

中国石油天然气股份有限公司  
长庆油田分公司第十一采油厂  
镇 413 等区块产能工程

# 环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

长庆油田分公司第十一采油厂

环评单位：甘肃东山科技服务有限公司

二〇二二年三月



## 目 录

<b>1 概述</b> .....	<b>1</b>
1.1 项目建设背景.....	1
1.2 建设项目特点.....	1
1.3 环境影响评价的工作过程.....	2
1.4 相关情况的分析判定.....	2
1.6 关注的主要环境问题及环境影响.....	35
1.7 主要结论.....	36
<b>2 总则</b> .....	<b>37</b>
2.1 编制依据.....	37
2.2 评价目的及原则.....	42
2.3 环境功能区划及评价标准.....	42
2.4 环境影响因素识别与评价因子筛选.....	50
2.5 评价工作等级及评价范围.....	54
2.6 评价时段与评价重点.....	60
2.7 污染控制与环境保护目标.....	61
<b>3 现有工程概况</b> .....	<b>69</b>
3.1 建设单位概况.....	69
3.2 地理位置与交通.....	69
3.3 开发井区现有工程概况.....	69
3.4 现有工程环境保护概况.....	72
<b>4 扩建工程概况</b> .....	<b>91</b>
4.1 项目基本情况.....	91
4.2 建设规模.....	91
4.3 油藏地质概况.....	91
4.4 项目组成及建设内容.....	93
4.5 油区总体布局.....	96

4.6 项目占地.....	96
4.7 油气集输方案.....	97
4.8 主要地面工程设计方案.....	98
4.9 公用工程及污水处理工程.....	109
4.10 依托工程.....	110
4.11 劳动定员.....	116
4.12 投资估算.....	116
4.13 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况.....	116
<b>5 工程分析.....</b>	<b>118</b>
5.1 能耗、物耗及水平衡.....	118
5.2 工艺过程及产污环节分析.....	123
5.3 污染源分析及源强核算.....	137
5.4 污染物排放情况汇总及排放总量核定.....	155
5.5 清洁生产分析.....	157
<b>6 区域概况及环境现状调查.....</b>	<b>159</b>
6.1 自然环境概况.....	159
6.2 区域环境敏感目标.....	165
6.3 环境质量现状监测与评价.....	171
6.4 区域工业污染源调查.....	176
<b>7 施工期环境影响及环保对策措施.....</b>	<b>177</b>
7.1 施工期环境影响分析.....	177
7.2 施工期环保对策措施.....	182
7.3 施工期环境监理.....	190
7.4 小结.....	192
<b>8 运行期环境影响及环保对策措施.....</b>	<b>193</b>
8.1 运行期环境影响分析.....	193
8.2 运行期环境措施及可行性论证.....	204
8.3 闭井期环境影响及污染防治措施.....	216

8.4 环保投资估算.....	217
<b>9 地下水环境影响评价.....</b>	<b>219</b>
9.1 评价等级与评价范围.....	219
9.2 地下水环境功能及保护目标.....	221
9.3 地下水环境影响识别及评价因子筛选.....	223
9.4 自然地理及地质概况.....	225
9.5 环境水文地质条件.....	228
9.6 地下水环境现状监测与评价.....	236
9.7 包气带数值模型建立.....	243
9.8 地下水数学模型建立.....	247
9.9 施工期地下水环境影响预测及评价.....	250
9.10 运行期地下水环境影响预测及评价.....	259
9.11 闭井期地下水环境影响.....	268
9.12 地下水环境保护目标影响分析.....	268
9.13 地下水环境保护措施与对策.....	271
<b>10 土壤环境影响评价.....</b>	<b>283</b>
10.1 评价工作等级及评价范围.....	283
10.2 土壤环境现状调查与评价.....	287
10.3 土壤环境影响预测与评价.....	300
10.4 土壤污染防治措施.....	310
10.5 小结.....	314
<b>11 生态环境现状调查与影响评价.....</b>	<b>317</b>
11.1 评价工作等级及评价范围.....	317
11.2 生态环境调查与评价.....	317
11.3 生态环境影响评价.....	326
<b>12 环境风险评价.....</b>	<b>346</b>
12.1 风险调查.....	346
12.2 环境风险潜势初判.....	347

12.3 环境风险识别.....	350
12.4 风险事故情形分析.....	356
12.5 环境风险分析.....	359
12.6 风险防范措施与应急预案.....	364
12.7 结论.....	384
<b>13 环境经济损益分析.....</b>	<b>385</b>
13.1 经济效益分析.....	385
13.2 社会效益分析.....	385
13.3 环境经济损益分析.....	385
<b>14 环境管理与监测计划.....</b>	<b>390</b>
14.1 环境管理要求.....	390
14.2 污染物排放清单.....	391
14.3 环境管理制度.....	395
14.4 环境监测计划.....	399
14.5 环境保护设施验收清单.....	402
<b>15 评价结论.....</b>	<b>404</b>
15.1 建设项目概况.....	404
15.2 产业政策及规划相符性.....	404
15.3 环境质量现状.....	404
15.4 污染物排放情况及环境保护措施.....	405
15.5 主要环境影响.....	407
15.6 环境影响经济损益.....	409
15.7 环境管理与监测计划.....	410
15.8 总量控制.....	410
15.9 公众意见采纳情况.....	410
15.10 结论与建议.....	410

## 附件：

附件 1 环境影响评价委托书，长庆油田分公司第十一采油厂产能建设项目组；

附件 2 《关于下达 2022 年第一批业务发展投资实施计划的通知》，长油（2021）21 号，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司；

附件 3 《陇东油田十三五规划环境影响报告书审查意见》

附件 4-1 《庆阳市生态环境局关于〈陇东油区油田采出水回注执行企业标准的请示〉的复函》，庆环函（2020）20 号；

附件 4-2 《甘肃省生态环境厅关于〈庆阳市生态环境局关于长庆油田分公司陇东油田采出水执行标准的请示〉的复函》，甘环函（2020）9 号；

附件 5 《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司；

附件 6 《长庆油田分公司第十一采油厂镇 413 等区块产能建设工程环境现状检测报告》，甘肃馨宝利环境监测有限公司

附件 7 现有工程排污许可证

附件 8 长庆油田分公司第十一采油厂环境应急预案备案情况

附件 9 现有工程危险废物处置合同

附件 10 工程与白龙江工程位置关系核查报告。

附表：

附表 1 建设项目大气环境影响评价自查表

附表 2 建设项目地表水环境影响评价自查表

附表 3 建设项目环境影响报告书审批基础信息表



## 1 概述

### 1.1 项目建设背景

长庆油田分公司第十一采油厂（以下简称“第十一采油厂”或“建设单位”）隶属于中国石油天然气股份有限公司，主要负责甘肃省境内庆城县、镇原县及环县西南区域内的油田开发、生产组织、技术管理、原油集输、安全环保等工作，其管理的镇北油田是鄂尔多斯盆地中生界多油层发育区之一，总面积4807.5km<sup>2</sup>，是多层系复合的亿吨级含油富集区。多年来，第十一采油厂采用“勘探中有开发，开发中有勘探”的滚动开发模式，在重点井区突破的同时，在开发中继续深化新层系和新井区的勘探工作。

根据长庆油田分公司《关于下达2022年第一批业务发展投资实施计划的通知》（长油（2022）20号），第十一采油厂拟实施镇413等区块产能工程，工程主要内容为对原勘探期钻成的12口油井转为生产井，同时扩建镇413井区，新建武18井区，本次区块均位于庆阳市镇原县境内，该工程共部署产能2.66×10<sup>4</sup>t/a（含已钻探井工程产能），新建采油井37口（含利用既有探井13口）、注水井10口，主要开发侏罗系、镇北长3、镇北长8等层系油藏。根据初步设计方案，该项目产建地面工程分布中12个探井分散在镇原县境内，另工程其中开发镇413井区和武18井区2个井区，地理位置位于镇原境内，建设内容除采油井场外，同时配套建设拉油点13座以及集输管线、道路、给排水、消防、供水、通信、系统调整工程等。

项目开发区域涉及镇原县马渠镇、孟坝镇、新城镇、开边镇、殷家城乡、郭原乡和武沟乡，其中涉及新建井场的2个井区位于马渠镇和孟坝镇。根据《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（甘政发〔2016〕59号），拟建井区所在乡镇涉及“泾河流域省级水土流失重点治理区”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）属于“五、石油和天然气开采业，7：陆地石油开采中石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

### 1.2 建设项目特点

（1）项目建设内容多，工艺流程复杂。建设内容既包括新建井场、管线、道路工程，也包括现有探井转生产井；项目工艺流程涉及钻井、井下作业、采油、集输、储运、原油处理、注水等多个开发环节。

（2）生态影响与污染影响并存。生态环境影响主要体现在施工占地、压占植被、

破坏土壤、加剧水土流失等方面；污染影响体现在整个油田开发过程中对各环境要素的不利影响。

(3) 污染源和环境敏感目标较分散。从局部看，开发井区的分散导致污染源分散，单个点工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程等所构成的面源对环境影响则比较显著。

### 1.3 环境影响评价的工作过程

2022 年 1 月 13 日，第十一采油厂委托甘肃东山科技服务有限公司（以下简称“环评单位”）承担该项目环境评价工作。

接受委托后，评价人员认真研读了项目开发方案和地面工程设计资料，组织人员开展了现场调查和资料收集工作，结合项目特点和评价区域概况委托实施了环境质量现状监测和卫星遥感解译工作。按照环境影响评价相关技术导则要求，编制完成了《长庆油田分公司第十一采油厂镇 413 等区块产能建设工程环境影响报告书》。

### 1.4 相关情况的分析判定

#### 1.4.1 产业政策符合性分析

本项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2019 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气——1、常规石油、天然气勘探与开采；3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管线输送设施、网络建设和液化天然气加注设施建设”，符合国家产业政策。

#### 1.4.2 相关法规、规章相符性分析

##### 1.4.2.1 与《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》相符性分析

《甘肃省石油天然气勘探开发生态环境条例》中关于石油勘探开发相关条款的内容摘录见表 1.4.2-1。通过对比，本项目现有工程运行管理和实施过程中拟采取的措施要求符合条例中相关条款的规定。

表 1.4.2-1 项目与《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》的相符性

序号	条例摘要	符合情况分析
1	第五条、石油勘探开发单位应当防止环境污染和生态破坏，建立健全生态环境保护责任制，明确单位负责人和相关人员的责任，对造成的生态环境损害依法承担治理、修复和赔偿责任。	第十一采油厂已建立了 HSE 管理组织机构，并对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定。符合条例规定。
2	第七条、石油勘探开发单位应当编制石油勘探开发利用规划，并依法开展环境影响评价。	长庆油田分公司组织编制了《陇东油区“十四五”发展规划》，并按规定开展了规划环评编制工作，目前上述工作正同步开展。符合条例规定。
3	第十一条、严禁通过暗管、渗井、渗坑、灌注或者篡改、伪造监测数据，或者不正常运行防	本项目开采过程中产生的油田采出水和措施返排液全部处理达标后回注油层用于驱油，

	治污染设施等逃避监管的方式违法排放污染物。	不排放。符合条例规定。
4	第十五条、石油勘探开发单位应当建设清洁井场，雨排水及环境风险防范设施的建设应当符合规范。禁止掩埋作业中散落油和油水混合液。	本项目井场按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SY CQ 08010-2019）要求建设，井场内设有井口集油槽、含油污水池、雨水收集池、挡水条等风险防范设施。井场施工和运行期措施作业产生的落地油和含油污水全部回收处置，不外排。符合条例规定。
5	第十六条、石油勘探开发过程中钻井设备摆放处、循环水利用设施、泥浆收集设施等应当采取防渗漏措施，防止污染物外泄或者渗漏。钻井应当采用无毒或者低毒泥浆，提高泥浆循环利用水平。试油过程中含油污水不得落地，应当集中处理达标后回用。	项目钻井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废水地上收集；钻井结束后，废弃泥浆由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置。项目措施作业过程中采取“铺设作业、带罐上岗”作业模式，防止污染物外泄和渗漏。钻井过程采用水基钻井液，钻井泥浆循环利用。试油废水入罐，试油结束后，运至现有措施返排液处理站集中处理。符合条例规定。
6	第十七条、石油勘探开发单位应当建设采出水处理设施，经处理达标后回注采油层或者综合利用，不得污染地下水。	本项目采出水全部通过现有采出水处理系统处理达标后作为工艺用水回注油层，不外排。回注过程中采取相应地下水污染防治措施。符合条例规定。
7	第十八条、石油勘探开发单位应当加强生态环境监测能力建设。石油勘探开发排污单位，应当按照国家有关规定和监测规范进行污染物监测，安装使用监测设备，保证监测设备正常运行，保存原始监测记录。	本项目针对项目特点和工程分布制定了运行期环境现状和污染源监测方案，项目投运后将定期组织环境监测。符合条例规定。
8	第十九条、石油勘探开发单位应当建立和完善油区地下水监测网络，加强对地下水水质、水量的监控，定期将监控结果向市(州)生态环境主管部门报告	长庆油田自 2010 年开始在陇东油区布置地下水监测网络，对地下水水质进行监测。并根据历年产建工程部署对地下水监测网络进行调整完善。符合条例规定。
9	第二十一条、石油勘探开发单位应当开展挥发性有机物污染防治，天然气、油田伴生气以及其他可燃性气体应当回收利用。不具备回收利用条件的，应当进行污染防治处理。石油勘探开发单位应当开展扬尘污染治理，施工和运行过程中不得对周围空气环境产生污染。	第十一采油厂已建设有轻烃回收和燃气发电设施，本次产生的伴生气在满足自身利用的基础上送轻烃回收和燃气发电设施回用，有利于进一步提高开发过程中伴生气回收和挥发性有机物污染防治。符合条例规定。
10	第二十二条、石油勘探开发单位应当加强建设和生产过程中各环节土壤污染防治管理，对生产活动影响区域内特征污染物定期进行监测。	本项目制定了运行期土壤环境现状监测计划，针对重点站场进行石油烃定期监测。符合条例规定。
11	第二十三条、石油勘探开发单位应当对产生噪声的设备和装置采取消音、隔音、防振等有效措施。	本项目各站场内机械泵类均采取隔声、基础减振措施，部分设备采取室内隔声措施。符合条例规定。
12	第二十四条、石油勘探开发作业产生的固体废物应当分类收集，规范处置。对暂时不利用或者不能利用的，应当建设符合国家标准的贮存设施、场所，安全分类存放，或者采取无害化处置措施。禁止擅自填埋、倾倒和抛散生产作业中产生的固体废物。	本项目施工和运行期对固体废物根据性质采取分类收集、分类暂存和处置措施。针对含油污泥等危险废物，第十一采油厂建有危废暂存点用于集中临时存放，定期送有危废处置资质单位。符合条例规定。
13	第二十五条、石油勘探开发单位应当依据法律	本项目施工和运行期产生的含油危险废物全

	法规和相关规定收集、贮存、运输、处置危险废物。建设危险废物处置设施或者委托有经营许可证的单位对本单位产生的危险废物进行安全处置。禁止将危险废物提供或者委托给无经营许可证的单位收集、贮存、利用、处置。	部委托有资质单位集中处置，不排放。符合条例规定。
14	第二十六条、石油勘探开发单位应当制定突发环境事件应急预案，按照规定报生态环境主管部门及其派出机构和有关部门备案，并定期开展应急演练。石油勘探开发单位应当完善应急救援物资储备，定期开展隐患排查与整治，加强油气集输管线和贮存设备的巡查，定期检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生。运输原油或者化学药剂应当采取封闭措施，防止泄漏。	第十一采油厂已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。各作业区设置应急物资储备库，对集输管线和站场储油设施定期开展巡查巡线，检测维修。符合条例规定。
15	第二十九条、禁止在划定的饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜等法律法规禁止勘探开发的区域内进行石油勘探开发。已经建成的设施、设备应当关闭、拆除，清除场地污染，实施生态环境恢复。	本项目各井区开发范围，井、站场和管线工程选址选线均不在饮用水源地、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区范围内。符合条例规定。

#### 1.4.2.2 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》相符性分析

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中就规划环评、环评“放管服”、生态环境保护措施、事中事后监管等内容提出了要求，其中涉及石油开发的要求摘录如下。根据对比，本项目现有工程运行管理和实施过程中拟采取的措施要求符合通知中相关要求。

**表 1.4.2-2 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性**

序号	通知要求	符合情况分析
1	（一）各有关单位……；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。	长庆油田分公司组织编制了《陇东油区“十四五”发展规划》，并按规定开展了规划环评编制工作，目前上述工作正同步开展。符合通知要求。
2	（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目以镇 413 和武 18 井区为主要开发区域，评价按通知要求将探井转生产井纳入区块环评，评价内容包括新建采油井、注水井、管线、道路和供电、消防等配套工程及既有探井转生产井。报告将施工期、运行期地下水、土壤等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点。对现有工程影响进行了回顾性评价，针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施。对依托工程进行了依托可行性分析。符合通知要求。
3	（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准	本项目回注用水为清水，不存在污染途径。报告对依托工程回注的可行性进行了分析，从源头防控、过程控制、分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地

	<p>发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。</p>	<p>下水监测计划。超低渗-低渗透油藏开发过程中需要向油层注水以驱替原油。因此，本项目中利用达标油田采出水和措施返排液回注油层不仅是为了满足生产用水需要，且有利于节约地下水资源，不是以排放为目的。根据甘肃省生态环境厅有关请示复函，作为工艺用水回注可执行《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）。本项目回注层为含油层。报告中明确了钻井液和压裂液的主要成分，由于涉及商业秘密，未给出具体药剂具体组分。上述关于项目的具体情况符合通知要求。</p>
4	<p>（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。</p>	<p>项目钻井过程采用水基泥浆，含油岩屑等危险废物与一般固废分类收集处置，符合管理要求。第十一采油厂现有 5 处自建危废暂存点，本次依托现有的危废暂存点，可用于钻井和运行过程中危险废物暂存。环评报告结合各固体废物的性质、产生量和产生环节分析了环境影响，明确了处理措施，论证了措施的可行性。以上内容符合通知要求。</p>
5	<p>（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。……。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。</p>	<p>本项目由于涉及的区块均属于偏远井区（场），除区域新建中心井场设置井组拉油点，周边井场采用管管线密闭集输至井组拉油点，减少了挥发性烃类无组织排放。各井场采用定压阀回收套管气，建成后有利于进一步提高油区伴生气回收和挥发性有机物污染防治。油田各类站场加热炉均采用自产伴生气作为燃料，根据现有站场运行监测，燃气加热炉排放污染物满足《锅炉大气污染物综合排放标准》要求。以上内容符合通知要求。</p>
6	<p>（十一）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。</p>	<p>本项目井场采用丛式井方式部署，各类站场均采用橇装集成装置，其中拉油点与井场合建，从设计上减少了工程占地。项目施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。钻井过程中柴油机采用高标号低硫柴油，有利于减少废气污染物排放。工程选址选线远离居民集中区，施工过程中采用低噪设备，可有效避免噪声影响。以上内容符合通知要求。</p>
7	<p>（十二）陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高</p>	<p>项目所有管线工程均为内部集输管线，不涉及环境敏感区，并远离居民集中区。符合通知要求。</p>

	度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	
8	(十三) 油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	本项目距离环境保护目标最近的为孟 100 井场（距离村庄 109m），满足钻井井控规范要求；项目制定了运行期地下水跟踪监测计划。以上内容符合通知要求。
9	(十四) 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。……	第十一采油厂已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。运行期对集输管线和站场储油设施定期开展巡查巡线，检测维修。符合通知规定。

### 1.4.3 相关规划政策相容性分析

#### 1.4.3.1 与国家和地方相关规划的相容性分析

项目与国家和省地相关规划的相容性分析见表 1.4.3-1。通过对比，本项目的实施符合相关规划要求。

表 1.4.3-1 项目建设与相关规划的相容性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	规划符合情况分析
1	甘肃省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	构建能源资源开发利用新格局。……推广煤炭绿色智能开采、推进煤电清洁高效发展、加大油气勘探开发和优势矿产资源开发利用、完善能源储运体系，着力打造国家重要的现代能源综合生产基地、储备基地、输出基地和战略通道。	本项目属于石油开发项目，属于纲要中加大油气勘探开发，有利于打造能源生产基地，符合纲要要求。
2	甘肃省矿产资源总体规划（2016-2020 年）	陇东地区以油气、煤炭开发为重点，促进资源转换，打造以石化、煤化工为核心的陇东产业群，建设能源综合利用示范基地，提高资源经济效益和环境效益。	本项目属于石油开发项目，开发区域位于陇东地区，是打造以石化为核心的陇东产业群的前端保障，符合规划要求。
3	甘肃省土地利用总体规划（2006-2020）	为保证长庆油田、华亭、靖远煤矿、白银有色金属等工业的发展，规划期内安排独立工矿用地 0.42 万公顷（6.25 万亩）。以农业为主，农、林、牧、工矿、城市建设全面发展，建成陇东粮、果、菜、畜产品生产、加工基地，石油开采、冶炼和煤炭生产基地。	本项目属于长庆油田石油开发项目，符合规划要求。
	甘肃省土地利用总体规划（2006-2020）调整完善方案	长庆油田公司石油天然气勘探开发列入调整完善方案重点建设项目，“附件 6 甘肃省重点建设项目用地列表”——“石油、天然气项目”	
4	甘肃省“十三五”循环经济发展规划	“甘肃省‘十三五’时期循环经济发展主要指标”中：工业固废综合利用率≥75%，工业用水重复利用率≥90%	落地油回收率 100%，钻井液循环率≥95%，采出水处理回注率 100%，符合规划要求。
5	甘肃省“十三五”能源发展规划	我省处于丝绸之路经济带黄金段，能源资源丰富，陆上综合性能源战略通道优势明显，深入推进丝绸之路经济带建设，深化与丝绸之路沿线国家及相邻省区的能源合作，将为我省充分利用得天独厚的区位优势条件，加强省内石油储备、石油炼化，扩大通道输送能力，改善互联互通条件，提供重大战略	本项目为石油开发类项目，有助于打造陇东石化产业聚集区，符合规划要求。

		机遇；“十三五”时期，陇东地区要以建设国家大型能源基地为重点，加强煤炭、油气资源调查和勘查力度，加快石油、天然气、风能资源开发，拓展煤电、石油等特色产业链，突出石油化工、煤电冶一体化发展，布局建设一批循环经济型煤电化、石化产业聚集区。	
6	庆阳市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	推动石油石化基地建设。全力支持长庆油田、华北油田、玉门油田、辽河油田、中石化华北油气分公司等加大开发力度，稳步推进常规油开采，开展页岩油等非常规油勘探开发，确保到 2025 年原油产量达到 1000 万吨以上，力争达到 2000 万吨。	本项目属于长庆油田石油开发项目，本项目产能规模 2.66 万吨，是实现本纲要的重要组成部分，符合纲要要求。
7	《庆阳市矿产资源总体规划（2016-2020）》	镇原县、庆城县、环县、合水县等部分地区，优势矿产为石油、天然气资源。开发利用的总体布局是：鼓励开采的矿种为石油、天然气矿产。禁止开采对生态环境、重大基础设施、城市建设、自然名胜景观、重要历史文物及地质遗迹等有直接影响和破坏作用的矿产。	本项目位于镇原县，为石油开采项目，属于鼓励类。同时项目井区不在规划规定禁止开采范围内，符合规划要求。

#### 1.4.3.2 其它政策文件相符性分析

2010 年 5 月 2 日，国务院办公厅发布的《关于进一步支持甘肃经济社会发展的若干意见》（国办发〔2010〕29 号）中关于石油和能源的内容有：

(1)“二、优化空间布局，促进区域协调发展”：着力推动平（凉）庆（阳）、酒（泉）嘉（峪关）经济区加快发展。加快陇东煤炭、油气资源开发步伐，积极推进煤电化一体化发展，构建以平凉、庆阳为中心，辐射天水、陇南的传统能源综合利用示范区。

(2)“八、大力推进能源基地建设，增强经济发展后劲”：提升油气资源开发利用能力。加快陇东西峰、华池、镇原、环县以及华池等油田勘探开发步伐。支持玉门老油田发展，提高经济开采年限。充分利用省内外两种资源，进一步提高石油加工转化能力、原油加工质量标准和附加值，建设战略性石化工业基地。

(3)“十、深化体制改革，提高对内对外开放水平”：完善土地和矿产资源政策。坚持保护耕地和节约、集约用地，推进土地整治。鼓励对沙地、荒山、荒滩、戈壁等未利用土地开发利用。加大中央地质勘查基金、国土资源大调查资金对甘肃的投入力度。做好陇东地区、中部地区和河西地区能源基地后备资源勘查工作，优先开展陇东、玉门油气资源勘查。

本项目位于陇东油区，属于“意见”中鼓励发展地区，项目的实施符合国办发〔2010〕29 号文中有关要求。

#### 1.4.3.3 与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T7298-2016）相符性分析

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

符合性分析见表 1.4.3-2。

**表 1.4.3-2 项目建设与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》的相容性**

技术要求	项目情况	符合性分析
4 污染控制要求 4.1 一般要求 4.1.1 钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目钻井废水排入地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆中上清液由长庆油田分公司第十一采油厂采出水处理系统处理后达标回注；井下作业废水、洗井废水排入井场设置的地上废水收集罐，经由长庆油田分公司第十一采油厂作业废水处理系统处理后达标回注。符合国家法律法规要求。	符合
4.1.2 钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	本项目钻井废物处置依托相应资质单位处置，要求选用的单位具备处置资质，且处置过程选用环境友好的原材料与添加剂。	符合
4.1.3 对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。	项目钻井废水排入地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆上清液经密闭罐车拉至长庆油田分公司第十一采油厂采出水处理系统处理达标回注；井下作业废水、洗井废水排入井场设置的地上废水收集罐，经由长庆油田分公司第十一采油厂作业废水处理系统处理达标回注，不会造成环境污染。	符合
4.1.4 钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。		符合
4.2 收集和贮存运输 4.2.1 对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	项目采用泥浆不落地工艺，产生的落地油进行及时回收，保证落地油回收率能够达到 100%。	符合

1.4.3.4 与《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发【2021】29号）相符性分析

2021年4月20日，庆阳市生态环境局以《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发【2021】29号）提出有油田钻井泥浆不落地的有关要求，本项目对要求落实情况见表 1.4.3-3。

**表 1.4.3-3 项目建设与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》的相容性**

技术要求	项目情况	符合性分析
迅速启动钻井泥浆不落地工艺试点。各油气开发单位要尽快选取部分油田开发区块先行实施钻井泥浆不落地工艺试点。试点井场采取大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤工艺，产生的固废落实“三防”措施，在井场规范暂存，待配套建设的处置设施建成后规范处置，剩余废水集中收集拉运至油田单位措施液处理站，处理达标后回注。固体、液体废弃物转运过程严格执行转移联单制度。	本项目钻井废水排入地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆中上清液由长庆油田分公司第十一采油厂措施液处理站处理后达标回注；产生的固体废物在井场内落实“三防”措施暂存，待配套建设的处置措施建成后规范处理。符合国家法律法规要求。	符合
二、加快推动钻井泥浆固体废弃物处置设	目前，长庆油田分公司正在统筹钻井泥浆	符合



<p>施规划选址和建设。各油气开发单位要切实扛起“谁污染、谁治理”的污染防治主体责任，按照陇东油区油气田分布及开发产建计划，合理规划油气田开发固体废物集中处置填埋设施建设地点、覆盖范围以及服役期限。自建、联建或由第三方企业建设集中处置填埋场或烧结砖厂。要全面推进油田钻井泥浆固体废物处置填埋设施前期工作，加快项目立项和建设进度，为 2022 年全面实施钻井泥浆不落地工艺措施要求提供基础保障。</p>	<p>固体废物处置设施规划选址和建设，明确在 2022 年落实钻井泥浆固体废物处置设施的建设有关情况，在 2022 年年底前，钻井泥浆固体废物处置设施建设到位。</p>	
--	--	--

#### 1.4.3.5 与《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》相符性分析

甘肃省委、省政府印发了《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》，与本项目有关的内容符合性分析见表 1.4.3.4。

**表 1.4.3-4 项目建设与《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》的相容性分析**

规划要求	项目情况	符合性分析
<p>第二章 总体要求第五节 总体布局。构建黄河上游生态保护“一带四区多点”空间布局。陇中陇东黄土高原水土保持区，包括庆阳、平凉、定西、天水、白银、兰州及临夏州永靖、临夏市、东乡、广河 4 市县，以水土流失综合治理为重点，有效保护和恢复林草植被，结合工程措施，开展流域综合治理，有效提高森林覆盖率和水土流失保持率。</p>	<p>本项目位于陇中陇东黄土高原水土保持区，项目施工及建设期坚持水土流失综合治理与主体工程三同时，积极实施站区及道路、井场可绿化用地的绿化。</p>	符合
<p>第四章加强陇中陇东黄土高原水土保持。着力抓好陇中陇东黄土高原水土保持，持续开展退耕还林还草，加大水土保持力度，强化防治水土流失综合治理水平，推动从过度干预、过度利用向自然修复、休养生息转变，改善陇中陇东黄土高原地区生态面貌。</p>	<p>本项目施工过程做好工程水土保持工作，加强植被恢复水平，强化水土流失综合治理水平，符合规划要求。</p>	符合
<p>第七章 持续推进环境综合治理第四节 开展矿区生态环境综合整治。研究制定甘肃省黄河流域矿区综合整治专项实施方案。积极推进甘南、兰州、白银、平凉、祁连山等历史遗留矿山开展矿区生态环境综合治理和生态修复。按照“谁修复，谁受益”的原则，盘活矿区土地资源。强化生产矿山边开采、边治理举措，及时修复生态和治理污染，停止对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。以黄河干支流岸线、水库、饮用水水源地、地质灾害易发多发区为重点，开展尾矿库、尾液库风险隐患排查，“一库一策”制定治理和应急处置方案，鼓励尾矿综合利用。统筹推进华亭、新窑煤田等大强度开采导致大规模地面沉陷综合治理，开展白银、庆阳、平凉等矿区污染治理和生态修复试点示范。落实绿色矿山标准和评价制度，2021 年后新建矿山全部达到绿色矿山要求，加快生产矿山改造升级。</p>	<p>项目在矿产建设是施工期严格落实环评及批复要求的生态保护恢复措施，按照边开采、边治理举措的边治理举措，及时修复生态和治理污染。不属于需关停的对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。项目拟建矿山达到绿色矿山要求。</p>	符合

#### 1.4.3.6 与《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》相符性分析

生态环境部以部令 3 号发布了《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，与本项目有关的内容符合性分析见表 1.4.3-5。

表 1.4.3-5 项目建设与《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》的相容性分析

管理办法要求	项目情况	符合性分析
第七条 重点单位新、改、扩建项目，应当在开展建设项目环境影响评价时，按照国家有关技术规范开展工矿用地土壤和地下水环境现状调查，编制调查报告，并按规定上报环境影响评价基础数据库。重点单位应当将前款规定的调查报告主要内容通过其网站等便于公众知晓的方式向社会公开。	本项目在环境影响评价过程中按有关要素导则进行了土壤和地下水环境现状调查，纳入环境影响报告。随环境影响报告进行了公开。	符合
第八条 重点单位新、改、扩建项目用地应当符合国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准。重点单位通过新、改、扩建项目的土壤和地下水环境现状调查，发现项目用地污染物含量超过国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准的，土地使用权人或者污染责任人应当参照污染地块土壤环境管理有关规定开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。	根据本次环境影响报告进行的壤和地下水环境现状调查，现有工程未出现土壤污染，后期若建设单位出现土壤污染事故，需按照规定开展土壤污染详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复。	符合
第九条 重点单位建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施，应当按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。	本项目涉及含油物料的生产装置、储罐和管道、污水处理系统、应急池等存在土壤污染风险的设施均按照有关技术规范进行防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。	符合
第十条 重点单位现有地下储罐储存有毒有害物质的，应当在本办法公布后一年之内，将地下储罐的信息报所在地设区的市级生态环境主管部门备案。重点单位新、改、扩建项目地下储罐储存有毒有害物质的，应当在项目投入生产或者使用之前，将地下储罐的信息报所在地设区的市级生态环境主管部门备案。地下储罐的信息包括地下储罐的使用年限、类型、规格、位置和使用情况等。	本项目不涉及地下储罐。	不涉及
第十一条 重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。重点区域包括涉及有毒有害物质的生产区，原材料及固体废物的堆存区、储放区和转运区等；重点设施包括涉及有毒有害物质的地下储罐、地下管线，以及污染治理设施等。	长庆油田分公司第十一采油厂已建有土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。	符合
第十二条 重点单位应当按照相关技术规范要求，自行或者委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水，并按照规定公开相关信息。	长庆油田分公司第十一采油厂已建有土壤和地下水监测制度，定期对重点区域进行土壤和地下水监测，并按照规定公开相关信息。	符合
第十三条 重点单位在隐患排查、监测等活动中发现工矿用地土壤和地下水存在污染迹象的，应当排查污染源，查明污染原因，采取措施防止新增污染，并参照污染地块土壤环境管理有关规定及时开展土壤和地下水环境调查与风险	截止目前，长庆油田分公司第十一采油厂尚未发现存在土壤和地下水污染迹象，后期若发现污染，按照规定	符合

评估, 根据调查与风险评估结果采取风险管控或者治理与修复等措施。	要求开展土壤和地下水环境调查与风险评估。	
第十四条 重点单位拆除涉及有毒有害物质的生产设施设备、构筑物 and 污染治理设施的, 应当按照有关规定, 事先制定企业拆除活动污染防治方案, 并在拆除活动前十五个工作日报所在地县级生态环境、工业和信息化主管部门备案。企业拆除活动污染防治方案应当包括被拆除生产设施设备、构筑物 and 污染治理设施的基本情况、拆除活动全过程土壤污染防治的技术要求、针对周边环境的污染防治要求等内容。重点单位拆除活动应当严格按照有关规定实施残留物料和污染物、污染设备和设施的安全处理处置, 并做好拆除活动相关记录, 防范拆除活动污染土壤和地下水。拆除活动相关记录应当长期保存。	长庆油田分公司第十一采油厂在拆除涉及原油等有毒有害物质的设施、设备和污染治理设施, 按要求先制定拆除活动污染防治方案, 并在拆除活动前十五个工作日报所在地县级生态环境、工业和信息化主管部门备案。	符合
第十五条 重点单位突发环境事件应急预案应当包括防止土壤和地下水污染相关内容。重点单位突发环境事件造成或者可能造成土壤和地下水污染的, 应当采取应急措施避免或者减少土壤和地下水污染; 应急处置结束后, 应当立即组织开展环境影响和损害评估工作, 评估认为需要开展治理与修复的, 应当制定并落实污染土壤和地下水治理与修复方案。	长庆油田分公司第十一采油厂制定的环境风险应急预案中包括防止土壤和地下水污染相关内容。	符合
第十六条 重点单位终止生产经营活动前, 应当参照污染地块土壤环境管理有关规定, 开展土壤和地下水环境初步调查, 编制调查报告, 及时上传全国污染地块土壤环境管理信息系统。重点单位应当将前款规定的调查报告主要内容通过其网站等便于公众知晓的方式向社会公开。土壤和地下水环境初步调查发现该重点单位用地污染物含量超过国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准的, 应当参照污染地块土壤环境管理有关规定开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。	长庆油田分公司第十一采油厂在终止生产经营活动前, 应按规定要求开展土壤和地下水环境初步调查, 编制调查报告, 及时上传全国污染地块土壤环境管理信息系统。并向社会公开。若调查发下污染, 需开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动	符合

#### 1.4.3.7 与《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》相符性分析

原环境保护部以公告 2013 年 第 31 号发布了《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》, 与本项目有关的内容符合性分析见表 1.4.3-6。

表 1.4.3-6 项目建设与《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》的相容性

规划要求	项目情况	符合性分析
二、源头和过程控制 (八) 在油类 (燃油、溶剂) 的储存、运输和销售过程中的 VOCs 污染防治技术措施包括: 1. 储油库、加油站和油罐车宜配备相应的油气收集系统, 储油库、加油站宜配备相应的油气回收系统; 2. 油类 (燃油、溶剂等) 储罐宜采用高效密封的内 (外) 浮顶罐, 当采用固定顶罐时, 通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备; 3. 油类 (燃油、溶剂等) 运载工具 (汽车油罐车、铁路油槽车、油轮等) 在装载过程中排放的 VOCs 密闭收集输送至回收设备, 也可返回储罐或送入气体管网。	第十一采油厂在生产过程中对大型储油罐设大罐抽气装置, 将储罐内的 VOCs 气体收集后输送至回收设备。拉油点采用底部装车系统。储油箱设置呼吸阀、安全阀, 实现减排控制。	符合
三、末端治理与综合利用。(十二) 在工业生产过程中鼓励 VOCs 的回收利用, 并优先鼓励在生产系统内回用。	第十一采油厂在生产过程中采用密闭集输, 井口安	符合

	装定压阀回收套管气；对收集的伴生气送至轻烃厂进行回用。	
四、鼓励研发的新技术、新材料和新装备。鼓励以下新技术、新材料和新装备的研发和推广：（二十一）工业生产过程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术。（二十四）挥发性有机物回收及综合利用设备。	长庆油田分公司正在按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》有关要求开采工业生产过程中降低 VOCs 的技术研究，待技术成熟后推广至各采油厂。	符合
五、运行与监测。（二十五）鼓励企业自行开展 VOCs 监测，并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。（二十六）企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	第十一采油厂建设有定期监测制度，定期对厂界无组织非甲烷总烃等污染因子进行监测，并将监测结果同排污许可有关内容一并上报当地环保行政主管部门。	符合

#### 1.4.4 与环境功能区划及其他规划的相符性分析

##### 1.4.4.1 与《甘肃省生态功能区划》的符合性分析

根据《甘肃省生态功能区划》，甘肃省划分为 3 个生态区、20 个生态亚区、67 个生态功能区，项目所在地生态功能区见表 1.4.4-1。

表 1.4.4-1 评价区在甘肃省生态环境功能区划中的位置

项目所在地	生态区	生态亚区	生态功能区
庆阳市镇原县	黄土高原农业生态区	宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区	环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失农牧生态功能区 黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区

本项目开发井区均位于宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区范围内。

宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区大致是陇山东段至子午岭西坡坡麓，在行政上属于平凉、镇原、泾川、崇信、灵台、西峰、宁县、庆阳、合水和华池等县市。《甘肃省生态功能区划》指出该区是甘肃省重要粮仓，也是煤化、油气生产基地。生态环境建设应以水土保持为主，加强生物措施与工程措施相结合的水土保持工作，特别是塬边和沟坡的治理。推广山、水、林、田、路的流域综合治理。沟坡地带以建设水土保持林草植被为主，缓坡建设高水平人工梯田，发展林果业。塬面积极推广旱作农业技术，提高农业抗灾能力。河谷地区完善灌溉系统，推广节水灌溉技术，发展高效集约经营。

本项目与该区划符合性分析如下：

- (1) 《甘肃省生态功能区划》中不涉及对本项目建设的制约及限制因素；
- (2) 根据工程概况，本项目建设不占用基本农田，不随意开垦土地；
- (3) 项目开发施工期、运行期及闭井期均采取相应措施防治水土流失，包括工程防

治措施和植物修复措施，能够有效的控制项目区水土流失状况，不降低项目所在地的生态环境功能。

综上所述，本项目建设符合《甘肃省生态功能区划》。

#### 1.4.4.2 与《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2016-2020 年）》的相符性

该规划“第三章主要任务-第二节保护生态环境”中关于石油开发相关内容见表 1.4.4-2，根据对比分析，本项目符合规划要求。

表 1.4.4-2 与《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2016-2020 年）》相符性分析

规划内容		规划符合情况分析
1	（一）大力改善环境质量-全面提升水环境质量-工业污染防治中提出：2020 年底前全面取缔境内五条主要流域干流、一级支流沿岸所有非法开采开发行为，以及集中式饮用水水源一、二级保护区和自然保护区核心区、缓冲区内的探矿、采矿及石油开发项目。 <b>严格限制审批水源准保护区和自然保护区实验区内的矿山开采、石油开发项目。</b>	项目选址不涉及水源地保护区和子午岭自然保护区，符合规划要求。
2	（二）深入推进治污减排-严格落实主要污染物总量控制制度-大力控制重点行业挥发性有机物排放中提出：落实新增总量控制指标，开展全市重点行业挥发性有机物污染源排查； <b>全面推进油井（站场）、加油站、储油库、油罐车等的油气回收治理</b> ，新增油库、加油站和油罐车安装油气回收系统后才能投入使用。鼓励销售和使用低毒、低挥发性有机溶剂；积极开发并使用缓释肥料新品种，减少化肥施用过程中氨的排放。	项目伴生气通过加热炉燃料、轻烃回收、发电等方式利用，符合规划要求。
3	（四）严密防控环境风险-加强固体废物污染防治中提出： <b>以污泥、废催化剂等危废的收集、暂存、处置为重点，规范和强化危废处置企业的监管，逐步形成集中规范、安全妥善的危废处置网络。</b>	第十一采油厂已建设有符合规范要求的暂存点，项目产生的含油污泥、废润滑油等危险废物经暂存点暂存后全部送有资质单位规范处置，符合规划要求。

#### 1.4.4.3 与《甘肃省生态保护与建设规划》（2014-2020 年）的符合性分析

本项目位于《甘肃省生态保护与建设规划》（2014-2020）中的陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区，项目与该规划的相符性分析见表 1.4.4-3。

表 1.4.4-3 本项目与《甘肃省生态保护与建设规划》的相符性分析

类型	保护与建设措施	本项目相符性分析
陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区	加快以治沟骨干工程为主体的小流域沟道坝系建设，加强坡耕地水土流失治理，开展退耕还林还草；充分利用生态系统的自我修复能力，采取封山育林、封坡禁牧等措施，加快林草植被恢复和生态系统功能恢复；实施坡改梯工程；通过机制和技术创新，实现由传统水土保持向现代水土保持转变，调整产业结构、节约保护、优化配置、合理开发利用水土资源；改善群众生产生活条件，加强基础设施和公共服务设施建设，引导超载人口逐步有序转移；加大优势能源勘探和开发利用，适度发展优势农产品加工业，促进区域人口、资源、环境的协调发展。	本项目为油田开发项目，属于能源勘探和开发利用，且采取有效可行的污染防治措施和综合利用、无害化处理等措施，符合《甘肃省生态保护与建设规划》要求。

根据表 1.4.4-3 分析，同时结合本项目采取相应的生态保护措施，将有效降低本产建工程引起的生态环境问题，改善项目所在地的生态环境功能，因此，本项目的建设符

合《甘肃省生态保护与建设规划》的要求。

#### 1.4.4.4 与《甘肃省地表水功能区划》（2012-2030 年）相符性分析

根据《甘肃省地表水功能区划》（2012-2030 年），评价区地表水体主要为大黑河及其支流、蒲河及其支流，以及马莲河支流，环境功能为Ⅱ类、Ⅲ类和Ⅳ类。本项目施工期及运行期污废水均不排放，对地表水环境影响较小，因此项目建设符合评价区地表水环境功能区划的要求。

#### 1.4.4.5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与“污染防治技术政策”的相符性分析见表 1.4.4-4。

表 1.4.4-4 本项目与“污染防治技术政策”的相符性分析

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析
一、总则		
1	①到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期生产废水的综合回用率≥90%，运行期生产废水利用率达到 100%；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②建设单位建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	①井区开发总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；②本项目清洁生产总体达到国内先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目的环境影响进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件及专家提出的要求。
二、清洁生产		
4	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目委托长庆科技工程有限责任公司编制了产建工程地面工程开发方案，结合油区开发现状整体部署，通过井站合建等措施减少占地，实现油气和废物的集中收集、处理处置。
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本工程在钻井过程中使用的化学试剂有 FA-367、Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> 、NH <sub>2</sub> -HPAN、XY-27 等，均不含国际公约禁用化学物质。
6	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	目前，第十一采油厂落地油的回收率达到 100%。
7	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本工程拟采用环境友好的钻井液，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于长庆油田，目前钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水回用。
8	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压	酸化液和压裂液采取集中配制，残液和返排液进

	裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置, 压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	行无害化处置, 压裂放喷返排入罐率可达到 100%, 无法再利用的进入措施废液处理站处理达标后回注油层。
9	在开发过程中, 适宜注水开采的油气田, 应将采出水处理满足标准后回注。	项目采用注水开发工艺, 采出水处理达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019) 标准后回注油层。
10	在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放。	本项目除 2 处偏远井场采用拉油外, 其余均采用管道密闭流程, 最大限度减少了烃类气体的排放。
<b>三、生态保护</b>		
11	油气田建设宜布置丛式井组, 采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术, 以减少废物产生和占地。	本项目采取丛式井开采工艺, 减少了污染物的产生和占地。
12	①在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少温室气体排放, 不具备回收利用条件的, 应充分燃烧, 伴生气回收利用率应达到 80%以上; ②站场放空天然气应充分燃烧。	①已有井场覆盖的井区采取回收利用的措施, 综合回收利用率达到 99.7%, 随着轻烃厂及集气管线的逐步完善, 伴生气的回收利用率进一步提高; ②本项目富余伴生气随油气混输到下游站场。
13	①在油气开发过程中, 应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复; ②井场周围应设置围堤或井界沟; ③应设立地下水水质监测井, 加强对油气田地下水水质的监控, 防止回注过程对地下水造成污染。	①建设项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复; ②采用清洁文明井场设计, 有较好的污染防治作用; ③环评要求设置监测井, 对井区的地下水进行日常监测, 防止对地下水造成污染。
<b>四、污染治理</b>		
14	在钻井和井下作业过程中, 鼓励污油、污水进入生产流程循环利用, 未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中, 未回注的油气田采出水宜采用湿凝气浮和生化处理相结合的方式。	油田采出水在生产过程中经处理达标后回注油层, 生活保障点内的生活污水经过站内污水处理装置处理达标后用于该站场植被绿化, 不外排。
15	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施; 试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	钻井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废水地上收集罐; 钻井结束后, 废弃泥浆由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置。
16	回收落地原油, 以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质, 含油污泥资源化利用率应达到 90%以上, 残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别, 根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式, 落地油的回收率达到 100%; 含油污泥属于危险固废, 其中清罐油泥、采出水处理系统污泥及其它固体颗粒送有资质单位处置。
<b>五、鼓励研发的新技术</b>		
17	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术, 石油污染物的快速降解技术, 受污染土壤、地下水的修复技术。	项目采用泥浆不落地工艺技术, 废弃泥浆经集中收集、压滤后送泥浆集中处置单位进行集中处置; 废弃钻井液、井下作业废液通过措施返排液处理站处理达标后回注油层; 含油污泥送有资质单位安全处置。
<b>六、运行管理与风险防范</b>		
18	油气田企业应制定环境保护管理规定, 建立并运行健康、安全与环境管理体系。	长庆油田公司已建立了完善的环境管理体系。
19	在开发过程中, 企业应加强油气井套管的检测和维护, 防止油气泄漏污染地下水。	建设单位拟加强油气井套管的检测和维护措施, 进一步防止油气泄漏污染地下水。
20	油气田企业应建立环境保护人员培训制度,	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制

	环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	度，所有人员均培训后上岗。
21	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已编制有环境应急预案，并在庆阳市生态环境局镇原分局备案（备案号 6210272020019-M），已建立了完善的环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。

根据以上对比分析，本项目总体符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

#### 1.4.4.6 与《甘肃省主体功能区规划》的相符性分析

本项目与《甘肃省主体功能区规划》的相符性见表 1.4.4-5。

表 1.4.4-5 项目与甘肃省主体功能区规划相符性分析

规划区域	具体要求	本项目
重点开发区域	平庆地区：①功能定位：国家重要的石油、天然气、煤炭等能源化工基地，甘肃东部重要的城市化、工业化地区，……；②发展方向：依托资源优势，拓展煤电、石油等特色产业链条，建设陇东传统能源综合利用基地。加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发力度，积极发展能源化工后续产业。……	规划的省级重点开发区域包括庆阳市的西峰区和宁县，本项目不在该区域内。
限制开发区域	陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区：①功能定位：国家黄土高原丘陵沟壑水土保持和重要的生态功能区。②发展方向：坚持“防治结合、保护优先、强化治理”的水土保持方针，……；加大优势能源勘探和开发利用，适度发展优势农产品加工业，促进区域人口、资源、环境的协调发展，为增强区域可持续发展能力提供支撑和保障。	规划的限制性开发区域包括庆城县、镇原县、环县、华池县等，本项目部分井区在该区域内。该区域要求在不影响区域主体功能的前提下，根据资源环境承载能力，合理布局能源和矿产资源开发，石油属于开发利用的优势能源。
禁止开发区域	包括国家级和省级自然保护区、世界文化自然遗产、风景名胜、森林公园、地质公园、湿地和湿地公园、基本农田。	本项目不在该区域内。
资源保护与开发利用	水资源利用与开发布局：陇东地区以水资源高效利用和节约保护为重点，合理调配区域水资源，支持陇东国家大型能源化工基地和农产品主产区建设。…… 能源资源开发布局：陇东能源基地围绕鄂尔多斯国家能源战略基地建设，加快陇东煤炭、石油、天然气资源开发。以建设国家大型能源基地为重点，拓展煤电、石油等特色产业链条，突出石油化工、煤电冶一体化发展。加快建设煤炭外运通道和电力外送通道。	本项目属于陇东国家大型能源化工基地建设产业链上游的石油资源开发，符合规划的要求。

根据以上分析，本项目属于陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区限制开发区域，在该区域内发展方向为加大优势能源勘探和开发利用，而且不在划定的禁止开发区域内；在资源保护与开发利用方面，石油开采属于需要加快开发的资源，因此，本项目符合《甘肃省主体功能区规划》的相关要求。

#### 1.4.4.7 与《甘肃省“十四五”环境保护规划》相符性分析

2021年11月27日，甘肃省人民政府以《关于印发甘肃省“十四五”生态环境保护规划的通知》（甘政办发〔2021〕105号）印发了《甘肃省“十四五”生态环境保护规



划》，其中与油田开发有关的内容及本项目的符合性分析见表 1.4.4-6。

表 1.4.4-6 《甘肃省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性分析一览表

序号	规划要求要求	本项目	符合性
1	控制非二氧化碳温室气体排放。控制油气系统甲烷排放，协同控制油气系统挥发性有机物与甲烷排放，推广放空天然气和油田伴生气回收利用技术。	项目原油储罐排水和三相分离器分出的采出液均采用密闭管道集输方式进行输送处理，产生的伴生气除自身利用加热炉外，其余均由既有轻烃厂综合利用。	符合
2	（一）全面落实排污许可制度。加强排污许可证后管理，开展排污许可专项检查。加快推进排污许可配套制度改革，强化与环境影响评价、总量控制、环境监测、排污权交易、信用评价、环境税等制度有效衔接，构建以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系，落实排污许可“一证式”管理。（二）提高企业污染治理水平。督促企业严格遵守生态环境保护法律法规，自觉履行生态环境保护义务，健全生态环境保护责任制度，严格执行环境影响评价、排污许可、生态环境损害赔偿等制度，全面落实污染治理、风险管控、应急处置、清洁生产等措施，加大资金投入，提升工艺水平，有效减少污染物排放。重点排污企业按要求安装污染物排放自动监测设备，与生态环境部门联网，并保障正常运行，坚决杜绝数据造假。（三）主动公开环境治理信息。加强排污单位环境质量信息公开管理，排污单位通过企业网站等途径，依法公开主要污染物名称、排放方式、执行标准以及污染防治设施建设和运行情况，并对信息真实性负责，到 2022 年，重点排污单位自行监测信息公开率达到 90%以上。	第十一采油厂已执行排放许可制度，本次建设的有关站场在投产前履行排污许可证制度。项目采用的措施返排液及采出水处理工艺均为陇东油田成熟稳定可靠工艺，可以确保项目达标回注。项目履行了环境影响制度，项目按照庆阳市生态环境局有关要求，设置在线监测系统，对回注的措施返排液和采出水水质和水利进行在线监测，并与当地生态环境局联网。第十一采油厂运营期应积极履行环境信息公开制度，依法公开主要污染物名称、排放方式、执行标准以及污染防治设施建设和运行情况，并对信息真实性负责。	

#### 1.4.4.8 与《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》相符性分析

2022 年 1 月 25 日庆阳市人民政府办公室以《关于印发庆阳市“十四五”生态环境保护规划的通知》（庆政办发〔2022〕7 号）发布了《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》，该规划中关于与石油开发有关的相符性描述见表 1.4.4-7。

表 1.4.4-7 与《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》相符性分析

规划	具体要求	本项目情况
《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》	强化国土空间规划和用途管控，落实生态保护、基本农田、城镇开发等空间管控边界，实施主体功能区战略，划定并严守生态保护红线。落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单要求，不断完善“三线一单”生态环境分区管控体系。重要生态功能区和生态环境敏感区等优先保护单元，要严格按照管理规定进行管控，依法禁止或限制大规模、高强度的工业开发和城镇建设，严禁不符合国家有关规定的各类开发活动，维护生态安全格局，提升生态系统服务功能；中心城区、城镇规划区和各级各类工业园区（集中区）等重点管控单元，要推进产业结构和能源结构调整，优化交通结构和用地结构，不断	本项目所占地不在重要生态功能区和生态环境敏感区等优先保护单元内。项目用地属于一般管控单元，项目建设及运行过程落实各项目生态环境保护要求，满足规划的要求。

	提高资源能源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控，解决突出生态环境问题；一般管控单元要落实生态环境保护基本要求，加强生活污染和农业面源污染治理，促进生活、生态、生产协调融合，推动区域生态环境质量持续改善和经济社会可持续发展。	
	控制非二氧化碳温室气体排放。……控制油气系统甲烷排放，协同控制油气系统挥发性有机物与甲烷排放，推广放空天然气和油田伴生气回收利用技术。	本项目产生的油田伴生气均采取了相应的回收利用技术，满足规划的要求。
	督促矿山生产企业依法编制矿山资源开发与恢复治理方案，完善和落实环境污染修复工程措施，全面推进绿色矿山建设。开展历史遗留废弃矿山综合整治和生态修复。按照“谁破坏、谁修复”“谁修复谁受益”的原则，督促资源开发企业建立油区矿区生态整治和修复投入长效机制。针对废弃油井和煤矿区等重点区域，持续开展生态保护和修复工程。充分采取市场化运作、开发式治理、科学性利用等模式，积极引入社会资本参与矿区生态修复，实施马莲河流域、庆城县、环县、华池县石油开采区生态治理工程。以挥发性有机物、生产废水、工业固废等为重点，加大油区矿区开发全过程污染防治，加快构建循环经济产业链，提升矿区用水、煤矸石、油泥、废弃钻井泥浆等规范化处置和综合利用水平。	本项目环评已提出要求项目在退役期设施环境污修和生态修复工程，满足规划的要求。
	开展原油、成品油、有机化学品等涉挥发性有机物物质储罐排查，强化装卸、敞开液面废气收集治理，提升泄露检测与修复质量，逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要挥发性有机物废气排放系统旁路。在陇东油区各采油厂继续实施伴生气回收与治理工程，安装井口定压阀，通过新建伴生气管线及伴生气回收装置等措施，使伴生气综合利用率达到 95%以上，消灭无效火炬、取消井口加热炉，建成覆盖全油区的回收利用与处理系统，大幅度减少 VOCs 排放。加强对陇东油区现有的油气集中处理站、储油库非甲烷总烃挥发性有机物（VOCS）排放控制，加强泄露检测和修复，确保 2023 年 1 月 1 日达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》。	本项目在生产过程中采用密闭集输，井口安装定压阀回收套管气；对收集的伴生气送至轻烃厂进行回用，伴生气综合利用率达到 95%以上。项目不设置火炬，项目各新建站场挥发性有机物排放均可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》要求，满足规划的要求。
	工业企业应合理布局生产设施、改进生产工艺、使用低噪声设备，采取消声、隔声、减振等措施减轻噪声对周围环境的影响。加强对工业噪声环境监管力度，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	经预测，本项目采用低噪声设施，项目厂界噪声均可达标排放，满足规划的要求。
	着力规范油田采出水处理设施的运行管理，重点加大采出水处理超标回注行为的查处整改力度，解决钻井、试油、修井等生产环节产生的含油废水、返排液处理不能连续稳定达标问题。督促油田单位进一步优化处理工艺，落实内部监管职责，加快建立油田采出水处理回注在线监测系统，确保油田采出水处理达标回注。	根据现有工程的监测资料，项目依托的各采出水梳理站均能达标回注，本次环评已提出要求企业尽快建设油田采出水处理回注在线监测系统，确保油田采出水处理达标回注，满足规划的要求。
	贯彻落实《工矿企业土壤环境管理办法（试行）》，按年度更新发布土壤污染重点监管单位名单，督促重点单位落实土壤环境自行监测、隐患排查、有毒有害物质使用排放情况报备、拆除设施污染防治等工作，不断提高重点工业企业土壤污染防治水平。继续开展固体废物堆存场所和非	油田开发企业属于庆阳市土壤污染重点监督单位名单，建设单位已开展土壤环境执行监测等工作，满足规划的要求。

	正规垃圾堆存点排查整治，防止污染土壤和地下水。	
	以化工园区、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等重点，开展防渗情况排查和检测，对渗漏严重的研究制定重点污染源防渗工作措施，加强地下水污染渗漏监管执法。针对城镇污水管网渗漏情况，探索研究污水管网渗漏排查和检测技术。结合城市基础设施建设和改造，加快城镇污水管网更新改造，完善管网收集系统，减少管网渗漏。	本次环评已提出地下水分区防渗措施，要求建设单位严格落实防渗措施，满足规划的要求。
	全面落实《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》要求，督促各油田单位从 2022 年 1 月起全面实施油田钻井泥浆不落地工艺措施，2021 年先行启动油田钻井泥浆不落地试点和钻井泥浆固体废物集中处置设施建设工作。	本项目已设施油田钻井泥浆不落地工艺措施，满足规划要求。

#### 1.4.4.9 与《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南（试行）》相符性分析

项目与“工作指南”的相符性分析见表 1.4.4-8。通过分析可知，本项目采取的技术政策符合“工作指南”中的相关要求。

表 1.4.4-8 与“工作指南”的相符性分析

	工作指南内容（试行）	技术政策符合情况分析
	一、钻井施工污染防治	
1	<p style="text-align: center;">水污染防治：</p> <p>(1)石油勘探开发生产应当开展建设项目水资源论证，办理取水许可证以及编制水土保持方案，依法缴纳水资源费以及水土保持补偿费；</p> <p>(2)石油勘探开发生产应当采用先进工艺和技术，节水设施应当与主体工程同时设计，同时施工，同时投产，减少水资源损失、浪费和污染。石油勘探开发生产用水禁止开采或者使用浅层地下水；</p> <p>(3)石油勘探开发井场周围应当设置围堰，围堰不低于 20cm，井场钻井设备摆放处、循环水利用设施、泥浆收集设施、围堰等应当采取防渗漏措施，防止污染物外泄或者渗漏；</p> <p>(4)井场内泥浆池、清水池、循环沟等设施必须铺设双层防渗材料，防渗布接口处应予以粘接；防渗布出现破损，应及时更换或补漏；井架、柴油机、振动筛等大型机械下要铺设双层防渗布，防渗布四周应设置 20cm 高的围堰；</p> <p>(5)泥浆池设置应远离沟坎边，要采取加固措施防止垮塌，泥浆液面必须低于池面 0.5m；</p> <p>(6)防渗材料：材质须符合《土工合成材料聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）国家标准中“环保用光面高密度聚乙烯土工膜（GH-2S 型）”的各项质量指标。由油田勘探开发单位采取统一采购，统一发放的模式，杜绝不合格产品进入施工环节；</p> <p>(7)钻井应当采用清水或者低毒泥浆，提高泥浆循环利用水平；钻井废水上清液应当进行综合利用，不外排。</p>	<p>(1)钻井施工实行取水许可证制度；</p> <p>(2)石油勘探开发井场周围应当设置围堰，围堰不低于 20cm；</p> <p>(3)钻井采用水基泥浆，井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废水地上收集罐；钻井结束后，废弃泥浆由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置。分离的废水送依托措施废液处理站处理达标后回注油层驱油。</p>
2	<p style="text-align: center;">大气污染防治：</p> <p>(1)石油勘探开发单位应当开展挥发性有机物污染防治，天然气、油田伴生气以及其他可燃性气体应当回收利用。不具备回收利用条件需要向大气排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施；</p>	<p>(1)试油阶段伴生气放空燃烧；</p> <p>(2)土方挖填避开大风天气。粉状材料运输要采取遮盖措施，井场存放集中堆置，采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防</p>

	<p>(2)石油勘探开发单位应当积极开展扬尘污染治理,施工和运行过程中不得对周围空气环境产生污染;</p> <p>(3)土方挖填要避开大风天气,粉状材料运输要采取遮盖措施,井场存放要集中堆置,并采取遮盖或围栏等防扬尘、防泄漏、防渗漏措施;</p> <p>(4)进场道路要铺设沙石,减小扬尘污染,并定期进行洒水抑尘。</p>	<p>渗漏措施。</p> <p>(3)对作业面和进场道路进行洒水抑尘。</p>
3	<p>土壤污染防治:</p> <p>(1)禁止掩埋落地油和油水混合物。</p>	<p>施工和运行过程中落地油和含油污泥全部收集回收,最终送有危废处置资质单位进行处置。</p>
4	<p>固废处置:</p> <p>(1)石油勘探开发作业产生的固体废物应当分类收集,规范处置。对暂时不利用或者不能利用的,应当建设符合国家标准贮存场所。贮存的固体废物应当定期规范处置,防止污染环境;(2)石油勘探开发单位应当依据法律法规和相关规定收集、贮存、运输、处置危险废物产生的危险废物必须交由有处置资质的单位安全处置。禁止将危险废物提供或者委托给无资质的单位收集、贮存、利用、处置;(3)钻井岩屑、泥沙必须全部进入经过防渗漏处理的泥浆池。含油岩屑等危险废物、废弃原材料和废包装材料等固体废物、生活垃圾要集中收集分类存放,落实“三防”措施,规范设置标识;(4)钻井结束后,含油岩屑等危险废物交由有处置资质的单位安全处置。废弃原材料、废包装材料等工业废弃物拉运至工业固体废物填埋场安全填埋。生活垃圾拉运至所在县(区)环保部门指定的生活垃圾填埋场安全处置。</p>	<p>(1)固体废物全部分类收集,危险废物设置符合国家标准贮存场所,定期交有资质单位进行处置。</p> <p>(2)井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废水地上收集罐;钻井结束后,废弃泥浆由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置。</p> <p>(3)钻井结束后,含油岩屑由具有相应危废处置资质的单位收集处置;废弃原材料、废包装材料、生活垃圾采用单独的防渗坑存放。</p>
5	<p>噪声污染防治:</p> <p>(1)合理安排强噪声施工机械的工作频次、时限,合理调配行车密度。井场周边有居民的,夜间(晚上 22:00-次日凌晨 6:00)禁止进行高噪声施工作业;</p> <p>(2)对产生噪声设备和装置采取消音、隔音、防振措施。将噪声发生源集中统一布置,落实隔声屏障、基垫减震等措施,降低对周边环境的影响。</p>	<p>(1)合理安排施工机械的工作频次,合理调配行车密度。井场周边有居民的,晚上 22:00-次日凌晨 6:00 期间禁止进行高噪声施工作业。</p> <p>(2)采取噪声污染防治措施后,施工噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相应标准,昼间<math>\leq 70\text{dB(A)}</math>,夜间<math>\leq 55\text{dB(A)}</math>。</p>
<b>二、井下作业污染防治</b>		
1	<p>井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式,及时回收落地原油等废物。</p>	<p>井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式,及时回收落地原油等废物。</p>
2	<p>试油废水、井下作业废水循环利用,选用无毒无害压裂液,无法回收利用的含油废水必须现场入罐(密闭罐)就近拉运至污水处理站处理达标后回注油层,严禁将废水排入泥浆池。</p>	<p>试油废水、井下措施返排液密闭罐收集后运至措施废液处理站处理后回注油层,不外排。</p>
3	<p>加强井口、贮油罐及地面污水收集处置,作业现场必须铺设防渗布,防渗布四周设 20cm 高围堰。禁止掩埋作业中散落的原油和油水混合物,落地原油必须及时清理,事故状态下应急池内暂存的含油废水必须在 3 日内收集清理,并规范处置,始终保持应急池的有效容积。</p>	<p>作业现场铺设防渗布,防渗布四周设 20cm 高围堰。</p>
<b>三、钻井泥浆无害化处置工作要求</b>		

1	钻井泥浆无害化处置应当在同井场油(水)井全部完钻后 30 日内完成, 泥浆无害化处置未完成, 不得进行试油作业。	按照《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》(庆环发【2021】29 号), 落实油田钻井泥浆不落地措施, 井场现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废水地上收集罐; 钻井结束后, 废弃泥浆由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置。
2	钻井泥浆无害化处置依据标准按照《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(GB 15618-2018) 执行, 施工单位企业应确保无害化处置效果满足新的国标要求。	
3	泥浆无害化处置过程中, 油田建设单位要加强监督管理, 确保泥浆无害化规范处置。	
4	石油勘探开发单位于每月月底前向所在县(区) 环保局报送当月泥浆无害化处置工作计划, 注明井场、详细位置及施工企业。	
5	无害化施工企业必须按照历年来钻井废弃泥浆无害化处置操作规程规范施工, 建立施工档案, 包括物料测算、工序操作记录、物料投放环节及投放量记录、施工产生的回废处置情况、施工现场影像资料等。	
6	石油勘探开发单位对泥浆无害化处置所使用的辅料, 采取集中采购, 根据泥浆产生量和添加比例统一配置, 杜绝假冒伪劣和添加量不符合施工要求问题的发生。	
7	县(区) 环保局按照石油勘探开发单位提供的无害化处置工作计划, 及时开展现场环境监察。并按照 10% 的比例进行抽查复核。	
<b>四、标准化井场建设环保要求</b>		
1	新投产原油生产井场必须在当年一次性建成标准化井场, 井场场地要平整清洁, 油井井场污水池和雨水池标高要一致。	标准化井场建设执行《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》(Q/SY CQ 08010-2019)。
2	雨水池容积应当满足井场实际需求, 林缘区、居民聚集区、环境敏感区等周边井场四周修建不低于 50cm 的砖混围墙, 其他井场修建具有防渗功能的挡水墙, 大门处修建 15cm 高的土石混合挡土梁。临近山坡的井场, 应在山体与井场之间修筑截洪渠, 并在截洪渠末端修建消能设施。	临近山坡的井场, 应在山体与井场之间修筑截洪渠, 并在截洪渠末端修建消能设施。
3	污水池(半封闭式) 容积应当满足井场实际需求且作防渗处理, 石砌导油槽与污水池要相连且保持畅通。钻井口周围要修建边沟, 边沟末端与导油槽相连, 用于收集井口溅落的原油。	污水池(半封闭式) 容积不小于 30m <sup>3</sup> 且作防渗处理, 石砌导油槽与污水池相连且保持畅通。钻井口周围修建边沟, 边沟末端与导油槽相连, 用于收集井口溅落的原油。
4	井场周边及道路两侧边坡应当绿化或作护坡工程, 道路应当进行砂石铺装或硬化。	井场周边和道路两侧按照要求进行绿化
<b>五、站场、集输管线环保要求</b>		
1	管线作业要严格控制在施工带内, 表层 30cm 的熟土要单独堆放用于施工结束后的植被恢复。输油管线防腐要采用环氧粉末等作外防腐, 并深埋(管顶埋深最大冻土层深度以下) 管线, 采用阴极保护, 减缓输油管线的腐蚀。	管线作业严格控制在施工带内, 站外集输管线施工时分层开挖、分层回填, 表层 30cm 的熟土要单独堆放用于施工结束后的植被恢复。
2	管线穿(跨) 越河流的施工应选在枯水期进行, 并在两端顺河坝(石砌或混凝土浇筑)、按照输油管线规范对长输管线或穿越敏感区的管线加装截断阀, 建设应急物资库, 禁止将施工固废遗留在河道内。	管线穿(跨) 越河流的施工应选在枯水期进行, 并在两端顺河坝(石砌或混凝土浇筑)
3	管线高边坡护坡工程应采用水泥浆砌石和工程护坡措施, 坡	管线高边坡护坡工程采用工程

	面上方修建截、排水及消能设施。	护坡措施。
4	施工结束后对破坏地表要及时恢复植被,长距离上下坡管线及护坡顶端上方要修筑跌水墙(混凝土或灰土浇筑),敷设线路上应设置永久标志。	施工结束后对破坏地表及时恢复植被,敷设线路上设置永久标志。
5	采出水处理设施和注水站应当安装水质、水量自动监测设备,与市级环保部门监控设备联网,并按照规定开展企业内部监测,保存原始监测记录。	采出水处理设施安装水量自动监测设备
6	重点区域、环境敏感区必须建设永久性应急设施,降低环境风险。	本项目不处于规划环评中认定的重点区域和环境敏感区内,现有工程已建设有环境风险防范措施。
<b>六、风险事故预防处理措施</b>		
1	石油勘探开发单位要健全完善钻井、试油、修井、洗井等环节的风险事故应急处置预案和措施,定期开展应急演练。站场内贮备吸油毡、灭火器、消防铁锹等应急物资。	企业制定环境风险应急预案,单井环境风险纳入应急预案统一采取预防措施。建设单位已在庆阳市生态环境局镇原分局备案应急预案(备案号6210272020019-M),项目施工过程中严格落实应急预案中有关要求,开展应急演练,施工过程中配备应急物资,定期对人员进行培训,做到“持证上岗”;项目运行期定期对管线进行巡线等活动,及时发现环境隐患进行治理。发生环境风险事故后,按应急预案流程处理,并及时报当地生态环境和政府有关部门。
2	加强人员技能培训和施工管理,井控操作要做到“持证上岗”。井场内设置明显的禁火标志,定时清除柴油机排气筒内积炭。	
3	石油勘探开发单位对输油管线、回注井等定期进行检查维护,规范开展检漏工作,发现破损应立即停止使用并进行修复,定期开展环境隐患排查工作,建立问题清单,落实销号管理制度。	
4	井喷、井漏等事故发生后要立即停工,采取应急补救、处置措施,并在规定时间内分别向当地政府和市、县(区)环保部门报告。	
5	大型管线及联合站外输管线应采用先进的漏失报警定位技术,污水、污油、原油等运输应采用密封车辆,线路应尽量避开环境敏感区,严格控制车速,并随车携带吸油毡等。	
<b>七、退出站库、井场污染修复治理</b>		
1	技关井、废弃井应用水泥全井段封堵,拆除井口装置,清理场地。	采用全井段封堵,并拆除井口装置,清理场地。
2	油田勘探开发单位应组织开展退出站库、井场的土壤环境调查和风险评估,确认需要治理与修复的,应当开展污染治理与生态修复工作。	站场、井场退役后将及时进行土壤污染治理与生态修复。
3	土壤环境调查应按照国家最新土壤环境标准和技术规范开展。调查应包括地块基本信息、疑似污染地块是否为污染地块的明确结论等主要内容,并附具采样信息和检测报告。	井场退役后,将按照土壤环境标准和技术规范进行污染调查。

#### 1.4.4.10 与《陇东能源基地开发规划》相符性分析

《陇东能源基地开发规划》规划期为 2012-2020 年。本项目与该规划的相符性分析见表 1.4.4-9。

**表 1.4.4-9 项目与“开发规划”的相符性分析**

陇东能源基地开发规划(2012-2020年)		规划符合情况分析
一、发展定位和思路		
1	发展定位:建设国家重要的能源生产基地、西北地区重要的石油炼化基地、传统能源和新能源综合利用示范基地 总体思路:基础先行、有序开发,市场主导、政策引领,统筹兼顾、转输并举,突出特色、清洁高效,区域联动、和谐发展	本项目属于陇东地区原油开发,符合建设国家能源生产基地的定位,符合规划要求
二、发展目标		

1	建设目标：建设成国家重要的能源生产基地、西北地区重要的石油炼化基地、传统能源和新能源综合利用示范基地。	本项目属于陇东地区原油开发，符合建设国家能源生产基地的定位，符合规划要求
2	支持陇东地区原油生产能力到 2020 年达到 1000 万吨左右。	本项目属于陇东地区原油开发，可支撑原油生产能力提升，符合规划要求
3	不断优化能源开布局，石油开采以西峰、华庆、镇泾油田为重点，资源加工以主要水源地、交通枢纽和重要工业园区为依托，形成规模合理、分布集中、重点突出、特色鲜明的资源深加工综合利用体系，……。	本项目开发区域主要位于镇泾油田，符合规划要求
<b>三、总体布局</b>		
1	产业布局：到 2020 年形成“二主导、三支撑”能源产业格局，其中，煤炭开采、石油开采是陇东能源开发的主导产业。庆阳市重点开发石油煤炭资源，发展石油、煤炭、煤电、石化、煤化、新能源“六大产业”。	本项目属于陇东地区原油开发，属于陇东能源开发的主导产业，符合规划要求
2	区域布局：陇东能源开发的区域布局为：开发四大煤田，开发一个油田富集区，打造两天煤电带，建设四大产业聚集区。一个油气富集区：指横贯庆阳东北西南并延伸至平凉泾川北部的油气区，主要包括华池—庆城、镇北—马岭、西峰—合水、镇原—泾川等油田，宁中北、马玲煤层气田。	本项目开发区域位于油气富集区，符合规划要求
3	时序布局：2017 年前，以煤炭、石油、煤电开发为主，十三五中后期以煤电、石化、煤化开发，延伸下游产业链为主。规划期内，稳步提高原油产量和原油就地炼制比重。2017 年，原油产能达到 1000 万吨，炼化能力达到 600 万吨，到 2020 年，原油产能达到 1200 万吨左右，炼化能力达到 1000 万吨。	本项目产能规模 2.66 万吨，是实现规划产量的重要组成部分，符合规划要求
<b>四、重点任务</b>		
1	加强石油资源勘探，增加陇东石油产量。以新油田规模高效开发和老油田采收率提高为主线，加强整装油田开发，搞好老井尾矿和难采储量开采。深化低渗透岩性油气藏勘探开发理论和技术研究，强化技术攻关好应用，立足技术进步与管理创新加快超低渗透储量动用步伐，完善开发技术政策，积极探索二次三次采油技术，提高采收率，实现油气资源可持续开发。	本项目既有老井区滚动开发，又有新区块开发，属于低渗透油藏开发的完善，可提高采收率，符合规划要求
2	加快能源开发基础设施建设。油气外送工程：加快陇东石油管线建设，提高石油管输率，重点建设白豹油田—西峰油田—庆阳炼油厂、庆阳—咸阳原油管线和成品油管线。	本项目配套输油管线的建设，有利于完善输油管网，提高管输率，符合规划要求
<b>五、陇东主要油田产能规划</b>		
	支持陇东地区原油生产能力到 2020 年达到 1000 万吨左右。	本项目产能规模 2.66 万吨，是实现规划产量的重要组成部分，符合规划要求

综上所述，本项目建设符合《陇东能源基地开发规划》（2012-2020 年）的相关要求。

#### 1.4.5 与陇东油区“十四五”发展规划的相符性分析

陇东油区“十四五”发展规划的指导思想是：认真贯彻落实中央生态文明思想，坚持“在保护中开发，在开发中保护，环保优先”的理念，以大气、水、土壤污染防治“三

大行动计划”为导向，以绿色矿山创建为载体，以打赢蓝天、碧水、净土保卫战为契机，用科学规划来指导油气田开发过程，用循环发展来改进生产工艺、流程，用科技进步实现源头治理、过程管控，着力开创依法合规、绿色发展、持续稳定的生态环境保护新格局，助力油田公司高质量“二次加快”发展。“十四五”期间，陇东油区地面工程以“适应油气田开发、工艺优化简化、安全环保节能、提质增效”为建设思路，推进新区工艺优化效益建产、老区工艺简化稳产增产、安全环保本质提升、油田开发高效推进等四方面工作，确保长庆油田二次加快发展顺利实施。

目前，陇东油区“十四五”发展规划正在编制过程中，规划环境影响评价工作正在同步开展。规划提出十四五期间拟新建原油产能 946.7 万吨，原油产量达到 5136 万吨。本项目属于“十四五”发展规划实施内容组成部分，符合规划提出的开发目标。

#### 1.4.6 与陇东油区“十三五”发展规划环评及审查意见相符性分析

陇东油区十四五发展规划环评正在编制中，本报告分析了项目与陇东油区十三五发展规划环评及审查意见的符合性。本项目拟采取的环保措施符合陇东油区十三五发展规划环评及审查意见，并根据自身项目特点进一步具体化，相符性分析见表 1.4.6-1。

表 1.4.6-1 本项目与规划环评及审查意见符合性分析

序号	规划环评环保措施	符合情况分析
一、环境影响减缓措施		
1	开发建设应做好钻井泥浆、废液、废水等的收集、处理、处置工作，避免跑冒滴漏。油、水井开发全过程中应采取合理工程措施安全封闭潜水层和承压水层；钻井施工应采用无毒无油泥浆体系，提高钻井泥浆和钻井废水的重复利用率；管线穿越河流的施工作业应在枯水期进行，严格控制施工范围，避免影响河流水质，确保周边水环境安全。	本项目采用水基钻井泥浆，钻井过程井场现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废水地上收集罐；钻井结束后，废弃泥浆由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置。
2	开发过程中产生的废水应分质处理、分类回用。采出水处理须满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）要求后用于注水驱油；生活污水应全部收集处理达到《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T 18920-2002）标准后回用。	项目采出水全部依托现有站场采出水处理系统处理达标后回注油层。本次工程不新增劳动定员，不产生生活污水。
3	禁止开采浅层地下水用于油气田开发生产，油田用水不应影响区域生活、生态用水需求；如发现地下水环境、回注水异常、应立即向当地环保部门报告并及时开展地下水环境调查，查明污染原因，采取切实可行的治理措施切断污染，恢复环境功能。	产建工程生产用水取水层位为洛河组承压水，不影响区域生活、生态用水取水层—第四系孔隙水。项目制定了一系列地下水风险防范措施和应急预案，建设有地下水监控网络，保障居民供水安全。
4	实施伴生气综合回收利用、燃煤站点锅炉及加热炉煤改气工程，充分利用资源，做好各站场设备、管线等的日常检查、检修，采取“泄漏检测与修复”等技术和安装油气回收系统等措施，减少 VOCs 无组织排放量。	本项目伴生气在满足区域内站场自身用气外，剩余通过管道输至下游站场综合利用或进行轻烃回收，提高伴生气回收利用率，减少非甲烷总烃无组织排放量。
5	新建站场和未经噪声治理的站场应安装隔声降噪装置。各井场选址应远离居民点，保证居民点满足当地	站场采用低噪设备，采取隔声、消声的降噪措施。井场选址满足防护距离



	声环境功能要求。	要求。
6	油田开发应全面落实各项环境保护对策与措施,有效预防和减缓规划实施带来的不良环境影响,积极采用环境友好的新工艺、新技术、提高清洁生产水平,减少有毒有害物质的使用量,减少污染物的产生量,提高资源回收利用率。	项目采取大气、废水、固体废物、噪声污染控制等措施,采取清洁生产措施,符合规划要求。
<b>二、环境敏感区的保护措施</b>		
1	水源保护区一、二级和准保护区划定为禁止开采区域,禁止开采区内禁止新建井场、站场、管线道路等任何工程设施,禁止开采区内已有的工程实施限期关闭拆除、并进行生态恢复和废井的永久封存。	本次产建工程部署的井区及配套站场、管线均不在禁止开采区内。
2	将依法划定的地表水集中式饮用水源地上游 10 公里的干流及主要支流上游的河谷区,河道两侧 1km 的陆域范围划定为重要防护区。在该区域内的新建井场应全部采用管线输送,在输油管线跨越断面以下至地表水源地上游河段设置拦油桩,分段设置抢险物资仓库,统一配置拦油网、吸油棉等应急物资,将原油污染控制在最小的范围内,最大限度的降低对水源保护区的影响。	本次产建工程部署的井区均远离巴家咀水源地,工程距离水源地最近的井场为镇 413 区镇平 39-25 井场,距离巴家咀水源地边界 1.69km,管线穿跨越巴家咀水库准保护区上游蒲河支流吕家沟 1 次,吕家沟支流深家沟 1 次,最近穿跨越点为镇平 39-19 井场至镇 413 拉跨越蒲河支流吕家沟处,距离下游巴家咀水库准保护区边界距离约 2.47km,工程在重要防护区内主要为镇 413 井区的的 3 座井场及 3 条采油管线和 3 条注水管线。对采油管线跨越水源地上游区域,结合区域已有风险应急措施,在穿越点断面以下至地表水源地上游河段设置拦油桩,并分段设置抢险物资仓库,统一配置拦油网、吸油棉等应急物资,将原油污染控制在最小的范围内,最大限度的降低对水源保护区的影响。

根据在开采区域、产量、当地环境容量和环保措施量等几个方面与规划环评的对比分析,本项目符合规划环评及审查意见的要求,与规划环评的环保目标相一致。

#### 1.4.7 项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)(以下简称“绿色矿山建设规范”)是由原国土资源部提出的推荐标准,规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。适用于陆上油气开采业新建、改扩建和生产矿山的绿色矿山建设。

本项目建设单位根据绿色矿山建设规范内容要求,结合开采区和本厂实际情况落实制定了《第十一采油厂绿色矿山创建工作规划》,以下结合建设单位实际生产情况和规划创建目标,对绿色矿山建设规范中关于开发和环境保护的相关内容进行相符性分析,见表 1.4.7-1。

表 1.4.7-1 项目与绿色矿山建设规范的相符性分析

类别	项目	规范内容	生产情况及规划目标
矿区环境	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区,各功能区符合 GB 50187 的规定,建立管理机构,制订管理制度,运行有序、管理规范。	采油厂下设作业区、井区,实行分级管理、分区域管理。新建井场规划布局合理,站场平面布置符合 GB50187 规定,生产区和办公区分离。符合规范内容。
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善,道路平整规范,标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌,标牌符合 GB/T 13306 的规定。	开发作业范围内有完善的辅助和公用工程配套。站场视觉形象符合中石油集团公司规范要求,站场生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌,标牌符合 GB/T 13306 的规定。符合规范内容。
		执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置;矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染防治法》规范存储和处置。	开发过程中固体废物根据性质分类收集、分类处置。钻井废水、措施返排液、采出水、生活污水等废水分质分类处理。符合规范内容。
		矿区油气生产、储运过程安全有序,按照 AQ 2012 安全规程执行;在需警示安全的区域设置安全标志,,警示标志设置符合 GB 14161、SY 6355 的规定。	对油气生产、储运全过程需进行远程管理,符合 Q2012 安全规程;站内需警示安全的区域设置安全标志,,警示标志设置符合 GB14161、SY6355 的规定。符合规范内容。
	矿区绿化	因地制宜绿化矿区,绿化应与周边环境景观相协调,绿化植物搭配合理。矿区绿化覆盖率达到 100%。	管线临时占地在施工结束后全部进行植被恢复,井、站场可绿化面积 100%进行植被恢复。矿区各类工程的绿化覆盖率达到 100%。符合规范内容。
资源开发方式	绿色开发	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	采用勘探、开发一体化的滚动开发方案,推广使用成熟、先进的技术装备,鼓励采用带压作业技术进行井下作业。井下作业和试油无污染作业应用率达到 80%以上。压裂放喷返排回收率 100%。符合规范内容。
		集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	施工预制化率≥80%,减少临时占地。井场采用丛式井等定向钻井方式;站场采用标准化、橇装化设计;油气水管线尽可能采用同沟敷设工艺,降低了工程总占地面积。符合规范内容。
		应实施绿色钻井技术体系,科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施,配备完善的固控系统,及时妥善处置钻井泥浆。	采用环境友好绿色钻井液体系,配备完善固控系统,强化承包商监管,井控工作要求符合率 100%。符合规范内容。
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染,建立动态监测评估、处理及报告机制。	采出水回注井建设严格按照《油气井诱喷作业规程》(SY/T5789-93)的要求进行固井;第四系与白垩系井段建设时,严格依据设计进行钻井液配置;一开揭穿第四系与白垩系;下表套外用水泥封固后,对封井质量进行检查,防止后期下部层段建设钻井液对第四系与白垩系地下水造成污染;回注井投入使用后,建立回注系统操作规程,记录注水量、水质、泵压变化情况,定期对回注井进行一次巡检。符合规范内容。
		既有项目应依据开发动态情况及时调整开发方案,适时进行工艺技术革新改造	现有站场结合环保要求变化对排放和环保设施进行改造,目前已建采出水处理站场已完成采出水

		造。	处理系统工艺改造工作。符合规范内容。
	采收率要求	原油开采基于原油性质、储层岩性、物性等条件，年度动态法标定的采收率应达到 SY/T 5367 标准中确定的不同类型油藏对应的采收率最低指标要求	将采收率作为考核目标，要求年度动态法标定采收率高于开发方案指标。符合规范内容。
资源开发方式	矿区生态环境保护	应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。具体要求如下： a) 矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ 651 的规定。 b) 矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按 TD/T 1036 的要求开展土地复垦，复垦率 100%。	按要求对退役井场和站场土地进行环境治理和土地复垦。复垦率达到 100%。符合规范内容。
		应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作。	对矿区及油田开发工程定期开展现状监测，积极配合属地政府环境保护部门的工作。符合规范内容。
		应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	第十一采油厂已制定应急预案，定期演练；以作业区为单位设置应急物资储备库，应急物资配备率、完好率≥100%。符合规范内容。
资源综合利用	共伴生资源利用	油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%。	井口采用定压阀回收套管气，伴生气用于站场加热炉燃料，富余伴生气混输至下游站场，不放空。低渗-特低渗油藏综合利用率要求不低于 70%，本项目伴生气综合利用率为 98.6%，因此符合规范内容。
	废物处置及利用	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。	废水、废气达标排放率 100%，固体废物合规处置率 100%。符合规范内容。
		油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	采出水处理达标后作为工艺用水回注油层驱替原油，不排放。符合规范内容。
		油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	油气开发和措施作业过程中采用“铺设作业、带罐上岗”作业模式，落地油全部收集回收。符合规范内容。
	油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于 2%，并按 5.2.3 要求进行处置。	含油污泥收集后集中暂存，委托有危险废物处置资质单位进行处置。符合规范内容。	
节能减排	污染物减排	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。符合规范内容。
		矿区 COD（化学需氧量）、氨氮化合物、二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	COD、氨氮、SO <sub>2</sub> 和 NO <sub>x</sub> 等 4 项污染物排放总量满足总量指标要求。符合规范内容。

### 1.4.8 与甘肃省庆阳市马莲河流域综合规划环境影响报告书及其审查意见相符性分析

本项目与马莲河流域综合规划环评及其审查意见的符合性分析见表 1.4.8-1。通过对规划环评提出的主要环保措施和本次评价提出的环保措施进行对比表明，本次评价提出的环保措施与规划环评相符，并且根据自身项目特点进一步具体化。

表 1.4.8-1 本项目与庆阳市马莲河流域规划环评及其审查意见符合性分析

序号	规划环评及其审查意见（摘录）	符合情况分析
一、规划布局		
1	洪德至庆城河段治理开发与保护的重点是：合理开发、节约利用水资源，提高供水保障程度；强化工业园区和城镇污水排放管理，严格控制入河排污总量，加强饮用水水源地保护；加强林草植被保护，改善生态环境；完善防洪工程措施，提高抗御洪水能力。	本项目油田采出水及措施返排液全部集中处理达标后回注油层，生活污水经处理后回用，实现污废水不排放，不会进一步恶化规划区地表水环境质量，对马莲河流域地表水环境质量无影响；符合规划要求。
二、水功能区划及水质目标		
1	根据《甘肃省地表水功能区划》（2012~2030 年）（修订），马莲河流域共有 4 个水功能一级区，3 个水功能二级区，其中一级区中保护区 1 个，开发利用区 3 个，开发利用区均为工业、农业用水区。涉及的河流为马莲河干流、柔远川支流、元城川支流。	本项目所在区域涉及的地表水体主要为蒲河及其支流、马莲河支流颜家河，不涉及马莲河干流、柔远川支流及元城川支流。符合规划要求。
三、饮用水水源保护区		
1	马莲河流域县区重要饮用水源地保护区 9 处，其中河道型水源地保护区 4 处，水库型水源地保护区 4 处，地下水水源地保护区 1 处。	本项目不涉及规划中的水源地保护区，符合规划要求。
四、流域“三线一单”的要求与建议		
生态保护空间划定：		
1	根据《全国主体功能区规划》、《全国生态功能区划》、《全国生态脆弱区保护规划纲要》、《中国生物多样性保护战略与行动计划》、《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》等有关规划，参考《关于印发〈生态保护红线划定技术指南〉的通知》（环发〔2015〕56 号）、《关于规划环境影响评价加强空间管制、总量管控和环境准入的指导意见》（环办环评〔2016〕14 号），结合马莲河流域环境特征，建议将马莲河流域内对于维持生态系统结构与功能具有重要意义的区域或水域划定为马莲河流域生态保护空间，实施分类管控。其中优先保护区和重点保护区域总面积 4253.28km <sup>2</sup> ，占流域总面积的 25%。	根据生态保护空间划定范围、管控原则以及相关措施要求，本项目建设区域均不涉及所在流域水域和陆域管控范围，不涉及子午岭自然保护区等。符合规划要求。
环境质量底线：		
2	<p>(1)主要断面生态需水底线 本次仅在马莲河干流规划一座调蓄水库，……。因此建议贾咀断面多年平均河道内生态环境需水量应不少于 0.5 亿 m<sup>3</sup>。</p> <p>(2)流域水环境质量控制底线 ①重要水质断面水质目标 根据《全国重要江河湖泊水功能区划（2011-2030 年）》、《甘肃省水功能区划》以及确定的规划目标，马莲河干流及支流主要控制断面水质达到其相应的水功能区水质目标要求。 ②污染物入河总量控制方案 遵循《水污染防治行动计划》以及甘肃省“水十条”、庆阳市“水</p>	<p>①重要水质断面水质目标： 本项目所在区域涉及的地表水体主要为蒲河及其支流，不涉及马莲河干流、主要支流柔远川、元城川等； ②污染物入河总量控制方案： 本项目油田采出水及措施返排液集中处理达标后回注油层，生活污水经处理后回用，实现污废水不排放。</p>

	<p>十条”中的相关要求，马莲河流域水质优良比例，到 2030 年，考核断面达标率达到 90%以上。</p> <p>为实现流域水功能区及考核断面水质目标，必须实行最严格的水域纳污“红线”控制制度。考虑区域经济社会发展、布局和污染治理水平，规划水平年马莲河流域主要污染物 COD 入河量控制在 3214.22t 以内，氨氮入河量控制在 307.05t 以内</p>	综合上述分析，项目符合规划要求。
3	<p>资源开发利用上线：</p> <p>(1)用水总量及用水效率</p> <p>以水资源分区为单元、以规划水平年水资源供需分析成果为基础，按照可供水量对河道外用水实施总量控制，按照节水型社会建设要求进行用水定额控制，提出马莲河流域地表水用水量和消耗量、地下水开采量等用水控制指标，万元工业增加值用水量、灌溉水利用系数等用水效率控制指标。2030 年用水量控制在 2.55 亿 <math>m^3</math>，其中地表水供水量 19688 万 <math>m^3</math>；地下水供水量 1854 万 <math>m^3</math>；非常规水源配水量 5325 万 <math>m^3</math>；外调水（盐环定扬黄续建工程、小盘河水库、葫芦河调水）供水量 15625 万 <math>m^3</math>；流域万元工业增加值用水量控制在 25<math>m^3</math>/万元，灌溉水利用系数平均达到 0.58。</p> <p>(2)河道内主要断面下泄水量控制指标</p> <p>马莲河河道内生态需水主要是满足维持河道基本形态、满足河道生境要求、保持水体自净能力需要的水量。马莲河干流目前无控制性水库工程，仅在贾咀处规划一大型水库，因此，贾咀……。</p> <p>考虑各断面生态环境需水要求，并依据水资源配置方案，协调经济社会发展用水和河道内生态环境用水关系，提出贾咀断面……。</p>	本项目水源井取水量相对本地区蕴涵的地下水水量小，水源井取水为直君洛河组，该组承压天然补给量能满足实际开采量，符合规划要求。
4	<p>环境准入负面清单：</p> <p>(1)空间布局约束：①双塔森林公园、周祖陵国家级森林公园内禁止从事与资源保护无关的任何生产建设活动；②森林公园内禁止进行采石、取土、开矿、放牧以及非抚育和更新性采伐等活动；</p> <p>(2)污染物排放管控：①禁止高污染工业项目建设；②暂停审批排放 COD、氨氮等污染物且不能做到“增产不增污”要求的建设项目；③按照环境质量底线的要求削减区域 COD、氨氮排放量。</p> <p>(3)环境风险防控：①禁止排放六价铬的工业企业建设；②饮用水水源一级保护区内，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护区无关的建设项目；禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目</p> <p>(4)资源开发利用约束：①禁止高耗水产业准入；②灌区灌溉水利用系数应 <math>\geq 0.58</math>；③一般工业万元增加值用水量控制在 25<math>m^3</math> 以下；</p>	<p>(1)空间布局约束：本项目工程布局不涉及双塔森林公园；</p> <p>(2)污染物排放管控：项目废水均回用或综合利用，不外排；</p> <p>(3)环境风险防控：项目不排放六价铬，拟建井区和工程均不涉及水源地保护区。</p> <p>(4)资源开发利用约束：根据估算项目万元产值用水量约 0.01<math>m^3</math>。</p> <p>综合上述分析，项目符合规划要求。</p>
<b>五、环境保护对策措施</b>		
1	<p>水资源配置保障措施：实行最严格的马莲河水资源管理制度，严格执行用水总量控制指标，严格执行用水效率控制指标。强化取水许可总量控制和用水定额管理，逐步建立覆盖流域和市县两级行政区域的水量分配和取水许可总量控制指标体系，强化流域与行政区域的取水许可分级总量控制管理。规划引用水信息监测，监控各用水户的引水量，防止超标引水，超采地下水。</p>	本项目水源井取水量相对本地区蕴涵的地下水水量小，水源井均办理取水许可证。符合规划要求。
2	<p>水环境保护对策措施：加强重点河段的水环境治理，加快推进</p>	本项目油田采出水及措施返

	污水集中处理设施建设运行,治理面源污染,严格控制入河污染物排放总量,严格执行流域的入河污染物总量控制方案,确保各河段水环境功能区划要求。强化节水措施,调整产业结构,减少高耗水行业用水,加大节水投资力度,积极推进农业、工业和城镇节水工程的建设,同时,加强生态环境保护,减少水土流失,减少面源污染。	排液集中处理达标后回注油层,生活污水经处理后回用,实现污水不排放,不会进一步恶化规划区地表水环境质量,故对马莲河流域地表水体影响较小;同时,项目采用达标采出水回注油层驱油,有利于节约地下水资源。符合规划要求。
3	<p style="text-align: center;"><b>生态环境保护对策措施</b></p> <p>陆生生态保护措施: a、严格执行水资源分配方案,保证生态环境用水。应严格水资源管理,严格执行水资源分配方案,保证生态环境用水。b、加强管理,预防人为破坏植被。严格限制流域内的开荒现象,监督禁牧、封育和退耕还林草等生态保护措施的落实。在流域内加强生态保护宣传工作,提高全流域人民的生态保护意识。强化预防监督管理,禁止毁林毁草和超载放牧,加强自然植被保护,预防人为破坏植被,保护生态环境。</p>	本项目水源井取水相对本地区蕴涵的地下水水量小,水源井取水为直君洛河组,该组承压天然补给量能满足实际开采量;项目建设均采取相应的生态防治措施,并对临时占地造成的植被破坏等及时采取植被恢复措施,符合规划要求
4	环境敏感区保护措施:莲花寺水库引水工程的管线工程位于甘肃子午岭省级自然保护区实验区内,应注意减轻施工期对植被的破坏和对野生动物的干扰,禁止施工人员进入保护区破坏植被和捕杀野生动物,避免对保护区的影响。施工结束后,应对施工场地进行恢复。并严格按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《关于涉及自然保护区的开发建设项目环境管理工作有关问题的通知》对自然保护区进行保护。部分引水工程管线位于森林公园内,应注意减轻施工期对植被的破坏和对野生动物的干扰,禁止施工人员进入保护区破坏植被和捕杀野生动物,避免对保护区的影响。施工结束后,应对施工场地进行恢复。同时,本评价范围内的国家森林公园应该严格按照《国家级森林公园管理办法》严格保护。流域内省级森林公园按照甘肃省内管理规定进行保护。	本项目所在区域不涉及莲花寺水库引水工程及甘肃子午岭省级自然保护区,符合规划要求。
5	社会环境保护措施:工程建设要严格贯彻执行有关法律法规,保护不可再生的土地资源,尤其是基本农田。规划的马莲河水利枢纽工程,将淹没大量的耕地、林地和草地,并涉及到移民搬迁,耕地和草地资源的占用对当地的土地利用方式和农业生产将造成一定的不利影响,移民安置如处置不当,将会带来较大的社会问题。在工程可研阶段应对水库淹没影响和移民安置问题进行专题研究,在充分分析论证土地承载力的基础上,做好移民安置规划,妥善安置,改善移民居住环境,拓宽移民增收渠道,解决移民长远生计,提高移民生活水平,维护社会和谐、稳定。在移民安置区选址和方案设计时,应进行环境影响评价,避免因移民安置造成新的生态破坏和环境污染。	本项目永久占地面积较小,临时占地以草地、耕地为主,不占用基本农田;工程不涉及马莲河水利枢纽工程。符合规划要求。

#### 1.4.9 项目与“三线一单”的符合性分析

##### (1)生态保护红线

甘肃省“三线一单”编制工作于2020年9月通过生态环境部审核验收,目前尚未正式发布。本项目开发的10个井区均不涉及重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等生态功能重要区域,也不属于水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等

生态环境敏感脆弱区域。因此，不处于《生态保护红线划定指南》（环办生态〔2017〕48号）应划入生态保护红线划定范围内。

根据《甘肃省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（甘政发〔2020〕68号），本项目不在优先保护单元，部分区块位于重点管控单元内，符合三线一单管控要求。

根据《庆阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案》，庆阳市划定环境管控单元共 72 个，分为 42 个优先保护单元、22 个重点管控单元和 8 个一般管控单元。根据庆阳市生态环境管控单元分布图，项目不涉及生态保护红线和一般生态空间。

## (2)环境质量底线

### ① 大气环境质量底线

本项目位于镇原县，根据庆阳市生态环境局官方网站 2022 年 1 月公开发布的《2021 年 1-12 月份环境空气质量月报》，内含镇原县 2021 年 1 月~12 月 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO 和 O<sub>3</sub> 六项基本污染物监测数据，庆阳市镇原县属于达标区。根据预测，本项目实施后对区域环境大气环境等影响较小，不会改变评价区大气环境功能区划要求，符合环境质量底线要求。

### ②水环境质量底线

本项目开发井区不在水源地保护区范围内，项目运行期污废水全部回用，不外排，对区域地表水环境影响较小，不会改变评价区水环境功能区划要求，符合环境质量底线要求。

## (3)资源利用上线

根据《陇东油区“十三五”发展规划》及规划环评，“十三五”期间陇东油区新规划产能 1169×10<sup>4</sup>t，动用石油地质储量 7.28×10<sup>8</sup>t，2020 年规划原油产量 928×10<sup>4</sup>t，本项目位于陇东油区范围内，部署产能 2.66×10<sup>4</sup>t/a，资源开发规模未超过规划中的规模；项目生产过程中开采深层（洛河组）承压水作为供水水源，水源井取水量相对本地区蕴涵的地下水水量小，不会对当地水资源环境造成较大影响；此外，项目占地面积在评价区总面积中比重较小，对所在区域内土地资源及土地利用类型影响不大。总体来说，项目建设符合资源利用上线要求。

## (4)环境准入负面清单

目前项目所在区域未制定环境准入负面清单。

综合分析，本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目评价范围内不涉及自然保护

区、风景名胜区、文物古迹等特殊环境敏感区，各井区工程内容均不在水源保护区内。在严格执行本次评价提出的环保措施后，项目实施后对区域环境空气、地表水环境、土壤环境等影响较小，不会改变区域环境功能，符合“三线一单”要求。

## 1.5 布局合理性分析

### 1.5.1 工程总体布局合理性分析

根据现状调查，项目新建及现有井区范围内均不涉及自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的敏感目标，井区不在当地城市规划范围内，根据图图 1.4.9-1 和图 1.4.9-2，井区也不涉及生态保护红线和生态管控单元，不涉及三线一单中的优先管控单元，总体来看，井区开发总体布局基本合理。

### 1.5.2 场站选址合理性分析

本项目新建拉油点 13 座，均位于既有探井井场征地内，其占地类型为已征工业用地，不涉及基本农田。站场选址避让居民点等敏感目标，不涉及环保搬迁，也不涉及生态保护红线和生态管控单元（具体见图 2.7.2-4）。同时，站场选址对周边分散式饮用水源井采取了避让措施，选址可行。

### 1.5.3 井场布置合理性分析

设计方案从井网部署、井场组合上优化，结合丛式井、超大井组等技术，按照标准化井场设计规范进行建设，有效减少了工程占地面积。各拟建井场多部署在梁峁区顶部或者黄土台地，占地类型以旱地、草地为主，不涉及基本农田，符合防洪要求。

各井场选址远离居民点，对水源地保护区和分散式饮用水源井采取避让措施，不在划定的水源地保护区及其补给径流区内，也不涉及生态保护红线和生态管控单元（具体见图 2.7.2-4）。

结合以上分析，从选址角度考虑，项目实施过程中，在井场选址方面满足以下要求：

(1) 远离居民点等环境保护目标，严格按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）和《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求，钻井井口距离高压线及其永久性设施不小于 75m，距离民宅不应小于 100m，距离铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院、油库、人口密集及高危险场所等不小于 500m。

(2) 布置在沟谷区的井场，不得建于河流最高水位以下，要满足防洪要求。

(3) 采用丛式定向井，控制井场占地范围。

(4) 尽量占用荒草地，少占耕地。

(5) 井场选址尽量选择在梁峁、台塬地区，减少井场上游汇水面积。



(6)水源地保护区及生态环境主管部门划定的禁采区域内禁止建设油水井及地面工程设施。

#### 1.5.4 管线选线合理性分析

当井场及拟接入的站场确定后，油井管线的大致走向基本确定，拟建管线多沿现有道路或梁峁敷设，选址尽量少占用耕地。项目新建各类管线总长 25.86km，其中：出油管线 12.93km、注水管线 12.93km，注水管线与出油管线同沟，工程采用的管线材料均为无缝钢管，管径经设计核算满足输送要求。并行管线采用同沟敷设，管线施工不设置施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。下管后土石方加固回填。新建管线工程均对水源地、集中和分散式水源井采取了避让措施。管线途径村庄时，避让居民点，与居民点距离满足《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)中“4.1.6 原油、成品油管道与城镇居民点或重要的公共建筑的距离不应小于 5m”的规定。管线工程沿既有道路走形，可依托既有道路，降低施工期便道，同时，工程将施工便道布置在管线作业范围内，可减少工程施工影响。

工程管线不涉及生态保护红线和生态管控单元，但由于工程油田开发区域大部分位于巴家咀水库上游区域，因此，本项目管线穿越的河流、沟道均属于巴家咀水库水源地支沟，工程管线穿跨越巴家咀水库准保护区上游蒲河支沟 2 次，具体见表 4.8.3-3，工程所有跨越河流处均采用桁架式跨越方式，可大大降低工程施工对河流的影响；工程本身距离巴家咀水库较远，最近穿跨越点为镇平 39-19 井场至镇 413 拉跨越蒲河支流吕家沟处，距离下游巴家咀水库准保护区边界距离约 2.47km，工程在重要防护区内主要为镇 413 井区的的 3 座井场及 3 条采油管线和 3 条注水管线

工程采取桁架式跨越，设有套管保护，同上有长流水穿越点镇平 39-19 井场至镇 413 拉跨越蒲河支流吕家沟处下游各设置 2 组拦油桩，配备必要的事故应急设施，在事故状态下，采用拦油网拦截等措施，可以将对河流的事故影响降低到最小。主干道利用现有工程在水源地上游设置有拦油桩、拦油坝等风险防范措施，可将工程对水源地的影响降低到最小。

综上所述，从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

从选址角度考虑，管线施工过程中，应遵循以下原则：

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

(2)管道应选择黄土湿陷性等级较弱、灾害地质不发育、地形条件相对较好的区域通过，应避免滑坡、崩塌、泥石流、碟形洼地、黄土陷穴、冲沟极发育、易受到水流冲刷等对管道安全不利的地区，若必须通过时，尽量缩短其通过距离，并采取必要的保护措施；遇到泥石流地段，线路应选择在泥石流的下游（堆积区）通过；

(3)线路应优先选择宽阔的河谷、面积较大的塬、顺直的梁，而且宜在湿陷性土层薄、湿陷性等级轻微、地表排水条件较好的地段通过；

(4)必须穿越冲沟时，优先考虑在稳定沟头段穿越，避免穿越正溯源侵蚀的沟尾部，沿河谷阶地敷设时，要注意河流的侧向侵蚀作用；

(5)黄土梁峁沟壑区线路所经地区应考虑道路修建能够到达，并综合比选线路走向方案；

(6)狭窄黄土沟地区开辟管道施工作业带应考虑对原始地貌破坏后的水土流失治理方案以及取土和弃土堆放位置；

(7)避免管道沿斜坡等高线敷设，斜坡区尽可能正上正下，不宜斜交；

(8)在只能沿山坡敷设情况下，应注意尽量沿坡角小于  $15^{\circ}$  的山坡敷设，否则应考虑其它措施

### 1.5.5 道路选址合理性分析

拟建道路设计满足《公路工程技术标准》、《厂矿道路设计规范》等标准或规范要求，选线主要依托井区内现有乡村道路或简易道路，以减少占地。道路征地不涉及基本农田，尽量少占用耕地和林地。选址避让居民点，以减少施工和运行期对噪声影响。从环境保护角度，项目道路工程选址合理。

从选址角度考虑，管线施工过程中，应遵循以下原则：

(1)控制施工便道范围，尽量利用管线征地和现有道路；

(2)管道施工完毕后，按照施工前地貌、植被对施工便道进行恢复，对工程施工无法避让的树木，进行异地移栽；

(3)道路选线应尽量避免村庄等环境敏感点

(4)山区道路必须修建护坡或者采取其他土地整治措施；工程竣工后，开挖面必须植树种草，防止水土流失。

### 1.5.6 拉油路线合理性分析

根据项目工程布局，本项目探井井场及扩建的镇 413 井区、新建的武 18 井区均位置偏远，集输系统尚未设计到位，故采用罐车拉油方式进行集输，经分析，本次拉油路

线对水源地进行了避让，不经过水源保护区，但由于第十一采油厂开发区块的关系，拉油线路不可避免经过巴家咀水源保护区上游河段支流（距离水源地边界 30km 以上），拉油路线跨越正常情况对地表水环境无影响，在事故情况下，启动应急措施，可以使风险控制有限的范围内，对地表水环境及下游巴家咀水源地影响较小。评价认为项目拉油路线走向合理。

#### 1.5.7 危险废物拉运路线合理性分析

根据项目工程布局，项目危险废物均依托既有 3 处暂存点。第十一采油厂目前共投运危废暂存点 5 处，本次依托其中 3 处，各井区危废拉运路线均不穿越水源地保护区。经分析，本次危废拉运路线对水源地进行了避让，也不经过不涉及生态保护红线和生态管控单元，不经过水源保护区，但由于第十一采油厂开发区块的关系，危废拉运路线不可避免经过巴家咀水源地上游河段支流（距离水源地边界 20km 以上），危废拉运路线跨越正常情况对地表水环境无影响，在事故情况下，启动应急措施，可以使风险控制在有限的范围内，对地表水环境及下游巴家咀水源地影响较小。评价认为项目危废拉运路线走向合理。

#### 1.5.8 小结

总体看来，项目采用优化的井、站场和管网设计方案，减少井、站场和管线工程等的工程量和占地面积，以减少对评价区植被的破坏和水土流失。从环境保护角度看，产建工程总体布局合理；井场、管线等选址、选线总体可行。

### 1.6 关注的主要环境问题及环境影响

(1) 本项目施工期需关注施工扬尘、各类施工废水、固体废物的环境影响及处置措施，钻井施工对地下水的影响以及管线穿跨越施工对河流环境的影响及减缓措施可行性，同时应关注施工对土壤、动植物、土地利用等的影响以及提出的生态保护措施可行性。

(2) 本项目运行期需关注站场加热炉烟气、集输过程无组织烃类排放、伴生气利用、道路扬尘、油田采出水、措施返排液、井场站场噪声以及落地油、含油污泥等的环境影响及污染防治措施的可行性。

(3) 根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目建设对生态环境、地下水环境、土壤环境及环境风险的影响，兼顾其它环境影响，根据预测可能造成环境影响的范围和程度，有针对、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施及环境风险防范措施。

(4) 本项目开发井区周边分布有多处饮用水水源保护区，尤其存在巴家咀水库饮用

水水源保护区，水环境相对敏感。地方政府和建设单位高度重视水源地的保护工作，经过多年的开发管理，项目在部署产建方案时对水源地采取了避让措施，针对施工和运行过程中的水源地保护，评价重点关注对水源地的影响以及提出的污染防治措施和风险防

## 1.7 主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策，符合国家和地方的相关规划要求。在严格按照“三同时”制度落实工程设计、环评报告提出的各项污染防治措施、生态保护、恢复和补偿措施以及风险防范措施，并强化环境管理后，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部得到合理处置，对生态环境的影响可降低到当地环境能够容许的程度，满足评价区各环境功能区划要求。从环境影响角度分析，项目建设可行。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 评价任务依据

《环境影响评价委托书》，长庆油田分公司第十一采油厂，2022 年 1 月 7 日（附件 1）。

#### 2.1.2 法律依据

- (1)《中华人民共和国环境保护法》，2014 年 4 月 24 日修订；
- (2)《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日修订；
- (3)《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (4)《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 27 日修订；
- (5)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2021 年 12 月 24 日修订；
- (6)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修订；
- (7)《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；
- (8)《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 2 月 29 日修订；
- (9)《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (10)《中华人民共和国节约能源法》，2016 年 7 月 2 日修订；
- (11)《中华人民共和国土地管理法》，2019 年 8 月 26 日修订；
- (12)《中华人民共和国城乡规划法》，2019 年 4 月 23 日修订；
- (13)《中华人民共和国水法》，2016 年 7 月 2 日修订；
- (14)《中华人民共和国水土保持法》，2010 年 12 月 25 日修订；
- (15)《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日修订；
- (16)《中华人民共和国野生动物保护法》，2016 年 7 月 2 日修订；
- (17)《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，2010 年 10 月 1 日施行。

#### 2.1.3 法规依据

- (1)《建设项目环境保护管理条例》，中华人民共和国国务院令第 682 号，2017 年 7 月 16 日修订；
- (2)《中华人民共和国野生植物保护条例》，中华人民共和国国务院令第 687 号，2017 年 10 月 7 日修订；
- (3)《土地复垦条例》，中华人民共和国国务院令第 592 号，2011 年 3 月 5 日施行；

(4)《中华人民共和国河道管理条例》，中华人民共和国国务院令第 698 号，2018 年 3 月 19 日修订；

(5)《地质灾害防治条例》，中华人民共和国国务院令第 394 号，2004 年 3 月 1 日施行；

(6)《地下水管理条例》，中华人民共和国国务院令第 748 号，2021 年 12 月 1 日施行。

#### 2.1.4 部门规章依据

(1)《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》，国发〔2005〕39 号；

(2)《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号；

(3)《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》，国发〔2000〕38 号；

(4)《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，国发〔2013〕37 号；

(5)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17 号；

(6)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》，国发〔2016〕31 号；

(7)《国务院关于印发“十三五”节能减排综合性工作方案的通知》，国发〔2016〕74 号；

(8)《国务院关于印发“十三五”控制温室气体排放工作方案的通知》，国发〔2016〕61 号；

(9)《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，国家发展和改革委员会令 2019 第 29 号；

(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；

(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；

(12)《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，环境保护部令第 16 号；

(13)《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号；

(14)《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506 号；

(15)《突发环境事件应急预案管理暂行办法》，环境保护部令第 34 号；

(16)《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》，环大气〔2017〕121 号；

(17)《国家危险废物名录（2021 年版）》，环境保护部令第 15 号；

(18)《关于进一步支持甘肃经济社会发展的若干意见》，国办发〔2010〕29 号；

(19)《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。

### 2.1.5 地方性法规

(1)《甘肃省环境保护条例》，2020年1月1日施行；

(2)《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》，2019年11月29日修订；

(3)《甘肃省大气污染防治条例》，2019年1月1日施行；

(4)《甘肃省人民政府关于贯彻落实国务院大气污染防治行动计划的实施意见》，甘政发(2013)93号；

(5)《甘肃省人民政府关于对庆阳市城市饮用水水源保护区划分调整的批复》，甘政函(2010)100号；

(6)《关于进一步加强饮用水水源地环境保护工作的通知》，甘环发(2014)226号；

(7)《庆阳市环境保护局关于进一步加强饮用水源环境保护工作的意见》，庆环发(2014)324号；

(8)《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，甘政发(2016)59号；

(9)《甘肃省水污染防治工作方案》，甘政发(2015)103号；

(10)《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》，庆政函(2018)4号；

(11)《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南(试行)》，庆环发(2018)115号；

(12)《庆阳市生态环境局关于<陇东油区油田采出水回注执行企业标准的请示>的复函》，庆环函(2020)20号(附件4-1)；

(13)《甘肃省生态环境厅关于<庆阳市生态环境局关于长庆油田分公司陇东油田采出水执行标准的申请>的复函》，甘环函(2020)9号(附件4-2)；

(14)《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》，庆政函(2020)89号；

(15)《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》，庆环发【2021】29号；

(16)《关于进一步加强油田开发采出水、措施液处理设施运行管理的通知》，庆环发【2021】110号。

### 2.1.6 环保政策

- (1)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环保部公告 2012 年第 18 号；
- (2)《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。

### 2.1.7 相关规划

- (1)《“十三五”生态环境保护规划》，国发〔2016〕65 号；
- (2)《全国地下水污染防治规划（2011-2020 年）》，2011 年 10 月；
- (3)《甘肃省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021 年 3 月；
- (4)《甘肃省“十三五”环境保护规划》，2016 年 9 月；
- (5)《甘肃省“十三五”循环经济发展规划》
- (6)《甘肃省“十三五”能源发展规划》
- (7)《甘肃省循环经济总体规划》，国函〔2009〕150 号；
- (8)《甘肃省地表水功能区划（2012-2030）》，甘政函〔2013〕4 号；
- (9)《甘肃省矿产资源总体规划（2016-2020）》，甘政办发〔2017〕159 号；
- (10)《甘肃省生态保护与建设规划》（2014-2020），甘肃省人民政府，2015 年 4 月；
- (11)《甘肃省主体功能区规划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月；
- (12)《甘肃省生态功能区划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月。
- (13)《甘肃省土地利用总体规划（2000-2030）》；
- (14)《庆阳市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021 年 4 月》；
- (15)《庆阳市环境保护“十三五”规划》，庆政办发〔2017〕17 号；
- (16)《庆阳市城市供水饮用水源地保护区划分技术报告》，甘肃省地质环境监测院，2010 年 10 月；
- (17)庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2016-2020 年）
- (18)《甘肃省庆阳市生态市建设规划》（2009-2020）；
- (19)《陇东油区“十三五”发展规划》，2016 年 8 月；
- (20)《陇东能源基地开发规划》（2012-2020 年）。

### 2.1.8 评价技术规范

- (1)《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2)《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；



- (3)《环境影响评价技术导则-地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (4)《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)；
- (5)《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009)；
- (6)《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2011)；
- (7)《环境影响评价技术导则-土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；
- (8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (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/T349-2007)；
- (10)《生态环境状况评价技术规范》(HJ/T192-2015)；
- (11)《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)；
- (12)《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；
- (13)《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ 2025-2012)；
- (14)《企业突发环境事件风险分级方法》(HJ941-2018)；
- (15)《输油管线工程设计规范》(GB50253-2014)；
- (16)《石油和天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)；
- (17)《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T6629-2005)；
- (18)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，(DZ/T0317-2018)；
- (19)《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005)；
- (20)《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)；
- (21)《油田采出水处理设计规范》(GB50428-2015)；
- (22)《废弃水基钻井液及岩屑泥浆池原位处理技术规范》(Q/SY CQ 08003-2018)；
- (23)《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》(Q/SY CQ 08004-2018)；
- (24)《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》(Q/SY CQ 08010-2019)；
- (25)《长庆油气田绿化技术规定》；
- (26)《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)，(附件 5)
- (27)《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》(Q/SY 1190-2013)；
- (28)《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)；
- (29)《排污许可证申请与核发技术规范工业固体废物(试行)》(HJ1200-2021)；
- (30)《危险废物转移管理办法》
- (31)《危险废物排除管理清单(2021 年版)》
- (32)《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)；
- (33)《重点排污单位名录管理规定(试行)》；

- (34) 《建设用地土壤污染状况调查技术导则》(HJ 25.1-2019)；
- (35) 《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》(HJ 25.2-2019)；
- (36) 《建设用地土壤污染风险评估技术导则》(HJ 25.3-2019)。

### 2.1.9 项目文件

- (1)《关于下达 2021 年第一批业务发展投资实施计划的通知》，长油（2021）20 号，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司（附件 2）；
- (2)《长庆油田第十一采油厂 2021 年产建地面工程初步设计方案》，长庆工程设计有限公司，2021 年 1 月；
- (3)《长庆油田第十一采油厂 2021 年产建地面工程总说明书》，长庆工程设计有限公司，2021 年 3 月；
- (4)《长庆油田分公司第十一采油厂 2021 年产能建设工程环境现状监测报告》，华鼎检测 X2103058 号，甘肃华鼎环保科技有限公司，2021 年 6 月 11 日，（附件 6）；
- (5)现有工程涉及的产建环评批复及竣工环保验收意见；
- (6)建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

### 2.1.10 引用资料

- (1) 涉及本次扩建井区和依托站场的历年产能建设工程环境影响报告书；
- (2) 涉及本次扩建井区和依托站场的历年产能建设工程竣工环保调查报告；
- (3)涉及监测数据引用的其它厂的报告。

## 2.2 评价目的及原则

分析、掌握评价区环境质量现状及主要环境问题，确定环境影响要素和污染因子。分析项目施工和运行过程中的环境影响，完善施工期、运行期的污染防治和生态保护措施，对拟采取的环保措施进行分析论证。从环保角度对项目的可行性作出结论，为环境污染防治提供依据，降低对环境的不利影响，以利于评价区经济、社会、环境可持续发展。

## 2.3 环境功能区划及评价标准

### 2.3.1 环境功能区划

评价区各要素环境功能区划如下，具体见表 2.3.1-1。

#### (1) 环境空气

本项目评价范围内主要为农村地区及乡镇居民集中居住区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

## (2) 地表水

评价区主要河流为蒲河及其支流白家川河、康家河，泾河支流，依据《甘肃省地表水功能区划（2012—2030 年）》，评价河段水功能区划具体见表 2.3.1-1 及图 2.3.1-1。

## (3) 地下水

评价区域地下水主要用于乡镇集中式生活饮用水水源及工、农业用水。因此，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）规定，评价区地下水环境功能为 III 类。

## (4) 声环境

项目开发区域主要为分散居住的农村环境，根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中对声环境功能区划的规定，各井区站场、道路、管线周边 200m 范围内的居民点为 2 类功能区。

## (5) 生态环境

依据《甘肃省生态功能区划》，本项目各井区均位于黄土高原农业生态区中宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区中的黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区和环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区范围内，具体见图 2.3.1-2；根据《庆阳市生态市建设规划》（2009-2020），本项目各井区所在区域生态功能区划见表 2.3.1-1 及图 2.3.1-3。

表 2.3.1-1 项目区环境功能区划

环境要素	保护对象	功能区划
地表水	巴家咀水库水源地	II 类水体
	蒲河流域	康家河 蒲河（三岔-巴家咀水库段） III 类水体（蒲河镇原、西峰饮用水源区）
地下水	机井、人饮工程	III 类（III 类水以生活饮用水卫生标准为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水）
环境空气	评价区范围内的居民	《环境空气质量标准》二类功能区
声环境	站场、道路、管线周边 200m 范围内居民	《声环境质量标准》中 2 类功能区
生态	项目所在区域生态环境	庆阳市中西部丘陵沟壑农牧业工矿型产业发展功能区（I2-5） 庆阳市西南部高原沟壑生态恢复治理功能区（I3-2）

## 2.3.2 评价标准

### 2.3.2.1 环境质量标准

#### (1) 环境空气质量标准

基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；特征因子非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准》详解，H<sub>2</sub>S 执行《环境影响评价技术导则

大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D, 标准值见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境空气质量标准

标准来源	评价因子	评价时段	标准值	单位
《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>
		24小时平均	150	
		1小时平均	500	
	NO <sub>2</sub>	年平均	40	
		24小时平均	80	
		1小时平均	200	
	CO	24小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>
		1小时平均	10	
	O <sub>3</sub>	日最大8小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>
		1小时平均	200	
	TSP	24小时平均	300	
	PM <sub>10</sub>	年平均	70	
24小时平均		150		
PM <sub>2.5</sub>	年平均	35		
	24小时平均	75		
《大气污染物综合排放标准》详解	非甲烷总烃	1小时平均	2	mg/m <sup>3</sup>
《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D	H <sub>2</sub> S	1小时平均浓度	10	μg/m <sup>3</sup>

(2) 地表水环境质量标准

本项目评价范围内的地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II类、III类, 标准值见表 2.3.2-2。其中, 白家川河、康家河及蒲河(三岔-巴家咀水库)执行 III类标准; 马莲河(洪德站-入泾河口)执行 IV类标准。

表 2.3.2-2 地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	项目	单位	标准限值		
			II类标准	III类标准	IV类标准
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) II类、III类及IV类标准	高锰酸盐指数	mg/L	≤4	≤6	≤10
	BOD <sub>5</sub>		≤3	≤4	≤6
	氨氮		≤0.5	≤1.0	≤1.5
	石油类		≤0.05	≤0.05	≤0.5
	COD		≤15	≤20	≤30
	总磷		≤0.1	≤0.2	≤0.3
	氟化物		≤1.0	≤1.0	≤1.5
	六价铬		≤0.05	≤0.05	≤0.05

(3) 地下水环境质量标准

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值, 见表 2.3.2-3。

表 2.3.2-3 地下水质量标准

标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	pH 值	无量纲	6.5~8.5
	总硬度	mg/L	≤450
	溶解性总固体		≤1000
	耗氧量 (CODMn)		≤3.0
	硫酸盐		≤250
	氯化物		≤250
	钠		≤200
	氨氮		≤0.50
	硝酸盐		≤20.0
	亚硝酸盐		≤1.00
	挥发性酚类		≤0.002
	氟化物		≤1.0
	氰化物		≤0.05
	铁		≤0.3
	锰		≤0.10
	铅		≤0.01
	汞		≤0.001
	砷		≤0.01
镉	≤0.005		
铬(六价)	≤0.05		
总大肠菌群	CFU/100ml	≤3.0	
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	石油类	mg/L	≤0.05

## (4) 声环境质量标准

执行《声环境质量噪声标准》(GB3095-2008)中 2 类标准,见表 2.3.2-4。

表 2.3.2-4 声环境质量标准 单位: dB(A)

标准名称及类别	项目	标准值	
		昼间	夜间
《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准	等效连续 A 声级	60	50

## (5) 土壤环境质量标准

项目建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中“第二类用地”筛选标准,其他土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他”土壤污染风险筛选值,具体见表 2.3.2-5。

表 2.3.2-5 土壤环境质量标准 单位: mg/kg (pH 除外)

标准名称及级(类)别	项目	评价因子	筛选值	管制值
《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)	重金属和无机物	砷	60	140
		镉	65	172
		铬(六价)	5.7	78
		铜	18000	36000

《土壤环境质量-农用地土壤		铅	800	2500
		汞	38	82
		镍	900	2000
	挥发性有机物	四氯化碳	2.8	36
		氯仿	0.9	10
		氯甲烷	37	120
		1, 1-二氯乙烷	9	100
		1, 2-二氯乙烷	5	21
		1, 1-二氯乙烯	66	200
		顺-1, 1-二氯乙烯	596	2222
		反-1, 1-二氯乙烯	54	163
		二氯甲烷	616	2000
		1, 2-二氯丙烯	5	47
		1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	100
		1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	50
		四氯乙烯	53	183
		1, 1, 1-三氯乙烷	840	840
		1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	15
		三氯乙烯	2.8	20
		1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	5
		氯乙烯	0.43	4.3
		苯	4	40
		氯苯	270	1000
		1, 2-二氯苯	560	560
		1, 4-二氯苯	20	200
		乙苯	28	280
		苯乙烯	1290	1290
		甲苯	1200	1200
		间二甲苯+对二甲苯	570	570
		邻二甲苯	640	640
		半挥发性有机物	硝基苯	76
	苯胺		260	663
	2-氯酚		2256	4500
	苯并(a) 蒽		15	151
	苯并(a) 芘		1.5	15
	苯并(b) 荧蒽		15	151
	苯并(k) 荧蒽		151	1500
	蒽		1293	12900
	二苯并(a, h) 蒽		1.5	15
	蒽并(1, 2, 3-cd) 芘		15	151
	萘		70	700
	石油烃类	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	4500	9000
镉	pH>7.5	其它	0.6	4.0

污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）	汞	其它	3.4	6.0
	砷	其它	25	100
	铅	其它	170	1000
	铬	其它	250	1300
	铜	其它	100	/
	镍	/	190	/
	锌	/	300	/

### 2.3.2.2 污染物排放标准

#### (1) 废气

扬尘执行《大气污染综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放限制；加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）新建燃气锅炉排放浓度限值。站场厂界非甲烷总烃无组织排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求，H<sub>2</sub>S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中二级标准，具体见表 2.3.2-6。

表 2.3.2-6 运行期大气污染物排放标准

标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《锅炉大气污染物排放标准》 （GB 13271-2014） 新建燃气锅炉排放浓度限值	颗粒物	mg/m <sup>3</sup>	20
	二氧化硫		50
	氮氧化物		200
	烟气黑度	（林格曼黑度，级）	1
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求	非甲烷总烃	无组织排放监控浓度限值（mg/m <sup>3</sup> ）	4.0
《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中二级标准	H <sub>2</sub> S	无组织排放监控浓度限值（mg/m <sup>3</sup> ）	0.06
《大气污染综合排放标准》（GB 16297-1996）中表 2 新建污染源	颗粒物	无组织排放监控浓度限值（mg/m <sup>3</sup> ）	1.0

钻井期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三阶段的标准限值，具体见表 2.3.2-7。

表 2.3.2-7 施工期非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功( $P_{max}$ ) (kW)	CO (g/kW·h)	HC (g/kW·h)	NO <sub>x</sub> (g/kW·h)	HC+ NO <sub>x</sub> (g/kW·h)	PM (g/kW·h)	NH <sub>3</sub> (ppm)	PN (#/kW·h)
第三阶段	$P_{max} > 560$	3.5	—	—	6.4	0.20	—	—
	$130 \leq P_{max} \leq 560$	3.5	—	—	4.0	0.20	—	—
	$75 \leq P_{max} < 130$	5.0	—	—	4.0	0.30	—	—
	$37 \leq P_{max} < 75$	5.0	—	—	4.7	0.40	—	—
	$P_{max} < 37$	5.5	—	—	7.5	0.60	—	—
第四阶段	$P_{max} > 560$	3.5	0.40	3.5, 0.67 <sup>a</sup>	—	0.10	25 <sup>b</sup>	—
	$130 \leq P_{max} \leq 560$	3.5	0.19	2.0	—	0.025		$5 \times 10^{12}$
	$56 \leq P_{max} < 130$	5.0	0.19	3.3	—	0.025		
	$37 \leq P_{max} < 56$	5.0	—	—	4.7	0.025		
	$P_{max} < 37$	5.5	—	—	7.5	0.60		

<sup>a</sup>适用于可移动式发电机组用  $P_{max} > 900\text{kW}$  的柴油机。  
<sup>b</sup>适用于使用反应剂的柴油机。

## (2) 废水

本项目污废水主要包括生活污水、油田采出水和作业废水，均不外排。

## ① 生活污水

本项目不新增劳动定员，不增加生活污水。

## ② 油田采出水和作业废水（措施返排液）

根据《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014），“油田采出水”是油田开采过程中产生的含有原油的水，经净化处理后可重新注回油层作驱油剂使用，是注水水源之一。由此可见，本项目中油田采出水按用途应列为工艺用水。此外，项目作业废水处理后就全部回注油层，与油田采出水性质相似、用途相同，也属于工艺用水。

《甘肃省生态环境厅关于《庆阳市生态环境局关于长庆油田分公司陇东油田采出水执行标准的请示》的复函（甘环函〔2020〕9号）中明确：采出水回注采油目的层属于工艺用水，满足生产工艺水质要求《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）即可回注原采出层。

该标准中针对不同平均空气渗透率的回注水质指标如下：

表 2.3.2-8 陇东油田采出水回注主要水质指标（节选）

油藏类型	超低渗透	特低~低渗透	中高渗透
平均空气渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$\leq 1.0$	$> 1.0 \sim \leq 50$	$> 50$
控制 含油量, mg/L	$\leq 30.0$	$\leq 40.0$	$\leq 50.0$



指标	悬浮固体含量, mg/L	≤30.0	≤40.0	≤50.0
	悬浮物颗粒直径中值 um		≤5.0	
	SRB 个/mL		≤n×10 <sup>1</sup>	
	TGB 个/mL		≤n×10 <sup>2</sup>	
	IB 个/mL		≤n×10 <sup>2</sup>	

根据设计资料, 各回注层系平均空气渗透率见表 2.3.2-9。

表 2.3.2-9 项目各开发井区回注层平均空气渗透率

序号	层系	空气渗透率 / $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	油层类型	涉及井区	备注
1	侏罗系延 7	8.2	特低~低渗透	探井	依托现有采出水处理系统
2	侏罗系延 8	12.3	特低~低渗透		依托现有采出水处理系统
3	侏罗系延 9	10.9	特低~低渗透		依托现有采出水处理系统
4	长 3	2.0~5.0	特低~低渗透		依托现有采出水处理系统
5	长 8	1.2~1.4	特低~低渗透	镇 413、武 18	依托现有采出水处理系统

结合表 2.3.2-9, 本项目不同层系原油采出水回注指标见表 2.3.2-10。

表 2.3.2-10 本项目采出水及措施返排液回注水质主要控制指标

标准名称及级(类)别	层系	油层类型	评价因子	标准值	
				单位	限值
《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)	依托既有涉及三叠系长 7 油层的采出水处理站	超低渗透	悬浮物	mg/L	≤30.0
			含油量		≤30.0
	其余区块	特低~低渗透	悬浮物	mg/L	≤40.0
			含油量		≤40.0
	所有区块	特低~低渗透、超低渗透	悬浮物颗粒直径中值	um	≤5.0
			SRB	个/mL	≤n×10 <sup>1</sup>
			TGB	个/mL	≤n×10 <sup>2</sup>
			IB	个/mL	≤n×10 <sup>2</sup>
			平均腐蚀率	mm/a	≤0.076

除上述水质控制指标外, 回注过程还应执行《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》(Q/SY CQ 08004-2018) 有关要求。该规范规定了油田采出水回注的注水井布井、目的层、回注水、井筒、地下水水质监测、运行管理、注水井废弃等地下水环境保护技术要求。

### (3) 噪声

厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类和 4 类标准; 施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 相应标准, 标准值见表 2.3.2-11。

表 2.3.2-11 噪声排放标准 单位: dB(A)

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值		
		单位	限值	
《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)	噪声 dB(A)	昼间	70	
		夜间	55	
《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)	噪声 dB(A)	一般厂界 (2类)	昼间	60
			夜间	50
		交通干线 (4类)	昼间	70
			夜间	55

## (4) 固体废物

一般工业固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020); 危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其 2013 年修改单中有关规定。

## 2.4 环境影响因素识别与评价因子筛选

## 2.4.1 项目影响环境要素的程度及性质识别

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析, 工程在施工期、运行期、闭井期影响周围环境的因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境、固体废物等。

## 2.4.1.1 施工期环境影响因素识别及筛选

施工期的环境影响主要表现为生态环境影响, 主要为钻井作业和地面设施建设, 如原构筑物和设备拆除、场地清理、钻井施工、交通运输、安装建设、材料堆放等活动, 主要对生态环境产生一定不利影响, 主要体现在施工扬尘、施工机械废气、噪声、钻井废水、钻井泥浆、岩屑等对周围大气、声环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、水土保持等的影响以及施工期占用土地、破坏土壤、地表植被等对野生动植物的影响。

本工程施工期环境影响因素识别及筛选见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 施工期环境影响因素识别及筛选矩阵

要素 施工阶段		自然环境					生态环境			环境 风险	
		环境 空气	地表 水	地下 水	声环 境	固体废 物	土壤环 境	水土 保持	野生 植物		野生 动物
施工 期	原构筑物 和设备拆 除	-1	-1	/	-1	-2	-1	/	/	/	/
	场地清理	-2	-1	/	-1	/	-1	-2	-2	-1	/
	钻井施工	-1	/	-1	-2	-2	-1	-1	/	/	-1
	交通运输	-1	-1	/	-1	/	/	/	-1	/	/
	安装建设	-1	/	/	/	-1	/	/	/	/	/
	材料堆放	-1	/	/	/	/	/	/	-2	/	/

注: 3-重大影响; 2-中等影响; 1-轻微影响; “-”-不利影响

## 2.4.1.2 运行期环境影响因素识别及筛选

运行期，正常工况条件下，污染物产生主要集中在各站场、修井井场，如站场加热炉废气、集输无组织烃类排放、运行期运输车辆扬尘、油田采出水处理、措施返排液处理、井场站场噪声以及落地油、含油污泥对周围大气、声环境、地表水环境、地下水、土壤环境的影响。与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。本工程运行期环境影响因素识别及筛选见表 2.4.1-2。

表 2.4.1-2 运行期环境影响因素识别及筛选矩阵

要素 施工阶段		自然环境					生态环境			环境风险
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	水土保持	野生植物	
运行期	采油作业	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	措施作业	-1	/	-1	-1	-1	-1	/	/	/
	管线集输	/	/	/	/	/	/	/	-1	/
	拉油点	-2	/	/	-2	-1	/	/	/	/
	采出水回注	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	危废暂存	/	/	/	/	-1	/	/	/	/
	危废运输	/	-1	/	/	/	/	/	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”——不利影响

## 2.4.1.3 闭井期环境影响因素识别及筛选

闭井期原油产量明显下降，油水井相继关闭，因此油田闭井期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低。闭井期环境的影响主要表现为站场拆除采油设备、井场封井、管道拆除等施工活动，施工活动将造成一定程度的水土流失、产生少量落地原油等。工程闭井期环境影响因素识别及筛选见表 2.4.1-3。

表 2.4.1-3 闭井期环境影响因素识别及筛选矩阵

要素 施工阶段		自然环境					生态环境			环境风险
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	水土保持	野生植物	
闭井期	车辆运输	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/
	井场	/	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	集输管线	-1	/	/	-1	/	/	/	-1	/
	站场	-1	/	/	-1	-1	/	/	-1	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”——不利影响

## 2.4.1.4 影响环境要素性质的识别

采用环境影响性质识别表对工程影响环境的性质进行识别。影响性质分不利影响和有利影响，长期影响和短期影响，可逆影响与不可逆影响，局部影响与广泛影响，识别结果见表 2.4.1-4。

表 2.4.1-4 项目建设工程对环境影响的性质分析

环境分析 环境资源		不利影响					有利影响				
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	广泛	局部
自然 环境	环境空气	✓	/	✓	/	✓	/	/	/	/	/
	地表水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	地下水	/	✓	/	✓	/	/	/	/	/	/
	声环境	✓	✓	✓	✓	✓	/	/	/	/	/
	水土流失	✓	/	/	/	✓	/	/	/	/	/
	土壤	/	✓	/	✓	✓	/	/	/	/	/
生态	野生植被	✓	✓	✓	/	✓	/	/	/	/	/
	野生动物	✓	/	✓	/	✓	/	/	/	/	/

据表 2.4.1-4, 本项目对环境要素不利影响主要表现在地下水、水土流失、环境空气、声环境等方面, 这些影响大部分是短期局部可逆影响, 项目服役期满影响基本可以消除。

#### 2.4.1.5 环境影响因子识别

项目各阶段的环境影响因子不同, 根据工程分析和开发工艺, 施工期、运行期和闭井期环境影响因子见表 2.4.1-5。

表 2.4.1-5 环境影响因子识别

开发施工阶段		主要环境影响因子						环境风险
		气	水	噪声	固废	生态	土壤	
施工期	道路建设	扬尘	/	设备噪声	/	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	设备运输	扬尘	/	交通噪声	/	/	/	/
	原有构筑物、设备拆除	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾、废弃设备	/	/	/
	土方开挖	扬尘	/	机械噪声	弃土	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	设备安装与拆卸	/	/	设备噪声		/	/	/
	钻井作业	柴油机废气	COD、石油类	设备噪声	钻井岩屑、含油岩屑、废旧蓄电池	/	落地油	井喷
	措施作业	柴油机废气	SS、COD	设备噪声	落地油、废旧蓄电池	/	落地油	/
	管线敷设	扬尘	试压废水中 SS	机械噪声	/	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	井喷(事故情况)	烃类气体	/	/	泥浆	/	落地油	井喷

运行期	井场	烃类气体	/	/	落地油、含油污泥	/	落地油	/
	站场	烃类气体、烟气	采出水、措施返排液、反冲洗废水	泵类、空压机、锅炉噪声	含油污泥、废滤料、其他固废	/	采出水、措施返排液、反冲洗废水、含油污泥、废滤料、烃类气体	储罐、事故油箱等泄漏、火灾爆炸
	采油管线爆裂(事故)	烃类气体	/	/	落地油、含油污泥	烃类气体对植被影响	泄漏	泄漏、火灾爆炸
	注水管线爆裂(事故)	烃类气体	泄露回注水进入水环境	/	含油污泥	烃类气体对植被影响	泄漏	泄漏
闭井期	井场	烃类气体、扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/	/	/
	站场	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/	/	/
	采油管线	扬尘	/	机械噪声	锈蚀管线	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	其它					植被恢复	/	/

### 2.4.2 评价因子筛选

根据石油天然气开发项目特点、环境影响的主要特征，结合评价区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，筛选确定评价因子，筛选结果见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 评价因子筛选结果表

环境要素	专题设置	评价因子
大气	现状评价	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、PM <sub>10</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、非甲烷总烃
	影响评价	SO <sub>2</sub> 、PM <sub>10</sub> 、NO <sub>x</sub> (以 NO <sub>2</sub> 表征) 非甲烷总烃、TSP
地表水	现状评价	pH 值、石油类、COD、SS、BOD <sub>5</sub> 、硫化物、氨氮和挥发酚
	影响评价	依托既有设施的可行性
地下水	现状评价	地下水：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、苯、甲苯、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、石油类、K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 包气带：pH、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物
	影响评价	石油类
噪声	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
固体废物	影响评价	废弃钻井泥浆岩屑、生活垃圾、废矿物油、废蓄电池等的处理或处置措施
土壤环境	现状评价	①重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；②挥发性有机物：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；

		③半挥发性有机物：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。④特征因子：石油烃、含盐量
	影响评价	石油烃、含盐量
生态环境	现状评价	土地利用、植被类型、土壤侵蚀、动物资源、生态系统等
	影响评价	工程占地、水土流失、植被、土壤、动物
环境风险	影响评价	大气：非甲烷总烃、硫化氢、CO、SO <sub>2</sub> ；地表水：石油类；地下水：石油类

## 2.5 评价工作等级及评价范围

### 2.5.1 生态环境

#### (1) 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，同时依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)生态环境影响评价工作级别划分判据，生态环境评价工作等级判定依据如 2.5.1-1 所示。

表 2.5.1-1 生态影响评价工作等级划分表

评价工作等级判据	影响区域生态敏感性	工程占地(水域)范围		
		面积≥20km <sup>2</sup> 或长度≥100km	面积 2km <sup>2</sup> ~20km <sup>2</sup> 或长度 50km~100km	面积≤2km <sup>2</sup> 或长度≤50km
	特殊生态敏感区	一级	一级	一级
	重要生态敏感区	一级	二级	三级
	一般区域	二级	三级	三级
本项目情况	一般区域	井区油气集输管线总长 12.93km(并行管线采用同沟敷设)，道路工程总长 1.65km，工程占地约 10.57hm <sup>2</sup> <2km <sup>2</sup>		
项目判定结果		三级		

项目影响区域内无风景名胜区、森林公园等《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ 19-2011)中规定的重要生态敏感区，从影响区域的生态敏感性上分类，属一般区域。工程占地(包括永久占地及临时占地)范围0.1057km<sup>2</sup><2km<sup>2</sup>，主要输油、注水管线总长12.93km(注水管线12.93km同沟敷设)，井场道路1.65km，总长小于50km。据此，按照用地面积判定，项目生态环境评价等级为三级；按照线性工程长度判定，项目生态环境评价等级为三级，最终判定本项目生态评价工作等级为三级。同时，根据生态导则，既有探井井场不新增占地，只进行生态影响评价。

#### (2) 评价范围

参考《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)规定，生态影响评价范围取各井区外扩 2km 范围，管线、道路工程评价范围取两侧各 0.2km。评价范围总面积约 61.108km<sup>2</sup>，详见生态章节。

## 2.5.2 环境空气

### (1) 评价工作等级

运行期大气污染源主要是新建拉油点加热炉烟气以及原油开采（井场）、集输（拉油点）无组织排放的烃类气体。主要污染物包括 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物和甲烷总烃。采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中 Aerscreen 估算模型对主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，评价因子和标准见表 2.5.2-1，判别依据见表 2.5.2-2。判定结果见表 2.5.2-3。

表 2.5.2-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/(mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
SO <sub>2</sub>	1 小时平均	0.5	《环境空气质量标准》 GB3096-2012 二级
PM <sub>10</sub>	24 小时平均	0.15	
NO <sub>x</sub>	1 小时平均	0.25	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	《大气污染物排放标准详解》
硫化氢	1 小时平均	0.01	《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D

表 2.5.2-2 评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P <sub>max</sub> ≥10%
二级	1%≤P <sub>max</sub> < 10%
三级	P <sub>max</sub> ≤1%

表 2.5.2-3 主要大气污染物最大地面浓度占标率

污染源		污染物	最大落地浓度 Ci (ug/m <sup>3</sup> )	P <sub>max</sub> (%)	评价等级
有组织排放	武 18 拉油点 120kW 加热炉	SO <sub>2</sub>	5.6362	1.1272	二级
		NO <sub>x</sub>	17.863	7.1452	
		颗粒物	3.5226	0.7828	
	庆 96 拉油点 120kW 加热炉	SO <sub>2</sub>	2.58765	0.51755	二级
		NO <sub>x</sub>	11.6445	4.6578	
		颗粒物	1.6173	0.3594	
无组织排放	武 18 拉油点	非甲烷总烃	77.6360	3.8818	二级
	镇 413 拉油点	非甲烷总烃	8.3577	0.4179	三级

根据评价等级判定依据，各站场加热炉废气污染物最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 10%，评价工作等级为二级；站场无组织排放非甲烷总烃最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 10%，评价工作等级为二级。因此，确定本项目整体环境空气评价等级确定为二级。

### (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），项目各污染源的环境空气评价范围为：以各场站为中心，边长 5km 的矩形范围，武 18 拉油点大气评价范围见图 2.7.2-3。

### 2.5.3 地表水

#### (1) 评价工作等级

本项目运行期生产废水（采出水和措施返排液）全部依托现有设施处理达标后作为工艺用水回用，不排放到外环境。根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水影响按照三级 B 评价，主要进行影响分析。划分依据见表 2.5.3-1。

表 2.5.3-1 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m <sup>3</sup> /d) 水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	/

本项目运行期生产废水（采出水和措施作业废水）全部处理达标后回注油层，不外排。因此，根据导则要求，按本项目地表水评价等级为三级 B，主要进行影响分析。

#### (2) 评价范围

重点分析依托采出水、措施返排液处理设施的环境可行性。

### 2.5.4 地下水

#### (1) 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中评价工作等级划分标准（表 2.5.4-1），本项目地下水环境影响评价工作等级为二级（地下水环境影响评价工作等级详细判定过程详见 9.1.2 节）。

表 2.5.4-1 地下水环境影响评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

表 2.5.4-2 评价工作等级划分

项目类别		敏感区	较敏感区	不敏感区	评价等级
I类项目	石油开采（井场、站场等）	/	/	√	二级
II类项目	石油管线	/	/	√	三级

#### (2) 评价范围

① 对于集输管线，将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

② 对于井场（含拉油点）的评价范围，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，“当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定”，因此本次评价选取公式计算法



确定评价范围。根据 9.1.1 章节公式(1), T 取 5000d, 带入其他参数值后计算得  $L=307\text{m}$  (为取得最大值, 以第四系黄土含水层为准)。由于该项目场地分散, 地下水流向多变, 因此本次评价考虑以各站场、井场下游 307m, 两侧及上游 155m 的范围作为评价范围。(计算过程见 9.1.1)。

地下水调查范围: 项目所在地相对完整的水文地质区块或水文地质单元, 具体见图 9.1.2-1。调查范围的确定综合考虑了拟建项目布局及区域地下水系统特征。

### 2.5.5 声环境

#### (1) 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则声环境》(HJ 2.4-2009) 中评价工作分级规定, 并结合项目污染特点及周边环境特征, 确定本项目声环境影响评价工作等级为二级, 具体判定详见表 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 声环境等级判定分级依据分析表

判别依据	声环境功能	项目建设前后噪声级的变化程度	受噪声影响范围内的人口
一级评价	0 类	增高量 $>5\text{dB(A)}$	显著增多
二级评价	1 类、2 类	$3\text{dB(A)}\leq\text{增高量}\leq 5\text{dB(A)}$	增加较多
三级评价	3 类、4 类	增高量 $<3\text{dB(A)}$	变化不大
本项目	2 类	$<3\text{dB}$	变化不大
评价等级	根据现场调查, 本项目所在区域声环境功能为 2 类, 评价等级定为二级		

评价区属《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 2 类声环境功能区, 项目噪声影响主要集中在施工期。运行期噪声源较少, 且影响范围仅限于站场和井场内部, 开发前后评价范围敏感目标噪声级增量 $<3\text{dB(A)}$ , 受影响的人口变化小。按《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ 2.4-2009) 要求, 确定声环境影响评价工作等级为二级。

#### (2) 评价范围

本项目声环境影响评价范围取井、站场厂界外 1m 至 200m 范围, 新建管线、道路工程取两侧 200m 范围。

### 2.5.6 土壤环境

#### (1) 项目影响类型

本项目的土壤环境影响类型兼有污染型影响型和生态影响型, 污染影响途径主要是污染物经大气沉降和非正常状况下的垂直入渗, 生态影响型主要为地下水水位变化引起的土壤盐化。

#### (2) 评价工作等级

##### ① 土壤污染影响型评价工作等级

根据土壤环境影响评价项目类别表，“石油开采”和“石油输送管线”分别属于I类和II类项目。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.5.6-1、表 2.5.6-2。

表 2.5.6-1 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感程度									
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	/	/

表 2.5.6-2 污染影响型敏感程度分级表

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	其它情况

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A——土壤环境影响评价项目类别表，“石油开采”和“石油输送管线”分别属于I类和II类项目。结合项目工程占地统计，本项目各拟建井、站场及管线永久占地均小于 5hm<sup>2</sup>，占地规模均属于小型。根据图 2.7.2-4，项目井场、站场和输油（注水）管线周边分布有居民区，工程可能产生污染影响的范围内存在居民区，敏感程度属于“敏感”，因此井场和站场污染影响评价工作等级确定为一级，见表 2.5.6-3。管线沿线污染影响评价工作等级确定为二级，见表 2.5.6-3。

表 2.5.6-3 项目土壤污染影响型评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场、站场等）	一级
石油输送管线	二级

#### ②土壤生态影响型评价工作等级

镇原县干燥度计算结果为 3.45，大于 2.5，评价区潜水埋深在 10~100m 之间。项目所在地土壤含盐量最大值为 1.26g/kg（监测值为 0.82~1.26g/kg），不属于 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域，因此盐化程度划定按照建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，判定属于“较敏感”；地区土壤 pH 值在 8.03~8.47，呈中性到弱碱性，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”，根据表 2.5.6-5 判断土壤生态敏感程度为较敏感，

表 2.5.6-5 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深<1.5 m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4 g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0

较敏感	建设项目所在地干燥度 $>2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的,或 $1.8<\text{干燥度}\leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{m}$ 的地势平坦区域;建设项目所在地干燥度 $>2.5$ 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的平原区;或 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 5.5$	$8.5\leq\text{pH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	

a\*是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值,即蒸降比值。

依据生态影响型评价工作等级划分表(见表 2.5.6-4),结合本项目占地及生态敏感程度及表 2.5.6-6 确定本项目的“石油开采”和“石油输送管线”分别属于 I 类和 II 类项目,土壤生态影响型敏感程度为较敏感,因此“石油开采”和“石油输送管线”土壤生态影响型评价工作等级均为二级。(表 2.5.6-7)。

表 2.5.6-6 生态影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价工作等级 敏感程度	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	-

表 2.5.6-7 项目土壤生态影响型评价工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采(井场、站场等)	二级
石油输送管线	二级

### (3)评价范围

#### ①土壤污染影响型评价范围

井、站场工程调查评价范围取厂界外扩 1km 范围;管线工程水平调查评价范围取管线两侧延伸 0.2km 范围。

#### ②土壤生态影响型评价范围

井场、站场取场站占地范围内全部及占地范围外 2km 范围,集输管线取管线占地范围内全部及占地范围外 0.2km 范围。

## 2.5.7 环境风险

### (1)评价工作等级

本项目新建拉油点 13 座,新建各类集输油管线 12.93km。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),确定本项目各危险物质最大存在量与临界量比值 Q 小于 1。判定项目环境风险评价工作等级为简单分析。项目主要风险源等级判定结果见表 12.2.2-1。

### (2)评价范围

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018),简单分析工程内容的环

境风险评价不需要设置评价范围，鉴于项目部分工程位于庆阳市巴家咀水源地上游重要防护区，环境风险章节将对地表水风险评价范围扩大到水源地内。

### 2.5.8 小结

综合以上，本项目评价工作等级判定结果及评价范围见表 2.5.8-1。

表 2.5.8-1 环境要素的评价等级及评价范围

环境要素	工作等级		评价范围	
生态环境	三级		井区边界外延 2km 范围，管线、道路工程取两侧各 0.2km 范围；	
环境空气	二级		以各场站为中心，边长 5km 的矩形范围	
地表水	三级 B		/	
地下水	石油开采（井场、站场等）	二级	站场下游 307m，两侧及上游不小于 154m 的范围	
	集输管线	三级	集输管线取两侧向外延伸 200m 范围	
声环境	二级		井、站场取厂界外 0.2km 范围，管线、道路工程取两侧 0.2km 范围；	
土壤环境	污染影响	井场、站场	一级	井、站场取厂界外扩 1km 范围；
		管线工程	二级	集输管线取两侧向外延伸 0.2km 范围；
	生态影响	井场、站场	二级	井、站场取厂界外扩 2km 范围；
		管线工程	二级	集输管线取两侧向外延伸 0.2km 范围；
环境风险	简单分析		大气环境	/
			地表水	鉴于项目部分工程位于庆阳市巴家咀水源地上游重要防护区，对地表水风险评价范围扩大到水源地
			地下水	/

## 2.6 评价时段与评价重点

### 2.6.1 评价时段

施工期主要是钻井作业和地面工程建设（包括井场建设、管线铺设及道路建设），运行期主要是原油开采和集输；闭井期主要是设备的拆除等。其中，施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期。因此，评价重点关注施工期和运行期，兼顾闭井期。

### 2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本次评价重点包括以下几点：

- (1) 施工期环境影响
- (2) 生态环境影响评价
- (3) 地下水环境影响评价
- (4) 土壤环境影响评价
- (5) 环境保护措施论证及可行性分析

## 2.7 污染控制与环境保护目标

### 2.7.1 污染控制目标

严格控制各种污染物的产生和排放，减轻因油田开发对生态环境带来的影响，达到保护环境的目的。项目污染控制和生态保护目标内容具体见表 2.7.1-1。

表 2.7.1-1 污染控制和生态保护目标

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施工期	生态环境	①钻井工程 ②地面站场建设 ③管线敷设和道路修建		①优化选址和选线，尽量减少农业占地 ②控制施工作业范围，临时占地要及时恢复； ③采用丛式井技术开采，减少占地 ④采用泥浆不落地技术，钻井泥浆循环利用，减小占地和土壤污染 ⑤废泥浆和岩屑固液分离后送有资质单位处置，井场内暂存需储存在容器内，实现“三防”。 ⑥施工完毕后，及时平整进行植被恢复。	减少植被破坏面积及水土流失量
	废气	柴油发电机	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	①选用优质低硫燃料 ②选用高效燃烧设备	满足《大气污染物综合排放标准》中的无组织排放监控浓度
	废水	钻井废水	SS、COD、石油类等	①排入地面收集罐配制泥浆循环使用 ②钻井结束后对废弃水基钻井液及岩屑进行破胶沉降，液相回收利用。	生产废水处理达标后全部回注油层用于驱油；生活污水用于洒水降尘等综合利用，不外排。
		试油废水	石油类、COD等	经措施返排液处理站处理达标后回用	
	废水	措施返排液	胍胶、石油类等	全部进行回收利用，优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往上述现有措施返排液处理站处理后回注，不外排。	
		生活污水	SS、COD	①设环保厕所 ②少量生活污水处理后用于绿化灌溉、抑尘，不外排	
	固废	废弃钻井泥浆	岩屑、石油类等	①属一般工业固废 ②固液分离后送有能力单位处置。	全部无害化处置
		钻井岩屑	岩屑		
		含油岩屑	岩屑、石油类等	属危险固体废物，在各作业区临时储存点暂存，集中送有危废处置资质单位处理	无害化处置
		落地油	石油类	属危险固体废物，回收处置	回收率 100%
废蓄电池		铅、酸性物质	属于危险固体废物，井场危废暂存间存放，厂家可以回收	回收率 100%	
噪声	发电机、钻机	噪声	①选用低噪设备	噪声不扰民	
运行期	生态环境	①采油和油气集输工程； ②油、水井维护和井下作业；		①对施工期扰动地表进行生态恢复 ②井场周围绿化；	减少植被破坏及水土流失量
	废气	油气集输挥发烃类气体站场内厂房	非甲烷总烃	加强管理，严防“跑、冒、滴、漏”	《挥发性有机物无组织排放控制标准》

		外			(GB37822-2019)
		油气集输挥发厂界	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
			硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中二级标准
废气	加热炉废气	颗粒物、NO <sub>x</sub> SO <sub>2</sub>	合理设置排气筒高度		满足《锅炉大气污染物排放标准》新建燃气锅炉排放标准
废水	油田采出水	石油类、COD、SS	依托既有采出水处理系统处理达标后回注采油层		零排放
	措施返排液	石油类、SS	依托现有措施返排液处理站处理达标后回注		
固废	落地油		回收处置		回收率 100%
	含油污泥	石油类	原油处理压力容器和大罐中所清出的含油污泥回收利用；采出水处理系统产生的含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于各危废暂存点内，定期送至陇东油田油泥处理站统一处理		符合《危险废物贮存污染控制标准》等相关危废处置标准。
	废滤料	石油类	属危险固体废物，更换时由厂家回收		无害化处置
噪声	泵机	噪声	室内设置、隔声、减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
土壤	落地油、油泥、含油污泥	石油类	落地油 100%回收，原油处理压力容器和大罐中所清出的油泥回收利用；油田采出水处理系统产生的含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于污油泥临时储存点，最终有资质单位处置。		建设用地土壤满足 GB36600-2018 中“第二类用地”筛选标准、农用地土壤满足 GB15618-2018 土壤污染风险筛选值
	非甲烷总烃	石油烃	做好项目装置区及储罐区的废气污染检测、防治等工作，项目采取的各类设备设施加强日常维护，发生故障时及时发现及时维修，在厂区空闲区域进行人工栽植适应评价区环境的灌木、草地等植被。		
	取水、注水	土壤盐化	加强采出水回注井的固井质量及运行管理，防止发生串层现象；建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；定期对开采井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水位变化；回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵；水源井选址应尽量避开居民区的水源井；按照设计要求布置水源		对土壤原有生态功能造成非重大不可逆影响

				井的井位及井身结构，同时水源井不得取用浅层地下水；采出水输送管线应进行防腐处理，定期检查集输管线的密闭性。	
闭井期	设备拆除场地清理	水土流失、土地沙化		恢复地表植被，做好水土保持	绿化程度不低于施工前
	场地恢复	土壤		土壤恢复	满足恢复土壤质量要求

## 2.7.2 环境保护目标

### 2.7.2.1 水源地保护区

#### (1)项目与水源地保护区的位置关系

根据现场调查，本工程所有新建、依托的输油管线均不穿越饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的环境敏感区；工程井区范围内无自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的环境敏感区。开发区块周边距离较近（小于 10km）或存在径流补给关系的饮用水源地保护区包括 1 处市县集中式饮用水水源地，5 处乡集中式饮用水水源地。各井区范围及工程建设内容均不在上述饮用水水源保护区范围内，产建工程与水源地的总体位置关系见表 2.7.2-1 及图 2.7.2-1 和图 2.7.2-2。

#### (2)地表水源地上游集水范围内工程内容整理

根据《陇东油区“十三五”发展规划环境影响报告书》和《关于陇东油区“十三五”发展规划环境影响报告书审查意见的函》（甘环函〔2016〕583 号），依法划定的地表水集中式饮用水源地上游 10 公里的干流及主要支流上游的河谷区，河道两侧 1km 的陆域范围规划为重要防护区。根据与水源地位置关系校核，本项目拟建镇 413 区、孟 35 井场、演 284 井场位于依法划定的地表水集中式饮用水源地上游，其余工程均不在。经分析，位于上游的镇 413 区距离水源地的边界小于 10km，位于重要防护区内，最近穿跨越点为镇平 39-19 井场至镇 413 拉跨越蒲河支流吕家沟处，距离下游巴家咀水库准保护区边界距离约 2.47km，工程在重要防护区内主要为镇 413 井区的的 3 座井场及 3 条采油管线和 3 条注水管线。

表 2.7.2-1

评价区水源保护区与井区位置关系一览表

序号	水源保护区概况			项目与水源地理位置关系						
	保护目标	级别	类型	井区或工程内容	是否在保护区内	是否在水源地集水范围或径流补给区内	地面工程相对保护区方位、距保护区边界最近距离	相对取水口方位、最近距离	与水源流域关系	是否在重要防护区内
1	巴家咀水库水源地	市级	地表水	镇413区	否	是	镇 38-20 井场, N, 直线距离 1.78km	N, 31.3km	井区位于巴家咀水源地上游蒲河流域, 距水源地边界直线距离约 1.01km	是
				孟35探井	否	是	孟 35 井场, N, 直线距离 43.9km	N, 79.1km	井场位于巴家咀水源地上游支流蒲河流域, 距水源地边界直线距离 43.9km	否
				演284探井	否	是	演 284 井场, N, 直线距离 40.3km	N, 75.3km	井区位于巴家咀水源地上游支流蒲河流域, 距水源地边界直线距离 40.3km	否

续表 2.7.2-1

评价区水源保护区与井区位置关系一览表

序号	水源保护区概况			项目与水源地理位置关系						
	保护目标	级别	类型	井区或工程内容	是否在保护区内	是否在水源地集水范围或径流补给区内	地面工程相对保护区方位、距保护区边界最近距离	相对取水口方位、最近距离	与水源流域关系	是否在重要防护区内
1	郭原乡毛庄水源地	乡镇	地下水	孟 104 井区	否	否	孟 104 扩井场, W, 3.57km	/	孟 104 井区工程位于水源地西侧, 水源地潜水补给主要依靠大气降水, 工程不在水源地径流补给区	/
2	孟坝镇大寨水源地	乡镇	地下水	镇 413 (侏罗系)井区	否	否	镇 38-20 井场, N, 2.45km	/	镇 413 井区工程位于水源地北侧, 水源地潜水补给主要依靠大气降水, 工程不在水源地径流补给区	/



3	新城镇曹成水源地	乡镇	地下水	孟 77 (三叠系)井区	否	否	彭 308-59 井场, NW, 2.05km	/	孟 77 (三叠系)井区工程位于水源地西北侧,水源地潜水补给主要依靠大气降水,工程不在水源地径流补给区	/
4	郭原乡景源水源地	乡镇	地下水	孟 104 (侏罗系)井区	否	否	孟 104-3 井场, W, 1.37km	/	孟 104 (侏罗系)井区工程位于水源地东侧,水源地潜水补给主要依靠大气降水,工程不在水源地径流补给区	/
5	武沟乡孟庄水源地	乡镇	地下水	镇 381 (三叠系)井区	否	否	演 87-33 井场, E, 1.23	/	镇 381 (三叠系)井区工程位于水源地东侧,水源地潜水补给主要依靠大气降水,工程不在水源地径流补给区	/

表 2.7.2-2

拟建井区重要防护区内设施与巴家咀水源地相对位置关系

水源地	地表水	类型	序号	井场/站场名称	与水源地位置关系	与河道距离	区块
巴家咀水源地	蒲河	新建井场	1	镇 38-20 井场	准保护区边界上游 2.82km	西, 159m	镇 413 区
			2	镇平 39-25 井场	准保护区边界上游 1.78km	西, 182m	
			3	镇平 39-19 井场	准保护区边界上游 2.72km	西, 231m	
	蒲河	新建管线	1	镇 38-20 井场至镇 413 拉单井管线	准保护区边界上游 2.47km	桁架跨越支流吕家沟的支沟深家沟 1 次	
			2	镇平 39-25 井场至镇 413 拉单井管线	准保护区边界上游 1.78km	西, 182m	
			3	镇平 39-19 井场至镇 413 拉单井管线	准保护区边界上游 2.72km	桁架跨越支流吕家沟 1 次	

## (3) 项目与居民分散式饮用水源井的位置关系

本项目井区内及周边单户居民分散式饮用水源井主要分布在沟谷及较大的支流两侧，取水层位为第四系潜水。根据调查，拟建井场、站场及主要原油集输管线 50m 范围内无分散式水源井分布，满足《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》中取水口周边 30 米-50 米的保护范围要求。

## 2.7.2.2 其它环境保护目标

## (1)项目总体环境保护目标

项目周边除分布有饮用水水源地外，不存在其他自然保护区、风景名胜区、重要湿地等特殊及重要生态敏感区，项目地表水、地下水、环境空气、声环境、生态环境等环境要素的总体环境保护目标见表 2.7.2-3。

表 2.7.2-3 项目总体环境保护目标表

环境要素	保护对象	保护内容	保护目标
地表水	巴家咀水库水源地		地表水 II 类标准
	蒲河流域	康家河、白家川河	地表水 III 类标准
		蒲河（三岔-巴家咀水库段）	地表水 III 类标准
		茹河	地表水 III 类标准
	洪河流域		地表水 III 类标准
地下水	机井、民井；环河组、罗汉洞组、洛河组承压水	地下水水质	地下水 III 类标准
环境空气	站场边界外扩 2.5km 范围内居民		人群健康 环境空气质量二级标准
声环境	场站、道路、管线周边 200m 范围内居民		人群健康 声环境质量 2 类区标准
土壤环境	站场、井场占地范围内及周边 2km 及管线两侧 0.2km 的耕地、居民区、学校和饮用水水源地		土壤环境 土壤环境质量筛选值
环境风险	站场及管线周边居民		环境空气 环境空气质量二级标准
	开发范围所在地表水流域河流		地表水 地表水 II、III、IV 类标准
	开发范围内潜水、承压水		地下水 地下水 III 类标准

## (2)主要站场、井场的环境保护目标

项目拉油点环境空气、环境风险保护目标见表 2.7.2-4 及图 2.7.2-3。项目井场周边主要环境保护目标分布情况见表 2.7.2-5 和图 2.7.2-4、出油管线两侧 200m 环境保护目标分布情况见表 2.7.2-6。

表 2.7.2-4 武 18 拉油点环境保护目标

环境要素	名称	经纬度		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最
		经度 (°)	纬度 (°)					近距离 /km
环境空气	黑山山	106.9369965	35.9850006	农村居民点	环境空气	二类	WNW	2.952
	长儿湾	106.9369965	35.9892006				NW	3.234
	大岔湾	106.9729996	35.9570007				SSE	1.679
	阎家庄	106.9860001	35.9664001				ESE	2.004
	墩墩城	106.9369965	35.9785995				WNW	2.625
	页岔	106.9499969	35.9547005				SW	2.165
	杨路湾	106.9440002	35.9597015				WSW	2.177
	佛庄	106.9440002	35.9757004				WNW	1.923
	赵渠	106.9520035	35.967701				WSW	1.145
	刘岔壕	106.9449997	35.9505005				SW	2.810
	新庄城	106.9469986	35.9704018				W	1.558
	里岔壕	106.9560013	35.9589005				SSW	1.475
	黄萝卜咀	106.9580002	35.9561005				SSW	1.682
	陈家湾	106.9560013	35.9491997				SSW	2.468
	秋咀山	106.9840012	35.9838982				NE	2.331
	唐塬	106.9820023	35.9808998				NE	1.983
	西咀城	106.9779968	35.9874001				NNE	2.266
	胡大山	106.9830017	35.9757004				ENE	1.789
	李家茆	106.9779968	35.9645996				ESE	1.390
	唐家塬村	106.987999	35.9785004				ENE	2.322
	白城山	106.973999	35.9788017				NE	1.286
	胡阴湾	106.9789963	35.9700012				E	1.326
	丁家庄	106.9380035	35.9519005				SW	3.133
	马家岔	106.9400024	35.9616013				WSW	2.394
	海家湾	106.9560013	35.9775009				NW	1.093
	老庄湾	106.9499969	35.9921989				NNW	2.754
	高家庄	106.9580002	35.9818993				NNW	1.407
	上张家山	106.9629974	35.9905014				N	2.248
	小岔壕壕	106.9540024	35.9912987				NNW	2.511
	刘家壕	106.9599991	35.9874001				NNW	1.939
	小咀山	106.9860001	35.9603004				ESE	2.252
	牡丹洼村	106.9789963	35.9589005				SE	1.837
	何老庄	106.9769974	35.9497986				SSE	2.556
	大咀山	106.9919968	35.9622002				ESE	2.655
高塬头村	106.9629974	35.9757004	N	0.609				
赵渠村	106.9589996	35.969799	W	0.480				
史家湾	106.9700012	35.9639015	SE	0.882				
高庄崖	106.9680023	35.9670982	SE	0.491				
柳树壕	106.9660034	35.9599991	S	1.160				
小岔壕	106.9710007	35.9534988	SSE	1.969				
酸刺湾	106.9649963	35.9485016	S	2.431				

声环境	贺庄山	107.050368	36.173504				SW	0.18
土壤	站场周边耕地			耕地	土壤	旱地	厂界外 1m	
环境	站场周边耕地居民区			居民区	土壤	/	见环境空气统计	

表 2.7.2-5 井场最近环境保护目标统计

编号	井场号	环保目标名称	相对厂址方向	相对厂界最近距离/m
1	庆 96	马家庄	NE	363
2	孟 55	孙家湾	NE	145
3	孟 35	椿树湾	N	140
4	孟 84	刘家城	N	163
5	孟 50	白草城	SW	157
6	孟 99	杨虎湾	SW	170
7	孟 100	秋沟	N	109
8	孟 105	杨花山	W	131
9	孟 118	李保山	SW	203
10	演 284	杏树淌	E	149
11	演 374	兰家山	SW	232
12	演 263	虎家阴山	SE	115
13	镇平 39-19	高家湾	W	215
14	镇 38-20	大木咀	S	308
15	镇平 39-25	耕牛湾	SW	188
16	武 18-2	阎庄	SE	163
17	武 18-4	新庄城	NW	118
18	武 18-3	海家湾	SW	204
19	武 18 扩	赵渠	E	138

表 2.7.2-6 主要集输管线两侧 200m 范围内环境保护目标

编号	管线名称	环保目标名称	相对集输管线方位	相对集输管线最近距离/m	人口数(人)
1	镇平 39-19 井场至镇 413 拉出油管线	李家湾	W	26	8 户 30 人
		羊路坡	E	126	5 户 20 人
2	镇 38-20 井场至镇 413 拉出油管线	李家湾	N	33	6 户 22 人
		羊路坡	E	126	5 户 20 人
3	镇平 39-25 至镇 413 拉出油管线	耕牛湾	W、E	41	4 户 15 人
		李家湾	W	26	8 户 30 人
		羊路坡	E	126	5 户 20 人
4	新建武 18-2 井场至武 18 拉出油管线	阎庄	E	42	25 户 100 人
		高家崖	S	58	7 户 27 人
5	新建武 18-3 井场至武 18 拉出油管线	海家湾	W、E	44	32 户 130 人
		高塬头	W、E	15	40 户 160 人
		李家城	W	17	30 户 120 人
6	新建武 18-4 井场至武 18 拉出油管线	赵渠	S	28	12 户 48 人
		刘渠	S	30	45 户 180 人
		李家城	E	34	55 户 220 人

注：具体关系见图 4.5-1 和图 4.5-2

### 3 现有及在建工程概况

#### 3.1 建设单位概况

长庆油田分公司第十一采油厂（以下简称“第十一采油厂”）成立于2014年12月，前身是成立于2009年8月12日的超低渗透油藏第四项目部，厂机关设于庆阳市西峰区。设机关科室12个、附属单位6个、基层单位7个，管理基层区块15个、保安中队6个、修井车组6个。现有员工2409人，其中：管理人员575名，技术人员144人，操作人员1690名。第十一采油厂是长庆油田为加快陇东油田超低渗透油藏开发而组建的一个油田开发和原油生产单位，是长庆油田超低渗油藏开发的一支重要力量。

#### 3.2 地理位置与交通

本项目评价井区主要分布于镇原县马渠镇、孟坝镇、新城镇、开边镇、殷家城乡、郭原乡和武沟乡，其中涉及新建井场的2个井区位于马渠镇和孟坝镇。

镇原县地处黄河中游的陇东黄土高原，区位偏僻，公路为唯一的交通运输形式。境内主要公路有国道（G309线）44公里/1条，省道（S303线43.8公里、S319线92公里）135.8公里/5条，另有县乡公路121条，连接县乡各地。本项目地理位置与交通见图3.2-1。

#### 3.3 开发井区现有工程概况

##### 3.3.1 开发范围及井区布局

镇北油田开发范围涉及镇原县西部的7个乡镇。目前，油区发舍层系包括发舍层系包括侏罗系延6、延7、延8、延9、延10、富县及三叠系长3、长4+5、长6、长7、长8，共计11个层系。

第十一采油厂累计部署产能376.3万吨（均已开展过环境影响评价），共计90个开发井区，历年开采情况具体见表3.3.1-1和图3.3.1-1。

表 3.3.1-1 第十一采油厂镇北油田开发情况

年度	井区名称	部署产能 (万吨)
2010	镇 277、镇 250、镇 300、镇 98、镇 99、镇 101、镇 90、镇 252、镇 295、镇 287、桐 31-23、镇 60、镇 9、镇 86	30
2011	镇 277、镇 250、桐 31-23、镇 320、镇 300、镇 307、镇 153、镇 295、镇 287-252	28
2012	镇 153、镇 339、镇 250-镇 277、镇 395、镇 322、桐 31-23、镇 370、镇 252-镇 287	20
2013	镇 133、镇 339-镇 277、镇 322-镇 407、木 64	41
2014	演 224、镇 180、镇 178、镇 188、镇 191、镇 429、镇 349、镇 449-278、镇 279、木 71-70、木 77、桐 31-23、镇 322、镇 375、镇 447	36.1
2015	镇 180、镇 190、演 121、演 136、镇 188、演 116、镇 164、镇 407、镇 378、镇 339、镇 452、镇 59、镇 369、镇 371、镇 477	28
2016	镇 191、演 121、演 116、演 245、镇 480、镇 164、镇 447、镇 28、镇 473、镇 488、镇 278、镇 421	37
2017	演 196、木 155、演 116、镇 164、镇 191、镇 429、演 162、演 158、演 187、镇 180、镇 480、镇 513、镇 320-784、镇 339	40
2018	镇 180、演 187、镇 429、演 158、镇 164、演 116、木 190、木 192、镇 516、演 208、镇 561、木 184、镇 430、木 142、镇 187、桐 297-22、镇 470、镇 295、孟 20、镇 277、镇 320-784、桐 31-32、镇 250、镇 339	22.1
2019	合20、木190、木192、合22、镇191、演365、演367、镇236、镇300、蔡16、镇339、镇453、镇396、镇28、镇395、镇378、镇95、孟20	43
2020	合20、镇178、合22、木190、演116、镇464、镇339、镇378、镇396、镇95、合33、合35、镇379、木136、合-34-演365、镇559	38
2021	演379、合35、合57、合40、镇591、镇540（分三叠系、侏罗系）、镇482、合53、孟77、木136、演381、孟104、镇413	13.1
合计		376.3

本次产建工程中有 12 口探井转生产井按《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函（2019）910 号）要求，纳入区块环评。其他 7 个井场共布置油水井 34 口（含 1 口探井转生产井），分布在镇 413 区和武 18 区，其中镇 413 区为 2021 年产建评价区块，属于现有井区。武 18 区属于新建区块。

本次评价井区范围根据建设单位提供的站场、井场、管线等地面工程坐标外延 200m 的占地范围，连接外廓线初步确定，环评结合敏感保护目标提出避让和调整建议，反馈给建设单位形成最终井区范围。

### 3.3.2 现有工程规模及建设内容

#### 3.3.2.1 现有工程规模

与本工程有关的现有工程为镇 413 井区，镇 413 井区为 2021 年产能建设工程实施项目，该区块设计与建设情况见表 3.3.2-1。根据建设单位提供的数据，截止 2021 年底，现有井区部署产能规 0.5 万吨，当前实际实际产油量约 0.5 万吨。

表 3.3.2-1 扩建井区历年产能设计与实施情况汇总

序号	滚动开发井区	开发年度	评价井区名称	设计产能规模/ (万吨/年)	实际产能规模/ (万吨/年)
1	镇 413	2021	镇 413	0.5	0.5

## 3.3.2.2 现有工程建设内容

根据建设单位提供的统计数据，本次评价中现有井区目前共有采油井 11 口、注水井 1 口、水源井 1 口。区域内现有站场包括井场 3 座，拉油点 1 座（与井场合建），撬装注水站 1 座（与拉油点、井场合建）。现有工程项目组成见表 3.3.2-2。

表 3.3.2-2 现有镇 413 井区项目组成表

分类	工程内容		单位	井区名称
				镇 413
采油工程	采油井		套	11
	注水井		套	1
	水源井		口	1
油气集输工程	站场	井场	座	3
		注水站（撬装）	座	1
		拉油点	座	1
	管线	油气管线	km	2.16
		注水管线	km	1.28
公辅工程	供电线路		km	4.8
	通信光缆		km	4.8
	进井场道路（土路）		km	1.5
环保工程	采出水处理装置		套	0
	生活污水处理装置		套	0

## 3.3.3 现有油气集输系统

## 3.3.3.1 现有井区集输关系

目前，第十一采油厂镇北油田已形成演武-三岔和桐川-太白梁 2 套油田开发集输系统。西部演武-三岔集输系统以镇四联为中心，各接转站、增压机组为骨架，原油在各接转站或镇四联脱水处理后通过镇四联经孟镇热泵站、镇二联、镇一联输至铁西末站；东部桐川-太白梁集输系统以镇一联、镇二联、镇三联、镇五联为中心，其它各接转站、增压机组为骨架，原油在各联合站和接转站脱水处理后通过镇一联输往铁西末站。

本项目现有镇 413 井区含水油管输至现有镇 413 拉油点，拉油点含水油用罐车拉运至镇二联进行处理，采出水在镇二联采出水处理系统处理达标后回注油层，镇二联净化油输往镇一联。

## 3.3.3.2 现有井区内已建站场概况

镇 413 井区主要建设站场为镇 413 拉油点，镇 413 拉油点站场功能、规模及运行情况见表 3.3.3-2。根据建设单位提供，镇 413 拉油点站场均稳定运行。

表 3.3.3-2 现有井区已建站场情况一览表

井区	站名	站场功能	规模 m <sup>3</sup> /d	加热能力 kW×数量	采出水处理 能力 m <sup>3</sup> /d	是否 依托
镇413	镇 413 拉	原油加热、集中拉运、清水回注（撬装）	160	120×1	清水	是

### 3.3.3.3 现有工程伴生气利用

本项目现有工程伴生气回收利用方案如下：

- (1) 丛式井场采用定压阀回收套管气。
- (2) 气液分离装置分出的伴生气首先满足拉油点加热炉燃料用气。

现有工程伴生气利用情况见表 3.3.3-3 所示。

表 3.3.3-3 现有工程伴生气利用概况

井区	集气系统	回收利用装置
镇 413	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场油气混输至拉油点。	伴生气在镇 413 拉油点内作为加热炉燃料利用。

## 3.3.4 现有工程环境保护概况

### 3.3.4.1 现有工程环境影响评价及环保验收情况

第十一采油厂在历年开发过程中均开展了环境影响评价工作，且均取得行政审批部门的环评批复，目前，除 2020 产建工程正在开展验收工作外，2021 年产建工程正在建设外，其余历年产建工程均按照环评批复要求进行了竣工环保验收工作。各年度产建开发涉及井区及环评手续履行情况见表 3.3.4-1。

表 3.3.4-1 镇北油田历年产建工程环保手续履行情况

年度	评价井区名称	部署的主要站场	环评执行情况	竣工环保验收
2010	镇 277、镇 250、镇 300、镇 98、镇 99、镇 101、镇 90、镇 252、镇 295、镇 287、桐 31-23、镇 60、镇 9、镇 86	/	甘肃省环保厅批复 (甘环评发 (2012) 70 号)	甘肃省环保厅 批复(甘环验发 (2015) 33 号)
2011	镇 277、镇 250、桐 31-23、镇 320、镇 300、镇 307、镇 153、镇 295、镇 287-252	镇 17 增、镇五转、镇 18 增、镇 15 增	甘肃省环保厅批复 (甘环审发 (2013) 14 号)	甘肃省环保厅 批复(甘环验发 (2015) 34 号)
2012	镇 153、镇 339、镇 250-镇 277、镇 395、镇 322、桐 31-23、镇 370、镇 252-镇 287	镇 19 增、镇 20 增、镇 21 增、镇 22 增、镇 23 增、镇 24 增、镇六转、镇三联	甘肃省环保厅批复 (甘环审发 (2014) 11 号)	甘肃省环保厅 批复(甘环验发 (2015) 18 号)
2013	镇 133、镇 339-镇 277、镇 322-镇 407、木 64	镇七转、镇 27 增、镇 28 增、镇 29 增、镇八注、镇 30 增、镇 31 增、	甘肃省环保厅批复 (甘环审发	甘肃省环保厅 批复(甘环验发 (2015) 19 号)



		镇 32 增、镇 25 增、镇 26 增	(2014) 1 号)	
2014	演 224、镇 180、镇 178、镇 188、镇 191、镇 429、镇 349、镇 449-278、镇 279、木 71-70、木 77、桐 31-23、镇 322、镇 375、镇 447	镇八转、镇九转、镇十转、镇 33 增	甘肃省环保厅批复 (甘环审发 (2014) 87 号)	采油十一厂字 (2017) 61 号
2015	镇 180、镇 190、演 121、演 136、镇 188、演 116、镇 164、镇 407、镇 378、镇 339、镇 452、镇 59、镇 369、镇 371、镇 477	镇四联、镇 34 增、镇 37 增、镇 36 增、镇 40 增、镇八注、镇十转、镇 28 增、镇 39 增、镇九注、镇 369 拉油点	甘肃省环保厅批复 (甘环审发 (2015) 73 号)	采油十一厂字 (2017) 60 号
2016	镇 191、演 121、演 116、演 245、镇 480、镇 164、镇 447、镇 28、镇 473、镇 488、镇 278、镇 421	镇十一转、镇十二转、镇 40 增、镇 42 增、镇 45 增	甘肃省环保厅批复 (甘环审发 (2017) 24 号)	采油十一厂字 (2018) 93 号
2017	演 196、木 155、演 116、镇 164、镇 191、镇 429、演 162、演 158、演 187、镇 180、镇 480、镇 513、镇 320-784、镇 339	镇 43 增、镇 44 增、镇 45 增	庆阳市环境保护局(庆环环评发 (2018) 40 号)	采油十一厂安 委字(2019) 14 号
2018	木 190、木 184、木 142、木 192、镇 429、演 116、演 158、镇 470、镇 180、演 208、演 187、镇 164、镇 453、桐 297-22、镇 187、镇 295、孟 20	木 190 拉油点、木 192 拉油点、木 142 拉油点、桐 297-22 拉油点、镇 470 拉油点、孟 16 扩拉油点、孟 20 扩拉油点	庆阳市环境保护局(庆环环评发 (2018) 69 号)	采油十一厂安 委字(2020) 3 号
	镇 277、镇 320-784、桐 31-23、镇 250、镇 339	镇 46 增、镇 47 增、镇 48 增	庆阳市环境保护局(庆环环评发 (2018) 46 号)	采油十一厂安 委字(2020) 3 号
2019	合 20、木 190、木 192、合 22、镇 191、演 365、演 367、镇 236、镇 300、蔡 16、镇 453、镇 396、镇 28、镇 395、镇 378、镇 95、孟 20	镇 51 增、镇 59 增、镇 60 增、镇 53 增、镇 54 增、镇 55 增、镇 56 增、镇 57 增、镇 58 增、镇 49 增、镇 50 增、镇 61 增、镇 429 注水站、镇十注水站、孟三拉油注水站	庆阳市生态环境局(庆环规划发 (2020) 19 号)	采油十一厂安 委字(2020)
2020	合 20、镇 178、合 22、木 190、演 116、镇 464、镇 339、镇 378、镇 396、镇 95、合 33、合 35、镇 379、木 136、合-34-演 365、镇 559	镇四联、镇五注、合 22	庆阳市生态环境局(庆环规划发 (2020) 72 号)	部分正在实施
2021	演 379、合 35、合 57、合 40、镇 591、镇 540(分三叠系、侏罗系)、镇 482、合 53、孟 77、木 136、演 381、孟 104、镇 413	镇 69 增、镇 70 增、木 64 混输、木 136 拉、孟 77 拉	庆阳市生态环境局(庆环规划发 (2021) 37 号)	部分正在实施

### 3.3.4.2 现有工程污染源分析

长庆油田分公司第十一采油厂在历年开发过程中均开展了环境影响评价工作并按照环评批复要求进行了竣工环保验收工作（除 2020 年和 2021 年产建工程），同时在实际运行过程中委托第三方检测机构开展了废气、废水等污染源例行监测。本次评价收集了第十一采油厂历年产能建设工程竣工环保验收监测数据及部分站场例行监测数据，并对现有工程不同类型的站场厂区内无组织废气进行了监测，结合工程实际运行情况分析现有工程污染源。

#### 1、废气

##### (1) 站场加热炉烟气

根据现场踏勘及现有站场竣工环保验收监测报告，改扩建井区现有站场加热炉均采用伴生气作为燃料，加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放。类比部分现有依托站场 2018 年及 2019 年加热炉废气例行监测数据（见表 3.3.4-1），改扩建井区现有加热炉废气主要污染物排放情况见表 3.3.4-2。由此可知，改扩建井区现有站场加热炉主要污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 及颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准要求，废气可达标排放。

表 3.3.4-1 现有站场加热炉废气污染物排放浓度统计

类比站场	加热炉功率	污染物排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )			数据来源
		颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	
镇二转	1000 kW	10.3	19.7	88.7	各站场 2018 年及 2019 年加热炉废气例行监测数据
镇十一转	600 kW	16.5	30.0	81.0	
镇十二转	800 kW	15.2	18.7	94.3	
镇三联	2500 kW	13.7	19.0	100.0	
镇四联	1600 kW	12.3	20	98.6	
平均值		13.6	21.5	92.5	/
《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）		20	50	200	符合

表 3.3.4-2 现有工程站场加热炉烟气及主要污染物排放情况

井区	站场	废气排放量 (m <sup>3</sup> /h)	污染物排放量					
			NO <sub>x</sub>		SO <sub>2</sub>		颗粒物	
			kg/h	mg/m <sup>3</sup>	kg/h	mg/m <sup>3</sup>	kg/h	mg/m <sup>3</sup>
镇 413	井组拉油点	196	0.018	92.5	0.004	21.5	0.003	13.6
合计		156.8×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	0.144t/a	/	0.032t/a	/	0.024t/a	/

注：污染物排放浓度类比本次改扩建站场及依托站场现有加热炉例行监测数据的平均值。

##### (2) 油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体

烃类气体主要成分为 C<sub>1</sub>~C<sub>5</sub> 的烃类物质，是油田开发的特征大气污染物，开发过

程中随原油一起抽出油井。工程运行期间，在原油开采与集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自场站阀门、泵等设备动静密封点、储油罐呼吸阀、修井等井下作业等环节。此外，由于站场维修或安全（超压时）等原因，部分烃类气体会被放空。

### ① 主要污染物排放情况

油田采用密闭集输工艺，正常条件下油气损耗较小，对原油损耗调查结果表明，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%。本次评价对开放式流程取值 1.4%，密闭流程取值 0.2%。根据历年产能建设实际情况和环评，伴生气在地面的收集占气油比的 50%，估算现有井区非甲烷总烃无组织排放量为 0.588t/a，具体见表 3.3.4-3。现有工程伴生气平衡见图 3.3.4-1。

表 3.3.4-3 现有工程烃类气体产生及排放情况

井区	输送方式	原油产量 (10 <sup>4</sup> t/a)	气油比 (m <sup>3</sup> /t)	伴生气产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	甲烷化系数	密度 (kg/m <sup>3</sup> )	烃类气体无组织排放量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	非甲烷总烃产生量 (t/a)
镇 413	拉油	0.5	42.9	10.725	0.504	0.79	0.1502	0.588

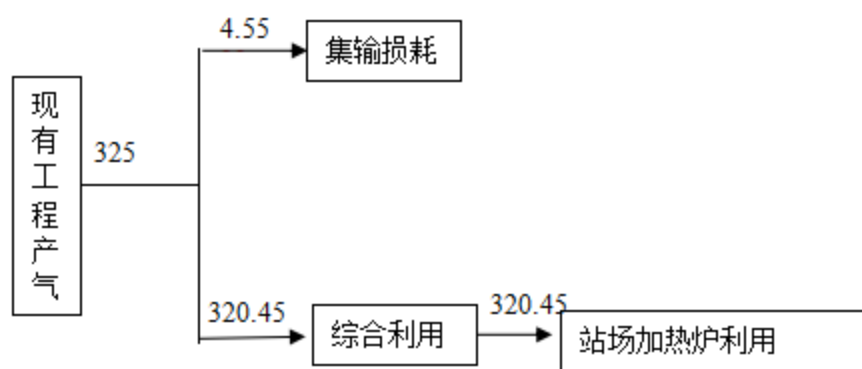


图 3.3.4-1 现有工程伴生气平衡图 单位：m<sup>3</sup>/d

### ② 典型站场厂区内无组织排放达标情况

长庆油田采用标准化场站建设，本次评价引用西安中地环境科技有限公司 2020 年委托甘肃水木青华检测科技有限公司对陇东油田不同类型场站各 2 座监测厂区内非甲烷总烃的排放情况，监测结果见表 3.3.4-4。典型拉油点、井场等站场厂区内主要装置区逸散的非甲烷总烃均符合《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值（监控点处 1h 平均浓度值）要求。

表 3.3.4-4 陇东油田典型站场厂区内无组织废气监测结果表 单位：mg/m<sup>3</sup>

站场类型	监测点位	监测时间	监测项目	监测数据	标准值	达标分析	
拉油井场（拉）	木 136 井场储罐下 风向外 1m	2020.11.11	非甲烷总烃	8:00	1.13	10	达标
				14:00	1.01	10	达标
				20:00	1.09	10	达标

油点)		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	1.15	10	达标	
			14:00		1.22	10	达标	
			20:00		1.09	10	达标	
	珠 33 井场储罐下 风向外 1m	2020.11.14		8:00	非甲烷总烃	0.78	10	达标
				14:00		0.85	10	达标
				20:00		0.78	10	达标
		2020.11.15		8:00	非甲烷总烃	0.82	10	达标
				14:00		0.86	10	达标
				20:00		0.84	10	达标
	西 339 扩井场 储罐下风向外 1m	2020.11.16		8:00	非甲烷总烃	1.13	10	达标
				14:00		1.07	10	达标
				20:00		1.09	10	达标
2020.11.17			8:00	非甲烷总烃	1.05	10	达标	
			14:00		0.81	10	达标	
			20:00		0.90	10	达标	
井场	镇 308-8 井场井口 下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	1.12	10	达标	
			14:00		1.07	10	达标	
			20:00		1.09	10	达标	
		2020.11.12		8:00	非甲烷总烃	1.06	10	达标
				14:00		1.15	10	达标
				20:00		1.08	10	达标
	里 93 扩井口下风 向外 1m	2020.11.14		8:00	非甲烷总烃	0.73	10	达标
				14:00		0.74	10	达标
				20:00		0.81	10	达标
		2020.11.15		8:00	非甲烷总烃	0.89	10	达标
				14:00		0.83	10	达标
				20:00		0.92	10	达标

### ③ 现有站场厂界无组织排放达标情况

第十一采油厂历年产能建设工程竣工环保验收监测报告及部分站场例行监测报告中对场站厂界无组织废气监测结果（表 3.3.4-5、表 3.3.4-6），现有及改扩建站场厂界场站（联合站、接转站、增压站、井场等）厂界非甲烷总烃浓度值均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求；硫化氢浓度值均符合《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中二级标准无组织排放监控浓度限值要求，厂界废气可达标排放。

**表 3.3.4-5 陇东油田典型站场厂界无组织废气监测结果表 单位：mg/m<sup>3</sup>**

监测点位	监测时间	非甲烷总烃 小时值	硫化氢 小时值	备注
镇一联上风向	2018.11.3~11.4	0.39~0.53	0.008~0.014	第十一采油厂 2018 年站场无组 织废气例行监测 数据
镇一联下风向		0.37~0.51	0.014~0.028	
镇二联上风向	2018.11.12~11.14	0.14~0.30	0.009~0.016	
镇二联下风向		0.13~0.48	0.018~0.028	
镇四联上风向	2018.11.6~11.7	0.14~0.42	0.008~0.015	
镇四联下风向		0.16~0.28	0.014~0.028	
镇 37 增上风向	2019.7.13~7.14	0.13.1~0.69	未检出~0.001	第十一采油厂

镇 37 增下风向		0.58~1.10	未检出~0.001	2019 年站场无组织废气例行监测数据
镇十一转	2018.6.29~6.30	未检出	0.004~0.005	《长庆油田分公司第十一采油厂 2016 年 37 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》
镇十二转	2018.6.29~6.30	1.13~1.44	0.002~0.004	
镇 44 增上风向	2019.7.25~7.26	0.39~0.64	未检出	《长庆油田分公司第十一采油厂 2017 年 40 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》
镇 44 增下风向		0.64~0.94	未检出	
标准值		4.0	0.06	/
执行标准		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 油气集中处理站边界污染物控制要求	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中二级标准无组织排放监控浓度限值	/

表 3.3.4-6 标准化井场厂界非甲烷总烃无组织废气监测结果表

单位: mg/m<sup>3</sup>

监测点位	频次	监测时间				数据来源
		厂界上风向		厂界下风向		
		2019.10.15	2019.10.16	2019.10.15	2019.10.16	
西 250-49 井组	第一次	0.64	0.59	1.25	1.13	《长庆油田分公司第二采油厂 2017 年 59 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》
	第二次	0.54	0.50	1.03	0.99	
	第三次	0.13.1	0.51	0.84	0.98	
标准值		4.0				/

## 2、废水

## (1) 油田采出水

油田采出水主要来自采油作业，它包括油层本身所含的边水、底水及采油前注入的水，油田采出水量随油田开发时间的增加而不断增加。采出水中含有石油类及少量表面活性剂。

现有镇 413 井区原油产量为  $0.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油密度  $0.85 \text{t/m}^3$ ，综合含水率 20%，则油田采出水产生量约为  $1470 \text{m}^3/\text{a}$ 。现有镇 413 井区采用拉油方式，原油通过罐车拉运至镇二联卸油台，在镇二联卸油后进入镇二联原油处理系统，最终通过镇二联采出水处理系统处理达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019) 相应采出水回注水质指标后注入油层，不外排。采出水中主要污染物浓度见表 3.3.4-7 所示。

表 3.3.4-7 油田采出水污染物产生浓度 单位: mg/L

污染物	SS	石油类	COD
产生浓度	240	300	1000

根据历年产建工程竣工环保验收监测数据及部分站场日常管理例行监测数据(具体见表 3.3.4-8), 现有工程采出水处理系统出水水质能够满足环评阶段要求的《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)限值要求, 同时, 依据现行回注标准《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SYCQ 08011-2019)特低~低渗透油藏采出水回注水质指标进行校核, 现有工程采出水中悬浮物、石油类浓度均满足标准限值要求。

表 3.3.4-8 现有站场采出水处理系统出水水质 单位: mg/L

监测时间	采出水处理系统出水水质						现行回注标准
	镇一联*		镇三联		镇四联		
水质指标	2018.7	2019.7	2018.7	2019.7	2018.7	2019.7	
石油类	2.87~3.41	4.29	2.99~3.61	1.81	3.87~4.25	1.59	≤40
悬浮物	1.6~1.9	1.8	1.3~1.6	1.9	1.5~1.7	1.8	≤40
监测时间	镇二转		镇十二转		镇十一转		
	2018.7	2019.7	2018.7	2019.7	2018.7	2019.7	
石油类	/	2.63	/	5.31	/	3.24	≤40
悬浮物	/	1.7	/	1.7	/	1.9	≤40

\*注: 镇一联注水下辖长 7 组, 回注执行双 30 标准, 其余采出水处理系统执行双 40 标准。

## (2) 措施返排液

运行期井下作业主要包括压裂改造、大小修井等措施作业, 不同类型的措施作业施工环节基本相同, 其措施返排液主要来自修井过程中的洗井环节, 修井作业不定期进行, 实施频次一般为每两年一次。根据现有工程调查, 平均每口井每次修井产生的洗井废水量约 70m<sup>3</sup>, 现有工程目前有油水井共 12 口, 则废水产生量约 840m<sup>3</sup>。作业过程中带罐上岗, 废水收集入罐, 全部运往现有措施返排液处理站处理, 现有工程建设有镇二转、镇四转、镇七转和镇 320-784 等措施返排液处理站, 措施废液处理达标后回注油层。根据查阅文献资料, 修井、洗井等措施返排液中污染物及浓度见表 3.3.4-9。

表 3.3.4-9 措施返排液中污染物浓度 单位:mg/L

污染物	SS	COD	石油类
浓度	50~1200	800~2000	20~200

本次评价收集了镇二转措施返排液处理站验收监测报告, 其出水水质见表 3.3.4-10。根据建设单位提供资料, 镇二转措施返排液处理站处理后的废水依托镇二转回注系统回注, 回注层位为三叠系长 3, 空气渗透率为  $3.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 故执行《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)特低~低渗透油藏回注水质指标。

表 3.3.4-10 镇二转措施返排液处理站出水水质监测结果

监测日期	控制指标	出水水质指标值 (mg/L)	标准值 (mg/L)	参照标准
2018.11.20~ 2018.11.22	含油量	0.08~0.15	≤40.0	《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)特低~低渗透油藏回注水质指标
	悬浮物	1.25~1.57	≤40.0	

根据该表可知,现有工程的措施返排液处理站处理后的出水水质可满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)回注水质指标要求,工艺可行。

### (3) 生活污水

现有工程无固定劳动定员,长庆油田分公司第十一采油厂在油区范围内建设有大小 7 座生活保障点,满足井区现有工作人员食宿需要,保障点产生的生活污水经标准化生活污水处理设施处理,达标后用于保障点及场站周边植被绿化;增压站(常规站)、注水站人员少,设置旱厕,生活污水采用收集沉淀池处理后作为站场绿化用水,不外排。

长庆油田在陇东油区建设的生活保障点均采用标准化设计,生活污水处理设施采用相同工艺,均为 MBR 一体化生活污水处理设施。根据第十一采油厂镇四联保障点和第十二采油厂同类保障点的竣工环境保护验收调查报告,生活污水处理装置出水水质表 3.3.4-11。

表 3.3.4-11 现有生活污水处理系统出水水质 单位: mg/L

控制指标	站场	镇四联保障点	庄九注保障点	庄三联保障点	标准
氨氮		8.74	3.58	7.85	≤20
BOD <sub>5</sub>		18.4	19.3	18.4	≤20
浊度		9	6	8	≤10
阴离子表面活性剂		0.728	0.658	0.967	≤1.0
粪大肠菌群(个/L)		540	530	340	≤1000

由表 3.3.4-10 可以看出,生活污水经处理后可达到《城市污水再生利用 绿地灌溉水质》(GB/T 25499-2010)水质标准,可作为保障点及周边站场绿化用水。

### 3、噪声

现有工程噪声污染源主要有井场抽油机、站场泵类以及井区内车辆噪声等,主要噪声源种类及源强见表 3.3.4-12。根据现场调查并结合历年竣工环保验收监测数据(见表 3.3.4-13),现有工程各站场厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求。由于长庆油田采用标准化井场建设,井场内主要设备、平面布置基本相同,典型井场引用《长庆油田分公司第二采油厂 2017 年 59 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中井场场界噪声监测结果进行分析,典型井

场昼、夜间厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)》2 类区排放标准。

表 3.3.4-12 现有工程主要噪声源统计表 单位: dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质
井场	丛式井抽油机	2 机/平台	65~66	低频声源
		3 机/平台	66~68	低频声源
		4 机/平台	68~70	低频声源
		5 机/平台	70~72	低频声源
		6 机/平台	72~74	低频声源
拉油点、注水 站撬	装车油泵	2 台 (1 开 1 备)	85~90	高频声源
	注水泵	3 台 (2 开 1 备)	85~90	高频声源
	加热炉风机	1 台	70~75	高频声源
	循环水泵	1 台	70~75	高频声源
水源井场	供水泵	2 台 (1 开 1 备)	90~95	高频声源
井区道路	运输车辆	26 辆	65~80	流动声源

表 3.3.4-13 现有典型场站厂界噪声监测结果 单位: dB(A)

编号	监测点		监测时间	监测结果		标准值		超标情况		数据来源
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
1	镇四联	东厂界	2019.7.25	46	44	60	50	0	0	《长庆油田分公司第十一采油厂 2017 年 40 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》
			2019.7.26	45	44			0	0	
		南厂界	2019.7.25	46	44			0	0	
			2019.7.26	45	44			0	0	
		西厂界	2019.7.25	49	47			0	0	
			2019.7.26	48	45			0	0	
		北厂界	2019.7.25	50	48			0	0	
			2019.7.26	51	47			0	0	
2	镇十一转	东厂界	2019.7.25	45	43	60	50	0	0	《长庆油田分公司第十一采油厂 2017 年 40 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》
			2019.7.26	45	43			0	0	
		南厂界	2019.7.25	45	43			0	0	
			2019.7.26	45	44			0	0	
		西厂界	2019.7.25	55	43			0	0	
			2019.7.26	55	43			0	0	
		北厂界	2019.7.25	51	49			0	0	
			2019.7.26	50	49			0	0	
3	镇十二转	东厂界	2019.7.25	50	48	60	50	0	0	《长庆油田分公司第十一采油厂 2017 年 40 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》
			2019.7.26	49	48			0	0	
		南厂界	2019.7.25	48	43			0	0	
			2019.7.26	45	44			0	0	
		西厂界	2019.7.25	48	47			0	0	
			2019.7.26	47	46			0	0	
		北厂界	2019.7.25	44	42			0	0	
			2019.7.26	43	40			0	0	
4	镇 44 增	东厂界	2019.7.25	57	44	60	50	0	0	
			2019.7.26	56	44			0	0	
		南厂界	2019.7.25	48	45			0	0	
			2019.7.26	48	46			0	0	



		西厂界	2019.7.25	50	49			0	0	
			2019.7.26	51	49			0	0	
		北厂界	2019.7.25	58	45			0	0	
			2019.7.26	58	45			0	0	
5	西 250-49 井组	东场界	2019.10.14	55.3	47.6	60	50	0	0	《长庆油田 分公司第二 采油厂 2017 年 59 万吨 产能建设工 程竣工环境 保护验收调 查报告》
			2019.10.15	55.6	47.7			0	0	
		南场界	2019.10.14	53.4	45.5			0	0	
			2019.10.15	51.2	46.3			0	0	
		西场界	2019.10.14	51.1	46.5			0	0	
			2019.10.15	44.3	43.9			0	0	
		北场界	2019.10.14	48.8	41.5			0	0	
			2019.10.15	48.2	41.6			0	0	
6	木平 133-37 井场	东场界	2019.10.14	58.6	49.4	60	50	0	0	
			2019.10.15	57.0	49.2			0	0	
		南场界	2019.10.14	56.3	47.1			0	0	
			2019.10.15	55.4	47.2			0	0	
		西场界	2019.10.14	54.1	44.9			0	0	
			2019.10.15	53.8	44.5			0	0	
		北场界	2019.10.14	52.3	43.7			0	0	
			2019.10.15	51.7	42.1			0	0	

#### 4、固体废物

第十一采油厂目前已建成并投运的危废暂存点共 5 处（镇 302-112、镇 309-1、镇 252、演 23-02、镇 188），各危废暂存点均履行了环境影响评价手续，并通过了竣工环保验收，具体情况见表 4.10.2-5。现有工程产生的危险废物均在危废暂存点暂存后，最终送有资质的单位处置。

##### (1) 落地油

运行期在修井、洗井作业中会有部分原油散落在井场成为落地油，其产生量与修井、洗井作业频次、方式以及管理水平等因素有关。根据现有工程资料统计，现有油井修井、洗井周期通常为两年一次，每口井每次产生落地油约 0.02t。修井过程采用高分子软体平台，均为清洁作业，油污不落地，产生的油污全部收集后由罐车拉至就近危废暂存点暂存，定期委托有资质单位处置。据调查结果，现有工程修井、洗井作业中落地油产生情况见表 3.3.4-14。

表 3.3.4-14 现有工程修井的落地油产生、排放情况

序号	项目	数量
1	油井数量（口）	11
2	落地油产生量（t/a）	0.11
3	收集处置率	100%
4	落地油排放量（t/a）	0

##### (2) 含油污泥

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐油泥；②采出水处理系统排泥；③运行期措施作业产生的含油污泥。由于镇 413 井区为拉运井区，所有设施均依托卸油后处理系统，仅油箱在定期清理过程中会产生一定的油泥，原油储罐清罐油泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物，属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危废代码为 900-210-08。根据第十一采油厂安全环保科提供的统计数据，清罐油泥产生量约 12 吨，清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位清运处置，不暂存。

### (3) 废滤料

现有工程采出水处理系统均依托镇二联采出水处理系统，本次评价不单独计算其废滤料产生量。

### (4) 其他固废

运行期其他固废主要包括设备维护产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，根据第十一采油厂统计资料，产生量约 0.2t/a，均属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW49 类危险废物，危废代码为 900-041-49。收集后送至危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

### (5) 生活垃圾

现有工程无固定劳动定员，不单独计算生活垃圾产生情况。

现有工程危险废物的产生及排放情况见表 3.3.4-15。

表 3.3.4-15 现有工程危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求

序号	名称	产生量 (t/a)	废物类别	危废代码	产生工序及装置	形态	主要成分	危险特性	污染防治措施
1	落地油	0.11	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-00 1-08	原油生产采油井口	半固态	石油类、泥砂	污染土壤及地下水	1、井场、站场危废临时暂存设施暂存，防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，按照《危险废物贮存污染控制标准的要求》采取防风、防雨、防晒措施。 2、全部运至现有危废暂存间暂存，定期由有资质单位安全处置。 3、严格执行危险废物转移联单制。
2	含油污泥	12			储油罐及井下作业泥	半固态	石油类、泥砂	污染土壤及地下水	
3	废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.2		900-04 1-49	设备维护及修井作业	固态	石油类	污染土壤及地下水	

## 5、现有工程“三废”排放统计

现有工程污染物产生量及排放情况见表 3.3.4-16。

表 3.3.4-16 现有工程污染物产生量及排放状况汇总

要素	污染源	污染物产生量 (t/a)					排放量 (t/a)	排放去向
		NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	颗粒物	非甲烷总烃			
大气污染物	加热炉烟气	0.144	0.032	0.024	—		SO <sub>2</sub> : 0.032 NO <sub>x</sub> : 0.144 颗粒物: 0.024	环境空气
	油气集输	—	—	—	0.588		非甲烷总烃 0.588	
水污染物	类型	产生量		主要污染物浓度 (mg/L)			排放量 (t/a)	排放去向
				COD	SS	石油类		
	油田采出水	1470m <sup>3</sup> /a		1000	240	300	0	经现有站场采出水处理设施处理达标后回注油层
措施返排液	840m <sup>3</sup> /a		800~2000	50~1200	20~200	经现有镇二转、镇四转、镇七转、镇 320-784 措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油		
固体废物	类型	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)			处置方式		
	落地油	0.11	0			属危险废物,按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂时贮存于污油泥临时储存点,最终送有资质单位处置。		
	含油污泥	12	0					
	废弃润滑油及其包装桶	0.2	0					

### 3.3.5 现有工程主要环保问题及“以新带老”整改措施

#### 3.3.5.1 现有工程环保措施落实情况调查

根据现场调查并结合历年产建工程环评和竣工环保验收调查报告,本项目现有工程主要环保设施落实及运行情况见表 3.3.5-1。

表 3.3.5-1 现有工程主要环保设施落实及运行情况

类别	位置	污染源或污染物	环评要求污染防治设施	实际防治措施	落实情况	运行情况
大气污染控制	各工艺环节各站场	无组织烃类	密闭输油工艺	镇413井区为偏远井区,井区内各井场产油密闭输送至镇413拉后拉运。	基本落实	正常运转
	拉油点	加热炉烟气	不低于8m高排气筒、伴生气火炬燃烧装置	不低于8m高排气筒、伴生气火炬燃烧装置	落实	达标排放
	井区道路	扬尘	洒水	采用洒水车喷洒路面,平均每周一次	未完全落实	频率较低,对扬尘抑制效果不明显

水污染控制	镇二联	油田采出水	“沉降除油+含油污水一体化处理设施”处理达标后回注地层用于驱油	沉降除油+一体化采出水处理装置（气浮+过滤）	落实	达标回注用于驱油
	生活保障点	生活污水	生活污水处理设施	生活污水处理设施	落实	达标回用
	井场	洗井、修井废水	拉运至联合站处理	罐车拉运至镇二转、镇四转、镇320-784和镇七转措施返排液处理站处理达标后回注	落实	正常运转
噪声污染控制	拉油点、井场、注水站等	输油泵、污油泵等各类泵	减振、室内隔声、绿化等	减振、室内隔声、绿化等	落实	稳定运行达标排放
固废污染控制	各站场、井组	落地油	井场进行标准化建设	井场内设污油污水池、井口集油槽，设置井控装置，加强巡检，及时回收落地油。	落实	收集处置率100%，送有资质单位处置
			落地油收集后送有资质单位处置	全部采用高分子软体平台，均为清洁作业，油污不落地	落实	
		含油污泥	油泥干化送有资质单位处理	送有资质单位处置	落实	送有资质单位处置
			送有资质单位处置	在暂存点暂存后，送有资质单位处置	落实	送有资质单位处置
		废弃润滑油及其包装桶	送有资质单位处置	在暂存点暂存后，送有资质单位处置	落实	送有资质单位处置
		含油岩屑	送有资质单位处置	送有资质单位处置	落实	送有资质单位处置
		废弃钻井泥浆、岩屑	设置防渗泥浆池，完钻后无害化处置	设防渗泥浆池，完钻后按照《废弃水基钻井液及岩屑泥浆池原位处理技术规范》（Q/SY CQ 08003-2018）进行原位处理	落实	井场泥浆池进行原位处理
生态环境	集输管线、道路、站场等	临时占地	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	已落实	
	站场、道路	永久占地	缴纳占地费用，由地方落实有关占用耕地补偿	缴纳占地费用，由地方落实有关占用耕地补偿	已落实	
	站场周围道路两侧	/	绿化	绿化	已落实	

根据现场调查及与环保验收单位进行咨询，除井区道路扬尘控制未完全落实环评要

求外, 现有工程各项环保措施大部分落实到位, 环境管理及风险应急预案制定较为完善; 生态保护与恢复措施基本按环评要求逐步实施, 现有工程对环境的影响轻微, 基本未改变井区范围内生态环境现状。

### 3.3.5.2 企业现有风险防范措施调查

历年来, 第十一采油厂面对特殊的地理环境, 不断强化风险防控, 持续落实环保责任, 严格环保隐患排查与治理, 加强管道油气泄漏风险防治, 加大“人防、物防、技防”措施, 完善“三防四责”体系, 先后建成了 12 座重要集输站点的 25 台输油泵在线监控、13 套 KLD 管道泄漏监控系统、2 套水面浮油监测报警系统、29 套集输管线自动截止阀、21 套环境敏感区视频监控, 全部上线稳定运行。同时依托“两线两库”隐患治理项目, 完成了 9 处重点穿跨越的加固, 完成了 17 道拦油土坝和巴家咀水上应急库、陇东环保中心应急库等 5 座应急库(具体位置见图 3.3.5-1)。通过“指挥中心—调控中心—站控中心”三级监控网络, 驻点看护、动态巡护和专业督查三种巡查方式, 实现了环境敏感区油气场站、管线的安全实时监控及预警, 确保了巴家咀水库的饮用水安全。2013 年, 按照庆阳市环境保护局下达《关于 2013 年油田产建开发有关事宜的函》(庆环函(2013)37 号文件)和庆阳市环境保护局《2014 年度油田开发环境保护工作座谈会》会议纪要内容, 加快落实巴家咀水库上游环境保护相关措施。

第十一采油厂对巴家咀水库上游重点敏感区域内的隐患项目进行了治理。治理项目主要包括:

(1) 对位于十三五规划环评中认定的环境敏感区的镇三联以及位于黑河上游的镇二联 3 座站场的防控等级进行提升, 配套建设事故应急池。镇二联建设 500m<sup>3</sup>钢混结构应急缓冲池 1 座, 在保留站场及罐区原有排水系统的条件下, 新建事故污水收集系统, 在发生事故的情况下, 将站场污染雨水和罐区容纳不下的事故污水通过阀门切换收集于应急缓冲池。应急缓冲池池顶设 1.2m 高钢制围栏, 四周设 2.2m 高刺丝网围栏和钢制大门。

镇三联建设 700m<sup>3</sup>钢混结构应急缓冲池 1 座, 在保留站场及罐区原有排水系统的条件下, 新建事故污水收集系统, 在发生事故的情况下, 将站场污染雨水和罐区容纳不下的事故污水通过阀门切换收集于应急缓冲池。应急缓冲池池顶设 1.2m 高钢制围栏, 四周设 2.2m 高刺丝网围栏和钢制大门。

(2) 对分布在巴家咀水源保护敏感区域的外输管线, 配套安装管线泄漏在线监测系统, 实时监测管线运行情况, 防范管道泄漏环境污染事件的发生。

现有工程环境风险防范措施及应急设施分布情况见图 3.3.5-1。

### 3.3.5.3 环境管理落实情况调查

第十一采油厂建立了较为完善的环境管理机构及各项管理制度，贯彻执行了国家和地方环境保护法律法规和政策，在油田建设和运行过程中环保措施的落实和有效运行、生态恢复、环境风险防范等方面起到了决定性的作用。

#### (1) 环境管理相关内容履行情况

① 第十一采油厂的现有工程均履行了相应的环保手续，开展了环境影响评价、环保验收工作；

② 按照工程环保设计以及环评提出的环保要求，落实了环保设施建设，严格执行“三同时”制度；

③ 制定了生态恢复方案、应急预案，并按照方案内容进行了落实；

④ 检验环保工程效果和运行状况，建立记录档案，并针对存在的环保问题进行调查，及时协调相关部门予以解决；

⑤ 建立了危险废物管理台账，填制了转运联单，危险废物得到了妥善处理；

⑥ 对企业职工定期开展环保政策、环保设施运行维护等培训，提高员工环保意识和环境管理水平。

#### (2) 排污许可证执行情况

现有工程以生产作业区为单位，分别办理了方山作业区排污许可证（9162100069561524K004Q）、太白梁作业区（9162100069561524K005Q）、桐川作业区（91621000695915246K001Q）、新集作业区（9162100069561524K003Q）。现有工程已安排排污许可有关要求进行了自行监测、环境台账、环境管理等。

#### ① 自行监测

依据排污许可证管理要求，第十一采油厂制定了 2021 年度自行监测计划，主要包括采出水、生活污水、措施返排液、烟道气、VOCs、噪声、土壤、地表水和地下水等内容，具体监测计划见表 3.4.3-1。

表 3.4.3-1 企业自行监测计划

序号	检测项目	监测点位	监测指标	监测频次	检测站点	检测站点个数	监测依据
1	采出水	采出水处理设备进口；采出水处理设备出口	pH 值、悬浮物、石油类	1 次/月	镇一联、镇二联、镇三联、镇四联、孟一联、镇二转、镇四转、镇八转、镇九转、镇十一转、镇十二转、孟二拉、	12	陇东油田采出水处理水质指标及分析方法（Q/SY CQ 08011-2019）
2	措施返排液	措施返排液处理设备出口	pH 值 悬浮物 石油类	1 次/月	镇二转、镇四转、镇 320-784 井场、镇 70	4	

3	生活污水	生活污水处理设备出口	pH、石油类、挥发酚、化学需氧量、悬浮物、氨氮、粪大肠杆菌	1次/年	桐川作业区生活保障点、太白梁作业区生活保障点、新集作业区生活保障点、方山作业区生活保障点、彭阳作业区生活保障点、	5	《城市污水再生利用 绿地灌溉水质》(GB/T25499-2010)
4	烟道气	加热炉烟道出口	二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳、林格曼黑度	1次/年	全厂 298 台在用加热炉	298	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
5	VOCs	厂界内装置区	二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物(非甲烷总烃(NMHC))	1次/年	镇二转、镇三转、镇四转、镇八转	4	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)
6	噪声	厂界四周	昼间噪声、夜间噪声	1次/季度	镇一联、镇二联、镇三联、镇四联、孟一联、镇二转、镇三转、镇四转、镇六转、镇七转、镇八转、镇九转、镇十一转、镇十二转、孟二拉	15	《声环境质量标准》(GB 3096-2008)
7	土壤	厂区内	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、石油烃(C10-C40)、挥发性、半挥发性有机物等 47 项	1次/年	镇一联、镇二联、镇三联、镇四联、孟一联	5	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)
8	地表水	油区内河道	pH值、化学需氧量、石油类、挥发酚、硫化物、六价铬、氨氮、汞、砷、铅	1次/年	1#蒲河方山断面、2#黑河太白梁断面、3#断面应急码头处、4#断面法云寺大小黑河交汇处	4	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)
9	地下水	油区内水源井	pH值、嗅和味、石油类、挥发酚、硫化物、氯化物、溶解性固体、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、汞、砷	1次/年	/	3	《地下水环境质量标准》GB/T 14848-2017)

## ② 环境管理台账

第十一采油厂按照排污许可证的要求建立了环境管理台账，主要内容包括基本信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息等内容，使用电子台账及纸质台账两种记录形式。

## ③ 执行报告

按照排污许可证管理办法要求，厂属 5 个采油作业区办理排污许可证，目前，甘肃境内桐川、太白梁、新集、方山作业区均已办理排污许可证，并完成了 2020 年年度执行报告编制、上传，待庆阳市生态环境局统一审批。

## ④ 信息公开

按照排污许可证管理办法要求，第十一采油厂在国家排污许可信息公开系统和本单位官方网站主页进行了公示。主要内容包括：1) 基础信息，包括单位名称、组织机构

代码、法定代表人、生产地址、联系方式,以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模;2) 排污信息,包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况,以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量;3) 防治污染设施的建设和运行情况;4) 建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况;5) 突发环境事件应急预案;6) 季度及年度排污许可证执行报告中相关内容。

### 3.3.5.4 现有工程地下水监测系统

为了长期监测油田开发建设对当地地下水环境的影响,第十一采油厂初步建立了地下水监测系统,一方面以作业区水源井为基础,进行长期的跟踪监测,取得了一系列监测数据,另一方面根据每年产建环评地下水跟踪监测计划建议,对影响范围内的水源井进行动态监测,监测井情况见表 3.4.3-2。

表 3.4.3-2 现有工程地下水监测系统建设情况

编号	性质	点位	坐标	地下水类型	监测点类型
1	长期监测点	新集区 ZBS62 水源井	E107°20'30.08", N36°56'4.64"	白垩系洛河组	跟踪监测点
2		太白梁 ZBS45 水源井	E107°19'32.60", N36°0'57.92"	白垩系洛河组	跟踪监测点
3		桐川 ZBS39 水源井	E107°30'51.93", N36°0'2.37"	白垩系洛河组	跟踪监测点
4	动态监测点	环县天地乡董家掌村	E107°11'41.14", N36°11'36.88"	第四系潜水	背景监测点
5		殷家城乡白湾村	E106°58'58.6", N36°11'48.034"	第四系黄土潜水	跟踪监测点
6		殷家城乡张庄村	E106°57'51.98", N36°9'47.73"	第四系潜水	跟踪监测点
7		殷家城乡白家川村	E107°1'59.62", N36°7'32.67"	第四系潜水	跟踪监测点
8		环县演武乡侯家岔	E107°2'28.78", N36°8'47.29"	第四系潜水	背景监测点
9		演武乡吴家塬村	E107°7'3.27", N36°7'22.17"	第四系潜水	跟踪监测点
10		太白梁乡稽家湾村	E107°20'43.00", N36°3'24.00"	白垩系环河组	跟踪监测点
11		太白梁乡街道	E107°22'25.10", N36°2'28.12"	第四系黄土潜水	背景监测点
12		桐川	E107°33'18.43", N35°57'11.55"	白垩系洛河组	背景监测点
13		驿马镇供水站	E107°35'38.68", N35°53'19.49"	第四系黄土潜水	跟踪监测点

监测项目包括: pH 值、嗅和味、石油类、挥发酚、硫化物、氯化物、溶解性固体、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、汞、砷等;监测频次: 1 次/年。

### 3.3.5.5 存在的主要环保问题

根据现场踏勘,现有工程生产废水、生活污水、固体废物、加热炉烟气及噪声的处理措施基本落实,废气全部达标排放,废水全部综合利用不外排,站场厂界噪声达标排放,固废均得到合理处置,存在的主要环保问题及整改措施见表 3.4.3-3。

表 3.4.3-3 现有工程存在的主要环保问题及“以新带老”措施

序号	存在的主要环保问题	评价提出的“以新带老”措施	实施效果评价
1	个别井场及道路临时占地未及时进行植被恢复,井场占地植被覆盖度低,遇暴雨天气容易导致水土流失。	对未及时恢复植被的钻井井场,按照油田建设标准井场的要求尽快采取工程措施和植被绿化措施,应	控制水土流失治理度。



		在下一个绿化季前完成全部绿化恢复措施，减少水土流失量。	
2	部分拉油道路未进行泥结碎石路面改造，道路扬尘影响较大。	建议采用管输代替拉油；施工前期即修建符合设计标准的进场、进站道路。	管输代替拉油，可从源头上降低扬尘污染；施工前期即修建符合设计标准的进场、进站道路，扬尘可得到有效降低，降低幅度应>50%。
3	根据《关于进一步加强油田开发采出水、措施液处理设施运行管理的通知》（庆环发【2021】110号）要求，在采出水、措施液处理设施末端按照相关技术规范安装自动监测监控设备，对回注水流量和水质进行自动在线监测监控，需在2022年5月底前完成安装，6月底前完成对比监测和市级环境监控系统联网，并委托第三方维护运行，确保自动监控设备规范运行。	按照庆环发【2021】110号）要求，于2022年5月份底之前完成现有采出水、措施液处理设施回注水流量和水质自动在线监测监控按照，2022年6月底前完成对比监测和市级环境监控系统联网。	满足庆环发【2021】110号）要求。

### 3.4 勘探工程概况

#### 3.4.1 勘探工程概况

为进一步加深对区域地层含油的认识，探索合适的油田开发方式，本区域在进行产能建设过程中，同步进行部分探井的建设，本项目共有13口探评井转为生产井，并纳入本次区块环评。所有探评井在开钻前均按照庆阳市生态环境局要求履行了单井环评手续，勘探完成后均进行暂关井，待纳入本次区块环评批复后，转为生产井，一并进行环保验收。本次评价井区勘探评价井环评手续履行情况见表3.4.1-1。

表 3.4.1-1 井区勘探评价井环保手续履行情况统计表

序号	区块	井场	井数(口)	原环评批复文号
1	镇北试采	庆 96	1	庆环井审[2018]第 193 号
2	彭阳试采	孟 55	1	庆环井审[2018]第 38 号
3	演 121	孟 35	1	庆环井审[2017]第 380 号
4	演武试采	孟 84	1	庆环井审[2019]第 261 号
5	彭阳试采	孟 50	1	庆环井审（2018）第 738 号
6	演武试采	孟 99	1	庆环井审[2020]第 625 号
7	孟 100	孟 100	1	庆环井审[2020]第 343 号
8	彭阳试采	孟 105	1	庆环井审[2020]第 635 号
9	演武试采	孟 118	1	庆环井审[2020]第 636 号
10	演武试采	演 284	1	庆环井审[2019]第 557 号
11	演武试采	演 374	1	庆环井审[2019]第 560 号
12	演武试采	演 263	1	庆环井审[2019]第 426 号
13	武 18	武 18	1	庆环井审[2021]第 261 号

#### 3.4.2 勘探期环境影响回顾

勘探期的环境影响与施工期钻井阶段环境影响相似，只是开发规模较小。勘探过程

中排放的主要污染物包括：钻井废水、试油废水、钻井岩屑、废钻井泥浆、钻井噪声以及钻井施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。勘探期的生态影响主要是对土壤、植被、生态景观和生态系统的影响，包括临时和永久占地对井场植被的破坏，落地油对土壤的污染。随着勘探期的结束，勘探工程对环境的影响也结束。

结合现场调查情况，本次评价井区勘探期存在的环境问题主要是勘探井场临时占地绿化措施落实滞后，钻前道路扬尘问题较突出，尽快采取工程措施和植被绿化措施，应在下一个绿化季节完成全部绿化恢复措施，减少水土流失量。此外，勘探井投入生产前，需进行标准化井场建设，完成井场内相应环保设施的实施。

## 4 扩建工程概况

### 4.1 项目基本情况

项目名称：长庆油田分公司第十一采油厂镇413等区块产能建设工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第十一采油厂

建设地点：庆阳市镇原县马渠镇、孟坝镇、新城镇、开边镇、殷家城乡、郭原乡和武沟乡，其中涉及新建井场的2个井区位于马渠镇和孟坝镇

建设性质：扩建（滚动开发）、新建

建设规模：2.66×10<sup>4</sup> t/a

行业类别：B0711 陆地石油开采

工作制度：年工作330天，8000小时

地面工程设计方案编制单位：长庆工程设计有限公司

### 4.2 建设规模

镇 413 等区块产能建设工程井区部署及建设规模见表 4.2-1。

表 4.2-1 2021 年产能建设工程开发层位及建产情况表

序号	区块		层位	单井配产 t/d	井场/座			油井/口			注水井/口	水源井/口	产能 (10 <sup>4</sup> t)	备注
					合计	新开	利旧	合计	新钻	探井转生产井				
1	镇东	镇413	长8	4	3	3	0	7	7	0	6	0	0.9	
2	北区	武18	长8	2.5	4	3	1	18	17	1	4	1	1.3	
探井转生产井 (分散单井)			长7	0.5 (2) /1.0	3		3	3		3	0	0	0.07	
			延7	3.5	1		1	1		1	0	0	0.12	
			长6	0.5	2		2	2		2	0	0	0.03	
			长8	0.5/1.0	2		2	2		2	0	0	0.05	
			长3	0.5/1.0	2		2	2		2	0	0	0.05	
			长4+5	0.5	1		1	1		1	0	0	0.02	
			富县区	1	1		1	1		1	0	0	0.03	
合计					19	6	13	37	24	13	10	1	2.66	

### 4.3 油藏地质概况

#### 4.3.1 区块开发范围

长庆油田分公司第十一采油厂管理的镇北油田总面积6216.2km<sup>2</sup>，其中镇原2156.5km<sup>2</sup>。本次产建工程共动用含油面积9.03km<sup>2</sup>，动用地质储量260×10<sup>4</sup>t，部署产能

2.66×10<sup>4</sup>t, 主要分布在镇北油田东部的镇413和武18区2个井区范围内, 其中均为探井转生产井。

### 4.3.2 油藏地质特征

镇北油田地处鄂尔多斯盆地西南部、陕北斜坡西南段, 局部构造位于庆阳鼻褶带, 油藏构造基本形态为一个西倾单斜, 坡度平缓, 倾角约0.5°~0.7°, 局部有微弱鼻状构造。构造对油气无明显的控制作用, 油气圈闭主要受沉积相带、物性变化控制。镇北地区主要含油层有侏罗系的延8、延9、延10和三叠系的长3、长8, 其中, 长3层是三叠纪晚期湖泊收缩阶段水下三角洲平原亚相沉积, 厚约100m左右, 长8属于三角洲前缘亚相沉积。

### 4.3.3 油藏地层特征

镇北油区自上而下钻遇的地层有第四系、白垩系、侏罗系安定组、直罗组、延安组和富县组以及三叠系延长组等, 含油层系主要为侏罗系延安组延7~延10和三叠系延长组长3、长8等。镇北地区地层柱状图见图4.3.3-1。

### 4.3.4 油藏埋深及油层厚度

根据开发井区油藏勘探资料, 本次产建工程主要开发三叠系长8油层, 长8油层的油藏平均埋深及油层平均厚度见表4.3.4-1。

表 4.3.4-1 项目主要开发井区油藏平均埋深及油层平均厚度表

井区	层位	油藏平均埋深 (m)	油层平均厚度 (m)
镇413、武18	三叠系 长8	2400	7.5
探井涉及油层	三叠系 长3	2150	6.0
	侏罗系	1800	5.5

### 4.3.5 油藏流体性质

#### (1) 原油性质

根据初步设计及建设单位提供资料, 镇北油田区域长3、长8及侏罗系原油普遍具有粘度小、凝固点低的特点。项目开发井区原油性质见表4.3.5-1。

表 4.3.5-1 开发井区原油地面性质表

井区	层位	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	气油比 (m <sup>3</sup> /t)	粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)	含硫 (%)	初馏点 (°C)
探井	镇北东区 侏罗系	0.852	42.9	6.13	17.8	未检出	88.1
	长3	0.851	72.6	6.65	18.5	未检出	56.0
镇413、武18	长8	0.855	73.0	7.03	17.4	未检出	73.9

原油是多种碳氢化合物的复杂混合物, 蒸气压除了随温度变化之外, 还与烃类的组成、气化时气液体积比有关。原油蒸气压采用《原油蒸气压的测定 膨胀法》(GB/T 11059-2011)测定, 根据建设单位提供的资料, 本项目原油饱和蒸气压为 26.1kPa (40°C)。

## (2) 地层水物性

根据初步设计,镇北油田本次开发层位中侏罗系延7、延8、延9、富县组地层水水型均为 $\text{Na}_2\text{SO}_4$ 型,三叠系长3、长8地层水水型均为 $\text{CaCl}_2$ 型,其中以三叠系长3层地层水总矿化度最高。配伍性方面:三叠系长3、长8采出水配伍性良好;侏罗系延6~延9采出水配伍性良好;侏罗系与三叠系采出水不配伍。地层水性质见表4.3.5-2。

表 4.3.5-2 开发井区地层水性质表

井区	层位	$\text{Na}^+\text{+K}^+$ (g/l)	$\text{Ca}^{2+}$ (g/l)	$\text{Cl}^-$ (g/l)	$\text{SO}_4^{2-}$ (g/l)	pH 值	总矿化度 (g/l)	水型
探井井区	侏罗系	17.4	0.5	22.3	1.3	7.1	48.8	$\text{Na}_2\text{SO}_4$
	长3	26.4	4.7	48.7	0.2	6.0	82.6	$\text{CaCl}_2$
镇413、武18	长8	13.7	5.2	28.1	0.2	6.0	51.2	$\text{CaCl}_2$

## (3) 原油伴生气性质

评价区不产纯天然气,主要以原油伴生气为主。根据设计资料,镇北油田原油伴生气组分分析见表4.5.5-3。数据显示,镇北东区侏罗系、镇北长3、镇北长8所产伴生气中均未检出 $\text{H}_2\text{S}$ 和 $\text{CO}$ 等有毒有害气体。

表 4.3.5-3 镇北油田原油伴生气组分分析表

层位	分析项目 (%)						比重	含烃 (%)	甲烷化系数
	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8\sim\text{C}_7\text{H}_{16}$	$\text{CO}$	$\text{H}_2\text{S}$ ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	其他组分			
镇北东区 侏罗系	70.34	13.67	14.06	/	/	1.85	0.79	98.08	0.504
长3	49.27	13.63	34.84	/	/	2.05	1.03	97.74	0.504
长8	49.07	14.08	36.85	/	/	0.774	1.06	99.15	0.504

## 4.3.6 油藏开发技术政策

镇北油田属于低渗、低产油田,天然能量不足,采用超前注水方式开发,其中侏罗系和长3层位采用正方形反九点注水井网,长8层位采用菱形反九点井网。根据现有井区的注水实践,注水开发的单井合理注水量约为 $20\text{m}^3/\text{d}$ 。具体开发技术政策见表4.3.6-1。

表 4.3.6-1 产建工程开发技术政策一览表

井区	层位	开发方式	注采井网	最大注水井口 压力 (MPa)	单井注水量 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )
镇413、武18	长8	超前注水	菱形反九点	17.0~19.0	20~25

## 4.4 项目组成及建设内容

### 4.4.1 项目组成

镇413等区块产能建设工程项目组成见表4.4.1-1。主要包括:新建井场7座,单井拉

油点 13 座，其余设施均依据现有工程。

表 4.4.1-1 镇 413 等区块产能建设工程组成表

分类	项目名称		建设内容	备注	
主体工程	钻井工程	镇北东区	镇 413	油水井总数 13 口，其中油井 7 口，注水井 6 口；	/
			武 18	油水井总数 21 口，其中油井 17 口，注水井 4 口；	利用探井 1 口
		探井转生产井	共计 12 口分散的探井转生产井	利用探井 12 口	
		合计	油水井总数 46 口，其中油井 36 口，注水井 10 口；其中利用探井转为生产油井 13 口。	/	
	站场工程	镇北东区	镇 413	① 共建井场 3 座，均为新建	/
			武 18	① 共建井场 4 座，其中新建井场 3 座，利用探井井场 1 座； ② 武 18 探井井组拉油点（与井场合建）；	/
		探井转生产井	共计 12 口分散的探井井场，均建设井场拉油点 1 处，共计 12 处	/	
		合计	新建井场 6 座，既有井场扩建 1 座，利用探井井场 12 座；单井拉油点 13 座。	/	
	管线工程	出油管线	镇 413	新建镇平 39-25 井场至镇 413 拉出油管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 2.38 \text{km}$	/
				新建镇平 39-19 井场至镇 413 拉出油管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 2.8 \text{km}$	/
				新建镇镇 38-20 井场至镇 413 拉出油管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 2.34 \text{km}$	/
			武 18	新建武 18-2 井场至武 18 拉出油管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 1.43 \text{km}$	/
				新建武 18-3 井场至武 18 拉出油管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 1.82 \text{km}$	/
				新建武 18-4 井场至武 18 拉出油管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 2.16 \text{km}$	/
		注水管线	镇 413	新建镇 413 注至镇平 39-25 井场注水管线 $\Phi 76 \times 9.0 - 2.38 \text{km}$	与出油管线同沟敷设
				新建镇 413 注至镇平 39-19 井场注水管线 $\Phi 76 \times 9.0 - 2.8 \text{km}$	
				新建镇 413 注至镇 38-20 井场注水管线 $\Phi 76 \times 9.0 - 2.34 \text{km}$	
			武 18	新建武 18 拉至武 18-2 井场注水管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 1.43 \text{km}$	
	新建武 18 拉至武 18-2 井场注水管线 $\Phi 76 \times 5.0 - 1.82 \text{km}$				
	新建武 18-4 井场至武 18 拉出油管线 $\Phi 60 \times 5.0 - 2.16 \text{km}$				
合计	新集出油管线 12.93km、注水管线 12.93km。				
配套工程	道路	井场	共建设井场道路 1.65km，其中利用既有探井和生产井井场道路 0.1km，新建井场道路 1.55km。	/	
公用工程	通信		新建井场通讯设备 19 套，12 芯架空电缆 22km。	/	
	供电		新建井场柱上变电 19 座，井场电力线 22km。	/	
	供热		探井转生产井各单井拉油点均设 120kW 立式燃气加热炉，武 18 井场拉油点站新建 1 台 120kW 立式燃气热水炉，共 13 台。	/	
	给水		镇 413 区注水均依据既有的注水设施回注，不新增水源井；武 18 区新增 1 口注水水源井，为注水撬供水；项目不新增劳动定员，不增加生活用水。	/	
	排水		项目正常生产过程无生产废水外排，油田采出水、措施返排液均依托既有设施处理达标后回注；拉油点加热炉用循环水采用水箱存储，定期拉运；工程不新增劳动定员，不增加生活污水。	/	

环保工程	大气污染防治		井场采用定压阀回收套管气；原油及伴生气采用密闭管输；储罐类设置呼吸阀减少烃类排放；加热炉采用伴生气为燃料，经 8m 高排气筒排放。	/
	污水处理	施工期 钻井废水	钻井过程采用泥浆不落地措施，钻井废水排入地上移动式泥浆罐（单个井场 3 具），用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆中上清液由长庆油田分公司第十一采油厂措施液处理站处理后达标回注；	/
		采出水	依托既有采出水处理设施处理后回注油层驱油，详见详见 4.10.2.2 采出水处理。	
		生活污水	工程不新增劳动定员，不增加生活污水。	/
	固废控制措施		施工期①泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后产生的固体废物在井场内落实“三防”措施暂存，脱水后外运固体废物含水率应在 60%以下，待配套建设的处置措施建成后规范处理。②含油岩屑和落地油单独收集、暂存，定期交有资质单位处置。	
			运营期井场采用高分子软体平台，为清洁作业，油污不落地；生产过程采用污泥污水池等油污回收设施，危险废物收集后依托现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置；保障点设生活垃圾收集设施，生活垃圾定期送环卫部门指定地点处置。	/
	噪声污染防治		泵类采用隔声罩、基础减振、室内布置等措施	/
风险防范措施		井场设油污污水池（各 30m <sup>3</sup> ），单井拉油点设备用事故油箱（常态下为空），事故状态下原油进入站内 30m <sup>3</sup> 事故油箱中；含油污水等进入井场含油污水池内；	/	
依托工程	原油集输		依托镇 413 拉油点、镇二联等现有站场及配套集输管线。	/
	注水工程		镇 413 区新建 6 口注水井，注水井水源来自该区内依托的镇 413 拉注水系统，为清水；武 18 区新建 4 口注水井，注水井水源来自新建的水源井。	/
	采出水处理		原油拉运至镇二联后在镇二联进行油水分离，采出水依托镇二联采出水处理系统处理达标后回注。	/
	措施返排液处理		依托镇二转、镇四转、镇七转、镇 320-784 措施返排液处理站处理达标回注。	/
	危废暂存点		危废暂存依托现有镇 302-112、镇 309-1、镇 252、演 23-02、镇 188 等井场危废暂存点暂存，定期由有资质单位安全处置。	/

#### 4.4.2 主要建设内容

镇 413 等区块产能建设工程地面设施主要建设内容见表 4.4.2-1。

表 4.4.2-1 镇 413 等区块产能建设工程地面设施主要建设内容表

工程内容	单位	总规模	各井区建设计划		
			镇东北油区		探井转生产井工程
			武 18	镇 413	探井
采油井口装置	套	36	17	7	12
注水井口装置	套	10	4	6	0
水源井	口	1	1	0	0
井场	座	17	4	3	12
拉油点	$\frac{m^3}{d}$ 座	$\frac{200}{1}$	$\frac{200}{1}$	0	0
出油管线	km	12.93	5.41	7.52	0
注水支线	km	12.93	5.41	7.52	0
井场道路	km	1.55	0.73	0.82	0

#### 4.5 油区总体布局

本工程开发井区共2个，其中镇413为滚动开发井区，武18区为新建井区，各井区总体布局方案如下：

##### (1) 武18井区

新建井场4座（含利用既有探井井场1座），由于武18井区距离既有系统较远，建设单井拉油点1处，拉运至镇二联进行原油处理；管线包括单井出油管线和注水管线；道路为进井场道路。武18井区地面工程布局见图4.5-1。

##### (2) 镇413井区

新建井场3座，依托现有镇413拉进行集输处理，由于镇413井区距离既有系统较远，建设单井拉油点1处，拉运至镇二联进行原油处理；管线包括单井出油管线和注水管线；道路为进井场道路。镇413井区地面工程布局见图4.5-2。

##### (3) 其他井区

本项目建设探井钻生产井标准化井场12座，将既有12座探井转为生产井，各井场内均建设井场拉油点1处，将原油拉运至镇二联进行原油处理。

#### 4.6 项目占地

本项目总占地面积为 10.57 $hm^2$ ，包括临时占地和永久占地。临时占地包括钻井井场、管线和道路施工，拉油点等的施工场所临时占地，占地面积约 7.05 $hm^2$ 。施工结束后，临时占地经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。永久占地包括拉油点、井场、道路等的永久征地，占地面积约 3.52 $hm^2$ ，占地类型主要为耕地（旱地）和草地等，不占用基本



农田，项目用地前办理相关审批手续。项目占地具体情况见表 4.6-1。

表 4.6-1 镇 413 等区块产建工程占地情况表 单位  $\text{hm}^2$

序号	项目	数量	永久占地	临时占地	合计	备注
1	井场(含采油、注水)	7座	2.79	0.93	3.72	每个井场永久占地按6亩计，临时占地按2亩计，不含探井井场12座
2	拉油点	13座	/	/	/	12座为探井拉油点，已不含在探井征内地内；1座已包含在井场用地内
3	出油管线(km)	12.93	0	5.79	5.79	施工临时占地宽度按6m计，注水管线与原油集输管线同沟敷设；同沟铺设出油管线3.28km，不重复计列临时占地。
4	注水管线(km)	12.93	/	/	/	
5	井场道路(km)	1.65	0.73	0.33	1.06	井场道路永久占地宽按4.5m计，临时占地宽按2.0m计，不含既有探井及现有井场已建进井场道路。
合计			3.52	7.05	10.57	临时占地占总占地的66.7%

## 4.7 油气集输方案

### 4.7.1 原油集输

本次开发区域均为偏远集输系统不完善的井区，均采用井组拉油方式集输，共依托既有拉油点1处，新建拉油点13处。目前，评价区原油集输系统以形成以联合站、接转站为中心，增压站、脱水点为骨架的格局。

各井区原油集输方案为：

#### (1) 镇413井区

含水油管输至现有镇413拉油点，拉油点含水油用罐车拉运至镇二联进行处理，采出水在镇二联采出水处理系统处理达标后回注油层，镇二联净化油输往镇一联。

#### (2) 武18井区

含水油管输至新建的武18拉油点，拉油点含水油用罐车拉运至镇二联进行处理，采出水在镇二联采出水处理系统处理达标后回注油层，镇二联净化油输往镇一联。

#### (3) 探井转生产井

探井转生产井均为零散分布的单个探井井场，在井场内建设拉油点，共计12座，拉油点含水油用罐车拉运至镇二联进行处理，采出水在镇二联采出水处理系统处理达标后回注油层，镇二联净化油输往镇一联。探井转生产井均布涉及不注水。

本项目完成后，不改变现有工程的原油集输系统，现有工程原油集输系统流程示意图见图3.3.3-1。

### 4.7.2 伴生气集输及回收利用

为提高伴生气收集利用率，减少开采过程中的无组织排放，本工程伴生气回收利用遵照以下原则：

(1) 井场采油井口安装定压阀回收套管气；

(2) 站场气液分离装置分出的伴生气优先用于站场内部燃料用气，富余伴生气管输至下游站场作为燃料进一步利用，或通过轻烃厂进行回收利用。演武-三岔油区由于伴生气中含有硫化氢，故站场加热炉燃料采用镇五联脱硫橇脱硫处理后的伴生气或镇四联轻烃厂返回的干气。

根据设计方案，本项目各井区伴生气利用途径见表4.7.2-1。根据资料收集及现场调查，第十一采油厂目前已建有镇一联轻烃厂、镇二联轻烃厂、镇四联轻烃厂和镇13增轻烃厂，设计规模11万方/天，实际处理伴生气6.8万方/天，负荷率80.0%，目前产混烃51.6吨/天。3座混烃厂采用氨制冷+冷凝分离工艺，依托第三方管理。镇四联轻烃厂采用混合冷剂+直接换热（DHX）工艺，由第十一采油厂自主管理。本次工程项目建成后伴生气利用情况见表4.7.2-2，伴生气平衡见图4.7.2-1。

表 4.7.2-1 各井区伴生气回收利用途径一览表

井区	回收利用站场	站场类型	伴生气利用情况
镇 413 井区	镇 413 拉油点	依托站场	井场产生伴生气用于加热炉燃烧利用，剩余部分设置井场发电机组综合利用
武 18 井区	武 18 拉油点	新建站场	井场产生伴生气用于加热炉燃烧利用，剩余部分设置井场发电机组综合利用
探井转生产井	12 个拉油点	新建站场	井场产生伴生气全部用于加热炉燃烧利用

表 4.7.2-2 项目建成后伴生气利用情况表 单位：m<sup>3</sup>/d

井区	新增气量	集输损耗	加热炉用量	剩余气去向	
				放空燃烧	单站发电机组利用
镇 413 井区	1016.4	14.23	0		1002.17
武 18 井区	1470.15	20.58	345.6		1103.97
其他探井	330.66	4.629	326.031		
合计	2817.21	39.439	671.631	0	2106.14

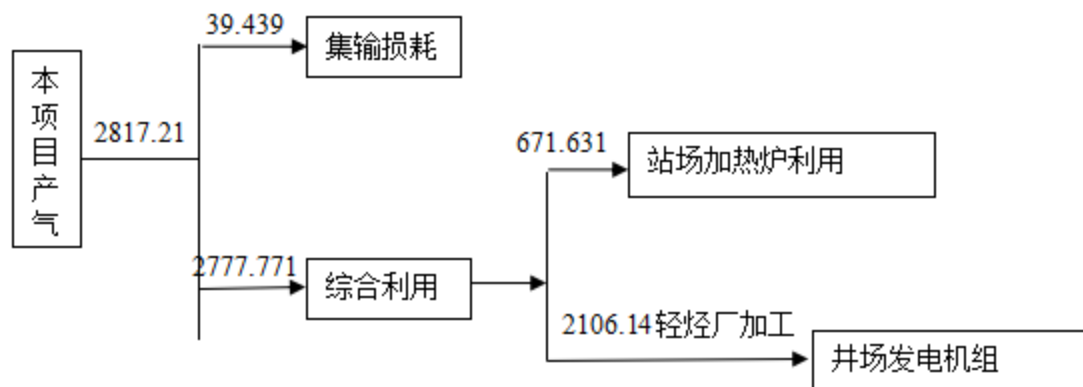


图 4.7.2-1 拟建项目伴生气平衡图 单位： $\text{m}^3/\text{d}$

## 4.8 主要地面工程设计方案

### 4.8.1 井场设计方案

#### (1) 井场平面布置

本项目拟建井场19座（含探井井场12座，利用既有井场1座），按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SY CQ 08010-2019）要求设计建设，主要由井口装置、自动投球装置、套管气定压阀安装区、污油污水池、雨水收集渠和雨水收集池、围墙、井口集油槽、稳流配水阀组等装置组成，每座井场可同时部署采油井1~10口、注水井0~5口，根据具体地形对平面布置进行调整，标准化井场平面布置见图4.8.1-1。

#### ① 井场围墙

井场围墙采用砖混结构，高0.5m，宽0.24m。

#### ② 井口集油槽和含油污水池

井口集油槽按0.2%坡度坡向连通含油污水池，宽0.4m，集油槽底部起点标高-0.2m。含油污水池容积不宜小于漏失区最大月平均降雨量时1天的地表汇流量和井场12h平均产液量的较大者。布置于井场一角，对抽油机漏失污油和井口漏失影响区可能含油的雨水进行收集。抽油机和井口漏失影响区的范围为：井口向建南侧5m、抽油机基础向建北侧2m、端部井口向两侧外延6m。抽油机和井口漏失区域边界高出外部场地地坪0.2m，并坡向井口的集油槽，避免地表径流携带污油向四周漫流，减少污染面。

#### ③ 雨水收集渠和雨水收集池

雨水收集渠采用砖砌水泥砂浆抹面结构，宽0.4m，深0.2m，沿井场围墙两侧布置，以0.2%的坡度坡向雨水收集池。雨水收集池容积不小于非漏失区（井场围墙范围内除漏失影响区以外的区域）最大月平均降雨量时1天的地表汇流量。

#### ④ 挡水条

挡水条高度不小于最大月平均降雨量1~3天的积水厚度，确保含油污水不出井场。

#### (2) 井场集输关系

项目各井场名称、油水井组合、原油集输去向及注水来源等见表4.8.1-1。

### 4.8.2 站场设计方案

本项目部分井区由于井场布置较少，集输系统不完善，井场需要采用罐车拉油的方式进行集输，本项目新建 13 个拉油点（不含利用既有的镇 413 拉），拉油点内各新建 1 台 120kW 立式燃气热水炉及热水循环系统，采暖热介质为 80°C~60°C热水，采用强制循环供热系统，基本情况见表 4.8.2-2。拉油点平面布置见图 4.8.2-1。

表 4.8.1-1

本项目各井区油水集输去向

序号	类别	区块	井场	坐标		地理位置	井型	层系	预计单井 产量 (t/d)	组合井数			目前进度	原环评批复文号	水井归属站场	归属场站	原油及采 出水处理
				X	Y					井数 (口)	油井 (口)	水井 (口)					
1	预探井	镇北试采	庆 96	3962373	36433888	镇原县孟坝镇赵咀村	直井	长 7 <sub>2</sub>	0.5	1	1	0	已开井	庆环井审[2018]第 193 号	无	庆 96 拉油点(新建)	镇二联
2	预探井	彭阳试采	孟 55	3952653	36386909	镇原县新城镇小岘子村巨寨组	直井	延 7	3.5	1	1	0	已开井	庆环井审[2018]第 38 号	无	孟 55 拉油点(新建)	镇二联
3	预探井	演 121	孟 35	4006219	36398471	镇原县殷家城乡李园子村大岔组	直井	长 6 <sub>1</sub>	0.5	1	1	0	已开井	庆环井审[2017]第 380 号	无	孟 35 拉油点(新建)	镇二联
4	预探井	演武试采	孟 84	3970304	36410735	镇原县武沟乡大庄村李家洼组	直井	长 8 <sub>1</sub>	1.0	1	1	0	已开井	庆环井审[2019]第 261 号	无	孟 84 拉油点(新建)	镇二联
5	预探井	彭阳试采	孟 50	3975876	36398092	镇原县武沟乡张岷村	直井	长 3 <sub>2</sub>	0.5	1	1	0	已开井	庆环井审(2018)第 738 号	无	孟 50 拉油点(新建)	镇二联
6	预探井	演武试采	孟 99	3958720	36403392	镇原县郭家乡景源村徐岷组	直井	长 6 <sub>2</sub>	0.5	1	1	0	已开井	庆环井审[2020]第 625 号	无	孟 99 拉油点(新建)	镇二联
7	预探井	孟 100	孟 100	3958010	36407387	镇原县开边镇陈坪村	直井	长 4+5 <sub>1</sub>	0.5	1	1	0	已开井	庆环井审[2020]第 343 号	无	孟 100 拉油点(新建)	镇二联
8	预探井	彭阳试采	孟 105	3953902	36408174	镇原县郭家乡唐洼村	直井	长 8 <sub>1</sub>	0.5	1	1	0	已开井	庆环井审[2020]第 635 号	无	孟 105 拉油点(新建)	镇二联
9	预探井	演武试采	孟 118	3953757	36392218	镇原县新城镇朱源村	直井	长 7 <sub>2</sub>	1.0	1	1	0	已开井	庆环井审[2020]第 636 号	无	孟 118 拉油点(新建)	镇二联
10	评价井	演武试采	演 284	4004088	36401428	镇原县殷家城乡李园子村白沟岷组	直井	长 3 <sub>2</sub>	1.0	1	1	0	已开井	庆环井审[2019]第 557 号	无	演 284 拉油点(新建)	镇二联
11	评价井	演武试采	演 374	3994078	36426878	镇原县三岔镇大源村佟渠组	直井	富县组	1.0	1	1	0	已开井	庆环井审[2019]第 560 号	无	演 374 拉油点(新建)	镇二联
12	评价井	演武试采	演 263	3978072	36411992	镇原县马渠乡花儿岔村	定向井	长 7 <sub>1</sub>	0.5	1	1	0	已开井	庆环井审[2019]第 426 号	无	演 263 拉油点(新建)	镇二联
13	开发井	镇 413	镇平 39-19	3972094	36431253	镇原县孟坝镇大寨村	水平井	长 8	4.0	5	2	3			镇 413 注水撬	镇 413 拉油点(依托)	镇二联
14	开发井		镇 38-20	3971531	36431424	镇原县孟坝镇大寨村	水平井	长 8	4.0	5	4	1		镇 413 注水撬			
15	开发井		镇平 39-25	3972042	36432346	镇原县孟坝镇大寨村	水平井	长 8	4.0	3	1	2		镇 413 注水撬			
16	开发井	武 18	武 18-2	3983273	36407332	镇原县马渠乡高源村	定向井	长 8	2.5	5	4	1			武 18 注水撬	武 18 拉油点(新建)	镇四联
17	开发井		武 18-4	3983058	36405177	镇原县马渠乡高源村	定向井	长 8	2.0	5	4	1		武 18 注水撬			
18	开发井		武 18-3	3983853	36405597	镇原县马渠乡高源村	定向井	长 8	2.5	5	4	1		武 18 注水撬			
19	开发井		武 18 扩	3982786	36406540	镇原县马渠乡高源村	定向井	长 8	2.5	6	5	1	武 18 探井已实施	庆环井审[2021]第 261 号	武 18 注水撬		

表 4.8.2-2 拉油点基本概况

站场名称	所属井区	地理位置	厂址坐标		设计规模	含水油去向
			东经	北纬		
庆 96 拉油点	镇北试采	镇原县孟坝镇赵咀村	107°16'10.7382"	35°47'18.1857"	30m <sup>3</sup> /d	镇二联
孟 55 拉油点	彭阳试采	镇原县新城镇小岷子村巨寨组	106°45'03.4315"	35°41'49.1471"	30m <sup>3</sup> /d	
孟 35 拉油点	演 121	镇原县殷家城乡李园子村大岔组	106°52'16.5975"	36°10'51.9727"	30m <sup>3</sup> /d	
孟 84 拉油点	演武试采	镇原县武沟乡大庄村李家洼组	107°00'44.0758"	35°51'30.6643"	30m <sup>3</sup> /d	
孟 50 拉油点	彭阳试采	镇原县武沟乡张岷村	106°58'33.8556"	35°44'50.8767"	30m <sup>3</sup> /d	
孟 99 拉油点	演武试采	镇原县郭塬乡景源村徐岷组	106°59'08.6943"	35°42'36.3818"	30m <sup>3</sup> /d	
孟 100 拉油点	孟 100	镇原县开边镇陈坪村	106°52'14.3960"	35°54'26.0508"	30m <sup>3</sup> /d	
孟 105 拉油点	彭阳试采	镇原县郭塬乡唐洼村	106°55'54.3006"	35°45'12.3799"	30m <sup>3</sup> /d	
孟 118 拉油点	演武试采	镇原县新城镇朱源村	106°48'32.0966"	35°42'27.2240"	30m <sup>3</sup> /d	
演 284 拉油点	演武试采	镇原县殷家城乡李园子村白沟岷组	106°54'16.3313"	36°09'43.4721"	30m <sup>3</sup> /d	
演 374 拉油点	演武试采	镇原县三岔镇大源村佟渠组	107°11'17.1393"	36°04'27.2557"	30m <sup>3</sup> /d	
演 263 拉油点	演武试采	镇原县马渠乡花儿岔村	107°01'30.1733"	35°55'41.8408"	30m <sup>3</sup> /d	
武 18 拉油点	武 18	镇原县马渠乡高源村	106°57'50.2686"	35°58'14.1283"	60m <sup>3</sup> /d	

### 4.8.3 管线工程设计方案

#### (1) 工程内容

项目新建各类管线总长 25.86km，其中：出油管线 12.93km、注水管线 12.93km，注水管线与出油管线同沟。新建出油管线工程规格、长度见表 4.3.3-1。

并行管线采用同沟敷设，管线施工不设施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。下管后土石方加固回填。新建管线工程均不涉及饮用水源地保护区。

#### (2) 施工方式

##### ① 管线敷设方式

集输管线采用沟埋敷设方式，开挖方式为机械开挖与人工开挖结合，埋深见表 4.8.3-1。

表 4.8.3-1 管线基本埋深设计

类型	黄土梁茆	河谷阶地	公路穿越
沟管挖深 (m)	1.50	1.50	1.60
管顶埋深 (m)	1.00	1.00	1.00

## ② 作业带宽度

各类集输管线施工作业带宽度均为 6m，利用现有油区道路。管线施工作业带平面布置见图 4.8.3-1。

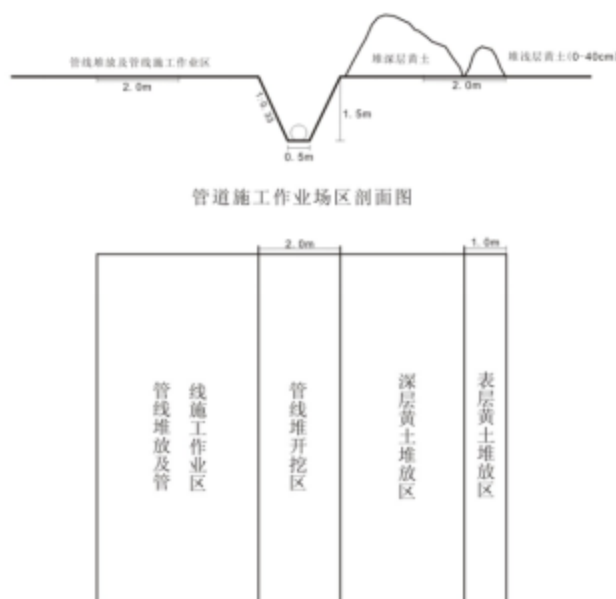


图 4.8.3-1 管道施工作业场地平面布置图

## ③ 管沟断面

管沟断面设计见表 4.8.2-2。

表 4.8.3-2 管沟断面设计表

地貌类型		黄土梁茆	河谷阶地	基岩石方(爆破)
边坡坡度(高:宽)		1:0.33	1:0.67	1:0
沟底加宽度(m)	人工开挖	0.5	0.7	0.9
	机械开挖	≥0.5	≥0.7	/

## ④ 管线防腐

采油管线采用环氧粉末普通级结构外防腐；集油管线采用环氧粉末外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温；注水管线采用整体挤涂式内防腐工艺。

## (3) 穿跨越工程

管线穿越区内一般道路采用开挖+套管保护的方式施工，穿越河流、冲沟采用桁架或悬索跨越等方式施工。项目主要穿跨越工程见表 4.8.3-3 及各井区地面工程布局图。

表 4.8.3-3 主要管道穿(跨)越工程

井区	管线名称	穿(跨)越对象	穿(跨)越方式	数量(m/次)	穿跨越编号	备注
镇413	新建镇平39-25井场至镇413拉出油管线	砂石路	开挖+套管	10/1	CYL-01	图4.5-1
	新建镇平39-19井场至镇413拉出油管线	吕家沟(长流水型)	桁架	15/1	CYH-01	
	新建镇38-20井场至镇413拉出油管线	深家沟(季节性沟)	桁架	15/1	CYH-02	
武18	新建武18-2井场至武18拉出油管线	油路	开挖+套管	10/1	CYL-02	图4.5-2
	新建武18-3井场至武18拉出油管线	砂石路	开挖+套管	10/1	CYL-03	
		油路	开挖+套管	10/1	CYL-04	
		油路	开挖+套管	10/1	CYL-05	
	新建武18-4井场至武18拉出油管线	砂石路	开挖+套管	10/1	CYL-06	
		油路	开挖+套管	10/1	CYL-07	

本项目穿跨越类型包括冲沟、河流及道路等，管线穿越河流和冲沟方式主要为桁架和开挖穿越，道路穿越按照公路等级分为顶管和大开挖穿越。穿越方式如下：

#### (1) 河流、冲沟穿跨越工程

##### ① 开挖穿越

该方式主要适用于枯水期长且枯水期流量较小、河床宽度适中的河流。施工作业一般选在枯水期水量最小的季节进行。施工作业程序为：在河流一侧开挖导流明渠，将河水引入导流渠中，然后开挖河床管沟，敷设管道，然后回填，拆除围堰，并回填导流明渠。稳管处理方式采用管段上加混凝土，管道埋深在河底稳定层中，埋深约 3m，回填物由下至上由细到粗，河床底砌筑干砌片石。两岸陡坡设浆砌块石护岸，防止水土流失。

围堰导流开挖管沟法施工断面示意图 4.8.3-2 所示，穿越河流、冲沟断面见图 4.8.3-3。



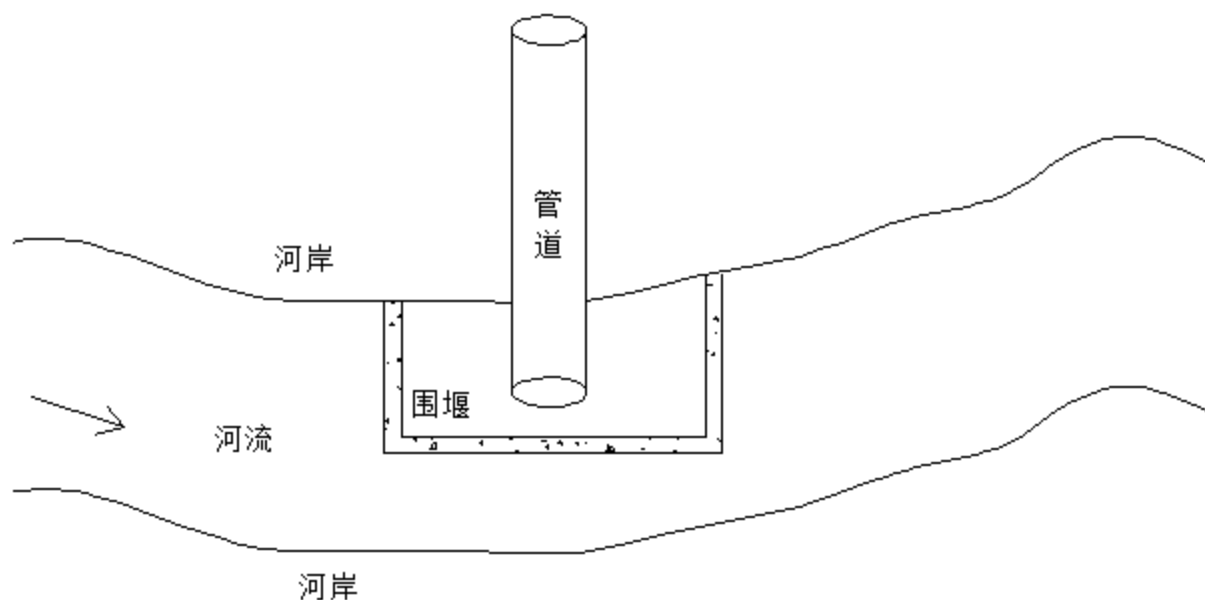


图 4.8.3-2 围堰导流开挖管沟法施工断面示意图

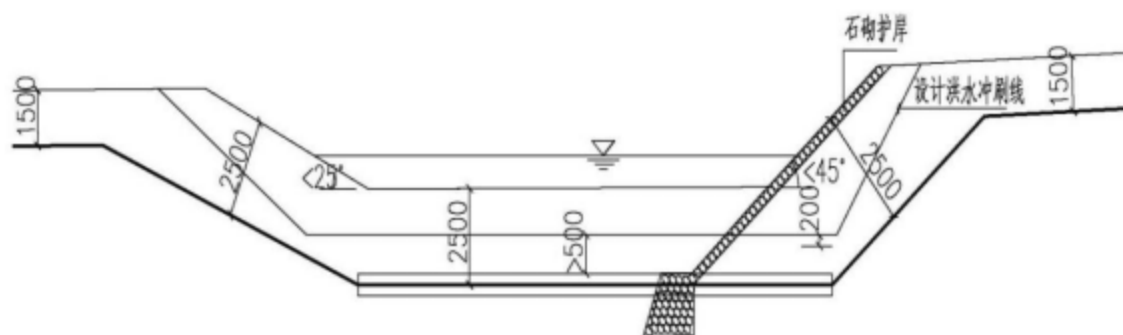


图 4.8.3-3 穿越河流、冲沟示意图

## ② 桁架式跨越

桁架式跨越为采用两榀简单钢制桁架通过上、下弦水平杆件组成空间桁架，管道及检修通道安装在水平杆件上，通过冲沟或河流的一种管道地面跨越方式。

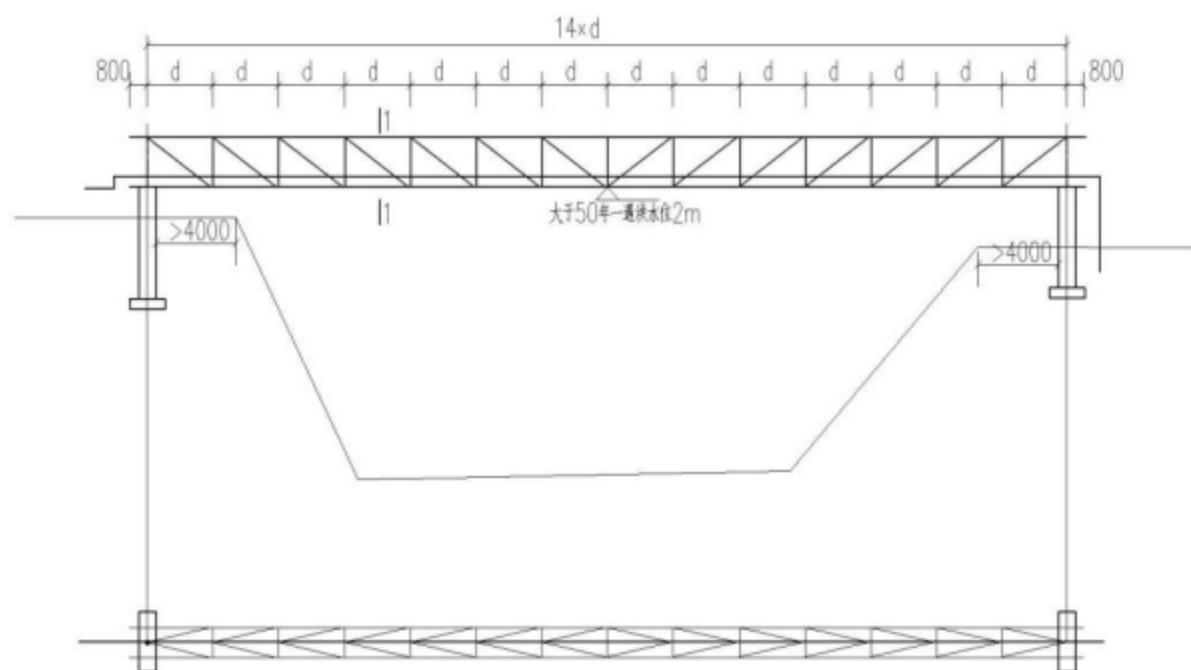


图 4.8.3-4 桁架穿越河流、冲沟示意图

根据施工现场的环境特点、施工技术、设计规范及安全要求等方面出发，管道穿越河流采取合适方式通过。大开挖穿越方式与桁架式跨越方式优缺点对比见表 4.8.3-4。

表 4.8.3-4 穿越方式优缺点比较

穿越方式	大开挖穿越	桁架式跨越
过河方式	沟埋敷设至河床相对稳定层下通过	利用塔架、拉索结构、桁架或管道自身刚度将管道架空在防洪要求标高以上
稳管方式	重晶石混凝土加重块	塔架、拉索
优点	沟埋敷设与河床相对稳定层内，管道相对安全。 施工技术简单。 工期短，投资较跨越方式省。	可避免水流可能对管道造成的影响。 施工工艺较成熟，现场工程量小。 可进行过河管道的检修，对两岸防洪堤无影响。 相对于大开挖穿越对环境的影响较小。 投资相对较低。
缺点	管道事故情况下，不易进行检修。 施工受季节影响较大。 两岸大堤需要开挖。 投资一般较定向钻方案高。	安装施工技术要求较高。 定期维护管理费用较高。
水环境影响	开挖期间对河流水质产生短暂影响，主要是悬浮物增加，施工结束后恢复河流状态后对水环境影响小。	施工期间对河流水质影响小，洪水影响较大。
生态环境影响	临时占地面积大，对河床扰动大。	施工期临时占地面积小，对河床扰动小。
环境风险	油管防腐要求较高，检修、更换困难，事故状态下较难采取措施。	管线存在泄漏风险，但可采取相应的防范措施，易于实现远程监控和控制措施，检修、更换方便。

本项目项目桁架方式跨越各河流，项目施工不涉及河流，施工过程中不会扰动河流水质；运行期桁架方式通过，并设置套管，可以降低项目的环境风险。同时，项目在长流水的镇平 39-19 井场至镇 413 拉出油管线跨越吕家沟下游设置 2 组拦油桩，配备必要的事故应急设施，在事故状态下，采用拦油网拦截等措施，可以将对河流的事故影响降低到最小。

## (2) 公路穿越工程

工程管线穿越等级公路采用顶管方式，普通沥青路穿越采用大开挖直埋方式。

等级公路穿越采用顶管方式通过，工作管外加钢筋混凝土套管；若通过地层为较完整的基岩，可采取水平钻方式，工作管外加钢套管保护。套管顶埋深距路面埋深不小于 1.2m；同时，公路穿越应单独试压，强度实验压力同两侧的线路部分。

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。顶管施工工艺示意图见图 4.8.3-5，管道穿越公路施工方式断面示意图见图 4.8.3-6，穿越公路纵断面见图 4.8.3-7。

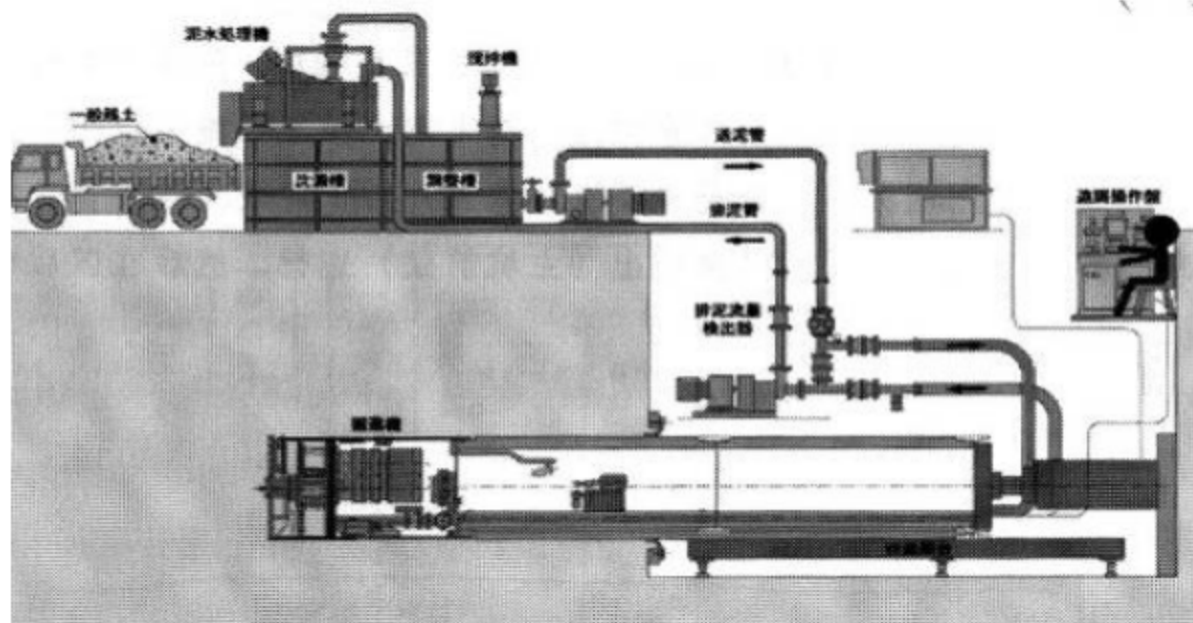


图 4.8.3-5 顶管施工工艺示意图



采用水罐车拉运。镇 413 区注水系统用水由既有镇 413 区水源井送给；武 18 区新建水源井 1 口，为武 18 注水撬供水。

#### 4.8.6 注水工程设计方案

本项目共新建注水井 10 口，单井配注量 10~25m<sup>3</sup>/d，总注水量约 200m<sup>3</sup>/d（按平均注水量 20m<sup>3</sup>/d 计）。项目注水依托镇 413 注水撬和新建的武 18 注水撬，各井区注水方案见表 4.8.6-1。本工程注水井分布于各标准化井场内，通过输水管线接收注水站来水并回注地下。根据设计资料，注水管线与油气集输管线同沟敷设。

表 4.8.6-1 各井区注水方案表

井区	2022 年辖注水井数 (口)	单井配注量 (m <sup>3</sup> /d)	所需注水量 (m <sup>3</sup> /d)	注水站场	注水类型	备注
镇 413	6	10~25	120	镇 413 注水撬	清水	依托
武 18	4		80	武 18 注水撬	清水	新建

#### 4.8.7 道路工程设计方案

评价区内交通主要依托 G309、殷家城-三岔-孟坝、蔡口集-土桥-桐川 (X014)、X008 等县乡道路及油区内部镇五联、镇四联、镇十转、镇二联等支干线道路，进井场简易道路可依托各乡村简易公路。根据设计方案布署，本次新建井场道路 1.65km（含探井及既有井场已建井场道路 0.1km），道路工程主要技术指针见表 4.8.7-1。

表 4.8.7-1 道路工程主要技术指针

道路建设标准		进井场简易道路
路线长度 (km)		1.65
路面宽度 (m)		3.5
路基宽度 (m)		4.5
路面结构		泥结碎石
极限最小圆曲线半径 (m)		15
一般最小圆曲线半径 (m)		30
凸型竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	
凹型竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	
最大纵坡 (%)		11

### 4.9 公用工程及污水处理工程

#### 4.9.1 给排水工程

##### (1) 给水工程

项目镇 413 拉 (镇 413 注水撬) 和加热炉循环系统生产用水通过既有油田水源井供应，水源取自洛河组承压水。

项目武18拉（武18注水撬）和加热炉循环系统生产用水通过新建1口油田水源井供应，水源取自洛河组承压水。

#### (2) 排水工程

项目正常生产过程无生产废水外排，油田采出水、措施返排液处理达标后回注油层。

### 4.9.2 供热工程

本项目各拉油点内均新建加热炉1台，为储罐设备保温；加热炉采用油田伴生气作为燃料，属清洁能源。项目站场供热具体配置情况见表4.9.2-1。

表 4.9.2-1 拟建工程加热炉配置情况表

序号	站场名称	供热设施	加热炉规模	数量（台/套）
1	庆96拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
2	孟55拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
3	孟35拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
4	孟84拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
5	孟50拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
6	孟99拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
7	孟100拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
8	孟105拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
9	孟118拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
10	演284拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
11	演374拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
12	演263拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
13	武18拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1

### 4.9.3 供电工程

各井区均依托现有供电系统供电，供电系统依托情况详见表4.9.3-1。

表 4.9.3-1 产建工程供电系统依托工程统计表

序号	油区	井区	依托供电系统		备注
			变电站	主变容量（MVA）	
1	演武-三岔油区	各探井井场	方山35kV变	2×5.0	可依托
			里岔塬35kV变	2×8.0	可依托
			三岔35kV变	2×3.15	可依托
2	镇北东油区	镇413、武18	桐川35kV变	2×2.0	可依托
			巴山35kV变	2×8.0	可依托
			庙山35kV变	2×8.0	可依托

### 4.9.4 污水处理工程

本项目生产期间产生的采出水及措施返排液均依托既有的处理设施进行处理，处理达标后回注油层。

### 4.10 依托工程

### 4.10.1 依托工程概况

本次产能建设工程主要依托工程包括原油集输系统、采出水处理系统、注水系统、危险废物暂存点及措施返排液处理等。项目依托工程分类见表4.10.1-1，根据现场调查及咨询建设单位，依托工程目前均已投运并正常运行。

表 4.1.10-1 本项目依托工程概况

序号	依托类型 井区	原油集输	注水工程	采出水处理	伴生气回收	措施返排液处理	危废临时暂存
1	镇 413 区	镇 413 拉-镇二联	镇二联	镇二联	/	镇七转、镇四转措施返排液处理站	演 23-02 危废暂存点
2	武 18 区	镇二联	镇二联	镇二联	/		
3	各探井井场	镇二联	镇二联	镇二联	/		

### 4.10.2 依托工程可行性

#### 4.10.2.1 原油集输

本项目原油集输系统依托站场主要为镇二联卸油台及镇二联等。依托的原油集输系统工程能力校核见表 4.10.2-1。

由表 4.10.2-1 校核结果可知，依托站场原油集输能力可满足本项目新增原油集输负荷需求，依托可行。

表 4.10.2-1

原油集输系统依托工程能力校核

单位: m<sup>3</sup>/d

站场	脱水系统(液量)					外输系统 <sup>①</sup>				能力校核结论
	设计规模	当前负荷	富余规模	2021 年新增负荷		设计规模	当前负荷	富余规模	新增负荷	
				井区	新增					
镇二联	2400	1688	712	镇 413、武 18、各拉油井场	116.84	4720	3685	1035	80.6	满足

注: ①镇 413 为拉油点, 不校核规模符合性, 出油量大时, 通过提高拉运频次。②具有脱水功能的原油处理站场校核净化油外输规模。



## 4.10.2.2 采出水处理

## (1) 处理规模依托的可行性

本项目各井区依托的采出水处理系统处理能力校核见表4.10.2-2。根据分析，依托站场的采出水处理系统规模可满足本项目新增采出水负荷需求，依托可行。

表 4.10.2-2 依托站场采出水处理能力校核表 单位：m<sup>3</sup>/d

井区	站场	设计规模	当前负荷	富余能力	拟建工程新增负荷	能力校核结论	采出水回注去向
镇 413、武 18、各探井转生产井	镇二联	1000	618.4	381.6	36.3	满足	镇二联采出水回注系统

## (2) 处理工艺依托的可行性

第十一采油厂自2017年开始陆续对现有采出水处理系统进行改造，通过“陇东油区采出水环评符合性治理工程”的实施，本项目依托站场镇一联、镇四联、镇二转等已陆续完成改造，改造后均采用“沉降除油+一体化采出水处理装置（气浮+过滤）”处理工艺，镇三联采用“沉降除油+一体化采出水处理装置（气浮+过滤）+超精细过滤”处理工艺。根据历年产建工程验收监测报告及部分站场日常管理例行监测数据（见表3.4.2-8），依托站场的采出水处理系统出水水质满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）相应回注水质指标要求。因此，从工艺上依托现有采出水处理系统可行。

## 4.10.2.2 注水系统依托工程及能力校核

项目依托的注水站场镇 413 注水撬，依托注水系统能力校核见表 4.10.2-3。根据分析，现有站场注水系统可满足本项目新增注水需求，依托可行。

表 4.10.2-3 站场注水系统能力校核表 单位：m<sup>3</sup>/d

井区	站场	设计规模	注入介质	回注层位	当前负荷	富余能力	新增配注量	能力校核结论
镇 413	镇 413 注水撬	300	清水	三叠系	20	280	120	满足

## 4.10.2.5 危废暂存点依托工程

第十一采油厂目前已建成并投运的危废暂存点共 5 处，各危废暂存点均履行了环境影响评价手续，并通过了竣工环保验收，具体情况见表 4.10.2-5。本项目各井区依托的暂存点名称见表 4.10.1-1。

表 4.10.2-5 第十一采油厂危废暂存点分布情况表

序号	暂存点名称	设计规模 (t)	作业区	地理位置	环评手续	验收手续
1	镇 302-112	500	桐川	庆城县桐川镇党楼岷村	2014 年 36.1 万吨产能建设工程甘环审发(2014)87号	采油十一厂字(2017)61号

2	镇 309-1	400	太白梁	庆城县太白梁乡吕家塬村	2015 年 28 万吨产能建设工程 甘环审发(2015)73 号	采油十一厂字 (2017)60 号
3	镇 252	400	新集	镇原县新集乡永丰村	2015 年 28 万吨产能建设工程 甘环审发(2015)73 号	采油十一厂字 (2017)60 号
4	演 23-02	500	方山	镇原县三岔镇董渠村	2014 年 36.1 万吨产能建设工程 甘环审发(2014)87 号	采油十一厂字 (2017)61 号
5	镇 188	400	方山	环县演武乡吴家塬村	2015 年 28 万吨产能建设工程 甘环审发(2015)73 号	采油十一厂字 (2017)60 号
合计		2200	/	/	/	/

根据现场调查及依托工程验收资料,依托危废储存点均采用轻钢结构设计,满足防风、防雨、防晒等储存要求,地面及踢脚均采取防渗处理,防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)要求。暂存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志,周围设置围墙或防护栅栏。危废临时储存点平面布置及剖面见图 4.10.2-1,地面防渗设计见图 4.10.2-2

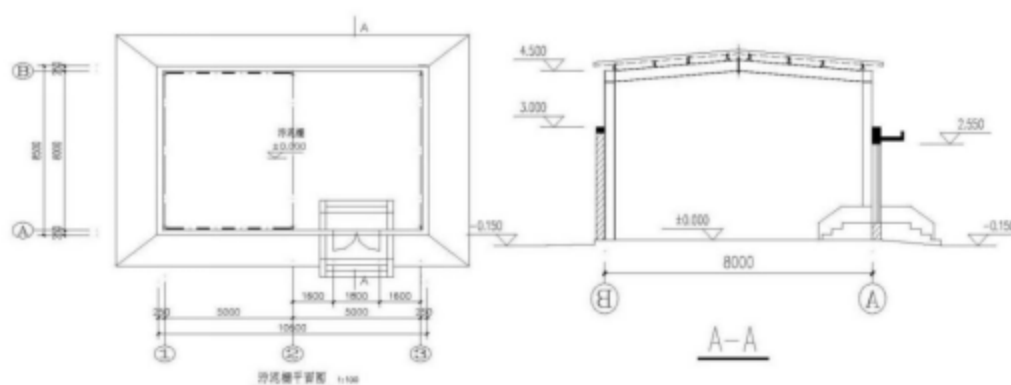


图 4.10.2-1 含油污泥临时暂存点平面图

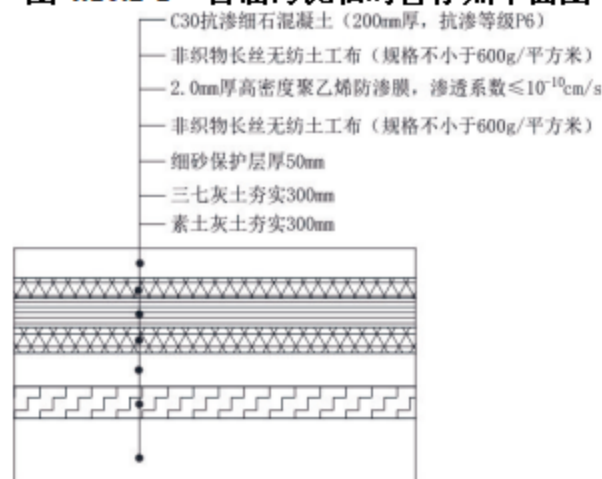


图 4.10.2-2 危废暂存点污泥池底防渗结构图

本项目依托暂存的危险废物主要包括含油岩屑、含油污泥等。根据工程分析,项目施工和运行期危险固废产生量见表 4.10.2-6。

表 4.10.2-6 项目施工和运行期危险固废产生量估算

阶段	项目	重量	密度/(t/m <sup>3</sup> )	体积/m <sup>3</sup>
施工期	含油岩屑	12.54t	2.5	5.02
	落地油	0.46t	1.6	0.29
	废防渗布等其他危废	1t	/	/
	小计	14t	/	5.31
运行期	落地油	0.36t/a	1.6	0.23
	含油污泥	130.61t/a	1.034	126.32
	废防渗布、废润滑油及包装桶	1.1t/a	/	/
	小计	132.07t/a	/	126.55

根据表 4.10.2-6, 本项目施工期危险废物最大产生量约 14t, 运行期危险废物最大产生量约 132.07t/a, 因此, 在滚动开发过程中一年内需临时储存的危险废物总量最多为 146.07t, 合 14.61t/月 (按 10 个月计)。项目依托的危废暂存点总设计规模 500t, 通过与第十一采油厂安全环保科核实, 当前各暂存点清运周期在 2~3 个月, 可见本项目危废暂存设施库容充足, 满足本次产建项目危废贮存需求, 同时可通过缩短危废贮存时间, 增加清运频率提高危废暂存点的贮存能力。

本项目各井区危废拉运路线见图 4.10.2-3, 拉运路线主要依托现有地方及油区道路, 道路整体情况较好, 能够满足运输要求。路线不经过水源保护区, 且尽可能避开了人员密集区域, 整体来看, 拉运路线较为合理。

#### 4.10.2.6 措施返排液处理站

本项目施工期及运行期产生的措施返排液, 依托井区现有的镇二转、镇四转、镇七转和镇 320-784 措施返排液处理站处理。以上除镇七转措施返排液处理站正在开展验收工作外, 其余 3 座站场均已通过竣工环保验收, 环保手续履行情况见表 4.10.2-7。

表 4.10.2-7 依托的措施返排液处理站场环保手续履行情况表

站场	设计规模 (m <sup>3</sup> /d)	实际处理规模 (m <sup>3</sup> /d)	新增	项目名称	环评手续	环保验收手续
镇二转措施返排液处理站	150	95	可在几个站场直接调配, 总量为 12.73 m <sup>3</sup> /d	镇二转措施作业废水处理站项目	庆环环评发 (2017) 37 号	采油十一厂安委字 (2019) 3 号
镇四转措施返排液处理站	150	110		新集作业区措施返排液处理装置建设项目	庆环评表字 (2018) 114 号	采油十一厂安委字 (2019) 12 号
镇 320-784 措施返排液处理站	200	120		镇 320-784 措施返排液处理站	庆环规划发 (2020) 55 号	采油十一厂安委字 (2020) 15 号
镇七转措施返排液处理站	150	75		镇七转措施返排液处理站	庆环规划发 (2020) 63 号	正在开展验收工作

注: 本项目措施废液处理均依托现有站场进行处理, 依托措施废液处理站措施废液处理能力设计规模依据设计资料、现场踏勘询问和电话询问站场具体负责人的方式确定。依托措施废液处理站措施废液处理能力当前负荷随站场下转

措施作业井场数量的变化而发生变化，环评开展初期通过现场踏勘询问和电话询问站场具体负责人关于当前措施废液处理站措施废液处理里的方式，据此核定当前措施废液处理负荷。

项目依托的 3 座措施返排液处理站设计处理规模为 150m<sup>3</sup>/d，1 座为 200m<sup>3</sup>/d，采用的处理工艺基本相同，均为“预处理+混凝沉降+过滤+污泥脱水”，其中镇四转措施返排液处理站处理后的废水依托镇四转采出水处理系统进一步处理达标后回注油层；镇二转措施措施返排液处理站处理后的废水依托镇二转回注系统回注；镇 320-784 措施返排液处理站依托镇 320-784 注水撬回注；镇七转措施返排液处理站依托镇七转回注。本次评价收集了镇二转措施返排液处理站验收监测报告，其出水水质见表 4.10.2-9。根据建设单位提供资料，镇二转措施返排液处理站处理后的废水依托镇二转回注系统回注，回注层位为三叠系长 3，空气渗透率为 3.7×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>，故执行《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）特低~低渗透油藏回注水质指标。

表 4.10.2-8 镇二转措施返排液处理站出水水质监测结果

监测日期	控制指标	出水水质指标值 /(mg/L)	标准值 /(mg/L)	参照标准
2018.11.20~ 2018.11.22	含油量	0.08~0.15	≤40.0	《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019） 特低~低渗透油藏回注水质指标
	悬浮物	1.25~1.57	≤40.0	

根据该表可知，依托的措施返排液处理站处理后的出水水质可满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）回注水质指标要求，工艺可行。

本项目各井区措施废液拉运路线见图 4.10.2-4，拉运路线主要依托现有地方及油区道路，道路整体情况较好，能够满足运输要求。路线不经过水源保护区，且尽可能避开了人员密集区域，整体来看，拉运路线较为合理。

#### 4.11 劳动定员

本项目生产系统年运行 8000h，井场年运行 330d。

项目新建井场、管线等巡检人员由各作业区统一调配，新建拉油点无人值守，不新增劳动定员，工程保持现有定员不变。

#### 4.12 投资估算

根据产建工程开发设计方案，本项目总投资为 13000 万元，其中环保投资 554.1 万元，占总投资的 4.26%。

#### 4.13 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况

本项目实施前后油田建设变化情况见表 4.13-1。

表 4.13-1 本项目实施前后井区范围建设变化情况

序号	工程	单位	扩建开发前	扩建开发后	变化情况
1	产能规模	10 <sup>4</sup> t/a	0.5	3.11	+2.66
2	井场	座	3	22	+19
3	采油井	口	11	47	+36
4	注水井	口	1	11	+10
5	水源井	口	1	2	+1
6	拉油点	座	1	14	+13
7	注水撬	座	1	2	+1
8	油气管线	km	2.16	21.39	+19.23
9	注水管线	km	1.28	20.51	+19.23
10	进井场道路（土路）	km	1.5	3.15	+1.65

## 5 工程分析

### 5.1 能耗、物耗及水平衡

#### 5.1.1 能耗、物耗

##### (1) 能耗

根据产建工程设计方案，拟建工程预计增加电力负荷 80kW，总用电量约  $12.8 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h/a}$ ；新鲜水消耗量约  $7.05 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，主要包括清水回注、措施作业用水以及加热炉循环补充水等。

##### (2) 物耗

根据类比调查，施工期钻井作业的主要生产设备情况见表 5.1.1-1，每口钻井主要原辅材料消耗见表 5.1.1-2，主要原辅材料的组成及性质见表 5.1.1-3。

表 5.1.1-1 每口钻井主要生产设备使用情况

序号	设备名称		型号	单位	数量	备注
1	钻机		ZJ30 型及以上	台	1	Φ127mm 钻杆
			ZJ40 型及以上	台	1	Φ127mm 钻杆
2	井架		JJ315/45-D	套	1	K 型，高度 45m
3	提升系统	天车	TC315	台	1	
		游车	YC350	台	1	
		大钩	DG350	台	1	
		水龙头	SL450II	台	1	
4	转盘		ZP275	台	1	转速:最高 195rpm
5	钻井液泵		F-1600	台	2	最高压力 35.0MPa
6	柴油机		PZ12V190BBL-3	台	3	单机功率 810kW
7	发电机	1#	VL436	台	2	单机功率 370kW
		2#	VL208	台	1	单机功率 208kW
8	压风机		风冷电动螺杆	台	2	
9	罐类		加重下灰罐	个	2	单罐体积 10m <sup>3</sup>
			钻井液储备罐	个	3	单罐体积 40m <sup>3</sup>
			淡水储备罐	个	2	单罐体积 40m <sup>3</sup>
			循环罐	个	5	总体积 260m <sup>3</sup>
10	井控装置	环型防喷器	FH35-35	台	1	二开，三组合，负荷能力 35.0MPa
		双闸板防喷器	2FZ35-35	台	1	
		压井放喷节流管汇	YG-35 JG/S3-35	套	1	负荷能力 35.0MPa
11	控制系统		KQP6407+远控台	套	1	
12	振动筛		ZS2×1.15×2/3P	套	2	高频振动筛
13	除砂器		NCJ-227	台	1	处理量 227m <sup>3</sup> /h
14	除泥器		NJ-861	台	1	
15	电动砂泵			台	1	
16	离心机		LW355	台	1	
17	电磁涡轮刹车			台	1	

18	自动灌钻井液装置		套	1	
19	液压大钳	Q10Y-M	台	1	
20	仪器仪表	钻井参数仪表	套	1	
		泥浆参数仪表	套	1	
21	顶驱装置		套	1	

表 5.1.1-2 每口钻井主要原材料消耗

材料名称	单位	消耗	备注
膨润土	吨	27	钠级一级
重晶石	吨	20	
CMC	吨	2.0	
纯碱	吨	1.28	99%一级
NH <sub>4</sub> -HPAN	吨	3.83	
PAM	吨	2.0	
K-PAM	吨	1.35	
有机硅	吨	2.7	
防塌润滑剂	吨	2.55	
桥塞堵漏剂	吨	1.0	
迪塞尔	吨	3.83	
水泥	吨	49.0	
粉煤灰漂珠	吨	3.75	
降失水剂	吨	1.05	RC-800
减阻剂	吨	0.12	ESZ
缓凝剂	吨	0.06	RC-800HZ

表 5.1.1-3 主要原辅材料的组成及性质表

材料名称	物质组成及性质
膨润土	膨润土是一种黏土岩，亦称蒙脱石黏土岩，常含少量伊利石、高岭石、绿泥石、沸石、石英等；一般为白色、淡黄色，无臭、无味、无毒，具蜡状、土状或油脂光泽，密度 2~3g/cm <sup>3</sup> ；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，Na <sub>2</sub> O 和 CaO 含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附 8~15 倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达 5 倍于自身的重量；与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性。具有表面活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土、酸性白土）能吸附有色离子，主要用于石油行业，可吸附石蜡、润滑油等石油类矿物的不饱和烃、硫化物、胶质及沥青质等不稳定物质和有色物质。
重晶石	重晶石是以硫酸钡(BaSO <sub>4</sub> )为主要成分的非金属矿产品，纯重晶石显白色、有光泽，由于杂质及混入物的影响也常呈灰色、浅红色、浅黄色等，其化学性质稳定，不溶于水和盐酸，无磁性和毒性，可用作白色颜料，还可用于化工、造纸、纺织填料，在玻璃生产中可充当助熔剂并增加玻璃的光亮度，其最主要的用途是作为加重剂用于钻井行业中及提炼钡。
CMC	中文名为羧甲基纤维素钠，是目前世界上使用范围最广、用量最大的纤维素种类，分子式 C <sub>8</sub> H <sub>16</sub> NaO <sub>8</sub> ，密度 0.5~0.7g/cm <sup>3</sup> ，外观为白色或乳白色纤维状或颗粒状粉末，无臭、无味，无毒，具吸湿性，易分散在水中形成透明胶状溶液，不溶于乙醇、乙醚等有机溶剂，具有粘合、增稠、增强、乳化、保水、悬浮等作用。
纯碱	碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无味，具有盐的通性和热稳定性，易溶于水和甘油，

材料名称	物质组成及性质
	微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。水溶液呈强碱性，相对密度（25℃）2.53，有刺激性，可由氢氧化钠和碳酸发生化学反应结合而成。碳酸钠是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应（产生碳酸氢钠和氢氧化钠），使溶液显碱性，有一定腐蚀性，能与酸进行复分解反应，生成相应的盐并放出二氧化碳；稳定性较强，但高温下也可分解，生成氧化钠和二氧化碳；吸湿性强，长期暴露在空气中能吸收空气中的水分及二氧化碳，生成碳酸氢钠，并结成硬块。
NH <sub>4</sub> -HPAN	NH <sub>4</sub> -HPAN（水解聚丙烯腈铵盐）是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有-COOH、COONH <sub>4</sub> 、CONH <sub>2</sub> 、CN等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力，且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> 在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。本产品是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成份含有羧酸、羧氨基、酰胺基和亚铵基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
PAM	聚丙烯酰胺，俗称絮凝剂或凝聚剂，是一种水溶性的高分子聚合物，主要用于各种工业废水的絮凝沉降、污泥脱水处理等。固体产品为白色颗粒，有吸湿性、絮凝性、粘合性、降阻性等，固含量≥88%，液态为无色粘稠胶体状，易溶于水，几乎不溶于有机溶剂。应用时宜在常温下溶解，温度超过120℃时易分解。聚合物无毒性、无腐蚀性及燃爆危险性。
K-PAM	聚丙烯酸钾是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，外观呈白色或淡黄色粉末，易溶于水。该产品具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能，可有效抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，能改善钻井液的流变性能，有效地包被钻屑，抑制地层造浆。钾离子的存在，能防止软泥页岩和脆硬性泥页岩的水化和剥落，起到稳定井壁的作用，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。
有机硅	是指含有Si-O键、且至少有一个有机基是直接和硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、抗氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。
防塌膨润土	水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓缩液形式，使用时通常用水稀释成1%~5%的水包油型稀乳化液。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。
水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。
粉煤灰漂珠	一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为720kg/m <sup>3</sup>



材料名称	物质组成及性质
	(重质), 418.8kg/m <sup>3</sup> (轻质), 粒径约 0.1mm, 表面封闭而光滑, 热导率小, 耐火度≥1610℃, 是优良的保温耐火材料, 广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成份以二氧化硅和三氧化二铝为主, 具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性, 可用于油田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、油井钻探泥浆减轻剂、石油天然气输送管道等方面。
降失水剂	灰白色或黄褐色粉末, 主要用于调整井及一般生产井的固井作业, 防止流体窜流, 提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为 1.2~1.6% (占水泥质量), 具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。
减阻剂	是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂, 多为水溶性或油溶性的高分子聚合物。水基乳胶状减阻剂, 它是利用稳定剂、表面活性剂等添加剂, 将聚合物粉末悬浮在水或水与醇的混合物中。这种产品具有聚合物浓度高、注入方便、在原油中溶解性好等优点, 但也存在储存时间短、稳定性较差等缺点。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐, 因其兼有减水作用, 也称缓凝减水剂。此外, 一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的 0.1~0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。

此外, 钻井和站场还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、杀菌剂、调剖剂、泡沫剂、解卡剂和 pH 控制剂等, 上述原辅材料均不含国际公约禁止的持久性有机污染物, 其暂存要求如下:

- (1) 按照原、辅材料化学性质、用途分堆或分室存放于干燥、通风处;
- (2) 室外存储应采取防晒、防雨淋、防渗措施, 严禁在强光下暴晒;
- (3) 应根据原辅材料的用量、供应及运输条件决定站场内原辅材料暂存量, 不宜长期储存;
- (4) 原辅材料应配备专人负责保管发放, 定期查看, 确保药品密封性良好。

### 5.1.2 水平衡

本项目用水单元包括井下回注水、加热炉循环补充水、措施作业用水及生活用水等。根据工程整体开发方案及设计资料, 采油初原油期含水率约 20%, 随着开采时间的延长, 开采后期原油含水率将达到 50%。据此, 本项目开采初期水平衡见表 5.1.2-1 和图 5.1.2-1, 开采后期水平衡见表 5.1.2-2 和图 5.1.2-2。

表 5.1.2-1 项目实施初期水量平衡表 单位: m<sup>3</sup>/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	回用水		损耗	利用	
油田注水	原油采出水	/	23.36	/	0.92	22.44	依托采出水处理系统处理达标回注油层
	水源井	200	/	/	200	/	回注油层
措施作业	水源井	12.2	/	/	2.45	9.75	依托措施返排液处理站处理达标后回注油层

加热炉循环补水	水源井	1.3	/	26	1.3	/	/
合计	/	213.5	23.36	26	204.67	32.19	/

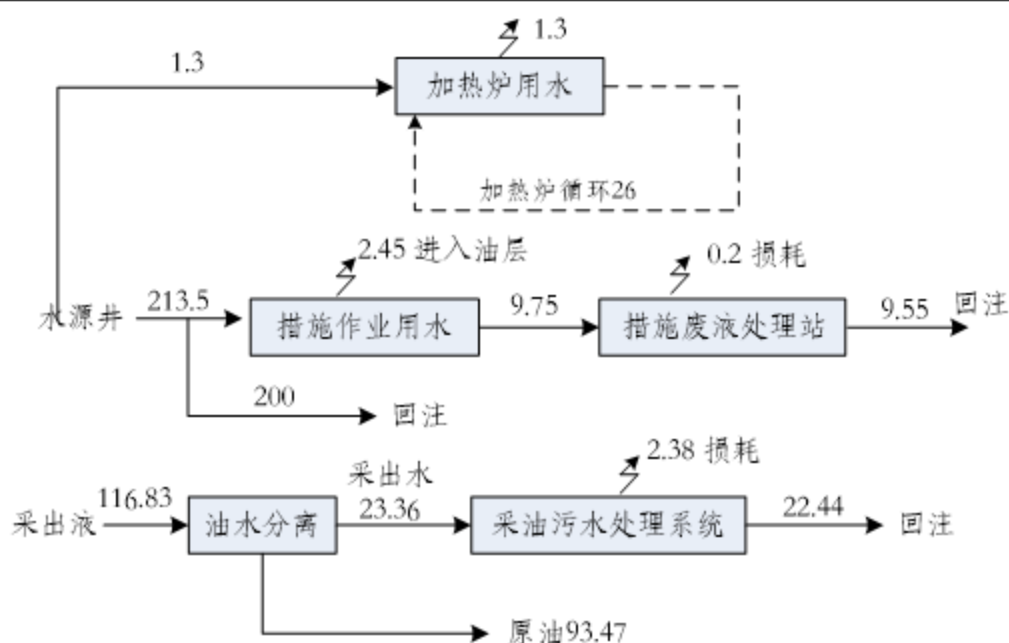
图 5.1.2-1 项目初期水平衡图 (采出液含水率为 20%) (单位:  $\text{m}^3/\text{d}$ )

表 5.1.2-2

项目实施后期水量平衡表

单位:  $\text{m}^3/\text{d}$ 

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	回用水		损耗	利用	
油田注水	原油采出水	/	93.47	/	3.74	89.73	依托采出水处理系统处理达标回注油层
	水源井	200	/	/	200	/	回注油层
措施作业	水源井	12.2	/	/	2.45	9.75	依托措施返排液处理站处理达标后回注油层
加热炉循环补水	水源井	1.3	/	26	1.3	/	/
合计	/	213.5	93.47	26	207.49	99.48	/

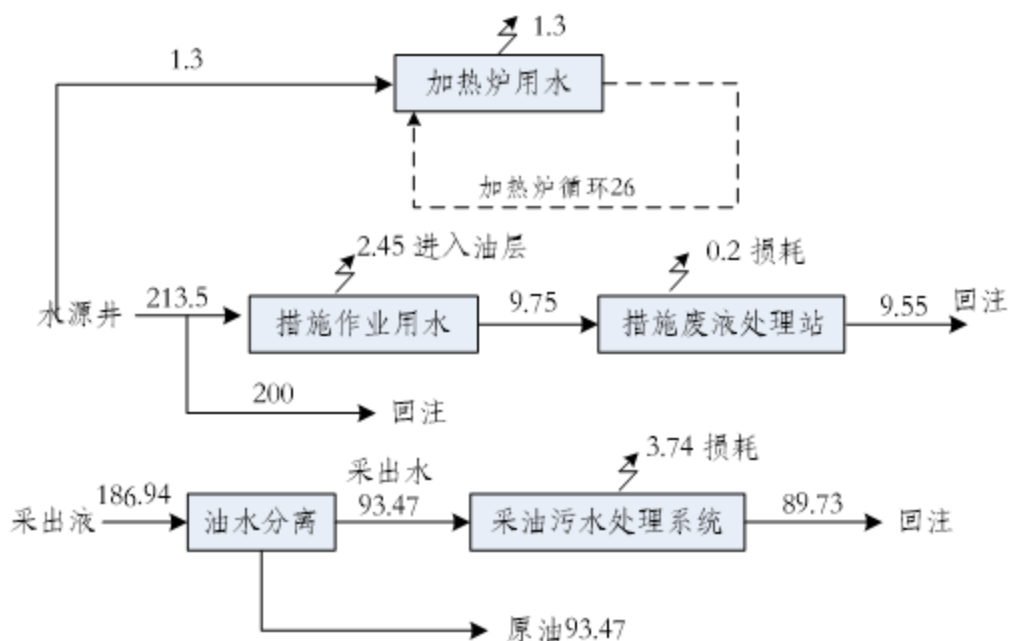


图 5.1.2-2 项目实施后期水量平衡图（采出液含水率为 50%）（单位： $\text{m}^3/\text{d}$ ）

## 5.2 工艺过程及产污环节分析

油田开发是一项从地下到地面，包含多种工艺的系统工程，主要工艺过程有地质勘探与钻井、井下作业、采油、油气集输与处理、储运以及配套的供水、注水、道路建设、供电、通讯等辅助工程。

油田开发过程可分为勘探期、施工期、运行期和闭井期四个时期。

勘探期是石油开采前的物探、试采时期，通过地质、物探等手段布设少量探井的试验性开发工程，特点是井数少，分布范围小，影响范围小。

施工期、运行期主要包括钻采、集输、处理三个过程，是对环境造成影响的主要时期；闭井期主要是环境功能恢复时期。本次评价重点关注后三个阶段。

### 5.2.1 施工期主要工艺流程

施工期施工活动主要包括钻井、井下作业、井场、站场建设、管线敷设及道路建设等。

#### 5.2.1.1 钻井作业

钻井作业一般包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井以及井口安装等工程活动。根据目的不同，钻井一般又可分为钻探井、试采井和生产井等，钻探井的目的主要是为了在物探基础上进一步了解含油构造、储油层和含油面积大小、厚度，以及油气储量等；钻试采井的主要目的是为了进一步了解有开采价值的含油构造、储层和油气物性，以便

确定开发方案；钻生产井是在有开发价值的含油构造上进行作业，以获得油气资源。

钻井工艺按其顺序分为如下过程：

(1) 钻前准备

包括定井位、修路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

(2) 钻井过程

① 钻进：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿吃入岩石中并旋转以破碎井底岩石的过程；

② 泥浆循环：在钻柱转动的同时，泥浆泵不断工作，流经钻柱内孔和钻头喷嘴的钻井液冲击井底，将井底岩屑清洗、携带返至地面。

③ 接单根：在钻井过程中，随着井深不断加深，接入钻杆增加钻柱长度的作业；

③ 起下钻：如果钻头被磨损，应将井内钻柱全部起出，换新钻头再下钻的作业；

(3) 完井：油井钻至设计井深后，下入套管完井；

(4) 测井：下套管之前，利用测量地层电阻、自然电位、声波、及放射性等方式确定含油层位等；

(5) 固井：在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间注入水泥浆，进行封固，封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层，防止互相窜通，形成油气通道；检查固井质量及确定射孔层位；安装井口，以利于钻井和生产。

本项目油井均采用二开井身结构，固井工艺及要求如下：

① 采用一次上返固井工艺，实现全井段封固。

② 表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有 10~20m 的水泥塞。若水泥浆没有返出地面，必须井口回填水泥，采用“一次上返+井口回填”固井工艺，实现全井段封固。确保表套及各层套管之间封固良好、不窜漏，防止井口晃动；

③ 控制好井眼轨迹，降低套管下入摩阻，防止下入过程中因摩阻大造成套管箍螺纹密封失效；

④ 至少每根套管加 1 个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；

⑤ 水平段长度 $\leq 1200\text{m}$ ，采用关井阀；水平段长度 $> 1200\text{m}$ 采用漂浮接箍下套管，确保固井施工效果；

⑥ 优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹿层，优先采用“常规密度+低密度”水泥浆体系。

⑦ 固井 48 小时后试压，试压压力 15MPa（注水井试压 2015MPa），稳压 30min

压降不大于 0.5MPa。

本项目钻井方式以丛式井组为主，通过井组优化，井间距为  $4\pm 0.5\text{m}$ ，井型均为丛式定向井，每个井组可布井 1~10 口，具体井数根据井网、现场地形地貌、投产进度等情况进行调整。定向油水井井身结构见表 5.2.1-1，示意图见图 5.2.1-1。钻井过程中选取水基钻井液体系，能够满足超低渗透油田开发的需要，设计推荐各地层段钻井液性能见表 5.2.1-2。

表 5.2.1-1 丛式定向井井身结构

序号	井段	钻头直径 (mm)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高 (m)
一开	钻穿黄土层，进入稳定岩层 30m 以上，且表套下深 $\geq 80\text{m}$	311.2	244.5	井底	水泥返至地面
二开	斜井段至完钻	215.9	139.7	距井底 3~5m	油井常规密度水泥返至洛河底界以上 50m，低密度水泥返至地面；注水井返至地面

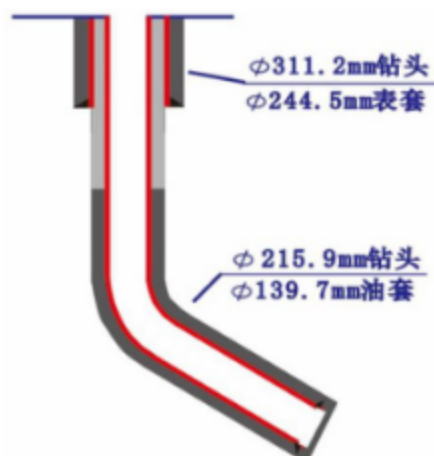


图 5.2.1-1 丛式定向井井身结构示意图

表 5.2.1-2 设计推荐分段钻井液性能要求

地层	钻井液类型	钻井液性能								备注
		密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	FV (s)	FL (mL)	K (m)	pH	PV (mPas)	YP (Pa)	静切力 (Pa)	
黄土	细分散	1.03~1.04	35~50			10				防漏
洛河	清水聚合物	1.01~1.03	28~33	不控		7~8	2~3	0.5		
安定		1.01~1.02	30~33	不控		7~8	2~4	1.0		
直罗		1.01~1.02	30~35	$<20$	$<1$	7~8	3~6	1~2	0.5~1	防漏防卡
延安	低固相	1.01~1.03	32~35	$<8.0$	$<1$	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡

富县	聚合物	1.02~ 1.04	32~ 35	<8.0	<1	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡
延长		1.05~ 1.08	35~ 60	<8.0	<1	8~9	6~15	2~5	1~3	防卡

### 5.2.1.2 井下作业

井下作业是油田开发的重要工艺过程之一，在钻井过程及对油水井的维护过程都会涉及到井下作业，施工期井下作业主要包括射孔、压裂、试油等工艺。

(1) 在钻井、测井、固井后要进行射孔，将射孔枪下入套管中的油层部位，用射孔弹将套管射成蜂窝状孔，使原油流入套管并用抽油泵抽出。

(2) 压裂作业的主要目的是为了扩大含油岩层渗滤面积，提高渗透性，提高单井产量。根据建设单位以往经验，压裂液平均单井用量为 100m<sup>3</sup>，项目采用胍胶体系压裂液，胍胶压裂液是多种功能于一体的均相体系。该压裂液是以高效交联剂，交联促进剂为主，针对不同的地层，使压裂液中稠化剂浓度下降 30~40%，能提供更经济的液体效率，降低液体对储层的伤害，减少液体损耗成本，特别适合于陕北低渗特低渗透层改造。钻井压裂液各成分组成见表 5.2.1-3。项目所使用的压裂液组分中均不含国际公约禁止的持久性有机污染物。

表 5.2.1-3 压裂液各成分理化性质一览表

原料名称	消耗量 (t)	理化性质
改性胍胶	0.2	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80°C~200°C，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。
润湿改进剂	0.15	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。
高温交联剂	0.75	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。
有机硼	0.1	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。
高温破胶剂	0.15	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。
过硫酸钾	2	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。
碳酸钠	0.05	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na <sup>+</sup> 和 CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca <sup>2+</sup> 离子，使泥浆性能变好。
碳酸氢钠	0.05	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50°C 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270°C 时完全分解。

(3) 试油是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段

初步确定的可能含油层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程。

钻井及井下作业工艺流程及产污环节见图 5.2.1-3。

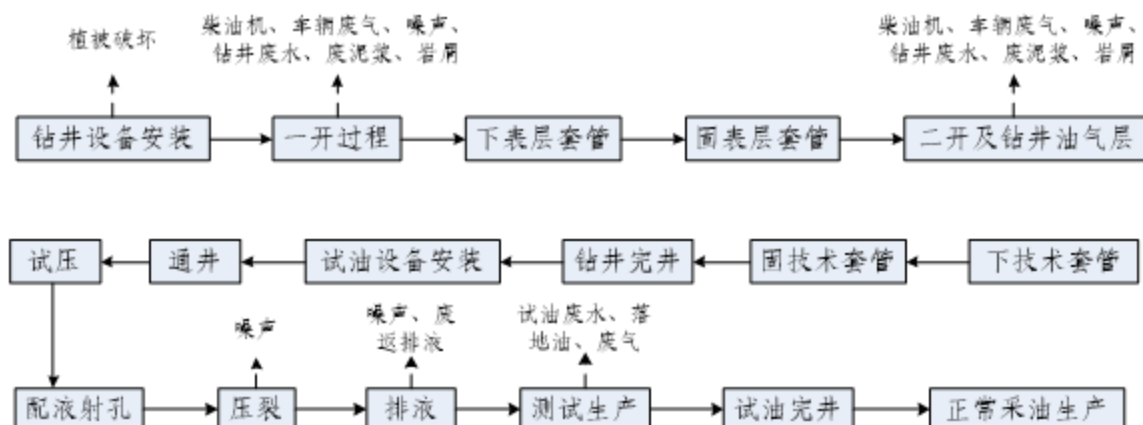


图 5.2.1-3 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

### 5.2.1.3 地面工程

本项目地面工程主要包括拉油点、清水注水一体化集成装置、井场等站场工程，此外还包括输油管线、注水管线等管线工程及道路、供电等其他辅助工程。

#### (1) 场站工程

场站工程的具体工程内容详见工程概况章节。井场施工作业场地平面布置见图 5.2.1-4。

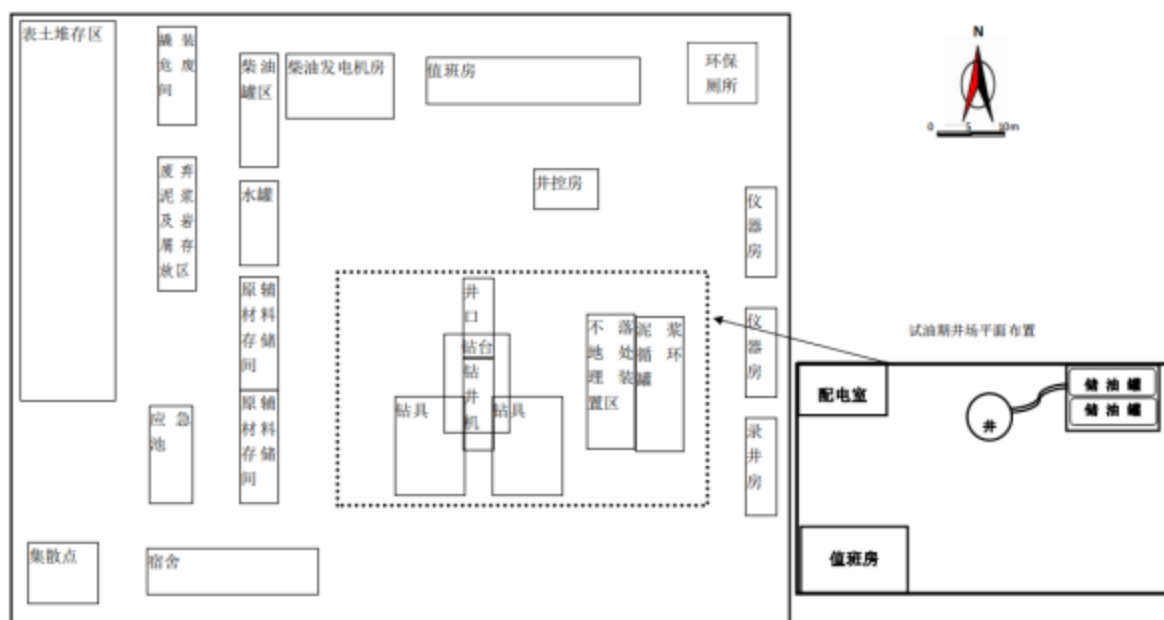
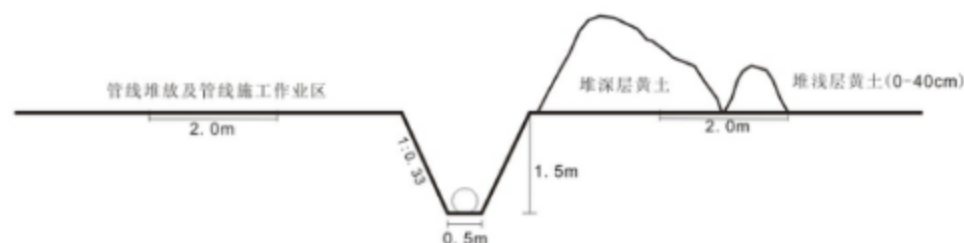


图5.2.1-4 井场施工作业场地平面布置图

## (2) 管线工程

管线施工首先进行作业线路的清理，修筑必要的施工便道。在完成管沟开挖、河流、冲沟、公路穿跨越工程等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐工艺，然后下至管沟内。阀室建设首先要清理场地，然后安装工艺装置，并建设相应的辅助设施。以上建设完成以后，对管道进行试压，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复植被。管道施工作业场区平面布置见图 5.2.1-5。



管道施工作业场区剖面图



图 5.2.1-5 管道施工作业场地平面布置图

站场及管线工程施工流程及产污环节见图 5.2.1-6，道路工程施工流程及产污环节见图 5.2.1-7。



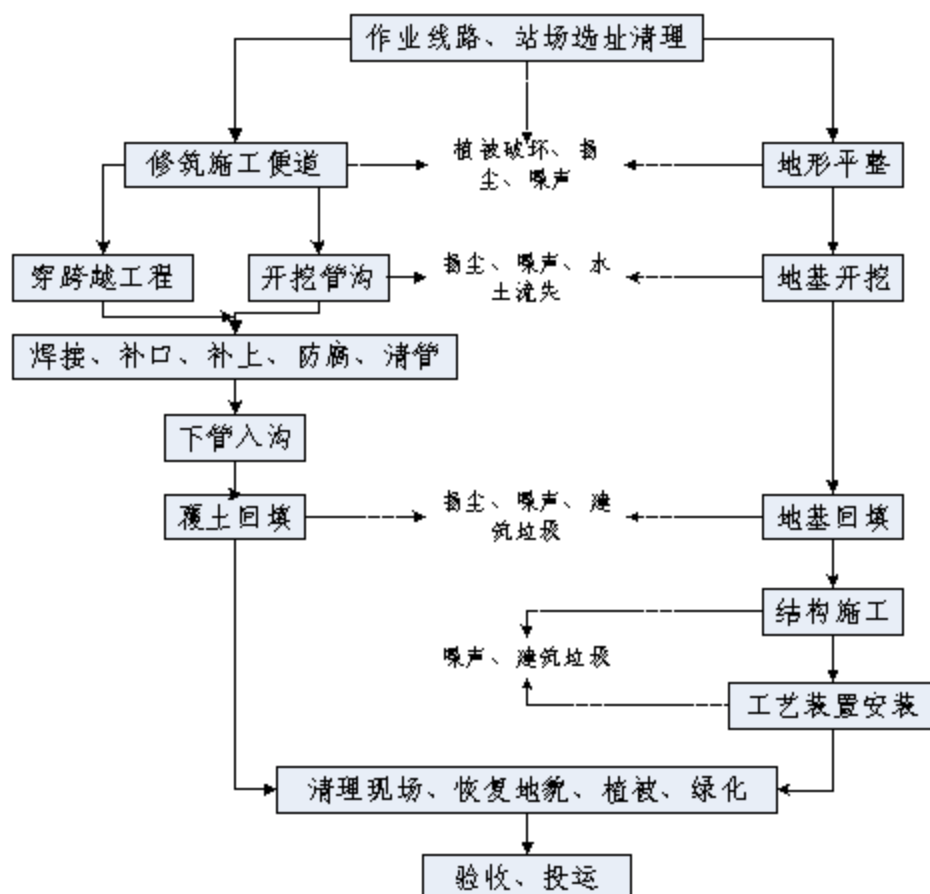


图 5.2.1-6 站场及管线工程施工流程及产污环节图

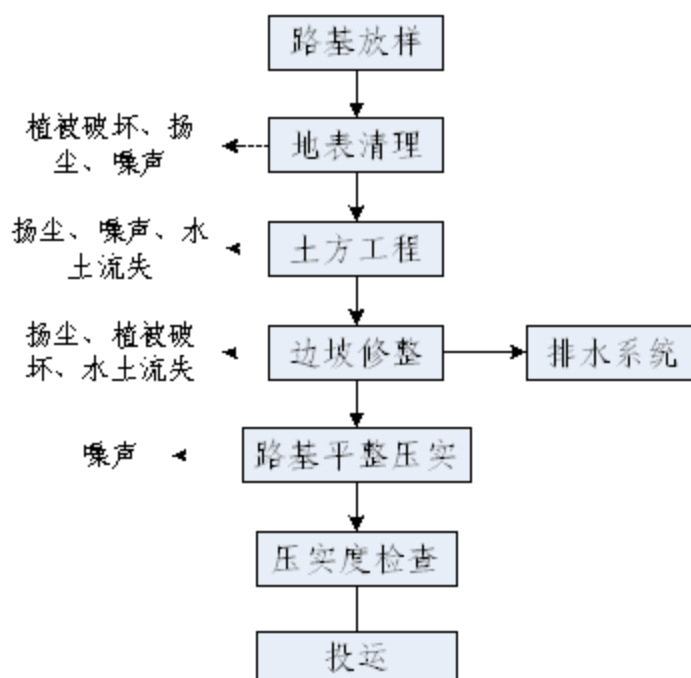


图 5.2.1-7 道路工程施工流程及产污环节图

## 5.2.2 运行期主要工艺过程

### 5.2.2.1 采油

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。本工程开发油藏属于超低渗透油藏，天然能量不足，地层压力较低，为保持油层压力，达到稳产目的，采用向油层注水的方式，驱替原油，即采用水驱采油的方法。注水采油示意图见图 5.2.2-1。

伴随采油过程的进行，将产生油田采出水。油田采出水是在采油作业中从采出液中分离出的废水，其产生量随着油田开采年限的增加呈逐渐上升趋势。

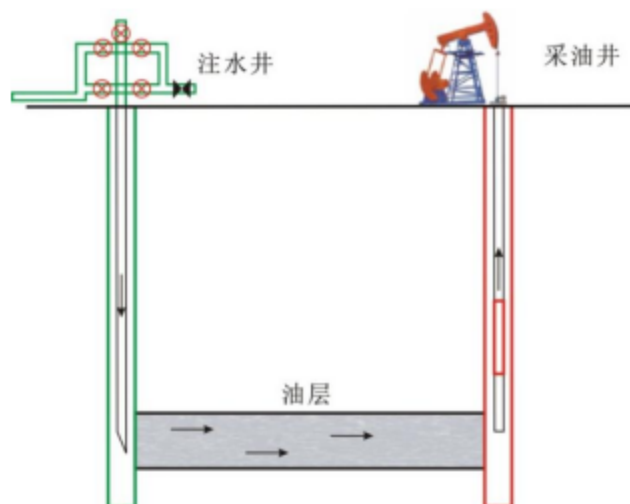


图 5.2.2-1 注水采油示意图

### 5.2.2.2 油气集输

油气集输就是将油井中产出的原油和伴生气，通过管线逐级输送至下游接转站（脱水站）或联合站，在站内进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水进行回注，处理后的原油经计量后通过管线外输。

项目原油处理整体工艺流程见图 5.2.2-2 所示。

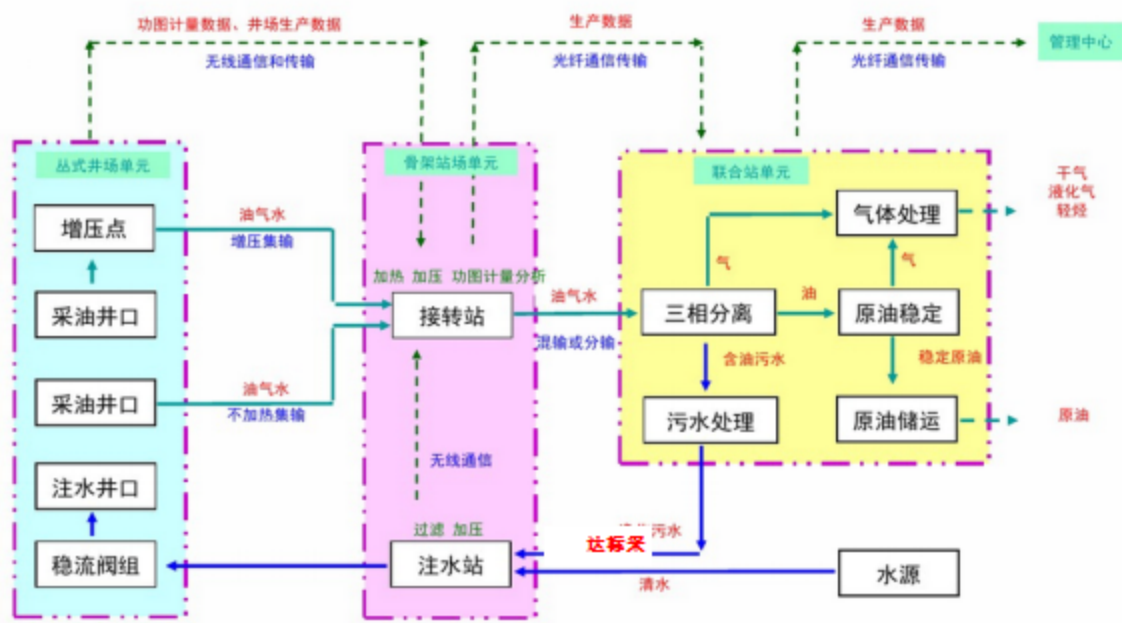


图 5.2.2-2 原油处理工艺整体流程图

项目主要设施均依据既有站场，涉及的既有设施为联合站等，联合站的主要功能包括来油计量、原油加热、油气分离、原油脱水、净化油外输、采出水处理及回注等，工艺流程见图5.2.2-3。

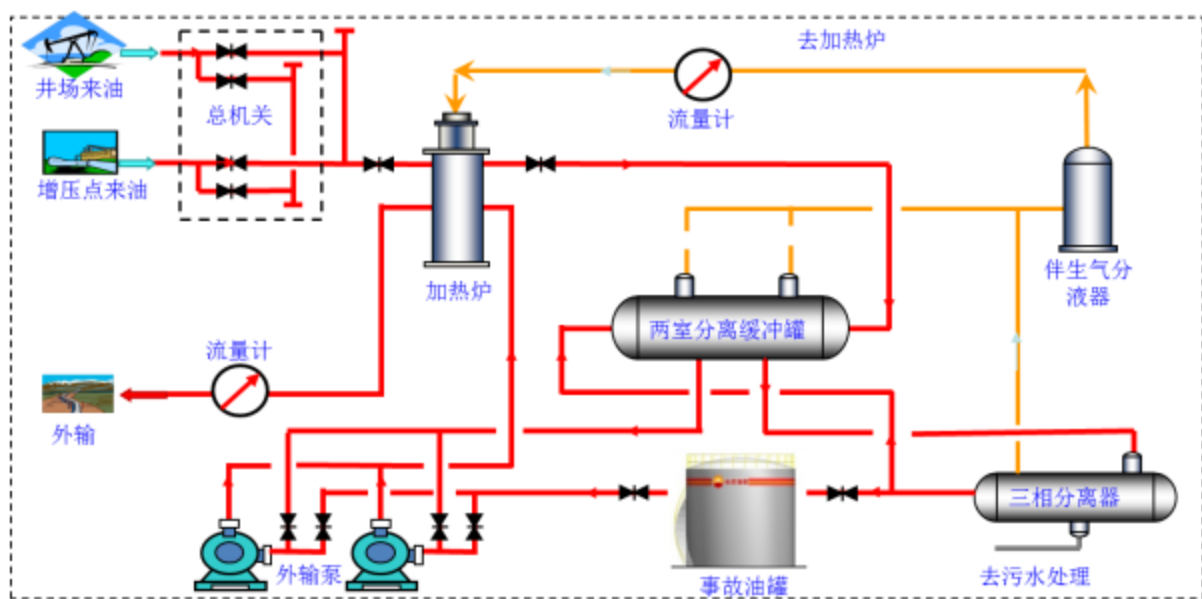


图5.2.2-3 联合站工艺流程图

### 5.2.2.3 注水

注水是指利用注水井将清水或处理后的油田采出水注入油层，以补充和保持油层压力的措施。本项目注水采用“树枝状主干稳流阀组配水、活动洗井注水工艺流程”。注水工艺流程见图 5.2.2-4 和 5.2.2-5。



图 5.2.2-4 清水注水工艺流程示意图



图 5.2.2-5 采出水注水工艺流程示意图

项目采出水处理系统均依托既有设施，采出水经处理后满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）相应回注层回注水标准后回注油层用于驱油。评价要求必须在同一采油层钻孔，确保同层回注。回注过程还应执行《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》（Q/SY CQ 08004-2018）的有关要求。

#### 5.2.2.4 措施作业及措施返排液处理

运行期需根据生产情况对油水井进行不定期的措施作业，措施作业主要包括压裂改造、大小修井、解堵等，其主要作业环节基本相同，污染物主要为起管柱过程散落的少量落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及洗井环节产生的洗井废水，压裂改造作业的主要污染物还包括措施返排液。项目产生的措施返排液拟运至措施返排液处理站处理达标后回注油层，该过程产生的主要污染物包括处理后的返排液、反冲洗废水、污油、废滤料、含油污泥以及机械设备运行噪声等。

##### (1) 压裂改造

压裂改造主要针对低产采油井，通过改造实体提高产量。作业时长约 30d，压裂改造的工艺步骤与新钻井相同，主要包括：井架安装，试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井、刮削，压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管，试抽等环节，其产排污环节见图 5.2.2-6。

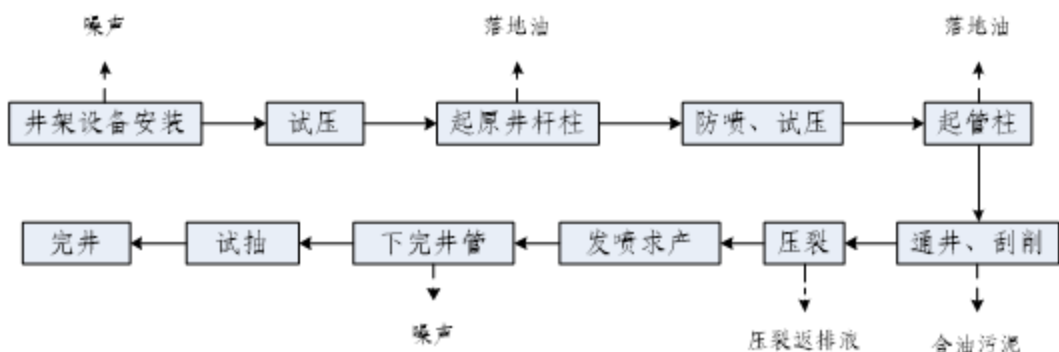


图 5.2.2-6 压裂改造作业施工流程及产污环节图压裂改造

## (2) 复合解堵

部分现有生产井可能由于地层堵塞导致单井产量下降，需通过复合解堵作业提高油井产量。解堵作业时长约 20d，其工艺步骤主要包括：井架安装，试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，探底，洗井、通井，刮削、酸化，放压、洗井，试压、完井。其产排污环节见图 5.2.2-7。

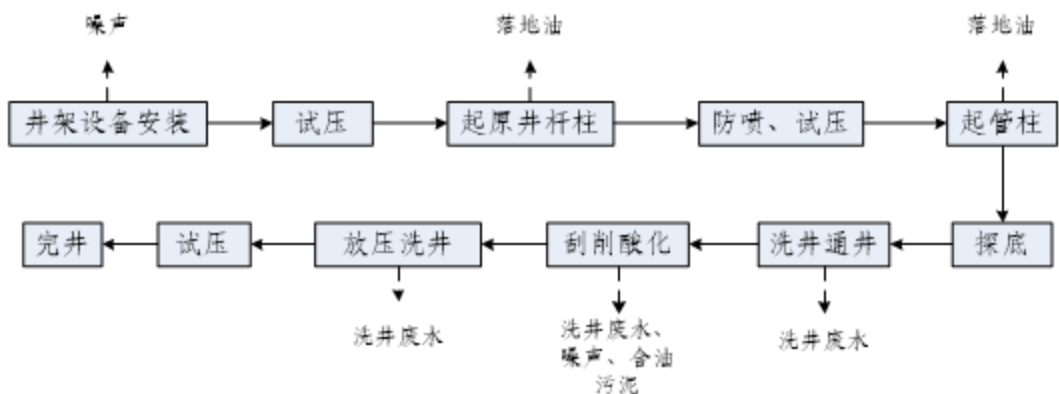


图 5.2.2-7 复合解堵作业施工流程及产污环节图

## 5.2.3 闭井期主要工艺过程

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。

闭井后的作业内容主要包括拆除井场采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管线等施工过程。其中，封井的主要措施工序如下：

### (1) 井口处理

压井后安装井控井口，井口应具备注入压井、放空循环、总控 3 套控制阀门，且具备取油压、取套压、洗井、压井等条件。要求井口与防喷器、简易防喷控制装置具有良好的统配性能。

### (2) 套内处理

套内处理的目的是使射孔井段底界 5m 以上无任何落物存在。通过通井、冲砂、刮套、验窜、热洗 5 套常规程序确保井筒内无落物、砂埋，套管壁无杂质、结垢、油污等，并对井下有故障情况尤其是套损漏失情况进行判断。如遇落物卡阻井，根据井筒内落物、卡阻类型，选取针对性的打捞、解卡工具及管柱进行处理。如遇套管变形井，根据套变具体形式，采取大修冲胀、磨铣等整形或打通道工具管柱实施治套，之后试挤，根据设计要求下入分段或循环封井管柱，实施套内封井。

### (3) 套外处理

为避免对地下水产生污染，对固井质量不合格、易发生管外窜槽井，套管外水泥返高未到地面的井实施大修，并采用循环固井方式封堵套外，从而使含水层与生产层段和地表之间形成有效隔离，使其免受地层流体或地表水窜入的污染，实现永久封固。

### (4) 封后井口处理

封后井进行定位，建账存档，便于以后调档查阅；封井完成后割掉井口，加装专用的可开启式封井井口帽子，下卧至地下 0.5m 以下；在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离。

闭井期采油设备的拆除、井场构筑物的拆除等，施工机械的进驻会导致施工扬尘、施工废水、施工噪声、建筑垃圾及部分落地油，并且会增加临时占地对地表造成扰动。

油田闭井期主要污染源构成见表 5.2.3-1。

表 5.2.3-1 项目闭井期主要污染源构成表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
拆除作业	施工扬尘、施工机械烟气	站场、井场	环境空气	临时性质、随作业结束而消失
	设备、车辆噪声		声环境	
	施工废水		地表水、地下水	
	落地油、建筑垃圾		土壤、地下水	

## 5.2.4 产污环节分析

### 5.2.4.1 施工期

(1) 钻井过程中对环境产生影响的产污环节有钻井过程中排入泥浆池的废弃钻井泥浆、岩屑；泥浆罐冲洗废水、跑冒滴渗漏的各种废工作液等；钻井时柴油机排放的烟气、噪声；以及修路、平井场和管线敷设等占地对地表植被的破坏。

(2) 井下作业过程产污环节主要有跑冒滴渗漏的各种工作液、落地油及含油污水，试油作业产生的试油废水、落地油等，压裂过程产生的措施返排液、机械噪声以及车辆

尾气等。压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶；

(3) 地面工程建设对周围环境的影响主要是对地表植被的破坏以及永久占地，管沟、基础开挖、材料运输和土方回填等产生的施工扬尘和建筑垃圾等。

(4) 项目部分地面工程涉及拆迁，拆迁产污环节包括建筑垃圾和扬尘等。

#### 5.2.4.2 运行期

(1) 采油过程可能造成环境污染的环节主要有井口装置损坏后泄漏的原油对土壤的影响，采出水回注过程中井筒套破裂导致采出水渗漏对地下水环境的影响，以及油井井口挥发的烃类气体对周围空气的影响。

(2) 油气集输过程产生的污染物主要为无组织挥发烃类气体、加热炉烟气、油田采出水、含油污水、含油污泥、跑冒滴渗漏的原油、废滤料及机泵噪声等。

(3) 注水过程产污环节主要来自机泵噪声等。

(4) 井下作业过程中可能会产生修井、洗井等措施返排液、落地油、烃类气体挥发以及刮削井筒产生的含油污泥，压裂改造作业的污染物主要是措施返排液。

(5) 井场发电机组产生的污染物主要为发电机烟气、发动机噪声等。

#### 5.2.4.3 闭井期

采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油，可能对土壤环境造成影响。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节分析详见图 5.2.4-1；主要污染源构成见表 5.2.4-1。

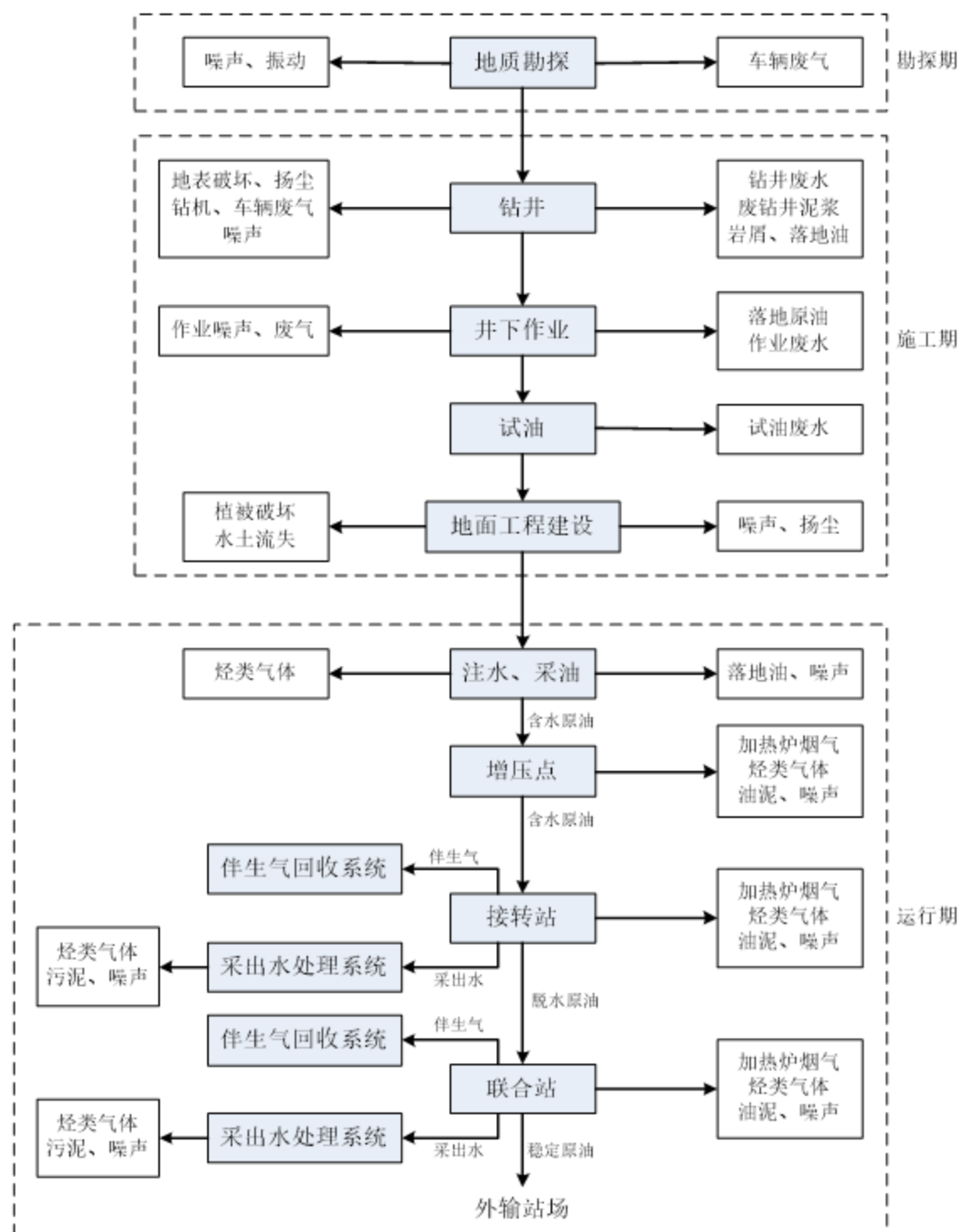


图 5.2.4-1 油田典型开发过程产污环节及环境影响因素示意图

表 5.2.4-1 工程污染源构成

阶段	作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
施工期	钻井	钻井废水、试油废水	井场	土壤、地下水	临时性质、随作业结束而消失
		柴油机烟气		环境空气	
		废弃钻井泥浆、钻井岩屑		土壤、地下水	
		设备、车辆噪声		声环境	
		井喷引起爆炸、火灾		土壤、地表水、环境空	事故状态



				气及生态系统、人群	
	管线敷设	平整施工带、开挖管沟、建设施工便道，施工设备、车辆碾压等	工程设施建设区域内	土壤及植被	临时性质、随作业结束而消失
		施工设备、车辆尾气		环境空气	
施工设备、车辆噪声		声环境			
施工固体废物、生活垃圾		土壤、水体			
	道路及站场建设	占用土地、破坏原有土地利用功能		土壤、植被	
运行期	采油及原油集输	含油废水、生活污水	站场、井场	地下水、地表水	持续性污染源
		加热炉废气、烃类气体		环境空气	
		油泥、生活垃圾		土壤	
		设备噪声		声环境	
		油品泄漏、含油污水泄漏		土壤、地表水、地下水	事故状态
	措施作业	落地油、含油污泥、污油	井场	土壤	间断性污染
		措施返排液		土壤、地表水	
			声环境		
伴生气利用	燃气发电机组烟气	站场	环境空气	持续性污染源	
	燃气发电机组噪声		声环境		
闭井期	拆除作业	施工扬尘、施工机械烟气	站场、井场	环境空气	临时性质、随作业结束而消失
		设备、车辆噪声		声环境	
		施工废水		地表水、地下水	
		落地油、建筑垃圾		土壤、地下水	

### 5.3 污染源分析及源强核算

#### 5.3.1 施工期污染源分析

##### 5.3.1.1 废气

###### (1) 钻井时柴油机排放的废气

根据《石油石化工业环境统计方法汇编（废气部分）》，钻机柴油机废气排放系数为  $0.3949 \times 10^4 \text{m}^3/\text{t}$  柴油， $\text{NO}_x$ 、烟尘和  $\text{SO}_2$  排污系数分别为  $62.8\text{kg}/\text{t}$  柴油、 $1.5\text{kg}/\text{t}$  柴油，和  $4\text{kg}/\text{t}$  柴油。钻井过程柴油消耗量平均为  $30\text{kg}/100\text{m}$ ，本项目不同井型油水井进尺深度见表 4.3.4-1，经估算，项目总钻井深度 8.02 万 m。钻井期柴油总消耗量约 24.06t（含硫 0.2%）。则根据上述排污系数估算，项目施工期柴油机废气排放量约  $9.67 \times 10^4 \text{m}^3$ ，整个钻井作业期间共排放  $\text{NO}_x$  约 1.51t、颗粒物约 0.036t、 $\text{SO}_2$  约 0.098t。

###### (2) 车辆尾气

钻井和地面工程建设过程中，设备材料拉运的需要运输车辆较多，初步估算各类车辆约 30 辆，车辆尾气会对大气环境造成一定污染。每辆车日耗油量约  $11.52\text{kg}$ ，则每辆车平均日排放烃类物质  $0.025\text{kg}$ 、 $\text{NO}_x$  为  $0.034\text{kg}$ 。项目钻井及地面工程建设工作主要集中在 4~9 月份（180d），预计整个施工过程可排放烃类物质 0.135t、 $\text{NO}_x$  为 0.184t。

###### (3) 施工扬尘

扬尘污染主要产生于施工期管沟、基坑开挖及基础处理、材料运输、土方回填、装置拆除施工，以及开辟施工场地与施工便道环节中，属无组织排放，在各污染源中，井场施工道路运输扬尘影响相对较大。

施工期进井场道路为修筑的土路，道路仅经过简单铲平、压实，路面土质较松软，车辆在行驶过程中起尘量较大，评价采用《无组织排放源常用分析与估算方法》（李亚军，西北铀矿地质，2005年10月）推荐的汽车在有散状物料的道路行驶的扬尘估算公式进行计算，可粗略计算出单台汽车运行的起尘量，根据计算公式可以看出，起尘量主要与车速、路面状况和车辆载重有关。

$$Q_y = 0.123 \times (V/5) \times (M/6.8)^{0.85} \times (P/0.5)^{0.72}$$

$$Q_t = Q_y \times L \times (Q/M)$$

式中： $Q_y$ —交通运输起尘量，kg/km·辆

$Q_t$ —运输途中起尘量，kg/a；

$V$ —车辆行驶速度，30km/h；

$P$ —道路表面物料量，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，0.05kg/m<sup>2</sup>；

$M$ —车辆载重，20t/辆；

$L$ —运输距离，200km；

$Q$ —运输量，t/a。

将参数代入公式，计算出本项目施工阶段车辆扬尘总排放量为 3.38t。

### 5.3.1.2 废水

#### (1) 钻井废水

本项目钻井采用“泥浆不落地”工艺。钻井废水主要包括冲洗钻井平台及设备产生的废水和泥浆不落地装置分离的上清液，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。这部分废水排入泥浆不落地装置，并实现循环利用。

钻井废水主要有以下特征：

① 偏碱性：pH 值约 8.0~11.0；

② 悬浮物含量高：在钻井液中含有大量的粘土和钻井液加重剂，且钻井液在循环过程中还携带了部分钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水造成悬浮物含量高；

③ 有机、无机污染物含量高：由于钻井液中含有各种有机、无机的钻井液添加剂，主要有 CMC、PAM、SMC，以及降失水剂等，因此在钻井液循环使用的过程中，钻井液添加剂中的有机、无机污染物易进入钻井废水。

根据长庆油田分公司提供的钻井废水水质检测数据，钻井废水主要污染物浓度见表 5.3.1-1。

污染物	SS	COD	石油类
浓度	2250	5000	19.1

根据钻井现场经验，钻井废水产生量约为  $130\text{m}^3/1000\text{m}$  进尺，本项目总进尺为 8.02 万。则钻井废水产生总量  $10426\text{m}^3$ ，这部分废水随钻井固废排入泥浆不落地工艺装置。采用“泥浆不落地工艺”处理后，其中约 95% 可以循环利用，剩余 5% (约  $521.3\text{m}^3$ ) 临时贮存于井场废液罐内，由罐车拉运至措施废液处理站进行处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

泥浆不落地工艺介绍：

“泥浆不落地工艺”即随钻随治工艺，工艺原理见图 5.3.1-1，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，利用振动筛进行初次固液分离，将泥浆中大颗粒的岩屑分离出来，初次分离后的液相进入除砂器进行二次固液分离，再将泥浆中的砂石分离出来，二次分离后的液相进入除泥器进行第三次固液分离，将泥浆中的泥砂分离出来，三次分离后的液相进入离心机将液相中的悬浮物分离处理，分离后的液相进行 pH 值调节以及钻井液材料调配后再通过泥浆泵输送至井口进行循环利用；前三次分离出的固相经固液分离设备再次分离，不可利用的液相拉运至依托的措施废液处理站进行处理，分离后的固相与离心机分离出的固相由钻井施工单位委托专业单位进行处置，综合利用。

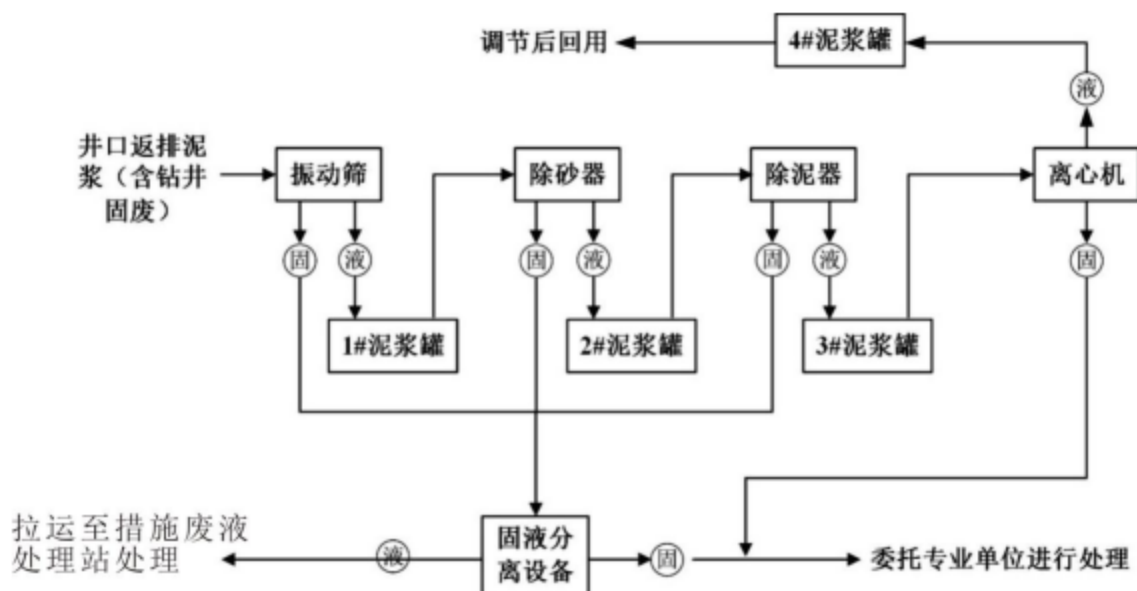


图 5.3.1-1 “泥浆不落地”工艺原理示意图

## (2) 试油废水

油井试油是在油井完成后,把油、气、水从地层中抽到地面并经过专门测试取得试油资料,包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性数据及温度数据等。试油过程产生的废水具有粘度高、COD 高等特点,且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质,参考文献资料《高粘度试油废水絮凝处理技术探索》(2013.6)中取自长庆油田 X47-113 井的试油废水水样检测数据,试油废水中污染物浓度见表 5.3.1-2。根据现有开发统计数据,每口采油井试油产生试油废水量约 30m<sup>3</sup>,本项目拟新钻采油井 23 口(不含已钻探井 13 口和注水井 10 口),试油废水产生量为 690m<sup>3</sup>,试油废水全部进罐存放,试油结束后运输至措施返排液处理站处理达标回注。

表 5.3.1-2 试油废水中污染物浓度 单位:mg/L

污染物	SS	COD	石油类
浓度	346	7542	121

### (3) 措施返排液

压裂是利用地面高压泵组,将前置液注入井中,通过井底高压在地层中产生裂缝,将带有支撑剂的携砂液注入缝中,并在缝中填以支撑剂。停泵后,压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排至地面,并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝,有利于原油从地层渗入井筒。措施返排液中主要含有胍胶、石油类及其它各种添加剂,如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排,将会对周围环境造成污染。项目拟新钻采油井 23 口(不含已钻探井 13 口,注水井 10 口,注水井不需要压裂),返排液总产生量约 2530m<sup>3</sup>。《长庆油田 2019 年措施返排液处理站实施方案(第一批)》(西安长庆科技工程有限责任公司,2019 年)对各采油厂运行过程中产生的各类措施返排液成分进行了实测分析,以作为措施返排液处理站设计进水水质指标,根据该普测统计数据,压裂返排液水质指标见表 5.3.1-3。

评价要求对开采过程中产生的压裂液返排液全部进行回收利用,优先考虑在井场处理后循环利用,无法利用的分批次运往措施返排液处理站处理后回注,不外排。采用除砂沉降罐回收放喷返排液体,入罐率达到 100%。

表 5.3.1-3 措施返排液水质指标

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

### (4) 生活污水

本项目部署井场 19 座(因探井转生产井涉及井口及拉油点施工,因此施工期一并

考虑)，油水井总数 33 口（不含已钻 13 探井口），设计单井钻井周期 15 天，则平均每座井场施工周期约 26 天，考虑钻机安装、拆除、标准化井场建设等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间为 50 天。拉油点小型站场施工天数按 30 天计。

本项目施工阶段多位于用水不便地区，施工期生活用水指标参照《甘肃省行业用水定额（2017 版）》中水源水量缺乏地区定额，人均用水 40L/d，排污系数取 0.8。经估算（表 5.3.1-3），施工期生活污水最大产生量为 18.24m<sup>3</sup>/d，施工期全过程生活污水总产生量约 1099.2m<sup>3</sup>。

表 5.4.1-4 施工期人员生活污水产生量核算表

序号	类型	数量（座）	施工天数（d）	施工人员（人/座）	用水定额（m <sup>3</sup> /d）	用水量（m <sup>3</sup> /d）	排污系数	生活污水产生量（m <sup>3</sup> /d）
1	井场	19	50	30	0.04	22.8	0.8	18.24
2	拉油点	13	30	15	0.04	7.8	0.8	6.24
总计								

生活污水中的主要污染物为 COD、BOD、氨氮、SS 等，参考该区域近年来油田开发及参考相关数据文献，生活污水水质指标 COD 浓度为 350 mg/L，BOD<sub>5</sub> 为 170 mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。据现场调查，施工场地均设有移动式环保厕所，粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘。

### 5.3.1.3 噪声

油田施工期噪声影响较明显，流动声源亦较多，主要噪声源为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机，以及管线、道路施工过程中的装载机、推土机等施工机械和运输车辆，按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源，本产建工程施工期主要噪声源及源强见表 5.3.1-4，钻井过程中局部采取了消声、减震、软连接等降噪减震措施，有一定的降噪效果。

表 5.3.1-4 拟建工程施工期主要噪声源统计表 单位：dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	柴油机	2 台（1 开 1 备）	100~105	连续稳态声源	施工结束后噪声即消失
	钻机	1 台/队	90~95	连续稳态声源	
	柴油发电机	2 台（1 开 1 备）	100~105	连续稳态声源	
	泥浆泵	2 台/队	95~100	连续稳态声源	
	压裂车	1 台/队	95~100	连续稳态声源	
管线、道路、站场施工现场	推土机、装载机、焊机等	若干	85~100	流动声源	

### 5.3.1.4 固体废物

施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的废弃钻井泥浆、钻井岩屑和落地油，以

及施工人员产生的生活垃圾。固体废物如随意堆放不仅压占土地、污染土壤和地下水，遇大风干燥季节还可能形成扬尘污染。

### (1) 废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆是钻井过程中产生的一种液态细腻胶状物，失水后变成固态物，主要成分是粘土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，废钻井泥浆属一般工业固废，钻井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集储罐，收集设施地面进行防渗处理；钻井结束后，经板框压滤工艺进行固液分离后，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置，外运的固体废物含水率应控制在 60% 以内。鉴于陇东油田尚未有建成的专业废弃泥浆岩屑处置单位，评价要求在井场内进行暂存，暂存设施要求满足三防要求。

废钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，含有少量的石油类物质、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，其产生量与井深和井径密切相关，可按以下经验公式推算：

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

式中：V——钻井泥浆产生量，m<sup>3</sup>；

D——井的直径（一开 0.3112，二开 0.2445），m；

h——平均井深（见表 5.3.1-5），m。

表 5.3.1-5 拟建工程施工期钻井深度统计表 单位：m

区块名称	油层	油层埋深	油井数量	油井钻井深度	注水井钻井数量	注水井钻井深度	总钻井深度
镇 413、武 18	长 8	2400	23	2600	10	2500	80200

表 5.3.1-6 施工期废弃泥浆产生量核算

开发层位	井型	平均井深 (m)	井数 (口)	单井钻井废泥浆产生量 (m <sup>3</sup> )	废弃钻井泥浆产生量 (m <sup>3</sup> )
长 8	定向井	2600	23	246.2	5662.6
	注水井	2500	10	240.3	2403
合计		/	56	/	8065.6

根据上述公式估算，本项目钻井产生的钻井泥浆量约为总计为 8065.6m<sup>3</sup>。钻井作业过程中，钻井泥浆循环利用，根据已建井场类比调查，泥浆循环利用率约为 95% 以上，则本项目废弃钻井泥浆产生量约 403.28m<sup>3</sup>，合计 463.77t（泥浆密度为 1.15t/m<sup>3</sup>），最大限度地减少了废弃泥浆的产生量。

### (2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50% 混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面振动筛分离，并堆置于井场。岩屑的产生量可按下式计算：

$$W = 50\% \times \frac{1}{4} \pi D^2 h d$$

式中：W——井场岩屑产生量，t；

D——井直径（一开 0.3112，二开 0.2445），m；

h——井平均深度（表 5.3.1-6），m；

d——岩石密度（取 2.5），t/m<sup>3</sup>。

表 5.3.1-7 施工期废弃钻井岩屑产生量核算

开发层位	井型	平均井深 (m)	井数(口)	单井钻井岩屑产生量(t)	废弃钻井岩屑产生量(t)
长 8	定向井	2600	23	181.5	4174.5
	注水井	2500	10	175.7	1757
合计		/	33	/	5931.5

根据表 5.3.1-7 的计算，本项目施工期共产生钻井岩屑 5931.5t。其中，在井钻接近油藏地层时，岩屑中会夹杂有石油类污染物，称含油岩屑，属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物。根据产建项目钻采工程方案，本项目产油层平均含油层厚度约 6.5m，计算得出单口钻井含油岩屑最大产生量约 0.38t，则项目含油岩屑最大产生量约 12.54t，其余不含石油类的岩屑共 5918.96t，属于一般固体废物。

井队在钻井过程中通过含油显示情况、荧光灯辅助工具等，准确鉴定并收集含油岩屑。将所收集到的含油岩屑装入双层防渗的袋子里，整齐码放。下部铺设防渗布，上面加覆盖层，并打围堰。暂存于危废临时贮存点，井场钻井施工完成后委托有资质单位收集处置。评价要求含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至污油泥临时储存点暂存，最终交由有资质单位处置。盛装含油岩屑的袋子全部采用具有防渗、防水功能的 PVC 塑料袋，避免临时储存时对外产生不利影响。根据已通过审查的十三五规划环评，不含油的岩屑与废弃泥浆均属于一般固体废物，钻井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集储罐，收集设施地面进行防渗处理；钻井结束后，经板框压滤工艺进行固液分离后，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置，外运的固体废物含水率应控制在 60%以内。鉴于陇东油田尚未有建成的专业废弃泥浆岩屑处置单位，评价要求按照庆阳市生态环境局要求，在井场内进行暂存，暂存设施要求满足三防要求。

### (3) 落地油

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计，估算每口油井作业过程中产生的落地油约 0.02t，本工程新建油井 23 口（不含已施工探井 13 口），共产生落地油 0.46t。井下作业时按照“铺设作业，

带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中产生的落地油全部收集到储罐中，钻井结束后就近运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位处置。

#### (4) 其它固废

施工期其他固废里包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶。其中，废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，产生量约 1.0t；钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 1.7t。

施工期柴油发电机的使用过程中将会产生废蓄电池，根据调查，柴油发电机的蓄电池寿命一般两年，到期才需要换，更换产生的废旧蓄电池属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW31 含铅类废物，产生量约 1.0t；施工期间更换的废旧蓄电池在井场危废暂存间存放，钻井结束后由蓄电池回收单位回收处置。

#### (5) 生活垃圾

根据表 5.4.1-4 计算结果，施工期总用工人数为 34350 工天，按照每人每天产生生活垃圾 0.8kg 计算，则单个井场、站场施工期生活垃圾产生量约 27.48t。施工场地设置临时生活垃圾收集筒，生活垃圾统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

#### (6) 建筑垃圾

施工过程中产生一定混凝土、碎砖、管道切割废料等建筑垃圾，产生量约 1.5t，全部用于回填施工场地或回收利用。

根据《国家危险废物名录》，施工期固体废物中含油岩屑、落地油和含油污泥均属于危险废物，其危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废旧蓄电池属于 HW31 含铅废物，以上危废类别、来源、代码、名称和危险特性见表 5.3.1-5。

表 5.3.1-5 项目施工期危险废物识别表

危废名称	危废类别	产生量 t	行业来源	代码	名称	危险特性
含油岩屑、落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	13	石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T, I
废防渗布、废润滑油及其包装桶	HW08 废矿物油与含矿物油废物	1	非特定行业	900-249-08	其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物	T, I
废旧蓄电池	HW31 含铅废物	1	非特定行业	900-052-31	废铅蓄电池及废铅蓄电池拆解过程中产生的废铅板、废铅膏和酸液	T, C



### 5.3.1.5 生态影响因素分析

#### (1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场、站场、道路等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

#### (2) 破坏植被

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

#### (3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

#### (4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于黄土梁峁区，主要土壤侵蚀类型为水力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，改变地表形态，如不及时对进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

## 5.3.2 运行期污染源分析

### 5.3.2.1 废气

#### (1) 站场加热炉烟气

本项目在新建的 13 座拉油点设加热炉 1 台，采用水套炉，具体情况见表 5.3.2-1。项目加热炉燃料采用气液分离装置分离出的伴生气。

表 5.3.2-1 拟建工程加热炉配置情况表

序号	站场名称	供热设施	加热炉规模	数量(台/套)
1	庆 96 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
2	孟 55 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
3	孟 35 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
4	孟 84 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
5	孟 50 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
6	孟 99 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
7	孟 100 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1

8	孟 105 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
9	孟 118 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
10	演 284 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
11	演 374 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
12	演 263 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1
13	武 18 拉油点	立式燃气热水炉	120kW	1

站场加热炉均以陇东油区油田伴生气作为燃料，同时根据《污染源源强核算技术指南 准则 HJ884—2018》、《排污许可证申请与核发技术规范 总则(HJ942—2018)》，应采用污染物实测平均排放浓度计算排放量。本次评价收集了部分现有站场 2018 年及 2019 年加热炉废气例行监测数据（委托第三方检测机构检测）作为本项目新建加热炉源强依据，详见表 5.3.2-2。根据类比，加热炉各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉标准要求（即颗粒物  $20\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{SO}_2$   $50\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{NO}_x$   $200\text{mg}/\text{m}^3$ ），且排气筒高度不低于 8m。项目加热炉主要污染物排放情况见表 5.3.2-3。

表 5.3.2-2 现有站场加热炉验收监测数据统计 单位： $\text{mg}/\text{m}^3$

类比站场	加热炉功率	污染物排放浓度 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )			数据来源
		颗粒物	$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$	
镇二转	1000kw	10.3	19.7	88.7	现有站场 2018 年及 2019 年加热炉废气例行监测数据
镇十一转	600kw	16.5	30.0	81.0	
镇十二转	800kw	15.2	18.7	94.3	
镇三联	2500kw	13.7	19.0	100.0	
镇四联	1600kw	12.3	20.0	98.6	
平均值		13.6	21.5	92.5	—

表 5.3.2-3 本项目加热炉烟气及主要污染物排放情况

站场名称	污染源	用气量 (m <sup>3</sup> /h)	废气量 (m <sup>3</sup> /h)	排气筒 高度 (m)	排气筒 内径 (m)	烟气温度 (℃)	污染物排放情况								
							NO <sub>x</sub>			SO <sub>2</sub>			颗粒物		
							排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	排放速率 (kg/h)	年排放量 (t/a)
庆 96 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 55 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 35 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 84 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 50 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 99 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 100 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 105 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
孟 118 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
演 284 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
演 374 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
演 263 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
武 18 拉油点	120kW 加热炉	14.4	195.85	8	0.2	180	92.5	0.018	0.144	21.5	0.004	0.032	13.6	0.0025	0.02
合计		187.2	2546.05					0.234	1.872		0.052	0.416		0.0325	0.26

注：①加热炉烟气量按用气量×13.6 计算；污染物排放标准执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉排放浓度限值；

②污染物排放浓度取本次改扩建站场及依托站场现有加热炉例行监测数据的平均值。

## (2) 油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织排放烃类气体

项目运行期在原油开采与集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自各类井场、站场内采油设施的阀门、泵等设备动静密封点、储油罐呼吸阀，以及修井等井下作业环节。此外，由于站场设备检修或安全（系统超压时）等原因，部分烃类气体会被放空。

本项目新增 2.66 万吨/a，由于位置偏远，原油均采取罐车拉油方式集输。根据长庆油田原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比为 1.4%~2.0%，评价中拉油方式损耗按 1.4%，伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，估算运行期烃类气体无组织排放量为  $1.3015 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，非甲烷总烃总排放量为 6.783t/a，烃类气体产生及排放情况见表 5.3.2-4。由于开放式流程中已经考虑了无组织挥发特征，而且拉油点与井场合建，无组织源强可以统一考虑，结合各井场采油井数量、产能、集输方式综合确定无组织排放情况，具体见表 5.3.2-5。

表 5.3.2-4

本项目烃类气体产生及排放情况

序号	井区	井场	管输	层位	原油产量 t	油气比 (m³/t)	伴生气产量 (m³/a)	烃类气体损耗 (m³/a)	甲烷化系数	相对密度	非甲烷总烃排放量 (t/a)
1	镇北试采	庆 96	拉油	长 7 <sub>2</sub>	165	72.6	5989.5	83.853	0.504	1.06	0.0441
2	彭阳试采	孟 55	拉油	延 7	1155	42.9	24774.75	346.8465	0.504	0.79	0.1359
3	演 121	孟 35	拉油	长 6 <sub>1</sub>	165	72.6	5989.5	83.853	0.504	1.06	0.0441
4	演武试采	孟 84	拉油	长 8 <sub>1</sub>	330	72.6	11979	167.706	0.504	1.06	0.0882
5	彭阳试采	孟 50	拉油	长 3 <sub>3</sub>	165	72.6	5989.5	83.853	0.504	1.06	0.0441
6	演武试采	孟 99	拉油	长 6 <sub>2</sub>	165	72.6	5989.5	83.853	0.504	1.06	0.0441
7	孟 100	孟 100	拉油	长 4+5 <sub>1</sub>	165	72.6	5989.5	83.853	0.504	1.06	0.0441
8	彭阳试采	孟 105	拉油	长 8 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	148.5	72.6	5390.55	75.4677	0.504	1.06	0.0397
9	演武试采	孟 118	拉油	长 7 <sub>2</sub>	330	72.6	11979	167.706	0.504	1.06	0.0882
10	演武试采	演 284	拉油	长 3 <sub>3</sub>	330	72.6	11979	167.706	0.504	1.06	0.0882
11	演武试采	演 374	拉油	富县组	330	42.9	7078.5	99.099	0.504	0.79	0.0388
12	演武试采	演 263	拉油	长 7 <sub>1</sub>	165	72.6	5989.5	83.853	0.504	1.06	0.0441
13	镇 413	镇平 39-19	拉油	长 8	2640	72.6	95832	1341.648	0.504	1.06	0.7054
14		镇 38-20	拉油	长 8	5280	72.6	191664	2683.296	0.504	1.06	1.4108
15		镇平 39-25	拉油	长 8	1320	72.6	47916	670.824	0.504	1.06	0.3527
16	武 18	武 18-2	拉油	长 8	3300	72.6	119790	1677.06	0.504	1.06	0.8817
17		武 18-4	拉油	长 8	2640	72.6	95832	1341.648	0.504	1.06	0.7054
18		武 18-3	拉油	长 8	3300	72.6	119790	1677.06	0.504	1.06	0.8817
19		武 18 扩	拉油	长 8	4125	72.6	149737.5	2096.325	0.504	1.06	1.1022
合计					26594.12		929679.3	13015.5			6.783

表 5.3.2-5 各井场烃类气体排放情况

序号	井区	井场	非甲烷总 烃排放量 (t/a)	非甲烷总烃排 放速率 (kg/h)
1	镇北试采	庆 96	0.0441	0.0055
2	彭阳试采	孟 55	0.1359	0.0170
3	演 121	孟 35	0.0441	0.0055
4	演武试采	孟 84	0.0882	0.0110
5	彭阳试采	孟 50	0.0441	0.0055
6	演武试采	孟 99	0.0441	0.0055
7	孟 100	孟 100	0.0441	0.0055
8	彭阳试采	孟 105	0.0397	0.0050
9	演武试采	孟 118	0.0882	0.0110
10	演武试采	演 284	0.0882	0.0110
11	演武试采	演 374	0.0388	0.0049
12	演武试采	演 263	0.0441	0.0055
13	镇 413	镇平 39-19	0.7054	0.0882
14		镇 38-20	1.4108	0.1764
15		镇平 39-25	0.3527	0.0441
16	武 18	武 18-2	0.8817	0.1102
17		武 18-4	0.7054	0.0882
18		武 18-3	0.8817	0.1102
19		武 18 扩	1.1022	0.1378
合计			6.783	0.8479

根据表 5.3.2-5, 选取排放量较大的镇 38-20 井场和武 18 扩 (武 18 拉油点) 作为主要排放面源, 其排放参数就按表 5.3.2-6。

表 5.3.2-6 主要新建集输站场装置区非甲烷总烃排放面源参数

名称	面源面积	面源有效排 放高度/m	年排放小时 数/h	污染物排放速 率/(kg/h)
				非甲烷总烃
镇 38-20	S=30m×40m	6	8000	0.1764
武 18 扩 (武 18 拉油点)	S=30m×40m	6	8000	0.1378

### (3) 运输车辆汽车尾气

项目拟建拉油点 13 座, 通过罐车输油。根据长庆油田资料统计, 罐车耗油量为 11.52kg/d 辆, 排放烃类物质 0.025 kg/d, NO<sub>x</sub> 为 0.034 kg/d。罐车按 20m<sup>3</sup>罐容考虑, 根据拉油井区集输规模, 平均每天约有 5 辆拉油罐车行驶于评价区, 预计可排放烃类物质 0.041t/a, NO<sub>x</sub> 为 0.056t/a。

#### (4) 井组发电机组尾气

项目镇 413 拉和武 18 拉为区块中的集中拉油点，根据伴生气平衡分析，该两座拉油点均有伴生气剩余，本次评价要求建设井组发电机组对伴生气进行综合利用，伴生气发电机组产生的废气分析如下。

项目镇 413 拉和武 18 拉各设置 1 组功率为 400kW 的发电机组，燃料为伴生气。发电机组每天使用时间为 24h，年使用 330d，根据本项目伴生气剩余量情况，伴生气使用量约为  $33.07 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$  和  $36.43 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》——4411、4412 火力发电热电联产行业系数手册中天然气燃机相关系数可知各污染物产生系数见表 5.3.2-7。根据产污系统，项目燃气发电机组污染物排放情况见表 5.3.2-8。

表 5.3.2-7 产污系数及产生量一览表

污染物	产污系数	
	单位	系数
废气量	标立方米/立方米-原料	24.55
颗粒物	毫克/立方米-原料	103.90
SO <sub>2</sub>	毫克/立方米-原料	2Sar
NO <sub>x</sub>	克/立方米-原料	1.27

备注：本次评价伴生气按照总硫含量  $200\text{mg}/\text{m}^3$  计算。

表 5.3.2-8 本项目燃气发电机组产排污情况一览表

拉油点	污染物	伴生气使用量(万 $\text{m}^3/\text{a}$ )	废气产生量(万 $\text{m}^3/\text{a}$ )	产生浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	产生量(t/a)	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中二级标准
镇 413 拉 燃气发 电机组	颗粒物	33.07	811.86	4.24	0.034	120
	SO <sub>2</sub>			16.29	0.132	550
	NO <sub>x</sub>			51.60	0.419	240
武 18 拉 燃气发 电机组	颗粒物	36.43	894.36	4.24	0.038	120
	SO <sub>2</sub>			16.29	0.146	550
	NO <sub>x</sub>			51.60	0.461	240

#### 5.3.2.2 废水

##### (1) 油田采出水

根据拟建工程整体开发方案，新建井初期含水率约 20%，则采出水量为  $23.36\text{m}^3/\text{d}$ ，随着开采时间的延长，含水率不断提高达到 50%，则采出水量为  $93.47\text{m}^3/\text{d}$ 。根据产建方案，项目各井区采出水随原油一并运至依托的镇二联通过现有的采出水处理系统处理

设施处理达标后回注油层，处理回用率 100%。项目采出水执行《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SYCQ 08011-2019）相应标准。根据现有采出水处理系统进水水质的检测结果(表 3.4.2-7)，初期油田采出水主要污染物产生浓度见表 5.3.2-9。

表 5.3.2-9 油田采出水污染物源强

污染物	SS	石油类	COD
产生浓度 (mg/L)	240	300	1000
产生量 (t/a)	1.850	2.313	7.709

### (2) 措施返排液

拟建工程运行期措施作业主要包括压裂改造、大小修井等，不同措施作业类型的施工环节基本相同，其返排液主要来自修井过程中的洗井环节，修井作业不定期进行，据类比调查，实施频次一般为每两年一次，平均每口井每次修井产生的洗井废水最大量约 70m<sup>3</sup>。本项目新建油水井共计 46 口（含利用探井 13 口），则正常生产时修井、洗井等产生的措施返排液约 3220m<sup>3</sup>/a。根据查阅资料，修井、洗井等措施返排液中污染物及浓度见表 5.3.2-10。

表 5.3.2-10 措施返排液污染物浓度 单位:mg/L

污染物	SS	COD	石油类
浓度	50~1200	800~2000	20~200
产生量 (t/a)	3.864	6.44	0.644

第十一采油厂已建成镇二转、镇四转、镇七转和镇 320-784 措施返排液处理站共 4 座，专门的措施返排液处理站场，项目运行期产生的措施返排液全部通过罐车就近运送至上述站场，处理达标后回注油层用于驱油，不外排。

### 5.3.2.3 噪声

拟建工程运行期噪声污染源主要有井场抽油机、井区内车辆噪声等，项目主要噪声污染源见表 5.3.2-11。

表 5.3.2-11 拟建工程主要噪声源统计表 单位:dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质
井场	丛式井抽油机	2 机/平台	65~66	低频连续声源
		3 机/平台	66~68	低频连续声源
		4 机/平台	68~70	低频连续声源
		5 机/平台	70~72	低频连续声源
		6 机/平台	72~74	低频连续声源
		7 机/平台	74~76	低频连续声源
站场	拉油点	装油泵/1 台	90~95	高频间断声源
		加热炉燃烧器/1 台	75~80	高频连续声源
		循环水泵/1 台	75~80	高频连续声源
	拉油点发电机组	燃气发电机	85~90	高频连续声源



### 5.3.2.4 固体废物

#### (1) 落地油

运行期在修井、洗井等井下作业过程中可能产生少量落地油。油井修井周期通常为两年一次，估算每口井每次产生落地油约 0.02t，修井作业采用高分子软体平台，属于清洁作业，油污不落地，集中后由罐车拉至就近危废暂存点进行暂存，定期由油田公司委托的有资质单位进行收集处置，收集处置率可达 100%。项目运行期修井作业过程落地油产生情况见表 5.3.2-11。

表 5.3.2-11 项目修井作业落地油产生排放情况

序号	项目	数量
1	油井数量（口）	36
2	落地油产生量（t/a）	0.36
3	收集处置率	100%
4	落地油排放量（t/a）	0

#### (2) 含油污泥

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐油泥；②采出水处理系统排泥；③运行期措施作业产生的含油污泥。原油储罐清罐油泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物。含油污泥中主要污染物为石油类、泥砂以及其他有害成分，如酚、砷、汞、硫等，含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危险废物代码为 900-210-08，上述含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准全部在现有危废暂存点暂存，定期送有资质单位处置。

根据第十一采油厂安全环保科提供的统计数据，清罐油泥（储罐和水处理系统新增）产生量约 20.1 吨/万吨净化油，措施作业油泥产生量约 29.0 吨/万吨。结合以上折算系数和本项目新建产能规模，估算本项目建产后储罐和水处理系统新增含油污泥（含水率约 90%）产生量约 53.47t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约 77.14t/a，合计 130.61t/a。清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位清运处置，不暂存。措施作业油泥全部依托现有危废暂存点暂存，定期送有资质单位处置。

#### (3) 其他固废

项目依托设施的固体废物产生量本评价不再考虑，本项目运行期其他固废主要包括设备维护作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约 1.1t/a，均属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废暂存点暂存，定期

交由资质单位处置。

运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求见表 5.3.2-12。

表 5.3.2-12 运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求

序号	名称	产生量 (t/a)	废物类别	危废代码	产生工序及装置	形态	主要成分	危险特性	污染防治措施
1	落地油	0.36	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-00 1-08	原油生产采油井口	半固态	石油类、泥砂	污染土壤及地下水	1、井场、站场危废临时暂存设施暂存，防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，按照《危险废物贮存污染控制标准的要求》采取防风、防雨、防晒措施。 2、全部运至现有危废暂存间暂存，定期由有资质单位安全处置。 3、严格执行危险废物转移联单制。
2	含油污泥	53.47			原油储罐和采出水处理系统容器和构筑物等	半固态	石油类、泥砂	污染土壤及地下水	
		77.14		运行期措施作业	半固态	石油类、泥砂	污染土壤及地下水		
3	废防渗布、废润滑油及其包装桶	1.1		900-04 1-49	设备维护及修井作业	固态	石油类	污染土壤及地下水	

### 5.3.2.5 非正常排放

生产装置的非正常排放主要指生产过程的开车、停车、停电、停水、检修、故障停车时的气体、液体等污染物排放，需做安全处理。在无严格控制措施或污染控制措施失效的情况下，污染物的非正常排放往往成为环境污染的重要因素。本工程非正常排放主要考虑废气和废水的非正常排放。

#### (1) 废气非正常排放

本工程产生的伴生气主要用于新建站场加热炉和发电机组燃料，拉油点设有高压火炬，在设备检修或事故发生时，将管道中的伴生气引至火炬点火放空，降低污染物排放对环境的不良影响，降低环境风险。事故放空量一般为伴生气量的 1‰，即最大伴生气事故排放量为  $0.93 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，处理方式为火炬燃烧高空排放，排放的主要污染物含量为： $\text{NO}_x 9.77 \text{kg/a}$ 、 $\text{SO}_2 4.14 \text{kg/a}$ 、颗粒物  $2.08 \text{kg/a}$ ，且火炬分散在各个站场，因此对评价区环境影响程度轻微。

#### (2) 废水非正常排放

运行期非正常污染物排放主要为油水井检修过程产生的污染物，见 5.3.2.2 废水一节中措施返排液。

### 5.3.2.5 生态影响因素分析

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围设防绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

### 5.3.3 闭井期污染源分析

油田进入闭井期时，产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井期一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。油水井将进行封堵，采用水泥将全井段封固。闭井期主要污染源来自设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物。设备拆除时将地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

## 5.4 污染物排放情况汇总及排放总量核定

### 5.4.1 污染物排放情况汇总

扩建工程污染物排放汇总见表 5.4.1-1 和表 5.4.1-2。

表 5.4.1-1 拟建工程施工期“三废”排放及生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	钻井废气	NO <sub>x</sub>	1.51t	0.098t	无组织排放
		SO <sub>2</sub>	0.098t	0.098t	
		颗粒物	0.036t	0.098t	
	机械、车辆尾气	NO <sub>x</sub>	0.184t	0.184t	无组织排放
		烃类	0.135t	0.135t	
	施工扬尘	颗粒物	3.38t	3.38t	无组织排放
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	521.3m <sup>3</sup>	0	采用泥浆不落地系统，钻井废水循环利用，钻井结束后固液分离，液体运至措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排。
	试油废水	pH 值、COD、石油类、SS	690m <sup>3</sup>	0	罐存，试油结束后运至周边措施返排液处理站处理回注
	压裂返排液	pH 值、石油类、SS	2530m <sup>3</sup>	0	全部回收入罐，优先在井场内循环利用，无法利用的批次运至周边措施返排液处理站处理回注
	生活污水	COD、氨氮、BOD <sub>5</sub> 、SS	1099.2m <sup>3</sup>	0	施工营地设环保厕所，收集后用于附近植被施肥，不外排
噪声	井场设备噪声	钻机、柴油机、压裂车、工程机械等，源强 85~105dB(A)		调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备	
固废	钻井工程	废钻井泥浆	463.77t	0	属一般工业固废，实施泥浆不落地系统，交有泥浆处置能力单位处置
		钻井岩屑（不含油）	5918.96t	0	属一般工业固废，与废弃泥浆一同处置
		含油岩屑	12.54t	0	属危险固废，暂存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置

		落地油	0.46t	0	属危险固废，100%回收处理。
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	1t	0	属危险固废，暂存于油污泥临时储存点，最终送有资质单位处置
		柴油发电机的蓄电池	1t	0	属危险固废，暂存于井场危险废物临时储存点，最终送有资质单位处置
		钻井添加剂包装袋	1.7	0	属一般工业固体废物，交资源回收单位回收
	施工保障	生活垃圾	27.48t	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置
生态	钻井、道路、管线施工；井、站地面工程建设	工程占地约 10.57hm <sup>2</sup> ，其中：永久占地约 3.52hm <sup>2</sup> ，临时占地约 7.05hm <sup>2</sup> ，地表、植被破坏，加剧水土流失			施工完后，临时占地进行植被恢复

表 5.4.1-2 拟建工程运行期“三废”排放汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	6.783t/a	6.783t/a	加强密闭管理，降低无组织排放
	加热炉烟气	NO <sub>x</sub>	1.872t/a	1.872t/a	经不低于 8m 排气筒排放
		SO <sub>2</sub>	0.416t/a	0.416t/a	
		颗粒物	0.26t/a	0.26t/a	
	发电机组烟气	NO <sub>x</sub>	0.88t/a	0.88t/a	15m 排气筒排放
		SO <sub>2</sub>	0.278t/a	0.278t/a	
颗粒物		0.072t/a	0.072t/a		
废水	油田采出水	SS、石油类、COD	7708.8m <sup>3</sup> /a	0	依托现有采出水处理系统处理回注
	措施返排液	SS、石油类、COD	3220m <sup>3</sup> /a	0	依托现有措施返排液处理站处理回注
噪声	井、站场设备噪声	抽油机、加热炉燃烧器、发电机组、循环水泵等，源强 65~85dB(A)		避让敏感点，优选低噪设备，隔声、减振措施	
固废	措施作业	落地油	0.36t/a	0	属危险固废，全部回收处理。
		含油污泥	130.61t/a	0	属危险固废，全部回收处理。
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	1.1t/a	0	属危险固废，送有资质单位处置

#### 5.4.2 项目污染物排放总量核定

按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标见表 5.4.2-1，总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 5.4.2-1 总量控制指标 (建议)

类别	污染物种类	运行期 (t/a)
废气	NO <sub>x</sub>	2.752
	SO <sub>2</sub>	0.694
	颗粒物*	0.332
	非甲烷总烃	6.783
废水	COD	0
	氨氮	0

注：\*为总量控制指标参考因子

### ① 大气污染物

本项目新建加热炉 13 台，加热炉采用油田伴生气作为燃料，排放烟气中主要污染物包括 NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> 和颗粒物；项目洗井伴生气发电机组 2 台，利用拉油点剩余伴生气为燃料，排放烟气中主要污染物包括 NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> 和颗粒物；油田开发项目排放 VOCs（非甲烷总烃）环节主要是站场无组织逸散，主要来自储罐大小呼吸排放及装置区设备动静密封点逸散。

### ② 水污染物

项目生产废水和生活废水处理达标后全部回用，不外排，因此 COD 和氨氮排放总量为 0。

## 5.4.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物排放量变化见表 5.4.3-1。

表 5.4.3-1 本项目投产后三废产生量及排放状况总表 单位：t/a

类别	名称	现有及在建工程排放量	本项目			以新带老削减量	本项目建成运行后最终排放量	增减量
			产生量	消减量	排放量			
废气	颗粒物	0.024	0.332	0	0.332	0	0.356	+0.332
	NO <sub>x</sub>	0.144	2.752	0	2.752	0	2.896	+2.752
	SO <sub>2</sub>	0.032	0.694	0	0.694	0	0.726	+0.694
	非甲烷总烃	0.588	6.783	0	6.783	0	7.371	+6.783
废水	COD	0	14.149	14.149	0	0	0	0
	石油类	0	2.957	2.957	0	0	0	0
	SS	0	5.714	5.714	0	0	0	0
固废	落地油	0	0.36	0.36	0	0	0	0
	含油油泥	0	130.61	130.61	0	0	0	0
	废防渗布、废弃润滑油及其包装桶	0	1.1	1.1	0	0	0	0

## 5.5 清洁生产分析

本项目钻井作业阶段采用无毒水基钻井液，产生的钻井废水排入防渗泥浆池用于配制泥浆，循环利用，不外排；钻井结束后，废弃泥浆与钻井过程产生的岩屑按照要求在

防渗泥浆池中进行原位处理，泥浆池分离出的上层液体送至措施返排液处理站处理；含油岩屑和落地油全部收集后由专用车辆运输至危废暂存点贮存，集中交由有资质单位处置。井下作业阶段按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等固体废物，产生的含油污泥、落地油等危险废物全部委托有资质单位处置，修井、洗井等措施作业产生的返排液经罐车拉运至措施返排液处理站处理达标后回注，不外排。采油作业阶段产生的油田采出水全部进入油田采出水处理系统处理后达标回注，不外排。根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，本项目将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。。

## 6 区域概况及环境现状调查

### 6.1 自然环境概况

#### 6.1.1 地形、地貌

本项目开发范围主要分布在甘肃省庆阳市镇原县境内。评价区域位于黄土高原西端，属黄河中游内陆地区，东倚子午岭，北靠羊圈山，西接六盘山，东、西、北三面隆起，中南部低缓，全境呈簸箕形状，故有“陇东盆地”之称。覆积厚度达百余米的黄土地表，被洪水、河流剥蚀和切割，形成现存的高原、沟壑、梁峁、河谷、平川、山峦、斜坡兼有的地形地貌，分为北部黄土残塬沟壑区、南部黄土塬地貌、西部黄土梁峁沟壑区、东部黄土低山丘陵区，地势北高南低，海拔相对高差 1204m，北部最高处马家大山为 2089m，南部最低处政平河滩为 885m，中南部分布着数十条塬面，其中面积在 6700 公顷以上的大塬有 12 条。

##### (1) 北部黄土残塬沟壑区

分布在庆城县—桐川一线以北、环江两侧，海拔 1400~1700m，基底由下白垩系及新近系构成基本格架，上覆黄土 150m 左右，形成长条形黄土残塬，长轴方向与塬侧水系方向平行，总体上的布局呈“散射状”，塬面平坦，塬的面积大小不等。在塬侧与河谷间为梁峁沟壑地形，塬侧冲沟十分发育，切割深度 150~300m，形成残塬与沟壑相间的地貌景观。植被不发育，黄土土质疏松，水土流失严重，在塬侧及梁坡地段多见崩塌、滑坡等地貌。

##### (2) 南部黄土塬地区

塬面宽阔平坦，由于沟谷的溯源侵蚀，塬边多呈不规则状，塬面与谷底相对高差 200~250m，在本县境内分布较少，主要分布在庆城县高楼、白马铺、驿马以及镇原县孟坝、开边一线以南的地区。

##### (3) 西部黄土梁峁沟壑区

分布于庆城县—桐川一线以北，马莲河以西，海拔 900~1800m，基底主要由下白垩系、侏罗系及三叠系构成，上覆黄土厚 10~150m，冲沟发育，沟谷下切作用较弱，切割深度 150m 左右，形成梁峁与沟壑相间的地貌景观。沟脑残留有支离破碎的掌形洼地，掌形地面积多在 0.1~0.5km<sup>2</sup>间，其结构特点是中上部为杂色土，下部为中更新统黄土或基岩。

##### (4) 东部黄土低山丘陵区

海拔标高各处相差较大，但相对高差均在 200~300m 间，结构特点是其上部被黄土披覆，下部大部分地段为白垩系基岩。黄土丘陵区的溯源侵蚀作用较强，冲沟发育，黄土梁较长，梁坡较陡，属山区与沟壑区过渡地带。

## 6.1.2 地质构造

### 6.1.2.1 地层岩性

评价区域内出露地层较简单，主要是第四系、新近系和下白垩系地层，由新到老，地层由上向下叠置。

#### (1) 第四系 (Q)

第四系在评价区域内广泛分布，在成因上以风积为主，次为冲积、冲洪积，成因多样，发育良好，构成著名的陇东黄土高原。地层包括下更新统的午城黄土、中更新统的离石黄土、上更新统的马兰黄土及全新统冲积层。

##### ① 河流相堆积物 ( $Q_4^{al+pl}$ )

主要分布于河床、河漫滩和 I、II 级阶地上。具二元结构，上部为浅黄色粉土、粉质粘土，含少量砾石，下部为砂砾石层，砾径一般在 3~5cm，大者可达 20cm，分选性和磨圆度较好，厚度一般 3~13m。

##### ② 滑坡、崩塌等重力堆积物 ( $Q_4^{del}$ )

广泛分布于评价区域内的黄土沟谷斜坡及坡脚地段，成份以黄土再堆积为主，层序结构紊乱，厚度一般 1~20m。

##### ③ 上更新统马兰黄土 ( $Q_3^{2sol}$ )

广泛覆盖于评价区域内梁、峁、残塬以及河谷 III、IV 级阶地，岩性为风积的土黄色、灰黄色粉土、粉质粘土，具大孔隙，垂直节理、裂缝发育，结构疏松，透水性好，具强湿陷性，厚度为 10~20m。

##### ④ 中更新统离石黄土 ( $Q_2^{sol}$ )

评价区域内广泛分布，出露于梁、峁及残塬区的沟谷两侧斜坡，岩性为褐黄色、桔黄色粉土及粉质粘土，夹钙质结核层以及几层到数十层桔红、褐红色古土壤，单层厚 1~4m 不等，产状近水平，层间距一般在 5~20m 之间，厚 90~110m。

##### ⑤ 下更新统午城黄土 ( $Q_1^{sol}$ )

出露于境内黄土沟谷坡脚及冲沟底部，岩性桔黄或桔红色粉质粘土、粘土，致密，较坚硬，夹有数层产状水平的钙质层，底部为半胶结砾石层或钙质结核层，与下伏地层呈不整合接触，厚 80~160m。



## (2) 新近系 (N)

在蒲河流域支沟沟脑零星出露, 岩性为砖红色半胶结或胶结的粘土及粘土岩, 是一套内陆湖盆相碎屑沉积层, 不整合在白垩系下统罗汉洞组 ( $K_{15}$ ) 或更老地层之上, 厚度一般 5~20m。

## (3) 下白垩系志丹群 ( $k_{1z}$ )

志丹群自上而下分布有泾川组 ( $k_{1z}^6$ )、罗汉洞组 ( $k_{1z}^5$ )、环河组 ( $k_{1z}^4$ )、华池组 ( $k_{1z}^3$ ) 和宜君洛河组 ( $k_{1z}^{1+2}$ ), 各组在评价区域内均有分布, 岩性为棕红色、浅灰色碎屑岩。

① 泾川组 ( $k_{1z}^6$ ): 主要分布在方山与县城以西, 岩性为浅灰、兰灰、棕灰色泥岩、沙质泥岩夹锈黄色细中沙岩。下部为灰白色、锈黄色的细、中、粗沙岩, 向西相变为沙质泥岩, 沙岩成分以石英、长石为主, 泥质胶结, 较疏松。地层厚度一般为 30~120m, 底板埋深在殷家城以北为 50~80m。

② 罗汉洞组 ( $K_{1z}^5$ ): 出露于大、小黑河沟谷底部, 岩性为桔红色或砖红色中细沙岩夹薄层泥岩和沙质泥岩, 颗粒自上而下逐渐变细, 下部多为中粗及含细砾中粗沙岩, 上部为粉沙岩及细沙岩。沙岩成分以石英、长石为主, 暗色矿物次之, 长石部分已风化成白色高岭土; 沙岩以泥质胶结为主, 疏松易碎, 颗粒分选中等, 孔隙度大, 具大型斜交层理。泥岩致密较硬, 具水平层理, 其厚度向东北、东部变薄, 渐尖灭。产状近水平, 厚度在 150~200m 之间; 其底板埋深在 100~230m 之间; 顶板埋深较浅, 一般为 10~50m 左右。

③ 环河组 ( $k_{1z}^4$ ): 上部为灰色、深灰色泥岩、沙质泥岩、页岩、泥质粉细沙岩与浅灰、灰白色细中沙岩不等厚互层。中下部为深灰、浅灰色泥岩、沙质泥岩夹中细沙岩, 沙岩单层厚度 2~15m, 成分以石英为主, 泥钙质胶结, 较疏松。厚度 300~530m, 顶板埋深一般 20~300m, 底板埋深 300~650m。

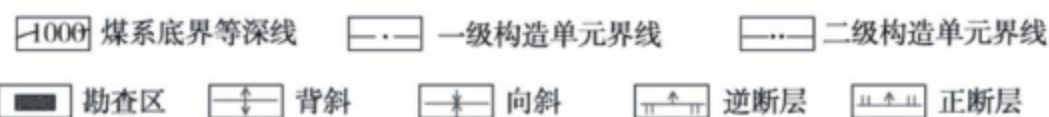
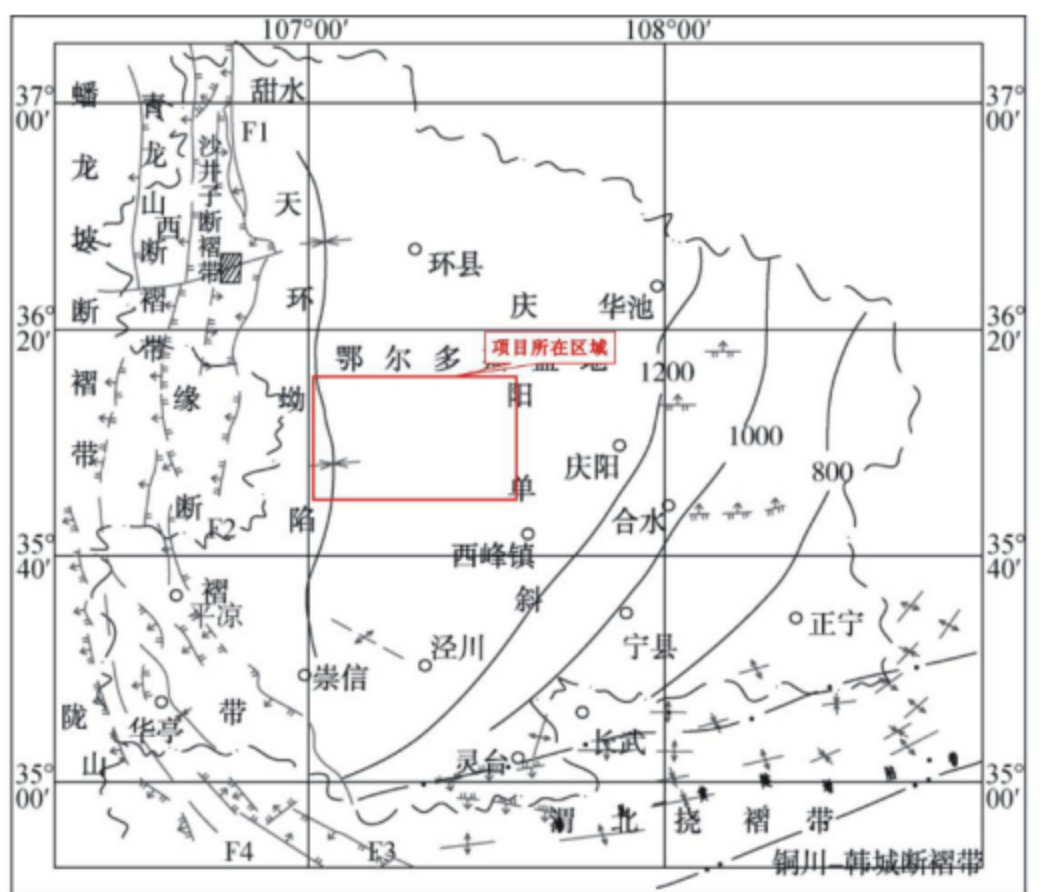
④ 华池组 ( $k_{1z}^3$ ): 暗紫色、浅灰色泥岩、沙质泥岩、页岩与灰白、浅灰色细、中、粗沙岩呈不等厚互层, 以泥质沙岩为主, 泥质胶结, 较松散。厚度 190~270m 之间, 埋深 520~900m 左右。

⑤ 宜君洛河组 ( $k_{1z}^{1+2}$ ): 浅棕色、灰色中粗沙岩夹泥岩、沙质泥岩与页岩。沙岩成分以石英为主, 粘土质胶结, 较疏松。岩性自上而下由粗变细, 色由深变浅, 地层厚度以殷家城-方山一带最厚为 380~430m, 开边、镇原县城及曙光较薄为 210~240m, 该地层与下伏侏罗系安定组呈不整合接触。

### 6.1.2.2 区域构造

评价区在地质构造上位于华北地台鄂尔多斯盆地西南。鄂尔多斯盆地为一中生代构造盆地，盆地内沉积了巨厚的中生界地层，为比较稳定的地块，构造运动不强烈。评价区域内出现的地质构造主要是天环向斜，该向斜通过宁夏天池，经甘肃环县以及庆城县西南的小黑河流域，向南至泾川县倾伏。向斜两翼不对称，西翼岩层倾向  $80^{\circ}$ ，倾角  $30^{\circ}$  左右，东翼位于庆城县的大黑河一带，向斜轴向  $155^{\circ}$ ，岩层向西微倾。陇东地区区域构造纲要图见图 6.1.2-1。

根据区域地质资料及《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），本区地震烈度 VI 度。



F1 卢家庄逆断层 F2 沙井子逆断层 F3 青龙山-平凉逆断层 F4 韦州-古城逆断层 Z 天环向斜

图 6.1.2-1 陇东地区区域构造纲要图

### 6.1.3 气候特征

镇原县地处大陆深处，具有显著的大陆型半湿润气候特征。因受季风影响，冬半年

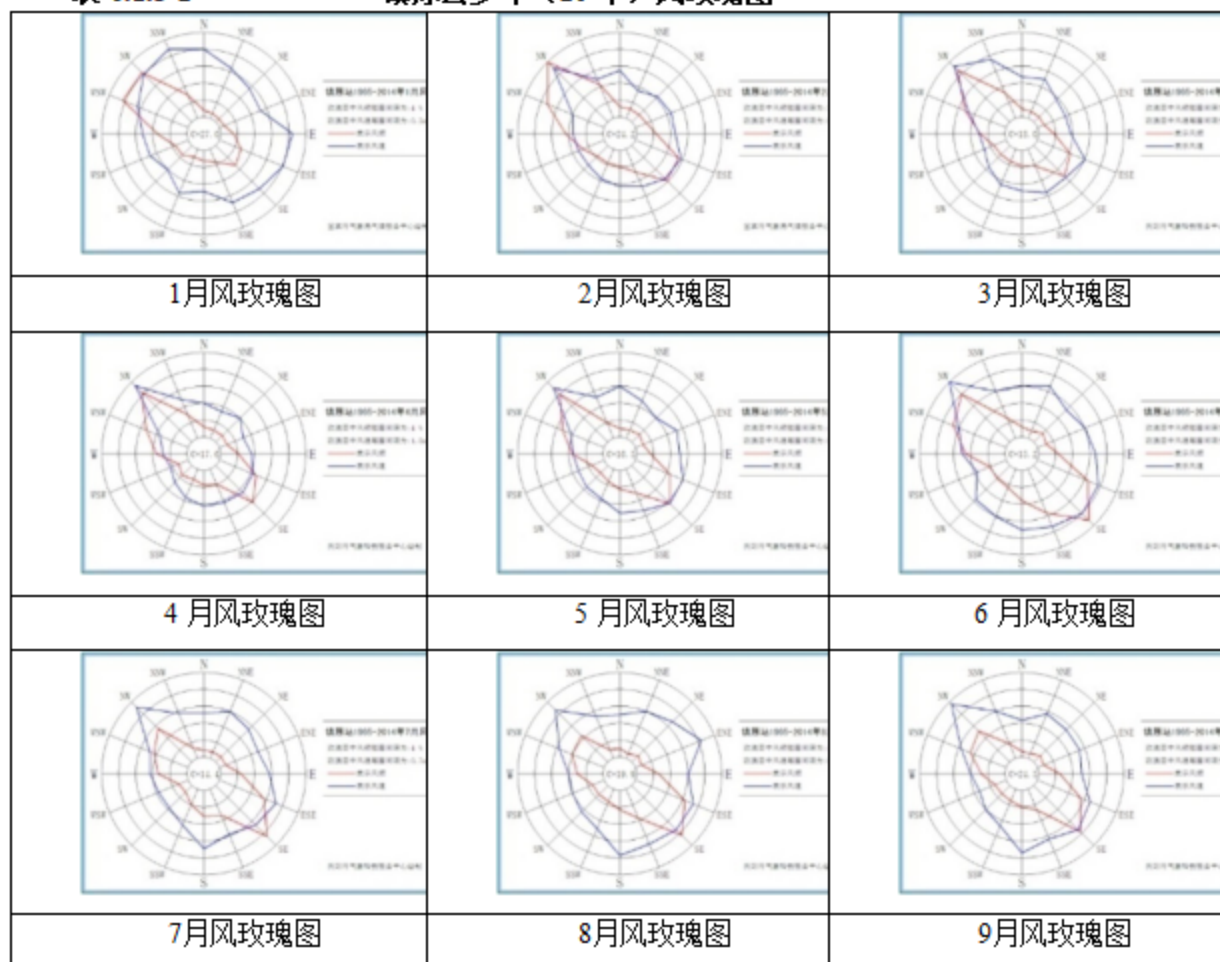
多西北风，夏半年多东南风，冬夏冷热显著，冬冷历时长，夏热时间短，春秋两季则为过渡季节。区域光照充足，四季分明，春季多风，秋季多雨，冬季干寒。

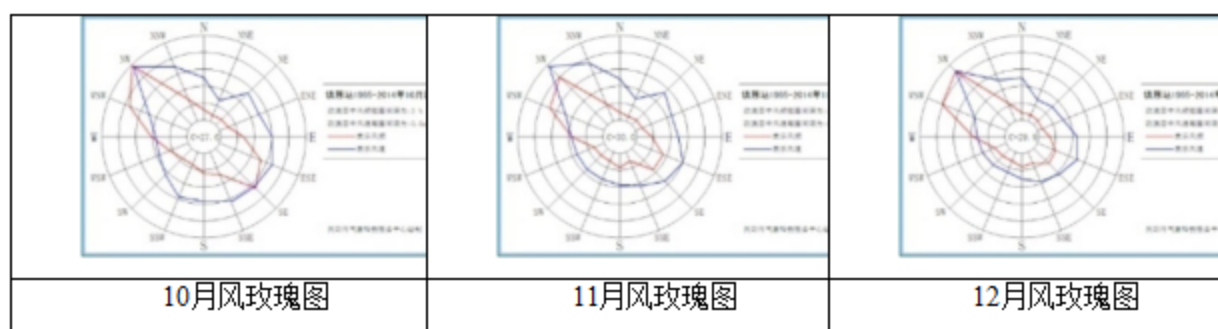
镇原县多年（20年）气象要素统计资料见表6.1.3-1和表6.1.3-2。

表 6.1.3-1 镇原县多年气象要素统计表

气象要素		单位	数值 镇原县
气温	年平均	°C	10.4
	极端最高	°C	37.4
	极端最低	°C	-21.2
降水量	年平均	mm	469.6
	年最大	mm	688.8
	年最小	mm	323.5
年平均蒸发量		mm	1564.5
风速	平均	m/s	2.4
	最大	m/s	20.7
日照时数		h	2426.4
大风日数		d	1.1
平均气压		hPa	884.6

表 6.1.3-2 镇原县多年（20年）风玫瑰图





#### 6.1.4 地表水

项目所在区域属于黄河流域泾河水系，区域内较大的河流为泾河及其支流潘阳涧河、洪河和蒲河。区域地表水分布见图6.1.4-1，其中与本项目联系密切的河流主要为蒲河及其支流茹河。

(1) 蒲河：发源于环县西部的庙儿掌，由西北向东南流经环县、庆城、镇原和宁县，于宁县宋家坡附近汇入泾河，流域面积 7443km<sup>2</sup>，全长约 175km。根据巴家咀水文站测站数据，测站以上河长 66.5km，控制流域面积 3522km<sup>2</sup>，多年平均径流量 1.0834×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>，最小枯水流量 0.021m<sup>3</sup>/s，最大洪峰流量 162m<sup>3</sup>/s，含沙量 124.97kg/m<sup>3</sup>。水沙量年内分配不均，非汛期也有一定的沙量。水沙主要集中在 7~8 月，而沙集中更甚于水，7~8 月水量占全年水量的 46.7%，而沙量占全年沙量的 79.8%。

(2) 茹河：茹河古称蔚茹水，位于县城南，属泾河水系。源于宁夏回族自治区彭阳县开城乡刘家沟和六盘山大湾乡吾儿朵，两源在黄昴山东侧汇合后，从郭原乡王嘴村周庄组入境，经郭原、武沟、开边、城关、屯字、太平、上肖 7 乡镇，在太平镇柳嘴村寺沟口汇入蒲河，流经县域长 75 公里，流域面积 768 平方公里，年均流量 0.92 立方米/秒，年总径流量 0.29 亿立方，泥沙含量 498 公斤/立方米，最大洪峰流量 3157 立方米/秒。

(3) 洪河：洪河古称阳晋川水，隋唐时称洪(横)川河，源于彭阳县新集乡窦家山庄，流入县域新城乡惠沟村稽子河湾，流经新城、郭原、平泉、南川、屯字 5 乡镇，在下郑村流入泾川县境，县内长 85 公里，流域面积 759 平方公里，年均流量 1.14 立方米/秒，年总径流量 0.358 亿立方。

(4) 潘阳涧河：潘杨涧河是镇原与平凉市崆峒区界河，发源于彭阳县境，从新城乡小幌村巨寨组起至中原乡原峰村潘涧组流经境内，县内长 41km。

本次产建工程孟 50 井场和孟 118 井场位于泾河一级支流潘阳涧河流域；其余工程均位于泾河一级支流蒲河流域，其中镇 413 区、合 52 井场、演 284 井场位于蒲河巴家咀水库水源地上游区域，镇 413 区位于重点防护区。

#### 6.1.5 土壤

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)中的分类,镇原县广泛分布的土壤类型主要有黄绵土、黑垆土和新积土。

黑垆土是陇东地区广泛分布的一种主要耕作土壤,是褐土在长期耕作熟化作用下形成的土壤类型,主要分布在黄土塬区、黄土丘陵区的梁、峁顶部,湾掌等初级河川二级、三级阶地上。黄绵土是在黑垆土各发育层侵蚀殆尽、在裸露出的马兰黄土母质或离石黄土母质上发育形成的一种侵蚀型土壤,是由黄土母质直接耕翻形成的初育土,主要分布在本区水土流失严重的黄土丘陵地段和黄土塬边、咀梢、梁峁以及沟谷坡地上,常与黑垆土交错分布,面积最大。新积土为新近冲积、洪积、坡积及塌积或人工堆垫的土壤,主要分布于马莲河及其支流两岸的河漫滩及一级阶地上。

据现场调查及查阅资料,本项目评价范围内主要土壤类型为黑垆土和黄绵土 2 类。

## 6.1.6 动植物

### 6.1.6.1 动物

根据收集资料及现场调查,区内野生动物组成比较简单,种类较少,多为常见种类,物种组成以小型兽类和鸟类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、大仓鼠、小家鼠等;野生禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。野生动物主要分布在林地及灌草丛中。

据调查,评价区内无国家、省级重点保护野生动物。

### 6.1.6.2 植物

评价区植被类型以草丛和农业植被为主,主要分布于黄土谷坡,植被种类为长芒草、大针茅、糙隐子草、阿尔泰狗娃花、铁杆蒿、百里香、冷蒿、达乌里胡枝子、芨蒿、白羊草等,草甸草丛的特征性植物种为白羊草、赖草、白草、长芒草、阿尔泰狗娃花、芨蒿、铁杆蒿、黄菅草等;农作物种类以小麦为主,次为高粱、玉米、谷子、糜子、豆类、油菜等,受地形条件限制,农业植被主要分布于黄土塬与河流阶地,同时在部分沟谷坡面有较大面积的梯田分布;灌丛植被种类主要为二色胡枝子灌丛,同时有土庄绣线菊、榛子、虎榛子、灰栒子、忍冬、白刺花、胡颓子、黄蔷薇等。乔木林主要为油松、辽东栎、白桦、山杨、侧柏、柴松和少量的槭树、椴树等。

## 6.2 区域环境敏感目标

据现场调查及资料显示,本项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊环境敏感区,但由于井区周边存在巴家咀水库饮用水水源保护区以及 5 处乡镇集中式饮用水水源保护区,因此评价将其一并列为区域环境敏感目标。

### 6.2.1 集中式饮用水水源保护区

本项目各井区与周边水源保护区位置关系详见图 2.7.2-1、图 2.7.2-2 和 2.7.2-2。从位置关系上看，与开发井区距离较近或存在径流补给关系的集中式饮用水水源地共有 7 处，其中市级水源保护区 1 处，为地表水水源地；乡镇水源保护区 6 处，均为地下水水源地，其基本概况见表 6.2.1-1。经核实，各井区开发范围和拟建工程均不在上述饮用水水源保护区范围内。

表 6.2.1-1 评价区水源地概况

序号	县区	水源保护区名称	水源地类型	级别	所属流域	所属水系	所在水体名称
1	西峰区、镇原县	巴家咀水库饮用水水源保护区	湖库	市级	泾河	蒲河	蒲河
2	镇原县	孟坝镇大寨水源保护区	地下水	乡镇	/	/	/
3		庙渠乡庙渠水源保护区	地下水	乡镇	/	/	/
4		武沟乡孟庄水源保护区	地下水	乡镇	/	/	/
5		郭原乡毛庄水源保护区	地下水	乡镇	/	/	/
6		新城镇曹城水源保护区	地下水	乡镇	/	/	/
7		郭原乡景源水源保护区	地下水	乡镇	/	/	/

#### 6.2.1.1 巴家咀水库饮用水水源保护区

##### (1) 水源保护区概况

巴家咀水库于1962年建成，大坝为黄土均质坝，高74m，长539m，坝顶宽6m，总库容为5.11亿m<sup>3</sup>，正常蓄水位的库容为1200万m<sup>3</sup>，汛期限制水位时库容为369.80万m<sup>3</sup>，警戒水位1116.0m时库容为4150万m<sup>3</sup>，水库多年平均来水量1.31亿m<sup>3</sup>。2001年3月实际测量成果，该水库已淤积3.3亿m<sup>3</sup>，现状校核洪水位1124.4m高程以下有效库容约为1.81亿m<sup>3</sup>。目前，巴家咀水库已成为以防洪保坝、城市供水为主，兼顾灌溉等综合效益的工程。

##### (2) 水源保护区划分

巴家咀水库保护区范围为水库水域及外围补给区的陆域范围，其中蒲河段为蒲河河谷段自水库大坝起至上游镇原县方山，西北方向以方山、太白梁、桐川一带为界，河谷西南至镇原县的孟坝镇—太平乡一线分水岭为界，河谷东北与黑河保护区紧邻。黑河段为蒲河河谷段自水库大坝起至上游镇原县太白梁附近，河谷东北方向自桐川、驿马、大坝左肩一线的分水岭为界，巴家咀水库水源保护区面积998.22km<sup>2</sup>，分为一级、二级和准保护区。

##### ① 一级保护区

范围为整个水库水域及周围1km左右范围内的陆域，总面积23.6km<sup>2</sup>。

### ② 二级保护区

蒲河段：一保级保护区外至上游10km蒲河河谷及河谷两侧2km的陆域，面积34.9km<sup>2</sup>；黑河段：一保级保护区外至上游10km黑河河谷及河谷两侧2km的陆域，面积45.56km<sup>2</sup>；二级保护区总面积80.46km<sup>2</sup>。

### ③ 准保护区

蒲河段：二保级保护区外至金岔，长20.0km，整个河谷及两侧各2km的陆域，面积72.6km<sup>2</sup>；黑河段：二保级保护区外至太白梁，长12.0km，整个河谷及两侧各2km的陆域，面积49.5km<sup>2</sup>；准保级保护区总面积122.1km<sup>2</sup>。

#### 6.2.1.2 乡镇水源地

根据《庆阳市人民政府关于全市乡镇集中式饮用水水源保护区范围的批复》（庆政函[2014]23号，2014年3月27日）、《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》（庆政函[2018]4号，2018年1月9日）、《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》（庆政函[2020]11号，2020年2月22日）及《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》（庆政函[2020]89号，2020年12月10日）中划分的庆阳市各乡镇水源地，本项目井区周边涉及的乡镇水源地共6处。

本项目开发井区周边水源地基本情况见表 6.2.1-2~6.2.1-3。

表 6.2.1-2

本次开发井区周边县级以上水源地保护区概况

序号	水源地名称	水源地级别	水源地类型	一级保护区范围	二级保护区范围	准保护区范围	备注
1	巴家咀水库饮用水水源保护区	市级	地表水	巴家咀水库水域及周围 1km 左右范围内的陆域, 总面积 23.6km <sup>2</sup>	蒲河段: 一保级保护区外至上游 10km 蒲河河谷及河谷两侧 2km 的陆域, 面积 34.9km <sup>2</sup> ; 黑河段: 一保级保护区外至上游 10km 黑河河谷及河谷两侧 2km 的陆域, 面积 45.56km <sup>2</sup> ; 二级保护区总面积 80.46km <sup>2</sup>	蒲河段: 二保级保护区外至金岔, 长 20.0km, 整个河谷及两侧各 2km 的陆域, 面积 72.6km <sup>2</sup> ; 黑河段: 二保级保护区外至太白梁, 长 12.0km, 整个河谷及两侧各 2km 的陆域, 面积 49.5km <sup>2</sup> ; 准保护区总面积 122.1km <sup>2</sup>	保护区范围为水库水域及外围补给区的陆域范围, 其中蒲河段为蒲河河谷段自水库大坝起至上游镇原县方山, 西北方向以方山、太白梁、桐川一带为界, 河谷西南至镇原县的孟坝镇—太平乡一线分水岭为界, 河谷东北与黑河保护区紧邻。黑河段为蒲河河谷段自水库大坝起至上游镇原县太白梁附近, 河谷东北方向自桐川、驿马、大坝左肩一线的分水岭为界, 巴家咀水库水源保护区面积 998.22km <sup>2</sup>

表 6.2.1-3

本次开发井区周边乡镇水源地保护区概况

序号	县区	乡镇	水源数量	水井数量	水源名称	水源类型	水源保护区面积 (km <sup>2</sup> )			设计供水		实际供水		备注
							一级	二级	准保护区	供水量 (万吨/年)	供水人口	供水量 (万吨/年)	供水人口	
1	镇原县	郭原乡	1	1口	郭原乡毛庄水源地	地下水	0.0064	0	0	24.5	12000	24.5	12000	/
2		孟坝镇	1	2口	孟坝镇大寨水源地	地下水	0.02	0	0	33.78	14268	28.47	13000	/
3		新城镇	1	1口	新城镇曹成水源地	地下水	0.00598	0.788	0	4.56	1734	2.3	1480	/
4		郭原乡	1	1口	郭原乡景源水源地	地下水	0.0162	0.8037	0	8.8	5000	8.8	5000	/
5		武沟乡	1	1口	武沟乡孟庄水源地	地下水	0.0018	1.367	0	5.48	8000	5.48	8000	/
6		庙渠乡	1	1口	庙渠乡庙渠水源地	地下水	0.01	1	0	22.36	11000	22.36	11000	



## 6.2.1.3 产建工程与水源保护区的位置关系

镇 413 区等产建工程共包含 2 个开发井区，同时，零散的 12 座探井转生产井，各井区边界及工程内容与水源地的位置关系见表 6.2.1-4。经核实，各开发井区范围及工程内容均不在巴家咀水库饮用水源保护区及 6 座乡镇水源区内。

表 6.2.1-4 产建工程井区及工程内容与水源准保护区位置关系表

水源地名称	产建工程井区及最近井场相对准保护区位置
巴家咀水库水源地上游准保护区	<p>本次产建工程共有镇 413 区、孟 35 井场和演 284 井场位于巴家咀水库准保护区上游汇水范围内，其中与水源保护区距离较近的井区为镇 413 区，其与巴家咀水源地保护区边界及取水口的位置关系见表 2.7.2-1。</p> <p>管线穿跨越巴家咀水库准保护区上游蒲河支流吕家沟及其支流深家沟各 1 次，具体见表 4.8.3-3，最近穿跨越点为镇平 39-19 井场至镇 413 拉跨越蒲河支流吕家沟处，距离下游巴家咀水库准保护区边界距离约 2.47km，详见工程布局图 4.5-1。</p> <p>根据工程布局，距离准保护区边界最近的地面工程为镇 413 区镇平 39-25 井场井场，位于准保护区边界西侧约 1.78km，详见工程布局图。</p>
郭原乡毛庄水源地	<p>产建工程各井区及工程内容均不在郭原乡毛庄水源地补给径流区范围内。孟 99 井场边界距离镇原县郭原乡景源水源保护区二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 1.23km，本区原油新建孟 99 井组拉油点（与井场合建），拉油点距离水源地边界 1.23km，本井区采出油由孟 99 井组拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；孟 99 井场虽然工程距离水源地较近，但与该水源地无水力联系。</p>
孟坝镇大寨水源地	<p>产建工程各井区及工程内容均不在孟坝镇大寨水源地补给径流区范围内。镇 413 井区边界距离孟坝镇大寨水源地边界 0.52km，最近井场为依托工程镇 413 拉，直线距离 0.78km，距离最近的新建工程为镇 28-20 井场，距离水源地边界为 2.48km，距离最近的集输管线为镇 28-20 井场至镇 413 井组拉油点单井管线，距离水源地边界 0.78km，镇 413 井组拉油点为既有拉油点，采出原油经拉油至镇二联统一处理，沿线不经过水源地保护区；镇 413 井区虽然工程距离水源地较近，但与该水源地无水力联系。</p>
新城镇曹成水源地	<p>产建工程各井区及工程内容均不在新城镇曹成水源地补给径流区范围内。孟 118 探井井场距离镇原县新城镇曹成水源地二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 1.93km，本区新建孟 118 拉油点 1 处（与井场合建），拉油点距离水源地边界 1.93km，本井区采出油由孟 118 拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；孟 118 探井虽然工程距离水源地较近，但与该水源地无水力联系。</p>
郭原乡景源水源地	<p>产建工程各井区及工程内容均不在郭原乡景源水源地补给径流区范围内。孟 99 探井井场距离镇原县郭原乡景源水源保护区二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 4.95km，本区原油新建孟 99 井组拉油点（与井场合建），拉油点距离水源地边界 4.95km，本井区采出油由孟 99 井组拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；孟 99 探井井场与该水源地无水力联系。</p>
武沟乡孟庄水源地	<p>产建工程各井区及工程内容均不在武沟乡孟庄水源地补给径流区范围内。孟 50 探井井场距离镇原县武沟乡孟庄水源保护区二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 1.27km，项目采出油由孟 50 井组拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；工程与该水源地无水力联系。</p>
庙渠乡庙渠水源地	<p>产建工程各井区及工程内容均不在庙渠乡庙渠水源地补给径流区范围内。演 263 探井井场距离该水源地二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 2.81km，本区新建演 263 拉油点 1 处（与井场合建），拉油点距离水源地边界 2.81km，本井区采出油由演 263 拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；演 263 探井虽然工程距离水源地较近，但与水源地无水力联系。</p>

产建工程与地表水水源地取水口的位置关系见表 2.7.2-2, 其中距离较近的位置关系见表 6.2.1-5。

表 6.2.1-5 产建工程与地表水水源地取水口的位置关系表

水源地取水口位置		本项目距离最近的地面工程	相对位置关系
巴家咀水源地 取水口位置	E107°30'12.49" N35°41'18.18"	镇 38-20 井场	井场东南直线距离 31.23km
		镇 38-20 井场至镇 413 拉出油管线	最近跨越点距离取水为东 南直线距离 31.66km

#### 6.2.1.5 地表水水源地上游集水范围内工程内容概况

项目各井区与水源地位置关系主要分为两类：①井区邻近水源地，但不在集水范围（地表水水源）或径流补给区（地下水水源）内；②井区不在水源地范围内，但在其上游集水范围内。

本项目部分井区与水源地的位置关系多属第②种类型，该类型井区工程内容虽不在水源地保护区范围内，但事故状态下可能会对水源地水质产生直接的不利影响，因此需加强运行期环境保护和风险防范措施。

根据《陇东油区“十三五”发展规划环境影响报告书》和《关于陇东油区“十三五”发展规划环境影响报告书审查意见的函》（甘环函[2016]583号），将依法划定的地表水集中式饮用水源地上游 10km 的干流及主要支流上游的河谷区，河道两侧 1km 的陆域范围规划为重要防护区。根据工程布局，本工程镇 413 区的工程（3 座井场、3 条采油管线和输水管线）位于水源地重要防护区内。

### 6.2.2 白龙江引水工程

白龙江引水工程是甘陕两省共建的重大战略性跨流域调水工程，重点解决甘肃省泾渭河流域和陕西省延河流域水资源短缺问题，提高区域水安全保障水平。工程受水区范围包括甘陕两省 24 个县区、受益总人口约 916 万人。引水工程涉及庆阳市西峰、镇原、合水、华池、环县、宁县、庆城、正宁等 8 个区县的 41 个乡镇。

按照《甘肃省人民政府关于白龙江引水工程占地和淹没区禁止新增建设项目及迁入人口的通告》（甘政发〔2020〕18号），白龙江引水工程镇原县境内城关镇、郭原乡、开边镇、孟坝镇、庙渠镇、平泉镇、太平镇、新城镇和新集镇，建设单位向白龙江主管部门庆阳市水务局申请核对工程与白龙江关系，庆阳市水务局以《关于第十一采油厂产能建设项目组庆 96 井场等 11 处项目建设用地与白龙江引水工程占地范围关系识别情况的函》，明确项目不在白龙江工程占地和淹没区范围内。

### 6.2.3 其他分散饮水工程

项目开发井区所涉及的村镇，居民饮水主要以小电井、浅水井和水窖相结合的形式存在。小电井井深多在 30~40m，主要分布在乡政府所在地、较大行政村所在地以及一些地势较低、潜水出露地表的村庄。除个别村庄外，评价区大部分村庄均以水窖作为主要饮水水源，一般居民家有水窖约 2~3 口，详见第 9 章表 9.2.2-2。

### 6.3 环境质量现状监测与评价

本次环境质量现状监测采用现场实测及收集资料的方法。环境空气、地下水和土壤部分数据引自《长庆油田分公司第十一采油厂 2021 年产能建设工程（甘肃区块）环境影响报告书》的监测结果，监测数据为 2021 年 4 月，满足 3 年内有效要求；其余环境空气、声环境、土壤、地下水及包气带污染现状调查均委托甘肃馨宝利环境监测有限公司进行现场实测，监测时间为，2022 年 3 月；地表水环境质量现状评价采用收集资料的方法和现场监测的方法，引用项目涉及河流的长控监测断面 2020 年 3 月至 6 月例行监测数据。由于评价区除油田开发外，基本无其它工业活动，根据现场踏勘，各点位周边未新增污染源，监测工作实施至今各点位环境状况未发生较大变化，环境质量现状差异较小，因此，引用监测数据可满足评价要求，基本能反映评价区当前环境质量现状。地下水现状监测及包气带污染现状调查具体见 9.6 节内容，土壤环境现状调查与评价具体见 10.2.3 节。

#### 6.3.1 环境空气质量现状监测与评价

##### 6.3.1.1 项目所在区域达标判断

根据导则要求，项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。本项目开发区域位于甘肃省庆阳市镇原县，根据庆阳市生态环境局官方网站 2022 年 1 月公开发布的《2021 年 1-12 月份环境空气质量月报》，内含镇原县 2021 年 1 月~12 月 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO 和 O<sub>3</sub> 六项基本污染物监测数据，见表 6.3.1-1。

表 6.3.1-1 镇原县区域空气质量现状评价表

监测点名称	污染物	年评价指标	评价标准 (μg/m <sup>3</sup> )	现状浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	超标倍数	达标情况
镇原县	SO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	60	7	11.7	0	达标
	NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	40	8	20.0	0	达标
	PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度	70	55	78.6	0	达标
	PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度	35	27	77.1	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	900	22.5	0	达标
	O <sub>3</sub>	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	124	77.5	0	达标

由表 6.3.1-1 可知，项目所在区域镇原县 2021 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求。因此，判断项目所在区域镇原县属于达标区。

### 6.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

#### (1) 监测点布置

为反映油田开发特征污染物非甲烷总烃及硫化氢环境质量现状，本次评价结合工程布局及当地气象条件，并考虑了整个评价区域监测布点的均布性，在开发范围内共设置 3 个环境空气监测点进行了短期浓度监测，其中实测 2 个，引用 1 个。环境空气监测点位的布置主要考虑到站场废气排放对环境影响较大，井场次之，因此对本次产建工程涉及站场按区域选择性进行了现状监测，并按照《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），在站场下风向 5km 范围内进行布点。综上所述，本次环境空气现状监测布点具有一定的代表性。具体监测点位见表 6.3.1-2 及图 6.3-1。

表 6.3.1-2 环境空气监测点位

序号	监测点名称	坐标		布点原则及代表性	检测项目	备注
1#	武 18 拉油点拟建地	E106°57'50.23"	N35°58'14.38"	拟新建站址背景	非甲烷总烃	本次实测
2#	依托镇 413 拉油点下风向居民点	E107°14'52.48"	N35°51'21.62"	现状值	非甲烷总烃	
3#	孟 77 拉油点现状值	E106°48'28.19"	N35°41'04.11"			引用十一厂 2021 年甘肃区块环评

#### (2) 监测项目及分析方法

特征因子：非甲烷总烃。分析方法按《环境监测技术规范》进行，具体见表 6.3.1-3。

表 6.3.1-3 环境空气质量监测分析方法一览表

监测项目	分析方法	标准号	检出限 (mg/m <sup>3</sup> )
非甲烷总烃	《环境空气总烃 甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样气相色谱法》	HJ604-2017	0.07

#### (3) 监测时间及监测频率

实测数据采样时间为 2022 年 03 月 2 日~03 月 08 日，3#点引用监测数据采样时间为 2021 年 4 月 7 日至 4 月 13 日。监测频次按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）等相关要求执行，各点连续监测 7 天，每天监测 4 次（具体时间为 02:00、08:00、14:00、20:00），每次采样时间不小于 45 分钟。

#### (4) 监测结果与评价

监测结果见表 6.3.1-4。

**表 6.3.1-4 监测结果统计表** 单位: mg/m<sup>3</sup>

监测点位	监测项目	非甲烷总烃
1# 武 18 拉油点拟建地	2022.3.2	1.21-1.23
	2022.3.3	1.18-1.19
	2022.3.4	1.16-1.19
	2022.3.5	1.19-1.23
	2022.3.6	1.19-1.22
	2022.3.7	1.23-1.29
	2022.3.8	1.23-1.29
	占标率	58%~64.5%
	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0
	标准限值	2.0
2# 镇 413 拉油点下风向 最近居民点	2022.3.2	1.14-1.15
	2022.3.3	1.15-1.20
	2022.3.4	1.14-1.15
	2022.3.5	1.13-1.16
	2022.3.6	1.16-1.18
	2022.3.7	1.15-1.18
	2022.3.8	1.16-1.18
	占标率	56.5%~60%
	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0
	标准限值	2.0
3# 孟 77 井组拉油点	2021.4.7	0.40~0.45
	2021.4.8	0.44~0.46
	2021.4.9	0.39~0.44
	2021.4.10	0.38~0.43
	2021.4.11	0.38~0.45
	2021.4.12	0.38~0.45
	2021.4.13	0.38~0.45
	占标率	19%~23%
	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0
	标准限值	2.0

监测结果表明,评价区各监测点非甲烷总烃小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m<sup>3</sup> 浓度限值。

### 6.3.2 地表水环境质量现状监测与评价

#### (1) 监测断面设置

本项目开发区域涉及蒲河及大黑河上游流域,根据查询,开发范围内河流设置有国省及市县地表水长控监测断面。本次评价根据收集资料情况,引用所涉及河流的长控监

测断面 2020 年 3 月至 6 月例行监测数据。具体断面位置见表 6.3.2-1 及图 6.3-1。

表 6.3.2-1 地表水监测断面布置

序号	断面位置	河流	水质指标	断面引用原则
W <sub>1</sub>	镇原县殷家城断面	白家川河	III	在井区范围的上游及下游，获取评价区域地表水环境的背景值
W <sub>2</sub>	镇原县米家川（安家桥）断面	蒲河	II	
W <sub>3</sub>	镇原县姚新庄断面	蒲河	III	

### (2) 监测项目及分析方法

引用数据监测项目为：高锰酸盐指数、BOD<sub>5</sub>、氨氮、COD、总磷、氟化物、石油类及六价铬，共 8 项。

分析方法采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法。

### (3) 监测结果与评价

地表水水质监测结果见表 6.3.2-3。

表 6.3.2-3 地表水监测结果一览表

断面	监测时间	浓度 (mg/L)							
		高锰酸盐指数	BOD <sub>5</sub>	氨氮	石油类	COD <sub>Cr</sub>	总磷	氟化物	六价铬
W <sub>1</sub>	2020.3	1.2	1.4	0.16	/	13	0.08	/	/
	2020.4	1.2	1.7	0.21	/	13	0.06	/	/
	2020.5	2.8	2.3	0.74	/	11	0.06	/	/
	2020.6	1.6	1.4	0.16	/	10	0.02	/	/
III类标准		≤6	≤4	≤1.0	≤0.05	≤20	≤0.2	≤1.0	≤0.05
超标率 (%)		0	0	0	/	0	0	/	/
最大超标倍数		0	0	0	/	0	0	/	/
W <sub>2</sub>	2020.3	1.7	2.5	0.59	0.01L	15	0.06	1.04	0.036
	2020.4	1.5	1.0	0.19	0.01L	12	0.02	1.03	0.047
	2020.5	5.9	1.9	1.01	0.01	17	0.06	1.35	0.035
	2020.6	/	/	/	/	/	/	/	/
II类标准		≤4	≤3	≤0.5	≤0.05	≤15	≤0.1	≤1.0	≤0.05
超标率 (%)		33.3	0	66.7	0	33.3	0	100	0
最大超标倍数		0.48	0	1.02	0	0.13	0	0.35	0
W <sub>3</sub>	2020.3	1.2	1.6	0.39	0.01L	13	0.07	1.07	0.042
	2020.4	1.2	1.9	0.23	0.01L	13	0.02	1.01	0.039
	2020.5	2.5	1.4	0.87	0.01L	19	0.04	1.21	0.019
	2020.6	1.4	1.5	0.19	0.01L	10	0.03	1.07	0.038
III类标准		≤6	≤4	≤1.0	≤0.05	≤20	≤0.2	≤1.0	≤0.05
超标率 (%)		0	0	0	0	0	0	100	/
最大超标倍数		0	0	0	0	0	0	0.21	/

由地表水监测结果可以看出，项目所在区域例行监测断面中白家川河殷家城断面各监测因子均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准限值；蒲河姚新庄断面除氟化物超标外，其他因子均符合III类标准限值，米家川（安家桥）断面高锰酸

盐指数、氨氮、COD 及氟化物均有不同超标，其他因子基本符合Ⅱ类标准限值。根据分析，氟化物超标属地质因素，本底值高影响所致；COD、氨氮超标主要与沿线居民生活污水排放及农业面源污染有关。

#### (4) 地表水水源地质量现状

本次评价搜集了生态环境主管部门公示的地表水水源地质量现状资料，《庆阳市 2021 年 5 月地级集中式饮用水水源地水质监测情况公示》（庆阳市生态环境局网站 [http://sthj.zgqingyang.gov.cn/zwgk/zfxxgkml/yyssyaq2sthj/content\\_16542](http://sthj.zgqingyang.gov.cn/zwgk/zfxxgkml/yyssyaq2sthj/content_16542)），巴家咀水源地开展检测的 61 项指标中，硫酸盐浓度超标 0.54 倍，其余项目全部达标。超标原因分析为地质因素造成。

### 6.3.3 声环境质量现状监测与评价

#### (1) 监测点布置

为了解评价区内拟建场站及依托场站声环境质量现状，本次评价共布设 7 个噪声监测点位，其中新建工程选址背景噪声点 4 个，噪声敏感点 3 个。监测点位见表 6.3.3-1 及图 6.3-1。

表 6.3.3-1 噪声监测点位

序号	监测点位	地理位置	布点原则
1#-4#	武 18 拉拟建地	镇原县马渠镇赵渠村	新建站场选址背景噪声
5#	武 18-2 井场最近居民点	镇原县马渠镇阎庄	敏感点背景值
6#	武 18-3 井场至武 18 拉输油管线最近居民点	镇原县马渠镇李家城	
7#-10#	镇 413 拉厂界噪声	镇原县孟坝镇朱家新庄	

#### (2) 监测项目及监测方法

监测项目为等效连续 A 声级，监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关规定进行。

#### (3) 监测时间和频次

监测时间为 2022 年 3 月 5 日~3 月 6 日，各监测点位连续监测 2 天，昼、夜间各测 1 次，每次监测不少于 20min。

#### (4) 监测结果与评价

噪声监测结果见表 6.3.3-2。

表 6.3.3-2

## 噪声现状监测结果

单位: dB(A)

点位	时间	2022年3月5日		2022年3月6日	
		昼间	夜间	昼间	夜间
武 18 拉拟建地厂界东侧		57.1	48.5	57.3	47.5
武 18 拉拟建地厂界南侧		54.7	49.2	52.7	49.0
武 18 拉拟建地厂界西侧		56.8	49.2	50.1	47.0
武 18 拉拟建地厂界北侧		55.5	48.9	55.7	48.9
武 18-2 井场最近居民点		53.3	45.4	54.2	46.1
武 18-3 井场至武 18 拉输油管线最近居民点 1 个		55.1	47.2	56.0	46.8
镇 413 拉厂界东侧		54.5	46.7	53.7	48.8
镇 413 拉厂界南侧		53.8	48.1	54.3	44.7
镇 413 拉厂界西侧		55.3	44.3	56.2	46.2
镇 413 拉厂界北侧		56.2	48.2	52.6	47.6
标准		60	50	60	50

监测结果表明, 本项目拟建站场武 18 拉油点选址背景噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求; 各站附近居民点背景噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

#### 6.4 区域工业污染源调查

项目所在区域主要为农村地区, 经济活动以农业生产为主, 工业生产集中在油田开采, 其他工业生产主要为农产品加工、小型机械加工、建材加工等, 占比较小, 且主要集中在县城, 乡镇、村庄无工业企业。因此, 区域工业污染源主要为油田生产设施, 污染源的排放情况见 3.4.2 现有工程污染源分析一节。



## 7 施工期环境影响及环保对策措施

本项目属滚动开发项目，施工内容分为钻井施工、站场施工和线路施工等。钻井施工主要为采油井和注水井，站场工程为单井拉油点，线路工程包括集输管线和道路工程等。

施工期对环境的影响主要来自施工作业区清理、开挖管沟、施工便道建设等施工活动中，施工扬尘、施工废气、施工噪声、施工固废、施工废水对周边环境的影响；集输管道穿、跨越河流等对地表水体的影响；以及施工活动和工程占地对局部生态环境的影响。施工期影响主要集中在施工场地内及管线施工作业带内，对外环境影响较小。

### 7.1 施工期环境影响分析

#### 7.1.1 施工期废气环境影响

根据工程分析和本项目特征，施工期废气污染主要为钻井时柴油机及柴油发电机废气、汽车尾气和施工扬尘。

##### (1) 钻井柴油机废气排放

钻井柴油机和柴油发电机废气中主要污染物为  $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 、颗粒物等。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，且钻井井场选址距离居民点 100m 以上。因此，柴油机废气对评价区环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

##### (2) 车辆尾气排放

施工期间运输车辆多为柴油载重汽车，尾气排放量大，将增加施工区域和运输道路沿线的空气污染物排放。由于车辆运输间隔较大，而评价区地形开阔，风速较大，利于扩散，且钻井和地面工程建设时长较短。因此，车辆排放的尾气对环境空气产生的影响很小。

##### (3) 施工扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输、土方回填以及开辟施工场地与便道环节中，对环境造成的不良影响表现为：导致环境空气中的 TSP 浓度升高，影响植物的光合作用与正常生长。

参考北京市环境保护科学研究院对 4 个建筑施工场地扬尘的监测结果，具体见表 7.1.1-1 所示。

表 7.1.1-1 施工场地扬尘监测汇总一览表

工程名称	风速 (m/s)	TSP 浓度 (mg/m <sup>3</sup> )				
		上风向	工地内	工地下风向		
		50m		50m	100m	150m
侨办工地	2.4	3.28	7.59	5.02	3.67	3.36
金属材料公司工地		3.25	6.18	4.72	3.56	3.32
广播电视部工地		3.11	5.96	4.34	3.72	3.09
劲松小区工地		3.03	4.09	5.38	4.65	3.14
备注	施工场界外执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中表 2 中颗粒物其他排放标准, 及周界外浓度 1.0mg/m <sup>3</sup>					

由上表可知, 当风速为 2.4m/s 时, TSP 浓度上风向对照点超标 2.03~2.28 倍, 平均超标 2.17 倍; 下风向 100m 以内 TSP 浓度平均值为 3.90mg/m<sup>3</sup>, 平均超标 2.90 倍, 为上风向对照点的 1.23 倍; 下风向 150m 以内 TSP 浓度平均值为 3.23mg/m<sup>3</sup>, 平均超标 2.23 倍, 为上风向对照点的 1.02 倍。

工程所在地平均风速约为 1.7m/s, 施工场地周边大气环境会受到施工扬尘的影响, 所以, 施工期要采取一定有效措施, 减小施工扬尘对周围环境的影响。结合表 2.7.2-4 和表 2.7.2-5, 拟建工程部分井场管线周边 200m 范围内有居民点分布, 施工过程可能对上述敏感目标环境空气造成短期不利影响。由于施工扬尘粒径较大, 飘移距离短, 采取洒水抑尘等控制措施后, 施工扬尘影响范围有限, 对区域环境空气质量影响小。

#### (4) 焊接烟气

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的, 主要污染物为烟尘, 产生量较少, 且为间断性分散状排放, 经大气扩散后对环境及敏感点的影响不大。

### 7.1.2 施工期水环境影响

#### (1) 钻井废水

钻井废水主要包括油田开发初期在油(水)井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液以及泥浆罐冲洗废水等, 其主要污染物为 SS、COD 等, 此外, 由于钻井过程中钻杆、钻头及钻台机械设备少量润滑油会随钻井液带入泥浆收集罐, 且在钻遇油层较好时, 钻具会带出少量原油进入井筒, 在钻井液的循环使用过程中进入泥浆池, 因此, 钻井废水中还含有少量石油类, 随意排放将会对水环境及土壤环境造成污染。

根据现有工程调查, 一般每口井产生钻井废水约 30m<sup>3</sup>。根据庆阳市生态环境局《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》(庆环发【2021】29 号) 提出油田钻井泥浆不落地的有关要求, 建设单位在钻井前井场配备废水地上收集罐, 集中收集钻井废水。钻井废水在收集罐内沉淀处理后部分可循环使用, 回用量为 70~

80%，主要用途作为钻井工程泥浆消耗后补充配浆。在井下作业完成后 3d 内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至采出水处理系统处理达标后同层回注，对地表水环境影响较小。

#### (2) 试油废水

施工期每口采油井试油产生试油废水约  $30\text{m}^3$ 。试油作业过程中携罐作业，试油废水全部收集进罐，工程结束后运往现有措施返排液处理站处理，处理达标后通过回注井注入油层，不外排，不会对地表水产生影响。

#### (3) 措施返排液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在井下作业过程中排出的残余措施返排液中主要含有压裂砂、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水体造成污染。根据建设单位提供的钻井技术方案，开采过程中产生的压裂液返排液回收后优先考虑在井场内循环利用，无法利用的分批次运往现有措施废水处理站处理后回注，不外排，不会对地表水产生影响。

#### (4) 施工生活污水

根据工程分析，项目施工期生活污水最大产生量约  $17.28\text{m}^3/\text{d}$ 。由于钻井施工较为分散，生活污水难以集中收集处理。评价要求在施工场地设置移动式环保厕所，粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用，少量盥洗类生活污水用于站场洒水抑尘；扩建站场可依托现有生活污水处理设施，保证生活污水不外排。总体看来，施工期生活污水产生量小，对地表水环境影响小。

### 7.1.3 施工期声环境影响

#### (1) 噪声源

施工噪声源主要包括施工期使用的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆泵、推土机、装载机、焊机等，施工中机械产生的噪声情况见表 5.3.1-4。

#### (2) 预测模式

由于井区建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据噪声设备使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵和柴油发电机等进行预测。点源扩散衰减采用无指向性点声源几何发散衰减公式进行计算，具体如下：

$$L_p = L_0 - 20 \lg (r/r_0)$$

式中： $L_p$ —距声源  $r$  处的声压级；

$L_0$ —距声源  $r_0$  处的声压级。

### (3) 预测结果

主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 7.1.3-1。

表 7.1.3-1 主要施工机械噪声不同距离处的噪声级 单位：dB (A)

设备名称 \ 距离	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
柴油机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44
钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
泥浆泵	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
柴油发电机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44
压裂车	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
推土机、装载机等	73	60	53	50.5	48	46.5	43.5	41.5	39.8

### (4) 噪声影响分析

按《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)的规定,昼间噪声限值为 70dB (A), 夜间限值为 55dB (A)。根据表 7.1.3-1 的噪声预测结果表明:施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标,夜间有所超标。在 200m 处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。因此,施工机械噪声主要是对施工场界 200m 范围内的敏感点产生一定的影响。评价区居民点分散,且选址过程考虑了避让,因此施工期噪声对环境影响较小,随着施工期的结束,影响将会消失。

## 7.1.4 施工期固废影响

### (1) 废弃钻井泥浆

#### ① 正常状态下钻井泥浆影响分析

废钻井泥浆是钻井过程中产生的一种液态细腻胶状物,失水后变成固态物,主要成分是粘土、CMC (羧甲基纤维素) 和少量纯碱等,主要污染物组分为:盐类、高分子有机聚合物等。根据建设单位提供资料及《危险废物鉴别标准》(GB5085.1-GB5085.6),废弃钻井泥浆均不属于危险废物,属于一般工业固体废物。

钻井作业过程中,钻井泥浆可在各井废弃泥浆对地下水的影响主要是泥浆水中污染物通过包气带下渗污染地下水,按照庆阳市生态环境局《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》(庆环发【2021】29号)要求,针对本项目作业区内的油井施工产生的废弃泥浆岩屑,应在施工现场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式泥浆罐,对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集,经板框压滤工艺

进行固液分离后，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置，外运的固体废物含水率应控制在 60%以内。鉴于陇东油田尚未有建成的专业废弃泥浆岩屑处置单位，评价要求按照庆阳市生态环境局要求，在井场内进行暂存，暂存设施要求满足三防要求。

本项目产生的废弃钻井泥浆采用地上罐进行收集，收集后委托专业单位进行集中处置，通过此措施，可有效减轻对地下水的影响。

#### (2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，堆置于井场。一般钻井岩屑中污染物含量很低，通常不会对环境产生不利的影 响，钻井井场废钻井泥浆、废岩屑均采用地上罐进行收集，收集后委托专业单位进行集中处置，防止对环境产生污染。另外，在钻井过程中接近油藏地层时，才会产生含油岩屑，含油岩屑属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中的废矿物油（HW08），废物代码为 071-001-08，处理不当会对土壤造成石油污染，评价要求含油岩屑设临时贮存设施定期送有资质单位进行安全处置。

采取以上措施后对土壤、地表水和地下水的环境影响不大。

#### (3) 落地原油、含油污泥

试油和井下作业往往会有一部分原油散落，井筒刮削作业中产生一定量的含油污泥。污油和含油污泥均属于危险废物，散落地面不进行收集将对井场土壤造成污染，污染主要集中在土壤表层，影响土壤通透性和养分释放，降低土壤生物及微生物活性，使土壤综合肥力下降。落地油及含油污泥对土壤的影响详见生态环境影响评价章节。

项目试油、井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，设置井控装置，在井场作业区域地面铺设防渗布，上述危险废物基本可全部回收，由罐车拉至周边含油危废暂存点进行暂存，定期有油田公司委托的有资质单位进行收集处置。采取上述措施后，试油及措施作业过程产生的落地油和含油污泥对环境的影响可以降低到最低限度，对环境影响小。

#### (4) 建筑垃圾

地面工程建设将产生一定的建筑垃圾，碎砖、水泥等建筑材料可回填于场地基础处理或道路铺设；管道切割废料可回收利用，对外界环境影响小。

#### (5) 其它固废

井场压裂、试油作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶暂存于危废暂存点，定

期有资质单位回收处置；钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置。施工期柴油发电机的使用过程中更换产生的废旧蓄电池属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW31 含铅类废物，施工期间更换的废旧蓄电池在井场危废暂存间存放，钻井结束后由蓄电池回收单位回收处置。采取上述措施后，其他固废对环境的影响小。

#### (6) 生活垃圾

施工期各钻井单位均在场内设置生活垃圾收集点，生活垃圾在施工场地分类收集后，定期运送至合水县生活垃圾填埋场处置，因而对评价区环境影响较小。

### 7.1.5 管道穿跨越影响分析

本项目管线主要穿（跨）越特征见表 4.8.3-3。

管线穿跨越河流和冲沟的方式主要有桁架跨越和大开挖穿越两种，砂石路穿越采用开挖方式，沥青路穿越采用顶管穿越。

#### (1) 管道穿跨越对河流及冲沟的影响分析

本项目穿越河流和冲沟采用桁架跨越和大开挖穿越方式，相比大开挖穿越方式，桁架式跨越对水环境影响很小，其基础、底座临时施工占地面积小，因此对河床的扰动也较小。本次河流和冲沟均采用桁架跨越，降低了河流水质影响。

#### (2) 管道穿越对道路影响分析

道路穿越影响主要集中在社会环境影响，造成当地居民出行困难，阻断交通等。本项目穿越公路均采用开挖加套管穿越施工，该穿越方式在短时间内阻断交通，可通过设置临时便道等方式减缓交通阻隔造成的不利影响，随着施工期的结束其影响也随之消失，总体上对当地社会环境影响较小。

## 7.2 施工期环保对策措施

### 7.2.1 废气污染防治措施

#### 7.2.1.1 柴油机废气污染防治措施

针对钻井过程中的柴油机和柴油发电机尾气，评价提出以下污染防治措施：

- (1) 采用低能耗、高效率的柴油机和柴油发电机；
- (2) 采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油，减少污染物排放；
- (3) 确保施工机械用柴油机尾气达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中相关要求。

#### 7.2.1.2 汽车尾气污染防治措施

针对施工过程中车辆尾气，评价提出以下污染防治措施：

加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，合理设计施工站场进出口道路，保证车辆能够迅速的进出而减少怠速时间，减少汽车尾气的排放量。

### 7.2.1.3 施工扬尘防治措施

#### (1) 施工期井场、站场扬尘污染防治措施

①定期清扫散落在施工场地的泥土，配备洒水车或其它洒水设备，及时对施工作业面进行洒水抑尘；

②遇大风天气停止土方作业；

③开挖土方集中堆放在背风侧，不宜堆积过久、过高，且应及时回填，不能及时清运的，必须适时采取洒水灭尘、遮盖等措施，防止二次扬尘；散装物料集中堆置，并采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施；

④严禁运输建筑材料和设备的车辆超载行驶；

⑤运输沙土、水泥、土方的车辆行驶过程中应加盖篷布；

#### (2) 管线施工扬尘污染防治措施

①管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；

②敷设过程中，应严格按照施工作业带宽度控制施工范围，避免因施工开挖加剧评价区水土流失；

③合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止土方风化起尘；

④开挖过程中，土方应放置于背风一侧，尽量平摊。由开挖管沟往地面送土时，施工人员应该低抛；

⑤施工完成后，立即对管线进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

#### (3) 道路运输扬尘防治措施

①优化新建井场道路，尽量利用现有油区道路，减少新建钻前路的长度，缩小道路扬尘影响范围；道路选线尽量考虑居民区的避让，两侧 50m 范围内不分布或少分布民房；

②对施工过程中使用频繁或运输负荷较大的道路路面进行硬化处理，以减少路面扬尘；

③各井场、站场道路在施工前期即按照道路设计标准进行修建，定期进行维护保养，从根本上降低施工期道路扬尘污染；

④运输建筑材料和设备的车辆严禁超载，运输沙土、水泥、土方的车辆必须采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘。

⑤运输车辆通过路况较差或居民区集中的路段时，应减速慢行，避免扬尘污染等。

## 7.2.2 水污染防治措施

### 7.2.2.1 钻井废水污染防治措施

(1)钻井过程必须采用无毒无害的水基钻井液，避免对浅层地下水（第四系）造成污染。

(2)钻井过程实施泥浆不落地措施，主要有以下几点：

①井场建设地上移动式泥浆罐，钻井废水排入泥浆罐，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用。

②钻井架底座表面有通向泥浆罐的导流槽，保证钻井废水全部进入移动式泥浆罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

③严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

④钻井结束后，钻井废水与泥浆罐内的废弃泥浆经固液分离后一并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至专业的油（气）开采废弃物集中处置场所处置，含油段钻井产生的含油废气泥浆交由有资质单位处置。

⑤根据周围地形合理选择钻井泥浆罐的位置，充分考虑防洪，防止因洪水爆发使泥浆罐中泥浆、废水外流。

⑥为防止暴雨季节泥浆罐废水溢流造成土壤、地表水等的污染，泥浆罐要留设一定防雨水容量。

⑦在暴雨较多的夏、秋季节，在钻井井场的泥浆罐周围（主要是上游方向）设临时围挡，并设截水沟，阻止暴雨时地表漫流和径流进入泥浆罐。

### 7.2.2.2 措施返排液污染防治措施

(1)试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对压裂废水进行统一收集，入罐率 100%。压裂液应优先在井场内进行循环利用，压裂作业结束后，试油废水、无法利用的措施返排液安排罐车运至现有措施返排液处理站处理。

(2)压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

(3)严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

(4)注水泥固井时，按设计要求使水泥浆在管外环形空间上返到规定的高度，确保安全封闭此深度内的地下水含水层。



### 7.2.2.3 施工生活污水污染防治措施

由于各井场、站场布置较为分散，施工生活污水难以集中收集处理，且生活污水量小且污染负荷轻，评价要求施工场地设移动式环保厕所，粪便定期清运，盥洗废水可就地泼洒用于施工场地抑尘。

### 7.2.2.4 施工期废水污染防治措施要求

结合上述废水污染防治措施，本次评价提出以下要求：

①钻井施工要严格实行取水许可证制度；施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

②清洁设备采用擦洗，避免直接冲洗，以防止废水大量产生和减轻废水储存容量负担，并减轻废水后续处理难度；设备冲洗废水应设临时沉砂池，经沉淀后回用到生产，冲洗废水不外排；

③水泥等建筑材料不得堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体；

④严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理；

⑤施工人员生活污水用于站场绿化，严禁排放；

⑥严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理；

⑦对于河流穿越，施工必须征得当地水利主管部门的同意，遵守相关的法律法规，施工作业尽量选在枯水期进行；

⑧严格控制施工范围，尤其是河流穿越段，应尽量控制作业面，以免对河流造成大面积的破坏，影响河流水质；

⑨水泥等建筑材料不准堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

采取以上地表水污染防治措施后，施工期废水可得到有效的控制，对地表水环境影响小，污染防治措施可行。

### 7.2.3 噪声控制措施

施工期噪声源主要包括施工期使用的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆机、压裂车及推土机等，施工期声环境影响较小，为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

(1)合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22：00~06：00）进行高噪声施工作业，

避免噪声扰民；

(2)尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强；

(3)各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。

(4)合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近居民休息时间；

(5)做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等劳动防护用品。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

## 7.2.4 固体废物污染防治措施

### 7.2.4.1 废钻井泥浆、一般岩屑

按照庆阳市生态环境局《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发【2021】29号）要求，针对油井施工产生的废弃泥浆岩屑，应在施工现场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并在现场经板框压滤工艺进行固液分离后，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置，外运的固体废物含水率应控制在60%以内。鉴于陇东油田尚未有建成的专业废弃泥浆岩屑处置单位，评价要求按照庆阳市生态环境局要求，在井场内进行暂存，暂存设施要求满足三防要求。

废弃泥浆对地下水的影响主要是泥浆水中污染物通过包气带下渗污染地下水，泥浆若不经妥善处置可能会对土壤、地下水造成污染。

本项目产生的废弃钻井泥浆采用地上罐进行收集，根据《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发【2021】29号）的要求收集后的废弃钻井泥浆在现场进行固液分离处置并采取不落地收集措施，收集后委托专业单位进行集中处置，通过此措施，可有效减轻对地下水的影响。

泥浆不落地工艺介绍详见 5.3.1.2 节，泥浆不落地工艺属于《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T7298-2016）推荐的技术，也属于目前陕西、内蒙古、河北等地油气田生产过程中普遍采用的一定可靠的泥浆处置技术，该技术通过使用“泥浆不落地”处理，取消直接挖设循环池，减少了土地使用，泥浆对环境的污染将得到进一步根治，钻井施工将更加绿色环保。属于成熟稳定的技术，具有可行性。

#### 7.2.4.2 含油岩屑

在钻井接近油藏地层时，会产生含油岩屑，属于《国家危险废物名录》（2016）中 HW08 类危险废物，针对含油岩屑应采取如下环保措施：

(1)含油岩屑应单独收集、装袋、密封，全部送至现有危废临时贮存点暂存；

(2)盛装含油岩屑的容器应具有防渗、防水功能，以有效避免临时储存时对外产生的不利影响；

(3)依托暂存设施应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单中有关规定，采取符合要求的防渗措施，并配备防风、防雨、防晒设施。

(4)含油岩屑应委托具有相应危废处置资质的单位收集处置。

#### 7.2.4.3 落地油

落地油和含油污泥均属于《国家危险废物名录》（2016）中 HW08 类危险废物。井下作业过程中，采取“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，并配备泄油器、刮油器等设备，及时回收产生的落地油和含油污泥，回收的危险废物全部运至现有危废暂存点暂存，定期送有资质单位进行处置，措施可行。

建设单位应当在环境监理的过程中，加强监管，严格按照环保要求进行落实，减少原油的“跑、冒、滴、漏”，及时回收落地油。

#### 7.2.4.4 建筑垃圾

施工现场碎砖、水泥等建筑垃圾，应及时回填场地内低洼处或临时堆放在场地内，临时堆存必须采取覆盖等防尘措施。管道切割废料交相关单位回收利用。

#### 7.2.4.5 其他固废

井场压裂、试油等作业产生的废防渗布、废润滑油及包装桶均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，评价要求收集后送至现有危废暂存点按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存，定期交有资质单位回收后处置；施工期柴油发电机的使用过程中更换产生的废旧蓄电池属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW31 含铅类废物，施工期间更换的废旧蓄电池在井场危废暂存间存放，钻井结束后由蓄电池回收单位回收处置，处置措施可行。钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置，处置措施可行。

#### 7.2.4.6 生活垃圾

各井场开钻前首先在施工营地的生活区设置集中生活垃圾堆放点，生活垃圾统一收集后，送当地环卫部门指定地点集中处置，生活垃圾处置措施可行。

#### 7.2.4.7 施工期固体废物处置要求

结合上述固废污染防治措施，本次评价提出以下要求：

①加强环境管理，严禁废弃钻井泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤的污染。

②对于井下作业过程中产生的落地油等采取及时回收措施，确保回收率 100%

③场地平整、管线开挖等产生的土石方等，必须用于回填、平整土地，做到土石方平衡；

④施工期建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；

⑤穿越河流施工时，严禁将施工固体废弃物遗留在河道内，以免影响河流的行洪能力和河水的水质，必须收集后运往指定地点统一处理。

⑥加强对参建单位的管理，确保参建单位产生的危险废物按国家有关规定交有资质单位处置并取得转移联单。

#### 7.2.5 管道穿跨越的环保措施

本次评价针对管道穿跨越河流、河沟提出以下环保要求：

(1) 施工作业尽量安排在枯水期水量最小的季节进行；穿跨越时间、穿跨越地点等必须征得有关部门的同意；

(2) 管线穿跨越处根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、阴极保护等防渗漏措施；

(3) 合理布设施工场地及施工便道，严格控制施工范围，尤其是河流穿跨越段，应尽量控制作业面，以免影响河流水质；禁止在河堤内给施工机械加油或存放油品储罐；

(4) 禁止在河道及河漫滩区内清洗施工机具、抛弃施工垃圾、排放污废水等；

(5) 施工前应对机械设备进行维修保养，防止施工过程中含油物质跑冒滴渗漏；施工机械检修期间，地面应敷设防渗布，及时回收废机油，防止废油落地污染土壤及雨季随地表径流流入水体污染河流，施工结束后委托有资质单位处置。

#### 7.2.6 施工期环保措施汇总

综上所述，施工单位在落实本次评价提出的环保措施后，能有效减轻施工期的环境影响。施工期工程污染防治措施及其预期效果见表 7.2.6-1。

表 7.2.6-1 施工期环保措施及预期效果

项目	环保设施或措施要求	实施部位	实施时间	保护对象	保证措施	预期效果
施	①各井场均设有防渗旱厕，生活杂排水用于绿化或场地洒水；②钻井废水全部入移动式收集罐中，生产废水经处理后回用；	施工场地	全部施工期	施工场地附近土壤及植被	①建立环境管理机构，配备专职或兼	生产废水、生活污水不外排。生活污水

项目	环保设施或措施要求	实施部位	实施时间	保护对象	保证措施	预期效果
水防治	③河道附近施工时,控制施工作业面;④试油废水进罐,送附近采出水处理系统处理达标后,回注地层。⑤裂返排液应优先在井场内进行循环利用,井下作业结束后,不能利用的废措施返排液应及时采用罐车运至现有措施废水处理站处理达标后,回注油层。 ⑥主要场站施工场地设置沉淀池,沉淀后的污水回用于场地清洁、洒水降尘等,做到生产废水不外排。				①配备环保管理人员; ②制定相关方环境管理条例、质量管理规定; ③加强环境监理人员经常性检查、监督,并定期向有关部门作书面汇报,发现问题及时解决、纠正	设旱厕,用于场地抑尘。
施工扬尘防治	①施工前期先修路后建场; ②原材料运输、堆放要求遮盖; ③及时清理场地散落渣料,不能及时清运的要采取覆盖措施,洒水降尘; ④采取逐段施工方式,尽可能缩短施工周期	①运输车辆、材料堆场周围; ②施工场地及道路; ③废弃物料产生处	全部施工期	施工场地周围空气环境、施工人员及周围植被		《大气污染物综合排放标准》二级标准
施工噪声控制	①合理布置施工场地,选用低噪声设备; ②采取有效的隔音、减振、消声措施,降低噪声级;	施工场地强噪声设备	施工准备期	声环境		施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》
	③严格操作规程,降低人为噪声	强噪声设备操作人员	全部施工期			
	④严格控制施工时段,高噪声设备禁止夜间作业	施工场地				
施工固废处置	①对尽量提高泥浆的重复利用率,减少废弃泥浆产生量。一般岩屑与钻井泥浆一起送至专业单位处置,含油段钻井产生的含油废弃泥浆交由有资质单位处置 ②尽量提高泥浆的重复利用率,减少废弃泥浆产生量。一般岩屑与钻井泥浆一起送至专业单位处置。	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		设移动式收集设施,钻井结束后 30 日内由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至对应单位处置
	③含油岩屑装袋送临时贮存点暂存,由具有相应危废处置资质的单位收集处置④柴油发电机使用过程中更换的废旧蓄电池在井场临时贮存点暂存,由具有相应危废处置资质的单位回收处置	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		全部无害化处置
	⑤严格制定操作规程和处理预案,减少落地油和废机油产生量;采取试油进罐的方式,对于试油产生的落地油,钻井中各类机械产生废机油采取及时回收措施。	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		落地油、含油污泥回收率达到 100%
	⑥建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分类处置,严禁乱堆乱倒	施工场地	全部施工期	场地周围水体、土壤及植被		分类处置
土壤	①施工结束后,及时清理施工过程中的岩屑、落地油和生活垃圾;	施工场地	全部施工期	施工场地及周边土		避免施工期土壤污染

项目	环保设施或措施要求	实施部位	实施时间	保护对象	保证措施	预期效果
污染防治	②对发生土壤污染的施工场地，及时清理污染物并对污染土壤进行替换。对置换出的污染土壤进行合理处置。			壤环境		
生态环境保护	①强化生态保护意识； ②加强管理、控制施工场地占地、及时恢复植被等	施工场地及临时占地	全部施工期	施工场地周围土壤、植被		使施工场地周围土壤、植被破坏程度最低

### 7.3 施工期环境重点监控部位及要求

施工期环境监控的主要内容包括以下几方面：

(1)项目建设与环评文件及批复的符合性：项目性质、规模、选址、平面布置、工艺、环保措施等实际建设内容与环评及批复的要求是否相符。

(2)施工期污染物达标排放情况：项目在施工建设过程中各种污染因子是否达到环评及批复要求。确保项目施工期间废水、废气、固废、噪声的排放等污染因子满足国家和地方有关环保标准和要求。

(3)环境保护设施与措施落实情况：施工建设过程中环境污染治理设施、环境风险防范与事故应急设施、与环保相关的隐蔽工程等是否按照环评及批复要求与主体工程同步建设，相应的环保措施是否同步落实。

(4)生态环境保护措施落实情况：按照环评及批复要求，项目施工过程中生态保护与恢复措施的落实；主要包括生态保护和恢复措施、水土保持措施落实情况。

(5)环境风险防范措施：对各项风险对策情况进行检查、并评价各项风险对策的执行情况。检查是否有遗漏的建设项目环保措施风险，处理突发环境污染事件。

监控部位及主要内容见表 7.3-1。

表 7.3-1 施工期环境监控清单

项目	监理项目	监理内容	监理要求	管理机构
环境空气	施工场地	①在雨后或无风、小风时进行，减少扬尘影响 ②尽量减少原有地表植被破坏	①遇 4 级以上风力天气，禁止动土施工 ②将植被、树木移植到施工区外	庆阳市生态环境局及镇原分局
	管线开挖	①开挖多余土石方用于填方 ②干燥天气施工要定时洒水降尘	①土石方合理处置 ②强化环境管理，减少施工扬尘	
	运输车辆建材运输	①水泥、石灰等运输、装卸 ②运输粉料建材车辆加盖篷布	①水泥、石灰等要求罐装运输 ②无篷布车辆不得运输沙	

项目	监理项目	监理内容	监理要求	管理机构
			土、粉料	
	建材堆放	沙、渣土、灰土等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	①扬尘物料不得露天堆放 ②扬尘控制不力追究领导责任	
	施工道路	①施工前期按标准修建道路 ②道路两旁设防渗排水沟 ③硬化道路地面，防止扬尘	①井场、站场工程施工前 先按标准修建道路 ②定时洒水抑尘	
声环境	施工噪声	①定期监测施工噪声 ②选用低噪声机械设备	施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；	
水环境	施工废水	经临时沉砂池处理后回用，不外排	废水不得外排	
	钻井废水	钻井废水全部入移动式收集罐中，生产废水经处理后回用；③河道附近施工时，控制施工作业面；④试油废水进罐，送附近采出水处理系统处理达标后，回注地层。⑤裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，不能利用的废措施返排液应及时采用罐车运至现有措施废水处理站处理达标后，回注油层。		
	试油废水	用罐车拉运至现有措施返排液处理站，处理后达标回注		
	措施返排液	首先回收后用于井场内试油压裂作业，无法利用的分批次拉运至现有措施返排液，处理后达标回注		
	生活污水	设移动式环保厕所，生活污水用于站场洒水抑尘		
	其他	①河流穿越尽量在枯水期施工 ②严禁在河道中清洗含油器具、抛弃施工垃圾、排放污废水等		减轻对河流水质污染
固废、土壤环境	废弃钻井泥浆	采用泥浆不落地系统，尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量。	泥浆不落地系统，固液分离后送有资质单位处置	
	岩屑（不含油）	与废弃钻井泥浆一同处理		
	含油岩屑	含油岩屑采用防渗袋盛装，运至现有危废暂存点临时储存，委托由具有相应危废处置资质的单位安全处置	落实	
	废旧蓄电池	柴油发电机更换的废旧蓄电池在井场危险废物临时储存点暂存，由有资质的单位安全处置。	落实	
	落地油	采取试油进罐方式，落地油及时收集，运至现有危废暂存点暂存，委托有资质单位安全处置	减少落地油排放量，回收、处置率 100%	
	生活垃圾	统一收集运往指定地点处置	处置率 100%	
生态环境	地表开挖	及时平整，植被恢复	完工地表裸露面植被必须平整恢复	
	建材堆放	易引起水土流失的土石方堆放点采取土工布围栏等措施	严格控制水土流失发生	
	环保意识	强化环保意识	开展环保意识教育、设置环保标志	
环境管理	“三同时”制度	环保工程与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用		

## 7.4 小结

(1) 本项目属滚动开发项目，施工内容分为钻井施工、站场施工、线路施工等。钻井施工包括采油井、注水井等，站场工程为新建井场拉油点，线路工程包括集输管线和道路工程等。

(2) 项目施工期虽然会产生废水、废气、噪声、固体废物等不利环境影响因素，但由于施工分散，施工影响时段较短，采取评价提出环保措施后，施工产生的废气、废水、噪声、固体废物均可得到有效控制，对评价区的环境质量可减缓到最低限度。随着施工期的结束，施工影响将消失或减缓。总体看，施工期的影响属于局部、临时性影响，采取评价提出的环保措施后，工程施工对环境的影响不大。

(3) 建议本项目施工期实行环境重点监控。



## 8 运行期环境影响及环保对策措施

### 8.1 运行期环境影响分析

#### 8.1.1 环境空气影响评价

运行期大气污染源主要站场加热炉烟气和站场无组织排放的烃类气体，主要污染物为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物和甲烷总烃。根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)，判定本项目环境空气评价工作等级为二级。采用估算模型 AERSCREEN 进行环境空气影响预测分析及评价。

##### 8.1.1.1 估算模型参数及预测因子

###### (1)估算模型参数

估算模型参数见表 8.1.1-1。

表 8.1.1-1 AERSCREEN 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		36.0
最低环境温度		-24.3
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

###### (2)预测因子

SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、颗粒物和甲烷总烃。

##### 8.1.1.2 有组织排放源影响分析

###### (1)污染物排放源强

根据工程分析，本项目运行期正常工况下的有组织废气主要为站场加热炉烟气和发电机组烟气，污染源情况见表 8.1.1-2 和表 8.1.1-3。

表 8.1.1-2 站场加热炉废气污染源排放源强统计一览表

点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气流速	烟气出口温度	年排放小时数	排放工况	排放因子源强		
							SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>
单位	m	m	m/s	℃	h	/	kg/h		
武 18 拉油点 120kW 加热炉	8	0.2	12.32	180	8000	连续	0.004	0.018	0.0025
庆 96 拉油点 120kW 加热炉	8	0.2	12.32	180	8000	连续	0.004	0.018	0.0025

表 8.1.1-3 发电机组废气污染源排放源强统计一览表

点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气流速	烟气出口温度	年排放小时数	排放工况	排放因子源强		
							SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>
单位	m	m	m/s	℃	h	/	kg/h		
镇 413 拉油点发电机组	15	0.2	8.98	180	8000	连续	0.0165	0.0523	0.0042
武 18 拉油点发电机组	15	0.2	9.89	180	8000	连续	0.0183	0.0576	0.0048

## (2)估算结果及分析评价

采用 Aerscreen 估算模型计算各站场加热炉及燃气发电机组烟气污染物下风向落地浓度，估算结果最大值统计见表 8.1.1-4。

表 8.1.1-4 站场加热炉废气最大落地浓度预测结果表

污染源	污染物	下风向距离/m	最大落地浓度(μg/m <sup>3</sup> )	占标率(%)
武 18 拉油点 120kW 加热炉	SO <sub>2</sub>	61	5.6362	1.1272
	NO <sub>x</sub>		17.863	7.1452
	颗粒物		3.5226	0.7828
庆 96 拉油点 120kW 加热炉	SO <sub>2</sub>	26	2.58765	0.51755
	NO <sub>x</sub>		11.6445	4.6578
	颗粒物		1.6173	0.3594
武 18 拉油点发电机组	NO <sub>x</sub>	49	11.369	4.5476
	SO <sub>2</sub>		3.612	0.7224
	颗粒物		0.9474	0.2105
镇 413 拉油点发电机组	NO <sub>x</sub>	60	2.2938	0.9175
	SO <sub>2</sub>		0.7237	0.1447
	颗粒物		0.1842	0.0409

根据表 8.1.1-3 估算模式预测结果可知，本项目投产运行后，新建站场加热炉烟气和发电机组烟气排放对周边大气环境影响程度较小，其主要污染物 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>和颗粒物下风向最大落地浓度均未出现超标，且各污染物浓度占标率均小于 10%，满足标准浓度限值要求。其中，以 NO<sub>x</sub> 对周围环境空气影响最大，其最大落地浓度为 17.863μg/m<sup>3</sup>，占标率为 7.1452%，颗粒物和 SO<sub>2</sub> 最大落地浓度占标率分别为 0.7828%和 1.1272%。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后加热炉烟气不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

## 8.1.1.3 无组织排放烃类气体影响分析

根据本项目特点，油气集输过程中的烃类无组织排放主要考虑本次新建的 2 座拉油点设置的原油储罐以及采油井口挥发所排放的烃类气体。新建采油井全部采用定压阀回收套管气，正常情况下逸散的烃类物质较少。

根据工程分析，本次评价选取武 18 井场（含单井拉油点）和镇 38-20 井场作为预测对象，分析项目无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对环境空气的影响。

## (1) 污染物排放源强

根据工程分析, 预测无组织面源排放参数见表 8.1.1-5。

表 8.1.1-5 项目典型井场非甲烷总烃排放参数

污染源名称	面源长度/m	面源宽度/m	与正北方 向夹角/°	面源有效 排放高度 /m	年排放 小时数 /h	排放 工况	污染物排放速 率/(kg/h)
							非甲烷总烃
镇 38-20	30	40	0	6.0	8000	0	0.1764
武 18 扩 (武 18 拉油 点)	30	40	0	6.0	8000	连续	0.1378

## (2) 预测结果及影响分析

项目典型井场下风向最大落地浓度预测结果见表 8.1.1-6。

表 8.1.1-6 无组织面源最大落地浓度预测结果表

污染源		污染物	下风向距离/m	最大落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)
无组织排放	镇 38-20	非甲烷总烃	25	145.36	7.268
	武 18 扩 (武 18 拉油点)	非甲烷总烃	25	113.565	5.67825

根据预测结果, 本项目典型井场 (含拉油点) 建成投运后, 其污染装置区 (储罐、集输装置、井口) 下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃均未出现超标, 且非甲烷总烃下风向最大落地浓度为  $145.36\mu\text{g}/\text{m}^3$ , 占标率 7.268%, 满足标准浓度限值。根据现场调查, 项目新建站场和井场选址处扩散条件较好, 污染物扩散条件较好, 其无组织排放的烃类气体会不会使区域环境空气质量发生显著改变, 项目建设对区域大气环境的影响程度在环境可接受范围之内。

为了更好地说明站场无组织废气的环境影响, 本次评价收集了历年产建开发项目竣工环境保护验收中对站场无组织废气监测数据 (见表 8.1.1-7~8.1.1-8) 进行类比分析。

表 8.1.1-7 历年产建项目竣工环境保护验收中烃类气体监测数据

监测点位	监测时间	非甲烷总烃	标准值	备注
镇九转 (下风向)	2017.10.28~10.29	0.95~1.21	4.0	执行《大气污染物综合排放标准》中无组织排放浓度限值要求
镇 32 增 (下风向)	2017.10.28~10.29	0.90~1.14		
镇四联 (下风向)	2016.10.28~10.29	1.09~1.34		
热泵站 (下风向)	2016.10.28~10.29	0.89~1.12		
镇 43 增 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.62~0.93		
镇 44 增 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.39~0.94		
镇 45 增 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.6~0.9		
演 196 拉油点 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.63~0.91		

表 8.1.1-8 历年产建项目竣工环境保护验收中硫化氢气体监测数据

监测点位	监测时间	硫化氢	标准值	备注
镇九转 (下风向)	2017.10.28~10.29	0.003~0.005	0.06	执行《恶臭污染物排放标准》(GB16297-1996) 中无组织监控浓度
镇 32 增 (下风向)	2017.10.28~10.29	0.002~0.004		
镇四联 (下风向)	2016.10.28~10.29	0.003~0.005		
热泵站 (下风向)	2016.10.28~10.29	0.002~0.004		

镇 43 增 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.001ND		限值要求
镇 44 增 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.001ND		
镇 45 增 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.001ND		
演 196 拉油点 (下风向)	2019.7.25~7.26	0.001ND		

由表 8.1.1-7~8.1.1-8 可知,油区现有站场非甲烷总烃无组织排放监控浓度均低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放浓度限值要求,硫化氢无组织排放监控浓度均低于《恶臭污染物排放标准》(GB16297-1996)中无组织监控浓度限值,现有站场厂界无组织排放浓度达标。

结合上述验收监测数据,评价认为油区无组织烃类气体和硫化氢排放对周边敏感点及区域环境空气质量影响相对较小。此外,本项目开发范围内既有不同站场、又有众多井场,点多面广,井场、站场相互之间距离相对较远,叠加影响有限,同时随着由于石油开发技术的不断进步,对伴生气综合利用率的进一步提高,无组织挥发量将减小,对油区区域环境空气的影响将得到有效控制,因此,评价认为项目无组织烃类气体影响在可接受范围内。

#### 8.1.1.4 项目大气污染物排放量核算

根据工程分析,本项目主要大气污染物排放量核算见表 8.1.1-9~表 8.1.1-11。

表 8.1.1-9 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
主要排放口					
1	DA001 庆 96 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
2	DA002 孟 55 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
3	DA003 孟 35 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
4	DA004 孟 84 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
5	DA005 孟 50 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
6	DA006 孟 99 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
7	DA007 孟 100 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
8	DA008 孟 105 拉油	颗粒物	13.6	0.0025	0.02

	点	SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
9	DA009 孟 118 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
10	DA010 演 284 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
11	DA011 演 374 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
12	DA012 演 263 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
13	DA013 武 18 拉油点	颗粒物	13.6	0.0025	0.02
		SO <sub>2</sub>	92.5	0.004	0.032
		NO <sub>x</sub>	22.5	0.018	0.144
14	DA014 武 18 拉发 发电机组	颗粒物	4.24	0.00425	0.034
		SO <sub>2</sub>	16.29	0.0165	0.132
		NO <sub>x</sub>	51.6	0.052375	0.419
15	DA015 镇 413 拉发 发电机组	颗粒物	4.24	0.00475	0.038
		SO <sub>2</sub>	16.29	0.01825	0.146
		NO <sub>x</sub>	51.6	0.057625	0.461
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.332
		SO <sub>2</sub>			0.694
		NO <sub>x</sub>			2.752

表 8.1.1-10

大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污环节	污染物	主要污染防 治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
					标准名称	浓度限值/ (mg/m <sup>3</sup> )	
1	/	原油集输	非甲烷 总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采 工业大气污染物排放标 准》(GB39728-2020)	4.0	6.783
无组织排放总计							
无组织排放总计		非甲烷总烃					6.783

表 8.1.1-11

大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.332
2	SO <sub>2</sub>	0.694
3	NO <sub>x</sub>	2.752
4	非甲烷总烃	6.783

## 8.1.1.5 大气防护距离

## (1) 大气环境防护距离

根据估算模型预测结果,本项目各废气污染源排放主要污染物在评价范围内未出现超标点,因此不需要设置大气环境防护距离。

考虑到非甲烷总烃为无组织排放,为防止对周边环境造成影响,本次评价应当当地环

境保护主管部门要求,并根据《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南(试行)》中“环评编制单位应合理设置项目防护距离”的相关规定,拟设置站场卫生防护距离,以方便日后监管。

### (2) 卫生防护距离

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》(GB/T 39499-2020)卫生防护距离计算公式:

$$\frac{Q_c}{C_m} = \frac{1}{A} (BL^C + 0.25r^2)^{0.50} L^D$$

式中:  $Q_c$ ——大气有害物质的无组织排放量, kg/h;

$C_m$ ——大气有害物质环境空气质量的标准限值, mg/m<sup>3</sup>;

$L$ ——大气有害物质卫生防护距离初值, m;

$r$ ——大气有害物质无组织排放源所在生产单元的等效半径, m;

$A$ 、 $B$ 、 $C$ 、 $D$ ——卫生防护距离初值计算参数,根据工业企业所在地区近5年平均风速及大气污染源构成类别查表得到;

选取本次评价新建站场及典型井场进行卫生防护距离计算,计算参数及结果见表 8.1.1-10。

表 8.1.1-10 典型站场卫生防护距离计算参数及计算结果

项目	A	B	C	D	Qc (kg/h)	Cm (mg/m <sup>3</sup> )	S (m <sup>2</sup> )	r (m)	L (m)
镇平 39-19 井场	350	0.021	1.85	0.84	0.1764	2.0	1200	34.64	8.91
武 18 拉油点	350	0.021	1.85	0.84	0.1378	2.0	1200	34.64	6.66

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》(GB/T 39499-2020) 6.1 条规定,卫生防护距离初值小于 50m 时,级差为 50m。因此,确定本次评价中新建的各拉油点及各井场的卫生防护距离均为 50m。

### (3) 环境防护距离设置

结合大气环境防护距离和卫生防护距离计算结果,建议本项目新建拉油点和井场以厂界为边界设置 50m 的环境防护距离。结合选址情况,本项目各拟建站场环境防护距离内均不涉及环保搬迁。

#### 8.1.1.6 小结

本项目新建加热炉及原油储罐排放污染物的下风向最大落地浓度均未出现超标。由于项目站场选址多为开阔梁峁地带,扩散条件较好,项目投运后加热炉烟气和无组织排放的烃类对环境空气质量改变不明显,项目对区域大气环境的影响在可接受范围内。

## 8.1.2 地表水环境影响分析

### 8.1.2.1 地表水污染源

运行期的废水主要来自措施返排液、生活污水和采出水，产生状况见表 8.1.2-1。

表 8.1.2-1 井区运行期废水产生情况

废水类别	产生或排放工序	产生场所	主要污染物	产生方式	去向
油田采出水	原油脱水	站场油水分离装置	石油类、SS	连续	经采出水处理系统处理达标后回注油层
措施返排液	修井、洗井等措施作业	井场	石油类、SS	间断	用罐车拉运至现有的措施返排液处理站处理后达标回注

### 8.1.2.2 地表水环境影响分析

#### (1) 油田采出水

在正常生产情况下，本项目油田采出水经依托的现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

#### (2) 措施返排液

修井、洗井等措施作业产生的措施返排液全部用罐车拉运至现有措施返排液处理站处理进行处理，处理达标后回注油层，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

综上所述，在采取上述环保措施后，生产、生活污水经处理后全部回注或综合利用，不外排，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。

## 8.1.3 声环境影响预测与评价

### (1) 井场噪声

本项目运行期噪声主要来自生产井场运行时产生的噪声。对井场采油作业噪声进行类比分析，生产井场主要噪声源为抽油机，拟建工程抽油机均采用电力驱动，正常运行时噪声很小。据类比监测，抽油机单台运行噪声约 62dB(A)，多台机组运行噪声在 65~76dB(A) 之间，皆为低频噪声，根据预测模式计算抽油机衰减分布结果见表 8.1.3-1。

表 8.1.3-1 抽油机噪声衰减分布

井场声源噪声级 dB(A)	不同距离处声级 dB(A)						
	5m	10m	15m	20m	30m	40m	50m
65~76	51.0~62.0	45.0~56.0	41.5~52.5	39.0~50.0	35.5~46.5	33.0~44.0	31.0~42.0

根据预测结果，抽油机噪声影响范围在 20m 范围内，据现场调查，本项目井场周围 20m 范围内无居民点。评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

### (2) 拉油点噪声

本项目拉油点采用标准化设计，本次采用新建的武 18 拉油点噪声进行了预测，

#### 1) 噪声源强

拉油点噪声源强见表 8.1.3-2。

表 8.1.3-2 典型增压机组噪声源强表 单位: dB (A)

编号	设备名称	坐标	数量	声源强度	声源性质	降噪措施	降噪后等效强度
1	装油泵	12,26	1 台	80~85	间断	隔声罩、基础减振	70
2	加热炉燃烧器	13,32	1 台	75~80	连续声源	隔声罩、基础减振	65
3	循环水泵	8,34	1 台	75~80		基础减振	70
4	发电机组	12,20	1 台	85~90		隔声罩、基础减振	75

注: 以厂区平面布置西南角为坐标原点。

## 2) 预测模式

由于噪声源距厂界的距离远大于声源本身尺寸, 噪声预测点选用点源模式。

### A 预测条件假设

- ① 所有产噪设备均在正常工况条件下运行;
- ② 室内噪声源考虑声源所在厂房围护结构的隔声作用;
- ③ 为便于预测计算, 将各车间噪声源概化叠加作为源强;
- ④ 考虑声源至预测点的距离衰减, 忽略传播中建筑物的阻挡、地面反射以及空气吸收、雨、雪、温度等影响。

### B 预测模式

#### ① 室外声源

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r / r_0) - \Delta L$$

式中:  $L_p(r)$ —噪声源在预测点的声压级, dB(A);

$L_p(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的声压级, dB(A);

$r_0$ —参考位置距声源中心的位置, m;

$r$ —声源中心至预测点的距离, m;

$\Delta L$ —各种因素引起的声衰减量 (如声屏障, 遮挡物, 空气吸收, 地面吸收等引起的声衰减), dB(A)。

#### ② 声源在预测点产生的等效声级贡献值:

$$Leq(T) = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \left[ \sum_{i=1}^M t_{out,i} 10^{0.1L_{out,i}} + \sum_{j=1}^N t_{in,j} 10^{0.1L_{in,j}} \right] \right)$$

式中: T 为计算等效声级的时间;

M 为室外声源个数; N 为室内声源个数;

$t_{out,i}$  为 T 时间内第 i 个室外声源的工作时间;



$t_{in,j}$  为 T 时间内第 j 个室内声源的工作时间；

$t_{at}$  和  $t_{in}$  均按 T 时间内实际工作时间计算。

③ 总声压级  $L_{eq}$ ：

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eq1}} + 10^{0.1L_{eq2}})$$

式中：

$L_{eq1}$ —声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$ —预测点的背景值，dB(A)。

3) 预测结果

武 18 拉油点投产后厂界噪声预测结果见表 8.1.3-3。

噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声						
1	东厂界	贡献值	41.8	41.8	0	0
2	南厂界		47.2	47.2	0	0
3	西厂界		45.3	45.3	0	0
4	北厂界		33.0	33.0	0	0

由表 8.1.3-3 可知，武 18 拉油点厂界噪声可以达标排放，武 18 拉油点周边 200m 内无居民点，不会引起扰民。

## 8.1.4 固体废物环境影响分析

### 8.1.4.1 固体废物分类

本项目运行期产生的固体废物主要有落地油、废防渗布、废润滑油及其包装桶等，按照《国家危险废物名录（2021 年版）》分类，落地油、废防渗布、废润滑油及其包装桶均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物。

### 8.1.4.2 落地油环境影响分析

井区运行期落地油主要在修井、洗井等措施作业过程中产生，修井、洗井一般两年一次，本项目采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，可使落地油 100% 回收。落地油收集后拉运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位处置，可有效减少落地油直接进入土壤，大大减轻了对环境的影响。

#### (1) 落地油对地表水环境影响分析

修井、洗井等生产过程产生的少量落地油若不及时清理，在雨季易随地表径流进入附近地表水体产生污染。

井区开发过程中的少量落地油主要集中在井场内及其周边，井场采取了落地油回收

处置等防治措施。丰水期或暴雨期降雨径流可能将极少量的落地油带入地表水体，由于丰水期或暴雨期流量大、流速快，进入水体的少量落地油在短时间内完全混合，浓度迅速降低，对河流水质影响较小。因此，在对井场采取雨水收集、设置污油污水池、井口集油槽、井场围墙等相应的回收和防治措施后，落地油对周边地表水影响较小。

#### ② 落地油对地下水环境影响分析

具体见地下水环境影响评价章节。

#### ③ 落地油对土壤影响分析

运行期正常情况下，井场采用封闭采油，不会产生落地油，但修井、洗井等井下作业时，可能产生少量落地油。此外，在输油过程中也可能产生少量落地油。落地油对土壤的影响详见土壤环境影响评价章节。

#### 8.1.4.3 含油污泥对环境的影响分析

项目在运行过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。根据第十一采油厂年危废处置量统计数据估算，本项目建产后新增含油污泥（含水率约 90%）产生量约产生量约 53.47t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约 77.14t/a，合计 130.61t/a。

含油污泥属于危险固废，若不加以处置直接排放，会对周围土壤、水体、环境空气造成一定影响。长庆油田将含油污泥减量化、资源化，减量化，采取密闭冲氮气清罐、热力循环、热水清泥等措施降低含油污泥量。遵照循环经济综合利用的原则，目前陇东油区对油泥的处置措施是收集暂存后委托有资质单位处置，采出水处理系统污泥及其它固体油泥经浓缩干化后送有资质单位进行处置。此外，按照标准化井场建设要求，各采油井场内均建有含油污泥池，用于井场运行期含油污泥的暂存，作业结束后及时进行污油清理和回收，将含油污泥运送至项目依托的危废暂存点暂存，定期运送至有资质单位进行处置。

根据现场调查及收集资料，第十一采油厂开发范围内目前已建成含油危废暂存点 5 处，现有危废暂存设施均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单中有关规定等相关标准进行建设运行，并通过环境保护验收。危险废物在暂存点内分类堆放并定期委托有资质单位处置，可以满足本项目依托需求。

#### 8.1.4.4 其他固废影响分析

运行期其他固废主要包括设备维护作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，其产生量约 1.1t/a，均属于《国家危险废物名录》（2016）中 HW08 类危险废物。评价要求收集后送至现有危废暂存点单独暂存，定期交有资质单位处置。采取上述措施后，对

环境影响较小。

综上所述，评价认为，产建工程在运行期产生的固体废物均得到了合理处置，处置率达到了 100%，对环境的影响较小。

### 8.1.5 对水源地环境影响分析

#### 8.1.5.1 项目对水源地的影响分析

本项目地面工程与周边水源保护区的位置关系见 2.7.2.1 节内容。以工程是否在水源地集水或径流范围内作为判断依据，本项目镇 413 区内 3 座井场及附属管线位于水源保护区重点防控区。

根据工程分析，项目运行期采用管线密闭集输，采出水、措施返排液全部处理达标后回注油层，正常情况下不会影响水源地水质。

事故状态下，由于第(1)类井区内的地面工程不在水源地的集水范围内或径流补给区，井区虽距离水源地保护区边界较近，但均位于水源地的下游或有分水岭相隔，不会对水源地造成不利影响。第(2)类井区由于与水源地存在径流补给关系，一旦事故发生不及时或风险应急措施不到位，事故状态下泄漏的污染物可能会进入水源保护区范围内，对水质造成污染，特别是油品直接进入地表水体，形成不利影响。因此，建设单位应加强管理，严格执行各项规章制度，采取必要的工程技术措施和事故风险防范措施及应急预案，坚决避免各类事故的发生，一旦发生泄漏事故立即启动应急预案，把事故对地表水环境的风险影响降到最低。

#### 8.1.5.2 各类工程对水源地的影响分析

##### (1) 井场

张海玲等前人针对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律进行了研究，选取陇东地区马岭油田的 A 油井（1980 年开井）、华庆油田的 B 油井（1998 年开井）和西峰油田的 C 油井（2007 年开井）的 3 处井场，取井场土壤样品进行分析，结果表明：原油迁移范围主要集中在 40m 内，污染程度与距井口距离成反比，随着距离加长，石油类含量迅速下降，无论是 1980 年开始投用的采油井 A，还是 2007 年投用的采油井 C，水平方向距离井口 60m 时，已降至安全水平之下（300mg/kg）。

因此，无论从采取的措施的有效性还是油井长期运行来看，井场正常生产过程中产生的污染物在环境中的迁移被控制在有限的范围内，不会对水源地造成不利影响。

##### (2) 输油管线

输油管线工程对水源地的影响主要集中在水源地上游穿跨越环境风险事故，本项目

主要集输管线穿(跨)越工程见表 4.8.3-3, 评价分析了假定事故条件下水源地上游管线跨越工程泄漏后的油膜漂移距离, 详见 12.5.4 节内容。为保障下游水源地饮水安全, 建设单位应严格按照“陇东油区‘十三五’规划环评”及规划环评审查意见中重点防护区的要求落实环境风险防范措施, 确保事故状态下不对水源地造成污染。

### (3) 拉油线路对水源地影响分析

本项目拉油线路对水源地的影响主要集中在水源地上游穿越环境风险事故, 本项目拉油线路与水源地的位置关系见表 2.7.2-14, 评价分析了拉运线路沿线储罐泄露后对水源地的影响, 详见 12.5.6 节内容。评价要求拉油过程严格执行油罐车风险防护与应急措施 12.6.2.7 节中的要求; 同时, 设计拉油经过水源地上游水体地段, 结合国道及油区已有风险防范措施, 采用降低车速, 避开车辆高峰期的措施降低对水源地的环境风险。

## 8.2 运行期环境措施及可行性论证

### 8.2.1 环境空气污染防治措施

#### 8.1.5.2 对分散水源井的影响分析

本项目井区范围内有机井和小电井, 井深在 30~40m 之间, 属第四系黄土潜水层。本项目达标采出水回注层深度为 1950~2300m 之间, 水源井取水位为深 700~950m 左右的洛河组, 与居民分散饮用水井含水层之间有多层隔水层, 切断与第四系黄土潜水层。此外, 本工程正常情况下污废水不外排, 因此项目建设运行不会对利用水深在 200m 以上的第四系潜水和下白垩系风化裂隙水的农业用水及生活用水量影响较小。评价要求建设单位严格按照当地环保部门和环评提出的各项要求进行工程开发建设, 油田水源井取水层位为洛河组承压水, 不得取浅层水, 避免对人饮工程造成不利影响, 确保当地居民的饮水安全。

#### 8.2.1.1 加热炉烟气

本项目加热炉均使用清洁燃料伴生气作为燃料, 加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放, 主要污染物  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  及颗粒物排放量小。类比第十一采油厂现有站场加热炉烟气排放浓度(见表 3.4.2-1, 颗粒物平均浓度  $13.6\text{mg}/\text{m}^3$ ,  $\text{SO}_2$  平均浓度  $21.5\text{mg}/\text{m}^3$ ,  $\text{NO}_x$  平均浓度  $92.5\text{mg}/\text{m}^3$ ), 本项目新建加热炉烟气排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉标准要求(颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ ,  $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ,  $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ ), 对环境的影响轻微, 污染防治措施可行。

#### 8.2.1.2 伴生气回收利用措施

##### (1) 实施油气密闭输送

本项目新建井场主要采用管道密闭集输，除部分位置偏远井区因井口压力不足采取拉油方式外，其余井区油井全部采用输油管线密闭集输；井口采取定压阀回收套管气；站场采用油气分输或混输工艺等措施确保流程密闭，可减少集输过程中的烃类无组织排放。

评价要求优化井场原油输送方式，加快偏远井区集输系统建设，提高原油管输率，降低原油拉运频次，减少拉油过程烃类无组织逸散。

#### (2) 伴生气综合利用

提高伴生气回收利用率，分离伴生气首先用于站场加热炉燃料，富余伴生气用于井场发电机组综合利用。

通过建设井组发电机组，可提高对伴生气的回收利用率，减少环境污染，提高资源利用率。

(3) 站场进口处设置紧急截断阀，输油、输气干线设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油、气源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类气体的排放量。

采取以上措施后，伴生气综合利用率符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中规定的伴生气回收利用率达到 80% 以上的要求，措施可行。

### 8.2.1.3 扬尘控制措施

针对运行期道路扬尘的影响，应根据不同性质的运输路段，以及不同生产运行阶段分类采取相应的扬尘治理措施。

#### (1) 井场道路

井场道路运行期的主要运行车辆为巡检车辆，该部分车辆运输频度较小，在采取限速行驶的情况下，对影响范围内的村民住户实际影响较小，但在井场进行修井、洗井等作业期间，由于工程车辆进出频度增加，扬尘影响相对明显，因此，在洗井、修井等作业期间应对井场道路采取洒水降尘等措施，并合理安排洒水频次、洒水量，以及洒水方式，确保措施有效。

#### (2) 进站场道路

运行期需要进出站场的车辆较井场道路较多，工程设计采用泥结碎石路面，该类路面水稳性比井场道路有较大改善，扬尘得到较大程度的抑制，但在连续干旱的天气条件下，也容易起尘。对于该类道路，首先应当采取车辆限速措施，在车辆运行频繁的干旱季节增加洒水降尘措施，加强道路的日常养护，防止路面产生沉陷、松散、车辙、坑洞等病害。

### (3) 依托地方道路

在油田运输道路中，地方道路往往起到枢纽作用，将较分散的油区道路连接起来，使得地方道路的交通量增加，特别是增加油田施工机械车辆等重型车的通行量，道路经长期的超负荷使用，路面破坏情况加重，进而增加了道路的起尘量，加重了道路两侧的扬尘污染。由于我国乡镇、村庄的建设特点，这些地方道路往往也成为途经村庄、乡镇的主要街道，人员较为密集，该类道路扬尘对住户居民的影响较大。对于该类道路，建设单位应当主动联系地方道路交通主管部门，加强协商，配合地方道路交通主管部门做好该类道路的建设、修缮和养护工作。

在采取以上相应的道路治理措施后，油区的道路扬尘会得到较大改善，受影响的人群进一步减少。

#### 8.2.1.4 无组织烃类逸散防治措施

本工程不涉及罐容 75m<sup>3</sup> 及以上原油储罐。评价结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中挥发性有机物排放控制要求，提出项目无组织排放控制措施如下：

##### (1) 原油储存排放控制措施

根据排放标准，结合现有联合站、转油站原油储罐（不含事故油罐）真实蒸气压及罐容，完善现有工程无组织排放控制措施。使现有站场原油储罐自 2023 年 1 月 1 日起，挥发性有机物排放控制满足标准表 2 控制要求。

##### (2) 储罐运行维护要求

针对现有联合站、转油站内固定顶罐，应满足以下运行要求：

① 罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；

② 储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

③ 站场储油设施设置呼吸阀挡板，降低储运过程中的油气损耗。定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；

④ 编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

##### (3) 原油装载排放控制要求

针对本项目新建的拉油点。对照标准要求，现有工程自 2023 年 1 月 1 日起应满足以下装载方式要求：

① 采用底部装载或顶部浸没式装载方式；

②采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm；

③装载真实蒸气压 $\geq 27.6\text{kPa}$ 的原油，应对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。

(4)废水集输和处理系统排放控制要求

本项目依托站场油田采出水和措施返排液处理装置均采用密闭管线集输，接入口和排出口采取了与环境空气隔离措施，符合标准中提出的排放控制要求。

(5)设备与管线组件泄漏排放控制要求

对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。运行过程出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象

②密封点泄漏检测值超过 GB39728-2020 表 4 规定的泄漏认定浓度（ $2000\mu\text{mol/mol}$ ）。

(6)其他排放控制要求

①加强采油井井口密闭性。

②优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。

③原油、伴生气均采用管道密闭输送；

④油田伴生气作为燃料或输至轻烃厂的综合利用设施回收利用，暂时不能回收的应经燃烧后放空。

⑤加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗。

## 8.2.2 水污染防治措施

本项目生产废水主要包括油田采出水及措施返排液，其特点是含油量高，并含有一定量的泥砂。

### 8.2.2.1 采出水处理措施

本项目采出水均依托现有采出水处理系统处理，达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SYCQ 08011-2019）相应回注水质标准后回注油层，不外排。

项目本次依托的采出水处理系统主要为镇二联，采用“沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）”处理工艺。

根据历年产建工程竣工环境保护验收监测报告中采出水处理系统水质监测结果（见表 4.10.2-3），本项目依托及新建的采出水处理系统采取的处理工艺，其出水水质能够

达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)超低渗透油藏回注水质指标(悬浮物 $\leq 40.0\text{mg/L}$ 、石油类 $\leq 40.0\text{mg/L}$ ；镇一联涉及回注长 7 层，执行悬浮物 $\leq 30.0\text{mg/L}$ 、石油类 $\leq 30.0\text{mg/L}$ )的要求。因此，从工艺上可确保达标回注。

### (2) 处理能力可行性

根据表 4.10.2-2，本项目依托的镇二联的采出水处理系统富余能力均大于本次新增采出水处理负荷，可满足项目处理需要。

因此，从采出水处理系统处理规模上看，可确保本项目新增采出水处理需求。

### (3) 采出水有效回注保证性

① 为确保采出水全部有效回注油层，建议对采出水处理系统配套安装流量监控系统，对系统处理量和回注量进行流量监控，并建立台账信息进行记录，确保采出水全部回注地下油层，回注率达到 100%。

② 采出水回注层位应为产油层，注水井应严格按照防止油水串层设计的井身结构进行施工，杜绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，防止采出水回注到非产油层。油田采出水回注应严格执行《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》(Q/SY CQ 08004-2018)。

③ 对于注水井的施工要加强监管和工程监理，保存好注水井的深井等钻探资料，确保注水井打到油层，防止无效回注的发生。

#### 8.2.2.2 措施返排液

本项目不新建措施废水处理站，运行期新增措施返排液全部依托现有 4 座措施返排液处理站进行处理，处理达标后通过上述措施返排液处理站所辖注水井回注油层。项目依托可行性分析见本报告 4.10.2.6 节内容。

以上依托站场均已履行环境影响评价手续，并通过竣工环保验收。根据镇二转措施返排液处理站验收监测数据，依托站场处理后的措施返排液满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)超低渗透油藏回注水质指标，工艺可行。此外，从规模上看，各井区新增措施返排液产生量小于依托工程设计规模，通过合理安排各作业区的措施作业计划和污水进站时序，本项目依托现有措施返排液处理站回注的措施可行，可确保项目实施过程中产生的措施返排液全部处理回注利用，不外排。

#### 8.2.2.3 生产废水全部回用的可行性分析

本项目运行期生产废水包括油田采出水及措施返排液。

##### (1) 油田采出水处理综合利用的可行性



### ①采出水处理系统处理能力的依托可行性

根据工程分析，项目运行期初期采出水量为  $23.37\text{m}^3/\text{d}$ 。根据产建方案，各井区新增采出水依托现有采出水处理系统处理达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SYCQ 08011-2019）相应回注水质标准后回注油层。各井区采出水产生量及回注情况见表 4.10.2-2。由表可知，项目运行期新增采出水量小于各站场所注水系统富余能力，根据井区注水优先采用达标采出水的原则，项目新增采出水可实现全部达标回注不外排。

此外，项目运行期修井、洗井等措施作业产生的措施返排液约  $3220\text{m}^3/\text{a}$ 。项目运行期产生的措施返排液全部通过罐车运送至镇二转措施返排液处理站、镇四转措施返排液处理站和镇七转措施返排液处理站和镇 320-784 措施返排液处理站 4 座，专门的措施返排液处理站场，处理达标后回注油层用于驱油。根据表 4.15.2-7 依托能力校核表可知，各井区新增措施返排液产生量小于依托的措施返排液处理站设计规模，通过合理安排各作业区的措施作业计划和污水进站时序，可实现全部处理达标回注不外排。

### ②采出水回注综合利用的可行性

a. 从回注目的方面分析，油田采出水处理后回注油层是以驱油为目的，用于补充地层能量，属于工艺用水，实现水资源循环再利用。

b. 从水质指标方面分析，依托采出水处理系统采用的处理工艺能够实现处理后水质稳定达标。

c. 从回注过程方面分析，采出水随原油采出后，通过地面油水分离、规范处置，再通过多层防护的井筒回注到油层，全过程密闭运行，整个过程防控措施安全可靠，正常情况下不会对地下水体造成问题。

d. 从回注井成井工艺方面分析，陇东油区采出水回注井套管全部采取内、外防腐工艺，井筒安全质量得到有效提升；所有采出水回注井均采用全井段水泥一次上返封固工艺，确保表层套管、油层套管及地层岩石之间封固良好。根据《陇东油区采出水回注对地下水环境安全影像调查评估报告》针对不同地区、不同建井时期采出水回注井的水泥胶结质量的调查结论，现有采出水回注井和服役多年后水泥环胶结质量均满足《SY/T 6592-2016 固井质量评价方法》标准要求，胶结质量完好，不窜层。

e. 从陇东油区地质构造方面分析，在水层和油层之间主要存在安定和直罗组、侏罗系两套致密的隔水层；岩石力学特点及承压能力调查测试结果表明，陇东油区目前的注水运行压力远小于储层破裂压力，该工艺下不存在岩石破裂回注水泄漏风险。

### (2)措施返排液处理后综合利用的可行性

项目运行期修井、洗井等措施作业产生的措施返排液约  $11.93\text{m}^3/\text{d}$  ( $3220\text{m}^3/\text{a}$ , 按作业时间 270d 计算)。第十一采油厂已建成镇二转、镇七转等 4 座专门的措施返排液处理站场, 并已投运, 项目运行期产生的措施返排液全部通过罐车就近运送至上述站场处理达标后回注油层用于驱油。根据表 4.10.2-7 依托能力校核表可知, 各井区新增措施返排液产生量远小于依托的措施返排液处理站设计规模, 通过合理安排各作业区的措施作业计划和污水进站时序, 可实现全部处理达标回注不外排。

现有工程注水井配套管网采用管线为高压注水钢管, 壁厚达 9mm; 且使用环氧粉末防腐工艺, 具有防腐、耐温、耐压特性, 可有效保证废水安全回注, 大大降低了对地表水及环境污染。此外, 所选注水井井筒满足废水回注需求, 注水井完井套管采用了环氧冷缠带牺牲阳极保护套管+高强度水泥固井技术, 水泥返高至地面, 套管保护较好, 且对注水层位上段配套套管保护封隔器, 实现废水集中在目的层注入, 确保地下水源不受污染, 废水安全回注。

依托注水井的井身结构如图 8.2.2-2 所示, 注水井通过水泥将套管与地层之间进行封闭, 上有封隔器完全隔绝回注过程中与非注水层和地下含水层的联系, 阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染; 井底构筑水泥塞, 阻止注水向下部地层的渗入; 仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道; 地面部分, 井口高出地面, 并设置控制加压装置, 防止对地下潜水及地表水造成污染。因此, 回注地层的采出水及措施返排液在正常情况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层, 不会对地下水水质产生影响。

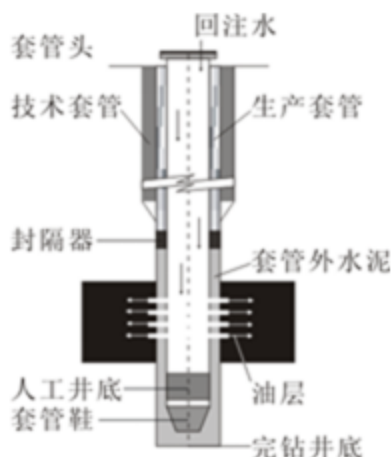


图 8.2.2-2 注水井井身结构示意图

综上, 本项目运行期产生的生产废水可实现全部回用不外排。

#### 8.2.2.4 井场雨水

根据《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》, 为防止降雨冲刷井场地面

对地表水产生影响，主要采取几个方面的措施：

(1) 设置含油污水池和井口集油槽，对抽油机漏失油污和井口漏失影响区（范围：井口周边 5m、抽油机后沿外 2m）可能含油的雨水进行收集，抽油机和井口区域边界高出外部场地地坪 0.2m，并坡向井口集油槽，避免地表径流携带油污，扩大污染波及面。

(2) 设置雨水收集池和雨水收集渠，井口外非漏失影响区的雨水自然散排至井场四周的雨水收集渠中，雨水收集渠采用砖砌水泥砂浆抹面结构，宽 0.4m，深 0.2m，沿井场围墙两侧布置，以 0.2% 的坡度坡向雨水收集池。

通过采取以上措施，实现了降雨过程中清污雨水的分流，在一般降雨条件下，可以做到雨水不出井场，降雨过程不会对周边地表水造成影响。

此外，庆阳市生态环境局针对距离水源保护区较近（镇 413 区内新建的 3 座井场）的井场提出了更为严格的建设要求，主要包括以下几个方面：

(1) 在井场周围修建高 0.8m 砖混围墙，横截面呈梯形；井场出口修建 0.8m 高的土石混合挡土梁，防止井场内雨水外排和井场外的雨水流入井场；在井场内设置防渗的 50m<sup>3</sup> 油污回收池（与事故应急池合用）及防渗石砌埋地式导油槽，导油槽与油污池相连且清洁畅通；

(2) 修建雨水收集渠和容积不小于 50m<sup>3</sup> 雨水收集池（井场面积小于 2500m<sup>2</sup>，容积应不小于 50m<sup>3</sup>；井场面积大于 2500m<sup>2</sup>，容积应不小于 60m<sup>3</sup>），做到雨水不出井场。

(3) 井场外侧修建排洪渠，保证井场周围雨水畅通，不蓄积。

井场在选址和建设过程中严格按照规范设计和评价提出的相关要求能够确保一般降雨条件下雨水对井场的冲刷影响在可控的范围内。

### 8.2.3 噪声控制措施

#### 8.2.3.1 井、站场噪声控制措施

项目运行期主要噪声源为加热炉风机、循环水、采油机、发电机组等。噪声控制措施主要包括：

(1) 井场、站场选址应尽可能远离居民点；

(2) 新建井场采油机采用电力驱动，合理布置井场、站场平面布置。

(3) 新建站场应合理安排设备布局，针对站场周边居民点分布情况调整设备布局，使主要噪声源远离居民分布一侧；

(4) 设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取基础减振措施；振动较为强烈的产噪设备如注水泵的进、出口管道均应进行应力分析，并根据分析结果设置柔性复合管软性

连接，防止泵体与管道共振；

(5) 加强拟建站场站外绿化，通过树木、草坪的遮挡和反射起到一定的降噪作用。

采取以上措施后，可有效降低噪声影响，各井场、站场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会扰民，噪声污染控制措施可行。

### 8.2.3.2 交通噪声控制措施

运行期交通噪声主要是油区作业车辆对周围环境的影响，具体防治措施有：

(1) 油区运输车辆尽量安排在上午 7:00~12:00 和下午 14:00~22:00 之间，严禁夜间运输；

(2) 加强安全教育及管理，减少车辆鸣笛；

(3) 严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识。

## 8.2.4 固体废物储存和处置措施

### 8.2.4.1 落地油的控制及回收

为防止运行期原油通过井杆泄漏形成落地油，本项目新建井场采取了落地油收集设施。本项目对落地油实施减量化和资源化措施具体如下：

(1) 设置井控装置，在钻井过程中及完井后，严格井控技术规定和井口装置试压要求。

(2) 根据标准化井场设计，井口设置集油槽，井场内设置含油污水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废暂存点暂存后委托有资质单位处置。

井口集油槽及含油污水池应按照《危险废物贮存污染控制标准》中要求进行基础防渗，防渗系数至少满足 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7}$  cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，但渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$  cm/s。

(3) 井下作业

井下作业过程采用高分子软体平台，油污不落地，收集后委托有资质单位处置。建议采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体技术措施包括：

① 使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器解决包括抽油杆砂卡或断脱等不利情况在内的油管泄油问题，保证油管内的原油全部泄入开筒而不落地；

② 使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着的原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面。

以上控制落地原油产生的技术措施及设备已在实际应用中取得了很好的效果。建设单位在井下作业时，可结合实际情况，对施工单位提出具体技术要求。

(4) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、渗漏，以及原油泄漏事件的发生。

在采取以上措施后，落地油产生量少，回收率高，污染控制措施可行。

#### 8.2.4.2 含油污泥的回收与处置

运行期含油污泥主要来自 3 个环节：原油储罐清罐、采出水处理系统排泥和措施作业。清理作业前，罐区内部、水处理装置区和井场地面均预先铺设防渗布防止油泥落地，避免危废散落造成作业场地内的土壤和地下水污染。油泥清出装置后直接装入防渗袋内运至含油危废暂存点或直接交有资质单位清运。

含油污泥属危险固体废物，在采油、原油脱水、油田采出水处理及措施返排液处理过程中各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。在含油污泥的处理中，长庆油田积极推行减量化和资源化的做法，“减量化”是指采取密闭冲氮气清罐，热力循环，热水清泥等措施降低含油污泥量；“资源化”是指将清罐油泥收集后进行处置，对采出水处理系统产生的油泥经浓缩干化后送至有资质的单位进行处置。

此外，按照标准化井场建设要求，各采油井场内均建有含油污泥池，用于井场运行期含油污泥的暂存，作业结束后及时进行污油清理和回收，将含油污泥运送至项目依托的危废暂存点暂存，定期运送至有资质单位进行处置。

#### 8.2.4.3 其他固体废物的处置

运行期其他固废主要包括设备维护作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶均属于《国家危险废物名录》（2016）中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废暂存点单独暂存，定期交有资质单位处置，防治措施可行。

#### 8.2.4.4 危废暂存、运输及处置措施和要求

##### (1) 危险废物暂存及处置措施

危险废物应实行减量化、资源化和无害化，即首先通过清洁生产减少废弃物的产生，在无法减量化的情况下优先进行废物资源化利用，最终对不可利用废物进行无害化处置。

本项目在实行减量化、资源化后产生的危险废物相对较少，均依托现有危废点暂存，定期交由有资质单位安全处置。根据现场调查及收集资料，第十一采油厂开发范围内已建成含油危废暂存点 5 处，均履行了环保手续，可满足本项目施工期和运行期危险废物的暂存。依托的危废暂存设施均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）

及修改单中有关规定采取了防风、防雨、防晒及防渗漏措施，依托可行。对于井场、站场设置的危险废物临时暂存设施，应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求采取防风、防雨、防晒、防渗漏等措施，防渗系数 $\leq 10^{-10}$  cm/s。危险废物暂存必须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求进行分类分区存放，危险废物的收集容器应在醒目的位置贴有危险废物标签。

本项目危险废物最终委托有资质单位统一处置，每年初经过招标确定处置单位，并签订委托处理合同，报环保主管部门备案。在未落实处置前，企业在依托的危废暂存点应按危废贮存要求进行妥善保管、贮存，并做好相应场所的防渗漏工作。

### (2) 危险废物运输污染防治措施

① 危险废物转移过程应按严格《危险废物转移联单管理办法》执行，报批危险废物转移计划，填制转运联单；转运前应检查危险废物转移联单，核对品名、数量和标志；

② 含油污泥在转运前应检查盛装容器、转运设备的稳定性、严密性，确保运输途中不会破裂、倾倒、溢流；

③ 转运车辆均需装配 GPS 定位仪，车辆应根据《道路运输危险废物车辆标志》(GB13392) 设置明显标志。

④ 建设单位应合理规划原料运输路线，禁止经过水源保护区、自然保护区等敏感目标；

⑤ 运输人员应进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中应设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散；

⑥ 建设单位应根据《危险废物经营单位编制应急预案指南》制定原料运输的事故应急处理预案，一旦发生事故，及时采取相应措施进行处理。

### (3) 日常管理要求

要求企业履行申报的登记制度、建立危废台账管理制度，及时登记各种危废的产生、转移、处置情况。应按照当地危险废物转移联单申报程序进行申报转移，经环保行政管理部门批准后方可实施，禁止私自处置危险废物。对危险废物的转移运输要实行《危险废物转移联单管理办法》，实行五联单制度，运出单位及当地环保部门、运输单位、接受单位及当地环保部门进行跟踪联单。

综上，本项目产生的落地油、含油污泥等危险废物经收集后暂存于依托的危废暂存点，定期运送至有资质单位安全处置，降低了环境危害，并使资源得到充分回收利用，

评价认为污染防治措施可行。

长庆油田分公司第十一采油厂每年对危险废物处置单位实现招标制度，其中 2021 年的危险废物处置单位为甘肃金圣洁环保能源科技有限公司和庆阳高晨工业危险废弃物处置有限公司，经调查鉴于本项目位于镇原县距离庆阳高晨工业危险废弃物处置有限公司（庆城县蔡家庙乡葛岷岷村）较近，项目产生的危险废物将交由庆阳高晨工业危险废弃物处置有限公司处置。庆阳高晨工业危险废弃物处置有限公司具有甘肃省生态环境厅颁布的危险废物处置资质，核准经营范围包括本项目产生的所有危险废物，核准经营规模为 6 万吨/年。因此，本项目依托是可行性。

#### (4) 危险废物全过程控制措施

①每年制定储罐、污油污水池清理作业计划，履行危险废物报审手续，领取转移联单后，实施清罐作业，并转移至各油泥临时储存点储存，并做好转运、储存记录。严禁在罐区、井场等生产场所存放危废。

②井场井下作业中产生的落地油要求产生当日回收，由产生单位清理并转移至各油泥临时储存点储存，并做好转运、储存记录。转运前必须在作业区修井监督处办理《落地油内部转移单》，填明落地油产生的原因、数量及储存地点。

③建立危险废物管理台账，明确产生源、产生数量、处置方式、处置去向、接收单位（地点）等信息。

④每年定期由质量安全环保科通过招标形式选商，确定全年委外处置单位，制定油泥临时储存点的危废转运、处置一体化作业计划。根据陇东油泥处理厂含油污泥储存量、设备设施运行情况安排运输车辆，各单位做好拉运过程监控。

⑤办理相关委外转移手续，由县、市环保部门对转移地点和数量进行现场核查，同意后下发转移批复，领取危险废物转移联单后方可实施转运工作。转移过程严格按照批复数量和内容进行转移，严禁随意改变转移地点和超量。

⑥建设单位应制定并执行储存点管理措施，设专人看护，现场悬挂国家规定样式的危险废物识别标识牌、警示标识及储存点名称牌；制定油泥储存点应急处置措施，并配备足量的消防、应急器材；建立完整的出入库台帐，按照规范要求如实登记含油污泥的产生量、贮存量及处置去向；严禁生活垃圾、一般工业固废进入油泥临时储存点。

### 8.2.5 运行期污染防治措施汇总

运行期主要污染防治措施汇总见表 8.2.5-1，污染防治措施可有效减少污染物的排放，做到达标排放、合理处置。

表 8.2.5-1 运行期主要污染防治措施一览表

分类	污染物	主要污染防治措施
废水	采出水	出水依托现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排。
	初期雨水	项目井场按标准化井场建设要求均设有污油池和雨水池，可收集初期雨水。单井拉油点将利用井场的雨水池作为初期雨水池。
	措施返排液	罐车拉运至现有 4 座措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排。
废气	伴生气	①回收套管气，实施油气密闭输送；②伴生气净化后首先作为加热炉燃料燃料，剩余部分新建发电机组进行回收利用。
	无组织烃类	①原油全部通过管线系统密闭集输；②提高伴生气的综合利用率；③采油井井口加强密闭性。
	加热炉烟气	加热炉采用伴生气为燃料（井口设脱硫剂添加装置），加热炉排气筒高度不低于 8m。
噪声	机泵	①站场选址远离居民区； ②设备选型尽可能选择低噪声设备； ③新建站场应合理安排设备布局，针对站场周边居民点分布情况调整设备布局，使主要噪声源远离居民一侧分布； ④绿化降噪：站场周围进行绿化，种植花卉、树木。
固废	落地油	①设置井控装置，严格井控技术规定和井口装置试压要求； ②井场内设污油污水池、井口集油槽，泄漏原油收集后用罐车运往危废暂存点暂存后委托有资质单位处置； ③井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油并委托有资质单位处置； ④加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查； ⑤采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。
	含油污泥	属危险固废，定期送有资质单位处置，无法及时处置的在就近危废暂存点进行暂存。
	废防渗布、废润滑油及其包装桶	属危险固废，暂存后交有资质单位安全处置。

### 8.3 闭井期环境影响及污染防治措施

#### 8.3.1 闭井期环境影响

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气、污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边



区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施闭井后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复。

### 8.3.2 闭井期污染防治措施

闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

(1) 油井闭井后，对废弃井架、井台和采油管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。

(2) 井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。

(3) 对井场永久占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。对报废井、套损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施，封井工艺选择油层挤封+全井段水泥封固，用水泥承留器或桥塞一次性封堵油层；水泥封固全部井筒，表套油套环空采用直接灌水泥方式封固。

(4) 闭井期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。

(5) 井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌，使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

(6) 闭井后，应按照污染地块土壤环境管理的有关规定，开展土壤和地下水环境调查，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

评价认为，在采取上述闭井期污染防治措施后，可减缓闭井期对环境的影响。

## 8.4 环保投资估算

对项目环保投资进行估算，主要针对施工期及运行期废气、废水、噪声、固废等污染治理及生态恢复费用，估算项目一次性环保投资约 554.1 万元，占总投资（13000 万元）的 4.26%，运行期环保设施运行维护及环境管理等保障措施费用约 50 万/年，具体见表 8.4-1。环保投资估算最终以设计为准。

环保投资应专款专用，并纳入工程投资概算，从设计、安装到实际运行应严格执行“三同时”制度。

表 8.4-1 环保设施及污染防治投资估算表 单位：万元

类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资	
施工期	废水	钻井废水	移动式收集罐收集并循环利用	7 个	56
		试油废水、压裂返排液	采用罐车拉运至现有措施返排液处理站处理达标后回注	/	7
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布、道路洒水灭尘	/	6
			施工场地围栏，道路临时硬化	/	6
	固体废物及土壤	废弃钻井泥浆、钻井岩屑	送有资质单位处置，下游处置单位未确定时，在井场内暂存，暂存需实现三防。	7 个	56
		含油岩屑	送有资质单位处置	/	7
		落地油	井场地面铺设防渗布	7 套	7
			送有资质单位处置	/	1.0
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	送有资质单位处置	/	1.0
	生活垃圾	生活垃圾收集桶	若干	1.0	
生态	生态补偿	生态保护、恢复与重建费用	10.57 hm <sup>2</sup>	52.9	
环境风险	井喷、套外返水等	井口安装防喷器，油井周围设土堤等	23	46	
标准化井场	井场	按《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》(Q/SY CQ 08010-2019)实施标准化井场	19	190	
运营期	废气	无组织非甲烷总烃、硫化氢	井场采用定压阀回收套管气，密闭集输系统集输	36 个	纳入主体工程投资
		加热炉烟气	不低于 8m 高排气筒	13 套	7
		燃气发电机组烟气	不低于 15m 高排气筒	2 套	6
	噪声	加热炉燃烧器、发电机组、循环水泵等	低噪声设备、基础减振、隔声罩等	/	6
	废水	油田采出水	依托现有采出水处理设施	/	/
		修井、洗井等措施返排液	罐车拉运至现有措施返排液处理站等处理达标后回注	/	3
	固体废物及土壤	落地油	井场设置污油污水池，井口设集油槽	19 套	19
			污油回收罐车运行费用	1 辆	5
			修井采用高分子软体平台、其他作业地面敷设防渗布收集	2 套	4.3
			送有资质单位进行处置	/	1.4
		含油污泥	送有资质单位进行处置	/	5 万/a
	废防渗布、废润滑油及其包装桶	送有资质单位处置	/	0.5 万/a	
	环境风险	管线输送压力、管壁实时监控，对镇 39-19 穿越长流水跨越点下设 2 组拦油桩等风险防范设施	/	/	60
闭井	生态环境	拆除采油设备、土地平整、覆土、植被恢复等；拆除围墙、道路恢复、土地平整、覆土、植被恢复等	/	专项资金	
以新带老		按庆环发【2021】110 号)要求，于 2022 年 5 月份底之前完成现有采出水、措施液处理设施回注水流量和水质自动在线监测监控，2022 年 6 月底前完成对比监测和市级环境监控系统联网。	/	专项资金	
合计			/	554.1	
环境管理及设备运行费用		环境管理、环境监测、环保设施运行维护费	/	50 万/a	

## 9 地下水环境影响评价

### 9.1 评价等级与评价范围

#### 9.1.1 评价工作等级

根据本项目建设内容及《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表,本项目涉及的行业类别属于“F 石油、天然气”中“37、石油开采”和“41、石油、天然气、成品油管线(不含城市天然气管线)”,其中“石油开采”地下水环境影响评价项目类别为 I 类,“石油管线”地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

##### (1) 地下水敏感性分析

根据资料收集和现场调查,建设项目所在区域涉及的地下水环境敏感目标主要为集中式饮用水水源地和分散式饮用水水源井,开采层位主要为第四系黄土含水层和白垩系环河组含水层。根据前人经验及研究成果,集中式饮用水水源地敏感区、较敏感区范围的具体量化见表 9.1.1-1。

表 9.1.1-1 水源地敏感区、较敏感区范围的具体量化

类型	特征	敏感区	较敏感区	不敏感区	备注
集中式饮用水水源地	已划定保护区但未划定准保护区	以拟划定保护区边界为起点,中小型水源地外扩 2000 天,大型水源地外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为敏感区	以敏感区边界为起点外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为较敏感区	敏感区、较敏感区以外的区域	外扩边界不超过所在水文地质单元的边界范围

注:中小型水源地:日取水量小于 5 万方;大型水源地:日取水量大于 5 万方。本项目涉及的水源地均为中小型水源地。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016),计算公式如下:

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n \dots \dots \dots (1)$$

式中, L——质点迁移距离, m;

$\alpha$ ——变化系数,  $\alpha \geq 1$ , 一般取 2 (为了安全起见,在理论计算的基础上加上一定量,以防未来用水量的增加以及干旱期影响造成半径的扩大);

K——含水层渗透系数, m/d (根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告(甘肃)》等水文地质资料,取已知最大值);

I——水力坡度,无量纲(根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告(甘肃)》等水文地质资料及勘查、监测资料获取);

T——质点迁移时间, d (根据实际情况取值);

$n$ ——有效孔隙度，无量纲（取经验参数）。

根据公式（1），带入参数后求取  $L$  值，则集中式饮用水源地敏感区、较敏感区范围的具体量化情况见表 9.1.1-2。

表 9.1.1-2 集中式饮用水源地敏感区、较敏感区范围计算表

类型	T (d)	L (m)	敏感区范围 (m)	较敏感区 (m)
集中式	2000	123	以拟划定保护区为边界， 外扩 123m 的范围内	以敏感区边界为起点，外扩 184m 的 范围内（即以拟划定保护区为边界为 起点，外扩 307m 的范围内）
	3000	184		

根据现场调查，本此产建范围内的各井区井场、站场均不在集中式饮用水水源地的敏感及较敏感区范围内。

由于项目井场、站场等单项工程位置较为分散，而污染源产生点主要集中在井场、站场，其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。因此，对于井区周边分布的分散式饮用水水源井，本次评价按照公式（1）计算方法确定单个场站的地下水调查评价范围，若调查范围内无分散式饮用水水源井分布，则其地下水环境敏感程度判定为“不敏感”，否则为“较敏感”。

根据公式（1），带入参数后对第四系黄土含水层和白垩系环河组含水层分别求取  $L$  值，结果见表 9.1.1-3。

表 9.1.1-3 分散式饮用水水源井敏感区范围计算表

含水层	K (m/d)	I	T (d)	n	L (m)	敏感区范围 (m)
第四系黄土含水层	0.46	20‰	5000	0.3	307	307
白垩系罗汉洞组	0.94	5‰	5000	0.2	188	188
白垩系环河组含水层	0.16	5‰	5000	0.15	40	40
白垩系洛河组含水层	0.1	2‰	5000	0.2	10	10

按最不利情况考虑，为取得最大值，以第四系黄土含水层为准。由表可见，由于不同含水层其参数不同，对应的地下水调查评价范围也略有不同，但最大不超过 307m。根据现场调查，本项目各井区井场、站场周边 307m 范围内均无分散式饮用水水源井分布，因此，项目地下水环境敏感程度为不敏感。

## (2) 地下水评价等级判定

根据以上分析，本项目地下水环境敏感程度为不敏感，依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）评价工作等级划分标准（见表 9.1.1-4），将该项目石油开采工程地下水评价工作等级定为二级，管线工程地下水评价工作等级定为三级，详见表 9.1.1-5。

表 9.1.1-4 地下水环境影响评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

表 9.1.1-5 评价工作等级划分

项目类别		敏感区	较敏感区	不敏感区	评价等级
I类项目	石油开采(井场、站场等)	/	/	v	二级
II类项目	石油管线	/	/	v	三级

## 9.1.2 调查评价范围

为充分了解项目所在区域水文地质条件,也为了重点预测分析建设项目场地的地下水环境影响情况,本次评价将调查评价范围进一步划分为调查范围和评价范围。其中将调查范围划定为:项目所在地相对完整的水文地质区块或水文地质单元,具体见图 9.1.2-1。调查范围的确定综合考虑了拟建项目布局及区域地下水系统特征。

为了考虑建设项目对地下水环境的影响情况,进一步划分评价范围,评价范围的确定如下:

① 对于集输管线,将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

② 对于井场(含拉油点)的评价范围,根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)的要求,“当建设项目所在地水文地质条件相对简单,且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时,应采用公式计算法确定”,因此本次评价选取公式计算法确定评价范围。根据 9.1.1 章节公式(1),T 取 5000d,带入其他参数值后计算得  $L=307m$  (为取得最大值,以第四系黄土含水层为准)。由于该项目场地分散,地下水流向多变,因此本次评价考虑以各站场、井场下游 307m,两侧及上游 155m 的范围作为评价范围。

调查评价范围的确定,重点考虑了建设项目污染源特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域等因素,满足对地下水环境进行影响预测和评价的需要。

## 9.2 地下水环境功能及保护目标

### 9.2.1 地下水环境功能

调查评价区内,分布有第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水,是区内城镇和农村居民饮水及农牧业用水的供水水源。依据《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中 4.1 地下水质量分类之规定:III类水以人体健康基准值为依据,适用于集中式生活饮用水水源。因此评价区内分布的第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水,其地下水环境功能属III类区。

### 9.2.2 保护目标及保护要求

从地下水环境角度考虑，建设项目及其影响范围内，需要保护的地下水环境目标主要是乡镇水源地、第四系与白垩系含水层、分散式饮用水水源井。

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），从地下水环境角度考虑，建设项目及其影响范围内需要保护的地下水环境目标主要是第四系潜水含水层及可能受到建设项目影响的具有饮用水开发利用价值的白垩系含水层、集中式饮用水水源地及分散式饮用水水源井。

#### (1)集中式饮用水水源地

本项目周边与开发井区位置关系较近的水源地共有 6 个，其中有 1 个为市级地表水水源地，为巴家咀水库；其余的均为乡镇地下水水源地。水源地与本次产建工程的位置关系详见 5.2 章节。基于调查评价区水源地的供水意义，结合建设项目与水源地的位置关系，确定调查评价区水源地的保护要求是：水源地水质不受项目污染，供水可靠性与安全性不受影响。

#### (2)第四系与白垩系含水层

在项目调查评价范围内，第四系和白垩系地下水是城镇和农村居民、农牧业用水的主要供水水源。基于其供水意义，确定第四系和白垩系地下水的环境保护要求是：水质不受污染，符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类水标准，供水的可靠性与安全性不受影响。

#### (3)分散式饮用水水源井

根据现场调查，项目区分散式饮用水水源井主要分布在黄土塬区和较大的支流、沟谷两侧。黄土塬区多以机井方式开采第四系地下水，井深多在 100~200m 之间，开采目的层多为黄土潜水含水层，以集中供水点方式拉运供水；沿河沟谷区分散居住的居民，开采方式多为民井，井深多在 20m 左右，开采目的层为白垩系环河组含水层。

基于分散开采井的供水意义，确定其环境保护要求是：水质不受污染，符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类水标准，供水的可靠性与安全性不受影响。

根据现场调查，结合工程布局，集中式地下水饮用水水源地及分散式开采井与拟建工程的位置关系分别见表 9.2.2-1、表 9.2.2-2。分散式水井的水位埋深、取水层位详见表 9.6.1-1 和表 9.6.1-3。

表 9.2.2-1 项目区集中式饮用水水源地与拟建工程位置关系

水源地名称	产建工程井区及最近井场相对准保护区位置
郭原乡毛庄水源地	产建工程各井区及工程内容均不在郭原乡毛庄水源地补给径流区范围内。孟 99 井场边界距离镇原县郭原乡景源水源保护区二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 1.23km，本区原油新建孟 99 井组拉油点（与井场合建），拉油点距离水源地边界 1.23km，本井区采出油由孟 99 井组拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；孟 99 井场虽然工程距离水源地较近，但与该水源地无水力联系。
孟坝镇大寨水源地	产建工程各井区及工程内容均不在孟坝镇大寨水源地补给径流区范围内。镇 413 井区边界距离孟坝镇大寨水源地边界 0.52km，最近井场为依托工程镇 413 拉，直线距离 0.78km，距离最近的新建工程为镇 28-20 井场，距离水源地边界为 2.48km，距离最近的集输管线为镇 28-20 井场至镇 413 井组拉油点单井管线，距离水源地边界 0.78km，镇 413 井组拉油点为既有拉油点，采出原油经拉油至镇二联统一处理，沿线不经过水源地保护区；镇 413 井区虽然工程距离水源地较近，但与该水源地无水力联系。
新城镇曹成水源地	产建工程各井区及工程内容均不在新城镇曹成水源地补给径流区范围内。孟 118 探井井场距离镇原县新城镇曹成水源地二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 1.93km，本区新建孟 118 拉油点 1 处（与井场合建），拉油点距离水源地边界 1.93km，本井区采出油由孟 118 拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；孟 118 探井虽然工程距离水源地较近，但与该水源地无水力联系。
郭原乡景源水源地	产建工程各井区及工程内容均不在郭原乡景源水源地补给径流区范围内。孟 99 探井井场距离镇原县郭原乡景源水源保护区二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 4.95km，本区原油新建孟 99 井组拉油点（与井场合建），拉油点距离水源地边界 4.95km，本井区采出油由孟 99 井组拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；孟 99 探井井场与该水源地无水力联系。
武沟乡孟庄水源地	产建工程各井区及工程内容均不在武沟乡孟庄水源地补给径流区范围内。孟 50 探井井场距离镇原县武沟乡孟庄水源保护区二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 1.27km，项目采出油由孟 50 井组拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；工程与该水源地无水力联系。
庙渠乡庙渠水源地	产建工程各井区及工程内容均不在庙渠乡庙渠水源地补给径流区范围内。演 263 探井井场距离该水源地二级保护区边界最近距离（地下水源地）为 2.81km，本区新建演 263 拉油点 1 处（与井场合建），拉油点距离水源地边界 2.81km，本井区采出油由演 263 拉油点集中拉运至镇二联，沿线不途径水源保护区；演 263 探井虽然工程距离水源地较近，但与水源地无水力联系。

表 9.2.2-2 项目区地下水分散开采井调查统计表

水源井位置	开采层位	取水量	与拟建工程位置关系
赵渠	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	武 18 拉上游 450m
刘家壕	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	武 18-3 井场上游 780m
高家庄	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	武 18 拉上游 1.03km
高庄崖	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	武 18 拉下游 505m
史家湾	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	武 18 拉下游 730m
马渠镇	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	武 18 拉下游 3052m
朱家新庄	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	依托的镇 413 拉下游 360m
刘家城	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	孟 35 井场上游 1510m
马岔	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	孟 84 井场下游 340m
杨虎湾	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	孟 99 井场下游 593m
徐山	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	孟 118 井场下游 4500m
后塬	第四系潜水	500m <sup>3</sup> /a	孟 50 井场侧向 2700m

### 9.3 地下水环境影响识别及评价因子筛选

#### 9.3.1 地下水环境影响识别

##### (1) 施工期地下水环境影响识别

本工程井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，分散收集落地油；建设单位在钻井前井场配备废水地上收集罐，集中收集钻井废水；配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集。钻井结束后，废弃泥浆经固液分离后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业单位处置，含油段产生的含油废弃泥浆送有资质单位处置，钻井废水经采出水处理系统处理达标后同层回注。可见，本工程在钻井环节采取严密的污染防治措施，一般不会对地下水环境造成污染。施工期对地下水的影响主要是钻井液通过井壁渗漏及施工生活生产废水通过包气带下渗引起，施工期地下水环境影响识别见表 9.2.1-1。

表 9.2.1-1 施工期地下水环境影响识别表

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
钻井工程施工	钻井液通过井壁渗漏	钻井液中的有害元素直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
井场施工	生活污水、施工废水泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染
管线施工	主要为施工人员生活污水	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染

##### (2) 运行期地下水环境影响识别

本项目运行期对地下水环境可能造成影响的设施主要有井场、站场、集输管线等。在正常状况下，集输管线封闭运行，井场、站场产生的污废水经依托工程处理后回注油层用于驱油，不外排，采出水经依托的采出水处理系统处理达标后回注油层，各种固体废物收集后回收利用或送有资质单位处置，不会对地下水环境造成影响。但在非正常状况下，可能会对地下水环境造成影响，进而可能会影响到附近水源地和居民分散开采井的供水安全。可能出现的非正常状况主要有三种（见表 9.3.1-2）：其一是采出水回注井井管出现破损、腐蚀情况下，回注污水外渗进入到第四系或白垩系含水层中，使地下水水质受到污染；其二是井场、站场污废水外泄，可能会影响到浅层地下水水质；其三是集输管线出现破损情况下，原油或者污水泄露，可能会影响浅层地下水水质。

表 9.3.1-2 运行期地下水环境影响识别表

设施	影响原因	影响途径或方式	特征因子	影响对象与结果
回注井	井管出现腐蚀、破损情况	污染物渗漏进入含水层	石油类	地下水水质受到污染
井场、站场	污废水外泄	污染物泄漏通过包气带	COD、石油类	浅层地下水水质



		进入含水层		受到污染
集输管线	管线破损出现污染物泄漏	污染物泄漏通过包气带进入含水层	COD、氨氮	浅层地下水水质受到污染

### (3) 闭井期地下水环境影响识别

油田开采到一定年限,产量降低,不具备开采价值时,油井将陆续关闭,各类地面设施将被拆除,采油井和注水井采取封堵措施。在井场清理工作中会产生部分落地油、废弃管线、建筑垃圾等固体废物,在按照规定的处置措施处理处置后,基本不会对地下水环境产生影响。

### 9.3.2 地下水环境影响评价因子的确定

结合当地地下水环境特征及本项目污染物特征,确定地下水评价因子见表 9.3.2-1。

表 9.3.2-1 地下水现状调查与评价因子

类别	因子筛选	确定原则
现状调查因子	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、石油类、挥发酚、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、六价铬、K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	根据当地地下水环境特征及本项目污染物特征确定
预测评价因子	石油类	根据环境影响识别,项目主要污染因子为 SS、COD、石油类等,结合本项目污废水产生情况选择影响较大的石油类作为预测评价因子

## 9.4 自然地理及地质概况

### 9.4.1 区域地形地貌特征

这里的“区域”指包括调查评价区在内的整个陇东盆地。陇东盆地地势由东北西三面向东南倾斜,是一个在东南部开口的非封闭性盆地。西部的六盘山、北部的白于山和东部的子午岭,海拔 900~2748m,构成周边和盆地内部的地表水和地下水分水岭。陇东盆地内地貌从其成因、形态划分,可以分为基岩山地、黄土丘陵及侵蚀堆积河谷三种一级地貌类型(图 9.4.1-1),继而可划分为次一级的地貌类型。

### 9.4.2 评价区地形地貌特征

调查评价区位于陇东盆地东南部,地形总体东北高西南低,大致由东北向西南倾斜,最高点是东北部的子午岭,海拔 1672m,最低点位于西南部的马莲河谷地,海拔不足 1000m。由于被洪水、河流剥蚀和切割,地形支离破碎,黄土残塬、梁、峁、沟壑等地貌形态十分发育,呈现出梁峁起伏、沟壑纵横,残塬、梁峁与沟壑相间的地貌景观。就评价区地貌形态而言,可大致分为基岩低山丘陵、黄土低山丘陵、沟谷深陡的残塬沟壑丘陵与河谷阶地四种类型。

基岩低山丘陵：分布于子午岭及其东麓地区，海拔在1400~1700m之间，相对高差400~500m。该区出露的地层均为下白垩系保安群，被剥蚀、侵蚀后多形成丘状山体。子午岭是泾河、洛河水系的分水岭。

黄土低山丘陵：分布于子午岭西侧，海拔各处相差较大，但相对高差均在200-300m间。结构特点是其上部被黄土披覆，下部大部分地段为白垩系基岩。黄土丘陵区的溯源侵蚀作用较强，冲沟发育，黄土梁较长，梁坡较陡，属山区与沟壑区过渡地带。

沟谷深陡的残塬沟壑丘陵：广泛分布于调查评价区，海拔1000~1400m，基底由下白垩系及新近系构成基本格架，上覆黄土150m左右，形成长条形黄土残塬，长轴方向与塬侧水系方向平行，总体上的“布局”呈散射状，塬面平坦。在塬侧与河谷间为梁峁沟壑地形，塬侧冲沟十分发育，切割深度150-300m，形成残塬与沟壑相间的地貌景观。植被不发育，黄土土质疏松，水土流失严重，在塬侧及梁坡地段多见崩塌、滑坡等地貌。

河谷阶地：分布于马莲河及其支流。由于其下切作用强烈，马莲河及其支流两侧基本均有下白垩系环河组出露。普遍发育有I、II阶地，残留有III、IV级阶地，两侧不对称，呈断续状分布。马莲河阶地的阶面最宽，支流的较窄。阶地微向下游和河床方向倾斜。阶地的结构特点是上部为粉土，下部为砾砂、圆砾、卵石，三、四级阶地砾砂、圆砾、卵石局部为半胶结状。

本项目开发区域大部分位于沟谷深陡的残塬沟壑丘陵区。

### 9.4.3 气象

调查评价区属温带半干旱气候区，具有冬季寒冷漫长、夏季炎热短促的气候特点。据气象局资料，调查评价区多年平均降水量508.5mm，多集中于7~9月，约占全年降水量的60%，并多以暴雨的形式出现，由于降水分配在时间上的不均匀性，往往形成伏旱秋涝，造成大量的水土流失。

丰水季节：为每年的7、8、9月，降水量占全年降水量的59.13.1%；

平水季节：为每年的4、5、6、10月，降水量占全年降水量的32.50%；

枯水季节：为每年的1、2、3、11、12月，降水量仅占全年降水量的8.12%。

区内蒸发强烈，多年平均蒸发量1249.7mm，是降水量的2.5倍。蒸发量年内变化明显，1~4月逐渐增多，极大值出现在6、7月份，7月份后逐渐减少。

### 9.4.4 水文

调查评价区属于黄河流域的泾河水系，区内较大的河流为蒲河和马莲河，蒲河支流比较发育，在调查评价区内的主要支流有康家河、白家川河和安家川河等。

### 9.4.5 地层岩性

调查评价区内出露地层较简单，主要是第四系、新近系和下白垩系，由新到老，地层由上向下叠置，下面由新至老进行描述：

#### (1)第四系 (Q)

第四系在评价区内广泛分布，在成因上以风积为主，次为冲洪积。地层包括下更新统的午城黄土、中更新统的离石黄土、上更新统的马兰黄土及全新统冲洪积层。

##### ①河流相堆积物 ( $Q_4^{al+pl}$ )

主要分布于河(沟)谷的河床、河漫滩和I、II级阶地上。具二元结构，上部为浅黄色粉土、粉质粘土，含少量砾石，下部为砂砾石层，砾径一般在3~5cm，大者可达20cm，分选性和磨圆度较好，厚度一般3~5m。

##### ②上更新统马兰黄土 ( $Q_3^{eol}$ )

广泛覆盖于评价区内梁、峁、残塬以及河谷III、IV级阶地，岩性为风积的土黄色、灰黄色粉土、粉质粘土，具大孔隙，垂直节理、裂缝发育，结构疏松，透水性好，具强湿陷性，厚度为10~50m。

##### ③中更新统离石黄土 ( $Q_2^{eol}$ )

评价区内广泛分布，出露于残塬侧及梁峁坡上，可分为上、下两部分，上部以灰黄色黄土为主，结构较疏松，垂直裂隙及孔隙均发育，夹有数层桔红、褐红色古土壤层；下部以桔黄色黄土为主，结构较致密，孔隙裂隙不发育，夹有数层褐红、棕红色古土壤层，厚度80~160m。

##### ④下更新统午城黄土 ( $Q_1^{eol}$ )

出露于调查评价区内沟谷坡脚及冲沟底部，岩性桔黄或桔红色粉质粘土、粘土，致密，较坚硬，夹有数层产状水平的钙质层，底部为半胶结砾石层或钙质结核层，与下伏地层呈不整合接触，厚20~110m。

#### (2)新近系 (N)

在沟谷沟脑零星出露，岩性为砖红色半胶结或胶结的粘土及粘土岩，是一套内陆湖盆相碎屑沉积层，不整合在白垩系下统环河组 ( $K_{1h}$ ) 上，厚度一般5~20m。

#### (3)下白垩系保安群

保安群在调查评价区分布有罗汉洞组 ( $K_{1lh}$ )、环河组 ( $K_{1h}$ ) 和宜君洛河组 ( $K_{1l}$ )。

①罗汉洞组 ( $K_{1lh}$ )：分布于西峰区以西。在北部，岩性以棕色砂岩、粉砂岩、泥质岩为主；南部镇原一带为黄棕、棕红色粗—细粒砂岩与泥质岩互层。与下伏地层为整

合接触。

②环河组 (K<sub>1h</sub>)：全区均有分布，主要出露于马莲河及其支沟的底部和两侧，岩性下部为紫褐、紫红、灰紫、青灰色中、细砂岩、含泥砾砂岩、粉砂岩、泥岩及少量灰、灰绿色粉砂岩、泥岩、砂质泥岩；上部为蓝灰、灰绿、黄绿、棕红色砂质泥岩与泥质砂岩、粉细砂岩、细砂岩呈韵律互层，夹中粗砂岩。上下部都不同程度夹薄层石膏或团块状石膏，地层厚度在 250~400m。

③宜君洛河组 (K<sub>1l</sub>)：全区均有分布，无出露，岩性为浅棕色、灰色中粗砂岩夹泥岩、砂质泥岩与页岩。砂岩成分以石英为主，粘土质胶结，较疏松。岩性自上而下由粗变细，色由深变浅，地层厚度在 250~400m。

#### 9.4.6 区域构造

调查评价区处于鄂尔多斯盆地次级构造单元~天环向斜。天环向斜总体面貌为西翼陡，东翼缓的不对称向斜，向斜西翼一般距轴部 10~20km，地层东倾，倾角 3°~10°；东翼地层西倾，倾角多小于 1°，轴部地带地层相对平坦，轴向总体近南北。本项目所在区域为向西倾斜的单斜构造，岩层平缓，断裂、褶皱不发育。

区域构造纲要图见图 9.4.6-1。

### 9.5 环境水文地质条件

#### 9.5.1 区域地下水系统划分及含水岩组特征

##### (1) 区域地下水系统划分

本次评价中“区域”是相对于建设项目地下水环境影响调查评价区而言，具体指陇东盆地。根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》，陇东盆地地下水系统属鄂尔多斯盆地南部地下水流系统中一个相对完整的地下水子系统。

陇东盆地的地质特征决定了它是一个由不同含水系统构成的地下水系统，各含水层在垂向上存在不同程度的上下迭置或在平面上呈侧向左右对接，局部地段被地表水系切割，与地表水相互发生水力联系，构成一个大的半开启型的地下水盆地。陇东盆地自下而上主要有下白垩系洛河组、环河组、罗汉洞组含水岩组及第四系松散岩组，其赋存规律、埋藏条件、分布范围和循环特征各异，构成相对独立的含水统一体。据此将陇东盆地含水岩系划为两大含水岩组系统，即白垩系盆地碎屑岩含水系统和第四系松散岩类含水系统，由于地质条件、地下水循环特征和含水介质的分布等在空间上的差异，同一地下水系统往往形成不同的水循环规律、水动力场和水化学场。在地下水系统划分的基础

上,以含水层之间是否有统一的水动力场和水化学场进一步细化地下水系统,见表 9.5.1-1。

表 9.5.1-1 调查区地下水系统划分表

系统	亚系统	子系统
白垩系盆地碎屑岩 孔隙裂隙地下水 系统(II)	罗汉洞组水亚系统(II <sub>1</sub> )	
	环河组水亚系统(II <sub>2</sub> )	
	洛河组水亚系统(II <sub>3</sub> )	
第四系松散层类孔 隙地下水系统 (III)	黄土塬区含水岩组亚系统(III <sub>1</sub> )	什字塬(III <sub>1-1</sub> )
		高平塬(III <sub>1-2</sub> )
		草峰塬(III <sub>1-3</sub> )
		索罗塬(III <sub>1-4</sub> )
		玉都塬(III <sub>1-5</sub> )
		平泉塬(III <sub>1-6</sub> )
		屯子荔堡塬(III <sub>1-7</sub> )
		临泾塬(III <sub>1-8</sub> )
		孟坝塬(III <sub>1-9</sub> )
		董志塬(III <sub>1-10</sub> )
		南义塬(III <sub>1-11</sub> )
		盘克塬(III <sub>1-12</sub> )
		春荣塬(III <sub>1-13</sub> )
		早胜塬(III <sub>1-14</sub> )
第四系松散层类孔 隙地下水系统 (III)	黄土塬区含水岩组亚系统(III <sub>1</sub> )	宫和塬(III <sub>1-15</sub> )
		永和塬(III <sub>1-16</sub> )
		白庙塬(III <sub>1-17</sub> )
		三合塬(III <sub>1-18</sub> )
	黄土梁峁区含水岩组亚系统(III <sub>2</sub> )	庆城北黄土丘陵(III <sub>2-3</sub> )
		庆阳南黄土丘陵(III <sub>2-2</sub> )
		子午岭及其东北黄土丘陵(III <sub>2-4</sub> )
	河谷亚系统(III <sub>3-1</sub> )	泾河河谷亚系统(III <sub>3-1</sub> )
		汭河河谷亚系统(III <sub>3-2</sub> )
		黑河河谷亚系统(III <sub>3-3</sub> )
达溪河河谷亚系统(III <sub>3-4</sub> )		

## (2)区域含水岩组特征

### ① 第四系含水岩组

区域上第四系含水岩组主要为黄土潜水含水层,其次为河谷潜水。根据地貌单元进一步把黄土潜水分分为塬区潜水与梁峁区潜水两种类型,黄土梁峁潜水按地貌形态、水质差异和大气降水补给量分为庆阳北黄土梁峁潜水、庆阳南黄土梁峁潜水和子午岭及其东部黄土潜水三个子系统。

塬区潜水主要分布于庆城以南的十九个黄土塬区,总面积达 2491km<sup>2</sup>。塬间被深达 250~300m 的沟谷分割,各塬均为相对独立的水文地质单元,其水文地质条件基本相似,

塬面积的大小决定含水层厚度、水位埋深与富水性等，一般塬面积越大，含水层厚度也愈大，富水性愈好。梁峁区潜水主要分布于庆城以北的梁峁沟壑区及庆城以南黄土残塬塬侧的梁峁沟壑区，富水性较弱。

河谷潜水主要赋存于泾河谷地及其支流纳河、黑河谷地，其它河流谷地如马莲河、蒲河、洪河谷地等，由于第四系冲洪积物中泥质含量较高、厚度薄等原因，一般地下水赋存弱，无实际供水意义。泾河河谷潜水富水性较好，其余地段的河谷潜水富水性较差。河谷地下水的补给来源主要有大气降水、灌溉水、地表水，地下水的径流受河谷展布的控制。排泄方式主要有蒸发、人工开采和向地表水溢出等。

## ② 白垩系含水岩组

白垩系含水岩组分为罗汉洞组（地层上含泾川组）、环河组和洛河组（地层上含宜君组）三个含水岩组。

罗汉洞含水岩组南北向分布于天环向斜轴部，面积为  $12500\text{km}^2$ ，主要由沙漠相砂岩构成，分布范围较小。受原始沉积环境和后期侵蚀、剥蚀等因素影响，罗汉洞含水岩组厚度变化大，由数米至  $600\text{m}$  不等。含水岩组厚度在盆地核部泾川一带厚  $400\sim 600\text{m}$ ，至向斜东西两翼厚度逐渐减小以至尖灭。罗汉洞含水岩组富水性在肖金—三岔一带较好，其余地带富水性较差，水质总体较好。

环河组含水岩组分布于整个陇东盆地，含水介质以滨湖、半深湖及三角洲相沉积的泥岩、砂质泥岩、砂岩及泥质砂岩为主，间夹砂岩和膏盐层，含水介质致密，泥质含量高，常构成隔水层或弱含水层。含水层厚度总体上由盆地东西两侧向盆地中心逐渐增厚。在镇原县北部、庆城县西部、环县以南的马莲河西岸地区最大厚度达  $600\sim 800\text{m}$ ；而在盆地东西边缘地区则相对较薄，一般小于  $200\text{m}$ 。蒲河以西，环河含水岩组被罗汉洞含水岩组及黄土覆盖，在镇原、崇信、泾川一带顶面埋深达  $600\text{m}$ ；蒲河以东在沟谷区出露，在黄土梁、峁、残塬区多被第四系黄土覆盖，埋深数十至百余米。环河含水岩组富水性总体较罗汉洞组弱，水质相对也较差。

洛河含水岩组在陇东盆地均有分布，含水层在盆地东部边缘太白一带裸露地表，其它地区埋藏上覆含水层之下。含水层自东向西、由南而北缓倾伏于盆地内部，含水层厚度为  $100\sim 420\text{m}$ ，埋藏深度为  $20\sim 800\text{m}$ ，顶板埋深由东向西逐渐加大。含水层岩性因沉积环境的不同而有所差异，在盆地东部及东南部地区以沙漠相中细砂岩为主，含水介质为沙漠相的中细砂岩，结构疏松，孔隙率较高且连通性比较好，地下水赋存条件优越，为盆地主要含水层。在向斜核部及盆地西部以河流、河湖相沉积为主，岩性以细砂岩为

主，夹薄层泥岩，结构致密。洛河含水岩组富水性在盆地东部较好，西部相对较弱，水质总体较差，在子午岭东部水质较好。

白垩系下部的侏罗系、三叠系、二叠系等地层中，结合区域地质条件推测，其富水性应很弱，水质很差；在可预见时间内，不会有勘查和开发利用价值和需求，因此本次地下水环境影响评价中，不予考虑。

### 9.5.2 调查评价区地下水类型及赋存特征

根据前文分析，调查评价区内地下水根据赋存层位及赋水介质特征，可分为第四系裂隙孔隙水和白垩系孔隙裂隙水两种类型。

#### (1) 第四系裂隙孔隙水

调查评价区内第四系松散岩类孔隙水即指第四系黄土梁峁区潜水（以下简称黄土潜水），含水介质主要是离石黄土（ $Q_2^2$ ），上覆马兰黄土（ $Q_3^3$ ）透水不含水，下伏午城黄土（ $Q_2^1$ ）。区域上在黄土梁峁区第四系黄土层下普遍分布有厚 10~20m 不等的新近系泥岩，阻断了黄土地下水与白垩系地下水的水力联系，因此新近系泥岩构成了白垩系地下水区域隔水边界。

梁峁区黄土潜水含水层以不连续分布为特征，含水层的分布严格地受地貌形态控制。梁峁区黄土潜水的富水性普遍较弱，一般认为在梁峁顶部不含水或者基本不含水；梁坡和峁坡较低部位及沟谷中富集潜水，尤以坡缓地平及沟谷开阔或掌心地保存比较完整的部位含水层的厚度较大，富水性较好。

黄土潜水因沟谷切割，含水层分布不连续，多呈条、块状，水位埋深在梁、峁斜坡处相对较浅，在残塬梁峁顶普遍超过 100m。富水性一般较差，梁、峁边缘地带单井涌水量一般小于  $20\text{m}^3/\text{d}$ ，泉流量多小于  $0.01\text{L}/\text{s}$ 。富水地段一般是在沟头三面环梁、中间低洼平坦的掌或杖形地中，面积一般小于  $1\text{km}^2$ ，含水层平均厚度约 20m，单井涌水量  $50\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ 。现有资料中缺少黄土梁峁区潜水的渗透系数值，由于含水介质均为离石黄土层，因此参考黄土塬区潜水，调查评价区黄土潜水含水层的渗透系数在  $0.14\sim 0.46\text{m}/\text{d}$  之间。黄土潜水水质较好，溶解性总固体多小于  $1\text{g}/\text{L}$ ，水化学类型主要为  $\text{HCO}_3-\text{Ca}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Na}$ 、 $\text{HCO}_3-\text{Ca}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{HCO}_3-\text{Ca}$ 、 $\text{HCO}_3-\text{Ca}\cdot\text{Na}$  型等。调查评价区黄土潜水文地质图见图 9.5.2-1。

#### (2) 白垩系孔隙裂隙水

白垩系地下水是调查评价区内最主要的地下水，其赋存条件和富集规律受岩相古地理和岩性的明显控制，河流相和沙漠相砂岩一般构成含水层，湖相和三角洲相一般构成

弱含水层或隔水层。根据含水层介质、岩性结构和岩相古地理条件，白垩系地下水分为环河组和洛河组两个含水岩组，基底以侏罗系安定组顶部泥岩层为隔水底板。

白垩系含水系统沉积韵律清楚，地层分层明显，具有较典型的碎屑岩孔隙裂隙承压自流水盆地的特征（以下简称白垩系承压水）。

#### ① 罗汉洞组地下水

区域上，罗汉洞组地下水分布在蔡口集—驿马一线以西地区，其上覆第四系与新近系。含水层岩性为沙漠相砂岩、河流相砂岩及砂砾岩。含水层厚度变化的特征是孟坝—泄郭咀一带较厚，为 130~230m，向东西两侧渐薄，最薄处不足 50m。

因地形切割强烈，含水岩组埋深变化较大，调查评价区埋深约在 100~300m，根据周边钻孔数据，含水层平均厚度约为 139m。上覆午城黄土、新近系和泾川组隔水层，水力性质为承压水。依据含水层岩相、岩性、补给条件等水文地质性质，罗汉洞含水岩组可划为驿马—三岔强富水含水层与三岔北部弱富水含水层产建区块所在区域富水性相对较弱，单井涌水量一般在 500~1000 m<sup>3</sup>/d，向北富水性逐渐减小，合 20 区块所在的区域为弱富水区，单井涌水量小于 100 m<sup>3</sup>/d。调查评价区罗汉洞组水文地质图见图 9.5.2-2。

据评价区及周边水文地质勘探孔资料，含水层渗透系数小于 0.3m/d，平均 0.2m/d，地下水溶解性总固体在 1~2g/L 间，水化学类型多为 SO<sub>4</sub>-Cl-Na-Ca、SO<sub>4</sub>-Cl-Na-Ca-Mg、SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na-Mg、SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub>-Na-Ca 型等。

#### ② 环河组地下水

调查评价区内环河组地下水伏于黄土与新近系之下，其沉积主要以滨湖、半深湖及三角洲相沉积为主，含水岩层裂隙不发育，泥岩、砂岩、泥质砂岩、砂质泥岩在空间上上下交替，频繁跌置。

总规律是白于山一带较厚（450m），向南变薄（200m）。位于镇原三岔的 B4 钻孔环河组含水层厚度约为 420m，环河组富水性总体较弱。调查评价区西部庆阳—华池一线富水性相对较好，单井涌水量在 500~1000m<sup>3</sup>/d。含水层平均渗透系数多在 0.07~0.22m/d 间，平均 0.16m/d。地下水溶解性总固体因含水介质含有细脉状或团粒状石膏的多少而各异，大部分地带大于 3g/L，水化学类型多为 SO<sub>4</sub>-Cl-Na 型。调查评价区环河组地下水水文地质图见图 9.5.2-3。

#### ③ 洛河组地下水

调查评价区内洛河组地下水伏于环河含水岩组之下，含水层岩性以河流、河湖相沉



积为主,岩性以细砂岩为主,夹薄层泥岩。位于镇原三岔的的 B4 钻孔洛河组含水层厚度约为 289.3m,含水层岩性为河流相砂岩,岩性较为单一,属于中等富水区,单井涌水量位  $700\text{m}^3/\text{d}$ ,渗透系数在  $0.07\sim 0.10\text{m}/\text{d}$  之间,地下水水质较差,调查评价区内地下水溶解性总固体普遍大于  $2\text{g}/\text{L}$ ,水化学类型以  $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4-\text{Na}\cdot\text{Mg}$  型、 $\text{SO}_4-\text{Na}$  型和  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Ca}$  型为主。调查评价区洛河组地下水水文地质图见图 9.5.2-4。

### 9.5.3 调查评价区地下水补、径排条件及动态特征

#### (1)地下水补给

① 第四系地下水:第四系地下水主要接受大气降水入渗补给。区内年降水量平均  $508.52\text{mm}$ , 这为大气降水入渗补给提供了水源。区内丘陵区黄土潜水包气带岩性为马兰黄土;据前人研究,这一包气带岩性及结构区属降水较易入渗区,大气降水入渗系数为  $0.11\sim 0.18$ , 这为大气降水入渗补给提供了通道。

② 白垩系地下水:白垩系地下水主要接受大气降水补给,补给方式主要是条带状垂向补给。在河谷或沟谷谷底及其两侧,白垩系上覆松散层很薄或直接裸露地表,大气降水通过松散层或直接下渗补给白垩系地下水,松散层透水不含水,基本不赋存地下水,仅存在季节性的过路重力水。

#### (2)地下水径流

① 第四系地下水:塬区黄土潜水由塬区中部向塬周边径流,水力坡度在塬中心地带较小或近水平,塬边地带较大。梁峁区黄土潜水的径流主要受地貌形态的控制,径流方向多变,多自地形高处流向地形低处。

② 白垩系地下水:白垩系地下水径流受含水层系统结构、地下水补给与排汇条件等诸多因素影响与控制,总体上由东北向西南径流。具体到各个含水岩组,受其展布范围、赋存特征和补排条件等各方面因素控制或影响,径流特征各异。

罗汉洞组、环河组和洛河组地下水流场图分别见图 9.5.3-1、图 9.5.3-2、图 9.5.3-3。

#### (3)地下水排泄

第四系地下水:黄土潜水含水层大多被河沟谷切穿,排泄的方式是人工开采及以泉的方式溢出。黄土潜水是当地居民饮用水主要来源,在地势高处多以管井方式开采,在地势低洼处人工开挖民井开采或以引泉方式利用。泉的出露点多在离石黄土与午城黄土的界面上,泉流量季节性变化大,泉流量的大小受汇水面积和渗入补给条件所控制。

白垩系地下水:调查评价区白垩系地下水的排泄方式主要为向下游径流排泄和人工开采排泄。在区域上,还以向地表溢出的方式排泄,在马莲河及其支流等河(沟)谷区

下游河段，白垩系地下水水头一般高于地表河水位，下部承压水向上越流，溢出地表转化为河水，构成地下水线状顶托排泄边界。根据已有调查、河流水文站监测及测流数据，分析确定白垩系地下水在马莲河下游排泄强度相对较大，基流量占地表水径流量的比例在 23% 左右。白垩系洛河组地下水也主要用于石油开采，另外，有少量的开采井用于城乡居民生活饮用，开采层位主要是罗汉洞组、环河组。

#### (4) 地下水动态特征

第四系地下水动态特征：调查评价区尚无第四系地下水动态监测资料，根据国土部门有关单位在董志塬布设的黄土塬区黄土潜水动态观测孔长期监测资料（图 9.5.3-4），可以看出黄土塬区潜水的水位动态在一年内存在周期性变化的规律，一年内黄土潜水有两个高水位期和一个低水位期，两个高水位期分别在年初和年末，低水位期一般在 5~8 月份，高低水位的形成与黄土潜水开采及降水补给密切相关，低水位期的出现主要由开采量的增加和补给量的减少引起，高水位期的出现主要由补给量的增加引起，但具有滞后效应。年际间水位的变化主要受降水量多少的控制，同时受人工开采的影响，有逐年下降的趋势，年均下降 0.46m。

白垩系地下水动态特征：调查评价区尚无白垩系地下水动态监测资料，从陇东盆地白垩系地下水动态长期监测资料来分析，环河组和洛河组地下水对气象、水文等因素的影响有消减作用，水位变化幅度相对较小，动态比较稳定（图 9.5.3-5、图 9.5.3-6、图 9.5.3-7）。

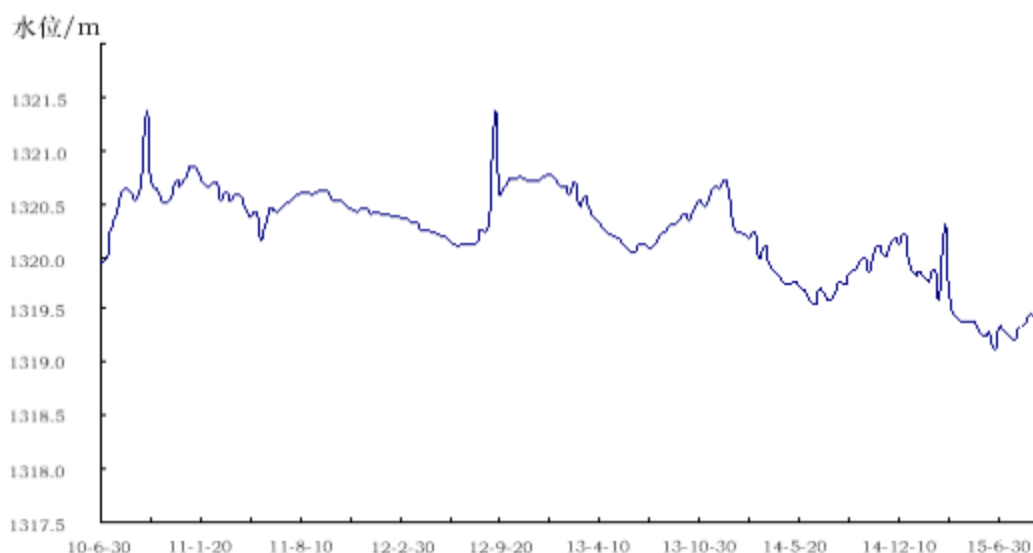


图 9.5.3-4 黄土塬区 GG19 号孔黄土潜水水位动态曲线

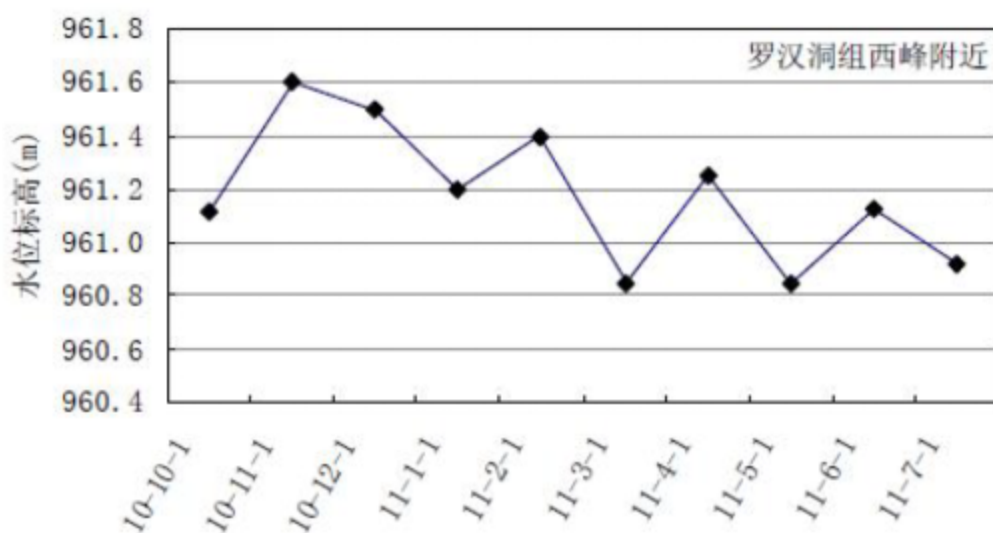


图 9.5.3-5 白垩系罗汉洞组地下水水位动态曲线

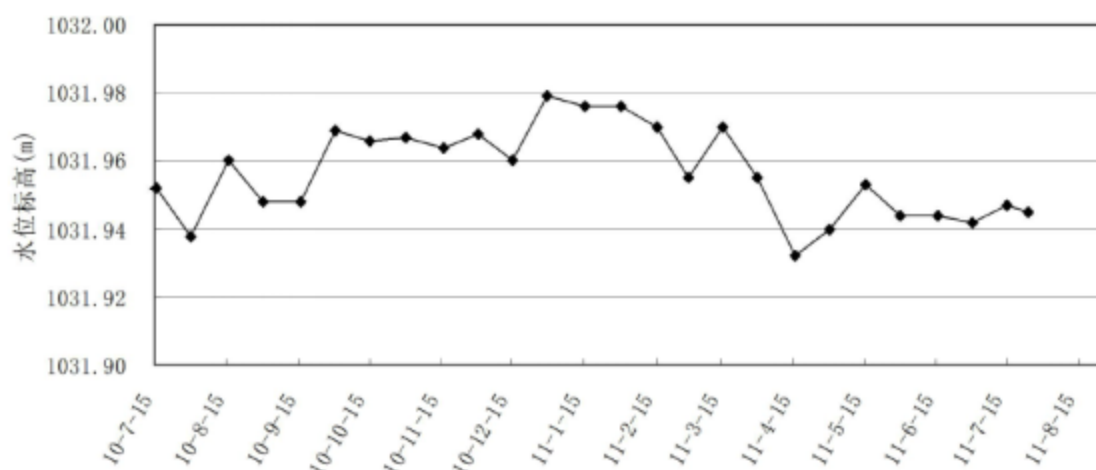


图 9.5.3-6 白垩系环河组地下水水位动态曲线

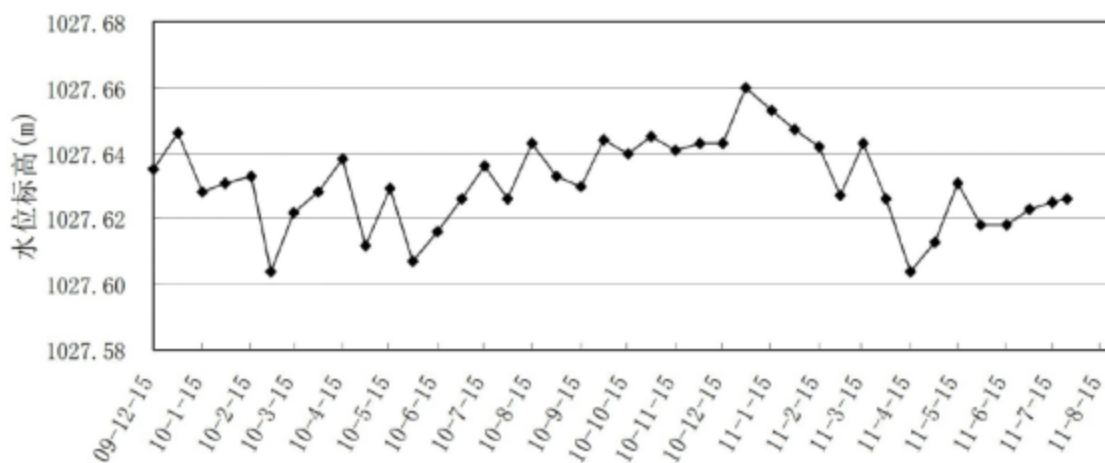


图 9.5.3-7 白垩系洛河组地下水水位动态曲线

### 9.5.4 建设项目场地包气带岩性结构及其防污易污性

根据工程初步设计方案,井场、站场等地面工程主要位于黄土梁峁及黄土塬区,只有集输管线会有少部分跨越河谷、冲沟。

黄土梁峁及黄土塬区的包气带岩性结构类型为单一的风积黄土型,根据前人研究成果及试验测定数据,垂直渗透系数平均值为  $2.19 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ,包气带渗透性强,因此包气带的防污性能分级属弱级,黄土潜水属易污染含水层。

河沟谷区的包气带岩性结构类型有两种类型,分别为粉土覆基岩型和基岩型。这两种包气带岩性结构表现为砂岩、泥质砂岩、砂质泥岩和泥岩交替,表层覆盖很薄的粉土或者基岩直接出露,据前人试验测定数据,垂直渗透系数小于  $10^{-7} \text{cm/s}$ ,为  $1.50 \times 10^{-8} \text{cm/s}$ ,包气带渗透性弱,防污性能较强,这两类包气带结构类型分布区赋存白垩系承压水,属不易污染含水层。

### 9.5.5 地下水污染源调查

区内存在的与建设项目产生或排放同种特征因子的地下水污染源主要是前期已经建设的井场、站场、输油管线、回注管线等工业污染源,另外还有分散分布的生活污染源和农业及少量养殖业污染源。区内人口分散居住,生活污水是地下水污染源之一;生活污染源特征是点多、但量少。区内农业耕作过程中,化肥使用会成为地下水污染源。地下水现状监测结果显示区内地下水水质良好,表明区内地下水水质尚未受到工业、生活和农业活动的严重影响。

## 9.6 地下水环境现状监测与评价

### 9.6.1 地下水环境现状监测与评价

#### 9.6.1.1 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)要求,对于监测点数量:“二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个,可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个,建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”;对于监测频次:项目评价区属于“黄土地区”,评价等级为二级,按照导则中“表 4 地下水环境现状监测频率参照表”,水位水质均进行一期监测。

由于本次产建涉及到庆阳市镇原县 7 个乡镇,为了掌握调查评价区地下水水质现状及地下水流场情况,本次地下水环境现状监测工作,根据评价工作等级、建设项目布局、水文地质条件等因素,共布设地下水监测点位 20 个,监测点位的布设考虑了平面上对项

目拟建地上下游、左右两侧地下水环境现状的控制。本次地下水现状监测点位的分布见及图9.6.1-1，与地面工程的位置关系详见表9.6.1-1，地下水监测层位包括第四系黄土潜水含水层和白垩系含水层，其中潜水监测点16个，承压水监测点4个，满足地下水导则对二级评价的要求。

表 9.6.1-1 地下水环境现状监测点位

编号	点位/水源井 编号	类型	与拟建工程 位置关系	监测井 功能	坐标	
1	武 18 西侧	第四系潜水	武 18 拉上游	生活	106°57'37.0000"	35°58'24.0000"
2	武 18 上游	第四系潜水	武 18 拉上游	生活	106°57'33.0000"	35°58'44.9228"
3	武 18 井场下 游	第四系潜水	武 18 拉下游	生活	106°59'58.0000"	35°56'52.0000"
4	武 18 井场上 游承压水	第四系潜水	武 18 拉上游	生活	106°58'06.0000"	35°58'05.0000"
5	武 18 拉西侧 (野志平)	第四系潜水	武 18 拉上游	生活	106°59'18.0000"	35°57'03.0772"
6	武 18 井东侧	第四系潜水	武 18 拉下游	生活	106°57'29.0000"	35°59'10.0000"
7	武 18 拉下游	第四系潜水	武 18 拉下游	生活	106°58'14.0223"	35°57'59.8426"
8	镇 413 井场附 近民井(朱小 成家)	第四系潜水	镇 413 井场 上游	生活	107°14'49.0000"	35°51'15.0000"
9	镇 413 拉附近 民井(朱会军)	第四系潜水	镇 413 井场 上游	生活	107°14'51.0959"	35°51'18.5810"
10	镇 413 拉附近 民井(朱大有)	第四系潜水	镇 413 井场 上游	生活	107°14'44.0000"	35°51'14.0000"
11	镇 413 拉上游	第四系潜水	镇 413 井场 上游	生活	107°11'05.0000"	35°52'52.0000"
12	孟 35 附近民 井	第四系潜水	孟 35 井场下 游	生活	106°53'01.3812"	36°11'24.6768"
13	孟 60 井附近	第四系潜水	演 284 井场 下游	生活	106°49'22.0000"	35°40'01.0000"
14	孟 84 井附近	白垩系环河 组	孟 84 井井场 下游	生活、 灌溉	107°00'58.0000"	35°51'36.0000"
15	孟 99 井场(安 新龙)	第四系潜水	孟 99 井场下 游	生活	106°55'49.0000"	35°44'53.0000"
16	演 121 承压水 2	白垩系洛河 组	演 284 井场 下游	油田水 源井	106°59'20.1700"	36°12'21.8441"
17	演 121 附近民 井	第四系潜水	演 284 井场 下游	生活	106°59'23.6610"	36°12'36.6871"
18	演 381 附近民 井	第四系潜水	孟 50 井场侧 向	生活	106°53'15.8705"	35°53'14.7566"
19	演 381 承压	白垩系洛河 组	孟 50 井场侧 向	油田水 源井	106°53'31.5665"	35°53'39.1574"
20	演 121 承压水 1	白垩系洛河 组	演 284 井场 下游	油田水 源井	106°57'37.0000"	35°58'24.0000"

### 9.6.1.2 监测项目及分析方法

(1) 水质：本次评价确定的地下水水质现状监测因子为：pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、石油类、总大肠菌群、氟化物、氯化物、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、硫酸盐、氯化物、 $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ ，共 27 项。各监测因子、分析方法依据及限值等详见表 9.6.1-2。

(2) 水位：水位

表 9.6.1-2 地下水水质监测因子及分析方法一览表单位：mg/L

序号	检测项目	分析方法	方法依据	检出限
1	pH	玻璃电极法	GB/T 6920-1986	/
2	总硬度	EDTA 滴定法	GB 7477-1987	0.05
3	溶解性总固体	重量法	GB/T 5750.4-2006	/
4	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025
5	硝酸盐	紫外分光光度法	HJ/T 346-2007	0.08
6	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB 7467-1987	0.004
7	亚硝酸盐	分光光度法	GB 7493-1987	0.003
8	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01
9	耗氧量 (COD <sub>Mn</sub> 法)	酸性法	GB 11892-1989	0.5
10	氯化物	硝酸银滴定法	GB 11896-1989	10
11	砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.0003
12	汞		HJ 694-2014	0.00004
13	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB 11911-1989	0.01
14	镉		GB 7475-1987	0.001
15	铅		GB 7475-1987	0.01
16	铁		GB 11911-1989	0.03
17	挥发性酚类	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003
18	氟化物	氟试剂分光光度法	HJ 488—2009	0.02
19	硫酸盐	铬酸钡分光光度法	HJ/T 342-2007	8
20	氰化物	异烟酸吡唑啉酮分光光度法	HJ 484-2009	0.004
21	$K^+$	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02
22	$Na^+$	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02
23	$Ca^{2+}$	离子色谱法	HJ 812-2016	0.03
24	$Mg^{2+}$	离子色谱法	HJ 812-2016	0.02
25	$CO_3^{2-}$	酸碱指示剂滴定法	《水和废水监测分析方法》（第四版）	/
26	$HCO_3^-$	酸碱指示剂滴定法		/
27	总大肠菌群 (MPN/100ml)	多管发酵法		/

### 9.6.1.3 采样时间及监测频次

本次评价委托甘肃馨宝利环境监测有限公司进行现场实测，监测时间为 2022 年 3 月 5 日-6 日。

监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）中规定执行。

### 9.6.1.4 监测结果与评价

### (1) 地下水水位监测结果与评价

本次选取的 20 个地下水水位监测点中, 包含第四系黄土层潜水监测点位 16 个, 白垩系承压水监测点位 4 个, 监测结果见表 9.6.1-3。

表 9.6.1-3 地下水水位监测结果表

编号	点位	井口高程(m)	水位高程(m)	监测层位	功能
1	武 18 西侧	1543.5	1476.3	第四系潜水	分散水井
2	武 18 上游	1585.3	1546.2	第四系潜水	分散水井
3	武 18 井场下游	1522.5	1475.6	第四系潜水	分散水井
4	武 18 井场上游承压水	1604.7	1540	第四系潜水	分散水井
5	武 18 拉西侧(野志平)	1543.5	1485.7	第四系潜水	分散水井
6	武 18 井东侧	1543.5	1476.3	第四系潜水	分散水井
7	武 18 拉下游	1496.5	1438.2	第四系潜水	分散水井
8	镇 413 井场附近民井(朱小成家)	1441.8	1401	第四系潜水	分散水井
9	镇 413 拉附件民井(朱会军)	1465.7	1390.5	第四系潜水	分散水井
10	镇 413 拉附件民井(朱大有)	1437.4	1373	第四系潜水	分散水井
11	镇 413 拉上游	1465.7	1408	第四系潜水	分散水井
12	孟 35 附近民井	1601.1	1550	第四系潜水	分散水井
13	孟 60 井附近	1558.1	1504	第四系潜水	分散水井
14	孟 84 井附近	1484.3	1321.5	白垩系环河组	分散水井
15	孟 99 井场(安新龙)	1358.6	1311.4	第四系潜水	分散水井
16	演 121 承压水 2	1563.8	965	白垩系洛河组	油田水井
17	演 121 附近民井	1581.8	1542	第四系潜水	分散水井
18	演 381 附近民井	1621.4	1586.6	第四系潜水	分散水井
19	演 381 承压	1592.1	934.5	白垩系洛河组	油田水井
20	演 121 承压水 1	1574.7	965	白垩系洛河组	油田水井

从表 9.6.1-3 中可以看出, 第四系黄土层潜水水位与地形高程基本一致, 潜水流向也基本自地形高处流向低处, 白垩系承压水水位也基本区域流场图相符, 大致自西北向东南方向径流, 含水层水位受人工开采影响较明显。

### (2) 地下水水质监测结果与评价

#### ① 监测数据可靠性审查

实测地下水水质监测点各点的阴阳离子平衡分析见表 9.6.1-4。

表 9.6.1-4 实测数据地下水阴阳离子平衡表 单位: meq/L

阴阳离子监测点位	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
阳离子	K	3.82	4.21	3.61	6.62	4.23	3.35	4.11	3.56	5.11	4.65
	Na	50.1	52.3	42.3	81.5	59.8	46.7	61.3	48.6	59.4	54.8
	Ca	76.5	73.2	68.4	83.4	72.3	74.3	73.4	79.7	72.3	82.3
	Mg	29.8	25.2	26.5	35.6	25.6	25.5	25.4	28.4	34.3	33.5

阴离子	Cl	8.26	16.8	11.1	182	9.56	7.65	33.6	9.86	8.54	18.8
	SO4	241	77.1	242	239	215	189	216	189	219	220
	CO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	HCO3	305	311	296	335	313	288	301	332	321	315
阳离子总量	8.585	8.142	7.56	10.85	8.457	7.956	8.557	8.556	9.187	9.409	
阴离子总量	9.25	8.178	8.21	11.6	9.28	8.474	9.38	9.258	10.07	10.28	
相对误差 E	3.73	0.22	4.12	3.34	4.64	3.15	4.59	3.94	4.59	4.42	
结果判定	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	

根据离子平衡的检查公式： $E=100 \times (\sum mc - \sum ma) / (\sum mc + \sum ma)$ ，计算得阴阳离子相对误差在数值上应小于 $\pm 5\%$ ，从表中可以看出，阴阳离子相对误差在允许范围内，因此监测数据可靠。根据监测数据分析，第四系黄土潜水水化学类型主要为 $HCO_3 - Ca \cdot Na$ 型，白垩系承压水水化学类型主要为 $SO_4 \cdot Cl - Ca \cdot Na$ 、 $SO_4 \cdot Cl - Na \cdot Ca \cdot Mg$ 型，这也与区域水文地质资料相符合。

## ② 地下水环境质量现状评价

本次地下水水质现状评价标准采用现行的（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类在该标准中未列出，本次评价参照《地表水环境质量标准》（GB 13.113.1-2002）中Ⅲ类标准，见表 9.6.1-5。评价方法采用标准指数法（参见《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610~2016）8.4.1.2 条），评价因子：选择 pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氟化物、汞、砷、镉、铅、六价铬、挥发酚、石油类、氯化物、氟化物、硫酸盐、钠、总大肠菌群，共 22 项，统计结果见表 9.6.1-6。

表 9.6.1-5 地下水环境现状评价标准 单位：mg/L

项目	pH	氨氮	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度	铁	锰	溶解性总固体
标准	6.5~8.5	$\leq 0.5$	$\leq 20$	$\leq 1$	$\leq 450$	$\leq 0.3$	$\leq 0.1$	$\leq 1000$
项目	耗氧量	氟化物	汞	砷	镉	铅	六价铬	钠
标准	$\leq 3.0$	$\leq 0.05$	$\leq 0.001$	$\leq 0.01$	$\leq 0.005$	$\leq 0.01$	$\leq 0.05$	$\leq 200$
项目	石油类	挥发酚	氯化物	氟化物	硫酸盐			
标准	$\leq 0.05$	$\leq 0.002$	$\leq 250$	$\leq 1$	$\leq 250$			

从地下水水质现状评价结果可以看出，项目所在区域地下水环境现状中，本次实测的 10 个监测点位中，各监测点各监测项目符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）Ⅲ类标准。



表 9.6.1-6

地下水质量现状评价一览表

序号	监测项目	演 381 井场承压井	演 381 井场潜水井	孟 99 井场 (安新龙家地下水)	镇 413 拉 (朱会军家井水)	武 18 拉井场上游 (常志忠家)	武 18 拉井场西侧 (野志平家)	武 18 拉井场下游承压水井	武 18 拉井场下游承压水井 2	孟 84 井场附近承压水	武 18 拉井场东侧承压水	标准值
1	溶解性总固体	688	713	706	699	721	696	724	703	731	703	≤1000
2	pH 值 (无里纲)	7.4	7.6	7.6	7.6	7.7	7.6	7.8	7.8	7.4	7.8	6.5-8.5
3	氨氮	0.062	0.058	0.07	0.06	0.064	0.068	0.062	0.066	0.07	0.066	≤0.50
4	氯化物	8.26	16.8	11.1	182	9.56	7.65	33.6	9.86	8.54	18.8	≤250
5	硫酸盐	241	77.1	242	239	215	189	216	189	219	220	≤250
6	硝酸盐	6.88	8.23	7.61	18.4	7.23	11.2	10.6	7.23	8.54	7.45	≤20.0
7	亚硝酸盐	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	0.016L	≤1.00
8	总硬度	404	423	412	430	429	398	433	409	423	426	≤450
9	挥发性酚类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
10	氟化物	0.524	0.363	0.551	0.963	0.689	0.873	0.689	0.734	0.589	0.694	≤1.0
11	氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
12	耗氧量	1.4	1.3	1.5	1.5	1.4	1.4	1.5	1.5	1.3	1.4	≤3.0
13	铁	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	≤0.3
14	锰	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.10
15	铅	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.01
16	镉	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.005
17	砷	0.0009	0.0008	0.0005	0.0006	0.0011	0.0011	0.0012	0.0012	0.0045	0.0026	≤0.01
18	汞	0.00032	0.0003	0.00052	0.00057	0.0006	0.00051	0.00024	0.00024	0.00049	0.00068	≤0.001
19	铬 (六价)	0.015	0.024	0.01	0.017	0.008	0.008	0.015	0.011	0.02	0.011	≤0.05
20	Na	50.1	52.3	42.3	81.5	59.8	46.7	61.3	48.6	59.4	54.8	≤200
21	总大肠菌群 (CFU/100mL)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	≤3.0
22	石油类	0.01L	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01L	0.02	≤0.05
23	碘化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.08
24	硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	≤0.02
25	菌落总数 (CFU/mL)	8	9	14	9	11	10	17	7	9	14	≤100

### 9.6.2 现有场地包气带污染现状调查

#### (1) 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016) 8.3.2.2 对于一级、二级的改、扩建项目,应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查,对包气带进行分层取样,一般在 0~20cm 埋深范围内取一个样品,其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定,并说明理由。样品进行浸溶试验,测试分析浸溶液成分。

本次评价对包气带监测除按照导则要求布置了 0~20cm 外,又额外增加了 20~60cm 处 1 个监测点,注意是考虑到现有厂区内大部分未进行硬化,厂址周边黄土丰富,存在受污染的土壤被表层黄土覆盖后下渗污染包气带。因此,增加了 20~60cm 的监测层位,作为包气带监测的补充。此外,也可以作为与表层包气带监测结果进行对照。

本次评价委托甘肃馨宝利环境监测有限公司进行现场实测,选取 1 座依托的镇 413 拉油点,分别在站场污染装置区附近和站外未开发利用地取样进行对比调查,共 1 组 2 个包气带污染现状监测点。具有典型性监测因子包括 pH 值、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物共 7 项。包气带污染土壤取柱状样,对样品进行清水浸溶试验,对浸溶液进行测试分析。取样点位置及深度见表具体见表 9.6.2-1 和图 9.6.2-1。

表 9.6.2-1 包气带污染现状取样点位

编号	监测点位	坐标		备注	取样深度
1	镇 413 拉储油罐区附近	107° 14'55.3445"	35° 51'25.9845"	装置区	分 0~20cm、20~60cm 两层,每层各取一个样
2	镇 413 拉井场外南侧农田	107° 14'55.5184"	35° 51'23.3236"	农田(背景值)	

#### (2) 监测项目及分析方法

监测项目: pH 值、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物,共 7 项,各监测项目分析方法见表 9.6.2-2。

表 9.6.2-2 监测项目分析方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限 (mg/L)
1	pH 值	玻璃电极法	GB 6920-1986	无量纲
2	挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.01
3	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025
4	六价铬	硫酸亚铁铵滴定法	GB 7467-87	0.004
5	硝酸盐	分光光度法	HJ/T 346-2007	0.08
6	石油类	红外分光光度法	HJ 637-2018	0.06

7	氯化物	硝酸银滴定法	GB 11896-89	10
---	-----	--------	-------------	----

(3) 采样时间：监测时间 2022 年 3 月 5 日，取一次样。

(4) 监测结果与评价

现有场地包气带现状监测结果见表 9.6.2-3。

表 9.6.2-3 包气带检测结果一览表单位：mg/L

点位	采样深度	检测结果						
		pH值(无量纲)	氨氮	氯化物	硝酸盐	挥发性酚类	铬(六价)	石油类
镇 413 拉储油罐区附近	表层(0~20)cm	7.3	0.125	113	13.4	0.0003L	0.009	0.18
	中层(20~60)cm	7.3	0.133	125	13.9	0.0003L	0.01	0.19
镇 413 拉井场外南侧农田	表层(0~20)cm	7.4	0.116	54.6	7.53	0.0003L	0.008	0.1
	中层(20~60)cm	7.4	0.141	62.2	7.86	0.0003L	0.011	0.12

通过对比现有工程站场内与站外对照点位监测数据可知，站场建设运行后，油气田开发的特征因子挥发性酚类及石油类在上述场地内均未呈现出明显劣化趋势。

## 9.7 包气带数值模型建立

按照导则 9.2.3 要求“当建设项目场地天然包气带垂向渗透系数小于  $1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$  或厚度超过 100m 时，预测范围应扩展至包气带”，由于评价区包气带厚度普遍较厚（超过 100m），因此本次评价采用数值法对包气带进行模拟预测分析。由于本项目地面工程绝大部分位于梁峁区梁顶相对平坦的部位，包气带厚度较厚，且岩性为黄土，因此确定以黄土包气带为建模对象。

### 9.7.1 包气带水分运移的概念模型

黄土垂直节理发育，包气带水分运移以垂向为主，因此本次评价将包气带概化为垂向一维的水分运动。考虑到污染物在包气带中的运移特点、评价区包气带的厚度，同时参考已有的黄土地区的包气带水分运移规律研究，本次模拟的包气带上边界设置为大气边界，下边界设置为自由排水边界。

### 9.7.2 包气带水分运移的数值模型

#### (1) 控制方程与边界条件

一维非饱和水流运移数学模型如式 2 所示。

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[ k(\theta) \left( 1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] \dots \dots \dots (2)$$

式中： $\theta$  为土壤体积含水率 ( $\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$ )； $k$  为非饱和渗透系数 ( $\text{cm hour}^{-1}$ )； $t$  为时间变量 ( $\text{hour}^{-1}$ )； $z$  为空间变量 ( $\text{cm}$ )，地表为原点，向上为正。

上边界为降水与蒸发共同作用下的流量边界，下边界为自由排水边界。

## (2) 模型参数

包气带水力学参数包括土壤水分特征曲线参数和土壤垂直入渗系数。

① 土壤水分特征曲线：考虑到污染物主要在土壤浅表层聚集，根据以往野外现场调查采集的一组黄土原装样，在室内采用土壤水分特征曲线测试仪测定了拟合土壤水分特征曲线所需的负压和含水率变化值，然后利用 van 公式对土壤水分进行拟合，拟合获得的土壤水分特征曲线如图 9.7.2-1 所示，土壤水分特征曲线参数如表 9.7.2-1 所示。

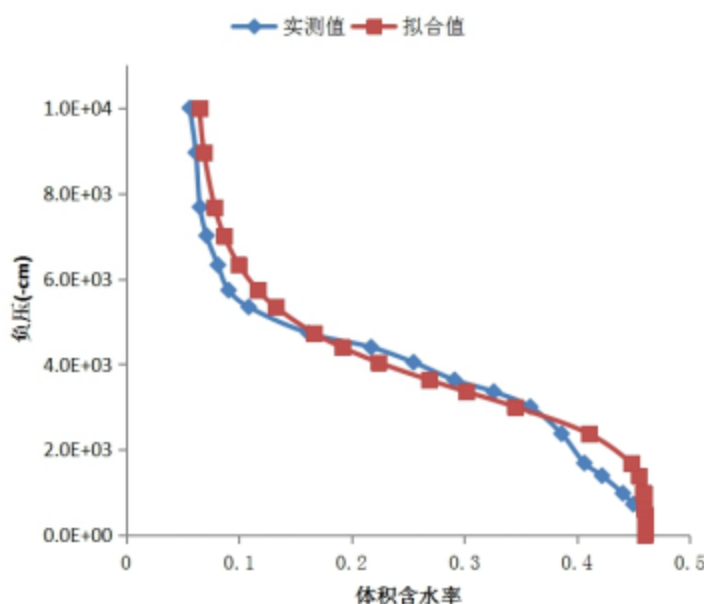


图 9.7.2-1 土壤水分特征曲线拟合图

表 9.7.2-1 黄土水分特征曲线拟合参数

r	s	$\alpha$	n	l	备注
0.056	0.46	0.0003	4.5711	0.5	本次测定拟合值
0.036	0.40	0.00806	2.4869	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.029	0.41	0.00331	2.73902	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.0403	0.423	0.0013.19	3.26567	0.5	算术平均值

本项目工程内容相对分散，工程场地包气带类型主要为黄土，本次评价收集了李萍在正宁县早胜塬宋家崖获取的负压-含水率数据进行拟合作为参考，采用现场采集值和收集值的算术平均值作为评价依据。

② 包气带垂向入渗系数：包气带垂向入渗系数由渗水试验确定，为可能需要的进一步预测提供必要的参数。由于本项目工程内容相对分散，因此，本评价采取收集该地区前人研究成果为主，对工程建设区域内的土壤渗透系数进行确定。

根据查阅文献资料，在项目所在区域内前人做了一些土壤渗透性的研究工作，具有

较好的代表性。西安理工大学的李亚娟在西峰小南沟流域内不同土地利用类型上做的 17 组渗水试验，试验结果见表 9.7.2-2；中国科学院西北水土保持研究所的蒋定生对黄土高原土壤入渗能力进行了野外测试，实验结果见表 9.7.2-3。

表 9.7.2-2 西峰南小沟流域内的试验结果

序号	土地类型	渗透系数 (mm/min)	序号	土地类型	渗透系数 (mm/min)	序号	土地类型	渗透系数 (mm/min)
1	大豆地	0.239	7	杏树林	1.455	13	荒草地	2.350
2	麦茬地	4.245	8	苹果园	3.84	14	荒草地	1.403
3	玉米地	2.321	9	苜蓿地	2.655	15	坝地	1.053
4	苹果地	3.650	10	荒草地	3.501	16	荒草地	3.875
5	刺槐地	3.922	11	油松林	2.140	17	荒草地	2.011
6	侧柏林	2.450	12	沙棘林	1.375			

注：数据来源于《甘肃西峰南小南沟流域土壤水分运动参数空间分布的试验研究》

表 9.7.2-3 西峰董志塬的试验结果

测试地点	土壤类型	利用型式	渗透系数 (mm/min)
西峰董志塬	黑垆土	农地，休闲	1.5
		6 年生苜蓿地	0.3

注：数据来源于《黄土高原土壤入渗能力野外测试》

由于陇东地区黄土层岩性和结构等特征基本相同，且项目场地相对分散，本次评价参照西安地质矿产研究所采用双环渗水试验在镇原县方山乡曹湾村进行的包气带土层渗透性试验结果，如表 9.7.2-4 所示。

表 9.7.2-4 渗水试验数据

入渗时间	入渗水量 (L)	入渗时间	入渗水量 (L)
9: 00	开始记录	9: 55	0.5
9: 02	0.15	10: 00	0.5
9: 04	0.1	10: 10	0.6
9: 06	0.05	10: 20	0.55
9: 08	0.1	10: 30	0.6
9: 10	0.05	10: 40	0.6
9: 12	0.15	10: 50	0.55
9: 14	0.15	10: 00	0.6
9: 16	0.3	10: 10	0.55
9: 18	0.3	10: 20	0.55
9: 20	0.3	10: 50	0.55
9: 25	0.4	12: 20	0.5
9: 30	0.35	12: 50	0.5
9: 35	0.35	13: 20	0.5
9: 40	0.4	13: 50	0.5
9: 45	0.45	14: 20	0.5
9: 50	0.45	试验结束	

下挖土层厚度 H2: 0.74m; 渗透系数 K: 0.43 m/d

依照上述试验方法和所获试验数据，渗水试验结果为 0.43m/d。

根据前人研究成果及资料，项目所在区域包气带渗透系数一共获得 20 组数据，由于不同土地利用类型、土壤的初始含水率以及坡向的不同等对渗透系数的测定产生一定影响，主要分布在  $0.34\sim 6.11\text{m/d}$  ( $3.98\times 10^{-4}\sim 7.08\times 10^{-3}\text{cm/s}$ ) 之间，算数平均值为  $1.89\text{m/d}$  ( $7.875\text{cm/hour}$ )，作为本次计算评价的依据。

### (3) 模型部分与初始条件

模拟厚度设置为  $100\text{m}$ ，模型剖分按  $10\text{cm}$  间隔，共 10001 个节点。初始含水率设置为田间持水量，模型解算采用美国盐土试验室的 Hydrus-1D 软件。

## 9.7.3 降水下的土壤水分运移

### (1) 降水量分配

项目所在地多年平均降水量  $508.5\sim 558.5\text{mm}$ ，非冻期为 4 月中旬至 10 月下旬，降水主要集中在 7~9 月份。多年平均蒸发量  $1249.7\sim 1449.6\text{mm}$ 。依据中国气象局资料：日降雨量在  $10.0\text{mm}$  以下称为小雨， $10.0\sim 24.9\text{mm}$  为中雨， $25.0\sim 49.9\text{mm}$  为大雨。根据评价区降水蒸发的特点，本次评价将小雨、中雨、大雨分配至非冻期，采用数值模拟的方法模拟小雨、中雨和大雨情景下的黄土包气带水分运移。蒸发量采用多年平均值并折算至土面蒸发（折算系数取 0.45），模拟方案如表 9.7.3-1 所示。

表 9.7.3-1 模拟方案

日期	4月15日	5月1日	5月15日	6月1日	6月15日	7月1日	7月15日
降水量 (mm)	10	24.9	24.9	49.5	49.5	49.5	49.5
日期	8月1日	8月15日	9月1日	9月15日	10月1日	10月15日	10月31日
降水量 (mm)	49.5	49.5	49.5	49.5	24.9	24.9	10

### (2) 模拟时间

模拟时间分别设定为 200 小时、1000 小时和 6000 小时三种情形。

### (3) 水分运动规律

在不同的模拟期内获取的土壤水分运移特征如图 9.7.3-1~图 9.7.3-3 所示。由图可见，随着时间推移，在降水作用下，土壤剖面上入渗锋逐渐向下推移，200 小时，入渗至  $90\text{cm}$  左右；1000 小时，入渗至  $160\text{cm}$  左右；6000 小时，入渗至  $580\text{cm}$  左右。上述预测结果与李萍在在正宁县早胜塬宋家崖所作的《黄土中水分迁移规律研究》得到的规律基本相同，可作为本次评价中污染物在黄土包气带运移的评价依据。

## 9.8 地下水数学模型建立

### 9.8.1 预测原则与方法

由于地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性等特点，因此需遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

(1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

(2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

(3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

(4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，非正常状况下污废水的泄漏对地下水流场基本无影响，且黄土潜水含水层分布不连续，没有统一的地下水流场，径流方向多变，研究程度较低，不具备建立数值模型的条件，加之评价范围内白垩系含水层水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

本次评价将非正常状况下的地下水溶质运移模拟看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此地下水评价预测模型的地下水溶质运移解析法包括以下两种：

(1) 瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

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

式中:

$x, y$ ——计算点处的位置坐标;

$t$ ——时间, d;

$C(x, y, t)$ —— $t$ 时刻点  $(x, y)$  处的污染物浓度, mg/L;

$M$ ——含水层的厚度, m;

$m_M$ ——长度为  $M$  的线源瞬时注入污染物的质量, kg;

$u$ ——水流速度, m/d;

$n$ ——有效孔隙度, 无量纲;

$D_L$ ——纵向弥散系数,  $m^2/d$ ;

$D_T$ ——横向弥散系数,  $m^2/d$ ;

$\pi$ ——圆周率;

(2) 连续注入示踪剂—平面连续点源

平面连续点源污染水动力弥散方程如下:

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

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

式中:

$x, y$ ——计算点处的位置坐标;

$t$ ——时间, d;

$C(x, y, t)$ —— $t$ 时刻点  $(x, y)$  处的污染物浓度, mg/L;

$M$ ——含水层的厚度, m;

$m_t$ ——单位时间注入注入污染物的质量, kg/d;

$u$ ——水流速度, m/d;

$n$ ——有效孔隙度, 无量纲;

$D_L$ ——纵向弥散系数,  $m^2/d$ ;

$D_T$ ——横向弥散系数,  $m^2/d$ ;

$\pi$ ——圆周率;



$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ ——第一类越流系统井函数；

### 9.8.2 模型概化

#### (1) 水文地质条件概化

根据项目特点，本次预测的对象为黄土潜水含水层、白垩系环河组含水层和白垩系洛河组含水层，根据前文分析，各含水层之间存在相对稳定的隔水层，根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件，将水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

#### (2) 污染源概化

根据项目非正常状况和工程布局，将各非正常状况下污废水等的泄漏均概化为点状污染源。

### 9.8.3 参数确定

#### (1) 含水层水文地质参数的确定

本次评价根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察研究》《鄂尔多斯盆地甘肃能源基地地下水勘察报告》、《甘肃省庆阳市重点区域地下水变化情况调查报告》、《庆阳地区地下水供水水文地质条件评价报告》等研究成果及部分经验值，结合实地勘察及监测资料，最终确定的各项参数值见表 9.8.3-1。

表 9.8.3-1 各评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙 度 n	纵向弥散 系数 $D_L$ ( $m^2/d$ )	横向弥散 系数 $D_T$ ( $m^2/d$ )
第四系黄土潜水	20	0.46	20‰	0.3	10	1
白垩系罗汉洞组	120	0.94	5‰	0.2	5	0.5
白垩系环河组	350	0.16	5‰	0.15	2	0.2
白垩系洛河组	260	0.1	2‰	0.2	2	0.2

含水层各参数的确定具体如下：

含水层厚度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察研究》、《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告（甘肃）》等水文地质资料确定；

含水层渗透系数——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察研究》、《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告（甘肃）》等水文地质资料确定；

水力坡度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察研究》、《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告（甘肃）》等水文地质资料及勘察、监测资料确定；

有效孔隙度：根据含水层岩性特征取经验值；

弥散系数：由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或者室内弥散试验获得真实的弥散系数，生产实践中多采用类比的方法来确定取值，本次评价综合相关文献资料最终确定。

## (2) 评价因子限值

根据地下水环境影响评价因子的筛选，将石油类作为预测因子，其检出限值和标准限值的确定见表 9.8.3-2。

表 9.8.3-2 预测因子的检出限值和标准限值

预测因子	检出限		标准限	
	分析依据及依据	检出限值 (mg/L)	参考标准	标准限值 (mg/L)
石油类	紫外分光光度法 HI970-2018	0.01	《地表水环境质量标准》(GB 13.113.1-2002) III类标准	0.05

## 9.9 施工期地下水环境影响预测及评价

建设期产污环节包括钻井废水、试油废水、措施返排液、生活污水、钻井泥浆和其他固体废物淋溶液，这些污废水或固体废物可能对地下水环境产生影响。

### 9.9.1 正常状况地下水环境影响

#### (1) 钻井废水对地下水环境影响

建设单位在钻井前井场配备废水地上收集罐，集中收集钻井废水；配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集。钻井结束后，废弃泥浆经固液分离后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业单位处置，含油段产生的含油废弃泥浆送有资质单位处置，钻井废水经采出水处理系统处理达标后同层回注。可见，本工程在钻井环节采取严密的污染防治措施，一般不会对地下水环境造成污染。

#### (2) 试油废水对地下水环境影响

油井试油是在油井完成后，把油、气、水从地层中诱到地面上来并经过专门测试取得试油资料。试油过程在单井井口产生的废水石油类浓度高，且含有一定的压裂液、支撑剂等物质。根据现有开发统计数据，每口采油井试油产生试油废水量约 30m<sup>3</sup>，本项目拟新钻采油井 23 口（不含已钻探井 13 口），试油废水产生量为 690m<sup>3</sup>，试油废水全部进罐存放，试油结束后运输至措施返排液处理站处理达标回注。

正常状况下不会对地下水环境产生影响。

#### (3) 生活污水对地下水环境影响

根据工程分析，拟建工程施工期单个井场、站场生活污水最大排放量为  $0.96\text{m}^3/\text{d}$ ，其主要污染物为 COD、BOD、氨氮、SS 等，本项目共部署井场 19 座（因探井转生产井涉及井口及管线施工，因此施工期一并考虑），井场拉油点 13 座，则施工期生活污水最大日产生量为  $18.24\text{m}^3/\text{d}$ 。

据现场调查，施工场地均设有移动式环保厕所，粪便定期拉运作为附近村庄农家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘或周边绿化，不外排。改扩建站场可依托现有生活污水处理设施，保证生活污水不外排。因此正常状况下不会对地下水环境产生影响。

#### (4)措施返排液对地下水环境影响

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在开采过程中排出的措施返排液中主要含有胍胶、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水系造成污染。根据建设单位提供的钻井技术方案，措施返排液产生量为  $110\text{m}^3/\text{井}$ ，项目拟新钻采油井 23 口（注水井不需要压裂），返排液总产生量约  $2520\text{m}^3$ 。评价要求对开采过程中产生的压裂液返排液全部进行回收利用，优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往措施返排液处理站处理后回注，不外排。采用除砂沉降罐回收放喷返排液体，入罐率达到 100%。

因此，正常状况下返排液不会对地下水环境产生影响。

#### (5)废弃钻井泥浆对地下水环境影响

本项目产生的废弃钻井泥浆采用地上罐进行收集，根据《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发【2021】29号）的要求收集后的废弃钻井泥浆在现场进行固液分离处置并采取不落地收集措施，收集后委托专业单位进行集中处置，通过此措施，正常状况下钻井泥浆不会对地下水环境产生影响。

#### (6)其他固体废物对地下水环境影响

钻井岩屑：钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，并堆置于井场。不含油的钻井岩屑属于一般固体废物，与废弃钻井泥浆一同进行无害化处置；含油岩屑属于危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准临时储存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置。环评要求含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至污油泥临时储存点暂存，最终交由有资质单位进行妥善处理。盛装含油岩屑的袋子全部采用具有防渗、防水功能的 PVC 塑料袋，避免临时储

存时对外产生的不利影响。不含油的岩屑与废弃泥浆采用地上罐进行收集，收集后的废弃钻井泥浆和岩屑在现场进行固液分离处置并采取不落地收集措施，收集后委托专业单位进行集中处置，通过此措施，正常状况下钻井泥浆不会对地下水环境产生影响。

**落地油：**试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油。在正常状况下，按照要求，井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中产生的落地油全部收集到储罐中，作业结束后就近运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位处置。落地油收集处置率 100%，不允许落地油进入环境。

**生活垃圾：**根据工程分析，拟建项目施工期生活垃圾产生量约 27.48t。施工场地设置临时生活垃圾收集桶，生活垃圾统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

**其他固废：**施工期其他固废主要包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶。其中，废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，产生量约 1t；钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 1.7t。

危险废物在施工结束后就近运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位处置。

以上固体废弃物在正常状况下均得到及时妥善的处理，不会长时间堆积暴露于露天环境中，故不会因降雨等淋滤作用污染包气带和地下含水层，对地下水环境无影响。

### 9.9.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价

非正常状况指建设项目工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。此类情况下可能对地下水环境造成一定影响。

综合前文产污环节分析、环境影响识别，施工期内对地下水环境可能产生污染的非正常状况主要包括井漏，下面重点预测分析这井漏非正常状况对地下水环境可能造成的影响。

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下水水质污染。就井漏事故而言，发生在局部且持续时间较短，钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染。因此，推广使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害的化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制

钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

#### (1) 预测情境及源强

① 预测情境：由于钻井施工期相对于溶质运移的过程时间较短，因此将泄漏点概化为瞬时点源，该工况下的溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型(9.8.1 章节公式(1))。

在预测评价过程中考虑最不利状况，黄土潜水含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，以便对该事故状态下的影响做出最大化的评估预测。

② 评价因子及源强：根据工程分析，选择石油类作为预测因子。根据现有钻井废水类比调查，一般单井产生的钻井废水约  $30\text{m}^3$ ，石油类浓度为  $19.1\text{mg/L}$ 。假设钻井过程中钻井废水全部泄漏到所预测的含水层内，则石油类源强为  $0.573\text{kg}$ 。

#### (2) 地下水污染预测模拟和影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算出泄漏点周围石油类污染物的浓度值，并画出平面二维等值线图。根据表 9.8.3-2 中给出的石油类检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况。当预测结果小于检出限时，则视为对地下水环境几乎无影响。具体预测结果及分析如下：

##### ① 黄土潜水含水层环境影响分析

基于前文确定的评价因子、源强及模型参数，就井漏事故对黄土梁峁区潜水环境影响进行预测，预测时段分别选取 100d、200d 和 1000d。当井漏发生后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.9.2-1 及图 9.9.2-1~图 9.9.2-2，其中 (0, 0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

表 9.9.2-1 黄土潜水含水层石油类运移特征表

污染物	运移时间	100d	200d	1000d
石油类	污染晕中心浓度 (mg/L)	0.024	0.012	<0.01
	超标距离 (m)	0	0	0
	影响距离 (m)	59.6	38.9	0
	超标范围面积 (浓度 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ) ( $\text{m}^2$ )	0	0	0
	影响范围面积 (浓度 $\geq 0.01\text{mg/L}$ ) ( $\text{m}^2$ )	3484	14621299	0

由图表可以看出，在假设的非正常状况下，在 100d、200d 预测时段内，石油类对黄土潜水环境会产生一定影响。在预测初期（井漏 100d 时），污染晕中心石油类浓度为  $0.024\text{mg/L}$ ，影响区面积为  $3484\text{m}^2$ ，此时污染晕顺地下水径流方向的最大迁移距离为  $59.6\text{m}$ ；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时石油类最大浓度为  $0.0125\text{mg/L}$ ，

影响区面积为  $1462\text{m}^2$ ，污染晕最大迁移距离为  $38.9\text{m}$ ；第 1000d 以后，在含水层的自我修复作用及迁移作用下，石油类浓度低于检出限 ( $<0.01\text{mg/L}$ )，此时黄土潜水已不再受到污染物的影响。

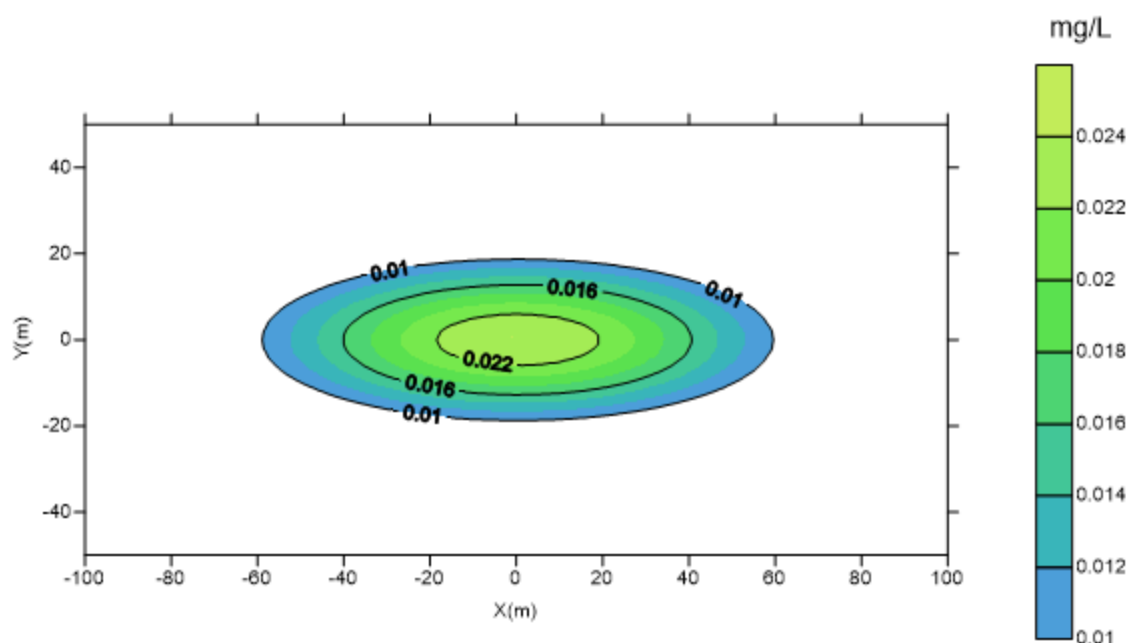


图 9.9.2-1 井漏事故石油类在第四系含水层运移 100d

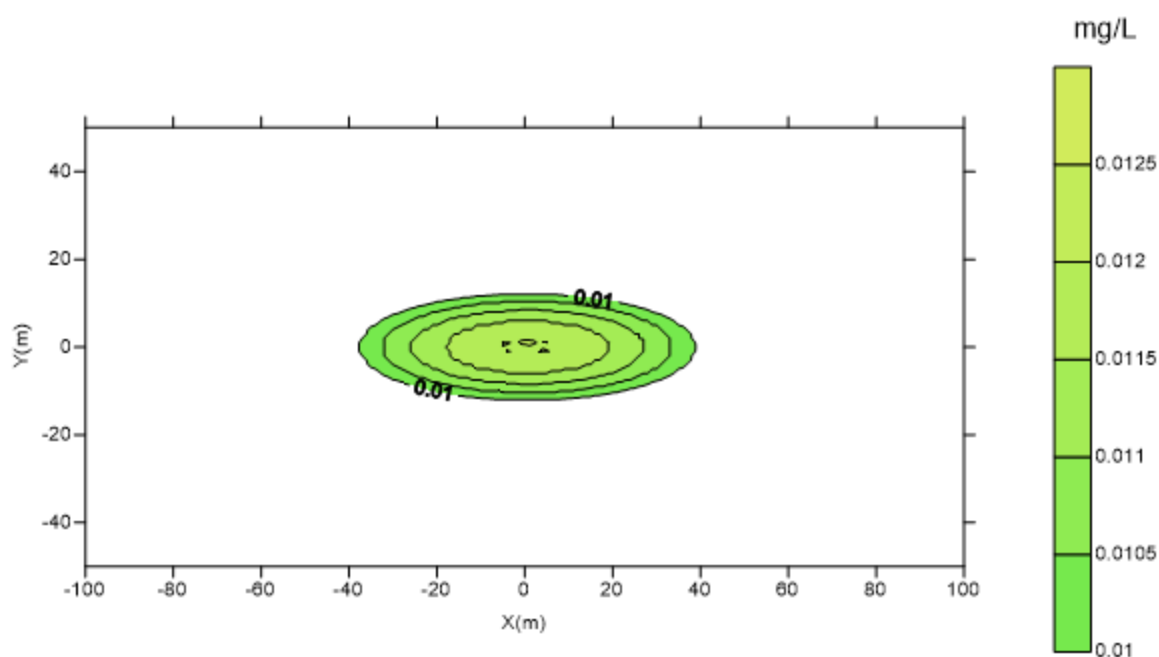


图 9.9.2-2 井漏事故石油类在第四系含水层运移 200d

### ②白垩系罗汉洞组含水层环境影响分析

基于前文确定的评价因子、源强及模型参数，就井漏事故对罗汉洞组含水层环境影响进行预测，预测时段分别选取 50d、100d 和 200d。当井漏发生后，随着时间推移，石油类在罗汉洞组含水层中的运移情况见表 9.9.2-2 及图 9.9.2-3、图 9.9.2-4，其中 (0, 0)

点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

表 9.9.2-2 白垩系罗汉洞组含水层石油类运移特征表

污染物	运移时间	50d	100d	200d
石油类	污染晕中心浓度 (mg/L)	0.024	0.012	<0.01
	超标距离 (m)	0	0	0
	影响距离 (m)	30.8	21.5	0
	超标范围面积 (浓度 $\geq$ 0.05mg/L) (m <sup>2</sup> )	0	0	0
	影响范围面积 (浓度 $\geq$ 0.01mg/L) (m <sup>2</sup> )	873	368	0

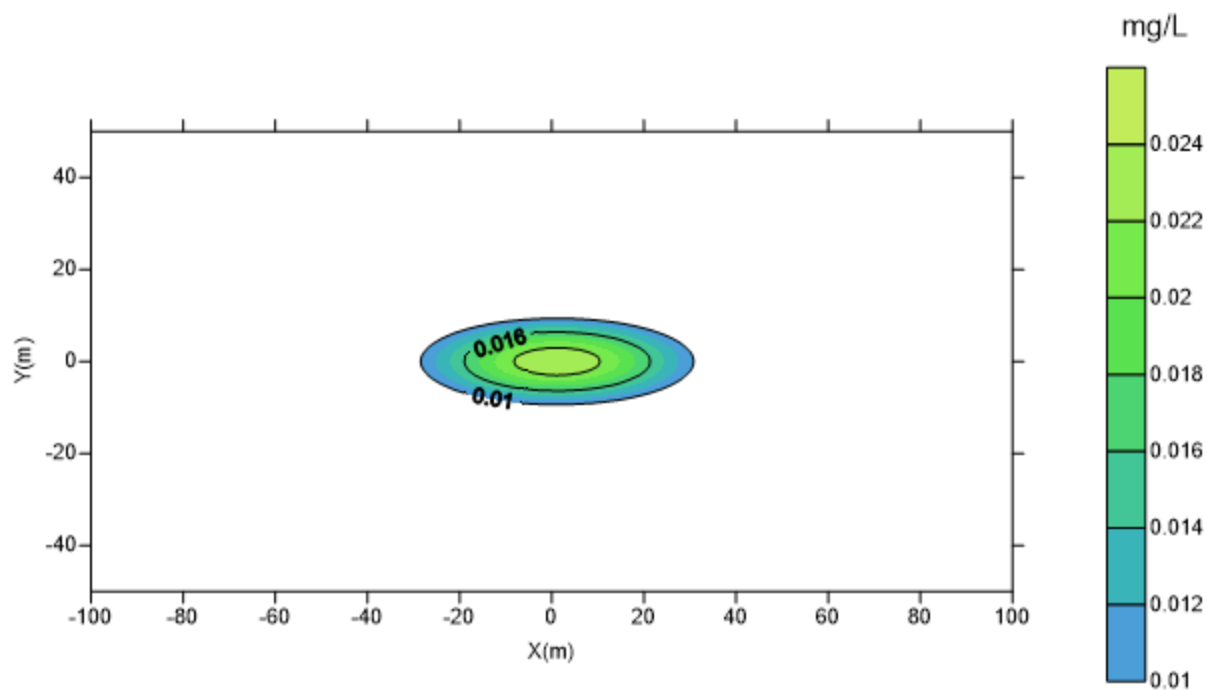


图 9.9.2-3 井漏事故石油类在罗汉洞含水层运移 50d

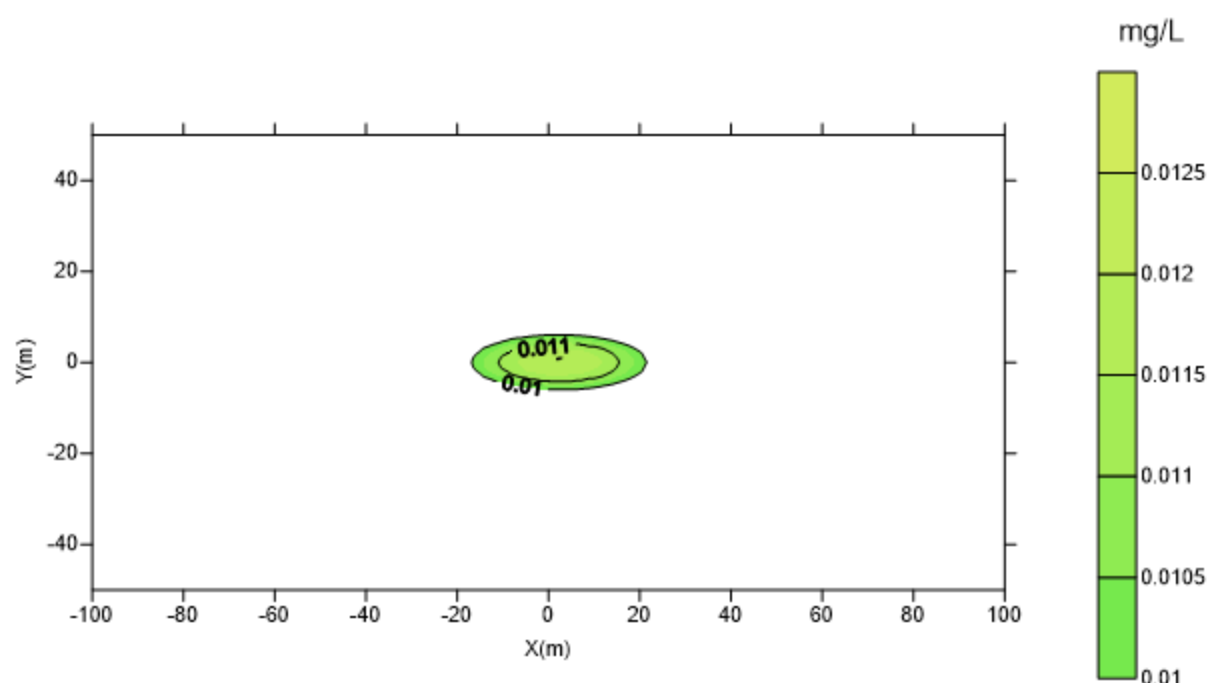


图 9.9.2-4 井漏事故石油类在罗汉洞含水层运移 100d

由图表可以看出,在预测初期(井漏 50d 时),污染晕中心石油类浓度为 0.024mg/L,影响区面积为 873m<sup>2</sup>,此时污染晕顺地下水径流方向的最大迁移距离为 30.8m;随着时间的推移,石油类浓度逐渐变小;第 100d 时,污染晕中心石油类浓度为 0.012mg/L,影响区面积为 368m<sup>2</sup>,此时污染晕顺地下水径流方向的最大迁移距离为 21.5m;第 200d 时,在含水层的自我修复作用及迁移作用下,石油类浓度低于检出限 (<0.01mg/L),此时罗汉洞组含水层已不再受到污染物的影响。

### ③白垩系环河组含水层环境影响分析

基于前文确定的评价因子、源强及模型参数,就井漏事故对白垩系环河组含水层的环境影响进行预测。本次预测选取了 50d、100d、200d 三个时间点,当井漏发生后,随着时间推移,石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 9.9.2-3 及图 9.9.2-5、图 9.9.2-6,其中 (0, 0) 点为泄漏点位置,横轴正方向为地下水流向。

表 9.9.2-3 白垩系环河组含水层石油类运移特征表

污染物	运移时间	50d	100d	200d
石油类	污染晕中心浓度 (mg/L)	0.027	0.014	<0.01
	超标距离 (m)	0	0	0
	影响距离 (m)	21.3	16.5	0
	超标范围面积 (浓度 $\geq$ 0.05mg/L) (m <sup>2</sup> )	0	0	0
	影响范围面积 (浓度 $\geq$ 0.01mg/L) (m <sup>2</sup> )	404	256	0



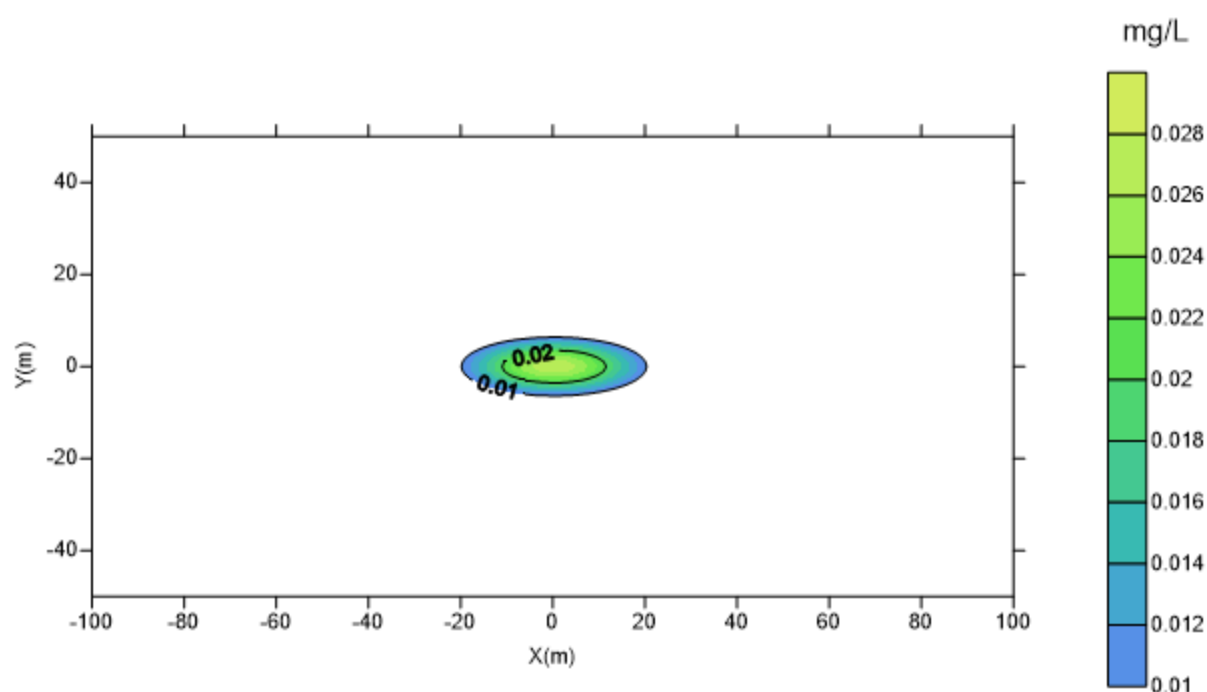


图 9.9.2-5 井漏事故石油类在环河组含水层运移 50d

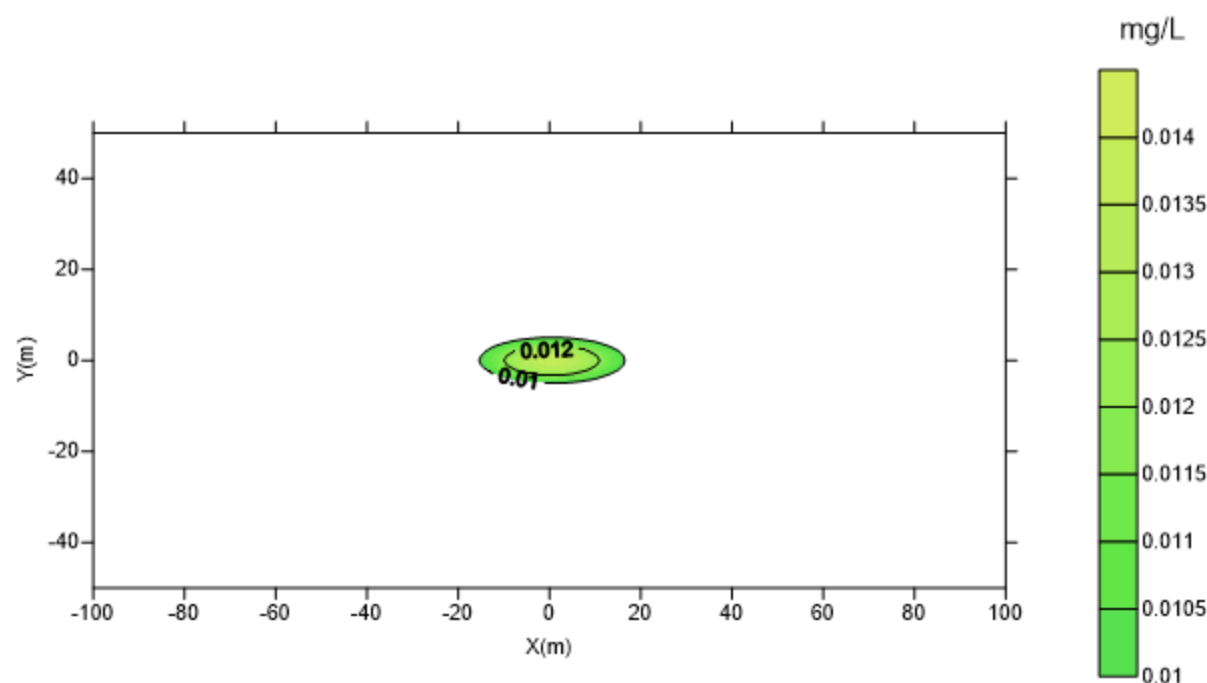


图 9.9.2-6 井漏事故石油类在环河组含水层运移 100d

由图表可以看出，在预测初期（井漏 50d 时），污染晕中心石油类浓度为  $0.027\text{mg/L}$ ，影响区面积为  $404\text{m}^2$ ，此时污染晕顺地下水径流方向的最大迁移距离为  $21.3\text{m}$ ；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 100d 时，污染晕中心石油类浓度为  $0.014\text{mg/L}$ ，影响区面积为  $256\text{m}^2$ ，此时污染晕顺地下水径流方向的最大迁移距离为  $16.5\text{m}$ ；第 200d 时，在含水层的自我修复作用及迁移作用下，石油类浓度低于检出限 ( $<0.01\text{mg/L}$ )，此时环河组含水层已不再受到污染物的影响。

## ④白垩系洛河组含水层环境影响分析

基于前文确定的评价因子、源强及模型参数，就井漏事故对白垩系环河组含水层的环境影响进行预测。本次预测选取了 50d、100d、200d 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组含水层中的运移情况见表 9.9.2-4 及图 9.9.2-7、图 9.9.2-8，其中 (0, 0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

表 9.9.2-4 白垩系洛河组含水层石油类运移特征表

污染物	运移时间	50d	100d	200d
石油类	污染晕中心浓度 (mg/L)	0.0277	0.0138	<0.01
	超标距离 (m)	0	0	0
	影响距离 (m)	21.1	16.3	0
	超标范围面积 (浓度 $\geq$ 0.05mg/L) (m <sup>2</sup> )	0	0	0
	影响范围面积 (浓度 $\geq$ 0.01mg/L) (m <sup>2</sup> )	405	259	0

由图表可以看出，在预测初期(井漏 50d 时)，污染晕中心石油类浓度为 0.0277mg/L，影响区面积为 405m<sup>2</sup>，此时污染晕顺地下水径流方向的最大迁移距离为 21.1m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，100d 时，污染晕中心石油类浓度为 0.0138mg/L，影响区面积为 259m<sup>2</sup>，此时污染晕顺地下水径流方向的最大迁移距离为 16.3m；200d 以后，在含水层的自我修复作用及迁移作用下，石油类浓度均低于检出限 (<0.01mg/L)，影响区消失。

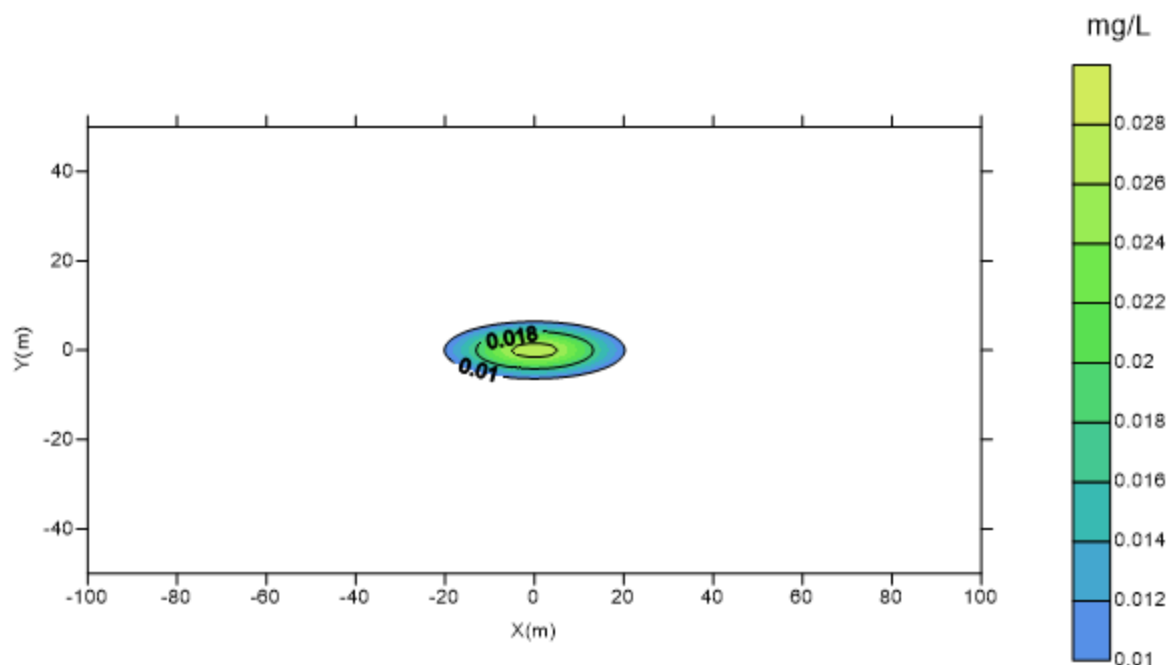


图 9.9.2-7 井漏事故石油类在洛河组含水层运移 50d

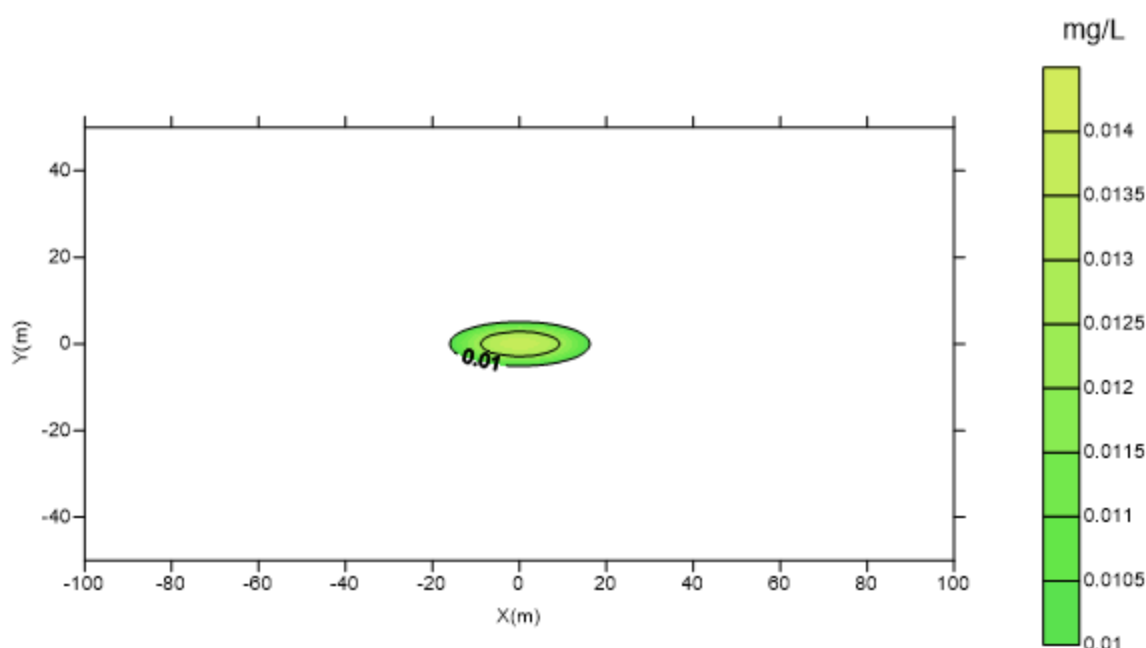


图 9.9.2-8 井漏事故石油类在洛河组合水层运移 100d

## 9.10 运行期地下水环境影响预测及评价

本项目运营期主要依据既有设施进行生产，既有设施已通过环评论证，本次主要论述本工程自身运行期可能对地下水环境产生影响的因素，主要包括：回注井、运行期污水、固体废物及集输管线等。

### 9.10.1 正常状况下地下水环境影响

#### 9.10.1.1 回注井对地下水环境影响

##### (1) 回注井位置、注水层基本情况

本项目回注井分别建设在 7 个井场内，均与油井合建，回注井的选址主要是根据地层采油的需要进行。项目井场的选址符合国家有关标准规范，也不涉及环境敏感区，因此，回注井的选址是合理的。

本项目回注井的层位和其相同井场的油井同层位，属于同层回注驱油。

##### (2) 注水层位及回注层地质构造

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：①适于油气储集的储集层；②遮盖着储集层、阻止油气向上逸散的盖层；③从各方面阻止油气继续运移，促使油气聚集的遮挡条件，这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形，也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

采用注水开发的目的是为了补充油层能量、提高驱油效率、稳定油井采收率。无论

是清水注水还是采出水注水，注入层位均为开发油层，油层所在的地层构造行迹相对比较稳定。按照水文地质资料，项目采出水回注层位为侏罗系和三叠系延长组，侏罗系和三叠系延长组与上伏的洛河含水岩组底界（约 1100m 深）之间存在约 1000m 厚的地层封隔，且按照上述油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，回注至油层的回注水在正常情况下也不会迁移至上伏的含水层当中。

因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注水到含油层的采出水不会对地下水水质产生影响。

### (3) 注水井井身结构

图 9.10.1-1 为注水井井身结构示意图。由该图可知，注水井均通过套外水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井身下端的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，且设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

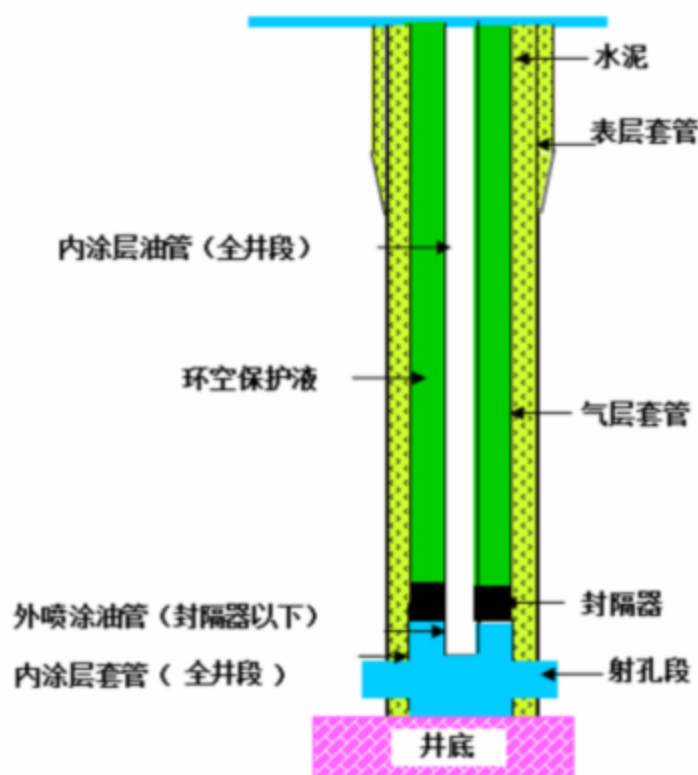


图 9.10.1-1 注水井井身结构示意图

#### (4) 回注水水质

本项目中回注井均采用清水回注，回注水位白垩系洛河组地下水，水质满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）。

#### (5) 对回注层的影响分析

根据设计，本次采用的为清水回注，回注层现状为油层，其采出水水质为高矿化度苦咸水，在现有经济和技术条件下没有开发利用价值，白垩系承压水水质由于回注层水质，不会影响该层水的利用价值。

#### (6) 回注水对上部含水层的影响分析

##### ①回注水通过地层对上部含水层的影响评价

本项目回注层与白垩系和第四系含水层以三叠系、侏罗系地层相隔，三叠系、侏罗系地层在本地区广泛发育，构成白垩系含水层的隔水底板。

侏罗系为一套河湖相碎屑岩夹煤层沉积，平行不整合于三叠系之上，在本区厚度约 300m，主要由延安组构成。早期沉积了一套泥岩夹砂岩及少量泥灰岩和砂岩、砾岩及泥岩、油页岩夹薄煤层的河流~河沼相沉积；中期为砂岩、含砾砂岩及砂岩、页岩与泥岩不等厚互层，夹煤层或煤线，顶部为油页岩、页岩及钙质粉砂岩和泥灰岩的河流~湖沼相沉积组合；晚期仅在西缘桌子山东麓和西南部等地零星出露山麓相的砂砾岩堆积。

三叠系为一套内陆河流、湖泊、沼泽相碎屑岩沉积建造，与二叠系连续过渡。大面积出露在盆地东部黄河沿岸沟谷中，北部、西部、南部也有零星出露，在盆地内钻孔中皆可钻遇，厚度约 1550m，自下而上分为刘家沟组、和尚沟组、纸坊组和延长组。下统以砾岩、砂岩、粉砂岩和粉砂质泥岩组成一完整的沉积旋回；中统以粗-中细粒长石砂岩、砂质泥岩、粉砂岩为主，上部夹页岩、炭质页岩、油页岩；上统以砂岩为主夹泥岩，上部泥岩砂岩互层夹煤层及煤线。

回注层与上覆白垩系含水层之间隔层厚度巨大、稳定，隔水。从地层结构上看，回注水通过地层上串至白垩系和第四系含水层的可能性很小。

##### ②回注水通过井筒对上部含水层的影响分析

考虑污水回注井运行周期安全性，需采用技术套管封固延长组保证生产套管寿命。本项目回注井采用三开井身结构， $\Phi 339.7\text{mm}$  表层套管+ $\Phi 244.5\text{mm}$  技术套管+ $\Phi 139.7\text{mm}$  套管。一开封固第四系，二开封固白垩系水层，三开钻至回注层。

在固井工艺上，为防止回注水从井管串入其它地层，对回注井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测。注水井通过水泥将套管与地层之间

进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底完井后构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常情况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

为防止回注水对回注井的套管产生严重腐蚀，出现套管穿孔、漏失和结垢等现象，延长套管寿命。回注井采用机械卡封隔离防腐+油套环空保护液+油管内外壁防腐处理防腐工艺的井下防腐措施，从而避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。采出水回注井井筒防腐示意图见图 9.10.1-1。

机械卡封隔离防腐工艺：通过下防腐封隔器，并将封隔器座封在预定的位置将采出水与套管环空隔离达到防腐的目的。

油套环空保护液防腐工艺：通过在油套管环形空间注入防腐保护液，在油管外壁和套管内壁形成保护膜，减少腐蚀物质与金属接触的机会，达到延缓油套腐蚀的目的；同时，环空保护液可平衡封隔器下部的地层压力，减少封隔器胶筒承受的压差，减少胶筒的受损。环空防腐保护液使用水基保护液，主要成分包括：HK-1 缓蚀剂、HK-2 杀菌剂和 HK-6 阻垢剂，保护液配方为：2000mg/l 增效型缓蚀剂（高浓缩）+500mg/l 高效光谱杀菌剂+100mg/l ZG-558 阻垢剂+水。运行期通过监测套压值判断回注水是否进入油套环空。

油管内外壁防腐涂层：DPC 内涂层（环氧酚醛树脂），不锈钢+铝的复合金属外喷涂层处理。回注井闭井处理严格执行中华人民共和国石油天然气行业标准《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2006）的要求。采用回注层位射孔段挤注水泥、井筒和地表打多级悬空水泥塞的封堵措施，多道屏障切断流体进入井筒和沿井筒窜入其它地层或地表的通道。

综上所述，本地区无断裂发育，回注层与含水层之间隔层稳定，加之采取了严格的固井措施，回注水通过地层、井筒上串至白垩系和第四系含水层的可能性较小。

#### （7）回注水对下部含水层的影响分析

本项目回注井下部富水性较弱，水质很差，无供水意义，影响很小。

#### （8）回注水对零散居民饮用水的影响分析

经调查，评价区域内分散居民主要饮用第四系及白垩系含水层中的水，井深约为

20-350m 左右。回注层位与居民饮用水层位中间隔有巨厚的隔水层（侏罗系、三叠系），不会发生污水串层问题。评价要求根据地下水监控点位，定期监测下游民用井水质。

#### 9.10.1.2 污废水对地下水环境影响

油田开采运行过程中产生的污废水主要包括油田采出水、措施返排液和生活污水。正常状况下，采出水和措施返排液经收集处理，水质达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2019）相应回注水质指标后回注油层用于驱油，处理回用率 100%。因此，正常状况下项目污废水基本不会对地下水环境产生影响。

#### 9.10.1.3 固体废物对地下水环境影响

项目运行期可能会对地下水造成影响的固体废物主要包括落地油和含油污泥。

落地油：油井修井、洗井等作业过程中会产生少量落地油，一般呈点状散落在井场，且主要积聚在土壤表层。由于落地油粘度较大，在黄土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度，且该区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故在正常状态下，落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，根据油区作业要求，井下作业过程采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时收集散落的落地油，因此，正常情况下对地下水环境影响较小。

含油污泥：在原油脱水和采出水处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥属危险固体废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准全部在现有危废暂存点暂存，定期送有资质单位处置，因此，正常情况下对地下水环境影响较小。

#### 9.10.1.4 集输管线对地下水环境的影响

本项目采取密闭集输工艺，根据设计方法，采用的集输管线均具有防腐功能，正常工况下原油及采出水均在管内密闭输送，故不会对地下水环境产生影响。

### 9.10.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价

鉴于项目为清水回注，本项目运行过程中可能导致地下水污染的非正常工况主要包括：

- (1)拉油点储罐泄漏事故造成地下水环境污染；
- (2)输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏，造成地下水环境污染
- (3)其他原油泄漏事故造成地下水环境污染；。

下面分别对以上情况进行分析评价。

### 9.10.2.1 拉油点储罐泄漏对地下水环境的影响

本次产建新建拉油点 13 座，拉油点的储油罐单个规模均为  $2 \times 40\text{m}^3$ 。因此本次非正常情况假设武 18 拉油点的储油罐发生破损后储存在其中的含水原油发生泄漏后对地下水的影响进行分析。

#### (1) 溶质运移预测模型的建立

**情境：**储油罐因腐蚀或其他原因出现破损导致储存的采出液发生泄漏，假设储油罐贮存量的 50% 发生渗漏，由于采出液中有 70~80% 的水分，则泄漏的采出液中该部分的体积为  $20 \times 0.8 = 16\text{m}^3$ ，石油类在水中的溶解度为  $18\text{mg/L}$ ，则石油类的输入源强为  $0.288\text{kg}$ 。

**数学模型：**非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，由于储罐泄漏时间较短，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

#### (2) 地下水污染预测模拟和影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算泄漏点周围石油类污染物的浓度值，并画出等值线图，同样根据表 9.6.3-2 中给出的石油类检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况。同样本次计算结果用红色范围表示地下水污染物超标的浓度范围，绿色范围表示存在污染但污染不超标的浓度范围，限值为检出限。当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。

本次预测选取了 100d、200d 两个时间点，当拉油点储罐发生渗漏后，随着时间推移，石油类在第四系黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.10.2-1、图 9.10.2-1 其中 (0, 0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

**表 9.10.2-1 拉油点储罐泄漏后第四系黄土潜水含水层石油类运移特征表**

污染物	运移时间	100d	200d
石油类	污染晕中心浓度 (mg/L)	0.012	<0.01
	超标距离 (m)	0	0
	影响距离 (m)	58.6	0
	超标范围面积 (浓度 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ) ( $\text{m}^2$ )	0	0
	影响范围面积 (浓度 $\geq 0.01\text{mg/L}$ ) ( $\text{m}^2$ )	751	0



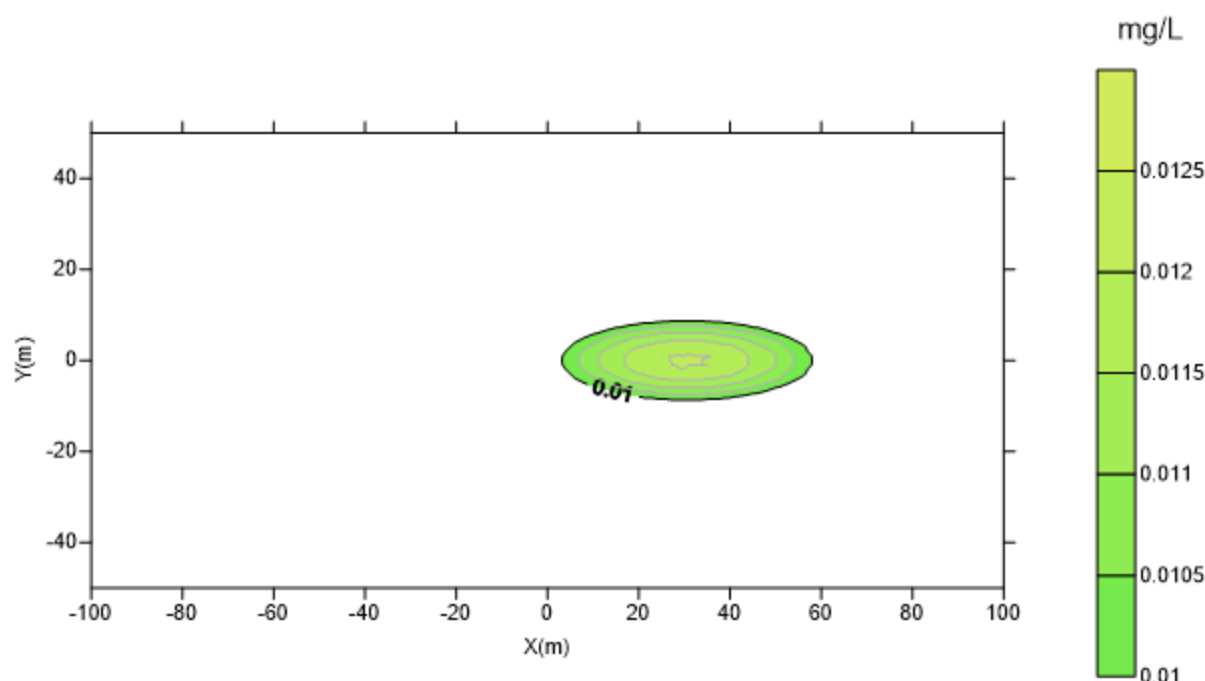


图 9.10.2-1 储罐泄漏后石油类在第四系含水层运移 100d

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.012mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 58.6m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类最大浓度已低于检出限（0.01mg/L），此时地下水已不再受到污染物的影响。

#### 9.10.2.2 输油管线泄漏对地下水环境的影响

项目运行期输油管线有可能因腐蚀等原因发生渗漏，导致原油下渗污染地下水。由于管线发生渗漏的位置难以确定，因此评价分两种情况考虑：当泄漏点位于黄土梁峁顶级黄土塬区等包气带较厚的区域时及当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时。

当泄漏点位于黄土梁峁顶及黄土塬区等包气带较厚的区域时，泄漏后产生的污染物及污染方式与采出水处理系统渗漏对地下水环境的影响基本一致。根据前文采出水处理系统渗漏对地下水环境的影响分析可知，项目运行期集输管线发生泄漏对地下水环境基本无影响，但对包气带会产生一定污染，此处不再重新计算，下面重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅、包气带厚度较薄的区域时对地下水环境的影响。

##### (1) 预测情境及源强

非正常状况下，输油管线的泄漏主要分两种情况：一是管道因腐蚀或其他原因出现较大规模的点源泄漏；二是管道因腐蚀穿孔等造成小量持续泄漏。第一种情况下易被及时发现并作相应处理，对地下水环境影响相对较小，下面重点分析第二种情况。

根据工程分析，假设净化原油在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因发生泄漏，管线穿

孔面积约  $10^{-6}\text{m}^2$ ，管线设计压力 4.0MPa，原油密度为  $0.8479\text{t/m}^3$ ，根据柏努利方程计算出原油泄漏速率为  $0.848\text{kg/s}$ ，设定管线泄漏 20min 后被发现并及时处理，则原油一次的泄漏量为 646.1kg。

在整个评价区内，假设泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅、包气带厚度较薄且渗透系数较大的区域，根据包气带污染物迁移的黑箱模型：

$$Q_0 = Q_1 - Q_e - Q_r$$

式中：

$Q_0$ ——进入包气带的污染物的量，g/d；

$Q_1$ ——污染物排放量，g/d；

$Q_e$ ——挥发损失量，g/d；

$Q_r$ ——地表截流或回收量，g/d。

管线泄漏时：

$$Q = (1 - A)Q_0$$

式中：

$Q$ ——进入潜水层的质量流，g/d；

$A$ ——包气带对污染物的去除率；

根据现有资料和经验参数，确定评价区内的包气带去除率为 0.8，因事故持续时间较短，挥发率忽略不计；按照正常的事故处理要求，泄漏原油收集率应为 100%，本次假设事故处理不当，原油收集率为 98%，则残留在包气带的原油量约为 12.92kg。在经过长时间入渗、降雨淋滤等作用后，最终进入到含水层的原油总量为 2.0kg。

## (2) 环境影响预测分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算出泄漏点周围石油类污染物的浓度值，并画出平面二维等值线图。根据表 9.8.3-2 中给出的石油类检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况。当预测结果小于检出限时，则视为对地下水环境几乎无影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d 三个时间点，当输油管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.10.2-2 及图 9.10.2-2、图 9.10.2-3，其中 (0, 0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类最大浓度为  $0.084\text{mg/L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为 48.6m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，

但迁移的距离逐渐增加,第 200d 时,石油类最大浓度为 0.042mg/L,此时污染晕最大迁移距离为 113.2m;第 1000d 以后,在含水层的自我修复作用及迁移作用下,石油类最大浓度已经小于检出限 (0.01mg/L)。

表 9.10.2-2 预测石油类影响范围

污染物	运移时间	100d	200d	1000d
石油类	污染晕中心浓度 (mg/L)	0.084	0.042	<0.01
	超标距离 (m)	48.6	0	0
	影响距离 (m)	95.3	113.2	0
	超标范围面积 (浓度 $\geq 0.05\text{mg/L}$ ) ( $\text{m}^2$ )	2053	0	0
	影响范围面积 (浓度 $\geq 0.01\text{mg/L}$ ) ( $\text{m}^2$ )	8442	11389	0

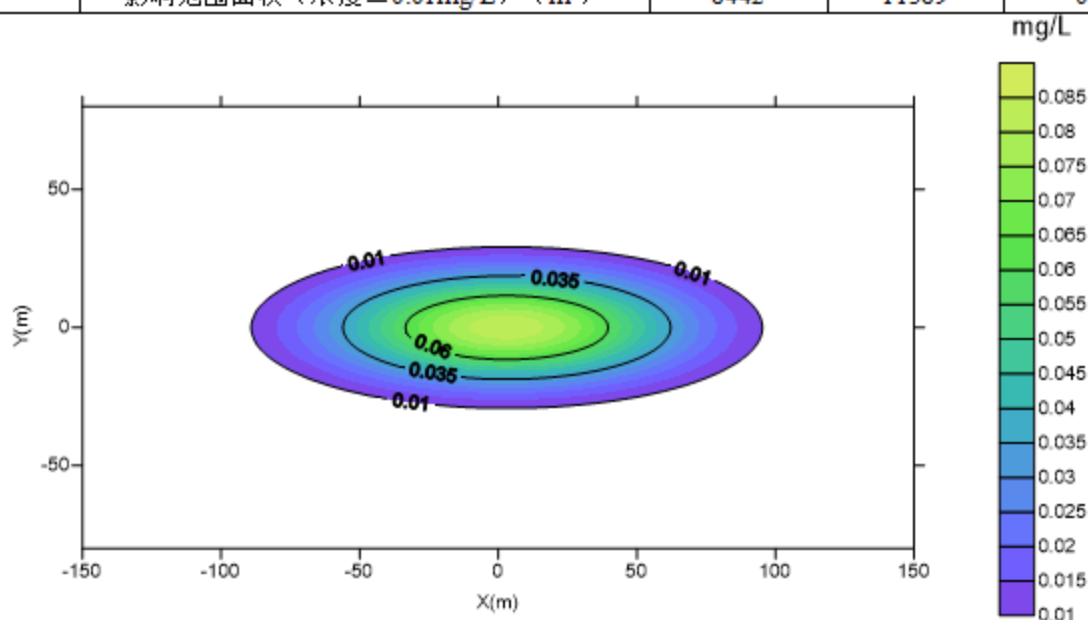


图 9.10.2-2 集油管线泄漏后石油类在第四系含水层运移 100d

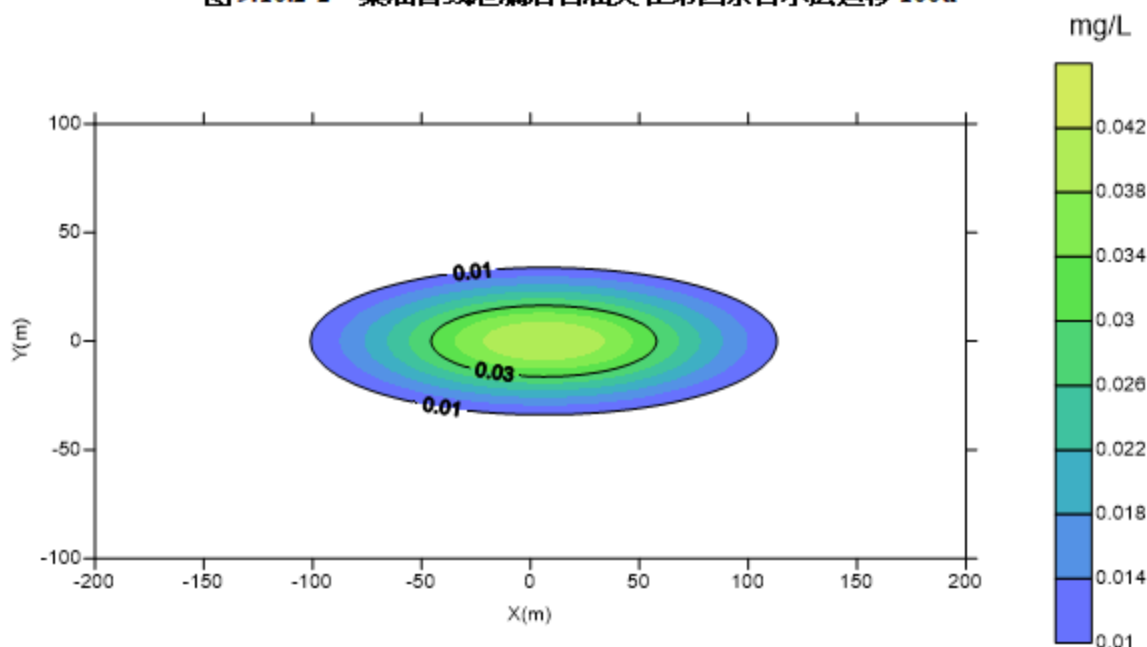


图 9.10.2-3 集油管线泄漏后石油类在第四系含水层运移 200d

#### 9.10.2.4 其他原油泄漏对地下水环境的影响

除上述泄漏情况外，其他可能发生的原油泄漏情况还包括井喷、落地油处理不彻底等。

发生井喷后，会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的原油渗漏，先污染地表土壤，再经包气带下渗间接污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。井喷事故发生后，油田会启动事故应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物会被及时收集，并转运处理。井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过收集被原油污染的土壤等方式加以控制，阻断污染物下渗途径，只要加强生产管理和监督，采取有效的防范措施，可有效防止和减轻污染。

修井、洗井等作业过程中，在井场周围均可能散落落地油，根据该项目工程设计，通过铺设防渗布进行收集的方法，收集率可达到 100%。

原油除采用管线输送外，还会使用罐车拉运方式，在运输过程中很可能会因为人为因素发生事故而导致原油泄漏，但该类事故一般都能及时发现并处理。

上述原油泄漏事件在正常状况下对地下水环境的影响较小，但不排除处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性。相比于原油管道泄漏事故，这些事故状态下原油残余量较小。根据 LNAPLs 运移规律，地表残余原油在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。在淋滤作用下，原油中易溶解的组分会不断被淋滤水带入包气带，但需经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下向下迁移。由于原油量较小，将很难到达潜水面，因此随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微，相对于管道泄漏造成的污染，以上非正常状况下的污染程度和范围均很小。因此对地下水环境的影响可类比非正常状况下采出水处理系统发生渗漏的情形，此处不再单独进行量化预测分析。

### 9.11 闭井期地下水环境影响

建设项目进入闭井期，油、水井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，并可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，使井区内潜水含水层和白垩系含水层不再受石油开采的影响，达到保护含水层的目的。

### 9.12 地下水环境保护目标影响分析

调查评价区内环境保护目标有：地表水水源地、地下水分散开采井、第四系黄土潜水含水层和白垩系孔隙裂隙含水层。地下水分散开采井取水层位大部分为第四系孔隙水。基于前面建设项目不同阶段地下水环境影响预测、分析、评价结果，下面重点就各阶段对地下水环境保护目标的影响进行分析。

### 9.12.1 项目建设阶段

项目建设阶段，可能对地下水环境保护目标造成影响的工程活动主要为钻井和井下作业。

正常状况下，只要项目钻井的井身结构、钻探工艺设计合理，钻井液配备及泥浆池符合环境保护要求，环境管理措施全面具体，井场建设不会影响到调查评价区黄土和白垩系地下水水质，也不会对其它地下水环境保护目标产生影响。

#### (1) 井漏对地下水环境保护目标的影响

据前文预测分析，在非正常状况下，钻井发生井漏后，钻井废水会对黄土潜水和白垩系地下水产生污染。发生井漏事故时，形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离为 59.6m，随着时间的推移，在含水层自修复作用下，1000d 后石油类污染晕最大浓度低于检出限。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，发生井漏时，水源井的供水安全不会受到影响。

#### (2) 泥浆渗漏对地下水环境保护目标的影响

项目建设阶段，采用泥浆不落地系统，泥浆均位于地面容器内，发生渗漏时可及时处置，不会发生泥浆渗漏对地下水的环境影响。

### 9.12.2 项目运行阶段

由前文预测分析，在正常状况下，由于各项目环保措施得当，项目运行阶段采出水回注井、污废水、固体废弃物和石油管线都不会对地下水环境保护目标产生影响。以下就非正常状况下各污染因子对地下水环境保护目标产生的影响综合分析。

#### (1) 回注井对地下水环境保护目标的影响分析

本项目采用清水回注，清水回注井对地下水环境的影响，主要是回注井井管破裂发生渗漏，可能对地下水环境造成影响，但这种影响较为轻微。根据项目布局，回注井在以上距离范围内未涉及到地下水水源地保护区范围及地下水水井，因此认为不会对水源地和水源井的供水安全造成影响。

#### (2) 拉油点储罐泄漏对地下水环境的影响

在非正常状况下，拉油点储罐泄漏的非正常状况下，基于前面预测分析，对于第四

系黄土潜水，在预测期内，石油类顺地下水径流方向最大运移距离 58.6m。根据项目布局，本次新建的拉油点在以上距离范围内未涉及到地下水水源地保护区范围及地下水水井，因此认为不会对水源地和水源井的供水安全造成影响。

#### (3)集输管线破损对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期输油管线有可能因腐蚀等原因发生渗漏，导致原油下渗污染地下水。当泄漏点位于黄土梁峁顶及黄土塬区等包气带较厚的区域，泄漏后产生的污染物及污染方式与采出水处理系统渗漏对地下水环境的影响基本一致。根据采出水处理系统渗漏对地下水环境的影响分析可知，项目运行期集输管线发生渗漏对地下水环境基本无影响，但对包气带会产生一定污染。

但在管线穿越沟谷、河流等区域，包气带相对较薄，黄土潜水埋深较浅，当集输管线发生渗漏后石油类可能会入渗至潜水含水层，从而对黄土梁峁区潜水水质造成影响，在非正常状况下，基于前面预测分析，对于此种情况，黄土潜水中污染晕顺地下水径流方向最大运移距离为 113.2m。根据地下水径流方向、分散水源井位置、开采层位等，在预测的最大污染晕范围内无水源井分布，因此项目运行期集输管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

#### (4)其他原油泄漏对地下水环境的影响

在前文预测的非正常状况下，其他原油泄漏事件相比于原油管道泄漏的包气带原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。即使在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于管道泄漏造成的污染，这些非正常状况下的污染程度和范围都很小，因此其他原油泄漏也不会对地下水环境保护目标造成影响。

#### (5)工程水源井对集中式地下水水源地和分散水源井的影响

根据工程分析，本次产建工程生产用水源井取水层位为洛河组承压水，而井区周边集中式地下水水源地取水层位为第四系黄土潜水，分散式饮用水水源井取水层位为第四系黄土潜水和白垩系环河组含水层承压水。洛河组与第四系黄土潜水及环河组含水层之间有稳定的隔水层，因此项目生产期的取水作业对区域集中式地下水水源地和分散式饮用水水源井影响较小。

### 9.12.3 项目闭井期后

油、水井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，并可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，使井区内的第四系潜水、环河组和洛河组含水层均不再受石油开采的影响。因此，闭井期对地下水环境保护目标不会造成影响。

### 9.13 地下水环境保护措施与对策

依据《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国水污染防治法》，按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”、突出饮用水安全的原则确定地下水环境保护措施。

本项目对地下水环境的影响主要有三个方面：首先是井场、拉油点和集输管线等地面设施，在非正常状况下生产、生活污水和原油中污染组分渗漏进入地下水造成地下水水质污染；其次是回注井和采油井在运行过程中，在非正常状况下采出水和原油渗漏进入地下水造成地下水水质污染；再次是井场建设过程产生的钻井废水在非正常状况下渗漏进入地下水造成地下水水质污染。在分析现有地下水环境保护措施有效性及可行性的基础上，本次评价主要提出需要增加的地下水环境保护对策和具体措施。

#### 9.13.1 源头控制措施

##### 9.13.1.1 采油井和回注井的建设及运行管理要求

① 采油井和回注井的建设要严格照《油气井诱喷作业规程》（SY/T5789-93）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护要求，严格收集处理废弃钻井液及各类废弃物；

② 根据现场调查，河谷区的地下水埋深较浅，对于分布于河谷区的井场在施工期易对地下水造成污染，当地下水作为周围村民的饮用水水源时，在河谷区布置井场将可能危害周围人群健康，因此从环境保护和维护人群健康的角度，评价建议井场在具体布设时应尽量避开河谷地区；

③ 水源地保护区及庆阳市生态环境管理部门划定的禁采区域内禁止建设油水井及地面工程设施；

④ 采油井和回注井在第四系与白垩系井段建设时，要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水水质受到污染；

⑤ 钻井一开揭穿第四系与白垩系，下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对第四系与白垩系地下水造成污染；

⑥ 加强回注井的固井质量及运行管理，定期对回注井的固井质量及套管质量进行监测，确保回注水水质合格；

⑦ 在采油井和回注井投入使用后，一是建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；二是对采油井和回注井每周进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作，杜绝油井跑冒滴渗漏的发生。一旦发现油、水井出现异常情况，及时查明原因，采取补救措施。若井管损坏，应及时采取永久性封堵措施，防止含油废水泄漏污染地下水。

⑧ 加强回注井日常运行管理。建立回注井资料台帐，录取回注井回注油套压、泵压、排量、累计回注量、回注水质、化学剂加注、环空保护等相关资料。

⑨ 对采出水回注井油套管的腐蚀情况定期检测，持续监测井口套压值及井筒环空压力分布情况，判断回注井套管泄漏情况。定期更换防腐封隔器和环空保护液，防止腐蚀的蔓延。

⑩ 按照地下水环境监测计划定期对采油井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水质变化；

⑪ 采油井和回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井和回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，避免深部石油串层造成对地下水的污染；同时拆除采油设备，清除回收设备内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。封井后要定位，在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

### 9.13.1.2 废水收集及回用措施

#### (1) 钻井废水

- ① 井场设置废水收集罐暂存，经沉淀后用于配置泥浆。
- ② 钻井结束后，由采出水处理系统处理达标后回注油层。
- ③ 严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏。

#### (2) 油田生产废水

① 油田生产废水包括采出水和措施返排液（修井、洗井废水）等。采出水在联合站、接转站油水分离后进入采出水处理设施处理，整套采出水处理设施采用地上密闭罐体装置，杜绝污水“跑、冒、滴、漏”；措施返排液全部通过罐车运至措施返排液处理站进行处理，达标后回注油层；

- ② 油田采出水经采出水处理设施处理后达到《陇东油田采出水处理水质指标及分



析方法》(Q/SY CQ 08011-2019)回注水质指标后,全部回注区块开发油层,不外排。要求废水处理率和回注率均达到100%,且必须回注开发油层,严禁回注其他层位,严禁采出水外排;

③ 严禁以渗坑储存等形式处置含油污水;

④ 优化水资源配置,节约和保护水资源,提高水资源利用效率和效益,制定节水方案,生产废水回注率要求达到100%,使有限的水资源得到合理利用。

### (3)生活污水处理

项目建设阶段,井场、站场、保障点等施工过程中施工人员产生的生活污水量少且污染负荷轻,评价要求施工场地设移动式环保厕所,粪便定期清运,盥洗废水可就地泼洒用于施工场地抑尘。

项目运行期,根据产建工程开发方案,新建的生活保障点设生活污水处理设施,生活污水处理达标后用于站场及周边植被绿化;井场人员少,设置旱厕,生活污水采用收集沉淀池处理后作为站场及周边植被绿化用水,不外排。

#### 9.13.1.3 防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

##### (1)钻井泥浆、岩屑

钻井过程中产生的废弃泥浆在现场进行固液分离,待钻井结束后,由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业位处置。含油岩屑交有资质单位处置。

##### (2)落地油

① 油井建成采取试油进罐的方式,减少落地油的产生量;试油时井场铺设防渗布,及时收集落地油,确保100%收集;

② 试油时产生的含油污水要求进罐,送新建及依托措施返排液处理站处理达标后回注油层,严禁外排;

③ 运行期修井作业往往会有部分原油散落在油井周围成为落地油,修井作业采用符合清洁作业要求的高分子软体平台,油污不落地;

④ 对落地油必须严格按照清洁生产的原则,在源头上加以控制,使之尽量“不落地”;

⑤ 按标准化井场建设标准建设井场,井场内建设雨水收集池、污油池及导排设施,确保井场雨水与污油不出井场。

#### 9.13.1.4 集输管线的运行管理要求

原油输送管线敷设前,应将管沟底部黄土压实、平整,并避开或清除根深植物(管线两侧5m范围内)。在集输管线投入使用前,对集输管线采取防腐措施,穿跨越管段

管线防腐等级应采用加强级别，并在施工结束后检查集输管线密闭性。在集输管线投入使用后，一是建立集输管线管理和维护细则，详细记录油压、水压和输入输出油（水）量；二是对集输管线定期进行人工巡查，对输油管道壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道原油泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水造成污染；三是遇到集输管线破裂发生原油或采出水泄漏情况，必须及时采取相应措施，并评估对地下水环境及水源地和居民供水井的影响程度。

集输管线关闭拆除前，对输油管线内残留的原油和采出水回注管线内残留的回注污水要回收处理。

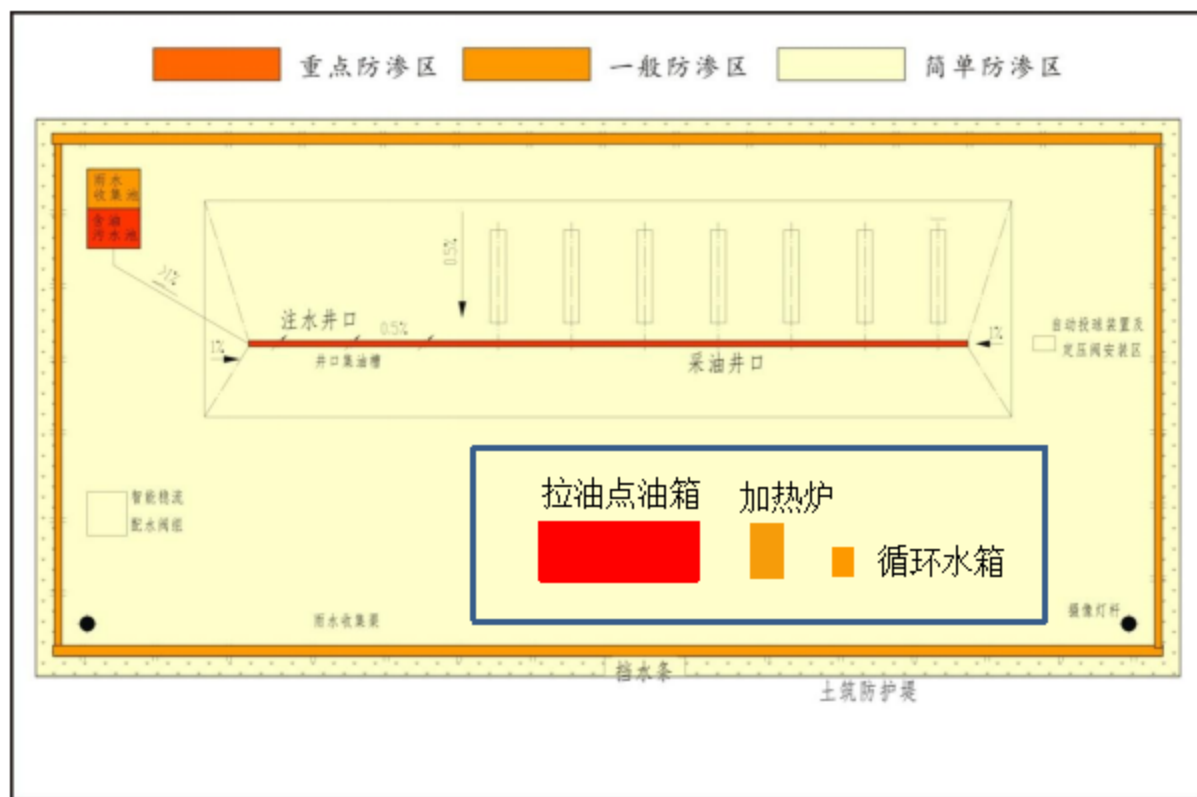
### 9.13.2 分区防治措施

#### 9.13.2.1 污染防治区划分

本项目在建设过程中应依照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）的要求进行分区防渗。根据生产装置和设施的性质、地下水环境风险、包气带岩性结构、污染控制难易程度及污染类型，将井场、站场、保障点等地面设施的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，具体见图 9.13.2-1 及表 9.13.2-1。针对不同污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求。

表 9.13.2-1 地下水污染防渗分区表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度	位置	污染物 类型	防渗技术要求
重点防渗 区	弱	难	井场污油污水池、井口集油槽	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 <sup>-7</sup> cm/s ；或参照 GB/T 50934-2013 执行
		难	污水污泥池		
		难	无泄漏防爆污油污水回收装置		
		易	拉油点储油箱		
一般防渗 区	弱	易	井场雨水收集池、雨水收集渠	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 <sup>-7</sup> cm/s ；或参照 GB/T 50934-2013 执行
	弱	易	拉油点加热炉、循环水箱	石油类	
简单防渗 区	弱	易	井场其他区域	其他类型	一般地面硬化



9.13.2-1 井场（拉油点）地下水分区防渗图

### 9.13.2.2 防渗分区要求

#### (1) 重点防渗区

重点防渗区指地下水污染风险比较高的区域，主要包括井场含油污水池、井口集油槽，这些区域的污染物一旦泄漏不易被及时发现，容易对包气带和地下水环境产生持续性污染。

重点防渗区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和复合防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 6.0m；刚性防渗结构应采用水泥基渗透结晶型抗渗混凝土（厚度不宜小于 150mm）+ 水泥基渗透结晶型防渗涂层（厚度不小于 0.8mm）的结构型式，防渗结构层的渗透系数不应大于  $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；复合防渗结构应采用土工膜（厚度不小于 1.5mm）+ 抗渗混凝土（厚度不宜小于 100mm）的结构型式，抗渗混凝土的渗透系数不应大于  $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。当污染物具有腐蚀性时，防渗材料应具有耐腐蚀性或者采取抗腐蚀措施。

重点防渗区的水池和水沟应满足以下条件：①水池结构厚度不应小于 250mm；②混凝土的抗渗等级不应低于 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型或喷涂聚脲等防水涂料，或在混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂；③水泥基渗透结晶型防水涂料厚度不应小于 1.0mm，喷涂聚脲防水涂料厚度不应小于 1.5mm；④当混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂时，掺量宜为胶凝材料总量的 1%~2%。在涂刷防水材料之前水池应进行蓄水试验。

重点防渗区地面四周应设置一定高度的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳下可能泄漏的物质。钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设土工布进行地面防渗，所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

### (2) 一般防渗区

一般防渗区主要指地下水污染风险比较低的区域，主要包括井场集油收球一体化装置等区域，这些区域一旦出现污染物的跑、冒、滴、漏等情况，可以及时发现并采取措施，不会对地下水环境产生严重污染。

一般防渗区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和柔性防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 1.5m；刚性防渗结构抗渗混凝土渗透系数不应大于  $1.0 \times 10^{-8} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 100mm；柔性防渗结构土工膜厚度不应小于 1.5mm。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数  $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与可能所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

一般防渗区的水池和水沟应满足以下条件：①水池结构厚度不应小于 250mm；②混凝土的抗渗等级不应低于 P8。此外，一般防渗区地面四周应设置高度不低于 150mm 的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳整个装置区可能泄漏的物质；所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

### (3) 简单防渗区

简单防渗区主要是指井场其他地带，采用非铺砌地坪或者普通混凝土地坪，地基按民用建筑要求处理即可。

具体的防渗分区和防渗措施应在下一步设计中进一步优化。

## 9.13.3 地下水环境跟踪监测

为了及时发现项目运行过程中出现对地下水环境的不利影响,防范地下水污染事故发生,保证周边水源井的供水安全,同时为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料,根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)及《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》(HJ 1209-2021)等相关规定,项目建成后应对开采区内地下水水质进行长期跟踪监测。建议建设单位在项目正式运行前,在油田公司监测计划的基础上结合本项目工程布局完善地下水环境跟踪监测点,并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施,尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

建设项目采油井、采出水回注井众多,非正常状况下污染物渗漏的井位具有不确定性,对每口井周围的地下水环境都进行监控不太可行,因此,地下水水质监测点的布设原则从五个方面考虑。一是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井相对集中的下游;二是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井下游人口相对集中的位置;三是监测点尽量布置在站场和保障点下游;四是监测点尽量布置在距离水源地最近的采油井和采出水回注井下游;五是尽可能利用现有石油开采水源井和居民供水井作为监测点。监测点位置依据潜在污染源位置、地下水径流方向及地下水模拟结果综合确定,监测层位根据污染源可能的污染层位确定。

## (2)集输管线地下水环境监测

本项目集输管线总里程较长,非正常状况下污染物渗漏的位置具有不确定性,沿线全部布置水质监测点不太可行。尽管溶质运移模拟结果表明,集输管线渗漏不会危及到居民供水安全,但由于实际情况下很多因素是不确定的,数值模拟不能将各种可能完全考虑,加之预测污染物运移的控制方程还不能完全准确描述污染物浓度变化、很多参数和地质体存在很大的不确定性,数值模拟的结果只能作为参考。

对于集输管线的监测,除了严格执行定期的人工巡检制度,应利用进出油(水)水量平衡的方法,及时发现原油或采出水可能发生的渗漏,并在集输管线设置分布式光纤监测装置,对输送过程中的形变和温度进行持续动态监测,也可以及时发现原油或采出水可能发生的渗漏,减小原油或采出水出现长期的持续渗漏可能性。

另外,建议对集输管线沿线居民分散开采井中的水质进行常态跟踪调查,一旦发现开采井出现水质的变化情况,应立即采取相应的防治措施。

本次地下水监测点位基本情况见表 9.13.3-1。



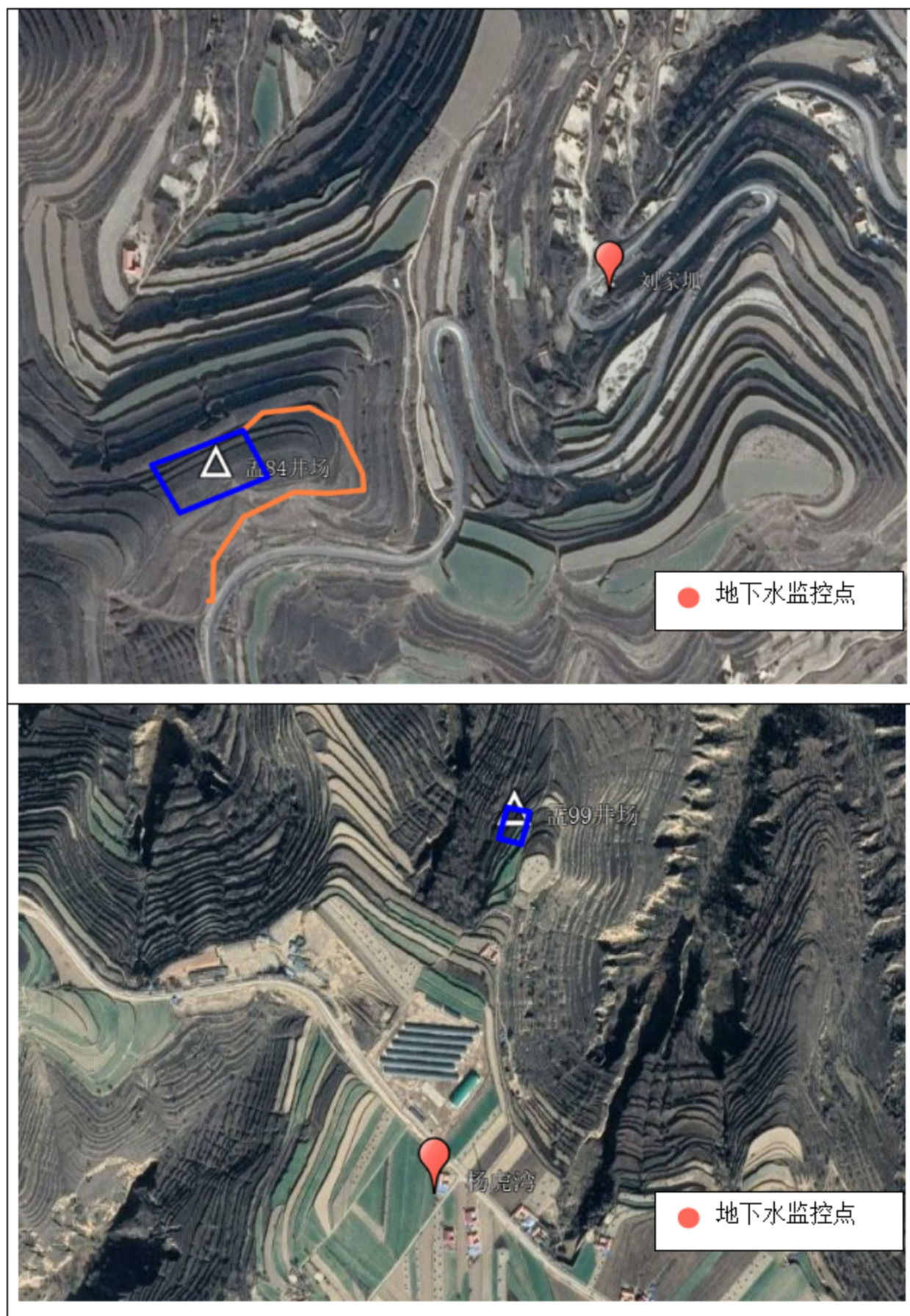


图 9.13.3-1 本项目地下水跟踪监测点位图

表 9.13.3-1 本次地下水水质监测点位基本情况统计表

编号	点位	坐标		地下水类型	监测点类型	对应站场
1	赵渠	106° 57'37.0979"	35° 58'24.0216"	第四系潜水	背景监测点	武 18 拉上游 450m
2	高庄崖	106° 58'06.3361"	35° 58'05.4695"	第四系潜水	跟踪监测点	武 18 拉下游 505m
3	史家湾	106° 58'14.1768"	35° 57'59.9364"	第四系潜水	背景监测点	武 18 拉下游 730m
4	朱家新庄	107° 14'49.5123"	35° 51'16.2645"	第四系潜水	跟踪监测点	镇 413 拉下 游 360m
5	刘家城	107° 00'57.9803"	35° 51'36.0328"	第四系潜水	跟踪监测点	孟 84 井场下 游 340m
6	杨虎	106° 55'49.1444"	35° 44'53.0866"	第四系潜水	跟踪监测点	孟 99 井场下 游 593m

水质动态监测具体监测项目有：pH 值、嗅和味、石油类、挥发酚、氯化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、氨氮等。监测频率要求是每季一次，发现异常时，加密到每月甚至每周一次。这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高或超标；二是未检出组分连续检出；三是污染组分出现超标情况，如石油类、氨氮等。

#### 9.13.4 地下水环境污染事故应急预案及应急处置措施

##### (1) 居民供水应急预案

在项目调查评价区范围内，第四系潜水和白垩系环河组含水层是居民供水的主要供水水源。在项目建设及运行过程中若发生地下水环境污染事故，建设单位应采取以下措施：

临时性供水措施：居民饮用水水源由于建设项目的出现后，建设方应及时采用拉水车拉运的方式，首先保障居民的饮用供水，并上报当地政府相关部门。

永久性供水措施：由于项目建设及运行引起现有居民供水水源出现供水安全问题后，建设方应出资，会同地方水行政部门、地质勘探部门，采取施工新井的方式或者通过管道引用其他水源，及时解决居民的供水问题。另外建设方要对由于供水所导致的村民农业生产损失给予补偿。

##### (2) 地下水污染风险应急预案

制定预案的目的是为了可以有序的开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。结合本项目特点，参照有关技术导则，制定地下水污染事故处理程序见图 9.13.4-1。



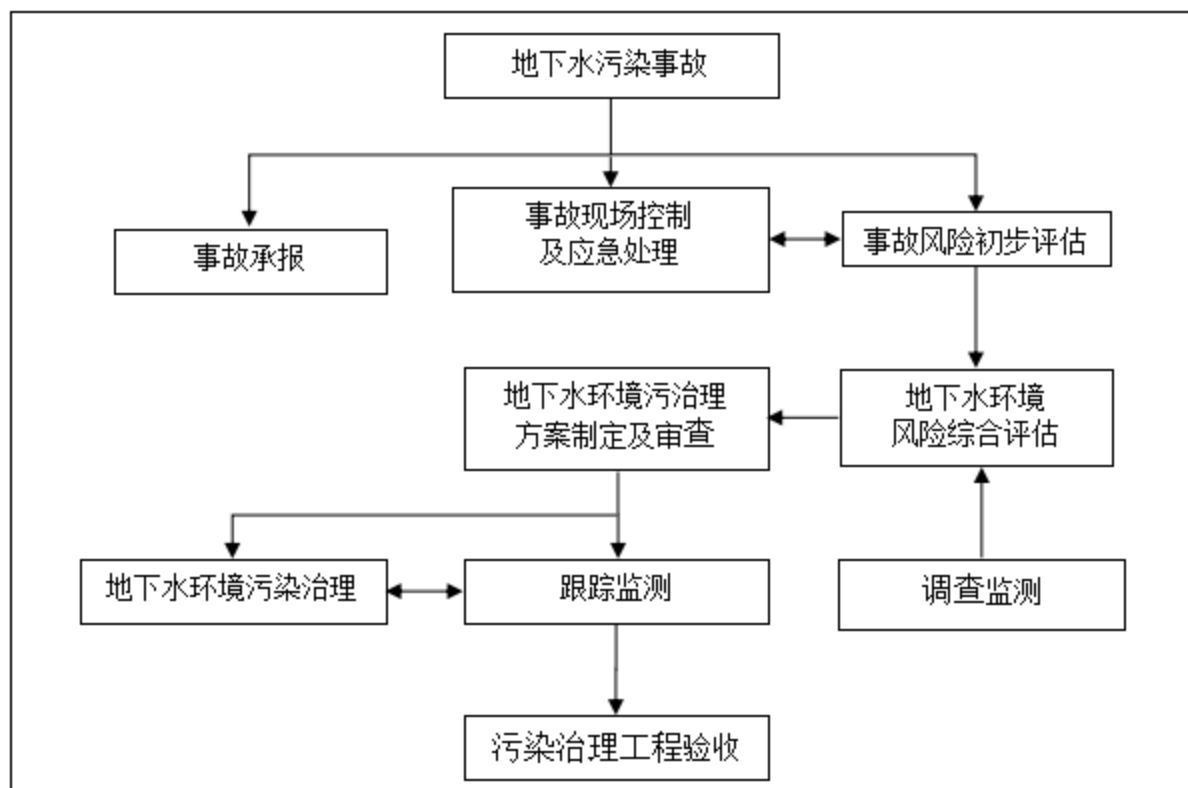


图 9.13.4-1 地下水污染事故处理程序框图

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时及时向各级政府承报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程验收。

### (3) 应急处置措施

**输油管道原油泄漏：**一旦发现在原油在输送过程中发生了泄漏，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向河流、农田、居民点等重要目标或危险源流散，确保泄漏原油不进入地表水体；在原油泄漏险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地生态环境管理部门的批准下妥善处理；对土壤中的污染物质进行消毒、洗消、清运，最大限度的消除危害。

**污染废水渗漏：**通过地下水跟踪监测，一旦监测地下水受到污染，根据超标特征因

子确定发生污废水渗漏的污废水存储设施，立即将其中废水抽出排至事故水池中暂存，废水抽干后，对污废水存储设施进行维修，同时，尽可能的利用跟踪监测井或者是污染扩散井抽取受污染的地下水进行回用，把对地下水质的影响降低到最小程度。

注水井发生套外返水事故：注水井一旦发生套外返水事故，必须立即停止注水，重新修井、固井，并对已经污染的地下水进行相应的治理。

## 10 土壤环境影响评价

### 10.1 评价工作等级及评价范围

#### 10.1.1 影响识别

##### 10.1.1.1 影响类型和影响途径

###### (1)影响类型识别

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：“土壤环境生态影响”是指由于人为因素引起土壤环境特征变化导致其生态功能变化的过程或状态，如土壤盐化、碱化、酸化、潜育化等。“土壤环境污染影响”是指因人为因素导致某种物质进入土壤环境，引起土壤物理、化学、生物等方面特性的改变，导致土壤质量恶化的过程或状态，如重金属、多环芳烃、石油烃以及其他有毒有害物质造成土壤污染。

正常情况下，本项目施工和运行过程产生的污废水及固体废物均依据性质进行分类处理，不排入环境，满足环保要求。非正常状况下，如：废水、固废收集处置措施落实不到位、储运工程发生泄漏事故等，石油类污染物排入可能造成土壤理化性质的改变，使土壤质量降低，影响植被生长。一定条件下，石油烃中不被土壤吸收的部分还可能渗入地下造成地下水污染。此外，本项目回注井及注水管线有可能会引起地下水水位的变化导致土壤盐化，井场、站场等石油开采及处理工程可能发生的污染物泄漏等也会导致土壤环境变化。

通过分析可知，本项目土壤影响类型属污染影响型和生态影响型兼有。

###### (2) 影响途径识别

石油的流动性较差，根据资料，泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在 0~40cm 左右的表层，通过及时采取应急处置措施，泄漏污染可基本控制在泄漏点周边小范围内，且主要集中在站场或管线占地范围内。

项目井场、站场均设计防洪和防渗措施，一方面在井、站场外设置实体围墙，围墙外设截、排水沟，防止污染物随降水等地表径流流出站外，另一方面在站内修建防火堤、污油污水池等事故收集设施，可及时切断污染物漫流至站外的途径。因此，在泄漏状态下基本不会通过地表漫流形式对土壤造成污染。此外，本项目主要大气污染物为加热炉烟气和非甲烷总烃，非甲烷总烃可能会发生沉降进而影响土壤环境。

综合上述分析，本项目土壤环境影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响和大气沉降；生态影响型主要为地下水水位变化引起的土壤盐化，详见表 10.1.1-1。

表 10.1.1-1 石油开发项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同阶段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	/	/	✓	/	/	/	/	/
运行期	✓	/	✓	/	✓	/	/	/
闭井期	/	/	✓	/	/	/	/	/

## 10.1.1.2 影响源及影响因子识别

本项目除个别新建井场采用罐车拉油外，其他井区及主要站场均采用全密闭集输，原油脱水后通过管线外输，采出水处理达标后回注油层，站内含油污泥定期清理交有资质单位进行处置，正常情况下不会对土壤环境造成污染。事故情况下，土壤污染潜在的影响源包括钻井、井场措施作业和输油管线泄漏、储罐区泄漏等，其特征因子均为石油烃。结合以上分析，项目土壤环境影响源及影响因子见表10.1.1-2。

表 10.1.1-2 项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物指标	特征因子	备注
钻井井场	试油	垂直入渗	落地原油	石油烃	事故状态
井场	措施作业	垂直入渗	落地原油	石油烃	事故状态
拉油点工艺装置区	站内集输	垂直入渗	泄漏原油	石油烃	事故状态
拉油点储罐区	原油储存	垂直入渗	泄漏原油	石油烃	事故状态
管线	原油集输	垂直入渗	泄漏原油	石油烃	事故状态
井场（拉油点）	原油储存及集输	大气沉降	无组织废气	非甲烷总烃	耕地
管线	采出水输送	/	地下水水位	/	事故状态
回注井	采出水回注	串层	地下水水位	/	事故状态

## 10.3.2.1 正常状况下

## (1)施工期

项目施工期产生的废弃泥浆、岩屑在钻井结束后按照《废弃水基钻井液及岩屑泥浆池原位处理技术规范》（Q/SY CQ 08003-2018）在泥浆池中进行原位处理；含油岩屑在钻井过程中单独收集暂存后，委托有资质单位进行处置；落地油和含油污泥在作业过程中铺设防渗布防止散落，作业结束后全部收集暂存于现有危废暂存点，委托有资质单位进行处置；生活垃圾通过集中收集运送至指定地点统一处理。因此，正常情况下不会对场地土壤环境造成污染。

## (2)运行期

运行期项目采用密闭集输系统进行原油集输。开采过程中，井杆带落的少量落地油全部通过井口集油槽收集至井场污油池内，定期收集交有资质单位处置；站场储罐、采出水处理装置及措施返排液处理站产生的含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位处置或在厂内危废暂存点集中暂存。保障点生活垃圾统一收集、清运，交当

地环卫部门指定地点处置。正常情况下，项目运行期不会对土壤环境造成污染。

### 10.1.2 评价工作等级判定

#### (1) 项目类别

依据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及“石油开采”和“石油输送管线”工程，行业类别分别属于“采矿业——金属矿、石油、页岩油开采”和“交通运输仓储邮政业——石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为 I 类和 II 类。

#### (2) 占地规模

建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。根据表 4.6-1 项目占地情况统计，本项目拟建井场工程等永久占地均小于  $5\text{hm}^2$ ，管线工程不涉及永久占地，因此项目占地规模均属于“小型”。

#### (3) 环境敏感程度

##### ① 土壤环境污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感和不敏感，判别依据见表 10.1.2-1。根据现场调查，项目各拟建站场、井场、输油管线等工程可能产生污染影响的范围内存在耕地，因此敏感程度属于“敏感”。

表 10.1.2-1 污染影响型敏感程度分级表

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	其它情况

##### ② 土壤环境生态影响型

镇原县干燥度计算结果为 3.33，大于 2.5，评价区潜水埋深在 10~100m 之间。项目所在地土壤含盐量最大值为  $0.0064\text{g/kg}$ （监测值为  $0.0049\sim 0.0064\text{g/kg}$ ），不属于  $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$  的区域，因此盐化程度划定按照建设项目所在地干燥度  $> 2.5$  且常年地下水位平均埋深  $\geq 1.5\text{m}$  的，判定属于“较敏感”；地区土壤 pH 值在 8.03~8.47，呈中性到弱碱性，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”，根据表 10.1.2-2 判断土壤生态敏感程度为较敏感。

#### (4) 评价工作等级

##### ① 土壤污染影响型评价工作等级

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 10.1.2-2），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤污染影响型评价工作等级确定为一级和二级，见表 10.1.2-3。

表 10.1.2-2 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 <sup>a</sup> >2.5且常年地下水位平均埋深<1.5m的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5且常年地下水位平均埋深≥1.5m的，或1.8<干燥度≤2.5且常年地下水位平均埋深<1.8m的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5或常年地下水位平均埋深<1.5m的平原区；或2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他		5.5<pH<8.5

<sup>a</sup>是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

表 10.1.2-2 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	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	/	/

表 10.1.2-3 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场、站场等）	一级
输油管线	二级

### ②土壤生态影响型评价工作等级

依据生态影响型评价工作等级划分表（见表 10.1.2-5），并结合项目环境敏感程度，判定本项目土壤环境生态影响型评价工作等级均为二级，见表 10.1.2-6。

表 10.1.2-5 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 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	-

表 10.1.2-6 本项目土壤环境影响评价生态影响型工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场、站场等）	二级
输油管线	二级

### 10.1.3 调查评价范围及敏感目标

#### (1) 调查评价范围

##### ① 土壤污染影响型评价范围

本项目井场、站场等土壤环境污染影响型评价等级为一级，输油管线土壤环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤污染影响调查评价范围为：井场、站场取场站占地范围内及占地范围外 1km 范围，集输管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

##### ② 土壤生态影响型评价范围

本项目井场、站场及输油管线等土壤环境生态影响型评价工作等级均为二级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤生态影响调查评价范围为：井场、站场取场站占地范围内及占地范围外 2km 范围，集输管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

#### (2) 敏感目标

本项目土壤环境敏感目标主要为项目各场地周边的耕地和居民区。

## 10.2 土壤环境现状调查与评价

### 10.2.1 土壤环境概况

#### (1) 土壤类型

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，镇原县区域内广泛分布的土壤类型主要有黄绵土、黑垆土和新积土。

#### (2) 土壤描述及分布

黑垆土是陇东地区广泛分布的一种主要耕作土壤，是褐土在长期耕作熟化作用下形成的土壤类型，主要分布在黄土塬区、黄土丘陵区的梁、峁顶部，湾掌等初级河川二级、三级阶地上，因其具有一个深厚的黑色母层而得名，该区大多数农作物能在该土壤中较好地生长。黑垆土腐殖层深厚（1m 以上），有机质含量丰富，耕作层呈团状、粒状结构，发育在马兰黄土母质上，具假菌丝状石灰累积，剖面石灰含量呈上下高、中间低的格局；原位粘化，但无明显粘化层，各层粘粒含量在 13.0%~15.0%。黑垆土保水保肥耕性较好，土层深厚、土质松软、无盐化，易于耕作，适应于各种作物生长，是优良的耕种土壤之一。由于近代侵蚀加剧，塬区沟坡和丘陵梁峁分布的黑垆土几乎侵蚀殆尽，目前仅限于局部地段，与马兰黄土交错分布，其有机质含量在 1.0%（10g/kg）左右。

黄绵土是在黑垆土各发育层侵蚀殆尽、在裸露出的马兰黄土母质或离石黄土母质上发育形成的一种侵蚀型土壤，是由黄土母质直接耕翻形成的初育土，主要分布在本区水土流失严重的黄土丘陵地段和黄土塬边、咀梢、梁峁以及沟谷坡地上，常与黑垆土交错分布。由于土壤侵蚀严重，表层耕层长期遭侵蚀，只得加深耕作黄土母质层，因而母质特性明显，无明显的剖面发育，为 A-C 型土，成土作用微弱，全剖面上下均匀。由于风成，黄土富含细粉粒，质地、结构均一，疏松绵软，富含石灰，磷钾储量较丰，但有效性差，土壤有机质缺乏。黄绵土由于土层深厚、质地疏松、适耕时间长、耕性良好等，因此，施用有机肥和秸秆后容易形成较肥沃的田块，但遭受暴雨后，易造成严重的水土流失。

新积土为新近冲积、洪积、坡积及塌积或人工堆垫的土壤，是由河流流水沉积物或山丘、河谷低处的洪积物和堆积物发育而成，成土期短，母质特性明显，属 A-C 型或(A)-C 型土。新积土按照物质沉积过程的差异划分为新积土和冲积土两个亚类，主要分布于马莲河及其支流两岸的河漫滩及一级阶地上。

根据国家土壤信息服务平台数据及庆阳市土壤分布图，本项目评价范围内涉及的主要土壤类型为黄绵土，评价区土壤类型分布图见图 10.2.1-1。

### 10.2.2 土壤理化特性调查

为了解项目调查范围内的土壤理化特征，本次在评价区内武 18 拉油点拟建地原油储罐区进行土壤理化性质和剖面调查监测结果，监测于 2022 年 3 月 6 日开展，土壤理化特性及剖面调查情况见表 10.2.2-1。

表 10.2.2-1 武 18 拉土壤理化性质调查表

点号		黄绵土典型调查点（武 18 拉）		
地理位置		庆阳市镇原县马渠镇赵渠村附近		
土壤类型		黄绵土		
时间		2022 年 3 月 6 日		
坐标		106.9637974, 35.9702827		
层次		分层①:	分层②:	分层③:
场	颜色	黄棕色	棕色	浅棕色
	结构	粒状	块状	柱状
	质地	中壤	中壤	中壤
	砂砾含量	10.2%	10.1%	9.9%
录	其他异物	无异物	少量石灰假菌	大量石灰结核
验	pH 值	8.5	8.7	8.5
	阳离子交换	14.1	13.5	13.7



	氧化还原电	578	571	582
	饱和导水率/	$3.2 \times 10^{-4}$	$3.1 \times 10^{-4}$	$3.2 \times 10^{-4}$
	土壤容重/	1.23	1.25	1.33
	孔隙度	52.3	51.1	51.7
	景观照片		土壤剖面照片	
	 <p>土壤现状质量监测点1#(武18拉)</p>		 <p>土壤剖面土质调查(武18拉拟建地)</p> <p>施工记录            天气:晴 风力:微风 1级 湿度:42%            位置:106°46'32.74"            海拔:915.9798227            深度:3.538.2米            单位:长庆油田分公司第十一采油厂镇413等区块产能工程            工程名称:中国石化长庆油田分公司长庆油田分公司第十一采油厂镇413等区块产能工程            环境影响评价工程材料检测报告            检测日期:2022.09.06</p>	

### 10.2.3 土壤环境现状调查与评价

#### 10.2.3.1 监测点位设置

##### (1)布点原则

①根据影响类型、评价等级，采用均布性与代表性相结合的原则，充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状；

②开发井区调查评价范围内涉及的典型土壤类型至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域；

③涉及入渗途径影响的，主要产污装置区应设置柱状样监测点；建设项目占地范围及其可能影响区域的土壤环境已存在污染风险的，应结合用地历史资料和现状调查情况，在可能受影响最重的区域布设监测点；

④涉及大气沉降影响的，应在占地单位外主导风向的上、下风向各设置 1 个表层样监测点；

⑤涉及地面漫流途径影响的，应结合地形地貌，在占地范围外的上、下游各设置 1 个表层样监测点；

⑥管线工程重点在站场位置设置监测点。

⑦生态影响型建设项目应根据建设项目所在地的地形特征、地面径流方向设置表层

样监测点。

### (2) 布点数量要求

建设项目土壤环境评价工作等级为污染影响型一级、生态影响型二级，现状监测布点类型及数量要求见表 10.2.3-1。此外，根据导则要求，污染影响型建设项目占地范围超过 100hm<sup>2</sup> 的，每增加 20hm<sup>2</sup> 增加 1 个监测点；生态影响建设项目可优化调整占地范围内、外监测点数量，保持总数不变；

**表 10.2.3-1 土壤环境现状监测布点类型与数量要求**

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	污染影响型	5 个柱状样点 <sup>a</sup> ，2 个表层样点 <sup>b</sup>	4 个表层样点
二级	生态影响型	3 个表层样点	4 个表层样点

a 柱状样通常在 0~0.5 m、0.5~1.5 m、1.5~3 m 分别取样；b 表层样应在 0~0.2 m 取样。

本项目永久占地 3.52hm<sup>2</sup>，临时占地 7.05hm<sup>2</sup>，总占地面积 10.57hm<sup>2</sup>，按照导则无需增加监测点。

### (3) 监测点位分布

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中现状监测布点类型与数量要求，并结合项目井区分布及评价工作等级，共设 14 个检测点位，其中厂区内 10 个监测点（4 个表层，6 个柱状样），厂区外 4 个监测点（表层），满足导则对监测数量要求。主要设于项目新、改扩建井场及主要集输管线等工程内容占地范围内建设用地及占地范围外的农用地，同时对项目开发井区涉及的典型黄绵土设置 1 个监测点进行理化性质监测，以掌握区域土壤环境背景。项目土壤环境监测点位布设体现了均布性与代表性相结合的原则，各监测点位分布见表 10.2.3-2 及图 6.3-1。

#### 10.2.3.2 监测因子及采样时间

土壤环境现状监测因子分为基本因子和建设项目的特征因子。基本因子为《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）和《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中规定的基本项目，分别根据调查评价范围内的土地利用类型选取；项目特征因子为石油烃。

##### (1) 建设用地基本因子

共 45 项，包括：

- ① 重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；
- ② 挥发性有机物：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；

③ 半挥发性有机物：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[1,2,2-cd]芘、萘。

(2)农用地基本因子

共 9 项，包括：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌及 pH 值。

(3)建设项目特征因子：共 1 项，石油烃。

(4)生态影响型调查因子

生态影响型调查因子为：pH 值、含盐量。

(5)监测时间及频次

本项目土壤环境现状监测实测时间为 2022 年 3 月 4 日-6 日，，取样频次均为 1 次。

表 10.2.3-2

土壤环境质量监测点位

编号	监测点位	采样点类型	采样位置	监测项目	备注
1#	武 18 拉	表层样	拟建井场拉油点储油罐	pH 值、GB 36600-2018 基本因子 45 项、石油烃、土壤理化性质、含盐量	站场占地范围内
2#	镇 413 拉	柱状样	既有原油储罐区		
3#	武 18 拉	表层样	拟建井场拉油点污水污油池	pH 值、石油烃、含盐量	
4#	合 58 井场（探井）	表层样	既有污水污油池		
5#	孟 100 井场（探井）	表层样	拟建井场拉油点储油罐		
6#	演 381 井场（探井）	柱状样	原探井建设时泥浆池旁	pH 值、石油烃	
7#	合 20 井场（探井）	柱状样	既有井场污水污油池		
8#	演 121 输油撬	柱状样	既有拉油点原油储罐区		
9#	镇 413 拉	柱状样	既有井场污水污油池		
10	武 18-2 井场	柱状样	拟建井场内钻井井口处		
11	武 18 拉站外耕地	表层样	拟建站场厂界外调查评价范围内土壤环境敏感目标	pH 值、GB15618-2018 基本因子 8 项、石油烃、含盐量	项目占地外 200m
12	镇 413 拉站外耕地	表层样	已建拉油点厂界外调查评价范围内土壤环境敏感目标		
13	武 18-2 井场至武 18 拉输油管线附近耕地	表层样	拟建输油管线调查评价范围内土壤环境敏感目标		
14	镇平 39-19 井场外耕地	表层样	拟建井场厂界外调查评价范围内土壤环境敏感目标		

## (6) 监测分析方法

土壤现状监测样品的采集、保存、分析与质量控制均按 HJ/T166、HJ25.1、HJ25.2、GB36600、GB15618 等要求进行，各监测项目检测分析方法见表 10.2.3-3。

表 10.2.3-3 监测项目分析方法

序号	检测项目	分析方法	方法依据	检出限
1	pH	玻璃电极法	NY/T 1377-2007	/
2	镉	原子吸收分光光度法	GB/T 17140-1997	0.05mg/kg
3	汞	原子荧光分光光度法	GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg
4	砷	原子荧光分光光度法	GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg
5	铜	原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
6	铅	原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	10mg/kg
7	镍	原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg
8	四氯化碳	气相色谱法	HJ 741-2015	0.03mg/kg
9	氯仿	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
10	1,1-二氯乙烷	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
11	1,2-二氯乙烷+苯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.01mg/kg
12	1,1-二氯乙烯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.01mg/kg
13	顺-1,2-二氯乙烯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.008mg/kg
14	反-1,2-二氯乙烯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
15	二氯甲烷	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
16	1,2-二氯丙烷	气相色谱法	HJ 741-2015	0.008mg/kg
17	1,1,1,2-四氯乙烷	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
18	甲苯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.006mg/kg
19	四氯乙烯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
20	1,1,1-三氯乙烷	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
21	1,1,2-三氯乙烷	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
22	乙苯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.006mg/kg
23	三氯乙烯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.009mg/kg
24	1,2,3-三氯丙烷	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
25	氯乙烯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
26	氯苯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.005mg/kg
27	1,2-二氯苯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
28	1,4-二氯苯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.008mg/kg
29	间+对二甲苯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.009mg/kg
30	邻二甲苯+苯乙烯	气相色谱法	HJ 741-2015	0.02mg/kg
31	萘	气相色谱法	HJ 741-2015	0.007mg/kg
32	锌	原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
33	铬	原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	4mg/kg
34	六价铬	碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ 1082-2019	0.5mg/kg
35	氧化还原电位	电位法	HJ 746-2015	/
36	饱和导水率	环刀法	《水土保持检测指标的观测方法》中国林业出版社（2013年）	/
37	阳离子交换量	容量法	NY/T 295-1995	/
39	土壤容重	重量法	NY/T 1121.4-2006	/
40	孔隙度	环刀法	《水土保持检测指标	/

			的观测方法》中国林业出版社（2013 年）	
41	全盐量	重量法	LY/T 1251-1999	/

### 10.2.3.3 监测结果与评价

本项目土壤环境质量现状监测结果见表 10.2.3-4~表 10.2.3-6。

表 10.2.3-4

拟建项目建设用地土壤本底调查结果表

单位: mg/kg

序号	监测项目		监测点位				GB 36600-2018)	达标情况
			镇 413 拉油点既有储罐区			武 18 拉油点拟建地原油储罐区		
	取样深度	检出限	0~50cm	50~150cm	150~300cm	0~20cm	第二类用地筛选值	
重金属和特征因子								
1	砷	0.01	20.97	24.3	24.09	23.79	60	达标
2	镉	0.01	0.65	0.68	0.61	0.88	65	达标
3	六价铬	0.5	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
4	铜	1	38	45	32	41	18000	达标
5	铅	0.1	54.2	50.5	53.2	77.6	800	达标
6	汞	0.002	0.233	0.225	0.216	0.276	38	达标
7	镍	3	52	49	55	61	900	达标
8	石油烃	6	156	135	118	103	4500	达标
9	pH 值	/	8.22	8.17	8.05	7.97	/	/
10	全盐量	/	0.0052	0.0050	0.0047	0.0061	/	/
挥发性有机物								
1	四氯化碳	$1.3 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	2.8	达标
2	氯仿	$1.1 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	0.9	达标
3	氯甲烷	$1.0 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	37	达标
4	1,1-二氯乙烷	$1.2 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	9	达标
5	1,2-二氯乙烷	$1.3 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	5	达标
6	1,1-二氯乙烯	$1.0 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	66	达标
7	顺-1,2-二氯乙烯	$1.3 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	596	达标
8	反-1,2-二氯乙烯	$1.4 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	54	达标
9	二氯甲烷	$1.5 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	616	达标
10	1,2-二氯丙烷	$1.1 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	5	达标
11	1,1,1,2-四氯乙烷	$1.2 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	10	达标
12	1,1,2,2-四氯乙烷	$1.2 \times 10^{-3}$	ND	ND	ND	ND	6.8	达标

13	四氯乙烯	1.4×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	53	达标
14	1,1,1-三氯乙烷	1.3×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	840	达标
15	1,1,2-三氯乙烷	1.2×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	2.8	达标
16	三氯乙烯	1.2×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	2.8	达标
17	1,2,3-三氯丙烷	1.2×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	0.5	达标
18	氯乙烯	1.0×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	0.43	达标
19	苯	1.9×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	4	达标
20	氯苯	1.2×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	270	达标
21	1,2-二氯苯	1.5×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	560	达标
22	1,4-二氯苯	1.5×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	20	达标
23	乙苯	1.2×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	28	达标
24	苯乙烯	1.1×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	1290	达标
25	甲苯	1.3×10 <sup>-3</sup>	0.015	ND	ND	ND	1200	达标
26	间二甲苯+对二甲苯	1.2×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	570	达标
27	邻二甲苯	1.2×10 <sup>-3</sup>	ND	ND	ND	ND	640	达标
半挥发性有机物								
1	硝基苯	0.09	ND	ND	ND	ND	76	达标
2	苯胺	0.1	ND	ND	ND	ND	260	达标
3	2-氯酚	0.06	ND	ND	ND	ND	2256	达标
4	苯并[a]蒽	0.1	ND	ND	ND	ND	15	达标
5	苯并[a]芘	0.1	ND	ND	ND	ND	1.5	达标
6	苯并[b]荧蒽	0.2	ND	ND	ND	ND	15	达标
7	苯并[k]荧蒽	0.1	ND	ND	ND	ND	151	达标
8	蒽	0.1	ND	ND	ND	ND	1293	达标
9	二苯并[a,h]蒽	0.1	ND	ND	ND	ND	1.5	达标
10	茚并[1,2,2-cd]芘	0.1	ND	ND	ND	ND	15	达标
11	萘	0.09	ND	ND	ND	ND	70	达标

注：ND 表示未检出。



表 10.2.3-5

拟建项目建设用地土壤本底调查结果表——特征因子

单位: mg/kg

监测项目	监测点位												(GB 36600-2018)	达标情况
	演 381 井场原探井建设时泥浆池旁			合 20 探井井场既有污水污水池			演 121 输油撬拟建储油罐区			镇 413 拉既有既有井场污水池附近				
取样深度	0~0.5m	1~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	1~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	1~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	1~1.5m	1.5~3m	第二类用地筛选值	/
石油烃	156	158	153	99	107	125	85	94	93	133	105	112	4500	达标
pH值	8.33	8.30	8.36	8.29	8.30	8.25	8.45	8.45	8.42	8.47	8.41	8.42	/	/
点位	武 18-2 拟建井场内钻井井口处			武 18 拉油点拟建污水污水池			合 58 探井拉油点既有污水污水池			孟 100 井场拟建井场拉油点储油罐区			(GB 36600-2018)	达标情况
取样深度	0~0.5m	1~1.5m	1.5~3m	0~0.2m			0~0.2m			0~0.2m			第二类用地筛选值	/
石油烃	129	144	148	108			166			180			4500	达标
pH值	8.24	8.23	8.20	8.04			8.37			8.40			/	/
全盐量	/	/	/	0.0060			0.0043			0.0049			/	/

注: ND 表示未检出。

表 10.2.3-6

拟建项目占地范围外农用地土壤本底调查结果表——基本因子及特征因子

单位: mg/kg

序号	监测项目		监测点位				《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)	达标情况
			武 18 拉油点站外 200m 处	镇 413 拉油点站外 200m 处	武 18-2 井场至武 18 拉输油管线附近耕地	镇平 39-19 井场外耕地		
	取样深度	检出限	0~20cm	0~20cm	0~20cm	0~20cm		
1	pH 值	/	8.15	8.29	8.17	8.35	/	/
2	砷	0.01	22.15	21.92	19.68	19.55	25	达标
3	镉	0.01	0.36	0.4	0.31	0.22	0.6	达标
4	铜	1	41	43	47	49	100	达标
5	铅	0.1	28.9	38.4	36.5	43.3	170	达标
6	汞	0.002	0.122	0.19	0.135	0.141	3.4	达标
7	镍	3	51	38	56	42	190	达标
8	铬	4	35	29	39	28	250	达标
9	锌	1	86	113	113	132	300	达标
10	全盐量	/	0.0064	0.0064	0.0056	0.0061	/	/
11	石油烃	6	76	68	69	74	/	/

注: ND 表示未检出。

### (1) 拟建项目土壤环境质量现状

由监测结果可知，本项目各场站建设用地的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）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地土壤环境质量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他农用地风险筛选值标准要求。

### (2) 现有工程土壤污染现状调查

#### ① 现有工程已采取的土壤环境保护措施

A、钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用，钻井结束后，废弃泥浆和岩屑在防渗泥浆池中进行无害化处理，含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置。试油、压裂等井下作业过程中，在井场地表铺设防渗布及时回收落地油，产生的试油废水、压裂液等全部入罐存放，压裂液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往新建及依托的措施返排液处理站处理后回注。

B、现有工程采出水及措施返排液全部收集处理达标后回注油层用于驱油，不外排；站场生活污水全部收集经生活污水处理设施处理达标后用于站场绿化及洒水降尘，不外排；井场设置含油污水收集池和集油槽，集油槽与含油污水池相连，生产过程中井口落地油全部收集至此，避免了地表径流携带油污污染场地及站场外土壤。

C、井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥；含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位进行处置，暂时无法接收时，送危废暂存点暂存；保障点内设生活垃圾收集装置，生活垃圾统一收集后运送至当地环卫部门指定地点处置。

D、现有联合站、接转站、增压机组和井场均参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）采取分区防渗措施；现有危废暂存点均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）相关要求建设并采取防渗措施。

#### ② 现有工程土壤污染现状调查

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本次评价对现有工程井场主要装置和设施附近的土壤环境进行布点监测，以了解现有工程土壤污染现状。由监测结果可知，本项目现有工程中演 381 井场、合 20 探井、合 58 探井、孟 100 探井场地的土壤环境中特征因子石油烃含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准；表明现有

工程土壤环境满足标准要求，主要污染源未对周边土壤环境敏感目标造成污染影响。

### 10.3 土壤环境影响预测与评价

项目对土壤环境的影响主要表现为土壤性质、土壤肥力和土壤污染三个方面。

#### 10.3.1 土壤性质和土壤肥力影响分析

##### 10.3.1.1 施工期

工程施工期对土壤性质和土壤肥力的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其原有的植物生长和农业生产能力。根据建设项目的工程内容，管线工程和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。

##### (1) 土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

##### ① 扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为 15~25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在施工过程中，该工程对土壤耕作层影响较严重。

##### ② 混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏，进而改变土体中物质和能量的转移及传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

##### ③ 影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

## (2) 对土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。根据资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，根据某工程开挖区不同地貌类型区不同土层的土壤养分含量的状况，以剖面加权方法计算的养分含量变化见表 10.3.1-1。

表 10.3.1-1 工程开挖对土壤养分的影响<sup>①</sup>

地貌类型区	有机质 (%)		氮素 (%)		磷素 (%)		钾素 (%)	
	A	B	A	B	A	B	A	B
黄土梁峁区	0.66	46.5	0.044	50.6	$2 \times 10^{-6}$ <sup>②</sup>	33.3	$61 \times 10^{-6}$ <sup>②</sup>	32.5
沟谷平原区	0.47	42.6	0.020	27	$6 \times 10^{-6}$ <sup>②</sup>	46.0	$31 \times 10^{-6}$ <sup>②</sup>	26.3
黄土台塬区	0.29	36.2	0.044	47.3	0.029	13.9	0.19	9.1

注：①A 是工程造成土壤养分的损失量，B 是损失量占现状含量的百分比②速效性养分含量。

根据上表资料统计，即使在实行分层开挖、分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 36.2~46.5% 左右，氮下降 27~50.6%，磷下降 13.9~46.0%，钾下降 9.1~32.5%，由此表明工程开挖对土壤养分具有明显的影响。本项目主要分布在残源沟壑区，土地利用类型为草地和耕地，土壤中的养分含量相对较高。因此在土石方开挖、回填过程中，必须严格对表层土实行分层堆放和分层回填，尽量减小因工程开挖施工对土壤养分的影响。

### 10.3.1.2 运行期

#### (1) 对土壤肥力的影响

石油是一种含碳的有机化合物，石油污染后土壤中的有机质含量明显增加，石油类污染物将导致土壤中的碳含量大幅度增加，为土壤微生物提供了丰富的碳源，有助于污染土壤自然降解过程中土著石油降解菌的大量生长，而这些土著石油降解菌在生长的同时大量消耗了土壤中原有的 N、P、K 等营养物，从而使得土壤中 N、P、K 等营养物含量呈现下降趋势，在距离污染源 30m 处降至最低，在距离污染源 200m 处恢复至正常水平。

#### (2) 对土壤酶活性的影响

根据前人针对陇东黄土高原地区石油污泥原位修复过程中土壤主要肥力指标动态变化分析的研究成果，选取被石油污染的土壤初始含油量高达 1.46% (即 14600 mg/kg)，经测定，在采样初期脲酶活性和脱氢酶活性较低，随着采样时间的推移，活性逐渐增强，

而多酚氧化酶和过氧化氢酶活性采样初期活性较低，随着采样时间的推移，活性逐渐减弱，说明土壤中可降解的石油烃组分得到一定程度的去除，土壤酶活性略有提升，说明土壤具有一定恢复被破坏的生化平衡和自净作用的能力。

### 10.3.2 土壤污染影响分析

#### 10.3.2.2 非正常状况下

本项目井场、站场均采取分区防渗措施，但在施工期和运行期难免发生因防治措施落实不到位，或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在以上非正常情况下，原油、采出水、措施返排液等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水产生一定影响。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下落地油对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和土壤累积影响。

##### (1) 落地油的性质和污染途径

###### ①落地油的成分和性质

落地油的主要成分是原油，含少量泥砂等。根据《国家危险废物名录》，落地油属于危险废物，危废类别 HW08。落地油产生后如不及时收集清理，经日晒风化，油泥中的轻组分通过挥发进一步减少，沥青与胶质组分增多。

###### ②落地油对土壤产生影响的范围和途径

石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面的石油类污染物更易于粘附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。根据张海玲等人的研究结果：原油进入土壤后，固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0~40cm，并以 0~5cm 处含量最高，但在降雨条件下，落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散。

##### (2)落地油对土壤环境的影响

###### ①对土壤理化性质的影响

王金成等人针对陇东黄土高原地区石油污染土壤微生物群落及其与环境因子的关系进行了研究，结果表明：当土壤中石油类含量增加，即土壤孔隙中石油占主导，其饱和度较大时，土壤孔隙中水分含量较低，因而石油的强疏水性导致高含油率土壤的疏水性，使土壤含水率降低，储水能力下降，进而引起土壤细菌及放线菌数量的上升，厌氧降解的过程产生的酸性物质使得土壤 pH 值下降。因此，石油类污染物会对土壤理化性质产生一定影响。

###### ② 土壤累积影响分析

根据张海玲等人对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律的研究（张海玲，杨琴，赵敏.陇东油田井场石油类物质自然迁移规律研究[J].油气田环境保护技术研究，2014，24(6),7-10）结论：

A、井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关，开采年限越长，石油类含量越高；油井数量越多，污染物含量也越高。

B、原油在土壤中的分布，横向上主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0~10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少；在 40m 之外降低到安全水平（300mg/kg）之内。整体上石油类物质浓度与水平距离符合负指数关系，相关系数在 0.9 以上。纵向上原油主要集中在 0~40cm 内，表层 0~5cm 深度内含量最高，沿土层深度按负指数规律（ $R>0.9$ ）迅速降低，到 50cm 深度基本降至安全水平以下。

因此，评价要求建设单位应严格落实标准化井场建设，加强运行期环境管理，将落地油的污染控制在井场范围内。

### ③对土壤环境的污染影响

拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下的垂直入渗影响。考虑到落地油中的石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此，评价以降雨条件下随雨水下渗的石油类污染物作为预测对象，分析其对土壤的影响深度及污染物浓度。

#### 1) 预测模型

评价采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 推荐的一维非饱和溶质运移模型进行预测，该方法适用于某种污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( \theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数， $m^2/d$ ；

q——渗流速率， $m/d$ ；

z——沿z轴的距离，m；

t——时间变量，d；

$\theta$ ——土壤含水率，%。

初始条件：

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

边界条件:

第一类 Dirichlet 边界条件, 其中式 (1) 适用于连续点源情景, 式 (2) 适用于非连续点源情景。

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0 \quad (1)$$

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases} \quad (2)$$

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

## 2) 模型概化

### a、边界条件

评价区降雨多集中在夏季, 且多为短时暴雨, 因此将石油类的渗漏概化为非连续性的点源污染。根据评价区气象条件, 本次模拟假设降雨量为 50mm/d, 降雨持续时间为 2d, 地面蒸发量为 6mm/d。上边界为有积水的降雨条件, 下边界为自由排水边界。

### b、模型参数选取

模型解算采用 Hydrus-1D 软件, 利用软件建立评价区黄土溶质模型。

石油类比水轻, 且在水中的溶解度较低, 参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献, 石油类可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L。根据国内 (如张淼等) 在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线, 考虑室内和室外的尺度差异, 本次评价石油类纵向弥散系数取值为 19.5, 自由水中扩散系数取值为 16.7; 根据吸附解析的实验研究 (参见史红星《石油类污染物在黄土高原地区环境中迁移转化规律的研究》), 采用 Henry 吸附模型刻画石油类的吸附动力学过程, 饱和吸附量取值为 134.07, 吸附系数取值为 0, 经验系数 beta 取值为 1。

水力学参数包括土壤水分特征曲线参数和土壤垂直入渗系数。

#### a、土壤水分特征曲线:

考虑到污染物主要在土壤浅表层聚集, 根据以往野外现场调查采集的一组黄土原装样, 在室内采用土壤水分特征曲线测试仪测定了拟合土壤水分特征曲线所需的负压和含水率变化值, 然后利用 van 公式对土壤水分进行拟合, 拟合获得的土壤水分特征曲线如图 10.3.2-1 所示, 土壤水分特征曲线参数见表 10.3.2-1。



表 10.3.2-1 黄土水分特征曲线拟合参数

r	s	$\alpha$	n	l	备注
0.056	0.46	0.0003	4.5711	0.5	本次测定拟合值
0.036	0.40	0.00806	2.4869	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.029	0.41	0.00331	2.73902	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.0403	0.423	0.00389	3.26567	0.5	算术平均值

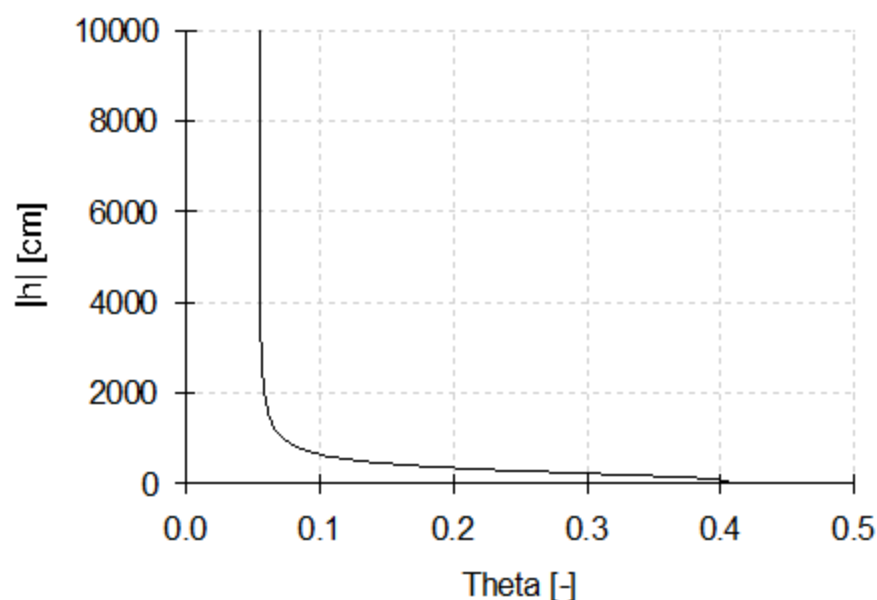


图 10.3.2-1 土壤水分特征曲线拟合图

b、土壤垂直入渗系数：依据理化性质调查数据给出。

模拟厚度设置为 30m，模型剖分按 10cm 间隔，共 3001 个节点；初始含水率设置为田间持水量。

### ③预测结果及分析

基于以上评价因子源强及模型参数，预测结果见表 10.3.2-2 及图 10.3.2-2 所示。

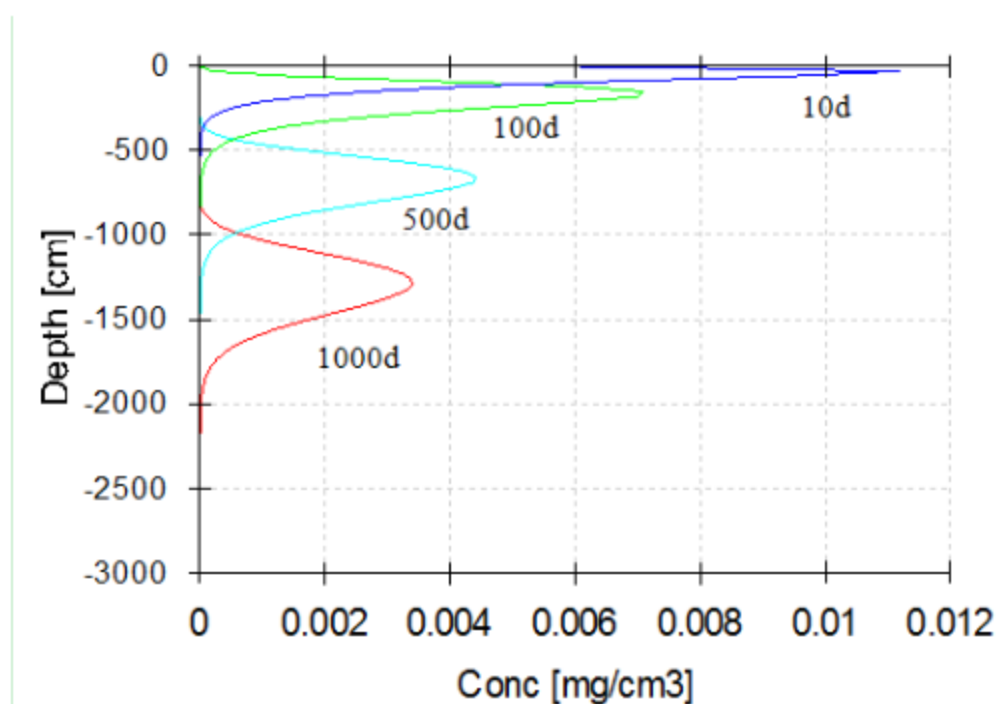


图 10.3.2-2 落地油石油类在土壤运移剖面特征图

表 10.3.2-2 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	运移天数 (d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度 (m)	最大运移距离 (m)	最大距离处石油类浓度 (mg/kg)
1	10	1.39	0.3	9.0	$3.43 \times 10^{-7}$
2	100	0.78	1.5	15.0	$1.76 \times 10^{-7}$
3	500	0.48	6.6	23.1	$1.53 \times 10^{-7}$
4	1000	0.37	12.9	30.0	$1.18 \times 10^{-7}$

由图可以看出，包气带土壤剖面上的石油类浓度由大变小。

运移至第 10 天时，石油类最大浓度为  $1.39\text{mg/kg}$ ，此时运移深度为  $30\text{cm}$ ；最大运移深度为  $900\text{cm}$ ，该点石油类浓度为  $3.43 \times 10^{-7}\text{mg/kg}$ 。

运移至 100 天时，石油类最大浓度为  $0.78\text{mg/kg}$ ，所在位置位于地面下  $150\text{cm}$  处；最大运移深度为  $1500\text{cm}$ ，此时石油类在土壤中的浓度为  $1.76 \times 10^{-7}\text{mg/kg}$ 。

运移至 500d 时，石油类最大浓度为  $0.48\text{mg/kg}$ ，所在位置位于地面下  $660\text{cm}$  处；最大运移深度  $2310\text{m}$ ，此时石油类在土壤中的浓度为  $1.53 \times 10^{-7}\text{mg/kg}$ 。

运移至 1000d 时，石油类最大浓度为  $0.37\text{mg/kg}$ ，所在位置深度为  $1290\text{cm}$ ，最大运移深度为  $3000\text{cm}$ ，该处浓度为  $1.18 \times 10^{-7}\text{mg/kg}$ 。

由此可见，随着时间的推移，石油类逐渐向包气带土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低，运移过程中石油类最大浓度均满足《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“第二类用地”筛选标准（即  $4500\text{mg/kg}$ ）。本次土壤现状监测值中石油类最大浓度值为  $7.76\text{mg/kg}$ ，与预测值叠加后最大值为  $9.15\text{mg/kg}$ ，

满足 GB36600-2018 中“第二类用地”石油类筛选标准。可以看出，当落地油洒落于地面，在有强降雨持续发生时，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类影响会逐渐消失。因此，项目土壤环境污染影响可以接受。

### 10.3.2.3 大气沉降影响

通过工程分析可知，本项目产生的废气污染物主要为非甲烷总烃，对周边土壤环境的影响途径主要是非甲烷总烃无组织排放后随大气扩散、迁移，随雨水及农灌水渗入进而污染土壤，影响井站场周边的植被生长。

由于本项目污染途径涉及到大气沉降，因此评价范围以非甲烷总烃最大落地浓度距离为基准。本次评价选取非甲烷总烃无组织排放量最大的镇 38-20 井场作为典型站场作为评价目标。

#### (1) 计算模式

按照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中推荐的土壤污染累积模式预测。

a、单位质量土壤中某种物质的增量用下式计算：

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

上式中：

$\Delta s$ —单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

$I_s$ —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，按照年排放量进行计算，g；

$L_s$ —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排除的量；

$R_s$ —预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排除的量，g；

$\rho_b$ —表层土壤容重， $\text{kg/m}^3$ ，根据前述土壤各理化性质调查结果，本项目所在区域表层土容重取监测平均值  $1270\text{kg/m}^3$ ；

$A$ —预测评价范围， $\text{m}^2$ ，取半径 1000m 的圆形范围（以项目站场中心为圆心），即  $3.14\text{km}^2$ ；

$D$ —表层土壤深度，一般取 0.2m；

$n$ —持续年份，a。

b、单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S=S_0+\Delta S$$

### c、相关参数选取

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），涉及大气沉降影响的，可不考虑输出量，因此本次预测  $L_s$  以及  $R_s$  均取值为 0。

#### (2) 污染物进入土壤中的测算

由于项目区较为干燥，降雨相对较少，正常情况下由于非甲烷总烃发生沉降的可能性较小，因此本次预测假设镇 38-20 井场的非甲烷总烃年排放量的 50% 进入到土壤环境当中。根据工程分析镇 38-20 井场的非甲烷总烃年排放量约为 1.4112t/a，则土壤环境的输入量为 0.7056t/a。

#### (3) 预测结果

通过上述方法预测计算得出本项目投产 1 年、5 年、10 年、20 年后土壤中的非甲烷总烃新增输入量预测结果，见表 10.3.2-3。根据表 10.3.2-3 预测结果，本项目镇 38-20 井场的无组织排放的非甲烷总烃沉降至土壤环境后，经过 20 年的服役期后，周边表层土壤中非甲烷总烃的浓度增量为 17.6938mg/kg。由于非甲烷总烃在土壤环境中无评价标准，本次评价参照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）中“第二类用地”石油烃筛选标准（即 4500mg/kg），满足标准。

**表 10.3.2-3 单位质量表层土壤中非甲烷总烃的增量预测值 单位：mg/kg**

项目		1 年	5 年	10 年	20 年
非甲烷总烃	新增值	0.88469	4.42345	8.8469	17.6938

### 10.3.3 土壤环境生态影响分析

#### 10.3.3.1 施工期土壤环境生态影响分析

施工期土壤环境生态影响主要表现为井场、站场及各种集输管线施工区域的土壤剥离。评价要求对表层土壤进行单独剥离，及时覆盖到植被恢复区，确需保存的采取单独保存方式，通过临时遮盖防止流失。另外，施工过程中的车辆碾压等可能造成临时道路等区域的土壤板结等结构破坏。

#### 10.3.3.2 运行期土壤环境生态影响分析

本项目运行期土壤环境生态影响主要体现在由于区域浅层地下水水位埋深变化引起的土壤盐化。

##### (1) 预测方法

本项目土壤环境生态影响型预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合平分法进行

预测，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^n W_{xi} \times I_{xi}$$

式中： $S_a$ —土壤盐化综合评分值；

$n$ —影响因素指标数目；

$I_{xi}$ —影响因素 $i$ 指标评分；

$W_{xi}$ —影响因素 $i$ 指标权重。

根据导则附录F，土壤盐化影响因素赋值表见表10.3.3-1。

表 10.3.3-1 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0分	2分	4分	6分	
地下水埋深 (GWD) /(m)	GWD≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	EPR<1.2	1.2≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25
土壤本底含盐量 SSC/ (g/kg)	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总固体 (TDS) /(g/L)	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.1

## (2)预测结果

本项目土壤盐化各影响因素取值见表10.3.3-2。

表 10.3.3-2 本项目土壤盐化影响因素分值表

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深 (GWD) /(m)	>2.5	0	0.35	地下水埋深均大于2.5m
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	3.33	4	0.25	干燥度值为3.33
土壤本底含盐量 SSC/ (g/kg)	0.0064	0	0.15	土壤本底含盐量最大值为0.0064
地下水溶解性总固体 (TDS) /(g/L)	0.731	0	0.15	地下水溶解性总固体最大值为0.997
土壤质地	壤土	4	0.1	/

表 10.3.3-3 土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值 ( $S_a$ )	$S_a < 1$	$1 \leq S_a < 2$	$2 \leq S_a < 3$	$3 \leq S_a < 4.5$	$S_a \geq 4.5$
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

经计算，本项目土壤盐化综合评分分值 ( $S_a$ ) 为1.4分。对照导则附录F中土壤盐化预测表 (见表10.3.3-3)，本项目所在区域土壤盐化综合评分预测结果为轻度盐化。

## (3)运行期地下水开采及采出水回注等对土壤环境的影响

### ①油田水源井对土壤环境的影响

本项目新建水源井开采层位均为白垩系洛河组含水层，根据现场调查，项目区周边居民多取用第四系黄土潜水，基本不取用深藏的洛河组地下水。由项目区水文地质勘察报告可知，第四系黄土潜水含水层与白垩系洛河组含水层之间分布有稳定的隔水层，两个含水层之间的水力联系较弱，即洛河组含水层的开采对上覆的第四系潜水含水层影响较小，且基本不会影响到浅层地下水的水位埋深，因此水源井开采不会引起土壤盐化。

#### ②采出水回注井对土壤环境的影响

根据工程分析，本项目不新建采出水回注系统，采出水处理及回注均依托既有的镇二联系统，依托工程运营期采出水回注将会对土壤产生一定影响。本项目采出水回注井回注层位为三叠系延长组，该层位与项目区具有供水意义的白垩系洛河含水岩组底界（约 1100m 深）之间存在约 800~1300m 厚的地层封隔，且按照油藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，采出水回注到含油层基本不会对地下水水位产生影响，进而不会造成土壤盐化。

#### ③注水管线对土壤环境的影响

根据工程概况，项目所采用的注水管线两端有压力检测装置，管线长时间持续泄漏的可能性较小，同时由于项目区的浅层地下水埋深相对较大，均大于管线埋深，因此基本不会影响到下层地下水水位，不会造成土壤盐化。

通过上述分析可知，本项目运行期不会导致项目区土壤盐化的加剧。

## 10.4 土壤污染防治措施

### 10.4.1 施工期土壤污染防治措施

本项目土壤污染预防主要涉及废水、固体废物等污染源的源头防控措施。鉴于第 6.2.2 和 6.2.4 节中已明确，本节仅作出衔接性和补充性要求。

#### 10.4.1.1 源头控制措施

##### (1)废水源头防控措施

- ① 施工期污废水严禁排放；
- ② 钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；
- ③ 钻井结束后，废弃泥浆在泥浆收集罐中进行固液分离，分离出的上层液体运至措施返排液处理站处理，固体送有资质单位处置；

④ 试油、压裂等措施作业时采用密闭作业，避免措施液泄漏，措施返排液 100%入罐回收；

⑤ 压裂液返排液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往新建及依托措施返排液处理站处理后回注，不外排。

#### (2) 固废源头防控措施

① 钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害的水基钻井液。钻井液循环使用，钻井完毕后，按泥浆不落地技术要求，泥浆和岩屑统一送有资质单位处置。

② 加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③ 含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置，不得遗留在井场或随意排放；

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

#### 10.4.1.2 过程防控措施

(1) 泥浆池开挖整平后应对底部进行压实，四周及底部采取防渗，铺设的防渗膜应向泥浆池外部延伸 $\geq 2\text{m}$ ，并将边缘压实，作业过程中敷设防渗布。泥浆池周边应构筑堤、坝、挡土墙等设施，并高出地面 0.5m，避免钻井废水及泥浆溢出对池外未防渗区域土壤造成影响；

(2) 设置泥浆不落地系统，对产生的泥浆进行收集，处理，液相送采出水处理站，固相送有资质单位统一处理。

(3) 试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

(4) 井场内用于存放含油岩屑、废油料等危险废物的临时危废暂存点，应采取符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单中规定的防渗措施，且不相容的危险废物应分开堆放，避免混存；

(5) 试油、压裂等井下作业过程中，应在井场地表铺设防渗布，确保落地油不落地并及时收集处置。

(6) 管道、站场等施工过程中土壤应分层开挖、分层回填。开挖时将剥离表土集中堆放于开挖区一侧，并将 0~40cm 表层土、底层土分开堆放；在施工结束后回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

### 10.4.1.3 污染治理措施

(1)井场、站场施工结束后，及时清理施工过程中产生的岩屑、落地油和生活垃圾等固体废物；

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

(3)已发生岩屑和落地油污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换，并对置换出的污染土壤进行合理处置。

## 10.4.2 运行期土壤污染防治措施

### 10.4.2.1 源头控制措施

#### (1)废水源头控制措施

① 采出水及措施返排液全部收集进入既有水处理系统，处理达标后回注油层用于驱油，不外排；

② 站场生活污水全部收集经生活污水处理设施处理达标后用于站场植被绿化等综合利用，不外排；

③ 加强井场标准化建设，设置含油污水收集池和集油槽，确保日常生产中井口落地油全部收集，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；

④ 井场、站场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外。

⑤ 加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防治管线泄漏引起的土壤污染。

#### (2)固体废物源头控制措施

① 井口设置集油槽，井场设置含油污水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废暂存点暂存，定期委托有资质单位处置；

② 井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时收集落地油和含油污泥，定期委托有资质单位处置；

③ 含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位进行处置，暂时无法接收时，送依托的危废暂存点暂存；清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

### 10.4.2.2 过程防控措施

(1)新建拉油点和井场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区三个级别。其中，重点防渗区包括储罐区、含油污水池等，防渗结构层的渗透系数不应大



于  $1.0 \times 10^{-10} \text{ cm/s}$ ;

(2) 依托危废暂存点均应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001) 相关要求建设, 暂存点内底面及提交进行基础防渗, 防渗系数至少满足 1m 厚粘土层(渗透系数  $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ ), 或 2mm 厚高密度聚乙烯, 或至少 2mm 厚的其它人工材料, 但渗透系数  $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{ cm/s}$ 。

(3) 评价建议项目应根据相关的标准规范要求, 对井场、站场各类设备设施加强日常维护, 发生故障时及时发现及时进行维修, 以防止废气无组织排放污染下风向土壤。此外, 土壤污染物可通过生物降解或植物吸收而净化, 也可在厂区空闲区域进行人工栽植适应评价区环境的灌木、草地等植被, 以减少对周边土壤环境的影响。

#### 10.4.3 闭井期土壤修复要求

项目闭井期采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油, 可能会对土壤环境造成影响。

评价要求井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置, 彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油, 避免对土壤和浅层地下水造成污染。闭井后, 应按照《污染地块土壤环境管理办法(试行)》的有关规定, 开展土壤环境调查及风险评估, 并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平, 且暂不开发利用或者现阶段不具备治理与修复条件的污染地块, 应制定风险管控方案, 移除或者清理污染源, 采取污染隔离、阻断等措施, 防止污染扩散。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平, 且需要开发利用的污染地块, 应开展治理与修复, 并达到相应规划用地土壤环境质量要求。污染地块治理与修复期间, 施工单位应当采取措施, 防止对地块及周边环境造成二次污染, 治理与修复过程中产生的废水、废气和固体废物, 应当依照国家有关规定进行处理处置, 并达到国家或者地方规定的环境保护标准。治理与修复过程中清理或者产生的固体废物以及拆除的生产经营设备设施、构筑物等属于危险废物的, 应当按照国家有关危险废物的规定进行处理处置。

#### 10.4.4 土壤生态环境保护措施

##### (1) 建设期

建设过程中严格控制施工范围, 车辆按照固定线路行走, 防止随意碾压土壤。施工过程中对地面工程压占区以及各种集输管线占用区表土单独剥离、单独保存, 及时将表土运至场地绿化区及临时占地恢复区使用。

##### (2) 运行期

根据前文分析，本项目在运行期可能会造成地下水水位变化的工程内容主要为油田水源井、采出水回注井及输水管线。评价对水源井及回注井的建设及运行管理提出以下要求：

①加强采出水回注井的固井质量及运行管理，防止发生串层现象；

②在回注井投入使用后应建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析，一旦发现回注井井出现异常情况，及时查明原因，采取补救措施；

③按照地下水环境监测计划定期对开采井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水位变化；

④回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，避免串层。

⑤为防止油田水源井开采井对居民的正常生活取水造成影响，环评要求企业水源井应尽量避免居民区分散及集中水源井；

⑥水源井取用深层的白垩系洛河组承压水，建设单位应按照设计要求布置水源井井位及井身结构，同时水源井不得取用浅层地下水；

⑦注水管线应进行防腐处理，并在施工结束后检查集输管线的密闭性；

⑧对集输管线定期进行人工巡查，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水造成影响；

具体的土壤生态环境保护措施要求详见11.3.4节，在此不做赘述。

## 10.5 小结

### (1)土壤环境现状

由监测结果可知，项目建设用地土壤环境质量满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值标准。

### (2)预测评价结果

#### ①污染预测

正常状况下，项目产生的废水、固体废物等均采取了有效的处理处置措施，不会对周边土壤环境造成污染。非正常状况下，项目原油、采出水等污染物泄漏可能会对土壤

环境造成一定影响，遇降雨条件，还可能污染地下水环境。评价预测了落地油在强降雨冲刷条件下，含油雨水入渗导致石油类污染物在土壤环境中的浓度及迁移深度随时间变化的过程。根据预测结果，随着时间的推移，石油类污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低，由此可以看出，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类影响会逐渐消失。

根据预测，本项目镇 38-20 井场的无组织排放的非甲烷总烃沉降至土壤环境后，经过 20 年的服役期后，周边表层土壤中非甲烷总烃的浓度增量为 17.6938mg/kg，对土壤环境的影响较小。

### ②土壤盐化预测

项目区的现状土壤盐化程度为轻度盐化。通过分析可知，本项目的实施不会引起项目区周边土壤环境盐化程度的加剧。

项目土壤环境影响评价自查表见表 10.5-1。

表 10.5-1 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				
	占地规模	(10.75) hm <sup>2</sup>				单个站场、井场永久占地均小于 5hm <sup>2</sup>
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（ ）、距离（ ）、				
	影响途径	大气沉降 <input checked="" type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他（ ）				
	全部污染物	非甲烷总烃、石油类、pH、地下水水位				
	特征因子	非甲烷总烃、石油类、pH、地下水水位				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> （石油开采）；II类 <input checked="" type="checkbox"/> （石油管线）；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>					
评价工作等级	一级（石油开采） <input checked="" type="checkbox"/> ；二级（石油管线） <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				污染影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级（石油开采、石油管线） <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				生态影响型	
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	4	4	0.2m	
	现状监测因子		7	0	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3.0m	
占地范围内监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）监测45项基本因子及石油烃；占地范围外监测《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中8项基本因子及石油烃。						
现状评价	评价因子	同上				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表D.1 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.2 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（ ）				
	现状评价结论	评价区建设项目占地范围内各监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；建设项目占地范围外各监测点位监测因子均低				

		于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中风险筛选值要求。		
影响 预测	预测因子	石油类、含盐量、非甲烷总烃		
	预测方法	附录EⅤ; 附录FⅤ; 其他( )		
	预测分析内容	影响范围(落地油进入土壤后, 预测值叠加背景值后最大值为9.15mg/kg, 未超过建设用地标准; 镇38-20井场的无组织非甲烷总烃沉降进入土壤环境后, 经过20年的服役期后表层土壤中非甲烷总烃浓度增量为17.6938mg/kg, 增加值较小。) 影响程度(本项目的实施及运行不会对所在区域的地下水水位产生影响, 也不会加剧所在区域的土壤盐化程度。)		
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治 措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他( )		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		8 (详见表14.4-2)	石油烃	站场3年1次 管线5年1次
信息公开指标	石油烃			
	评价结论	现状监测值满足相应《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值的限值要求和《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)土壤污染风险筛选值的限值要求; 根据预测结果可知该项目在正常运营期间对周围土壤环境造成的影响较小, 土壤环境影响可接受。		

## 11 生态环境影响评价

### 11.1 评价工作等级及评价范围

#### 11.1.1 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011),同时依据《环境影响评价技术导则:陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)生态环境影响评价工作级别划分判据,生态环境评价工作等级判定依据如 11.1.1-1 所示。

表 11.1.1-1 生态影响评价工作等级划分表

评价工作等级判据	影响区域生态敏感性	工程占地(水域)范围		
		面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km}\sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
	特殊生态敏感区	一级	一级	一级
	重要生态敏感区	一级	二级	三级
	一般区域	二级	三级	三级
本项目情况	一般区域	井区油气集输管线总长 9.65km (并行管线采用同沟敷设,注水管线与采油管线同沟),道路工程总长 1.65km,工程占地约 $10.57\text{hm}^2 < 2\text{km}^2$		
项目判定结果		三级		

项目影响区域内无风景名胜区、森林公园等《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ 19-2011)中规定的重要生态敏感区,从影响区域的生态敏感性上分类,属一般区域。工程占地(包括永久占地及临时占地)范围 $0.1057\text{km}^2 < 2\text{km}^2$ ,主要采油、注水管线总长9.65km(采油管线中3.82km同沟,注水管线12.93km同沟敷设),井场道路1.65km,总长小于50km。据此,判定本项目生态评价工作等级为三级。

#### 11.1.2 评价范围

生态影响评价范围依据《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007)中规定,本项目生态评价范围为各井区及井区边界向外延伸 2km,围进行评价,外扩后生态环境影响评价区总面积约  $61.1\text{km}^2$ 。重点对新建的井区内管线、拉油路线、道路工程两侧各 200m 范围进行评价。对既有探井改生产井井场,因既有探井井场已为工业用地,仅进行生态影响评价。

### 11.2 生态环境调查与评价

生态环境调查采用现场调查、资料收集与卫星遥感影像解译相结合的方法。

#### 11.2.1 生态环境现状调查方法

### 11.2.1.1 调查因子

结合当地生态环境特征，主要现状调查因子为：

- (1) 地形地貌：地貌类型、分布及面积；
- (2) 动植物资源：植被类型、分布、覆盖度与主要野生动植物种类；
- (3) 土地利用：土地利用类型、分布及面积；
- (4) 土壤侵蚀：土壤侵蚀类型、强度、模数、分布及面积；

### 11.2.1.2 调查方法

#### (1) 现场调查

通过野外调查，识别植物种类，对发现的动物进行记录，调查了解评价区土地利用类型及分布、植物种类及植被分布、陆生动物栖息地等状况。

#### (2) 资料收集

资料收集主要收集了《甘肃植被》、《甘肃省生态功能区划》等相关资料。

#### (3) 遥感影像处理及专题信息提取

##### ① 遥感信息源的选取

以美国陆地卫星 Landsat-8 OLI 影像为信息源，包括 9 个波段，空间分辨率为 30m，其中全色波段空间分辨率 15m，成像时间 2020 年 6 月 3 日。

评价所选用遥感影像在成像时间、空间分辨率和光谱分辨率等方面均能够满足评价工作等级要求，植被类型、土地利用现状等生态环境信息丰富，保证了各生态环境要素遥感解译结果的科学性和准确性。

##### ② 遥感影像预处理

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件对影像进行大气校正、裁剪、增强等遥感影像预处理。首先，采用 ENVI5.1 软件中的 FLAASH 大气校正模块对影像进行大气校正，消除因空气折射、散射等引起的辐射误差；其次，按照评价范围裁剪影像，进行辐射增强处理后，得到提取各生态环境要素的基础影像，见图 11.2.1-1。

##### ③ 专题信息提取

结合野外调查结果，选取训练样本，采用监督分类的最大似然法对遥感影像进行分类，并进行分类后处理，得到土地利用分类结果及植被类型，在 ArcGIS 中制作土地利用现状、植被类型等相关图件，并进行分类面积统计。

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件，基于遥感影像，在解译中，土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等为主要解译标志进行解译，分类统计并制图输出。根据

提取到的各专题信息，结合现场调查及相关资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征。本专题遥感影像解译流程见图 11.2.1-2。

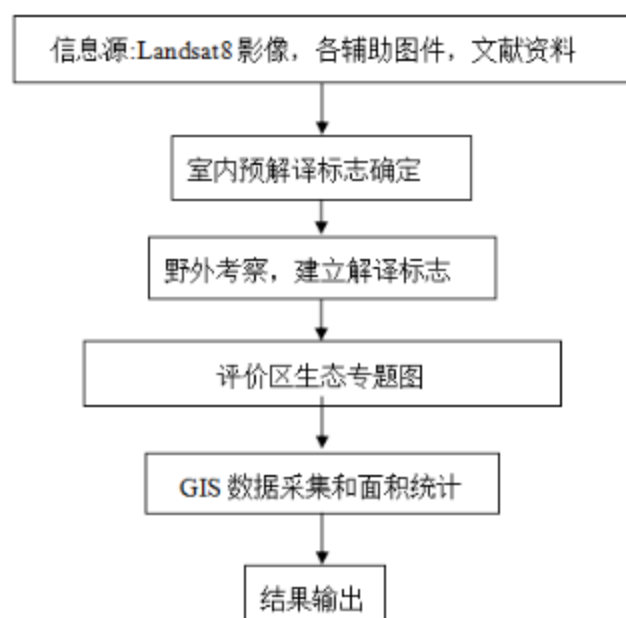


图 11.2.1-2 遥感影像解译处理流程图

## 11.2.2 生态环境功能区划及生态系统现状

### 11.2.2.1 生态功能区划

根据《甘肃省生态功能区划》，评价区属黄土高原农业生态区中的陇东黄土丘陵农业生态亚区，具体来说，包括环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区和黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区两类。

环县黄土丘陵和滩地强烈水土流失牧农生态功能区内丘陵起伏，沟壑纵横，干旱少雨，植被稀疏。属牧农区，农业分布在残源、滩地，丘陵陡坡为草场。

黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区属于暖温性森林草原生态系统。主要物种有白羊草、菱蒿、长芒草等。该区光照充足，热量丰富，源面宽阔平缓，河谷宽而均匀，阶地发育，十分有利于农业的发展。

### 11.2.2.2 生态系统类型

根据实地调查，评价区共有 5 种生态系统类型。其中以林地生态系统为主，分布广，面积大。各个生态系统的组成及分布见表 11.2.2-1。

表 11.2.2-1 评价区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	主要物种	分布
1	农田生态系统	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	呈带状或斑块状分布于评价区内沟谷两侧及台塬

2	草地生态系统	草本植物主要有白羊草、大油芒、针茅、狗尾草、铁杆蒿等	呈片状分布于评价区内的荒坡、沟谷
3	林地生态系统	乔木有油松、白桦、刺槐、旱柳等；主要灌木有黄刺玫、锦鸡儿、丁香、酸枣、狼牙刺等	呈片状、斑块状大面积分布于评价区
4	水域生态系统	水生藻类、芦苇、白茅等	呈线状分布于评价区
5	村镇生态系统	以人为主，人工绿色植物	呈斑块状散布评价区

评价区内主要生态系统的现状描述如下：

#### (1) 农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类较单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。

#### (2) 草地生态系统

评价区草地主要是天然草地，主要分布在山间沟谷洪水冲刷、水土流失较严重、土壤瘠薄地区，其生长缓慢、稀疏、低矮，牧用价值不高，平均生产力  $1.77\text{t}/\text{hm}^2$ 。该系统中动物种群简单，以野兔为主，还有蛇、蛙等。

#### (3) 林地生态系统

区内以乔木林为主，灌木林分布少，均为次生林或人工林。乔木广泛分布于评价区内，树种有白桦、油松、泡桐、刺槐等。林木胸径一般在  $7\sim 20\text{cm}$ ，树高  $10\sim 15\text{m}$ ，林地郁闭度  $0.4\sim 0.8$ ，林木蓄积量空间分布差异较大，一般在  $20\sim 60\text{m}^3/\text{hm}^2$ 。灌林地较分散的分布于评价区沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，分布较均一，以灌木、半灌木为优势类群，主要灌木有酸枣、黄刺玫、马茹刺、丁香、杠柳等。林地生态系统中的鸟类种类较少，数量不多，多为广布种。

#### (4) 水域生态系统

评价区内的水域为环江及其支流，各种水草及其微生物相互作用形成了水域生态系统。评价区内其它小型沟流，在干旱季节经常干涸、断流，从而使水域生态受到破坏，甚至造成生态系统的转型。

#### (5) 村镇生态系统

评价区村庄呈条带状、斑块状散布，主要集中于黄土沟谷和黄土梁峁地带。评价区主要涉及镇原县马渠镇、孟坝镇、新城镇、开边镇、殷家城乡、郭原乡和武沟乡，其中涉及新建井场的 2 个井区位于马渠镇和孟坝镇，村镇生态系统以人为主，辅以人居环境。村居四邻栽植有桐、槐等乔木，院落内有桃、杏等果树，在零散土地种植各类蔬菜。整



体上, 评价区村镇生态环境发展良好。

### 11.2.3 土地利用现状

按照《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017), 评价区的主要土地利用现状类型分为旱地、乔木林地、灌木林地、其他草地、农村宅基地、河流水面、公路用地、工业用地共 8 类。在影像解译中, 土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等特征作为主要解译标志进行解译, 土地利用现状解译标志见表 11.2.3-1。

表 11.2.3-1 土地利用类型遥感影像特征植被覆盖度类型

序号	土地利用类型	遥感影像特征
1	旱地	呈亮白色或浅绿色色彩, 表面平坦具台阶状或网格状影纹, 分布于比较平坦的梁顶或河流阶地。
2	农村宅基地	呈浅灰色色彩, 呈片状分布或棋盘状, 有道路连接。
3	乔木林地	呈紫红色色彩, 斑块状分布, 呈团簇状集中分布, 解译标志明显。
4	灌木林地	呈暗红色色彩, 具斑点状影纹, 分布于低山丘陵区。
5	其他草地	呈灰色~浅红色色彩, 广泛分布于评价区内。
6	公路用地	呈浅灰色线装分布, 与村落连接, 解译标准明显。
7	河流水面	呈兰色色彩, 以线状分布, 解译标志明显。
8	工业用地	呈块状分布, 亮白色色彩, 有道路连接。

在卫星影像图基础上解译出本评价区土地利用现状图, 见图 11.2.3-1, 经面积量算, 评价区土地利用现状面积统计见表 11.2.3-2。

表 11.2.3-2 评价区各井区土地利用现状统计表 单位: 面积— $\text{hm}^2$ , 比例—%

序号	土地利用类型	武 18 井区		镇 413 井区		合计	
		面积	比例	面积	比例	面积	比例
1	工业用地	12.03	0.39	30.55	1.01	42.57	0.70
2	公路用地	31.76	1.03	33.57	1.11	65.33	1.07
3	灌木林地	572.48	18.58	1253.14	41.37	1825.62	29.88
4	旱地	1145.59	37.18	731.08	24.13	1876.67	30.71
5	农村宅基地	57.96	1.88	100.41	3.31	158.36	2.59
6	其他草地	946.21	30.71	612.39	20.21	1558.61	25.51
7	乔木林地	315.37	10.23	268.28	8.86	583.65	9.55
合计		3081.40	100.00	3029.42	100.00	6110.82	100.00

通过表 11.2.3-2 可知: 总体而言, 评价区主要土地类型为旱地、灌木林地和其他草地, 分别占评价区总面积的 30.71%、29.88%、25.51%。评价区土地利用方式受地形、气候及水分条件的控制, 旱地主要分布于河流阶地、黄土梁塬; 乔木林地和灌木林地主要分布于黄土谷坡; 其他草地主要为退耕还林后的过渡性地类, 主要分布于塬面以下地形起伏较小的坡地。

## 11.2.4 植被资源现状

### 11.2.4.1 主要植被类型

根据现场调查结果并参照《陇东黄土高原丘陵沟壑区天然草地群落学特征研究》，评价区主要植物群落及特征见 11.2.4-1。

表 11.2.4-1 评价区主要植物群落及特征

序号	群落名称	群落描述	群落分布
1	温带落叶阔叶林	建群种以刺槐为主，间有山杨、油松等常见次生林木，林下混生灌木以狼牙刺、酸枣、荆条等旱生灌木为主，群落高度平均约 2~3m，盖度常在 60%左右	沟谷谷底、河滩地及村落间
2	温带灌草丛	群落植物以沙棘、黄刺玫、柠条等为主，伴生植物有油蒿、赖草、沙蒿、狗尾草、长芒草、赖草、大蓟等。该群落成片状或团块状分布，沙棘高度 40~250cm，丛幅 50~300cm。	主要分布于河道沟谷两侧及黄土梁茆阴坡、缓坡地带
3	温带草丛	群落植物主要有长芒草、莎草、阿尔泰狗娃花、胡枝子、冷蒿、黄花蒿等，长芒草为建群种，群落平均高度 50cm，盖度 40%	广泛分布于评价区各处

### 11.2.4.2 植被类型及分布

参考中国科学院中国植被图编辑委员会编撰的《中国植被图集》（2001 年），评价区的植被类型主要有农业植被、阔叶林、灌丛、草丛等 4 类。在影像解译中，植被类型解译标志见表 11.2.4-2。

表 11.2.4-2 植被类型及遥感影像特征

植被类型	遥感影像特征
农业植被	呈粉红色色彩，色彩均匀，具格状影纹，分布于黄土梁茆盖地和缓坡地。在河道两侧呈带状，块状分布，解译标志明显
温带落叶阔叶林	紫红色色彩，分布于评价区的沟谷阴坡
温带灌草丛	呈暗红色色彩，具斑点状影纹，分布于较陡沟谷或沟谷阴坡
温带草丛	呈灰色~浅红色色彩，广泛分布于评价区内

根据遥感解译标志，编制植被类型图，见图 11.2.4-1，评价区植被类型面积见表 11.2.4-3。

表 11.2.4-3 评价区植被类型统计 单位: 面积— $\text{hm}^2$ , 比例—%

序号	植被类型	武 18 井区		镇 413 井区		合计	
		面积	比例	面积	比例	面积	比例
1	农业植被	1145.59	37.18	731.08	24.13	1876.67	30.71
2	温带落叶阔叶林	315.37	10.23	268.28	8.86	583.65	9.55
3	温性草丛	946.21	30.71	612.39	20.21	1558.61	25.51
4	温性灌丛	572.48	18.58	1253.14	41.37	1825.62	29.88
5	无植被区	101.74	3.30	164.53	5.43	266.27	4.36
6	合计	3081.40	100.00	3029.42	100.00	6110.82	100.00

通过上表可知: 总体而言, 评价区植被类型主要为草丛与灌丛, 其中草丛主要分布于黄土谷坡, 植被种类为白羊草、长芒草、达乌里胡枝子、芨蒿、铁杆蒿等草本植物以及狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫、胡颓子等; 灌丛面积植被种类主要为黄刺玫、蒿属灌丛, 同时有狼牙刺、酸枣、荆条等。农作物种类以小麦为主, 其次为高粱、玉米、谷子、糜子、豆类、油菜等, 受地形条件限制, 农业植被主要分布于黄土塬与河流阶地, 同时在部分沟谷坡面有较大面积的梯田分布; 阔叶林主要为刺槐林, 树木种类主要为刺槐、泡桐、山杨、油松等乔木, 以刺槐为主, 林下混生有少量狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫等灌木。

植被类型遥感影像解译结果空间分布特征: ①乔木林主要分布沟谷谷底、河滩地及村落间, 树种主要为杨树等乔木, 林下混生有少量狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫等灌木; ②灌丛呈片状、斑块状分布于区内沟谷两侧, 且以阴坡陡坡沟坡地为主, 分布较为均一, 植被种类为黄刺玫、酸枣、荆条等灌木; ③草丛分布于评价区内的黄土谷坡, 植被种类为白羊草、长芒草、达乌里胡枝子、芨蒿、铁杆蒿等草本植物; ④农业植被广泛分布于黄土塬、河流阶地、沟谷坡面, 农作物种类以小麦为主, 次为高粱、玉米、谷子、糜子、豆类、油菜等。

#### 11.2.4.3 植被覆盖度

植被覆盖度可定义为单位面积上的植被覆盖面积, 是评估生态环境的一个重要参数。本次评价利用植物的反射光谱特征提取植被指数 (NDVI) 进行转化来反映植被覆盖分布特征。运用像元二分模型计算得到评价区植被覆盖度分级图, 见图 11.2.4-3, 植被覆盖度面积统计如表 11.2.4.4。

表 11.2.4-4 评价区植被覆盖度分布现状 单位: 面积— $\text{hm}^2$ , 比例—%

序号	植被覆盖度分类	武 18 井区		镇 413 井区		合计	
		面积	比例	面积	比例	面积	比例
1	<30%	634.88	20.60	374.65	12.37	1009.53	16.52
2	30%-45%	134.33	4.36	59.83	1.97	194.15	3.18
3	45%-60%	188.35	6.11	75.08	2.48	263.43	4.31

4	60%-75%	247.82	8.04	89.62	2.96	337.43	5.52
5	>75%	1876.03	60.88	2430.25	80.22	4306.27	70.47
合计		3081.40	100.00	3029.42	100.00	6110.82	100.00

根据植被覆盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果,区内植被覆盖度分布较为均匀,以低覆盖度占比最大。①高覆盖度植被主要分布在评价区沟谷上游且沟较少的阴坡地带;②中高覆盖度植被分布于评价区沟谷两侧,且以阴坡陡坡沟坡地为主,分布较为均一;③中覆盖度植被广泛分布于黄土塬及沟谷两侧,且以阳坡及缓坡沟坡地为主,分布较均一;④中低覆盖度植被分布于评价区基岩沟谷陡坡地、黄土梁峁区主要为薄层覆沙地带和陡坡地带;⑤低覆盖度植被分布于基岩沟谷陡坡地,主要为陡坡,陡崖地带。

### 11.2.5 动物资源现状

#### (1) 野生动物

根据调查,评价区的野生动物组成比较简单,种类较少,多为常见种类,物种组成以小型兽类和鸟类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、达吾尔黄鼠、大仓鼠、小家鼠等;野生禽类主要有啄木鸟、杜鹃、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。野生动物主要分布在林地及灌草丛中。

#### (2) 饲养动物

家畜主要有羊、牛、马、驴、骡、猪、兔、犬、猫等;家禽主要有鸡、鸭、鹅等;饲养昆虫以蜜蜂为主。

据调查,评价区内无国家或省级重点保护野生动物。

### 11.2.6 土壤侵蚀现状

参照《全国土壤侵蚀遥感调查技术规程》的土壤侵蚀类型与强度的分类分级系统,以气候、地表物质组成、地貌、植被覆盖度、土地利用现状等因素为划分依据,将评价区水力侵蚀划分为剧烈、极强烈、强烈、中度、轻度和微度 6 个土壤侵蚀强度等级。

在影像解译中,土壤侵蚀类型解译标志见表 11.2.6-1。

表 11.2.6-1 土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征

土壤侵蚀强度	侵蚀模数 (t/km <sup>2</sup> ·a)	遥感影像特征
微度水力侵蚀	0-500	黄色,网格状条纹,沟谷不发育,为平地。
轻度水力侵蚀	500-2500	呈土黄色色彩,色彩均匀,具网格状影纹,主要分布于黄土塬面及河流阶地,植被覆盖度高的低山区。
中度水力侵蚀	2500-5000	呈橙黄色色彩,具斑点状影纹,呈不规则斑块状分布,为植被覆盖度较好的灌林地,解译标志明显。
强烈水力侵蚀	5000-8000	呈橙色,具斑点状影纹,沟谷密度较大分布于沟谷两侧。
极强烈水力侵蚀	8000-15000	橙红色,主要分布于沟谷地带。

剧烈水力侵蚀	>15000	红色，零星分布于整个评价区。
--------	--------	----------------

依据评价区各井区土壤侵蚀类型图，见图 11.2.6-1。对不同土壤侵蚀强度进行面积量算，结果见表 11.2.6-2。

表 11.2.6-2 评价区土壤水力侵蚀强度分类面积统计 单位：面积— $\text{hm}^2$ ，比例—%

序号	土壤侵蚀分类	武 18 井区		镇 413 井区		合计	
		面积	比例	面积	比例	面积	比例
1	微度侵蚀	279.81	9.08	343.61	11.34	623.42	10.20
2	轻度侵蚀	1584.07	51.41	1841.93	60.80	3425.99	56.06
3	中度侵蚀	779.67	25.30	692.45	22.86	1472.12	24.09
4	强烈侵蚀	236.25	7.67	88.82	2.93	325.07	5.32
5	极强烈侵蚀	165.87	5.38	53.36	1.76	219.23	3.59
6	剧烈侵蚀	35.73	1.16	9.26	0.31	44.99	0.74
合计		3081.40	100.00	3029.42	100.00	6110.82	100.00

根据表 11.2.6-2 统计结果，评价区域内以轻度~中度侵蚀为主，分别占区域面积的 56.06%、24.09%；其次为微度和强度水力侵蚀，比例分别为 10.20%和 5.32%。

评价区微度水力侵蚀主要分布于黄土塬地区；轻度水力侵蚀分布于地形微起伏的黄土塬面和植被覆盖度高的谷坡地带以及较为平缓的河流阶地；中度水力侵蚀主要分布于植被覆盖度低、以草丛、灌丛为主、地形坡度大、沟谷发育密度较大的谷坡地带；强度水力侵蚀分布于黄土塬与黄土谷坡过渡地带，为沟谷、冲沟溯源侵蚀区，地形极为破碎，该区黄土崩塌等重力侵蚀作用较强，是土壤侵蚀较为严重的区域。极强烈水力侵蚀广泛分布于黄土塬与黄土谷坡过渡地带，为沟谷、冲沟溯源侵蚀区。

### 11.2.7 农业生产现状

评价区大部分土地为黄土塬沟壑区与河沟川地，由于降水在 400~600mm 范围，故依靠降水耕作。农业种植结构分为粮食作物、经济作物及其它农作物三大类，其中粮食作物以冬小麦和玉米为主，经济作物以油料作物为主，其它作物以蔬菜类为主，评价区主要农作物种类见表 11.2.7-1。

表 11.2.7-1 评价区主要农作物种类

分类		农产品名称
粮食作物	禾谷类	小麦、糜子、玉米、高粱、谷子、荞麦等
	豆类	黄豆、黑豆、青豆、蚕豆、豌豆等
	块根（茎）类	甘薯、洋芋等
经济作物	油料类	胡麻、油菜籽、葵花籽、花生、芝麻、蓖麻籽、荏籽等
	烟草类	烤烟
	药材类	甘草、麻黄、柴胡等
	其它类	黄花菜、白瓜子、黑木耳等
其它作物	蔬菜类	白菜、萝卜、葱、韭菜、蒜、辣椒、芹菜等
	瓜类	西瓜、甜瓜等

### 11.2.8 区域存在的生态环境问题

评价区生态功能区划属环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区和黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区两类，其中黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区，存在的生态问题主要是该区为马莲河各级支流的集中分布区，沟壑密度大，大部分地区水力侵蚀严重，为黄土高原水土流失严重区；塬区土地利用过度，易受旱，产量不稳；塬边坡地侵蚀强烈，土壤养分贫乏，为低产地；环县黄土丘陵和滩地强烈水土流失牧农生态功能区，因土壤含粉沙质大，结构疏松，极易受侵蚀，为水蚀、重力侵蚀并重区。评价区降雨集中，土质疏松，长期侵蚀形成了丘陵沟壑密布的地貌形态，水土流失现象较为严重，生态环境较为脆弱。

## 11.3 生态环境影响评价

### 11.3.1 施工期生态环境影响分析

#### 11.3.1.1 土地利用影响分析

##### (1) 土地利用方式影响分析

本工程占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场（含拉油点）和道路等的永久征地；临时占地包括钻井井场、管线和道路等的施工场所临时占地。

##### ① 永久占地

永久占地将彻底改变原有土地利用类型的性质，但由于永久占地面积相对较小，对评价区土地利用方式的影响较轻微。工程建成后，通过在场站周围进行绿化，可一定程度上补偿永久占地造成的生态损失。

##### ② 临时占地

临时占地将破坏占用土地上的植被并在短期内对土地利用功能构成较大影响。但随着施工结束后各项水保及植被恢复措施的实施，经 2~3 年的恢复治理，占地范围原有土地利用类型可基本得以恢复。

##### (2) 土地利用结构影响分析

##### ① 工程占地类型统计

为了便于进行宏观生态影响评价及环境管理要求，根据遥感解译结果，评价对项目不同工程占地类型进行了统计分析，并汇总给出整体工程占地情况，见表 11.3.1-1。

表 11.3.1-1 项目不同工程占地类型 单位:  $\text{hm}^2$ , %

占地 工程	旱地		其他草地		灌木林地		河流水面	公路 用地	永久占地		临时占地	
	永久 占地	临时 占地	永久 占地	临时 占地	永久 占地	临时 占地	临时 占地	临时 占地	占地	比例	占地	比例
井场	1.00	0.35	1.14	0.36	0.65	0.22			2.79	79.23	0.93	13.16
管线		3.23		0.76		1.08	0.01	0.71			5.79	82.13
道路	0.32	0.14	0.14	0.07	0.27	0.12			0.73	20.74	0.33	4.68
合计	1.32	3.72	1.28	1.19	0.92	1.42	0.01	0.71	3.52	100.00	7.05	100.00
比例	37.53	52.77	36.41	16.88	26.02	40.28	0.14	10.07	总计: $10.57\text{hm}^2$			

由表 11.3.1-1 可以看出,本工程总占地  $10.57\text{hm}^2$ ,永久占地  $3.52\text{hm}^2$ ,临时占地  $7.05\text{hm}^2$ 。永久占地中井场工程占地比重最大,占工程永久占地总面积的 79.23%,其次为道路工程,占 20.74%;临时占地中占地比重最大的为管线工程,达到 82.13%,其次为井场工程,占 13.16%。从本工程的不同占地类型来看,永久占地类型中排序为旱地、其他草地及灌木林地,占地面积分别为  $1.32\text{hm}^2$ 、 $1.28\text{hm}^2$ 和  $0.92\text{hm}^2$ ,比重分别为 37.53%、36.41%和 26.02%;临时占地类型中旱地面积最大,为  $3.72\text{hm}^2$ ,占临时占地的 52.77%,其次为灌木林地,占地  $1.42\text{hm}^2$ ,占地比重为 40.28%。

#### ②工程占地类型与评价区关系

总体来看,本工程占地在评价区总面积中比重 0.17%,且其中的 66.7%属临时占地,工程结束后经过 2~3 年时间即可恢复。故项目对评价区土地利用结构影响小。工程建设后项目评价区土地利用仍以灌草植被类型为主,对评价区土地利用结构影响小。

#### 11.3.1.2 对动植物的影响分析

拟建工程施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压,临时占地土方回填后,可以恢复原植被类型,但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

##### (1) 对植被的影响

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中,土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除,施工带两侧的植被由于挖掘土石堆的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏,会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物,使填挖区被生土覆盖或出露生土,植物恢复须经过较长时间。此外,石材、水泥的堆放也会占压一定的植物,尤其是水泥的抛撒,可造成附近土壤板结,影响植物生长。

施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度可达 4.5m，扰动范围路两侧各 2m，因此便道开拓推平、清除压占植物宽度可达 8.5m。

本工程对植被的影响，因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；管线、便道等为临时占地，原有植被破坏面积估计可占到 80%以上，其中大部分在 2~3 年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要 3~5 年时间。

## (2) 对动物的影响

评价区无重点保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域。因此，在施工过程中应加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动；合理安排施工时间，在动物活动频繁季节停止施工。在此基础上，项目建设对野生动物的影响小。

### 11.3.1.3 对农业生产的影响分析

#### (1) 农业损失计算

根据现场勘查，项目选址占用一定面积的耕地、草地和林地，进行场站、井场及辅助设施建设。占地必将造成一定程度的农业损失，项目临时占地对农林生产的影响累计时限约为 3 年，评价中对于临时占地（租借后退还土地）的农林损失按照损失 1 年产量，影响 2 年产量计算（竣工后第一年 20%，第二年 10%），随着临时占地在 2~3 年内的恢复，农林损失将逐渐消失。

#### (2) 农业及生态补偿

项目建设过程中，钻井、场站建设、管线敷设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。所占土地主要是耕地和草地。项目对耕地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对林地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此应该对拟建项目进行占地农业和生态补偿。

长庆油田用地采取“先借后征”的政策，即先借用一年土地修建临时道路、井场等，之后根据生产情况按需征用。借用一年土地，赔产两年作为补偿，退还的土地再按赔产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占地，农民一般只需停产 1 年，而得到的补偿费用相当于 4 年的农业产出，既可弥补借地带来的农业损失，又可提高农民收入。



拟建工程永久占地中的旱地虽然不是基本农田，但仍需按照《土地管理法》相关要求，采取以下补偿措施：

①由建设单位出资与地方政府融资相结合，当地政府圈定适宜的荒地，开垦与所占耕地的数量和质量相当的耕地；

②多方筹措资金开办农业种植教育、引进适合当地的农业种植技术、改善种植结构，提高单位农田产量；

③如没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求，应按照相关标准缴纳或补足耕地造地费。

#### 11.3.1.4 景观生态影响分析

##### (1) 景观格局影响分析

本工程施工期主要是对原有景观的破坏，场站、井组建设破坏其所占地及其附近的原有景观，形成片状人工景观；管线工程、道路工程等线状项目的建设，对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时将形成线状景观。本工程不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区范围的廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于工程占地面积小，临时占地施工完后很快可以得到恢复，评价认为本工程对评价区景观格局影响小。

##### (2) 景观生态影响分析

从景观生态功能和生态关系分析，管线工程、道路工程的建设，会造成项目所涉及的地表其两侧一定程度上的景观隔离，但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响，对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于项目在区域总面积中所占比重很小，其影响相对较小。

#### 11.3.1.5 生态系统影响分析

本工程的建设将对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生一定影响，但本工程占地面积较小，仅  $10.75\text{hm}^2$ ，其中临时占地比例为 66.7%；且占地分散各个小井区，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。道路工程为线性工程，对区域植被分布产生带状和破碎化影响，致使区域植被覆盖率、生物量有所降低，从占地的数量、比例和占地类型看，区域种群数量不会因此改变。

施工活动的噪声、运输、以及对植被的剥离、清理和压占会对陆地系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，

如项目建设区域植被破坏与动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。项目占地会造成评价区植被数量减少和植被覆盖度降低，但占地范围中大部分为临时占地，且分布较为分散，在施工结束后及时进行施工迹地恢复，植被可恢复到施工前状况，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

#### 11.3.1.6 农业生态系统影响分析

##### (1) 道路扬尘对农作物的影响

###### 1) 对生物代谢的影响

扬尘污染物主要通过气孔进入细胞，布满植物叶片的整个叶面，堵塞气孔，妨碍光合作用、呼吸作用和蒸腾作用，从而危害植物，微尘中的一些有毒物质可通过溶解渗透，进入植物体内，产生毒害作用。

①对光合作用的影响：叶片表面上覆盖的灰尘越多、时间越长，其受到灰尘的影响也越严重，光合作物受影响的程度也越明显。根据相关实验结果，植物叶片覆尘后光合速率均受到不同程度的影响，表现为下降的趋势。

②对气孔开放的影响：有研究说明，蒙尘后叶片的气孔导度比未蒙尘叶片的明显下降，有的甚至下降了 50%。

③对色素含量代谢的影响：植物中的色素含量对周围环境特别是大气污染的变化具有很强的敏感性，因此常常被用来指示大气污染物对植物生理状态的影响和改变。众多研究表明，扬尘污染能够降低叶片的叶绿素含量。

④对呼吸作用的影响：细小的灰尘颗粒覆盖在叶片上，堵塞了气孔，使叶片表面的温度升高，细胞内  $\text{CO}_2$  浓度升高  $\text{O}_2$  浓度降低，同时叶片的机械组织也受到不同程度的损伤，导致叶片呼吸作用减弱，呼吸速率下降。

⑤对蒸腾作用的影响：当叶片被灰尘覆盖后，影响了叶片对光的吸收，植物的蒸腾作用下降。

⑥对叶片温度的影响：灰尘能够提高叶表温度主要是因为：一是灰尘吸收太阳的近

红外光，导致叶片被灰尘覆盖后表面的温度上升。二是气孔堵塞使叶片不能与外界进行气体交换，从而引进温度升高。三是由于灰尘的覆盖，叶片对水分的利用效率降低，细胞内水分的含量比较多，热量不能释放出去，以致叶表温度升高。

### 2) 对农作物生长类比分析

类比《沙尘暴粉尘对农作物呼吸作用的影响》（赵华军，甘肃农业大学，硕士论文）中相关研究结果。主要研究结果如下：

①受沙尘暴粉尘的影响，小麦、玉米蒙尘叶的光合速率（ $P_n$ ）、蒸腾速率（ $T_r$ ）、气孔导度（ $G_s$ ）和呼吸速率（ $R$ ）要低于未蒙尘叶；

②从整体上看，小麦、玉米叶片在沙尘暴粉尘覆盖下整个生育期内叶片叶绿素含量明显的下降；

③测得小麦、玉米叶中可溶性蛋白质的含量总体上表现出下降趋势，小麦蒙尘处理与未蒙尘处理之间差异显著（ $p < 0.01$ ），而玉米蒙尘处理与未蒙尘处理无差异。

④开敞式环境条件下，同种类农作物叶片纵向不同高度滞尘量比较发现，“上”位的滞尘量明显高于“中”和“下”位，这是由于开敞式环境条件下车辆行人繁多，造成路面较大程度的二次扬尘

通过以上研究及分析可以看出，沙尘暴粉尘对农作物的播种、生长、成熟各个生长阶段具有不同程度的、不可忽视的、长期的危害作用。

### 3) 对农作物影响分析

根据前述影响分析，运输道路扬尘的影响集中在道路两侧 50m 的范围内，当道路两侧种植有农作物时，扬尘会对这些农作物生长造成影响，降低农作物的产量和品质。由于植被的滞尘能力使得道路扬尘的影响范围有所减小，特别像玉米、高粱一类的高大农业植被滞尘能力较强，根据现场调查，进井场道路对农植物的影响主要集中在道路两侧 20m 范围内，据此，本评价提出，对于有扬尘影响的进井场道路两侧 20m 范围内的农业植物将按照减产 50%或实际的作物产量的经济价值进行补偿，妥善解决好与当地群众的关系。

#### (2) 废钻井液对农作物的影响

工程施工期，钻井结束后将对废弃钻井液固液分离，按泥浆不落地系统的处置要求进行处理，避免对农作物产生影响。

本次评价参照大庆油田进行的废钻井液对农作物的影响的实验结果：在土壤中加入适量的钻井液(液体)时对作物生长、发育有刺激作用，对蛋白质、淀粉的合成、积累有

促进作用，也应指出金属铜和砷在作物籽粒中有随钻井液浓度增加而增高的趋势。本实验设计的浓度（钻井液浓度 5%~30%）未对作物生长、发育状况产生不良影响。

#### 11.3.1.7 道路施工对生态系统的影响

道路属于油田开发中的辅助工程，但因其线性性质，在施工过程中，对生态环境带来的影响不容忽视。

##### (1) 道路施工对土地利用的影响

施工期道路工程对土地利用的影响主要作用于临时占地，在道路施工结束后，及时覆土复垦，临时占地恢复原有土地性质，对土地利用的影响不大。

##### (2) 道路施工对植被的影响

道路施工进行植被剥离、清理和占压，施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度可达 4.5m，影响范围为两侧各 2m，因此便道开拓推平、清除压占植物宽度可达 8.5m。临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型。

##### (3) 道路施工对动物的影响

评价区无特殊保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。道路施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和道路沿线区域。

##### (4) 道路施工对水土流失的影响

道路开挖扰动地表，剥离植被，同时形成临时土垄，将为施工期内的水土流失提供物质来源。由于施工期较短，该影响仅为暂时性的局部影响。

另外，道路施工还对区域景观以及人群生活带来一定的影响，因线性工程分段实施，且施工期较短，所以属于暂时性局部影响，严格施工规范，采取相应生态保护、治理及恢复措施的前提下，道路施工期对生态影响在可接受范围内。

### 11.3.2 运营期生态环境影响分析

#### 11.3.2.1 动物及植被的影响分析

由于本项目的管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物及植被的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表的植物及植被产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。评价认为只要按照设计要求敷设，管道工程对地表植被的影响小。

井场在运行期间仅会产生少量烃类气体，对植被的影响相对较小。运行期，井场仅

有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小。但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动。另外原油运输道路的交通噪声存在一定的惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类、啮齿类，基本不存在影响。

#### 11.3.2.2 景观影响分析

本工程完成后，评价区内的景观格局发生了一定的变化。油田开发占地，使原有斑块发生破碎化倾向，景观类型的优势度均有所下降；油田用地的景观优势度提高，景观斑块密度增大，频度增加；但油田景观面积相对较小，比例较低，景观斑块分散、破碎且连通性差，不具备动态控制能力，对生态调控作用小，尚构不成对生态环境起决定作用的景观基底。总体上看，原有区域的景观连通程度仍较好，区域的景观基底仍以绿色植被为主。

#### 11.3.2.3 农业生态系统的影响分析

运行期对农业生产的影响主要集中于采油过程、油气集输事故排放等方面。

运行期，按照清洁文明井场建设，采油过程中原油泄漏极少，但在修井过程中，因首先将井杆全部抽出，在此过程中可能会产生落地原油。如不及时进行回收和处理，则会对井场附近的农田造成一定程度和范围的污染。

施工期详细介绍过原油对土壤的理化性质、肥力以及酶活性可能会产生一定的影响。本评价类比大庆油田对玉米田间小区栽培试验和大豆盆栽试验，分析运行期原油对农作物的影响。

##### (1) 类比的可靠性分析

大豆和玉米是庆阳地区的重要粮食作物，在评价区域内也有大面积种植，是分析当地石油开采影响较为典型的农作物。

同种作物其生长周期、产量、品质等由于地域的不同会有所差别，但这些特征在受到外界影响后的增减变化趋势是相同的，由于落地原油在土壤中的迁移转换以及对同种农作物的影响方式是相似的，因此评价认为类比分析是可信的。

##### (2) 试验条件

玉米田间小区栽培试验：土壤加入原油量由 200~3000mg/kg，设 7 个浓度组，随机重复 3 次。

大豆盆栽试验：土壤中加入原油量由 200~2000mg/kg，设 5 个浓度组，重复 3 次。

##### (3) 试验结论

a. 土壤中原油含量低于某阈值时, 不但不会影响植物的生长, 反而会促进其生长发育。实验中玉米的阈值为  $1.6\text{g/kg}$ , 大豆的阈值为  $2.0\text{g/kg}$ 。

b. 落地原油对农作物中金属元素及硫化物的含量无明显影响。

c. 当土壤中的原油含量小于特定值时, 玉米和大豆中的总烃、芳烃、酚、苯并芘等有机物的含量随着土壤中原油含量的增加而增加。

当土壤中的原油含量小于  $3.0\text{g/kg}$  时, 玉米中的有机物含量与油含量明显呈正相关性; 土壤中的油含量小于  $1.0\text{g/kg}$  时, 大豆中的有机物含量与土壤中油含量呈正相关性, 当土壤中油含量大于  $2.0\text{g/kg}$  时, 大豆的生长发育受到抑制, 大豆中的有机物含量开始减少。

同时, 根据兰州大学实验, 当土壤原油含量小于  $0.5\%$  时, 原油对土壤具有一定的肥力作用。而当土壤原油含量大于  $1.0\%$  时, 对农作物生长有较大的不利影响。

综合以上分析, 在正常运行情况下, 油田生产不会对农业生态造成影响。但若发生事故, 泄漏原油将导致部分农田表层土壤严重污染, 将造成农作物减产或绝产。因此落地原油的有效收集, 加强管线监管力度、防止事故发生, 是避免或减少工程对农业生态系统影响的有效途径和重要举措。

### 11.3.3 闭井期生态环境影响分析

油田闭井期并非所有油水井都同时关闭, 而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭, 直到将所有井关闭。闭井期, 一般地下设施保留不动, 地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。管线拆除前先进行清管, 清楚管道中残存的少量原油, 避免对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染, 将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路, 破坏地表植被, 加剧水土流失。闭井期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上, 能够农业生产利用的继续保留, 不能就地利用需进行绿化, 恢复地表植被, 尽可能对当地生态环境进行补偿。

闭井期, 工程原有的占地将进行植被恢复, 管道内的原油进行清理回收; 油井进行封堵, 并对土壤进行监测, 根据监测结果制定修复方案进行修复, 不会对当地的农业生态环境产生影响。

#### 1、设备处置措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012年3月7日)和《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017), 油气井退役或报废后, 应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭, 以防止对地下水的影响。环境条件适合的, 应当对地表进行复垦或

绿化。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》(Q/SH 0653-2015)要求进行处置,并采取以下措施:

#### (1) 井场处置措施

采油井废弃时,井口套管接头应露出地面,并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢,钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检 1 次,并进行记录,防止发生油水串层及跑冒油,污染地下水资源。

拆除相关构筑物、设备、围墙,疏松已夯实和硬化的地面,清理场地及各种污染物,对拆除地面设施产生的垃圾及时外运,送至指定的垃圾填埋场处理。根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复,使废弃井场所在地貌与区域相协调。

#### (2) 管线处置措施

对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理,留置地下,并不挖出,两端进行封堵。

### 2、生态保护措施

(1) 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施,减少水土流失量。

(2) 加强对管线沿线居民的环境保护教育,提高其环保意识,禁止挖掘废弃管线,以避免对地表产生破坏和干扰,加速水土流失。

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

(4) 保留各类绿化工程、生态保护措施,使开发区域生态环境功能不变。

### 4、生态恢复措施

#### (1) 恢复原则

根据当地条件和因地制宜原则,在生态恢复过程中,应考虑其原有土地功能,对生态环境进行恢复和重建。

#### (2) 国家有关规定

《土地复垦条例》(2011 年 3 月 5 日)第三条:生产建设活动损毁的土地,按照“谁损毁,谁复垦”的原则,由生产建设单位或者个人(以下称土地复垦义务人)负责复垦。第十六条:土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度,遵守土地复垦标准和环境保护标准,保护土壤质量与生态环境,避免污染土壤和地下水。土地复垦义务人应当首先对拟损毁的耕地、林地、牧草地进行表土剥离,剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

《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）第七条：建设单位必须依法履行补充耕地义务，无法自行补充数量、质量相当耕地的，应当按规定足额缴纳耕地开垦费。

### （3）客土及植被选择

①本项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；

②植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

### （4）土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油烃（ $C_{10}$ - $C_{40}$ ）含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

### （5）恢复措施

工程占地在确保与周边现状一致的情况下恢复原有土地功能。对于占地类型为农田的区域，考虑恢复种植农作物，复垦可由建设单位出资，由当地农民自行复垦；对于占地类型为草地的区域，选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复。对于占地类型为盐碱地的区域，建议选择耐盐性强的盐地碱蓬进行恢复，或根据实际情况采取自然恢复。本次重点介绍耕地的复垦措施。

#### ①土地数量保证措施

闭井期，封井后将临时占地全部进行复垦。因此，耕地数量没有减少。

#### ②土地质量保证措施

根据《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）相关要求，质量保证措施如下：

a、首先进行土地平整，因地制宜实行深松浅翻，最后将剥离的表土均匀回填并夯压整平，表土回填时可混合基肥或土壤改良剂以利于复垦。

b、旱地田面坡度低于  $25^\circ$ ，有效土层厚度大于 40cm。

c、复垦区配套设施情况：根据土地利用现状图中提取的数据，同时结合现场勘查得知，项目位于农业生产区，周围有大量耕地，配套有田间道路，田间道路和乡村公路相连，形成一体的道路系统，方便村民生产耕作。

本项目土地平整后，尽快交由当地农民进行复垦以防表土流失。可通过深施肥料、粮豆轮作套作的保护性耕作制度，提高土壤有机质含量，平衡土壤养分，实现用地与养地结合，多措并举保护提升耕地产能。



本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

### 11.3.4 生态环境保护与恢复措施

油田开发是网状布局，单井点状分布，群井面状分布，这种开发性质会对区域的多种系统造成干扰，因此，采取严格的生态保护措施至关重要。本项目涉及工程内容较为复杂，含井场、场站、集输管线以及道路等主体及辅助工程，评价按照工程内容不同提出相应的生态保护恢复措施，有的放矢，针对性强、操作具体。

#### 11.3.4.1 替代方案与避让措施

(1) 场站、管线、道路等各种地面建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线；

(2) 选址中尽量设法避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段；

(3) 管道设计尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区、居民点等环境敏感区域；

(4) 为减少农业生产损失，施工工期应尽量避免农作物生长季节。

(5) 合理选择管道线路走向，避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段。

(6) 尽量利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，尤其是少占农田、林地；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响。

#### 11.3.4.2 施工期生态环境保护措施

##### (1) 井场生态保护措施

根据开发方案，本项目共建设井场 19 座（含利用探井井场 12 个、既有井场扩建 1 个），占地类型主要为旱地、灌木林地和草地，对于不同时期的井场周边生态保护及井场生态恢复提出以下措施：

① 控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和水久占地。

② 对井场建设必须砍伐的树木，应首先考虑异地移栽；无法异地移栽的，必须在其周围或附近地区等面积补种。

③ 钻井作业必须采取防止油污外泄和渗漏等有效措施，油污要及时回收，废弃油污应当交由有资质单位处置。

④ 采用泥浆不落地措施，防止污染土壤环境。对钻井过程中产生的废弃泥浆，采用泥浆不落地技术收集后，经固液分离，固体部分送有资质单位处置；液体部分送采出

水处理系统处理，处理达标后回注油层；。

⑤ 分离的固体在井场内暂存时，应采取“三防”措施。

⑥ 加强对落地油回收利用、处理。试井、修井过程中产生的落地油要利用油罐车回收主要部分；井场地面铺上塑料布，井口及周围设置防溅盒和边沟，收集试油和井下作业时散落的原油；钻井时已经进入土壤的落地油要及时回收；采取上述措施后可大大减轻对井场周围土壤的污染。

⑦ 临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致。

井场生态保护措施平面布置示意图及不同地形下井场防治措施见图 11.3.4-1 与图 11.3.4-2。

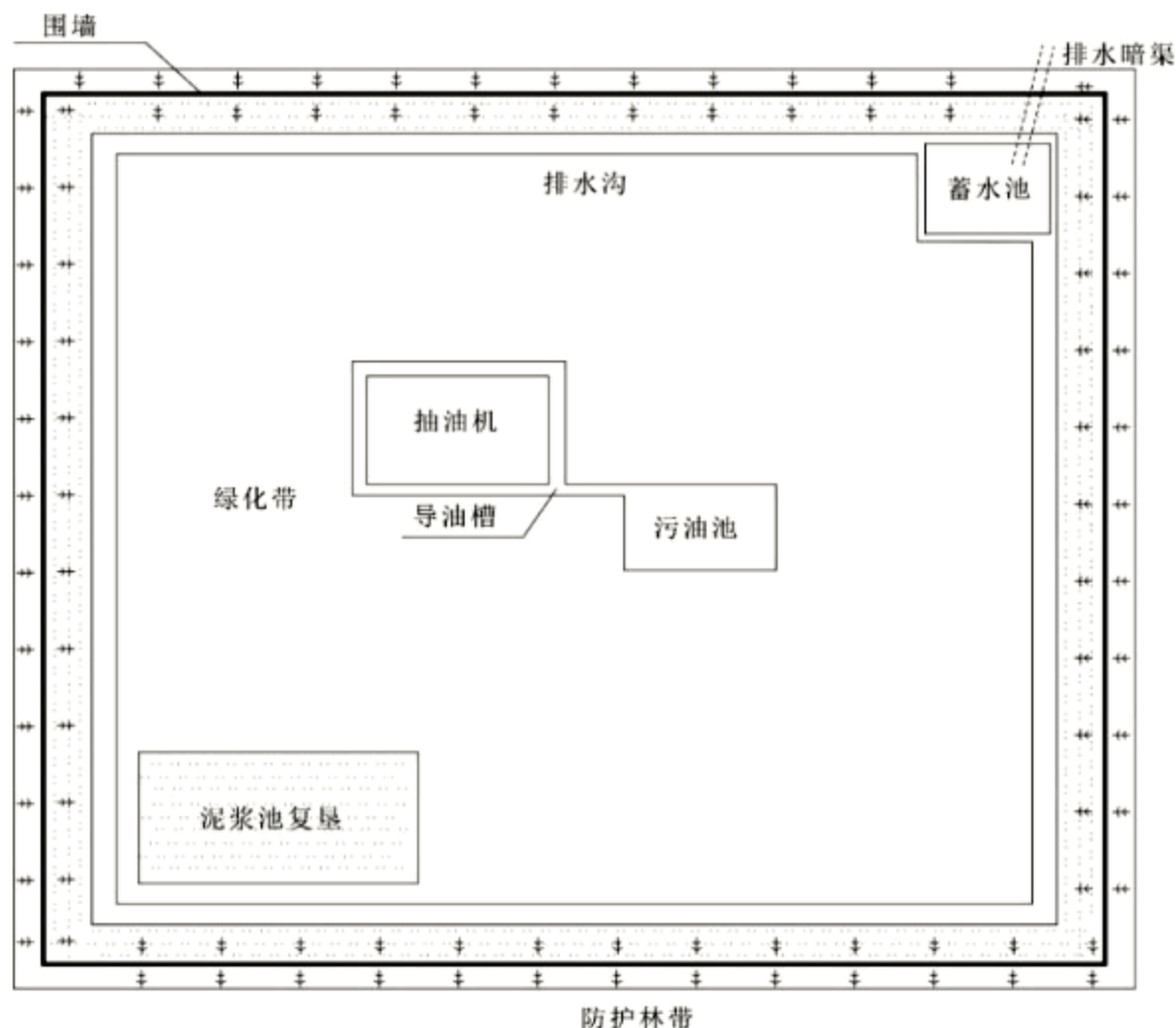


图 11.3.4-1 典型井场绿化措施示意图

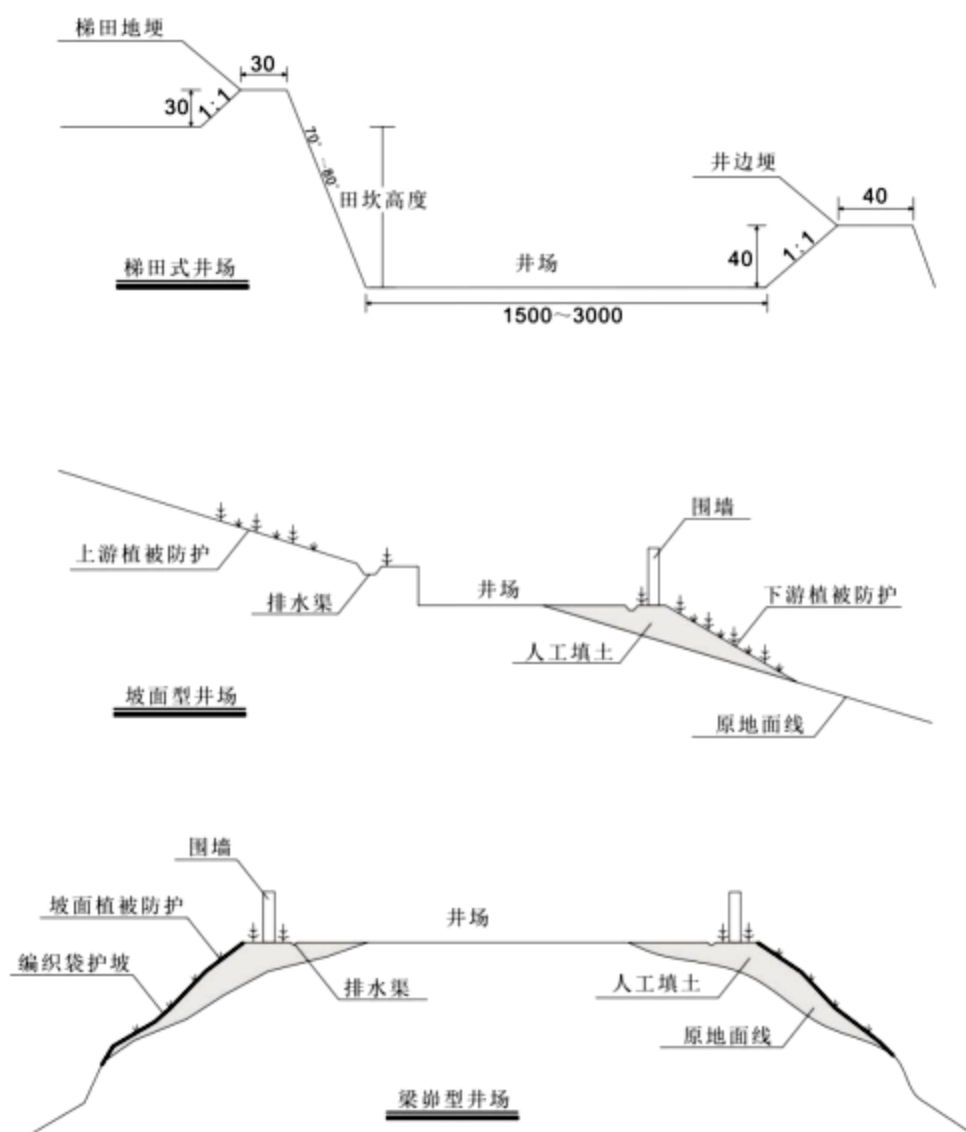


图 11.3.4-2 不同地形下井场防治措施示意图 单位: cm

## (2) 站场生态保护措施

根据开发方案,本项目新建站场主要是井场拉油点,其位于井场范围内,不新增占地,拉油点周边生态保护及恢复措施同井场。

## (3) 管线生态保护措施

本项目新建管线总长 12.93km (不含注水管线 12.93km,与出油管线同沟敷设),管线施工作业时必须平整场地,形成施工作业带,地表植被将会破坏,对于管线生态保护措施:

① 对管道施工过程中无法避让必须占用土地,应将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧,尽量减少临时占地;挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧,并应将 0-40cm 表层土、底层土分开堆放,回填时应分层回填,恢复原土层,保护土壤肥

力，以利后期植被恢复。管线堆放剥离表土示意图见图 11.3.4-3。

② 对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

③ 管道施工时临时占用农田、穿越灌木林地，同时由于管道施工分段进行，会耽误一季农作物的种植。项目为减少沿线农田的破坏，优化路线，将农田占用量降至最低；对已破坏的农作物，应与当地政府签订有补偿协议及复垦合约。

④ 在冲沟或缓坡地带铺设管道，会在地表植被破坏的基础上，进而引起水土流失。

在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损害，在施工作业带范围内由于施工机具（多为履带设备）通过和开挖管沟，使地表植被遭到破坏，而使表土裸露，到了雨季，雨水顺山坡而下，带走泥土，形成水土流失，严重的可引起山体滑坡，造成自然灾害。针对上述情况，可以在施工作业带两边修筑临时排水通道使水流从通道内流走。在比较陡的地段设置挡水墙。施工结束管道回填后，及时修筑挡水墙。作为永久性设施保留下来，并在施工作业带内铺撒碎石，减少水土流失。

在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，使管道在断面上敷设。这个断面的植被完全被破坏，雨水会顺山坡蔓延流下，这会将断面冲毁，严重的可导致山体滑坡。为了避免事故，及时设置挡水墙。施工结束后，这些挡水墙作为永久性设施保留下来。还要在施工作业带内铺撒碎石，防止水土流失。

管道穿越冲沟时，可采用砌护坡的形式进行水工保护。管线穿越治理措施如图 11.3.4.4。

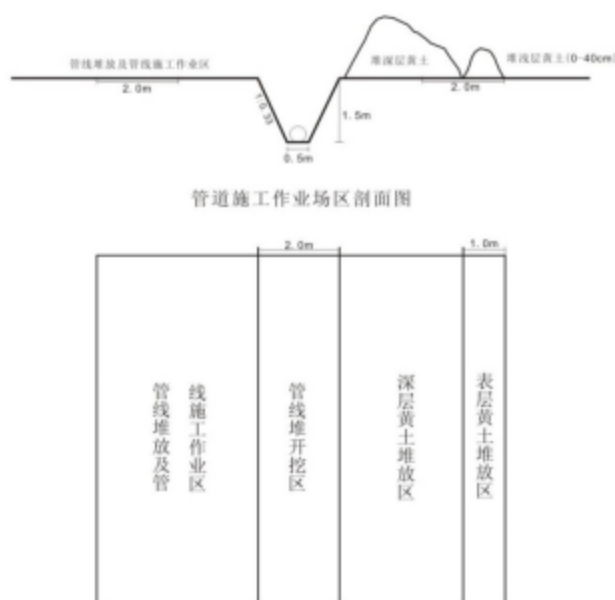


图 11.3.4-3 管道施工剥离表土堆放示意图

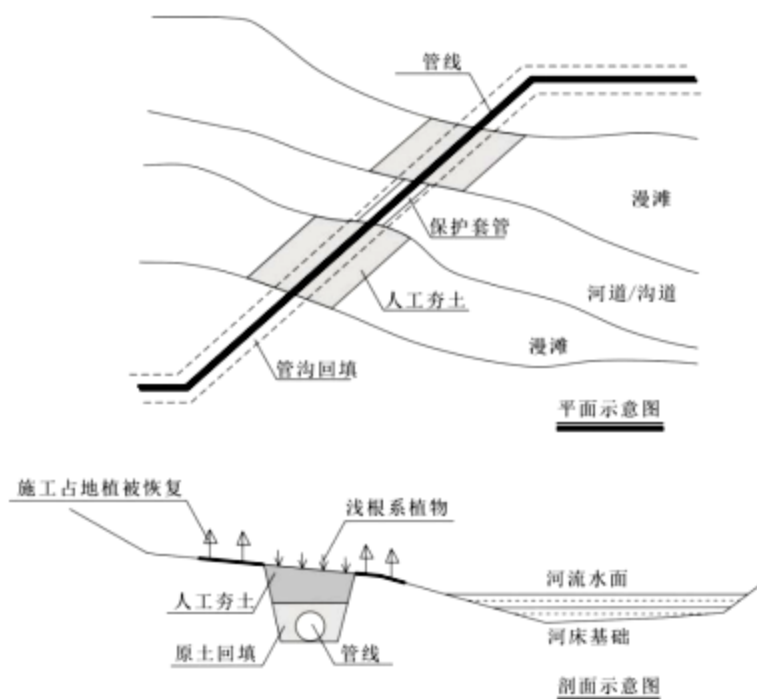


图 11.3.4-4 管线穿越治理措施示意

#### (4) 道路生态保护措施

本次新建井场道路 1.65km，井场道路施工期的主要生态保护措施如下。

① 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。道路干线施工作业带两侧宽度控制在 15m 范围内，油区道路施工作业面宽度控制在 10m 范围内；

② 施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并于周围生态景观协调一致；

③ 加强道路边坡防护，边坡植物宜选择种植生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防止暴雨冲刷。施工期道路保护措施如图 11.3.4-5。

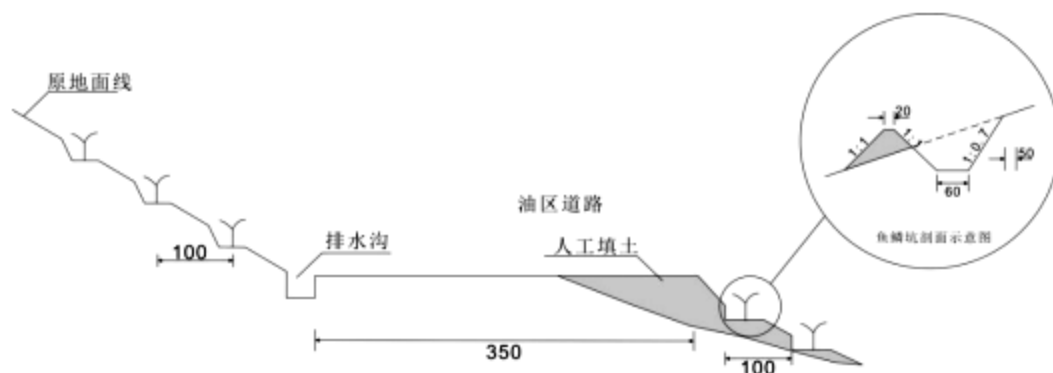


图 11.3.4-5 道路保护措施示意图

④ 对道路、管道施工过程中挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

⑤ 对于地面工程建设扰动的地表（井场）要进行地面硬化处理，以减少水土侵蚀量。

⑥ 在施工过程中尽量选择植被稀疏地带作为施工场地。

⑦ 一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点开钻的原则。杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不得随意开设便道。

⑧ 道路施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的活动范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少地表侵蚀的范围。

⑨ 施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。切实做好废弃泥浆的收集工作，防止污染土壤环境，防止泥浆撒漏对土壤环境和地下水产生不利影响。施工期间生活垃圾和建筑垃圾集中收集、集中处理，不得随意抛洒。

⑩ 野生植物保护措施：1) 井场选址时，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生植物；2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏。3) 加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；4) 加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物；⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁鸣喇叭。在道路边和营地，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高作业人员保护生态环境的意识。

#### (4) 施工迹地恢复措施

本工程施工迹地包括拉油点、井场、道路等的永久征地以及钻井井场、管线和道路施工场所临时占地。从本工程施工期的不同施工占地类型来看，施工迹地占地类型主要为耕地（旱地）、草地和灌丛等。

施工迹地恢复措施主要采取人工恢复和自然恢复相结合的方式，加快植被的自然恢复。施工便道在工程结束后会形成条带状的裸露地表景观，在进行植被恢复之前应首先

进行土壤改良，然后采取人工种植和植被恢复措施进行生态重建。施工迹地生态重建时应及时收集、处理施工场地及周围因施工而产生的垃圾与各种废弃物，工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。表土开挖前需先将表层腐殖质土的进行分层剥离与堆放，同时采取拦护等措施，尽量减少土壤养分的流失；施工结束后，需及时进行回填平整，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

对于施工迹地等破坏区，施工结束后应按照《土地复垦规定》进行土地复垦和植被重建工作。凡受到施工车辆、机械破坏的地方均要进行土地平整、疏松，并在适当季节进行植树或栽种农作物(根据不同地段的生态环境特点选择适合于当地生长的树种、农作物)，尽快恢复原有土地利用功能。加强对绿化植物的管理和维护，减少运行初期因植被未恢复而造成的水土流失。

#### 11.3.4.3 运营期生态环境保护措施

##### (1) 井场生态保护措施

① 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业漠视，及时回收落地油；

② 洗井和修井产生的含有污水由罐车运往附近站场污水处理装置集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；

③ 加强对偏远拉油井场的管理，杜绝跑冒滴渗漏，对拉油装卸平台采取地面硬化和防渗措施，防止落地油进入土壤环境；

④ 对井场防渗污油池中的油泥，委托有资质的单位及时清理，并进行安全处⑤及时回收井下作业过程中产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内。

##### (2) 站场生态保护措施

① 对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检管线，一旦发生事故应及时采取相应的补救措施，尽量减小影响和损失；

② 污染源及环境保护设施应加强管理，保证达标排放；

③ 加强对绿化植物的管理和维护，减少运行初期因植被未恢复而造成的水土流失；

④ 本项目事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。发生油气泄漏等突发性时间，应当采取紧急措施，防止污染面积扩大；落地油污等应当尽快予以清除，并对受污染的土壤进行处理。

##### (3) 管线生态保护措施

① 在管线上方设置各种标志，以防各类施工活动对管线的破坏。

② 建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路和输油管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。

③ 加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环保意识，加强对绿化工程的管理与抚育，防虫、防火，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破坏、导致原油泄露污染事件。

④ 加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。

⑤ 对于输油管线原油泄露造成的土壤污染，根据土壤类型可采取不同的措施，灰棕漠土由于土壤渗透性强，易渗漏，污染面积一般较小，但污染深度较大，易于控制和收集，应将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复。

#### (4) 道路生态保护措施

① 对道路尚未硬化易产生扬尘的路段，采取洒水抑尘、设限速标示等措施，减少道路的无组织扬尘产生量，以保护道路两侧生态环境；

② 主要道路设置截排水沟，减轻对道路路基的冲刷，减少水土流失量；

③ 定期对路基边坡进行维护，提高其防护能留，防止土壤受到侵蚀。

### 11.3.4.4 闭井期生态环境保护措施

#### (1) 井场生态保护措施

① 闭井期油井退役或报废后，应当在半年内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复；

② 井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择杨树等当地适生植物；

③ 在采油设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点回收、处置，防止污染周围土壤环境；

④ 保留各类绿化、防洪设工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状；

⑤ 梁峁顶防护体系，以种植灌草为主防风固土，控制梁峁及其附近土壤侵蚀；

⑥ 峁缘线防护体系，以沟头防护体系为主，拦截梁峁坡防护体系的剩余径流，分割水势，防止溯源侵蚀。

#### (2) 站场生态保护措施

① 闭井期站场应在闭井期后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土



地进行平整、覆土和植被恢复，18 个月内达到土地使用功能；

② 与水土保持工程措施相结合，设置截排水沟，防止水土流失。

### (3) 管线生态保护措施

闭井期管线的回收会破坏原地表植被以及管线沿线的土壤结构，应当妥善处理管道中残存的少量原油，回收表层的设备并在地表铺撒碎石。

### (4) 道路生态保护措施

① 对井场道路的永久占地要进行生态恢复，恢复原有植被和生态景观，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致；

② 油区进场道路，在征求当地群众意见后，可作为当地农业生产使用的，不必恢复；否则要恢复地表植被覆盖。

#### 11.3.4.5 生态恢复目标和指标

根据区域生态环境特征，参考《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》和《开发建设项目水土流失防治标准》等有关要求，确定项目生态恢复与重建目标为土地恢复治理率 95%，植被恢复系数为 95%。根据背景相似原则对生态环境进行恢复与重建。

#### 11.3.5 生态环境影响评价结论

拟建工程由钻井、道路和管线建设等工程组成。工程不同阶段对生态环境的影响不同，对生态环境的重点影响时期是施工期，运营期和闭井期影响不大。施工期生态环境影响主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土地利用、土壤、植被的影响相对较大，各施工环节均要严格执行相关环保措施。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

## 12 环境风险评价

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提出科学依据。

### 12.1 风险调查

#### 12.1.1 风险源调查

项目运营期间的主要污染源为加热炉烟气，无组织烃类，原油处理过程中产生的采出水，生产过程中产生的各类危险固体废物。本项目涉及的危险物质为原油、伴生气、柴油及火灾爆炸事故次生污染物 CO、SO<sub>2</sub> 等。可能存在的风险单元包括钻采井场、站场、集输管线等。

##### (1) 钻采井场

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响。

##### (2) 井场、站场

原油属易燃物质，站场原油储罐存在泄漏进而可能引发火灾、爆炸事故的风险。发生事故后未完全燃烧的有毒有害物质以及完全燃烧后伴生/次生的 CO、SO<sub>2</sub> 等扩散进入大气后对大气环境会造成影响。事故后产生的消防废水若没有及时收集处理，会对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

##### (3) 输油管线工程

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被的影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏原油对下游地表水的污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

##### (4) 拉油道路

本项目新建 13 个拉油点，罐车拉油至下游依托站场，汽车运输过程若发生原油泄漏事故，存在污染土壤、地表水的可能。

#### 12.1.2 环境敏感目标

本项目环境风险敏感目标为井区附近及集输管线两侧的敏感点，主要保护目标为区域内环境空气质量、地表水、地下水和土壤环境质量。根据危险物质可能得影响途径以及现状调查，各主要站场 3km 范围内环境敏感点分布见表 2.7.2-2~2.7.2-3。

## 12.2 环境风险潜势初判

### 12.2.1 评价工作等级与范围

根据项目涉及的每种危险物质在单个站场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》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值确定 Q。当只涉及一种危险物质时，Q 值取该物质的总量与其临界量比值；当存在一种以上危险物质时，Q 值计算公式如下：

$$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$$

式中：

$q_1、q_2\dots q_n$  —— 每种危险物质的最大存在量，t；

$Q_1、Q_2\dots Q_n$  —— 每种危险物质临界量，t。

当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目为油田开发建设项目，本项目施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油和伴生气。项目投运后，原油和伴生气全部通过管线集输，在站场内密闭储存。

本项目涉及的危险物质临界量参照附录 B 确定。根据分析可知，本项目新建拉油点及相关输油管线的 Q 值均  $< 1$ ，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I，本项目 Q 值确定见表 12.2.1-1。

表 12.2.1-1

本项目 Q 值确定表

序号	危险单元		危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	规格	运行压力
1	钻井井场	柴油储罐	柴油	2500	20	0.008	/	常压
2	站场	武 18 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压
			伴生气	10	2.61	0.261		
			Σ			0.2882		
		庆 96 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压
			伴生气	10	1.15	0.115		
			Σ			0.1422		
		孟 55 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压
			伴生气	10	2.61	0.261		
			Σ			0.2882		
		孟 35 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压
			伴生气	10	2.61	0.261		
			Σ			0.2882		
		孟 84 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压
			伴生气	10	2.61	0.261		
			Σ			0.2882		
		孟 50 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压
			伴生气	10	2.61	0.261		
			Σ			0.2882		
		孟 99 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压
			伴生气	10	2.61	0.261		
			Σ			0.2882		
孟 100 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压		
	伴生气	10	2.61	0.261				
	Σ			0.2882				
孟 105 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压		
	伴生气	10	2.61	0.261				
	Σ			0.2882				
孟 118 拉油点	含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压		

		演 284 拉油点	伴生气	10	2.61	0.261				
			Σ			0.2882				
			含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压		
		演 374 拉油点	伴生气	10	2.61	0.261				
			Σ			0.2882				
			含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压		
		演 263 拉油点	伴生气	10	1.15	0.115				
			Σ			0.1422				
			含水原油	2500	68	0.0272	2×40m <sup>3</sup> 卸油箱	常压		
		3	管线	新建镇平 39-19 井场至镇 413 拉出油管线	伴生气	10	2.61	0.261		
					Σ			0.2882		
					含水原油	2500	4.67	0.0019	Φ60×5.0-2.8km	常压

注：伴生气产生量按照原油的气油比进行核算；单井出油管线管径相同，选取最长的进行判定。

### 12.2.2 评价工作等级确定

根据导则，环境风险评价工作等级划分为一、二、三级，根据环境风险潜势确定。对应关系见表 12.2.2-1。

表 12.1.2-1 风险评价等级判别表

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

本项目新建拉油点及相关输油管线等危险单元 Q 值均 $<1$ ，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析，判定情况详见表 12.2.2-2。各评价等级要求评价工作内容见表 12.2.2-3。

表 12.2.2-2 项目主要风险源评价工作等级划分

序号	风险源	环境空气	地表水	地下水
1	柴油储罐	简单分析	简单分析	简单分析
2	拉油点	简单分析	简单分析	简单分析
3	井场	简单分析	简单分析	简单分析
4	采油管线	简单分析	简单分析	简单分析

表 12.2.2-3 各环境要素不同评价工作等级评价工作内容表

环境要素 评价等级	大气环境	地表水	地下水
一级	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度。对于存在极高大气环境风险的项目，应进一步开展关心点概率分析。	选择适用的数值方法预测地表水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度	优先选择适用的数值方法预测地下水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度
二级	选取最不利气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	定性分析说明地表水环境影响后果	风险预测分析与评价要求参照 HJ 610 执行
三级	应定性分析说明大气环境影响后果		
简单分析	是相对于详细评价工作内容，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。		

## 12.3 环境风险识别

### 12.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、柴油，以及火灾爆炸事故次生污染物 CO、SO<sub>2</sub>，根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），以上危

险物质危险特性见表 12.3.1-1。

表 12.3.1-1 危险物质分类表

危险特性		危险物质
有毒物质	急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质）	CO
	急性毒性属于 3 类别（一般毒性物质）	/
易燃物质	易燃气体	伴生气
	易燃液体	原油
	可燃液体	柴油

各物料的基本性质如下：

(1) 原油

原油主要理化性质见表 12.3.1-2。

表 12.3.1-2 原油的理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS 号：75-01-04
理化性质	外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点(°C)：-259.2	沸点(°C)：120~200°C
危险特性	比重：0.84~0.86(水=1)	稳定性：稳定
	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(°C)：<28°C	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
毒性	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
健康危害	LD50：500~5000mg/kg	侵入途径：吸入、食入
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

由表 12.3.1-2 可以看出，原油具有以下特性：

- ① 火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，其火灾危险性为甲类物质；
- ② 易蒸发性：油田作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；
- ③ 毒性物质：原油具有一定的毒性；
- ④ 易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；
- ⑤ 易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；
- ⑥ 热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管线输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

## (2) 伴生气

原油伴生气又称石油气，伴生气主要理化性质见表 12.3.1-3。

表 12.3.1-3 伴生气(石油气)的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefiedpetroleumgas
	危规号：21053	CAS 号：68476-85-7
理化性质	外观与形状：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味	自燃温度：413°C
	液态液化石油气相对密度为 4°C 的水的 0.5~0.6 倍	气态液化石油气比空气重 1.5~2.0 倍
稳定性：稳定		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点(°C)：-74°C	爆炸上限(%)：2.25
	爆炸下限(%)：9.65	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。	

原油伴生气具有以下特性：

① 易燃易爆性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，燃烧分解产物为 CO；

② 易扩散性：其蒸气比空气轻，能扩散到相当远的地方，遇明火会回燃。

## (3) 柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，不设置储罐。柴油的主要理化性质见表 12.3.1-4。

表 12.3.1-4 柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil; Dieselfuel
	分子式：CXHY	分子量：190~220
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化性质	外观与形状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点(°C)：-18	沸点(°C)：282~338
	相对密度：(水=1)0.87~0.9	禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度(°C)：257	闪点(°C)：65
	最小点火能(MJ)：0.2	最大爆炸压力(MPa)：0.82



	燃烧热：9700 大卡/kg	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。：柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	工作场所最高允许浓度：未制定	

## (4) CO

原油等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 12.3.1-5。

表 12.3.1-5 一氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名：一氧化碳		英文名：carbonmonoxide
	分子式：CO		分子量：28
	危规号：21005	UN 编号：1016	CAS 号：630-08-0
理化性质	外观与形状：无色无臭气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂
	熔点(°C)：-199.1		沸点(°C)：-191.4
	相对密度：(水=1)0.79		相对密度：(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(1Pa)13.33(-257.9°C)		禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa)：3.50		临界温度(°C)：-140.2
	LC50：2069mg/m <sup>3</sup> (人吸入 1 小时)		
危险特性	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度(°C)：610		闪点(°C)：<-50
	爆炸下限(%)：12.5		爆炸上限(%)：74.2
	最小点火能(MJ)0.3~0.4		最大爆炸压力(MPa)：0.720
危险特性	燃烧热(J/mol)：285624		燃烧(分解)产物：二氧化碳
	危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高位能引起燃烧爆炸		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处		
健康危害	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉		
	侵入途径：吸入		
	健康危害：CO 在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。		
健康危害	急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、甚至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。		
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=30mg/m <sup>3</sup>		

(5) SO<sub>2</sub>

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO<sub>2</sub>，其主要理化性质及危险特性见表 12.3.1-6。

表 12.3.1-6 二氧化硫理化性质及危险特性

标识	中文名：二氧化硫		英文名：sulfur dioxide
	分子式：SO <sub>2</sub>		分子量：64.06
	危规号：23013	UN 编号：1079	CAS 号：7446-09-5
理化性质	性状：无色气体，具有窒息性特臭。		溶解性：溶于水、乙醇。
	熔点(°C)：-75.3		沸点(°C)：-10
	相对密度：(水=1)1.43		相对密度：(空气=1)2.26
	饱和蒸汽压(KPa) 338.42 (21.1°C)		禁忌物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。
	临界压力(MPa)：7.87		临界温度(°C)：157.8
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.3 类有毒气体		燃烧性：不燃，有毒，具强刺激性。
	引燃温度(°C)：无意义		闪点(°C)：无意义
	爆炸下限(%)：无意义		爆炸上限(%)：无意义
	最小点火能(MJ) 无意义		最大爆炸压力(MPa)：无意义
	燃烧热(J/mol)：无意义		燃烧(分解)产物：无意义
危险特性	危险特性：不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入		
	健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。		
	急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等呼吸道及眼结膜刺激症状；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度时可引起反射性声门痉挛而致窒息。		
	慢性中毒：长期接触二氧化硫，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退、肺气肿等；少数工人有牙齿酸蚀症。		
工作场所最高允许浓度：中国 MAC=15mg/m <sup>3</sup>			

### 12.3.2 生产系统危险性识别

根据各设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、站场、输油管线等几个功能单元，分述如下：

#### (1) 井场

##### ① 施工期

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

##### ② 运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

### (2) 站场

本项目涉及原油集输的站场包括 13 个拉油点。油气田站场工艺设备集中、操作条件要求严格、处理介质均属易燃易爆物质，因此存在火灾、爆炸的事故风险性。此外，拉油点原油中若含有硫化氢，存在硫化氢随伴生气泄漏进而引起中毒的风险。

### (3) 输油管线

本项目井场原油主要通过管线输至增压站、联合站等原油处理站场。本次扩建工程拟建油气集输管线运行过程中存在的事故风险有油、气管线等设备因腐蚀穿孔而造成油气泄漏；冬季运行时输油管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，特别是当地窃油现象时有发生，窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

## 12.3.3 危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

- (1) 井场发生井喷对空气、土壤等的不良影响；
- (2) 站场原油泄漏并达到爆炸极限导致火灾爆炸事故后未完全燃烧的有毒有害物质，以及完全燃烧后伴生/次生的 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。
- (3) 伴气管线发生发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体（烃类等）以及燃烧产生的二氧化硫进入大气对环境空气的影响。
- (4) 原油集输管线发生泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；原油通过包气带入渗对地下水环境造成污染；河流穿跨越处管线发生泄漏后，泄漏原油进入地表水体，对下游地表水、饮用水源保护区及两岸土壤造成污染。
- (5) 站场原油发生泄漏及火灾爆炸事故后产生的消防废水没有及时收集处理，扩散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响。
- (6) 井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。

### 12.3.4 风险识别结果

综上所述,本项目主要危险单元包括站场、井场、油气集输管线,危险单元的分布详见项目的地面工程布局图和站场平面布置图。各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 12.3.4-1。

表 12.3.4-1 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻采井场	钻井等	原油、伴生气	井喷	污染大气;原油覆盖地表和渗入地下后,阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,不利于植物生长;若原油流入地表水体,会形成油膜,阻碍水体溶氧,使水质变差	井场周边居民点
		采油井	原油	井漏	污染地下水水质	地下水
2	站场	原油储罐、事故油箱等	原油、伴生气	溢油	油品挥发,造成大气污染;原油覆盖地表和渗入地下后,阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,不利于植物生产;若发生在地表水体,则会形成油膜,阻碍水体溶氧,使水质变坏	站场周边居民点及地表水和地下水
			原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,土壤功能破坏,植被死亡,污染大气;污染地表水和地下水	
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气;污染地表水和地下水	
3	油气集输	集输管线	原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,土壤功能破坏,植被死亡,污染大气;污染地表水和地下水	管线两侧居民及穿跨越的地表水体和地下水
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气;污染地表水和地下水	

## 12.4 风险事故情形分析

### 12.4.1 风险事故情形设定

参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)表 E.1,本项目涉及的泄漏事故类型包括容器、管道的泄漏和破裂,泄漏频率见表 12.4.1-1。

表 12.4.1-1 本项目泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$
内径 $\leq 75\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$5.00 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-6}/m \cdot a$
75mm<内径 $\leq 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.00 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$
	全管径泄漏	$3.00 \times 10^{-7}/(m \cdot a)$
内径 $> 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径(最大 50mm)	$2.40 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$

	全管径泄漏	1.00×10 <sup>-7</sup> / (m·a)
--	-------	-------------------------------

在风险识别的基础上,选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型,设定风险事故情形。站场工程中以新建的武 18 拉油点为典型站场,其余站场站内危险物质存在量相同(均设 40m<sup>3</sup> 储罐 2 座);集油管线中以新建镇平 39-19 井场至镇 413 拉出油管线原油在线量最大;项目仅减少少部分拉油点内部输气管线(从分离器至加热炉)中,评价选取上述新建工程作为典型进行分析。典型事故类型见表 12.4.1-2。

表 12.4.1-2 典型事故类型及风险事故情形设定

序号	危险单元	环境风险类型	主要危险物质	风险源	影响途径
1	武 18 拉油点	泄漏	石油	站内设备、管线等因腐蚀发生 10mm 孔径泄漏	泄漏原油通过站场雨水系统排入地表水
2		火灾爆炸	石油、一氧化碳	泄漏原油发生火灾及次生一氧化碳排放	
3		伴生气泄漏	烃类	站内设备、管线等因腐蚀发生 10mm 孔径泄漏,设施及管线内的烃类随泄漏的伴生气进入环境	泄漏烃类进入环境,进而可能引起中毒事故。
4	采油管线	泄漏	石油	管线破损、断裂发生原油泄漏事故	泄漏原油沿沟道直接排入下游水源地
5	原油拉运储罐	泄漏	石油	管线破损、断裂发生原油泄漏事故	泄漏原油沿沟道直接排入下游水源地
		火灾爆炸	一氧化碳	泄漏伴生气发生火灾及次生一氧化碳排放	CO 进入大气

#### 12.4.2 源项分析

##### (1) 拉油点储罐泄漏

新建拉油点主要设备包括储油罐、装油计量、进站阀组和加热炉等,设备室外布置,设备区不设置围堰。事故情形设定为设备腐蚀或法兰连接破损引发原油泄漏,根据导则,泄漏事件设定为 30min。根据导则附录 F,液体泄漏速率  $Q_L$  采用伯努利方程计算,公式如下:

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中:  $Q_L$ —液体泄漏速率, kg/s;

$P$ —容器内介质压力, Pa;

$P_0$ —环境压力, Pa;

$\rho$ —泄漏液体密度, kg/m<sup>3</sup>, 取 850kg/m<sup>3</sup>;

$g$ —重力加速度, 9.81m/s<sup>2</sup>;

$h$ ——裂口之上液位高度，m，取 2.6m；

$C_d$ ——液体泄漏系数，按表 F.1 选取 0.5；

$A$ ——裂口面积， $m^2$ ，泄漏孔径取 10mm。

假定泄漏发生在设备底部，泄漏 30min 后发现并关闭设备，武 18 拉油点  $40m^3$  原油储罐泄漏速率约为  $0.06kg/s$ ，设备关闭前外泄原油量为 108kg。根据原油伴生气产生量测算，原油泄漏时，伴生气泄漏量为  $0.003m^3/s$ ，即则伴生气泄漏速率为  $0.003kg/s$ ，设备关闭前外泄伴生气总量为 0.114kg。

## (2) 原油管线泄漏

管线原油泄漏量的大小与泄漏点处的运行压力、外压、原油密度、管道腐蚀穿孔的大小以及所处位置等参数有关。管道输油依托两端站场的站控系统进行泄漏监测，对设置阀室的管线实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度。管线一旦发生漏油事故，管内压力减小，截断阀在 1min 内响应并关闭，站内的输油泵最迟在 15min 内关闭，本次评价以最大风险泄漏量计算，即以 15min 作为阀室截断阀关闭前的泄漏时间，截断阀关闭后，管道断裂处原油继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。

根据 HJ169-2019 中 8.2.2.3 要求，本次评价泄漏事故按照管道截面 100%断裂估算泄漏量，并考虑截断阀启动前、后泄漏量。截断阀启动前，泄漏量按实际工况确定；截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要的时间计。按照美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式，总泄漏量为截断阀启动前后的泄漏量之和，计算公式为：

$$V_{rel} = 0.1781V_{pipe} \times F_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： $V_{rel}$ ：原油泄漏量，bbl（1 桶=0.159 $m^3$ ）；

$V_{pipe}$ ：管段体积， $ft^3$ （1 $ft^3$ =0.0283 $m^3$ ），管段长度按两站之间的长度计算；

$F_{rel}$ ：最大泄漏速率，取 0.2；

$f_{GOR}$ ：压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ ：截断阀关闭前泄漏量，bbl，按设计输油能力  $m^3/d$ 、泄漏 15min 核算；

根据计算，管线泄漏量如表 12.4.2-1。

表 12.4.2-1 最长单井管线 100%断裂泄漏量

管线	管径 (mm)	长度 (km)	管段体积 ( $m^3$ )	设计输油 能力( $m^3/d$ )	阀门关闭 前泄漏量 ( $m^3/次$ )	阀门关闭 后泄漏量 ( $m^3/次$ )	总泄漏量 ( $m^3/次$ )
最长单井出油管线	60	2.8	5.87	120	1.25	0.04	1.29

### (3) 拉油罐车事故

单台罐车最大运输量为  $30\text{m}^3$ 。在汽车运输过程中，由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素，均可引发汽车相撞等交通事故，导致车载原油部分或全部泄漏，若泄漏事故发生于河道两侧，则会对河流造成严重的污染影响，若泄漏的原油发生火灾、爆炸事故则会威胁附近人群生命安全。

## 12.5 环境风险分析

### 12.5.1 井喷事故后果分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、耕地和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

#### (1) 热辐射和冲击波影响

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害。也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

陇东油区主要为低渗透和超低渗透油藏，地层压力较低，钻井过程中发生井喷事故的概率较小，因此一般不会造成井场外人员伤亡。

#### (2) 井喷伴生气环境空气影响

发生井喷事故后，伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

类比历年产建环评预测分析，发生井喷事故时，在小风条件下，22.2m 处非甲烷总烃浓度达到最大值  $17.44\text{mg}/\text{m}^3$ ，短时间内将超出《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 周界外浓度最高点标准 ( $5.0\text{mg}/\text{m}^3$ )，造成一定时间内局部地区大气环境中非甲烷总烃浓度的升高，但在 100m 处非甲烷总烃的浓度降至  $1.6576\text{mg}/\text{m}^3$ ，对周边居民影响较小，但事故发生后在一段时期内，井喷污染物对大气环境的影响在一定范围内将持续存在。

### (3) 对水体的污染和影响

井喷喷出的原油一旦进入水体，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

### (4) 对土壤的污染和影响

井喷喷出的原油类混合物会渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦井喷要及时清理被污染的土壤。

### (5) 对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的农作物上，导致农作物死亡，造成减产；对喷出的伴生气进行点火燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的农作物受到灼伤。

## 12.5.2 套外返水对地下水环境影响分析

采油井、注水井对地下水有影响事故主要是由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；项目进入退役期后，对采油井及注水井封井不严，可能造成含油层或注水层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。详细见地下水环境影响评价专题。

## 12.5.3 站场风险事故后果分析

### (1) 土壤和水环境的影响

拉油点各设置 2 具 40m<sup>3</sup> 油箱，站内一旦发生石油泄漏，站控调度将立即停止向站内设备输送石油的操作，迅速开启倒罐流程。同时用草包、砂土包封站内所有下水道，外泄原油将会限制在卸油台内，可以全部被截留和回收，确保事故状态下原油不会进入地表水体。

当站内原油发生泄漏后，石油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，由于石油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此



泄漏石油很难向土壤深层迁移，此时，影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。由于拉油点所在区域场地区域黄土层较厚、浅层地下水埋深较大，泄漏油对地下水的影响较小。同时由于各站场距离地表水体较远，泄漏原油不会直接进入地表水体。

拉油点为五级站场，站内布置干粉灭火器及二氧化碳灭火器，发生火灾事故不会有事故废水产生。

## (2) 环境空气的影响

原油泄漏后伴生气会挥发出来，本项目拉油点为三叠系或侏罗系原油，气油比在  $42.9\sim 72.6\text{m}^3/\text{t}$ ，经计算，原油泄漏时，三叠系伴生气泄漏量为  $0.003\text{m}^3/\text{s}$ ，即则伴生气泄漏速率为  $0.003\text{kg}/\text{s}$ ，设备关闭前外泄伴生气总量为  $0.114\text{kg}$ 。伴生气泄漏会影响周边的大气环境，造成短时间内局部区域挥发性有机废气的超标，甚至在大气中形成爆炸云团，遇明火就会爆炸，进而对周围造成冲击波危害。泄漏原油发生火灾事故后，泄漏原油不完全燃烧向大气中排放大量次生有害气体 CO。在不利气象条件下，下风向一定范围内 CO 浓度有可能超过短时间容许接触浓度限值 ( $30\text{mg}/\text{m}^3$ )，距离事故源较近的一定区域内，CO 浓度甚至有可能超出大气毒性终点浓度 ( $2069\text{mg}/\text{m}^3$ )。

### 12.5.4 集油管道泄漏事故影响分析

#### (1) 土壤影响分析

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤、地表水体造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

当管道泄漏点发生在管道跨越冲沟时，管道出露地表，泄漏原油会落入土壤，在重力作用下向土壤表层渗透。当泄漏量不大时，原油与土壤水和凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响原油污染范围的因素除原油的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地表地形、地表覆盖物等因素有关。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油覆盖的区域，且主要对表层  $0\sim 20\text{cm}$  的土层构成污染。

据相关研究结果表明：泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总含盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不会太大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，若处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

### （2）管线泄漏对地表水影响

本项目新建镇平 39-19 井场至镇 413 拉出油管线穿越蒲河支流，若穿越工程发生泄漏，原油顺河流向下游迁移，将会对下游一定距离内的地表水体产生污染影响。

石油类污染物在水体中迁移转化的方式主要有水面扩散、弥散和降解三种。油类在水体表面扩散的速度很快，一般情况下，油类在水表面一天就可以完全扩散，形成临界厚度的原油薄膜层，而后分裂为油膜碎片。油膜的存在，将导致水体与空气之间的物质交换途径被阻断，造成水体溶氧的困难。水中缺氧将使水质变坏，影响水中生物的生存。

评价要求建设单位提高事故应急反应，一方面从源头上加强管线监控，采取增加穿越段管壁厚度和设置套管的方式，防治泄漏原油入河。另一方面，在现有风险防范措施基础上进一步加强措施，必要时在河流沟道两侧设置截断阀，并在穿越处下游设置拦油桩，事故发生后及时拦截原油，减少泄漏原油影响范围，进一步减轻风险事故对地表水环境的影响。

### （3）管线泄漏对地下水影响

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。详见地下水分析章节。

#### (4) 管线泄漏对植被影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

### 12.5.5 拉油井场储油箱原油泄漏事故影响分析

#### (1) 原油泄漏对土壤的影响

原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当井场储罐发生泄漏，原油则在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上土壤对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油的区域，且主要对表层 0~20cm 的土层构成污染。泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，如果处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

#### (2) 原油泄漏对地下水的影响

油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而

管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

## 12.6 风险防范措施与应急预案

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

### 12.6.1 风险管理措施

(1) 严格执行国家的安全卫生标准规范及相关的法律法规，在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑；

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

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

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

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

(6) 风险管理是一个动态的、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。风险管理过程见图 12.6.1-1。

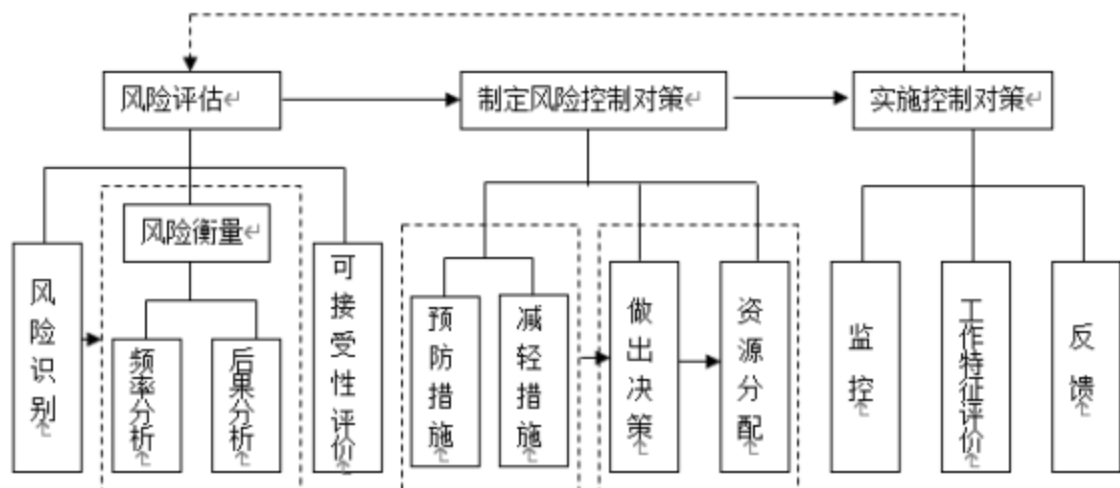


图 12.6.1-1 风险管理过程

### 12.6.2 技术防范措施

#### 12.6.2.1 企业现有风险防范措施

历年来，第十一采油厂面对特殊的地理环境，不断强化风险防控，持续落实环保责

任, 严格环保隐患排查与治理, 加强管道油气泄漏风险防治, 加大“人防、物防、技防”措施, 完善“三防四责”体系, 先后建成了 12 座重要集输站点的 25 台输油泵在线监控、13 套 KLD 管道泄漏监控系统、2 套水面浮油监测报警系统、29 套集输管线自动截止阀、21 套环境敏感区视频监控, 全部上线稳定运行。同时依托“两线两库”隐患治理项目, 完成了 9 处重点穿跨越的加固, 完成了 17 道拦油土坝和巴家咀水上应急库、陇东环保中心应急库等 5 座应急库。通过“指挥中心—调控中心—站控中心”三级监控网络, 驻点看护、动态巡护和专业督查三种巡查方式, 实现了环境敏感区油气场站、管线的安全实时监控及预警, 确保了巴家咀水库的饮用水安全。2013 年, 按照庆阳市环境保护局下达《关于 2013 年油田产建开发有关事宜的函》(庆环函(2013)37 号文件)和庆阳市环境保护局《2014 年度油田开发环境保护工作座谈会》会议纪要内容, 加快落实巴家咀水库上游环境保护相关措施。

第十一采油厂对巴家咀水库上游重点敏感区域内的隐患项目进行了治理。治理项目主要包括:

(1) 对位于巴家咀水源准保护区内的镇三转、环境敏感区的镇三联以及位于黑河上游的镇二联 3 座站场的防控等级进行提升, 配套建设事故应急池。镇二联建设 500m<sup>3</sup> 钢混结构应急缓冲池 1 座, 在保留站场及罐区原有排水系统的条件下, 新建事故污水收集系统, 在发生事故的情况下, 将站场污染雨水和罐区容纳不下的事故污水通过阀门切换收集于应急缓冲池。应急缓冲池池顶设 1.2m 高钢制围栏, 四周设 2.2m 高刺丝网围栏和钢制大门。

镇三联建设 700m<sup>3</sup> 钢混结构应急缓冲池 1 座, 在保留站场及罐区原有排水系统的条件下, 新建事故污水收集系统, 在发生事故的情况下, 将站场污染雨水和罐区容纳不下的事故污水通过阀门切换收集于应急缓冲池。应急缓冲池池顶设 1.2m 高钢制围栏, 四周设 2.2m 高刺丝网围栏和钢制大门。

镇三转建设容积 200m<sup>3</sup> 钢混结构应急缓冲池 1 座, 在保留站场及罐区原有排水系统的条件下, 新建事故污水收集系统, 在发生事故的情况下, 将站场污染雨水和罐区容纳不下的事故污水通过阀门切换收集于应急缓冲池。应急缓冲池池顶设 1.2m 高钢制围栏, 四周设 2.2m 高刺丝网围栏和钢制大门。

(2) 对巴家咀水源准保护区内分布的油井井场, 按照庆环[2013]37 号函的要求, 治理井场四周分别建设 0.8m 高砖混围墙, 修建 50m<sup>3</sup> 污油回收池和 50m<sup>3</sup> 专用雨水蒸发池, 同时修建防渗石砌埋地式导油槽和雨水收集渠, 提高井场环保等级, 防止污染事件的发

生。

(3) 对分布在巴家咀水源保护敏感区域的外输管线，配套安装管线泄漏在线监测系统，实时监测管线运行情况，防范管道泄漏环境污染事件的发生。

#### 12.6.2.2 井喷的防治

(1) 井位布设远离居民点、河流，钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》；

(2) 钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生；

(3) 在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；

(4) 起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，若未下过钻铤，则可用万能防喷器关井；

(5) 在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内伴生气和降低压力；

(6) 如果在关井期间压力超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下循环；

(7) 在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

(8) 井队要向全队职工进行工程、地质、钻井液和井控设备等方面的技术措施交底；落实溢流早期显示观察岗位和“关井程序”操作岗位，坚持井队干部 24 小时值班制度；

(9) 所有井控设备、专用工具、消防设备、电、气系统应配齐并处于正常状态；井队须严格执行钻井设计，钻井液密度及其它性能应符合设计要求，检查是否有足够的重泥浆和加重剂储备；

(10) 钻主油气层上部 50~100 米时，根据预告的地层压力，及时调整好钻井液密度和性能，用钻开油气层的钻井液循环一周，对上部裸眼地层进行承压能力试验。环开防喷器试压到额定工作压力的 70%；节流管汇、闸板防喷器及以下部件试压到闸板防喷器的额定工作压力。

(11) 该区域内部分井区伴生气含有硫化氢，因此，本区钻井过程中必须设置硫化氢在线监测系统，防止硫化氢中毒事故发生。

### 12.6.2.3 井漏的防治

钻井过程中及时对钻探情况进行监测，一旦发现异常，立即停钻采取相应措施，严防井漏事故的发生。对井漏的处理根据漏失程度的不同，采取相应的方法，详见表 12.6.2-1。

表 12.6.2-1 处理井漏的常用方法

序号	方法描述	适应的漏层类型
1	提钻、静候	渗漏、部分或完全漏失，进入诱导裂缝
2	加入桥堵剂	渗漏、部分和不严重的完全漏失，进入水平和垂直漏层
3	挤入失水量很大的泥浆	渗漏、部分或完全漏失，进入水平和垂直漏层
4	打水泥塞	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和一些垂直漏层
5	在井内混合配制的软和硬的塞子 (M-DOB2C)	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和垂直漏层
6	地面配制的软塞 (PAL-MIX110R)	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，既可用于水基泥浆又可用于油基泥浆
7	井内配制的软塞	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，为了避免完全漏失，在井筒内及井筒附近打入一些水泥浆。FLO-Check 用于油基泥浆
8	特种堵漏剂：水基胶液，带有砂或石灰石粉的油基胶液	严重完全漏失，进入诱导的垂直裂缝层
9	有进无出钻进，用充气泥浆和下套管	严重漏失，进入孔洞、大的天然水平裂缝和大段的缝洞地层

#### 12.6.2.4 站场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理，平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将站场的明火点控制到最少，并布置在站场边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体检测报警设计规范》(SH 3063-94) 的要求设置可燃气体报警装置。在有硫化氢的站场设置硫化氢在线监测报警装置。

(3) 管道与地面建构物的最小间距符合《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)、《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015) 等规范要求。

(4) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

#### 12.6.2.5 管线泄漏的防治

(1) 施工期事故防范措施

① 严格按照《输油管线工程设计规范》(GB50253-2014) 的要求进行设计；

② 集油管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。跨越道路段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；

③ 管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为 1.2~1.5m；

④ 当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保持措施；

⑤ 管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力；

⑥ 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑦ 贯彻《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

⑧ 尽量减少与河流、公路、铁路等大型建构筑物的交叉。线路尽量避开人口密集场所，避开保护区。

⑨ 根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）的要求，输气管道通过的地区，应按沿线居民户数和建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并依据地区等级作出相应的管道设计。

⑩ 对管道沿线人口密集、房屋距管道较近等敏感地区，提高设计系数，增加管道壁厚，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力。

⑪ 项目采用桁架跨越河流，管线在跨越河流、沟谷时应当采取以下措施：

a、管道施工中被扰动的河流、冲沟岸坡易遭洪水冲刷，管道敷设应与岸坡保持一定的安全距离，应视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸，避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度，并与两岸河岸衔接。

b、沿沟谷阶地敷设。对于管线在局部沿冲沟敷设段、穿沟段、低地汇水段，洪水对管道有一定冲刷、冲蚀破坏危害。设计时应充分考虑瞬时洪流的巨大危害和破坏性，合理确定管道的埋深，将管顶埋设至沟谷的稳定层以下，防止水流冲刷对管道的影响，同时对洪水淹没段的管道根据其具体通过路段的情况采取适宜的稳管措施，并对管道通过冲沟两侧的沟壁进行浆砌石护岸处理。

(2) 运行期事故防范措施

① 在集输过程中，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管线内的腐蚀；



② 定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；

③ 在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

④ 定期检查管线安全保护系统（如安全阀等），使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑤ 加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报；

⑥ 在穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清；

⑦ 在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。在穿越河流的管道线路中心线两侧各五百米地域范围内，禁止挖砂、挖泥、采石等。

### (3) 管理措施

① 在管线系统投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作和维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

② 制定应急操作规程，在规程中说过发生管线事故应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管线操作人员有关的安全问题；

③ 通过定期进行安全活动提高操作人员的安全意识，及时识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

④ 加强教育，进一步宣传贯彻、落实《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑤ 制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

(4) 并行管线预防泄漏风险措施见表 12.6.2-2 所示。

**表 12.6.2-2 并行管线预防泄漏风险的主要加强工程措施**

管段	类别	项别	设备、技术措施
并行管线	选材	管材	螺旋埋弧焊钢管
		壁厚	加厚管壁

	施工	并管间最小距离	按《钢质管线及储罐防腐工程设计规范》要求。
		防腐	外防腐采用加强级环氧粉末、强制电流为主、牺牲阳极为辅的阴极保护
		施工探伤检测	X 探伤
		试压	并行管线强化试压
	运行	检漏及自控	智能检测
		人工巡线	并行管线加密人工巡线
		防止误操作	严格执行岗位操作规范, 严防突然停泵关阀

## (5) 管线穿越风险防范措施

## ① 管线穿越风险防范一般措施

管道穿越不同特殊地段, 设计采用不同的敷设方式, 保证管道安全。管道穿越河流、沟渠等, 加大管道埋深。为降低管线穿越段的环境风险, 对穿越冲沟段管线采取以下风险防范措施, 详见表 12.6.2-3。

表 12.6.2-3 冲沟穿越段管线污染风险防范措施

类别	项目	主要防范措施
设计	穿越位置选择	综合地质灾害评估等意见, 合理选择穿越位置。
	设计压力	管线设计压力需经过不同输量下不同事故工况下(阀门误操作、设备故障、通信中断、事故掉电等)的动态模拟核算, 以确保在管线运行过程中不因动、静水压力超过而导致管线破裂、泄漏现象的发生。
	管材和壁厚	根据设计规范选用壁厚和管材等级, 核算强度、刚度及稳定性; 若不满足要求时, 应增加钢管壁厚或提高管材等级。同时, 还需进行抗震校核、断裂带安全性校核。
	管线埋深	穿越管段应埋设在一般冲刷加局部冲刷深度以下的安全深度。
	防腐	采用加强级三层 PE 外防腐层, 以及牺牲阳极进行保护。
	警示牌、警示带	在开挖穿越段管线上方 0.5m 处全线设置警示带, 以防止管线被无意破坏。
施工	稳管措施	对于可能产生季节性水流的冲沟穿越, 采取相应的稳管措施, 根据具体水文地质条件而定。
	补口、补伤	防腐层现场补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带补口。损伤处直径 $\leq 30\text{mm}$ 时, 可采用辐射交联聚乙烯补伤片; 直径 $> 30\text{mm}$ 的损伤, 先用补伤片进行补伤, 然后采用热收缩带包覆, 热收缩带的宽度不小于 30cm。
	探伤检测	管线焊缝全段 100%超声波检验, 100%射线照相检验
	试压	进行单独强度和稳定性试压。
运行	泄漏检测及自动控制	SCADA 智能检测(采用调控中心、站控和现场手控三级控制), 全线设置泄漏自动检测系统
	壁厚检测	定期进行壁厚检测, 对腐蚀严重的管线及时更换。
	人工巡检	加强巡检力度和人员投入。
	维抢修	管线全线设置维抢修机构, 正常情况下应急响应时间小于 0.5h。
	安全管理	提高职工安全防范意识, 定期进行安全培训。制定岗位操作规程, 制定溢油专项应急预案, 配置应急物资。

## ② 水源地上游穿越点应急拦污措施

本项目项目桁架方式跨越巴家咀水库上游蒲河支流 1 次、支沟 1 次，项目施工不涉及河流，施工过程不会扰动河流水质；运行期桁架方式通过，并设置套管，可以降低项目的环境风险。同时，项目在长流水的河流跨越点下游设置 2 组拦油桩（具体见表 4.8.3-3），配备必要的事故应急设施，一旦发生原油泄漏事故，应及时管道上游阀门并在下游构筑围油捕捞设施，通过拦油网和吸油毡等紧急拦截措施，可以将对河流的事故影响降低到最小。

#### 12.6.2.6 套外返水风险防范措施

建设单位运行期应制定环境事故应急计划与措施，主要包括：

(1) 确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

(2) 监控回注井的运行情况，发现运行故障或运行异常（注水管线爆裂、储水罐泄漏和回注设备停运）及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失；

(3) 一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

(4) 根据事故状态下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测；

(5) 如监测到地下水浓度异常，应启动应急预案，同时进行测井查明是否有井损情况；实施地下水质量跟踪监测。

(6) 如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象，应在进行监测的基础上开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强监测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

(7) 在注水站场设置净化水罐，用于储存处理后的采出水或过滤后的清水，净化水罐的容积通常可容纳 8h 水量。当发生套外返水事故时，注水井停止注水，井区产生的采出水在站场采出水处理系统处理后可暂存于净化水罐，待事故处理后重新恢复注水。

(8) 井区建有备用注水井，当发生套外返水事故时，若事故处理需要的时间较长（超过 8h），导致注水站场净化水罐无法继续储存，井区会立即启动备用水井进行注水。

#### 12.6.2.7 罐车级危险废物运输防范措施

(1) 运输车辆管理措施

① 按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、

使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路；

② 运输车辆必需配备应急处理器材、安全防护设施设备和专用车辆标志，例如配备专用灭火器、铁钎等灭火器材；必须配备具有行驶记录功能的卫星定位装置；加装避电杆，行驶过程中确保避电杆接触地面；

③ 运输罐车应当到具备道路危险货物运输车辆维修资质的企业进行维修；

④ 适时清洗油罐沉积物，清洗油罐时严格按清罐安全要求，以防发生中毒和爆炸事故。

### (2) 装卸油作业管理措施

① 装罐前，油罐车接好有效静电接地线，装油高度必须符合规定要求，不得超装，高温季节要留有一定的安全空容量，以防在运送过程中溢油。装油完毕后，撤除静电接地线。

② 卸油前，接好静电接地线，各项准备工作检查无误后方可卸油，流速控制在规定范围以内，能自流卸油的不泵送卸油，卸油完毕，排空管内余油，关闭阀门，撤除静电接地线，收整并归位设备，办妥交接手续。

③ 雷雨期间要暂停进行油品的装卸作业，在装卸过程中，严禁擦洗罐车物品、按喇叭、修车等，对器具要轻拿轻放。

④ 严禁使用化纤、塑料、丝绸等容易产生静电的制品擦拭罐体及机器设备；

⑤ 油罐加油孔应密封严密，放油阀门、放油管应无渗漏，油罐通气孔应畅通，油泵进油滤网应经常清洗，送油胶管用完后应立即装上两端接头盖，不得有脏物进入。

### (3) 运输作业管理措施

① 严格遵守交通规则，自觉维护交通秩序，文明驾驶、礼貌行车，切实做到“三先、五慢、七不超”；

② 运输车辆在行驶过程时，必须严格遵守交通、消防、治安等法规，根据道路的实际状况控制车速，保持与前车的安全距离，严禁违章超车，随意停车，并尽量避免紧急制动，确保行车安全；

③ 油罐车严禁烟火和动用明火。在运输过程中，运输人员不得吸烟和动用明火，无关人员不得搭车，确保按规定的线路、速度行驶，停放，禁止在公共场所、人员密集的场所和易散发火花的地点停留；

④ 合理安排罐车运输路线，严格遵守有关部门关于危险货物运输线路、时间、速

度方面的有关规定，并遵守有关部门关于剧毒、爆炸危险品道路运输车辆在重大节假日通行高速公路的相关规定，避开城镇中心、居民集中居住区等；

⑤ 当罐车发生故障时及时靠右停车，打开警示灯，车辆前后设立警示标志，请求救援，避免车辆失控造成风险；

⑥ 罐车发生风险事故后，罐车司机或车辆监控员及时向应急管理部门汇报，及时处理。在确保安全的情况下，在事故现场设立警示标志，排除周边明火，检查罐体、阀门等有无破损，采取措施尽量使原油不出罐，罐体发生破裂后，在泄漏区域设置围堰，及时调用罐车进行倒罐清理，防止原油进一步扩散；

⑦ 加强罐车司机技能及安全培训，避免人为因素造成的风险事故。

#### (4) 罐车经过河流的风险防范措施

罐车跨越的主要河流为蒲河，为了最大限度地避免原油泄露对河流的影响，环评提出以下防范措施：

① 加强罐车驾驶员的安全教育与培训，提高其安全意识，车辆途径水源保护区减速慢行；

② 严格进行管理记录工作，建立排采水拉运台帐，定期报韩城分公司安全环保部门备案登记；

③ 加强原油拉运工作的监控管理，定期组织检查，确保拉运工作的安全顺利进行。

由于此类事故的发生概率较小，通过采取以上措施可进一步减小事故发生的概率，将对河流水质的影响将至最低。

#### 12.6.2.8 地表水水源地上游井场、站场、管线风险防范措施

本工程涉及地表水水源地为括巴家咀水库水源地，部分工程位于巴家咀水库水源地上游，根据“陇东油区‘十三五’规划环评”及审查意见要求，将依法划定的地表水集中式饮用水源地上游 10km 的干流及主要支流上游的河谷区，河道两侧 1km 的陆域范围划定为重点防护区。本工程在重点防护区内主要为镇 413 区内的 3 座井场、3 条输油管线及 3 条注水管线。

评价要求建设单位在该区域内建设石油开发项目时，采取更为严格的环境保护措施和风险防范措施。建立油田泄漏的“三防四责”的责任体系。“三防”是指以泵为核心的系统预警预报，长输管线阀门远程截断、大小流域建立预防性基础设施的三道防线。“四责”即油田公司、项目部（处）、作业区（大队）、基层生产单位“四个层次”按“直接责任、属地管理”的原则，逐级落实防泄漏管理责任。

### (1) 井场防护措施

井场建设除满足《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》(Q/SY CQ 08010-2019)的建设要求外,结合“陇东油区‘十三五’规划环评”及审查意见要求,评价提出以下风险应急防范措施:

①钻井岩屑和废弃泥浆应做到安全填埋,严禁钻井废泥浆、岩屑随意堆放。

②井场周围修建高 0.8m 砖混围墙,防止井场内雨水外排和井场外的雨水流入井场。

③井场内建设具有防渗功能的导油槽、污油污水回收池、雨水蒸发池,导油槽与污油池相连且清洁畅通。

④加强井口、贮油罐及地面污油污水的管理,作业现场铺设双层防渗布,防渗布四周设 10cm 高围堰,防止事故及风险状态下的污水、原油污染地下水;

⑤井场外侧修建排洪渠,保证井场周围雨水畅通,不蓄积。

⑥没有利用价值的废弃油井应做挤水泥处理,彻底封死深浅地层间的通道。

### (2) 管线

水源地上游区域埋设的管线,应根据所处区域的地形、地貌、地质情况采取不同的防护措施:

①不能在顺山坡来水方向横向敷设管线,尽可能沿路边黄土坡脚布设,设计铺设线路时应避开洪水汇集口;管线埋设深度应在冻土层以下,尽量避免可能发生地质灾害的地段;同时还采用管线防腐保温措施,以保证油气畅通;

②当管线经过坡地、冲沟、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时,应将管顶埋设至稳定层以下。应采取挡土墙、坡面防护、冲刷防护、滑坡错落整治、拦石网工程、换填渗水土和加强排水等相应的环保及水土保持措施;同时对洪水淹没段的管道根据其具体通过路段的情况采取适宜的稳管措施,并在跨越冲沟的适当位置采取护底、挡水墙、排水沟及导流堤等水工和水土保持措施,提高管道的稳定性和安全性。

③管线穿越活动断裂带时,应确定断层走向,使管道与断层保持合理交角,增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力沿沟谷阶地敷设。

④在集输过程中,严格控制输送油气的性质,定期清管,排除管内的积水和污物,以减轻管道内的腐蚀;

⑤定期测量管线的内外腐蚀情况,对管壁严重减薄段,及时更换,避免发生管道泄漏事故。对有条件的地方安装自动控制装置,时刻监测输油管线的压力变化情况,对管线泄漏事故及时发现,及时处理。

⑥加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑦对于穿越河流的管道应重点加强以下防护措施：

a.在该区域内的新建井场应全部采用管道输送，仍采用汽车拉运方式的现有井场应根据其服役年限情况尽可能改造为管道输送。

b.视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸，避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度，并与两岸河岸衔接。

c.对沿坡体走向管道加固定桩，提高穿跨越管道防御环境风险的能力。

d.对穿跨越河流管道进行加厚和套管保护，设快速截断阀，套管上设置泄油观察点。跨越部位两侧设置事故集油池，并建设水面溢油远程监控报警系统，及时发现所有的不正常现象。

e.在输油管道跨越断面以下至地表水源地上游河段设置拦油桩，用于悬挂拦油网，共对 1 处长流水跨越点设 2 组拦油桩（具体见表 4.8.3-3），并分段设置抢险物资仓库，统一配置拦油网、吸油棉等应急物资，并确保充足的抢险物资，一旦管线污染事故发生后，以最快的速度沿河段悬挂拦油网，将原油污染控制在最小的范围内，最大限度的降低对水源保护区的影响。

f.建立地表水动态监测方案，在水源地上游河流设置地表水水质监测断面，每年平水期、丰水期、枯水期各监测 1 次，了解该区域地表水环境变化情况。

### （3）拉油线路风险防范措施

本项目拉油线路均涉及水源地上游区域，由于项目交油地点的限制，拉油线路不可避免的位于水源地上游地区。评价要求拉油过程严格执行油罐车风险防护与应急措施 12.6.2.7 节中的要求；同时，设计拉油经过水源地上游水体地段，结合国道及油区已有风险防范措施，采用降低车速，避开车辆高峰期的措施降低对水源地的环境风险。

## 12.6.3 应急预案

建设单位编制完成了《长庆油田公司第十一采油厂突发事件应急预案》及《井喷突发事件专项应急预案》、《危险化学品泄漏失控和中毒突发事件专项应急预案》、《油气长输管道突发事故专项应急预案》、《油气站库管道及处理装置火灾爆炸事故专项应急预案》等专项应急预案，应急预案主要内容见表 12.6.3-1。此外，第十一采油厂严格按照突发事件应急预案要求定期组织了应急演练，演练内容包括联合站储油罐区火灾爆炸事故应急预案演练、输油管线泄漏突发环境事件应急预案演练、井喷突发事件应急预

案演练及油气泄漏突发环境事件应急预案演练等，演练照片见表 12.6.3-2。

本项目环境风险应急预案纳入现有应急预案管理体系。建设单位应参照《突发环境事件应急预案管理暂行办法》、《环境污染事故应急预案编制技术指南》（征求意见稿），结合本次滚动开发建设内容和周围敏感点分布情况，补充完善并更新现有的应急预案，并经过专家评审，审查合格后报当地环保部门备案后实施运行。

按照《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 号文，企业突发环境事件应急预案应与当地政府和相关部门以及周边企业的应急预案相衔接，加强区域应急物资调配管理，构建区域环境风险联控机制。

表 12.5.3-1 长庆油田公司第十一采油厂事故应急预案主要内容

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、适用范围、工作原则、突发事件应急行动处置原则、应急预案体系
2	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（第十一采油厂产能建设项目组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组）
3	信息报送	信息报送时限、信息汇报及通报、信息上报
4	风险分析和应急保障	概况、危险性分析、突发事件分类分级、应急保障
5	预防和预警	预防与应急准备、监测与预警
6	应急响应	应急响应的过程、应急响应启动、主要应急管理程序、恢复与重建、应急联动
6	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案的修订、预案的评审、预案的发布、备案、考核
7	附件	附件 1 油田公司、第十一采油厂周边政府应急管理部门通讯录 附件 2 第十一采油厂各单位应急值班电话 附件 3 第十一采油厂周边兄弟单位应急值班电话 附件 4 医疗救护机构通讯联络表 附件 5 第十一采油厂周边消防专业队伍联络表 附件 6 第十一采油厂油区道路图
8	专项应急预案	专项应急预案一：自然灾害突发事件专项应急预案 专项应急预案二：井下作业井喷突发事件专项应急预案 专项应急预案三：危险化学品泄漏失控和中毒事故专项应急预案 专项应急预案四：环境突发事件专项应急预案 专项应急预案五：交通事故专项应急预案 专项应急预案六：新闻媒体突发事件专项应急预案 专项应急预案七：群体性突发事件专项应急预案 专项应急预案八：恐怖袭击突发事件专项应急预案 专项应急预案九：公共卫生突发事件专项应急预案



表 12.6.3-2 长庆油田公司第十一采油厂事故应急预案演练



搭建轻便式储油罐



搭建围油堰



回收清理污油



铺设拦油网



紧急扑灭突发火灾



专业救治中毒人员



### 12.6.4 突发环境事故应急措施

#### 12.6.4.1 应急响应

(1)一级响应时，由长庆油田生产运行处和有关部门组织实施。

(2)二级响应时，由油田公司生产运行处按下列程序和内容响应：

①开通与事件发生单位厂级环境应急指挥机构、现场应急指挥部、相关专业应急指挥机构的通信联系，随时掌握事件进展情况；

②立即向油田公司经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；

③及时向油田公司报告突发环境事件基本情况和应急救援的进展情况；

④通知有关专家组成专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，提供技术支持；

⑤派出应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援。

(3)环境应急指挥中心应急响应方法：

①环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作；

②根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；

③根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展；

④根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；

⑤及时报告地方环保局、政府和油田公司质量安全环保处，必要时请求给予技术支持和物资支持；

⑥做好舆论宣传工作，保证突发事件应急处置工作的顺利进行；环境应急指挥中心与应急领导小组要保持密切联系，定期通报事故现场的形势，配合上级部门进行事故调查处理工作，做好稳定社会秩序和伤亡人员的善后及安抚工作，适时发布公告，将危机的原因责任及处理决定公布于众，接受社会的监督。

三级响应，启动第十一采油厂厂级环境事件应急预案，各级指挥机构按照预案要求积极灵活的调度相关职能部门，按照各自职责开展应急处置工作。防止事件扩大、蔓延。保证信息渠道畅通，及时向公司领导小组通报情况。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

任何单位和个人发现公司级突发环境事件时，应立即报告油田公司应急指挥中心，应急指挥中心立即向指挥长报告，同时通知各位副指挥长、成员部门及单位。发生重大突发环境事件后，事件单位在向公司应急指挥中心报告的同时，应立即启动本单位的环境应急预案，组织本单位各种救援队伍和职工采取有效措施控制危害源，进行全面的自救。

#### 12.6.4.2 应急监测

##### (1) 应急监测因子

大气：非甲烷总烃、硫化氢、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮；

地表水：pH 值、石油类、COD、硫化物、挥发酚、氨氮；

地下水：pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、溶解性总固体、总硬度；

土壤：pH 值、石油烃、含盐量；铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞。

##### (2) 应急监测方法

###### ①大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采

样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

### ②地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围 2km 范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水位饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下 1.0m 左右。

### ③土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深 10cm 的表层土。一般在 10m×10m 范围内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于 5 个），将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取 1~2kg 样品装在塑料袋内。

### (3) 应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。频次确定原则如下表：

表 12.6.4-1 应急监测频次确定原则

事件类型	监测点位	应急监测频次	跟踪监测频次
大气污染	以事故地点为中心，在下风向按一定间隔的扇形布点，并根据污染物的特性在不同高度采样，上风向适当位置布设对照点；在可能受污染影响的居民住宅区或人群活动区等敏感点必须设置采样点，采样过程中	初始加密（1次/小时），随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于环境空气质量标准值或已接近可忽略水平为止

	应注意风向变化,及时调整采样点位置。事故下风向		
地表水污染	河流事发地及其下游	初始加密(数次/天),随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于地表水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	湖库事发地及受影响的出水口	1~2次/天(应急期间)	连续两次监测浓度均低于地表水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	江河事发地其上游对照点	1次/天(应急期间),以平行双样数据为准	
地下水污染	事发地中心周围2km内的水井	初始1~2次/天,第3天后,1次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井	初始1~2次/天,第3天后,1次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点	1次/天(应急期间),以平行双样数据为准	
土壤污染	事发地污染区域	初始1~2次/天(应急期间),视处置进展情况逐渐降低频次	应急结束后,1次
	对照点	1次/天(应急期间),以平行双样数据为准	

## 12.6.4.3 应急处置措施

(1)原油事故应急处置措施见表 12.6.5-2。

表 12.6.5-2 原油、伴生气应急处置措施

原油应急处置措施	
急救	吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖,呼吸困难时输氧。呼吸停止时,立即进行人工呼吸。误服:误服者应充分漱口、饮水。
	皮肤接触:脱去污染的衣着,用肥皂水及清水彻底冲洗。 眼睛接触:立即提起眼睑,用流动清水冲洗。
泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区,禁止无关人员进入污染区,切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器,穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发,但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其它惰性材料吸收,然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏,应利用围堤收容,然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过 30°C。保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时,要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时,注意流速不超过 3m/s,且有接地装置,防止静电积聚。搬运时,要轻装轻卸,防止包装及容器损坏。
原油伴生气应急处置措施	
急救	吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难,给输氧。如呼吸停止,立即进行人工呼吸。就医。
	皮肤接触:若有冻伤,就医治疗。
泄漏处	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处,并进行隔离,严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器,穿防寒服。有要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方,防止气体进入。合理通风,加速扩散。喷雾

理	状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于 30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。
硫化氢应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源，建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。从上风向进入现场，尽可能切断泄漏源。合理通风，加强扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理、修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内；仓内温度不宜超过 30℃；远离火种、热源；防止阳光直射；保持容器密封；配备相应品种和数量的消防器材；禁止使用易产生火花的机械设备和工具。

## (2) 站场风险事故应急措施

站场风险事故主要是罐区原油泄漏及火灾爆炸事故，应采取以下应急措施：

### ① 泄漏事故

罐区原油泄漏，首先确定泄漏点和泄漏量。将泄漏罐原油导入罐区空罐或进入防火堤内收集、回收。注意采取措施时采用防爆工具，防止产生火花。进入泄漏点切换流程时需穿戴防毒护具。

### ② 火灾爆炸事故

首先组织力量把着火罐邻近受热辐射的其他油罐的喷淋阀打开加以保护；开启着火罐喷淋，冷却罐壁，同时组织水枪射向罐顶冷却，保护罐体不致过热变形裂口，同时也可减少油品蒸发，减小火势；开启消防泡沫阀，向罐内注入泡沫灭火。

### (3) 输油管线风险事故应急措施

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

① 正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

② 立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

③ 组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

④组织抢险队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。

⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地环保局的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

#### (4)管线堵塞的处理

引起管线堵塞的原因如：因污物过多或管线发生较大变形，使清管被卡；应根据运行情况判断堵塞点的位置、分析堵塞原因，分别采取相应措施。

#### (5)通讯系统事故的处理

当站间通讯中断或与控制中心的联络中断时，此时现场操作人员要提高警惕、谨慎操作，密切注意运行参数的变化，及时调整，判断输油系统的工作是否正常并安排维修人员应立即对通讯系统进行检查维修。

#### (6)应急物资及器材

厂区应急指挥部对存在的可能诱发突发事件的危险部位，配备应急现场抢险救援必需的抢险设备，并标明其类型、数量、质量、性能、适用对象和存放的地点(厂应急指挥部办公室编制计划、供应科负责配备、保管、安全科督查)。建立专人保管、保养、维护、更新、动用等审批管理制度，确保抢险设备随时处于临战状态。

##### ①防护用品

根据事故具体情况选用合适的防护用品，主要防护用品包括：全身防护服、防护帽、防护头盔、防护靴、防护手套、安全带、防护眼镜、空气呼吸器、防毒面罩等。

##### ②消防器材

包括：消防车、指挥车、照明车、灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

##### ③急救设备与器材

包括：救护车、气防车、担架、自动苏生器、呼吸机、四肢夹板以及急救药品等。

##### ④抢险与抢修设备与器材

包括：封堵设备、探测设备、泄漏控制工具、工程车辆、营救设备、登高设备、维修工具、标志明显的服装、袖标、旗帜、应急照明灯等。

##### ⑤交通运输车辆

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆、应急指挥车等。

##### ⑥应急电源、照明措施

如果事故现场的照明系统出现故障，则利用应急电源照明，应急电源首选消防队的

多功能消防车，其次临时发电机应急或使用应急工作灯。

### ⑦应急救援装备、物资

应急救援所需的防火服、防毒面具、空气呼吸器、消防工具等由消防队自备、自带，应急所需的其它设备备件等材料由厂供应科提供。

### ⑧制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

## 12.7 结论

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，可能存在风险的单元包括钻采井场、新建单井拉油井和输油管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

本项目环境风险简单分析内容见表 12.7-1。

表 12.7-1 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	长庆油田分公司第十一采油厂镇 413 等区块产能建设工程				
建设地点	(甘肃)省	(庆阳)市	(/)区	(镇原县)	( )园区
地理坐标	经度	E107° 14' 59.87"	纬度	N35° 52' 7.12"	
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油、伴生气，危险单元分布于钻采井场、拉油点、出油管线等。				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	钻采井场：井喷释放的原油和伴生气会对当地大气环境、土壤和水体造成影响，采油井套外返水会污染地下水。 站场、油气集输：原油泄漏发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染，原油泄漏会污染土壤和水体；阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡；污染地表水和地下水。				
风险防范措施要求	对输油管道设明显标识并加强巡检；对 1 处长流水跨越点设 2 组拦油桩（具体见表 4.8.3-3）；针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目拟第十一采油厂拟实施镇 413 等区块产能建设工程，共部署产能 2.66×10 <sup>4</sup> t/a，新建采油井 36 口（含利用既有探井 13 口）、注水井 10 口，拉油点 13 座。项目新建各类管线总长 25.86km（含同沟铺设注水管线 12.93km）。本次评价重点关注风险单元为钻采井场、新建站场（拉油点）、集输管线。经判定，各风险单元最大危险物质数量与临界量比值均 Q<1，环境风险潜势为 I，评价等级为简单说明。					



## 13 环境经济损益分析

### 13.1 经济效益分析

长庆油田分公司第十一采油厂镇 413 等区块产能工程总投资 13000 万元，将实现年产  $2.66 \times 10^4$  t/a 原油，目前国际油价以 70 美元/桶计，1 吨约为 7 桶，目前汇率约为 6.48，则每吨原油以 3175.2 元计，年产值可达 8446.03 万元，具有较好的经济效益。

### 13.2 社会效益分析

(1) 本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

(2) 本项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设经济带动作用，促进地方经济发展。

(3) 井区开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。

综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

### 13.3 环境经济损益分析

#### 13.3.1 环境代价分析

本项目的环境代价主要有三部分：资源和能源流失代价、对环境生产和生活资料造成的损失代价、对人群及动植物造成的损失代价。

##### 13.3.1.1 生态破坏代价

###### (1) 水资源流失代价

本项目水资源流失主要为开采地下水回注油层造成的地下水资源损失。根据工程分析，本项目最大用水量约  $213.5 \text{ m}^3/\text{d}$ ，按《甘肃省取水许可和水资源费征收管理办法》（甘肃省人民政府令第 110 号）规定的原油开采水资源费征收标准，工业用水价格 4 元/ $\text{m}^3$  计算，折合水资源利用价值为 28.18 万元/a。

###### (2) 水土流失代价

① 根据水土保持设计，项目建设新增水土流失量 1800t，其中施工期新增 1400t，影响期新增 400t，平均每年为 900t，通过下式来计算土地资源的损失价值：

$$V_1 = Q \cdot P / (\rho \cdot h)$$

式中： $V_1$ —土地资源损失价值，元；

$Q$ —水土流失量，t/a；

$\rho$ —土壤容重，取平均值  $1.3 \text{ t/m}^3$ ；

$h$ —表层土壤厚度，平均取 0.2m；

$P$ —土地机会成本，按当地情况类比平均收益 1.5 万元/hm<sup>2</sup>·a。

计算土地资源的损失价值为 0.3 万元/a。

②伴随水土流失土壤中氮磷钾等肥力也会损失，通过下式计算其损失：

$$V_2 = \sum_1^i Q \cdot B_i \cdot P_i$$

式中： $V_2$ —土壤营养元素的损失价值，元；

$Q$ —水土流失量，t/a；

$B_i$ —第  $i$  养分在土壤中的含量，%；

$P_i$ —化肥价格，元/t， $i$  为营养元素类型。

当地土壤中氮、磷、钾含量平均分别为 0.175%、0.068%、1.47%，化肥价格按氮肥 2000 元/t、磷肥 4000 元/t、钾肥 3000 元/t 计，肥力损失价值结果为 2 万元/a。

由此计算得出水土流失代价为 2.3 万元/a。

### 13.3.1.2 环境污染代价

《中华人民共和国环境保护税法》于 2018 年 1 月 1 日施行。自实施之日起，征收环境保护税，不再征收排污费。本项目产生的“三废”和噪声均通过完善的污染控制措施进行了妥善处理，达到国家排放标准。其中，生产及生活废水全部回用，零排放。根据《中华人民共和国环境保护税法》和《甘肃省环境保护税核定征收管理办法》，根据环评污染物排放情况估算应缴纳排污税额如下：

表 13.3.1-1 项目应交排污税额估算

税目	污染物名称	排放量 (t/a)	污染当量值 (kg)	折污染当量	计税单位	排污税 (元)
大气污染物	SO <sub>2</sub>	0.0152	0.95	501	1.2 元/污染当量	601
	NO <sub>x</sub>	0.065	0.95	1816		2179
	颗粒物	0.0098	2.18	91		110
合计						2889

根据《中华人民共和国环境保护税法实施条例》第五条规定：“应税固体废物的计税依据，按照固体废物的排放量确定。固体废物的排放量为当期应税固体废物的产生量减去当期应税固体废物的贮存量、处置量、综合利用量的余额。”按照《中华人民共和国环境保护税法》附表一规定，应税固体废物包括危险废物。因本项目危险废物 100% 交有资质企业处理，故本项目可危险废物可不缴纳环境保护税。根据计算，本项目运行期环保税预计 0.29 万元/a。

### 13.3.1.3 小结

由上分析得知，生态破坏代价和环境污染代价详见表 13.3.1-2。

表 13.3.1-2 建设项目环境代价汇总表

分类	项目	单位 (万元/a)
生态破坏代价	水资源流失损失	28.18
	水土流失损失	2.3
环境污染代价	环境保护税	0.29
合计	/	30.77

### 13.3.2 环境成本分析

#### 13.3.2.1 生态保护成本

根据生态保护措施的投资计算,估算工程生态保护投资约 52.9 万元,生态保护投资包括生态补偿、植被绿化以及水土保持投资等,投资主要为施工期 1 年、恢复期 2 年,油田生产期 15 年,则每年生态保护投资约为 2.94 万元。

#### 13.3.2.2 污染防治成本

##### (1) 污染防治设备投资

554.1 工程用于污染防治的投资 501.2 万元,设备使用寿命以 10 年计,则每年投入防治污染的费用为 50.12 万元/a。

##### (2) 设备运行管理费

该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用,经估算得出环保设备的运行管理费 50 万元/a。

#### 13.3.2.3 小结

根据以上的计算,得出的环境成本详见表 13.3.2-1。

表 13.3.2-1 建设项目环境成本汇总表

分类	项目	单位 (万元/a)
生态保护成本	生态保护投资	2.94
污染防治成本	污染防治设备投资	50.12
	环保设备运行及管理费	50
合计	/	103.06

### 13.3.3 环境收益分析

#### 13.3.3.1 生态保护收益

本项目生态保护收益主要表现在水土流失防治收益方面,根据水土流失预测每年新增水土流失量约 900t/a,采取水保措施后,新增水土流失量减少约 90%,初步估算水土流失防治收益约 4.6 万元/a。

#### 13.3.3.2 污染防治收益

##### (1) 钻井泥浆回收收益

本项目钻井泥浆循环利用率按 95%计算,工程共回收利用泥浆约 8812t,按价值 250

元/t 计算, 则可节省资金 220.3 万元, 油田生产按 15 年计, 则平均每年收益约 14.7 万元。

#### (2) 落地油回收收益

根据工程分析, 运行期每年可回收落地油 0.36t, 回收落地油价格按 2000 元/t 计, 则年落地油回收收益约 0.1 万元。

#### (3) 伴生气回收收益

根据工程分析, 本项目伴生气中回收利用量为每年  $69.5 \times 10^4 \text{m}^3$ , 参照当前天然气价格 2.0 元/ $\text{m}^3$  计算, 则伴生气回收收益约 139 万元/a。

#### (4) 油田采出水回注收益

按工程分析, 本项目采出水回注量为  $23.36 \text{m}^3/\text{d}$ , 按工业用水价格 4.00 元/ $\text{m}^3$  计算, 折合节约水资源利用价值 3.08 万元/a。

### 13.3.3.2 小结

通过以上分析计算, 本建设项目环境收益见表 13.3.3-1。

**表 13.3.3-1 建设项目环境收益汇总表**

分类	项目	单位 (万元/a)
生态保护收益	水土流失防治收益	4.6
污染防治收益	钻井泥浆回收收益	14.7
	落地油回收收益	0.1
	伴生气回收利用	139
	采出水回注收益	3.08
合计	/	161.48

### 13.3.4 环境经济效益分析

工程建设在环境保护方面收益为 +27.65 万元/a, 使得企业利润总额提高, 虽然项目建设和生产导致的一定程度的环境污染影响和生态破坏损失, 在可接受程度和范围之内。本项目环境经济损失分析见表 13.3.4-1。

**表 13.3.4-1 环境经济损失分析表** 单位: 万元/a

环境代价	环境成本	环境收益	损益分析
-30.77	-103.06	+161.48	+27.65

注: “+”表示受益, “-”表示损失

根据计算, 本项目环保工程经济效益系数为:

$$\text{环保工程经济效益系数} = \frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}} = 1.57$$

该工程环境成本为 103.06 万元/年, 年环境收益为 161.48 万元/年, 计算出年环保费用经济效益系数为 1.57, 也就是每年 1 元的环保费用可减少环境损失 1.57 元, 环保投资效益明显。

本项目的单位产品环境代价为 11.56 元/t, 仅占单位产品产值的 0.036%。单位产品

环境成本为 38.94 元/t，仅占单位产品产值的 1.23%。可见，由于该工程规模开发，对环境的影响相对较小，环境成本低，效益明显。

本项目的环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本项目是合理可行的。

## 14 环境管理与监测计划

### 14.1 环境管理要求

项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276)的要求,在施工期、运行期和闭井期三个阶段按已建立的体系运行。其中,环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求,健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》OHS18000 的有关要求。施工期、运行期和闭井期的 HSE 管理分别包括以下内容:

(1)施工期的 HSE 管理主要包括良好的工程(高产、节水、节能)设计,安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用,安全、绿色施工等;

(2)运行期的 HSE 管理主要包括:HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等;

(3)闭井期的 HSE 管理主要考虑油田退役的安全与环境影响。

针对不同工况、不同环境影响和环境风险特征,提出的具体环境管理要求见表 14.1-1。

表 14.1-1 环境管理工作要求

阶段	环境管理主要内容
施工期	1、建立施工期管理体系,签订目标责任书,要求工程设计单位做好服务与配合; 2、制定环境管理工作计划,建立施工期环保档案,确保建设有序进行; 3、规范施工期环境监理制度,处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷; 4、按照工程环保设计与主体工程同步建设,严格执行“三同时”制度; 5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况; 6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复; 7、制定施工期环保与生态恢复计划,认真做好各环保设施施工监理与验收,及时与当地环保行政主管部门沟通。
运行期	正常工况 1、建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系; 2、结合本项目生产和环保实际情况,根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准,制定管理规章制度,并贯彻执行; 3、项目产生的废气全部通过达标排放;废水实现零排放;通过采取减振、隔声、消音等措施确保厂界噪声达标排放;危险废物设临时储存设施,交由资质单位进行处置。加强站场周围绿化。 4、协同有关部门制定防治污染事故的措施,定期进行环保安全检查; 5、建立运行情况记录制度,如实记载有关运行管理情况,主要包括项目废气治理措施、污水处理设施工艺控制参数、危险废物暂存、去向及处置措施及环境监测数据等,运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理的法律法规进行整理和保管; 6、定期检查设备密封及计量装置,对全体员工组织开展环境保护培训。
运行期	非正常工况 1、加强站内工艺装置及管线的检修和巡线,减小发生“跑、冒、滴、漏”; 2、加强生产罐区及其它废水、危废暂存设施的防渗措施,定期检查,杜绝其存在长期非正常排放点源的存在,保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏; 3、针对可能发生泄漏的区域,及时采取修复更换等措施,阻止污染物进一步扩散泄漏。

风 险 防 范	<ol style="list-style-type: none"> <li>1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑；</li> <li>2、制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；</li> <li>3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识；</li> <li>4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；</li> <li>5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。</li> <li>6、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故；</li> <li>7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。</li> </ol>
------------------	---

## 14.2 污染物排放清单

### 14.2.1 污染物排放管理

本项目由地面工程、钻井工程、油气集输工程、公用工程、环保工程组成。建设项目污染物排放清单详见表 14.2.1-1。

表 14.2.1-1

本项目污染物排放清单

类别	污染源		污染物排放清单				排污口位置	拟采取的环保措施及主要参数	数量	执行的环境标准及污染物排放管理要求	
			污染物种类	排放浓度	排放速率 kg/h	总量指标 t/a					
拟建工程	废气	拉油点站场加热炉(单个)	烟气	NO <sub>x</sub>	92.5	0.018	0.065	站场加热炉	燃用伴生气, 排气筒高度≥8m	1套	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 新建燃气锅炉标准
				SO <sub>2</sub>	21.5	0.004	0.0152				
				颗粒物	13.6	0.0025	0.0098				
		共 13 个	烟气	NO <sub>x</sub>	92.5	0.234	1.872	站场加热炉	燃用伴生气, 排气筒高度≥8m	13套	
				SO <sub>2</sub>	21.5	0.052	0.416				
				颗粒物	13.6	0.0325	0.26				
	镇 413 拉发电机组	烟气	颗粒物	4.24	0.00425	0.034	发电机组尾气	燃用伴生气, 排气筒高度≥15m	1套	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 中二级标准	
			SO <sub>2</sub>	16.29	0.0165	0.132					
			NO <sub>x</sub>	51.6	0.052375	0.419					
	武 18 拉发电机组	烟气	颗粒物	4.24	0.00475	0.038	发电机组尾气	燃用伴生气, 排气筒高度≥15m	1套	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 中二级标准	
			SO <sub>2</sub>	16.29	0.01825	0.146					
			NO <sub>x</sub>	51.6	0.057625	0.461					
	井场、站场	油气集输	非甲烷总烃	/	/	6.783	油气集输、采出水处理	采取密闭集输, 加强设备管理	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 油气集中处理站边界污染物控制要求	
			/	/	/	/			厂外执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 限值		
废水	站场	采出水	石油类	/	/	/	依托站场采出水处理设施	经采出水处理设施处理达标后回注地层	/	《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2019) 相应油藏回注水质指标	
			SS	/	/	/					
			COD	/	/	/					
	井场	措施返排液	石油类	/	/	/	依托措施返排液处理站	依托措施返排液处理站处理达标回注	/		
			SS	/	/	/					
			COD	/	/	/					
噪声	抽油机、站场	噪声	/	/	/	井场、站场	隔声减震	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准		



固废	站场、井场	落地油	/	/	/	井场	均属危险固体废物，临时放置在危废暂存点，最终交由有资质单位处置	/	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于污泥临时储存点；做好危险废物贮存情况的记录；严格执行危险废物转移联单制；委托有资质的单位进行运输、处置。
		含油污泥	/	/	/	措施作业井场、依托接转站、联合站			
		废防渗布、废润滑油及包装桶	/	/	/	井场			

## 14.2.2 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表 14.2.2-1。

表 14.2.2-1 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监（1996）470 号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑、冒、滴、漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

表 14.2.2-2 项目主要排污口（站场新增加热炉废气）源强统计一览表

名称	经度(度)	纬度(度)	源高(m)	烟囱出口内径(m)	烟气温度(°C)	烟气流速(m/s)	NO <sub>x</sub> (kg/h)	SO <sub>2</sub> (kg/h)	PM <sub>10</sub> (kg/h)	年排放小时数	排放工况
庆 96 加热炉	107.2699	35.7885	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 55 加热炉	106.7511	35.6973	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 35 加热炉	106.8712	36.1812	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 84 加热炉	107.0125	35.8586	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 100 加热炉	106.9760	35.7475	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 105 加热炉	106.9857	35.7099	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 50 加热炉	106.8708	35.9074	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 99 加热炉	106.9319	35.7536	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
孟 118 加热炉	106.8090	35.7077	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
演 284 加热炉	106.9045	36.1623	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
演 374 加热炉	107.1882	36.0744	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
演 263 加热炉	107.0253	35.9284	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续
武 18 加热炉	106.9639	35.9707	8	0.2	180	12.32	0.018	0.004	0.0025	8000h	连续

镇 413 发电机	107.2486	35.8573	15	0.2	180	8.98	0.016 5	0.05 23	0.0042	8.98	连续
武 18 发电机	106.9641	35.9708	15	0.2	180	9.89	0.018 3	0.05 76	0.0048	9.89	连续

### 14.2.3 信息公开

按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部令第 31 号）等规定，企业事业单位应当按照强制公开和自愿公开相结合的原则，及时、如实地公开其环境信息。

本次评价对建设单位提出以下环境信息公开要求：

(1)按照《企业事业单位环境信息公开办法》要求，当地环保部门每年 3 月底前确定本行政区域内重点排污单位名录，并通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布，应及时关注以明确本单位是否列入名录。

(2)如果本单位列入重点排污单位名录，则应当在 90 日内公开下列信息：

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

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

③防治污染设施的建设和运行情况；

④建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

⑤突发环境事件应急预案；

⑥其他应当公开的环境信息。

(3)重点排污单位应当通过其网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息，同时可以采取以下一种或者几种方式予以公开：

①公告或者公开发行的信息专刊；

②广播、电视等新闻媒体；

③信息公开服务、监督热线电话；

④本单位的资料索取点、信息公开栏、信息亭、电子屏幕、电子触摸屏等场所或者设施；

⑤其他便于公众及时、准确获得信息的方式。

## 14.3 环境管理制度

### 14.3.1 环境管理现状

根据 HSE 管理体系标准和中石油建立 HSE 管理体系的相关规定和要求，参照长庆油田分公司安全环境管理机构设置情况，第十一采油厂建立了 HSE 管理组织机构。在基层各站、队设 HSE 管理小组，组长由主任（站长、队长）担任，组员由副主任和

技术人员担任，一名懂健康—安全—环境技术、经过专门 HSE 管理培训、有一定管理能力的技术人员担任兼职 HSE 现场监督员。

### 14.3.2 各级 QHSE 组织的责任

第十一采油厂对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定，详见表 14.3.2-1。

表 14.3.2-1 基层组织 HSE 职责

队站长 职责	<ul style="list-style-type: none"> <li>·传达贯彻国家、地方有关安全、环保的法律、法规和规定；</li> <li>·教育员工遵守健康、安全与环境管理标准、规章制度；</li> <li>·提出改善劳动、卫生条件、保障员工健康的具体措施；</li> <li>·组织召开小队或全站的健康、安全与环境管理会议，参与审查与小队或本站的健康安全与环境管理文件和 HSE 表现的会议；</li> <li>·支持健康、安全与环境管理监督员的工作，鼓励员工查找隐患并按要求程序采纳正确的建议；</li> <li>·组织健康、安全与环境管理检查活动，落实整改事故隐患和问题的措施。</li> </ul>
监督员 职责	<ul style="list-style-type: none"> <li>·协助队长、站长从事现场 HSE 管理；</li> <li>·进行现场 HSE 管理状态的检查和评比；</li> <li>·向所有到达现场的人员介绍现场 HSE 管理制度；</li> <li>·组织安全会议，向有关人员进行事故预防教育，针对隐患提出有效对策，并按时填写隐患评估登记表；</li> <li>·宣传健康、安全与环境管理政策、规定、教育和引导员工执行健康、安全与环境管理标准、规定；</li> <li>·负责事故、事件调查、分析和统计上报；</li> <li>·对存在危及职工生命安全，严重影响施工安全和破坏生态环境的情况，有权下令停工，报告队长或站长及时处理；</li> <li>·收集归纳员工提交的隐患报告，提出整改意见。</li> </ul>
员工职 责	<ul style="list-style-type: none"> <li>·执行健康、安全与环境管理规定和安全技术操作规程，遵守劳动纪律，上岗时穿戴好劳动防护用品，搞好岗位工作；</li> <li>·维护保养好本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好，安全可靠；</li> <li>·遵从安全标识，制止不安全行为；</li> <li>·参加车间健康、安全与环境管理教育活动和应演习，提高操作技能和安全防护能力；</li> <li>·有权拒绝一切违章指挥、命令，发现健康、安全与环境问题及时排除解决，无法解决的要立即报告领导处理。</li> </ul>

### 14.3.3 环境管理制度

(1)建设单位依据国家和地方环保部门颁发的环境质量标准、污染物排放标准及有关规定和要求。制定出本厂环境监测计划和工作方案，健全环保机构的各项规章制度；

①关于对污染治理及规划的管理，对污水处理设施进行检查、监督、随时掌握运转状况，污染物净化效果，外排废气、废水是否符合排放标准等；发现问题立即采取必要措施、研究解决办法，严防超标排放和事故性排放。

②积极开展清洁生产审核，减少能耗物耗，注意废弃物的回收和开发利用。

③按环保部门的规定和要求填报各种环境管理报表。

④配合环保部门参加企业环保设施竣工验收。

⑤参加生产过程中发生的污染事故调查、监测和分析化验工作并写出调查报告。

⑥处理日常各种环保有关的事宜，积累企业环保设施运转情况、治理效果、污染物排放、能耗、废物综合利用、工艺技改等各种基础资料；注意并收集应用环保新法规、新技术、新标准与科研最新成果资料；按照清洁生产的要求进行经常性的清洁生产内部监督和审计。

⑦收集、传达、处理、反馈企业内部和外部各方面有关环境问题的信息，做到信息畅通、处理及时、反馈有效。

⑧将公司环境管理目标分解下达给各相关单位，由专人负责将废水、废气及固体废物的排放控制在管理目标之内，确保稳定达标排放。

⑨在制定工艺条件和操作规程过程中，宣传、推荐清洁生产和循环经济的新工艺，将环境保护的要求考虑在内，并以管理手段将环境保护的要求列入岗位责任制。

⑩对可能具有重大环境影响的运行与活动的关键特性进行例行监测，对企业环境目标和指标符合情况的跟踪信息记录，为确保环境目标和指标，防止环境污染事故，建立纠正和预防措施程序、应急准备与响应程序，对可能发生的污染事故采取相应的应急预防措施，减少对环境的影响。

## (2)环保检查制度

环保检查实行三级检查制度：

①每半年组织一次全区环保检查，覆盖率不小于 50%；

②基层单位每月组织一次检查，覆盖率不小于 80%；

③基层班组每周进行一次检查，覆盖率达到 100%；

④质量安全环保科每年组织一次体系内审。

第十一采油厂主要作业场点环保管理制度见表 14.3.3-1。

表 14.3.3-1 主要作业场点环保管理制度

场点	环保管理规定
采油、注水作业	<p>①原油计量站、转油站、注水站必须做到：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>·站内平整清洁、设备干净见本色；</li> <li>·站内外无油污、无杂物、无散乱器材，不乱排乱倒油污、污水、生活垃圾及其它污染物；</li> <li>·管线设备无“跑、冒、滴、漏”现象；</li> <li>·站内外种草、种树、绿化环境。</li> </ul> <p>②油(水)井井场必须做到：</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>·井场内平整清洁，抽油机干净见本色；</li> <li>·井场内外无油泥、无垃圾；</li> <li>·井场建成后一至三年内陆续绿化。</li> </ul> <p>③采油作业区要加强井场检查，消除污染隐患，污油池中的污油要及时回收，雨季前彻底回收干净，防止暴雨冲刷造成污染环境和水体。要加强油(水)套管线巡查、维护，减少意外污染事故的发生。</p> <p>④采油工在井口作业时，必须防止原油、天然气外泄造成污染，落地原油必须清理回收。</p> <p>⑤加强油井和管线看护，确因偷盗原油和破坏井口、管线造成的污染，发现后应及时处理，</p>

	在控制污染现场的同时，应取全有关资料并立即逐级上报有关部门。
井下作业施工现场	<p>①井下作业应积极采取新工艺、新技术，在施工过程中采取综合性污染防治措施，任何污染物不得流出井场，井场残留的污染物必须彻底清理、回收后集中处理，实行无污染作业。</p> <p>②井下作业过程中不得损坏井场环保设施。确因作业需要，必须经第七采油厂质量安全环保科批准后方可施工，作业完工后立即修复环保设施。</p> <p>③涉及到有毒有害物质或环境敏感区的施工设计、井下作业、油田建设工程，必须经安全环保部门审批、生产主管领导或总工程师签字认可后，方可进行施工。工程设计中要有具体的环境保护方案或措施，施工时必须落实好防污措施，并有应急计划。作业完工清理现场后，进行交接。</p> <p>④井下作业应采取先进的防喷措施，起钻中携带出井口的原油及冲洗油管、油杆的含水油污必须引入污油池中。</p> <p>⑤井下作业过程中提倡清洁生产，全面推广无污染作业，杜绝污染事故发生。</p> <p>⑥各修井公司根据修井作业情况，如实填报《井下作业无污染作业报表》；井下作业室将每月汇总情况报第十一采油厂质量安全环保科，由质量安全环保科监督考核。</p>
环保设施	<p>①对工业生产装置排放的废水，要充分利用现有污水处理、回灌设备，积极治理，控制和减少污水外排，尽可能地处理后重复利用。对采油污水处理、回注设施，要加强管理，保证运行，确保处理后污水达标，保证回灌率达 100%。</p> <p>②已投入使用的污水处理设施，处理前后的水质每日都要进行化验；外排污水、回注(灌)水质每日必须进行化验。</p>

#### 14.3.4 组织机构

第十一采油厂质量安全环保科负责本厂油田开发区域内环保专业的技术综合管理；机关各业务部门按各自的环保管理职责负责分管业务范围内的环保管理。

在勘探开发期，由第十一采油厂产能建设项目组设置专门的环保总监及环保岗位，负责监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与环保、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、技术资料的收集建文件。委托工程监理单位，监督设计单位和施工单位具体落实环保措施的实施。

在生产运行期，由第十一采油厂质量安全环保科统一负责本项目的环保管理工作，在井区内设置专职环保员，负责环保文件和技术资料的归档，协助有关环保部门进行环保工程的验收，负责运行期间的环境监测、事故防范和外部协调工作。

#### 14.3.5 环境管理计划

油田开发建设各阶段环境保护管理工作计划重点内容见表 14.3.5-1。

表 14.3.5-1 环境管理工作计划重点内容（建议）

阶段	环境管理主要任务内容
项 目 建 设 前 期	<ol style="list-style-type: none"> <li>1、参与项目建设前期各阶段环境保护和环境工程设计方案工作；</li> <li>2、编制企业环境保护计划，委托环评单位开展项目环境影响评价；</li> <li>3、积极配合可研及环评单位开展项目区现场踏勘与调研工作；</li> <li>4、针对油田运行特点，建立健全公司内部环境管理与监测制度；</li> <li>5、委托设计单位依据环评报告及批复文件要求，落实工程环保设计，编制环保专章</li> </ol>
施 工 期	<ol style="list-style-type: none"> <li>1、按照工程环保设计，落实环保设施建设，严格执行“三同时”制度；</li> <li>2、建立规范化操作程序与施工监理档案，监督检查，并处理施工中偶发的环境纠纷；</li> <li>3、严格执行土地复垦规定，监督和考核各施工单位责任书完成情况；</li> <li>4、认真做好各项环保设施的施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通</li> </ol>

运 行 期	1、对照环评文件、批复文件及设计报告核查环保设施落实情况； 2、检验环保工程效果和运行状况，建立记录档案，要求与主体工程同步投入运行； 3、检查环保机构设置及人员配备、环境管理制度、环境监理资料档案等是否健全； 4、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准； 5、严格执行各项生产及环境管理规章制度，保证生产正常运行； 6、申报排污许可证，建立环保设施运行卡，对环保设施定期进行检查和维护； 7、按照环境管理监测计划开展定期、不定期环境与污染源监测，发现问题及时处理； 8、完善环境管理目标任务与污染防治措施方案，配合地方环境保护部门制定区域生态恢复、水土保持与环境综合整治规划； 9、加强国家环保政策宣传，提高员工环保意识，提升企业环境管理水平； 10、推行清洁生产，实现污染预防，减污增效； 11、参与编制企业突发环境应急预案；
环 境 管 理 工 作 重 点	1、加强污染源监控与管理，提高水资源、能源和一般工业固废的综合利用率； 2、坚持“预防为主、防治结合、综合治理”原则，强化企业污染防治设施管理力度； 3、严格控制生产全过程废气、废水和噪声排放及危险固废的安全处置，保证污染物实现达标排放、排放总量与环境风险得到有效控制。

### 14.3.6 环境管理台账制度

根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）要求，项目应以作业区为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告，以便于环保检查查询，并提高项目环境管理水平，主要内容见表 14.3.6-1，具体细节执行 HJ944-2018 相关要求。

#### (1)项目环评报批及验收资料

##### ①营业执照

##### ②环境影响报告书/报告表批复文件，登记表网上备案文件

##### ③环境影响报告书/报告表全本

##### ④环境保护设施验收批复、自主验收文件、验收监测（调查）报告。

#### (2)排污许可证——排污许可证（正、副本）

#### (3)污染治理设施（包括在线监测设备）运行台账

##### ①生产废水、废气等污染治理设施设计方案及 工艺流程图

②污染治理设施运行台账及维护记录（包括运行维护记录、加药记录、活性炭更换记录等台账）

##### ③在线监测设备的安装、验收、使用及定期校验资料

#### (4) 排污口分布及污染物监测台账

##### ①排污口规范化设置情况表、排污口标志分布图、排污口标志照片

##### ②企业自行监测计划、自行监测报告、重点企业自行监测公开情况

#### (5)固体废物产生及处置台账

①固体废物申报登记及转移管理（通过省固体废物信息管理平台开展固体废物申报登记、严格执行危险废物转移计划报批和转移联单制度）

②与有资质单位签订的危险废物处置合同

③危险废物管理台账（包括危险废物产生环节记录表、贮存环节记录表、内部自行利用/处置情况记录表、月度危险废物台账报表等）

④按照标准规范建设的危险废物贮存场所及设置相应警示标志和标签的照片

⑤危险废物应急预案、内部管理制度（危险废物管理组织架构、管理制度、公开制度、培训制度、档案管理制度）

(6)环境应急管理台账

①环境应急预案、环境风险评估报告、环境应急资源调查报告以及专家评审意见、环保部门备案意见

②环境应急培训、应急演练方案、照片和总结

③环境安全隐患排查治理档案、环境污染强制责任保险资料

(7)其它环保管理台账

①重点企业清洁生产审核报告及验收文件

②企业环保管理责任架构图及其它环保管理制度

③环保部门下达的行政处罚、限期改正通知及整改台账

## 14.4 环境监测计划

### (1)环境监测计划

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。

本项目环境监测计划执行《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ 1209-2021）有关要求，评价针对本次滚动开发工程建设和运行情况，提出本项目施工期、运行期环境现状和污染源监测计划，详见表 14.4-1~表 14.4-3 施工期、运行期间的污染源与环境监测计划，建设单位应结合现有监测内容统筹规划监测方案，并统一要求避免冲突。运行期地下水水质监测计划见表 9.11.3-1。

表 14.4-1 施工期监测计划建议清单

监测类别	监测项目	监测点位置	测点数	监测频次
场界噪声	施工场界 Leq(A)	施工场界四周	4	每季一次
环境空气	TSP	施工场地上、下风向	2	每季一次



表 14.4-2 运行期环境现状监测计划建议清单

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃	武 18 拉油点下风向居民点	每年一次	非甲烷总烃《大气污染物综合排放标准详解》标准限值；H <sub>2</sub> S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D
声环境	Leq (A)	朱家新庄（镇 413 拉油点附近）	每年一次	《声环境质量标准》2 类标准
地下水	pH 值、嗅和味、石油类、挥发酚、氯化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、氨氮等。	赵渠（武 18 拉上游 450m） 高庄崖（武 18 拉下游 505m） 史家湾（武 18 拉下游 730m） 朱家新庄（镇 413 拉下游 360m） 刘家城（孟 84 井场下游 340m） 杨虎湾（孟 99 井场下游 593m）	每季一次，发现异常时，加密到每月甚至每周一次。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准限值
土壤环境	石油烃	武 18 拉油点站内、站外上风向、下风向（表层土壤） 镇 413 拉油点站内、站外上风向、下风向（表层土壤） 武 18-2 至武 18 拉输油管线两侧各 1 个点（深层土壤） 镇 39-19 至镇 413 拉输油管线两侧各 1 个点（深层土壤）	每年 1 次  每 3 年 1 次	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）》“第二类用地”筛选标准，其他执行《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》“其他”土壤污染风险筛选值

表 14.4-3 运行期污染源监测计划建议清单

类别	监测项目	污染物	监测点	监测频率	控制指标	
有组织排放废气	发电机组	NO <sub>x</sub> 、颗粒物、SO <sub>2</sub>	发电机烟气	武 18 拉油点	每年一次	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中二级标准
				镇 413 拉油点	每年一次	
	加热炉	NO <sub>x</sub> 、颗粒物、SO <sub>2</sub>	加热炉烟气	庆 96 拉油点	每年一次	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准
				孟 55 拉油点	每年一次	
				孟 35 拉油点	每年一次	
				孟 84 拉油点	每年一次	
				孟 50 拉油点	每年一次	
				孟 99 拉油点	每年一次	
				孟 100 拉油点	每年一次	
				孟 105 拉油点	每年一次	
				孟 118 拉油点	每年一次	
				演 284 拉油点	每年一次	
				演 374 拉油点	每年一次	
演 263 拉油点	每年一次					
			武 18 拉油点	每年一次		

无组织废气		非甲烷总烃	无组织烃类	武 18 拉油点、典型井场 1 座	每年一次	非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)油气集中处理站边界污染物控制要求
噪声	厂界	Leq(A)	环境噪声	武 18 拉油点、典型井场 1 座	每年一次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
固体废物	站场	含油油泥等	含油污泥	对含油油泥暂存点的规范性进行检查	每年一次	危险废物暂存点的设置是否满足规范要求。

## (2)监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家环保总局编制的《空气和废气监测分析方法》、《水和废水监测分析方法》、《工业企业厂界噪声测量方法》等监测技术规范要求执行。

## 14.5 环境保护设施验收清单

本项目环保设施(措施)清单见表14.5-1。

表 14.5-1 环保设施(措施)清单

类别	污染类别	位置	污染源或污染物	污染防治设施	数量	验收标准	
井场	大气污染控制	生产工艺	烃类气体	密闭集输	/	非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)油气集中处理站边界污染物控制要求及;	
				套管气回收装置	1套/井		
	作业废水	压裂、修井、洗井	油类	依托现有措施废液处理站处理	/	对依托工程的依托可行性进行分析论证。依托措施废液处理站已规范建设注水流里和水质自动在线监测系统	
	噪声污染控制	井场	采油机泵	低噪声设备、隔声、减震、绿化等	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准	
	固废污染控制	生产工艺	清洁文明井场建设	雨水渠、污油污水回收池、导油槽、围堰、井场外排洪渠	19个	按清洁文明井场建设要求	
			落地油	污油回收罐车	/	回收率100%	
			油泥	油泥暂存点暂存,送有资质单位处置或综合利用	每年	综合利用或按危险固废处理	
	环境风险	井场周围修建高0.8m砖混围墙,加强井口及地面污油污水的管理,井场外侧修建排洪渠,保证井场周围雨水畅通,不蓄积。					
	生态环境	对井场等工程占地进行平整恢复植被					
	场站	大气污染控制	13处拉油点各工艺环节、储油罐、	烃类气体	密闭集输	/	非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)油气集中处理站边界污染物控制要求及;H <sub>2</sub> S执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中二级标准无组织排放监控限值

	设备				
	13处拉油点	加热炉烟气	采用伴生气为燃料，不低于8m高排气筒	13套	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建燃气锅炉排放浓度限值
	镇413拉及武18拉	发电机组烟气	采用伴生气为燃料，不低于15m高排气筒	2套	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中二级标准
	噪声污染控制	13处拉油点	机泵		《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准
	采出水	场站	依托现有的采出水处理设施		对依托工程的依托可行性进行分析论证。依托措施采出水处理站已规范建设注水流量和水质自动在线监测监控系统
	固废污染控制	场站	油泥	油泥暂存点暂存，送有资质单位处置或综	综合利用或按危险固废处理
	环境风险	场站加强工艺设备、贮油罐及地面油污污水的管理，场站外侧修建排洪渠，保证场站周围雨水畅通，不蓄积。			
	生态环境	对场站工程占地进行平整恢复，可绿化区域进行绿化			
管线	生态环境	对管线工程占地进行平整恢复原用地类型			
	风险防范	新建39-19井场至镇413拉出油管线跨越吕家沟下游均设2组拦油桩			
道路	生态环境	对道路工程占地进行平整恢复，两侧进行绿化			
以新带老	按照庆环发【2021】110号)要求，于2022年5月份底之前完成现有采出水、措施液处理设施回注水流量和水质自动在线监测监控，2022年6月底前完成对比监测和市级环境监控系统联网。				
环境风险	根据本项目建设内容对现有风险应急预案进行修编，并定期组织演练，防止管线泄漏污染土壤和地下水。				
环境管理	建立健全施工期环境保护各项管理制度				

## 15 评价结论

### 15.1 建设项目概况

长庆油田分公司第十一采油厂镇413等区块产能工程位于庆阳市镇原县马渠镇、孟坝镇、新城镇、开边镇、殷家城乡、郭原乡和武沟乡，其中涉及新建井场的2个井区位于马渠镇和孟坝镇。本工程开发井区共2个，其中镇413为滚动开发井区，同时对既有12口探井转生产井。主要内容为新建井场19座（含利用探井井场12座，利用既有井场扩建1座），油水井46口（采油井36口（含利用探井13口），注水井10口），井场拉油点13座（均位于井场内）。

本项目新增工程总占地 10.57hm<sup>2</sup>，其中永久占地 3.52hm<sup>2</sup>，临时占地 7.05hm<sup>2</sup>。项目工程建设总投资约 13000 万元，其中环保投资 554.1 万元，占总投资的 4.26%。

### 15.2 产业政策及规划相符性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中鼓励类项目，即“常规石油、天然气勘探与开采”、“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管线输送设施、网络建设和液化天然气加注设施建设”，项目建设符合国家产业政策和相关规划要求。

### 15.3 环境质量现状

#### 15.3.1 环境敏感目标

据现状调查，本项目井区范围内无水源保护区和自然保护区等，井区周边分布有巴家咀水库、孟坝、郭原乡、新城镇和武沟乡等 6 个县、乡水源保护区。井区环境保护目标除上述水源地和自然保护区外，还有村庄、河流及生态环境，各开发井区范围内其他无自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的环境敏感点。

#### 15.3.2 环境质量现状

##### (1)环境空气

根据庆阳市生态环境局官方网站 2022 年 1 月公开发布的《2021 年 1-12 月份环境空气质量月报》，镇原县 2021 年 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>年平均质量浓度及 CO 第 95 百分位数 24h 平均浓度、O<sub>3</sub> 第 90 百分位数 8h 平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，2020 年庆阳市环境空气质量达标，因此，项目所在区域属于达标区。项目开发区域内各补充监测点中特征污染物非甲烷总烃小时监测值均满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m<sup>3</sup> 浓度限值。

##### (2)地表水

引用蒲河地表水监测断面 3 处，监测结果显示，项目所在区域例行监测断面中白家川河殷家城断面各监测因子均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准限值；蒲河姚新庄断面除氟化物超标外，其他因子均符合Ⅲ类标准限值，米家川（安家桥）断面高锰酸盐指数、氨氮、COD 及氟化物均有不同超标，其他因子基本符合Ⅱ类标准限值。根据分析，氟化物超标属地质因素，本底值高影响所致；COD、氨氮超标主要与沿线居民生活污水排放及农业面源污染有关。

根据引用的《庆阳市 2021 年 5 月地级集中式饮用水水源地水质监测情况公示》，巴家咀水源地开展检测的 61 项指标中，硫酸盐浓度超标 0.54 倍，其余项目全部达标。超标原因分析为地质因素造成。

### (3) 地下水

调查及监测评价，项目所在区域地下水环境现状中，各监测点白垩系承压水及第四系潜水含水层中各因子均满足《地下水质量标准》Ⅱ类标准，区域地下水水质较好。

### (4) 包气带污染现状调查

本次评价选取 1 座典型扩建站场，分别在站场污染装置区附近和站外未开发利用地取样进行对比调查，共设置 2 个包气带污染现状监测点，监测因子包括 pH 值、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物，共 7 项。通过数据对比可知，站场建成运行后，包气带中各污染因子均未呈现出明显劣化趋势。

### (5) 声环境

为了解评价区内拟建场站及改扩建场站声环境质量现状，本次评价共布设 6 个噪声监测点位。监测结果表明，新建站场选址处和声敏感点背景噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

### (6) 土壤本底值

本项目各场站、管线等建设用地的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）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地土壤环境质量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他农用地风险筛选值标准要求。

## 15.4 污染物排放情况及环境保护措施

### 15.4.1 废气

#### (1) 施工期废气

施工期废气主要包括钻井柴油机废气、施工车辆尾气和施工扬尘。钻井过程采用低

硫柴油和燃烧效率高的柴油机，减少柴油机燃料燃烧废气产生量，降低污染；车辆尾气防治措施主要是加强运输车辆维护和保养；施工扬尘控制措施主要包括合理组织、控制作业面积，加盖篷布，适量洒水等。

#### (2)运行期废气

本项目运行期废气主要为站场加热炉烟气、发电机组尾气、油气集输过程放空、挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体及道路扬尘等。

站场加热炉均使用清洁燃料伴生气，加热炉燃烧烟气通过不低于8m高排气筒排放，主要污染物 $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 及颗粒物排放量小。站场发电机组使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过不低于15m高排气筒排放，主要污染物 $\text{NO}_x$ 、 $\text{SO}_2$ 及颗粒物排放量小。本次区域均属于偏远井场，除2处区块较为集中处，集中设单井拉油点外，其余均为单个井场设置一个拉油点，共计13处拉油点，经估算，项目无组织排放的非甲烷总烃约6.783t/a。运行期道路扬尘主要来自洗井、修井期间作业车辆及巡检车辆等，通过采取洒水降尘等措施减小扬尘污染，并合理安排洒水频次、洒水量，以及洒水方式。

### 15.4.2 废水

#### (1)施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水，试油废水，压裂、修井等措施过程返排液和生活污水。钻井废水呈碱性，悬浮物含量较高，有机物污染物含量较高，无毒，钻井废水排入地面收集罐收集，循环使用，不外排，钻井结束后在进行固液分离，液体部分送采出水处理站处理达标回注油层；试油废水和压裂返排液依托现有措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排；施工期生活污水主要为盥洗水，由于井区施工较为分散产生量较少，主要用于施工场地内的降尘洒水。

#### (2)运行期废水

运行期废水主要包括油田采出水、措施返排液和生活污水，修井、洗井等措施作业每两年一次，产生的废水经罐车拉运至措施返排液处理站处理达标后回注，不外排；油田采出水依托现有站场采出水处理系统处理后达标回注，不外排。

### 15.4.3 噪声

#### (1)施工期噪声

施工期噪声源主要为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机以及管线和道路施工中的机械、车辆，按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源，声源强度在85~105dB(A)之间，施工期间选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；合理安

排施工作业时间，严禁在夜间（22：00~06：00）进行高噪声施工作业。

#### (2)运行期噪声

运行期的噪声污染源主要有拉油点及井场抽油机等。井场噪声根据井场内抽油机数量的增加而增加，声源强度在74~95dB(A)之间；主要采取隔声、基础减振等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

### 15.4.4 固体废弃物

#### ①施工期固废

施工期产生的固废主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地原油和生活垃圾。钻井过程产生的一般岩屑与废弃钻井泥浆一并在地面收集罐收集，固液分离后，固体部分送有资质单位处置，在下游处置单位未落实时，在井场内暂存，暂存时需要实现“三防”；含油岩屑属于危险固废，须委托有资质单位收集处置。项目落地原油通过铺设防渗布作业全部回收，不外排；生活垃圾集中收集，交到环卫部分指定地点集中处理。土方施工中，选择合理的施工方式，挖高填低，做到土方平衡。

#### ②运行期固废

运行期产生的固体废物有落地油、污油及其他固体废物。落地油产生于油井修井、洗井过程，最大产生量约0.36t/a，通过铺设防渗布进行收集；新增含油污泥（含水率约90%）产生量约53.47t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约77.14t/a，合计130.61t/a；设备维护产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶产生量约1.1t/a，以上均为危险废物，收集后在现有危废临时贮存点暂存，定期委托有资质单位收集处置。

## 15.5 主要环境影响

### 15.5.1 大气环境的影响

#### (1)施工期大气环境影响

施工期采油机废气、发电机废气以及车辆尾气由于作业场地分散，距离环境敏感点较远，对大气环境影响小；施工期道路扬尘影响范围主要集中在道路两侧50m的范围内，在采取避让措施、洒水抑尘以及必要的管理措施后对大气环境的影响可降到最小，施工结束后影响随即消失。

#### (2)运行期大气环境影响

各拉油点站场加热炉、发电机组均采用伴生气作为燃料，通过预测，加热炉、发电机组烟气中污染物NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>和颗粒物在下风向0~2500m均未超标，最大落地浓度占

标率均小于 10%，对环境影响较小；新建站场储罐区及工艺装置区无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中参考值  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，对环境空气影响小。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后加热炉烟气、发电机组尾气及无组织烃类气体排放不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

### 15.5.2 地表水环境的影响

对地表水体产生影响的主要污染源为施工期和运行期产生的各类废水以及固体废弃物，根据上述污染物排放情况的汇总，各类生产废水、生活污水、固体废弃物、生活垃圾均不外排，对地表水环境影响小。

### 15.5.3 地下水环境的影响

本项目正常施工过程中产生的钻井废水、试油废水、生活污水、措施返排液、钻井泥浆，以及运行过程中产生的采出水、污废水、固体废弃物和集输管线均不会对地下水造成影响，但在事故状态下会对地下水产生一定的影响。

#### (1) 施工期地下水的影响

正常状况下，在做好生活污水、生活垃圾集中收集处理前提下，不会对地下水环境造成影响。采油井和注水井建设过程中，在严格执行环境保护措施，保证建设质量前提下，也不会对地下水环境造成影响。在非正常状况下，根据预测的情境，钻井液渗漏会对局部地下水水质产生一定污染，但污染面积和程度相对较小，在积极采取防治措施后，可将污染控制在较小范围，基本不会影响到区内的地下水环境。

#### (2) 运行期地下水的影响

正常状况下，井场、站场和集输管线等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状况下，在以上的预测情境下，如采出水回注井渗漏等，地下水水质有局部受到一定污染的可能，但在采取积极防治、及时采取地下水监测、应急响应、地下水污染修复和治理等措施下，可将污染限制在较小范围，并最终基本不会影响到区内的地下水环境。

### 15.5.4 声环境的影响

#### (1) 施工期声环境影响

施工期的主要噪声源为各类施工机械及施工车辆产生的噪声，根据噪声预测结果，施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标，在采取避让、采用低噪声设备以及必要的管理措施后噪声影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。



## (2)运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为井场抽油机噪声影响范围在 30m 内, 30m 外居民点噪声可符合《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值。评价认为, 在采取隔声、减振等降噪措施后, 噪声源对周围声环境及其他敏感目标影响小。

### 15.5.5 固体废物环境影响

项目施工期和运行期产生的含油岩屑、落地油、油泥和废防渗布、废润滑油及其包装桶等危险废物全部收集在依托的危险废物暂存点暂存, 定期由油田公司委托有资质单位进行安全处置; 施工期及运行期生活垃圾全部收集后运往当地生活垃圾填埋场进行处置, 不外排。因此, 项目产生的固体废物均得到合理处置, 对环境的影响较小。

### 15.5.6 生态环境的影响

本工程总占地面积  $10.57\text{hm}^2$ , 其中永久占地  $3.52\text{hm}^2$ , 临时占地  $7.05\text{hm}^2$ , 占地类型主要为耕地、草地、林地等, 不占用基本农田。工程不同阶段对生态环境的影响略有不同, 施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面, 其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大; 运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面, 但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后, 本工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓, 对生态环境的影响小, 在生态系统可接受范围内。

### 15.5.7 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气等, 可能存在风险的单元包括钻采井场、新建拉油点站场内的储罐设施、输油、输气管线等, 主要事故类型包括站场火灾、爆炸事故、输油管道泄漏和井喷、设备、设施渗漏事故等。通过采取可靠的风险防范措施, 并严格按照规范进行设计、正确操作, 可有效防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生, 一旦发生事故, 依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故, 防止事故蔓延, 减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响, 项目风险水平可以接受。

## 15.6 环境影响经济损益

该工程环境成本为 103.06 万元/年, 年环境收益为 161.48 万元/年, 计算出年环保费用经济效益系数为 1.57。本项目的单位产品环境代价为 11.56 元/t, 仅占单位产品产值的 0.036%。单位产品环境成本为 38.94 元/t, 仅占单位产品产值的 1.23%。可见, 由于该工程规模开发, 对环境的影响相对较小, 环境成本低, 效益明显。

## 15.7 环境管理与监测计划

根据 HSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立 HSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，第十一采油厂建立了 HSE 管理组织机构，长庆油田分公司对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定，长庆油田分公司各采油部门均已建立了基本的环境管理规章制度。组织的完善以及制度的落实能够对环境保护起到重要的作用。

本项目在运行期对有组织排放废气、废水、噪声、地表水、地下水和固体废物进行定期监测，并建议了运行期的监测计划。

## 15.8 总量控制

综合考虑本工程排污特点，确定项目总量控制指标为 $\text{NO}_x$ 和 $\text{SO}_2$ 。根据工程分析，项目建成运行后新增污染物总量为： $\text{NO}_x$ ：2.752t/a、 $\text{SO}_2$ ：0.694t/a。按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标为非甲烷总烃：6.783t/a。

## 15.9 公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位在本项目环评委托后在庆阳市门户网站“印象庆阳网”发布了项目环境影响评价信息公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，在“印象庆阳网”网站公示栏发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览，同步在涉及的各乡镇通过张贴公告的方式进行公示。在项目上报审批前，将在“印象庆阳网”网站公示栏发布了全文公示。整个公示期间建设单位和环评单位均为未收到关于本项目的反馈意见。

## 15.10 结论与建议

### 15.10.1 总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类项目符合相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，生产污水处理后全部回注油层驱油利用，废气污染源及厂界噪声达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

### 15.10.2 要求与建议

#### (1)要求

①实现泥浆不落地，在下游分离固体处置单位尚未落实时，废弃泥浆和岩屑在井场内容器内暂存，并要求实现“三防”，固液分离后的废弃泥浆和岩屑外运，含水率应控制在 60%以下；含油岩屑、含油污泥等危险废物必须按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存，最终送有资质单位处置，禁止随意掩埋或倾倒；

②项目环境污染治理措施和生态保护措施必须按规定经环保行政主管部门组织验收，验收合格后，方可正式运行；

③针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位必须制定详细的环境风险应急预案，并定期进行预案演练；

④施工队伍携罐上岗，实施压裂改造、修井、投改注等过程产生的污废水必须全部收集进罐，回收后全部送依托联合站处理后回注油层；

⑤对输油管线工程及井口设施定期检查、维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

⑥禁止在水源地保护区范围内布设采油设施，地表水水源地保护范围内禁止运输原油和含油废水的车辆通行。集输油管道穿跨越河流、沥青道路等必须征得有关管理部门同意；穿跨越主要河流时，必须设置明显标志，采取管道加厚防腐措施，阻止泄漏原油进入河流，特别是在巴家咀水源地上游较近区域的穿跨越管线，必须落实评价提出的水源地污染防治措施、环境风险防范措施及监控设施；对 10 处长流水跨越点设 20 组拦油桩（具体见表 4.8.3-3）。采出液、原油或含油污水一旦进入河流，应紧急启动应急预案，动用各种围油捕捞设施，防止油膜扩延，同时通报当地环保部门和政府有关单位。

#### (2)建议

①按照环评提出的施工环境监理清单要求和内容对施工期进行环境监理。

②按照 ISO14000 要求，企业应把“清洁生产”“文明生产”“节约型社会”的观念和措施落实于施工和生产过程中，实施清洁文明井场建设，尽可能采用先进输送工艺设备，同时加强企业管理，防止原油的“跑、冒、滴、漏”，从源头上根治和减少污染；

③加强工程重点部位的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业；

④对钻井泥浆固控系统进行优化，采用高效的固液分离技术，进一步提高钻井泥浆的循环利用率，减少废弃泥浆的排放量。