

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司

巴中气田产能建设项目（一期）

环境影响报告书

（公示版）

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司

编制单位：中材地质工程勘察研究院有限公司



二〇二五年十二月

目 录

目 录.....	1
概 述.....	1
一、建设项目背景.....	1
二、本次评价内容和评价时段.....	1
三、建设项目的特点.....	2
四、环境影响评价工作过程.....	4
五、关注的主要环境问题.....	4
六、环境影响报告书的主要结论.....	5
1 总则.....	6
1.1 评价目的及原则.....	6
1.2 评价时段.....	8
1.3 编制依据.....	8
1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析.....	17
1.5 环境影响要素识别和评价因子确定.....	26
1.6 评价适用标准.....	33
1.7 评价工作等级和评价范围.....	40
1.8 环境保护目标与控制目标.....	50
2 区域开发现状及回顾性评价.....	53
2.1 巴中区块天然气储层特征简述.....	53
2.2 区块开发现状.....	55
2.3 已勘探开发工程环境影响回顾性分析.....	60
3 项目概况.....	76
3.1 项目基本情况.....	76
3.2 项目组成.....	80
3.3 钻前工程.....	83
3.4 钻井工程.....	84

3.5 完井工程.....	89
3.6 采气工程.....	92
3.7 集输工程.....	95
3.8 预处理系统.....	107
3.9 供、排水工程.....	108
3.10 供配电工程.....	109
3.11 道路工程.....	109
3.12 场站自动控制及防腐.....	109
3.13 场站放空系统设置.....	111
3.14 工程占地及土石方平衡.....	111
3.15 组织机构与定员.....	112
4 工程分析.....	114
4.1 施工期工程分析.....	114
4.2 运营期工程分析.....	149
4.3 退役期污染源及污染物排放情况.....	157
4.4 巴中气田产能建设项目（一期）产排污总体水平.....	158
4.5 温室气体排放量核算.....	161
4.6 平面布置合理性分析.....	161
5 项目建设区域环境概况及环境质量现状.....	164
5.1 自然环境概况.....	164
5.2 项目建设区域内环境敏感区分布情况.....	182
5.3 环境质量现状评价.....	185
6 施工期环境影响评价.....	227
6.1 施工期生态环境影响评价.....	227
6.2 施工期大气环境影响分析.....	234
6.3 施工期地表水环境影响分析.....	238
6.4 施工期地下水环境影响分析.....	244
6.5 施工期土壤环境影响分析.....	258

6.6 施工期声环境质量现状调查与评价.....	260
6.7 施工期固体废物环境影响分析.....	267
6.8 施工期敏感区环境影响分析.....	269
7 运营期环境影响预测与评价.....	283
7.1 运营期大气环境影响分析.....	283
7.2 运营期地表水环境影响分析.....	283
7.3 运营期地下水环境影响分析.....	284
7.4 运营期噪声环境影响分析.....	289
7.5 固体废物环境影响分析.....	290
7.6 运营期土壤环境影响分析.....	292
7.7 运营期生态环境影响分析.....	292
7.8 区域开发累积环境影响分析.....	296
8 环境风险评价.....	302
8.1 评价依据.....	302
8.2 风险潜势初判及等级划分.....	305
8.3 风险识别.....	311
8.4 环境风险源项分析.....	312
8.5 环境风险事故情形分析.....	313
8.6 环境风险预测与评价.....	317
8.7 环境风险防范措施.....	329
8.8 环境风险事故应急措施.....	338
8.9 环境风险评价小结.....	346
9 环境保护措施可行性论证.....	347
9.1 水污染防治措施.....	347
9.2 大气污染防治措施.....	359
9.3 噪声污染防治措施.....	361
9.4 固废污染防治措施.....	364
9.5 地下水污染防治措施.....	374

9.6 土壤污染防治措施	381
9.7 生态环境保护措施	385
9.8 环保设施及投资估算	390
10 清洁生产与总量控制	392
10.1 清洁生产分析	392
10.2 总量控制	394
11 环境管理及监测计划	396
11.1 企业环境管理现状	396
11.2 施工期环境管理建议	397
11.3 运营期环境管理建议	400
11.4 环境监测及环境保护监控计划	400
11.5 竣工环保验收	403
12 环境经济损益分析	404
12.1 社会效益分析	404
12.2 经济损益分析	404
12.3 环境经济损益分析	405
12.4 环保措施投资	406
12.5 环境经济损益分析小结	407
13 评价结论及建议	408
13.1 项目概况	408
13.2 项目相关政策、规划符合性	408
13.3 项目所处环境功能区、环境质量现状及存在的主要环境问题	409
13.4 环境经济损益分析	417
13.5 总量控制的建议	417
13.6 公众参与	417
13.7 建议	418

概述

一、建设项目背景

天然气是优质清洁能源，在世界普遍注重环境保护，在清洁化发展的大背景下，其需求量日益增加。我国正处于经济高速发展期，天然气需求迅猛增加，供应缺口日益扩大，天然气田勘探开发迫在眉睫。

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司主要在川西中浅层、川西须家河、川西海相、川东北陆相、川东北海相进行天然气（页岩气）勘探开发。为加快四川盆地川东北地区天然气、页岩气资源勘探力度，加快气田产能建设，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司拟部署巴中气田产能建设项目（一期），该区块位于川东北地区，天然气、页岩气资源丰富，勘探开发潜力大，是西南油气分公司陆相核心建产区块之一。

为适应气田产能开发的需求，进一步落实产能建设工程部署，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司拟部署巴中气田产能建设项目（一期），拟新建产能 $5.57 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，建设内容包括：项目拟部署钻井井场 17 座（新建 7 座，利旧 10 座，新建 34 口天然气开发井钻井）；平台井站 17 座（新建 39 口采气井，其中 34 口为本次钻井后新建采气井，5 口井为勘探井转采气井）；新建 8 条气田内部集输管线，管线共计 41.2km，最终依托花巴线与龙巴线外输，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。17 座平台井站中的 5 个井站（5 口井）已在前期单独开展勘探井钻井工程环评并取得批复，本次将其采气工程纳入区块评价内容，其产气规模纳入巴中气田产能建设项目（一期），钻井工程内容仍按照原设计和环评相关措施要求继续实施，本次不再重复评价。

本项目总投资***亿元，其中环保投资***万元。

二、本次评价内容和评价时段

（1）评价内容

1) 针对巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内已有井场建设情况、

环评批复执行情况、实际环境影响进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议；

2) 对巴中气田产能建设项目（一期）涉及的钻井井场和平台井站、新建气田内部集输管线、天然气回收装置等可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境以及声环境等带来的环境污染影响和环境风险影响进行全面分析评价，提出可行环保措施；

3) 针对利用原井站新建钻采工程的原井站的建设情况、环评批复执行情况、实际环境影响进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议；

4) 对巴中气田产能建设项目（一期）产能建设依托原井场、废水污染治理措施依托的污水处理站、回注站、固废处理措施依托的地方砖厂、水泥厂、危废处置资质单位等开展相关调查工作，分析评价依托处置规模合理性，工艺可行性，环保设施可依托性等，论证产能建设项目的可依托性；

5) 从区块整体开发层面分析天然气开发活动是否突破当地资源利用上线、环境质量底线，从环境保护角度分析区块产能建设项目区域环境的可承载性，进而从环境保护角度出发提出优化滚动开发时序和规模的建议。

（2）评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的有关规定，本次评价时段分施工期、运营期和退役期三个时段来开展环境影响评价。

三、建设项目的特点

本项目为天然气产能建设项目，其项目特点主要分为天然气的开采特点和井区产能建设项目特点两大类：

（1）天然气开采项目特点

①天然气开发建设项目兼具非污染生态影响和污染影响的特点。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面；污染影响施工期主要有钻井废水、试压废水、压裂返排液、废钻井泥浆、废钻井岩屑、钻井设备噪声、扬尘、钻井柴油机废气等；运行期主要有水套炉废气，采气废水、机泵、撬装设备等设备噪声，

清管废渣、废润滑油等。

②实施“工厂化”作业。采用丛式井钻井工艺，一个井场可以向不同方向钻多口水平井，大大减少了井场数量，较好地解决了占地多和地表植被破坏面积大的问题，管理方便；

③本工程建设内容多，工艺过程复杂。项目建设内容包括新井场、平台井站、管线工程以及配套的道路、供电、通讯等设施的建设工程，还包括依托现有井站进行扩建井场和井站。主要工艺过程包括钻井、井下作业、采气、天然气集输、压裂返排液、气田采出水储运、道路建设等。

④天然气区块项目不同于一般建设项目，具有分布区域广、污染源分散。从局部看，作为点源的井、井站工程对环境的影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场、井站等所构成的面源对环境的影响则比较显著。

⑤项目环境风险事故类型较多，主要有钻井过程中发生的井漏、泥浆泄漏；采气及井下作业发生的井喷、火灾、爆炸等引起的次生环境污染；天然气集输过程中的泄漏、火灾和爆炸，采气废水储运及处理过程中的事故等。

⑥实施清洁生产，绿色开发。针对钻井过程中产生的钻井废水、压裂返排液等采取“减量化、资源化循环利用、无害化”的措施实施清洁生产，钻井工程钻井废水和压裂返排液循环利用，无法利用的钻井废水经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注；无法回用的压裂返排液预处理后至区域回注井回注处置或由罐车转运至手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理达标后外排，井场现场无废水外排，可有效保护项目区域内的地表水、地下水和生态环境；

⑦推行钻井固体废物随钻清洁化处理技术，导管段采用清水钻井液钻井，一开及二开采用气体钻（一开泡沫钻、二开空气钻），备用水基泥浆钻井，气体钻井岩屑及水基钻井岩屑（Ⅱ类一般工业固废）采用制砖或制水泥等资源化利用方式处置；须家河组四段三开造斜及水平段采用油基钻井液，产生的油基钻屑（属HW08“废矿物油与含矿物油废物”中的072-001-08“以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的废弃钻井泥浆”）按照危废贮

存要求现场贮存（防渗、防风、防雨、防晒），岩屑罐装方式（避免跑冒滴漏）交由具有相应危废处置资质单位场外转运和最终妥善处置；

⑧采取工程措施有效控制甲烷逸散。针对甲烷逸散的问题，工程采取先配套建设地面采气撬装设备，然后进行试气、采气的方式，从而能够有效控制甲烷排放，既实现了资源回收利用，又较好地保护了环境。

（2）产能建设项目特点

***。

四、环境影响评价工作过程

根据《国民经济行业分类》（GBT4754-2017），本项目属于陆地天然气开采（B072）。根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》等相关法律法规的要求，拟建项目属于“五、石油和天然气开采业 07”中“0721 陆地天然气开采”，涉及环境敏感区（永久基本农田），应编制环境影响报告书。

2024年12月，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司委托中材地质工程勘察研究院有限公司（以下简称我公司）承担该工程的环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织环评技术人员进行现场踏勘和调查，收集资料，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。2025年6月取得第三方监测公司出具的环境质量现状监测报告。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上，对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价，并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求，在上述工作的基础上，编制完成了《巴中气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》。

五、关注的主要环境问题

根据天然气产能建设项目的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

***。

六、环境影响报告书的主要结论

巴中气田产能建设项目（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量以及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤以及大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范和环评要求完善环境风险事故防范措施和制定较详尽有效的环境风险事故应急预案，项目环境风险可防可控，环境可接受。

综上所述，本次巴中气田产能建设项目（一期）通过采取优化选址、严格落实本环评各项环保措施，项目建设无重大环境制约因素，项目建设环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着天然气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，从环境保护角度分析，巴中气田产能建设项目（一期）的建设是可行的。

本项目环评报告编制过程中得到了四川省生态环境厅、四川省环境工程评估中心、巴中市生态环境局、广元市生态环境局等相关职能部门以及中国石油化工股份有限公司西南油气分公司等单位领导和专家的大力支持和帮助，在此一并表示衷心的感谢！

1 总则

1.1 评价目的及原则

1.1.1 评价目的

本次环境影响评价是在对区域环境现状进行详细调查的基础上，通过对天然气开发施工期、运行期和退役期的环境影响进行预测与评价，从保护环境的角度评价本工程建设的可行性；参考其他井区天然气开发建设项目的实际影响，并根据巴中气田产能建设项目（一期）内单项工程（如井场井站、地面集输工程、环保工程、公用工程、辅助工程等）与不同的环境保护目标的关系，从单项工程和井区区域两个层面提出有针对性的保护措施、缓解措施；同时根据工程滚动开发建设的性质，结合在施工期对环境的影响的主要特点，提出施工期环境管理、跟踪监测计划；根据环境风险评价结果，提出施工期和运行期的环境风险防范措施；使工程建设对环境产生的不利影响降到最低程度；为工程的设计、建设及运行期的环境管理提供科学依据，做到经济建设与环境保护协调发展。

1.1.2 评价原则

（1）依据国家及地方有关环保法规产业政策、环境影响评价技术规定以及环评执行标准，以预防为主，防治结合，清洁生产，全过程控制的现代环境管理思想和循环经济理念为指导，全面落实科学发展观，切实加强天然气矿产资源开发环境保护，构建和谐，结合天然气开发建设特征和区域环境特点，力求客观，公正地进行环境影响评价工作。

（2）根据本项目的特点，评价工作以单项工程分析为龙头，以控制污染排放、生态保护和钻井废水、压裂返排液、采气废水、钻井岩屑资源化利用为重点，重点对施工、运营期的各环境要素的环境影响进行分析、预测评价，并提出相应的防治措施。现状评价以环境监测数据为依据，预测模式选取实用可行，治理措施可操作性强，结论准确。报告书编写力求简洁、明了、重点突出。

（3）环境影响评价的最终落脚点是生态环境的保护和污染的防治，所以，

本评价中除了加强工程分析，做好环境影响的预测和分析外，更要注重生态环境保护污染防治措施的分析，提出切实可行的综合防治措施，为下步工程设计和环境管理提供科学的依据，便于今后项目的事中事后环境管理。

1.1.3 评价总体构思

（1）本项目仅为新井、井站、设备、管道及其配套工程，不涉及回注井工程，本次环境影响评价工作按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求开展。

（2）由于保障区块已建井组已按开发井形式单独开展环境影响评价工作，按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，重点回顾区块开发现状、生态影响及污染物产生情况、环境保护措施落实情况、存在的环保问题等。

（3）由于项目涉及多个场地，根据各单项工程特点、所在地区的环境特征以及各环境要素导则评价等级判定技术方法，本次评价按各场地分别判定评价工作等级，并按相应等级开展评价工作，报告书总体等级以各单项工程最高评价等级确定。

（4）基于巴中区块已实施井组实际产排污资料、环境影响跟踪监测资料、环保措施有效性调查资料，开展本次项目工程分析、产排污分析和环保治理措施有效性评价工作。

1.1.4 评价内容

巴中气田产能建设项目（一期）建设内容主要包括：项目拟部署钻井井场 17 座（新建 7 座，利旧 10 座，新增钻井 34 口井）；平台井站 17 座（17 座为本次钻井井场转平台井站，共 39 口采气井，其中 5 口井为利旧井场的勘探井转正式采气）；新建 8 条气田内部集输管线，管线共计 41.2km，最终依托花巴线与龙巴线外输，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。建设内容主要包括钻井工程（含钻前工程、钻井工程、压裂测试）、采气工程、集输管线工程三部分，本次评价的具体评价内容和评价时段如下：

①对巴中气田产能建设项目（一期）涉及的 17 座钻井井场和 17 座平台

井站、新建 8 条气田内部集输管线等可能会对区域内的环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境以及声环境等带来的环境污染影响和环境风险影响进行全面深入的分析、预测和评价，突出区域开采累积性影响分析，同时结合项目选址的合理性和区域“三线一单”管控要求，论证产能建设项目的环境可行性。

②对巴中气田产能建设项目（一期）产能建设依托原井场、已建管线、废水污染治理措施依托的污水处理厂、回注井站、固废处理措施依托的地方砖厂、水泥厂、危废处置资质单位等开展相关调查工作，分析评价依托处置规模合理性，工艺可行性，环保设施可依托性等，论证产能建设项目的可依托性。

③针对利用原井场新建钻井工程或采气工程的原井场的建设情况、环评批复执行情况、实际环境影响进行回顾性调查，对存在的环境问题提出整改措施建议。

④从井区整体开发层面分析天然气开发活动是否突破当地资源利用上线、环境质量底线，从环境保护角度分析井区产能建设项目区域环境的可承载性，进而从环境保护角度出发提出优化滚动开发时序和规模的建议。

1.2 评价时段

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2023)中的有关规定，本次评价时段分施工期、运行期和退役期三个时段来开展环境影响评价，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.3 编制依据

1.3.1 任务依据

巴中气田产能建设项目（一期）环境影响报告书的委托书，2024 年 12 月 23 日。

1.3.2 环境保护法律和法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修正）；

- (3) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.6.5 实施）；
- (4) 《中华人民共和国森林法》（2019.12.28 修订，2020.7.1 实施）；
- (5) 《中华人民共和国水法》（2016.7.2 修订）；
- (6) 《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26 修订，2020.1.1 实施）；
- (7) 《中华人民共和国节约能源法》（2018.10.26 修订）；
- (8) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月）；
- (9) 《中华人民共和国农业法》（2012.12.28 修订，2013.1.1 实施）
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10.26 修订）；
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》（2010.10.25 修订，2011.3.1 实施）；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.2.29 修正，2012.7.1 施行）；
- (13) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订，2020.9.1 实施）；
- (14) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27 修订，2018.1.1 实施）；
- (15) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）；
- (17) 《中华人民共和国文物保护法》（2017.11.4 修订，2017.11.5 实施）；
- (18) 《中华人民共和国长江保护法》（2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，2021 年 3 月 1 日施行）；
- (19) 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月）；
- (20) 《中华人民共和国河道管理条例》（2017 年 10 月 1 日修订）；
- (21) 《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）；
- (20) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；
- (21) 《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）；
- (22) 《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）。

1.3.3 行政法规与国务院发布的规范性文件

- (1) 《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31号，1996.8）；
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号，2017.6.21 通过常务会议，2017.10.1 施行）；
- (3) 《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号，2000.11.26）；
- (4) 《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推进清洁生产意见的通知》（国发〔2003〕100 号，2003.12.17）；
- (5) 《中华人民共和国自然保护区条例》(2017.10.7 修订)；
- (6) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2021〕33 号，2022.01.24）；
- (7) 《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）；
- (8) 《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011.3.5 实施）；
- (9) 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号，2013.9.10）；
- (10) 《全国生态保护与建设规划》（2013—2020 年，2013.10）；
- (11) 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号，2015.4.2）；
- (12) 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号，2016.5.28）；
- (13) 《关于印发《“十四五”生态保护监管规划》的通知》（环生态〔2022〕15 号）；
- (14) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016.2.6 修订）；
- (15) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7 修订）；
- (16) 《地下水管理条例》（2021 年 12 月 1 日）；
- (17) 《中共中央办公厅 国务院办公厅关于印发〈天然林保护修复制度方案〉的通知》（厅字〔2019〕39 号）；
- (18) 《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤〔2021〕120 号）；
- (19) 《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；
- (20) 《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（2021 年 12 月

30日）。

1.3.4 部门规章与部门发布的规范性文件

(1) 《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）；

(2) 《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）；

(3) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；

(4) 《自然资源部办公厅 关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕1280号）；

(5) 《自然资源部 关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89号）；

(6) 《关于进一步加强建设项目环境保护管理工作的通知》（环发〔2001〕19号，2001.2.21）；

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

(8) 《环境影响评价公众参与办法》（2018年7月16日）；

(9) 《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号，2015.6.5）；

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

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

(12) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07实施）；

(13) 《产业结构调整指导目录（2024年本）》（2024.2.1施行）；

(14) 《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》（环办〔2013〕103号）；

(15) 《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办〔2014〕48号）；

- (16) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30号）；
- (17) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部令第16号，2021.1.1起施行）；
- (18) 《国家危险废物名录》（环境保护部令第15号，2021.1.1起施行）；
- (19) 《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017.2.7）；
- (20) 《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号）；
- (21) 《国家重点生态功能保护区规划纲要》（环发〔2007〕165号）；
- (22) 《全国生态功能区划（修编版）》（环境保护部、中国科学院公告2015年第61号）；
- (23) 《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》（环发〔2013〕16号）；
- (24) 《关于推进污水资源化利用的指导意见》（发改环资〔2021〕13号）；
- (25) 《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区符合划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188号）；
- (26) 《关于推行清洁生产的若干意见》（环控〔1997〕232号）；
- (27) 《国家重点保护野生动物名录》（2021.2.5）；
- (28) 《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号，2021.9.8）；
- (29) 《长江经济带发展负面清单指南（试行）》（长江办〔2022〕7号）；
- (30) 《强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案》（国办函〔2021〕47号）；
- (31) 《甲烷排放控制行动方案》（生态环境部等11部门环气候〔2023〕67号）；

- (32) 《危险废物排除管理清单（2021年版）》（2021年12月3日）；
- (33) 《危险废物转移管理办法》（2022年1月1日）；
- (34) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021年12月22日）。

1.3.5 地方行政规章及规范性文件

- (1) 《四川省重点保护野生动物名录》（1990.3.12）；
- (2) 《四川省新增重点保护野生动物名录》（2000.9.13）；
- (3) 《四川省基本农田保护实施细则》（1996.2.29）；
- (4) 《四川省环境保护条例》（2017年9月22日修订）；
- (5) 《四川省危险废物污染环境防治办法》（2004.1.1）；
- (6) 《四川省生态功能区划》，2010年；
- (7) 《关于进一步加强我省农村饮用水水源保护区环境保护工作的通知》（川环办发〔2011〕98号）；
- (8) 《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》（2012.7.27）；
- (9) 《四川省〈中华人民共和国水土保持法〉实施办法》（2012.12.1）；
- (10) 《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》（川办发〔2013〕32号）；
- (11) 《四川省灰霾污染防治实施方案》（川环发〔2013〕78号）；
- (12) 《四川省固体废物污染环境防治条例》（2018.7.26修订）；
- (13) 《中共四川省委关于制定四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》（2020年12月4日）；
- (14) 《四川省“十四五”生态环境保护规划》（2022.1.17）；
- (15) 《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9号）。
- (16) 《四川省自然资源厅关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）；

- (17) 《四川省饮用水水源保护管理条例》（2019年修订）；
- (18) 《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（川水函〔2017〕482号）；
- (19) 《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》（川长江办〔2019〕8号）；
- (20) 《四川省人民政府办公厅关于进一步加强天然林保护的通知》（川办函〔2016〕91号）；
- (21) 《四川省沱江流域水环境保护条例》（2019年）；
- (22) 《四川省天然林保护修复制度实施方案》（川林规发〔2020〕22号）；
- (23) 《广元市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（广府办函〔2024〕26号）；
- (24) 《巴中市生态环境保护委员会办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（巴中市生态环境保护委员会办公室，2024.2.27）；
- (25) 《四川省环境保护厅关于发布《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》的公告》（2018年第3号）；
- (26) 《四川省生态环境厅办公室关于印发〈产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）〉和〈项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）〉的通知》（川环办函〔2021〕469号）；
- (27) 《广元市“十四五”生态环境保护规划》（广府发〔2022〕17号）；
- (28) 《巴中市“十四五”生态环境保护规划》（巴府发〔2021〕19号）；
- (29) 《四川省水资源条例》（2024.4.3修订）；
- (30) 《四川省国土空间规划》（2021—2035年）；
- (31) 《巴中市国土空间总体规划（2021—2035年）》（川府函〔2024〕65号）；
- (32) 《广元市国土空间总体规划（2021—2035年）》（川府函〔2024〕

57号）。

1.3.6 环境影响评价技术规范

- (1) 《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016），2017.1.1；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），2018.12.1；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），2019.3.1；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），2016.1.1；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），2021.12.24；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），2022.1.15；
- (7) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），2019.3.1；
- (8) 《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），2019.7.1；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）；
- (10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）；
- (11) 《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；
- (12) 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）
- (13) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- (14) 《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）。

1.3.7 石油天然气行业技术规范

- (1) 《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283—1997）；
- (2) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；
- (3) 《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）；
- (4) 《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；
- (5) 《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）；
- (6) 《井下作业安全规程》（SY/T 5727-2020）；
- (7) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T 6125-2024）；

- (8) 《油气井井喷着火抢险作法》（SYT6203-2024）；
- (9) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）；
- (10) 《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）；
- (11) 《油井井下作业防喷技术规程》（SY/T 6120-2013）；
- (12) 《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY_T5225-2019）；
- (13) 《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY/T 5225-2019）；
- (14) 《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；
- (15) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；
- (16) 《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；
- (17) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）；
- (18) 《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；
- (19) 《气田水注入技术要求》（SY-T6596-2016）；
- (20) 《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）；
- (21) 《天然气》（GB17820-2018）；
- (22) 《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022）；
- (23) 《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016；
- (24) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）；
- (25) 《天然气开采含油污泥综合利用后剩余固相利用处置标准》（DB51/T 2850—2021）；
- (26) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SYT7482-2020）。

1.3.8 项目资料

- (1) 《关于下达巴中气田产能建设项目（一期）区块环评任务的通知》

（西南油气开（2024）303号）；

（2）《巴中气田产能建设项目（一期）地面工程方案》（2025年5月）；

（3）《巴中气田产能建设项目（一期）钻完井工程环评方案》（2024年4月）；

（4）《巴中气田产能建设项目（一期）开发方案--气藏地质》（2024年4月）；

（5）《元陆171井天然气组分分析检测报告》（2021年6月22日）等。

1.4 产业政策、规划、选址、资源环境生态红线适应性分析

1.4.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录》的符合性

本项目系天然气勘探开发中的天然气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》规定第一类鼓励类中的第七条第一款（石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发），因此本项目建设符合国家产业政策。

本项目不属于国务院规定关停的15类严重污染环境的“十五”小项目，不属于列入《第一批严重污染环境（大气）的淘汰工艺与设备名录》、《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》的项目，因此本项目不违反国家有关产业政策。

（2）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》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

***，综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

（3）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

***，通过将本项目工程内容、环保措施内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理四

大项十三小项内容进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（4）与《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）

根据《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号），“严格永久基本农田占用与补划。已划定的永久基本农田，任何单位和个人不得擅自占用或者改变用途。非农业建设不得‘未批先建’。能源、交通、水利、军事设施等重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，经依法批准，应在落实耕地占补平衡基础上，按照数量不减、质量不降原则，在可以长期稳定利用的耕地上落实永久基本农田补划任务”，本项目属于能源重大建设项目，选址难以避让永久基本农田，在施工前将依法办理永久基本农田占用相关手续，同时落实耕地占补平衡、数量不减、质量不降等要求，项目符合《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）相关要求。

（5）与《地下水管理条例》符合性分析

***，由上述分析可知，本项目建设符合《地下水管理条例》（2021年）中的相关要求，与该管理条例不相违背。

1.4.2 规划符合性分析

（1）与能源发展规划符合性分析及矿产资源规划符合性分析

①与《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）符合性分析

根据《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》中提及“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标是——**能源保障更加安全有力**。到2025年，国内能源年综合生产能力达到46亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在2亿吨水平，天然气年产量达到2300亿立方米以上，发电装机总容量达到约30亿千瓦，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。重点城市、核心区域、重要用户电力应急安全保障能力明显提升。

本工程属于天然气开发项目，符合《国家发展改革委关于印发“十四五”

现代能源体系规划》。

②与《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》，实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到 630 亿立方米。大力推进天然气（页岩气）勘探开发，完善资源开发利益共享机制，加快增储上产，重点实施川中安岳、川东北高含硫、川西致密气等气田滚动开发，加快川南长宁、威远、泸州等区块页岩气产能建设。优化城乡天然气输配网络，加快重点区域天然气长输管道建设，延伸和完善天然气支线管道，天然气管道达到 2.25 万公里以上，年输配能力达 700 亿立方米。

本项目为天然气开发产能建设工程，位于四川省巴中市及广元市，符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

③与《四川省“十四五”能源发展规划》（2022 年）符合性

根据《四川省“十四五”能源发展规划》，大力推进天然气(页岩气)勘探开发，实施国家天然气(页岩气)千亿立方米级产能基地建设行动方案，建成全国最大的现代化天然气(页岩气)生产基地。加大德阳—安岳古裂陷周缘、川中下古生界—震旦系、下二叠统、川西雷口坡组、川南五峰组—龙马溪组层系勘探力度。加快川中下古生界—震旦系气藏、川西和川中致密气藏、川东北高含硫气田、川西致密气田以及长宁、威远、泸州等区块产能建设，稳定主产区产量，开发接续区块。到 2025 年，天然气(页岩气)年产量达到 630 亿立方米。

巴中气田产能建设项目（一期）属《四川省“十四五”能源发展规划》规划的常规天然气勘探开发项目，项目建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》规划要求。

④与《四川省矿产资源总体规划（2021—2025）》及其规划环评的符合性分析

***，四川省自然资源厅组织编制了《四川省矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》，2022 年 7 月生态环境部正式印发《关于〈四川

省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》的审查意见》（环审〔2022〕105号）。项目与《四川省矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表 1.4-4。

综上所述，项目建设与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》及其规划环评相符合。

（2）与长江经济带生态保护要求的相关规划符合性

①与《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）的符合性分析

根据《长江经济带生态环境保护规划》中第六条指出：“全面推进环境污染治理，建设宜居城乡环境专栏”，该条要求中提出改善城市环境质量，推进成渝城市大气污染防治。增加天然气的开发程度，提供天然气供应量，有利于加速产业升级和能源结构的调整，本项目属于天然气开发项目，天然气主要供应巴中、广元两大城市，项目的建设能够改善成渝地区区域大气环境质量，符合《长江经济带生态环境保护规划》要求。

②与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022版）》的符合性分析

按照《四川省长江经济带发展负面清单实施细则（试行）》中对建设项目提出了一系列的管控相关要求。本工程属于天然气开发项目，项目井场、井站、管线均未占用和穿越自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水源保护区、水产种质资源保护区、国家湿地公园等敏感区域，不位于《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区范围内，也不位于《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区范围内；本项目属于《产业结构调整指导目录》（2024年本）中鼓励类项目，不属于化工园区和化工项目，不属于尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库项目，也不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目；项目不在生态保护红线范围内，本项目现阶段占用部分永久基本农田，但项目属于清洁能源类民生工程，各单项工程实施前，建设单位将按照相关要求办理相关用

地手续，因此，项目不属于《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022版）》中禁止建设的项目，工程的建设符合《长江经济带发展负面清单指南（试行）》及《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022版）》要求。

（3）与《四川省“十四五”生态环境保护规划》的符合性

四川省“十四五”生态环境保护规划针对天然气开发指出：“加快推进天然气（页岩气）勘探开发，建成全国最大的天然气（页岩气）生产基地。”“推动国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地绿色化发展。加快天然气输气管道和储备设施建设。以川中安岳及川东北高含硫天然气、川西致密气、川南页岩气等气田为重点，强化气田开发的环境管理，推动甲烷减排和回收利用，提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置，强化地下水污染防治，重视废水回注过程中的环境风险控制。鼓励非常规天然气清洁开发、污染治理等技术的研究和应用，加快制定符合区域实际的非常规天然气开采的环境政策、标准及污染防治技术规范。促进天然气资源综合利用，支持天然气主产地高质量发展绿色精细化工产业。”本项目属于天然气气田区块开发产能建设项目，项目实施过程中严格按照相关要求落实环保措施，并积极回收测试过程中的甲烷，运营期事故检修放空天然气经点燃后排放，减少甲烷的产生；油基泥浆钻井过程中油基泥浆循环使用，油基岩屑外委具有危废资质单位处理，得到了妥善的处置；钻井实施过程中，加强了地下水污染防治措施，进行分区防渗，能够有效地避免钻井过程中对地下水的污染，项目的实施与符合四川省“十四五”生态环境保护规划相关要求。

（4）与生态功能区划的符合性

①与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》的符合性

根据《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46号），本项目所在地属国家重点开发区域，不属于重点生态功能区。根据调查，项目占地不涉及国家级自然保护区、世界文化遗产、国家风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园，因此本项目符合通知要求。

②与《四川省生态功能区划》的符合性分析

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地属于“四川盆地亚热带湿润

气候生态区、I-2 盆中丘陵农林复合生态亚区、I-2-2 渠江农业生态功能区”。

I-2-2 渠江农业生态功能区主要生态服务功能为农产品提供功能，人居保障功能，土壤保持功能；生态保护与发展方向为：“发挥区域中心城市辐射作用,改善人居环境。巩固长江上游防护林成果。加强水利设施建设,增加保水功能,保护耕地。优化农业结构,发展节水型农业,发展绿色食品产业,发展桑蚕养殖及其加工业。改善农村能源结构,发展沼气等清洁能源。建设现代轻纺、食品、石化工业基地和茶叶生产基地。严防资源开发造成的环境污染和生态破坏,限制高耗水产业,防治农村面源污染和水环境污染,保障饮用水安全”。

本项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省生态功能区划》要求。

(5) 国土空间规划的符合性分析

①项目与《四川省国土空间规划（2021—2035年）》符合性分析

《四川省国土空间规划（2021—2035年）》中提出：“统筹建设水电、天然气、页岩气、煤层气等清洁能源开发及输配工程，加快推进川渝千亿方天然气基地、川渝 1000 千伏特高压交流工程等项目建设”，本项目属于巴中气田产能建设工程，符合《四川省国土空间规划》（2021—2035年）相关要求。

②项目与《巴中市国土空间总体规划（2021—2035年）》符合性分析

《巴中市国土空间总体规划（2021—2035年）》提出：强化矿产资源开发预控，落实国家能源资源基地“四川盆地涪陵油气”面积 2994.67 平方千米，国家规划矿区“四川绵阳—成都—南充油气”面积 60.93 平方千米，“四川盆地广元—达州油气”覆盖巴中市全域，“四川南江尖山—旺苍大河坝石墨矿”面积 105.26 平方千米。严格按照《中华人民共和国矿产资源法》《巴中市矿产资源总体规划》等相关法律和规划进行管控。本项目属于天然气清洁能源项目，为国家重点勘查矿种，项目的建设有利于保障国家能源安全与矿业发展，符合《巴中市国土空间总体规划》（2021—2035年）相关要求。

②项目与《广元市国土空间总体规划（2021—2035年）》符合性分析

《广元市国土空间总体规划（2021—2035年）》提出：第 120 条 建设国家级能源资源基地，落实国家级能源资源基地 1 处，即省级矿产规划在广元

划定的四川盆地涪陵天然气国家级能源资源基地。打造新型现代化资源高效开发利用示范区，优化布局，提高门槛，优化资源配置，推动规模开发、集约利用，积极为国家能源资源基地建设提供保障服务，提升国家资源安全保障水平。本项目属于天然气清洁能源项目，为国家重点勘查矿种，项目的建设有利于保障国家能源安全与矿业发展，符合《广元市国土空间总体规划》（2021—2035年）相关要求。

1.4.3 与“生态环境分区管控”符合性分析

本次评价按照四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分析技术要点(试行)》和《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点(试行)》的通知开展本项目与“三线一单”的符合性分析。

(1) 项目所在环境管控单元

根据《广元市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（广府办函〔2024〕26号）、《巴中市生态环境保护委员会办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（巴中市生态环境保护委员会办公室，2024.2.27）可知，本项目各工程内容位于广元市一般管控单元及巴中市要素重点管控单元、一般管控单元内，涉及的广元市一般管控单元为：苍溪县一般管控单元（ZH51082430001）；涉及的巴中市一般管控单元为：恩阳区一般管控单元（ZH51190330001）；涉及的巴中市要素重点管控单元为：巴州区要素重点管控单元（ZH51190220007）、恩阳区要素重点管控单元（ZH51190320005），项目与巴中市及广元市环境管控单元位置关系图见附图 1-8。

巴中气田产能建设项目（一期）区块不涉及生态保护红线，项目工程选址均已避让生态保护红线，本项目与生态保护红线最近距离为 3.8km，即本次元陆 172-1H 平台井站东南侧距离四川驷马河国家级湿地公园、盆中城市饮用水源-水土保持生态保护红线 3.8km。

此外，本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、湿地公园、水产种质资源保护区等生态敏感区。因此项目与生态保护红线的相关规定不相违背。

表 1.4-6 环境管控单元管控区情况统计表

序	管控	综合管控单元名称	要素管控单元名称	涉及单项工程
---	----	----------	----------	--------

号	单元类型			
1	要素重点管控单元	巴州区要素重点管控单元 (ZH51190220007)	巴州区大气环境布局敏感重点管控区、巴河-巴州区-金碑-控制单元	元陆 35-1H、元陆 175-1H、元陆 176-1H、元陆 178-1H、元陆 172-1H、元陆 406H
2		恩阳区要素重点管控单元 (ZH51190320005)	恩阳区大气环境布局敏感重点管控区、恩阳河-恩阳区-小元村-控制单元	元陆 405H、元陆 177-1H、元陆 407H、元陆 410H、
3	一般管控单元	苍溪县一般管控单元 (ZH51082430001)	恩阳河-苍溪县-小元村-控制单元、苍溪县大气环境一般管控区	元陆 408-1H
4		恩阳区一般管控单元 (ZH51190330001)	大坝河-恩阳区-鳌溪-控制单元、恩阳区大气环境一般管控区	元陆 3-1H、元陆 33-1H、元陆 409H、元陆 411H、元陆 412-1H、

(2) 与生态环境准入清单的符合性分析

根据项目所在地所属环境管控单元的生态环境准入清单，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发效率四个维度，论述项目的符合性，项目与生态环境准入清单及管控要求符合性分析表见下表。

1.4.4 选址环境合理性分析

(1) 总体规划的相容性分析

本项目所在区域巴中市巴州区和恩阳区、广元市苍溪县各区县城市总体规划区域以及各城镇总体规划内，不属于城镇用地，项目所在地为农村地区，主要发展农业、矿产品提供，项目不违背当地地方城镇发展规划要求。

(2) 选址的环境敏感性分析

地下天然气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置，然后通过人为的方式使井口满足相应的环保要求。

针对区块范围内分布的环境敏感区采取绕避措施，本次巴中气田产能建设项目（一期）部署的井场井站、采输气管线以及配套道路工程等均不与上

述环境敏感区空间重叠，符合四川省生态环境分区管控的相关要求。本次产能建设所涉及的各项工程不涉及保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区，无珍稀野生保护动物栖息地，无医院、学校等环境敏感目标，确保各单项工程项目选址周边无环境限制因素。

（1）井站或井场选址环境合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m”。本项目井场井口周边 100m 范围内无居民。井口周边 200m 范围内无铁路及高速公路分布，井口 500m 范围内无医院、学校等人口密集区，所在区域无地下矿产开采区，项目满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）行业标准要求。

（2）管线选线环境合理性分析

拟建集输管线沿线不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地等环境敏感区，线路沿线地形起伏相对较小，尽可能避开了滑坡、崩塌等地质灾害频发、易发段。管线尽量绕避了森林植被集中分布区，穿越的森林植被多为稀疏分布的人工林或半人工林，不涉及原始林，尽量避免了开山毁林。

拟建集输管线在选线阶段已尽可能避让了永久基本农田，由于线路须避让较差地质条件、相关城镇规划以及森林植被集中分布区等原因，部分集输管线路由无法避让永久基本农田，但项目管线均为临时占地，不修建永久性建（构）筑物，经复垦能恢复原种植条件，同时按法定程序在施工前应申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。

本项目管线总体位于农村，不涉及集镇和学校、幼儿园等集中式敏感点。从环境保护目标统计表（表 1.9-5）中可以看出管线设计符合《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）的相关要求。

通过上述绕避和撤离措施后，本次产能建设所涉及的各项工程不涉及环境敏感区，各单项工程选址无环境限制因素。

（3）产业布局的合理性

鉴于开采的天然气不含硫，井站内气液分离处理后可直接供用户使用，属清洁能源的气质特性，天然气产能建设项目主要以打井开采和外输为主，根据区域地层应力、地质断层结构分布等，本次产能建设项目采用网格布点原则，覆盖产能调动区域；根据各井场井站位置以及开发时序，分批分段，采用就近原则接入集气管线，充分利用产能井、接替井产能，调动集气管线输气能力。巴中区块产能建设项目（一期）开发产业结构简单，满足天然气开采分散布置，集中处置基本原则，井区产业结构设置合理。

（4）环境影响的可接受分析

通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，根据环境影响预测评价与分析以及区域内已实施井环境影响程度，巴中气田产能建设项目（一期）按照既定开发时序和开发强度建设，不改变区域环境功能，项目建设产排污以及资源依托均在当地区域资源、环境质量（地表水、地下水、土壤、环境空气）、社会环保基础设施资源（钻井固废依托地方砖厂综合利用和危废资质单位专业委托处置）可承载范围内，环境影响在当地环境可接受范围内。

（5）环境风险的防范和应急措施有效性分析

环境风险的防范和应急措施主要根据相关行业规范、环评导则要求，结合项目区内环境敏感区分布情况提出，并充分借鉴区域内已投产的工程采取的环境风险防范及应急措施实际操作经验，环境风险的防范和应急措施能够满足环境风险防范要求，应急措施能够最大程度将风险事故的环境影响降低到可接受程度，总体有效，本次产能建设项目环境风险可防可控。

综上所述，巴中气田产能建设项目（一期）所涉及的各项工程无环境限制因素，项目选址合理、可行。

巴中气田产能建设项目（一期）地理位置图见附图 1-1，巴中气田产能建设项目（一期）与四川省生态红线范围位置关系图见附图 1-8。

1.5 环境影响要素识别和评价因子确定

鉴于天然气开发项目建设特点，本次巴中气田产能建设项目（一期）采取“总体部署，滚动实施”方式进行，对各单项工程项目分为施工期、运营期和退役期，对井区整体来说不同单项工程项目的施工期、运营期和退役期交错同时存在，重点是施工期和运营期的环境影响，故本评价环境影响要素识别从单项工程项目环境影响开展识别。

1.5.1 环境影响要素识别

巴中气田产能建设项目（一期）施工期的环境影响主要为 17 座井场钻前工程、钻井工程、完井工程、17 座平台井站建设、8 条 41.2km 的集输管道的施工过程。钻前工程、采气站和集气管网施工过程中由于场地平整、进站道路、运输车辆、施工作业带的整理、管沟的开挖、布管等施工活动对周围环境产生的不利影响：一是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；二是在施工过程中产生的“三废”排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。此外，钻井工程阶段，钻井、固井、完井和压裂过程将会产生钻井废水、钻井废弃泥浆、压裂返排液、钻井岩屑等污染物，这些污染物必须得到有效的环保处置，否则将会对当地环境产生很大的环境影响。

运行期，正常情况下排污主要来自井场、井站等工艺过程中产生的少量废气、采气废水、生活垃圾等。

本项目施工期和运行期的环境影响要素识别情况如下：

（1）施工期影响

①施工期非污染生态环境影响

工程施工期间对生态环境的影响主要表现为钻前工程、地面采气场站及管线建设工程土石方开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变，生物量和生产力的变化，由此引发的区域生态环境破坏；施工中临时道路、临时施工场地占用耕地、林地及其他土地导致农业、林业生态系统发生较大变化；管线穿越河流等产生的弃渣和施工行为对当地地表水环境质量的影响，若处置不当，会造成新的水土流失，增加区域内的水土流失量，加剧环境的破坏。

②施工期污染影响

本工程施工期废水主要来自钻井废水、压裂返排液、施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装之后清管试压排放的废水；施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械柴油机排放的烟气；施工期产生的固体废物主要为钻井废弃泥浆、废油、钻井岩屑、生活垃圾、工程弃渣和施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如钻机、振动筛、压滤机、离心机、挖掘机、压裂车等，其强度在 75dB(A)~95dB(A)。

③事故状态

事故状态的环境影响包括可燃气体遇火爆炸冲击波、废渣罐等一旦发生泄漏而引发的事故风险，将会对周围水环境、生态环境和人员造成影响，同时还涉及社会经济等问题。

（2）运行期环境影响

天然气产能建设运行期间对环境的影响分为正常和事故两种情况。

①正常工况

正常运行状况下，天然气开采从井口→集输管线→集气站→阀室→外输干线外输，全线采用密闭输送，正常情况下没有污染物排放，且工程自动化程度较高。因此，运行期主要废气污染源为水套炉废气无组织排放的少量有机类废气；主要废水污染源为各井站气液分离产生的采气废水。井场、井站设备噪声对厂界声环境质量的影响。

非正常工况时，系统超压和井站检修时经放空装置点火燃烧后排放的废气、排放噪声对大气环境和声环境的影响。

1) 污废水

运行期间产生的污废水主要来自 17 座平台井站气液分离器分离的集输气中携带的井下采气废水和值班人员生活污水。

2) 固体废物

运行期间产生的固体废物主要来自各井站清管和设备检修时产生的废渣和值班人员生活垃圾等。

②事故状态

事故状态下，一旦井场、井站、集气管道发生泄漏，将会对环境空气造成影响，若发生火灾爆炸还对周围的土壤、动植物、人群等造成破坏。

（3）退役期环境影响

各种生产、生活设施相继拆除和停用，拆除过程中会产生施工噪声和固体废物，当完成拆除和地表恢复后，由于采用水泥封井措施，将不会有废气产生。采取生态恢复措施以后，环境空气、水质和土壤等将逐渐恢复。

本项目建设、运行及退役期环境影响因子和影响因素识别结果统计情况见表 1.5-1。

表 1.5-1 本项目环境影响要素识别结果统计表

时段	环境影响因素		主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他	
施工期	废气	施工扬尘、道路扬尘	TSP	-	√									
		施工机械和运输车辆尾气	NO _x 、CO 等	-	√									
	废水	施工废水	SS	-		√								
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-		√	√							
	噪声	施工机械、运输车辆等噪声	等效声级	-				√						
	固废	土石方、建筑垃圾	/	-			√		√	√				
		生活垃圾	/	-										√
	生态	钻井井场、进场道路、表土堆场、放喷池及生活区占地	占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	-					√	√	√	√		
	其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++										√
		交通	短时间阻断交通	-										√
	钻井工程	废气	备用柴油发电机废气	TSP、NO _x	-	√								
			油基泥浆钻井过程有机废气	VOCs		√								

地面集输工程	废水	测试放喷废气	NO _x	-	√									
		气体钻粉尘	TSP	-	√									
		气体钻降尘水	SS	-		√	√		√					
		钻井废水	COD、TDS、石油类、Cl ⁻	-		√	√		√					
		洗井废水	COD、TDS、石油类、Cl ⁻	-		√	√		√					
		方井雨水	COD、TDS、石油类、Cl ⁻			√	√		√					
		压裂返排液	COD、TDS、石油类、Cl ⁻	-		√	√		√					
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-		√	√							
		固废	岩屑、废泥浆	/	-			√		√	√			
			废油	/	-			√		√				√
	废包装材料		/	-									√	
	生活垃圾		/	-									√	
	噪声	柴油机、压裂泵等噪声	/	-				√						
	风险	井喷、井漏	CH ₄	-	√	√	√							
	生态	井场及井场道路占地	永久占地、动植物影响	-					√	√	√	√		
	其它	废气	施工机械和车辆尾气	NO _x 、CO、烃类	-	√								
			焊接烟尘	烟尘	-	√								
		废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-		√	√						
			管道试压排水	悬浮物	-		√							
		固废	施工废渣	/	-			√		√	√			
清管试压废渣			灰尘和铁锈等	-									√	
定向钻废弃泥浆			泥浆	-		√	√		√				√	
生活垃圾			/	-									√	
噪声		施工机械和车辆噪声	/	-				√						
生态		井站建设	水土流失、动植物影响	-					√	√	√	√		
	管道敷设、施工便道	临时占地、破坏土壤和植被、影响农业生产、改变自然景观、引起水土流失	-					√	√	√	√			
其它	雇用当地劳动力	对当地社会经济的拉动	+									√		
	交通	短时阻断交通	-									√		

运行期	平台井站、内部集输工程	废气	检修、事故放空	CH ₄ 、NO _x	-	√									
			水套炉废气、无组织有机废气	VOC _s		√									
		废水	采气废水	COD、TDS、石油类、Cl ⁻	-		√	√		√					
			生活废水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-		√	√							
		固废	清管、检修废渣	氧化铁等机械杂质	-			√		√	√				
			生活垃圾	/	-			√		√	√				
			废分子筛（平台井站脱水撬）	/	-										√
			废惰性瓷球（平台井站脱水撬）	/	-										√
			过滤器滤芯及杂质（平台井站脱水撬）	/	-										√
		噪声	设备及气流噪声、泵注噪声	/	-				√						
		风险	井站天然气泄漏	CH ₄	-	√									
			管道破损天然气泄漏	CH ₄	-	√									
			储液罐破裂、转运事故	COD、石油类、Cl ⁻	-		√	√		√					
		退役期	废弃管道设备锈蚀、固废	Fe ₂ O ₃ 等	-			√		√	√				
			生产设施的停用、拆除和土地恢复	/	+					√	√	√	√		

备注：“--”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。

1.5.2 评价因子确定

根据当地环境特征及前文识别结果，确定本项目环境评价因子如下：

（1）现状调查评价因子

声环境：等效声级。

环境空气：SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、非甲烷总烃。

地表水环境：pH、溶解氧、五日生化需氧量、化学需氧量、氨氮、悬浮物、石油类、氯化物、硫化物、硫酸盐、铁、锰。

地下水环境：K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃³⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、

氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、硫化物、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、细菌总数、COD、石油类、氯化物。

土壤：土壤理化性质；建设用地（45项基本因子）：pH值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[K]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘；农用地（8项基本因子）：pH值、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌；特征因子：石油烃、硫酸盐、氯化物、钡。

生态环境：分布范围、种群数量、种群结构，生境面积、质量、连通性，物种组成、群落结构，植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能，物种丰富度、均匀度、优势度，生态功能、景观多样性等。

（2）环境影响分析因子

声环境：等效连续 A 声级；

环境空气：施工期：颗粒物、NO_x、NMHC；运营期：NMHC（井场井站）

地表水：pH、溶解氧、五日生化需氧量、化学需氧量、氨氮、悬浮物、石油类、氯化物。

地下水：COD、石油类、氯化物、钡。

固体废物：临时土石方、空气钻岩屑、水基钻井固废（岩屑和废弃钻井泥浆）、废油、含油固废、油基岩屑、生活垃圾以及运营期清管废渣。

土壤环境：石油烃、硫酸盐、氯化物、钡。

生态环境：地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、土壤肥力或林地立地条件物种多样性、生态系统完整性等。

环境风险：爆炸冲击波（甲烷等可燃气体泄漏）；石油类、COD、氯化物（废水泄漏、油罐泄漏、钻井岩屑现场贮存泄漏、外运处置运输时泄漏、压裂返排液以及采气废水等污染物转运时的泄漏等）。

1.6 评价适用标准

巴中气田产能建设项目（一期）位于广元市苍溪县，巴中市巴州区及恩阳区境内，根据四川省环境功能区划相关文件，本项目所在区域环境功能区划及执行的环评标准如下：

1.6.1 环境功能区划

根据本项目环评执行标准函，查询四川省环境功能区划相关文件，确定本次项目所在区域环境功能区划如下：

（1）地表水环境功能区划

本项目涉及的地表水体为巴河及其支流恩阳河等，均属嘉陵江水系，根据《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》，本项目评价区域内水环境功能为Ⅲ类地表水环境功能区，水体功能为饮用、灌溉、泄洪、养殖、发电等，属长江水系。

（2）地下水环境功能区划

项目所在地地下水环境质量评价均执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（3）环境空气功能区划

项目大气评价范围内区域的大气环境功能区为环境空气二类区。

（4）声环境功能区划

参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为2类区，交通干线两侧一定范围内声环境功能区划定为4类声环境功能区。

（5）生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目所在地属于“Ⅰ四川盆地亚热带湿润气候生态区”、“Ⅰ-2 盆地丘陵农林复合生态亚区”、“Ⅰ-2-1 盆地深丘农林业与土壤保持生态功能区”与“Ⅰ-2-2 渠江农业生态功能区”，生态功能区主

要生态功能为农林产品提供功能、土壤保持功能、人居保障功能。

1.6.2 环境质量标准

本项目环境质量标准执行情况如下：

（1）环境空气质量标准

评价区内区域环境空气评价执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级标准；项目特征因子非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，具体浓度限值见表 1.6-1。

表 1.6-1 环境空气质量标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

污染物名称	取值时间	浓度限值	污染物名称	取值时间	浓度限值
SO ₂	1 小时平均	500	NO ₂	1 小时平均	200
	24 小时平均	150		24 小时平均	80
	年平均	60		年平均	40
CO	1 小时平均	10mg/m ³	O ₃	1 小时平均	200
	24 小时平均	4 mg/m ³		日最大 8 小时平均	160
PM ₁₀	24 小时平均	150	PM _{2.5}	24 小时平均	75
	年平均	70		年平均	35
非甲烷总烃	1 小时平均	2 mg/m ³			

（2）地表水环境质量标准

本项目井区地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的III类标准。相应的标准详见表 1.6-2。

表 1.6-2 地表水环境质量标准限值(mg/L, pH 除外)

污染物	pH	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	硫化物	石油类
III类标准	6~9	≤4	≤20	≤1.0	≤0.2	≤0.05
污染物	悬浮物	氯化物	铁	锰	硫酸盐	溶解氧
III类标准	/	≤250	≤0.3	≤0.1	≤250	≥5

（3）地下水环境质量标准

地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的III类水标准限

值。详见表 1.6-3。

表 1.6-3 地下水质量标准限值(mg/L, pH 除外)

项目	pH	氨氮	铁	锰	石油类	氯化物
浓度限值	6.5~8.5	≤0.5	≤0.3	≤0.1	≤0.05	≤250
项目	硫酸盐	耗氧量 (COD _{Mn} 计)	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度	溶解性总固体
浓度限值	≤250	≤3.0	≤20.0	≤1.00	≤450	≤1000
项目	氟化物	铬(六价)	铅	砷	汞	镉
浓度限值	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.01	≤0.001	≤0.005
项目	钠	硫化物	钡	氯离子	硫酸根	化学需氧量
浓度限值	200	0.02	0.7	250	250	20
项目	挥发性 酚类	氰化物	总大肠菌群 (MPN/100mL)		细菌总数 (CFU/mL)	
浓度限值	≤0.002	≤0.05	≤3		≤100	
备注	石油类参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)的III类水标准,其他执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准。总大肠菌群单位:MPN/100mL;菌落总数单位:CFU/mL;pH无量纲;其他指标单位:mg/L。					

(4) 声环境质量标准

项目所在区域声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区标准,交通干线两侧声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)4a类功能区标准,铁路两侧区域执行4b类功能区标准,声环境质量标准详见表 1.6-4。

表 1.6-4 声环境质量标准 单位: dB (A)

评价标准	功能区类别	昼间值	夜间值
声环境质量标准(GB3096-2008)	2类	60	50
	4a类	70	55
	4b类	70	60

(5) 土壤环境质量标准

农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中风险筛选值,详见表 1.6-5;建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》(DB51 2978-2023),详见表 1.6-6;石

油烃建设用土壤污染风险筛选值和管制值标准见表 1.6-7。

表 1.6-5 农用地土壤污染风险管控标准（基本项目） 单位：mg/kg

污染物项目		pH≤5.5		5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5		pH>7.5	
		风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值
镉	水田	0.3	1.5	0.4	2.0	0.6	3.0	0.8	4.0
	其他	0.3		0.3		0.3			
汞	水田	0.5	2.0	0.5	2.5	0.6	4.0	1.0	6.0
	其他	1.3		1.8		2.4			
砷	水田	30	200	30	150	25	120	20	100
	其他	40		40		30			
铅	水田	80	400	100	500	140	700	240	1000
	其他	70		90		120			
铬	水田	250	800	250	850	300	1000	350	1300
	其他	150		150		200			
铜	水田	150	/	150	/	200	/	200	/
	其他	50		50		100			
镍		60	/	70	/	100	/	190	/
锌		200	/	200	/	250	/	300	/

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计；②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

表 1.6-6 建设用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
砷	20	60	120	140
镉	20	65	47	172
铬（六价）	3	5.7	30	78
铜	2000	18000	8000	36000
铅	400	800	800	2500
汞	8	38	33	82
镍	150	900	600	2000
四氯化碳	0.9	2.8	9	36
氯仿	0.3	0.9	5	10
氯甲烷	12	37	21	120
1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
1,1-二氯乙烯	12	66	40	200

顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
二氯甲烷	94	616	300	2000
1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
四氯乙烯	11	53	34	183
1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
苯	1	4	10	40
氯苯	68	270	200	1000
1,2-二氯苯	560	560	560	560
1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
乙苯	7.2	28	72	280
苯乙烯	1290	1290	1290	1290
甲苯	1200	1200	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
邻二甲苯	222	640	640	640
硝基苯	34	76	190	760
苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	45000
苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
蒽	490	1293	4900	12900
二苯并[a, h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	55	151
萘	25	70	255	700

表 1.6-7 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值标准（特征因子）

单位：mg/kg

污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	-	826	4500	5000	9000

钡	7440-39-3	2766	8660	5532	17320
---	-----------	------	------	------	-------

1.6.3 污染物排放标准

(1) 废气

施工期扬尘满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），施工期和运行期挥发性有机物无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），运营期水套炉参考执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）新建锅炉大气污染物特别排放限值；施工期和运营期其他废气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996），具体标准值见表 1.6-8。

表 1.6-8 大气污染物排放标准

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	最高允许排放速率(kg/h)	无组织排放监控浓度限值 (mg/m ³)	备注
备用柴油发电机	SO ₂	550	/	0.40	根据 2017.1.12 环保部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”
	NO _x	240	/	0.12	
	颗粒物	120	0.78	1.0	
施工场地扬尘	TSP	/	/	0.25	《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）
厂界	NMHC	/	/	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
水套炉废气	氮氧化物	200	/	/	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	颗粒物	20	/	/	

(2) 废水

拟建项目钻前以及管道工程施工废水循环利用，不外排；钻井施工期生活污水经收集后经各单项工程施工队伍配备的环保厕所处理后拉运至当地城镇污水处理厂处理；钻井工程钻井废水和压裂返排液循环利用，无法回用的

钻井废水预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排；无法回用的压裂返排液预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，现场废水不外排；运营期产生的生产废水优先回用，无法回用的预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，现场废水不外排。

（3）噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。运营期厂界噪声依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)所在声环境功能区执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，详见表 1.6-10

表 1.6-10 厂界噪声排放标准 单位：dB(A)

类别	昼间	夜间	时段
GB12348-2008 中 2 类	60	50	运营期
GB12523-2011 限值	70	55	施工期

（4）固体废物污染控制标准

本项目固体废物主要为钻井施工的废弃泥浆、钻井岩屑、废油及含油固废、返排砂、生活垃圾；运营期清管废渣、生活垃圾等。

危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)，一般工业固体废物执行《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。

本项目导管段采用清水钻井液钻井，须家河组四段一开及二开采用气体钻（一开泡沫钻、二开空气钻），备用水基泥浆钻井，气体钻井岩屑及水基钻井岩屑按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)中第II类一般工业固体废物进行控制。使用油基泥浆钻井产生的含油岩屑（危废 HW08 072-001-08）以及其他含油固废，现场仅做临时贮存并及时交由具有相应危险废物资质单位妥善处置。含油岩屑及含油固废现场贮存、转

运按照危险废物进行管理，严格落实危险废物登记、联单管理制度。

运营期场站检修废渣、储液罐沉渣及清管废渣按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》进行管理，现场贮存收集后交具有相应危废处置资质单位妥善处置。

各井站施工期和运营期设备保养用油跑冒滴漏产生的少量废油按照危险废物进行管理，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），现场贮存收集后交由钻井队综合利用或交具有相应危废处置资质单位妥善处置。

1.7 评价工作等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则》(HJ 19-2022、HJ2.3-2018、HJ2.2-2018、HJ 610-2016、HJ2.4-2021、HJ169-2018)中的有关规定确定本项目各环境要素的评价工作等级如下。

1.7.1 生态环境

(1) 评价等级

本项目不涉及各类生态敏感区和生态保护红线等，也不属于地表水水文要素影响型项目。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的等级划分原则，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。

针对陆生生态影响，本项目部分管线和部分平台占用公益林，因此陆生生态评价工作等级定为二级。

针对水生生态产生影响，仅元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线采用定向钻穿越巴河，不对水体进行扰动，其余管线穿越沟渠，不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境，因此水生生态环境影响评价等级确定为三级。生态影响评价工作等级划分详见下表。

表 1.7-1 生态影响评价工作等级划分表

序号	评价等级判定原则	本项目情况	判定结果
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	三级
2	涉及自然公园时，评价等级为二级	本项目不涉及自然公园	三级
3	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	本项目不涉及生态保护红线	三级
4	根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型	不属于水文要素影响型，	三级

	且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	地表水评价等级三级 B	
5	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目部分管线和部分平台占用天然林、公益林	二级
6	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	本项目占地面积小于 20km ²	三级
7	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	本项目生态评价工作等级定为二级	
8	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	不上调
9	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	本项目为天然气开采，占地面积小，不会导致区域土地利用类型明显改变，也不会明显改变水文情势。	不上调
10	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	本项目管线不穿跨越生态敏感区	不下调
11	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析	本项目为生态影响型项目，需新增占地	本项目不涉及此类情况，定为三级

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）可知，占用生态敏感区的工程，应根据生态敏感区的主要生态功能、保护对象等合理确定评价范围；井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围；通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。

本项目各单项工程距离最近的生态敏感区为恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区，其中元陆 407 井站距离恩阳河中华鳖水产种质资源保护区边界最近距离约 457m，元陆 35-1H 井站距离恩阳河中华鳖水产种质资源保护区边界最近距离约 453m，元陆 177-1H（利旧元陆 177X）井站距离恩阳河中华鳖水产种质资源保护区边界最近距离约 400m，元陆 405H 距离恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区边界最近距离约 634m。本项目各井场井站不占用保护区，线性工程不穿越保护区，各单项工程与保护区有一定的缓冲距离，根据环境影响预测分析，项目实施过程中大气、地表水、噪声等不会对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区及保护目标产生直接或间接影响，本次评价将该保护区作为本项目的重点生态保护目标。

综上，本项目评价范围划分如下：管线工程以线路中心线向两侧外延 300m 为评价范围，井场井站以场界周围 50m 为评价范围。

1.7.2 环境空气

(1) 评价等级

本次产能建设工程涉及钻井工程、采气工程和集输管线工程。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以运营期为主，钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、柴油发电机废气，由于施工期较短，单井钻井时间短，暂不考虑其评价等级。根据环境影响识别，运营期采气工程选取颗粒物、氮氧化物、非甲烷总烃为候选因子进行核算，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度， mg/m^3 ；

C_{0i} —环境控制质量标准， mg/m^3 ，取 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准浓度限值。

表 1.7-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 ug/m^3	标准来源
------	------	--------------	------

颗粒物	小时值（年均值 3倍）	900	环境空气质量标准（GB3095-2012）
NO _x	小时值	250	
NMHC	小时值	2000	参照《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准

表 1.7-3 HJ2.2-2018 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{max} \geq 10\%$
二级	$1 < P_{max} < 10\%$
三级	$P_{max} < 1\%$

备注：式 1： $P_i = C_i/C_{0i} \times 100\%$ 。C_{0i}为第 i 个污染物的环境空气质量标准。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），采用 EIAProA2018 中估算模式对上述污染物的影响程度和范围进行估算，估算参数见下表 1.7-4。

表 1.7-4 估算模型参数表

参数		
城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数
	最高环境温度/°C	41
	最低环境温度/°C	-2
	土地利用类型	农作地
	区域湿度条件	中等
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形分辨率/m	90
是否考虑岸边熏烟	考虑岸线熏烟	否

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，采用 AERSCREEN 估算模式（应输入地形参数）计算项目挥发性有机废气为主要污染物，计算其最大地面空气质量浓度占标率P_i（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”）及第i个污染物的地面空气质量浓度达到标准限值的10%时所对应的最远距离D_{10%}。

本项目各平台井站均布置有水套加热炉，由于各平台井站水套炉采用型号相似其排气筒规格相同，仅污染物排放速率差异，因此本次评价选取各平

台井站最大规格水套炉产污源强进行评价等级判定。根据预测结果，最不利情况下，本项目井站水套炉废气NO_x最大地面浓度占标率为3.38%、TSP最大地面浓度占标率为0.14%，占标率均小于10%；平台厂界无组织排放的有机废气（NMHC）最大落地浓度为天然气回收装置区下风向68m处，最大落地浓度为9.35ug/m³，占标率为0.23%。根据预测可知，项目最大地面浓度占标率 $1\% < P_{MAX} = 3.38\% < 10\%$ 。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/2.2-2018），本项目大气环境影响评价等级定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ/2.2-2018），本项目大气环境影响评价等级定为二级，设置大气环境影响评价范围为包括各井场井站在内的边界为5km*5km矩形范围，管线运营期无废气产生，管线评价范围为沿线200m的范围。

1.7.3 地表水环境

（1）评价工作等级

根据现场调查情况，本项目区域属属长江流水系，III类水域功能，项目施工期间所有废水尽量回用，不能回用的回注，不现场直接外排，运行期中产生的废水尽量回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，不现场直接外排。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中的评价工作分级原则，本项目废水不直接排放到外环境，依托现有排放口，地表水评价等级为三级B。

（2）评价范围

由于本项目生产运用期无污废水直接外排至当地地表水环境，故本次地表水评价范围为重点分析评价范围应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求和环境风险事故性排水对当地地表水环境的影响。

1.7.4 地下水环境

本项目依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）（以下简称“地下水导则”）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设

项目》（HJ349-2023）（以下简称“石油天然气导则”）中建设项目地下水评价等级划分标准，在进行工程分析、现场调查和水文地质试验的基础上，结合建设项目场地的包气带防污性能、含水层水文地质特征、地下水环境敏感程度、污染物排放量与污染因子复杂程度等指标特征，对本项目的地下水环境影响评价进行了等级划分。

①建设项目行业分类

根据地下水导则附录 A，本项目属于 **F：石油天然气（41.天然气、页岩气开采（含净化））**，划分为 **II类** 地下水环境影响评价项目；根据石油天然气导则，常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照 **II类** 建设项目开展地下水环境影响评价，天然气管道按照 **III类** 建设项目开展地下水环境影响评价。

②地下水环境敏感性

根据地下水导则中对地下水敏感程度划分要求，结合本项目的影 响程度、污染方式、渗漏途径等特征，结合现场调查和资料收集成果，结合本项目各场地周边地下水环境敏感区的分布情况和敏感点类型，最终得出本项目各场地及评价范围均不涉及地下水集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的地下水饮用水水源）准保护区、除地下水集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区（如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区）等地下水环境敏感区，现场调查结果表明该情况场地评价范围内仅分布有居民饮用井泉的分散式饮用水源及具有供水价值的含水层，因此，本项目各场地所在评价范围的地下水环境敏感程度属于“较敏感”。

根据地下水导则和石油天然气导则的评价要求，当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。因此，本次地下水等级划分根据该类项目各场地可能对地下水的影响程度及影响情况，结合项目场地所在水文地质单元分布情况和地下水环境敏感程度，再依据本项目行业类进行评价等级判定，基于上述原则，各场地地下水环境影响评价工作等级划分情况见表 1.6-5。综上，本项目地下水评价井场、井站为 II 类建设项目的二级地下水环境影响评价，输气管线为 III 类建设项目的三级地下水环境影

响评价。综上，最终确定本项目总体地下水评价等价二级。

表1.7-5 建设项目评价工作等级分级表

类型	名称	行业类别	所在评价范围地下水敏感程度	地下水环境影响评价工作等级
钻井+采气场站	元陆 3-1H、元陆 405H、元陆 406H、元陆 407H、元陆 408-1H、元陆 172-1H、元陆 175-1H、元陆 176-1H、元陆 178-1H、元陆 179-1H、元陆 35-1H、元陆 409H、元陆 410H、元陆 411H、元陆 412-1H、元陆 177X、元陆 33-1H	II类	较敏感	二级
集输管线（集气管线）	元陆 179-1H~光辉阀室集输管线、元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 176-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H、元陆 35-1H~三江阀室、元陆 405HT 接元陆 177X 外输管道集输管线、元陆 407H~元陆 173 阀室集输管线	III类	较敏感	三级

（2）评价范围

根据地下水导则和石油天然气导则中评价范围的划分要求，建设项目地下水环境影响评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法。由现场调查和水文地质资料分析可知，本项目位于四川盆地丘陵山区，区域内地下水补径排条件主要受地形地貌、地表水系和地质构造控制，使得项目所在区域被切分成多个水文地质单元，每个单元具有各自的补给径流条件。因此，本次评价对水文地质单元进行合理划分，确定不同层级的水文地质单元，是更加准确评价地下水环境影响变化的基础，也是采用地下水导则规定的地下水环境影响评价工作方法实施的前提。由于本项目各场地所在的最后一级水文地质单元分别具有相对彼此独立的地下水补径排条件，每个单元整体表现为地下水自分水岭位置沿地形坡向向低洼处的溪沟处径流排泄的典型水文地质单元特点，因此，本项目评价范围宜以水文地质单元为基础，采用自定义法进行评价范围划定。

本次评价在考虑区块项目的整体性、水文地质条件时空分布的差异性和地下水评价工作内容要求的基础上，通过对各级水文地质单元的水文地质特

征分析，结合项目各场地工程内容和地下水环境影响途径识别，最终确定本项目地下水环境影响评价范围由各项目场地所在的最后一级水文地质单元决定，该水文地质单元对于浅层且具有供水价值的含水层而言，既具有相对独立的地下水补径排特征，又能细化评价分析项目各场地的地下水环境影响程度。因此，本次各场站评价范围划定宜选用自定义法划定的最后一级水文地质单元作为重点评价范围。本项目各场地评价范围划分情况见表 1.6-6 和附图 1.7-1。

同时，本项目集输管线为线性工程，依据地下水导则评价要求，本项目线性工程评价范围宜采用工程边界两侧向外延伸200m的区域作为评价范围，由于本项目管线外扩200m不涉及与地下水集中式饮用水源及其保护区等相关的地下水环境敏感区，因此，本项目管线评价范围最终确定为各管线外扩200m作为评价范围，空间分布情况如图1.6-6。

1.7.5 声环境

(1) 评价等级

根据天然气开采运行环境影响特性，集输管线无噪声影响，主要噪声源位于各井场、井站内，本项目涉及的各井站、井站均位于 2 类声环境功能区适用区域；周边 200m 范围内仅有少量分散居民点分布，受噪声影响人口数量少，项目钻井期间优先采用网电供电；根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级，判断等级详见表 1.7-7。

表 1.7-7 声环境影响评价等级

划分依据	项目基本情况	判别	评价等级
区域声环境功能区类别	农村地区	2 类地区	二级
建设项目建设前后所在区域的声环境质量变化程度	厂界噪声达标，区域声环境质量变化程度小	变化幅度约 3~5 dB (A)	
受影响人口的数量	井场声环境影响评价范围内以及井场道路沿线仅少量分散居民点分布	受噪声影响人口数量少	

(2) 评价范围

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及钻井设备高噪声值、

昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域，本项目声环境影响达标距离在 300m 以内。故本项目施工期声环境评价范围按照导则要求确定为各钻井井场周边 300m 范围，各平台井站周边 200m 范围，集输管线两侧 200m 范围；运营期声环境评价范围为各平台井站厂界外 200m 范围，集输管线两侧 200m 范围。

表 1.7-8 声环境评价范围表

单项工程	阶段	评价范围
钻井井场	施工期：钻井、压裂	井场周边 300m 范围
平台井站	施工期、运营期	项目周边 200m 范围
集输管线	施工期、运营期	管线两侧 200m 范围

1.7.6 土壤环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，本项目属于污染影响型兼具生态影响型项目，周边环境敏感程度判别依据见表 1.7-9，土壤环境影响评价工作等级划分见表 1.7-10。

表 1.7-9 污染影响型敏感程度分级表

污染影响型	
敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 1.7-10 评价工作等级划分表

评价等级 \ 敏感程度	占地规模	I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。										
		生态影响型								
评价等级 \ 敏感程度	占地规模	I 类			II 类			III 类		
敏感		一级			二级			三级		
较敏感		二级			二级			三级		

不敏感	二级	三级	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。			

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录A，本项目属于“采矿业”中“天然气开采”，为II类项目。针对污染影响型：井场、井站以及集输管线周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为：敏感。项目各拟建井场、井站及管线永久占地均小于5hm²，占地规模属于小型，因此，本项目各单项工程土壤环境影响评价等级均为**二级**。

（2）土壤环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤二级评价土壤调查评价范围为：井场、井站和集输管线占地范围内以及占地范围外200m范围内。

1.7.7 环境风险

（1）评价等级

施工期：按照中国石油化工股份有限公司环境风险管理规定，事故状态下在不超15min内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。巴中气田产能建设项目（一期）各井可获气层为须家河组地层，为不含硫化氢的天然气层。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169—2018），本项目涉及的危险物质包括甲烷和井场储存的柴油物质。将各井场（井站）、阀室作为一个独立单元，两个井站之间的管线作为一个独立单元，分别计算不同单元内危险物质数量与临界量比值（Q），各单项工程分工程以及实施阶段进行评价，本项目各平台采气井站Q值均小于1，开展简单分析。施工期钻井井场风险潜势为II级，风险评价等级为二级；运营期元陆35-1H~光辉阀室集输管线、元陆175-1H~元陆178-1H集输管线、元陆178-1H~元陆35-1H集输管线风险潜势为II级，环境风险评价等级为三级，其余集输管线Q值均小于1，开展简单分析。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169—2018），二级评价大气环境风险评价范围为距建设项目边界一般不低于5km，简单分析的大气环境

风险评价范围参照三级评价距建设项目边界一般不低于 3 km，管道大气风险评价范围为管道中心两侧一般不低于 200m。地表水环境风险范围为井场（站场）周边地表水体，管线穿越以及污染物转运路线沿线穿越的地表水体。地下水环境风险评价范围为各井场（井站）以及管线划定的评价范围。

1.8 环境保护目标与控制目标

1.8.1 区块内主要环境敏感区

根据现场调查，巴中气田产能建设项目（一期）涉及的环境敏感目标统计如下：

根据现场调查及资料收集，巴中地区产能建设项目（一期）区块范围周边分布（井场周边 5km，管线沿线 200m 内）的敏感区主要有 33 处集中式饮用水源保护区、1 处水产种质资源保护区、1 处自然保护区、53 处文物保护单位；本项目评价范围内仅涉及集中式饮用水源保护区、永久基本农田保护区及文物保护单位。临时占用永久基本农田约 45.47hm²（各井场施工占地及集输管线施工作业带占地）、永久占用永久基本农田约 3.98hm²（各平台井站永久占地）。

1.8.2 项目主要环境保护目标

（1）生态保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态环境保护目标为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。本项目不涉及生态敏感区，也无其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等，主要生态保护目标为存在此区域的重要物种（古树名木及《中国脊椎动物红色名录》中的濒危、易危物种），本项目生态影响主要是占地影响，因此也将基本农田纳入生态保护目标。

（2）环境空气保护目标

环境空气保护目标是井场、井站及阀室周围边界为 5km*5km 矩形范围内的居民，集输管线沿线 200m 范围内居民，本项目重点调查井场（井站）周围 500m 和管线沿线 200m 范围内的居民分布情况，本项目环境空气保护目标统计表见表 1.8-6~1.8-7。

（3）声环境保护目标

声环境保护目标为井口周围 300m、井站（阀室）周围 200m、管线沿线 200m 范围内的居民；各井场、井站及阀室人居分布情况统计表见下表 1.8-2，管线周围人居分布情况统计表见表 1.8-3。

（4）环境风险保护目标

环境风险保护目标为各井站（阀室）周围 3km，管线沿线 200m 内的环境风险敏感目标，本项目环境风险保护目标统计表见表 1.8-7、8.1-1。

（5）地下水保护目标

现场走访调查结果表明，区内地下水主要具有如下功能：①作为区内生态系统的基本组成部分，维持着生态系统水资源平衡及地表植被生存；②作为区内居民的生活供水水源。基于上述考虑，通过现场对区内地下水保护目标基本情况的调查，评价范围内地下水环境保护目标主要分为两种类型，一种为当地居民利用的分散式水井和泉点，评价范围内分散式地下水饮用水源保护目标 357 处，分散保护目标类型为水井和泉点，总共供水人口约 991 户（约 3800 人），钻井井口和管线与下游分散式保护目标井泉最近距离分别约 50m、25m，各保护目标基本情况及与项目场地的位置关系见表 1.8-7 和附图 1-4；另外一种为具有供水价值的侏罗系蓬莱镇组和白垩系苍溪组、白龙组、七曲寺组裂隙浅层含水层（包括潜水含水层）和零星分布的第四系孔隙含水层及其他可能具有供水价值的含水层。

（6）土壤保护目标

以井场井站和管线等项目占地范围内以及占地范围外 0.2km 的土壤和分散居民点等。

2 区域开发现状及回顾性评价

巴中气田产能建设项目（一期）区块范围占地面积约 1091.17km²，为巴中区块中间区域，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）关于区块回顾性评价相关要求，重点回顾巴中气田产能建设项目（一期）涉及的区块范围内的天然气开发现状、污染物产生情况、环境保护措施落实情况及生态环境影响，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效整改措施。

2.1 巴中区块天然气储层特征简述

2.1.1 区域气藏构造特征

巴中区块地理位置位于巴中市巴州区、恩阳区和广元市苍溪县境内，构造位置位于四川盆地川北坳陷带通江凹陷西南部。巴中须四气藏位于四川盆地东北部，横跨九龙山背斜带的西南倾覆端、中部低缓构造带及通江向斜带西南部，位于通江向斜带西南部，南部与阆中-平昌缓坡带相连，嘉陵江组膏岩滑脱层之上中浅层处于同一构造体系，构造特征相似，总体具有下部须家河组-千佛崖组构造变形较强，上部中-上侏罗统构造变形较弱的点。东部发育以 NW 走向为主体的断裂系统，断裂平面延伸距离明显增大。

巴中区块地表属山地，地形北高南低，地面海拔一般为 350~600m，平均海拔 475m，南部相对较为平缓，北部地区山势陡峭，沟壑纵深，地形起伏大。属亚热带湿润性季风气候，气候温和，雨量充沛，光照适宜，四季分明，具有春迟、秋早、夏短特征，夏季无明显高温时段；区内年平均气温 16~17℃，最低气温-5℃，最高气温 39℃。年平均降水量 950~1000mm，区内春夏季多雨，经常阴雨绵绵。巴河水系及其支流由北向南贯穿整个工区。该气田的发现和利用，将提供干净优质的天然气高效能源，缓解该地区的能源紧缺状况，有利于这一地区的经济发展，实现能源结构转换与环保，进一步改善人民的生活质量。

2.1.2 区域气藏地层特征

巴中须四气藏为辫状河三角洲平原-前缘沉积，巴中区块东部主要发育辫状河三角洲前缘，主要见于元陆17、元陆171、元陆172、元陆173等东部地区钻井。主要表现为齿化箱形夹指形。反映的岩性为砂岩夹泥页岩特征，砾岩不发育。巴中区块东部须四可以分为上、中、下，储层主要分布在下亚段。物源来至北、东北部，以辫状河三角洲前缘为主，水下分流河道发育，主要为中细砂岩夹泥岩薄层，砾岩极少见。

须四段储层岩石类型主要为砂岩类。其中砂岩岩性主要岩屑砂岩和长石岩屑砂岩，其次为岩屑石英砂岩，少量岩屑长石砂岩。岩屑砂岩主要分布在下亚段和上亚段，长石岩屑砂岩和岩屑石英砂岩主要分布下亚段。岩屑砂岩在须四段上亚段和下亚段中的岩屑岩类不同，上亚段岩屑砂岩：石英含量为13.3~52.5%，平均32.4%，长石含量为0~8%，平均为1.9%。岩屑含量为40.0~86.7%，平均65.7%，其中沉积岩岩屑平均占64.3%，以碳酸盐岩岩屑和粉砂岩岩屑为主，少量泥岩和石英岩岩屑。胶结物主要为方解石（20.4%），少量硅质。接触方式为线-点，孔隙式胶结。下亚段岩屑砂岩：石英含量为31.8~74.9%，平均67.0%，长石含量为0~9.5%，平均为4.1%。岩屑含量为22.3~37.5%，平均28.9%，其中变质岩屑占16.1%，以石英岩岩屑为主，少量千枚岩岩屑，沉积岩岩屑占8.6%，主要为泥岩和粉砂岩岩屑。杂基含量为8.6%，胶结物主要为方解石（6.2%），少量硅质、菱铁矿、白云石。接触方式为线-点，孔隙式胶结。该类型储层主要分布在元坝中部。长石岩屑砂岩的石英含量较低，长石含量高，方解石含量较高。岩屑砂岩长石含量低，粘土含量高。岩屑石英砂岩的石英含量最高，方解石和含量最低。粘土矿物主要为重结晶强烈的伊利石，其次为绿泥石、高岭石、伊/蒙混层。

2.1.3 天然气储层特征

开启的断裂是油气藏中油气垂向运移的重要途径。巴中区块断层较为发育，断层断开层位较深，同时多数深大断裂为通天断层，在断裂相对发育的构造区发现天然气藏较多，断层不发育的构造区天然气藏发现很少或者基本没发现天然气藏。

巴中须四气藏主要发育长石岩屑砂岩，储层岩石物性分析结果显示，储

层物性差，属于低孔、低渗-致密储层。巴中区块东部须四段6口井取芯，岩心孔隙度分布在0.4%~5.94%，平均孔隙度为2.89%；渗透率分布在0.002-0.0982mD，平均为0.022mD。随着孔隙度增大，渗透率有增加趋势。孔、渗较好的井段岩性多为中-细砂岩。储集空间主要为粒间溶孔、粒内溶孔、微裂缝、晶间（溶）孔等，孔隙组合为微米孔-纳米孔，储层类型为裂缝-孔隙型。

对于低孔低渗致密储层，产能的高低受裂缝的控制。元坝东部须四气藏发育构造裂缝，构造裂缝的发育程度主要受控于断裂、地层形变异常带（褶皱、挠曲），最终影响了产能的高低。

综合评价下亚段有利区主要发育在6个断褶皱发育区，呈条带状展布，I类区主要发育在元陆171井区、元陆173井区及元陆28井区。估算I类区面积为71.71km²，地质储量125.48亿方，II类区面积230.85km²，地质储量279.49亿方。

2.2 区块开发现状

2.2.1 区块总体开发情况

2015年在元陆28井区针对元坝须四气藏分别提交控制储量 $266.73 \times 10^8 \text{m}^3$ 。2021年针对元陆173井区提交控制储量 $187.81 \times 10^8 \text{m}^3$ ，2023年勘探分公司针对巴中须四气藏元陆175井区、元陆171-元陆172井区控制储量升级探明储量305.5亿方，剩余控制储量 $112.15 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2.2.2 勘探开发工程现状

（1）产能建设情况

巴中气田产能建设项目（一期）涉及矿权：四川省四川盆地通南巴-南江区块油气勘查，矿权范围共计***km²，行政区域包括四川省通江、南江、巴中、旺苍、广元。巴中区块截至2025年6月底，***。

巴中气田产能建设项目（一期）区块范围涉及广元市苍溪县、巴中市恩阳区及巴州区，区块面积约为1091.17km²，本次产能建设依托5座已实施井场进行扩建，新增天然气井。巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内已实施的井场分布情况见下图，区块内已实施井场环保手续情况及与本项目依

托关系统计见下表 2.2-1。

（2）集输工程建设情况

根据建设单位提供资料，巴中气田在区块范围内目前建设有 2 条内部集输管线，主要依托区块范围内过境的花巴线进行外输，无其他集输干线。

①花巴线

花巴线（广安花桥镇-巴中市西龛山场站）隶属于兴圣天然气公司，管道纵向贯穿工区，管径 DN200，长度 128km，设计压力 6.0MPa，设计输量 60 万方/天。目前输量 12 万方/天。

②元陆 173 集气站至花巴线集输管线。

元陆 173 集气站 T 接花巴线的管线，线路长 1700m，管线输气量 $25.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，管线压力 6.0MPa，管径 $\Phi 159 \times 6.0$ ，材质为 20 SMLS，管线从元陆 173 集气站出站后向西方向敷设，依次经过石城乡小元村 2 组、石城乡小元村 8 组，T 接花巴线管线；新建元陆 173 阀室一座，将元陆 173 集气站来气接入巴花线，设计压力 6.0MPa，设计规模 $25.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。目前输量 10 万方/天。

③元陆 177X 集气站 T 接花巴线集输管道

元陆 177X 集气站 T 接花巴线集输管道从元陆 177X 集气站出站后向西南方向敷设，依次经过石虎村，硝洞沟，关蓬村，铺子垭，到达南长沟，T 接花巴线管线，管径 DN150，长度 5.44km，设计压力 6.0MPa，设计输量 25 万方/天。目前输量 5 万方/天。

2.2.3 巴中气田产能建设项目（一期）区块范围及与矿权位置关系

巴中气田位于处于四川盆地川北坳陷与川中低缓构造带结合部，西北与九龙山背斜构造带相接，东北与通南巴构造带相邻，南部与川中低缓构造带相连。巴中气田目前涉及一个矿权范围：四川省四川盆地通南巴-南江区块油气勘查，矿权范围总面积为***，目前该矿权均已取得登记，涉及的行政区域包括：四川省通江、南江、巴中、旺苍、广元。本次巴中气田产能建设项目（一期）所部署的井位均在上述巴中气田矿权范围内分布，涉及的区县仅为：巴中市恩阳区及巴州区、广元市苍溪县，区块面积约为 1091.17km²。巴中气田产能建设项目（一期）与矿权位置关系见下图。

2.2.4 巴中气田产能建设项目（一期）依托工程及依托可行性分析

巴中气田产能建设项目（一期）项目拟部署钻井井场 17 座（新建 7 座，利旧 10 座，新增钻井 34 口井），平台井站 17 座（17 座为本次钻井井场转平台井站，共 39 口井，其中 5 口井（元陆 33 井、元陆 35HF 井、元陆 177X 井、元陆 178 井、元陆 179X 井）为利旧井场的勘探井转正式采气），新建气田内部集输管线 8 条，管线共计 41.2km。

（1）依托的井场及集输设施

巴中气田产能建设项目（一期）建设井场中元陆 3-1H、元陆 172-1H、元陆 175-1H、元陆 176-1H、元陆 178-1H、元陆 179-1H、元陆 33-1H、元陆 35-1H、元陆 177-1H 分别依托元陆 3、元陆 28、元陆 172、元陆 175、元陆 176、元陆 178、元陆 179X、元陆 33、元陆 35、元陆 177X 的场地进行新建钻井工程，10 个井场均已开展环评，取得了环评批复，除元陆 177X、元陆 178X、元陆 179X、元陆 33、元陆 35 正在施工外，其余均已完成了竣工环保验收，无环境遗留问题。目前只有元陆 177X 新建集输管线。因此，本次项目依托上述井场新建井场可行。

依托的井场相关建设情况统计见下表 2.2-3。

（2）集输管线起止井站

本项目新建 8 条集输管线，总长为 41.2km，为气田内本次新建井站进行输气，管线起止点井站建设情况以及是否属于本项目建设内容见表 2.2-4。

2.3 已勘探开发工程环境影响回顾性分析

本次评价已有工程的类型及环境影响特点，对巴中气田产能建设项目（一期）区域内已有天然气勘探开发相关工程进行环境影响回顾。已勘探开发工程环境影响回顾性分析从已实施工程污染物产排情况统计、主要污染防治措施及有效性、主要环境影响回顾和已勘探开发工程存在的环境问题和建议四方面进行介绍：

2.3.1 气田已勘探开发工程主产排污及治理措施落实情况

（1）废气

①施工期

污染物产排情况：

A、地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘），无组织排放。

B、施工机械、运输车辆排放的尾气，主要污染因子为 NO_2 、CO、TSP等，无组织排放。

C、地面集输工程在管道敷设焊接时产生焊接烟气，主要污染因子为烟尘，无组织排放。

D、钻井工程柴油机组（备用）燃烧废气，主要污染因子为 NO_2 、CO、TSP等，通过自带的排气筒排放。

E、测试放喷过程中原料气引入放喷池燃烧产生废气，其燃烧主要产物为 CO_2 、水蒸气、 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。

已采取的防治措施：

A、在各施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接；

B、保持运输车辆完好，不超载，采取遮盖、密闭等措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘；

C、采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，降低施工扬尘对周围环境空气的

影响。

D、柴油机、发电机采用合格轻质柴油，柴油的暂存和储运罐均密闭，加强柴油机设备保养，使设备在良好、稳定状态下运行，减少燃油废气排放和环境影响；钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油机、发电机；

E、测试放喷废气采用引入放喷池点火燃烧处理

上述已实施工程施工期大气污染防治措施简单易行，已在川渝地区天然气勘探开发工程中成功运用，取得了较好的施工期大气污染物控制效果，施工期大气污染防治措施有效、可行。

②运营期

污染物产排情况：

A、平台井站内的水套炉燃烧天然气，主要产物为颗粒物、NO_x通过排气筒排放。

B、平台井站检修或事故放散时天然气通过放散管直接点火排放，一年约1~2次，主要污染物为颗粒物、NO_x。

已采取的防治措施：

已勘探开发工程运营期产生的废气主要来自各采气井站清管作业、设备检修排放的少量天然气以及超压排放的天然气废气。

1) 清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，由于排放时间比较短，且气量较小，直接通过各采气井站配备的10m高的放空管就近引高放散排放。

2) 部分井站水套炉加热采用天然气，天然气属于清洁能源，燃烧后废气中的污染物主要为颗粒物、NO_x，通过设备自带的8m高排气筒排放。

已勘探开发工程各采气井站废气采用的处理措施均为天然气开发项目实施过程中常用的处置措施，已在川渝地区同类型天然气采气井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

（2）噪声

①施工期

污染物产排情况：

A、钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等施工作业噪声，源强 75dB(A)~95dB(A)。

B、钻井及压裂施工期间的噪声源主要包括钻机、泥浆泵、压裂设备以及其他种机械运转所产生的噪声，源强 75~115dB（A）。

C、完井测试阶段放喷排液过程会产生气流噪声，源强 110dB(A)~120dB(A)。

已采取的防治措施：

A、已实施项目钻井及压裂施工噪声防治

已勘探开发工程所在的地区电网完善，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用概率较小，使用网电可进一步减小钻井动力设备噪声对周边环境的不利影响。

已实施工程对钻井及压裂期间主要产生噪声的设备具体采取了以下降噪措施：

1) 在钻进设备选型时选取高效低噪声设备，使用在排气筒上自带高质量消声器的柴油机；

2) 优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料；

3) 将泵置于钻井井场内，基础安装减振垫层。

4) 结合已实施项目周边居民外出务工较多、居民房屋闲置率较高的实际情况，钻井施工队伍采用临时租用周边居民住房作为钻井队生活用房方式降低钻井施工噪声对居民声环境的影响。

通过以上措施，各井场钻井及压裂施工对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。

B、采气井站、集输管网施工噪声防治

1) 选用符合国家有关标准的施工机具，选用低噪声的施工机械或工艺，

同时加强施工机械的维护保养；

2) 合理安排施工强度，做好施工组织设计，合理布局施工机械，将高噪声施工机械尽量远离周围的敏感目标，减轻施工噪声对周边环境的影响；

3) 合理安排施工作业时间，避免周边居民休息时间高噪声设备施工作业；为防止物料运输造成的噪声污染，除生产工艺要求或者特殊需要必须连续施工造成夜间施工外，禁止夜间施工作业。

井站及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，已实施的各井站及集输管网建设施工采取上述措施后，施工噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施合理、可行。

②运营期

已勘探开发工程运营期正常生产时，各井站噪声主要来源于节流阀、除砂器、汇气管、分离器和计量装置等设备产生的噪声，采取了以下噪声污染防治措施：

1) 场内设备选用低噪声设备，并采用了减震隔声等措施；

2) 在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在井站工艺区中央，井站区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，既美化场地环境，也可降低噪声。

已实施工程运营期采取以上噪声污染防治措施后，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类功能区标准，对周围住户声环境影响较小，运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

(3) 废水

①施工期

A、钻前工程以及地面集输工程施工产生的少量施工废水，主要污染物为SS。

B、集输管道和平台井站施工完成后采用清水试压产生试压废水，试压废水中主要污染物为少量SS，包括机械杂质和泥沙等。

C、钻井过程中产生部分钻井废水，平均每米进尺废水产生量取 0.06m^3 ，主要污染物为 pH、COD、SS、石油类。

D、洗井过程中产生部分洗井废水，单井洗井废水产生量约 90m^3 ，主要污染物为 pH、COD、SS、石油类、氯化物。

E、压裂过程产生部分压裂返排液，单井压裂返排液产生量约压裂液的 30%，主要污染物为 pH、COD、SS、石油类、氯化物。

F、钻井期间施工人员产生少量生活污水，主要污染物为 COD、SS 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等。

已采取的防治措施：

A、钻前工程以及地面集输工程施工产生的少量施工废水经沉淀处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不排放。

B、集输管道和平台井站施工产生的试压废水沉淀后回用于洒水降尘。

C、钻井过程中产生的钻井废水优先回用，不能回用的预处理后交区域内回注站回注处理。

D、洗井过程中产生部分洗井废水用于该区域内配置压裂液，不外排。

E、压裂返排液优先拉运至其他压裂井场进行回用，不能回用的交由区域内回注站回注处理或交由有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置。

F、钻井期间施工人员生活污水经环保厕所收集后通过罐车拉运至当地污水处理厂处理，现场不排放。

以上处置措施在已实施井场均得到了广泛利用，未出现废水污染事故，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

②运营期

A、有人值守站采气期值班员工产生少量生活污水，主要污染物为 COD、SS 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等。

B、本项目建产期 4 年，稳产期 2 年，从巴中气田实际生产情况，第一年气水比 5 方水/万方气，第 2~4 年 3 方水/万方气，第四年后 1 方水/万方气考虑。本项目建产期 4 年，稳产期 2 年，从巴中气田实际生产情况，进入递减期后 1-3 年递减率为 26%~34%、4-6 年为 21%~24%、7-10 年为 12-20%、11-

15年后10-12%、15年后基本低于10%。主要污染物为COD、SS、石油类、氯离子。

已采取的防治措施：

1、有人值守站采气期值班员工产生的少量生活污水环保厕所收集后交由当地城镇污水处理厂处理。

2、采气废水现场由储液罐收集后，经预处理后交区域内回注站回注或交由有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置。相关依托设施可行性详见章节9.1.4水污染防治措施及有效性分析。

各井站采气废水均得到了合理的处理，废水的处理措施符合环保要求，根据现场调查，未见钻探作业施工废水乱排现象，至今为止，未出现废水泄漏污染环境事故，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行

（4）固废

①施工期

污染物产排情况：

A、钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方。

B、钻前工程施工过程中会产生少量建筑垃圾，如包装袋，废弃建筑材料等，量小。

C、水基钻井过程产生水基钻井岩屑，属于一般固体废物，平均每米进尺水基固废产生量约 0.28m^3 。

D、油基钻井过程产生油基钻井岩屑，属于危险固废，单井产生量约 $600\sim 700\text{m}^3$ 。

E、钻井过程产生少量废油，属于危险废物，单井产生量约0.5t。

F、施工人员生活垃圾。

已采取的防治措施：

A、钻前土建施工和管沟开挖产生的临时土石方用于覆土复耕、平整场地等，做到场内平衡。

B、废包装材料交废品回收站回收处置，建筑垃圾由施工队伍统一收集清运至政府指定地方。

C、水基岩屑交有处理能力且环保手续齐备的砖厂或水泥厂进行资源化利用。

D、油基岩屑和废油等含油固废交有有危险废物资质单位处置。

E、生活垃圾交当地环卫部门处置

各井场施工期固废均得到了合理的处理，固废的处理措施符合环保要求，固废处理措施依托可行性分析详见章节 9.4.1。根据现场调查，未见钻探作业施工固废水乱排现象，至今为止，未出现污染环境事故，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

②运营期

污染物产排情况：

A、运行期间产生的固体废物主要为井站分离器产生的废渣、清管检修废渣以及废分子筛、储液罐的沉渣、废矿物油及含矿物油废物。

B、有人值守平台井站值守人员产生的生活垃圾。

已采取的防治措施：

A、井站分离器产生的废渣、清管检修废渣、储液罐沉渣，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

B、生活垃圾统一收集后交由当地环卫系统处理。

C、废分子筛收集后返回厂家回收利用。

D、废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在井站储存。

（5）地下水及土壤

①施工期

已勘探开发工程场施工期废水收集罐、油罐区周围设置围堰，井口作业区周边设置导流沟，井场四周设置双环沟，对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆罐区、油罐区、柴油机组区均设置了防雨棚，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，对泥浆不落地及泥浆循环系统区、压裂

液重叠液罐区、危废暂存间、油罐区、方井周边和放喷池等采取重点防渗。在管道焊接完毕后焊条回收，试压废水沉淀后回用于洒水降尘。施工期对地下水、土壤做定期跟踪监测。

根据收集的相关资料，施工期井场土壤和地下水污染防治措施部分照片如下图所示。

②运营期

对管线和井站进行日常巡查，对可能存在污染地下水及土壤的建筑物采取相应的防渗措施，同时设置合理的地下水、土壤环境跟踪监测点位。

根据收集的相关资料，运营期井站土壤和地下水污染防治措施部分照片如下图所示。

（6）生态

各井场以及集输管线均采取了绕避区域内环境敏感区措施，避免了单项工程项目与区内生态环境敏感区的空间重叠。通过绕避措施，本项目产能建设不与区域内集中式饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园、湿地公园、文物保护单位等敏感区存在空间重叠。井场占地已经尽量减少占用高产农田，尤其是当地基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，已经由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，已按照规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。集输管线施工采用了分层开挖，分层回填，及时生态恢复。

2.3.2 已勘探开发工程区域环境影响回顾

（1）生态环境影响回顾

①对工程占地的影响回顾

钻前施工过程中对不同类型的土地进行了占用，气田区域内耕地居多，其次为乔木林地，已部署平台占用耕地面积永久占地永久地改变了土地利用性质，但所占比例较小，对区域整体的农业生产、林业生产等影响甚微。临时占地只是短时间的改变土地性质，通过对已建井场环境现状调查，临时占地基本得以恢复成原貌。

②对陆生生态的影响回顾

对于区域内已开发的项目，临时占地和永久占地均导致了占地范围内植被与植物资源的损失，但经过人工及自然恢复，各井场临时施工场地已经得到恢复；施工活动破坏了施工区植被，造成生物量损失，因其所占面积比例较小且原有植被类型在附近区域广有分布，施工占地对区域生态整体稳定性及陆生植被多样性影响较轻，且井场施工过程中落实了生态环保措施，井场施工过程中对植被的破坏在可接受范围内。

本区块所在区域已开发的项目在施工过程中难免对耕地、林地、草地造成破坏，但根据现场调查，原施工区外围仍有乔木林地、灌木林地等适宜生境分布，适合兽类、爬行类、鸟类的在施工期间向其进行迁移。由此可见，区域范围内的生境能够为动物提供迁移转换的场所，施工占地对动物的影响可以接受。根据调查走访，已经开展的项目在施工过程中加强了施工人员的培训和管理，施工及生产期间未发生偷猎、捕猎野生动物等行为，也未发生驯养繁殖、虐待野生动物等行为。因此，人为活动对区域动物的影响甚微。

③对水生生态的影响回顾

本区块所在区域内的井场开发对水生生态的影响主要体现在2个工程环节，一是管道穿越施工，二是井场取水。

管道穿越施工根据施工方式不同对水生生态的影响程度不同，采取截流开挖的方式对河道及水体的扰动较大，对水生生态造成直接影响的程度较大，采取定向穿越的方式不扰动水体及河道，则对水生生态无影响。本区块范围内已开展的管线工程穿越的河流均为小型河流（宽度为2~10m）及人工渠道（宽度为3~6m）。根据现场调查和访问，项目管线施工工期较短，施工结束后经过自然恢复，区域内各小型河流中的生态得以恢复。

井场取水后对水生生态的影响主要体现在河道取水点下游水量减少。根据现场调查和访问，区块内已开展的工程取水量小，未造成区域内小型河流中水生生态系统发生较大变化。

因此，已经实施的工程并未改变区域小型河流的水生生态状况，对水生生态的影响较小，这种影响是可以接受的。

④对景观生态的影响回顾

评价区景观系统类型包括森林景观、草地景观、耕地景观、河流水域景观、城镇村落景观等，这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。目前已开展的工程，临时占地得以恢复，永久占地面积较小，相对于整个区域而言占比较小，因此并未改变区域范围的整体景观，仍旧以耕地景观为主，乔木林地景观次之。

⑥对生态系统的影响回顾

区域内已建工程虽造成了一部分土地利用性质的改变。但根据现场调查及查阅相关资料，区域内已建勘探开发工程临时占地目前已大部分已复垦。临时用地生态恢复后较短时间恢复了原有生态现状，对区域生态环境影响较小，永久占地虽然改变了土地使用功能，造成了一定面积植物的减少和数量上的降低，对农业生产造成了一定的影响，但站场永久占地面积较小，占用永久基本农田的面积建设单位已按照有关规定进行了生态补偿，影响和损失降低到了最小。

综上，区域内已建工程对区域生态影响较小。

（2）区域大气环境影响回顾

已勘探开发工程施工期大气污染源主要为钻井施工过程中的柴油发电机产生的 NO_x 及颗粒物，机械尾气以及测试放喷天然气燃烧废气等，运营期主要大气污染物为部分井站的加热水套炉燃烧天然气后产生的废气。该区域内天然气不含硫，因此，天然气燃烧废气主要为 NO_x 和颗粒物，天然气属于清洁能源，燃烧后污染物产生量较小，对区域环境影响较小。

项目对正在采气的元陆 175 井场厂界监测了非甲烷总烃无组织排放情况，同时引用了《元陆 177X 井试采地面集输工程竣工环境保护验收》环境空气质量监测数据（引用监测数据监测时间未超过 3 年，在监测至今，区域未新增重大污染源，引用有效），元陆 175 井场目前巴中 1HF 正在采气，元陆 177X 井场目前元陆 177X 正在试采。非甲烷总烃监测值在 $0.63\sim 1.09\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，监测结果表明采气过程产生的污染物较小，对整个区域环境影响较小。

从监测结果可知，采气井站附近居民点非甲烷总烃监测值能满足《大气污染综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准值，采气井站所产生的非甲烷总烃监测值较少，对周围大气环境影响较小。

（3）声环境影响回顾

天然气勘探开发过程中声环境影响主要体现在钻井施工期，运营期噪声很小，本项目引用正在实施采气过程的（元陆 177X）井站噪声监测数据（引用监测数据监测时间未超过 3 年，在监测至今，区域未新增重大污染源，引用有效），厂界噪声监测结果满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，周边敏感点噪声均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。运营期仅撬装设备产生较小的噪声，以及事故或检修情况产生天然气放散气流噪声，但时间较短，次数较少，本区域勘探至今，未出现运营期噪声投诉事件，未对区域声环境造成较大影响。

（4）地表水环境影响回顾

项目钻井施工期和运营期废水均不在现场进行外排，均转运至川东北气田已建污水处理设施进行了处置，未对区域地表水环境产生不利影响，无污染水体事故投诉现象。

（5）区域地下水环境影响回顾

①已实施工程地下水环境影响分析回顾

本次评价对已实施工程地下水环境影响回顾分析评价在收集场站施工设计资料、施工记录、环境影响评价文件、跟踪监测、竣工验收记录等资料和现场地下水环境调查基础上，主要通过对已实施工程源头控制措施、分区防渗措施，跟踪监测措施和应急响应措施等方面进行回顾评价分析。本次回顾分析不仅可以对已产生地下水环境影响问题的场地提出补救修复措施，还可以为本次地下水环境影响评价污染防控措施制定提供依据，有重点的提出防控措施，确保本次评价项目实施对地下水环境可接受。基于上述考虑，本次地下水环境影响回顾分析评价如下：

a 源头控制方面：各场站选址阶段避开了集中式饮用水源及其保护区等

地下水环境敏感区，施工采用先进的环保低污染的清水钻等施工工艺和环保材料、环境友好设备，施工选择了专业并经过环保培训的技术队伍，同时业主单位驻场实施监管，确保各项环保措施按要求实施，施工过程中采取严格的污染物暂存、转运和处置措施，并设置了监管制度。区块内已有工程源头控制上做到了减少污染物产生量，污染物不直接外排，污染物合理妥善处置，处置后环境可接受等综合效果。

b 分区防渗方面：各场站在施工、运营所使用的设施设备均按照地下水导则、石油天然气导则和相关行业规范采取了相应的防渗分区划定，罐体等设备选用了高质量防渗材质的设备，池体等防渗材料选取了环保防渗防腐性较高的材质，场地涉及可能污染的区域采取了一般防渗、重点防渗等措施，施工井筒采用了套管和有效固井工艺，确保与周边含水层隔绝。根据现场调查和资料查询结果，各场站均采取了分区防渗措施，防渗措施发挥了较好的阻隔效果，防渗措施的有效实施阻止了污染物进入地下水环境，未发现因防渗措施不到位而发生的地下水污染事故。

c 跟踪监测方面：结合环境影响评价、竣工环保验收等资料，区内场站按要求布设跟踪监测点，制定了跟踪监测计划，并进行了地下水质量跟踪监测等。跟踪监测过程中未发现因区块内已实施天然气开发工程产生的地下水环境影响问题。

d 应急响应方面：建设单位根据应急响应要求，建立了应急处置管理小组，编制了应急预案，针对可能发生的地下水污染事故制定了应急响应方案，确保地下水污染事故能够及时发现并处置，避免污染影响扩散；对生活用水可能受影响的居民制定应急供水预案，保障居民生活用水安全。

综合以上分析可知，区块内已经实施的天然气开采工程场地已经形成了全面、标准、实用、可操作、有效的地下水污染防控措施，有效避免了区内地下水环境受到影响，区内地下水未发生明显的地下水污染事故。区内已实施工程未对地下水环境产生明显影响。

② 区块地下水环境质量变化情况回顾

近几年，区块内陆续实施了天然气勘探开发工作，为了回顾分析区内已

实施的天然气钻采工程对区内地下水环境质量的影响情况，结合区内水文地质单元划分和地下水补径排特征，本次评价对已实施工程场地周边具有代表性的地下水监测点进行了监测，通过对场站下游各监测点地下水环境质量评价分析，对区块内地下水环境质量进行回顾性评价，主要回顾分析指标为：pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、硫酸盐、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、钡、汞、砷、六价铬、COD等。

通过对地下水监测数据分析可知，区块内已实施场站地下水中特征因子未发生超标现象，总体上区内地下水环境质量较好。此外，本次评价野外水文地质调查走访了当地居民所利用地下水揭露点的质量变化情况，调查结果表明，区内未发生因天然气开采实施而导致的地下水污染事故，已开发实施场地对区内地下水影响较小。综上所述，通过现场调查和环境质量监测手段回顾了区内地下水中项目特征因子的达标情况，进一步表明了区内浅层地下水环境质量现状良好，已实施建设天然气开采井场对区内地下水环境的扰动较小。

③包气带环境质量调查与评价

为了进一步评价分析区块内已实施场地对地下水环境的影响情况，本次选取元陆 408-1H、元陆 3-1H、元陆 172-1、元陆 176-1、元陆 178-1H、元陆 33-1H、元陆 35-1H、元陆 175-1H 等场站进行包气带现状监测调查分析，包气带监测因子为 pH、石油类、氨氮、铁、锰、钡、氯化物、硫酸盐、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硫化物。本次监测对包气带深度 0~20cm 处进行取样，监测一次数据。根据目前包气带监测要求和监测数据评价情况，考虑到包气带无环境质量标准可参考，故本次评价将场地所在水文地质单元上游布设的监测点作为背景值参照点，同时，考虑到本项目所在区域水文地质条件相近，包气带风化岩层的理化性质的相近，包气带理化性质差异性小，因此，本次评价将场站水文地质单元上游背景值监测点和各场站监测点监测数据变异性作为本项目包气带环境质量变化判断的依据，为了更好评价各监测因子数据的变异性，本次选择标准差作为判别依据，当标准差较小时，表明场站附近包气带监测结果空间差异性变化小，包气带现状良好，未受到外界开发

影响。基于上述评价原则，根据本次评价监测计算结果可知，本次包气带监测点各因子标准差较小，表明本项目原场地包气带现状良好，未出现污染情况，而溶解性总体、总硬度等非项目特征因子浅部包气带监测结果差异相对大，现场调查表明该结果主要受红层地层中的膏盐矿物和地面蒸发的影响所致。

（6）固体废物对区域环境影响回顾

已实施的天然气勘探开发工程的固体废物影响主要表现在钻井施工期间产生的水基钻井固废、特殊地层所用油基泥浆钻井产生的少量油基岩屑，以及各井场井站和增压站运营期维修设备时产生的含油检修废渣、废油等含油固体废物以及有人值守井站产生的生活垃圾。

钻井工程施工期间采取“不落地”工艺处理钻井固废，钻井泥浆、岩屑等固废得到及时、有效的收集处理。水基钻井固废定期外运至就近的砖厂或水泥厂进行综合利用，已实施工程产生的水基钻井固废均去向明确、资源化利用合理可行），特殊情况下产生油基岩屑及时外委给了有危废资质单位进行了妥善的处置；各井站以及增压站产生的废油等含油固体优先回用，无法回用的与含油检修废渣一起及时交危废资质单位进行处置；部分有人值守井站产生的生活垃圾有效收集后，按当地环卫部门要求统一处置。

各类固体废物经以上分类处置措施处理后，去向明确，现场无固废滞留和排放，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，对区域环境影响较小。

（7）区域土壤环境影响回顾

天然气勘探开发过程中对土壤的影响主要是事故情况下废水或固废处理不当而造成的土壤环境污染，开采至今，未出现较大环境事故而造成土壤污染，本项目在投入采气运营的元陆 175 及元陆 177X、正在钻井的元陆 35、元陆 178 以及已关停的老井场元陆 172 均布置了回顾性监测柱状点，由监测结果可知，监测因子监测值均能满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15818）中筛选值和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类用地的筛选值要求，同时

柱状点的特征因子监测值未超过区域特征因子监测值水平，由此可见，项目钻采过程对土壤环境影响较小。

此外，根据调查和资料收集，川东北地区的中石化天然气钻采项目，均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，天然气钻采项目对区域土壤环境未造成较大影响。

（8）回顾性评价小结

通过类比巴中气田在建或最近建成投产的生产井钻井过程、竣工环保验收的监测数据，以及巴中气田已勘探开发工程的跟踪监测数据，回顾了已勘探开发工程施工期和运营期对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境和生态环境的影响。结果表明：在严格落实各项污染防治措施的前提下，正常工况下，已勘探开发工程暂未对环境空气、地表水环境、地下水环境、土壤环境造成较大污染影响。

综上所述，巴中气田陆相已勘探开发工程各项生态保护和污染防治措施落实有效，暂未对大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、声环境、生态环境造成较大的污染影响。

2.3.3 已勘探开发工程存在的主要环境问题及建议

通过对区域已建工程现场调查、现状环境监测以及查阅相关资料，区域勘探开发至今，未出现较大的环境污染事故，区域内环境质量状况总体较好，通过现场调查发现，还存在以下环境问题：

- （1）钻井施工期使用柴油发电机供电井场存在声环境敏感目标超标现象；
- （2）部分井场施工完毕后未及时复垦的问题；

出现以上问题（1）的原因是主要为钻井需要 24 小时不间断作业，钻井期间柴油发电机以及钻井设备噪声源强较大，导致距离较近的居民点出现噪声超标现象；出现问题（2）的主要原因是，由于钻井施工完毕后，部分井场放喷池担任运营期的临时事故放喷等作用，或者井场需用于下一步进一步的开发，因此井场放喷池或井场部分区域未及时进行生态恢复，此外，临时占地施工完毕后已覆土，但由于生态恢复需要一定的周期，因此未进行复耕。因此本次评价提出以下建议：

①针对在建、拟建工程，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持，对影响较大的农户可采取临时撤离的措施，确保钻井工程的顺利进行；

②在确定相关井场不再后续开发使用后，尽快完成放喷池等的拆除，并进行复垦完成竣工环保验收。同时建议建设单位采用较为快速的生态恢复措施，尽快复耕，恢复农业生产，建议建设单位设置生态监测，定期监测临时用地施工完毕后生态恢复情况，发现生态问题及时采取强有效的生态恢复措施

总体而言，现有工程在此前的实施过程中较好的落实了各自环评报告提出的相关环保要求，无明显的遗留环境问题。在后续实施过程中，应继续落实各自环评报告的环保措施要求。

3 项目概况

3.1 项目基本情况

3.1.1 项目名称及建设性质

项目名称：巴中气田产能建设项目（一期）；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部；

生产管理单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂；

建设性质：新建；

井别及井型：开发井；井型：水平井；

开发矿种：须家河组四段地层天然气。

3.1.2 矿权范围

巴中气田产能建设项目（一期）涉及矿权：四川省四川盆地通南巴-南江区块油气勘查，矿权范围共计***，行政区域包括四川省通江、南江、巴中、旺苍、广元。目前该矿权均已取得登记，本次巴中气田产能建设项目（一期）所部署的井位均在上述巴中区块矿权范围内均有分布，涉及的区县仅为：广元市苍溪县、巴中市巴州区和恩阳区。具体范围如下图所示。

巴中气田产能建设项目（一期）17座井站主要分布在四川省四川盆地通南巴-南江区块油气勘查，项目在各矿权范围分布情况见下表。

表 3.1-1 矿权范围内井站分布情况

矿权名称	序号	井场名称	井口数量 (口)	目的层位
四川省四川盆地 通南巴-南江区块 油气勘查	1	元陆 3-1H	2	须家河组四段
	2	元陆 405H	1	须家河组四段
	3	元陆 406H	2	须家河组四段
	4	元陆 407H	2	须家河组四段
	5	元陆 408-1H	2	须家河组四段
	6	元陆 172-1H	2	须家河组四段
	7	元陆 175-1H	2	须家河组四段
	8	元陆 176-1H	2	须家河组四段
	9	元陆 178-1H	3	须家河组四段
	10	元陆 179-1H	3	须家河组四段
	11	元陆 35-1H	2	须家河组四段
	12	元陆 409H	3	须家河组四段
	13	元陆 410H	2	须家河组四段
	14	元陆 411H	2	须家河组四段
	15	元陆 412-1H	2	须家河组四段
	16	元陆 177-1H	4	须家河组四段
	17	元陆 33-1H	3	须家河组四段
/	总计	17	39	/

3.1.3 建设地点

巴中气田产能建设项目（一期）位于广元市苍溪县、巴中市恩阳区及巴州区，其中巴中市恩阳区分布的井位数量最多，巴中市巴州区分布的管线长度最长，各区县内分布的井口数量和管线长度见表 3.1-2，井场具体位置见表 3.1-3，管线具体穿越位置见表 3.1-4，巴中气田产能建设项目（一期）地理位置见附图 1.4-1。

3.1.4 建设规模及开采时序

根据巴中气田产能建设项目（一期）区块产能建设总体部署安排，本次

产能建设涉及 17 个井站，共计 39 口采气井，其中 34 口为本次钻井后新建采气井，另外 5 口井为勘探井转采气井；新建 8 条气田内部集输管线，集输管线共计 41.2km。本次产能建设预计分 4 年实施，计划从 2026 年开始实施，2029 年全部建成投产，2026 年~2029 年为建产期，稳产期为 2 年，2029 年后分批次进入产能衰减期，***；集输管线建设时序随井站投产时间而定。本项目建设时序如下表。

3.1.5 建设内容

本项目新建建设内容包括钻井工程、采气工程、集输管线工程三部分，具体见表 3.1-7。

表 3.1-7 巴中气田产能建设项目（一期）新建建设内容

序号	工程名称	建设内容
1	钻井工程	共部署 17 座钻井井场，其中 7 座为新建井场，10 座为利旧井场，新部署 34 口天然气开发井钻井。
2	采气工程	共部署 17 个采气平台井站，新建 39 口采气井，其中 34 口为本次钻井后新建采气井，5 口井为勘探井转采气井。
3	集输管线工程	新建内部 8 条集气管道，管线长度共计 41.2km。

（1）钻井工程

根据巴中区块总体部署安排，巴中气田产能建设项目（一期）共涉及 17 个钻井井场，新建钻井共计 34 口井，其中 10 座井场利旧老井场，其余 7 座井场均为新建井场。本项目部署井场情况统计表见下表。

（2）采气工程

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，进行平台井站工程建设，本项目拟部署 17 座平台井站，17 座为本次钻井井场转平台井站，共 39 口采气井，其中 34 口为本次钻井后新建采气井，5 口井为勘探井转采气井。本方案新部署采气井 39 口，稳产产能规模为 $5.57 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

（3）集输管线工程

根据巴中气田产能建设项目（一期）开发井位部署及天然气总体流向，本项目拟依托巴中区块管网系统外输，通过各井站之间的集输管线将气体汇集到各阀室，进入花巴线、龙巴线等集输干线，进入巴中市场供用户使用，用户类型主要包括城市燃气（居民和商业用户）、CNG、工业用户三类用户。本次巴中气田产能建设项目（一期）地面集输管线工程包括本次产能建设新部署井位配套的集输工程。本项目共部署 8 条集输管线，管线均为集气管道，管线长度共计 41.2km，管径均为 DN200，设计压力 6.3MPa，采用 20#无缝钢管。本次新建开采天然气集输情况详见下图 3.1-2，本次拟建管线工程量见表 3.1-10。

（4）天然气回收装置（位于平台井站内）

本次 17 座平台井站中有 15 座平台井站拟部署“20 万方/天的天然气回收装置”，其中 6 座平台井站仅在初期设置（分别为元陆 407H、元陆 35-1H、元陆 179-1H、元陆 178-1H、元陆 175-1H、元陆 176-1H），后期整体上产时建设内部集输管线。剩余 9 座平台井站按照偏远井考虑（分别为元陆 3-1H、元陆 408-1H、元陆 33-1H、元陆 406H、元陆 172-1H、元陆 409H、元陆 410H、元陆 411H、元陆 412-1H），本次规划不纳入内部集输管网建设。

（5）废水预处理系统

本次项目拟在元陆 179-1H 平台井站内新建一套处理规模 200m³/d 的废水（钻井废水、压裂返排液及采气废水）预处理系统，各井采出水拉运至元陆 179-1H 平台井站新建预处理系统处理，预处理工艺采用“复合场域聚结吸附+锰砂过滤”的处理流程，处理达标后拉运至回注井回注井处置。

3.1.6 气质成分

根据钻井设计，本项目涉及目的为须家河组四段。根据业主提供的资料，本项目目的层为须家河组四段井产气气质类比区域内同目的层位的元陆 171 井产出主要流体成分，相对密度为 0.5714，不含硫化氢，具体详见表 3.1-9。

从气质报告分析数据可知，巴中气田产能建设项目（一期）所产天然气

甲烷含量在 90%以上，其他杂质成分少，天然气经井站气液分离后无需净化可直接进入输气干线输往供气市场。

3.2 项目组成

本次项目包括建设期、运营期和退役期三个阶段。建设期包括钻前工程、钻井工程、完井作业、井站和内部集输管线建设等，同时配套建设进场道路、环保工程、公辅工程等配套工程及设施。运营期包括采气作业和天然气集输。退役期主要是设备的拆除、场地恢复。巴中气田产能建设项目（一期）项目组成表见下表。

表 3.2-1 巴中气田产能建设项目（一期）产能建设组成表

类别	项目	建设内容	主要环境影响	
			施工期	运营期
钻井井场	井组数	建设钻井井场 17 座，其中利旧 10 座，新建 7 座	噪声、废气、固废、废水、环境风险、临时占地、水土流失及生态破坏等	/
	开发井数	新建开发井 34 口钻井工程		
平台井站	井站数	建设配套平台井站 17 座（17 座为本次钻井井场转平台井站）	破坏农林植被，造成水土流失；改变局部土地利用现状。施工人员生活污染物、施工扬尘	清管废渣；采气废水；检修废气；生活废水；生活垃圾等
	采气井数	新建开发井 39 口井采气工程，其中新增 5 口井为利旧井场的勘探井转正式采气		
集输工程	井站之间内部集气管线	新建 8 条气田内配套的集输管线工程，集输管线长约 41.2km	临时占地，破坏农林植被，造成水土流失；管道施工机械及车辆噪声、废气；管道试压废水；河流穿越施工对河流的影响	固废、环境风险等
	天然气回收装置	15 座平台井站内拟部署“20 万方/天的天然气回收装置”（6 座平台井站仅在初期设置，后期整体上产时建设内部集输管线）	废气、噪声等	噪声、废气、固废、环境风险等
依托工程	依托井场	依托元陆 3、元陆 28、元陆 172、元陆 175、元陆 176、元陆 178、元陆 179X、元陆 33、元陆 35HF、元	/	废气、废水、噪声、固

		陆 177X 井场新建天然气钻井采气工程		废、环境风险等
	集输管线	依托巴中气田已建内部管线以及外输管线输送至用户。	/	
	回注井站	川石 43 回注井、回注 2 井、石龙 2 回注井、元坝 123 回注井、元坝 222 回注井等，本项目废水回注水质、水量在各回注井接受能力范围内	/	废水
	当地砖厂或水泥厂	项目产生的水基泥浆钻井固废收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理	/	固废
	当地砖厂或水泥厂	项目产生的气体钻井固废/备用水基泥浆钻井固废收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理	/	固废
	危废资质单位	油基岩屑、顶替泥浆交由有危废处理资质单位进行妥善处置，项目产生的废油等危废，交由钻井队综合利用后，无法利用的交由有危废处理资质单位进行妥善处置	/	固废

由于本次巴中气田产能建设项目（一期）产能建设项目采取滚动开发，分步实施，同一时期内，井区内各类井场、井站、场站施工期和运营期交叉，为便于工程分析和现场环境管理，本评价按照各单项工程项目给出项目组成表。

3.2.1 钻井工程（含钻前工程）项目组成

各井场作为天然气开发井生产井场，采用丛式井组方式布置，减少占地，并按照独立项目根据产能建设整体计划逐步实施。项目共布置 17 个井场，新部署的井场钻前工程将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）和《川西平原钻前工程标准方案设计》实现标准化建设。

本项目各井场新增布置井口 1~3 口不等，单排或双排排列，井口间距约 5m。为减少占地面积，各井场不修建废水池和固废池，废水由废水收集罐收集，固废由废渣收集罐收集后及时外运。

钻前工程为钻井前准备工作，包括井场道路建设、平整井场、修建泥浆

不落地及循环系统区域（300m²，50m×6m，包括泥浆循环系统、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐、废渣收集罐等），修建放喷池（均修建2个300m³放喷池）、修建设备基础、安装设备等，同时修建办公和生活区活动板房、钻前道路、给排水、供配电等辅助工程；钻井工程主要包括利用钻前工程构筑的井场及设备基础对井场内布置的天然气开发井实施钻井、套管固井作业；完井作业主要指钻井至目的层后，对该井油气产能情况进行测试，工程内容包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等过程。

本项目建设17个井场，其中10个井场依托原有井场进行扩建，**依托原有井场的工程包括：原井场部分区域、井场道路、供水、供电等工程**，其他工程均为新建。

3.2.2 采气工程项目组成

钻井完毕后，通过测试并获得天然气产量后，进行平台井站工程建设，本项目拟部署17座平台井站，共39口采气井，其中34口为本次钻井后新建采气井，另外5口井为勘探井转采气井，元陆177X井站依托原有已建集输管线输气，部分井站新建集输管线输气，剩余井站采用20万方/天的天然气回收装置（CNG）处理后进行气体外输。

本项目拟部署的17座平台井站按标准化、模块化建设，新建气井采用“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”，气井首先进行除砂，随后接入水套炉加热节流，接入分离器分离、计量处理，外输下游井站或阀室。

3.2.3 集输管线工程项目组成

根据巴中气田产能建设项目（一期）产能计划，本次地面工程共新建8条管线，集输管线共41.2km。

3.2.4 天然气回收装置项目组成

本项目运营期有15座井站设有天然气回收装置工艺，采用CNG工艺，其中6座平台井站仅在初期设置，后期整体上产时建设内部集输管线。天然气回收装置区位于采气平台井站旁（依托钻井期间钻井井场），站场平面布置根据功能需要，设置CNG槽车停车位、过滤、脱水压缩模块、放空模块，

污水罐模块、厕所、值班室等，过滤、脱水压缩模块设置过滤分离器、20 万方/天处理规模脱水压缩一体化橇等设施，放空区一般远离工艺区，同时远离居民区，设置 15m 放空立管用于装置区事故检修下放空。

3.2.5 废水预处理系统组成

本次项目拟在元陆 179-1H 平台井站内新建一套处理规模 200m³/d 的废水（钻井废水、压裂返排液及采气废水）预处理系统，各井采出水拉运处理，预处理工艺采用“复合场域聚结吸附+锰砂过滤”的处理流程，复合场域工艺原理是通过直流高频电源实现电场、磁场在同一时间、空间维度融合，可对水中含油乳化物进行破乳，实现油水固的快速分离。

3.3 钻前工程

巴中气田产能建设项目（一期）建设项目部署 17 个井场，新部署的井场钻前工程仍将严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）实现标准化建设。

（1）根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”，巴中气田产能建设项目（一期）建设项目新部署 17 个井场在钻前实施阶段对井口外围 100m 范围内的居民实施临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。同时井口 500m 范围无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速路分布。

（2）井场：井场长、宽由井场部署井数（1~3 口井不等）和井场现场情况按照钻井工程井场布置设置，钻前工程主要完成井场占地平整、设备基础构筑、场地截排水沟、工艺区围堰、工艺区防渗层等隐蔽工程施工。

（3）场外放喷池：根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中的第 4.1.2.3 条规定：放喷管线应接至距井口 75m 以上的安全地带，距各种设施不小于 50m。地层压力大于 70MPa 或含硫油气井设置主、副放喷池各一个，

与井口的夹角不小于 120°。每个井场设置 1~2 处放喷池，放喷口修建燃烧池，燃烧池长×宽×高为 10*20*1.8m，放喷池宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建，采取重点防渗。

（4）场外水池：项目属于不含硫井，不规划场外布置水池。

（5）泥浆不落地及循环系统区域：为减轻各井场施工期钻井泥浆、岩屑、钻井废水等污染物现场贮存量，减轻施工期环境影响，各井场均配套建设 300m²（50m×6m）的泥浆不落地及循环系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

（6）井场道路：根据当地路网情况，修建井场道路连接井场和地方公路，道路路肩宽度 4.5m，路面宽度为 3.5m。

各井场钻前工程主要内容和工程量表见下表 3.3-1。各井场钻前工程临时占地面积见下表 3.3-2。

3.4 钻井工程

3.4.1 井位数量和井场布置方式

（1）各井场钻井工程井口数量

本项目各井场数量为 17 座，共计新钻 34 口天然气井，巴中气田产能建设项目（一期）各井场井口数量见下表。

（2）井场布置方式

根据井位布置方式，结合项目周边地势情况，井场尺寸大小各异，不同钻机井场有效尺寸各异，根据巴中气田前期开发取得的布井经验，井场井位布置方式有单排布置和双排布置两种方式，井间距一般为 5m，同时各井场配置标准的泥浆不落地及循环系统区域进行泥浆不落地循环系统的布置，本项目类比巴中气田已布置井场尺寸，根据井口数量给出典型井场尺寸大小，实

际根据井位的布置以及现场实际条件进行微调。

根据地下资源和地面情况综合考虑井口布置方式，井口位于井场中间位置，典型井场布置图见下图井口布局示意如图 3.4-1 所示。

***。

3.4.2 井身结构设计

本项目分布于四川盆地川北坳陷带通江凹陷西南部构造，主要目的层为须家河组四段，34 口井均为水平井。根据气藏工程和采气工程方案要求，油层套管设计为 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管，据此结合示范区前期实钻经验，本项目各井组单井采用现阶段最为成熟和可靠的常规导管+三开井身结构方案***。

3.4.3 钻井方式选择

本项目采用气体钻井技术（泡沫钻+空气钻）+液体钻井技术（清水、水基泥浆、油基泥浆）相结合的方式钻井。钻井导管段采用清水钻井，一开段、二开段采用气体钻井（一开泡沫钻、二开空气钻），备用水基泥浆钻井，三开段采用油基泥浆钻井。

（1）气体钻井

①泡沫钻井技术

A、泡沫钻井参数

B、泡沫钻井配套设备

泡沫钻井空气流程与纯空气钻井流程一致，但需要使用一台水泥车（雾化泵），在立管三通处泵入泡沫基液，与进入立管中的空气混合发泡，其他设备与纯空气钻井相同。

C、泡沫钻井技术参数

泡沫基液配方：清水+0.8~1.5%发泡剂+0.5%稳泡剂+0.5%CMC

性能参数：发泡量 400ml 以上，半衰期 20min 以上。

②空气钻井技术

A、空气钻井参数

B、空气钻井配套设备

气体钻井设备主要由空气压缩机组、增压机组、制氮机组、连接管汇部分、中央控制系统及其他辅助设备组成。为了安全钻井，气体钻井需要在钻具上安装浮阀等特殊工具。

C、空气钻转为其他方式钻井的原则

a 地层出水不能进行空气钻井时，应转化成常规钻井液钻井。

b 天然气含量连续大于 3%，或井下连续发生两次燃爆，空气钻井应转化成氮气、雾化、泡沫或常规钻井液钻井。

c 发现硫化氢应终止空气钻井，并转化成常规钻井液钻井。

d 井壁失稳，阻卡严重，应转化成常规钻井液钻井。

e 扭矩、摩阻突然增大、起下钻困难，影响安全钻井时应转换为常规钻井液钻井。

3.4.4 钻井液体系

（1）可能钻遇的复杂情况和钻井液技术重点

①环境保护：钻井液技术服务方应满足国家、地方政府以及企业对环保作业的有关要求。全井禁止使用有毒有害材料。按西南油气分公司工程技术管理部工程技术（2018）1号文件要求，施工单位应自行选定环保治理单位，在井场采用不落地方式收集钻屑、废弃钻井液，需提前做好有关准备。

②井漏：浅表层钻进中注意防漏、防地表（下）水污染，应提前做好防漏堵漏材料及技术准备，钻井过程中加强坐岗观察，若发生井漏采取相应的堵漏措施及时堵漏。表层若发生失返性井漏，推荐采用清水强钻，并制定安全钻井技术措施，储层段使用的防漏堵漏材料应含有可酸溶的成分。

③井壁稳定：白垩系和蓬莱镇组泥岩造浆性强，易吸水膨胀缩径，遂宁组和沙溪庙组泥岩易吸水膨胀分散及剥蚀掉块，钻进中要强化钻井液的抑制封堵能力，及时调整钻井液密度，提高井壁稳定性。

④井控安全：根据井控要求，储备足量的高密度钻井液、加重材料和堵漏材料。

⑤条件成熟的情况下，推荐采用空气钻井方式钻越导管段，最大程度的

保护浅层地下水。

(2) 根据地质条件确定的钻井液要求

(4) 钻井液回收利用方案

在同一井组采用储备罐分类回收各井段钻井液，井场内各井重复利用，建立钻井公司内部泥浆转运协调机制，本区块内钻井结束后可回用泥浆可依托建设单位在广元、德阳、威远等地建设的泥浆中转站，实现本项目剩余油基泥浆的中转。各中转站可实现钻井液各钻井公司内部统一集中管理，批量综合回收再利用，减少现场新调配泥浆量。

3.4.5 固井方案设计

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的天然气。

巴中气田产能建设项目（一期）各井组单井固井均采用水泥固井方式固井，固井要求如下：

- (1) 除尾管固井外，水泥浆必须返到地面；
- (2) 固井质量必须合格；
- (3) 油气显示井段固井质量良好。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

3.4.6 钻机及主要设备选型

(1) 钻机选择

根据设计钻井深度和最大工作载荷作为钻机选型依据，同时考虑水平井摩阻、钻机处理井下复杂的能力及许用安全系数等，最大井下负载应不大于所选钻机最大钩载的 80%，结合本井最大钻深和最大负荷预测情况，选择 ZJ70 型电动钻机。钻机底座高度应满足该井所需防喷器组的安装高度。为提

高井下复杂情况处理能力，要求从二开开始配备顶驱（ $\geq 500t$ 、机械式金属密封冲管总成），并配备 3 台 52MPa 钻井泵及 70MPa 地面循环管线，设备满足“大排量、大钻压、高转速”等施工要求。配置网电系统满足现场强化参数钻井的负荷要求。

（2）井控设备选择

按钻井行业和中石化标准、规程、规范、规章制度的要求进行施工，重点注意：

① 闸板防喷器、节流管汇、压井管汇送井前必须进行全面检查，在井控车间试压至额定工作压力，试压合格后才能送往井场。

② 安装防喷器前，要认真检查闸板芯子尺寸是否与使用的钻杆相符，要求液控系统功能齐全，液控管线不得有刺漏现象。

③ 井口装置安装好后，在钻水泥塞之前按表中要求用试压堵塞器对套管头、防喷器、节流管汇、压井管汇进行试压，达到试压要求后方可开钻。注意，试压期间打开套管头侧四通闸门，防止套管头承压。

④ 三开开始采用双钻井四通井口井控管汇，其安装符合 Q/SH0205 中 4.1.2.2 要求，选用专用的放喷管线，通径大于 103mm。

⑤ 安装好司钻控制台和液面报警装置，方钻杆上下旋塞、回压凡尔（井口和井底）等内防喷工具各 2 套，额定工作压力不低于 105MPa，在高压和高压差情况下能顺利工作。投入式止回阀、旁通阀配备回压凡尔安装工具 1 套。

⑥ 远程控制台摆放在钻台侧前方，距井口不小于 25m，距放喷、压井管线应有一定距离。

⑦ 备用 1 根本体外表光滑的钻杆，接上单流阀，作为防喷钻杆短节放在大门坡道上，准备关防喷器时用。

⑧ 套管头上法兰安装扶正圈，以利于钻头等工具的顺利下入。

⑨ 常规钻井液钻进每天进行低泵冲试验，记录冲速、排量、泵压实测数

据，更换钻头、钻井液性能发生变化、钻具发生变化、井眼发生变化也应进行低泵冲试验。

⑩按标准配备可燃气体监测仪。

3.4.7 钻井作业原辅材料消耗

（1）钻井材料消耗

巴中气田产能建设项目（一期）各井场钻井材料中钻头、套管、套管附件等在各井场材料区储存，钻井过程中钻井时钻杆、套管等临时在井场前场靠井架码放使用；柴油在柴油罐内储存，储罐基础应采用混凝土结构基础。本工程使用材料消耗见表 3.4-12。

（2）钻井泥浆材料消耗

本项目使用的钻井泥浆原材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆场存储，全井段禁止使用高毒害钻井液处理剂，导管井段采用清水钻井液，禁止加入有毒钻井液处理剂。本项目钻井工程钻井泥浆材料用量见表 3.4-13~15。

③上表是水基钻井液预计钻井液材料用量；本井采取回收浆+新配浆模式使用油基钻井液，预计需新配油基钻井液 200m³，完钻后满足钻井要求的油基钻井液应全部回收，拉运老浆和回收井浆的运输由施工方组织车辆完成。

3.4.8 钻井周期预测

参考巴中气田已完成井分段钻井速度和纯钻时效等指标，优选 PDC 钻头，考虑技术进步等因素，预计巴中气田产能建设项目（一期）须家河组四段水平井平均井深 5800m，预测单井平均钻完井周期 45d。

3.5 完井工程

3.5.1 完井方式

前期开发实践表明，压裂改造是中浅层气藏重要的增产、建产手段。本井为开发井，考虑为分段压裂实施提供有利的井筒条件，完井方式推荐射孔

完井。

3.5.2 压裂改造方案

压裂是指在井筒中形成高压迫使油气层形成裂缝的施工过程。项目各井采用加砂压裂，井筒清洗干净后，通过压裂车将配置的压裂液压至地层（其中盐酸用于压裂施工前置液酸化井壁），使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的，本项目采用加砂压裂方式进行压裂。

利用完钻后（钻井设备搬家撤离完毕）的场地实施试气作业（压裂测试），无新增占地。井场中部靠近井口两侧并排布置压裂泵车、仪表车、压裂液材料、压裂液组合罐以及混砂设备等。井场外，生活区使用钻井工程生活区，利用钻井放喷池进行测试放喷，开井测试压裂返排液收集采用压裂液罐收集暂存（开井测试前将压裂液罐清空）。

压裂作业一般 80-100 米为一段，每段压裂时长 1 至 3 小时，施工泵压 $\leq 110\text{MPa}$ 、施工排量为 $10\sim 18\text{m}^3/\text{min}$ ，加砂强度 $1.3\text{-}2.0\text{m}^3/\text{m}$ ，用液强度 $20\text{-}30\text{m}^3/\text{m}$ 土，单段砂量 $60\text{-}130\text{m}^3$ ，单段液量约 1000m^3 ，本项目水平井水平段长度预计 $800\text{-}1000\text{m}$ ，预计分段数为 10 段，单井液量预计 10000m^3 。混砂设备：供液能力 $\geq 18\text{m}^3/\text{min}$ ，混砂车 ≤ 2 台；仪表车 1 台、高压管汇、低压管汇、压裂液添加剂比例泵、各种配液小泵若干台、添加剂混注小管汇和管线 2 套。

试气作业施工车辆及设备见下表。

（2）压裂液选择

平均水平井单井液量 10000m^3 ，按返排率 30% 计算，预计单井返排量为 3000m^3 左右。原则要求 90% 回收利用，因受生产进度及影响不能回收利用的，经处理后拉至分公司工区进行回注井回注。压裂作业主要入井原辅材料如下：

***。

致密砂岩普遍采用变粘降阻水压裂液体系，压裂液主要包括可变粘降阻剂和助排剂、粘土稳定剂、杀菌剂、破胶剂等成分。其中可变粘降阻剂是一种可在水中快速溶解的水溶性聚合物，少量添加即能减少流体粘滞度和摩擦

阻力的试剂。助排剂是用醇类或氟碳类表面活性剂与其他表面活性剂复配而形成的一种表面活性剂复配体系，通过降低气水表面张力，实现降低储层孔吼毛管压力，促进压裂液破胶和返排；粘土稳定剂是一种季铵盐类阳离子表面活性剂或聚合物，可以在储层表面形成一层膜，阻止水分子进入粘土矿物晶格内部，实现抑制粘土膨胀的目的；杀菌剂主要用于抑制微生物生长；破胶剂的主要成分为过硫酸铵强氧化剂，在储层温度下将高分子长链网状结构降解为短链结构，实现高粘压裂液破胶水化，便于压裂液的快速返排，具有强氧化性和腐蚀性。酸液中除盐酸和氢氟酸，缓蚀剂主要成分为：醛、酮、胺缩合物；咪唑啉衍生物：吡啶、喹啉季铵盐；杂多胺等，能够有效的阻碍或者完全阻止酸化压裂过程中金属腐蚀。铁离子稳定剂主要由由铁络合剂和铁还原剂等组成，铁络合剂可与 Fe^{3+} 、 Fe^{2+} 络合或螯合，使它在酸中不易发生水解，铁还原剂可将 Fe^{3+} 还原至 Fe^{2+} ，在乏酸pH值下可达到稳定铁的目的，防止铁凝胶沉淀，随乏酸排出。综上，本项目压裂液主要成分含水、有机物、一般无机盐等，添加剂中含有有毒有害物质但是用量很小，压裂液毒性非常微弱。

本项目各井场现场配置压裂液，用于配制压裂液的原水来源于区域内其他井的钻井废水、洗井废水和压裂返排液以及新鲜取水。原水通过现场配置压裂液回收处理车辆经过滤去除杂质(如树叶、石头、沙粒等)、添加药剂（返排液专用杀菌剂、瓜胶等）等简单处理后用于配置压裂液。该回收处理工艺已属成熟工艺。压裂返排液使用指标及回用要求如下：①降阻水：固相含量 $\leq 1000\text{mg/L}$ ；氯根含量 $\leq 50000\text{mg/L}$ ；铁细菌TGB $\leq 2.5 \times 10^4$ 个/mg；腐生菌 $\leq 2.5 \times 10^4$ 个/mg；②降阻水除上述指标外，增加以钙离子计算的总硬度 $\leq 800\text{mg/L}$ 。该回收处理工艺产生的少量杂质混入钻井固废中处理。

（4）排采方案

压裂完毕后适当关井一段时间（3~5天）将有部分压裂液从井底返排出来，根据气田内已实施井位压裂返排液统计情况可知，压裂返排液量约为压裂液的30%，单井压裂废水产生情况表见下表：

3.5.3 压裂施工周期预测

压裂施工周期预测：本项目压裂施工周期预测：压裂过程会产生压裂返排液，单井分 12-16 段压裂，压裂时间为 8-16 天/井，返排时间约 30 天。该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。

3.6 采气工程

3.6.1 总工艺方案

（1）采气总体流向方案

巴中气田产能建设项目（一期）井站须家河组气藏新建气井采用“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”，气井接入水套炉加热节流，接入分离器分离、分子筛脱水、计量处理，外输下游井站或进入天然气回收装置处理后外售。本次地面工程部署气井 39 口，新建内部集输管线 8 条，涉及平台井站 17 座，其中 15 座井站新部署天然气回收装置工艺，2 座井站（元陆 175-1H、元陆 177X）依托已建管线。15 座部署天然气回收装置（CNG）的井站中有 6 座仅在初期设置，根据开发井位部署及天然气总体流向，井站单井采气后，部分井站新建集输管线输气，剩余井站采用 20 万方/天的天然气回收装置处理后进行气体外输。巴中气田产能建设项目（一期）集气总体流向示意图见图 3.6-1。

图 3.6-1 巴中气田产能建设项目（一期）集气总体流向示意图

（2）设计参数

根据《巴中气田产能建设项目（一期）地面方案》设计资料，本次巴中气田产能建设项目（一期）井站设计技术基础参数表见下表，集输管线设计压力为 6.3MPa。

3.6.2 平台井站基本情况

根据巴中气田产能建设项目（一期）产能建设开发方案总体布局和集输工艺方案，本次产能建设项目地面工程建设内容包含建设平台井站 17 座，为本次钻井井场转平台井站，共 39 口采气井，其中 5 口井（元陆 33 井、元陆

35HF 井、元陆 177X 井、元陆 178 井、元陆 179X 井）为利旧井场的勘探井转正式采气；本项目采气井场均按有人值守设计。

（1）井站配产

根据巴中气田先期实施的天然气开发井投产生产情况，单井配产为 5 万方/天，本方案部署新井 39 口，本次产能建设预计分 4 年实施，计划从 2026 年开始实施，2029 年全部建成投产，稳产期为 2 年，即 2030 年~2031 年，2031 年后进入产能衰减期，预计单井产量为 5 万方/天，***。本项目配产方案见下表。

（2）井场计量

由于天然气井建产方式为丛式井钻井，同井场单井产气共用一条采气管道输送，井场采用单井带液计量撬计量工艺。流程简化为井下节流后，各井利用带液计量撬实现单井连续计量，再通过撬装气液分离器分离计量后外输下游井站或集气站。

3.6.3 平台井站生产流程

各井站按标准化、模块化建设，新建气井采用井口“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”进行采气。

根据井场气井数量以及井下压力情况，本项目各井站采用工艺详见表 3.6-2，典型工艺流程示意图详见图 3.6-2。

3.6.4 天然气回收装置工艺流程

从井口出来的原料天然气首先通过高压分离器进行气液两相分离，分离天然气中的固体颗粒和游离水，分离后的天然气进入干燥器进行深度脱水。当井口压力低于 20MPa 时，通过分离后的天然气进入 CNG 压缩机进行压缩增压，当井口压力高于 20MPa 时，脱水后天然气直接进入加气柱进行高压直接灌充槽车。

脱水设备设置在增压后，考虑在相同气量情况下，压缩后脱水设备体积小、再生气量小、脱水后露点低。同时为充分利用井口压力能，设计直充功

能，设备采用高压设计。

3.6.5 平台井站主要设备

（1）平台井站主要设备

根井组生产工艺情况，平台井站生产流程采用标准化、一体化、橇装化、模块化设计，便于井站流程管理和设备轮换，各平台井站生产设备如下表：

3.6.6 井站平面布置及占地

（1）井站平面布置

各井站采用标准化的平面布置，“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”井站平面布置包括工艺流程装置区、储液区、放空区，井站为永久性占地，在钻井工程用地范围内建设，不另新增占地。

（2）井站占地

井站的总平面布置，根据生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件确定。改扩建井站考虑利用井站现有的场地，对于井站安全距离不够的考虑适当增加征地。根据川西井站标准化工作以及目前的建设模式，各井站占地情况见下表。

（3）天然气回收装置平面布置

天然气回收装置采用标准化的平面布置，在采气平台井站范围内建设，不另新增占地。

天然气回收装置平面布置见下图 3.6-5。

3.6.7 信息化方案

本次采气井场均按临时有人值守设计，日常巡井管理。井站则采用 RTU 对站内各仪表的监测数据进行统一集成处理，再通过专用通信设备将数据上传至服务器，每座井站设置视频监控 2 套，对站内进行实时监控。

3.6.8 井站运营原辅材料消耗

巴中气田产能建设项目（一期）各井站采气利用井下压力采用衰竭式开

采，井站原辅材料消耗种类较少，用量较小，项目运营期为天然气的开采，控制系统消耗一定的电能和生活用水，井站均为有人值守井站。各井站原辅材料消耗按需取。

3.7 集输工程

3.7.1 集输管线走向设置原则

结合巴中气田产能建设项目（一期）所在区域地形、地貌、工程地质条件、井站分布情况，交通、人文、经济的发展状况，集输管线走向选择遵循如下原则：

- ① 线路走向避开当地县城、乡镇规划区等人口、设备密集区域。
- ② 根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》相关规定进行综合比选，在力求线路顺直的同时控制拆迁工程量，以满足安全、经济的合理性。
- ③ 尽量利用和靠近现有公路，方便管道的运输、施工和生产维护管理。
- ④ 公路、河流等重要穿越位置的选择应服从环保优先原则，对区域内的县城及乡镇集中饮用水源保护区采取绕避措施，有效保护区内各环境敏感区。
- ⑤ 选择有利地形，尽量避开施工难段和不良工程地质地段（如陡坡、陡坎、滑坡地段等），以减少线路防护工程量，确保管道安全运营。
- ⑥ 线路沿线地区等级结合目前地区等级和区域社会经济发展情况确定，管线走向并照顾当地区域社会发展定位
- ⑦ 阀室选址尽量避免人群分布较集中区域，同时尽量避免植被茂盛的林地等。

3.7.2 线路走向比选

本项目管线工程采用“支状管网布局，路由首先避开了不良地质段，其次尽可能减少施工占地和工程拆迁量，在考虑地形、沿线敏感区分布及要求、管线服务范围等多方面因素的前提下，以选择最短路径为原则进行布局。因此，本项目对元陆 176-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线、元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 179-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线路由进行比选。

（1）元陆 176-1H~元陆 178-1H 集输管线

方案一：本方案管道起点为元陆 176-1H 井站，终点为元陆 178-1H 井站。元陆 176-1H~元陆 178-1H 集输管线方案一由元陆 176-1H 井站出站后朝南方向敷设，到达元陆 178-1H 井站。途中依次经过宕梁社区和大茅坪镇，整个方案一长度总计约 4.9km，穿越沟溪 2 次，乡村道路 2 次。

方案二：本方案管道起点为元陆 176-1H 井站，终点为元陆 178-1H 井站。元陆 176-1H~元陆 178-1H 集输管线方案二由元陆 176-1H 井站出站后朝南方向敷设，到达元陆 178-1H 井站。途中依次经过宕梁社区和大茅坪镇，整个方案二长度总计约 4.5km，穿越沟渠 3 次，穿越乡村道路 5 次。

根据以上结果分析，方案一管道长度较长，但管道穿越乡村道路及沟渠次数更少，同时管道不涉及集中式饮用水源保护区；方案二管道长度较短，但管道穿越乡村道路及沟渠次数更多，同时方案二管道穿越了明星社区马松林塘集中式饮用水源二级及一级保护区，生态评价范围内还涉及南垭庙村白花溪水库集中式饮用水源保护区；从水环境、大气环境、噪声环境、生态环境等环保角度来看方案一更优，因此经工程和环保综合比选，本项目推荐方案一。

（2）元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线

方案一：本方案管道起点为元陆 178-1H 井站，终点为元陆 35-1H 井站。元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线方案一由元陆 178-1H 井站出站后朝西南方向敷设，到达元陆 35-1H 井站。途中依次经过大茅坪镇、三江镇，整个方案一长度总计约 8.5km，定向钻穿越河流 1 次，沟溪 2 次，穿越县道 1 次，乡村道路 4 次。

方案二：本方案管道起点为元陆 178-1H 井站，终点为元陆 35-1H 井站。元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线方案二由元陆 176-1H 井站出站后朝南方向敷设，到达元陆 178-1H 井站。途中依次经过宕梁社区和大茅坪镇，整个方案二长度总计约 8.2km，定向钻穿越河流 1 次，沟溪 3 次，穿越县道 1 次穿越乡村道路 5 次。

根据以上结果分析，方案一管道长度较长，但管道穿越乡村道路及沟渠次数更少，同时管道不涉及城镇重点管控单元；方案二管道长度较短，但管道穿越乡村道路及沟渠次数更多，同时方案二管道穿越了城镇重点管控单元；

从水环境、大气环境、噪声环境、生态环境等环保角度来看方案一更优，因此经工程和环保综合比选，本项目推荐方案一。

（3）元陆 35-1H~光辉阀室集输管线

方案一：本方案管道起点为元陆 35-1H 井站，终点为光辉阀室。元陆 35-1H~光辉阀室集输管线方案一由元陆 35-1H 井站出站后朝北方向敷设，到达光辉阀室。途中依次经过三江镇、光辉镇，整个方案一长度总计约 9.1km，穿越沟溪 2 次，穿越高速公路 1 次，乡村道路 15 次。

方案二：本方案管道起点为元陆 35-1H 井站，终点为光辉阀室。元陆 35-1H~光辉阀室集输管线方案二由元陆 35-1H 井站出站后朝北方向敷设，到达光辉阀室。途中依次经过三江镇、光辉镇，整个方案二长度总计约 9.2km，穿越沟溪 2 次，穿越高速公路 1 次，乡村道路 17 次。

根据以上结果分析，方案一管道长度较短，同时管道穿越乡村道路及沟渠次数更少，管道不涉及城镇开发边界；方案二管道长度较长，管道穿越乡村道路及沟渠次数更多，同时方案二管道穿越了光辉镇城镇开发区、双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区、中兴村白果树水库集中式饮用水源保护区；从水环境、大气环境、噪声环境、生态环境等环保角度来看方案一更优，因此经工程和环保综合比选，本项目推荐方案一。

（4）元陆 179-1H~光辉阀室集输管线

方案一：本方案管道起点为元陆 179-1H 井站，终点为光辉阀室。元陆 179-1H~光辉阀室集输管线方案一由元陆 179-1H 井站出站后朝东南方向敷设，到达光辉阀室。途中经过秋溪社区和光辉镇，整个方案一长度总计约 4.7km，穿越沟溪 5 次，穿越铁路 1 次，乡村道路 13 次。

方案二：本方案管道起点为元陆 179-1H 井站，终点为光辉阀室。元陆 179-1H~光辉阀室集输管线方案二由元陆 179-1H 井站出站后朝东南方向敷设，到达光辉阀室。途中经过秋溪社区和光辉镇，整个方案二长度总计约 4.2km，穿越沟渠 4 次，穿越铁路 1 次，穿越乡村道路 6 次。

根据以上结果分析，方案一管道长度较长，管道穿越乡村道路及沟渠次数更多，但方案一管道不涉及集中式饮用水源保护区；方案二管道长度较短，

管道穿越乡村道路及沟渠次数更少，但方案二管道穿越了柏林湾村马家湾水库集中式饮用水源二级保护区；从水环境、大气环境、噪声环境、生态环境、环境风险等环保角度来看方案一更优，因此经工程和环保综合比选，本项目推荐方案一。

（5）元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线

方案一：本方案管道起点为元陆 175-1H 井站，终点为元陆 178-1H 井站。元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线方案一由元陆 175-1H 井站出站后朝北方向敷设，到达元陆 178-1H 井站。途中经过梁永镇和大茅坪镇，整个方案一长度总计约 10.4km，穿越沟溪 2 次，穿越高速公路 1 次，乡村道路 15 次。

方案二：本方案管道起点为元陆 175-1H 井站，终点为元陆 178-1H 井站。元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线方案二由元陆 175-1H 井站出站后朝北方向敷设，到达元陆 178-1H 井站。途中经过梁永镇和大茅坪镇，整个方案二长度总计约 9.9km，穿越沟渠 3 次，穿越高速公路 1 次，乡村道路 9 次。

根据以上结果分析，方案一管道长度较长，管道穿越沟渠次数更少，但方案一管道穿越公益林及永久基本农田更多，同时管线 200m 范围内分布有学校，存在一定环境风险，方案一管道距离梁广村巴河李家坝段集中式饮用水源保护区较近，约 250m；方案二管道长度较短，管道穿越公益林及永久基本农田更少，同时管线沿线 200m 主要为散居农户，无学校、医院、人口密集区等高后果区，环境风险较小；从水环境、大气环境、噪声环境、生态环境等环保角度来看方案一更优，因此经工程和环保综合比选，本项目推荐方案二。

本项目新建 8 条内部集输管线，本工程主要结合沿线地形特征、地方规划、下游用户、西南油气田分公司的整体管网建设等条件，由于线路较短、基本取直并已避让集中式饮用水源等敏感区故不再进行比选。

3.7.3 管径、集输参数

本项目共部署 8 条集输管线，均为集气管道，管线长度共计 41.2km，管径均为 DN200，设计压力 6.3MPa，采用 20#无缝钢管。各管线管线长度及管径选择以及材质设置见表 3.7-1。

3.7.4 管道敷设方式

本工程管道全部采用埋地敷设，同时采用弹性敷设、现场冷弯弯管、热煨弯头三种形式来满足管道变向要求。管道穿公路应设保护套管，管道穿越河流段应敷设在河床稳定层以下，并采取相应的稳管措施。

①管道埋深

根据《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）及《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）要求，并考虑到管道稳定性等要求综合确定，管道采用埋地敷设为主。为确保管道安全，不受外力破坏，平稳供气，管道应有足够的埋设深度且应埋设于最大冻土深度以下。本工程集气管道埋深一般地段要求为管顶距自然地面 1.0m。

本工程沿线地区等级为三级，考虑到管道沿线的地形地貌、农田耕作条件要求，埋地管道的管顶最小覆土厚度土壤类不低于 1.2m，岩石类不低于 0.8m。

对于卵石、碎石地段和石方段，管沟应超挖 0.3m，并回填细土，保证管道下方的细土层压实之后的厚度不小于 0.3m，以免防腐层受损。

管道穿越小型河流，按设计规范的要求将管顶埋设至河床稳定层以下 0.5m，并应保证管顶最小埋深不小于 2.0m。当河床存在人工挖沙石可能引起河床下切的，要求埋设在挖掘深度以下 0.5m，管道上部埋设警示带，两侧设警示牌。

②施工作业带

管道通过经济作物区时，为减少管道施工对经济作物的损坏，施工作业带宽度应尽量缩窄，宜采用沟下组焊方式减小施工作业带宽度，工程管道根据管径的不同通过经济作物区的施工作业带宽度宜压缩在 8m~12m 之间。林地、耕地一般地段应在保证施工手段展开的前提下，尽量减小作业带宽度。对管道施工作业带只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

施工作业带清理、平整应遵循保护农田、果林、植被及配套设施，减少

或防止水土流失。山区段、滑坡段、崩塌段、高陡斜坡对施工作业带内及附近有可能危及施工作业安全的落石、崩岩、滑塌等应进行清除或采取有效防护措施。

③堆管场

工程所在地为平原、部分丘陵地段，施工中需在管道沿线修建临时场地，用于堆放管道，便于管道铺设施工。临时场地设置应以保持周围生态环境、尽量减少占地面积为原则，工程施工完成后需对临时场地进行生态恢复。

④管沟底宽和坡度

管沟底宽度根据管道外径、开挖方式、组装焊接工艺及工程地质等因素确定。

当管沟深 5m 以内时，管底宽度 0.5-1.2m；管沟深度大于 5m 时，应根据土壤类别及物理力学性质确定管沟宽度；当管沟需加支撑时，应计入支撑结构厚度。管沟坡度依据土壤性质确定，坡度比为 1:0~1:1.25。

3.7.5 沿线特殊地段及处理

（1）山区、丘陵段

山区段没有道路的可劈山修路然后敷设管道，有山间道路的可拓宽，以便管道能够放置在路边；陡坡段只考虑道路可以通到隧道口或坡脚、坡顶，中间斜坡段则采用爬行设备或发送管线施工。设计中尽量满足施工期间的设备、材料运输和管道安装的方便性以及后期运行中的安全性。

（2）经济作物区、果园段

管道所经地区以林区、耕地为主，为减少管线施工对经济作物、果园的损坏，选线过程中尽量选择避让，对于无法避开区段，管道尽量靠近果树园内农用道路敷设，施工作业带宽度应尽量缩窄，可考虑采用沟下组焊方式以减小施工作业带宽度，以减少占地。

（3）穿越林区地段

对于林区内的管道施工，作业带宽度 8m，并应预先编制施工安全预案，确保林区内的施工安全。管沟开挖严禁采用爆破方式进行；管沟成型组焊前，应清除管沟附近的树枝、树叶，组焊建议采用沟下焊方式；焊接过程中，应

对焊接区一定范围设置临时的隔阻材料（如隔板），防止电弧和火花进入林区；严禁在树林边或树林内吸烟、引弧；对于材料中的易燃物质，应设置于空旷的场地且远离焊接区；施工中应配备一定数量的移动灭火器。

（4）崩塌、滑坡区域

对于受地形条件的限制，管道无法避让滑坡的情况，应对通过滑坡段的管道进行保护，如设置抗滑桩、抗滑挡土墙，同时设置截、排水沟等多种治理措施；对于坡体较薄的崩塌、滑坡，应将管道置于稳定的岩层或土层中，并采取适当工程措施。

（5）水域小型穿越

小型河流虽然水量不大，但如果埋深不足或没有及时恢复地貌，作好水工保护，极易在雨季冲毁管沟，损坏管道。因此，管道必须埋到冲刷及疏浚线深度以下，并及时做好水工保护，确保管道安全。

（6）地下水位较高段

本工程沿线部分地段地下水位较高或存在流沙或淤泥地段，均应考虑配重设计，防止水位上升，管道上浮。

（7）与高压输电线较近段

线路因受地形、地物及城市规划等条件限制，局部被迫靠近高压线并与其并行，管道设计需采取特殊的阴极保护措施，保证管道的安全。

与高压线较近段，在施工中应加强施工人员、施工机具设备的安全绝缘措施，如：施工人员应穿绝缘鞋，戴绝缘手套，或者在绝缘保护垫上操作等。在高压线附近进行管道焊接时，焊管必须接地。任何情况下都不得把管道与高压线塔接地连接起来。施工不宜采用大型机具。雷雨天气必须停止施工作业。

（8）水工保护

本工程管道沿线主要经过平原、部分山地丘陵等地貌地段。低山丘陵和山区冲沟等地段的发育，会对管道运营产生潜在危害，管道施工也将会使在自然状态下稳定或相对稳定的地貌产生变化，从而引发不稳定因素，对管道安全构成威胁。为保证管道安全，防止由于洪水、重力作用、风蚀、地震、

人为改变地貌等因素对管道造成的破坏，需对管道经过的不良地质段采取水工保护措施。

管道沿线所经不良地质段主要有 3 种：山地丘陵地段、河流冲沟地段和其它不良地质段。

针对上述不同地质段，水工保护设计采取不同类型及相应处理措施。

① 山地丘陵地段

山地丘陵地段的水工保护按 20 年一遇最大降雨量作为设计标准。根据管道与等高线的相对关系分为以下 3 种情况：管线垂直等高线、管线平行等高线和管线斜交等高线。

A. 管线垂直等高线

主要有以下几种水工保护形式：

a、截水墙：根据山地地形、地质情况及冲沟、山哑口汇流等情况，确定截水墙断面形式、间距等。截水墙采用浆砌石砌筑。

b、护坡：坡度 $15^{\circ}\sim 50^{\circ}$ 且植被不易生长的山坡坡地，采用浆砌块石或预制混凝土框格等型式护坡。

c、挡土墙：坡度 $> 50^{\circ}$ 的山坡，采用挡土墙防护。挡土墙采用浆砌石砌筑。

d、截、排水沟：对于管道所经山坡坡度较陡、山坡坡顶汇流面积较大、洪水宣泄较集中的部位以及雨季施工管道，需进行相应的边坡排水设计。可在管沟护面两侧设置截、排水沟等导水、排水设施。

B. 管线平行等高线

a、对于需要削坡开挖施工作业带的岩质较好的边坡，开挖边坡上侧设置浆砌石截水沟，作业带下坡侧设置挡土墙。

b、对于需要削坡开挖施工作业带的岩质不好的边坡或土质边坡，开挖边坡采用浆砌块石护坡、护面墙、挡土墙等方式支护，开挖边坡上侧设置浆砌石截水沟，作业带下坡侧设置挡土墙。

C. 管线斜交等高线

该类水工保护设计可根据实际情况参照管线垂直和平行等高线水工保护

形式进行防护。

② 河流、冲沟地段

山区型河流、冲沟一般位于较宽阔的山地和丘陵的谷地中，河道弯曲，切割较深，滩地不连续。对于宽浅的河道、冲沟，管道一般采取穿越方式；窄深的河道、冲沟，管道一般采取跨越方式。河流、冲沟处管道的危害破坏形式主要有 2 种：河床谷底的下切和河岸谷壁的扩张。

A.河床谷底的下切

根据河流冲刷情况，对管道采取相应的稳管措施，同时对冲刷较为严重的地段增设防冲墙、护底等。

B.河岸谷壁的扩张

根据河岸的岩土性能不同，采取不同防护方式。对岩质段岸坡，由于河岸较稳定，需解决的主要问题是管沟回填土的流失，一般采用浆砌石等刚性护坡结构；对土质段岸坡，当河岸地质良好时，可采用浆砌石结构型式护坡；当河岸地质不良时，则自身调节能力较强的散体材料柔性护坡结构(如石笼护坡等)。

③ 其它不良地质段

管道穿越田埂、陡坎及道路的路堤、路堑的水工保护:

管道穿越田埂，应在管道穿越段砌筑堡坎，恢复田埂功能，避免耕作土壤的流失。管道攀援陡坎，可采用浆砌石挡土墙的形式在管道外侧进行防护。对受到开挖管沟影响的道路的路堤、路堑，可根据实际情况加设重力式或仰斜式浆砌石挡土墙路堤、路堑，以确保管沟及穿越道路的安全。

3.7.6 穿越工程

(1) 水域穿越

本项目穿越巴河 1 次，采用定向钻穿越，其余均为小型河流以及沟渠，管道沿线穿越河流 250m/1 次，沟渠（含冲沟、鱼水塘）32m/12 次。本项目管线穿越河段上游 0.5km 和下游 10km 均不涉及饮用水源保护区。项目穿越水域情况及施工方式见下表 3.7-4。

目前主要的河流穿越方式如下表所示。

表 3.7-5 主要河流穿越方式一览表

穿越方式	施工方式和特点	适用条件	优、缺点
定向钻	用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。然后连接回拖，完成管道的穿越。	穿越适合的地层主要为：黏土、粉质粘土、粉土、粉细砂、细砂、泥岩等。难于成孔的流砂、淤泥或高强度且变化复杂的基岩层，不宜采用定向钻穿越敷设管段。	优：无涉水施工； 缺：对施工场地面积、地貌和穿越长度有要求，投资较开挖穿越大
开挖穿越	将管道埋置于河床稳定层内的穿越敷设方式。	用于各种地层。对于穿越河段属于水源地一级保护区的河流禁止采用开挖穿越；对于通航的河流，不宜采用开挖穿越。	优：施工操作简单，施工周期短，造价低； 缺：扰动水体，施工期间会短期增加水中 SS 浓度

结合本次穿越水体的特征和各种穿越方式的特点，巴河采用定向钻穿越，对小河、沟渠采用施工周期短、造价低的开挖施工。

A：巴河定向钻穿越

根据线路总体走向，管道在巴中市巴州区三江镇穿越巴河，穿越处河流水面宽约 150m，相应江河水深度 $\geq 5\text{m}$ ，穿越场地为冲蚀河谷地貌，两岸地势起伏，穿越场区勘察期间河道有常年性流水，河水流向自北向南，水流较快，该区段河流弯曲，宽窄变化大，属于弯曲性河床，河水深度季节性变化较大，河滩地均已改造成农田，管道穿越轴线两岸见明显人工扰动痕迹；穿越轴线两岸多出穿村道及从居民区旁通过。

B：小型河流及沟渠穿越

本项目穿越的沟渠水面宽度约 1~4m，穿越沟渠时采用围堰大开挖，沟埋敷设。穿越处管顶应埋深至稳定层，且不小于淤泥层下 1m，并根据实际地质情况采取混凝土封盖或设置配重压袋的稳管措施保护管道，及时做好水工保护，确保管道安全。本工程管道穿越水渠时采用大开挖并深埋，管道顶部距水渠、水沟的底部的距离不得小于 0.5m。管道施工完毕后，应立即恢复沟渠原貌。

②公路穿越

本工程集输管线穿越铁路 1 次，为元陆 179-1H~光辉阀室集输管线穿越汉巴南铁路（铁路采用山底隧道穿越，管线山顶平铺），穿越高速公路 2 次，为元陆 35-1H~光辉阀室集输管线穿越了绵苍巴高速公路，元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线穿越了银昆高速，穿越县道（沥青道路）2 次，水泥乡村公路 44 次。穿越高速公路采用顶管或定向钻方式穿越，穿越县道等Ⅱ级以上高等级公路时，优先采用顶管或定向钻穿越方式，若条件不允许则采用大开挖方式，水泥乡村公路以及机耕道采用大开挖套管保护方式穿越。

管道穿越公路根据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB/T50423-2013）规定：

管道穿越公路时尽量正交穿越；如必须斜交，斜交角不宜小于 60° ；受地形地物限制时公路与线路夹角不得小于 30° 。

公路穿越应根据公路的等级、路基地质、填土高度、地形条件等具体情况分别采用大开挖穿越方式、顶管或定向钻穿越方式。本工程穿越高速公路和省道公路均采用顶管或定向钻穿越，管道穿越Ⅱ级以上高等级公路时，优先采用顶管及定向钻穿越方式，条件不允许的情况下采用大开挖方式穿越；穿越Ⅲ级以下的公路或一般道路时可采用大开挖直埋方式穿越。项目需在道路穿越施工前在取得公路主管部门许可后，方可开工建设。

管道穿越公路时，保护套管顶距公路路面 $> 1.2\text{m}$ ，距公路边沟沟底 $> 1.0\text{m}$ ；采用钢筋混凝土盖板时，管顶距公路路面 $> 1.2\text{m}$ ，管顶距盖板不小于 0.5m 。

针对本工程的特点，一般穿路地段采用钢筋混凝土套管保护钢管，以增加承载能力，机耕道及地势较陡管线段，采用钢筋混凝土盖板保护。

其中，套管质量应符合《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2009）的要求；套管内充填最大粒径不大于 3mm 的细土，同时应压实，确保无集气空间。

（7）线路附属设施

①标志桩

根据《管道干线标记设置技术规定》SY/T6064—2011 的规定，管道沿线

应设置：

里程桩：每公里设一个，一般与阴极保护桩合用。

转角桩：管道水平改变方向的位置，均应设置转角桩。转角桩上要标明管道里程，转角角度。

穿越标志桩：管道穿跨越河流大中型，铁路、高等级公路、河流大中型的两侧，均设置穿越标志桩，穿越标志桩上应标明管道名称、穿越类型、铁路公路或河流的名称，线路里程，穿越长度，有套管的应注明套管的长度、规格和材质。

交叉标志桩：与地下管道、电（光）缆和其它地下构筑物交叉的位置应设置交叉标志桩。交叉标志桩上应注明线路里程、交叉物的名称、与交叉物的关系。

结构标志桩：管道外防护层或管道壁厚发生变化时，应设置结构标志桩：桩上要标明线路里程，并注明在桩前和桩后管道外防护层的材料或管道壁厚。

设施标志桩：当管道上有特殊设施时，应设置设施桩。桩上要表明管道的里程、设施的名称及规格。

②警示牌

为保护管道不受意外外力破坏，提高管道沿线群众保护管道的意识，输气管道沿途设置一定数量的警示牌。

警示牌设置位置：

管道经过人口密集区，在进出两端各设警示牌一块，中间每 300m 设置一块警示牌。警示牌应设置在明显醒目的地方，可依托水工保护护坡、挡土墙等光滑面刻写标语。

③警示带

为尽可能避免管道受外力破坏，管道沿线设置警示带。管道警示带作用是警示下方敷设有天然气管道，其敷设在管道管顶正上方 500mm 处

3.7.7 集输管线工程量

本项目集输管线工程量统计表见下表：

3.8 预处理系统

根据设计方案，元陆 179-1H 平台井站预处理系统拟采用“复合场域聚结吸附+锰砂过滤”的工艺方式对废水（含钻井废水、压裂返排液和采气废水）进行预处理，处理后的废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）以及企业所要求的水质标准后转运至区域回注井回注，元陆 179-1H 平台井站预处理系统预处理规模均为 200m³/d。气田水预处理工艺见下图。

复合场域工艺原理是通过直流高频电源实现电场、磁场在同一时间、空间维度融合，可对水中含油乳化物进行破乳，实现油水固的快速分离。电场：采用高频脉冲直流 IGBT 斩波技术，最大峰值电流达可到 2500A，相比平均电流强度，可产生数倍增强处理效果，并有效破坏极化层和乳化层，降低极化电阻，提高处理能效，降低运行费用。磁场：采用高频脉冲技术产生高频磁场，磁场强度可达到 2500 高斯，可以增强污染物分子反应中间体的吸附和转化，同时污染物分子偶极矩在磁场方向产生顺磁作用，有利于提高反应速度和强度。

进水指标：含油 < 500mg/L；出水指标：含油 ≤ 30mg/L，悬浮物 ≤ 15mg/L，总铁 ≤ 15mg/L。工艺流程为来水进接收罐暂存，由提升泵泵送至复合场域聚结吸附撬，出水经锰砂过滤器过滤后进入站内净化水罐暂存，后车拉回注，预处理产生的污泥转运至元坝 29 处理站压滤后外委有危废资质单位处置。出水水质要求满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）及企业要求的水质标准，具体水质标准见下表。

复合场域装置处理气田水曾在川西 6#平台开展了中试实验，以及利用阆沙 101 井采气废水进行了实验。处理后的产水加药过滤后与原水对比，色度、浊度均优于原水，在复合场域的作用下，破乳效果良好，设备在运行过程中，极板产生的层状双金属氢氧化物（LDH）对水中的悬浮物有一定的絮凝作用，使得产水本身具有不错的沉降性能。产水在外加絮凝剂作用下可使得石油类物质随悬浮物快速沉降。产品水水质能达到出水水质指标要求，通过锰砂过滤器进一步去处铁离子和锰离子后，可使水质满足注水水质要求，该处理工艺可行。

预处理装置主要包含接收罐 1 座（依托脱水集输站采出水罐 50m^3 ）、复合场域聚结吸附撬 1 套、锰砂过滤器撬 1 座、净化水罐 1 座（依托脱水集输站采出水罐 50m^3 ），PAM 加药撬 1 座、NaOH 加药撬 1 座、反洗水泵 2 台、反洗水回收泵 2 台、提升泵 2 台、污泥装车泵 2 台，污油泵 2 台、储油罐 2 座。

3.9 供、排水工程

根据天然气开发项目用水特点，在钻井、压裂施工过程中因调配钻井泥浆和各井场现场配置压裂液用水量较大，而在开采运营期主要为压裂液的返排，除设备保洁等极少量用新鲜水外，主要以排水为主的特点。

3.9.1 供水工程

本项目工程用水包括生产用水和生活用水，生活用水取自项目拟建井场附近农户现有供水系统，生产用水优先采用区域内其他井场产生的钻井废水、压裂返排液，其次就近取自项目拟建井场附近大型地表水体。各井场用水量见下表：

由上表可知。项目施工期总用水量为各钻井工程钻井用水量、压裂液配置用水量、管道工程试压用水量以及生活用水量之和，总用水量约 $38.37 \times 10^4 \text{m}^3$ ，运营期各井站为临时有人值守站，生活用水量约为 $1489.2 \text{m}^3/\text{a}$ 。

3.9.2 排水工程

本项目各井组采用清污分流制。雨水依靠井场设置的地面坡度，就地散排至井场四周设置的雨水排水沟排出场外。井场四周设置双环沟（外环沟和排水沟），截留井场散落的污水，外环沟中的污水汇入集污坑中抽至放喷池，避免进入雨水排水系统。

工程污废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、采气废水、试压废水、检修废水和生活污水。本项目钻井废水经泥浆不落地工艺处理后可回用部分用于本井场回用，钻井废水经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注，不外排；压裂返排液能达到回用要求的用密闭罐车运至其他井场配置压裂液，无法回用的压裂返排液经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置达标后

外排，不外排。运营期产生的采气废水优先回用，无法回用的经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注或转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置达标后外排，现场无废水外排。

3.10 供配电工程

巴中气田产能建设项目（一期）所在的地区电网完善，供电可靠性较高。

钻井期：用电优先采用当地网电，若无网电采用柴油机发电。井场现场布置有 3 台柴油动力机组和 1 台生活发电机，型号分别为为 PZ12V190BG2-3 和 PZ-8V190DZ，功率分别为 800KW 和 400kW。供停电时使用。

采气期：用电由当地电网提供。井站用电负荷等级均为三级，井站内用电均由当地供电部门从周边 220V 农网接入，站内设置户外动力配电箱 1 套，防雷防静电装置 1 套，防爆补光灯 100W LED 1-2 盏。

3.11 道路工程

巴中气田产能建设项目（一期）产能建设项目道路工程主要分为施工期的施工便道临时道路和运营期井站永久性道路两部分：

3.11.1 施工便道

集输管道在施工时，沿线已拓宽的原有公路往往只能到达施工场地附近的区域，不能抵达施工场地，因此需新修从原有公路至施工场地的施工便道。新修施工便道路基宽度 4.5m，并在路基边缘设置排水沟，路基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石；两侧设土质路肩各 0.5m×0.5m。施工便道工程内容见表 3.11-1。

3.11.2 井场道路

井场道路工程为连接井站至当地路网，全部利用现有农村公路和钻前公路进行改建，包括硬化路面、完善路基排水和安全设施等。道路参照（平原区）四级公路单车道，设计速度 20km/h，路基宽度 $\geq 4.5\text{m}$ 单车道，不大于 300m 设置一处错车道，水泥混凝土路面，路面宽度 $\geq 3.5\text{m}$ ，两侧 0.50m 土路肩硬化。

3.12 场站自动控制及防腐

3.12.1 阴极保护、防腐

地面管线（井站）防腐：防腐采用聚氨酯防腐涂装，除锈后刷防锈漆两道，刷黄色调和漆两道。管道外防腐涂料面漆颜色按《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T 0043-2006）的规定执行。

阀门防腐：平板闸阀本体刷红调和漆两道，手轮（柄）刷黑色调和漆两道。阀套式排污阀本体刷蓝色漆两道。

集输管线防腐：线路管道外防腐层推荐采用加强级二层 PE 防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。

对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。

3.12.2 自动控制

采用以计算机为核心的监控及数据采集（Supervisory Control And Data Acquisition 简称 SCADA）系统，对井站和管道全线进行实时的监控和管理。拟建管线自动控制系统依托沿线各井站，不单令设置。

整个地面输气管道工程 SCADA 系统控制分为三级：

第一级为调度中心控制级：对全线进行远程监控，实行统一调度管理。在正常情况下，由调控中心对全线进行监视和控制。沿线各站控制无需人工干预，工艺井站的 SCS 和阀室 RTU 在调度控制中心的统一指挥下完成各自的监控工作。

第二级为井站控制级：输气井站通过站控系统（SCS）对站内工艺变量及设备运行状态进行数据采集、监视控制及连锁保护。井站控制级控制权限由调控中心确定，经调控中心授权后，才允许操作人员通过 SCS 对该站进行授权范围内的操作。当通信系统发生故障或者系统检修时，用站控系统实现站内的监视与控制。

第三级为就地控制级：当进行设备检修或紧急切断时，可采用就地控制方式。

3.12.3 通信系统

本工程新建集输管道采用同沟敷设 24 芯光缆方式作为 SCADA 系统数据传输的主要通道，采用租用通信公网电路方案作为 SCADA 数据传输备用通信方式，阀室采用 GPRS 作为 SCADA 数据传输备用通信方式。

3.13 场站放空系统设置

放空系统作为正常放空或事故放空时的设施，对放空的天然气，按《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183—2004）和《气田集输设计规范》（GB50349—2015）有关规定，本项目各站需设放空。本项目各井站设置放空区域，放空管线设计压力为 1.6Mpa，放空区结合当地风向（下风向布置）、周边地貌及建筑物（地势高处，高于周边 50m 范围内地表建筑）等进行确定，放空区域设置放空立管，放空立管设计高度为 15m，与站内各设备的安全距离严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求设置。内部集输管线的放空依托两端井站放空设施进行放空，放空管配备人工点火装置，放空废气经人工点燃后排放。

3.14 工程占地及土石方平衡

3.14.1 工程占地

根据巴中气田产能建设项目（一期）产能建设工程内容，本项目占地涉及施工期临时占地和场站永久占地两种类型，项目占地统计如下：

巴中气田产能建设项目（一期）产能建设项目总占地面积 61.798hm²，其中临时占地 56.548hm²（主要为集输管道施工临时占地和各井场井站钻井施工场外附属设施临时占地），永久占地 5.25hm²（主要为平台井站、场站道路及管线附属设施标志桩、警示牌等占地）。

3.14.2 土石方

巴中气田产能建设项目（一期）包括钻井井场、平台井站、集输工程三个部分。由于各平台井站建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），均在相应的钻井井场内建设完成，各井站建设开挖土石方量较小，各井站施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况，因此本次土石方量统计将分为钻井井场及集输工程两部分进行，平台井站建设开挖土石方量纳入钻井井场建设开挖土石方量一并统计，

不再单列。

本项目钻井井场工程土石方挖方量约 5.26 万 m³，填方 5.26 万 m³，钻前施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，根据已实施的巴中气田区块前期部署井场钻前施工实际情况，各井场钻前施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，基本不会出现过土石方弃方和借方量情况。

本项目集输管线工程土石方挖方量约 25.45 万 m³，填方 25.45 万 m³，无弃方产生。管沟开挖产生的土石方回填管沟后全部摊铺在施工作业带内（8~14m 宽），对地面抬高约 1cm 左右，对地形地貌影响甚微。故本工程集输管线施工期产生的土石方全部就地回填可行，可实现土石方平衡，无弃方产生。

3.15 组织机构与定员

（1）钻前过程

主要为土建施工，由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约 25 人，仅白天施工，夜间不作业。钻前工程约 30 天。

（2）钻井过程

每个钻井队编制一般为 45 人，包括甲方管理人员和乙方员工，岗位为 24h 驻井，分两队倒班；包括监督人员、带班队长、副队长、定向工程师、随钻测量工程师、录井工程师、地质师、钻井工程师、泥浆工程师、司钻、副司钻、勤杂人员等，井场不设置食堂，施工人员依托周围农户解决餐饮问题。

本项目钻井 24h 作业，压裂测试仅白天作业，单井钻井周期 45d 左右，压裂测试时间约 45d。

（3）地面集输施工工程

由土建施工单位组织当地民工施工作业为主，考虑每天施工人员为 40 人，仅白天施工，夜间不作业，井站施工时间约 30 天，管道施工时间根据长度以及地势情况各异。

（4）采气过程

项目采气工程建设井组井站，井站均按有人值守站设计（每个平台井站

按照临时配备 3 个工作人员）。管道巡检人员由建设单位另行设置。

4 工程分析

根据天然气开发产能建设项目“滚动开发、接替生产”的项目特点，同一时间节点，施工期和运营期的不同单项工程同时存在，故本评价采取逐一分析单项工程各不同阶段产排污特点，各单项工程根据井区产能建设进度安排，整体部署、滚动实施、通过单项工程的接替实现区产能目标，各单项工程各阶段划分见下表：

表 1 巴中气田产能建设项目（一期）单项工程项目阶段划分表

阶段	钻井井场	平台井站	集输管网
施工期	钻前施工（30d）	场站建设（30d）	管网建设
	钻井施工（150d）		
运营期	生产期（20a~）	运营期	运营期
退役期	退役	退役	退役

4.1 施工期工程分析

4.1.1 钻前施工

钻前工程为各井站钻井工程以及后续压裂作业施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中生活营地。由各井场根据产能建设进度安排，按单项工程各井场独立实施。

（1）钻前施工工序及产污环节分析

由于各井场的钻前工程施工主要为土建施工，施工过程简单，施工过程及主要环境影响因素见图 4.1-1：

（2）钻前施工内容

钻前土建施工主要包括为钻井工程配套用的井场、方井、生活区等、场外建设一个 50m×6m 泥浆不落地及循环系统区域、2 座 300m³放喷池、钻井施工队伍生活区活动板房基础、进场道路以及对钻井及其配套设施施工工艺区场地实施分区防腐防渗作业等。

1) 道路工程

本项目各井场的进场道路，道路路基宽度 4.5m，路面宽度 3.5m。

2) 井场平整及硬化

井场是钻井工程以及后续压裂、地面采气作业的主要场地，井场采用标准化方式建设。按照《川西平原钻前工程标准方案设计》，本项目井场采用标准化方式建设，具体要求如下。

- ①取表土 300mm，表土就地堆放；
- ②若原始地貌存在一定高差则根据设计标高确定土石方挖填平衡处理；
- ③取表土后先排水晾干，对整个井场碾压平整密实，分成碾压厚度 300mm。
- ④硬化区域：除井架基础、方井不硬化外，其余地方全部硬化；
- ⑤场基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石；
- ⑥雨季（每年 5-9 月）施工或实际开挖存在软弱地基（水田、淤泥或回填土等），则采用 200mm 毛石或片石挤密加固处理；
- ⑦泥浆车道（长 35m×宽 3.5m）在基层上浇注 200mm 厚 C20 混凝土，泥浆材料台(中深井 80m²)在基层上浇筑 C15 混凝土厚 200mm，见图 4.1-2。

3) 井场建设

本项目井场利旧原井场建设，仅建设少量设备基础，井场基础采用 C20 混凝土基础，基础厚度 1200mm，基础置于天然地基持力层上，地基承载力不小于 0.15MPa，基础下先浇筑 C15 垫层厚度 100mm，其设计结构图如下。

4) 方井建设

本项目共计 50 口井，每口井设置一口方井。

- ①每口井设置一口方井，ZJ70 钻机净空尺寸 4m*4m*4m；重点分区防渗设置。
- ②如基坑开挖后遇基坑突水等地质现象，应制定必要的临时基坑支护措施；
- ③如遇特殊地质条件采用特殊结构方井；
- ④预埋导管时，施工队需配合井队，每口方井预埋导管预计需挖土 6m³，回填 C20 砼 1m³ 以固定导管。

5) 放喷池建设

本项目的放喷池建设严格按照《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）规定修建。放喷池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离 $\geq 75\text{m}$ ，距民房及公路等各种设施 $\geq 50\text{m}$ ；放喷口修建燃烧池，放喷池宜采用半埋式，内层采用耐火砖修建。本项目为不含硫的天然气井，每个井场设置2处放喷池 300m^3 ，空尺寸长 10.0m ×宽 20.0m ×深 1.8m ，放喷池采用半埋式；放喷池底部及四周采用 1.5mm 厚聚乙烯丙纶复合防水卷材铺贴放喷池内表面，为避免在墙角处折断，影响防水质量，阴阳角等处均做成 $R=20\text{mm}$ 圆弧形，搭接宽度不小于 100mm ；放喷池重点分区防渗设置，修建完成后需注满水进行72小时满负荷试压和试漏。

本项目17个钻井井场，元陆178-1H、元陆179-1HF、元陆33-1H、元陆35-1H、元陆177-1H井场放喷池依托原有放喷池，其余井场均需修建2个 300m^3 放喷池，距离井口 75m 外， 50m 内无住户和林地分布。

6) 泥浆不落地系统

为减轻各井场施工期钻井泥浆、岩屑、钻井废水等污染物现场贮存量，减轻施工期环境影响，各井场均配套建设 300m^2 （ $50\text{m} \times 6\text{m}$ ）的泥浆不落地及循环系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆不落地工艺区、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。

泥浆不落地系统含泥浆不落地装置一套，占地面积 $50 \times 6\text{m}$ ，重点分区防渗以及搭设雨棚设置。

7) 生活区

每个井场在进场道路附近设置1个生活区，生活区采用活动板房，占地面积 1800m^2 ，配备撬装移动厕所1座，垃圾收集箱3处。

8) 临时表土堆场

施工作业主要以土建施工为主，为保证后期复垦需要，对钻前施工场地进行表层土去除 0.3m ，就近设置表土堆场集中堆存，通过对表土堆场设置截、

排水沟，覆彩条布处理，防止水土流失；对井场四周挖方边坡高于 2m 的边坡采用重力式挡墙进行支挡，并对裸露边坡采用水泥砂浆喷浆护坡处理。

9) 分区防渗

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，在满足地下水导则防渗分区划分要求的基础上，参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。根据天然气钻采场站在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，在钻前工程阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，并进行相应等级的施工。

井场四周设外环沟及集污坑进场清污分流。主基础采用 C25（防渗）混凝土整板浇筑，附属设备基础、泥浆不落地区域采用 C25（P8 防渗）混凝土整板基础，每个基础适当位置设置净空尺寸 50cm×20cm×10cm 的集污坑，用于及时抽取污水（预计 10 个），周边设置砖砌围堰。方井底部及内壁采用 1.5mm 厚聚乙烯丙纶复合防水卷材内防渗处理。

10) 井场清污分流

井场四周修筑内外环沟，离集污罐或放喷池较近区域设置集水坑（规格 1*0.5*1m），外环沟与自然沟渠连接，便于排除场地内雨水等清水；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池；雨季且井场外侧高或还需修建地方沟渠则修双沟，其他情况修筑单沟；根据实际需要恢复地方沟渠以满足灌溉需要，具体尺寸以满足灌溉要求为宜；排水沟周围应及早填土，要求均匀回填，分层夯实；附属基础采用现浇混凝土的，为满足钻井期间污水不渗入井场，除重浆罐、水罐基础外，其余基础四周在井队搬家结束后，采用厚 240mm 单砖砖砌封闭，设置 50cm×50cm×50cm 的集污坑或引流至集污罐。

（3）钻前施工主要污染工序及产物情况

①生态环境

在井场道路、井场平整、设备基础开挖过程，将导致地表原有农作物、灌草林地植被破坏，造成的地面裸露，形成水土流失，各井场新建的井场道路、平整井场若不采取水土保持措施，可能造成新的水土流失。

根据对巴中气田产能建设项目（一期）内拟选井站位置现场调查和土地利用现状卫片资料解译结果看，井场选址占地类型以农用地为主，少量林灌地，表层土具备耕种功能，钻前施工前采取剥离表层 0.3m 后表土方式集中堆存，便于井站施工结束后（即压裂后完成地面集输建站前）对临时占地的复耕复种用表土，恢复临时占用耕地的生产力。

②大气污染

钻前施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户家中，各井场钻前施工均不设集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为各井场土建施工粉尘和运输和作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（单个井场钻前施工工期约 30 天）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地和井场外道路的挖填方转运工程中的二次扬尘。

③水污染

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等）。单个井场钻前施工高峰时日上工人数约 25 人，主要为就近聘请的当地民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水经场地截排水沟截留后简单沉淀处理后循环用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。

④噪声污染

钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声级见表 4.1-1。钻前施工噪声主要影响施工场地周边 200m 范围内居民，虽为短期施工，但应采取措施减少其对周边居民的影响。由于钻前施工

工程量小，且为野外作业，钻前工程仅昼间施工作业，夜间不作业。

⑤固体废物

钻前施工中优先剥离 0.3m 厚表土各井场就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的临时占地恢复用土），剩余场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，根据已实施的巴中气田区块前期部署井场钻前施工实际情况，各井场钻前施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017），现场开挖产生的土石方做场填方区填方，属于《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）中的第 6.1 a 条“任何不需要修复和加工即可用于其原始用途的物质”，属“不作为固体废物管理的物质”，钻前施工现场按照各单项工程水土保持方案要求落实临时挖填方的水保措施即可。

施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.2 钻井施工

（1）钻井施工工序及产污环节分析

钻井工程主要有设备安装、钻井、钻井辅助作业、固井等过程；完井工程主要有完钻后洗井、射孔、压裂测试放喷等过程。

（2）钻井工程作业工艺流程

钻井是根据地层地质情况，利用钻井液辅助整个过程进行钻进直至目的层的过程。钻进过程根据井身结构先使用大钻头钻进，后使用小钻头钻进，根据钻遇地层地质的不同，采取不同的钻井液，主要涉及清水、气体钻井作业、水基泥浆钻井作业以及油基泥浆钻进作业等四种不同钻井液体系钻进，本工程导管段采用清水钻进，一开、二开气体钻（一开泡沫钻、二开空气钻，备用水基泥浆钻井），三开油基泥浆钻井。

①清水钻进过程

为了保护浅层含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对浅层地下水环境造成不利影响，本项目各井拟采取清水钻工艺进行导管段的钻井作业。清水主要

成分为无毒无害的淡水（并可根据实际情况添加膨润土），钻完后及时下套管和固井，可最大程度地保护浅层地下水环境；根据现场实际钻探情况，下井深度以完全封隔浅层裂隙水发育区为原则，必要时可加长。根据浅层地下水埋深，本项目各井组导管段加长至地下约 100m 或更深，最大程度地保护浅层地下水。

主要钻井过程为：由网电提供钻井动力（基本网电已全覆盖，仅个别地方条件不允许采用柴油机发电），将清水通过钻杆立柱不断地高压注入井底，带动钻头旋转不断切割地层岩石，产生的清水泥浆夹带着岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至井口，清水泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深（约 100m），然后进行起下钻具更换钻头、替换钻井液等作业，为水基泥浆钻井做准备。

②气体钻进过程

本项目一开泡沫钻、二开空气钻，均属于气体钻，均属于欠平衡钻井工艺。泡沫钻介质由泡沫基液和空气组成，空气钻介质为空气。气体钻井能够提高坚硬地层机械钻速，延长钻头使用寿命，避免井塌、井漏等复杂情况发生，利于环保。工艺流程是用空压机对空气进行初级压缩后，经过降温、除水，然后再用增压机将空气增压至钻井需要的工作压力，并将增压后的空气和雾化后的泡沫基液（泡沫钻在立管三通处通过雾化泵泵入泡沫基液，与进入立管中的空气混合发泡）从立管三通压入钻具，利用气体介质完成冷却钻头、携带岩屑的任务，在排砂管线上利用岩屑取样器取得砂样，利用水喷淋消除钻屑粉尘。气体钻井工艺技术流程见下图。

本项目钻进过程中若发现地层出水，应立即停钻，加大气排量循环观察。若出水量较小，则降低机械钻速钻进观察，确认空气钻进安全后，摸索出合理的钻进参数继续钻进。若出水量较大导致空气钻井不能正常进行，则及时地转换为钻井液钻井。空气钻转化为其他方式钻井时需严格遵守相关规定，避免发生事故。

③备用水基泥浆钻进过程

本项目导管段清水钻，一开、二开井段备用水基泥浆钻井，水基泥浆钻井工艺过程与清水钻相同，只是将清水变为水基泥浆。高压水基泥浆带动钻头旋转不断切割地层岩石，将切削下来的岩屑不断带出井口，水基泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管和固井。钻井作业为 24h 连续作业。

在振动筛排砂口、振动筛下方安装螺旋传送装置，与泥浆不落地工艺相连。钻井过程中井底排出的岩屑和泥浆混合物经振动筛分离后，筛下物（泥浆）进入泥浆循环罐继续循环配置钻井泥浆，泥浆循环利用率可达 95%，岩屑则通过螺旋传输装置传送至泥浆不落地系统处理。钻井过程中不能回用的泥浆及完钻后的剩余泥浆再由污水管转至泥浆不落地工艺一同处理，进行固液分离。常规水基钻井剩余泥浆经泥浆不落地工艺处理后，可回用钻井废水的用于区域内配置钻井液或压裂液，无法利用的完钻后转运至元陆 179-1H 平台井站预处理后，转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；钻井固废及时拉运至有能力有资质且环保手续齐全的砖厂或水泥厂进行资源化利用。

④油基泥浆钻进过程

本项目三开使用油基钻进。钻井返排油基泥浆经井场泥浆循环系统分离出油基岩屑（属 HW08/072-001-08 危险废物），交由有危废资质单位处置，现场临时贮存场地按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）规范化建设。油基泥浆钻井工艺流程及产排污环节示意图见下图。钻井过程中应注意：**a** 三开钻进井段为本井预计含气层，钻进中加强钻井液造壁性与封堵性，降低钻井液失水，抑制地层坍塌，防止卡钻等事故，避免钻井过程事故性排放钻井废水、钻井液和岩屑等污染物。**b** 加强井控工作，严格执行石油天然气行业有关防喷、防爆、防火等有关规定和要求。施工单位制定单井井控应急预案、搞好随钻地层压力监测，通过调整钻井液密度平衡井底压力。

完钻后的油基钻井液送其他平台配置油基泥浆（优先回用于本区块，回用不完送其他区块回用），顶替泥浆和油基钻井固废收集后及时交由有危废

处理资质和处理能力且环保手续齐全的单位处置。

⑤钻井泥浆循环工艺

钻井泥浆其主要功能为带动钻头钻进和带出井底岩屑两大功能。钻井过程中，岩屑在钻头机械作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井泥浆中，使钻井泥浆性能改变，给钻井工程及油、气层带来危害，因此必须消除钻井泥浆中的外加固相。

本项目采用机械强制清除外加固相，分离固相级配方式处理。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆经离心机除气处理（避免泥浆中含气量增加导致泥浆密度偏低，井下可燃气体影响泥浆使用安全）后回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复利用。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。完钻后井筒内替换出来的泥浆经循环系统处理后与泥浆循环系统内剩余的合格钻井泥浆全部拉运至泥浆调配站（中转站）回用或者储存待下一口井使用，钻井过程中泥浆回用率不低于 95%，钻井废水回用率约 90%。

为减轻各井场施工期钻井泥浆、岩屑、钻井废水等污染物现场贮存量，减轻施工期环境影响，各井场均配套建设 300m²（50m×6m）的泥浆不落地及循环系统区域，紧邻井场边界，包括泥浆循环系统区、泥浆不落地工艺区、集污罐、废水收集罐区、废渣收集罐区，整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理，由钻前工程中配套建设，钻井工程阶段仅现场吊装处理设备撬装。泥浆不落地装置主要包括泥浆循环罐（6 个，40m³/个）、集污罐（40m³/个；1 个）、废水收集罐（20m³/个，2 个/井场）、废渣收集罐（20m³/个，2 个/井场）。

清水及水基泥浆不落地技术工艺简介：清水及水基泥浆钻井过程中出井清水和水基钻井液及岩屑经振动筛、除砂罐、除泥罐、离心机等固控设备筛分后分离出可回用水基泥浆和钻井固废，水基泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入串联的泥浆循环罐循环使用，水基钻井固废（含废钻井泥浆）通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋输送机送入离心机进行脱水

处理，脱水后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后外运用于制砖、制水泥等方式进行综合利用，固液分离出水通过废水收集罐收集后回用于钻井液配置；钻井废水、方井雨水以及井场初期雨水收集后，经过污水处理罐处理后回用于钻井液配置，水基钻阶段结束后不能回用的钻井废水暂存用于设备清洗或压裂液配置。泥浆不落地技术工艺对水基钻井废弃物进行处置后泥饼含水率一般保持在 60% 的范围内。

油基泥浆不落地技术工艺简介：油基泥浆钻井过程中出井油基钻井液及岩屑经振动筛、除砂罐、除泥罐、离心机等固控设备筛分后分离出可回用油基泥浆和钻井固废，油基泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入串联的泥浆循环罐循环使用，油基岩屑、含矿物油废物通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋输送机送入油基岩屑甩干机处理，甩干后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后交由资质单位外运处置，甩干机脱油进入钻井液循环系统重新用于其他井场配置油基泥浆。

（3）钻井辅助作业

钻井辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、井控等作业组成。

测井通常指地球物理测井，指把利用电、磁、声、热等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等。若放射源无法从井中捞出，则需及时报备生态环境主管部门，另行环评。

录井是根据测井数据、现场录井数据及综合分析化验数据进行岩性解释、归位，确定含油、气、水产状。

井控主要是在井口安装管汇控制气浸、井涌、井喷。先根据本井预测地层压力及套管抗内压强度等情况，确定井控装置压力等级，再根据等级要求选择相应的井控装置进行井控作业。主要控制设备有环形防喷器、闸板防喷器、阻流管汇、节流管汇、压井管汇等设备。

（4）固井作业

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入

水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的天然气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

（5）完井作业

当钻至目的层后，对气井进行完井作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。完井作业包括洗井、射孔、压裂、测试放喷等过程。完井作业流程及产污环节见下图所示。

①洗井

项目钻至目的层后，首先是进行洗井作业，采用清水对井壁进行洗井作业，洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过位于井底的返液口经洗井管柱返回地面。该环节的主要污染物为返回地面的洗井废水，根据巴中气田同一类型井类比调查统计，单井产生洗井废水约 90m³，本项目各井组 1~4 口井不等，巴中气田产能建设项目（一期）共布置 34 口钻井，共产生洗井废水约 3060m³。

②射孔

射孔技术是将射孔专用设备送至井下预定深度，对准目的层引爆射孔器，射孔弹被导爆索引爆后，产生高温、高压冲击波，从而穿透套管、水泥环进入地层，形成一个孔道，构成目的层至套管内连通的一项技术。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。该环节产生的污染物主要为射孔时产生的噪声。射孔噪声一般产生在地表以下上千米

的产层，不会对地表的声环境造成影响。

③加砂压裂

压裂是指在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝的施工过程。本项目为定向井，采用加砂压裂，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，以达到增产的目的。

压裂测试过程会产生压裂返排液，压裂时间一般为 7~15 天/井，测试返排时间约 1 个月。该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。压裂作业过程见下图。

① 测试放喷

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量。为了解气井的产气量，在完井后，需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。测试放喷的过程中原料气在具备管网外输的条件下进行外输测试回收，不具备管网外输的，采用天然气回收装置回收。

⑤完井搬迁及井场清理

完井测试结果若表明该井有工业开采价值，则在井口安装采气装置正常生产，其余设备如钻井设备、泥浆循环系统和泥浆不落地系统等将拆除搬迁，集污罐进行填平，并对井场废弃物进行无害化治理；若该井不产油气或无工业开采价值，则将井口用水泥封固并进行完井后的完井设备搬迁工作。

搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途（如保留水泥/硬地面作为谷场、保留环保厕所等）。建设单位依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

（2）钻井施工主要污染源及污染物排放情况

巴中气田产能建设项目（一期）天然气钻井作业主要采用泥浆钻等不同钻井介质钻井方式，将根据现场实时钻遇地质情况选用适用的钻井方式，故

上述钻井方式现场钻井施工过程中存在交叉相互切换施工情况，为便于钻井阶段产排污统计，本评价按照环境要素分阶段分析核算。

①废气

钻井过程优先使用网电作为动力，在网电无法使用情况下以柴油机做动力，带动钻头切割地层从而不断钻进，井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低，钻井作业现场废气主要产生于备用钻井柴油机发电机和动力器柴油燃烧废气、油基泥浆钻井时产生的有机废气、非正常状态事故放喷废气。

A: 钻井阶段废气：柴油机废气

本项目区块内所在区域电网情况较好，但个别井场有可能无法接电，本项目按照最不利情况考虑，按照井场使用柴油发电机发电开展评价。井场内单套钻井设备主要使用3台800kw功率柴油机（两用一备）提供钻井动力，以及使用2台400kw柴油机（一用一备）发电供井场生活区使用。本项目使用的为合格的轻质柴油成品，排气筒内径0.3m，排放烟气温度为100°C。按照原国家环保总局《关于排污费征收核定有关工作的通知》（环发〔2003〕64号）中有关排放污染物物料衡算的规定，预测主要污染物排放情况见表4.1-3。

本项目使用的为合格的轻质柴油成品，采用柴油机设备自带的6m高排气筒排放，根据巴中气田区块已实施的钻井项目，发电时，柴油机废气对项目周边大气环境较小，并随着钻井施工的结束，污染源消失，施工期间污染物排放浓度低，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划。

B: 气体钻阶段产生的粉尘

气体钻井过程中井底产生的岩屑粒径一般在0.2mm以上，其中粒径<0.2mm的岩屑将随返排气体气流带至井口地面排砂管，粒径太大的则又落回井底，被钻头重复破碎成小岩屑，直到尺寸小至能被返排气流带出井口为止。因此本项目气体钻压缩空气将井底岩屑等带出地面过程中，会产生一定的粉尘。钻井单井采用气体钻钻井深度约3102m，预计平均钻速约15m/h，单井气体钻总计时间207h（34口井约7038h），其中单井泡沫钻时间约47h（34

口井约 1598h），单井空气钻时间约 160h（34 口井约 5440h）。本项目在压缩空气将携带的岩屑带入岩屑池前，通过向排砂管内加水洗涤，废水和岩屑进入岩屑池，极少量粉尘由压缩空气带入环境中。根据川渝地区已实施的空气钻产排污统计资料，水洗除尘后废气量中含尘量较小，仅约（10~30） mg/m^3 ，泡沫钻废气量约 $8400\text{m}^3/\text{h}$ ，空气钻废气量平均约 $14000\text{m}^3/\text{h}$ ，则钻井期间粉尘排放速率（84~420） g/h ，本项目总计排放量约为（0.457~2.285）t。

C：油基泥浆钻井时产生的有机废气

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短。项目 1 口井油基泥浆钻井时间约 15d，废气的产生随着施工的结束而结束。

油基泥浆一般含油量在 80%左右，油基泥浆钻井过程产生的无组织排放的废气主要成分是非甲烷总烃。由于油基泥浆中基础油为白油，单井使用油基泥浆用量约 547m^3 （约 1094t），本项目油基泥浆钻井过程中有机物无组织排放量参照《散装液态石油产品损耗》（GB11085-1989）中油类贮存损耗率 0.01%（按月计算），则估算单井实施油基泥浆钻井过程中无组织有机废气产生量约 $0.24\text{kg}/\text{h}$ ，约 0.088t，本项目实施油基泥浆钻井无组织有机废气产生量约 2.992t。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，在钻井过程中，在气田内需将气井采出的井产物应进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程，因此，本项目要求对油基泥浆和油基岩屑的暂存必须采用密闭罐进行密闭，同时转运过程中应采用密闭的储罐罐车进行转运，减少气田内有机物挥发量。

D：非正常状态事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，

若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。按照中石化集团公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业，放喷天然气量约 $0.16 \times 10^4 \text{m}^3$ ，燃烧后主要污染物为 CO_2 。事故放喷时间短，属临时排放。

F：车辆尾气

钻井过程中，需不断拉运柴油、生产用水、钻井原辅材料等，车辆运输产生的路面扬尘，排放少量汽车尾气。

②废水

根据本区块产能建设方案，各井场钻井施工过程中均严格实施钻井污染物“不落地”随钻处理生产工艺，产生的废水主要为气体钻阶段产生的除尘废水，备用水基钻钻井废水，洗井废水、压裂返排液、方井雨水以及施工人员生活污水。

A：气体钻阶段除尘废水

本项目单井气体钻深约 3100m（一开、二开），则单井气体钻阶段用水量总计约为 1240m^3 ，通过回用措施后单井空气钻降尘废水产生量约为 62m^3 ，则本项目气体钻除尘废水总计产生量约 2108m^3 。本项目在使用气体钻的过程中，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时向井内注入气体，依靠环空气体的冲力，把岩屑从井底带回地面的排砂管，在排屑管尾喷淋降尘，产生的污水及岩屑进入岩屑池，经简易沉淀后，上清液暂存于废水收集罐中，回用于气体钻喷淋除尘；待气体钻钻井完毕后，回用于备用水基钻井液配置或同区域压裂液配置，不外排。

B：清水钻、备用水基泥浆钻井废水

本项目导管段、一开段+二开段气体钻备用常规水基泥浆钻井，若地层出水不能进行气体钻井时，转化为常规水基钻井液钻井。各井场钻井废水主要产生于各井清水、备用水基泥浆段钻井阶段，钻井过程中废水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，不外排；水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备保洁废水。

据钻井工艺，钻井废水主要用于水基泥浆的配置，储存于泥浆储备罐中，

钻井时由泥浆泵经钻杆向井内高压注入泥浆，冲刷井底，切削下来的岩屑进入泥浆循环罐，经振动筛筛分后分离出岩屑和泥浆，泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入泥浆储备罐循环使用。钻井固废进入废渣收集罐。钻井固废经不落地循环系统两次压滤后固液分离，固相钻井固废进入废渣收集罐，液相为钻井废水进入废水收集罐。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。完钻后废钻井泥浆通过钻井现场泥浆不落地工艺进行固液分离，形成钻井废水和钻井固废分别进入废水收集罐和废渣收集罐。钻井废水主要包括：1）检修设备废水，冲洗钻台、钻具和振动筛以及泥浆循环罐和泥浆储备罐定期清洗废水等；2）钻井固废及废泥浆经泥浆不落地工艺（两次压滤）固液分离出来的液体相部分。

根据西南油气分公司通过大量钻井数据的统计分析，得出不同井身范围内常规钻井作业的新鲜水使用量、废水量和废泥浆量（《石油天然气勘探开发污染防治管理办法》），钻井过程中废水尽可能的回用，该办法中废水排放量标准的规定见表 4.1-5，其中钻井阶段平均每米进尺用水量约为 0.2m^3 ，平均每米进尺废水产生量按照表 4.1-5 取值。根据巴中气田同一目的层井深情况，目的层为须家河组四段的井清水和水基钻井深度在 3202m。因此目的层为须家河组四段的每口井废水产生量约 192.12m^3 ，34 口井钻机废水产生量为 6532.08m^3 ，钻井废水经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注，现场不外排。各井组钻井废水产生量统计表见下表 4.1-5。

由于完钻阶段钻具设备保洁废水是直接接触钻井工具（使用刮泥器刮泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井井场，钻井保洁废水主要污染物成分与钻井泥浆成分相似，其性质是钻井泥浆的高倍稀释废水。

钻井废水中的污染物主要来自泥浆和柴油机跑冒滴漏的油类，因此废水中的主要污染物为石油类、SS 和 COD。根据对钻井废水污染物成分的调查，省内钻井废水的 COD 普遍在 200~5000 之间。项目参考了区域内同类采气项目的源强，最终确定项目钻井废水的主要污染物浓度见下表。

C: 洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水。根据西南油气田分公司通过大量钻井数据的统计分析，项目单井洗井废水量产生量约 90m^3 ，井组洗井废水量产生量约 $90\sim 360\text{m}^3$ ，该部分废水回用于配置压裂液，不外排。经类比调查，洗井作业产生的废水污染物浓度情况见下表。各井组洗井废水产生量见下表 4.1-8。

D: 压裂返排液

井筒清洗干净后，通过压裂车将配置的压裂液压至地层，压裂出许多裂缝，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量。当进行压裂作业时，压裂返排液（含少量压裂前置酸）会从井底返排出来，暂存在压裂液罐内（ 1200m^3 ）或者进入已作防渗处理的放喷池暂存。压裂返排液优先拉运至其他压裂井场进行回用，无法回用的压裂返排液转运至元陆 179-1H 平台井站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理。

根据设计方案，须家河组四段水平井单井压裂液用量需约 10000m^3 ，单井压裂时间为 8~16 天，返排率约 30%，返排时间 30 d，压裂返排液先贮存于已做防渗处理的放喷池中，保证废水量不超过池体容积的 80%，及时用泵抽至压裂液储罐实行区域回用处置，根据区域已实施井位压裂返排液回用情况统计，可回用的返排液量约 90%，不可回用的返排液量约 10%，因此项目单井可回用的压裂返排液量为 2700m^3 ，单井无法回用的压裂返排液量为 300m^3 ，本项目 34 口井无法回用的压裂返排液量约为 10200m^3 。可回用的压裂返排液采用密闭罐车运至区域内其他井场实施压裂液配置，无法回用的压裂返排液转运至元陆 179-1H 平台井站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，井场现场不外排。

则项目各井组压裂返排液产生量见下表。

压裂返排液呈弱酸性，离子以 Cl^- 为主，重金属含量低，压裂返排液污染物仍以 COD、石油类、氯化物等为主。类比气田压裂返排液检测数据，压裂返排液中主要污染物浓度见下表：

E：方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程中会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类。根据区域气象资料，结合本项目井场区域占地情况，本项目方井区域的最大雨量共计约为 $5\text{m}^3/\text{单井}$ ，共计 170m^3 ，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L 。方井雨水定期泵入泥浆不落地装置处理，回用于水基泥浆调配用水或压裂液调配用水。

F：生活污水

各井场钻井一套钻井设备配备一队钻井施工人员，每队施工人员约 45 人，生活用水按每人每天 80L 计，单井钻进周期（含钻井及压裂）分别约 90d/井，井队生活污水按用水量的 85% 计，单井钻井期间日生活污水产生量分别为 $275.4\text{m}^3/\text{井}$ （约 $3.06\text{m}^3/\text{d}$ ），各井组生活污水产生量统计表见下表：

生活污水产生量较少，主要污染物为：SS、COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，主要污染物 COD 约为 300mg/L ， BOD_5 约为 100mg/L ，SS 约为 250mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 约为 20mg/L 。由于采用 PDC 钻头等快速钻井工艺，单井钻井周期时间短，生活污水每天产生量小，水质较为简单，生活污水经各井场生活区环保厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理。

各井组钻井施工阶段废水产生情况见下表。

③噪声

A：钻井作业噪声

各井场噪声分布区域主要分为动力及钻台区、泥浆泵区和固控区等，其主要噪声设备有：

动力噪声（不通网电或停电时）：主要为柴油动力机、柴油发电机运行时产生的噪声；

机械噪声：包括钻井设备、泥浆泵、振动筛、离心机、空压机、增压机

以及其他种机械转动所产生的噪声；

作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声；

事故放喷噪声：主要是钻遇地层遇高压大气量时应急放喷产生的气流噪声，位于井场外放喷池。

B：压裂作业噪声

压裂噪声分布区域主要分为压裂车、调配泵区等，其主要噪声设备有：

①压裂泵车设备区（约 32 辆压裂泵车）围绕井口两列并排布置。

②压裂液调配泵区主要为直流电机和提升设备噪声。

根据压裂作业工作制度，仅昼间施工，夜间不施工作业，测试放喷时产生的噪声主要为气流噪声，噪声源位于放喷池，持续时间一般不超 4d，一般安排在昼间进行。

④固废

本项目固废主要有钻井过程产生的钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废油等。

A：钻井固废

钻井固废为废钻井泥浆、岩屑等经泥浆不落地工艺进行固液分离产生的固相废渣。气体钻井固废及备用水基泥浆钻产生的钻井固废均为一般工业固废，油基泥浆钻井阶段产生的含油钻井固废，属于危险固体废物。

a：气体钻井固废

气体钻阶段钻井固废主要为钻井岩屑。本项目一开、二开使用气体钻，空气钻井过程中会产生岩屑，据产能建设及勘探项目部统计，单位进尺产生量总量控制在按 $0.28\text{m}^3/\text{m}$ 计算，单井气体钻阶段钻井固废总计产生量为 868m^3 ，按照 $2\text{t}/\text{m}^3$ 计算，产生量约 1736t，项目气体钻井固废总计。气体钻井岩屑属于一般工业固废，收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理。

b: 水基钻井固废（备用水基泥浆）

备用水基泥浆钻产生的废钻井泥浆和钻井岩屑均为一般工业固废，钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆带出至地面。钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源于：1）被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆；2）在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆；3）完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆；4）钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆；5）钻井完成后剩余的不可回用的废钻井泥浆。废钻井泥浆主要成分为水、粘土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石和硫化褐煤。

据产能建设及勘探项目部统计，岩屑和废弃泥浆经泥浆不落地处理后，钻井固废单位进尺产生量控制在 $0.28\text{m}^3/\text{m}$ 左右。目的层为须家河组四段的井清水和水基钻井深度在 3202m。因此目的层为须家河组四段的每口井水基钻井固废产生量约 896.56m^3 。本项目水基钻井固废总产生量约 30483.04m^3 （60966.08 万 t），各井组钻井固废产生量统计表见下表。

项目备用水基泥浆钻井过程采用泥浆不落地技术及时循环利用钻井泥浆，并分理处出大的岩屑和废钻井泥浆。备用水基泥浆钻产生的钻井固废通过泥浆不落地工艺处理后，形成泥饼，收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理。

c: 顶替泥浆

备用水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，单井产生量约 30m^3 ，本项目共产生顶替泥浆约 1020m^3 （2040t），根据《国家危险废物名录》（2025 年版），顶替泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。各井产生的顶替泥浆与油基钻井固废一并处理，实时收集和短暂贮存后全部交由具有相应危废处置资质单位外运妥善处置，现场采用废渣罐收集实现场内转运，现场不外排。

d: 油基钻井固废

项目在钻井过程中若遇到卡钻现象或地层复杂情况，将采用油基泥钻井

液井，本项目按照所有井的三开段（约 2598m）全部采用油基泥浆进行钻井，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油钻井岩屑或废钻井泥浆属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物危险废物中”的“072-001-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。根据井身结构图以及钻头尺寸大小，计算得三开段井身最大容积的约 95.06m³（密实岩屑量），考虑岩屑破碎松散情况，单井钻井岩屑产生量约为井身理论计算体积的 7 倍，因此单井油基泥浆钻井产生固废量约 665.44m³（1330.88t），本项目 34 口井，油基泥浆钻井产生油基固废量约 22624.96m³（45249.92t）。产生的油基钻井固废由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。各井组油基钻井固废产生量统计表见下表。

B：生活垃圾和包装材料

钻井期，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，单队钻井人员 45 人/队，产生量约为 22.5kg/d·井，目的层为须家河组四段的单井钻进周期约 90d/井，因此，单井钻井期间生活垃圾产生量为 2.025t/井，各井组生活垃圾产生量统计表见下表：

生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾堆放箱中，与环保厕所产生的污泥一并定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

各井场需要现场配置部分钻井液，将产生少量包装材料，各井场产生的废包装材料约为 0.5t，17 个井场共产生的废包装材料约 8.5t，废包装材料在材料区集中收集后送当地废品回收站处理。

C：含油固废

钻井过程中含油固废的主要来源有：A：机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废矿物油等含油固废；B：液压控制管线滴漏的控制液，如液压大钳、封井器及液压表传压管线滴漏的控制液；C：沾染废油的废劳保用品等含油固废，包括废含油手套、废棉纱等。根据类比和现场调查，本项目废矿物油产生量约 0.5t/井场，项目共产生 8.5t；沾染废油的废劳保用品等含油固废产生量约 1t/井场，项目共产生 17t。废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），现场配备废油回收桶收集，沾染废油的废劳保用品

等含油固废属于（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），以上危废按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，在危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，完井后废矿物油优先交由施工单位回收利用，无法回用的废矿物油和含油固废交有危险废物处理资质的单位代为处置。

D: 废水预处理污泥

元陆 179-1H 平台井站预处理系统处理废水过程会产生污泥，产生量约 1t/a。污泥经泥浆不落地工艺中的压滤设备压滤后，性质与水基固废类似，为一般工业固废，收集后与水基岩屑一同交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）。

E: 返排砂

压裂返排过程中将产生返排砂，主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于一般工业固废。具有前期多后期少的特点，类比井区已实施平台，施工期返排砂产生量约为 1t/口，本项目返排砂产生量共 34t，属于危险废物，交危废资质单位处置项目单井组固体废物产生量见表 4.1-20。

⑤地下水污染

A: 地下水污染源类型分析

钻井工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的钻井废水、泥浆、岩屑等的渗滤液以及井下钻进过程中滤失的钻井泥浆。

B: 污染途径分析

钻井工程对地下水产生污染的途径主要有两种，即渗透污染和穿透污染。

a、渗透污染：钻井泥浆循环系统、钻井污染物清洁化生产处理系统、原辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析出的废水、废油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水，是本项目的主要污染形式。

b、穿透污染：一般发生在钻进过程中的井漏事故中，在水头压力差的作用下，将有少量钻井泥浆滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与固井方案密切相关。

C: 地下水污染源源强分析

a: 污染物渗滤液：此类废水产生于钻井废水和岩屑等固废在一体化操作区域内暂存中，所含废液经离析后，向周围岩层渗入、扩散。本项目对一体化操作工艺区作为重点污染防渗区处理，正常工况下渗透外泄量极小。

b: 钻井滤失泥浆：此类影响产生于钻进期间的过平衡钻井阶段，钻井泥浆在压力差的作用下，渗透入井壁岩石的裂隙或孔隙中。钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量 $<3\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。本项目在每段完钻后及时采用套管水泥固井，从措施上减少井筒内泥浆滤失可能。

⑥环境风险

钻井施工存在一定的环境风险，主要表现为钻井在钻遇可能产气层时发生的可燃气体泄漏导致的火灾爆炸环境风险事故；此外还表现为井场（含泥浆不落地处理系统区）、井场外放喷池渗漏污染地表土壤和浅层地下水；井筒内套管破损导致钻井过程中钻井泥浆漏失，进入地下水环境，污染地下水环境。油罐区存储的柴油泄漏环境风险；原辅材料转运运输风险等。

本项目钻井施工过程（含压裂施工过程）总体产排污核算情况见下表。

4.1.3 井站建设施工

由于各采气井站建设仅涉及井站内管沟开挖、敷设、阻焊工艺管道、采气设备安装等施工。由采气工程施工全部在各井场井站内完成，无新增占地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量，设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小。

(1) 井站施工工序及产污环节

场站施工主要包括：场地平整、设备基础施工、设备安装、场地清理阶段。

A、站内管线吹扫

流程整体安装完毕后，对泄压流程用压缩空气进行吹扫，吹扫时应设立吹扫口，吹扫口应在放散条件好的开阔地带，末端应固定，吹扫口流速在20m/s以上，直到管内无污物排出为合格。

B、站内管线试压

强度试压介质、严密性试压介质为清水。强度试压压力为设计压力的1.15倍，严密性试压按设计压力进行。试压时升压应缓慢，达到试验压力后，严密性稳压30min。稳压期间沿管道系统进行检查，以无变形、无渗漏、无压降为合格。试压中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。

(2) 场站施工期主要污染物及污染物排放情况

①生态环境

施工期影响生态环境的因素主要是：

(1) 工程占地、改变土地利用类型。工程占用土地破坏了原有的植被，原有的农业生态环境将逐渐改变；改变了原有景观类型，占用林地导致植被资源受到影响，造成植物生物量损失。

(2) 施工时对动物的栖息地造成破坏，使动物被迫迁移到新的栖息场所，造成物种的数量和种类减少。

(3) 管线穿越河流时造成河流悬浮浓度上升以及河流生境受到破坏，导致水生生物的种类和数量发生改变。

(4) 由于场地平整后，必将造成施工区域土地裸露，改变原有的地貌景观，裸露地表没有植被覆盖，在雨季极易产生径流，加重土壤侵蚀程度，造成水土流失。

(5) 另外由于距离保护区较近，施工过程中产生的噪音可能会保护区动物产生影响。

②废气

施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 CO_2 和 NO_x 废气，土石方开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产生的二次扬尘等。

③废水

项目施工期污水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

施工场地废水主要为来自于砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水经各场地修建的截排水沟截留后简单沉淀处理后循环用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，各场站施工无施工废水排放。

站内工艺管道试压水：管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计每采气站内部工艺管网试压废水约 5m^3 。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水沉淀后回用于洒水降尘。

每个井站施工人员按高峰时日工人数约 20 人计，主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，上述人员租住在附近农户家中，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置，不外排。

④噪声

各场站施工过程中噪声源主要来自各场站施工使用的挖掘机、推土机、载重汽车、打桩机、装载机等施工机具作业时产生的噪声，噪声源强参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013），其噪声源强见表 4.1-23。

⑤ 固体废物

场站施工固废主要来自现场开挖产生的土石方，优先剥离 0.3m 厚表土各场站就近独立设置表土堆场集中堆存（就近堆存便于施工结束后的场地绿化等用地用土），剩余土石方做到场地自行平衡，井站建设主要是撬装设备的安装，以及站内管线的安装（多为地面），因此开挖土石方产生量较小，挖方根据巴中气田区块已实施的井站的实际情况，各井站施工土石方均可做到各自井场场地内平衡，未出现过土石方弃方和借方量情况。

施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

4.1.4 集输管线施工

（1）集输管网施工工序及产污环节

集气管道工程施工一般包括施工准备、管沟开挖、组装下沟、覆土回填、清管试压等工序，整个施工由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成，本项目地面集输工程施工期间不设施工营地，施工人员主要依托附近村镇和农户已有的生活设施。

① 管道工程施工作业带清理、道路建设

管道工程施工过程中的作业带清理、施工便道和伴行路建设以及管沟开挖作业总是同时进行的，在此期间，所产生的渣土可以互相利用，其对生态环境的影响也大致相同。但不同地貌区段的施工活动所产生的影响也不尽相同。

A. 施工作业带清理、管沟开挖

管道施工前，首先要对施工作业带进行清理和平整，以便施工人员、车辆和机械通行，然后才能进行管沟开挖作业。本工程沿线所经地区主要为平原丘陵区，管线基本穿行于水田、旱田、经济作物和林地等区域，管道通过经济作物区时，为减少管道施工对经济作物的损坏，施工作业带宽度应尽量缩窄，宜采用沟下组焊方式减小施工作业带宽度，工程管道根据管径的不同通过经济作物区的施工作业带宽度宜压缩在 8m~12m 之间。

清理施工作业带对生态环境的影响主要表现为：在施工作业带范围内，

用推土机和挖掘机进行扫线清理时，不但会破坏施工作业带范围内的原生植被、次生植被以及人工植被，而且还会对土壤造成扰动，使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响农作物的生长，造成农业生产减产。

开挖管沟是施工期对生态环境构成影响的最主要活动。本工程地面集输管道主要采用沟埋方式敷设，管沟开挖断面示意图见图 4.1-14，管线施工断面示意图（埋管后）见图 4.1-15，同类型管道施工项目作业带构筑情况见图 4.1-16。

施工中采用后退式扫线作业，整个施工作业带范围内的土壤和植被都会受到扰动或破坏，尤其是在开挖管沟两侧 4m 范围内的植被破坏严重；开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化特性等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况、植被的恢复、农作物的生长发育等。

B. 施工便道和伴行路建设

施工便道和伴行路的建设是管道施工期间对生态环境产生影响的主要活动之一。该过程常会破坏表层土的土壤结构和理化性质、毁坏大量的植被和破坏动物的生存环境等，进而形成大量的生物斑痕。因此，施工过程中应尽量充分利用现有道路（包含乡村路），对于无乡村道路至管线位置的部分地段如林地地带和丘陵地带可以在适当位置临时修筑一定长度的施工便道来满足施工要求。此外，在道路交通状况较差的地区，为方便管道的建设以及将来的运行和维护，可在原有乡村公路的基础上进行整修。

（2）穿越工程

管道穿越工程包括河流、公路穿越。根据本项目地面建设方案，集输管网穿越工程河流穿越主要为小型河流、冲沟穿越，无中大型河流穿越，公路穿越主要有铁路、高速、县乡道路以及碎石路等。

①河流穿越

A: 巴河定向钻穿越

定向钻穿越是目前较为常见的技术方法，是应用垂直钻井中所采用的定向钻技术发展起来的，主要包括钻机、动力源、泥浆系统、钻具、控向测量仪器及重型吊车、推土机等辅助设备。其穿越施工场地要求较大，一般场地

长度应满足穿越管段的组装要求，对运输车辆和道路也有一定的要求。一般定向钻施工的出、入场地平面布置见图 4.1-16~图 4.1-17。

定向钻穿越施工方法是先用定向钻机钻一导向孔，当钻头在对岸出土后，撤回钻杆，并在出土端连接一个根据穿越管径而定的扩孔器和穿越管段。在扩孔器转动（配以高压泥浆冲切）进行扩孔的同时，钻台上的活动卡盘向上移动，拉动扩孔器和管段前进，使管段敷设在扩大了孔中，详见图 4.1-18~图 4.1-20。

本项目巴河定向钻入土点位于巴河左岸（定向钻场地大小为 40m×40m），出土点在巴河右岸（定向钻场地大小为 30m×30m），从西南至东北开钻施工。两处定向钻均在河床下约 5m 穿过。定向钻穿越可常年施工，不受季节限制；工期短，质量好，可保证埋深，对水生生物和河流水质无直接影响。但定向钻施工也会产生一些环境问题，主要包括施工场地的临时占地、施工现场的钻屑沉淀池和泥浆收集池有可能泄漏污染水体；施工结束后还将产生废弃泥浆和钻屑。施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，所用泥浆的主要成分是膨润土和少量（一般为 5%左右）的添加剂（羧甲基纤维素钠 CMC）、 Na_2CO_3 ，呈弱碱性，成份无毒及无有害成分，泥浆在施工期间设置泥浆坑，重复利用，工程完成后剩余废泥浆和钻屑通过固化后，交由有能力且环保手续齐全的单位进行资源化利用处理。

管网河流穿越大开挖防渗一般为围堰开挖沟埋方式，根据河流的地形、水文和地质条件、施工场地和设备，拟利用河床 1/3 做导流沟、2/3 做围堰区、采用分两侧交替围堰、干水、大开挖的施工方式。为防止管道在下沟后上浮，管道在下沟后均应及时进行配重，配重方式根据现场实际情况采用现浇混凝土或装配式加重块方式进行稳管。对基岩河床，采取现浇混凝土方式稳管；对于砂、卵、砾石河床，可采用混凝土压重块稳管；对于土质河床，可采用编织袋稳管。穿越河流时，管沟穿越处的岸坡采用浆砌石护坡、护岸措施；管道埋设在穿越河流河床设计冲刷线以下稳定层内。围堰大开挖施工示意图见图 4.1-22，类似施工现场见下图：

大开挖穿越河流的影响主要表现为增加河水的泥沙含量，进而增加河水的悬浮物含量，从而影响河水水质；管沟回填后，多余的土石方处置不当，有可能会造成水土流失或阻塞河道。

②公路穿越

管道穿越公路一般采用顶管、定向钻和开挖三种方式。

A.顶管

对于高等级公路尽可能采用顶管方式，对于普通及小型公路将更多地采用开挖穿越。本工程穿越高速公路、省道及县道公路优先采用顶管穿越，普通乡村公路穿越直接采用大开挖方式。套管采用钢筋混凝土套管(适用于较长距离)以及钢套管(适用于较短距离)，以增加承载能力。管道穿越公路时，输送管道或套管顶部最小覆盖层厚度应满足：公路路面以下 1.2m，公路边沟底面以下 1.0m。

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

顶管施工是指在工作坑内借助于顶进设备产生的顶力，克服管道与周围土壤的摩擦力，将管道按设计的坡度顶入土中，并将土方运走。一节管子完成顶入土层之后，再下第二节管子继续顶进。其原理是借助于主顶油缸及管道间、中继间等推力，把工具管或掘进机从工作坑内穿过土层一直推进到接收坑内吊起。管道紧随工具管或掘进机后，埋设在两坑之间。顶管施工涉及到基坑开挖，因此对地质情况有一定的要求，在顶管施工基坑开挖过程中，应加强风险防范措施，防止基坑垮塌等现象发生，同时弃土的堆放应加强水土保持措施。

在顶管施工过程中将使用到泥浆，泥浆可减少顶进过程中管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品是

由膨润土加水勾兑而成。在顶管施工过程中，泥浆会因土质的不同而要求有不同黏度、比重等，比重须控制在 1.03~1.30 之间。为保证泥浆性能，需要根据不同的地质加入少量的添加剂（添加剂主要为纯碱）。

顶管和沟埋开挖穿越方式将产生一定量多余土石方，这部分土石方数量少，就地选择坑凹地或公路两侧管道护坡内填埋，不产生弃方，不需要设置土石方堆放场。

B.定向钻

定向钻作为非开挖的一种施工工法，已在天然气管道穿越中得到了广泛应用。具体定向钻施工过程为：首先用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。当钻杆进尺达十余根时，开始下冲洗管，并使钻杆与冲洗管交替钻进。在钻进过程中，随时通过控向装置掌握钻头所处位置，通过调整弯管壳的方向。使导向孔符合设计曲线。导向孔完成和冲洗管出土后，钻杆全部抽回，在冲洗管出土端，连接上切削刀、扩孔器、旋转接头和已预制好的管道，然后开始连接回拖，即在扩孔器扩孔的同时，将钻台上的卡盘向上移动，拉动扩孔器和管道前进，管道就逐渐地被敷设在扩大的孔中，直到管端在入土点露出，完成管道的穿越。钻孔和扩孔的泥屑均随泥浆返回地面。

施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成分一般主要为膨润土和清水、少量（一般为 5%左右）的添加剂（碳酸钠等），无毒及无有害成分。泥浆在施工期间设置泥浆坑，重复利用，工程完成后剩余泥浆作为废物处置，一般采用自然干化后覆土掩埋恢复种植。定向钻穿越扰动地表面积小，土石方开挖量小，施工周期短。从环保角度看该穿越方式是最合理可行的。

定向钻施工系统主要包括钻机、动力源、泥浆系统、钻具、控向测量仪器及重型吊车、推土机等辅助设备。其穿越施工场地要求较大；施工机具庞大，大型钻机全套设备重达 115t；对运输车辆和便道有一定要求。

施工使用的泥浆的主要成分是膨润土和少量的添加剂（ Na_2CO_3 ），其成分无毒无害。定向钻穿越施工过程中的泥浆可循环利用，剩余的废弃泥浆转运至周边水泥厂或砖厂综合利用，并复土复原。

采用定向钻方案一次性穿越鱼塘、沟渠、高速、经济林地等障碍物，不影响高速公路正常通行，施工协调难度相对较低，管道施工安全可靠；管道置于深埋的中风化泥岩层，安全性相对较高；但定向钻也会产生一些环境问题，主要为施工场地临时占地，施工现场产生的施工废水和废弃泥浆；定向钻施工区周边有少量现状分散农舍，施工期间分散农舍会在一定程度上受到施工噪声的影响，但是随着施工结束，噪声影响也随之消失。

C.开挖

管道穿越机耕道、碎石路等乡村路市，为节省投资，加快施工进度，采用开挖沟埋穿越方式，并采用混凝土套管加以保护，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m ，套管规格为 DRCPIII1200X2000 GB/T11836~2009，管线与公路交叉尽量垂直。套管质量应满足《混凝土和钢筋混凝土排水管》（GB/T11836-2009）的要求穿越施工时，应设置警示标志，并设置专门人员指挥、引导交通。当采用开挖穿越时，应设置行车通道指向标志、减速标志和隔离标志；施工完毕后，做好路面恢复。

（3）焊接、清管、试压、干燥、置换

①管道焊接

本工程集输管道推荐采用半自动焊接，建议吊管机进行机械布管，内对口器进行组对，采用半自动焊进行焊接，沟上组焊，利用吊管机整体下沟，焊条为 E6010。管道焊缝质量先进行外观检查，外观检查标准应符合《油水长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2006）的规定，合格后方可进行无损检测。管道所有焊缝内部质量检查均应进行 100% 的超声波探伤检查，要求达到《石油天然气钢质管道无损检测》（SY/T4109—2005）的 II 级质量要求。无损检测方法应选用射线检测和超声波检测，焊缝表面缺陷应选用液体渗透探伤。当采用超声波检测对焊缝进行无损检测时，应按下列比例对每个焊工或流水作业焊工组当天完成的焊缝进行复验：二级地区中焊缝的 10%，三级地区焊缝中的 15%。

②吹扫

管道安装完毕后，对站内新安装设备用压缩空气进行吹扫，吹扫时应设立吹扫口，吹扫口应在放散条件好的开阔地带，末端应固定，吹扫口流速在20m/s以上，直到管内无污物排出为合格。

③管道试压

本项目采用分段试压的方式进行，本工程强度试压、严密性试压介质采用洁净水。

除本设计已明确的要求外，本工程施工及验收还应执行《石油天然气站内工艺管道工程施工规范》（GB50540-2009）有关规定。

站外管道应执行《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）有关规定。

④氮气置换

投产置换是天然气管道施工后投入运行的一个关键步骤，通过这一过程排出管道中的空气，引入天然气。为防止形成爆炸性混合物，采用注入氮气后再引入天然气进行置换的方法。

根据置换过程中的实际情况，采用该方法时建议采取以下措施：

★置换前要确保清管干净，以免给以后的运行管理带来麻烦。

★置换前要周密计算置换过程中天然气的供气压力，合理控制管道内气体流速。

★置换时要注意检测氮气及天然气到达的位置，计算管道内纯氮气段的大小，保持天然气与空气之间的距离。

★置换前粗略确定所需氮气量，避免浪费或出现不足的情况，在管段较长时，可以采用分段置换的方法。

★注氮压力和注入天然气压力应保持一致，在注氮结束后要马上注入天然气，尽量减小混气段，减少氮气的损失。

★注氮过程中，可通过井站放喷管道进行放空。

★根据测算氮气和空气混合气体到放喷池的时间，提前在放喷池用0~25%便携式含氧量分析仪在管道出口检测氮气和空气混合段气体的含氧量，当检测到氧气含量降至2%时，即可认为管路内是纯氮气。然后即可停止放

空，氮气置换工作完成。

（2）管网施工期产排污情况分析

①废水

管道施工期产生的废水主要有试压废水、生活废水。

A、试压废水

本项目管道全线均采用清水试压。根据项目工可，本项目管道总长度41.2km，其中管径均为DN200，共8条管线。根据体积计算，本项目试压废水共计约1293.68m³，主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。由于井区各井场井站为滚动建设，试压废水仅在巴中气田产能建设项目（一期）采集气管网建设时产生，试压废水施工管道分段产生，采取在排放管道口安装泥沙过滤器措施处理后回用于井站洒水降尘和绿化用水。

B、生活污水

施工人员在施工过程中会产生少量的生活污水，生活污水以每人100L/d计，考虑每天施工人员为20人，产污系数为0.85，因此，生活污水产生量约1.7m³/d。本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期的生活污水不集中产生和排放。

②废气

施工期产生的废气主要为施工扬尘以及施工机具（柴油机）排放的尾气。

A、施工扬尘

管沟开挖、车辆运输、装卸材料时将产生扬尘，影响起尘量的因素包括管沟开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆泥砂量、水泥搬运量以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。由于开挖埋管及井站建设过程为逐段进行，施工期较短，西南地区空气潮湿，在加强施工现场高抛高接等施工扬尘控制环境管理措施的情况下，开挖过程产生的扬尘较少。

B、机具尾气

在管道铺设和井站建设过程，会使用工程机械和运输车辆，其工作时排放的尾气主要污染物是C_xH_y、CO、NO_x等。由于本项目是线性工程，施工期

较短，产生的废气量较小，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

③噪声

管道施工噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、电焊机、运输车辆等，其强度在 80~98dB(A)之间；本项目主要施工机械噪声源强见表 4.1-22。

④固体废物

施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管或定向钻施工产生的废弃泥浆。

A、生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。因此，施工期施工人员生活垃圾不集中产生和排放，依托当地乡镇、农村现有的生活垃圾收集储运系统处置。

B、施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理；因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，吹扫清管所产生的少量铁锈、机械杂质，以及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，管道施工废料的产生量约 0.2t/km，本项目新建管道长 41.2km，管道施工废料的产生量约 8.24t，施工废料由施工单位收集后外售废品回收站处置。

C、废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自高速公路、大型省道县道等穿越采气定向钻或顶管施工过程，该施工过程中所用泥浆主要用来减少打钻和顶进过程管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（纯碱）。为回收泥浆和减少环境污染，定向钻或顶管施工将设置泥浆池。施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆经脱水处置后作为一般固废外运就近的砖厂或水泥厂综合利用（废弃泥浆量约 2t，干重约 1t）。

⑤生态环境

本项目所在地属于农村区域，项目地面集输工程建设对将所在区域的农业生产会造成一定影响。管线临时占地以旱地和水田为主，随着工程结束，将恢复原有土地形态，不会对土地资源和农业生产产生永久影响。

本项目河流穿越的主要为小河，无大型河流穿越，采用开挖方式施工，对水生生态将造成一定影响，管线穿越施工是临时工程，仅在施工期对水体水质和水生物生长环境有短期影响，施工结束后，水生生态将恢复原状。穿越高速公路、大型省道县道等穿越采气定向钻或顶管施工过程，将在顶管或定向钻两端进行基坑开挖，基坑开挖会产生部分弃土，弃土堆放会占用部分土地，堆放过程产生一定的水土流失。

管沟开挖、施工作业、回填土的沉积过程中都容易诱发水土流失，施工过程中应采取适当的措施减少水土流失的影响。

4.1.5 污染物排放总量统计

本部分对巴中气田产能建设项目（一期），即 17 座钻井井场、17 座平台井站和 8 条（41.2km）集输管道，施工期产生的主要污染物排放总量进行统计。

4.2 运营期工程分析

4.2.1 平台井站

（1）不含天然气回收装置平台井站工艺流程及产污环节分析

巴中气田产能建设项目（一期）部分井站须家河组气藏新建气井采用“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”，气井接入水套炉加热节流，接入分离器分离、分子筛脱水、计量处理，外输下游井站。

（2）含天然气回收装置平台井站工艺流程及产污环节分析

本次 17 座平台井站中有 15 座平台井站拟部署“20 万方/天的天然气回收装置”，2 座依托已建管线。15 座部署天然气回收装置的井站中有 6 座仅在初期设置（分别为元陆 407H、元陆 35-1H、元陆 179-1H、元陆 178-1H、元陆 175-1H、元陆 176-1H），后期整体上产时建设内部集输管线。剩余 9 座平台井站按照偏远井考虑（分别为元陆 3-1H、元陆 408-1H、元陆 33-1H、元陆 406H、元陆 172-1H、元陆 409H、元陆 410H、元陆 411H、元陆 412-1H），本次规划不纳入内部集输管网建设。

该部分井站须家河组气藏新建气井采用“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”，气井接入水套炉加热节流，接入分离器分离、分子筛脱水、计量处理后，接入“20 万方/天的天然气回收装置”进行压缩处理后外售。

本项目 17 个井站均按照有人值守站建设（日常维护工作由现场工作人员负责），紧急情况下的应急放空采用自动放散泄压方式进行，当设备出现故障时，井控装置自动切断上游采气阀、下游出站阀组，打开放散系统，使地面采气工艺管道内天然气从井场设置的高度为 15m 高放空管点燃放空，由于井站各工艺模块、进出站阀组等均设置紧急自动切断阀，实现分区截断，各区独立放空设置，配备人工点火装置，应急放散天然气量小，且天然气不含硫化氢等有毒物质，点火燃烧产生的废气对周边环境及居民点环境影响小。

井站运营过程中，若井出气情况出现异常，则会进行修井作业，修井作业主要是对目的层进行重新测试，修井过程会有部分地层水产生，按照采气废水处理方式进行处置。

（3）平台井站运营期主要污染源及污染物排放情况

①废水

本项目运营期废水主要为采气废水和平台井站值班人员的生活污水。

A、采气废水

由于气井所采天然气中含有一定的游离水分，采气期间将产生少量地层水，即采气废水，根据从巴中气田实际生产情况来看，须家河组四段气井目前按照采气第一年气水比 5 方水/万方气，第 2~4 年 3 方水/万方气，第四年后 1 方水/万方气考虑。本项目建产期 4 年，稳产期 2 年，从巴中气田实际生产情况，进入递减期后 1-3 年递减率为 26%~34%、4-6 年为 21%~24%、7-10 年为 12-20%、11-15 年后 10-12%、15 年后基本低于 10%，预计 20 年末累计产气 $66.64 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

本项目井站工艺：“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”，气液经分离后，采气废水进入井站内的储液罐暂存，采气废水采用密闭管道集输转输至平台井站储液罐内暂存，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，储液罐密闭，容积为 50m^3 ，采气废水优先回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求。

各井站内气液分离后采气废水由井站设置的污水罐暂收集暂存，由罐车转运至其他井场回用，无法回用的采气废水经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理。

根据类比区域内采气废水水质检测报告统计，采气废水主要污染物为 COD、SS 和氯化物等，污染物及浓度见表 4.2-3。

根据表 4.2-3 可见，采气废水呈碱性，COD、氯化物和石油类检测值较大，采气废水污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主

B、生活污水

单个常规平台井站内每天值班人员 3 人，年运行时间 365 天，生活用水量按 80L/人.d、生活污水产污系数按 0.85 计，则单个平台井站生活污水产生

量 $0.204\text{m}^3/\text{d}$ ($74.46\text{m}^3/\text{a}$)，17 个常规平台井站生活污水产生量为 $3.468\text{m}^3/\text{d}$ ($1265.82\text{m}^3/\text{a}$)，主要污染物浓度为：COD $400\text{mg}/\text{L}$ 、BOD₅ $250\text{mg}/\text{L}$ 、SS $250\text{mg}/\text{L}$ 、NH₃-N $40\text{mg}/\text{L}$ ，站内生活污水经井站内环保厕所收集后交由周边城镇污水处理厂处理，不外排。

②废气

本次评价重点对项目运营过程中废气包括水套炉天然气燃烧废气、厂界无组织排放废气 NMHC、设备检修/事故放废气进行分析。

A、水套加热炉天然气燃烧废气

本工程采气站根据需要均配备水套加热炉（PN35MPa 120KW），水套炉加热炉均采用本区块内气液分离净化后的天然气作为燃料气，预计单套水套炉天然气用量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，由于天然气中不含硫，其燃烧产物为燃烧后产生的废气含 CO₂、NO_x、颗粒物和水，通过约 8m 高排气筒（内径 $\Phi 200\text{mm}$ ）有组织排放，排放规律为连续排放。水套加热炉的相关设计参数见下表。

NO_x 废气量均参照《工业源产排污核算方法和系数手册》锅炉产排污量核算系数手册-燃气工业锅炉确定，每 1 万 m³ 天然气燃烧产生约 107753m³ 烟气，NO_x 产生系数为 15.87kg/万 m³-燃料，烟尘产生量参照《环境保护实用数据手册》中产物系数确定，天然气产污系数见表 4.2-5。各采气站水套加热炉热负荷、年耗量和废气产生量见下表 4.2-7 所示。

水套炉废气经 8m 高排气筒排放，通过建设单位对同类型同规模的水套炉运行时废气有组织排放监测数据（监测报告见附件）可知，水套炉排放废气中 NO_x 的实测浓度约 5~6mg/m³，颗粒物实测浓度约 8.7~8.9mg/m³，水套炉排放废气能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

B、厂界无组织废气 NMHC

各采气平台正常工况下采气全部在压力管道内密闭输送，主要大气污染物为设备、管道接口处无组织逸散的少量挥发性有机物（结合工程特点，主要为非甲烷总烃），根据沙溪庙气田计量装置计量以及集输生产运行资料统计，单井产生的挥发性有机废气量（NMHC）约 $4\text{m}^3/\text{a}$ ，按照天然气密度折算

后，废气量约 5.57kg/a，因此，运营期单井挥发性有机废气无组织排放量约 0.0006kg/h，由此计算本项目运行期采气平台挥发性有机废气排放量约 0.1996t/a。

C：检修及事故废气

正常运行时，平台井站采气全部在压力管道内运行，无废气排放，井站设备检修排放的少量的检修废气（天然气原料气）。

本工程地面采气工程正常运行期间，井站设备一般每年需要进行 1~2 次定期检修，检修泄漏的少量天然气将通过工艺区外的放空系统经人工点燃后排放。事故产生时，井站内安装有自动截断阀，能够在几秒钟之内迅速关闭阀门，根据巴中气田井站检修记录资料的调查，井站设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放空气量，各井站检修和事故天然气量约 50m³/a，经点燃后排放，预计 NO_x 产生量 0.094kg/a，颗粒物产生量约 0.012kg/a，本项目包括 17 个井站的建设，因此，检修和事故天然气量约 850m³/a，经点燃后排放，预计 NO_x 产生量 1.598kg/a，颗粒物产生量约 0.204kg/a。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）5.7.3 条要求，对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的应经燃烧后放空，本项目放空天然气燃烧后排放，符合要求。

③噪声

各井站正常生产时，场站噪声主要来源于节流阀、分离器和计量装置等设备产生的气流噪声等设备的气流摩擦噪声，气流摩擦噪声大小与天然气产量有关。根据类比调查，井站各主要噪声源强见下表。

为有效控制噪声，首先在平面布置时进行合理布局，控制气流速度，减少井站工艺管线的弯头、三通等管件，降低站内噪声；其次，选用高效低噪声的分离器和调压设备。据类比巴中气田已投产井站正常产生时的厂界噪声，井站运营期噪声约 40~50dB（A）。

检修或事故时，噪声主要来源于放空火炬的气流声，其声级大小取决于放空量的大小。经调查，放空噪声一般较大，其声级一般为 100~110dB(A)，但放空时间短，一般为 30min。

④固废

运行期间产生的固体废物主要为井站分离器产生的废渣、清管检修废渣以及废分子筛、储液罐的沉渣、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。

A: 井站分离器产生的废渣、清管检修废渣

本次项目部分井站分离器产生的废渣以及检修废渣产生量较少，单井站产生量约 20kg/a，本项目 17 个井站合计产生废渣量约 340kg/a。主要成分是井内杂屑、机械杂质，须四段气井产生的废渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

B: 储液罐沉渣

各井站设置的储液罐每半年清理一次，沉渣产生量约为 0.5~1t/次（1~2t/a），本项目 17 个井站合计最多约 34t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，须四段气井产生的储液罐沉渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

C: 废分子筛

本项目采气井站采用分子筛脱水橇进行脱水，单平台废分子筛产生量为 1.1t/3a，本项目 17 个平台废分子筛产生量总计为 18.7t/3a，废分子筛收集后返回厂家回收利用。

D: 废油

撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个平台井站润滑油使用量约 7m³/a，废润滑油量按 3%润滑油计算，每井站废润滑油量约 0.2m³/a。废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 071-002-08），废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在井站储存。

E: 生活垃圾

单个常规平台井站内每天值班人员 3 人，一般为 0.5kg/人·d，垃圾产生量 1.5kg/d，0.55t/a，17 个常规平台井站共产生生活垃圾 9.35t/a，定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

本项目单个平台井站运营期期污染物产生及排放情况统计见表 4.2-12。

（4）20 万方/天的天然气回收装置运营期主要污染源及污染物排放情况

部分井站须家河组气藏新建气井采用“加热+节流+分离+脱水+计量工艺”，气井接入水套炉加热节流，接入分离器分离、分子筛脱水、计量处理后，接入“20 万方/天的天然气回收装置”，再次进行过滤分离、分子筛脱进一步脱水后进行压缩处理后外售。

①废水

A、天然气回收装置工艺废水

天然气输送至天然气回收装置区后通过过滤分离器、20 万方/天处理规模脱水压缩一体化橇进一步脱水（分子筛脱水），单井站天然气回收装置区生产废水总计产生量约 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ ，项目总计产生 $18\text{m}^3/\text{d}$ 。该生产废水主要为天然气未完全脱完的气田水，水质与采气站废水水质类似。该工艺废水进入天然气回收装置区 20m^3 污水罐，由罐车转运至其他井场回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理。

B、生活污水

单个常规平台井站天然气回收装置区内每天值班人员 5 人，年运行时间 365 天，生活用水量按 $80\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 、生活污水产污系数按 0.85 计，则单个平台井站生活污水产生量 $0.34\text{m}^3/\text{d}$ （ $124.1\text{m}^3/\text{a}$ ），15 个配套天然气回收装置的平台井站生活污水产生量为 $5.1\text{m}^3/\text{d}$ （ $1861.5\text{m}^3/\text{a}$ ），主要污染物浓度为：COD $400\text{mg}/\text{L}$ 、BOD₅ $250\text{mg}/\text{L}$ 、SS $250\text{mg}/\text{L}$ 、NH₃-N $40\text{mg}/\text{L}$ ，站内生活污水经井站内环保厕所收集后交由周边城镇污水处理厂处理，不外排。

②废气

A、天然气回收装置区无组织废气

天然气回收装置区主要为工艺装置区管线、设备、阀门跑、冒等泄漏的天然气，类别中石化同样 CNG 工艺的厂界无组织废气 NMHC 的情况，天然气回收装置区挥发性有机废气无组织排放量约 $0.005\sim 0.01\text{kg}/\text{h}$ ，本项目按照最大值产生量 $0.01\text{kg}/\text{h}$ 进行预算，预计运行期单平台井站天然气回收装置区挥

发性有机废气厂界排放量约 0.01kg/h，0.088t/a，本项目总计天然气回收装置区挥发性有机废气厂界排放量约 1.32t/a。

B、检修及事故废气

本项目各天然气回收装置区一般每年需要进行 1~2 次定期检修，检修泄漏的少量天然气将通过高为 15m 的放空管点火后燃烧排放。事故产生时，站场内安装有自动截断阀，能够在几秒钟之内迅速关闭阀门，设备检修时采用平稳泄压方式减少检修放空气量。根据成熟气田已有压缩天然气撬装装置区检修记录资料的调查，单个天然气回收装置区检修和事故天然气量约 100m³/a，经点燃后排放，预计 NO_x 产生量 0.188kg/a，颗粒物产生量约 0.024kg/a，本项目 15 个天然气回收装置区预计 NO_x 产生量 0.752kg/a，颗粒物产生量约 0.096kg/a。

③噪声

本项目天然气回收装置区与采气井站井共建，正常情况下噪声源为站场设备运行噪声，站场检修或事故时，放空区将产生放空噪声，每次持续时间较短。主要设备噪声源强见下表。

④固废

天然气回收装置区运营期主要固体废物包括过滤分离器滤芯及杂质、清管检修废渣、废分子筛、废矿物油和值班人员产生的生活垃圾。

①过滤分离器滤芯及杂质

本项目天然气回收装置区采用过滤分离器进一步对天然气过滤分离杂质，期间会产生过滤器滤芯及杂质，单井站天然气回收装置区过滤分离器滤芯及杂质产生量为 0.1t/a，本项目 15 个天然气回收装置区产生量总计为 1.5t/a，过滤分离器滤芯及杂质收集后返回厂家回收利用。

②清管检修废渣

本项目天然气回收装置区每年进行 1~2 例行检修，单个天然气回收装置区清管检修废渣产生量约为 2kg/a，本项目 15 个天然气回收装置区清管检修废渣产生量约为 30kg/a。天然气回收装置区清管检修废渣属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

③废分子筛

本项目天然气回收装置区采用 20 万方/天处理规模脱水压缩一体化橇进行脱水（分子筛脱水）会产废分子筛，单个天然气回收装置区废分子筛产生量为 1.1t/3a，本项目 15 个平台废分子筛产生量总计为 16.5t/3a，废分子筛收集后返回厂家回收利用。

④废矿物油

回收装置区设备检修、换油时有废润滑油产生，单个天然气回收装置区废润滑油产生量约 0.2m³/a，15 个天然气回收装置区废润滑油产生量约 3m³/a。废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

⑤储液罐沉渣

每个天然气回收装置区各设置 1 个 20m³的储液罐，储液罐每半年清理一次，单站场污水罐沉渣产生量约为 0.3t/a，15 个天然气回收装置区污水罐沉渣产生量约为 4.5t/a，主要成分是杂屑、机械杂质，须四段气井产生的储液罐沉渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

⑥生活垃圾

本项目各天然气回收装置区运营期劳动定员均为 5 人，生活垃圾按每人 0.5kg/d，单个天然气回收装置区运营期生活垃圾量约 2.5kg/d，0.913t/a，项目 15 个天然气回收装置区运营期生活垃圾量约 37.5kg/d，13.688t/a。生活垃圾在站场统一收集后交由环卫部门处置。

4.2.2 集输管线

根据巴中气田产能建设项目（一期）产能建设方案，结合巴中气田产能建设项目（一期）周边已有的巴中气田集输气干线分布情况，本次巴中气田产能建设项目（一期）地面管网工程仅需建设集气管网、即可实现部分井站所采天然气通过集输气干线外输。

本次项目采、输气管道截断阀等控制措施依托各井站的进出站阀室，检修放空均依托各站放空设施，根据天然气集输特性，采用井站的动力全封密集输，管线两端压降小，气流噪声不明显，管网正常工况下，除清管废渣外（各井站产生），无噪声、废气、废水污染物排放，管道运营期环境产排污主要是环境风险事故状态下的输气可燃气体泄漏环境风险影响，环境风险评价章节中予以详细评价。

4.3 退役期污染源及污染物排放情况

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期（各井站退役时间根据产气情况而定），各气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）等技术要求对井口及时进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期产生的主要污染物类型及治理措施如下：

（1）废气：主要指地面设备拆除和场地清理过程产生的扬尘以及运输车辆尾气等，产生量较少；

（2）废水：主要为井站设备清洗和集输管道清洗过程产生的废水，该废水主要污染为石油类、氯化物等，废水产生量较少，污染物浓度较低，可满足气田压裂液配置要求，因此退役期产生的废水回用于气田内附近钻井平台配置泥浆或压裂液使用，不外排。

（3）噪声：主要为封井、地面设备设施拆除、场地清理等施工作业噪声，已经运输车辆噪声，时间较短，通过合理安排作业时间，减少噪声扰民。

（4）固废：井站退役期后，埋式集输管道采用封堵方式退役，井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收集后交有危废处置资质的单位处置，不可随意丢弃或就地掩埋，以避免对浅层地下水造成污染；拆除过程中产生的其它垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理，其中建筑垃圾送当地指定的建渣场处置，报废设备和管道交厂家回收。

生态：退役期将对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复，按照生态修复方案恢复成钻井前的原貌。

4.4 巴中气田产能建设项目（一期）产排污总体水平

巴中气田产能建设项目（一期）产能建设项目预计分4年实施，计划从2026年开始实施，2029年全部建成投产，故2030年前，巴中气田产能建设项目（一期）范围内，井场、井站、管线等单项工程的施工和运行阶段重叠，为考虑区域资源利用上线、环境质量底线，本评价根据巴中气田产能建设项目（一期）产能开发时序，确定不同建设阶段区域整体产排污水平。

结合巴中气田先期实施的天然气产能建设项目单项工程建设产排污情况，单项工程废气（主要施工机具燃烧废气）和噪声（施工设备噪声）影响范围小，井组间基本无叠加影响，不会改变区域环境空气和声环境功能区划，故本次巴中气田产能建设项目（一期）产能建设项目环境空气和声环境影响考虑单项工程环境影响，废水（主要为气体钻阶段除尘废水、钻井废水、压裂返排液）、固废（水基钻井固废和油基钻井固废）考虑井区整体产排污水平、区域环境影响和依托的环保工程接收能力分析。

4.4.1 巴中气田产能建设项目（一期）污废水产排污水平

根据巴中气田产能建设项目（一期）部署的各井场（钻前、钻井、压裂）、井站采气工艺环节产排污分析：钻前施工无废水外排；气体钻阶段除尘废水产生量约为 62m^3 /单井，经简易沉淀后，上清液暂存于废水收集罐中，回用于气体钻喷淋除尘；待气体钻钻井完毕后，回用于备用水基钻井液配置或同区域压裂液配置，不外排。钻井施工经不落地循环系统处理后，清水钻、备用水基泥浆钻井废水优先循环使用，完钻阶段废水产生量较小，为192.12

m³/单井，无法回用的钻井废水经预处理后，转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。压裂返排液产生量约 3000m³/水平井单井，回用率为 90%，无法回用的压裂返排液量约为 300m³/水平井单井，经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，现场不外排；根据从巴中气田实际生产情况来看，须家河组四段气井目前按照采气第一年气水比 5 方水/万方气，第 2~4 年 3 方水/万方气，第四年后 1 方水/万方气考虑，运营期平台井站产生的采气废水由井站设置的污水罐暂收集暂存，由罐车转运至其他井场回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，现场废水不外排。天然气回收装置工艺废水单井站产生量约 1.2m³/d，水质与采气井站废水水质类似。由罐车转运至其他井场回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理。

本评价通过各单项工程各阶段污废水产生特点，结合巴中气田产能建设项目（一期）产能建设各单项工程拟实施时间，以年度为单位核算废水产排污情况。

（2）日均废水产生量统计

①除尘废水、洗井废水、钻井废水日均产生量统计

根据工程分析，钻井导管段采用清水，一开、二开气体钻（备用水基钻），三开油基泥浆钻井。结合本项目施工及投产进度安排，本项目总钻井井数 34 口，最大每年实施 11 口井。除尘废水和洗井废水均回用不外排。则备用水基钻不可回用钻井废水产生量见下表，钻井废水年度产生量及日均排放量见下表 4.4-2。

②压裂返排液日均产生量

建产期 2026~2029 年度压裂返排液产生量分别为 3 万 m^3 、3 万 m^3 、0.9 万 m^3 、3.3 万 m^3 ，不可回用部分分别为 0.3 万 m^3 、0.3 万 m^3 、0.09 万 m^3 、0.33 万 m^3 ，其中 2026—2029 年度日均不可回用排放量分别为 8.22 m^3/d 、8.22 m^3/d 、2.47 m^3/d 及 9.04 m^3/d ，因此压裂返排液日均产生量最大为 9.04 m^3/d 。不可回用压裂返排液年产生量及日均产生量见下表 4.4-3。

③采气废水日均产生量

全部产能建设项目建成投产后，采气期间采气废水最大日产生量根据最大配产计算，39 口井稳产期间（2030 年），本项目单井最大配产为 $5 \times 10^4 m^3/d$ 的规模，稳产期间采气废水产生量为 18.59 万 m^3/a ，本工程采气废水最大日产生量约 509.25 m^3/d 。

巴中气田产能建设项目（一期）无法回用的钻井废水、压返液和采气废水日均产生统计情况见下表，年度无法回用废水日均产生量最大为 119.89 m^3/d 。

4.4.2 巴中气田产能建设项目（一期）固废产排污水平

根据单项工程项目产排污分析，巴中气田产能建设项目（一期）产生的固废主要为钻前土建施工、管道敷设开挖产生的临时土石方、钻井施工产生的气体钻井固废、水基钻井固废（备用水基钻井泥浆）、岩屑以及水基泥浆转换为油基泥浆产色的顶替泥浆、油基泥浆钻井固废、废油等其他含油固废；运营期主要为井站内分离器产生的废渣、检修废渣、储液罐沉渣、废分子筛、废矿物油等。根据巴中气田已实施的各单项工程项目实际产排污情况，钻前

土建施工和管沟开挖产生的临时土石方可实现单项目内平衡，无集中弃土产生；运营期废渣产生量较少，主要为管道锈蚀含油铁屑等，为一般工业固体废物，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用；主要的固废为钻井阶段各井场钻井作业产生的废泥浆和岩屑，需外委地方砖厂（主要为气体钻井固废、水基泥浆钻井固废）或危险废物资质单位（主要油基泥浆钻井固废和顶替泥浆）妥善处置，为便于分析地方砖厂和危废处置资质单位处置能力是否匹配巴中气田产能建设项目（一期）产能建设项目，本评价结合巴中气田产能建设项目（一期）开发时序计算井区固废总体排污水平。

根据各井场钻井工程产排污分析，结合巴中气田产能建设项目（一期）开发时序，巴中气田产能建设项目（一期）钻井固废产生情况统计如下表：

4.5 温室气体排放量核算

本项目温室气体碳排放量参照《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920号）进行核算。

4.5.1 项目核算边界及排放源概述

项目达产后，最大产能规模为 $5.57 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，年最大工业总产值为 11.14 亿元（计算工业总产值时天然气单价天然气销售价格 2 元/ m^3 计算，天然气商品气量按可研报告提供数据），年碳排放总量为 $73859.7632 \text{tCO}_2\text{e}$ 。

（1）项目碳排放量为： $73859.7632 \text{tCO}_2\text{e}$

（2）碳排放强度为：

单位天然气碳排放量为： $1.3260_{2\text{e}}/10^4 \text{m}^3$

万元产值碳排放量为： $0.6630 \text{tCO}_2\text{e}/\text{万元}$ 。

4.6 平面布置合理性分析

4.6.1 井场布置

（1）钻井施工期

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）中 3.3.2 要求：“油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m”，对于上述“井口距民宅不小于 100m”的要求，

本项目井场在钻井施工阶段须对上述控制距离范围内的居民实施工程临时搬迁（不属于环保和占地拆迁范畴，临时搬迁方式采取货币补偿、临时租用房屋作为办公用房等方式进行）以落实“井口距民宅不小于 100m”井场布置要求。本项目新布置的 17 个井场井口 500m 范围内均无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，井口 200m 范围内无铁路和高速路分布。

同时由于本次产能建设项目各井场均采用丛式井组布置，多以 ZJ70 型单机钻井作业，根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）对井场布置规范要求，各井场钻井工程施工作业采用模块化撬装设备布置，以进场道路为前场，在大门侧布置原辅材料堆存区和设置危废专用暂存场地方方便原辅材料进、出场转运。井场外布置 300m³ 的泥浆不落地及循环系统区域和放喷池，不另外新建废水池体，尽可能地节约井场占地面积，压裂阶段施工用地全部在钻井工程施工用地范围内施工作业，不新增占地。井场单钻机作业井场设备布置图如下图所示。

本项目各井场施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）对 ZJ70 型钻机井场布置规范要求，采用模块化、撬装化布置，从环保角度分析，各井场施工作业井场平面布置充分利用地形、节约了土地，方便施工作业，从平面合理布置角度最大限度的保护了项目周边环境敏感点，各井场钻井施工作业布置是合理和可行的。

4.6.2 平台井站布置

各井站分区：井口采气装置区、工艺区（计量撬装、分离器）、放空区、储液区，井场四周设雨水沟。井站设备设施数量少，均采用模块化装备，正常情况下除噪声外无连续性污染物排放。工艺区和储液区设置在前场侧方向，通过井间道路连接，便于设备维护作业、日常巡视以及采气废水转运；放散管设置在井场后场，最大程度减轻检修、事故状态的放空天然气燃烧废气对周边居民点和保障现场作业安全。本项目各井站均按照有人值守站建设，通过天然气中心站巡视和远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制，从环境可接受性分析，本项目各井站运营期平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）相关规定要求。

天然气回收装置区：天然气回收装置区位于采气平台井站旁（依托钻井期间钻井井场），站场平面布置根据功能需要，设置 CNG 槽车停车位、过滤、脱水压缩模块、放空模块，污水罐模块、厕所、值班室等，过滤、脱水压缩模块设置过滤分离器、20 万方/天处理规模脱水压缩一体化橇等设施，放空区一般远离工艺区，同时远离居民区，设置 15m 放空立管用于装置区事故检修下放空，符合安全距离，同时最大程度减少放空对当地居民的影响。天然气回收装置区均按照临时有人值守站建设，设置远程监控实现各项污染物处置和环境风险控制，从环境可接受性分析，本项目脱水集输站平面布置合理，满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）相关规定要求。项目典型平面布置图见图 4.6-2、4.6-3。

5 项目建设区域环境概况及环境质量现状

5.1 自然环境概况

5.1.1 地理位置

本次巴中气田产能建设项目（一期）所部署的井位涉及的区县为巴中市巴州区、恩阳区及广元市苍溪县。

（1）巴中市

巴中市是四川省下辖地级市，秦巴山片区三大中心城市之一，位于四川盆地东北部，地处川陕两省交界的大巴山系米仓山南麓，中国秦岭-淮河南北分界线南，东邻达州，南接南充，西抵广元，北接陕西汉中。幅员面积为1.23万平方公里。

巴中市巴州区位于四川省东北部，大巴山南麓，地处成都、重庆、西安三市的几何中心，属盆北低山区，地势北高南低。地理坐标为北纬 $31^{\circ}31' \sim 32^{\circ}4'$ ，东经 $106^{\circ}21' \sim 107^{\circ}7'$ ，总面积1407平方公里。气候为亚热带湿润季风气候，年均气温 17°C ，降水量1119毫米，四季分明，冬暖夏热，森林覆盖率49%。境内河流属渠江水系，巴河、恩阳河等交织成网，水利资源丰富。

巴中市恩阳区位于四川省东北部，东靠巴州区，南邻仪陇县，西连苍溪县、阆中市，北接南江县。全区幅员1177平方公里，辖登科、文治、司城3个街道办事处，明阳镇、玉山镇、渔溪镇、花丛镇、茶坝镇、下八庙镇、柳林镇、雪山镇、上八庙镇、兴隆镇、关公镇、九镇、双胜镇、群乐镇、尹家镇15个镇，209个行政村、100个居委会。

（2）广元市

广元市位于中国四川省北部，地处四川盆地北部边缘，是川陕甘三省结合部的区域中心城市，地理坐标为北纬 $31^{\circ}31' \sim 32^{\circ}56'$ ，东经 $104^{\circ}36' \sim 106^{\circ}45'$ ，总面积约1.63万平方千米。广元市北与甘肃省陇南市、陕西省汉中市交界，南接南充市，西连绵阳市，东邻巴中市，是连接西南与西北的重要交通枢纽。

广元市苍溪县地处四川盆地北缘，大巴山南麓的低、中山丘陵地带，广元市南端。其地理位置介于北纬 $31^{\circ}37' \sim 32^{\circ}10'$ ，东经 $105^{\circ}43' \sim 106^{\circ}28'$ 之间，

幅员面积 2334 平方千米。

本次巴中气田产能建设项目（一期）所部署的井位涉及巴中市巴州区（曾口镇、梁永镇、大毛坪镇、宕梁社区、三江镇）5 个乡镇（社区），巴中市恩阳区（雪山镇、兴隆镇、文治街道、登科街道、柳林镇、司城街道、花丛镇）7 个乡镇（街道），广元市苍溪县（石凤镇）1 个乡镇。

项目地理位置图见附图 1-1。

5.1.2 地形地貌

（1）巴中市

巴中市巴州区属盆北低山区，地势北高南低。北及西北向南及西南倾斜。北部受大巴山构造影响，形成东北—西南走向，山脊标高一般在海拔 900 米左右，多窄谷陡坡。东部、东南部和西部，山脊标高一般 500~700 米，多构成台坎状低山和长梁高丘地貌，多中谷、窄谷。中部、西南部地势开阔，为平缓坡台状丘陵地貌，多连绵起伏的陇岗状低山和长菱状、馒头状浅丘，海拔高度 350~600 米。全部山脉来源于大巴山西段与米仓山复合部分。其走向多由北而南，逶迤蜿蜒。

巴中市恩阳区处四川盆地北部的低山区，地势北高南低，北及西北向南及西南倾斜。恩阳区主要属米仓山南麓丘陵地貌，正好处于巴中境内低山、长梁高丘地貌向平缓坡台状丘陵地貌过渡地带，境内多为丘陵、低山，平坝较少，全镇地势西北高、东南低，这与区域整体地貌轮廓一致，最高山峰义阳山海拔 680 米。

（2）广元市

广元市苍溪县域属低山区，境内地势东北高，西南低。1000 米以上之黑猫梁、九龙山、龙干山等高山雄踞北部及东北部，低、中山脉逶迤绵亘，九龙山主峰海拔 1377 米为最高峰，回水、石门、歧坪一线以南为低山深丘区，山丘多呈桌状及台阶状，沿江可见冲积层阶地。最低百利镇涧溪口海拔 353 米。境内江河纵横，切割剧烈，地形复杂，岭陡谷深，平坝、台地、丘陵、低山、低中山及山塬地貌皆有，以低山为。

5.1.3 气象特征

（1）巴中市

巴中市巴州区是南北气候的交汇地带，属于典型的亚热带湿润季风气候，四季分明，无霜期长，光照适宜，雨量充沛，及其适合保健养生、休闲度假，素有“川东北天然氧吧”的称号。全区森林覆盖率55.05%、是全国平均水平的3倍，全年平均气温为16.2℃，年总降水量1719.3毫米，平均相对湿度为68%，境域负氧离子平均浓度达I级标准，农产品优产度达85%，空气质量优良率达95%以上。

巴中市恩阳区属亚热带季风性湿润气候区，冬暖、春旱、夏热、秋凉，四季分明；无霜期长，光照适宜，雨量充沛，气候温和，适宜于多种农作物的生长。年平均气温17.5℃，最高气温39℃，最低气温-5℃，无霜期291天，年平均日照1460小时，年均降雨量1050毫米。区内秋季多雨，冬季多雾，霜、雪较少，降水时空分布差异大，夏季多伏旱，还常有风、冰雹等灾害性天气发生。

（2）广元市

广元市苍溪县属亚热带湿润季风气候区，热量丰富、雨水充沛、无霜期长、气候温和，四季分明，冬长夏短，春长于秋。苍溪县气候温和，累年年平均气温16.7℃，最高年份为17.4℃；最低年份仅15.9℃。累年各旬平均气温最高为8月上旬27.8℃；最低为1月上旬5.9℃。境内累年年均降雨量，北部山区在1100—1300毫米之间，东部低山区多在900—1200毫米之间，西南部深丘地区多在800—1100毫米之间。累年各月平均相对湿度在67—79%之间，年平均相对湿度73%。

5.1.4 区域地表水系概况

5.1.4.1 区域水文概况

（1）巴中市

巴中市拥有大小河流1100多条，其中流域面积在1000平方千米以上的主要河流有渠江、恩阳河和通江河等7条，流域面积在100平方千米以上的有45条，50平方千米以上的有88条，河流总长4342千米，河网密度达0.33千米/平方千米。这些河流均呈南北流向，树枝状分布，水位洪枯变幅大，部分溪

河在枯水期有断流的现象。

巴中市的多年平均水资源量为71.68亿立方米，其中地表水资源量为71.68亿立方米，地下水为7.36亿立方米，人均拥有水资源量为2600立方米。巴河流域属于大巴山暴雨区，年降水量丰沛，属于山溪性河流，调蓄能力较小，暴雨洪水特征明显，易形成大洪水或特大洪水。

巴中市的主要河流包括巴河、渠江、恩阳河和通江河等。巴河是长江支流渠江的河源，流经南江县、巴中市、平昌县和达川区，最终在渠县三汇镇注入渠江。巴河流域是巴中市的“母亲河”，流域面积为19927平方千米，河长380千米。

此外，巴中市还在进行多项水利工程建设，如红鱼洞水库和黄石盘水库等，这些工程不仅提高了水资源的管理和利用效率，还为防洪安全、供水安全、粮食安全和生态安全提供了保障。

（2）广元市

广元市境内全部属于嘉陵江流域，全市河流分属四个水资源三级区，其中嘉陵江广元昭化以上6702平方公里，昭化以下干流8111平方公里，涪江流域94平方公里，渠江流域1320平方公里，水资源评价面积16227平方公里。嘉陵江自北向南贯穿广元市中部，市内主要河流有白龙江及支流清江河，东河、西河等。集雨面积在50平方公里以上的大小支流有80多条，水域面积89.47万亩，水资源总量67.42亿立方米，地表水资源总量57.8亿立方米。

5.1.4.2 区域主要河流概况

（1）巴中市

巴中市巴州区其河流主要属渠江水系，有巴河、鳌溪河、双桥河等4条主流，主要有：南江发源于铁船山，纵贯南江县中部接纳神潭河，南至巴州区接纳恩阳河后改称巴河，折向东南再接驷马河流入平昌县。

巴河古称北水，唐宋以迄于清，称巴水、巴江，民国始称巴河。是渠江的一级支流。发巴河古称北水，唐宋以迄于清，称巴水、巴江，民国始称巴河。是渠江的一级支流。发源于南江县东北玉泉乡映水坝，流经南江镇、下两河口，元潭场至枣林漩滩村入县境。先由北向南经枣林场、巴州镇至三江口，

再折向东南，经梁永河、曾口至金碑乡木莲溪出县境，流入平昌，在江口镇与通江河汇合，再南流至渠县三汇镇归入渠江。河道全长约 350 公里，流域面积 1.8 万平方公里。县境内河道长 73.9 公里，直线河长 32.4 公里，河槽宽坦，比降为 0.73%；河网密度每平方公里 0.32 公里；河流弯曲系数为 2.28%。沿河两岸分布着中坝、南坝、德阳坝、尤家坝、谷水坝、铜钱坝、吉公坝、杜家坝等冲积小平坝。出境处多年平均流量为 110.12 立方米/秒，多年平均输水量为 35 亿立方米。

巴中市恩阳区主要河流为恩阳河和鳌溪河。

恩阳河古名清化水，系巴河一级支流，渠江二级支流。主河发源于旺苍县水磨乡九指山西北，经旺苍县东凡、南江县和平、正直、凤仪等乡，在县北福星乡李家坝入县境。至麻石埡乡毛水口，有毛石小河自西北汇入；至起凤桥，有之字河自西汇入。蜿蜒向东南，至麻石埡乡石龙咀，有古溪桥河(原名鹿溪)自北汇入。绕石城、光辉 2 乡至三江乡境，与西南来的鳌溪河汇合后，在三江口注入巴河。主河及支流组成扇状水系遍布县境西部和西南部，主河全长 139.4 公里，流域面积 2920 平方公里。在县境内长 43.3 公里，直线河长 20.4 公里，比降为 0.69%，流域面积 1183.5 平方公里，河网密度每平方公里 0.18 公里。沿河两岸分布有李家坝、元坝子、赵家坝、小观坝、青州坝等冲积小平坝。汇入巴河处的多年平均流量为 39.52 立方米/秒，多年平均径流总量约 12.46 亿立方米。

鳌溪河古名深渡河，系巴河二级支流。发源于阆中县望埡乡，从西部尹家乡入县境，经花丛、磨子、柳林、万安、天官、同乐、三星、三江等乡，距三江口约 1 公里处汇入恩阳河。全长 72.8 公里，县境内长 67.5 公里，直线河长 36.5 公里，流域面积 646.75 平方公里。入县境后，在尹家乡境有三溪沟、新民河两条小溪自西北汇入；至天官乡境，有自西南来的茶坝河及自南来的黄柏溪(又名三叉河)汇入至三星乡境，有自南来的苟家河汇入。水系呈树枝状，比降为 6.6%，河网密度每平方公里 0.20 公里，河道弯曲系数 1.85%；注入恩阳河处，多年平均流量为 8.2 立方米/秒，多年平均径流量为 2.59 亿立方米。

（2）广元市

苍溪县水资源丰富，江河纵横。全县有嘉陵江和东河两大主要河流，插江、深沟河等 12 条较大支流“九曲回肠”结成河网以及 180 多条涓涓细流呈树枝状分布全县的溪沟，共长 648km。绝大部分河流属嘉陵江干流及其支流东河水系，仅县境东河、毛溪河等属嘉陵江另一支流渠江水系。县境内嘉陵江干流流域面积 619 平方公里，长约 103 公里。东河水系流域面积 954.4 平方公里，插江水系流域面积 392.4 平方公里，渠江水系流域面积 395.6 平方公里。江河过境水流总量达 228.96 亿立方米。

嘉陵江从剑阁县鸯溪乡流入苍溪县鸳溪乡水晶坪，蜿蜒流经亭子、浙水、马桑、回水、庙垭，绕县城纳九曲湫后折向南，流经镇水、五里、寨山、八庙乡。于润溪口流入阆中县境。县内长 103 公里，平均比降 0.52-0.58%，为流经县境第一大河。县境河段河床由砾石、砂岩和页岩组成，大部由卵石沉积，基部砂岩层较厚，江水随纵横山势流转，急湾上下段险滩与深沱相接。枯水河宽 80~120 米，洪水河宽 250~400 米。多年平均流量 2120 立方米/秒，过境洪峰最大流量 19800 立方米/秒，最小流量 112 立方米/秒。据亭子口水文站资料，江水多年平均含沙量 3.04 公斤/立方米，多年平均输沙量 1.57 亿吨，年侵蚀模数 1200 吨/平方公里。嘉陵江苍溪段，枯水期江水清澈如镜。

东河又名宋江，从旺苍县张华乡流入苍溪县桥湫乡喻家嘴，迂回流经东溪、田菜、石柱、土鲤、岳东、文林、漓江、登高、歧坪、南阳、唤马、张王、石门、元坝、金璧、中土等乡，纵贯县境腹部，至王渡乡周家河流入阆中县境文成乡于滥泥沟注入嘉陵江。县内长 189.5 公里，为流经县境第二大河。县境河段河曲发育，槽道日浅，河漫滩多为单皱河谷。河底由粗沙和卵石组成，两岸台地分布颇广。喻家嘴至东溪河床平均比降 1.21%。枯水期河水面宽 40~50 米；东溪至元坝河床平均比降 0.7%，插江至元坝河谷呈 V 形。横断面呈阶梯状，枯水期河水面宽 50~100 米；元坝至王渡河床平均比降 0.49%，两岸山势开阔，枯水期河水面宽 80~150 米。

东河苍溪段水量丰富，多年平均流量 104 立方米/秒，年最大流量 185 立方米/秒，年最小流量 26.6 立方米/秒。洪水期最大流速 6.5 米以上/秒，最大

洪峰流量 11100 立方米/秒。河水多年平均含沙量 0.73 公斤/立方米，多年平均输沙量 239 万吨，年侵蚀模数 522 吨/平方公里。

插江又名凿水，源头有两支，一为雍河，源出雍河乡甘家沟和鸡叫寨，流经雍河月儿坝纳月儿坝河，经龙王场至两河口；一名桥河，源出广元大南山南麓火把山韩家埡，流经卫子、清水，出广元昭化区界，流入苍溪县境两河乡至两河口与雍河合流，经三川、石门两乡，沿途纳文庙溪、北溪，于插江口注入东河，全长 68 公里，河床平均比降 0.7%。插江河谷狭窄，上游呈 U 形河谷，河段均为荒溪，落差较大；下游石门至插江口属静水河段。正常流量 0.6 立方米/秒，洪水期最大洪峰流量 4000 立方米/秒。

苍溪县境属大巴山暴雨影响区，多年平均地表径流量 10.33 亿立方米，年均径流深 437 毫米。

5.1.4.3 本项目涉及的地表水系情况

本项目区块沟谷纵横，大小溪河呈树枝状布及全区，溪河流向多变。主要水系为巴河及支流、恩阳河及支流。根据项目地表水系图。距离本项目井场或者管线较近或管线穿越的地表水体有巴河、恩阳河等。本项目新建的元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线穿越巴河，穿越河段上游 0.5km 和下游 5km 均不涉及饮用水源保护区。

5.1.5 地质条件

（1）地层

区域内出露的地层为侏罗系上统蓬莱镇组上段（J3p2）、白垩系下统苍溪组（K1c）、白龙组（K1b）和、七曲寺组（K1q）和第四系（Q4）地层。其中，侏罗系、白垩系地层分布最广，属红层区，第四系地层分布在巴河及其支流各级阶地处，范围很小，属非红层区。区域地层的岩性特征分述如下：

1、侏罗系

区域内仅东北部出露有蓬莱镇组上段（J3p2），分布于东北部的巴中市区东北，岩性为紫红色泥岩、泥质粉砂岩夹砖红色~青灰色厚层细粒长石石英砂岩，砂泥岩不等厚互层。

2、白垩系：

白垩系地层广泛分布于区域内，总厚约 794.5~1050.75m，自下而上分为苍溪组（K1c）、白龙组（K1b）和七曲寺组（K1q），其中以苍溪组（K1c）、白龙组（K1b）为主，七曲寺组（K1q）仅零星分布于曾口以北区域。白垩系地层以砂岩和泥岩为主，砂岩多为巨厚层状，砂岩总厚度和泥岩的总厚度为 3: 1，砂、泥岩的胶结物中钙量较多。

（1）苍溪组（K1c）

苍溪组出露于区内大部地区地区，厚约 422~524m，岩性为灰色~紫灰色长石石英砂岩和紫红色粉砂质泥岩为主，不等厚互层。在紫红色泥岩中夹同色粉砂岩，底部有约 1m 厚的砾岩，与上覆白龙组砂岩属于整合接触。

（2）白龙组（K1b）

白龙组主要出露于区内中部和西北部，其余白龙组地层零星分布于区块东南部，厚约 332~428m，岩性为灰~灰白色长石细砂岩和紫红色粉砂质泥岩不等厚互层。

（3）七曲寺组（K1q）

七曲寺组仅出露于区块以北和东北部零星分布，厚度约 0~98m。岩性为浅灰色块状细粒长石砂岩和紫红色粉砂质泥岩，泥岩含钙质，在灰色、紫色粉砂质泥岩中夹粉砂岩。

3、第四系（Q4）

地貌上组成漫滩及阶地，为近代河流沉积层，主要沿巴河和恩阳河沿岸零星分布。阶地上部为灰褐色亚粘土，厚 2~5m；下部为砂卵石层。卵石直径 3~8cm，磨圆较好，多呈次圆状，砾石成分主要为砂岩，次为灰岩和岩浆岩。

（2）地质构造

（1）褶皱

区内地质构造单一，以舒缓的褶皱和节理为主，地应力作用不强，岩层倾角除北部的南阳场背斜翼部大于 10°外，其余地区岩层倾角均小于 5°，岩层处于近水平状态。区块西北为龙门山北东向褶皱带，北部是米仓山东西向褶皱带，东北为北西向大巴山褶皱带，东南接华蓥山北北东向褶皱带，西南邻北西西向川中褶皱带，恩阳区位于这系列褶皱带中心，围绕这中心构造呈环状排列，李四光将其定名为巴中~仪陇~平昌莲花状构造。恩阳区境内的主

要构造有恩阳向斜、花从背斜、南阳场背斜和鸭尔寨向斜等。

（2）节理裂隙

区域内受地应力微弱的影响，褶皱稀疏，裂隙不发育，薄层岩层裂隙较厚层发育，泥岩裂隙率较砂岩大。受区域褶皱的影响，裂隙发育方向随褶皱的褶曲线方向变化而变化。裂隙发育程度随深度的变化而变化，据钻孔资料统计，浅部裂隙较发育，平均在 0.5 条/m，再往下逐渐变稀。区内裂隙主要以构造裂隙、成岩裂隙和风化裂隙为主，这些裂隙对地下水的赋存有重要意义。

构造裂隙在研究区呈环状展布，裂隙方向受褶皱方向控制。裂隙发育方向主要有两种：平行褶曲线方向和垂直褶曲线方向，平行曲线的一组多为压扭性闭合裂隙，垂直褶曲线的一组多为张性裂隙。构造裂隙的发育还与岩性、岩石结构和构造有关系。成岩裂隙主要指层面裂隙，在砂岩中较常见，裂隙率在 0.3~1m/条。层面裂隙是层间裂隙水的主要赋存空间。风化裂隙是复杂外营力作用的结果，包括物理风化和化学风化作用，风化裂隙发育受地区的温度和降雨影响较大。浅层风化裂隙较发育，是浅层地下水主要的赋存空间，多数民井地下水来源于浅层风化带。

5.1.6 水文地质条件

（1）水文地质单元划分

水文地质单元是由若干具有一定独立性，而又相互联系、相互影响的不同等级的亚系统或次亚系统组成，每个水文地质单元都具有各自的特征与演变规律，并且是能够适应环境变迁的综合体。水文地质单元划分的原则以地下水循环特征为基础，依据水文地质条件及其基本特征的差异性进行分类，按照从上到下、由一般到具体的次序进行分级。每一级分类力求反映各类型的基本特征和共性，保持地下水补给、径流、排泄系统的完整性，以便于剖析和归纳总结地下水的运动和赋存规律。

在地下水径流过程中，除受到分水岭边界、地形起伏、含水介质和空间通道等条件的影响外，河流做为地下水的最终排泄基准面和汇流边界，严格控制着地下水的流动和排泄特征。按照地下水流源汇项的循环过程，地下水

从补给、径流到排泄形成一个完整的水文地质单元，不同的河流干流及其次级支流控制着不同级别的水文地质单元。

根据地下水导则的评价要求和水文地质单元特征，为了更加整体、综合的评价本项目建设对区块内地下水环境的影响情况，基于上述水文地质单元划分的原则，在分析区内的地形地貌、地表水系、地质构造、水文地质条件的基础上，将本项目评价区分为一、二、三级水文地质单元。

本项目所在区内一级水文地质单元为：巴河水文地质单元（I）；二级水文地质单元为：巴河左岸水文地质单元（I₁）和巴河右岸水文地质单元（I₂），本项目所有工程内容主要位于巴河两岸，分属于两个二级水文地质单元；在二级水文地质单元划分的基础上，将区块又划分若干个三级水文地质单元，本次评价将三级单元定义为最后一级水文地质单元，即每个场站所在的水文地质单元。综上，本项目涉及水文地质单元划分情况详见图 5.1-3。

同时，考虑本项目各场地的空间分布与各三级水文地质单元的空间位置关系和彼此的水力联系的密切程度，为满足本项目精准评价各场地地下水地下水环境影响情况，充分分析项目建设对地下水的环境影响程度，本次评价宜对项目场地所在的最后一级水文地质单元上进行评价，即本次评价将三级水文地质单元作为项目场地涉及的所在最后一级水文地质单元，各项目与最后以及水文地质单元特征见表1.6-8和表5.1-8。

巴河左岸水文地质单元（I₁）：该水文地质单元分布于区块东部。单元西、西南、南侧为排泄基面巴河。本单元涉及的区块内出露地层为第四系冲洪积层、侏罗系蓬莱镇组和白垩系苍溪组、白龙组和七曲寺组碎屑岩等。其中，受区域构造控制，恩阳向斜核部地层最新，南北两侧地层较老，东部地层较新，西部地层较老。碎屑岩地区地形切割剧烈，主要为宽谷桌状山、漫滩等地貌。根据现场调查，该水文地质单元主要赋存碎屑岩类裂隙水和松散岩类孔隙水。区内地下水主要补给源来源于大气降水，该单元内地下水主要由北、东北向西、西南、南方向径流，巴河为最终排泄去向。本项目建设内容仅部分段在该水文地质单元中，主要为：元陆 172-1H、元陆 406H、元陆 175-1H、元陆 178-1H、元陆 176-1H、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 176-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H（东段）。

巴河右岸水文地质单元（I-2）：该水文地质单元分布于区块中西部和西北部。单元东、东北、北侧为排泄基面巴河。本单元涉及的区块内出露地层为第四系冲洪积层、侏罗系蓬莱镇组碎屑岩和白垩系苍溪组、白龙组和七曲寺组碎屑岩等。其中，受区域构造控制，恩阳向斜核部地层最新，南北两侧地层较老，东部地层较新，西部地层较老。碎屑岩地区地形切割剧烈，主要为宽谷、窄谷桌状山和漫滩等地貌。根据现场调查，该水文地质单元主要赋存碎屑岩类裂隙水和松散岩类孔隙水。区内地下水主要补给源来源于大气降水，该单元内地下水主要由西北、西、西南向东、东北、北方向径流，巴河为最终排泄去向。本项目建设内容仅部分段在该水文地质单元中，主要为：元陆 3-1H、元陆 405H、元陆 407H、元陆 408-1H、元陆 179-1H、元陆 35-1H、元陆 409H、元陆 410H、元陆 411H、元陆 412-1H、元陆 177X、元 33-1H、元陆 179-1H~光辉阀室集输管线、元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H（西段）、元陆 35-1H~三江阀室、元陆 405HT 接元陆 177X 外输管道集输管线、元陆 407H~元陆 173 阀室集输管线。

（2）地下水类型

区内地下水的空间分布和地下水的类型一方面取决于红层介质的结构与构造特征，另一方面取决于红层介质的空隙类型，区内主要为砂岩与泥岩不等厚互层特征，其对地下水的分布影响也很大。地下水按介质空隙特征分类可分为：松散层孔隙水和碎屑岩类裂隙水，各地下水类型分述如下：

（1）松散层孔隙水

松散层孔隙水主要分布于河谷两岸各级阶地，少量的崩积物堆积层和残坡积发育在风化带或坡脚内。松散层孔隙水根据赋存介质不同可以分为：冲洪积、残坡积、崩坡积孔隙水。松散层一般厚度较薄，尤其是残坡积和崩坡积的含水层赋水条件较差，孔隙水难富集。一般在河谷沿岸的漫滩分布一定厚度的第四系具有含水意义，这类孔隙水主要为冲洪积孔隙水，主要赋存于河流溪流低洼处，颗粒分选性变化大，在河流溪沟上游处，颗粒较大，分选性差，岩性没有分层性，主要由洪水搬运而来；在河流下游平缓处，颗粒小且分选性好，岩性多由三层组成，自上向下为亚黏土、砂和砂泥卵石层。地

下水主要赋存于砂、砂卵石空隙中，接受大气降雨和地表水补给，地下水位埋藏浅，具有就近补给就近排泄的特点，水量和水位随季节变化。恩阳河下游的石城乡及支流的三汇镇、巴河的曾口镇和大茅坪镇沿着河流分布着典型的冲洪积层，部分地段在洪水季节砂砾卵石层被浸没，河水补给冲洪积孔隙水。

（2）碎屑岩类裂隙水

区域内主要分布为侏罗系和白垩系的红层地层，该地层主要为砂岩和泥岩不等厚互层的碎屑岩，主要赋存碎屑岩类裂隙水，受区内地质构造、地层岩性、风化营力等不同因素的控制，区内碎屑岩类裂隙水可分为层间裂隙水、构造裂隙水和风化裂隙水。

层间裂隙水是红层地区分布最广泛的地下水，也是红层地区地下水的主要形式。该类型水渗透性特点为水平渗透系数大于垂直渗透系数，且砂岩与泥岩不等厚互层，这些特点让红层地区的层间裂隙水特别发育。一般在在深丘洼地洼地地貌地区 20~30m 以下，常常能够遇到承压水，这就是层间裂隙水沿着层间裂隙运动形成的。层间裂隙水的含水结构可分为单层和多层两种类型，单层的是指只有一层砂岩赋水，下部砂岩含水微弱或者相对隔水层没有水力联系；多层结构是指各层砂岩含水层存在水力联系。层间裂隙水主要接受上部风化带空隙水的垂直入渗补给，另一小部分是倾斜岩层在补给区沿着倾斜岩层层间补给，层间水沿着层面运动，在沟谷深切切割带的砂岩泥岩接触面处呈带状或点状排泄。地下水动态受季影响小，水质也较好。

构造裂隙水分布于巨厚层砂岩层中，下伏泥岩为隔水层，砂岩裂隙不发育地下水赋存于砂岩局部裂隙带中，裂隙联通性不同，水量有较大的差别。构造裂隙水主要接受大气降水、风化带裂隙水入渗补给，主要在砂岩层的底部遇泥岩受阻或在地形陡缓转折处，以下降泉的形式排泄，一般与上、下砂岩层之间缺乏水力联系，水动态变化大。构造裂隙水一般具有径流途径短，补给区和排泄区较近，地下水有就近补给和就近排泄的特点。

浅层风化带裂隙水广泛分布于区内，风化裂隙发育，地下水赋存于砂岩泥岩风化孔隙裂隙中，特别是强风化泥质砂岩或含泥质砂岩裂隙中，富水性

差该类型水主要接受大气降水和上覆残坡积物孔隙水入渗补给，大部分地下水径流途径短，主要在沟谷处的强风化与中风化的过渡带排泄，小部分通过基岩裂隙或层间裂隙向下入渗。流量小，水量动态随季节变化大。

（3）含水岩组特征

区内含水岩组可以划分为第四系含水岩组、白垩系含水岩组和侏罗系含水岩组，各含水岩组特征描述如下：

（1）第四系含水岩组

松散岩类含水岩组主要分布于区内的河谷及河流阶地、沟谷等区域，含水层由富含砂粒、砾粒、碎石的粘土、粉质粘土、细砂及砂砾卵石层组成。此类含水岩组主要在恩阳河和巴河河岸边呈条带状零星分布于区内，受河道两侧地形控制，第四系含水层的厚度、渗透性和富水性变化大，该类含水岩组出水量为 0.01~0.6L/s。

（2）白垩系砂岩含水岩组

苍溪组含水岩组是区内分布最广泛的含水岩组，以灰~紫灰色长石石英砂岩和紫红色粉砂质泥岩为主，巨厚层砂岩裂隙不发育。含水层的储水空间主要是由砂岩风化裂隙和构造裂隙组成，富水性受多种因素影响而变化较大，流量约 0.01~0.05L/s。

白龙组含水岩组同样广泛分布在区内，岩性为灰~灰白色长石细砂岩和紫红色粉砂质泥岩不等厚互层，以巨厚层砂岩为主，砂岩与泥岩之比约为 3:1~2:1，局部达 5:1。含水层的储水空间主要是由砂岩构造裂隙和风化裂隙组成，导水性较好，富水性与降水关系密切，砂岩层在雨季时充水，然后水量逐渐减少，冬季时砂岩层不含水。地下水以基岩裂隙水和风化孔隙裂隙水为主，泉多为裂隙下降泉，流量较小，流量在 0.01~0.4L/s 之间，部分井泉流量小于 0.01L/s。

七曲寺含水岩组仅分布于区内中部和东北部一带，大部分残留在山顶，岩性以浅灰色块状细粒长石砂岩和紫红色粉砂质泥岩为主。含水层的储水空间主要为砂岩裂隙，导水性较好，富水性与降水关系密切，地下水类型以基岩构造裂隙水为主，流量小于 0.01L/s。

（3）侏罗纪砂岩含水组

主要为蓬莱镇组含水层，该类含水岩组分布于区内北偏东部。岩性为紫红色泥岩、泥质粉砂岩夹砖红色~青灰色厚层细粒长石石英砂岩，砂泥岩不等厚互层。含水层的储水空间主要为砂岩裂隙和风化带孔隙，地下水富水性变化较大，地下水类型以基岩构造裂隙水和风化带孔隙水为主。

（4）相对隔水层

区内相对隔水层大致可以分为两类，第一类隔水层为分布于各级台面或宽谷地区弱风化的泥岩或粉砂质泥岩层，厚度约 0.5~5m，下伏砂岩层，由于这类岩层渗透系数小，阻止地下水向下部砂岩层渗流，使上部强风化泥岩层的孔隙裂隙水成为上层滞水；第二类为分布于深部两砂岩层相夹的泥岩层，风化作用弱裂隙不发育，厚度变化大，这类隔水层的存在，阻止地下水向下部泥岩层渗流形成层间裂隙水。

（4）地下水赋存特征

区内地下水赋存的主要因素有降雨、岩性、构造、裂隙发育程度和地貌，其它因素也在一定程度上影响地下水的赋存，例如岩层倾角、厚度和地貌坡度等，区内岩层倾角近水平状，坡度通过影响降雨入渗而影响地下水水量。地下水富水性是这些因素综合作用的结果。

评价区为典型的红层丘陵山区，降雨是该地区地下水形成的主要来源。通过调查发现绝大多数泉流量随季节性变化很大，汛期激增，枯期降，这在砂岩含水层表现得更明显，泥岩次之。研究区地下水多为浅层地下水，从降雨转化为地下水到排泄出来，径流路径短，从几十米到几百米，补给很快就反应到排泄上来，这些体现了降雨对地下水的赋存有很大影响。区内岩性为泥岩和砂岩，岩层的厚度、岩层颗粒大小和胶结物质对地下水赋存影响较大，强风化的泥岩呈颗粒状，是浅层地下水赋存的主要空间，岩层厚度通过影响裂隙发育而影响地下水的赋存。裂隙是地下水的重要储水空间，裂隙的发育与岩层性质和在构造部位有很大的关系。地貌是岩性、构造和各种外营力综合作用的结果，地貌通过影响降雨补给而影响地下水的赋存，它是地下水形成的外部条件和内部因素的纽带。

（5）补径排条件

区域内的地下水补给区主要为各级宽缓台面，台面地势变化小，有利于大气降水的入渗，径流途径短，区内河流沟谷和井泉为排泄区，地表蒸发也是研究区内地下水排泄途径之一。区内地下水主要接受大气降水补给和地表堰塘水补给，通过地下径流向地势低洼处或沟谷排泄。

松散层孔隙水主要接受大气降水、地表水补给，少量接受基岩裂隙水的补给。一部分地下水以渗流的形式向河谷、沟谷排泄，另一部分向下伏基岩裂隙排泄，补给层间裂隙水和构造裂隙水。层间裂隙水由于红层水平渗透系数大于垂直渗透系数的原因，地下水多沿着层面径流，在地形切割强烈的地方沿层面排泄。构造裂隙水主要接受大气降水、松散孔隙水、层间裂隙水及地表水的补给：该类型水以下降泉的形式排泄于地表。

当大气降水部分形成地表径流，沿地表或沟谷流出场区。地表水在径流的过程中遇富含碎石、角砾的粘性土、砂土或粉土，部分渗入地下，形成第四系孔隙水，沿孔隙向低处径流，在地形切割较深的地势低洼处出露地表，形成第四系孔隙泉。部分地表径流流入人工堰塘，形成局部地表水汇聚区。

当大气降水部分沿基岩裂隙入渗，向下径流，达到地下水位面后沿分水岭向两侧沟谷径流和排泄。地下水整体由补给区向地势低洼地带径流排泄。

当大气降水部分通过第四系松散层渗入基岩裂隙或在基岩出露区直接渗入地下，沿基岩裂隙向下径流至较完整的泥岩、粉砂质泥岩等相对隔水层时，在隔水层的顶面渗出成泉，多为散泉或渗出带。

（6）地下水化学特征

区域内地下水类型以 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型为主，其次为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ ，偶见 $\text{HCO}_3\text{-Na}$ 。矿化度一般在 0.9 克/升以下。由于区内浅层地下水径流途径均短，循环交替积极，矿化度一般较低。pH 值一般是 6.5-8.0，属中性水。区域水文地质资料还表明，随着深度增加，地下水矿化度略有增高，淡水与咸水之间存在一个过渡混合带，使水化学性质发生不同程度的变化。

根据本次地下水水化学监测结果，整体评价区内地下水以 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl-Ca}\cdot\text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl-Ca}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Na}$ 型等为主，矿化度为 161~434mg/l，属于低-中矿化度水，pH 值为 7.1~7.3。

（7）地下水动态特征

区内地下水动态主要受气候因素影响，受补给、径流、排泄条件的影响不同类型的地下水，其动态特征亦存在一定的差异。整体上 10 月至第二年 4 月为枯期，枯期降雨量少，地下水补给不足，地下水位线降低，多数井泉靠库塘水补给，浅层的层间裂隙水和基岩裂隙水影响明显，在枯期接近干枯。每年 5 月至 9 月为恩阳区的汛期，这期间降雨丰富，地下水得到极大量的补给，水位线又回升，浅层层间裂隙水充水沿着层面渗流。不同类型的地下水动态变化不同，有库塘水补给的裂隙水动态变化小，而冲洪积层孔隙水受动态变化小；构造裂隙水和层间裂隙水受季节动态变化大，深部的裂隙水由于补给来源多，受季节动态变化小。

（8）地下水开发利用情况

根据现场走访调查，评价区内一部分居民家中已接通自来水，其原有的井泉已转为备用，还有一部分居民以井泉开采地下水作为生活饮用水，开采方式主要通过机井、人工浅井、泉点的形式开采。由于区内地形切割较大，红层区赋水空间有限，整体上地下水资源赋存情况较贫乏，在干旱季节一般难以满足当地居民的生活生产活动。此外，现场调查发现，评价区内整体上地下水埋深较浅，局部地段受地貌切割的影响，埋深较大，所以使得区内地下水的开采方式多种多样。同时，受含水层赋存、补给条件限制，区内地下水的开发利用程度整体较小，在枯水季节的饮用水常常难以得到保障。整体上评价区地下水仅作为周边居民分散式生活饮用水水源，无大规模开采地下水或其他开发利用途径。

（9）水文地质试验

由于本次评价区域已经开展了较多的水文地质试验，且已开展的试验对象能够代表本次评价的主要含水层和包气带特征，因此，本次评价工作以收集区内已有的水文地质资料作为参数选取依据，区内已开展水文地质试验情

况及成果分述如下。

1) 抽水试验

由于本次评价区域已经开展了较多的水文地质试验，且已开展的试验对象能够代表本次评价的主要含水层和包气带特征，因此，本次评价工作以收集区内已有的水文地质资料作为参数选取依据，区内已开展水文地质试验情况及成果分述如下。

1) 抽水试验

本次评价引用区内已实施抽水试验成果数据，分别来源《区域水文地质普查报告 1：200000 仪陇幅》和《四川巴中恩阳区红层丘陵地下水特征及水资源评价》等。通过对抽水试验资料分析可知，抽水试验严格按照规范执行，结果正确可靠，能满足各含水层水文地质参数的计算。

同时，根据各抽水试验孔空间分布及含水层揭露情况，试验孔与区块内部主要评价含水层同属于一个类型含水层，参数能够表征区内各类型含水层的基本特征，具有代表性，能够满足本项目的预测评价的要求。

2) 渗水试验

根据评价区内地层岩性空间展布情况、水文地质条件和项目场地空间分布位置，为了测定包气带渗透性能及防污性能，本次评价选用渗水试验方法对区内包气带的渗透性能进行了测定。

根据对本区域水文地质资料收集分析可知，项目区内已采用双环法开展了多组渗水试验，本次评价采取现场勘查和引用区内已实施井场环评报告中渗水试验数据两种数据。双环法渗水试验是在一定的水文地质边界以内，通过双环向地表松散岩层进行注水，最后注入水量基本达到稳定，即单位时间内渗入水量近似相等时，利用达西定律即可求出渗透系数（K）值。根据试验结果可知，区内包气带岩性主要为砂质粘土、亚粘土、粉质粘土等，渗透系数为 0.047-0.086m/d，结果和试验情况详见图 5.1-7 和表 5.1-3~4。由此可知，井场及周边地区的表层包气带防渗性能为中等。

5.1.7 项目所在场地水文地质条件

根据资料分析和场野外水文地质调查结果，本次评价的各场站所在场地水文地质条件特征分述如表 5.1-4 所示。

5.2 项目建设区域内环境敏感区分布情况

5.2.1 项目区块范围内敏感区

根据现场调查和对巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内环境敏感区资料的收集与识别，巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内有 32 处集中式饮用水源保护区、1 处水产种质资源保护区（恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区）、51 处文物保护单位和永久基本农田。巴中气田产能建设项目（一期）采取绕避措施，确保巴中地区产能建设项目（一期）所涉及的钻井井场、平台井站、集输管线等均不在饮用水源保护区范围内，不涉及风景名胜区、森林公园、湿地公园、生态红线等分布。各处环境敏感区基本情况统计见下表 5.2-1，产能建设项目与区域环境敏感区位置关系见附图 1-10。

表 5.2-1 巴中地区产能建设项目（一期）区块内环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与本项目位置关系
1	32 处集中式饮用水水源保护区	乡镇级集中式饮用水源，详见表 1.8-2	本项目各子工程均未在饮用水水源保护区及其集雨范围内，无水力联系。
2	1 处水产种质资源保护区	恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区，属于国家级水产种质资源保护区	元陆 407 井站距离恩阳河中华鳖水产种质资源保护区边界最近距离约 457m，元陆 35-1H 井站距离恩阳河中华鳖水产种质资源保护区边界最近距离约 453m，元陆 177-1H（利旧元陆 177X）井站距离恩阳河中华鳖水产种质资源保护区边界最近距离约 400m，元陆 405H 距离恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区边界最近距离约 634m。
3	51 处文物保护单位	国家级 11 处、省级 10 处、市级 6 处，县级 24 处，详见表 1.8-2	本项目各子工程均未在文物保护单位保护范围和建设控制范围内，影响较小。

5.2.1.1 集中式饮用水源保护区

根据收集资料及现场调查，巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内共分布有集中式饮用水源及其保护区 32 处，均为乡镇集中式饮用水源。巴中气田产能建设项目（一期）采取绕避措施，确保巴中气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均不在区内饮用水源保护区范围内。区域内 32 处集中式饮用水源基本情况见表 5.2-2。

5.2.1.2 文物保护单位

根据现场调查并结合对巴中市恩阳区、巴州区及广元市苍溪县文广局的走访调查，巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内共分布有文物保护单位 51 处，国家级 11 处、省级 10 处、市级 6 处，县级 24 处。巴中气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、管网等均不在上述各级文物保护单位的保护范围及建设控制地带内。区域内 53 处文物保护单位基本情况及与本项目单项工程位置关系见表 5.2-2。

5.2.1.3 永久基本农田保护区

根据现场调查并结合对广元市及巴中市自然资源和规划局的走访调查，本项目共占用永久基本农田 49.45hm²，其中临时占用 45.47 hm²，永久占用 3.98hm²。临时占用主要为各井场钻前施工建设临时占用和集输管线施工期施工作业带临时占用；永久占用主要为采气期各井站占地和管线三桩。各单项工程占用永久基本农田情况统计见下表 5.2-3、表 5.2-4。

5.2.1.4 水产种质资源保护区

(1) 恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区功能区划

恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区位于四川省巴中市恩阳河恩阳镇圆窝子-石城乡大石坝-三江镇鳌溪河口及其支流鳌溪河玉山镇柳树坝-石城乡黑窝子-三江镇鳌溪河口。

2012年6月12日，中华人民共和国农业农村部发布《农业部办公厅关于公布第五批国家级水产种质资源保护区面积范围和功能分区的通知》（农办渔〔2012〕63号），首次划定了恩阳河水产种质资源保护区的面积范围和功能分区。

2014年12月2日，中华人民共和国农业农村部发布《农业部办公厅关于调整恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区面积范围和功能分区的通知》（农办长渔〔2014〕4号），对保护区的面积范围和功能分区进行了调整，调整后的保护区总面积856公顷，其中核心区面积560公顷，实验区面积296公顷，全长45km。具体保护范围如下：

①核心区范围：核心区分为2段，核心区1长19km，面积380公顷，起点坐标为恩阳河石城乡大石坝（106°41'34"E，31°45'33"N），终点坐标为三江镇鳌溪河口（106°46'25"E，31°45'00"N）；核心区2长10km，面积180公顷，起点坐标为支流鳌溪河石城乡黑窝子（106°43'46"E，31°43'29"N），终点坐标为鳌溪河口（106°46'25"E，31°45'00"N）。

②实验区范围：实验区包括2段，实验区1长4km，面积80公顷，起点坐标为恩阳河恩阳镇圆窝子（106°39'50"E，31°46'16"N），终点坐标为石城乡大石坝（31°45'33"N，106°41'34"E）；实验区2长12km，面积216公顷，起点坐标为支流鳌溪河玉山镇柳树坝（106°40'25"E，31°39'44"N），终点坐标为石城乡黑窝子（106°43'46"E，31°43'29"N）。

(2) 恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区环境状况

在保护区河流沿岸，由于受江河气候影响，加之气温适宜，雨量较充沛，植物生长季节长，植被非常繁茂，主要植被类型为亚热带的经济林木及亚热带竹林、柏木林、青冈林和马尾松松林，以及一些山地灌丛等，为保护区的

水土保持提供了非常好的自然环境条件。流域内自然环境好，森林覆盖率达60%，雨量充沛，水质好，是珍稀水生野生动物和重要经济鱼类理想的栖息、繁殖场所。

（3）主要保护对象

恩阳河水产种质资源保护区是以保护中华鳖、岩原鲤等珍稀特有水生动物及其栖息的水生生态系统为主的种质资源保护区。恩阳河水生野生动物资源十分丰富，有鱼类74种，其中重要经济鱼类30余种，是我省重要的水生野生动物和鱼类基因库。是长江上游巴河流域中华鳖、岩原鲤的集中分布区，在长江上游重要水生动物及其生境多样性保护上具有非常重要的地位，具有极其鲜明的特点。从保护区内动物的保护价值、种群数量、区系成分、珍稀特有种类等方面看，保护区在长江上游水生动物保护上具有典型的代表性。

5.2.2 项目区块范围周边敏感区

根据现场调查及资料收集，巴中地区产能建设项目（一期）区块范围周边分布（井场周边5km）的敏感区主要有11处集中式饮用水水源保护区、1处自然保护区，区块周围主要环境敏感目标具体位置关系情况见下表。

表 5.2-6 巴中地区产能建设项目（一期）区块周围环境敏感区基本情况表

序号	敏感区名称	基本情况	与各单项工程位置关系
1	11处集中式饮用水水源保护区	乡镇级集中式饮用水水源	最近距离为元陆 172-1H 井站与太和村黑潭水库饮用水源二级保护区最近直线距离约 660m，与一级保护区最近直线距离约 1000m，与取水口最近直线距离约 1260m。未在保护区集雨范围内，二者无水力联系。
2	1处自然保护区	四川驷马省级自然保护区，保护对象为红豆树、福建柏、鹅掌楸、金雕等，属于省级自然保护区	元陆 172-1H 井站距离四川驷马省级自然保护区边界约 2.19km

5.3 环境质量现状评价

5.3.1 生态环境质量现状调查与评价

5.3.1.1 生态环境调查技术方法

生态环境现状调查采用资料收集法、遥感解译、现场勘查法对评价区生态环境现状进行调查。

（1）资料收集

主要收集整理评价区以及邻近地区的现有生物多样性资料，主要收集并参考的资料有：

- ①《中国植物志》（吴征溢，2010年）；
- ②《中国植被》（吴征镒，1995年）；
- ③《中国动物地理》（张荣祖，2011年8月）
- ④《四川植被》（四川植被协作组，1980年）；
- ⑤《四川兽类志》（刘少英，2022年）
- ⑥《中国兽类分类与分布》（魏辅文等，2022年）

（2）遥感解译

为了准确地反映项目区植被类型、土地利用现状、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等主要生态环境要素信息，本次工作采用3S技术结合的方法进行环境影响项目区生态环境信息的获取。首先，根据国家或相关行业规范，结合遥感图像的时相与空间分辨率，建立土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等分类或分级体系；其次，对遥感图像数据进行投影转换、几何纠正、直方图匹配等预处理；第三，以项目区遥感影像为信息源，结合项目区的相关资料，建立基于土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度等的分类分级系统的遥感解译标志，采用人机交互式目视判读对遥感数据进行解译，编制项目区土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度等生态环境专题图件。第四，采用专业制图软件 ArcGIS 进行专题图件数字化，并进行分类面积统计。

①遥感图像处理及其评价

a)遥感信息源的选取

以2024年5月的Worldview影像数据作为基本信息源，经过融合处理后的图像地表信息丰富，有利于生态环境因子遥感解译标志的建立，保证了各

生态环境要素解译成果的准确性。

b) 卫星遥感影像图处理

在 ENVI 等遥感图像处理软件的支持下，对影像数据进行了投影转换、几何纠正、直方图匹配等图像预处理。根据土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀、植被盖度及生态系统类型等生态环境要素的地物光谱特征的差异性，选择全波段合成方案，全波段合成图像色彩丰富、层次分明，地类边界明显，有利于生态要素的判读解译。

② 生态环境专题信息遥感解译说明

根据遥感解译技术要求，解译内容包括土地利用现状、植被类型、土壤侵蚀强度、植被盖度及生态系统类型等。

a) 植被类型及生态系统类型遥感解译

项目区植被类型及生态系统类型按照《环境影响评价技术导则-生态影响(HJ19-2022)》及《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》(HJ 1166-2021)进行划分，并对数据进行了统计。

b) 土地利用现状遥感解译

按照《土地利用现状分类》(GBT 21010-2017)标准进行了地类划分,并对数据进行了统计。

c) 土壤侵蚀强度与类型遥感解译

评价区土壤侵蚀强度的划分参照《全国土壤侵蚀遥感调查技术规程》及行业标准 SL190-2007《土壤侵蚀分类分级标准》的土壤侵蚀类型与强度的分类分级系统，以土地利用类型、植被覆盖度和地面坡度等间接指标进行综合分析而实现。并对数据进行了统计。

d) 植被覆盖度遥感解译

采用基于 NDVI 的像元二分模型法反演植被覆盖度。根据象元二分模型原理，可以将每个象元的 NDVI 值表示为植被覆盖部分和无植被覆盖部分组成的形式，用公式可表示为：

$$NDVI = NDVI_{veg} \times f_c + NDVI_{soil} \times (1 - f_c) \quad (a)$$

式中： $NDVI_{veg}$ 代表完全由植被覆盖的象元的 NDVI 值； $NDVI_{soil}$ 代表完全无植被覆盖的象元 NDVI 值； f_c 代表植被覆盖度。

公式（a）经变换即可得到植被覆盖度的计算公式：

$$f_c = (NDVI - NDVI_{soil}) / (NDVI_{veg} - NDVI_{soil}) \quad (b)$$

根据公式（b），利用 ERDAS IMAGINE 中的 Modeler 模块建模编写程序来计算覆盖度，得到了评价区的植被覆盖度图。

（3）现场勘查

对于植被及植物资源，在遥感解译的基础上于2025年4月植物生长旺盛的季节进行了野外实地调查，进一步确定评价范围内的植物种类及资源状况。实地调查采取样线调查与样方调查相结合的方法，在项目重点施工区域（如施工区、永久占地区域等）植被状况相对良好的区域实行样方重点调查。样线布置原则：兼顾项目不同区域的植被类型及生境类型。样方布点原则：根据设置的调查路线，沿途考虑不同海拔、坡位、坡向进行样方布设，为反映区域植被的代表性，不同群落类型设置的样方个数为3个，重点在拟建工程附近设置样方，并兼顾整个评价区域；样方设置中分布面积较大的主要植被类型适量增设样方数量；乔木植被样方面积大小设置为20m×20m，灌丛样方面积为10m×10m，高大草本与低矮草本样方面积分别设置为1m×1m。

对于动物资源，调查路线同植物调查路线相同，通过走访评价范围内及周边居民，核实曾经所见动物种类、数量、时间、地点等信息。同时根据两栖类、鸟类、兽类、爬行类等不同类群动物的生活习性，对其进行实地调查，以此了解评价范围及周边区域的陆生脊椎动物资源。针对两栖爬行类，根据两栖爬行类的生活习性，主要选择在河边、草丛、农田周边环境进行调查；针对鸟类，主要采用样线调查法，观察并记录所见鸟类种类、数量以及痕迹，对部分未能鉴别的鸟类进行拍照待鉴定；针对兽类，主要采用访问调查法，通过对调查点周边居民的访问了解评价范围域主要兽类种类、种群数量、海拔分布等问题。由于时间局限和野生动物特点，无论鸟类还是其他隐蔽性更强的类群的动物均不可能在短期内通过实地观察得出满意结论，所以在野外了解影响区动物生境特征等，然后综合对文献资料和访问调查的结果进行分

析，最后得出结论。

（4）水生生态现状调查方法

本次调查严格遵循《HJ 1166-2021 浮游植物采样与鉴定技术规范》和《HJ 1215-2021 底栖动物采样与鉴定技术规范》的规定，同时参考了生态环境部《河流水生生物调查与评价技术指南》的相关技术要求。

①浮游植物

定性采集：将25#浮游生物网系于竹竿或绳索上，网口向前，在各调查点水面下绕“8”字拖动3分钟~5分钟，然后从水中缓慢提出，使水样集中到网底收集管内，打开收集管活塞，将样品注入浓缩样品瓶中，加入约占水样0.5%（v/v）的甲醛固定。所有样品及时加贴标签，写明时间、地点等内容。样品带回实验室，在冰箱（4℃）内保存，并完成鉴定。

定量采集：定量样品采集在定性样品采集之前进行。根据水深用采水器在目标水样层采水，每个样品采水大于1 L，并立即加入占水样量1%~1.5%（v/v）的鲁哥氏液固定。采集平行样品时，平行样品数量为采集样品总数的10%~20%，每批次不少于1个。

浮游植物鉴定参照胡鸿均和魏印心编著的《中国淡水藻类——系统、分类及生态》。

②浮游动物

定性采集：样品的采集在一天中的8:00~17:00之间进行。浮游动物定性样品用25#浮游生物网在水面下绕“8”字拖动3分钟~5分钟，然后从水中缓慢提出浮游生物网，使水样集中到网底收集管内，打开收集管活塞，将样品注入浓缩样品瓶，立即加入约占水样1%~1.5%（v/v）的鲁哥氏液固定，另取一样品，不加固定液，用于活体观察。枝角类、桡足类定性样品用13#浮游生物网在水面下绕“8”字拖动3分钟~5分钟，将收集管内的水样注入浓缩样品瓶，加入约占水样5%（v/v）的甲醛固定。所有样品及时加贴标签，写明时间、地点等内容。样品带回实验室，在冰箱（4℃）内保存，并完成鉴定。

定量采集：原生动物、轮虫和无节幼体定量样品用浮游植物定量样品进行检测。枝角类、桡足类的定量样品，用采水器采水10 L，用13#浮游生物网过滤浓缩后注入样品瓶，加入约占水样5%（v/v）的甲醛固定。样品带回实

实验室，在冰箱（4℃）内保存，一个月内完成定量测定。采集平行样品时，平行样品数量为采集样品总数的10%~20%，每批次不少于1个。

浮游动物鉴定参照沈嘉瑞等主编的《中国动物志·节肢动物门·甲壳纲·淡水桡足类》，以及蒋燮治和杜南山编著的《中国动物志·节肢动物门·甲壳纲·淡水枝角类》等。

③底栖动物

在所设置的采样点附近，寻找最具代表性且采集难度低的地方，将索伯网采样框的底部紧贴河道底质，将采样框内较大的石块在索伯网的网兜内仔细清洗，石块上附着的大型底栖动物全部洗入网兜内。然后用小型铁铲搅动采样框的底质，搅动深度宜为15 cm~30 cm，所有底质与底栖动物均采入采样网兜内。每点采集2次（平行样）。在岸边将网兜内的所有底质和大型底栖动物倒入盆内，加入一定量的水便于搅动。仔细清理盆中枯枝落叶等杂物，确保检出的杂物中无底栖动物附着，然后轻柔地搅动盆内所有底质，由于底栖动物的质量相对较轻，会随着搅动漂浮于水中，立即用60目筛网过滤，重复数次，直至所有底栖动物都收集为止。使用尖头镊子挑拣出底栖动物立即放入盛有75%乙醇溶液的浓缩样品瓶内固定。

④水生维管束植物

选择巴河、恩阳河等水生植物的密集区拍摄群落全貌照片，宜拍样方垂直投影照片。定性样品主要采集水深在6 m以内生长的大型水生植物，带回实验室进行分类鉴定，鉴定到种或亚种。生长在水中的禾本科、香蒲科、莎草科、蓼科等挺水植物直接用手采集；浮叶植物用耙子连根拔起；漂浮植物直接用带柄的手网采集；沉水植物用耙子或拖钩采集。选择带有茎、叶、花和果实的植物体作为标本，将新采到的不同种类标本装入标本袋中，经鉴定后保存。

⑤鱼类

巴中市农业农村局为维护巴中市长江流域重点水域禁捕管理秩序，遏制无序垂钓破坏水生生物资源现象，制定印发了《巴中市长江流域禁捕水域休闲垂钓管理办法》，该办法于2024年4月28日印发，并已于2024年5月28日起正式实施，有效期5年。该办法明确规定了禁钓和禁渔区域，本项目所在的巴

河、恩阳河、鳌溪河属于禁钓和禁渔区域，因此本次对鱼类资源的调查除了在现场进行走访调查外，主要获取了四川省珍稀特有鱼类保护与利用中心对“恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区”2024年下半年、2025年上半年的鱼类与水生生物的监测数据，同时参考《恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区调整考察报告》（四川省水产学校，2014年）、《四川省巴中市黄石盘水库工程对水生生态环境影响评价专题报告》（四川大学，2015年）和《四川鱼类志》（1994年）、《巴中市恩阳区城市生活污水处理工程（一期）对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区影响及补救措施专题论证报告》（成都耶拿环保科技有限公司，2021年）、《元坝东部陆相滚动开发项目（一期）环境影响报告书》（成都中成科创环保科技有限公司，2022年）等资料。上述资料的水生生态调查河评价范围覆盖本项目所在的巴河、恩阳河、鳌溪河等水域。

5.3.1.2 生态功能区划

（1）全国生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（2015 修编版），评价区所在区域属于“II 产品提供功能区、II-02 林产品提供功能区、III-02-05 川东丘陵林产品提供功能区”。不属于全国重要生态功能区。

该类型区的主要生态问题：林区过量砍伐，蓄积量低，森林质量低，生态系统服务功能退化。

该类型区的生态保护主要方向：（1）加强速生丰产林区的建设与管理，合理采伐，实现采育平衡，协调木材生产与生态功能保护的关系。（2）改善农村能源结构，减少对林地的压力。

本项目为天然气产能建设项目，项目建设的环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着天然气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，满足《全国生态功能区划》（2015 修编版）提出的管控要求。

（2）四川省生态功能区划

根据《四川省生态功能区划》，本项目主要涉及“1四川盆地亚热带湿润气候生态区”、“1-2 盆中丘陵农林复合生态亚区”、“1-2-1 盆北深丘农林业与土壤保持生态功能区”与“1-2-2 渠江农业生态功能区”。本项目所在生态功能区三级区特征具体情况见表表 5.3.1-1。

5.3.1.3 评价区土地利用现状

(1) 土地利用现状

本次评价以 2024 年 5 月 Worldview 卫星影像数据作为信息源，提取评价区土地利用信息，数据质量满足精度要求。根据最新卫星遥感影像图片解译结果，结合现场调查，采用《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）对土地利用类型进行分类，本项目区评价范围的土地利用现状情况如下表 5.3.1-2 所示。

评价范围面积 2025.86hm²，评价范围的土地利用类型按照一级分类有 6 类，按照二级分类有 10 类。在整个评价范围内，以耕地与林地为主。

(2) 永久基本农田

经统计，评价范围内永久基本农田 709.05hm²。

5.3.1.4 评价区水土流失现状

评价范围水土流失类型主要有面蚀、沟蚀为主的水力侵蚀与泻溜、滑坡为主的重力侵蚀两大类。面蚀分布最广，面蚀主要发生在坡耕地及裸露荒坡。在面蚀基础上产生的沟蚀，主要发生在顺坡开种植的坡耕地和岩性松软的裸露山坡地带，重力侵蚀主要分布在裸露的斜坡、陡坎上。根据《水利部办公厅关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188 号）与《四川省水利厅关于印发〈四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果〉的通知》（川水图〔2017〕482 号），项目所在的苍溪县、巴州区、恩阳区位于“嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区 G II 2”。

本次评价以 2024 年 5 月的 Worldview 卫星影像数据作为信息源（空间分辨率达 0.5m），并结合区域 1:1 万地形图及相关资料，进行遥感解译，得到区域水土流失现状，再根据《土壤侵蚀分类分级标准》SL190-2007，评价区

土壤侵蚀类型主要为水力侵蚀，土壤侵蚀划分为微度、轻度、中度、强烈等4个土壤侵蚀强度等级。

5.3.1.5 评价区生态系统现状

（1）生态系统类型

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）中的生态系统分类体系，评价区生态系统生态可分为6个I级类型和9个II级类型。评价范围主要包括森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等。如表5.3-2与图5.3-3所示。

①森林生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，森林生态系统在评价区主要为阔叶林和针叶林，其中阔叶林面积281.09hm²，占比13.92%；针叶林面积523.69hm²，占比25.85%。评价区内的阔叶林有桉树林、杨树林、栉木林、麻栎等，针叶林以柏树、杉树、马尾松等为主。多为次生林及人工林，人为干扰较为明显。森林生态系统及其林下灌丛由于植物的多样性和富于层次的结构，为鸟类、兽类和其它动物提供了丰富的栖息地和食物，是其生存、生活的天然场所。森林生态系统为评价范围内面积较大的生态系统，对调节气温、涵养水源、改良土壤、水土保持、净化环境、孕育和保存生物多样性起着十分重要的作用和意义。

②灌丛生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，评价范围内的灌丛生态系统总面积66.25hm²，占评价区总面积的3.27%。虽然灌丛生态系统在多样性方面不及森林生态系统，结构层次性也较差，隐蔽性不高，但是相对于其他几类生态系统来说，仍是区内生物量和生产力相对较高的生态系统，对生态系统的稳定也起到了重要作用。评价范围内农耕历史悠久，区域灌草地生长地段多被开垦为耕地，区域灌丛生态系统零星分布，但植被类型较为多样。灌丛多为森林砍伐及环境改变后，由各种落叶阔叶灌木所组成的落叶阔叶灌丛，如马桑、盐肤木、构树灌丛等。由于灌丛生态系统的结构特征，成为众多鸟类、

爬行类的良好栖息地。

③草地生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，草地生态系统在评价范围内并不多见，评价范围内的草地生态系统总面积 28.77hm²，占评价区总面积的 1.42%。评价范围内的草地生态系统零星分布，主要在荒废的耕地及山坡坡脚有分布，主要为菵草、艾草、毛蕨、狗尾草等，草地生态系统为小型动物提供食物和栖息的场所。

④湿地生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，湿地生态系统在评价范围内的面积为 40.51hm²，占总面积的 3%。湿地生态系统主要为河流和湖泊。湿地生态系统中常有浮游植物等生产者，以及浮游动物、鱼、两栖类等消费者。湿地生态系统除了为水生生物提供生存环境，同时还是多种两栖类和爬行类的栖息地，也是游禽和涉禽的重要栖息场所。

⑤农田生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，评价范围内的农田生态系统面积为 992.27hm²，占比 48.98%，在评价范围内面积较大的生态系统。农田生态系统生产力较高，大部分经济产品随收获而移出系统，养分循环主要靠系统外投入而保持平衡。农田生态系统在整个评价范围内均有分布。其植被均为人工植被，类型简单，为栽培种植的经济作物、油料作物、粮食作物、蔬菜及果木林等，主要种类有水稻、玉米、油菜、萝卜、白菜、马铃薯等。由于农业生态系统中植被类型较为单一，距离居民区较近而易受人为干扰，因此该生态系统中动物种类不甚丰富，与人类伴居的动物多活动于此。农业生态系统的主要生态功能体现在农产品及副产品生产，包括为人们提供农产品，为现代工业提供加工原料等。此外，农业生态系统也具有大气调节、环境净化、土壤保持、养分循环、水分调节、传粉播种、病虫害控制、生物多样性及基因资源等功能。

⑥城镇生态系统

根据遥感影像解译并结合现场踏勘，评价区内城镇生态系统面积为

92.38hm²，占比 4.56%。城镇生态系统内的植被多为栽培植被，种类组成较为简单，且主要作为房前屋后的四旁树，零星分布果树和花卉植物。城镇生态系统中人类活动频繁，野生动物种类少。城镇是一个高度复合的人工化生态系统，与自然生态系统在结构和功能上都存在明显差别，生态服务功能主要是提供生活和生产物质的功能，包括食物生产、原材料生产以及满足人类精神和物质生活需求的功能。

（2）生产力

生态系统生产力（Ecosystem Productivity）是指生态系统的生物生产能力包括初级生产力和次级生产力。其中初级生产力是指包括绿色植物和数量很少的自养生物在内的初级生产者生产有机质或积累能量的速率，也叫作生态系统第一性生产力（NPP），是评价生态系统光合潜力的主要指标。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）“c8.3 生产力”推荐的几种模型方法，本次评价选用 Miami 模型进行计算。Miami 经验公式是基于不同地区大量生物量实测数据，并将其与年均温、年降水量等参数拟合以后，形成的一个数学模型。按照 Miami 经验公式，计算方法如下：

$$Y_t = 3000 / (1 + e^{1.315 - 0.119 t}) \quad (1)$$

$$Y_p = 3000 * (1 - e^{-0.000664 p}) \quad (2)$$

式中 Y_t 表示根据热量计算的热量生产力； t 为该地区的年均气温； Y_p 是根据年均降水量计算的水分生产力； p 为该地区的年均降水； e 为自然对数。由于 Miami 经验公式计算的第一性生产力在不同地区之间生态限制因子比完全相同，根据 Shelford 的耐受性法则和 Liebig 的最小因子定律，可以判断出评价区内的生态系统第一性生产力的限制因子。通常将上述两个经验公式中的最小值代表了该区域的自然生产力。

根据评价范围内的气象数据，取平均气温为 16.9℃，利用 Miami 经验公式计算的热量生产力为 2002.67 g/m².a；年降水量为 1026.9mm，利用 Miami 经验公式计算的水分生产力为 1485g/m².a。可以看出，该区域的水分生产力小于热量生产力，说明评价区内热量条件优于水分条件，影响生态系统第一

性生产力的主要生态限制因子是水分。

（3）生物量

据调查和卫片解译，结合评价区地表植被覆盖现状和植被立地情况，参考《中国森林生态系统的生物量和生产力》（冯宗炜等，1999）、《我国森林植被的生物量和净生产量》（方精云等，1996）等文献中关于平均生物量的取值，对评价范围内各类植被的生物量进行了统计，如表 5.3-6 所示。

由上表统计可知，评价范围内总生物量 66853.23t，对评价范围内的生物量起主导作用的为针叶林，其次为阔叶林。

（4）植被覆盖度

由上表可知，区域植被高覆盖度面积占比 35.67%，中高覆盖度面积占比 31.85%，可见区域植被覆盖度整体较好。

（5）生态系统完整性评价

评价范围内生态系统完整性可以从结构与功能完整性、生态过程完整性，以及生态服务功能的完整性 3 个方面进行分析。

就生态系统结构与功能完整性而言，本项目位于丘陵地带，分布有大面积的阔叶林、针叶林、水田、旱地等，为动物群落提供了食物基地和栖息环境。因此，评价区的生态系统结构和功能的完整性尚好。

就生态过程的完整性而言，评价区内水热条件较优越，土壤微生物过程和凋落物分解都非常迅速，水热同步性好、植被的光温潜力较大，其中评价区的生态系统热量生产力预测值高达 2002.67g/m².a，处于较高水平；水分生产力预测值为 1485g/m².a。地表生态过程和土壤特性都有利于评价区生态系统的物质循环和能量流动。评价区内生态系统的抗干扰及恢复能力、自组织能力较强。

就生态系统的服务功能完整性而言，评价区内包含有森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、农田生态系统、湿地生态系统等几大重要的生态系统类型，生态系统的抗干扰及恢复能力、自组织能力等都相对较强，可以基本满足当地社会经济发展和群众生产生活所必需的物质生产、调节气候、涵养水源、保持水土、净化环境、维持生物多样性、防灾减灾等多功能需求，

具备较为完整的生态服务功能。

由此可以认为，评价区的生态系统的结构和功能稳定性尚好；在调节气候、涵养水源、保持水土、维持生物多样性等生态服务功能方面发挥了重要作用，整个生态系统具备了良性发展和适度抗干扰能力。

5.3.1.6 评价区景观格局现状

（1）景观生态组成

评价范围内景观系统类型包括森林景观、草地景观、耕地景观、河流水域景观、城镇村落景观等，这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。

（2）斑块类型尺度

在斑块类型尺度上，选择了斑块类型面积（CA）、景观面积比例（PLAND）最大斑块指数（LPI）三个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，评价范围内各景观类型的景观指数统计如表 5.3.1-28 所示。

由上表可知，本评价范围内的主要景观类型为耕地景观，斑块类型面积高达 992.27hm²，景观面积比例达 48.98%，且最大斑块指数 14.26%，是评价范围内的优势景观，可见评价范围内的农业活动较为频繁。林地景观的斑块类型面积为 871.93hm²，景观面积比例达 43.04%，最大斑块指数 12.34%，草地景观、河流水域景观、城镇村落景观等类型在评价范围内的斑块类型面积、景观面积比例、最大斑块指数均相差不大。

（3）景观类型尺度

在景观类型尺度上，选择了香农多样性指数（SHDI）、蔓延度指数（CONTAG）、散布与并列指数（IJI）、聚集度指数（AI）四个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，评价范围内景观类型尺度的景观指数见表 5.3.1-29。

由上表可知，香农多样性指数为 1.1325，说明评价范围内景观类型的多样性和异质性较好；蔓延度指数为 38.4526，说明评价范围内虽然以耕地景观和森林景观为主，但整个评价范围仍表现出一定的景观破碎化程度；散布与并列指数为 51.2346，说明评价范围内斑块类型有一定的隔离分布，各斑块与

不同类型的斑块相邻程度略高于与相同类型斑块相邻程度；聚集度指数为45.5678，说明评价范围内的景观连通性好。

综上所述，本评价范围内的景观以耕地景观和森林景观为主，整体景观多样性丰富，破碎化程度一般，连通性好。

5.3.1.7 评价区陆生植物及植被现状

（1）植物种类组成

根据现状调查并参考历史文献资料，评价区共有维管束植物 150 科 450 属 656 种，其中蕨类植物 16 科 25 属 51 种，裸子植物 7 科 12 属 13 种，被子植物 127 科 413 属 592 种。

（3）植被分区

①中国植被区划

根据《中国植被》(1: 1000000)，评价范围的植被类型属于：

IV 亚热带常绿阔叶林区域

IVA 东部湿润常绿阔叶林亚区域

IVAi 中亚热带常绿阔叶林地带

IVAiia 中亚热带常绿阔叶林北部亚地带

IVAiia6 四川盆地栽培植被、润楠、青冈栎林区

IVAiia6c 川中丘陵马尾松、杉木、柏木林，水稻、玉米、甘薯栽培植被小区

自然植被主要有马尾松林、柏木林，其次为杉木林、竹林。马尾松林多分布在酸性黄壤上，为稀疏的纯林，柏木林分布在钙质紫色土上，在土壤干旱瘠薄地区，多成疏林，并有较多的阔叶树如黄连木、八角枫、棕榈等分布。常绿阔叶林仅在局部沟谷有小片保存，主要有烤树、小果润楠、桢楠、四川大头茶、虎皮楠等。

在干旱瘠薄地区的针叶林破坏后，形成较大面积的黄茅、香茅、白茅等草丛。土壤较湿润的地区有灌木分布，如黄荆、马桑、铁仔等。

栽培植被主要是水稻、玉米、甘薯、甘蔗、棉花、豆类和花生等。一般均为一年两熟。双季稻也有一定的面积。经济林木和果树有桑、油茶、油桐、

乌柏、甜橙、红橘等。

②四川植被区划

根据《四川植被》中关于四川省内植被区划的描述，项目所在植被区为 I 川东盆地及川西南山地常绿阔叶林地带、I A 川东盆地偏湿性常绿阔叶林亚带、I A3 盆地底部丘陵低山植被地区、I A3₍₃₎ 川中方山丘陵植被小区，常绿阔叶林区。

川中方山丘陵植被小区内自然植被组合单纯，主要有马尾松林、柏木林、杉木林、次生灌丛和亚热带低山禾草草丛。接近川东平行低山的局部地区，马尾松林多分布在丘陵顶部或山脊上的酸性黄壤上。灌木较少，以白栎、枹栎为主，草本有白茅、黄茅、细柄草、拟金茅和铁芒萁。局部土层深厚的浅丘或低山半阳坡保存较好的马尾松林，其中混生有麻栎、栓皮栎。柏木林分布在钙质紫色土上，在土层深厚地段混生有枫香、黄连木、棕榈、八角枫等。在土壤干旱而瘠薄地区柏木多成疏林，散生有麻栎、栓皮栎等。灌木与草本植物有铁仔、马桑、黄荆、白茅、蜈蚣草等。在植被进一步破坏后形成黄荆、马桑、火棘、小果蔷薇、荚蒾、悬钩子、黄茅、香茅、白茅组成的亚热带草丛。栽培植被主要是水稻、玉米、红苕，其中以水稻为主，小春作物主要有小麦、豆类。经济林木有桑树、油茶、油桐、乌柏、油橄榄，果树有甜橙、柚子、红橘等。

（4）野外植被调查

①样方布置

本次调查样地设置于评价范围内人为干扰相对较少区域，是针对不同植被类型和地形地貌条件选取的典型样方，主要分布群落类型有 8 种，因此，参照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的要求共设置 24 个样方。样方布置点位如下表所示。

②评价区植被分布特征

项目所在区域的植被整体呈现出“以次生和人工植被为主体，原生地带性植被片段化残存”的显著特征。亚热带常绿针叶林广泛分布并占据主导地

位，其中马尾松林分布在山坡与山脊，柏木林则主要分布于钙质土壤的山脊；亚热带常绿阔叶林（以青冈、栲树林为典型）分布局限，仅残存于水热条件优越、人为干扰较少的沟谷或偏远阴坡；桫欏木、麻栎林发育良好。在河岸沟谷等湿润生境；慈竹林作为重要的人工经济林，密集环绕在人类聚居点周边。马桑灌丛与牡荆灌丛常见于林缘、迹地和荒坡；而白茅草丛与芒草草丛则占据了干扰更为频繁和彻底的摆荒地、路旁及火烧迹地，其中白茅草丛是垦殖后先锋群落的代表，芒草草丛则多出现在山地丘陵的摆荒稍久之地。

③植物多样性评价

本调查结果表明，在调查的各类植被类型中，柏树林表现出较高的物种丰富度与香农-威纳多样性指数，其物种数达 19 种，香农指数为 2.38，反映出该类群落结构复杂、物种组成丰富；桫欏树林次之，丰富度为 14 种，香农指数为 2.12，均匀度也较高（ >0.80 ），说明林内物种分布较为均匀，群落结构稳定。柏树和桫欏树林作为该地区常见次生林类型，显示出良好的生物多样性承载能力。而构树林与慈竹林尽管物种数不低，但多样性指数略低，可能与林分结构单一或人为干扰有关。值得注意的是，芒草和白茅群落的 Simpson 优势度较高（分别为 0.28 和 0.23），表明这些草本植被主要由少数优势种主导，多样性较低，常见于撂荒地或强干扰生境，反映出该类地段生态恢复潜力较大。

（5）植被类型

根据评价范围涉及区县的本底资料及《四川植被》等文献记载，同时又在遥感影像解译成果和实地样方调查结果相结合的基础上，可知评价区内植被类型可分为 5 个植被型组、17 个群系

（7）生态公益林与天然林

经统计，本项目评价范围内的国家二级公益林面积为 365.93hm^2 ，天然林 12.81hm^2 。主要是项目管线穿越临时占用，本项目为保护天然林和国家二级公益林，在管线的路线选址时对其进行了避让，现阶段的线路为最优线路，

但仍会造成公益林部分损失。本项目会严格控制施工范围并办理林地使用手续，最大限度地降低对天然林和国家二级公益林的影响。

（8）重要物种

①重点保护野生植物

根据现场调查及相关资料，并核对《国家重点保护野生植物名录》（2021年）与《四川省重点保护野生动植物名录》（川府发〔2024〕14号），评价区受人为因素干扰强烈，存在的重点保护植物均为人工栽培，不属于野生植物，因此判断评价区无国家及四川省重点保护野生植物名录所列的物种。

②受胁物种

按照《中国生物多样性红色名录》（2020年）中极危(Critically Endangered, CR)、濒危(Endangered, EN)、易危(Vulnerable, VU)三个等级，通常称为受威胁物种。评价范围内的受胁物种如下表。

③特有种

按照《中国生物多样性红色名录》（2020年），区域内分布的中国特种植物合计共62种，评价区内的特有植物广泛分布于评价区的各类生境，在评价区以及周边区域均有一定种群数量。

④古树名木

经与巴中市恩阳区林业局和巴中市巴州区林业局核对，本项目区块范围内古树名木较多，但是都不在生态评价范围内。

（9）入侵物种

外来物种入侵是造成生物多样性下降的直接原因之一。《生物多样性公约》明确要求，防止引进、控制或消除那些威胁到生态系统、生境或物种的外来物种。我国是全球遭受外来入侵物种危害最严重的国家之一，随着人员往来的增加和物流业的迅速发展，外来物种入侵我国的速度加快，新的外来入侵物种不断被发现。经实地考察，评价区内记录有外来入侵植物8种（见下表），其中鬼针草、一年蓬、空心莲子草等3种在评价区内机周边的道路边、田边等处较为常见，而其他5种为偶见种。

5.3.1.8 评价区陆生动物现状

（1）样线调查情况

为了解评价范围内的动物状况，在收集资料的基础上，在每个平台及拟建集输管线附近进行了观察，合计样线 18 条，并记录了发现的动物，主要以鸟类为主。

（2）兽类

①物种组成

本次兽类调查主要通过查询资料文献，并在现场调查和询访群众，结合当地地理位置和生态环境状况，分析认为区域的兽类动物共有 5 目 11 科 24 种，详见下表。

②区系组成

从动物地理分布型来看，评价区的 24 种兽类呈现出以东洋界为主导的区系特征。其中，东洋界物种多达 16 种，构成了当地兽类区系的绝对主体，代表性种类包括四川短尾鼯、川鼯、中华山蝠等。古北界物种与广布种各有 4 种，占比相对较小。古北界种类如黑线姬鼠、褐家鼠等，多为适应性强、分布广泛的种类；而广布种如黄鼯、华南兔等，则进一步丰富了群落的组成。这一“东洋界主导、古北界为辅、广布种补充”的构成格局，有力地印证了该地区在中国动物区划中隶属于东洋界的典型属性。

③栖息环境及分布概况

兽类动物的栖息环境呈现多样化特征。森林生态系统是众多物种的栖息地，如珀氏长吻松鼠、隐纹花鼠和岩松鼠等多活动于林冠或林下地带。灌丛与草地中常见黑腹绒鼠、黑线姬鼠等小型啮齿类穿梭其间。部分物种已高度适应人类活动频繁的生境，如褐家鼠、黄胸鼠和华南兔等广泛分布于农田与城镇区域。多种蝙蝠（如菊头蝠、蹄蝠和犬吻蝠）则依赖洞穴、岩缝或人工建筑的缝隙作为白天的隐蔽所。此外，一些喜湿的种类，如中麝鼯等，则倾

向于生活在近水的潮湿环境中。整体而言，这些兽类在从自然林地到人工环境的多种生境中，均展现出广泛的生态适应性。

（3）鸟类

①物种组成

本次通过查询资料文献，并在现场调查和询访群众，结合当地地理位置和生态环境状况，分析认为区域有鸟类 19 目 42 科 149 种。

②区系组成

该地区鸟类分布型以东洋型（W，46 种）和古北型（U，45 种）为主，两者数量接近，合计占总种数的 61.1%，这反映了该地区处于古北界与东洋界之间的过渡特性。此外，广布型（O，16 种）和南中国型（S，15 种）也占有较高比例。其余分布型，包括东北型（M，8 种）、喜马拉雅-横断山区型（H，8 种）、全北型（C，7 种）以及数量更少的东北-华北型（X）、高地型（P）和季风型（E）均有记录，共同构成了该地鸟类区系的多样性。

巴中市地处四川盆地北缘，作为古北界与东洋界交汇的典型过渡地带，其丰富多样的湿地、森林与农田生境，不仅滋养了众多隶属于东洋界的留鸟，彰显其亚热带生态本色，同时也因位于东亚-澳大利西亚候鸟迁徙通道之上，吸引了大量古北界的冬候鸟与旅鸟（如豆雁、绿头鸭及多种鸕鹚），从而形成了以古北界成分与东洋界成分相互混杂、广布种为补充的鸟类区系特征，生动体现了该区域作为南北物种交汇廊道的独特地理价值。

③栖息环境及分布

该地区鸟类的栖息环境多样，覆盖了从自然生态系统到人工环境的多种类型。湿地环境（包括河流、湖泊、沼泽等）是众多水鸟和涉禽的关键栖息地，支撑了鸕鹚目、鹈形目（如鹭、鸕鹚）、雁形目（鸭、雁）以及鸕形目（鸕、鸕）等类群的生存与迁徙停歇。森林与灌丛生态系统，特别是占据主导地位雀形目鸟类（如鹌科、画眉科、鹌科、莺科等）的核心栖息地，为它们提供了觅食、营巢和隐蔽的场所。

在分布上，呈现出明显的空间利用格局。适应性强或与人类活动密切相关的物种，如雀科的树麻雀、部分鹌科鸟类（如白头鹌）以及椋鸟科的八哥

等，广泛分布于农田、村落乃至城镇绿地中。而更多的森林鸟类和部分猛禽（如鹰、隼、鸢）则更依赖于保存较好的天然或次生林区。总体而言，该地区鸟类群落呈现出湿地与森林物种种类丰富、农田与城镇物种分布广泛的特点，这种多样性的存在直接依赖于各类自然与半自然生态系统的完整性。

（4）爬行类

①物种组成

本次通过查询资料文献，并在现场调查和询访群众，结合当地地理位置和生态环境状况，分析认为区域爬行类 3 目 5 科 8 种。详见表 5.3.1-18。

②区系组成

该区域的 8 种爬行类动物呈现出高度的东洋界区系特征，5 种（如蹼趾壁虎、铜蜓蜥、乌梢蛇、王锦蛇和黑眉锦蛇等）为典型的东洋界成分，占总种数的 87.5% 以上，构成了区系的绝对主体；其余种类中，北草蜥作为少数可向南渗透的古北界代表，反映了区系北缘的过渡性，而中华鳖与赤链蛇等广布种的存在进一步丰富了物种组成。这一以东洋界成分为绝对主导的区系格局，突出反映了本地区温暖湿润的亚热带气候对喜暖湿爬行类动物的强筛选作用，也与其在中国动物地理区划中属于东洋界的归属高度一致。

③栖息环境及分布

这些爬行类动物的栖息环境多样。其中，游蛇科的乌梢蛇、王锦蛇和黑眉锦蛇等多栖息于林缘、灌丛及农田周边等隐蔽条件良好的陆地环境；壁虎科的蹼趾壁虎典型分布于建筑物缝隙或石壁等人工及天然遮蔽物中；石龙子科的铜蜓蜥与蜥蜴科的北草蜥常见于灌丛、草地及林下开阔地带；而鳖科的中华鳖则为典型的水生种类，分布于池塘、河流等静水或缓流水域。整体上，该区域爬行类以陆生及傍地型种类为主，水生种类较少，反映出其栖息利用以森林—灌丛—农田镶嵌环境为主导的分布特征，也与其东洋界喜湿喜暖的生态习性高度一致。

（5）两栖类

①物种组成

本次通过查询资料文献，并在现场调查和询访群众，结合当地地理位置

和生态环境状况，分析认为区域两栖类 1 目、5 科、7 种，详见表 5.3.1-19。

②区系组成

该区域 7 种两栖类动物呈现出典型的东洋界区系特征，其中黑眶蟾蜍、泽陆蛙、斑腿泛树蛙和饰纹姬蛙等典型东洋界成分占总种数的 57% 以上，若加上主要分布于南方的沼水蛙等，东洋界物种占比超过 85%，构成绝对优势种群；广布种中华大蟾蜍的存在体现了物种的广泛适应性，区域缺乏古北界特有种类。这种高度单一的区系组成，反映了两栖类作为生态敏感型类群对暖湿气候的强烈依赖，也明确指示本地区处于东洋界动物区系的典型分布范围内。

③栖息环境及分布

两栖类动物主要栖息于与水系密切关联的多样生境：蟾蜍科的中华大蟾蜍与黑眶蟾蜍多活动于邻近水域的草丛、石隙及农田等潮湿陆地环境；蛙科的沼水蛙与黑斑侧褶蛙典型分布于稻田、池塘、溪流等静水或缓流区域；叉舌蛙科的泽陆蛙常见于稻田、水洼等浅水地带；树蛙科的斑腿泛树蛙栖息于灌丛、林地等植被丰富处，繁殖期趋向静水水体；姬蛙科的饰纹姬蛙则偏好栖息于水田、沟渠等浅水环境及周边潮湿地带。整体上，该区域两栖类以傍水型种类为主，其分布高度依赖湿地-森林-农田镶嵌系统内的水体资源，反映出典型东洋界两栖类喜温暖的生态习性。

（6）重要物种

①国家重点保护野生动物

经核对《国家重点保护野生动物名录》（2021 年），区域分布的国家重点保护野生动物总计 12 种，全部为鸟类，分别为领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮、画眉、红嘴相思鸟、雀鹰、苍鹰、普通鵟、黑鸢、凤头蜂鹰和红隼，保护等级均为二级。

②四川省重点保护野生动物

经核对《四川省重点保护野生动植物名录》（川府发〔2024〕14 号），评价区域无四川省重点保护野生动物分布。

③受胁物种

经核对《中国生物多样性红色名录——脊椎动物卷（2020）》，受胁物种全部为爬行类，无极危（CR）物种；有濒危（EN）物种3种，分别为中华鳖、王锦蛇、黑眉锦蛇；有易危（VU）物种1种，为乌梢蛇。

④特有种

经核对《中国生物多样性红色名录——脊椎动物卷（2020）》，特有种动物合计有9种，其中兽类3种，分别为四川短尾鼯、川鼯、中华山蝠；爬行类3种，分别为中华鳖、蹼趾壁虎、北草蜥；鸟类3种，分别为灰胸竹鸡、宝兴歌鸲、黄腹山雀。

5.3.1.9 评价区水生生物现状调查

（1）调查点位设置情况

本项目元陆407H、元陆35-1H（利旧元陆35）距离恩阳河最近直线距离约为457m、453m，元陆177-1H9（利旧元陆177X）、元陆405H距离鳌溪河最近直线距离约为400m、634m，仅元陆178-1H~元陆35-1H集输管线采用定向钻穿越巴河，不对水体进行扰动，其余管线穿越沟渠，不影响重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场及洄游通道等重要生境。因此本次评价对于穿越沟渠的点位进行现场踏勘，未取样观测，仅在巴河定向钻穿越河段、以及恩阳河、鳌溪河分别设置1处水生生物调查断面。

（2）河道生境状况

①巴河

本次调查河段位于定向钻穿越点，河道右岸人为影响明显，多耕地及居民聚集区，无水土流失现象。河道左岸岸多生高大乔木。河道底质以卵石、块石、基岩为主，河道内分布有多处卵石滩及砾石滩。

②恩阳河

本次调查河段距离元陆407H较近，该河段河面较宽，水流平缓，水体泥沙含量低，无水面漂浮物。河道底质以泥沙、砾石为主。河道两岸自然状况良好，受人为因素影响小，多生高大树林，两岸水生维管植物。两岸阶地上分布有大量农田及少量居民聚集区。

③ 鳌溪河

本次调查河段距离元陆 405H 较近，该河段河面较宽，水流平缓，水体泥沙含量低，无水面漂浮物。河道底质以泥沙、砾石为主。河道两岸自然状况良好，受人为因素影响小，植被茂密。

④ 沟渠

本项目穿越的沟渠宽度在 3~10m，沟渠的长度均较短，沟渠内水量较少，两侧杂草丛生，并伴随有灌木、乔木在沟渠附近，同时伴有枯枝落叶堆积在渠道两侧，渠道底质以泥沙、砾石为主。

（3）现状调查结果

① 浮游植物

A 浮游植物种类

本次在 3 个监测断面共检测出浮游植物 7 门 43 属 47 种，其中硅藻门 12 属，15 种，占比 32%；绿藻门 15 属 16 种，占比 34%；蓝藻门 12 属 12 种，占比 26%；甲藻门 1 属 1 种，占比 2%；裸藻门 1 属 1 种，占比 2%，隐藻门 1 属 1 种，占比 2%，黄藻门 1 属 1 种，占比 2%。浮游植物以硅藻门及绿藻门为主，常见的浮游植物种类有硅藻门的颗粒直链藻、变异直链藻、脆杆藻、小环藻等，绿藻门多以小球藻、杂球藻、盘星藻为主。浮游植物统计如 3.5-17 所示，浮游植物名录见附录 3。

在各采样点中的浮游动物种类以原生动物和轮虫类占大多数，常见的浮游动物有原生动物门的普通表壳虫、尖顶砂壳虫为主，轮虫多以裂痕龟纹轮虫、壶状臂尾轮虫，枝角类以透明溞、象鼻溞为主，桡足类以剑水蚤、哲水蚤、无节幼体为主。

B、浮游动物平均密度

巴河的浮游动物密度为 317ind/L；恩阳河的浮游动物密度为 112 ind/L；鳌溪河的浮游动物密度为 187ind/L。

C、浮游动物平均生物量

巴河的浮游动物平均生物量为 2.45mg/L，恩阳河浮游动物平均生物量为 1.68mg/L，鳌溪河的浮游动物平均生物量为 2.12mg/L。

③底栖动物

底栖动物是指生活史的全部或大部分时间生活于水体底部的水生动物群。除定居和活动生活的以外，栖息的形式多为固着于岩石等坚硬的基体上和埋没于泥沙等松软的基底中。此外，还有附着于植物或其他底栖动物体表的，以及栖息在潮间带的底栖种类。在摄食方法上，以悬浮物摄食和沉积物摄食居多。多为无脊椎动物，是一个庞杂的生态类群。多数底栖动物长期生活在底泥中，具有区域性强，迁移能力弱等特点，对于环境污染及变化通常少有回避能力，其群落的破坏和重建需要相对较长的时间；且多数种类个体较大，易于辨认；同时，不同种类底栖动物对环境条件的适应性及对污染等不利因素的耐受力 and 敏感程度不同；根据上述特点，利用底栖动物的种群结构、优势种类、数量等参量可以确切反映水体的质量状况。在各采样点中的底栖动物种类以折叠萝卜螺和水丝蚓、背角无齿蚌等为主。

A、底栖动物种类

在采样点共检出底栖动物种类 8 种。各采样点中，底栖动物种类以折叠萝卜螺和水丝蚓等较多。

B 密度和生物量

巴河的底栖动物的密度大多在 22~29ind/m² 之间，恩阳河的底栖动物密度为 38ind/m²，螫溪河的底栖动物密度为 36 ind/m²。

巴河底栖动物生物量为 3.56g/m²，恩阳河底栖动物生物量为 3.42g/m²，螫溪河的底栖动物生物量为 3.14 g/m²。

④水生维管束植物

本次野外共采集到 6 种沉水植物，分别为菹草(*Potamogeton crispus*)、金鱼藻(*Ceratophyllum demersum*)、聚草(*Myriophyllum spicatum* L.)、龙须眼子菜(*Pectinatus*)、苦草(*Vallisneria asiatica*)、马来眼子菜(*malaiamus*)。挺水植物发现有蒲草(*Typha angustifolia*)。浮叶植物与漂浮植物可能因为采样点选取的原因，在采样的点位基本没有发现。

(4) 鱼类资源现状

①鱼类种类组成

结合《恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区调整考察报告》（四川省水产学校，2014年）、《四川省巴中市黄石盘水库工程对水生生态环境影响评价专题报告》（四川大学，2015年）和《四川鱼类志》（1994年）、《巴中市恩阳区城市生活污水处理工程（一期）对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区影响及补救措施专题论证报告》（成都耶拿环保科技有限公司，2021年）、《元坝东部陆相滚动开发项目（一期）环境影响报告书》（成都中成科创环保科技有限公司，2022年）等资料以及实地调查及访问的结果显示，巴河、恩阳河、鳌溪河水域共分布有鱼类74种，隶属于5目13科57属；鲤形目为主要类群，有3科44属55种，占总种数的74.32%；鲂形目4科7属11种，占总种数的14.86%；鲈形目4科4属6种，占总种数的8.1%；鲟形目和合鳃目均为1科1属1种，占总种数的1.35%。

②鱼类区系组成

根据鱼类起源、地理分布和生物特征，工程影响区域的鱼类可以划分为以下区系类型。

A 中国平原区系复合体

这个区系的鱼类很大部分产漂流性鱼卵，一部分鱼虽产粘性卵但粘性不大，卵产出后附着于物体上不久即脱离，并顺水漂流发育。该复合体的鱼类都对水位变动敏感，许多种类当水位升高时从湖泊进入江河产卵，幼鱼和产过卵的亲鱼于秋天入湖泊肥育。在北方，秋末水位下降时，鱼类又回到江河中越冬。许多种类食性单纯，并能适应较高的温度。调查范围内该区系的鱼类主要包括：鳊、红鳍原鲃、鲴、马口鱼、宽鳍鱲和蛇鮈等种类。

B 晚第三纪早期区系复合体

这些鱼是更新世以前北半球亚热带动物的残余，由于气候变冷，该动物区系复合体被分割成若干不连续的区域，有的种类并存于欧亚，但在西伯利亚已绝迹，故这些鱼类被视为残遗种类。它们的共同特征是视觉不发达，嗅觉发达，多以底栖生物为食者，适应性强，分布广泛，适应于浑浊的水中生活，适应静水或缓流水环境，产粘性卵于水草或石砾上，部分种类产卵于软

体动物外套膜中。在调查河段主要包括鲤、鲫、中华鲮、泥鳅、南方鲇、鳊等。

C 南方平原区系复合体

这类鱼体型较小，游泳能力较弱，体表多花纹。在长期的生活过程中，由于适应周期性的局部缺氧的环境条件，致使某些种类产生特殊的适应性特征，常具拟草色，有些种类具棘和吸取游离氧的辅助呼吸器官。这类鱼喜暖水，在较高水温的夏季繁殖，多有护卵、护幼习性。在东亚愈往低纬度地带种类愈多。分布至东南亚，少数种类至印度。此类鱼适合在炎热气候、多水草易缺氧的浅水湖泊、池沼中生活。该复合体的鱼类起源较早，在我国中新统地层即有化石发现。其分布北以黑龙江为界，西不过约 1000m 的高原，东可达朝鲜、日本。主要种类包括乌鳢、黄颡鱼、长吻鮠、粗唇鮠、拟鲮、大鳍鱮、黄鳝等。

D 南方山地区系复合体

此类鱼有特化的吸附构造，适应于南方山区急流的河流中生活。分布于我国南部山区及东南亚山区河流中。主要包括平鳍鳅科、钝头鮠科、鲃科的种类：中华金沙鳅、白缘鳅、中华纹胸鲃等。

E 中亚山地区系复合体

本复合体种类是裂腹鱼亚科的所有种类和条鳅亚科的某些种类。以耐寒、耐碱、性成熟晚、生长慢、食性杂为其特点，其生殖腺有毒。是中亚高寒地带的特有鱼类。分布于我国西部高原新疆及印度、巴基斯坦、阿富汗、塔吉克斯坦等西部毗邻地区，是随喜马拉雅山的隆起由鲃亚科鱼类分化出来的种类，调查区有红尾副鳅。

F 北方山区区系复合体

以尖头鲃为代表，在狭小的范围内形成优势种群，河床底质为岩石或砾石，水质含氧量高。

③ 鱼类生物学特性

A 鱼类生态类型

按鱼类的生活习性及其主要生活环境，可以将调查范围内分布的 74 种鱼

类分为底栖性鱼类，中、下层鱼类和中、上层鱼类 3 种栖息习性，具体可以分成下列生态类群。

a 流水吸附生态类群

此类群部分种类具特化的吸盘或类似吸盘的附着结构，适于附着在急流河底物体上生活，以附着藻类、有机碎屑或以小型鱼类及软体动物等为食。这一类鱼类多分布于水流较急的支流及干流的激流段，能适应水流较快的流水滩河段，或到该生境摄食或产卵繁殖。通常来讲，这类群鱼类要么个体不大且身体扁平，或身体梭形并且尾鳍深分叉适应高流速环境。本生态类群种类不多，主要包括平鳍鳅科、鮡科、鲃科和鮠科的部分种类，如中华金沙鳅、四川爬岩鳅、中华纹胸鮡、白缘鮡等。

b 流水底层乱石、礁底栖性类群

栖息环境为流水深沱，底层多乱石，水流较缓，如南方鲇、鮠科的大部分种类。为大型凶猛的肉食性鱼类，生长快。

c 流水洞缝隙生态类群

该类群的鱼类主要或完全生活在流水水体底层的各种岩洞缝隙中，主要以发达的口须觅食底栖穴动物，主要包括大鳍鱬、红尾副鳅、泥鳅、黄鳝等。

d 流水中、下层生态类群

此类群主要或完全生活在江河流水环境中，身体较长、侧扁，适应于流水、急流水中穿梭游泳，活动掠食；头部呈锥形，适应于破水前进，躯干部较长，是产生强大运动的动力源，各鳍发达，尾鳍深叉形，都是适应水体中、下层快速游泳，在急流水体中、下层穿梭翻滚捕食低等动物和流水急流水带来的有机食物。该类群有赤眼鲟、宜宾鲩、华鲮、草鱼、岩原鲤、蛇鮈、中华倒刺鲃、白甲鱼、南方鲇、大鳍鱬、乌鳢、鳊等，为较大的江河上游中分布鱼类优势类群。

e 缓流水和静水生态类群

主要是一些小型种类，如鳅、宽鳍鱮、马口鱼、银飘鱼、寡鳞飘鱼、麦穗鱼、棒花鱼等。此类群是一群生活在侧流、缓流水的鱼类，个体小，或身体极侧扁，游泳能力不强，各鳍均不甚发达。

f 流水中、上层生态类群

栖息、摄食、繁殖等主要活动在水体的中、上层完成，如翘嘴鲌、蒙古鲌等。体长形，稍侧扁，腹部圆，适应于流水急流水体中、上层穿梭游泳，活动掠食；躯干部长，尾柄粗壮，是产生强大运动的动力源。

B 鱼类繁殖类型

a 产漂流性卵

此繁殖类群对环境要求较高，必须满足一定的水温、水位、流速、流态、流程等水文条件才能完成繁殖和孵化。要求在多种急流水中上滩产卵排精，受精卵随水流漂浮发育，如急流水长度不够，受精卵将下沉窒息死亡。产漂流性卵鱼类需要湍急的水流条件，通常在汛期洪峰发生后产卵。这一类鱼卵比重略大于水，但产出后卵膜吸水膨胀，在水流的外力作用下，鱼卵悬浮在水层中顺水漂流。孵化出的早期仔鱼，仍然要顺水漂流，待身体发育到具备较强的溯游能力后，才能游到浅水或缓流处停歇。从卵产出到仔鱼具备溯游能力，一般需要 30h 或 40h 以上，有的需要时间更长。本次调查中有大量此类群的鱼类，如：黑鳍鳈、银鳈、点纹银鳈、蛇鳈、吻鳈等，通常产卵高峰期集中在 3 至 8 月，多为 4-6 月，除开温度因素外，通常流水刺激或河流涨水落水也对其有较为明显的影响。

b 产粘性卵

调查水域绝大多数鱼类为产粘沉性卵类群。本类群鱼类多在春夏间季节产卵，也有部分种类晚至秋季，且对产卵水域流态底质有不同的适应性，多数种类都需要一定的流水刺激，少数鱼类可在静缓流水环境下繁殖。产出的卵或粘附于石砾、水草发育，或落于石缝间在激流冲击下发育。根据粘性程度不同又可以分为弱和强粘性卵两类。这一类群包括鲤科的鲤、鲫、棒花鱼等；鲇形目的黄颡鱼、鲇等也属于本类群。

c 筑巢生殖

该类群通常在有流水的乱石或卵石处，较大的卵石或乱石挡住水流，水流绕石分流成小漩涡，产卵于小漩涡内，卵粒结成团，附着在石上，随微流水冲动发育。本次调查的渔获物中也有大量该类群的鱼类，如：粗唇鲃、瓦

氏黄颡鱼、黄颡鱼等。

d 特殊产卵类型

鲢鳙类群产卵于蚌、蚬、淡水壳菜等软体动物壳内。受精卵孵化后，随着软体动物呼吸和水流较缓排出体外

e 静水产浮性卵

有乌鳢，常产卵于缓流水体的草间，卵具油球，浮于水面，在水体中漂浮发育，亲鱼有护卵护幼的习性。

f 筑巢生殖

主要有鮡类，在有流水的乱石或卵石处，较大的卵石或乱石挡住水流，水流绕石分流成小漩涡，多种黄颡鱼类常成对以卵石间隙为巢，产卵于小漩涡内，卵粒结成团，附着在石上，随微流水冲动发育。

g 产卵于软体动物体内

为鲢鳙亚科的种类，通常产卵于蚌、蚬、淡水壳菜等软体动物壳内。

C 鱼类食性类型

摄食是鱼类的重要的生命活动之一，鱼类的摄食器官和体型等形态结构与所摄取的食物类型是紧密相关。水域环境条件的改变将引起鱼类饵料生物种类的改变和丰度的波动，进而影响着鱼类的生长发育和繁殖等生命过程。恩阳河及巴河流域的鱼类以食性可划分为以下几个类群。

a 以底栖无脊椎动物为主要食物的鱼类

以底栖无脊椎动物为主要食物的鱼类，口部常具发达的触须或唇较厚等特点。所摄取的食物主要是毛翅目、蜉蝣目和寡毛类等底栖无脊椎动物。常见的鱼类有鳅科、鲿科、鮡科、钝头鮡科等的鱼类。本次调查的代表物种有：四川华吸鳅、细体拟鲿、粗唇鮡、福建纹胸鮡、拟缘鮡、岩原鲤等。

b 以小型鱼类为主要食物的鱼类

以鱼类为主要食物的鱼类，口大，游泳速度快，常见的有翘嘴鲌、南方鲇和鳊类等鱼类。

c 以着生藻类为主要食物的鱼类

在该水域以着生藻类为主要食物的鱼类口裂较宽、口横裂或近似横裂，

下颌前缘有锋利的角质，用锋利角质刮取岩石上的周丛生物的主要白甲鱼、鲷类和华鲮等鱼类。

d 杂食性鱼类

杂食性鱼类既食水生昆虫等动物性饵料，也食藻类、植物碎屑等。常见的有中华倒刺鲃、鲤、鲫、棒花鱼等鱼类。

D 鱼类洄游习性

许多鱼类的繁殖、索饵以及越冬等生命行为需要在不同的环境中完成，这些鱼类在不同水域空间进行周期性迁徙的习性被称之为洄游。洄游是鱼类在漫长的进化中形成的适合于生态系统特点的生活习性，是一种主动、定向、集群的周期性运动。依据不同洄游目的，鱼类洄游可划分为生殖洄游、索饵洄游和越冬洄游，其中生殖洄游特别重要。对于洄游性鱼类来说，洄游通道的畅通是完成其生活史的必要条件。

调查评价的巴河及恩阳河中分布的多为定居型产沉性卵和粘性卵的鱼类，无长距离洄游性鱼类，产漂流性卵和激流中产粘性卵的鱼类需进行短距离的洄游。定居性种类的典型代表为鲤、鲫和鲃亚科等，主要产粘性卵。繁殖时，亲鱼短距离迁移至近岸带，卵即粘附在水边的植物或其它物体上发育。产漂流性卵的鱼类包括：赤眼鲮、寡鳞飘鱼、吻鲃、银鲃和蛇鲃等，激流中产粘性卵的鱼类主要有岩原鲤、黄颡鱼属、鲷类、鮡科等种类或类群。工程影响的巴河段及恩阳河段上下游均已建有电站，仅在电站坝下存在流水河段，这些鱼类需上溯至流水河段完成产卵。一部分种类的亲体繁殖后需下移到库区河段索饵，漂流性卵苗发育过程中需顺水漂流，上游河段粘性卵鱼类孵化的部分幼鱼也会下移到库区索饵和生长。调查河段是这些鱼类上行及下行的洄游通道。

（5）恩阳河水产种质资源保护区现状调查结果

四川省珍稀特有鱼类保护与利用中心于2024年下半年（10月9日~10月18日）和2025年上半年（5月19日~5月18日）在恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区开展了“水生生物资源监测和禁捕效果评估专项任务”，本次评价引用该的监测数据

①浮游植物情况

恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区共观察到浮游植物 4 门 12 科 17 属 49 种。其中硅藻门最多，有 37 种，占种类总数的 75.51%，绿藻门有 9 种，占种类总数的 18.37%，蓝藻门有 2 种，占种类总数的 4.08%，黄藻门有 1 种，占种类总数的 2.04%。

②浮游动物

在恩阳河水产种质资源保护区采集到的种类分别为 10 种、8 种和 10 种，各采样点之间采集的种类数目差异不大。

③底栖动物

在恩阳河水产种质资源保护区 3 个断面的调查中，共收集到底栖动物 3 门 11 种。其中环节动物门有 1 种，占 9.09%；软体动物门有 3 种，占 27.27%；节肢动物门有 7 种，占总数的 63.64%。常见的种类有中华圆田螺、小裳蜉、扁蜉等。

④鱼类资源

A 捕捞成果

四川省珍稀特有鱼类保护与利用中心在恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区捕捞的鱼类资源情况如下。

根据监测数据，2024 年下半年在恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区内共记录鱼类 18 种，其中鳊、蒙古鲃和翘嘴鲃数量较多，平均体长在 16 - 22 厘米之间，体重普遍较轻；大型鱼类如鲤和草鱼个体虽大但数量稀少。2025 年上半年监测显示鱼类种类增至 21 种，其中张氏鳊、方氏鲃和翘嘴鲃数量显著增加，部分鱼类如鳊、鲢等平均体重明显增长，显示种群体型有所提升，且小型鱼类如兴凯鲃、高体鳊等也在实验区被较多记录，反映不同季节和水域鱼类组成与资源状况存在差异。

同时，恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区实验区与核心区在鱼类资源方面呈现出差异，实验区的物种如鳊、蒙古鲃等优势种类在实验区数量

更多；核心区则记录了如中华倒刺鲃、岩原鲤等更多具有保护价值的种类，且部分鱼类个体平均体长和体重较大。此外，实验区在 2025 年上半年还出现了兴凯鲌、高体鲢等等多种小型鱼类。

由上表可知，2024 年下班年、2025 年上半年在恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区鱼类种类丰富，共记录到 29 种鱼类，隶属 4 目、6 科，其中以鲤形目鲤科鱼类占绝对优势，共 22 种，构成了该水域鱼类资源的主体，包括常见的经济鱼类如鲤、鲫、草鱼、鲢、鳙，以及多种地方性小型鱼类如鳊、鮠、鲂等；此外还记录到鲇形目、鲈形目和攀鲈目的肉食性或底层鱼类，如黄颡鱼、鳊、乌鳢等，共同形成了结构较为完整、功能多样的淡水鱼类群落，反映出保护区水域生态系统的典型性和生物多样性。

C 鱼类多样性评价

根据不同时间段，不同区域的捕捞成果，用香农-维纳多样性指数计算鱼类的生物多样性指数，计算结果如下：

由上表香农-维纳多样性指数的计算结果，2024 年下半年至 2025 年上半年期间，恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区核心区的鱼类多样性呈现上升趋势（指数从 1.92 增至 2.18），表明该区域物种丰富度提高且分布趋于均匀；而实验区同期多样性则明显下降（指数从 1.86 降至 1.48），主要由于 2025 年上半年鳊等少数物种数量占比过高，导致群落结构单一化。整体上，核心区表现出更稳定的生物多样性维持能力，而实验区可能受季节变动影响，鱼类组成出现显著波动与优势种集中现象。

D 鱼类生态类型

2024 年下半年至 2025 年上半年期间捕捞的鱼类的生态类型可以按照栖息水层、食性、繁殖习性、水流喜好四个方面进行划分，划分结果如下：

由上表可知，2024 年下半年至 2025 年上半年期间捕捞的鱼类呈现出生态类型丰富且结构完整，涵盖了从上层的鳊、鮠类到底层的黄颡鱼、虾虎鱼等多层空间分布；食性组成上包括滤食性的鲢鳙、植食杂食性的鲤鲫、以及肉食性的鳊和乌鳢，形成了完整的营养级联；繁殖策略多样，既有常见的产

粘性卵鱼类，也有依赖河蚌共生的鳊鲃类，以及具有护幼行为的种类；在水流偏好上，既有中华倒刺鲃等偏好高氧流水的指示物种，也有适应静缓水体的广布种类。整体上，该鱼类群落显示出较高的生态位分化和系统稳定性，反映出保护区水域生境类型多样、食物网络完整，具备支撑复杂水生生态系统的基础条件。

（6）重要物种

①国家重点保护野生动物

根据核对《国家重点保护野生动物名录》（2021年），有国家二级保护野生鱼类1种，岩原鲤。

②四川省重点保护野生动物

经核对《四川省重点保护野生动植物名录》（川府发〔2024〕14号），评价区域无四川省重点保护野生鱼类分布。

③受胁物种

经核对《中国生物多样性红色名录——脊椎动物卷（2020）》，受胁物种无，无极危（CR）、濒危（EN）物种，有易危（VU）物种2种，为岩原鲤、方氏鲃。

④特有种

经核对《中国生物多样性红色名录——脊椎动物卷（2020）》，特有种动物合计有6种，分别为岩原鲤、中华倒刺鲃、圆吻鲃、张氏鲃、方氏鲃、嘉陵颌须鲃。

（7）鱼类“三场”特点及分布

鱼类三场资料主要参考《恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区调整考察报告》、《元坝东部陆相滚动开发项目（一期）环境影响报告书》（成都中成科创环保科技有限公司，2022年）等相关资料。

①巴河段鱼类“三场”

巴河段鱼类三场主要分布在巴河曾口中坝、巴河小雁滩、巴河韩家湾-鱼类产卵场、巴河懒板橙-鱼类索饵场、巴河观音岩-鱼类索饵场，不位于本次定向钻穿越河段，且本项目采用定向钻，不对水体进行扰动，不会对巴河

的鱼类三场造成影响。

②恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区“三场”分布

恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的“三场”（产卵场、索饵场、越冬场）在恩阳河与鳌溪河均有分布，呈现出功能互补与空间交叠的特点。鱼类的产卵场以水草附着型（三花溪、明月寺）和乱石滩型（柳树坝）为主；索饵场多位于河湾、浅滩交汇处等饵料生物丰富的水域，其中明月寺兼具越冬功能；越冬场则集中于深潭、库区等水深流缓河段（如柏树潭、同乐坝、灵堂湾）。中华鳖的“三场”分布相对集中，高石梯、跌马坎、王家场等地同时承担产卵、索饵和越冬功能，产卵场尤其依赖沙壤土质且人为干扰较小的河岸。整体上，鳌溪河中下游河段是鱼类与中华鳖生态功能集中的关键区域。具体分布情况如下

5.3.1.9 评价区景观格局现状

（1）景观生态组成

评价范围内景观系统类型包括森林景观、草地景观、耕地景观、河流水域景观、城镇村落景观等，这些不同的景观生态类型按其内在的规律整合在一起，形成了该地区统一的景观生态体系。

（2）斑块类型尺度

在斑块类型尺度上，选择了斑块类型面积（CA）、景观面积比例（PLAND）最大斑块指数（LPI）三个指数，经景观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，评价范围内各景观类型的景观指数统计如表 5.3.1-27 所示。

由上表可知，本评价范围内的主要景观类型为耕地景观，斑块类型面积高达 992.27hm²，景观面积比例达 48.98%，且最大斑块指数 14.26%，是评价范围内的优势景观，可见评价范围内的农业活动较为频繁。林地景观的斑块类型面积为 871.93hm²，景观面积比例达 43.04%，最大斑块指数 12.34%，草地景观、河流水域景观、城镇村落景观等类型在评价范围内的斑块类型面积、景观面积比例、最大斑块指数均相差不大。

（3）景观类型尺度

在景观类型尺度上，选择了香农多样性指数（SHDI）、蔓延度指数（CONTAG）、散布与并列指数（IJI）、聚集度指数（AI）四个指数，经景

观格局分析软件 Fragstats 计算分析后，评价范围内景观类型尺度的景观指数见表 5.3-17。

由上表可知，香农多样性指数为 1.1325，说明评价范围内景观类型的多样性和异质性较好；蔓延度指数为 38.4526，说明评价范围内虽然以耕地景观和森林景观为主，但整个评价范围仍表现出一定的景观破碎化程度；散布与并列指数为 51.2346，说明评价范围内斑块类型有一定的隔离分布，各斑块与不同类型的斑块相邻程度略高于与相同类型斑块相邻程度；聚集度指数为 45.5678，说明评价范围内的景观连通性好。

综上所述，本评价范围内的景观以耕地景观和森林景观为主，整体景观多样性丰富，破碎化程度一般，连通性好。

5.3.1.10 工程周边生态敏感目标现状

本项目占地区域不涉及国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、饮用水水源保护区、重要生境等环境敏感区，不存在重大环境制约因素。

5.3.2 环境空气质量现状调查与评价

5.3.2.1 污染源调查

巴中气田涉及广元市及巴中市，项目所在区域一般为农村地区。本次环境空气影响重点关注评价范围内除本项目外无其他重大污染性工矿企业分布，本项目周边大气污染源主要为分散居民日常生活产生的大气污染源以及巴中气田产能建设项目区块内先前单独开展了环评的钻井工程施工阶段的大气污染，但环境空气污染不明显，随着施工的开始污染源消失。

5.3.2.2 区域环境空气质量现状评价

本次区域环境空气质量评价基本污染物所采用数据为地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告中的数据或结论。其它污染物环境质量现状数据为补充监测数据。

（1）区域环境空气质量概况

①巴中市环境空气质量现状

根据巴中市生态环境局于 2025 年 6 月发布的《2024 年巴中市生态环境

状况公报》，2024年，巴城环境空气质量优良率为95.6%，同比上升2.4个百分点，污染天数同比减少9天。环境空气六项主要污染物年均浓度全部达到国家环境空气质量二级标准，空气质量综合指数为2.99，同比下降0.16；全市区县的环境空气优良率均在90%以上，从高到低依次是南江县97.3%、平昌县95.6%，恩阳区94.3%。通江县93.2%。与上年相比，恩阳区、南江县、和通江县优良率均上升，分别上升了3.2、1.7和0.3个百分点。平昌县优良率下降0.3个百分点。2024年区县环境空气六项主要污染物年均浓度保持为全部达标；对项目所在地空气质量达标区判定结果见表5.3-15。

表5.3-15 巴中市区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m ³	标准限值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均浓度	第100	4.3	60	0.07	达标
NO ₂			20.9	40	0.52	达标
PM ₁₀			40.3	70	0.58	达标
PM _{2.5}			28.5	35	0.81	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第95	0.9mg/m ³	4mg/m ³	0.23	达标
O ₃	百分位上8h平均质量浓度	第90	121.5	160	0.76	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可知，巴中市所有评价因子均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求；根据《2024年巴中市生态环境状况公报》中巴中市巴州区及恩阳区各大气基本污染物浓度条形统计图读图分析可知，巴州区及恩阳区所有评价因子均能达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准要求。综上，巴中市2024年环境空气质量为达标区，巴州区及恩阳区为环境空气质量达标区。

②广元市苍溪县环境空气质量现状

根据广元市苍溪生态环境局于2025年4月发布的《2024年苍溪县环境质量公告》，2024年，全年监测有效天数为366天，空气质量为优的179天，占全年的48.91%；空气质量为良的169天，占全年的46.17%；空气质量为轻度污染的15天，占全年的4.10%；空气质量为中度污染的2天，占全年的

0.55%；空气质量为重度污染的 0 天；空气质量为严重污染的 1 天，占全年的 0.27%。优良率 95.1%，同比 2023 年上升 1.9%。对苍溪县空气质量达标判定结果见表 5.3-16。

表 5.3-16 广元市苍溪县区域空气质量现状评价表

评价因子	平均时段	百分位	现状浓度 μg/m ³	标准限值 μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均浓度	第 100	5.8	60	0.10	达标
NO ₂			13.0	40	0.33	达标
PM ₁₀			35.7	70	0.51	达标
PM _{2.5}			24.8	35	0.71	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	第 95	1.0mg/m ³	4mg/m ³	0.25	达标
O ₃	百分位上 8h 平均质量浓度	第 90	130	160	0.81	达标
备注	环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准					

由上表可知，苍溪县所有评价因子均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，苍溪县 2024 年环境空气质量为达标区。

（2）环境现状补充监测

为全面了解与本项目相关污染物的区域环境空气质量现状，本评价委托四川力博检测有限公司于 2025 年 6 月 15 日~6 月 22 日对本项目区域环境空气质量现状进行现场补充监测。

根据项目所在区域 2024 年环境质量公报来看，巴中市环境空气质量属于达标区域，广元市苍溪县为环境空气质量达标区，项目对区域的环境空气质量进行了补充监测，监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，项目空气质量较好。

5.3.3 声环境质量现状调查与评价

5.3.3.1 区域声环境功能区划

本项目所在区域为乡镇及其农村地区，各单项工程仅涉及农村地区，声环境影响区域内主要为分散居民点，属一般居住区，根据查询四川省区域环

境噪声功能适用区划分的相关规定，该区域未划定声环境功能区，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，本次项目所在地声环境功能区划分为2类区。本项目所在地周围部分居民区位于交通干线及铁路两侧，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的4a类及4b标准要求。

5.3.3.2 污染源调查

本项目各单体项目声环境影响评价范围内主要噪声源为分散居民点生活噪声、交通噪声，无其他声环境敏感区，根据现场调查无高噪声源分布，区域内居民生活噪声、交通噪声声级小、不持续，无环境限制因素。

本项目井场周边最近居民点或井场所在位置昼夜间噪声监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准，位于交通干线两侧且距离较近位置满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中4a及4b类标准要求，依托原有井场的厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。项目所在区域敏感目标噪声现状值均达到相关标准，表明项目拟建区域声环境质量良好。

5.3.4 地表水质量现状调查与评价

巴中气田所在区域主要为嘉陵江水系，涉及的较大的水系有：西河、东河等。巴中气田产能建设项目（一期）涉及的主要大型河流有嘉陵江，以及中小型支流西河、构溪河等。

5.3.4.1 水污染源调查

本项目地表水环境影响评价等级为三级B，可不开展区域污染源调查，本项目钻井期不能回用的钻井废水、压裂返排液以及采气期间产生的采气废水通过密闭罐车外运处理，项目所依托的污水处理设施的日处理能力、处理工艺、设计进水水质、处理后的废水稳定达标排放情况见章节9.1.4。

5.3.4.2 水环境质量现状调查

本项目位于巴中市恩阳区及巴州区、广元市苍溪县，本项目区域所在水系为嘉陵江水系：包括大型河流巴河、恩阳河以及其他中小型河流、沟渠。

根据巴中市生态环境局于2025年6月发布的《2024年巴中市生态环境状况公报》，2024年，巴河总体水质为优，10个国省控断面和2个入境断面

均达到或优于Ⅲ类水质。6个国控断面I-II类水质占比100%，4个省控断面I-II类水质占比75%，仅徐家河断面水质为Ⅲ类。所在区域地表水环境质量总体较好。

根据广元市苍溪生态环境局于2025年4月发布的《2024年苍溪县环境质量公告》，嘉陵江金银渡断面达到了I类水质标准，总体水质为优，2个省控断面及6个市控断面均达到或优于Ⅲ类水质，2个省控断面I-II类水质占比100%，市控断面除张家沟跳登子断面总体水质为良好外，其余市控断面总体水质均为优。所在区域地表水环境质量总体较好。

5.3.4.3 水环境质量现状补充监测

本次评价委托四川力博检测有限公司对区块内元陆35-1H井场~元陆178-1H井场集输管线穿越巴河断面处进行现场取样监测，监测设置情况如下：

根据上表评价结果，本次地表水取样断面各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，区域地表水环境质量较好。

5.3.5 地下水环境现状调查与评价

（1）水文地质调查

本次对评价区进行水文地质调查面积约221km²，主要为区块各场地及外围地区。本次调查工作主要进行了渗水试验、地下水位的统测、地形地貌和地表水系的调查和水样采集测试等工作。

（2）地下水水位调查

为了查清评价区地下水流向及动态变化特征，本次评价工作于2025年5月在项目所在水文地质单元开展了地下水水位测量工作，监测点个数和监测频率均满足导则要求。本次地下水水位调查点主要为水井和泉点，区内地下水埋深主要受地貌条件控制，一般地势低洼处的沟谷处地下水埋深较小，丘顶分水岭处地下水埋深较大。本次地下水水位调查点共有357个，地下水水位高程约284.5~904m。整体上分水岭处的高地一带地下水水位高，巴河及其支流低洼处的地下水水位低，受红层含水层岩性及构造作用，区内含水层富水性较差，地下水水位季节变化较大，受降水影响明显。本次调查水位调查点空间分布情

况见附图水文地质图，水位调查监测信息见表 1.8-7 和附图 1-4。

（3）地下水污染源现状调查

通过水文地质资料分析和现场环境水文地质调查可知，评价区内未见由水、土引发的地方性疾病，但是根据相关资料及现场调查访问可知，由于评价区位于红层丘陵地区，受红层地层沉积环境影响，使得含水层中富集膏盐、芒硝，在地下水的溶滤作用下，矿物中离子会溶解到水中，使得地下水中矿化度和总硬度含量较高。

根据本次现场调查可知，评价区内地下水开采相对分散，不会形成较大的地下水疏干区，也无因农业灌溉导致的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题。评价区内地下水近些年受人类活动干扰，存在着少量的生活、农业和工矿企业污染源。由于区内居民住户比较分散，部分居民生活区存在生活污废储存和排放不合理，对附近地下水存在潜在污染；区内少量的农业生产使用的化肥农药和畜牧业养殖产生的污水粪便，也存在一定处置不当的情况，影响着区内地下水环境。同时，调查显示区内已实施的天然气开采项目未对周边地下水环境产生明显影响，也未发生明显的因天然气开采实施而引起的地下水污染事故，已实施的项目所产生的污废物均得到合理的处置，区内地下水环境整体较好。

（4）地下水环境质量调查与评价

本项目评价区内地下水质量监测结果见表5.3-8，本次监测的地下水质量现状评价结果表明，评价区内地下水质量总体良好，监测指标均能满足地下水三类水质量标准。此外，本次评价对项目特征因子分析结果表明，项目特征因子氯化物、石油类、钡、耗氧量和COD均能满足地下水三类水质量标准。综上所述，评价区内地下水质量现状较好。

5.3.6 土壤环境质量现状调查与评价

5.3.6.1 区域土壤类型及理化性质调查

（1）区域土壤类型

根据国家土壤信息服务平台查询结果，项目所在区域内主要分布为石灰性紫色土、水稻土，项目区域土壤类型分布图件 5.3-10，本项目区块范围内各井位所在地土壤类型见下表 5.3-32。

表 5.3-32 巴中气田产能建设项目（一期）各井组（站）土壤类型统计表

序号	井场名称	地理位置	土壤类型
1	元陆 3-1H	***	水稻土
2	元陆 405H	***	石灰性紫色土
3	元陆 406H	***	水稻土
4	元陆 407H	***	石灰性紫色土
5	元陆 408-1H	***	石灰性紫色土
6	元陆 172-1H	***	石灰性紫色土
7	元陆 175-1H	***	中性紫色土
8	元陆 176-1H	***	水稻土
9	元陆 178-1H	***	水稻土
10	元陆 179-1H	***	石灰性紫色土
11	元陆 33-1H	***	酸性紫色土
12	元陆 35-1H	***	石灰性紫色土
13	元陆 409H	***	酸性紫色土
14	元陆 410H	***	水稻土
15	元陆 411H	***	酸性紫色土
16	元陆 412-1H	***	石灰性紫色土
17	元陆 177-1H	***	石灰性紫色土

（2）土壤理化特性调查

根据《中国土壤数据库》查询，项目所在区域分布的酸性紫色土、中性紫色土、石灰性紫色土、水稻土的主要理化性质见表 5.3-33。为进一步了解本项目区块内各种土壤类型的理化性质，本次评价委托四川力博检测有限公司于 2025 年 6 月 14 日~6 月 15 日对本项目区块内有代表性的钻井井场附近的

土壤采样进行了理化性质分析，采样分析一次，其中 T4 取样点代表土壤类型为水稻土；T5 取样点代表土壤类型为石灰性紫色土；T8 取样点代表土壤类型为中性紫色土；T18 取样点代表土壤类型为酸性紫色土。

5.3.5.2 影响源调查

调查重点关注单项工程周边重大污染性工矿企业及分散居民日常生活产生的土壤环境影响源。本次对井区内典型的已实施的钻井井站、平台井站附近的土壤进行监测，结果显示周边土壤监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，与钻井工程环境所测土壤环境背景值相比，特征因子未出现明显增大现象，表明工程实施未对周边土壤环境造成严重影响。

5.3.5.3 土壤环境现状评价

据土壤现状监测统计结果表 5.3.37~5.3.39，各监测点土壤环境质量均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值，同时 T2、T13、T15 监测指标中除镉外，铬、汞、砷、铅、铜、锌、镍因子（基本因子）监测值均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，T2 及 T13 点监测因子中镉离子超标，超标原因可能是在农业生产中，农药、化肥和塑料薄膜的使用，特别是某些含有镉的化肥和农药，长期使用会导致土壤中镉的积累。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小。

6 施工期环境影响评价

6.1 施工期生态环境影响评价

6.1.1 对土地利用的影响评价

（1）占地类型

根据占地统计，本项目工程占地总面积为 61.798hm²，工程占地主要包括临时占地和永久占地，其中临时占地面积为 56.548hm²，永久占地面积为 5.25hm²。临时占地主要为钻井平台钻井期间井场、泥浆不落地及循环系统区域用地，含钻井期间井场道路、放喷池、生活区、表土堆场等，同时管线施工过程中的施工作业带、堆管场、施工便道等区域也属于临时占地。永久占地为采气平台井站内采气井口、计量装置、水套炉、放空系统等以及井场道路，管道标志桩、警示牌等占地。

（2）临时占地对土地利用的影响

临时占地对土地利用的影响虽然也直接表现在改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生改变，但是这种影响是暂时的，随着施工期结束及采取的恢复措施，临时占地范围内的土地利用现状能够得以恢复。

由占地类型统计可知，临时占地主要为旱地、水田、乔木林地。临时占地面积相对于永久占地面积而言较大，但从整个评价范围的角度来看，临时占地面积的比例仍较小，不会造成评价范围内的土地利用结构造成较大改变。管道施工完毕，对施工临时占地进行恢复，井站及管线两侧 5m 范围外可以重新种植或自然恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

（3）永久占地对土地利用的影响

永久占地对土地利用的影响主要表现在直接改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生相应的变化，进而间接影响区域内的其他生物。如耕地的减少，会造成粮食作物、经济作物减产，影响社会经济发展；林地、草地的减少，会导致区域植被覆盖度降低，影响区域植被的

整体生产力，进而破坏动物的栖息环境。

由占地类型统计表可知永久占地以旱地和水田为主，少部分占用林地。项目区域以耕地和乔木林地为主，永久占地占用的面积比例相对于整个评价范围而言较小，对评价范围内的土地利用现状影响甚微，不会造成粮食作物、经济作物大量减少，也不会引起区域植被覆盖度明显降低，对动物的栖息环境影响较小。

（4）占用永久基本农田统计

永久基本农田是为保障国家粮食安全和重要农产品供给，实施特殊保护的耕地。因本项目永久占地和临时占地多为永久基本农田，根据现场勘查及 ArcGIS 叠图分析，本项目临时占用永久基本农田约 32.44hm²，永久占用永久基本农田 2.12hm²。

6.1.2 对土壤环境的影响

（1）扰乱土壤发生层、破坏土壤结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，会经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大。农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，农作物根系生长和发育的层次深度一般在 15~25 cm，管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层。同时，开挖土堆放两边占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动会改变原有农田耕作层的性质。因此，在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响较大。

（2）混合土壤层次，改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层土壤质地与底层的也截然不同。输气管道的开挖和回填，混合原有的土壤层次，会降低土壤的蓄水保肥能力，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量的下降。

（3）改变土壤肥力

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。表土层养分较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、

钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。类比同类项目，输气管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中土壤养分将下降。故施工对原有土体构型的扰动会使土壤养分状况受到影响。

6.1.3 对陆生生态的影响评价

(1) 对植被及植物资源的影响

根据现场样方调查，管线穿越区域及新建钻井工程占地范围内主要以农田为主，穿越部分灌草地和林地，植物种类都是区域内分布广泛的常见种和广布种。工程施工会对施工区域内的植被进行清除，使相关种类的个体数量减少。但施工区域范围有限，管线主要为 8-14m 的施工带，井站为占地范围，受影响的个体数量非常有限，工程建设不会造成相关区域植物种群数量的明显改变，不会造成植物种类的减少和植物区系的改变。

根据生态学次生演替理论，管道施工过程是对植被及其生态系统的扰动是暂时性的，这种扰动一旦结束，则由施工形成的次生裸地便开始向顶级植物群落方向演替。根据项目所在区域的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始恢复演替过程。要恢复植被覆盖，草本最先进入，至少需要 1~2 年，灌木侵入需要 5~10 年，森林的自然恢复时间更久远。采用人工植树种草的措施，可以加快恢复进程，2~3 年即可同步恢复草本植被和灌木植被，3~5 年恢复森林植被，10~15 年恢复成熟的森林植被。沼泽、湿地、草甸地带植被恢复时间约 3~5 年。但是，恢复的含义是并非完全恢复原施工前的植被种类组成和相对数量比例，而只是恢复至种类组成近似，物种多样性指数值近似的状态，但仍有所降低。

总体来说，项目施工过程中会对该区域植被造成一定的影响，但由于植被均为当地常见物种，不会导致评价区内植物群落的种类数量发生变化，也不会造成植物物种的消失，对区域植被稳定性的破坏较弱。由于项目占地面积较小，施工活动造成的植物生物量损失极小，且项目施工周期短，施工结束后，通过复垦、恢复植被、补偿等措施，评价范围

内被破坏的植被可以得到有效的恢复。

（2）对动物资源影响

①对兽类的影响

本项目工程对兽类的影响主要体现在三个方面，即工程占地破坏部分兽类的栖息环境、管道施工阻隔部分兽类的移动通道、人为活动干扰兽类分布范围。首先，对于工程占地对兽类栖息地的破坏，主要体现在对小型兽类的影响，如占地范围内的巢穴会被直接破坏，占地对植被的破坏导致兽类栖息环境直接改变。其次，管道施工的阻隔作用会导致部分小型兽类暂时失去迁移行走的通道，对于活动能力较弱的兽类，会无法跨越管道施工场地。最后，因施工范围内施工人员的增加，导致区域范围内人为活动频繁，限制了部分兽类的活动范围缩小，或迫使活动范围转移，同时也增加了对兽类滥捕乱猎发生的概率。

经现场调查及查阅相关资料，评价区的生境相似，未发现大中型兽类，小型兽类具有较强的适应能力、繁殖快，受到干扰后可寻找到替代生境，因此占地不会使种群数量发生明显波动。管线主要穿越水田、旱地生境，未发现横穿大片森林的现场，管线所在区域也非动物主要的迁移廊道，管线施工为线性工程，不在某一区域进行长期施工作业，总体施工期限较短，随着施工结束，对兽类的阻隔影响逐渐消失。施工期应加强对施工人员的宣传教育和管理工作，禁止滥捕乱猎。

综上所述，项目施工期对施工范围内兽类物种及种群数量影响较小。

②对鸟类的影响

施工期间对鸟类的影响主要体现在两个方面，施工占地对栖息环境的直接破坏、施工噪声产生的干扰。首先，工程占地对乔木林、灌木林的破坏，会导致原本栖息于此的鸟类失去栖息场所，转移到其他乔木林、灌木丛栖息、繁衍。其次，鸟类对声音极其敏感，施工期间的噪声影响包括施工人员噪声及机械噪声影响，这些噪声会导致鸟类觅食、活动时避开施工区域，转移到其他区域范围内活动。

鸟类活动能力较强，受到干扰后可以通过迁徙和飞翔来避免对自身的影响。施工期整体上对鸟类的累积影响低，通过加强环境管理，施工

过程中注意对幼鸟的保护及禁止捕杀鸟类，做到生态施工，工程对鸟类的影响是可控的，总体影响较小。

③对爬行类动物的影响

由于施工便道的建设、施工人员的进入，会惊扰项目占地及施工范围内的爬行动物，由于原分布区被破坏会导致这些动物迁徙到工程影响区外的相似生境内。根据现场调查，管道沿线生境相似，爬行动物能够比较容易找到新的栖息场所，由于爬行动物具有较强的运动迁徙能力，对外界环境的适应能力较强，工程建设可能会使一部分爬行动物迁徙栖息地，但对种群数量影响较小。总之，由于管线建设影响的范围有限，多集中在管道两侧 200m 范围内，通过加强施工管理，工程建设对爬行动物的影响较小。

④对两栖类动物的影响

评价范围内两栖动物主要栖息在管线沿线的河流、池塘、稻田中。本工程新建管线等穿越河流次数较少，且为小型河流，工程穿越小型河流时一般采用大开挖方式进行，在一定程度上将改变施工点及其下游部分水域水质，影响该河段两栖动物生境。但管线施工时间较短，且对水质影响范围较小，工程建设影响的范围不大且影响时间短，因此对两栖动物不会造成大的影响。当恢复河床及周边生境后，它们仍可回到原来的栖息地。

在施工环节减少对河岸、水塘、水沟等生境的破坏，可有效降低对两栖动物的影响范围。由于评价区内两栖类种类单一，种群密度低，且多为中华蟾蜍、泽陆蛙、黑斑侧褶蛙等陵地区的常见种，故管道工程施工对两栖类影响较小。

⑤对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，评价区的重点保护动物主要为爬行类和鸟类。评价区分布的国家Ⅱ级保护物种共有 9 种，分别为雀鹰、苍鹰、普通鵟、红隼、领角鸮、斑头鸺鹠、长耳鸮、短耳鸮、红嘴相思鸟。评价区分布的四川省重点保护野生动物共有 6 种，其中爬行类 1 种为中华鳖；鸟类 5 种，分别为小鸺鹠、普通鸺鹠、董鸡、彩鹇、黑水鸡。

《中国生物多样性红色名录》中有受威胁物种（濒危、易危）4 种，分别

为中华鳖、王锦蛇、黑眉锦蛇、乌梢蛇；特有种 2 种，分别为蹼趾壁虎、北草蜥。本项目对重点保护野生动物的影响主要体现在以下几个方面：

A 对栖息地的影响

本项目评价范围内虽存在重点保护野生动物，但本评价范围内不存在列入名录的野生动物栖息地，不存在重要物种的天然集中分布区，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地等。本项目永久占地和临时占地以旱地和水田为主，少部分占用乔木林地、灌木林地、草地。旱地、水田、灌木林地、草地等不是评价区范围内重点保护野生动物的主要栖息地，重点保护野生动物的活动范围虽然会涉及这些区域，但是本项目占用的面积相对于整个评价区而言较小，在施工期间因施工的干扰会导致重点保护野生动物会向施工邻近地区迁移，远离施工区范围，这种影响随着施工期结束后植被的恢复将逐渐减小。因此项目整体对重点保护野生动物的栖息地影响甚微。

B 对迁徙的影响

本项目评价区范围内不存在有迁徙行为的兽类动物，有迁徙行为的动物为鸟类，分别为雀鹰、苍鹰、普通鵟、短耳鸮、长耳鸮、董鸡、彩鹇、黑水鸡等候鸟，因鸟类的活动能力较强，无固定的迁徙通道，项目的建设对鸟类的迁徙路线和迁徙行为均无影响。因此，评价区范围内不涉及重点保护野生动物的迁徙通道，本项目建设不影响重点保护野生动物的迁徙通道。

6.1.4 对水生生态的影响评价

本项目元陆 178-1H~元陆 35-1H 管线采用定向钻穿越巴河，不会对水体进行扰动，因此对水生生态无影响，其余管线主要穿越沟渠。管线穿越具体情况详见 3.7.6 章节表 3.7-4。

由统计可知，本项目管线穿越沟渠长度 12 次。经调查，所有穿越点均不涉及重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，管线穿越点对水生生态的影响较小。管线施工采用开挖+套管的方式穿越，施工会影响沟渠局部水质，进而对水生生态造成影响。

(1) 对浮游生物的影响

施工导致水体颗粒悬浮浓度升高以及污染物对水体的污染，造成浮游生物种类组成和优势度的变化。另外，路面开挖后裸露的土石，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入沟渠，这些施工材料将会导致沟渠内水体浑浊，破坏浮游生物的生长环境。

虽然施工期会改变原有浮游生物的优势度和物种种类组成，但是这种影响都是暂时的，浮游生物种类均为常见种，施工结束后能够恢复到原有状况，因此对浮游生物影响较小。

（2）对底栖动物的影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移。施工期间由于各种原因造成了对沟渠的水质的破坏，而蜉蝣目幼虫、毛翅目幼虫和鞘翅目幼虫均为适应栖息于较洁净水体的物种，污染必然造成此类物种的减少。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物也可望得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其他地区相似的环境中亦有分布，并非本地区的特有种，从物种保护的角度看，工程建设的影响可接受。

（3）对鱼类的影响

施工使水质受到一定程度破坏，浮游生物、底栖动物等饵料生物量的减少，改变了原有鱼类的生存、生长和繁衍条件，鱼类将择水而栖迁到其他地方，施工区域鱼类密度降低。

施工期在水下作业时，搅动水体和沟渠底泥，局部范围内破坏了沟渠内小型鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施工区域鱼类密度降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类的种群结构和数量都会发生一定程度的变化而趋于减少。根据历本次现场调查，项目穿越的沟渠鱼类数量较少，不属于鱼类集中分布区域，管线穿越点下游无鱼类保护区、鱼类“三场”等敏感区分布。

管线施工时应尽可能将穿越沟渠的工程施工时间选择在枯水季节，

并加快管道穿越沟渠的施工速度，施工对沟渠的影响较小，故对鱼类产生的影响较小。

6.1.5 对生态系统完整性的影响评价

本项目井站及管线沿线区域林地和农田植被为区域内的主要植被类型，评价区域生态系统以农业生态系统、森林生态系统为主。经统计，项目占地面积约 157.8547hm²，其中临时占地 146.2034hm²，永久占地 116513hm²，对整个评价范围而言项目占地面积较小，以耕地、灌木林地为主，且临时占地造成的短期影响随着施工活动的结束而逐渐得到恢复。施工过程中虽然会造成一定的生物量损失，但相对整个评价范围而言不会降低区域生物多样性，对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，不会造成区域景观破碎化，区域动植物生境的异质性没有发生大的改变。因此，只要在施工时采用严格的管理制度及植被恢复措施，项目建设不会改变现有生态系统结构的完整性和功能的连续性。

6.2 施工期大气环境影响分析

由于巴中气田产能建设项目（一期）由钻井井场、平台井站、集输管线组成，本评价选取典型井场钻井井场、平台井站、天然气回收装置区、集输管线进行单项工程的大气环境影响预测与分析。

6.2.1 钻前施工对大气环境影响分析

各井场钻井井场钻前工程主要包括井场场地平整、放喷池、井场道路、临时生活区基础构筑等的修建工作，单个井场钻前工程施工期约为 1 个月，高峰时每天施工人员约 25 人，施工人员以当地民工为主。

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及燃油动力机械废气。扬尘主要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为 1.2m/s 或 2.4m/s 下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离 50~150m 处下风方向粉尘浓度为 11.7~5.0mg/m³。项目所在区域的年平均风速分别为 1~2m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产尘施工点采取定点洒水抑尘、湿式作业等措施，可有效降低局部施工产尘点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

各类燃油动力机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含 CO 和 NO_x 等污染物，由于施工的燃油机械为间断施工，加之污染物排放量小，对环境空气的不利影响很小，施工结束后，影响将消失。

施工期废气对当地环境空气影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

6.2.2 钻井施工对大气环境影响分析

根据工程分析，本项目钻井阶段废气主要为备用柴油机废气、气体钻阶段产生的粉尘、油基泥浆钻井有机废气、非正常状态事故放喷废气。

（1）备用柴油机废气

巴中气田电网情况较好，各井场优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油动力机、发电机，其燃油废气中主要污染物为 NO_x、颗粒物，均采用设备自带 6m 高排气筒排放。本项目均采用轻质合格柴油成品，燃烧后产生的污染物浓度值均较低，柴油动力机和发电机排放废气对周边环境空气的影响较小。同时根据巴中气田区块已实施的钻井项目，柴油机发电时，柴油机废气对项目周边大气环境较小，并随着钻井施工的结束，污染源消失，施工期间污染物排放浓度低，正常情况下不会造成居民点环境空气质量超标，不会改变区域环境空气功能区划。

（2）气体钻阶段产生的粉尘

本项目一开泡沫钻、二开空气钻，会产生粉尘，压缩空气将携带的岩屑带入岩屑池前，通过向排砂管内加水喷淋，废水和岩屑进入岩屑池，废气在岩屑池内直接排放，极少量粉尘由压缩空气带入环境中。粉尘释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短。考虑到本项目施工中一般不同井场数口井同时开钻，气体钻进排放的粉尘量增大，对局部地区环境空气质量有一定影响。但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。气体钻井作业也为流动废气污染源，不会同时同地进行，且井距离较远，所以本项目气体钻井粉尘对大气环境影响是有限的，能为环境所接受。随着气体钻井结束，产生的粉尘将随钻井工程的结束而

消除。本项目气体钻井产生的粉尘对环境空气的影响很小，不会改变敏感点的环境功能，环境影响可接受。

（3）油基泥浆钻井有机废气对大气环境的影响

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，油基泥浆主要成分为白油，废气成分主要为非甲烷总烃，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的收集、暂存和储运必须采用全程密闭工艺流程，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）相关要求，减少有机物挥发量；项目各井油基泥浆钻井时间较短，废气的产生随着施工的开始而结束。在此基础上，油基泥浆钻井时产生的有机废气对大气环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

（4）事故放喷废气对大气环境的影响

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。根据巴中气田构造产气情况，天然气不含硫化氢，天然气燃烧产物为 CO_2 和 H_2O ，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。各钻井井场放喷池据现场实际情况摆放，点火口距井眼距离 $\geq 75\text{m}$ ，距民房及公路等各种设施 $\geq 50\text{m}$ ，不在当地主导风向的上风向。根据调查，放喷池周边 50m 无各种设施和民房，事故放喷不会对周边农户产生影响。

总之，钻井期间废气污染物排放量少，且排放时间短，对所在区域大气环境影响小。

6.2.3 井站建设施工对大气环境影响分析

各井站施工期废气主要为施工机具作业时产生的含 CO_2 和 NO_x 废气，土石方开挖、场地平整及物料装卸等施工过程产生的粉尘，车辆运输产

生的二次扬尘等。

（1）燃油机械废气

由于施工的燃油机械为间断作业，且使用数量不多，因此所排的燃油废气对空气质量产生间断的不利影响较小。

（2）施工扬尘

工程基础施工时产生粉尘污染，一般情况下，其影响范围主要在施工区域周围 100m 范围内。在施工过程中，施工方应做到合理组织施工，严格遵守施工管理条例，做到文明施工，对产尘点进行洒水抑尘及推广湿式作业、禁止物料高空抛洒、必须使用商品砼、禁止设置混凝土搅拌站、易撒漏物质采用密闭车辆运输等措施，减少施工中土石方开挖、场地平整和物料装卸拟将产生的施工粉尘对周边环境的影响。在采取相应的措施后，施工扬尘对周边环境的影响小。

（3）汽车运输二次扬尘

对汽车运输产生的二次扬尘，施工过程中应加强进出车辆的清洗和进出道路的清扫工作，以减少物料运输二次扬尘对环境的污染。

总体来说，施工扬尘主要集中在开挖期，项目区周边敏感目标均较远，项目施工采取相应措施后，施工扬尘对其影响不大。

6.2.4 集输管线施工对大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘，及施工机械、运输车辆排放的尾气，尾气中的主要污染物为 CO 和 NO_x 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在。本分析主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本工程施工期对沿线和井站周围大气环境的影响。

（1）扬尘影响分析

扬尘主要产生于两个部分：管沟的地面开挖、填埋、土石方堆放，以及车辆运输过程产生的扬尘。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

管道的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，25m 处为 $1.53\text{mg}/\text{m}^3$ ，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。管道沿线的较近居民施工期内会受到施工扬尘的影响，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，且以上地段管道沿线土壤多比较湿润，因此总体而言，管线施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大。由于四川气候湿润，再加上土壤本身的湿润性，地面开挖时产生的扬尘很少；在采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施后，施工扬尘对周围保护目标的影响会大为降低。

汽车施工阶段运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用道路定时洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

总体而言，施工期扬尘对管道沿经各大气敏感点影响很小，属可接受范围。

（2）尾气影响分析

施工期间，运输汽车、施工机械由于使用汽油或柴油，将产生燃烧尾气，主要污染物为 CO 、 NO_x 等。但由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，该类污染源对大气环境的影响较小。

（3）焊接烟尘

管道焊接过程会产生少量的焊接烟尘，焊接过程位于开阔地带，有利于废气扩散，对环境影响较轻。且这种污染是短期的，工程结束后，污染也随之消失。

6.3 施工期地表水环境影响分析

6.3.1 钻前施工对地表水环境影响分析

钻前工程的水污染主要来自各井场道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等）。

（1）施工废水

钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水经场地截排水沟截留后简单沉淀处理后，循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。对当地地表水环境影响很小，在当地环境可接受范围内。

（2）生活污水

钻前工程施工期约 1 个月，施工队伍主要为临时聘用周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，现场管理技术工人也租用周边居民房屋吃住，生活污水纳入当地居民自建的旱厕等污水收集处理系统最终用于农肥。当地地表水环境无影响，在当地环境可接受范围内。

6.3.2 钻井施工对地表水环境影响分析

（1）气体钻阶段除尘废水

气体钻井阶段产生的喷淋除尘废水其主要污染物为 SS，在岩屑池内简易沉淀去除后，上清液及时回用于气体钻喷淋除尘；待气体钻钻井完毕后，回用于备用水基钻井液配置或同区域压裂液配置，不外排，对周围地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（2）常规清水钻及水基泥浆钻井废水

各井场钻井废水主要产生于各井水基泥浆钻井阶段，钻井过程中废水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，不外排；水基泥浆钻井完钻阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备保洁废水。

完钻阶段钻具设备保洁废水是直接接触钻井工具（使用刮泥器刮泥，减少设备附着的泥浆量）和钻井井场，钻井保洁废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，它们的性质均是钻井泥浆的高倍稀释废水，其主要污染物为 pH、COD、石油类、氯化物等。根据中石化西南油气分公司中江、新场区块已实施的天然气钻井废水监测资料，钻井废水

中 pH 值在 7~10 之间、石油类 $\leq 110\text{mg/L}$ 、 $\text{COD} \leq 5000\text{mg/L}$ 、 $\text{Cl}^- \leq 5000\text{mg/L}$ ，可满足回注井站深层回注要求；因此，本项目泥浆钻井阶段产生的钻井废水优先回用于配置压裂返排液，无法回用的钻井废水经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排，对周围地表水体影响小，在当地环境可接受范围内。

（3）洗井废水

钻井过程中为了确保下套管顺利、防岩屑床的形成和确保测试顺利进行洗井作业而产生的洗井废水，废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，该部分废水回用于配置压裂液，不外排，对周围地表水体影响小，在当地环境可接受范围内。

（4）压裂返排液

当进行压裂作业时，压裂返排液会从井底返排出来，进入已作防渗处理的放喷池或压裂液储罐暂存。压裂返排液全部抽吸至压裂液储罐以用于新井压裂作业，压裂返排废水量较少。压裂返排液优先回用，无法回用的压返液经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理。

因此，本项目各井场无压裂返排液外排当地地表水环境，正常工况下，本项目建设无外排压裂返排液，对当地地表水环境无影响。

（5）方井雨水

由于方井区域在钻井施工过程中会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，主要为 SS 和石油类，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L 。方井雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水。

（6）生活污水

由于各井场采用 PDC 钻头等快速钻井工艺，单井钻井周期时间短，生活污水每天产生量小，水质较为简单，主要污染物为：SS、COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。生活污水经各井场生活区移动厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理，对周围地表水环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

（6）钻井期间取水影响

本项目拟在就近的河流或水库取水，可供取水的河流主要有巴河、恩阳河、长滩河、三岔河、渔溪河、杨家河、石龙河、新桥河等。单井场取水泵最大取水能力为 $30\text{m}^3/\text{h}$ 考虑，单日取水量约 $360\text{m}^3/\text{d}$ ，项目施工期压裂用水优先使用井场压裂返排液和钻井废水，不够的从井场附近地表水体取新鲜水。项目河流取水点满足上游 500m 以及下游 5km 范围内无集中式饮用水源保护区，水库取水点满足水库无饮用水功能，同时在取水前建设单位将取得相关水务部门同意后再实施取水，确保预留取水水体的生态流量和下游用户用水最大需求。本项目压裂用水优先回用区域其它开发井产生的压返液，压返液无法回用的情况下再取新鲜水，故本项目实施期间取水不会对区域地表水体造成较大影响。本项目按照压裂液完全取用新鲜水的统计情况见表 6.3-4，实际取用新鲜水量远远小于下表统计值。

6.3.3 井站建设施工对地表水环境影响分析

施工期污水主要来自施工废水、试压废水和施工人员生活污水。

①施工废水

施工场地废水主要为来自于砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水经各场地修建的截排水沟截留后简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，各场站施工无施工废水排放，对周围地表水影响小，在当地环境可接受范围内。

②试压废水

采气站内部管道组焊后采用清水试压，单个采气站试压废水约 5m³，由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水沉淀后回用于洒水降尘。

③生活污水

施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调试人员，不单独设置施工营地，生活污水中污染物以 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N 为主，施工人员的生活污水可利用农户已有的旱厕进行收集处置。

6.3.4 集输管线施工对地表水环境影响分析

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水、施工人员生活污水及管线穿越河流沟渠对地表水的影响。

（1）施工废水

集输工程施工废水主要为施工机械冲洗废水，主要污染物为 SS，通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

（2）试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水产生总量约 1293.68m³，试压废水，分段产生，分段收集，收集沉淀后回用于洒水降尘。

（3）生活污水

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余

均雇佣当地农民，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

（4）管道穿越对地表水体的影响分析

①对水质的影响

元陆 178-1H~元陆 35-1H 穿越巴河位置河槽宽约 250m，河水深度 $\geq 5\text{m}$ ，本评价要求定向钻入土点和出土点、回拖场地远离巴河水面，防止施工过程中施工固废和废水进入河流，施工场地产生的施工废水、泥浆处理后回用。定向钻施工工艺不影响河道两侧的堤坝，不影响通航、不涉水，对水质及水中生物无直接影响；不会对巴河水环境产生直接影响。

本项目管道穿越的河流其他小型河流和沟渠时，穿越施工方式采用大开挖方式穿越，开挖穿越在施工期将对河流水质产生短期影响，主要是使河水中泥沙含量显著增加。但这种影响是局部的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。在枯水期施工作业对河水水质造成影响较短，开挖作业对河床造成暂时性破坏，开挖深度一般在设计冲刷线以下 1.5m，待施工完成后，经覆土复原，采用河床稳固措施后，对河床及水体环境影响很小。

②对水文特征的影响分析

项目河流穿越工程不会改变河流的水流、水文条件。但在施工中土地开挖、施工场地平整、施工临时占地和永久占地、废弃土方堆放等活动不仅将破坏当地的植被和土壤，也影响了当地的地表径流，造成某些小沟渠流水不畅，甚至堵塞或流向改变，使当地水文条件发生变化，水系的引水、排洪能力下降，但这种影响是暂时的。

采取定向钻或开挖方式施工时，建议建设单位应该对本项目的线路选择及河流穿越点的选择上，要充分考虑地表水功能和类型，征求水务或水产部门和生态环境部门意见，在施工期间尽量使地表水水质的影响降至最低。

③废水排放影响

管道施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、清管试压排放的废水。

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地老乡，施工技术人员的吃住可依托当地的旅馆和饭店，老乡则在家中吃住。

施工期生活污水主要依托农户生活污水处理系统，不集中产生和排放，一般不会造成地表水体污染。

项目管道采用清水试压，管道较长，试压废水产生量大，但试压废水较清洁。试压废水沉淀后回用于洒水降尘，对地表水水质影响较小，但应须做好废水的排放的管理与疏导工作，尽量避免排水造成局部土壤流失。

④其他影响

管道开挖过程中，挖出的土石如未能及时回填，遇雨水冲刷进入附近水体，影响水域水质。施工物料如堆放管理不严，受雨水冲刷进入附近水体，对水域造成影响。施工弃渣和施工人员的生活垃圾如不妥善处理，随意堆放，受雨水冲刷进入附近水体，将对其水质造成影响。

6.4 施工期地下水环境影响分析

本项目主要由钻井、储层改造、采气和地面集输工程组成，结合各场地各阶段地下水环境影响识别结果，由于区块内各场地均为标准化建设，施工工艺、建设流程、地下水污染影响途径与方式、特征污染物等特征相似，故区块内同类型项目对地下水影响也相近。由于区块内场地分散且分属于不同水文地质单元，且各场地由于所在区域水文地质条件相近程度较高。因此，本次评价依据项目场地建设类型、项目组成内容、水文地质特征、场地空间分布情况、地下水环境敏感点分布等情况，考虑各同类型项目对地下水的影响方式、影响程度和水文地质条件相近性，在区块内选取典型场地作为典型影响预测评价对象，然后由点及面综合分析本项目各类型项目建设对地下水环境的综合影响。同时，本次评价不仅考虑各场地建设工程对地下水环境的影响，还要分析本项目工程建设对区内地下水环境的叠加影响，同时还要分析项目建设对分散式地下水敏感点的影响，为项目建设对地下水环境影响程度分析、地下水污染防治措施的制定提供可靠依据。

根据上述预测评价原则，本次评价选取了位于不同水文地质单元、不同工程内容、不同水文地质特征、不同地貌特征等场地作为本次预测分析的对象。根据上述原则，本次评价将元陆 406H、元陆 178-1H、元陆 179-1H、元陆 410H、元陆 405H 场站作为本次重点预测评价对象。

6.4.1 预测情景假设

（1）正常状况

本项目施工期的建设内容主要由钻井工程的钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面集输工程的场站基建、设备安装、管线埋设等组成。正常状况下，各施工建设环节均按照设计要求施工，采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、处置达标排放、定期巡检维护等措施，结合多年天然气开采实践，在正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小。同时，本区块开发项目在建设过程中严格执行地下水导则要求的地下水污染防渗措施，防渗措施对污水的有很好的阻隔效果，所泄漏的污染物很难进入到含水层，因此本项目实施在正常状况下对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

本项目非正常状况是指根据地下水导则，各场地项目在建设施工过程中可能会出现工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求，导致项目产生的污水会进入到地下水含水层中，对地下水产生影响，因此，本次预测评价重点对非正常状况情景进行地下水环境影响预测。根据石油天然气导则，结合工程分析及地下水环境影响识别结果，本次评价非正常状况施工期预测情景假设如下：

本项目施工期钻前、场站、管线基础设施修建主要为基建施工，场地基建施工的产排污环节较少，污染物简单，处置措施成熟，对地下水环境的影响小。根据地下水导则和石油天然气导则预测原则，本次施工期预测在进行工程分析的基础上，从污水产生量、污染物浓度以及储罐、池体或管线中污水存储时间等因素考虑，对施工周期长、污染物产生量大、种类多、部分工程内容隐蔽复杂的钻井阶段和储层改造阶段

进行预测。综上，本次评价将钻井工程套管破损钻井泥浆通过井壁渗漏、储存压裂返排液的放喷池池体破损泄漏后进入到浅层含水层的非正常状况作为本次施工期的预测情景。

（3）管线建设期对地下水环境影响预测与评价

管道在敷设过程中，主要影响来自其开挖对地下水的扰动。由于局部地段地下水埋深小，管沟施工可能揭露地下水位，扰动浅表地下水，增加地下水浊度，但因施工时间短，对地下水扰动较小，泥沙影响范围小，管线在施工结束后即可恢复正常。

此外，管线建设过程的其他类污染源还包括：管道施工人员生活污水和施工污废水。根据设计资料，本项目在管道施工期间就近租用民房可不设置施工营地，施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统得到妥善处置；若需要设置施工营地的应设临时旱厕或采用移动厕所，生活污水及粪便经化粪池简单处理后用作农家肥。因此，施工期生活污水对沿线地下水环境的影响较小。施工生产废水主要包括有施工机械维护和冲洗废水，施工生产单位应根据相应的环保要求设置污水处理设施，施工废水优先回用，不能回用的将废水统一收集起来进行集中处理，防止生产废水未经处理直接排放进入环境污染地下水。管线试压采用清水作为试压介质，试压结束后对排水进行处理，经沉淀后回用于洒水降尘，试压废水禁止排放至具有饮用水功能的水源保护区。因此，整体上管线建设施工污废水对地下水造成影响较小。

6.4.2 预测时段及预测因子

（1）预测时段

根据地下水导则，建设期地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后 100d、1000d、跟踪评价年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内已实施项目污废水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，预测因子标准指数计算值最大，根据上述原则，本次评价将钻井废水、压

裂返排液废水中所含的石油类、氯化物、钡和 COD 做为预测因子。

6.4.3 污染源源强概化

(1) 钻井泥浆泄漏情景

钻井工程非正常状况下，在钻进过程中的套管发生破损，井筒内的钻井液会沿着井壁渗入周边含水层，钻井泥浆在压力差的作用下可以通过井壁渗透到含水层中的裂隙或溶隙中，渗入量与地层裂隙发育情况、地层压力、钻井工艺等条件相关。因井孔孔径较小，钻井液漏失可概化为点源泄漏，若发生井漏可通过井控系统立即发现并阻断可以，污染源可概化为瞬时排放。根据该地区钻井工程施工工艺井漏处理方案，由于本项目钻遇的浅层含水层均为砂泥岩地层，目前钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量 $<2.5\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。按最不利考虑，在滤失发生后，最迟可在 4~6 小时内即可采取相应的封堵措施，该情景污染物排放可概化为瞬时注入点源。在发生套管破损发生井漏的情境下，井孔钻井液最大渗漏量约为 15m^3 。

(2) 放喷池泄漏情景

本工程钻井期在场地内设置放喷池一座，用于压裂阶段的压裂返排液的暂存周转，有效容积 300m^3 。假定压裂返排液等暂存周转过程中上述池底因老化腐蚀等原因防渗层失效发生泄漏，废液通过破损处逐渐渗漏到包气带，最后进入含水层，对地下水水质造成污染。以保守为原则，按池底出现 10%面积的破损，同时防渗层破裂，污废水经包气带渗入地下含水层的情景考虑。按 10 天检修一次考虑，持续泄漏时间为 10 天，假设污废水进入地下属于有压渗透，包气带充满水，按达西公式计算渗漏量，公式如下：

$$Q = K \frac{H + D}{D} A$$

式中：

Q—为渗入到地下水中的污水量（ m^3/d ）；K—为包气带的垂向渗透系数（ m/d ），根据渗水试验结果取值；H—为池内水深（ m ）；D—为地下水埋深（ m ），本数据根据区内及周边区域工程地质勘查资料获取；

A—为池体的泄漏面积（ m^2 ），按10%的面积破损。

（3）源强计算结果

根据本次地下水的评价原则最终确定以元陆 406H、元陆 178-1H、元陆 179-1H、元陆 410H、元陆 405H 场站做为典型预测场地，其他场地对地下水的影响特征可参照分析。本次评价污染物浓度取值主要根据本区块及周边区域的污水水质监测数据所得，且类比污废水数据所对应的工程内容、施工工艺和开采层位与本项目一致，故本次所采用参数能够代表本区块的特征，最终依据区块内及周边区域天然气开采项目施工期污水的水质成分情况，非正常状况下施工期污染物浓度及源强计算结果见表 6.4-2。

6.4.4 预测与评价范围

本次施工期评价模拟预测范围为各场地所在评价范围，包含了地下水保护目标和可能的环境影响区域，预测范围见评价范围一节。

6.4.5 水文地质条件概化

（1）元陆406H场站：该场站位于渠江左岸水文地质单元（I-1）上游，属于丘陵区中丘沟谷近中心处，出露地层为蓬莱镇组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在15~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：西北和东南部边界概化为零流量边界，北部概化为补给边界，南部边界概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

（2）元陆178-1H场站：该场站位于渠江左岸水文地质单元（I-1）上游，属于丘陵区中丘斜坡处，出露地层为蓬莱镇组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地

层中等风化带底界在15~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：东北、北、西北侧为概化为补给边界，西和东部概化为零流量边界，南侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

（3）元陆179-1H场站：该场站位于渠江右岸水文地质单元（I-2）中下游，属于丘陵区中丘近丘顶处，出露地层为蓬莱镇组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在15~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：东北侧概化为补给边界，南侧和西侧概化为排泄边界，北和东侧概化为零流量边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

（4）元陆410H场站：该场站位于渠江右岸水文地质单元（I-2）上游，属于丘陵区中丘近丘顶处，出露地层为苍溪组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在15~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：场地所在中部概化为补给边界，西侧、东北侧概化为零流量边界，北、东南、南侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

（5）元陆405H场站：该场站位于渠江右岸水文地质单元（I-2）中下

游游，属于丘陵区宽谷桌状山山顶平坝处，出露地层为白龙组红层砂、泥岩地层，主要赋存为碎屑岩类风化裂隙孔隙水，受风化作用影响，含水层主要发育在中-强风化带内，同时结合评价区内的地层风化带发育情况，区内地层中等风化带底界在15~30m左右。因此，按最大限度考虑，因此将场站30m以上概化为含水层，而30m以下地层裂隙不发育、地下水赋存较差的地层概化为相对隔水层。根据对区内地形地貌、水文地质条件和地下水流场分析可知，本次预测评价范围以场站所在水文地质单元为界，具体边界划分如下：场地所在南部概化为补给边界，西侧概化为零流量边界，北侧、东侧概化为排泄边界，上述场地边界共同圈闭出了一个相对独立的水文地质单元。

6.4.6 预测方法及预测参数确定

(1) 预测方法

根据地下水导则，本项目为二级评价，且本项目位于碎屑岩广布的丘陵区，结合区内浅层含水层裂隙孔隙的径流特点，本次评价预测方法宜采用解析法进行预测，解析法预测方法参考地下水导则附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源公式，本次预测不考虑污染物的衰减作用，预测公式如下所示。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标m；t—时间，d；C(x, y, t)—t时刻点x, y处的示踪剂浓度，mg/L；M—含水层的厚度，m；m_M—长度为M的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；u—水流速度，m/d；n_e—有效孔隙度，无量纲；D_L—纵向弥散系数，m²/d；D_T—横向弥散系数，m²/d；π—圆周率。

(2) 预测参数确定

水文地质模拟参数的确定是地下水溶质运移模拟模型建立的重要环节，各水文地质参数通常情况下通过野外和室内试验进行确定。在解析法预测模拟中，水力坡度、孔隙度、地下水流速、渗透系数和弥散系数等是最重要的水文地质参数。

由于项目评价区内已经开展过较多的水文地质调查和勘察工作，本次评价主要引用区域内所取得勘查成果，本次评价所确定模拟预测评价的水文地质参数详见前文水文地质试验一节，最终选取参数的试验点与本项目属于同一区域，与场地含水层岩性结构相似，能够表征本项目各场地的水文地质参数。为了更加准确的评价本项目实施对地下水环境的产生影响，本次参数选取区内已有试验成果的常见值，并结合项目区现场调查情况进行调整校验。各预测参数选取依据分述如下：

①本次评价含水层厚度 M 的取值取决于各场地浅层含水层的岩性及含水层裂隙发育深度，参数取值主要来源于区内水文地质普查报告；

②瞬时注入的示踪剂质量 m_M 为非正常状况下进入地下水的最大污染物质量，主要通过浓度与泄漏量计算而得；

③孔隙度 n_e 取值为含水层的平均有效孔隙度，该类参数主要由区域水文地质调查成果类比得出；

④地下水的水流实际流速，通过公式 $u=KI/n_e$ 计算而得；

⑤渗透系数 K ，主要通过区内水文地质勘查报告中抽水试验所得；

⑥水力坡度 I ，主要通过现场水位测量调查，在经过计算所得；

⑦ x 方向纵向弥散系数 D_L 参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度 α 与观测尺度关系的理论，依据前人弥散度试验及本次污染场地的研究尺度估算而得，一般可近似求得 $D_L=\alpha*u$ ；根据经验，一般情况 y 方向的横向弥散系数 D_T 与 x 方向纵向弥散系数比值为 0.1。

各项水文地质参数取值见表 6.4-3。

6.4.7 预测结果评价与分析

为了分析与评价各种预测情景的各类污染物对地下水环境的影响程度，本次评价考虑各预测因子的背景值，以污染物进入地下水环境中相对浓度作为预测分析结果，将污染物大于等于地下水或地表水三类水质质量标准做超标分析（表6.4-4），将污染物大于等于各类污染物的检出限做影响分析，即当预测结果浓度大于等于标准限值时表明污染物对地下水产生了超标污染，当预测结果大于等于检出限时表明污染物对地下水环境产生了影响。

（1）非正常状况元陆406H场站预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图 6.4-1~3 和表 6.4-5）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 41m，最大影响距离至下游 64m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 100m 处；1000 天时，污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 55m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 823m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 48m，最大影响距离至下游 69m 处；1000 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游 196m 处；1825 天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

②压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-4~6 和表 6.4-5）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 365 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 84m 处，影响距离迁移至下游 161m 处；3650 天时污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 646m 处，随后较短时间内污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 18m 处，影响距离迁移至下游 57m 处；100 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 102m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 858m 处。污染物石油类在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 214m 处，影响距离迁移至下游 295m 处；3650 天时污染物浓度降低至检出限以下，影响距离迁移至下游 686m 处，随后较短时间内污染影响消失。

（2）非正常状况元陆178-1H场站预测评价结果

① 钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图 6.4-7~9 和表 6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 30 天时，最大超标距离为 34m，最大影响距离至下游 45m 处；100 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 72m 处；365 天时，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 71m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 1225m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 45m，最大影响距离至下游 86m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游 150m 处；1000 天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

② 压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-10~12 和表 6.4-6）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 30 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 59m 处，影响距离迁移至下游 105m 处；由于该场地环境质量现状值较高，在 3650 天降低至检出限以下，影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 73m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 1259m 处。污染物石油类在泄漏发生 365 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 150m 处，影响距离迁移至下游 215m 处，在 3650 天时降低至检出限以下，影响消失。

（3）非正常状况元陆179-1H场站预测评价结果

① 钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图 6.4-13~15 和表 6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 41m，最大影响距离至下游 66m 处；365 天时，污染物浓度降

低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁-移至下游 107m 处；1000 天时，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游 60m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 1000m 处。污染物石油类在泄漏发生 100 天时，最大超标距离为 50m，最大影响距离至下游 75m 处；365 天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游 139m 处；1825 天后污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。

② 压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-16~18 和表 6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 100 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 44m 处，影响距离迁移至下游 94m 处；3650 天叠加时已接近检出限，影响距离迁移至下游 825m，随后较短时间内影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 19m 处，影响距离迁移至下游 62m 处；100 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 114m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 1056m 处。污染物石油类在泄漏发生 1000 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 256m 处，影响距离迁移至下游 354m 处，在 3650 天时，污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 870m 处，随后较短时间内污染影响消失。

（4）非正常状况元陆410H场站预测评价结果

① 钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图6.4-17~20和表6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。在预测100天时，污染物COD最大超标距离迁移至下游38m处；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游94m处；1000天时污染物降低至检出限以下，污染影响消失。在预测30天时，污染物氯化物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁

移至下游63m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游1066m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游48m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游141m处；1000天时，污染物浓度降低至检出限以下。

②压裂返排阶段——放喷池破裂

根据钻井阶段放喷池泄漏假设情景预测结果（图6.4-21~24和表6.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。在预测时段，污染物钡最大超标距离迁移至下游45m处，发生在预测时段100天时；365天时污染物浓度降低至标准值以下，此时最大影响距离迁移至下游194m处；3650天时污染物钡的影响距离迁移至下游837m处。在预测时段，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游13m处，发生在预测时段30天时；100天时污染物浓度降低至标准值以下，此时影响距离迁移至下游120m处；在3650天时污染物氯化物最大超标距离迁移至下游1125m处。在预测时段，污染物石油类最大超标距离迁移至下游256m处，发生在预测时段3650天时，此时影响距离迁移至下游902m处，但此时石油类浓度已接近检出限。

（5）非正常状况元陆405H场站预测评价结果

①钻井阶段——钻井泥浆滤失

根据钻井阶段钻井泥浆漏失假设情景预测结果（图6.4-19~21和表6.4-8）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物COD在泄漏发生100天时，最大超标距离为34m，最大影响距离至下游61m处；365天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游81m处；1000天时，污染物浓度降低至检出限以下，污染影响消失。污染物氯化物在泄漏发生30天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离迁移至下游59m处；3650天时污染物影响范围至下游906m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，最大超标距离为43m，最大影响距离至下游71m处；365天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失，影响距离为下游124m处；1000天后污染物浓度降低至检出限以下，污染

影响消失。

② 压裂返排阶段——集液池泄漏

根据钻井阶段集液池泄漏假设情景预测结果（图 6.4-22~24 和表 6.4-8）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生 30 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 26m 处，影响距离迁移至下游 49m 处；3650 天时污染物浓度降低至标准值以下，影响距离迁移至下游 415m 处，随后较短时间内污染物影响消失。污染物氯化物在泄漏发生 30 天时，污染物浓度降低至标准值以下，污染物最大影响距离迁移至下游 60m 处；3650 天时污染物影响范围至下游 937m 处。污染物石油类在泄漏发生 365 天时，污染物最大超标距离迁移至下游 126m 处，影响距离迁移至下游 172m 处；3650 天时污染物浓度降低至检出限以下，影响距离迁移至下游 468m 处，随后较短时间内污染影响消失。

③ 下游种质资源保护区岸线处地下水预测

为了预测距离种质资源保护区较近的几个平台对岸线附近潜在的地下水影响，本次评价以岸线附近的元陆 405H 和元陆 177-1H 平台为例，对其岸线处在场地发生污染后的地下水环境质量浓度变化情况进行了预测。其中本次预测的标准以地表水二类质量标准为判别依据，地表水二类质量标准没有的指标参照饮用水水源地的标准限制执行。

根据钻井阶段钻井液漏失和集液池泄漏假设情景预测结果（表 6.4-8~9）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物 COD 最大超标距离迁移至下游 48m 处，污染物钡最大超标距离迁移至下游 26m 处，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游 0m 处，污染物石油类污染物最大超标距离迁移至下游 126m 处。据上述两种情景的预测结果，本项目预测的污染物超标距离远小于项目距离种质资源保护区的最小距离 420m。同时，根据建设期与运营期综合污染物最大泄漏浓度的岸线处的预测结果可知，岸线处的地下水在污染发生后，未出现超标现象，但随着时间推移，污染物会缓慢运移至此处，但不此时最大浓度已经很低，远低于标准值，对岸线处地下水的

影响较小。为了避免对种质资源保护区岸线处的地下水产生超标污染，若项目发生污染事故，应第一时间采取措施，切断污染源，以免对下游地下水造成严重影响。

6.4.8 地下水预测结果及其影响情况分析

（1）对含水层的影响分析

根据施工期地下水环境影响预测结果表明，钻井泥浆泄漏、集液池泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。预测情景中管线泄漏对地下水环境的超标影响相对较大，钻井泥浆泄漏、集液池泄漏对地下水环境的污染影响相对较小，但由于氯化物的检出限较低，叠加背景值后远小于标准值，使得分析出影响时间较长、距离较远。预测时段，钻井泥浆泄漏各类污染物最大超标距离在下游 45~50m（石油类），最大影响距离在下游 823~1225m（氯化物）；预测时段，集液池泄漏各类污染物最大超标距离在下游 126~265m（石油类），各类污染物最大影响距离在下游 858~1259m（氯化物），因此，根据预测结果，本项目若发生钻井泥浆泄漏和集液池泄漏应重点跟踪监测地下水中石油类和氯化物的变化情况。本次评价结合各场地所在水文地质条件特征，类比了典型场站的预测结果，分析了各水文地质单元内分布场地实施过程中发生钻井泥浆泄漏、放喷池泄漏对地下水环境的影响分析，基于上述原则，各单元内主要场地地下水环境预测影响类比结果见表 6.4-10。

（2）对分散保护目标的影响分析

根据施工期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明井场下游50m或256m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游1225m或1259m以内的地下水保护目标可能会受到井场污染事故的影响。根据上述地下水污染事故可能的影响范围的预测分析结果，各井场下游地下水保护目标可能受影响情况分析情况见表6.4-11，由分析结果可知，在预测情景下下游部分保护目标存在超标和影响情况，但整体对地下水影响相对较小，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕迁移距离较远，使得多数保护目标表现为受影响。因此，基于预测结果，应加强污染防治措施，在发生假设情景事故时，重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

6.5 施工期土壤环境影响分析

6.5.1 钻前施工对土壤环境影响分析

钻前施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

钻前工程为临时占地，施工扰动、开挖、堆存的土壤，在钻井施工结束后，将进行土地复垦，对各类池体进行回填，对池体表层进行覆土并种植浅根植物，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复；而机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，故其污染的土壤面积较小，污染深度较浅，随着土壤的回填和混合，对土壤环境的影响微乎其微，不会影响土壤肥力，且石油烃类物质具有可降解性和挥发性，随着时间的推移，会在土壤中逐步分解或挥发。

因此，本项目钻前施工对区域土壤环境的影响较小。

6.5.2 钻井施工对土壤环境影响分析

（1）土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

钻井工程对土壤的污染主要为产生的污染物对土壤环境的影响，污染物经大气沉降对土壤的影响很小，主要为事故工况下泄漏的钻井废水通过地面漫流或垂直入渗途经污染土壤。钻井工程施工期对土壤的影响

类型与影响途径见表 6.5-1，土壤环境影响源及影响因子识别见表 6.5-2。

（2）土壤影响分析

本项目井场及配套区域均进行了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性极低，井场内设置了排水沟和收集池体，可有效的收集井场内的雨污废水，正常情况下无井场污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在事故工况下，即在暴雨情况下井场内形成雨污废水漫流进入附近土壤，可能对土壤环境产生一定的影响。为了有效控制井场污废水漫流情况发生，在重点污染物产生区域设置了具有强防渗性的围堰，可将井场内污废水引至储液罐内暂存，可防止非正常工况下污染物进入附近土壤内，土壤环境的影响在可控制范围内。

根据本井区已实施井场（元陆 35 井场）周边土壤监测点监测结果，各监测点均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，通过类比分析，本项目钻井过程在采取上述措施后，发生井场污废水漫流的可能性较低，能有效的控制污染物进入周边土壤环境内，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。

因此，根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验，本项目各井场的建设对土壤环境的影响是很小的，施工期的土壤环境影响是可以接受的。本项目除采取上述土壤污染防治措施外，还应将土壤污染防治措施和地下水污染防治、生态环境治理措施相结合，综合做好土壤环境、地下水环境和生态环境的保护。

6.5.3 井站施工对土壤环境影响分析

井站工程建设施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质；改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。

新建井站工程施工对土壤环境将产生扰动，在施工结束后，随着时间的推移，前期扰动的土壤，其理化性质将得到逐渐恢复；而机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，故其污染的土壤面积较小，污染深度较浅，不会影响土壤肥力，且石油烃类物质具有可降解性和挥

发性，随着时间的推移，会在土壤中逐步分解或挥发，对土壤环境的影响微乎其微。

因此，本项目井站施工工程施工建设对区域土壤环境的影响较小。

6.5.4 集输管线施工对土壤环境影响分析

集输管线建设施工期间，管沟开挖和回填将破坏土壤的结构，施工产生焊渣、焊条等废焊接材料，如不妥善管理，一旦进入土壤将污染土壤环境。

管道开挖会扰乱和破坏土壤的耕作层，使土壤的容量、土体结构、土壤腐蚀指数等发生较大的变化。施工车辆碾压、施工人员践踏等因素可引起土壤结构的改变。集输管线两侧 5m 范围内，深根植物无法恢复原貌。施工应尽量缩小作业带范围，减少对区域土壤的破坏，坚持“分层开挖、分层回填”原则。采取上述措施后，施工期对土壤环境影响较小。

6.6 施工期声环境质量现状调查与评价

由于噪声影响范围小，各单项工程项目噪声环境影响不叠加，同时由于井场钻前施工和井站、集输管线施工工艺类似（主要为土建施工），故本评价按照施工期和运营期分阶段论述声环境影响分析。

6.6.1 噪声预测模式选择

本项目噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的点源衰减模式进行声环境预测。

6.6.2 钻前工程施工噪声影响

（1）源强

根据工程分析可知，钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声源强见表 4.1-1。

（2）预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.6-1。

表 6.

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距

离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 62.0~67.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 56.0~61.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 50.0~55.0dB（A）。

本项目各平台井场钻前工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不采取任何土建施工噪声防治措施的情况下，通过施工期噪声预测可知，在临近厂界 28m 范围内使用高噪声设备可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在井场内远离周边居民点的位置布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（3）敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目各井场外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，具体分布情况详见前表 1.8-3。施工过程噪声影响预测见表 6.6-2。

整体来看，各井场在钻前施工时产生的噪声均不可避免会对附近居民点产生一定的影响；但由于钻前施工全部在昼间进行，夜间不施工，故夜间不会对附近居民产生影响。在钻前工程施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各井场钻前工程施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境的影响程度有限，且周边居民分布较少，施工噪声影响随施工结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.6.3 钻井工程施工噪声影响

（1）源强

本项目各井场井位数量 1~3 口不定，共 34 口井，各井场均采用单机钻进，先实施一口井，成功后依次实施后续各井，待上一口井测试求产后再实施下一口井，各井场布置的所有井完钻测试后获得产能后建站运营。由于地质地层勘探的复杂性和不确定性，若上一口井测试求产未达到工业开采条件，则建设单位可能会取消剩余井的实施工作，只完成一口井的钻井测试后封井。本次评价按照各井场所有井口钻井工程全部依次实施完成后，建站开采进行评价。

钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油发电机供电，可能会对周围居民产生影响。本项目各井场设柴油动力机 3 台（2 用 1 备），考虑最不利情况下使用柴油动力机、发电机钻井作业对周围人居环境产生的影响。则各井场钻井阶段钻井噪声主要来源于 3 台（2 用 1 备）柴油机、1 台发电机、1 台钻机、2 台泥浆泵、2 台振动筛等设备产生的机械噪声；此外，在压裂测试过程将产生压裂噪声。本项目单井场噪声源性质见表 4.1-13

根据各噪声设备的噪声级和布置，其中主要噪声源为柴油机组，钻机、泥浆泵、振动筛、柴油机主要分布在井场井口周边 20m 内，发电机布置在后场左方。在预测敏感点的噪声值时，将井口周围 20m 范围内的噪声源简化为 1 个噪声源点，位置为井口位置。噪声源简化后，钻井期

间噪声源为 2 个，其中一个为叠加噪声源，根据噪声叠加模式计算井口周围 20m 范围内各主要噪声设备近似点源的噪声值为 97.0dB（A），另一个为发电机噪声源，噪声值为 85dB（A）。本次评价选取井场周边居民点分布较多的元陆 405H 井组作为典型井场，井场噪声源见下表：

（2）钻井阶段场界噪声影响预测

根据各井场的平面布置，高噪声设备主要分布在井口和井场后场发电机位置。建设单位对各井场钻井施工噪声均实施有例行监测，通过监测数据统计类别可知，钻井施工是井场厂界噪声约为 60~75dB（A），钻井过程为连续 24 小时作业，昼、夜噪声值变化不大，噪声影响较大，钻井工程昼、夜间各厂界噪声无法满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

（3）钻井阶段敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式 $L_{(r_1)} = L_{(r_0)} - 201g(r/r_0)$ 预测钻井场界噪声排放情况。各井场钻井噪声在各施工边界的噪声贡献值详见表 6.6-4。

预测结果表明：各井场钻井期间昼间噪声达标距离为井口约 75m 范围内，夜间噪声达标距离为距离井口约 285m 范围内。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，昼间噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准、部分夜间噪声不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，夜间预测值最大超标值为 6.9dB（A），夜间噪声影响较大。

项目各井场采取柴油机、发电机等高噪声设备置于活动板房内、设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料等措施降噪。本项目井口 100m 范围内无住户，在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施；本次评价按照最不利情况即无法使用网电采用柴油动力机、发电机钻井时进行噪声影响预测，正常情况下巴中气田电网情况较好，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用概率较小，使用网电情况下项目钻井噪

声对声环境的贡献值可减少约 4~5dB (A)，可进一步降低对周围声环境的不利影响；同时，本项目各井场钻井周期非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），建设单位应在开钻前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.6.4 压裂作业噪声影响

(1) 源强

各井场压裂作业中产生的噪声为主要压裂设备噪声和柴油发电机噪声。压裂作业周期为 3~20d/井且非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），仅白天进行，夜晚不进行压裂作业。噪声源性质见表 3.5-1。根据压裂作业期间各噪声设备的噪声级和布置，压裂设备分布在井场后场位置，距井口约 20m 位置，发电机布置在后场左方。

(2) 敏感目标处噪声预测

根据《环境影响评价技术导则 声环境》中点声源的几何发散衰减模式预测施工噪声对周边居民的影响。由于压裂施工仅在昼间进行，故只预测压裂噪声在昼间对各敏感点的影响，其预测结果详见表 6.6-5。

预测结果表明：各井场压裂作业期间昼间噪声达标距离为井口约180m 范围内，夜间不施工。根据上述对井口周边居民点的噪声预测结果可知，各井场压裂作业期间部分敏感点噪声预测值不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，其中昼间噪声值最大超标值9B（A），夜间噪声影响较大。

项目各井场压裂设备均位于井场后场，从平面布置上最大限度的增加大了高噪声设备与声环境敏感点的距离，且压裂作业夜间不施工作业。在实际施工时，应针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施；同时，本项目压裂周期较短，且各口井之间非连续作业（各口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井），并且压裂施工仅白天进行，建设单位应在压裂施工前与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

6.6.5 井站施工期噪声影响

（1）源强

根据工程分析可知，施工期平台井站工程的噪声源强见表4.1-20。

（2）井站施工期噪声影响预测

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表6.6-6。

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离50m处施工机具对声环境的贡献值为64.0~73.0dB（A），在距离100m处施工机具对声环境的贡献值为58.0~67.0dB（A），在距离200m处施工机具对声环境的贡献值为52.0~61.0dB（A）。

施工期场站工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离小于72m时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间70dB（A）限

值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点的场站布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

（3）敏感目标处噪声预测

根据现场调查，本项目各平台井站外 200m 评价范围内均有少量散户居民分布，本项目各平台井站均在原井场内建设，施工工程量小、施工时间短（每个平台井站建站土建施工时间约 7 天），且施工全部在昼间进行，夜间不施工，故夜间不会对附近居民产生影响，昼间对居民影响较小，不进行敏感点噪声值预测。在施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备作业可尽量避开周边居民午间休息时间，最大程度的避免噪声扰民；同时，各井场周围分布有树木、山体等自然声屏障，对噪声的传播会起到一定的阻隔作用；另外，本项目各平台井站施工期较短，且仅昼间施工，施工噪声对环境的影响程度有限，施工噪声影响随施工结束而消失，不会形成施工噪声的长期声环境影响，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

6.6.6 集输管线施工噪声影响

（1）源强

根据工程分析可知，施工期地面集输管网工程的噪声源强见表 4.1-22。

（2）预测分析

利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围进行预测，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.6-7。

由上表可知，在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 63.0~78.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 57.0~72.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 51.0~66.0dB（A）。

本项目夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，当施工机具与施工厂界昼间距离

小于 125m 时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

6.7 施工期固体废物环境影响分析

6.7.1 钻前施工固废对环境的影响分析

钻前施工产生的固体废物主要为剥离的表土和施工人员的生活垃圾。

（1）表土

本项目钻前工程优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，待施工结束后用于临时占地恢复用土；项目场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。

（2）生活垃圾

本项目钻前工程施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

6.7.2 钻井施工固废对环境的影响分析

本项目钻井工程固体废物主要有气体钻井固废、水基钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）、生活垃圾和废包装材料、钻井及其配套设备保养产生的废油等。

（1）气体钻井固废

气体钻井岩屑主要成分为岩屑不添加其他添加剂，经泥浆不落地工艺对固液分离后产生的固相废渣，属于第 I 类一般工业固体废物。单井气体钻阶段钻井固废产生量约 1736t，34 口井总计产生量为 59024t。由“不落地”工艺处理收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理，对区域环境影响较小。

（2）水基钻井固废

本项目水基钻井固废不具有相关危险特性，属于一般工业固废。本

项目须家河组每口井水基钻井固废产生量约 1793.12t，水基钻井固废总产生量约 60966.08t，由“不落地”工艺处理收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等），就近外委处理，对区域环境影响较小。

（3）油基岩屑

水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，单井产生量约 30m³，项目共产生顶替泥浆约 2040t；油基泥浆钻井阶段将产生的油基钻井固废，项目单井产生的油基钻井固废约 1330.88t，共产生油基钻井固废约 45249.92t。顶替泥浆和油基钻井固废均属于危险固体废物，按照危险废物进行现场管理（废物类别为 HW08，废物代码 072-001-08），顶替泥浆和油基钻井固废由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。

（3）生活垃圾和废包装材料

本项目单井钻井期间生活垃圾产生量为 2.025t/井，生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾池中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。各井场需要现场配置部分钻井液，将产生少量包装材料，单井钻井产生的废包装材料约为 0.5t，废包装材料在材料区集中收集后送当地废品回收站处理。

（4）废矿物油、含矿物油固废

钻井工程中产生的废矿物油及含矿物油固废属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-249-08），在现场配备废油回收桶收集，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001（2013 年修订））要求，在井场的危废暂存间储存，并按相关要求设置危险废物标识标牌，交由有相应危险废物处理资质的单位利用、处置。

（5）返排砂

压裂返排过程中将产生返排砂，主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于危险废物。具有前期多后期少的特点，类比井区已实施平台，施工期返排砂产生量约为 1t/口，本项目返排砂产生量共 34t，为一般工业固废，收集后交具有危废废物处理资质单位处置。

综上所述，钻井期间产生的固废得到了妥善处置，对当地环境影响

较小

6.7.3 井站建设施工固废对环境的影响分析

井站建设施工固废主要来源主要为井站平整场地开挖的土石方、管道焊接后废弃的管材和焊接废料以及生活垃圾等。

施工中优先剥离 0.3m 表土，就近独立设置表土堆场集中堆存，施工结束后用于临时占地恢复用土，场地平整产生的土石方可做到场地挖填自行平衡，无弃方产生。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生。废弃的管材和焊接废料，由施工单位清运回收。井站及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生。

6.7.4 集输管线施工固废对环境的影响分析

集输管线工程施工期产生的固体废物主要是生活垃圾、施工废料和顶管或定向钻施工产生的废弃泥浆。

（1）施工废料

本项目管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条，以及施工过程中产生的废金属等由施工单位收集后外售废品回收站处置，不可回收部分与生活垃圾一并送当地环卫部门处置，施工现场未随意乱扔。

（2）废弃泥浆

本项目废弃泥浆来自顶管或定向钻施工，该施工过程中所用泥浆主要用来减少顶进过程管壁与土体之间的摩擦力，并填充流失的土体，减少土体变形、沉降和隔水。泥浆产品主要由膨润土加水勾兑而成，为保证泥浆性能，根据不同的地质会加入少量的添加剂（碳酸钠）。顶管或定向钻施工设置泥浆池，施工过程中的泥浆循环使用，施工结束后剩余的泥浆转运至当地砖厂或水泥厂资源化利用（废弃泥浆量约 2t，干重约 1t），并覆土复原。

（3）生活垃圾

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地居民，施工期生活垃圾依托当地现有设施收集处置。

6.8 施工期敏感区环境影响分析

根据现场调查以及与巴中市（恩阳区、巴州区）、广元市（苍溪县）相关部门对接情况，本项目区块占地及其影响区范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园等，也不涉及生态红线区域。评价范围内主要敏感区为集中式饮用水源保护区、文物保护单位和永久基本农田。

6.8.1 饮用水水源保护区

6.8.1.1 本项目与集中式饮用水源保护区位置关系

根据收集资料及现场调查，巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内内共分布有集中式饮用水源及其保护区 32 处，均为乡镇集中式饮用水源。巴中气田产能建设项目（一期）采取绕避措施，确保巴中气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、集输管线等均不在区内饮用水源保护区范围内。其中项目井站场、集输管线距离较近的集中式饮用水源保护区分别为明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区、柏林湾村马家湾水库集中式饮用水源保护区、双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区、金鼓岩水库集中式饮用水源保护区、太和村黑潭水库集中式饮用水源保护区、中和村石河堰集中式饮用水源保护区。项目与集中式饮用水源保护区位置关系见表 5.2-2，与较近集中式饮用水源保护区位置关系如下表 6.8-1。

6.8.1.2 政策符合性分析

为保护饮用水源，国家及各级管理部门分别颁布了《中华人民共和国水污染防治法》、《饮用水源保护区污染防治管理规定》、《四川省饮用水水源保护管理条例》等，本项目与相关政策符合性分析见下表 6.8-2。

由上表分析可知，本项目与《中华人民共和国水污染防治法》、《饮用水源保护区污染防治管理规定》、《四川省饮用水水源保护管理条例》等相关政策规范均是相符合的。

（2）项目建设内容与最近饮用水源保护区的位置关系

①与明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区位置关系

元陆 176-1H 井场、附属设施及井场道路、元陆 176-1H-元陆 178-1H

集输管线均未在饮用水源保护区范围以及饮用水源集雨区范围之内。

元陆 176-1H 井场南侧距离明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区取水口约 1.44km，距离一级保护区 1.186km，距离二级保护区 1.06km。元陆 176-1H 井场不在明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区集雨区范围内。元陆 176-1H-元陆 178-1H 集输管线距离饮用水源取水口约 230m，距离一级保护区约 230m，距离二级保护区 245m。元陆 176-1H 井场、元陆 176-1H-元陆 178-1H 集输管线与明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区位置关系见图 6.8-1，元陆 176-1H 井场与明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区地形剖面图见图 6.8-2，元陆 176-1H 井场、元陆 176-1H-元陆 178-1H 集输管线与明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区之间的三维地形图见图 6.8-3。

②与柏林湾村马家湾水库集中式饮用水源保护区位置关系

元陆 179-1H 井场、附属设施及井场道路、元陆 179-1H-光辉阀室集输管线均未在饮用水源保护区范围以及饮用水源集雨区范围之内。

元陆 179-1H 井场东南侧距离明星社区马松林塘集中式饮用水源保护区取水口约 2.38km，距离一级保护区 2.08km，距离二级保护区 1.91km。元陆 179-1H 井场不在柏林湾村马家湾水库集中式饮用水源保护区集雨区范围内。元陆 179-1H-光辉阀室集输管线距离饮用水源取水口约 610m，距离一级保护区约 310m，距离二级保护区 140m。元陆 179-1H 井场、元陆 179-1H-光辉阀室集输管线与柏林湾村马家湾水库集中式饮用水源保护区位置关系见图 6.8-4，元陆 179-1H 井场与柏林湾村马家湾水库集中式饮用水源保护区地形剖面图见图 6.8-5，元陆 179-1H 井场、元陆 179-1H-光辉阀室集输管线与柏林湾村马家湾水库集中式饮用水源保护区之间的三维地形图见图 6.8-6。

③与双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区位置关系

元陆 35-1H 井场、附属设施及井场道路、元陆 35-1H-光辉阀室集输管线均未在饮用水源保护区范围以及饮用水源集雨区范围之内。

元陆 35-1H 井场西北侧距离双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区取水口约 1.60km，距离一级保护区 1.60km，距离二级保护区 1.58km。元

陆 35-1H 井场不在双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区集雨区范围内。元陆 35-1H-光辉阀室集输管线距离饮用水源取水口约 317m，距离一级保护区约 194m，距离二级保护区 170m。元陆 35-1H 井场、元陆 35-1H-光辉阀室集输管线与双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区位置关系见图 6.8-7，元陆 35-1H 井场与双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区地形剖面图见图 6.8-8，元陆 35-1H 井场、元陆 35-1H-光辉阀室集输管线与双寨村双寨水库集中式饮用水源保护区之间的三维地形图见图 6.8-9。

④与金鼓岩水库集中式饮用水源保护区位置关系

元陆 407H 井场、附属设施及井场道路、元陆 407H-173 阀室集输管线均未在饮用水源保护区范围以及饮用水源集雨区范围之内。

元陆 407H 井场西南侧距离金鼓岩水库集中式饮用水源保护区取水口约 1.03km，距离一级保护区 1.03km，距离二级保护区 0.76km。元陆 407H 井场不在金鼓岩水库集中式饮用水源保护区集雨区范围内。元陆 407H-173 阀室集输管线距离饮用水源取水口约 450m，距离一级保护区约 370m，距离二级保护区 210m。元陆 407H 井场、元陆 407H-173 阀室集输管线与金鼓岩水库集中式饮用水源保护区位置关系见图 6.8-10，元陆 407H 井场与金鼓岩水库集中式饮用水源保护区地形剖面图见图 6.8-11，元陆 407H 井场、元陆 407H-173 阀室集输管线与金鼓岩水库集中式饮用水源保护区之间的三维地形图见图 6.8-12。

⑤与太和村黑潭水库集中式饮用水源保护区位置关系

元陆 172-1H 井场、附属设施及井场道路均未在饮用水源保护区范围以及饮用水源集雨区范围之内。

元陆 172-1H 井场西南侧距离太和村黑潭水库集中式饮用水源保护区取水口约 1260m，距离一级保护区 1000m，距离二级保护区 660m。元陆 172-1H 井场与太和村黑潭水库集中式饮用水源保护区位置关系见图 6.8-13，元陆 172-1H 井场与太和村黑潭水库集中式饮用水源保护区地形剖面图见图 6.8-14，元陆 172-1H 井场与太和村黑潭水库集中式饮用水源保护区之间的三维地形图见图 6.8-15。

⑥与中和村石河堰集中式饮用水源保护区位置关系

元陆 178-1H 井场、附属设施及井场道路、元陆 175-1H-元陆 178-1H 集输管线均未在饮用水源保护区范围以及饮用水源集雨区范围之内。

元陆 178-1H 井场西南侧距离中和村石河堰集中式饮用水源保护区取水口约 3.44km，距离一级保护区 3.02km，距离二级保护区 2.40km。元陆 178-1H 井场不在中和村石河堰集中式饮用水源保护区集雨区范围内。元陆 175-1H-元陆 178-1H 集输管线距离饮用水源取水口约 1650m，距离一级保护区约 1250m，距离二级保护区 700m。元陆 178-1H 井场、元陆 175-1H-元陆 178-1H 集输管线与中和村石河堰集中式饮用水源保护区位置关系见图 6.8-16，元陆 178-1H 井场与中和村石河堰集中式饮用水源保护区地形剖面图见图 6.8-17，元陆 178-1H 井场、元陆 175-1H-元陆 178-1H 集输管线与中和村石河堰集中式饮用水源保护区之间的三维地形图见图 6.8-18。

（3）对集中式饮用水源保护区环境影响分析

①正常工况下对饮用水源保护区的影响

正常工况下，钻井期间的产生的钻井废水、方井雨水经不落地系统处理后回用于钻井泥浆配置用水，钻井期间无废水排放。完井期间不能回用于配置钻井液的废水，暂时贮存在泥浆不落地系统的废水收集罐，经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。经过不落地系统处理（脱水）后的废水基泥浆、岩屑装入岩屑罐内，定期外运资源化利用（制砖或制水泥），不外排。生活污水经环保厕所收集后定期外委附近污水处理厂进行处理。平台井站运营期正常工况下无废气产生，仅在设备检修时放空少量天然气燃烧废气，通过 15m 高的放空管引高排放，设备检修频次低（1~2 次/年），环境影响小。运营期产生的采气废水经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，现场无废水外排。因此，正常工况下，井场产生的废水和固废均不在项目所在地外排，对上述集中式饮用水源保护区影响主要为不能回用的废水现场贮存和转运过程中外溢和泄漏环境风险影响。

井场四周设有排水沟和隔油沉砂井，并采取了分区防渗措施，在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、井架区域、不落地工艺区等采取重点防渗；并在柴油罐区、危废暂存间、柴油动力机和发电机房区域围堰内设置收集坑，在泥浆储备罐区围堰内设置隔油沉砂井，能够保证井场无油污雨水外流，也不会下渗污染地下水。根据工程分析可知，项目在正常工况下，无废水排放至饮用水源保护区，对水源影响较小。

②事故状况下对饮用水源保护区的影响

本事故包括废水收集罐泄漏、暴雨废水外溢以及运输原材料、污染物时经过饮用水源保护区过程中发生事故造成地表水污染，主要是通过地表水快速、大量的进入项目下游区域，由于项目所在地均不在上述集中式饮用水源保护区集雨区范围内，污水不会进入项目所在地附近的集中式饮用水源保护区，不会对其水质环境造成影响，不会对保护区造成影响。

a、井场暴雨废水外溢风险

上述项目所在地均不在集中式饮用水源保护区的集雨范围内，当遇暴雨时井场雨污废水可能会流向项目所在地井场下游的区域，井场附近沟渠地表径流不会进入上述集中式饮用水源保护区，不会对水源产生一定影响。同时各井场进行了分区防渗措施，井场四周设置了排水沟和隔油沉砂井，可容纳本项目初期雨水的收集，柴油罐区、泥浆储备罐区、井架区等重点区域采取的重点防渗措施，可进一步确保项目在暴雨情况下，项目无污废水外排。因此，井场暴雨期间废水外溢的风险对饮用水源保护区的影响较小。

b、废水罐泄漏

本项目储液罐均位于不落地工艺区内，其场地进行了重点防渗并设置有围堰，废水罐罐体出现破裂，发生污水泄漏后，污水可被围堰收集和回收处理。总体来说，即便发生泄漏事故污水从井场进入下游区域，由于项目所在地井场均未在附近集中式饮用水源保护区集雨区范围内，井场附近沟渠地表径流不会进入集中式饮用水源保护区，不会对水源产

生一定影响。

为了进一步减小对废水罐泄漏对饮用水源保护区的影响，在发生渗漏事故后，需第一时间查明渗漏原因并采取控制措施，在泄漏事故处挖坑截流等措施，能更小的控制影响面积；泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集；进入下游水塘时采取堵住水塘泄流口。整体而言，在落实各项环保及应急措施条件下，该项目发生风险事故对杨家镇罗汉寺村小岛水库饮用水水源保护区的影响程度较小。

6.8.2 永久基本农田

6.8.2.1 占用情况

根据现场调查并结合对广元市及巴中市自然资源和规划局叠图结果，本项目临时占地、永久占地均将部分占用永久基本农田，其中临时占地占用永久基本农田面积约 45.47hm²，永久占地约 3.98hm²（位于临时占地范围内）。

6.8.2.2 占用永久基本农田必要性

由于地下天然气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需考虑的是该区域是否含有天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置；另一方面，管线路由受地形影响较大，同时须平衡服务范围、与周边居民点位置关系、林地占用、敏感区位置关系等，因此，将不可避免部分占用永久基本农田。

6.8.2.3 政策符合性

为保护永久基本农田，国家及各级管理部门分别颁布了《中共中央国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》（2017年1月9日）、《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）等，本项目与相关政策符合性分析见下表 6.8-3。

6.8.2.4 对永久基本农田影响

（1）对产量的影响

本项目临时占地、永久占地均将部分占用永久基本农田，其中临时

占地约 45.47hm²，永久占地约 3.98hm²（位于临时占地范围内）。根据调查，项目所在区域现状主要种植玉米、番薯等旱地植物和水稻等水田栽培植物。根据项目周边区域粮食产量数据及耕地分布情况，按照旱地每亩产量约 800 斤，本项目临时占地压占永久基本农田损失的生产量约为 272.82t，永久占地压占永久基本农田损失的生产量约为 23.7t/a。

（2）对永久基本农田地表开挖影响

本项目临时占地致使原地表形态、土壤结构等直接破坏，使土地原有功能降低。具体为：

A 破坏了表土和植被，对地表和植被的直接挖损破坏了原有的表层土质、地貌景观和植被，使土地丧失原有的使用价值；

B 施工开挖将扰乱土壤耕作层，除开挖部分受到直接破坏以外，施工区使用的砂石、水泥、土石方等等散落在地表，混合回填后，亦改变了土壤层次。

（3）对永久基本农田污染影响

施工机械运行及放置期间可能存在渗油，但这种影响是可以避免的。在施工期施工单位在加强施工机械的养护，并对施工机械放置场地采取隔垫措施防止渗油污染土壤后，项目对永久基本农田的污染影响极小。

6.8.2.5 永久基本农田保护措施

（1）严格执行相关法律、法规关于永久基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》、《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105号）、《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197号）和《关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）文件中相关永久基本农田保护规定：

①国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

②经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占永久基

本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

③符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的永久基本农田进行验收，保证补划的永久基本农田落到地块，确保永久基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

（2）永久基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。

编制永久基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对永久基本农田的破坏影响提出减缓措施。本项目运营期对永久基本农田基本无影响，因此本方案仅针对建设前期和施工期两个阶段提出永久基本农田保护措施。

①建设前期

A.进一步优化施工道路、施工场地、井场选址、管道选线。本项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开永久基本农田、不破坏其水利设施。

B.合理安排工期。占用农田的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

C.施工便道应避开永久基本农田设置，减少对永久基本农田的占用。

D.建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

E.建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置永久基本农田。

②施工期

A.占用永久基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作

层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

B.严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用永久基本农田

C.严格按照《基本农田保护条例》、《四川省基本农田保护实施细则》、《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域永久基本农田地力。

D.妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

E.本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于永久基本农田内。

F.施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染永久基本农田土壤。

G.各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保各井场实施不会对当地永久基本农田产生不利影响。

H.施工结束后，建设单位负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

综上，本环评要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。根据“边开采边复垦”的原则，在每段管线施工结束后对临时占用的永久基本农田立即恢复，保证其耕地质量。此外，建设单位在补偿因占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对永久基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。本项目实施前，应取得相关用地手续。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

6.8.3 文物保护单位

根据现场调查并结合对巴中市恩阳区、巴州区及广元市苍溪县文广局的走访调查，巴中气田产能建设项目（一期）区块范围内共分布有文物保护单位 53 处，国家级 11 处、省级 10 处、市级 6 处，县级 26 处。巴中气田产能建设项目（一期）所涉及的井站场、管网等均不在上述各级文物保护单位的保护范围及建设控制地带内。

本项目选址均已避让文物保护单位，各单项工程无放炮等震动大的施工作业方式和生产方式，产能建设对区域内已发现的文物保护单位影响较小。

6.8.4 对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的影响

（1）本项目与恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的位置关系

本项目工程不占用恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区，管线工程也不穿越该保护区，与恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的具体位置关系详见 5.2.1.4 章节。本项目有 4 各平台与恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的水平最近距离分别为 457m、453m、400m、634m，高差分别为 131m、170m、126、230m。同时摆柏树潭、高石梯、跌马坎等保护区鱼类“三场”位于平台附近，位置关系详情见下表。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），应考虑本项目是否会通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标，因此本次评价结合施工方式和位置关系，从水、大气、噪声和固体废物四个环境要素对可能产生的影响进行分析。

（2）正常工况下本项目对保护区的影响

①水环境影响分析

施工期的废水主要包括钻前施工、钻井、压裂等环节产生的施工废水、洗井废水和压裂返排液。这些废水均严格按照“不落地”工艺进行收集和处理，经沉淀、隔油等预处理后全部回用于配置钻井液、压裂液或场地洒水抑尘，实现井场内的循环利用和零外排；生活污水则依托当地农户的旱厕或环保厕所进行处理，不进入地表水体。同时，鉴于最近的井场距保护区边界有 400 米，且井场地面高程远高于保护区水面（高

差达 126-230 米），井场设置了完善的双环沟、集污坑及分区防渗系统，确保雨污分流和污染物有效截留，可有效阻隔两者之间的直接的水力联系。因此，施工废水不存在进入恩阳河并影响保护区水质的途径，对保护区水生生态环境基本无影响，因此也不会影响到保护区的鱼类及“三场”。

②大气环境影响分析

施工期大气污染物主要来源于土方开挖、车辆运输产生的扬尘，以及柴油发电机、测试放喷产生的废气。通过采取洒水抑尘、密闭运输、使用合格轻质柴油并对放喷天然气进行充分燃烧等措施，可有效控制污染物排放。扬尘的影响范围通常局限在 200 米以内，而各类燃烧废气（主要成分为 CO₂、水蒸气和微量氮氧化物）属间歇性、短期排放。项目井场与保护区的最小距离为 400 米，且存在 120 米以上的显著高差，地形和植被对大气污染物具有明显的阻挡和扩散作用，污染物难以沉降到保护区水域。因此，施工期的大气污染物不会对保护区的环境空气质量及保护对象造成可察觉的影响。

③噪声影响分析

施工噪声主要来自挖掘机、推土机、钻井设备、压裂车群等，其源强在 82 至 110 分贝之间，但影响范围主要集中在声源周围 300 米范围内。本项目最近的井场距离保护区边界为 400 米，已经超出了常规的噪声显著影响范围。此外，两者之间的高差（超过 120 米）和茂密的植被覆盖，能进一步有效地阻隔和衰减噪声的传播。保护区的主要保护对象中华鳖及鱼类对噪声的敏感度相对较低，在如此距离和地形屏障下，施工噪声不会对其正常的栖息、觅食和繁殖行为产生干扰。因此，施工噪声对保护区基本无影响，也不会影响到保护区的鱼类及“三场”。

④固体废物影响分析

施工期产生的固体废物包括开挖的表土、钻井岩屑、废泥浆等一般工业固废，以及废矿物油、含油劳保用品等危险废物。所有固废均实施分类管理：表土就近堆存并用于后期复垦，水基钻井岩屑等交由砖厂或水泥厂资源化利用，危险废物则收集后委托有资质的单位安全处置，现

场不长期贮存。这种规范化的收集、暂存和处置体系，杜绝了固体废物在雨水冲刷下产生渗滤液并污染土壤与地表水体的可能。由于固废在井场内得到有效控制，且与保护区无物质交换途径，因此不会对保护区的生态环境构成威胁，也不会影响到保护区的鱼类及“三场”。

综上所述，正常工况下从水、大气、噪声和固体废物四个环境要素分析，本项目施工期对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的影响极微，基本可以忽略不计。

（3）非正常工况本项目对保护区的影响

①水环境影响风险分析

风险情境：若出现极端暴雨、集污坑/防渗膜破损或钻井液循环系统泄漏等事故，导致含有石油类、高分子聚合物、盐分等污染物的废水、废液失控流出井场。

污染物若进入恩阳河水系，将直接影响保护区整体水质，威胁所有水生生物的生存环境。

对产卵场：污染物若随地表径流或地下水侧向渗流进入恩阳河水系，将直接污染鱼类产卵场及中华鳖产卵场。污染物可能导致水生维管束植物（鱼类附着基）受损、沙壤土质（鳖卵穴）化学性质改变，影响卵的附着、发育及孵化率。

对索饵场：污染物会毒害或驱散三花溪、同乐坝等鱼类索饵场及高石梯等中华鳖索饵场的饵料生物（浮游动物、底栖动物），导致保护对象食物短缺。

对越冬场：污染物进入深水越冬场后，由于其水体交换慢，可能导致污染物长期滞留，影响在冬季蛰伏的鱼类和中华鳖的生存。

②大气环境影响分析

风险情境：施工期间产生大量无组织扬尘或发生测试放喷不完全燃烧，产生颗粒物及有害气体（如非甲烷总烃）。

大量颗粒物或有毒气体可能通过大气沉降间接影响保护区环境。

对“三场”的潜在威胁：大气沉降是污染物间接进入水体的途径之一。持续的颗粒物沉降可能覆盖水草丰茂的索饵场，影响光合作用及水草作

为附着基和隐蔽场的功能。有害气体溶于降水后形成的“酸沉降”可能微妙改变局部水域 pH 值，对处于繁殖期（春季产卵）或体质较弱的越冬期个体产生慢性压力。

③噪声影响分析

风险情境：大规模、持续性的高噪声作业，如大型压裂施工、持续放喷。

低频噪声及地面振动可能对保护区的整体声环境产生扰动。

对“三场”的潜在威胁：尽管有距离和高差阻隔，但低频噪声和地面振动仍可能长距离传播。对产卵场的干扰最为显著，可能惊扰正在产卵的亲鱼（如岩原鲤）和上岸掘穴的中华鳖，导致繁殖行为中断或失败。对索饵场的持续噪声可能干扰鱼类和鳖的觅食行为。

⑤固体废物影响风险分析：

风险情境：危险废物（废矿物油）或含油固废管理不善，在强降雨时被冲刷或渗漏。

油类等有毒物质一旦进入环境，将对保护区的土壤、水体及生物群落造成广泛污染。

对“三场”的潜在威胁：油类物质一旦进入水体，会在水面形成油膜，隔绝氧气，对所有类型的“三场”均构成毁灭性威胁，尤其对需要水面呼吸的中华鳖和鱼类仔稚鱼。

7 运营期环境影响预测与评价

本项目运营期管线埋于地下密闭输送，其清管、检修、放空等均依托两端井站和阀室，因此管线运营期无污染物产生和排放，主要影响为泄漏的环境风险，本评价将在风险章节详细分析，本项目运营期环境影响重点针对平台井站进行分析和评价。

7.1 运营期大气环境影响分析

本项目管线埋于地下密闭输送，正常工况下无大气污染物排放，风险状况下的气体泄漏本评价将在风险章节进行详细论述。项目运营期大气环境影响主要为各平台井站水套加热炉天然气燃烧废气、无组织逸散的少量天然气以及非正常工况下的放散废气。

7.1.1 采气平台井站运营期大气环境影响分析

采气平台井站运营期大气环境影响主要为各井站水套加热炉天然气燃烧废气以及检修及事故放空天然气燃烧废气。采气平台井站运营期大气污染物排放情况表见下表。

水套炉废气经 8m 高排气筒排放，NO_x 和颗粒物排放浓度，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。采气平台井站厂界无组织废气能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求。井站放空仅在检修或者事故情况下进行，次数较少，且放空的天然气量较少，燃烧后污染物产生量较少，采气井站运营期产生的废气对周边大气环境影响很小，环境影响可接受。

7.1.2 天然气回收装置运营期大气环境影响分析

天然气回收装置区运营期大气环境影响主要为装置区无组织废气及检修事故废气。运营期天然气回收装置大气污染物排放情况表见下表。

7.2 运营期地表水环境影响分析

本项目运营期各平台井站及天然气回收装置区脱水设备将产生一定量采气废水；检修等非正常工况下，将产生检修废水；本项目各平台井站按临时有人值守站考虑，运营期将产生少量生活污水。

本项目运营期分离的采气废水、清管检修废水转运至元陆 179-1H 平台井站预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，现场无废水外排。

平台井站及天然气回收装置区运营期临时值守人员将产生少量生活污水，经收集池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理。

综上所述，本项目运营期无废水外排，对区域地表水影响较小，环境可接受。

7.3 运营期地下水环境影响分析

7.3.1 预测情景假设

本项目运营期地下水环境影响预测评价思路与建设期一致，通过分析典型场地元陆406H、元陆178-1H、元陆179-1H、元陆410H、元陆405H 场站环境影响分析表征区块建设的地下水环境影响。

（1）正常状况

本项目运营期的主要为地面集输工程的采气集输工程的站场和管线组成。正常状况下，各运行环节均按照地下水污染防治要求采取了严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀、定期巡检维护等措施，正常状况下各场地污废物发生跑冒滴漏情况并产生地下水污染影响的可能性较小，各场地采取的污染防治措施对污废水的有很好的阻隔效果，泄漏的污染物很难进入到含水层，对地下水环境影响较小。

（2）非正常状况

根据设计资料，运营期采气平台井站与井场位于同一场地，场站产生的废水主要为采气过程分离出的采出水，现场暂存入站内气田水罐。在非正常状况下，运营期站场气田水罐因老化腐蚀或其他外力导致破损，污废水会渗漏进入到浅层含水层并对地下水产生影响，因此，本项目评价将上述情景做为假设预测情景。

7.3.2 预测时段与预测因子

（1）预测时段

根据地下水导则，运营期地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后100d、1000d、跟踪评价年限和能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

（2）预测因子

本项目预测因子的选择既考虑了区块内及周边区域项目采出水污染物监测结果，又考虑了预测因子的类别、浓度、代表性、预测的可行性，选取了标准指数计算值最大的污染物作为预测因子，根据上述原则，本次评价将采出水中所含的石油类、氯化物、钡和COD污染物为预测因子。

7.3.3 预测源强概化

本项目站场主要利用气田水罐暂存开采过程中产生的采出水，在非正常状况下气田水罐防渗层受老化腐蚀影响发生破损，采出水会泄漏至地下水中，沿破损的防渗层裂缝进入到地下水中并发生污染。本次评价按最不利因素考虑，假设泄漏过程泄漏出的采出水全部会进入到地下水。本次水罐源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中液体泄漏的伯努利方程方法计算，采出水泄漏速率按下式计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s； C_d —液体泄漏系数，本次取值 0.65； A —裂口面积， m^2 ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中附录 E 确定； P —容器内介质压力，Pa； P_0 —环境压力，Pa； g —重力加速度， m/s^2 ； h —裂口之上液位高度，m。

计算可知，气田水罐泄漏量见为表 7.3-1，非正常状况下运营期污染物预测指标及浓度见表 7.3-2。

7.3.4 预测与评价范围

本次运营期的模拟预测范围同施工期一致，为各场地所在评价范围，且包括地下水保护目标和可能的环境影响区域。

7.3.5 水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定

运营期水文地质条件概化及预测方法与预测参数确定同施工期一致，见 6.4.5 和 6.4.6 一节。

7.3.6 预测结果评价与分析

（1）非正常状况元陆406H场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水罐泄漏假设情景预测结果可知（图

7.3-1~3和表7.3-3），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生1825天时，污染物最大超标距离迁移至下游328m处，影响距离迁移至下游497m处；3650天时污染物迁移至下游802m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生30天时，污染物最大超标距离迁移至下游21m处，影响距离迁移至下游58m处；100天时污染物迁移至下游104m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游875m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游43m处，影响距离迁移至下游67m处；1000天时污染物迁移至下游156m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1825天时污染物浓度降低至检出限以下，影响消失。

（2）非正常状况元陆178-1H场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-4~6和表7.3-4），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生365天时，污染物最大超标距离迁移至下游121m处，影响距离迁移至下游254m处；1000天时污染物迁移至下游474m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生30天时，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游1305m处。污染物石油类在泄漏发生30天时，污染物最大超标距离迁移至下游34m处，影响距离迁移至下游49m处；100天时污染物迁移至下游81m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时，浓度降低至检出限以下，影响消失。

（3）非正常状况元陆179-1H场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-7~9和表7.3-5），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生365天时，污染物最大超标距离迁移至下游121m处，影响距离迁移至下游212m处；3650天时污染物迁移至下游976m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生30天时，污染物最大超标距离迁移至下游20m处，影响距离迁移至下游63m处；100天时污染物迁移至下游

114m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游1059m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游443m处，影响距离迁移至下游72m处；365天时污染物迁移至下游129m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物浓度降低至检出限以下，影响消失。

（4）非正常状况元陆 410H 场站预测评价结果

根据运营期采气阶段站场采出水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-10~12和表7.3-6），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生365天时，污染物最大超标距离迁移至下游128m处，影响距离迁移至下游225m处；3650天时污染物迁移至下游1038m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生30天时，污染物最大超标距离迁移至下游16m处，影响距离迁移至下游66m处；100天时污染物迁移至下游121m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游1132m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游38m处，影响距离迁移至下游74m处；365天时污染物迁移至下游129m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物浓度降低至检出限以下，影响消失。

（5）非正常状况元陆405H场站预测评价结果

①采出水罐泄漏预测分析

根据运营期采气阶段站场采出水罐泄漏假设情景预测结果可知（图7.3-13~15和表7.3-7），随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡在泄漏发生365天时，污染物最大超标距离迁移至下游101m处，影响距离迁移至下游202m处；3650天时污染物迁移至下游880m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失。污染物氯化物在泄漏发生30天时，污染物最大超标距离迁移至下游16m处，影响距离迁移至下游62m处；100天时污染物迁移至下游111m处，浓度降低至标准值以下，超标影响消失；3650天时污染物影响范围至下游968m处。污染物石油类在泄漏发生100天时，污染物最大超标距离迁移至下游34m处，影响距离迁移至下游67m处；1000天时污染物

迁移至下游112m处，污染物浓度降低至标准值以下，超标影响消失；1000天时污染物浓度降低至检出限以下，影响消失。

②下游种质资源保护区岸线处地下水预测

同理，根据运营期污水罐泄漏假设情景预测结果（表 7.4-7）可知，随着泄漏发生后时间的推移，污染晕随地下水流向下游迁移，污染晕的浓度逐渐降低。污染物钡最大超标距离迁移至下游 101m 处，污染物氯化物最大超标距离迁移至下游 16m 处，污染物石油类污染物最大超标距离迁移至下游 32m 处。据上述情景的预测结果，本项目预测的污染物超标距离远小于项目距离种质资源保护区的最小距离 420m。同时，根据建设期与运营期综合污染物最大泄漏浓度的岸线处的预测结果可知，岸线处的地下水在污染发生后，未出现超标现象，但随着时间推移，污染物会缓慢运移至此处，但不此时最大浓度已经很低，远低于标准值，对岸线处地下水的影响较小。为了避免对种质资源保护区岸线处的地下水产生超标污染，若项目发生污染事故，应第一时间采取措施，切断污染源，以免对下游地下水造成严重影响。

7.3.7 地下水预测结果及其影响情况分析

本项目在正常或非正常状况下的假设情境下都可能会对场站周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定污染或影响，但由于地下水对流、弥散和生化反应作用以及含水层的吸附截留等影响，产生的污染物最后会降解消失。由于各类污染物质的性质特征和水文地质条件影响，污染物在区内迁移速度较慢，影响范围较小，污染物主要向下游迁移。假设情景的预测分析结果表明，暂存池、采出水罐和采出水管线泄漏都会对浅层地下水产生一定的影响，但污染影响距离和范围有限且能在一定时间内降至标准值及检出限以下。现将本项目各场地预测情景的环境影响详述如下：

（1）对含水层的影响分析

预测结果表明，暂存池、采出水罐和采出水管线泄漏时各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染物浓度逐渐增加。采出水罐泄漏各

类污染物最大超标距离在下游 101~328m（钡），各类污染物最大影响距离在下游 875~1305m（氯化物）。上述情景发生泄漏污染后，钡和氯化物污染物对地下水的影响程度较大。因此，在上述情景污染发生后，应重点关注钡和氯化物在地下水环境中的变化。因此，在上述情景污染发生后，应重点关注钡和石油类在地下水环境中的变化。同理，本次评价也同建设期一致，结合了典型场地的预测分析结果，类比分析了各场地运行过程中发生采出水罐泄漏对地下水环境的影响分析，各主要场地地下水环境预测影响类比结果详见表 7.3-8。

（2）对保护目标的影响分析

根据运营期情景污染影响的预测结果，结合各场地内地下水保护目标与井场的相对位置关系，评价区内地下水保护目标影响结果表明场站下游101m或328m以内的地下水保护目标可能会发生超标现象，下游875m或1305m以内的地下水保护目标可能会受到场站污染事故的影响。根据上述分析结果，各场站下游地下水保护目标可能受影响分析情况见表7.3-9，由分析结果可知，在预测情景下场站下游个别保护目标存在一定的超标影响情况，但总体对地下水影响相对较小。因此后期要加强对场地的地下水污染防控。同时，因氯化物检出限较低的原因导致污染晕分析结果的迁移距离较远，使得氯化物污染物影响距离相对较远影响。因此，在发生假设情景事故时，应重点跟踪监测上述范围内的保护目标，若发生污染应及时修复。

7.4 运营期噪声环境影响分析

7.4.1 采气站运营声环境影响分析

本项目区块内目前已实施有较成熟的天然气钻采工程。本项目各平台井站均采用标准化、模块化生产设备，天然气采输工艺与引用类比的各场站相同，处理规模相近，采用低噪声设备和增压模块专项降噪治理等环保措施相同，各平台井站运行期无高噪声设备，类比临近气田平台井站运营期噪声监测数据，各平台井井站界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现噪声扰民环境问题。

7.4.2 天然气回收装置运营声环境影响分析

川天然气回收装置区运营过程噪声主要来自于脱水压缩一体化脱水橇工作产生的噪声，项目通过选择环保型低噪声设备，将脱水橇基础减振、置于集装箱式隔声间、隔振等一系列措施后，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008），对周围居民的噪声影响在可接受范围内。

7.4.3 放空噪声

本项目平台井站放空系统在事故放空情况下将产生噪声，其源强可达105dB，放空噪声不同距离的贡献值见表7.4-1。

根据预测结果可以看出，不考虑噪声在传播过程中山体、建筑阻隔等作用情况下，放散/放空噪声在2类区昼间达标距离为177m，夜间达标距离为560m。但考虑到本工程仅在非正常工况下才会使用放散系统或放空系统，放散或放空频率低、时间短，且非事故情况下尽可能不在夜间放散或放空。因此，在做好附近居民协商沟通工作的前提下，放散或放空噪声对声环境的影响可接受。

7.5 固体废物环境影响分析

7.5.1 平台井站运营期固体废物

运行期间产生的固体废物主要为井站分离器产生的废渣、清管检修废渣以及废分子筛、储液罐的沉渣、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。

本次项目部分井站分离器产生的废渣以及检修废渣产生量较少，主要成分是井内杂屑、机械杂质，须四段气井产生的废渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

各井站设置的储液罐每半年清理一次，主要成分是井内杂屑、机械杂质，须四段气井产生的储液罐沉渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用

采气井站采用分子筛脱水橇进行脱水，废分子筛收集后返回厂家回收利用。

压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲轴箱检修、换油时有废润滑油产生，废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 071-002-08），废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在井站储存。

本项目各平台井站为临时有人值守站，运营期 17 个常规平台井站共产生生活垃圾 9.35t/a，定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

7.5.2 天然气回收装置运营期固体废物

天然气回收装置区运营期主要固体废物包括过滤分离器滤芯及杂质、清管检修废渣、废分子筛、废矿物油和值班人员产生的生活垃圾。

天然气回收装置区采用过滤分离器进一步对天然气过滤分离杂质，期间会产生过滤器滤芯及杂质，过滤分离器滤芯及杂质收集后返回厂家回收利用。

天然气回收装置区每年进行 1~2 例行检修，单个天然气回收装置区清管检修废渣产生量约为 2kg/a，天然气回收装置区清管检修废渣属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

天然气回收装置区采用 20 万方/天处理规模脱水压缩一体化撬进行脱水（分子筛脱水）会产废分子筛，废分子筛收集后返回厂家回收利用。

回收装置区设备检修、换油时有废润滑油产生，废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

每个天然气回收装置区各设置 1 个 20m³ 的储液罐，储液罐每半年清理一次，主要成分是杂屑、机械杂质，须四段气井产生的储液罐沉渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

本项目各天然气回收装置区生活垃圾在站场统一收集后交由环卫部门处置。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到

了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。

7.6 运营期土壤环境影响分析

7.6.1 平台井站及天然气回收装置运营期土壤环境影响分析

本项目运营期各平台井站及天然气回收装置区将产生一定量采气废水和检修废水暂存于井站的储液罐内，经预处理后采用密闭罐车转运区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，正常情况下无井站污废水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。在事故等非正常工况下，平台井站及天然气回收装置区内的储液罐可能发生地面漫流或垂直入渗进入附近土壤，污水中的主要污染物有 pH、SS、氯化物、石油类、COD 等，可能对土壤环境产生一定的影响，对土壤中的农作物或其他植被生长产生影响。为有效应对上述非正常工况，储液罐合理布局，防范废水漫流事故，对周边土壤环境影响较小。

项目产生的废渣及废油收集后交由危废资质单位处置，不在现在暂存，因此平台井站运营期正常工况下对周围土壤影响较小。井站设置有放空区，非正常工况下，天然气放空燃烧主要污染物为 NO_x 和颗粒物，由于放空仅在检修和事故情况下进行，次数较少，污染物产生量少，大气沉降对周边土壤环境影响极小。

7.6.2 集输管线对土壤的影响分析

本项目天然气均采用密闭输送，采用外防腐层、强制电流阴极保，正常情况下，不会对土壤环境造成影响。非正常工况下管道出现泄漏时，天然气已在井站进行气液分离，含水量极小，同时泄漏的天然气体不溶于水，不会对土壤固相物质造成污染，会随着土壤孔隙逸散到空气中，因此管道发生泄漏时对土壤污染影响极小。

7.7 运营期生态环境影响分析

7.7.1 对土地利用现状的影响评价

项目运营期，临时用地已逐步进行恢复，对土地利用现状的影响主要体现在井场井站工程及管道工程。

(1) 井场井站工程的影响

根据统计，本项目井场井站工程永久占地共 5.25hm²，占用的土地类型主要为耕地、林地、草地，永久占地面积相对于整个评价区来说，占用的比例较小，不会造成评价范围内的土地利用现状发生明显改变，对整个评价范围内的土地利用状况影响不大。

（2）管道工程的影响

根据统计，本项目管道工程的标志桩、警示牌等永久占地共 0.4hm²，占用的土地类型主要为耕地、灌木林地、草地。管道工程永久占地面积相对于整个评价范围来说，占用的比例较小，不会造成评价范围内的土地利用现状发生明显改变，对整个评价范围内的土地利用状况影响不大。

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十三条相关内容，项目输气管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物。因此，运营期管道线路中心线两侧各 5m 范围内将确保以种植草本植物为主，林地、灌丛等植被将被草本层或农田植被替代。项目管线长度较短，穿越林地面积较小，改变的土地利用类型占整个评价范围的面积很小，对评价范围的土地利用结构影响小。运营期管道中心线 5m 范围外受损的林地，可通过演替或人工方式逐渐恢复，因此项目对林地的影响较小。

7.7.2 对植被的影响

项目投入运营后，永久占地范围内的耕地、草地植被等将完全被破坏，取而代之的是井站、标志桩、警示牌等辅助设施，形成建筑用地类型，但项目永久占地面积较小，且以占用耕地及现有井场用地为主，占用林地、草地等面积较小，项目运营期永久占地造成植被的损失较小。工程临时占地在运营期进行植被恢复，占地区周边植物以林地和农作物为主，其自然生长不会受到管线的影响。管道输送影响范围最小，是一种清洁的运输方式，正常输气过程中，管道对地表植被无不良影响。项目运营期对植被主要的影响体现在进场天然气放喷及火炬排放放空时产生的热辐射对植被的影响。项目放喷坑、放空管均设于远离周边植被丰富区域，对植被影响较小。

7.7.3 对动物的影响

项目投入运营后，管道工程在正常运营期是深埋于地下，对动物无影响，在施工期产生的廊道效应随着正常运行开始而逐渐消失，对野生动物迁移不会产生阻隔效应。本项目运营期对野生动物的影响主要是井站天然气放空系统排放产生的瞬时强噪声对周边动物造成一定惊吓。本项目新建井站占地主要为耕地、灌木林地、草地，区域野生动物多为常见物种，为常见啮齿类和爬行类动物，井站周围具有适合其生存的相似生境，野生动物可以迁移到附近生境生存繁衍。因此项目运营期对野生动物影响很小。

7.7.4 对水生生态的影响

（1）对水生生态系统的影响

运营期对一般水生生态的影响风险极低。项目产生的各类废水，包括采气废水和生活污水，均通过“收集-暂存-转运”的封闭模式进行处理，采气废水优先回用，无法回用的与生活污水一并交由合规的污水处理厂处置，实现了全过程“零排放”。同时，运营过程不产生需要外排的固体废物。因此，从根本上切断了污染物进入水环境的途径。加之井场与周边水体均保持有相当的距离和高差，不存在污染物通过地表径流或渗漏影响水生生态的可能。综上，项目运营不会对一般水生生态系统的水质及水生生物构成可察觉的影响。

（2）对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的影响

①水环境影响分析

运营期产生的废水主要为气井开采过程中产生的采气废水和站场值班人员产生的生活污水。采气废水产生后，将进入各平台井站内设置的密闭储液罐暂存，随后由专用罐车转运至其他井场回用于压裂液配置等环节，无法回用的部分则统一运至手续齐全、具备处理能力的污水处理厂进行处置，整个过程实现废水“零排放”。生活污水则通过站内环保厕所收集后，交由周边城镇污水处理厂处理。所有废水均不向环境水体直接排放。加之井场与保护区之间存在400米以上的距离和超过120米的自然高差，彻底阻断了废水通过地表径流或渗漏进入恩阳河水体的途径。

因此，运营期不会对保护区的水质及水生生态环境造成影响。

②大气环境影响分析

运营期的大气污染物主要来自水套加热炉燃烧天然气产生的废气、工艺装置区无组织挥发的少量非甲烷总烃（NMHC）以及极少数事故或检修时的放空燃烧废气。水套加热炉燃料为净化的管道天然气，燃烧充分，其废气中污染物浓度低，并通过8米高排气筒达标排放；装置区的无组织挥发量很小；事故放空天然气均通过15米高的放空管点火后完全燃烧。这些污染源的排放量小、强度低，且井场位于开阔地带，大气扩散条件良好。考虑到保护区位于400米以外且地势远低于井场，大气污染物经扩散和沉降后，其浓度已降至极低水平，不会对保护区的大气环境及保护对象造成可察知的影响。

③噪声影响分析

运营期的噪声主要来源于井站内节流阀、分离器、计量装置等设备运行时产生的气流噪声，其源强通常在55至65分贝之间，属于中低频、连续性噪声。通过选用低噪声设备、优化工艺管线布置等措施，站场厂界噪声可控制在40至50分贝的较低水平。这种强度的噪声在传播超过400米，并经过显著地形高差和茂密植被的阻挡与吸收后，其声能已大幅衰减，到达保护区时与环境背景噪声无异。因此，运营期产生的稳态设备噪声不会对保护区内中华鳖及鱼类的栖息环境形成干扰。

④固体废物影响分析

运营期产生的固体废物包括分离器检修废渣、储液罐沉渣、废分子筛等一般工业固废，以及设备维护产生的废矿物油等危险废物。一般工业固废均外运至砖厂、水泥厂进行资源化利用或由厂家回收；危险废物则分类收集于专用容器中，暂存于符合规范的危废暂存间，定期交由有相应资质的单位进行安全处置；站场人员产生的生活垃圾则纳入当地环卫系统统一清运。所有固体废物均得到合法、合规的有效处置，在站场内无长期堆存，从源头上杜绝了因雨水淋溶导致二次污染的可能。由于固废得到全过程有效管控，且与保护区无直接关联，故不会对保护区生态环境产生负面影响。

综上所述，从水、大气、噪声和固体废物四个环境要素分析，本项

目运营期对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的影响微乎其微，不会改变保护区原有的环境质量和生态功能。

7.7.5 对生态系统的影响

项目投入运营后，无直接对水生生态产生影响的因素，项目在施工期因管线穿越河流施工和井场取水对附近小型河流的水生生态影响逐渐得到恢复。在运营期废水主要为采气废水和平台井站值班人员的生活污水，采气废水转运至相关有资质的单位处理，不直接排放到附近河流；生活污水经井站内环保厕所收集后交周边城镇污水处理厂处理，也不直接排放到附近河流。因此，项目运营期间的废水均不直接排放，不会对附近河流的水生生态产生影响。

7.8 区域开发累积环境影响分析

根据本项目开发方案，项目部署的平台将在三年内实施；根据建设单位实施计划，各平台管线拟先于平台或与平台同期施工，故本项目实施过程中，各单项工程将对区域产生一定的累积影响。

7.8.1 水环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期废水主要来源于钻前施工、钻井施工、储层改造测试工程施工、平台井站等施工过程，废水种类包含施工人员生活污水、土建施工废水、管线试压废水、压裂返排液、钻井废水、井场方井雨水及井场初期雨水等，此外，管线穿越施工期将短期增加河流沟渠水中泥沙含量。

本项目各单项工程均无废水外排。其中，钻井施工人员的生活污水是经收集后拉运地方城镇污水处理厂处置，其余施工人员的生活污水均依托当地已有设施；施工废水经收集沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘；钻井废水包括设备冲洗废水、方井雨水以及初期雨水，通过采取雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，回用于生产用水，无法回用的钻井废水经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排；试压废水沉淀后回用于洒水降尘；返排压裂液优先回用于同井场配置压裂液，其次转运至同区域其他井场配置压裂液，无

法回用的压裂返排液经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理，现场不外排。施工期管线穿越地表水体，施工结束后原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。通过采取上述措施，本项目施工期对区域的地表水环境累积影响很小。

同时，由于施工期压裂返排液回用量较大，在区域开发建设过程中，应加强区域压裂返排液回用的总体协调。

（2）生产运营期

本项目生产运营期废水主要来源于平台井站及天然气回收装置区生产运营过程，废水种类包含值守站人员生活污水、采气废水及少量清洗废水。

在区域开发建设过程中，采气废水可回用于区域生产用水，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理。生活污水通过收集池收集后，定期拉运地方城镇污水处理厂处理，不外排。

根据对区域内的废水处理站、回注站等各阶段废水处理设施的处理、接纳能力及剩余空间等情况的调查统计结果可知，本项目各阶段产生的各类废水依托处理处置的污水处理站、回注站等设施均有足够能力接收本项目各阶段产生的各类废水，确保本项目各阶段产生的各类废水处理处置及时、有效，不会产生二次污染，对区域的地表水环境不会产生较大影响。

根据井区内已实施工程的现场调查，通过采取上述回用、回注等污水污染防治措施，井区生产运营期对区域地表水环境累积影响很小。应加强回用量和回注量的统筹协调。

7.8.2 大气环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期大气污染物主要来自钻井井场柴油发电机废气，管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中的施工扬尘、管道焊接烟尘等，井区内各相邻井场的距离较远，管线施工分段进行，因此建设施工

期对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 200m 范围内，不会出现叠加的大气环境影响，且施工期结束后大气环境影响消失，不会改变区域环境空气功能区划，建设施工期对区域大气环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期大气污染物主要来自水套炉废气、设备检修/事故放空废气、无组织废气等。清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，通过平台井站放空立管燃烧后排放，为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，水套加热炉均以天然气为燃料，其燃烧产物为燃烧后产生的废气含 CO₂、NO_x、颗粒物和 H₂O，通过约 8m 高排气筒（内径 Φ 200mm）有组织排放，其中 NO_x 和颗粒物排放浓度，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。根据其他井区已建工程现场调查类比，本项目通过采取上述措施后，不会改变区域环境空气功能区划，对区域大气环境累积影响可接受。

7.8.3 声环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期噪声主要来自钻前施工、钻井施工、储层改造测试工程施工、平台井站施工及集输管线等施工过程中，其中钻井施工和储层改造测试工程施工的噪声影响范围一般在 300m 范围内，其余施工过程中噪声影响范围相对较小。井区面积约 190km²，井区内各相邻井场的距离较远，1.27km~4.19km，管线施工分段进行，因此建设施工期噪声对区域大气环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在 300m 范围内，不会出现叠加的噪声环境影响，且施工期结束后噪声环境影响立即消失，不会改变区域声环境功能区划，建设施工期对区域声环境累积影响可接受。

（2）生产运营期

本项目生产运营期噪声主要来自各平台井站及天然气回收装置区工艺设备运行噪声，即采气工艺区设备噪声及应急事故下的放空噪声等。

各平台井站之间相隔较远，项目生产运营期对区域的声环境影响仍以各单项工程环境影响为主，且各单项工程影响范围不会出现叠加影响。单项工程通过选用低噪声设备、优化平面布置等减振降噪措施，对周围环境影响较小。

根据已建井站的现场调查，井场和管线施工期、平台井站运营期通过采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，项目生产运营期对区域声环境累积影响可接受。

7.8.4 固体废物环境污染累积影响

（1）建设施工期

本项目建设施工期固体废物主要来自钻前工程、钻井工程、储层改造测试工程、集输管线施工等过程，主要固废污染物包括剥离的表土、生活垃圾、施工废料、顶管或定向钻施工废弃泥浆、废包装材料、水基钻井固废、油基钻井固废及含油固废（危险废物）等。各单项工程相距较远，且由施工队分别进行施工，对区域的影响主要表现为单个项目的影响。

本项目产生的上述固体废弃物，将采取表土剥离单独堆存、生活垃圾集中收集交环卫部门处置；施工废料由施工单位收集后外售废品回收站处置，不可回收部分与生活垃圾一并送当地环卫部门处置，施工现场未随意乱扔；顶管或定向钻施工废弃泥浆、水基钻井固废综合利用；油基岩屑和含油固废规范暂存交有资质单位处置等措施处置本项目建设期间产生的固体废物。本项目通过采取上述固体废物污染防治措施，井区建设施工固体废物对区域环境累积影响很小。

同时，由于施工期水基钻井固废和油基钻井固废集中产生，产生量较大，在区域开发建设过程中，应加强井区固体废物处置的总体协调。

（2）生产运营期

本项目生产运行期间产生的固体废物主要为天然气回收装置过滤分离器滤芯及杂质、井站分离器废渣、清管检修废渣、储液罐的沉渣、废分子筛、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。天然气回收装置过滤分离器滤芯及杂质收集后返回厂家回收利用，井场分离器产生的废渣、清管检修废渣及储液罐沉渣属于一般工业固废，收集后外运至砖

厂或水泥厂资源化利用；废矿物油及含矿物油废物在危废暂存区由废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置；废分子筛收集后返回厂家回收利用；生活垃圾定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。项目通过采取上述固体废物污染防治措施，运营期固废得到了妥善处置，井区生产运营期固体废物对区域环境累积影响较小。

本次巴中气田产能建设项目（一期）建设及运行过程中产生的固体废物经以上方式处理后对项目所在区域的土壤、植被及地下水环境造成的影响很小，在当地环境可接受范围内。

7.8.5 土壤环境影响累积影响

根据土壤影响识别结果，本项目属于污染影响型，影响范围一般在0.2km范围内，井区内各相邻井场的距离较远，因此建设运行期对区域土壤环境影响以各单项工程项目环境影响为主，且影响范围一般在0.2km范围内，不会出现叠加的土壤环境影响。

本项目土壤环境的影响主要为跑、冒、滴、漏污染物漫流以及垂直下渗影响，各井站通过采取雨污分流制、分区防渗、池体预留空高、罐区设置围堰等措施，减少项目建设运营对周边土壤环境的影响。根据井区已建工程的现场调查，通过采取上述措施后，本项目对区域土壤长期累积影响很小。

本项目随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证各单项工程施工对施工区周边的土壤和农作物的影响得到尽快的恢复，采取措施后，项目建设活动对周边土壤环境影响小。

7.8.6 地下水环境污染累积影响

本项目共17个场站，分属于2个二级水文地质单元。根据各场地对地下水环境的影响特征，从水文地质单元划分和地下水流场的角度考虑，每个水文地质单元具有独立的补径排条件，构成相对独立的地下水水流特征，因此本项目在非正常状况下仅对其所在水文地质单元内的地下水环境及保护目标产生影响，受红层含水层结构特征及地下水流动特征影响，各水文地质单元产生叠加影响可能性较小。同时，本项目在同一水文地质单元内的场站较为分散，结合预测结果分析的超标和影响距离，

各场站发生地下水污染影响范围有限，污染物浓度衰减较快，故同一水文地质单元内的场站同时发生地下水污染事故时，发生叠加影响的可能性较小。

综上所述，避免叠加影响发生，本项目各场地建设合理安排开采时序。从区块开发角度而言，本项目场地分散，污染影响表现为点状形式，影响范围有限，同时各场地实施运行采取了一系列的地下水污染防治措施，因此本项目建设运行对区块内的地下水环境产生叠加影响的可能性较小。

7.8.7 生态环境累积影响

就整个区块而言，开发周期较长，现目前区块已建成部分采气工程、钻井工程、集输工程和配套工程，随着后续开发项目的不断实施，对区域内的陆生生态将存在一定累积性影响。

区域内已建开发工程及管线集输工程已落实了相应的环保措施和生态恢复补偿措施，管线对景观造成的分割作用逐渐消失，破碎化程度降低；已建工程永久占地改变了土地使用功能，造成了一定面积植物的减少和数量上的降低，对农业生产造成了一定的影响。井场井站工程和管道工程的占地面积小，在滚动开发、分段施工结束，分阶段及时进行生态恢复后，区域内的开发建设活动造成的累积性影响较小。

本项目占地面积小，管线长度较短，穿越区域主要为耕地、林地等，不占用和穿越生态敏感区，随着施工完成后的植被恢复，工程实施后对区域生物多样性、景观结构、生态系统结构和功能的影响较小，不会对区域生态环境造成破坏，项目后续实施不会对区域生态环境造成长期累积性影响

7.8.8 退役期累积影响

井区进入退役期后各平台井站井下气压大幅降低，井下储量逐渐减少，采气开发接近尾声。随平台来气量的减少，平台井站各种生产设施将停止运行。退役期单项工程产生的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

8 环境风险评价

8.1 评价依据

8.1.1 风险调查

本项目所开采的天然气预计均不含硫，根据查阅《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）等资料及平台钻井工程主要原、辅材料使用情况，该项目钻井过程中使用主要原、辅材料有泥浆、加重剂、固井水泥、添加剂、堵漏剂、开采的天然气、柴油发电机用柴油、目的层水平段采用油基钻井液（白油或柴油）、压裂前置酸（稀盐酸）、井站运营期由工艺系统分离产生的采气废水。钻井期废水主要呈现出 pH 值偏高，含高浓度的 COD 和 SS。钻井工程主要材料、钻井废水和产品成分、物理化学特性及毒性如下：

（1）水基泥浆、固井水泥及添加剂危险性分析

泥浆为水基泥浆，以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有聚合物、氯化钠、羧甲基纤维素（CMC）、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等 20 多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。泥浆中影响环境的主要成分是有有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，本项目采用的泥浆不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

（2）钻井期废水危险性分析

钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，属碱性废水，含较高的 COD 和色度，具有一定的腐蚀性。洗井废水的主要成分与钻井废水类似，其污染物浓度低于钻井废水。压裂废水中主要污染物为 COD、石油类、SS 和氯化物，有一定水生生态毒性效应和腐蚀性。钻井废水、洗井废水、压裂废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

（3）采气废水危险性分析

采气废水中的主要污染物成分为 COD、石油类、Cl⁻。由于石油和天然气及地层水长期储存于地下，一些微生物和细菌也生存于其中，在油、气从地层中被采出时，会与其它杂质一起混入水中被带出地面，所以采出的地层水是一种淡盐水，矿化度一般有几万~十余万 mg/L，除含大量离子外，还可能含少量有 Cd、Pb、Zn、Ba、As 等有害物质。有一定水生生态毒性效应和腐蚀性。采气废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对其进行环境风险分析，并提出风险管控措施。

（4）甲烷危险性分析

天然气是一种碳氢化合物，通常所称的天然气是指储存于地层的可燃气体，同煤炭、石油一样同属化石燃料。天然气主要成分为甲烷、也包括少量的乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、己烷等重质碳氢化合物和少量的氮气、氧气、二氧化碳等。天然气比空气轻，无色、无味、无毒且无腐蚀性。从地层中开采出的天然气属易燃、易爆物质，极易在通常环境中引起燃烧和爆炸。作为主要烃组分的甲烷属于《化学品分类和危险性公示通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)将使用或产生甲烷(CH₄)的生产列为甲类火灾危险性生产。甲烷的危险、有害特性详见表8.1-1。

（7）酸性介质危险性分析

盐酸主要是用于压裂施工前置液酸化井壁，腐蚀性强，危险、有害特性详见表8.1-4。

8.1.2 环境敏感目标调查

本项目的环境风险敏感点重点调查各项目井场（井站）周围 5km 范围内的集中居民点、医院、学校、养老院和分散居民点以及拟建管线两侧 200m 范围内的分散居民点。本项目环境风险敏感点分布图见**附图 8.1-1~8.1-20**。本项目各井场（井站）环境敏感目标特征表见表 8.1-5，各集输管线环境敏感目标特征表见章节 1.8。

8.2 风险潜势初判及等级划分

8.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

由于各井场井站为独立钻井施工和建站作业，管网（采、集气、供排水）为分段建设，各施工单位为相对独立施工单元，井场内各单井通过井口切断阀实现单元控制，井站与井站之间输气管道通过井站进出站阀组切断阀实现单元控制，故巴中气田产能建设项目（一期）环境风险危险源判定按各控制单元分别判断。根据本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2018）附录B中对应临界量的比值确定Q。对于长输管线，按照两个阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

（1）钻井施工期

按照中石化集团公司环境风险管理规定，事故状态下在不超 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。本项目钻井工程预计可获气层为须家河组，为不含硫化氢气层，比对《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B，本项目涉及的主要危险物质包括 CH₄（易燃易爆）、油类物质（柴油和白油）、12%稀盐酸。本项目压裂阶段使用的前置酸为 12%稀盐酸，而《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 B 中所列第 334 项为浓度≥37%的盐酸的危险物质临界量，因此本项目所使用的 12%稀盐酸换算为 37%盐酸参与 Q 值计算。由于各井场各井钻井工程依次实施，井场先实施一口井钻井作业，再依次实施下一口井，因此，同一时间，一个井场仅一口井实施钻井作业，因此钻井作业天然气最大流量按照单井最大无阻流量进行计算。本项目区块内单井天然气配产流量 5 万方/天，涉及最大无阻流量取正常工况下天然气流量的 5 倍值，井喷点燃时间为 15 分钟，15 分钟内可燃气体天然气泄漏量最大为 2.02t（临界量为 10t），钻井阶段单个井场现场柴油储存、使用量最大为 16t，油基泥浆基础油为白油现场贮存量约 250t。本项目压裂作业还将使用 12%稀盐酸（密度约 1.06g/cm³），采用 1 个 25m³盐酸罐存贮，单个井场内最大存在量约 25m³，经换算成 37%盐酸（密度约 1.184g/cm³）约 7.259m³，约 8.595t。钻井施工期还涉及钻井废水、洗井

废水、压裂返排液的暂存和转运，钻井废水、洗井废水、压裂废水不属于 HJ/T169-2018 附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），无临界量规定，因此不参与 Q 值计算，仅进行相关的环境风险分析。

（3）表 8.2-1 施工期井喷运营期

根据本项目建设内容，本项目开采、集输的主要产品为天然气。根据导则要求，针对长输管线项目应按照井站、管线分段进行评价。本项目新部署 17 个井站、8 条管线、15 个天然气回收装置区，本项目运营期环境风险共计 40 个危险单元。本项目各井站通过阀组撬实施紧急截断，截断阀能在 30s 内截断气源，故本评价考虑最不利情况下天然气泄漏量以 30s 计，流量按照最不利情况下最大无阻流量计算（以正常工况下天然气流量的 5 倍值作为无阻流量值）。各集输管线天然气存在量根据管道容积进行天然气存量计算。各单元危险物质基本情况见下表 12.2-2。

由上表 8.2-1、8.2-2、8.2-3 可知，本项目钻井期 Q 值最大为 1.4544；运营期以各井站、天然气回收装置区及各集输管线为危险单元，计算各井站、天然气回收装置区和各集输管线的最大存在量，其中井站及天然气回收装置区的 Q 值最大为 0.15，管线中元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线的 Q 值大于 1，分别为 1.18、1.35、1.10。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》要求，各单项工程分工程以及实施阶段进行评价，本项目各井站采气运营期及天然气回收装置区 Q 值均小于 1，开展简单分析。施工期钻井井场 Q 值最大为 1.4544， $1 \leq Q < 10$ ；运营期元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线 Q 值分别为 1.18、1.35、1.10， $1 \leq Q < 10$ ，因此施工期钻井井场及运营期部分集输管线集输管线应进一步判断环境风险潜势。

8.2.2 行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，本项目施工期钻井井场涉及危险物质使用，贮存，详见按照表 8.2-4，运营期行业及生产工艺情况（M 值）详见按照表 8.2-5。

表 8.2-4 行业及生产工艺（M）

序号	工艺单元名称	生产工艺	数量/套	M 分值
1	施工期钻井井场	石油、天然气、页岩气开采	1	10
2		涉及危险物质使用、贮存的项目	1	5
项目 M 值Σ				15

表 8.2-5 行业及生产工艺（M）

序号	工艺单元名称	生产工艺	数量/套	M 分值
1	运营期内部集输管线	油气管线	1	10
项目 M 值Σ				10

由上表可知，本项目施工期钻井井场行业及生产工艺 M 总计为 15，

为 M2，内部集输管线 M10，为 M3。

8.2.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，已知危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.2-6 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.2-6 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)

危险物质数量与 临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

由上表可知，本项目施工期钻井井场危险物质及工艺系统危险性等级为 P3，运营期集输管线危险物质及工艺系统危险性等级为 P4。

8.2.4 环境敏感程度（E）的分级

（1）地表水

本项目评价区域内水体主要为巴河及其支流，区块范围内涉及的巴河水环境功能为Ⅲ类水体，项目涉及巴河支流水体功能为灌溉、泄洪、养殖等，未划定水环境功能，不涉及地表水饮用水源。项目钻井井场周围无地表水体分布，施工期间废水均收集后妥善处置，不在现场外排，事故情况下及时将废水抽入废水罐，同时井场设置有内外环沟能有效避免废水进入外部环境。本项目元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线不涉及河流穿越；元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线（气管线）穿越巴河，巴河水环境功能为Ⅲ类水体，但穿越点上游 500m 及下游 10km 范围内无饮用水源保护区分布。地表水环境敏感特征，地表水环境敏感目标，项目各项工程地表水环境敏感程度见下表。

表 8.2-7 各危险单元地表水环境的环境敏感程度（E）分级

序号	危险单元名称	地表水环境敏感特征	地表水环境敏感目标	地表水环境敏感程度

1	钻井期间各钻井井场	F2	S3	E2
2	运营期元陆 35-1H~光辉阀室集输管线	F2	S3	E2
3	运营期元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线	F2	S3	E2
4	运营期元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线	F2	S3	E2

(2) 地下水

本项目所在区域评价范围内存在分散居民自打水井，属分散式地下水源地，地下水敏感程度为较敏感（G2），包气带防污性能分级为 $Mb \geq 1.0m$ ， $1 \times 10^{-6} cm/s \leq K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定（D2）。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，项目地下水环境敏感程度为环境中度敏感区（E2）。

(3) 大气

本项目大气环境敏感程度的分级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 8.2-8。

表 8.2-8 大气环境敏感程度分级

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

根据前文敏感保护目标调查统计情况，本项目钻井井场周边 5km 范围内人口之和均大于 1 万，小于 5 万，大气环境敏感程度等级为 E2；本项目元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线、

元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人小于 200 人。对比上表可知，大气环境敏感程度等级为 E2。

表 8.2-9 各危险单元大气环境的环境敏感程度（E）分级

序号	危险单元名称	大气环境敏感性分级	备注
1	钻井期间各钻井井场	E2	根据统计，钻井井场周边 5km 范围内人数最多为 4.9 万人，最少为 2.9 万人，人数大于 1 万人小于 5 万人
2	运营期元陆 35-1H~光辉阀室集输管线	E2	管道长度为 9.1km，管线 200m 范围内分布有散户住户 195 户，每千米管道约 22 户 77 人
3	运营期元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线	E2	管道长度为 10.4km，管线 200m 范围内分布有散户住户 298 户，每千米管道约 29 户 103 人
4	运营期元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线	E2	管道长度为 8.5km，管线 200m 范围内分布有散户住户 153 户，每千米管道约 18 户 65 人

8.2.5 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+ 级，根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 8.2-10 确定环境风险潜势。

表 8.2-10 建设项目施工期环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV+为极高环境风险。

本项目施工期钻井井场大气环境敏感程度、地下水环境敏感程度、地表水环境敏感程度均为 E2；本项目运营期集输管线大气环境敏感程度及地下水敏感程度均为 E2，地表水环境敏感程度元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H

集输管线为 E2；本项目施工期钻井井场危险物质及工艺系统危险性等级为 P3，运营期集输管线危险物质及工艺系统危险性等级为 P4；各风险单元环境风险潜势如下表。

表 8.2-11 各危险单元大气环境的环境风险潜势

序号	危险单元名称	大气环境敏感性分级	地表水环境敏感性分级	地下水环境敏感性分级	物质及工艺系统危险性分级 P	风险潜势
1	钻井期间各钻井井场	E2	E2	E2	P3	III
2	运营期元陆 35-1H~光辉阀室集输管线	E2	E2	E2	P4	II
3	运营期元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线	E2	E2	E2	P4	II
4	运营期元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线	E2	E2	E2	P4	II

8.2.6 评价等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势。

表8.2-12 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
A、是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

由上表可知，本项目各采气平台井站 Q 值均小于 1，开展简单分析。施工期钻井井场风险潜势为 III 级，风险评价等级为二级；运营期元陆 35-1H~光辉阀室集输管线、元陆 175-1H~元陆 178-1H 集输管线、元陆 178-1H~元陆 35-1H 集输管线风险潜势为 II 级，环境风险评价等级为三级，其余集输管线 Q 值均小于 1，开展简单分析。

8.3 风险识别

8.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中涉及的危险物质有天然气、柴油、白油、盐酸、钻井废水和采气废水等，具体见“8.1-1 风险源调查”章节内容。

8.3.2 生产系统危险性识别

项目涉及的危险单元主要为井场、井站和集气管道等。各生产装置的风险性分述如下表8.3-1~8.3-2。

(1) 钻井过程主要危险及有害因素分析

(2) 天然气开采危险及有害因素分析

8.4 环境风险源项分析

8.4.1 最大可信事故

钻井过程中主要事故类型为井喷、井漏、钻井废水、柴油、白油外溢等，主要危害为释放的天然气，可能引发火灾、爆炸事故，以及对周围生态环境和人群健康的危害影响。天然气开采期间主要事故类型为站内设备腐蚀等因素造成的天然气泄漏，引发的火灾和爆炸事故，对周围环境和人群健康的影响，以及对生态环境的影响等。

从事故类型来讲，钻井和天然气开采阶段事故类型和可能造成的后果基本相同，但针对天然气开采来讲，主要设备类型比较简单，可控程度比较高，而钻井过程中可能引发事故的因素较多，可控程度较天然气开采低，事故的后果较天然气开采阶段稍大，因此，将钻井过程可能发生事故作为最大可信事故。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，其可能引发系列环境风险事故。井喷失控事故分析见图 8.4-1。

从上图可见，最大可信事故下，事故危害主要火灾、爆炸、天然气释放对大气环境影响和人群健康的危害等。

8.4.2 最大可信事故概率

根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的机率很小。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41‰，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失

控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

8.5 环境风险事故情形分析

8.5.1 大气风险事故情形分析和影响分析

(1) 施工期井喷风险

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，释放的天然气以及点火燃烧后产生的二次污染也会对周边的居民产生影响。

(2) 钻井期套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。

(3) 运营期场站、采输气管道泄漏风险

井站、输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，天然气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。

集输管线井站配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

根据调查区块内已运行井站和集输管线，通过配备截断阀、定期巡视等，采取设计及规范措施，运行至今未发生大的环境风险事故。

（4）天然气点火燃烧对生态环境的影响

钻井过程发生井喷失控后天然气逸散到空气中遇明火发生火灾爆炸或主动点火发生火灾爆炸情形、施工期柴油或白油泄漏后遇明火燃烧情形以及采气过程井站或集输管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，充分燃烧情况下燃烧产物主要为CO₂，毒性较大的CO的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，火灾爆炸燃烧产物对大气产生的影响较小。

8.5.2 地表水、地下水、土壤污染环境风险事故情形分析

8.5.2.1 施工期地表水、地下水、土壤污染环境风险事故情形分析

（1）钻井期井漏环境风险影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。其环境影响程度详见地下水环境影响分析与评价。

（2）套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外1km范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

（3）钻井期集污罐、废水收集罐、油罐的环境风险影响分析

废水收集罐、油罐事故状态对地表水的影响包括钻井废水泄漏，以及泄漏柴油（白油）等对地表水的影响。其对地表的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入地表水；另一种是柴油（白油）或钻井废水

泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

另外，通过对拟建地地形地貌和河流沟渠分布情况分析可知，以及废水收集罐、集污罐临时储存的废水量，事故情况下，泄漏废水遇降雨时才会对地表水造成影响。但项目有完善的QHSE管理体系，以及有效的风险管理，发生事故的概率降低，此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

（4）钻井期废水、岩屑、废弃材料

钻井废水、压裂返排液、采气废水、岩屑、废弃材料的转运由具有相应运输资质的单位负责运输，并建立交接三联单制度，确保废水运至相关目的地。运输中涉及到风险事故主要环境敏感点为：

- ①公路沿线主要为耕地，涉及农村区域和城市区域等。
- ②线路沿线穿越巴河等地表水体。

环境风险分析：污水转运车辆在行驶过程中，应加强管理，严防储液罐车翻车污染河流。废水转运采用罐体装载污水，罐体为钢板密闭罐，发生翻车泄漏的机率很小，且钻井废水无剧毒物质，主要是含有机污染物、COD、pH、石油类，且转运过程中穿越桥梁均设事故废水收集管道，罐车输送的量约10t/车，量不大，不会产生严重后果。废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。本环要求废水转运路线应尽量避免环境敏感目标，同时保证运输路线不穿越集中式饮用水源保护区。

为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

A、建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

B、对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

C、转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

D、加强罐车装载量管理，严禁超载。

E、加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

F、转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置道路时，应放慢行驶速度。

G、废水转运尽量避开暴雨时节。

H、建立废水转运联单制度。

（5）钻井期油罐事故影响分析

钻井使用柴油，油罐布置在井场前场，风险影响主要是油罐的区的火灾爆炸。油罐设置在基础上，基础周围设置围堰。油罐密闭，油类物质发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴的油类物质均收集在围堰内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油（白油）大量泄漏的机率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。

（6）钻井期套外返水风险影响

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度地层水（主要在3000m以下地层）Cl⁻离子浓度达到19000~23000mg/L，水型以CaCl₂为主。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小。

（7）压裂前置酸泄漏事故影响分析

各井场井站单井井下压裂作业时，钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存。酸发生泄漏后的影响将引起土壤酸化，破坏土壤的结构，危害植物生长；本工程井场周边设置有清污排水沟，发生泄漏时可有效避免对井场外土壤及地表水体的影响。同时通过协调运输关系，酸罐车一般仅提前1~2d拉运成品前置酸至需求井场，减少前置酸在现场贮存时间，减少泄漏环境风险。

（8）钻井期柴油和油基泥浆使用、储运过程中的环境风险

一般而言，柴油和白油的安全性是比较好的，但其易燃易爆性是不容忽视的。本项目各井站井场上用柴油罐对柴油进行储存，采用泥浆罐对油基泥浆进行储存，柴油罐和泥浆罐放置在井场进门处砖砌的基础之上，其周围为旱地，无林木等。柴油和油基泥浆在使用、储运过程中的环境风险主要来自于柴油罐、泥浆罐自身缺陷、老化等造成的泄漏。柴油、白油泄漏可能污染河流、地表水、地下水和土壤环境，对生态环境和社会影响很大，也可能引起火灾爆炸，造成人员伤亡及财产损失。

8.5.2.2 运营期地表水、地下水、土壤污染环境风险事故情形分析

（1）天然气开采期采气废水外溢和运输事故影响

本项目井站拟采用“加热+节流+分离+脱水+计量工艺，经气液经分离后，采气废水进入井站内的采气废水储液罐暂存，储液罐设置外溢报警器，同时储液罐所在区域四周均有防渗且设置围堰，定期定点对储液罐的容量进行检查，达到容量的80%则进行转运，因此出现采气废水外溢的可能性小；采气废水的输装和外运均由专用运输车进行运输，运输车为密闭罐车，在转运过程中可能出现运输事故，采气废水泄漏会对周围土壤的结构造成不利影响，如果下渗会对地下水、土壤造成污染，雨水冲刷进入地表水也会对地表水造成不利影响。

8.6 环境风险预测与评价

本项目各井场钻井期和各井站采气期环评风险评价等级为简单分析，运营期内部集输管线环境风险评价等级为二级。因此本项目仅对内部集

输管线运营期环境风险评价进行预测分析，其他单项工程环境风险评价进行定性分析。

8.6.1 大气环境风险影响

1、环境风险评价标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），本项目大气环境风险评价主要采用附录 H 大气毒性终点浓度作为风险预测标准，详见下表 8.6-1。地下水终点浓度按照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准。

表 8.6-1 危险物质判定标准

序号	预测因子	关注限值 (mg/m ³)		备注
		毒性终点浓度-1	毒性终点浓度-2	
1	甲烷	260000	150000	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 H

2、大气环境风险预测

(1) 钻井期井喷

① 预测模型

A、排放模式

判定连续排放还是瞬时排放，可以通过对比排放时间 Td 和污染物到达最近的受体点（网格点或敏感点）的时间 T 确定。

$$T=2X/U_r$$

式中：X——事故发生地与计算点的距离，m；

U_r——10m 高处风速，m/s。取巴中地区多年平均风速 1.0m/s。假设风速和风向在 T 时间段内保持不变。

计算 $T=2*101/1.0=202s$ ，小于设定泄漏时间 15min，认为是连续排放。

B、气质特性

判定烟团/烟羽是否为重质气体，取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因素。通常采用理查德森数（Ri）作为标准进行判断。

连续排放：

$$R_i = \frac{\left[\frac{g(Q/\rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

式中： ρ_{rel} ——排放物质进入大气的初始密度， kg/m^3 ；甲烷约为 0.7734kg/m^3 ；

ρ_a ——环境空气密度， kg/m^3 ； 1.18kg/m^3 ；

Q ——连续排放烟羽的排放速率， kg/s ；

D_{rel} ——初始的烟团宽度，即源直径 m ；按照井口宽度取 $0.374m$ ；

U_r —— $10m$ 高处风速， m/s 。取 $1.5m/s$ 。

通过 EIAProA2018 软件计算，甲烷的烟初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数，扩散计算建议采用 AFTOX 模式。

②预测参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018），二级评价选取最不利气象条件进行预测，最不利气象条件取 F 类稳定度，详见表 8.6-2。

③预测结果

采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 G 推荐的大气风险预测模式（AFTOX 模型），计算最不利气象条件下风向不同距离处污染物的高峰浓度和毒性终点浓度，详见表 8.6-4。

本环评认为最不利气象条件下本项目井喷事故点火前井喷的甲烷未达到毒性终点浓度-1 及毒性终点浓度-2。

④预测评价

根据川渝地区各气藏已钻井出现井喷及井喷失控事故的概率极小，主要不良显示为水侵和气侵、井涌。类比分析本项目出现井喷失控的机率很小。据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间，累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。

（2）集输管道泄漏

依据前述分析，本项目输送介质为天然气，主要考虑管道腐蚀或应力作用引起的甲烷泄漏事故。源强设定拟采用导则推荐的计算法。由于各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，因此泄漏时间按30S考虑，泄漏量按管道截面100%断裂进行估算。

①预测模型

甲烷为轻质气体，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），可采用AFTOX模型进行预测。

②气象参数

选取导则明确的最不利条件进行预测，气象参数详见表8.6-2。

③预测结果

天然气管道断裂后，气流的抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位收集了一些天然气管道事故的有关报道并咨询了部分安全评价单位，多数大孔径、高压力管道断裂时天然气气流的喷射高度可达60m以上，本报告偏保守考虑，管道以抬升高度为50m预测评价。设定事故状态下的天然气泄漏时甲烷的毒性终点浓度预测结果见表8.6-6。

由上表预测可见：F类稳定度，风速1.5m/s下，元陆175-1H~元陆178-1H集输管线管道发生断裂泄漏时，最大浓度低于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2，故发生断裂泄漏时管道断裂点周边不会出现处于毒性终点浓度-1和毒性终点浓度-2的环境中的居民，不存在环保搬迁的情况，本项目实施对周围环境的风险影响有限。

④预测评价

由于项目各个危险单元前后设置了紧急隔离系统，一旦管道发生泄漏事故，两端井站迅速关闭，泄漏时间一般不会超过30s，风险情况下，管道泄漏时间短，甲烷暴露时间短（不超过一小时），不会对人体造成不可逆的伤害。同时，结合导则的统计数据知，全管径泄漏的概率约为 $1.00 \times 10^{-7}/m.a$ ，事故发生的概率极低。采取积极的风险防范措施，并制定有效的应急预案后，环境风险总体可控。

本工程输送介质为不含硫天然气，除了在安全事故时有可能造成人员伤亡外，事故的次生污染很小，没有有毒有害物质外排，对沿线的敏

感目标产生影响很小，属可接受范围。但泄漏天然气引发火灾和爆炸可能造成林区生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。为杜绝该类事故的发生，应依据《中华人民共和国森林法》、《森林防火条例》等制定防火预案、增加巡线频次，发现隐患及时处理，防患于未然。

2、施工期大气环境风险评价

（1）施工期井场采输气管道泄漏及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险

输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，天然气外溢，遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。集输管线配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，通过采取风险防范措施并制定有效的应急预案后环境风险总体可控。本项目天然气不含硫，燃烧产物主要为CO₂和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO产生量很少，次生污染废气影响较小。CO₂主要危害就是浓度过高产生窒息。项目周围居民不在受限空间内，发生CO₂浓度过高产生窒息的概率很小。

（2）施工期井喷

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，释放的天然气也会对周边的居民产生影响。

由于本项目天然气不含硫化氢。在事故状态下，井喷失控释放的天然气，多数通过燃烧处理，使甲烷等转化成CO₂和H₂O，仅在事故刚发生时有少量天然气释放，其对环境的影响较小。在事故状态下，若井喷失控释放的天然气未点燃，则天然气向环境中扩散。由于天然气主要成分为甲烷，其密度比空气的一半还小，且扩散很快，对环境、人和动物的

影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

根据对项目周围环境情况的调查，井口周围环境风险敏感点主要为3km评价范围内的场镇、医院、学校等，事故条件下及时采取应急措施及时撤离后，对周围风险敏感点影响较小。

此外，在实际钻井过程中，若出现井喷失控事故时，还应根据天然气的释放量、释放压力等，确定应急疏散半径。同时还要将应急预案落实到实处，确保事故发生时能及时采取紧急措施，确保危害的最小化，确保周围人民群众的安全。

因此，在采取有效的风险防范措施和应急措施的情况下，井喷事故发生概率较小，环境风险可接受。

（3）施工期套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外1km范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄漏点主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

（4）井眼碰撞或压裂作业导致套管破裂天然气窜层泄露进入地表环境风险影响分析

本项目在钻井施工中各井组内井眼距离5~15m，符合《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012），且各井均为不同方向的定向井或水平井，在钻井作业中严格控制直井段井斜和斜井水平段的位置方向，加强钻井位置监测，类比同类丛式水平井组钻井，从未发生过串井事故，因此井下工具破坏已完钻气井套管的可能性基本不存在。

完井套管均采用高压无缝钢管，压裂作业在高压压裂时破坏已完钻气井套管的可能性也很小。根据川东北地区多年来的钻井记录，井眼碰

撞以及压裂作业导致套管损坏在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后天然气窜层泄露进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多，但出现的泄露点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄露范围在井口外 1km 范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，泄露点主要表现为可燃气体的泄露遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

3、运营期井站和天然气集输管线泄漏风险分析

由于地面采气工程时在测试放喷定产后配产规模下生产（单井站最大配产规模 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），地面采气阶段环境风险源较钻井和储层改造施工阶段小，其环境风险影响范围较施工期小，且在站内工艺管道发生断裂泄漏事故后，自控系统控制的截断阀能在 2min 内截断上游气源，管道两边截断阀（井口截断阀、出站阀组区截断阀）在第一时间响应关闭并启动放空程序，最大泄漏量为管线在线量和 2min 的天然气流量，天然气泄漏量很小。由于天然气主要成份为甲烷，其密度比空气的一半还小，且稀释扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

井站、输气管道运行过程中，存在有因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，若输气管线发生破裂，天然气外溢，可能造成周边居民中毒、窒息。平台井站配备报警装置及应急截断阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量天然气外泄，且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

采气过程井站或集输管线发生天然气泄漏后遇明火燃烧等情形产生污染物对大气将产生一定的影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，燃烧物质与空气接触较充分，泄漏天然气量小，充分燃烧情况下燃烧产物主要为 CO_2 ，毒性较大的 CO 的量相对较少。且本项目处于农村环境，周边大气敏感点分散，且环境空气流通性较好，CO 对大气产生的影响较小。

8.6.2 地表水环境风险影响

(1) 施工期

① 废水泄漏或外溢影响分析

钻井废水、压裂废水、采气废水的危害主要表现在：pH 值过高过低、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的 COD、BOD、石油类增高，影响水生生物的生长。

钻井井场设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆不落地系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的放喷池集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。采气期采气废水于储液罐内暂存，储液罐外围设置有采取防渗处理的围堰，也有效防止采气废水外溢。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备泄露收集处理不及时等极端情况时，集污坑规格不够，废水流出井场，对周围环境造成影响，要求建设单位（尤其如果项目施工在雨季时）应确保集污坑的利用效率，保证井场内废水能有效收集进入泥浆不落地装置或放喷池。建议建设单位适当加大集污坑的规格或者将集污坑改建为隔油放喷池并做好防渗，增大废水储存规格，避免初期雨水控制不好或极端情况对附近水环境的污染，同时也能更加降低污水泄露对外环境（如地下水、农田）的影响。本次环评要求构建“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐池定期检查，确认罐池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够；

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄漏的罐、池区以及作业区等区域修建围堰，避免泄露废水散排进入井场其他区域；

第三级防控措施是内环沟集污坑、方井、井场四周集水坑等废水汇集处低进高出，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆不落地装置应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至泥浆不落地区暂存罐或应急罐、放喷池，并及时处理转运。

②油类物质的泄漏或外溢

柴油、白油及废矿物油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油、白油或废矿物油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为耕地，项目附近有冲沟等，泄漏的柴油、白油或废矿物油可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：表层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐和废油罐的检查，以减少事故的发生。钻井施工期油罐布置在井场外地势较高处，风险影响主要是柴油罐区的泄露及引发火灾、爆炸造成的次生环境污染风险。钻井期油罐设置在基础上，基础周边设置围栏、收油沟以及集污坑，油罐临时调配在油罐区暂存。油罐密闭，柴油发生大量泄露的概率很小，一般情况管道阀门泄露，少量跑冒漏滴均收集在集污坑内，可有效进行防止污染。钻井施工期废矿物油采用油桶收集暂存，油桶置于危废暂存间，废矿物油在施工生产过程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。采气期废矿物油采用油桶收集暂存，其产生量很小，油桶置于站内防渗区域；废矿物油一般站内能完全利用；废矿物油在生产过程中随时利用，废矿物油暂存量小，废矿物油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。

尽管项目存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的

QHSE 管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

③物质外运过程事故影响分析

本项目液体类物质转运采用罐体装载，固废采用密封袋装运输，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄露的机率很小，且合格泥浆、返排液、钻井固废等无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约 10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经 2~3 次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。巴中、广元地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。物质转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。本环评要求固废转运路线应尽量避让自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感目标，若无法完全绕避饮用水源保护区，路由必须绕避饮用水源一级保护区，并遵守饮用水源保护规定，且按照《四川省饮用水水源保护管理条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

（2）运营期

运营期采气废水在场站进行暂存后通过压力管道输送，正常情况下不会发生泄漏污染地表水、地下水及土壤环境的情况，事故情况下废水水罐、输水管道发生破裂等泄漏情况下将导致采气废水进入土壤和水中，污染土壤和水环境。因此，本项目一旦事故状态下发生地下水污染，应对可能受影响的保护目标迅速采取相应的应急措施，立即利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，将污水管发生事故泄漏后对水环境的影响控制在可接受范围内，并强跟踪监测。

8.6.3 地下水环境风险影响

（1）井漏事故影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流动场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸。

本项目钻井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。项目浅层采用导管清水钻，能避免对浅层含水层造成污染，同时导管段施工时间短，完成后立即固井，能大大降低对浅层含水层流场的影响，同时采取了事故监控井措施，能及时发现和处理对地下水环境的不利影响，因此对周边农户饮用水影响小。

（2）柴油、白油、废矿物油、钻井液、钻井废水、压裂返排液、采气废水等泄漏影响分析

根据地下水环境影响分析章节预测结果，非正常工况，若放喷池发生渗漏或钻井液漏失，污染物会大量进入地下水含水层，污染物扩散，会造成周边尤其是井场下游地区居民分散式取水井（泉）超标现象。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现池、罐是否存在渗漏等异常，若发现罐体渗漏结合地下水污染超标和影响范围，建议以泄漏处两侧 150m 至下游划分为分散式水源禁止饮用带，同时设置地下水跟踪监测井，发现异常立即对下游邻近的居民分散式取水井进行取样监测，若发现水质不宜饮用，立即采用如供应桶装水，或在所在井场上游地区选择新的水源为受影响的居民进行供水。

其他油类物质和钻井液、压裂返排液等均存在罐内，罐和基础地面进行了防渗处理，设置于地面基础上，四周设置了围堰，若发生泄漏能及时发现处理，污染物不会进入地下水或土壤环境，难以对地下水和土壤环境造成不利影响。同时若机械设备有少量油类物质泄漏于井场内，泄漏的柴油、白油和废矿物油在泄漏处呈点状分布，其在壤土中渗透能力不强，与水的溶解又低，且易于发现。因此，泄漏的柴油、白油、废

矿物油对当地地下水裂隙水水质影响较弱，对土壤污染仅限于接触油类物质少量井场内部分，污染有限。只要对泄漏的柴油、白油、废矿物油采取有效的回收措施，对浅层地下水和土壤环境不会产生明显影响。

（3）套外返水风险影响

套管腐蚀损坏的机率很小，固井质量是产生套管内外返水的控制因素。一旦由于固井质量问题而出现套外返水，将对地下水、土壤产生影响。深部高矿化度地层水（主要在 700m 以下地层）Cl⁻离子浓度达到 19000~23000mg/L，水型以 CaCl₂ 为主，矿化度 8.62~14g/L。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。

本项目固井水泥返至地面，地层水通过水泥固封断产生的裂纹和缝隙带出地层水的量也不会太大，会对含水层产生一定影响，可能对附近农户水井水质产生影响，通过目前较好的固井工艺，这种深层地层水窜入表层的机率很小，对地下水和土壤环境影响小。

（4）对地表水集中式饮用水源保护区的环境风险

根据本项目与地表水饮用水源保护区的关系分析可知，本项目井场、井站和管线大部分地段均不位于地表水饮用水源的汇水范围内。同时，结合本项目所在区域水文地质条件，项目所在地区主要为红层碎屑岩类裂隙孔隙含水层分布区，浅层地下水的径流方向与地表地形一致。因此本项目大部分工程内容的建设运行由于地表地下分水岭的存在，项目即使发生污染风险事故，污染物也不会向集中式饮用水源及其保护区方向径流，对其产生污染影响的可能性较小。

8.6.4 土壤环境风险影响

项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止污染物地表漫流、垂直入渗的发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

因此，只要建设单位严格落实本评价提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境的环境风险影响很小，土壤环境风险可接受。

8.6.5 生态环境风险影响

放喷燃烧产生的热辐射对放喷池周边植被有一定程度影响。项目预计井下气量较小，且单井事故放喷燃烧时间短，加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，一般情况下此类影响植被可自行恢复。

另外，井喷时点火燃烧产生的热辐射可能会对周边区域的植被产生不良影响。由于本项目可能发生火灾爆炸的部位位于露天环境，周边植被已清除，不会对区域植被产生明显影响。

根据前述分析，在采取一系列风险防范措施后本项目发生井喷的概率很小，因此可最大限度避免对周边植被产生不利影响。

8.7 环境风险防范措施

8.7.1 各井场井站井控措施

（1）各井场钻井施工设计中的井控措施

1) 选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷、井漏等环境风险事故。

2) 选择合理、安全可控的射孔方式。

3) 规定出上提钻具速度。井内下有大直径工具(工具外径超过油层套管内径 80%以上)的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成事故。

4) 对井口防喷装置的配备有明确要求，符合井控要求。

5) 选择使用有利于防止和控制钻井安全的井下管柱和工具，以适应突发事件的处理和补救措施的需要。

（2）各井场钻井作业中的井控措施

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)、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》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：

1) 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。

2) 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。

3) 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。

4) 进入目的地层前 50m~100m 对上部裸眼段进行承压试验无井漏后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。

5) 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)。

6) 按班组进行防喷演习，并达到规定要求。

7) 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，两个岗都必须做好真实准确记录，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。

8) 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。

9) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

10) 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。

11) 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。

12) 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。

13) 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。

14) 根据各井场井站所处地形环境、交通现状，确定每个井场和场站的逃生路线及撤离方案。

(3) 井口防喷装置

1) 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。

2) 以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等。

3) 井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等。

4) 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。

(4) 钻开气层前验收

钻开气层时极容易发生井下事故从而导致环境污染事故。钻开气层前验收就是在钻开气层前对井队的安全和井控工作进行全面大检查，以消除事故隐患，实现安全生产和清洁生产。

(5) 钻井、完井防腐措施

应加强油管腐蚀监测，掌握气井腐蚀状况，按井下作业流程检查油管腐蚀情况，记录每口作业井的油管腐蚀情况，根据井油管腐蚀情况进行专门的更换油管修井，以避免油管腐蚀穿孔、断落。

8.7.2 废水泄漏及外溢防范措施

钻井期废水收集罐、运营期储液罐通过设置围堰和防渗，放喷池通过加固池壁和防渗，降低垮塌和泄露风险；对井场排污沟及时清扫，保证排污沟畅通；钻井期废水收集罐、运营期储液罐加强保护管理，对废水进行及时转运。加强平时管理，保证放喷池、废水罐内有足够空余容积，水位达到池体和罐体80%时应外运处理，可有效防止水体污染事故。若池体发生垮塌事故，立即封堵内外环沟与自然沟渠连通处，及时清理池内及排污沟内废水，池底废水清理完后立即重新修建池壁，并进一步加固。采气期站内储液罐安装外溢报警器，以便及时发现外溢情况。

8.7.3 废水（钻井废水、压裂废水、采气废水）、钻井固废转运措施

1) 废水、钻井固废转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄漏。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

2) 运输前规划运输路线，废水、钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行，废水、钻井固废转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

3) 废水、钻井固废转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

4) 尽量避免雨天和大雾天运转废水。

5) 本工程废水、钻井固废运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

6) 承包废水、钻井固废转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的GPS监控系统平台，以便随时掌握废水、钻井固废运输车辆位置和行驶路线，确保废水、钻井固废转运至相应的目的地。

7) 废水、钻井固废运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

8) 废水、钻井固废转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水、钻井固废运输应急预案，每次废水、钻井固废运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

9) 废水、钻井固废产生单位和废水、钻井固废转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水、钻井固废产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。在发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水、钻井固废泄漏。

8.7.4 井漏防范措施

本项目钻井过程中导管段长度为100m，采用清水钻井液钻进，清水钻井深度以穿越浅层地下水深度为原则，最大程度的保护浅层地下水。从钻井工艺上优化尽可能的减少井漏事故对当地地下水环境的影响，在钻遇地下溶洞等不良地质时，漏失仅引起地下水浊度等物理指标变化，且工程上会采取快速钻进快速下管的施工工艺，因此对地下水尤其是对地下水饮用水源或水井影响不大，尽管如此，还应该提出如下预防和应急措施：

1) 各井场井站项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，有必要时应采取钻探等方法进行调查分析，查明项目所在地的地下水分布情况、埋藏深度及岩溶发育情况等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。

2) 采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。

3) 对钻井体系（清水、空气、泥浆等）进行实时监控，并配备足够的堵漏材料，一旦发现井漏，立即采取堵漏措施，在压裂过程亦需监控压裂液的漏失情况，以防止压裂液的扩散污染。

4) 若发现地下水受到污染，立即告知村民，停止饮用地下水源，启动地下水紧急监测方案，并采取临时供水措施(配送桶装水等)以保障居民的饮水安全，并给受影响的农户另觅水源，直至污染影响消失，保证居民的正常生活。

8.7.5 柴油和白油使用、储运过程中的风险防范措施

(2) 提高柴油、白油危险性的认识。根据燃烧的条件，当油罐内液面空间油蒸气浓度达到爆炸极限范围，遇到点火源时，就会产生爆炸，因此，应给予高度重视，从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、

引爆。

（2）加强对柴油和白油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸气的产生和积聚。油罐区设置有围堰，高约 0.3m，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧采用三油两布(沥青、玻璃纤维布)作防渗处理。

（3）柴油和白油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地方，最好设置机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

（4）建设方将柴油和白油储存和运输列入环境事故应急处置预案，且应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

（5）运输车辆配置吸油毡、围油栏等事故应急物资，一旦油类物资进入水体，马上用吸油毡、围油栏等使油类物资与下游水体阻拦，防止污染物随下游污染饮用水源，同时启动应急预案，报告饮用水源主管部门，做好信息公示，并在有必要的情况下立刻停止取水，启动饮用水源补水替代方案。

（6）依据《四川省饮用水水源保护管理条例》，地表水饮用水水源保护区内，禁止通行装载剧毒化学品或者危险废物的船舶、车辆。装载其他危险品的船舶、车辆确需驶入饮用水水源保护区内的，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地海事管理机构或者公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障危险品运输安全。因此，本环评禁止装载柴油、废水、固废等危险物品的转运车辆穿越饮用水水源保护区，以保障饮用水源安全。

8.7.6 采、集输管道泄漏防范措施

（1）管道管材

本工程安装的管道、管件必须使用符合国家设计、制造规范的产品。在特殊地质地段（三类施工区）、人口相对密集区采购厚管壁管材敷设。

（2）管道防腐

保证管道的长期安全运行，抑制电化学腐蚀的发生，按《钢质管道外腐蚀控制规范》(GB/T21447-2008)的要求，对采气管线和集气管线均采取外防腐层加阴极保护的联合防腐措施。

一般地段采用普通级防腐层；河流、公路、铁路穿越段及山区石方段采用加强级防腐层。补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带，管道补伤采用聚乙烯补伤片。热煨弯管外防腐采用环氧底漆型三层结构辐射交联聚乙烯热收缩套。

地面管线（井站）防腐采用聚氨酯防腐涂装，除锈后刷防锈漆两道，刷黄色调和漆两道。管道外防腐涂料面漆颜色按《油气田地面管线和设备涂色规范》（SY/T 0043-2006）的规定执行。平板闸阀本体刷红调和漆两道，手轮（柄）刷黑色调和漆两道。阀套式排污阀本体刷蓝色漆两道。线路管道外防腐层推荐采用加强级二层 PE 防腐层，管道补口推荐采用无溶剂液体环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩带，补伤推荐采用聚乙烯补伤片和聚乙烯热收缩带，热煨弯管防腐涂层采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩缠绕带。对于管道沿线与高压线交叉、并行等可能存在交流干扰处实施交流排流保护措施。各井站站内的露空管道、设备外壁选用附着力强，能经受气候变化，耐候性优异，不易退色，使用耐候性好、保光保色性优异的树脂漆防腐。

（3）自动控制系统

①各井场井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查；

②对本项目各井场井站生产装置等全部工艺过程进行监视和控制，实现对整个开采区域的生产运行进行监控和调度管理；

③各场站可实现对下列数据的采集和传递：井站/工艺设施的工艺变量、井站/工艺设施的阀门状态、设备状态、井口温度、压力、流量信息/计量参数、管道防腐参数等；

④可进行安全报警、装置气体泄漏检测；

⑤对区块各井场井站进行远程监视，实现紧急情况下30s内各切断阀自动截断关停。

8.7.7 井站气体泄漏、废水和废油泄漏防范措施

(1) 井站应按配备足够数量的正压式空气呼吸器及空气呼吸器气瓶压力相应的空气压缩机等。配备相应的安全设施，如井口安全系统、放空系统、灭火器、消防砂池、警示标志、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、风向标、高音喇叭等。

(2) 井站周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式等。

(3) 设备和管线焊接和检验，应符合相关标准和规范要求。

(4) 井站的建设和布局，应严格按照设计规范要求进行设计，确保井站安全。

(5) 结合井站可能发生的事故类型，编制详细的应急救援预案，有针对性地进行宣传，并定期演练。

(6) 采气废水储液罐安装外溢报警器能及时发现采气废水外溢情况可及时采取相应措施，储液罐区设置防渗围堰，防止泄漏废水外溢。加强污水运输车辆的管理，防止运输过程发生事故导致废水泄漏，污染环境；定期对污水进行转运，避免由于储存过多导致其外溢污染环境；加强储液罐的维护保养工作，避免由于腐蚀等造成其泄漏污染环境。

(7) 油桶选择完好无损的油桶，置于危废暂存间，保持盖子紧盖，及时综合利用。

8.7.8 环境风险防范措施工程监理

为确保工程项环境风险防范措施合理有效地实施，建议在钻采过程中引入工程监理制度，由监理单位负责环境风险防范措施的监理工作，确保各项措施得到合理有效的落实。

8.7.9 其它环境风险防范措施

(1) 公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训

并做好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

按照钻井行业环境风险应急预案规范要求，发生井喷失控等风险事故时应及时撤离疏散紧急撤离区内（井口周边0~500m范围）居民和企业员工，保护周围居民生命安全和健康，同时井喷失控后，还需在井口周边500m范围外布设环境应急监测点，并根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织一般撤离区（井口周边0.5~3.0km范围）居民和企业员工撤离。

（2）钻井、压裂期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于10m，用点火枪点火。

（3）地质灾害防范

对项目地周边开展详尽地质勘探工作，进而指导钻前施工和钻井施工，严防地质灾害环境影响诱发本项目环境风险。

（4）夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要24小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。严格落实井喷失控15min内及时点火以及应急预案确定的周边居民事故状态下的撤离方案，至压井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等，在钻开气层前后及钻开过程中夜间保持一定的警惕性。

（5）运输路由要求及风险防范

本项目废物、回用钻井液、钻井固废运输均由专业机构负责运输，不能利用的废油、废油桶、含油抹布手套等危废由钻井队委托具有危废道路运输经营许可证单位运输。转运废物工作中要加强对车辆的监督和管理，采取转运联单制度，规范转运台账，避免私拉乱倒的现象发生。由于项目废物转运距离较长，运输路线附近饮用水源较多。本次环评要求建设单位合理规划运输路线，尽量绕避饮用水源保护区和其他自然保护区、风景名胜区等环境敏感区。若本项目废物运输路由无法完全绕避饮用水源保护区，本次环评要求建设单位废物运输路由必须避让重要的集中式饮用水源保护区和饮用水源保护区一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，经过集中式地表水饮用水源二级保护区时或准保护区时，应按照《四川省饮用水水源保护管理条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险，尽量避免发生污染物泄漏进入保护区。若污染物事故情况下进入二级保护区，应立即采取应急措施、启动应急预案，及时处理污染，控制污染扩散，并加强取水点的监测，确保不对饮用水源造成污染。若对饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。

8.8 环境风险事故应急措施

8.8.1 天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边1km居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离泄漏点。企业在

泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

8.8.2 井喷及井喷失控应急处理措施

①抢险原则

立即抢关井口，停止生产，切断与主管线连接，对流程泄压，放喷点火，最大限度的确保现场工作人员和附近居民的人身安全，防止井口着火，在此基础上力争设备与井口的安全。

②应急措施

a.井喷失控后应立即停车、停炉，并关闭全部非防爆照明器具和电器设备，打开专用防爆探照灯。熄灭火源，组织警戒，并尽快使用水管向井口注水防火。

b.井站在现有条件下不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，迅速用点火枪远程射击，以防天然气弥漫在空气中发生爆炸事故。

③人身安全防护

抢险人员为避免烧伤、中毒、噪音伤害等，应根据需要配备护目镜、防尘口罩、手套等。

④井口装置损坏或其它原因造成复杂情况条件下井喷失控或着火的处理

a.做好井场防火工作。按规定和指令动用机动设备、发电机及电气焊。对流程设施、油罐、氧气瓶、乙炔发生器等易燃易爆物采取安全保护措施。

b.设置观察点，定时取样，测定井场各处天然气含量，划定安全范围。

c.尽快由四通向井内连续注水，用消防水枪向油气喷流和井口周围设备大量喷水，以保护井口装置，防止着火或事故继续恶化，并迅速做好储水、供水工作。

d.失控井都必须清除抢险通道及井口装置周围可能使其歪斜、倒塌、妨碍处理工作进行的障碍物，暴露和保护井口装置。着火井应在灭火前

按照先易后难、先外后内、先上后下、逐段清理的原则，采取氧炔焰切割和喷砂切割带火清障。清理工作要根据地理条件、风向，在消防水枪喷射水幕的保护下进行。未着火井要严防着火，清障时要大量喷水和使用铜制工具。

e.采用密集水流法、突然改变喷流方向法、空中爆炸法、快速灭火剂综合灭火法以及搭救援井方法扑灭不同程度的大火。其它井喷抢险详见井队《井控应急预案》并遵照 SY/T6426-2005 等有关规范执行。

8.8.3 井喷或场站泄漏应急疏散措施

①抢险原则

首先对流程泄压，放喷点火，最大限度的确保现场工作人员和附近居民的人身安全，防止井口着火，在此基础上力争设备与井眼的安全。

②抢险措施

A.一旦发生井口刺漏、泄漏引发井口失火、井喷等无法抢关井事故时，井站值班员工应立即向钻采同步应急指挥领导小组报告，并及时通知井队要求停止钻井作业，熄灭火种，积极协助配合进行初期抢险作业。钻采同步应急指挥小组应立即将情况上报钻井公司(采气厂)。

B.钻井队（井站）有关人员立即组织警戒、灭火、压井前期准备等工作。

C.钻井队在取得上级的指令后，立即实施压井抢险作业。

8.8.4 可燃气体泄漏事故应急措施

当发生天然气泄漏扩散时，争取最短时间切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。

8.8.5 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的规定流程如下：

- (1) 分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。
- (2) 保质保量的配置堵漏泥浆。
- (3) 施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。
- (4) 使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。
- (5) 施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

（6）凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

（7）憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

（8）施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

8.8.6 废水、柴油或泄漏应急措施

（1）场地泄漏措施

①当钻井废水或柴油外溢时，应及时围堵，并及时进行清理，确保废水或柴油不进入河流中。

②对受泄漏钻井废水或柴油污染的土壤进行清理和置换，确保农业生产不受影响，同时避免雨水冲刷进入河流中。

（2）转运泄漏措施

废水、钻井固废外运均采用密闭罐车运输，发生事故时对环境也不会造成重大环境影响。一旦发生事故，井场废水、钻井固废泄漏造成环境污染时，现场人员应及时向上级汇报并视情况向当地环保部门汇报，同时采取有力措施，防止污染扩大。应急抢险应以尽量减少泄漏量、控制废水、钻井固废扩散范围为基本原则。施工单位须制定出应急救援预案和与当地政府和有关部门建立相衔接的应急救援体系，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的联络系统。

8.8.7 套外返水的应急措施

套外返水若是固井质量问题应采用工程措施进行封堵、封隔，消除套外返水情况。对受盐污染地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

8.8.8 酸化压裂用酸发生泄漏事故的措施

一旦发生泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入下游地表径流。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。

8.8.9 宣传、培训和演习

①公众信息交流。各级政府、天然气开采企业要按规定向公众和员

工说明天然气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

②培训。天然气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；天然气开发企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

③演习。产能建设及勘探项目部及所属单位每年至少组织一次环境事故应急的桌面演练或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

8.8.10 风险管理措施

产能建设及勘探项目部成立专门的为应对油气勘探、开发等生产经营过程中可能发生的重大突发事件，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害。产能建设及勘探项目部建立了详细周密的应急救援体系，设立了三级应急救援网络。

产能建设及勘探项目部应急领导小组负责所属范围内所有重、特重大事故的应急管理。定期组织、检查、审核等五个专业事故应急小组职责履行情况。

发生重大事故，专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，产能建设及勘探项目部应急领导小组协调有关工作。

对特重大事故，产能建设及勘探项目部应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救、恢复生产，并会同地方政府、股份公司开展事故调查等工作。

8.8.11 应急联动

(1) 上层联动：本项目所在的巴中市、广元市、恩阳区、巴州区、苍溪县当地乡镇政府均设置有应急管理办公室，前期工程的建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

(2) 下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分

布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

8.8.12 环境风险评估和应急预案制定

尽管本项目建设 and 运行所带来的环境影响在采取相应的措施后，不会对当地的环境造成恶化，但是工程建设和运行仍然存在发生风险事故的可能性，建议建设单位应充分重视项目潜在的环境风险，定期开展环境风险评估工作，对重点风险部位、风险源、风险保护目标开展评估，为项目平稳建设和运行保驾护航；此外，建设单位应编制项目应急预案并在当地相关部门进行备案，定期开展应急演练，确保各项应急措施有效实施。

根据《中国石油化工股份有限公司西南油气分公司 HSE 管理手册（2024 年版）》，公司应急预案体系包括综合应急预案、专项应急预案、现场处置方案、应急处置卡，应急预案编制执行《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》（GB/T 29639）。安全环保部负责组织开展公司应急能力评估，组织应急预案编制、评审、发布和备案。公司及各单位应健全完善应急管理组织体系，建立应急指挥中心，并明确各级应急职责，配备专（兼）职应急管理人员，定期组织开展应急演练各级 HSE 管理部门应组织开展事故风险评估和应急资源调查，编制与上级单位、当地政府及相关部门相衔接的应急预案。工程建设、检维修项目及重大活动的管理部门应组织承包商等相关方编制应急预案。

8.7.13 应急保障体系建设

（1）管理职责

①生产运行管理部（油地工作部）是本要素的主管部门，统筹负责公司应急管理工作，制订应急管理规定，统筹公司应急救援能力建设，组织突发事故（事件）的应急救援、抢险，协调和调动应急救援队伍、装备和物资，组织公司级应急演练，负责指导各基层单位建立健全义务应急队伍组织。

②安全环保部负责组织开展公司应急能力评估，组织应急预案编制、评审、发布和备案。

③党委宣传部（新闻中心）负责对外信息发布和舆情处置，做好与媒体、相关方沟通协调。

④信息化档案中心负责应急过程中的通讯保障。

⑤应急救援中心负责承担各类突发事故（事件）综合应急抢险救援工作；负责应急（消防）设施的监督检查、维护保养、培训等，并指导各单位开展应急（消防）设施的维护保养。

⑥各单位是属地应急管理工作的责任主体，全面负责本单位的应急管理工作。

（2）应急组织

①公司及各单位应健全完善应急管理组织体系，建立应急指挥中心，并明确各级应急职责，配备专（兼）职应急管理人员，定期组织开展应急演练。

②基层单位应成立应急领导小组，设置专（兼）职应急管理人员。

③基层单位应建立完善基层义务应急队，可与党员突击队统筹管理运行，义务应急队员至少每年接受一次集中培训，并按要求取证。

④生产经营项目、场所发包或出租给其他单位的，发包或出租单位在与承包单位、承租单位签订的 HSE 管理协议中，应明确双方的应急管理职责

⑤生产运行管理部（油地工作部）应根据地理区域划分应急联防区，明确区域应急联防组长单位及其职责。

⑥各单位要与当地政府、周边应急力量建立应急或消防协调工作机制。

（3）应急准备

各级 HSE 管理部门应组织开展事故风险评估和应急资源调查，编制与上级单位、当地政府及相关部门相衔接的应急预案。工程建设、检维修项目及重大活动的管理部门应组织承包商等相关方编制应急预案。

各单位应明确消防重点部位，实施分级管理，建立消防管理档案。按规范配置消防设施、装备和器材，合理储存安全环保应急物资，实行属地管理，落实责任人员，建立定期检查机制，确保完好备用

依法委托外部消防技术服务机构开展的消防维保、检测，工作内容应满足石油化工企业实际需求。

各单位应开展员工应急和消防培训，每年至少开展一次义务应急队员全覆盖培训，提升岗位员工事故应急处置、自救互救和紧急避免能力。

各级应制定年度应急演练计划，按照规定的频次和要求采用现场演练、桌面推演的方式进行演练；所有预案每年至少演练1次，每次演练后应组织评审，并根据评审结果完善预案。

各单位应结合生产过程可能发生的生产安全事故、环境事件类型，配置应急设备设施、公用器具和物资材料，并建立清单，定期维护保养和检查测试。石油工程监督中心环境监测站应配备应急监测仪器设备设施。

各级应急管理部门应成立基层应急演练抽查小组，结合系统内外事故事件和演练计划，每月编制演练专题，对各基层单位开展演练抽查，对演练情况进行点评并通报。

（4）应急响应

各单位应通过现场巡检、有毒及可燃气体报警、烟感温感报警、火灾智能视频识别、重要参数报警等手段，及时发现泄漏、着火以及生产异常、设备故障等造成的险情。

应急响应实行分级管理，按照可能发生的生产安全事故、环境影响事件的危害程度、影响范围和控制事态的能力，分为公司级、厂级和基层单位级，应根据事态发展启动相应的应急预案。

发生可能影响周边各生产单位、公众安全、生态环境的突发事件时，各级党政部门应及时向地方政府、周边各生产单位和公众发出预警信息。

发生突发环境污染事件后，环境监测站应开展应急监测，对污染物的扩散和污染趋势进行预测预警。

应急报告实行逐级上报制度。发生公司级及以上事件，各单位在启动本单位应急预案的同时应迅速按照规定的程序向公司应急指挥中心办公室报告。

基层单位应及时开展初期应急处置。现场发现工况异常和工艺设备

报警，应及时采取工艺等措施控制危险源、封锁危险场所，防止事态扩大。

应急预案启动后，应做好现场隔离和紧急疏散，切断或者控制污染源以及其他防止危害扩大的必要措施。及时通报可能受到危害的单位和居民，并按照要求，向地方政府和集团公司相关部门报告。

应急终止后，由事故调查组对应急救援工作进行评估，事故事件单位应根据评估结论及时改进存在问题。

（5）应急预案的内容

物资供应中心应建立应急物资管理制度，明确应急物资的采购、配送、资料调配等相关要求。各单位应依据相关标准规定，为应急抢险队伍配备应急装备器材、个体防护用具和训练用具，合理配置应急设施、储备应急物资。应急物资存储和使用单位应按照属地管理原则建立应急物资、装备配备及其使用档案，并对应急物资、装备进行定期检测和维修，确保储备充足、调运顺畅，使其处于适用状态，并建立完善相关管理制度。

8.9 环境风险评价小结

巴中气田产能建设项目（一期）属不含硫化氢的常规天然气产能建设项目，受工程地质条件、钻采深度、地层压力、天然气含量等综合开采条件在天然气开采行业中属于中等不利，环境风险大小处于“引入风险削减措施”级别，通过加强管理和引入风险削减措施管控环境风险级别。本项目环境风险最大可信事故为钻井过程中的井喷失控，最大可信事故发生的机率小；最大可信事故对项目区人身安全、健康、环境的后果影响在可接受范围内，但须尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，巴中气田产能建设项目环境风险可防可控，可将工程环境风险控制在当地环境可接受范围内。

本项目环境风险简单分析内容表见表 8.9-1。

9 环境保护措施可行性论证

鉴于本次巴中气田产能建设项目（一期）是由井场、平台井站及各井站之间的集输管线等若干个单项工程组成，从区域层面看处于施工期和运营期的不同单项工程重叠存在，故本评价环境保护措施按环境要素分类，结合各单项工程施工期和运营期所处不同阶段产排污情况分别进行单项工程和区域整体排污水平环保处置措施分析论证。

9.1 水污染防治措施

本评价水污染防治措施在各产水节点水污染防治措施的基础上，叠加分析区域层面废水循环回用、外委处置措施的可行性和合理性。

9.1.1 施工期水污染防治措施

9.1.1.1 钻前施工阶段

（1）钻前施工废水及生活污水

由于钻前施工主要为各井场井站和场外道路、放喷池等附属设置场地平整和基础构建，主要为土建施工，产水量小，主要污染物为SS，水质成分简单，经施工场地修建的截排水沟截留后简单沉淀（沉砂井沉淀）处理后循环利用于施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，钻前施工无施工废水排放。钻前施工以当地民工，租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的旱厕进行收集处置，用作农肥，不外排；

各井场钻前工程同时修建井场的清污分流截排水沟措施，沿井场四周修建排水明沟，接入雨水沟末端的沉砂池，简易沉淀后通过雨水沟排放；基础间修建小排污明沟，基础内空间通过水泥砂浆表面坡度进入排水沟后进入泥浆不落地工艺系统处理；井场临地势较高两侧修建雨水沟实行清污分流。

各井场钻前土建施工采取的水污染防治环保措施成熟、可靠，相似井场均成功应用，钻前施工水污染防治措施简单，可行。

9.1.1.2 钻井施工阶段

本次巴中气田产能建设项目（一期）产能建设各井场钻井过程中废水主要为气体钻阶段除尘废水、清水钻及水基泥浆钻井废水、洗井废水、压裂返排液、方井雨水和生活污水。

（1）气体钻阶段除尘废水

气体钻井阶段产生的喷淋除尘废水其主要污染物为 SS，在岩屑池内简易沉淀去除后，上清液及时回用于气体钻喷淋除尘；待气体钻钻井完毕后，回用于备用水基钻井液配置或同区域压裂液配置，不外排，对周围地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

（2）清水钻及水基泥浆钻井废水

①各井场钻井过程废水的暂存、处理回用及最终处置

本项目清水钻井液和水基钻井液钻进过程中，从井底排出的钻井液及岩屑混合物经振动筛分离后，钻井液（筛下物）由泥浆循环罐收集并经除砂、除泥处理后部分循环回用，不能回用的钻井液（与岩屑（筛上物）经压滤后，滤液部分回用于配置钻井液，不能回用的滤液回注处理。由于各井场均独自配套建设服务于各自井场的泥浆不落地处理工艺，钻井废水暂时贮存在泥浆不落地工艺处理系统配套的废水收集罐内进行回用，完钻阶段产生的无法回用钻井废水经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，现场不外排。

②钻井过程废水回用方式及可行性分析

根据对清水钻及水基钻井废水污染物调查，清水钻及水基钻井废水中的主要污染物为石油类、SS 和 COD，水质满足水基泥浆或压裂液配置要求，不会影响水基泥浆或压裂液的使用效果。因此清水钻及水基钻井废水主要回用于钻井液或压裂液的配置。清水钻及水基钻井废水储存于泥浆储备罐中，钻井时由泥浆泵经钻杆向井内高压注入泥浆，冲刷井底，切削下来的岩屑进入泥浆循环罐，经振动筛筛分后分离出岩屑和泥浆，泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入泥浆储备罐循环使用。钻井固废进入废渣收集罐。钻井固废经不落地循环系统两次压滤后固液分离，固相钻井固废进入废渣收集罐，液相为钻井废水进入废水收集罐。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。

（3）洗井废水

项目单井洗井废水量产生量约 90m³，在污水罐内暂存，根据天然气钻井经验，洗井废水主要污染物成分与钻井水基泥浆压滤水成分相似，主要成分为石

油类、SS 和 COD，满足压裂液配置水质要求，该部分废水回用于配置压裂液可行，洗井废水回用不外排。

（4）压裂返排液

①各井场压裂返排液的暂存、处理回用及最终处置

相比较于钻井阶段的废水量，压裂返排液具有产生强度大（短时间产生大量返排液）、不稳定的特点，高峰期产生量可达 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，后期逐渐减少，根据区域已实施井统计结果，本项目共产生压裂返排液 10.2万 m^3 ，回用率约 90%，无法回用率为 10%，预计产生无法回用的压裂返排液约 1.02万 m^3 。结合本项目开发计划时序，本次新部署项目年度压裂返排液产生量及回用量情况见表 9.1-1。

②各井场压裂返排液回用方式及可行性分析

根据建设单位建设进度和计划，各井场先各井完钻后，再单井依次实施压裂，由于井场采用单井逐次压裂方案，单井压裂后的压返液可以及时用于下一口井压裂液的配置，各井场产生的返排压裂液由 1200m^3 的重叠液罐和放喷池（容积约为 300m^3 ）收集暂存，优先用于井场内后续井的压裂液配置；井场内无法回用的部分由罐车转运至区域及周边其它平井场用于压裂液配置。根据已实施压裂井返排规律可知，单井压裂时间约 12~15d，压裂后关井时间较短则会返排，返排前几天，返排液量较少，后面会逐渐增加，返排率约 60%，高峰期产生量可达 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，单井压裂返排液量约 0.3万 m^3 ，而单井压裂用量约 1万 m^3 ，日均用水量可达约 $600\text{--}800\text{m}^3$ ，因此上一口井返排期间所产生的压返液完全能够全部用于下一口井配置压裂液，现场需要暂存的压返液量较少，同时本项目在区域内各井场布置有 1200m^3 的重叠液罐，预计整个区域有 2万 m^3 的压返液罐可用于调配暂存压裂返排液，可形成有效的缓冲。

类比巴中气田压裂返排液检测数据，压裂返排液呈弱酸性，离子以 Cl⁻ 为主，重金属含量低，压裂返排液污染物仍以 COD、石油类、氯化物等为主，满足压裂液配置水质要求，同时根据区域已实施井位压裂返排液回用情况统计，可回用的返排液量约 90%，不可回用的返排液量约 10%。

③无法回用的压裂返排液处置措施

根据目前钻井压裂统计，可回用的返排液量约 90%，无法回用率为 10%，预计产生无法回用的压裂返排液约 1.02万 m^3 。无法回用的压裂返排液经预处理

后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理后外排，措施有效可行性分析见章节 9.1.3。

（5）方井雨水和井场初期雨水

本项目各井场均采用雨污分流制，井场外的雨水通过四周修建的截排水沟排入附近的冲沟排放；井场内的初期雨水通过修建的排水明沟导入各井场的储液罐内暂存，由于初期雨水水质满足钻井泥浆和压裂配置用水要求，后期经过隔油罐隔离沉淀后用于钻井泥浆和压裂液配置用水。由于方井区域在钻井施工过程中会产生一定的散落污泥，下雨时产生的方井雨水会含有一定的污染物，单井产生量较少，约 5m^3 ，其污染物 SS 和石油类浓度分别约为 200mg/L 和 20mg/L ，满足水基泥浆调配用水或压裂液调配用水水质要求。方井雨水和初期雨水定期泵入清洁化生产平台隔油罐内处理，回用于水基泥浆调配用水或压裂液调配用水。

（6）生活污水

本项目各井场钻井期间将设置生活区，施工期施工人员将产生一定量的生活污水。生活污水水质较简单，主要污染物为 SS、COD、 BOD_5 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，经各井场生活区生态环保厕所处理后用密闭罐车送至当地城镇污水处理厂处理，不外排。

（7）废水转运措施及要求

①废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

②运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避免环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

③废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

④废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

⑤尽量避免雨天和大雾天运转废水。

⑥本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

⑦承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

⑧废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

⑨废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

⑩废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

综上所述，本项目钻井施工期间无废水外排。结合区域内已实施井场和其它区域钻井经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.1.1.3 平台井站施工阶段

本项目平台井站建设施工期污废水主要来自施工废水和施工人员生活污水。

①施工废水

主要为砂石料拌合及混凝土养护废水、施工机具保洁废水等，主要污染为以 SS 为主，施工废水由各场地修建的截排水沟截留，经简单沉淀处理后循环利用于各场站施工场地洒水抑尘和混凝土养护用水，不外排。

②站内工艺管道试压水

管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计每个采气站内部工艺管网试压废水约 5m³。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙产生的悬浮物污染物。试压废水沉淀后回用于洒水降尘。

③生活污水

本项目各平台井站施工人员主要为就近聘请的当地民工和专业设备安装调

试人员，生活污水依托周边农户现有设施进行收集处置，不外排。

9.1.1.4 集输管线施工

本项目集输管线施工期对地表水的影响主要包括施工废水、试压废水以及施工人员生活污水。

①施工废水

集输工程施工废水主要为施工机械冲洗废水，主要污染物为 SS，通过沉淀处理后，回用于施工场地洒水降尘，不外排。

②试压废水

试压废水主要污染物为悬浮物，包括机械杂质和泥沙等。本项目试压废水分段产生，分段收集后沉淀后回用于洒水降尘。

③生活污水

本项目管道施工不设施工营地，施工队伍除施工技术人员外，其余均雇佣当地农民，施工人员租住在周边农户家中，生活污水依托周边现有设施处理，不外排。

9.1.1.5 施工期管线穿越地表水体保护措施

本项目管线施工期将开挖穿越部分地表水体，但穿越的水体为巴河支流及其它小型河流和沟渠，管线穿越点上游 500m 至下游 5km 均不涉及饮用水源保护区。施工期穿越工程开挖将对水体水质产生短期影响，主要是使水中泥沙含量显著增加，但这种影响是局部的，在水体流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使水体的水质恢复到原有状况，施工过后，原有河床形态得到恢复，不会对水体功能和水质产生明显影响。本项目施工期穿越水体拟采取以下环境保护措施：

①工程开挖穿越河流段避开雨季，在枯水期进行施工，管道入沟后，覆土复原，并采取稳管措施，施工结束后，对水体内可能产生的少量建筑垃圾和土方进行清理和疏浚。

②在穿越河道施工过程中，应加强施工队伍的管理，严禁在河道范围内设置营地，严禁施工废料和生活污水排入河道中。

③在穿越水体的两侧禁止给施工机械加油或存放油品储罐，不准在穿越水体内清洗施工机械或车辆。

④防止施工污染物的任意弃置，特别是防止设备漏油遗撒在水体中，防止设备漏油污染的主要措施包括：加强设备的维修保养、在易发生泄漏的设备底部铺防漏油布、及时清理漏油。

⑥在穿越水体时，应尽可能控制施工作业面，避免对水体造成大面积扰动。

⑦管线分段施工，穿越各条河流沟渠的施工不宜同时进行。

综上所述，本项目施工期间无废水外排。结合区域内已实施气田开发施工经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

9.1.2 运营期水污染防治措施

根据产能建设方案，本次建设的17座平台井站均为临时有人值守井站，各井站运营期废水包括采气废水和生活污水。

9.1.2.1 采气废水污染防治措施

（1）采气废水处置措施

采气所产的采气废水采用密闭管道集输转输至平台井站储液罐内，接入口和排出口均采取与环境空气隔离的措施，储液罐为密闭状态，其中平台井站储液罐容积为50m³，天然气回收装置区储液罐为20m³，废水达到一定量后采用密闭罐车及时转运回用或处置，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求。采气废水尽可能优先回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理达标后外排。

（2）采气废水转运措施及要求

①采气废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄露。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

②运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避免环境敏感区（禁止穿越饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

③废水转运应建立交接三联单制度，确保废水运至相应的目的地。

④废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

⑤尽量避免雨天和大雾天运转废水。

⑥本工程废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

⑦承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

⑧废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便备查。

⑨废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

⑩废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

⑪各井站配备的污水罐不得满负荷存水，尽可能保持 85%的安全容积。同时，各污水罐均设置有外溢报警器，防止罐内油水超量溢出。

采气废水的转运由具有相应运输资质的单位负责，并建立交接三联单制度，最后废水转运方及污水处理站依据前三方的签字情况进行费用结算，处置措施有效、可行。

9.1.2.2 生活污水污染防治措施

17个常规平台井站生活污水产生量为 3.468m³/d（1265.82m³/a），15个天然气回收装置区的生活污水产生量为 5.1m³/d（1861.5m³/a），主要污染物浓度为：COD400mg/L、BOD₅ 250mg/L、SS 250mg/L、NH₃-N 40mg/L，站内生活污水经井站内环保厕所收集后交由周边城镇污水处理厂处理，不外排。对区域地表水影响较小，环境可接受。

9.1.3 气田水污染防治措施及有效性分析

本项目产生的钻井废水经预处理达到回注标准后拉运至区域回注井回注，

无法回用的压裂返排液和采气废水预处理后至区域回注井回注处置或转运至手续齐全且有处理能力的污水处理厂处理达标后外排。本次气田水污染防治措施从气田水预处理后回注以及压返液、采气废水外委污水处理站处理外排两种去向分别论证措施的有效性。

9.1.3.1 预处理能力及回注能力可行性分析

（1）本项目无法回用的气田水总量及去向统计

本项目无法回用的钻井废水产生量约 0.653 万 m³，无法回用的压裂返排液产生量约 1.02 万 m³，无法回用的生产废水产生量约 27.119 万 m³，预计 2029 年度废水产生量最大，产生量为 4.376 万 m³，最大日均产生量约 119.89m³/d。项目各年度钻井废水产生量见下表。

（2）预处理能力及工艺可行性

本项目气田水回注预处理主要依托石龙 2 回注井站预处理装置以及本次在元陆 179-1H 平台井站新建的气田水预处理装置进行预处理。

本次在元陆 179-1H 新建的气田水预处理装置规模为 200m³/d，工艺采用“复合场域聚结吸附+锰砂过滤”，处理后的水质能满足《气田水注入技术要求》(SYT6596-2016)及企业要求的指标，废水预处理工艺可行。

本项目预处理设施处理能力匹配性见下表，回注预处理设施满足本项目废水回注预处理需求。

目前川东北区域在石龙 2 回注站、元坝 29 气田水污水处理站和大坪污水处理站设置有气田水预处理站，气田水通过预处理后回注至区域回注井，各预处理站可作为本项目气田水预处理备用站。

（2）区域回注站基本情况及剩余能力分析

目前区域内正常运行的回注站有：区域内目前运行正常的回注井有川石 43 回注井、回注 2 井、石龙 2 回注井、元坝 123 回注井、元坝 222 回注井。各回注站具体情况和剩余处理规模及剩余处理空间见下表。

区域回注井最大回注空间为 195.73 万 m³，最大回注规模可达 765m³/d，目前回注井已回注气田水 53.51 万 m³，剩余回注空间 141.72 万 m³，目前回注井日处理量约 295m³/d，剩余日回注规模 470m³/d。

以上回注井需服务整个中石化川东北气田，包括已批拟建的元坝气田产能建设（陆相一期、海相三期、海相四期、海相五期）项目以及拟实施的阆中地区产能建设项目（一期），通过统计，预计上述区块所需回注规模 114.99m³/d，回注水量约 46.82 万 m³。具体统计如下：

5 个回注井站扣除元坝气田已批未建及拟实施阆中气田项目废水量后，剩余回注规模 355.01m³/d，剩余回注空间为 94.9 万 m³，本项目气田水最大回注量约 119.89m³/d，共计 28.792 万 m³，区域回注井剩余能力满足本项目作业废水回注，具体可行性分析见下表。

（3）回注站周边地下水环境质量现状

为了解项目区依托回注站运营情况，根据建设单位提供的对项目区回注站周边监控井的地下水环境质量进例行监测结果可知，各回注站运行过程中，

监控井特征因子 pH、化学需氧量、氨氮、氯化物、硫化物、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、钡满足均能满足地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中Ⅲ类标准，回注站运行良好，未发生因回注水泄漏污染地下水的事故，具体例行监测结果见附件。

9.1.3.2 压裂返排液和生产废水外委处理达标外排措施及有效性分析

目前川东北区域内有气田水处理能力的污水处理站主要有四川洁安环境科技有限公司油气田废水处理站和四川兴澳环境技术服务有限公司油气井地下水处理站等处理站。

四川洁安环境科技有限公司油气田废水处理站位于巴中市巴州区光辉镇哨台村巴中循环经济产业园内，处理规模为 1200m³/d（600m³/d 回注处理，600m³/d 深度处理），处理对象为油气田井压裂液、返排水等油气田废水，废水深度处理后可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准（其中氯化物出水限值 350mg/L）后，外排至巴河。

四川兴澳环境技术服务有限公司油气井地下水处理站位于巴中市通江县陈河乡西浴溪村，处理对象为油气开发高含盐气田水，处理规模为 300m³/d，处理后的废水可达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（其中氯化物出水限值 350mg/L）后外排至溪浴西河。

（1）压裂返排液和生产废水无法回用量

采气期间产生的生产废水包括各平台采气井站分离的采气废水，以及脱水集输站脱水装置产生的生产废水和检修废水，项目压裂返排液和采气废水均优先回用于区域配置压裂液，压返液回用率约 90%，采气废水回用率约 80%，预计无法回用的压返液和生产废水最大产生量在 2029 年，预计日产生量为 114.11m³/d，具体统计见下表。

（2）油气田废水处理站处理能力可行性分析

A. 油气田废水处理站

油气田废水处理站建设单位为四川洁安环境科技有限公司，位于巴中市巴州区光辉镇哨台村巴中循环经济产业园内，处理规模为 1200m³/d

（600m³/d 回注处理，600m³/d 深度处理），处理对象为油气田井压裂液、返排水等油气田废水，该油气田废水处理站于 2023 年 6 月 21 日取得巴中市生态环境局环评批复，批文号为巴环审〔2023〕18 号，目前该处理站于 2024 年 12 月建成投产，于 2025 年 6 月通过竣工环保验收，已申领了排污许可证，证书编号为：91511902MA64N52P8X001V。目前油气田废水处理站处理废水量约 200m³/d，主要处理中石化川东北地区气田所产生的压裂返排液和采气废水。该处理站剩余处理规模 1000m³/d，其中剩余深度处理规模 400m³/d，本次产能建设项目预计废水产生量最大为 2029 年，最大日产生量为 114.11m³/d，油气田废水处理站的剩余处理能力，完全能够满足本项目压返液和生产废水处理的要求。

B. 油气井地下水处理站

油气井地下水处理站于 2011 年取得巴中市环境保护局下发《关于油气井地下水处理站建设项目环境影响报告书的批复》（巴环审〔2011〕49 号）文件，一期工程（处理规模 100m³/d），于 2014 年通过竣工环境保护验收（巴环验〔2014〕6 号），二期工程（处理规模 80 m³/d），于 2017 年通过竣工环境保护验收（通环验〔2017〕5 号），三期工程（处理规模 120m³/d）于 2021 年 9 月通过自主验收，三期处理规模共计 300 m³/d，目前该处理站实际处理规模约 220 m³/d，剩余处理规模约 80 m³/d，可作为本项目气田水处理的备用污水处理站。

（3）气田水处理工艺可行性分析

A. 油气田废水处理站

油气田废水处理站处理后的出水水质达到回注标准回注或者深度处理达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 类水质后直接排放或回用，对应指标如下：

因此，本项目废水水质均能够满足油气田废水处理站进水水质要求，气田废水处理站的出水水质能够满足回注井回注水质要求，深度处理的出水水质能够满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 类水质后直接排放。油气田废水处理站的剩余处理能力，完全能够满足本项

目压返液和生产废水处理的要求，具有可依托性。

B.油气井地下水处理站

油气井地下水处理站氯化物执行《农田灌溉水质标准》（GB5084-2021）标准值，其余项目执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。油气井地下水处理站从一期工程验收至今已运营近 11 年，根据建设单位提供的该污水站外排口监测报告数据和在线监测实时数据可以看出该污水处理站出水水质能达标排放。

综上所述，本项目各井场钻井废水、压返液和采气废水均可得到合理的处理，废水的处理措施符合环保要求，治理措施可行。

9.1.4 退役期废水处理措施

随着气田开发不断进行，储量不断下降，最终进入退役期，按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）的要求对井口和管线进行封堵，对设备进行拆除，退役期产生的设备和管道清洗水回用于临近钻井井场配置钻井泥浆或压裂液，由于废水量少，主要污染物为石油类和氯化物等，回用措施可行。

9.2 大气污染防治措施

9.2.1 施工期大气污染防治措施

施工期大气环境的影响主要来自于钻前工程、管线敷设和地面工程建设过程中的施工扬尘，各井场钻井作业柴油动力机和发电机运转时产生的烟气。为减少大气环境影响，主要从以下几方面做好措施：

（1）钻前工程、管线敷设和地面工程施工时优化施工场地等临时工程布设、妥善保存开挖表土、控制施工范围。

（2）钻前工程、管线敷设和地面工程施工现场采取洒水抑尘、湿式作业等措施。

（3）在各施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥等易产尘原辅材料，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，严禁高抛高接。

（4）施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。

（5）当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施。

（6）保持运输车辆完好，不超载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘。

（7）运输车辆在通过软土路面等路段应控制车速；在运输车辆进出场沿途软土路面地段应适当采取硬化处理或洒水抑尘等措施降低扬尘。

（8）通过采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响会明显降低。

（9）钻井施工阶段备用柴油机、发电机采用合格轻质柴油，燃烧废气经自带的消烟除尘装置处理后通过 6m 高排气筒排放，柴油的暂存和储运罐均密闭，加强柴油机设备保养，使设备在良好、稳定状态下运行，减少燃油废气排放和环境影响；钻井工程优先采用市政供电，确因实际情况无法采用网电时使用柴油机、发电机，可进一步减少燃油废气排放和环境影响。

（10）项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由废渣罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，定期由危废资质单位进行转运，现场暂存时间短；在钻井过程中，对基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运必须采用密闭罐，减少有机物挥发量。

（11）事故放喷的天然气由专用管线引至放喷池点火燃烧。

（12）在气体钻阶段，压缩空气将井底岩屑等带出地面过程中，会产生一定的粉尘。压缩空气将携带的岩屑带入岩屑池前，通过向排砂管内加水洗涤，废水和岩屑进入集污罐，废气在集污罐内直接排放。极少量粉尘由压缩空气带入环境中。粉尘释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，污染减缓措施可行。

（13）针对测试放喷过程中原料气在具备管网外输的条件下进行外输测试回收，不具备管网外输的，采用天然气回收装置回收。

综上所述，本项目施工期废气环境影响较小，采取的大气污染物控制措

施在区域前期部署的天然气开发井和平台井站建设中已成功运用，取得了较好的施工期大气污染物控制效果，采取的环保措施简单易行，施工期大气污染防治措施有效、可行。

9.2.2 运营期大气污染防治措施

项目产生的废气主要来自各井站水套炉天然气燃烧废气、厂界无组织排放废气 NMHC、天然气回收装置区无组织废气以及事故检修放空废气。

（1）清管作业、设备检修及事故排放的少量天然气，天然气通过各平台井站配备人工点火装置燃烧后由 15m 高的放空管就近引高排放。满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“对油气田放空天然气应予以回收，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案”，的相关要求。

（2）无组织废气应加强环保管理和装置运行监控，开展必要的污染源监测及环境敏感目标监测，确保达标排放，及时排除环境风险源和泄漏源。

（3）水套炉天然气燃烧废气经 8m 高排气筒排放，NO_x 和颗粒物排放浓度，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

本项目各平台井站废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气平台井站工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

9.2.3 退役期大气污染防治措施

退役期的井场不再生产，气压很低，有时可能有少量天然气泄漏。首先利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封天然气产层，防止天然气串入其他地层。同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气井，防止天然气泄漏，对环境的影响很小。

封堵后，定期检测封堵井的井口压力、检查井口周围地表是否窜气，形成台账便于后期跟踪管理。封堵井正常井每季度巡检一次。

9.3 噪声污染防治措施

鉴于天然气开发建设项目噪声产排污特性，主要噪声环境影响表现为施工期噪声影响，且各单项工程建噪声影响不叠加，故本评价噪声污染防治措施按照各单项工程施工期和运营期分别给出。

9.3.1 施工期噪声污染防治措施

9.3.1.1 井场钻井施工期噪声防治

根据各阶段噪声环境影响分析，钻井作业和压裂施工过程噪声环境影响作用方式和程度类似，故本评价对各井场钻井和压裂施工噪声控制措施一并分析论证。巴中气田产能建设项目（一期）所在的地区电网完善，各井场优先采用网电供电，确因实际情况无法采用网电的井场才使用柴油动力机、发电机，使用概率较小，使用网电可进一步减小钻井动力设备噪声对周边环境的不利影响。

鉴于本工程的施工期特性，各井场在完钻后，噪声消失的实际情况，选用在目前钻井工程使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。

对钻井期间主要产生噪声的设备具体采取以下降噪措施：

- ①优化施工场地等临时工程布设、控制施工范围、合理安排施工时间。
- ②在钻井设备选型时选取高效低噪声设备，使用在排气筒上自带高质量消声器的柴油机，柴油机工作噪声可降到 80dB（A）左右。
- ③优先采用网电，对于柴油发电机的噪声，修建带隔音功能的活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料。
- ④将泵置于钻井井场内，基础安装减振垫层。
- ⑤压裂设备基础安装减振垫层；
- ⑥在实际施工时，针对实际监测噪声值超标的居民采取协商补偿、临时撤离（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置）等噪声防治措施，取得居民谅解，避免环保纠纷。

通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，

重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

通过以上措施，各井场钻井工程对当地声环境的影响是可以接受的，噪声污染控制措施可行。

9.3.1.2 平台井站、集输管网施工噪声防治

①施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具，尽量选用低噪声的施工机械或工艺，从根本上降低噪声源强。同时加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生；

②合理布局施工机械，尽可能将施工机械布置在远离居民点的地方，并安放在临时建筑房内作业；

③合理安排施工强度，做好施工组织设计，将高噪声施工机械尽量远离周围的敏感目标，减轻施工噪声对周边环境的影响；

④合理安排施工作业时间，避免周边居民休息时间高噪声设备施工作业；

⑤为防止物料运输造成的噪声污染，除生产工艺要求或者特殊需要必须连续施工造成夜间施工外，禁止夜间施工作业；

井站及集输管线施工噪声源强较小且施工时间短，通过以往平台井站建设施工期噪声环境影响实际情况分析，本项目各井站建设施工采取上述措施后，施工噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施合理、可行。

9.3.2 运营期噪声污染防治措施

本项目涉及的各平台井站单项工程运营期正常生产时，各井站噪声主要来源于节流阀、脱水装置、汇气管、分离器和计量装置等设备产生的噪声，本项目各平台井站不设置增压机组和脱水模块。

（1）场内设备选用低噪声设备；分离器汇管采取放大管径，降低流速措施降噪。

（2）在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在井站工艺区中央，远离住户。

通过以往平台井站运营期噪声环境影响实际情况分析，本项目各井站运

营期采取上述措施后，运营期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

9.3.3 退役期噪声污染防治措施

项目结束后，将对退役井站实施永久封堵和废弃，井站和管线噪声源将不存在，其周围声环境质量将恢复到项目建设前的水平。

9.4 固废污染防治措施

9.4.1 施工期固废处置措施

9.4.1.1 钻前施工固废处置措施

（1）钻前工程产生的表土就近独立设置表土堆场集中堆存，待施工结束后用于临时占地恢复用土；

（2）钻前工程施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。

9.4.1.2 钻井施工固废处置措施

本项目钻井工程固体废物主要有水基钻井固废（钻井岩屑、废钻井泥浆）、生活垃圾和废包装材料、废矿物油、含矿物油废物等。

（1）水基泥浆钻井固废

①气体钻井固废及水基钻井固废（备用水基泥浆）处置措施

本项目钻井固废暂存于废渣收集罐后及时外运至环保手续齐备且有处理能力的砖厂或水泥厂资源化利用处置，就近外委处理；与区域已勘探开发工程处理处置方式一致。运输过程中应尽量避免环境敏感区（重点是饮用水源保护区），遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止固废泄漏。

各井场气体钻井固废及水基钻井固废（备用水基泥浆）属于第II类一般工业固体废物，采用废渣罐收集后通过罐车转运处理，根据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）适用范围，本项目一般固废属于“采用库房、包装工具（罐、桶、包装袋等）贮存一般工业固体废物过程”，不适用于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

（GB18599-2020）标准，但贮存区进行防渗（本项目废渣收集罐渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，满足第II类一般工业固体废物处置场防渗要求），设置雨棚，贮存过程满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求，贮存措施可行。

根据分析可知，利用气体钻井固废及水基钻井固废（备用水基泥浆）制作烧结砖或水泥的工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖/水泥综合利用在工艺上是可行的。

环评要求，建设单位在项目开钻前需确定具体的委托处置去向并签订协议委托处置协议，同时水基钻井废弃物处理过程需符合《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）相关要求。

②气体钻井固废及水基钻井固废（备用水基泥浆）烧砖和制水泥可行性分析

A.气体钻井固废及水基钻井固废（备用水基泥浆）烧结砖产品质量检验分析

根据建设单位提供的《西南油气分公司产能建设及勘探项目部钻井污染物处置方案（2017）》可知，四川省建材产品质量监督检验中心对西南油气分公司利用同层位水基钻井固废烧制的钻屑砖进行了烧结砖质量检测，检测结果表明，利用水基钻井固废烧制的钻屑砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求。

同时，类比德阳市产品质量监督检验所于2019年7月25日对德阳市玖盛建材有限公司应用川西地区钻井水基岩屑进行了烧结砖质量检测，检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求，检测结果详见表9.4-1。

b.水基岩屑烧结砖浸出液检测分析

中国石化西南油气分公司环境监测站对产能建设及勘探项目部依托的中江利金砖厂（中江县利金新型页岩墙材有限公司）及绵阳三台砖厂（三台县立兴页岩砖厂）利用中江、新场气田水基固废生产的烧结砖进行浸出液检测，监测报告（报告编号：HJ2019-339、HJ2019-340）结果表明，烧结砖浸出液中各项因子检测值均低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）中的标准限值。

C.制作水泥处理工艺可行性

预处理后的气体钻井固废及水基钻井固废（备用水基泥浆）转运至水泥厂后，在分析其化学成分的基础上，可加入生石灰进行破胶处理，之后采用输送泵或铲车将岩屑从暂存仓输送至初步筛网上，以去除泥浆中的杂物、石子等大颗粒物。筛上物质为筛分渣，由铲车铲至筛分渣暂存仓储存；筛下物质再经振动筛进行筛分，项目建设振动筛粒径为0.3mm，筛上物质仍为筛分渣，送筛分渣暂存仓储存；筛下物质即为浆状，经自留至加药间进行加药处理，药剂主要为絮凝剂（主要成分为聚丙烯酰胺，加入浓度为2‰）和助凝剂（主要成分为三氯化二铝，加入浓度为5%），按照泥浆：絮凝剂：助凝剂为10:1:1的比例加入，搅拌使之分布均匀，即完成絮凝过程，絮凝后的泥浆由泥浆泵提升至压滤间进行压滤处理，压滤后的压滤渣送筛分渣暂存仓储存。筛分渣、压滤渣作为添加剂用于制作水泥，从而实现水基泥浆（泥饼）和水基岩屑的资源化利用。

利用气体钻井固废及水基钻井固废（备用水基泥浆）制作烧结砖或水泥的工艺均为传统熟悉的工艺，且在川渝地区钻井已经得到了广泛运用，在使用岩屑为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故，因此，本项目钻井时产生的岩屑、废水基泥浆制作烧结砖/水泥综合利用在工艺上是可行的。

③区域消纳处理能力

根据建设单位提供资料，目前川东北气田附近有资质处理钻井固废的公司有成都德胜建设有限公司和广元海创环保科技有限责任公司。

成都得胜建设有限公司依托川煤水泥厂新型水泥密熟料生产线协同处置

石油天然气开采过程中产生的一般固废。项目年处理一般固废规模不得超过5万吨，该项目位于广元市旺苍县白水镇卢家坝，该项目于2024年11月获得了《广元市生态环境局关于水泥窑协同处置石油天然气开采工程产生的一般固废环境影响报告表的批复广元市生态环境局批复》（广环审〔2024〕50号）。项目于2025年2月开工建设，2025年3月施工调试完毕，于2025年5月完成竣工环境保护验收。建成一般工业固废处理能力5万t/a，2025年已接收一般固废处置规模为0.5万t，剩余处理规模约4.5万t/a，其余年份预计接受其他项目1.0万t/a，剩余能力4万t/a。

广元海螺环保科技有限公司于2023年12月建成广元海创环保水泥窑协同处置固废技改项目，该项目位于广元市朝天区朝天镇大巴口工业园区（海螺水泥有限公司厂内）。项目于2023年6月获得广元市朝天生态环境局批复（广朝环审批〔2023〕4号），于2024年5月通过竣工环境保护验收。项目建成后协同处置一般工业固废规模12万t/a，接收固废主要为广元市及周边市县产生的经鉴定符合进场准入条件的一般固废，目前已取得排污许可证，登记编号：91510812MA6259EL2E001V，有效期限2024年3月5日至2029年3月4日。该处理站2025年已接收一般固废处置规模为1万t，剩余处理规模约11万t/a，其余年份预计接受其他项目3万t/a，剩余能力9万t/a。

本项目34口井钻井期间总计产生气体钻井固废为59024t，水基钻井固废60966.08t，2029年将产生年度最大气体钻井固废为1.910万t，水基钻井固废（备用水基钻井泥浆）产生量1.972万t，由于本项目在气体钻井无法钻进的时候采用水基泥浆钻进，因此气体钻井固废和水基钻井固废不会同时产生，可分别考虑钻井固废的最大产生量。由上表统计结果可知，上述依托的水泥厂已建成投产，以上水泥厂可每年接受水基钻井固废量约为17万t，扣除其他项目所用能力后，预计剩余处理能力约13万t/a，本项目年度最大水基钻井固废（备用水基钻井泥浆）产生量约1.972万t，最大气体钻井固废为1.910万t，因此区域内气体钻井固废或水基钻井固废综合处置单位处理能力能够满足本项目实施期间产生的气体钻井固废或水基钻井固废（备用水基钻井泥浆）处理要求。且若区域周边有其他砖厂或水泥厂有能力接收并

处置水基岩屑，建设单位也可按相关规定委托其进行处置，可进一步保证水基钻井固废资源化处置单位的接收能力。

综上所述，本项目产生的水基钻井固废能得到有效处置，措施可行。本评价要求建设单位应在各井场开钻前确定水基钻井固废具体去向并签订外委处置协议。

④气体钻井固废或水基钻井固废（备用水基钻井泥浆）转运及收集措施

气体钻井固废或水基钻井固废（备用水基钻井泥浆）经井底返排出来后，经振动筛后，振动筛上的废泥浆和岩屑进入螺旋传输装置，最终进入废渣收集罐及集污罐中，钻井岩屑经螺旋传输机送至清洁化操作平台内的废渣收集罐，经清洁化生产平台收集、沉淀、板框压滤后，泥浆含水率由90%下降至20—40%左右，体积缩小约80%，压滤后的废水基泥浆和岩屑暂存于废渣收集罐及集污罐内，再由岩屑罐车拉运至接收砖厂进行烧结处理。现场通过挖掘机将罐内固化体移至槽车中，槽车采用三周密封的厢式货车，整个厢体敷设防渗膜，同时上部覆盖防雨篷布，确保固废无渗漏。按照安全行驶路线，建立拉运台账及联单，确保转运过程安全环保。槽车将固化体转运至指定的堆场待激活处理，要求各砖厂设置有单独页岩棚，满足水基钻井液及岩屑的堆放容量，堆场按照相关要求设置防雨水顶棚，并做好周边排水、防渗措施，满足环保要求。

综上所述，本项目产生的水基钻井固废能得到有效处置，措施可行。本评价要求建设单位应在各井场开钻前确定水基钻井固废具体去向并签订外委处置协议。

（2）油基岩屑

项目在钻井过程中三开段将采用油基泥钻井液井，水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生含油顶替泥浆，根据《国家危险废物名录》（2025年版），油基岩屑（含油钻井固废或废钻井泥浆）属于HW08 072-001-08危废。本项目共产生油基钻井固废约4.525万t，共产生顶替泥浆约2040t，各井场现场按照危废进行管理（HW08 072-001-08危废），在各井场前场原辅材料堆存区旁设置危废贮存场地并由废渣收集罐盛装临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE膜防渗，1.5m高

砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒），采取分批分次现场交由有相应危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

（3）废矿物油、含矿物油废物

各井场油罐、柴油机和发电机房设置围堰，并各设 1 座 0.5×0.5×0.3m 的废油收集池收集跑冒滴漏的废矿物油。井场内设置废油桶集中收集废矿物油及含矿物油废物，并贮存于各井场前场原辅材料堆存区旁设置危废暂存间（与油基岩屑贮存场地合建，贮存场地按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒）。完钻后现场交由有相应危废资质单位负责场外专业运输和最终妥善处置。

（4）危废处置措施合理性分析

各井场油基岩屑以及废油贮存设施基本情况见下表：

①井场临时贮存设施合理性

本项目在每个井场前场均设置 30m² 的危废暂存间用于收集废油及含油固废等危险废物，废油由 2 个（一备一用）废油桶盛装，油基岩屑及顶替泥浆暂存于泥浆不落地区域的废渣收集罐内，危废暂存间按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨、防风、防晒），水平井钻井作业产生的油基岩屑现场贮存场地满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）中对危废贮存场地相关环保要求。

②危废贮存、处置环境管理

本项目油基岩屑（含顶替泥浆）转运采用密闭废渣收集罐收集，整体转运方式转运，避免转运过程中的跑冒滴漏，严格按照《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）等危废运输管理各项规定予以落实，场内转运车辆按照预定线路转运，加强转运人员的环境风险防范意识教育，编制转运环境风险应急预案，场外转运委托危废资质单位专业转运，转运车辆环境管理措施可行。

为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段（油基泥浆钻井阶段）为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强转运过程中的环境管理，本项目应严格按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令 第5号）等相关环境管理要求，含油岩屑和废油转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护行政主管部门；接受单位将联单第三联交付运输单位存档；将联单第四联自留存档；将联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。同时为确保转运安全，对危废转运采取的如下管理措施：

A、制定科学合理的车辆运输，根据车辆运输实施相应的管理。

B、危废承运单位为非中石化西南油气分公司所属单位，承运方需具备中石化西南油气分公司 HSE 准入资格和相应的运输服务准入资格。

C、承运单位在开展运输工作之前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输危废过程中不得溢出和渗漏。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移危废。

D、承运人员进入井场装卸油基岩屑时，必须遵守中石化西南油气分公司的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。

E、危废车辆运输严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查，保存期不得少于二年。

F、危废转运路线应尽可能绕避集中式饮用水源保护区等环境敏感地。

G、转运时采取槽车密闭输送。

H、尽量避免在雨天和大雾天转运。

③项目周边危废处置能力分析

本项目各单项工程钻井施工期危废主要为 HW08 072-001-08 油基岩屑危废和 HW08 900-214-08 废油危废，由于 HW08 900-214-08 废油危废产生量少，施工现场通过加强施工现场环境管理措施减少和控制废油产生，产生量进一步较小，一般不会超过周边危废处置单位处置能力，交由危废资质单位处置措施可行，本评价重点调查项目周边 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力情况。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）“环评阶段暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”本评价按照重点从四川境内具备危废 HW08 072-001-08 油基岩屑危废处置能力资质单位分布和处置能力情况，给出本项目油基岩屑处置建议。

根据四川省生态环境厅四川省危险废物经营许可企业名单查询（最新截止 2 根据对危废资质单位的调查，省内可处理油基岩屑的危废单位较多，而且处理量非常大，本环评建议优先选用与项目较近的有资质的危废处置单位处置本项目所产生的油基岩屑和其他危废。

针对油气开采产生大量废弃油基泥浆、含油钻屑等危险废物的管理，根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函（2019）910 号）中指出：“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”。因此，本评价建议建设单位积极探寻油基泥浆钻井固废集中式处理和综合利用方式，尽可能提高油基固废的综合利用率。同时油基固废外委处置过程中，需积极跟进和联系新的油基岩屑处置单位，做好处置能力储备，确保项目油基岩屑得到及时、合法、合规的妥善处置。

（6）生活垃圾及其他固废处置

压裂返排过程中将产生返排砂，主要为压裂期间随返排液带出的少量砂砾，属于危险废物，交由具有相应危废处置资质单位妥善处置。产能建设共涉及 17 座井场施工建设，施工期布置井场 1 个、生活区 2 个共计 3 个 4m³

的垃圾箱，生活垃圾存放在垃圾箱内，定期按当地场镇环卫部门相关要求实施统一妥善处置，该处置方式已在川渝地区天然气开发中成功运用，施工期生活垃圾得到有效处置，处置措施简单、可行。废包装材料在材料区集中收集后送当地废品回收站处理。

9.4.1.3 各平台井站、集输管线固废处置措施

平台井站及管网施工固废主要来源主要为管道焊接后废弃的管材和焊接废料以及顶管或定向钻施工产生的废弃泥浆。为回收泥浆和减少环境污染，顶管或定向钻施工将设置泥浆池，施工过程中返回的泥浆过滤除钻渣后循环使用，施工结束后剩余的泥浆经脱水处置后作为一般固废外运就近的砖厂或水泥厂综合利用，并复土复原；施工过程加强水土流失防范措施，施工结束后泥浆及时填埋并进行生态恢复。由于本项目管线防腐层均在厂家预制完成，现场无防腐层废料产生，截断管材件、焊接废料等施工废料由施工单位现场收集后外售废品回收站处置，在川渝地区天然气集输和巴中气田前期天然气管道集输工程中广泛采用，措施可行。

井站及管道建设施工人员以当地民工为主，专业安装人员就近入住当地乡镇宾馆，不设置集中生活区，无集中生活垃圾产生

9.4.2 运营期固废污染防治措施

9.4.2.1 平台井站运营期固废污染防治措施

各平台井站运行期间产生的固体废物主要来自井站分离器产生的废渣、清管检修废渣、储液罐的沉渣、废分子筛、废矿物油及含矿物油废物及值班人员生活垃圾。本工程分离器产生的废渣、清管废渣属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用；各井站设置的储液罐每半年清理一次，沉渣产生量约为0.5~1t/次（1~2t/a），合计最多约34/a，由于须四段气井产生的储液罐沉渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

废分子筛：本项目采气井站采用分子筛脱水橇进行脱水，废分子筛收集后返回厂家回收利用。

废矿物油及含矿物油废物：压缩机组或撬装设备在清洗油箱、压缩机曲

轴箱检修、换油时有废润滑油产生，每个井站废润滑油量约 $0.2\text{m}^3/\text{a}$ 。废油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在井站储存。

生活垃圾：本项目各平台井站为临时有人值守站，运营期 19 个常规平台井站共产生生活垃圾 $10.45\text{t}/\text{a}$ ，定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

综上所述，本项目各单项工程产生的固体废物去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，环境可接受。结合区域已开发平台的实施经验，以上固体废物处置措施经济技术合理可行。

9.4.2.2 天然气回收装置区运营期固废污染防治措施

天然气回收装置区运营期主要固体废物包括过滤分离器滤芯及杂质、清管检修废渣、废分子筛、废矿物油和值班人员产生的生活垃圾。

过滤分离器滤芯及杂质：本项目天然气回收装置区采用过滤分离器进一步对天然气过滤分离杂质，期间会产生过滤器滤芯及杂质，过滤分离器滤芯及杂质收集后返回厂家回收利用。

清管检修废渣：本项目天然气回收装置区每年进行 1~2 例行检修，单个天然气回收装置区清管检修废渣产生量约为 $2\text{kg}/\text{a}$ 。天然气回收装置区清管检修废渣属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

废分子筛：本项目天然气回收装置区采用 20 万方/天处理规模脱水压缩一体化橇进行脱水（分子筛脱水）会产废分子筛，废分子筛收集后返回厂家回收利用。

废矿物油：脱水集输站设备检修、换油时有废润滑油产生，单个天然气回收装置区废润滑油产生量约 $0.2\text{m}^3/\text{a}$ 。废矿物油属于危险废物（废物类别为 HW08，废物代码 900-214-08），废油桶收集后危暂存间暂存及时交由有危险废物处理资质的单位处置。

储液罐沉渣：每个天然气回收装置区各设置 1 个 20m^3 的储液罐，储液罐每半年清理一次，主要成分是杂屑、机械杂质，须四段气井产生的储液罐沉渣不含凝析油，属于一般工业固废，收集后外运至砖厂或水泥厂资源化利用。

生活垃圾：本项目各天然气回收装置区运营期劳动定员均为 5 人，生活垃圾在站场统一收集后交由环卫部门处置

9.4.3 退役期固废处置措施

气井闭井后，对废弃采气树、井台和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。井口和管线拆除作业过程中产生的落地油和受污染的土壤，集中收集后交由危废处置资质的单位处置，不可随意丢弃或就地掩埋，以避免对浅层地下水造成污染；拆除过程中产生的其他垃圾及时外运，送至指定的垃圾处置场处理。

9.4.4 本项目各类固废暂存、处置措施

根据对各单项工程固废污染防治措施分析，各阶段固废污染防治措施有效、可行，可确保正常工况下，本次巴中气田产能建设项目（一期）各单项工程无固废外排，各单项工程各阶段固废污染防治措施统计列表如下：

9.5 地下水污染防治措施

9.5.1 源头控制措施

根据地下水导则和石油天然气导则等要求，钻井平台在施工期各个阶段均存在不同程度及类型的产污现象，因此需要采取一定的控制措施，一方面是减少各个阶段污染物的排放量，另一方面是最大限度地降低污染物发生渗漏的风险。本项目污染源头控制措施主要包括制定各类污废物循环利用的具体方案，减少污染物的排放量；提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的污染防控措施，将污染物跑、冒、滴、漏降到最低限度。本项目采取的源头控制措施分述如下：

（1）项目在施工建设前应充分研究钻井地质设计资料等资料，并依此优化钻井施工工艺、泥浆体系等，同时对钻井过程中可能发生的泥浆漏失情况有所预见。针对可能发生漏失的层段提前采用强钻方式快速钻达固井层位，选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。

（2）宜优先选用高效钻井设备及低毒无害材料，工程导管段应采用纯净水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。钻井过程

应防止对地下水源的污染，油气井的表层套管的深度应大于饮用水井的井深，综合井场周边的区域地质资料和地下水开发利用情况，导管段应大于具有供水价值的含水层，建议本项目清水钻深度应至少大于 100m。同时，导管段要进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

（3）每次钻井结束后采用固井有效封隔地层与套管之间的环空，防止钻井液进入含水层污染地下水。固井作业建议采用双凝水泥浆体系固井，提高固井质量，有效防止井漏事故造成的地下水环境污染；表层套管下深应在浅水层以下，表层固井水泥返高应分隔浅水层或至地面；油层套管水泥返高应返至地面。

（4）钻井期间产生的洗井废水及方井雨水全部回用于本项目钻井液或压裂液的配置；钻井废水回注，压返液和采气废水不能回用的用密闭罐车运至转运至区域内有处理能力且环保手续齐备污水处理站处置，同时回注也作为压返液和采气废水应急处理措施；生活污水由移动厕所收集后罐车转运至周边污水处理厂处理。

（5）应采用先进节水工艺，优先采用回用水，控制和减少工业新鲜用水量。在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量；钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或池体垮塌等事故。加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。加强岩屑、废钻井液及其他固体废弃物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理。

（6）井场内应实施清污分流，年降雨量 500mm 以上的地区应设置满足防渗要求的外排沟和内环沟，应对外排沟雨水进行监控，污染雨水通过围堰或集污坑收集后回收至相应的池（罐）。毗邻农田的井场四周应设置边沟或围土堤井场应采用清污分流系统，在井场四周修筑外环排水沟，便于排除场地外雨水等清水，离放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至放喷池。

（7）在暴雨季应对放喷池加盖防雨篷布或架设雨篷，各池体修建时应留有一定的富裕容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢。同时，在暴雨季

节，加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险。

（8）施工过程中确保钻井废水经沉砂、隔油沉淀处理后循环使用，剩余部分与处理后的废水一并用密闭罐车外运处置；应根据工程废水接纳单位的运行情况，统筹安排钻井工程及其废水转运时序，确保满足项目废水处理需求。

（9）压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少新鲜水用量，设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用。

（10）废水及原辅料转运车辆必须做好全过程监控，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，车辆安装 GPS，设置转运台账，提前规划运输路线，尽量避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，转运过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废水。

（11）做好压裂液的转运及现场暂存，由专用罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中并做好防溢漏及收集措施。

（12）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理，钻井期间要求岩屑及废泥浆储存于岩屑池（罐）内，按有关要求进行了无害化处理。

（13）为了保护地下水井泉不受影响，本项目结合预测结果，放喷池、暂存池、采出水罐等设施布设尽量远离了分散式饮用水源，避免对井泉造成严重污染。

（14）建立井场环保巡查制度，定期安排指定人员对井场各环保设施设备进行定期检查。结合本次预测结果，尽量缩短各类池体的巡查时间，定期观察各类池、罐中的液面变化，及时发现渗漏问题。

（15）设备搬迁前，所有设备应排空清理，对排空产生的物料进行统一收集，并对管线端头进行封堵。对多余燃油、油漆、稀释剂等物料应密封保存或回收，运输过程中不应发生泄漏。

（16）油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

（17）基建施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民生活污水处置措施进行收集处置，不能容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。

基建工程施工机械设备若有漏油现象要及时清理散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

（18）施工期管道工程主要为对包气带的扰动，仅少数地区地下水水位高于管沟开挖深度时会出现基坑积水，揭露地下水地段应加快施工，减少施工扰动时间。

（19）集输工程的清管作业、仪器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修废水暂存于站场的采出水罐内，产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或回收利用。

（20）生产期间要做好场站的日常巡查工作，避免管线、池体的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

（21）在生产初期，排液量大时，应对该区域管道、站场设备、站场排污管道以及放喷池增加巡查频次，建立检查台账，有隐患的及时进行处理，确保站场设施处于良好的运行状态。加强与周围居民的沟通，加强与地方水资源、环境主管部门的对接与配合。细化应急管理预案的编制、应急物资的储备、应急队伍的培训。确保应急情况下能做到快速响应，做到最大程度的减少对地下水环境的影响。

（22）为了避免管道的泄漏，管道投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量。同时对管道采取不同的防腐措施和定期防腐防漏检测；运行过程中，定期发送检测球，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

（23）优化区块内各场地施工时序，分散实施，减轻叠加影响。

（24）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的采出水可能进一步渗漏，影响深层地下水。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

本项目建设及运营过程中应通过采取以上源头控制措施，最大限度地保护区块内地下水环境，减轻污染物对地下水的污染。

9.5.2 分区防渗措施

（1）防治分区划分

本次评价根据本项目在施工期、运营期污染物产生情况、涉污设备构筑物结构特征，依据地下水导则和石油天然气导则，同时参照执行与本项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准和规范，如《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）、《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T 7298-2024）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）等。

基于上述要求，根据地下水导则，本项目根据建设项目场地天然气包气带防污性能、污染控制难易程度和污染源特征等，制定本项目污染防渗分区等级。按钻井工程施工阶段和采气运营阶段需将各场地区域划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，并进行相应等级的防渗施工。

（2）建设期分区防控措施

根据地下水导则，结合前文渗水试验成果、本项目污染物发生泄漏后控制的污染难易程度和污染物的种类等信息表明：本项目各场地包气带岩石的渗透性能属于中等，可能发生污染物的设施设备可分为难和易两种，且本项目污染物类型涉及重金属、持久性有机物和其他类型等类型，因此本项目各场地涉及重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。同时，根据石油天然气导则，钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、废水池、危废暂存间等区域按照 SY/T 7482 的要求，按重点防渗区进行防渗。

根据以上原则，结合该项目各生产单元的实际情况，将本项目建设期的分区防渗方案如表 9.5-1 和图 9.5-1~2 所示。

①重点防渗区措施

井架基础区方井采用全埋入式钢筋砼结构设计，方井底板及池体材料为 C30 钢筋砼；垫层为 C15 混凝土，底板应一次浇筑完成，不留施工缝。池体浇筑后，需在池壁内侧做防渗处理，防渗材料选取聚乙烯丙纶防渗卷材，要求待池体浇筑完直接在混凝土结构上铺防渗卷材，对侧壁至顶及池底做防渗

处理，铺好后再进行防渗抹面处理：。

放喷池等池床板采用C20、P8混凝土浇筑，厚度不小于了100mm，床板应一次浇筑完成，不留施工缝。放喷池采用标砖砌筑墙体（MU10），厚度500mm，放喷池池床部及四周进行1：2水泥砂浆抹面处理及防渗处理抹面防渗处理，放喷池外池壁四周设计净宽500mm排污沟及抽水坑，沟壁及坑壁做防渗处理。

油罐区等宜从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水卷材层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式。

基础区等宜采用水泥基渗透结晶型防渗涂层（ $\geq 0.8\text{mm}$ ）+抗渗混凝土面层（厚度30cm，抗渗等级为P8）+HDPE防渗膜+C20混凝土基层+垫层+原土压实。

废暂存间采用钢结构房屋，采用防腐、防渗钢材焊接而成，四角垫木质基础置于地面上，地板不与地面直接接触，门槛0.3m，严格按照规范设置安全照明设施和观察窗口，地面无裂缝，将存放危废的废油桶放置于防渗托盘上暂存于危

②一般防渗区措施

通过在抗渗混凝土面层（包括钢筋混凝土、钢纤维混凝土）中掺水泥基渗透结晶型防水剂，抗渗等级为P6，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗目的，渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。一般防渗区抗渗混凝土的抗渗等级不低于P6，其厚度不小于100mm。井场地面的缝隙用防渗胶处理，防止污水渗漏。

③简单防渗区措施

通过在地面进行一般场地硬化，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到基本设备的防渗和承载要求即可。

（3）运营期分区防控措施

运营期站场地下水保护措施以预防为主，在站场固废临时堆放区、污水处理区做好防渗、防漏措施，防止污染物对地下水造成污染，加强生产过程

管理，杜绝跑、冒、滴、漏等污染行为。

井口区域、污水罐区等区域应按地下水导则要求进行重点防渗，地面及围堰在满足耐久性要求的同时，需满足基础防腐蚀设计对于基础混凝土强度要求的规定；防渗措施建议采用抗渗混凝土，抗渗等级达到 P8 要求。

站场产生、输送污水的工艺装置区、厕所等设施地面需进行一般防渗，采取一般防渗后可以减缓污水下渗速率较慢，使得运营期站场发生地下水污染事故的可能性降低。防渗措施建议采用“混凝土+防渗膜”防渗，抗渗等级达到 P6 要求。

（4）其他要求

由于本项目各场站工程内容各阶段不同，部分场地的环保设施属于依托工程，针对上述区域，本次评价针对依托工程的分区防控措施以检验其防渗性能等级为主，如果其防渗性能满足相应等效防渗性的要求，则认为该设施完全可依托，能够满足项目要求防渗的需求；若其防渗性能不满足要求，则按照地下水导则要求重新进行防渗施工处置，使其达到重点防渗区要求。

9.5.3 跟踪监测计划

本项目地下水跟踪监测计划详见 11.4.4。

9.5.4 应急响应措施

本次评价需要结合地下水环境敏感情况，在地下水环境影响识别的基础上，制定地下水污染应急响应预案。预案要明确发生污染情景时采取的切断污染源、污染途径控制、污染现场封闭、污染物截流及收集处置等应急措施，提出防止受污染的地下水进一步扩散的处置方案，同时还要对受污染的地下水提出污染治理的方案。基于上述原则，本项目制定的应急响应措施如下。

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

（2）成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

（3）建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、生态环境部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向生态环境部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

（4）相应的应急措施

本项目在运营期间若发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。现场根据污染程度启动相应的处置方案，若污染物不能及时收集并进入地下水环境，应立即加密监测井，并通过抽水井形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。此外，地下水污染事故发生后，针对受污染的水井及供水居民，建设单位应暂时提供应急水源，针对不能恢复的水源，应为其寻找替代水源，保障区内居民的用水安全。

9.6 土壤污染防治措施

本项目土壤污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

9.6.1 源头控制措施

（1）项目各气井钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺。在设计表层导管段（清水钻深度应至少 100m）用清水钻井以避免重点关注的表层含水层、土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止

土壤被地层其他流体或钻井泥浆污染；本项目采用较清洁的水基泥浆，采用套管和水泥固井防止地下水、土壤污染，并在设计中做好及时堵漏准备，防止泥浆流失进入土壤。

（2）在施工过程中要做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水完全无外排。作业废水暂存于废水接收罐，现场人员应定期对废水接收罐渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并做好记录。在雨季对废水接收罐加盖篷布或架设雨篷等，并定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对废水接收罐的巡查等，降低废水发生外溢的概率。集污罐应在放置于地表并做好日常巡护及防渗漏措施，严禁集污罐在现场埋地使用。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染土壤环境。

（3）钻井废水、洗井废水通过罐车拉运至集中处置站；测试放喷阶段产生的压裂返排液由放喷管排入放喷池，在放喷池内废水达到放喷池容积的80%时，水质达到回用要求的压裂返排液通过密闭罐车运至集中处置站；部分可回用于同区域钻井配置压裂液，不可回用时通过罐车送至专门的污水站进行处理，经预处理达到废水回注水质标准后，送回注站回注，不外排。

（4）每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染土壤。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的土壤环境污染。

（5）钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

（6）井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，离集污罐或放喷池较近区域应设置集水坑，便于排除场地内雨水等清水，填方区一侧砌筑外环沟；若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭沟渠由作业队伍从集水坑抽汲至集污罐或放喷池。

（7）压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。

（9）运营期井场内仅有采气作业，分离出的采气废水经不落地装置存

储后循环利用，减少污染物的排放：

（10）清管作业和分离器检修时会产生少量清管废水和检修废水，检修废水暂存于井站的集污罐内，自然蒸发减容，不外排。清管作业产生的废水极少，一般随采气废水一起进行处理或循环利用；

（11）施工人员在施工作业中产生的生活污水依托当地居民下游的处置措施进行收集处置，不知容纳的污废水交由当地环卫部门进行处置。施工现场的垃圾污废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。

（12）生产期间要做好井场的日常巡查工作，避免输气管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对土壤影响降到最低限度。

（13）钻前施工场地平整及集输管线管沟开挖产生的剥离表层土堆存于表土堆场内，钻井结束及管沟回填后用于场地临时占地的复垦表层用土。钻前剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖彩条布等严格的水保措施防止水土流失；管沟开挖采用有效保护耕作层，管沟开挖应分层开挖、分层堆放、分层回填，管道施工作业带内只进行临时性使用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

（14）服务期满后主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液及返排水可能进一步渗漏，影响周边土壤环境。闭井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对土壤环境的影响。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

9.6.2 过程防控措施

根据天然气开采行业项目特点与占地范围内的土壤特性，按照相关技术要求，本项目主要针对通过地面漫流、垂直入渗途径污染土壤而采取的过程防控措施。主要包括：

（1）对泥浆不落地技术工艺区域及泥浆循环系统、泥浆料台区、重浆

罐区、油罐区、柴油机组区均设置防雨棚，废油暂存区、发电机均设在活动房内，方井周边、放喷池在雨天加盖篷布，避免暴雨引起废水、废油外溢形成地面漫流。并在废水收集罐周围设置 0.5m 高围堰，防止废水外溢；油罐区周围设置 0.15m 高围堰及集油池，防止泄露油料外溢；放喷池最低面墙设置不低于 0.5m，避免雨水进入；井口作业区周边设置导流沟，将可能泄露的废水导流至集污坑；井场四周设置双环沟，外环沟与自然沟渠连接，便于导排场地外雨水等，内环沟用于收集井场内的雨水和可能产生的污水，汇入集污坑。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流，进入土壤。

（2）采取分区防渗措施，根据天然气钻井井场在建设期和运营期可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将各井场划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区：对油罐区、发电机房及电传系统、泥浆不落地工艺区域及泥浆循环系统、放喷池、方井周边、重浆罐区、泥浆料台、废油暂存区域均进行重点防渗，对双环沟、环保厕所均进行一般防渗，办公区进行简单防渗（一般地面硬化）。通过以上措施全面防控事故废水和可能受污染的雨水发生垂直入渗，进入土壤。

9.6.3 跟踪监测计划

本项目井场周边存在耕地等土壤环境敏感目标，所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）跟踪监测原则及要求，对于二级评价建设项目，跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近，监测指标应选择建设项目特征因子，每 5 年内开展 1 次，结合环境管理对监测工作的需要，本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告章节 12.4.4 土壤监测计划。

9.6.4 土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

9.7 生态环境保护措施

9.7.1 施工期生态环境影响减缓措施

（1）对土地占用的减缓措施

①合理规划占地范围

永久占地，尽量利用原有井场占地，减少新增占地面积，新建井场严格控制占地面积。施工道路尽量利用原有公路，若无原有公路，则要根据设计方案，先修道路，后设点作业的原则进行。管线尽量沿公路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护，避免修筑专门施工便道。

②严格控制占地范围

作业带宽度、管线敷设施工的宽度控制在设计标准范围内，其中水田为14m、旱地为12m、林地为10m、经济林地8m，在此标准范围基础上，严禁超过标准施工作业带宽度，根据实际情况尽量缩小作业带宽度，尽可能采用小型机械设备和人工开挖，以减少管线敷设临时占地的影响范围。对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，井场产生表土分别就近堆存于井场周边设置的表土堆场内，管沟开挖时的土石方堆放在管沟两侧施工作业带范围内，不得堆放在其他未经允许堆放的区域。

③严格把控占地时间

对耕地的占用时，应根据当地农业活动特点，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长期和收获期，且应提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

（2）对水土流失的减缓措施

①采取工程措施降低水力侵蚀

井场钻前工程基础施工时应在施工段做好截水沟、排水沟等排水及防渗漏设施，特别是雨季施工应加强这方面的工作，以避免松散土冲刷、填埋农作物，淤塞河沟、污染水系。在开挖时应做到分层开挖，并堆放于指定的表土堆场，修建挡拦设施防止水土流失。

施工道路尽量依托已有道路，新建道路内侧修筑排水沟，外侧修筑浆砌石挡土墙进行防护。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

②维护植被覆盖率

在施工期，尽最大努力降低对乔木林、灌木林、草地等植被的破坏，施工结束后，及时对临时占地区域进行植被恢复，维护区域植被覆盖率，减少区域水土流失状况。

（3）对陆生植被的减缓措施

①合法合规占用林地

对占用林地路段，需经同级人民政府同意，报林业主管部门批准后，按有关规定如《中华人民共和国森林法》《四川省林地管理办法》等办理用地审核、林木采伐审批手续，并进行补偿。

②加强施工人员的环保意识

施工期加强《中华人民共和国森林法》《中华人民共和国野生植物保护条例》有关对保护野生动植物的宣传力度，大力宣传保护植物的重要性。施工过程中张贴动植物保护告示或设置警示牌，不得随意砍伐植物，在开挖的工程中，如发现有国家重点保护植物，要报告当地环保部门，立即组织挽救，移栽他处。

③尽量减少临时用地的植被破坏

不设施工伴行道路，尽量利用现有施工作业带（区）运管。已设的便道宽度严格按设计要求控制；工程施工依托就近的民房、院坝、建筑空地，集输工程不设置临时施工营地，减少因征用土地而对植被和土地造成影响或破坏。

④保护珍稀保护植物及古树名木

根据文献资料、现场调查及访问，本项目井、井站占地范围未发现国家重点保护野生植物及古树名木分布。本项目应制定重点保护野生动植物保护方案，管线施工过程中若发现珍稀保护植物及古树名木，应停止施工，立即按照保护方案采取保护措施，禁止一切对珍稀保护植物及古树名木造成破坏、砍伐的行为。

⑤及时开展植被恢复工作

施工结束后及时对临时占地进行植被恢复工作，视沿线因地制宜实施：原为农田段，复垦后恢复农业种植；原为林地段，原则上复垦后恢复林地，不能恢复的应结合当地生态环境建设的具体要求，可考虑植草绿化。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的规定：在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物，对这一范围内的林地穿越段，林地损失应按照“占一补一”的原则进行经济补偿和生态补偿。林地穿越段两侧各5m范围内以植草绿化为主，必要时可考虑浅根性半灌木、灌木绿化；林地穿越段两侧各5m以外的施工扰动区以植树绿化为主，树种尽量选择树冠开阔型，一定程度上有利于弥补因工程穿越所造成的林带景观分割。植物恢复措施物种禁止选取入侵物种。

（4）对陆生动物的减缓措施

①减缓对动物栖息环境的影响

本项目在选址、选线时最大程度地避开林地，尽可能不破坏区域森林植被，施工严格控制施工作业带，减少施工过程中所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的植被环境。

②降低对动物活动的干扰

减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物活动的惊扰；在经过林地进行施工时，优化施工方案，抓紧施工进度，缩短在林区内的施工作业时间，尽量减少对野生动物的影响；施工工期尽量避开动物的繁殖期，尤其是避开鸟类繁殖季节，同时尽量避免早晚鸟类活动的时间进行施工。

③加强对重点保护野生动物保护宣传

施工过程中对施工人员加强《中华人民共和国野生动物保护法》《中华人民共和国森林法》有关对重点保护野生动物的宣传力度，大力宣传保护重点保护野生动物的重要性和损坏、诱捕重点保护野生动物的惩罚条例，不得随意捕猎、驯养重点保护野生动物。

④恢复动物栖息环境

施工结束后及时进行植被恢复，改善野生动物的栖息环境。工程中造成的植被破坏及野生动物栖息地损失，仅靠生物群落的自然演替恢复速度较慢。因此，施工结束后，应立即开展植被恢复，营造野生动物生境，恢复施工范围内野生动物资源。

（5）对水生生态的减缓措施

①合理选择施工时间

为保证河流穿越工程能够高效地进行，应合理选择施工工期，尽量选在枯水季节 12 月至次年 2 月的时间段；同时应尽量避免鱼类的繁殖产卵期 3~6 月，避免对鱼类产卵造成影响；在施工的过程中，还应提高作业效率，缩短河流穿越工程施工作业时间。

②严格控制施工范围

严格将施工控制于划定的范围之内，以免对河流造成大面积的破坏，加剧生态系统的破碎化；施工用料堆放应远离水源和其他水体，选择暴雨径流难以冲刷的地方，防止施工材料被暴雨径流带入水体。

③保持河道的连通性

废弃的土石方应堆放在远离水体的指定地点，严禁弃入河道或河滩，淤塞河道；施工结束后要尽快恢复河道的畅通。

④降低对水体的扰动和水质污染

降低对水体的影响分为降低对水体的扰动和对水质的破坏。水域附近施工时，尽最大努力降低施工区域的水体扰动程度，禁止因非施工需要的大范围水体扰动。施工场地污水不得直接排入沿线河流；施工时所产生的废油及其他废物，严禁倾倒或抛入水体；不得在水体附近清洗施工器具、机械等，以降低对水质的影响程度，进而降低对水生生物的影响。

⑤加强施工管理

加强施工管理，穿越施工过程中产生的生活垃圾、生活污水等废物应妥善收集并处理，禁止外排或随意丢弃。保证使用的各类机械在安全、良好的状态下运行，防止施工机械或设备漏油事故发生。加强对施工人员教育和管理，禁止捕捞鱼类等各种水生生物。

⑥及时恢复河床

施工结束后，清理垃圾和多余的填方土，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

（6）对恩阳河中华鳖国家级水产种质资源保护区的风险防范措施

为全面防控本项目对保护区带来的风险，保障保护区生态安全及“三场”功能完整，可采取以下强化措施：

①强化水环境风险防控体系。升级截污防渗措施：在井场临保护区侧增设第三级应急截流沟与缓冲池，作为最终防线。确保所有场区径流及事故液被100%截留。

②优化大气与噪声管控。将高噪声、高排放作业安排在白天气象条件利于扩散的时段，并采用低噪声设备、高效除尘装置。

③实施固体废物闭环管理，定期转运危险废物。提升固废暂存设施防护等级，危废暂存区须配备防雨顶棚、防渗围堰及渗滤液收集系统，抵御极端天气。

④完善应急响应与生态恢复预案。制定专项应急预案，明确事故状态下与保护区管理部门、生态环境及渔政部门的应急联动程序。配备应急物资与设备，现场储备足量吸油毡、围油栏、应急药剂等，并确保1小时内可调运至保护区外围。

9.7.2 运营期生态环境影响减缓措施

工程在正常运营期间，除少量的管道维护外，基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为生态恢复及加强管理。

（1）生态恢复措施

项目运营期，施工结束后种植的植被暂未完全恢复。在输气管线沿线区域加强对临时占地区域的植被恢复工程的保护，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力，针对管线建设所形成的廊道，应制定严格的管理措施，严格限制人员进入廊道和实施与管道管理和森林保护无关的活动。

（2）运营管理措施

运营期，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

9.7.3 退役期生态保护措施

气井停采后应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）等技术要求对井口进行封堵。封堵后对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

综上，根据前文对井区内已实施各单项工程现状调查结果，其采用的措施合理可行，进一步印证了本次新建工程继续沿用原有措施是合理可行的。

9.8 环保设施及投资估算

本次巴中气田产能建设项目（一期）由若干单项工程滚动建设实施，为便于单项工程环保竣工验收，本评价将本次产能建设所涉及的各项工程分为钻井井场和平台井站、集输管线两类分别估算各单项工程环保投资。

本工程环保措施投资估算费用为 8656 万元，环保措施投资占工程总投资费用的 7.11%，详细内容见表 9.8-1~3。

本项目环保投资共涉及 17 个钻井井场、17 个平台井站、8 条集输管线

及 15 座天然气回收装置区的施工运营环保投资。

本项目总投资约***亿元，环保投资总计***万元，占总投资比例约为***。

10 清洁生产与总量控制

10.1 清洁生产分析

目前，天然气开采业建设项目未被纳入环境保护部颁布的重点行业清洁生产标准目录中，根据对清洁生产评价评标体系查询，未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系，故本评价从天然气产能建设的各个环节出发，对本项目的产品、原材料、工艺技术的清洁性以及三废治理工艺的先进性进行分析比较，并提出清洁生产措施和建议等。

10.1.1 工艺技术选择合理性分析

（1）钻井清洁生产工艺技术分析

各井场井站导管段采用清水钻井液，其他钻井液采用较清洁的水基钻井液为主，不含重金属，并且可根据不同地层性质和地下压力进行组分调整，能较好地满足钻井需要。符合清洁生产的要求。

另外本项目各井场井站均采用丛式井场，可减少井场等建设用地，亦减少了项目道路工程量，有利于减小对生态环境的扰动。另外本项目丛式井场钻井过程中，对第一口井产生的剩余水基泥浆进行回收利用，储备在泥浆储备罐中，用于同井场第二口井的钻井阶段，从而减少了第二口井钻井阶段所需新配置的水基泥浆的量，提高了泥浆使用效率。符合清洁生产的要求。

（2）集输工程工艺技术清洁生产分析

①管材选择

对于输送天然气的采气管线，在管型的选择上，选择选用20SMLS材质的无缝钢管，能有效的提高管线抗应力腐蚀开裂）和氢致开裂的能力，以确保管材的可靠性，从而减少环境风险事故。

②管道的防腐措施

本项目天然气采输防腐措施包括防止湿气应力开裂、电化学腐蚀，选材上选用抗应力开裂的材料，配备阴极保护，施工时焊接口全部实现无损探伤检测。

③井口装置

各井场井口采用带自动关井系统的井口安全阀，地面设有井口安全自动控制系统，可在地面管道失压时自动切断气源，既降低了事故危害，又减少了对环境的污染，符合清洁生产要求。

④采用污染物“不落地”随钻处理技术，钻井期间采用的废物处理和排放措施能较好地降低其对环境的影响。

10.1.2 产品的清洁性分析

巴中气田产能建设项目（一期）产品为天然气，属清洁、优质、具有竞争力的能源和化工原料。天然气单位热量所产生的温室气体CO₂只是煤炭的一半左右，比石油少三分之一，天然气与电力比较，在燃料费用上的节省是显著的，但投资费用较大；与焦炭、原煤比较，虽无价格优势，但环保性和产品质量优势明显；与汽油、液化气相比，其价格和环境性能也有明显优势，天然气替代工业用油和液化石油气，有直接的经济效益，容易被用户接受，同时技改的投资少，属清洁产品。天然气、原油与煤燃烧的三废产生量对比见下表。

10.1.3 运输方式的清洁性比较

本项目天然气采用管道运输，与槽车、罐车公路等运输方式相比，管道运输具有运输能耗低、运输周转损耗小、压输成本低、安全性高、环境污染小等方面的优势，本项目管输运输方式清洁。

10.1.4 清洁生产措施

（1）废水处理措施

本项目钻井废水和压裂返排液通过在井场内或井场间回用实现最大程度回用，做到正常工况下无压裂液外排，无法回用的运至袁家气田水处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排，对地表水和浅层地下水无影响。

（2）施工期生产生活污水

各井场钻井建设施工阶段生活污水采用环保厕所水处理，处理后转运至当地城镇污水处理厂进行处置，现场不外排。

（3）废气处置措施

本项目正常工况下均采取带压采输气，无废气外排，紧急情况下的外排废气采用放空管点火燃烧放空等方式排放。

（4）固体废物处理措施

本项目钻井液采用水基泥浆，并采用钻井液闭环管理系统，对钻井泥浆进行循环使用，完井后产生的废泥浆和岩屑进行制砖综合利用，油基泥浆循环利用减量化处理，油基岩屑等固废全部交由危废资质单位处置，不外排；井站清管作业及分离器检修产生的少量废渣，交由有危废资质单位妥善处置。整个过程产生的少量废油优先综合利用后交给具有相应资质的单位处理，无固废外排。

10.1.5 清洁生产结论及建议

本工程采用了先进的钻采工艺和较高的自动控制水平，减少了“三废”排放源，在工艺技术、能耗、节水、污染物的排放等方面均符合清洁生产原则。最大限度的减少了污染物排放及能源消耗，最大限度的保证工厂的安全生产，达到国内先进的清洁生产水平。

10.2 总量控制

国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物四种主要污染物实行排放总量控制计划管理。

本项目为天然气开发井建设项目，项目运营期由于地面采气集输为全密闭管道内的天然气开采，区块内水套加热炉天然气燃烧废气有组织排放NO_x 2.784t/a、颗粒物0.416t/a，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议本项目不核定大气总量指标。

钻井工程钻井废水和压裂返排液循环利用，无法回用的钻井废水经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置；无法回用的压裂返排液经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理；运营期产生的生产废水优先回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理。本项目依托的污水处理厂外排口已申请总量指标，本次项目只是依托污水处理厂外排口，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议本

项目不核定废水总量指标。

11 环境管理及监测计划

11.1 企业环境管理现状

本项目业主单位是中国石油化工股份有限公司西南油气分公司，环境管理上延续西南石油局有限公司西南油气分公司 HSE 环境管理体系。中国石油化工股份有限公司西南油气分公司积极推进 HSE 管理体系建设，强化健康、安全与环境的一体化管理，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司将遵守《西南石油局有限公司西南油气分公司 HSE 管理手册（2022 年版）》、《HSE 管理体系要求》、《HSE 管理体系实施要点》、《HSE 管理体系环保实施指南》、《西南石油局有限公司西南油气分公司全员 HSE 行为管理实施细则》、《西南石油局西南油气分公司安全生产费财务管理细则》、《中国石化安全风险评估指导意见》《危险化学品重大危险源辨识》《中国石化重大生产安全事故隐患判定标准指南（试行）》等标准，形成系统的 HSE 管理体系标准。HSE 愿景：零伤害、零污染、零事故；HSE 方针：以人为本、安全第一、预防为主、综合治理。目前企业 HSE 企业管理体系已基本建成投入指导生产。

本项目建设单位根据自身特点，建立了 HSE 管理体系。公司设置 HSE 委员会，委员会主任由公司主要负责人担任。委员会下设专业 HSE 分委员会，HSE 委员会办公室设在安全环保部；各单位设置本单位 HSE 委员会和专业 HSE 分委员会。公司设置安全环保部、HSE 督查大队、石油工程监督中心、环境监测站和应急救援中心。各单位设置安全环保管理机构或明确 HSE 管理的职能部门，根据生产实际可成立 HSE 督查站等。基层单位设置 HSE 领导小组，实行“厂管站”管理模式的可不设。

公司配备安全总监、安全生产相关专业的副总师；配备相应 HSE 管理人员；配备相应安全、环保管理人员；各单位应设置专职 HSE 总监（副总监）、专家和科长；配备相应 HSE 管理人员；各级 HSE 管理部门应设置专职 HSE 体系运行管理员，各级业务部门应设置专兼职 HSE 体系管理人员；基层单位应设置专职 HSE 管理人员，组建义务应急队伍。

在本项目实施 HSE 管理中建设单位主要注意以下几个方面的措施：

（1）在工程招投标时应签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方环境保护责任、义务。在钻井工程中有废物产生，钻井作业要严格按照相关规定进行环境管理和井场交接。

（2）建设单位应加强施工作业合同中环保措施落实情况的监督。鉴于工程的环境影响发生在建设施工期的特点，加强施工期的环保监督能够对落实工程的环保措施提供重要保证。监督内容主要包括：修建井场的水土保持措施和生态保护措施；钻井作业的环境保护措施、水保措施和施工完毕后的植被恢复措施等。

（3）实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

（4）制定环境风险事故应急处理预案，实施环境风险事故应急方案演练。

（5）积极推行清洁生产管理和不断完善清洁生产措施。

（6）配套建设的污染防治设施严格执行“三同时”制度，污染防治设施必须通过验收后方可投入使用。污染处理设施和污染源自动监控设施要保持正常平稳运行，不得擅自停运、闲置和拆除。将环保设施纳入生产设施等同管理，加强生产运行管理，减少异常排放。建立异常排污管理程序，最大限度降低对环保设施的影响。

（7）根据生产经营过程污染物产生、排放情况，制定年度环境监测计划，确定监测点位、监测指标、监测频次等内容。建设项目按照环境影响评价文件及其批复要求，做好建设过程中的环境监测。

11.2 施工期环境管理建议

（1）建立有效的环保措施落实监督检查机制

由于各井场井站涉及钻前、钻井、压裂和采气运营四个阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

在钻前施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①在施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带宽度，控制施工活动范围，禁止区域外施工作业，挖掘土石方应堆放在指定场所，并修建拦挡设施防止水土流失；

②控制施工过程中的扬尘产生、落实施工废水循环利用不外排措施；

③对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求。

在钻井施工阶段重点监督检查如下环保措施：

①清洁化随钻处理环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行；

②按照环保设计和环评文件要求，监督检查废水、固废严禁外排措施的执行情况；

③监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

压裂阶段重点监督检查如下环保措施：

①阶段取水，避免对当地水资源的占用影响当地河流水体生境；

②返排液收集、转运、处置措施执行情况；

③分区防渗措施可靠性情况，监督检查是否发生污染泄漏并及时整改。

监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求，在钻井过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

（2）建立有效的环境管理机构

建设方应设专人负责各作业单元 HSE 管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，

减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水沟，并修筑必要的挡拦设施以防止水土流失；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运泄漏等。

（3）建立完善的环保工作计划

①在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

②进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

③紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

④施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆除后不留废弃物品，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

⑤运营期管理计划

各单项工程施工结束后进入运营期，制定各单项工程运营期的环境管理计划、巡视计划、隐患整改流程计划、环保措施维护及记录管理计划等。

（4）严格执行环境监督和审查制度

①全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

②环境保护审查

在施工完成投入运用后，根据项目环境影响报告，对工程进行环境保护审查，评估环境保护计划实施的效果。

11.3 运营期环境管理建议

（1）组织机构

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂是本项目生产管理部门，也是本项目环境保护日常监督管理部门，负责对本项目环评文件执行、“三同时”制度落实情况，负责对运营期的日常环境保护工作进行监督和抽查；负责本项目日常巡查、设备日常维护、污染物产排情况台账、污染物外运联单执行等环境管理工作。巴中市恩阳生态环境局、巴中市巴州生态环境局、广元市苍溪生态环境局对本项目实施环保行政监督检查。

（2）台账管理

根据中石化天然气井站运行管理规定要求、场地属地管理要求等行业规定，应对本项目执行人工巡视管理+远程监控管理，建立各井场井站运行台账、产排污台账、污染物处置台账、外运的建立污染物转运联单台账、环保设备实施运行、维护台账，台账建档备查。

（3）环保设施运行及维护

本项目各单项工程（井站、管线）运营期环保设备设施运行管理、环保设备设施的维护由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气二厂统一负责，维护费用纳入项目部每年度的安全环保专项资金，按照公司专项资金管理规定支取使用。

采气运营阶段重点监督检查如下环保措施：

①采气废水收集、贮存、转输符合环评文件要求，做到废水不外溢，不外排。

②井站自动控制设备设施运转正常，控制措施得力，运营期产生的少量废渣、检修废气均得到妥善处置，确保无超标排放环境污染事故发生。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）相关要求，在运营过程中，需重点监督在气田内是否将气井采出的井产物汇集、处理、输送的全过程采用密闭工艺流程。

11.4 环境监测及环境保护监控计划

11.4.1 大气监测计划

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2—2018）以及《排污单位自行监测技术指南 路上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），监测因子的环境质量每年至少监测一次，因此制定如下大气环境监测计划，大气监测计划见表 11.4-1。

表 11.4-1 大气监测计划

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	频次
运营期	环境空气	各井站厂界无组织排放	非甲烷总烃	1年 1次
	水套炉	排气筒，每年按 10%比例抽测	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、格林曼黑度	1年 1次

11.4.2 噪声环境监测

施工期和运行期仅针对若有噪声投诉期间进行，噪声监测计划见下表 11.4-2。

表 11.4-2 噪声监测计划表

监测阶段	监测对象	监测点位	监测项目	监测频次
施工期	环境敏感点噪声	投诉单项工程 厂界、投诉点	厂界噪声、 投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次
运营期	厂界及环境敏感点声环境	投诉单项工程 厂界、投诉点	厂界噪声、 投诉点等效声级	投诉期间 1 次，连续两天，昼夜各 1 次

11.4.3 地下水跟踪监测计划

为了及时发现地下水污染事故并采取相应的措施，最大限度地降低对地下水环境的污染，本项目在施工期和运营期应建立完善的环境保护监控计划体系，设立地下水监测小组或者委托专业的资质机构完成，负责对地下水环境监测和管理。

根据地下水导则和石油天然气导则监测要求，本项目的地下水跟踪监测计划设置在分析了各场地所在水文地质单元地下水补径排特征的基础上，重点考虑了各场地下游分布的地下水保护目标，使得各监测点能够及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量动态变化情况，为本项目地下水污染防控

工作提供依据。同时，本次跟踪监测方案设置还参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248 -2022）等要求，基于上述原则，本项目地下水跟踪监测计划设置如下。

监测点布设：本次跟踪监测点布设在原有现状监测点位分布的基础上，结合各场地上、下游位置和地下水补径排特征，同时兼顾各场地评价范围内地下水保护目标分布，保证每个场地上、下游各分布一个跟踪监测点的最低标准。本项目共布设地下水环境跟踪监测点 33 个，见附图 12.4-1、表 14.4-4。

监测因子：色、嗅和味、pH、石油类、氨氮、砷、汞、铅、钡、六价铬、氯化物、氟化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、总硬度、挥发性酚类、COD。

监测频率：每年监测一次；发现有地下水污染现象时需加密采样频次；结合上述周期及相关要求，本项目工程结束后应及时进行一次地下水监测；在钻遇潜水含水层、压裂、返排初期等地下水环境污染风险较高的时段，发生污染事故后，应提高监测频率，且不少于 3 次，以全面反映地下水环境状况变化过程。后期跟踪监测根据后续区块内环境影响后评价要求开展地下水环境跟踪监测。

监测要求：本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测采样方法应符合国家现行的相关质控标准。

其他要求：针对本项目的依托工程（如回注井等），在本项目依托期间应对依托工程进行地下水跟踪监测，监测原则及基本要求同上，定期跟踪依托工程周边地下水环境的变化情况。

本项目各阶段按照跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家生态环境部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采

取应急措施，同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

11.4.4 土壤监测计划

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），评价工作等级为二级的每5年内开展1次跟踪监测，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），针对本项目特点，制定土壤监测计划，见下表。

11.4.5 生态监测计划

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），制定如下生态环境监测计划，监测因子的环境质量每年至少监测一次。生态监测计划见表 11.4-5。

11.4.6 环境影响后评价

根据《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，本项目投入生产运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，并依法报生态环境主管部门备案。基于本项目建设投产时间为3年，施工时间较长，为充分了解施工过程中对区域环境影响程度以及施工过程中是否存在环境遗留问题，本环评建议工程投产后，即启动环境影响后评价工作，同时根据运营情况，酌情加密开展环境影响后评价频次。

11.5 竣工环保验收

本项目产建工程位于广元市苍溪县、巴中市恩阳区及巴州区境内。各单项项目以施工期环境影响为主，而项目后续阶段主要的环保设施以及环境风险应急措施又在前序施工过程中得以建设和落实，故本项目竣工环境保护验收本评价建议根据各单项工程施工阶段划分，对各单项工程实施分项分阶段竣工环保验收，可采用单项工程项目、分期工程和整体项目验收相结合的方式进行。

12 环境经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项重要工作内容，它是对建设项目经济效益、社会效益与环境效益综合分析。通过分析经济收益水平、环境效益和社会效益，说明项目的环保综合效益状况。

本工程的经济损益分析选择工程、环境、生态资源和社会经济等有代表性的指标，采用专业判断法和调查评价法，从经济效益、环境效益和社会效益三方面，分析本项目经济效益、环境效益和社会效益状况，进行环境经济损益估算简要分析。

12.1 社会效益分析

本工程的建设在缩小工业用气缺口、缓解民用气压力和提高保证率以及提供就业机会增加项目区居民收入等方面具有重要的社会效益。另外，管道工程建设需要大批钢材、建材及配套设备，可带动机械、电力、化工、冶金、建材等相关工业的发展。该工程的建设，是促进巴中和广元区域清洁能源使用的重大举措，对于缓解巴中和广元区域天然气供需矛盾，优化能源结构，建设环境友好型社会，具有重要意义，项目的建设符合国家产业政策，将使国内的能源配置更趋于合理，使得全国经济的效益在总体上大大提高，体现出中国能源供需的协调发展战略。

因此，本工程是造福沿线人民的幸福工程，在实施西部大开发战略、加快西部地区经济发展、拉动国民经济增长、调整我国能源结构和充分利用天然气资源等方面不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。项目具有良好的社会效益。

12.2 经济损益分析

内部效益：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司巴中气田产能建设项目（一期）总投资 12.18 亿元。本次产能建设 17 个井站，最大产能规模为 $5.57 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，本项目建产期 4 年，稳产期 2 年，第 6 年后开始产量递减，从巴中气田实际生产情况，进入递减期后 1-3 年递减率为 26%~34%、4-6 年为 21%~24%、7-10 年为 12~20%、11-15 年后 10~12%、15 年后基本低于 10%，

预计 20 年末累计产气 $66.64 \times 10^8 \text{m}^3$ ，按照单价 2 元/ m^3 ，总收益为 133.28 亿元。本项目经济效益较好，具有较强的盈利能力和偿债能力，在财务上是可行的。

外部效果：根据有关资料，每万立方天然气用于工业，平均可创产值 2.650 万元；每万立方天然气用于城市民用可节约城市供煤运费补贴 640 元。因此本项目实施可为社会创造工业产值和节约运煤补贴。

从内部经济效益和外部经济效益来看，该工程的投产将巴中区块内天然气资源的优势转化为经济优势，可大大增加地方利税收入，企业也将获得巨大的利润，为该地区带来巨大的天然气化工等方面经济效益。

12.3 环境经济损益分析

12.3.1 环境经济损失分析

本工程的主要在施工期对生态环境产生影响，从而造成环境损失。针对这些环境损失，结合现有的研究基础，采用一定的模型，同时根据本工程施工期采用的各类环保措施、国家相关的法律法规界定及地方政府的相关要求对本工程施工期环境损失进行货币化衡量。

（1）生态环境经济损失

本工程生态环境经济损失突出表现为占地经济损失。项目永久占地面积 5.25hm^2 ，临时占地面积 60.522hm^2 ，按当地占地农业损失，估算占地损失共约为 125 万元，其中，永久占地损失为 87 万元，临时占地损失为 38 万元。

（2）大气环境经济损失分析

施工期大气环境影响主要表现为施工占地的扬尘、柴油发电机废气、油基泥浆钻井过程有机废气和检测天然气点火燃烧放空废气等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对大气环境的影响较弱。

（3）声环境经济损失分析

施工期声环境影响主要表现为施工场地的机械运转、钻井噪声、柴油发电机噪声等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对声环境的影响较弱。

（3）水环境经济损失分析

施工期水环境影响主要表现为钻井废水、采气废水、生活污水等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对水环境的影响较弱。

（4）固体废弃物环境经济损失分析

施工期固废环境影响主要表现为施工弃土石方、废钻井和岩屑、清管废渣、设备废油及含油固废等方面的影响，在本报告书设定的环保措施得到落实的情况下，工程施工期对固废环境的影响较弱。

12.3.2 环境经济正效益分析

本工程的实施将提供清洁的天然气能源，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。

（1）减少环境空气污染物的排放量

天然气作为清洁能源，可以减少大气污染物产生量，改善环境空气质量，与燃料油和燃煤等能源相比在减轻大气环境影响方面效益显著。燃烧天然气与燃油和燃煤相比，年产生 SO₂、烟尘量和 NO_x 量将大大降低，有助于项目市场调整区域能源结构、普及清洁能源使用、改善大气环境质量。

（2）减少污染处理费用

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。研究表明，以天然气置换煤作燃料，每利用 1×10⁸m³ 天然气可减少 SO₂ 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。本工程预计总产气量为 66.64×10⁸m³/a，以此推算，可减少 SO₂ 排放量约 80634.4t，减少 NO_x 排放量约 109956t，减少烟尘排放量约 271224.8t。

据统计，处理 SO₂、NO_x 和烟尘所需费用分别为 1.26 元/kg、1.26 元/kg 和 0.15 元/kg，工程建设后每年可节约 SO₂ 治理费 1.02 亿元，节约 NO_x 治理费 1.10 亿元，节约烟尘治理费 2.71 亿元，节约 SO₂、NO_x 和烟尘治理费总计 4.83 亿元。可见，本工程建成对于加速利用天然气资源，减少大气污染物排放，具有巨大的环境效益。

12.4 环保措施投资

本项目总投资***亿元，其中环保投资***亿元，占总投资比例为 7.11%。

12.5 环境经济损益分析小结

本工程经济效益显著，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。该工程总投资***亿元，而开采期内的经济效益达 133.28 亿元，而为减缓工程建设环境影响投入仅为***亿元，可见，工程可衡量的环境损失远远小于工程带来的经济效益、环境效益和社会效益，工程的建设实现了经济效益、环境效益和社会效益的统一。

本项目能有效改善沿线城市及农村天然气供应和储配系统，减少燃煤量和污染物排放量，有利于城市环境卫生改善，有利于沿线城市能源结构的改善和节能减排目标的实现。项目建成后将形成省内新的天然气管道输送配置系统，不仅能产生较大的经济效益，还具有节能减耗增效、环境安全等优势。本工程对环境的影响，从长远角度考虑，有利于环境质量改善，正面影响大于负面影响；天然气的应用，对提高人民生活质量、加快国民经济的发展产生积极作用，同时会为社会上缴大量税金，社会效益明显。本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

13 评价结论及建议

13.1 项目概况

为适应气田产能开发的需求，进一步落实产能建设工程部署，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司拟部署巴中气田产能建设项目（一期），拟新建产能***m³/a，建设内容包括：项目拟部署钻井井场 17 座（新建 7 座，利旧 10 座，新增钻井 34 口井）；平台井站 17 座（17 座为本次钻井井场转平台井站，共 39 口采气井，其中 34 口为本次钻井后新建采气井，另外 5 口井为勘探井转采气井）；新建 8 条气田内部集输管线，管线共计 41.2km，最终依托花巴线与龙巴线外输，同时建设与主体工程配套的供配电、自动控制、通信、给排水、建筑结构、消防等公用工程及辅助生产设施。

项目总投资***亿元，环保投资***亿元，环保投资占总投资占比***。

13.2 项目相关政策、规划符合性

13.2.1 产业政策

本项目系天然气勘探开发中的天然气开发工程，项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》规定第一类鼓励类中的第七条第一款（石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发），因此本项目建设符合国家产业政策。

13.2.2 环保政策

本项目采取绕避措施，巴中气田产能建设项目（一期）单项工程与区域内自然保护区、地质公园、风景名胜区、乡镇集中饮用水源地等环境敏感区空间不重叠，本项目不在禁止开发区等重点保护区范围内。本项目与《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》（环办环评函〔2019〕910 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（原国家环保部公告 2012 年第 18 号，2012-03-07 实施）、《自然资源部 农业农村部 国家林业和草原局关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166 号）等相关政策相符合。

13.2.3 相关规划

本项目属于天然气开发建设项目，符合《国家发展改革委关于印发“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）、《四川省“十四五”规划和2035年远景目标纲要》、《四川省“十四五”能源发展规划》、《四川省矿产资源总体规划（2020-2025）》等规划相关要求。

本项目所涉及的各项工程均不在城镇范围内，各单项工程所在地均为农村地区，项目的建设不违背当地规划要求，与区域总体规划相容。

13.2.4 “生态环境准入清单”

根据《广元市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（广府办函〔2024〕26号）、《巴中市生态环境保护委员会办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（巴中市生态环境保护委员会办公室，2024.2.27）可知，本项目各工程内容位于广元市一般管控单元及巴中市要素重点管控单元、一般管控单元内，涉及的广元市一般管控单元为：苍溪县一般管控单元（ZH51082430001）；涉及的巴中市一般管控单元为：恩阳区一般管控单元（ZH51190330001）；涉及的巴中市要素重点管控单元为：巴州区要素重点管控单元（ZH51190220007）、恩阳区要素重点管控单元（ZH51190320005），满足相应生态环境准入清单相关要求。

13.3 项目所处环境功能区、环境质量现状及存在的主要环境问题

13.3.1 生态功能区

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地属于“Ⅰ四川盆地亚热带湿润气候生态区”、“Ⅰ-2 盆地丘陵农林复合生态亚区”、“Ⅰ-2-1 盆北深丘农林业与土壤保持生态功能区”与“Ⅰ-2-2 渠江农业生态功能区”，生态功能区主要生态功能为农林产品提供功能、土壤保持功能、人居保障功能。本项目不在禁止开发区，不在重点保护区内，符合《四川省生态功能区划》要求。

13.3.2 环境质量现状

（1）环境空气

根据项目所在区域2024年环境质量公报可知，本项目所在地巴中市及广元市苍溪县为环境空气质量达标区。项目对两市的环境空气质量进行了补充

监测，监测因子非甲烷总烃监测值结果能满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，项目空气质量较好。

②地表水环境

本项目位于巴中市恩阳区及巴州区、广元市苍溪县，本项目区域所在水系为嘉陵江水系：包括大型河流巴河、恩阳河以及其他中小型河流、沟渠。

根据巴中市生态环境局于2025年6月发布的《2024年巴中市生态环境状况公报》，2024年，巴河总体水质为优，10个国省控断面和2个入境断面均达到或优于Ⅲ类水质。6个国控断面I-II类水质占比100%，4个省控断面I-II类水质占比75%，仅徐家河断面水质为Ⅲ类。所在区域地表水环境质量总体较好。

根据广元市苍溪生态环境局于2025年4月发布的《2024年苍溪县环境质量公告》，嘉陵江金银渡断面达到了I类水质标准，总体水质为优，2个省控断面及6个市控断面均达到或优于Ⅲ类水质，2个省控断面I-II类水质占比100%，市控断面除张家沟跳登子断面总体水质为良好外，其余市控断面总体水质均为优。所在区域地表水环境质量总体较好。

③地下水环境

本次地下水位调查点共有357个，本项目共设置了33个地下水水质监测点，本次评价监测因子监测结果均满足地下水Ⅲ类水质量标准，总体上区域内地下水环境整体较好。

④声环境

监测结果表明，项目所在区域敏感点监测点昼间、夜间噪声均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，井场周边明显受到交通噪声影响的居民点噪声监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的4a类标准，依托原有井站的厂界噪声监测值能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

⑤土壤环境

各监测点土壤环境质量均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值、《四川省建设用地

土壤污染风险管控标准（DB51 2978-2023）》中对应筛选值，同时 T2、T13、T15 监测指标中除镉外，铬、汞、砷、铅、铜、锌、镍因子（基本因子）监测值均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值要求，T2 及 T13 点监测因子中镉离子超标，超标原因可能是在农业生产中，农药、化肥和塑料薄膜的使用，特别是某些含有镉的化肥和农药，长期使用会导致土壤中镉的积累。本项目钻井过程中所用钻井泥浆不含重金属元素，且本项目无废水、固废外排，严格分区防渗，本项目实施对周边土壤环境影响较小。

⑥生态环境

本项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不涉及重点保护野生动物的重要栖息地、迁徙通道等，不涉及国家重要湿地、省级重要湿地、一般湿地等湿地保护区，也不涉及重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要生境，评价范围内有国家二级公益林，无天然林存在，项目部分占用国家二级公益林。项目占地不涉及文物保护单位，未在饮用水水源地保护范围内。

评价范围主要包括森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统，城镇生态系统等，以农田生态系统为主。本项目新增占地类型主要为耕地，其次为林地，项目评价范围内无珍稀保护野生植物存在，工程占地范围内无古树名木存在。评价范围受人类活动的干扰较大，该区域重点保护野生动物较少，分布的国家Ⅱ级重点保护动物有 9 种，四川省重点保护动物 6 种，《中国脊椎动物红色名录》中受威胁物种（濒危、易危）4 种，特有种 2 种。项目建设对重点保护野生动物影响甚微。

13.3.3 已实施的先期项目回顾性环境影响评价

通过对巴中气田先期实施的工程项目环境影响回顾性调查发现，各单项工程均能够较为认真地执行环境影响评价制度和“三同时”制度，在设计期、施工期认真落实环评文件各项要求；项目建设过程中，坚持工厂化作业，场地布置紧凑、场地选址结合地勘资料进行合理选择；工程采取了一系列有效的环保措施，包括污染防治措施、生态保护与水土保持措施、环境风险事故

防范措施与应急预案、环境管理与环境监控措施，污染物可以做到达标排放，环评文件要求得到较好落实，先期实施的单项工程建设未对区域环境带来污染影响，目前开展的施工期环境影响在当地环境可接受的范围内。

13.3.6 项目产排污及主要环保措施及环境影响

根据天然气产能建设项目环境影响特性分析，巴中气田产能建设项目（一期）由钻井工程、采气工程和集输管线工程等单项工程组成，采用滚动开发方式组织各单项工程项目生产，各单项工程项目环境影响表现为施工期环境影响大，运营期环境影响小的产排污特点。

（1）生态环境

本项目建设对生态环境的影响主要体现在工程占地对土地利用、土壤、陆生动植物及景观、生态系统完整性的影响，压裂取水对水生生态的影响，项目实施对周边生态敏感区存在潜在影响，区块多井场开发还将会对整个区域生态环境产生累积影响。

根据相关分析，本评价认为区块开发总体对土地利用的影响小；对土壤的影响在采取相应措施，避免钻井废水、压裂返排液、跑冒滴漏废油进入土壤后，对土壤的影响较小；对陆生植物的影响主要是对耕地和灌丛的占用，损失一定的生物量，影响部分村民的生产，但是影响范围小，采取一定补偿措施后对当地居民的生产生活不会造成大的影响，且不会影响区域内的珍稀保护植物；对陆生动物的影响主要是干扰动物的活动空间，使其远离施工区域活动，但是不会造成动物在本区域消失或灭绝，且施工结束后这种影响将逐渐消失，对动物的影响较小；对水生生态的影响主要集中在管线穿越的施工期，施工期会导致施工河段的水体悬浮物浓度上升，导致水生生物有一定的影响，但随着施工期的结束，这种影响会消失，因此对水生生态影响较小；区块开发对景观和生态完整性的影响也是短期、可逆的，施工结束后这些影响都能得到一定恢复，影响不大。由于项目以点状施工为主，井场之间有一定量的线性工程，但开发强度相对整个区域而言不大，且工程之间相距较远，叠加影响不显著。综上所述，本评价认为，本项目生态环境影响在采取相应措施后可接受。

（2）废水

本项目废水主要来源有各单项工程土建施工废水、各井场钻井废水、洗井废水、方井雨水、压裂返排液、井场钻井压裂作业生活污水，运营期废水主要为采气废水和生活污水。

①土建施工废水：各井场井站钻前施工、站外管线敷设施工主要为土建施工，产生少量施工废水，各施工场地收集后经简易沉砂处理后回用于施工现场混凝土养护和洒水抑尘作业，不外排，其环境影响小，当地环境可接受。

②井场钻井废水：本次产能建设评价的 17 个井场钻井作业中清水钻及水基钻井废水循环利用，无法回用的钻井废水经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置，不外排；气体钻除尘废水、洗井废水、方井雨水及井场初期雨水经隔油及沉淀处理后全部回用于钻井液或压裂液配制；井场产生的压裂返排液暂存于压裂液储罐，优先用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的压裂返排液经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理达标后外排，其环境影响小，当地环境可接受。

③井场钻井作业生活污水：各井场钻井作业施工期产生生活污水经过各井场配置的环保厕所处理后交城镇污水处理厂处理，处理后实现达标排放，环境影响小，在当地环境可接受范围内。

④运营期产生的采气废水尽可能优先回用，无法回用的经预处理后转运至区域内有处理能力且环保手续齐备的回注站回注处置或环保手续齐全且有处理能力的污水处理站处理达标后外排。采气期间的生活污水经过各井站配置的环保厕所处理后交城镇污水处理厂处理，处理后实现达标排放。钻井作业和采气期间正常工况下对当地地表水环境无影响，环境影响可接受。

（3）废气

根据本项目工程分析，各单项工程废气产排污量均较小，对当地环境影响较小，重点为落实各项废气污染防治环保措施。

①各单项工程施工期废气：施工期的废气主要来源于天然气开发产能建设工程中的钻完井工程的钻井废气。钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气

（钻井柴油机采用轻质柴油，利用设备自带的6m排气筒引高排放）、油基泥浆钻井过程中产生的有机废气（储运过程中密闭）。此外，钻前工程、管线敷设和地面工程施工时也会产生不同程度的施工废气和扬尘（采取洒水等湿式施工作业）。

施工期间，各种施工活动都是短暂的，临时的，各种机械设备废气排放量小，且属间断性无组织排放。施工废气均为短期露天排放，扩散条件较好，施工废气对周围环境空气影响较小，随着各单项工程施工的结束环境影响消失，其环境影响在当地环境可接受范围内。

②运营期间，各单项工程正常运行时，产生的废气主要为水套加热炉燃烧废气、厂界无组织废气和井站设备及站外管线检修排放的少量天然气原料气，厂界无组织排放废气，产生量较小，检修时的废气采用放空区放空燃烧处理，其中井站放空立管高度为15m。由于本项目原料气和燃料气均为天然气，不含硫，燃烧产生废气为少量NO_x和TSP，当地环境可接受。

（4）噪声

根据已投产的巴中气田产能建设实际运行情况，产能建设项目噪声环境影响主要表现在井场钻井和压裂施工期噪声环境影响以及各井站放空时气流噪声环境影响。

①施工期声环境影响分析

根据井场钻井噪声影响预测，各井场钻井作业期间不同程度的导致井场周边约200m范围内分散居民点声环境超标，鉴于钻井和压裂作为为施工期，且优先采用网电供电，井场除设备均采用低噪声设备外，针对高噪声设备柴油机（备用）安置在板房内降噪、泥浆泵、压裂泵车等安装软垫降噪外，对各单项工程施工期内受噪声影响的居民点采取功能置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，避免施工噪声扰民。

鉴于天然气产能建设项目环境影响特性，项目钻井、压裂、测试放喷期间，各种作业噪声会对周围农户生活造成一定程度影响，但这种影响持续不长，随着施工作业的结束，当地声学环境将恢复至原有状况，通过采取功能

置换、临时搬迁或租用房屋做本项目施工队伍生活用房方式解决施工期噪声扰民问题，在同类型工程项目广泛应用，施工噪声防治措施可行，环境影响可接受。

②运行期声环境影响分析

各平台井站在生产初期、后期内无高噪声设备，井场站界均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)2类标准要求；对周围敏感目标贡献小，不会出现扰民问题。项目周边居民点声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准。

(5) 地下水

①施工期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，本项目施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，寻找替代水源，第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测集液池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告。

②运营期地下水环境影响

根据地下水导则，本项目施工期评价等级为二级，结合预测分析结果，在认真落实各项地下水污染防控措施的基础上，本项目施工期对当地地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

地下水建议：发生地下水污染事故时，加强跟踪监测，对受影响的水源，寻找替代水源，第一时间解决居民供水问题；严格执行巡查巡视制度、定期监测集液池池体防渗性能、监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象；做好例行监测和数据管理工作，及时分析跟踪监测报告。

(6) 固废

本项目固废主要为钻井施工作业期间产生的钻井泥浆和岩屑固废，生产运营期产生的过滤分离器滤芯及杂质、分离器废渣、清管检修废渣、储液罐

沉渣、废分子筛、废矿物油、含矿物油废物等。

①气体钻井固废或水基钻井固废（备用水基泥浆）：本次产能建设评价的17个井场气体钻井固废或水基钻井固废采用钻井污染物清洁化随钻工艺处理，经泥浆不落地处理后外运地方砖厂或水泥厂综合利用；各井场现场无外排，对当地环境的影响小，在当地环境可接受范围内。

由于巴中气田产能建设建产期、稳产期持续时间长，建设单位应根据区块开发时序情况，并结合各砖厂和水泥厂实际经营情况，及时协调和调整水基泥浆钻井固废制砖综合利用地方砖厂单位，确保水基泥浆钻井固废制砖综合利用处置措施得到有效延续和平稳运行，避免水基泥浆钻井固废长时间现场贮存，杜绝因不能综合利用而丢弃，污染环境事故的发生。

②油基钻井岩屑：水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生的顶替泥浆，单井产生量约30m³，油基泥浆钻井阶段将产生的油基钻井固废，产生的油基岩屑按照危险废物进行管理，由废渣收集罐收集后交由有危废资质的单位进行处置。

③施工期生活垃圾：井场和生活区生活垃圾存放在垃圾箱内，定期统一收集按照当地环卫部门要求妥善处置。对环境影响轻微。

④施工期废矿物油、含矿物油固废：钻井工程中产生的废矿物油及含矿物油固废属于危险废物，在现场配备废油回收桶收集，完井后交由有相应危险废物处理资质的单位利用、处置。

⑤井站运营期固废：运营期产生的过滤分离器滤芯及杂质收集后返回厂家回收利用，分离器废渣、清管检修废渣、储液罐沉渣交由砖厂或水泥厂资源化利用，废分子筛交由厂家进行回收利用，废矿物油及含矿物油废物为周期性产排，产生量较少，不外排，及时交由有危险废物处理资质的单位处置，措施可行。

⑥运营期生活垃圾：各平台井站生活垃圾定点堆放，定期清运，并委托当地环卫部门进行集中处理。

综上所述，本项目各阶段采取的固废处置措施可行，固废环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

（7）环境风险

巴中气田产能建设项目（一期）属不含硫化氢的常规天然气产能建设项目，受工程地质条件、钻采深度、地层压力、天然气含量等综合开采条件在天然气开采行业中属于中等不利，环境风险大小处于“引入风险削减措施”级别，通过加强管理和引入风险削减措施管控环境风险级别。与工程地质情况类似的相邻井区在钻井、压裂、采输环节中均未发生过井喷失控事故，本项目环境风险最大可信事故为钻井过程中的井漏、原辅材料及废水、固废转运泄漏环境风险事故，最大可信事故发生的机率小；最大可信事故对项目区人身安全、健康、环境的后果影响在可接受范围内，但须尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，巴中气田产能建设项目环境风险可防可控，可将工程环境风险控制在当地环境可接受范围内。

13.4 环境经济损益分析

本项目为了保护环境，达到环境保护目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价，但企业完全能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。由于天然气开发工程费用较高，导致本项目环保投资占比仅为 7.11%，但环保总投资达到了 8656 万元，这在目前国内天然气井开采建设属中等水平。所以从环境经济分析来看，该项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

13.5 总量控制的建议

本项目为天然气开发产能建设项目，项目运营期地面采气为全密闭管道内的天然气开采，挥发性有机废气为无组织排放，产生量较少。结合天然气产能建设项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议巴中气田产能建设项目（一期）项目不核定大气总量指标。

13.6 公众参与

根据建设单位开展的本项目环评公众参与资料，本项目按照《环境影响评价公众参与办法》有关要求开展了三次信息公示，采取了网络、报纸、现

场张贴公告相结合的公开方式，公示期间收未收到任何公众提交的公众意见。

13.6 评价总体结论

巴中气田产能建设项目（一期）的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对调动区域天然气储量，增加区域清洁能源供给，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量及土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤、大气环境影响控制在当地环境可接受范围内，本项目的实施不会改变区域原有的环境功能；项目采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目选址合理，环境可行。通过严格落实行业规范和环评要求完善环境风险事故防范措施和制定较详尽有效的环境风险事故应急预案，项目环境风险可防可控，环境可接受。项目得到周边公众的支持。

综上所述，本次巴中气田产能建设项目（一期）通过采取优化选址、严格落实本环评各项环保措施，项目建设无重大环境制约因素，项目建设环境影响控制在当地环境可接受范围内，环境风险可防可控，采取的各项环保措施满足项目各项环境保护目标长期稳定达标要求以及区域生态保护要求，随着天然气清洁能源的开采和利用，区域能源结构得到优化，区域环境质量将得以改善，从环境保护角度分析，巴中气田产能建设项目（一期）的建设是可行的。

13.7 建议

（1）建议各井场钻井重泥浆用于周边其他钻井工程现场应急储备泥浆，实现循环重复利用，减少资源浪费。

（2）建议各钻井施工队伍建立泥浆储备和转运中心站，实现各井场井完钻泥浆循环使用，减少新配泥浆量和资源消耗。

（3）认真落实各项环保措施，尽量降低对周边环境的影响，尤其是噪声影响。

（4）严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事故应急预案，降低事故发生概率和在事故发生时能将危害控制在最低限度。