核工业二〇三研究所

长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程

（姬塬油田、靖安油田部分区域）

环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司
第三采油厂

评价单位：核工二0三研究所

编制日期：二〇二五年六月

仅限长庆油田分公司第二采油厂2025年产建工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）使用

中华人民共和国

事业单位法人证书

（副本）

统一社会信用代码 12100000435630837Y

名　　称 核工业二〇三研究所

宗旨和业务范围 开展核地质调查，促进国家建设。　地质学研究　固体矿产勘查　地质实验测试（岩矿测试）　区域地质调查　地球物理勘查　地质钻探　矿产资源开发利用　地质灾害治理工程勘查　地质灾害危险性评估　建设项目环境影响评价　遥感应用开发服务　相关技术开发　仪器研制与会议接待服务　相关分析测试及工艺研究　测绘航空摄影　地理信息系统工程建设　工程测量与不动产测绘　相关地图编制　相关环保竣工验收服务　相关检验检测

住　　所 陕西省西咸新区沣东新城科源三路869号

法定代表人 王乐力

经费来源 上级补助、事业、经营收入

开办资金 ￥15000万元

举办单位 中国核工业集团有限公司

登记管理机关 国家事业单位登记管理局 证书专用章

gjsy.gov.cn

有效期 自2024年08月16日 至2029年08月15日

国家事业单位登记管理局监制

资质审验专用件

打印编号：1745740664000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	j6669k
建设项目名称	长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）
建设项目类别	05—007陆地石油开采
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第三采油厂
统一社会信用代码	916401007150483237
法定代表人（签章）	马宏
主要负责人（签字）	陈英利
直接负责的主管人员（签字）	辛奇
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	核工业二0三研究所
统一社会信用代码	12100000435630837Y
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张娟	12356143509640045	BH008707	

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张娟	全文	BH008707	



持证人签名：
Signature of the Bearer

管理号：12356143509640045
File No.：

姓名：张娟
Full Name

性别：女
Sex

出生年月：1983.11
Date of Birth

专业类别：
Professional Type

批准日期：2012.05.27
Approval Date

签发单位盖章：
Issued by

签发日期：2013年7月31日
Issued on

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

This is to certify that the bearer of the Certificate has passed national examination organized by the Chinese government departments and has obtained qualifications for Environmental Impact Assessment Engineer.

中华人民共和国人力资源和社会保障部
approved & authorized
by
Ministry of Human Resources and Social Security
The People's Republic of China

中华人民共和国环境保护部
approved & authorized
by
Ministry of Environmental Protection
The People's Republic of China

编号：0012252
No.：

仅限长庆油田分公司第二采油厂2015年产建工程（姬塬油田部分区域）使用

目 录

第 1 章 概述 1

1.1 建设项目的特点 1

1.2 环境影响评价工作过程 3

1.3 关注的主要环境问题 69

1.4 环境影响评价的主要结论 70

第 2 章 总则 71

2.1 编制依据 71

2.2 环境影响识别与评价因子筛选 76

2.3 相关规划及环境功能区划 84

2.4 评价标准 90

2.5 评价工作等级与评价范围 95

2.6 污染控制目标与环境保护目标 114

第 3 章 工程概况 128

3.1 建设单位概况 128

3.2 油田地理位置及开发范围 128

3.3 油藏资源概况 131

3.4 现有工程概况 137

3.5 本次建设项目概况 212

第 4 章 工程分析 269

4.1 影响因素分析 269

4.2 污染源源强核算 279

第 5 章 环境现状调查与评价 306

5.1 自然环境概况 306

5.2 环境质量现状调查与评价 340

5.3 区域污染源调查 368

第 6 章 环境影响预测与评价 369

6.1 施工期环境影响分析 369

6.2 运行期环境影响预测与评价 392

6.3 退役期环境影响分析 451
第 7 章 生态环境影响评价 453
7.1 调查方法与调查范围 453
7.2 生态环境现状调查与评价 454
7.3 生态环境影响评价 474
7.4 生态影响防护及恢复措施 489
7.5 生态环境管理和监测计划 500
7.6 生态影响评价自查表 505
第 8 章 环境风险评价 508
8.1 风险调查 508
8.2 评价工作等级 509
8.3 环境风险识别 510
8.4 风险事故情形分析 516
8.5 风险影响分析 519
8.6 风险防范措施 524
8.7 应急预案及应急措施 540
8.8 环境风险评价自查表 549
8.9 环境风险评价结论 550
第 9 章 环境保护措施及其可行性论证 551
9.1 施工期环保措施及可行性分析 551
9.2 运行期污染防治措施可行性分析 567
9.3 退役期污染防治措施可行性分析 594
9.4 环保措施清单 596
9.5 环保投资估算 598
第 10 章 环境影响经济损益分析 601
10.1 经济效益 601
10.2 社会效益 601
10.3 环境经济损益分析 601
10.4 环境经济损益分析结论 604
第 11 章 环境管理与监测计划 605

11.1 环境管理 605
11.2 污染物排放管理 610
11.3 环境监测计划 612
11.4 环保验收清单 615
第 12 章 环境影响评价结论 618
12.1 工程概况 618
12.2 环境质量现状 618
12.3 污染物排放情况 619
12.4 主要环境影响 621
12.5 环境保护措施 624
12.6 环境经济损益分析 624
12.7 环境管理与监测计划 624
12.8 公众意见采纳情况 625
12.9 评价结论 625
12.10 要求与建议 625

附图目录：

图 2.5-1　靖边油区环境空气评价范围及保护目标分布图

图 2.5-2　定边油区环境空气评价范围及保护目标分布图

图 2.5-3　靖边油区地下水调查评价范围图

图 2.5-4　定边油区地下水调查评价范围图

图 2.5-5　靖边油区声环境评价范围及保护目标分布图

图 2.5-6　定边油区声环境评价范围及保护目标分布图

图 2.5-7　靖边油区土壤环境评价范围图

图 2.5-8　定边油区土壤环境评价范围图

图 2.5-9　靖边油区生态影响评价范围图

图 2.5-10　定边油区生态影响评价范围图

图 2.6-1　项目与王瑶水库水源地保护区位置关系图

图 2.6-2　项目与马莲滩水源地保护区位置关系图

图 2.6-4　项目与定边县沙化土地封禁保护区位置关系图

图 2.6-5　项目与靖边县沙化土地封禁保护区位置关系图

图 3.5-1　靖边油区工程平面布置图

图 3.5-2　定边油区工程平面布置图

图 3.5-16　项目管线穿跨越示意图

图 5.1-11　靖边油区调查区水文地质图

图 5.1-12　靖边油区调查区水文地质剖面图

图 5.1-14　定边油区调查区水文地质图

图 5.1-15　定边油区调查区水文地质剖面图

图 5.1-22　靖边油区土壤类型图

图 5.1-23　定边油区土壤类型图

图 5.2-1　靖边油区环境空气、地表水监测布点图

图 5.2-2　定边油区环境空气监测布点图

图 5.2-3　靖边油区地下水及包气带监测布点图

图 5.2-4　定边油区地下水及包气带监测布点图

图 5.2-5　靖边油区噪声监测布点图

图 5.2-6　定边油区噪声监测布点图

图 5.2-7　靖边油区土壤监测布点图
图 5.2-8　定边油区土壤监测布点图
图 7.2-1　评价区生态系统类型分布现状图(盘古梁加密区块 1)
图 7.2-2　评价区生态系统类型分布现状图(盘古梁加密区块 2)
图 7.2-3　评价区生态系统类型分布现状图(五一区柳 44 区块)
图 7.2-4　评价区生态系统类型分布现状图(五一区顺 165 区块)
图 7.2-5　评价区生态系统类型分布现状图(五一区柳 48 区块)
图 7.2-6　评价区生态系统类型分布现状图(五二区加密区块 1)
图 7.2-7　评价区生态系统类型分布现状图(五二区加密区块 2)
图 7.2-8　评价区生态系统类型分布现状图(油一区池 109 区块)
图 7.2-9　评价区土地利用现状图(盘古梁加密区块 1)
图 7.2-10　评价区土地利用现状图(盘古梁加密区块 2)
图 7.2-11　评价区土地利用现状图(五一区柳 44 区块)
图 7.2-12　评价区土地利用现状图(五一区顺 165 区块)
图 7.2-13　评价区土地利用现状图(五一区柳 48 区块)
图 7.2-14　评价区土地利用现状图(五二区加密区块 1)
图 7.2-15　评价区土地利用现状图(五二区加密区块 2)
图 7.2-16　评价区土地利用现状图(油一区池 109 区块)
图 7.2-17　评价区土壤侵蚀现状图(盘古梁加密区块 1)
图 7.2-18　评价区土壤侵蚀现状图(盘古梁加密区块 2)
图 7.2-19　评价区土壤侵蚀现状图(五一区柳 44 区块)
图 7.2-20　评价区土壤侵蚀现状图(五一区顺 165 区块)
图 7.2-21　评价区土壤侵蚀现状图(五一区柳 48 区块)
图 7.2-22　评价区土壤侵蚀现状图(五二区加密区块 1)
图 7.2-23　评价区土壤侵蚀现状图(五二区加密区块 2)
图 7.2-24　评价区土壤侵蚀现状图(油一区池 109 区块)
图 7.2-25　评价区植被类型分布图(盘古梁加密区块 1)
图 7.2-26　评价区植被类型分布图(盘古梁加密区块 2)
图 7.2-27　评价区植被类型分布图(五一区柳 44 区块)
图 7.2-28　评价区植被类型分布图(五一区顺 165 区块)

图 7.2-29　评价区植被类型分布图(五一区柳 48 区块)
图 7.2-30　评价区植被类型分布图(五二区加密区块 1)
图 7.2-31　评价区植被类型分布图(五二区加密区块 2)
图 7.2-32　评价区植被类型分布图(油一区池 109 区块)
图 7.2-33　评价区植被覆盖度分布现状图(盘古梁加密区块 1)
图 7.2-34　评价区植被覆盖度分布现状图(盘古梁加密区块 2)
图 7.2-35　评价区植被覆盖度分布现状图(五一区柳 44 区块)
图 7.2-36　评价区植被覆盖度分布现状图(五一区顺 165 区块)
图 7.2-37　评价区植被覆盖度分布现状图(五一区柳 48 区块)
图 7.2-38　评价区植被覆盖度分布现状图(五二区加密区块 1)
图 7.2-39　评价区植被覆盖度分布现状图(五二区加密区块 2)
图 7.2-40　评价区植被覆盖度分布现状图(油一区池 109 区块)
图 9.2-3　靖边油区地下水跟踪监测布点图

附件

附件 1：委托书

附件 2：投资计划

附件 3：本项目采矿证

附件 4：井场、站场“三线一单”分析结果

附件 5：管线工程“三线一单”分析结果

附件 6：井场、站场榆林市“多规合一”分析报告

附件 7：管线工程榆林市“多规合一”分析报告

附件 8：植被样方调查表

附件 9：环境应急预案备案表（靖边）

附件 10：环境应急预案备案表（定边）

附件 11：环境应急预案备案表（延安区域）

附件 12：排污许可登记回执

附件 13：废弃钻井泥浆岩屑处置协议

附件 14：危险废物（含油污泥）处置协议（靖边鸿浩）

附件 15：危险废物（含油污泥）处置协议（定边东港）

附件 16：危险废物（含油污泥）处置协议（延安瑞豪）

附件 17：现有工程污染源监测报告（废水污染源）

附件 18：省厅关于碎屑岩油藏注水水质指标技术要求事宜的复函

附件 19：长庆油田榆林地区不同层位岩心压裂前后渗透率测试报告

附件 20：引用环境质量现状监测报告

附件 21：本次现状补充监测报告

第 1 章　　概述

1.1 建设项目的特点

1.1.1 项目由来

中国石油长庆油田分公司第三采油厂成立于 1971 年，是长庆油田分公司下属的一个集勘探开发、产能建设、原油生产为一体的石油生产单位，生产区域横跨宁夏回族自治区、陕西省两省 3 市（榆林市、延安市、吴忠市）5 县（榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县）。厂部设在宁夏回族自治区首府—银川市，在陕西省延安市顺宁镇设有前线生产指挥中心。

第三采油厂矿权范围涵盖榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县，开发姬塬油田、靖安油田侏罗系和三叠系油藏。根据长庆油田分公司《关于下达 2025 年第一批业务发展投资实施计划的通知》（长油〔2025〕34 号）及其附表（见附件 2），长庆油田分公司第三采油厂（后文简称“第三采油厂”或“建设单位”）2025 年的产能建设工程部署计划为：新建原油生产能力 8.01×10^4 t/a，工程部署范围包括靖安油田靖边油区、志丹油区、吴起油区，姬塬油田定边油区、宁夏盐池油区。第三采油厂靖安油田开发范围划分为郝坨梁采油作业区、盘古梁采油作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区、虎狼峁采油作业区、吴起采油作业区、新寨采油作业区、桐寨采油作业区；第三采油厂姬塬油田在陕西区域开发范围划分为油房庄第一采油作业区和油房庄第二采油作业区。

本次评价内容均在中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司下达的第三采油厂 2025 年的产能建设工程部署范围内，评价范围主要涉及姬塬油田、靖安油田部分区域，位于榆林市靖边县、定边县，延安市志丹县、吴起县境内，评价产能规模 4.8×10^4 t/a。

本次评价总体按照靖边油区、定边油区进行划分。靖边油区主要为本次靖安油田在郝坨梁采油作业区、盘古梁采油作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区内的开发范围，主要位于榆林市靖边县，少部分开发范围位于延安市志丹县、吴起县；定边油区为本次姬塬油田在定边境内开发范围，包括油房庄第一采油作业区、油房庄第二采油作业区。

井区产建由钻井、地面、公辅、环保等工程组成。本次产建部署井场 26 座，其中 17 座为新建井场、9 座为现有井场扩建；共钻井 87 口，其中油井 46 口（均为开发井，不涉及勘探井转生产井），注水井 41 口（本项目不涉及采油井转注水井）；油井包括定向井 4 口，超短水平井 42 口；注水井均为定向井。本项目拟建管线 44 条 100.26km，其中单井出油管线 23 条 41.80km，输油管线 4 条 16.15km，供水干线 3 条 5.51km，注水管线 11 条 28.53km，集气管线 3 条 8.27km。管线优先同沟敷设，注水管线与出油管线同沟敷设长度为 11.36km。本次同时新建南九增、南八增，对盘三转接站、柳 103-252 脱、南六转、南五供进行站场改造。

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，本产建工程合计建设总投资约为 22651 万元，估算项目一次性环保投资约 2050.4 万元，占总投资的 9.05%。

1.1.2 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，也包括现有井场扩建、站场改造工程；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。

（4）项目环境风险事故类型较多，环境事故风险影响大。环境风险事故类型有井喷，罐区原油泄漏、火灾与爆炸，管线原油泄漏，注水井套外返水等，各类环境风险事故一旦发生，将产生较严重的后果。

（5）本工程井场、站场、管线等不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线，避让了分散式地下水饮用水水源地和文物保护单位等的保护范围。工程永久占地不涉及永久基本农田，仅有部分管线临时占用永久基本农田，部分井场及管线涉及占用国家二级公益林，应按照相关规定办理相应手续。

1.2 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》等有关规定，本项目应进行环境影响评价。本项目属于名录中“**五、石油和天然气开采业，7.陆地石油开采，涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）**”，应编制环境影响评价报告书。本项目涉及的区域为已开发区块，本次产能建设工程为改扩建，在已开发区块范围内加密布井，因区块涉及陕西省水土流失重点治理区，属于环境敏感区，所以应编制环境影响评价报告书。

2025 年 3 月 14 日，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第三采油厂委托我单位承担长庆油田分公司第三采油厂 2025 年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）的环境影响评价工作。接受委托后，我单位组织评价技术人员赴现场开展了全面的调查、监测和资料收集工作，通过综合整理和认真分析、研究，并依据有关技术资料，在工程分析、环境影响识别和评价因子筛选等工作的基础上，按照相关技术导则要求，编制完成了《长庆油田分公司第三采油厂 2025 年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）环境影响报告书》，在项目的各个规定节点，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》的要求，以网络媒体公示、张贴公示、登报公示等多种形式开展了公众参与工作。

1.2.1 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“鼓励类”中“七、石油天然气”类别中的第 1 条：石油天然气开采中常规石油、天然气勘探与开采和第 2 条：油气管网建设中原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施建设”，属于鼓励类项目。

中国石油长庆油田分公司以《关于下达 2025 年第一批业务发展投资实施计划的通知》（长油〔2025〕34 号）下达了 2025 年第一批业务发展投资实施计划，本项目属于第一批实施计划中的建设内容。

因此，本项目的建设符合国家产业政策。

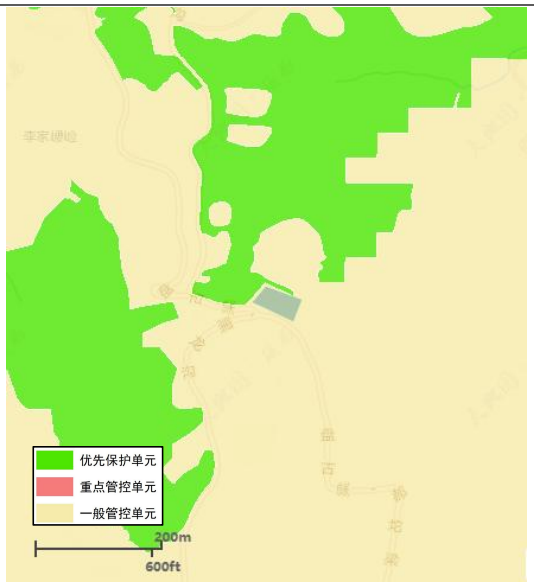
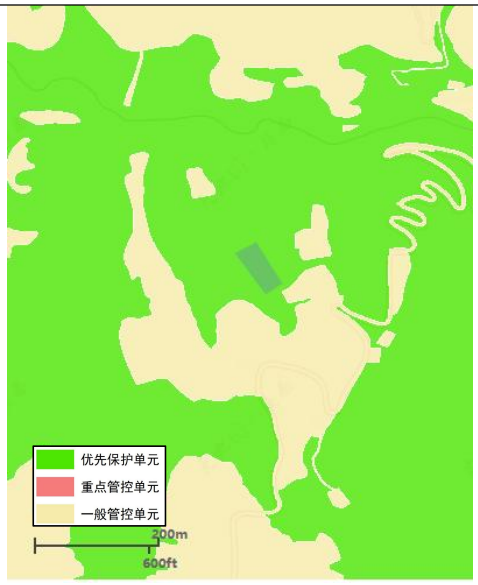
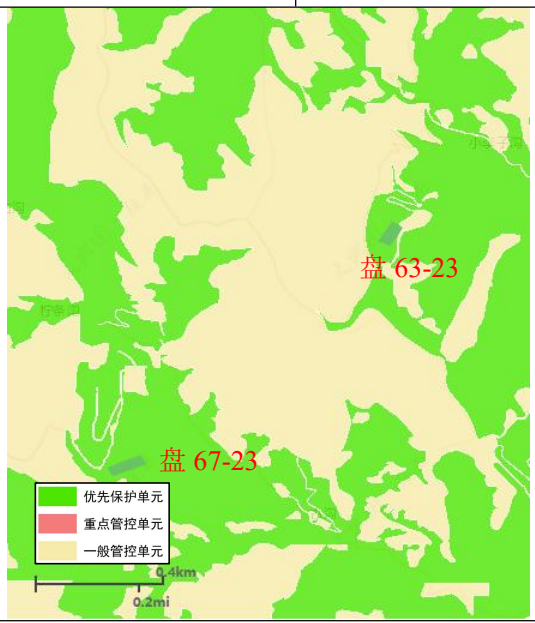
1.2.2 “三线一单”符合性分析

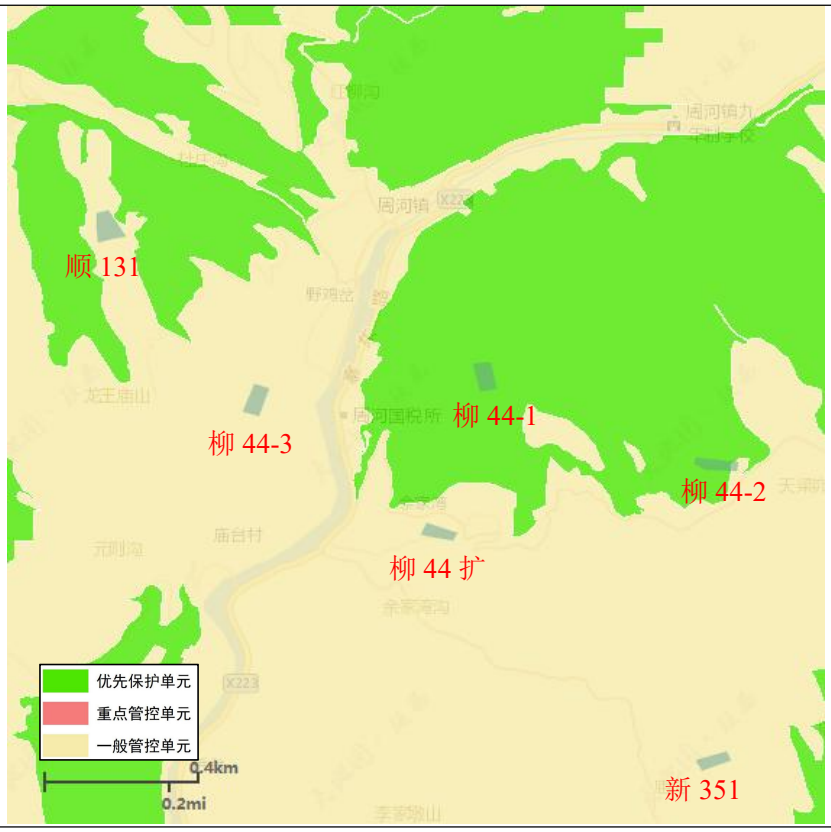
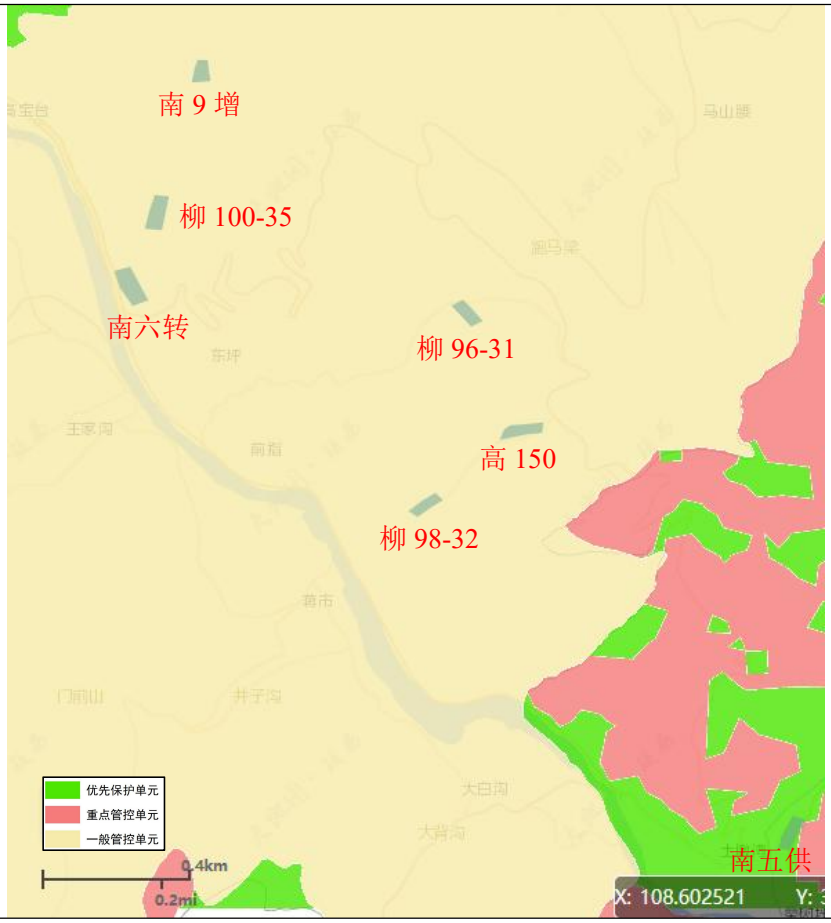
根据陕西省生态环境厅办公室关于印发《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）》（陕环办发〔2022〕276 号）通知中环评文

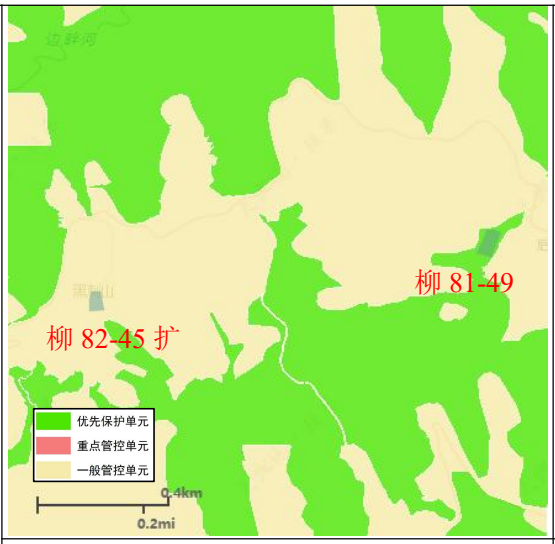
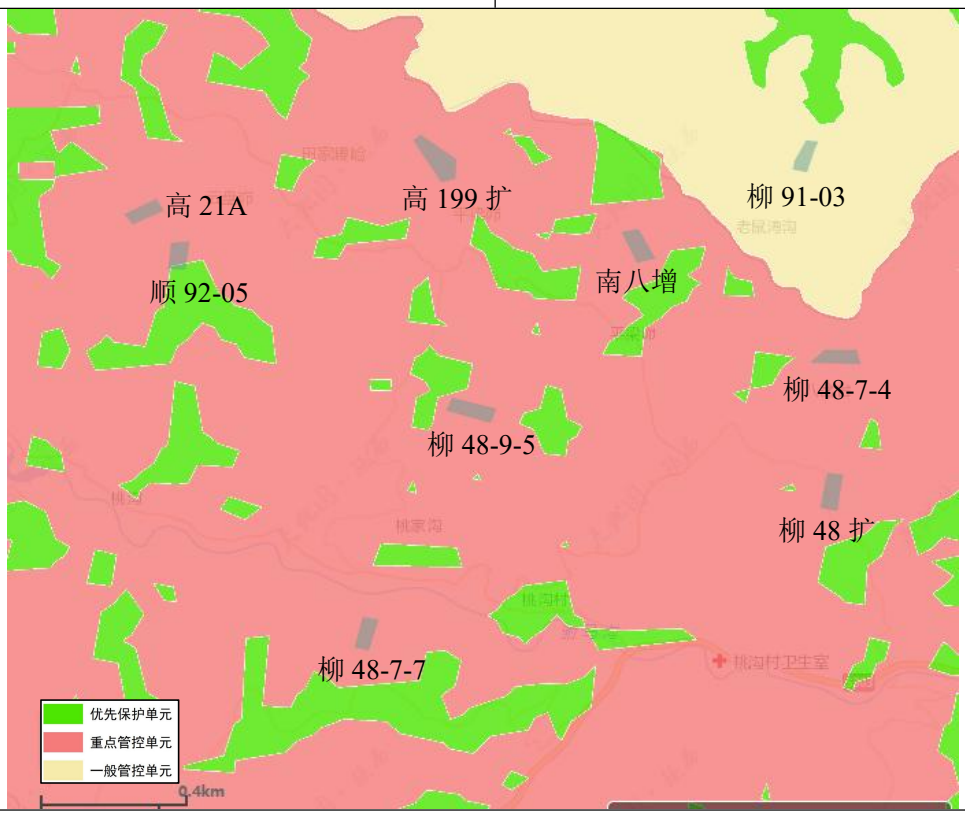
件规范化要求中的规定：环评文件涉及“三线一单”生态环境分区管控符合性分析采取“一图一表一说明”的表达方式，在对照分析结果右侧加列，并论证规划或建设项目的符合性。

①“一图”：指的是规划或建设项目与环境管控单元对照分析示意图。项目与陕西省生态环境管控单元分布示意图比对结果见表 1.2-1~表 1.2-4。

表 1.2-1　靖边油区井场、站场“三线一单”比对图

<table>
<tr><td rowspan="4">盘古梁区（加密区块）</td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>盘三转（已建站场）</td><td>盘 55-27 扩</td></tr>
<tr><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">盘 67-23、盘 63-23</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="2">五一区（柳 44 区块）</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>顺 131、柳 44-1、柳 44-2、柳 44-3、柳 44 扩、新 351</td></tr>
<tr><td rowspan="2">五一区（顺 165 区块）</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>南 9 增、柳 100-35、南六转（已建）、柳 96-31、高 150、柳 98-32、南五供（已建）</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="2">五二区（加密区块）</td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>柳 82-45 扩、柳 81-49</td><td>柳 85-35 扩</td></tr>
<tr><td>五一区（柳 48 区块）</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">高 21A、柳 92-05、高 199 扩、柳 48-9-5、柳 48-7-7、柳 91-03、柳 48-7-4、柳 48 扩、南八增</td></tr>
</table>

	
	柳 103-252 脱（已建）

表 1.2-2　定边油区井场、站场“三线一单”比对图

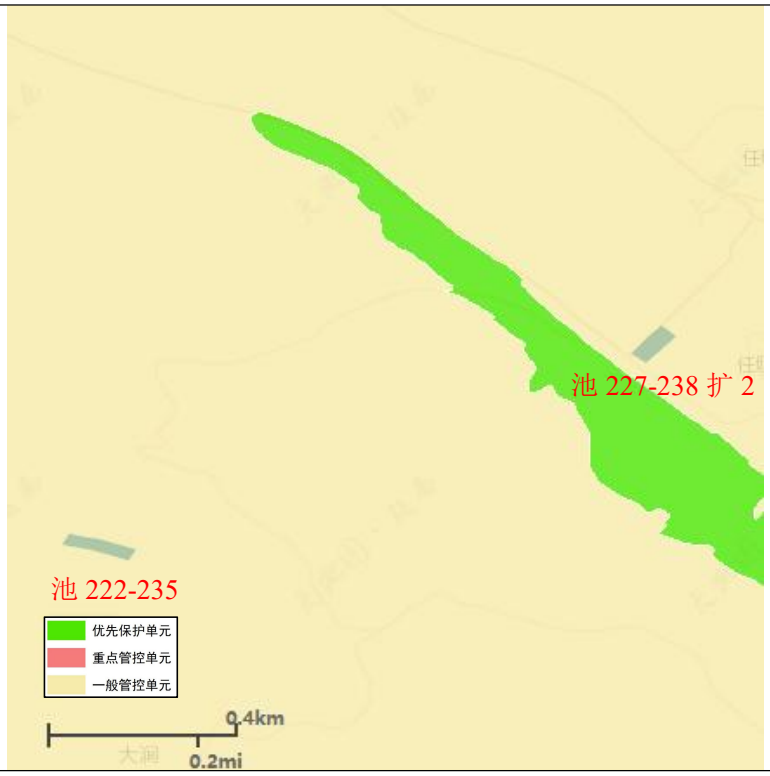
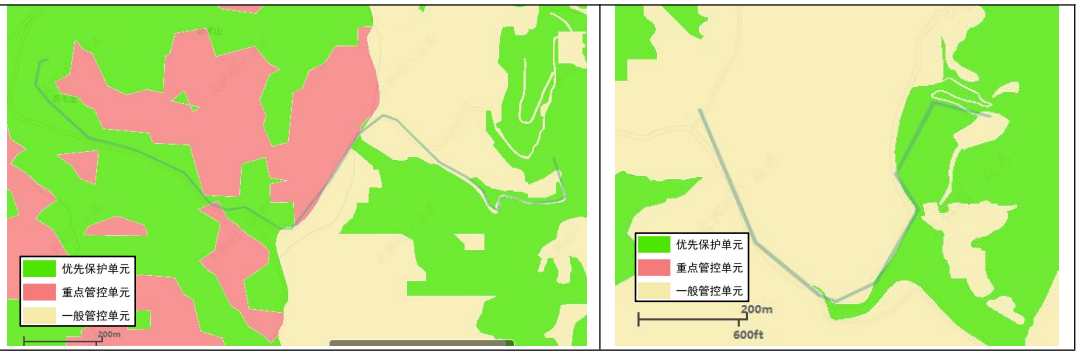
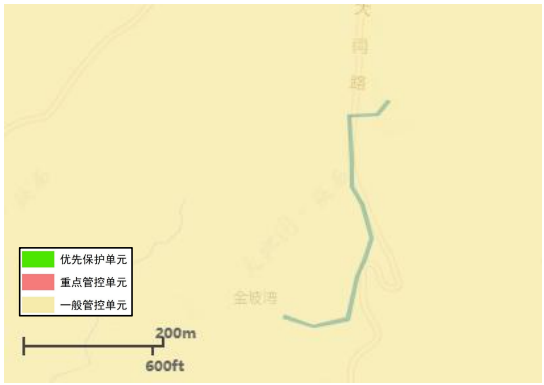
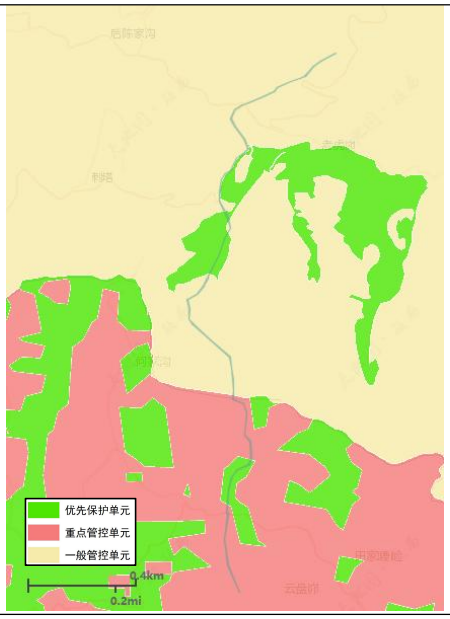
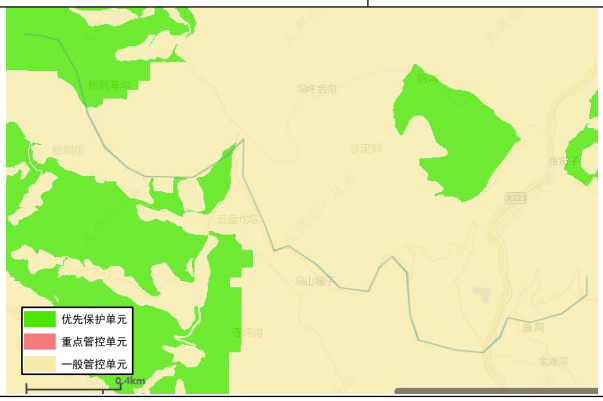
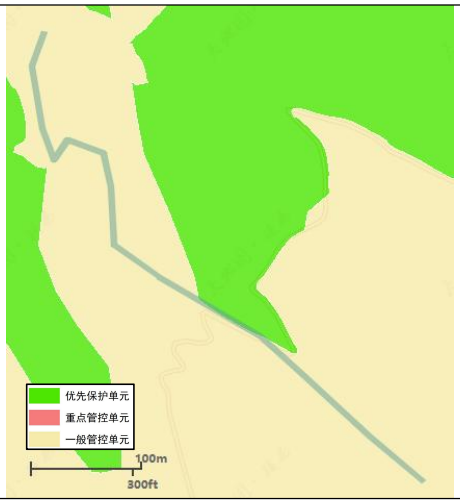
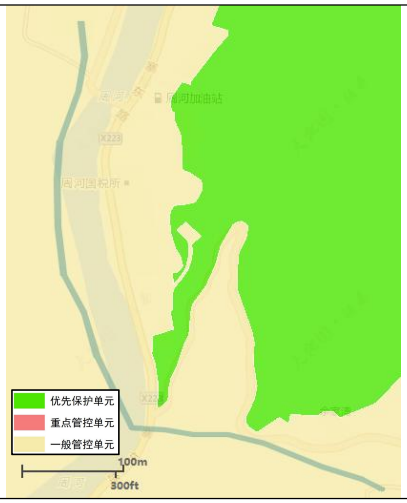
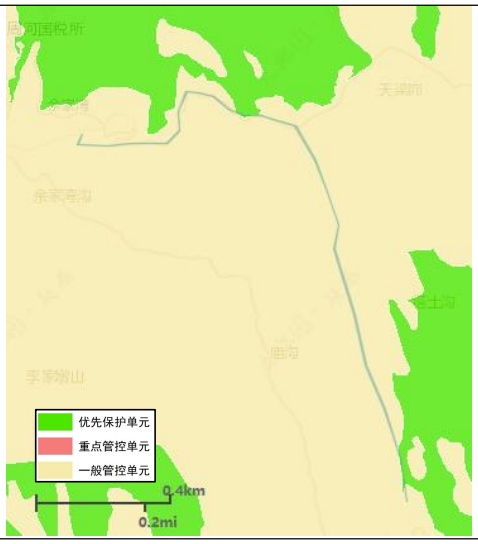
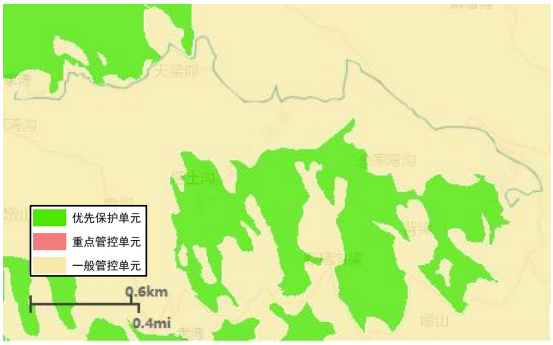
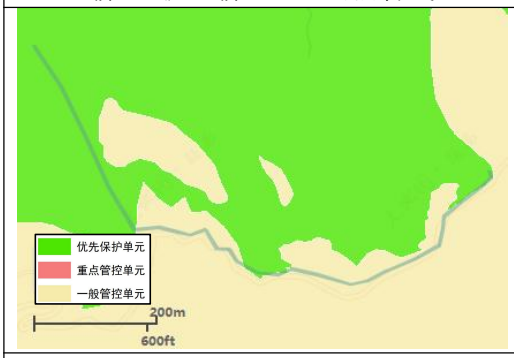
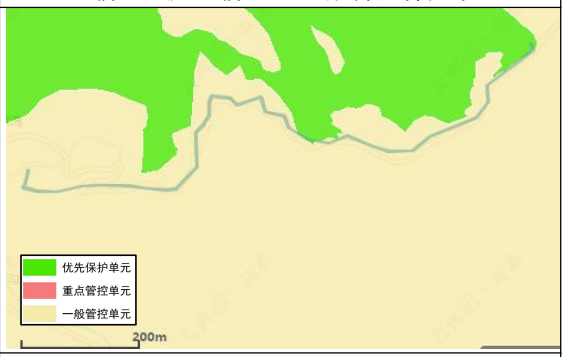
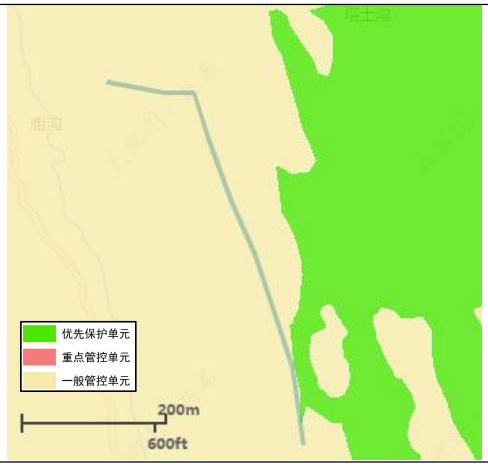
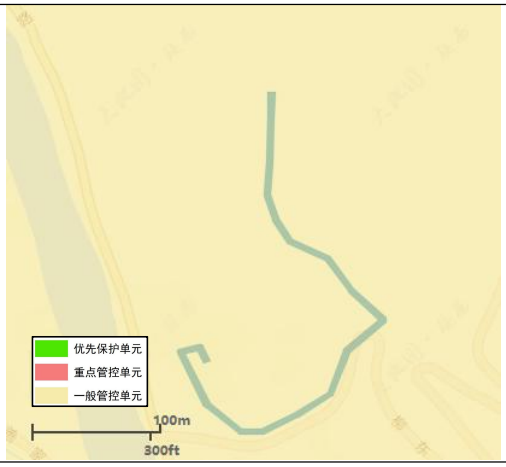
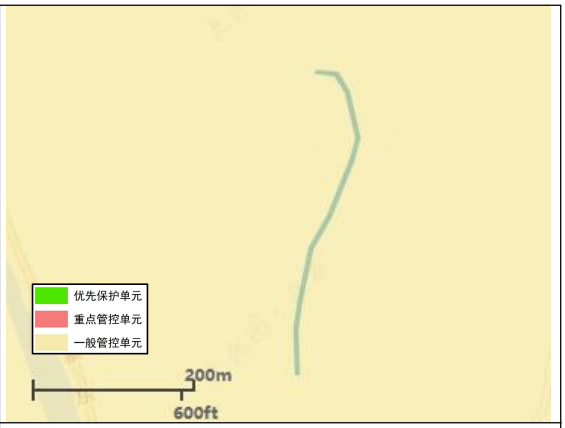
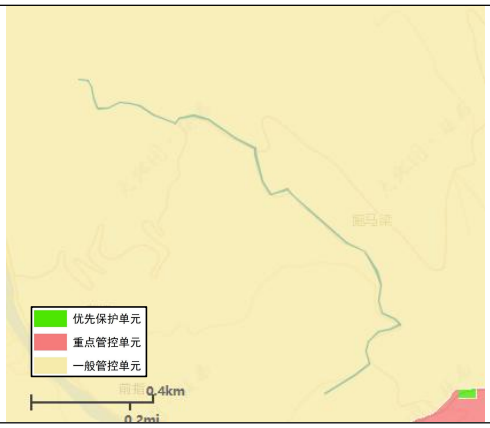
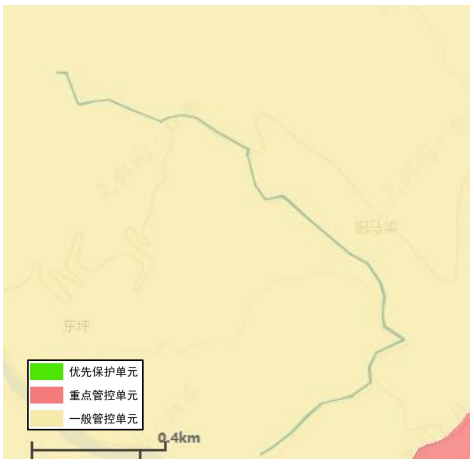
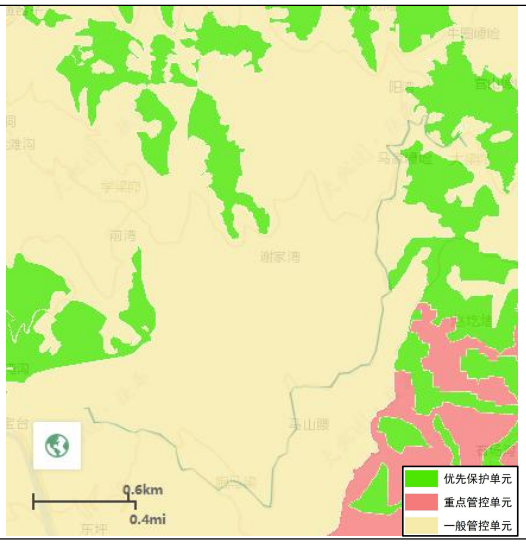
油一区（池 109 区块）	
	池 222-235、池 227-238 扩 2

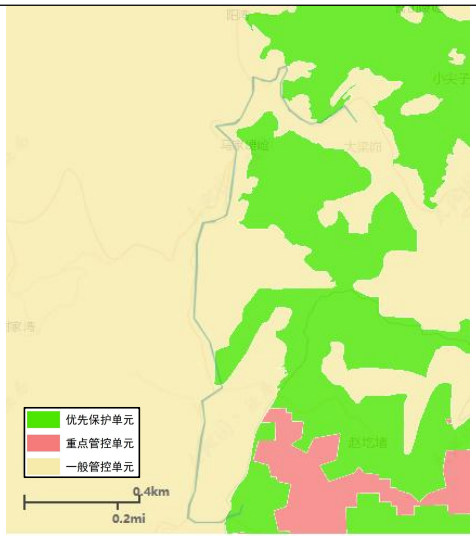
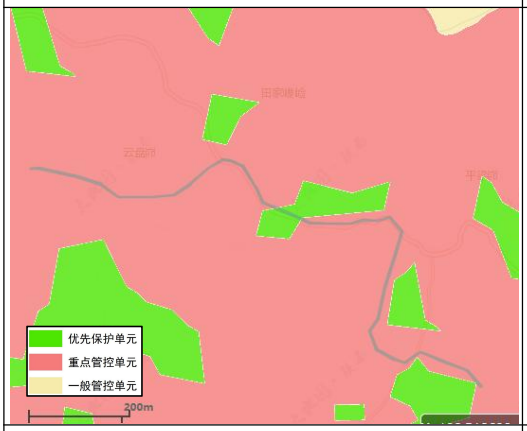
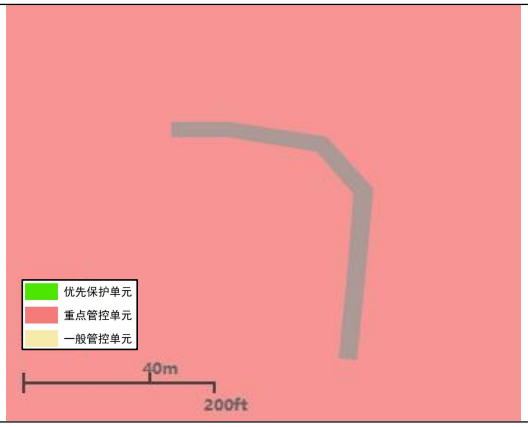
表 1.2-3　靖边油区管线“三线一单”比对图

盘古梁作业区	

<table>
<tr><td rowspan="6"></td><td>盘 67-23 至盘 69-18 增出油管线</td><td>盘 63-23 至盘四接转站出油管线</td></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>高 338 至南二转出油管线</td><td>降回压站至新 11 脱输油管线</td></tr>
<tr><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">高 333 至柳 88-25 脱出油管线</td></tr>
<tr><td rowspan="2">五一区</td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>柳 44-3 至顺 131 出油管线</td><td>周河供水站至柳 44 扩供水管线</td></tr>
</table>

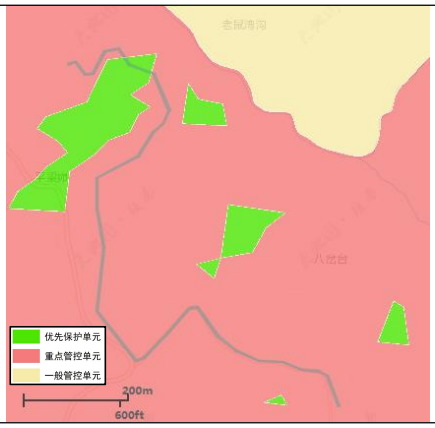
<table>
<tr><td></td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td></td><td>柳 44 扩至柳 77-28 出油管线</td><td>柳 44 扩至柳 72-33 脱集气管线</td></tr>
<tr><td></td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td></td><td>柳 44-1 至新 351 出油管线</td><td>柳 44 扩至新 351 注水管线</td></tr>
<tr><td></td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td></td><td>柳 44-2 至柳 77-28 增出油管线</td><td>柳 100-35 至南六转集气管线</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td></td><td>南九增至南六转输油管线</td><td>柳 100-35 至南九增出油管线</td></tr>
<tr><td></td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td></td><td>柳 96-31 至南九增出油管线</td><td>高 150 至南九增出油管线</td></tr>
<tr><td></td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td></td><td>柳 98-32 至南九增出油管线</td><td>南九增至南十二转输油管线</td></tr>
</table>

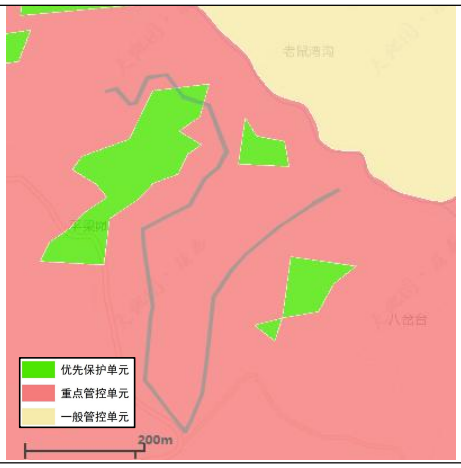
<table>
<tr><td rowspan="6"></td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>南十二转至南二注供水管线</td><td>高 150 至南六转集气管线</td></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>柳 98-32 至南六转注水管线</td><td>高 199 扩至降回压站出油管线</td></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>柳 48-9-5 至降回压站出油管线</td><td>顺 92-05 至降回压站出油管线</td></tr>
</table>



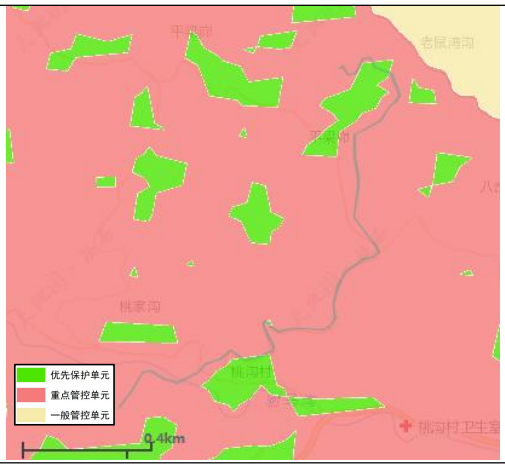
柳 91-03 至南八增出油、注水管线



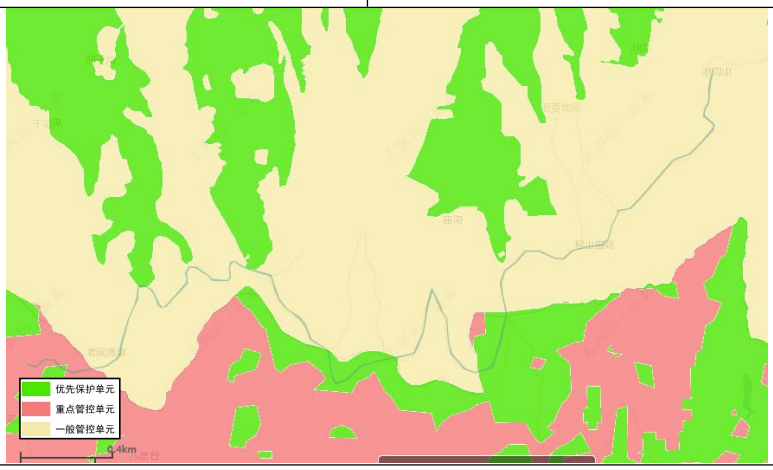
柳 48 扩至南八增出油、注水管线



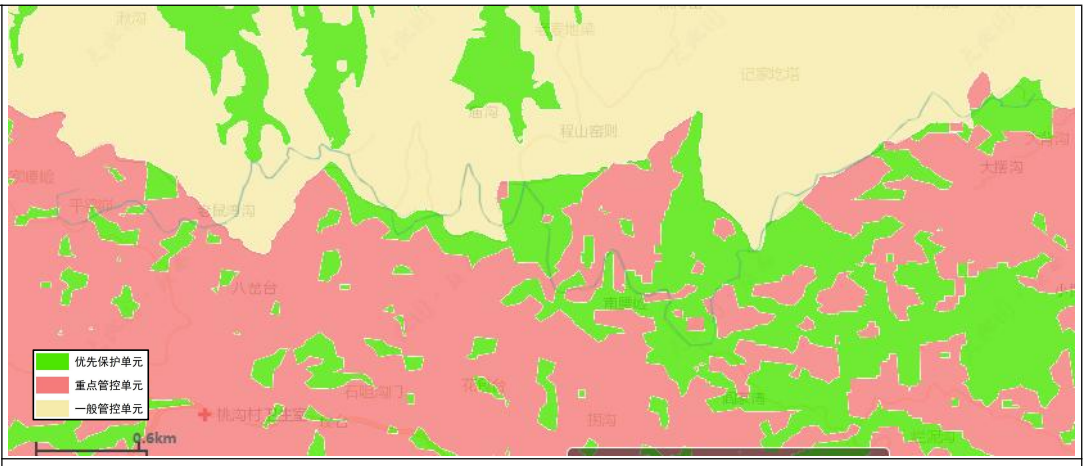
柳 48-7-4 至南八增出油、注水管线



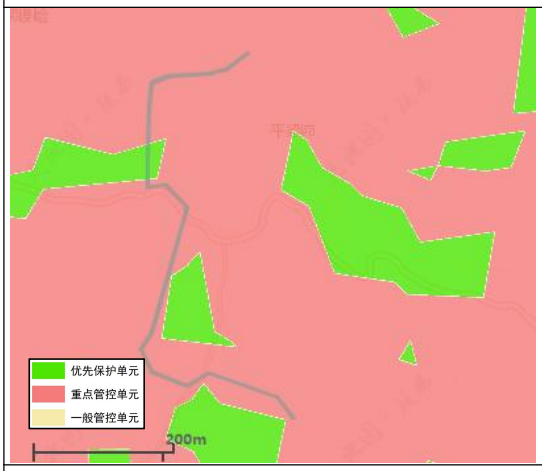
柳 48-7-7 至南八增出油、注水管线



南八增至柳 103-252 脱输油管线



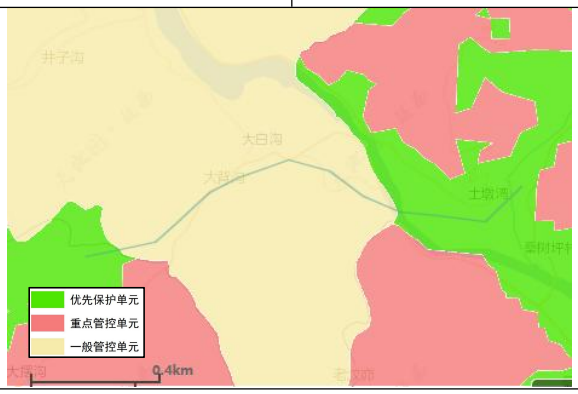
南六注至高 199 扩注水管线



高 199 扩至柳 48-9-5 注水管线



高 199 扩至高 21A 注水管线



南五供至南六注供水干线

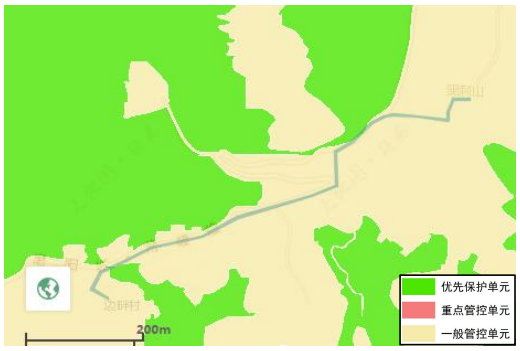
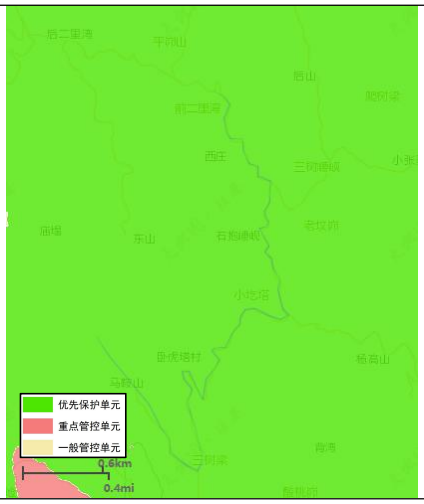
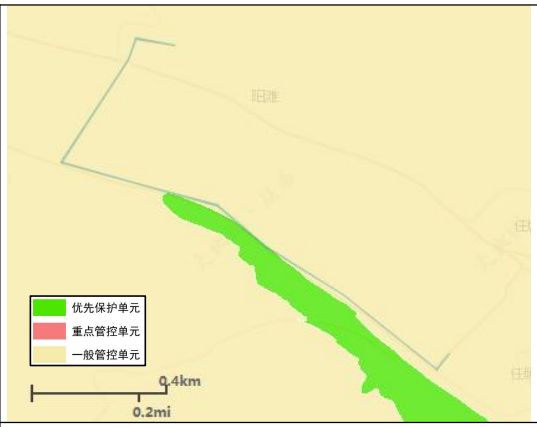
五二区		
	柳 82-45 至南 2#转油点出油管线	高 223 至南十转出油管线

表 1.2-4　定边油区管线“三线一单”比对图

油一区		
	池 227-238 至池 2 增出油、注水管线	池 222-235 至池 228 站出油、注水管线

②“一表”：指的是项目或规划范围涉及的生态环境管控单元准入清单。

项目与生态环境管控单元比对结果见表 1.2-5，与环境管控单元管控要求符合性分析见表 1.2-6。

表 1.2-5　本项目与“三线一单”生态环境管控单元对比分析成果表

环境管控单元分类	是否涉及	面积（m^2）	
		井场、站场占地	管线临时占地
优先保护单元	是	27975.58	100213.26
重点管控单元	是	43358.64	78748.34
一般管控单元	是	67942.30	276598.51

表 1.2-6　本项目与《陕西省“三线一单”生态环境管控单元》符合性分析

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
1	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县二级国家公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	83.68	空间布局约束： 水环境优先保护区：1.强化江河源头和饮用水水源地保护。加强主要江河源头、重要水源涵养地的水环境保护，划定禁止开发范围。依法划定和保护饮用水水源保护区，加强水土流失和面源污染防治，严格管控入河排污口，严格河道采砂管理，维系江河湖库健康生命。 一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且具有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。 一般生态空间-国家二级公益林：按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游	本项目施工期、运行期无废水外排，对区域地表水环境影响较小。部分井场永久占地及管线施工临时占地占用二级公益林，永久占用面积1.9183hm^2，临时占用面积1.9773hm^2。环评要求占用二级国家公益林相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号），通过采取施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目运行对二级公益林的影响很小。项目桁	符合
				一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林		26559.6			
2	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	水环境优先保护区、一般生态空间	优先保护单元	1598.88			符合
				一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林		49021.78			
				一般生态空间		6290.78			
3	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元3	一般生态空间	优先保护单元	4840.99			符合
4	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	优先保护单元	39397.63			符合
5	榆林市	定边县	陕西省榆林市定边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	1024.79			符合
6	延安市	志丹县	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	1150.88			符合
7	延安市	志丹县	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	1350.13			符合
				一般生态空间		39931.38			
8	延安市	吴起县	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	优先保护单元	5464.53			符合

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
							憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。	架跨越工程需依法编制防洪评价报告，取得有关水行政主管部门审查同意后方可开工建设。项目严格落实环评提出的各项施工期、运行期环境保护措施，能够有效控制项目运行对周围环境的影响。本项目井场、站场、管线与“三线一单”成果比对的具体情况见表1.2-7~表1.2-8。	
9	延安市	志丹县	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	重点管控单元	127070.67	污染物排放管控： 1.加强城镇污水收集处理设施建设与提标改造。全省黄河流域城镇生活污水处理达到《陕西省黄河流域污水综合排放标准》（DB61/224-2018）排放限值要求。2.城镇新区管网建设及老旧城区管网升级改造中实行雨污分流，鼓励推进初期雨水收集、处理和资源化利用，建设人工湿地水质净化工程，对处理达标后的尾水进一步净化。3.污水处理厂出水用于绿化、农灌等用途的，合理确定管控要求，确保达到相应污水再生利用标准。4.以城乡结合部、老旧街道、山体沟道等薄弱区域为重点，因地制宜分片区分阶段推进雨污分流改造，逐步完成截流闸取缔或智能化改造。根据流域地理条件和农民生活习惯，因地制宜分类推进，靠近城镇的村庄，生活污水纳入城镇污水管网统一处理；人口聚集、沿河形成径流的村庄，采取管网收集，集中处理方式；居住分散、塬面居住且未形成径流的村庄，采用		符合
10	延安市	吴起县	陕西省延安市吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	重点管控单元	1638.55			符合

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
							土地消纳、农田利用或分散型治理模式。		
11	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	一般管控单元	394118.61	空间布局约束： 1.执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“6.1 一般管控单元总体要求”准入要求。 2.农用地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2农用地优先保护区”准入要求。 3.江河湖库岸线优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。应根据保护目标有针对性地进行管理，严格按照相关法律法规的规定，规划期内禁止建设可能影响保护目标实现的建设项目。除依据防洪规划和河道治理规划建设必要的防洪、河道治理等工程外，禁止建设影响防洪安全、重要支流入汇口河势稳定的项目。 2.强化岸线用途管制和节约集约利用，维护岸线生态功能。 4.荒漠化沙化土地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.4 荒漠化沙化土地优先保护区”准入要求。 5.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入		符合
12	榆林市	定边县	陕西省榆林市定边县一般管控单元1	无	一般管控单元	38238.22			符合

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
							清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区”中的“空间布局约束”准入要求。 6.江河湖库岸线重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.14 江河湖库岸线重点管控区”中的“空间布局约束”准入要求。 污染物排放管控： 1.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区”中的“污染物排放管控”准入要求。		

表 1.2-7 本项目井场、站场与“三线一单”成果比对表

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
1	靖边	盘古梁（加密区块）	盘三转（已建）	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2858.57
2			盘 63-23	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	3426.29
3			盘 67-23	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	4600.75
4			盘 55-27 扩	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	3492.32
5		五一区（柳44区块）	顺 131	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	5040.14
6			柳 44-3	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4046.13
7			柳 44-1	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-	3950.88

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
						国家二级公益林	
8			柳44扩	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2799.65
9			新351	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	3054.96
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	442.26
10			柳44-2	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2806.76
11		五一区（顺165区块）	南九增	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2972.09
12			柳100-35	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4929.25
13			南六转（已建）	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	6092.49
14			柳96-31	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3006.67
15			高150	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3902.42
16			柳98-32	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3077.66
17	志丹		南五供（已建）	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	4198.76
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	69.68
18	靖边	五二区（加密区块）	柳85-35扩	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间	68.08
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3720.92
19			柳82-45扩	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2715.82
20			柳81-49	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元3	一般生态空间	4490.84
21		五一区（柳48区块）	柳91-03	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4190.27
22			柳103-252脱	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	6009.18
23	志丹		高21A	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	4019.35
24			顺92-05	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	3772.95

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	657.58
25			高199扩	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	9181.63
26			柳48-9-5	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	5977.72
27			柳48-7-7	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	4351.98
28			南八增	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	5491.09
29			柳48-7-4	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	5102.16
30			柳48扩	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	5441.18
31	定边	油一区（池109区块）	池222-235	一般管控单元	陕西省榆林市定边县一般管控单元1	无	5047.78
32			池227-238扩2	一般管控单元	陕西省榆林市定边县一般管控单元1	无	4070.85

表 1.2-8　本项目管线与“三线一单”成果比对表

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
1	吴起	盘古梁作业区	盘67-23至盘69-18增出油管线	优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	5464.53
				重点管控单元	陕西省延安市吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1638.55
	靖边			优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	51.59
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间	1553.94
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4362.34
2			盘63-23至盘四接转站出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间	2832.26
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4324.76
3			高338至南二转出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3271.70

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
4			降回压站至新11脱水站输油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2065.60
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	9836.77
	志丹			优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	350.98
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	1121.60
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	4550.53
5	靖边		高333至柳88-25脱出油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	4034.16
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	21819.49
6		五一区	柳44-3至顺131出油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	302.52
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3956.73
7			周河供水站至柳44扩供水管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4747.60
8			柳44扩至柳77-28增出油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	866.30
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元3	一般生态空间	232.74
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	13064.25
9			柳44扩至柳72-33脱集气管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	185.79
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	33535.23
10			柳44-1至新351出油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	3220.86

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	11084.62
11			柳44扩至新351注水管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	463.19
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	7219.33
12			柳44-2至柳77-28增出油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.47
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元3	一般生态空间	117.41
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4439.18
13			柳100-35至南六转集气管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3326.09
14			南9增至南六转输油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	4814.48
15			柳100-35至南9增出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	3090.69
16			柳96-31至南9增出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	9179.28
17			高150至南9增出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	12923.41
18			柳98-32至南9增出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	14076.01
19			南9增至南十二转输油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	550.59
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间	983.03
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	35730.80

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
20			南十二转至南二注供水管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	671.46
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间	751.96
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	34994.68
	志丹			优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	594.06
21	靖边		高150至南六转出集气管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	12393.27
22			柳98-32至南六转注水管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	13567.07
23	志丹		高199扩至降回压站出油管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	116.04
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	808.13
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	6279.01
24			柳48-9-5至降回压站出油管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.05
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	350.98
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	8498.59
25			顺92-05至降回压站出油管线	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	846.17
26	靖边	五一区	顺91-03至南8增出油、注水管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	1337.89
	志丹			优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	334.81
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	2233.68
27			柳48扩至南8增出	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	406.69

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
			油、注水管线	重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	9291.04
28			柳48-7-4至南8增出油、注水管线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	361.48
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	9506.81
29			柳48-7-7至南8增出油、注水管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	280.55
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	692.55
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	13411.28
30	靖边		南8增至柳103-252输油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	249.97
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间	101.51
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	28942.49
	志丹			优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	5574.48
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1821.39
31	靖边		南六注至高199扩注水管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	3310.13
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	27846.04
	志丹			优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.66
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	22267.71
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	15090.66
32			高199扩至柳48-9-5注水管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	69.63

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	316.42
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	5507.60
33			高199扩至高21A注水管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	236.34
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	248.68
				重点管控单元	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	6626.17
34	靖边		南五供至南六注供水干线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	6348.14
	志丹			优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	95.63
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	3347.58
35	靖边	五二区	柳82-45至南2#转油点	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	86.81
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	59.74
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	5275.99
36			高223至南十转出油管线	优先保护单元	陕西榆林市靖边县二级国家公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	83.68
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	水环境优先保护区、一般生态空间	1598.88
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	39397.63
37	定边	油一区	池227-238井组至池二增出油、注水管线	优先保护单元	陕西榆林市定边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1024.79
				一般管控单元	陕西省榆林市定边县一般管控单元1	无	11852.68

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
38			池222-235井组至池228站出油、注水管线	一般管控单元	陕西省榆林市定边县一般管控单元1	无	17266.91
注：分类面积总和与表 1.2-5中管线临时占地总面积相差部分主要为临近管线临时占地重复的部分，占地总面积不重复计算。							

③“一说明”：指的是依据“一图”和“一表”结果，论证规划或建设项目符合性的说明。

本项目施工期、运行期无废水外排，对区域地表水环境影响较小。部分井场永久占地及管线施工临时占地占用靖边县、定边县、志丹县二级公益林，环评要求占用二级国家公益林相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）、《建设项目使用林地审核审批管理规范》（林资规〔2021〕5 号）等相关要求并办理公益林占用审批手续，通过采取施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目运行对二级公益林的影响很小。

项目工程选址涉及《榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案》和《延安市“三线一单”生态环境分区管控方案》中的一般管控单元、重点管控单元和优先保护单元，建设内容和措施满足相应生态管控分区的管控要求，项目严格落实环评提出的各项施工期、运行期环境保护措施，能够有效控制项目运行对周围环境的影响。

1.2.3 榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告符合性分析

本项目为油田开采项目，本次评价以井场、管线分别申请了“一张图”控制线检测报告。本项目与榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告符合性分析见表 1.2-9~表 1.2-10。

根据“一张图”控制线检测结果，本项目新增永久占地不涉及生态红线、基本农田。本项目拟建管线均为配套现有井场的出油、注水管线以及站场间的输油管线、供水干线，由于井场、站场位置均已确定，项目管线选线无法避开永久基本农田，占用少量永久基本农田。

（1）管线临时占用基本农田要求

结合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）：“临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件；临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年；县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。”本项目管线属于临时占地，基本农田范围内无永久性建筑，建成后可恢复原种植。

管线施工期临时占用永久基本农田，施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使耕地经复垦后能恢复原种植条件，临时占用基本农田不得超过两年。按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。

（2）管线临时占用住宅及两公用地说明及要求

根据“一张图”检测结果，本项目部分管线施工临时占用住宅用地及公共管理与公共服务用地，占用情况说明如下：

①柳 44 区块周河供水站至柳 44 扩供水管线占用 279m^2 农村宅基地原因为对比（土地利用现状 2021），现有周河供水站土地利用性质未变更，为住宅用地及两公用地，导致进站管线用地占用农村宅基地及两公用地。

②顺 165 区块南 9 增至南十二转输油管线、南十二转至南二注供水管线占用 719m^2 农村宅基地原因为对比（土地利用现状 2021），现有南十二转站土地利用性质未变更，为住宅用地，导致进站管线用地占用农村宅基地。

其他少量占用农村宅基地，工程选线阶段已根据实际调查对途经村庄居民进行了避让，实际施工前应与自然资源部门对接，以最新的国土变更调查数据为依据，明确占用宅基地的具体位置，进行局部改线，避让住宅用地，管线距离居民点的距离不应小于 5m。

综上所述，项目管线临时占地占用永久基本农田符合相关要求，本次评价要求建设单位对于临时占用永久基本农田及时办理相关用地手续，施工结束后及时按照要求恢复种植。

表 1.2-9　项目与榆林市“一张图”控制线检测报告符合性分析一览表（榆林区域井场、站场）

控制线名称	靖边油区					定边油区	本项目（榆林区域）情况	采取措施
	盘古梁加密区块	五一区（柳44扩区块）	五一区（顺165区块）	五二区加密区块	五一区（柳48区块）	油一区（池109区块）		
多规合一编号	2025（1735）	2025（1736）	2025（1665）	2025（1737）	2025（1738）	2025（1739）		
项目特殊管控范围分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
榆阳机场净空区域分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
矿业权现状2022分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
林地规划分析/占用面积（公顷）	林地 0.3855；非林地 0.7507；	林地 2.0248；非林地 0.2094；	林地 1.087；非林地 1.3137；	林地 0.6793；非林地 0.3845；	林地 0.087；非林地 0.9006；	林地 0.5118；非林地 0.3696；	林地 4.7754；非林地 3.9285；	办理林地手续
文物保护线分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
生态保护红线分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
永久基本农田分析/占用面积（公顷）	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
土地利用现状2021（三调）分析/占用面积（公顷）	林地 0.6916；草地 0.3675；工矿 0.0591；交通 0.0179；	耕地 0.0018；园地 0.0039；林地 1.0445；草地 0.75；工矿 0.4291；交通 0.005；	耕地 0.0007；园地 0.4787；林地 0.4111；草地 0.0602；工矿 1.4294；交通 0.0205；	耕地 0.0053；林地 0.2381；草地 0.2804；工矿 0.5339；交通 0.0061；	耕地 0.0141；草地 0.4271；工矿 0.5464；	耕地 0.0002；草地 0.0227；工矿 0.8526；交通 0.006；	耕地 0.0221；园地 0.4826；林地 2.3853；草地 1.9079；工矿 3.8505；交通 0.0555；	办理相关用地手续

表 1.2-10　项目与榆林市“一张图”控制线检测报告符合性分析一览表（榆林区域管线工程）

控制线名称	靖边油区					定边油区	本项目（榆林区域）情况	采取措施
	盘古梁加密区块	五一区（柳44扩区块）	五一区（顺165区块）	五二区加密区块	五一区（柳48区块）	油一区（池109区块）		
多规合一编号	2025（1669）	2025（1670）	2025（1671）	2025（1672）	2025（1673）	2025（1674）		
项目特殊管控范围分析	不涉及	不涉及	跨越引调水和水库工程	不涉及	跨越引调水和水库工程	不涉及	跨越引调水和水库工程	管线跨越引调水渠道，需取得水行政主管部门同意后方可施工建设
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
榆阳机场净空区域分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
矿业权现状2022分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
林地规划分析/占用面积（公顷）	林地 0.7479；非林地 0.8925；	林地 4.5081；非林地 3.1245；	林地 9.2743；非林地 6.1742；	林地 1.6769；非林地 2.9757；	林地 1.5443；非林地 6.133；	林地 1.296；非林地 1.7217；	林地 19.0475；非林地 21.0216；	依法办理林地审批手续
文物保护线分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
生态保护红线分析	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	/
永久基本农田分析/占用面积（公顷）	0.1347	1.1764	1.326	0.847	3.2136	1.2722	7.9699	依法办理土地复垦手续，经批准后方可占用
土地利用现状2021（三调）分析/占用面积（公顷）	耕地 0.2291；园地 0.0943；林地 0.2361；草地 0.5682；工矿 0.1123；交通 0.4005；	耕地 1.8423；园地 0.9435；林地 1.0227；草地 1.9655；工矿 0.1637；住宅 0.0279；	耕地 2.2602；园地 2.9942；林地 4.0983；草地 1.99；工矿 0.5133；住宅 0.0719；	耕地 1.2451；园地 0.293；林地 1.0763；草地 0.6928；工矿 0.0531；住宅 0.0907；	耕地 3.4608；园地 0.0044；林地 0.85；草地 1.6679；工矿 0.0829；住宅 0.0057；	耕地 1.3326；林地 0.0177；草地 0.7986；工矿 0.1836；交通 0.6852；	耕地 10.3701；园地 4.3294；林地 7.3011；草地 7.683；工矿 1.1089；住宅 0.1962；	占用少量宅基地主要为对比（土地利用现状2021），现有站场土地利用性质未变更，导致进站管线用地占用住

控制线名称	靖边油区					定边油区	本项目（榆林区域）情况	采取措施
	盘古梁加密区块	五一区（柳 44 扩区块）	五一区（顺 165 区块）	五二区加密区块	五一区（柳 48 区块）	油一区（池 109 区块）		
多规合一编号	2025（1669）	2025（1670）	2025（1671）	2025（1672）	2025（1673）	2025（1674）		
		两公 0.0096； 交通 1.5097； 水域 0.0337； 其他 0.1141；	交通 3.41； 水域 0.0499； 其他 0.0607；	交通 1.2016；	交通 1.558； 水域 0.0236； 其他 0.0239；		两公 0.0096； 交通 8.765； 水域 0.1072； 其他 0.1987；	宅及两公用地。评价要求建设单位按规定办理用地手续，实际施工前应与自然资源部门对接，明确占用住宅用地的具体位置，进行局部改线，避让住宅用地。其他临时用地施工结束后立即进行迹地恢复。

1.2.4 与延安市“三区三线”符合性分析

三区三线指的是农业空间、生态空间、城镇空间三种类型的国土空间，以及分别对应划定的永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线。

（1）生态保护红线

本次评价过程中对项目实施的工程占地进行了“三线一单”查询，根据陕西省“三线一单”查询结果显示，项目工程占地不涉及生态红线。

（2）永久基本农田

①志丹县

根据与志丹县土地利用总体规划比对见图 1.2-1。

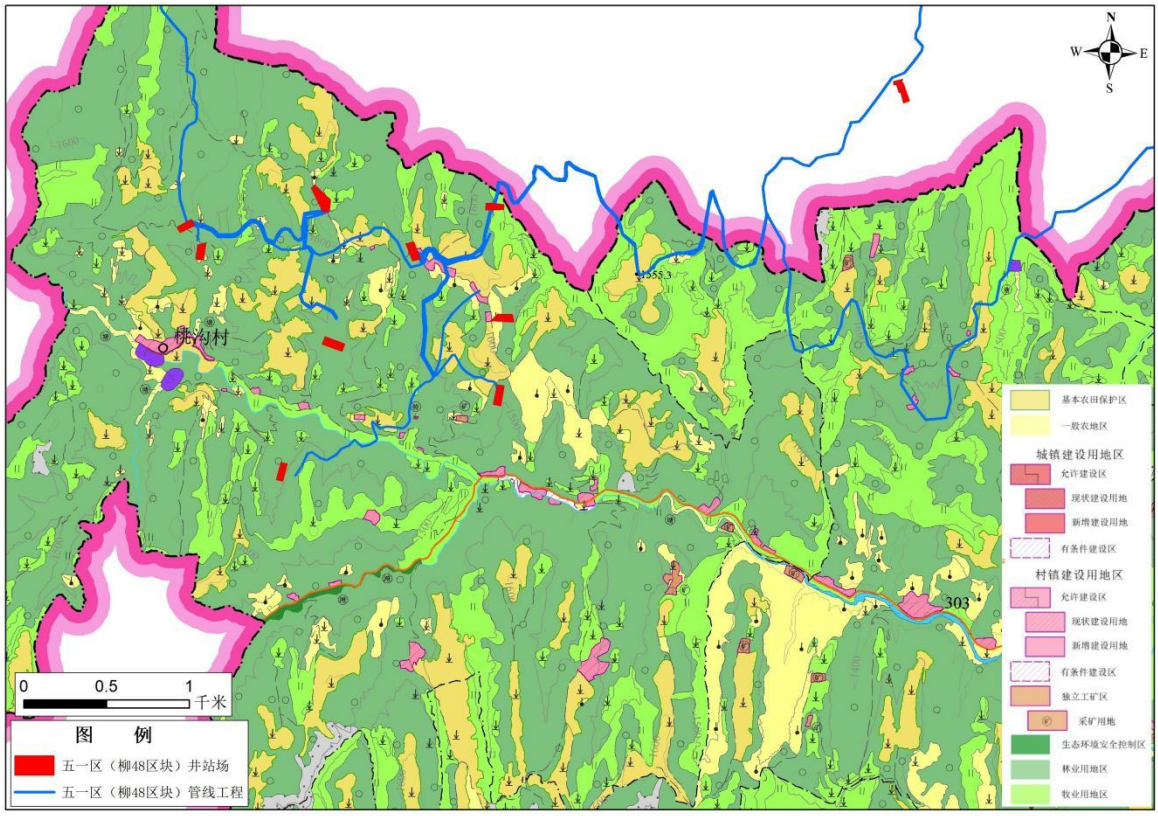


图 1.2-1 本项目与《志丹县土地利用总体规划》比对图

根据本项目与《志丹县土地利用总体规划》对比分析并结合永久基本农田在线查询结果，本项目新建、扩建井场不占基本农田。管线工程中南六注至高 199 扩注水管线、南 8 增至柳 103-252 输油管线临时施工占用基本农田，总占用面积约为 0.2628hm^2。本项目管线均沿路边敷设，但由于素土道路宽度一般不超过 4m，若以 6m 施工带宽度分析基本农田占用情况，局部将不可避免少量占用。因此评价要求在邻近基本农田段施工时，通过优化局部路由，采取人工开挖等施工作业方式，降低

施工作业带宽度，尽量减少对基本农田的占用。确实难以避免占用的，临时占用基本农田不能超过两年，同时通过采取耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使临时用地范围内的耕地经复垦能恢复原种植条件，临时占用基本农田不得超过两年。按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。

②吴起县

本项目在吴起县境内无井场、站场工程，仅涉及 1 条出油管线（盘 67-23 至盘 69-18 增出油管线），长度 1.22km。根据永久基本农田在线查询平台查询结果，吴起区域基本农田与管线工程叠图见图 1.2-2。叠图结果显示，管线临时施工不占用基本农田。

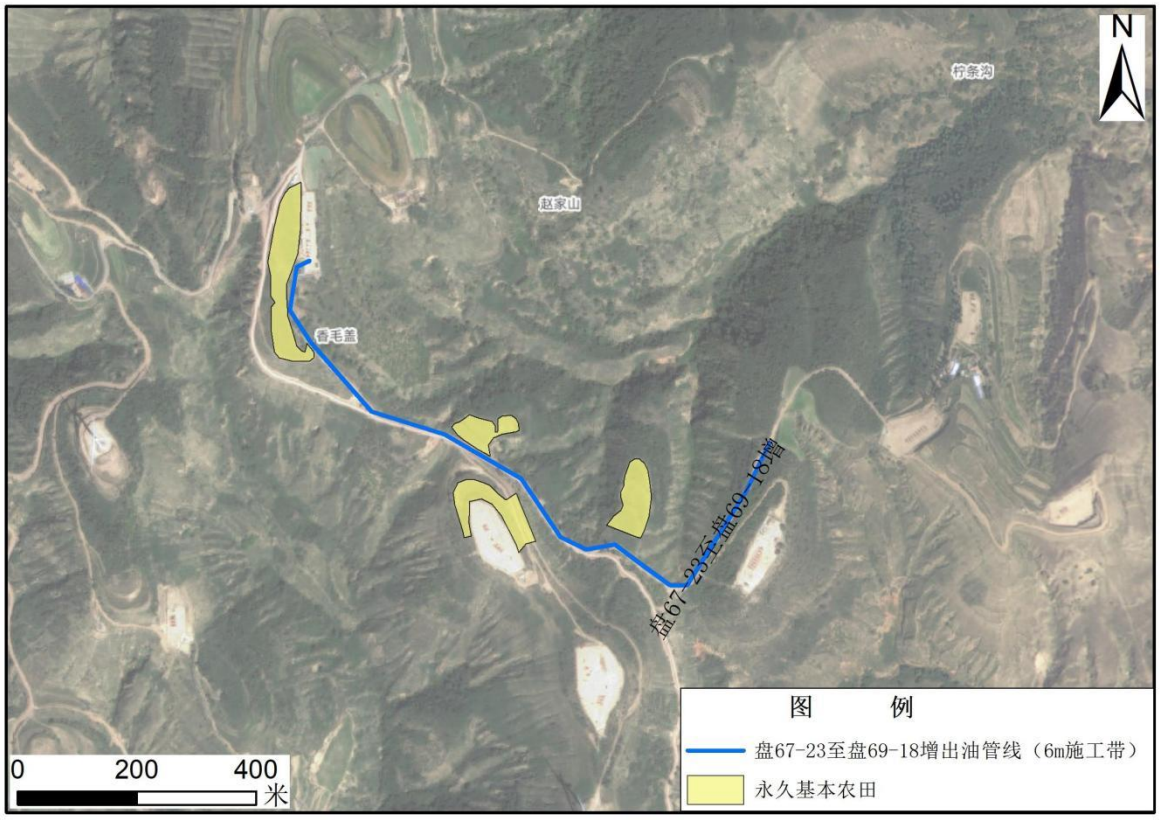


图 1.2-2 吴起区域基本农田与管线工程叠图对比图

（3）城镇开发边界

本次项目除南六转、盘三转、南五供改造位于城镇建设用地内，其余工程均位于山区，远离县城规划区布置。

综上所述，项目符合延安市“三区三线”要求。

1.2.5 与相关规划、政策符合性分析

1.2.5.1 与国家和地方相关规划、政策的相符性分析

本项目与国家和地方相关规划的相符性分析见表 1.2-11。

表 1.2-11 本项目与国家和地方相关规划的相符性分析表

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
1	“十四五”现代能源体系规划	第三章 增强能源供应链稳定性和安全性 六、强化战略安全保障增强油气供应能力加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。	本项目属于油气勘探开发项目，本项目的实施有利于完成石油产量达标任务。	符合
2	甲烷排放控制行动方案	二、总体要求 （三）主要目标 “十五五”期间，甲烷排放控制政策、技术和标准体系进一步完善，甲烷排放统计核算、监测监管等基础能力明显提升，甲烷排放控制能力和管理水平有效提高。……此后，石油天然气开采行业力争逐步实现陆上油气开采零常规火炬。 三、重点任务 （一）加强甲烷排放监测、核算、报告和核查体系建设。 2.研究建立甲烷排放核算、报告和核查制度。研究推进建立重点行业企业甲烷排放核算和报告制度，推动煤矿、油气田、养殖场、垃圾填埋场以及污水处理厂等大型排放源定期报告甲烷排放数据。结合国家和省级温室气体清单编制工作，逐步实现甲烷排放常态化核算。组织开展数据核查、抽查和现场检查工作，稳步提升甲烷排放数据质量。 （二）推进能源领域甲烷排放控制。 4.强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。……到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。 5.推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。 6.推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田	本项目伴生气集中收集，经已建轻烃厂回收后用于油田生产。参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，项目钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段均符合清洁生产要求。	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。 （五）强化污染物与甲烷协同控制。 13.优化协同治理技术路线。制定重点领域污染物与甲烷协同控制技术指南。推进油气开采领域使用烃蒸汽回收利用、作业密闭化改造、安全氧化燃烧等一体化控制技术。推广畜禽养殖粪污固液分离、分质处理、深施还田治理工艺。推广使用高浓度有机工业废水高效产甲烷技术并配套高效处理技术。 （七）强化污染物与甲烷协同控制。 17.建立完善技术标准体系。适时进一步完善煤矿瓦斯、油气甲烷泄漏的甲烷排放标准，严格甲烷排放控制要求。……制修订甲烷排放监测、核算、报告、核查等技术规范，完善甲烷利用项目温室气体减排量核算方法，及时更新缺省排放因子。		
3	地下水管理条例	第二十一条 取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。 第二十七条 除下列情形外，禁止开采难以更新的地下水： （一）应急供水取水； （二）无替代水源地区的居民生活用水； （三）为开展地下水监测、勘探、试验少量取水。 已经开采的，除前款规定的情形外，有关县级以上地方人民政府应当采取禁止开采、限制开采措施，逐步实现全面禁止开采；前款规定的情形消除后，应当立即停止取用地下水。	本项目不新建水源井，生活用水供水主要依托现有生活供水设施供应，由作业区定期用罐车拉运供给站场使用；回注水水源部分为水源井清水，随着油田逐渐开采，含水率逐渐升高，水源井清水回注比例逐渐降低，即地下水开采比例逐渐降低。	符合
4	黄河流域生态环境保护规划	提升危险废物收集处置能力。推动危险废物分类收集专业化、规模化，以主要产业基地为重点，布局危险废物集中利用处置设施，鼓励建设区域性特殊危险废物收集、贮存和利用处置设施。	采油三厂设置有相应的危废暂存设施，收集产建工程产生的危险废物，区域内有较为完善的危险废物集中利用处置设施，符合规划要求。	符合
		油气开采油泥堆放场等废物收集、贮存、处理处置设施，按照有关要求采取防渗措施，防止采出水回注对地下水造成污染。	本项目设置了分区防渗措施，提高了危险废物暂存能力，符合规划要求。	符合
		全面实行排污许可制。依法全面实施排污许可管理制度，严格落实排污许可“一证式”管理，完善企	长庆油田分公司第三采油厂以作业	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		业台账管理、自行监测、执行报告等制度，引导企业持证排污、按证排污，推动环评、总量控制、统计、执法等相关制度与排污许可制度的全联动。积极构建以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系。	区为单位申请了排污许可证，企业建立了台账管理、自行监测、执行报告等制度，符合规划要求。	
5	陕西省黄河流域生态保护和高质量发展规划	推动能源结构绿色发展。坚持生态优先、绿色发展，……根据水资源和生态环境承载力，优化常规与非常规能源开发布局，推动榆林、延安、彬长等重要能源基地高质量发展。……加大石油、天然气勘探力度，稳步推动煤层气、页岩气等非常规油气资源开采利用。	本项目属于油田滚动开发项目，项目实施有利于推动陕北地区重要能源基地高质量发展，促进石油持续稳产。	符合
		强化矿产资源开发管控。……强化矿山开发固体废弃物、尾矿和废水利用，提高矿山开发废弃物资源化利用水平。落实绿色矿山建设标准和评价制度，构建绿色矿山建设长效机制……	本项目采取泥浆不落地等措施，在钻井前配备钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施和分离设施，对钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并委托钻井废弃物处置单位妥善处置，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%。项目钻井过程中产生的钻井废水、压裂返排液循环利用，无法利用部分全部收集入罐，运输车辆转移至有就近的措施返排液处理站处理；采出水依托现有站场采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。	符合
		逐步管控地下水环境风险。……探索地下水污染风险管控试点。试点开展工业集聚区、油气田注井地下水污染防治。	采出水回注井建设严格按照相关规范要求进行固井；回注井投入使用后，建立回注系统操作规程，记录注	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
			水量、水质、泵压变化情况，定期对回注井进行巡检。建设单位正逐步在开发区域内按照要求完善监测井设置，对地下水进行日常监控。	
		重点开展矿区生态治理修复。……重点实施矿区地质环境治理、地形地貌重塑、植被重建等生态修复和土壤、水体污染治理工程……	本项目井场采用丛式井、水平井设计，并充分利用现有井场加密布井，减少了工程占地对开发区域内植被的破坏。施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低临时占地对生态环境的影响。	符合
6	陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	第十二章 提升能源产业高端化水平推动煤油气高效集约绿色开发。坚持常规与非常规资源开发并重，注重生态保护和新技术推广应用，提高石油采收率，降低开采成本，保持原油产量、加工量基本稳定，天然气产量较大增长。到2025年，全省原煤、原油和天然气产量分别达到7.4亿吨、2700万吨、360亿立方米。 专栏6（二） 有序推动中石油长庆油田、延长石油在陕区块勘探开发。	本项目属于陕北油田，是“规划”中要加大开发力度的区块。	符合
7	陕西省“十四五”生态环境保护规划	第三章 第二节 调整结构强化领域绿色低碳发展提升能源结构清洁低碳水平。加快电源结构调整和布局优化，新增用电需求主要通过新能源电力保障，减少煤电占比。按照煤炭集中使用、清洁利用原则，重点削减小型燃煤锅炉、民用散煤与农业用煤消费量，对以煤、石焦、渣油、重油等为燃料的锅炉和工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。	本项目实施后有利于减少煤电使用占比，加快使用清洁低碳能源进行替代。	符合
8	榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030年）	第四章 产业发展 第一节 主导产业 （三）油气按照多元开发、企地共赢的发展模式，加快重点产区建设，推进油气勘探开发，推广CO_2驱油等新技术，提高油气采收率。加快天然气干线管网建设，形成覆盖市域的管网体系，全面完成“气化榆林”二期工程。逐步提高天然气消费比重，坚持增加供应与提高能效相结合，加强供气设施建	本项目属于油气开发项目，本项目的实施可提高天然气的消费比重。	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		设，有序拓展燃气应用。		
9	《陕西省矿产资源总体规划》（2021~2025）	规划目标：以秦岭造山带、鄂尔多斯盆地为重点，打造一山一盆多区带的勘查空间布局，战略性金属非金属矿产保障能力有所提高，油气、煤炭、地热等能源资源保障地位得到巩固；以能源资源基地、国家规划矿区为重点，优化三区六片多集群的开发空间结构，优先保障陕北、关中、陕南战略性矿产开发，科技创新驱动矿产资源利用效率稳步提升；以国土空间“三条控制线”和自然保护地为前提，构建三线两域多屏障的保护空间格局，筑牢秦岭区域、黄河流域等重要生态屏障，矿山生态环境持续好转。	项目处于鄂尔多斯盆地，属于陕北油气能源开发，属于总体规划确定的开发重点。	符合
10	《陕西省矿产资源总体规划》（2021~2025）环境影响报告书及其审查意见	（一）坚持生态优化，绿色发展。 立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，有限避让生态环境敏感区域。应进一步合理确定布局、规模、结构和开发时序，采取严格的生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	本项目井场等永久占地选址不涉及生态保护红线、永久基本农田、自然保护区等依法禁止开发的区域，对生态环境敏感区域进行了避让。本项目在现有工程开发布局的基础上，优化了本次项目的总体布局，报告书提出了严格的生态保护与修复措施，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	符合
		（二）严格保护生态空间，优化《规划》布局。 将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。确保满足生态保护红线管控高要求，符合自然保护地和饮用水水源保护区管控要求。	通过“三线一单”、榆林市“多规合一”、志丹县国土空间规划“三区三线”核对，井场等永久占地选址不涉及生态保护红线、自然保护地和饮用水源保护区等，满足生态保护红线管控高要求，符合自然保护地和饮用水水源保护区管控要求。	符合
		（三）严格产业准入，合理控制矿山开采种类和	本项目为石油采	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		规模。 不再规划新建汞矿山；禁止开采蓝石棉、可耕地的砖瓦用粘土，以及砷和放射性等有毒有害物质超过标准的煤炭；限制开采湿地泥炭、陕南地区煤炭、石煤、硫铁矿、石棉、瓦板岩以及砂金、砂铁等重砂矿物。	矿项目，符合国家产业政策，属于鼓励类项目，不属于禁止、限制开采的矿山种类。	
		（四）严格环境准入，保护区域生态功能。 按照陕西省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块等，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性优先保护区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点预防区等区域矿产资源开发活动，并采取相应保护措施，防止加剧对有关生态功能区的不良环境影响。	根据陕西省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，项目建设符合国家和地方相关产业政策，《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》未针对项目区域制定相关产业准入负面清单规定；本项目符合《陕西省生态环境分区管控方案》要求	符合
		（五）加强矿山生态修复和环境治理。 结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求。	建设单位按要求编制了《矿山地质环境保护与土地复垦方案》《水土保持方案》及《生态环境治理方案》，本报告书对生态修复也提出了相应指标要求，项目实施过程中需按照相关文件的要求落实	符合
		（六）加强生态环境保护监测和预警。 结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立涵盖生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系，明确责任主体、强化资金保障。	报告书按要求对生态、地下水、土壤等环境要素制定了长期监测计划	符合
11	《榆林市矿产资源总体规划》（2021~2	规划目标：矿产资源勘查程度进一步提高。加强石油、天然气、煤层气等能源矿产的调查评价与勘查，稳步提升煤炭和岩盐资源的勘查程度。 矿产资源勘察开发与保护布局：统筹勘查开发保护区域布局。在充分考虑榆林自然资源和环境承载	本项目属于石油开发项目，位于榆林市靖边县、定边县区域。本工程的建设有利于区域石	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
	025）	能力的基础上，进一步夯实能源资源基地，加强国家规划矿区建设，稳定煤炭总产能，确保“控制总量、兜住底线”；加大定边、靖边、横山、子洲等地石油、天然气勘探力度，促进石油增储稳产、天然气持续增产。	油产能的增长。	
12	《延安市矿产资源总体规划》（2021～2025年）	规划目标：主要矿产资源实现找矿新突破。加强石油、天然气、煤层气、煤炭、地热等能源矿产调查评价与勘查，提高全市的资源安全保障能力。 空间准入：采矿权投放应符合国土空间规划、生态环境保护规划以及“三线一单”生态分区管控要求。在不得开采矿产资源的区域内禁止从事采矿活动。落实黄河流域国土空间开发保护相关管控要求，严格限制流域内干流及主要支流临岸一定范围、河道两侧等水土流失重点治理区和重点预防区内新建露天矿山。	本项目属于石油开发项目，位于延安市吴起县、志丹县区域。本工程的建设有利于区域石油产能的增长。	
13	榆林市水资源管理办法	第十六条……开发利用地下水应遵循统筹规划、严格保护、节水优先、采补平衡、防止污染的原则，以开采浅层地下水为主，控制开采承压水。 第二十七条 在本市行政区域内，单位或者个人利用取水工程或者设施，直接从河流、湖泊、水库、地下取用水资源的，应当按照取水许可管理权限办理取水许可证。 直接取用其他取水单位或者个人的退水或者排水的，应当办理取水许可证。 第三十五条 取水单位或者个人应当依照有关规定安装计量设施。其中，地表水年许可水量50万m^3以上、地下水年许可水量5万m^3以上的取水单位或者个人，应当按照国家水资源监控能力建设项目标准，同步安装取水量数据传输设施，确保正常运行。	长庆油田分公司第三采油厂水源井取水已取得取水许可证。	符合
14	《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》	对违法违规占用永久基本农田建窑、建房、建坟、挖沙、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者从事其他活动破坏永久基本农田，毁坏种植条件的，按《土地管理法》、《基本农田保护条例》等法律法规进行查处，构成犯罪的，依法移送司法机关追究刑事责任。 临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减	本项目仅管线施工期临时占用永久基本农田，环评要求土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年。项目施工期、运行期采取环评提出的一系列	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。县级自然资源主管部门要切实履行职责，对在临时用地上修建永久性建（构）筑物或其他造成无法恢复原种植条件的行为依法进行处理；市级自然资源主管部门负责临时用地使用情况的监督管理，通过日常检查、年度卫片执法检查等，及时发现并纠正临时用地中存在的问题。	污染治理措施及生态保护措施，对区域生态环境影响较小。	
15	《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》	规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。 1.管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。 …… 6.必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。 7.地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）	本项目为油田开采项目，属于已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采。本项目永久占地、临时占地均不占用生态红线，项目施工期、运行期采取环评提出的一系列污染防治措施及生态保护措施，对区域生态环境影响较小。	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。 …… 10.法律法规规定允许的其他人为活动。 开展上述活动时禁止新增填海造地和新增围海。上述活动涉及利用无居民海岛的，原则上仅允许按照相关规定对海岛自然岸线、表面积、岛体、植被改变轻微的低影响利用方式。		
16	《陕西省自然资源厅陕西省生态环境厅陕西省林业局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》	加强有限人为活动管理： 1.有限人为活动不涉及新增建设用地审批的，应严格控制活动强度和规模，避免对生态功能造成破坏。其中，无具体建设活动的，由相关部门按规定做好管理；有具体建设活动的，由建设活动所在地县级政府组织自然资源、生态环境、林业等主管部门进行审查，对符合要求的，形成认定意见，明确建设活动符合生态保护红线内允许有限人为活动要求，作为有关部门做好建设活动管理的依据和办理有关手续的要件。原住居民和其他合法权益主体在不扩大现有建设用地范围和规模前提下修筑生活设施的，可免予审查。 2.有限人为活动涉及新增建设用地审批的，在建设项目用地预审时，由建设项目所在地市、县级政府逐级组织自然资源、生态环境、林业等主管部门开展论证。符合要求的，由市、县分别提出初步认定意见，并明确“建设活动符合生态保护红线内允许有限人为活动要求”初步认定意见纳入预审材料中，同时逐级向省政府提出出具认定意见的申请。申请材料包括：①请示文件；②市、县级政府出具的符合允许有限人为活动的初步认定意见；③市、县级政府组织的专家论证有关材料。包括论证报告、专家意见等；④法律法规规定的其他材料。省自然资源厅按照省政府批办意见组织开展审查，并根据实际情况征求省生态环境厅、省林业局以及其他省级相关部门意见。符合要求的，报请省政府出具认定意见，明确“建设活动符合生态保护红线内允许有限人为活动要求”。省政府的认定意见在报批农用地转用和土地征收时，作为要件纳入用地报批材料中。 加强临时用地管理： 生态保护红线内允许有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，按照自然	本项目为油田开采项目，属于“通知”中允许的有限人为活动，本项目永久占地、临时占地均不占用生态红线。施工期和运行期严格落实环评提出的各项生态环境保护措施，减缓对生态环境的影响。	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		资源部关于规范临时用地管理的有关要求，参照临时占用永久基本农田规定依法办理。在不修建永久性建（构）筑物，能恢复植被和生态功能前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地，建设期间采取有效措施减缓对生态环境的影响，使用结束后严格落实恢复责任。		

1.2.5.2 与其他相关通知、规范、技术政策符合性

1、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

为了合理开发石油天然气资源，防止环境污染和生态破坏，加强环境风险防范，促进石油天然气开采业技术进步，2012 年环保部颁布了《石油天然气开采业污染防治技术政策》，根据对比分析，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。具体分析情况见表 1.2-12。

表 1.2-12 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

序号	政策要求	本项目情况项目	符合性
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要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期钻井废水综合回用率≥90%，运行期生产废水经处理后回注；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%； ②建设单位已经建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。	符合
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油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。	符合
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证，本评价要求建设单位严格执行环评文件“第 6 章节及第 8 章节”提出的各项环保措施及生态防护与恢复措施。	符合
二、清洁生产			
4	油田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	建设单位对油田的开采进行了总体规划，制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少了占地和油气损	符合

序号	政策要求	本项目情况项目	符合性
		失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	
5	油田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油田化学剂，鼓励使用无毒油田化学剂。	本项目在钻井过程中使用无毒无害的钻井液，不含放射性和重金属材料，属于无毒化学试剂。	符合
6	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目拟采用可回收钻井液体系，钻井液循环率可达到 95%以上，钻井过程产生的废水通过配置泥浆循环利用。	符合
7	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目采用可回收无毒的压裂液体系，钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，少量压裂返排液经措施返排液处理站处理后回注，不外排。	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目油气集输采取密闭集输，管输率为 100%，最大限度地减少了烃类气体的排放。	符合
三、生态保护			
9	油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。	本项目以丛式井组居多，并采用水平井、直立井等钻井技术，减少了污染物的产生和占地。	符合
10	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建设单位已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本项目采用标准化井场设计，有较好的污染防治作用； ③本次评价要求建设单位设置地下水跟踪监测井，对井区的地下水进行日常监测，防止对地下水造成污染。	符合
四、污染治理			
11	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，未回注的油田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	钻井废水用于新钻井的泥浆配制，循环利用，钻井结束后拉运至废水处理站处理后回注不外排；管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注；施工废水经临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。	符合
五、鼓励研发的新技术			
12	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目产生的废弃钻井液及井下作业废液拟采取相应的资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范			
13	油田企业应制定环境保护管理规定，建	长庆油田分公司第三采油厂已建立	符合

序号	政策要求	本项目情况项目	符合性
	立并运行健康、安全与环境管理体系。	了完善的环境管理体系。	
14	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。	建设单位加强井场监控、集输管线巡线，定期用检测仪器对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，定期检查截断阀、安全阀等管道安全防护系统，使管道在超压时能够得到安全处理，进一步防止油气泄漏污染地下水。	符合
15	油田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训后上岗。	符合
16	油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。	符合

2、与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》相符性分析

表 1.2-13　与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》相符性分析

序号	条例内容	本项目情况	符合性
1	天然气开发单位应当建立健全企业生态环境保护责任制，采用先进技术、工艺和设备，防止、减少环境污染和生态破坏，对所造成的生态环境损害，依法承担治理修复和生态环境损害赔偿责任。天然气开发单位应当依法缴纳环境保护税、资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。	建设单位已建立健全企业生态环境保护责任制，项目采用的技术、设备均为行业先进水平，并依法缴纳环境保护税、资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。	符合
2	禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本工程不涉及居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	符合
3	实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。禁 止采用国家和本省明令淘汰的落后技术、工艺和设备进行煤炭、石油、天然气开发。按照绿色矿山标准进行建设、开采，建立健全清洁文明井场(矿井)管理制度，作业现场应当符合清洁生产、安全生产和环境保护要求。	项目采用的技术、设备均为国内先进水平，建设单位将实行清洁生产，按照绿色矿山标准进行建设、开采，建设清洁文明井场。	符合
4	天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻	项目钻井过程中产生的钻井废	符合

序号	条例内容	本项目情况	符合性
	井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。	水暂存于移动式废水罐中用于新钻井的泥浆配制，循环利用，钻井结束后拉运至废水处理站处理后回注不外排；开采过程中产生的压裂液返排液处理后回用，少量返排液送措施返排液处理站处理，达标后全部回注。	
5	石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。	项目废钻井泥浆、岩屑配备收集设施，进行不落地收集，在井下作业完成后，由专用运输车辆统一转移至有资质单位处置。	符合
6	天然油井选点测试放喷，应当综合考虑气候、风向、安全等因素合理选点，远离居民区和建筑物，排出的气体应当点燃焚烧。	建设单位严格按照要求进行油井选点测试，排出的气体燃焚烧项目废气均达标排放。	符合
7	天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物收集、运输、处置，必须符合国家有关规定；不具备处置条件的，应当交有资质的单位处置。	项目危险废物收集后暂存于临时储存点，最终交由有资质单位处置。	符合
8	煤炭、石油、天然气开发单位应当开展突发环境事件风险评估，确定风险等级；制定突发环境事件应急预案，按照规定报县级生态环境、应急管理行政主管部 门备案；完善突发环境事件风险防控措施，开展环境安全隐患排查治理工作，建立隐患排查治理档案；定期开展应急培训和应急演练，储备必要的环境应急装备和物资，并保证应急所用的设施、设备正常使用。	评价要求第三采油厂将本项目纳入现有应急预案体系中，按要求修编突发环境事件应急预案，并报主管部门备案。	符合

3、与清洁文明井场建设相符性分析

本项目与《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31 号）相符性分析见表 1.2-14。

表 1.2-14 清洁文明井场建设相符性分析

序号	项目	相关要求（摘要）	本项目情况	相符性
1	钻探井场	钻井作业必须采取防止污油外泄和渗漏等有效措施。	钻井作业时，作业场地采取防渗措施，符合标准要求。	符合
		钻井作业的泥浆池和泥浆槽必须采取防渗漏、防外溢的措施。泥浆上清液循环使用或处理达标后同层回注。钻井泥浆应当交由有资质单位处置，岩屑及其他废弃物进行无害化处理。	泥浆池和泥浆槽采取防渗漏、防外溢的措施，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，钻井岩屑经振动筛和离心机分离后，一般钻井岩屑暂存于岩屑收集罐中，完井后送专业公司处理处置；含油钻井岩屑暂存于含油污泥暂存点，定期交由有资质单位合理处置。	符合

序号	项目	相关要求（摘要）	本项目情况	相符性
2	生产井场	井场四至界限明确，场内无污染物和废弃物，生态环境得到改善；修井或其他作业应采取污染防治措施，产生的污染物应集中处理。	井场设置围栏，数字化开采，场内无污染物，符合标准要求。	符合
3	生态环境修复	井场的道路两侧和围墙内外宜绿化区域应实现林草覆盖，有效覆盖面积不低于 98%。	制定生态修复方案，进行植被恢复，符合标准要求。	符合
		修路和开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。		符合
4	清洁文明井场管理	井场应做到清洁卫生，无跑、冒、滴、漏现象，场外无垃圾，杜绝污染物乱堆乱放。	全部采用数字化井场，无人值守，密闭集输，符合标准要求。	符合
		按照环境事故应急预案，要对井场操作人员进行应急培训，并储备相应抢险应急物资。	编制应急预案，定期进行应急演练，符合标准要求。	符合

4、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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析见表 1.2-15。

表 1.2-15 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

序号	相关要求（摘要）	本项目情况	符合性
1	（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。	2025 年产建工程以区块为单位进行评价，评价内容包括新建采油井、注水井、管线等配套工程及站场改造工程。报告将施工期、运行期大气、地下水、生态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
2	（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求	本项目回注用水为处理后的油田采出水和措施返排液。报告对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。制定了运行期地下水监测计划。 油田开发过程中需要向油层注水	符合

序号	相关要求（摘要）	本项目情况	符合性
	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。	以驱替原油。因此，本项目中利用达标油田采出水和压裂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《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349—2023），本项目回注层为含油层，作为工艺用水回注执行碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5239—2022）。 项目中采出水回注井建设严格按照《常规修井作业规程 第 3 部分油气井压井、替喷、诱喷》（SYT 5587.3-2013）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、泵压变化情况，定期对回注井进行一次巡检。报告中明确了钻井液和压裂液的主要成分，钻井过程中选取无毒无害水基钻井液体系，钻井液、压裂液不含高毒性、持久性、蓄积性等化学物质，均属于无毒或可生物降解物质，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。	
3	（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本项目钻井过程采用水基泥浆，符合管理要求。第三采油厂自建有危废暂存点，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其环境影响，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。	符合

序号	相关要求（摘要）	本项目情况	符合性
4	（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。	本项目新扩井场均采用管道油气集输，可有效减少伴生气的挥发。本项目伴生气依托现有伴生气回收系统进行回收，并加强环境管理，确保各项污染物达标排放，对空气环境影响较小。	符合
5	（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。	项目井场采用丛式井方式部署，从设计上减少工程占地。施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。钻井过程中施工使用网电。工程选址选线远离居民集中区，施工过程采用低噪设备，可有效避免噪声影响。	符合
6	（十二）陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	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
7	（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。	本项目不新建储油设施，项目制定了运行期地下水跟踪监测计划。	符合
8	（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。……	第三采油厂制定采油厂、作业区、站场相应级别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

5、与《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》相符性分析

项目与《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发〔2020〕34 号）的符合性分析见表 1.2-16。

表 1.2-16　与《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》符合性分析

序号	政策要求	本项目情况	符合性
1	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调。	本项目与生态环境保护相关法律法规和政策、“三线一单”、环境功能区划、生态环境保护规划等都进行了符合性分析	符合
2	项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发。	项目在已建油区内建设。场站选址不涉及居民区、重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等环境敏感区。	符合
3	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）。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。	本次评价以靖边盘古梁作业区、五一区、五二区、定边油一区四个作业区为单位开展环境影响评价，且编写现有工程概况章节，对现有工程环境影响进行了回顾性评价。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目产生的废弃钻井泥浆岩屑经收集后送指定的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。	符合
5	对挥发性有机物无组织排放进行有效管控。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目生产采用密闭集输工艺，减少无组织挥发性有机物的排放。	符合
6	油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测。	本次评价已提出跟踪监测要求。	符合
7	污染物排放总量应满足国家和地方的总量控制指标要求，有明确的总量来源。	项目不新增加热炉，项目井场采用密闭管道集输系统，降低非甲烷总烃的排放；项目采出水经处理后全部回用，项目污染物排放总量较小，能够满足国家和地方的总量控制指标要求。	符合
8	选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染。	项目选用低噪声设备，并采取基础减振措施。	符合
9	提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施。	本次评价要求建设单位将本项目纳入现有突发环境应急预案体系，按要求修编突发环境事件应急预案，并报主管部门备案。	符合
10	开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求。	本项目按《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开和公众参与。	符合

6、与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》符合性分析

项目与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（国家能源局 SY/T 7298-2016）的符合性分析见表 1.2-17。

表 1.2-17 项目与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》符合性分析

政策要求			本项目情况	相符性
四、污染控制要求	一般要求	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目钻井过程中采用移动式泥浆罐，钻井结束后，废弃泥浆经压滤后与岩屑一并拉运至集中处置场处置；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%。	符合
		钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	油区采用水基泥浆，废弃泥浆、岩屑一并拉运至集中处置场处置。	符合
		对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。对油基钻井液体系钻井废物应采用萃取、脱附等方法实施钻井液或油的回收，优先考虑钻井液的回收。	本项目使用水基泥浆，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，泥浆的重复利用率可达 95%。	符合
		钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。	钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设防渗布进行地面防渗，井场内不开挖泥浆池，废弃泥浆和岩屑采用移动式泥浆罐。	符合
		钻井废物处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声应符合国家和地方相关排放标准的要求，产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。	本项目施工期噪声、扬尘采取相应措施后对敏感点影响较小；废弃钻井废水、泥浆循环利用，施工结束后，废水拉运至措施返排液处理站处理后回注油层，废弃泥浆、岩屑集中处置，符合相关规定要求。	符合
	收集和贮存及运输	对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	本项目采取了泥浆不落地工艺。	符合
		I 类和II类一般钻井废物的贮存应分别符合 GB18599 中对 I 类和II类一般工业固体废物的污染控制规定。	本项目废弃泥浆采取移动式泥浆罐，可以利用的部分循环利用，无法利用的泥浆压滤后与岩屑一并拉运至集中处置场。	符合
		危险钻井废物的贮存应符合 GB18597 和 HJ2025 的要求，回收废矿物油还应符合 HJ607 的规定。	钻井过程中地面敷设防渗布，落地油 100%回收；设置废润滑油收集桶，定期交有资质单位回收处理后再利用。	符合
		钻井废物在实施最终处置前的临时贮存时间不应超过 12 个月。	废弃钻井泥浆不在站内贮存。	符合

7、与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表 1.2-18。

表 1.2-18　项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

政策要求			本项目	相符性
矿区环境	矿区容貌	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。新建站场规划布局合理，站场平面布置符合 GB 50187 规定，站内生产区和办公区分隔，设独立生活保障设施。	符合
		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
		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
		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 GB 14161、SY 6355 的规定。	符合
	矿区绿化	因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。	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。绿化植物选择当地常规物种.	符合
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。	本项目采用勘探、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。项目开采工艺采用清洁生产工艺。	符合
		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。	井场采用水平井、丛式井、多分支井等定向钻井方式；站场采用标准化、橇装化设计；增压点与井场合建设计；油气水管线采用同沟敷设工艺，降低了工程总占地面积。	符合
		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
		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《常规修井作业规程第 3 部分：油气井压井、替喷、诱喷》（SY/T 5587.3-2013）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	符合

政策要求			本项目	相符性
			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，定期对回注井进行巡检。	
	绿色开发	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。	环评要求建设单位适时进行工艺技术革新改造。	符合
	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	本项目属于超低渗透资源开发，采收率达到 SY/T 5367 标准中确定的采收率最低指标要求。	符合
	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
		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，积极配合属地政府生态环境主管部门的工作。	符合
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，伴生气综合利用率为 94.88%。	符合
	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
		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
		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
		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
节能减排	污物减排	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
		矿区 COD（化学需氧量）、氨氮化合物、二氧化碳、二氧化硫和氮氧化合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	项目不涉及 COD、氨氮总量控制指标，SO_2 和 NO_x 排放总量满足总量指标要求。	符合

政策要求			本项目	相符性
		达的总量限值。		
科技创新与信息化		结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理。建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理。利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	建设单位已建立监控平台；场站区设置监控系统，进行系统化实时监控管理；建设单位利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田相关信息化管理。符合规范内容。	符合

8、与压裂返排液相关政策符合性分析

项目与《油气田压裂返排液处理技术规范》（DB 61/T 1583-2022）符合性分析见表 1.2-19，与《压裂返排液 回配压裂液用水水质要求》（DB 61/T 1248-2019）符合性分析见表 1.2-20。

表 1.2-19 项目与《油气田压裂返排液处理技术规范》符合性分析

政策要求		本项目	相符性
1	5.1 压裂返排液应采用专用储存罐收集和贮存。 5.2 储存罐应不渗漏，宜设防雨措施。 5.3 储存罐内贮存量不应超过其容积的 80%。 5.4 压裂返排液应实时收集、实现不落地贮存。	本项目井场压裂返排液采用密闭储存罐不落地收集后采用密闭罐车外运至措施返排液处理站处理。	符合
2	6.1 压裂返排液运输方式应根据压裂返排液量、水质和区域地质条件综合分析后确定，可采用罐车运输或管道输送。具体要求按照 NB/T 14002.3 的规定执行。 6.2 采用罐车运输时，罐车应按照 GB18564.1 的规定执行。 6.3 采用管道输送应按照 NB/T 14002.3 的规定执行。 6.4 压裂返排液装卸时应做好泄漏或洒落的防护措施。		符合
3	7.1 压裂施工结束后，压裂返排液宜采用撬装化、模块化的设备在井场进行实时处理。无法实现井场实时处理的，应设置储存罐实时收集并及时转运至具有资质的处理厂处理处置。 7.2 处理后的压裂返排液应优先配制压裂液或钻井液。配制压裂液技术指标应按照 SY/T 7627 的规定执行。配制钻井液技术指标应按照 SY/T 7377 的规定执行。 7.3 无法循环利用配制压裂液或钻井液的压裂返排液，宜采用回注地层的方式处置。不具备注入条件的压裂返排液应运输至具有资质的污水处理厂处理。 7.4 压裂返排液应根据返排液的种类和性质选用处理方式。 7.4.1 对于滑溜水压裂液和清洁压裂液的返排液宜采用自然沉降、絮凝沉淀、过滤等工艺处理。 a)自然沉降宜采用沉降罐处理，沉降罐应设排泥设施。	本项目压裂返排液在井场采用密闭罐收集后由罐车运送至措施返排液处理站处理后的废水回注油层。 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）于 2023 年 5 月 4 日执行，根据建设单位提供的压裂后的储层空气渗透率可知，本项目废水水质需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）水质	符合

政策要求		本项目	相符性
	b)絮凝沉淀宜采用机械絮凝，絮凝沉淀罐宜设置排泥及冲洗设施。 c)过滤宜采用机械过滤，滤料应具有足够的机械强度和耐腐蚀性能。 7.4.2 对于植物胶压裂液返排液宜采用絮凝沉淀、高级氧化。精细过滤等工艺处理。 a）絮凝沉淀可采用机械絮凝、电絮凝、磁絮凝等方法。 b)高级氧化宜采用芬顿试剂氧化法或臭氧催化氧化法。 c）精细过滤前应设置预处理，工艺宜选择沉降、气浮或粗滤。精细过滤工艺应按照 SY/T 7020 的规定执行。 7.5 压裂返排液处理后满足的水质指标，应根据回用途径确定。 a）处理后用于配制压裂液的水质指标，应按照 DB 61/T 1248 的规定执行。 b）处理后用于配制钻井液的水质指标，应按照 SY/T 7377 的规定执行。 c）处理后用于回注的水质指标，应按照 SY/T 5329 的规定执行。 7.6 压裂返排液处理过程中产生的一般固体废弃物的现场管理应按照 GB 18599 的规定执行，含油废物的现场管理应按照 GB 18597 及 HJ 2025 的规定执行。	标准分级中Ⅴ级水质标准。 根据现有工程采出水排口监测结果，废水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）水质标准分级中V级水质标准，评价要求建设单位定期对废水进行监测，一旦出现超标现象，及时改进工艺，确保回注水水质满足相应标准。 处理过程产生的废滤料和含油污泥交有资质单位合理处置。	

表 1.2-20　项目与《压裂返排液回配压裂液用水水质要求》符合性分析

<table>
<tr><th colspan="3">政策要求</th><th>本项目</th><th>相符性</th></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">3.1 基本要求：地层温度下，回配水与地层水混合 72h 后不产生沉淀。
3.2 滑溜水配制用水水质要求：水质指标应符合 NB/T 14002.3 的规定。
3.3 清洁压裂液配制用水水质要求：用水水质对矿化度、离子含量、细菌总数无限值要求，悬浮物固体含量应符合 NB/T 14002.3 的规定。
3.4 植物胶压裂液配制用水水质要求：采用硼砂或有机硼交联时，水质指标应符合表 1 的规定。
表 1　植物胶压裂液配制用水水质控制指标
<table>
<tr><th rowspan="2">序号</th><th rowspan="2">项目</th><th colspan="2">控制指标</th></tr>
<tr><th>硼砂交联剂</th><th>有机硼交联剂</th></tr>
<tr><td>1</td><td>总矿化度 mg/L</td><td>≤20000</td><td>≤50000</td></tr>
<tr><td>2</td><td>钙离子(Ca^{2+}) mg/L</td><td>≤100</td><td>≤500</td></tr>
<tr><td>3</td><td>镁离子(Mg^{2+}) mg/L</td><td>≤75</td><td>≤300</td></tr>
<tr><td>4</td><td>总铁(ΣFe) mg/L</td><td>≤10</td><td>≤15</td></tr>
<tr><td>5</td><td>铝离子(Al^{3+}) mg/L</td><td>≤10</td><td>≤15</td></tr>
<tr><td>6</td><td>硼酸根(HBO^{2-}) mg/L</td><td>≤5</td><td>≤5</td></tr>
<tr><td>7</td><td>硫酸根(SO^{4-}) mg/L</td><td>≤100</td><td>/</td></tr>
<tr><td>8</td><td>pH</td><td colspan="2">6.5~9.0</td></tr>
<tr><td>9</td><td>硫酸盐还原菌(SRB) 个/mL</td><td colspan="2">≤25</td></tr>
<tr><td>10</td><td>铁细菌(IB) 个/mL</td><td colspan="2">≤100</td></tr>
</table></td><td>本项目采用可回收无毒的压裂液体系，本项目压裂返排液在井场采用密闭罐收集后由罐车运送至措施返排液处理站处理后的废水回注油层，不涉及压裂返排液回配压裂液用水的情况。</td><td>符合</td></tr>
</table>

政策要求				本项目	相符性
	11	腐生菌(TGB) 个/mL	≤100		
	12	悬浮固体含量	≤50		
2	4.1 样品采集与保存：按照 SY/T 5523 的规定执行。 4.2 总矿化度：按照 SY/T 5523 的规定执行。 4.3 离子分析：钙离子、镁离子、铝离子、硼酸根、硫酸根离子按照 SY/T 5523 的规定执行。 4.4 总铁：按照 SY/T 5329 的规定执行。 4.5pH：按照 SY/T 5523 的规定执行。 4.6 硫酸盐还原菌(SRB)、铁细菌(IB)、腐生菌(TGB)含量：按照 SY/T 5329 的规定执行。 4.7 悬浮固体含量：按照 SY/T 5329 的规定执行。				符合

9、与《国家级公益林管理办法》符合性分析

本项目部分井场占用靖边县、志丹县二级公益林，管线施工期临时占用靖边县、定边县、志丹县二级公益林，井场占用面积 1.9183hm^2，施工临时占用面积 1.9773hm^2。项目与《国家级公益林管理办法》符合性分析见表 1.2-21。

表 1.2-21 与《国家级公益林管理办法》符合性分析

政策	保护要求	本项目情况	符合性
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）	第九条 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。 经审核审批同意使用的国家级公益林地，可按照本办法第十八条、第十九条的规定实行占补平衡，并按本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部。	本项目为油田开采项目，部分井场占用二级公益林，管线施工期临时占用二级公益林，本次评价要求占用二级国家公益林的相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）、《建设项目使用林地审核审批管	符合
	第十三条 二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 国有二级国家级公益林除执行前款规定外，需要开展抚育和更新采伐或者非木质资源培育利用的，还应当符合森林经营方案的规划，并编制采伐或非木质资源培育利用作业设计，经县级以上林业主管部门依法批准后实施。		符合
	第十五条 对国家级公益林实行“总量控制、区域稳定、动态管理、增减平衡”的管理机制。		符合
	第十八条 除补进国家退耕还林工程中退耕地上营造的符合国家级公益林区划范围和标准的防护林和特种用途林外，在本省行政区域内，可以按照增减平衡的原则补进国家级公益林。补进的国家级公益林应当符合《国家级公益林区划界定办法》规定的区划范围和标准，应当属于对国家整体生态安全和生物多样性保护起关键作用		符合

政策	保护要求	本项目情况	符合性
	的森林，特别是国家退耕还林工程中退耕地上营造的符合国家级公益林区划范围和标准的防护林和特种用途林。	理规范》（林资规〔2021〕5号）等相关要求。	
	第十九条 国家级公益林的调出和补进，由林权权利人征得林地所有权所属村民委员会同意后，向县级林业主管部门提出申请。县级林业主管部门对调出补进申请进行审核，并组织对调出国家级公益林开展生态影响评价，提供生态影响评价报告。县级林业主管部门审核材料和结果报经县级人民政府同意后，按程序上报省级林业主管部门。 上述调出、补进情况，应当由县级林业主管部门按照公示程序和要求在国家级公益林所在地进行公示。 按照管辖范围，省级林业主管部门会同财政部门负责对上报的调出、补进情况进行查验和审核，报经省级人民政府同意后，以正式文件进行批复。其中单次调出或者补进国家级公益林超过1万亩的，由省级林业主管部门会同财政部门在报经省级人民政府同意后，报国家林业局和财政部审定，并抄送财政部驻当地财政监察专员办事处（以下简称专员办）。 上述补进、调出结果，由省级林业主管部门会同财政部门按照本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部，抄送当地专员办。		符合
	第二十三条 省级林业主管部门应当组织开展国家级公益林资源变化情况年度监测和生态状况定期定点监测评价，并依法向社会发布监则、评价结果。 省级林业主管部门会同财政部门于每年3月15日前向国家林业局和财政部报告上年度国家级公益林资源变化情况，提交涵盖国家级公益林林地使用、调出补进等方面内容的资源变化情况报告、资源变化情况汇总统计表，以及调出、补进和更新后的国家级公益林基础信息数据库。上述报告和统计表同时抄送当地专员办。		符合

10、与防沙治沙相关政策、法规的相符性分析

本项目与防沙治沙相关政策、法规的相符性分析见表 1.2-22。

表 1.2-22 与防沙治沙相关政策、法规的相符性分析

序号	政策法规	要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国防沙治沙法》	在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。	本次评价提出了对土地沙化的影响及防沙治沙措施。	符合
		在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。	根据陕西省防沙治沙规划（2021-2030年），本项目不在沙化土地封禁保护区范围内。	符合
		使用已经沙化的国有土地的使用权人和农民集体所有土地的承包经营权人，必须采取治理	本项目为油田滚动开发项目，主要涉及定	符合

		措施，改善土地质量；确实无能力完成治理任务的，可以委托他人治理或者与他人合作治理。委托或者合作治理的，应当签订协议，明确各方的权利和义务。	边县、靖边县南部、志丹县北部山区，根据陕西省实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法，定边县南部属于陕西省沙化土地范围，第三采油厂对该区域采取了一定治理措施，可改善该区域土地质量。	
		不具有土地所有权或者使用权的单位和个人从事营利性治沙活动的，应当先与土地所有权人或者使用权人签订协议，依法取得土地使用权。	长庆油田分公司第三采油厂正在自然资源部门办理相关临时用地手续。	符合
2	《陕西省防沙治沙规划(2021-2030年)》	第三章 总体思路 二、基本原则 （一）保护优先，科学修复 .....对于矿产资源开采区严格落实“谁开发、谁治理，谁破坏、谁修复”治理责任，恢复和改善矿区生态环境。 （二）因地制宜，分区施策 遵循生态系统内在规律和主体功能定位，分区分类对沙化土地实行依法保护、综合治理和合理利用。科学谋划防沙治沙布局，突出问题导向和方法路径，区域防治与重点防治相结合，因地制宜，分区施策，分步实施，分类修复。 （三）依法防治，系统治理 严格执行防沙治沙法等相关法律法规，保护沙区生态环境，巩固治理成果。坚持系统化治理理念，治沙、治水、保土全要素协调和管理，促进生态系统质量整体改善。坚持以水定绿、以水定林、宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，乔灌草相结合，构建健康稳定的防沙固沙生态屏障。	本项目为油田开采项目，长庆油田分公司第三采油厂负责落实油田开采区生态环境治理责任，恢复和改善矿区生态环境。项目施工期、运行期采取环评提出的一系列污染治理措施及生态保护措施，对区域生态环境影响较小。	符合
		第四章 总体布局与建设重点 一、总体布局 .....本规划范围涉及榆林市榆阳区、横山区、神木市、府谷县、定边县、靖边县、佳县和延安市吴起县、渭南市大荔县，共3市9县(市、区)149个乡镇，规划总面积3677308.89公顷。..... （二）风沙盐碱滩地治理区 本区地处长城沿线毛乌素沙地治理区西南部，范围包括定边、靖边2县12个乡镇，总面积349077.42公顷，占规划区面积的9.49%，其中沙化土地面积170658.68公顷。是陕西省沙区盐渍化集中区域。本区以沙地为主，常年干旱、	本项目位于榆林市靖边县、定边县和延安市志丹县、吴起县，定边油区属于风沙盐碱滩地治理区、白于山区荒漠土地治理区。项目施工期、运行期采取环评提出的一系列污染治理措施及生态保护措施，对区域生态环境影响较小。	符合

		多风，年降水量少，蒸发量大，地下水位较高，土壤盐碱度高，主要分布稀疏天然草地和少量灌木，植被退化严重，裸露土地面积大，是我省植被重建难点。 主要问题：土地沙化、盐渍化较严重，土地生产力水平低，人为活动频繁，地下水超采严重。早期营造的防护林退化严重，乔灌植被稀疏，草地退化低质化，植被盖度整体偏低，防护功能衰退。 主攻方向：防治土地沙化和盐渍化，提升土地生产力。加强林草地管理，加大耐盐碱、耐干旱、耐瘠薄、抗风沙乔灌树种造林力度，加强退化林修复改造，修复改良退化草地，构建布局合理、结构完善、乔灌草相结合的防护林体系。 具体措施：深入开展退化林修复改造和退化草地修复改良，加大退化草地和盐碱滩地科学治理力度，重点栽植耐盐和泌盐植物，拓宽耐盐植物品种引种试验推广，积极引用推广盐碱地治理新成果和新技术。加强沙化土地开发利用监督管理，严格水资源管理，落实禁牧措施，全面推行舍饲圈养，坚决防范野外放牧对沙区植被造成破坏；因地制宜，宜林则林，宜灌则灌、宜草则草，大力提升林草植被盖度。 （三）白于山荒漠土地治理区 本区地处长城沿线毛乌素沙地治理区西南，是荒漠化土地程度较重区域，也是陕西黄土高原北部海拔最高的地段。范围包括定边、靖边、横山、吴起 4 县(区)21 个乡镇。总面积 658824.12 公顷， 占规划区面积的 17.92%,其中沙化土地面积 60543.47 公顷。本区以山区为主，气候干燥、风大地广、植被稀少，水蚀、风蚀交替危害，水土流失、荒漠化程度高，土地退化严重。 主要问题：林草植被盖度低且结构不稳定，人为活动频繁，林牧矛盾突出，水资源短缺，水土流失严重，局部荒漠化程度加重趋势尚未得到遏制，成果巩固压力大。 主攻方向：保持水土和防治土地荒漠化。以小流域为治理单元，采取综合措施，有效治理水土流失。重点建设毛乌素沙地南缘沿线、道路沿线防风固沙林带，环矿区、乡镇、村庄景观防护林圈，在山区上中部建设水土保持片林，下部建设生态经济片林。 具体措施：开展国土绿化，统筹推进山水林田湖草沙系统治理。以工程造林为主，因地制		

		宜开展人工造林种草、封山育林育草、草原改良、退化林修复和小流域治理等措施，大力恢复林草植被。在条件适宜地段营造生态经济林，增加农民收入。严格林草地管理，全面实施封山禁牧，高质量重建白于山区生态系统。		
3	《榆林市防止二次沙化及国土绿化五年行动方案(2021-2025年)》	扎实开展生态保护修复，加大封山禁牧、自然保护地、森林草原防灭火、林草有害生物防治等建设力度。	根据校核，本项目不涉及定边县及靖边县沙化封禁保护区，项目区域位于黄土丘陵区，项目实施对土壤沙化影响小，同时评价也提出了项目在施工期严格做好井场、道路、管线临时占地的植被恢复，加强植被抚育等工程措施。严格控制施工区域面积，尽量减少临时占地的相关要求。退役期严格按照相关要求实施生态修复。	符合

11、与其他环保政策文件相符性分析

本项目与《中共陕西省委 陕西省人民政府关于印发《陕西省大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》的通知》（陕发〔2023〕4号）、《关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知》（陕环固管函〔2018〕384号）、《中共榆林市委 榆林市人民政府关于印发《榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》的通知》（榆发〔2023〕3号）、《中共榆林市委办公室 榆林市人民政府办公室关于印发《榆林市2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》的通知》（榆办字〔2025〕4号）、延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）、《榆林市油气开发压裂返排液处置管理规定》（榆政环发〔2023〕71号）、《关于进一步加强油气开采项目压裂废水环境管理的通知》（榆政环发〔2018〕74号）、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发〔2015〕170号）、《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市环发〔2022〕6号）、《延安市油气开发清洁井场建设标准》（延市环发〔2020〕28号）的符合性分析见表 1.2-23。

表 1.2-23 与其他环保政策文件的符合性分析

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
1	陕西省大气污染治理专	14.达标管理机制。陕北、陕南地区各设区市巩固并提升达标成效。	项目施工期、运行期均按设计及环评	符合

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	项行动方案（2023-2027年）		要求采取环保措施及生态保护措施。	
2	关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知	一、严格落实产废企业的主体责任 石油天然气开采单位自行利用处置污油泥的，其利用处置的设施、技术工艺应当符合包括《陕西省危险废物处置利用设施建设规划》（陕环办发〔2018〕22号）、环评、环保验收、达标排放、危险废物贮存、转移等环境保护要求；委托第三方利用处置的，污油泥产生单位应当对第三方利用处置污油泥的设施设备、技术工艺进行核实确认，不得将污油泥等危险废物交由不具备污油泥利用处置资质或者能力的单位利用处置。对于违反规定，造成环境污染的，污油泥产生单位和第三方共同承担环境污染治理责任。 按照国家有关规定制定危险废物管理的各项制度计划，依规向当地环保部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料，建设合格规范的污油泥贮存设施，完善危险废物日常管理台账等，达到国家危险废物规范化管理各项要求。	本项目施工期产生的落地油、运行期产生的油泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶委托有资质的单位处置；落地油100%回收。 本项目危废产生和储存建立了台账，危险废弃物的转运建有转运联单。	符合
		三、规范转移行为，严格执行转移联单制度 污油泥产生单位和利用处置单位拉运污油泥等危险废物的运输车辆须具备危险货物道路运输经营许可证，加装GPS定位系统，并与省固体废物信息系统联网，随时打印转移联单。污油泥利用处置企业应在各厂区人车通道、贮存设施、经营设施和污染物排放口等重点部位，安装视频监控、智能地磅、电子液位计等设备，其中视频监控须连续记录，24小时内不得中断，视频资料保存不得少于3年。集成视频、称重、贮存、工况和排放等数据实时传输至陕西省固体废物信息管理平台，实行污油泥产生、运输、贮存、处置全过程监控。	本项目危险废弃物的拉运采用专用车辆，加装GPS定位系统。	符合
3	榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）	5.强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》，强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》（DB61/1078-2017）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，做到工地周边围挡、物料裸土覆盖、土方开挖（拆迁）湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆封闭运输“六个百分之百"，地基开挖、桩基施	符合

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
			工、渣土运输等施工阶段，洒水、覆盖、冲洗等防尘措施持续进行。严格执行扬尘治理"红黄绿"监督 管理制度，视频监控、扬尘在线监测系统联网管理。	
4	榆林市2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案	扬尘整治精细化管控行动。严格落实企业主体责任和建筑工地扬尘管控“六个百分之百”措施，将防治扬尘污染费用纳入工程造价；成立联合检查专班，按月开展联合执法。并建立问题台账，对产生扬尘污染的工地按职责权属依法查处，对拒不改正的工地责令停工整治。	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，做到工地周边围挡、物料裸土覆盖、土方开挖（拆迁）湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆封闭运输“六个百分之百”，地基开挖、桩基施工、渣土运输等施工阶段，洒水、覆盖、冲洗等防尘措施持续进行。	符合
5	靖边县2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案、定边县2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案	扬尘整治精细化管控行动。严格落实企业主体责任和建筑工地扬尘管控“六个百分之百”措施，将防治扬尘污染费用纳入工程造价;成立联合检查专班，按月开展联合执法，并建立问题台账，对产生扬尘污染的工地按职责权属依法查处，对拒不改正的工地责令停工整治。		
6	延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）	扬尘治理工程。强力推进扬尘综合治理，施工场地严格执行“六个百分百”防护措施，建立工地扬尘监管体系，安装建筑工地扬尘在线监测系统和视频监控，与行业部门联网，常态化开展建筑工地扬尘治理专项督查，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限值（DB61/1078-2017）》的立即停工整改。	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。运渣车辆必须全部安装定位系统，杜绝超高装载、抛洒泄漏行为。	符合
7	榆林市油气开发压裂返排液处置管理规定	油气开发企业是油气开发压裂返排液污染防治的责任主体，要将压裂返排液处置纳入油气开发项目生态环境保护总体规划及突发环境事件应急预案，制定油气开发压裂返排液治理方案。	长庆油田分公司第三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进行了备案，应急预案内包含了压裂返排液处置内容。	符合
		油气开发企业要在油气开发项目环评阶段分析论证压裂返排液的主要成分、污染特性及产生情	环评对压裂返排液的成分、特性和产生	符合

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
		况，明确其环境管理要求及处理处置措施:项目建设阶段要落实项目环评“三同时”制度，规范处置压裂返排液。	情况、处置等进行了分析，项目严格执行“三同时”制度，压裂返排液处理后回注油层不外排。	
		压裂返排液处置应执行“就近就地”原则，鼓励油气开发单位自建压裂返排液集中处置设施，处理后中水优先自行回用于油气开发作业或油田同层回注	现有措施返排液处理站可满足就近原则，处理后的废水用于回注油层。	符合
		油气开发压裂返排液处置项目的中水用于油田同层回注的，油田回注单位应制定中水回注计划，计划要与回注区域油气开发总体规划及生产回注方案相符，明确回注水质、水量、压强及回注时限等相关指标，其中回注水水质需符合国家相关行业或者企业标准。	本次环评针对压裂返排液处理后的废水回注，在水平衡中进行了核算，将其纳入区域总体回注水中，明确了回注水的相关指标，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）于2023年5月4日执行，根据建设单位提供的压裂后的储层空气渗透率可知，本项目废水水质需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）水质标准分级中V级水质标准。 根据现有工程采出水排口监测结果，废水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）水质标准分级中V级水质标准，评价要求建设单位定期对废水进行监测，一旦出现超标现象，及时改进工艺，确保回注水水质	符合

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
			满足相应标准。	
		油田开发单位回注井要履行环评“三同时”制度，开展地下水环境监测，安装中水回注流量监控设施，严禁超范围、超能力、超期限运行。	本项目包含的回注井均纳入环评，环评要求区域定期开展地下水跟踪监测，注水井安装流量监控装置，严格按照注水井设计要求注水。	符合
		油气井场要在压裂及其它井下作业前配备废液地上收集罐，对压裂返排液及其它废液进行统一收集；未配备废液收集罐的井场不得开展相关作业。	本项目井场压裂返排液采用密闭储存罐不落地收集后采用密闭罐车外运至措施返排液处理站处理。	符合
		油气井下作业废液应由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至油气开发单位的压裂返排液集中处置设施或有能力的第三方单位进行处置，运输车辆安装 GPS 定位系统，转移过程执行电子联单制度。	本项目井下措施返排液委托专业机构采取罐车同一拉运至措施返排液处理站处理，车辆安装 GPS 定位系统，废水转移要求执行电子联单制度。	符合
		油气开发压裂返排液应统一纳入榆林市固体废物管理信息系统管理，油气开发单位、压裂返排液处置单位应制定年度管理计划，建立管理台帐，上传委托处置合同压裂返排液处置项目应建设物联网监管系统。	本项目所产生的压裂返排液全部收集进入措施返排液处理站处理，制定有管理台账，严格按照固废管理系统进行管理。	符合
		油气开发企业须在每年 1 月 31 日前，向当地生态环境部门进行年度钻井项目报备，报备内容包括新钻井作业井场的位置、井位数、开工时间及环评审批文件，还应提供废弃钻井泥浆、岩屑、井下措施返排液及其它危险废物的产生量、去向及处理处置方式等相关资料。	本次评价要求建设单位应严格执行文件规定，于每年 1 月 31 日前向当地生态环境主管部门报备年度钻井等文件规定的相关资料。	符合
8	关于进一步加强油气开采项目压裂废水环境管理的通知	严格按照环评“三同时”及油气开采废弃物集中处理方案要求，加快压裂废水处理处置设施监测，鼓励井场中水回用，对不能利用的全部同层回注，监理处理记录及回注台账。	本项目措施返排液均拉运至措施返排液处理站处理达标后回注油层用于水驱采油，措施返排液处理站对来水及回注均进行台账记	符合

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
			录。	
9	榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法	第五条 油（气）开发企业应提高清洁生产水平，改进油（气）开采工艺，减少钻井泥浆、压裂液中有害物质成分，降低废弃钻井泥浆及压裂废水的危险特性及产生量，提高资源循环利用率。	本产建项目采用清洁生产工艺，改进石油开采工艺，采用环境友好型钻井泥浆及压裂液，井场采用钻井泥浆循环系统，提高循环利用率。	符合
		第六条 油（气）开发企业是油（气）开采废弃物环境治理的责任主体，要按照“谁污染、谁治理，谁产生、谁负责”要求，制定油（气）开采废弃物治理方案，落实各项污染防治措施，确保油（气）开采废弃物规范处置。 第七条 油（气）开发企业要根据油（气）田产能建设规划，自行建设集中处置设施或委托有资质单位，对油（气）开采废弃物治理实施“分散收集，集中处置，循环利用”，降低油（气）开发活动对周边环境的污染和对资源的消耗。	本项目产生的危废分类收集、分类储存，交由资质的单位处置。	符合
		第九条 油（气）井场要在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，收集设施不得混合收集其它废弃物；未配备废弃钻井泥浆收集设施的井场不得钻井作业。	岩屑与废弃钻井泥浆排入移动式泥浆罐进行不落地收集。	符合
		第十条 油（气）井场要在压裂及其它井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其它废水进行统一收集；未配备废水收集罐的井场不得开展相关作业。	措施返排液全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理后回注油层。	符合
		第十一条 油（气）开发企业要在油（气）井建设过程中建立单井废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它措施返排液管理台帐，如实记录钻井泥浆及压裂液添加剂成分、用量及废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它措施返排液的产生量、循环利用量、去向及处理处置方式。	废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它措施返排液建立管理台帐。	符合
		第十二条 废弃钻井泥浆岩屑须在油（气）井完井后3天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油(气)开采废弃物集中处置场所处置；严禁废弃钻井泥浆岩屑井场处理、就地固化或随意抛洒、掩埋。	废弃钻井泥浆岩屑排入移动式泥浆罐进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的罐车统一运至集中处置场处置。	符合
		第十三条 油（气）井下措施返排液须在井下作业完成后3天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至油（气）开采废弃物集中处置场所处置；	井下措施返排液由防渗漏、防溢流的罐车送措施返排液	符合

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
		严禁井下措施返排液排入废弃钻井泥浆岩屑收集设施或随意排放。	处理站处理。	
		第十四条 废弃钻井泥浆岩屑和井下措施返排液转移前须向市级环保部门申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》，运输过程实施全程 GPS 定位及监控；严禁运输过程中随意掩埋、抛洒废弃钻井泥浆岩屑和井下措施返排液。	井下措施返排液由防渗漏、防溢流的罐车送措施返排液处理站处理。	符合
10	《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市环发〔2022〕6号）	油气开发项目（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，应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的生态环境保护和风险防范措施。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。	本项目为油田滚动开发项目，以区块为单位开展环评。环评过程中深入分析了项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的生态环境保护和风险防范措施。	符合
		落实施工环节环保要求。油气开发企业在钻井、固井、压裂、试油试气、修井等施工过程中应建立环境保护管理台账，如实登记开采过程中使用的各类化工原料的数量，以及产生含油废水废渣废弃物（泥浆岩屑、压裂返排液、采出水等）的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息做到全过程可追溯、可倒查。应当尽量减少施工用地、缩短工期、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。	本项目在施工过程中建立环境保护管理台账，施工过程中选择合理施工方式，落实相关管控要求和生态环境保护措施。	符合
11	《延安市油气开发清洁井场建设标准》（延市环发〔2020〕28 号）	油气开发企业应当依法持有排污许可证，并按照排污许可证的规定排放污染物。	本项目涉及的区块均具备排污许可证。	符合
		钻（探）井作业前须完成集中处置设施建设。钻（探）井、压裂、试油气作业产生的泥浆废液应当进行集中收集、处置，做到固液分离，分类收集、处置，综合利用。	废弃钻井泥浆、一般钻井岩屑集中收集交有处置能力的第三方代为处置。目前，钻井泥浆岩屑委托定边、靖边大兴公司拉运处置，含油废物委托靖边县鸿浩石油化工产品有限公司等有资质单位拉运处置。	符合
		钻（探）井作业须采取防止污油外泄和渗漏措施，产生的污油要及时回收，废弃污油泥须交有资质单位安全处置。		
		采油井场以采油区（队、站）为单元，在采油井场相对集中区域修建符合危废管理的污油泥暂存点，临时集中收集贮存采油井场产生的污油泥。	各作业区在井场集中区域修建有污油泥暂存点。	符合
		在井场内须建设容量满足要求的污油池或应急	井场内均建设污	符合

序号	政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
		池等防渗环保设施，及时收集井场作业产生的污染物，安全转运至污油泥暂存点集中贮存，交有资质单位处置。	油池，采用混凝土结构防渗，污油泥及时拉运至作业区污油泥暂存点，交有资质单位处置。	

1.2.6 项目选址、选线合理性分析

（1）井场选址合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中规定“油、气井井口距民宅不小于100m”，《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）中规定“油气井井口距高压线及其它永久性设施不小于75m；距民宅不小于100m；距铁路、高速公路不小于200m；距学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所不小于500m。”

根据现场调查，本项目井场周围500m范围内无学校、医院等密集性场所，井场周围环境保护目标主要为散户居民，满足要求，且井场选址不涉及水源保护区、文物保护区、自然保护区及重要湿地等特殊环境敏感目标。根据本项目位置与基本农田保护图斑、公益林分布情况、“三线一单”对比分析，本项目井场选址不占用基本农田，盘63-23、盘67-23、盘55-27扩、柳44-1、新351、顺92-05井场占用国家二级公益林，总占用面积为1.9183hm^2。

靖边油区地处黄土丘陵沟壑区，地形破碎化程度较高，基本农田分布范围较广且多呈破碎斑块状分布，新建井场选址过程中优先避让生态红线及基本农田，同时避让沟壑等难以施工的不利地形，少部分新建井场选址将不可避免地占用国家二级公益林。本项目扩建井场均在现有井场范围内建设，不新增永久占地，扩建井场选址不占用永久基本农田和国家二级公益林。

本次评价要求占用二级国家公益林的相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）、《建设项目使用林地审核审批管理规范》（林资规〔2021〕5号）等相关要求。同时，评价针对占用二级公益林的井场提出了“控制用地范围；对于二级公益林占地范围内的林木，尽可能进行移栽，减少损毁林木的数量；对于不能恢复原有功能的二级公益林，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复”等生态保护与恢复措施。

建设单位在井场选址阶段已按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）等相关要求对民宅、高压线、铁路、高速公路等其他永久性设施及学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所进行了避让。评价要求建设单位实际施工前应与相关部门对接，明确井口与永久性设施、人口密集性、高危性场所的实际距离，对不满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）等相关文件中距离要求的井场进行局部选址调整。

综上所述，本项目井场选址合理、可行。

（3）管线选线合理性分析

①管线临时占用国家二级公益林的合理性分析

本项目拟建管线均为配套现有井场的出油、注水、集气管线以及站场间的输油管线、供水干线，管线数量较多、跨度较大，管线沿线多为丘陵沟壑区。由于井场、站场位置均已确定，管线的起终点已确定，敷设过程尽量沿道路边敷设，在综合考虑施工难度及生态保护的前提下，建设单位在选线时已尽量避让，但由于部分道路宽度不满足施工作业带宽度要求，施工过程仍存在少数管线占用国家二级公益林的情况。

根据“三线一单”比对分析结果，本项目部分管线施工临时占地涉及国家二级公益林，占用面积为 1.9073hm^2。根据《国家级公益林管理办法》，评价要求建设单位严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。

②管线临时占用永久基本农田的合理性分析

由于井场、站场位置均已确定，管线的起终点已确定，敷设过程尽量沿道路边敷设，但由于田间素土道路宽度一般不超过 4m，若以 6m 施工带宽度分析基本农田占用情况，局部将不可避免少量占用。

根据本项目与基本农田保护图斑比对分析图，部分管线施工期需临时占用基本农田。因此评价要求在邻近基本农田段施工时，通过优化局部路由，采取人工开挖等施工作业方式，降低施工作业带宽度，尽量减少对基本农田的占用。确实难以避免占用的，临时占用基本农田不能超过两年，同时通过采取耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使临时用地范围内的耕地经复垦能恢复原种植条件，并按照《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护

工作的通知》《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》等相关要求办理临时占用基本农田相关手续。

本项目的管线选线时，在满足生产要求的前提下，项目的集输管线敷设，综合考虑了地形、地质因素以及风险事故等因素，避开可能塌方和被洪水冲浸的地段，并尽可能减少耕地的占用，管线均不在水源地保护区、文物保护区等特殊环境敏感目标保护范围内，对村庄等人群居住地和建筑物进行了避让，管线和村庄之间距离满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中管道与居民区的相关规定。

道路选址本着尽量利用现有路网，减少新建道路的原则，进行了选址选线；并优先避让饮用水水源保护区、文物保护区等特殊环境敏感目标保护范围内，以从危险源头降低运输带来的环境风险。

综上所述，本项目选址、选线合理。

1.3 关注的主要环境问题

本工程既有井场、站场的建设，又有管线和道路等线性工程的建设，管线和进站道路的影响以生态影响为主。据项目环境影响特征和当地环境状况，评价重点关注管线施工期对管线、道路沿线生态环境的影响及钻井过程的环境污染；运行期主要关注环境风险的影响，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，有针对性、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施及环境风险应急预案。本次评价重点包括以下几个方面：

（1）重视生态环境和环境风险影响，重点关注井场、站场、管线施工对生态环境的影响，采取的生态保护和恢复措施，防止对当地生态环境造成破坏。根据预测可能造成环境影响的范围和程度，提出针对性的生态保护措施及环境风险防范措施。

（2）重视地表水和地下水环境质量现状，重点关注生产废水、生活污水的产生量、处理工艺的可行性、可靠性，防止对地表水环境、地下水环境造成不利影响。

（3）重视土壤环境影响，重点关注废弃钻井泥浆、钻井岩屑、含油污泥等固体废物的暂存及最终处置方式的可靠性，防止对当地土壤造成污染。

（4）重视大气环境质量，重点关注开采、集输过程以及站场阀门、泵类、储罐呼吸等过程中产生的无组织有机废气排放量控制措施的可行性，减小对当地大气环境质量的影响。

1.4 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家产业政策，选址符合当地建设规划要求；项目工艺技术路线符合相关标准和设计规范的要求。在严格落实工程环评报告提出的各项环境影响减缓措施要求，同时强化环境管理，保障各项环保措施有效运行的前提下，项目可以实现达标排放，对环境的不利影响可控制在环境可接受的程度和范围内。从环保角度看，本项目建设可行。

第2章　　总则

2.1 编制依据

2.1.1 委托书

中国石油长庆油田分公司第三采油厂委托核工业二0三研究所承担本项目环境影响评价工作的委托书，2025年3月14日，见附件1。

2.1.2 国家相关法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法（修订）》，2015年1月1日起施行；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法（修订）》，2018年12月29日起施行；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法（修订）》，2018年10月26日起施行；

（4）《中华人民共和国水污染防治法（修订）》，2018年1月1日起施行；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日起施行；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（修订）》，2020年9月1日起施行；

（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）《中华人民共和国循环经济促进法》，2018年10月26日起施行；

（9）《中华人民共和国清洁生产促进法（修订本2022）》，2022年7月1日起施行；

（10）《中华人民共和国节约能源法（修订）》，2018年10月26日起施行；

（11）《中华人民共和国土地管理法（修订）》，2020年1月1日起施行；

（12）《中华人民共和国城乡规划法》，2019年4月23日起施行；

（13）《中华人民共和国水法（修订）》，2016年7月2月起施行；

（14）《中华人民共和国水土保持法（修订）》，2011年3月1日起施行；

（15）《中华人民共和国矿产资源法（修订）》，2009年8月27日起施行；

（16）《中华人民共和国野生动物保护法（修订）》，2023年5月1日起施行；

（17）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月1日起施行；

（18）《中华人民共和国安全生产法》，2021年9月1日起施行；

（19）《国家级公益林管理办法》，2017年5月8日起施行；

（20）《中华人民共和国湿地保护法》，2022年6月1日期施行；

（21）《中华人民共和国黄河保护法》，2023 年 4 月 1 日期施行。

2.1.3 行政法规

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号），2017 年 10 月 1 日；

（2）《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 10 月 7 日起施行；

（3）《中华人民共和国河道管理条例》，2018 年 3 月 19 日起施行；

（4）《土地复垦条例》，2011 年 3 月 5 日起施行；

（5）《地质灾害防治条例》，2004 年 3 月 1 日起施行；

（6）《地下水管理条例》（国令第 748 号），2021 年 12 月 1 日起施行；

（7）《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；

（8）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号；

（9）《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；

（10）《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；

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

（12）《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；

（13）《国务院关于印发“十四五”节能减排综合性工作方案的通知》，国发〔2021〕33 号。

2.1.4 部门规章

（1）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号；

（2）《国家危险废物名录（2025 年版）》，环境保护部令第 15 号；

（3）《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；

（4）《环境影响评价公众参与办法》，环境保护部令第 4 号；

（5）《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》，自然资规〔2019〕1 号。

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

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

（8）《关于进一步加强危险废物管理防范事故风险的紧急通知》，环办〔2009〕51号；

（9）《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第34号；

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

（11）《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；

（12）《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》，环办函〔2009〕1097号；

（13）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号）。

2.1.5 地方法规、政策、规范性文件

（1）《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（修订）》，2019年12月1日起施行；

（2）《陕西省大气污染防治条例（2019年修正）》，2019年11月6日发布；

（3）《陕西省地下水条例》，2024年3月24日修正；

（4）《陕西省固体废物污染环境防治条例（2021年修正）》，2021年12月28日修正；

（5）《陕西省饮用水水源保护条例》，2021年5月1日起施行；

（6）《陕西省水土保持条例》，2013年10月1日起施行；

（7）《陕西省矿产资源管理条例（2020年修正）》，2020年6月11日修正；

（8）《陕西省文物保护条例（2019年修正）》，2019年7月31日修正；

（9）《陕西省水功能区划》，陕政办发〔2004〕100号；

（10）《陕西省主体功能区规划》，陕政发〔2013〕15号；

（11）《陕西省生态功能区划》，陕政办发〔2004〕115号；

（12）《陕西省水土保持规划（2016~2030年）》，（陕水发〔2016〕35号）；

（13）《陕西省矿产资源规划（2021-2025年）》，2022年9月；

（14）《陕西省“十四五”生态环境保护规划》，（陕政办发〔2021〕25号）；

（15）《陕西省重要湿地名录》，（陕政发〔2008〕34号）；

（16）《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》，陕发改规划〔2018〕213号；

（17）《陕西省环境保护厅关于进一步规范油泥、泥浆等危险废物无害化处置工作的通知》，陕环函〔2010〕766号；

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

（19）《关于印发<陕北油田开采清洁文明井场验收标准>的通知》，陕环办发〔2016〕31号；

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

（21）《关于印发<陕西省危险废物转移电子联单管理办法（试行）的通知>》，陕环函〔2012〕777号；

（22）《关于进一步加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，陕环函〔2012〕764号；

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

（24）《关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11号）；

（25）《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）》，陕环办发〔2022〕76号；

（26）《中共陕西省委 陕西省人民政府关于印发《陕西省大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》的通知》，陕发〔2023〕4号；

（27）《中共榆林市委 榆林市人民政府关于印发《榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》的通知》，榆发〔2023〕3号；

（28）中共榆林市委办公室 榆林市人民政府办公室关于印发《榆林市2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》的通知》（榆办字〔2025〕4号）；

（29）中共靖边县委办公室 靖边县人民政府办公室关于印发《靖边县2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》的通知（靖办发〔2025〕9号）；

（30）《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》；

（31）《榆林市油气开发压裂返排液处置管理规定》，榆政环发〔2023〕71号；

（32）《关于进一步加强油气开采项目压裂废水环境管理的通知》，榆政环发〔2018〕74号；

（33）《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》，榆政环发〔2015〕170 号；

（34）《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市环发〔2022〕6 号）；

（35）《延安市油气开发清洁井场建设标准》（延市环发〔2020〕28 号）。

2.1.6 技术规范依据

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（11）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告 2017 年第 43 号）；

（12）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（13）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB 50433-2008）；

（14）《陆上钻井作业环境保护推荐做法》（SY/T 6629-2005）；

（15）《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T 6628-2005）；

（16）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）；

（17）《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（国家能源局 SY/T 7298-2016）；

（18）《油气田压裂返排液处理技术规范》（DB61/T1583-2022）；

（19）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气》（HJ612-2011）；

（20）《国家危险废物名录（2025 年版）》，部令第 15 号。

2.1.7 其他相关依据

（1）《关于下达 2025 年第一批业务发展投资计划的通知》（长油〔2025〕34 号），中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司，2025 年 2 月 25 日；

（2）《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》，长庆工程设计有限公司，2024 年 1 月；

（3）长庆油田分公司第三采油厂 2022~2024 年产能建设工程（榆林区域）环境现状检测报告；

（4）现有工程涉及的产建环评批复及竣工环保验收意见；

（5）建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.2 环境影响识别与评价因子筛选

2.2.1 环境影响识别

2.2.1.1 环境影响要素及影响程度识别

根据油田开发建设的性质、工程特点、阶段（包括钻井、开发建设、投产运行以及退役期等阶段）和所在区域的环境特征，识别油田建设方案实施可能对评价区域自然环境、生态环境、社会环境和生活质量等产生影响的因子，并确定各因子影响类型和影响程度，为筛选评价因子及评价重点提供依据。

本项目施工期主要活动包括：钻井作业和地面设施建设，如平整场地、管线敷设等，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

正常工况条件下，运行期对环境空气、声环境、水环境、生态环境以及生活质量等各环境要素的影响轻微，但持续的时间较长。

退役期原油产量明显下降，油井相继关闭，因此油田退役期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低，直至基本消失。退役期环境影响的主要表现为设施拆除、井场封井、地面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等。

本项目环境影响因素识别及筛选见表 2.2-1。

表 2.2-1　项目工程环境影响要素与影响程度识别表

环境要素 / 影响因素		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	土壤环境	水土保持	野生植物	野生动物	
施工期	原设备拆除	-1	/	/	-1	-2	-1	/	/	-1
	场地清理	-2	/	/	-1	/	-1	-2	-1	/
	钻井施工	-1	/	-1	-2	-2	-1	-1	-1	-1

	交通运输	-1	/	/	-1	/	/	-1	-1	/
	安装建设	-1	/	/	/	-1	/	/	/	/
	材料堆放	-1	/	/	/	-1	-1	-1	/	/
	管线施工	-1	-1	/	-2	-1	-1	-1	-1	/
运行期	采油作业	-1	/	-1	-1	-1	/	/	/	-1
	措施作业	-1	/	-1	-1	-1	/	/	/	/
	管线集输	/	/	/	/	-1	/	/	/	-2
	增压机组	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/
	脱水站/接转站	-2	/	-1	-2	-1	/	/	/	/
	采出水回注	/	/	-1	/	/	/	/	/	-1
	危废暂存	/	/	/	/	-1	/	/	/	-1
	危废运输	/	-1	/	/	/	/	/	/	-1
退役期	车辆运输	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/
	井场	/	/	-1	-1	-1	/	/	-1	-1
	集输管线	/	/	-1	-1	/	/	/	-1	/
	站场	-1	/	-1	-1	-1	/	/	-1	/
注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响										

2.2.1.2 环境要素性质识别

根据建设工程的性质及排污特点，采用工程环境影响性质识别表对建设工程影响环境的性质进行识别，本工程对环境的影响性质属于不利影响，分别为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。对工程环境影响性质分析结果见表 2.2-2。

表 2.2-2 建设项目对环境影响的性质分析表

性质 / 环境资源		不利影响					
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛
自然环境	环境空气	/	√	√	/	√	/
	地表水	/	/	/	/	/	/
	地下水	√	/	√	√	/	/
	声环境	√	/	√	/	√	/
	土壤	/	√	/	√	√	/
	水土流失	√	/	/	/	√	/
生物资源	农田	√	√	√	/	√	/
	林地植被	√	√	√	/	√	/
	野生植被	/	√	/	√	√	/

	野生动物	/	√	/	√	√	/

由表 2.2-2 可知，建设工程对环境要素的不利影响主要表现在对环境空气、地下水环境、声环境质量、土壤环境、水土流失等方面，这些影响大部分是短期的局部可逆影响，长期影响主要表现在生态破坏方面，但长期也是相对的，一定时间后影响将会消失。

2.2.2 环境影响因素识别

工程对环境的影响主要在施工期、运行期、退役期三个阶段，工程产污环节主要体现在施工期工程建设的生态环境影响和运行期油气集输系统产生的废水、废气、废渣、噪声和生态等影响。本项目各阶段环境影响因素识别见表 2.2-3。

表 2.2-3 环境影响因素识别表

阶段	作业工程	环境影响因素						
		废气	废水	噪声	固废	土壤	生态	环境风险
施工期	道路建设	扬尘	/	设备噪声	/	土壤扰动	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	土壤扰动	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	/	COD、石油类	设备噪声	钻井岩屑	污染影响周边土壤	/	井喷
	措施作业	/	SS、COD	设备噪声	落地油	污染影响周边土壤	/	/
	管线敷设	扬尘	试压废水中 SS	机械噪声	/	土壤扰动	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	井下作业废水	/	落地油、含油污泥	污染影响周边土壤	占地	污油池泄漏
	站场	烃类气体、烟气	采出水、措施返排液	泵类、加热炉噪声	含油污泥、其他固废	污染影响周边土壤	占地	储罐、事故油箱等泄漏、火灾爆炸

阶段	作业工程	环境影响因素						
		废气	废水	噪声	固废	土壤	生态	环境风险
	采油管线爆裂（事故）	烃类气体	/	/	含油废弃物	油泥	/	泄漏、火灾爆炸
	伴生气管线	烃类气体	/	/	/	/	/	泄漏、火灾爆炸
退役期	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	土壤扰动	地表裸露、植被破坏、水土流失	/
	其它	/	/	/	/		植被恢复	/

2.2.3 环境影响评价因子筛选

根据环境影响因子识别，结合工程建设影响特征和产生污染物对环境危害的性质以及对生态环境形成的影响，本项目生态影响评价因子筛选见表 2.2-4，评价因子筛选结果汇总见表 2.2-5。

表 2.2-4 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，直接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	长期、不可逆	弱
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整，直接影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，直接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	长期、不可逆	弱
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	短期、可逆	无
生物群落	物种组成、群落结构等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，间接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输，不影响	长期、不可逆	弱
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	短期、可逆	无
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，直接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输，无影响	长期、不可逆	弱
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整，直接影响	短期、可逆	无
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势	施工期：井场、站场、管线、道路施工，间接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	/	无

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
	度等	退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	/	无
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	施工期：井场、站场、管线、道路施工	/	无
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	/	无
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	/	无

表 2.2-5　环境影响评价因子筛选汇总一览表

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		油气处理工程		现状评价因子	影响预测因子
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运行期	施工期	运行期	/	/
大气	TSP	颗粒物、SO_2、NO_x、非甲烷总烃	颗粒物、SO_2、NO_x、非甲烷总烃	TSP	颗粒物、SO_2、NO_x、硫化氢、非甲烷总烃	TSP	颗粒物、SO_2、NO_x、硫化氢、非甲烷总烃	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃、PM_{10}、SO_2、NO_x
地表水	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH、悬浮物、COD、氨氮、石油类、硫化物和挥发酚	措施返排液、油田采出水污水处理依托可行性分析
地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	耗氧量、氨氮、石油类等	耗氧量、氨氮、石油类等	耗氧量、氨氮、石油类等	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	地下水：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、总大肠菌、细菌总数、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、石油类、硫化物、钡 包气带：pH、氨氮、挥发性酚	石油类

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		油气处理工程		现状评价因子	影响预测因子
								类、铬（六价）、氯化物、硝酸盐、硫酸盐、石油类	
土壤	/	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	/	/	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	土壤理化指标：pH值、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。 建设用地基本因子：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共45项。 农用地基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。 特征因子：pH值、含盐量、石油烃、石油类、石油烃（C_6~C_9）、	石油烃

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		油气处理工程		现状评价因子	影响预测因子
								石油烃（C_{10}~C_{40}）。	
生态	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/	生态系统、土地利用类型、土壤侵蚀、植被类型、动植物资源、景观等	工程占地、水土流失、植被、土壤、动物
噪声	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln

2.3 相关规划及环境功能区划

（1）环境空气

评价范围内主要为农村地区，依据环境空气质量功能区划原则，属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中规定的二类区。

（2）地表水

根据现场调查，定边县开发区域不涉及河流，靖边县油区涉及河流为无定河源头（红柳河）、芦河、周河及杏子河，芦河属于无定河上游支流，周河为北洛河左岸一级支流，杏子河为延河一级支流，均属黄河流域水系。根据《陕西省水功能区划》，无定河源头（红柳河）、芦河靖边源头水保护区属II类水体功能，周河、杏子河均属III类水体功能。

（3）地下水

本项目地下水功能主要用途为工、农业用水，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的地下水质量分类，评价区地下水功能为III类。

（4）声环境

根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T 15190-2014）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，项目区域声环境功能区为 2 类。

（5）生态环境

①陕西省生态功能区划

根据《陕西省生态功能区划》，油区在生态功能分区上属于定靖西南部风蚀、盐渍化控制区、定靖东北部防风固沙区、白于山河源水土保持区。

②水土流失重点区域情况

根据《陕西省水土保持规划（2016～2030 年）》，本项目位于榆林市靖边县、定边县，属于陕北、大荔沙地重点治理区和陕北丘陵沟壑重点治理区。

③陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）

根据《陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）》，本项目位于榆林市靖边县、定边县，属于风沙盐碱滩地治理区、白于山区荒漠土地治理区。

（6）主体功能区划

根据《陕西省主体功能区划》，本项目涉及国家层面重点开发区域、省级层面限制开发区域（重点生态功能区）。

表 2.3-1　项目区环境功能区划

环境要素		保护对象	功能区划
地表水		无定河源头（红柳河）、芦河上游支流	II类功能区
		周河、杏子河	III类功能区
地下水		机井、人饮工程、地下水水源地	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。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
环境空气		评价区环境空气质量	《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	2 类功能区
生态环境	陕西省生态功能区划	项目所在区域生态环境	定靖西南部风蚀、盐渍化控制区、白于山河源水土保持区、黄土梁峁沟壑水土流失控制区、白于山南侧水土保持控制区
	陕西省水土保持规划（2016～2030 年）		陕北丘陵沟壑重点治理区
	陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）		风沙盐碱滩地治理区、白于山区荒漠土地治理区
主体功能区划		/	国家层面限制开发区域（重点生态功能区） 省级层面限制开发区域（重点生态功能区）

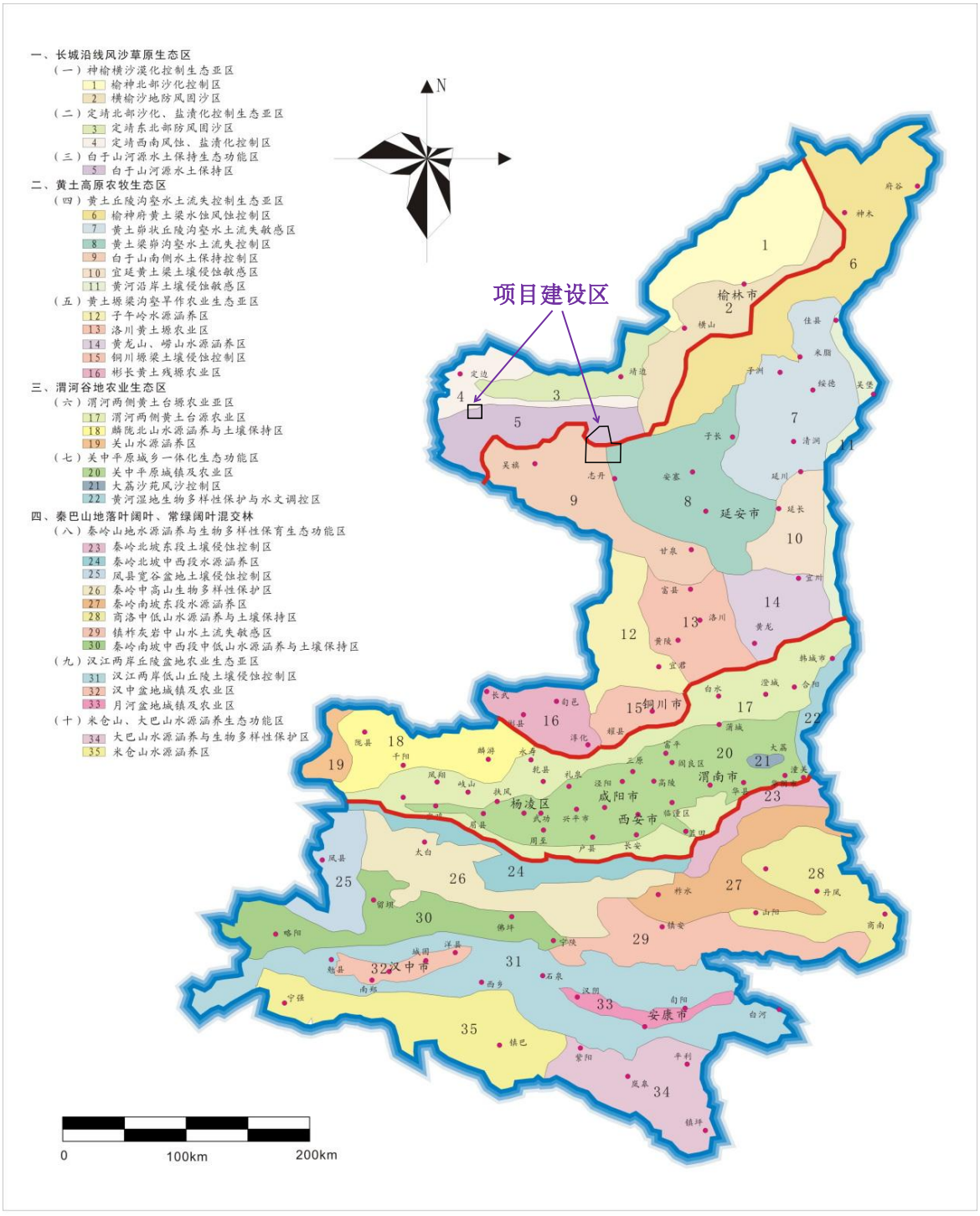


图 2.3-1　陕西省生态功能区划图

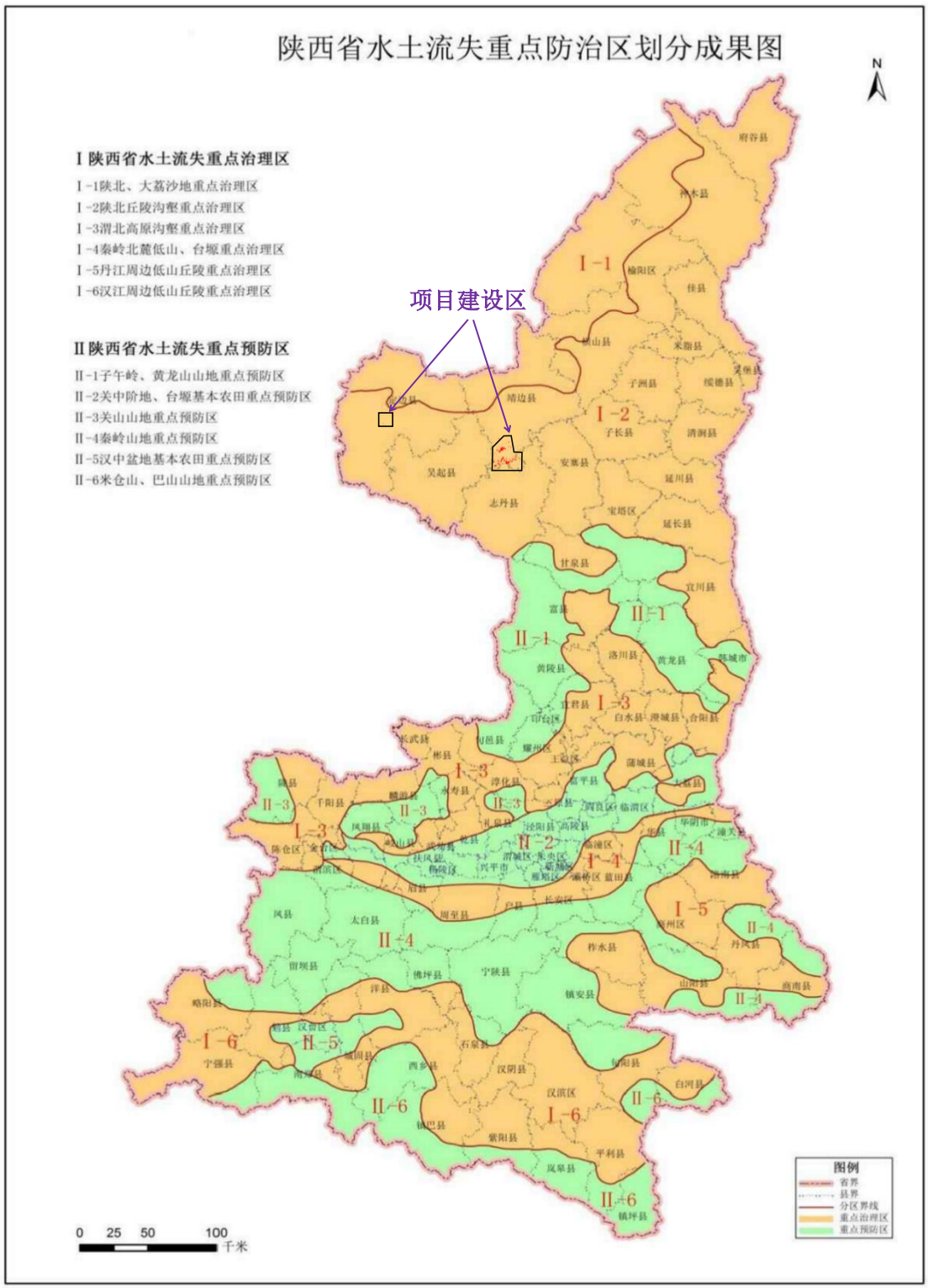


图 2.3-2　陕西省水土保持规划（2016～2030 年）



图 2.3-3 陕西省主体功能区划图

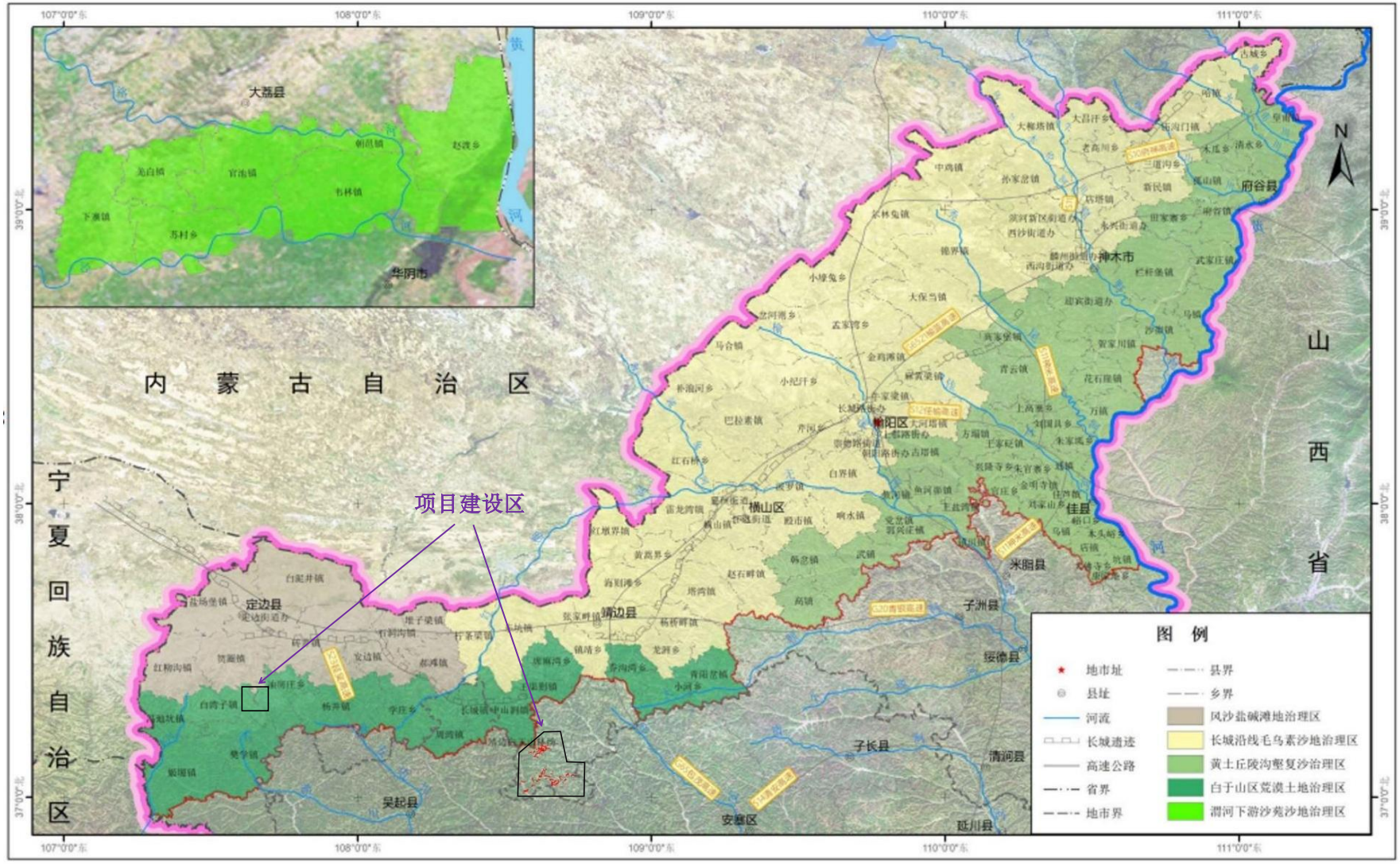


图 2.3-4　陕西省沙化土地治理分区图

2.4 评价标准

2.4.1 环境质量标准

（1）环境空气

项目所在区域属于二类区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 1 中二级标准。

表 2.4-1 环境空气质量标准

项目	标准限值			单位	标准来源
	1 小时平均	24 小时平均	年平均		
SO_2	500	150	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
NO_2	200	80	40		
PM_{10}	/	150	70		
$PM_{2.5}$	/	75	35		
CO	10	4	/	mg/m³	
O_3	200	日最大 8 小时平均 160		μg/m³	
非甲烷总烃	2.0	/	/	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》
硫化氢	0.01	/	/	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D

（2）地表水

地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），无定河源头（红柳河）、芦河（靖边县源头水保护区至张家峁水库）执行 II 类标准，杏子河、周河执行 III 标准。

表 2.4-2 地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	污染因子	单位	II类	III 类
《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）	pH 值	无量纲	6～9	6～9
	化学需氧量	mg/L	≤15	≤20
	挥发酚		≤0.002	≤0.005
	硫化物		≤0.1	≤0.2
	氨氮		≤0.5	≤1.0
	石油类		≤0.05	≤0.05

（3）地下水

本项目所在区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准。

表 2.4-3 地下水环境质量标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	pH	无量纲	6.5～8.5
	总硬度	mg/L	450
	溶解性总固体		1000
	硫酸盐		250
	硫化物		0.02
	氯化物		250
	铁		0.3
	锰		0.10
	铜		1.0
	锌		1.0
	耗氧量（COD_{Mn}）		3.0
	硝酸盐		20.0
	亚硝酸盐		1.00
	氨氮		0.5
	氟化物		1.0
	氰化物		0.05
	汞		0.001
	砷		0.01
	镉		0.005
	铬（六价）		0.05
	铅	mg/L	0.01
	镍		0.02
	细菌总数	CFU/mL	100
	总大肠菌群		3.0
	硫化物	mg/L	0.02
	钡		0.7
《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

根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T 15190-2014）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，并结合第三采油厂历年工程环保手续中该区域声环境质量

执行标准和周围的环境状况，确定声环境功能区为 2 类。项目所在区域声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

表 2.4-4 声环境质量标准

类别	昼间	夜间
2 类	60dB(A)	50dB(A)

（5）土壤环境

占地范围内土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；根据土壤环境质量现状监测结果，本次评价项目周边农用地土壤 pH 监测值 8.18～8.23，周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值（pH>7.5）；特征因子石油烃（C_{10}~C_{40}）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）中第二类用地筛选值标准。

表 2.4-5 建设用地土壤环境质量标准 单位：mg/kg

项目	筛选值	项目	筛选值	项目	筛选值
六价铬	5.7	二氯甲烷	616	苯乙烯	1290
砷	60	1,2-二氯丙烷	5	甲苯	1200
镉	65	1,1,1,2-四氯乙烷	10	（间）对二甲苯	570
铜	18000	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	邻二甲苯	640
铅	800	四氯乙烯	53	硝基苯	76
汞	38	1,1,1-三氯乙烷	840	苯胺	260
镍	900	1,1,2-三氯乙烷	2.8	2-氯酚	2256
四氯化碳	2.8	三氯乙烯	2.8	苯并[a]蒽	15
氯仿	0.9	1,2,3-三氯丙烷	0.5	苯并[a]芘	1.5
氯甲烷	37	氯乙烯	0.43	苯并[b]荧蒽	15
1,1-二氯乙烷	9	苯	4	苯并[k]荧蒽	151
1,2-二氯乙烷	5	氯苯	270	䓛	1293
1,1-二氯乙烯	66	1,2-二氯苯	560	二苯并[a,h]蒽	1.5
顺-1,2-二氯乙烯	596	1,4-二氯苯	20	茚并[1,2,3-cd]芘	15
反-1,2-二氯乙烯	54	乙苯	28	萘	70
石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	/	/	/	/

表 2.4-6 农用地土壤环境质量标准 单位：mg/kg

项目	风险筛选值（pH>7.5）	项目	风险筛选值（pH>7.5）
汞	3.4	镍	190
镉	0.6	铜	100
铅	170	锌	300

项目	风险筛选值（pH>7.5）	项目	风险筛选值（pH>7.5）
砷	25	铬	250

2.4.2 污染物排放标准

（1）废气

①施工期

施工扬尘执行《施工场界扬尘排放限值》（DB 61/1078-2017）表 1 规定的浓度限值。施工机械废气排放执行《非道路柴油移动机械污染物排放 控制技术要求》（HJ1014-2020）、《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）》（GB 20891-2014）及其修改单要求。

表 2.4-7 《施工场界扬尘排放限值》（DB 61/1078-2017）

序号	污染物	监控点	施工阶段	小时平均浓度限值（mg/m³）
1	施工扬尘（即总悬浮颗粒物 TSP）	周界外浓度最高点	拆除、土方及地基处理工程	≤0.8
2			基础、主体结构及装饰工程	≤0.7

表 2.4-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值 单位：g/kW·h

阶段	额定净功（P_{max}）/kW	CO	HC	NO_x	HC+NO_x	PM	HN_3	PN
第四阶段	Pmax＞560	3.5	0.40	3.5，0.67a	/	0.10	25b ppm	/
	130≤Pmax≤560	3.5	0.19	2.0	/	0.025		5×1012
	56≤Pmax＜130	5.0	0.19	3.3	/	0.025		
	37≤Pmax＜56	5.0	/	/	4.7	0.025		
	Pmax＜37	5.5	/	/	7.5	0.60		/
a 适用于可移动式发电机组用 P_{max}＞900kW 的柴油机 b 适用于使用反应剂的柴油机								

②运行期

加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）新建燃气锅炉标准（其他燃气）（颗粒物≤10 mg/m³；二氧化硫≤50mg/m³；氮氧化物≤150mg/m³）。厂界无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，即边界非甲烷总烃浓度不超过 4.0mg/m³。厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准（GB 37822—2019）》中厂区内 VOCs 排放限值要求。

（2）废水

2022 年 11 月 4 日国家能源局发布了《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》，自 2023 年 5 月 4 日执行。根据环境标准要求，长庆油

田榆林地区采出水和措施返排液回注应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》。

表 2.4-9 碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法

储层空气渗透率μm²	<0.01	（0.01，0.05）	（0.05，0.5）	（0.5，2）	>2
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	<25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量 mg/L	≤5.0	<10.0	≤15.0	<30.0	≤100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤0.076				

根据《陕西省生态环境厅办公室关于碎屑岩油藏注水水质指标技术要求事宜的复函》（陕环办函〔2024〕12 号），建设单位在岩层压裂后进行回注，应采用压裂后的储层空气渗透率确定水质标准。根据长庆油田榆林地区不同层位岩心压裂前后渗透率测试报告，第三采油厂靖安油田和定边油田（油房庄）侏罗系及长 2、长 4+5、长 6、长 8、长 9 层位空气渗透率在 2.115~18.364μm² 之间，因此根据表 2.4-9，本项目采出水回注应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准。本项目现有工程采出水及措施返排液处理设施出水回注水水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准。

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

施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间 70dB(A)、夜间 55dB(A)；运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，即昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A)。

（4）固废

一般固废的贮存处置参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 大气环境

2.5.1.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大气环境评价等级划分判据见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

本项目运行期主要污染物为增压站加热炉排放的颗粒物、SO_2、NO_X；地面站场原油集输挥发损失的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃。采用 AERSCREEN 估算模式对项目的大气环境评价工作等级进行确定，本项目选取主要污染因子 PM_{10}、SO_2、NO_X、非甲烷总烃进行计算，采用估算模式计算各污染物在简单平坦地形、全气象组合情况条件下的最大浓度占标率 P_{max} 和 $D_{10\%}$，估算模型参数见表 2.5-2。计算结果见表 2.5-3。

表 2.5-2 估算模型参考表

项目		靖边参数	定边参数	志丹参数
城市/农村选项	城市/农村	农村	农村	农村
	人口数（城市选项时）	/	/	/
最高环境温度/℃		36.4	37.7	38.3
最低环境温度/℃		-28.5	-29.4	-28.5
土地利用类型		草地	草地	草地
区域湿度条件		中等湿度	中等湿度	中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是	是	是
	地形数据分辨率/m	90	90	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否	否	否
	岸线距离/km	/	/	/
	岸线方向/°	/	/	/

表 2.5-3 废气估算结果一览表

序号	污染源	污染因子	质量标准（μg/m³）	最大地面浓度（μg/m³）	最大落地浓度下风向距离（m）	最大占标率（%）	评价等级

序号	污染源	污染因子	质量标准（μg/m³）	最大地面浓度（μg/m³）		最大落地浓度下风向距离（m）	最大占标率（%）	评价等级
1	南九增加热炉排气筒	PM_{10}	450（折算）	有组织	1.46	161	0.32	二级
		SO_2	500	有组织	0.81		0.16	
		NO_X	250	有组织	6.64		2.65	
2	南八增加热炉排气筒	PM_{10}	450（折算）	有组织	0.97	51	0.22	二级
		SO_2	500	有组织	0.68		0.14	
		NO_X	250	有组织	5.34		2.14	
3	南九增	非甲烷总烃	2000	无组织	36.8	75	1.84	二级
4	南八增			无组织	28.5	80	1.43	二级
5	盘63-23			无组织	10.0	72	0.50	三级
6	高199扩			无组织	82.3	100	0.41	三级
7	柳96-31			无组织	19.7	72	0.98	三级
8	池227-238扩2			无组织	19.4	75	0.97	三级

按照评价工作等级判定原则，同一项目有多个污染源（两个及以上，下同）时，则按各污染源分别确定评价等级，并取评价等级最高者作为项目的评价等级，最终确定本项目大气环境评价工作等级为二级。具体估算过程及代表性井场的筛选依据见 6.2.1 大气影响预测与分析章节内容。

2.5.1.2 评价范围

按照《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）要求，二级评价范围为以各井场、站场为中心，外延 2.5km，取边长为 5km 的矩形区域。本项目的大气环境评价范围取以上合并区域范围。靖边油区大气评价范围见图 2.5-1，定边油区不设大气评价范围，环境空气保护目标分布见图 2.5-2。

2.5.2 地表水环境

2.5.2.1 评价等级

本项目不新增员工，无新增生活污水。本项目油田采出水依托站场采出水处理系统处理达标后回注油层，井下措施返排液经措施返排液处理站处理达标回注，不外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判定，本项目地表水评价工作等级为三级 B，评价重点是对项目废水处理措施进行环境可行性分析。判定依据见表 2.5-4。

表 2.5-4 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/（m³/d）； 水污染物当量数 W/（无量纲）

一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥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	-
注：建设项目采出水及措施返排液经处理后回注，不外排，按三级 B 评价		
本项目评价等级	**三级 B**	

2.5.2.2 评价范围

地表水评价等级为三级 B 时，评价重点是对依托采出水处理系统、措施返排液处理系统、回注系统的可行性分析。本项目井场设置有污油池，改造站场设有符合要求的事故池，不涉及地表水环境风险。本项目跨越周河的出油管线仅有“高 333 至柳 88-25 脱出油管线”1 条，涉及地表水环境风险，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价范围取高 333 至柳 88-25 脱出油管线跨越点至周河下游 2km 的周河范围。

2.5.3 地下水环境

2.5.3.1 评价等级

（1）项目类别

根据本项目工程开发方案，根据本项目拟建工程内容，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A“地下水环境影响评价行业分类表”，确定本项目工程涉及的项目类别属于“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“37、石油开采”所属的地下水环境影响评价项目类别为I类，“41、石油管线”所属的地下水环境影响评价项目类别为II类。地下水等级判定按照表 2.5-5 的原则进行判定。

表 2.5-5 地下水环境影响评价等级判定依据

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

（2）地下水环境敏感程度及影响评价范围

本项目涉及井场、站场改造及管线工程，其中管线工程涉及范围广，井场、站场的主要污染源在场地内部，其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。

①井场、站场影响评价范围

本次评价按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的公式计算法确定单个井场、站场的地下水的影响评价范围，计算结果见表 2.5-6。

计算公式为：$L=\alpha\times K\times I\times T/n_e$

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取 5000 天。

n_e—有效孔隙度，无量纲。

场地上游距离根据评价需求确定，场地两侧不小于 L/2。

根据本次水文地质调查，结合搜集到的水文地质钻孔勘察资料，影响评价区内地下水类型主要为：靖边油区为第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层、白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层；定边油区为第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层、白垩系洛河组裂隙含水层，均属于本次评价的目标含水层。

根据实际调查结果，本项目井场、站场的建设位置大多数均处于黄土梁峁上，含水层以第四系黄土裂隙孔隙含水层为主，部分靠近沟谷地带，含水层过渡为白垩系碎屑岩类裂隙孔隙含水层。根据表 2.5-6 计算结果，考虑各井场、站场对地下水的最大影响范围，确定本项目井场、站场的地下水影响评价范围为：靖边油区为各井场、站场下游 400m，两侧及上游各 200m 的范围；定边油区为各井场、站场下游 172m，两侧及上游各 86m 的范围。

表 2.5-6 井场、站场地下水评价范围计算结果表

含水层		K（m/d）	I	T（d）	n_e	L（m）
靖边油区	第四系黄土裂隙孔隙含水层	0.46	0.015	5000	0.30	230
	白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层	0.19	0.003	5000	0.15	38
	白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层	1.00	0.008	5000	0.20	400
定边油区	第四系黄土裂隙孔隙含水层	0.43	0.01	5000	0.25	172
	白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层	0.45	0.005	5000	0.20	113
	白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层	0.20	0.01	5000	0.20	100
备注：参数取值依据《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》以及区域地下水井调查资料等。						

②管线影响评价范围

集输管线的评价范围根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》，以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为评价范围。

③集中式饮用水源地及补给径流区分布情况

根据收集资料，靖边县共有 2 处县级以上水源地，即四柏树水源地和西新区硬地塘水源地。四柏树水源地准保护区与项目的最近距离为 51km，西新区硬地塘水源地准保护区与项目的最近距离为 46.8km，远大于其补给、径流区范围，与项目评价区无重叠。乡镇级集中式地下水水源地有 5 处，分别为天赐湾镇房窑地下水源地、杨桥畔镇沙畔地下水源地、海则滩镇地下水水源地、黄蒿界镇五合地下水源地、宁条梁镇甘露源地下水源地，均不在周河镇，与项目建设区距离较远（＞30km），其补给区与项目评价区无重叠。

定边县已批复在用的县级水源地 1 处，为马莲滩水源地，其准保护区与项目的最近距离为 22.7km，远大于其补给、径流区范围，与项目评价区无重叠，位置关系如图 2.6-2。乡镇级集中式地下水水源地有 4 处，分别为白泥井镇衣食梁民区地下水水源地、白泥井镇衣食梁地下水水源地、安边镇河脑地下水水源地、石洞沟镇张寨子村地下水水源地，与项目建设区距离较远（＞40km），其补给区与项目评价区无重叠。

地下水径流区指将地下水流向上游补给区边界至下游排泄区边界的径流范围，对应水源开采井来说，水源井的位置即排泄区边界。因此，以上孔隙水水源地的径流区范围与补给区一致。

④地下水环境敏感程度

按照上述的影响评价范围调查各井场、站场及管线周围地下水环境保护目标的分布情况，以确定地下水环境敏感程度。若范围内没有集中式饮用水水源地（含补给径流区）和分散式饮用水源井（含补给径流区），则可以判定为“不敏感”，反之为“较敏感”或者“敏感”。

根据调查，靖边县、定边县、志丹县全县域基本实现了自来水的覆盖，项目区居民主要以集中式水源地、分散式水源地供给作为饮用水源，分散式水源地也是通过开采水源井或对泉水进行收集，再通过自来水管路供给居民用水。偏远山区零星居民点则主要以窖水或外运水作为饮用水源。

本项目井场、改造站场周边地下水影响评价范围以及管线两侧 200m 范围内均无集中式饮用水水源地（含补给径流区）和分散式饮用水源地（井）分布，无分散式水源地源水取水地（井）的补给径流区。因此，本项目所在区域地下水环境敏感程度分级均为“不敏感”。

（3）地下水评价等级判定

按照本次建设的井场、站场、管线分布区域分别进行地下水评价等级判定。根据本次现场调查结果，本项目井场、站场及管线建设场地周边地下水环境敏感程度分级均为“不敏感”。

根据上述分析，本项目井场、站场评价等级判定为“二级”；管线工程评价等级判定为“三级”，判定结果详见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水敏感性及评价等级判定结果统计表

区域		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
站场					
盘古梁作业区	盘三接转	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
五里湾作业一区	南九增	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	南六转	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳 103-252 脱	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	南八增	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
井场					
盘古梁采油作业区	盘 63-23	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	盘 67-23	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	盘 55-27 扩	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
五里湾作业一区	顺 131	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳 44 扩	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳 44-1	I类	下游 400m、两侧、上游各 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级

区域		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
	柳44-2	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳44-3	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	新351	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳100-35	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳96-31	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	高150	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳98-32	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	高199扩	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	顺92-05	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳91-03	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳48扩	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳48-7-4	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	高21A	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳48-9-5	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳48-7-7	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
五里湾作业二区	柳82-45扩	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳85-35扩	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	柳81-49	I类	下游400m、两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
油房庄作业一区	池222-235	I类	下游172m、两侧、上游各86m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	池227-238扩2	I类	下游172m、两侧、上游各86m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
管线					

区域		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
盘古梁采油作业区	高338至盘二转出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	盘67-23至盘69-18增出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	盘63-23至盘四转出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	降回压站至新11脱水站输油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	高333至柳88-25脱出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
五里湾第一采油作业区	柳44-3至顺131出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳44扩至柳77-28增出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳44扩至柳72-33脱集气管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳44-1至新351出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳44扩至新351注水管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳44-2至柳77-28增出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳100-35至南六转集气管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	南9增至南六转输油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳100-35至南九增出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳96-31至南9增出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	高150至南9增出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳98-32至南9增出油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	南9增至南十二转输油管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	南十二转至南二注供水管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	高150至南六转集气管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳98-32至南六转注水管线	II类	两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区域		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
	高 199 扩至降回压站出油管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳 48-9-5 至降回压站出油管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	顺 92-05 至降回压站出油管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	顺 91-03 至南 8 增出油、注水管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳 48 扩至南 8 增出油、注水管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳 48-7-4 至南 8 增出油、注水管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	柳 48-7-7 至南 8 增出油、注水管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	南 8 增至柳 103-252 输油管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	南六注至高 199 扩注水管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
五里湾第二采油作业区	柳 82-45 至南 2#转油点	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	高 223 至南十转出油管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
油房庄作业一区	池 227-238 井组至池二增出油、注水管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	池 222-235 井组至池 228 站出油、注水管线	II类	两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

2.5.3.2 调查评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），结合拟建项目布局与评价区域地下水系统特征，确定调查与评价范围。调查评价范围确定，重点考虑了建设项目污染源分布特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域、建设项目对地下水位的影响区域、相关环境敏感目标及保护目标等因素。所确定的调查与评价区域，能说明项目建设区域的地下水环境基本状况，并满足对地下水环境影响进行预测和评价的需要。

（1）调查范围

靖边油区建设区主要均处于第四系黄土层裂隙孔隙含水层系统，沟谷地黄土层被切割过渡为白垩系碎屑岩裂隙含水层系统。地下水调查范围，西、东、北侧以地下水分水岭为界，南侧以地表水水系为界，充分考虑了建设项目范围及建设项目可能的影响区域。因此所划分的调查评价区，是一个相对完整的水文地质区块或水文地质单元，靖边油区地下水调查评价范围面积总计 490.50km^2。

定边油区建设区处于第四系黄土层裂隙孔隙含水层系统，地下水调查评价范围东、西、南部以天然分水岭为界，北部以工程向外适当外扩 8km 为界，所划分的调查评价区，是一个相对完整的水文地质区块或水文地质单元，以保证本工程对调查范围之外基本无影响。定边区域地下水调查评价范围面积总计 168.26km^2。

（2）评价范围

根据 2.5.3.1 中地下水环境敏感程度及影响评价范围计算结果，靖边油区为各井场、站场下游 400m，两侧及上游各 200m 的范围；定边油区为各井场、站场下游 172m，两侧及上游各 86m 的范围。集输管线以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为评价范围。

靖边油区地下水调查评价范围见图 2.5-3，定边油区地下水调查评价范围见图 2.5-4。

2.5.4 声环境

2.5.4.1 评价等级

项目区域环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类标准。项目建设前后站场噪声增加值小于 3dB(A)，受影响区域环境噪声值没有明显增加，受影响的人口变化不大。按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，判定声环境评价工作等级为二级。

表 2.5-8 声环境评价工作等级

评价等级 \ 影响因素		声环境功能区	环境敏感目标噪声级增量	影响人口数量变化
评价等级判据	一级	0 类	>5dB(A)	显著增多
		机场建设项目航空器噪声影响评价		
	二级	1 类，2 类	≥3dB(A)，≤5dB(A)	较多
	三级	3 类，4 类	<3dB(A)	不大
本项目		2 类	<3dB(A)	不大
项目评价工作等级		**二级**		

2.5.4.2 评价范围

本项目声环境评价范围为各井场、站场厂界外扩 200m 范围；集输管线、道路边界两侧外延 200m 的范围。靖边油区声环境评价范围及保护目标分布见图 2.5-5，定边油区声环境评价范围及保护目标分布见图 2.5-6。

2.5.5 土壤环境

2.5.5.1 评价等级

（1）项目土壤环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.4 要求，“依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。”

根据《榆林市志》，榆林市属半干旱区。根据本次土壤环境质量现状监测及现场调查结果并参照《环境影响评价技术导则 土壤环境》附录 D 中“表 D.1 土壤盐化分级标准”、“表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准”，项目所在地土壤含盐量约在 0.3～2.3g/kg，属于“1g/kg≤土壤含盐量＜2g/kg”的轻度盐化和“2g/kg≤土壤含盐量＜4g/kg”的中度盐化区域。项目所在地土壤 pH 值在 7.25～8.62，部分调查点属于“8.5≤pH＜9”的轻度碱化区域。

项目区域出现轻度~中度盐化和轻度碱化的生态问题。因此，本项目同时涉及土壤生态影响型与污染影响型。

（2）项目类别

井场、站场工程按照附录 A 采矿业中“石油开采”，确定站场项目类别为I类。原油管线按照附录 A 交通运输仓储邮政业中“石油、成品油的输送管线”，确定原油管线项目类别为 II 类。采出水注水管线对土壤环境影响源、影响途径、影响因子均与原油管线相似，参照附录 A 交通运输仓储邮政业中“石油、成品油的输送管线”，确定注水管线项目类别为 II 类。清水注水管线按IV类建设项目开展土壤环境影响评价。

（3）土壤生态影响型评价工作等级

榆林市属温带大陆性半干旱气候，多年平均降水量 406.9 毫米，境内年平均蒸发量为 1895.8 毫米，为年降水量的 4.6 倍，即干燥度为 4.6。靖边县、定边县作业区处

于黄土丘陵区，沟壑纵横，非地势平坦和平原区。根据区域水文地质资料，评价区白垩系碎屑岩类裂隙潜水含水层埋深一般在 10~30m 之间，第四系黄土裂隙孔隙潜水埋深多大于 50m，因此依据地势、干燥度、地下水埋深判断土壤的盐化程度属于“不敏感”。根据本次土壤环境质量监测结果，项目所在地土壤含盐量约在 0.3～2.3g/kg，部分调查点属于“2g/kg＜土壤含盐量≤4g/kg”的区域，依据土壤含盐量判断土壤盐化程度属于属于“较敏感”。综合判定，土壤盐化程度属于“较敏感”。

根据本次土壤环境质量监测结果，项目区土壤 pH 值在 7.25～8.62，部分调查点属于“8.5≤pH＜9”的区域，土壤酸化、碱化敏感程度属于“较敏感”。

根据表 2.5-9，综合判断土壤生态敏感程度为较敏感。结合本项目井场、站场及输油/采出水管线的项目类别分别为I类和 II 类，根据表 2.5-10 确定各井场、站场及管线的土壤生态影响型评价工作等级均为二级。

表 2.5-9　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[a]>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	
[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。			

表 2.5-10　生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 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	-

（4）土壤污染影响型评价工作等级

本工程属于陆地石油开采项目，在原油和采出水集输、处理等环节可能发生泄漏，对土壤环境产生污染，但均发生在事故状况下，一般情况不会造成土壤污染。其影响主要是由于石油类污染物排入后造成土壤理化性质的改变，降低了土壤环境质量，影响同外界的物质、能量交换，进而影响植被生长。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并污染地下水。本项目对土壤污染的影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响，按污染影响型判定土壤环境影响评价等级。

①占地规模及敏感程度

本项目新建井场的占地面积均不超过 5hm^2，占地规模为小型。扩建井场、站场改造工程在现有场地内建设，均不新增占地，占地规模均为小型。集输管道按照主要站场、截断阀室之间的管道段，分别判定占地面积大小，由于管道为埋地敷设，地表占地为多为临时占地，本次评价取管道投影两侧外扩 3m 宽（与施工作业带宽一致）计算占地面积。

污染影响型土壤敏感程度分级见表 2.5-11。

表 2.5-11　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评价等级

根据土壤导则中评价等级划分表（表 2.5-12），确定项目土壤环境影响评价等级见表 2.5-13。

表 2.5-12　土壤环境影响评价等级划分表

占地规模 评价工作等级 敏感程度	I 类			II类			III类		
	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	三级	二级	三级	三级	三级	—	—

表 2.5-13　项目土壤污染影响型评价等级判定表

区域		项目类别	周边土壤敏感目标分布	敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
站场					
盘古梁作业区	盘三接转	I类	周边主要为耕地、林地，分布有居民点	敏感	一级
五里湾作	南九增	I类	周边主要为耕地、林地	敏感	一级
	南六转	I类	周边主要为耕地、林地，分布有居民点	敏感	一级

区域		项目类别	周边土壤敏感目标分布	敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
业一区	柳103-252脱	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地	敏感	一级
	南八增	I类	周边主要为耕地、林地	敏感	一级
井场					
盘古梁采油作业区	盘63-23	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地，分布有居民点	敏感	一级
	盘67-23	I类	周边主要为林地、其他草地，分布有居民点	敏感	一级
	盘55-27	I类	周边主要为耕地、林地，分布有居民点	敏感	一级
五里湾作业一区	顺131	I类	周边主要为林地、牧草地	敏感	一级
	柳44扩	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地，分布有居民点	敏感	一级
	柳44-1	I类	周边主要为耕地、园地	敏感	一级
	柳44-2	I类	周边主要为园地、牧草地	敏感	一级
	柳44-3	I类	周边主要为林地、牧草地	敏感	一级
	新351	I类	周边主要为耕地、牧草地	敏感	一级
	柳100-35	I类	周边主要为耕地、林地，分布有居民点	敏感	一级
	柳96-31	I类	周边主要为耕地、园地	敏感	一级
	高150	I类	周边主要为耕地、园地	敏感	一级
	柳98-32	I类	周边主要为耕地、园地	敏感	一级
	高199扩	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地	敏感	一级
	顺92-05	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地	敏感	一级
	高21A	I类	周边主要为耕地、林地	敏感	一级
	柳91-03	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地	敏感	一级
	柳48扩	I类	周边主要为耕地、林地	敏感	一级
	柳48-7-4	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地	敏感	一级
	柳48-9-5	I类	周边主要为耕地、林地	敏感	一级
	柳48-7-7	I类	周边主要为耕地、林地、牧草地，分布有居民点	敏感	一级
五里湾作业二区	柳82-45扩	I类	周边主要为耕地、牧草地	敏感	一级
	柳85-35扩	I类	周边主要为耕地、牧草地	敏感	一级
	柳81-49	I类	周边主要为林地、牧草地，分布有居民点	敏感	一级
油房庄作业一区	池222-235	I类	周边主要为耕地、牧草地	敏感	一级
	池227-238扩2	I类	周边主要为牧草地	敏感	一级
管线					

区域		项目类别	周边土壤敏感目标分布	敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
盘古梁采油作业区	高338至盘二转出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	盘67-23至盘69-18增出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	盘63-23至盘四转出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	降回压站至新11脱水站输油管线	II类	周边主要为耕地、林地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	高333至柳88-25脱出油管线	II类	周边主要为耕地、林地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
五里湾第一采油作业区	柳44-3至顺131出油管线	II类	周边主要为耕地、牧草地	敏感	二级
	柳44扩至柳77-28增出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳44扩至柳72-33脱集气管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳44-1至新351出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳44扩至新351注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳44-2至柳77-28增出油管线	II类	周边主要为园地、牧草地	敏感	二级
	柳100-35至南六转集气管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	南9增至南六转输油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳100-35至南九增出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地	敏感	二级
	柳96-31至南9增出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地	敏感	二级
	高150至南9增出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地	敏感	二级
	柳98-32至南9增出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地	敏感	二级
	南9增至南十二转输油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	南十二转至南二注供水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	高150至南六转集气管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳98-32至南六转注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级

区域		项目类别	周边土壤敏感目标分布	敏感程度	等级判定结果
作业区	名称				
	高 199 扩至降回压站出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳 48-9-5 至降回压站出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	顺 92-05 至降回压站出油管线	II类	周边主要为园地、牧草地	敏感	二级
	顺 91-03 至南 8 增出油、注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳 48 扩至南 8 增出油、注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳 48-7-4 至南 8 增出油、注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	柳 48-7-7 至南 8 增出油、注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	南 8 增至柳 103-252 输油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	南六注至高 199 扩注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	高 199 扩至柳 48-9-5 注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	高 199 扩至高 21A 注水管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地	敏感	二级
五里湾第二采油作业区	柳 82-45 至南 2#转油点	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
	高 223 至南十转出油管线	II类	周边主要为耕地、园地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级
油房庄作业一区	池 227-238 井组至池二增出油、注水管线	II类	周边主要为耕地、牧草地	敏感	二级
	池 222-235 井组至池 228 站出油、注水管线	II类	周边主要为耕地、牧草地，分布有居民点	敏感	二级

2.5.5.2 评价范围

（1）生态影响型

本项目各井场、站场土壤生态影响评价范围为占地范围内及占地范围外 2.0km；原油、采出水管线土壤生态影响评价范围为工程边界两侧向外延伸 200m 范围。

（2）污染影响型

本项目各井场、站场土壤污染影响评价范围为占地范围内及占地范围外 1000m；原油、采出水管线土壤污染影响评价范围为工程边界两侧向外延伸 200m 范围。

靖边油区土壤评价范围见图 2.5-7，定边油区土壤评价范围见图图 2.5-8。

2.5.6 生态影响

2.5.6.1 评价等级

本项目井场扩建、改造站场均在现有站场占地范围内，不新增永久占地，建设时已办理相关环保手续。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中 6.1.8“符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析”。

本次生态影响评价主要考虑新建井场、管线施工、配套道路等工程占地，其中新建井场、井场配套道路占地为土地租赁形式，但由于占地时间一般大于 2 年，按永久占地统计面积，其余为临时占地。

本项目总占地规模为 67.774hm^2，其中永久占地 9.234hm^2，临时占地 58.54hm^2。根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中 6.1.2 生态评价等级确定原则，确定本工程生态影响评价工作等级为二级。项目生态评价等级判定过程详见表 2.5-14。

表 2.5-14 项目生态等级判定过程一览表

HJ19—2022 判定原则	本项目
a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及
b）涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及
c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及
d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及
e）根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	管线土壤影响范围分布有国家二级公益林
f）当工程占地规模大于 20 km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	总占地规模约 0.68km^2
g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	/
h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	/

2.5.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJT349-2023)及《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）的相关规定，本项目生态影响评价范围确定如下：

①井场：评价范围为井场边界周围 50m 的区域；

②集输管线：本项目不穿越导则规定的生态敏感区，评价范围为集输管线中心线两侧外延 300m 的区域。

③新建道路：道路中心线两侧外延 300m 的区域。

靖边油区生态影响评价范围见图 2.5-9，定边油区生态影响评价范围见图 2.5-10。

2.5.7 环境风险

2.5.7.1 评价等级

本项目涉及的危险物质主要为原油、伴生气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中表 B.1 所列突发环境事件风险物质及临界量，其中“油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）”临界量为 2500t，“石油气”临界量 10t，本次伴生气临界量参照 HJ169-2018 中石油气临界量进行环境风险评价。

本项目改造站场主要为更换增压、计量、除垢等装置，不涉及新增原油、污油储罐，不涉及联合站扩建规模，因此，风险物质的在线量基本未发生改变，因此改造站场环境风险评价等级为简单分析。

新建、扩建井场工程，由于原油经采出后直接经管道外输，井场内没有原油储存，同时由于井喷事故发生的可能性较小，危险物质的泄漏量难以预估，因此新建、扩建井场工程的环境风险评价等级为简单分析，但需对井喷事故的环境影响进行重点分析。

本项目管线工程涉及的危险物质主要为原油、伴生气。本项目建设的管线均为单独运行的管线工程，分管线单独判定最大存在总量，含水率取最小 25%。根据判定，项目管线中原油、伴生气在线量均低于临界量，项目管线 Q 值＜1，环境风险潜势为I。输油、伴生气管线环境风险评价等级均为简单分析。

本项目输油、集气管线危险物种临界量计算结果见表 2.5-15，环境风险评价工作等级判定见表 2.5-16。

表 2.5-15　项目输油管线危险物质临界量计算结果表

作业区	管线情况					最大存在量		临界量（t）（原油/伴生气）	比值 Q
	工程名称	长度（km）	规格	介质	输送压力	原油（t）	伴生气（t）		
盘古梁采油作业区	高 338 至盘二转出油管线	0.55	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	0.83	0.032	2500/10	0.0035
	盘 67-23 至盘 69-18 增出油管线	2.18	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	3.30	0.125	2500/10	0.0139
	盘 63-23 至盘四转出油管线	1.20	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	1.82	0.069	2500/10	0.0076
	降回压站至新 11 脱水站输油管线	2.99	Φ76×5	含水原油	4.0Mpa	7.55	0.287	2500/10	0.0317
	高 333 至柳 88-25 脱出油管线	4.32	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	6.54	0.249	2500/10	0.0275
五里湾第一采油作业区	柳 44-3 至顺 131 出油管线	0.71	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	1.08	0.041	2500/10	0.0045
	柳 44 扩至柳 77-28 增出油管线	2.37	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	3.59	0.136	2500/10	0.0151
	柳 44 扩至柳 72-33 脱集气管线	5.64	Φ48×5	伴生气	2.5Mpa	/	0.231	10	0.0231
	柳 44-1 至新 351 出油管线	1.19	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	1.80	0.068	2500/10	0.0076
	柳 44-2 至柳 77-28 增出油管线	0.76	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	1.15	0.044	2500/10	0.0048
	柳 100-35 至南六转集气管线	0.56	Φ48×5	伴生气	2.5Mpa	/	0.023	10	0.0023
	南 9 增至南六转输油管线	0.80	Φ76×5	含水原油	4.0Mpa	2.02	0.077	2500/10	0.0085
	柳 100-35 至南 9 增出油管线	0.52	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	0.79	0.030	2500/10	0.0033
	柳 96-31 至南 9 增出油管线	1.53	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	2.32	0.088	2500/10	0.0097
	高 150 至南 9 增出油管线	2.16	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	3.27	0.124	2500/10	0.0137
	柳 98-32 至南 9 增出油管线	2.35	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	3.56	0.135	2500/10	0.0150
	南 9 增至南十二转输油管线	6.23	Φ76×5	含水原油	4.0Mpa	15.72	0.597	2500/10	0.0660
	高 150 至南六转集气管线	2.07	Φ48×5	伴生气	2.5Mpa	/	0.085	10	0.0085

	高 199 扩至降回压站出油管线	1.20	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	1.82	0.069	2500/10	0.0076
	柳 48-9-5 至降回压站出油管线	1.48	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	2.24	0.085	2500/10	0.0094
	顺 92-05 至降回压站出油管线	0.14	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	0.21	0.008	2500/10	0.0009
	顺 91-03 至南 8 增出油管线	0.65	Φ60×8	含水原油	4.0Mpa	0.88	0.033	2500/10	0.0037
	柳 48 扩至南 8 增出油管线	1.62	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	2.45	0.093	2500/10	0.0103
	柳 48-7-4 至南 8 增出油管线	1.65	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	2.50	0.095	2500/10	0.0105
	柳 48-7-7 至南 8 增出油管线	2.40	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	3.63	0.138	2500/10	0.0153
	南 8 增至柳 103-252 输油管线	6.13	Φ76×5	含水原油	4.0Mpa	15.47	0.588	2500/10	0.0650
五里湾第二采油作业区	柳 82-45 至南 2#转油点	0.91	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	1.38	0.052	2500/10	0.0058
	高 223 至南十转出油管线	6.87	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	10.41	0.396	2500/10	0.0437
油房庄作业一区	池 227-238 井组至池二增出油管线	2.15	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	3.26	0.124	2500/10	0.0137
	池 222-235 井组至池 228 站出油管线	2.89	Φ60×5	含水原油	4.0Mpa	4.38	0.166	2500/10	0.0184

表 2.5-16　环境风险评价工作等级

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	**简单分析**
本项目	危险物质数量与临界量比值 Q＜1，判定项目风险潜势为I，开展简单分析			

2.5.7.2 评价范围

环境风险评价等级为简单分析，不设置评价范围。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

本项目位于丘陵沟壑区陕北黄土高原北缘与毛乌素沙地南缘的交错地带，保护脆弱的生态环境是本工程开发过程中应充分重视的问题，根据工程开发建设和运行中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏措施如下：

（1）控制建设工程在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏范围和影响持续时间，做好植被恢复与水土保持工作。

（2）保证工程建成后，废气达标排放、废水按要求达到零排放，厂界噪声达标，固体废弃物得到合理利用。

（3）保证评价区域空气质量、地表水质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围固定区域内，使受影响区域的整体生态环境质量无明显变化。

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，具体控制内容与目标详见表 2.6-1。

表 2.6-1　污染及生态影响控制目标

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管道敷设和道路修建		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采用丛式井及水平井技术开采，减少占地 ④做好收集罐的防漏防渗处理，防止污染土壤环境 ⑤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	施工扬尘	TSP	①合理规划运输路线，控制车速，运输加篷布 ②控制施工作业范围，洒水降尘 ③分段施工、分层开挖、分层堆放、分层回填，临时堆土采取抑尘措施，边施工边进行植被恢复 ④加强施工扬尘监管	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）
		施工机械和运输车辆尾气	CO、NO_x、SO_2等	选用优质低硫燃料	满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及其修改单中无组织排放监控浓度
	废水	钻井废水	SS、石油类、钻井液	①排入收集罐配制泥浆循环使用 ②钻井结束后由措施返排液处理站处理达标后回注，不外排	不外排
		试油废水	石油类	经罐车拉送至措施返排液处理站处理，达标后回注	
		压裂返排液	石油类	循环利用，少量废弃压裂返排液拉运至现有措施返排液处理站处理后回注，不外排	

		管道试压废水	SS	分段试压，管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注	
		施工废水	SS、石油类	设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘	
		生活污水	SS、COD等	井场施工将在施工场地设施工营地，内设环保厕所	
	固废	废弃钻井泥浆	钻井泥浆	钻井设备采用移动式收集容器对泥浆进行收集，然后全部进入泥浆循环系统，处理后的泥浆 90%回用于本井场钻井使用，剩余10%回收于泥浆储罐。不含油钻井岩屑在地面振动筛和离心机分离出来存放于井场的岩屑收集罐中，完井后交由专业公司处理处置；含油钻井岩屑交有资质单位合理处置	合理处置
		钻井岩屑	岩屑		
		落地油	石油类	采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油全部回收	
		废润滑油	石油类	设置废润滑油收集桶，定期交有资质单位合理处置	
		生活垃圾		统一收集运输至环卫部门指定地点处置	
		改造站场废旧设备		拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置	
		其他固废		土石方就地平整，废焊条收集后交由生产厂家回收，建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，废防渗布、清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置，钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废旧蓄电池，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存	
	噪声	发电机、钻机	噪声	①选用低噪设备 ②打桩机夜间停止使用	噪声不扰民
	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

运行期	废气	油气集输挥发烃类气体	非甲烷总烃	井场原油采用管输；数字化混输泵撬站采取油气密闭混输至接转站；加强管理，严防“跑、冒、滴、渗、漏”	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；各站场内非甲烷总烃排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限值要求
	废水	油田采出水	石油类、COD、SS	依托已建采出水处理系统理达到回注标准后回注	不外排
		井下措施返排液	石油类、SS	罐车拉运至措施返排液处理站进行处理后回注	
	固废	落地油	石油类	采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油全部回收	回收率 100%
		含油污泥		含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关标准贮存于各作业区污油泥暂存点，最终由有资质单位处置	符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关危废处置标准
		其他固废		废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置	
	噪声	输油泵、注水泵噪声	噪声	选用低噪声设备，基础减震、主要站场泵房内设吸声板	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
退役期	设备拆除、场地清理		水土流失	恢复地表植被，做好水土保持	绿化程度不低于施工前

2.6.2 环境保护目标

2.6.2.1 本项目总体环境保护目标

整个靖边油区、定边油区开发区块范围涉及的环境敏感区主要有芦河重要湿地、马莲滩水源地保护区、王瑶水库水源地准保护区。根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、森林公园、饮用水源保护区、文物古迹等特殊环境敏感区，本项目环境保护目标主要为项目周边的村庄居民点、二级公益林、基本农田、分散水源地及重要湿地等。本次工程影响评价范围内不涉及靖

边县、定边县乡镇级以上集中式水源地及其补给径流区，不涉及靖边县、定边县沙化封禁保护区。

本项目总体环境保护目标见表 2.6-2。

表 2.6-2 本项目总体环境保护目标

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护标准
大气环境	评价范围内居民	详见 2.6.2.3 章节	环境空气质量	《环境空气质量标准（GB3095-2012）中二级标准
声环境	井场、站场、管线 200m 范围内居民	详见 2.6.2.6 章节	声环境质量	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
地表水环境	本项目涉及 3 处周河跨越工程，地表水评价范围内不涉及涉水环境保护目标			
地下水环境	集中式水源地、分散式水源地	详见 2.6.2.5 章节	地下水水质	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响
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、学校等敏感目标	详见 2.6.2.7 章节	土壤环境质量	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值其他标准限值、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值
生态环境	水土流失重点治理区、国家二级公益林、永久基本农田等	详见 2.6.2.8 章节	生态环境质量	生态系统完整性与稳定性
环境风险	根据风险导则进行简单分析，本次评价以井场、站场周边 2.5km 范围内、管线两侧 200m 范围居民点作为大气环境风险保护目标；地下水环境风险保护目标与地下水环境保护目标一致。			

2.6.2.2 开发区块范围内环境敏感区

（1）项目与王瑶水库水源地保护区的位置关系

根据《陕西省生态环境厅关于延安市王瑶水库饮用水水源保护区调整方案有关意见的函》和《延安市王瑶水库饮用水水源地保护区调整技术报告》，王瑶水库保护区调整后，划分为一级保护区、二级保护区和准保护区。

①一级保护区

水域：水库多年平均水位（1176.080 米）对应的高程线以下的全部水域，面积为 3.270 km^2；

陆域：一级保护区水域外延伸 200 米的陆域范围，东起上坝公路外缘，西至 2 号码头西 200m 处，南至陈家湾，北到河家沟的陆域范围，面积为 5.874 km^2。

②二级保护区

水域：一级保护区上溯4000米的水域，杏子河上溯至吕川村下游500m处，岔路川河至前瑶沟口处，宽度均为多年平均水位对应的高程线以下的水域，面积为0.926 km^2。

陆域：一级保护区向外延伸4000米但不超过分水岭范围内的全部陆域，东至大坝下游300m处，西至吕川村下游500m处，南为长庆采油一厂王十四增——侯八转公路沿线，北至岔路川前瑶沟口处的陆域，二级保护区陆域面积为53.548 km^2。

③准保护区

一、二级保护区以外至延安市志丹县与榆林市靖边县交界处的流域范围，下游至水库泄洪洞出口以下100米河道范围，准保护区面积为528.27 km^2。

本次靖边油区建设工程不在王瑶水库水源地保护区范围内，与王瑶水库准保护区的最近的管线工程距离为1.82km，井场与王瑶水库准保护区的最近距离为7.56km，位于王瑶水库准保护区分水岭的另一侧下游，也不在王瑶水库的汇水区范围，具体位置图 2.6-1。

（2）项目与马莲滩水源地保护区的位置关系

本次定边油区建设工程距离最近的水源地为马莲滩水源地，其准保护区距拟开发区块最近距离为22.7km，远大于其补给、径流区范围，本项目建设内容不在马莲滩水源地补给区和径流区。项目与马莲滩水源地的位置关系如图 2.6-2。

马莲滩水源地保护区划分：

①一级保护区

共分为三部分，北侧十里沙一级保护区、高速公路西侧一级保护区，及高速公路东侧一级保护区，保护区总面积为36.85km^2。

北侧十里沙一级保护区：分别对每口单井进行一级保护区划分，1#井以水源井为中心，西侧以30m处现有居民为界，东、南、北侧均外延50m的不规则圆形区域。2#、3#、4#井均以水源井为中心，半径50m的圆形区域。保护区面积为0.03km^2。

高速公路西侧一级保护区：以三口水源井连线为中心，分别向东、南、西、北侧外延50m的矩形区域。

高速公路东侧一级保护区：西侧以青银高速向东延50m为界，北侧以现有乡村道路为界，南侧以太中银铁路向北延500m为界，成不规则多边形。

②二级保护区

共分为三部分，北侧十里沙二级保护区、高速公路西侧二级保护区及高速东侧二级保护区，保护区总面积为 3.94km^2。

北侧十里沙二级保护区：以 1#、3#、4#外围水源井为中心，一级保护区外延 450m 的区域，其中西北侧以现有养殖场为界,成不规则圆形区域。保护区面积 2.28km^2。

高速公路西侧二级保护区：西侧以高速公路西侧一级保护区外延 450m 为界，东侧至青银高速，南至太中银铁路，呈不规则多边形。

高速公路东侧二级保护区：西至高速公路，南至太中银铁路，东至规划 4C 机场，北至余墩洼。

③准保护区

共分为两部分，南侧准保护区、北侧准保护区，保护区总面积为 45.39km^2。

北侧准保护区：西侧以青银高速为界，北侧以现有乡村道路为界，南侧至二级保护区，东侧至 4C 飞机场。

南侧准保护区：太中银铁路以南，青银高速以北之间。

④规划水源地保护区

总面积为 37.57km^2。西侧以 4C 飞机场为界，北侧以现有乡村道路为界，南侧至任圈，东侧至火盛滩。

（3）项目与芦河湿地位置关系

根据《陕西省重要湿地名录》（陕政发〔2008〕34 号），芦河湿地范围为从靖边县新城乡到横山县横山镇吴家沟村，沿芦河至芦河与无定河交汇处，包括芦河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。根据现场踏勘，项目与芦河湿地最近的盘三转改造站场，最近处距离为 2.2km，井场及管线工程离芦河的距离大于 4.2km，因此项目不占用芦河湿地。项目与芦河湿地的位置关系如图 2.6-3。



图 2.6-3 本项目与芦河湿地的位置关系图

（4）项目与文物保护单位、自然保护区等需要特殊保护的环境敏感区的关系

据现状调查和多规合一文件，本项目不涉及文物保护单位，站场、管线、道路等工程均不在文物保护范围内部署；无自然保护区、风景名胜区等其他需特殊保护的环境敏感区。

（5）项目与沙化土地封禁保护区的关系

根据调查，本项目开发区域均位于黄土丘陵沟壑区，经收集定边县及靖边县沙化封禁保护区的区划资料，本项目开发区域均不涉及沙化封禁保护区，其中靖边县开发区域距离靖边县沙化封禁保护区最近距离为 42.0 km，定边县开发区域距离定边县沙化封禁保护区最近距离为 20.3 km。项目与定边县沙化土地封禁保护区的位置关系如图 2.6-4，项目与靖边县沙化土地封禁保护区的位置关系如图 2.6-5。

2.6.2.3 环境空气保护目标

本工程不在国家公园、自然保护区等环境敏感区内，本次评价主要调查井场、站场边界外延 2.5km 的矩形区域范围内的居住区。本工程井场、站场周围大气环境保护目标情况见表 2.6-3，敏感目标分布见图 2.5-1~图 2.5-2。

表 2.6-3 井场及站场周围（2.5km）大气环境保护目标分布情况一览表

站场	村庄	人口（户/人）	相对场站位置距离

	（自然村）		坐标（Y，X，国家 2000）		方位	距离（m）
盘三转接站	张兴庄村	6 户/18 人	36558610	4117686	NE	2990
	王圪堵	6 户/16 人	36559001	4115939	NEE	2419
	李家崾峪	4 户/11 人	36556646	4115337	W	69
盘 55-27 扩	杨家沟村	8 户/21 人	36551953	4112571	WN	988
	二道沟居民点	4 户/11 人	36551095	4112258	ES	106
盘 67-23 井场	后湾	7 户/20 人	36547273	4112003	NWW	2030
盘 63-23 井场	野鸡湾沟	7 户/22 人	36551015	4112031	NEE	2482
	麻地崾峪	4 户/10 人	36550809	4109220	SE	2726
顺 131	周河镇	120 户/385 人	36552239	4107441	E	638
柳 44 扩	红柳沟村	4 户/10 人	36552349	4106410	NW	105
南九增	巡检司村	55 户/210 人	36550722	4100840	NW	1841
	谢家湾	7 户/20 人	36553194	4100698	NE	1740
柳 103-252 脱	营盘湾	10 户/28 人	36548597	4098589	NW	2329
柳 98-32	蒋市	22 户/62 人	36552334	4097595	SW	462
	土墩湾	25 户/70 人	36553490	4096774	SE	1496
南六转	东坪村	38 户/106 人	36552051	4098425	SE	50
柳 96-31	石场沟	38 户/25 人	36554635	4099162	NE	2000
柳 81-49	湫沟	8 户/22 人	36560318	4103052	NE	1041
	后边畔	3 户/8 人	36559859	4102178	E	102
南八增	桃沟村	10 户/29 人	36546808	4094417	WS	1226
	老鼠湾沟	2 户/5 人	36547090	4095432	S	178
柳 103-252 脱	南崾峪	5 户/14 人	36549961	4095206	S	1501
柳 48-7-7	张家坬	13 户/39 人	36544962	4092559	WS	2184
池 227-238 扩 2	上沙渠子	41 户/118 人	36468414	4136972	NE	2020
	姚台村	32 户/100 人	36465281	4136909	NW	2627
池 222-235	大涧	42 户/128 人	36465877	4134062	S	605
	小涧子村	110 户/302 人	36466983	4132831	SE	2106
	砖庙	27 户/82 人	36463677	4132967	SW	2915

2.6.2.4 地表水环境保护目标

本项目涉及 3 处周河跨越工程，地表水评价范围内不涉及水环境保护目标。

2.6.2.5 地下水环境保护目标

本工程地下水评价范围内无集中式饮用水水源地、分散式水源地，地下水调查范围内居民主要以分散式水源地供给作为饮用水源，偏远山区零星居民点则主要以窖水或外运水作为饮用水源。本项目地下水环境保护目标为集中式水源地和分散式水源地，调查范围内地下水环境保护目标分布情况见表 2.6-4 和图 2.5-3~图 2.5-4。。

表 2.6-4 项目地下水环境保护目标

序号	地下水保护目标位置	坐标（Y，X，国家2000）		与项目位置关系	埋深（m）	取水层位	供水人口/人
1#	周河镇水源井	36552212	4107368	柳 44 扩井场上游约 993m	90	环河组	约 500
2#	巡检司村民井（泉）	36550916	4100535	柳 100-35 井场上游 1771m	1340.1（标高）	环河组	约 3
3#	东坪村民井	36551326	4098523	南六转下游 502m	15	第四系冲积层	约 3
4#	孟家台村民井	36555052	4099674	南 9 增至南十二转输油管线东侧 1256m	6	环河组	约 3
5#	后二里湾民井	36561344	4101209	柳 81-49 井场下游 1784m	80	环河组	约 15
6#	姚台子民井	36465276	4136890	池 2 增下游 1248m	80	环河组	约 4
7#	小涧子村民井	36466957	4132963	池 222-235 井场上游 1981m	76	环河组	约 3
具饮用水开发利用价值的含水层保护目标：靖边区块内为第四系冲积孔隙潜水、白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层、白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层；定边区块内为白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层、白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层。							

2.6.2.6 声环境保护目标

本工程声环境保护目标主要为井场、站场边界外 200m 范围内，以及管线 200m 范围内的居民点。根据调查，声环境保护目标位置及分布见表 2.6-5~表 2.6-6，声环境保护目标分布见图 2.5-5~图 2.5-6。

表 2.6-5 项目井场、站场 200m 范围内声环境保护目标分布表

站场	村庄（自然村）	人口（户/人）	相对场站位置距离			
			坐标（Y，X，国家 2000）		方位	距离（m）
盘三转接站	李家崾峪居民点	4 户/11 人	36556646	4115337	W	69
盘 55-27 扩	二道沟居民点	1 户/3 人	36551095	4112258	ES	106
柳 44 扩	红柳沟村居民点	4 户/10 人	36552349	4106410	NW	105
南六转	东坪村居民点	13 户/40 人	36551852	4098708	E	15
柳 81-49	后边畔居民点	3 户/8 人	36559859	4102178	E	102

南五供	土墩湾	13 户/38 人	36553490	4096774	W	50
南八增	老鼠湾沟	2 户/5 人	36547090	4095432	S	178

表 2.6-6 管线 200m 范围内声环境保护目标分布表

管线	村庄（自然村）	人口（户/人）	相对管线位置距离			
			坐标（Y，X，国家 2000）		方位	距离（m）
盘 63-23 至盘四转出油管线	小李子沟居民点	3 户/8 人	36548580	4110558	S	97
周河供水站至柳 44 扩供水管线	红柳沟村居民点	7 户/20 人	36552144	4106659	E	68
柳 44 扩至柳 72-33 脱集气管线	柳沟村居民点	2 户/6 人	36555614	4105645	E	50
高 333 至柳 88-25 脱出油管线	金滩沟村居民点	9 户/16 人	36551217	4101545	S	71
南 9 增至南十二转输油管线	马家崾峪居民点	4 户/10 人	36554122	4101617	S	112
南 8 增至柳 103-252 输油管线	秋沟山居民点	1 户/2 人	36550125	4097144	E	48
	程山窑则居民点	8 户/22 人	36549274	4096215	E	42
南六注至高 199 扩注水管线	老鼠湾沟居民点	1 户/3 人	36547091	4095432	S	144
	大白沟居民点	5 户/14 人	36552851	4096946	N	32
	土墩湾居民点	11 户/30 人	36553535	4096841	N	22
柳 82-45 至南 2#转油点	边畔村居民点	38 户/106 人	36558445	4101665	SE	132
高 223 至南十转出油管线	后山居民点	2 户/5 人	36562580	4100810	N	122
	卧虎塔村居民点	2 户/5 人	36562328	4098070	N	20
	马鞍山居民点	4 户/11 人	36561962	4097681	W	98

2.6.2.7 土壤环境敏感目标

根据本工程污染影响型土壤环境评价范围，土壤环境敏感目标主要包括井场、站场边界外扩 1000m、管线两侧 200m 范围内的居民区、耕地、园地、牧草地等；

根据本工程生态影响型影响评价范围，土壤环境敏感目标主要包括井场、站场边界外扩 2km、管线两侧 200m 范围内的耕地、园地、牧草地等。

2.6.2.8 生态环境保护目标

本项目生态评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境。

部分井场占用靖边县、志丹县二级公益林，部分管线施工期临时占用靖边县、志丹县二级公益林，占用二级国家公益林的相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）、《建设项目使用林地审核审批管理规范》（林资规〔2021〕5 号）等相关要求办理手续。经审核审批同意使用的国家级公益林地，应按照规定实行占补平衡。

（1）国家二级公益林

项目占用国家二级公益林情况见表 2.6-7，公益林分布图见附件 22。

表 2.6-7　项目占用国家二级公益林情况表

保护对象	保护范围	保护目标	占用情况				备注
			工程名称	永久占用面积（hm^2）	临时占用面积（hm^2）	总面积（hm^2）	
国家二级公益林	占地及影响范围	临时施工占地基本恢复原有土地使用功能，加强地表植被绿化	盘 63-23 井场	3426.29	0.15	井场永久占用 1.9183hm^2，临时占用 0.7hm^2	按照《国家及公益林管理办法》进行管理
			盘 67-23 井场	4600.75	0.15		
			盘 55-27 扩井场	3492.32	0.15		
			柳 44-1 井场	3950.88	0.15		
			新 351 井场	3054.96	0.10		
			顺 92-05	657.58	0		
			盘 67-23 至盘 69-18 增出油管线	0	51.59	管线临时占用 1.9073hm^2	
			降回压站至新 11 脱水站输油管线	0	2065.6		
			降回压站至新 11 脱水站输油管线	0	350.98		
			高 333 至柳 88-25 脱出油管线	0	4034.16		
			柳 44-3 至顺 131 出油管线	0	302.52		
			柳 44 扩至柳 77-28 增出油管线	0	866.3		
			柳 44 扩至柳 72-33 脱集气管线	0	185.79		
			柳 44-1 至新 351 出油管线	0	3220.86		
			柳 44 扩至新 351 注水管线	0	463.19		
			柳 44-2 至柳 77-28 增出油管线	0	2.47		
			南 9 增至南十二转输油管线	0	550.59		
			南十二转至南二注供水管线	0	671.46		
			高 199 扩至降回压站出油管线	0	116.04		
			柳 48-9-5 至降回压站出油管线	0	0.05		

保护对象	保护范围	保护目标	占用情况				备注
			工程名称	永久占用面积（hm^2）	临时占用面积（hm^2）	总面积（hm^2）	
			柳 48-7-7 至南 8 增出油、注水管线	0	280.55		
			柳 48-7-7 至南 8 增出油、注水管线	0	692.55		
			南 8 增至柳 103-252 输油管线	0	249.97		
			南六注至高 199 扩注水管线	0	3310.13		
			南六注至高 199 扩注水管线	0	1.66		
			高 199 扩至柳 48-9-5 注水管线	0	69.63		
			高 199 扩至高 21A 注水管线	0	236.34		
			南五供至南六注供水干线	0	95.63		
			柳 82-45 至南 2#转油点	0	86.81		
			柳 82-45 至南 2#转油点	0	59.74		
			高 223 至南十转出油管线	0	83.68		
			池 227-238 井组至池二增出油、注水管线	0	1024.79		

（2）永久基本农田

部分管线施工期临时占用少量永久基本农田，建设单位在永久基本农田内不建设永久建构筑物，建设单位在施工期严格落实环评提到的一系列生态环境保护措施，保证区域生态功能不降低。

表 2.6-8　项目占用永久基本农田情况表

保护对象	保护范围	保护目标	项目占用情况			备注
			工程名称	临时占用面积（hm^2）	总面积（hm^2）	
永久基本农田(榆林）	占地及影响范围	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作，确保施工前后永久基本农田产量不降低	盘古梁加密区块（盘 63-23 至盘四接转站出油管线、高 338 至盘二转出油管线）	0.1347	8.2327	按照《基本农田保护条例》办理相关手续
			柳 44 区块（周河供水站至柳 44 扩供水管线、柳 44-1 至新 351 出油管线、柳 44 扩至新 351 注水管线、柳 44-2 至柳 77-28 增出油管线、柳 44 扩至柳 77-28 增出油管线、柳 44 扩至柳 72-33 脱集气管线）	1.1764		
			五二区加密区块（柳 82-45 至南 2#转油点、高 223 至南十转出油管线）	0.847		
			顺 165 区块（高 333 至柳 88-25 脱出油管线、南 9 增至南十二转输油管线、柳 98-32 至南 9 增出油管线、高 150 至南 9	1.326		

			增出油管线、柳 96-31 至南 9 增出油管线、南十二转至南二注供水管线）			
			柳 48 区块靖边区域（降回压站至新 11 脱水站输油管线、南六注至高 199 扩注水管线、南 8 增至柳 103-252 输油管线）	3.2136		
			池 109 区块（池 227-238 井组至池二增出油管线、池 222-235 井组至池 228 站出油管线）	1.2722		
永久基本农田(延安）	占地及影响范围	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作，确保施工前后永久基本农田产量不降低	柳 48 区块志丹区域（南六注至高 199 扩注水管线、南 8 增至柳 103-252 输油管线）	0.2628		

第 3 章　　工程概况

3.1 建设单位概况

中国石油长庆油田分公司第三采油厂成立于 1971 年，是长庆油田分公司下属的一个集勘探开发、产能建设、原油生产为一体的石油生产单位，生产区域横跨 2 省（宁夏回族自治区、陕西省）3 市（榆林市、延安市、吴忠市）5 县（榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县）。

在长期的油田开发建设过程中，第三采油厂逐步形成了一套开发低渗透油田、保持长期稳产的开发技术和工艺措施，1993 年 8 月 23 日，在陕西省靖边县至安塞县之间完钻的天然气探井—陕 92 井，在延长组长 6 层获得日产 17.3 吨工业油流，成为靖安油田发现井。自 1993 年发现以来，靖安油田经历了开发准备、规模上产、稳产开发三个阶段。1999 年，靖安油田年产油突破 100 万吨；2003 年 12 月 5 日，靖安油田年产油突破 200 万吨，成为长庆油田第一个年产两百万吨的油田；2007 年 12 月 27 日，年产跨越 300 万吨；2009 年 6 月，原油日产突破 1 万吨，成为长庆油田首个日产万吨的油田。2010 年 12 月 16 日，年产原油突破 400 万吨大关，达到 419 万吨。

由于产能衰减原因，目前，第三采油厂原油维持在 300 万吨左右。需要说明的是，根据建设单位提供资料，2010 年第三采油厂生产能力达到最大（单井原油产量高），年产原油突破 400 万吨大关，近年来，随着开采年限的增加，单井原油产量逐年降低，全年产能也逐年降低，目前第三采油厂全厂最大生产能力仅能维持全厂原油在 300 万吨左右，其中第三采油厂榆林区域最大生产能力维持原油在 170 万吨左右，其他开发区域（宁夏、延安区域）年产原油维持在 130 万吨左右。

3.2 油田地理位置及开发范围

本次 2025 年产建工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）中姬塬油田开发范围在定边区域进行建设；靖安油田开发范围主要在靖边区域进行建设，少部分井场及管线工程（7 座井场 14 条管线）在延安市志丹县、吴起县区域进行建设。本项目产能规模 4.8×10^4t/a，动用储量约 240 万吨。

第三采油厂靖安油田开发范围划分为郝坨梁采油作业区、盘古梁采油作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区、虎狼峁采油作业区、吴起采油作业区、新寨采油作业区、桐寨采油作业区（以下简称“郝坨梁作业区、盘古梁作业区、

五一区、五二区、虎狼峁作业区、吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区”）。主要分布在榆林市靖边县周河镇、杨米涧镇、王渠则镇，延安市吴起县吴起街道、吴仓堡乡、五谷城乡、志丹县顺宁镇境内。油区主要道路有：延志吴高速、G20 青银高速、G307（盐池—定边—靖边）、省道 S303、靖志路（靖边—志丹）和油区道路及乡村道路，交通比较方便。

第三采油厂姬塬油田陕西区域开发范围划分为油房庄第一采油作业区（原胡尖山作业区字 2024 年起并入油房庄第一采油作业区）和油房庄第二采油作业区（以下简称“油一区、油二区”），位于定边县贺圈镇、白湾子镇、砖井镇、油房庄乡境内，部署区域隶属长庆油田分公司第三采油厂管辖，与第五采油厂、延安公司相邻。油区主要道路有 G20、G307、G244、闫铁路，油区支干线道路分布其中，交通条件较为便利。

本次第三采油厂靖安油田开发范围涉及 2 个采矿证（C1000002023513180005 23 陕蒙鄂尔多斯盆地靖边气田南部 A1 油气开采，C1000002023513180005 16 陕蒙鄂尔多斯盆地靖边气田南部 A2 油气开采，见附件 3）。本次第三采油厂姬塬油田开发范围涉及 2 个采矿证（C1000002023513180005 46 陕甘宁蒙鄂尔多斯盆地姬塬油田黄 3 区油气开采，C1000002023513180005 47 陕西鄂尔多斯盆地油房庄油田池 109 油气开采，见附件 3）。

本次第三采油厂靖安油田开发范围涉及盘古梁采油作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区，分布在榆林市靖边县周河镇，延安市吴起县吴起街道、志丹县顺宁镇境内。本次第三采油厂姬塬油田开发范围涉及油房庄第一采油作业区，分布在定边县油房庄乡。

第三采油厂陕西区域地理位置及矿权范围示意见图 3.2-1。本次第三采油厂开发区域地理位置及矿权范围示意见图 3.2-2，地面分区情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　第三采油厂陕西区域地面分区情况汇总表

序号	地面分区名称（作业区/区块/采油队等）	涉及行政区划（以乡镇为单位）	备注
1	郝坨梁采油作业区	靖边县王渠则镇、杨米涧镇、中山涧镇	/
2	盘古梁采油作业区	靖边县王渠则镇、中山涧镇、周河镇，吴起县吴起街道	本次开发范围
3	五里湾第一采油作业区	靖边县周河镇，志丹县顺宁镇	
4	五里湾第二采油作业区	靖边县周河镇，志丹县顺宁镇	
5	虎狼峁采油作业区	志丹县顺宁镇	/
6	吴起采油作业区	吴起县吴起街道	
7	新寨采油作业区	吴起县吴仓堡乡、吴起街道	
8	桐寨采油作业区	吴起县五谷城乡、吴起街道	
9	油房庄第一采油作业区	定边县贺圈镇、盐场堡镇、杨井镇、油房庄乡、砖井镇	本次开发范围
10	油房庄第二采油作业区	定边县贺圈镇、盐场堡镇	/
合计	10 个作业区	4 个县 14 镇	

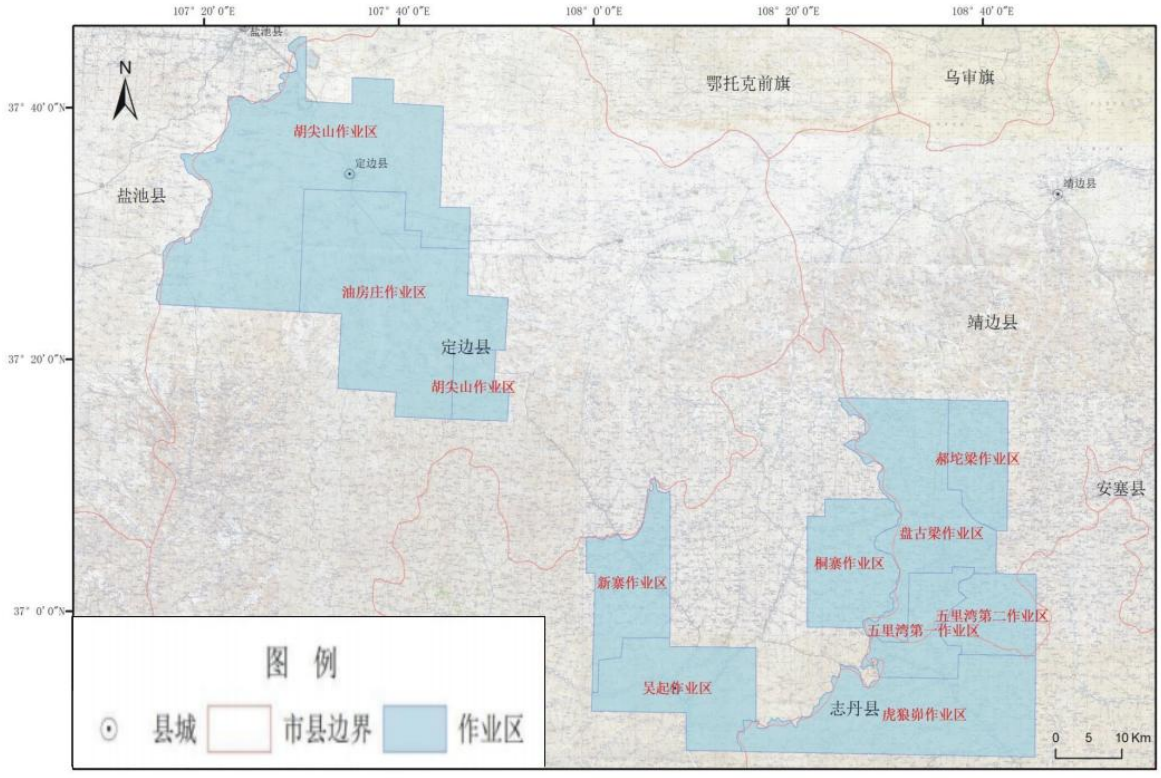


图 3.2-1　第三采油厂陕西区域开发区域矿权范围图

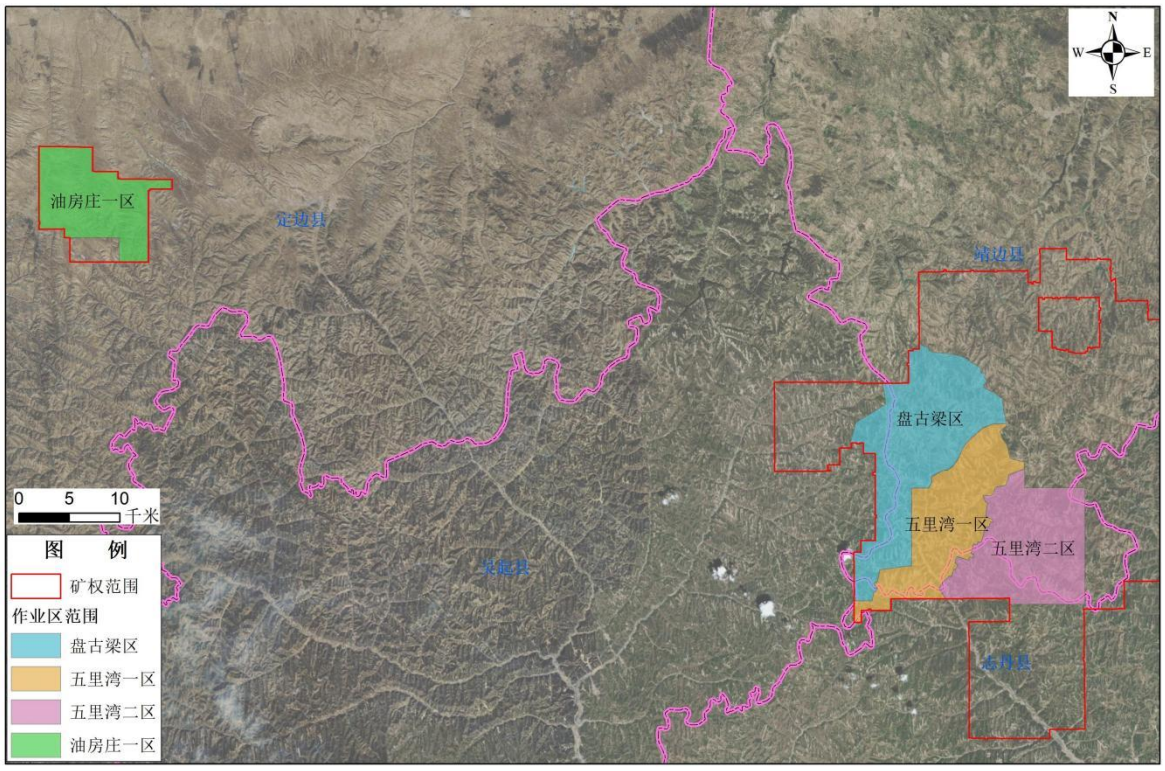


图 3.2-2 本次第三采油厂开发区域矿权范围图

3.3 油藏资源概况

3.3.1 油藏特征

3.3.1.1 地质构造

1、靖边油区

靖边油区大地构造位于鄂尔多斯盆地一级构造陕北斜坡的中东部，为一平缓的西倾单斜，地层倾角小于 1°，坡降 6～8m/km。该区构造主要为西倾单斜背景上由差异压实作用形成的一系列由东向西倾没的低幅鼻状隆起，轴长 3~12km，两翼倾角 0.2~1°，隆起幅度 2~8m。鼻状隆起与上倾方向的岩性致密带或泥岩相匹配，形成良好的圈闭，对油气运移和富集起着至关重要的作用。区内断裂较少，偶见一些小型的正断层，断距较小，延伸长度有限，多为高角度断层，对地层的切割和油气的运移、聚集有一定影响，但未破坏整体构造的稳定性。成藏因素主要受沉积相带的变化及储层岩性、物性控制，发育了一套以湖泊、湖泊三角洲、河流相为主的砂体岩性油藏。

靖边油区地层结构自下而上依次为寒武系和奥陶系海相碳酸盐岩地层，石炭系、二叠系砂泥岩地层，三叠系湖泊三角洲相沉积的砂岩、泥岩和页岩互层地层，侏罗系河流三角洲相沉积的砂泥岩地层，白垩系红色碎屑岩地层，第四系松散沉积物。

油层主要位于中生界三叠系延长组和侏罗系延安组，而具有供水意义的含水层主要为第四系松散层孔隙含水层和白垩系砂岩含水层。侏罗系油藏（延 9、延 10）与上覆白垩系含水层间距 50-100m，局部高渗砂体存在有限水力联系，但整体受侏罗系中上部的泥岩隔层控制，水力联系微弱。

靖边油区区域储层主要为三叠系延长组砂岩和侏罗系延安组砂岩，砂岩储层孔隙连通性较差，喉道细小，导致流体在储层中的渗流阻力较大，属于特低渗透储层，渗透率一般小于 1μm^2，大量储层甚至低于 0.5μm^2，油气在储层中的自然流动能力很弱，需要通过压裂等增产措施来提高储层的渗透性，改善油气的开采效果。

2、定边油区

定边油区大地构造位于鄂尔多斯盆地一级构造陕北斜坡的中西部，紧邻天环坳陷。构造形态为近东西向倾伏的平缓单斜，地层倾角小于 1 度。因岩性差异压实作用，局部形成轴向为东北—西南或近东西向分布的多排鼻状构造，这些鼻状构造对油气富集具有重要意义。鄂尔多斯盆地整体构造活动相对稳定，姬塬油田定边区域所在的伊陕斜坡，远离板块边缘和大型活动断裂带，构造应力较小。该区域为相对稳定地块，岩层未遭受剧烈变形，保持完整，构造稳定性好，有利于油气的保存和聚集。

定边油区地层结构上而下为第四系松散沉积物，白垩系下统志丹群砂泥岩互层，夹薄层砾岩，中下侏罗统安定组、直罗组、延安组泥岩互层，上三叠系延长组砂岩、泥岩及页岩互层。

三叠系延长组（长 2、长 6）和侏罗系延安组（延 9）是主要产油层，均位于中生界陆相碎屑岩中，受三角洲沉积体系控制，砂体呈条带状分布。而具有供水意义的含水层主要为第四系松散层孔隙含水层和白垩系砂岩含水层。延长组油层与上覆第四系含水层间距达数百米至千米，中间隔白垩系厚层泥岩、砂岩，水力联系极弱，侏罗系延安组油层与上覆白垩系洛河组含水层间距较近（约 50~100 米），局部高渗砂体存在有限水力联系，但侏罗系中上部泥岩（如安定组）和白垩系泥岩构成区域稳定隔水层，有效阻止油气向上逸散，同时隔离上覆含水层（如第四系、洛河组含水层）与油层的水力联系，水力联系微弱。

延安组延 9 储层属中孔中低渗，孔喉结构组合类型为中喉型，储层物性较好；长 2 储层以中孔低渗储层，孔喉组合类型为细喉型；长 6 为低孔特低渗储层，孔喉组合类型以细喉型为主。总体来说，储层渗透性较差，尤其是延长组长 6 储层非均

质性强，油气在储层中的自然流动能力很弱，需要通过压裂等增产措施来提高储层的渗透性，改善油气的开采效果。

3.3.1.2 开采油层

1、靖边油区

目前靖安油田靖边油区已开发含油层系从侏罗系延 7 层到三叠系长 9 层，共计 7 个层系。其中侏罗系：延 9、延 10 层系；三叠系：长 2、长 3、长 4+5、长 6、长 8 层系。

第三采油厂靖边油区主要含油层系为三叠系延长组及侏罗系延安组。郝坨梁作业区主要开发层位为长 4+5 和长 6；盘古梁作业区开采油层包括延 9、长 2、长 6 共 3 个储层，其中长 6 为主采油层；五里湾一区开发层位有延 9、延 10、长 2、长 3、长 4+5、长 6、长 8 等 7 个层系，其中长 4+5、长 6 是主力开发层系；五里湾二区开采油层包括延 9、长 2、长 6 共 3 个储层，其中长 6 为主采油层。

第三采油厂靖边油区共有郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区四个作业区。截至 2024 年底，已建成并验收油井 2542 口，注水井 994 口，形成以靖一联、靖三联为中心枢纽的联合站 2 座、接转站和转油站 36 座，增压点 90 座，配套建设油气集输管网的集输网络，基本实现了油气密闭集输，第三采油厂靖边油区原油产能维持在 120 万吨左右。退役井 100 口（其中郝坨梁作业区退役井 50 口，涉及退役井场 20 座，均已生态恢复；盘古梁作业区退役井 50 口，涉及退役井场 20 座，其中 14 座已生态恢复，拟生态恢复井场 6 座）、退役管线 150km，无退役站场。

2、定边油区

第三采油厂定边区域原名宁定油田定边油区自上而下钻遇的地层有第四系，新近系，白垩系，侏罗系以及三叠系。主要开采含油地层为三叠系延长组长 2、长 4+5、长 6，长 8 及侏罗系延安组延 9、延 10 等油层。侏罗系延安组地层对比主要标志层为延 6、延 7、延 8、延 9、延 10 顶煤，其中，延 9 可细分延 91、延 92、延 93 三个小层，延 10 细分为延 101、延 102 两个小层，主力油层为延 92、延 101。

三叠系延长组主要含油层位为长 2、长 4+5、长 6，长 8，可进一步将长 4+5 细分为长 4+51 和长 4+52，长 6 细分为长 61、长 62、长 63，长 8 细分为长 81、长 82，主力油层为长 2、长 4+52、长 63，长 81。

第三采油厂定边油区共有油一区、油二区二个作业区。截至 2024 年底，定边区域已建成并验收油井 1165 口，注水井 540 口，形成以油一联、油二联为中心枢纽的联合站 2 座、接转站 9 座，增压点 19 座，配套建设油气集输管网，除少部分井场拉油外基本实现了油气密闭集输，第三采油厂榆林定边区域原油产能维持在 50 万吨左右。退役井 13 口（涉及退役井场 3 座，均已生态恢复）、退役管线 17km，无退役站场。

侏罗系延安组、三叠系延长组地层划分见表 3.3-1。

表 3.3-1　延长组、延安组地层划分简表

分层						厚度	岩性简述	标志层
系	组	段	油层组			(m)		
侏罗系	直罗组	J_2z					厚层块状中-粗粒砂岩	
	延安组	J_1y	延4				灰黑色泥岩与灰白色细粒砂岩，夹煤线	
			延5				灰白色块状细-中粒石英砂岩与灰黑色泥岩夹煤层	
			延6			26～45	灰白色厚层细-中粒砂岩与灰黑色泥岩顶部煤层区域分布稳定	Y6顶煤
			延7			30～38	灰白色厚层砂岩与灰黑色泥岩互层，夹煤线	
			延8	延8_1		8～15	灰白色块状细-中粒砂岩与灰黑色泥岩夹煤层，煤层比较稳定	Y8顶煤
				延8_2		7～12		
			延9	延9_1		0～15	灰白色厚层块状中粒砂岩夹黑色泥岩和煤层	Y9顶煤
				延9_2		0～25		
				延9_3		0～40		
			延10			0～150	灰白色块状色中-粗粒砂岩夹灰色、灰黑色泥岩、煤层	
三叠系	延长组	T_3y^5	长1			0～120	暗色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩不等厚互层，夹炭质泥岩及煤线	K9
		T_3y^4	长2	长2_1	长2_1^1	47～68	灰绿色块状细砂岩夹暗色泥岩	
					长2_1^2			
					长2_1^3			
				长2_2		30～90	浅灰色细砂岩夹暗色泥岩	K8
				长2_3		55～80	灰、浅灰色细砂岩夹暗色泥岩	K7
		T_3y^4	长3			70～130	浅灰、灰褐色细砂岩夹暗色泥岩	K6
		T_3y^3	长4+5	长4+5_1	长4+5_1^1	40～55	浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层	K5
					长4+5_1^2			
				长	长4+5_2^1	40～70	浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层	

分层					厚度	岩性简述	标志层
系	组	段	油层组		(m)		
				4+5$_2$ 长4+5$_2^2$			
			长6	长6$_1$	35～45	褐灰色块状细砂岩夹暗色泥岩	K4
				长6$_2$	35～45	浅灰色粉细砂岩夹暗色泥岩	K3
				长6$_3$	35～45	灰黑色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩互层夹薄层凝灰岩	K2
			长7		80～100	暗色泥岩、炭质泥岩、油页岩夹薄层粉	K1

3.3.1.3 藏埋深及油层厚度

根据油藏勘探资料及建设单位核实，本项目油藏埋深与油层厚度见表 3.3-2。

表 3.3-2 评价区油藏埋深与油层厚度

开发层位	埋深（m）	油层有效厚度（m）
侏罗系	1100~1200	5~20
长 2	1350~1500	10~20
长 4+5	1700~1800	10~25
长 6	1750~1900	10~35
长 8	2050~2150	5~15
长 9	2150-2270	5~15

3.3.2 油藏流体性质

3.3.2.1 原油物性及组分

根据初步设计方案和建设单位提供资料，开发区域各层位原油性质见表 3.3-3。

表 3.3-3 开发区域各层位原油性质表

油品	密度（g/cm^3）	粘度（MPa.S）	凝固点（℃）	气油比（m^3/t）	含硫
侏罗系	0.8689	19.67	19	19.4	否
长2	0.8488	8.4	21	20.0	否
长4+5	0.8709	13.85	26	48	否
长6	0.8440	6.4	21	70	否
长8	0.8270	4.45	20	50.7	否
长9	0.8400	6.67	20.1	100.4	否

3.3.2.2 地层水性质

油区各开发地层水水型为 $CaC1_2$ 型和 $NaHCO_3$ 型，总矿化度为 9.73～66.64g/L，各开发地层水性质见见表 3.3-4。

表 3.3-4 开发区域地层水性质表

层位	总矿化度（g/L）	水型
侏罗系	9.73	$NaHCO_3$
长2	22.51	$NaHCO_3$
长4+5	66.64	$CaCl_2$
长6	66.51	$CaCl_2$
长8	14.9	$CaCl_2$
长9	35.4	$CaCl_2$

根据第三采油厂榆林区域采出水化验结果，配伍性试验结果：

（1）侏罗系和三叠系不配伍；

（2）三叠系长 4+5、长 6 配伍，长 7 和长 8 配伍，其余均不配伍。

3.3.2.3 原油伴生气性质

评价区不产纯天然气，主要以油藏伴生气为主，成分以甲烷为主，伴生气含硫量极低，原油伴生气性质见表 3.3-5。

表 3.3-5 原油伴生气性质表

层位	分析项目（mol%）				相对密度	甲烷化系数	H_2S	CO
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4H_{10}				
侏罗系	42.50	14.13	25.31	3.71	0.88	0.62	未检出	未检出
长2、长4+5	39.48	16.69	24.06	4.22	0.79	0.58	未检出	未检出
长6	49.53	12.86	19.67	3.22	0.84	0.47	未检出	未检出
长8	49.07	14.08	22.74	12.1	0.82	0.504	未检出	未检出
长9	35.87	14.13	25.31	3.71	0.97	0.58	未检出	未检出
注：经建设单位反馈，其单位对油藏伴生气成分进行了相关化验，其中CO采用《空气质量 一氧化碳的测定 非分散红外法（GB/T 9801-1988）》测定，最低检出限0.3mg/m³；硫采用《天然气 含硫化合物的测定 第5部分 用氢解-速率计比色法测定总硫含量（GB/T11060.5》测定，最低检出限0.1mg/m³；CO和硫在伴生气中未检出是指其低于实验检出限，实验监测条件下未检出。								

3.3.3 油田开采技术政策

针对评价区部分油藏开发油层天然能量不足，在地面条件允许的前提下采用超前注水开采工艺，超前注水时间为 3 个月。部分油藏开发油层天然能量充足，采用同步注水方式开发，根据初步设计方案，平均单井日配注量最大为 25m³，最大注水压力 20.5MPa，注采井网主要为菱形反九点。本项目开发技术政策见表 3.3-6。

表 3.3-6 项目开发技术政策

区块	层位	井型	注采井网	最大注水压力（MPa）
定边油区	延 8、延 9、长 6、长 9	定向井/超短水平井	菱形反九点	16.0~17.0

区块	层位	井型	注采井网	最大注水压力（MPa）
	长 2、延 10、长 8	定向井	菱形反九点	15.3
靖边油区	长 6、长 8、长 2	定向井/水平井	菱形反九点	20.5
	侏罗系、长 9	定向井	菱形反九点	16
	长 6、长 4+5	大斜度	菱形反九点	16

3.4 现有工程概况

本项目建设地点涉及榆林市靖边县、定边县，延安市志丹县、吴起县，现有工程开发区块主要为郝坨梁采油作业区、盘古梁采油作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区、油房庄第一采油作业区、油房庄第二采油作业区。本次产能建设项目不涉及延安区域虎狼峁作业区、吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区，该部分现有工程概况在第三采油厂 2025 年产能建设项目环评（延安区域）中另行评价。

3.4.1 开发建设历程及环保手续履行情况

3.4.1.1 环境影响评价手续

根据建设单位提供的资料，长庆油田第三采油厂滚动开发建设历程及环保手续履行情况统计如下：

1、靖边油区

靖边油区开发区块包括郝坨梁采油作业区、盘古梁采油作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区，开发建设历程及环保手续履行情况见表 3.4-1，其他单体工程均履行了相应环保手续，见表 3.4-2。

表 3.4-1 靖边油区现有工程开发区块开发建设历程及环保手续履行情况

序号	项目名称	环评批复	环保验收批复	已批复产能（10^4t/a）	验收产能（10^4t/a）
1	靖安油田 140×10^4t/a 产能开发项目	陕环函〔2002〕108 号	陕环批复〔2008〕292 号	140	140
2	长庆油田分公司第三采油厂靖边县境内 30 万吨/年产能建设项目	陕环函〔2018〕588 号	自主验收，2021.11.15	30	30
3	长庆油田分公司第三采油厂志丹县境内 50 万吨产能建设工程	延行审城环发〔2021〕133 号	2022 年 5 月已开展一阶段自主验收	50	5.4
4	长庆油田分公司第三采油厂 2021 年产能建设工程（靖边区域）	榆政审批生态发〔2022〕37 号	自主验收，2023.7.11	8.4	5.7
5	长庆油田分公司第三采油厂 2022 年产能建设工程（靖边区域）	榆政审批生态发〔2023〕6 号	正在验收	6	/

6	长庆油田分公司第三采油厂 2023 年产能建设工程（榆林区域）	榆政环批复〔2024〕107 号	建设中	6.98	/
7	长庆油田分公司第三采油厂 2024 年产能建设工程（榆林区域）	榆政环批复〔2025〕4 号	建设中	3.4	/

表 3.4-2　2008-2018 年靖边油区场站环评统计表

序号	站点（备注井场号）	建站时间	建设地点	审批时间	审批文号	竣工环保验收
1	冯 57-84 增压站	2011.12	靖边县新城乡张新庄	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2418	/
2	于 55-18 增压站	2010.12	靖边县新城乡吕家口则村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2399	/
3	盘 28-40 增压站	2012.12	陕西省靖边县新城乡郝坨梁行政村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2396	/
4	于 69-24 增压站	2010.11	靖边县新城乡张兴庄大队	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2400	/
5	杨 66 增压站	2013.12	靖边县-新城乡-张天赐村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2398	/
6	柳 37-53 增压站	2012.12	靖边县大路沟乡小阳岔村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2408	/
7	柳 19-43 增压站	2012.12	靖边县新城乡杨湾渠	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2420	/
8	柳 24-27 增压站	2012.12	靖边县新城乡黑龙沟	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2421	/
9	盘 21-38 增压站	2009.12	靖边县新城乡张辛庄行政村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2412	/
10	南五增压站	2007.11	靖边县周河乡东台村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2384	/
11	柳 102-31 增压站	2011.7	靖边县周河乡江寺村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2371	/
12	柳 104-262 增压站	2013.11	靖边县周河乡王沟村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2381	/
13	新二增压站（74-79 井组）	2010.9	靖边县新城乡黑龙沟村委禾峁小组	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2395	/
14	冯 75-78 增压站（77-77 井组）	2010.9	靖边县新城乡黑龙沟村委禾峁小组	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2432	/
15	冯 71-72 增压站（71-72 井组）	2011.1	靖边县新城乡水路畔大队南水湾村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2433	/
16	新四增压站（冯 63-81 井组）	2010.9	陕西省榆林市靖边县新城乡黑龙沟大队	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2374	/
17	顺 61-4 增压站（顺 61-4 井组）	2013.1	周河乡巡检司红石沟村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2394	/
18	冯 70-66 增压站（冯 70-66 井组）	2013.1	靖边县中山涧乡暖水湾村	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2435	/
19	新五增压站（冯 60-85）	2011.1	靖边县新城乡张新庄尚家沟	2014 年 12 月底补做	靖环登（2014）2375	/

序号	站点（备注井场号）	建站时间	建设地点	审批时间	审批文号	竣工环保验收
20	新三增压站（冯67-87）	2010.6	靖边县新城乡黑龙沟李腰岘	2014年12月底补做	靖环登（2014）2373	/
21	冯70-90增压站（冯70-90井组）	2010.1	靖边县周河乡后西沟大队	2014年12月底补做	靖环登（2014）2415	/
22	新6增压站（冯69-100井组）	2011.9	靖边县周河乡牛门跆大队	2014年12月底补做	靖环登（2014）2436	/
23	高86增压站（高86井组）	2012.9	陕西省靖边县周河乡大台沟村境内	2014年12月底补做	靖环登（2014）2428	/
24	柳78-52增	2013.3	榆林市、靖边县二里湾	2015年12月3日	靖环登（2015）338	/
25	柳70-39卸水台	2013.9	靖边县周河乡柳沟大队柳沟咀村	2015年12月3日	靖环登（2015）342	/
26	冯72-82卸油台	2010.1	陕西省靖边县新城乡黑龙沟村委禾峁小组	2015年12月3日	靖环登（2015）343	/
27	柴36-48增	2012.7	榆林市、靖边县二里湾	2015年12月3日	靖环登（2015）346	/
28	顺46-55增	2010.7	陕西省榆林市靖边县五里湾乡白畔大队	2015年12月3日	靖环登（2015）348	/
29	柳81-57增	2014.8	榆林市、靖边县二里湾	2015年12月3日	靖环登（2015）352	/
30	柳85-36增	2010.1	靖边县红柳沟乡郭家沟村	2015年12月3日	靖环登（2015）353	/
31	北3增	2016	靖边县姜家沟村	2016年12月28日	靖环批复〔2016〕478	已验收
32	北4增	2016	靖边县姜家沟村	2016年12月28日	靖环批复〔2016〕479	已验收
33	冯105增改造	2016	靖边县新城乡闫家湾村	2016年12月28日	靖环批复〔2016〕476	已验收
34	高86增压点	2016	靖边县周河镇印子沟村	2016年12月28日	靖环批复〔2016〕477	已验收
35	南二供水站	2016	榆林市靖边县周河镇苏家湾村	2016年11月9日	靖环批复〔2016〕293	已验收
36	冯51-50井场	2008	靖边县中山涧镇石窑沟村阎家湾组	2008年6月1日	靖环批复〔2008〕5	已验收
37	新202井场	2008	靖边县中山涧镇西湾前屹咀组	2008年6月1日	靖环批复〔2008〕5	已验收
38	杨115井场	2008	靖边县中山涧镇石窑沟村	2008年6月1日	靖环批复〔2008〕5	已验收
39	陕92脱水站	2010	靖边县新城乡黑龙沟村	2010年6月9日	靖环批复〔2010〕26	已验收
40	柳72-33接转注水站	2010	靖边县周河镇柳沟村	2010年12月29日	靖环批复〔2010〕59	已验收
41	新86接转注水站	2010	靖边县周河镇红柳沟村	2010年12月	靖环批复	已验收

序号	站点（备注井场号）	建站时间	建设地点	审批时间	审批文号	竣工环保验收
				29日	〔2010〕60	
42	南十二接转站	2012	靖边县五里湾乡边畔村	2012年12月31日	靖环批复〔2012〕85	已验收
43	盘四注水站	2012	靖边县新城乡张新庄村	2012年12月31日	靖环批复〔2012〕86	已验收
44	南四接转站	1998	榆林市靖边县周河镇	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕30	已验收
45	南六接转站	1998	榆林市靖边县周河镇	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕15	已验收
46	南七接转站	1998	榆林市靖边县周河镇	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕27	已验收
47	南八接转站	1998	榆林市靖边县周河镇	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕23	已验收
48	柳71-46脱水站	2014	榆林市靖边县周河镇元峁村	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕19	靖环批复〔2020〕54号
49	柴33-43脱水站	2012	陕西省靖边县新城乡张兴庄村	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕32	已验收
50	北一接转站	1998	榆林市靖边县新城乡张兴庄村	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕20	已验收
51	北六接转站	2004	靖边县新城乡郝坨梁村	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕14	已验收
52	于一接转站	2005	陕西省靖边县新城乡新城村	2015年5月29日补做	靖环批复〔2015〕26	已验收
53	柳16-35井组措施返排液处理站	2018	陕西省靖边县王渠则镇新城便民服务中心石场子沟	/	靖环批复〔2018〕32	靖环批复〔2020〕53号
54	柳92-33井组措施返排液处理站	2018	靖边县周河镇巡检司村谢家湾小组	/	靖环批复〔2018〕31	靖环批复〔2020〕51号
55	第三采油厂含油污泥处理厂	2014	位于靖边县王渠则镇张兴庄村	/	陕环批复〔2014〕440号	陕环批复〔2015〕757号
56	郝坨梁柳20-40含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020	榆林市靖边县周河镇王家湾村	2019年12月3日	靖环批复〔2019〕170号	已自主验收
57	盘古梁冯73-81含油污泥临时储存点	2020	靖边县周河镇盘古梁	2019年12月3日	靖环批复〔2019〕171号	已自主验收

序号	站点（备注井场号）	建站时间	建设地点	审批时间	审批文号	竣工环保验收
	项目环境影响报告表					
58	五里湾一区柳 84-32 含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020	榆林市靖边县周河镇柳沟村	2019 年 12 月 3 日	靖环批复〔2019〕169 号	已自主验收
59	五里湾二区柳 77-50 含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020	靖边县周河镇曹家阳湾	2019 年 12 月 3 日	靖环批复〔2019〕168 号	已自主验收

2、定边油区

定边油区开发区块开发建设历程及环保手续履行情况见表 3.4-3，其他单体工程均履行了相应环保手续，见表 3.4-4。

表 3.4-3 定边油区现有工程开发建设历程及环保手续履行情况

项目	评价产能(万吨)	验收产能(万吨)	环评批复	环保验收
宁定油田定边油区环境影响评价	30	30	榆政环发〔2001〕18 号文	榆政环验〔2018〕17 号
池 11～池 46 井区产能建设	50	50	榆政环发〔2012〕59 号	榆政环验〔2018〕18 号
2019 年新建井场及配套工程	1.0	1.0	定环批复〔2019〕52 号	自主验收，2022.1.23
2020 年新建井场及配套工程	1.0	1.0	定环批复〔2020〕175 号	自主验收，2022.6.8
第三采油厂 2021 年油田产能建设项目（定边区域）环境影响报告书	1.2	1.2	榆政审批生态发〔2021〕159 号	自主验收，2023.5.11
第三采油厂 2022 年油田产能建设项目（定边区域）环境影响报告书	2.3	2.3	榆政审批生态发〔2022〕123 号	自主验收，2024.9.3
长庆油田分公司第三采油厂 2023 年产能建设工程（榆林区域）	3.35	/	榆政环批复〔2024〕107 号	建设中
长庆油田分公司第三采油厂 2024 年产能建设工程（榆林区域）	0.9	/	榆政环批复〔2025〕4 号	建设中
合计	89.75	83.2	/	/

表 3.4-4 定边油区现有工程主要站场环保手续履行情况

项目	站场名称	环评批复	环保验收
联合站	油二联合站	定环批复〔2009〕114 号	纳入池 11-池 46 井区，已验收
	油一联合站	/	纳入宁定油田定边油区项目，已验收
采出水处	油十接转注水站	定环批复〔2016〕20 号	已验收

项目	站场名称	环评批复	环保验收
理设施	安 42 脱水站	定环批复〔2019〕192 号	已验收
措施返排液处理站	油一区措施返排液处理站	定环批复〔2019〕203 号	已验收
注水站	油一注水站	定环批复〔2016〕19 号	已验收
	姚三注水站	定环批复〔2016〕234 号	已验收
增压站	油二增压站	2014 年 12 月批的建设项目环境影响登记表	/
	油四增压站	定环批复〔2016〕217 号	已验收
	池二增压站	2014 年 12 月批的建设项目环境影响登记表	/
危废暂存点	池 445 含油污泥临时暂存点	定环批复〔2019〕150 号	已验收
	定 5-1 含油污泥临时储存点项目	定环批复〔2019〕149 号	已验收
	定 126-10 含油污泥临时暂存点	定环批复〔2020〕133 号	已验收

3、环境影响后评价

2020 年长庆油田分公司第三采油厂委托编制了长庆油田分公司第三采油厂环境影响后评价报告，且已备案。目前第三采油厂已委托第三方单位编制新一轮环境影响后评价，目前报告正在编制中。

3.4.1.2 排污许可手续

1、靖边油区

目前，第三采油厂靖边油区现有 4 个作业区，均已完成申领排污许可证。根据调查，按照生态环境部门管理要求，第三采油厂按照作业区分别申领排污许可证，按照作业区统一进行排污管理，鉴于长庆油田滚动开发模式，定期重新申领排污许可证。本项目现有井区分属各作业区，分别纳入各作业区实施排污许可管理。排污许可证申领情况见表 3.4-5。

表 3.4-5 靖边油区排污许可手续履行情况

作业区名称	管理类别	编号	有效期
郝坨梁作业区	登记管理	91640100715048323701 1Y	2023 年 08 月 31 日至 2028 年 08 月 30 日
盘古梁作业区	登记管理	91640100715048323700 8W	2023 年 09 月 01 至 2028 年 08 月 31 日
五一区	登记管理	91640100715048323700 7Z	2023 年 11 月 17 日至 2028 年 11 月 16 日
五二区	登记管理	91640100715048323700 5X	2023 年 08 月 31 日至 2028 年 08 月 30 日

2、定边油区

目前，第三采油厂定边油区现有 2 个作业区，均已完成申领排污许可证。根据调查，按照生态环境部门管理要求，第三采油厂按照作业区分别申领排污许可证，按照作业区统一进行排污管理，鉴于长庆油田滚动开发模式，定期重新申领排污许可证。本项目现有井区分属各作业区，分别纳入各作业区实施排污许可管理。排污许可证申领情况见表 3.4-6。

表 3.4-6　定边油区排污许可手续履行情况

作业区名称	管理类别	编号	有效期
油一区	登记管理	91640100715048323700 4Y	2020 年 11 月 17 日至 2025 年 11 月 16 日
油二区	登记管理	91640100715048323701 7Y	2021 年 8 月 13 日至 2026 年 8 月 12 日

3.4.1.3 应急预案手续

建设单位已编制《长庆油田分公司第三采油厂（靖边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，并在榆林市生态环境局靖边分局备案（备案号：610824-2024-007-M）、榆林市生态环境局定边分局备案（备案号：610825-2024-004-L）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。

3.4.1.4 其他环保手续及制度

第三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采油厂的现有工程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、，并按照方案内容进行了落实；

④开展了加热炉废气、厂界废气无组织监测、采出水水质监测、厂界噪声监测、重点站场及井场土壤、地下水自行监测。第三采油厂为土壤重点监管单位，已开展了土壤隐患治理排查。

⑤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；

⑥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；

⑦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。

3.4.2 现有工程建设规模及建设内容

3.4.2.1 现有工程生产规模

第三采油厂自 2018 年已进入稳定生产期，其中榆林区域产能维持在 170 万吨/年左右，延安区域产能维持在 115 万吨/年左右。根据建设单位提供的近 3 年生产规模统计数据，原油产能和伴生气产量情况见表 3.4-7。

表 3.4-7 第三采油厂陕西区域近 3 年的原油产能和伴生气产量情况

区域	年度	原油产能（10^4t/a）	伴生气产量（10^4m^3/a）
榆林区域	2022 年	169.11	5788.63
	2023 年	168.08	5779.09
	2024 年	167.96	5749.26
延安区域	2022 年	96.50	3303.19
	2023 年	99.80	3431.40
	2024 年	115.40	3950.13

3.4.2.2 现有工程建设规模

1、靖边油区现有工程建设内容

本次滚动开发工程在靖边油区包括郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区四个作业区。截至 2024 年底，已建成并验收的油井 2542 口，注水井 994 口，形成以靖一联、靖三联为中心枢纽的联合站 2 座、接转站和转油站 36 座，增压点 90 座，配套建设油气集输管网的集输网络，实现了油气密闭集输。

靖边油区现有工程建设内容见表 3.4-8。

表 3.4-8 靖边油区现有工程建设内容组成表

工程类别	项目组成	建设内容		
主体工程	区块布局	开发区块为郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区 4 个作业区		
	井场工程	已建工程	现有井场 919 座，采油井 2542 口，注水井 994 口	
			郝坨梁作业区	井场 279 座，采油井 667 口，注水井 286 口

工程类别	项目组成	建设内容		
			盘古梁作业区	井场 286 座，采油井 922 口，注水井 356 口
			五一区	井场 189 座，采油井 492 口，注水井 172 口
			五二区	井场 165 座，采油井 461 口，注水井 180 口
		在建工程	志丹境内 50 万吨产建工程（2021~2024）	新建井场 130 座，新钻油水井 640 口，其中新建油井 520 口，新建注水井 120 口
			2022 年（靖边区域）产建工程	新建井场 8 座，扩建井场 2 座，新钻油水井 35 口，其中新建油井 29 口，新建注水井 6 口
			2023 年（榆林区域）产建工程	新建井场 39 座，扩建 17 座井场，新钻油水井 124 口，其中新建油井 83 口，新建注水井 41 口
			2024 年（榆林区域）产建工程	新建井场 56 座，扩建 19 座井场，新钻油水井 151 口，其中新建油井 91 口，新建注水井 60 口
		退役工程	退役井	退役井 100 口（其中郝坨梁作业区退役井 50 口，涉及退役井场 20 座，均已生态恢复；盘古梁作业区退役井 50 口，涉及退役井场 20 座，其中 14 座已生态恢复，拟生态恢复井场 6 座）采用混凝土灌注封井
	站场工程	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站 1 座，接转站 7 座，转油点 1 座，增压点 36 座，供水站 2 座，注水站 3 座
			盘古梁作业区	靖三联合站 1 座，接转站 7 座（盘一转、盘二转、盘三转、盘四转、盘七转、陕 92 转、高 87 脱），转油点 5 座，增压点 28 座，注水站 2 座，供水站 1 座（周河供）
			五一区	接转站 10 座，增压点 16 座，注水站 2 座
			五二区	接转站 6 座，增压点 10 座，供水站 1 座、注水站 1 座
		在建工程	志丹境内 50 万吨产建工程（2021~2024）	新建增压点 2 座
			2022 年（靖边区域）产建工程	不涉及站场工程
			2023 年（榆林区域）产建工程	盘五转改造
			2024 年（榆林区域）产建工程	盘 33-21 接转站、靖三联接转站改造
	集输工程	已建工程	郝坨梁作业区	单井管线 182km，集输干管 156km，注水支线 232km，注水干管 167km，供水干管 94km，伴生气管线 31km，干气管线 130km
			盘古梁作业区	单井管线 505.6km，集输干管 122.5km，注水支线 314.1km，注水干管 90.7km，供水干管 23km,伴生气管线 132.4km，干气管线 111.7km。
			五一区	单井管线 302.64km，集输干管 101.07km，注水支线 302.64km，注水干管 65.7km，伴生气管线 88km，干气管线 68km。
			五二区	单井管线 307.51km，集油干管 67.05km，集输干管

工程类别	项目组成	建设内容		
				14.8km，注水支线 50.2km，注水干管 211.79km，供水干管 31.7km，伴生气管线 136.5km，干气管线 20km。
		在建工程	志丹境内 50 万吨产建工程（2021~2024）	新建输油管线 32km，单井出油管线 170km，注水管线 55km
			2022 年（靖边区域）产建工程	新建采油管线 12.7km；新建注水支线 5.7km
			2023 年（榆林区域）产建工程	新建单井出油管线 53 条 70.052km；新建单井清水注水管线 9 条 14.263km；采出水注水管线 18 条 18.54km
			2024 年（榆林区域）产建工程	新建输油管线 79 条 109.51km；新建输水管线 52 条 84.92km；新建输气管线 1 条 0.78km
		退役工程	退役管线	退役管线 150km，采取封堵措施后留在地下不取出
	油气处理工程	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站，设计规模 50×10^4t/a
			盘古梁作业区	靖三联合站，设计规模 100×10^4t/a
			五一区	依托志丹县境内靖二联合站，设计规模 100×10^4t/a
			五二区	
	轻烃回收工程	已建工程	郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区	靖三联轻烃厂，设计规模 10×10^4Nm^3/d
公用工程	供水工程	已建工程	郝坨梁作业区	水源井 16 口
			盘古梁作业区	水源井 32 口
			五一区	水源井 8 口
			五二区	水源井 6 口
	供电工程	已建工程	郝坨梁作业区	靖北 35kV 变共 1 座，10kV 电力线约 310km
			盘古梁作业区	盘古梁 35kV 变 1 座，10kV 电力线约 299.8km
			五一区	靖南 35kV 变 1 座，10kV 电力线约 524km，35kV 电力线约 105km
			五二区	五里湾 35kV 变 1 座，10kV 电力线约 120km，
	道路工程	已建工程	郝坨梁作业区	沥青道路 41.6km、砂石干线道路 24.54km
			盘古梁作业区	沥青道路 60km、砂石干线道路 75km
			五一区	沥青道路 133km、砂石道路 55km
			五二区	沥青道路 46km、砂石干线道路 52km
		在建工程	志丹境内 50 万吨产建工程（2021~2024）	新建砂石干线、支线、井场道路 98.7km
			2022 年（靖边区域）产建工程	新建井场道路 2.68km
			2023 年（榆林区	新建 18 条井场道路 4.864km

工程类别	项目组成	建设内容		
			域）产建工程	
	通信工程	已建工程	郝坨梁作业区	通信光缆 450km
			盘古梁作业区	通信光缆 620km
			五一区	通信光缆 534.5km
			五二区	通信光缆 165km
辅助工程	办公生活设施	已建工程	郝坨梁作业区	生活基地 1 座，生活保障点 13 座
			盘古梁作业区	生活基地 1 座，生活保障点 8 座
			五一区	生活基地 1 座，生活保障点 8 座
			五二区	生活基地 2 座，生活保障点 7 座
环保工程	采出水处理	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站采出水处理系统，规模 3000m^3/d
				北四接转站采出水处理系统，规模 200m^3/d
				北五接转站采出水处理系统，规模 600m^3/d
			盘古梁作业区	靖三联合站采出水处理系统，规模 2000m^3/d
				新 86 脱采出水处理系统，规模 300m^3/d
				陕 92 脱采出水处理系统，规模 700m^3/d
				盘三接转站采出水处理系统，规模 200m^3/d
				盘四接转站采出水处理系统，规模 200m^3/d
				盘七接转站采出水处理系统，规模 200m^3/d
			五一区	依托靖二联采出水处理规模为 3000m^3/d
				柳 72-33 脱采出水处理系统，规模 200m^3/d
				顺平 1 脱采出水处理系统，规模 200m^3/d
			五二区	依托靖二联采出水处理规模为 3000m^3/d
				南九接转站采出水处理系统，规模 300m^3/d
				柴 33-43 脱采出水处理系统，规模 200m^3/d
				柳 71-46 脱采出水处理系统，规模 750m^3/d
	措施返排液处理	已建工程	郝坨梁作业区	柳 16-35 井组措施返排液处理站，设计规模 300m^3/d
			盘古梁作业区	
			五一区	柳 92-33 井组措施返排液处理站，设计规模 300m^3/d
			五二区	
	生活污水处理	已建工程	经各自保障点地埋式一体化处理装置处理后用于场地洒水或绿化，不外排	
	含油污泥暂存点	已建工程	郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区	利用废弃井场设有污油泥临时存放点 7 座（盘 55-21、柳 20-40、冯 71-77、盘 41-39、柳 77-50、柳 20-40 井组和柳 72-34），定期送陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司处置

工程类别	项目组成	建设内容		
	风险防范措施	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站原油罐区设 4 具原油储罐，均设防火堤，净化油罐 1 具（5000m³）、原油沉降罐 2 具（5000m²）净化油罐 1 具（500m³）；消防系统有消防水罐两具（700m³）、消防泵 2 台、泡沫泵 1 台、泡沫罐 1 具（10000L），站内设初期雨水池。
			盘古梁作业区	靖三联合站原油罐区设原油储罐 4 具（5000m³），标定罐 1 具（300m³）、吹扫罐 1 具（500m³）卸油管 2 具（20m³）；消防系统有消防水罐两具（700m³）、消防泵 2 台、泡沫泵 1 台、泡沫罐 1 具（10000L），均设防火堤，每个原油储罐（5000m³）分别装有 3 个固定式泡沫灭火装置和 2 个壁淋冷却装置，地下消防栓 8 个、泡沫栓 8 个、消防泵房 1 座（消防水泵 3 台、10m³ 泡沫液储罐 1 具，700m³ 消防水罐 2 具），站内设初期雨水池。
			五一区、五二区	井场设置初期雨水池、污水污油池；接转站、增压点、计量站设事故罐，站内不设消防给水系统

2、定边油区现有工程建设内容

本次滚动开发工程在定边油区有油一区、油二区二个作业区。截至 2024 年底，定边区域已建成并验收油井 1165 口，注水井 540 口，形成以油一联、油二联为中心枢纽的联合站 2 座、接转站 9 座，增压点 19 座，配套建设油气集输管网，实现了油气密闭集输。

定边油区现有工程建设内容见表 3.4-9。

表 3.4-9　定边油区现有工程建设内容组成表

工程类别	项目组成	建设内容		
主体工程	区块布局	油一区、油二区 2 个作业区		
	井场工程	已建工程	现有井场 509 座，采油井 1165 口，注水井 540 口	
			油一区	井场 349 座，采油井 867 口，注水井 328 口
			油二区	井场 156 座，采油井 573 口，注水井 205 口
		在建工程	2023 年产建工程	扩建 19 座井场，新钻油水井 62 口，其中新建油井 40 口，新建注水井 22 口
			2024 年产建工程	新建井场 5 座，扩建井场 10 座，新钻油水井 50 口，建设采油井 24 口、注水井 26 口
		退役工程	退役井	退役井 13 口（涉及退役井场 3 座，均已生态恢复），采用混凝土灌注封井
	站场工程	已建工程	油一区	联合站 1 座，接转站 8 座，脱水站 4 座，增压点 10 座
			油二区	联合站 1 座，接转站 1 座，增压点 9 座
		在建	2023 年产建工程	油一联、油二联、油三转、油四转改造

工程类别	项目组成	建设内容		
		工程	2024 年产建工程	不涉及站场工程
	集输工程	已建工程	油一区	油管线 315.95km，气管线 118.8km，注水管线 195.94km。
			油二区	油管线 246.46km，气管线 61.6km，注水管线 172.7km。
		在建工程	2023 年产建工程	新建井场出油管线 18 条，20.07km；新建注水支线 9 条 6.741km；采出水注水支线 6 条 8.782km
			2024 年产建工程	不涉及集输工程
		退役工程	退役管线	退役管线 17km，采取封堵措施后留在地下不取出
	油气处理工程	已建工程	油一区	油一联合站，设计规模 2400m^3/d。
			油二区	油二联合站，设计规模 2400m^3/d。
	轻烃回收工程	已建工程	油一区、油二区	油二联混烃装置，设计规模 3×$10^4$$m^3$/d；
公用工程	供水工程	已建工程	油一区	水源井 9 口
			油二区	水源井 36 口
	供电工程	已建工程	油一区	油一联 35kv 变、110kv 变；油二联 35kv 变
			油二区	
	道路工程	已建工程	油一区	沥青道路 144km、砂石干线道路 482km
			油二区	沥青道路 69.89km、砂石干线道路 171.58km
		在建工程	2022 年产建工程	井场道路 1.4km
			2023 年产建工程	不涉及道路工程
			2024 年产建工程	不涉及道路工程
	通信工程	已建工程	油一区	通信光缆 86km
			油二区	通信光缆 66km
辅助工程	办公生活设施	已建工程	油一区	生活基地 2 座，生活保障点 3 座
			油二区	生活基地 1 座，生活保障点 1 座
环保工程	采出水处理	已建工程	油一区	油一联合站采出水处理系统，规模 1500m^3/d
				池三脱采出水处理系统，规模 400m^3/d
				池 228 脱采出水处理系统，规模 600m^3/d
				定 612 脱采出水处理系统，规模 800m^3/d
				A42 脱采出水处理规模为 800m^3/d
				池三脱采出水处理规模为 240m^3/d
			油二区	油二联采出水处理系统，规模 1500m^3/d
				油十转采出水处理系统，规模 1000m^3/d
	措施废液处理	已建工程	油一区	油一区措施返排液处理站，设计规模 400m^3/d
			油二区	

工程类别	项目组成	建设内容		
	生活污水处理	已建工程	经各自保障点地埋式一体化处理装置处理后用于场地洒水或绿化，不外排	
	含油污泥临时贮存与处置	已建工程	油一区	池 445、定 126-10、定 5-1 污油泥暂存点收集后，定期交定边县东港污油泥土处理有限责任公司
			油二区	姚 16-25 污油泥暂存点收集后，定期交定边县东港污油泥土处理有限责任公司
	风险防范设施	已建工程	油一区	各井场按标准化井场要求设置了污油池和初期雨水池，联合站、接转站、脱水站、卸油台、拉油点、注水站、增压点及降回压装置等站场设置了消防灭火器和配套的应急物资，联合站设置了消防水灭火系统、消防灭火器、事故收集池和配套的应急物资等，联合站站内设初期雨水池
			油二区	

3.4.2.3 现有工程环评及验收规模及工程内容

根据建设单位提供资料，“长庆油田分公司第三采油厂志丹县境内 50 万吨产能建设工程”于 2021 年 10 月 9 日以“延行审城环发〔2021〕133 号”取得批复，目前虎狼峁作业区部分工程已验收，其他工程处于在建状态；“长庆油田分公司第三采油厂 2022 年产能建设工程（靖边区域）”于 2023 年 1 月 18 日以“榆政审批生态发〔2023〕6 号”取得批复，目前处于在建状态；“长庆油田分公司第三采油厂 2022 年定边区域产能建设工程”于 2022 年 12 月 12 日以“榆环审批生态发〔2022〕132 号”取得批复，目前处于在建状态；《长庆油田分公司第三采油厂 2023 年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》于 2024 年 9 月 5 日以“榆政环批复〔2024〕107 号”取得批复，目前处于在建状态；《长庆油田分公司第三采油厂 2024 年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》于 2025 年 1 月 13 日以“榆政环批复〔2025〕4 号”取得批复，目前处于在建状态。

第三采油厂现有工程环评及验收规模及工程内容汇总表见表 3.4-10。

表 3.4-10　现有工程环评验收规模及工程内容汇总表

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
靖安油田140×10⁴t/a产能开发项目	陕环函〔2002〕108号	**产能（万t/a）**	140	/	/	/	140	陕环批复〔2008〕292号	不涉及重大变动	/
长庆油田分公司第三采油厂志丹县境内50万吨产能建设工程	延行审城环发〔2021〕133号	**产能（万t/a）**	50	/	/	/	5.4	自主验收（第一阶段），2022.5.25	不涉及重大变动	2021~2024年滚动开发项目，第一阶段已验收，已验收工程均处于虎狼峁作业区，不涉及本次开发区块。已批复工程内容只统计五里湾第一作业区、五里湾第二作业。
		井场（个）	130	/	/	/	/			
		生产井	520	/	/	/	/			
		注水井	120	/	/	/	/			
		站场（个）	2	/	/	/	/			
		增压站（点）	2	/	/	/	/			
		管线（km)	257	/	/	/	/			
		输油管线	32	/	/	/	/			
		单井管线	170	/	/	/	/			
		注水管线	55	/	/	/	/			
长庆油田分公司第三采油厂靖边县境内30万吨/年产能建设项目	陕环批复〔2018〕588号	**产能（万t/a）**	30	/	/	/	30	自主验收，2021.11.15	不涉及重大变动	/
		井场（个）	204	/	/	/	27			/
		勘探井	/	/	/	/	81			/
		生产井	533	/	/	/	15			/
		注水井	174	/	/	/	/			/
		站场（个）	/	/	/	/	/			/
		接转站	6	/	/	/	/			改扩建
		接转注水站	6	/	/	/	/			/

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
		增压站（点）	30	/	/	/	/			新建15座，改扩建15座
		脱水站	7	/	/	/	/			改扩建
		注气站	7	/	/	/	/			/
		供水站	9	/	/	/	/			新建1座，改扩建8座
		生活保障点	26	/	/	/	/			新建19座，改扩建7座
		管线（km)	/	/	/	/	/			/
		单井管线	162	/	/	/	/			/
		集油管线	57	/	/	/	/			/
长庆油田分公司第三采油厂2021年产能建设工程（靖边区域）	榆政审批生态发〔2022〕37号	**产能（万t/a）**	8.4	/	/	/	5.7	自主验收，2023.7.11	不涉及重大变动	/
		井场（个）	35	/	/	/	26			/
		生产井	132	/	/	/	91			/
		注水井	56	/	/	/	32			/
		站场（个）	/	/	/	/	/			/
		联合站	1	/	/	/	1			改扩建
		接转站	1	/	/	/	1			改扩建
		增压站（点）	1	/	/	/	1			改扩建
		注水站	1	/	/	/	1			改扩建
		管线（km)	/	/	/	/	/			/
		单井管线	67.9	/	/	/	30.745			/
		输油管线	9.2	/	/	/	7.827			/
		集气管线	0.2	/	/	/	0			/

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
		采出水管线	21	/	/	/	8.92			/
长庆油田分公司第三采油厂2022年产能建设工程（靖边区域）	榆政审批生态发〔2023〕6号	**产能（万t/a）**	6	/	/	/	正在验收	/	/	/
		井场（个）	41	/	/	/		/	/	/
		生产井	86	/	/	/		/	/	/
		注水井	26	/	/	/		/	/	/
		站场（个）	/	/	/	/		/	/	/
		采出水处理站	3	/	/	/		/	/	/
		作业废水处理站	/	/	/	/		/	/	/
		增压站（点）	1	/	/	/		/	/	/
		拉油站（点）	1	/	/	/		/	/	/
		管线（km)	/	/	/	/		/	/	/
		单井管线	64.8	/	/	/		/	/	/
		集油管线	10.5	/	/	/		/	/	/
		注水干线	17	/	/	/		/	/	/
		注水支线	31.7	/	/	/		/	/	/
		伴生气管线	8	/	/	/		/	/	/
		干气管线	8	/	/	/		/	/	/
宁定油田定边油区	榆政环发〔2001〕18号	**产能（万t/a）**	30	/	/	/	30	榆政环验〔2018〕17号	不涉及重大变动	/
池11～池46井区产能建	榆政环发〔2012〕59号	**产能（万t/a）**	50	/	/	/	50	榆政环验〔2018〕18	轻烃厂事故池	/
		井场（个））	99	/	/	/	86			/

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
设		生产井	594	/	/	/	362	号	容积小于环评要求，姚5增因井区建设部署调整取消建设	/
		注水井	182	/	/	/	113			/
		站场（个）	/	/	/	/	/			/
		联合站	1	/	/	/	1			/
		增压站（点）	6	/	/	/	5			/
		注水站	2	/	/	/	2			/
		管线（km)	/	/	/	/	/			/
		单井管线	252	/	/	/	242			/
		输油管线	36.68	/	/	/	26.9			/
		集气管线	13.18	/	/	/	13.18			/
		注水干线	45	/	/	/	45			/
		注水支线	106.6	/	/	/	106.6			/
2019年新建井场及配套工程	定环批复〔2019〕52号	**产能（万t/a）**	1	/	/	/	1	自主验收，2022.1.23	不涉及重大变动	/
		井场（个））	8	/	/	/	/			/
		生产井	58	/	/	/	/			/
		输油管线	20.57	/	/	/	/			/
2020年新建井场及配套工程	定环批复〔2020〕175号	**产能（万t/a）**	1	/	/	/	1	自主验收，2022.6.8	不涉及重大变动	/
		井场（个））	2	/	/	/	/			/
		生产井	13	/	/	/	/			/
		管线（km)	/	/	/	/	/			/
		输油管线	5.6	/	/	/	/			/

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
第三采油厂2021年油田产能建设项目（定边区域）环境影响报告书	榆政审批生态发〔2021〕159号	**产能（万t/a）**	1.2	/	/	/	0.8	自主验收，2023.5.11	不涉及重大变动	/
		井场（个）	3	/	/	/	3			扩建
		生产井	16	/	/	/	10			/
		注水井	4	/	/	/	1			/
第三采油厂2022年油田产能建设项目（定边区域）环境影响报告书	榆政审批生态发〔2022〕123号	**产能（万t/a）**	2.3	/	/	/	2.3	自主验收，2024.9.4	不涉及重大变动	/
		井场（个））	10	/	/	/	10			/
		勘探井	/	/	/	/	/			/
		生产井	26	/	/	/	25			/
		注水井	7	/	/	/	7			/
		增压站（点）	1	/	/	/	/			改造
		脱水站	1	/	/	/	1			新建池三脱
		管线（km)	/	/	/	/	/			/
		单井管线	/	/	/	/	/			/
		集油管线	8.45	/	/	/	8.32			/
		注水干线	2.72	/	/	/	2.72			/
长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）	榆政环批复〔2024〕107号	**产能（万t/a）**	10.33	/	/	/	建设中	/	/	/
		井场（个）	75	/	/	/		/	/	/
		生产井	123	/	/	/		/	/	/
		注水井	63	/	/	/		/	/	/
		站场（个）	/	/	/	/		/	/	/

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
		联合站	2	/	/	/		/	/	油一联、油二联改造
		接转站	3	/	/	/		/	/	盘五转、油三转、油四转改造
		管线（km)	/	/	/	/		/	/	/
		单井管线	90.122	/	/	/		/	/	/
		采出水管线	27.322	/	/	/		/	/	/
		注水支线	21.364	/	/	/		/	/	/
		其他	/	/	/	/		/	/	/
		井场道路	4.86	/	/	/		/	/	/
长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）	榆政环批复〔2025〕4号	**产能（万t/a）**	4.3	/	/	/	建设中	/	/	/
		井场（个）	90	/	/	/		/	/	/
		生产井	115	/	/	/		/	/	/
		注水井	86	/	/	/		/	/	/
		站场（个）	/	/	/	/		/	/	/
		接转站	2	/	/	/		/	/	盘33-21接转站、靖三联接转站改造
		管线（km)	/	/	/	/		/	/	/
		单井管线	109.51	/	/	/		/	/	/
		注水管线	84.92	/	/	/		/	/	/
		输气管线	0.78	/	/	/		/	/	/
单独开展环评的项目（靖边）	靖环登〔2014〕2418、靖环登〔2014〕2399、靖环登〔2014〕2396、	增压站	28	/	/	/	/	登记表，不涉及验收	不涉及	

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
	靖环登〔2014〕2400、靖环登〔2014〕2398、靖环登〔2014〕2408、靖环登〔2014〕2420、靖环登〔2014〕2421、靖环登〔2014〕2412、靖环登〔2014〕2384、靖环登〔2014〕2371、靖环登〔2014〕2381、靖环登〔2014〕2395、靖环登〔2014〕2432、靖环登〔2014〕2433、靖环登〔2014〕2374、靖环登〔2014〕2394、靖环登〔2014〕2435、靖环登〔2014〕2435、靖环登〔2014〕2373、靖环登〔2014〕2415、靖环登〔2014〕2436、靖环登（2014）2428、靖环登〔2015〕338、靖环登〔2015〕346、靖环登〔2015〕348、靖环登〔2015〕352、靖环登〔2015〕353									
	靖环批复〔2016〕478、	增压站	3	/	/	/	/	已验收	不涉及	

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
	靖环批复〔2016〕）479、靖环批复〔2016〕477									
	靖环批复〔2016〕476	增压站改造	1	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	靖环登（2015）342、靖环登（2015）343	卸油台	2	/	/	/	/	登记表，不涉及验收	不涉及	
	靖环批复〔2016〕293	供水站	1	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	靖环批复〔2008〕5	井场	2	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	靖环批复〔2010〕26、靖环批复〔2015〕19、靖环批复〔2015〕32	脱水站	3	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	靖环批复〔2010〕59、靖环批复〔2010〕60、靖环批复〔2012〕85、靖环批复〔2015〕30、靖环批复〔2015〕15、靖环批复〔2015〕27、靖环批复〔2015〕23、靖环批复〔2015〕20、靖环批复〔2015〕14、靖环批复〔2015〕26	接转站	10	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	靖环批复〔2018〕32、靖环批复〔2018〕31	措施返排液处理站	2	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	陕环批复〔2014〕440号	第三采油厂含油污泥处理厂	1	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	靖环批复〔2019〕170号、靖环批复〔2019〕171号、	含油污泥暂存点	4	/	/	/	/	已验收	不涉及	

环评文件	环评批复	项目类型	批复数量	已建未验	在建	退役	已验收	验收文件	涉及重大变动	备注
	靖环批复〔2019〕169号、靖环批复〔2019〕168号									
单独开展环评的项目（定边）	定环批复〔2009〕114号	联合站	1	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	定政环函〔2013〕263号	接转站	1	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	定环批复〔2019〕192号	脱水站	1	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	定环批复〔2019〕203号	措施返排液处理站	1	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	定环批复〔2016〕19号、定环批复〔2016〕234号	注水站	2	/	/	/	/	现状评估报告，不涉及验收	不涉及	
	定环批复〔2016〕217号	增压站	3	/	/	/	/	已验收	不涉及	
	定环批复〔2020〕133号	含油污泥暂存点	3	/	/	/	/	已验收	不涉及	

3.4.2.4 现有油气集输系统

1、靖边油区

靖边区域现有工程设联合站 2 座、接转站和转油站 36 座、增压点 90 座，原油集输基本采用管输，偏远井场采取汽车拉运，井场管输率约 94.6%，郝坨梁作业区的原油由靖一联处理后外输至靖三联，盘古梁作业区的原油由靖三联处理后外输至靖二联，五里湾一、二区的原油由靖二联处理后和靖一、三联来油输至靖惠首站后外输。

靖边油区现有主要站场集输关系图见图 3.4-1~图 3.4-5。

靖边区域现有工程合计注水井 994 口，注水量 24850m^3/d，注水水源一部分来自采出水处理站场处理达标的采出水，一部分来自于清水注水系统，取水水源取自于地表和地下水，根据反馈和调查，现有工程取水均办理了取水许可手续。

2、定边油区

现有工程建有联合站 2 座、接转站和转油站 9 座、增压点 19 座。部分边远井场采取汽车拉运，约 65 口油井需汽车拉运，井场管输率约 94.0%。其余增压站-接转站（联合站）全部管输，区域净化油经油一联输往油坊庄进入长庆输油系统。

定边油区现有主要站场集输关系图见图 3.4-6~图 3.4-7。

定边区域现有工程合计注水井 540 口，注水水源一部分来自采出水处理站场处理达标的采出水，一部分来自于清水注水系统，取水水源取自于地表和地下水，根据反馈和调查，现有工程取水均办理了取水许可手续。

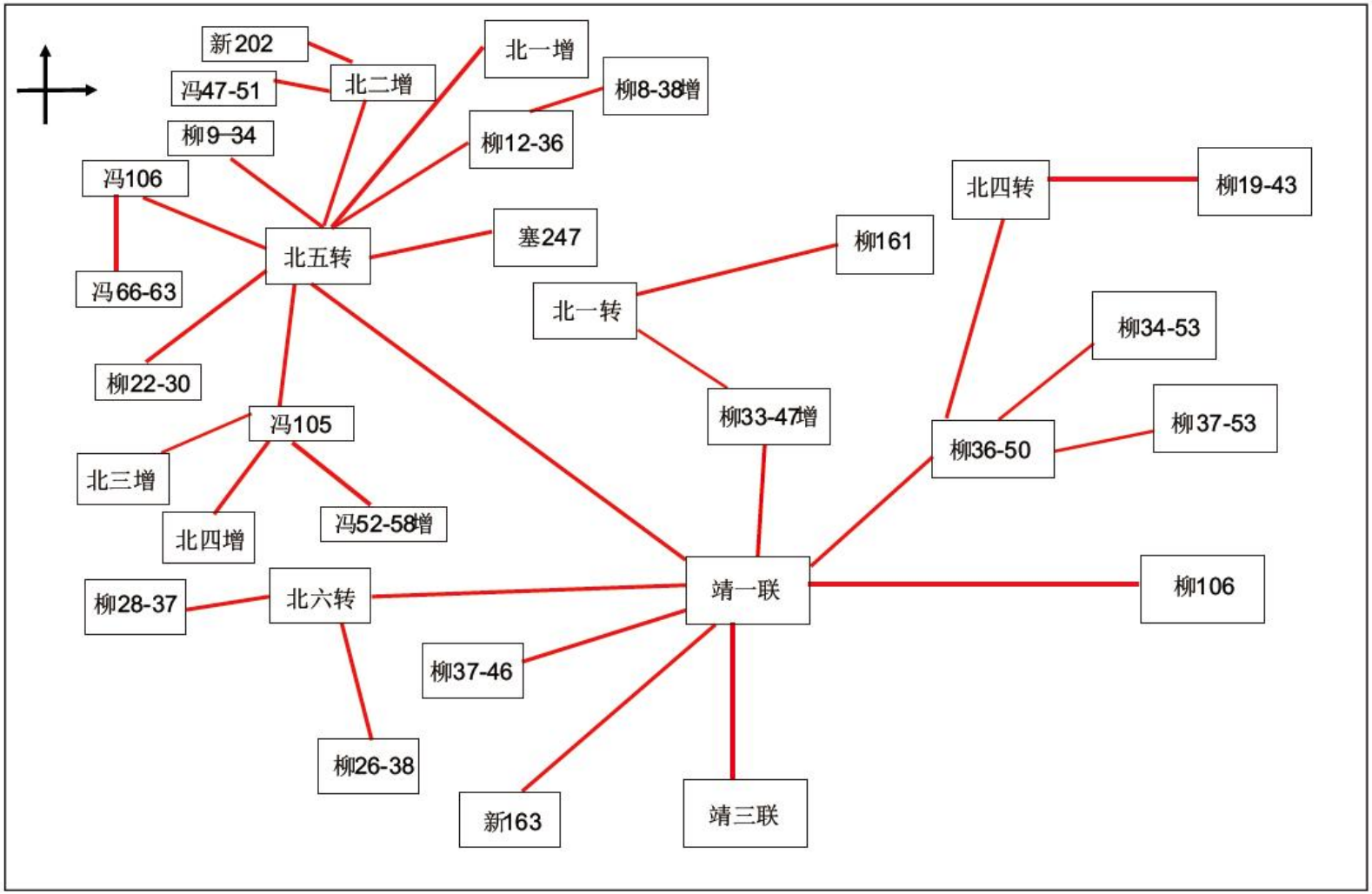


图 3.4-1　郝坨梁作业区侏罗系地面集输流程图

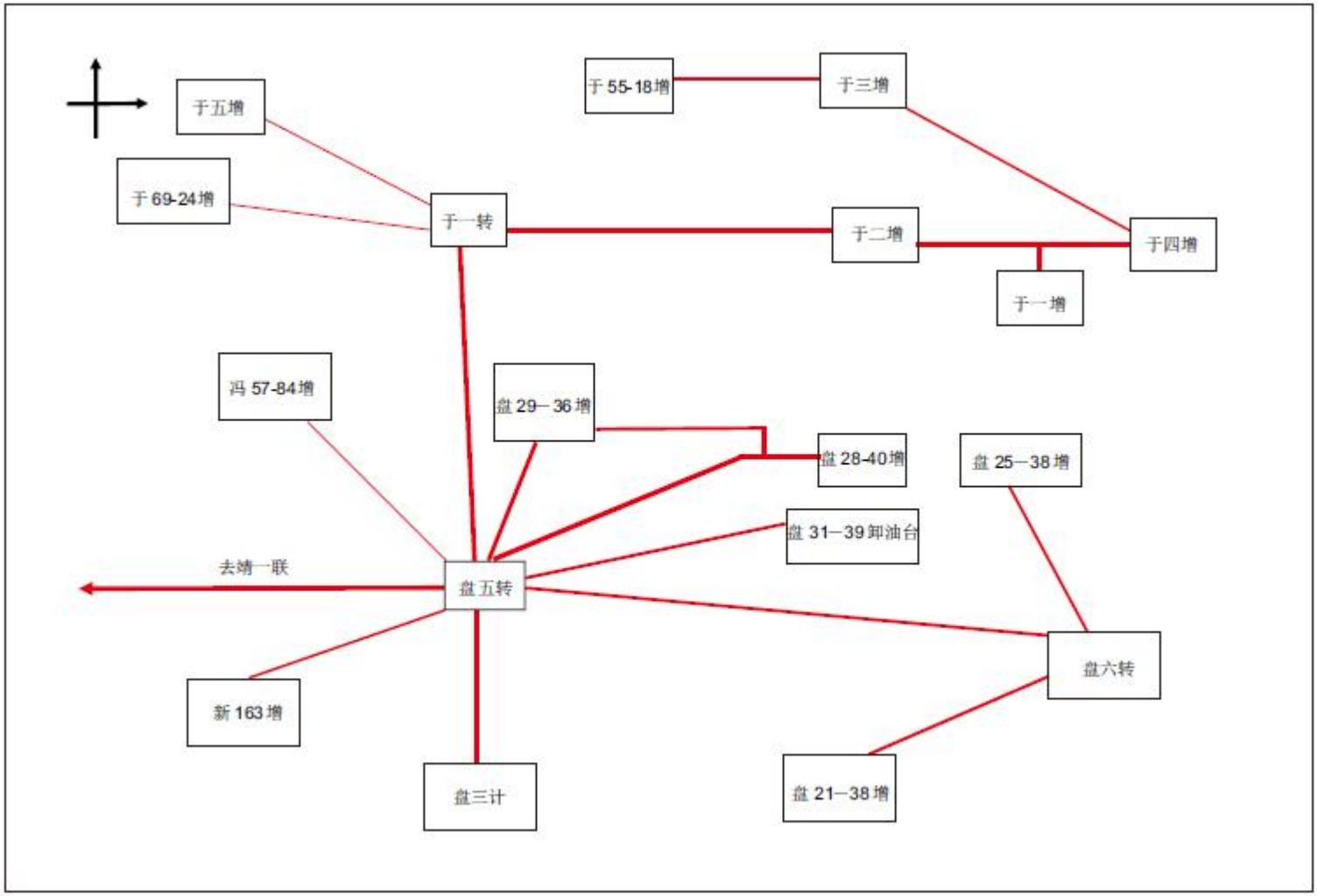


图 3.4-2　郝坨梁作业区三叠系地面集输流程图

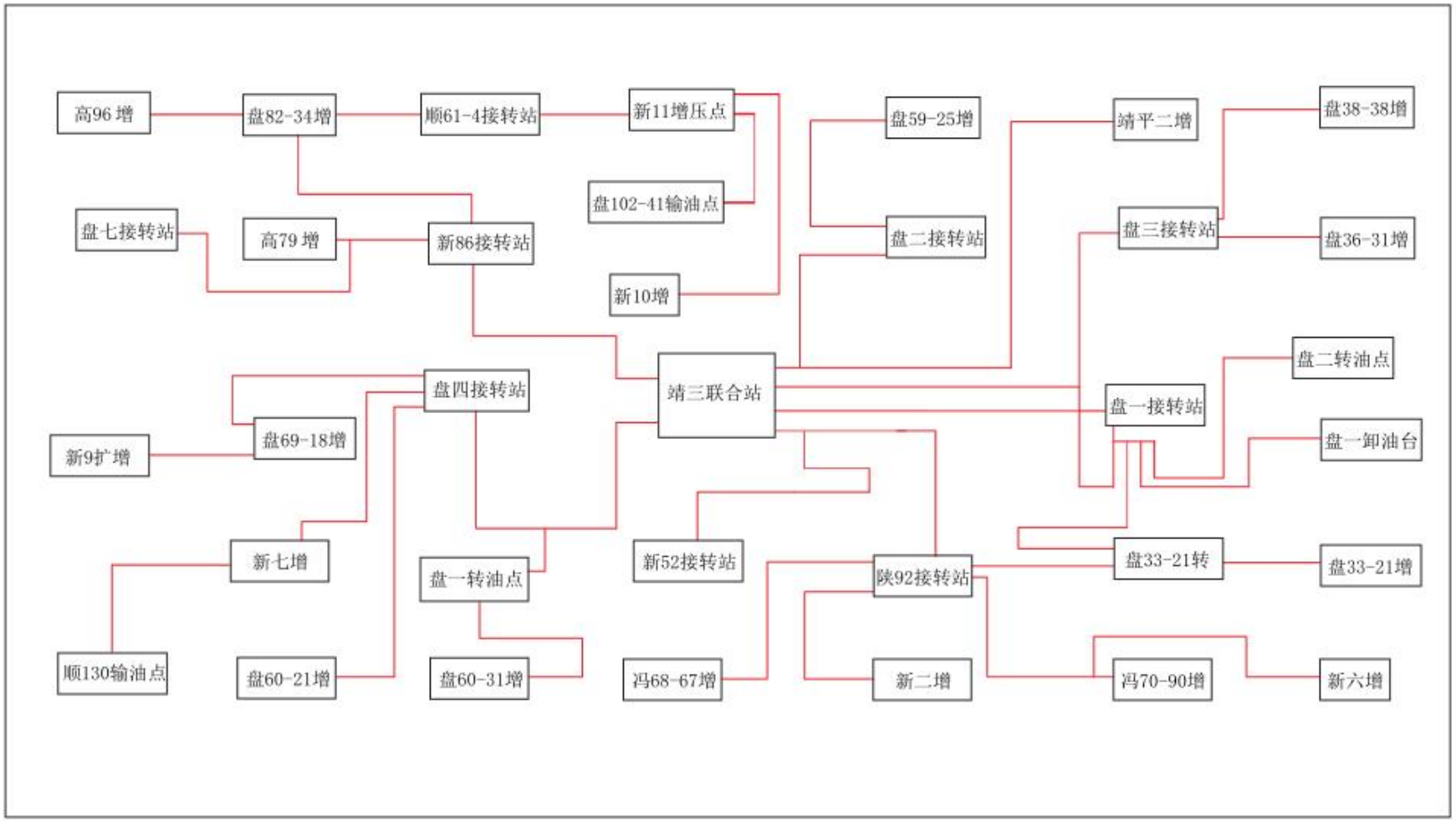


图 3.4-3　盘古梁作业区地面集输流程图

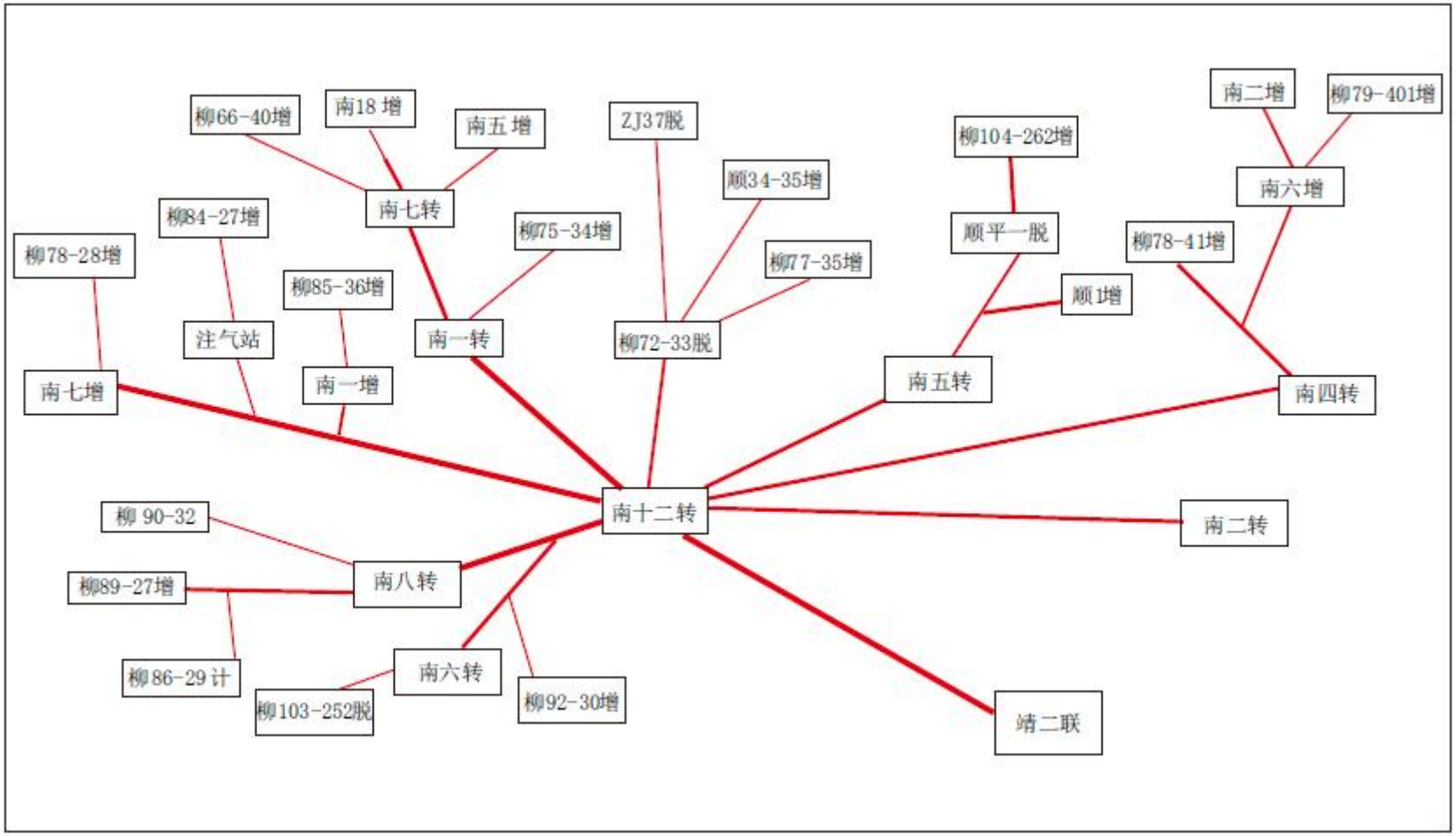


图 3.4-4　五一区地面集输流程图

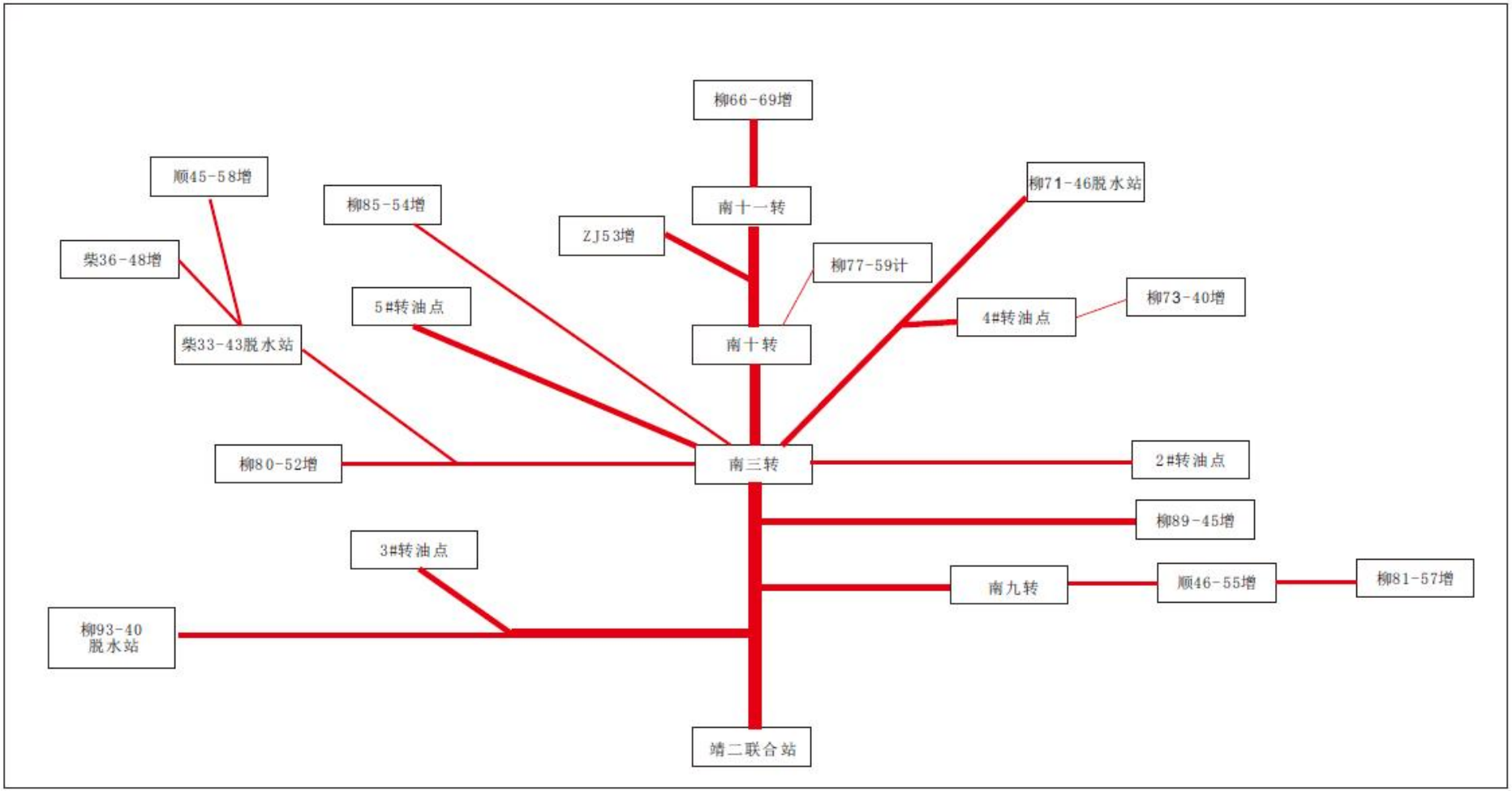


图 3.4-5　五二区地面集输流程图

油房庄第一采油作业区站点集输流程简图



图 3.4-6　油一区地面集输流程图

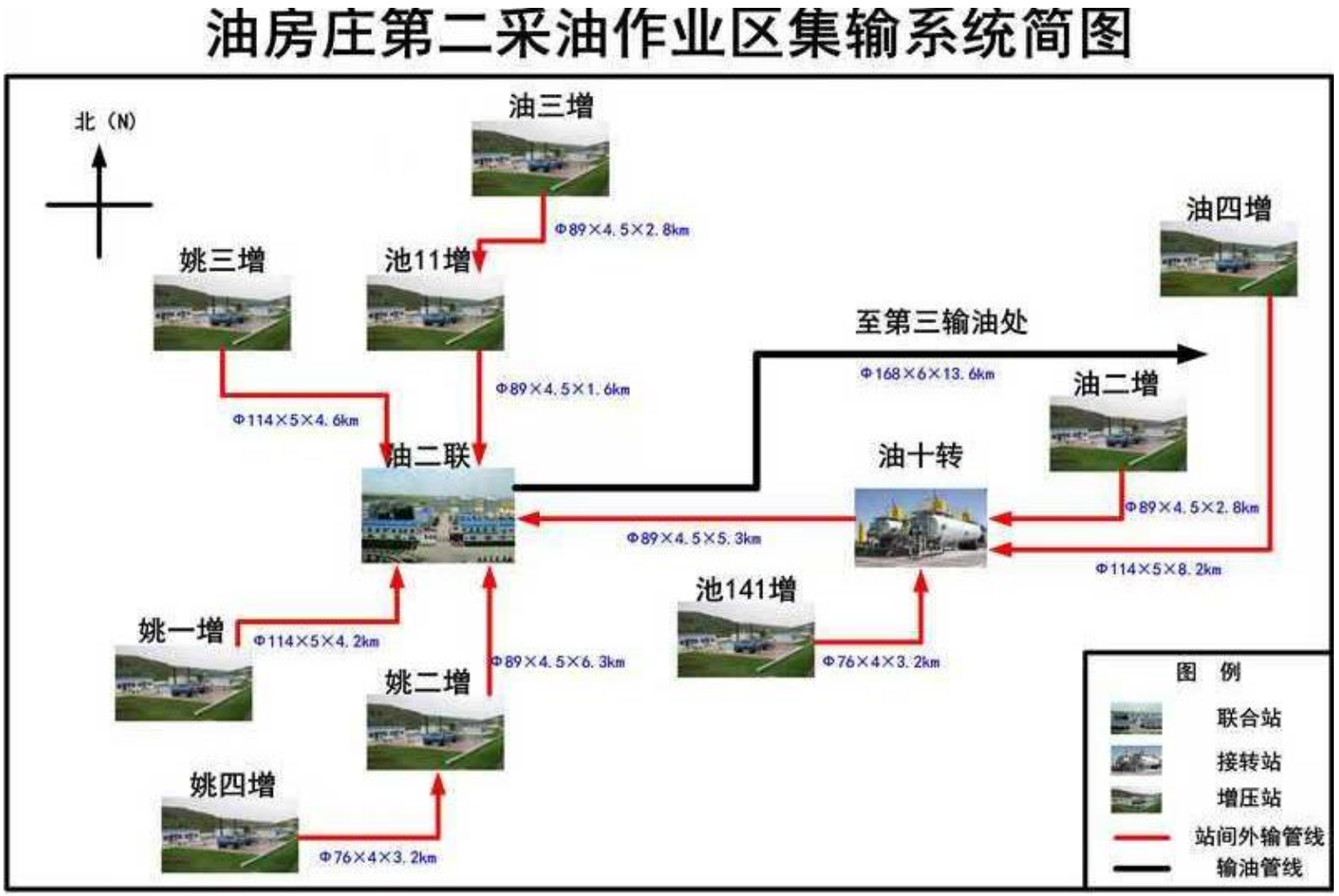


图 3.4-7　油二区地面集输流程图

3.4.3 现有工程环境影响及污染物达标分析

根据建设单位提供资料，第三采油厂自 2018 年已进入稳定生产期，其中郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区、油房庄一区、油房庄二区六个作业区产能维持在 170 万吨/年左右，本次评价现有工程环境影响及污染物达标分析主要分析以上六个作业区。

3.4.3.1 废气

（1）站场加热炉烟气

加热炉燃用伴生气，排放烟气中主要污染物为烟尘、SO_2 与 NO_x，经不低于 8m 排气筒排放。由于现有工程涉及的站场较多，历年竣工环保验收未全部监测，本次评价采用类比方法确定现有工程场站加热炉源强。

现有工程场站加热炉类比盘五转、盘 25-38 增、新 163 增、新 11 增、池三脱加热炉竣工验收监测数据以及靖三联、新 86 脱加热炉例行监测数据，现有工程加热炉烟气及主要污染物排放浓度情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 现有工程主要站场加热炉燃气加热污染物排放浓度情况表

站场	加热炉功率	时间	污染物排放浓度(mg/m³)		
			烟尘	SO_2	NO_x
盘五转	630kW（1#）	2020.5.31	8.6	16	128
		2020.6.1	9.3	14	128
盘25-38增	300kW	2020.5.29	9.8	15	129
		2020.5.30	9.4	15	130
新163增	200kW	2020.5.31	9.0	11	124
		2020.6.1	9.8	11	122
新11增（低氮燃烧）	500kW	2023.6.5	5.2	5	12
		2023.6.6	5.3	6	12
池三脱1#加热炉（低氮燃烧）	300kW	2024.6.22	9.7	4ND	37
		2024.6.23	7.9	4ND	37
靖三联1#加热炉（低氮燃烧）	300kW	2024.12.6	4.3	3ND	27
新86脱水站2#加热炉（低氮燃烧）	300kW	2024.11.7	1ND	3ND	24
非低氮燃烧锅炉均值		/	9.3	13.7	126.8
低氮燃烧锅炉均值		/	5.48	3.00	24.8
《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）			10	50	150

站场	加热炉功率	时间	污染物排放浓度(mg/m³)		
			烟尘	SO_2	NO_x
新建燃气锅炉标准（其他燃气）					

类比场站加热炉排放烟气中烟尘的最大排放浓度为 9.8mg/m³，SO_2 的最大排放浓度为 16mg/m³，NOx 的最大排放浓度为 130mg/m³，各项污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3 新建其他燃气锅炉排放标准，且排气筒高度不低于 8m，废气可达标排放。

根据统计资料，第三采油厂靖边、定边油区共有加热炉三百余个，主要分布在部分井场、增压站（点）、接转站（脱水站）、联合站、生活保障点等。加热炉总功率约为 105MW，其中低氮燃烧锅炉总功率约为 35MW。现有工程站场燃气加热炉燃用伴生气或净化后的干气量约为 11194m³/h，锅炉同步运行时废气量约 115300m³/h，锅炉运行时间以 5760h/a 计，则年产生废气量 66412.8×10⁴m³/a。则现有油区内加热炉烟气及主要污染物排放量情况见表 3.4-12，污染物排放量满足第三采油厂总量控制指标要求。

表 3.4-12　现有工程主要站场加热炉燃气加热污染物排放量情况表

污染源	污染物	产生情况			治理措施	排放情况		
		产生量 (kg/h)	产生浓度 (mg/m³)	废气量 (10⁴m³/a)		浓度 (mg/m³)	排放量 (t/a)	达标情况
加热炉（非低氮）	烟尘	0.7149	9.3	44275.2	燃用伴生气，排气筒高度≥8m	9.3	4.1176	达标
	SO_2	1.0531	13.7			13.7	6.0657	
	NO_x	9.7467	126.8			126.8	56.1410	
加热炉（低氮）	烟尘	0.2106	5.48	22137.6	燃用伴生气，排气筒高度≥8m	5.48	1.2131	达标
	SO_2	0.1153	3.00			3.00	0.6641	
	NO_x	0.9531	24.8			24.8	5.4901	
排放量合计：烟尘5.3307t/a，二氧化硫6.7298t/a，氮氧化物61.6311t/a								

（2）油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体

油田开发过程中烃类气体会随着原油一起被抽出油井，其主要成分为 C_1-C_5 的烃类物质，是油田开发的特征大气污染物。在设备维修期间或由于安全等原因（超压时），部分烃类气体会被放空，放空的部位主要有：油井、计量站、油气管线等。另外，在原油开采与集输的过程中也会挥发、泄漏烃类气体，属无组织排放；集输过程中石油烃类的挥发主要来自采油井口挥发、储油罐呼吸阀和控制阀门逸散。根据项目资料，按照地层原始油气比的 50%到达地面计算。

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%，结合现有工程产能规模及原油管输率（94.3%），估算现有工程烃类气体非甲烷总烃排放量 55.86t/a。

②现有工程场站内无组织排放达标情况

第三采油厂采用标准化场站建设，同类站场装置区无组织排放情况可进行类比，类比数据来源详见表 3.4-13。

表 3.4-13　靖边油区类比数据来源

序号	数据来源	监测日期
1	长庆油田分公司第三采油厂2021年产建地面工程（靖边区域）建设项目竣工环境保护验收调查报告（新11增、盘五转、盘四注、靖一联、盘加斜30-311井场）	2023年6月1日~6日

监测结果汇总见表 3.4-14，监测结果表明，各站场边界监测点位非甲烷总烃均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m^3 的要求。

表 3.4-14　靖边油区站场非甲烷总烃厂界无组织监测结果统计表　单位：mg/m^3

监测点位		监测日期	监测结果		
			第一次	第二次	第三次
新11增	上风向1	2023.6.5	0.15	0.12	0.11
		2023.6.6	0.16	0.14	0.14
	下风向1	2023.6.5	0.25	0.29	0.51
		2023.6.6	0.24	0.56	0.39
	下风向2	2023.6.5	0.82	0.78	0.38
		2023.6.6	0.72	0.62	0.63
	下风向3	2023.6.5	0.60	0.72	0.28
		2023.6.6	0.36	0.80	0.85
盘五转	上风向1	2023.6.1	0.07	0.08	0.10
		2023.6.2	0.14	0.10	0.08
	下风向1	2023.6.1	0.26	0.44	0.34
		2023.6.2	0.56	0.5+	0.39
	下风向2	2023.6.1	0.24	0.93	0.66
		2023.6.2	0.66	0.52	0.50
	下风向3	2023.6.1	0.78	0.76	0.55
		2023.6.2	0.42	0.62	0.34
盘四注	上风向1	2023.6.1	0.10	0.07L	0.15

监测点位		监测日期	监测结果		
			第一次	第二次	第三次
		2023.6.2	0.10	0.07	0.07L
	下风向1	2023.6.1	0.58	0.34	0.43
		2023.6.2	0.44	0.36	0.31
	下风向2	2023.6.1	0.51	0.51	0.69
		2023.6.2	0.30	0.63	0.50
	下风向3	2023.6.1	0.42	0.69	0.36
		2023.6.2	0.37	0.37	0.40
靖一联	上风向1	2023.6.1	0.16	0.16	0.16
		2023.6.2	0.13	0.12	0.15
	下风向1	2023.6.1	0.71	0.56	0.46
		2023.6.2	0.50	0.55	0.79
	下风向2	2023.6.1	0.76	0.58	0.45
		2023.6.2	0.67	0.32	0.38
	下风向3	2023.6.1	0.48	0.60	0.70
		2023.6.2	0.52	0.61	0.82
盘加斜30-311井场	上风向1	2023.6.3	0.14	0.14	0.16
		2023.6.4	0.15	0.13	0.17
	下风向1	2023.6.3	0.80	0.79	0.43
		2023.6.4	0.75	0.75	0.63
	下风向2	2023.6.3	0.83	0.76	0.76
		2023.6.4	0.55	0.75	0.63
	下风向3	2023.6.3	0.74	0.63	0.33
		2023.6.4	0.29	0.46	0.27
标准	执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m^{3}的要求				

定边油区本次评价收集了《长庆油田分公司第三采油厂 2022 年定边区域产能建设工程环境影响报告书》、《长庆油田分公司第三采油厂 2022 年定边区域产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对油一联、池 228 接转站、池 2 增、池三脱厂界无组织排放烃类气体监测资料，监测结果汇总见表 3.4-15。

监测结果表明，各油气集中处理站边界监测点位非甲烷总烃均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m^3 的要求。

表 3.4-15　定边油区站场非甲烷总烃厂界无组织监测结果统计表　单位：mg/m^3

监测点位		监测日期	监测结果			
			第一次	第二次	第三次	第四次
油一联	上风向	2022.5.9	1.16	1.15	1.20	/
		2022.5.10	1.20	1.22	1.16	/
	下风向1	2022.5.9	1.55	1.50	1.49	/
		2022.5.10	1.49	1.52	1.45	/
	下风向2	2022.5.9	1.48	1.52	1.51	/
		2022.5.10	1.52	1.49	1.51	/
	下风向3	2022.5.9	1.58	1.48	1.49	/
		2022.5.10	1.48	1.46	1.49	/
池228接转站	上风向	2022.5.9	1.18	1.19	1.21	/
		2022.5.10	1.22	1.17	1.20	/
	下风向1	2022.5.9	1.47	1.46	1.51	/
		2022.5.10	1.46	1.50	1.54	/
	下风向2	2022.5.9	1.48	1.52	1.49	/
		2022.5.10	1.47	1.50	1.49	/
	下风向3	2022.5.9	1.55	1.50	1.51	/
		2022.5.10	1.50	1.46	1.51	/
池2增	上风向	2022.5.9	1.22	1.21	1.19	/
		2022.5.10	1.21	1.23	1.22	/
	下风向1	2022.5.9	1.48	1.47	1.49	/
		2022.5.10	1.53	1.48	1.45	/
	下风向2	2022.5.9	1.52	1.52	1.51	/
		2022.5.10	1.49	1.54	1.53	/
	下风向3	2022.5.9	1.54	1.49	1.47	/
		2022.5.10	1.47	1.52	1.53	/
池三脱	上风向	2024.6.22	0.80	0.86	0.80	0.82
		2024.6.23	0.81	0.80	0.80	0.81
	下风向1	2024.6.22	2.49	1.99	1.74	1.76
		2024.6.23	2.17	2.14	2.14	2.11
	下风向2	2024.6.22	1.77	1.81	1.77	1.75
		2024.6.23	2.13	2.11	2.13	2.08
	下风向3	2024.6.22	1.72	1.67	1.73	1.72
		2024.6.23	2.13	2.14	2.13	2.07
标准	执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m^{3}的要求					

3.4.3.2 废水

现有工程运行期产生的废水主要包括采出水、措施返排液和生活污水。

（1）油田采出水

根据各区块现有工程统计资料，现有工程采出水产生量约341.32×10^{4}m^3/a，采出水均由采出水处理装置处理后回注油层。

靖边油区采出水水质，采用靖三联采出水处理设施进出口水质的监测数据（甘肃水木青华检测科技有限公司，2023.12.23~2023.12.24），监测结果见表 3.4-16。定边油区采出水水质，根据采出水处理设施例行监测报告和《长庆油田分公司第三采油厂2022年定边区域产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中池三脱的监测数据，监测结果见表 3.4-17。

表 3.4-16 采出水处理设施采出水处理设施水质检测结果（靖边油区） 单位：mg/L

站场	检测位置	检测时间	检测项目	检测结果	原回注标准（Q/SYCQ 3675-2016）	现回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）
靖三联采出水处理设施	进口	2023年12月23日~2023年12月24日	pH值	8.70~8.72	/	/
			悬浮物	519~537	/	/
			COD	1084~1023	/	/
			BOD_5	244~252	/	/
			氨氮	60.3~61.8	/	/
			总磷	4.33~4.39	/	/
			石油类	76.8~77.2	/	/
			挥发酚	0.040~0.044	/	/
			硫化物	0.81~0.84	/	/
			阴离子表面活性剂	0.629~0.701	/	/
			汞	0.00004ND	/	/
			总铬	0.17~0.18	/	/
			六价铬	0.167~0.172	/	/
			镉	0.006~0.008	/	/
			砷	0.0003ND	/	/
			镍	0.05ND	/	/
			铅	0.01ND	/	/
	出口		pH值	8.27~8.30	/	/
			悬浮物	24~27	80	35
			COD	516~529	/	/

站场	检测位置	检测时间	检测项目	检测结果	原回注标准（Q/SYCQ 3675-2016）	现回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）
			BOD_5	118~123	/	/
			氨氮	40.8~41.4	/	/
			总磷	0.79~0.81	/	/
			石油类	40.9~41.0	80	100
			挥发酚	0.024~0.028	/	/
			硫化物	0.13~0.15	/	/
			阴离子表面活性剂	0.176~0.186	/	/
			汞	0.00004ND	/	/
			总铬	0.09~0.12	/	/
			六价铬	0.007~0.009	/	/
			镉	0.001~0.003	/	/
			砷	0.0003ND	/	/
			镍	0.05ND	/	/
			铅	0.01ND	/	/

表 3.4-17　采出水处理站水水质监测结果（定边油区）　单位 mg/L

站场	监测时间	类型	石油类	悬浮物
池三脱	2024.6.22	处理后	11.9~13.2	11.7~13.4
	2024.6.23		11.1~13.8	9.7~13.1
回注标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V级水质标准			100	35

2022年11月4日国家能源局发布了《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》，自2023年5月4日执行。根据环境标准要求，长庆油田榆林地区采出水回注应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》，具体见表 2.4-9。为进一步说明现有工程采出水处理系统处理效果，评价收集了现有工程2024年3~5月采出水处理设施出口回注水质粒径中值、平均腐蚀速率监测数据，结果见表 3.4-18，监测报告见附件17。

表 3.4-18　第三采油厂现有工程采出水回注水质粒径中值、平均腐蚀率监测数据

序号	采出水处理站	监测指标数据					
		2024年3月		2024年4月		2024年5月	
		悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a
1	新11脱水站	1.5	0.035	1.7	0.027	1.4	0.031

2	靖三联	2.7	0.044	2.1	0.036	2.6	0.040
3	靖一联	2.2	0.025	1.8	0.024	2.6	0.029
4	新86脱	2.6	0.036	2.4	0.031	2.3	0.039
5	陕92脱	1.8	0.028	1.9	0.042	1.6	0.033
6	北五转	1.6	0.041	1.2	0.031	1.7	0.033
7	顺162脱	1.4	0.027	2.4	0.023	2.1	0.020
8	柳88-25脱	1.7	0.023	1.6	0.024	1.9	0.027
9	柳103-252脱	0.9	0.031	1.6	0.033	1.9	0.036
10	南十二转	2.2	0.033	2.7	0.030	1.3	0.028
11	靖二联	2.3	0.025	2.9	0.027	2.1	0.029
12	油一联	2.6	0.028	1.8	0.026	2.3	0.031
13	池三脱	2.8	0.026	2.2	0.027	2.6	0.030
14	池228脱	0.8	0.038	0.9	0.035	1.1	0.032
15	定612脱	2.5	0.019	2.9	0.022	2.4	0.028
16	油二联	1.9	0.028	2.7	0.027	2.0	0.021
17	油十转	1.6	0.027	1.9	0.021	2.1	0.029
18	新11脱	1.7	0.016	1.6	0.019	1.9	0.023
19	靖三联	1.8	0.030	1.7	0.032	1.3	0.026
现回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）		悬浮物颗粒直径中值：5.5μm 平均腐蚀率：0.076mm/a					

根据监测结果，主要回注指标石油类、悬浮物、悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》中V级水质标准。

（2）措施返排液

现有工程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，措施返排液主要来自修井过程中的洗井环节，根据现有工程类比调查和相关技术资料，修井为不定期流动作业，频率一般1次/2年，单井每次作业的最大废水产生量约为70m³（修井产生废水量约40m³，洗井产生废水量约30m³），现有工程井区当前生产油水井共3829口，废水最大产生量为134015m³/a。

靖边油区措施返排液水质评价采用柳92-33井组废液处理站处理设施进出口水质的监测数据（甘肃水木青华检测科技有限公司，2023.12.23~2023.12.24），监测结果见表 3.4-19。定边油区收集到油一区措施返排液处理站废水处理设施进、出口水质的监测数据（2021年7月1日~31日），具体监测结果见表 3.4-20。

表 3.4-19　柳92-33井组废液处理站处理设施水质补充检测结果（靖边油区）　单位：mg/L

站场	检测位置	检测时间	检测项目	检测结果	原回注标准（Q/SYCQ 3675-2016）	现回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）
柳92-33井组废液处理站	进口	2023年12月23日~2023年12月24日	pH值	8.93~8.94	/	/
			悬浮物	674~681	/	/
			COD	2903~2934	/	/
			BOD_5	511~518	/	/
			氨氮	93.0~93.6	/	/
			总磷	7.68~7.76	/	/
			石油类	12.6~13.4	/	/
			挥发酚	0.052~0.056	/	/
			硫化物	1.06~1.14	/	/
			阴离子表面活性剂	0.868~0.886	/	/
			汞	0.00004ND	/	/
			总铬	0.18~0.19	/	/
			六价铬	0.222~0.228	/	/
			镉	0.006	/	/
			砷	0.0003ND	/	/
			镍	0.05ND	/	/
			铅	0.01ND	/	/
	出口		pH值	8.53~8.54	/	/
			悬浮物	31~33	80	35
			COD	742~756	/	/
			BOD_5	176~183	/	/
			氨氮	57.2~57.9	/	/
			总磷	1.11~1.13	/	/
			石油类	3.57~3.75	80	100
			挥发酚	0.024~0.044	/	/
			硫化物	0.21~0.25	/	/
			阴离子表面活性剂	0.132~0.150	/	/
			汞	0.00004ND	/	/
			总铬	0.10~0.11	/	/
			六价铬	0.040~0.043	/	/
			镉	0.002	/	/
			砷	0.0003ND	/	/

			镍	0.05ND	/	/
			铅	0.01ND	/	/

表 3.4-20 措施返排液处理设施进出口水质监测结果（定边油区） 单位：mg/L

监测位置	监测时间	监测项目	监测值	回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）
油一区措施返排液处理站	2021.7.1~2021.7.31	SS	21.3~27	35
		石油类	4.88~6.56	100

为进一步说明现有工程采出水处理系统处理效果，评价还收集了现有工程2024年3~5月措施返排液处理设施出口回注水质粒径中值、平均腐蚀速率监测数据，结果见表 3.4-21，监测报告见附件17。

表 3.4-21 第三采油厂现有工程措施返排液回注水质粒径中值、平均腐蚀速率监测数据

序号	措施返排液处理站	监测指标数据					
		2024年3月		2024年4月		2024年5月	
		悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a
1	柳92-33井组措施返排液处理站	2.8	0.041	2.6	0.040	3.1	0.037
2	柳16-35井组措施返排液处理站	2.9	0.038	3.2	0.039	2.6	0.031
3	油一区措施返排液处理站	2.7	0.032	2.4	0.033	2.9	0.029
现回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）		悬浮物颗粒直径中值：5.5μm 平均腐蚀率：0.076mm/a					

根据监测结果，本项目现有措施返排液处理站出水水质主要回注指标石油类、悬浮物均、悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V级水质标准。

（3）生活污水

根据调查统计数据，生活污水产生量约130m^3/d（47450m^3/a），各保障点均设置了生活污水一体化处理设施，生活污水处理达《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）中城市绿化要求用于站内绿化或井场、站场道路洒水抑尘。

另外，根据榆林区域某生活保障点生活污水一体化处理设施排口废水检测报告，检测情况见表 3.4-22。根据监测结果，本项目各生活保障点生活污水经生活污水一

体化处理设施处理后满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）中城市绿化要求。

表 3.4-22 第三采油厂生活保障点生活污水达标情况

站场	检测项目	检测结果mg/L	标准限值mg/L	备注
生活保障点	pH	7.46	6.0~9.0	无量纲
	色度	5	≤30	无量纲
	嗅	无	无不快感	无量纲
	浊度	2	≤10	NTU
	溶解性总固体	269	≤1000	/
	五日生化需氧量	5.3	≤10	/
	阴离子表面活性剂	0.05L	≤0.5	/
	溶解氧	2.5	≥2.0	/
	大肠埃希氏菌	未检出	无	MPN/100mL

3.4.3.3 噪声

目前现有工程的噪声污染源主要有井场抽油机、接转站、联合站、增压机组的机泵及运输车辆等。根据噪声现场监测，各主要噪声源源强见表 3.4-23。

表 3.4-23 现有工程典型站场井场主要噪声源统计表 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	72～74	低频声源
		6机/平台	74～76	低频声源
联合站、接转站	输油泵	2台	85～90	高频声源
	卸油泵	2台	80～85	高频声源
	污油泵	2台（1开1备）	80	高频声源
	注水泵	3台（2开1备）	85～90	高频声源
	喂水泵	3台（2开1备）	85～90	高频声源
	污水泵	2台（1开1备）	80	高频声源
	污泥泵	2台（1开1备）	80	高频声源
增压机组	输油泵	2台（1开1备）	85～90	高频声源
注水站	喂水泵	3台（2开1备）	85～90	高频声源
井区道路	运输车辆	/	65～80	流动声源

本次评价收集了《长庆油田分公司第三采油厂2021年产建地面工程（靖边区域）建设项目竣工环境保护验收调查报告》中典型井场、站场的厂界噪声实测数据，监测结果见表 3.4-24。根据监测结果，各典型井场、站场的昼、夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准要求。

表 3.4-24　靖边油区典型站场噪声监测结果表　单位：dB(A)

站场		监测结果dB(A）			
		第一天		第二天	
		昼间	夜间	昼间	夜间
靖一联（2023.6.3~2023.6.4）	北厂界	47	43	48	42
	东厂界	45	42	46	43
	南厂界	47	42	45	44
	西厂界	48	42	45	41
新11增（2023.6.5~2023.6.6）	南厂界	51	45	52	44
	北西厂界	55	45	54	45
	北厂界	54	43	51	46
	北东厂界	54	44	51	46
盘五转（2023.6.1~2023.6.2）	南厂界	47	48	47	47
	东厂界	49	49	48	47
	北厂界	47	49	48	47
	西厂界	49	48	48	48
盘四注（2023.6.1~2023.6.2）	南厂界	49	42	48	43
	东厂界	51	43	50	44
	北厂界	47	41	46	42
	西厂界	49	41	48	42
盘31-32井场（2023.6.5~2023.6.6）	南厂界	51	44	47	49
	东厂界	48	45	46	44
	北厂界	47	43	48	42
	西厂界	48	45	47	41
标准限值		60	50	60	50

本次评价收集了《长庆油田分公司第三采油厂2022年定边区域产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中典型井场、站场的厂界噪声实测数据，监测结果见表3.4-25。根据监测结果，各典型井场、站场的昼、夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准要求。

表 3.4-25　定边油区典型站场噪声监测结果表　单位：dB(A)

站场		监测结果dB(A）			
		第一天		第二天	
		昼间	夜间	昼间	夜间
池205扩（2024.6.22~2024.6.23）	东厂界	56	44	55	45
	南厂界	59	45	54	46
	西厂界	57	46	56	46
	北厂界	58	43	55	43
池三脱（2024.6.22~2024.6.23）	东厂界	59	44	56	45
	南厂界	58	44	55	44
	西厂界	58	44	57	46
	北厂界	57	42	55	44
池313-318S（2024.6.22~2024.6.23）	东厂界	58	46	54	45
	南厂界	56	44	55	44
	西厂界	58	45	56	46
	北厂界	56	44	55	43
标准限值		60	50	60	50

3.4.3.4 固体废物

根据现有工程统计资料，第三采油厂产生的固体废物主要有落地油、含油污泥、生活垃圾和废滤料，其产生量及处置情况见表 3.4-26。现有固体废物处置方式合理，未对区域环境产生明显不利影响。

表 3.4-26 现有工程固体废物产生及处置情况

序号	产生环节	污染物种类	产生量（t/a）	处置情况
1	修井作业	落地油	110.86	100%回收
2	清罐、原油脱水和采出水处理等	含油污泥（含水处理浮油、浮渣）	2500	定期送有资质单位集中处置（2024靖边区域交由陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司处置，定边区域交由定边县东港污油泥土处理有限公司处置）
3	采出水处理系统滤料更换	废滤料	12	废滤料全部送有资质单位处置
4	设备维护及修井	废防渗布、废润滑油及其包装桶	14.1	全部送有资质单位处置
5	实验室、UPS系统	实验废液、废铅酸蓄电池	0.2	全部送有资质单位处置
6	钻井泥浆岩屑	一般固废	60000	2024年交由定边大兴环境服务有限公司填埋处置
7	职工生活	生活垃圾	1192.92	交由当地环卫部门处置，送当地生活垃圾填埋场填埋。

3.4.3.5 环境风险

根据现场调查，长庆油田分公司第三采油厂已按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价技术导则：陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）相关要求对现有各站场采取了分区防渗措施，罐区均设有围堰，池体等采用混凝土防渗池体，外输泵房等采用防渗地面；部分集输管线设压力监测设施，管线跨河点设套管和增加壁厚等。

长庆油田分公司第三采油厂已编制《长庆油田分公司第三采油厂（靖边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》，《长庆油田分公司第三采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，并在榆林市生态环境局靖边分局备案（备案号：610824-2024-007-M）、榆林市生态环境局定边分局备案（备案号：610825-2024-004-L）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。预案中对环境风险进行了分析，明确了应急组织机构及职责、预防与预警、应急处置、后期处置等内容，第三采油厂严格落实应急预案中提出的各项风险防范措施，尽可能降低环境风险事件发生概率。

根据调查现有工程对于冲沟及小型河流穿越管线大开挖方式穿越，同时增加壁厚，增设套管；对于大中型河流穿越管线采取桁架方式跨越，同时增加壁厚，增设套管；对于沥青公路穿越管线采取顶管穿越，同时增加壁厚，增设套管；对于普通砂石土路穿越管线采取大开挖方式穿越，同时增加壁厚，增设钢套管。

3.4.3.6 现有工程主要污染物排放情况

采取环保措施后，靖边、定边油区现有工程的废气可做到达标排放，采出水及措施返排液回注油层，生活污水综合利用不外排，固体废物得到合理处置，“三废”排放统计见表 3.4-27。

表 3.4-27 靖边、定边油区现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	污染物种类		产生量	削减量	排放量
废气	废气量（$10^4m^3/a$）		66412.8	0	66412.8
	烟尘（t/a）		6.1764	0	6.1764
	SO_2（t/a）		9.0986	0	9.0986
	NO_x（t/a）		84.2114	0	84.2114
	烃类（t/a）		55.86	0	55.86
废水	采出水	水量（$10^4m^3/a$）	341.32	341.32	0
		石油类（t/a）	1023.93	1023.93	0

		SS（t/a）	682.62	682.62	0
	措施返排液	水量（$10^4m^3/a$）	13.4	13.4	0
		石油类（t/a）	4.62	4.62	0
		SS（t/a）	309.54	309.54	0
固废	落地油（t/a）		110.86	110.86	0
	含油污泥（t/a）		2500	2500	0
	废滤料（t/a）		12	12	0
	废防渗布、废润滑油及其包装桶（t/a）		14.1	14.1	0
	生活垃圾（t/a）		1192.92	1192.92	0

3.4.3.7 现有工程井场油泥清理及环保措施调查

根据调查，长庆油田分公司 2020 年出台了清理违规处置油泥的通知要求，要求清理采油厂井场站场历史上违规掩埋、洒落的油泥和土壤。2020 年通知出台后第三采油厂积极落实相关要求，调查历史违规掩埋和洒落油泥井场共计 248 座，其中靖边区域 210 座，定边区域 38 座。调查清楚后，2021 年第三采油厂委托第三方有资质单位进行清理处置并签订了相关处置协议，其中靖边区域郝坨梁作业区委托靖安污油泥处理厂和陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司清理处置，靖边区域盘古梁作业区委托陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司、榆林市勤录科污油处理有限责任公司清理处置，定边区域委托陕西邦达环保工程有限公司、定边县东港污油泥土处理有限责任公司清理处置。

2022 年第三采油厂辖区 248 座违规掩埋和洒落油泥全部清理完成。同时，建设单位委托第三方检测单位在清理完成的点位周边取样布点，对 248 座井场的土壤进行了检测，均未发现土壤超标问题。后期采取的措施主要采取跟踪监测方式，将该 248 处油泥清理井场纳入全厂跟踪监测计划，定期采样监测，加强监测监管，通过落实《第三采油厂土壤和地下水自行监测方案》及环评要求开展现有工程土壤和地下水跟踪监测，截至目前未发现监测污染超标问题。

3.4.4 区域环境质量变化趋势分析

3.4.4.1 环境空气质量变化趋势

根据《环境影响评价技术导则：陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目应收集近 5 年的区域环境质量资料。根据陕西省生态环境厅

办公室发布的历年全省环境空气质量状况环保快报数据，2020 年至 2024 年近 5 年的区域环境质量资料见表 3.4-28。

表 3.4-28 基本污染物环境质量现状评价表

区域	评价因子	评价指标	现状浓度(μg/m³)					标准限值(μg/m³)
			2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	
定边县	PM_{10}	年平均浓度	59	62	67	55	54	70
	$PM_{2.5}$	年平均浓度	29	25	29	24	24	35
	SO_2	年平均浓度	14	11	10	8	9	60
	NO_2	年平均浓度	23	21	26	23	23	40
	CO	第95百分位浓度	2400	2200	2000	1600	1200	4000
	O_3	第90百分位浓度	141	148	133	144	158	160
靖边县	PM_{10}	年平均浓度	54	51	51	56	52	70
	$PM_{2.5}$	年平均浓度	30	29	29	24	26	35
	SO_2	年平均浓度	14	11	11	11	10	60
	NO_2	年平均浓度	24	23	23	21	20	40
	CO	第95百分位浓度	1200	1400	1400	1000	1000	4000
	O_3	第90百分位浓度	130	137	134	142	155	160
志丹县	PM_{10}	年平均浓度	46	42	35	43	46	70
	$PM_{2.5}$	年平均浓度	26	23	24	23	24	35
	SO_2	年平均浓度	9	10	8	7	6	60
	NO_2	年平均浓度	21	22	19	20	17	40
	CO	第95百分位浓度	1300	1400	1200	1200	1200	4000
	O_3	第90百分位浓度	130	136	128	135	142	160
吴起县	PM_{10}	年平均浓度	67	66	64	59	60	70
	$PM_{2.5}$	年平均浓度	32	26	27	24	25	35
	SO_2	年平均浓度	14	15	9	8	6	60
	NO_2	年平均浓度	25	24	22	19	16	40
	CO	第95百分位浓度	1400	1600	1900	2000	1700	4000
	O_3	第90百分位浓度	126	128	130	134	142	160

根据表 3.4-28 可看出，项目区域环境质量正逐步趋好，自 2020 年开始，项目所在区域连续 5 年为环境空气质量达标区。本次评价也收集了 2020 年至 2024 年项目区域历年产建特征污染物环境质量监测数据，根据历年监测结果，项目区域环境空气非甲烷总烃小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准》详解中的一次值 2.0mg/m³ 浓度限值，硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》

（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值，项目区域环境空气质量良好。

3.4.4.2 地下水环境质量变化趋势分析

（1）井场、站场周边地下水环境质量回顾性分析

本次评价收集到第三采油厂2024年11月20日地下水环境质量的自行监测数据。第三采油厂地下水自行监测点数量较多，经过数据梳理，主要是总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标，超标原因与区域地下水环境背景有关，重金属、石油类指标没有发现地下水环境质量超标的监测点，本次评价选取其中典型站场以及水源监测井作为代表性点位进行回顾性分析评价，监测点位基本信息见表 3.4-29，结果见表 3.4-30~表 3.4-31。

表 3.4-29 典型场站及水源井自行监测点位情况一览表

编号	点位名称		经度	纬度	地下水类型
1	盘古梁作业区	20#水源井	108.586141°	37.092356°	白垩系洛河组（承压水）
2		2#水源井	108.586556°	37.099537°	白垩系洛河组（承压水）
3	五一区	靖二联合站-MW1	108.609303°	36.982286°	第四系风积黄土（潜水）
4		靖二联合站-MW2	108.610556°	36.982975°	白垩系环河组（潜水）
5		靖二联合站-MW3	108.611440°	36.981294°	白垩系环河组（潜水）
6		靖二联合站-MW4	108.609527°	36.981130°	第四系风积黄土（潜水）
7	五二区	43#水源井	108.737073°	37.058919°	白垩系洛河组（承压水）
8		53#水源井	108.734625°	37.063058°	白垩系洛河组（承压水）
9	油一区	定5-1-MW2	107.716165°	37.523168°	萨拉乌素组（潜水）
10		定5-1-MW3	107.716128°	37.523250°	萨拉乌素组（潜水）

表 3.4-30 典型场站及水源井自行监测点位地下水水质监测结果 单位：mg/L

分析项目	监测结果						III类	最大超标倍数
	20#水源井	2#水源井	靖二联合站-MW1	靖二联合站-MW2	靖二联合站-MW3	靖二联合站-MW4	标准限值	
pH	7.9	8.0	7.20	7.10	7.80	7.50	6.5~8.5	/
总硬度	519	436	317.00	749.00	1156.00	336.00	450	1.57
溶解性总固体	1254	1092	1531.00	1250.00	1920.00	1548.00	1000	0.92
硫酸盐	401	325	44.00	109.00	125.00	14.00	250	0.60
氯化物	234	180	238.00	242.00	418.00	335.00	250	0.67
铁	<0.08	<0.08	0.03ND	0.03ND	0.03ND	0.03ND	0.3	/
锰	<0.03	<0.03	0.05	0.01ND	0.01ND	0.05	0.10	/

铜	<0.05	<0.05	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	1.00	/
锌	<0.02	<0.02	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	1.00	/
铝	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	0.20	/
挥发酚	0.0003ND	0.0003ND	3.0×10^{-4}ND	3.0×10^{-4}ND	3.0×10^{-4}ND	0.0003ND	0.002	/
阴离子表面活性剂	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.3	/
耗氧量	0.50	0.46	2.34	1.70	1.52	2.53	3.0	/
氨氮	0.04	0.04	0.08	0.04	0.05	0.15	0.50	/
硫化物	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.02	/
钠	479.00	316.00	475.00	122.00	94.00	479.00	200	1.35
亚硝酸盐	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	1.00	/
硝酸盐	11.40	8.51	0.16	7.87	19.20	0.28	20.0	/
氰化物	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	0.05	/
氟化物	0.21	0.25	0.54	0.49	0.47	0.59	1.0	/
碘化物	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	0.08	/
汞	1.6×10^{-4}	4.0×10^{-5}ND	5×10^{-5}	4×10^{-5}ND	4×10^{-5}ND	7×10^{-5}	0.001	/
砷	2.2×10^{-3}	1.9×10^{-3}	0.01	0.00	0.00	5.0×10^{-3}	0.01	/
硒	6.4×10^{-3}	4.1×10^{-3}	4×10^{-4}ND	0.00	0.00	1.3×10^{-3}	0.01	/
镉	$<5\times10^{-4}$	$<5\times10^{-4}$	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.005	/
六价铬	0.02	0.03	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	0.05	/
铅	$<2.5\times10^{-3}$	$<2.5\times10^{-3}$	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01	/
三氯甲烷（μg/L）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	60	/
四氯化碳（μg/L）	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND	2.0	/
苯（μg/L）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	10.0	/
甲苯（μg/L）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	700	/
石油类	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.05	/
石油烃（C_6~C_9）	/	/	0.02ND	0.02ND	0.02ND	0.02ND	/	/
石油烃（C_{10}~C_{40}）	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	/	/

表 3.4-31 典型场站及水源井自行监测点位地下水水质监测结果（续） 单位：mg/L

分析项目	监测结果						III类	最大超

	43#水源井	53#水源井	定5-1-MW2	定5-1-MW3	标准限值	标倍数
pH	8.10	7.80	7.40	7.40	6.5~8.5	/
总硬度	622.00	231.00	1491.00	922.00	450	2.31
溶解性总固体	1372.00	732.00	3092.00	2953.00	1000	2.09
硫酸盐	328.00	114.00	936.00	872.00	250	2.74
氯化物	282.00	177.00	911.00	1164.00	250	3.66
铁	<0.08	<0.08	0.03ND	0.03ND	0.3	/
锰	<0.03	<0.03	0.01ND	0.01ND	0.10	/
铜	<0.05	<0.05	0.02ND	0.02ND	1.00	/
锌	<0.02	<0.02	0.02ND	0.02ND	1.00	/
铝	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	0.20	/
挥发酚	0.0003ND	0.0003ND	3.0×10^{-4}ND	3.0×10^{-4}ND	0.002	/
阴离子表面活性剂	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.3	/
耗氧量	0.66	0.57	2.52	2.22	3.0	/
氨氮	0.03	0.025ND	0.19	0.25	0.50	/
硫化物	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.02	/
钠	173.00	163.00	601.00	599.00	200	2.00
亚硝酸盐	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	1.00	/
硝酸盐	18.70	9.71	13.70	15.10	20.0	/
氰化物	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	0.05	/
氟化物	0.10	0.12	3.23	0.81	1.0	2.23
碘化物	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	$<1.2\times10^{-3}$	0.08	/
汞	1.0×10^{-4}	4.0×10^{-5}ND	5×10^{-5}	4×10^{-5}ND	0.001	/
砷	2.4×10^{-3}	7.9×10^{-3}	0.01	0.01	0.01	/
硒	7.8×10^{-3}	4.5×10^{-3}	0.01	0.00	0.01	/
镉	$<5\times10^{-4}$	$<5\times10^{-4}$	0.001ND	0.001ND	0.005	/
六价铬	0.03	0.03	<0.004	<0.004	0.05	/
铅	$<2.5\times10^{-3}$	$<2.5\times10^{-3}$	0.01ND	0.01ND	0.01	/
三氯甲烷（μg/L）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	60	/
四氯化碳（μg/L）	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND	2.0	/
苯（μg/L）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	10.0	/
甲苯（μg/L）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	700	/
石油类	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.05	/
石油烃（C_6~C_9）	/	/	0.02ND	0.02ND	/	/
石油烃（C_{10}~C_{40}）	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	/	/

（2）区域地下水环境质量变化趋势分析

长庆油田分公司第三采油厂榆林区域历年开发范围与本次现有工程评价范围基本一致，历年产建环评阶段的地下水监测可代表第三采油厂开采区域地下水整体水质概况。长庆油田分公司第三采油厂榆林区域2022年、2023年、2024年产能建设项目环境影响报告书连续3年的地下水监测结果（监测点位涵盖各含水层，监测点位及监测层位见表 3.4-32，监测结果见表 3.4-33~表 3.4-35）。

表 3.4-32　榆林区域现有工程调查区内地下水监测点分布情况一览表

编号	点位名称		经度	纬度	地下水类型
2022年监测点位					
1	定边	2#小湾村水井	107.743377	37.416297	白垩系环河组（潜水）
2		5#梁台畔村水井	107.756876	37.394420	白垩系环河组（潜水）
3	靖边	盘四油污处理站口监测井	108°39′27.00″	37°10′41.00″	白垩系洛河组（承压水）
4		靖一联场站内监测井	108°41′03.00″	37°10′39.00″	白垩系洛河组（承压水）
5		张兴庄水井	108°39′34.99″	37°11′10.00″	白垩系洛河组（承压水）
6		大湫滩村水井	108°39′37.00″	37°11′21.00″	白垩系洛河组（承压水）
7		盘五接转场站内监测井	108°39′36.46″	37°11′08.22″	白垩系洛河组（承压水）
8		中庄村水井	108°31′30.00″	37°00′36.00″	白垩系洛河组（潜水）
2023年监测点位					
9	靖边	马鞍山	108°41'56.12"	37°00'48.54"	白垩系环河组（潜水）
10		郭家窑则	108°37'06.56"	37°03'30.25"	白垩系环河组（潜水）
11		盘古梁	108°37'10.77"	37°09'52.96"	白垩系洛河组（承压水）
12		杨崾岘	108°33'18.23"	37°04'20.63"	白垩系环河组（潜水）
13	定边	刘渠	107°40'26.39"	37°21'57.74"	白垩系环河组（潜水）
14		温梁	107°37'43.94"	37°28'08.74"	白垩系环河组（潜水）
2024年监测点位					
15	定边	姚台村	107°37'18.98"	37°22'09.14"	第四系风积黄土（潜水）
16	靖边	巡检司	108°34'36.53"	37°02'37.96"	白垩系环河组（潜水）
17		杨崾岘	108°33'41.31"	37°04'41.42"	白垩系洛河组（承压水）
18		靖三联下游	108°35'48.69"	37°09'49.85"	白垩系环河组（潜水）
19		盘33-21接转站下游	108°37'21.09"	37°11'05.02"	白垩系环河组（潜水）
20		马鞍山	108°42'19.32"	37°01'10.65"	白垩系环河组（潜水）

表 3.4-33　定边油区地下水水质监测结果　单位：mg/L

分析项目	监测结果					III类	最大超标倍数
	2#小湾村水井	5#梁台畔村水井	刘渠	温梁	姚台村	标准限值	
	2022年监测点位		2023年监测点位		2024年监测点位		

pH	7.55	7.29	8.31	8.02	8.4	6.5~8.5	/
耗氧量	0.71	0.85	ND0.5	0.89	2.62	3	/
氨氮	0.037	0.019	0.052	0.114	0.168	0.5	/
硝酸盐	7.57	9.97	1.36	1.09	6.30	20	/
亚硝酸盐	0.005	0.004	0.009	0.005	0.242	1	/
挥发酚类	0.0017	0.0014	ND0.0003	ND0.0003	0.0003ND	0.002	/
溶解性总固体	372	367	724	614	7.44×10^{3}	1000	6.44
铅	/	/	ND0.01	ND0.01	9×10^{-5}ND	0.01	/
镉	/	/	ND0.001	ND0.001	5×10^{-5}ND	0.005	/
铁	/	/	ND0.03	ND0.03	0.03	0.3	/
锰	/	/	ND0.01	ND0.01	0.11	0.1	0.1
六价铬	0.045	ND0.04	0.022	0.019	0.004ND	0.05	/
汞	/	/	ND0.00004	ND0.00004	6.4×10^{-4}	0.001	/
砷	/	/	0.0004	0.0005	2.3×10^{-3}	0.01	/
总硬度	226	311	357	307	3.18×10^{3}	450	6.07
Ca^{2+}	50.2	57.4	/	/	381	/	/
Mg^{2+}	20.6	38.2	/	/	540	/	/
K^{+}	45.4	17.4	/	/	6.85	/	/
Na^{+}	22.6	18.5	103	72	1.31×10^{3}	200	5.55
CO_3^{2-}	ND5	ND5	/	/	0	/	/
HCO_3^{-}	119	266	/	/	12	/	/
SO_4^{2-}	74	58	101	54	2.65×10^{3}	250	9.6
Cl^{-}	87	38.8	158	82	2.45×10^{3}	250	8.8
氰化物	/	/	ND0.004	ND0.004	0.002ND	0.05	/
氟化物	0.61	0.72	0.68	0.81	0.58	1	/
石油类	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	0.01ND	0.05	/
菌落总数（CFU/mL）	未检出	未检出	/	/	52	100	/
总大肠菌群（MPN/100mL）	3ND	3ND	未检出	未检出	未检出	3	/
硫化物	/	/	ND0.003	ND0.003	0.003ND	0.02	/
钡	/	/	0.2	0.4	9.09×10^{-3}	0.7	/

表 3.4-34　靖边油区地下水水质监测结果　单位：mg/L

分析项目	监测结果										III类
	盘四油污处理站口监测井	靖一联场站内监测井	张兴庄水井	大湫滩村水井	盘五接转场站内监测井	中庄村水井	周河镇巡检司村民井	周河镇阎王砭	王渠则镇路家坡	王渠则镇北门沟	标准限值
	2022年监测点位						2023年监测点位				
pH	8.3	8.27	8.25	8.36	8.37	8.38	8.39	8.36	8.42	8.39	6.5～8.5
总硬度	395	325	434	356	402	178	379	335	349	309	≤450
溶解性总固体	717	766	785	835	872	479	758	670	698	618	≤1000
氨氮	ND0.02	0.06	0.36	0.2	ND0.02	ND0.02	0.065	0.071	0.05	0.129	≤0.50
硝酸盐	4.6	ND0.2	7.8	10	7.7	1.8	1.58	1.48	1.32	1.52	≤20.0
六价铬	0.013	ND0.004	ND0.004	0.038	ND0.004	0.036	0.034	0.025	0.02	0.018	≤0.05
亚硝酸盐	0.012	0.278	0.012	0.011	0.012	0.04	0.011	0.004	0.008	0.01	≤1.0
石油类	0.04	0.04	0.02	0.04	0.03	0.03	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.05
耗氧量	0.87	0.77	0.97	0.66	0.69	0.91	0.83	1.02	0.93	1.06	≤3.0
砷	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.0003	0.0004	0.0004	0.0004	≤0.01
汞	ND0.0001	ND0.0001	ND0.0001	ND0.0001	ND0.0001	ND0.0001	ND0.00004	ND0.00004	ND0.00004	ND0.00004	≤0.001
锰	ND0.01	0.03	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.10
镉	0.0012	0.0021	0.0031	0.0039	0.0012	0.0005	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	≤0.005
铅	ND0.0025	ND0.0025	ND0.0025	ND0.0025	ND0.0025	ND0.0025	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.01
铁	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	≤0.3
挥发酚类	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	≤0.002
氟化物	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.8	0.86	0.7	0.75	≤1

氰化物	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	≤0.05
Na^+	113	173	136	174	141	123	124	92	145	86	200
Cl^-	53.5	131	78.3	139	74.8	42.4	155	117	156	106	250
SO_4^{2-}	239	194	242	191	241	86	127	83	192	72	250
总大肠菌群（MPN/100mL）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	≤3
菌落总数（CFU/mL）	36	64	49	21	16	55	/	/	/	/	≤100
硫化物	/	/	/	/	/	/	ND0.003	0.003	0.004	ND0.003	≤0.02
钡	/	/	/	/	/	/	0.4	0.2	0.2	0.2	≤0.7

表 3.4-35 靖边油区地下水水质监测结果（续表 3.4-34） 单位：mg/L

分析项目	监测结果					III类	最大超标倍数
	巡检司	杨崾岘	靖三联下游	盘33-21接转站下游	马鞍山	标准限值	
	2024年监测点位						
pH	7.8	8.4	7.9	8.3	8.0	6.5～8.5	/
总硬度	404	381	589	242	841	≤450	0.87
溶解性总固体	790	531	1.28×10^{3}	577	1318	≤1000	0.32
氨氮	0.031	0.047	0.039	0.040	0.064	≤0.50	/
硝酸盐	6.27	1.92	6.22	3.40	5.72	≤20.0	/
六价铬	0.006	0.009	0.016	0.033	0.011	≤0.05	/
亚硝酸盐	0.003	0.011	0.006	0.032	0.004	≤1.0	/
石油类	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	≤0.05	/
耗氧量	1.17	1.23	0.87	1.46	0.90	≤3.0	/
砷	4.0×10^{-3}	3.3×10^{-3}	3.0×10^{-3}	5.6×10^{-3}	3.8×10^{-3}	≤0.01	/
汞	3.4×10^{-4}	4.7×10^{-4}	8.3×10^{-4}	7.3×10^{-4}	9.4×10^{-4}	≤0.001	/
锰	1.2×10^{-4}ND	1.2×10^{-4}ND	3.71×10^{-4}	4.71×10^{-4}	1.49×10^{-3}	≤0.10	/
镉	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	≤0.005	/
铅	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	≤0.01	/
铁	8.2×10^{-4}ND	8.2×10^{-4}ND	6.90×10^{-3}	8.2×10^{-4}ND	0.02	≤0.3	/
挥发酚类	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	≤0.002	/
氟化物	0.51	0.58	0.17	0.36	0.40	≤1	/
氰化物	0.002ND	0.002ND	0.002ND	0.002ND	0.002ND	≤0.05	/
Na^{+}	115	67.4	226	124	211	200	0.13
Cl^{-}	133	10.1	322	60.3	28.8	250	0.29
SO_4^{2-}	312	26.6	487	160	36.2	250	0.95
总大肠菌群（MPN/100mL）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	≤3	/
菌落总数（CFU/mL）	40	17	33	38	28	≤100	/
硫化物	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	≤0.02	/
钡	0.05	0.11	0.02	0.04	0.17	≤0.7	/

由以上监测数据可知，近3年来，长庆油田分公司第三采油厂靖边油区、定边油区地下水水质总体比较稳定，除个别监测点由于地质背景原因盐类指标超标外，其他指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。石油类、硫化物、钡、汞、砷、六价铬等油田开发的特征因子检出结果相差不大，表明区域地下水水质未见明显恶化趋势。

第三采油厂现有工程在实际运行过程中站场采取分区防渗措施，定期对设备、管道等进行维护检修，且第三采油厂自油田开采以来未发生过因油田开采引起的地下水污染事件，说明该区域油田开发对区域地下水环境影响不大。

3.4.4.3 土壤环境质量变化趋势分析

（1）井场、站场周边土壤环境质量回顾性分析

本次评价收集到第三采油厂 2023 年、2024 年井场、站场、集输管线周边土壤环境质量的自行监测数据。第三采油厂土壤自行监测点数量较多，经过数据梳理，没有发现土壤环境质量超标的监测点，本次评价选取其中典型的联合站、转接站、脱水站、措施液处理站、油泥暂存点、转油点、增压点作为代表性点位进行回顾性分析评价，监测结果见表 3.4-36。

表 3.4-36　2023 年~2024 年代表性点位土壤环境质量自行监测结果

作业区	监测点位	监测时间	监测结果（mg/kg）							
			铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（C_{10}~C_{40}）
			18000	800	65	900	38	60	5.7	4500
盘古梁作业区	靖三联	2023.11.23	18	18.8	0.11	18	0.030	4.86	0.5ND	146
		2024.11.30	22	16.9	1.17	37	0.363	13.5	0.5ND	19
	盘 69-18 增	2023.11.25	18	20.1	0.12	16	0.036	12.3	0.5ND	13
		2024.11.27	16	14.2	0.18	21	0.0706	12.1	1.5	9
五一区	南六转	2023.11.23	16	17.4	0.10	25	0.002ND	10.4	0.5ND	8
		2024.12.06	18	25	0.05	34	0.0647	12.2	1.0	6
	柳 103-252 脱	2023.11.23	17	17.9	0.10	24	0.002ND	10.9	0.5ND	27
		2024.12.06	18	25	0.12	32	0.0533	15.4	0.8	6ND
	柳 92-33 措施液处理站	2023.11.23	17	16.8	0.12	23	0.006	12.4	0.5ND	12
		2024.12.06	24	25	0.10	31	0.0626	12.8	1.1	6ND
五二区	2#转油点	2023.11.23	17	18.6	0.14	25	0.003	10.1	0.5ND	40
		2024.11.24	16	10.7	0.33	35	0.267	12.1	0.5ND	29
油一区	定 126-10 油泥暂存点	2023.11.29	7	16	0.137	45	0.0689	2.47	1.8	31
		2024.11.02	16.2	18.2	0.11	24.5	0.024	11.1	0.5ND	6ND

由以上监测数据可知，2023 年~2024 年长庆油田分公司第三采油厂靖边油区、定边油区现有工程代表性站场土壤各监测因子的监测浓度均低于《土壤环境质量 建

设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值，个别数据波动是由于检测方法、检测仪器的差异引起，不代表土壤环境质量出现明显的变化，说明石油开发并未导致区域土壤环境质量超标，对区域土壤造成影响较轻，各典型站场污染因子未呈现污染加重的趋势。

（2）区域土壤环境质量变化趋势分析

长庆油田分公司第三采油厂榆林区域历年开发范围与本次现有工程评价范围基本一致，历年产建环评阶段的土壤环境现状监测对现有工程污染装置区土壤及井场、站场厂界外土壤都有监测，本次评价选取近 3 年来产建环评报告中土壤监测点监测数据进行分析，见表 3.4-37~表 3.4-42。

表 3.4-37　2022 年产能建设项目土壤环境质量监测结果（建设用地）

区域	监测点位	监测结果（mg/kg）								
		铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（C_{10}~C_{40}）	pH
		18000	800	65	900	38	60	5.7	4500	/
定边	池三脱 0~50cm	34	7.8	0.05	27	0.262	9.44	ND0.5	ND6	/
	池三脱 50~150cm	51	6.6	0.07	30	0.255	10.3	ND0.5	ND6	/
	池三脱 150~300cm	51	9.6	0.07	25	0.254	9.57	ND0.5	ND6	/
	定 121-16 扩 0~50cm	36	23.3	0.13	27	0.29	9.09	ND0.5	ND6	/
	定 121-16 扩 50~150cm	20	17.1	0.13	26	0.239	9.27	ND0.5	ND6	/
	定 121-16 扩 150~300cm	39	16.2	0.1	24	0.212	9.7	ND0.5	ND6	/
	池 205 扩 0~50cm	35	9	0.08	25	0.297	10.1	ND0.5	ND6	/
	池 205 扩 50~150cm	16	7.8	0.16	23	0.846	9.25	ND0.5	ND6	/
	池 205 扩 150~300cm	36	8.9	0.1	28	0.903	9.86	ND0.5	ND6	/
	定 121-11 扩 0~50cm	32	7.7	0.06	24	0.388	10.4	ND0.5	ND6	/
	定 121-11 扩 50~150cm	28	8.3	0.09	23	0.326	9.76	ND0.5	ND6	/
	定 121-11 扩 150~300cm	32	17.6	0.09	22	0.537	9.54	ND0.5	ND6	/
	砖 36-15 扩 0~50cm	38	14	0.06	23	0.241	10.2	ND0.5	ND6	/
	砖 36-15 扩 50~150cm	95	14.4	0.18	50	0.281	9.44	ND0.5	ND6	/
	砖 36-15 扩 150~300cm	53	8.8	0.13	25	0.684	9.67	ND0.5	ND6	/
	池 108-8 井 0~20cm	40	19.8	0.09	25	0.18	9.57	ND0.5	ND6	/
	池 313-318S 井 0~20cm	37	6.9	0.24	13	1.06	9.41	ND0.5	ND6	/
靖边	柳七脱 0~0.2m	15	ND	0.12	16	0.032	6.41	ND	22	/
	于 65-28 扩井场 0~0.2m	13	10	0.11	9	0.054	7.04	ND	77	/
	靖三联0～0.5m	/	/	/	/	/	/	/	111	7.7

	靖三联0.5～1.5m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.7
	靖三联1.5~3.0m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.6
	于一转0～0.5m	/	/	/	/	/	/	/	37	7.5
	于一转0.5～1.5m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.7
	于一转1.5~3.0m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.6
	盘三转0～0.5m	/	/	/	/	/	/	/	192	7.5
	盘三转0.5～1.5m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.4
	盘三转1.5~3.0m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.6
	南九转0～0.5m	/	/	/	/	/	/	/	167	7.5
	南九转0.5～1.5m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.6
	南九转1.5~3.0m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.8
	新86接转站0～0.5m	/	/	/	/	/	/	/	24	7.6
	新86接转站0.5～1.5m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.7
	新86接转站1.5~3.0m	/	/	/	/	/	/	/	ND	7.8
执行标准：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准标准值（mg/kg）										

表 3.4-38　2022 年产能建设项目土壤环境质量监测结果（农用地）

区域	监测点位	监测结果（mg/kg）									
		铜	铅	镉	镍	汞	砷	铬	锌	石油烃（C_{10}~C_{40}）	pH
		≤100	≤170	≤0.6	≤190	≤3.4	≤25	≤250	≤300	/	/
定边	池三脱站外耕地 0~20cm	15	6.9	0.13	36	0.279	9.42	24	40	ND6	8.41
	池三脱-池 228 接转站集油管线占地范围内耕地 0~20cm	30	28	0.24	26	0.271	9.54	40	60	ND6	8.47
	定 122-9 至油四转出油管线占地范围内耕地 0~20cm	19	21.8	0.2	21	0.548	9.58	41	41	ND6	8.28
	池 313-318S 至油四转出油管线占地范围内草地 0~20cm	35	25.8	0.23	38	0.317	9.5	29	85	ND6	8.58
靖边	南十二转上风向 0～0.2m	/	/	/	/	/	/	/	/	37	7.5
	南十二转下风向、地表径流方向风向 0～0.2m	/	/	/	/	/	/	/	/	160	7.5
	盘 35-44~盘三计增拟建管线两侧占地范围外风向 0～0.2m	12	ND	0.12	10	0.047	9.3	34	35	129	7.6

	冯 74-82~盘二转油点拟建管线两侧占地范围外风向 0～0.2m	13	ND	0.12	9	0.066	7.94	36	36	49	7.5
	柴平 14 井场附近农用地风向 0～0.2m	/	/	/	/	/	/	/	/	15	7.6
	高 341 井场附近农用地风向 0～0.2m	/	/	/	/	/	/	/	/	13	7.5
	柳 11-37 井组风向 0～0.2m	/	/	/	/	/	/	/	/	60	7.6
执行标准：《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他（pH>7.5）（mg/kg）											

表 3.4-39　2023 年产能建设项目土壤环境质量监测结果（建设用地）

区域	监测点位	监测结果（mg/kg）								
		铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（C_{10}~C_{40}）	pH
		18000	800	65	900	38	60	5.7	4500	/
定边	油三转新增装置区(0-0.2m)	8	5.3	0.03	3	0.003	4.89	ND0.5	14	8.65
	冯 74-82 井场(0-0.5m)	7	5	0.03	13	0.005	4.81	ND0.5	21	8.64
	冯 74-82 井场(0.5m-1.5m)	7	6.2	0.03	10	0.005	4.96	ND0.5	54	8.78
	冯 74-82 井场(1.5m-3m)	11	7.9	0.06	11	0.031	7.43	ND0.5	25	8.66
靖边	盘 50-27 井场(0-0.2m)	/	/	/	/	0.347	14.68	0.5ND	76	8.64
	柳 81-34 扩井场(0-0.2m)	/	/	/	/	0.483	13.25	0.5ND	34	8.74
	高 192 井场(0-0.2m)	/	/	/	/	0.544	16.38	0.5ND	17	8.64
	柳 83-51 井场(0-0.5m)	/	/	/	/	0.358	14.78	0.5ND	20	8.62
	柳 83-51 井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	0.263	16.32	0.5ND	36	8.56
	柳 83-51 井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	0.233	13.21	0.5ND	20	8.76
	盘 37-30 扩井场(0-0.5m)	/	/	/	/	0.465	11.33	0.5ND	24	8.45
	盘 37-30 扩井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	0.386	12.67	0.5ND	21	8.71
	盘 37-30 扩井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	0.241	11.21	0.5ND	37	8.76
	盘 38-34 扩井场(0-0.5m)	/	/	/	/	0.732	18.62	0.5ND	21	8.71
	盘 38-34 扩井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	0.595	16.33	0.5ND	24	8.79
	盘 38-34 扩井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	0.533	15.67	0.5ND	25	8.75
	姚 14-368 扩井场(0-0.5m)	/	/	/	/	0.658	17.54	0.5ND	23	8.79
	姚 14-368 扩井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	0.471	16.74	0.5ND	27	8.79
	姚 14-368 扩井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	0.433	15.82	0.5ND	43	8.76
	姚 16-26 扩井场(0-0.5m)	/	/	/	/	0.358	14.78	0.5ND	35	8.77
	姚 16-26 扩井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	0.374	15.72	0.5ND	16	8.72

	姚 16-26 扩井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	0.422	13.74	0.5ND	32	8.68
执行标准：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准标准值（mg/kg）										

表 3.4-40 2023 年产能建设项目土壤环境质量监测结果（农用地）

监测点位	监测结果（mg/kg）									
	铜	铅	镉	镍	汞	砷	铬	锌	石油烃（C_{10}~C_{40}）	pH
	≤100	≤170	≤0.6	≤190	≤3.4	≤25	≤250	≤300	/	/
冯 74-82（长 6 新建）至盘一接管线沿线耕地(0-0.2m)	10	6.4	0.04	18	0.006	4.51	39	31	41	8.59
油一联附近耕地(0-0.2m)	16	10.1	0.07	20	0.011	8.96	42	53	48	8.75
高 223 管线沿线耕地(0-0.2m)	9	4.8	0.02	11	0.003	5.21	27	23	40	8.79
靖三联接管处用地外(0-0.2m)	18	10.9	0.07	12	0.028	11.9	43	66	97	8.38
盘一注至盘二注注水管道用地范围外(0-0.2m)	20	9.9	0.06	32	0.02	10.9	40	66	108	8.52
执行标准：《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他（pH>7.5）（mg/kg）										

表 3.4-41 2024 年产能建设项目土壤环境质量监测结果（建设用地）

监测点位	监测结果（mg/kg）								
	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（C_{10}~C_{40}）	pH
	18000	800	65	900	38	60	5.7	4500	/
高 333 井场内(0-0.2m)	17	15.1	0.10	34	0.003	10.3	0.5ND	6ND	8.40

监测点位	监测结果（mg/kg）				
	pH	含盐量	石油类	石油烃（C_6~C_9）	石油烃（C_{10}~C_{40}）
	/	/	/	/	4500
柳 96-31 井场(0-0.5m)	8.6	2.4	112	0.04ND	6ND
柳 96-31 井场(0.5-1.5m)	8.7	2.3	91	0.04ND	6ND
柳 96-31 井场(1.5-3.0m)	8.55	2.4	160	0.04ND	6ND
高 352 井场(0-0.5m)	8.29	2.8	122	0.04ND	6ND
高 352 井场(0.5m-1.5m)	8.52	2.5	87	0.04ND	6ND
高 352 井场(1.5m-3m)	8.47	2.5	112	0.04ND	6ND
靖三联站场内油罐旁(0-0.5m)	8.6	3.1	120	0.04ND	6ND

靖三联站场内油罐旁(0.5m-1.5m)	8.38	2.8	142	0.04ND	6ND
靖三联站场内油罐旁(1.5m-3m)	8.39	2.7	112	0.04ND	6ND
盘 33-21 接转站油罐旁(0-0.5m)	8.46	2.8	95	0.04ND	6ND
盘 33-21 接转站油罐旁(0.5m-1.5m)	8.6	2.6	115	0.04ND	6ND
盘 33-21 接转站油罐旁(1.5m-3m)	8.5	2.6	158	0.04ND	6ND
定 121-11 井场(0-0.5m)	8.38	3.4	139	0.04ND	6ND
定 121-11 井场(0.5m-1.5m)	8.26	3.2	131	0.04ND	6ND
定 121-11 井场(1.5m-3m)	8.41	2.8	121	0.04ND	6ND
柳 95-29 井场(0-0.2m)	8.38	2.9	80	0.04ND	6ND
执行标准：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准标准值（mg/kg）					

表 3.4-42 2024 年产能建设项目土壤环境质量监测结果（农用地） 单位：mg/kg

序号	监测项目	监测点位编号						标准限值
		柳96-31井场外	高352井场外	定121-11井场外	柳131扩井场外	池311-19-19H井场外	池448井场外	
	取样深度	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	
1	pH	8.48	8.51	8.22	8.60	8.70	8.60	/
2	全盐量	3.2	2.6	1.6	1.9	2.3	2.7	/
3	石油类	136	105	146	162	151	121	/
4	石油烃（C_6~C_9）	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/
5	石油烃（C_{10}~C_{40}）	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	/
6	砷	12.0	10.3	11.3	10.4	9.75	10.4	25
7	镉	0.12	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.6
8	铜	18	18	19	19	17	21	100
9	铅	14.7	13.6	113.4	13.4	15.3	13.6	170
10	汞	0.0210	0.0164	0.0206	0.0201	0.0207	0.0224	3.4
11	镍	33	30	31	29	32	29	190
12	铬	44	39	41	43	38	42	250
13	锌	57	52	59	55	50	54	300
执行标准：《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他（pH>7.5）（mg/kg）								

由以上监测数据可知，近 3 年来，长庆油田分公司第三采油厂靖边油区、定边油区现有工程井场、站场等建设用地土壤各监测因子的监测浓度均低于《土壤环境

质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值，井场、站场等厂界外农用地土壤监测点各监测因子浓度均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值（pH>7.5，6.5<pH≤7.5）。各监测点位监测因子中重金属的监测值相差不大，有机物均为检出，特征因子石油烃检出值在 ND~192mg/kg，说明石油开发并未导致区域土壤环境中石油烃超标，对区域土壤造成影响较轻，也未呈现污染加重的趋势。

长庆油田分公司第三采油厂已于 2021 年底按区块编制了土壤污染隐患排查报告（通过了环保部门组织的技术评审并备案），并同步编制了土壤自行监测方案，对重点场站布点定期监测。根据第三采油厂土壤污染隐患整改台账及现场核查，长庆油田分公司第三采油厂土壤污染隐患整改台账中所提的整改要求目前均已进行了整改。第三采油厂现有工程在实际运行过程中井场、站场采取分区防渗措施，对污油泥等危险废物采取收集暂存措施。

3.4.5 现有工程主要环保措施及环评要求落实情况

3.4.5.1 现有工程环保措施落实情况

现有工程采油井、注水井、集输场站均已投入运营，钻井阶段和道路管线等地面工程建设阶段的污染物排放以及生态直接影响已不复存在，主要环境问题主要在原油开采集输处理等阶段。根据环评现场踏勘，并结合历年产建工程环评和竣工环保验收调查报告，本项目中现有工程的主要环保设施落实及运行情况见表 3.4-43。

表 3.4-43 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	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、各站场储油罐	无组织烃类	密闭管输率94.3%，个别井场由于集输站场缓建等原因暂时按照井场拉油运转，储油罐设有围堰、基础防渗措施	基本落实	正常运转
	接转站、注水站、增压机组、联合站	加热炉烟气	设置≥8m排气筒，伴生气综合利用	站场加热炉安装了低氮燃烧器	达标排放
	卸油台	无组织烃类	密闭装车改造，废气集中收集处理	部分落实	正常运行
	井区道路	扬尘	采用洒水车浇洒路面，平均每周一次	落实	基本落实
水污染控	保障点	生活污水	生活污水处理设施	落实	达标回用
	井场	措施返排	依托周边措施作业废液处理站处	落实	稳定运行、达

类别	位置	污染源或污染物	实际防治措施	落实情况	运行情况
制		液	理达标后回注油层		标回注
	联合站、脱水站	油田采出水	“沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤工艺）	落实	稳定运行、达标回注
噪声污染控制	接转站、注水站、增压机组、联合站	注水泵、输油泵、污油泵等各类泵	减振、隔音间、绿化等	落实	稳定运行
固废污染控制	各站场、井场	标准化井场建设	雨水渠、污油污水回收池、井场外排洪渠	落实	/
		落地油	带罐作业，作业时井场铺设防渗布	落实	回收率100%
		油泥	送有危废处置资质单位处理	落实	按要求处置
		钻井泥浆及岩屑	采用泥浆不落地工艺	落实	泥浆不落地工艺，废泥浆和岩屑交有能力单位处置
		生活垃圾	生活垃圾收集池	生活垃圾收集池	落实
风险防范	油井、回注井	套管破损	套管完整性探测	基本落实	定期开展，运行正常
	管线	破损泄漏	压力在线监测、壁厚探测	落实	压力在线监测系统运行正常，壁厚探测定期开展
土壤地下水跟踪监测系统	各站场、井场、输油管线	储油罐、污水池、污油泥贮存点等	已制定了重点站场、井场及输油管线土壤、地下水自行监测方案，每年根据产建工程部署对自行监测方案进行修编。配套建设了地下水跟踪监测井，第三采油厂在本次评价作业区内共设置监测井70口，其中主要站场周边的污染监控井52口，利用井区内水源井布设监测点18口。	基本落实	自行监测系统及地下水监测井运行正常
生态环境	输油注水管线、道路、站场	临时占地	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	已落实，近期恢复治理的区域植被恢复处于起步阶段。	
	站场、道路	永久占地	异地补偿	已落实	
	站场周围 道路两侧	/	绿化	已落实	

根据现场调查及与环保验收单位进行咨询，除部分井区未完全落实密闭集输外，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。

3.4.5.2 企业现有风险防范措施调查

历年来，长庆油田分公司第三采油厂不断强化风险防控，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“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，实现了油气场站、管线的安全实时监控及预警。

现有工程已编制《长庆油田分公司第三采油厂（靖边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，并在榆林市生态环境局靖边分局备案（备案号：610824-2024-007-M）、榆林市生态环境局定边分局备案（备案号：610825-2024-004-L）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。预案中对环境风险进行了分析，明确了应急组织机构及职责、预防与预警、应急处置、后期处置等内容，长庆油田分公司第三采油厂严格落实应急预案中提出的各项风险防范措施，储备了应急救援物资，开展了定期演练，尽可能降低环境风险事件发生概率。同时现有工程应急预案明确了应急物资装备名录/清单（分为站上应急物资和公司应急库），主要应急物资包括：

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、自动救生器、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。

根据调查，现有工程芦河上游支流、周河及杏子河管线穿越下游处设置有拦油坝，配套活性炭、吸油毡、拦油索等应急处置资源，应急物资储存于现有应急物资库中。第三采油厂靖边区域应急物资库有：靖一联中心站应急库、五里湾一区（南五转）应急物资库、五里湾一区（南十二转）应急物资库、五里湾二区应急物资库、靖三联合站二级应急物资库等，定边区域应急物资库有：定边中心应急物资库、油一联二级应急物资库、油二联二级应急物资库，同时每个站场均配备有常备应急物资。其中靖一联中心站应急库距离芦河上游支流拦油坝最近，距离为3.8km，五里湾二区应急物资库距离周河拦油坝最近，距离为2.6km，五里湾一区（南五转）应急物资库距离杏子河拦油坝最近，距离为3.1km。

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，应急所需的其他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。

3.4.5.3 环境管理落实情况调查

长庆油田分公司第三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

①自行监测

长庆油田分公司第三采油厂统一部署制定了监测计划，主要包括采出水、生活污水、烟道气、VOCs、噪声、土壤和地下水等内容。

②环境管理台账

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，按作业区分别办理排污许可登记，编制有年度执行报告。

④信息公开

按照排污许可证管理办法要求，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。

3.4.6 退役工程环境影响回顾性评价

（1）现有工程退役井封井概况

根据调查，各退役采油井、注水井因生产情况差，纵向上无其他潜力层，为消除安全环保隐患，对不满足生产要求的井进行地质报废，实施封井措施。截至目前，

第三采油厂靖边油区退役井 100 口，无退役站场；定边油区退役井 13 口，无退役站场。

各退役井口均按照封井工艺流程完成了封井措施，满足《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《长庆油田油气水井封井实施方案》（2020 年 5 月）等文件的要求。

（2）封井依据

封井设计依据 Q/SY 1142-2008《井下作业设计规范》、SY/T6646-2017《废弃井及长停井处置指南》、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《长庆油田油水井封井管理办法(试行)》、《长庆油田油气水井封井实施方案》（2020 年 5 月）等文件要求进行实施。

（3）封井工艺

本项目井口封井均采用全井段封井工艺。工艺流程见图 3.4-8。

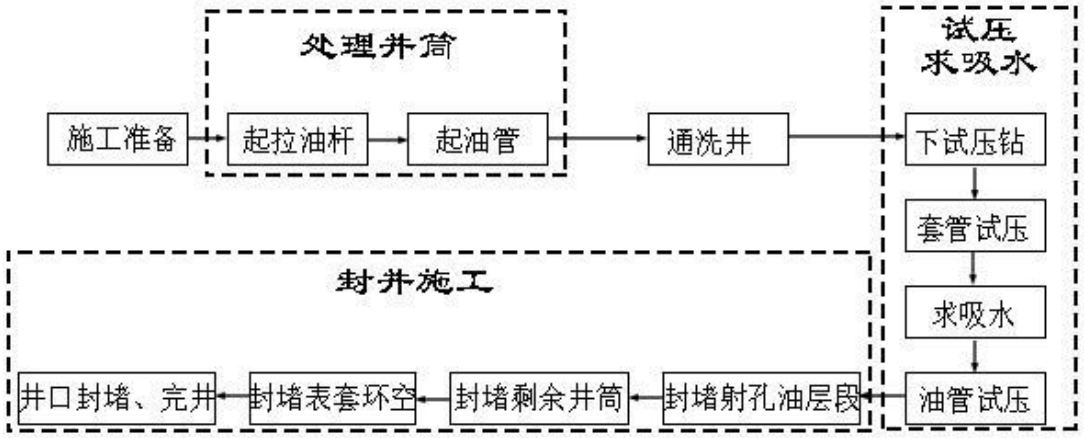


图 3.4-8　封井工艺流程图

①施工准备

挖开环形钢板，核实井号，准备清水、水泥及固井车组；按搬迁流程进行搬迁，做好标准化现场开工准备；安装井控装置和连接地面流程，确保活动部件开关灵活。

②处理井筒

起拉油杆：打开井口，卸掉盘根盒，提出光杆，安装防喷器，起出抽油杆，放在抽油杆桥上，对起出的抽油杆进行逐根检查，并作详细记录。

起油管：卸开井口法兰，缓慢试提，负荷正常后，提出管挂，安装防喷器，起出井下所有尾管，卸掉母堵，清除尾管内沉淀脏物，座好井口，对照设计提供的数据核实提出油管规格及数量。

③通洗井

拆卸井口，装提升短节，上单闸板，法兰和单闸板钢圈槽清理干净并涂抹润滑脂，确认钢圈入槽，上下螺孔对正和方向符合要求，对角拧紧螺栓。用Φ118mm通洗规通井至塞面位置，缓慢下入管柱，连探三次。用活性水进行洗井，洗井时用水不少于36m^3，保证把冲起的脏物带到地面，洗至进出口水质一致无杂质为合格。

④试压、求吸水

下试压钻。开泵反循环至井口返水、管串畅通后，座封封隔器，油套环空反试压20MPa，稳压30min，不渗不漏，压降≤0.5MPa为合格。

套管试压。开泵反循环至井口返水、管串畅通后，座封封隔器，油套环空反试压20MPa，稳压30min，不渗不漏，压降≤0.5MPa为合格。

求吸水。油管正挤注，分别在10MPa、15MPa、20MPa下对射孔油层段笼统求吸水，每一压力下求吸水用水量不低于3-10m^3，时间不低于20min，若在15MPa下吸水量较大，则不需在20MPa求吸水。

油管试压。打开套管闸门，投球，待钢球落至球座（一般需15-30min），给工具油管试压35MPa，稳压15min，不渗不漏，压降＜0.1MPa为合格。若油管试压不合格，起出管柱仔细检查并更换不合格油管。

⑤封井施工

封堵射孔油层段：下打水泥钻，利用密度1.85g/cm^{3}水泥浆封固射孔油层段，关井候凝48h，试压15MPa，稳压30min，不刺不漏，压降≤0.5MPa为合格。

封堵剩余井筒：用固井车组配备密度1.85g/cm^{3}的水泥浆，封固剩余井筒，使水泥浆返出到井口。

封堵表套环空：对表层套管与油层套管水泥返高以上的环空部分进行二次固井：割开表套环空，装高压井口，关套管闸门，用固井车向井筒连续挤水泥浆，直至表层套管与油层套管环空水泥浆返出地面。

井口封堵、完井：封堵完后，去掉井口装置，割掉井眼内套管柱，切割后再上方焊接30cm×30cm盖板，盖板上刻好标识。在盖板上方打长1.0m×宽1.0m×高0.5m水泥墩，并露出地面20cm，封井口并做好标识，在水泥台顶面标注：井号、封井队伍、封井日期，用土掩埋水泥墩，恢复井场地貌。

（4）退役管线处置情况

项目退役管线运行时间较长，开挖处理成本较高且易损伤同管沟其余管线，根据《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）规范中5.2、5.3要求，项目桁架裸露的管段应该进行拆除，其余地埋旧管线不进行开挖，对管线进行清洗、封堵后就地弃置。根据建设单位提供资料，截止目前，第三采油厂靖边油区退役管线150km；定边油区退役管线17km，合计167km，均不涉及桁架裸露的管段。对于位于基本农田内的管线予以拆除，拆除过程中要尽量避免临时占地对农田的影响，拆除后的管线及附属设施应及时清理出农田，进行回收利用或妥善处置。其余管线全部就地弃置，不进行拆除，就地弃置管线已按照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）要求完成清洗、吹扫、盲堵等相关措施。

就地弃置管线处置工艺：原油管道报废，管道打开后先用管线长度2倍以上管程的热水（60℃~80℃）对弃置管线进行热洗，然后采用氮气吹扫管线。对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，最后对管线两头进行盲堵。回收的含水油全部进入末端站点原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理。注水管线氮气吹扫后两头进行盲堵，吹扫清管后产生的含油废水全部进入末端站点采出水处理系统。

对人口稠密区、河流穿越、直埋方式穿越道路、建筑物之下等敏感区报废管道采用灌注水泥浆方式封存。水泥灌浆是目前国内外油气输送管道工程广泛用于旧管道废弃工程的工艺。该工艺主要是采用膨胀水泥浆，从废弃管道一端注入，水泥浆流体填充整个管道，杜绝废弃管道再行使用，而且使得管道空间被水泥浆填满固化，没有产生油气挥发、着火爆炸的空间，另一方面管道内残留的极少量油泥也被水泥浆固化，消除了旧管道火灾、爆炸、泄露等安全和环境风险隐患。旧管道本身是钢结构管道，外面已经实施了防腐措施，废弃前管道内层原油已被清理，并使用氮气吹扫，管道内基本无油品残留，填充水泥浆固化后没有外泄的可能，不会产生二次环境污染。

（5）退役井场生态修复及落实情况

根据现场调查，截止目前，现有工程靖边油区退役井场40座（其中已生态恢复井场34座，2024年退役井场6座，正在进行生态恢复）；定边油区退役井场3座，已进行生态恢复。合计共退役井场43座，退役井场所有采油井、注水井已完成封井，地面设备设施均已拆除，场地均已清理。退役的43座井场中有26座井场已进行植被恢复，有8座井场已复耕，有3座井场再利用作为站场建设用地，有6座井场待

生态恢复。现有工程退役井场处置后典型照片见表 3.4-44。

表 3.4-44　现有工程退役井场处置后典型照片

区域	典型照片	
靖边区域		
	典型封井井口	**典型封井井口**
		
	典型封井井口	**退役井场复垦还耕**
		
	退役井场复垦还耕	**退役井场还林**

<table>
<tr><td rowspan="4">定边区域</td><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>典型封井井口</td><td>典型封井井口</td></tr>
<tr><td colspan="2">  </td></tr>
<tr><td colspan="2">退役井场还草</td></tr>
</table>

3.4.7 现有工程主要环境问题及“以新带老”措施

3.4.7.1 历年环评阶段“以新带老”措施的落实情况

靖边油区 2021 年之前的产建环评已通过竣工环保验收，环评阶段提出的“以新带老”措施已落实并整改，2022 年产建环评正在组织验收。定边油区 2022 年之前的产建环评已通过竣工环保验收，环评阶段提出的“以新带老”措施已落实并整改。

由于靖边油区 2022 年产建环评提出的“以新带老”措施已纳入到榆林地区 2023 年产建环评的“以新带老”措施中，本次评价主要针对榆林地区 2023 年、2024 年产建环评提出的“以新带老”措施的落实情况进行调查。

（1）2023年产能建设工程（榆林地区）环评阶段“以新带老”措施落实情况

表 3.4-45　2023年产建环评阶段提出的“以新带老”措施落实情况

序号	存在的主要环保问题	评价提出的“以新带老”措施	落实情况
1	根据建设标准，井场道路采用泥土压实路面，由于施工期机械车辆较多，干燥天气条件下道路扬尘较大，对道路两侧环境空气和植被生长造成一定的不利影响。且滚动开发井区影响的持续时间更长于一般新建井区。	①干燥天气条件下，增加钻前道路的洒水频次，减少扬尘影响；②针对开发规模较大的滚动开发井区，完善井区路网设计，提前规划建设支干线道路，并提高支干线路面施工标准，减少开发过程中扬尘量； ③井区建产后，尽快完成井场道路压实和两侧植被恢复工作，并加强后期路面养护； ④生产和运输车辆经过农田和居民点时应降低车速通过。	2023年产建环评中新建井场根据标准化井场建设，提前进行了井场道路建设规划，井场和道路上采取了洒水抑尘措施，及时对临时占地进行了植被恢复，车辆经过农田和居民点采取了降速措施。
2	五里湾一区高232井场、高193井场较偏远井场采用拉油的方式，无组织有机废气排放量大，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，拉油罐车交通噪声影响较大。	建议建设增压点或接转站及配套管网，就近接入采用管输替代拉油，进一步提高管输率，减少污染物的产生与排放，减小对周边环境的影响。	经核实，高232井场、高193井场为退役老井场，已完成生态恢复治理。
5	靖边区域的污油泥暂存点建筑未完全封闭，因靖边区域现有污油泥暂存点主要储存钻井作业产生含油污泥等，该类固废易产生挥发性有机物，对大气环境影响大。	靖边区域的污油泥暂存点完全封闭，并设置气体收集装置和气体净化设施。	靖边区域设有4座含油污泥暂存点，包括柳20-40、冯73-81、柳84-32、柳77-50，已实现暂存点封闭。
6	现有工程制定的地下水监测布点方案及土壤、地下水自行监测方案监测的地下水层位主要为浅层地下水（潜水），监测层位、监测因子、监测频次均不满足《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ 1209-2021）及《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）等相关要求。	完善现有土壤、地下水自行监测方案并按要求进行监测：现有工程地下水监测井应对所有可能受到污染的具有供水意义的含水层进行跟踪监测，尤其是涉及到马莲滩水源地、王瑶水库饮用水源地上游井场工程应实施重点监控，按照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ 1209-2021）和《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）有关要求定期取样监测，监测项目：pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六	已按照有关监测技术规范要求更新了地下水、土壤自行监测方案，本次评价要求在本工程建成后对自行监测方案进行修订。

		价铬等，监测频次：涉及敏感区工程 1 季度监测 1 次，不涉及敏感区半年监测 1 次。 现有工程土壤自行监测方案中的监测因子应根据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）更新监测因子：石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）砷、六价铬、挥发酚、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、氨氮。	
7	马莲滩水源地上游现有 5 座井场（彭 501-498、砖 36-15、砖 36-15 扩、砖 40-10、砖 40-10 扩）距离水源地二级保护区边界最近距离 3.46km，均未设置地下水监测井。马莲滩水源地为混层开采水源地，开采层位涉及萨拉乌苏组潜水及白垩系环河组。安 42 脱水站已设置的 3 口地下水监控井不满足对水源地深层取水层位的监测要求，应涵盖上述取水层位，监测因子及监测频次不满足《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ1209-2021）及《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的要求。	①在马莲滩水源地上游现有 5 座井场下游设置 2 口地下水监测井，监测层位分别为潜水及白垩系环河组。同时要求该 5 座井场应停止扩建并实施逐步退出。 ②新设的 2 口地下水监测井以及安 42 脱现有的 3 口地下水监测井按有关要求定期取样监测。监测项目：pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等，监测频次：每季度 1 次。	经核实，马莲滩上游现有井场距离水源地二级保护区的最近距离为 3.77km，距水源地准保护区边界的最近距离为 1.91km，不在马莲滩水源地补给径流区范围。现有安 42 脱水站设置了 3 口地下水监测井，已按自行监测方案要求，落实了定期取样监测，监测井深度不满足环河组含水层的问题企业正在整改中。
8	王瑶水库饮用水源地上游现有 6 座井场（柴平 03、柴平 05、柳 36、柳 69-69、柴 32-42 井场、柴 32-44）及 3 座站场（柴 33-43 脱、柳 72-64 增、南十一转）均未设置地下水监测井，不满足《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ1209-2021）及《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的要求。	①在该 6 座井场及 3 座站场下游合理设置地下水监控井，监测层位为潜水和白垩系承压水。 ②按有关要求定期取样监测。监测项目：pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等，监测频次：每季度 1 次。	王瑶水库为地表水饮用水源地，不属于地下水敏感目标，与白垩系承压水的水力联系弱。王瑶水库上游井场及站场的监测措施企业正在整改中，本次评价要求加快实施王瑶水库上游现有井场及站场下游跟踪监测井建设，监测潜水含水层，并按有关要求定期取

			样监测。

（2）2024年产能建设工程（榆林地区）环评阶段“以新带老”措施落实情况

表 3.4-46　2024年产建环评阶段提出的“以新带老”措施落实情况

序号	存在的主要环保问题	评价提出的“以新带老”措施	整改情况
1	现有部分集输管线由于运行时间较长，沿线标识标志存在损毁、标识不清等情况。	对集输管道沿线加强巡查，缺少或警示标识不明显的应设立警示标识标牌（特别在穿跨越道路、冲沟地区），以防止其他施工对其造成破坏。	2024年产建环评的整改时限至2025年12月31日前，目前已完成管线穿跨越道路、冲沟地区警示标识牌整改4处。
2	根据建设单位提供资料，现有退役井场仍有6座井场待生态恢复。	适时对6座退役井场开展生态恢复工作；根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），应重点对退役期的油井井口周边土壤、地下水环境开展跟踪监测，企业应在退役期油井井口设置土壤、地下水环境跟踪监测点位。	2024年产建环评的整改时限至2025年12月31日前，目前第三采油厂正在组织本年度生态恢复治理方案招标工作，计划对退役井场进行生态修复。
3	现有工程制定的土壤、地下水自行监测方案监测点位、监测频次不满足《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ 1209-2021）相关要求。	完善现有土壤、地下水自行监测方案并按要求进行监测：按照《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ 1209-2021）5.2 监测点位、5.3 监测指标与频次章节有关要求定期取样监测。	2024年产建环评的整改时限至2025年12月31日前，目前已对自行监测方案进行修编，并按方案要求监测落实。
4	现有工程部分场站挥发性有机物治理措施不满足现行环保政策要求，主要有以下几个方面：a.部分储罐未按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.2挥发性有机液体储存排放控制要求采取措施；b.部分水处理装置污水池、干化池为敞开液面；c.部分拉油点尚未开展密闭装车改造。	按照《长庆油田分公司第三采油厂2025年挥发性有机物排放治理方案》开展工程，其中榆林区域涉及的工程如下：a.油一联合站储罐冷凝吸附改造（定边）；b.靖一联（靖边）、靖三联（靖边）、北五转（靖边）、南九转（靖边）、油四转（定边）水处理装置污水池、干化池添加玻璃钢盖板改造；c.高183（靖边）、盘31-44（靖边）、盘30-35（靖边）、柳88-25（靖边）、定侧98（定边）、池228（定边）、池293（定边）、定76-9（定边）拉油点密闭装车改造。	目前第三采油厂已完成靖二联“大罐抽气+伴生气回收”改造；已完成6座站点（靖一联、靖二联、靖三联、北五转、南九转、柳72-33脱）污水池、干化池添加玻璃钢盖板改造；拉油点密闭装车改造正在整改中。 其余现阶段未完成的改造治理内容，按照2024年产建环评的整改时限至2025年12月31日前完成。

3.4.7.2 本次评价提出的“以新带老”措施

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。

现有工程制定了环境风险应急预案并配备各种风险防范措施进行预防，并建立健全的企业应急机制，提高企业预防和有效应对突发环境污染事件的能力，保障企业职工与社会公众生命健康和财产安全，建设单位已编制了《长庆油田分公司第三采油厂（靖边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，最新版已更新至 2024 年。

由于第三采油厂 2024 年产建环评阶段（2024 年 12 月）与本次产建环评阶段（2025 年 5 月）时间相距较近，期间未新增新的退役井场，2024 年产建环评提出的“以新带老”措施目前正在整改中（整改期限至 2025 年 12 月 31 日前），本次调查未发现新的环境问题。

针对 2023 年产建环评、2024 年产建环评“以新带老”措施整改滞后的问题，本次评价提出以下要求和建议：

①加快实施在定边县马莲滩水源地上游安 42 脱水站监测井监测层位不符合 2023 年榆林区域产建环评提出的“以新带老”措施问题的整改工作，要求在 2023 年榆林区域产建环评验收之前完成整改要求，并按相关规范要求进行监测布点及取样分析。

②加快实施在王瑶水库上游现有井场及站场下游跟踪监测井建设。王瑶水库为地表水水源地，要求在现有 6 座井场（柴平 03、柴平 05、柳 36、柳 69-69、柴 32-42 井场、柴 32-44）及 3 座站场（柴 33-43 脱、柳 72-64 增、南十一转）下游合理设置 1 口监测井，对潜水含水层进行监测。要求在 2023 年榆林区域产建环评验收之前完成整改要求，并按相关规范要求进行监测布点及取样分析。

③按照《长庆油田分公司第三采油厂 2025 年挥发性有机物排放治理方案》开展工作，在 2025 年底前完成方案中所列的挥发性有机物污染源的治理工作。

④对尚未完成生态恢复的退役井场完成生态恢复。

3.5 本次建设项目概况

3.5.1 项目基本情况

项目名称：长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）

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三采油厂

建设性质：改扩建

行业类别：B0711 陆地石油开采

产能规模：原油 4.8×10^4t/a

建设地点：榆林市靖边县王渠则镇、周河镇，定边县白湾子镇；延安市志丹县顺宁镇，吴起县吴起镇。

建设内容：部署井场26座，其中17座为新建井场、9座为现有井场扩建；共钻井87口，其中油井46口，注水井41口。拟建管线44条100.26km，其中单井出油管线23条41.80km，输油管线4条16.15km，供水干线3条5.51km，注水管线11条28.53km，集气管线3条8.27km，管线优先同沟敷设。新建南九增、南八增，对盘三转接站、柳103-252脱、南六转、南五供进行站场改造。

总投资：总投资22651万元，环保投资2050.4万元，占总投资的9.05%。

3.5.2 建设规模及产能部署

根据长庆油田分公司《关于下达2025年第一批业务发展投资实施计划的通知》（长油〔2025〕34号），长庆油田分公司第三采油厂（后文简称“第三采油厂”或“建设单位”）2025年的产能建设工程部署（第一批）总规模为 8.01×10^4t/a。本次评价内容均在中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司下达的第三采油厂2025年的产能建设工程部署范围内，针对第三采油厂2025年（姬塬油田、靖安油田部分区域），部署4.8万吨/年产能建设规模。本项目站场改造部署见表 3.5-1，井场部署见表 3.5-2，管线工程部署见表 3.5-3。

表 3.5-1 本项目涉及的站场改造情况表

序号	行政区	作业区	站场	服务层位	备注
1	靖边县	盘古梁作业区	盘三转接站	长6	原站场内改建
2		五里湾第一采油作业区	南九增	长8	新建
3			柳103-252脱	长6、长7、延9	原站场内改建
4			南六转	长6	原站场内改建

5	志丹县		南八增	长6	新建
6			南五供	/	原站场内改建

本次区域产能建设将依托现有油区的建设、运行情况，在作业区内布井，依据掌握的油藏储量情况，有序进行开发。

表 3.5-2　本项目井场区部署情况表

序号	作业区	区块	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
					Y	X										
靖边县																
1	盘古梁采油作业区	盘古梁加密	盘63-23	靖边县周河镇红柳沟村	37282152	4113683	盘加平65-261	油井	2050	长6	超短水平	0.092	盘四转	靖三联	/	新建
							盘加平65-242	油井	2050	长6	超短水平	0.092			/	
							盘加平65-223	油井	2050	长6	超短水平	0.092			/	
							盘加63-222A	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
2			盘67-23	靖边县周河镇红柳沟村	37281268	4112771	盘加平67-221	油井	2050	长6	超短水平	0.092	盘69-18增-盘四转	靖三联	/	新建
							盘加平67-203	油井	2050	长6	超短水平	0.092				
							盘67-222	注水井	1999	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
3			盘55-27扩	靖边县周河镇红柳沟村	37284436	4114933	新盘56-25	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	新建
							盘加56-271	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/		
							盘加56-272	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/		
4	五里湾第一采油作业区	柳44	顺131	靖边县周河镇红柳沟村	37284792	4109920	顺131-8-4H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	柳77-28增	南十二转	/	新建
5			柳44扩	靖边县周河镇红柳沟村	37285644	4108892	顺131-6-4H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	柳77-28增	南十二转	/	扩建
							顺131-11-5	注水井	1985	长8	定向井	/	/	/	周河供水站/清水	
							顺131-9-3	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/		
6			柳44-1	靖边县周河	37285769	4109440	顺131-10-6H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	柳77-28增	南十二	/	新建

序号	作业区	区块	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
					Y	X										
				镇红柳沟村										转		
7			柳44-2	靖边县周河镇红柳沟村	37286323	4108122	顺131-8-8H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	柳77-28增	南十二转	/	新建
8			柳44-3	靖边县周河镇红柳沟村	37285138	4109380	顺131-10-4H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	柳77-28增	南十二转	/	新建
9			新351	靖边县周河镇红柳沟村	37286387	4109120	顺131-6-8H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	柳77-28增	南十二转	/	新建
							顺131-7-9	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/	周河供水站/清水	
10		顺165	柳100-35	靖边县周河镇东坪村	37284854	4101547	顺165-8-4H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	南九增-南六转-南十二转	南十二转	/	新建
							顺165-8-6H	油井	2200	长8	超短水平	0.109				
11			柳96-31	靖边县周河镇东坪村	37285716	4101175	顺165-10-4H	油井	2200	长8	超短水平	0.109	南九增-南六转-南十二转	南十二转	/	扩建
							顺165-10-6H	油井	2200	长8	超短水平	0.109				
							顺165-10-8H	油井	2200	长8	超短水平	0.109				
							顺165-12-6H	油井	2200	长8	超短水平	0.109				
							顺165-12-8H	油井	2200	长8	超短水平	0.109				
12			高150	靖边县周河镇东坪村	37285807	4100747	顺165-7-5	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	新建
							顺165-9-7	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/		
							顺165-9-5	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/		
13			柳	靖边县周河	37285586	4100526	顺165-11-5	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/	南二注/	扩建

序号	作业区	区块	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
					Y	X										
			98-32	镇东坪村			顺165-11-7	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/	清水	
							顺165-11-9	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/		
							顺165-13-7	注水井	2000	长8	定向井	/	/	/		
14		柳48	柳91-03	靖边县周河镇东坪村	37280441	4098650	柳48-8-3H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	南八增-柳103-252脱-南六转-南十二转	南十二转	/	新建
							柳48-8-4H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-9-2	注水井	2000	长6	定向井	/	/	/	南五供-南六注/清水	
							柳48-9-3	注水井	2000	长6	定向井	/	/	/		
							柳48-11-2	注水井	2000	长6	定向井	/	/	/		
15	五里湾第二采油作业区	五里湾加密	柳82-45扩	靖边县周河镇边畔村	37291676	4104283	柳83-47	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/	南十二转-南二注/采出水	扩建
							柳82-461	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/		
16			柳85-35扩	靖边县周河镇边畔村	37288259	4104240	待定1	油井	1850	长6	定向井	0.083	柳89-45增-南三转	靖二联	/	扩建
							柳84-36	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/	南十二转-南二注/采出水	
17			柳81-49	靖边县周河镇边畔村	37292914	4104476	柳加80-511	油井	1850	长6	定向井	0.083	柳89-45增-南三转	靖二联	/	新建
							柳加80-491	油井	1850	长6	定向井	0.083				

序号	作业区	区块	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
					Y	X										
							柳加80-492	油井	1850	长6	定向井	0.083				
							柳81-50	注水井	1850	长6	定向井	/	/	/	南十二转-南二注/采出水	
志丹县																
18	五里湾第一采油作业区	柳48	高199扩	志丹县顺宁镇平梁峁村	37279449	4098674	柳48-10-4H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	降回压站-新11脱-南六转-南十二转	南十二转	/	扩建
							柳48-10-5H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-12-5H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-11-3	注水井	1993	长6	定向井	/	/	/	南五供-南六注/清水	
							柳48-11-4	注水井	1981	长6	定向井	/	/	/		
							柳48-11-5	注水井	2079	长6	定向井	/	/	/		
19			顺92-05	志丹县顺宁镇平梁峁村	37278686	4098421	柳48-10-6H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	降回压站-新11脱-南六转-南十二转	南十二转	/	新建
							柳48-10-7H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
20			柳48扩	志丹县顺宁镇平梁峁村	37280491	4097576	柳48-10-2H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	南八增-柳103-252脱-南六转-南十二转	南十二转	/	扩建
							柳48-5-6	注水井	2000	长6	定向井	/	/	/	南五供-南六注/	
							柳48-7-6	注水井	2000	长6	定向井					

序号	作业区	区块	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
					Y	X										
							柳48-5-7	注水井	2000	长6	定向井				清水	
21			柳48-7-4	志丹县顺宁镇平梁峁村	37280524	4097988	柳48-6-5H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	南八增-柳103-252脱-南六转-南十二转	南十二转	/	新建
							柳48-6-6H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-10-1H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-7-4	注水井	2000	长6	定向井	/	/	/	南五供-南六注/清水	
							柳48-7-5	注水井	2000	长6	定向井					
22			高21A	志丹县顺宁镇平梁峁村	37278585	4098530	柳48-13-4	注水井	2000	长6	定向井	/	/	/	南五供-南六注/清水	新建
							柳48-13-3	注水井	2000	长6	定向井					
							柳48-11-6	注水井	2000	长6	定向井					
23			柳48-9-5	志丹县顺宁镇平梁峁村	37279481	4097838	柳48-6-7H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	降回压站-新11脱-南六转-南十二转	南十二转	/	新建
							柳48-8-7H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-10-3H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-12-4H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-12-3H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-8-8H	油井	2200	长6	超短水平	0.109				
							柳48-9-4	注水井	2050	长6	定向井	注水井	/	/	南五供-南六注/清水	
							柳48-9-5	注水井	2050	长6	定向井	注水井				
24			柳	志丹县顺宁	37279173	4097043	柳48-8-6H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	南八增-柳	南十二	/	新建

序号	作业区	区块	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
					Y	X										
			48-7-7	镇平梁峁村			柳48-8-5H	油井	2200	长6	超短水平	0.109	103-252脱-南六转-南十二转	转		
							柳48-7-7	注水井	2000	长6	定向井	/	/	/	南五供-南六注/清水	
							柳48-9-7	注水井	2050	长6	定向井					
							柳48-7-9	注水井	2050	长6	定向井					
定边县																
25	油房庄第一采油作业区	池109	池222-235	定边县白湾子镇姚台村	37200137	4140009	池218-7-8H	油井	2750	长6	超短水平	0.1	池2增-池228脱-油一转-油一联	池228脱	/	扩建
							池218-7-10H	油井	2750	长6	超短水平	0.1				
							池217-8-11	注水井	2500	长6	定向井	/	/	/	池228脱/采出水	
26			池227-238扩2	定边县白湾子镇姚台村	37201473	4140528	池218-9-14H	油井	2750	长6	超短水平	0.1	池2增-池228脱-油一转-油一联	池228脱	/	扩建
							池218-9-12H	油井	2750	长6	超短水平	0.1				
							池218-7-12H	油井	2750	长6	超短水平	0.1				
							池217-8-13	注水井	2500	长6	定向井	/	/	/	池228脱/采出水	
							池217-9-13	注水井	2500	长6	定向井	/	/	/		
合计			新建井场17座，扩建井场9座，新建采油井46口，新建注水井41口。													

表 3.5-3　本项目管线部署情况表

序号	作业区	工程名称	管线规格/mm	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
靖边县								
1	盘古梁采油作业区	高 338 至盘二转出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	0.55	4	
2		盘 67-23 至盘 69-18 增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	2.18	4	
3		高 333 至柳 88-25 脱出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	4.32	4	
4	五里湾第一采油作业区	柳 44-3 至顺 131 出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	0.71	4	
5		周河供水站至柳 44 扩供水管线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.79	25	柳 44 区块新增注水井配套供水管线
6		柳 44 扩至柳 77-28 增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	2.37	4	
7		柳 44 扩至柳 72-33 脱集气管线	Φ48×5	集气	L245N 无缝钢管	5.64	2.5	
8		柳 44-1 至新 351 出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	1.19	4	
9		柳 44 扩至新 351 注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.28	25	
10		柳 44-2 至柳 77-28 增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	0.76	4	
11		柳 100-35 至南六转集气管线	Φ48×5	集气	L245N 无缝钢管	0.56	2.5	
12		南 9 增至南六转输油管线	Φ76×5	输油	L245N 无缝钢管	0.80	4	
13		柳 100-35 至南 9 增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	0.52	4	
14		柳 96-31 至南 9 增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	1.53	4	
15		高 150 至南 9 增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	2.16	4	
16		柳 98-32 至南 9 增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	2.35	4	
17		南 9 增至南十二转输油管线	Φ76×5	输油	L245N 无缝钢管	6.23	4	新建南 9 增，配套输油管线
18		南十二转至南二注供水管线	Φ100×9	供水	热塑性塑料内衬玻	3.09	25	顺 165 区块新增注水井配套

序号	作业区	工程名称	管线规格/mm	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
					璃钢复合管			供水管线
19		高 150 至南六转集气管线	Φ48×5	集气	L245N 无缝钢管	2.07	2.5	
20		柳 98-32 至南六转注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.26	25	
21	五里湾第二采油作业区	柳 82-45 至南 2#转油点	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	0.91	4	
22		高 223 至南十转出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	6.87	4	
志丹县								
23	五里湾第一采油作业区	柳 48 扩至南 8 增出油管线	Φ60×8	出油	L245N 无缝钢管	1.62	4	同沟敷设
24		柳 48 扩至南 8 增注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.62	25	
25		柳 48-7-4 至南 8 增出油管线	Φ60×8	出油	L245N 无缝钢管	1.65	4	同沟敷设
26		柳 48-7-4 至南 8 增注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.65	25	
27		柳 48-7-7 至南 8 增出油管线	Φ60×8	出油	L245N 无缝钢管	2.40	4	同沟敷设
28		柳 48-7-7 至南 8 增注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.40	25	
29		高 199 扩至柳 48-9-5 注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.99	25	
30		高 199 扩至高 21A 注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.19	25	
31		高 199 扩至降回压站出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	1.20	4	
32		柳 48-9-5 至降回压站出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	1.48	4	
33		顺 92-05 至降回压站出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	0.14	4	

序号	作业区	工程名称	管线规格/mm	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
定边县								
34	油房庄作业一区	池 227-238 井组至池二增出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	2.15	4	同沟敷设
35		池 227-238 井组至池二增注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.15	25	
36		池 222-235 井组至池 228 站出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	2.89	4	同沟敷设
37		池 222-235 井组至池 228 站注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.89	25	
跨志丹县和靖边县								
38	盘古梁采油作业区	降回压站至新 11 脱水站输油管线	Φ76×5	输油	L245N 无缝钢管	2.99	4	柳 48 区块新建采油井配套输油管线
39	五里湾第一采油作业区	南五供至南六注供水干线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.63	25	柳 48 区块新增注水井配套供水管线
40		南 8 增至柳 103-252 输油管线	Φ76×5	输油	L245N 无缝钢管	6.13	4	新建南 8 增，配套输油管线
41		南六注至高 199 扩注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	11.45	25	
42		顺 91-03 至南 8 增出油管线	Φ60×8	出油	L245N 无缝钢管	0.65	4	同沟敷设
43		顺 91-03 至南 8 增注水管线	Φ48×7	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.65	25	
跨吴起县和靖边县								
44	盘古梁采油作业区	盘 63-23 至盘四转出油管线	Φ60×5	出油	L245N 无缝钢管	1.20	4	
合计						100.26	/	/
注：高 338、高 333、高 223 井场为第三采油厂 2023 年、2024 年榆林地区产建环评已批复在建井场，实际建设过程出油管线接入站点发生变化或路由调整，本次重新进行评价。								

3.5.3 项目组成与建设内容

2025年产建工程共部署产能4.8万吨，均在现有区块范围内加密部署，地面骨架系统基本建成，主要对各区块系统能力进行完善，以确保2025年新增产建需求。根据开发利用方案，本项目没有封井工程，总体按照靖边油区、定边油区进行划分，其中盘古梁作业区、五一区、五二区属于靖边油区，油一区属于定边油区，井区产建由钻井、地面、公辅、环保等工程组成。

本次产建部署井场26座，其中17座为新建井场、9座为现有井场扩建；共钻井87口，其中油井46口（均为开发井，不涉及勘探井转生产井），注水井41口（本项目不涉及采油井转注水井）；油井包括定向井4口，超短水平井42口；注水井均为定向井。本项目拟建管线44条100.26km，其中单井出油管线23条41.80km，输油管线4条16.15km，供水干线3条5.51km，注水管线11条28.53km，集气管线3条8.27km。管线优先同沟敷设，注水管线与出油管线同沟敷设长度为11.36km。

本项目同时新建南九增、南八增，对盘三转接站、柳103-252脱、南六转、南五供进行站场改造。根据统计，本项目主要涉及其中侏罗系：延9层系；三叠系：长6、长7、长8层系。本项目建设内容组成见表 3.5-4~表 3.5-6。

表 3.5-4　本项目靖边县建设内容组成表

类别	工程				建设内容
主体工程	钻前工程				盘古梁作业区：新建井场3座 五一区：新建井场8座，扩建井场3座 五二区：新建井场1座，扩建井场2座 共计井场17座，包括井场的平整、基础建设等，包括井位测定、施工便道铺设、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等。
	钻井工程				新钻油水井46口（其中盘古梁作业区10口，五一区28口，五二区8口）； 其中新建油井24口（其中盘古梁作业区5口，五一区15口，五二区4口）； 新建注水井22口（其中盘古梁作业区5口，回注采出水和清水；五一区13口，回注清水和采出水；五二区4口，回注采出水）。
	储层改造工程				主要为新钻46口油水井进行储层改造（其中盘古梁作业区10口，五一区28口，五二区8口），涉及射孔、压裂等储层改造工程。
	油气集输工	场站工程	井场		盘古梁作业区：新建井场3座 五一区：新建井场8座，扩建井场3座 五二区：新建井场1座，扩建井场2座
			站场	南九增	在现有井场新建增压装置1套，含300kW加热炉，设计原油集输规模240m^3/d

类别	工程				建设内容
	程			盘三转	新增智能相变分离混烃机组1套
				柳103-252脱	新建原油计量一体化集成装置1套
				南六转	新建原油计量一体化集成装置1套，新建集中成垢装置一套
		管线工程		靖边县域内	拟建管线22条49.14km（盘古梁作业区3条7.05km，五一区17条34.31km，五二区2条7.78km）； 其中单井出油管线13条26.42km（盘古梁作业区3条7.05km，五一区8条11.59km，五二区2条7.78km）； 输油管线2条7.03km，均位于五一区； 供水干线2条3.88km，均位于五一区； 注水管线2条3.54km，均位于五一区； 集气管线3条8.27km，均位于五一区。
				跨越靖边县和志丹县	6条23.5km（盘古梁作业区1条2.99km，五一区5条20.51km）
				跨越靖边县和吴起县	1条，位于盘古梁采油作业区，盘63-23至盘四转出油管线，管线长度1.2km
辅助工程	道路工程				新建南9增进站道路1条，全长0.4km，采用泥结碎石路面，支道标准。新建井场施工便道5条2.1km，为素土路面，路面宽3m，施工结束后作为井场道路。
公用工程	供水工程				钻井生产用水采用拉水，水源来自周边油田水源井。
	供气工程				运行期新增300kW加热炉1台。
	供热工程				运行期新增300kW加热炉1台。
	供电工程				井场接入附近电网采用电驱，既有井场扩建利用既有供电设施，新建井场新建10kV输电线路，柱上变电站12座（其中盘古梁作业区3座，五一区8座，五二区1座），电源来自周边井场柱上变。
	通信工程				新建井场通信设备12套（其中盘古梁作业区3套，五一区8套，五二区1套），12芯架空光缆。
环保工程	大气污染防治	施工期		施工扬尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。
				非道路机械尾气	采用符合国标的燃料，设备定期保养。
				试油储液罐	试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐为卧式防腐固定顶罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。
		运行期		井场	井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气。
				集输管线	原油及伴生气采用密闭管线混输。
	污水处理	施工期		生活污水	井场设置防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，定期清掏用作农家肥，不外排。
				生产废水	钻井废水排入井场地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后，无法循环使用的由罐车拉运至依托的措施返

类别	工程			建设内容
				排液处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排；洗井、射孔、压裂、试油等井下措施返排液收集至地上废水罐临时贮存，定期送至依托措施废液水处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排。
		运行期	采出水	采出水依托下游站场采出水处理系统处理，达标后回注油层驱油。
			措施废液	靖边油区措施废液依托柳92-33井组和柳16-35井组措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油，不外排。
	噪声防治	施工期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	使用网电，井场合理布局、选用低噪设备；泥浆泵加衬弹性垫料，管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；钻井必须进行夜间施工时，至有关单位办理夜间作业证明，并提前在受影响区域进行公告，取得居民谅解。
		运行期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	井场设备基础减振等措施。
	固废处置	施工期	废弃钻井泥浆和岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送陕西环保（集团）靖边大兴环境服务有限公司集中处置。
			落地油	采用铺设防渗布、试油进罐等方式回收落地油，回收率100%。
			废润滑油	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			生活垃圾	施工人员生活垃圾设收集箱收集后，运环卫部门指定地点进行处置。
			废焊条	收集后交由生产厂家回收。
			建筑垃圾	有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。
			废防渗布、清罐底泥	废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置； 清罐底泥单独收集、暂存，靖边油区定期交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司合理处置。
			钻井添加剂外包装袋	定期交废品回收单位回收处置。
			废蓄电池	废旧蓄电池定期交有资质单位合理处置。
		运行期	落地油	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收。
			含油污泥	清罐作业产生的油泥，靖边油区直接委托陕西省靖边新鸿浩石油化工产品有限公司合理处置，不暂存。 措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，靖边油区定期交由陕西省靖边新鸿浩石油化工产品有限公司合理处置。
			废防渗布、废润滑油及其包装桶	废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。

类别	工程			建设内容
	风险防范措施	施工期	井喷风险防范措施	安装井控设施、开展防喷培训、储备高密度钻井液等，按钻井行业规范和设计要求完成。
		运行期	井场	现有井场利用现有的污油污水池，新建井场按清洁文明井场要求建设污油污水池（各5m^3），事故下含油污水等进入井场含油污水池内。
			管线	成立专业队伍，定期巡检管线，加强管线巡检力度，对裸露、腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生。
			应急预案	修编现有的事故应急预案，纳入本项目，并在当地生态环境主管部门备案。
	标准化井场建设			新建12座（其中盘古梁作业区3座，五一区8座，五二区1座）井场参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》要求建设标准化井场，设置二池一沟，井场周边设施绿化工程。
	生态恢复	施工期		对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被。对井场进行标准化井场建设。
		运行期		对绿化措施进行维护。
	退役期环保措施			油井：混凝土灌注封井，严格井口封闭施工； 井场：设备清洗废水拉运至依托的净化厂污水处理站；废弃设备由油田公司统一回收处置；废弃建筑垃圾外运至指定的建筑垃圾填埋场填埋处理；危废交由资质单位安全处置； 管线：采取封堵措施后留在地下不取出
依托工程	原油集输			本区原油通过依托既有系统进行原油处理，净化原油通过管道输送至既有外输系统。
	采出水处理			盘古梁作业区依托靖三联等现有站场处理； 五里湾一区依托柳103-252脱、新11脱、南十二转等现有站场处理； 五里湾二区依托南十二转等现有站场进行处理。
	措施废液处置			盘古梁作业区依托柳16-35井组措施返排液处理站（同措施返排液处理站）处理后全部同层回注油层； 五里湾一区、五里湾二区依托柳92-33井组措施返排液处理站（同措施返排液处理站）处理达标回注。
	危废暂存处置			盘古梁作业区依托冯73-81井场危废暂存点暂存，五里湾一区、五里湾二区依托柳77-50危废暂存点，定期运往陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司处置。
	伴生气利用			盘古梁作业区依托靖三联轻烃厂回收利用； 五里湾一区、五里湾二区依托靖二联轻烃厂回收利用。

表 3.5-5　本项目志丹县建设内容组成表

类别	工程	建设内容
主体工程	钻前工程	五一区：新建井场5座，扩建井场2座； 包括井场的平整、基础建设等，包括井位测定、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等。
	钻井工程	新钻油水井33口，均位于五一区；其中新建油井17口、注水井

类别	工程			建设内容
				16口，回注清水。
	储层改造工程			主要为新钻33口油水井进行储层改造，涉及射孔、压裂等储层改造工程。
	油气集输工程	场站工程	井场	五一区：新建井场5座，扩建井场2座
			站场 南八增	在现有井场新建增压装置1套，含200kW加热炉，设计原油集输规模120m³/d
			站场 南五供	新建外输水泵2台（1用1备）
		管线工程		拟建管线11条16.34km，均位于五一区；其中单井出油管线6条8.49km，注水管线5条7.85km。
辅助工程	道路工程			新建南8增进站道路1条，全长1.8km，采用泥结碎石路面，支道标准。新建井场施工便道3条0.7km，为素土路面，路面宽3m，施工结束后作为井场道路。
公用工程	供水工程			钻井生产用水采用拉水，水源来自周边油田水源井。
	供气工程			运行期新增200kW加热炉1台。
	供热工程			运行期新增200kW加热炉1台。
	供电工程			井场接入附近电网采用电驱，既有井场扩建利用既有供电设施，新建井场新建10kV输电线路，柱上变电站5座，均位于五一区，电源来自周边井场柱上变。
	通信工程			新建井场通信设备5套，均位于五一区，12芯架空光缆。
环保工程	大气污染防治	施工期	施工扬尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。
			非道路机械尾气	采用符合国标的燃料，设备定期保养。
			试油储液罐	试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐为卧式防腐固定顶罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。
		运行期	井场	井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气。
			集输管线	原油及伴生气采用密闭管线混输。
	污水处理	施工期	生活污水	井场设置防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，旱厕定期清掏用作农家肥，不外排。
			生产废水	钻井废水排入井场地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后，无法循环使用的由罐车拉运至依托的措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排；洗井、射孔、压裂、试油等井下措施返排液收集至地上废水罐临时贮存，定期送至依托措施废液水处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排。
		运行期	采出水	采出水依托下游站场采出水处理系统处理，达标后回注油层驱油。
			措施废液	志丹县井场措施废液依托柳92-33井组和柳16-35井组措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油，不外排。
	噪声防	施	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。

类别	工程			建设内容
	治	工期	设备噪声	合理布局、选用低噪设备；泥浆泵加衬弹性垫料，管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；钻井必须进行夜间施工时，至有关单位办理夜间作业证明，并提前在受影响区域进行公告，取得居民谅解。
		运行期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	井场设备基础减振等措施。
	固废处置	施工期	废弃钻井泥浆和岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送陕西环保（集团）靖边大兴环境服务有限公司集中处置。
			落地油	采用铺设防渗布、试油进罐等方式回收落地油，回收率100%。
			废润滑油	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			生活垃圾	施工人员生活垃圾设收集箱收集后，运环卫部门指定地点进行处置。
			废焊条	收集后交由生产厂家回收。
			建筑垃圾	有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。
			废防渗布、清罐底泥	废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置； 清罐底泥单独收集、暂存，靖边油区定期交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司合理处置。
			钻井添加剂外包装袋	定期交废品回收单位回收处置。
			废蓄电池	废旧蓄电池定期交有资质单位合理处置。
		运行期	落地油	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收。
			含油污泥	清罐作业产生的油泥，志丹县井场委托陕西省靖边新鸿浩石油化工产品有限公司合理处置，不暂存。 措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，志丹县井场定期交由陕西省靖边新鸿浩石油化工产品有限公司合理处置。
			废防渗布、废润滑油及其包装桶	废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。
	风险防范措施	施工期	井喷风险防范措施	安装井控设施、开展防喷培训、储备高密度钻井液等，按钻井行业规范和设计要求完成。
		运行期	井场	现有井场利用现有的污油污水池，新建井场按清洁文明井场要求建设污油污水池（各5m^3），事故下含油污水等进入井场含油污水池内。
			管线	成立专业队伍，定期巡检管线，加强管线巡检力度，对裸露、腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生。
			应急预案	修编现有的事故应急预案，纳入本项目，并在当地生态环境主

类别	工程		建设内容
			管部门备案。
	标准化井场建设		新建5座参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》要求建设标准化井场，设置二池一沟，井场周边设施绿化工程。
	生态恢复	施工期	对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被。对井场进行标准化井场建设。
		运行期	对绿化措施进行维护。
	退役期环保措施		油井：混凝土灌注封井，严格井口封闭施工； 井场：设备清洗废水拉运至依托的净化厂污水处理站；废弃设备由油田公司统一回收处置；废弃建筑垃圾外运至指定的建筑垃圾填埋场填埋处理；危废交由资质单位安全处置； 管线：采取封堵措施后留在地下不取出
依托工程	原油集输		本区原油通过依托既有系统进行原油处理，净化原油通过管道输送至既有外输系统。
	采出水处理		五里湾一区依托柳 103-252 脱、新 11 脱、南十二转等现有站场处理。
	措施废液处置		五里湾一区依托柳92-33井组措施返排液处理站（同措施返排液处理站）处理达标回注。
	危废暂存处置		五里湾一区依托柳77-50危废暂存点，定期运往陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司处置。
	伴生气利用		五里湾一区依托靖二联轻烃厂回收利用。

表 3.5-6　本项目定边县建设内容组成表

类别	工程		建设内容
主体工程	钻前工程		油一区：扩建井场 2 座 包括井位测定、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等。
	钻井工程		新钻油水井8口，均在油一区；其中新建油井5口，新建注水井3口，回注采出水。
	储层改造工程		主要为新钻5口油水井进行储层改造，涉及射孔、压裂等储层改造工程。
	油气集输工程	井场工程	油一区：扩建井场 2 座
		管线工程	拟建管线4条10.08km，均在油一区；其中单井出油管线2条5.04km，输油管线3条13.16km。
公用工程	供水工程		钻井生产用水采用拉水，水源来自周边油田水源井。
	供气工程		运行期不涉及新增用气设备。
	供热工程		运行期不涉及新增用热设备。
	供电工程		井场接入附近电网采用电驱，利用既有供电设施。
	通信工程		利用既有通信设备。
环保工程	大气污染	施工期 施工扬尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。
		非道路机械尾气	采用符合国标的燃料，设备定期保养。

类别	工程			建设内容
	防治		试油储液罐	试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐为卧式防腐固定顶罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。
		运行期	井场	井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气。
			集输管线	原油及伴生气采用密闭管线混输。
	污水处理	施工期	生活污水	依托井场现有的防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，旱厕定期清掏用作农家肥，不外排。
			生产废水	钻井废水排入井场地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后，无法循环使用的由罐车拉运至依托的措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排；洗井、射孔、压裂、试油等井下措施返排液收集至地上废水罐临时贮存，定期送至依托措施废液水处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排。
		运行期	采出水	采出水依托下游站场采出水处理系统处理，达标后回注油层驱油。
			措施废液	定边油区措施废液依托油一区措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油，不外排。
	噪声防治	施工期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	使用网电，井场合理布局、选用低噪设备；泥浆泵加衬弹性垫料，管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；钻井必须进行夜间施工时，至有关单位办理夜间作业证明，并提前在受影响区域进行公告，取得居民谅解。
		运行期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	井场设备基础减振等措施。
	固废处置	施工期	废弃钻井泥浆和岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司集中处置。
			落地油	采用铺设防渗布、试油进罐等方式回收落地油，回收率100%。
			废润滑油	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			生活垃圾	施工人员生活垃圾设收集箱收集后，运环卫部门指定地点进行处置。
			废焊条	收集后交由生产厂家回收。
			建筑垃圾	有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。
			废防渗布、清罐底泥	废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置； 清罐底泥单独收集、暂存，定边油区定期交由定边县东港污油泥土处理有限责任公司处置。
			钻井添加剂外包装袋	定期交废品回收单位回收处置。
			废蓄电池	废旧蓄电池定期交有资质单位合理处置。
		运行期	落地油	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收。
			含油污泥	清罐作业产生的油泥，定边油区直接委托定边县东港污油泥土处理有限责任公司处置，不暂存。

类别	工程			建设内容
				措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定边油区定期交由定边县东港污油泥土处理有限责任公司处置。
			废防渗布、废润滑油及其包装桶	废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。
	风险防范措施	施工期	井喷风险防范措施	安装井控设施、开展防喷培训、储备高密度钻井液等，按钻井行业规范和设计要求完成。
		运行期	井场	现有井场利用现有的污油污水池，事故下含油污水等进入井场含油污水池内。
			管线	成立专业队伍，定期巡检管线，加强管线巡检力度，对裸露、腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生。
			应急预案	修编现有的事故应急预案，纳入本项目，并在当地生态环境主管部门备案。
	标准化井场建设			扩建井场已按照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》要求建设标准化井场，设置二池一沟，井场周边设施绿化工程。
	生态恢复	施工期		对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被。对井场进行标准化井场建设。
		运行期		对绿化措施进行维护。
	退役期环保措施			油井：混凝土灌注封井，严格井口封闭施工； 井场：设备清洗废水拉运至依托的净化厂污水处理站；废弃设备由油田公司统一回收处置；废弃建筑垃圾外运至指定的建筑垃圾填埋场填埋处理；危废交由资质单位安全处置； 管线：采取封堵措施后留在地下不取出
依托工程	原油集输			本区原油通过依托既有系统进行原油处理，净化原油通过管道输送至既有外输系统。
	采出水处理			油一区依托池 228 脱等现有站场进行处理。
	措施废液处置			油一区依托现有油一区措施返排液处理站处理后全部同层回注油层；
	危废暂存处置			油一区依托定126-10油泥临时存放点，定期交由定边县东港污油泥土处理有限责任公司处置；
	伴生气利用			油一区依托油二联轻烃厂回收利用。

本项目靖边油区工程部署如图 3.5-1，定边油区工程部署如图 3.5-2。

3.5.4 开发利用方案

3.5.4.1 油气集输原则

由于采用丛式井单管不加热密闭集输流程，井口回压控制在 2.0MPa 以内，不加热集输半径控制在 2.5km 以内，集输半径超过 2.5km 的油井需采用增压或加热等措施，位于残垣地貌的出油管道还需考虑爬坡带来的附加压降。

因此原油设计流向一般为：原油（油气水混合物）→增压机组→接转站或脱水站或脱水点→联合站；伴生气设计流向一般为：增压机组、接转站或脱水站或脱水点、联合站，产出伴生气主要供站内自用，多余或不足的依托油二联合站轻烃厂和靖三联轻烃厂；采出水流向一般为：经联合站或接转站或脱水站或脱水点采出水处理系统处理合格后通过附近井场注水井回注油层。

3.5.4.2 原油集输方案

本次评价工程中涉及靖边油区工程主要分布在盘古梁作业区、五一区、五二区 3 个作业区，定边油区工程主要分布在油一区。本次评价以靖边油区和定边油区为单元进行评价，其中靖边油区产能 4.27×10^4t/a，定边油区产能 0.53×10^4t/a。

靖边油区井场原油通过井场采油管线经盘 69-18 增、柳 77-28 增、南九增、南八增、柳 89-45 增、降回压站、盘四转、南六转等站场进入集输系统，含水油在柳 77-33 脱、新 11 脱、柳 103-252 脱、南十二转、靖三联、靖二联等站场处理后，净化油最终输往靖惠首站。

定边油区原油通过井场采油管线经池二增进入集输系统，含水油在池 228 脱站场处理后，区域净化油经油一联输往油坊庄进入长庆输油系统。

本项目原油均采用管线集输，采用单管不加热密闭集输流程，依据既有的油气集输系统形成以现有联合站为中心，接转站、脱水站、增压机组为骨架的格局，拟建项目不改变现有的集输关系。本项目原油集输流程见图 3.5-3。

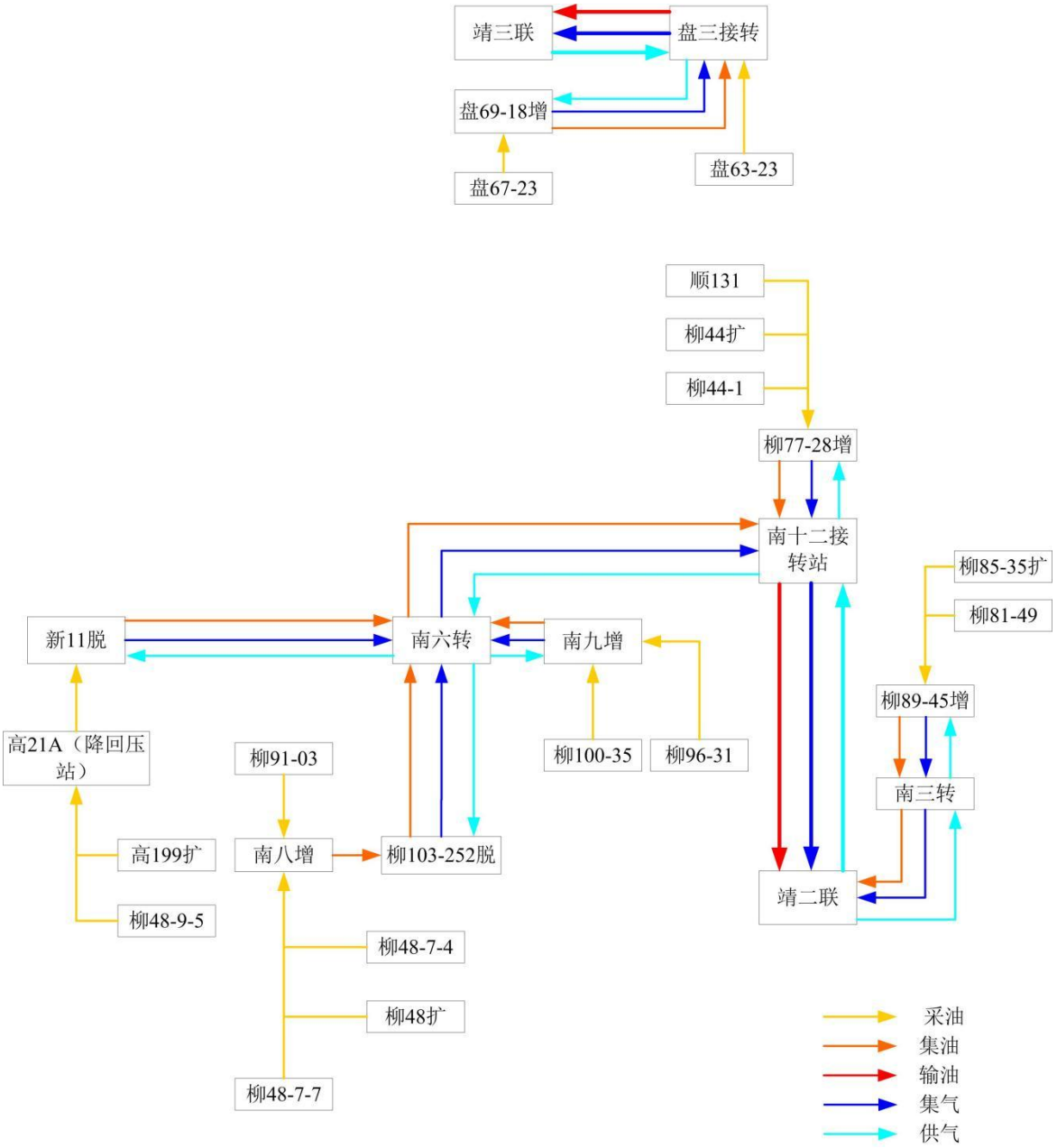


图 3.5-3　本工程原油及伴生气集输流程图

3.5.4.3 供水工程

本次工程不新增水源井，均依托现有工程进行供水，根据调查主要依托周河供水站、南二注、南六注，以上供水、注水站配套的水源井均位于榆林市靖边县，总取水规模为 16.97 万 m^3/年。第三采油厂 2025 年榆林区域总取水量计划为 376.17 万 m^3，满足现有取水证的取水规模要求。

根据调查 2022 年至 2025 年第三采油厂榆林区域取水许可量维持在 419 万方/年，并保持不变。2022 年至今第三采油厂地下水取水用量及后期计划见表 3.5-7，表中 2022~2023 年是已经实施的取水量，2025 年是计划取水量。

本次评价第三采油厂现有产建工程基本处于油田开发中晚期，原油含水率逐年上升，已经由开采初期的 30%上升至 50~60%。随着含水率的逐年上升，原油脱水过程产生的采出水量也逐年上升，采出水回注量的增加可以减少地下水注水量的使用。

根据统计，三年来第三采油厂未新建地下水水源井。为保护靖边县、定边县区域内地下水资源，第三采油厂计划 2025 年按照 5%的递减速度对地下水取水量进行逐年削减，同时每年按照取水量的减少，逐步关停现有的地下水水源井。

表 3.5-7　2022 年至今第三采油厂地下水取水用量及后期计划表（单位：万 m^3）

序号	取水证取水规模	时间	实际取水量		
			取水量（靖边）	取水量（定边）	总取水量
1	419	2022	304.52	54.79	359.31
2	419	2023	316.67	59.56	376.23
3	419	2024	337.40	58.57	395.97
4	419	2025	320.53	55.64	376.17

3.5.4.4 井场设计方案

（1）井身结构

本项目钻井方式包括定向井、水平井，定向井井身结构见表 3.5-8、图 3.5-4；超短水平井井身结构见表 3.5-9 和图 3.5-5。通过井组优化，井间距 4±0.5m，丛式井组具体井数可根据井网、现场地形地貌、投产进度等情况进行调整。

表 3.5-8　定向井井身结构

序号	井段	钻头直径（mm）	套管外径	套管下深	水泥返高（m）	套管内水泥塞
一开	钻穿黄土层、进入下部侏罗系岩层 30m 以上	311.2（12-1/4）	244.5（9-5/8）	下到井底	采油井和注水井水泥返到地面	大于 10m
		311.2（12-1/4）	224.5（8-6/7）			
		241.3（9-1/2）	193.7（7-5/8）			
二开	直井段 造斜段 斜井段	215.9（8-1/2）	139.7（5-1/2）	距井底 3~5m	油井：水泥返高至地面井口； 注水井：返到地面	人工井底距油层底界 20～25m，管内水泥塞 10～12m
		215.9（8-1/2）	114.3（4-1/2）			
		165.1（4-1/2）	114.3（4-1/2）			

表 3.5-9　水平井井身结构

序号	井段	钻头直径（mm）	套管外径	套管下深	水泥返高（m）	套管内水泥塞
一开	钻穿黄土层、进入下部侏罗系岩层 30m 以上	311.2（12-1/4）	244.5（9-5/8）	下到井底	返到地面	大于 10m

二开	直井段 造斜段 水平段	215.9（8-1/2）	139.7（5-1/2）	距井底 3~5m	水泥返高至地面井口	人工井底距油层底界 20～25m，管内水泥塞 10～12m

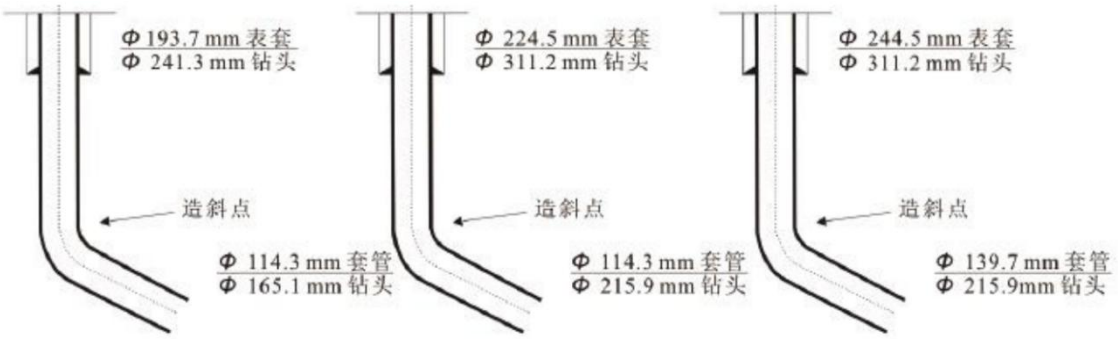


图 3.5-4　定向井井身结构图

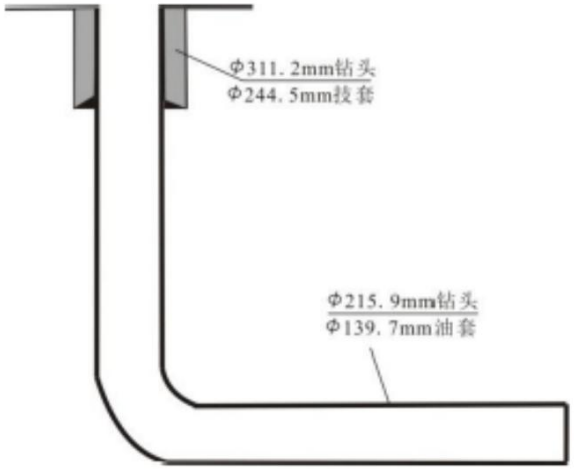


图 3.5-5　水平井井身结构图

表 3.5-10　本工程各类井型参数数量明细表

类型	井型	平均进尺数(m)	数量（口）
注水井	定向井	2020	41
油井	定向井	1850	4
	水平井	2250	42
合计			87

（2）井场平面布置

①钻井井场平面布置

井场施工作业场地平面布置见图 3.5-6。

②运行期井场平面布置

标准化井场由井口装置、套管气定压阀安装区、污油污水池、井场围墙、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。典型丛式井场平面布置见图 3.5-7，根据具体地形对平面布置进行调整。井场内设施设置见表 3.5-11。

表 3.5-11 标准化井场设施一览表

序号	名称	结构型式	规格
1	围墙	砖混	高 0.5m，宽 0.24m
2	井场大门	简易大门	宽 4.5m
3	雨水收集池	钢筋混凝土	20m³
4	污油回收池	钢筋混凝土	30m³
5	井口集油槽	混凝土	宽 0.4m，深 0.2m
6	雨水收集渠	混凝土	宽 0.4m，深 0.2m
7	挡水条	素混凝土	高 0.15m
8	固体废弃物收集箱	外购	1 个

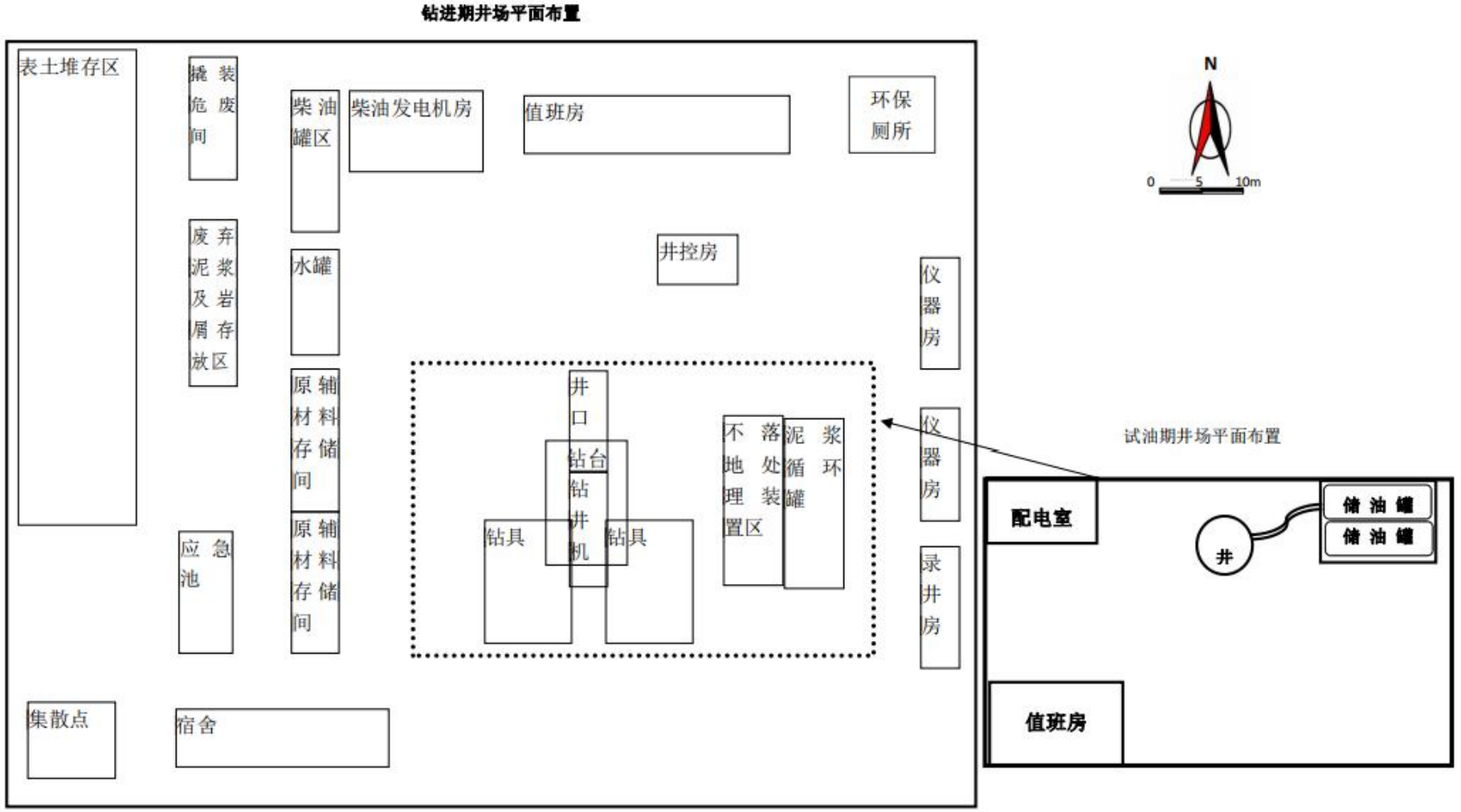


图 3.5-6　井场施工作业场地平面布置图

1）井场围墙

一般区域井场围堤采用砖混结构，高 0.5m，宽 0.24m。

2）集油槽（集水渠）

集油槽（集水渠）断面为矩形，宽度为 0.4m，沟底起点标高-0.2m，按 0.2%坡度坡向含油污水池（雨水收集池）。集油槽（集水渠）两侧 0.5m 范围内以 2%坡度坡向沟内。

集油槽（集水渠）沟壁厚 0.12m，采用混凝土浇筑，沟底板厚 0.1m，采用 C15 素混凝土垫层，每边宽出沟壁外缘 0.1m。沟底板下翻夯 0.5m，每边宽出沟壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2～0.3m）夯实，压实系数不小于 0.95。

3）污油回收池及雨水收集池

污油回收池及雨水收集池底板采用 C30 抗渗钢筋混凝土底板，厚度不小于 0.2m，底板每边宽出壁外缘不小于 0.15m。底板下设 0.1m 厚 C15 素混凝土垫层，每边宽出底板外缘 0.1m。池外壁厚 0.37m，采用 C30 抗渗钢筋混凝土结构。池底板下翻夯 0.5m，每边宽出池壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2～0.3m）夯实，压实系数不得 0.95。

在雨水收集池和污油回收池之间设 0.24m 厚隔墙，C30 抗渗钢筋混凝土结构，隔墙高度低于室外地坪 0.1m。

4）挡水条

挡水条高度不宜小于最大月平均降雨量 1 天～3 天的积水厚度，确保含油污水不出井场。井场入口或大门处宜常备挡水沙袋，用于极端天气井场挡水条加高，防止含油雨水出场。

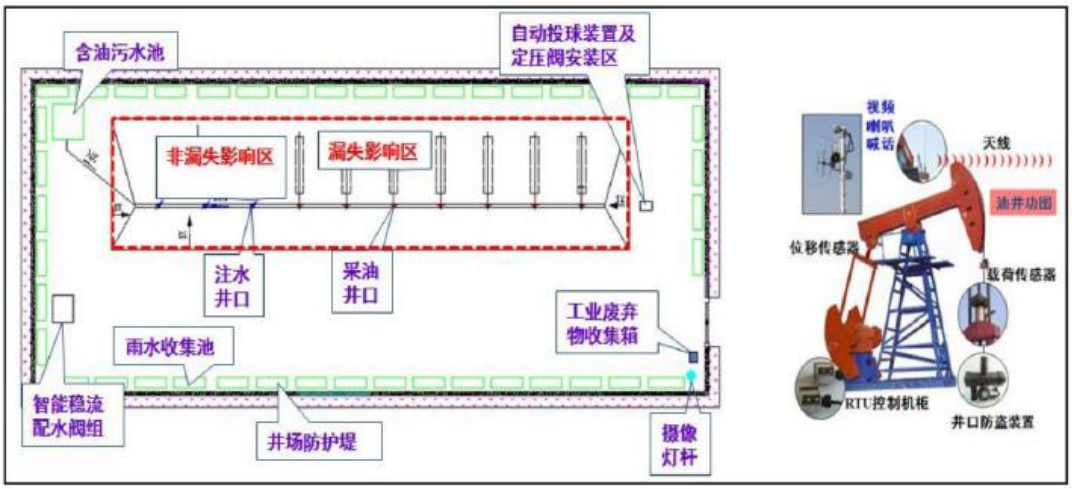


图 3.5-7　典型丛式井场平面布置图

③井口设计

本油区采用丛式井单管不加热密闭集油流程，井场设置清蜡球发送装置，单井计量采用功图法计量，井口套管气采用套管气回收阀进行回收。

3.5.4.5 站场设计方案

表 3.5-12　本项目新建站场情况一览表

序号	作业区	站场	站场坐标（CGCS2000）		设计规模	来油站场/井场	外送去向	占地情况
			Y	X				
1	五一区	南九增	37285006	4102032	长8，240m^3/d	柳96-31、柳100-35等井场	南六转-南十二转	现有老井场内建设，新增占地860m^2
2		南八增	37279975	4098379	长6，120m^3/d	柳48扩、柳91-03等井场	柳103-252脱-南六转-南十二转	现有老井场内建设，新增占地860m^2

表 3.5-13　本项目改扩站场情况一览表

序号	作业区	站场	服务层位	改扩建内容	是否新增占地
1	盘古梁区	盘三转接站	长6	增加450Nm^3/h智能相变分离混烃机组1套	否
2	五一区	柳103-252脱	长6、长7、延9	新建原油计量一体化集成装置1套，将30m^3污油池进行拆除并新建	否
3		南六转	长6	新建原油计量一体化集成装置1套，新建集中成垢装置一套	否
4		南五供	/	新建外输水泵2台（1用1备），新建外输泵棚1座	否

（1）盘三转改造

盘三转，于2001年11月投运，设计处理规模500m^3/d，主要承担周边盘36-31增、盘38-38增两座增压点及本站12个井组来油加温外输工作，外输液量376m^3/d，外输含水油至靖三联。伴生气量8218Nm^3/d，目前伴生气输至新三增。为解决集气管网在冬季低温环境下，管线易冻堵，影响生产的问题，2025年在盘三转增加450Nm^3/h智能相变分离混烃机组1套，实现湿气处理、自动排凝。智能相变机组处理后的伴生气水露点、烃露点满足外输要求，分离出的凝液接入原油外输泵出口。

改造后伴生气流程：

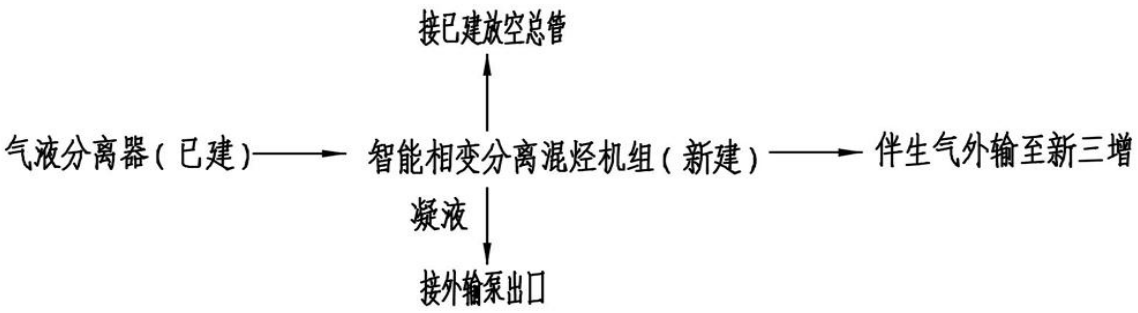


图 3.5-8　盘三转改造后伴生气流程图

盘三转为五级站场，本次改造在站内进行，无需新征地，本次新建 450Nm^3/h 智能相变分离混烃机组 1 座，改造后的设备间距需符合《石油天然气工程设计防火规范》安全间距要求，具体平面布置如图。



图 3.5-9　盘三转站平面布置图

（2）新建南九增

第三采油厂 2025 年拟在现有老井场新建南九增增压站（点）1 座，接收顺 165 区块新建油井产出的原油，设计规模 240m^3/d，油气混输至南六转处理。该站功能主要包括收球加药、来油升温、含水油外输等，同时具有站内循环、吹扫等功能。

南 9 增压装置为五级站场。站场平面布置分为油气混输一体化集成装置区（包含 300kW 加热炉 1 座）、集油收球加药一体化集成装置区、30m^3 事故油箱区、外输阀组安装区、污油回收装置安装区、电控一体化集成装置区、5m^3 水箱、循环水泵安装区 8 部分。

增压装置征地线内地面积 860m²，合 1.29 亩；围墙内面积 702m²，合 1.05 亩。增压装置站场内设备采用露天布置，部分管道地上敷设，阀门及管顶埋深不足 1.3m 的管道均采取保温措施。增压装置内设置 30m³ 的事故油箱，接收站外管线吹扫来油和油气混输一体化集成装置分离后原油的临时储存。

增压装置生产工艺流程示意如图 3.5-10。具体平面布置如图 3.5-11。

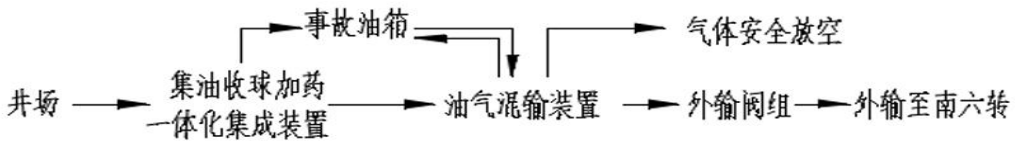


图 3.5-10　增压装置生产工艺流程图

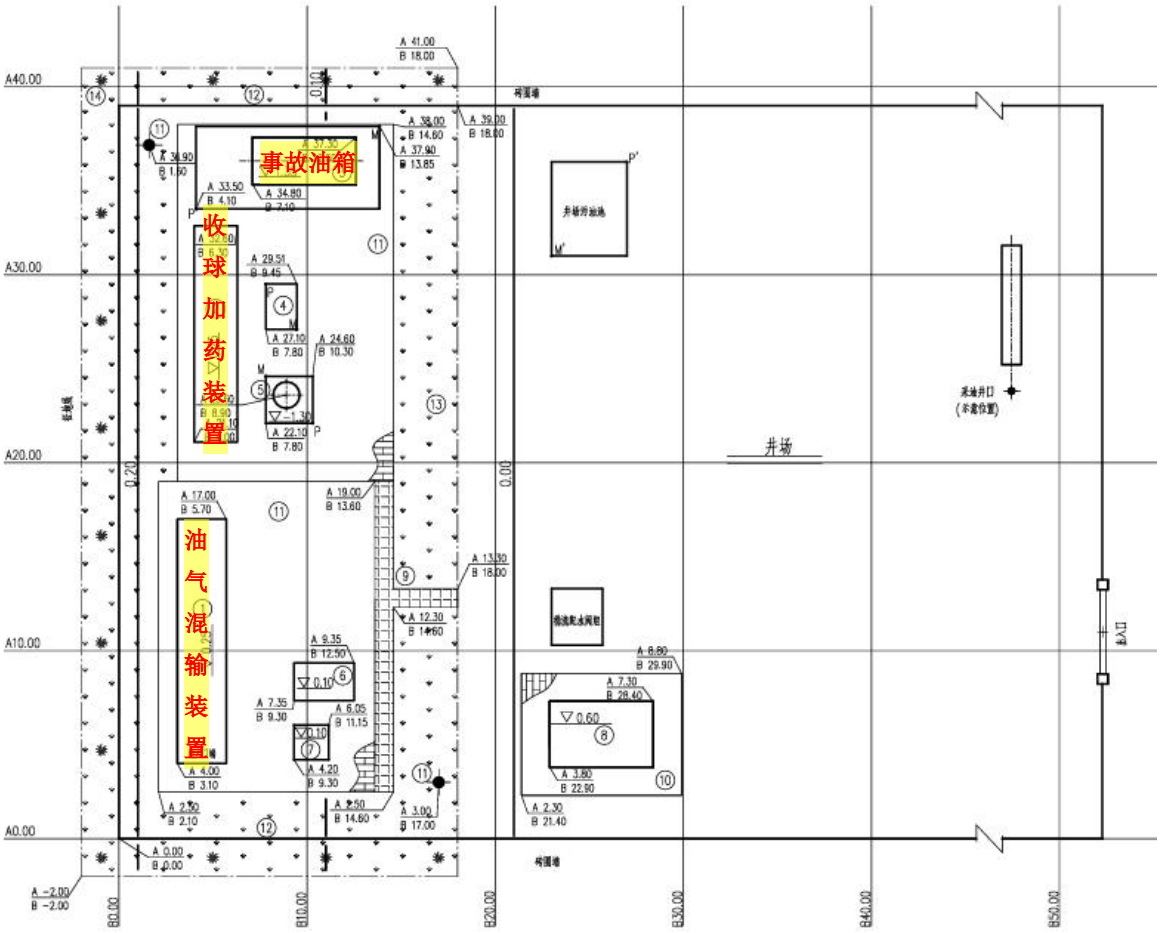


图 3.5-11　南 9 增（南 8 增）平面布置图

本站工艺部分设备及模块见表 3.5-14。

表 3.5-14　新建工艺设备表

名称	图中序号	规格	数量
集油收球加药一体化集成装置	①	CEDC-CO-RO/RB-14/100-3.0	1 套
油气混输一体化集成装置（含 300kW 加热炉）	②	CEDC-OG-MF-240/40-1.0	1 套

事故油箱-30	③	CEDC 001 07 01 01/目	1 套
无泄漏防爆污油污水回收装置-2.0-I	④	CEDC 001 11 01 01/目	1 套
外输阀组-4.0-100	⑤	CEDC 001 11 01 01/目	1 套

（3）新建南八增

第三采油厂 2025 年拟在现有老井场新建南八增增压站（点）1 座，接收五里湾柳 48 区块长 6 层原油，设计规模 120m³/d，设计压力 4.0MPa，含水油气混输至柳 103-252 脱。该站功能主要包括收球加药、来油升温、含水油外输等，同时具有站内循环、吹扫等功能。

南 8 增压装置为五级站场。站场平面布置分为油气混输一体化集成装置区（包含 200kW 加热炉 1 座）、集油收球加药一体化集成装置区、30m³ 事故油箱区、外输阀组安装区、污油回收装置安装区、电控一体化集成装置区、5m³ 水箱、循环水泵安装区 8 部分。增压装置征地线内地面积 860m²，合 1.29 亩；围墙内面积 702m²，合 1.05 亩。增压装置站场内设备采用露天布置，部分管道地上敷设，阀门及管顶埋深不足 1.1m 的管道均采取保温措施。增压装置内设置 30m³ 的事故油箱，接收站外管线吹扫来油和油气混输一体化集成装置分离后原油的临时储存。

增压装置生产工艺流程示意如图 3.5-12。具体平面布置如图 3.5-11。

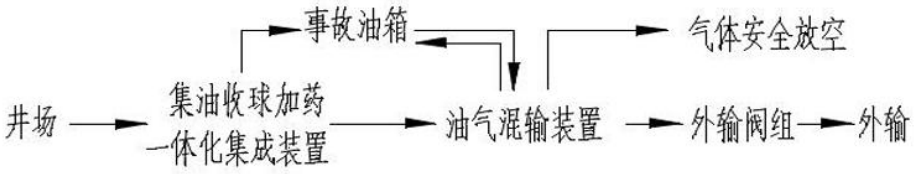


图 3.5-12　增压装置生产工艺流程图

本站工艺部分设备及模块见表 3.5-15。

表 3.5-15　新建工艺设备表

名称	图中序号	规格	数量
集油收球加药一体化集成装置	①	CEDC-CO-RO/RB-10/80-2.0	1 套
油气混输一体化集成装置（含 200kW 加热炉）	②	CEDC-OG-MF-120/40-1.0	1 套
事故油箱-30	③	CEDC 001 07 01 01/目	1 套
无泄漏防爆污油污水回收装置-2.0-I	④	CEDC 001 11 01 01/目	1 套
外输阀组-4.0-100	⑤	CEDC 001 11 01 01/目	1 套

（4）柳 103-252 脱改造

第三采油厂 2025 年产建地面工程靖安油田五里湾柳 48 区域新建南 8 增，南 8 增含水油外输至柳 103-252 脱水站，故柳 103-252 脱水站新建原油计量一体化集成装置 1 套，用于接收南 8 增来油。

因站内已建污油池与采油井口之间的间距不满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求。需将污油池进行拆除并新建，新建后位置详见图 3.5-13。站内采油井口数为 6 口，根据油田产建标准化井场的要求，迁建后的污油池容积必须等于 30m^3。

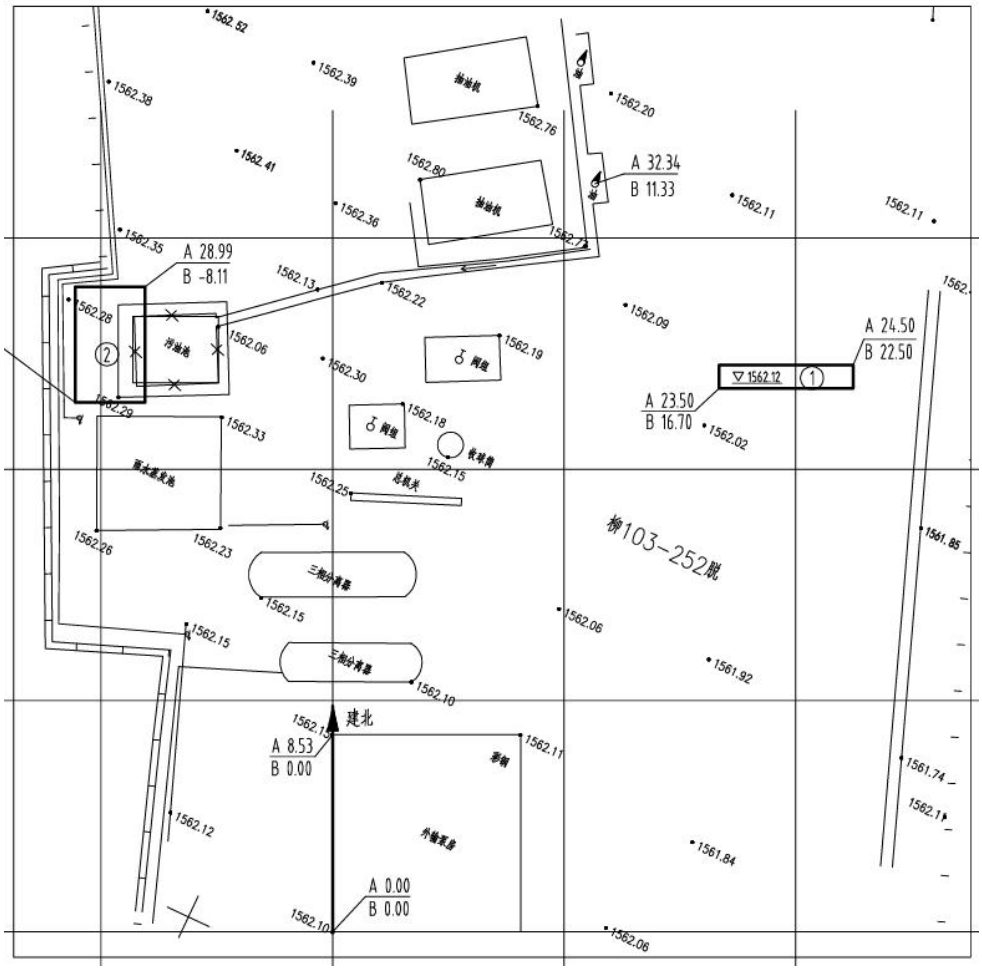


图 3.5-13　柳 103-252 脱平面布置图

柳 103-252 脱新建、拆除设备见表 3.5-16。

表 3.5-16　柳 103-252 脱新建、拆除设备表

名称及规格	图中序号	数量	备注
原油计量一体化集成装置 CEDC-CO-ME-100/50-1.0	①	1 套	新建
电动球阀 Q947Y-40 DN65	/	1 个	新建
刚性绝缘管接头 JT-PN40/DN65	/	1 个	新建
30m^3 污油池	②	1 座	新建

原污油池	/	1 套	拆除

（5）南六转改造

靖安油田五里湾区形成以南十二转为核心的地面集输系统，主要开采层位长 6，五里湾区顺 165 区新建南 9 增，含水油管输至南六转，由于顺 165 区开采层位为长 8，与南六转其他来液不配伍，故南六转站内需新建原油计量一体化集成装置对南 9 增来液进行计量，新建集中成垢装置一套，处理南 9 增来液层位不匹配的问题。

工艺流程包括原油计量流程，进罐式成垢装置流程，放空流程，如图 3.5-14。

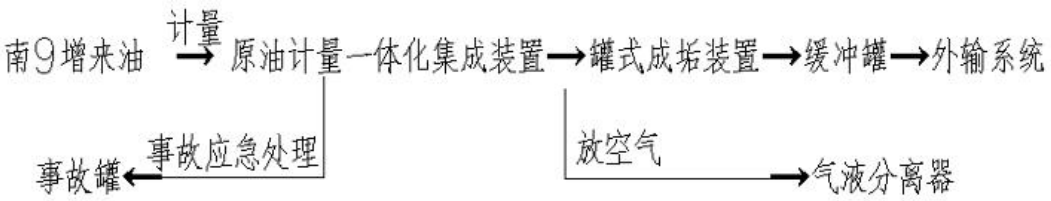


图 3.5-14　计量成垢工艺流程图

根据顺 165 区域未来五年部署，确定南 9 增来液规模 240m³/d，选用罐式成垢装置-Φ1100×3100-1.3 一套。南 9 增来油外输管径为Φ76×5.0，根据来液规模 240m³/d 选用原油计量一体化集成装置 CEDC-CO-ME-100/50-1.0 一套。新建工艺设备见表 3.5-17。

表 3.5-17　新建工艺设备表

名称	规格	图中序号	数量	备注
罐式成垢装置-φ1100×3100-1.3	CEDC 001 13 01 01/目	②	1 套	新建
原油计量一体化集成装置	CEDC-CO-ME-100/50-1.0	①	1 套	新建

（6）南五供改造

南五供于 1997 年建成投运，2003 年进行扩建。站内设有两套供水系统，其中南二注方向供水量 4280m³/d，南三注方向供水量 3750m³/d。第三采油厂 2025 年产建地面工程，南六注新增配注量 150m³/d，南六注供水系统富余能力不满足新增配注要求。

本次对南五供进行改造，新建外输水泵 2 台（1 用 1 备），将南五供站内清水外输至南六注清水罐；新建外输泵棚 1 座，尺寸 9.0m×4.2m。

3.5.4.6 管线集输工程

（1）工程内容

本项目拟建管线 44 条 100.26km，其中单井出油管线 23 条 41.80km，输油管线 4 条 16.15km，供水干线 3 条 5.51km，注水管线 11 条 28.53km，集气管线 3 条 8.27km，管线优先同沟敷设。管线采用埋地敷设方式，管顶埋深不小于 1.30m，外防腐采用环

氧粉末普通级结构，高分子环氧涂料内防腐。集油管线设置管线泄漏检测系统，数据上传。管线施工不设施工营地和材料场地，施工便道依托周边村庄道路，施工期管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。

（2）施工方式

A.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 3.5-18。

表 3.5-18　管线埋深设计

类型	黄土梁峁		河谷阶地		公路穿越	
	DN≤80	DN＞80	DN≤80	DN＞80	DN≤80	DN＞80
沟管挖深（m）	1.70	1.80	1.60	1.70	1.60	1.70
管顶埋深（m）	1.40		1.40		1.40	

B.施工作业带宽度

输油、注水管线施工作业带宽度均为 6m，充分利用现有油区道路，部分偏远井场首先修建进场道路作为施工便道。管线施工作业带平面布置示意见图 3.5-15。

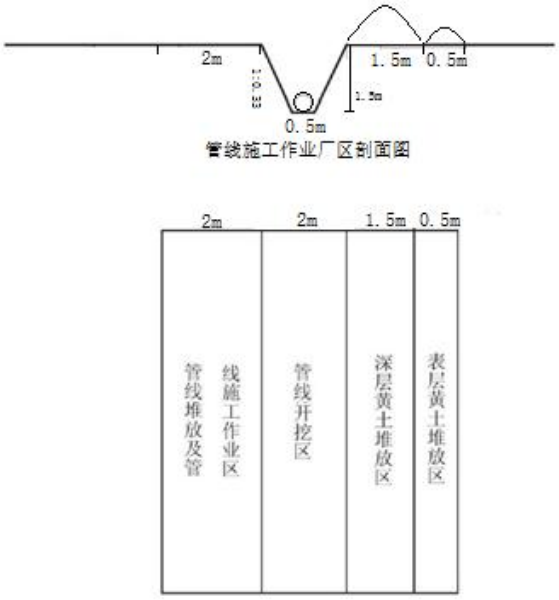


图 3.5-15　管线施工作业带平面布置示意图

C.管沟断面

管沟断面设计见表 3.5-19。

表 3.5-19　管沟断面设计

地貌类型	黄土梁峁	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	/

D.管线防腐

输油管线采用环氧粉末外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克防腐保温层结构，其中防腐层采用环氧粉末普通级结构，厚度不小于300μm，保温层采用厚度30mm（轴向偏心量±3mm）聚氨酯泡沫塑料，保护层包敷不小于1.4mm厚聚乙烯塑料，所有管线均工厂预制，现场补口补伤，防腐保温层端面用防水帽密封防水，防水帽与防水层、防水帽与防腐层的搭接长度不小于50mm。

E.管线试压及探伤

环形焊缝均采用100%的射线照相检验，对于穿越路段，采用射线和超声波探伤相结合检验方式。射线和超声波探伤检验，应符合《石油天然气钢制管道无损检测》（SY/T4109-2020）的相关规定。现场进行X射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按GB16357的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。现场进行γ射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按GB18465的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。项目探伤检测委托专业第三方公司，厂内不安装探伤检测设备及涉及放射性核物质存储，本次评价不包括工业X射线探伤等涉及核技术利用的环境影响。

管道填埋前及下沟后必须进行管道试压。本项目采用清水为试压介质。管线试压时较长的管线（≥2km）分段试压，每2km试压一次，较短的管线整体试压，试压水重复利用，试压完成后拉运至附近站场处理后回注油层，不外排。管道清管试压程序如下：采用压缩空气清管→管段测径→管段上水→管段升压→管段稳压→管段泄压、排水→压缩空气扫水。管道试压试验方法及合格标准见表 3.5-20。

表 3.5-20　试压方法及合格标准

检验项目	强度	严密性
试验压力（Mpa）	1.25倍设计压力	1倍设计压力
升压步骤	升压阶段间隔30min 升压速度不大于0.1MPa/min	/
稳压时间（h）	4	24
合格标准	管道目测无变形、无渗漏 压降小于或者等于试验压力的1%	压降小于或者等于试验压力的1%

F.穿跨越工程

根据设计，本项目拟建管线穿越冲沟、河流采用桁架跨越，油区土路、砂石路穿越采用大开挖穿越，油区水泥、沥青路穿越采用顶管的方式施工，混凝土套管满

足《顶进施工法用钢筋混凝土排水管》（JC/T640-2010）。本项目管线穿跨越情况见表 3.5-21，穿跨越位置分布见图 3.5-16 。

表 3.5-21 本项目管线穿跨越情况统计表

序号	工程名称	管线规格	管材类型	设计压力（MPa）	穿跨越方式	穿跨越对象	穿跨越长度/数量（m/次）	备注
盘古梁采油作业区								
1	高 338 至盘二转出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	顶管	混凝土路	6m/1 次	
2	盘 63-23 至盘四转出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
3	降回压站至新 11 脱水站输油管线	Φ76×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	8m/2 次	
4	高 333 至柳 88-25 脱出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	顶管	靖志路	10m/1 次	
					桁架跨越	周河	50m/1 次	
五里湾第一采油作业区								
5	周河供水站至柳 44 扩供水管线	Φ80×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	靖志路	10m/1 次	
					桁架跨越	周河	50m/1 次	
6	柳 100-35 至南六转集气管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
7	柳 96-31 至南 9 增出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	顶管	混凝土路	6m/1 次	同位置穿越
8	高 150 至南 9 增出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	顶管	混凝土路	6m/1 次	
9	柳 98-32 至南 9 增出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	顶管	混凝土路	6m/1 次	
10	南 9 增至南十二转输油管线	Φ76×5	L245N 无缝钢管	4	顶管	混凝土路	6m/1 次	
11	高 150 至南六转集气管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	顶管	混凝土路	6m/1 次	同位置穿越
12	柳 98-32 至南六转注水管线	Φ48×7	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	混凝土路	6m/1 次	
13	高 199 扩至降回压站出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
14	柳 48-7-7 至南 8 增出油、注水管线	Φ60×8	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
15	南 8 增至柳 103-252 输油管线	Φ76×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
16	南六注至高 199 扩注水管线	Φ48×7	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	大开挖	土路	12m/3 次	

序号	工程名称	管线规格	管材类型	设计压力（MPa）	穿跨越方式	穿跨越对象	穿跨越长度/数量（m/次）	备注
17	南五供至南六注供水干线	Φ80×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	靖志路	10m/1 次	
					桁架跨越	周河	50m/1 次	
18	高 223 至南十转出油管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
油房庄作业一区								
19	池 227-238 井组至池二增出油、注水管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
20	池 222-235 井组至池 228 站出油、注水管线	Φ60×5	L245N 无缝钢管	4	大开挖	土路	4m/1 次	
注：靖志路为非等级公路，沥青路面								

①管线桁架跨越施工

本项目穿越周河采用桁架跨越，桁架跨越是指采用两片桁架斜交组成断面为倒三角形空腹梁空间体系的跨越形式，上部设检修通道。桁架跨越示意见图 3.5-17。

跨越段两端沿管道轴线各埋设一个管道跨越标志桩（钢筋混凝土结构），同时应在跨越轴线处通视良好的位置处设置一处警示牌（钢结构），跨越管道对管壁加粗并加套管保护、在管道跨越两端设置应急池。

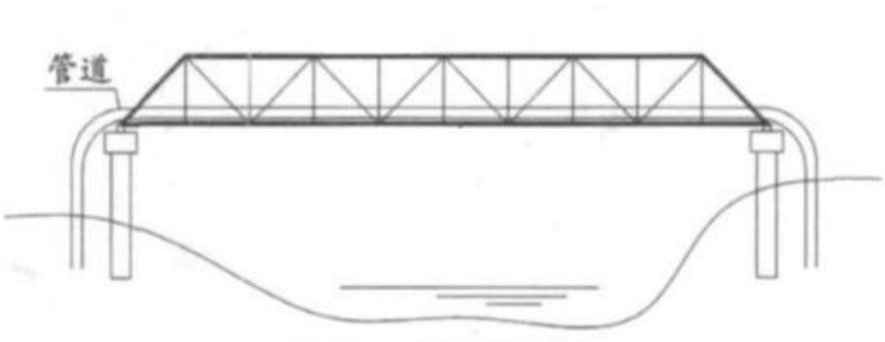


图 3.5-17　管线桁架跨越示意图

②管线大开挖施工

本工程沿线穿越土路、砂石路时采取大开挖方式施工，管道安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面。

本项目管线基本沿油区道路敷设，施工便道主要依托油区现有道路，但局部地段线路，管线两侧无平行的道路，管线敷设时采用人工搬运、人工开挖管沟，施工

作业带宽度 6m，管线埋设平均深度为管顶覆土不小于 1.2m。管沟断面形式采用倒梯形，沟底宽度根据管径、土质、施工方法等确定，采用沟上焊接，沟底一般为“管外径+0.5m”，边坡根据土质、挖深等确定，边坡比取 1：0.33。

③顶管穿越施工

本工程沿线穿越油区水泥、沥青路时采取顶管穿越方式施工。采用顶管方式穿越水泥、沥青路面时，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。

管沟开挖、回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，将表层土和下层土分别堆放，管沟回填土高出地回填土需填至超过自然地面约 0.3m。管线转弯处设置固定墩，以保持管道的轴向稳定性，在管线沿途设置线路三桩。

3.5.4.7 注水工程

（1）注水方案

根据开发方案，本项目不新建注水站，工程共计建设注水井 41 口，新增配注量 682m^3/d，其中 217m^3/d 由采出水系统供给，465m^3/d 由清水系统供给。

①靖边油区

靖边油区新增配注量 622m^3/d，其中 157m^3/d 由采出水系统供给，465m^3/d 由清水系统供给。

盘古梁加密区新增采出水 17m^3/d，依托靖三联处理，并将靖三联周边 1 口清水井改注采出水。盘古梁加密区新增 5 口注水井，配注量 77m^3/d，其中 1 口（17m^3/d）依托靖三联采出水系统管辖，4 口（60m^3/d）依托周河供水站清水系统管辖。

柳 44 区块新增 3 口注水井，配注量 45m^3/d，由周河供水站清水系统管辖，配套建设供水管线。

南十二转新增采出水 128m³/d，靖二联新增采出水 12m³/d，共 140m³/d 采出水外输至南二注进行回注。五里湾加密区新增 4 口注水井优先回注采出水，配注量 100m³/d，剩余采出水（40m³/d）将南二注管辖 2 口注水井清改污，注水管线从已建南二注采出水干线就近引接。

顺 165 区新增 7 口注水井，其中 2 口由南二注采出水系统管辖，配注量 40m³/d，5 口由南二注清水系统管辖，配注量 75m³/d。

柳 48 区块新增 19 口注水井，配注量 285m³/d，由南五供-南六注清水系统管辖，配套建设供水管线。

②定边油区

定边油区池 109 区块新增采出水 20m³/d，依托池 228 脱处理。109 区块新增 3 口注水井，配注量 60m³/d，由池 228 脱采出水系统管辖。

（2）注水工艺

注水系统最高工作压力按 25MPa 设计，注水井口压力 17.0MPa，项目注水管线敷设方式、管沟断面、管道转向、穿（跨）越工程方式等要求与输油管线相同，注水管线清水采用钢管，采出水采用非金属管。根据建设单位提供的资料，各区块依托周边已建接转站、注水站、联合站进行同层回注。

注水井井身结构基本与采油井相同，回注介质为经处理后的采出水和供水站提供的清水，回注层位为井区开采的油层。为防止注水井壁发生侧漏，在套管与井壁之间注入水泥并返高至地面；注水管柱在注水层位安装封隔器，确保注水层位为开采油层。注水采用“树枝状干管稳流阀组配水、活动洗井注水工艺流程”。

注水工艺流程见图 3.5-18~图 3.5-19。

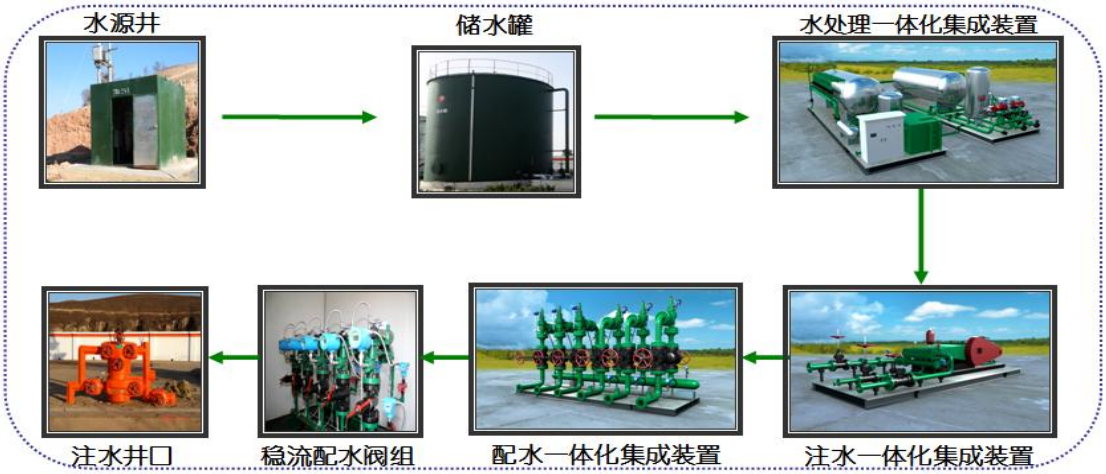


图 3.5-18　清水注水工艺流程示意图

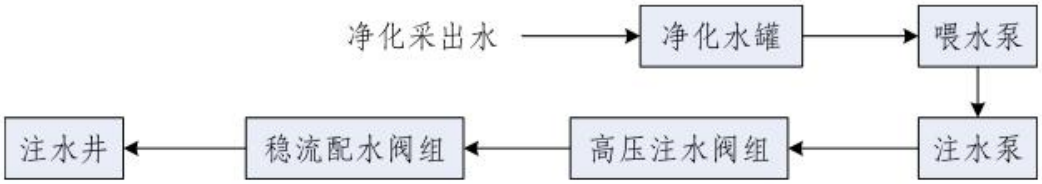


图 3.5-19　采出水注水工艺流程示意图

3.5.4.8 配套工程

（1）智能化工程

①智能井场：按标准化井场进行配套，其中 RTU 采用智能 RTU。

②智能站场：南九增、南八增新建站场配套控制系统，改造站场对已建控制系统进行扩容，实现新增生产过程监控，

③智能应用：对所属作业区 SCADA 系统进行扩容，实现新增井场的监控；功图 3.0 系统、智能设备管理平台数据接入；完整性管理系统、公司生产运行 OCEM 数据录入。

④SCADA 服务器升级更换

项目所属作业区 SCADA 系统基本达服役时间，存在的主要问题如下：一是服务器超期服役，存在宕机现象。二是服务器运行速度较慢，在启动、退出、编辑工程过程中存在白屏、死机情况。更换（实时数据库、历史数据库）服务器。

⑤边远井数智化改造

边远井场按标准化井场进行配套，其中 RTU 采用智能 RTU，信号接入功图 3.0 系统，实现油井智能间开；储油罐设置 1 套罐采智能化-液位自动测控系统。

（2）道路工程

评价区拟建各站场可依托的主干道路由县道靖志路，县乡沥青道路和贯穿各油田采油井区专用道路均可依托。进井场简易道路可依托各乡村简易公路。

根据项目产能开发部署设计，本项目新建南 8 增、南 9 增进站道路 2 条，全长 2.2km，采用泥结碎石路面，支道标准；新建井场施工便道 8 条 2.8km，为素土路面，路面宽 3m，施工结束后作为井场道路。

道路工程（支道）主要技术指标见表 3.5-22，路面结构示意图见图 3.5-20，路基标准横断面见图 3.5-21。

表 3.5-22　道路工程技术指标

道路建设标准	支道

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
不设超高的最小圆曲线半径（m）		150
凸形竖曲线半径（m）	极限最小值	100
	一般最小值	200
凹形竖曲线半径（m）	极限最小值	100
	一般最小值	200
停车视距（m）		20
会车视距（m）		40
最大纵坡（%）		12
站场类别		井组

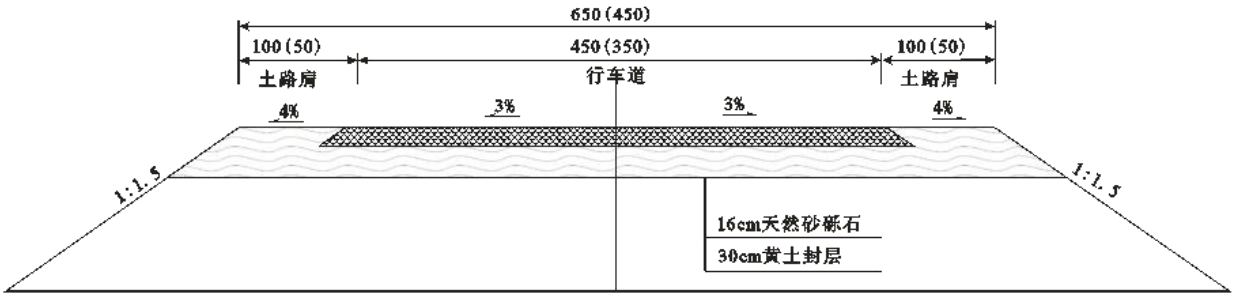


图 3.5-20　路面结构示意图

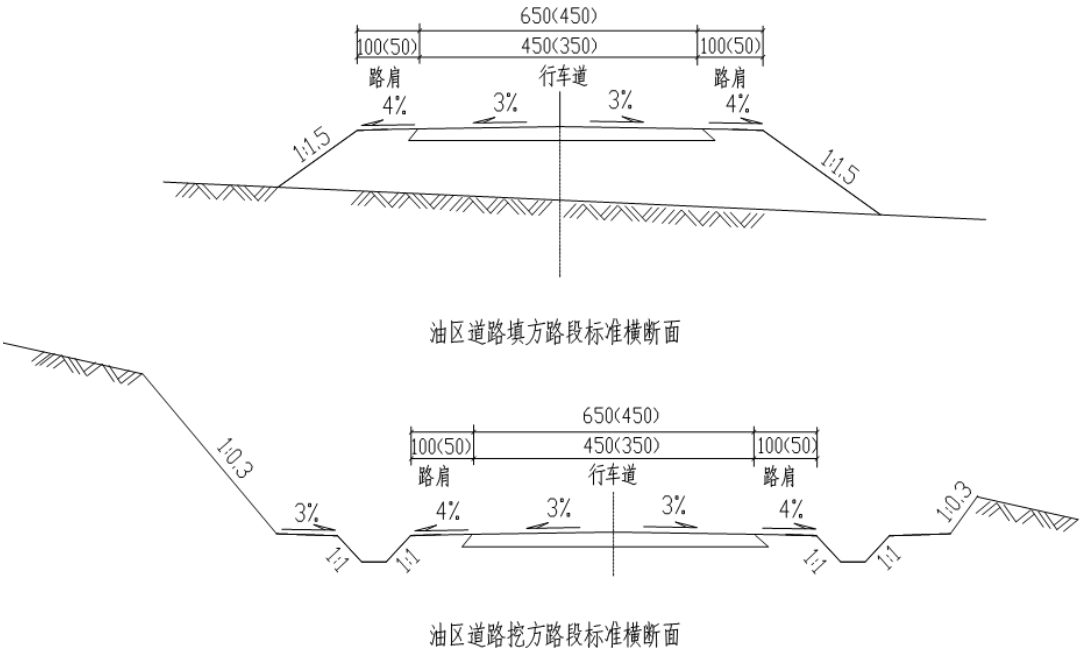


图 3.5-21　路基标准横断面图

3.5.4.9 依托工程

根据建设单位提供资料，第三采油厂靖边油区、定边油区已形成系统的集输关系网，本项目新建南九增、南八增，其他项目集输、原油处理、采出水处理、措施返排液处理、含油污泥暂存点处理、伴生气均依托现有场站，具体情况如下：

（1）集输能力可行性分析

表 3.5-23 集输能力可行性分析 单位：m^3/d

序号	作业区	依托站场	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增集输规模	依托可行性
1	盘古梁作业区	盘69-18增	240	93	147	14.4	满足
2		盘四转	500	310	190	36.1	满足
4	五一区	柳77-28增	300	234.7	65.3	8.5	满足
5		柳72-33脱	500	360	140	51.1	满足
6		南九增	240	0	240	42.6	新建
7		南八增	120	0	120	67.6	新建
8		新11脱	240	100	140	82.5	满足
9		柳103-252脱	240	140	100	66.0	满足
10		南六转	400	172	228	173.1	满足
12	五二区	柳89-45增	240	190	50	25.8	满足
14	油一区	池2增	500	360	140	41.2	满足
15		池228脱	1000	790	210	41.2	满足
16		油一转	500	330	170	41.2	满足

（2）原油处理能力可行性分析

表 3.5-24 原油处理能力可行性分析 单位：m^3/d

序号	作业区	依托站场	层位	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增处理规模	依托可行性
1	盘古梁作业区	靖三联	三叠系	4800	2400	2400	36.1	满足
2	五一区	柳72-33脱	三叠系	500	360	140	51.1	满足
3		新11脱	三叠系	240	100	140	82.5	满足
4		柳103-252脱	三叠系	240	140	100	66.0	满足
5		南十二转	三叠系	4500	2700	1800	105.6	满足
6	五二区	靖二联	三叠系	5000	1400	3600	25.8	满足
7	油一区	油一联	侏罗系	2400	1684.5	715.5	16.5	满足
8		池228脱	三叠系	1000	787.9	212.1	41.2	满足

（3）采出水处理系统依托可行性分析

各作业区依托采出水处理设施处理能力校核具体情况见表 3.5-25。

表 3.5-25　采出水处理系统处理能力依托可行性分析　单位：m^3/d

序号	区块	依托站场	层位	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增处理规模	依托可行性
1	盘古梁作业区	靖三联	三叠系	2000	1106	894	21.7	满足
2	五一区	柳72-33脱	三叠系	300	216	84	30.7	满足
3		新11脱	三叠系	150	65	85	49.5	满足
4		柳103-252脱	三叠系	140	72	68	39.6	满足
5		南十二转	三叠系	1400	1360	40	10.5	满足
6	五二区	靖二联	三叠系	3300	1455	1845	15.5	满足
7	油一区	油一联	侏罗系	1500	870	630	1.65	满足
8		池228脱	三叠系	600	455	145	24.7	满足

由表可知，各采出水处理系统可以满足本项目实施后采出水处理需求，采出水处理系统依托可行。

（4）措施返排液处理系统依托可行性分析

本项目靖边油区主要依托柳92-33井组措施返排液处理站、柳16-35井组措施返排液处理站对措施返排液处理，定边油区主要依托油一区措施返排液处理站对措施返排液处理，处理达标后回注油层。根据表 3.4-2、表 3.4-4，以上3处措施液处理站均取得环评批复及竣工环保验收手续。根据建设单位提供资料，各采措施返排液处理站工艺上能够满足生产需求，评价主要从处理能力上进行可行性分析，具体情况见表 3.5-26。

表 3.5-26　措施返排液处理系统处理能力依托可行性分析　单位：m^3/d

站名	处理能力（m^3/d）	当前负荷（m^3/d）	富余能力（m^3/d）	本次拟建工程新增负荷（m^3/d）	能力校核结论
柳92-33井组措施返排液处理站	300	225	75	51.55	满足
柳16-35井组措施返排液处理站	300	220	80		满足
油一区措施返排液处理站	400	261	139	7.28	满足
注：本项目需要纳入措施返排液处理站处理的措施返排液含施工期的钻井废水、压裂返排液、试油废水及运行期的压裂改造、修井、洗井等环节产生的措施返排液，因为施工期压裂作业、试油作业及运行期压裂改造、修井、洗井作业等作业时间的不规律性，要求建设单位合理进行规划作业顺序及废水进站时序，确保废水全部进站处理和达标回注。					

从规模上看，新增措施返排液平均产生总量小于依托工程富余规模，通过合理安排各井区的措施作业计划和废水进站时序，本项目依托现有措施返排液处理站回注的措施可行。

第三采油厂2025年拟在盘古梁作业区新建盘33-21措施返排液处理站，和在五里湾第二作业区新建顺42-49措施返排液处理站，处理规模均为300m³/d。目前项目尚未开工建设，本项目施工期钻井废水、压裂返排液、试油废水对其不具有依托关系，因此措施返排液主要依托现有措施液处理站处理达标后回注油层。

（5）供注水能力及依托可行性

2025年新建注水井41口，分别部署在本次产建开发的2个区域4个作业区内，总配注量682m³/d，其中217m³/d由采出水系统供给，465m³/d由清水系统供给，注水井配注率100%。各区块依托周边已建注水站进行注水，本工程依托现有注水站能力校核见。由表可知表 3.5-27，产建工程完成后，各区块注水站富余注水能力可以满足2025年产建工程总配注量需求，依托可行。

表 3.5-27　依托供注水站能力校核表

作业区	供注水站名称	设计规模（m³/d）	现状配注量（m³/d）	富余量（m³/d）	2025辖注水井（口）	2025配注量（m³/d）	是否满足	备注
盘古梁区	靖三联	2000	1120	880	1	17	是	采出水
五一区、五二区	周河供水站	6000	5300	700	4	60	是	清水
					3	45	是	清水
	南二注	3600	1700	1900	6	140	是	采出水
					5	75	是	清水
	南六注	1400	720	680	19	285	是	清水
油一区	池228脱	600	455	145	3	60	是	采出水

本项目不新建水源井，各区块依托现有水源井。根据核算，项目供注水平衡见表 3.5-28。

表 3.5-28　本项目供注水平衡表

作业区	配注量（m³/d）	采出水回注（m³/d）	新鲜水回注量（m³/d）
盘古梁区	77	17	60
五一区	445	40	405
五二区	100	100	0
油一区	60	60	0
合计	682	217	465
注：采出水回注按照集输流向校核；施工期回注油层的钻井废水、压裂液等由于只在施工期产生，因此本项目供注水平衡不考虑施工废水的回注量。			

（6）含油污泥暂存点依托可行性分析

①含油污泥暂存点情况

第三采油厂靖边油区、定边油区各设有4座含油污泥暂存点，本项目各区块开发过程中产生的含油污泥可依托上述4座暂存点临时贮存，定期运往陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司（靖边区域）、定边县东港污油泥土处理有限责任公司进行处置（定边区域）进行处置。现有含油污泥暂存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求建设，具体情况见表 3.5-29。

表 3.5-29　含油污泥暂存点依托可行性分析　单位：m^3

序号	作业区	位置	设计规模（m^3）
1	盘古梁作业区	冯73-81	300
2	五一区	柳84-32	300
3	五二区	柳77-50	150
4	油一区	定126-10	300

②含油污泥暂存点（危废贮存库）控制措施依托可行性

现有含油污泥暂存点（危废贮存库）采用轻钢结构设计，地面及裙脚采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）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。暂存点满足防风、防雨、防晒要求，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。靖边油区、定边油区含油污泥暂存点（危废贮存库）符合《危险废物规范化贮存设施管理指标体系》（环办〔2015〕99号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求，依托可行。

③规模依托可行性

本项目依托的含油污泥暂存点（危废贮存库）总库容约1800m^3，当前各暂存点清运周期在1~2个月；在滚动开发过程中可通过增加清运频率、缩短危废贮存时间，满足本次产建项目危废贮存需求。

（7）伴生气依托处理可行性分析

本项目可依托伴生气综合利用工程包括：靖二联轻烃装置、靖三联轻烃装置和油二联轻烃装置，其工程概况如下：

a.靖二联轻烃装置：

靖二联轻烃装置2002年10月投运，2020年实施扩建，气源为靖二联三相分离器来气、大罐抽气、原油稳定脱气和周边站点来气。设计处理能力$6\times10^4m^3/d$，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至上游站场作为加热炉燃料用气，五里湾一区、五里湾二区工程拟依托靖二联轻烃装置。

b.靖三联轻烃装置

靖三联轻烃装置 2002 年 10 月投运，2019 年实施扩建，气源为靖三联三相分离器来气、大罐抽气、原油稳定脱气和周边站点来气。设计处理能力 $6\times10^4m^3/d$，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至上游站场作为加热炉燃料用气，盘古梁区工程拟依托靖三联轻烃装置。

c.油二联轻烃装置

油二联轻烃装置于 2016 年 5 月正式投运，气源为油二联三相分离器来气、大罐抽气和周边站场来气。设计处理能力 $3\times10^4m^3/d$，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至上游站场作为加热炉燃料用气，油一区工程拟依托油二联轻烃装置。

结合上述依托工程设计规模、运行情况和本次产建开发新增气量对现有伴生气综合利用工程的依托能力进行校核，具体情况见表 3.5-30。

表 3.5-30　伴生气回收站依托可行性分析　单位：$10^4m^3/d$

序号	井区	工程名称	设计规模	当前处理规模	富余处理能力	本次产建新增来气量	依托可行性	备注
1	盘古梁作业区	靖三联轻烃装置	6	4.78	1.22	0.044	可依托	现有
2	靖边五一区、五二区	靖二联轻烃装置	6	4.7	1.30	0.328	可依托	现有
3	定边油一区	油二联轻烃装置	3	1.27	1.73	0.051	可依托	现有

3.5.4.10 油气处理工艺

（1）原油处理工艺

本工程所产原油经数字化混输泵撬、增压站、接转站、联合站进行处理后集输。

①联合站

联合站的主要功能为来油计量、加热、油气分离、含水油外输、采出水处理及回注、清水处理及回注功能。联合站的主要工艺流程见图 3.5-22 所示。本项目不新建联合站，主要依托现有联合。

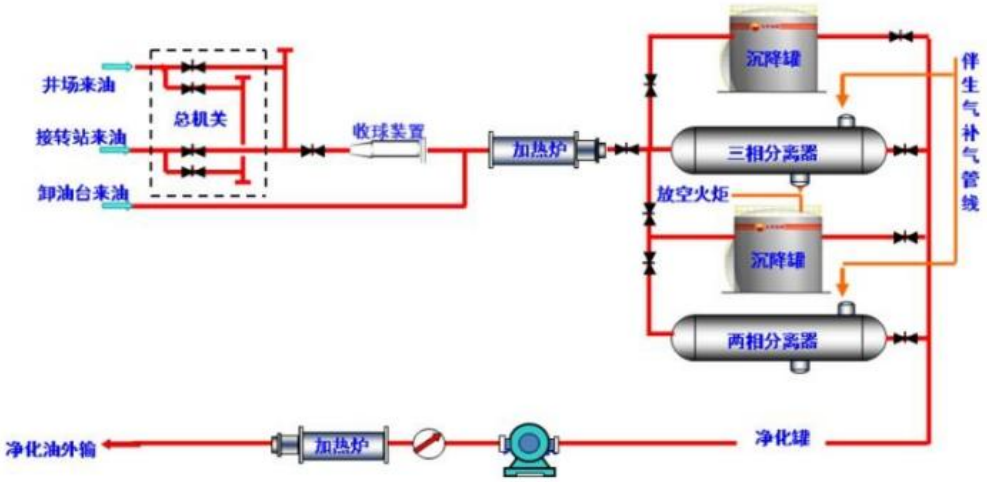


图 3.5-22　联合站主要工艺流程图（依托）

②接转站

接转站的主要功能为来油计量、加热、油气分离、原油外输功能，本项目主要依托现有接转站。接转站工艺流程见图 3.5-23。

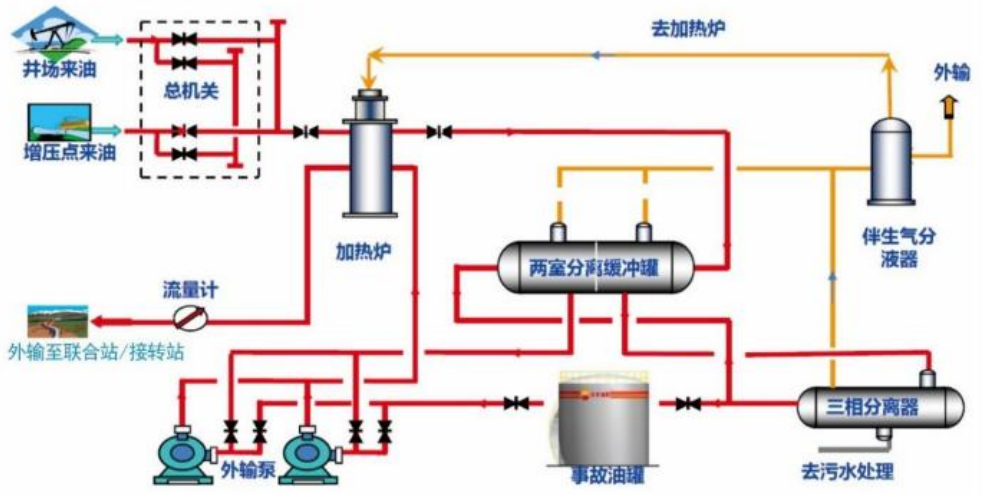


图 3.5-23　接转站主要工艺流程图（依托）

③增压站

增压站属小型站点，多建于井场旁。主要针对地理位置偏远、地势起伏变化大的井组设计建设，以降低井口气压，增加输送距离。增压站功能包括：对井组来含水油进行加热、缓冲、分离及增压后，油气混输至下一站场。增压站工艺流程见图 3.5-24。

油气混输工艺流程：



图 3.5-24 增压站主要工艺流程图（依托）

④标准化井场

本次将充分依托现有集输系统，各井场到增压站/接转站/联合站多采取油气混输方式。数字化混输泵撬井场工艺流程见图 3.5-25。

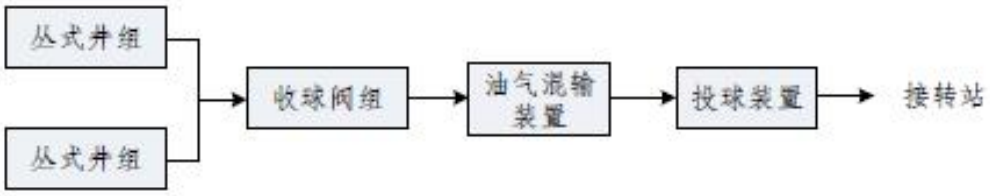
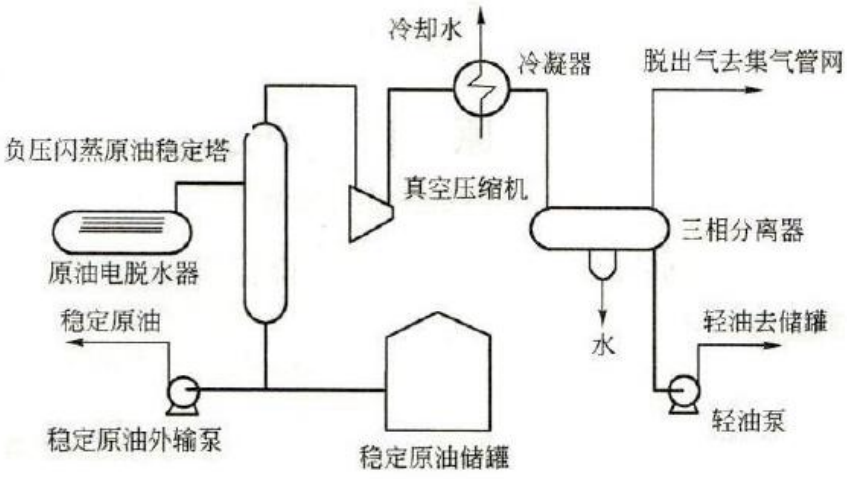


图 3.5-25 数字化混输泵撬井场工艺流程图

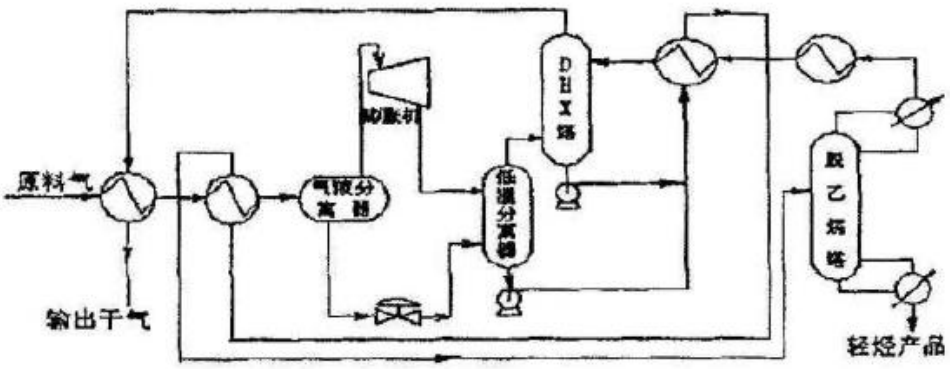
（2）伴生气处理工艺

本项目在石油开采过程中收集的伴生气通过脱水站、联合站进行三相分离后管输至已建轻烃厂进行处理后利用。

轻烃厂的主要功能为原油稳定、伴生气净化处理、原油外输，原油稳定工艺采用负压闪蒸；伴生气处理采用 DHX 凝液接触法工艺。轻烃厂伴生气处理工艺流程见图 3.5-26。



a．负压闪蒸稳定工艺流程



b. DHX 凝液接触法工艺流程

图 3.5-26　轻烃厂主要工艺流程图（依托）

3.5.5 工程占地及土石方平衡

3.5.5.1 工程占地面积

本次产建工程占地面积为 67.774hm^2。工程占地包括临时占地和永久占地。

永久占地包括井场、站场等永久征地，永久征地面积为 9.234hm^2。临时占地包括钻井井场、站场、管线施工所临时占地，占地面积约 58.54hm^2。项目占地类型为草地、林地、旱地，永久占地不占用基本农田。

（1）井场占地

本次拟建井场 26 座（其中 17 座为新建井场；其余 9 座为已建井场改扩建，仅考虑临时占地）。新建井场永久占地 7.23hm^2（平均每个井场永久占地 0.425hm^2）；临时占地按 0.2hm^2/座计，经计算井场临时占地约 5.2 hm^2。

（2）站场占地

根据建设单位提供资料，南九增、南八增在现有井场新增增压装置，新增永久占地为 0.086 hm^2/座，合计永久占地面积为 0.172 hm^2。盘三转、南六转、柳 103-252 脱、南五供站场改造不新增永久占地。以上站场改造施工期临时占地在永久占地范围内，不新增临时占地。

（3）管线占地

本项目拟建管线 44 条 100.26km，其中单井出油管线 23 条 41.80km，输油管线 4 条 16.15km，供水干线 3 条 5.51km，注水管线 11 条 28.53km，集气管线 3 条 8.27km。管线优先同沟敷设，注水管线与出油管线同沟敷设长度为 11.36km。管线工程主要为

临时占地，本项目管线施工作业带以6m计，经计算，本项目管线工程临时占地53.34 hm^2。

（4）道路工程

本项目新建南8增、南9增进站道路2条，全长2.2km，采用泥结碎石路面，支道标准，路基宽度4.5m；新建井场施工便道8条2.8km，为素土路面，路面宽3m，施工结束后作为井场道路。经计算，本项目道路工程永久占地1.83 hm^2。

综上，本项目工程占地情况一览表如下表 3.5-31。

表 3.5-31 项目工程占地情况一览表

用地单位	数量	占地面积（hm^2）			占地类型	备注
		永久	临时	合计		
井场	26（新建17座，扩建9座）	7.23	5.20	12.43	草地、林地、旱地	/
站场	在现有井场占地范围扩建增压站2座	0.172	0	0.172		/
管线	拟建管线44条100.26 km，管线优先同沟敷设，实际管沟长度88.9 km	/	53.34	53.34		同沟敷设管线不重复计算临时占地面积
桁架基础	2座	0.0016	/	0.0016		
道路	支道2条2.2km，素土路8条2.8km	1.83	/	1.83		/
合计		9.234	58.54	67.774		/

3.5.5.2 土石方平衡

本项目建设主要土方开挖量为管线施工、井场、站场场地平整。

本项目规划新建设井场17座、扩建井场9座，扩建井场不新增永久占地，本项目拟建管线44条100.26km，其中单井出油管线23条41.80km，输油管线4条16.15km，供水干线3条5.51km，注水管线11条28.53km，集气管线3条8.27km，实际管沟长度88.9 km。按照施工方案，井场、站场挖方全部用于井场平整及护坡，管线挖方全部回填。项目土石方平衡见表 3.5-32。

表 3.5-32 项目土石方平衡表 单位：万 m^3

工程名称	数量	挖方	填方	弃方
新建井场工程（含井场生活区）	17座	4.02	4.02	0
新建、改造站场	6座	0.16	0.16	0
管线工程管沟	88.9km	18.69	18.69	0
合计		22.87	22.87	0
注：扩建井场、站场不考虑土石方量；同沟敷设管线不重复计算挖填方量。				

3.5.6 原辅材料消耗

根据工程类比调查，不同井型单井工程主要原辅材料消耗见表 3.5-33。主要原辅材料性质见表 3.5-34，压裂液主要成分及性质见表 3.5-35。

表 3.5-33 不同井型单井钻井主要原材料及能源消耗

序号	材料名称		单位	消耗		备注
				定向井	水平井	
1	单井材料消耗	膨润土	吨	23.87	33.13	钠级一级
2		重晶石	吨	17.68	24.54	
3		CMC	吨	1.77	2.45	
4		纯碱	吨	1.13	1.57	99%一级
5		NH4-HPAN	吨	3.39	4.70	/
6		PAM	吨	1.77	2.45	
7		K-PAM	吨	1.19	1.66	/
8		有机硅	吨	2.39	3.31	/
9		防塌润滑剂	吨	2.25	3.13	/
10		桥塞堵漏剂	吨	3.39	4.70	QD-1，QD-2，QD-3，锯末，单封（DF-A)，云母粉，无机聚凝材料 KSD-1，无渗透剂 DF-NIN
11		迪塞尔	吨	3.39	4.70	/
12		水泥	吨	43.32	60.13	/
13		粉煤灰漂珠	吨	3.32	4.60	/
14		降失水剂	吨	0.93	1.29	RC-800
15		减阻剂	吨	0.11	0.15	ESZ
16		缓凝剂	吨	0.05	0.07	RC-800HZ
17	电能		kWh/a	4.75×10^4		/
18	新鲜水		m^3/a	5.9×10^4		措施作业用水、加热炉循环补充水等
19	伴生气		m^3/a	46.93×10^4		站场加热炉用气

表 3.5-34 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^3；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，Na_2O 和 CaO 含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。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（碱土性土）、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($BaSO_4$)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 $C_8H_{16}NaO_8$，密度 0.5～0.7g/cm^3，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，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。
NH4-HPAN	NH_4-HPAN（水解聚丙烯腈铵盐）是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有-COOH、$COONH_4$、$CONH_2$、CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力，且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于 NH_4^+在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。本产品是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成份含有羧酸、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与硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的 90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、耐氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。
防塌膨润土	水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓缩液形式，使用时通常用水稀释成 1%～5%的水包油型稀乳化液。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。
水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，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^3（重质），418.8kg/m^3（轻质），粒径约 0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成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。

另外，钻井和井场还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、加重剂、杀菌剂、消泡剂、泡沫剂、解卡剂和 pH 控制剂等。

上述化学品由专人负责保管发放、分堆（分室）存放，下垫上盖，严禁在强光下暴晒。根据《危险化学品名录（2018 版）》，上述化学品均不属于危险化学品。

表 3.5-35 压裂液主要成分及性质表

材料名称	消耗量（t）	性质
羟丙基瓜尔胶	30	淡黄色粉末，高粘度残渣低，水溶性好，对砂岩油藏伤害小，流变性能易控制，交联好、配制容易、无毒、无味、安全可靠，不污染环境。
助排剂	43	淡黄色或黄色液体，可大大减少压裂液、酸液在空隙介质中的流动阻力，提高入井液体的返排速率和返排率。
杀菌剂	15	均匀液体，无机械杂质，是一种高效的复合型杀菌剂
过硫酸铵	4.3	白色结晶或粉尘。无气味。易溶于水，水溶液呈酸性，所得乳液耐水性较好，用作压裂液的助氧化剂。
氯化钾	86	无色细长菱形或立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，用作添加剂。
交联剂	65	微溶于烷烃，不溶于水，能使线型或轻度支链型的大分子转变成三维网状结构，提高强度、耐热性、耐磨性、耐溶剂性等性能。

3.5.7 劳动定员和工作制度

依据油田公司数字化无人值守站建设相关要求，2025 年产建工程无新增定员，新建井场、管线等的巡检人员由作业区统一调配。采油井每年生产 365 天，则生产系统每年工作时间约 8760h。

3.5.8 项目平衡分析

3.5.8.1 水平衡分析

根据工程开发方案，油井采油初期含水 40%左右，开发中后期可达到 80%。根据建设单位提供资料，同时参考“屈斌学, 孙亚兰. 油田合理注采比的确定[J]. 吐哈油气, 2010, 15(4):3.”，本项目开采初期注采比取 1.1，中后期注采比取 0.9。本工程为扩建工程，开采期初期和中后期水平衡见表 3.5-36~表 3.5-37 和图 3.5-27~图 3.5-28。

表 3.5-36 项目开采初期水平衡表 单位：m^3/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向	备注
		新鲜水	回用水		损耗	利用		
油田注水	采出水	/	87.67	/	4.38	83.29	经已建采出水系统处理达标后同层回注	/
	新鲜水	153.43	/	/	/	153.43	同层回注	/

措施作业	新鲜水	8.34	/	/	0.42	7.92	经措施返排液处理站处理达标后回注	单井用水量约 70m³/次，两年 1 次，新建油水井 87 口
合计	/	161.77	87.67	/	4.8	244.64	/	/

表 3.5-37　项目开采中后期水平衡表　单位：m³/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向	备注
		新鲜水	回用水		损耗	利用		
油田注水	采出水	/	526.03	/	26.30	499.73	经已建采出水系统处理达标后同层回注	/
	新鲜水	65.75	/	/	/	65.75	同层回注	/
措施作业	新鲜水	8.34	/	/	0.42	7.92	经措施返排液处理站处理达标后同层回注	单井用水量约70m³/次，两年1次，新建油水井87口
合计	/	74.09	526.03	/	26.72	573.4	/	/

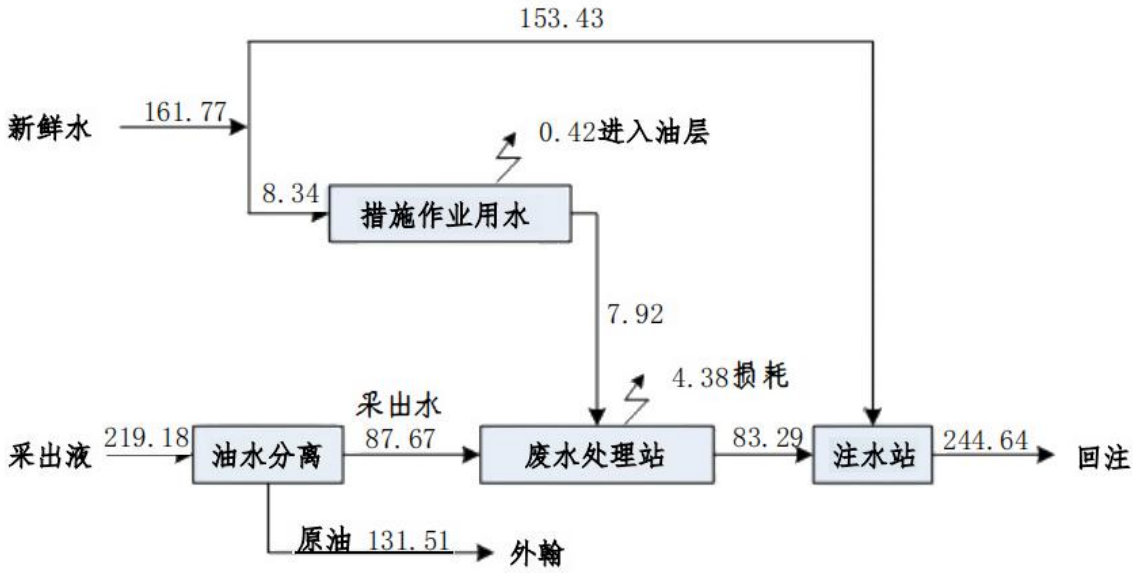


图 3.5-27　项目运行初期水平衡图　单位：m³/d

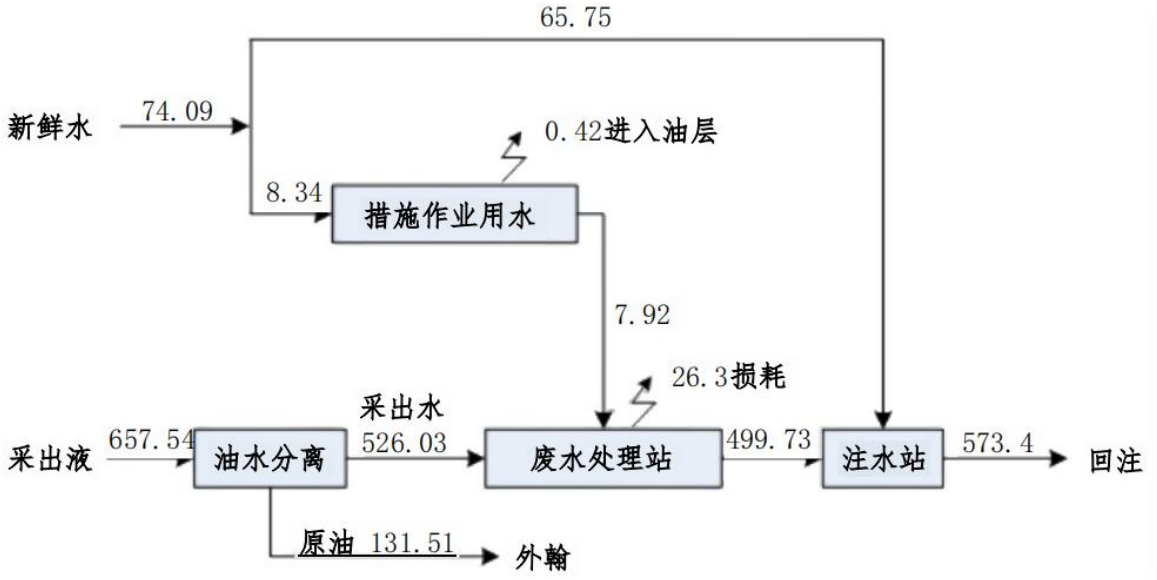


图 3.5-28　项目运行中后期水平衡图　单位：m^3/d

3.5.8.2 伴生气平衡分析

本项目产能规模 $4.8\times10^4t/a$，本次滚动开发开采油层的气油比为 19.4~70.0m^3/t，根据实际生产情况，伴生气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，依据表 4.2-10，本项目伴生气产生量 $154.40\times10^4m^3/a$（1142.56t/a）。根据《石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究》（油气田环境保护，2003 年 3 月，李何），对原油损耗调查结果表明，开放式流程损耗为 1.4%～2.0%，密闭流程为 0.5%。根据建设单位提供资料，当前采用的原油开采、集输工艺，可将密闭流程烃类损耗控制在 0.2%以下，本次评价密闭流程取 0.2%进行计算。

本项目靖边县、志丹县井场产生的伴生气依托靖三联和靖二联进行回收处理，定边县井场产生的伴生气依托油二联进行回收处理，根据现场调查依托站场当前处理规模合计为 $10.75\times10^4m^3/d$（$3923.75\times10^4m^3/a$，29035.75t/a，密度按 0.74kg/m^3 计算），处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至上游站场作为加热炉燃料用气，其中液化气和轻烃产量合计约为 11240.28t/a，干气产量约为 16364.0t/a，污水杂质产生量约为 610.82t/a，烃类损耗量约为 12.87t/a，其他杂质气体 807.83t/a。据此核算本项目伴生气回收及综合利用情况，具体情况见表 3.5-38。

表 3.5-38　项目伴生气平衡表

序号	分类	依托站场	本项目	
			产生量	占伴生气总产量比例%
1	伴生气产生量（t/a）	/	1142.56	100.00%

2	伴生气集输过程损耗量		/	2.285	0.20%
3	伴生气进入依托站场量（t/a）		29035.75	1140.275	99.80%
4	产品	液化气+混烃（t/a）	11240.28	441.371	38.63%
5		干气（t/a）	16364.00	642.690	56.25%
6	损耗	烃类损耗（t/a）	12.87	0.457	0.04%
7	杂质	污水杂质（t/a）	610.82	23.994	2.10%
8		杂质气体（t/a）	807.83	31.763	2.78%

经计算，本项目伴生气制成产品综合利用量为 1084.061t/a，占伴生气产生量的 94.88%，因此损耗及杂质占伴生气产生量的 5.12%。

第 4 章　　工程分析

4.1 影响因素分析

4.1.1 施工期污染因素分析

4.1.1.1 施工工艺流程

施工期主要包括钻前工程、钻井和井下作业、井站场建设、管线敷设及道路建设等。其中钻前工程主要为井场道路修建，施工组织方案及施工时序为：钻前工程—钻井工程—井下作业工程—标准化井场建设—站场工程—管线敷设，其中井场施工、钻场施工、管线施工可同步实施，施工组织方为建设单位，负责施工组织管理，施工方为第三方，设计单井钻井周期 15 天，则平均每座井场施工周期约 37.1 天，考虑钻机安装、拆除等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间为 90 天。

（1）钻井工程

钻井是确定地下油气构造以及进行采油生产的手段，一般包括钻前准备、钻井、固井和完井四个阶段。

钻井作业包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、井口安装等，按顺序分以下过程：

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）钻井：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头齿状部分可以压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，泥浆泵不断地工作，流经钻柱内孔和钻头喷咀的钻井液冲击井底，将井底岩屑清洗、携带返至地面。

3）接单根：随着岩石的破碎，钻柱不断下落，方钻杆完全落入转盘内，需要接长钻杆继续深钻。

4）起下钻：如果钻头被磨损或更换不同尺寸钻头，则将井内钻杆全部起出，换新钻头再钻。

③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；

④完井

油井钻至设计井深后，下入套管完井。

⑤固井

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

1）表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有 10～20m 的水泥塞；

2）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；

3）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；

4）水平段长度≤1200m，采用关井阀；水平段长度＞1200m 采用漂浮接箍下套管，确保固井施工效果；

5）优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹿层；

6）固井 48 小时后试压，试压压力 15Mpa（注水井试压 20Mpa），稳压 30min 压降不大于 0.5Mpa。

钻井过程的产污环节见图 4.1-1，具体包括：

1）排入收集罐的废钻井液、废弃泥浆、岩屑；

2）钻井机械冲洗废水，跑、冒、滴、漏的各种废工作液与油料等；

3）修公路、平井场和管线敷设等占地对地表植被的破坏。

钻井过程选取水基钻井液体系，能够满足油田开发的需要，推荐各地层段钻井液性能见表 4.1-1。

表 4.1-1　推荐分段钻井液性能及要求

地层	钻井液类型	钻井液性质								备注
		密度 (g/m3)	FV (s)	FL (mL)	K (mm)	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		防漏
安定	清水聚合物	1.01~1.02	30~33	不控		7~8	2~4	1.0		防漏
直罗	清水聚合物	1.01~1.02	30~35	<20	<1	7~8	3~6	1~2	0.5~1	防漏防卡

延安	低固相聚合物	1.01~1.03	32~35	<8.0	<1	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡
富县	低固相聚合物	1.02~1.04	32~35	<8.0	<1	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡
延长	低固相聚合物	1.03~1.05	35~60	<8.0	<1	8~9	6~15	2~5	1~3	防卡

（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要涉及到井下作业，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扩大含油岩层渗滤面积，提高渗透性，提高单井产量。

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。

上述井下作业过程的主要产污环节见图 4.1-1，包括：

①“跑、冒、滴、漏”的各种工作液、落地油与含油污水；

②试油作业产生的试油废水；

③压裂过程中产生的废压裂液；

④操作噪声以及车辆尾气。

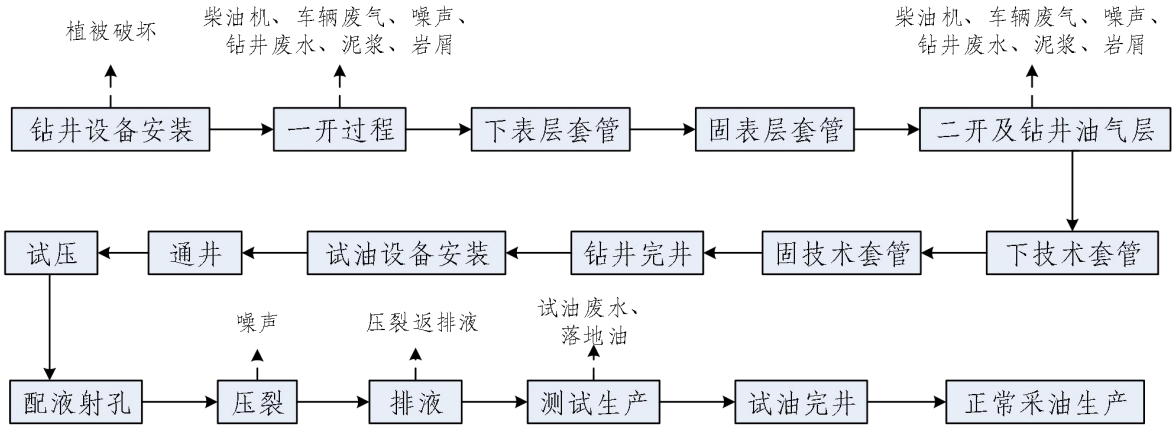


图 4.1-1 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

（3）地面工程

地面工程主要包括井场、注水站、增压站等站场工程和油气管线、注水管线等管线建设工程，此外还包括供电、道路、消防、通信等辅助工程。

地面工程建设破坏地表植被，改变地表形态，对景观环境产生一定影响。各改造站场更换设备后的旧设备由各作业区回收，采取维修等措施后进行再利用，对于不可再利用设备在指定地点集中进行拆解清理，然后交由废品回收单位处置。井、站场及管线施工工艺流程及产污环节见图 4.1-2。

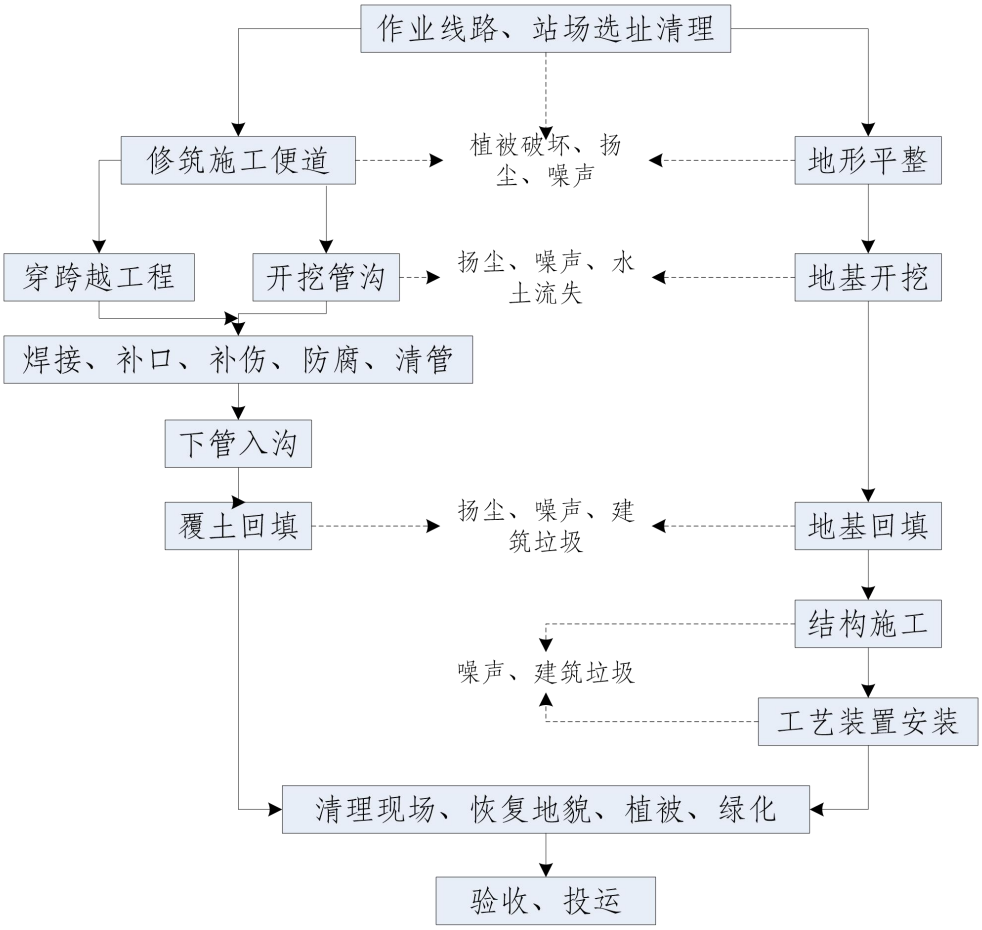


图 4.1-2　井场、站场、管线工程施工流程及产污环节图

（4）泥浆不落地工艺流程

本项目钻井过程采用移动式泥浆罐代替传统泥浆池，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液分离技术，形成再生钻井液，实现废弃钻井液重复利用，工艺流程见图 4.1-3。

（1）泥浆经过振动筛筛分，岩屑成分通过螺旋输送机收集输送至甩干机顶部的进料口进行甩干。甩干机内，岩屑在离心力的作用将上面附着的液体脱出，从筛篮的缝隙中飞入甩干机的液体收集区，然后流入缓冲罐。脱液后的钻屑被刮刀刮下，在离心力作用下沿锥形筛篮的内壁下落，进入固体收集区罐。

（2）经振动筛筛分排出的泥浆成分送除泥除沙器和离心机进行泥沙分离，分离后的液相组分送至泥浆循环罐循环利用。

（3）当除泥除砂器和离心机含液量较高时，分离物进入缓冲罐中，汇同岩屑甩干机产生的液相泵送入高速变频离心机中，进行二次固液分离，固相存放于岩屑收集罐，液相进入储备罐用于重新配制泥浆。

（4）岩屑收集罐内的脱水岩屑定期运往外运至有资质单位处置。

（5）钻井过程中的防渗措施：

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，井场内不开挖泥浆池，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，储罐和收集槽底部均铺设防渗布。

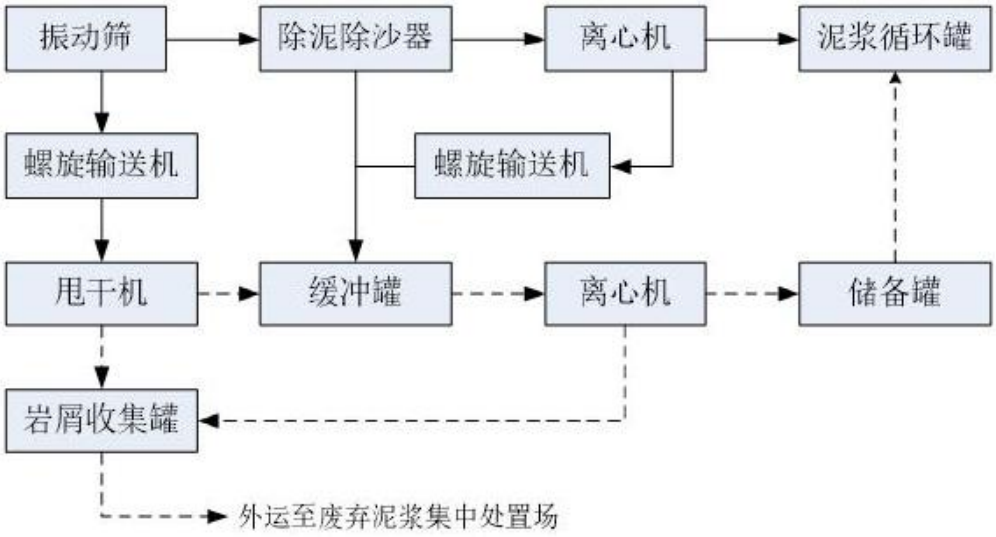


图 4.1-3 钻井液固液分离及再生工艺流程图（泥浆不落地工艺）

4.1.1.2 施工期产污环节分析

综上，施工期主要污染源及污染性质见表 4.1-2。

表 4.1-2 施工期主要污染影响因素表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
钻井工程	钻井废水、试油废水、压裂返排液	井场	土壤	随施工作业结束而消失
	钻井废弃泥浆、钻井岩屑、落地油		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、环境空气及生态系统、人群	事故状态
管线工程	平整施工带、开挖管沟、建设施工便道等临时占地	工程建设	土壤及植被	永久占地改变原土地利用性质；临时占

	施工设备、车辆尾气	地带	环境空气	地可逐渐实现迹地恢复；其余污染随施工作业结束而消失
	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	
井场、站场、道路工程	占用土地、破坏原有土地利用功能		土壤、植被	
	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	

4.1.2 运行期污染因素分析

4.1.2.1 运行期主要工艺流程及产污环节

（1）油气开采、集输工程运行期主要工艺过程

运行期为采油、油气集输、油气处理时段以及定期进行的井下作业。

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，采用水驱采油的方法进行采油作业，即通过向油层注水的方式，驱替原油，即采用水驱采油的方法。

伴随采油作业的开展，必然产生一定的油田采出水，其是从采油井采出液中分离出的废水，其量随着油田开采年限的增加呈逐渐上升趋势。

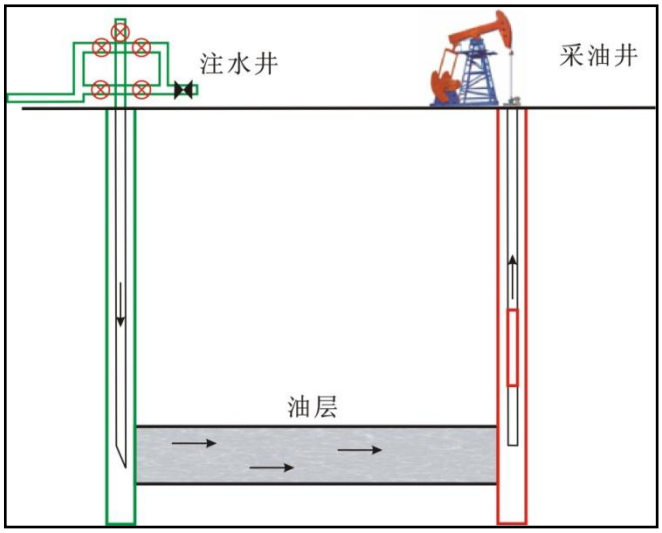


图 4.1-4 注水采油示意图

②井下作业

井下作业是维持和改善油水井正常生产能力，所采取的各种井下技术措施的统称。油水井大修是利用一定的工具，采用一定的措施处理油水井事故，恢复油水井正常生的作业过程。

井下作业的主要内容可归纳为以下三个方面：

修井作业：如对发生故障或损坏的油管、抽油杆、抽油泵等井下设备和工具提出、修理更换再下入井内，以及抽吸、捞砂、机械清蜡等。

井内的循环作业：如冲砂、热洗、循环泥浆泵及挤水泥等。

旋转作业：如钻砂堵、钻水泥塞、扩孔、重钻、侧钻及修补套管等。

③油气集输

油气集输就是将油井中采出的原油和伴生气，输送或运入联合站、接转注水站进行计量和油、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，处理后的原油经脱水计量后，经管线外输。项目整体原油处理工艺见图 4.1-5。

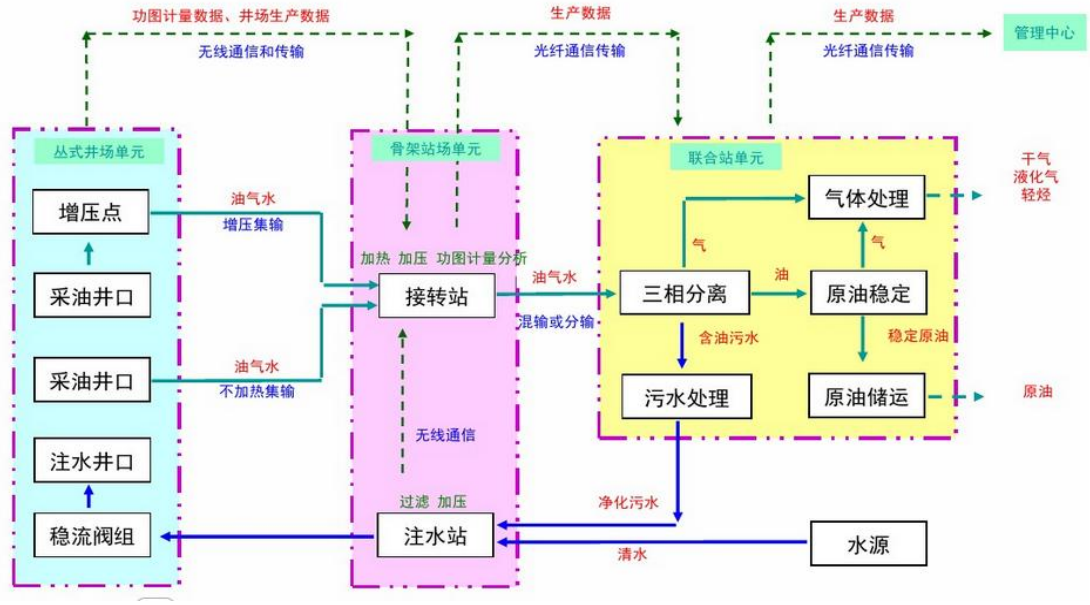


图 4.1-5 原油集输整体工艺流程图

④注水

油田开发过程中，为保持或恢复油层压力，使油藏有较强的驱动力，提高油藏的开采速度和采收率保持油层压力，采用向油层注水的方式，驱替原油，即水驱采油的方法，注水采油示意图见图 4.1-4。根据工程开发方案，注水井均采取开采油层同层回注。目前第三采油厂均采取向油层注水的方式，即采取有效回注的方式进行

回注，提高了油层驱油的效果，而且避免了采用边际回注带来的地层压力下降问题。总体看，工程采取的有效回注措施是可行的。

依据油藏的构造形态、面积大小、渗透率高低、油、气、水的分布关系和所要求达到的开发指标，选定注水井的分布位置和与生产井的相对关系（称注水方式）。注水井井距的确定以大多数油层都能受到注水作用为原则，使油井充分受到注水效果，达到所要求的采油速率和油层压力。

4.1.2.2 运行期产污环节分析

①采油过程可能造成的污染主要有井口装置损坏泄漏的原油对土壤与注入水对地下水的影响，以及油井井口挥发的烃类气体对大气环境的影响。

②采出水处理系统处理过程中可能产生的少量烃类气体挥发。

③修井作业中产生的落地油、固体废物、措施返排液等。

⑤油气集输过程产生的污染物主要为挥发性烃类气体、加热炉烟气、油田采出水、含油污泥、跑冒滴渗漏的原油与油田采出水、机泵噪声等。

综上，运行期主要污染源及污染性质见表 4.1-3。

表 4.1-3 运行期主要污染影响因素表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
采油作业及原油集输	采出水、生活污水	井场、站场	地下水	持续性污染
	加热炉烟气、烃类气体		环境空气	
	油泥、废防渗材料等危险废物，生活垃圾		土壤	
	设备噪声		声环境	
	原油泄漏、含油污水泄漏		土壤、地表水、地下水	事故状态
井下作业	落地油	井场	土壤	间歇性污染
	修井废水、洗井废水		土壤	
	噪声		声环境	

4.1.3 退役期污染因素分析

4.1.3.1 退役期主要工艺流程及产污环节

退役期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井后作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除地面管线等施工过程。其中，封井措施的主要工序如下：

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。对于产气量显著下降，已无继续开采价值的油井进行封井，采用混凝土灌注法。

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。

退役期产污环节主要是采油设备、部分输油管线的拆除和清理过程产生的落地油、含油污泥以及废弃设备管线和建筑垃圾等固体废物；封井前通洗井和管线清理废水等。

⑤生态修复措施

井口封闭后，对井场和道路占地进行生态恢复，恢复原有用地功能。

油田退役期作业产生的污染物主要是采油设备、部分输油管线的拆除过程会产生落地油。

4.1.3.2 退役期产污环节分析

退役期采油设备的拆除、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。

退役期主要污染源及污染性质见表 4.1-4。

表 4.1-4 退役期主要污染影响因素表

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、施工机械尾气	井场、站场	环境空气	随拆除作业结束而消失
	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	

4.1.4 生态影响因素分析

4.1.4.1 施工期

（1）占用土地、压占破坏土地植被

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。

4.1.4.2 运行期

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，穿越河流两侧周围设防风固沙植物防护带，以降低土地沙漠化，减少水土流失。采油过程对生态环境的影响主要是当原油管道发生破裂泄漏后，对土壤环境、地下水环境造成影响。

4.1.4.3 退役期

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油区产能建设工程将进入退役期。当油田开发接近尾声时，地面集输工程各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

地面集输工程退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、清理等，将会产生少量扬尘和固体废物，因此，在地面集输工程退役施工操作中应注意采取降尘措施；同时要将产生的建筑垃圾集中进行收集，应外运至政府指定场地堆放，危险废物应外运至有资质单位安全处置。

4.2 污染源源强核算

4.2.1 施工期污染源源强核算

4.2.1.1 施工期废气

1、施工扬尘

扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地与便道环节中。

施工现场的扬尘主要来源于场地平整、管沟开挖以及材料现场堆放造成的扬尘，管线、道路和站场等地面工程建设过程中，进行土石方开挖将破坏原有土壤及植被，致使地表产尘增加；运输过程中的扬尘主要来源于设备拉运、材料的运输等过程造成的扬尘，建筑材料的运输、装卸过程及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成各站场、井场地、管道、道路沿线及其附近一带环境空气 TSP 浓度增高，

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

$$Q_P = 0.123(\frac{v}{5}) \times (\frac{M}{6.8})^{0.85} \times (\frac{P}{0.5})^{0.72}$$

式中：Q_p—交通运输起尘量，kg/km·辆；

V—车辆行驶速度，km/h(取 20)；

P—路面状况，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，kg/m^2(取 0.8)；

M—车辆载重，t/辆(取 20)；根据计算，项目所在区域车辆起尘量为 1.72kg/(km·辆)。

2、施工机械和运输车辆尾气

施工过程中使用的施工机械主要包括挖掘机、装载机、推土机等。施工机械以柴油为燃料，将产生一定量废气，其污染物主要有 CO、NO_x、SO_2 等，属于无组织排放。

建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。根据调查，每辆车日耗油量约 11.52kg（其中 70%为柴油、30%为汽油），每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NO_x 为 0.034kg。本次区块产能建设工程施工期初步估算各类运输车辆约 30 辆，预计可排放烃类物质 0.75kg/d、NO_x 为 1.02kg/d。

4.2.1.2 施工期废水

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

1、钻井废水

钻井废水主要产生于油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水，废水中主要污染物为 SS、COD、石油类等。钻井废水的产生量随着井深和钻井周期而变化。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中普通油井的钻井废水量产污系数为 19.5t/100m，符合钻井作业清洁生产指标分析中钻井废水≤35m^3/100m 的要求，本次开发工程计划新钻

油井、注水井共 87 口，钻井总进尺数 184638m，钻井废水回用率按 95%计，估算钻井废水产生量约 1800.22m^3。钻井废水在井场经固液分离后用于配制泥浆，循环使用，不能利用的钻井废水通过罐车送至依托的措施返排液处理站处理达标后有效回注，处理率达到 100%。

本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对定 122-9 钻井井场钻井废水水质检测数据，钻井废水主要污染物浓度见表 4.2-1。

表 4.2-1　钻井废水中主要污染物浓度　单位：mg/L

污染物	pH值	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.33~8.36	1447~1503	2591~2623	439~455	79.4~81.1	1.87~1.89	10.8~10.9	0.020~0.036	0.24~0.26
污染物	**阴离子表面活性剂**	**汞**	**总铬**	**六价铬**	**镉**	**砷**	**镍**	**铅**	
浓度	0.629~0.701	0.00004ND	0.11~0.12	0.008~0.010	0.002~0.003	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

2、试油废水

试油废水中石油类浓度高，且含有一定的压裂液、支撑剂等。根据现场调查，每口采油井试油过程中产生废水量约 20～40m^3，本次开发工程计划新钻油井 46 口，则本次开发工程在建产期间试油废水最大产生量 1840m^3 试油废水。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。试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注。

本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对池 313-318S 试油井场试油废水水质检测数据，试油废水主要污染物浓度见表 4.2-2。

表 4.2-2　试油废水主要污染物浓度　单位：mg/L

污染物	pH值	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.81~8.86	72~69	1334~1387	279~283	64.6~67.6	0.54~0.57	15.5	0.020~0.028	0.32~0.35
污染物	**阴离子表面活性剂**	**汞**	**总铬**	**六价铬**	**镉**	**砷**	**镍**	**铅**	
浓度	0.545~0.573	0.00004ND	0.11~0.13	0.013~0.015	0.003~0.004	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

3、压裂返排液

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，在开采过程中排出的残余压裂液中主要含有胍胶、甲醛、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，要求对开采过程中产生的压裂液返排液处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部同层回注。

根据建设单位提供的相关资料，压裂返排液使用量与井型结构有关，水平井由于井段的长度长，井段多，压裂液使用量大，压裂液的返排率和油气藏的地质特征有着密切的关系，受地层能量的影响，返排率为70%左右。根据建设单位提供的实际经验数据，第三采油厂施工时直定向井压裂液使用量约为200m^3/口，返排液量约为140m^3/口（约70%返排）；水平井压裂液使用量约为560m^3/口，返排液量约为392m^3/口（约70%返排）。本项目拟新钻采油井46口（其中定向井4口，超短水平井42口，注水井不需要压裂），压裂液总使用量约24320m^3，则压裂液返排液产生量为17024m^3。

本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于2023年12月23日和2023年12月24日对柳92-33井组废液处理站进口废水水质检测数据，压裂返排液主要污染物浓度见表 4.2-3。

表 4.2-3　压裂返排液主要污染物浓度　单位：mg/L

污染物	pH值	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.93~8.94	674~681	2903~2934	511~518	93.0~93.6	7.68~7.76	12.6~13.4	0.052~0.056	1.06~1.14
污染物	**阴离子表面活性剂**	**汞**	**总铬**	**六价铬**	**镉**	**砷**	**镍**	**铅**	
浓度	0.868~0.886	0.00004ND	0.18~0.19	0.222~0.228	0.006	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

根据作业规程，压裂过程采取带罐上岗作业模式，钻井井场现场设撬装处理设备，经化学加药（加纯碱除硬）+絮凝（加絮凝剂降低悬浮物）+沉降等工艺处理后清液收集于罐中，优先在井场利用，用于配置压裂返排液。根据经验统计数据，企业内部用于井间压裂液配制综合利用率约为13.72%，无法循环利用的14688m^{3}压裂液返排液待压裂结束后用泵抽入拉运罐车中，分批次运至第三采油厂现有措施返排液处理站处理回注，不外排。

采用罐车拉运井下措施返排液卸入措施废水处理站内卸水池，由污水提升泵泵入站内除油罐，除油罐出水进入缓冲罐，缓冲罐出水进入压裂液处理装置，出水进

入净水罐，净水罐出水经站内外输泵外输至注水站深度处理达标后回注地层。主要处理工艺流程见图 4.2-1。

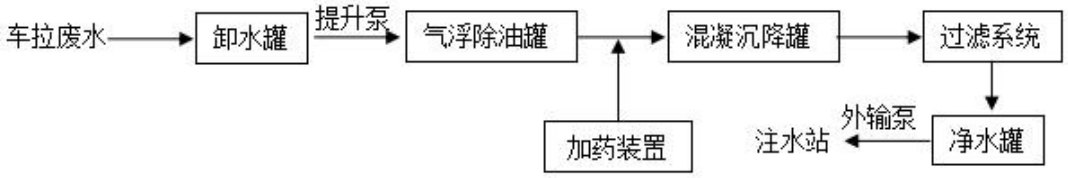


图 4.2-1 井下措施返排液处理工艺图（以柳 92-33 井组为例）

4、管道试压废水

本项目管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压前采用清管器进行清管，根据油田运行经验，同沟内铺设的油气管线与注水管线试压用水重复利用以减少用水量，通常管道试压用水量约为 5m^3/km，本项目敷设管线长度为 100.26km，据此估算本次产建工程新建管道试压总需水量约为 501.3 m^3，管道试压废水主要污染物为少量悬浮物，在作业区内重复使用，重复利用率为 80%，实际用水量为 100.26m^3。按照环保部门管理要求，试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的采出水处理站处理达标后回注油层，不外排。

5、施工废水

施工期除钻井废水外，还会产生设备检修废水及其他施工废水，产生地点分散，产生量较小。施工废水经沉淀后回用或洒水降尘。

6、施工人员生活污水

本项目部署井场 26 座，油水井总数 87 口，设计单井钻井周期 15 天，则平均每座井场施工周期约 50.2 天。考虑钻机安装、拆除等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间为 140 天；管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，井场施工将在施工场地设施工营地，内设环保厕所。

施工人员生活用水按照《陕西省行业用水定额》（DB61/T943-2020）陕北地区农村生活用水定额 65L/（人·天）计，污水量取用水量的 85%，即 0.055m^3/（人·天）。生活污水中主要污染物浓度 COD 为 350mg/L，BOD_5 为 170mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。整个施工期人员生活污水产生量见下表 4.2-4。

表 4.2-4 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^3/d）	用水量（m^3）	排污系数	生活污水产生量（m^3）
1	井场新建	20	140	30	0.065	5460	0.85	4641
2	井场扩建	6	70	30	0.065	819	0.85	696.2
3	站场改造	6	20	15	0.065	117	0.85	99.5
总计								5436.6

现场调查，施工营地均设有环保厕所，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，不外排。

4.2.1.3 施工期噪声

钻项目施工期噪声影响具有临时性和流动性的特点，主要噪声源包括钻井作业中的钻机、泥浆泵，井下作业过程压裂车以及管线和道路施工中的装载机、推土机等施工机械等。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表 4.2-5，施工期部分装置采取了消声、减震、软连接等降噪减震措施，有一定的降噪效果。

表 4.2-5 主要噪声源统计表 单位：dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	减震后声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	钻机	1台	82	连续稳态声源	施工结束后噪声即消失
	压滤机	1台	74	连续稳态声源	
	泥浆泵	1台	69	连续稳态声源	
	压裂车	1台	98	连续稳态声源	
	射孔专用车	1台	98	连续稳态声源	
	压裂泵	1台	89	连续稳态声源	
地面工程施工	推土机、装载机、焊机等	若干	90~95	流动声源	
注：声源源强为距离声源2m处声压级。					

4.2.1.4 施工期固废

施工期固体废物主要包括钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、改造站场废旧设备、生活垃圾和一些其他固废。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

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后固液分离的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。

本项目钻井采用水基钻井液体系，不产生废弃聚磺体系泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，已广泛应用于油田开发企业，不属于《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中石油开采危险废物。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。根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，石油天然气开采过程中使用的废水基钻井泥浆排除在危险固废之外，应属于一般工业固体废弃物。根据《油气田开发建设与环境影响》（石油工业出版社），废弃钻井泥浆中各种污染物含量及物理性质见表 4.2-6。

表 4.2-6 废弃钻井泥浆各污染物含量及物理性质

项目名称		含量
重金属元素（mg/kg）	Cu	41.2
	Cd	0.124
有机物（mg/kg）	总烃	95.3
	酚	0.901
理化性质	pH 值	10.5
	总盐量（g/kg）	0.22
	总碱度（mmol/kg）	84.97
硫化物，（mg/kg）		0.102

废钻井泥浆产生量与井深和井径密切相关。根据工程设计资料，废弃泥浆的产生量可按照以下经验公式进行推算：

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

式中：*V*——废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D——井的直径，m，根据表 3.5-8~表 3.5-9，井身结构，取最大值一开套管外径 0.2445m；

h——进尺数，m，根据表 3.5-10 不同井型取值。

根据本项目产建工程方案，结合上述计算公式，单井废弃钻井泥浆产生量详见表 4.2-7。钻井期钻井泥浆产生总量约为 17946.3m^3，通过对建设单位实际钻井施工进行调研，目前可实现单井场内泥浆循环利用，泥浆罐泥浆 2～3 天清理一次，循环

利用率达到90%以上，则钻井结束后井场内废弃泥浆量总计1794.63m³，合计2063.82t（1.15t/m³）。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。

表 4.2-7 施工期钻井泥浆产生情况表

类型	井型	平均进尺数(m)	数量（口）	单井钻井泥浆产生量（m³）	钻井泥浆产生总量（m³）
注水井	定向井	2020	41	200.14	8205.74
油井	定向井	1850	4	190.03	760.12
	水平井	2250	42	213.82	8980.44
合计			87	/	17946.3

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，并堆置于井场。一般情况下，岩屑的产生量可按下式计算：

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

式中：W—井场岩屑产生量，t；

D—井直径（0.2445），m；

h—井平均深度，m；

$h_{黄}$—黄土层平均厚度（100），m；

d—岩石密度（取2.8），t/m³。

表 4.2-8 施工期钻井岩屑产生情况表

类型	井型	平均进尺数(m)	数量（口）	钻井岩屑总产生量（t）
注水井	定向井	2020	41	5443.75
油井	定向井	1850	4	486.40
	水平井	2250	42	6211.47
合计			87	12141.62

拟建工程钻油水井87口施工期共计产生钻井岩屑为12141.62t，属于一般固体废物，施工完成后定期专业公司进行处理处置。

废弃泥浆和岩屑按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》、同时参照《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》等要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对废钻井泥浆岩屑进行不落地收集，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能

力的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

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。本项目新建采油井87口，共产生落地油1.74t。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，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，回收率100%。

4、废润滑油

工程钻机等施工机械设备运转过程中，将产生少量的废润滑油，根据现场调查，每个井场产生约4kg废润滑油，工程共涉及26座井场，估算工程废润滑油产生量约0.104t。根据《国家危险废物名录》（2025年版），废润滑油属于危险废物类别中的废矿物油（HW08），废物代码为900-249-08。建设单位设置废润滑油收集桶，并按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定暂存，定期交有资质单位合理处置。

5、生活垃圾

根据表 4.2-4中施工期人员配置，参考《第一次全国污染源普查城镇生活源产排污系数手册》，五区5类区（榆林市）居民生活垃圾产生量按0.34kg/人•d计，施工期生活垃圾的产生量预计为33.456t。施工人员食宿依托已建的生活区，施工人员生活垃圾设收集箱收集后，运环卫部门指定地点进行处置。

6、改造站场拆除废弃物

本项目改造站场不涉及拆除更换设备，只有柳103-252脱对污油池进行拆除，产生量约为2t。金属构件等池体结构废料经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥以及池底含油污泥等作为危险废物集中收集暂存，定期交有资质单位合理处置。未沾染油类的混凝土碎块、砖块等建筑废料按建筑垃圾进行处置。

7、其他固废

本工程施工期土方开挖主要为管线施工，其次为站场、井场等站场场地平整。本项目土石方就地平衡，无废弃土石方。

施工期废焊条产生量较小，施工阶段产生量约 0.2t，收集后交由生产厂家回收。

施工期建筑垃圾采取有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。

施工期其他固废还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、施工带罐作业的清罐底油泥。其中，废防渗布（900-249-08）、清罐底泥（071-001-08）均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，产生量约 2.5t，废防渗布、清罐底泥定期交有资质单位合理处置。钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 6.5t，定期交废品回收单位回收处置。

4.2.2 运行期污染源源强核算

4.2.2.1 运行期废气

本项目运行期废气主要为油气集输过程挥发、泄漏将产生无组织排放的烃类，以及加热炉燃烧产生的废气排放。项目运行期伴生气依托靖边区域已建靖二联轻烃装置、靖三联轻烃装置处置，定边区域已建油二联轻烃装置处置，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至新建加热炉和已建加热炉燃料用气（依托），将产生加热炉废气，废气经 8m 以上排气筒排放至大气环境。

1、油气集输过程挥发、泄漏产生的烃类气体

油田开发过程中烃类气体会随着原油一起被抽出油井，其主要成分为 C_1-C_5 的烃类物质，是油田开发的特征大气污染物。在设备维修期间或由于安全等原因（超压时），部分烃类气体会被放空，放空的部位主要有：油井、计量站、油气管线等。另外，在原油开采与集输的过程中也会挥发、泄漏烃类气体，属无组织排放；集输过程中石油烃类的挥发主要来自采油井口挥发、储油罐呼吸阀和控制阀门逸散。

根据《石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究》（油气田环境保护，2003 年 3 月，李何），对原油损耗调查结果表明，开放式流程损耗为 1.4%～2.0%，密闭流程为 0.5%。根据建设单位提供资料，当前采用的原油开采、集输工艺，可将密闭流程烃类损耗控制在 0.2%以下，本次评价密闭流程取 0.2%进行计算。本项目产能规模 4.8×10^4t/a，本次滚动开发开采油层的气油比为 19.4~70.0m^3/t，根据实际生产情况，伴生气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，按下式估算运行期本项目伴生气非甲烷总烃无组织排放量 1.7419t/a，详见表 4.2-9。

$$G=M\times\lambda\times\delta\times\eta\times\rho\times(1-\alpha)$$

式中：G—非甲烷总烃产生量，t/a；

M—原油产量，10^4t/a；

η—油气集输系统损耗率，%（取值 0.2%）；

α—甲烷化系数（见表 3.3-5）；

ρ—伴生气密度（见表 3.3-5），t/m^3；

λ—气油比（见表 3.3-3），m^3/t；

δ—伴生气实际产生系数，0.5。

表 4.2-9 油气集输过程烃类气体排放情况

层位	原油产量（10^4t/a）	气油比（m^3/t）	伴生气原始产生量（10^4m^3/a）	伴生气实际产生量（10^4m^3/a）	甲烷化系数	伴生气相对密度	伴生气密度（kg/m^3）	烃类气体损耗量（10^4m^3/a）	非甲烷总烃排放量（t/a）
长6	3.3858	70.0	237.01	118.51	0.47	0.84	1.0861	0.2370	1.3644
长8	1.4157	50.7	71.78	35.89	0.504	0.82	1.0603	0.0718	0.3775
合计	4.80	/	308.79	154.40	/	/	/	0.3088	1.7419

2、加热炉烟气

根据依托站场运行情况，油田伴生气经轻烃装置处理后产品（液化气、稳定轻烃、干气）回收率可达 94.88%，其中干气占产品的 56.36%。根据表 3.5-38，本项目运行期用于加热炉燃料用气的干气量为 937.990t/a（$120.0\times10^4m^3$/a，密度按 0.78kg/m^3 计算），根据生产方案在满足油区加热炉用气量后剩余伴生气全部在轻烃厂制成混烃和液化气产品。本次开发项目将新建增压站 2 座，加热炉配置情况见表 4.2-10。站场加热炉全年运行，其中 3 月至 10 月按 50%负荷运行，11 月至次年 2 月为满负荷运行，新增增压站加热炉干气总用量为 $30.86\times10^4m^3$/a。

表 4.2-10 新建工程加热炉配置情况表

序号	站场类型	运行状态	加热炉规模	运行时间	干气耗量（万m^3）	干气耗量（万m^3/a）	备注
1	南九增	满负荷	300kW	2880h	9.26	18.52	冷凝式燃气水套加热炉
2		50%负荷		5760h	9.26		
3	南八增	满负荷	200kW	2880h	6.17	12.34	冷凝式燃气水套加热炉
4		50%负荷		5760h	6.17		

按照采油三厂现有低氮燃气加热炉的污染物排放水平，伴生气燃烧产生的污染物浓度可满足符合《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)表 3 其他燃气锅炉

标准，燃气加热炉燃烧后排放的主要污染物及浓度类比现有工程低氮加热炉统计估算平均值。结合本次开发项目的用气量计算，新增加热炉烟气量及主要污染物排放情况见表 4.2-11，排气筒高度 8m。

表 4.2-11 新增加热炉伴生气燃烧后主要污染物排放浓度情况

污染源		干气量（万 m^3/a）	烟气量（万 m^3/a）	污染物排放浓度（mg/m^3）			排放方式	排放时间（h/a）
				NO_x	SO_2	颗粒物		
满负荷	南九增加热炉燃烧烟气	9.26	95.378	24.8	3.00	5.48	8m 高排气筒	2880
	南八增加热炉燃烧烟气	6.17	63.551					
50%负荷	南九增加热炉燃烧烟气	9.26	95.378	24.8	3.00	5.48		5760
	南八增加热炉燃烧烟气	6.17	63.551					

表 4.2-12 新增加热炉烟气及主要污染物排放情况

污染源		伴生气耗量 m^3/h	排气筒高/m	NO_x			SO_2			颗粒物		
				排放情况		标准	排放情况		标准	排放情况		标准
				kg/h	mg/m3	mg/m^3	kg/h	mg/m3	mg/m^3	kg/h	mg/m^3	mg/m^3
满负荷	南九增	32.15	8	0.0082	24.8	150	0.0010	3.0	50	0.0018	5.48	10
	南八增	21.42		0.0055	24.8		0.0007	3.0		0.0012	5.48	
50%负荷	南九增	16.075		0.0041	24.8		0.0005	3.0		0.0009	5.48	
	南八增	10.71		0.0027	24.8		0.0003	3.0		0.0006	5.48	

由表 4.2-11 可知，本项目新增加热炉伴生气燃烧产生的污染物浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)表 3 其他燃气锅炉标准，废气污染物排放情况见表 4.2-13。

表 4.2-13 本项目加热炉废气污染物排放情况

用气单元	总用气量	污染物排放情况		
		NO_X排放量	SO_2排放量	颗粒物排放量
	万m^3/a	t/a	t/a	t/a
南九增加热炉（300kW）	18.52	0.0473	0.0057	0.0105
南八增加热炉（200kW）	12.34	0.0315	0.0038	0.0070
合计	30.86	0.0788	0.0095	0.0175

4.2.2.2 运行期废水

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及生活污水，项目运行期主要废水为油田采出水、井下措施返排液。

1、油田采出水

根据工程开发方案，油井采油初期含水 40%左右，开发中后期可达到 80%，各井区通过依托现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，处理回用率 100%。采出水在靖三联、靖二联、南十二转、池 228 脱等站场进行处理达标后全部回注地下油层。评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对靖三联采出水处理设施进出口水质进行了监测，污染物产排情况见表 4.2-15。

根据采出水中污染因子的监测数据，污染物产排情况见表 4.2-14。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 版）》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”-“石油与天然气开采行业系数表”中工业废水量的产污系数（A/（1-A）吨/吨-产品，A 表示原油含水率）对工程采出水产生量进行核算。经计算，本项目初期采出水产生量约 3.2 万 m^3/a，中后期采出水产生量约 19.2 万 m^3/a。

表 4.2-14 本项目采出水污染物产排情况

废水量（$\times10^4m^3/a$）	污染物	产生浓度（mg/L）	回注浓度（mg/L）	产生量（t/a）		治理措施及排放去向
				初期	中后期	
初期3.2/中后期19.2	pH值	8.70~8.72	8.27~8.30	/	/	由采出水处理设施处理，回注油层
	悬浮物	519~537	24~27	17.1840	103.1040	
	COD	1023~1084	516~529	34.6880	208.1280	
	BOD_5	244~252	118~123	8.0640	48.3840	
	氨氮	60.3~61.8	40.8~41.4	1.9776	11.8656	
	总磷	4.33~4.39	0.79~0.81	0.1405	0.8429	
	石油类	76.8~77.2	40.9~41.0	2.4704	14.8224	
	挥发酚	0.040~0.044	0.024~0.028	0.0014	0.0084	
	硫化物	0.81~0.84	0.13~0.15	0.0269	0.1613	
	阴离子表面活性剂	0.629~0.701	0.176~0.186	0.0224	0.1346	
	汞	0.00004ND	0.00004ND	/	/	
	总铬	0.17~0.18	0.09~0.12	0.0058	0.0346	
	六价铬	0.167~0.172	0.007~0.009	0.0055	0.0330	
	镉	0.006~0.008	0.001~0.003	0.0003	0.0015	

废水量（×10⁴m³/a）	污染物	产生浓度（mg/L）	回注浓度（mg/L）	产生量（t/a）		治理措施及排放去向
				初期	中后期	
	砷	0.0003ND	0.0003ND	/	/	
	镍	0.05ND	0.05ND	/	/	
	铅	0.01ND	0.01ND	/	/	
注：产生浓度按监测浓度最大值核算，产生及排放浓度取值参考靖三联现有工程污染源检测数据。						

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，其废水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。结合现有工程作业资料保守估计，单井每次修井过程中产生的洗井废水最大量约 70m³。本项目新建油水井共计 87 口，运行期措施作业洗井废水产生量 3045m³/a。措施返排液主要污染物为石油类和 SS 及重金属等等，本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对柳 92-33 井组废液处理站处理设施进出口水质的监测数据，根据水质的监测数据，本项目措施返排液中污染物产排情况参见表 4.2-15。

表 4.2-15 井下措施返排液污染物产排情况

废水量（m³/a）	污染物	产生浓度（mg/L）	回注浓度（mg/L）	产生量（t/a）	治理措施及排放去向
3045	pH值	8.93~8.94	8.53~8.54	/	由现有措施返排液处理站处理，回注油层
	悬浮物	674~681	31~33	2.0736	
	COD	2903~2934	742~756	8.9340	
	BOD_5	511~518	176~183	1.5773	
	氨氮	93.0~93.6	57.2~57.9	0.2850	
	总磷	7.68~7.76	1.11~1.13	0.0236	
	石油类	12.6~13.4	3.57~3.75	0.0408	
	挥发酚	0.052~0.056	0.024~0.044	0.0002	
	硫化物	1.06~1.14	0.21~0.25	0.0035	
	阴离子表面活性剂	0.868~0.886	0.132~0.150	0.0027	
	汞	0.00004ND	0.00004ND	/	
	总铬	0.18~0.19	0.10~0.11	0.0006	
	六价铬	0.222~0.228	0.040~0.043	0.0007	
	镉	0.006	0.002	0.0000	
	砷	0.0003ND	0.0003ND	/	
	镍	0.05ND	0.05ND	/	

废水量（m^3/a）	污染物	产生浓度（mg/L）	回注浓度（mg/L）	产生量（t/a）	治理措施及排放去向
	铅	0.01ND	0.01ND	/	
注：产生浓度按监测浓度最大值核算，产生及排放浓度取值参考柳92-33井组废液处理站现有工程污染源检测数据。					

项目措施返排液全部就近运送至现有措施返排液处理站，处理达到站场设计回注水质指标后回注油层，不外排。

4.2.2.3 运行期噪声

运行期噪声污染源主要有抽油机、新建增压点噪声等，本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司对不同井场抽油机噪声源强的试测结果，根据试测结果，项目噪声污染源见表 4.2-16。

表 4.2-16 本项目运行期噪声污染物排放一览表 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	67～69	低频连续声源
		3机/平台	69～71	低频连续声源
		4机/平台	71～73	低频连续声源
		5机/平台	73～75	低频连续声源
		6机/平台	75～77	低频连续声源
		7机/平台	77～79	低频连续声源
南九增	加热炉	1台	68	低频连续声源
	计量泵	1台	65	低频连续声源
盘三转	混烃装置	1台	70	低频连续声源
南五供	供水泵	2台	65	低频连续声源
南六转	计量装置	1台	65	低频连续声源

4.2.2.4 运行期固废

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及生活垃圾，项目运行期主要固体废物为落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶。

1、落地油

运行期修井作业往往会有部分原油散落在井场成为落地油，其量受修井作业频次、方式及管理水平等因素的影响而差异较大。根据现场调查，现有油井修井周期为两年1次，每口井每次产生落地油0.02t，本项目油井数量为46口，则落地油产生量为0.46t/a，根据《国家危险废物名录（2025年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，落地油属于危险废物，危废类别：HW08废矿物油与含矿物

油废物，废物代码：071-001-08。第三采油厂井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收。

2、含油污泥

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐底泥；②运行期措施作业产生的含油污泥；③集输管线清管作业所产生的废渣。在原油脱水和采出水的处理过程中，各类处理容器和构筑物均会产生含油污泥。

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。根据《国家危险废物名录（2025年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，含油污泥属于危险废物，废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：071-001-08。

参考长庆油田统计数据，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4.8万吨，估算本项目建产后储罐和水处理系统新增含油污泥产生量约96.48t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约139.2t/a，合计235.68t/a。清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位合理处置，不暂存。措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定期交有资质单位合理处置。

3、其他固废

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约1.2t/a，根据《国家危险废物名录（2025年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，废防渗布、废润滑油及其包装桶属于危险废物，危废类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08。废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。

4.2.2.5 非正常排放

非正常排放指生产过程中开停车（工、炉）、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况下的污染物排放，以及污染物排放控制措施达不到应有效率等情况下的排放，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。本项目依托措施返排液处理站、设有采出水处理系统的联合站等均设有缓冲水罐、事故水罐等，确保检修或工艺设备、环

保设置运转异常情况下废水不外排，因此本项目非正常排放主要为废气的非正常排放。

产建工程产生的伴生气通过轻烃回收处理后主要用于新建站场和依托站场加热炉燃料，或直接在站场分离的湿气伴生气用于新建站场和依托站场加热炉燃料，各站场设有高压火炬，在设备检修、系统超压等情况下，将管道中伴生气引至火炬，点火放喷，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产生量的 1‰，即最大伴生气事故排放量为 $0.1544\times10^4 m^3/a$，处理方式为火炬燃烧高空排放，火炬都是分散在各个站场和井场，因此对评价区环境影响程度轻微。

4.2.3 退役期污染源源强核算

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油田将进入退役期。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、噪声和固体废物，因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施；同时油井在废弃阶段如果井口封闭不严，可能出现烃类气体泄漏，封井应采用水泥全井封固。退役期要将产生的固体废物集中进行收集，分类处理。

4.2.4 本项目“三废”排放情况统计

本项目施工期、运行期三废排放情况汇总见表 4.2-17、表 4.2-18。

表 4.2-17 项目施工期污染物产生及排放情况一览表

类型	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
废气	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	运输车辆加盖篷布、作业场地保持一定湿度等
	施工机械和运输车辆尾气	烃类	0.75 kg/d	0.75 kg/d	采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油
		NOx	1.02 kg/d	1.02 kg/d	
废水	钻井废水	SS、COD、石油类等	1800.22 m^3	0	钻井废水暂存于废水收集罐，优先循环利用，钻井结束后少量废水拉运至措施返排液处理站处理达标后同层回注
	试油废水	石油类	1840 m^3	0	经措施返排液处理站处理达标后回注
	压裂返排液	石油类	14668 m^3	0	回收利用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理达标后回注
	管道试压废水	SS	100.26 m^3	0	经临近的措施返排液处理站处理达标后回注
	施工废水	石油类、SS	少量	0	经沉淀后回用或洒水降尘
	施工人员生活污水	COD、BOD_5 氨氮、SS	5436.6 m^3	0	依托现有井场旱厕，定期清理后，用于农田施肥

固废	废弃钻井泥浆		2063.82 t	0	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在 60%以下，随产随清，送陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司集中处置
	钻井岩屑		12141.62 t	0	
	落地油		1.74 t	0	采用铺设防渗布、试油进罐等方式回收落地油，回收率 100%
	废润滑油		0.104 t	0	建设单位设置废润滑油收集桶，定期交有资质单位合理处置
	生活垃圾		33.456 t	0	运环卫部门指定地点进行处置
	拆除废弃物		2.0t	0	经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。
	其他固废	废焊条	0.2 t	0	废焊条交由生产厂家回收；有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置；废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置；清罐底泥单独收集、暂存，靖边定期交陕西省靖边鸿浩石油化工产品有限公司合理处置，定边定期交定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置；废旧蓄电池由新电池厂家更换时回收，交有资质单位处置；钻井添加剂外包装袋定期废品回收单位回收处置
		废防渗布、清罐底泥	2.5 t		
		钻井添加剂外包装袋	6.5 t		
		废旧蓄电池	2.0 t		

表 4.2-18　项目运行期污染物产生及排放情况一览表

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
废气	井场、站场	油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体	非甲烷总烃	1.7419 t/a	1.7419 t/a	密闭输送
	加热炉	加热炉燃烧	颗粒物	0.0175 t/a	0.0175 t/a	8m以上排气筒排放
			SO_2	0.0095 t/a	0.0095 t/a	
			NO_X	0.0788 t/a	0.0788 t/a	
废水	石油开采	油田采出水	石油类、SS等	初期：3.2万 m^3/a；中后期：19.2万 m^3/a	0	经采出水处理站处理达标后同层回注
	井下作业	措施返排液	石油类、SS等	3045 m^3/a	0	经措施返排液处理站处理达标后回注
固废	井场	落地油		0.46 t/a	0	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
	井场、污水处理系统	含油污泥		235.68 t/a	0	暂存于含油污泥临时暂存点后，含油污泥靖边定期交陕西省靖边鸿浩石油化工产品有限公司合理处置，定边定期交定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置；废防渗布、废润滑油及其包装桶定期交有资质单位合理处置
	井场、站场	废防渗布、废润滑油及其包装桶		1.2 t/a	0	

4.2.5 本项目建设前后污染污排放量变化情况

与第三采油厂（姬塬油田、靖安油田靖边油区）现有工程相比，本项目建成前后污染物排放量变化情况见表 4.2-19。

表 4.2-19 本项目建设前后污染物排放对比情况 （单位：t/a）

类别			现有工程排放量	本项目			合计排放量	增减量
				产生量	削减量	排放量		
废气	加热炉	颗粒物	5.3307	0.0175	0	0.0175	5.3482	+0.0175
		SO_2	6.7298	0.0095	0	0.0095	6.7393	+0.0095
		NO_x	61.6311	0.0788	0	0.0788	61.7099	+ 0.0788
	油气集输	非甲烷总烃	57.15	1.7419	0	1.7419	58.8925	+1.7419
废水	生产过程	油田采出水	0	初期：3.2 万 m^3/a 中后期：19.2×万 m^3/a	初期：3.2 万 m^3/a 中后期：19.2×万 m^3/a	0	0	0
		措施返排液	0	3045 m^3/a	3045 m^3/a	0	0	0
	员工生活、办公	生活污水	0	0	0	0	0	0
固废	石油开采	落地油	0	0.46	0.46	0	0	0
	石油开采、采出水处理	含油污泥	0	235.68	235.68	0	0	0
	采出水处理系统滤料更换	废滤料	0	0	0	0	0	0

	设备维护、修井	其他固废（废防渗布、废润滑油及其包装桶）	0	1.2	1.2	0	0	0
	员工生活、办公	生活垃圾	0	0	0	0	0	0

4.2.6 清洁生产分析

油田开发不同于一般工业建设项目，其物耗和能耗随着地理环境、油藏特性、钻井深度等不同而存有较大差异。本次评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，见表 4.2-20~表 4.2-22。

表 4.2-20 钻井作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	占地面积(m^2)	符合行业标准要求	占地面积符合要求	15	15
		新鲜水消耗(t/100m标准进尺)	≤25	25	15	15
2	生产技术特征指标	固井质量合格率(%)	≥95	≥95	5	5
3	资源综合利用指标	钻井液循环率	≥50%	95%	10	10
		柴油机效率(%)	≥80	90	10	10
		污油回收率(%)	≥90	100	10	10
4	污染物产生指标	钻井废水(t/100m 标准进尺)	≤35	19.5	10	10
		石油类(mg/L)	≤10	10.8~10.9	5	0
		COD(mg/L)	≤150	2591~2623	5	0
		废弃钻井液（m^3/100m 标准进尺）	≤10	0.975	10	10
		柴油机烟气	符合排放标准要求	达标排放	5	5
5	资源与能源消耗指标	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	有节油措施	5	5
6	生产技术特征指标	钻井设备	国内领先	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设备，且使钻井液不落地	有回收设施	5	5

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器 离心机等固控设备	配齐固控设备	5	5
		井控措施	具备	具备	5	5
		有无防噪措施	有	有	5	5
7	管理体系建设及清洁生产审核	建立HSE 管理体系		建立QHSE管理体系	10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		开展清洁生产审核，并通过验收	20	20
		制订节能减排工作计划		每年均制定新计划	5	5
8	贯彻执行环境保护法规的符合性	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		满足	10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		每年检查一次	5	5
		满足其它法律法规要求		满足其它法律法规要求	5	5
合计					200	190
比例(%)					100	95

表 4.2-21　井下作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	作业液消耗(m^3/井次)	≤5.0	2～4	10	10
		新鲜水消耗(m^3/井次)	≤5.0	35	10	0
		单位能耗	行业基本水平	行业先进水平	10	10
2	生产技术特征指标	压裂放喷返排入罐率(%)	100	100	20	20
3	资源综合利用指标	落地原油回收率(%)	100	100	10	10
		生产过程排出物利用率(%)	100	100	10	10
4	污染物产生指标	作业废液量(m^3/井次)	≤3.0	50	10	0
		石油类(mg/L)	≤50	12.6~13.4	5	5
		COD(mg/L)	≤150	2903~2934	5	0
		含油污泥(kg/井次)	≤70	＞70	5	0
5	生产工艺及设备要求	防喷措施	具备	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	按标准试压	5	5
		防溢措施	具备	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	废水、使用液、原油等可能落地处	10	10

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	集中回收	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	具备原油回收罐	10	10
6	环境管理体系建设及清洁生产审核	建立HSE管理体系并通过认证		建立并通过认证	15	15
		开展清洁生产审核		开展了清洁生产审核	20	20
		制订节能减排工作计划		有节能减排计划	5	5
7	贯彻执行环境保护法规的符合性	满足其它法律法规要求		满足	20	20
合计					200	170
比例(%)					100	85.0

表 4.2-22　采油作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	综合能耗 (kg 标煤/t 采出液)	稀油≤65	27.4	30	30
2	资源综合利用指标	余热余能利用率(%)	≥60	94.88（伴生气利用率）	10	10
		油井伴生气回收利用率(%)	≥80	94.88	10	10
		含油污泥资源化利用率(%)	≥90	100	10	10
4	污染物产生指标	石油类(mg/L)	≤10	76.8~77.2	5	0
		COD(mg/L)	≤150	1023~1084	5	0
		落地原油回收率(%)	100	100	10	10
		采油废水回用率(%)	≥60	100	10	10
		油井伴生气外排率(%)	≤20	0.2	10	10
		采油废水有效利用率(%)	≥80	100	10	10
5	生产工艺及设备要求	井筒质量	井筒设施完好	井筒完好	5	5
		采油	套管气回收装置	配有定压回收装置	10	10
			防止落地原油产生措施	敷设防渗布收集，防止原油落地	10	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	采用分层井网能量补充开采工艺技术	10	10

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	大部分密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	5
6	环境管理体系建设及清洁生产审核	建立HSE管理体系并通过认证		已建立并认证	10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		开展审核并认证	20	20
		制订节能减排工作计划		已制定	5	5
7	贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	建设项目环保“三同时”制度执行情况		100%执行	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		100%执行	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		按计划完成	5	5
		污染源排放总量控制与减排指标完成情况		每年都按计划完成	5	5
合计					210	195
比例(%)					100	92.86

通过三阶段清洁生产指标分析表明，本项目钻井作业阶段得分比例均为95%，井下作业阶段得分比例均为85%，采油作业阶段得分比例均为92.86%。钻井作业阶段产生的钻井废水采用泥浆罐收集后，循环利用，不外排；井下作业和采油作业阶段产生的井下措施返排液全部进入措施返排液处理站处理，COD、SS、石油类等污染物均处理后同层回注，不外排；原油采出水全部进入油田采出水处理系统，COD、SS、石油类等污染物均处理后同层回注，不外排。

通过对钻井作业、井下作业和采油作业三阶段清洁生产指标分析表明，本次开发全过程较好的按照清洁生产的要求进行了设计，将清洁生产贯穿于建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，属于清洁生产先进企业。

表 4.2-23　清洁生产企业等级综合评价指标

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指标
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P＜90
本项目	钻井作业P=95，井下作业P=85，采油作业P=92.86，属于清洁生产企业。

4.2.7 温室气体评价

4.2.7.1 概述

1992年联合国制订了《联合国气候变化框架公约》以应对阻止全球气候变暖趋势，2020年我国在第七十五届联合国大会上宣布：我国二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。其后在《国民经济和社会发展第十四

个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中我国对碳达峰、碳中和路线图进行了部署。根据《碳排放权交易管理办法（试行）》（生态环境部部令第 19 号），碳排放是指煤炭、石油、天然气等化石能源燃烧活动和工业生产过程以及土地利用变化与林业等活动产生的温室气体排放，也包括因使用外购的电力和热力等所导致的温室气体排放；温室气体主要包括二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、六氟化硫和三氟化氮。《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45 号）提出“将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系”，故本次评价依据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》对本项目温室气体排放源进行核算。

4.2.7.2 温室气体排放源识别

石油天然气行业应核算的排放源类别和气体种类包括：

（1）燃料燃烧 CO_2 排放：主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放；

（2）火炬燃烧排放：出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放；

（3）工艺放空排放：主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算；

（4）CH_4 逃逸排放：主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算；

（5）CH_4 回收利用量：主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4。CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除；

（6）CO_2 回收利用量：主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题；

（7）净购入电力和热力隐含的的 CO_2 排放：该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

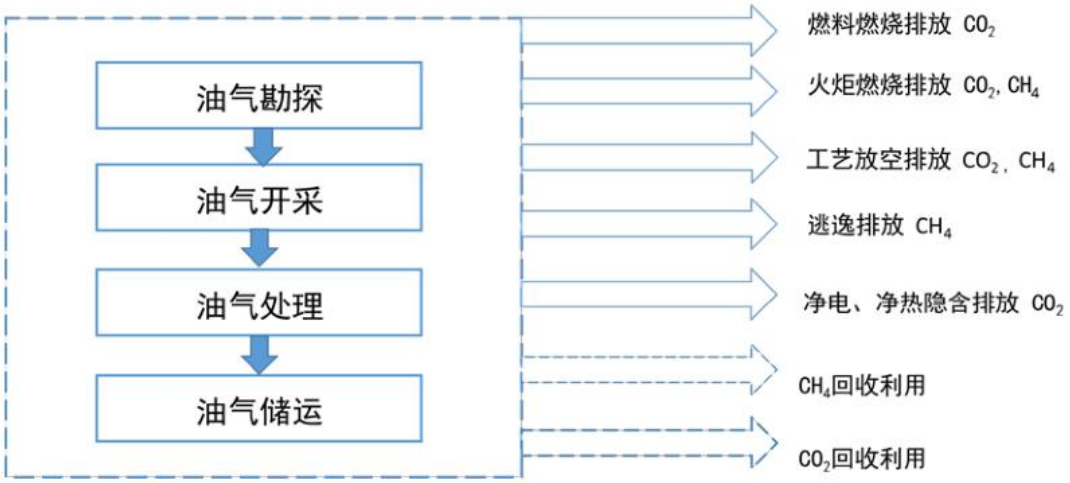


图 4.2-2　石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

4.2.7.3 温室气体排放核算结果

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，温室气体核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳(CO_2)排放、火炬燃烧 CO_2 和甲烷(CH_4)排放、工艺放空 CO_2 和 CH_4 排放、设备泄露 CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。温室气体计算公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{S}(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸})_S - E_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4_回收} - E_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热} \quad \text{.....（1）}$$

式中：E_{GHG} —企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2_燃烧}$ —企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG_火炬}$ —为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_工艺}$ —为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_逃逸}$ —为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S—企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$E_{CH_4_回收}$ —企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

$GWP_{CH_4_回收}$ —CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势(GWP)值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21；

$E_{CO_2_回收}$ —为企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO_2_净电}$ —为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO_2_净热}$ —净执为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2。

根据校核，本项目不涉及火炬燃烧及购入热力，本项目主要排放的温室气体为加热炉燃烧伴生气、甲烷及电力隐含的 CO_2 排放。主要能源消耗见表 3.5-33。

（1）甲烷逃逸排放二氧化碳

其中甲烷逃逸排放二氧化碳依据 4.2.2.1 小节核算甲烷无组织排放进行核算。

（2）净购电力排放

电力排放二氧化碳具体核算方法如下：

AE 净调入电力=AD 净调入电力×EF 电力 .....（2）

式中：AE 净调入电力—净调入电力消耗碳排放量（tCO_2e）；

AD 净调入电量—净调入电力消耗量（MWh）；

EF 电力—电力排放因子（tCO_2e/MWh），采用生态环境部《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中陕西省级电网均排放因子 $0.6211tCO_2e/MWh$。

（3）伴生气燃烧排放

伴生气燃烧 CO_2 排放量主要基于燃烧量、单位燃料的含碳量和碳氧化率计算得到，公式如下：

ECO_2_燃烧=AD 天燃气×CC 天燃气×OF 天燃气×44/12

式中：ECO_2_燃烧---企业边界内化石燃料燃烧产生的 CO_2 排放量；

AD 天燃气---为天燃气用作燃料燃烧的消费量，单位为万 Nm^3；

CC 天燃气---为天燃气的含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3。由天然气的低位发热量及单位热值含碳量计算得到，低位发热量取值 389.31GJ/万 Nm^3，单位热值含碳量取值 15.30×10^{-3} tC/GJ。经计算，天燃气含碳量为 5.956 吨碳/万 Nm^3。

OF 天燃气---为天燃气的碳氧化率，单位为%，取值 0.99；

经计算得到，本项目 2 台加热炉伴生气燃烧 CO_2 的排放量 667.20 吨/年。

具体核算结果如下：

表 4.2-24　本项目温室气体排放汇总表

行业	甲烷逃逸排放二氧化碳（tCO_2）	电力排放二氧化碳（tCO_2）	加热炉燃烧排放二氧化碳（tCO_2）	总温室气体排放量（tCO_2）
其他工业	33.46	29.50	667.20	730.16

第 5 章　　环境现状调查与评价

5.1 自然环境概况

5.1.1 地形地貌

本项目开发区域主要位于榆林市靖边县、定边县，延安市志丹县。

（1）靖边县

靖边县南部为白于山，北部为风沙滩地，地势总体南高北低。白于山为东西走向的梁状山地，境内长约 60km，海拔 1500～1750m，西高东低。其不仅是沙漠高原与黄土高原之间的分界线，也是不同地下水系统的重要分界线以及无定河、洛河、延河、泾河等地表水系的分水岭。白于山及其南坡，海拔 1600～1700m，沟谷深切，一般切深 150～200m。白于山主梁以北有宁条梁梁地，为八里河内流区与无定河的分水岭，亦为白于山北侧三边洼陷靖边滩和安边滩的分界线。白于山北坡海拔 1500～1600m，沟谷切深 30～100m，北部风沙滩地海拔 1250～1400m。最高点位于中山涧镇大墩山，海拔 1823m。最低点位于北部无定河河谷，海拔 1100m。最大相对高差 723m。区域地貌见图 5.1-1 所示。

由区域地貌图可见，地下水评价区范围位于靖边县南部山区，地貌类型属于黄土梁峁及河谷地貌。

（2）定边县

定边县南部为白于山，北部为风沙滩地，地势总体南高北低（图 5.1-2）。白于山为东西走向的梁状山地，境内长约 60km，海拔 1600～1900m，西高东低。西部白湾子镇魏梁海拔 1905.1m，为境内最高点，东部杨井乡花风子岭海拔 1864m。白于山及其南坡，海拔 1600～1700m，沟谷深切，一般切深 150～200m；白于山北坡海拔 1500～1600m，沟谷切深 30～100m。北部风沙滩地区海拔 1330～1400m。最低点位于西北部苟池，海拔 1300m。最大相对高差 605m。

区域上，白于山不仅是沙漠高原与黄土高原之间的分界线，也是不同地下水系统的重要分界线以及无定河、洛河、延河、泾河等地表水系的分水岭。白于山北侧有八里坬梁、柠条梁等低平梁地，南有子午岭。其中：八里坬梁海拔 1400～1500m，向北延伸至东胜～盐池梁，为定边闭流区与八里河内流区的分水岭；柠条梁海拔 1350～1500m，为八里河内流区与无定河的分水岭。此两条梁地亦为白于山北侧三边

洼陷的分界线，将白于山与毛乌素沙带之间分成三个相对独立的浅缓盆地，即定边滩、安边滩和靖边滩。南侧子午岭海拔 1700～1800m，为泾河、洛河的分水岭。

（3）志丹县

志丹县属陕北黄土高原丘陵沟壑区，地势依河川流向由西北向东南倾斜，海拔 1093～1741m。西部纸坊乡的郭大梁海拔 1741m，为全县最高点；西南部永宁镇的马老庄洛河出境处河床海拔 1093m，是全县最低处，相对高差 648m。志丹县地貌属以梁峁为主体的黄土梁峁丘陵沟壑区，主要分布于除河谷阶地和西南部永宁、义正两乡的土石山地外的大部分地区。北部的张渠、顺宁、纸坊、金鼎等地区，以峁和短梁峁为主；中部的旦八、吴堡、双河、周河等地区以梁为主，梁顶间或有大型孤立峁，沟谷密度大，侵蚀严重。

本项目柳 48 区块南部有部分区域位于志丹县顺宁境内，地貌以峁和短梁峁为主。与靖边南部地貌类型相同。

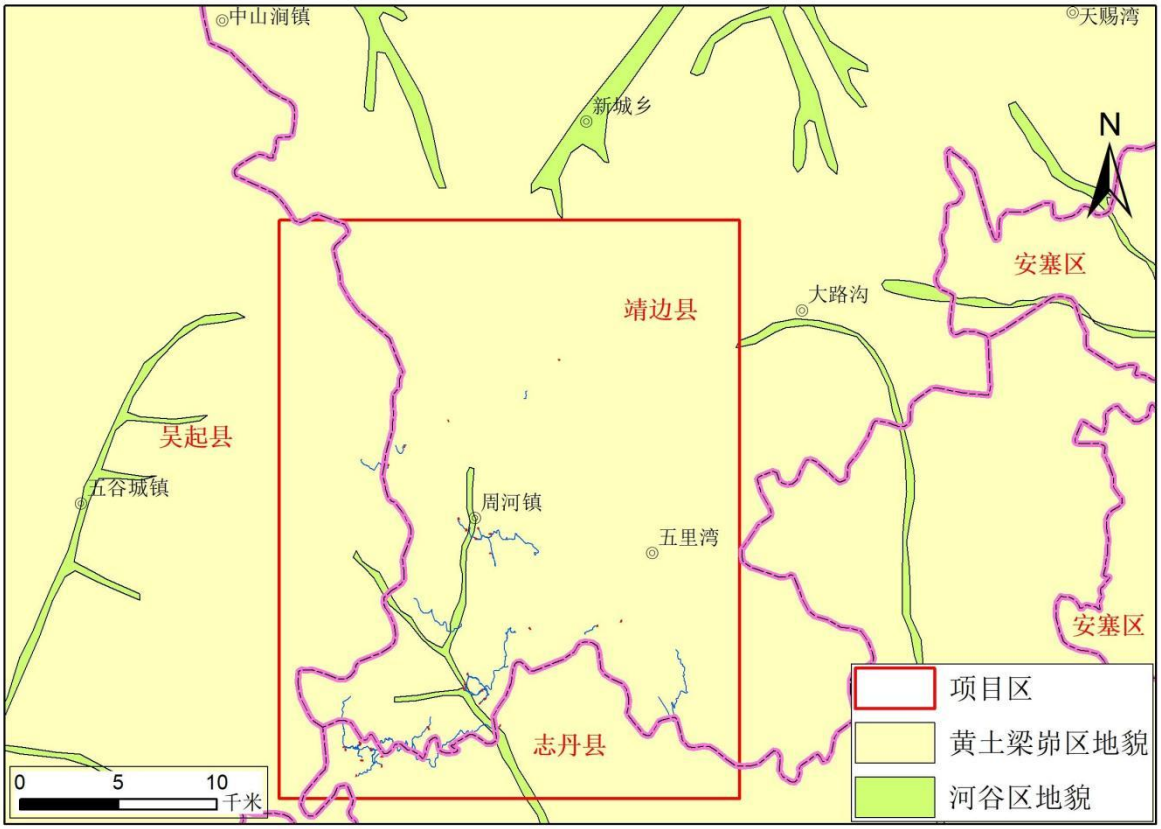


图 5.1-1　靖边油区地貌类型分布图

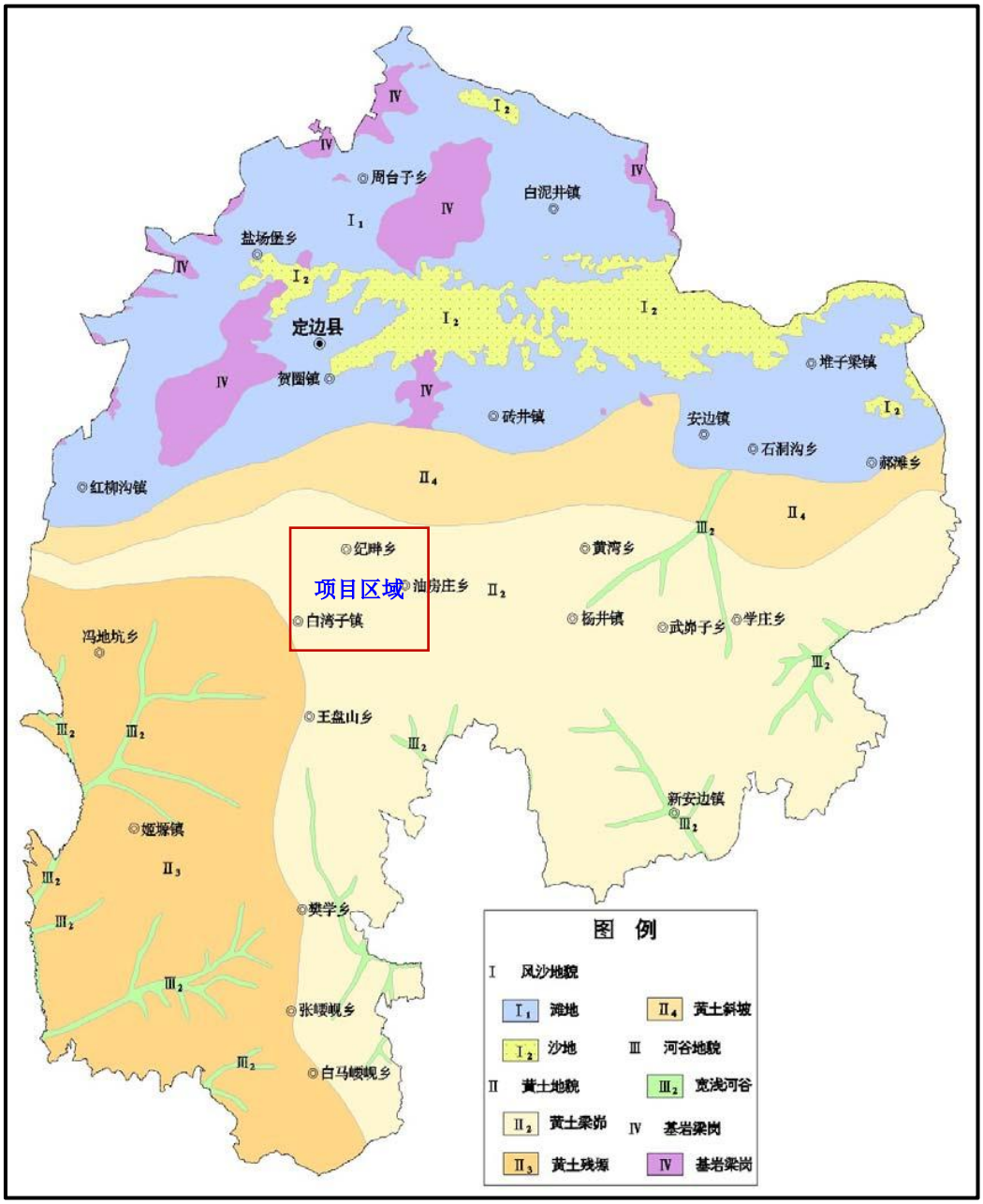


图 5.1-2　定边油区地貌类型分布图

5.1.2 气候气象

靖边县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；夏季暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。

定边县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；夏季暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。

志丹县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；除冬季外暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。

油区多年气象观测统计资料见表 5.1-1。

表 5.1-1　评价区气象要素统计表

气象要素		单位	数值		
			靖边县	定边县	志丹县
平均气压		hPa	873.5	863.8	880.0
气温	年平均	℃	7.8	7.9	8.1
	极端最高	℃	36.4	37.7	37.4
	极端最低	℃	-28.5	-29.4	-28.0
平均相对湿度		%	59	52	63
年平均降水量		mm	377.1	323.6	470.2
年平均蒸发量		mm	1935.5	2291.1	1465.9
风速	平均	m/s	2.8（夏）/2.4（冬）	3.3	1.3
	最大	m/s	28.8	33.0	22.3
	最多风向	/	S	11	S
地面温度	平均	℃	10.6	10.3	10.4
	极端最高	℃	67.5	/	69.8
	极端最低	℃	-38.1	/	-37.3
日照时数		h	2768.7	2743.3	2298
霜日数		d	226	21.4	142
最大积雪深度		cm	24	13.0	18.0
最大冻土深度		cm	112.0	133.0	96.0

5.1.3 水文

定边油区本次开发范围内无河流，靖边油区开发范围内河流主要有无定河、芦河、周河、杏子河。流经井区的主要河流为周河、芦河、杏子河。

①无定河：发源于定边县白于山北麓，全长 491km，流经定边、靖边、米脂、绥德和清涧县，由西北向东南注入黄河。无定河流域水系分布不均匀，基本为一风倒树状水系。风沙区河流稀少、短小，黄土区河网发育、支流众多。全水系有 10km 以上沟道 50 多条，5km 以上沟道 140 多条，主要支流有北岸的纳林河、海流兔河、榆溪河和南岸的芦河、大理河、淮宁河等，并有南岸支流长而多、北岸支流短而少的特点。无定河多年平均流量 15.3 亿 m^3，占黄河流域多年平均流量 628 亿 m^3 的 2.4%，

流域面积占黄河流域面积的 4.2%，无定河径流的区域差异明显，从东向西减小。榆林以东年径流深大于 80mm，横山以东大于 60mm，靖边以东大于 40mm，西部边缘只有 20mm。无定河川口站多年平均输沙量为 1.71 亿 t，其中风沙区占 6%，黄土区占 94%。含沙量以芦河上游最大，靖边站可达 380kg/m^3，海流兔河最小，韩家峁站仅为 4.12kg/m^3。

②芦河：发源于白于山地，于横山吴家沟附近注入无定河。上游山梁起伏，沿河两岸有宽窄不等的川台地和川道，部分河床切入基岩。河道平均比降 2.66‰。杨米涧以下谷宽 200～1000m，河床宽 20～60m，切深 20～60m，间有跌水陡坎。阶地仅在镇靖以下至桥口湾一段比较发育。一级阶地宽处 300～500m，高出河水面 2～5m，由全新统粉、细砂及黄土状土组成。二级阶地高出河水面 15～20m，上覆全新统黄土状土。

③周河：周河为北洛河左岸一级支流，发源于靖边县周家咀的饮马坡，流经县境中部的顺宁、周河、双河 3 乡镇，在永宁镇川口汇入洛河。周河流域面积 1336km^2，河长 81.3km，河道平均比降 3.6‰，河道宽度在 80～200m 之间，平均宽度达 100m。上起土墩湾，下至川口，河道两岸有整块川台地。上游地形分布有高山、峡谷及荒滩，坡度变化大，流域植被较差，水土流失严重。根据《陕西省水功能区划》，周河流域水域功能为III类。

④杏子河：延河一级支流，发源于靖边县大路沟乡关圣塌。由王窑乡井庄入境，经王窑、招安、沿河湾三个乡（镇），至沿河湾镇黄崖根汇入延河。全长 106km，流域面积 1486km^2，水土流失面积占 93%，年平均径流量 0.23×108m^3，河床宽度 25～35m，流速 0.7m/s，常流量为 0.8～1.5m^3/s。

项目所在区域水系图见图 5.1-3。


宁夏回族自治区
甘肃省
定边油区
靖边油区
盐池县
定边县
（定边镇）
靖边县
（张家畔镇）
横山区
沙尔利格镇
二道川
珠和苏木
城川镇
河南
红墩界镇
黄蒿界
海则滩
霍龙湾
横山
（横山镇）
杜羊圈
冯西山
杨家沟
赵石畔镇
塔湾镇
西沟
石井泉
盐场堡镇
白泥井镇
贺圈镇
砖井镇
堆子梁镇
安边镇
石洞沟
郝滩镇
红柳沟镇
纪畔
油房庄
白请子镇
杨井镇
学庄
冯地坑
姬塬镇
樊学镇
张蟠岭镇
铁边城镇
吴仓堡镇
新安边镇
周湾镇
五谷城镇
周河镇
吴起县
顺宁镇
杏河镇
建华镇
坪桥镇
镰刀湾镇
青阳岔镇
小河
天赐湾镇
杨米涧镇
中山涧镇
王渠则镇
席麻湾
宁条梁镇
镇靖
东坑镇
二层河台
金鸡沙
杨桥畔镇
龙洲
大台
大湾畔
墨桥
尹家沟
元峁
胡坪
杨家湾
石匣子
龙眼
河口庙
海则滩
塔湾水文站
横山水文站
霍龙湾水文站
石洞沟水文站
新桥水文站
金鸡沙水文站
西部地区
王家庙
蒋家窑则
雷河咀
大岔
水路畔
猪头山
柳匠台
古峁
黄家畔
王家湾
韩家沟
张兴庄
石咀
四合堡
杨家沟
饮马城
大界
高湾
周关
油房
庙和渠
老虎沟
白家湾
子庙坪
张渠
小张渠
桃沟
史台
建华镇
顺宁镇
杏河镇
安塞
延
安

图 5.1-3　区域水系图

5.1.4 地质环境

5.1.4.1 地质构造

项目地处鄂尔多斯地盆地，构造上属华北地台，天环向斜东翼伊陕斜坡地带。区内古生界、中生界地层，基岩起伏较小，为单斜地层，微向西倾，倾角 1～3°，形成单斜构造。鄂尔多斯地块构造运动以升降运动为主，振荡幅度小，构造简单，无大型褶皱和断层，见图 5.1-4 示。

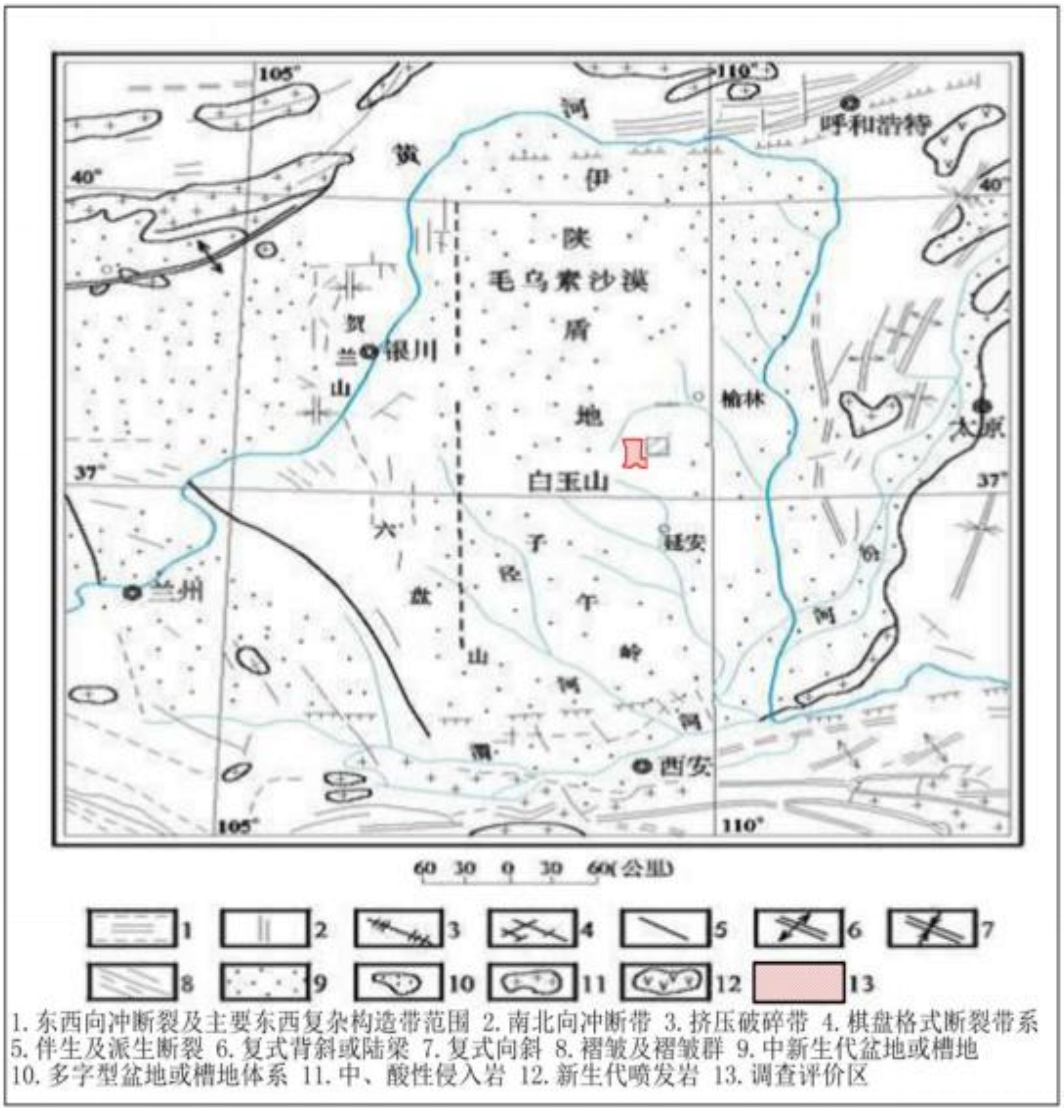


图 5.1-4　区域地质构造纲要图

5.1.4.2 地层岩性

1、靖边油区

结合本项目油田钻孔勘察结果及搜集到的区域地质资料，靖边油区内地层由老到新主要分布有侏罗系、白垩系及第四系地层。各地层岩性特征详述如下：

（一）侏罗系（J_2a）

侏罗系为一套河湖相碎屑岩夹煤层沉积，境内侏罗系隐伏于白垩系洛河组底部。其岩性为西红色、浅灰色页岩、泥灰岩，夹薄层细砂岩，泥、页岩中含少量圆形泥灰质结核，为区域白垩系含水层隔水底板。

（二）白垩系下统（K_1）

1、洛河组（K_1l）：据本项目油田钻孔勘察及搜集到的区域地质资料显示，调查评价区内洛河组地层厚度约343.75～450.8m，自东向西地层厚度逐渐增加，与下伏地层呈假整合接触。白垩系洛河组地层隐伏于白恶系环河组地层之下。白恶系洛河组地层主要由细—中粒长石石英砂岩、砂质泥岩、粉砂岩、细砂岩及中砂岩构成，成互层状结构。其中砂质泥岩占总厚度的0.42～6.18%，粉砂岩占3.66～23.09%，细砂岩占11.86～56.35%，中砂岩占39.13～85.06%。总体上，调查评价区内洛河组以中细粒砂岩为主，岩性组合特征表现为孔隙度高的大厚度单一砂岩夹少量薄层砂质泥岩，泥质含量低，赋水条件较好，利于地下水的形成与储存。

3、环河组（K_1h）：根据本项目油田钻孔勘察及搜集到的区域地质资料显示，调查评价区内环河组地层厚度约154.50～368.05m，厚度整体自东向西逐渐增加。其岩性总体分为上、中、下三部分。上部为暗棕红色及兰灰色泥质岩夹棕红色（局部灰白色）长石砂岩，以含砂粒的泥页岩为主，砂质泥、页岩次之。中部为暗棕红色中厚层状长石砂岩与暗棕红色、咖啡色及兰灰色泥质岩互层，砂岩铁、钙质胶结，致密坚硬，粉细粒结构，水平层理发育，泥质岩以砂质泥岩为主，泥岩及砂质泥岩次之。下部为浅棕红色、紫红色块状长石砂岩夹少量暗棕色、紫红色透镜状泥岩，砂质泥岩。环河组中泥岩比例为11.66%～34.83%，砂岩泥岩互层分布，泥岩层厚一般小于30cm，该岩性结构一定程度上减缓了地下水的入渗补给。泥质砂岩比率为8.39%～40.36%，砂质泥岩比率为8.08%～29.15%，粉砂岩比率为10.29%～31.64%，细砂岩比率为8.88%～34.23%，统计结果显示，区内环河组砂质泥岩占地层比率最大，泥质砂岩、泥岩比率与粉砂岩、细砂岩比率相当。总体地层不利于地下水的赋存，甚至在局部构成了局部弱透水或隔水层。仅在地层中下部集中分布厚层粉细粒砂岩，为地下水赋存提供了较好的储存空间。

（三）第四系（Q）

1、中—上更新统（Q_{p2-3}）：主要包括马兰黄土和离石黄土，在调查区内黄土沟壑及梁峁区广泛分布。其中离石黄土为一套浅红黄色、棕黄色黄土，局部夹棕红色古土壤，黄土为粉土质亚砂土和亚粘土，致密而硬，垂直节理发育，孔隙少。古土壤为粉土质亚粘土，成壤作用差，团粒结构不明显，局部地段见钙质结核层，途中富含白色钙质网纹及褐色有机质斑点，一般厚 50～130m。马兰黄土为黄灰色、黄色、浅黄色，岩性为黄土质粉土、粉质粘土，质地疏松均一，大孔隙发育，有白色钙质斑纹及少量褐色有机质斑点，由南向北其砂质含量逐渐增大，垂直节理发育，土质疏松，厚 10～35m，大面积披覆于各梁峁顶部。

2、全新统（Q_h）：全新统冲积层，多分布在各大河流及其支流河谷区，分别构成河床漫滩及一级阶地，多呈不规则断续条带状，沿河道两侧不对称分布。其岩性下部为砂砾卵石层，砾卵石成份以砂岩、泥岩、页岩碎块为主，含少量钙质结核，次棱角状，分选性差；上部为粉质粘土，浅褐黄色。资料显示该层总厚多小于 10m，因厚度薄，多呈透水不含水状态，仅在丰水期可能存在季节性潜水，而在大部分时期常常越流补给洛河组含水层。

2、定边油区

定边油区地层柱状图如图 5.1-5 所示。

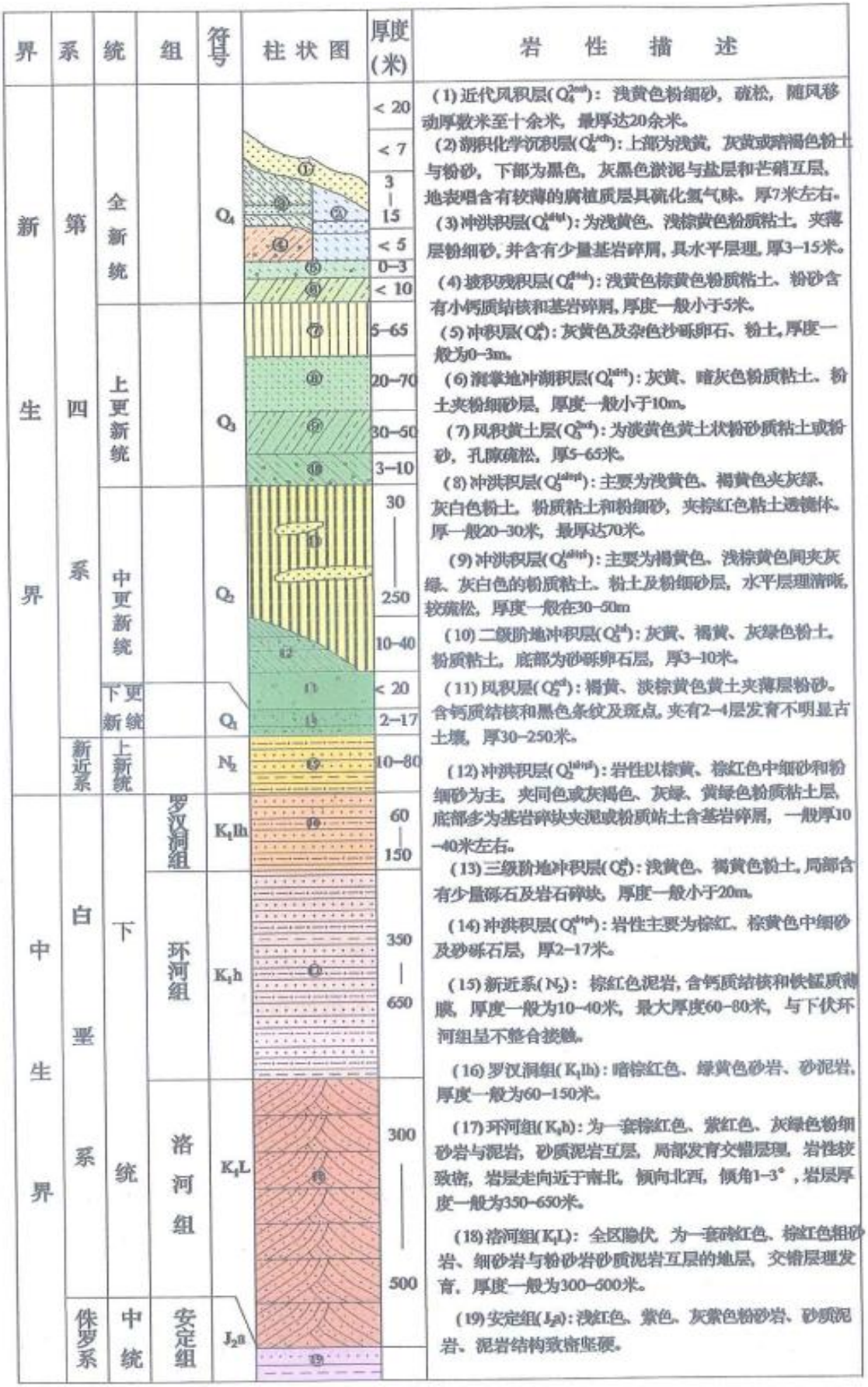


图 5.1-5　定边油区地层柱状图

5.1.5 水文地质条件

5.1.5.1 区域水文地质条件

1、靖边区域水文地质条件

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

（1）含水层

1）第四系松散岩类含水层

①萨拉乌苏组孔隙含水层

萨拉乌苏组分布于靖边—东坑镇—宁条梁镇以北的沙漠平原，为冲湖积沉积，厚度一般小于 30m，但在古河道洼地中厚度较大。其中，西冯家峁、海则滩一带的古河道洼地中，厚度可达 60～100m。

萨拉乌苏组含水介质主要由中细砂、细砂、砂质粉土夹粉土或粉质粘土透镜体构成。平面上，从上游到下游含水介质颗粒的粗细变化不明显，但从古河槽或古湖盆中心向周边、含水介质颗粒明显由细变粗；在垂向上，含水介质岩性上部以细砂、粉细砂、砂质粉土为主，局部夹粉土透镜体，下部多为细砂和粉砂，局部夹粉土及粉质粘土透镜体。总体上，萨拉乌苏组含水层渗透性变化不大，渗透系数一般 1.50～12.73m/d。

萨拉乌苏组地下水主要接受降水入渗补给，降水补给占总补给量的 60%以上，沙漠滩地区地形开阔、呈舒缓状起伏，上覆透水性强的现代风沙，大气降水不易形成地表径流而易渗入地下补给潜水，是最主要的地下水补给源。其次是灌溉回归水的渗漏补给、周边地下水径流补给和沙丘凝结水补给。萨拉乌苏组地下水径流，总体上由高至低、由南向北向河谷和低洼处盐湖径流，流动方向受地形控制，水力坡度 6.8～13.5‰。排泄则为人工开采、蒸发和侧向径流排泄。

②第四系冲湖积层含水层

第四系冲湖积层地下水系统主要分布于无定河及芦河河谷的漫滩与阶地。含水层岩性主要为含砾中粗砂、中细砂、粉细砂夹淤泥或粉土砂砾卵石，厚度一般小于

10m。单井涌水量一般小于 500m³/d，水化学类型以 HCO_3—Ca、HCO_3•SO_4—Na•Ca 型为主，矿化度一般小于 1000mg/L。

第四系冲湖积层潜水主要接受大气降水渗入及边岸地下水侧向流入补给，洪水期漫滩及一级阶地前缘还接受河水倒灌补给，渠道渗水、农灌水及冲沟地表水在一定条件下也为其补给源之一。漫滩处地下水埋藏浅，一般小于 2m，阶地区水位埋深一般 5～10m。地下水径流方向一般与河流斜交，以潜流形式向下游或河床排泄。河曲地带潜流截弯取直，在上游河湾获得河水补给，下游河湾段以泉或潜流形式排泄于河水。

③第四系黄土层含水层

黄土含水层在区内广泛分布。黄土含水层主要由粉土类土组成，夹多层古土壤，具有孔隙、裂隙双重空隙特征。由于地层压力及固结作用，黄土中孔隙与裂隙有随深度的增加而减弱的趋势，渗透系数变化总趋势是上部地层较下部地层大，垂直方向较水平方向大，层间的不均匀性表现明显，渗透系数 0.0001～2.4278m/d。

黄土层的分布和厚度取决于地形切割程度。沙盖黄土区、黄土斜坡区、黄土残塬区黄土分布较连续、面积较大，切割弱，含水层厚度相对较大，一般在 30～50m，易接受降水入渗补给和储存地下水，地下水位埋深较大，一般 50～150m；黄土梁峁区、黄土丘陵区沟谷切割深，地形破碎，含水层厚度薄，地下水径流排泄通畅，近沟谷地带的黄土层中一般不含地下水。黄土层之下较连续分布新近系泥时，黄土常形成“片”状或“点”状分布的薄层含水层；无新近系泥岩时，黄土层一般不含水。

黄土裂隙孔隙水主要接受大气降水补给，有渗入及漏入两种方式。一年中的降水大部分集中在 7、8、9 三个月，该时期为地下水的主要补给时期。降水通过垂直节理、湿陷隙缝、黄土漏斗、落水洞等补给地下水。

黄土层地下水系统补给区与径流区一致。受沟谷水系控制，没有统一的地下水位，地下水径流方总趋势是从地势较高的梁峁顶部向沟源、谷坡边岸运动。

在白于山北坡，地下水由南向北径流，以地下侧向径流方式补给萨拉乌苏组地下水；在黄土分布面积较大的黄土残塬区，地下水呈放射状向周边沟谷径流。在黄土梁峁区、黄土丘陵区，地下水多以垂直入渗补给下伏基岩风化带潜水，局部以泉水形式排泄于沟谷。

靖边区域水文地质图见图 5.1-6。

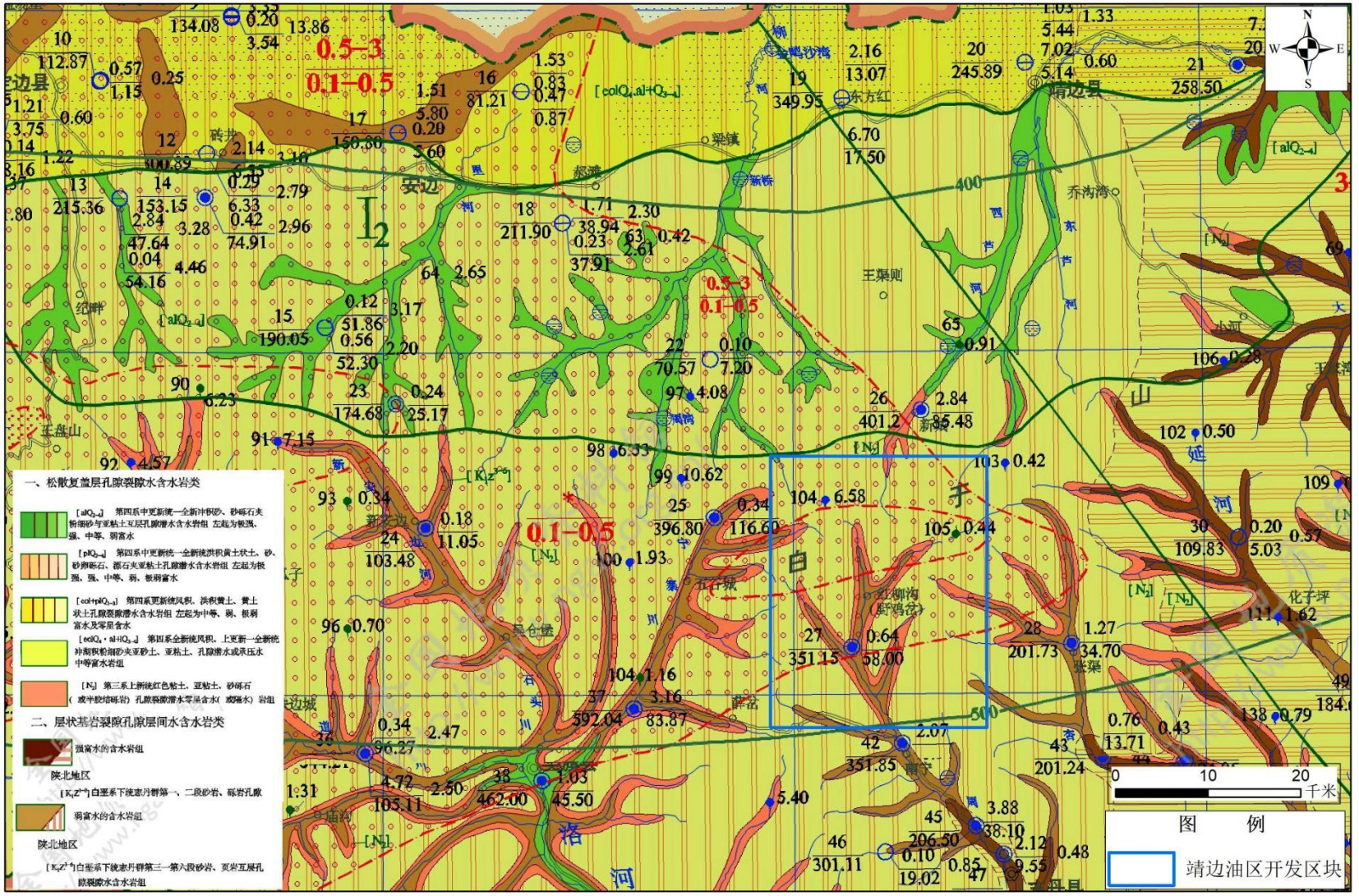


图 5.1-6 靖边区域水文地质图

2）白垩系碎屑岩裂隙水

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

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

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

（2）隔水层

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

（3）地下水补给、径流与排泄

1）第四系潜水的补给、径流与排泄

a.第四系孔隙潜水补给、径流与排泄

第四系孔隙潜水以大气降水入渗补给为主。由于地形平坦，地表径流滞缓，含水层岩性较粗，渗透性能强，地下水埋藏浅等有利条件，大气降水能迅速下渗为含水层所吸收，直接补给地下水。此外还有南部黄土层潜水侧向径流补给，平原区5～9月农灌期还接受渠系渗漏补给、灌溉田间入渗补给。

由于地形平缓，径流条件差，总径流方向与地形倾斜方向一致，由南向北，向

红柳河、芦河缓慢运动。水力坡度小于2‰，河流两岸略大。就局部而言地下水由地形较高处得到降水补给后向周围地形低洼处径流。

地下水除向河流、受地下水补给的集水洼地排泄外，尚有大量蒸发排泄，在农灌期有大量的人工开采排泄。

据地下水位动态观测资料，潜水位在4～5月份出现峰值，为冰雪解冻水补给所致。5月以后随着枯水季节到来，并开始春灌，地下水位开始下降，6～8月份农田灌溉用水量最大，地下水位降至年度的最低。9～10月份起由于雨季刚过和停止灌溉，区域水位又逐渐回升。地下水位年变幅0.5～1.5m。

b.第四系黄土层裂隙孔隙潜水补给、径流与排泄

黄土层裂隙孔隙潜水受大气降水垂直入渗补给，其径流、排泄受地貌条件控制，黄土梁峁区地形破碎，沟谷深切，地面坡度陡，地表径流条件好。虽然含水层岩性较粗，易于透水，但降水后能迅速形成地表径流汇入沟谷河川流失，故降水渗入补给的水量有限。加之地下水沿梁峁谷坡下渗补给基岩地下水，或经短距离径流隐渗补给沟谷区潜水，或出露成泉补给沟水，向下游排泄。黄土斜坡向北倾斜，地下水以9～18‰的水力坡度由南向北缓慢径流补给平原区潜水。黄土梁岗潜水由海则滩—红墩界一线向东西两侧径流补给第四系冲湖积层潜水，或垂直入渗补给下覆基岩潜水，径流途径短。

2）白垩系地下水的补给、径流与排泄

除黄土梁峁区外，一般隐伏于含水的第四系松散层下，其径流、排泄特点基本与上覆第四系潜水一致。主要接受第四系潜水垂渗补给，此外在基岩零星裸露地区亦可得到大气降水直接补给。

由南部的分水岭向两侧径流排泄。在新城乡附近，分水岭呈东西向，地下水向南北两侧径流。在乔沟湾天赐湾一带，分水岭呈东北—西南向，地下水向东南方向径流。东部分水岭呈东西向，北部地下水向北、东北向径流。

白垩系地下水在径流过程中向河流排泄，同时有大量的农业开采。

动态变化较第四系潜水稳定，5月后由于农业灌溉，地下水位下降，至9月由于雨季降水影响的滞后以及地下水开采量减少，水位逐渐上升，至稳定。水位年变幅3～5m。

（4）地下水的化学特征

第四系地下水水化学特征：径流途程短，循环积极，矿化度一般小于 500mg/L，水质普遍较好。芦河南北两侧水化学类型为 HCO_3—Ca•Mg；受地表水蒸发、人为污染等影响，芦河河谷地下水中 Cl^-含量增大，水化学类型为 HCO_3•SO_4•Cl—Na•Ca•Mg 型。

白垩系地下水水化学特征：地下水主要接受第四系地下水越流补给，同时受深切沟谷控制，地下水径流、排泄条件好，主要为矿化度小于 500mg/L 的 HCO_3 型类淡水，水质良好。芦河南岸至马圈渠一带水质较差，水化学类型为 HCO_3•SO_4—Na•Mg 型、HCO_3•SO_4•Cl—Na•Mg 型、SO_4•Cl—Na•Mg 型，矿化度 1455～3350mg/L。

2、定边区域水文地质条件

定边区域内按含水层按介质及水力特征，可划分为第四系松散岩层孔隙、裂隙孔洞潜水、中生界白垩系基岩风化裂隙孔隙潜水、中生界白垩系基岩承压水三大类型。

（1）含水层

1）第四系松散岩层孔隙、裂隙孔洞潜水

①河谷区潜水

仅分布于南部白于山各主要河流及其支沟中，主要赋存在一、二、三级堆积阶地和漫滩中，沿河谷呈长条状分布，水位埋深较浅，一般由河谷上游向下游由深变浅，高阶地比低阶地为深。

②涧地潜水

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

③平原区冲洪积层、风积层孔隙潜水

主要分布于 307 国道以北的冲洪积平原区，包括中更新统早期、上更新统早期以及全新统的冲洪积含水层，另外在南部黄土斜坡区下部局部地区还残留一些下更新统的冲洪积含水层。含水岩性为含泥卵石、砂、粉土及粉质粘土等，含水层厚度受古地形控制，古河槽及古洼地中心最厚，一般 60-80m，局部达 140m。向两侧及四周迅速变薄为 10-50m。地下水埋深一般为 2-8m。古河槽及古洼地中心部位，含水

层厚度大，富水性强，单井涌水量＞500m³/d。外围含水层厚度变薄，富水性中等至弱，地下水水化学类型复杂，矿化度多大于1g/L，局部在10g/L以上，水化学类型以HCO_3-Na、Cl·SO_4或SO_4·Cl-Na·Mg型为主。风积层主要分布于中部风积沙盖区，潜水分布总的与沙丘群分布相当，埋藏较浅。由于入渗系数较大，接受降水补给有利，而蒸发排泄比较困难，渗入淡化作用胜过蒸发浓缩作用，因此多形成低矿化度淡水，大部属较富水区，水化学类型以HCO_3-Na及Na·Mg型为主。

④风积黄土裂隙孔洞水

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

2）中生界白垩系基岩风化裂隙孔隙潜水

定边县境内下白垩系潜水普遍分布，因基岩直接裸露或隐伏于不同的地貌部位，都发育不同程度和不同厚度的风化裂隙带，从而构成了统一的下白垩系潜水含水岩组，其中以环河组潜水分布最广。潜水层的厚度和潜水的埋深，因地貌之不同有高低之别。一般来说，在基岩直接裸露或第四系覆盖较薄的河谷和洼地区，含水层厚度较大，一般为10-40m，潜水位埋深也较浅；而在广大的黄土丘陵区和第四系覆盖较厚的平原区。含水层厚度则较薄，潜水埋藏较深。就富水性而言，全区变化较大，主要决定因素在于含水层的地形岩性、构造和所处的地貌部位。一般在河谷区、平原区及洼地槽谷区相对富水，而沟谷、河间区及黄土梁峁区富水较弱。潜水水质十分复杂，淡水至高矿化度咸水。环河组含水组在境内为主要的含水岩组，但裸露范围有限，大部分被第四系所覆盖，但因裂隙的发育，使之上下沟通，成为统一的含水岩组。因接受降水下渗条件不一，导致含水岩组的富水程度也就不同。水质西部地区矿化度多数为大于3g/L的SO_4·Cl-Na·Mg型水。

3）中生界白垩系基岩承压水

境内的地层和构造为承压水的形成与分布，提供了基本的构造条件。但由于岩性、岩相在垂直和水平方向上的频繁、急剧变化，使含水岩层的分布极不稳定，常呈扁透镜体，形成空间上的“天窗”，由于含水层与隔水层的频繁交替存在，在风化

带以下，仍构成一区域性的承压含水层，并由于地层岩性在垂向上的极不稳定，再加上产状平缓，微向北西倾斜的特点，致使区域承压水头具有在白于山区比两侧高的趋势。据上下层位关系区域性承压水可分为环河组和洛河组承压水。其埋藏条件是：

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

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

定边县水文地质图见图 5.1-7。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

1）第四系松散层下水补径排条件

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

2）白垩系地下水补径排条件

①白垩系潜水

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

部承压水，部分岩基底或槽谷排泄出区外。



图 5.1-7　定边县水文地质图

②白垩系承压水

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

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

白垩系承压水等水位线及流向见图。

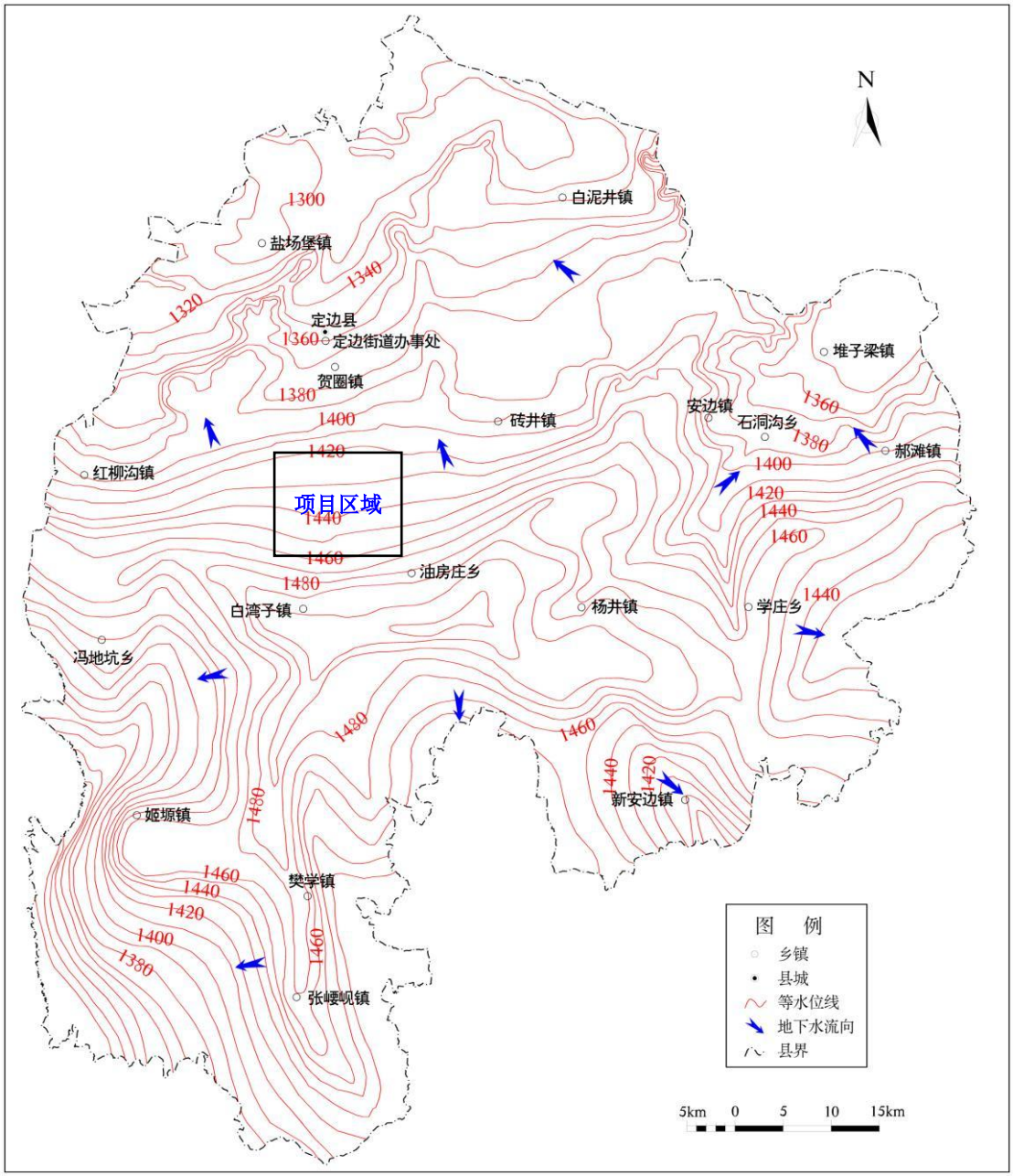


图 5.1-8 白垩系承压水等水位线及流向图

（3）区域地下水动态特征

1）第四系地下水

①萨拉乌苏组孔隙潜水

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

影响萨拉乌苏组地下水动态年内变化的主要因素为人工开采和大气降水。年际变化主要受开采量的影响。本项目所在区域地下水利用程度较低，地下水位年际变化较小。

②黄土潜水

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

2）白垩系地下水动态

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

（4）定边县地下水化学特征

1）第四系冲湖积层孔隙潜水

区内萨拉乌苏地下水水流系统水化学空间分布差异较大，主要分为 HCO_3、$HCO_3 \cdot SO_4$、$HCO_3 \cdot Cl$、$HCO_3 \cdot SO_4 \cdot Cl$、$SO_4$、$SO_4 \cdot Cl$、Cl 七类水，其中低矿化的淡水在空间上主要分布于定边以东至白泥井、安边以北、堆子梁以东、石洞沟—郝滩以南局部范围的风积砂带展布区，矿化度多在 350～840mg/L，水化学类型主要为 HCO_3-Na（Ca）型水，分布面积较小。高矿化度水分布在定边东北部盐湖带、贺圈—砖井以北、八里河流域局部地段，矿化度普遍接近或大于 2000mg/L，水化学类型为 Cl（SO_4、$Cl \cdot SO_4$）-Na 型水，分布面积大。其它部位矿化度基本都接近或大于 1000mg/L，水化学类型主要为（$HCO_3 \cdot SO_4$、$HCO_3 \cdot Cl$）$HCO_3 \cdot SO_4 \cdot Cl$- Na（Ca·Mg）。部分滩地区水质在垂向变化较大。

2）白垩系水化学特征

调查区内白垩系地下水水流系统水化学空间分布差异较大，按阴离子含量，主要分为HCO_3、$HCO_3·SO_4$、$HCO_3·Cl$、$SO_4·HCO_3·Cl$、SO_4、$Cl·SO_4$、Cl七类水，阳离子类型主要为Na、Na·Mg型，局部有Na·Ca、Na·Ca·Mg型，本项目调查区所在区域水化学类型中阴离子类型主要为SO_4、$SO_4·Cl$，阳离子类型主要为Na、Na·Ca型。

5.1.5.2 调查评价区水文地质条件

1、靖边油区评价区水文地质条件

（1）地下水类型及富水性特征

根据本次水文地质调查，结合搜集到的水文地质钻孔勘察资料，评价区内地下水类型主要为：第四系裂隙孔隙含水层、白垩系环河组、洛河组碎屑岩类裂隙含水层。其中下白垩系洛河组碎屑岩裂隙水是评价区内重点含水层。各含水层富水性特征详述如下：

1）第四系松散岩类裂隙孔隙含水层

该含水层主要分布于评价区内黄土丘陵区，但厚度和分布不稳定，在靠近沟谷的地段可见局部有季节性泉水溢出迹象，为潜水或上层滞水形态。含水层岩性主要为粉砂或粉土层，间夹粘土、粉质粘土弱透水层。黄土含水层渗透系数0.3～0.46m/d，含水层厚度在梁峁中心厚，靠近沟谷较薄，平均厚度约40m，总体而言该含水层为极弱富水性，基本不具有供水意义。

2）白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层

该含水层在调查区内广泛分布，在黄土梁峁区隐伏于第四系地层之下，而切割较深的沟谷区则大量出露于地表。含水层岩性主要为浅紫红色、紫褐色细砂岩与暗紫色泥岩互层状结构，大部分为承压水，仅在沟谷出露地段上部表现为潜水。根据本项目水源井及采油井钻探成果，评价区内环河组含水层总厚度约80～260m，渗透系数一般小于0.2m/d，单井换算涌水量一般小于100m^3/d。总体而言该含水层为弱富水性，但因沟谷内环河组地层普遍有出露，水位埋藏相对较浅，该含水层仍然是该地区地下水主要开采层位之一，是当地居民生产、生活的重要供水水源。因此，该含水层也是本次地下水环境影响评价工作的重点评价对象和保护目标。

3）白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层

该含水层在评价区内广泛分布，隐伏于环河组地层之下，在新城乡西南至黑龙沟附近以及梁岔至桑树坪村水流切割较深处均有出露，黑龙沟以南则埋藏于第四系之下。评价区内白垩系洛河组碎屑岩地下水类型为潜水-承压水。含水层为棕红色、紫红色细砂岩为主，夹中粗粒砂岩及泥岩透镜体，厚度200～260m，含水层顶板埋深40～160m，水位埋深60～180m，涌水量540～1285m^3/d，单位涌水量69～267m^3/d.m，渗透系数0.37～1.00m/d，富水性中等，地下水矿化度小于500mg/L。

综上所述，评价区内第四系松散岩类孔隙水、白垩系环河组、洛河组碎屑岩裂隙水作为当地居民主要分散开采水源，也是相对比较敏感的含水层，因此本次地下水环境影响评价工作重点对这三个含水层地下水进行分析和评价。

靖边油区调查评价区水文地质图见图 5.1-9，水文地质剖面图见图 5.1-10，地下水流场图见图 2.5-3。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

补给：评价区内黄土丘陵区第四系松散孔隙水的补给来源较为单一，仅依靠大气降雨入渗补给，而强烈的蒸发作用及陡峭的斜坡也使得降雨入渗补给量十分有限，仅在强降雨或持续性降雨作用下才能入渗补给地下水；白垩系洛河组碎屑岩裂隙水除黄土梁峁区外，一般隐伏于含水的第四系松散层下，其径流、排泄特点基本与上覆第四系潜水一致。主要接受第四系潜水垂渗补给，此外在基岩零星裸露地区亦可得到大气降水直接补给。

径流：评价区内地下水径流方向和径流强度等随地面坡度和含水层岩性不同而异。评价区内黄土丘陵区第四系松散孔隙水径流主要受地形控制，通常沿海拔相对较高的梁峁顶部向周围海拔相对较低的沟谷或洼地径流；评价区内白垩系碎屑岩裂隙水以评价区中部白于山为分水岭，分别向南、北两个方向径流。

排泄：评价区内黄土丘陵区第四系松散孔隙潜水主要排泄途径是以泉的形式溢出地表以及以越流的方式补给下伏白垩系基岩裂隙水，该含水层水量和水质均较差，仅在五里湾乡镇府附近有人工开采；白垩系洛河组碎屑岩裂隙水的排泄途径有人工开采和侧向径流排泄。其中人工开采主要为石油工业水源井和各乡镇、县城集中供水井开采，开采较为集中，且开采量大。

（3）地下水动态

白垩系洛河组地下水动态变化较第四系潜水稳定，评价区内分布有采油厂水源

井，开采洛河组含水层，地下水水位变化与水源井开采量的增减关系密切，水位年变幅 3~5m。

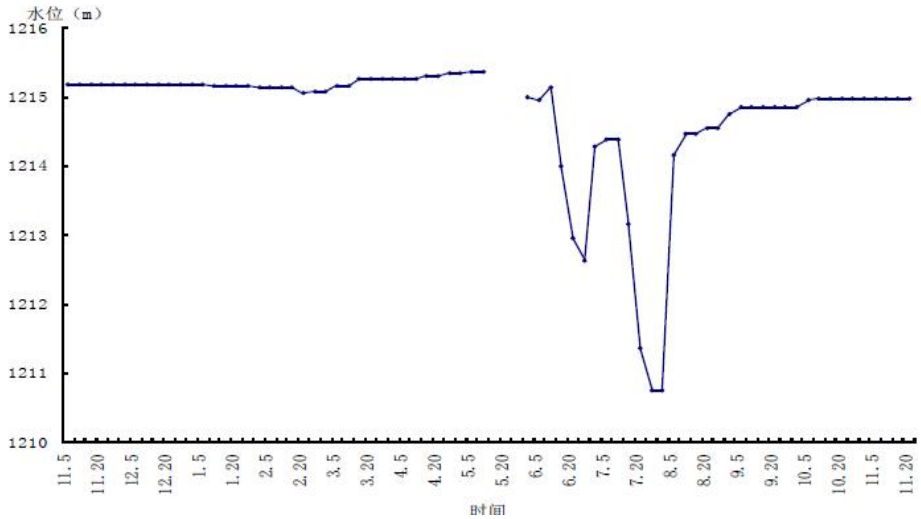


图 5.1-11　白垩系地下水动态变化曲线

（4）地下水资源开发利用现状

根据调查，靖边县境内地下水主要赋存在第四系冲、湖积中细砂孔隙含水层和白系碎屑岩裂隙孔隙含水层之中，其中白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层全区广布，其厚度大、水质好、水量丰富，是区内地下水开发利用的主要含水层。全县地下水埋藏、储量是根据县域地势区域分布相关，主要分为三大部分：一是南部丘陵沟壑区为严重的缺水区，水资源匮乏，地下水埋藏深，水位为 200m 左右，在沟道底部凿井，单井涌水量为 200—400m^3/d。该区水资源可开采量为 0.2432 亿 m^3，只能开采人畜饮用水或石油开采少量的用水。二是中部梁昴涧地区，地下水较为丰富，水位埋深 50—150m，单井涌水量为 500—700 m^3/d，该区水资源可开采量为 0.1636 亿 m^3，在节水的前提下，适用农业灌溉和建设自来水厂解决人畜饮水问题;三是北部风沙滩地区，地下水丰富，水位埋深 5—50m，单井涌水量为 1000—3000 m^3/d。该区水资源总量为 1.1722 亿 m^3，是全县工业、城镇生活、农业综合开发的最佳区域。

本项目所在区域为南部丘陵沟壑区，评价区内地下水资源开采主要为石油开采企业水源井和各乡镇集中供水井开采，石油开采企业水源井数量多，分布位置较为集中，且开采量大，各乡镇集中供水井数量少，较为分散，开采量小。开采目标含水层均为白垩系洛河组地下水。本项目所涉及的新城乡、周河镇、五里湾乡地下水利用情况见表 5.1-2。

表 5.1-2　评价区各乡镇生活用水统计

位置/项目	地下水开采量(10^4m^3/a)	乡镇土地面积

含水层	洛河组	面积（km^2）
新城乡	4.05	323.50
周河镇	3.04	282.40
五里湾	4.52	298.20

（5）地下水的化学特征

第四系地下水矿化度一般小于 500mg/L，水质普遍较好。白垩系地下水主要接受第四系地下水越流补给，同时受深切沟谷控制，地下水径流、排泄条件好， 主要为矿化度在 500~1000mg/L 间的 HCO_3 型类淡水，水质良好。

2、定边油区评价区水文地质条件

（1）地下水类型及赋存特征

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》（2011 年 3 月），本项目调查区内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，可分为第四系风积黄土层孔隙裂隙潜水和白垩系裂隙孔隙水两大类型。本项目开发涉及的区块主要位于白于山北坡的黄土梁峁区，南部黄土梁峁区的潜水分布不连续、富水性极弱，流向受小地形控制，基本上从塬面往沟谷区流动，无统一流向，其地下水类型主要为第四系松散层裂隙孔隙潜水（主要为第四系风积黄土层孔隙裂隙潜水）和基岩裂隙孔隙水。其赋存特征详述如下：

1）第四系风积黄土层孔隙裂隙潜水

分布于白于山以南广大梁峁地区，为中、上更新统洪湖积层和风积层黄土层潜水含水岩组，无明显隔水层。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布。该含水层厚度整体南厚北薄，白于山北坡的黄土宽梁和斜坡区厚度则与白于山以南的黄土残塬厚度相当。岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，比重小，疏松且具垂直节理，孔隙发育。黄土含水层渗透系数平均 0.285m/d。该潜水含水岩组无明显隔水层，由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布，如纪畔乡 27 号孔单井涌水量为 9.33m^3/d，杨井 25 号井单井涌水量为 70.73m^3/d。

2）基岩裂隙孔隙水

含水层为环河组砂泥岩、洛河组砂岩，整体厚度南部大于北部，其中白于山以北白垩系厚度 500～900m 不等，白于山以南厚度约 900～1300m 不等，在王盘山一

带厚度可达 1400m。环河组在区内一般厚 300～500m，在白于山以南子午岭以东地区厚度最大可达 650m。洛河组厚度约 300～500m。

白垩系富水性取决于含水层赋存条件、上覆含水层富水性、含水层循环特征等因素。其中地下水的赋存条件主要取决于沉积相和岩性的空间展布，并受控于地形地貌、地表水文系统以及人类活动等因素。项目所在区域及其附近白垩系水量变化不大，一般单井涌水量小于 100m^3/d，白垩系地下水富水性属极弱富水－弱富水。

①白垩系环河组

评价区环河组极弱富水－弱富水区主要分布于白于山以南广大地区，受上覆地层有隔水层分布、含水层岩性及厚度等因素的影响，含水层补给条件、赋存条件差，单井涌水量一般小于 100m^3/d。据区内钻孔资料，含水层厚度 200～350m，单井涌水量 18.8～635.6m^3/d，渗透系数为 0.012～0.036m/d。

②白垩系洛河组

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

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

定边油区调查评价区水文地质图见图 5.1-12，水文地质剖面图见图 5.1-13，地下水流场图见图 2.5-4。

（2）地下水的补径排特征

①第四系黄土孔隙裂隙水

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

②白垩系碎屑岩类含水岩组

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

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

（3）调查区地下水水化学特征

根据调查评价区内地下水样品水质检测结果可知，评价区内地下水水化学类型包括HCO_3-Na、HCO_3-Mg·Ca、SO_4·HCO_3-Na、HCO_3·Cl·SO_4-Ca·Mg多种类型，其中阴离子以HCO_3^-、Cl^-为主，阳离子以Ca^{2+}、Na^+、Mg^{2+}为主。

5.1.5.3 典型场地水文地质条件

1、靖边油区典型场地水文地质条件分析

根据工程概况，本次产建内容除部分管线外其余地面工程均位于黄土梁峁区。拟建项目的水文地质条件如下：

（1）含水层特征及富水性

拟建项目涉及到的新建、改扩建井场在施工期和运营期的非正常状况下可能影响到的含水层为第四系黄土孔隙潜水含水层和白垩系环河组、洛河组裂隙含水层。

第四系黄土潜水含水层：岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，比重小，疏松且具垂直节理，孔隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定。

白垩系环河组裂隙含水层：含水介质主要为浅紫红色、紫褐色细砂岩与暗紫色泥岩互层状结构，评价区内环河组含水层总厚度约80～260m，渗透系数一般小于0.2m/d，单井换算涌水量一般小于100m^3/d。总体而言该含水层为弱富水性，但因沟谷内环河组地层普遍有出露，水位埋藏相对较浅，该含水层是该地区地下水主要开采层位之一，是当地居民生产、生活的重要供水水源。

白垩系洛河组裂隙含水层：含水介质总体为一套红色沙漠相风积砂岩，其承压区厚度200～450m，潜水区厚度0～200m，结构单一，局部夹泥岩透镜体，孔隙较发育，渗透系数一般在0.3～1.0m/d。本次产建中的靖边油田属于中~强富水含水层。

本次以部分井场、站场作为代表性场地说明产建工程具体所处的水文单元，盘 63-23、盘 67-23 等场地位于黄土地区，表层出露为黄土含水层，在临近沟谷内出露白垩系环河组含水层，见图 5.1-14。柳 44 区块井场（顺 131、柳 44-3、柳 44-1、柳 44 扩、柳 44-2、新 351）所在区域为黄土地区，表层出露为黄土含水层，紧邻沟谷内为白垩系环河组含水层，见图 5.1-15。顺 165 区块柳 100-35、柳 96-31、高 150、柳 98-32 井场和南九增等场地均位于黄土地区，表层出露为黄土含水层，在临近沟谷内出露白垩系环河组含水层，南六转位于周河河谷川地区，含水层为第四系冲积层和白垩系环河组混合含水层，见图 5.1-16。柳 48 区块高 21A、顺 92-05、高 199 扩、柳 48-9-5、柳 48-7-7、柳 91-03、柳 48 扩井场和南八增等场地均位于黄土地区，表层出露为黄土含水层，在临近沟谷内出露白垩系环河组含水层，柳 48-7-4 井场临近沟谷，含水层为白垩系环河组含水层，见图 5.1-17。各井区区块水文地质特征参数见表表 5.1-3。

柳 48 区块据附近钻孔揭露资料，场地区地层岩性由上至下依次为第四系风积黄土、新近系泥岩和白垩系环河组，包气带厚度约 103m，其中新近系泥岩厚度为 16m，环河组风化岩 2m。包气带岩性主要为黄土状粉土、粉质粘土、粘土，分布连续、稳定。典型场地钻孔柱状图见图 5.1-18。

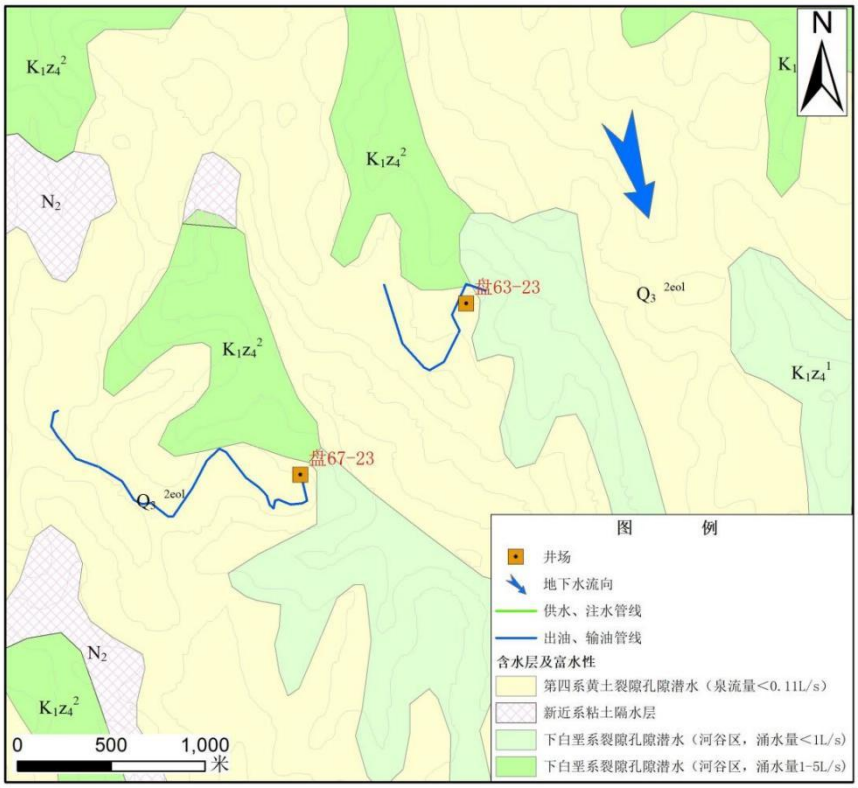


图 5.1-14 靖边油区典型场地（盘 63-23、盘 67-23）水文地质图

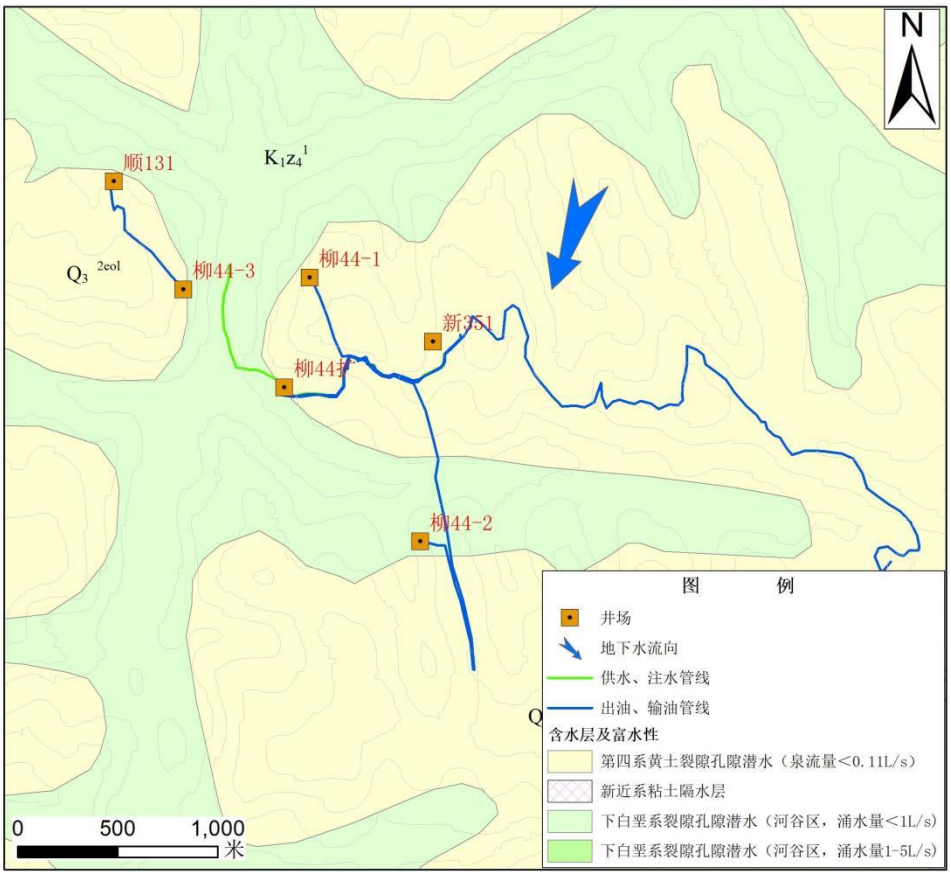


图 5.1-15　靖边油区柳 44 区块典型场地水文地质图

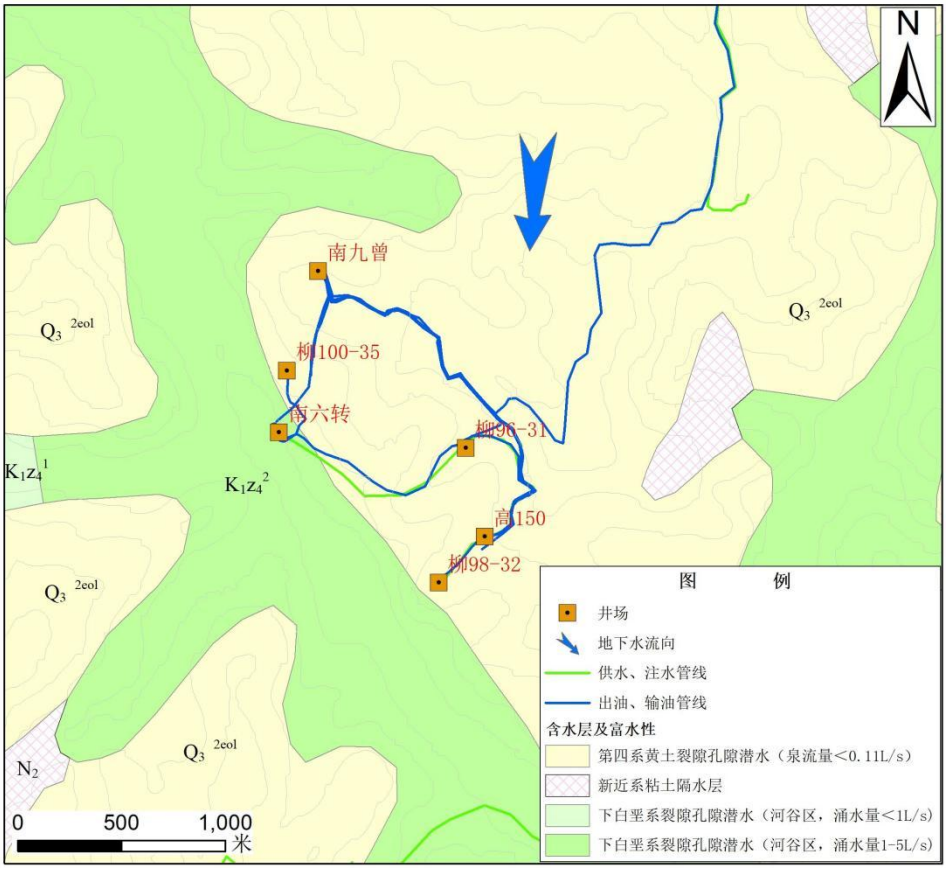


图 5.1-16　靖边油区顺 165 区块典型场地水文地质图

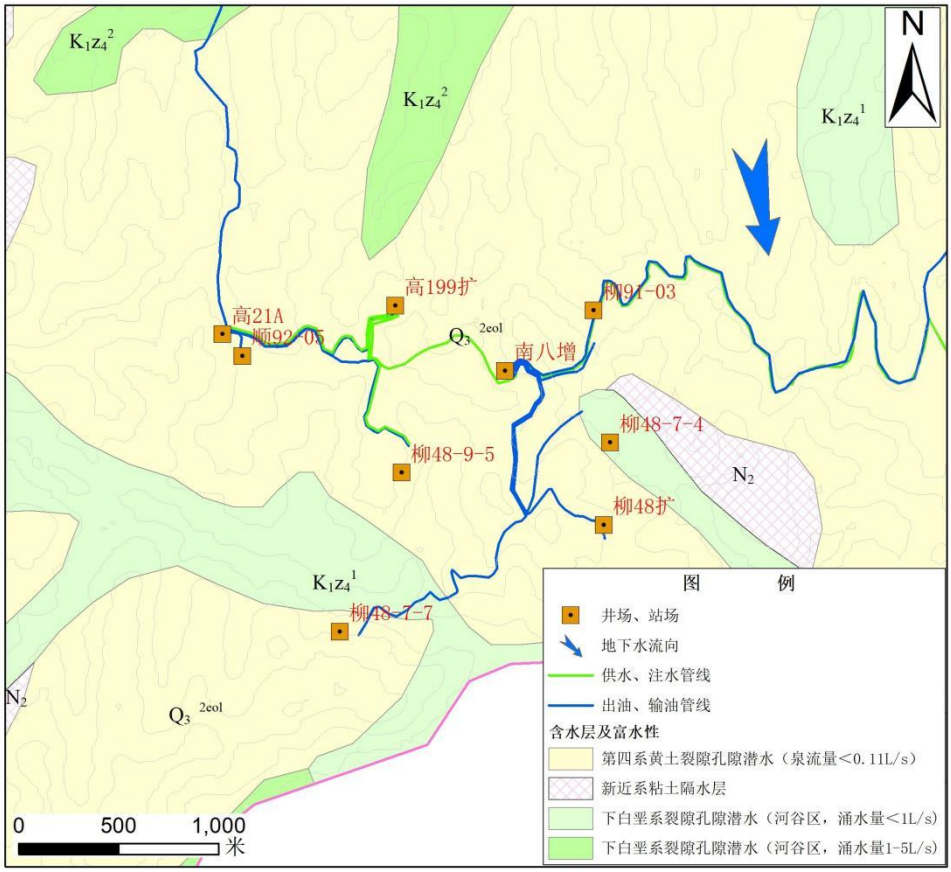


图 5.1-17 靖边油区柳 48 区块典型场地水文地质图

表 5.1-3 各井区水文地质特征参数表

区域	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	包气带岩性	包气带厚度（m）
盘古梁加密区	第四系风积黄土	20	0.46	2.0%	0.3	风积黄土	50
	白垩系环河组	200	0.19	0.4%	0.15		
	白垩系洛河组	250	1.00	0.8%	0.2		
柳 44 区块	第四系风积黄土含水层	160	0.46	1.5%	0.3	风积黄土	40
	白垩系环河组	260	0.19	0.3%	0.15		
	白垩系洛河组	260	1.00	0.8%	0.2		
顺 165 区	第四系风积黄土	40	0.46	1.8%	0.3	风积黄土	46
	白垩系环河组	250	0.19	0.3%	0.15		
	白垩系洛河组	260	1.00	0.8%	0.2		
柳 48 区	白垩系环河组	230	0.19	0.4%	0.15	风积黄土、新近系红土	103
	白垩系洛河组	255	1.00	0.9%	0.2		

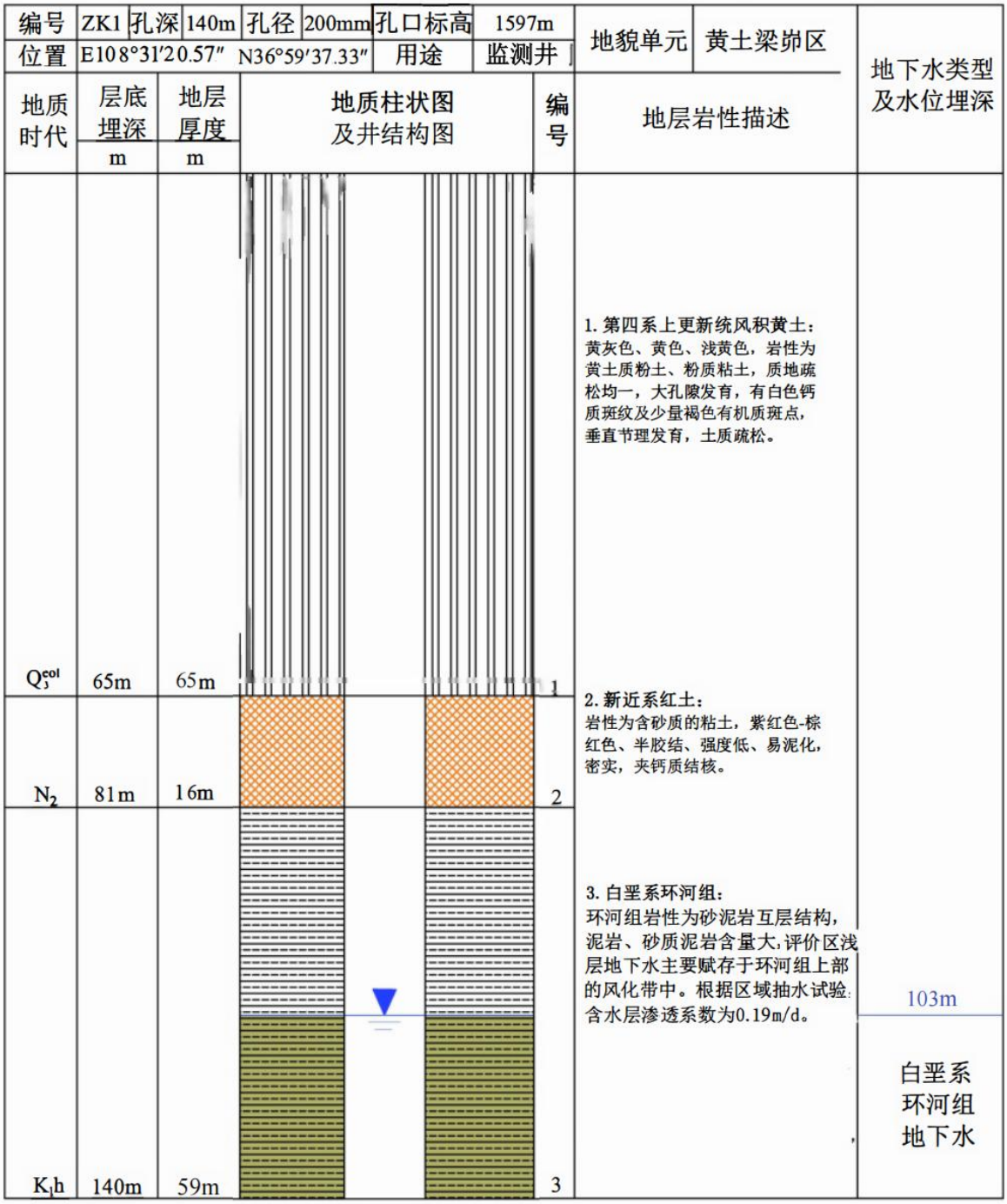


图 5.1-18 ZK1 钻孔柱状图

（2）地下水补径排条件

第四系黄土潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或渗流溢出形式排泄；河谷冲湖积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷；涧地潜水则沿涧地的延伸方向由上游支涧地进而汇集至主涧地近下游河流切割含水层沿河两侧呈线状溢出带排泄。

白垩系环河组地下水主要补给源为上覆含水层垂向渗入和裸露区降水、河道入渗补给。另外在河流切割裸露区地下水水位低于地表水水位时，接受河道入渗补给，

因该地层主要为砂岩，地表水主要通过地层孔隙入渗补给进入地下水，局地有少量构造裂隙传导。

（3）包气带渗透性及防污性能特征

项目场地内包气带地层平均厚度约 50.5m，主要为黄土，厚度均匀，连续性，在场地内进行的一组包气带渗水试验知，项目场地内包气带地层垂向渗透系数约为 0.3547m/d，即 4.11×10^{-4}cm/s，防污性能为“弱”。

项目区渗水试验步骤为：先除去表土，在坑底嵌入一个高 25cm，直径为 0.50m 的铁环，且铁环须压入土层 5cm 以上。试验时往铁环内注水，并保持环内的水柱保持在 10cm 左右，水面高度包括环底铺砾厚度在内。注水水源以秒表计时，人工量杯定量加注的方式。试验装置如图 5.1-19 所示，渗水试验计算公式和计算结果见表 5.1-4 和图 5.1-20。

渗水试验计算公式如下：

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

式中：K——试验土层的渗透系数（cm/s）；

Q——内环的稳定渗入水量（cm^3/s）；

F——试坑（内环）渗水面积（cm^2）。

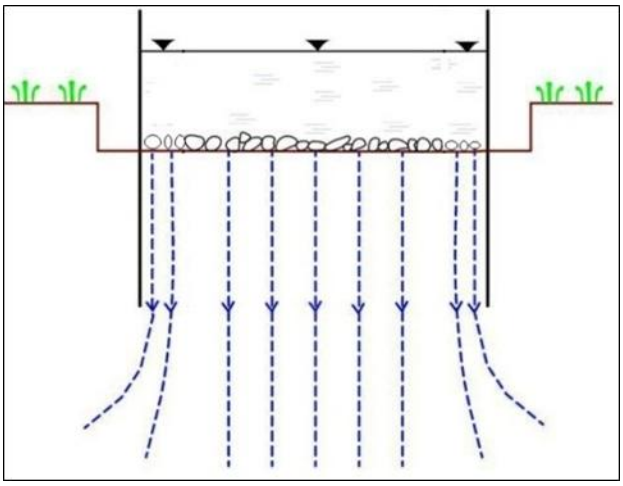


图 5.1-19　双环渗水试验装置示意图

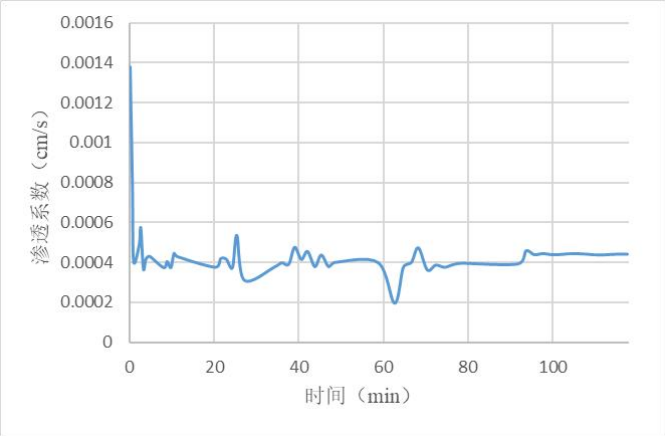


图 5.1-20　渗水试验历时曲线

表 5.1-4　渗水试验计算成果表

试点	内环面积 w (cm^2)	稳定渗水量 Q (cm^3/min)	渗透系数 k （cm/s）	表层岩性
项目场地内	706.5	17.4	4.11×10^{-4}	黄土

根据渗水试验结果，对场地包气带防渗性能进行评价，结果见表 5.1-5 所示。

表 5.1-5　包气带防污性能

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目情况
强	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定	场地包气带平均厚度约 50.5m。分布，厚度均匀、连续，包气带垂向渗透系数 1.59×10^{-3}cm/s≥1.0×10^{-4}cm/s，综上判定评价区包气带防污性能为“弱”
中	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定； Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s<K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定	
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。		

2、定边油区典型场地水文地质条件分析

根据工程概况，本次产建工程井场、出油及注水管线主要位于调查区中部黄土梁峁区。产建工程所在区域地面海拔标高 1470m~1900m，北侧为第四系萨拉乌苏组冲湖积层，其他区域均为第四系中更新统风积黄土层，产建工程所在区域出露含水层为第四系风积黄土裂隙孔隙潜水含水层，下伏白垩系环河组及洛河组含水层。

根据《盐池幅（J4824）1:20 万区域水文地质普查报告》，产建工程所在区域内第四系黄土含水层其形成和分布受地貌条件的严格控制，由于沟谷深切至基岩，加之地形较陡峻，故无统一的潜水面，只有在被沟谷分割的各个大小不等的汇水面积内，具有局部潜水体分布。多以泉的形式排出或渗水排出。本项目所在区域属于水量贫乏区，含水层厚度一般在 25~45m，局部厚度可达 80m 左右，含水岩性主要为粉质粘土、粉土夹薄层粉细砂层，渗透系数约为 0.09~0.429m/d。地下水流向为东南向

西北、北方向径流，区内地下水主要接受大气降雨入渗的垂向补给，以侧向径流的方式向西侧和北侧下游排泄，水力坡度约为 0.01。

本次定边油区仅部署 2 座井场及配套管线，池 222-235、池 227-238 扩 2 井场所在地位于黄土地区，表层出露为黄土含水层，西侧沟谷内则出露第四系冲积层孔隙潜水，富水性极弱，下伏白垩系环河组及洛河组含水层，见图 5.1-12。

表 5.1-6　各井区水文地质特征参数表

区域	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	包气带岩性	包气带厚度（m）
池 109 区	第四系风积黄土孔隙含水层	100	0.429	1%	0.25	风积黄土	100
	白垩系环河组裂隙含水层	400	0.452	0.5%	0.2		
	白垩系洛河组裂隙含水层	420	0.20	1.0%	0.2		

5.1.6 土壤

根据国家地球系统科学数据中心土壤分中心公开发布的陕西省 1:100 万土壤类型图（2018 年）以及现场实地调查修正，依据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，评价区内土壤类型主要为黄绵土、黑垆土。

黄绵土是评价区面积最大的土类，无明显剖面发育，层次分异不明显。剖面基本上由表土（耕作）层和底土（母质）层两个层段构成。整个土体以浅棕或浅黄棕色为主，质地均一，多为轻壤至中壤土，部分为砂壤土。耕作层养分含量较高，有机质含量一般不到 1%。全剖面均有石灰反应，呈碱性，深部尚有碳酸结核。土壤耕性好，疏松易耕，适耕期长。因土色浅，土温变幅大，早春作物返青早，易发小苗。但土壤肥力低，作物后衰。搞好水土保持是提高黄绵土肥力的首要增产措施。

黑垆土是在黄土母质上，经过长期的腐殖质积累和弱淋溶作用形成的。在相对干旱的环境中，草本植物生长繁茂，其残体在土壤中不断积累，经过微生物的分解和转化，形成了深厚的腐殖质层。同时，由于降水较少，淋溶作用较弱，土壤中的碳酸钙等物质得以保留，在土壤中形成了钙积层。典型的黑垆土剖面具有明显的层次结构，从上到下依次为腐殖质层、过渡层、钙积层和母质层。腐殖质层颜色较深，呈灰黑色或黑棕色，厚度一般在 30-50 厘米左右；过渡层颜色逐渐变浅，质地较为紧实；钙积层则含有大量的碳酸钙结核或假菌丝体，是黑垆土的重要诊断层之一；母质层为黄土状物质。

靖边油区土壤类型图见图 5.1-21，定边油区土壤类型图见图 5.1-22。

5.1.7 动植物

（1）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、达乌尔黄鼠、大仓鼠和小家鼠等；野生禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦和麻雀等。

据调查，区域内尚未发现国家、地方级重点保护野生动物。

（2）植物

根据现状调查，项目周边主要植被类型为乔木林、灌木林和天然草地。乔木林以小叶杨、刺槐、榆树等为主，分布于山峁中下部，群落较稀疏，杂生有退耕还林栽种的山桃、山杏等。灌木林成片状分布于山体中上部、沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，主要灌丛有沙棘、柠条。天然草地广泛分布于周边山峁，分布较为均一，主要有长芒草、铁杆蒿、针茅草地。

详见生态现状调查 7.2 章节内容。

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 环境空气质量现状调查与评价

5.2.1.1 区域环境空气质量达标情况判定

根据陕西省生态环境厅 2025 年 1 月 21 日发布的《2024 年 1-12 月全省环境空气质量状况》的数据，2024 年榆林市定边县、靖边县、延安市志丹县、吴起县环境空气基本因子质量现状详见表 5.2-1。

表 5.2-1 项目区 2024 年环境空气质量状况

区域	污染物	评价指标	浓度值ug/m³	标准值ug/m³	达标情况
定边县	SO_2	年平均质量浓度	9	60	达标
	NO_2	年平均质量浓度	23	40	达标
	CO	第95百分位数日平均质量浓度	1200	4000	达标
	O_3	第90百分位数8h平均质量浓度	158	160	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	54	70	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	24	35	达标

靖边县	SO_2	年平均质量浓度	10	60	达标
	NO_2	年平均质量浓度	20	40	达标
	CO	第95百分位数日平均质量浓度	1000	4000	达标
	O_3	第90百分位数8h平均质量浓度	155	160	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	52	70	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	26	35	达标
志丹县	SO_2	年平均质量浓度	6	60	达标
	NO_2	年平均质量浓度	17	40	达标
	CO	第95百分位数日平均质量浓度	1200	4000	达标
	O_3	第90百分位数8h平均质量浓度	142	160	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	46	70	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	24	35	达标
吴起县	SO_2	年平均质量浓度	6	60	达标
	NO_2	年平均质量浓度	16	40	达标
	CO	第95百分位数日平均质量浓度	1700	4000	达标
	O_3	第90百分位数8h平均质量浓度	142	160	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	60	70	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	25	35	达标

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），2024年项目所在区域（榆林市定边县、靖边县、延安市志丹县、吴起县）主要大气污染物中$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，因此，项目所在区域为环境空气质量达标区。

5.2.1.2 环境空气现状监测与评价

为了解本项目区域非甲烷总烃、硫化氢环境质量现状，本次评价设1处大气环境监测点位，引用《长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》中大气环境监测点位2处，引用《长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》中大气环境监测点位1处。补测监测1#姚台村监测点位于定边池109井区下风向，引用的2#周河镇监测点位于柳44井区下风向，引用的3#东坪村监测点位于顺165井区、柳48井区下风向，引用的4#盘古梁监测点位于盘古梁加密井区下风向，可代表项目区域环境空气质量现状。本次补充监测委托陕西正盛环境检测有限公司开展检测工作。

（1）监测点位

监测点位信息表见表 5.2-2。靖边油区环境空气监测点位见图 5.2-1，定边油区环境空气监测点位见图 5.2-2。

表 5.2-2 环境空气质量监测点位

点位类型	编号	监测点位			监测项目	备注	来源
补充监测	1#	姚台村	池 222-235 井场下风向 1.80km	E:107°36′54.85″ N:37°21′33.66″	非甲烷总烃、硫化氢	定边	实测
引用	2#	周河镇	柳44扩井场下风向0.86km	E:108°35′20.66″ N:37°05′48.56″		靖边	引用长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）监测数据，监测时段2024年7月8日~7月14日
	3#	东坪村	柳98-32井场下风向0.7km	E:108°35′5.68″ N:37°00′55.47″		靖边	
	4#	盘古梁	盘二转下风向 1.01km	E:108°36′55.77″ N:37°09′50.28″		靖边	引用长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）监测数据，监测时段2024年1月28日~2月3日

（2）监测因子

非甲烷总烃、硫化氢共 2 项。

（3）监测时间及频次

本次监测时间 2025 年 3 月 26 日~4 月 1 日，每天监测 4 次，监测时间为 02、08、14、20 时。引用监测数据的监测时间为 2024 年 7 月 8 日~7 月 14 日，每天监测 4 次，监测时间为 02、08、14、20 时，监测单位为陕西阔成检测服务有限公司。

（4）监测分析方法

表 5.2-3 环境空气质量现状监测分析方法

监测项目	分析方法及依据	检出限（mg/m^3）	检测仪器及编号	备注
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	GC9790 II 气相色谱仪	/
硫化氢	环境空气 硫化氢 亚甲基蓝分光光度法《空气和废气监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2003年）	0.001	N2S可见分光光度计	/

（5）监测结果与评价

评价区环境空气质量现状监测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 环境空气质量现状监测统计结果一览表

序号	监测点位	污染物	评价标准（mg/m^3）	监测浓度范围（mg/m^3）	最大浓度占标率（%）	超标率	达标情况

序号	监测点位	污染物	评价标准（mg/m³）	监测浓度范围（mg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率	达标情况
1#	姚台村	非甲烷总烃	2.0	0.81~1.34	67	0	达标
		硫化氢	0.01	0.001ND~0.005	50	0	达标
2#	周河镇	非甲烷总烃	2.0	0.87~1.39	69.5	0	达标
		硫化氢	0.01	0.2×10^{-3}ND	/	0	达标
3#	东坪村	非甲烷总烃	2.0	0.86~1.36	68	0	达标
		硫化氢	0.01	0.2×10^{-3}ND	/	0	达标
4#	盘古梁	非甲烷总烃	2.0	0.32~0.36	18	0	达标
		硫化氢	0.01	0.001ND~0.002	20	0	达标

监测数据表明，各监测点非甲烷总烃小时浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中小时限值 2.0mg/m³ 的参考值；硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值。

5.2.2 地表水环境质量现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）“集输工程穿（跨）越地表水水域功能III类及以上水体，且有涉水施工的，应在代表性的地表水体穿（跨）越位置上、下游适当位置布设对照断面和控制断面，开展补充监测。多次穿（跨）越同条地表水体的，其对照断面和控制断面可根据实际情况合并设置。井位布设、管道选线涉及水环境保护目标的，还应对水环境保护目标所在水域开展补充监测。”

5.2.2.1 监测点布设

本项目不涉及地表水体穿越工程，仅涉及 3 处工程跨越周河，无涉水施工，可不对地表水进行现状监测。本次评价引用《长庆油田分公司第三采油厂 2023 年管道隐患治理提升工程（榆林）环境影响报告书》和《长庆油田分公司第三采油厂 2023 年靖边区域拦油设施工程环境影响报告表》中 2 处对区域管线桁架跨越下游的地表水水质的监测数据，对评价区地表水环境质量进行评价，具体监测点位布置见表 5.2-5 和图 5.2-1。

表 5.2-5 区域地表水监测断面

序号	断面名称	与项目关系	数据来源	监测单位	监测时间
1#	周河二道沟断面	项目建设区上游	《长庆油田分公司第三采油厂 2023 年管道隐患治理提升工程（榆林）环境影响报告书》	甘肃水木青华检测科技有限公司	2023 年 8 月 5 日~7 日

2#	周河南六转下游拦油坝处	南六转下游 150m 处	《长庆油田分公司第三采油厂 2023 年靖边区域拦油设施工程环境影响报告表》	甘肃水木青华检测科技有限公司	2023 年 8 月 5 日~7 日

5.2.2.2 监测项目及监测方法

监测因子：pH、悬浮物、COD、氨氮、石油类、硫化物和挥发酚共 7 项。监测方法及检出限见表 5.2-6。

表 5.2-6 地表水检测项目、方法、标准限值一览表 （单位：mg/L）

序号	检测项目	分析方法	方法依据	检出限	标准限值	检测所用仪器
1	pH	玻璃电极法	HJ 1147-2020	/	6～9	pH 计雷磁 PHS-25 型
2	悬浮物	重量法	GB 11901-1989	/	/	天平 ESJ30-5A
3	CODcr	重铬酸盐法	HJ 828-2017	4	≤20	标准 COD 消解器 HCA-102
4	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025	≤1.0	紫外可见分光光度计 UV-2300II
5	石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01	≤0.05	
6	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	HJ 1226-2021	0.003	≤0.2	
7	挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003	≤0.005	可见分光光度计 V-5100

5.2.2.3 监测结果及评价

本次地表水检测结果详见表 5.2-7。

表 5.2-7 地表水水质检测结果一览表

水体	点位	监测时间	浓度（mg/L）						
			pH	COD	氨氮	石油类	硫化物	挥发酚	SS
周河	二道沟	2023.8.5	8.59	16	0.377	0.01L	0.004	0.0003L	39
		2023.8.6	8.58	16	0.409	0.01L	0.007	0.0003L	40
		2023.8.7	8.3	15	0.314	0.01L	0.005	0.0003L	42
		最大标准指数	0.80	0.8	0.409	0	0.014	0	/
	东坪村（南六转拦油坝）	2023.8.4	8.28	18	0.653	0.01L	0.005	0.0003L	36
		2023.8.5	8.62	16	0.58	0.01L	0.006	0.0003L	34
		2023.8.6	8.64	17	0.435	0.01L	0.003	0.0003L	32
		最大标准指数	0.82	0.9	0.653	0.1	0.03	0.03	/
III类标准			6~9	≤20	≤1.0	≤0.05	≤0.2	≤0.005	/

监测结果显示：周河二道沟断面和东坪村断面（南六转拦油坝处）的 pH、悬浮物、COD、氨氮、石油类、硫化物、挥发酚均满足 GB3838-2002《地表水环境质量标准》III类标准。

5.2.3 地下水环境质量现状调查与评价

5.2.3.1 地下水环境质量监测与评价

（1）布点原则

地下水环境现状监测点采用控制性布点与功能性布点相结合的布设原则。监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。监测层位应包括潜水含水层、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）点位布设

根据地下水埋藏特征、地下水流向以及周边敏感点分布状况，采用控制性布点和功能性布点结合的原则，参照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)要求，本次评价布设地下水水质、水位监测点位 5 个，本次监测委托陕西正盛环境检测有限公司开展检测工作；引用地下水水质水位监测点位 4 个，引用地下水水位监测点位 1 个。其中 3#、9#监测点位于调查区上游，1#、8#监测点位于盘古梁井区下游，2#、7#监测点位于柳 44 井区下游，4#监测点位于五里湾二区井区下游，6#监测点位于顺 165 井区、柳 48 井区上游，5#监测点位于池 109 井区下游，以上监测点可代表各井区上下游地下水环境质量现状，监测含水层包括第四系黄土含水层、白垩系环河组、白垩系洛河组，地下水类型包括潜水（含泉水）、承压水，监测点的选取具有代表性。

地下水监测点位信息见表 5.2-8，靖边油区地下水监测点位如图 5.2-3，定边油区地下水监测点位如图 5.2-4。

（3）监测因子

①水质

监测因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、钡、石油类、C_6~C_9、C_{10}~C_{40}。

②水位：井口坐标、井口标高、井深、水位埋深、水温。井深、井口标高及水位埋深与水质同期进行。

表 5.2-8　地下水监测点位一览表

编号	点位	地下水类型	层位	坐标		监测类型	用途	监测点位代表性	备注
				经度（E）	纬度（N）				
1#	盘古梁	承压水	白垩系洛河组	108°36′42″	37°09′54″	水质+水位	饮用	高338井场下游1.3km处（靖边）	本次监测（采样时间：2025年5月19日）
2#	庙台村	潜水	第四系黄土含水层	108°35′12″	37°05′12″	水质+水位	未利用泉水	柳44扩井场西南0.28km处（靖边）	
3#	路家坡	潜水	白垩系环河组	108°39′11″	37°13′42″	水质+水位	未利用泉水	调查区上游（靖边）	
4#	马鞍山	潜水	第四系黄土含水层	108°42′01″	37°00′43″	水质+水位	未利用泉水	高223井场下游0.6km处（靖边）	
5#	姚台村	承压水	白垩系环河组	107°36′08″	37°21′53″	水质+水位	饮用	池222-235井场下游2.5km处（定边）	
6#	巡检司	潜水	白垩系环河组	108°34'36.53"	37°02'37.96"	水质+水位	饮用	柳87-23井场下游1km处（靖边）	引用监测（采样时间：2024年7月9日~7月12日）
7#	杨崾岘	潜水	第四系黄土含水层	108°33'41.31"	37°04'41.42"	水质+水位	饮用	高333井场下游0.9km处（靖边）	
8#	靖三联下游	潜水	白垩系环河组	108°35'48.69"	37°09'49.85"	水质+水位	饮用	靖三联下游0.76m处（靖边）	
9#	盘33-21接转站下游	潜水	白垩系环河组	108°37'21.9"	37°11'5.02"	水质+水位	饮用	盘33-21接转站下游0.87km处（靖边）	
10#	郭家窑则	潜水	白垩系环河组	108°37'06.56"	37°03'30.26"	水位	饮用	柳81-34扩井场下游0.15km处（靖边）	引用监测（采样时间：2023年8月4日~8月6日）
注：1#~5#监测点为本次补充监测点位，监测单位为陕西正盛环境检测有限公司；6#~9#监测点为引用长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环评监测数据，监测单位为陕西阔成检测服务有限公司；10#监测点为引用长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）环评监测数据，监测单位为甘肃水木青华检测科技有限公司。									

（4）补充监测分析方法

地下水水质现状补充监测因子共 34 项，各监测因子、分析方法依据及限值等详见表 5.2-9。

表 5.2-9 地下水检测项目及分析方法一览表

监测项目	监测方法	检出限	分析仪器
K^+	火焰原子吸收分光光度法 GB/T11904-1989	0.05mg/L	AA-6880火焰原子吸收分光光度法
Na^+		0.01mg/L	
Ca^{2+}	EDTA滴定法 GB/T 7476-1987	2mg/L	50mL 聚四氟滴定管
Mg^{2+}	原子吸收分光光度法GB/T 11905-1989	0.002mg/L	AA-6880火焰原子吸收分光光度法
CO_3^{2-}	碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法DZ/T 0064.49-2021	5mg/L	25mL 聚四氟滴定管
HCO_3^-		5mg/L	
Cl^-	离子色谱法 HJ 84-2016	0.007mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
SO_4^{2-}		0.018mg/L	
pH值	电极法 HJ 1147-2020	/	DZB-718L 便携式多参数分析仪
氨氮	纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L	N4紫外可见分光光度计
硝酸盐氮	紫外分光光度法（试行）HJ/T 346-2007	0.08mg/L	L5紫外可见分光光度计
亚硝酸盐氮	分光光度法GB/T 7493-1987	0.001mg/L	L5紫外可见分光光度计
挥发酚类	氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L	L5紫外可见分光光度计
氰化物	异烟酸吡唑啉酮分光光度法）GB/T 5750.5-2023	0.002mg/L	N4 紫外可见分光光度计
汞	原子荧光法 HJ 694-2014	0.04μg/L	AFS-8220 原子荧光光度计
砷		0.3μg/L	
铬（六价）	二苯碳酰二肼分光光度法 DZ/T 0064.17-2021	0.004mg/L	N4 紫外可见分光光度计
总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法 DZ/T 0064.15-2021	3.0mg/L	50mL聚四氟滴定管
铅	石墨炉原子吸收法	1μg/L	GFA-6880石墨炉原子吸收分光光度计
镉		0.1μg/L	
氟化物	离子选择电极法 GB/T 7484-1987	0.05mg/L	PHS-3C pH计
铁	火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11911-1989	0.03mg/L	AA-6880火焰原子吸收分光光度计
锰		0.01mg/L	
溶解总固体	称量法 GB/T 5750.4-2023	/	PMK224ZH/E 万分电子天平
高锰酸盐指数（耗氧量）	酸性高锰酸钾滴定法 GB/T 5750.7-2023	0.05mg/L	50mL聚四氟滴定管

监测项目	监测方法	检出限	分析仪器
硫酸盐	铬酸钡分光光度法（试行） HJ/T 342-2007	8mg/L	L5紫外可见分光光度计
石油类	紫外分光光度法（试行）HJ 970-2018	0.01mg/L	L5紫外可见分光光度计
氯化物	硝酸银滴定法 GB/T 11896-1989	10mg/L	25mL 聚四氟滴定管
硫化物	亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021	0.003mg/L	N4紫外可见分光光度计
石油烃（C_{10}~C_{40}）	可萃取性石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法 HJ 894-2017	0.01mg/L	GC-2014C 气相色谱仪
总大肠菌群*	微生物指标 (5.1多 管发酵法)GB./T5750.12-2023	/	HWs-150恒温恒湿培养箱
细菌总数^	细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018	/	
钡*	电感耦合等离子体质谱法 HJ 700-2014	0.20μg/L	电感耦合等离子体质谱仪 ZWJC-YQ-243
石油烃（C_6~C_9）&	吹扫捕集/气相色谱法HJ 893-2017	0.01mg/L	TRACE 1310 气相色谱仪

（5）监测结果

本次选取的 10 个地下水水位监测结果见表 5.2-10。9 个地下水水质监测点监测结果见表 5.2-11~表 5.2-12。

表 5.2-10 本次监测地下水水位监测结果

编号	点位	地下水类型	监测层位	井口标高（m）	井深（m）	水位埋深（m）	水位标高（m）
1#	盘古梁	承压水	白垩系洛河组	1731.6	400	300.2	1631.6
2#	庙台村（泉水）	潜水	第四系黄土含水层	1387.6	/	/	1387.6
3#	路家坡（泉水）	潜水	白垩系环河组	1618.9	/	/	1618.9
4#	马鞍山（泉水）	潜水	第四系黄土含水层	1593.3	/	/	1593.3
5#	姚台村	承压水	白垩系环河组	1526.4	460	240.5	1286.4
6#	巡检司	潜水	白垩系环河组	1343	15	11.6	1332
7#	杨崾岘	潜水	第四系黄土含水层	1542	15	11.4	1531
8#	靖三联下游	潜水	白垩系环河组	1726	100	80.2	1646
9#	盘33-21接转站下游	潜水	白垩系环河组	1533	20	15.1	1518
10#	郭家窑则	潜水	白垩系环河组	1612	95	90.8	1522
注：1#~5#监测点为本次补充监测点位，6#~10#为引用监测点位。							

表 5.2-11 监测点地下水水质监测结果一览表（本次补充监测）

监测点位 / 监测因子	1#盘古梁	2#庙台村（泉水）	3#路家坡（泉水）	4#马鞍山（泉水）	5#姚台村	标准限值

	5月19日	5月19日	5月19日	5月19日	5月19日	
K^+	0.84	1.77	3.87	1.30	6.50	/
Na^+	47.4	131	133	41.4	951	200
Ca^{2+}	32	90	41	39	196	/
Mg^{2+}	14.0	46.1	169	31.9	431	/
CO_3^{2-}	ND5	ND5	ND5	ND5	ND5	/
HCO_3^-	251	337	312	309	332	/
Cl^-	8.8	98.3	172	12.4	1.26×10^3	/
SO_4^{2-}	34.2	267	531	29.2	1.91×10^3	/
pH（无量纲）	7.8（15.9℃）	7.6（14.5℃）	8.1（16.3℃）	7.4（15.9℃）	7.5（18.2℃）	6.5～8.5
氨氮（mg/L）	0.039	0.072	0.063	0.075	0.139	≤0.50
硝酸盐氮（mg/L）	3.94	12.5	14.8	0.59	44.6	≤20.0
亚硝酸盐氮（mg/L）	0.002	0.005	0.004	0.004	0.186	≤1.00
挥发性酚类（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	≤0.002
氰化物（mg/L）	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.002	≤0.05
汞（mg/L）	0.00010	0.00010	0.00010	0.00008	0.00010	≤0.001
砷（mg/L）	0.0029	0.0040	0.0012	0.0025	0.0038	≤0.01
铬（六价）（mg/L）	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	≤0.05
总硬度（mg/L）	138	429	805	246	2.29×10^3	≤450
铅（mg/L）	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	0.008	≤0.01
镉（mg/L）	ND0.0001	0.0002	0.0002	ND0.0001	0.0004	≤0.005
氟化物（mg/L）	0.26	0.19	0.22	0.24	0.36	≤1.0
铁（mg/L）	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	0.21	≤0.3
锰（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	0.09	≤0.10
溶解性总固体（mg/L）	289	821	1.20×10^3	315	4.99×10^3	≤1000
高锰酸盐指数（耗氧量）（mg/L）	1.10	1.83	1.62	1.82	2.71	≤3.0
硫酸盐（mg/L）	31	230	551	24	1.61×10^3	≤250
氯化物（mg/L）	ND10	98	171	12	1.26×10^3	≤250
硫化物（mg/L）	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	≤0.02
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.05
石油烃（C_{10}~C_{40}）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	/

（mg/L）						
总大肠菌群*(MPN/100mL)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	3.0
细菌总数^(CFU/mL)	44	15	23	30	24	100
钡*（μg/L）	74.2	67.6	27.5	113	17.4	≤700
石油烃（C_6~C_9）&（mg/L）	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	/

表 5.2-12　监测点地下水水质监测结果一览表（引用监测数据）

监测点位 / 监测因子	6#巡检司	7#杨崾峴	8#靖三联下游	9#盘33-21接转站下游	标准限值
	2024年7月11日				
pH	7.8（22.7℃）	8.4（24.6℃）	7.9（19.9℃）	8.3（21.5℃）	6.5～8.5
氨氮（mg/L）	0.031	0.047	0.039	0.040	≤0.50
硝酸盐（mg/L）	6.27	1.92	6.22	3.40	≤20.0
亚硝酸盐（mg/L）	0.003	0.011	0.006	0.032	≤1.00
氟化物（mg/L）	0.51	0.58	0.17	0.36	≤1.0
石油类（mg/L）	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	≤0.05
氰化物（mg/L）	0.002ND	0.002ND	0.002ND	0.002ND	≤0.05
六价铬（mg/L）	0.006	0.009	0.016	0.033	≤0.05
硫化物（mg/L）	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	≤0.02
汞（mg/L）	3.4×10^{-4}	4.7×10^{-4}	8.3×10^{-4}	7.3×10^{-4}	≤0.001
砷（mg/L）	4.0×10^{-3}	3.3×10^{-3}	3.0×10^{-3}	5.6×10^{-3}	≤0.01
总硬度（mg/L）	404	381	589	242	≤450
溶解性总固体（mg/L）	790	531	1.28×10^{3}	577	≤1000
挥发性酚类（mg/L）	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	≤0.002
耗氧量（CODMn法）（mg/L）	1.17	1.23	0.87	1.46	≤3.0
铁（mg/L）	8.2×10^{-4}ND	8.2×10^{-4}ND	6.90×10^{-3}	8.2×10^{-4}ND	≤0.3
锰（mg/L）	1.2×10^{-4}ND	1.2×10^{-4}ND	3.71×10^{-4}	4.71×10^{-4}	≤0.10
铅（mg/L）	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	≤0.01
镉（mg/L）	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	≤0.005
钡（mg/L）	0.05	0.11	0.02	0.04	≤0.7
钾（mg/L）	2.51	1.43	3.13	1.39	/
钙（mg/L）	79.5	73.6	72.2	38.9	/
镁（mg/L）	49.9	51.4	94.7	33.3	/
钠（mg/L）	115	67.4	226	124	≤200

菌落总数（CFU/mL）	40	17	33	38	≤100
总大肠菌群（MPN/100ml）	未检出	未检出	未检出	未检出	≤3.0
Cl^-	133	10.1	322	60.3	/
$SO4^{2-}$（mg/L）	312	26.6	487	160	/
CO_3^{2-}（mg/L）	0	0	0	0	/
HCO_3^-（mg/L）	187	601	136	306	/

（6）地下水水质现状评价

评价方法：

采用单因子污染指数法，计算公式为：$P_i=C_i/C_{is}$

式中：P_i—监测点某因子的污染指数；

C_i—监测点某因子的实测浓度，mg/L；

C_{is}-某因子的环境质量标准值，mg/L。

pH 值评价采用如下模式：

当实测 pH 值≤7.0 时，$S_{pHi}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{smim})$

当实测 pH 值>7.0 时，$S_{pHi}= (pH_i-7.0)/(pH_{smax}-7.0)$

式中：S_{pHi}—监测点 pH 值的污染指数；

pH_i—监测点 pH 值的实测值；

pH_{smin}—pH 值的环境质量标准值下限；

pH_{smax}—pH 值的环境质量标准值上限。

地下水水质评价结果见表 5.2-13。

表 5.2-13 监测点地下水水质评价结果（Pi 值）一览表

监测点位 监测因子	1#盘古梁	2#庙台村（泉水）	3#路家坡（泉水）	4#马鞍山（泉水）	5#姚台村	标准限值
	5月19日	5月19日	5月19日	5月19日	5月19日	
pH（无量纲）	0.53	0.4	0.73	0.27	0.33	6.5～8.5
钠	0.24	0.66	0.67	0.21	4.76	200 mg/L
氨氮	0.078	0.144	0.126	0.15	0.278	≤0.50 mg/L
硝酸盐氮	0.197	0.625	0.74	0.0295	2.23	≤20.0 mg/L
亚硝酸盐氮	0.002	0.005	0.004	0.004	0.186	≤1.00 mg/L
挥发性酚类	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	≤0.002 mg/L
氰化物	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	≤0.05 mg/L
汞	0.10	0.10	0.10	0.08	0.10	≤0.001 mg/L
砷	0.29	0.40	0.12	0.25	0.38	≤0.01 mg/L

铬（六价）	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	≤0.05 mg/L
总硬度	0.31	0.95	1.79	0.55	5.09	≤450 mg/L
铅	0.01	0.01	0.01	0.01	0.8	≤0.01 mg/L
镉	0.01	0.04	0.04	0.01	0.08	≤0.005 mg/L
氟化物	0.26	0.19	0.22	0.24	0.36	≤1.0 mg/L
铁	0.05	0.05	0.05	0.05	0.7	≤0.3 mg/L
锰	0.05	0.05	0.05	0.05	0.9	≤0.10 mg/L
溶解性总固体	0.29	0.82	1.20	0.32	4.99	≤1000 mg/L
高锰酸盐指数（耗氧量）	0.37	0.61	0.54	0.61	0.90	≤3.0 mg/L
硫酸盐	0.12	0.92	2.20	0.10	6.44	≤250 mg/L
氯化物	0.02	0.39	0.68	0.05	5.04	≤250 mg/L
硫化物	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	≤0.02 mg/L
石油类	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	≤0.05 mg/L
总大肠菌群*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	≤3.0 MPN/100ml
细菌总数^	0.44	0.15	0.23	0.30	0.24	≤100 CFU/mL
钡*	0.106	0.097	0.039	0.161	0.025	≤700 mg/L
备注：根据《水环境监测规范》（SL219-98），本次评价低于检出限的监测值以1/2最低检出浓度值参加统计处理。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准评价。						

由上表可知，本次地下水监测点5#姚台村监测点位硝酸盐氮（超标1.23倍）、总硬度（超标4.09倍）、溶解性总固体（超标3.99倍）、硫酸盐（超标5.44倍）、氯化物（超标4.04倍）、钠（超标3.76倍）超标准限值，3#路家坡监测点位总硬度（超标0.79倍）、溶解性总固体（超标0.20倍）、硫酸盐（超标1.20倍）超标准限值，除石油类外其余各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。油气田开发典型特征因子石油类均未检出，且超标点位各超标因子不具有一致性，说明靖边县、定边县开发区域地下水环境受石油开采影响小，根据区域水文地质资料，分析其调查结果中溶解性总固体、总硬度、氯化物超标原因主要为地质背景原因，部分区域白垩系地下水溶解地层中的盐类物质，导致地下水中离子含量处于较高水平。

5.2.3.2 区域地下水环境质量变化趋势

根据近年来有关单位2022年至2024在调查评价区内的地下水水质监测数据，对评价区内地下水环境质量变化情况进行了分析。

从中可以看出，2022 年监测点位中姚台子、安 42 接转站、石沟村、马沟泉村点位中氨氮、溶解性总固体、总硬度、钠、硫酸盐、氯化物超标，其他各监测因子监测结果均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。2023 年实测的地下水监测点的 pH、Na^+、$C1^-$、SO_4^{2-}、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、钡均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。2024 年实测的地下水监测点除部分点位溶解性总固体（最大超标倍数 6.44）、总硬度（最大超标倍数 6.0667）、钠（最大超标倍数 5.55）超标准限之外，其余各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。作为油田开发的特征因子石油类检出结果相差不大，满足参照的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准，说明该区域油田开发对区域地下水环境影响轻微。

总硬度普遍超标，这主要与当地岩相古地理条件、水文地质结构和地下水循环条件等有关，非人类工程活动影响造成。其他监测因子的零星超标是由环境地质条件引起的自然污染。另外，需要说明的是，每年的环境影响评价是由不同的环评单位完成的，即使是同一单位完成的，由于每年的建设项目场地不同，根据导则中规定的水质监测点布点要求，在同一个监测点连续监测的可能性很小，因此对评价区地下水环境质量的变化趋势分析只能从区域宏观上进行分析，无法针对某一个点位的地下水环境质量变化趋势进行对比分析。

5.2.3.3 包气带现状调查

（1）监测点位及层位

本次评价布设包气带监测点位 3 组，分别在柳 84-32 井场油泥贮存点、井场外；柳 92-33 井场措施返排液处理站废水池旁、井场外；池 222-235 井场井口处、井场外。井场、站场监测层位选取表层样 0~20cm。本次监测委托陕西正盛环境检测有限公司开展检测工作。监测点位布置见表 5.2-14。

表 5.2-14 包气带监测点位

序号	监测点位	坐标	调查内容
1#	柳 84-32 井场油泥贮存点（表层 0~20cm）	E:108°36′38″;N:37°4′44″	包气带
2#	柳 84-32 井场外（表层 0~20cm）	E:108°36′40″;N:37°4′45″	包气带（背景点）
3#	柳 92-33 井场措施返排液处理站废水池	E:108°36′15″;N:37°1′39″	包气带（表层+深层）

	旁（表层 0~20cm、池底以下 0~20cm）		
4#	柳 92-33 井场外（表层 0~20cm）	E:108°36′17″;N:37°1′39″	包气带（背景点）
5#	池 222-235 井场井口处（表层 0~20cm）	E:107°36′59″;N:37°20′36″	包气带
6#	池 222-235 井场处（表层 0~20cm）	E:107°37′0″;N:37°20′37″	包气带（背景点）

（2）监测因子

包气带浸溶液水质：pH 值、氨氮、耗氧量、挥发性酚类、硫化物、氯化物、总硬度、溶解总固体、砷、汞、铬（六价）、钡、石油类，共 13 项。

（3）监测频次

监测时间 2025 年 4 月 8 日~4 月 10 日，每个监测点位监测 1 天，每天 1 次。

（4）监测分析方法

同地下水监测及分析方法，具体见表 5.2-9。

（5）监测结果

包气带浸溶液监测结果见表 5.2-15。

由监测结果可知，场地内与场地外监测数据相差不大，表明现有工程未造成包气带土壤污染，包气带现状较好。

表 5.2-15　包气带监测结果

监测点位	1#柳 84-32 井场油泥贮存点	2#柳 84-32 井场外	3#柳 92-33 井场措施返排液处理站废水池旁		4#柳 92-33 井场外	5#池 222-235 井场井口处	6#池 222-235 井场处
	4 月 8 日		4 月 9 日			4 月 10 日	
pH（无量纲）	8.0	7.8	8.0	8.5	8.3	8.4	8.7
氨氮（mg/L）	0.419	0.446	0.430	0.424	0.264	0.218	0.244
高锰酸盐指数（mg/L）	2.70	2.43	2.33	2.09	1.54	2.38	1.34
挥发性酚类（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003
硫化物（mg/L）	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003
氯化物（mg/L）	ND10	ND10	ND10	17	ND10	209	ND10
总硬度（mg/L）	20	28	29	30	30	164	24
溶解性总固体（mg/L）	37	31	38	85	28	374	26
汞（mg/L）	0.00006	0.00006	0.00008	0.00009	0.00016	0.00025	0.00034
砷（mg/L）	0.0046	0.0012	0.0043	0.0038	0.0011	0.0012	0.0011
铬（六价）（mg/L）	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004
钡*（μg/L）	11.0	36.9	18.7	36.1	21.3	65.5	59.5
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01
注：带“*”项目为分包项目，分包单位为陕西正为环境检测股份有限公司							

5.2.4 声环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

本次站场改造柳 102-253 脱仅新增一套计量装置、南八增新增增压装置比南九增规模小、南五供新增供水泵位于室内，且站场四周无声环境敏感点，所以本次评价改扩建站场选取了盘三转、南六转、南九增作为代表性站场对厂界噪声排放的声环境质量进行了现场监测。另选取了场站周边、管线沿线的代表性声环境敏感点进行了现状监测，本次评价布设噪声监测点位 16 个，本次监测委托陕西正盛环境检测有限公司开展检测工作。靖边油区噪声监测点位见图 5.2-5，定边油区噪声监测点位见图 5.2-6。

表 5.2-16 声环境质量现状监测点位

序号	监测点名称	坐标		监测点位	备注
		经度（E）	纬度（N）		
1#	南六转东厂界外 1m 处	108°34′55″	37°1′6″	均布设 1 个监测点位	监测现状值
2#	南六转南厂界外 1m 处	108°34′55″	37°1′4″		
3#	南六转西厂界外 1m 处	108°34′53″	37°1′6″		
4#	南六转北厂界外 1m 处	108°34′53″	37°1′8″		
5#	盘三转东厂界外 1m 处	108°38′16″	37°10′6″		
6#	盘三转南厂界外 1m 处	108°38′14″	37°10′6″		
7#	盘三转西厂界外 1m 处	108°38′13″	37°10′8″		
8#	盘三转北厂界外 1m 处	108°38′15″	37°10′8″		
9#	南九增东厂界外 1m 处	108°36′3″	37°1′30″		
10#	南九增南厂界外 1m 处	108°35′3″	37°1′29″		
11#	南九增西厂界外 1m 处	108°35′1″	37°1′30″		
12#	南九增北厂界外 1m 处	108°35′2″	37°1′12″		
13#	庙台村（柳 44 扩西北 105m 处居民点）	108°35′15″	37°5′15″		监测背景值
14#	小李子沟（盘 63-23 南 140m 处居民点）	108°32′15″	37°7′40″		
15#	东坪村（南六转东侧 45m 处居民点）	108°34′15″	37°1′6″		
16#	阳滩村（池 227-238 扩 2 至池 2 增管线东侧居民点）	107°37′15″	37°21′30″		

（2）监测因子及监测频次

监测时间 2025 年 4 月 10 日~4 月 12 日等效连续 A 声级，连续监测 2 天，昼夜各一次。

（3）监测分析方法

表 5.2-17 噪声分析方法

监测项目	分析方法	仪器型号/名称/编号	检出限
等效连续A声级	声环境质量标准 GB 3096-2008	AWA6228+多功能声级计（E-A-2023-005）	/

（4）监测结果

表 5.2-18 声环境质量现状监测结果 单位：dB(A)

测点编号	监测点位	2025.4.10~4.11		2025.4.11~4.12	
		昼间	夜间	昼间	夜间
1#	南六转东厂界外 1m 处	48	44	48	46
2#	南六转南厂界外 1m 处	43	40	46	44
3#	南六转西厂界外 1m 处	44	40	46	44
4#	南六转北厂界外 1m 处	45	43	47	44
5#	盘三转东厂界外 1m 处	44	41	46	43
6#	盘三转南厂界外 1m 处	43	40	45	42
7#	盘三转西厂界外 1m 处	46	42	49	44
8#	盘三转北厂界外 1m 处	44	41	46	43
9#	南九增东厂界外 1m 处	45	42	47	45
10#	南九增南厂界外 1m 处	44	41	45	44
11#	南九增西厂界外 1m 处	43	41	46	43
12#	南九增北厂界外 1m 处	44	42	46	43
13#	庙台村（柳 44 扩西北 105m 处居民点）	43	39	45	42
14#	小李子沟（盘 63-23 南 140m 处居民点）	46	42	50	44
15#	东坪村（南六转东侧 45m 处居民点）	43	40	45	43
16#	阳滩村（池 227-238 扩 2 至池 2 增管线东侧居民点）	44	41	44	42
标准值		60	50	60	50
达标情况		达标	达标	达标	达标

根据表 5.2-18，项目周围环境敏感点声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）中 2 类区相关标准限值；现有场站厂界声环境质量满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

5.2.5 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位

为兼顾现有工程，更加充分地反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状，本次评价共布设监测点位 15 个，其中占地范围内柱状样 5 个、表层样点 6 个（含引用监测点 4 个），厂界外表层样 4 个。拟建工程监测点主要设于项目新建井场、增

压站、输油管线跨越点等工程内容占地范围内及其占地范围外的农用地，现有工程监测点选择扩建井场井口、措施液处理站、污油泥暂存点、脱水站、联合站等典型场站主要装置和设施附近的土壤。项目拟建工程涉及黄绵土、黑炉土、新积土 3 种土壤类型，满足导则点位数量要求。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。靖边油区土壤监测布点见图 5.2-7，定边油区土壤监测布点见图 5.2-8。

表 5.2-19　土壤环境监测点位及监测内容一览表

序号	监测点位			采样深度	监测因子	土壤类型	工程类型	来源
1#	池 227-238 扩 2 井场内	E:107°37′49.04″；N:37°20′53.25″	占地范围内	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）	黄绵土	现有工程	本次实测
2#	盘 67-23 井场内	E:108°32′20.11″；N:37°07′15.02″		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m		黄绵土	拟建工程	
3#	南九增井场内	E:108°35′2.21″；N:37°01′29.21″		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m		黑垆土	拟建工程	
4#	柳 103-252 脱污油池旁	E:108°33′40.03″；N:37°00′1.12″		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m		黑垆土	现有工程	
5#	柳 44 扩井场内	E:108°35′21.10″；N:37°05′13.06″		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m		黄绵土	现有工程	
6#	柳 98-32 井场内	E:108°35′26.25″；N:37°00′40.03″		0～0.2m	pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）+GB36600-2018 中 45 项基本因子	黑垆土	现有工程	
7#	柳 91-03 井场内	E:108°32′19.21″；N:36°59′36.13″		0～0.2m		黄绵土	拟建工程	
8#	池 227-238 扩 2 井场外	E:107°37′50.03″；N:37°20′55.14″	占地范围外	0～0.2m	pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~ C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）	黄绵土	现有工程	
9#	盘 67-23 井场外	E:108°32′19.22″；N:37°07′14.03″		0～0.2m		黄绵土	拟建工程	
10#	南九增井场外	E:108°35′3.16″；N:37°01′30.06″		0～0.2m		黑垆土	拟建工程	
11#	高 333-柳 88-25 脱出油管线周	E:108°34′34.20″；N:37°02′42.15″		0～0.2m	pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~ C_9）、	新积土	拟建工程	

序号	监测点位			采样深度	监测因子	土壤类型	工程类型	来源
	河穿越点处				石油烃（C_{10}~C_{40}）+GB15618-2018 中 8 项基本因子			
12#	柳 92-33 措施液处理站内	E:108°36′16.87″；N:37°01′39.28″	占地范围内	0～0.2m	镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、石油烃（C_{10}~ C_{40}）	黑垆土	现有工程	引用企业自行监测数据，监测时间 2024 年 12 月，监测单位内蒙古华智鼎检测技术有限公司
13#	柳 84-32 污油泥暂存点	E:108°36′37.53″；N:37°04′45.67″		0～0.2m		黄绵土	现有工程	
14#	柳 72-33 脱站内	E:108°37′23.68″；N:37°04′47.34″		0～0.2m		黄绵土	现有工程	
15#	油一联采出水储罐区附近	E:107°42′39.56″；N:37°27′37.16″		0～0.2m		灰钙土	现有工程	引用企业自行监测数据，监测时间 2024 年 10 月，监测单位核工业二 0 三研究所分析测试中心

（2）监测因子

①特征因子：pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~ C_9）、石油烃（C_{10}~ C_{40}）、汞、砷、六价铬。

②GB36600-2018 建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

③GB15618-2018 农用地 8 项基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

（3）监测时间与频次

本次监测委托陕西正盛环境检测有限公司开展检测工作，监测时间 2025 年 4 月 8 日~4 月 10 日，每个点监测 1 天，每天监测 1 次。

（4）监测分析方法

表 5.2-20　土壤监测分析方法

监测项目		监测方法	检出限	监测仪器
pH值		电位法 HJ 962-2018	/	PHS-3C pH计（E-A-2018-002）
水溶性盐总量		土壤水溶性盐总量的测定 NY/T1121.16-2006	/	PMK224ZH/E 万分电子天平
石油类		红外分光光度法 HJ 1051-2019	4mg/kg	MAI-50G红外测油仪（E-A-2018-031）
石油烃（C_6~ C_9）		吹扫捕集/气相色谱法 HJ 1020-2019	0.04mg/kg	TRACE 1310 气相色谱仪 ZWJC-YQ-306
铬（六价）		碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.5mg/kg	AA-6880火焰原子吸收分光光度计（E-A-2018-044）
石油烃（C_{10}~ C_{40}）		气相色谱法 HJ 1021-2019	6mg/kg	GC-2014C气相色谱仪（E-A-2023-018）
阳离子交换量		三氯六氨合钴浸提-分光光度法HJ 889-2017	0.8cmol$^+$/kg	L5紫外可见分光光度计（E-A-2022-001）
氧化还原电位		电位法 HJ 746-2015	/	TR-901土壤ORP计（E-A-2023-010）
饱和导水率		森林土壤渗滤率的测定 LY/T 1218-1999	/	/
孔隙度		森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	/	/
土壤容重		土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2006	/	101-3ABS 电热鼓风干燥箱（E-A-2018-025）
砷		土壤中总砷的测定GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg	AFS-8220原子荧光光度计（E-A-2018-043）
汞			0.002mg/kg	
铅		石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.1mg/kg	GFA-6880石墨炉原子吸收分光光度计（E-A-2018-045）
镉			0.01mg/kg	
铜		原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1mg/kg	AA-6880 火焰原子吸收分光光度计 （E-A-2018-044）
镍			3mg/kg	
铬			4mg/kg	
锌			1mg/kg	
多环芳烃	苯并[a]蒽	高效液相色谱法 HJ 784-2016	4μg/kg	LC-16 液相色谱仪（E-A-2021-002）
	苯并[a]芘		5μg/kg	
	苯并[b]荧蒽		5μg/kg	
	苯并[k]荧蒽		5μg/kg	
	䓛		3μg/kg	
	二苯并[a，h]蒽		5μg/kg	
	茚并[1,2,3-cd]芘		4μg/kg	
	萘		3μg/kg	
2-氯酚		气相色谱法 HJ703-2014	0.04mg/kg	GC-2014C气相色谱仪

监测项目	监测方法	检出限	监测仪器
			（E-A-2023-018）
挥发性有机物	顶空-气相色谱法 HJ741-2015	/	GC-2014C气相色谱仪（E-A-2018-061）
氯甲烷*	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	1.0μg/kg	气相色谱质谱联用仪 ZWJC-YQ-214
苯胺*	液相色谱-三重四极杆质谱法HJ 1210-2021	2μg/kg	液相色谱质谱联用仪 ZWJC-YQ-502
硝基苯*	气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	0.09mg/kg	气相色谱质谱联用仪 WJC-YQ-638

（5）监测结果

本项目土壤监测结果见表 5.2-21~表 5.2-24。

表 5.2-21 建设用地壤监测结果及评价表—基本+特征因子 单位：mg/kg（pH 为无量纲）

监测项目	监测结果		标准值
	6#柳98-32井场内（0-0.2m）	7#柳91-03井场内（0-0.2m）	
pH	8.09	8.06	/
汞（mg/kg）	0.0134	0.0138	38
砷（mg/kg）	12.5	11.2	60
镍（mg/kg）	14	16	900
铜（mg/kg）	41	41	18000
铅（mg/kg）	24.1	22.2	800
镉（mg/kg）	0.10	0.11	65
六价铬（mg/kg）	ND0.5	ND0.5	5.7
水溶性盐总量（g/kg）	0.4	0.4	/
石油类（mg/kg）	13	6	/
石油烃（C_6-C_9）*（mg/kg）	0.04ND	0.04ND	/
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	10	ND6	4500
氯甲烷*（mg/kg）	1.0ND	1.0ND	37
四氯化碳（mg/kg）	ND0.03	ND0.03	2.8
氯仿（mg/kg）	ND0.2	ND0.2	0.9
1,1-二氯乙烷（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	9
1,2-二氯乙烷+苯（mg/kg）	ND0.01	ND0.01	/
1,1-二氯乙烯（mg/kg）	ND0.01	ND0.01	66
顺-1,2-二氯乙烯（mg/kg）	ND0.008	ND0.008	596
反-1,2-二氯乙烯（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	54
二氯甲烷（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	616
1,2-二氯丙烷（mg/kg）	ND0.008	ND0.008	5

监测项目	监测结果		标准值
	6#柳98-32井场内（0-0.2m）	7#柳91-03井场内（0-0.2m）	
1,1,1,2-四氯乙烷（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	10
1,1,2,2-四氯乙烷（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	6.8
四氯乙烯（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	53
1,1,1-三氯乙烷（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	840
1,1,2-三氯乙烷（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	2.8
三氯乙烯（mg/kg）	ND0.009	ND0.009	2.8
1,2,3-三氯丙烷（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	0.5
氯乙烯（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	0.43
氯苯（mg/kg）	ND0.005	ND0.005	270
1,2-二氯苯（mg/kg）	ND0.02	ND0.00	560
1,4-二氯苯（mg/kg）	ND0.008	ND0.008	20
乙苯（mg/kg）	ND0.006	ND0.006	28
甲苯（mg/kg）	ND0.006	ND0.006	1200
间-二甲苯+对-二甲苯（mg/kg）	ND0.009	ND0.009	570
邻二甲苯+苯乙烯（mg/kg）	ND0.02	ND0.02	/
硝基苯*（mg/kg）	0.09ND	0.09ND	76
苯胺*（μg/kg）	2ND	2ND	260
2-氯酚（mg/kg）	ND0.04	ND0.04	2256
苯并[a]蒽（mg/kg）	ND0.004	ND0.004	15
苯并[a]芘（mg/kg）	ND0.005	ND0.005	1.5
苯并[b]荧蒽（mg/kg）	ND0.005	ND0.005	15
苯并[k]荧蒽（mg/kg）	ND0.005	ND0.005	151
䓛（mg/kg）	ND0.003	ND0.003	1293
二苯并[a,h]蒽（mg/kg）	ND0.005	ND0.005	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘（mg/kg）	ND0.004	ND0.004	15
萘（mg/kg）	ND0.003	ND0.003	70
注：带“*”项目为分包项目，分包单位为陕西正为环境检测股份有限公司			

表 5.2-22　建设用地特征因子监测结果及评价表　单位：mg/kg（pH为无量纲）

监测项目	监测结果						标准值
	1#池227-238扩2井场内(0-0.5m)	1#池227-238扩2井场内(0.5-1.5m)	1#池227-238扩2井场内(1.5-3.0m)	2#盘67-23井场内(0-0.5m)	2#盘67-23井场内(0.5m-1.5m)	2#盘67-23井场内(1.5m-3m)	
pH（无量	7.25	8.41	8.62	8.49	8.30	8.26	/

纲）							
水溶性盐总量（g/kg）	2.1	0.7	0.5	0.5	0.3	0.3	/
石油类	24	15	14	13	11	10	/
石油烃（C_{10}-C_{40}）	21	11	9	10	7	8	4500
石油烃（C_6-C_9）*	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/
监测项目	**3#南九增井场内(0-0.5m)**	**3#南九增井场内(0.5m-1.5m)**	**3#南九增井场内(1.5m-3m)**	**4#柳103-252脱污油池旁(0-0.5m)**	**4#柳103-252脱污油池旁(0.5m-1.5m)**	**4#柳103-252脱污油池旁(1.5m-3m)**	**标准值**
pH（无量纲）	8.44	7.76	7.75	7.90	7.79	8.01	/
水溶性盐总量（g/kg）	0.3	0.6	2.3	0.4	0.5	0.4	/
石油类	56	26	18	18	10	10	/
石油烃（C_{10}-C_{40}）	48	19	16	17	ND6	ND6	4500
石油烃（C_6-C_9）*	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/
监测项目	**5#柳44扩井场内(0-0.5m)**	**5#柳44扩井场内(0.5m-1.5m)**	**5#柳44扩井场内(1.5m-3m)**				**标准值**
pH（无量纲）	7.95	8.00	8.05				/
水溶性盐总量（g/kg）	0.3	0.5	0.5				/
石油类	16	16	11				/
石油烃（C_{10}-C_{40}）	11	13	8				4500
石油烃（C_6-C_9）*	0.04ND	0.04ND	0.04ND				/

表 5.2-23　农用地土壤监测结果及评价表　单位：mg/kg（pH 为无量纲）

序号	监测项目	监测点位编号				标准限值
		8#池227-238扩2井场外	9#盘67-23井场外	10#柳95-29（南九增）井场外	11#高333-柳88-25脱出油管线周河穿越点处	
	取样深度	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	
1	pH（无量纲）	8.20	8.18	8.23	8.22	/
2	水溶性盐总量（g/kg）	0.5	0.4	0.5	0.4	/

3	石油类	5	7	6	6	/
4	石油烃（C_{10}-C_{40}）	ND6	ND6	ND6	ND6	4500
5	石油烃（C_6-C_9）*	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/
6	砷	/	/	/	3.26	25
7	镉	/	/	/	0.04	0.6
8	铜	/	/	/	32	100
9	铅	/	/	/	13.9	170
10	汞	/	/	/	0.0138	3.4
11	镍	/	/	/	13	190
12	铬	/	/	/	59	250
13	锌	/	/	/	42	300

表 5.2-24　引用土壤监测结果及评价表　单位：mg/kg（pH 为无量纲）

序号	监测项目	监测点位编号				标准限值
		12#柳92-33措施液处理站内	13#柳84-32污油泥暂存点	14#柳72-33脱站内	15#油一联采出水储罐区附近	
	取样深度	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	
1	总砷	12.8	12.9	14.6	11.1	60
2	镉	0.10	0.09	0.06	0.12	65
3	铜	24	21	17	18.6	18000
4	六价铬	1.1	1.0	1.0	0.5ND	5.7
5	铅	25	25	27	20.5	800
6	总汞	0.0626	0.0827	0.0579	0.012	38
7	镍	31	31	32	25.4	900
8	石油烃（C_{10}-C_{40}）	36	28	11	6ND	4500

根据监测结果，占地范围内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。场站占地范围外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值要求（pH>7.5），石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D 表 D.1 土壤盐化分级标准及表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，对本项目各土壤取样点位 pH 值、含盐量监测结果进行酸化、碱化级别和盐化级别评价，评价结果见表 5.2-25。

由评价结果可知，除个别点土壤轻度碱化，其余监测点土壤均为无酸化或碱化；除个别点土壤中度盐化，其余监测点土壤均为未盐化。

表 5.2-25 土壤盐化、酸化、碱化监测结果表

序号	监测点位	采样深度（m）	监测结果			
			土壤含盐量（g/kg）	分析结果	土壤pH值（无量纲）	分析结果
1#	池 227-238 扩 2 井场内	0~0.5m	2.1	中度盐化	7.25	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.7	未盐化	8.41	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.5	未盐化	8.62	轻度碱化
2#	盘 67-23 井场内	0~0.5m	0.5	未盐化	8.49	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.3	未盐化	8.30	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.3	未盐化	8.26	无酸化或碱化
3#	南九增井场内	0~0.5m	0.3	未盐化	8.44	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.6	未盐化	7.76	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	2.3	中度盐化	7.75	无酸化或碱化
4#	柳 103-252 脱污油池旁	0~0.5m	0.4	未盐化	7.90	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.5	未盐化	7.79	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.4	未盐化	8.01	无酸化或碱化
5#	柳 44 扩井场内	0~0.5m	0.3	未盐化	7.95	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.5	未盐化	8.00	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.5	未盐化	8.05	无酸化或碱化
6#	柳 98-32 井场内	0～0.2m	0.4	未盐化	8.09	无酸化或碱化
7#	柳 91-03 井场内	0～0.2m	0.4	未盐化	8.06	无酸化或碱化
8#	池 227-238 扩 2 井场外	0～0.2m	0.5	未盐化	8.20	无酸化或碱化
9#	盘 67-23 井场外	0～0.2m	0.4	未盐化	8.18	无酸化或碱化
10#	南九增井场外	0～0.2m	0.5	未盐化	8.23	无酸化或碱化
11#	高 333-柳 88-25 脱出油管线周河穿越点处	0～0.2m	0.5	未盐化	8.22	无酸化或碱化
注：项目所在地区属于半湿润、半干旱地区。						

（6）土壤理化性质调查

本项目各监测点位土壤理化特性现场记录及实验室测定结果见表 5.2-26~表 5.2-27。土壤剖面情况见表 5.2-28。

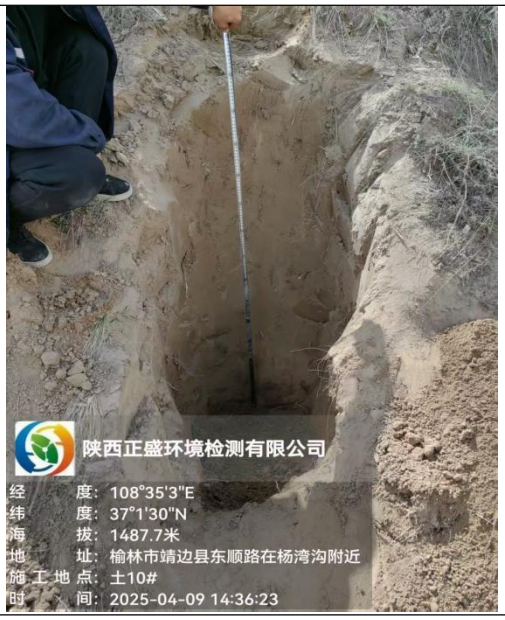
表 5.2-26 土壤理化特性现场记录结果

监测点位	采样深度（m）	坐标	颜色	质地	其他
池 227-238 扩 2 井场外	0~0.2	E:107.63614443；N:37.34895884	浅黄	轻壤土	干、无植物根系
盘 67-23 井场外	0~0.2	E:108.54371795；N:37.12125603	浅黄	轻壤土	干、少量植物根系
南九增井场外	0~0.2	E:108.58874292；N:37.02550056	黄	砂壤土	潮、少量植物根系
高 333-柳 88-25 脱出油管线周河穿越点处	0~0.2	E:108.58070251；N:37.04510306	黄	砂壤土	潮、少量植物根系

表 5.2-27　土壤理化特性实验室测定结果

监测点位	采样深度（m）	pH值	阳离子交换量（cmol+/kg）	氧化还原电位（mV）	饱和导水率（cm/s）	土壤容重（g/cm³）	土壤孔隙度%
池 227-238 扩 2 井场外	0~0.2	8.20	2.2	468	7.20×10^{-4}	1.20	45.6
盘 67-23 井场外	0~0.2	8.18	3.4	842	8.25×10^{-4}	1.21	35.4
南九增井场外	0~0.2	8.23	2.0	485	3.75×10^{-4}	1.26	49.0
高 333-柳 88-25 脱出油管线周河穿越点处	0~0.2	8.22	4.1	586	9.03×10^{-4}	1.19	47.2

表 5.2-28　土壤剖面情况表

<table>
<tr><td rowspan="3"> 
</td><td>淋溶层：0-0.3m，土壤湿度（潮），灰黑色，有根系，无其他异物，无砂砾，属中壤土</td></tr>
<tr><td>淀积层：0.3-1.5m，土壤湿度（潮），淡棕带黄色，稍紧实浅灰色，少根系，无其他异物，无砂砾，属粘壤土</td></tr>
<tr><td>母质层：1.5-3.0m，土壤湿度（潮），浅棕带黄色，少根系，无其他异物，无砂砾，属粘壤土</td></tr>
<tr><td colspan="2">南九增井场外（黑垆土）</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="3">  </td><td>淋溶层：0-0.3m，土壤湿度（干），黄色，少根系及其他异物，无砂砾，属轻壤土</td></tr>
<tr><td>淀积层：0.3-1.0m，土壤湿度（干），浅黄色，无根系及其他异物，无砂砾，属轻粘土</td></tr>
<tr><td>深层土：1.0-3.0m，土壤湿度（干），浅黄色，无根系及其他异物，无砂砾及壤土，属中粘土</td></tr>
<tr><td colspan="2">池227-238扩2井场外（黄绵土）</td></tr>
<tr><td rowspan="3"> 
</td><td>淋溶层：0-0.3m，土壤湿度（潮），颜色深暗，有根系，含砂砾较多，属砂壤土</td></tr>
<tr><td>淀积层：0.3-1.0m，土壤湿度（潮），灰色，少根系，无其他异物，含砂砾较少，属中壤土</td></tr>
<tr><td>母质层：1.0-3.0m，土壤湿度（潮），灰色，无根系及其他异物，含砂砾较少，属中壤土，黄土母质</td></tr>
<tr><td colspan="2">高333-柳88-25脱出油管线周河穿越点处（新积土）</td></tr>
</table>

（7）现有工程土壤环境质量现状监测

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）8.4.2 要求：滚动开发区块建设项目，应在可能造成土壤环境污染的现有工程井口、废水池、固体废物贮存场等设施附近设置监测点。本次评价在现有井场池 227-238 扩 2、南九增井口处，柳 103-252 脱污油池旁布设了土壤环境现状监测点，引用了柳 92-33 措施液处理站、柳 84-32 污油泥暂存点、柳 72-33 脱、油一联站内污染装置附近 2024 年第四季度的自行监测数据。根据表 5.2-21~表 5.2-24 分析结果可知，以上

扩建井场井口、污油池、储罐区旁土壤环境现状监测结果的各项指标均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

（8）区域土壤环境质量变化趋势分析

因为长庆油田分公司第三采油厂历年开发范围基本一致，历年产建环评阶段的土壤环境现状监测对现有工程污染装置区土壤及井场、站场厂界外土壤都有监测，根据长庆油田分公司第三采油厂 2022 年、2023 年、2024 年产能建设项目环境影响报告书连续 3 年的土壤环境现状监测总结可知（监测数据详见 3.4.3.6 章节）。现有工程井场、站场等建设用地土壤各监测因子的监测浓度均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值，井场、站场等厂界外农用地土壤监测点各监测因子浓度均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值（pH>7.5，6.5<pH≤7.5）。对比 2022 年、2023 年、2024 年产能建设项目环境影响报告书连续 3 年的土壤环境现状监测，各监测点位监测因子中重金属的监测值相差不大，有机物均为检出，特征因子石油烃检出值在 ND~192mg/kg，说明石油开发并未导致区域土壤环境中石油烃超标，对区域土壤造成影响较轻，也未呈现污染加重的趋势。

5.3 区域污染源调查

项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主。工业生产集中在油田开采，区域内的工业污染源主要为油田的生产设施，且均属于长庆油田分公司第三采油厂的矿权范围，现有污染源的排放情况见现有工程污染源分析一节。

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，主要集中在定边县县城、靖边县城、部分乡镇，村庄无工业生产企业。

第 6 章　　环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响分析

6.1.1 施工期大气环境影响分析

6.1.1.1 施工扬尘影响

1、施工扬尘

项目施工期管沟、基坑开挖及基础处理、施工设备的装卸等，都会形成施工扬尘。

（1）裸露地面扬尘

施工期必然会形成一定量的裸露地面，在不利气候如大风（风速≥6m/s）条件下，扬尘会从地表进入空气。通过遮盖篷布，避免大风天作业，可以减少扬尘产生，有效降低施工期大气环境影响。

（2）粗放施工形成的扬尘

施工场地建、构筑物建设、道路施工、堆料及运输抛洒等产生的扬尘在施工高峰期会不断增多。在施工过程中，及时清理和覆盖建筑垃圾，清扫现场，冲洗出入场地的机动车等，可以降低施工扬尘的产生。

（3）道路扬尘

交通运输过程中洒落于道路上的沙、土、灰、渣、建筑垃圾以及沉积在道路上的其它排放源排放的颗粒物，经来往的车辆辗压后形成粒径较小的颗粒物进入空气，形成道路扬尘。

经类比有关项目建设期的环境空气监测资料，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100～150m，中心处浓度为 5～10mg/m^3。管线施工过程中，管道两侧 200m 范围内村庄住户会受到影响，其影响范围限制在线路两侧，是小范围短期负面影响，采取洒水抑尘等控制措施后，管线施工对评价区内的村庄居民点影响不大。

为进一步减轻施工扬尘对周边环境空气及环境敏感点的影响，评价要求项目施工期间应严格执行如下措施要求，减少施工扬尘对周围环境的影响。

①施工单位必须制定施工现场扬尘预防治理专项方案，并指定专人负责落实。

②施工企业要及时总结、优化扬尘治理工作经验和成果，使扬尘治理工作向科学化、规范化迈进，推动扬尘防治设施、设备向标准化、定型化、工具式、可周转利用方面发展。

③施工工地周围必须设置围挡，湿法作业、场地覆盖，必须建立洒水清扫制度或雾化降尘措施，并由专人负责；施工工地内堆放水泥、灰土、砂石等易产生扬尘污染物料和建筑垃圾、工程渣土，必须采取封闭储存或严格的防风抑尘措施，如遮盖或者在库房内存放，严禁裸露。

④堆存、装卸、运输砂土、垃圾等易产生扬尘的作业，应当采取遮盖、围挡等措施，防止抛洒、扬尘。

⑤严格按照“六个百分百”要求进行施工，做好施工现场管理。

采取上述措施后，通过资料查询及类比分析项目施工场地在采取防尘措施前后影响范围具体见表 6.1-1。

表 6.1-1 施工现场扬尘治理前后 TSP 浓度

污染源位置	污染因素	时段	距施工场界距离（m）						
			10	30	50	100	150	200	400
开挖现场、土方堆场、道路运输	开挖运输	治理前	-	-	8.0	2.3	1.0	0.5	0.3
		治理后	-	2.0	0.8	0.5	0.3	0.1	-

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对区域环境空气质量及居民点影响不大。施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目建成后影响就会消失。

6.1.1.2 运输车辆及施工机械尾气影响分析

施工期间需利用小型挖掘设备进行管沟开挖，并借助汽车运送管材。机械设备运行过程排放的尾气将增加施工区域和运输道路沿线的空气污染物排放。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 11.52kg，则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NOx 为 0.034kg，预计可排放烃类物质 0.75kg/d、NOx 为 1.02kg/d。

施工期运输车辆尾气影响范围主要在道路沿线两侧 50m 范围。评价要求对施工过程中的非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《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）》（GB 20891-2014）修改单中的有关规定及第四阶段的标准限值要求，并且应执行《非道路柴油移动机械

污染物排放控制技术要求》（HJ 1014—2020）相关规定。施工期所使用的非道路移动机械加强施工机械运行管理与维护保养，并燃用符合国家标准的柴油燃料，严禁使用不符合排放标准及淘汰范围的非道路移动机械。

6.1.1.3 管道敷设过程环境空气影响分析

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，防腐废气主要是在管道敷补口补伤时产生的，产生量较少。由于管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

6.1.2 施工期地表水环境影响分析

（1）钻井废水对地表水环境影响分析

施工期钻井废水主要污染物为 SS、COD、石油类等。根据工程分析，本项目钻井废水最大产生量约 1800.22 m^3。

钻井废水在井场经固液分离后用于配制泥浆，循环使用，不能利用的钻井废水通过罐车送至依托的措施返排液处理站处理达标后有效回注，处理率达到 100%。

（2）试油废水对地表水环境影响分析

根据工程分析，本次开发工程在建产期间试油废水最大产生量 1840 m^3 试油废水。试油废水全部进罐存放，由防渗漏、防溢流的运输车辆拉运至措施返排液处理站处理，达标后回注，对地表水环境影响较小。

（3）压裂返排液对地表水环境影响分析

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残余压裂液中主要含有胍胶、甲醛、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，对开采过程中产生的压裂液返排液全部进行回收利用，少量返排液送措施返排液处理站处理，达标后全部同层回注。

（4）管道试压废水对地表水环境影响分析

管道试压分段进行，污水排放量较小，管道试压水为供水站提供的清水，试压废水主要污染物为 SS。试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的措施返排液处理站处理达标后回注油层，禁止排入河道，避免对地表水产生影响。

（5）施工废水对地表水环境影响分析

施工废水除钻井废水外，还会产生设备检修废水及其他施工废水，产生地点分

散，产生量较小，施工场地设临时沉淀池沉淀后回用或洒水降尘。因此施工废水对地表水环境影响很小。

（6）施工人员生活污水对地表水环境影响分析

本项目管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，井场施工将在施工场地设施工营地，内设环保厕所。本项目施工人员食宿依托已建的生活区。根据工程分析计算结果，施工期生活污水产生量约 5436.6 m^3。生活污水中主要污染物 COD 浓度 350mg/L、BOD_5 为 170mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。施工营地均设有环保厕所，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，不外排。因此，施工人员生活污水对地表水环境影响很小。

6.1.3 施工期地下水环境影响分析

6.1.3.1 污染识别

项目建设阶段，主要的工程活动包括场站工程、钻井工程及集输管线工程，综合分析，可能造成地下水环境影响的主要因素为钻井工程施工，其地下水环境影响因素详见表 6.1-2。

表 6.1-2 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
	钻井液、钻井泥浆泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层地下水水质受到污染
井场施工	生活污水、少量施工废水泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层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	浅层地下水水质受到污染

6.1.3.2 正常状况下地下水环境影响评价

（1）钻井废水对地下水环境影响

钻井废水主要产生于施工期钻井过程，其产生量随着井深和钻井周期而变化。根据工程分析，根据工程分析，经固液分离后用于配制钻井液，循环使用，钻井结束后无法利用的通过罐车送至依托的措施返排液处理站处理达标后回注油层。因此正常状况下认为钻井废水不会对地下水环境产生影响。

（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，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性资料及温度数据等。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。在建设过程中，试油废水回收后经措施措施返排液处理系统处理达标并回注油层，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

（3）压裂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残余压裂液中主要含有胍胶、甲醛、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，对开采过程中产生的压裂液返排液全部进行回收利用，少量返排液送措施返排液处理站处理，不外排。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

（4）生活污水对地下水环境影响

根据工程分析，在主要施工场地应设置旱厕，粪便由周边农民清掏用于农田施肥，生活盥洗水用站场降尘洒水，不外排。正常状况下认为不会对地下水环境产生影响。

（5）钻井泥浆对地下水环境影响

废钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，其中含有大量的石油类物质、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，属于一般固体废弃物。

根据工程分析，根据《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求，项目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，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，正常情况下不会对地下水环境造成影响。

（6）其他固体废弃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，混入泥浆中，经泥浆循环泵携带出井口，在地面经振动筛分离出来，堆置于井场。钻井岩屑属于一般工业固废，与废弃泥浆一起处置。

落地油：在施工期试油作业中通常会有部分原油散落在井场成为落地油，其量受修井作业频次、方式以及管理水平等因素的影响差异较大。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，落地油 100%回收。

生活垃圾：生活垃圾由井队设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

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。

6.1.3.3 非正常状况下地下水环境影响预测及评价

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。这此情况下，则可能对地下水环境产生影响。

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，下面重点预测分析井漏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）预测因子及源强

本项目选择石油类作为预测因子，石油类浓度取值 10.9mg/L，井筒中的废水沿破损井壁泄漏。假设钻井废水一次最大泄漏量为井筒中的废水及地面泥浆池中的钻井废水，则不同含水层由于在不同深度其井筒中的废水量不同，井筒直径按最大 311mm 考虑，泥浆罐为 40m^3。本次预测假设含水层底板之上的废水在钻井期间以连续点源形式全部泄漏至该含水层。

靖边油区柳 44 井区包气带厚度相较于其他井区较薄，发生污染物泄漏时，地下水更容易受到污染，定边油区由于场地水文地质参数相对靖边油区差距较大。本次预测分别选择柳 44 井区、池 109 井区作为代表性场地进行地下水影响预测。柳 44 井区、池 109 井区钻井作业涉及的含水层为黄土含水层、白垩系环河组含水层及洛河组含水层，不同含水层污染物泄漏源强见下表 6.1-3。

表 6.1-3　评价区各典型场地预测模型参数

区域	预测情景	含水层	含水层厚度（m）	底板至地表距离(m)	一次最大泄漏量（m^3）	渗漏速率（m^3/d）	持续时间	源强（kg/d）	预测因子	选用模型
靖边油区柳 44 井区	井漏	黄土	40	200	55.2	3.68	15d	0.040	石油类	平面连续点源
		环河组	260	460	75.0	5.00		0.055		
		洛河组	260	720	94.7	6.31		0.069		
定边油区池 109 井区	井漏	黄土	100	200	55.2	3.68	15d	0.040		
		环河组	400	600	85.6	5.71		0.062		
		洛河组	400	1000	116.0	7.73		0.084		

（2）预测模式

采用《环境影响评价导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 D 推荐的地下水溶质运移预测一维稳定流动二维水动力弥散问题中连续注入示踪剂—平面连续点源模型（1），基于以上模型，根据连续源叠加原理，切断污染源后的浓度计算模型见式（2）。

平面连续点源模型:

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}\left[2K(\beta)-W\left(\frac{u^2t}{4D_L},\beta\right)\right] \qquad (1)$$

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

$$C^*(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}\left[W\left(\frac{u^2(t-t_p)}{4D_L},\beta\right)-W\left(\frac{u^2t}{4D_L},\beta\right)\right] \qquad (2)$$

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，g/L；

M：含水层的厚度，m；

m_t：单位时间注入污染物的质量，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；根据资料，在百米级观测尺度，裂隙水的纵向弥散度α_L约为 10m，纵向弥散系数 $D=\alpha_L \times u$；

D_T：横向 y 方向弥散系数，m^2/d；根据水文地质条件，$D_T=0.1 \times D_L$；

π：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。

以上参数的确定主要根据中国地质调查局西安地质调查中心编写的《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》以及区域地下水机民井调查资料等，参数值有效可靠。最终确定的各项参数见表 6.1-4。

表 6.1-4 预测含水层石油类运移特征参数表

区域	含水层	受影响含水层厚度 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）
靖边油区柳 44 井区	第四系风积黄土含水层	40	0.46	1.5%	0.3	0.23	0.023
	白垩系环河组	50	0.19	0.3%	0.15	0.04	0.004
	白垩系洛河组	50	1.00	0.8%	0.2	0.4	0.04
定边油区池 109 井区	第四系风积黄土孔隙含水层	60	0.429	1%	0.25	0.172	0.0172
	白垩系环河组裂隙含水层	50	0.452	0.5%	0.2	0.113	0.0113
	白垩系洛河组裂隙含水层	50	0.20	1.0%	0.2	0.1	0.01

（3）预测时段

地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d、服务年限或者能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。本次预测时段选择 100d、300d、1000d、3000d、。

2、靖边油区预测结果及分析

（1）第四系黄土潜水含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、300d、1000d、3000d 四个时间点，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 6.1-5~表 6.1-6，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

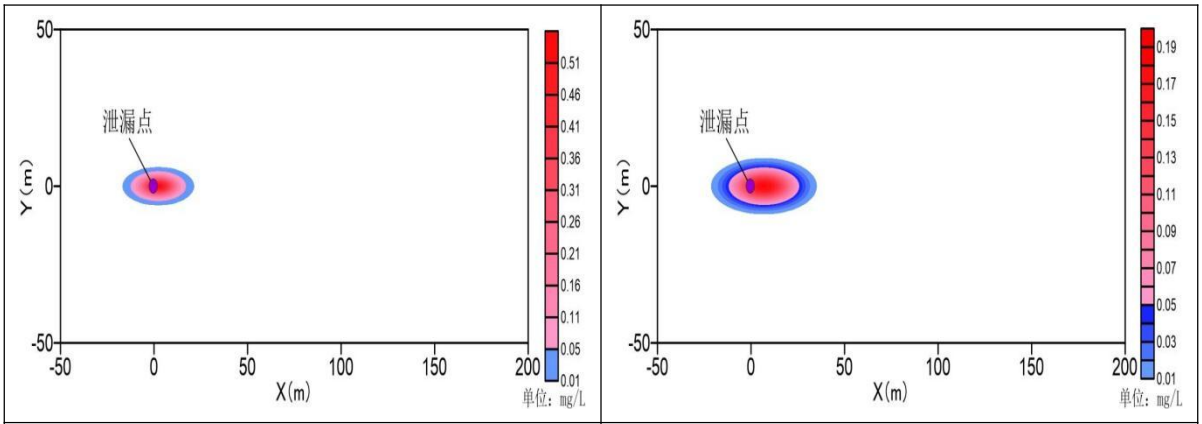
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.546mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 21m，超标距离 17m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类最大浓度为 0.182mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 35m；超标距离 26m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.055mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 62m；超标距离 32m；第 1165 天时，此时超标距离最大为 36m，此后污染晕不再超标；第 3000d 时，石油类最大浓度为 0.018mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 110m，石油类浓度低于标准限（0.05mg/L）；污染物在最远超标距离为 36m，对地下水环境影响较小。

考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 20m 处作为计算边界。

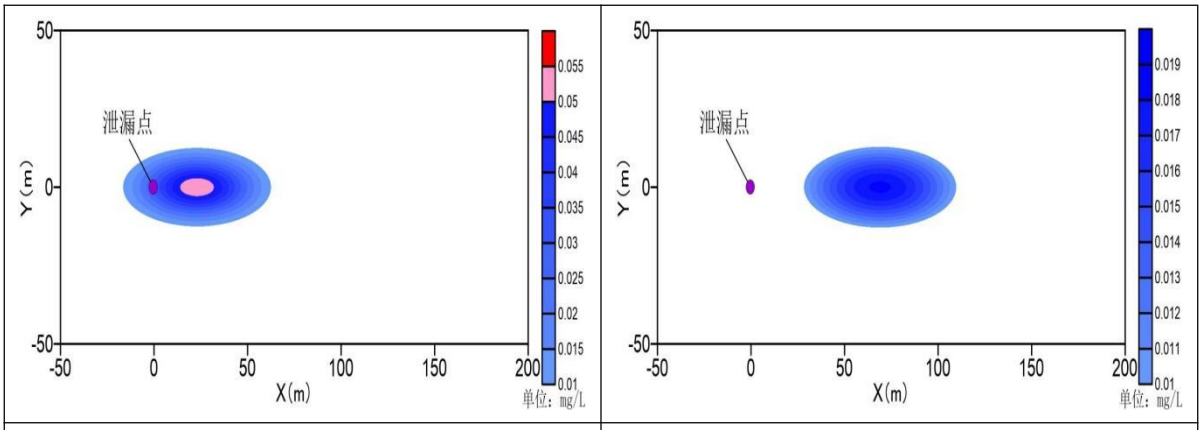
表 6.1-5　第四系黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	下游污染羽最大浓度（mg/L）	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	超标距离（m）
100d	0.546	370	221	21	17
300d	0.182	799	355	35	26
1000d	0.055	1554	80	62	32
3000d	0.018	1646	/	110	/

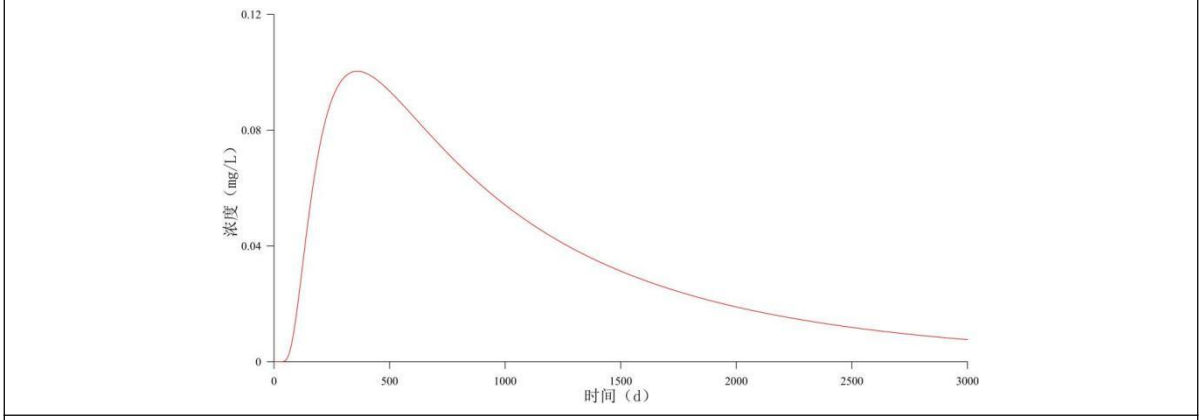
表 6.1-6　井漏事故石油类在第四系黄土潜水含水层预测结果表



100d　　**300d**



1000d | **3000d**



下游 20m 处浓度历时曲线

（2）白垩系环河组含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、300d、1000d、7200d 四个时间点，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 6.1-7~表 6.1-8，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

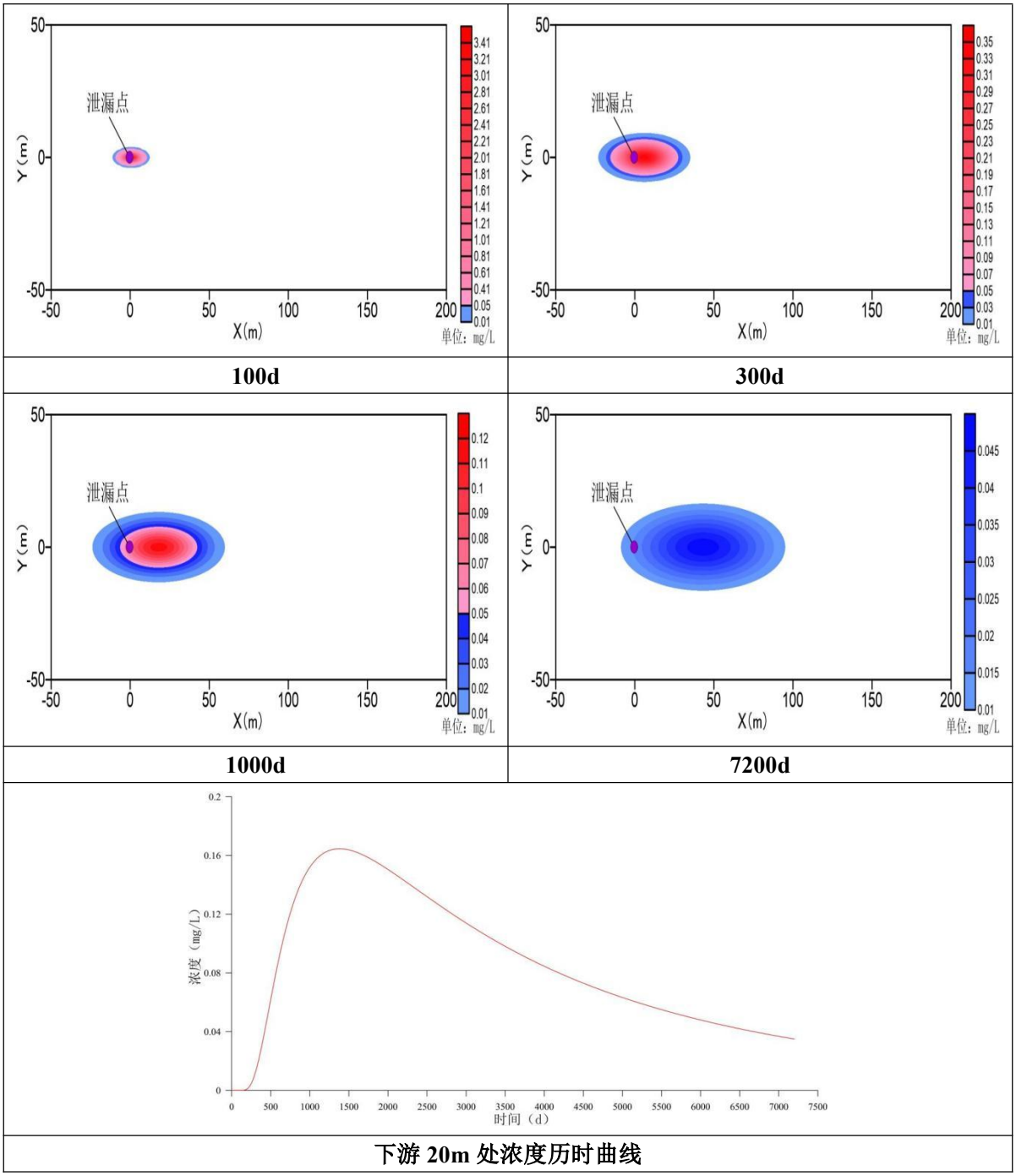
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），石油类浓度最大为 3.416mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 13m，超标距离为 11m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类最大浓度为 0.343mg/L，此时污染羽最大迁移距离为 35m，超标距离为 28m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.115mg/L，此时污染羽最大迁移距离为 60m，超标距离 42m；第 7052 天时，此时超标距离最大为 56m，此后污染晕不再超标；第 7200d 时，石油类浓度石油类最大浓度为 0.048mg/L，已不再超标，此时污染羽最大迁移距离为 95m。

考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 20m 处作为计算边界。

表 6.1-7　白垩系环河组含水层石油类运移特征表

预测时段	下游污染羽最大浓度（mg/L）	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	超标距离（m）
100d	3.416	148	106	13	11
300d	0.343	847	462	35	28
1000d	0.115	1747	593	60	42
7200d	0.048	2685	/	95	/

表 6.1-8　井漏事故石油类在白垩系环河组含水层预测结果表



（3）白垩系洛河组含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、300d、1000d、3000d 四个时间点，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 6.1-9~表 6.1-10，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

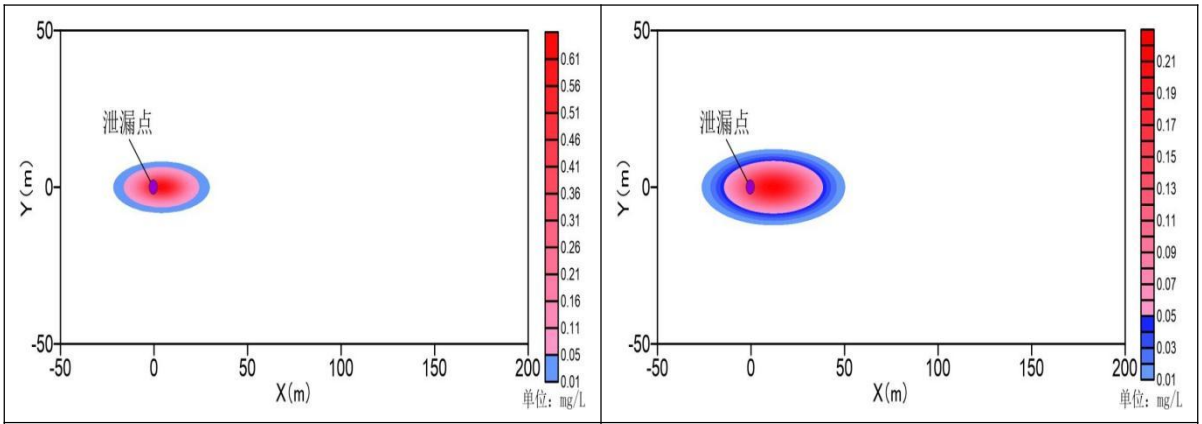
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.648mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 30m，超标距离为 24m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类最大浓度为 0.216mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 51m，超标距离为 39m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.065mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 94m，超标距离 61m；第 1295 天时，此时超标距离最大为 69m，此后污染晕不再超标；第 3000d 时，石油类最大浓度为 0.022mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 181m，石油类浓度已低于标准值（0.05mg/L），对地下水环境影响较小。

考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 20m 处作为计算边界。

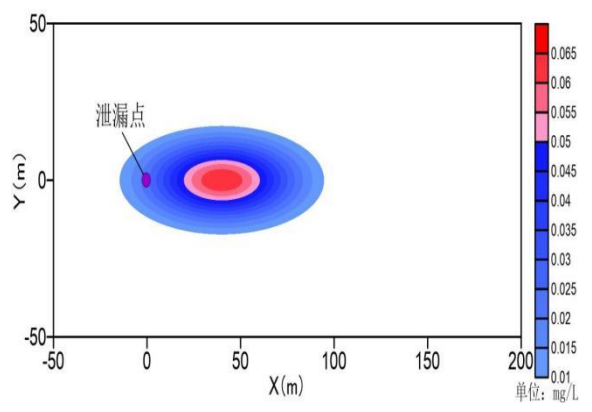
表 6.1-9　白垩系洛河组含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度（mg/L）	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	超标距离（m）
100d	0.648	668	410	30	24
300d	0.216	1468	698	51	39
1000d	0.065	2972	410	94	61
3000d	0.022	3671	/	181	/

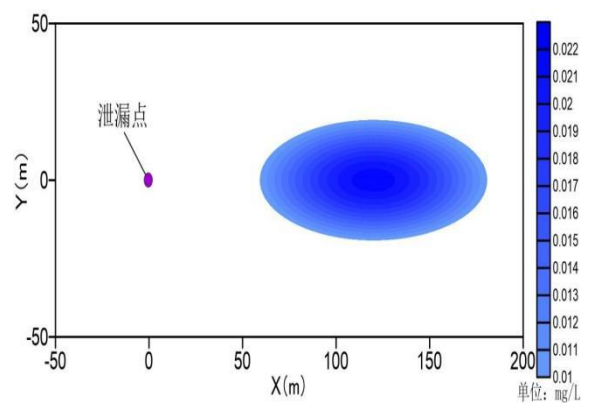
表 6.1-10　井漏事故石油类在白垩系洛河组含水层预测结果



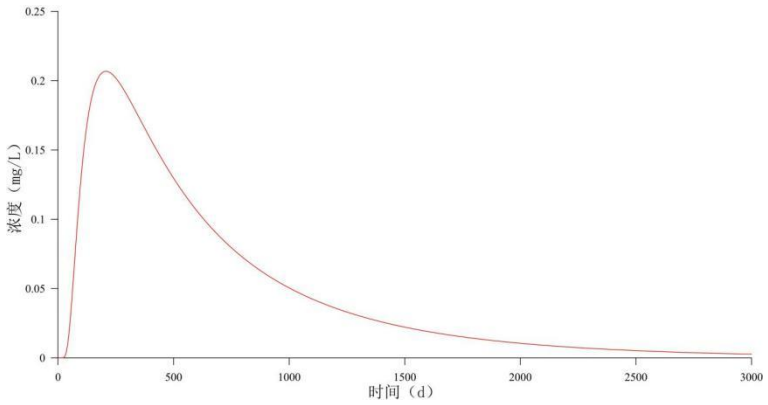
100d　　**300d**



1000d



3000d



下游 20m 处浓度历时曲线

3、定边油区预测结果及分析

（1）第四系黄土潜水含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、300d、1000d、3000d 四个时间点，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 6.1-11~表 6.1-12，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，在预测初期（井漏 100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 18m，下游最大浓度为 0.585mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 15m；井漏 300d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 30m，下游最大浓度为 0.195mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 22m；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 52m，下游最大浓度为 0.059mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 27m；第 1170 天时，此时超标距离最大为 30m，此后污染晕不再超标；井漏 3000d

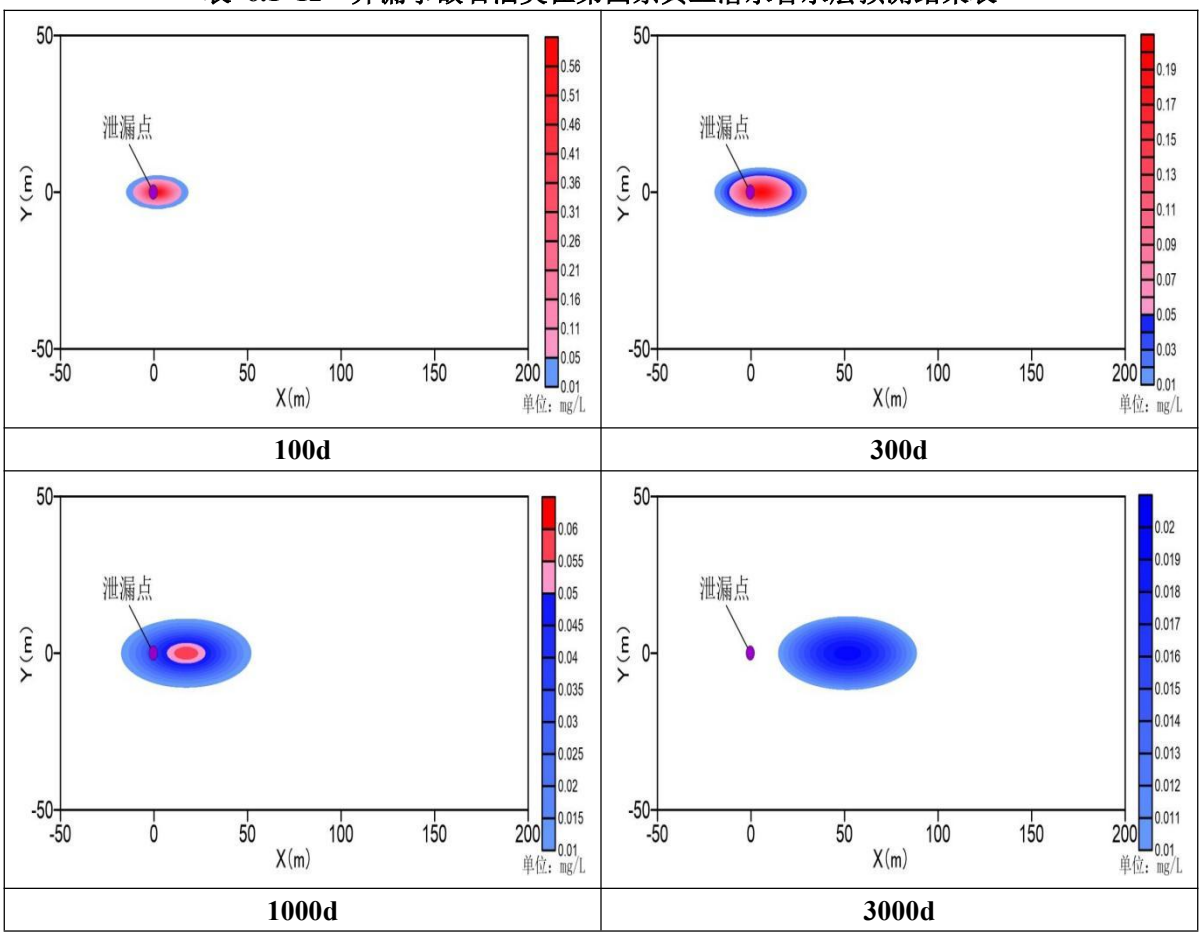
时，地下水中石油类最大迁移距离为 89m，下游最大浓度为 0.020mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05 mg/L。

考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 20m 处作为计算边界。

表 6.1-11　第四系黄土潜水含水层石油类运移特征表

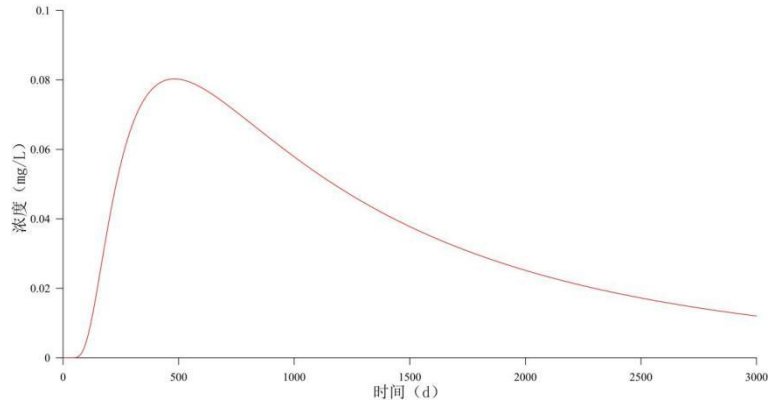
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	283	170	18	15	0.585
300d	613	280	30	22	0.195
1000d	1208	106	52	27	0.059
3000d	1309	/	89	/	0.02

表 6.1-12　井漏事故石油类在第四系黄土潜水含水层预测结果表



100d　　**300d**

1000d　　**3000d**



下游 20m 处浓度历时曲线

（2）白垩系环河组含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、1000d、3000d、5000d 四个时间点，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 6.1-13~表 6.1-14，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，在预测初期（井漏 100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 17m，下游最大浓度为 2.07mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 14m；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 48m，下游最大浓度为 0.21mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 37m；井漏 3000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 85m，下游最大浓度为 0.069mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 55m；第 4140 天时，此时超标距离最大为 57.8m，此后污染晕不再超标；井漏 5000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 113m，下游最大浓度为 0.041mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05 mg/L。

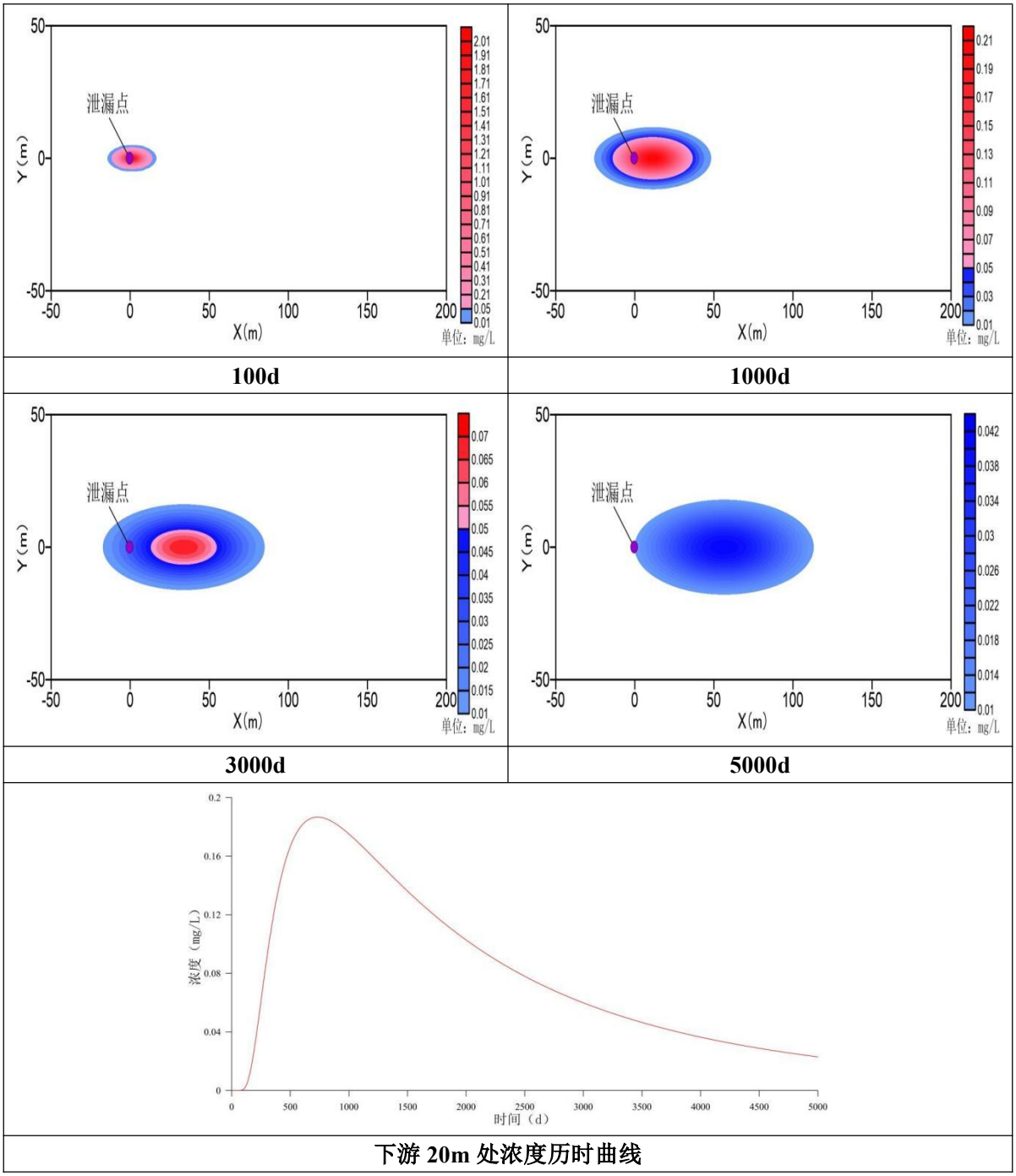
考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 20m 处作为计算边界。

表 6.1-13　白垩系环河组含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	246	171	17	14	2.07
1000d	1365	638	48	37	0.21

3000d	2604	433	85	55	0.069
5000d	3191	/	113	/	0.041

表 6.1-14　井漏事故石油类在白垩系环河组含水层预测结果表



（3）白垩系洛河组含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、1000d、3000d、7200d 四个时间点，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 6.1-15~表 6.1-16，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

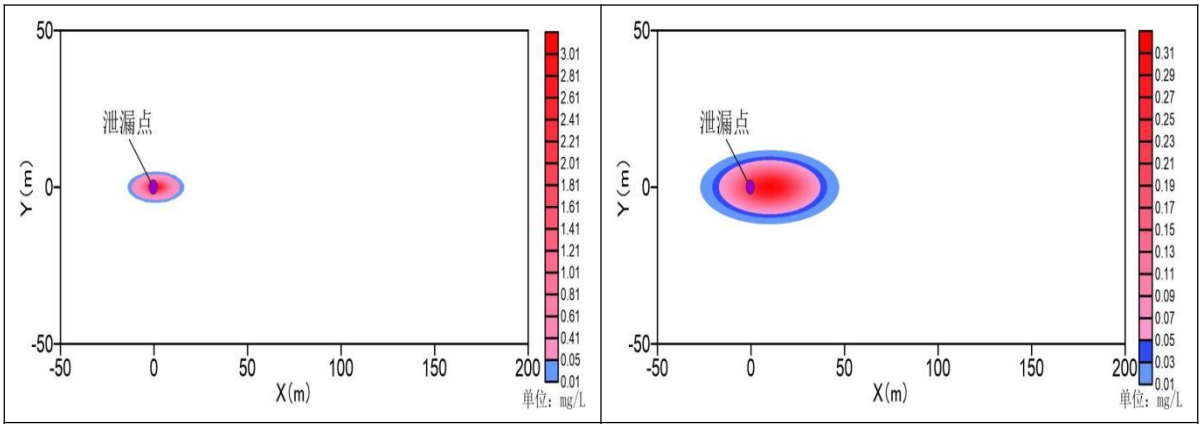
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 16m，下游最大浓度为 3.17mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 14m；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 47m，下游最大浓度为 0.317mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 37m；井漏 3000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 83m，下游最大浓度为 0.106mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 60m；第 6340 天时，此时超标距离最大为 63.4m，此后污染晕不再超标；井漏 7200d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 138m，下游最大浓度为 0.044mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。

考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 20m 处作为计算边界。

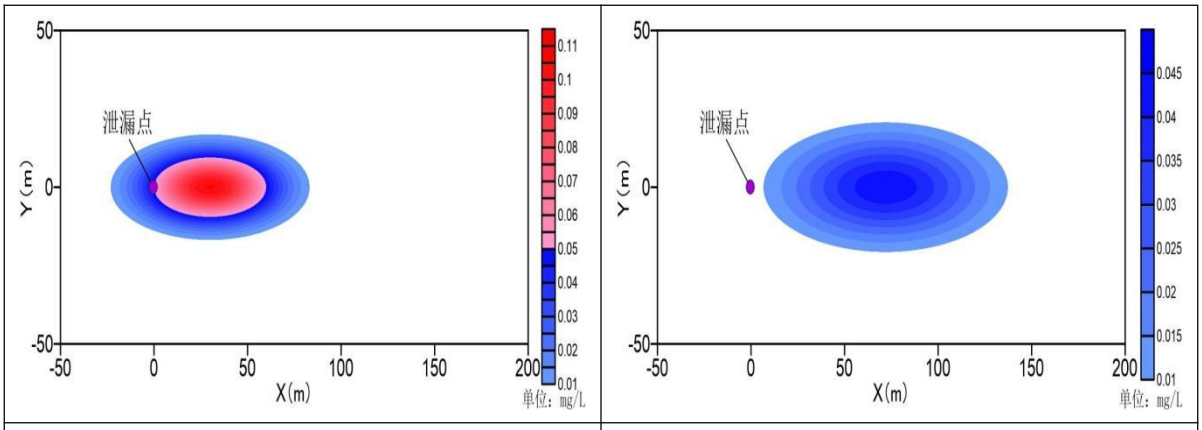
表 6.1-15　白垩系洛河组含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	237	169	16	14	3.17
1000d	1378	736	47	37	0.317
3000d	2813	892	83	60	0.106
7200d	4242	/	138	/	0.044

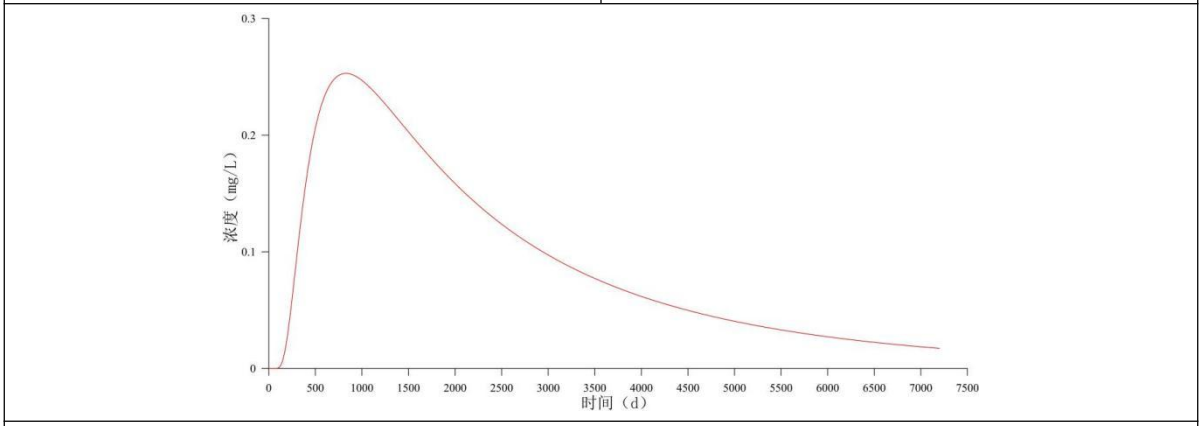
表 6.1-16　井漏事故石油类在白垩系洛河组含水层预测结果



100d　　1000d



3000d　　7200d



下游 20m 处浓度历时曲线

综上，假设钻井过程中发生井漏事故，通过预测可知，井漏事故只对钻孔附近局部含水层造成影响，各含水层的超标距离最大为 69m，超标范围内无集中式水源地和分散式水源井分布，未对居民饮用水井及其他环境保护目标造成影响，该类事故对地下水环境的影响较小。

综上所述，项目施工期对地下水环境影响小。

6.1.4 施工期声环境影响分析

6.1.4.1 钻井施工噪声影响分析

井场施工期较长，集中使用的工程机械设备较多。因此评价根据场地施工中使用数量、时间、频次以及噪声声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵、振动碾、离心机、压裂机等进行预测。点源扩散衰减采用半球扩散模型计算，以噪声源为中心，噪声传到不同距离处的强度值采用下式计算：

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

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。

施工机械噪声衰减见表 6.1-17。

表 6.1-17 主要施工设备噪声随距离衰减一览表 单位：dB(A)

工程内容	距离（m）/机械设备	10	50	100	150	200	250	300	500
钻前工程	挖掘机	73	59	53	49	47	45	43	39
	推土机	70	56	50	46	44	42	40	36
	铲土机	69	55	49	45	43	41	39	35
	叠加	75.8	61.8	55.8	51.8	49.8	47.8	45.8	41.8
钻井工程	压滤机	60	46	40	36	34	32	30	26
	钻机	68	54	48	44	42	40	38	34
	泥浆泵	55	41	35	31	29	27	25	21
	叠加	68.8	54.8	48.8	44.8	42.8	40.8	38.8	34.8
储层改造	压裂泵	75	61	55	51	49	47	45	41
	压裂车	84	70	64	60	58	56	54	50
	射孔专用车	84	70	64	60	58	56	54	50
	叠加	87.3	73.3	67.3	63.3	61.3	59.3	57.3	53.3

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，夜间限值为 55dB。根据表 6.1-17 的噪声预测结果，各施工阶段按噪声设备叠加影响预测，昼间施工机械噪声在距施工场地 50m 以外可达到标准限值要求；夜间在 400m 以外才基本达到标准限值要求。

本项目钻前工程、储存改造工程仅在昼间进行，钻井工程因为工艺要求在昼夜连续进行。由表 6.1-17 可见，钻前工程、钻井工程昼间施工在距机械设备 70m 处可满足声环境质量标准 2 类限值（60dB(A)），钻井工程夜间施工在距机械设备 90m 处可满足声环境质量标准 2 类限值（50dB(A)），储层改造工程昼间施工在距机械设备 250m 处可满足声环境质量标准 2 类限值（60dB(A)）。

本次工程与居民点最近的为柳 44 扩，距离为 105m，根据以上预测结论，除储存改造工程会导致敏感点昼间噪声短暂超标外，其他钻井工程不会导致敏感点噪声超标。根据油田现有钻井作业情况调查，设计单井钻井周期 15 天，其中储层改造约 1~2 天，施工期噪声影响时间较短。通过距离衰减、合理安排施工作业时间、高噪声设备只在昼间施工等措施，施工期对周边声环境影响较小。

6.1.4.2 站场、管线等施工噪声影响分析

在工程建设过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声，对施工区周围的环境将产生一定的影响。由于施工设备大多属于移动声源，要准确预测施工场地各厂界噪声值较困难，因此本评价只预测各噪声源单独作用时的超标范围，详见表 6.1-18。由表 6.1-18 可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等施工过程中，昼间施工场界噪声均不超过建筑施工场界噪声限值，而夜间有时会超标。昼间，单台施工设备挖掘机、推土机、吊管机、电焊机 20m 处噪声达标，电焊机 10m 处噪声符合标准要求；夜间，单台施工设备推土机、吊管机 80m 处噪声符合标准要求，挖掘机 100m 处噪声达标，电焊机 40m 处达标。

表 6.1-18 主要施工设备噪声随距离衰减一览表 单位：dB(A)

距离	1m	10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	标准限值	
									昼间	夜间
挖掘机	92	74	68	62	56	54	48	42	70	55
推土机	90	72	66	60	54	52	46	40		
吊管机	88	70	64	58	52	50	44	38		
电焊机	85	67	61	55	49	47	41	35		

本项目站场改造主要为设备更换，除南六转外站场周围 200m 范围内无居民等声环境敏感目标，部分管线附近存在少数散户居民。站场设备安装无大型施工机械，周边基本不会受施工噪声的影响，管线分段施工，沿线存在散户居民的线路应合理安排施工时间，优化施工组织，尽快完成该段施工，避免对沿线散户居民造成影响；施工期物料运输的交通噪声会使该区域交通噪声声级有所升高，会对沿途居民产生一定影响，评价要求加强运输管理，减少夜间运输量。

施工噪声只对局部环境造成短时影响，因此，评价提出以下措施及要求：

（1）施工过程中尽量远离村庄，集中力量施工，缩短工期，尽可能减少噪声影响；

（2）运输车辆在途经村庄时应减速慢行，并减少鸣笛次数，尽量避免噪声扰民现象的发生；

（3）严格遵守施工规定，禁止在夜间（22:00~6:00）及午休期间从事高噪施工作业。

6.1.5 施工期固废环境影响分析

施工期固废主要为钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、改造站场废旧设备、生活垃圾和一些其他固废。

（1）废弃钻井泥浆影响分析

根据工程分析，本次开发工程共计产生废弃钻井泥浆 1794.63m^3，合计 2063.82t（1.15t/m^3）。泥浆若不经妥善处置可能会对土壤、地下水造成污染。

废弃钻井泥浆对地下水的影响主要是泥浆中污染物通过包气带下渗污染地下水，按照《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发[2015]170 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，应在施工现场配备地上移动式收集罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，可有效减轻对地下水的影响。在井场对泥浆实施固液分离处置，钻井结束后由防渗漏、防溢流的罐车统一运至陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司进行安全处置。通过此措施，对土壤、地下水的影响较小。

（2）钻井岩屑影响分析

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；本项目使用无毒无害水基钻井液，钻井产生的钻井岩屑为一般工业固体废物，仅在靠近油层区域产生少量含油钻井岩屑。一般钻井岩屑采用收集罐收集后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司合理处置。含油钻井岩屑统一收集暂存于含油污泥临时暂存点后，交有有资质单位合理处置，防止对环境产生污染。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）落地油影响分析

在井下作业过程中，往往会有一部分原油散落井场成为落地油（落地油包含落地成品油及其污染的地面泥土），据调查，建设过程中每口油井产生的落地油约为 0.02t，本项目新建采油井 87 口，共产生落地油 1.74t。按照石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系要求，落地油回收率应达到 100%。

落地油不但污染井场附近土壤，也可能随地表径流污染附近水体。落地油对土壤的污染主要集中在表层 0～20cm 的土壤中，影响土壤的通透性和土壤养分的释放，

降低土壤生物的活性，使土壤的综合肥力下降。落地油对土壤的影响详见施工期生态环境影响评价章节。

作业过程中，通过采取在井场地面铺设防渗布的措施可将落地油全部回收。对于试油过程中产生的落地油，井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”，落地油全部回收，回收率 100%。

（4）废润滑油

工程钻机等施工机械设备运转过程中，将产生少量的废润滑油，根据现场调查，每个井场产生约 4kg 废润滑油，本项目共涉及 26 座井场，估算工程废润滑油产生量约 0.104t/a。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），废润滑油属于危险废物类别中的废矿物油（HW08），废物代码为 900-214-08。建设单位设置废润滑油收集桶，并按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定暂存，定期交有资质单位合理处置。

（6）生活垃圾

各井场开钻前、站场施工前首先应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，对当地环境的影响较小。

（7）其他固废

本项目路土石方就地平衡。施工期废焊条产生量较小，施工阶段产生量约 0.2t，收集后交由生产厂家回收，对环境影响小。站场建筑垃圾主要包括地基处理阶段、装修阶段等产生的砂土石块、水泥等；建筑垃圾在采取有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾统一处置后，对环境影响小。施工期其他固废还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、施工带罐作业的清罐底油泥，其中，废防渗布（900-249-08）、清罐底泥（071-001-08）均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，产生量约 2.5t，废防渗布定期交有资质单位合理处置，清罐底泥靖边区域交由陕西省靖边鸿浩石油化工产品有限公司合理处置，定边交由定边县东港污油泥土处理有限公司。钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 6.5t，定期交废品回收单位回收处置。

6.1.6 施工期土壤环境影响分析

6.1.6.1 施工期工程开挖对土壤质地影响分析

本项目施工期工程内容包括钻井工程、井场地面工程、站点工程、管线和道路工程，均涉及土地开挖工程，对土壤环境造成影响。

（1）破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，施工期在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

（2）混合土壤层次

改变土壤质地，土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

（3）土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降30%～40%，土壤养分下降30%～50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。

（4）土壤侵蚀

建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。

综上，施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，可有效减轻建设过程中对土壤环境的影响。

6.1.6.2 施工期非正常状况下土壤环境影响分析

钻井废水暂存于废液收集罐，循环利用，钻井结束后，钻井废水拉运至措施返排液处理站处理达标后回注，收集的废钻井液利用高效固液分离技术，形成再生钻

井液，实现废弃钻井液重复利用，最终约有 90%的钻井废水处理后回注。试油废水试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部同层回注。开采过程中产生的压裂液返排液处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注。

施工期钻井工程采用移动式收集容器对泥浆进行收集，然后全部进入泥浆循环系统，回用于本井场钻井使用。钻井岩屑经振动筛和离心机分离后，暂存于岩屑收集罐中。根据该地区其他井场经验，钻井岩屑属于II类一般工业固废，完井后交由专业公司处理处置。

在以上收集设施出现泄漏时，将对土壤造成污染。如本项目采用移动式收集容器对泥浆收集，一旦操作不慎，泥浆收集设施发生倾斜，会导致钻井泥浆泄漏污染土壤。因此，泥浆收集设施发生倾覆后，及时采取措施，收集被污染的土壤，对土壤造成的影响较小。

6.2 运行期环境影响预测与评价

6.2.1 运行期大气环境影响预测与分析

运行期废气主要为站场加热炉排放烟气，主要污染物为烟尘、SO_2、NO_X；地面站场原油集输挥发损失的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃。项目运行期伴生气依托已建轻烃装置处置，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至加热炉作为燃料用气，本次开发项目新建增压站 2 座，南九增站内设 1 台 300kw 加热炉，南八增站内设 1 台 200kw 加热炉。本次评价主要针对加热炉有组织废气以及油气集输过程中无组织排放的烃类开展大气环境影响预测工作。

6.2.1.1 估算模式所需参数及预测因子

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价采用 AERSCREEN 模式计算结果进行影响分析。该模式计算选用的参数见表 6.2-1。

表 6.2-1 估算模型参考表

项目		靖边县参数	定边县参数	志丹县参数
城市/农村选项	城市/农村	农村	农村	农村
	人口数（城市选项时）	/	/	/
最高环境温度/℃		36.4	37.7	38.3
最低环境温度/℃		-28.5	-29.4	-28.5

项目		靖边县参数	定边县参数	志丹县参数
土地利用类型		草地	草地	草地
区域湿度条件		中等湿度	中等湿度	中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是	是	是
	地形数据分辨率/m	90	90	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否	否	否
	岸线距离/km	/	/	/
	岸线方向/°	/	/	/

（2）预测因子

本次评价预测因子有：PM_{10}、SO_2、NO_x及非甲烷总烃。

6.2.1.2 加热炉烟气排放影响分析

（1）污染源参数

本项目建成后增压站加热炉排气筒有组织排放源参数见表 6.2-2。

（2）估算结果及分析评价

利用估算模式的计算结果见表 6.2-3。

表 6.2-2 有组织排放点源预测源强参数

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度（m）	排气筒高度(m)	排气筒内径(m)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	年排放小时数(h)	排放工况	排放因子源强（kg/h）		
	Y/m	X/m								PM_{10}	SO_2	NO_x
南九增300kW加热炉排气筒	36551967	4099457	1508	8	0.10	11.71	180	5760	正常	0.0018	0.0010	0.0082
南八增200kW加热炉排气筒	36547062	4095655	1562	8	0.10	7.80	180	5760	正常	0.0012	0.0007	0.0055

表 6.2-3 有组织排放点源估算模型计算结果一览表

下风向距离/m	南九增加热炉排气筒-PM_{10}		南九增加热炉排气筒-SO_2		南九增加热炉排气筒-NO_x		南八增加热炉排气筒-PM_{10}		南八增加热炉排气筒-SO_2		南八增加热炉排气筒-NO_x	
	浓度/（μg/m³）	占标率/%	浓度/（μg/m³）	占标率/%	浓度/（μg/m³）	占标率/%	浓度/（μg/m³）	占标率/%	浓度/（μg/m³）	占标率/%	浓度/（μg/m³）	占标率/%
25	0.89	0.20	0.50	0.10	4.06	1.62	0.67	0.15	0.47	0.09	3.67	1.47
50	1.36	0.30	0.76	0.15	6.21	2.48	0.97	0.22	0.68	0.14	5.34	2.14
100	1.26	0.28	0.70	0.14	5.75	2.30	0.84	0.19	0.59	0.12	4.60	1.84
200	1.38	0.31	0.77	0.15	6.30	2.52	0.84	0.19	0.59	0.12	4.64	1.86
500	0.75	0.17	0.41	0.08	3.40	1.36	0.48	0.11	0.34	0.07	2.64	1.06
1000	0.47	0.10	0.26	0.05	2.13	0.85	0.30	0.07	0.21	0.04	1.63	0.65
1500	0.39	0.09	0.22	0.04	1.79	0.72	0.24	0.05	0.17	0.03	1.31	0.53
2000	0.32	0.07	0.18	0.04	1.48	0.59	0.19	0.04	0.13	0.03	1.06	0.43
2500	0.27	0.06	0.15	0.03	1.25	0.50	0.17	0.04	0.12	0.02	0.94	0.38
下风向最大质量浓度及占标率	1.46	0.32	0.81	0.16	6.64	2.65	0.97	0.22	0.68	0.14	5.34	2.14
对应距离（m）	161						51					

从表 6.2-3 可以看出，南九增加热炉燃烧废气 PM_{10}、SO_2、NO_X 最大落地浓度分别为 1.46μg/m³、0.81μg/m³、6.64μg/m³，占标率分别为 0.32%、0.16%、2.65%，最大落地浓度点出现在下风向 161m 处；南八增加热炉燃烧废气 PM_{10}、SO_2、NO_X 最大落地浓度分别为 0.97μg/m³、0.68μg/m³、5.34μg/m³，占标率分别为 0.22%、0.14%、2.14%，最大落地浓度点出现在下风向 51m 处。各污染物短期浓度贡献值的最大浓度占标率均＜100%。项目区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。

6.2.1.3 无组织排放烃类气体影响分析

本项目不新增原油储罐，油气集输过程中的烃类无组织排放主要考虑站场装置区设备动静密封点泄漏及采油井口挥发所排放的烃类气体。项目新建采油井全部采用定压阀回收套管气，新建站场内的事故油箱仅在事故状态下暂存原油，正常情况下逸散的烃类物质较少。因此，根据工程分析，本次产建涉及原油集输站场为南九增、南八增，设计规模分别为 240m³/d、120m³/d（含水率取 45%，原油密度取 0.85t/m³），折合处理原油分别为 112.2t/d、56.1t/d。

本次评价选取南九增、南八增工艺装置区以及无组织烃类排放量最大的井场作为预测对象，分析项目无组织排放的非甲烷总烃对环境空气的影响。井场选择分别选择各层位、各地区采油井数量最多的井场，选择盘 63-23（靖边新建长 6）、高 199 扩（志丹扩建长 6）、柳 96-31（靖边新建长 8）、池 227-238 扩 2（定边扩建长 6）进行烃类无组织排放环境空气影响分析及评价。

（1）无组织面源排放参数

正常工况下，站场、井场挥发损失的烃类气体无组织排放预测参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 大气污染源无组织排放预测参数一览表

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	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）
		Y	X								非甲烷总烃
1	南九增	37285004	4102025	1508	75	50	2	2	8760	正常	0.1127
2	南八增	37279972	4098326	1562	109	50	5	2	8760	正常	0.0852
3	盘63-23	37282151	4113683	1651	85	40	30	2	8760	正常	1.28×10^{-2}
4	高199扩	37279449	4098673	1575	160	80	30	2	8760	正常	1.49×10^{-2}
5	柳96-31	37285716	4101174	1514	84	40	40	2	8760	正常	1.66×10^{-2}

6	池227-238扩2	37201473	4140527	1666	98	38	43	2	8760	正常	1.46×10^{-2}

（2）估算结果及分析评价

采用 AERSCREEN 估算模式计算结果见表 6.2-5。

表 6.2-5 废气估算结果一览表

序号	污染源	污染物	质量标准（mg/m^3）	最大地面浓度（mg/m^3）		最大落地浓度下风向距离（m）	最大占标率（%）	执行级别
1	南九增	非甲烷总烃	2.0	无组织	3.68×10^{-2}	75	1.84	二级
2	南八增			无组织	2.85×10^{-2}	80	1.43	二级
3	盘63-23			无组织	1.00×10^{-2}	72	0.50	三级
4	高199扩			无组织	8.23×10^{-3}	100	0.41	三级
5	柳96-31			无组织	1.97×10^{-2}	72	0.98	三级
6	池227-238扩2			无组织	1.94×10^{-2}	75	0.97	三级

由上表预测结果可以看出，本项目典型井场建成投运后，其污染装置区及井口下风向 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 $3.68\times10^{-2}mg/m^3$，占标率 1.84%，满足标准浓度限值。根据现场调查，项目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。

6.2.1.4 大气污染物排放量核算

表 6.2-6 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算年排放量（t/a）
一般排放口			
1	新建加热炉	颗粒物	0.0175
		SO_2	0.0095
		NO_x	0.0788

表 6.2-7 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^3）	
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	1.7419
无组织排放总计				非甲烷总烃			1.7419

表 6.2-8 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	0.0175
2	SO_2	0.0095
3	NO_x	0.0788
4	非甲烷总烃	1.7419

6.2.1.5 大气环境影响评价自查表

表 6.2-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与评价范围	评价等级	一级□	二级☑		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□		边长=5kmR
评价因子	SO_2 +NO_X 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□		＜500t/a☑
	评价因子	基本污染物(PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、O_3、CO) 其他污染物（非甲烷总烃、总烃、硫化氢）		包括二次PM2.5□ 不包括二次PM2.5☑	
评价标准	评价标准	国家标准R	地方标准□	附录D□	其他标准□
	环境功能区	一类区□	二类区☑	一类区和二类区□	
	评价基准年	（2024）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据☑	现状补充监测☑	
	现状评价	达标区☑		不达标区□	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源	区域污染源□
		本项目非正常排放源□			
		现有污染源□			
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□ ADMS□	AUSTAL2000□ EDMS/AEDT□	CALPUFF□ 网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□	边长5～50km□	边长=5kmR	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）		包括二次PM2.5□	
				不包括二次PM2.5☑	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑		$C_{本项目}$最大占标率＞100%□	
	正常排放	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□	$C_{本项目}$最大占标率＞10%□	

工作内容		自查项目			
	年均浓度贡献值	二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□	$C_{本项目}$最大占标率＞30%□	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（）h	$C_{非正常}$占标率≤100% □	$C_{非正常}$占标率＞100% □	
	保证率日平均浓度和年均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标 □	
	区域环境整体质量变化情况	k≤-20%□		k ＞-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子（非甲烷总烃）	有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☑		无监测 □
	环境质量监测	监测因子（/）	监测点位数（/）		无监测 □
评价结论	环境影响	可以接受 ☑ 不可以接受 □			
	大气防护距离	距（/）厂界最远（/）米			
	污染源年排放量	SO_2:（0.0095）t/a	NOx:：（0.0788）t/a	颗粒物：（0.0175）t/a	VOCs:：（1.7419）t/a
注“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

6.2.2 运行期地表水环境影响预测与分析

本项目无废(污)水排放，依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)判定地表水评价工作等级为三级 B，评价重点是对项目废水处理措施进行环境可行性分析。

6.2.2.1 地表水环境影响因素

运行期的废水主要为采出水、措施返排液，各类废水排放污染物情况见表 6.2-10。

表 6.2-10 运行期废水排放污染物情况

废水类别	产生或排放工序	产生场所	主要污染物	排放方式	去向
采出水	原油脱出水	井场	石油类、SS	连续	管输至采出水处理站处理达标后同层回注
措施返排液	修井废水 洗井废水	井场	石油类、SS	间断	由罐车送至措施返排液处理站，处理后全部回注

6.2.2.2 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。本项目产生的采出水通过依托现有脱水站、联合站采出水处理系统处理，本项目依托各站场采出水处理规模及依托能力校核见表 3.5-25。采出水处理达标后全部同层回注，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

（2）井下措施返排液

运行期的井下措施返排液主要包括修井废水和洗井废水。修井废水、洗井废水全部进入现有措施返排液处理站。根据建设单位提供资料，第三采油厂榆林区域已建 3 个措施返排液处理站，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柳 92-33、柳 16-35、油一区措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排，本项目依托各措施返排液处理站处理规模及依托能力校核见表 3.5-26。井下措施返排液经措施返排液处理站处理达标后回注，对地表水环境不会产生影响。

综上所述，在采取环评提出的各项污染防治措施的前提下，本项目建设对周围地表水环境影响较小。

环评要求建设单位加强对污水处理设施的严格管理，维持设施正常运行，定期监控水质，保证进水水质稳定，使该设施处理效率保持较好水平。

6.2.2.3 地表水环境影响评价自查表

表 6.2-11　建设项目地表水环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="3">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="5">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="3">水污染影响型☑；水文要素影响型☐</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="3">饮用水水源保护区☐；饮用水取水口☐；涉水的自然保护区☐；重要湿地☐；重点保护与珍稀水生生物的栖息地☐；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区☐；其他☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td>水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td>直接排放☐；间接排放☐；其他☑</td><td colspan="2">水温☐；径流☐；水域面积☐</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td>持久性污染物☐；有毒有害污染物☐；非持久性污染物☑；
pH值☐；热污染☐；富营养化☐；其他☐</td><td colspan="2">水温☐；水位（水深）☐；流速☐；流量☐；其他☐</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td>水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td>一级☐；二级☐；三级A☐；三级B☑；</td><td colspan="2">一级☐；二级☐；三级☐；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td colspan="2">调查项目</td><td>数据来源</td></tr>
<tr><td>已建☑；在建☐；</td><td>拟替代的污染源☐；</td><td>排污许可证☐；环评☐；环</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="8">调查</td><td></td><td>拟建☐；其他☐；</td><td colspan="2"></td><td colspan="2">保验收☐；既有实测☐；现场监测☐；入河排放数据☐；其他☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">受影响水体水环境质量</td><td colspan="3">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="3">丰水期☑；平水期☐；枯水期☐；冰封期☐；
春季☐；夏季☑；秋季☐；冬季☐；</td><td colspan="2">生态环境保护主管部门☐；补充监测☐；其他☐；</td></tr>
<tr><td>区域水资源开发利用状况</td><td colspan="5">未开发☐；开发量40%以下☑；开发量40%以上☐；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水文情势调查</td><td colspan="3">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="3">丰水期☐；平水期☐；枯水期☐；冰封期☐；
春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☐；</td><td colspan="2">水行政主管部门☐；补充监测☐；其他☐；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td colspan="2">监测时期</td><td>监测因子</td><td>监测断面或点位</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期☐；平水期☐；枯水期☐；冰封期☐；
春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☐；</td><td>（）</td><td>监测断面或点位个数（）</td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状评价</td><td>评价范围</td><td colspan="5">河流：长度（2.0）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km²</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="5">（石油类）</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">河流、湖库、河口：I类☐；II类☐；III类☑；IV类☐；V类☐；
近岸海域：第一类☐；第二类☐；第三类☐；第四类☐；
规划年评价标准（）</td></tr>
<tr><td>评价时期</td><td colspan="5">丰水期☐；平水期☐；枯水期☑；冰封期☐；
春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☑；</td></tr>
<tr><td>评价结论</td><td colspan="4">水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况☐；达标☑；不达标☐；
水环境控制单元或断面水质达标状况☐；达标☑；不达标☐；
水环境保护目标质量状况☐；达标☑；不达标☐；
对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况☐；达标☐；不达标☐；
底泥污染评价☐；
水资源与开发利用程度及其水文情势评价☐；
水环境质量回顾评价☐；
流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况☐；</td><td>达标区☑；不达标区☐；</td></tr>
<tr><td rowspan="3">影响预测</td><td>预测范围</td><td colspan="5">河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km²</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">（）</td></tr>
<tr><td>预测时期</td><td colspan="5">丰水期☐；平水期☐；枯水期☐；冰封期☐；
春季☐；夏季☐；秋季☐；冬季☐；
设计水文条件☐；</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2"></td><td>预测情景</td><td colspan="5">建设期□；生产运行期□；服务期满后□；
正常工况□；非正常工况□；
污染控制和减缓措施方案□；
区（流）域环境质量改善目标要求情景□；</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解□；解析解□；其他□；导则推荐模式□；其他□；</td></tr>
<tr><td rowspan="7">影响评价</td><td>水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□；</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求□；
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□；
满足水环境保护目标水域水环境质量要求□；
水环境控制单元或断面水质达标□；
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□；
满足区（流）域水环境质量改善目标要求□；
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□；
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□；
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td colspan="3">污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td colspan="3">（）</td><td>（）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排放许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（）m^3/s；鱼类繁殖期（）m^3/s；其他（）m^3/s；
生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m；</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环境措施</td><td colspan="5">污水处理设施□；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域消减□；
依托其他工程措施□；其他□；</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td colspan="3"></td><td>环境质量</td><td>污染源</td></tr>
<tr><td colspan="3">监测方式</td><td>手动□；自动□；无监测□；</td><td>手动☑；自动□；无监测□；</td></tr>
<tr><td colspan="3">监测点位</td><td>（）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td colspan="3">监测因子</td><td>（）</td><td>（）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5">□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受√；不可以接受□；</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项”，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容</td></tr>
</table>

6.2.3 运行期地下水环境影响预测与分析

6.2.3.1 地下水污染途径识别

地下水污染途径主要为油田采出水、井下措施返排液在产生、储存及处理过程中在正常和非正常状况下产生的渗漏，以及原油在开采和输送过程中的“跑、冒、滴、漏”。由于油区上覆第四系黄土层，绿化或洒水量小，对地下水的影响小。

建设项目可能存在的污染途径见表 6.2-12。

表 6.2-12 项目地下水污染途径分析

工程类型	泄漏途径	
	正常状况	非正常状况
采油井、注水井	采油井通过套外水泥将套管与地层之间进行封闭，注水井与采油井工艺相同，且上有封套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；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，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水的污染；不易发生泄漏	注水井固井质量差或井管发生破裂时，经处理后的采出水可能通过井管发生渗漏，进入含水层污染地下水
井场污油池	井场污油池防渗措施：300mm厚素土垫土层+300mm厚3:7灰土垫层+50mm厚细砂保护层+非织物长丝无纺土工布+2.0mm厚高密度聚乙烯（HDPE）膜+非织物长丝无纺土工布+200mm厚C30抗渗细石混凝土，正常状况下，不发生泄露	长时间运行后，防渗层破损，发生泄露
站场	增压站、措施液处理站、脱水站等正常情况下污水罐、水处理装置区、油罐不会发生泄漏	装置或者储罐破损，发生泄漏
管线	长时间运行后，管线老化，接口处可能发生小量持续泄漏	管线破损发生泄露

6.2.3.2 地下水环境影响分析

1、采出水回注对地下水的影响分析

（1）采出水串层

采出水在联合站、接转站等站场内被分离出来后，通过采出水处理设施处理达标后全部同层回注，不外排。

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具备适于油气储集的储集层；

②具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；

③具备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。本项目场地地处伊陕斜坡构造单元，所在区域构造形迹相对不明显、构造稳定；按照水文地质资料，项目采出水回注层位与上伏的含水岩组底界之间为厚约500～1000m的侏罗系砂泥岩地层，渗透性差，可有效阻隔回注水与上伏含水层的水力联系；在回注过程中，全程均设置了套管保护；同时，在目前的阻水压力下，穿透上部地层的时间很长，回注至油层的回注水在正常情况下不会迁移至上伏的含水层当中。

因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注水到含油层的采出水不会对地下水水质产生影响。

（2）注水井回注（正常情形）

由图 6.2-1可知，本项目的注水井均通过水泥对套管与地层之间的空隙进行封闭，表层套管水泥返到地面，地面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，阻止回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，射孔段之上设置有封隔器，封隔器是用以防止固井过程因水泥固化失重，地层油、回注水上窜，因此安装封隔器十分重要；地面部分，井口高出地面，还设置有灌注压力计量器及环空压力计量器将回注压力保持在一定范围，避免回注压力超过地层压力破坏回注井的机械完整性，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染。

本项目回注层延长组长6、长8地层连续性稳定性较好，影响范围内无露头，压裂后地层渗透率满足回注要求。回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V级水质标准要求，同时油藏采出液采出后给回注水提供了充足的储集空间，项目回注井设置有注水压力、注水量在线监测系统。

因此，回注地层的采出水，在回注井固井措施规范，各项保障措施都实施的情况下可认为不会发生套外返水或由于回注层封闭性不好及注水压力控制不当导致的回注水泄漏事件，可认为回注井不会对地下水水质产生影响。

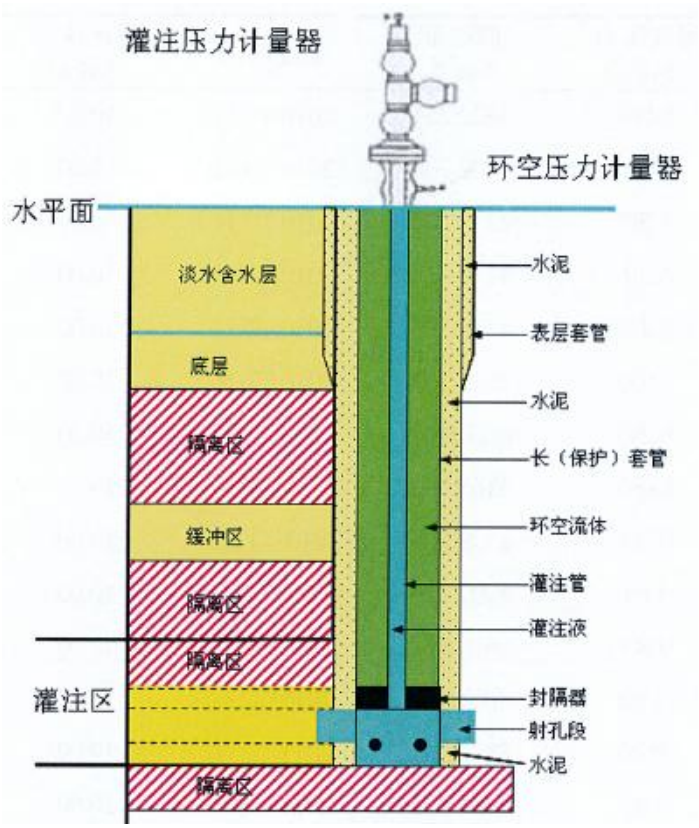


图 6.2-1　注水井井身结构示意图

2、采出水回注井套外返水对地下水的影响分析

根据工程分析，非正常状况下，注水井井管发生破裂时，发生套外返水事故对地下水环境造成影响。本项目注水井、油井穿透整个白垩系洛河组及环河组含水层，一旦发生套外返水事故，采出水将直接进入含水层，将对整个含水层造成污染，污染程度与含水层的渗透性能、源强浓度、含油污水泄漏时间等有关。

（1）预测情形及模式

定边及靖边区域回注水作业涉及的含水层为黄土含水层、白垩系环河组含水层及洛河组含水层。假定一口回注井发生套外返水事故，井管断裂，注水井中所有水全部瞬时进入含水层，发生事故后立即停止回注，预测其对第四系风积黄土含水层、白垩系环河组、洛河组含水层的影响程度、影响范围及影响时间。

①预测因子及源强

根据工程分析，重金属中标准指数最大的因子镉的浓度根据靖三联采出水处理站出水监测数据最大为 0.003mg/L，满足《地下水环境质量标准（GB/T14848—2017）》III类标准限值（0.005mg/L），对地下水的影响很小，预测情景与后述井下作业废水

中六价铬类似，均概化为平面瞬时点源，对地下水影响相似，因此不再重复预测。因此，回注井套外返水选择石油类作为预测因子。

②预测模式

事故状态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，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），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。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解见式（1）。

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]} \qquad （1）$$

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 y 方向弥散系数，m^2/d；

π——圆周率；

以上参数的确定主要根据中国地质调查局西安地质调查中心编写的《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》以及区域地下水机民井调查资料等，参数值有效可靠。最终预测含水层石油类运移特征参数见表 6.1-4。

③预测时段

地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d、服务年限或者能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

④预测源强及预测因子

根据新建回注井的设计规模，采出水最大单井设计回注量为 $25m^3/d$，假设当天回注水全部泄漏至含水层，一天后采取措施停止泄漏。石油类在地下水中迁徙主要以溶解态形式，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，且悬浮态石油类极易被截留及吸附在含水层孔隙中。本次以最不利因素考虑，石油类浓度取最大溶解

度 18mg/L 进行预测，回注采出水的石油类浓度一般小于 18mg/L，则石油类源强为 0.45kg。

（2）靖边油区预测结果及分析

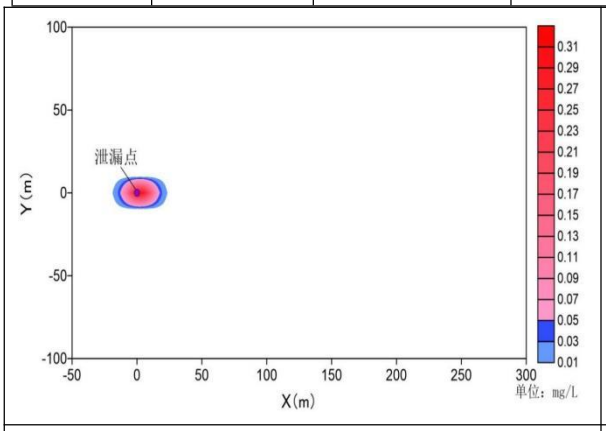
①第四系黄土潜水含水层环境影响分析

假设套外返水进入黄土潜水含水层中，本次预测选取了 100d、300d、1000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，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 6.2-13、图 6.2-2，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

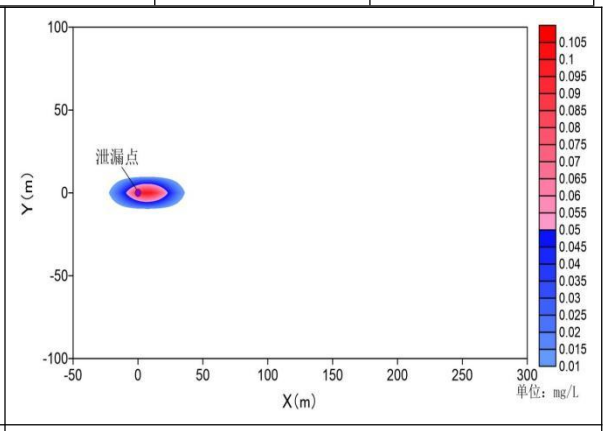
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.30mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 23m，最大超标距离 18m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类最大浓度为 0.10mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 36m，最大超标距离 23m；第 750 天时，此时超标距离最大为 28m，此后污染晕不再超标；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.031mg/L，石油类浓度已低于标准值（0.05mg/L），此时污染晕最大迁移距离为 60m。石油类在黄土含水层中运移约 750 天时，超标距离达到最大，约 28m。

表 6.2-13　石油类对黄土潜水含水层的影响范围

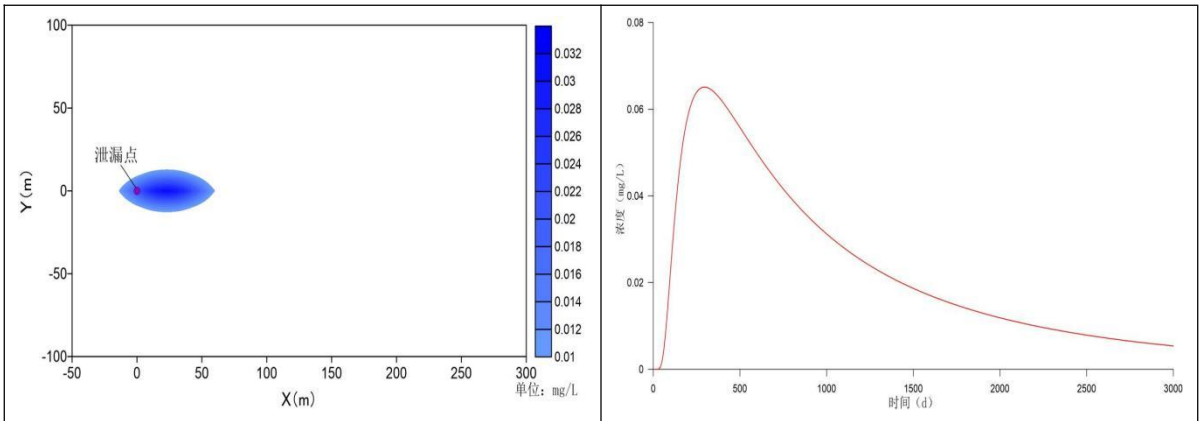
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	699	399	23	18	0.30
300d	914	256	36	23	0.10
1000d	1369	/	60	/	0.031



100d



300d



1000d　　泄漏点下游 20m 处历时曲线

图 6.2-2　回注井套外返水事故石油类在第四系黄土潜水含水层运移预测结果图

②白垩系环河组含水层环境影响分析

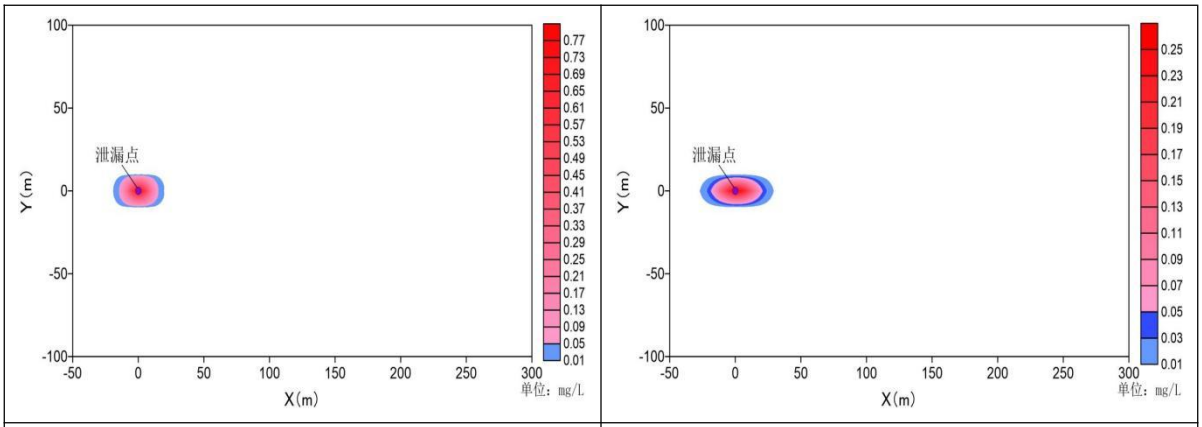
利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、300d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生泄漏后，随着时间推移，石油类在环河组含水层中的运移情况见表 6.2-14、图 6.2-3，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

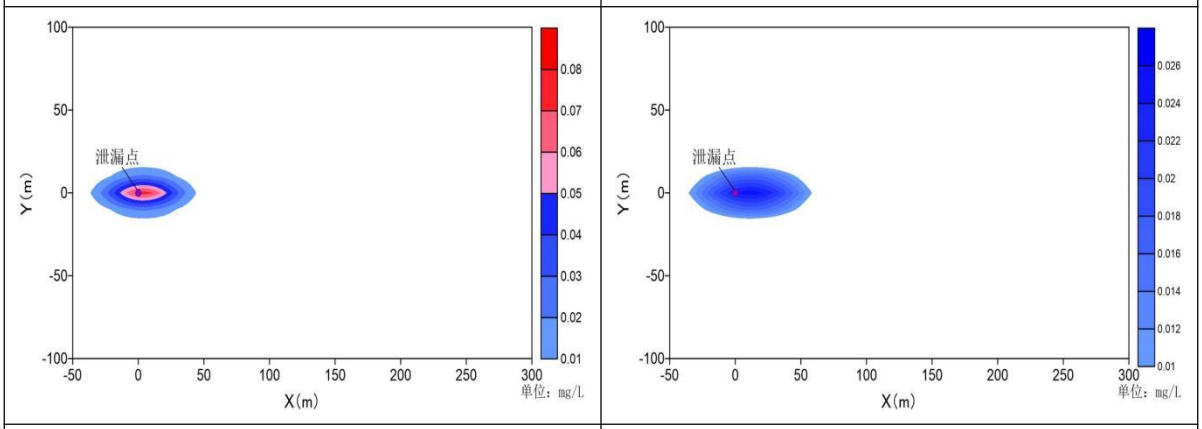
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.75mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 20m，最大超标距离 15m；第 300d 时，石油类浓度最大为 0.25mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 29m，最大超标距离 21m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.075mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 44m，最大超标距离 21m；第 3000d 时，石油类浓度最大为 0.025mg/L，此时石油类已不再超标，污染晕的最大迁移距离为 58m。石油类在白垩系环河组含水层中运移约 1400 天时，超标距离达到最大，约 28m。

表 6.2-14　石油类对白垩系环河组含水层的影响范围

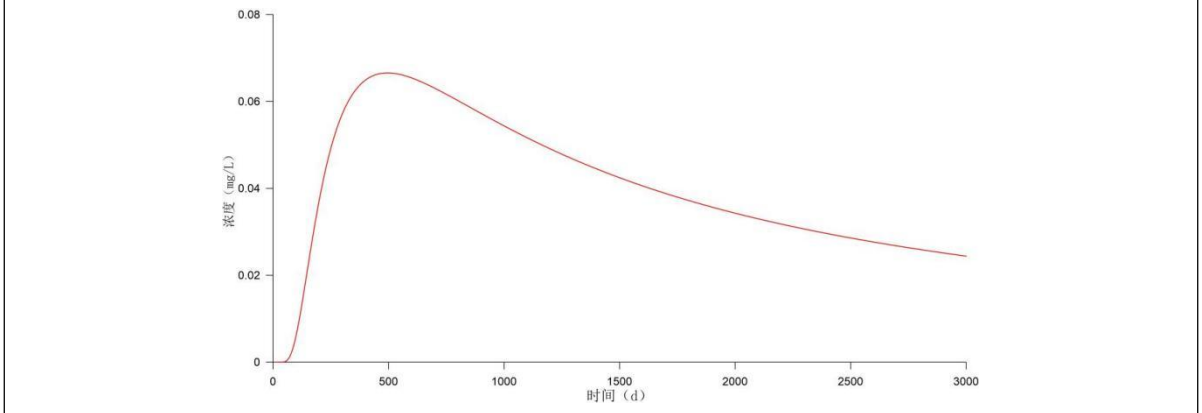
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	688	475	20	15	0.75
300d	934	496	29	21	0.25
1000d	1784	233	44	24	0.075
3000d	2209	/	58	/	0.025



100d　　300d



1000d　　3000d



下游 20m 处浓度历时浓度曲线

图 6.2-3　回注井套外返水事故石油类在白垩系环河组含水层运移预测结果图

③白垩系洛河组含水层环境影响分析

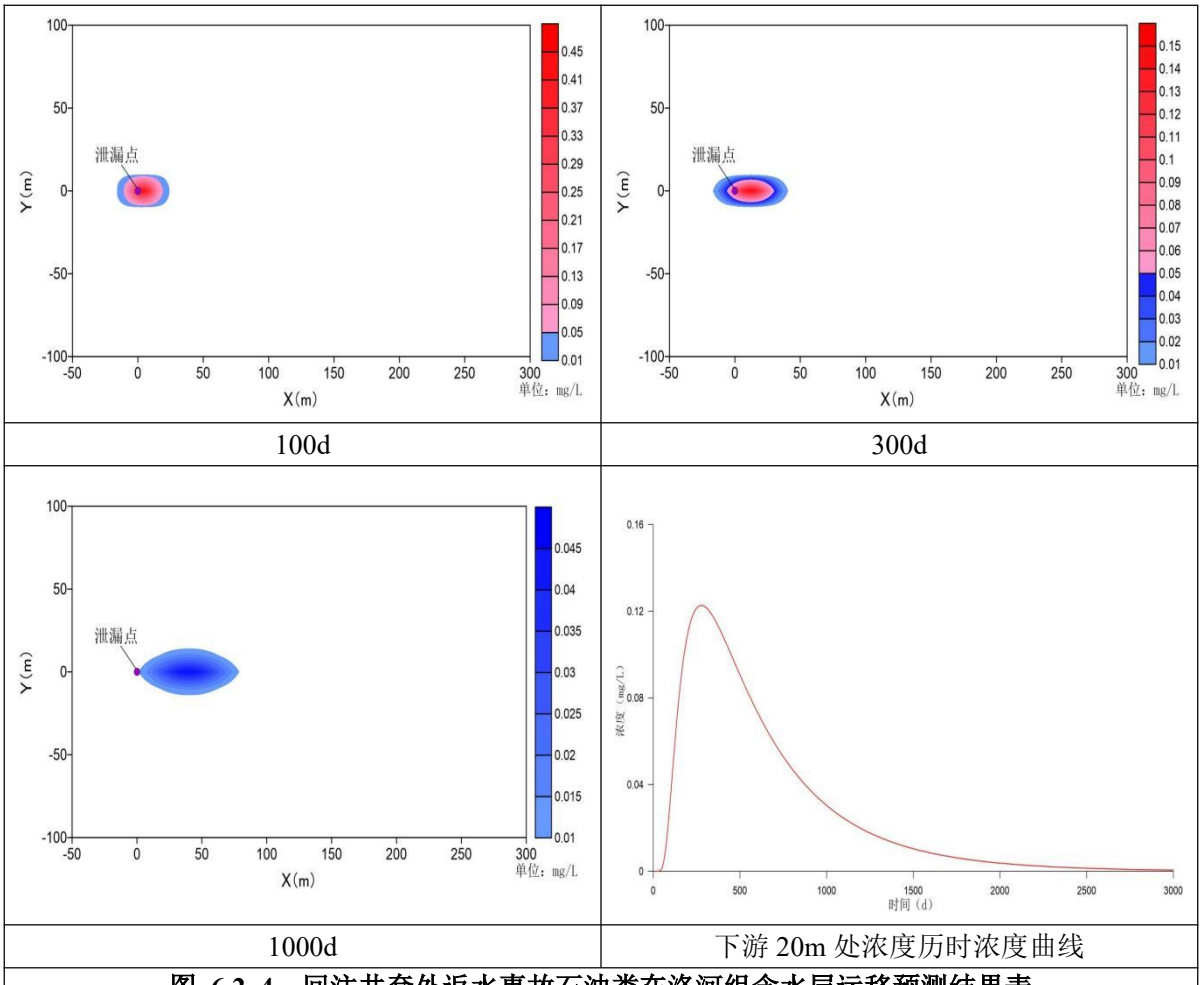
利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、300d、1000d 三个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在裂隙水含水层中的运移情况见表 6.2-15、图 6.2-4，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，石油类浓度最大为 0.45mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 24m，最大超标距离 19m；第 300d 时，石油类浓度最大为 0.15mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 41m，最大超标距离 30m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.045mg/L，此时石油类已不再超标，污染晕的最大迁移距离为 79m。石油类在白垩系洛河组含水层中运移约 900 天时，超标距离达到最大，约 32m。

表 6.2-15　石油类对白垩系洛河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	693	436	24	19	0.45
300d	922	371	41	30	0.15
1000d	1578	/	79	/	0.045



100d　　300d

1000d　　下游 20m 处浓度历时浓度曲线

图 6.2-4　回注井套外返水事故石油类在洛河组含水层运移预测结果表

（3）定边油区预测结果及分析

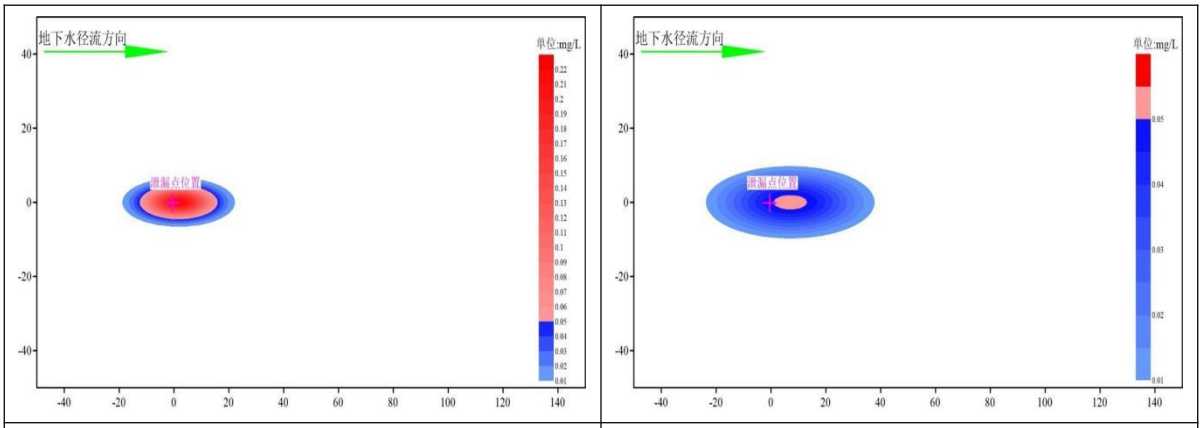
①第四系黄土潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、1000d、污染物最长超标时间三个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.2-16、图 6.2-5。

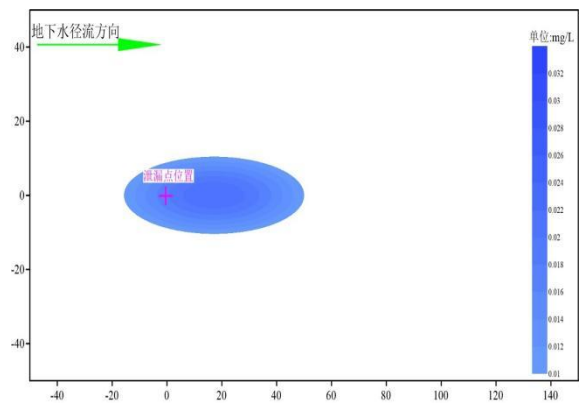
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 22.2m，影响面积为 424m^2，下游最大浓度为 0.219mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 15.9m，超标区面积为 203m^2；710d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 37.8m，影响面积为 941m^2，下游最大浓度为 0.053mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 18.4m，超标区面积为 36m^2；1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 49.8m，影响面积为 1074m^2，下游最大浓度为 0.022mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。

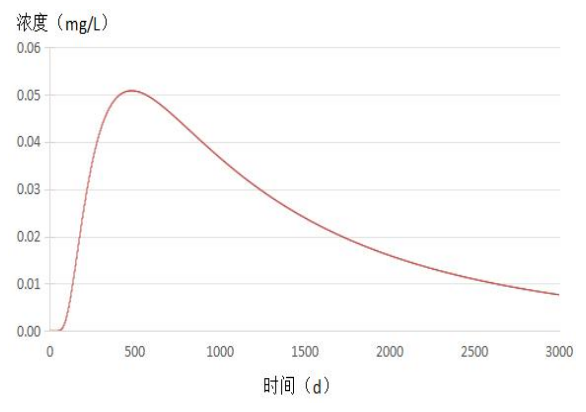
表 6.2-16　石油类对黄土潜水含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	424	203	22.2	15.9	0.219
710d	941	36	37.8	18.4	0.053
1000d	1074	0	49.8	0	0.022



100d　　710d





1000d　　泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-5　回注井套外返水事故石油类在第四系黄土潜水含水层运移预测结果图

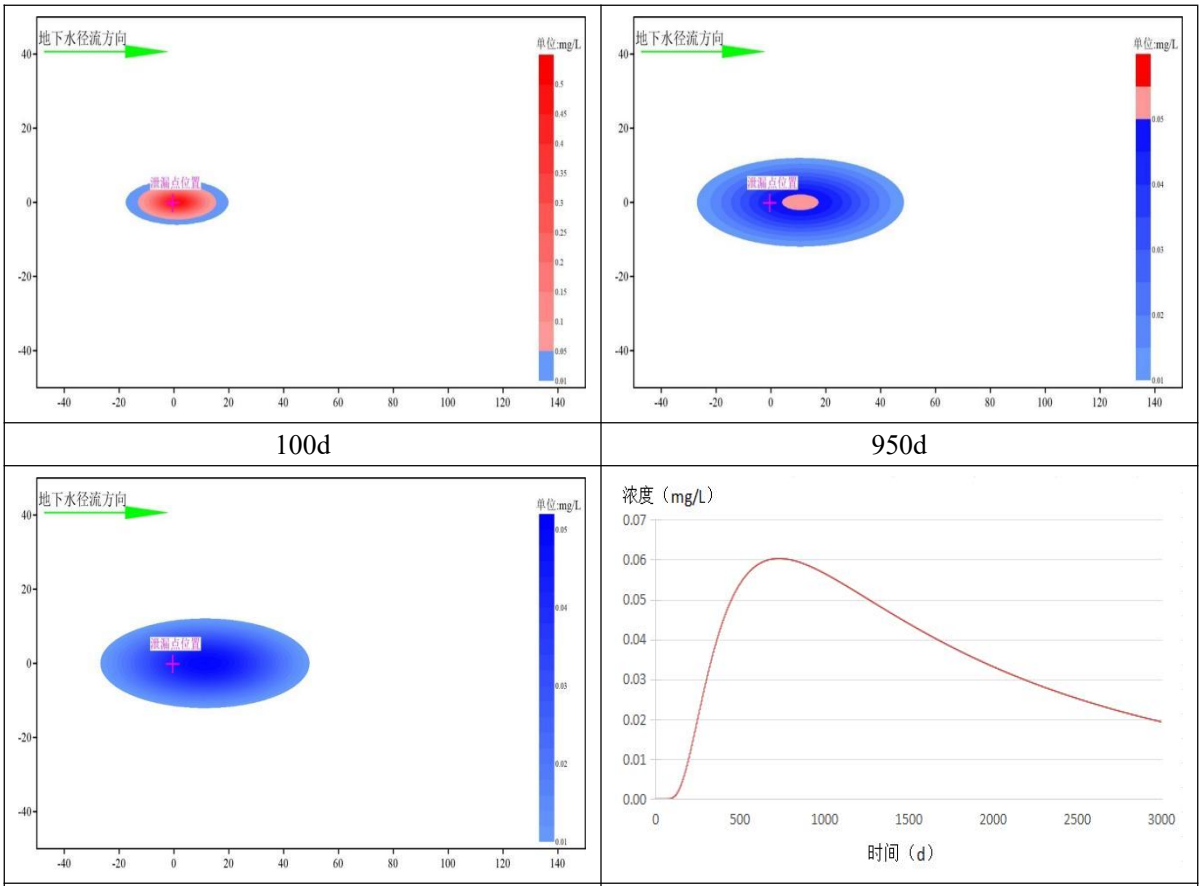
②白垩系环河组含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、1000d、污染物最长超标时间三个时间点，当回注井发生套外返水后，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 6.2-17~图 6.2-6。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 19.8m，影响面积为 356m^2，下游最大浓度为 0.495mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 15.4m，超标区面积为 209m^2；950d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 48.5m，影响面积为 1419m^2，下游最大浓度为 0.053mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 21.3m，超标区面积为 43m^2；1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 49.3m，影响面积为 1448m^2，下游最大浓度为 0.049mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。

表 6.2-17　石油类对白垩系环河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	356	209	19.8	15.4	0.495
950d	1419	43	48.5	21.3	0.053
1000d	1448	0	49.3	0	0.049



100d　　950d

1000d　　泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-6　回注井套外返水事故石油类在白垩系环河组含水层运移预测结果图

③白垩系洛河组含水层环境影响分析

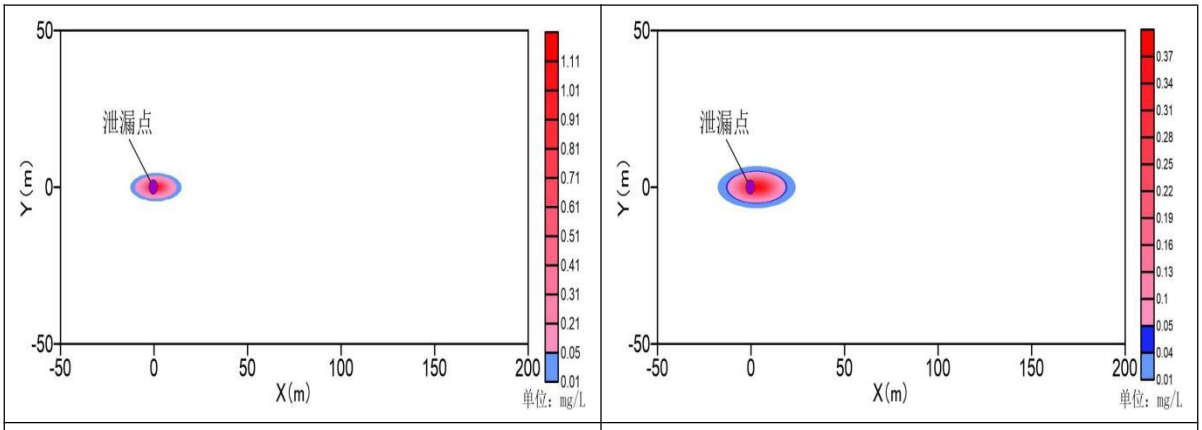
本次预测选取了 100d、300d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组含水层中的运移情况见表 6.2-18、图 6.2-7。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 15m，影响面积为 195m^2，下游最大浓度为 1.132mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 12m，超标区面积为 128m^2；300d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 24m，影响面积为 438m^2，下游最大浓度为 0.377mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 19m，超标区面积为 243m^2；1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 41m，影响面积为 967m^2，下游最大浓度为 0.113mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 28m，超标区面积为 325m^2；3000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 70m，影响面积为 1584m^2，下游最大浓度为 0.038mg/L，未超出《地表水环境质

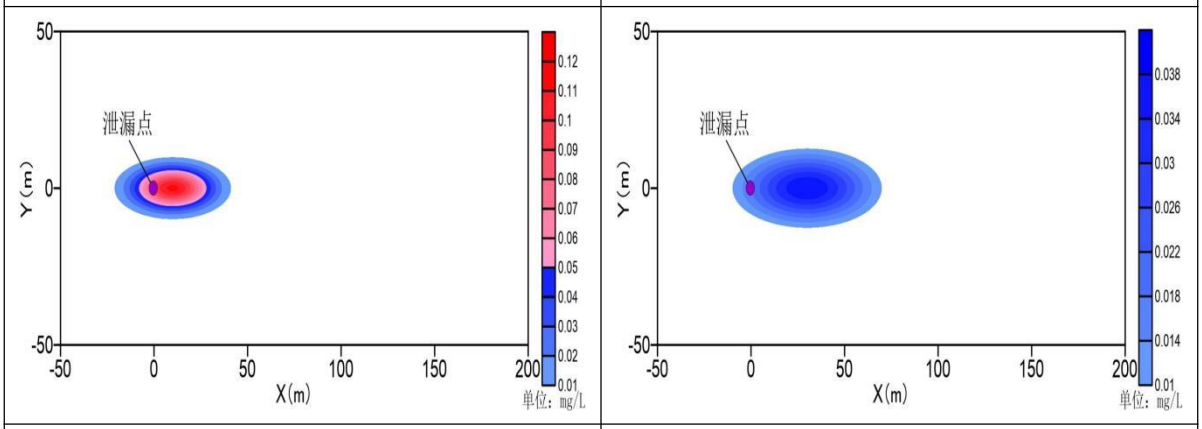
量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。石油类在白垩系洛河组含水层中运移约 1420 天时，超标距离达到最大，约 31m。

表 6.2-18　石油类对白垩系洛河组含水层的影响范围

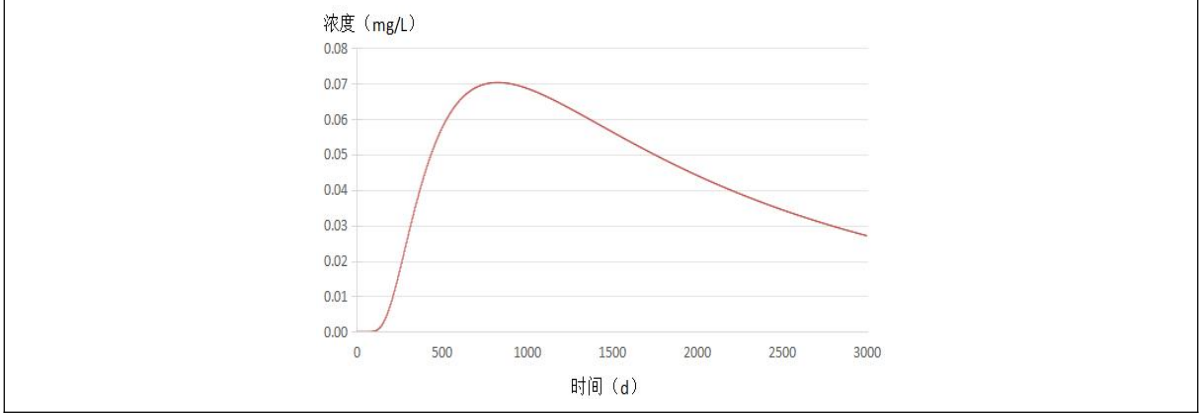
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	195	128	15	12	1.132
300d	438	243	24	19	0.377
1000d	967	325	41	28	0.113
3000d	1584	/	70	/	0.038



100d　　300d



1000d　　3000d



泄漏点下游 20m 处历时浓度历时浓度

图 6.2-7　回注井套外返水事故石油类在白垩系洛河组含水层运移预测结果图

综上，假设注水井发生套外返水事故，通过预测可知，只对注水井附近局部含水层造成影响，未对居民饮用水井及其他环境保护目标造成影响，该类事故对地下水环境的影响较小。

3、井下作业废水对地下水环境影响

油田开采的运行过程中会产生井下作业废水，井下作业废水主要包括修井废水、洗井废水。单井每次修井过程中产生的洗井废水最大量约 70m^3。

污染源概化和源强确定：单井每次修井过程中产生的洗井废水在含水层中发生泄漏，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，即洗井废水全部泄漏进入含水层。本次评价以洗井废水作为预测污染源，石油类作为预测因子与前述采出水回注井套外返水的源强及情景类似，对地下水影响相似，因此不再重复预测。

本次预测根据采油三厂现有工程柳 92-33 井组措施液处理站进水口检测数据，重金属选择标准指数最高的六价铬作为预测因子，浓度按照检测报告中的最大浓度 0.228mg/L。单井每次修井过程中产生的洗井废水最大量约 70m^3，假设洗井废水全部泄漏至含水层，则六价铬泄漏量为 15.96g，泄露时间相对于污染物在含水层中的运移时间很短，概化为瞬时点源污染。

（1）靖边油区预测结果及分析

①第四系黄土潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

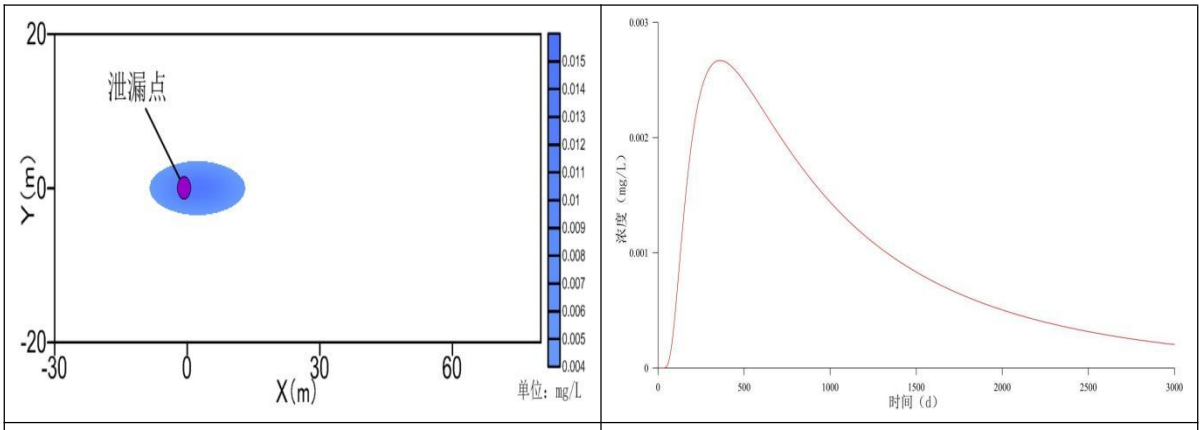
经过试算，本次预测选取了 100d 一个时间点，当洗井废水泄漏后，随着时间推移，六价铬在黄土潜水含水层中的运移情况见表 6.2-19、图 6.2-8，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，六价铬浓度最大为 0.015mg/L，六价铬浓度已低于标准值（0.05mg/L），此时污染晕最大迁移距离为 13m。根据泄漏点下游 20m 处六价铬浓度历时曲线可以看出，第 360 天时六价铬浓度达到最大，为 0.0027mg/L，低于检出限，对地下水环境影响较小。

表 6.2-19　六价铬在黄土潜水含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）

100d	119	/	13	/	0.015



100d | **泄漏点下游 20m 处历时浓度**

图 6.2-8 井下作业废水泄漏六价铬在第四系黄土潜水含水层运移预测结果图

②白垩系环河组含水层环境影响分析

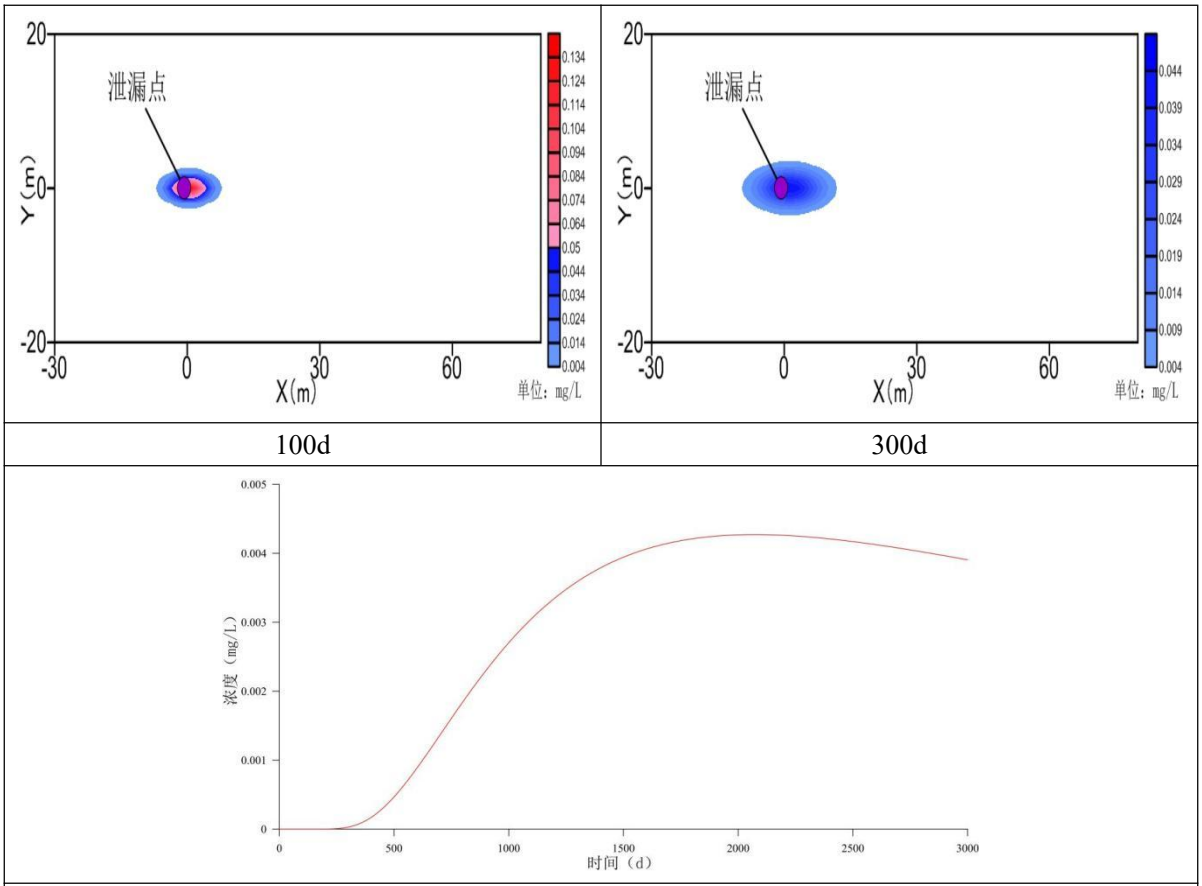
利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、300d 两个时间点，当井下作业洗井废水发生泄漏后，随着时间推移，六价铬在环河组含水层中的运移情况见表 6.2-20~图 6.2-9，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，六价铬浓度最大为 0.133mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 8m，最大超标距离 5m；第 300d 时，六价铬浓度最大为 0.045mg/L，六价铬浓度已低于标准值（0.05mg/L），此时污染晕最大迁移距离为 12m。根据泄漏点下游 20m 处六价铬浓度历时曲线可以看出，第 2070 天时六价铬浓度达到最大，为 0.0043mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.2-20 六价铬在白垩系环河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	61	475	8	5	0.133
300d	118	/	12	/	0.045



100d　　300d

泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-9　井下作业废水泄漏六价铬在白垩系环河组含水层运移预测结果图

③白垩系洛河组含水层环境影响分析

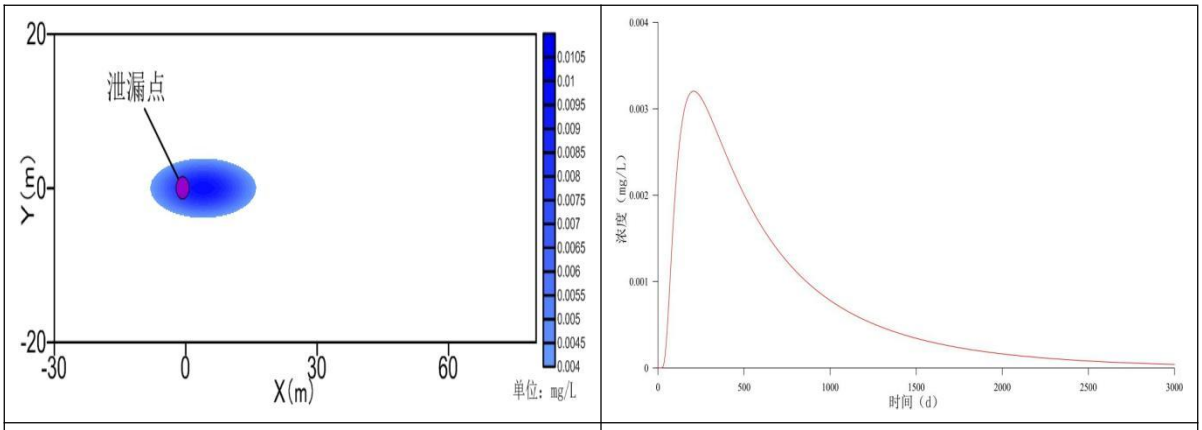
利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

经过试算，本次预测选取了 100d 一个时间点，当发生洗井废水泄漏后，随着时间推移，六价铬在裂隙水含水层中的运移情况见表 6.2-21、图 6.2-10，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，六价铬浓度最大为 0.01mg/L，此时六价铬已不再超标，此时污染晕最大迁移距离为 16m。根据泄漏点下游 20m 处六价铬浓度历时曲线可以看出，第 210 天时六价铬浓度达到最大，为 0.0032mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.2-21　六价铬在白垩系洛河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	146	/	16	/	0.01



100d	泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-10　井下作业废水泄漏六价铬在白垩系洛河组含水层运移预测结果图

（2）定边油区预测结果及分析

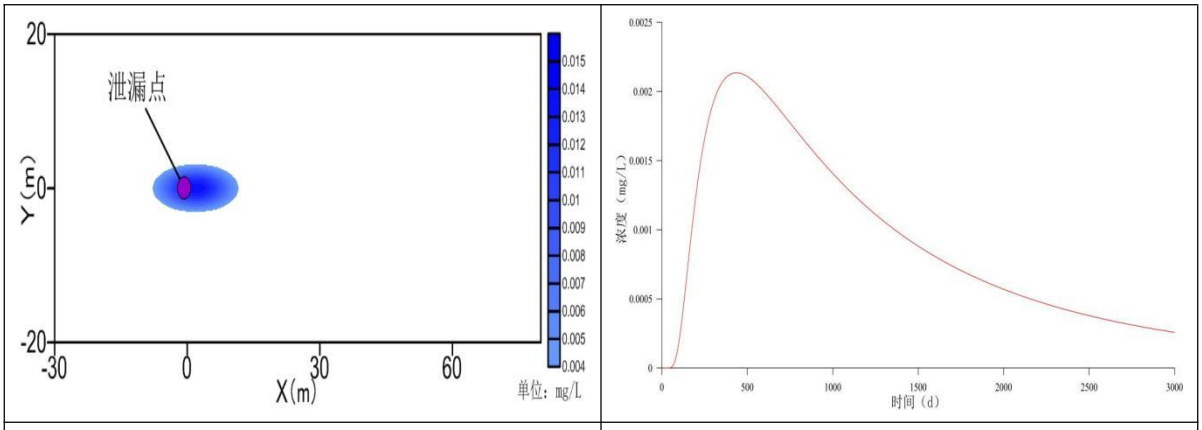
①第四系黄土潜水含水层环境影响分析

经试算，本次预测选取了 100d 一个时间点，当发生洗井废水泄漏后，随着时间推移，六价铬在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.2-22、图 6.2-11。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在泄漏 100d 时，地下水中六价铬最大迁移距离为 12m，下游最大浓度为 0.014mg/L，低于《地下水环境质量标准》（GBT-14848-2017）III 类标准 0.05mg/L。根据下游 20m 处浓度历时曲线，在 435d 时六价铬浓度达到最大，为 0.0021mg/L，未超出《地下水环境质量标准》（GBT-14848-2017）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.2-22　六价铬在黄土潜水含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	95	/	12		0.014



100d	泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-11　井下作业废水泄漏六价铬在第四系黄土潜水含水层运移预测结果图

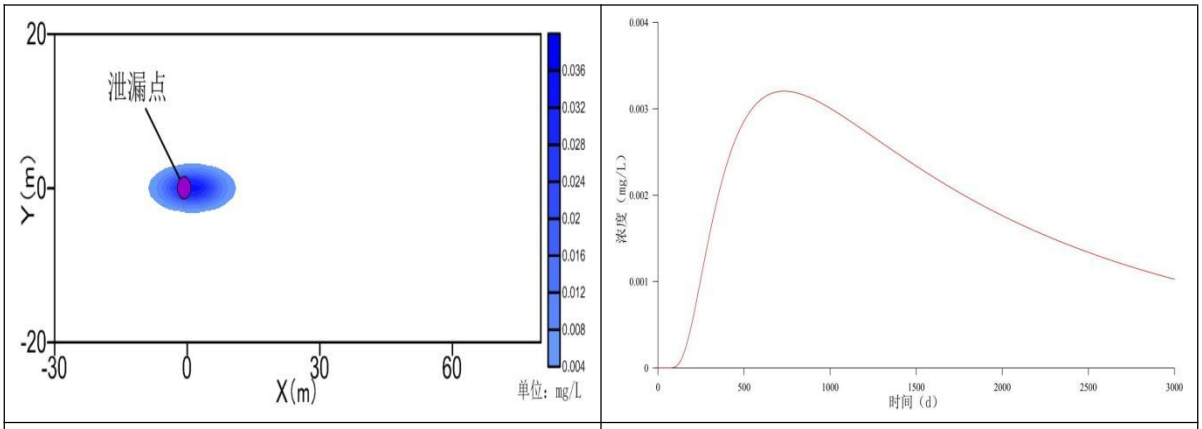
②白垩系环河组含水层环境影响分析

经试算，本次预测选取了 100d 一个时间点，当回注井发生洗井废水后，随着时间推移，六价铬在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 6.2-23、图 6.2-12。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在泄漏 100d 时，地下水中六价铬最大迁移距离为 11m，下游最大浓度为 0.036mg/L，低于《地下水环境质量标准》（GBT-14848-2017）III 类标准 0.05mg/L。根据下游 20m 处浓度历时曲线，在 730d 时六价铬浓度达到最大，为 0.0032mg/L，未超出《地下水环境质量标准》（GBT-14848-2017）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.2-23 六价铬在白垩系环河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	100	/	11	/	0.036



100d　　泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-12 井下作业废水泄漏六价铬在白垩系环河组含水层运移预测结果图

③白垩系洛河组含水层环境影响分析

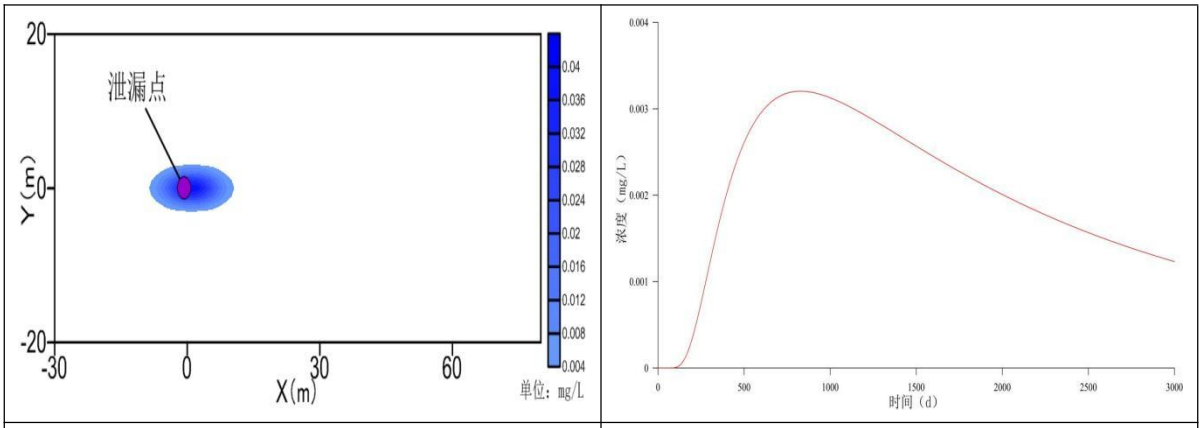
经试算，本次预测选取了 100d 一个时间点，当发生洗井废水泄漏后，随着时间推移，六价铬在白垩系洛河组含水层中的运移情况见表 6.2-24、图 6.2-13。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在泄漏 100d 时，地下水中六价铬最大迁移距离为 11m，下游最大浓度为 0.040mg/L，低于《地下水环境质量标准》（GBT-14848-2017）III 类标准 0.05mg/L。根据下游 20m 处浓度历时曲线，在 820d 时六价铬浓度达到最大，为 0.0032mg/L，未超出《地下水环境质量标准》（GBT-14848-2017）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.2-24 六价铬在白垩系洛河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）

100d	93	/	11	/	0.040



100d　　泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-13　井下作业废水泄漏六价铬在白垩系洛河组含水层运移预测结果图

综上所述，非正常状态下井下作业会对地下水产生一定程度的影响，由于六价铬的排放浓度与环境质量标准限值的差距不大，一般超标范围只局限在泄漏点下游 5m 范围内，影响范围和程度均较小，不会对下游敏感目标产生影响。因此注水井泄露后会对注水井周围地下水产生污染，因其范围和时间都是有限的，对地下水环境影响可接受。

4、注水管线泄露对地下水环境的影响分析

项目井场设备设施一般不易发生破损泄漏，管线有可能受腐蚀等发生渗漏，由于管线发生渗漏的位置难以确定，本次评价靖边油区重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时对白垩系环河组的地下水环境的影响，以及管线位于梁峁区时对黄土含水层的影响。由于白垩系洛河组埋深较大，且环河组主要岩性为砂泥岩互层，泥岩可有效阻隔污染物向下运移，因此本次预测主要针对白垩系环河组含水层、黄土含水层。

（1）预测情境及源强

由于原油管线和采出水中的管线石油类在水中的溶解度一般最大 18mg/L，因此原油水中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，且悬浮态石油类极易被土壤截留及吸附，很难进入含水层中，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 18mg/L，水质标准为 0.05mg/L（参照地表水质量标准），石油类在水中的检出限为 0.01mg/L。根据靖三联采出水处理站出水监测数据，重金属中标准指数最大的因子镉的浓度满足《地下水环境质量标准（GB/T14848—2017）》III类标准限值（0.005mg/L），对地下水的影响很小。因此

本次评价将注水管线泄漏情形中石油类作为预测因子。假设在输送过程中由于腐蚀、管线压力等原因产生破裂，破裂后传感器检测管线压力异常后关闭破裂管线。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times A \times \sqrt{2gH}$$

式中：Q——泄漏流量（m^3/s）；

C——流量系数（取 0.6）；

A——漏水面积（m^2），假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏小孔横断面积，0.0000785m^2；

H——孔口压力（m），管道破裂后，压力减小，本次计算选择等效压力 25MPa，换算为 2500m。

因此，管线破裂泄漏后，泄漏量估算为 0.00807m^3/s，假定管线泄漏 10min 后被发现并及时处理，则一次泄漏量为 6.256m^3，考虑到包气带岩土层的吸收和液体的蒸发，进入含水层的比例取 80%，即有 5.00m^3 回注水进入含水层，即 0.09kg 石油类污染物进入含水层。

非正常状态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，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作为预测数学模型。

（2）靖边油区预测结果及分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

①白垩系环河组含水层预测结果

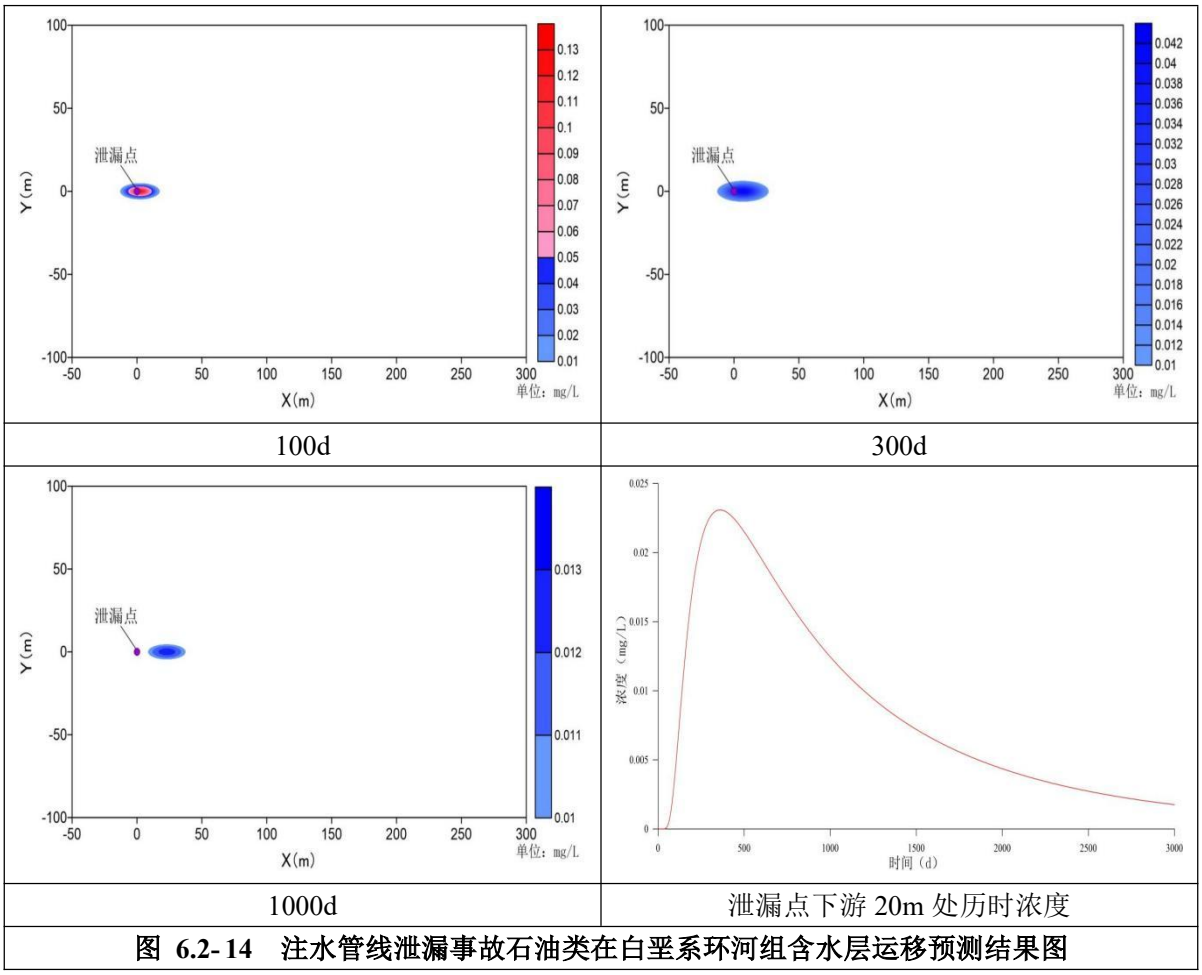
本次预测选取了 100d、300d、1000d 三个时间点，当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 6.2-25、图 6.2-14，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.126mg/L，污染晕最大迁移距离为 17m，最大超标距离为 12m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类浓度最大为 0.042mg/L，石油类的浓度已不再超标，污染晕最大迁移距离为 27m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.013mg/L，

污染晕最大迁移距离为 37m。石油类在白垩系环河组含水层中运移约 140 天时超标距离达到最远，约 15m。

表 6.2-25　石油类在白垩系环河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	234	89	17	12	0.126
300d	394	/	27	/	0.042
1000d	208	/	37	/	0.013



100d　　300d

1000d　　泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-14　注水管线泄漏事故石油类在白垩系环河组含水层运移预测结果图

②第四系黄土含水层预测结果

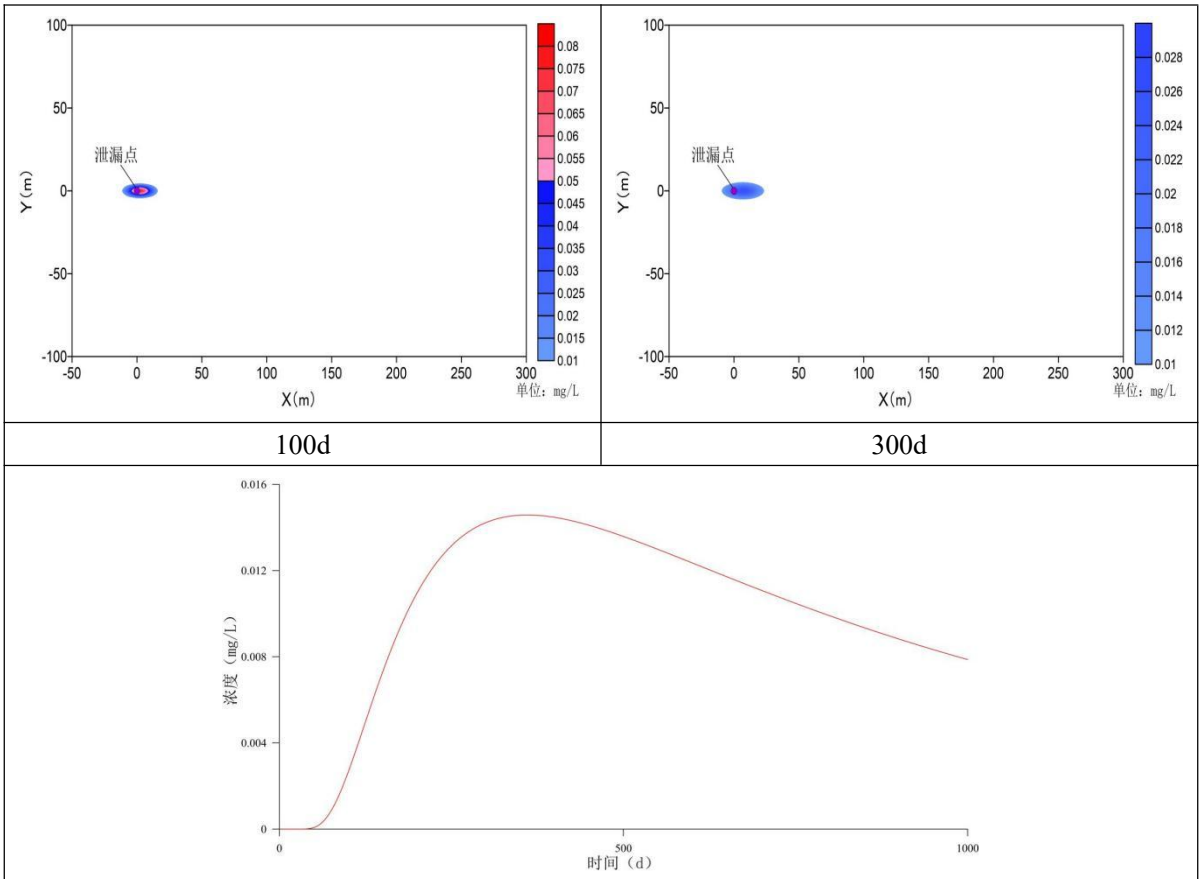
本次预测选取了 100d、300d 两个时间点，当输油管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在黄土含水层中的运移情况见表 6.2-26、图 6.2-15，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.079mg/L，污染晕最大迁移距离为 16m，最大超标距离为 9m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类浓度最大为 0.026mg/L，石油类的浓度已

不再超标，污染晕最大迁移距离为 23m。石油类在第四系黄土含水层中运移约 176 天时超标距离达到最远，约 16m。

表 6.2-26　石油类在第四系黄土含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	195	40	16	9	0.079
300d	267	/	23	/	0.026



100d　　300d

泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-15　注水管线泄漏事故石油类在第四系黄土含水层运移预测结果图

（3）定边油区预测结果及分析

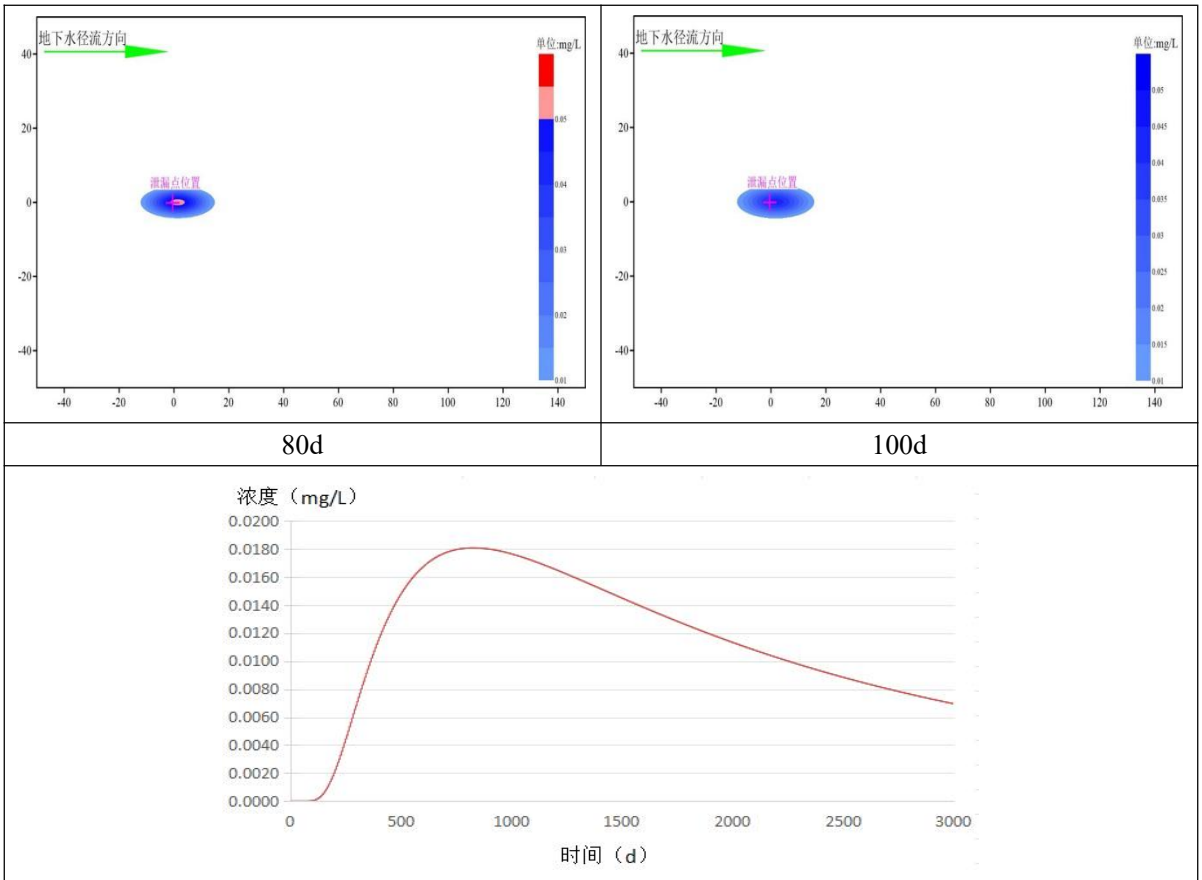
定边油区管线工程均位于黄土梁峁区，本次预测主要针对第四系黄土含水层。本次预测选取了 100d、1000d、污染物最长超标时间三个时间点，当注水管线泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.2-27~图 6.2-16。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（80d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 14.9m，影响面积为 182m^2，下游最大浓度为 0.053mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为

3.9m，超标区面积为 6m²；100d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 15.8m，影响面积为 198m²，下游最大浓度为 0.042mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L；1000d 时，地下水中石油类浓度低于检出限 0.01mg/L。根据下游 20m 处浓度历时曲线，在 3650d 内地下水中石油类浓度未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。石油类在第四系黄土含水层中运移约 86 天时超标距离达到最远，约 4.0m。

表 6.2-27　石油类在第四系黄土含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m²）	超标区面积（m²）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
80d	182	6	14.9	3.9	0.053
100d	198	0	15.8	0	0.042
1000d	0	0	0	0	0.01ND



80d　　100d

泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-16　注水管线泄漏事故石油类在第四系黄土含水层运移预测结果图

综上所述，非正常状态下注水管线泄漏事故会对地下水产生一定程度的影响，但是影响范围和程度均较小，不会对下游敏感目标产生影响。因此注水管线泄漏后

会对管线周围地下水产生污染，因其范围和时间都是有限的，对地下水环境影响可接受。

5、输油管线泄露对地下水环境的影响分析

输油管线有可能受腐蚀等发生渗漏，由于管线发生渗漏的位置难以确定，本次评价靖边油区重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时对白垩系环河组的地下水环境的影响，以及管线位于梁峁区时对黄土含水层的影响。由于白垩系洛河组埋深较大，且环河组主要岩性为砂泥岩互层，泥岩可有效阻隔污染物向下运移，因此本次预测主要针对白垩系环河组含水层、黄土含水层。

（1）预测情境及源强

由于采出水输送管线压力（25MPa）大于原油管线输送压力（4MPa），管线泄漏 10min 内采出水管线的泄漏量大于输油管线，故注水管线泄漏进入含水层中石油类的量大于输油管线，以石油类作为预测因子与前述采出水管线泄漏的情景类似，对地下水影响相似，因此不再重复预测。与采出水不同的是，含水原油中除了石油类污染物，还有重金属污染物。本次预测根据采油三厂现有工程靖三联采出水处理站进水口检测数据，重金属选择标准指数最高的六价铬作为预测因子，浓度按照检测报告中的最大浓度 0.172mg/L。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times \mathrm{A} \times \sqrt{2gH}$$

式中：Q——泄漏流量（m^3/s）；

C——流量系数（取 0.6）；

A——漏水面积（m^2），假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏小孔横断面积，0.0000785m^2；

H——孔口压力（m），管道破裂后，压力减小，本次计算选择等效注压力 4MPa，换算为 400m。

因此，管线破裂泄漏后，泄漏量估算为 0.004213m^3/s，假定管线泄漏 10min 后被发现并及时处理，则一次泄漏量为 2.528m^3，按照原油含水率 50%考虑，因此管道破裂后，含水原油中水的泄漏总量为 1.26m^3，考虑到包气带岩土层的吸收和液体的蒸发，进入含水层的比例取 80%，即有 1.01m^3 含油水进入含水层，即 0.1737g 六价铬污染物进入含水层。

非正常状态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，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作为预测数学模型。

（2）靖边油区预测结果及分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

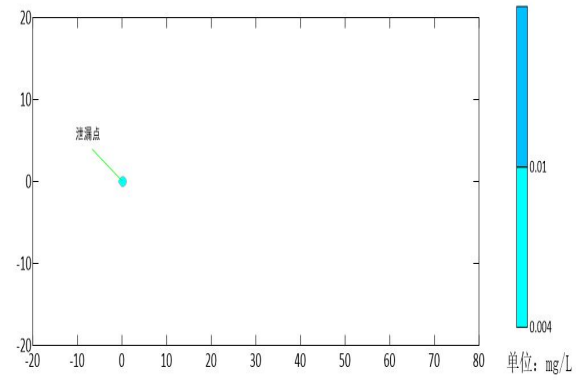
①第四系黄土含水层预测结果

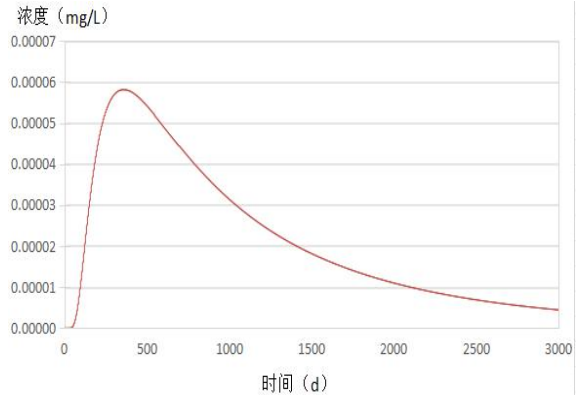
本次预测选取了 5d 时间点，当输油管线发生泄漏后，随着时间推移，六价铬在黄土含水层中的运移情况见表 6.2-28、图 6.2-17，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 5d 时，六价铬浓度最大为 0.0063mg/L，已接近检出限值 0.004mg/L，污染晕最大迁移距离为 0.9m，说明输油管线泄漏六价铬对地下水的影响范围很小。

表 6.2-28　六价铬在第四系黄土含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
5d	1.7	/	0.9	/	0.0063





5d　　泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-17　输油管线泄漏事故六价铬在第四系黄土含水层运移预测结果图

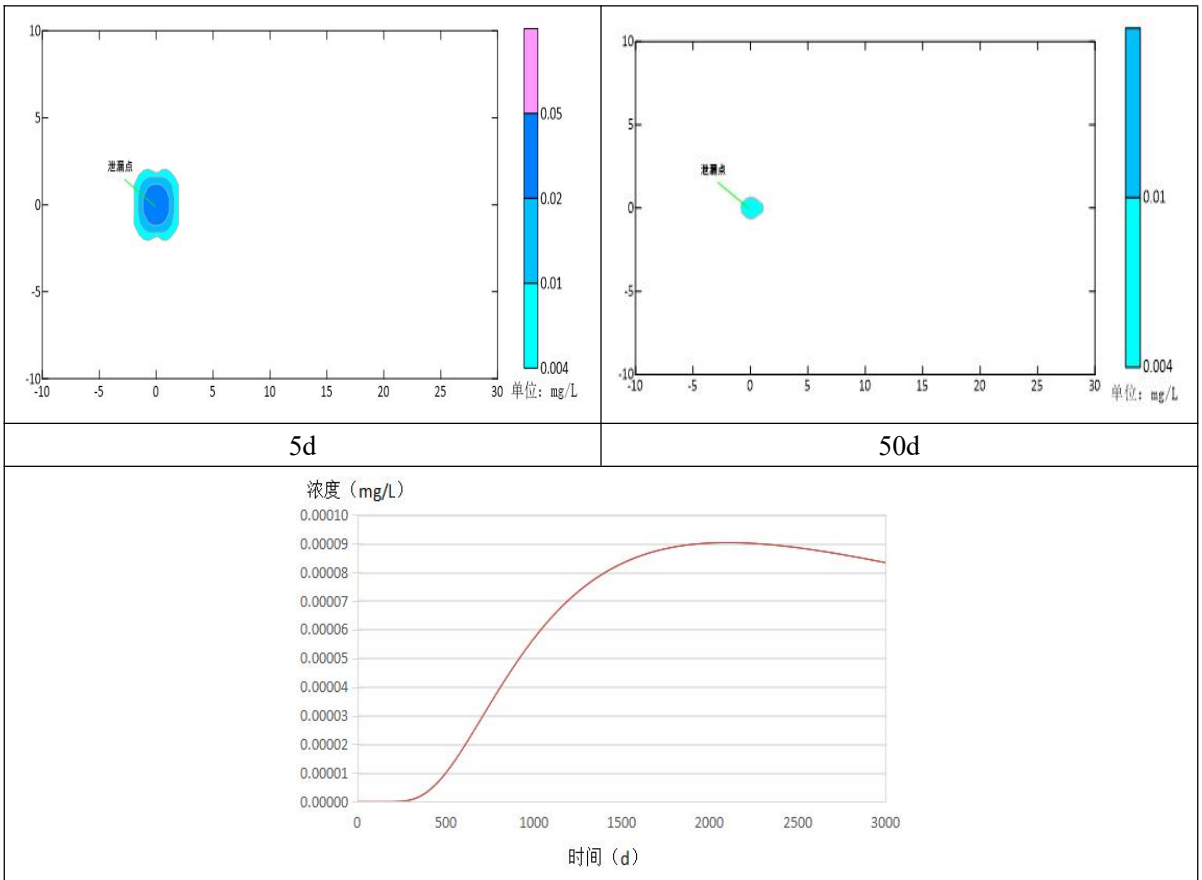
②白垩系环河组含水层预测结果

本次预测选取了 5d、50d 时间点进行预测，当输油管线发生泄漏后，随着时间推移，六价铬在黄土含水层中的运移情况见表 6.2-29、图 6.2-18，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 5d 时，六价铬浓度最大为 0.0503mg/L，最大迁移距离为 2.2m，最大超标距离 0.3m；第 50d 时，六价铬浓度最大为 0.0058mg/L，已接近检出限值 0.004mg/L，污染晕最大迁移距离为 1.2m，说明输油管线泄漏六价铬对地下水的影响范围很小。

表 6.2-29　六价铬在环河组含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
5d	15.4	/	2.2	0.3	0.0503
50d	1.93	/	1.2	/	0.0058



5d　　50d

泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-18　输油管线泄漏事故六价铬在环河组黄土含水层运移预测结果图

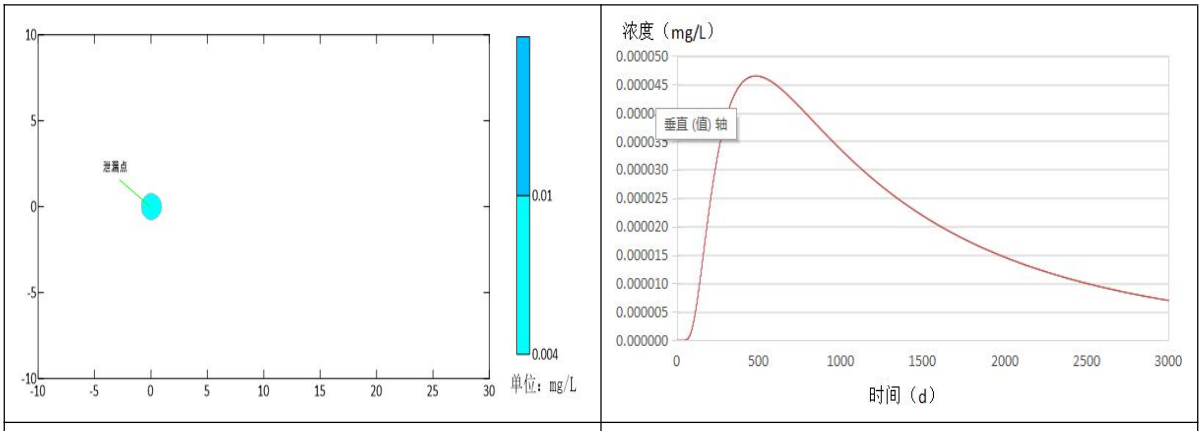
（3）定边油区黄土含水层预测结果及分析

定边油区管线工程均位于黄土梁峁区，本次预测主要针对第四系黄土含水层。本次预测选取了 5d 预测时间点，当输油管线泄漏后，随着时间推移，六价铬在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.2-30、图 6.2-19，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 5d 时，六价铬浓度最大为 0.0068mg/L，已接近检出限值 0.004mg/L，污染晕最大迁移距离为 1.0m，说明输油管线泄漏六价铬对地下水的影响范围很小。

表 6.2-30 六价铬在第四系黄土含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
5d	2.2	/	1.0	/	0.0068



5d　　泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-19 输油管线泄漏事故六价铬在第四系黄土含水层运移预测结果图

综上所述，非正常状态下输油管线泄漏事故会对地下水产生一定程度的影响，但是影响范围和程度均较小，不会对下游敏感目标产生影响。因此输油管线泄漏后会对管线周围地下水产生污染，因其范围和时间都是有限的，对地下水环境影响可接受。

6、污油池泄露对地下水环境的影响分析

污油池发生非正常状况泄漏后，泄漏的含油水可能通过包气带进入含水层，对地下水产生污染。井场污油池容量为 5m^3，柳 103-252 脱新建污油池容积为 30m^3，井场污油池发生泄漏时泄漏的量相对较少，因此本次评价选择柳 103-252 脱污油池泄漏作为典型事故情形，预测对地下水的影响。污油池均位于黄土梁峁上，本次预测主要针对靖边油区第四系黄土含水层。

（1）预测情境及源强

污油池发生非正常状况泄漏，假设建设单位每半个月对池体进行检修，发现泄漏后立即采取措施。污油泥池尺寸为 4×3×2.5m，按照《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141）中水池渗水量按照池壁和池底的浸湿面积计算，渗漏量按照三级防水等级计算，任意 100m^2 防水面积上的漏水或湿渍点数不超过 7 处，单

个漏水点的最大漏水量不大于 2.5L/d。假设非正常工况下，单个漏水点的最大漏水量按照正常的 10 倍计算，即渗水量为 25L/d，短时下渗 15d，之后泄漏点被修复。本次预测选择石油类作为预测因子，石油类浓度取 18mg/L，则泄漏源强为 1.48g/d。

非正常状态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，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面连续点源污染问题水动力弥散方程作为预测数学模型。

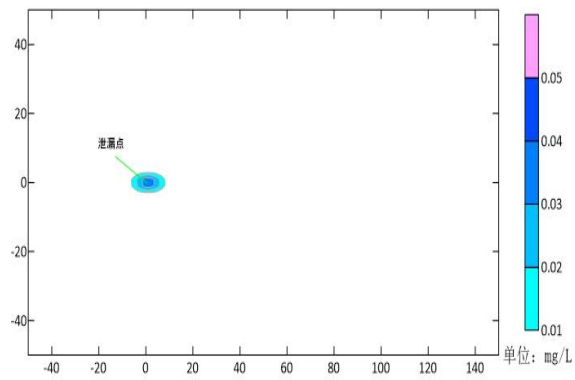
（2）黄土含水层预测结果及分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：本次预测选取了 40d、100d 预测时间点，当污油池泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层中的运移情况见表 6.2-31，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

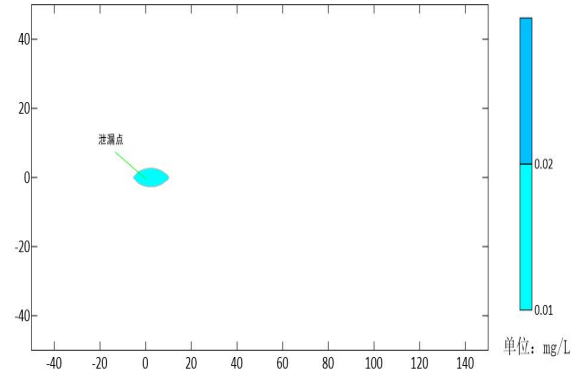
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在 40d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 7.7m，影响面积为 65m^2，下游最大浓度为 0.0506mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 1.4m，超标区面积为 1.57m^2；100d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 10.0m，影响面积为 63m^2，下游最大浓度为 0.0202mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。根据下游 20m 处浓度历时曲线，在 3000d 内地下水中石油类浓度未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.2-31　石油类在第四系黄土含水层的影响范围

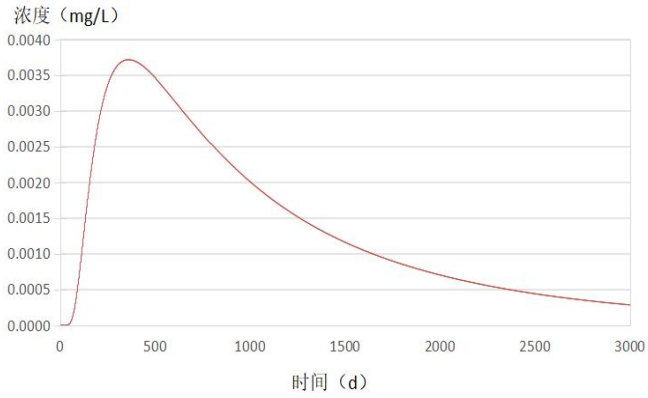
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
40d	65	1.57	7.7	1.4	0.0506
100d	63	/	10	/	0.0202



40d



100d



泄漏点下游 20m 处历时浓度

图 6.2-20　污油池泄漏事故石油类在第四系黄土含水层运移预测结果图

6.2.3.3 对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：分散式饮用水水源井、第四系黄土潜水含水层和白垩系孔隙裂隙含水层。其中分散式饮用水水源井主要开采白垩系环河组地下水和黄土潜水，距离项目区最近的饮用水井为东坪村民用井，距离南六转 502m。运行期地下水环境影响预测的超标范围内无集中式水源地和分散式水源井分布。

根据前文预测分析，在正常状况下，如果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等都不会对地下水环境保护目标产生影响。下面重点分析在非正常状况下项目运行对地下水环境保护目标的影响情况。

（1）采出水回注井套外返水对地下水环境保护目标的影响分析

采出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。基于前面的分析，在所预测的非正常状况下，回注井泄漏后，各含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 32m，影响范围相对局限在回注井周边。根据地下水径流方向及拟建工程和水源井、水源地的位置、距离关系判断，发生井漏时，水源井及水源地的供水安全不会受到影响。

（2）集输管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期集输油管线可能受腐蚀发生渗漏，污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，泄漏发生后，污染物顺地下水径流方向最大运移距离不超过 16m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、建设场地和水源井的位置、距离关系等，在预测的最大污染晕范围内无水源开采井及水源地，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。

（3）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。

6.2.4 运行期声环境影响预测与分析

本项目地面工程主要为井场、站场改造和集输管线，运行期噪声主要来自生产井场运行时产生的噪声。

6.2.4.1 预测方案

本次评价选取正常运行工况下，有代表性的井场、站场进行厂界噪声预测，预测以厂区占地边界为预测厂界，给出厂界噪声排放值。

6.2.4.2 预测条件及模式

（1）预测条件假设

①所有产噪设备均在正常工况条件下连续运行；

②本次预测的代表性井场、设备改造站场的新增产噪设备均位于室外，按室外噪声源的衰减模型，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；

（2）预测模式

①室外贡献值（点声源半自由场）

$$L_A(r) = L_{AW}(r) - 20\lg r - 8$$

式中：L_A（r）—噪声源在预测点的声压级，dB(A)；

L_{AW}—点声源 A 计权声功率级，dB(A)；

r—声源中心至预测点的距离，m；

②预测值计算

$$L_{ep} = 10\lg\left[10^{0.1Leqg} + 10^{0.1L_{egb}}\right]$$

式中：L_{ep}：预测点的噪声预测值，dB；

L_{epg}：建设项目预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{epb}：预测点的背景噪声值，dB；

6.2.4.3 噪声源分析

（1）井场采油作业噪声影响分析

根据现场调查，本项目井场均采用标准化设计和施工工艺，抽油机和泵类等噪声设备型号与第三采油厂历年建设井场的设备型号基本一致，运行过程中所采取的降噪措施相同，类比数据，抽油机单台运行噪声约 70dB（A），多台机组的运行噪声在 76～82dB（A）之间，皆为低频噪声，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中“点声源的几何发散衰减”模式计算抽油机衰减分布结果见下表。

表 6.2-32 抽油机噪声衰减分布表

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
76～82	62.0～68.0	56.0～62.0	52.5～58.5	50.0～56.0	46.5～52.5	43.9～49.9	42.0～48.0

由上表可知，抽油机噪声影响范围在 40m 范围，昼间在距抽油机 15m 外、夜间在距抽油机 40m 外，噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查，本次工程井场与居民点最近的为柳 44 扩，距离村庄最近距离为 105m，评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

（2）站场噪声影响预测评价

盘三转新增智能相变混烃机组，南六转新增 1 套计量装置、南九增新增 1 套增压装置，类比同类数据，等效点声源的声功率级在 65~70dB（A）。本次站场改造除南六转外，厂界周边无声环境敏感点分布。

（3）交通噪声

本工程交通噪声源主要为站场、井场等进站道路的运输车辆及其他机动车辆。本次产建工程建成后，道路交通量略有增大，运输车辆及其他机动车辆的发动机、冷却系统、传动系统、鸣笛等部件均会产生噪声，对道路沿线声环境产生一定的影响。

本次新建井场进站道路标准等级较低，距离较短，车流量也相对较小，经现场调查，沿线道路两侧居民较少。要求加强对车辆的管制，对汽车鸣笛的管理，敏感路段道路两侧设置严禁鸣笛的指示牌，加强道路的维护和管理，对受损路面应及时修复，限制超速超重。在采取以上措施后，进站道路及钻前道路对沿线声环境影响较小。

6.2.4.4 预测结果与评价

（1）井场噪声预测与评价

柳 48-9-5 井场为本次建设口最多的井场，建有 6 口抽油机，预测按照采取环评治理措施后的影响进行计算。由于机组在井场内是等间距均匀分布的，将所有机组等效为井场中心的点声源进行预测，等效点声源源强为 77dB（A）。柳 48-9-5 井场井场厂界噪声预测结果见表 6.2-33。

表 6.2-33 柳 48-9-5 井场噪声影响预测结果表 单位：dB(A)

预测点位置		与各厂界的距离/m	贡献值	标准
厂界噪声	东厂界1#	65	32.7	昼间：60 夜间：50
	南厂界2#	24	41.4	
	西厂界3#	65	32.7	
	北厂界4#	24	41.4	

根据预测结果，柳 48-9-5 井场厂界昼、夜间噪声贡献值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

（2）站场噪声预测与评价

本项目站场噪声预测结果见表 6.2-34。

表 6.2-34 站场噪声预测值结果表

站场	新增设备噪声功率级/dB(A)	预测点	新增声源中心距预测点距离/m	现状值/dB(A)		贡献值/dB(A)	预测值/dB(A)		标准限值/dB(A)	达标情况
				昼间	夜间		昼间	夜间		
盘三	70	东厂界	9	46	43	42.9	47.7	45.9	昼间 60	达标

转		南厂界	30	45	42	32.5	45.2	42.5	夜间 50	达标
		西厂界	50	49	44	28.0	49.0	44.1		达标
		北厂界	12	46	43	40.4	47.0	44.9		达标
南六转	65	东厂界	25	48	46	29.0	48.0	46.1	昼间 60 夜间 50	达标
		南厂界	51	46	44	22.8	46.0	44.0		达标
		西厂界	19	46	44	31.4	46.1	4.42		达标
		北厂界	18	47	44	31.9	47.1	44.3		达标
南九增	70	东厂界	31	47	45	32.2	47.1	45.2	昼间 60 夜间 50	达标
		南厂界	24	45	44	34.4	45.4	44.4		达标
		西厂界	20	46	43	35.9	46.4	43.8		达标
		北厂界	58	46	43	26.7	46.1	43.1		达标

由预测结果可知，本次工程建成后，盘三转、南六转和南九增站昼夜间站界噪声亦可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准。

（3）声环境保护目标处噪声预测

运行期管线无噪声产生，新建站场南九增、南八增以及改造站场柳 103-252 脱在声环境评价范围内无声环境保护目标分布。本次声环境保护目标处噪声预测选取东坪村居民点、庙台村居民点、小李沟村居民点作为代表性声环境保护目标，预测结果见表表 6.2-35。

表 6.2-35　声环境保护目标处噪声预测值结果表

名称	选择理由	新增设备噪声功率级/dB(A)	噪声源距预测点距离/m	现状值/dB(A)		贡献值/dB(A)	预测值/dB(A)		标准限值/dB(A)	达标情况
				昼间	夜间		昼间	夜间		
东坪村居民点	距离改造站场最近，南六转新增设备噪声级相对较大	65	42	45	43	24.5	45.0	43.1	昼间 60 夜间 50	达标
庙台村居民点	距离新建井场柳 44 扩最近	69	105	45	42	20.6	45.0	42.0		达标
小李沟村居民点	周围存在声环境保护目标的井场中抽油机数量最多（盘 63-23）	74	140	50	44	23.1	50.0	44.0		达标

根据预测结果，南六转附近东坪村敏感点处、柳 44 扩附近的庙台村居民点处、盘 63-23 附近的小李沟村居民点声环境质量均满足声环境功能区为 2 类标准限值要求，运行期站场作业对周边声环境的影响很小。

6.2.4.5 声环境影响评价自查表

表 6.2-36 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级√		三级□	
	评价范围	200 m√		大于200 m□		小于200 m□	
评价因子	评价因子	等效连续A声级√		最大A声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准√		地方标准□			国外标准□
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区√	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期√	近期√		中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法√		现场实测加模型计算法□			收集资料□
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测√		已有资料□		研究成果□	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型√		其他□_____			
	预测范围	200 m☑		大于200 m□		小于200 m	
	预测因子	等效连续A声级√		最大A声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
	厂界噪声贡献值	达标√			不达标□		
	声环境保护目标处噪声值	达标√			不达标□		
环境监测计划	排放监测	厂界监测√ 固定位置监测□			自动监测□ 手动监测□		无监测□
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效连续A声级）			监测点位数		无监测☑
评价结论	环境影响	可行√ 不可行□					
注：“□”为勾选项 ，可√ ；“（ ）”为内容填写项。							

6.2.5 运行期土壤环境影响预测与分析

6.2.5.1 运行期土壤环境影响分析

1、正常状况下

项目运行期采用封闭系统进行原油集输。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进井场污油池内，定期回收交有资质单位处置。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

2、非正常状况下

项目井场设计了相应的分级防渗措施，但在施工和运行过程中，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，还可能对地下水造成污染。

结合项目特点，本节主要分析落地原油对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

（1）落地油的性质和污染影响

①落地油的成分和性质

落地油的主要成分是原油，含少量泥砂组分。根据《国家危险废物名录2025》，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，油泥中轻组分通过挥发进一步减少，沥青与胶质组份增多。

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会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。但是，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，土壤储水能力下降，并造成土壤盐分的积累，进而引起了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含水量及pH值下降，因此，石油类污染物会对土壤理化性质产生一定的影响。

（3）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，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，土壤中石油类含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。

原油在土壤中横向上分布主要集中在距井口 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 300mg/kg 之内。

6.2.5.2 土壤污染型预测与评价

本次主要以井场污油池、输油管线、输水管线泄漏为例，预测污染物泄漏后对土壤环境的影响。

1、污染预测方法

（1）水动力学模型

一维非饱和水流运移数学模型如下式所示。

$$\frac{\partial\theta}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}[k(\theta)(1+\frac{\partial h}{\partial z})]$$

式中：θ为土壤体积含水率（cm^3/cm^{-3}）；

k 为非饱和渗透系数（cm/h）；

t 为时间变量（1/h）；

z 为空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

①初始条件

本次预测选择靖边油区柳 44 井区作为典型场地进行预测，模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立场地黄土水动力学模型。根据区域水文地质条件，包气带主要为第四系中上更新统风积黄土，包气带厚度为 40m，岩性为淡黄色黄土及粘土。由于第四系土层垂直方向上岩性变化特征不明显，整体概化为 1 层，岩性概化为壤土，利用 Hydrus-1D 进行拟合获取土壤水分特征曲线参数，天然条件重力平衡条件下的稳定含水率分布如图 6.2-21。

土壤垂直入渗系数取风积黄土含水层渗透系数 0.46m/d。本次预测采用的土壤相关参数见表 6.2-37。

表 6.2-37 黄土水分特征曲线拟合参数

θr	θs	θα	n	l	Ks（m/d）
0.078	0.43	0.036	1.56	0.5	0.46

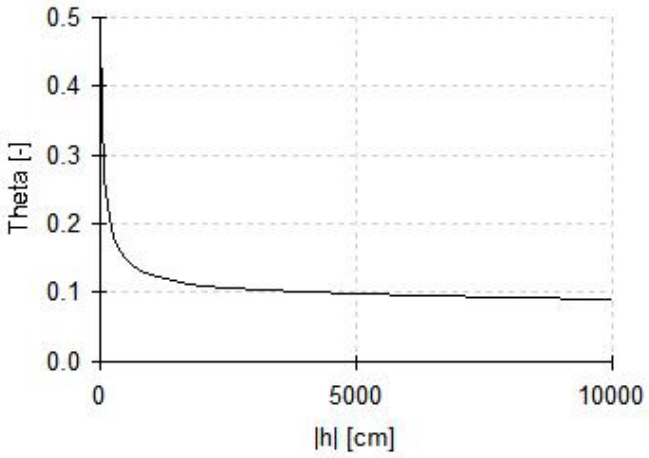


图 6.2-21　土壤水分特征曲线拟合图

②模型范围

本次模拟预测采用垂向一维模型，场地包气带岩性主要为黄土，本次预测范围污油池设置为池底以下 20m，输油及注水管模型纵向范围采用单位宽度地表至地表下 10m。

③水力边界条件

上边界条件：变通量边界；下边界条件：自由排水边界。

（2）溶质运移模型

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；

θ ——土壤含水率，%。

①初始条件：

$$c(z,t)=0 \quad t=0,\mathrm{L}\leq \mathrm{z}<0$$

②边界条件

上边界条件：溶质通量边界；

$$\mathrm{J}_c=q\cdot c$$

下边界条件：零浓度梯度边界；

$$-\theta\,\mathrm{D}\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0,z=L$$

2、预测情景设置

（1）污油池泄露

污油池发生非正常状况泄漏，假设建设单位每半个月对池体进行检修，发现泄漏后立采取措施。污油泥池尺寸为 4×3×2.5m，按照《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141）中水池渗水量按照池壁和池底的浸湿面积计算，渗漏量按照三级防水等级计算，任意 100m^2 防水面积上的漏水或湿渍点数不超过 7 处，单个漏水点的最大漏水量不大于 2.5L/d。假设非正常工况下，单个漏水点的最大漏水量按照正常的 10 倍计算，即渗水量为 25L/d，单个漏水点的漏水面积取 0.3m^2，则渗漏强度为 8.33cm/d。

本次预测以石油类物质经水稀释溶解后的浓度作为非饱水带模型的上边界的浓度，初始浓度取石油类在水中的最大溶解度 18mg/L。重金属选取六价铬作为预测因子，浓度取值为 0.172mg/L。在泄漏期间污染物向地下，持续泄漏，上边界设置为溶质通量边界，在采取措施后上部边界不再有污水渗入也没有大气降水入渗补给。

（2）输油管线泄漏

根据工程分析，将输送介质石油类以及六价铬作为预测因子。输油管线泄漏后，建设单位发现并在短时间内回收，清理时间按 12 小时考虑，由于输油管线中原油含量高，残留在包气带中的原油不易清理，之后已经下渗的污染物继续向下运移，同时上部降雨入渗对残留的石油不断溶解后继续向下运移。

根据地下水预测内容中孔口流量公式估算泄漏流量，输油管线泄漏时，含水原油泄漏量为 2.52m^3，按照原油含水率 50%考虑，因此管道破裂后，含水原油中水的泄漏总量为 1.26m^3。12 小时内入渗强度取土壤垂向渗透系数 46cm/d。之后受到降雨

入渗溶解，大气降雨取当地多年平均降雨入渗强度，根据气象资料，靖边多年平均降雨量为 377.1mm/a，入渗系数 0.11，则入渗强度为 41.5mm/a。

本次预测以石油类物质经水稀释溶解后的浓度作为非饱水带模型的上边界的浓度，初始浓度取石油类在水中的最大溶解度 18mg/L。重金属选取六价铬作为预测因子，浓度取值为 0.172mg/L。

（3）注水管线泄漏

根据工程分析，将输送介质石油类作为预测因子。由于回注水中六价铬浓度低于《地下水环境质量标准（GB/T14848—2017）》III类标准限值（0.05mg/L），以六价铬作为预测因子的溶质通量显著低于输油管线泄漏，且预测情形类型，不再重复预测。注水管线泄漏后，建设单位发现并在短时间内回收，清理时间按 12 小时考虑，由于注水管线中原油含量低，残留在包气带中的原油很少且易清理，之后已经下渗的污染物继续向下运移，同时上部降雨入渗对已污染的土壤不断淋洗。

根据地下水预测内容中孔口流量公式估算泄漏流量，注水管线泄漏时，水泄漏量为 6.256m^3，12 小时内取土壤垂向渗透系数 46cm/d，之后受到降雨入渗淋洗，大气降雨取当地多年平均降雨入渗强度，根据气象资料，靖边多年平均降雨量为 377.1mm/a，入渗系数 0.11，则入渗强度为 41.5mm/a。

本次预测以石油类物质经水稀释溶解后的浓度作为非饱水带模型的上边界的浓度，初始浓度取石油类在水中的最大溶解度 18mg/L。

预测源强具体见下表。

表 6.2-38　土壤预测源强表

情景设定	工程类型	土壤类型	渗漏点	特征污染物	预测源强		渗漏特征
					泄漏量	浓度	
污油池泄露	井场	黄土	污油池	石油类	8.33cm/d	18mg/L	短时下渗 15d
				六价铬	8.33cm/d	0.172mg/L	短时下渗 15d
输油管线泄漏	输油管线	黄土	输油管线	石油类	46cm/d	18mg/L	短时下渗 0.5d
					41.5mm/a	18mg/L	持续 3650d
				六价铬	46cm/d	0.172mg/L	短时下渗 0.5d
注水管线泄漏	注水管线	黄土	注水管线	石油类	46cm/d	18mg/L	短时下渗 0.5d

3、预测结果及分析

土壤环境质量标准单位为 mg/kg，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位为 mg/cm^3），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$X=X_0\times\theta/G_s\times1000$

式中：X-土壤中污染物浓度，mg/kg；

X_0-土壤水中污染物浓度，mg/cm^3；

G_s-土颗容重 g/cm^3；

θ-土壤含水率。

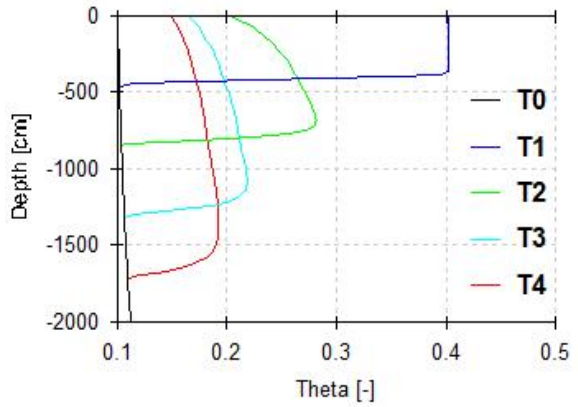
A.井场污油池泄露

（1）表层土壤

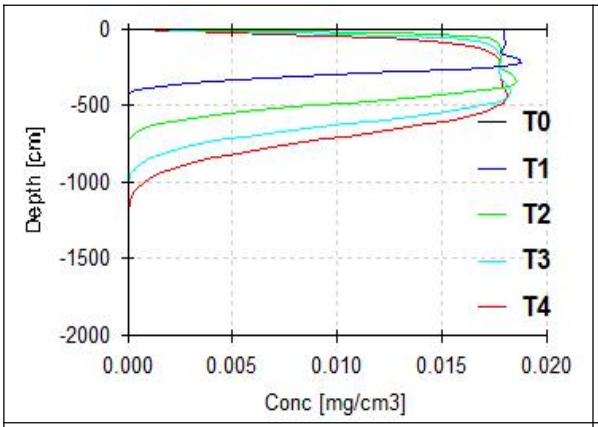
由于原油进入土壤后，固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0～40cm，并以 0～5cm 处含量最高。井场污油池泄漏后，若不对污染土壤进行清理置换，石油类污染物主要在泄漏点附近的表层土壤富集。本次预测评价，石油类固相组分全部概化为充满表层土壤 0~20cm 厚的孔隙，土壤孔隙度根据现状监测结果取 45%，经计算表层土壤中石油类的浓度为 303.57g/kg。

（2）非饱水带土壤浓度预测

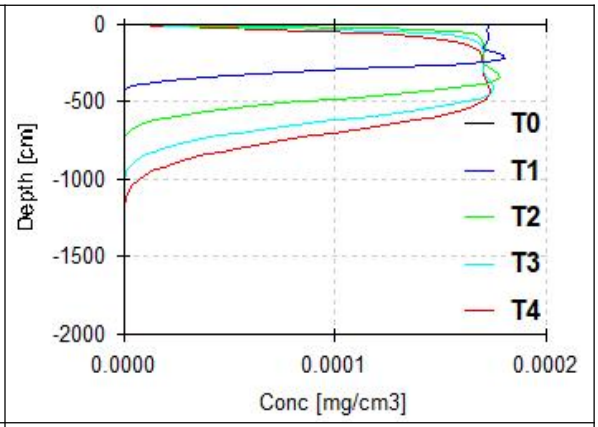
基于以上评价因子的源强及模型参数，井场污油池泄露对非饱水带内土壤影响预测结果见图 6.2-22 所示，输出时间节点分别为 T_1（15d）、T_2（100d）、T_3（1000d）、T_4（3650d），观测点 N_1（1m）、N_2（3m）、N_3（9m），池底为 0m 处。



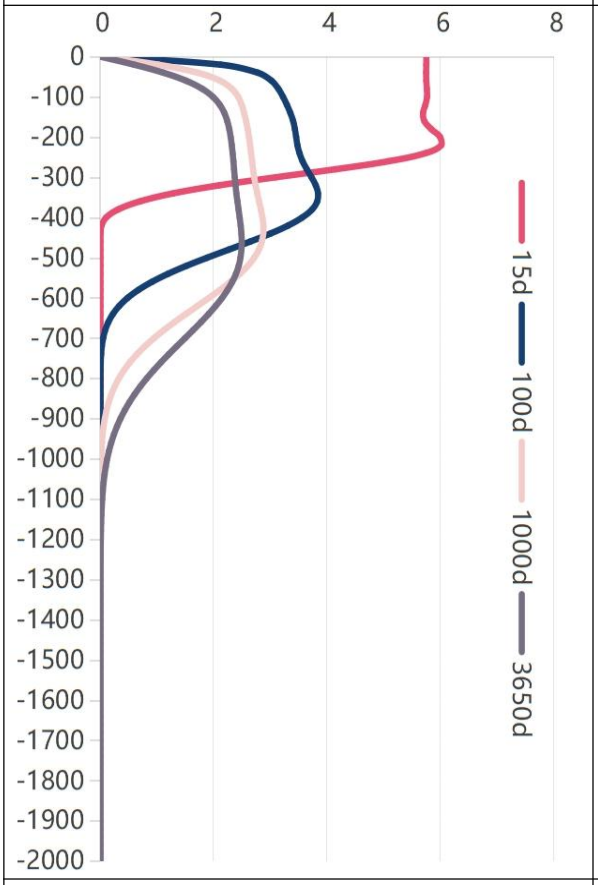
A.含水率变化曲线



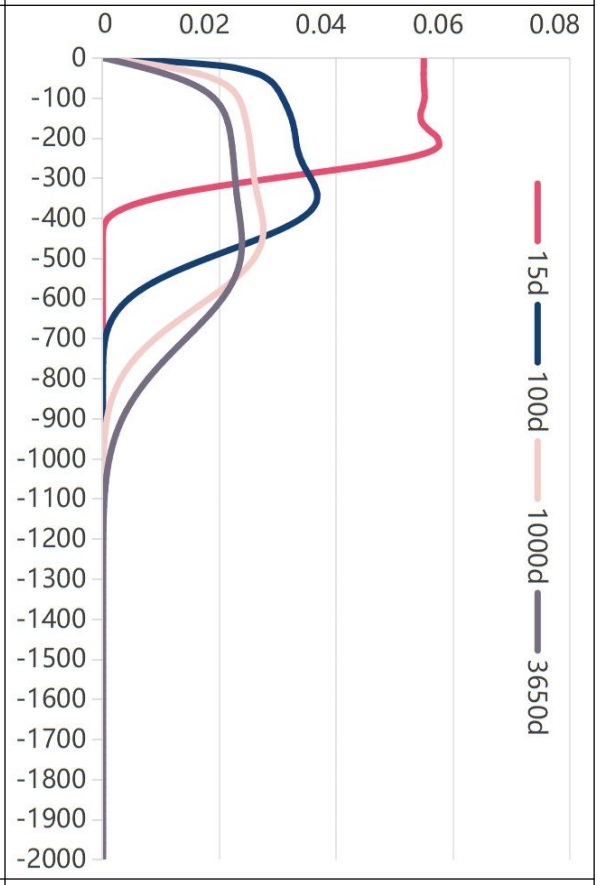
B.石油类浓度变化曲线



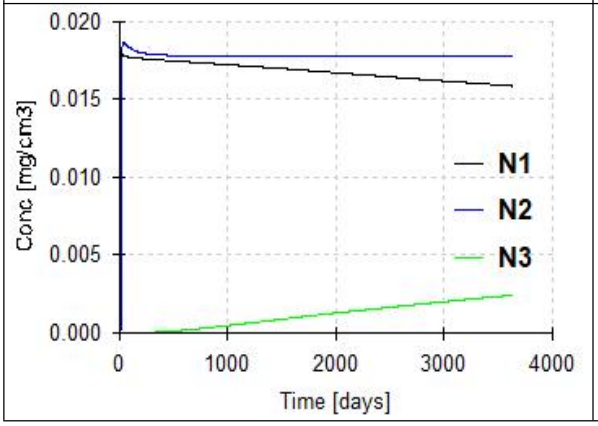
C.六价铬浓度变化曲线

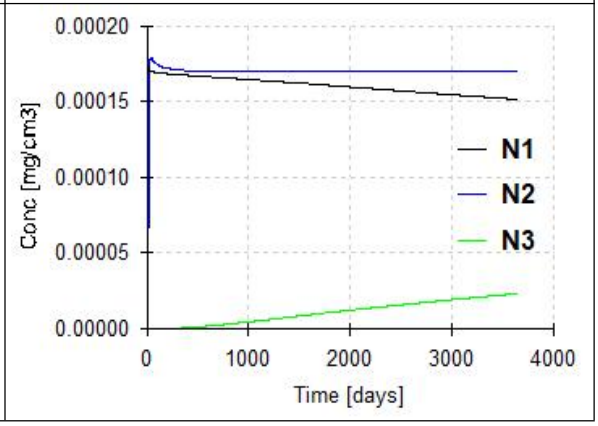


D.土壤中石油类浓度变化曲线



E.土壤中六价铬浓度变化曲线





F.观测点石油类浓度变化曲线	G.观测点六价铬浓度变化曲线

图 6.2-22　土壤影响预测结果图（污油池泄漏）

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油类、六价铬质量浓度变化情况见表 6.2-39。

表 6.2-39　一维非饱和溶质运移估算结果（污油池泄漏）

预测因子	天数(d)	最大浓度(mg/kg)	最大浓度对应深度(m)	最大运移深度(m)
石油类	15	6.01	-2.2	-4.2
	100	3.84	-3.4	-7.4
	1000	2.87	-4.2	-9.6
	3650	2.49	-4.6	-11.6
六价铬	15	0.057	-2.2	-4.2
	100	0.037	-3.4	-7.4
	1000	0.027	-4.2	-9.6
	3650	0.024	-4.6	-11.6

①运移至 15d 时，石油类最大浓度 6.01mg/kg，六价铬最大浓度 0.057mg/kg，对应深度-2.2m 处，最大运移深度为-4.2m；

②运移至 100d 时，石油类最大浓度 3.84mg/kg，六价铬最大浓度 0.037mg/kg，对应深度-3.4m 处，最大运移深度为-7.4m；

③运移至 1000d，石油类最大浓度 2.87mg/kg，六价铬最大浓度 0.027mg/kg，对应深度-4.2m 处，最大运移深度为-9.6m；

④运移至 3650d 时，石油类最大浓度 2.49mg/kg，六价铬最大浓度 0.024mg/kg，对应深度-4.6m 处；最大运移深度为-11.6m；

（3）小结

由此可见，在前文所预测的非正常状况下，污油泥池泄漏后随着时间的推移，污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，当泄漏发生后 15d 时，土壤中含水率接近饱和，污染物浓度最大。当池体泄漏点被修复后，由于包气带上边界既没有水分补给也没有溶质渗入，所以在停止泄漏后已经渗入包气带中污染物基本上滞留在其中。可以看出，当污油泥池泄漏后，如果不对污染土壤进行清理置换，会导致周边的浅层土壤环境在较长时间内受到石油类的污染。

在非饱水带，溶解态石油类随水分在土壤中迁移，污染物石油类浓度在 15d、100d、1000d、3650d 时均未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类工业用地中石油烃的土壤污染风险筛选值，土壤中六价铬的浓度远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018），

土壤污染风险筛选值（第二类用地）中土壤污染风险筛选值 5.7mg/kg，因此污染物对土壤的影响非常有限，不会存在较大土壤污染情况。

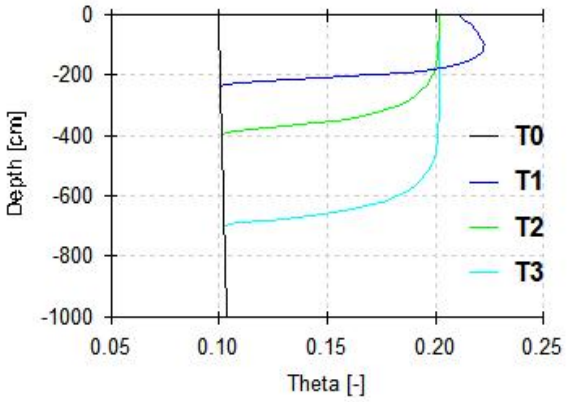
B.输油管线泄漏

（1）表层土壤

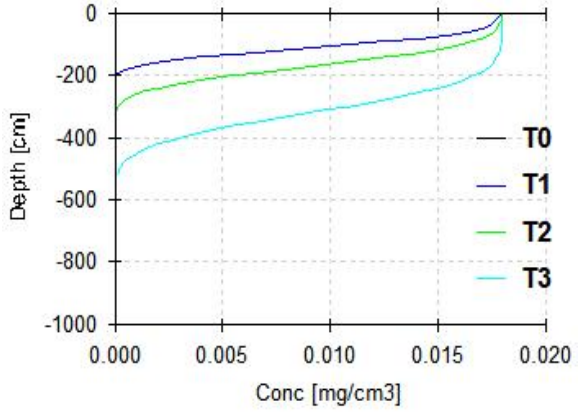
输油管线泄漏后，残留在包气带中的原油不易清理，假设 95%的含水原油被清理，则仍有 5%的含水原油残留在土壤中。湿周的平面面积为 $2m^2$，表层土壤的污染深度取 20cm，经计算得，残留在表层土壤中的石油类浓度为 52.7g/kg。之后已经下渗的污染物继续向下运移，同时上部降雨入渗对残留的石油不断溶解后继续向下运移。

（2）非饱水带土壤浓度预测

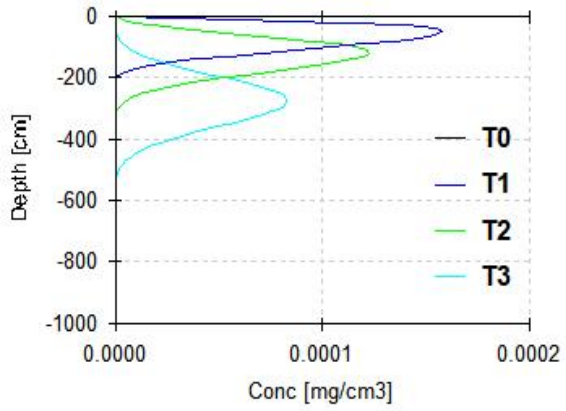
基于以上评价因子的源强及模型参数，输油管线泄露对非饱水带内土壤影响预测结果见图 6.2-23 所示，输出节点分别为 T_1（100d）、T_2（1000d）、T_3（3650d），观测点 N_1（1m）、N_2（3m）、N_3（9m）。



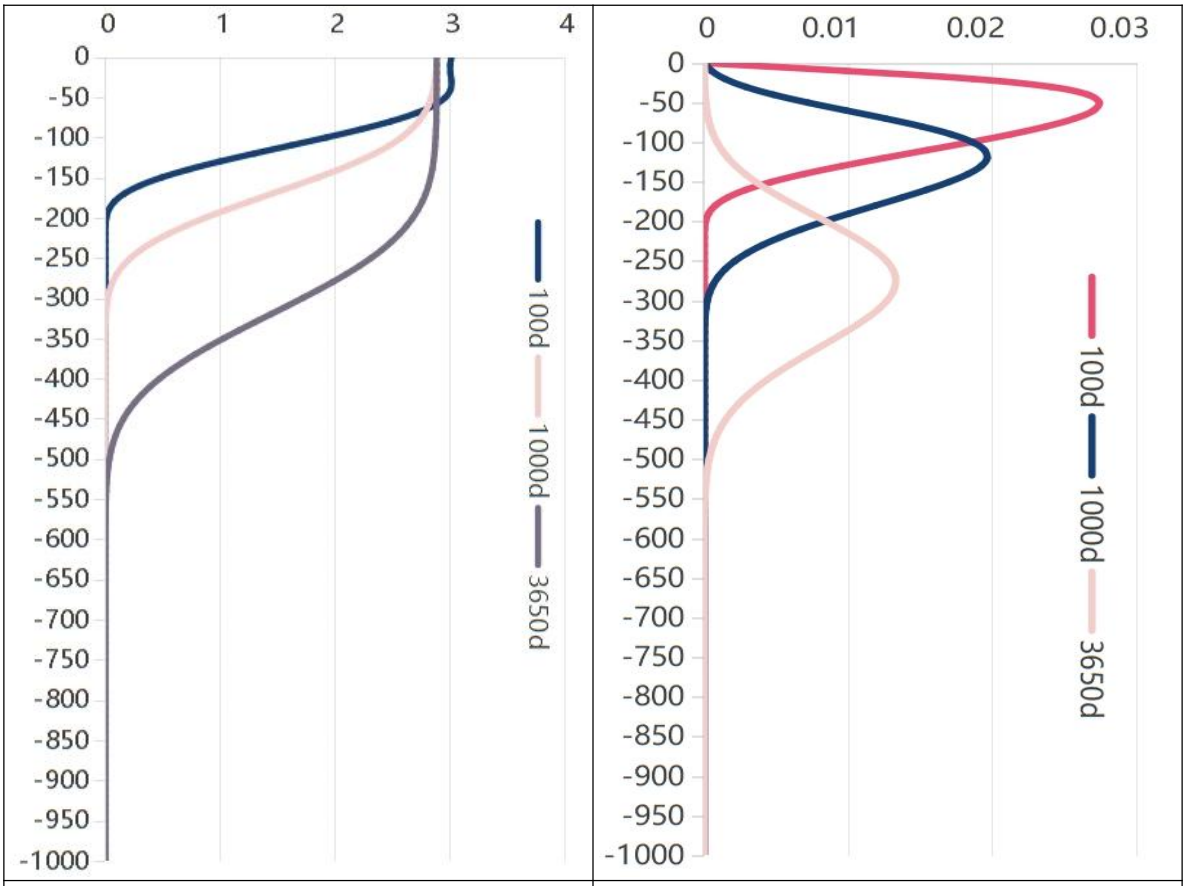
A.含水率变化曲线



B.石油类浓度变化曲线



C.六价铬浓度变化曲线



D.土壤中石油类浓度变化曲线　　E.土壤中六价铬浓度变化曲线

F.观测点石油类浓度变化曲线　　G.观测点六价铬浓度变化曲线

图 6.2-23　土壤影响预测结果图（输油管线泄漏）

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油类质量浓度变化情况如下：

表 6.2-40　一维非饱和溶质运移估算结果（输油管线泄漏）

预测因子	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）
石油类	100	3.01	0	-2.0
	1000	2.88	0	-3.3
	3650	2.88	0	-5.3
六价铬	100	0.027	-0.5	-1.9

	1000	0.020	-1.2	-3.1
	3650	0.013	-2.7	-5.3

输油管线泄漏后，一般在土壤中的迁移距离较小。经预测分析，在降雨条件下，管线泄漏后石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散，但是由于本项目所处靖边县，降雨入渗强度较小，故迁移距离相对较小。各预测时间的石油类最大浓度均为泄漏地表处，这是由于预测情景设定为残留在土壤中石油类在降雨的持续溶解情形下，向下迁移。六价铬在降雨清水不断淋洗的条件下，上部浓度不断变小，下部浓度峰值不断下移。

①运移至第 100 天时，石油类最大浓度为 3.01mg/kg，对应深度在地表处，最大运移深度为-2.0m；六价铬最大浓度 0.027mg/kg，对应深度-0.5m 处，最大运移深度为-1.9m；

②运移至第 1000 天时，石油类最大浓度为 2.88mg/kg，对应深度在地表处，最大运移深度为-3.3m；六价铬最大浓度 0.020mg/kg，对应深度-1.2m 处，最大运移深度为-3.1m；

③运移至第 3650 天时，石油类最大浓度为 2.88mg/kg，对应深度在地表处，最大运移深度为-5.3m；六价铬最大浓度 0.013mg/kg，对应深度-2.7m 处，最大运移深度为-5.3m。

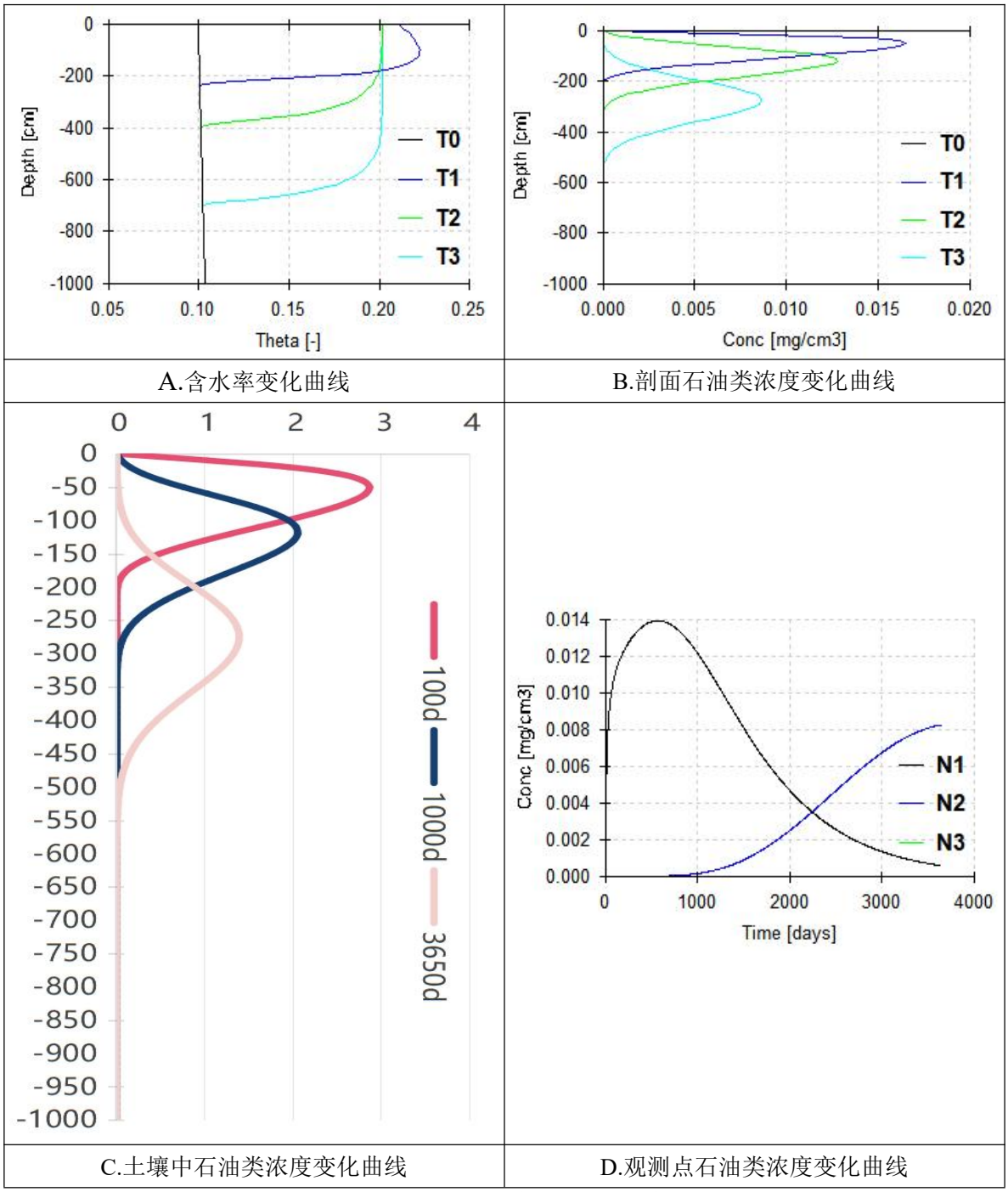
（3）小结

由此可见，当输油管线泄漏时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。在非饱水带，随着时间的推移，溶解态石油类以及六价铬随水分在土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类、六价铬产生的影响会逐渐消失。

污染物石油类浓度在 100d、1000d、3650d 时均未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类工业用地中石油烃的土壤污染风险筛选值，土壤中六价铬的浓度远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018），土壤污染风险筛选值（第二类用地）中土壤污染风险筛选值 5.7mg/kg，因此污染物对土壤的影响非常有限。

C.注水管线泄漏

基于以上评价因子的源强及模型参数，注水管线泄露对土壤影响预测结果见图 6.2-24 所示，输出节点分别为 T_1（100d）、T_2（1000d）、T_3（3650d），观测点 N_1（1m）、N_2（3m）、N_3（9m）。



A.含水率变化曲线　　B.剖面石油类浓度变化曲线

C.土壤中石油类浓度变化曲线　　D.观测点石油类浓度变化曲线

图 6.2-24　土壤影响预测结果图（注水管线泄漏）

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油类质量浓度变化情况如下：

表 6.2-41　一维非饱和溶质运移估算结果（注水管线泄漏）

预测因子	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）
石油类	100	2.86	-0.5	-1.9

	1000	2.04	-1.2	-3.1
	3650	1.38	-2.7	-5.3

注水管线泄漏后，一般在土壤中的迁移距离较小。经预测分析，在降雨条件下，清水不断淋洗，上部浓度不断变小，下部浓度峰值不断下移，但是由于本项目所处靖边县，降雨入渗强度较小，故迁移距离相对较小。

①运移至第 100 天时，石油类最大浓度为 2.86mg/kg，此时运移深度为-0.5m；最大运移深度为-1.9m；

②运移至第 1000 天时，石油类最大浓度为 2.04mg/kg，此时运移深度为-1.2m；最大运移深度为-3.1m；

③运移至第 3650 天时，石油类最大浓度为 1.38mg/kg，此时运移深度为-2.7m；最大运移深度为-5.3m。

由此可见，随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，当注水管线泄漏时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，但不会超标。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，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

6.2.5.3 生态影响型土壤环境影响分析

本项目运行期生态影响型土壤环境影响主要涉及到的是非正常情况下依托的采出水回注管线破裂、依托注水井回注过程造成的地下水错层和串层，从而造成浅层地下水水位埋深变动引起的土壤盐化。

（1）预测方法

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合评托预测方法，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^{n} W_{xi} \times I_{\mathrm{xi}}$$

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。

土壤盐化影响因素赋值表见表 6.2-42。

表 6.2-42 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值	权

	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

本项目土壤盐化影响因素各影响因素取值见表 6.2-43。

表 6.2-43 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深（GWD）/(m)	≥2.5	0	0.35	根据区域水文地质资料，地下水埋深均≥5m
干燥度（蒸降比值）（EPR）	4.6	4	0.25	干燥度计算值为 4.6
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	2.3	4	0.15	土壤本底含盐量最大值为 2.3
地下水溶解性总固体（TDS）/(g/L)	4.65	4	0.15	地下水溶解性总固体最大值为 4.65
土壤质地	壤土	4	0.1	本次理化性质调查

经计算，本项目土壤盐化综合评分分值为 2.6 分。

土壤盐化预测结果见表 6.2-44。

表 6.2-44 土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值（Sa）	Sa＜1	1≤Sa＜2	2≤Sa＜3	3≤Sa＜4.5	Sa≥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

根据上表，通过计算本项目的土壤盐化综合评分值（Sa）值为 2.6 分，因此，本项目所在区域土壤盐化综合评分预测结果为中度盐化。

（3）运行期采出水回注等对土壤环境的影响

根据工程分析，本项目依托的采出水回注井回注层位为油层，该层位与项目区具有供水意义的白垩系洛河含水岩组及第四系黄土含水层底界之间存在地层封隔，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，采出水回注基本不会对地下水的水位产生影响。

通过上述分析可知本项目的运行不会导致项目区土壤盐化的加剧。

6.2.5.4 土壤环境影响评价自查表

表 6.2-45 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地□；农用地√；未利用地√				
	占地规模	（67.77）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（耕地、居民点、牧草地）、方位（/ ）、距离（/ ）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他				
	全部污染物					
	特征因子	pH、含盐量、石油类、石油烃、汞、砷、六价铬				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类☑；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感☑；不敏感□				
评价工作等级		一级☑；二级☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）□；b）□；c）□；d）□				
	理化特性	见附件				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	6	4		
		柱状样点数	5			
	现状监测因子	GB36600-2018 基本因子 45 项、GB15618-2018 基本因子 8 项、pH、石油烃				
现状评价	评价因子	GB36600-2018 基本因子 45 项、GB15618-2018 基本因子 8 项、pH、石油烃				
	评价标准	GB 15618√；GB 36600√；表 D.1□；表 D.2□；其他（GB36600-2018）				
	现状评价结论	达标				
影响预测	预测因子	石油类、六价铬				
	预测方法	附录 E√；附录 F☑；其他（ ）				
	预测分析内容	影响范围（最大运移地下 11.6m） 影响程度（较轻）				
	预测结论	达标结论：a）□；b）□；c）√ 不达标结论：a）□；b）□				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		5 个	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃 C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬		表层土每年一次，深层土 3 年一次	
	信息公开指标	土壤环境影响可接受				
评价结论		项目所在区域土壤环境质量达标				
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

6.2.6 运行期固废影响分析

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及生活垃圾，项目运行期产生的固体废物有落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑及其包装桶。按照《国家危险废物名录（2025年版）》分类，落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑及其包装桶属危险废物。

（1）落地油环境影响分析

井区运行期落地油主要在修井、洗井过程产生，通过在井场地面覆盖防渗布，可将落地油全部回收，避免落地油对环境产生影响。

由于井区开发区域广，油井数量多，修井、洗井、采油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，进入附近的地表水体，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，由于井场采取了落地油回收处置措施、井场雨水收集池等环保措施，丰水期或暴雨期降雨径流一般不会将井场内的少量落地油带往井场外地表水体，因此，评价认为，丰水期或暴雨期井场内的落地油对河流等地表水体影响小。

综上所述，只要按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关标准对落地原油采取试油进罐、设置围堤、雨水收集池等相应的回收和防治措施，井区开发产生的落地油对环境影响小。

（2）含油污泥对环境影响分析

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐底泥；②运行期措施作业产生的含油污泥；③集输管线清管作业所产生的废渣。在原油脱水和采出水的处理过程中，各类处理容器和构筑物均会产生含油污泥。若不处理直接排放，将对周围土壤、水体、空气造成污染。

开发井区内各井场、站场均设污油池，污油池建设应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求；各站场产生的含油污泥及时清运至各作业区含油污泥暂存点进行暂存，定期送有资质单位进行处置，处置率 100%，对环境影响较小。

（3）其他固废影响分析

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约 1.2t/a，在含油污泥暂存点暂存后定期交由有资质单位进行处置。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到合理处置，处置率可达 100%，对环境影响较小。

6.3 退役期环境影响分析

6.3.1 退役期生态环境影响

油田退役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。退役期，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。但评价认为退役期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的少量原油有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道中残存的少量原油，将生态环境影响降低到最低限度。退役期油田进场道路在征求当地群众的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

6.3.2 退役期地下水环境影响

建设项目退役期之后进行封井处理，采用分段封井工艺。

（1）分段封井工艺的环境可行性

通过采用分段封井工艺在油气层和水层分层打入水泥塞，将油层及含水层限制在各自的层段里，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的。根据收集资料，吉林油田公司扶余采油厂通过采取分段封井工艺处理的废弃井累计 230 口，并通过全封重射井的验证说明，分段封井处置工艺技术能够达到层间有效封堵、不窜的效果，具有良好的封井效果。

同常规全井段打水泥塞封井相比较，分段打水泥塞封井存在以下优点：

①可彻底封堵油水层，由于对油水层段采取挤封，可确保封堵后不会再有地层流体溢出，彻底封堵死油水层；

②分段打水泥塞，可对指定封堵层段进行压差检验。若封堵层段压差检查不合格，可重新打水泥塞对该段进行封堵，而全井段打水泥塞无法进行分段压差检验；

③用生石灰、石子等进行填充，填充物效果好。随着时间延续，生石灰会胶结成块更加致密，能起到较好的封堵效果。

（2）报废油井封井后的环境影响

油、水井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的含水层均不再受石油开采的影响。

6.3.3 退役期其他环境影响

油田开发进入退役期后，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、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，对于地面设施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。

第 7 章　　生态环境影响评价

7.1 调查方法与调查范围

7.1.1 调查方法

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，采用 3S 相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用图，进行景观质量和生态质量的定性和定量评价。

（1）现场调查

通过对评价区现场调查，识别植物种类、记录植被盖度和野外调查中发现的动物，了解掌握评价区野生动植物的分布状况，并调查环境敏感点现状、农业生产等相关情况。

（2）资料收集

收集《陕西植被》、《定边县志》、《靖边县志》、《志丹县志》等资料。

（3）卫星遥感影像解译

①遥感信息源的选取

以 2024 年 8 月的遥感图像数据为信息源，经过融合处理后的图像地表信息丰富，有利于生态环境因子遥感解译标志的建立，保证了各生态环境要素解译成果的科学性和准确性，满足生态评价工作等级要求。

②卫星影像图的制作

本次生态环境质量现状调查在充分搜集和利用现有研究成果与资料的基础上，采取现场调查、3S 技术相结合的方法，对评价区范围内 2024 年度的生态环境质量现状分别进行了调查。并采用 ENVI 图像处理软件对数字图像进行镶嵌、几何精校正和波段合成等图像处理，利用 ArcGIS 软件平台对处理后的遥感影像进行目视解译与空间分析，最终得出了本次生态环境现状调查结果。

③ 卫星影像解译技术要求

根据野外验证结果，建立土地利用现状、植被类型等生态环境要素的解译标志。采取野外调查与室内分析相结合、线面探查与重点取样相结合、目视和人机交互相结合的方法，对评价区的土地利用现状、植被类型等生态环境要素分别进行解译，绘制土地利用现状、植被类型相关图件。通过 Arcgis10.8 和 ENVI5.3 等软件，结合

数字高程数据，计算得到评价区的植被覆盖度和水土侵蚀现状图。根据解译成果，结合现场调查和收集资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征。

7.1.2 调查范围

本项目生态环境影响评价范围如下：井场、站场边界周围 50m 的区域；集输管线中心线两侧外延 300m 的区域。由于井场施工噪声对野生动物的影响范围一般在 200m 左右，为充分了解井场周边植被类型以及野生动物生境状况，本次生态调查范围在评价范围的基础上，外延至井场周围 300m 的区域。

经计算，本项目调查面积约 37.0859km^2。

7.2 生态环境现状调查与评价

7.2.1 生态系统调查

评价区所在区域包含以下生态系统类型：森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统。生态系统遥感解译特征见表 7.2-1。评价范围内 2024 年生态系统类型面积统计见表 7.2-2。

表 7.2-1 生态系统类型及特征

生态系统类型	编号	解译标志
森林生态系统	11 阔叶林	遥感影像上呈深绿色、绿色散状树形斑块，具斑点状影纹，排列不规则，影像表面粗糙。
灌丛生态系统	21 阔叶灌丛	遥感影像上呈绿色、斑块，影像表面粗糙，树冠形态小于乔木。
草地生态系统	31 草甸	遥感影像上呈蓝绿色，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均。
湿地生态系统	41 河流水面	呈蓝色色彩，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均。
农田生态系统	51 耕地	呈遥感影像上呈黄色斑块，条块状分布于覆沙黄土梁上，单个条块色彩均一，表面光滑。
城镇生态系统	61 居住地	呈深红色色彩，形态较清晰
	63 工矿交通	呈棕色色彩，形态较清晰
荒漠生态系统	81 荒地	呈灰色色彩，形态较清晰

表 7.2-2 评价区生态系统类型现状统计一览表

序号	生态系统类型	调查范围 2024 年		用地范围 2024	
		面积（m^2）	比例（%）	面积（m^2）	比例（%）
1	森林生态系统	12408325.07	33.46	94959.13	15.34
2	灌丛生态系统	11921653.77	32.15	136805.52	22.10

3	草地生态系统	5436807.23	14.66	217031.74	35.06
4	农田生态系统	5439308.03	14.67	61902.95	10.00
5	湿地生态系统	127893.92	0.34	0.00	0.00
6	城镇生态系统	1445322.34	3.89	92854.43	15.00
7	荒漠生态系统	306629.07	0.83	15475.74	2.50
8	合计	37085939.43	100.00	619029.5	100

根据项目区相关资料查阅，结合本次遥感结业获得的 NDVI 数值，计算确定评价区单位面积第一性生产力见表 7.2-3。

表 7.2-3 评价区生态系统第一性生产力估算表

生态系统类型	评价区		平均第一性生产力（$t/hm^2 \cdot a$）
	面积（km^2）	总生产力（$10^4t/a$）	
森林生态系统	12.4083	0.9803	6.2
灌丛生态系统	11.9217	0.6438	7.9
草地生态系统	5.4368	0.1522	5.4
农田生态系统	5.4393	0.3372	2.8
水体与湿地生态系统	0.1279	0.0027	2.1
聚落生态系统	1.7520	0.0035	0.2
合计	37.0859	2.1197	/

根据奥德姆的生态系统分类体系，本评价区生产力属于较低等级的第三亚等级，与传统温带草原生态系统（平均生产力约 5~6$t/hm^2 \cdot a$）相当，评价区内生产力较低。

生物量是指单位面积内所含的所有生物有机体物质的总量，是生态系统生产力的直接衡量指标，也是生态系统结构与功能优劣的直接表现。本次评价参考《黄土丘陵区主要林分生物量及营养元素生物循环特征》、《北方荒漠及荒漠化地区草地地上生物量空间分布特征》与《不同沙化程度草原地下生物量及其环境因素特征》、《镇域尺度农田生态系统地上生物量遥感估算及地表有机碳储量与研究》、《湿地植被地上生物量遥感估算方法研究进展》等相关资料对评价区生态系统生物量进行估算，具体见表 7.2-4。

表 7.2-4 评价区生态系统生物量估算表

生态系统类型	评价区		平均第一性生产力（t/hm^2）
	面积（km^2）	总生物量（10^4t）	
森林生态系统	12.4083	0.9095	3.4512
灌丛生态系统	11.9217	3.1908	7.3297

生态系统类型	评价区		平均第一性生产力（t/hm²）
	面积（km²）	总生物量（10⁴t）	
草地生态系统	5.4368	2.5118	26.7644
农田生态系统	5.4393	0.1877	46.1991
水体与湿地生态系统	0.1279	0.0013	1.0166
聚落生态系统	1.7520	0.1183	6.7534
合计	37.0859	6.9194	91.5144

评价区各区块生态系统类型分布见图 7.2-1~图 7.2-8。

7.2.2 区域生态功能调查

根据《陕西省生态功能区划》，评价区在生态功能分区上属于白于山南侧水土保持控制区、白于山河源水土保持区和定靖西南部风蚀、盐渍化控制区。生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流失，具体见表 7.2-5。

表 7.2-5 评价区生态环境功能区划

项目所在地	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策
陕西省榆林市靖边县	长城沿线风沙草原生态区	白于山河源水土保持生态功能区	白于山河源水土保持区	靖边重要的水源地，无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感，开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失。
陕西省榆林市定边县	长城沿线风沙草原生态区	定靖北部沙化、盐渍化控制生态亚区	定靖西南风蚀、盐渍化控制区	盐渍化中度和轻度敏感。退耕还草，发展人工草地，恢复天然草原植被。
陕西省延安市吴起县	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	白于山南侧水土保持控制区	延河、洛河的上游，水源涵养功能重要，土壤侵蚀极敏感一高度敏感。沟谷塌地建设基本农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木
陕西省延安市志丹县	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	黄土梁峁沟壑水土流失控制区	土壤侵蚀极敏感一高度敏感，土壤保持功能极重要。实施不同尺度流域综合治理，控制水土流失，发展以旱作农业和林果为主的特色经济

7.2.3 土地利用现状调查

（1）地貌类型分类系统与遥感影像特征

根据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》，其分类体系及遥感影像特征见表 7.2-6。评价区2024年度土地利用现状类型面积统计见表 7.2-7。

表 7.2-6 土地利用现状类型及遥感影像特征

土地利用类型	遥感影像特征
0103 旱地	遥感影像上呈黄色斑块，影像表面粗糙，呈不规则的斑块状
1001 工业用地	呈遥感影像上呈深棕色斑块，单个条块色彩均一，表面光滑，呈规则多边形分布于区域内。
0701 住宅用地	呈红色色彩，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均，呈片状或斑片状分布于区域内。
2602 裸土地	遥感影像上呈白色树形斑块，具斑点状影纹，排列规则，影像表面光滑。
0301 乔木林地	呈深绿色彩，条带状分布，形态规则。
0303 灌木林地	呈绿色斑块，形态规则。
0401 天然牧草地	呈浅绿色色彩，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均，呈片状或斑片状分布于区域内。
1202 公路用地	呈遥感影像上呈棕色斑块，单个条块色彩均一，表面光滑，呈规则多边形分布于区域内。
1702 河流水面	呈蓝色色彩，条带状分布，形态不规则。

（2）评价区 2024 年各类土地利用现状类型面积统计

评价区 2024 年各类土地利用现状类型面积统计情况见表 7.2-7。

表 7.2-7 评价区 2024 年各类用地类型面积统计情况

序号	地类名称/土地利用类型	评价范围 2024 年		用地范围 2024	
		面积(m^2)	比例	面积（m^2）	比例（%）
1	1001 工业用地	496843.69	1.34	92854.43	15.00
2	1702 河流水面	127893.92	0.34	0.00	0.00
3	1202 公路用地	629946.05	1.70	0.00	0.00
4	0701 住宅用地	318532.61	0.86	0.00	0.00
5	0103 旱地	5439308.03	14.67	61902.95	10.00
6	0401 天然牧草地	5436807.23	14.66	217031.74	35.06
7	0303 灌木林地	11921653.77	32.15	136805.52	22.10
8	0301 乔木林地	12408325.07	33.46	94959.13	15.34
9	2602 裸土地	306629.07	0.83	15475.74	2.50
合计		37085939.43	100.00	619029.5	100

根据调查结果，第三采油厂调查范围内乔木林地广泛分布，占调查区面积的 33.46%；其次为灌木林地、旱地，分别占调查区面积的 32.15%、14.67%。

评价区各区块土地利用现状见图 7.2-9~图 7.2-16。

7.2.4 土壤侵蚀调查

（1）土壤风力侵蚀类型与强度分类系统

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），将评价区土壤侵蚀强度划分为 5 个等级，分级方法见表 7.2-8，土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征见表 7.2-9，评价区 2024 年度土壤风力侵蚀面积统计见表 7.2-10。

表 7.2-8 土壤风力侵蚀强度分级方法

级别	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%）（非流沙面积）	风蚀厚度（mm/a）	侵蚀模数[t/m^2.a]
微度	固定沙丘、沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	70~50	2~10	200~2500
中度	半固定沙丘、沙地	50~30	10~25	2500~5000
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	30~10	25~50	5000~8000
极强烈	流动沙丘、沙地	<10	50~100	8000~15000
剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

表 7.2-9 土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征

级别	床面形态（地表形态）	2024 年遥感影像特征
微度	固定沙丘、沙地和滩地	呈深绿色色彩，不规则斑片状分布，解译标志明显。
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	呈绿色色彩，具绿色或白色斑片或斑点状影纹，不规则斑片状分布，解译标志明显。
中度	半固定沙丘、沙地	呈淡绿色彩，具白色斑点状影纹，不规则片状分布，解译标志明显。
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	呈浅褐色色彩，规则块状分布，色调明亮，表面光滑，解译标志明显。
极强烈	流动沙丘、沙地	呈紫色色彩，不规则块状分布，多沿道路两侧分布，面积较小，解译标志明显。
剧烈	大片流动沙丘	呈深紫色色彩，不规则块状分布，面积较大，解译标志明显。

（2）土壤侵蚀类型与强度特征

评价区 2024 年土壤侵蚀类型与强度面积统计情况见表 7.2-10。评价区各区块土壤侵蚀现状见图 7.2-17~图 7.2-24。

表 7.2-10 评价区 2024 年土壤风力侵蚀类型与强度面积统计情况

序号	土壤侵蚀强度	评价范围 2024 年		用地范围 2024	
		面积（m^2）	比例（%）	面积（m^2）	比例（%）
1	剧烈风力侵蚀	7860551.20	21.20	96568.60	15.60
2	极强烈风力侵蚀	5534106.17	14.92	77378.69	12.50
3	强烈风力侵蚀	14937719.93	40.28	278563.28	45.00
4	中度风力侵蚀	4807776.10	12.96	64626.68	10.44
5	轻度风力侵蚀	1822210.31	4.91	35965.61	5.81

6	微度风力侵蚀	2123575.72	5.73	65926.64	10.65
7	合计	37085939.43	100.00	619029.50	100.00

7.2.5 陆生植物资源现状与评价

7.2.5.1 植被区划

根据雷明德（1999）《陕西植被》有关陕西植被区划系统，陕西省划分为 3 个植被区域、4 个植被地带、8 个植被区和 30 个植被小区。本项目属于温带半干旱大陆性气候，植被类型属于森林草原区，本区位于 $IA_{2(7)}$ 陕北黄土梁峁、丘陵灌木草原，$IA_{1(3)}$ 定边盐生植被小区及$IA_{2(8)}$ 白于山及其北部小半灌木草原小区，区内最常见群落主要是冷蒿群落、沙棘群落。

7.2.5.2 评价区主要植被类型

（1）植被类型分类系统与遥感影像特征

评价区位于陕北高原，属温带草原分布区，区内主要以沙生草丛和灌木为主，局部零星分布乔木林地，植被主要有长茅草、沙蒿、柠条、旱柳等。农业植被主要为小麦、玉米、谷类。灌草丛与农田混杂分布，据此将评价区的植被类型分为草原、灌丛、乔木林和栽培植被四类，植被类型的遥感影像特征见表 7.2-11。

表 7.2-11 植被类型遥感解译标志

植被类型	遥感影像特征
乔木林	遥感影像上呈深绿色、绿色散状树形斑块，具斑点状影纹，排列不规则，影像表面粗糙，树冠影像特征明显，呈不规则的斑块状分布于覆沙黄土梁及沟谷内。
灌丛	遥感影像上呈亮绿色斑块，具斑点状影纹，影像表面粗糙，树冠形态小于乔木，呈不规则的斑块状分布于覆沙黄土梁及沟谷内。
草原	遥感影像上呈绿色状斑块、绿色草状斑块，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均，呈片状或斑片状分布于覆沙黄土梁、沟谷及河漫滩内。
栽培植被	遥感影像上呈黄色斑块，条块状分布于覆沙黄土梁上，单个条块色彩均一，表面光滑。
无植被区	呈棕色，排列不规则，单个斑块形态规则、色彩均一、表面光滑，主要分布于沟谷或平坦区域内。
河流	遥感影像上呈深蓝色树形斑块，具斑点状影纹，排列规则，影像表面光滑。

（2）评价区 2024 年植被类型面积统计

评价区 2024 年植被类型面积统计情况见表 7.2-12。

表 7.2-12 评价范围内 2024 年植被类型面积统计情况

序号	植被类型		评价区		用地范围 2024	
	植被类	群系	面积 m^2	比例%	面积（m^2）	比例（%）

	型					
1	草原	针茅、蒿草类	5436807.23	14.66	35.06	217031.74
2	乔木林地	以旱柳、小叶杨为主的乔木林带	12408325.07	33.46	15.34	94959.13
3	灌丛	以柠条、沙棘为主的灌丛	11921653.77	32.15	22.10	136805.52
4	栽培植被	以春小麦、玉米、马铃薯为主的栽培植被地带	5439308.03	14.67	10.00	61902.95
5	无植被地带		1751951.41	4.72	17.50	108330.16
6	河流水面		127893.92	0.34	0	0
合计			37085939.43	100.00	619029.50	100.00

根据调查结果，第三采油厂调查范围内植被类型主要为乔木林、灌木林，分别占调查区面积的 33.46%、32.15%。评价区各区块植被类型分布见图 7.2-25~图 7.2-32。

7.2.5.3 评价区植被覆盖度

（1）植被覆盖度分类系统与遥感影像特征

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过 NDVI 指数进行计算，并根据 NDVI 指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为极低覆盖度、低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等六类。植被覆盖度类型遥感解译影像特征见表 7.2-13，评价区 2024 年度植被覆盖度类型面积统计见表 7.2-14。

表 7.2-13 植被覆盖度类型遥感解译影像特征

植被覆盖度类型	覆盖度（%）	遥感影像特征
极低覆盖度	＜5	呈深红色，色调较深，不规则块状分布，解译标志明显。
低覆盖度	5~10	呈红色，色调较浅，不规则块状分布，解译标志明显。
中低覆盖度	10～30	呈浅橙色，有明显连续沙状颗粒，中等色调，不规则片状分布，解译标志明显。
中覆盖度	30～50	呈暗绿色色彩且部分含沙状颗粒，色调较浅，不规则片状分布，解译标志明显。
中高覆盖度	50～70	呈绿色，无连续沙状颗粒，色调较深，不规则块状分布，解译标志明显。
高覆盖度	＞70	呈深绿色，色彩均匀，色调较深，无沙状颗粒，不规则块状分布，解译标志明显。

（2）评价区 2024 年植被覆盖度面积统计

评价区 2024 年植被覆盖度面积统计情况见表 7.2-14。评价区各区块植被覆盖度分布见图 7.2-33~图 7.2-40。

表 7.2-14　评价区 2024 年植被覆盖度面积统计情况

序号	植被覆盖度	评价范围 2024 年		用地范围 2024	
		面积(m^2)	比例%	面积（m^2）	比例（%）
1	极低覆盖度<5%	7860551.20	21.20	96568.60	15.60
2	低覆盖度（5%＜10%）	5534106.17	14.92	77378.69	12.50
3	中低覆盖度（10%~30%）	14937719.93	40.28	278563.28	45.00
4	中覆盖度（30%~50%）	4807776.10	12.96	64626.68	10.44
5	中高覆盖度（50%~70%）	1822210.31	4.91	35965.61	5.81
6	高覆盖度（＞70%）	2123575.72	5.73	65926.64	10.65
总计		37085939.43	100.00	619029.50	100.00

7.2.5.4 植被资源

（1）植物群落样方调查

本次工程主要分布于黄土梁峁、丘陵区，根据植物群落类型设置调查样地。本次评价在 2025 年 5 月对项目生态评价范围内开展了样方调查。根据导则要求，二级评价样方调查应根据植物群落类型布置样地，每种群落类型不少于 3 个样方，本项目主要的植被群落涉及 6 类。

项目样方统计表见表 7.2-15，植被样方调查表见附件 8。

表 7.2-15　样方统计表

编号	面积	群落类型	备注	位置	所属油区
样 01	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于池 222-235 井组至池 228 站出油管线西侧 85 米处	油一区
样 02	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于池 227-238 井组至池二增出游管线北侧 152 米处	油一区
样 03	1m×1m	针茅群落	实地调查	位于池 227-238 井组至池二增出游管线南侧 149 米处	油一区
样 4	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于新 11 脱水站输油管线西侧 133 米处	盘古梁作业区
样 5	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于高 199 扩西侧 216 米处	盘古梁作业区
样 6	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于南六注至高 199 扩注水管线西侧 112 米处	五里湾第一采油作业区
样 7	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于南六注至高 199 扩注水管线北侧 263 米处	五里湾第一采油作业区
样 8	1m×1m	针茅群落	实地调查	位于南五供东侧 167 米处	五里湾第二采油作业区
样 9	1m×1m	针茅群落	实地调查	位于南六转东南侧 268 米处	五里湾第一采油作业区
样 10	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于南九增至南十二转北侧	五里湾第一采油

编号	面积	群落类型	备注	位置	所属油区
				输油管线 150 米处	作业区
样 11	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于高 223 至南十转出油管线南侧 195 米处	五里湾第二采油作业区
样 12	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于高 223 至南十转出油管线东侧 200 米处	五里湾第二采油作业区
样 13	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于高 333 至柳 88-25 脱出油管线北侧 222 米处	盘古梁作业区
样 14	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于顺 131 西南侧 165 米处	盘古梁作业区
样 15	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于柳 44 扩至柳 77-28 增出油管线东侧 116 米处	五里湾第一采油作业区
样 16	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于柳 44 扩至柳 72-33 脱出油管线北侧 131 米处	五里湾第一采油作业区
样 17	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于盘 67-23 东侧 173 米处	盘古梁作业区
样 18	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于盘 63-23 东侧 124 米处	盘古梁作业区

（2）评价区植物名录

同时，本次环评也对项目区植物资料进行了现场调查，调查过程中能够准确识别的植物种类，及时记名记录。对于野外不能准确鉴定的植物种类，用智能手机识别软件分析识别，并拍照记录。最后，整理汇总评价区植物名录。

根据查阅历史资料，结合现场调查结果，评价区内现以多年生草本为主，其次为小半灌木及一、二年生草本；水分生态类型中，以中旱生植物为主，区系地理成分中以温带成分（包括泛北极种、古北极种等）和东亚成分（包括华北种、黄土高原种）为主，兼有少量草原成分（包括蒙古种、达乌里-蒙古种）等，评价区常见植物名录见表 7.2-16。

表 7.2-16　区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活型
一、松科 Pinaceae			
1	油松	*Pinus tabulaefomis*	乔木
二、柏科 Cupressaceae			
2	侧柏	*Platycladus orientalis*	乔木
三、香蒲科 Typhaceae			
3	香蒲	*Typha orientalis*	多年生草本
四、禾本科 Gramineae			
4	狗牙根	*Cynodon dactylon*	多年生草本
5	芦苇	*Phragmites australis*	多年生根茎草本
6	长芒草	*Stipa bungeana Trin.*	多年生草本
7	白羊草	*Bothriochioa ischaemum*	多年生草本
8	冰草	*Agropyron cristatum*	多年生草本
9	野古草	*Arundinella hirta*	多年生草本

10	野稗子	*Echinochloa crusgalli*	多年生草本
11	荩草	*Arthraxon hispidus*	多年生草本
12	隐子草	*Kengia hancei*	多年生草本
13	披碱草	*Elymus dahuricus*	多年生草本
14	画眉草	*Eragrostis pilosa*	多年生草本
15	白草	*Pennisetum flaccidum*	多年生草本
16	早熟禾	*Poa annua*	一或二年生草本
17	狗尾草	*Setaria viridis*	一年生草本
18	赖草	*Leymus secalinus*	多年生根茎禾草
19	野燕麦	*Avena fatua*	一年生草本
20	糙隐子草	*Kengia squarrosa*	多年生草本
21	拂子茅	*Calamagrostis epigejos*	多年生草本
22	三芒草	*Aristida adscensionis Linn.*	一年生草本
23	黄背草	*Themeda japonica*	多年生草本
24	狼针草	*Stipa baicalensis*	多年生草本
25	鹅观草	*Roegneria kamoji Ohwi*	多年生草本
26	针茅	*Stipa capillata Linn.*	多年生草本
27	白茅	*Imperata cylindrica*	多年生草本
五、莎草科 Cyperaceae			
28	大披针苔草	*Carex lanceolata*	多年生草本
29	荆三棱	*Scirpus maritimus*	多年生草本
六、百合科 Liliaceae			
30	野蒜	*Allium macrostemon*	多年生草本
31	卷丹	*Lilium tigrinum*	多年生草本
32	毛叶石刁柏	*Asparagus richophyllus*	多年生草本
33	蕨叶天门冬	*Asparagus filicinus*	多年生草本
34	黄精	*polygonatum sibiricum*	多年生草本
七、杨柳科 Salicaceae			
35	垂柳	*Salix babylonica*	乔木中生
36	旱柳	*Salix mastudana*	乔木中生
37	小叶杨	*Populus simonii*	乔木旱中生
38	河北杨	*Populus hopeiensis*	乔木旱中生
39	山杨	*Populus davidiana*	乔木中生
八、壳斗科 Fagaceae			
140	槲栎	*Quercus aliena*	乔木
九、榆科 Ulmaceae			
41	榆	*Ulmus pumila*	乔木
十、桑科 Moraceae			
42	葎草	*Humulus scandens*	一年生草本
十一、蓼科 Polygonaceae			
43	酸模叶蓼	*Polygonum lapathifolium*	一年生草本
44	萹蓄	*Polygonum aviculare*	多年生草本
45	齿果酸模	*Rumex dentatus*	一或二年生草本
46	羊蹄	*Rumex crispus*	多年生草本

十二、马齿苋科 Portulacaceae			
47	马齿苋	*Portulaca oleracea*	一年生草本
十三、苋科 Amaranthaceae			
48	繁穗苋	*Amaranthus paniculatus*	一年生草本
49	反枝苋	*Amaranthus retroflexus*	一年生草本
十四、藜科 Chenopodiaceae			
50	小藜	*Chenopodium serotinum*	一年生草本
51	灰绿藜	*Chenopodium album*	一年生草本
十五、石竹科 Caryophyllaceae			
52	石头花	*Gypsophila davurica*	多年生草本
53	蝇子草	*Silene gallica*	一年生草本
54	鹅肠菜	*Malachium aquaticum*	多年生草本
十六、毛茛科 Ranunculaceae			
55	铁线莲	*Clematis montana*	蔓生半灌木
十七、罂粟科 Papaveraceae			
56	地丁	*Corydalis bungeana*	二年生草本
57	白屈菜	*Chelidonium majus*	多年生草本
十八、十字花科 Cruciferae			
58	荠菜	*Capsella brusa-pastoris*	一年生草本
59	播娘蒿	*Descurainia sophia*	一年生草本
60	独行菜	*Lepidium apetalum*	一年生草本
十九、景天科 Crassulaceae			
61	瓦松	*Orostachys fimbriatus*	多年生草本
62	费菜	*Sedum aizoon*	多年生草本
二十、蔷薇科 Rosaceae			
63	匍匐委陵菜	*Potentilla reptana*	多年生草本
64	山桃	*Prunus davidiana*	小乔木
65	山杏	*Prunus armeniaca var.ansu*	小乔木
66	蛇莓	*Duchesnea indica*	多年生草本
67	黄刺玫	*Rosa xanthina Lindl.*	灌木
二十一、豆科 Leguminosae			
68	野豌豆	*Vicia sepium*	多年生草本
69	达乌里胡枝子	*Lespedeza davurica*	半灌木
70	截叶铁扫帚	*Lespedeza cuneata*	小灌木
71	小叶锦鸡儿	*Caragana microphylla*	灌木
72	短梗胡枝子	*Lespedeza cyrtobotrya*	灌木
73	刺槐	*Robinia pseudoacacia*	乔木
74	粗糙紫云英	*Astragalus scaberrimus*	一年生草本
75	天蓝苜蓿	*Medicago lupulina*	一年生草本
二十二、酢酱草科 Oxalidaceae			
76	酢浆草	*Oxalis corniculata*	多年生草本
二十三、牻牛儿苗科 Geraniaceae			
77	老鹳草	*Geranium wilfordii*	多年生草本
78	牦牛儿苗	*Erodium stephanianum*	一或二年生草本

二十四、蒺藜科 Zygophyllaceae			
79	蒺藜	*Tribulue terrestris*	多年生草本
二十五、苦木科 Simarubaceae			
80	臭椿	*Ailanthus altissima*	乔木
二十六、大戟科 Euphorbiaceae			
81	铁苋菜	*Acalypha australis*	一年生草本
82	湖北大戟	*Euphorbia hylonoma*	多年生草本
83	地锦	*Euphorbia humifusa*	一年生草本
84	乳浆大戟	*Euphorbia esula*	多年生草本
二十七、卫矛科 Celastraceae			
85	南蛇藤	*Celastrus orbiculatus*	木质藤本
二十八、鼠李科 Rhamnaceae			
86	酸枣	*Ziziphus jujuba*	灌木
87	小叶鼠李	*Rhamnus parvifolia*	灌木
二十九、葡萄科 Vitaceae			
88	乌蔹莓	*Cayratia pseudotrifolia*	草质藤本
89	毛葡萄	*Vitis quinquangularis*	木质藤本
三十、椴树科 Tiliaceae			
90	孩儿拳头	*Grewia biloba*	灌木
三十一、锦葵科 Malvaceae			
91	野西瓜苗	*Hibiscus trionum*	一年生草本
92	圆叶锦葵	*Malva rotundifolia*	多年生草本
93	苘麻	*Abutilon theophrasti*	多年生草本
三十二、堇菜科 Violaceae			
94	紫花地丁	*Viola philippica*	多年生草本
95	圆叶堇菜	*Viola pseudo-bambusetorum*	多年生草本
三十三、伞形科 Euphorbiaceae			
96	野胡萝卜	*Daucus carota*	二年生草本
三十四、柿树科 Ebenaceae			
97	君迁子	*Diospyros lotus*	乔木
三十五、萝藦科 Asclepiadaceae			
98	牛心朴子	*Cynanchum komarovii Al.*	多年生草本
99	鹅绒藤	*Cynanchum chinense*	多年生草本
三十六、旋花科 Convolvulaceae			
100	藤长苗	*Calystegia pellita*	多年生草本
101	牵牛	*Pharbitis nil*	一年生草本
102	打碗花	*Calystegia hederacea*	一年生草本
三十七、紫草科 Borraginaceae			
103	附地菜	*Trigonoyis peduncularis*	多年生草本
三十八、唇形科 Labiatae			
104	夏至草	*Lagopsis supina*	多年生草本
105	地椒	*Thymus quinquecostatus*	小半灌木状草本
106	益母草	*Leonurus artemisia*	多年生草本
三十九、茄科 Solanaceae			

107	枸杞	*Lycium chinense*	灌木
108	龙葵	*Solanum nigrum*	一年生草本
109	曼陀罗	*Datura stramonium*	草本
四十、玄参科 Scrophulariaceae			
110	婆婆纳	*Veronica didyma*	一年生草本
111	松蒿	*Phtheirospermum japonicum*	一年生草本
四十一、紫葳科 Bignoniaceae			
112	角蒿	*Incarvillea sinensis*	一年生草本
四十二、车前科 Plantaginaceae			
113	车前	*Plantago asiatica*	多年生草本
四十三、茜草科 Rubiaceae			
114	茜草	*Rubia cordifolia*	多年生草本
四十四、桔梗科 Campanulaceae			
115	石沙参	*Adenophora polyantha*	多年生草本
四十五、菊科 Compositae			
116	茵陈蒿	*Artemiaia eapillaris*	半灌木
117	黄蒿	*Artemisia annua*	一年生草本
118	艾蒿	*Artemisia argyi*	多年生草本
119	南牡蒿	*Artemisia eriopoda*	多年生草本
120	铁杆蒿	*Artemisia gmelinii*	多年生草本
121	阿尔泰紫菀	*Aster altaicus*	多年生草本
122	鬼针草	*Bidens bipinnate*	一年生草本
123	刺儿菜	*Cephalanoplos segetum*	多年生草本
124	大蓟	*Cirsium japonicum*	多年生草本
125	抱茎苦荬菜	*Ixeris sonchifolia*	多年生草本
126	大丁草	*Leibnitzia anandria*	多年生草本
127	灰蒿	*Artemisia transilicensis*	多年生草本
128	风毛菊	*Saussurea japonica*	两年生草本
四十六、报春花科			
129	点地梅	*Androsace incana Lam.*	一年生草本

7.2.6 陆生动物资源现状与评价

7.2.6.1 野生动物

（1）现状调查

根据现状调查和收集资料，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禽类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、大仓鼠、小家鼠等；禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。

根据当地县志记载，历史上本区有金钱豹、野猪、鸳鸯等国家、地方野生保护动物出没，但由于项目区域人类活动频繁，许多野生动物已经避开人类，在人类活动区域较难见到野生动物。

根据调查，调查区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

（2）野生动物生境划分

野生动物的分布主要取决于食物条件和隐蔽条件，因此生境组成结构和物理结构的不同导致了野生动物群落的差异。结合评价区的地形和植被特征，可以将该区域划分为草地、林地、水域、农田、城镇、荒漠及其他7种不同的生境。各个生境的特点如下：

草地：植被单一且多为连续性分布，主要植被有针茅、冷蒿、茵陈蒿、铁杆蒿、黄蒿、艾蒿等。

林地：以人工次生林为主，植被覆盖度高，垂直差异性大，主要植被有小叶杨、旱柳等。灌丛植被密度较高，食物资源丰富，易于鸟类隐蔽和觅食，主要植被有沙棘和拧条等。

水域：包括静水水域和流动水域两种类型。

河滩：多沿河谷地带呈狭长性分布，植被密度较低，多以乱石滩为主，也包括一小部分水库和池塘等湿地。

农田：多分布在地势较低且平坦的河谷地带，经济作物主要为烟草、油菜、蔬菜等，粮食作物主要为小麦、玉米、红薯和豆类等。

城镇：多分布在居民点及其附近区域，城市化程度高，人为活动干扰很大，植被覆盖率较低，主要绿化树种有国槐、柳树、杨树等。

荒漠：主要以裸土地为主。

其他：分布有工矿企业。

（3）样线调查和设置

依据国家林业局野生动植物保护与自然保护区管理司和国家林业局调查规划设计院编制的《全国第二次陆生野生动物资源调查技术规程（20110406）》、《生物多样性观测技术导则》（HJ710-2014）、《环境影响评价技术导则（生态影响）》（HJ 19-2022）作为抽样和调查标准，在本项目生态调查范围内，结合评价区地形地

势等地貌特征、陆生脊椎动物生境类型，对工程选址选线周边的陆生脊椎动物生境类型分布位置进行抽样和调查。

本次主要结合项目所在区域特点，本次将区域划分为 2 类生境，即人工生境和自然生境，因此本次评价动物样线布置主要考虑沿管线走向、尽量覆盖所有地表植被类型进行，共设置 5 条样线，每条样线长度 2km 左右，统计路线两侧 l0m 以内出现的哺乳动物实体、痕迹点，并观察见到和听到的鸟类，及时记录观察结果与所在地生境概况。完成外业调查后，在前人工作的基础上，结合实地调查资料进行归纳、分析与总结，推算评价范围内动物情况。生态导则要求二级评价动物样线每种生境不小于 3 条样线，从数量上满足导则要求。样线调查表见表 7.2-17~表 7.2-21。样方样线分布图见图 7.2-41~图 7.2-42。

表 7.2-17 野生动物样线 1 调查记录表

调查地名称：靖边县野鸡岔			样线编号：YX1	
样线长度：2.98km	海拔区间：1614m-1630m			生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）
坐标：N37.052851°，E108.345103°至 N37.050719°，E108.365246°				
天气：晴	行进速度：2km/h			人为干扰因素：较大
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
麻雀	*Passer montanus*	5	无	/
灰喜鹊	*Cyanopica cyanus*	5	无	/
喜鹊	*Pica pica*	1	无	/
其他描述：无。 调查时间：2025.5.21				调查人员：纪银银、袁康

表 7.2-18 野生动物样线 2 调查记录表

调查地名称：志丹县老鼠湾沟			样线编号：YX2	
样线长度：2.02km	海拔区间：1486m-1547m			生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）
坐标：N36.585345°，E108.314818°至 N36.595246°，E108.322464°				
天气：晴	行进速度：2km/h			人为干扰因素：较大
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
喜鹊	Pica pica	3	无	
麻雀	Passer montanus	1	无	
小家鼠	Mus musculus	/	1	有一处生活痕迹

其他描述：无。

调查时间：2025.5.21　　调查人员：纪银银、袁康



表 7.2-19　野生动物样线 3 调查记录表

调查地名称：靖边县马家崾岘		样线编号：YX3		
样线长度：3.08km	海拔区间：1559m-1505m	生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）		
坐标：N37.005785°，E108.355270°至 N37.023256°，E108.363271°				
天气：晴	行进速度：2km/h	人为干扰因素：较大		
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	*Phasianus colchicus*	4	无	/
麻雀	*Passer montanus*	6	1	/
乌鸦	*Corvus tristis*	3	无	/
其他描述：无。				
调查时间：2024.7.21		调查人员：纪银银、袁康		



表 7.2-20　野生动物样线 4 调查记录表

调查地名称：靖边县马鞍山			样线编号：YX4	
样线长度：1.6km	海拔区间：1528m-1527m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N37.0042479°，E108.415169°至 N37.011863°，E108.423881°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	*Phasianus colchicus*	2	无	
其他描述：无。 调查时间：2025.5.22　　调查人员：纪银银、袁康				

表 7.2-21　野生动物样线 5 调查记录表

调查地名称：定边县任塬南庄			样线编号：YX5	
样线长度：2.56km	海拔区间：1578m-1644m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N37.2042004°，E107.360623°至 N37.210208°，E107.375190°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	*Phasianus colchicus*	6	无	
麻雀	*Passer montanus*	2	无	
其他描述：无。 调查时间：2025.5.22　　调查人员：纪银银、袁康				

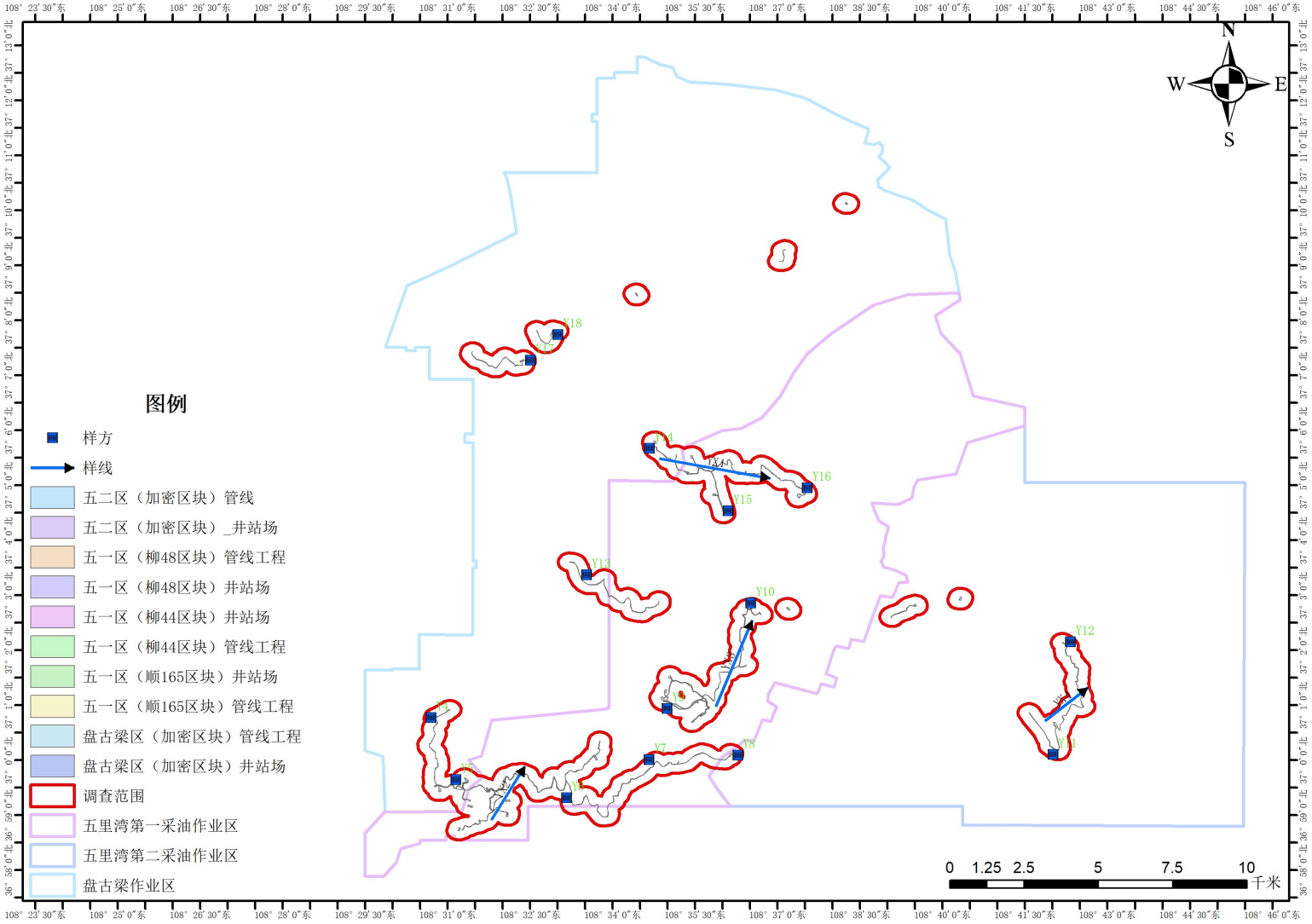


图 7.2-41　样方样线分布图（靖边五二区、五一区、盘古梁作业区）

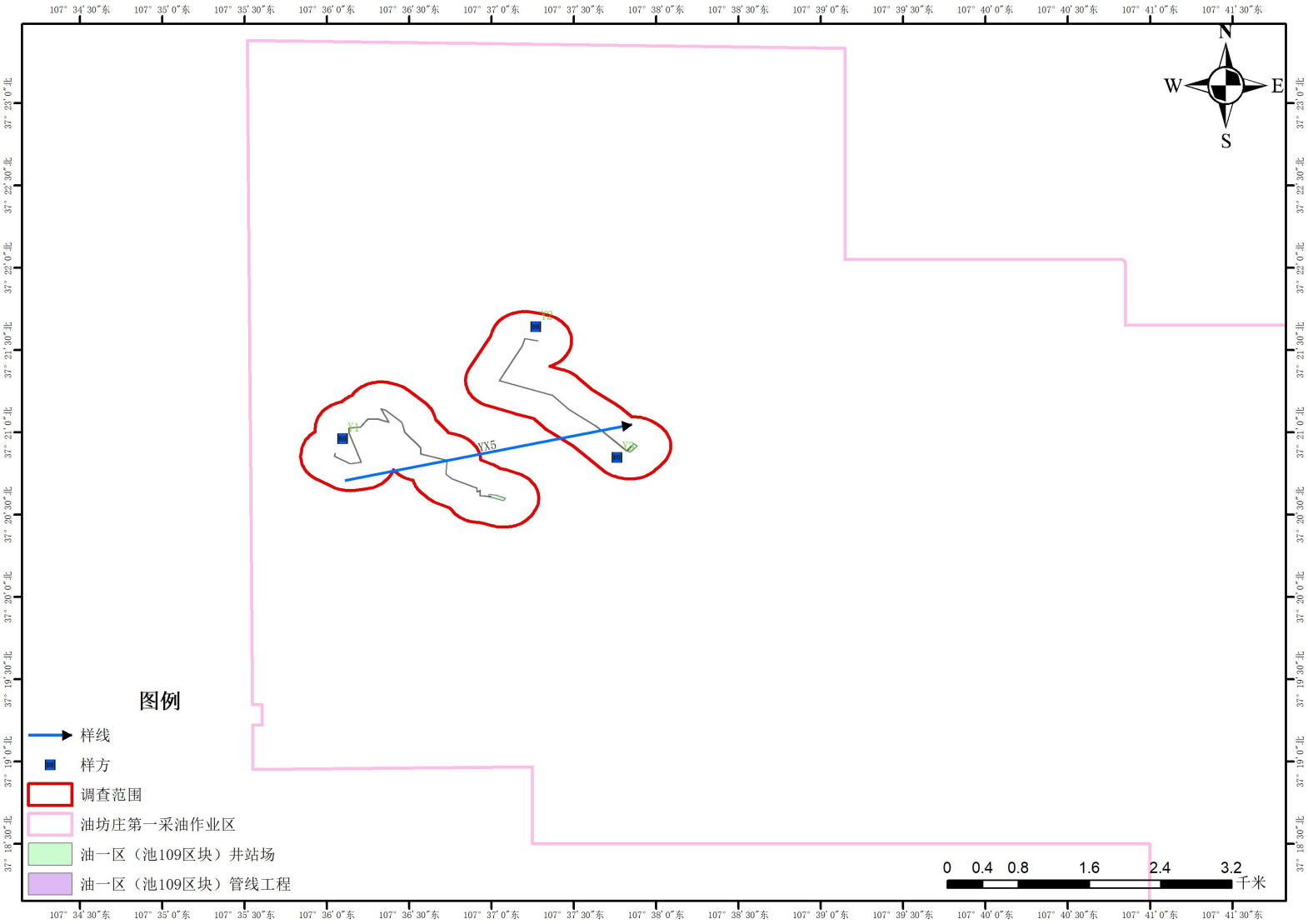


图 7.2-42　样方样线分布图（定边油一区）

7.2.6.2 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。

7.2.7 生态敏感区现状

根据现场实地调查及资料收集，本调查区及油田开发区范围内不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区；不涉及森林公园、地质公园、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、重要湿地等重要生态敏感区。

7.2.8 生境调查

（1）区域生境现状

动物的种类及分布是紧紧依附各种自然因素和条件，如植被、地形及气候，它们是动物的隐蔽场所，食物的来源，又是限制动物活动的因素。

根据黄土高原自然地理环境特点，划分出三个动物区，即：河谷盆地动物区，黄土高原丘陵沟壑动物区和长城沿线风沙草原动物区。评价区位于黄土高原丘陵沟壑动物区，动物区系属黄土高原成分。

黄土高原动物群的特征，随着各气候一植被带的外界环境条件的地理变异而呈规律性的变化。在同一气候一植被带中，不同的地形，水文和现存植被，以及人类经济活动，均影响动物的栖居活动，而构成不同性质的栖息地。黄土高原的动物属于温带森林一森林草原一农田动物群。因为农业开发的历史悠久，广大山地、丘陵成为次生草地、灌丛和农田，在这种环境里，一部分是适应次生林、灌丛、田野生活的森林动物，一部分则为草原动物，组成森林草原动物群。

温带森林草原带的鸟类，各地极不一致。但有一些共同的优势种和常见种，如麻雀、斑鸠，最适于次生草、灌丛的生活。候鸟和旅鸟季节性的迁来和过境，使黄土高原春末夏初和秋季的鸟类特别繁盛，形成两个季节性高峰，其中家燕、山斑鸠等夏候鸟，在各地多为优势或常见种类。

（2）垂直分布特点

黄土高原鸟兽的垂直分布也较明显。山地自然条件对动物分布有明显的影响。项目所在区域山地较多、沟谷密布，海拔差异约 1000m。区域草地分布较广，林地

分布较少。林地种鸟兽的生活条件较佳，动物种类较多，灌丛中鸟兽的生活条件比深林稍差，因而动物种类较少。南坡很少见到灌丛，故种类不及北坡丰富，尤其是鸟类更少。

（3）项目区生境情况

本项目井站场及管线工程所在地受人类活动影响较大，大部分位于沿沟伴行公路、村庄周边，项目所在地不在鸟兽类保护关键区分布区域。

据调查，评价区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

7.2.9 生态环境存在的主要问题及变化趋势

根据《陕西省生态功能区划》，油区在生态功能分区上属于白于山南侧水土保持控制区、白于山河源水土保持区和定靖西南部风蚀、盐渍化控制区。生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流，存在的生态问题主要是该区为河流支流分布区，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。

根据陕西省水土保持规划，项目所在乡镇均属“陕北丘陵沟壑重点治理区”，亦说明评价区域水土流失问题的突出性及治理紧迫性。近年来，评价区内气候干旱、土地沙化、草场退化、物种多样性简单化等一系列生态问题也不同程度的凸显出来。

采油厂生产方面部分井场及局部道路等占地绿化率不高、水土流失较严重，不但增加了对土壤、地表水等环境要素的污染，而且增加了水土流失量。此外除了站场道路外，井场道路等均为土路，道路硬化率较低，加之两侧临时占地未进行有效的植被恢复，地表疏松，若遇暴雨极易发生水土流失。

7.3 生态环境影响评价

7.3.1 生态环境影响途径分析

油田开发过程是一项包含有钻井工程、井下作业工程、采油工程及油气集输处理等多种工艺的系统工程。一般油田开发是网状布局，因而不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。油田开发对生态环境造成影响可能途径如下：

1、开发建设占地及对地表植被的破坏

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。在施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、道路建设、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭砍伐、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性，同时施工期开挖土方会破坏植被，造成水土流失。

在油田工程设施施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，如集输管线等可覆土后栽种浅根植物，站场安全防护距离以外可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、站场及道路等地面建设属永久性占地，将会使原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

2、开发生产过程中的污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同。主要污染源是在钻井过程、井下作业过程和原油集输过程中形成的，污染源具有分布广、排放复杂、影响的全方位性、综合性与双重性，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

3、污染物事故排放对生态环境的影响

在油田开发过程中，由于人为因素和自然灾害（地震、暴雨、洪水、雷击等）的影响可导致泄漏事故，火灾、爆炸等。污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

4、小结

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能塑造一个兼原有生态环境与油油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

7.3.2 现有工程生态环境的影响

现有工程实施过程中的占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、站场、道路等永久征地，临时占地包括钻井井场、站场、管线、道路施工临时占地。

永久占地彻底改变了原有土地利用类型，临时占地短时间了破坏了占用土地上的植被，并在短期内影响土地利用功能，随着施工结束工程运行各项生态治理措施的实施，经 2～3 年的恢复，临时占地范围内原有土地利用类型已经基本得以恢复。根据现场调查及收集资料，长庆油田分公司第三采油厂已对已建工程的施工临时占地进行了恢复，在井场、站场周边、管道沿线等进行了绿化恢复，对周边的陡坡设置了护坡、截水墙等水土保持措施，尽量降低工程运行对周边生态环境的影响。长庆油田分公司第三采油厂正在重新修编生态环境治理方案。

现有工程实施对植被的影响因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场和站场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管线建设对植被的影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场、站场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工和自然相结合恢复的井场宜绿化区域草地；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 年内基本得到恢复，现状已基本恢复为原有用地类型，与周边的植被表现基本一致。站场和井场道路为永久占地中的线性工程，道路占地将原有的植被全部破坏，变成了无植被区域。现有工程的生态影响主体表现在永久占地范围内，根据现状调查，现有的井场宜绿化区域已基本通过人工和自然相结合的方式实现了植被恢复，道路邻近区域也基本按要求实施了林草覆盖，但是现状恢复的植被中林草覆盖率偏低，不满足井场区域宜绿区域 90%有效覆盖面积的要求。

伴随着现有油田开发，区域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，景观类型的优势度有所下降；油田设施用地的景观优势度提高，景观斑块密度增大，频度增加；但油田设施景观面积相对较小，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。总体上看来，评价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。

现有工程对生态环境的影响主要在于：现有工程前期施工时井场及站场地面设施建设将剥离表层土壤，并破坏原有植被；管道开挖将破坏部分土地资源，并破坏原有植被；临时占地及物料堆放将加剧区域水土流失，并影响局部地形地貌景观；道路路面裸露将加剧局部水土流失，并影响局部地形地貌景观。

但建设单位通过合理运行，积极落实生态治理方案提出的植被恢复等措施后，现有工程对生态环境的影响较小，目前现有工程的井场、站场、管线、道路基本得到合理有效的恢复。

根据调查，企业现状采取了以下生态保护措施：

（1）对井场范围内进行功能分区，划定设施区域以外的宜绿化区域，使用人工和自然相结合的方式进行植被恢复，目前现有井场内外宜绿化区域基本恢复为草地，兼顾种植有少量林木；

（2）井场周边陡坡设置了护坎和草袋子护坡。

（3）大型站场周边种植了高大乔木和草地，站场周边的宜绿化区域已基本完成林草覆盖。

（4）管线经过区域已全部回填土方并进行平整，管沟内已按照要求进行了人工和自然相结合的方式进行了复垦或者种草，现状管沟基本已经与周边植被表现较为一致。

（5）管线均安排有巡线工和负责人，定期对管线及穿跨越设施巡检；每年根据当年巡检情况上报管线整改计划，对于部分老化管线，会及时更换，并对相关设施进行维护，以防事故发生污染生态环境。

7.3.3 施工期生态环境影响评价

7.3.3.1 土地利用方式影响分析

本工程为原油开发，对土地利用的影响主要表现为工程建设对当地评价区土地利用结构的影响。

工程井场、站场点状布局，道路、管线的线状布局特点，其对土地利用格局的影响为点状干扰和线状隔离，井场、站场呈点状分布于油田开发区域，一般情况下除永久占地外，对周围土地利用没有影响，该类临时占地经过1～2年即可恢复。永久占地占评价区比例较小，故项目对评价区土地利用结构影响小。

7.3.3.2 土壤环境影响分析

本工程对土壤的影响主要集中在施工期，例如管线和道路施工，使区域地表形态改变、地表扰动、植被破坏，从而造成土壤结构和肥力改变；钻井过程中设备的漏油、钻井泥浆的泄漏及钻井废水处理不当，也可能造成土壤的污染。

1、土壤结构和肥力的影响

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构，尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复和发展。表层 0~25cm 的土壤层是农田土壤耕作层，也是农作物、植物根系生长和发达的层次。工程开挖将扰乱和破坏土壤的耕作层，除开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放、施工机械碾压也将破坏土壤结构，增加土壤密度。此外，如果开挖土方管理不善，回填后所产生土层的混合和扰动，也将改变原有土壤层的性质。在施工过程，对土壤上层的影响最为严重，尤其是土壤的耕作层。同时土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。输油管道的开挖与回填，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致作物产量下降。

本工程的临时占地在施工结束后经 2~3 年后可恢复原有使用功能。部分经过重型施工机械碾压的地表，土体扰动剧烈，使得施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定程度的影响，并进一步影响地表植被恢复，其影响预计持续 3~5 年。

2、土壤污染影响

钻井过程中设备的漏油、泥浆的泄漏及钻井废水均可能造成土壤的污染。因此，在钻井过程中必须进行严格的设备管理和维护，对泥浆及钻井废水采取适当的处理措施。

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾，以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些残留于土壤中固体废物，难于分解，埋于土壤中长时间残留。若在农田中，将影响土壤耕作和农作物生长。因此，管道施工管理中，应要求施工人员不随意丢弃施工废料和生活垃圾，施工结束后，必须把残留的固体废物清除干净，不得掩埋入土。本项目在采取相关措施后，土壤能够同化和代谢外界环境进入土壤的物质，项目对土壤环境的影响较小。

3、土地利用的影响

（1）本项目占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、站场、道路等的永久征地；临时占地主要用于上述井、站场施工过程中临时施工场地以及集输管线敷设过程中临时占地。

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，通过周围绿化，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

总体来看本项目永久占地在评价区总面积比重较小，临时占地在工程结束后经过 2～3 年时间即可恢复。工程建设后项目评价区土地利用仍以灌草植被类型为主，总体上对评价区土地利用结构影响小。

7.3.3.3 植被及动物影响分析

本项目施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压，临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型，但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

1、对植被的影响

从本项目各单项工程占地统计分析，道路建设的永久占地面积对野生植被生境存在一定的分割作用明显。管线建设无永久占地，临时占地面积虽然较大，但施工结束后，通过生态恢复措施，可逐步恢复至原始状态，对野生植被影响较小、可控。井场和站场分布十分分散，且单位占地面积较小，其对野生植被生境的破坏效应较小。

（1）道路建设对野生植被影响分析

道路建设属于带状影响，对沿线植物物种有一定的分隔作用，对植物间生物信息交流会产生一定影响。工程建设会直接侵占野生植被的生长空间，将会砍伐一些零星林木。为了降低对植物的影响，施工前，建议施工单位在当地林业部门的指导

下，把道路永久征地范围内的可利用的树木进行移栽，严禁随意砍伐。施工期间，对施工人员进行必要的保护野生植物常识培训（如辨认植物、移栽植物等方面），严禁随意扩大施工范围破坏植被。在落实对沿线植物保护措施后，工程建设不会影响区域内的植物种群的分布，仅可能使公路两侧植物种群组成发生一定变化，对沿线植物分隔影响有限。

道路建设在施工阶段由于对地面进行开挖或填筑，使道路征地范围内的灌木、草被等遭受砍伐、铲除、掩埋及践踏等一系列人为工程行为的破坏，而这种变化若是发生在路基占地范围内，植被损毁是不可逆的。

（2）管线建设对野生植被影响分析

管线建设全部为临时占地，以草地、灌木林地为主。在输油管线建设中，管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。根据当地的自然条件，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 3～5 年。运行期，管线对植物无影响。在事故状态下，原油泄漏影响事故点周围植被生长。

（3）井场建设对野生植被影响分析

井场、站场建设因场地清理，植物全部损失，由于井场、站场永久占地面积较小，且临时占地在 2~3 年可实现植被恢复，总体分析，井场建设对野生植被影响有限。

（4）对重点保护植物的影响分析

本项目评价区内在现场调查时未发现无重点保护植物。一旦在施工过程中发现保护植物，应第一时间停止该区域的施工活动，划定临时保护范围（如设置围挡或警示标识），避免机械作业、人员踩踏等对保护植物及其生境造成进一步破坏；组织专业鉴定与影响评估：联系林业、生态环境等主管部门及专业机构，对保护植物的种类、保护级别（如国家一级/二级保护植物）、分布范围、生长状况等进行鉴定；调整施工方案或实施移植保护：优先避让：若保护植物分布区域与施工关键节点（如井场、管线）无重叠，应调整施工路线或作业范围，最大程度避让保护植物生境。移植保护：若无法避让（如保护植物位于施工必经区域），需制定移植方案（由专

业团队实施），选择与原生境条件相似的区域进行异地移植，并采取支撑、补水等养护措施，确保移植存活率；同时，对移植后的植物进行长期跟踪监测。

2、对动物的影响

（1）总体影响分析

本项目对野生动物的影响主要发生在施工期。施工期大量施工机械和人员活动惊吓、干扰施工区附近动物的活动。土石方开挖，施工机械作业噪声和震动对野生动物也会造成影响。根据噪声预测结果推测，施工噪声影响范围将超过施工现场周围 300m 之外，因此施工现场噪声可能使动物避开施工现场。施工影响是属于短期的、临时的影响。施工完毕后，施工影响大多会逐渐消失，野生动物会恢复原有的活动范围。

工程施工期将造成植被的损失和对局部土地类型的改变，导致动物栖息地的消失。昆虫和其它无脊椎动物，爬行动物和小型啮齿类动物暂时迁移。管道施工面窄、范围小，且施工期较短，影响时间短，施工后又可恢复，对动物食物链无多大破坏。施工期管道周围地区的空间足以确保迁移的物种找到替代栖息地。当植被恢复后，迁出的动物会迁回被破坏的区域。因此，管道对沿线野生动物不会产生明显影响。

由于野生动物活动的不确定因素，工程建设对野生动物影响不可避免，对野生动物影响也局限于施工区域附近一定范围。施工单位应采取积极措施，最大程度地减缓工程对野生动物的影响。施工前先对施工人员进行保护野生动物教育，严禁捕杀野生动物和随意破坏林地植被。

施工期不会对区域野生动物种群分布产生影响，通过采取动物保护措施可降低施工建设对野生动物的影响，工程施工对陆生野生动物活动影响较小。总体分析，本工程建设对野生动作物影响较小。

（2）对重点保护动物的影响分析

本项目评价区及周边分布无重点保护动物。

7.3.3.4 二级公益林影响分析

本项目部分井场及管线无法避让二级公益林，原因如下：

（1）线性工程的路径特性导致难以绕行

油气田管线作为典型的线性工程，其功能需连接井场、集输站与处理设施，具有长距离、连续布局的特点。管道工程的线型结构会对沿线生态系统产生分割和破

碎作用（如导致景观斑块化），但为满足输送效率和经济性，往往需选择最短或最合理路径，若区域内公益林与管线必经路径重叠，则难以完全避让。

（2）区域资源分布与生态敏感区的重叠性

公益林多分布于生态功能重要或生态脆弱区域（如水源涵养区、水土保持区），而油气田开发通常集中于资源富集区。若资源富集区与公益林空间重叠（如部分油田位于森林覆盖的丘陵地带），则场站（如井场、处理站）的永久占地或管线的临时占地可能无法完全绕开公益林。

（3）项目建设的必要性与绕行成本制约

油气田项目（如长庆油田产能建设工程）承担能源供应的重要任务，若为避让公益林大幅调整线路或站场布局，可能导致工程投资增加（如延长管线长度、增设绕行设施）、工期延误，甚至影响区域能源保障能力。因此，在综合评估生态影响可通过措施减缓的前提下，选择无法避让公益林的方案。

综上，油气田管线及场站无法避让公益林的核心原因是线性工程的路径约束、资源与生态敏感区的空间重叠，以及项目建设必要性与绕行成本的权衡，需通过规范手续（如临时占用审批）和生态补偿措施降低影响。

其中井场永久占用二级公益林1.9183hm^2，施工临时占用二级公益林1.9773hm^2。工程临时占用的国家二级公益林地在占用范围内均对有林地进行了避让，无法避让确需占用区域均为灌木林地及杂草丛，在管线建设中，管沟范围内林地的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近林地的根系，施工带中心线两侧各3m范围内的林地由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆的碾压，造成植被的破坏。

按照生态学理论，管道沿线的植被破坏具有暂时性，评价要求穿越二级公益林区段施工应应分层开挖分层堆放，施工结束后分层回填，表土堆放选址区域原则如下：分层独立堆放：施工过程中需将表土（表层土壤）与心土、底土分开堆放，避免土层混乱。表土单独堆放，心土、底土另外堆放，以便后期按“先填心土、底土，后覆表土”的顺序恢复土地原貌，保护土壤肥力。控制堆放范围：选址应优先在施工区域内或邻近区域，严格控制临时占地面积，减少对周边生态的额外扰动。并通过下列措施防止水土流失：①物理覆盖与压盖：对堆放的表土区域可采取砾石压盖等措施，减少地表裸露面积，防止雨水冲刷导致的水土流失。②及时回填与压实：合理组织土方调配，缩短表土暴露时间；施工结束后及时填平压实场地，加速表土

回覆，尽快恢复土地原貌。③施工期管理优化：通过加强施工期管理、加速建设进度，减少表土长期裸露的时间，降低水土流失风险。

同时应按相关要求加强施工管理，施工过程中严格控制作业带范围，注重保护森林资源，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。管线施工前均需办理临时用地手续，征得相关管理部门同意。建议建设单位采取以下措施来减少工程施工对公益林的影响：

（1）工程永久和临时占地均不得占用国家一级公益林地。

（2）严格控制工程建设使用国家二级公益林地，确需使用的，严格按照有关规定办理林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定办理林木采伐手续。本项目部分井场、管线选址确实无法避让二级公益林，项目占用国家二级公益林地段对乔木林进行了避让，占地范围内主要为灌木草地，建设单位应严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。

（3）项目实施过程中对于临时占用国家级二级公益林地的，要编制林地植被恢复方案，临时占地结束后及时按照恢复方案对林地进行植被恢复，恢复植被和林业生产条件，以恢复林地土壤、恢复原有植被为主要目标，实行原地、同面积、等质量恢复，防止水土流失，避免立地条件恶化。

（4）临时占用国家级二级公益林地的需根据项目区以及周边分布的主要树种，依据因地制宜，适地适树的原则。新栽植苗木要及时抚育管护，以利于苗木生长发育，灌溉要按株、逐穴进行，要浇足浇透的抗旱方式以保证成活率。

（5）在工程施工中尽量减少植被破坏，决不未批先占、少批多占、“批东建西”，加强森林防火。

（6）企业将通过招标或承包的方式落实专业种植绿化公司，专人负责完成林地植被恢复，林地植被恢复完成后申请林业局检查验收。

（7）二级公益林范围内进行管线施工时应将揭离的表土进行收集，待施工结束后将表土用于二级公益林范围内的植被恢复工作。

（8）对于二级公益林占地范围内的林木，尽可能进行移栽，减少损毁林木的数量。

（9）对于不能恢复原有功能的二级公益林，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。

7.3.3.5 景观生态影响分析

1、景观格局影响分析

本工程建设将使评价区内新增工业景观类型，如井场、站场和道路，在一定程度上增加了景观多样性。评价区域新增加的油井、站场和道路等人工景观要素，呈点状和线状分布，增加了评价区的斑块和廊道数量。同时，也使原有自然景观比例和结构发生变化。由于新的斑块和廊道的增加，对原有景观基质的面积造成一定的挤占，使原有基质及板块之间的连续性和连通性受到一定影响，对景观产生较强的分裂效果。从景观美学角度来看，人工建筑物与构筑物的出现，给原来以自然曲线为主的自然景观中，增加了直线、直角型斑块和廊道等人工景观，形成自然和人类共同作用的复合景观，对原有景观产生一定影响。井、站和道路等工程建设将造成区域景观格局的改变，但由于工程地面建设工程量不大，建筑物体量较小；在采取绿化、植被恢复措施后，可减缓局部景观切割、镶嵌造成的异质性影响，不会引起区域景观整体格局的明显变化。

2、生态景观影响分析

从生态景观功能和生态关系分析，原油管线地下敷设，对景观生态功能基本无影响。但道路的建设，将会造成道路两侧一定程度上的隔离。从生物传播关系的角度分析，这种隔离作用仅限于对土壤微生物和以根系作为传播途径的浅根植物以及野生动物有一定的影响，对花粉和种子传播植物的隔离影响不大。本项目道路在评价区域所占比重较小，该区域野生动物种类、数量均很少，类比调查该区域已经建成的石油、天然气管道运行情况，工程建设对景观生态的影响不大。

7.3.3.6 防风固沙影响分析

项目涉及防风固沙功能极重要区（一般区域），项目不属于沙化土地封禁保护区范围。

工程建设过程中对原地貌的扰动将降低工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程地处长城沿线风沙草原生态区，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目开挖土石方临时堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

本工程施工期主要为场地平整和管沟开挖。管沟开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。由于施工中大量的土体被剥

离、扰动以及土体表面植被破坏，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

本项目通过采取分段施工、控制施工作业带、及时对植被进行恢复、在沙化土地区域冲沟地段设置水工保护措施，并加强管理，避免施工乱砍滥发植物资源、避免机械随意行驶等措施，防止因本项目建设导致土地沙化、遏制沙化土地蔓延。

根据本项目现场调查及收集资料，项目区块占地范围内不涉及沙化土地封禁保护区及沙地，但定边县已列入防沙治治沙范围，本次评价提出以下防沙治沙措施：

（1）植物措施

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽、种植灌木等措施，恢复原地貌，通过种植草灌木，实现抗风固土防沙效果；

②施工过程中，在二级公益林区域，尽可能采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏，避免破坏区域土壤肥力。

③项目区域为黄土高原丘陵沟壑区，应以防治水土流失为前提，选择耐寒、耐旱能力较强、保水固土能力强、根系发达、容易种植和管理、抵抗病虫能力强的植物，优先考虑灌木树种，其次为草本植物。

（2）土方开挖保护措施

①施工土方全部用于管沟回填和站场平整，严禁随意堆置；

②采取有效措施减缓施工扬尘，遇到干燥、易起尘的土方施工作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网；

③管线工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表；

④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

⑤管沟分层开挖、分层回填。将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，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，严禁随意丢弃土方。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（3）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制地表扰动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，合理确定施工期运输路线，避免车辆随意碾压破坏地表，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

②在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。施工结束后，对施工迹地及时进行整治、恢复，减轻水土流失，使其受影响的程度降到最低。

③建设单位应牵头组织专业的护林、护草人员，对新栽植的树木、草灌统一进行管护。包括管护期内对幼树的抚育管理，确保树木成活。落实绿化管护责任。发现问题及时补栽补救。

④加强防沙治沙法律法规的宣传，施工过程中不随意乱砍滥伐沿线的植物资源，对沙化区域无法规避的冲沟区域，进行水工保护，如在陡坎、陡坡、冲沟边处应加设堡坎、护坡或挡土墙，跨越冲沟敷设的管道设置稳管式截水墙，在冲刷较大的冲沟底设置浆砌石过水面和防冲墙等，通过以上工程措施减少土壤风蚀沙化；在施工作业带两端树立保护植被的警示牌，提醒运输车辆和重型机械等不得离开道路随意行驶，以防破坏土壤和植被，引发土地沙化及水土流失。

7.3.3.7 对永久基本农田影响分析

本项目井场、站场等永久占地不占用永久基本农田，管线占地穿越农业区段耕地为旱地，临时占用基本农田的面积为 8.2327hm^2，主要农作物为玉米和荞麦。在管线建设中，管沟范围内农作物的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近农作物的根系，施工带中心线两侧各 3m 范围内的的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆的碾压，造成耕地及植被的破坏。

按照生态学理论，管道沿线的永久基本农田、耕地及植被破坏具有暂时性，评价要求穿越永久基本农田、耕地区段施工应尽量选择合理的施工时段，避开播种和植物生长期，尽可能选择在农作物收获后的时段施工，如实在因工期需要，应提前与周边农户沟通协商补偿。施工过程中应分层开挖分层堆放，施工结束后分层回填、种植应季农作物、植被恢复等措施，可以加快耕地及植被恢复进程。

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，损失将逐渐消失。因此应该对拟建项目进行占地农业补偿。项目临时占地占用一年土地，赔产一年作为补偿，退还的土地再按减产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占基本农田，农民一般只需停产 1 年，而得到的补偿费用相当于 3 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。

本项目管线临时占用基本农田，企业应按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般占用不超过两年，同时，通过耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理，经过上述申请占用手续办理、占地补偿、耕地恢复种植等办法后，项目实施对于基本农田的影响是短暂的可以恢复的。

7.3.3.8 水土流失影响分析

该工程对环境影响较大的施工活动主要为管线管沟开挖、土方临时堆置等在沙尘天气影响将造成的水土流失。

在土壤各个土层中，就养分状况而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其它层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分状况受到影响，从而影响农作物生长。施工期应注重水土保持，最大限度降低对土壤的破坏，降低水土流失。

7.3.3.9 施工期生态系统影响分析

本次油田开发建设对生态影响均仅限于油田开发范围内，由于并非将其油田范围内的所有自然生态系统完全改变成人工工矿系统，而是在其中分散建设一些具体建设项目，除建设项目所在区域外，其它区域基本不会受到较大干扰，因此，项目整体建设对生态系统的影响主要是将油田范围内部分自然生态系统改变成半自然生态系统。

由于本项目所处大区域环境属于生态脆弱区，此区域多年来不断进行退耕还林，油田在开发过程中，不仅要在建设项目点/线周边进行绿化及植被恢复，同时，由于

人力财力进入这一区域，生态补偿等措施的实施，将带动建设项目周边未扰动区域的植被甚至生态系统向好的方面演替，油田区域整体植被恢复进程加快，由此形成一个相对稳定的半自然生态系统，因此总体看，项目建设后形成的半自然生态系统对原有生态系统的正面影响大于负面影响。

具体到建设内容对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，以及具体建设内容对油区内敏感地区以及重点保护物种的扰动影响，由于具体建设项目相对于整体油区来说是非常小且分散的，对上述敏感目标是可以进行避让的。

综上所述，本项目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，但本项目占地面积相对较少，占地分散于评价区域内并且滚动开发，因此仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。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影响较小。

7.3.4 运行期生态环境影响评价

根据前述分析，项目运行过程中的废气、废水和固体废弃物均得到有效处置，排放量少，对生态环境造成影响很轻微。临时占地在项目运行过程中将得到进一步恢复，因此对生态环境的影响主要体现在站场及道路对动植物及景观生态的影响。

7.3.4.1 土壤的影响

运行期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土壤理化性质和结构，并且难以恢复，但这一时期永久性占地面积相对较小，对土壤环境的影响较轻。

7.3.4.2 动植物的影响

运行期，井场及站场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小，但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动，另外评价区域内的道路随着油田的生产建设，交通量也会有所增大，交通噪声将对道路两侧动物形成惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类，基本不存在影响。

7.3.4.3 景观生态影响分析

在项目建成后，评价区内的组成景观结构的基质不会发生变化，斑块类型和数

量有一定的增加，主要表现在油田的井场、站场等人工干扰斑块的类型和数量增加，同时评价区道路数量和长度的增加，对景观廊道网络的连接性增强，但是景观斑块的连通性有一定程度的降低。本项目生产区属点状开发，对整体景观生态格局影响较小。从景观美学角度来看，对原始的自然景观产生了一定的破坏，但大大提升了景观的社会服务功能和经济服务功能。

7.3.5 退役期生态环境影响评价

油田退役期并非所有油井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有油井关闭。退役期一般地下设施保留不动，地面部分如采油井场、场站、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为退役期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的废渣有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道中残存的废渣，将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。退役期油田进场道路在征求当地群众的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。根据《石油天然气开采污染防治技术政策》（环保部[2012]年第 18 号），油油田退役前应进行环境影响后评价，油油田企业应按照后评价要求进行恢复。

7.4 生态影响防护及恢复措施

7.4.1 生态恢复与重建目标

根据油田生态系统环境特征，参考《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）的相关要求，确定本工程生态恢复与重建的目标。本次评价针对不同时期及占地类型，提出以下总体的保护措施和恢复要求：

（1）严格控制地面工程建设对当地野生动植物的影响，维护区域原有生物多样性水平，保护油区生态系统的完整性；

（2）完成新建地面工程的标准化建设及施工临时占地的土地复垦工作，减轻水土流失对生态环境的影响。

（3）施工期避让与减缓措施

最小化占地：通过优化井场、管线及道路选址，优先避让林地、草地、灌丛等敏感区域；严格控制施工作业范围，缩小永久和临时占地规模，采用滚动式开发模

式减少地表扰动；分阶段保护：施工中对地表土分层堆放（表层土与底层土分开），避免破坏土壤结构；涉及固定沙地、半固定沙地时，实施“植被破口锁边工程”（生物锁边为主、工程锁边为辅），防止沙地扩展。

（4）生态恢复与修复要求

植被恢复原则：以“自然恢复+人工恢复”结合为核心，优先选用本土速生植物（如沙棘、柠条、小叶杨、针茅等），确保恢复植被与周边原生生态系统兼容

占用基本草原需办理行政许可，永久占用需缴纳草原植被恢复费；临时占用期限不超过 2 年，期满后必须恢复草原植被；占用公益林和天然林需取得采伐许可，并实施“占补平衡”（区域内动态平衡），施工完毕后及时恢复植被。

（5）长期养护与监测

运行期需加强对恢复植被的抚育（如定期养护、补种），确保覆盖度不低于现状水平；同时建立生态环境长期监测机制，评估恢复效果，及时调整修复措施。

综上，本项目对林地、草地、灌丛的生态保护以“最小化扰动-及时修复-长期维护”为核心，通过严格控制占地、科学选择恢复物种及配套工程措施（如固沙、分层覆土），结合法规要求（如占补平衡、植被恢复费），实现生态功能的有效保护和恢复。

表 7.4-1　生态综合整治目标

项目	目标值
水土流失治理度	93%
土壤流失控制比	0.80
渣土防护率	92%
林草植被恢复率	95%
林草覆盖率	22%
临时占地恢复指标	逐步恢复至 100%
永久占地绿化率	>15%

7.4.2 避让措施

本工程具有矿产资源开采的显著特点，即“地下决定地面”。这决定了油田开发区域在大区域中的相对位置，根据区域敏感点调查，井位选址避开水源保护区，重要湿地，城市规划区，文物保护区，避开人口密集的居民居住区。

在开采过程中应采取以下避让措施：

1、钻井井场、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，尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区等环境敏感区域。

2、选址中尽量设法避开水土流失严重地段。

3、油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。

4、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。

5、为减少农业生产损失，施工工期应尽量避开农作物生长季节，且应尽量减少占用农田。

6、产建项目开发过程中井场、管线、道路等永久占地及临时占地对生态敏感目标采取避让措施。

7.4.3 减缓措施

在开采过程中应采取以下减缓措施：

（1）优化布局与占地控制措施

管线线路与站场选线优化：优先避让基本农田、自然保护区、公益林等生态敏感区；减少单井占地，缩短集输管线长度，降低对连续生态系统的切割。

临时占地管控：施工便道、材料堆放场等临时用地尽量利用已有道路或荒地，控制占地面积；施工结束后及时退出，避免长期占用。

（2）施工期生态保护与恢复措施

表土剥离与回覆：施工前剥离表层熟土（30-50cm）单独堆放（覆盖防尘网防流失），施工结束后优先用于场地复垦或植被重建，避免生土直接裸露。

植被保护与重建：永久占地范围内的植被（如乔木）移植至项目区外合适区域，减少直接砍伐；

临时占地恢复时，按“原土回填+本地物种种植”原则，优先选择耐干旱、耐贫瘠的乡土植物（如当地灌木、草本），避免引入外来入侵物种。

水土保持工程：在坡地施工区设置挡土墙、截排水沟、沉沙池；临时堆土场采用苫盖、拦挡措施，减少雨水冲刷导致的水土流失。

（3）运营期生态影响减缓措施

野生动物保护：对迁徙通道、栖息地（如鸟类繁殖区）设置隔离网或警示标识，限制人为活动范围；

避开野生动物繁殖期（如春季）进行高强度作业，减少噪音、灯光对动物的干扰。

污染防控与生态修复：站场、储罐区采取“水泥硬化+防渗膜”双层防渗，防止油污、废水下渗污染土壤和地下水；

定期检查管线，对泄漏事故及时处置（如清理污染土壤、换填新土），并补种植被。

生态补偿与替代：若项目不可避免占用重要生态用地（如公益林），需按“占补平衡”原则异地营造同等面积或功能的生态用地（如人工林、湿地）。

四、长期跟踪与监测措施

生态监测体系：设置固定监测样地（覆盖永久占地、临时占地恢复区、敏感生态区），定期监测植被覆盖率、物种多样性、土壤理化性质等指标。

适应性管理：根据监测结果动态调整措施（如对恢复不佳的区域增加人工补水、施肥），确保生态功能逐步恢复至原有水平。

7.4.4 生态保护与修复措施

7.4.4.1 施工期生态保护与修复措施

（1）井场、站场生态保护措施

①控制井场、站场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地，要尽量少占农田，少破坏植被。

②临时占地在施工结束后，要及时将土方回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

③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；井场地面铺上防渗膜，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及被污染的土壤要及时回收，并交有资质单位处置。

④钻井作业必须采取防止污油外泄和渗漏等有效措施，污油要及时回收，废弃污油应当交由有资质单位处置，并做好泥浆罐的防漏防渗处理，防止污染土壤环境。对钻井过程中产生的废弃泥浆，应运往集中处置场填埋处。

⑤油井试油、生产作业过程必须采取防喷、导流等有效措施，防止发生井喷、漏油、漏水造成环境污染。

⑥井场、站场在无植被安全防护距离以外扰动区域，必须进行植被重建；安全防护距离属于无植被区域，应采取工程措施防止地表土壤的风蚀。

⑦做好施工过程中固废的收集，防止金属边角料、钻井泥浆及钻井岩屑等混入土层而污染土壤及地下水。

⑧站场内应进行绿化，绿化率要达到 15%以上。主要以保证安全生产为主，不可种植落叶阔叶树种，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防治措施见图 7.4-1~图 7.4-2。

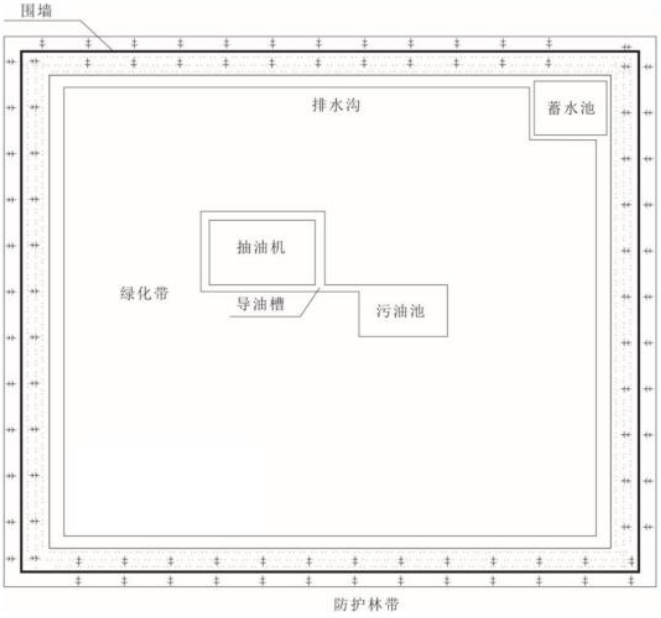


图 7.4-1　典型井场绿化措施示意图

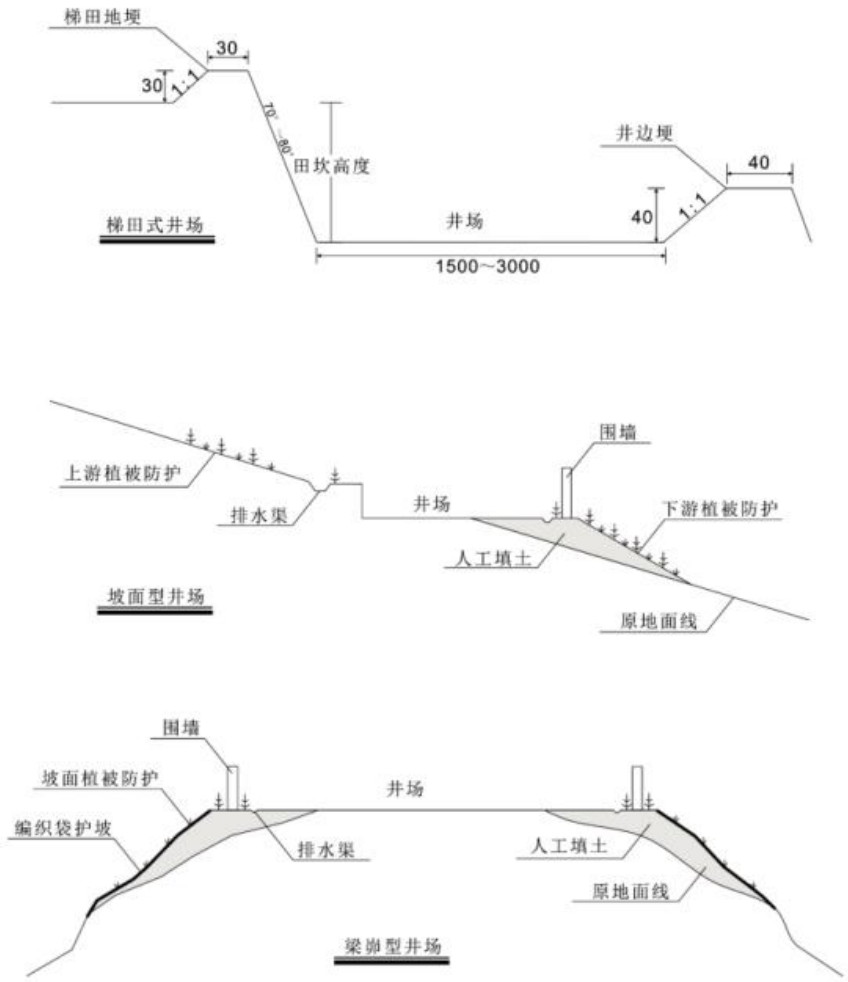


图 7.4-2　不同地形下井场防治措施示意图（单位：cm）

（2）管线生态保护措施

①在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在一旁，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡；施工结束后，对管沟及时进行回填平整；对临时占地及弃土（渣）坡面进行植被恢复或平整，恢复原有用地性质。严格执行分段施工、分层开挖、分层堆放、分层回填的作业制度。

②在管线建设过程中，应兼顾线路走向与生态环境保护，尽量避开果园、苗圃等，以减轻对生态环境的破坏。

③按施工作业带宽度确定植被恢复范围，尽量采用乡土物种和作业带范围内原有物种进行植被恢复。

④选择最佳时间施工，既便于管线敷设，又利于水土保持；既保证工程质量，又节约经费开支。

⑤施工便道、管线临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植苜蓿、沙打旺等生长快、耐干旱的品种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。根据管线不同的占地性质，采用“宜林则林、宜灌则灌、宜草则草、宜耕则耕”的原则进行恢复。

管线施工生态保护措施平面布置示意图见图 7.4-3。

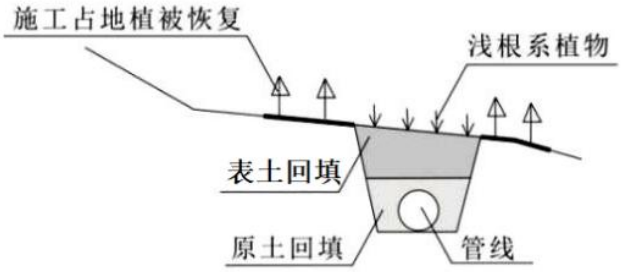


图 7.4-3　管线施工临时占地植被恢复示意图

（3）道路生态保护恢复措施

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。

②施工便道、其他道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。

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。

④道路建设中必须将沿线绿化同时考虑，建立合理的立体护路带。支干线道路种植路基防护林，沥青道路两侧至少种植一排树木；管线伴行路或巡井道路两侧为沙漠地段需进行防风固化作业，临时占地采用灌草为主的植被恢复，防止风沙长期对道路的侵蚀；绿化树种选择沙柳、柽柳等。

⑤一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。

⑥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。

⑦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。

道路施工典型生态保护措施示意图见图 7.4-4。

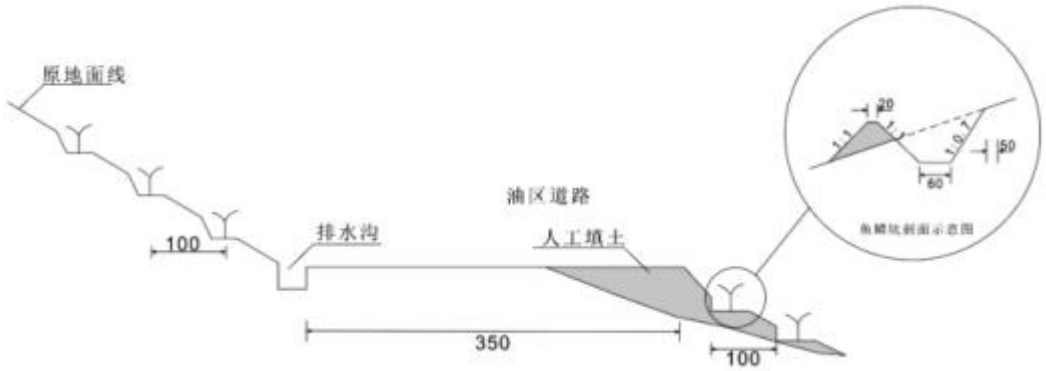


图 7.4-4　道路生态保护措施示意图

（4）农田的保护恢复措施

①在耕地内禁止设置施工营地、材料和物料堆放场。

②加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压耕地。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止落地油污污染耕地。

③为了减少临时占用农耕地的农业损失，尽快恢复耕地的耕种条件，施工应遵循分层开挖、分层回填的原则，保护好表土层。表层的熟土与下部生土分开堆放，并按原序回填。施工中还应尽量避开农作物生长季节。

④管线敷设经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑤建设单位应当严格按照国家政策的规定做好征地后的土地调整与土地补偿工作，对工程占地造成的农业损失应根据有关规定给予赔偿。

（5）生态环境整治措施

①工程施工应与水土保持工程同步进行，统一验收合格后才能竣工。

②管线、站场、井场和施工道路等建设施工区，雨季施工要做好临时排水及拦挡措施。

③大风天气要对易起尘场所，如各施工区的施工便道、管沟开挖土料堆放区、机械和人为活动扰动频繁区域，应采取遮盖、洒水等抑尘措施。

④管道敷设时，应分层开挖管沟，地表耕作土层集中堆放，安排挖方土堆放地，并采取临时覆盖措施。

⑤各施工场地平整时，要在各开挖面采取临时拦挡措施。挖方及时回填，不能立即回填的，在指定场所集中堆放，并做好临时防护措施。

⑥各区域施工产生的建筑垃圾，要及时清运，堆放至指定场所，并实施平整、碾压覆土等，以利恢复植被。

⑦建筑用的砂石料堆放应设苫布围挡；砂石料堆放区、预制构件场、混凝土搅拌站的活动在扬沙天气和降水天气停止施工，对容易诱发沙尘、粉尘及污染土壤的建材，进行覆盖。

⑧对施工场所应经常进行喷洒水，减少地面起尘。

⑨分区措施：从本项目运行和施工安全角度考虑，对本项目按不同分区来进行一些具有生态环境保护功能的防治措施设计，该防治措施由工程措施、植物措施和临时措施 3 大部分组成，具体情况见表 7.4-2。

表 7.4-2　工程生态环境影响防治措施布局表

分区措施	井场区	集输管线区	站场	道路
工程措施	土地平整	管沟回填、压实，回填后平整恢复原有用地；陡坡处设置截排水设施及护坡设施	场地硬化	井场道路路面铺设碎石子
植物措施	平整后种植灌草、进行绿化	回填后种植灌草、乡土植物	站内空地绿化，四周布设防护林，临时占地结束后种植灌草	道路两侧布设防护林
临时措施	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖管沟开挖的临时弃土	土工布覆盖临时弃土	临时洒水

7.4.4.2 运行期生态保护与修复措施

（1）井场生态保护与修复措施

①施工结束后，对临时占地进行土地复垦，恢复原有土地使用功能。同时在井场周围及伴行道路两边进行生态恢复及绿化，做到开发一点，绿化一片。绿化栽种当地普适植物，并维护至可自行生长繁衍状态；

②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；

③洗井和维修产生的洗井废水由罐车运往措施返排液处理站集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；

④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；

⑤对井场防渗污油回收池中的油泥，委托有资质的单位及时清理，并进行安全处置。

⑥对井场的临时用地在施工结束后，表层覆熟土并进行植树（草）绿化；

⑦加强井场植被的绿化和抚育工作，确保植被成活率大于80%，并定期采取补种等措施。

（2）站场生态保护及修复措施

①加强站场日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。

②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。采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免供原油管道破裂发生泄漏，对周围环境和人群健康带来的危害。

③加强污染源及环境保护设施管理，保证达标排放。

④加强对绿化植物的管理和维护，减少运营初期造成的水土流失。

（3）管线、道路生态保护及修复措施

①加强对管线回填区的绿化和管理抚育工作。及时在管道两边及其所涉及区域进行植被恢复，提高植被覆盖率。

②为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可种植浅根系植被。管道维修二次开外回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复或减轻对植被的影响。

③加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，造林后应立即封禁，禁止采伐油区道路沿线两侧栽植的乔、灌木，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破坏、导致污染事件。

④加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加强对道路和输油管线沿线生态环境的监测与评估，及时对发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患工点提前采取防治措施；

⑤加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换；采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂泄漏事故，对周围环境带来的危害。

⑥定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

7.4.4.3 退役期生态修复措施

（1）井场、站场生态修复与重建措施

①退役期油井退役后，应立即将油井的气层和井口封闭；并拆除井场采油设备及围墙，挖松夯实和固化的地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

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

③保留各类绿化、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。

④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。

⑤退役期站场应在退役期后 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。

⑥与水土保持工程措施相结合，设置截排水沟，防止水土流失。

（2）道路、管线生态修复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，要及时恢复原有植被和生态景观，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

②部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为草地等原土地利用类型。

③加强对输油管线沿线居民的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃的原油管道，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失和土地沙漠化。

7.4.5 生态补偿措施

为了弥补因本项目建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价要求按占多少补多少的原则进行生态补偿，由建设单位出资，榆林市有关部门具体实施。对临时占地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

根据油田的环境特征、立地条件、气候等环境因素，结合类比本项目资料，推荐油田植被恢复以灌草为主、林木为辅，植物种类应选择当地易生长的物种。

生态恢复的具体措施分述如下：

（1）施工结束后，临时占地撒播草种或种植紫花苜蓿等生长快、耐干旱的品种；

（2）在其它受破坏和干扰的区域，要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人

工的）破坏应在施工结束后的半年或来年予以恢复。

（3）黄土沟壑区植物措施

A.树（草）种的选择

以防治水土流失为前提，结合本项目建设各区域的功能进行树（草）种的选择，树（草）种的选择应遵循以下原则：

①选择耐寒、耐旱能力较强的树（草）种；

②选择保水固土能力强、根系发达的树（草）种；

③选择容易种植和管理、抵抗病虫能力强的树（草）种；

④优先考虑灌木树种，其次为草本植物，个别区域选择乔木树种；

结合上述原则，通过对邻近区域人工植被栽植效果实地调查，本区域种植较成功的乔木树种有旱柳、小叶杨等；灌木树种有柠条、沙棘等；草种有沙米、沙打旺、沙蒿、针茅、蒿草类等。

B.植物措施设计

①井场、站场

井场区弃土弃渣边坡土地整治结束后，在外边坡采取植物防护措施，种植草灌混交林，在围墙外平台上采取人工种草。

施工结束后覆土造林种草，可采取针茅撒播或草灌混交林。撒播量45kg/hm^2。灌木株行距为2×2m，行间种植披碱草。

②管线

管线敷埋结束后，结合弃土、渣面土地整治工程，覆土后撒播草种，撒播量45kg/hm^2。

7.5 生态环境管理和监测计划

7.5.1 生态环境管理

（1）管理体系

工程施工单位应有专人负责项目的生态环境管理工作。

（2）建设单位环保部门职责

①贯彻执行国家、地方各项环保方针、政策和法规，制定本工程的生态环境管理办法。

②对工程实施涉及的生态环保工作进行监督管理，制定项目的生态环境管理与工作计划并进行实施，负责项目建设中各项生态环保措施实施的监督和日常管理工作。

③组织开展本工程的生态环保宣传，提高各级管理人员和施工人员的生态环保意识和管理水平。

④组织、领导工程在施工期、运行期的生态环保科研和信息工作，推广先进的生态环保经验和技术。

⑤下达工程在施工期、运行期的生态环境监测任务。

⑥负责工程在施工期、运行期的生态破坏事故的调查和处理。

⑦做好生态环保工作方面的横向和纵向协调工作，负责生态环境监测和科研等资料汇总整理工作，及时上报各级环保局，积极推动工程生态环保工作。

7.5.2 生态环境监测计划

生态环境监测以生态学原理为基础，综合运用物理、化学和生物等方法，对不同尺度的生态环境状况及其变化趋势进行监测与评价的综合技术。

（1）监测目的

区块开发不可避地对区域内生态系统造成一定的干扰，为科学评估工程建设对区域内生态系统产生的影响，项目运行一定时期后需对周边可能受到项目影响的区域生态现状进行监测，以及时反映陆生生态的变化情况，为进一步减缓工程建设对区域的影响，实时优化或调整保护方案提供科学依据。

（2）布设原则

布设原则：生态监测布点重点选择井场周边或管线作业带范围内涉及二级公益林、水土流失极敏感区、水源涵养极重要区的区域，井场和管线周边主要为耕地或基本农田的施工结束后恢复耕作，不作为生态重点监测布点。

（3）监测内容

1）植物多样性及植被

临时用地动植物组成、分布及其特点、种群数量、生物多样性的变化，植被恢复措施执行情况等。

①植被恢复措施执行情况；

②临时占地植被区恢复情况如植被多样性组成及植被覆盖度恢复情况；

③植物群落类型的物种数、物种组成。

2）陆生动物多样性

沿着固定样线调查统计哺乳动物、鸟类、两栖类和爬行类的的组成、分布及其特点、种群数量。

3）生态系统和景观

①生态系统类型和结构；

②景观斑块的变化。

由于样方和样线调查不能覆盖全部工作范围，为了对评价区域有更深入的了解和挖掘，可通过访问当地居民、集市等方法对调查结果进行修正。

4）各时期监测重点

施工期：监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况，如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等；运行期：评价范围公益林、各占地生态修复效果等。

（4）监测位置及时间

监测位置：根据工程特点和工程影响区域人居密集的环境特征，主要监测以自然生境为主的直接影响区和可能的间接影响区，兼顾监测受影响农耕地的恢复/变化情况。陆生生态监测位置设置在各工程集中分布区有代表性的施工区域及周边可能的间接影响区。调查时根据工程实际情况在各位点及周边布设固定的监测点。

监测时间：建议从施工期开始并延续至正式投运后 5~10 年开展后评价过程中进行调查，每次调查时间应考虑植物生长和景观变化的季节性与鸟类的迁徙性等因素。

本项目产建工程未布设在特殊生态敏感区和重要生态敏感区内。生态环境监测内容包括监测因子、监测点位布设、监测频次、监测数据采集与处理、采样分析方法等，明确自行监测方案内容，主要包括土地复垦率、林草覆盖率和场站绿化率等，具体见表 7.5-1~表 7.5-2。

表 7.5-1　生态监测方法

监测因子	监测点位	监测频次	分析方法	指标
地表扰动面积、类型	选择 1~2 个井场；1~2 条集输管线。	施工期结束后立即开展	利用最新的卫星影像，结合相关的软件如 Arcgis 及 ENVI 软件进行遥感解译分析判定	扰动土地恢复治理率
植被（生物量）损害程度				植被恢复系数复垦植被成活率和植被覆盖
物种数量			实地进行样方样线调查	

				度

表 7.5-2 项目工程区域生态环境监测计划

序号	监测对象	监测内容	指标	时期
1	地表扰动面积及类型	1、监测项目：扰动面积、扰动类型。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	扰动面积、扰动用地类型	钻前工程
2	生态系统完整性	1、监测项目：植被种类、动物种类。 2、监测频次：钻前工程 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动植物多样性	
3	地表扰动面积及类型	1、监测项目：扰动面积、扰动类型。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	扰动面积、扰动用地类型	油气集输施工期
4	植被覆盖度	1、监测项目：植被类型、高度、多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	植被扰动情况	
5	生物量损失	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动物种类、数量；植物种类、数量。	
6	物种多样性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动植物多样性	
7	生态系统完整性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	生态系统类型	
8	土壤肥力（林地立地条件）	1、监测项目：植被恢复情况、土地复垦情况、农作物数量、种类。 2、监测频次：运行期内 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	植被恢复情况、土壤肥力	油气集输运行期

序号	监测对象	监测内容	指标	时期
9	物种多样性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：运行期内 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动植物多样性	
10	生态系统完整性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：运行期内 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	生态系统类型	

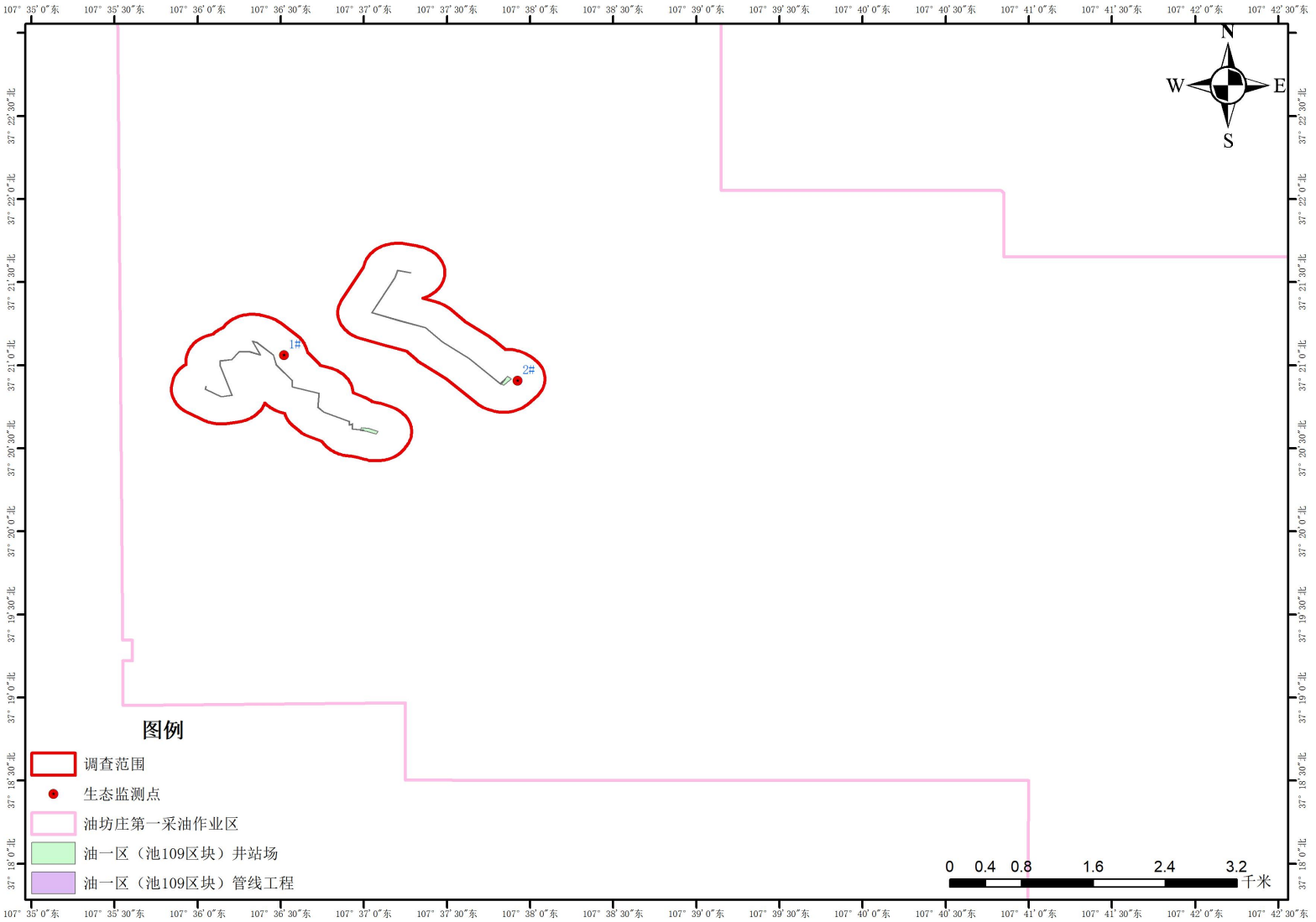


图 7.5-1　定边油区生态监测布点图

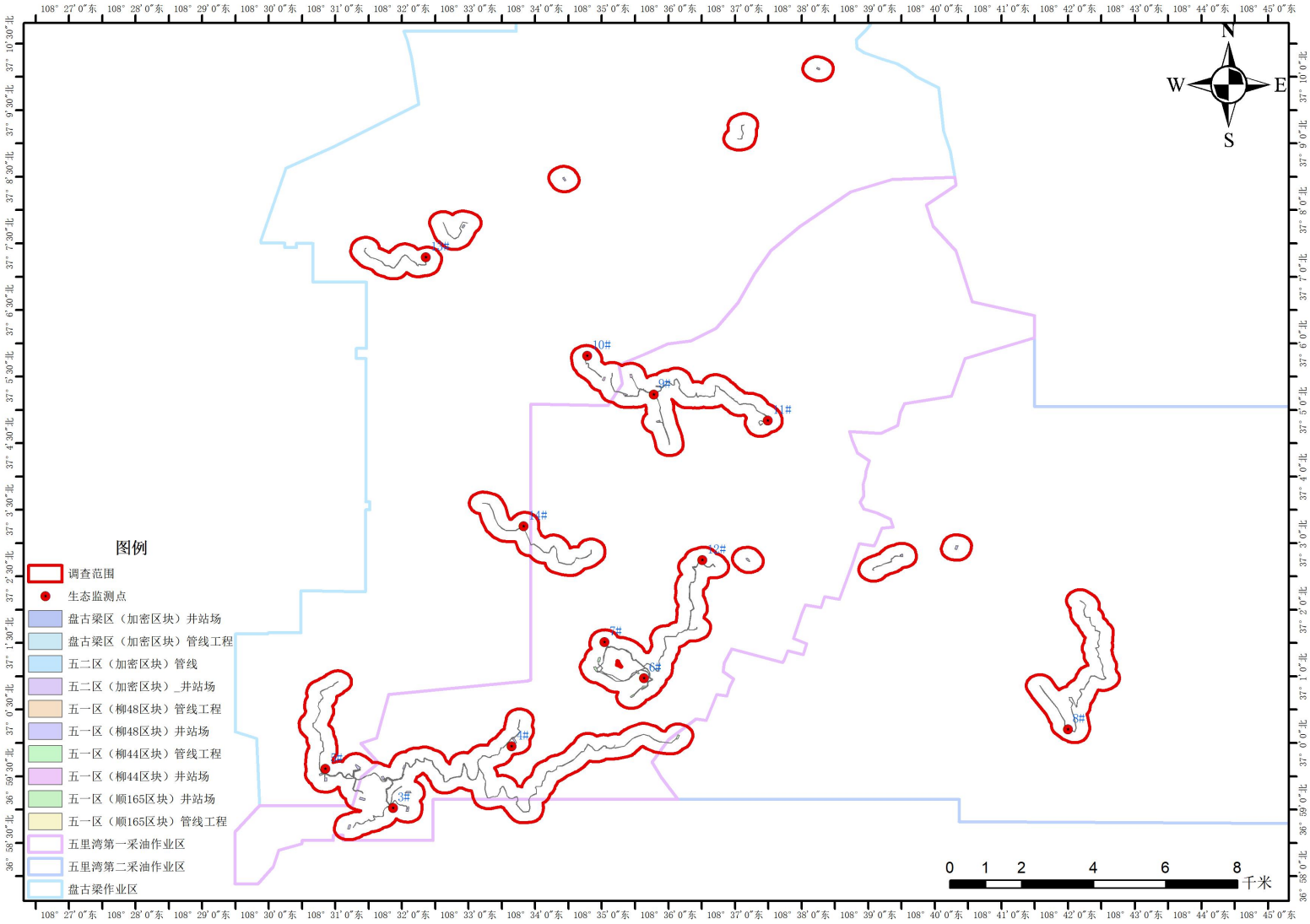


图 7.5-2　靖边油区生态监测布点图

7.6 生态影响评价自查表

表 7.6-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种；国家公园；自然保护区；自然公园；世界自然遗产；生态保护红线；重要生境；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域；其他R
	影响方式	工程占地R；施工活动干扰R；改变环境条件；其他
	评价因子	物种（/） 生境（/） 生物群落（蒿草类群类、沙棘群落、柠条群落、针茅群落、小叶杨群落、旱柳群落） 生态系统（草地生态系统、林地生态系统、农田生态系统、湿地生态系统、荒漠生态系统、城镇生态系统、） 生物多样性（/） 生态敏感区（二级公益林） 自然景观（/） 自然遗迹（/） 其他R（优先管控单元）
评价等级		一级 二级R 三级 生态影响简单分析
评价范围		陆域面积：（36.95）km^2；水域面积：（0.13）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集R；遥感调查R；样方调查、样线R；调查点位、断面；专家和公众咨询法；其他
	调查时间	春季；夏季R；秋季；冬季 丰水期R；枯水期；平水期
	所在区域的生态问题	水土流水R；沙漠化；石漠化；盐渍化；生物入侵；污染危害；其他
	评价内容	植被/植物群落R；土地利用R；生态系统R；生物多样性；重要物种；生态敏感区；其他
生态影响预测与评价	评价方法	定性；定性和定量R
	评价内容	植被/植物群落R；土地利用R；生态系统R；生物多样性；重要物种；生态敏感区；生物入侵风险；其他
生态保护对策措施	对策措施	避让R；减缓R；生态修复；生态补偿；科研；其他
	生态监测计划	全生命周期；长期跟踪；常规R；无
	环境管理	环境监理；环境影响后评价；其他R
评价结论	生态影响	可行R；不可行
注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

第 8 章　　环境风险评价

环境风险评价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供科学依据。遵照《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）和《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）的精神，以《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）为指导，通过对本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供科学依据。

8.1 风险调查

8.1.1 评价工作程序

本项目环境风险评价工作程序见图 8.1-1。

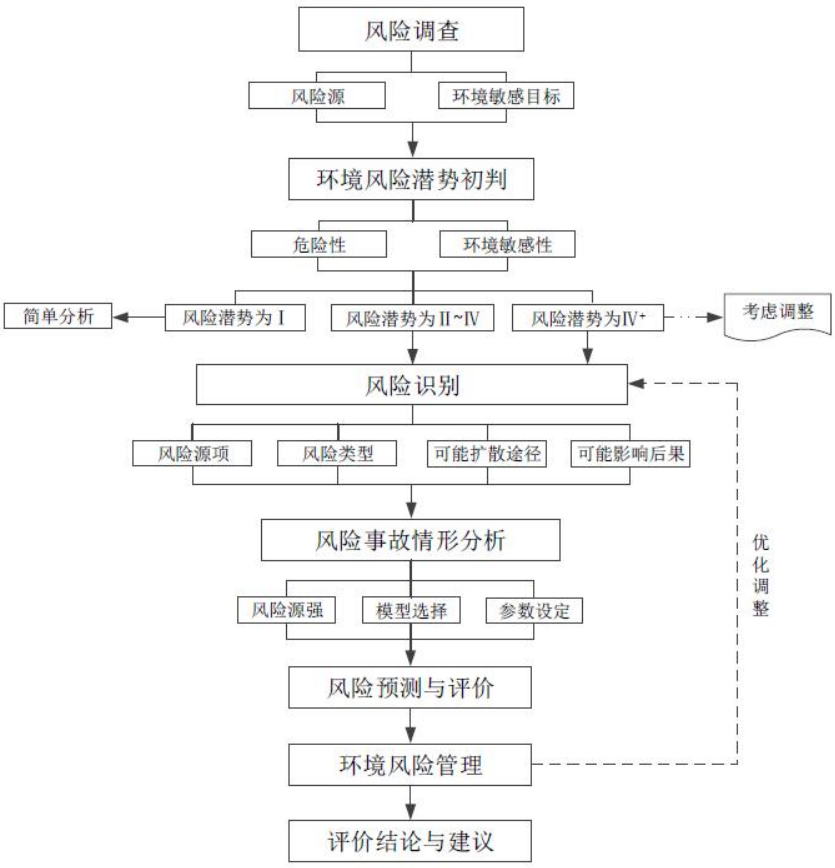


图 8.1-1 环境风险评价工作程序

8.1.2 风险源调查

本项目涉及的危险物质主要有原油、伴生气火灾爆炸事故次生污染物 CO 等，可能存在的风险单元包括钻采井场、原油集输管线等。

（1）井场

①钻采作业

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。

②采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；采出水回注井发生井管破裂，进而导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水。

（2）原油集输管线

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、植被造成影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏，会对下游地表水体造成污染，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。

8.1.3 环境敏感目标

本次评价环境风险敏感目标以井场、站场周边 2.5km 范围内、管线两侧 200m 范围居民点作为大气环境风险保护目标；地下水环境风险保护目标与地下水环境保护目标一致；地表水环境风险保护目标为高 333 至柳 88-25 脱出油管线跨越点至周河下游 2km 的周河水体。

8.2 评价工作等级

8.2.1 环境风险潜势初判

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：

$Q=q_1/Q_1+ q_2/Q_2 \ldots\ldots+ q_n/Q_n$

式中：q_1、q_2…q_n—每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1、Q_2…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≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

本项目为油田开发建设项目，项目涉及的危险物质主要为原油和伴生气。项目投运后，原油和伴生气主要通过管线集输，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。

本项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果见表 2.5-15。经以上分析，本项目各危险单元 Q＜1，该项目风险潜势为 I。

8.2.2 风险评价等级及工作内容

根据导则，判定本项目环境风险评价工作等级为简单分析，详见表 8.2-1。

表 8.2-1 评价工作等级判定表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
拟建项目	本项目原油集输管线的风险潜势为 I，各要素环境风险评价做简单分析			

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。本项目环境风险评价等级为简单分析，不设置评价范围。

8.3 环境风险识别

8.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质主要有原油、伴生气，以及火灾爆炸事故次生污染物 CO、SO_2，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 8.3-1。

表 8.3-1 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、SO_2
	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

各物料的基本性质如下：

（1）原油

原油主要理化性质见表 8.3-2。

表 8.3-2 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(℃)：-259.2	沸点(℃)：120～200℃
	比重：0.84～0.86(水=1)	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：＜28℃	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。	
	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	
毒性	LD50：500～5000mg/kg	
健康危害	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。	

由上表可以看出，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，本项目伴生气中不含硫化氢。伴生气主要理化性质见表 8.3-3。

表 8.3-3 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℃
	液态液化石油气相对密度为 4℃的水的 0.5～0.6 倍	气态液化石气油比空气重 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(℃)：-74℃	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）CO

原油、伴生气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 8.3-4。

表 8.3-4　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：carbonnomoxide
	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(℃)：-199.1		沸点(℃)：-191.4
	相对密度：(水=1)O.79		相对密度：(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(1(Pa)13.33(-257．9℃)		禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa)：3.50		临界温度(℃)：-140.2
	LC50：2069mg/m3（人吸入 1 小时）		
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：610		闪点(℃)：<-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
	燃烧热(J/mol)：285624	燃烧(分解)产物：二氧化碳
危险特性	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	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉	
健康危害	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。 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%；重度患者深度昏危迷、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^3	

（4）SO_2

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 SO2，其主要理化性质及危险特性见表 8.3-5。

表 8.3-5　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：SO2		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，具有室息性特臭。		溶解性：溶于水、乙醇。
	熔点(℃)：-75.3		沸点(℃)：-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℃）		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(℃)：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(℃)：无意义		闪点(℃)：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	侵入途径：吸入		

危害	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、声带痉挛而致室息。 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室息。 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^3

8.3.2 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、原油集输管线两个功能单元，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）原油集输管线

本项目井场原油主要通过管线输送至增压机组、接转站、脱水站、联合站等原油处理站场。本次工程拟建油气集输管线运行过程中存在的风险事故有原油集输管线等设备因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；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。

根据项目各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本项目分为采油及井下作业工程（包括试油、油层改造、采油生产和修井作业过程）、管道（包括输油管道及其附属设施等）等功能单元。

8.3.3 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、土壤等的不利影响。

（2）原油集输管线发生泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被产生影响；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；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。

（3）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；采出水回注井发生井管破裂导致套外返水，可能会污染地下水。

8.3.4 风险识别结果

综上所述，本项目主要危险单元包括井场、原油集输管线，危险单元的分布详见项目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 8.3-6。

表 8.3-6 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	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	

3	采出水回注	集输管线	采出水	泄漏	泄漏采出水渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产；若泄漏采出水进入包气带，会对沿线地下水水质产生影响。	地下水

8.4 风险事故情形分析

8.4.1 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 8.4-1。

表 8.4-1 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	1.00×10^{-4}/a
	10min 内储罐泄漏完	5.00×10^{-6}/a
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/a
内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	5.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-6}/m·a）
75mm＜内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	2.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	3.00×10^{-7}/（m·a）
内径＞150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	2.40×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-7}/（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。本项目原油集输管线工程中以南 9 增至南十二转输油管线在线量最大，高 333 至柳 88-25 脱出油管线跨越周河，以上河流跨越处环境风险较大。因此，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 8.4-2。

表 8.4-2 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	南 9 增至南十二转输油管线	泄漏	伴生气	管线破损、断裂发生伴生气泄漏事故	伴生气进入大气
2		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
3	高 333 至柳 88-25 脱出油管线	泄漏	石油	管线穿跨越处发生全管径泄漏事故	管线穿跨越处发生泄漏，泄漏原油直接排入河流
4	钻井井场	井喷	原油和伴生气	油井喷射的原油和伴生气	伴生气进入大气；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

8.4.2 源项分析

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：

$$V_{rel}=0.1781V_{pipe}\times F_{rel}\times F_{GOR}+V_{pre\text{-}shut}$$

式中：V_{rel}：原油泄漏量，bbl（1 桶=0.159m^3）；

V_{pipe}：管段体积，ft^3（1ft^3=0.0283m^3），管段长度按管线两阀室之间的长度计算；

F_{rel}：最大泄漏速率，取 0.2；

f_{GOR}：压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre\text{-}shut}$：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，典型管线泄漏量如表 8.4-3。

表 8.4-3 管线 100%断裂泄漏量

序号	管线	管径/mm	长度/km	管段体积/m^3	设计输油能力（m^3/h）	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）
1	南 9 增至南十二转输油管线	71	6.23	24.66	5.0（含水 40%）	0.75	0.105	0.855

8.4.3 现有工程环境风险事故分析

根据建设单位提供资料及企业现有的突发环境事件应急预案（2020 年）可知，

近几年榆林区域出现的环境风险有：桐寨作业区“3.26”污染事件，2015 年 3 月 26 日，桐寨作业区塞 372-18 井组至靖十增单井集油管线破损，造成约 1m^3 含水油泄漏，顺井场下山道路流下约 200 米，污染面积 40m^2，回收油泥 30 袋。出现事故的原因为：高含水油对管线造成腐蚀，扫线作业导致管线破裂而引发的一般环境污染事件。

事故发生后，及时采取了以下措施：

（1）快速、准确的分析判断突然事故发生管段的位置，及时切断管段上、下游的截断阀，同时组织了人力对原油泄漏危险区进行警戒；

（2）立即将事故简要报告了上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施；

（3）第一时间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了抢修。

（4）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。

在采取以上措施后，管道泄漏及时得到了有效控制，对地下水和土壤的影响在可控范围内。在险情排除后迅速清理了应急现场，对原油进行了回收，少量无法回收的原油，在当地环保局的批准下进行了妥善处理。

8.4.4 事故案例分析

本次评价收集了部分油区开发的典型事故案例，详见表 8.4-4。

表 8.4-4 典型事故案例

项目	事故概况	事故原因
案例 1	2003 年 10 月 28 日，吐哈油田分公司采油厂在柯 14 井安装单井罐时，由于罐内留有残液，残液在罐内挥发形成了爆炸性混合气体，并且达到了爆炸极限。在焊接过程中爆炸性气体顺排气管排出时，遇焊接明火，引爆了罐内爆炸性气体，发生了油罐爆炸着火事故，造成 5 人死亡、2 人重伤、1 人轻伤。	本次事故原因为作业人员严重违反安全操作规程。
案例 2	2009 年 12 月 30 日零点 30 分，中石油值班人员发现刚开通的兰郑长成品油输油管道渭南支线流量异常变化。经巡线员出站巡视，发现在距站约 2.75 km 处发生成品柴油泄漏事故。由于事故发生地点距离渭河一级支流赤水河仅 40m。泄漏的成品柴油通过河畔砂质土壤渗入赤水河内，对黄河下游三门峡市群众饮水构成直接威胁。本次事故抢险共动用了十六七家石油维修抢险队、机械设备 180 多套、工程车辆近 200 余辆，在赤水河及渭河共设置拦油带 20 道，参与抢险人员总计达 700 余人。在相关部门协力	本次事故中共有约 100 m^3 柴油泄漏，经对漏油点开挖检查，初步分析事故原因为第三方施工破坏所致。

项目	事故概况	事故原因
	配合下，至 2010 年 1 月 4 日，入黄断面石油类指标恢复正常水平。	
案例 3	2007 年 8 月 29 日，第四采油厂靖边云盘山作业区罗一拉转油站因连日降雨山体滑坡导致管线断裂，外泄原油顺延河支流杏子河扩散，造成榆林市靖边县、延安市志丹县境内部分河道被污染。	因洪水、泥石流、山体滑坡等灾害引发输油管道断裂、原油泄漏污染事故。
案例 4	2010 年 8 月 28 日下午，第四采油厂车道湾集油站输油管线因腐蚀破裂，致泄漏原油沿红石沟河道流了 4km 长。接到泄漏报告后，安塞县环保局和第四采油厂连夜组织 300 余人排污抢险，29 日将泄漏原油清理完毕。	因管道腐蚀导致原油泄漏事故
案例 5	2015 年 3 月 26 日凌晨，长庆油田第九采油厂起二增到吴一转之间的管线破损，破损管道半径 114mm，泄漏原油初步估计在 20m3 左右。现场原油顺山坡林地流下总长约 800m，包括一段 50m 长的涵洞，平均宽度为 50cm。由于泄漏点均在沟谷内，附近都是干沟，无地表水 体，所以泄漏原油没有对地表水产生影响。抢险队员通过采取筑堤、挖坑，设置草袋、吸油毡等措施逐级收集渗透在沟谷土壤表面的原油，减缓原油进一步向下游蔓延。	管线老化腐蚀所导致的泄漏。

8.5 风险影响分析

8.5.1 井喷事故影响分析

8.5.1.1 事故过程分析

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。

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。

本油区开发至今，油层压力分布规律已基本掌握，储层物性及基本特征已基本

清楚，所以发生井喷的几率很小，远小于全国平均水平；并且长实集团在钻井和井下作业过程中采取了相应的防井喷措施，因此，本项目发生井喷的可能性极小。

8.5.1.2 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。

8.5.1.3 井喷对水体的污染和影响

如井喷喷出的是原油和水的混合物，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。

8.5.1.4 井喷对土壤的污染和影响

若井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，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。许多研究表明，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，一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

8.5.1.5 井喷对周边声环境的污染和影响

当井喷喷出的伴生气产量较大时，放喷管线喷出的伴生气对空气的蠕动会产生很高的气流噪声。放喷点火后，大量伴生气的燃烧也将引起很大的噪声。离放喷口（即点火处）60~80m 进行的噪声测试显示，其值可达 100dB（A）左右。高强度的噪声，不仅严重影响到井场员工和附近村民的身心健康，使其心情烦躁不安，同时也造成井场员工语言交流困难，给抢险施工作业带来不便，并容易造成安全事故，此外也会对放喷点火口周边的家禽造成一定的危害和影响。

8.5.1.6 井喷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，使农作物受到一定程度的污染，并可能通过食物链而影响到人类健康；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。

根据调查，建设单位在钻井期间未发生任何程度的井喷等风险事故。

8.5.2 套外返水对地下水影响分析

对地下水有影响的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水头差的作用下由含油层上窜可能直接进入含水层污染深部承压水，套外返出水也可通过包气带向下垂直渗透污染表层潜水，污染除发生在近地表的潜水含水层，还会污染深部承压水含水层。详细见地下水环境影响评价专题。

采油井通过套外水泥将套管与地层之间进行封闭，注水井与采油井工艺相同，且上有封套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；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，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水的污染；不易发生泄漏。

8.5.3 管道原油泄漏事故影响分析

（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，原油与土壤年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 0～20cm 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）对地表水环境的影响

在正常生产情况下，本项目管线均为密闭输送，无生产废水产生，管线维护依托起终点站场工作人员，无生活废水产生，因此本项目在正常状况下不会对地表水环境产生影响。

本项目部分管段跨越周河和部分冲沟等，若穿跨越工程发生泄漏，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，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。

（3）对地下水的影响

管线泄漏的油品下渗从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，加强巡检力度，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，委托有资质的单位进行转运处置，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。

（4）管线泄漏对植被的影响

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性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。

8.5.4 封井环境风险影响分析

项目进入退役期后，建设方将对注水井以及采油井进行封井，封井环境风险主要体现在封井不严，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，该事故与套外返水对地下水的影响分析一致。

8.5.5 风险评价

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，环境风险事故类型主要为井喷、套外返水事故、原油管道泄漏。通过采取可靠的安全防范措施、规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄露、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。项目在满足环评提出的各项要求前提下，切实落实各项安全管理措施，发生事故的可能将进一步降低，项目选址和建设从环境风险角度考虑是可以接受的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 8.5-1。

表 8.5-1 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	第三采油厂 2025 年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）			
建设地点	（陕西）省	（榆林、延安）市	（/）区	（定边、靖边、志丹、吴起）县
地理坐标	经度	108.049819	纬度	36.982862

主要危险物质及分布	危险物质有原油、原油伴生气，危险单元主要分布于井场和集输管线。
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷事故、原油泄漏和采油井套外返水事故对环境空气及水体的污染。原油泄露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，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。
风险防范措施要求	制定风险应急预案，尤其是原油火灾爆炸应急预案，降低事故风险损失；油井套管水泥返至洛河组，截断套管外各水层之间的水力联系，从根本上解决地下水串层污染问题。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明） 本项目涉及井场 26 座，采油井 46 口、注水井 41 口，产能规模约 4.8×10^4t/a；新建输油管线 57.95km，输水管线 34.04km，集气管线 8.27km。本次评价重点关注风险单元为钻采井场、原油集输管线。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，评价等级为简单分析。	

8.6 风险防范措施

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。

8.6.1 企业现有风险防范措施

根据调查第三采油厂现有工程采取的环境风险防范措施主要包括井场风险防范措施（严格执行《钻井井控技术规范》，防治井喷井漏事故）、地面站场风险防范措施（原油储罐按规范要求设防火堤、防火堤内设置集水设施和截油排水装置和防渗措施、安装火灾设备检测仪表）、油气集输管道风险防范措施（严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）和《输气管线工程设计规范》（GB50251-2015）的要求进行施工、跨越道路段管线应加厚管壁、管线经过不良地段采取环保及水土保护措施、定期测量管线的内外腐蚀情况、加大巡线频率）、套外反水防治措施、油罐车运输事故的控制和防范措施、水源地集水区面积内工程风险防范措施，并制定了环境风险应急预案。对于人为因素引起的事故，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；对于自然因素导致的事故，第三采油厂已配备各种风险防范措施进行预防。第三采油厂为了及时、有效、安全地处置各类突发环境事件，建立健全了企业应急机制，提高了企业预防和有效应对

突发环境污染事件的能力，保障企业职工与社会公众生命健康和财产安全，保护环境。

根据调查，除了井场风险防范措施、地面站场风险防范措施、油气集输管道风险防范措施、套外反水防治措施、油罐车运输事故的控制和防范措施、水源地集水区面积内工程风险防范措施等工程措施外，第三采油厂在周河、杏子河上游等敏感水域建设拦油坝 4 座，对周河、杏子河上下游及其支流上的多处管道、站场隐患预防环境事故。同时拥有二级应急库多座，应急物资库按照油田公司应急器材配置标准，主要储备防护、消防、照明、检测、环保等应急器材，能够满足第三采油厂开采区域风险处置应急需求。

第三采油厂制定了突发事件应急预案，同时针对每年的产建项目制定相应的突发事件应急预案并按规定报生态环境主管部门备案。采油厂及项目组每年组织二次及以上应急预案演练；作业区每季度组织一次应急预案演练，各站场每月组织应急处置措施演练一次，以提高防范和处置突发性环境污染事故的技能，增强实战能力。

第三采油厂通过在历年产建开发中不断强化风险防控，持续落实环保责任，严格环保隐患排查与治理，已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系与现有的风险防范措施。截止目前未发生较大规模污染事故，现有工程环境风险防范措施有效总体可行。

8.6.1.1 依托工程环境风险防范措施

根据采油厂应急预案，同时结合现场踏勘情况，本项目依托及区域内其他现有工程已采取的风险防范措施见表 8.6-1。根据企业现有工程的运行情况，第三采油厂已采取的风险防范措施总体有效，本次工程依托现有部分风险防范措施可行。本工程建成运行后应将现有工程纳入上述风险管控体系中进行管理。

表 8.6-1 现有工程采取的风险防范措施一览表

序号	类别	已采取措施
1	地面建设	①区域布置：井场、增压点、联合站等站场与居民区、村镇、相邻建构筑物和公路的防火间距均满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）的规定； ②站内各建、构筑物严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）的规定的防火、防爆间距分区布置； ③通风措施：可能散发易燃、易爆、有毒介质的室内场所设置机械通风装置，正常通风换气次数为 6～8 次/h，事故通风换气次数为 12 次/h，确保室内可燃、有毒介质浓度在安全范围内。

2	站场	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； ②安装火灾设备检测仪表、消防自控设施； ③设置了可燃气体报警装置； ④防火堤、隔堤应采取防渗措施，保证密实性； ⑤在井场内设置防渗漏、容积满足要求的事故应急设施，集油槽、污油池等。
3	井场	①表层套管下深满足井控安全，进入稳定地层 30m 以上，固井水泥返至地面，且封固良好。油井井身均采用套管和水泥环结构进行固井，套管选择优质的防腐钢制套管，保证固井质量，确保井筒与含水层之间完全封闭； ②安装井控装置：防喷器、四通、节流、压井管汇及防喷管线的压力级别，原则上应与相应井段中的最好地层压力相匹配； ③油管与套管之间设置封隔器，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； ④生产套管固井质量检测要求：水泥凝固 48h 后检测胶结质量，水泥胶结质量采用声幅测井（CBL）和变密度测井（VDL）综合解释评价固井质量。
4	集输管线	①定期检测管道的内外腐蚀情况，避免发生管道泄漏事故； ②管线沿线设有截断阀和压力检测装置，当发生管线泄漏事故时，压力检测装置及时响应，并启动截断阀，使原油的泄漏量控制到最小。 ③定期检查管道安全保护系统（如截断阀、安全阀等），使管道在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度。 ④定期巡线，发现对管道安全有影响的行为采取相应措施并及时向上级汇报； ⑤穿跨越河流处设置套管。
5	隐患治理	开展年度隐患治理工程

8.6.1.2 钻井作业区环境风险防控与应急措施

（1）施工期风险防控和应急措施

①合理布置井位，严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，井口距离村庄 100m 以上；

②钻井期间井口安装防井喷装置，严格遵守钻井安全规定；

③使用的泥浆参数必须符合钻井技术规定，定期检查泥浆比重和黏度；

④修井采用清水循环压井技术，在钻井台等场所设置通风系统以及烃类气体探测器，探测扩散聚集的烃类气体；

⑤井场周围设置土堤，防止发生井喷事故时原油流出场外，制定泄漏原油回收方案。

⑥加强作业人员操作规范，提高操作人员安全生产意识；

⑦开工前制定应急预案，一旦发生事故，作业人员立即启动防范措施，控制井喷等事故，切断污染源，同时对泄漏原油进行围堵，防止污染扩大。事故处理结束后，由采油厂组织人员对井场周边散落的残余原油，粘有原油的土壤进行回收处理，将污染事故的环境影响降到最低。

（2）运行期风险防控与应急措施

①井场地面平整，并设置0.5m高围墙，井场内设置集水渠、集油槽、雨水收集池、含油污水池等装置，井场入口设置挡水条。确保发生井喷等重大泄漏事故时将井喷污染物控制在井场内，不进入外环境；

②各作业区集中设置危废暂存点，并按要求进行防渗处理。

8.6.1.3 站场环境风险防控与应急措施

（1）截流及事故收集措施

①各联合站、转油站内部进行雨、污分流，站内建设雨水和污水管网，对雨水和污水进行分流收集，防止污水及初期雨水外流出站外；

②站内生产区域地面全部硬化处理，原油储罐区设置防火堤，防火堤容积可容纳单罐泄漏的最大量，保证防火堤密封和防渗，防火堤设置排水口，雨水较大的情况下可及时排空雨水。正常作业情况下，雨水阀门处于关闭状态。

③原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，可以手动控制，储罐区进料口和出料口全部设置截止阀，确保事故状态下第一时间切断泄漏源。

④各站设置含油污水三级隔离池，并对隔离池进行防渗处理，设置提升装置，保证池内液体能及时回收。

⑤站内设置安全环保岗位，对截流设施，截断阀，防火堤雨水阀门等进行专人管理。

（2）泄漏预警与防护措施

站场内部设置有毒有害气体泄漏监控预警系统及紧急切断阀门，能在紧急情况下关闭阀门，起到预警与切断的应急措施。

8.6.1.4 管线环境风险防控与应急措施

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

（2）管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。管线两端安装截止阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，将原油泄漏量控制到最小。

（3）定时对管线进行巡视，按照中石油输油管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查。

（4）若发现管道漏油事故的发生，第一时间启动应急预案，启动管线两端截断阀、明确泄漏点，控制污染源，若泄漏点在非河流地带应派人立即收集泄漏到土壤表层的含油土壤，并送往有资质的单位进行处理。

（5）若泄漏点处于河流表面，立即派人对河流表面的原油进行围堵，利用吸油毡等材料控制原油蔓延。对于穿越河流的主要集输管道，在河流岸边设置岸边事故池，将泄漏原油收集至事故池内，事故池容积不小于穿越河流管道内原油含量。

8.6.1.5 套外返水风险防控与应急措施

针对套外返水造成的环境风险，现有环境事故应急计划包括：

（1）确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

（2）监控回注井运行情况，发现运行故障或运行异常及时采取措施。一旦发生污染事故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,与地方环境监测站建立应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测。

8.6.1.6 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 8.6-1。

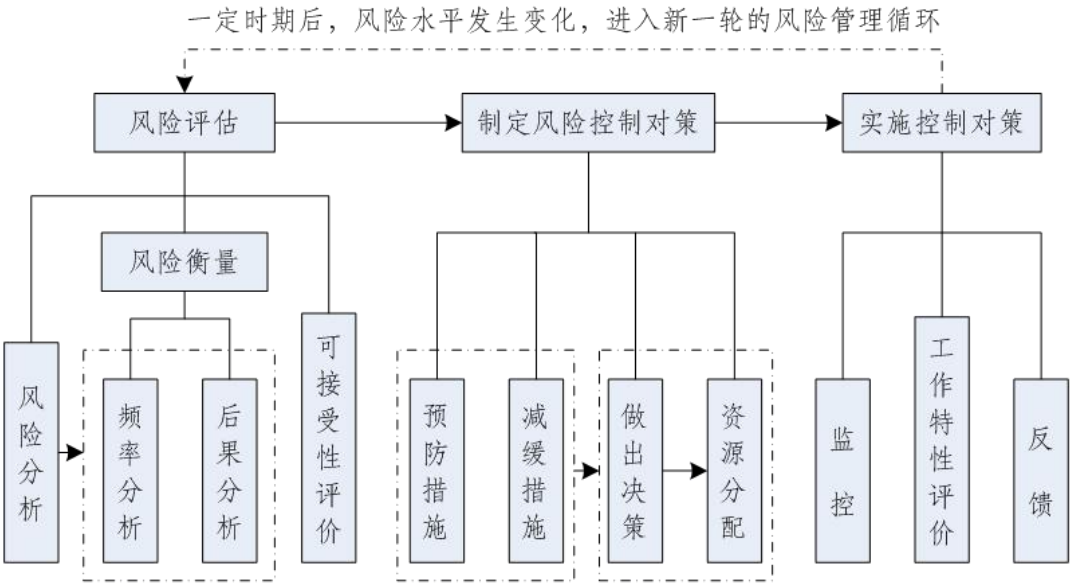


图 8.6-1 风险管理过程示意图

8.6.2 环评补充及强调的风险防范措施

第三采油厂现有工程针对可能出现的环境风险制定了相应的防范措施，对油田的安全生产和环境保护发挥了积极的作用。由于油田开发是一个系统工程，包括的站场、井场、管线类型比较多，本评价在现有工程已采取风险防范措施的基础上，针对本项目实施的具体工程对风险防范措施提出了相应的补充和强调。

8.6.2.1 井喷的防治

（1）井位布设远离居民点、河流，钻井期严格执行《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进行循环；

（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。

8.6.2.2 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 8.6-2。

表 8.6-2 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

8.6.2.3 套外返水风险防范措施

根据建设单位提供，针对套外返水环境风险事故，设计已采取的措施包括：

（1）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。

（2）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。

在采取以上措施后，可保证发生套外返水事故时废水不外排。为防止事故时对周边地下水、土壤环境的影响，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（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）根据事故状态下回注水中的污染物特征，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，有地方监测站实施跟踪监测；

（5）事故情况下地下水环境监测应选择如下因子：pH值、石油类、总硬度、总溶解性固体等，监测频率不小于1次/h，监测数据应及时上报有关主管部门；

（6）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。

（7）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。

8.6.2.4 井场环境风险防范措施

（1）井场参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》（陕环办发〔2016〕31号）和《榆林市油气田开采清洁文明井场验收标准》（榆政环发〔2017〕69号）

要求建设，第三采油厂落实钢筋混凝土集油槽和污油池的建设，并铺设防渗布，保证事故泄漏原油可自流进入污油池，污油池采用混凝土结构并进行防腐。

（2）落实井场雨水导排沟和雨水蒸发池建设，雨水可自流进入雨水蒸发池，且不流出场外。

（3）井场外设置截洪沟，确保雨季场外雨水不流入井场内造成溢流。

（4）井场设置视频监控系统和可燃气体报警监测装置，对井场实时情况进行在线观测。

（5）井场施工时应进行分区防渗，严格按照环评要求采取相应防渗措施。

8.6.2.5 管线泄漏的防治措施

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。穿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，项目区一般要求为 1.4m 以下；

（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护措施；

（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、转角庄、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）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。

（10）管线在穿越河流、沟谷时应当采取以下措施：

①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。

②穿跨越河流冲沟时需合理确定管道的稳管结构形式。本项目河流、冲沟穿越均采取桁架跨越方式，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，稳管方式采用塔架、拉索结构，同时采取相应的监控和定期检修措施。

③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。

为进一步加强河流风险防范措施，评价要求建设单位提高事故应急反应，从源头上加强管线监控，采取增加跨越段管壁厚度和设置套管的方式，防止泄漏原油入河。管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。

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）在穿跨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、并行管线泄漏预防

风险措施见表 8.6-3。

表 8.6-3　　并行管线风险预防措施

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

管段	类别	项别	设备、技术措施
		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

8.6.2.6 管线穿跨越风险防范措施

为降低管线穿跨越段的环境风险，对穿跨越段管线采取以下风险防范措施，详见表 8.6-4。

表 8.6-4 穿跨越段管线风险防范措施

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≤30mm 时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径>30mm 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。
运行	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。

根据核对，本项目高 333 至柳 88-25 脱出油管线跨越周河，对于跨越河流的管道提出以下针对性风险防范措施：

（1）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。

（2）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。

（3）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，及时发现所有的不正常现象。

（4）建立地表水动态监测方案，在周河管道跨越点下游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。该断面监测可兼顾周河其他跨越管道的下游断面监测，纳入现有地表水监测计划。

（5）在输油管道跨越断面处附近设置小型应急物资储备点，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。

建设单位应在已有风险防范措施设施基础上进一步加强完善，一方面从源头上加强管线监控，在敏感区上游河段跨越工程处采取套管或加厚管壁等风险防范措施，在跨越工程两端设置自动截断阀，一旦管道原油泄漏，自动截断阀立即启动，关闭输油系统。另一方面，提高事故应急反应，充分依托现有周河拦油设施，防止泄漏原油污染地表水体。

8.6.2.7 水源地环境风险防范措施

1、项目对水源地环境风险影响

项目在地面工程布设中对上述水源地采取了避让措施，新建井场、集输管线均不在划定的水源地集水范围内。正常情况下，施工期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集中处置单位填埋或制砖处置。试油废水处理后达标回注，不外排；施工场地设防渗旱厕，粪便定期清运，盥洗废水可就地泼洒用于施工场地抑尘。运行期油田采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；措施返排液用罐车拉运至依托现有措施返排液处理站处理后达标回注，不外排。正常情况下，施工期、运行期废水零排放，不会对水源地造成不良影响。

经校核，距本项目较近的水源地为靖边县周河饮用水水源地、王瑶水库饮用水水源地。通过核实，工程建设内容均未进入上述饮用水源保护区范围内，高 333 至

柳 88-25 脱出油管线在周河饮用水水源地保护区下游 3.2km，高 223 至南十转出油管线距离王瑶水库准保护区的最近距离为 1.82km，布置在其径流补给区内。

事故状态下，输油管线、罐车泄漏事故等可能会对周河地表水体和王瑶水库饮用水水源地产生间接影响，因而要求建设单位加强管理，严格执行各项规章制度，从施工期、运行期、闭井期每一个细小环节做起，采取必要的工程技术措施和事故风险防范措施和应急预案，坚决避免各项事故的发生，一旦发生事故立即启动应急预案，层层把关，分工负责，把事故对地表水环境的风险影响降到最低。

2、水源地保护措施

（1）管理措施

①严格水源地保护区的管理规定，禁止在水源地范围内进行开采。在距离水源地较近的区域进行油气田勘探和开发活动，要严格执行环境保护各项法律法规和建设项目环境影响评价等规定，抓好源头防范。

②建立完善巡护队伍，保护好输油管线，防止自然和人为因素破坏输油管线，有效地减少由此产生的环境污染问题。

③项目所在井区应结合自身特点，制定应急预案，并每季组织开展一次环境污染事故应急处置活动，进一步加强了应急管理。

④严格落实油田泄漏的“三防四责”的责任体系。井场需配套管道集输系统，井场周围修建加高砖混围墙，加强井口、集油槽及地面污油污水池的管理，井场外侧修建排洪渠，保证井场周围雨水畅通，不蓄积等措施，最大限度的降低对水源保护区的影响。

⑤强化敏感区应急物资储备，井场吸油毡、灭火器、消防铁锹等应急物资，并确保充足的抢险物资，最大限度的降低对水源保护区的影响。

（2）施工期保护措施

①严格操作程序，钻井废水、废弃泥浆等必须排入防渗泥浆罐内，严禁溢流现象发生，严禁外排；待钻井结束后在泥浆罐内及时进行无害化固化处理。

②试油时要求按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，试油废水外包处理，处理后达标回注，不外排，井场铺设高分子土工膜，及时回收落地油，要求落地油全部回收利用，不外排。

③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》，加强对污水、污物、钻井药物的管理、回收利用，严禁随意丢弃、排放，避免跑、冒、滴、漏现象发生。

④生活污水收集后，用于施工场地抑尘，不外排。

（3）运行期保护措施

①油田采出水和其他生产废水经处理达标后回注油层，回注率必须达到100%，严禁偷排或其他形式处理含油废水。修井、洗井要按照带罐上岗作业模式，及时回收落地油和含油污水，严禁外排、偷排。

②污油、含油污泥属危险废物，要严格按照危废储存、处置要求进行处理。

③针对评价区地貌特点，对输油管线可能遭遇不同的破坏因素，要求采用不同的管线防渗和保护措施。

自然因素所造成的管线破裂主要是山体塌方、雨季山洪冲断和冬季管线冻裂；主要措施为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，设计敷设线路时避开洪水汇集口；管线埋设时应在冻土层以下，同时采用管线防腐保温措施，以保证油气畅通。

人为因素主要是不法分子在利益的驱动下偷油破坏管线及修路平整土地等施工误伤输油管线。

主要保护措施为加强巡线，随时做好抢修和应急联系准备，并做好平时抢修队伍训练和工作演练，在最短的时间内把泄漏到外环境中的原油清理干净。

④严防各种事故的发生

在设备技术上做改进，采用高质量防腐蚀新型输送管线和先进的监控手段，防止原油的泄漏。在人员素质和管理水平提高上下功夫，严格定期检查监测制度，积极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平。对运油车辆要加强维护和管理。

⑤拉运车辆配备必要的风险防范措施，如吸油毡等，在发生事故时及时报警并采取相应的自救措施，控制油品下渗污染风险；在事故处置过程中，严格按照规范清理受污染土壤等，防止下渗污染地下水。

（4）闭井期保护措施

闭井期严格按照规范要求进行封井处理，制定统一的管理和巡查体系，将封闭井口按照简易封井、机械封井、水泥管封井和永久封井等将井口位置、封井方式、井筒工艺、井口描述、压力情况、周边环境、巡检周期与停产日期等内容统一录入封井名录并定期上报当地环保主管部门。封闭井场需指定专人负责，除日常巡查外还应制定安全生产的保障措施，确保封闭井口巡查到位和措施有效，切实提升对封闭井口危险因素的防御能力。

（5）工程技术措施

①引进管道漏失报警定位技术，加强对水源地周边原油管线运行状况的实时监测和管理，及时发现破漏点，采取应急处理措施，减少环境污染和损失，为集输管线的安全运行提供有效的保障手段。

②有计划及时更新集输管线，避免管线腐蚀引发的地下和地表水污染。

③井场应严格按标准化井场“两池一沟”要求建设，井场外围设排洪沟，井场内部修筑落地污油回收池、雨水蒸发池、导油槽等防洪、防污措施，从源头上避免风险事故对水环境的污染。

8.6.2.8 固体废物运输车辆风险防范措施

（1）严格操作程序，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6～9）在井场内设有三防措施的设施内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，按照《榆林市生态局关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通知》（榆政环发[2020]113 号）、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发[2015]170 号）要求在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至就近专业单位进行集中处置，最终委托相关单位集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。

（2）井场钻井时铺设双层防渗布（防渗布接口处密封），防渗布周围设置 10cm 高的围堰，及时回收落地油，要求落地油全部回收利用，不外排。

（3）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》，加强对污水、污物、钻井药物的管理、回收利用，严禁随意丢弃、排放，避免跑、冒、滴、漏现象的发生。

（4）油田采出水和其它生产废水经处理达标后回注油层，回注率必须达到100%，严禁偷排或其它形式处理含油废水。修井、洗井要按照带罐上岗作业模式，及时回收落地油和含油污水，严禁外排、偷排。

（5）污油、含油污泥属危险废物，要严格按照危废储存、处置要求进行处理，运输有毒有害物质、油类的车辆不准进入水源保护区。

（6）加强危废运输车辆的监管，禁止报废车、自行改装车参与运营。定期对车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保车辆不带病上路。

（7）确保车辆按规定的线路、速度行驶，停放，严禁危废车辆穿越水源保护区。车辆发生运行事故时，应及时向上级部门和应急管理部门汇报，及时处理。

（8）一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对环境的影响降低到最小程度。

8.7 应急预案及应急措施

8.7.1 应急预案

长庆油田分公司第三采油厂已编制《长庆油田分公司第三采油厂（靖边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，并在榆林市生态环境局靖边分局备案（备案号：610824-2024-007-M）、榆林市生态环境局定边分局备案（备案号：610825-2024-004-L）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。应急预案的内容满足《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）突发环境事件应急预案编制要求，按照应急预案要求进行了定期演练，建设了相应的应急物资储备库。本项目建成后按要求对应急预案进行修订并备案。

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 8.7-1 长庆油田公司第三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、工作原则、适用范围、事件分级分类、应急预案体系
2	基本情况	第三采油厂基本信息、产建区块油藏特征、工艺简介、污染物排放、环境概况、环境保护目标、环境功能区划及环境标准
3	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（第三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）
4	预防与预警	预防措施（危|险源监测与控制、风险管理措施、危险源预防措施）、预警措施（预警信息的获取途径、预警信息的发布程序、进入预警状态后应采取的措施、预警级别的调整和解除）
5	应急响应	分级响应、信息报告、信息通报、应急准备、应急监测、现场处置、受伤人员救治、安全防护、信息发布、应急终止。
6	后期处置	调查与评估、善后处置、恢复重建
7	应急保障	应急队伍保障、经费保障、应急物资和装备保障、通信与信息保障、医疗卫生保障、人员防护和工作生活保障、需要加强的环境应急能力
8	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案修订、预案备案、责任与奖惩
9	附则	预案签署与解释、修订情况、实施日期
10	主要附件	附件 1 第三采油厂应急队伍分布图 附件 2 长庆油田分公司第三采油厂应急人员名单 附件 3 长庆油田分公司第三采油厂应急专家组成员 附件 4 第三采油厂专业应急队伍联系方式 附件 5 长庆油田分公司第三采油厂消防大队应急队伍及车辆配置统计表附件 6 保安大队应急队伍统计表 附件 7 非专业应急队伍统计表 附件 8 第三采油厂应急物资库联系方式 附件 9 第三采油厂应急物资库配置表（一) 附件 10 长庆油田分公司第三采油厂应急器材配置表（二)
		附件 11 第三采油厂应急物资库分布图 附件 12 长庆油田分公司第三采油厂拦油设施统计表
11	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故专项应急预案 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：环境突发事故专项应急预案 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

项目事故应急预案框图见图 8.7-1。

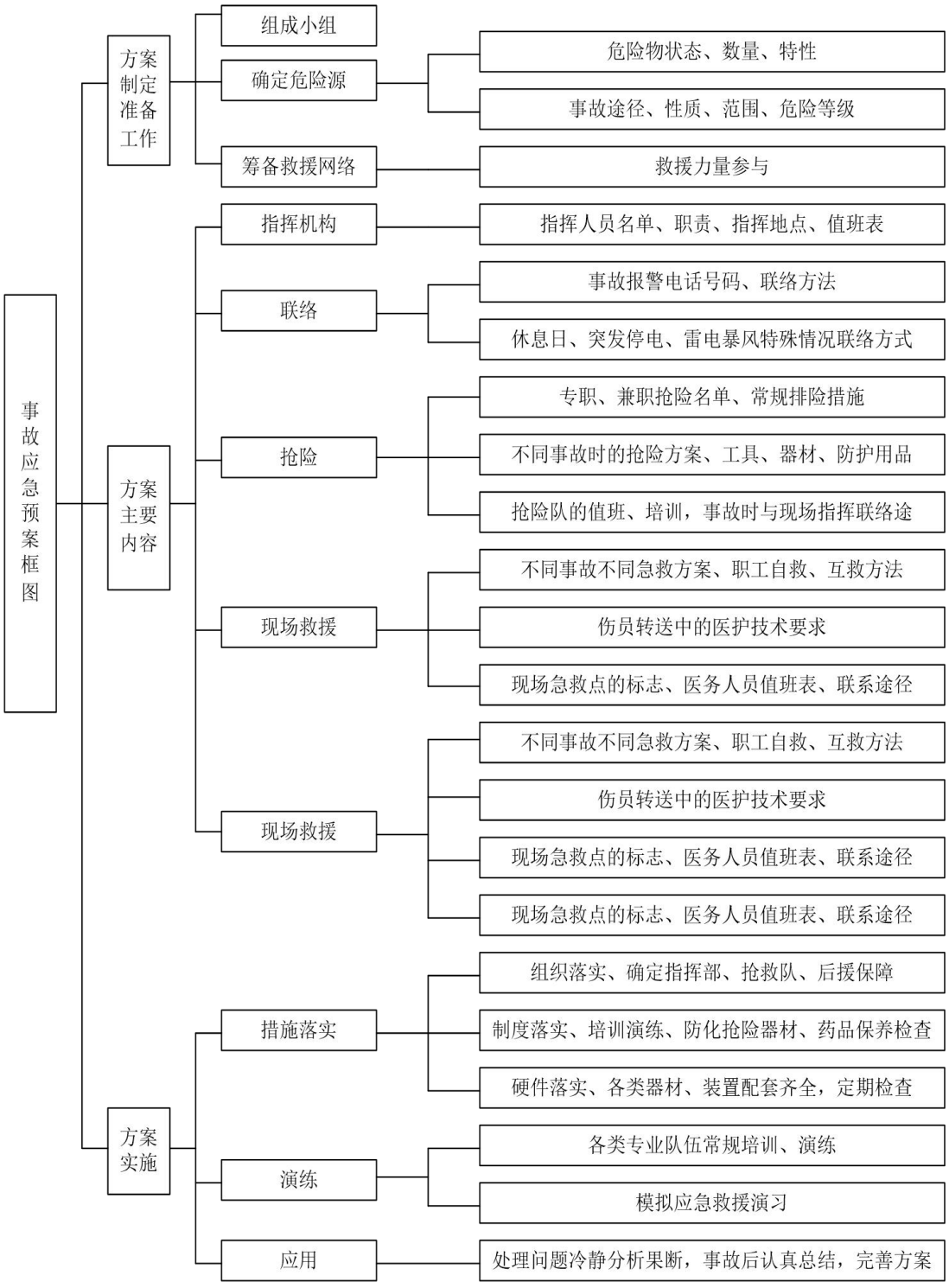


图 8.7-1　事故应急预案框图

8.7.2 突发环境事故应急措施

8.7.2.1 应急响应

（1）一级响应时，由长庆油田生产运行部和有关部门组织实施。

（2）二级响应时，由油田公司生产运行部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及时报告地方生态环境局、政府和油田公司质量安全环保部，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。

（4）三级响应，启动第三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。

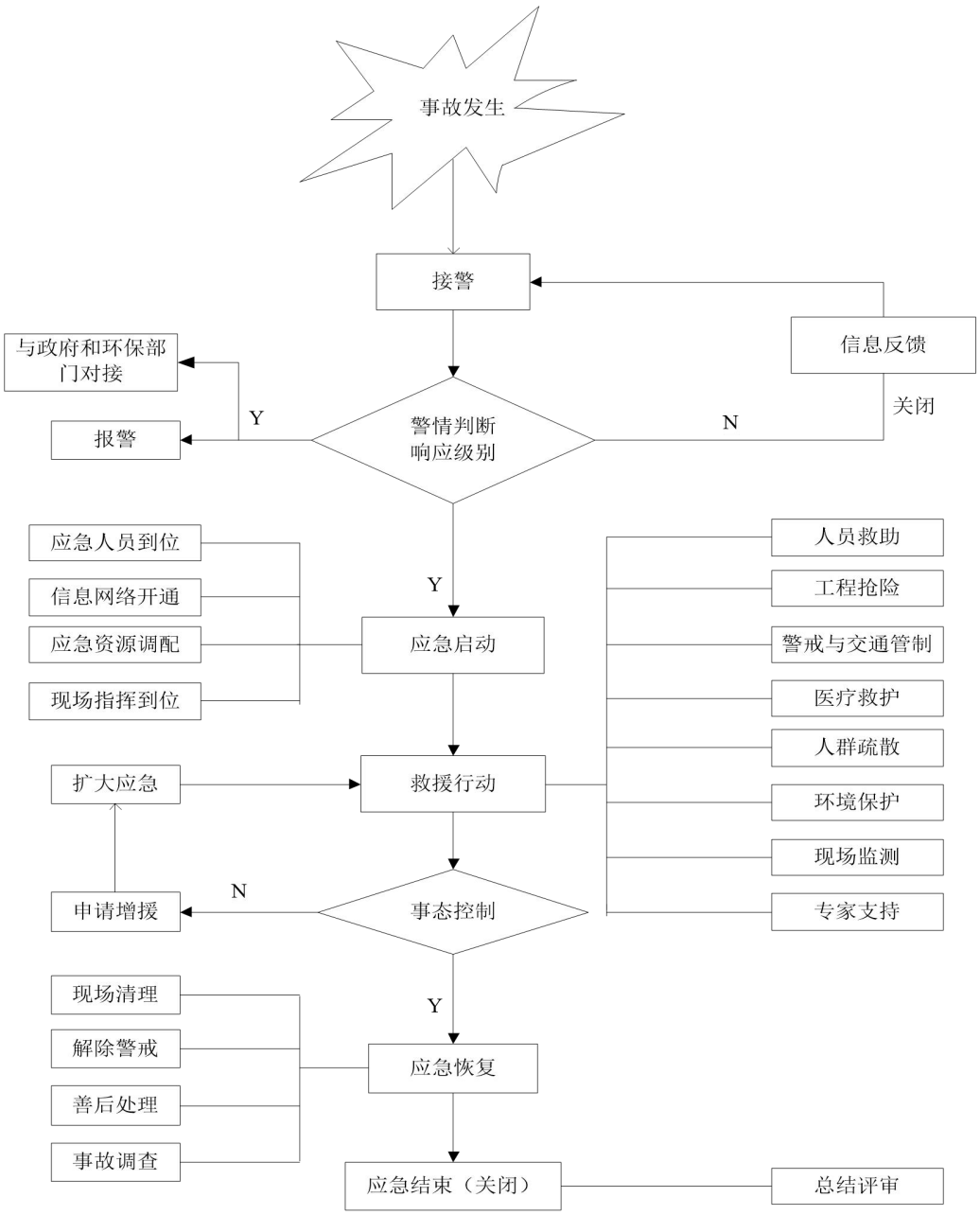


图 8.7-2　第三采油厂突发环境事件应急响应过程流程图

8.7.2.2 应急监测

当发生事件导致环境污染事件发生时，第三采油厂应急工作小组应快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点，委托榆林市生态环境监测中心站或社会第三方

监测机构等具有资质的单位对事件现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事件的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，给出定性、半定量和定量监测结果，确认污染事故的危害程度和污染范围等，为指挥部们提供决策依据。

应急监测方案如下：

（1）应急监测因子

大气：非甲烷总烃、硫化氢、一氧化碳；

地表水：pH 值、石油类；

地下水：pH 值、石油类；

土壤：pH 值、石油类、石油烃。

（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地表水污染事件应急监测

根据事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，以事发地为中心，在下游按一定间隔布点采样，同时在事发地的上游适当位置（宜小于 500m 处断面）对照采样，在以地表水为饮用水源的取水口应设采样点。

③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，在以地下水为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 1.0mm 左右。

④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。频次确定原则见表 8.7-2。

表 8.7-2 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
地表水污染	江河事发地及其下游	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	/

8.7.2.3 应急处置措施

（1）原油、伴生气事故应急处置措施见表 8.7-3。

表 8.7-3 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。

原油应急处置措施	
	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℃。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，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。
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。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防寒服。不要直接接触泄漏物。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，储区应备有泄漏应急处理设备。

（2）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。

（3）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。

（4）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。

8.7.2.4 应急物资

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。

8.8 环境风险评价自查表

表 8.8-1 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	原油			
		存在总量/t	103.65t			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 200 人		5km 范围内人口数 15000 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			106 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 □	F2 □	F3 □
			环境敏感目标分级	S1 □	S2 □	S3 □
		地下水	地下水功能敏感性	G1 □	G2 □	G3 □
			包气带防污性能	D1 □	D2 □	D3 □
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1 ☑	1≤Q＜10□	10≤Q＜100 □	Q＞100 □
		M 值	M1 □	M2 □	M3 □	M4 □
		P 值	P1 □	P2 □	P3 □	P4 □
环境敏感程度		大气	E1 □	E2 □	E3 □	
		地表水	E1 □	E2 □	E3 □	
		地下水	E1 □	E2 □	E3 □	
环境风险潜势		IV+ □	IV □	III□	II□	I ☑
评价等级		一级 □	二级 □	三级 □	简单分析 ☑	
风险识别	物质危险性	有毒有害 □		易燃易爆 ☑		
	环境风险类型	泄漏 ☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑		
	影响途径	大气☑		地表水☑		地下水☑
事故情形分析		源强设定方法□	计算法 □	经验估算法 □	其他估算法 □	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □	其他 □	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m			
	地表水	最近环境敏感目标 ，到达时间 h				
	地下水	下游厂区边界到达时间 d				
		最近环境敏感目标 ，到达时间 d				
重点风险防范措施		通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案，将事故风险降到最				

	低限度。
评价结论与建议	风险程度可以接受

8.9 环境风险评价结论

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、采油、采出水回注管线等。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。

第 9 章　　环境保护措施及其可行性论证

9.1 施工期环保措施及可行性分析

9.1.1 大气污染防治措施

9.1.1.1 施工扬尘防治措施

扬尘污染主要发生在施工期管沟和基坑开挖、基础处理、材料运输、土方回填、施工场地与便道开辟等环节中。施工扬尘粒径较大，飘移距离短，影响范围有限。依照《陕西省大气污染防治条例》、《陕西省建筑施工扬尘治理行动方案》、《陕西省建筑施工扬尘治理措施 16 条》、《榆林市 2025 年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》等相关规定，施工期的大气污染防治措施主要包括：

（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；

⑥井场内堆放的易产生扬尘污染物料及临时堆土场堆放的土方，应当密闭存放或及时进行覆盖。采取洒水压尘措施，缩短起尘操作时间；施工现场的弃土、弃料及其它建筑垃圾，应及时清运，在 48 小时内不能及时清运的，应采取覆盖等防尘措施；

⑦工程施工单位应当制定具体的施工扬尘污染防治实施方案，在施工现场出入口公示扬尘污染防治措施、负责人、环保监督员、监督管理部门等有关信息，并采取下列防尘措施：

a、施工工地应当设置硬质密闭围挡；

b、施工工地内暂时不能开工的裸露地面应当进行覆盖；超过三个月的，应当进行绿化、铺装或者遮盖；

c、施工期间，应当在工地建筑结构脚手架外侧设置有效抑尘的密目防尘网或防尘布；

d、施工现场的主要道路及材料加工区地面应当进行硬化处理，并采取洒水、喷淋、冲洗地面等防尘措施；

e、施工工地内堆放水泥、灰土、砂石等易产生扬尘污染物料，应当遮盖或者在库房内存放；

f、土方、拆除、铣刨工程作业时应当分段作业，采取洒水压尘措施；气象预报风速达到四级以上或者出现重污染天气状况时，城市市区应当停止土石方作业、拆除工程以及其他可能产生扬尘污染的施工；

g、施工工地出入口应当设置车辆清洗设施及配套的排水、泥浆沉淀设施，车辆冲洗干净后方可驶出；

⑧施工期施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》（DB61/1078-2017）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。

（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。

⑥采取分段开挖、分段回填的方式施工，已回填的沟槽，采取覆盖、洒水等抑尘措施。

（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（砂石）处理，定期进行洒水，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，定期进行维护保养及洒水，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运输车辆在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；

⑥井场道路施工期应采取洒水压尘措施，缩短起尘操作时间；弃土、弃料及其它建筑垃圾，应及时清运，在 48 小时内不能及时清运的，应采取覆盖等防尘措施；

⑦强化施工期环境管理，增强施工人员环保意识，制定合理的建设施工计划，缩短工期，采取集中力量逐项施工方法，坚决杜绝粗放式施工现象发生，在居民区附近施工时应避免扰民，加快施工进度；

⑧实施路面切割、挖掘、破碎、清扫等作业时，采取洒水、喷淋等抑尘措施；

⑨道路工程完工后，及时恢复路面或者绿化。

9.1.1.2 非道路移动机械污染防治

非道路移动机械废气排放应满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)第四阶段排放标准修改单及《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）等要求。评价针对非道路移动机械设备污染防治提出以下措施和要求：

①施工期所使用的非道路移动机械加强施工机械运行管理与维护保养；

②燃用符合国家标准的柴油燃料，严禁使用不符合排放标准及淘汰范围的非道路移动机械；

③要求本项目施工期使用编码挂牌及检测合格的非道路移动机械，强化施工期非道路移动机械尾气排放管控；

④按照《榆林市车辆优化工程专项行动工作方案》要求，建设单位与施工单位签订合同是明确施工单位应具备完善的非道路移动机械环保信息化建设，非道路移动机械污染配套控制装置、进行编码登记。禁用国一及以下排放标准非道路移动工程机械。

9.1.1.3 汽车尾气污染防治

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。

综上，采取以上措施后，项目施工期废气造成的环境影响均可得到有效，而且施工期短，随着施工期的结束，其造成的影响也随之消失。所以，项目施工期采取的大气污染防治措施可行。

9.1.2 施工废水污染防治措施

9.1.2.1 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弃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。

钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，在区块内井场内部循环使用，不能利用的压滤废液运至措施返排液处理站点处理后回注，不外排。

（3）钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

9.1.2.2 井下作业废水（试油废水、压裂返排液）污染防治措施

（1）试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对试油废水、压裂返排液进行收集，入罐率100%。压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，油田开发目前采用可回收压裂液体系，开采过程中产生的压裂液返排液统一收集后至指定收集罐，入罐收集率达到100%，压裂返排液收集后现场通过撬装式箱式处理设备经化学加药+气浮沉降+精细过滤等工艺处理后回用于同一井场区域中下一口井压裂液配置或区域其他井场的压裂液配置，井下作业结束后，试油废水、无法利用的压裂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。做到固井合格率100%，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

（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。

依托的措施返排液处理站出水水质现状可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》（2023年5月4日执行）中V类标准要求，可确保达标回注。

9.1.2.3 管道试压废水污染防治措施

试压废水分散于各管道施工场地，采用罐车回收，评价要求试压废水经收集后拉运至就近的采出水处理站处理达标后回注油层，不外排。由于项目管道较为分散，

局部废水产生较少，水质相对简单，通过分批次合理安排试压废水进就近的措施废液处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。

9.1.2.4 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。

9.1.2.5 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）钻井施工禁止开采浅层地下水和就近租用群众自备饮用水井取水钻探；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）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；

（3）水泥等建筑材料禁止堆放在水体附近，并应设篷盖和围拦，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）施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。临时沉砂池、循环沟等必须铺设双层防渗布，防渗布出现破损时应及时更换或补漏。

采取以上措施后，项目施工期废水造成的环境影响均可得到有效，而且施工期短，随着施工期的结束，其造成的影响也随之消失。所以，项目施工期采取的废水污染防治措施可行。

9.1.3 地下水污染防治措施

站场建设过程中产生的生活污水、生产废水经处理后回用，不会对地下水造成影响。

9.1.3.1 钻井过程污染防治措施

（1）在工艺允许的情况下，尽量采用新工艺和新技术，提高钻井（进）效率，

减少废水产生量；

（2）表层钻进时，采用无毒、低碱泥浆；钻井中遇到潜水层，下套管时应注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染；

（3）每开钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水；

（4）钻井过程中采取平衡钻进，避免因压力挤动和开泵过猛使泥浆憋入地层；

（5）一开采用无毒无害泥浆钻井，表层套管下深进入侏罗系地层 30m 并采用水泥封固，防止后续钻井过程中地下水被钻井泥浆污染。各类型井表层套管采用全段封固，水泥返至井口，井口回填牢固；生产/技术套管主体采用一次上返，纯水泥返至油层顶界以上 300m，低密度水泥返至表套内 200m 以上，用以保护地下水；

（6）严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查，做到固井合格率 100%。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染；

（7）固井作业要求：固井前，进行声幅测井、变密度测井。声幅值≤15%为优，纯水泥声幅值在 15～30%之间为合格，低密度声幅值在 15～40%之间为合格。声幅曲线测至人工井底以上 2～5m；对套管采用阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，延长套管的使用寿命；

（8）采用生物清洁可回收压裂液体系，避免对地下水产生污染。

9.1.3.2 管线施工污染防治

（1）管线采用密闭输送方式，输油管线采用无缝钢管；

（2）管线组焊完毕，应先进行 100%外观检查，外观检查合格后，方可进行焊缝内部质量检查。质量标准应符合《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）中的要求。管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查，无损探伤检查应在管线组焊完毕 24h 后进行，除设计图中有具体规定外，其余按下列要求执行：

①所有对口焊接的直焊缝，均进行 100%超声波探伤，再进行 100%X 射线探伤抽查检验。

②对河流、等级公路的穿越、线路陡坎的管道焊缝，弯管与直管连接焊缝、未经试压的碰死口管道焊缝，除进行 100%超声波探伤检验外，还应再进行 100%X 射线探伤检验。跨越河流的管壁加厚、采用套管保护、两端设置应急池、冲沟内设置拦油坝。

③超声波探伤和射线照相检验焊缝，按《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T4109-2013 标准执行，达到II级为合格。

④经检验不合格的焊缝，返修次数不得超过两次，根部焊缝不允许返修，返修后进行热处理；返修后的焊缝除应进行 100%X 射线探伤检验外，还应再进行 100%超声波探伤检验。；

（3）施工过程中产生的试压废水依托附近站场采出水处理系统处理后用于油田回注；

（4）管线加装压力装置，一旦检测管线发生破损，应立即采取措施防止泄漏；建立巡检制度，定期对管线壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道污染物泄漏事件的发生，防止对土壤、地表水和浅层地下水的造成污染。

9.1.3.3 防渗措施

泥浆罐内废液在进行无害化处理之前，如果发生泄漏，会直接造成地下水污染。因此，应采取严格防渗措施，加强钻井现场管理，防止对地下水造成污染，具体措施如下：

（1）按规范设计泥浆罐容积，保证钻井废水及废弃泥浆不溢流，做到废水不外排；

（2）做好泥浆罐的防漏、防渗处理，整体采用地上铁罐，底部铺设土工膜（厚度不小于 1.5mm，双层敷设，单层厚度 0.75mm）；

（3）泥浆处理收集设施周边应构筑堤、坝、挡土墙等设施，并高出地面 0.5m，避免钻井废水溢出对土壤和地下水造成影响。

（4）在铺设防渗膜前应对垫层接触面进行检查，确保垫层无不均匀沉陷，无锐石、树根等能刺穿薄膜的硬物；

（5）防渗膜铺设过程中勿使薄膜受拉，放松为好；

（6）钻井结束后对防渗泥浆罐内的废弃泥浆交由专业单位处置。

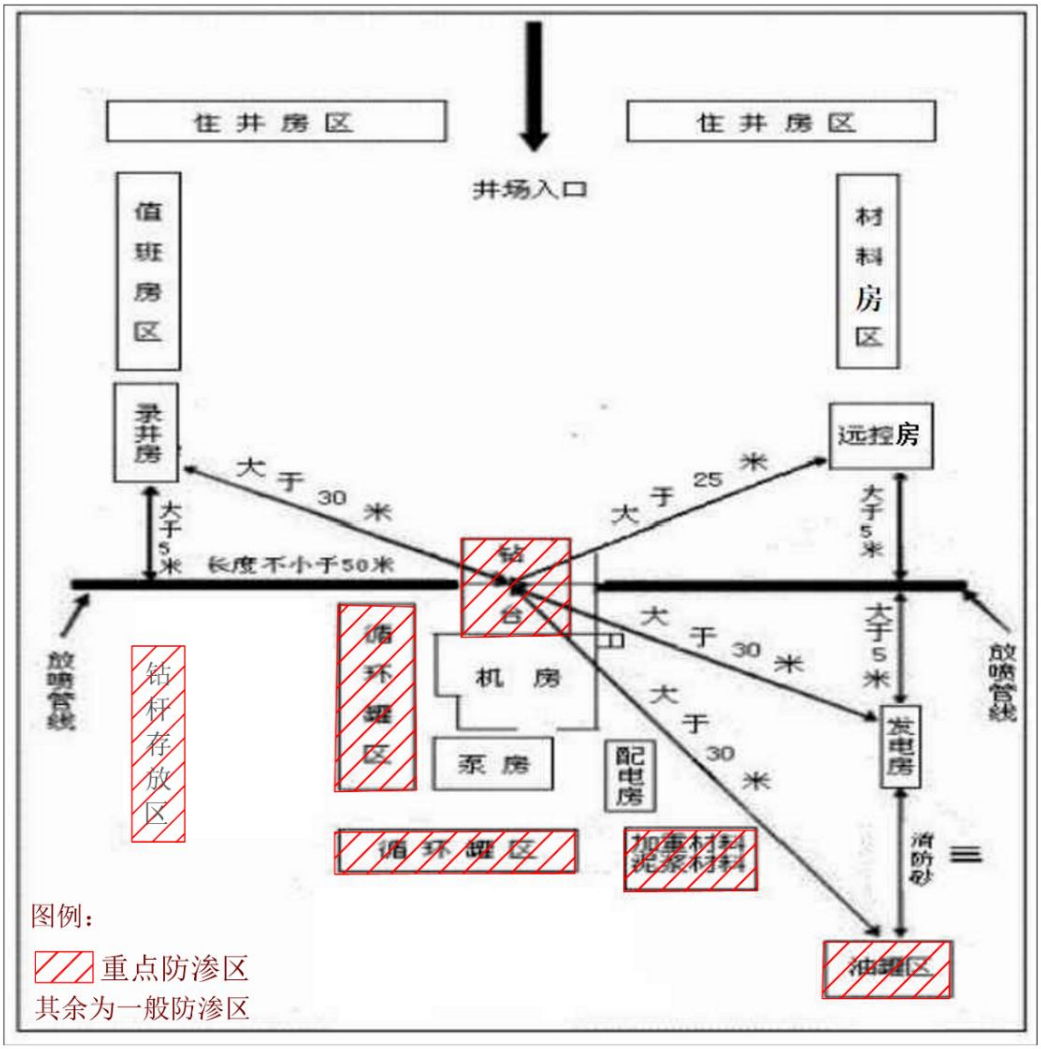


图 9.1-1　井场施工期分区防渗图

9.1.3.4 井场布局和管理措施

（1）在钻井施工时合理布局井场，避免生产用水和非生产用水合流、清水和污水混流；

（2）泥浆材料不能露天堆放，油料实行密封式保存，防止散落的混浆材料和油料进入混浆；

（3）井口作业区周边用混凝土硬化地面，并设置导流沟，将废水等导流至废水箱中；

（4）配备集油池收集废油，并用废油桶集中收集贮存，完钻后交由有相关处理资质的单位妥善处置，现场无遗留。

（5）钻杆存放区位于钻井施工区附近，方便钻井施工，同时底部铺设土工膜进行防渗。

工程采取以上措施后，可有效避免地下水受到污染，措施可行。

9.1.4 噪声污染防治措施

9.1.4.1 井场、站场噪声污染防治措施

（1）合理安排施工作业时间，缩短井场、站场的施工作业周期；非连续作业设备，施工作业尽量避开居民午休时间，连续作业设备工作应尽量避免在临近声环境保护目标区域夜间（22:00～6:00）进行高噪声施工作业。

（2）合理划定施工作业范围，施工区域通过围挡等减少施工噪声的影响。

（3）施工场地合理布局，井场与站场施工现场的施工机械应尽量远离声环境敏感目标区域；合理安排高噪声施工机械的工作频次，尽量减少高噪声设备同时使用频次。

（4）施工单位应优先选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的机械设备；泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，选用低噪声压裂设备，在钻井过程中平稳操作，最大限度降低噪声影响。

（5）做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

（6）加强对物料装卸施工的管理；金属材料在卸货时，要求轻抬、轻放，减少撞击性噪声。

（7）井场、站场周围200m范围内有居民点分布，施工前应提前张贴告示公告施工时段及拟采取的降噪措施，做好告知或沟通工作。

9.1.4.2 管线、道路噪声污染防治措施

（1）合理安排施工作业时间，分段施工，缩短施工作业周期；非连续作业设备，施工作业尽量避开居民午休时间，严禁在临近声环境保护目标区域夜间（22:00～6:00）进行高噪声施工作业。

（2）合理划定施工作业范围，施工作业带通过围挡等减少施工噪声的影响。

（3）施工场地合理布局，施工作业带内的施工机械应尽量远离声环境敏感目标区域；合理安排高噪声施工机械的工作频次，尽量减少高噪声设备同时使用频次。

（4）施工单位应优先选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的机械设备；在施工过程中平稳操作机械设备，最大限度降低噪声影响。

（5）做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

（6）加强对物料装卸施工的管理；金属材料在卸货时，要求轻抬、轻放，减少撞击性噪声。

（7）合理调配车辆来往行车密度，在途径声环境敏感区运输车辆进行限速，并禁止鸣笛，减小车辆行驶噪声对沿线声环境保护目标的影响。

（8）管线、输油管线和注水管线以及进场道路沿线两侧 200m 范围有居民点分布，施工前应提前张贴告示公告施工时段及拟采取的降噪措施，做好告知或沟通工作。

在采取上述噪声控制措施后，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，随施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

9.1.5 固废污染防治措施

9.1.5.1 废弃钻井泥浆、岩屑

（1）污染防治及处置方式

项目钻井均使用水基泥浆体系，钻井场地配备移动式泥浆罐、振动筛、压滤机，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司合理处置。

收集处理工艺采用“混合收集+破胶脱稳+板框压滤”工艺，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量；废弃泥浆经沉淀后，上清液拉运至作业废水处理站处理后回注油层，废弃泥浆经压滤后拉运至泥浆处置集中处置场处置，严禁废弃钻井泥浆岩屑井场处理、就地固化或随意抛洒、掩埋。运输车辆必须采取防渗漏、防抛撒、防扬尘措施，要加装 GPS 设备，实施全程动态记录，严禁运输过程中随意掩埋、抛洒油气开发废弃。

“混合收集+破胶脱稳+板框压滤”废弃泥浆收集处理工艺具体工艺流程为：

a.废弃泥浆从钻井队泥浆循环 1#罐至随钻处理泥浆收集 1#罐，废弃泥浆经泥浆收集 1#罐依次高位溢流、自然沉降至 6#罐，1#、2#罐为岩屑泥沙，6#罐为泥浆上清液，泥浆上清液至泥浆循环罐重复利用。

b.泥浆收集 1#、2#罐内的岩屑泥沙至搅拌罐，加药搅拌破胶，再经板框压滤机进行压滤，固相（岩屑泥饼）随产随清送陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环

境服务有限公司处置，如在井场暂存，需落实“三防措施”，并控制暂存期在 1 个月内；液相（压滤液）至滤液罐收集，重复利用。作业结束后及时将压滤液拉运至措施返排液处理点集中处置。钻井液循环利用和钻井废弃物不落地收集示意图见图 9.1-2。

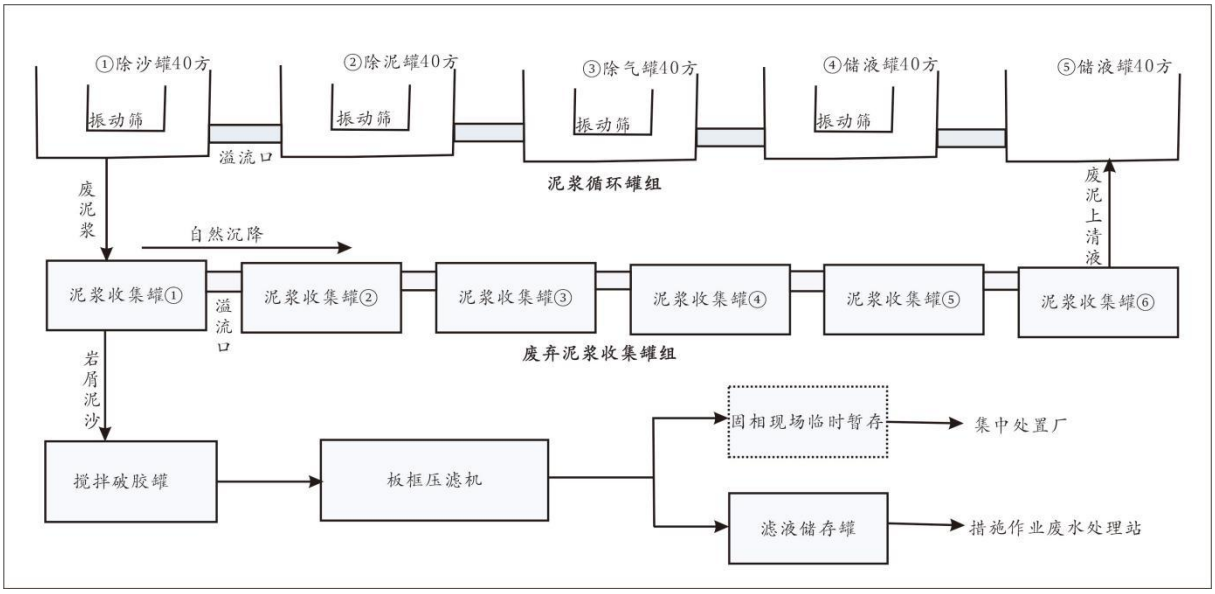


图 9.1-2　钻井泥浆不落地收集处理工艺流程图

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。

（2）可行性分析

本废弃钻井泥浆、岩屑在钻井作业完成后统一运至陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司处置。第三采油厂已与陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司签订了废气钻井泥浆岩屑拉运处置协议，本次评价从依托单位环保手续履行情况、依托工艺可行性、依托处置能力可行性等三个方面阐述其依托可行性如下：

①依托工程环保手续履行情况

本项目废弃钻井泥浆、岩屑依托处置单位陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司环保手续履行情况见表 9.1-1，可见陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司环保手续齐全。

表 9.1-1　本项目依托废弃钻井泥浆、岩屑处置单位环保手续履行情况

序号	工程内容	项目名称	环评执行情况	环保竣工验收	排污许可证
1	陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司	定边废弃物处理站建设项目	榆政环审批〔2016〕277号	榆政环审批〔2018〕4号	91610825MA70337H8X001R（2024-6-26至2029-6-25）
2		定边废弃物处理站扩建工程	榆政审批生态发〔2020〕230号	自主验收（2021年6月）	
3	陕西环保（集团）靖边大兴环境服务有限公司	新建300万方油（气）钻采废弃物填埋场项目	榆政审批生态发〔2020〕48号	自主验收（2021年8月，一期180万方）	916108003057434031001U（2024-5-6至2029-5-5）

②依托工程处置能力校核

陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司建设有废弃物处理站，包括杨井处理站和姬塬处理站，总处理能力60万m^3/a。杨井处理站位于定边县杨井镇武峁子乡，钻井泥浆、岩屑处理能力为30万m^3/a；姬塬处理站位于定边姬塬镇上庄村，钻井泥浆、岩屑处理能力为30万m^3/a。陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司将泥浆进行脱水、固化等无害化处理后填埋，污水处理达标后用于油层回注。

陕西环保（集团）靖边大兴环境服务有限公司建设有王渠则废弃物处理站，钻井泥浆、岩屑处理能力30万m^3/a，位于靖边县王渠则镇蔡家峁村。陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司将泥浆进行脱水、固化等无害化处理后填埋，污水处理达标后进行综合利用，剩余的用于林地生态补水。一期工程（180万m^3）已于2021年8月通过竣工环保自主验收。

经估算，本项目建产期钻井泥浆和岩屑共产生0.61万m^3/a，根据建设单位收集资料，定边大兴现有剩余处理量为25万m^3/a，靖边大兴现有剩余处理量为14万m^3/a，可满足本项目依托处理需求。

表 9.1-2　依托工程处理能力可依托性分析

依托对象	依托工程处理能力可行性分析				
	处理规模	目前处理量	剩余处理量	本次新增量	可行性
陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司	60万m^3/a	35万m^3/a	25万m^3/a	0.07万m^3/a	可行
陕西环保（集团）靖边大兴环境服务有限公司	30万m^3/a	16万m^3/a	14万m^3/a	0.54万m^3/a	可行

③依托工程工艺、经济可行性分析

本项目定边油区距离杨井处理站和姬塬处理站的距离相对较近，靖边油区距离王渠则处理站的距离相对较近，建设单位委托有相应运输资质的单位进行废弃钻井泥浆、岩屑运输，并在运输过程中采取严格的污染防治和风险防控措施，则项目废

弃钻井泥浆、岩屑运输过程风险可控，且经济上可行。根据验收报告，陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司将将泥浆进行脱水、固化等无害化处理后填埋，污水处理达标后用于油层回注，工艺上可行。

9.1.5.2 落地油

（1）采取试油进罐的方式，减少落地油的排放量。

（2）作业过程中，通过采取在井场地面铺设防渗布的措施将落地油全部回收。能够利用的落地油进入原油处理系统处理，无法回收处理的落地油与其他危废一并收集后暂存在井场撬装式临时危废储存设备，最终交有资质单位回收后处置。

9.1.5.3 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》（2025年版）中HW08类危险废物，评价要求收集后暂存在井场撬装式临时危废储存设备，并按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存，最终交有资质单位回收后处置。

9.1.5.4 改造站场固体废物控制

（1）改造站场涉油装置拆除和转运过程中，在作业场地地表和运输车辆内铺设防渗布，防止设备内残留原油漏撒污染土壤和地下水环境；收集的含油污泥应采用防渗包装袋包装，并委托有资质单位集中处置。

（2）站内管线如需拆除应首先进行吹扫作业，待收集残油后进行拆除；

（3）施工过程中产生的建筑垃圾应集中堆放，定期收集运至当地建筑垃圾处置场所；

（4）拆除施工结束后，对站场内部和站外临时占地进行集中清理，确保施工期固废全部收集处置。

9.1.5.5 生活垃圾

各井场开钻前、站场施工前首先应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。

9.1.5.6 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。管道切割废料交废品回收单位回收利用。

9.1.5.7 施工期固体废弃物处置要求

（1）钻井施工作业中，加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆的跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏；

（2）钻井井场所用化学材料及处理剂等在运输、储存、使用过程中必须严格按规范操作，避免不必要的泄漏；

（3）各钻井队在完钻及钻机搬迁后，应及时清理井场及周围化学处理剂的空桶、水泥袋及废弃的钻井设备等材料；

（4）配制钻井液时，严格使用设计钻井液体系，禁止使用有毒、有害钻井液，减少化学添加剂的用量；

（5）钻台、机房及发电机房擦拭设备时禁止使用柴油。设备更换下来的机油必须回收，禁止任意排放；

（6）施工期弃土弃渣与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；

（7）井场井架周围滴漏的废润滑油等应及时清理，确保其不对土壤、地表水系等形成影响；

（8）管线开挖产生的土石方等，必须用于回填，做到土石方平衡；

（9）鉴于施工人员较多，要求设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置；

（10）穿越河流、水库施工时，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。

9.1.6 土壤污染防治措施

9.1.6.1 源头控制措施

（1）废水源头控制措施

①施工期污废水严禁排放；

②钻井过程采用环境友好型的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；

③钻井结束后，钻井废水由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至措施返排液处理站进行处理达标后回注；

④试油和压裂作业时采用密闭连接、密闭作业，避免措施液泄漏。试油和压裂返排液100%入罐回收；

⑤压裂液优先在井场内循环利用，作业结束后送依托站场处理。

（2）固废源头控制措施

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用环境友好型钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，在现场进行固液分离后废弃泥浆和岩屑统一运至专业单位处置；

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、渗、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

9.1.6.2 过程防控措施

（1）泥浆在移动式泥浆罐中循环使用，井场禁止建设泥浆池。

（2）开钻前在井架、振动筛、井杆堆放区下铺设防渗布，防渗布四周设置10cm高的围堰，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井废液和污油散落地表污染土壤；

（3）作业废水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）井场内临时危险废物暂存点用于存放含油污泥和废油料，底部采取符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定的防渗措施；

（5）试油和压裂过程中，在井场地表铺设防渗布，确保落地油及时全部回收。

3、污染治理措施

①井、站场施工结束后，及时清理施工过程中的岩屑、落地油和生活垃圾；

②井、站场竣工投运前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

③对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。

9.1.7 管道穿跨越施工的环保措施

本次评价针对管道穿跨越河流、冲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）项目采用桁架穿越各种河流及支沟3次，施工过程不涉及河流本体，不会对河流水质产生影响，穿越处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；穿越处采用套管保护，降低对河流影响；桁架施工过程需做好基础施工过程中弃土的收集工程，防止弃土进入河流影响水质；同时，严格控制基础施工过程中的作业面积，减低对地表植被的扰动；施工应避开降水季节，避免弃土随雨水进入河道内污染河流水质。河流穿越施工前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；

（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）采样桁架跨越河流，河流两岸岸坡较陡，工程应在冲刷岸做浆砌块石或碎石混凝土护岸，做到彻底防止岸坡冲刷。穿越点两侧的黄土斜坡，由于角度在25～40°之间，在具体施工中应从斜坡坡底处沿着管沟，最上部用草袋装素土并埋草种堆筑，其下用草袋装3：7灰土堆筑，草袋和管道之间的空隙填素土并进行人工捣实；草袋堆筑过程上必须错茬压实，中部略高逐渐坡向两侧，每隔10m堆筑出坡向管沟两侧的排水沟；草袋宽出管沟两侧300～500mm且镶嵌到原土当中，草袋和原土间的缝隙用3：7灰土填塞捣实；坡顶管沟冲刷范围内的自然地坪应用管沟回填后的多余土抬高，防止坡顶地面径流汇集并沿管沟冲刷。

（5）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；

（6）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漏；施工机械检修期间，地面应敷设防渗布，及时回收废润滑油，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。

工程穿越各种道路23处，主干道采用顶管施工，不含对道路造成阻断；乡村道路采用开挖加套管穿越方式施工，该穿越方式在短时间内阻断交通，造成一定程度的通行困难，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，总体上对井区周边社会环境影响较小

9.2 运行期污染防治措施可行性分析

9.2.1 大气污染防治措施

9.2.1.1 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，井口采取定压阀回收套管气；站场采用油气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。

（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，剩余输送至下游场站轻烃回收装置进行回收利用，伴生气利用率为 94.88%。

（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。

9.2.1.2 无组织烃类逸散防治措施

本项目工程不涉及罐容 75m^3 及以上原油储罐，工程采取管道密闭集输系统，也不涉及拉油环节。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

本项目工程不涉及罐容 75m^3 及以上原油储罐，根据现场调查，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。现有站场原油储罐挥发性有机物排放满足标准表 2 控制要求。

（2）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。

（3）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 规定的泄漏认定浓浓度（2000 μmol/mol）。

（4）其他排放控制要求

①加强采油井井口密闭性，加强无下游站场的井场技术性封井措施的监控，避免技术性封井密闭性不足造成无组织烃类泄露。

②优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。

③原油、伴生气必须通过管道密闭集输。

④油田伴生气作为燃料或输至轻烃厂综合利用设施回收利用。

⑤加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗。

⑥定期检查储油设施的密封状态及底部，防止储油设施底板泄漏。

⑦井场井口集油槽（导油沟）和含油污水池（事故池）等用于汇集事故状态下污油污水，严禁另做他用，事故结束后应及时清理污水污油，严禁在井场内长期储存。

⑧污油泥暂存点内含油污泥需经防渗漏的复合塑料编织袋密闭包装，暂存的污油泥及时委托有资质单位定期转运处置，厂内污油泥转运周期不宜超过 1 个月。

9.2.1.3 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，路面破怀情况加重，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。

此外，本次环评要求建设单位在项目运行及闭井期采取以下措施以降低道路扬尘对周边环境的影响。

①行驶在路况较差的路段或行经村庄、农田附近时，放慢行车速度，避免增加扬尘污染。

②运输原油穿越居民区的运输作业，必须配置洒水车，并建立合理的洒水抑尘管理制度，设专人负责监控和调整洒水频率。在敏感点附近适当提高洒水频率，降低道路扬尘对敏感点的影响。

③加强道路运行管理，严格车管制度，严格执行国家颁布的机动车排放限值标准，限制尾气超标车辆、无遮盖措施的装载散装物料的车辆上路。

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。

9.2.2 地表水污染防治措施

9.2.2.1 油田采出水处理措施

油田井场新增采出水依托现有采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相应回注水质标准后回注油层，不外排。

（1）处理工艺达标可行性

本项目靖边油区依托的采出水处理系统主要有靖三联、靖二联、南十二转、新11脱、柳103-252脱等站场、定边油区依托的采出水处理系统主要有油一联、池228脱等站场，依托采出水处理系统处理工艺为“沉降除油+一体化装置（气浮+过滤）”。

根据历年第三采油厂产建工程环评报告中采出水处理系统水质监测结果，本项目依托的采出水处理系统采取的处理工艺，其出水水质能够达到《碎屑岩油藏注水

水质指标技术要求及分析方法（SYT5329-2022）》V 级水质标准（悬浮物≤35.0mg/L、石油类≤100.0mg/L）要求。因此，从工艺上可确保达标回注。

（2）采出水处理系统处理能力的依托可行性

根据工程分析，项目运行初期采出水量为 87.67m^3/d。根据产建方案，项目各井区新增采出水通过现有采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT5329-2022）》V 级水质标准后回注油层。根据表 3.5-25 采出水处理站处理能力校核结果，项目运行期新增采出水量远小于各站场所辖采出水回注井所需注水量，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。

9.2.2.2 井下措施返排液

（1）处理工艺达标可行性

运行期产生的作业废水主要是洗井、修井废水，新增措施返排液采用罐车就近拉运至柳 92-33、柳 16-35 和油一区措施返排液处理站（处理工艺均采用“混凝沉降+气浮除油+滤袋滤芯两级过滤”工艺）处理达标后回注油层，可满足本项目措施返排液处理需求，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT5329-2022）》V 级水质标准（悬浮物≤35.0mg/L、石油类≤100.0mg/L）要求后全部回注。

（2）措施液处理系统处理能力的依托可行性

项目运行期修井、洗井等措施作业产生的措施返排液约 9.34m^3/d。项目运行期产生的措施返排液全部通过罐车就近运送至依托的措施液处理站处理达标后回注油层用于驱油。根据表 3.5-26，措施液处理站处理能力校核结果，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。

9.2.2.3 采出水及措施液回注的可行性分析

（1）回注要求

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%。

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《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）。

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。

（2）回注油层的可行性分析

①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。

②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。

③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。

④从回注井成井工艺方面分析，陕北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。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。

⑤从陕北地质构造方面分析，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，陕北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。

（3）注水井结构分析

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。

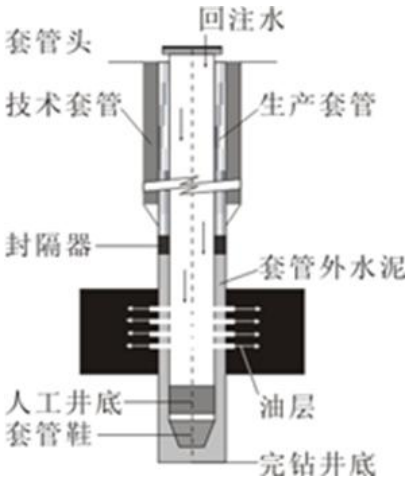


图 9.2-1　注水井井身结构示意图

依托注水井的井身结构如图 9.2-1 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。

综上，项目产生的生产废水可实现全部回用不外排，地表水防治措施可行。

9.2.3 地下水污染防治措施

本项目为石油开采项目，在非正常状况下污废水的下渗可能会对地下水水质产生污染，需要在项目运行期注意保护地下水环境。按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的地下水污染防治总体原则，项目将从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应采取全方位的控制措施。

9.2.3.1 源头控制措施

（1）采油井和回注井的运行管理和关闭要求；

①加强回注井的固井质量及运行管理，确保回注水水质合格；

②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定期进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作；

③回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行在线监测，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5239-2022）中V级标准后全部回注井区开发油层；

④定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；

⑤注入量小于300m^3/d的回注井应至少每2年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

⑥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，封井后要进行定位，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。

（2）生产废水收集及回用措施

①油田生产废水包括采出水、井下作业废水（修井、洗井废水）等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙；

②采出水在联合站、接转站内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。井下作业废水全部通过罐车运至就近的措施作业废水处理站进行处理；

③作业废水（修井、洗井废水）经采出水处理设施处理后达到标准后全部回注区块开发油层。要求生产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；

④严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

⑤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）防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

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，及时回收落地油，确保回收率达到100%；

②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，井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、

带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”；

③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”；

④按标准化井场建设标准建设井场，井场内建设雨水蒸发池、污油池及导排设施，确保井场雨水与污油不出井场。

（4）输油管线的运行管理和关闭要求

在输油管线投入使用前，对输油管线采取防腐措施，防腐等级应采用特加强级别，并在施工结束后检查管线密闭性。在管线投入使用后，一是建立管线管理和维护细则，在线监测油压、水压和输入输出油（水）量；二是对管线定期进行人工巡查；三是采用分布式光纤监测系统对管线进行完整性监测；四是遇到管线破裂发生原油泄漏的情况，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。

输油管线设置在线压力监测系统，确保泄漏可及时发现。

输油管线废弃封堵前，对输油管线内残留的原油要回收处理。

9.2.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防渗以水平防渗为主，导则要求：“已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等”，因此本次评价按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）执行。

（1）站场分区防渗

依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），结合生活生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水环境风险，以及拟采取的防渗处理方案，将站场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。本项目新增南九增、南八增均在井场内增设增压装置，其他站场设备改造依托现有的防渗措施。针对不同的污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求。污染防治分区防渗见表 9.2-1。

表 9.2-1 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	含油污水池	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）
		难	采出水处理站污水一体化处理装置		
		难	采出水处理站污水污泥池		
		易	增压站事故油箱		
		易	污油污水回收装置		
		易	输油泵房		
		易	雨水收集池、雨水收集渠		
一般防渗区	弱	易	油气分输一体化集成装置区	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）
		易	集油收球加药一体化集成装置区		
		易	外输阀组		
		易	除油罐		
		易	加药装置		
简单防渗区	弱	易	其他区域	其他类型	一般地面硬化

（2）井场分区防渗

本次评价针对井场提出具体的防渗分区措施要求，分区防渗示意图见图 9.2-2。

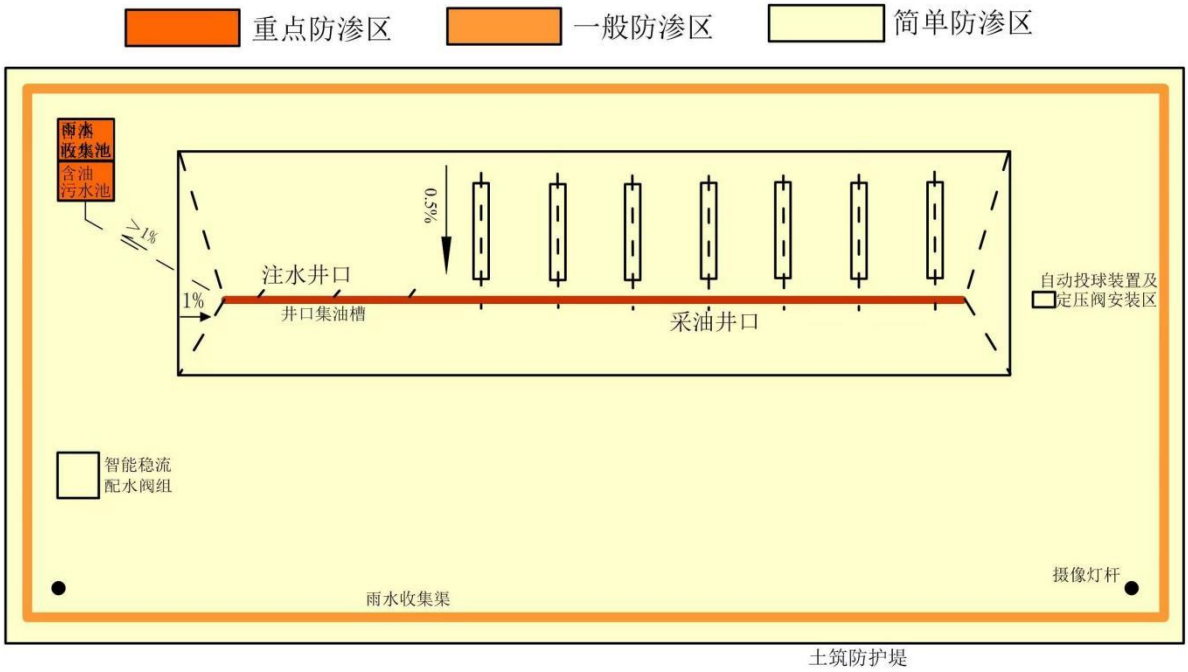


图 9.2-2　井场分区防渗示意图

①重点防渗区

重点防渗区主要为井场污油池、集油槽、雨水池，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 1.0×10^{-7}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 1.0×10^{-10}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 1.0×10^{-6}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 1.0×10^{-7}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。

②一般防渗区

一般污染防治区主要指地下水污染风险比较低的区域，主要包括井场的集水沟等地带，这些地带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。

一般污染防治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。天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 1.0×10^{-7}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 1.0×10^{-8}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，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s），且应与可能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。

③简单防渗区

简单防渗区主要是指井场内除了污油池、雨水池及井口集油槽外的其他区域，采用非铺砌地坪，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。

9.2.3.3 污染监控措施

为了及时发现项目运行中出现的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，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，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。

（1）监测井布设原则

①井场、站场地下水环境监测

第三采油厂现有采油井、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。水质监测点布设的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

集输管线总里程长较长，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的供水安全，但是由于未来很多因素是不确定的，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，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，应当利用进出油（水）水量平衡的方法，及时发现原油或者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者采出水可能发生的渗漏，降低原油或者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。

（2）第三采油厂现有监测井情况

根据历年产建环评和排污单位自行监测指南要求，企业主要在现有站场周边、水源井、民用井进行了地下水跟踪监测，在重点站场周边建设污染监控井，在井场较集中的下游地区利用民用井、水源井进行跟踪监控。但由于产建项目井场、站场数量较多，分布比较分散，本次可利用的现有监测井数量较少。

根据调查，第三采油厂在本次评价作业区内共设置监测井70口，其中主要站场周边的污染监控井52口，利用井区内水源井布设监测点18口。具体情况见表表 9.2-2。

表 9.2-2　现有地下水监测井一览表

作业区	污染监控井	点位数量（个）	点位编号
郝坨梁作业区	靖一联	4	MW1~MW4
	柳16-35	3	MW1~MW3
	其他监测井	5	24#水源井（柳12-38井组）、25#水源井（柳14-38井组）、杨25#水源井（冯39-54井组）、杨17#水源井（北二增）、杨19#水源井（新56井区部下面）
盘古梁作业区	靖三联合站	4	MW1~MW4
	盘33-21	3	MW1~MW3
	其他监测井	3	盘41-36水源30号水源井、柳54-19水源46号水源井、盘52-271水源井
五里湾第一采油作业区	靖二联合站	4	MW1~MW4
	靖二联轻烃厂	2	MW1~MW2
	柳92-32措施废液处理站	3	MW1~MW3
五里湾第二采油作业区	顺42-49	3	MW1~MW3
	其他监测井	2	43#水源井、53#水源井
油房庄第一采油作业区	定5-1	3	MW1~MW3
	A42脱水站	3	MW1~MW3
	油一联合站	3	MW1~MW3
	定126-10含油污泥临时储存点	3	MW1~MW3
	定202-7措施废液处理站	3	MW1~MW3
	池228脱水站	2	MW1~MW2
	其他监测井	5	油三转（定31-21水源井）、油六转（定385水源井）、姚三注（池217-238水源井、池221-233水源井(新加）、池223-233水源井）
油房庄第二采油作业	池445	3	MW1~MW3
	油二联	3	MW1~MW3
	油十转	3	MW1~MW3

区	其他监测井	3	池303水源井、姚014-28水源井、姚13-23水源井
合计		70	/

（3）本次跟踪监测方案

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中12.3.4：“重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测”，本工程新建增压站不涉及废水池、固体废物贮存场等典型地下水产污装置，井场及改造场站应纳入现有井场/站场例行监测计划内，本项目依托的污油泥暂存点、措施液处理站、采出水处理站、转接站等均按第三采油厂现有监测计划执行。退役期应对退役油井周边地下水环境开展跟踪监测，监测点位应根据具体退役井的位置进行布设，主要位于井口周边。

①监测点位

本次产能建设项目主要针对新建及扩建的26个井场以及新建、改建站场进行监控井布置，布置在开发区块井场较集中的下游地区，部分点位与现状监测井保持一致。柳103-252脱本次对污油池进行改建，由于场地位于黄土梁峁上，包气带厚度大于100m，地下水埋深较深，污油池泄漏短时间内不易影响到地下水，本次评价重点对污油池周边包气带浸溶液的水质进行跟踪监测。

共布设5个地下水跟踪监测点位，地下水污染跟踪监测情况见表 9.2-3，地下水跟踪监测点位见图 9.2-3。

表 9.2-3 地下水跟踪监测计划

编号	监测点位	与污染源位置关系	井深（m）	坐标	监测内容	功能	监测层位
1#	柳103-252脱污油池下游附近	距离柳103-252脱污油池10m	/	108°33′42.42″E, 37°00′0.6″N	包气带	污染源监控	/
2#	庙台村	柳44扩井场下游280m处	泉水（1387.6）	108°35′10.05″E, 37°05′12.06″N	水质、水位	井区范围内民用/水源井	第四系黄土潜水含水层
3#	巡检司村民井	高333至柳88-25脱出油管线下游225m处	15	E108°34'36.53", 37°02'37.96"N	水质、水位		环河组含水层
4#	南六转水源井	柳100-35井场下游236m处	400	E108°35′11.79″, N37°01′6.32″	水质、水位		第四系黄土潜水含水层、环河组含水层、洛河组含水层
5#	桃沟村民井	柳48-9-5井场下游680m处	25	E108°31′02.91″, N36°58′53.90″	水质、水位		环河组含水层

②监测因子及频率

初次监测：GB/T14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、钡；

后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰、挥发性酚类、耗氧量、硫化物、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氨氮、钡、汞、砷、六价铬。

监测频率：污染监控井的监测频率每半年（枯水期、丰水期）一次，当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。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。

③监测要求

委托有资质的监测单位定期进行地下水水质监测，并公布监测结果。

9.2.3.4 应急响应

为了应对事故状况下可能会发生污染地下水的事故，应该制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径等措施，以防止受污染的地下水扩散。

（1）应急响应预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序的实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对潜水含水层的污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 9.2-4。

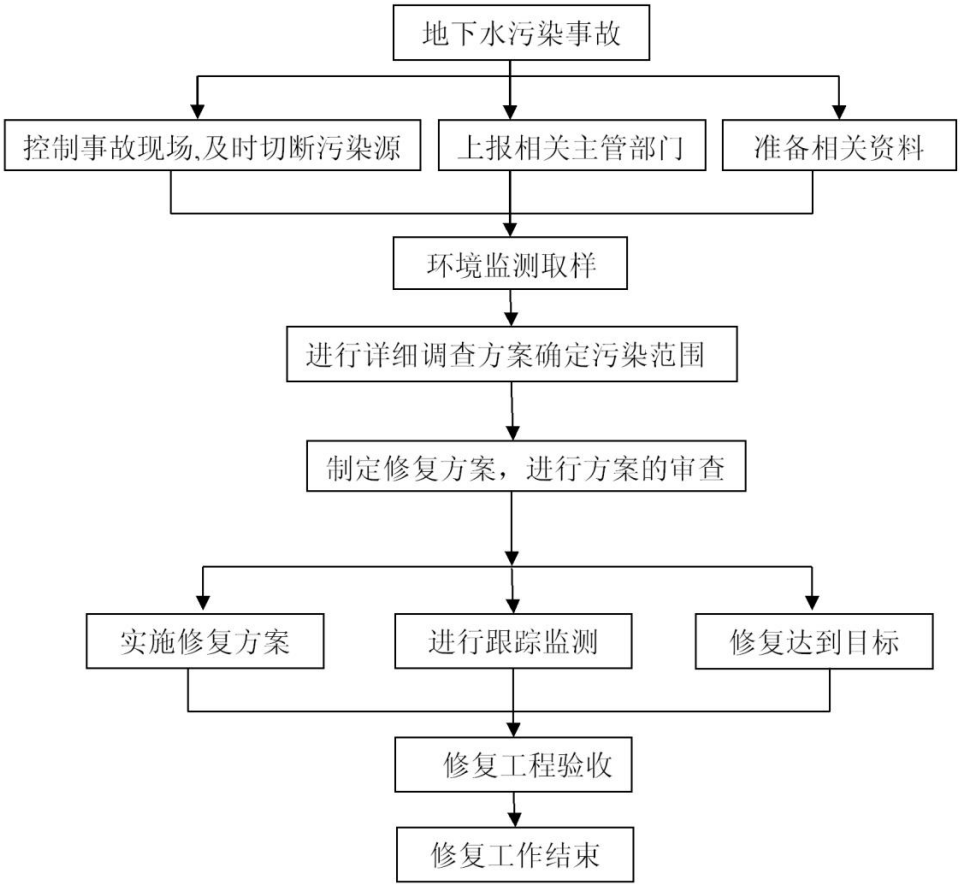


图 9.2-4　地下水污染应急治理程序框图

（2）预防治理措施

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源；

③探明地下水污染深度、范围和污染程度；

④依据探明的地下水污染情况，合理布置截留井，并进行试抽工作；

⑤依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑥将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑦当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

（3）相关建议

①地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、防止渗漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

②地下水污染情况勘察是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况。

③当污染事故发生后，污染物首先渗透到包气带，然后依据污染物的特性、土壤结构以及场地状况等因素，污染物可能渗透至含水层，而污染地下水。为了预防意外泄漏，应该建立完善的监控体系以及应急预案，避免地下水水质污染。

9.2.4 噪声污染防治措施

由于油田噪声源分布非常分散，数量多，噪声污染防治主要是采取经济合理的噪声源控制措施。

9.2.4.1 站场噪声防治措施

①合理安排站场平面布置，联合站、增压站的输油泵房，注水站的注水泵房尽可能布置于站区中间位置，并采取基础减振、构筑物隔声等措施；

②设备选型尽可能选择低噪声设备；

③在输油泵或脱水泵配套的电机机壳外安装隔声罩；

④加强数字化混输泵撬井场、脱水站、增压站等主要噪声源周围的植被绿化工作。

9.2.4.2 井场噪声防治措施

项目运行期主要噪声源采油机等。噪声控制措施主要包括：

（1）井场选址应尽可能远离居民点，主要噪声源远离居民一侧布置。

（2）新建井场采油机采用电力驱动，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；

（3）压裂和测试放喷作业等完井作业设备种类数量较多，噪声强度大，应安排在昼间进行，以减轻噪声影响。

（4）加强拟建井场站外绿化，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。

9.2.4.3 交通运输噪声措施

（1）运输车辆行驶安排在上午 8:00～12:00 和下午 14:00～18:00 之间，避开居民午休时间，严禁夜间（22:00～6:00）运输。

（2）加强安全教育及管理，合理调配车辆来往行车密度，在途径居民区等声环境敏感区禁止鸣笛；

（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；

（4）做好运输车辆的维护和保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声

（5）针对居民意见较集中的路段，企业应向沿线受影响的居民和有关单位做好宣传与沟通工作。

采用以上措施后，可有效的减少噪声影响，经预测，各井场、站场噪声均可做到达标排放，噪声污染控制措施可行。

9.2.5 固废污染防治措施

9.2.5.1 落地油污染防治措施

运行期在修井作业中往往会有部分原油散落在井场周围成为落地油。因此必须对井场落地油采取有效的措施进行防治和控制，必须按照清洁生产的原则，从源头上加以控制，使之尽量“不落地”。具体如下：

①井控

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井口油回收

根据标准化井场设计，井口设置集油槽，并铺设防渗布，井口产生污油全部装袋运往依托的危险废物贮存点，定期交有资质单位合理处置；同时井场设置钢筋混凝土污油池，作为事故状态使用，保证井口泄漏原油全部收集。

污油池采用钢筋混凝土结构，内外除锈后，采用环氧富锌底漆防腐。污油池的位置与井口平行放置，方便放喷连线。污油池四周铺设 0.12m 砖砌挡水墙，防止雨水汇入。满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要求。

③井下作业

井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”。

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、漏，以及原油泄漏事件的发生。

在采取以上措施后，落地油产生量大大减少，污染控制措施可行。

9.2.5.2 含油污泥处置措施

运行期含油污泥主要来自 3 个环节：采出水处理系统排泥、措施作业和集输管线清管产生废渣。清理作业前，罐区内部、水处理装置区、井场地面和管道接口处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。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，含油污泥属于危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08。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。

在采油、原油脱水、油田采出水处理及措施返排液处理、集输管线清管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。

9.2.5.3 其他固废处置措施

运行期其他固废主要为设备维护及修井作业产生的成垢物、废防渗布、废润滑油及其包装物，成垢物属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 071-001-08；废防渗布与废润滑油及其包装桶物均属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 900-249-08；废润滑油 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 900-214-08；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。

9.2.5.4 危险废物暂存、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。根据工程分析，本项目在靖边区域开发范围内依托的含油危废暂存点有 3 处，3 处危废暂存点合计储运量为 750m^3，在定边区域开发范围依托含油危废暂存点 1 处，储运量为 300m^3，目前各暂存点的使用规模在 25~75m^3 之间，在滚动开发过程中可通过增加清运频率、缩短危废贮存时间，可满足本项目运行期危险废物的暂存。

依托的危废暂存设施均采用轻钢结构设计，满足防风、防雨、防晒等储存要求，地面及裙角均采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）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图见图 9.2-5，地面防渗设计见图 9.2-6。

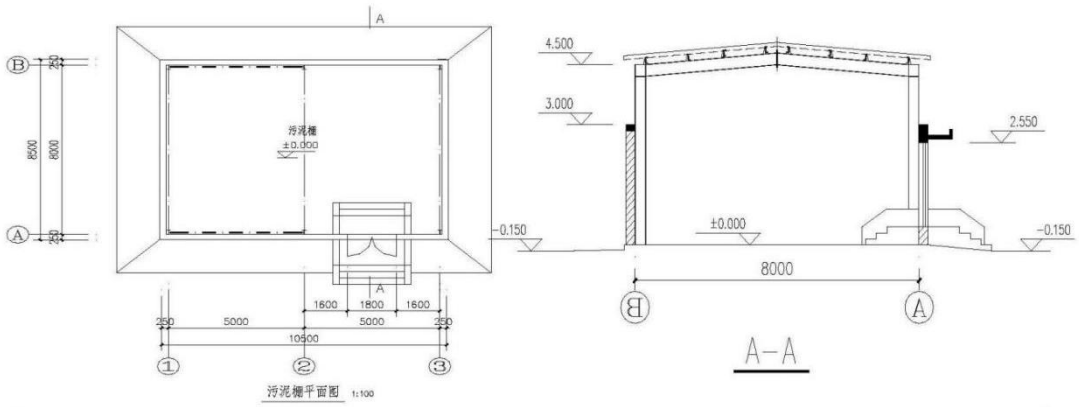


图 9.2-5　含油污泥临时暂存点平面图

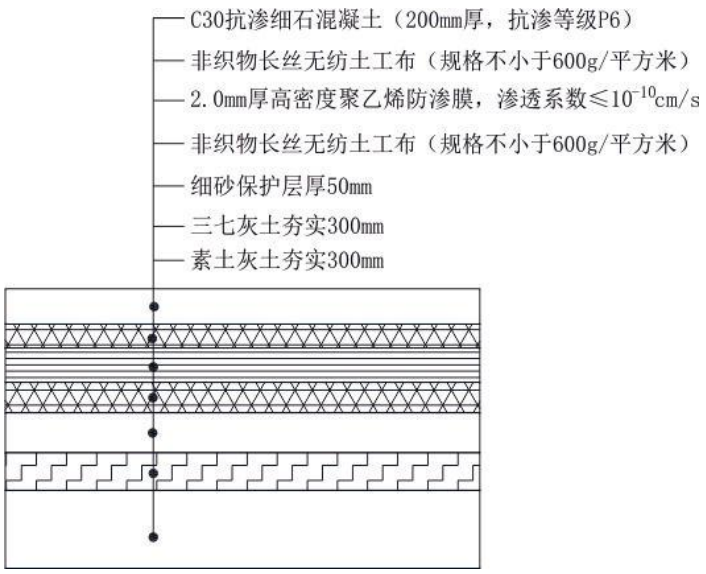


图 9.2-6　危废暂存点污泥池底防渗结构图

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≤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，应与处置单位签订委托处理合同，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《危险废物转移管理办法》执行，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》（GB13392-2005）设置明显标志。

④运输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，建设单位应起到监督作用；

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运输单位应根据《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才可实施，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合理处置，井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率100%，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。

（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。

③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。

④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。

⑤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；严禁一般工业固废进入油泥临时储存点。

9.2.5.5 危险废物依托处置可行性分析

经建设单位提供资料，建设单位与陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司（靖边区域）和定边县东港污油泥土处理有限责任公司（定边区域）已签订了含油污泥等危险废物处置协议，本次评价从依托单位环保手续履行情况、依托工艺可行性、依托处置能力可行性等三个方面阐述其依托可行性。

（1）依托工程环保手续履行情况

本项目依托危险废物处置单位陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司环保手续齐全，环保手续履行情况见表 9.2-4。

表 9.2-4 本项目依托危险废物处置单位环保手续履行情况

序号	工程内容	项目名称	环评执行情况	环保竣工验收
1	陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司	陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司油污泥处置技改扩建项目	榆政审批生态发〔2020〕75 号	自主验收（2021 年 8 月 29 日）
2	定边县东港污油泥土处理有限责任公司	技改升级年处理污油泥土 15 万吨及扩建年填埋 10 万吨固体废物填埋防渗场建设项目	榆政审批生态发〔2021〕3 号	自主验收（2022 年 8 月 6 日）

（2）依托工程处置能力校核

陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司成立于 2010 年，位于靖边县周河镇巡检司村。配套建设的油污泥集中处置项目包括 12 万吨/年（HW08）废矿物油与含矿物油废物集中收集、贮存、处置、利用，1.5 万吨/年（HW09）废乳化液和 1.5 万吨/年废油泥包装物及防渗布（HW49）集中收集、贮存、处置和利用。

定边县东港污油泥土处理有限责任公司位于定边县盐场堡乡北畔村，经营规模为 21.3 万吨/年污油泥土集中收集、贮存、处置和利用，其中污油泥类 13 万吨/年，油气开采行出含油泥沾类物 2 万吨/年，热解废渣 6.3 万吨/年。

根据依托危险废物处理单位的设计处理能力及现状处理能力，结合本项目新增处理量分析，项目依托危险废物处理单位处理能力是满足本项目需求的。依托工程处置能力可行性分析见表 9.2-5。

表 9.2-5 依托工程处理能力可依托性分析

依托对象	依托工程处理能力可行性分析				
	处理规模	目前处理量	剩余处理量	本次新增量	可行性
陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司	12 万 t/a	10.5 万 t/a	1.5 万 t/a	236.14t/a	可行
定边县东港污油泥土处理有限责任公司	13 万 t/a	9 万 t/a	4.0 万 t/a		

（3）依托工程工艺、经济可行性分析

①陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司

主要生产工艺如下：

经罐车运输收集回来的污油泥暂存于污油泥储存池，预加热处理的污油泥通过污油泵输送至加热搅拌罐，并加入破乳剂，加热搅拌完成均质，再进入三相分离机进行分离。均质调节的含油污泥经污油泵输送至三相分离机，进行油、泥、水三相分离处理。物料在三相分离高速运转的作用下，使比重不同的油、水、泥在三相分离机中能够得到自动分离。

分离出的泥渣经“干化+热脱附+氧化”处理工艺、热解碳化处理工艺，使其发生热解反应转化为、可燃气和固体残渣，可燃气经冷凝利用后为系统提供能量，固体残渣经资源化利用后，用于制砖或建设井场。

分离出的污水经罐车运输至厂区1000m^{3}废液收集罐单独储存，收集储存一定量后的废乳化液进入污水处理装置处理，污水处理采用“絮凝沉淀+一级气浮+二级气浮+石英砂过滤+活性炭过滤+反渗透膜装置”工艺，处理后净化水单独储存于300m^{3}净化水罐，厂内利用或送采油厂回注。污水处理装置分离出的浮渣进入热解炭化装置进一步处理，最终达到无害化处置要求。

同时，本项目靖边开发区域距离靖边县鸿浩石油化工产品有限公司的距离相对较近，建设单位委托有相应资质的单位进行含油污泥运输，并在运输过程中采取严格的污染防治和风险防控措施，则项目含油污泥运输过程风险可控、经济合理。

②定边县东港污油泥土处理有限责任公司

定边县东港污油泥土处理有限责任公司生产过程中涉及的工艺包括三相分离处理工艺、热解炉处理工艺、填埋处理工艺等。

定边县东港污油泥土处理有限责任公司已取得了陕西省环境保护厅授予的《陕西省危险废物经营许可证》（编号：HW6108250002），根据《定边县东港污油泥土处理有限责任公司技改升级年处理污油泥土15万吨及扩建年填埋10万吨固体废物填埋防渗场建设项目竣工环境保护验收报告》，定边县东港污油泥土处理有限责任公司主要采用“三相分离+热解+填埋”工艺进行污油泥处理处置，处理后的残渣进入该公司填埋场进行填埋处置，无二次污染产生，因此，从处理工艺上来看，本项目含油污泥依托处理可行。

同时，本项目定边开发区域距离定边县东港污油泥土处理有限责任公司之间的距离相对较近，建设单位委托有相应资质的单位进行含油污泥运输，并在运输过程中采取严格的污染防治和风险防控措施，则项目含油污泥运输过程风险可控、经济合理。

9.2.6 土壤污染防治措施

9.2.6.1 现状保障措施

根据本项目土壤监测数据，项目评价范围内的土壤环境质量不存在超标点，无酸化或碱化土壤，现状质量较好。为保障项目评价范围内土壤现状，项目应严格执行土壤污染防治相关管理办法、规定和标准，采取有关土壤污染防治措施。

9.2.6.2 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水处理系统，达标后回注地层，不外排；

②加强标准化井场建设，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如此，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；

③井场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外。

（2）固废源头控制措施

①井口设置导油槽，井场设置污油污水池，导油槽与污油池相连，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进行回收；

②井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地原油和含油污泥；

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，送厂内危废暂存点暂存，清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

（3）废气源头控制措施

①尽可能从源头控制废气中污染物的产生；

②切实做好项目装置区的废气污染检测、防治等工作，尽可能的从源头消除土壤污染源，同时还应加强运行期的监测和管理。

9.2.6.3 过程防控措施

根据本项目运行期土壤污染特征，项目土壤防控措施是针对污废水、物料堆存、

固废堆存可能下渗对土壤造成污染采取的措施，主要是项目污废水贮、集和处理装置及固废堆存区采取合理规范的防渗措施，具体措施与地下水分区防渗措施一致。

（1）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和污油污水池，防渗结构层的渗透系数不应大于 1.0×10^{-10}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 18597-2023）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≤1.0×10^{-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≤1.0×10^{-10}cm/s。

（3）环评建议项目应根据相关的标准规范要求，对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进行维修，以防止污染下风向土壤。同时土壤中的污染物可通过生物降解或植物吸收而被净化，企业也可以在厂区空地区域进行人工栽植适应评价区环境的灌木、草地等植被，以减少污染物通过大气沉降的途径对周边土壤环境的影响。

9.2.6.4 跟踪监测计划

本次评价给出土壤跟踪监测计划，目的在于保护项目场地及周围土壤资源，对评价区内的土壤污染及时预警，并采取合理的补救措施。因此，为了及时准确的掌握土壤的变化情况，评价建议建立评价区的区域土壤监控体系。

由于项目井场较多，全部列入监测计划不太可行，本次评价分别选取不同土壤类型的新建、扩建井场各 1 座作为典型井场纳入监测计划。同时在后续采油过程发生漏油事故的井场污油池附近增设土壤监测点。

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 陆上石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中 12.3.6：“重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油井井口周边土壤环境开展跟踪监测”，本工程新建增压站不涉及废水池、固体废物贮存场等典型地下水产污装置，井场及改造场站应纳入现有井场/站场例行监测计划内，本项目依托的污油泥暂存点、措施液处理站、采出水处理站、转接站等均按第三采油厂现有监测计划执行。退役期应对退役油井周边土壤环境开展跟踪监测，监测点位应根

据具体退役井的位置进行布设，主要位于井口周边。

本次跟踪监测，新布设 6 个土壤跟踪监测点位，其他点位依托第三采油厂现有监测计划执行，土壤环境质量跟踪监测布点信息见表 9.2-6。

表 9.2-6 土壤跟踪监测点位信息表

监测点位	性质	点位类型	监测频率
柳96-31井场油井井口附近	新建井场（黑垆土）	表层土壤（0～0.5m）1个；深层土壤1个	表层土每年一次，深层土3年一次
柳85-35扩井场油井井口附近	扩建井场（黑垆土）		
柳48-9-5井场油井井口附近	新建井场（黄绵土）		
高199扩井场油井井口附近	扩建井场（黄绵土）		
南九增	新建增压站（黑垆土）		
南八增	新建增压站（黄绵土）		
柳84-32含油污泥贮存点	依托污油泥贮存点	按照第三采油厂现有监测计划执行	每年1次
柳77-50含油污泥贮存点			
冯73-81含油污泥贮存点			
定126-10含油污泥贮存点			
靖二联合站	依托联合站		
靖三联合站			
油一联合站			
南十二转、南六转、柳103-252脱、柳92-33措施液处理站、池二增、池三脱等站场	依托水处理站、转接站、脱水站等		

（2）监测因子及频率

初次监测：GB36600 表 1 基本项目+pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）；

后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬。

监测频率为表层土每年一次，深层土 3 年一次。

（3）控制标准

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。

（3）监测要求

监测结果应及时建立档案，并定期向厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，如发现异常或者发生事故，应加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染原因，及时采取应对措施。

9.3 退役期污染防治措施可行性分析

9.3.1 退役期污染防治措施

退役期主要污染源是井场和站场设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物以及管线封堵产生的废物等，主要污染防治措施如下：

（1）油井退役后，对废弃井架、井台进行拆除，对出油管线进行清扫和封堵，对废弃井的井眼进行封堵。

（2）站场设施、井口拆除和管线清扫封堵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、站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、管线经清洗后作为废旧物资回收，按规定进行处置，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。

（3）对井场和站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，在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井。

（4）退役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）退役后，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。

（7）油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。应对退役油井井口周边地下水和土壤环境开展跟踪监测。

评价认为，在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响。

9.3.2 封井的质控措施和要求

工艺原理：封井主要是在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染，隔离开注采井段与未开采利用井段，保护地表土壤和地面水不受地层流体污染，隔离污水的层段，将地面土地使用冲突降低到最小程度。

封井质量要求：油水井不出现套返现象。

封井质量控制：封井的作业程序包括，井口处理、套内处理、套外处理和封后井口处理几个过程，每一个工序都应当确保施工质量，确保封井质量。

封井质量委托中国石油测井公司进行测量，采用声波技术对油井和注水井的封堵质量进行测量，绘制水泥胶结评价图，得出封井质量结果。

9.3.3 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。

对永久停用、拆除或弃置的废弃井（站）场、道路等设施，经土壤污染状况调查，经风险评估确认地块污染风险为可接受水平，确保无土壤环境污染遗留问题后，开展复垦复绿、改良等工作，并依法进行分类管理。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方可进行开发利用。

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。

9.4 环保措施清单

项目施工期、运行期、退役期主要污染防治措施见表 9.4-1。

表 9.4-1 项目环保措施清单

类别		污染源	治理措施
施工期	废气	施工扬尘	①合理规划运输路线，控制车速，运输车辆加盖篷布； ②洒水降尘，文明装卸； ③管线施工及时开挖，及时回填；
		施工机械、车辆尾气	选择符合国家标准且低含硫量的优质柴油
	废水	钻井废水	全部排入移动式废水罐中配制泥浆，循环利用。钻井结束后，钻井废水拉运至措施返排液处理站处理达标后回注
		试油废水	试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注
		压裂返排液	优先回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注
		管道试压废水	管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注
		施工废水	沉淀后回用或者用于洒水降尘
		施工人员生活污水	定期清理后用于农田施肥
	地下水		尽量采用新工艺和新技术；选择无毒、低碱泥浆；下套管应注水泥封固；采取平衡钻进；采用清洁可回收压裂液体系；井场施工场地防渗；现场产生的固废及时合理处置
	噪声	施工机械噪声	合理安排施工作业时间；选用低噪声机械设备加衬弹性垫料
	固废	废弃钻井泥浆和岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送依托的陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司集中处置
		落地油	井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率100%
		废润滑油	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置
		施工人员生活垃圾	生活垃圾设收集箱收集，运环卫部门指定地点进行处置
		其他固废	土石方就地平衡；废焊条交由厂家回收；建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置；废防渗布单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置；清罐底泥单独收集、暂存，定期交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置；钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废蓄电池定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存
	生态环境		控制井场、站场施工临时占地范围，控制管线、道路施工作业带宽度；

类别		污染源	治理措施
			避免雨季施工，造成水土流失；管线施工分层开挖、分层堆放、分层回填；施工结束后立即进行迹地恢复
	环境风险		密闭集输，配备压力报警装置，定期清管，检查管壁厚度，必要时更换管线
运行期	废气	伴生气	回收套管气，实施油气密闭输送； 分离伴生气根据工程实际伴生气产生量输往下游站场继续利用，或依托现有伴生气综合利用工程进行回收利用。
		无组织烃类	加快井区技术系统建设，原油通过管线系统密闭集输； 提高伴生气的综合利用率； 采油井井口加强密闭性。
	废水	采出水	依托现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排。
		措施返排液	罐车拉运至依托的现有 3 座措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排。
	地下水		在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏；分区防渗；制定地下水污染应急响应预案和跟踪监测计划
	噪声	设备运行噪声	井场选址远离居民区，合理安排设备布局，主要噪声源远离居民一侧布置；设备选型尽可能选择低噪声设备；绿化降噪：站场周围进行绿化，种植花卉、树木。
	固废	落地油	设置井控装置，严格井控技术规定和井口装置试压要求； 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； 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； 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；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。
		其他固废	属危险固废，暂存后交有资质单位安全处置。
	环境风险	原油泄漏	制定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；定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；编制应急预案并适时对相应安全维护措施做出调整；加强巡线；定期对集输管线壁厚进行测量，发现异常及时更换管道，杜绝泄漏事件发生；
	生态环境		及时进行迹地恢复，加强植被的绿化和抚育工作，提高植被覆盖率
	环境管理		建立环境管理体系
	环境监测		地下水环境、土壤环境质量跟踪监测；生态监测
退役期	对拆除地面设施和地面管线过程中产生的垃圾及时外运并合理处置		
	油井闭井后，确认每口井封堵完好		
	保留各类绿化、生态保护设施，井场永久性占地范围内进行植被恢复		

9.5 环保投资估算

本产能建设工程在开发方案中未给出详细的环保投资估算。本评价根据所采取的环保措施估算该工程的环境保护投资，其中包括施工期和运行期预防、治理污染有关的基建工程、环保措施等。环保投资最终以施工设计为准。

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，项目总投资约 22651 万元，估算项目一次性环保投资约 2050.4 万元，占总投资的 9.05%，环保投资一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1　环保投资估算一览表　单位：万元

类别		污染源	治理措施	数量	环保投资
施工期	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布、道路洒水灭尘	/	10
			施工场地围栏，道路临时硬化	/	20
		施工机械和车辆尾气	选用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油	/	纳入材料投资
	废水	钻井废水	废液收集罐，移动式收集设施收集后循环使用	87口井	174
		试油废水	试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注	罐车10辆	200
		压裂返排液	处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注		
		管道试压废水	管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注	/	10
		施工废水	沉淀后回用或者用于洒水降尘	/	10
		施工人员生活污水	定期清理后用于农田施肥	/	10
	地下水		尽量采用新工艺和新技术；选择无毒、低碱泥浆；下套管应注水泥封固；采取平衡钻进等工程措施	/	20
			井场施工场地防渗措施	26座井场	78
			现场产生的固废及时合理处置	/	纳入固废治理环保投资
	噪声	设备噪声	合理安排施工作业时间；选用低噪声机械设备加衬弹性垫料	/	20
	固废	废弃钻井泥浆和岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送依托的陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司集中处置	87口井	353
		落地油	井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率100%	46口油井	
		废润滑油	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处	/	8

类别		污染源	治理措施	数量	环保投资
			置		
		生活垃圾	生活垃圾设收集箱收集，运环卫部门指定地点进行处置	/	0.4
		其他固废	土石方就地平衡，废焊条交由厂家回收，建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，废防渗布单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置，清罐底泥单独收集、暂存，定期交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置，钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废蓄电池定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存	/	15.0
	生态补偿		生态保护、恢复与重建费用	140.65hm^2	280
	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	若干	50
	标准化井场		新建 17 座井场按照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》要求建设标准化井场，设置二池一沟，井场周边设施绿化工程。实施标准化井场	10	200
运营期	废气	井场烃类无组织排放、采出水处理系统烃类无组织排放	减少跑冒滴漏，优化操作，合理安排储运作业，加强维护和管理，定期检查设备密封状态。	/	/
	废水	油田采出水	油田采出水依托现有采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后全部同层回注	/	依托
	地下水	井下措施返排液	措施返排液全部依托现有措施返排液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后全部回注	/	依托
	噪声	设备噪声	选用低噪声环保型设备；隔声降噪；加强设备维护；距离衰减	/	4
	固废	落地油	100%回收	/	8
		含油污泥	清罐作业产生的油泥直接委托有陕西省靖边鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置，不暂存。； 措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定期交由陕西省靖边鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置； 废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位	/	140
		废防渗布、废润滑油及其包装桶			

类别	污染源	治理措施	数量	环保投资
		合理处置；		
风险防范		管线输送压力、管壁实时监控设施、堵漏等一般风险防范设施。	/	30
		井场周边设置截洪沟，四周修建砖混挡水墙，罐区周边设置防火堤，其容积需满足外泄油品全部截留于防火堤内，站场进行分区防渗。	/	纳入主体环保投资
		井场周边设置截洪沟，四周修建砖混围墙，建设雨水蒸发池、污油池		
环境管理		建立环境管理体系	/	200
环境监测		地下水环境、土壤环境质量跟踪监测；生态监测	/	50
退役期		井场植被恢复及对拆除地面设施和地面管线过程中产生的垃圾及时外运并合理处置	/	140
“以新带老”措施		增加井区道路洒水降尘频率，降低扬尘污染	/	8
		密切关注废弃井场植被恢复情况，适时补栽补种	/	12
合计				2050.4

第10章　环境影响经济损益分析

10.1 经济效益

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，项目总投资约22651万元，将实现年产4.8×10^4t/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7.14，则每吨原油以3499元计，年产值可达16795万元，具有较好的经济效益。

10.2 社会效益

（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）本建设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的经济带动作用，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。

10.3 环境经济损益分析

10.3.1 环境代价分析

本工程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。

10.3.1.1 生态破坏代价

（1）占地损失

项目生产服务期按10年计算，永久占地对生态的破坏时间为10年，临时占地为3年。项目永久占地面积为9.234hm^2，临时占地面积为58.54hm^2，按当地企业、政府租用土地费用标准（3万元/hm^2·a）估算，永久占地损失为27.70万元/a，临时占地损失为52.69万元/a。

（2）生态服务功能损失

根据工程分析，本项目工程新增永久占地9.234hm^2，临时占地面积为58.54hm^2，占地类型主要为草地和旱地，根据统计平均单位面积损失价值按4500元/（hm^2•a）

计，则本项目造成的生态环境功能损失总经济价值为：永久占地4.16万元/a，临时占地7.90万元/a

（3）水资源流失代价

本工程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，本项目新鲜水取水量共计5.9万m^3/a，按当地工业用水价格3.35元/m^3计算，折合水资源利用价值为19.76万元/a。

10.3.1.2 小结

综上所述，本项目环境代价详见表 10.3-1。

表 10.3-1 项目环境代价汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态破坏代价	占地损失	80.39
	生态服务功能损失	12.06
	水资源流失代价	19.76
合计		112.21

10.3.2 环境成本分析

10.3.2.1 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280万元，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，则生产服务期每年生态保护投资平均约为28万元。

10.3.2.2 污染防治成本

（1）污染防治设备投资

工程用于污染防治的投资1380万元，设备使用寿命以10年计，则每年投入防治污染的费用为138万元/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90万元/a。

10.3.2.3 小结

根据以上分析计算，得出的环境成本详见表 10.3-2。

表 10.3-2 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	28
污染防治成本	污染防治设备投资	138
	环保设备运行及管理费	90
合计		256

10.3.3 环境收益分析

项目环保收益主要包括生态保护收益和污染防治收益。本项目生态保护收益不易量化，因此项目环保收益主要考虑污染防治收益。

（1）钻井泥浆回收收益

本项目钻井期废弃钻井泥浆产生总量约为 2063.82t，通过井场内泥浆循环利用，项目可节省泥浆约 18574.38t，按价值 382 元/t 计算，节省资金 709.54 万元，油田生产按 10 年计，则平均每年收益约 70.95 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 0.46t，回收率 100%，回收落地油价格按 2000 元/t 计，则年落地油回收收益约 0.09 万元。

（3）伴生气回收收益

根据产建方案与工程分析，伴生气年实际产生量为 $154.40\times10^4m^3$，年回收利用量为 $150.35\times10^4m^3$，参照当前天然气价格 2.0 元/m^3 计算，则伴生气回收收益约 300.71 万元/a。

（4）油田采出水、井下措施返排液回注收益

按工程分析，本工程运行初期采出水、措施废液回注水量为 3.50 万 m^3/a，按工业用水价格 3.35 元/m^3 计算，折合节约水资源利用价值 11.74 万元/a。

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表 10.3-3。

表 10.3-3 建设项目环境收益汇总表

分类	项目	单位（万元）
环境收益分析	钻井泥浆回收收益	70.95
	落地油回收收益	0.09
	伴生气回收利用收益	300.71
	回注水利用收益	11.74
合计		383.49

10.4 环境经济损益分析结论

综上所述，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，但在可接受程度和范围之内。工程环境经济损益分析见表 10.4-1。

表 10.4-1 环境经济损益分析表 单位：万元

环境代价	环境成本	环境收益	损益分析
-112.21	-256.00	+383.49	+15.28

注：“+”表示收益，“-”表示损失。

根据计算，本项目环保工程经济效益系数为：

$$\text{环保工程经济效益系数}=\frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}}$$

该工程环境成本为 256 万元/年，年环境收益为 383.49 万元/年，计算出环保工程经济效益系数为 1.50，也就是每年 1 元的环保费用可增加环保收益 1.50 元。可见该工程规模开发，环保投资力度大，对环境的影响相对较小，处理效果明显。

本项目的单位产品环境代价为 23.38 元/t，仅占单位产品产值的 0.67%。单位产品环境成本为 53.33 元/t，仅占单位产品产值的 1.52%。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。

本工程的环保工程经济效益系数较高，对工程采取良好的环保措施后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，本工程是合理可行的。

第 11 章　环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治和环境监督管理工作的依据，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运行期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运行期的环境管理、QHSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

11.1 环境管理

开展企业环境管理的目的是在项目施工和运行阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

11.1.1 环境管理机构

集团公司设立质量安全环保科负责整个开发区域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。

在施工期，集团公司经理部门设置环境总监，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、技术资料的收集建档。由项目经理部委托工程监理单位，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，由中国石油长庆油田分公司第三采油厂安全环保科统一负责本项目的环保管理工作，在厂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。

11.1.2 环境管理体系

QHSE 管理体系是国际石油石化企业通用的一种管理模式，具有系统化、科学、规模化的特点，被国外大石油公司广泛采用。中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司结合实际，建立了自身的质量、健康、安全与环境管理体系和组织机构。

评价要求本项目应依据体系文件建立施工期和运行期的 QHSE 管理程序框架和运行方案，对生产管理人员和施工人员、操作人员进行 QHSE 培训，将使各种施工作业活动中施工人员的健康、安全得到保证，对环境的破坏和影响降低到最小程度。

（1）QHSE 管理概述

本项目的 QHSE 包括施工期与运行期的 QHSE 管理，主要 QHSE 组织结构的建立、规章制度的制定和操作规程的编写、应急措施的建立、人员的培训、责任的确定及事故预防等。

（2）QHSE 组织机构的建立

本项目设立一个环境管理体系领导小组，组员由行政主管、安全环保和技术人员担任，并任命 1～2 名兼职的 QHSE 现场监督员，由熟悉 QHSE 技术、经过专门 QHSE 管理培训并有一定管理能力的人员担任。QHSE 管理小组成立后，公司赋予 QHSE 管理人员权利和责任，并为管理小组 QHSE 管理的各项活动提供必要的物质条件和支持。

（3）QHSE 管理文件编写

本项目建立 QHSE 管理体系时，应编制 QHSE 管理手册、各种程序管理文件、管理作业文件和各类操作规程。本项目施工期和投入运行后，QHSE 管理小组应在管理体系框架下，为本项目的 QHSE 管理和安全操作选定必要的规章制度和操作规程，主要包括：

①施工期的安全操作规程；

②生产过程安全操作规程；

③设备检修过程安全操作规程；

④正常运行过程安全操作规程；

⑤非正常运行过程安全操作规程；

⑥应急处理故障、事故过程安全操作规程；

⑦各种特殊作业（吊管起重、动土、险区域用火、进入设备场地）的安全操作

规程；

⑧施工期、运行期的环境保护管理规程。

这些制度和规程是本项目建设和生产过程行之有效的管理文件，有些是针对本项目施工期和运行期的特点建立的。这些文件应及时下发到岗位，并在员工正式上岗前通过专门培训或专门讲解，使员工了解；需专门为本项目不同岗位制定制度或规程，如生产装置操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及抢修岗位等，应尽快制度适用这些岗位的规程和管理制度，并培训岗位人员熟练掌握。

（4）本项目 QHSE 管理工作内

应结合本项目环评识别的施工期和运行期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，结合本项目安全评价、职业卫生评价篇章的成果，侧重在以下方面开展工作：

①工艺流程分析；

②污染生态危害和影响分析；

③泄漏事故危害和风险影响分析；

④建立预防危害的防范措施；

⑤制定环境保护措施；

⑥建立准许作业手册和应急预案。

11.1.3 环境管理的主要任务

（1）施工期的环境管理

①建立和实施基建施工作业的 QHSE 管理体系；

②对开发建设全过程实施环保措施和环保工程的监督和检查；

③实施施工作业环境监督制度，以确保施工作业对土壤、生态环境造成的破坏降到最低程度，施工期环境管理内容包括：扬尘、挖方料坑、弃方堆置场、道路两侧植被情况、施工人员生产和生活废水排放去向以及施工迹地恢复情况，发现问题及时向有关环境管理部门反映；

④负责与有关环保主管部门的沟通、协调，组织工程建设的“三同时”验收工作。

（2）生产运行期的环境管理

①建立和实施油田开发作业的 QHSE 管理体系；

②将政府和上级主管部门的环保法律法规、标准下发到各级机构、结合本集团

生产和环保的实际情况，制定企业环保管理规章制度，并贯彻执行；

③负责油田日常的环境保护管理工作，如生态恢复、环境监测和污水处理等；

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强化基础工作，建立完整、规范、准确地环境基础资料、环境统计报表和环境保护技术档案；

⑥编制应急计划；

⑦对全体员工组织开展环境保护培训。

11.1.4 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，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；

11.1.5 信息公开制度

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（部令 第 24 号），企业是环境信息依法披露的责任主体。企业应当建立健全环境信息依法披露管理制度，规范工作规程，明确工作职责，建立准确的环境信息管理台账，妥善保存相关原始记录，科学统计归集相关环境信息。企业年度环境信息依法披露报告应当包括以下内容：

（1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

（2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

（4）碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

（5）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

（6）生态环境违法信息；

（7）本年度临时环境信息依法披露情况；

（8）法律法规规定的其他环境信息。

11.2 污染物排放管理

11.2.1 排污许可证办理

根据《排污许可证管理条例》，本项目建设工程内容应该纳入第三采油厂现有排污许可证内容进行管理。

11.2.2 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。本项目污染物排放清单见表 11.2-1。

表 11.2-1 本项目污染物排放清单

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
废气	井场、站场	油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体	非甲烷总烃	1.7419 t/a	1.7419 t/a	密闭输送
	加热炉	加热炉燃烧	颗粒物	0.0175 t/a	0.0175 t/a	8m以上排气筒排放
			SO_2	0.0095 t/a	0.0095 t/a	
			NO_X	0.0788 t/a	0.0788 t/a	
废水	石油开采	油田采出水	石油类、SS等	初期：3.2万 m^3/a；中后期：19.2万 m^3/a	0	经采出水处理站处理达标后同层回注
	井下作业	措施返排液	石油类、SS等	3045 m^3/a	0	经措施返排液处理站处理达标后回注
噪声	井场	抽油机	噪声	/	0	隔声减震后达标排放
固废	井场	落地油		0.46 t/a	0	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收
	井场、污水处理系统	含油污泥		235.68 t/a	0	暂存于含油污泥临时暂存点后，含油污泥靖边定期交陕西省靖边鸿浩

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
	井场、站场	废防渗布、废润滑油及其包装桶		1.2 t/a	0	石油化工产品有限公司合理处置，定边定期交定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置；废防渗布、废润滑油及其包装桶定期交有资质单位合理处置

11.2.3 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 11.2-2~表 11.2-3。

表 11.2-2 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 11.2-3 排污口规范化管理要求表

序号	要求	图形标志设置部位				
		废水排放口	废气排放口	噪声源	固废堆场	
					一般固废	危险废物
1	图形符号					
2	背景颜色	绿色				黄色
3	图形颜色	白色				黑色

11.3 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。环境监测计划的制定与执行将保证环境管理措施的实施和落实，并及时发现问题，促进环境管理措施的修正和持续改进。

11.3.1 环境监测管理

（1）对运行期间的污染源及环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担；

（2）常规项目环境监测可由公司下属环保监测站进行，但从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗；

（3）建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

11.3.2 环境监测计划

本企业属于土壤污染监管重点单位，依据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南《试行)》(HJ1209-2021)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）等标准导则，结合本企业土壤和地下水环境自行监测方案，确定项目主要环境监测计划见表 11.3-1 至表 11.3-3，监测结果应及时向社会公开。后期发布新的国家或地方相关的石油天然气自行监测相关导则、标准等，应按照新标准导则实施。本项目监测计划纳入第三采油厂年度自行监测计划。

（1）环境质量监测计划

①土壤和地下水：重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，监测点位、监测因子、监测频率根据 HJ 964、HJ 1209、HJ 1248 确定；重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测，监测点位、监测因子、监测频率根据 HJ 160、HJ 164、HJ/T 166、HJ 1209、HJ 1248、NB/T 10848 确定。

②环境空气质量监测筛选项目排放污染物最大占标率 Pi≥1%的特征污染物作为环境质量监测因子；

③生态环境监测：位于一般区域的，重点监测临时性占地区植被恢复情况，包括植被覆盖率及植物多样性组成。位于生态敏感区的，应根据生态敏感区功能、主要保护目标的保护要求等，明确监测点位、时间或频次、内容等，可采用 HJ19 附录 B 规定的监测方法。

表 11.3-1 运行期环境质量监测计划

类别	监测要素	监测点位	监测因子		监测频率	标准
环境质量监测	地下水环境	柳 103-252 脱污油池下游、庙台村、巡检司村民井、南六转水源井、桃沟村民井	**初次监测：**GB/T14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、钡； **后续监测：**在前期监测中曾超标的污染物+pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰、挥发性酚类、耗氧量、硫化物、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）氨氮、钡、汞、砷、六价铬		每半年（枯水期、丰水期）一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
	土壤环境	柳 96-31 井场、柳 85-35 扩井场、柳 48-9-5 井场、高 199 扩井场油井井口附近、南九增、南八增	表层土壤（0～0.5m）1 个；深层土壤 1 个（深层土壤监测点采样深度应略低于其对应的隐蔽性重点设施设备底部与土壤接触面）；	**初次监测：**GB36600 表 1 基本项目+石油类、石油烃 C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）； **后续监测：**在前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃 C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬	表层土每年一次，深层土 3 年一次	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）“第二类用地”筛选标准
		其他依托站场按照第三采油厂现有监测计划执行				
	生态环境	典型井场、站场、输油管线、道路周边，重点在涉及国家二级公益林、永久基本农田的井场、管线及道路周边	施工期的植物群落变化情况、临时占地的恢复情况等；运行期的绿化植被成活率，生态保护对策措施的有效性及生态修复效果等		施工期并延续至正式投运后 5 年内	恢复到与周围生态景观协调一致，植被恢复程度不低于施工前，不降低原有生态功能

（2）污染源监测计划

①大气污染源监测应按照 HJ 819、HJ 820、HJ 1248、GB 37822、GB 39728 的要求开展。本次评价选择典型井场进行污染源监测计划，典型井场为本次工程新建井场和扩建井场中打井数量最多的井场。

②废水按照 HJ1248 的要求开展。

③根据噪声影响特点和声环境保护目标分布，提出项目在施工期和运行期的厂界（或场界、边界）噪声监测和代表性声环境保护目标声环境监测。

④根据发生的风险事故类型、地点，提出开展相应的应急监测及跟踪监测的要求。

表 11.3-2 运行期污染源监测计划

类别	监测要素	污染源	监测点位	监测因子	监测频率	标准
污染源监测	大气	加热炉	南九增、南八增加热炉排气筒	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、林格曼黑度	1次/年	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）新建燃气锅炉标准（其他燃气）
	废水	/	本次废水处理均依托于现有场站处理，已纳入全厂监测计划	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	/	
	噪声	厂界	南九增	Leq（A）	1次/季	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类标准
	固废	/	本次含有污泥暂存均依托于现有场站处理，已纳入全厂监测计划	危险废物暂存点的设置是否满足规范要求	/	土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）“第二类用地”筛选标准

（3）其他监测

回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足 SY/T5329 要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 300m^3/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300m^3/d 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。根据工程分析，本项目回注井注入量为 25m^3/d，故本次评价要求井筒完整性监测频率为每 2 年进行 1 次。

表 11.3-3 回注井监测计划

类别	监测项目	监测点位置	监测频率	控制标准
回注井	储层空气渗透率	注水井	1次/半年	满足《环境影响评价 技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HI349-2023）要求；水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T5329）要求
	配注率、配注量、注水压力、平均腐蚀率		1次/季	
	井筒完整性		1次/2年	

此外，退役期应对退役油井周边地下水环境、土壤环境开展跟踪监测，监测点位应根据具体退役井的位置进行布设，主要位于井口周边。

（4）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部门编制的《空气和废气监测分析方法》、《水和废水监测分析方法》、《地下水环境监测技术规范》、《工业企业厂界环境噪声排放标准》等监测技术规范要求执行。

11.4 环保验收清单

本项目环境保护验收调查建议清单见表 11.4-1。

表 11.4-1 环境保护竣工验收调查清单一览表

分类	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	验收标准
施工期	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	配套	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）
			施工场地设置围栏	配套	
			洒水车或其它洒水设备	配套	
	废水	钻井废水	全部排入移动式废水罐中配制泥浆，循环利用。钻井结束后，钻井废水拉运至措施返排液处理站处理达标后回注。	配套	经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）后回注地层，不外排
		试油废水	试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注。	配套	
		压裂返排液	处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注	配套	
		试压废水	管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注	配套	
		生活污水	定期清理后用于农田灌溉	配套	用于农灌，不外排
	噪声	施工机械噪声	选用低噪声机械设备加衬弹性垫料	配套	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
	固废	废弃钻井泥浆和岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送依托的陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司集中处置	配套	转运记录清晰，集中处置率100%

分类	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	验收标准
		落地油	井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率100%	配套	回收率100%
		废润滑油	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置	配套	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		施工人员生活垃圾	生活垃圾设收集箱收集，环卫部门统一清运	配套	统一收集，定期送环卫部门指定地点处置
		其他固废	土石方就地平衡，废焊条交由厂家回收，建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，废防渗布单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置，清罐底泥单独收集、暂存，定期交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置，钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废蓄电池定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存	配套	处置率100%，不产生二次污染
	生态	生态恢复	临时占地植被恢复、水土流失治理、农业和生态补偿	58.54hm^2	逐步恢复至100%
运行期	废气	烃类	密闭集输，井口设定压阀回收套管气，伴生气进入轻烃厂综合利用。	配套	厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	废水	采出水	由采出水处理系统处理达标后同层回注	/	出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
		井下措施返排液	依托现有措施返排液处理站处理达标后全部回注	/	
	噪声	设备运行噪声	低噪声设备、基础减振	配套	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准
	固废	落地油	井下作业时“铺设作业、带罐上岗”，实现落地油100%回收	配套	100%回收
		含油污泥	清罐作业产生的油泥直接委托有陕西省靖边鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置，不暂存。措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定期交由陕西省靖边鸿浩石油化工产品有限公司和定边县东港污油泥土处理有限责任公司合理处置 废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期	配套	委托有资质的单位进行合理处置
		其他固废		配套	

分类	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	验收标准
			交有资质单位合理处置		
	地下水		分区防渗措施：新建井场含油污水池、采出水一体化处理装置、采出水处理站污水污泥池、增压站事故油箱、污油回收装置、输油泵房采取重点防渗区要求（等效黏土防渗层≥6m，防渗层渗透系数≤1×10^{-7}cm/s）；雨水收集池及收集渠、油气分输一体化装置、集油收球加药一体化集成装置区、外输阀组、除油罐、加药装置采取一般防渗（等效黏土防渗层≥1.5m，防渗层渗透系数≤1×10^{-7}cm/s）；其他区域简单硬化	配套	符合《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求
	风险		站场风险防范设备，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资等	配套	按要求配备
	生态		水土保持植被措施+场站内外绿化	/	征地范围内安全区域内进行绿化
	其他		清洁文明井场建设	井场	省、市清洁文明井场建设验收标准

第 12 章　环境影响评价结论

12.1 工程概况

长庆油田分公司第三采油厂 2025 年（姬塬油田、靖安油田部分区域）部署建设产能规模 4.8 万吨。本次产建部署井场 26 座，其中 17 座为新建井场、9 座为现有井场扩建；共钻井 87 口，其中油井 46 口（均为开发井，不涉及勘探井转生产井），注水井 41 口（本项目不涉及采油井转注水井）；油井包括定向井 4 口，超短水平井 42 口；注水井均为定向井。本项目拟建管线 44 条 100.26km，其中单井出油管线 23 条 41.80km，输油管线 4 条 16.15km，供水干线 3 条 5.51km，注水管线 11 条 28.53km，集气管线 3 条 8.27km。管线优先同沟敷设，注水管线与出油管线同沟敷设长度为 11.36km。本次同时新建南九增、南八增，对盘三转接站、柳 103-252 脱、南六转、南五供进行站场改造。

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，本产建工程合计建设总投资约为 22651 万元，估算项目一次性环保投资约 2050.4 万元，占总投资的 9.05%。

12.2 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据陕西省生态环境厅发布的 2025 年发布的环保快报，项目所在区域各基本因子均达标，为达标区。

根据环境空气现状监测结果，各监测点所测得非甲烷总烃浓度值均符合《大气污染物综合排放标准详解》中限值（2.0mg/m^3）要求，硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值。

（2）地表水环境质量现状

本项目涉及 3 处周河跨越工程，引用监测结果表明，周河二道沟断面和东坪村断面（南六转拦油坝处）的 pH、悬浮物、COD、氨氮、石油类、硫化物、挥发酚均满足 GB3838-2002《地表水环境质量标准》III类标准。

（3）地下水环境质量现状

根据地下水环境质量现状监测以及引用监测结果，本次地下水监测点除部分点

位溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、钠超标外，其余各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

根据包气带污染监测结果，三组对照结果显示井场内石油类浓度与井场外背景值相差不大，表明现有工程未造成包气带土壤污染，包气带现状较好。

（4）声环境质量现状

根据声环境现状监测结果，项目周围环境敏感点声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）中 2 类区相关标准限值；拟建井场、现有场站厂界声环境质量满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。评价区声环境质量较好。

（5）土壤环境质量现状

根据土壤环境质量现状监测以及引用自行监测结果，占地范围内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。占地范围外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值要求（pH>7.5），石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，因此评价区土壤环境质量良好。

12.3 污染物排放情况

12.3.1 施工期污染物排放情况

1、施工废气

施工期大气污染主要为施工期平整场地、地面及管沟开挖、车辆行驶产生的无组织排放的扬尘、施工机械和运输车辆排放的尾气，属于无组织排放，产生量较少。

2、施工废水

施工期废水包括钻井废水，试油废水、压裂返排液、管道试压废水、施工废水、施工人员生活污水。本工程钻井废水中主要污染物为 COD、悬浮物、石油类，循环利用；试油废水经措施返排液处理站处理达标后回注；压裂液返排液处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注；管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注；施工废水沉淀后洒水降尘；施工生活污水定期清理后，用于农田施肥，不外排。

3、施工噪声

钻井施工过程的噪声源主要包括钻机、泥浆泵等。站场、管线施工噪声主要来源于站场、井场设备安装，开辟施工便道、管线建设过程中施工机械、运输车辆，噪声源强为 69~98dB(A)。

4、施工固废

施工期固废主要为钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、生活垃圾、其他固废。

废弃钻井泥浆罐和岩屑经配套的泥浆不落地设备处理，泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在 60%以下，随产随清，送陕西环保（集团）定边大兴、靖边大兴环境服务有限公司集中处置。落地油采用铺设防渗布、试油进罐等方式回收落地油，回收率 100%。废润滑油单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。废焊条交由生产厂家回收。建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。废防渗布、清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置。废蓄电池定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存。生活垃圾运环卫部门指定地点进行处置。

施工期固废合理处置率 100%。

12.3.2 运行期污染物排放情况

1、废气

新建加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)表 3 其他燃气锅炉标准。油气集输过程中的烃类无组织排放，通过优化操作，减少跑冒滴漏等措施，排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。项目运行期伴生气依托已建轻烃装置处置，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至已建加热炉燃料用气（依托），将产生加热炉废气，废气经 8m 以上排气筒排放至大气环境。

2、废水

油田采出水经联合站、脱水站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后同层回注。井下措施返排液经措施返排液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

（SY/T 5329-2022）要求后全部回注。

3、噪声

运行期噪声污染源主要有井场抽油机、污水处理系统加压泵等，声源强度为 65～79dB(A)。

4、固废

运行期固废主要为落地油、含油污泥、其他固废。其中井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油 100%回收。含油污泥定期交有资质单位合理处置。废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。

运行期固废合理处置，处置率 100%。

12.4 主要环境影响

12.4.1 施工期环境影响

1、废气

（1）施工扬尘一般粒径较大，具有沉降快，影响范围小的特点。通过影响分析，本项目施工期工程开挖范围小，运输车辆及施工机械数量少且分布分散，加之产生的建筑扬尘颗粒物粒径较大，故施工扬尘飘移距离短，影响范围有限。项目管线分段施工，扬尘影响分散，影响范围有限。

（2）本项目施工期运输车辆以及施工机械范围及数量少、且分布分散，所以尾气排放对环境影响小。

2、废水

（1）钻井废水全部排入移动式废水罐中用于新钻井的泥浆配置，循环利用，钻井结束后拉运至废水处理站处理后回注，不外排。

（2）试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注，不外排。

（3）压裂液返排液处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注。

（4）管道试压分段进行，污水排放量较小，管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注，禁止直接排入河道。

（5）施工废水设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。

（6）施工人员生活定期清理后，用于农田施肥，不外排。

采取上述措施后，项目施工对地表水的环境影响很小。

3、噪声

钻井施工过程的噪声源主要包括钻机、泥浆泵、挖掘机、推土机等。根据预测分析，施工场界噪声在50m内昼间可达标，夜间有超标。在400m处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。根据现场踏勘，钻井工程100m范围内无声环境敏感目标，钻井施工对区域声环境影响较小，且钻井施工作业时间较短，施工结束后影响消失。

在工程建设过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声，对施工区周围的环境将产生一定的影响。根据预测分析，站场、管线施工会产生一定的噪声，建设单位应加强防治措施，防治影响当地居民的正常生活工作；由于管道属于线性工程，局部地段的施工停留周期较短，因此，施工噪声只对局部环境造成短时影响。

4、固废

施工期固废主要为钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、生活垃圾和一些其他固废。施工期固废合理处置率100%，对周围环境影响小。

5、生态环境影响

本项目施工期工程内容包括钻井工程、井场地面工程、站点工程、管线和道路工程，均涉及土地开挖工程，对生态环境造成一定影响。施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，可有效减轻建设过程中对生态环境的影响。

12.4.2 运行期环境影响

1、大气环境

本项目投入运行后，油气集输会产生少量烃类无组织排放，采取优化操作、减少跑冒滴漏等措施后，可以实现达标排放，对周围大气环境影响较小。

2、地表水环境

油田采出水依托已建采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后同层回注，处理回用率100%。井下措施返排液经措施返排液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注，不外排，对地表水环境影响很小。

3、地下水环境

正常情况下，站场、集输管线和回注井等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状态下，如采出水、原油管线破损等，第四系地下水水质有受到污染的可能。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，并最终可以完成消除，基本不会影响到区内的地下水环境。

4、声环境

根据预测结果，井场、站场厂界各预测点位昼间、夜间厂界噪声贡献值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）2类标准要求。因此，本项目井场、站场在运行期间对周边声环境影响较小。

5、固废

本项目运行期产生的落地油、含油污泥、其他固废。其中落地油100%回收，含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶定期委托有资质单位合理处置。企业在认真落实评价提出的安全存放、转移处理的各项措施的基础上，固体废物对区域环境影响较小，加之采取必要的管理措施，固体废物对环境影响很小。

6、土壤环境影响

项目建设和使用过程中，加强管理，重视土壤现状保障和建设过程防控措施的实施，项目对土壤环境的负面影响将很轻微。

12.4.3 生态环境影响

1、环境影响

工程对生态环境影响主要在施工期，主要体现在土地利用、土壤、动植物、水土流失等方面，其中管线施工对土壤、水土流失、植被的影响比较大。运行期植被恢复后影响相对较小。通过采取相应的生态保护、恢复措施后，工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，不会改变当地的生态环境功能，对生态环境的影响在可接受范围内。

2、生态保护措施

（1）生态环境影响避让措施

站场、管线建设应尽可能避让耕地、林地、草地。

（2）生态环境保护与恢复措施

按照不同功能类型，采取工程措施、植物措施和临时措施相结合的方法进行保护。

管线施工时应避开农作物生长季节，无法避开时应分层开挖、分层堆放、分层回填；在坡地上施工时，应设置截排水沟、挡水墙等，施工结束后，在施工作业带播撒草籽或适宜植物种子；穿越冲沟时采用砌护坡形式进行水工保护。

对站场围墙内进行硬化，在站场内及道路两侧设置排水设施；站场围墙外的弃土、渣坡脚处设永久性柳桩填石挡墙；上游挖方坡面顶部布设挡水截水设施，疏导原有自然径流，防止上游来水冲刷场地。

（3）生态环境补偿措施分别在管线、站场、道路采取不同的植物恢复措施对生态进行补偿。

12.4.4 环境风险评价

本项目涉及的主要危险物质为原油及其伴生气，通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案，项目能够将事故风险降到最低限度，其最大事故风险值小于同行业平均水平，风险程度可以接受。

12.5 环境保护措施

项目施工和运行期间产生的污染物采取相应的防治措施进行处理，处理后达到相应的排放标准要求。项目采取的环保措施详见第 9 章。本项目总投资根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，总投资为 22651 万元，估算项目一次性环保投资约 2050.4 万元，占总投资的 9.05%，

12.6 环境经济损益分析

总体上看，本项目有较好的经济效益和社会效益，当确保污染治理设施正常运转、污染物达标排放时，项目基本会实现社会、经济和环境效益的统一，环境效益显著。

12.7 环境管理与监测计划

根据工程排污特点及项目实际情况，由质量安全环保科负责项目运行期的环保设施正常运营、环保措施的落实及环境监测计划的完成。

12.8 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，建设单位委托环评后在榆林市门户网站“在榆林网”和延安市门户网站“延安在线网”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，在涉及的各乡镇通过张贴公告的方式进行公示，同时分别于2025年4月18日和4月25日分两次在《阳光报》上进行了登报公示。与此同时在榆林市门户网站“在榆林网”和延安市门户网站“延安在线网”发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览网址（链接：https://pan.baidu.com/s/1Soh5HqZi5WzsBnw-QlAfbg 提取码：ixe7）。

项目环境影响报告书报批前，建设单位分别榆林市门户网站“在榆林网”和延安市门户网站“延安在线网”发布了环境影响报告书及公众参与说明的网络链接（链接：https://pan.baidu.com/s/14PCmMUGZNLoCAdHK2zvX5A 提取码：ehcs）。

整个公示期间建设单位和环评单位均未收到关于本项目的反馈意见。

12.9 评价结论

本项目属于鼓励类项目，符合国家和地方产业政策及相关规划；项目选址与选线符合当地总体发展规划和环境功能区划的要求。项目建设导致的环境影响可采取相应环保措施予以减缓；项目施工与运行采用的生产工艺先进，符合清洁生产的要求。在严格落实报告书提出的各项环境保护措施、避让环境敏感目标，落实环境风险防范措施和应急预案后，项目的环境影响和环境风险后果能够控制在可接受的范围内，从环境保护的角度分析，项目的建设是可行的。

12.10 要求与建议

12.10.1 要求

1、切实做好钻井泥浆不落地施工工艺，防止污染土壤和地下水环境。

2、将本产建项目的环境风险应急预案纳入长庆油田第三采油厂突发环境事件应急预案，定期进行预案演练。

3、油井、管线等选址选线一定要避让水源地保护区、自然保护区、文物保护单位等敏感目标，禁止在以上区域开发建设。

4、做好施工期的管理工作，严格规范施工作业带，严禁随意扩大施工范围，临时占地尽量避让国家二级公益林和永久基本农田，做好临时占地的生态恢复，严格落实生态恢复措施，加强水土保持，认真落实环保“三同时”验收制度。

12.10.2 建议

1、建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

2、加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

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

4、本项目涉及的环境保护措施落实后，尽早实施项目竣工环境保护验收工作。