

第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司
长庆油田分公司第八采油厂

评价单位：陕西惠泽环境咨询有限公司

二〇二一年八月

目 录

1. 概 述	1
1.1. 项目背景	1
1.2. 建设项目特点	2
1.3. 评价过程简介	2
1.4. 分析判定相关情况	3
1.5. 关注的主要环境问题及影响	22
1.6. 报告主要结论	22
1.7. 致谢	23
2. 总则	24
2.1. 编制依据	24
2.2. 评价原则	28
2.3. 评价因子与评价标准	28
2.4. 环境功能区划	35
2.5. 评价工作等级和评价范围	36
2.6. 评价重点与评价时段	42
2.7. 主要环境保护目标	43
2.8. 相关规划	46
3. 工程概况	49
3.1. 建设单位概况	49
3.2. 地理位置与交通	49
3.3. 油藏地质特征	49
3.4. 现有工程概况	55
3.5. 现有工程环境保护概况	57
3.6. 本项目产建工程开发方案	70
3.7. 本项目实施前后工程变化情况	86
4. 工程分析	87
4.1. 勘探期环境影响回顾分析	87
4.2. 施工期	88

4.3. 运行期.....	102
4.4. 退役期.....	110
4.5. 工程拟采取的环保措施.....	111
4.6. 本项目污染物排放量及三本账.....	112
4.7. 事故风险分析.....	113
4.8. 清洁生产工艺.....	113
5. 环境现状调查与评价.....	116
5.1. 自然环境概况.....	116
5.2. 生态环境概况.....	125
5.3. 环境现状质量调查与评价.....	129
5.4. 环境敏感目标调查.....	152
5.5. 区域污染源调查.....	153
6. 施工期环境影响预测与评价.....	154
6.1. 施工过程及内容.....	154
6.2. 施工期环境影响分析.....	155
6.3. 施工期环保措施要求.....	174
7. 运行期环境影响预测与评价.....	186
7.1. 环境空气影响分析.....	186
7.2. 地表水环境影响分析.....	191
7.3. 地下水环境影响分析.....	195
7.4. 声环境影响分析.....	203
7.5. 固体废物环境影响分析.....	205
7.6. 生态环境影响分析.....	206
7.7. 土壤环境影响分析.....	210
8. 运行期环境保护措施及可行性分析.....	217
8.1. 大气环境保护措施及可行性分析.....	217
8.2. 地表水环境保护措施及可行性分析.....	218
8.3. 地下水环境保护措施及可行性分析.....	220
8.4. 噪声环境保护措施及可行性分析.....	226

8.5. 固体废物环境保护措施及可行性分析.....	227
8.6. 生态环境保护措施及可行性分析.....	228
8.7. 土壤环境保护措施及可行性分析.....	235
8.8. 以新带老措施及可行性.....	237
8.9. 闭井期环境影响及污染防治措施.....	238
8.10. 项目环保投入估算.....	239
9. 环境风险评价.....	241
9.1. 风险调查.....	241
9.2. 环境风险潜势初判.....	241
9.3. 环境风险识别.....	243
9.4. 环境风险分析.....	247
9.5. 风险防范措施及应急要求.....	250
9.6. 评价结论与建议.....	259
10. 环境经济损益分析.....	262
10.1. 经济效益分析.....	262
10.2. 社会效益分析.....	262
10.3. 环境经济损益分析.....	262
11. 环境管理与监测计划.....	266
11.1. 现有环境管理制度.....	266
11.2. 本次产建开发环境管理要求.....	268
11.3. 污染物排放清单.....	269
11.4. 环境监测计划.....	272
11.5. 环保设施（措施）清单.....	273
12. 结论.....	276
12.1. 项目概况.....	276
12.2. 环境质量现状.....	276
12.3. 污染物排放情况及环境保护措施.....	277
12.4. 主要环境影响.....	279
12.5. 公众意见采纳情况.....	282

12.6. 环境经济损益分析.....	282
12.7. 环境管理与监测计划.....	282
12.8. 评价结论.....	283
12.9. 要求与建议.....	283

图件列表：

- 图 2.4-1 陕西省生态功能区划图；
- 图 2.5-1 生态评价范围图；
- 图 2.5-2 大气评级范围图；
- 图 2.5-3 地下水评价及调查范围图；
- 图 2.5-4 土壤、声环境评价范围图；
- 图 2.7-1 大气评价范围及敏感目标图；
- 图 3.2-1 项目地理位置与交通图；
- 图 3.4-1 王盘山油区范围；
- 图 3.4-2 现有工程油气集输系统示意图；
- 图 3.6-1 本项目区块范围示意图；
- 图 3.6-2 项目地面工程上下游集输系统示意图；
- 图 3.6-3 地面工程布局图及管线走向图；
- 图 3.6-6 地面工程布局图；
- 图 3.6-7 各区块地面工程总体布局图；
- 图 3.6-8 主要地面工程集输系统示意图；
- 图 3.6-13 区域伴生气回收系统网络图
- 图 3.6-14 危废暂存点与项目位置关系及危废收集路线图
- 图 5.1-1 定边县区域地层柱状图
- 图 5.1-2 定边县地下水系统划分图；
- 图 5.1-3 定边县第四系富水性分区图；
- 图 5.1-4 白垩系富水性分区图；
- 图 5.1-5 地下水化学类型图；
- 图 5.1-6 白垩系地下水流场图；
- 图 5.1-10 评价区地表水系图；
- 图 5.2-1 土壤类型图；
- 图 5.2-2 土地利用现状图；
- 图 5.2-3 土壤侵蚀强度图；
- 图 5.2-4 植被类型现状图；
- 图 5.3-1 环境质量现状监测点位图。

附件列表：

- 1、委托书
- 2、项目备案文件
- 3、本项目开发区域多规合一对照结果、代表性站场多规合一对照结果
- 4、《长庆石油勘探局低效储量合作开发项目》竣工环保验收批复
- 5、《长庆油田分公司第八采油厂定边区块 30×10⁴t/a 产能开发建设项目》环评批复
- 6、《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程》环评批复
- 7、现有工程代表性站场环评、验收批复
- 8、陕西邦达环保工程有限公司危废处置协议、危废转移联单
- 9、陕西环保定边大兴环境服务有限公司钻井废弃物处置协议
- 10、《长庆油田分公司第八采油厂（定边区域）突发事件总体应急预案》备案确认书
- 11、现有工程代表性站场加热炉废气监测报告、学一联采出水处理系统水质监测报告
- 12、本项目委托监测报告和引用监测报告

1.概 述

1.1.项目背景

姬塬油田位于鄂尔多斯盆地北部，地处陕西省定边县与宁夏回族自治区盐池县境内。勘探面积1802.1km²，到2008年，探明储量14014×10⁴t，可采储量2646.48×10⁴t，开发层系主要以三叠系特低渗透油藏为主，开发层位有三叠系长1、长2、长4+5、长6、长8以及侏罗系延8、延9等，是长庆油田增储上产的主力区域，也是长庆油田发展史上建设速度最快的油田。

长庆油田分公司第八采油厂曾于 2004 年编制了《2004~2015 年 30×10⁴t/a 产能开发方案》，对樊学和定边作业区进行开发。为满足油田产能扩建需求，长庆油田采油八厂 2010 年制定了 2011~2013 年 30×10⁴t/a 产能扩建开发方案（以下简称“扩建开发方案”），2011 年对定边、樊学和姬 15 三个作业区进行了试验评价性开采，产能规模 10×10⁴t/a，到 2013 年底将再部署产能 20×10⁴t/a，总产能规模达到 30×10⁴t/a。2019 年，长庆油田分公司第八采油厂在王盘山油区再部署 26 万吨产能建设工程。王盘山油区目前已进行 3 次产能环评共 86 万吨，实际产能约 45.0×10⁴t/a。其中第一次、第二次产能环评已完成验收，第三次产能环评《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境影响报告书》，开发年限 2019 年-2021 年，目前工程已基本建设完成，已进入验收阶段。

长庆油田分公司第八采油厂定边王盘山油区属于姬塬油田的组成部分，位于陕西省榆林市定边县南部，王盘山油区分为樊学作业区和定边作业区，主要含油层系为侏罗系延安组及三叠系延长组油层。王盘山油区探明含油面积103.12km²，地质储量4749×10⁴t。截至目前已建联合站1座，脱水站3座，接转站5座，增压装置22座，轻烃厂1座。净化油通过学一联进入姬塬首站。

根据产建方案，第八采油厂 2021 年定边区域 5.8 万吨产能建设工程，在定边王盘山油区滚动开发学 10、元 46、元 47、姬 119、学 9、学 3、学 22、池 335 加密，共计 8 个区块，钻井工程建设采油井 75 口，注水井 10 口；地面工程建设增压站 1 座（学 24 增），改造站场 3 座（学三脱、学一采、学一联），新建井场 16 座，以及其他相关地面工程等。

根据国家能源局《中国石油 2021 年油气田开发产能建设项目备案（陕西省）》

（备案代码：2105-000000-60-01-572018），开发年限 2021 年-2023 年。中国石油天然气集团有限公司在陕西省计划开展 11 个原油产能项目建设，新建原油生产能力 84 万吨，其中姬塬油田拟建成产能 45 万吨。本项目属于姬塬油田王盘山油区 5.8 万吨产能建设项目，项目在国家能源局备案文件范围内。

1.2.建设项目特点

(1)本工程建设性质为改扩建。项目建设内容多，工艺过程复杂。项目建设内容包括井场、增压站、管线工程以及配套的道路、供电、通讯等多种工程，项目不新建采出水处理站、接转站、联合站等大型站场，原油处理、采出水处理及回注均依托现有工程。

(2)本工程是典型的生态与污染并重型建设项目。生态环境影响既体现在建设期占地、破坏植被和土壤，钻井落地油对土壤的影响，又体现在生产期井场等少量落地油对土壤、生态景观等生态环境的影响；污染影响建设期主要有施工废水、废气、噪声、固废等污染产生，运行期主要有加热炉烟气、无组织烃类、油田采出水、噪声、含油污泥等。

(3)油田项目不同于一般建设项目，具有区域广、污染源分散的特点。从局部看，作为点源的井场、站场对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的井场、站场等所构成的面源对环境影响则比较显著。

1.3.评价过程简介

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》，本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》中“五、石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”，本次涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），项目区域属于水土流失重点治理区，应编制环境影响报告书。2021 年 3 月 28 日中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第八采油厂油田产能建设项目组委托我公司承担《第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程环境影响报告书》的编制工作。

接受委托后，评价单位成立了评价工作组，在资料研究的基础上，进行了现场调查；通过遥感解译对评价区域内的生态现状进行了调查，在工程分析、影响预测、措施论证等工作的基础上，于 2021 年 7 月编制完成了《第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程环境影响报告书》（送审稿），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。

1.4.分析判定相关情况

1.4.1.相关政策符合性

(1)产业政策相符性分析

本项目属《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类项目，即“常规石油、天然气勘探与开采”、“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管线输送设施及网络和液化天然气加注设施建设”，符合国家产业政策。

(2)与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与该技术政策相符性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析	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本项目运行期生产废水处理达标后全部回注；固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②建设单位建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生	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，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展	①井区开发总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；②本项目清洁生产总体达到国内先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施	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	评价对本项目的环境影响进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件提出的要求	符合
二、清洁生产			
4	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目建设符合陕西省社会经济发展十三五规划、符合陕西省矿产资源规划。建设单位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失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	符合

5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目在钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒化学试剂	符合
6	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	企业通过工艺、设备优化，井口配套设备改进，形成了油杆带压射流+油管分段复合密闭清洗工艺，实现了闭环控制作业，从源头消减了油泥量；结合黄土塬地貌特点及不同井况、井场作业需求，优化设计了钢制作业平台和高分子软体环保作业平台两种工艺，实现了平台可回收、重复使用，彻底取代了防渗布，落地原油回收率应达到 100%	符合
7	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目拟采用环境友好的钻井液，钻井泥浆为无毒性泥浆，广泛应用于油区，目前钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水回用	符合
8	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%	酸化液和压裂液采取集中配制，残液和返排液进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率可达到 100%，无法回用的进入作业废水处理站处理达标后回注油层	符合
9	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	本项目采出水处理达到《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ3675-2016）标准后回注油层	符合
10	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输采取密闭集输，最大限度地减少了烃类气体的排放	符合
三、生态保护			
11	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地	本项目布置丛式井组，井场采取了定向井钻井技术，减少了污染物的产生和占地	符合
12	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上	本项目伴生气回收用作加热炉燃料，富余气量输送至学一联合站轻烃厂全部回收利用	符合
13	井场周围应设置围堤或井界沟	项目采用标准化井场设计，井场周围设置围堤	符合
四、污染治理			
14	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式	油田采出水在生产过程中经处理达标后回注油层	符合
15	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施；试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池	钻井井场设置地上收集罐，对废钻井泥浆岩屑集中收集后集中外委处置	符合
16	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，	本项目对井场落地油进行 100%回收；含油污泥属于危险固废，其中清罐油	符合

	含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	泥、采出水处理系统污泥及其它固体颗粒送有资质单位处置	
五、鼓励研发的新技术			
17	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术	本项目产生的废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥采取相应无害化处置技术	符合
六、运行管理与风险防范			
18	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	采油八厂已建立了完善的环境管理体系	符合
19	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	建设单位拟采取有效的油气井套管的检测和维护措施，可有效防止油气泄漏污染地下水	符合
20	油气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
21	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	建设单位已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

根据以上对比分析，本工程总体符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

(3)与相关法规、技术政策的符合性

项目与其他法规、技术政策的符合性见表 1.4-2。

表 1.4-2 项目建设与其它相关技术政策的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	陕北石油开发环境保护技术政策	采用先进技术，淘汰落后生产工艺、设备	项目采用国内先进技术、工艺和设备	符合
2	陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例	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、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	根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》2021（0183），本项目不涉及重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜、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	符合
		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	项目采用的技术、设备均为国内先进水平，油气密闭集输，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

	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		
	石油、天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。石油采出水应当同层回注，不得外排	本项目施工期产生的钻井废水、压裂返排液和运行期产生的采出水、井下作业废水全部作业废水处理站或采出水处理系统处理满足 Q/SYCQ3675-2016《长庆油田采出水回注技术指标》后，回注油层（同层回注）	符合
	回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测	现有工程已根据区块注水分布情况，设置了地下水水质监控井，本次工程也提出了地下水监控井及监测计划要求	符合
	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	本项目采取泥浆不落地工艺，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，废弃泥浆拉运至附近作业区措施废液处理站处理达标后回注油层；一般岩屑现阶段集中收集后集中处置，考虑到岩屑产生量大，在条件具备时实施岩屑资源化利用；含油岩屑交有资质单位处置	符合
	煤炭、石油、天然气开发中产生的有毒有害气体或者伴生气、可燃性气体，应当综合利用或者提供给有回收利用能力的单位，不得随意排放；不具备回收利用条件确需排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施，达到国家或者地方规定的标准	本项目主要采用单井出油管进行集输，油气混输至脱水站处理，伴生气部分用于加热炉使用，剩余部输送至学一联轻烃厂	符合
	石油、天然气开发单位应当对输油、输气管线和油气储存设施实行专人负责，定期进行巡查、检测、防护，防止断裂、穿孔，造成泄漏	采油八厂制定了详细管线巡线制度，管线带压输送，实时监控，定期对管线壁厚进行检测，在重要穿跨越地段设有视频监控，巡线队定时巡线，发现隐患，及时排查	符合
	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	采油八厂已制定突发环境事件应急预案，并备案；定期开展应急培训和应急演练，定期对开展隐患排查，在油区内分散设置应急物资库，应急物资储备充足	符合

3	陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见	城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐；城市饮用水水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区，不得新建各类有污染的项目	项目站场、井场等建设内容不在城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区、一二级水源保护区内	符合
4	《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）	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；滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目以区块为单位开展环评（简称区块环评），本项目主要为滚动开发区块产能建设项目，项目对现有工程环境影响进行回顾性评价，项目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。并对依托设施论证了可行性和有效性	符合
		涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏	本项目运行期产生的油田采出水在集输站处理后达标回注油层，施工期产生的措施废液收集交由有资质的单位处理后回注油层	符合
		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 and 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	本项目开采产生的废弃泥浆、含油钻屑首先考虑资源化利用，无法利用的泥浆和岩屑在就近的危废暂存点暂存，后交由有资质单位处置	符合
		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。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。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处	本项目主要采用单井出油管进行集输，油气混输至脱水站处理，伴生气部分用于加热炉使用，剩余部输送至学一联。本项目新建一座增压站，其余全部依托现有站场	符合

		理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。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		
		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	项目施工期严格按照要求施工。按节约用地的原则确定用地范围；避开村庄等环境敏感点；在道路地界内的山坡地，修建护坡或者采取其他土地整治措施；工程竣工后，开挖面和废弃的砂、石、土存放的裸露土地，必须植树种草，防止水土流失	符合
		陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目不涉及长输管线，出油管线主要沿油田道路铺设，尽可能避开了居民点	符合
		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	本项目不涉及油气存储	符合
		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	企业已编制突发环境事件应急预案，并报所在地生态环境主管部门备案，本项目建成后纳入总厂应急预案	符合
5	《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	第二条 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，符合环境功能区划	符合
		第五条涉及废水回注的油气开采项目，应当论证回注的环境可行性，不得回注与油气开采无关的废水	本项目采出水经处理达标后回注，已论证回注的环境可行性	符合
		第七条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	本项目均为密闭系统，无组织挥发气体较少	符合
		第十一条 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	本项目选用低噪声设备，采取隔声、减振等措施有效控制噪声对周边环境的影响	符合
6	《关于进一步加强石油天然	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	本项目污油泥委托第三方有资质单位陕西邦达环保工程有限	符合

	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	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	公司处置	
		污油泥产生地点向污油泥利用处置地 点转移污油泥等危险废物时，因距离长 ，经过社会公共领域，为确保污油泥转 移过程中的环境安全，严格执行危险废 物转移联单制度，转移必须要有联单。 污油泥产生单位自建的污油泥利用处 置设施，提取完原油后的尾渣达不到《 含油污泥处置利用控制限值》（DB61/T 1025-2016）的，其尾渣仍然属于危险 废物，若交给第三方利用处置的，第三 方必须具有相应的资质和能力，转移必 须要有联单。污油泥利用处置场产生的 废水不能自行处置达标排放的，必须交 由具有相应废水处理能力的单位处置， 运输必须要有台账和运输联单	本项目污油泥委托第三方有资 质单位陕西邦达环保工程有限 公司处置，污油泥转移过程遵 循转移联单制度	符合
		污油泥产生单位和利用处置单位应当 建立健全污油泥等危险废物管理台账， 如实记录产生、贮存、自行利用处置、 转移的基本情况，依规向环保部门申报 。完善保存各项档案资料，其中污油泥 利用处置情况记录簿需保存10年以上	本项目建成后依法建立健全污油 泥等危险废物管理台账，依规 向环保部门申报。完善保存各 项档案资料，保存10年以上	符合
7	《陆上石油天 然气开采钻井 废物处置污染 控制技术要 求》SY/T 7298-2016	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、 处置，以及钻井废物处置工程的选址、 设计、施工、验收和运行应符合国家和 地方相关固体废物污染防治法律法规 与标准的要求	本项目钻井废物的收集、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	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	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	本项目钻井过程中，井场作业 区域地面全部铺设土工布进行 地面防渗，钻井泥浆存于循环 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，可有效保护处置场地	符合

			周边环境，避免造成环境污染和生态破坏	
		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	本项目钻井废水运至废水处理站处理达标后回注油层，产生的废水、环境噪声符合国家和地方相关排放标准的要求；产生固体废物采用地上罐进行收集，收集后企业进行资源化利用或交有资质单位处置，处理处置符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求	符合
		钻井废物经无害化处置后，对其进行资源化（如作为建筑材料等）利用的，应符合相关质量标准和污染控制标准要求	本项目钻井废物经收集后进行资源化利用或交由有资质单位处置，评价要求进行资源化利用时应符合相关质量标准和污染控制标准要求	符合
8	榆林市关于开展油气开采废弃物集中处置的通知	从 2018 年起油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中处理、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，防治周边河流、地下水、土壤污染和生态破坏，鼓励油气开发企业开展先进工艺研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率	本产建工程井场废泥浆、岩屑均在井场统一收集后企业资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行处理。压裂返排液等作业废水等依托油区作业废水处理站处理达标后回注油层用于水驱采油	符合
		在榆林市境内从事油气资源开发的单位必须切实履行环保主体责任，改进油气开采生产方式，推行清洁生产，要认真制定油气开采废弃物集中处理方案，强化末端治理	本项目采用先进石油开采生产方式，采用清洁生产工艺，对末端废弃物进行集中处置	符合
		油气开发业主单位要建立健全污染防治责任制度，采取油气开采废弃物防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的收集措施，分类贮存	钻井井场均配备地上废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，压裂及其它井下作业前配备废水地上收集罐，集中收集，集中处置	
		油气开发业主单位应对油气开采废弃物加以利用，对不能综合利用的，必须委托有处理处置能力单位进行规范化集中处置，转移过程中实施联单转移制度，严禁就地固化掩埋、眼睛随意堆放抛撒	本项目对井场落地油进行 100%回收，井场钻井泥浆重复利用，委托有处理处置能力单位进行规范化集中处置，转移过程中实施联单转移制度	符合
9	榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法	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
		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	本项目钻井泥浆循环利用，钻井废弃物分散收集，收集后委托有处理处置能力单位进行规范化集中处置	符合

		边环境的污染和对资源的消耗		
		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	钻井井场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动收集设施，集中收集后，企业资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置	符合
		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	钻井井场对压裂及其他井下作业废水进行地上统一收集，收集后依托油区作业废水处理站处理达标后回注油层用于水驱采油	符合
		油（气）开发企业要在油（气）井建设过程中建立单井废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水管理台账，如实记录钻井泥浆及压裂液添加剂成分、用量及废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水的产生量、循环利用量、去向及处理处置方式	本次评价要求建设单位建立单井废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水管理台账	符合
		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。	废弃钻井泥浆岩屑按期交集中处置单位处置	符合
10	《榆林市铁腕治污37项攻坚行动方案》相关要求	所有建筑工地做到工地周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输“六个百分之百”	项目施工期要求对场地周边进行围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、进场道路硬化、出入车辆清洗、运输土方车辆密闭运输	符合

1.4.2.相关规范符合性

(1)与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

本项目与该“规范”相关要求的相符性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范		规范符合情况分析	符合性
一、矿区环境			
1、基本要求			
1	①矿区功能分区布局合理，矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观。②生产、运输、储存等管理规范有序	评价要求区块内井场按照省市清洁文明井场标准建设，站场内及周边可绿化地方进行绿化，站场内整洁美观。项目站场生产、运输、储存等管理规范有序	符合
2、矿容矿貌			
2	①矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。②矿区地面道路、供水、供电、	①大型站场按生产区、管理区、生活区等功能分区，并建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范； ②矿区地面道路、供水、供电、卫生、	符合

	<p>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/T13306 的规定。</p> <p>③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。</p> <p>④矿区油气生产、储运过程安全有序，按照 AQ2012 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 GB14161、SY6355 的规定</p>	<p>环保等基础上核实配套完善，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标牌。但部分道路未及时按标准化道路进行建设，车辆行驶时扬尘较大，不满足平整规范的要求；</p> <p>③执行各类废弃物管理制度。固体废物分类存放及处置。废液按规范存储和处置；</p> <p>④矿区油气生产、储运过程安全有序，在场站需警示安全的区域设置安全标志</p>	
3、矿区绿化			
3	<p>①因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观协调，绿化植物搭配合理；</p> <p>②矿区绿化覆盖率应达到 100%</p>	<p>评价要求矿区绿化覆盖率达到 100%，并与周边自然环境和景观相协调</p>	符合
二、资源开发方式			
1、基本要求			
4	<p>①资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；②因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；③应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地</p>	<p>①产建项目采用从式井开发模式，减少占地、减少废弃物排放，对石油伴生气进行回收利用；</p> <p>②根据区域环境特点及油层特点，选择先进的开采工艺和装备，符合清洁生产要求；</p> <p>③采油八厂编制生态恢复治理方案，边开采，边进行生态恢复治理</p>	符合
2、绿色开发			
5	<p>①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；</p> <p>②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；</p> <p>③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；</p> <p>④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；</p> <p>⑤既有项目应根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</p>	<p>①本产建工程开发油层为超低渗透油层，针对该类油层特点，采油八厂地面建设逐步形成了以“大井组、二级布站、油气混输/分输结合、井站合建”为代表的建设模式，钻采技术推广使用定向井储层改造技术、压裂新技术、压裂优化方案、支撑剂优选方案等新技术。未使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；</p> <p>②本产建项目的场站、道路等涉及永久占地的工程均按标准化进行设计，其占地符合用地指标政策；</p> <p>③钻井过程选用水基环境友好型钻井液，集成应用优快钻完井技术，细化井控措施，实现优质安全钻井。在井场设置移动泥浆罐，对钻井废水、钻井泥浆，回收重复利用后，对废渣、废水进行集中收集，集中处置；</p> <p>④项目开发全过程均采用了地下水污染防治措施，详见地下水章节，评价要求建立动态监测评估、处理及报告机制；</p>	符合

		⑤采油八厂每年的产建方案及钻采方案均根据实际开发情况进行调整, 并进行新技术的推广	
3、采收率要求			
6	特低渗透砂岩油藏, 属于稀油, 一次采油采收率需达到 3~5%	本项目一次采收率大于 5%。	符合
4、矿区生态环境保护			
7	①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: 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符合 HJ651 的规定。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/T1036 的要求开展土地复垦, 复垦率 100%; ②防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏, 防止对矿区生态环境造成污染和破坏; ③建立危险化学品管理制度, 依法取得相应资质, 实施全过程管理	①采油八厂编制了生态恢复治理方案, 对开采过程中破坏的生态环境进行恢复治理; ②采油八厂编制了突发环境事件应急预案, 对可能发生的各种环境污染事件, 均提出了防范措施及处置措施; ③建立了危险化学品管理制度;	符合
三、生态保护			
8	油气田建设宜布置丛式井组, 采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术, 以减少废物产生和占地	本项目井位布设均采用丛式井, 以减少废弃物产生和占地	符合
9	①在开发过程中, 伴生气应回收利用, 减少温室气体排放, 不具备回收利用条件的, 应充分燃烧, 伴生气回收利用率应达到 80%以上; ②站场放空天然气应充分燃烧	项目采用回收套管气, 增压站、接转站伴生气分离, 对伴生气进行回收利用, 回收利用率达到 95%以上, 满足要求, 不能利用的伴生气燃烧排放	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, 加强对油气田地下水水质的监控, 防止回注过程对地下水造成污染; ④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; ⑤应制定突发环境事件应急预案, 配备相应的应急物资	①建设单位在石油开发过程中, 采取了减轻生态影响的措施, 并及时用适地植被对临时占地进行了植被恢复; ②井场四周设施挡墙, 井场外设置排水沟。 ③评价提出地下水监测计划, 加强对油气田地下水水质的监控, 防止回注过程对地下水造成污染; ④评价提出项目运行期生态环境监测计划, 要求建设单位积极配合属地政府环境保护部门的工作; ⑤采油八厂制定了突发环境事件应急预案, 并配备了相应的应急物资	符合
四、资源综合利用			
1、基本要求			
11	按照减量化、资源化、再利用的原则, 综合开发利用油气藏共伴生资源, 综合利用固体废弃物、废水等, 发展循环经济	本项目按照减量化、资源化、再利用的原则, 对油田伴生气进行回收利用, 对井场落地油进行 100%回收, 对清管油泥首先进行综合利用, 对采出水进行处理后回注油层水驱采油	符合
2、共伴生资源利用			
12	油气伴生气综合利用率最低指标要求: 中	本项目属于特低渗油藏, 项目采用回收	符合

	高渗透油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%	套管气，增压站、接转站伴生气分离，对伴生气进行回收利用，综合回收利用率 95%，满足要求	
3、废物处置及利用			
13	①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%； ②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、回注或采取其他有效利用方式； ③油气开采过程中产生的落地油，应及时全部回收； ④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	①对开采过程中产生的“三废”进行合理处理，处置率达到 100%； ②对石油开采过程中分离的采出水进行处理后，回注地层进行水驱采油； ③对石油开采过程中产生的落地油全部进行回收，回收率 100%； ④对站场清罐油泥首先作为调剖剂综合利用，不能利用的委托第三方有资质单位进行处置	符合
五、节能减排			
1、基本要求			
14	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放	要求建设单位建立全过程核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放	符合
2、节能降耗			
15	①建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求；②生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备；③建立健全节能监测体系，对主要耗能设备、装置、系统实施定期节能监测	要求建设单位健全节能监测体系，对主要耗能设备、装置、系统实施定期节能监测	符合
3、污物减排			
16	①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；②矿区 COD、氨氮、CO ₂ 、SO ₂ 和 NO _x 等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值	在开发过程中全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。如利用清洁燃料，使用先进炉型等，控制污染物的产生	符合

综上所述，本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的要求。

1.4.3.相关规划符合性

(1)本项目与相关规划符合性分析

表 1.4-1 项目建设与相关规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国国民经济和社会	有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产	本项目属于石油滚动开发	符合

	发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》			
2	《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》	推动煤油气高效集约绿色开发。持续优化煤炭产业结构，推进转化项目配套和资源接续的现代化矿井建设，推动大型煤矿智能化改造，打造绿色智能煤矿集群。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	项目在老油田扩建开发的基础上，提高采收率新技术，降低开采成本	符合
3	定边县“十四五”生态环境保护规划	稳定油气勘探开发工程。有序推动中省油气企业资源勘探开发，大规模提高油气储采比。至 2025 年，新打油、气井 5000 口，配套建设油气田地面储运工程，年稳油气当量 1000 万吨以上	项目为原油开发项目，新增产能 $5.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，项目实施有利于稳定油气勘探开发工程	符合
4	《陕西省矿产资源总体规划（2016~2020）》	(2)矿产资源勘探开发区域布局：推进陕北矿业转型持续发展。围绕鄂尔多斯盆地油气和陕北煤炭国家能源基地建设，重点加强石油、天然气、煤炭等能源矿产的调查评价与勘查，稳步提高油气产能，适度控制煤炭产能，加强岩盐资源开发	项目位于榆林市定边县，属于鄂尔多斯盆地一级构造陕北斜坡的中东部，属于产能建设项目，稳步提高油气产能	符合
		(1)矿产资源勘查开发方向：鼓励开采石油、天然气、煤层气、页岩气、地热、锰、铜、岩金、银、岩盐、重晶石、玉石、名贵饰面石材等矿产，在符合开采准入条件下，可考虑优先设置采矿权。适度控制开采煤、铁、铅、锌、钼、水泥用灰岩，保护性开采钨、锑、晶质石墨，限制开采高硫煤、石煤、钒、硫铁矿、石棉、瓦板岩、高岭土、石膏等矿产，限制开采陕北地区的煤炭资源。限制开采的矿产应严格控制采矿权投放。不再新建汞矿山，逐步停止汞矿开采，禁止开采蓝石棉、可耕地的砖瓦用粘土	本项目已取得采矿权，项目属鼓励开采的石油开发产能建设项目	符合
		(3)矿产资源勘查管理：加强陕北复合矿区勘查的统筹协调，创新勘查开发利用模式，合理安排油气、页岩气、铀矿、煤炭、煤层气、油页岩等资源勘查开发的空间、时序，促进多矿种资源勘查开采和综合开发。在煤炭与煤层气资源重叠共生区，煤炭、煤层气探矿权人应对勘查区块范围的煤层气、煤炭资源进行综合勘查评价	本项目石油开采严格按照相关管理部门要求统筹协调石油开发，项目区域不涉及煤炭资源。	符合

综上所述，本项目符合相关规划。

(2)与《陕西省生态功能区划》的符合性分析

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河源水土保持区。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。

表 1.4-5 项目地生态功能区划及生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策

项目地	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
定边县南部	长城沿线风沙草原生态区	白于山河源水土保持生态亚区	白于山河源水土保持区	靖边、定边重要的水源地，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

本产建项目与该区划符合性分析：

首先，《陕西省生态功能区划》没有对本项目建设的制约及限制因素；

其次，项目开发施工期、运行期及闭井期均采取相应措施防止水土流失，包括工程防治措施和植物修复措施，能够有效地控制项目区水土流失状况，维护项目所在地的生态环境功能。

综上所述，本项目建设符合《陕西省生态功能区划》。

(3)与《陕西省主体功能区划》的符合性分析

根据《陕西省主体功能区划》文件，第八章能源与资源、第二节，“能源开发布局—石油天然气。按照“陕北稳油增气、关中陕南加快开发”的思路，加大陕北油气勘探开发力度，推广高效增产技术，提高油气采收率和综合开发水平。积极推进关中北部、陕南镇巴区块勘探开发。完善油气管网体系，实现资源安全、高效输送。

项目位于上述陕北地区，属于油气勘探开发项目，建设符合陕西省主体功能区划。

(3)与《陕西省水土保持规划（2016～2030 年）》的符合性分析

根据《陕西省水土保持规划（2016～2030 年）》，6.1 水土保持区划：“全省由北向南依次分为陕北黄土丘陵沟壑拦沙保土区、陕北盖沙丘陵沟壑拦沙防沙区、延安中部丘陵沟壑拦沙保土区、陕北黄土高原沟壑保土蓄水区、秦岭北麓渭河中低山阶地保土蓄水区、丹江口水库周边山地丘陵水质维护保土区、秦岭南麓水源涵养保土区、大巴山山地保土生态维护区 8 个一级区和 23 个二级区。陕北盖沙丘陵沟壑拦沙防沙区位于陕西省西北部，东经 107°15′～110°25′，北纬 36°33′～38°56′之间，包括榆林市所属榆阳区、横山县、靖边县、定边县及延安市所属吴起县，是油气资源开发重点区域”。本项目位于定边县，项目区域属于陕北盖沙丘陵沟壑拦沙防沙

区，本项目属于石油开发产能建设项目。

根据《陕西省水土保持规划（2016~2030 年）》，6.2 水土保持防治措施布局：“按照陕西水土保持区划，分区布设综合的水土保持措施体系。在重点预防区，以封禁治理和监督管理为主，增加必要的工程措施和植物措施，提高区域抵抗自然灾害的能力；在重点治理区以工程措施和植物措施为主、结合封禁措施和监督管理措施有效治理水土流失”。本项目区域属于陕西省水土流失重点治理区（见图 1-1）。本项目施工设计严格按照重点治理区要求落实水土保持治理措施，因此项目符合《陕西省水土保持规划（2016~2030 年）》。

1.4.4.“三线一单”符合性判定

根据《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11号），以改善生态环境质量为核心，建立以环境管控单元为基础的生态环境分区管控体系。针对不同环境管控单元特征，分别提出管控要求，实施差异化环境准入，促进环境管理精准化。优先保护单元以生态优先为原则，突出空间布局约束，依法禁止或限制大规模、高强度工业开发和城镇建设活动，开展生态功能受损区域生态保护修复活动，确保重要生态环境功能不降低。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求。在此基础上，按照关中地区发展先进制造业现代服务业、陕北地区能源化工转型升级、陕南地区做强做大绿色生态产业战略定位，聚焦关中大气复合型污染、陕北水环境污染和生态系统脆弱、陕南矿区生态环境保护 and 重点流域水质保护等问题，确定区域总体环境管控要求。本项目位于陕北地区，在实施过程中严格废水处理及生态治理恢复后，符合区域总体环境管控要求。

本项目在陕西省生态管控单元中占优先保护单元和一般管控单元，项目位置见下图。

(1)环境质量底线

施工期压裂、酸化废液及试油废水全部进罐，送作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排，油田钻井队一般都设置防渗旱厕，施工期生活污水主要为盥洗水，用于洒水灭尘，不外排。运行期废水主要包括作业废水和油田采出水，修井、洗井作业废水由罐车拉运至油区作业废水处理站处理达标后回注，不外排；采出水依托现有采出水处理系统处理后达标回注，不外排；固废全部综合利用或外委处置，环境影响较小。项目实施不改变现有环境功能区划，满足环境质量目标要求。

(2)资源利用上线

本项目建设期无施工废水和生活污水排放；项目采取避让措施禁止基本农田，占地对当地土地利用影响很小。项目建设落实了地方矿产资源总体规划要求，项目建设和运行对当地环境影响小，满足资源环境承载力要求。

(3)生态保护红线

本项目建设地涉及榆林市定边县，榆林市为“多规合一”试点，在此判定与榆林市“多规合一”的符合性。

①本项目与《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》2021（0183）号控制线检测结果的符合性分析。

表 1.4-6 榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测结果

控制线名称	榆林市国土空间分析报告	符合性分析
生态红线叠加情况	根据【生态保护红线 2021（上报版）】分析，其中占用水土流失 0.0071 公顷、占用防风固沙 2.0702 公顷	2020 年 5 月 25 日，陕西省自然规划厅、陕西省生态环境厅以陕自然资发〔2020〕39 号文发布《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》的通知，形成政府规范性文件，构建生态红线法律保障。根据《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》中附件《陕西省生态保护红线评估调整细则（试行）》，本项目属于正面清单中所列情形，合法矿业权保留在生态保护红线内。建设项目符合《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》中别管理措施要求，因此本项目符合生态红线管控要求。建设单位已于国土部门和相关部门对接，项目符合生态红线管控要求，原则同意项目建设
基本农田保护图斑分析	根据【永久基本农田】分析，其中占用永久基本农田 0 公顷	符合
建设用地管制区分析	根据【建设用地管制区】分析，其中占用限制建设用地 5.6172 公顷、占用允许建设用地 0.1317 公顷	项目涉及限制建设用地区，建设单位已于国土部门和林草部门对接，原则同意项目建设，评价要求建设单位办理相关用地手续
林地规划分析	根据【土地用途区】分析，占用林业用地区 0.2738 公顷	项目涉及林地、草地以及城镇村及工矿用地，项目已于国土部门和林草部门对接，原则同意项目建设，评价要求建设单位按照国家相关规定办理相关用地手续
根据【土地利用现状 2018】分析	根据【土地利用现状 2018】分析，其中占用草地 2.6464 公顷、占用耕地 2.5057 公顷、占用城镇村及工矿用地 0.1319 公顷、占用林地 0.4649 公顷	
文物保护线分析	本项目与文物保护线重叠面积为 0	符合

②本项目与《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》的符合性分析

根据《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》的附件《陕西省生态保护

红线评估调整细则（试行）》中“8.矿产资源勘查开采。包括：战略性矿产资源基础调查和矿产远景调查等公益性工作；已依法设立的铀矿矿产权勘查开采，已依法设立的油气矿业权勘查以及不扩大生产区域范围的开采活动，已依法设立的矿泉水、地热采矿权不扩大生产规模、不新增生产设施条件下的开采活动等”。本项目开采区位于姬塬油田内王盘山油区，王盘山油区属于合法矿权，定边作业生产区和樊学作业生产区域均在王盘山油区内，本项目属于滚动开发项目，均在王盘山区块内滚动开发，不扩大生产区域范围。因此，本项目属于正面清单中所列情形“已依法设立的油气矿业权勘查以及不扩大生产区域范围的开采活动”。

根据《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》的附件《陕西省生态保护红线评估调整细则（试行）》中“第三条、已存在问题为导向，依法依规扣除，着力解决矛盾冲突，合理调出不宜划入生态保护红线的区域”中“（五）、合法矿业权冲突矛盾的处理”中“1.符合正面保留清单要求的合法矿业权保留在生态保护红线内”。本项目属于正面清单中所列情形。因此，本项目合法矿业权保留在生态保护红线内。

《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》主要指导陕西省生态保护红线评估调整工作，也可以反映生态红线的管控要求。综上，项目符合《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》中管理措施要求。因此，本项目符合生态红线管控要求。

同时，本项目属于采油八厂定边区域 5.8 万吨产能建设工程的整体项目环评，包括单井、井场、增压点等多个单项工程。本次环评要求，各单项工程实施前，应向榆林市多规合一辅助决策窗口申请进行单项工程的选址“一张图”控制线检测，项目施工前办理相关用地手续。

(4)环境准入负面清单

根据《榆林市经济发展总体规划》榆林市空间开发负面清单，本项目涉及其中的定边县，具体见表 1.4-7。

表 1.4-7 与定边县空间开发负面清单符合性分析

序号	类别	名称	与本项目位置关系
1	基本农田保护区	永久基本农田	本项目不占用基本农田
2	森林公园	定边县森林公园	本项目不在定边县森林公园范围内
3	文化自然遗迹	/	本项目建设范围内不涉及文

			化自然遗迹	
			位置	与本项目位置关系
4	饮用水水源保护区	水源地名称	位置	本项目产建区块均在定边县樊学镇不涉及其他乡镇，樊学镇内现无划定的水源保护区，项目区域最近的水源地为定边姬塬水源地保护区，最近距离约为 14m。因此，本项目不涉及饮用水水源保护区
		定边贺圈镇西羊圈水源地	贺圈镇	
		定边马莲滩水源地	城关	
		定边安边河脑村水源地	安边镇	
		定边白泥井水源地	白泥井镇	
		定边板窑调蓄水池保护区	红柳沟镇	
		定边堆梁水源地	堆梁子镇	
		定边红柳沟陡沟子水库保护区	红柳沟镇	
		定边姬塬水源地	姬塬镇	
		定边梁圈水源地	贺圈镇	
		定边马莲滩及衣食梁移民区水源地	城关	
		定边石洞沟张寨子水源地	石洞沟乡	
		定边辛圈净化水厂保护区	贺圈镇	
		定边辛圈调蓄水池保护区	贺圈镇	
		定边学庄水源地	学庄乡	
		定边杨伏井水库水源地	学庄乡	
		定边杨井孙克要先水源地	杨井镇	
		定边营盘山水库水源地	学庄乡	
		定边砖井净化水厂保护区	砖井镇	
		定边砖井镇后坑水源地	砖井镇	

根据表 1.4-7 内容，本项目用地不涉及《榆林市经济发展总体规划》榆林市空间开发负面清单规定的区域。

1.4.5.选址选线合理性分析

(1)总体布局合理性分析

本产建工程共涉及区块均在现有采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。

本产建工程严格按照勘探期测线设计方案进行布设，各类管线尽量同沟敷设，且尽量沿道路敷设，总体布局合理，符合《陕西省矿产资源总体规划》要求。项目总体布局合理。

(2)井场、站场选址合理性分析

本产建项目拟新建井场 16 座，新建站场 1 座，改建站场 3 座，改建站场不新增用地，新建井场、站场占地类型主要以其他草地和旱地为主，其次为少量灌木林地。项目区基本农田较为分散，主要集中在沟道内地势平坦区域，井场选址主要分布在梁峁坡面上，项目选址不占用基本农田。

根据现场调查，井场和站场选址布置均远离居民点等环境敏感目标；不在划定的水源地保护区及其补给径流区内；井场和站场选址避开了滑坡、泥石流等不良地质地段；大多数井场布置在梁峁和黄土台塬区，井场和站场建设符合防洪要求。井场和站场选址合理。

(3)道路工程选线合理性

本次建设道路为井场道路，井场道路与油田道路相接，距离较短。项目道路工程选线应满足《公路工程技术标准》（JTG B01-2014）、《厂矿道路设计规范》（GBJ22-87）等标准或规范。在线路选择方面，兼顾考虑环境保护、生态平衡、节约土地、节省投资、施工难易程度和运行安全等多种因素，并遵循以下原则要求：

①尽可能使线路顺直、平缓，缩短线路长度；道路建设应按切实保护耕地、节约用地的原则确定用地范围；

②尽量减少同现有管道和光缆的交叉及穿越公路、河流、沟谷的次数；严格遵循规范要求，保证与现有管道穿跨越位置的安全距离；道路选线应尽量避免村庄等环境敏感点；

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

评价认为，从环境保护角度看，道路选线基本可行。

(4)管线选线合理性分析

本项目管线不穿越河流，占地主要为交通运输用地和灌木林地为主，管线距离符合《石油天然气工程设计防火规范》的要求，从主要管线的工程建设内容及周边环境特征考虑，主要管线选线基本合理，评价要求管线在具体的铺设过程中应遵循以下原则：

①将管道的安全稳定放在首位，并考虑管道建设运输、维护管理对交通条件的需要。

②管线穿越冲沟时，优先考虑在稳定沟头段穿越，避免穿越正溯源侵蚀的沟尾部，沿河谷阶地敷设时，要注意河流的侧向侵蚀作用；

③管道应选择黄土湿陷性等级较弱、灾害地质不发育、地形条件相对较好的区域通过，应避开滑坡、崩塌、泥石流、碟形洼地、黄土陷穴、冲沟极发育、易受到水流冲刷等对管道安全不利的地区；

④狭窄黄土沟地区开辟管道施工作业带应考虑对原始地貌破坏后的水土流失治理方案以及取土和弃土堆放位置；

⑤避免管道沿斜坡等高线敷设，斜坡区尽可能正上正下，不宜斜交；

⑥在只能沿山坡敷设情况下，应注意尽量沿坡角小于 15° 的山坡敷设，否则应考虑其它措施。

评价认为，从环境保护角度看，管道选线基本可行。

1.4.6.小结

综上所述，评价认为，本建设项目符合国家和地方的相关规划、行业污染防治技术政策及地方环境管理要求。区块开发范围内无自然保护区、水源保护区、城镇规划区、森林公园等需特殊保护目标。产建工程在满足相关设计技术规范要求的基础上，工程部署主要站场、井场、管线及道路的选址、选线方案总体可行。

1.5.关注的主要环境问题及影响

根据本工程和所在区域位置的特点，评价主要关注以下几个方面的环境问题：

(1)重视开发区域地下水环境质量现状，重点关注生产废水的产生量、处理工艺的可行性和可靠性，防止对地下水环境造成不利影响；

(2)重点关注项目生态环境和环境风险影响，根据可能造成的生态影响及环境风险，有针对、有侧重地提出生态保护措施和环境风险防范措施；

(3)重视土壤环境质量，重点关注废弃泥浆、水基钻井岩屑、含油污泥等固废的产生量，暂存及最终处理工艺的可行性及可靠性，防止对当地土壤造成污染。

1.6.报告主要结论

本工程为石油天然气产业中的“常规石油、天然气勘探与开采”，为《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策。项目的实施符合国家、陕西省和榆林市的相关规划要求。

工程采用生产工艺总体达到国内先进水平，在按照“三同时”制度认真落实工程设计、本报告提出改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范及应急措施基本可行，生产废水处理后全部回注油层驱油利用，废气污染源及站场厂界噪声达标排放，固体废物得到合理贮存、处理或利用，工程对环境的污染较小；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并减至最小程度，可以实现生态系统结构功能不降低的生态环境保护目标；环境风险可防控。从生态环境保护要

求的角度，工程建设可行。

1.7.致谢

在报告书编制过程中，评价工作得到了榆林市生态环境局、榆林市行政审批服务局、长庆油田分公司油气工艺研究院等单位和支持及帮助，在此一并表示感谢。

2.总则

2.1.编制依据

2.1.1.评价任务依据

长庆油田分公司第八采油厂《环境影响评价委托书》，2021.3.28，附件 1。

2.1.2.相关法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法（修订）》，2015.1.1；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法（修订）》，2018.12.29；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法（修订）》，2018.10.26；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法（修订）》，2018.1.1；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法（修订）》，2018.12.29；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（修订）》，2020.9.1；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法（修订）》，2011.3.1；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法（修订）》，2019.8.26；
- (10) 《中华人民共和国矿产资源法（修订）》，2009.8.27；
- (11) 《中华人民共和国水法（修订）》，2016.7.2；
- (12) 《中华人民共和国节约能源法（修订）》，2018.10.26；
- (13) 《中华人民共和国清洁生产促进法（修订）》，2012.7.1；
- (14) 《中华人民共和国循环经济促进法（修订）》，2018.10.26；
- (15) 《中华人民共和国河道管理条例（修订）》，2017.10.7；
- (16) 《建设项目环境保护管理条例（修订）》，国务院令第 253 号，2017.10.1；
- (17) 《土地复垦条例》，国务院令第 592 号，2011.3.5；
- (18) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1；
- (19) 《陕西省地下水条例》，2016.4.1；
- (20) 《陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例（修订）》，2019.12.1；
- (21) 《中华人民共和国文物保护法》（2017 年修订），2017.11.19；
- (22) 《陕西省城市饮用水水源保护区环境保护条例》，2002.3.28。

2.1.3.部门相关规章

- (1) 国务院《关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号），2011.10.17；
- (2) 国务院《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号），2013.9.10；
- (3) 国务院《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号），2015.4.2；
- (4) 国务院《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号），2016.5.28；
- (5) 国务院《地质灾害防治条例》（国发〔2003〕394 号），2003.11.24；
- (6) 国务院《土地复垦条例》（国令第 592 号），2011.3.5；
- (7) 国务院《关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号），2011.10.17；
- (8) 环境保护部《突发环境事件应急管理办法》（部令第 34 号），2015.6.5；
- (9) 环境保护部《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号），2019.1.1；
- (10) 环境保护部《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（部令第 37 号），2016.1.1；
- (11) 生态环境部《国家危险废物名录（2021 版）》（第 15 号令），2021.1.1；
- (12) 环境保护部《饮用水水源保护区污染防治管理规定（修正）》（部令第 16 号）；
- (13) 环境保护部《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》（环发〔2011〕150 号），2011.12.29；
- (14) 环境保护部《企业事业单位环境信息公开办法》（部令第 31 号），2015.1.1；
- (15) 生态环境部《建设项目环境影响评价分类管理名录》（部令第 16 号），2021.1.1；
- (16) 环境保护部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号），2012.7.3；
- (17) 环境保护部《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），2009.4.27；
- (18) 环境保护部《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》（环办函〔2009〕1097 号），2009.10.27；
- (19) 环境保护部《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），2015.1.8；

（20）环境保护部《石油天然气开采业污染防治技术政策》（〔2012〕18 号），2012 年 3 月；

（21）陕西省市场监督管理局《行业用水定额》（陕市监通告〔2020〕36 号），2020 年 9 月 12 日；

（22）陕西省人民政府《关于划分水土流失重点防治区的公告》（陕政发〔1999〕6 号），1999 年 2 月；

（23）《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），2018 年 2 月 9 日；

（24）陕西省环境保护厅办公室《关于印发〈陕北油气田开采清洁文明井场验收标准〉的通知》（陕环办发〔2016〕31 号），2016.4.25；

（25）陕西省环境保护厅《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），2018.9.20；

（26）陕西省环境保护厅办公室《关于印发〈陕西省建设项目环境监督管理暂行规定〉的通知》（陕环办发〔2017〕8 号），2017.1.25；

（27）陕西省环境保护厅《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），2013.1.1；

（28）陕西省环境保护厅办公室《关于印发〈陕西省加强集中式饮用水水源地周边土壤环境保护工作方案〉的通知》（陕环办发〔2017〕73 号），2017.12.13；

（29）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）；

（30）《陕西省地下水超采区划定与保护方案》，2016.3；

（31）榆林市环境保护局《关于印发〈榆林市油气田开采清洁文明井场建设标准〉（暂行）的通知》（榆政环发〔2017〕69 号），2017.5.18；

（32）榆林市环境保护局《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），2015.5.19；

（33）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》（榆政环发〔2018〕123 号），榆林市环境保护局，2018.7.6；

（34）榆林市环境保护局《关于进一步加强油气开发项目压裂废水环境管理的

通知》（榆政环发〔2018〕74 号），2018.4.27。

（35）榆林市生态环境局《关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通知》，（榆政环发〔2020〕113 号），2020.6.5。

2.1.4.相关规划依据

- （1）《全国地下水污染防治规划（2011-2020 年）》；
- （2）《陕西省“十四五”生态环境保护规划》（讨论稿），2021.3；
- （3）《陕西省生态功能区划》（陕政办发〔2004〕115 号），2004.11.17；
- （4）《陕西省水功能区划》（陕政发〔2004〕100 号），2004.9；
- （5）《陕西省主体功能区规划》，2013 年 3 月。

2.1.5.相关技术规范

- （1）《环境影响评价技术导则—总纲》（HJ 2.1-2016）；
- （2）《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- （3）《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ 2.3-2018）；
- （4）《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ 610-2016）；
- （5）《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ 2.4-2009）；
- （6）《环境影响评价技术导则—生态影响》（HJ 19-2011）；
- （7）《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；
- （8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- （9）《环境影响评价技术导则—陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）；
- （10）《建设项目竣工环境保护验收技术规范—石油天然气》（HJ 612-2011）；
- （11）《生态环境状况评价技术规范》（HJ 192-2015）；
- （12）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB 50433-2008）；
- （13）《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）；
- （14）《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）；
- （15）《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）；
- （16）《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T 6629-2005）；
- （17）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）；
- （18）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- （19）《含油污水处理工程技术规范》（HJ 580-2010）；

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

2.1.6.项目文件依据

- (1) 第八采油厂 2021 年产建地面工程总说明书;
- (2) 第八采油厂 2021 年产建地面工程初步设计方案;
- (3) 环境质量现状监测报告, 2021 年 5 月;
- (4) 《长庆石油勘探局低效储量合作开发项目》环境影响报告书及批复文件、竣工环保验收报告及批复文件;
- (5) 《长庆油田分公司第八采油厂定边区块 30×10⁴t/a 产能开发建设项目》环境影响评价报告书及批复文件;
- (6) 《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程》环境影响评价报告书及批复文件;
- (7) “长庆油田分公司第八采油厂油田开发生态环境治理方案”及其审查意见;
- (8) “长庆油田分公司第八采油厂突发环境事件应急预案(定边区域)”及其备案文件;
- (9) 建设单位提供的与建设项目有关的其他技术资料。

2.2.评价原则

(1) 依法评价

本次环境影响评价工作执行国家、陕西省颁布的有关环境保护法律、法规、规范、标准, 优化项目建设, 服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法, 科学分析建设项目对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及特点, 明确与环境要素间的作用效应关系, 根据规划环境影响评价结论和审查意见, 充分利用符合时效的数据资料及成果, 对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3.评价因子与评价标准

2.3.1.环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1.1.环境影响因素识别

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油田开发工艺特征，对本工程钻井、施工阶段，原油集输及处理阶段和油井服务期满废弃阶段环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 油田项目环境影响因素一览表

开发建设阶段		主要环境影响因子				
		水	气	固废	噪声	生态
施工期	道路建设	/	扬尘	/	施工设备噪声	地表、植被破坏
	设备运输	/	扬尘	/	汽车噪声	/
	设备安装与拆卸	/	/	/	施工设备噪声	/
	土方开挖	/	扬尘	/	施工设备噪声	地表、植被破坏
	钻井作业	钻井废水：SS、石油类	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	废泥浆、废岩屑、落地油	设备噪声	/
	井下作业（压裂、试油）	压裂返排液、试油废水	/	落地油	设备噪声	/
	井场施工营地	BOD ₅ 、NH ₃	/	生活垃圾	/	地表、植被破坏
	站场建设	/	扬尘	建筑垃圾	施工设备噪声	地表、植被破坏
	管道敷设		扬尘		设备噪声	地表、植被破坏
	井喷（事故情况）	/	烃类气体	钻井泥浆落地油		生物栖息环境
运行期	井场（井下作业）	作业废水	烃类气体	落地油	设备噪声	/
	增压站	/	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烃类气体	污油泥	设备噪声	/
	储罐火灾爆炸、管线破裂等事故状态	石油类	烃类气体、CO、NO _x	泄漏原油	/	生物栖息环境
	汽车运输及巡检	SS、石油类	扬尘、NO _x 等	/	汽车噪声	/
闭井期	井场		烃类气体	/	/	/
	站场	SS、石油类	烃类气体	/	/	/
	输油管道	/	/	锈蚀管道	/	/
	其它	/	/	/	/	植被恢复

2.3.1.2.建设工程影响环境要素的程度及性质识别

(1)工程影响环境要素程度识别

建设工程影响环境要素与影响程度识别见表 2.3-2。

(2)工程影响环境要素性质识别

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分为不利影响和有利影响,长期影响和短期影响,可逆影响与不可逆影响,直接影响与间接影响,累计影响与非累计影响。对工程环境影响性质分析结果见表 2.3-3。

表 2.3-2 油田建设工程环境影响要素与影响程度识别表

影响 因素	施工期					运行期					闭井期			
	废气	废水	固废	噪声	风险	废气	废水	固废	噪声	风险	废气	废水	固废	噪声
	占地 钻机、 车辆 废气	钻井 废水、 生活 废水	落地 油、水 基钻 井岩 屑及 泥浆 等	施工 车辆、 钻机 等噪 声	井喷 套外 返水 井漏	加热 炉等 烟气、 无组 织挥 发的 烃类	油田 采出 水、作 业废 水、生 活污 水	落地 油、油 泥、废 滤料、 生活 垃圾 等	机泵 噪声	井喷、 管线、 储罐 泄漏、 装置 爆炸 等	施工 车辆 废气	生活 污水	建筑 垃圾 及部分 落地油	设备、 车辆 噪声
环境空气	-1		-1		-1	-1		-1		-1	-1		-1	
地表水		-1	-1		-1		-1	-1		-1		-1	-1	
地下水		-1	-1		-2		-2	-1		-2		-1	-1	
声环境				-2	-1				-1	-1				-2
土壤	-2		-2		-1			-2		-2			-2	
植被	-2		-1		-1			-1		-1			-1	
动物	-1			-1	-1				-1	-1				-1

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响

表 2.3-3 油田建设工程对环境影响的性质分析

环境分析 环境要素		不 利 影 响							
		短期	长期	可逆	不可逆	直接	间接	累积	非累积
污染 影响	环境空气	√		√		√			√
	地表水	√		√		√			√
	地下水		√		√	√		√	
	声环境	√		√		√			√
生态 影响	土壤		√		√	√		√	
	植被	√		√		√			√
	动物	√		√		√			√

2.3.1.3.评价因子

根据工程特点及其环境影响特征,通过工程分析,确定本次评价的评价因子见表 2.3-4。

表 2.3-4 评价因子筛选结果表

类别		评价因子
环境空气	现状评价因子	基础评价因子：PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 特征因子：非甲烷总烃、总烃
	影响评价因子	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
地表水	影响分析	采出水依托可行性分析
地下水	现状评价因子	pH、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、Cl ⁻ 、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发酚、耗氧量（COD _{Mn} ）、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、氰化物、氟化物、汞、砷、六价铬、镉、铅、石油类和总大肠菌群等
	影响评价因子	石油类
声环境	现状评价因子	等效 A 声级
	影响评价因子	等效 A 声级
土壤环境	现状评价因子	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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃
	影响评价因子	石油类
生态环境	现状评价因子	土地利用、植被类型、土壤、生态系统等
	影响评价因子	占地、土壤、植被、动物、景观、生态系统、农业生产等
环境风险	环境风险识别	石油类和伴生气
	环境风险评价	石油类和伴生气

2.3.2.评价标准

(1)环境质量标准

环境质量标准详见表 2.3-5。

表 2.3-5 环境质量标准

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
			单位	数值
环境空气	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准及修改单	SO ₂	24 小时平均	150
			1 小时平均	500
		PM ₁₀	24 小时平均	150
		TSP	24 小时平均	300
		NO ₂	24 小时平均	80
			1 小时平均	200
		NO _x	24 小时平均	100
			1 小时平均	250

		CO	24 小时平均	mg/m ³	4
			1 小时平均		10
		O ₃	日最大 8 小时平均		10
			1 小时平均		100
	《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	1 小时平均		2.0
	《以色列环境空气质量标准》	总烃	30min 平均		5.0
地下水	《地下水质量标准》 （GB/T 14848-2017）III类标准	pH	无量纲		6.5~8.5
		氨氮	mg/L		≤0.50
		硝酸盐			≤20.0
		亚硝酸盐			≤1.00
		挥发性酚类			≤0.002
		氰化物			≤0.05
		砷			≤0.01
		汞			≤0.001
		六价铬			≤0.05
		总硬度			≤450
		铅			≤0.01
		氟化物			≤1.0
		氯化物			≤250
		镉			≤0.005
		铁			≤0.3
		锰			≤0.10
		溶解性总固体			≤1000
		耗氧量			≤3.0
		石油类			≤0.05 [*]
		总大肠菌群	CFU/100ml		≤3.0
噪声	《声环境质量标准》 （GB 3096-2008）中 2 类标准	等效 A 声级	dB(A)	昼间	≤60
				夜间	≤50
土壤	《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 筛选值	砷	mg/kg		60
		镉			65
		铬（六价）			5.7
		铜			18000
		铅			800
		汞			38
		镍			900
		四氯化碳			2.8
		氯仿			0.9
		氯甲烷			37

	1,1-二氯乙烷	9
	1,2-二氯乙烷	5
	1,1-二氯乙烯	66
	顺-1,2-二氯乙烯	596
	反-1,2-二氯乙烯	54
	二氯甲烷	616
	1,2-二氯丙烷	5
	1,1,1,2-四氯乙烷	10
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
	四氯乙烯	53
	1,1,1-三氯乙烷	840
	1,1,2-三氯乙烷	2.8
	三氯乙烯	2.8
	1,2,3-三氯丙烷	0.5
	氯乙烯	0.43
	苯	4
	氯苯	270
	1,2-二氯苯	560
	1,4-二氯苯	20
	乙苯	28
	苯乙烯	1290
	甲苯	1200
	间二甲苯+对二甲苯	570
	邻二甲苯	640
	硝基苯	76
	苯胺	260
	2-氯酚	2256
	苯并[a]蒽	15
	苯并[a]芘	1.5
	苯并[b]荧蒽	15
	苯并[k]荧蒽	151
	蒽	1293
	二苯并[a,h]蒽	1.5
	茚并[1,2,3-cd]芘	15
	萘	70

	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018) 筛选值	石油烃		4500
		pH>7.5		
		镉	mg/kg	0.6
		汞		3.4
		砷		25
		铅		170
		铬		250
		铜		100
		镍		190
		锌		300

*注：参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

(2) 污染物排放标准

污染物排放标准的详细指标见表 2.3-6。

表 2.3-6 污染物排放标准

类 别		标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
				单 位	数 值
拆除、土方及地基处理工程		《施工场界扬尘排放限值》（DB 61/1078-2017）	施工扬尘	mg/m ³	≤0.8
基础、主体结构及装饰工程					≤0.7
新建及在用加热炉		《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3 其它燃气锅炉	颗粒物	mg/m ³	≤10
			SO ₂		≤50
			NO _x		≤150
机械 设备 废气	P _{max} > 560	《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） 2020 年修改单	HC+NO _x	g/kWh	6.4
	130≤P _{max} ≤560				4.0
	75≤P _{max} <130				4.0
	37≤P _{max} <75				4.7
	P _{max} <37				7.5
生 产 废 气	无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点）	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准	非甲烷总烃	mg/m ³	≤4
			颗粒物	mg/m ³	1.0
	企业边界污染物控制要求	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728—2020）	非甲烷总烃	mg/m ³	≤4
	场址内或站址内无组织排放限值	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）	非甲烷总烃	mg/m ³	10
回注水		《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016）， 2016 年 7 月 5 日正式实施	悬浮固体含量，mg/l	井口平均注水压力 <20MPa	≤80
			含油量，mg/l		≤80

			悬浮固体颗粒 直径中值, μm		≤10	
			pH	无量纲	6.5～9.0	
生活污水	《城市污水再生利用 城市杂用水水质》 (GB/T18920-2020)	城市绿化、 道路清扫、 消防、建筑 施工	pH	无量纲	6.0～9.0	
			氨氮	mg/L	≤8	
			BOD ₅	mg/L	≤10	
			SS	mg/L	/	
噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准		噪声 dB(A)	厂界	昼间	≤60
					夜间	≤50
	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）		噪声 dB(A)	施 工 场 界	昼间	≤70
					夜间	≤55
固废	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）					
	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单					

2.4.环境功能区划

2.4.1.环境空气

油田范围属于农村地区，依据环境空气质量功能区的分类，属二类区。

2.4.2.地表水环境

根据现场调查，本项目距离最近河流为石涝川河，系洛河源头之一（头道川上游），发源于樊学镇，向东南经过吴起县注入洛河，属北洛河水系。根据《陕西省水功能区划》，该区域属Ⅲ类水体功能。

2.4.3.地下水环境

根据现状调查，评价区的地下水主要用途为人畜饮用，工、农业用水，根据《地下水质量标准》中的地下水质量分类，评价区地下水功能为Ⅲ类。

2.4.4.声环境

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)的规定和油区及周围的环境状况，确定声环境功能为 2 类。

2.4.5.生态环境

根据《陕西省生态功能区划》（见图 2.4-1），油区在生态功能分区上属于白于山河源水土保持区。

表 2.4-1 项目环境功能区规划

环境要素	保护对象	功能区划
环境空气	评价区范围内的居民	《环境空气质量标准》二类功能区
地表水	北洛河流域-石涝川河	III类功能区
地下水	第四系裂隙孔隙水和白垩系孔隙裂隙水	III类功能区
声环境	站场、道路及管线两侧 200m 范围内居民	2 类功能区

表 2.4-2 本项目建设地生态功能区划

项目所在地	生态区	生态亚区	生态功能区
定边县南部	长城沿线风沙草原生态区	白于山河源水土保持生态亚区	白于山河源水土保持区

2.5.评价工作等级和评价范围

2.5.1.评价工作等级

(1)生态环境

本项目产建工程占地（包括临时占地和永久占地）面积为 $0.27624\text{km}^2 < 2\text{km}^2$ ，管线及道路地面总长度 $32.21\text{km} < 50\text{km}$ 。

工程建设对生态环境的影响主要集中在占地范围内，项目施工期对生态环境的影响主要是对土地的占用和植被的破坏，运行期主要是站场设施排放的各种污染物对环境空气、土壤植被和地下水的影响。项目占地范围即影响区域不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，也不涉及和风景名胜区、森林公园、地质公园等重要生态敏感区。依据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ 19-2011)，判定项目生态环境影响评价工作等级为三级，见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态环境影响评价工作等级判定表

评价工作 等级判据	影响区域 生态敏感性	工程占地（水域）范围		
		面积≥20km ² 或长度≥100km	面积2km ² ～20km ² 或长度 50km～100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
	特殊生态敏感区	一级	一级	一级
	重要生态敏感区	一级	二级	三级
	一般区域	二级	三级	三级
本项目情况	一般区域	0.27624km ² <2km ² ，管线及道路地面长度总 32.21km<50km		
项目判定结果	三级			

(2)环境空气

根据工程分析，本项目的主要大气污染源为加热炉。依据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ 2.2-2018），采用 AERSCREEN 模型在考虑地形的条件下，将本

项目拟建的学 24 增一体化增压装置加热炉（功率 300kW）以及井场无组织逸散非甲烷总烃作为预测对象，对其大气污染物 C_{\max} 和 P_{\max} 进行计算，计算结果见表 2.5-2。

按照评价工作等级判定原则，本项目环境空气评价工作级别为二级，见表 2.5-3。

表 2.5-2 主要污染物 P_{\max} 和 $D_{10\%}$ 计算结果表

污染源	污染物	源强 (kg/h)	排放参数				C_{max} ($\mu\text{ g/m}^3$)	P_i (%)
			烟气量 (m^3/h)	H (m)	温度 ($^{\circ}\text{C}$)	内径 (m)		
学 24 增 加热炉	NO _x	0.0277	369.39	8	120	0.1	21.6559	8.6623
	SO ₂	0.0033					2.5799	0.5160
	颗粒物	0.0015					1.1727	0.2606
井场无 组织	非甲烷总 烃	0.06	90m×45m				47.4680	2.3734

表 2.5-3 环境空气评价等级判别依据表

评价工作 分级判据	一级	二级	三级
	$P_{\max} \geq 10\%$	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$	$P_{\max} < 1\%$
本项目情况	增压站加热炉排放的 NO_x 最大占标率为 8.6623，无组织非甲烷总烃占最大标率为 2.3734， $1\% \leq P_{\max} = 8.95\% < 10\%$ ，		
评价等级	二级		

(3)地表水

本项目油田采出水、作业废水等生产废水及生活污水均不外排，油田采出水经依托采出水处理系统、作业废水依托油区作业废水处理站处理达标后全部回注采油层，各保障点生活污水经生活污水处理设施处理后用于站内绿化或抑尘，不外排。结合《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ 2.3-2018），判定地表水评价工作等级为三级 B。

(4)地下水

根据《环境影响评价导则·地下水环境》（HJ 610-2016）中的附录 A，油田开发项目类别属其中“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）” I 类和 II 类项目。当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级，并按相应等级开展评价工作。线性工程根据所涉及地下水环境敏感程度和主要站场位置进行分段判定评价等级，并按相应等级分别开展评价工作。地下水等级判定按照表 2.5-4 的原则进行判定。

表 2.5-4 地下水评价工作等级判定依据

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	一	二
较敏感	一	二	三

不敏感	二	三	三
-----	---	---	---

①地下水污染场地识别

本项目为石油开采项目，位于榆林市定边县。油田开发项目区块大，涉及范围广，站场、井场、管线等各单项工程布置分散。运行期项目对地下水环境的影响因素主要为原油、采出水、井下作业废水（修井废水和洗井废水）和生活污水等污水的下渗。

根据本次项目工程组成以及工艺流程图，主要污染源产生点在站场、井场、管线，其对地下水环境的影响一般局限于场地附近。

②本项目的地下水敏感性分析

油田开发项目区块大，涉及范围广，但是站场、井场等各单项工程分散布置，其中主要污染源产生点在站场、井场，其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。

本次评价按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的公式计算方法确定单个站场的调查影响评价范围。

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， $\alpha \geq 1$ ，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，取值不小于 5000d；

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。

评价区地下水赋存于多个含水层中，油区开发项目中站场、油井、注水井、输油管道等的建设、运行可能影响到多个含水层，因此评价对可能受影响的含水层均计算其影响评价范围，计算结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 地下水调查影响评价范围计算结果表

含水层	k (m/d)	I	ne	L (m)	说明
第四系潜水含水层	0.76	0.012	0.5	182.4	具有供水意义的目的含水层
环河组承压含水层	0.338	0.011	0.25	148.72	
洛河组承压含水层	0.1	0.004	0.25	20	
注：I 通过流场图获得，ne 采用经验值					

由表可见，由于不同含水层水文地质参数不同，其地下水影响评价范围也不同，

但最大不超过 182.4m，本次评价按照各井场及各站场下游 200m、两侧各 100m，上游 50m 的范围，输油管线两侧 200m 范围调查各工程周围地下水开发利用情况，以确定各工程的地下水环境敏感性。若范围内没有分散式民用水井，则可以判定为“不敏感”，否则为“较敏感”。

本项目开采区块位于榆林市定边县樊学镇，属于黄土梁峁区。根据调查，区域潜水层仅在涧地中有分布，无统一稳定的含水层，无供水意义；区域主要含水层为承压水，承压水地下水埋藏深，开发难度大，多为环河组与洛河组混合开采，油田矿权范围内无饮用水水源地，区内地下水矿化度高，为苦咸水，不宜用于饮用及灌溉。因此，油田范围内各村庄居民多饮用水窖储存的雨水或者外购，区域内水源井主要作为油田生产供水，具有饮用水供水功能的水源井仅有采油八厂职工生活水源井、樊学村机井、孟咀村机井（净化后出售），均不在评价范围内。本项目站场、井场、管线周边 200m 范围内均无分散式饮用水井，综上，本项目地下水环境敏感性为不敏感，详见表 2.5-6。

②地下水评价等级确定

根据上述分析，各建设工程地下水影响评价范围内没有地下水饮用水水源，环境敏感程度为“不敏感”。井场工程中的采油井与注水井属于“Ⅰ类”项目，判定为“二级”评价；管线工程属于“Ⅱ类”项目，判定为“三级”评价。综合考虑，本次地下水评价等级为“二级”。

表 2.5-6 地下水环境评价工作等级判定表

名称		导则分类	和周边水源井的关系	敏感程度分类	评价等级判定
站场工程	学 24 增	Ⅰ类	位于黄土梁峁区，直接影响第四系松散层裂隙孔隙含水层，周围 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
井场工程	16 座井场	Ⅰ类	均位于黄土梁峁区，直接影响第四系松散层裂隙孔隙含水层，井场位于黄土梁峁上，周围 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
集输工程	学 24 增至学三脱管线	Ⅱ类	基本沿黄土梁峁区敷设，直接影响第四系松散层裂隙孔隙含水层，两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	学三脱至学一联管线	Ⅱ类	基本沿黄土梁峁区敷设，直接影响第四系松散层裂隙孔隙含水层，两侧 200m 范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

(5)声环境

根据现场调查，评价区内钻井井场、增压站等场站周围居民较少，区内环境噪声执行国家《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类标准，区块开发前后受影响区

域环境噪声值没有明显增加，受影响的人口变化不大。按“导则”（HJ2.4-2009）要求，判定声环境评价工作等级为二级，见表 2.5-7。

表 2.5-7 声环境评价工作等级判定

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				
评价等级判据	一级	0 类	$>5\text{dB (A)}$	显著增多
	二级	1 类, 2 类	$\geq 3\text{dB (A)}$, $\leq 5\text{dB (A)}$	较多
	三级	3 类, 4 类	$< 3\text{dB (A)}$	不大
本项目		2 类	$< 3\text{dB (A)}$	不大
单独评价等级		二级	三级	三级
项目评价工作等级判定		二级		

(6)环境风险

本项目新建增压站、油气集输管线，涉及风险物质为石油类和伴生气，各单元危险物质量与临界量比值 Q 均 <1 ，该项目风险潜势为 I。环境风险评价做简单分析。

(7)土壤环境

①项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》（HJ 964-2018）附录 A，本建设项目行业类别为“采矿业，金属矿、石油、页岩油开采中的石油开采”，项目类别为“Ⅰ类”。本项目土壤污染特征为污染影响型。

②占地规模

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。线性工程重点针对主要站场位置（如输油站、泵站、阀室、加油站、维修场所等）参照 6.2.2 分段判定评价等级，并按相应等级分别开展评价工作。建设项目占地主要为永久占地。

本项目按单个站场、管线、道路等，分别判定评价工作等级。

站场主要为增压站和井场，单个井场最大占地面积为 0.36 hm^2 （5.4 亩），单个增压站占地面积为 0.057 hm^2 （0.85 亩），占地类型为小型（ $\leq 5\text{ hm}^2$ ），管线两端主要站场为增压站和井场，占地面积均为小型。本项目道路为进站和进井道路，无加油站和维修场所等。

因此，本项目占地规模为“小型”。

③环境敏感程度

建设项目周边土地利用类型主要有旱地、其它草地，因此环境敏感程度为“敏感”。

表 2.5-8 项目周边土地利用类型

站场 周边土地利用类型	学 24 增	学一联	学一采	学三脱	井场
耕地	旱地	/	旱地	旱地	旱地
林地	灌木林地	/	/	/	灌木林地
草地	其他草地	其他草地	其他草地	其他草地	其他草地
敏感程度判定	敏感	敏感	敏感	敏感	敏感

④评级工作等级

依据污染影响型评价工作等级划分表(表 2.5-9)，通过上述项目类别、占地规模和环境敏感程度判定，建设项目土壤环境影响评价工作等级为“一级”。

表 2.5-9 土壤评价工作等级判定依据

占地规模 敏感程度	I 类项目			II 类项目			III 类项目		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	/

2.5.2.评价范围

(1)生态环境

本次开发呈斑块状分布于油田，单元分布零散。根据生态导则，生态影响评价应能够充分体现生态完整性，因此，本项目根据导则和评价完整性的需求，生态评价范围为各区块外扩 500m 范围，生态评价范围总面积 41.11km²。生态评价范围见图 2.5-1。

(2)环境空气

环境空气评价范围为以各站场和井场为中心，取边长为 5km 的矩形区域，兼顾整个井区。

(3)地表水

评价对象为定边县境内的石涝川河。评价范围为采油井区河段上游 500m 及其下游 1km 河段。

(4)地下水

① 调查评价范围的确定

调查评价范围的确定，考虑了地下水的系统特征，边界的具体确定，在考虑建设项目范围及建设项目可能的影响区域外，选择以地下水分水岭、地表水水系、地下水流线和地下水等水头线等为界；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，根据地下水文地质单元（图 5.1-6），本次区域调查评价范围为整个矿权开发范围。

② 预测评价范围的确定

根据计算结果，预测评价范围为场站和井场下游 200m、两侧各 100m、上游 100m 的范围，管线两侧 200m 范围。

(5) 声环境

各站场厂界外 200m 范围内，管线及道路两侧 200m 范围内。

(6) 土壤调查范围

综合考虑建设项目影响类型、污染途径、气象条件、地形地貌、水文地质条件和环境敏感程度的基础上，确定项目调查范围为各项目场地外扩 1000m 为界，管线以工程边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围。

2.5.3. 评价工作等级及范围汇总

汇总产建工程评价工作等级范围详见表 2.5-9。

表 2.5-9 产建工程评价工作等级及范围汇总表

环境要素	评价等级	评价范围
生态环境	三级	生态评价范围为各区块外扩 500m 范围，生态评价范围总面积 41.11km ²
环境空气	二级	以各站场、井场为中心，取边长为 5km 的矩形区域，兼顾整个井区
地下水	二级	取油区矿权范围为地下水的调查范围，调查范围面积 173.4km ² ，预测评价范围为场站和井场下游 200m、两侧各 100m、上游 100m 的范围，管线两侧 200m 范围
声环境	二级	各站场厂界外 200m 范围内，管线及道路两侧 200m 范围内
土壤	一级	站场井场场地外扩 1000m、管线以工程边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围
环境风险	分析评价	/

2.6. 评价重点与评价时段

2.6.1. 评价重点

本次评价重点包括：

- (1) 项目生态和环境风险环境影响评价；
- (2) 项目地下水环境影响评价；
- (3) 项目作业废水、采出水依托处置措施可行性论证；
- (4) 项目对土壤的影响，关注固废暂存及最终处理工艺的可行性及可靠性。

2.6.2. 评价时段

评价时段一般包括勘探期、施工期、运行期和退役期四个时段。

勘探期是石油开采前的物探、试采时期，通过地质、物探等手段布设少量探井的试验性开发工程，特点是井数少、分布范围小、影响范围小。施工期是建设项目钻井、井下作业、地面井场、站场、集输设施、道路、通讯设施等建设时段。运行期是建设项目油气采集、油气集输、油气处理时段，该时期包括修井过程。退役期是建设项目油水井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。

本次将重点对施工期和运行期的环境影响进行评价，并兼顾对退役期的环境保护措施分析。

2.7.主要环境保护目标

项目各区块范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园及水源保护区等环境敏感点，明长城遗址石涝池堡分布在区块外围。本项目环境保护目标主要包括村庄、河流、地下水及生态环境等。

本项目总体环境保护目标见表 2.7-1。

表 2.7-1 总体环境保护目标

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地下水	分散居民水源井	矿区范围内的分散式饮用水水源井（作业区饮用水水源井、孟咀村水源井）	地下水水质	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，水质不恶化，供水的可靠性与安全性不受影响
	第四系裂隙孔隙水和白垩系孔隙裂隙水			
地表水	石涝川河	评价范围为采油井区河段上游 500m 及其下游 1km 河段。	地表水质	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准
环境空气	评价范围内的居民点	周围环境保护目标详见表 2.7-2	人群健康	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准
环境噪声	场站、管线、道路 200m 范围内的居民点等敏感点	相对管线两侧 200m 的环境保护目标见表 2.7-3		《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
生态环境	土壤	工程永久、临时占地及其影响范围内	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）第二类用地筛选值
	植被		植被	被破坏植被恢复率 90%以上；占用林地按照“占一补一”原则进行补偿
	土地利用		土地	合理控制施工范围和建设工程占地，禁止占用基本农田；
	水土保持		水土保持	减少施工过程中造成水土流失，保护占地周边草地和林地

2.7.1.大气环境保护目标

主要为大气评价范围内各村庄居民点，故各站场、井场统计边长 5km 矩形范围内的敏感点。具体情况见表 2.7-2，学 24 增大气评价范围及敏感目标分布见图 2.7-1，本工程大气评价范围及敏感目标分布见图 2.7-2。

表 2.7-2 站场、井场大气环境、环境风险保护目标一览表

序号	村庄 (自然村)	坐标		户数	人口	相对场站位置距离		
		X	Y			相对场站	方位	距离(m)
1	陈高庄	107°34'53.18157"	37°11'51.02694"	5	16	学 24 增	NE	650
2	曹背山	107°33'53.39191"	37°11'53.80786"	3	8		NW	822
3	宾草涧	107°34'2.97061"	37°11'12.24864"	7	22		SW	1126
4	李伙场	107°34'20.89206"	37°10'37.17822"	1	3		S	1998
5	前池湾	107°34'14.40326"	37°12'34.90359"	11	28		N	1639
6	西湾	107°35'9.21045"	37°11'17.13455"	1	3		SE	1348
7	张新庄	107°35'20.06374"	37°10'52.78224"	6	15		SE	1975
8	孟咀村	107°35'42.15656"	37°10'56.18113"	1	2		SE	2403
9	下崾崄	107°35'16.51035"	37°12'52.97953"	6	16		NE	2441
10	任圪	107°33'3.64444"	37°12'23.00746"	5	13		NE	2291
11	何湾	107°32'50.66684"	37°11'56.43428"	4	12		NW	2409
12	张圪	107°33'4.06930"	37°10'32.94891"	2	6		SW	2956
13	磨窑湾	107°35'42.73592"	37°10'49.01642"	1	2		SE	2487
14	陈高湾	107°36'7.49378"	37°11'29.08862"	7	22		E	2465
15	墩梁圪	107°33'26.50974"	37°10'16.78485"	3	8	1#井场	S	1034
16	树儿庄	107°32'36.14429"	37°11'7.15029"	17	48		NW	1216
17	背窝	107°32'25.63861"	37°10'6.58816"	11	32		SW	1983
18	芦新庄	107°32'4.62726"	37°11'25.68972"	5	16		NW	2263
19	杨高山	107°40'14.99515"	37°10'56.02664"	16	45	2#井场	NE	576
20	李渠	107°40'36.00650"	37°10'28.83548"	4	11		SE	1158
21	杨圈湾	107°40'11.90524"	37°10'8.44210"	12	34		SE	1174
22	杨台	107°39'9.18018"	37°10'49.84683"	2	5		SE	1205
23	新庄子	107°41'17.10224"	37°11'5.29635"	3	8		NE	1978
24	天桥湾	107°39'32.04547"	37°9'41.86892"	10	32		S	2027
25	陈高庄	107°34'54.57202"	37°11'52.26291"	5	16	3#井场	NE	657
26	陈高湾	107°36'7.49378"	37°11'29.08862"	8	23	4#井场	E	448
27	苏崾崄	107°36'19.54441"	37°10'51.23729"	1	2		SE	1375
28	上湾	107°37'0.02216"	37°12'5.39500"	5	13		NE	2163
29	孟咀村	107°35'42.15656"	37°10'56.18113"	1	2		S	869
30	树圪	107°39'39.77024"	37°11'56.12528"	9	28	5#井场	NE	640

31	杨伙场	107°38'31.17435"	37°11'41.60273"	10	31		W	1143
32	榆芽树台	107°38'12.32593"	37°11'7.61378"	1	2		SW	1772
33	郝地台	107°38'25.92151"	37°12'26.40635"	4	10		NW	1907
34	边崾崴	107°39'50.27591"	37°12'34.74909"	14	42		NE	1835
35	王崾崴	107°40'42.49530"	37°12'12.19279"	4	12		NE	2262
36	下白湾子	107°38'7.69107"	37°12'40.31092"	12	34		NW	2430
37	下崾崴	107°35'16.51035"	37°12'52.97953"	6	16	6#井场	E	390
38	背井沟	107°35'51.73526"	37°13'5.95713"	1	2		NE	1457
39	后梁	107°34'5.44254"	37°13'39.63710"	7	22		NW	2163
40	任圪	107°33'3.64444"	37°12'23.00746"	5	13	7#井场	NW	317
41	何湾	107°32'50.66684"	37°11'56.43428"	4	12		SW	776
42	吴阳圪	107°31'45.46985"	37°12'50.19862"	7	20		NW	2319
43	下崾崴	107°35'13.72943"	37°12'52.36155"	6	16	8#井场	NW	1229
44	陈高庄	107°34'53.64505"	37°11'51.18144"	5	16		SW	749
45	王新庄	107°33'50.91998"	37°9'8.03447"	4	11	9#井场	E	474
46	芦渠渠	107°33'31.45359"	37°8'49.49504"	5	16		S	431
47	芦塬畔	107°32'37.07126"	37°9'17.92216"	13	37		NW	1354
48	前梁	107°35'9.40357"	37°8'43.62422"	3	8		SE	2441
49	旋风崾崴	107°31'51.95865"	37°8'21.06791"	11	34		SW	2809
50	供桌湾	107°41'43.67542"	37°9'23.79298"	4	11	10#井场	E	201
51	王东湾	107°41'30.07983"	37°9'38.00654"	6	16		N	429
52	二龙台	107°41'9.68646"	37°8'55.36586"	11	32		SW	1167
53	倪新庄	107°42'6.84970"	37°10'10.75953"	21	60		NE	1546
54	刘湾村	107°40'50.52905"	37°9'37.07957"	78	289		W	1072
55	方梁	107°40'17.77606"	37°8'48.25908"	3	8		SW	2232
56	陈高湾	107°36'7.49378"	37°11'29.08862"	8	23	11#井场	NE	956
57	苏崾崴	107°36'19.54441"	37°10'51.23729"	2	4		SE	1221
58	孟咀村	107°35'42.15656"	37°10'56.18113"	1	2		SE	398
59	苏崾崴	107°36'19.54441"	37°10'51.23729"	2	4	12#井场	SE	1228
60	孟咀村	107°35'42.15656"	37°10'56.18113"	1	2		SE	359
61	峁路	107°35'18.36429"	37°9'56.85496"	7	20	13#井场	S	1575
62	前圪	107°35'30.41492"	37°10'5.19770"	3	8		S	1238
63	张新庄	107°35'20.06374"	37°10'52.78224"	6	15		SW	303
64	孟咀村	107°35'42.15656"	37°10'56.18113"	1	2		SE	441
65	苏崾崴	107°36'19.54441"	37°10'51.23729"	2	4		SE	1206
66	陈高庄	107°34'54.57202"	37°11'52.26291"	5	16	14#井场	SE	1178
67	前池湾	107°34'14.40326"	37°12'34.90359"	11	28		NW	628
68	下崾崴	107°35'16.51035"	37°12'52.97953"	6	16		NE	1512
69	陈高庄	107°34'54.57202"	37°11'52.26291"	5	16	15#井场	S	866

70	前池湾	107°34'14.40326"	37°12'34.90359"	11	28	16#井场	NW	857
71	下崾崄	107°35'16.51035"	37°12'52.97953"	6	16		NE	1298
72	陈高庄	107°34'54.57202"	37°11'52.26291"	5	16		S	515
73	前池湾	107°34'14.40326"	37°12'34.90359"	11	28		NW	1282
74	下崾崄	107°35'16.51035"	37°12'52.97953"	6	16		N	1445

2.7.2.地下水环境保护目标

根据现场调查，本项目开采区块位于榆林市定边县樊学镇，属于黄土高原区。根据调查，评价范围内无饮用水水源地，所在区域地下水埋藏深，开发难度大，多为环河组与洛河组混合开采，矿化度高，为苦咸水，不宜用于饮用及灌溉，因此，评价范围内各村庄居民多饮用水窖储存的雨水或者外购。

此外，本次调查了油田区域内水源井，其主要作为油田生产供水，具有供水意义的水源井仅有采油八厂职工生活水源井（净化后自用），以及民用水井：樊学村机井（净化后饮用）、孟咀村机井（净化后出售），民用水井均不在评价范围内，均不在本次地下水评价范围内。

本项目地下水环境保护目标为评价范围内第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水水质。

2.7.3.声环境保护目标

本项目声环境保护目标为管线及道路两侧 200m 范围内的居民点，新建 1 座站场（学 24 增）周边 200m 范围内无居民点。管线及道路两侧 200m 范围内的居民点具体情况见表 2.7-3，未列入表内的说明其 200m 范围内无居民点。

表 2.7-3 主要输油气管线周边 200m 范围内主要环境保护目标分布情况

序号	村庄	户数	人口	相对输油气管线位置距离		
				输油气管线	方位	最近距离
1	李伙场	1	3	学三脱-学一联	W	65
2	墩梁抓	4	12		W	32

2.8.相关规划

与项目相关的规划概要见表 2.8-1。

表 2.8-1 与项目相关的规划概要

序号	相关规划	相关规划概要（摘录）
1	陕西省矿产资源总体规划（2016~2020 年）	①矿产资源勘查开发方向：鼓励开采石油、天然气、……等矿产。 ②矿产资源勘查勘探开发预期布局：围绕鄂尔多斯盆地油气和陕北煤炭国家能源基地建设，重点加强石油、天然气、煤炭等能源矿产的调查评价与勘查，稳步提高油气产能，适度控制煤炭产能，加强岩盐资源开发。
2	定边县矿产资源	①矿产资源勘查开发种类调控：鼓励开采石油、天然气、岩盐矿产，

	规划 (2016~2020 年)	在符合开采准入条件下，可考虑优先设置采矿权。
3	陕西省“十四五” 生态环境保护规划 (讨论稿)	<p>①到 2025 年，全省地级及以上城市二氧化硫、一氧化碳浓度保持稳定，二氧化氮、可吸入颗粒物、细颗粒物浓度明显下降，关中地区各城市臭氧（O₃）浓度稳步下降。其中全省地级及以上城市可吸入颗粒物年均浓度较 2020 年下降 10%，关中地区区域 PM_{2.5} 年均浓度下降 15%，臭氧年均浓度下降 3%，汉中市 PM_{2.5} 年均浓度实现达标。</p> <p>②推进挥发性有机物综合整治。建立石化、化工、工业涂装、包装印刷、家具、电子制造、工程机械制造等重点行业源头、过程和末端全过程控制体系，实施 VOCs 总量控制。</p> <p>③生态环境安全得到有效保障。二是持续加大执法监管力度。积极开展“绿盾”专项行动，加强生物多样性保护。围绕关中大气治理、饮用水源地保护、土壤污染防治、陕北油污泥处置等开展专项督察、执法和整治。积极参加全国生态环境执法大练兵，与甘肃等省份开展跨境流域风险防范联合执法、联防联控。三是加强环境安全风险防控。持续加强陕北石油开采、陕南尾矿库、核与辐射等重点行业环境风险隐患排查，全力保障生态环境安全。</p> <p>④推进区域再生水循环利用。强化钢铁、石油石化、化工等高耗水行业生产工艺节水改造和再生水利用，鼓励行业废水深度处理回用，推进矿井水综合利用。</p> <p>⑤加强土壤源头管控。对重点区域涉重金属行业，炼焦、石油开采加工、化工等重点行业进行提标改造，从源头控制污染物排放量。染物防控。加强石化、涂料、纺织印染、橡胶、医药等行业新污染物环境风险管控。</p> <p>⑦强化环境风险预警管控。加强涉危涉重企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控。协同推进重点区域流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态恢复，持续强化重点领域环境风险隐患排查整治。开展陕北涉油地区环境安全整治工作，对采油、输油、炼油和危废处置单位及附近重点河流、重要湖库、集中式饮用水水源地等敏感目标开展风险隐患排查整治。</p>
4	定边县“十四五” 生态环境保护规划	<p>①到 2025 年，全县重点行业挥发性有机物、二氧化硫、氮氧化物排放总量持续减少，化学需氧量、氨氮排放总量有效降低，完成省、市考核目标。“碳达峰、碳中和”规划有效实施。</p> <p>②推进挥发性有机物综合整治。建立石化、化工、工业涂装、包装印刷、家具工程机械制造等重点行业源头、过程和末端全过程控制体系，实施 VOCs 总量控制。</p> <p>③推进区域再生水循环利用。强化石油石化、化工等高耗水行业生产工艺节水改造和再生水利用，鼓励行业废水深度处理回用。</p> <p>④加强新污染物防控。强化新化学物质环境管理登记，加强事中事后监管，督促企业落实环境风险管控措施。加强石化等行业新污染物环境风险管控。</p> <p>⑤开展工业固体废物堆存场所土壤质量调查。全面摸底调查和整治涉油涉气企业产生的固体废物、城镇污水处理产生的污泥以及其他工业固体废物（不含危险废物）的堆存场所周边的土壤环境质量，建设和完善“防扬散、防流失、防渗漏”等设施。</p> <p>⑥逐步推进地下水环境状况调查评估。对油气开采企业、工业新区（含危险废物处置场）、非煤矿山开采区、乡镇垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，开展地下水环境状况专项调查，评估地下水环境风险。到 2023 年，完成以油气开采产业为主导的工业集聚区和危险废物处置场地下水环境状况调查评估；到 2025 年，完成其他污染源地下水环境</p>

		<p>状况调查评估。</p> <p>⑦逐步管控地下水环境风险。防止地下水污染，深入排查油气长输管线安全隐患，制定油气管线环境风险防范预案。规范污油泥处理处置，严格含油废水同层回注。排查地下水水质恶化点位，查明污染原因，开展污染源整治，遏制地下水水质恶化趋势。</p> <p>⑧强化环境风险预警管控。加强涉危涉重企业、工业新区、集中式饮用水水源地及跨省重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控。协同推进重点区域流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态恢复，持续强化重点领域环境风险隐患排查整治。</p> <p>⑨强化生态环境应急处置。以工业新区、非煤矿山、油气开采等为重点，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。</p> <p>⑩提升危险废物收集处置与利用能力。健全危险废物收运体系，提升延长集团、长庆油田分公司和工业新区等危险废物收集转运能力。</p> <p>⑪深入推进工业固体废物污染防治。在重点行业实施工业固体废物排污许可管理，推动大宗工业固体废物贮存处置总量趋零增长，以油气开采废弃物为重点，推动大宗工业固体废物综合利用产业规模化、高值化、集约化发展。</p>
--	--	--

3.工程概况

3.1.建设单位概况

长庆油田分公司第八采油厂前身为长庆石油勘探局低效储量合作开发项目组，成立于 2005 年 6 月，2009 年 1 月更名为第八采油厂，是中国石油长庆油田分公司下属的一个二级单位，机关设在西安，机关科室 12 个，附属单位 9 个，基层单位 10 个，全厂现有员工 2371 人。

第八采油厂管理区域横跨陕西、宁夏 2 省（区）的定边、志丹、吴起、盐池等四县九个乡镇，矿权面积：1448.3km²（有效矿权面积：425.8km²，占总矿权面积的 29.4%），其中第八采油厂定边王盘山油区矿权总面积 173.4km²。在定边设有采油前线指挥部和产能建设项目组。目前第八采油厂全部实行采油作业区新的劳动组织架构，管理上实行厂部、作业区（联合站）、班站三级管理。

3.2.地理位置与交通

第八采油厂定边区域王盘山油区地处陕西省榆林市定边县南部，主要分布在石涝川上游的樊学镇。油田西与宁夏盐池县接壤、西南与甘肃环县、华池县相邻，东南与吴起县比邻。

油区北距离定边县城约 33km，东南距吴起县城约 55km。油区主要公路有姬（塬）～樊（学）公路、定（边）～樊（学）公路以及乡村道路，交通比较方便。

项目地理位置与交通见图 3.2-1。

3.3.油藏地质特征

3.3.1.油藏地质构造

(1)构造

项目区域构造位于陕北斜坡中段西部，构造平缓，为一宽缓西倾斜坡，构造平均坡度小于 1°，每千米坡降 6m～7m。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。

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，鼻状隆起轴线近于东西向，宽度近 3km～5km。鼻隆构造与砂体配合，有利于油气的聚集。

(2)地层及含油层系

本区自上而下钻遇的地层有第四系，新近系，白垩系，侏罗系安定组、直罗组、延安组和富县组以及三叠系延长组等。主要含油层系为侏罗系延安组及三叠系延长组油层。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 侏罗系、三叠系地层划分简表

地层					油层组	岩性综述	厚度 m
界	系	统	组	段(层)			
中生界	侏罗系	中统	安定组			棕红色泥岩为主，上部夹泥灰岩；井下对比以泥灰岩高阻段做为标准层	80—150
			直罗组		直 1	上部棕红色为主，下部渐变为蓝灰、灰绿色泥岩与灰白色砂岩互层，夹煤线及薄煤层、黑色泥、页岩、砾石	200—400
					直 2		
					直 3		
					直 4		
中生界	侏罗系	下统	延安组	第四段	延 1	灰黑色泥岩、页岩与灰白色中—细砂岩，间夹灰黑色煤层	0—97
					延 2		
					延 3		
				第三段	延 4		40—90
					延 5		
				第二段	延 6	灰黑色泥岩、页岩与灰白色砂岩，间夹灰黑色煤层，底部含巨厚含砾粗砂岩	80—100
					延 7		
				第一段	延 8		0—115
					延 9		
					延 10		
			富县组			杂色泥岩夹灰白色中砂岩—砾岩	0—150
	三叠系	上统	延长组	第五段	长 1	深灰色泥岩夹浅灰色细砂岩、粉砂岩及煤层	0—245
				第四段	长 2	灰绿色细砂岩夹深灰色泥岩	120—160
					长 3	深灰色泥岩与灰绿色粉细砂岩互层	100—170
				第三段	长 4+5	灰黑色泥岩夹薄层细砂岩	90—130
					长 6	深灰色泥岩、灰黑色碳质泥岩与灰绿色粉细砂岩互层，底部为区域对比高阻标志层	180—200
					长 7		
				第二段	长 8	深灰色泥岩夹灰绿色粉细砂岩	100—190
					长 9		
			第一段		长 10	灰绿、肉红色沸石质长石砂岩间夹泥岩	200—320

(3) 储层特征

根据油区主要含油地层的物性分析统计结果，见表 3.3-2，依据储层的渗透性能，判定侏罗系属中渗油层，三叠系属特低渗油层和超低渗油层。

表 3.3-2 项目油区常规物性分析数据表

层位	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)
侏罗系	9.7~22.32	2.78~2256
三叠系	9.58~18.19	0.10~48.24

3.3.2. 油藏特征

王盘山油区探明含油面积 103.12km^2 ，地质储量 $4749\times 10^4\text{t}$ 。本项目拟动用有利区含油面积共 49.8km^2 ，动用石油地质储量共 $667\times 10^4\text{t}$ 。

(1) 压力与温度系统

随着油藏深度的增加，地层压力增大、油层温度升高。各储层平均原始地层压力为 $15.93\sim 19\text{MPa}$ ，平均地层温度为 $64\sim 79.98^\circ\text{C}$ 。

(2) 圈闭特征及油藏类型

三叠系中特低渗岩性油藏的油层分布主要受三角洲前缘水下分流河道砂体控制，圈闭成因与砂岩的侧向尖灭及岩性致密遮挡有关，原始驱动类型为弹性溶解气驱。

三叠系中超低渗油藏受岩性和构造双重控制，为以岩性为主的构造～岩性油藏，原始驱动类型为弹性弱水压驱动～弹性溶解气驱。

侏罗系部分油层油边底水活跃，自然能量充足，属弹性水压驱动。

侏罗系油藏同样受岩性和构造双重控制，是以构造为主的岩性～构造油藏，油藏具有边底水，但边底水不十分活跃，属弹性弱水压驱动。

3.3.3. 油藏埋深与油层厚度

根据初设方案和建设单位提供的资料，本项目主要开发井区 8 个，主要开发井区的开发层位、油藏埋深与油层厚度见表 3.3-3。

表 3.33 主要开发区块油藏埋深与油层厚度

区块	层位	平均井深 (m)	平均油层有效厚度 (m)
池 335 加密	长 8	2650m	5.0~15.0
学 10	延 9	1780m	

	延 10	1850m	
元 46	延 10	1850m	
学 3	延 9	1780m	
学 22	延 9	1780m	
学 9	长 2	2050m	
姬 119	长 7	2580m	
元 47	延 10	1850m	
	长 2	2050m	

3.3.4.油藏流体性质

(1) 地层原油性质

油区各层位地层原油粘度在 5.3~13.9mPa.s，气油比 43.6~84.5m³/t，地层原油密度 0.849~0.8409g/cm³。

(2) 地面原油性质

油区各层位地面原油性质详见表 3.3-4。

表 3.3-4 项目油区地面原油性质

层 系	密度	粘度	凝固点	初馏点	原始地层气油比
	(g/cm ³)	(mPa.s)	(℃)	(℃)	(m ³ /t)
侏罗系	0.8709	13.9	24.0	58.6	43.6
长 2 以上	0.849	7.8	23	55	47.5
长 7、长 8、长 9	0.852~0.86	7.4~5.3	23	65	84.5

(3) 地层水性质

油区各层位地层水矿化度均为 CaCl₂ 型，其地层水性质见表 3.3-5。除长 4+5 与长 6 配伍，其他层系采出水均不配伍。

表 3.3-5 油区地层水分析数据表

层位	阴离子 (mg/l)			阳离子 (mg/l)				pH 值	水型
	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺ +Sr ²⁺	K ⁺ +Na ⁺		
侏罗系	998.7	1156.9	4538.1	487.4	34.99	129.4	1860.4	7.4	CaCl ₂
长 2 以上	156	276.6	46769.7	3633.8	741.2	644.9	3840.1	7.0	CaCl ₂
长 7、长 8、长 9	1098.7	1256.9	1501.2	587.47	54.99	179.4	2160.4	7.07	CaCl ₂

(4) 原油伴生气性质

油区主要储层原油伴生气性质见表 3.3-6，送检样品伴生气中未检出 H₂S 和 CO 气体。

3.3.5.油田开采技术参数

针对开发油层天然能量不足，王盘山油区三叠系开发方式一般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，单井最大日配注量为 25m^3 ，侏罗系开采采取同步注水方式，单井最大日配注量为 25m^3 。本工程开发技术政策见表 3.3-7。

表 3.3-6 原油伴生气组分数据表

层位	分析项目%																			
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	ic ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	ic ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	iC ₆ H ₁₄	nC ₆ H ₁₄	iC ₇ H ₁₆	nC ₇ H ₁₆	CO ₂	H ₂	N ₂	He	比重	含空气	含烃	视临界压力 Kpa	视临界温度℃
侏罗系	30.1	13.8	31.2	5.141	10.52	2.753	2.299	0.65	0.355					3.24		1.3	0.03	96.8	42.483	295.74
	42.5	13.5	25.8	4.234	7.424	1.388	1.06	0.292	0.213				0.05	4.49	0.01	1.13	0.91	96.4	44.08	276.45
三叠系	55.1	13.6	19.4	2.577	5.588	0.891	0.982	0.33	0.193			0.19	0.07	2.51	0.06	0.99	3.13	98.5	45.447	261.33
	50.3	16.8	18	3.541	7.202	1.46	1.487	0.521	0.281	0.026	0.016	0.12	0.13	0.86	0.01	1.06	2.69	99.5	44.823	256.51
	74.303	9.236	7.851	0.873	1.815	0.405	0.447	0.157	0.128	/	/	0.223	0.057	4.507	0.025	0.762	1.819	95.216	44.538	222.188

表 3.3-7 本产建工程开发技术政策

层位	井型	井网形式	井距 (m)	最大注水井口压力 (MPa)
侏罗系	定向井	三角形	300×300	16
长 2 以上	定向井	正方形反九点	200~250	16
长 7	水平井	五点井网	400	16~18
长 8、长 9	定向井	菱形反九点	480×150	17~18

3.4.现有工程概况

3.4.1.开发建设历程

姬塬油田位于鄂尔多斯盆地北部，地处陕西省定边县与宁夏回族自治区盐池县境内。勘探面积 1802.1km²，到 2008 年，探明储量 14014×10⁴t，可采储量 2646.48×10⁴t，开发层系主要以三叠系特低渗透油藏为主，开发层位有三叠系 长 1、长 2、长 4+5、长 6、长 8 以及侏罗系延 8、延 9 等，是长庆油田增储上产的主力区域，也是长庆油田发展史上建设速度最快的油田。姬塬油田自 2001 年开发以来，累计生产原油突破 1800 万吨。

王盘山油区属于姬塬油田的一部分，采油八厂定边王盘山油区石油勘探始于上世纪六十~七十年代，是多油层发育区，2002 年开始开发，主要开发油层为延长组及延安组。

2007 年，煤炭科学研究总院西安分院与榆林市环境科学咨询服务部编制完成了《长庆石油勘探局低效储量合作开发项目环境影响报告书》，开发项目部署产能 30×10⁴t，开发年限至 2015 年。2007 年 9 月，原陕西省环境保护局以陕环批复〔2007〕701 号文作出环评批复。2015 年 12 月，陕西省环境保护厅以陕环批复〔2015〕709 号文作出竣工环保验收批复。

2012 年，西安地质矿产研究所编制完成了《长庆油田分公司第八采油厂定边区块 30×10⁴t 产能建设项目环境影响报告书》，部署产能 30×10⁴t，开发年限 2011 年-2013 年。2013 年 3 月，榆林市环境保护局以榆政环发〔2013〕63 号文作出环评批复。2019 年 11 月完成竣工环保验收。

2019 年，中圣环境科技发展有限公司编制完成了《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境影响报告书》，部署产能 26×10⁴t，开发年限 2019 年-2021 年。2019 年 11 月，陕西省生态环境厅以陕环评批复〔2019〕63 号文作出环评批复。
目前工程已基本建设完成，准备进入验收阶段。

王盘山油区进行三次产能环评共 86 万吨，目前实际产能约 45.0×10⁴t/a，采油井 1507 口、注水井 460 口。目前第八采油厂王盘山油区已形成以学一联合站为中心，接转站为骨架，井组增压站为补充的较为完善的原油集输系统。

3.4.2.矿权范围及区块布局

第八采油厂定边王盘山油区矿权总面积 173.4km²，包括樊学、定边 2 个作业区。

油区矿权边界拐点坐标见表3.4-1。矿权范围见图3.4-1。

表3.4-1 王盘山油区矿权拐点坐标

坐标点	横坐标	纵坐标	备注
J1	36472851	4110119	樊学作业区和定边作业区，面积 173.4km ²
J2	36473351	4112965	
J3	36473375	4120671	
J4	36466715	4120697	
J5	36466759	4130875	
J6	36463063	4130890	
J7	36463016	4120699	
J8	36460284	4120723	
J9	36460230	4110150	

3.4.3.现有工程内容及产能规模

王盘山油区进行三次产能环评共 86 万吨，采油井 1507 口、注水井 460 口。现有工程主要建设内容见表 3.4-2。

表 3.4-2 现有工程项主要建设内容一览表

分类	工程内容		单位	数量	名称或规格
钻井工程	采油井		口	1507	/
	注水井		口	460	/
	水源井		口	25	/
油气集输工程	站场	联合站	座	1	学一联
		轻烃厂	座	1	学一联合站轻烃厂
		转油站	座	5	学一转、学二转、学三转、学四转、学五转
		脱水站	座	4	学一脱、学二脱、学三脱、学五脱
		注水站	座	13	学一注、学二注、学三注、学六注、学七注、学三转、学三脱、学二脱、学一脱、学五转、学 13 增、学一采、学一联采出水处理回注站
		增压站	座	22	学 1 增~学 19 增、学 21 增、学 22 增、学 27 增撬
	管线	集输油管线	km	231.93	DN76~133
		注水管线	km	176	DN40~120
公用工程	变电所		座	2	陈高庄、杨湾 35KV 变电所
	生活保障点		座	13	/
环保工程	采出水处理装置		套	5	学一联采出水处理站采用“一级除油+一级混凝+一级过滤”工艺，学一脱水站、学二脱水站、学三脱水站、学五计量接转站采用“一级沉降除油”工艺
	生活污水处理装置		套	13	地理式一体化处理装置

油泥暂存点	座	2	莲 6、苗 33-20 污油泥暂存点
-------	---	---	--------------------

3.4.4.现有油气集输系统

目前第八采油厂已形成以学一联合站为中心，接转站为骨架，井组增压站为补充的较为完善的原油集输系统。井组采用增压站增压输送，集输系统全密闭；少数偏远井组无法管道集输的采取拉油罐车运输。

3.4.5.组织机构和劳动定员

第八采油厂运行期实行分区管理，而非项目单独管理，其管理层级大致分为第八采油厂和作业区两级，一个采油作业区管辖的场站包括多个项目。王盘山油区现有作业区包括樊学、定边两个采油作业区。

在定边县城设有第八采油厂产建项目部，负责所有下辖油田的所有生产组织工作，第八采油厂产能建设项目组及 2 个作业区现有总劳动定员约 660 人。

3.5.现有工程环境保护概况

3.5.1.环保手续履行情况

自 2007 年以来，长庆油田分公司第八采油厂分别委托相关单位编制完成了《长庆石油勘探局低效储量合作开发项目环境影响报告书》（30×10⁴t，开发年限至 2015 年）、《长庆油田分公司第八采油厂定边区块 30×10⁴t 产能建设项目环境影响报告书》（开发年限 2011 年-2013 年），《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境影响报告书》（开发年限 2019 年-2021 年），以上环评报告书均对该区域产能开发情况进行了环境影响评价。目前，《长庆石油勘探局低效储量合作开发项目环境影响报告书》、《长庆油田分公司第八采油厂定边区块 30×10⁴t 产能建设项目环境影响报告书》已完成竣工环保验收，《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境影响报告书》目前工程已基本建设完成，准备进入验收阶段。

除产能环评外，第八采油厂对提前实施的单项工程，均履行了环评手续。

第八采油厂近年环评审批及验收情况见表 3.5-1。

表 3.5-1 第八采油厂定边区域历年环保审批及验收情况

序号	项目名称	环评批复	验收批复
1	长庆石油勘探局低效储量合作开发项目环境影响报告书	原陕西省环境保护局，陕环批复（2007）701 号	陕西省环境保护厅，陕环批复（2015）709 号
2	学一联合站及外输管线工程报告表	定边县环保局，定政环函（2011）9 号	定边县环境保护局，定环建函（2014）17 号

3	学一转、学二转、学三转注环境影响登记表	定边县环保局, 定政环函〔2010〕144 号	定边县环境保护局, 定政环函〔2014〕2 号
4	学一注、学二注环境影响登记表	定边县环保局, 定政环函〔2008〕054 号	定边县环境保护局, 定环建函〔2014〕19 号
5	学 1~10 增环境影响登记表	定边县环保局, 定政环函〔2009〕364 号	定边县环境保护局, 定政环函〔2014〕1 号
6	学 11~14 增环境影响登记表	定政环建审字(2010)第 137 号、定政环建审字(2011)第 119 号	定边县环境保护局, 定政环函〔2014〕1 号
7	学四接转注水站	定政环建审字(2010)第 137 号	定边县环境保护局, 定政环函〔2014〕14 号
8	学五接转注水站	定政环建审字(2011)第 072 号	定边县环境保护局, 定政环函〔2014〕14 号
9	学三注水站	定政环建审字(2011)第 073 号	定边县环境保护局, 定环建函〔2014〕19 号
10	学三脱水站环境影响登记表	定政环建审字(2011)第 077 号	定边县环境保护局, 定环建函〔2014〕15 号
11	学一联采出水处理站环境影响报告表	定政环函〔2012〕54 号	定边县环境保护局, 定环验批复〔2014〕18 号
12	长庆油田分公司第八采油厂定边区块 30×10 ⁴ t 产能建设项目环境影响报告书	榆林市环境保护局, 榆政环发〔2013〕63 号	自主验收已完成, 2019 年 11 月
13	长庆油田分公司第八采油厂定边作业区学 17 增压点环境影响登记表	定边县环境保护局, 定环批复〔2015〕142 号	定边县环境保护局, 定环批复〔2016〕114 号
14	长庆油田分公司第八采油厂樊学作业区莲 6 污油泥暂存点项目环境影响报告表	定边县环境保护局, 定环批复〔2016〕67 号	定边县环境保护局, 定环批复〔2017〕78 号
15	长庆油田分公司第八采油厂定边作业区苗 33-20 污油泥暂存点项目环境影响报告表	定边县环境保护局, 定环批复〔2016〕68 号	定边县环境保护局, 定环批复〔2017〕79 号
16	长庆油田分公司第八采油厂学 18 增压点环境影响登记表	定边县环境保护局, 定环批复〔2016〕103 号	/
17	王盘山区产建学 17 增-学 14 增集油管线项目环境影响报告表	定边县环境保护局, 定环批复〔2016〕357 号	自主验收已完成, 2018 年 12 月
18	王盘山区产建学 18 增-学五转外输管线项目环境影响报告表	定边县环境保护局, 定环批复〔2016〕356 号	自主验收已完成, 2018 年 12 月
19	学 19 增压站及区域单井管线建设项目环境影响报告表	定边县环境保护局, 定环批复〔2018〕4 号	正在进行验收
20	第八采油厂 2018 年产能建设项目定边区域场站及配套工程项目环境影响报告书(学 18 增扩站场及外输管线、单井管线及配套道路、注水管线等)	定边县环境保护局, 定环批复〔2018〕107 号	正在进行验收
21	长庆油田分公司第八采油厂学 67-15 撬装式作业废水处理站建设项目	定边县环境保护局, 定环批复〔2019〕70 号	自主验收已完成, 2020 年 6 月

22	第八采油厂 2019 年定边区块单井工程	定边县环境保护局，定环批复（2019）93 号	自主验收已完成，2020 年 11 月
23	第八采油厂新建学 21 增压装置、学 22 增压装置项目	定边县环境保护局，定环批复（2019）186 号	自主验收已完成，2020 年 11 月
24	长庆油田分公司第八采油厂王盘山作业废水处理站	定边县环境保护局，定环批复（2019）226 号	正在进行验收
25	第八采油厂定边区域加热炉燃气替代燃油（煤）工程	定边县环境保护局，定环批复（2020）22 号	正在进行验收
26	长庆油田分公司第八采油厂学四注水站	备案号：202061082500000121	/
27	长庆油田分公司第八采油厂学三转改造项目	定边县环境保护局，定环批复（2020）61 号	正在进行验收
28	长庆油田分公司第八采油厂新建学七注水站项目	定边县环境保护局，定环批复（2020）68 号	自主验收已完成，2021 年 1 月
29	第八采油厂定边区域管线及配套工程	定边县环境保护局，定环批复（2020）74 号	自主验收已完成，2020 年 11 月
30	长庆油田分公司第八采油厂学五转改造项目	定边县环境保护局，定环批复（2020）135 号	正在进行验收
31	长庆油田分公司第八采油厂学 11-49 增压点建设项目	定边县环境保护局，定环批复（2021）32 号	/
32	长庆油田分公司第八采油厂学 11 增压站建设项目	定边县环境保护局，定环批复（2021）33 号	/
33	长庆油田分公司第八采油厂学 12 增压站建设项目	定边县环境保护局，定环批复（2021）34 号	/
34	长庆油田分公司第八采油厂学 27 增压站建设项目	定边县环境保护局，定环批复（2021）35 号	/
35	长庆油田分公司第八采油厂学 39 增压站建设项目	定边县环境保护局，定环批复（2021）36 号	/
36	长庆油田分公司第八采油厂学 9-6 增压站建设项目	定边县环境保护局，定环批复（2021）37 号	/

3.5.2.现有工程环保措施落实情况



根据产建工程环境影响报告书，并结合现场实际调查，现有工程环评主要环保设施落实及运行情况见表 3.5-2。

表 3.5-2 环评主要环保设施落实及运行情况





类别	位 置	污染源或污染物	环评要求污染防治设施	实际防治措施	落实情况	运行情况
大气污染控制	各工艺环节、各站场储油罐	无组织烃类	氮封、密闭集输系统	氮封、密闭集输系统	落实	稳定运行
	联合站、接转站、脱水站、增压站	加热炉烟气	设置 8m 排气筒伴生气火炬燃烧装置	设置≥8m 排气筒伴生气火炬燃烧装置	落实	达标排放
水污染	保障点	生活污水	地埋式一体化生活污水处理设施	全自动智能生活污水处理撬及玻璃钢储水罐	落实	稳定运行

控制	井场、拉油点	生活污水	设旱厕	设旱厕	落实	稳定运行
		洗井废水、修井废水、试油废水	罐车拉至联合站处理	罐车拉运至联合站采出水处理系统,处理达标后回注	落实	稳定运行
	站场	油田采出水	优化采出水处理系统工艺,确保出水水质达标	已建“一级除油”	落实	经处理后全部达标回注油层
噪声污染控制	联合站、接转站、脱水站、增压站	注水泵、输油泵等各类泵	减振并将高噪声泵设置在泵房内、场外绿化	减振、隔音间、绿化等	基本落实	稳定运行
固废污染控制	井场	标准化井场建设	雨水渠、污油污水回收池、导油槽、简易围堰、井场外排洪渠	雨水渠、污油污水回收池、导油槽、简易围堰、井场外排洪渠	落实	稳定运行
		落地油	落地油回收系统	带罐作业,作业时井场铺设防渗布	落实	稳定运行
		油泥	油泥干化回收系统	油泥干化回收系统	落实	稳定运行
		含油岩屑	暂存后送有资质单位处置	暂存后送有资质单位处置	落实	稳定运行
		生活垃圾	生活垃圾收集池	生活垃圾收集池	落实	稳定运行
	联合站、接转站、脱水站	采出水处理系统油泥	暂存在符合《危险废物贮存污染物控制标准》的临时贮存场所,送有资质单位处置	排入污水污泥罐中,定期清理至污泥暂存点,送有资质单位处置	落实	稳定运行
生态环境	输油注水管线	临时占地	平整土地、恢复植被,种草植树	平整土地、恢复植被,种草植树	基本落实	已基本恢复
	道路					
	站场	临时占地	绿化	绿化	基本落实	已绿化
	站场周围道路两侧					

表 3.5-3 现有工程主要环保措施部分实例情况

环保措施现状	环保措施现状
 <p>站场加热炉排气筒 8m</p>	 <p>增压点一体化装置排气筒 8m</p>

环保措施现状	环保措施现状
 <p>站场事故油箱</p>	 <p>站场污水污油池</p>
 <p>学一采废水处理系统</p>	 <p>罐区围堰</p>
 <p>学 67-15 撬装式作业废水处理站事故池</p>	 <p>学 67-15 撬装式作业废水处理站 污油泥暂存棚</p>
 <p>泵房噪声防治措施（吸声材料）</p>	 <p>基础减振</p>

环保措施现状	环保措施现状
	
标准化井场	标准化井场
	
管线跨越河流	管线跨越冲沟

3.5.3.现有工程污染源分析

3.5.3.1.废气

(1) 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、SO₂与NO_x，经不低于8m排气筒排放。根据2018年12月陕西晟达检测技术有限公司对学五转、学三转、学一转、学一脱的燃气加热炉排放监测数据（见附件），以及2019年7月西安瑞谱检测技术有限公司、2019年8月陕西阔成检测服务有限公司对学一联合站、学3增压站燃气加热炉排放废气数据（见附件），各监测数据显示，烟尘、SO₂与NO_x排放浓度最大可达到7.4mg/m³、9mg/m³、145mg/m³，现有工程加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表3其它燃气锅炉标准，达标排放。监测数据见表3.5-4。

表 3.5-4 部分代表性站场现有加热炉污染物排放监测结果

站场	燃料种类	单位	2018.11.22			监测机构
			颗粒物	SO ₂	NO _x	

学五转	伴生气	mg/m ³	4.7~7.4	3~8	104~116	陕西晟达检测技术有限公司
学三转	伴生气	mg/m ³	/	<3	107~113	
学一转	伴生气	mg/m ³	/	<3	134~145	
学一脱	伴生气	mg/m ³	/	<3	122~133	
站场	燃料种类	单位	2019.7.14			监测机构
			颗粒物	SO ₂	NO _x	
学一联	伴生气	mg/m ³	2.5~3.6	<3	69~75	陕西阔成检测服务有限公司、西安瑞谱检测技术有限公司
学 3 增	伴生气	mg/m ³	2.8~4.0	7~9	26~34	
《锅炉大气污染物排放标准》 (DB61/1226-2018) 表 3 其它燃气锅炉			10	50	150	/
是否达标			达标	达标	达标	/

现有工程主要站场加热炉配置情况见表 3.5-5，加热炉总功率约 29720KW，总燃气量 2950m³/h。

表 3.5-5 现有工程主要站场加热炉配置情况

序号	场站名称	加热炉数量	加热炉功率 (KW)	燃料类型	总用气量 (m ³ /h)
1	学一联合站	4	1 台 4000; 3 台 1600	伴生气	2950
2	学一转	3	400		
3	学二转	2	400		
4	学三转	3	2 台 400; 1 台 800		
5	学五转	2	600		
6	学一注水站	1	200		
7	学二注水站	1	200		
8	学一脱	1	600		
9	学二脱	2	400		
10	学三脱	2	600		
11	学 1 增压站	2	180		
12	学 2 增压站	2	180		
13	学 3 增压站	2	240		
14	学 4 增压站	2	1 台 270; 1 台 360		
15	学 5 增压站	2	240		
16	学 6 增压站	2	270		
17	学 7 增压站	2	1 台 800; 1 台 400		
18	学 8 增压站	2	180		
19	学 9 增压站	2	180		
20	学 10 增压站	2	180		
21	学 11 增	2	180		
22	学 12 增	2	180		

23	学 13 增	2	180		
24	学 14 增压站	2	1 台 360; 1 台 180		
25	学 15 增压站	1	180		
26	学 16 增压站	1	270		
27	学 17 增	1	300		
28	学 18 增	2	1 台 180; 1 台 240		
29	学 18 增扩	2	1 台 500; 1 台 240		
30	学 19 增	2	180		
31	学二转发电站	2	400		
32	学三转发电站	4	400		
33	学 7 增发电站	3	400		
34	学 21 增	1	300		
35	学 22 增	1	200		

(2)无组织排放烃类气体

本现有工程除少数偏远井场拉油外，其余原油基本采用管输，少量烃类气体可通过井口、阀门、储罐、罐车等挥发而释放到环境空气中，主要成分为烷烃和烯烃。根据建设单位提供资料，现有工程管输率达 95%以上。对原油损耗调查结果表明，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%（取 1.4%），密闭流程小于 0.2%（取 0.2%），结合本次现有工程产能规模及原油管输率，估算现有工程烃类气体损耗量 $33.35 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，伴生气密度按 $0.85 \text{kg}/\text{m}^3$ ，非甲烷总烃含量按 46.82%，非甲烷总烃排放量 13.27t/a。

为了解区块内现有典型站场厂界无组废气排放达标情况，本次评价对主要依托站场的无组织废气进行了调查与监测，根据《长庆油田分公司第八采油厂定边生产区建设项目竣工环境保护验收调查报告》2013 年 1 月进行的学一联、学五转验收厂界无组织非甲烷总烃监测数据，以及《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境影响报告书》对学一脱、学 19 增压站、现有井场厂界无组织非甲烷总烃监测结果（见附件），监测数据显示，各厂界无组织非甲烷总烃均达标排放。监测数据见表 3.5-6。

表 3.5-6 无组织废气监测结果一览表

监测点位		监测因子	测值范围 (mg/m^3)	浓度限值 (mg/m^3)	最大浓度 占标率 (%)	超标 率 (%)	最大超 标倍数	数据来源
学一联	上风向	非甲烷总烃	1.11	4	27.75	0	0	《长庆油田分公司第八采油厂定边生产区
	下风向		1.07		26.75	0	0	
	下风向		1.10		27.50	0	0	

	下风向		1.08		27.00	0	0	建设项目竣工环境保护验收调查报告》，2013 年 1 月 7 日~8 日
学五转	上风向	非甲烷总烃	1.03	4	57.75	0	0	
	下风向		1.09		27.25	0	0	
	下风向		1.09		27.25	0	0	
	下风向		1.14		28.50	0	0	
学一脱	上风向	非甲烷总烃	0.84~1.33	4	33.25	0	0	《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境影响报告书》，2019 年 7 月 14 日~7 月 15 日
	下风向		0.71~1.33		33.25	0	0	
	下风向		0.86~1.63		40.75	0	0	
	下风向		0.91~1.17		29.25	0	0	
学 19 增	上风向	非甲烷总烃	0.98~1.60	4	40.0	0	0	
	下风向		0.93~1.53		38.25	0	0	
	下风向		1.00~1.30		32.50	0	0	
	下风向		0.89~1.30		32.50	0	0	
现有井场	上风向	非甲烷总烃	0.77~1.17	4	29.25	0	0	
	下风向		0.85~1.26		31.50	0	0	
	下风向		0.99~1.51		37.75	0	0	
	下风向		0.82~1.10		27.50	0	0	

现有工程废气污染物产排情况统计见表 3.5-7。

表 3.5-7 现有工程主要废气污染物产排情况

污染源	污染物	产生情况			治理措施	排放情况		
		产生量(t/a)	产生浓度(mg/m ³)	废气量(10 ⁴ m ³ /a)		浓度(mg/m ³)	排放量(t/a)	达标情况
加热炉	烟尘	2.13	7.4	28768.1	燃用伴生气 排气筒高度 ≥8m	7.4	2.13	达标
	SO ₂	2.59	9			9	2.59	
	NO _x	41.7	145			145	41.7	
油气集输、处理	非甲烷总烃	13.27	/	/	密闭集输，少量井场采取汽车拉运	/	13.27	达标

注：站场加热炉年工作时间按 7920h 计。

3.5.3.2. 废水

现有工程运行期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水。

(1)采出水

采出水是伴随着原油从地层中开采出来的。为了保持地层压力，提高采收率，本项目采用注水的方法向油层补充能量，同时采出水水量随油田开发时间的增加而增加。采出水通常在联合站、集中处理站等站场被分离出来。采出水中的污染物主要为石油类、悬浮物及少量破乳剂等。

根据各作业区现有工程统计资料，现有工程原油平均含水率为 60%，现有工程采出水产生量约 68.24×10⁴m³/a。根据陕西晟达检测技术有限公司 2018 年 12 月对学

一联采出水处理站采出水处理设施出口水质的监测结果（见附件），采出水处理系统出口水质监测数据汇总见表 3.5-8。现有项目污染物产排情况见表 3.5-9。

根据监测结果，学一采出水处理系统出口主要回注指标石油类、悬浮物均可满足《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016），实现达标回注。

表 3.5-8 各站场采出水处理站出水监测结果（单位：mg/L）

站场	监测时间	石油类	悬浮物
学一采出水处理站采出水处理系统出口	第一次	50.8	13
	第二次	47.9	17
Q/SY CQ 3675-2016 回注标准		80	80
是否达标		是	是

表 3.5-9 采出水中污染物产排情况

废水量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	污染物	浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	治理措施及 排放去向	排放量 (t/a)
68.24	石油类	50.8	34.67	由采出水处理设施 处理达标后回注油 层	0
	SS	69	47.09		0

(2) 井下作业废水

现有工程运行期的井下作业废水主要包括压裂废液、酸化废液和洗井、修井废液等。根据实地调查，王盘山油区作业废水的产生主要集中在 3~11 月，全年作业废水平均量为 $125 \text{m}^3/\text{d}$ （全年产能约 45 万吨，全年约 $45625 \text{m}^3/\text{a}$ ），高峰期作业废水产生量约为 $150 \text{m}^3/\text{d}$ 。

根据调查，现有工程作业废水全部由罐车拉运至学 67-15 撬装式作业废水处理站达标后回注油层。现有工程井下作业废水中污染物产排情况见表 3.5-10。

表 3.5-10 现有工程井下作业废水中污染物产排情况

废水量(m^3/a)	污染物	浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	治理措施及去向	排放量 (t/a)
45625	SS	750	34.22	由集中处理站（学 67-15 撬装式作业废 水处理站）采出水处 理设施处理，回注油 层	0
	石油类	200	9.13		0

(3) 生活污水

现有工程劳动定员为 660 人，分散在各值守井场、增压站、接转站、联合站、保障点等处，各值守井场、小型站场均设防渗旱厕，由于人员很少，杂排水用于洒水或绿化，保障点生活污水经一体化污水处理设施处理后用于场地洒水或绿化。保障点生活污水经一体化污水处理设施处理后出水水质可满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）标准，用于场地洒水或绿化。

生活污水中污染物产排情况见表 3.5-11。

表 3.5-11 生活污水中污染物产排情况

类型	废水量 (m³/a)	污染物	处理前浓 度 (mg/L)	产生量 (t/a)	治理措施及排放去向	处理后浓 度(mg/L)
井场 站场 保障点等	14810	COD	350	5.18	处理达标后用于洒水 或绿化	17.8
		SS	100	1.48		5
		氨氮	20	0.3		0.28
监测数据来源于《建设项目竣工环境保护验收调查报告, 陕环咨(验)字(2019) 第 025 号》						

3.5.3.3.噪声

现有工程的噪声源主要分为采油作业噪声源和站场噪声源两类。各主要噪声源源强见表 3.5-12。根据《长庆油田分公司第八采油厂定边生产区建设项目竣工环境保护验收调查报告》对学一联合站、学三转、学 6 增压站、学 10-3 井场及学三注等五个井场和站场的监测结果, 监测结果见表 3.5-13。各站场昼、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。现有工程厂界噪声达标排放。

表 3.5-12 现有工程主要噪声源统计表 (单位: dB(A))

位置	设备名称	数量	单台源强	声源性质	备注
采油井场	抽油机	4 台	65	低频声源	室外布置
增压点	外输泵	1 台/2 台	90	连续稳态声源	室内布置
	加热炉	1 台/2 台	70	连续稳态声源	室外布置
脱水站	外输泵	2 台/3 台	90	连续稳态声源	室内布置
	加热炉	2 台	70	连续稳态声源	室外布置
	污水泵	2 台	80	连续稳态声源	室内布置
联合站	外输泵	2 台	90	连续稳态声源	室内布置
	加热炉	2 台	90	连续稳态声源	室内布置
	提升泵	4 台	75	连续稳态声源	室内布置
	空压机	2 台	85	连续稳态声源	室内布置
接转站	加热炉	2 台	85	连续稳态声源	室外布置
	输油泵	4 台	90	连续稳态声源	室内布置
	注水泵	3 台	90	连续稳态声源	室内布置
注水站	增压泵	1 台	80	连续稳态声源	室内布置
	注水泵	1 台	80	连续稳态声源	室内布置
	喂水泵	1 台	80	连续稳态声源	室内布置
轻烃厂	原料气增压机	2 台	85	连续稳态声源	室内布置
	空气压缩机	1 台	80	连续稳态声源	室内布置
	增压泵	1 台	80	连续稳态声源	室内布置
	循环水泵	1 台	80	连续稳态声源	室内布置

油田道路	运输车辆	1 辆	80	流动声源	室外布置
------	------	-----	----	------	------

表 3.5-13 厂界噪声监测结果

位置	昼间		夜间	
	第一天	第二天	第一天	第二天
学一联合站东	45.7	46.2	42.3	43.5
学一联合站南	44.2	45.3	41.0	40.7
学一联合站西	40.2	40.0	38.2	37.5
学一联合站北	41.7	42.5	37.3	37.0
学三转油站东	35.4	37.2	34.3	35.2
学三转油站南	37.3	38.8	36.9	37.0
学三转油站西	38.5	37.4	36.6	35.8
学三转油站北	36.9	38.2	34.9	36.2
学 6 增压站东	44.4	39.5	37.5	36.2
学 6 增压站南	38.3	42.3	36.5	34.2
学 6 增压站西	41.8	43.5	37.2	37.1
学 6 增压站北	44.6	43.9	35.2	37.0
学 10-3 井场东	40.1	41.3	38.3	38.5
学 10-3 井场南	39.9	40.9	37.6	38.5
学 10-3 井场西	40.0	40.5	38.1	38.4
学 10-3 井场北	40.2	38.3	37.5	36.4
学三注水站东	38.7	40.2	34.0	36.0
学三注水站南	39.6	39.5	36.1	35.4
学三注水站西	42.1	44.7	38.2	39.3
学三注水站北	43.7	41.4	37.2	36.5

3.5.3.4.固体废物

(1)落地油

现场调查，运行期正常生产状态下原油采用密闭集输，基本不产生落地油。易产生落地油的环节主要在修井作业过程中。经调查，每口油井每次产生落地油约 0.3t，估算现有工程落地油产生量约 452.1t/a，落地油全部回收，回收率为 100%。

(2)含油污泥

含油污泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物。在采油废水的处理和原油脱水过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。

含油污泥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，根据资料调查，污水处理系统产生的污泥含油量约为 4%~11%，原油处理压力容器和大罐中所清出的污泥含油量较高为 25%~30%。

根据现有工程各作业区统计资料，现有工程含油泥污产生量约 782t/a，统一收集在油泥暂存点暂存，定期交陕西邦达环保工程有限公司。

(3)生活垃圾

现有工程劳动定员 660 人，按照每人每天产生生活垃圾 1.0kg 计算，则年产生生活垃圾 217.8t，送当地生活垃圾填埋场填埋。

综上，现有工程废气、废水、噪声污染源均实现达标排放，固废均得到合理处置。

3.5.4.现有工程三废排放量

采取环保措施后，现有工程的废气可做到达标排放，采出水及作业废水回注油层，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 3.5-14。

表 3.5-14 现有工程“三废”排放统计表（单位：t/a）

类别	污染物种类	产生量	削减量	排放量	备注
废气	废气量	28768.1	0	28768.1	10 ⁴ m ³ /a
	烟尘	2.13	0	2.13	
	SO ₂	2.59	0	2.59	
	NO _x	41.7	0	41.7	
	非甲烷总烃	13.27	0	13.27	
废水	废水量	74.2835	74.2835	0	10 ⁴ m ³ /a
	石油类	43.8	43.8	0	
	SS	82.79	82.79	0	
	COD	5.18	5.18	0	
	氨氮	0.3	0.3	0	
固废	落地油	452.1	452.1	0	
	含油污泥	782	782	0	
	生活垃圾	217.8	217.8	0	

3.5.5.现有工程存在的问题及以新带老措施

由于现有工程井场、站场、管线等分布分散且数量较多，本次对新建开发依托的主要站场进行了全面调查，并随机抽取部分井场进行调查。同时对排污许可情况进行调查，采油八厂目前已取得定边采油作业区排污许可证（证书编号：

916100000521082087004Q，见附件）和樊学采油作业区排污许可证

（916100000521082087003U，见附件）。

根据现场调查和收集有关资料，结合本次监测结果，针对现有工程存在的问题提出以下“以新带老”措施，详见表3.5-15。

表 3.5-15 现有工程存在的主要环保问题及“以新带老”措施

序号	存在的主要环保问题	评价提出的“以新带老”措施	整改完成时间
----	-----------	---------------	--------

1	学 20 增、学 21 增部分临时占地未进行植被恢复	尽快采取工程措施和植被绿化措施，应在下一个绿化季前完成全部绿化恢复措施，减少水土流失量	2022 年 6 月底前
2	学一脱、学二脱采用“一级沉降除油”工艺，采出水处理效率较差，不能稳定达标处理	改造采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺	2022 年 12 月底前
3	学 67-15 撬装式作业废水处理站临时占地部分未进行生态恢复	对生态恢复不到位的地方根据绿化适宜时机尽快实施补种补栽工作	2022 年 6 月底前
4	学五转、学三转、学一转、学一脱锅炉未安装低氮燃烧器	对锅炉进行低氮燃烧改造	2022 年 12 月底前

3.6.本项目产建工程开发方案

3.6.1.项目基本情况

项目名称：第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程

建设单位：长庆油田分公司第八采油厂

开发区块：樊学采油作业区、定边采油作业区

建设地点：榆林市定边县樊学镇

建设性质：改扩建

行业类别：B0711 陆地石油开采

建设规模：本项目产能建设规模为 5.8 万吨

3.6.2.项目组成

本项目产能建设工程项目组成见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目产建工程项目组成表

序号	工程内容				备注
一	钻井工程	油水井	樊学采油作业区	采油井 60 口、注水井 4 口；井场 12 个，各设 1 座事故池	主要为定向井
			定边采油作业区	采油井 15 口、注水井 6 口；井场 4 个，各设 1 座事故池	主要为定向井
二	油气集输工程	新建站场	樊学采油作业区	增压站 1 座（学 24 增，120m ³ /d）	采用油气集输一体化集成装置
		改扩建站场	学三脱	改造采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，新建 300m ³ 除油罐 1 具、40m ³ 缓冲水罐 2 具、100m ³ 净化水罐 1 具、500m ³ /d 气浮过滤处理设施 1 套；新建污水污泥池，配套固定污泥减量装置 1 套	/
			学一联	无人值守改造；更换 2 具 1000m ³ 储罐	/
			学一采	改造采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，新建 1000m ³ /d 气浮过滤处理设施 1 套，将 1 具已建 500m ³ 沉降罐改为净化水罐、1 具已建 500m ³ 沉降罐改为缓冲水罐、拆除已建净	/

				化水罐 2 具。新建污水污泥池，已建除油罐实施负压排泥。含油污泥脱水采用机械脱水方式，配套固定污泥减量化装置 1 套	同沟敷设，利用已建桁架跨越 1 处
		新建集输管线	学 24 增至学三脱	Φ76×5，2.83km，设计压力 2.5MPa，输送侏罗系层含水油	
			学三脱至学 24 增	Φ48×3.5，2.83km，设计压力 2.5MPa，输送伴生气	
			学三脱至学一联	Φ89×5，6.26km，设计压力 2.5MPa；穿越公路 2 处，穿越冲沟 2 处，利用已建桁架跨越 1 处	
			单井管线	11.3km	Φ60×4
	注水管线		注水管线	19.0 km	Φ48，PN200
三	公用工程	道路	支线	1.8km	路基宽度 4.5m，路面宽度 3.5m
			进井场道路	7.2km	
		通信	12 芯光缆	3.5km	与管线同沟敷设
			24 芯光缆	19.3km	
		供电	电力线	/	均依托油区现有系统
四	环保工程	大气污染控制	加热炉燃用净化后的伴生气，废气经≥8m 排气筒排放；伴生气回收综合利用	/	
		噪声污染控制	井场和站场隔声、减振、软性连接等	/	
		固废	落地油回收设施，站场污油回收装置，井场油污池、站场污水污泥池，生活垃圾收集桶	/	
		“以新带老”	现有未绿化完成的井场和道路临时占地尽快进行植被恢复；部分进站道路进行排水设施的修建，两侧进行绿化；对未铺设砂石路面的进站道路进行修整，减少交通运输扬尘	/	
五	依托工程	采出水处理	本项目采出水处理依托学三脱、学一采采出水处理系统	依托	
		作业废水处理措施	拉运至学 67-15 撬装式作业废水处理站处理达标后回注油层	依托	
		含油污泥暂存点	定边作业区苗 33-20 污油泥暂存点，樊学作业区莲 6 污油泥暂存点	依托	
		注水站	新增采出水回注依托学三脱，新增清水回注依托学二注	依托	
		水源井供水	定边区块现有在用水源井口 71 口，供水能力 363.36 万 m³/a，供水管线与油气管线同沟敷设	依托	
		伴生气回收	王盘山区目前已建伴生气处理装置 1 套，学一联轻烃厂设计规模 2.0×10 ⁴ m³/d	依托	

3.6.3.产建工程地面设施

本次产建工程各单项建设规模、数量计划见表 3.6-2。

本项目产建工程油井、注水井、增压站、主要集输管线等计划建设工程, 目前尚未建设。

表 3.6-2 产建工程地面设施单项建设内容表

项目 类别 区块	采油井 装置 (套)	注水井 口装置 (套)	井场 (个)	增压站 (座)	集输油管线(km)		注水 管线 (km)	10KV 电 力线 (km)	24 芯 光缆 (km)	12 芯 光缆 (km)	道路 (km)	
					Φ76×4	Φ89×4					支线	进井 道路
樊学采油 作业区	60	4	12	1	2.83	6.26	14.25	6.0	3.5	4.83	1.8	5.4
定边采油 作业区	15	6	4	0	/	/	4.75	2.0	/	14.47	0	1.8
合计	75	10	16	1	2.83	6.26	19	8.0	3.5	19.3	1.8	7.2

3.6.4.工程总体布局及工程占地

3.6.4.1.工程总体布局

本项目产建工程涉及 8 个井区，各井区总体布局方案如下：

(1)樊学采油作业区

樊学采油作业区计划建产 4.8 万吨，开发层位主要为池 335 加密长 8、学 10 延 9/延 10、元 46 延 10、学 3 延 9、学 22 延 9、学 9 长 2，地面工程新建学 24 增压站 1 座，井场 12 个。

(2)定边采油作业区

定边采油作业区计划建产 1.0 万吨，开发层位姬 119 长 7、元 47 延 10/长 2，地面工程新建井场 4 个。各区块总体布局见图 3.6-1。

(3)项目与历年开发范围位置关系

王盘山油区目前已进行 3 次产能环评共 86 万吨，实际产能约 $45.0 \times 10^4 \text{t/a}$ 。其中第一次、第二次产能环评已完成验收，第三次产能环评《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境影响报告书》，开发年限 2019 年-2021 年，目前工程已基本建设完成，已进入验收阶段。本项目属于滚动开发产能建设项目，本次开发区块不涉及 26 万吨产能建设工程内容。本项目涉及区块及油区历年评价开发范围见图 3.6-2。

3.6.4.2.开发规模

本项目产能建设规模为 5.8 万吨，涉及区块为樊学采油作业区和定边采油作业区。各作业区产能建设规模见表 3.6-3。

表 3.6-3 本项目各区块产能建设规模

区块		层位	井场名称	井数	总井数 (口)	设计原油 产能(10 ⁴ t)	采出液		含水 率%	预计采出水产生量		单井产油量	
							万m ³ /a	m ³ /d		万m ³ /a	m ³ /d	万t/a	t/d
樊学 采油 作业 区	池 335 加密	长 8	9#井场	5 口油井	5	0.42	0.7	19.2	40	0.28	12.24	0.084	2.3
	学 10	延 9	3#井场	5 口油井	10	0.49	0.78	21.35	37	0.29	7.95	0.098	2.7
		延 10	7#井场	5 口油井		0.31	0.65	17.8	53	0.35	9.6	0.062	1.7
	元 46	延 10	14#井场	5 口油井、1 口注水井	24	1.22	2.6	71.2	53	1.4	38.4	0.061	1.67
			15#井场	5 口油井、1 口注水井									
			16#井场	5 口油井、1 口注水井									
			8#井场	5 口油井、1 口注水井									
	学 3	延 9	6#井场	5 口油井	5	0.49	0.78	21.35	37	0.29	7.95	0.098	2.7
	学 22	延 9	11#井场	5 口油井	15	1.47	2.33	63.93	37	0.86	23.56	0.098	2.7
			12#井场	5 口油井									
			13#井场	5 口油井									
	学 9	长 2	1#井场	5 口油井	5	0.4	0.77	21.1	48	0.37	10.14	0.08	2.19
定边 采油 作业 区	姬 119	长 7	4#井场	5 口油井	5	0.31	0.85	22.47	62	0.19	5.2	0.062	1.7
	元 47	延 10	2#井场	3 口油井、2 口注水井	10	0.37	0.78	21.37	53	0.41	11.23	0.062	1.69
			5#井场	3 口油井、2 口注水井									
		长 2	10#井场	4 口油井、2 口注水井	6	0.32	0.76	20.82	48	0.36	9.99	0.08	2.19
合计	/	/	/	/	85	5.8	11.0	300.59	/	4.8	136.26	0.785	21.54

3.6.4.3.工程占地

本产建工程总占地面积为 27.624hm²。

工程占地包括临时占地和永久占地。临时占地包括钻井井场、管线和道路施工、增压站等的施工场所临时占地。施工结束后，临时占地经过 2~3 年后可恢复原有使用功能，本项目临时占地面积约 17.927hm²。永久占地包括井场、增压站、道路等永久征地，永久征地面积为 8.927hm²。占地类型以草地为主。具体情况见表 3.6-4。

表 3.6-4 项目产建工程占地情况表

序号	项目	数量	临时占地 /hm ²	永久占地 /hm ²	合计 /hm ²	备注
1	井场（座）	16	2.13	5.75	7.88	每个井场永久占地按 5.4 亩计，临时占地按 2 亩
2	新建增压站（座）	1	0.067	0.057	0.124	永久占地按 0.85 亩计，临时占地按 1 亩
3	集输管线（km）	23.21	13.93	/	13.93	临时施工占地宽度按 6m 计
4	道路（km）	支线	1.8	0.63	1.73	支线及进井场道路永久占地宽度按 3.5m 计，临时占地宽度按 2m 计
		进井道路	7.2	1.44	3.96	
5	总计	/	17.927	8.927	27.624	/

3.6.5.油气集输与处理

3.6.5.1.集输系统布局

目前第八采油厂已形成以学一联合站为中心，接转站为骨架，井组增压站为补充的较为完善的原油集输系统。井组采用增压站增压输送，本项目采用油气混输方式，集输系统全密闭；根据设计方案、工艺流程和地形条件等因素，除依托现有集输系统外，新建增压站 1 座，原油集输形成以联合站为中心，接转站、增压站为骨架的格局。项目地面工程上下游集输系统示意图见图 3.6-3。

本项目各区块集输去向见表 3.6-5。

表 3.6-5 本项目各井区集输去向

区块		层位	井场名称	井数	位置		集输去向
					经度	纬度	
樊学采油作业区	池335加密	长8	9#井场	5口油井	36460840	4113379	井场→学1增→学一联
	学10	延9	3#井场	5口油井	36462230	4118196	井场→学24增(新建) →学3脱→学一联
		延10	7#井场	5口油井	36460462	4119171	
	元46	延10	14#井场	5口油井、1口注水井	36462229	4119424	井场→学24增(新建) →学3脱→学一联
			15#井场	5口油井、1口注水井	36462593	4119365	
			16#井场	5口油井、1口注水井	36462893	4119058	
			8#井场	5口油井、1口注水井	36463379	4119063	
	学3	延9	6#井场	5口油井	36462993	4120120	井场→学7增→学3脱→学一联
	学22	延9	11#井场	5口油井	36463872	4117164	井场→学24增(新建) →学3脱→学一联
			12#井场	5口油井	36463744	4116833	
			13#井场	5口油井	36463723	4116503	
	学9	长2	1#井场	5口油井	36460681	4116602	井场→学10增→学一联
定边采油作业区	姬119	长7	4#井场	5口油井	36464120	4117714	井场→学2转→学一联
	元47	延10	2#井场	3口油井、2口注水井	36470248	4116489	井场→学4增→学1转→学一联
		延10	5#井场	3口油井、2口注水井	36469399	4118145	井场→学2增→学1脱→学一联
		长2	10#井场	4口油井、2口注水井	36472795	4113912	井场→学4增→学1转→学一联

3.6.5.2.新建站场

(1)站场情况概述

本工程新建增压站 1 座，站场名称、规模及所属区块见表 3.6-6。

表 3.6-6 本项目新建主要站场情况一览表

所属区块	名称	处理层位	设计处理规模	来油方向	外输去向	备注
樊学采油作业区	学 24 增	侏罗系	120m ³ /d	周边井场	学三脱	/

(2)油气处理工艺

本工程油气经增压站进入脱水注水站、接转站进行处理，或直接进联合站处理。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。本项目新建 1 座增压站为橇装增压站，橇装增压站将主要工艺设备集成在橇体上，占地面积更小，建站周期更短，工艺流程见图 3.6-4。

(3)站场设备及平面布置图

增压站主要设备见表 3.6-7，增压站平面布置见图 3.6-5。

表 3.6-7 增压站主要设备表

序 号	模块/设备名称	型号	数量
1	油气混输一体化集成装置	CTEC-OG-MF-120/25	1
2	集油收球加药一体化集成装置	CTEC-CO-RO/RB-10/80	1
3	电控一体化集成装置	CTEC-ZYD-EC-120/4	1
4	事故油箱	单层钢结构、30m ³	1
5	外输流量计	CTEC151 22 30 01/目	1
6	外输阀组	CTEC151 20 25 01/目	1
7	无泄漏污油回收	CTEC151 29 12 01/目	1
8	加热炉	120m ³ /d	1

3.6.5.3.改造站场

(1)学三脱

学三脱采出水处理采用“一级沉降除油”工艺，于 2007 年投运，设计处理规模 300m³/d。建有 300m³ 沉降除油罐 1 具、100m³ 净化水罐 1 具、污水污泥池 1 座。本次改造采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，新建 300m³ 除油罐 1 具、40m³ 缓冲水罐 2 具、100m³ 净化水罐 1 具、500m³/d 气浮过滤处理设施 1 套；新建污水污泥池，已建除油罐实施负压排泥。含油污泥脱水采用机械脱水方式，配套固定污泥减量化装置 1 套。平面布置图见图 3.6-6。

(2)学一采

学一采现有采出水处理采用“两级沉降除油”工艺，于 2011 年投运，设计处理规模 1000m³/d。建有 1000m³ 沉降罐 2 具、500m³ 沉降罐 2 具、200m³ 净化水罐 2 具、污水污泥池 1 座。本次改造采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，新建 1000m³/d 气浮过滤处理设施 1 套，将 1 具已建 500m³ 沉降罐改为净化水罐、1 具已建 500m³ 沉降罐改为缓冲水罐、拆除已建净化水罐 2 具。新建污水污泥池，已建除油罐实施负压排泥。含油污泥脱水采用机械脱水方式，配套固定污泥减量化装置 1 套。平面布置见图 3.6-7。

(3)学一联

学一联站内有 2 具 3000m³ 净化罐和 2 具 1000m³ 净化罐,其中 2 具 1000m³ 罐腐蚀严重,经检测安全状况为 5 级,无法运行至下一检测周期,存在重大安全隐患,本次原址更换 2 具 1000m³ 净化罐,同时对学一联进行无人值守改造。平面布置见图 3.6-8。

改造站场主要建设内容见表 3.6-8。

表 3.6-8 改造站场新增设施一览表

名称	新增设备
学三脱	新建 300m ³ 除油罐 1 具、40m ³ 缓冲水罐 2 具、100m ³ 净化水罐 1 具、500m ³ /d 气浮过滤处理设施 1 套;新建污水污泥池,配套固定污泥减量化装置 1 套
学一采	新建 1000m ³ /d 气浮过滤处理设施 1 套,将 1 具已建 500m ³ 沉降罐改为净化水罐、1 具已建 500m ³ 沉降罐改为缓冲水罐、拆除已建净化水罐 2 具。新建污水污泥池,配套污泥减量化装置 1 套,新建污水污泥池,已建除油罐实施负压排泥。
学一联	更换 2 具 1000m ³ 净化罐,无人值守改造

3.6.5.4.标准化井场

目前标准化井场建设要点:

A、含油污水池容积=MAX[30m³,漏失影响区的雨水量],防渗处理。

B、雨水收集池容积= MAX[50m³,非漏失影响区雨水量]。

C、增加工业废弃物收集箱 1 个,增加出油与伴生气管线绝缘接头各 1 个。

D、增加井场管道运行中定期检测要求:首检不超过 3 年,每年在线检验,每 6 年全面检验。

标准化井场设施一览表 3.6-9,标准化井场平面布置见图 3.6-9。

表 3.6-9 标准化井场设施一览表

序号	名称	结构型式	设计标准
1	砖围墙	砖砌	砖砌:高 0.5m,宽 0.24m
2	井场大门	简易大门	宽 4.5m
3	雨水收集池	砖砌,水泥砂浆抹面	上宽 1.2m 下宽 0.6m 深 0.5m
4	含油污水池	砖砌,水泥砂浆抹面	深 2.0m
5	井口集油槽	砖砌,水泥砂浆抹面	宽 0.4m,起点深 0.2m
6	挡水条	素混凝土	高 0.15m
7	工业废弃物收集箱	外购	1 个

3.6.5.5.管线工程

本项目新建(包括更换)单井管线、集油管线、集气管线总长度 23.21km,其中站场间集输油管线 2 条,长 9.09km;单井出油管线 11.3km;伴生气管线 2.83km,

施工作业带宽度为 6m。

本项目管线两侧 50m 范围内避让居民点。管线施工不设置施工营地和材料场地，施工便道尽量依托周边村庄道路，施工期管道开挖土石方沿线堆放在管道两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方加固回填。管线距离均较短，不设阀室。

管线规格及长度详见表 3.6-10。

表 3.6-10 项目集输管线一览表

序号	名称	管线起点	管线终点	类型	输送介质	规格	设计压力 (MPa)	设计长度 (km)
1	集油管 线	学 24 增	学三脱	新建	含水油	Φ76×5	2.5	2.83
2		学三脱	学一联	更换	含水油	Φ89×5	2.5	6.26
小计								9.09
1	伴生气 输送管 线	学三脱	学 24 增	新建	伴生气	Φ48×5	2.5	2.83
小计								2.83
序号	名称	区块	层位	类型	输送介质	规格	设计压力 (MPa)	长度(km)
1	注水管 线	樊学作业 区	新建	新建	采出水	Φ48	20	14.3
2		定边作业 区	新建	新建	清水	Φ48	20	4.7
小计								19.0
序号	名称	区块	类型	类型	输送介质	规格	设计压力 (MPa)	长度(km)
1	单井管 线	樊学作业 区	新建	新建	含水油	Φ60×4	2.5	7.4
2		定边作业 区	新建	新建	含水油	Φ60×4	2.5	3.9
小计								11.3
合计								42.21

(1)敷设方式

管线敷设采用埋地敷设方式，管顶最小覆土厚度 1.1m，管道埋深见表 3.6-11。

表 3.6-11 管道基本埋深设计

类型	黄土梁峁	河谷阶地	公路
管沟挖深 (m)	1.50	1.50	1.60
管顶埋深 (m)	1.10	1.10	1.10

(2)管沟断面：管沟断面设计见表 3.6-12。

表 3.6-12 管沟断面设计表

地貌类型	黄土梁峁	河谷阶地	公路
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
	机械开挖	≥0.5	≥0.7
			/

(3)管道转向

管线在改变方向或适应地形时，采用弹性敷设与热煨弯头，并优先采用弹性敷设，弹性弯头的曲率半径不小于管线外直径的 100 倍。当弹性敷设难以实现时，采用热煨弯头转向。

(4)穿（跨）越工程

地面工程分布图见图 3.6-10，本工程主要管线穿（跨）越工程见表 3.6-13。穿越成熟工艺措施见表 3.6-14。

表 3.6-13 主要管线穿（跨）越工程

管线	穿（跨）越类型	穿（跨）越方式	穿（跨）越对象	穿（跨）越宽度/数量（m/次）
单井管线	公路	大开挖穿越	乡村油路	15/2
	砂石路	大开挖穿越	乡村道路	15/2
学 24 增至学三脱	冲沟	现有桁架跨越	普通冲沟	30/1
学三脱至学一联	冲沟	现有桁架跨越	普通冲沟	30/1
	冲沟	大开挖穿越	普通冲沟	15/2
	公路	顶管穿越	乡村油路	20/2
	砂石路	大开挖穿越	乡村道路	15/2
注水管线	砂石路	大开挖穿越	乡村道路	15/2
	冲沟	大开挖穿越	普通冲沟	15/2

表 3.6-14 穿跨越工程工艺措施表

穿跨越类型	方式	埋设深度	稳管(支座)措施	水工保护
冲沟穿越	开挖	管顶埋深距河床设冲刷线 ≥0.5m	非基岩段采用钢筋混凝土压重块；基岩段采用混凝土连续覆盖	根据不同的地形和地质情况做好水工保护措施

(5)管道防腐与保温

站外单井管线及注水管线采用环氧粉末普通级结构外防腐，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结构保温，注水干线采用整体挤涂式内防腐工艺，伴生气管线采用环氧粉末普通级外防腐。

地上管线保温采用岩棉镀锌铁皮结构，埋地管道的保温采用微孔硅酸钙外包聚乙烯胶粘带结构。

(6)管道材质

输油管线全部采用无缝钢管，穿越公路保护套管采用螺旋焊缝钢管，注水管线采用玻璃钢、钢或柔性复合管。

3.6.6.公辅工程

3.6.6.1.供热工程

项目新建增压站1座。增压站热源依托站内增压橇，用于原油加热，供热管网以低支墩敷设为主，局部管沟敷设，燃用伴生气。

新建增压站供热工程具体情况见表3.6-15。

表 3.6-15 项目站场供热工程统计表

序号	站场	设计规模	加热炉规格	加热炉类型	单位	数量	年运行时间
1	学24增	120m ³ /d	300kW	油气混输集成装置	台	1	330天

3.6.6.2.供电工程

王盘山油区现有可供电电源有杨湾 35kV 变和陈高庄 35kV 变。

本项目各区块均依托已有供电系统，线路就近延伸或 T 接至区块。油区各井场、站场采用 10kV 架空线路供电，配电变压器采用柱上安装方式。新建站场设柱上变或落地变供电，站内设独立配电室，采用 GCS 型配电屏或 XL 型动力配电箱放射式给各单体供电，各级均采用自动开关保护。站内电力线路均采用电缆配线。

3.6.6.3.通信工程

王盘山油区已建站场使用光纤通信方式，采油井场使用光纤通信方式实现数据视频上传。新建站场、井场架空敷设 12 芯光缆、24 芯光缆就近接入附近站场实现话音、生产及视频数据的上传。

根据开发方案，增压站通信系统设多业务传输设备（PDH 光端机），电视接收设备（卫星电视接收机）、语音业务（电话）等。站外敷设 6 蕊光缆，纳入长庆通信网。井场通信设视频服务器（带摄像头），井场扬声器等。

3.6.6.4.消防工程

本项目新建数字化井场、增压站等均为五级站场，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）相关要求，站内不设消防给水设施，配置一定数量移动式灭火器。消防工程量详见表 3.6-16。

表 3.6-16 消防系统主要工程量

站场	建设内容	规格型号	单位	数量
增压站（1 座）	推车式干粉灭火器	MFT/ABC20	辆	2
	手提式干粉灭火器	MF/ABC8	具	20
数字化井场（16 座）	推车式干粉灭火器	MFT/ABC20	辆	16
	手提式干粉灭火器	MF/ABC8	具	64

改造站	推车式干粉灭火器	MFT/ABC20	辆	4
	手提式干粉灭火器	MF/ABC8	具	10

3.6.6.5. 道路工程

评价区拟建各站场可依托的主干道路有闫铁公路和贯穿各区块的油田专用道路均可依托。进井简易道路部分可依托各乡村简易公路。

根据项目产能开发部署，建设工程新修增压站进站支线道路长 1.8km，见图 3.6-11。道路工程主要技术指标见表 3.6-17。路基标准横断面见图 3.6-12。

表 3.6-17 道路建设标准采用技术指标

道 路 建 设 标 准	支 线
路面宽度(m)	3.5
路基宽度(m)	4.5
路面结构	天然砂砾

3.6.7. 依托工程及可行性分析

3.6.7.1. 采出水处理

本项目不新建采出水处理工程，采出水处理依托现有学三脱、学一采采出水处理系统。

(1) 采出水回注水质标准

采出水回注执行《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016），本产建工程最大注水井口压力 $18\text{MPa} < 20\text{MPa}$ ，故悬浮固体含量须 $\leq 80\text{mg/L}$ ，含油量须 $\leq 80\text{mg/L}$ ，悬浮固体颗粒直径中值 $\leq 10\mu\text{m}$ 。

(2) 依托站场采出水处理工艺流程

学三脱水站和学一采本次改造后采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，工艺流程见图 8.2-1。改造后采出水处理系统出水中 pH、石油类、SS 浓度均能满足《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SYCQ3675-2016）标准要求。

(3) 采出水处理能力依托可行性

本项目采出水处理依托已建站场，本项目依托的各采出水处理站均正常运行，未超负荷运行，依托可行性分析见表 3.6-18。

表 3.6-18 本项目依托各采出水处理站能力校核

站场	处理能力 m^3/d	2020 年底处理负荷 m^3/d	剩余处理能力 m^3/d	本项目最大新增处理负荷 m^3/d	能力校核	处理工艺
学三脱	500	260	240	79.51	满足	改造后采用“沉降除油+气浮+过滤”

学一采	1000	600	400	56.75	满足	改造后采用“沉降除油+气浮+过滤”
-----	------	-----	-----	-------	----	-------------------

3.6.7.2.作业废水处理

(1)依托作业废水处理站情况

王盘山油区现有作业废水处理站 1 座：学 67-15 撬装式作业废水处理站，位于樊学镇张山村，设计处理规模为 600m³/d。目前该作业废水处理站已取得环评批复（定环批复〔2019〕70 号），并与 2020 年通过自主验收。

(2)依托能力校核

本项目运行期井下作业废水平均产生量约 7.53m³/d，学 67-15 撬装式作业废水处理站主要服务对象为王盘山油区，设计处理规模为 600m³/d，目前实际处理规模为 230m³/d，余量为 370m³/d，本项目产生作业废水 7.53m³/d，本项目完全可以依托该作业废水处理站处置作业废水。

(2)处理措施可行性分析

学 67-15 撬装式作业废水处理站采用“气浮+二级沉降+二级过滤（石英砂过滤+滤膜过滤）”处理工艺。该工艺为目前长庆油田作业废水使用的主要工艺之一，2020 年 4 月 24-25 日，榆林市碧清环保科技有限公司对污水处理设施进、出口水质进行了监测。根据《长庆油田分公司第八采油厂学 67-15 撬装式作业废水处理站建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，处理后的作业废水中石油类浓度为 2.69~2.85mg/L，SS 为 36~38mg/L，出水浓度均可满足《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ3675-2016）主要控制指标要求，出水回注油层，故该作业废水处理站可为本项目提供依托。

表 3.6-19 污水处理设施出口水质监测结果

单位：mg/L

项目 \ 采样点	4月24日					4月25日				
	第1次	第2次	第3次	第4次	平均值	第1次	第2次	第3次	第4次	平均值
pH	6.56	6.55	6.56	6.55	6.55	6.56	6.55	6.56	6.55	6.55
悬浮物	36	38	37	36	36.7	37	38	37	37	37.3
石油类	2.69	3.04	2.85	2.69	2.81	2.82	2.76	2.83	2.72	2.78
硫化物	0.019	0.013	0.011	0.015	0.0145	0.011	0.022	0.019	0.016	0.017
《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SYCQ3675-2016）含油量≤80mg/L；SS≤80mg/L										

3.6.7.3.供水工程

(1)供水工程

本工程不新建供水站及水源井，清水供水均依托现有工程水源井，取水层位为

洛河组。定边区块现有在用水源井口 71 口，供水能力 9955m³/d，目前实际供水 5311m³/d，尚有余量 4644m³/d，本项目新增清水供水量 124.56m³/d（4.55 万 m³/a），故现有水源井供水能力可满足本次产建工程日常生产注水量需求。

(2)注水工程

本工程新增注水井共 10 口，其中采出水回注井 4 口，清水回注井 6 口，单井配注量 25 m³/d，注水站设计压力等级 25MPa，最大注水井口压力 16~18MPa，项目不新建注水站，注水均依托现有注水站。

(3)注水工艺流程

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 3.6-13 和图 3.6-14。

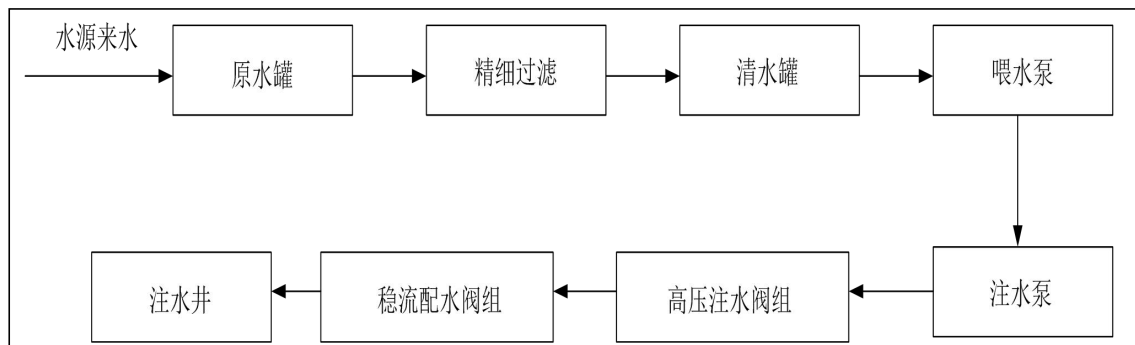


图 3.6-13 清水注水工艺流程示意图

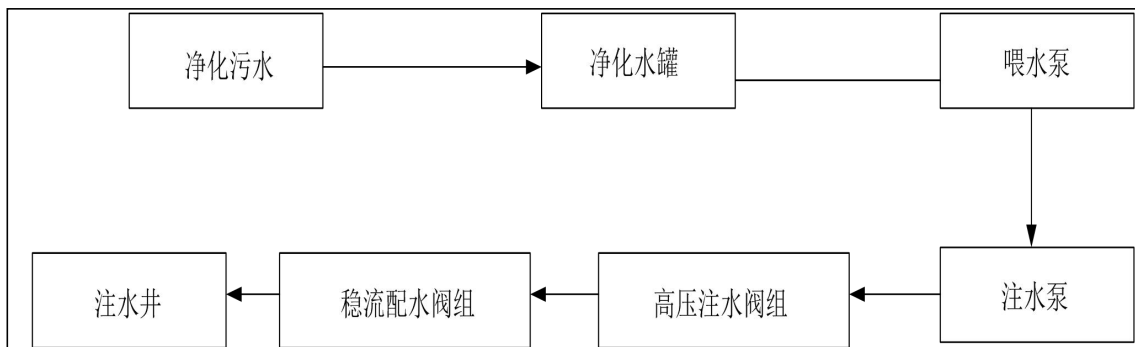


图 3.6-14 采出水注水工艺流程示意图

(4)注水能力依托可行性

本项目依托各注水站注水能力依托可行性分析见表 3.6-20。

表 3.6-20 本项目依托各注水站注水能力校核

站场	注水能力 m ³ /d	2020 年底注水负荷 m ³ /d	剩余注水能力 m ³ /d	本项目最大新增注水负荷 m ³ /d	新增注水井		是否满足	备注
					回注井场	回注层位		

学三脱	500	260	240	100	6#、14#、 15、16#	侏罗系 延 10	是	采出水 回注
学二注	1500	996	504	150	5#	侏罗系 延 10	是	清水回 注
					2#	三叠系		
					10#	长 2		

本工程拟建注水井 10 口，其中采出水回注井 4 口，清水回注井 6 口，单井配注量 25 m³/d，采出水回注量为 100m³/d，清水回注量为 150m³/d。由上表可以看出采出水剩余注水能力为 240m³/d，清水剩余注水能力为 504m³/d，剩余负荷满足要求，依托可行。

3.6.7.4.危废暂存及可依托性分析

项目产建过程中产生的油泥和含油岩屑属于危险固废，按照要求需将油泥全部采用防渗 PVC 包装袋封装后临时暂存于现有作业区设置的油泥暂存池内，暂存后送有资质单位处置。目前第八采油厂王盘山油区已建成 2 个污油泥暂存点，主要用于储存长庆油田分公司第八采油厂定边作业区原油开采和油田集输过程产生的含油污泥，其中樊学作业区 1 个莲 6 污油泥暂存点，储存规模为 200m³，定边作业区 1 个苗 33-20 污油泥暂存点，储存规模为 100m³，存储周期一般为 1 个月，最长存储周期为 3 个月，定期交有资质单位拉运处置。

根据调查，莲 6 污油泥暂存点和苗 33-20 污油泥暂存点均于 2016 年取得环评批复，批复文号分别为定环批复〔2016〕67 号和定环批复〔2016〕68 号；并均于 2017 年完成竣工环保验收；根据现场踏勘，樊学作业区莲 6 污油泥暂存点位于陕西省榆林市定边县樊学乡孟嘴村，北纬 37°10'6.99"，东经 107°35'42.07"，区内最远井场距离莲 6 污油泥暂存点约 6km；定边作业区苗 33-20 污油泥暂存点位于陕西省榆林市定边县樊学乡张山村，北纬 37°10'40.59"，东经 107°39'53.79"，区内最远井场距离苗 33-20 污油泥暂存点约 4km。距离较近，交通运输方便（收集路线见图 3.6-15）。污油泥暂存点已采取设置顶棚及围堰，地面进行防渗处理等措施，已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单的要求修建。

第八采油厂目前与陕西邦达环保工程有限公司签订了危废处置协议，危废处置协议详见附件。该危废处置单位的经营范围可收集废矿物油与含矿物油废物（071-001-08），收集处理范围定边县区域，可处理能力 80000t/a。本产建项目产生含油污泥量为 216t/a，上述公司的处理能力完全可以满足要求。

综上，本项目各区块开发过程中产生的含油污泥可依托上述暂存点临时贮存，定期交有资质单位处置。

3.6.7.5.集输能力校核

项目液量处理及外输依托现有站场，现有站场液量处理及集输能力校核见表 3.6-21。

表 3.6-21 本项目依托各站场原油处理及外输能力校核

站场	液量处理能力				液量外输能力				是否满足
	设计处理规模 (m ³ /d)	实际处理规模 (m ³ /d)	余量 (m ³ /d)	新增处理液量 (m ³ /d)	设计外输规模 (m ³ /d)	实际外输规模 (m ³ /d)	余量 (m ³ /d)	新增最大外输量 (m ³ /d)	
学一脱	800	240	560	21.37	600	120	480	21.37	是
学三脱	800	500	300	195.63	600	340	260	109.01	是
学一转	600	170	430	20.82	600	170	430	20.82	是
学二转	600	200	400	22.47	600	200	400	22.47	是
学一联	3900	2470	1430	104.96	2800	1150	1200	160.9	是

3.6.7.6. 伴生气综合利用及可依托性分析

本项目产建工程伴生气综合利用途径如下：①伴生气首先满足站场生产、生活用气；②井场采用定压阀回收套管气；③增压站油气混输然后输至接转站分离利用；④富裕气量输送至学一联轻烃回收站；⑤伴生气实际生产气油比按原始气油比的 50%估算产气量。

伴生气分离后主要用于站场原油加热，加热至脱水要求温度 50℃后进入三相分离器，进行油、气、水三相分离，分离后的净化原油（含水率≤0.5%）通过输油管道外输，含油污水经处理后回注，伴生气调压后作为加热炉燃料综合利用，富裕气量通过输至学一联，学一联已建轻烃回收装置，对伴生气综合利用。王盘山区目前已建伴生气处理装置 1 套，学一联轻烃厂设计规模 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理气量 $1.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。毗邻学一联合站，伴生气回收系统完善，已经形成环形管网，以学一联为核心，对区域内伴生气进行调配、集中处理。本项目新增伴生气约 $0.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，故本项目可以依托学一联轻烃厂综合利用。

3.6.8. 工作制度和劳动定员

项目年运行 365 天。本项目新建增压站及井场均为无人值守，管线巡线人员依托现有劳动定员，本项目不新增劳动定员。

3.6.9.年度建设计划

根据中国石油长庆油田分公司《关于下达 2021 年第一批业务发展投资实施计划的通知》，长庆油田分公司第八采油厂在定边王盘山油区部署 5.8 万吨产能项目。

2020 年 12 月，由西安长庆科技工程有限责任公司长庆勘察设计院编制完成了《第八采油厂 2021 年产建地面工程初步设计方案》，2021 年 1 月 29 日，编制完成了《第八采油厂 2021 年产建地面工程总说明书》。

根据产建方案，第八采油厂 2021 年定边区域 5.8 万吨产能建设工程，在定边王盘山油区滚动开发学 10、元 46、元 47、姬 119、学 9、学 3、学 22、池 335 加密共计 8 个区块，钻井工程建设采油井 75 口，注水井 10 口；地面工程建设增压站 1 座（学 24 增），改造站场 3 座（学三脱、学一采、学一联），新建井场 16 座，以及其他相关地面工程等。

结合项目产建方案及公司整体规划，2021 年度属于项目滚动开发交叉年，本年度计划如下：

2021 年 1 月-6 月，原有 26 万吨产能建设工程建设完成，6-10 月完成验收；

2021 年 10 月-12 月，完成本项目改建站场的建设，主要计划建设内容学三脱、学一采、学一联的改造；

2022 年 1 月-6 月，完成新建站场和井场的建设，主要计划建设内容包括钻井工程建设采油井 75 口，注水井 10 口；地面工程建设增压站 1 座（学 24 增）；

2022 年 6-12 月，完成井场和集输管线的建设，完成全部地面工程的建设。

3.6.10.投资估算

根据产建方案及同类工程投资类比调查核实，5.8 万吨产建地面工程建设总投资为 0.77 亿元，项目环保投资约 1320.5 万元，占地面工程建设总投资的 17.15%。

3.7.本项目实施前后工程变化情况

项目实施前后王盘山油田工程变化情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 本项目实施前后油田建设变化情况

序号	项目	开发前实际	开发后	变化情况
1	产能规模（万吨/a）	45	50.8	+5.8
2	采油井（口）	1507	1582	+75
3	注水井（口）	460	470	+10
4	联合站（座）	1	1	+0
5	接转站（座）	4	4	+0

6	增压站（座）	22	23	+1
7	采出水处理系统（座）	5	5	+0
8	集输油管线（km）	231.93	255.14	+23.21

4.工程分析

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

油田开发过程可分为勘探期、施工期、运行期和闭井期四个时期。

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

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

4.1.勘探期环境影响回顾分析

采油八厂定边和樊学作业区石油勘探始于上世纪六十~七十年代，是多油层发育区，主力油层为延长组及延安组。

勘探期钻井环境影响与建设期钻井阶段环境影响相似，排放的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等。由于项目勘探期早已结束，废气、废水、噪声等污染源已消失，根据走访当地群众，勘探期钻井井场的施工噪声、施工废水及施工扬尘未对周围群众造成大的影响。勘探期的生态影响主要是对土壤、植被、生态景观和生态系统的影响，包括临时和永久占地对井场植被的破坏，落地油对土壤的污染。根据现场调查，建设单位勘探期环境保护工作比较到位，主要体现在以下方面：

(1) 通过采取“勘探开发一体化”模式，大大缩短了勘探期与开发期的时间间隔。由于大部分勘探井作为了目前的采油生产井，勘探井井场推平过程中的弃土大部分已作为铺垫井场材料，弃土弃渣得到了合理处置。

(2) 勘探期井场的落地油均得到了有效的回收处置，现场调查未发现落地油污染土壤的现象。

(3) 井场周围的临时占地均进行了植被恢复，恢复状况良好，进场道路两侧植被状况良好。

总体看，项目勘探期钻井数量少，分布分散，对环境影响较小，采取了环保措施后，项目勘探期环境影响得到了有效的控制和减缓。

4.2.施工期

4.2.1.主要建设内容

项目属于油田开发项目，工程施工内容包括钻井施工、线路施工和站场新建和改造施工。钻井施工包括采油井、注水井，线路工程包括集输管线、单井管线、集气管线、注水管线和道路工程等，站场工程包括新建 1 座增压站及学一联、学一采、学三脱等站场改造。

4.2.2.工艺流程及产污环节分析

4.2.2.1. 工艺流程

工程施工主要分为钻井、管线施工和站场建设及改造施工，整个施工应由具有一定施工机械设备的专业化队伍完成。项目工程建设的施工方案见图 4.2-1。

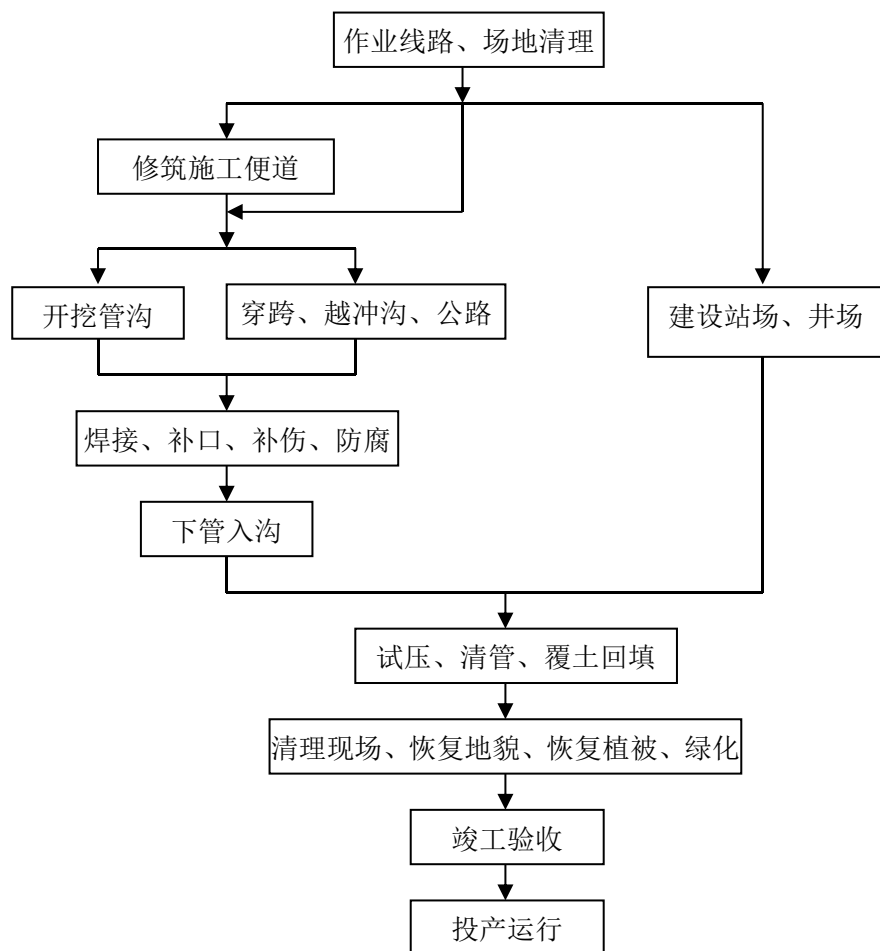


图 4.2-1 项目建设施工过程图

(1) 钻井作业

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。根据目的不同，钻井一般又可分为钻探井、试采井和生产井等。钻探井的目的主要是在物探基础上进一步了解含油构造、储油层和含油面积大小、厚度，以及油气储量等；钻试采井的主要目的是进一步了解有开采价值的含油构造、储层和油气物性，以便确定开发方案；钻生产井的目的是在有开发价值的含油构造上进行作业，以获得油气资源。

以转盘钻井法为例，主要钻井设备包括钻机、柴油机、柴油发电机、泥浆泵等。钻井工艺按其顺序分为如下过程：

① 钻前准备

包括定井位、修道路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

② 钻井过程

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

B、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嘴的钻井液冲击井底，随时将井底岩屑清洗、携带到地面。

C、接单根：随着岩石的破碎，钻柱逐渐下落，直到方钻杆完全落入转盘内，这时一个钻杆长度不能再向深钻，必须要增加钻柱长度，即为接单根。

D、起下钻：如果钻头被磨损，应将井内钻柱全部起出，换新钻头再钻。

③ 完井

完井方法应能有效封隔油气水层，减少油气流入井的阻力，防止油气层井壁坍塌，保证长期稳定高产。完井方法为套管完井。

④ 测井

把利用电、磁、声、热等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。主要测定井下油、气、水层的岩石物理性质，监测各油层的工作情况，检查开发井的技术状况等，是开发井采取作业措施和进行油田开发调整的重要依据。

⑤ 固井

在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间注入水泥浆进行封固。

本次开发井型主要为丛式定向井，每个井场布井 4~8 口。采油井、注水井井身结构参数见表 4.2-1；定向采油井、注水井井身结构见图 4.2-2。钻井过程中选取水基钻井液体系，能够满足油田开发的需要，设计推荐各地层段钻井液性能见表 4.2-2。

表 4.2-1 定向采油井、注水井井身结构参数

序号	井段	钻头直径(mm)	套管外径(mm)	套管下深(m)	水泥返高(m)
一开	表层套管，进入稳定岩层≥30m	311.2	244.5	下到基岩以下 30m	返至地面
二开	油层套管 直井段 斜井段	215.9	139.7	距井底 3~5m	采油井：井深小于 1500m 的纯水泥返至井口，井深大于 1500m 的纯水泥返至洛河组顶界以上 50m，低密度水泥返至井口； 注水井：返至地面

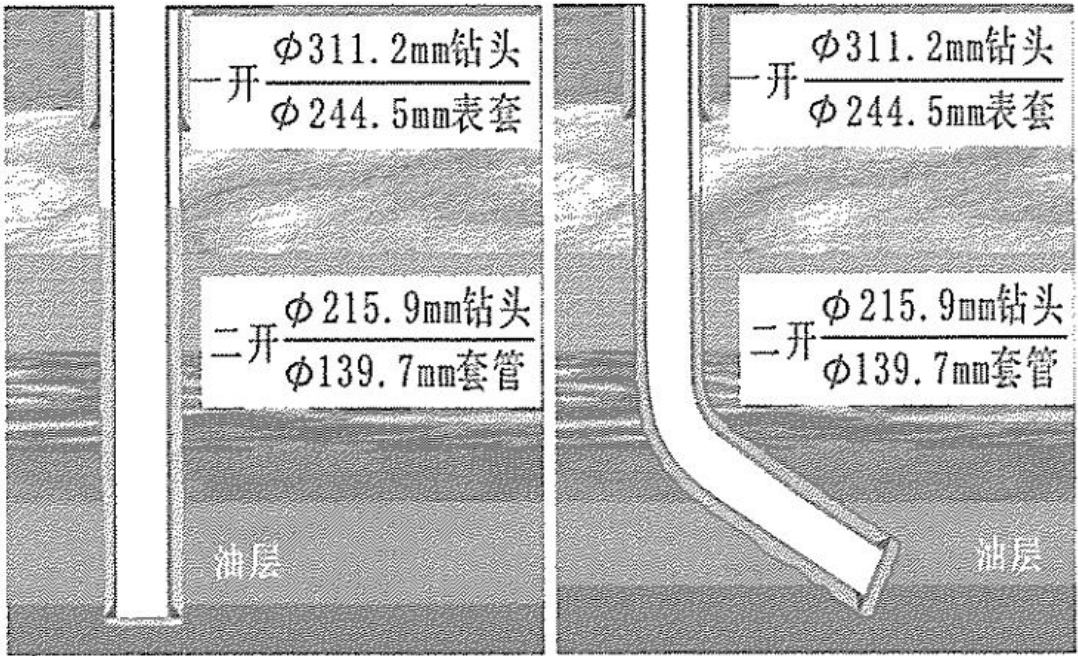


图 4.2-2 采油井、注水井井身结构示意图

表 4.2-2 设计推荐分段钻井液性能要求

地层	钻井液类型	钻井液性质								备注
		密度(g/cm³)	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		
安定	清水聚合物	1.01~1.02	30~33	不控		7~8	2~4	1.0		
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

井下作业一般在油井投产前和投产后进行，施工期的井下作业内容主要包括射孔、压裂、酸化、试油等工艺。

①射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵抽出。

②压裂

压裂主要用于低渗透油层的改造。利用地面高压泵，将高黏液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂或陶粒）的压裂液注入裂缝中。停泵后，压裂液返排至地面，支撑剂则留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。

③酸化

酸化是用高压泵将酸液注入地层，酸液与油层中的矿物和胶结物发生化学反应，从而扩大裂缝和油层孔隙，或解除油层堵塞，提高油层渗透能力。

④试油

试油是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。

(3)地面工程

①线路施工时，首先清理施工现场，并修建必要的施工道路。在完成管沟开挖、道路、冲沟的穿跨越等基础工作后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内。对管道进行试压、清扫。本工程穿跨越类型包括冲沟、河流和沥青路，管线穿跨越河流和冲沟方式主要为桁架跨越和开挖穿越，沥青道路穿越按照公路等级分为顶管和大开挖穿越。顶管施工工艺见图 4.2-4，公路穿越施工方式见图 4.2-5。管道施工作业场地平面布置见图 4.2-6。

②站场新建（改造）施工时，首先清理场地，然后新建（改造）构建筑物，最

后安装工艺装置并建设相应辅助设施。井场施工作业场地平面布置见图 4.2-7。

③建设完成后，清理作业现场，恢复线路施工地带地表植被；对井（站）场进行绿化。

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 4.2-8。

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废弃泥浆处置场处置。

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。

4.2.2.2.产污环节分析

①钻井过程产污环节有：钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑；钻井机械冲洗污水、跑冒滴漏的各种废工作液与油料等；钻井用柴油机排放的烟气、噪声；以及修公路、平井场和管线敷设等占地对地表植被的破坏。

②射孔、压裂、试油等井下作业过程对环境产生影响的主要有跑冒滴漏的各种工作液、落地油、含油污水、操作噪声及车辆尾气。

③本项目管线敷设完成后采用气体试压，无试压废水排放。地面工程的建设对

周围环境的影响主要是对地表植被的破坏以及永久占地，另外，管线的铺设还会改变地表形态，对景观环境产生一定影响。

油田开发过程产污环节见图 4.2-9，主要污染源构成见表 4.2-3。

表 4.2-3 项目施工期主要污染源构成表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
钻井	钻井废水、试油废水、压裂返排液、	井场	土壤	临时性质、随作业结束而消失
	柴油机烟气		环境空气	
	钻井废弃泥浆、钻井岩屑		土壤、地下水	
	设备、车辆噪声		声环境	
	井喷引起爆炸、火灾		土壤、地表水、环境空气及生态系统、人群	事故状态
管线敷设	平整施工带、开挖管沟、建设施工便道，施工设备、车辆碾压等	工程设施建设区域内	土壤及植被	临时性质、随作业结束而消失
	施工设备、车辆尾气		环境空气	
	施工设备、车辆噪声		声环境	
	施工固体废物、生活垃圾		土壤、水体	
道路站场建设	占用土地、破坏原有土地利用功能		土壤、植被	

4.2.3.影响因素分析

4.2.3.1.原辅材料消耗

根据工程类比调查，施工期钻井作业的主要生产设备情况见表 4.2-4，每口钻井主要原辅材料消耗见表 4.2-5。主要原辅材料的组成及性质见表 4.2-6。

表 4.2-4 单井钻井主要生产设备使用情况表

序号	名称		型号	单位	数量	备注
1	钻机		ZJ50L	部	1	127 钻杆 3200m 89 钻杆 4200m
2	井架		JJ315/45-D	套	1	K 型，高度 45m
3	提升系统	天车	TC315	台	1	/
		游车	YC350	台	1	/
		大钩	DG350	台	1	/
		水龙头	SL450 II	台	1	/
4	转盘		ZP275	台	1	转速：最高 195rpm
5	钻井液泵		F-1600	台	2	最高压力 35.0MPa
6	柴油机		PZ12V190BBL-3	台	2	单机功率 810kW
7	发电机	1#	VL436	台	2	单机功率 370kW
		2#	VL208	台	1	单机功率 208kW
8	压风机		/	台	2	风冷电动螺杆

9	井控装置	环型防喷器	FH35-35	台	1	二开，三组合，负荷能力 35.0MPa
		双闸板防喷器	2FZ35-35	台	1	
		压井放喷节流管汇	YG-35 JG/S3-35	套	1	负荷能力 35.0MPa
10	控制系统	司钻控制台	KQP6407+远控台	套	1	/
		节流控制箱				
11	振动筛	1#	ZS2×1.15×2/3P	套	1	高频振动筛
		2#	ZS2×1.15×2/3P	套	1	高频振动筛
12	除砂器		NCJ-227	台	1	处理量 227m³/h
13	除泥器		NJ-861	台	1	/
14	电动砂泵		/	台	1	/
15	离心机		LW355	台	1	/
16	电磁涡轮刹车		/	台	1	/
17	自动灌钻井液装置		/	套	1	/
18	液压大钳		Q10Y-M	台	1	/
19	仪器及仪表	钻井参数仪表	/	套	1	/
		泥浆参数仪表	/	套	1	/
20	顶驱装置		/	套	1	/
21	泥浆不落工艺	振动筛	TRPZS		1	高频振动筛
		除泥刮沙器	TRQJ		1	集成式
		离心机	TRLW450	台	2	/
		甩干机	/			立式
		螺旋输送机	LS-273	台	2	/
		泥浆循环罐	/	个	1	单灌体积 50m³
		储备罐	/	个	1	单灌体积 50m³
		缓冲罐	/	个	1	单灌体积 50m³
		岩屑收集罐	/	个	2	单灌体积 50m³

表 4.2-5 单井钻井主要原辅材料消耗

材料名称	消耗量 (t)	备注
膨润土	27	钠级一级
纯碱	1.28	99%一级
NH ₄ -HPAN	3.83	/
KPA	1.35	/
有机硅	2.7	/
防塌润滑剂	2.55	/
桥塞堵漏剂	3.83	/
迪塞尔	3.83	/
水泥	49.0	/
粉煤灰漂珠	3.75	/
降失水剂	1.05	RC-800

减阻剂	0.12	ESZ
缓凝剂	0.06	RC-800HZ
柴油	2125	含硫 10mg/kg

表 4.2-6 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、埃洛石、绿泥石、沸石、石英、长石、方解石等；一般为白色、淡黄色，具蜡状、土状或油脂光泽；硬度 1~2，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 ₂ O 和 CaO 含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响颇大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土(碱性土)、钙基膨润土(碱性土)、天然漂白土(酸性土或酸性白土)。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附 8~15 倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达 5 倍于自身的重量；它与水、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。
纯碱	碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无气味，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，pH11.6。相对密度（25℃）2.53。熔点 851℃。半数致死量（30 日）（小鼠，腹腔）116.6mg/kg。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(碳酸钠水解会产生碳酸氢钠和氢氧化钠)，使溶液显碱性，有一定的腐蚀性，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。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。吸湿性很强，很容易结成硬块，在高温下分解。含有结晶水的碳酸钠有 3 种：Na ₂ CO ₃ ·H ₂ O、Na ₂ CO ₃ ·7H ₂ O 和 Na ₂ CO ₃ ·10H ₂ O，含 10 个结晶水的碳酸钠为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，变成白色粉末。
NH ₄ -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。并且具有耐光、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、酰胺基和亚胺基等，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。建议加量为 0.5%-1.5%。
有机硅	是指含有 Si-O 键、且至少有一个有机基是直接和硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的 90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、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。
防塌润滑剂	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风险。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	是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。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的 0.1~0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。

另外，钻井和站场还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、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（2010 版）》，上述化学品均不属于危险化学品。

根据钻井方案，本项目采用的主要压裂液主要成分见表 4.2-7；压裂液主要性能指标见表 4.2-8。压裂液的使用量约 110m³/井。

表 4.2-7 本项目采用的主要压裂液主要成分表

序号	开采层位	前置液	底砂比 (≤15%)	高砂比 (>15%)
1	三叠系	0.08%滑溜水	0.25%基液	0.3%CJ2-8 羟丙基瓜尔胶改性产物+50%JL 交联剂
2	侏罗系	EM30 滑溜水		0.3%CJ2-8 羟丙基瓜尔胶改性产物+50%JL 交联剂

表 4.2-8 本项目采用的主要压裂液性能指标

序号	性能	指标
----	----	----

1	基液表现粘度	12~48mPa·S
2	界面张力	≤2mN/m
3	破乳率	≥90%
4	破胶液粘度	≤5mPa·S
5	防胀率	≥85%
6	配液用水：水质机杂	<0.2%
7	PH 值	6.5~7.5
8	在储层温度、170S ⁻¹ 下连续剪切 60min，粘度保持在 50mPa·S 以上	

4.2.3.2. 污染源分析

1、大气污染源分析

施工期的大气污染源主要为钻井柴油机产生的燃烧废气、施工作业车辆尾气、施工扬尘等。

(1)柴油机燃烧废气

钻井过程中钻机需使用柴油机作为动力，因而将部分废气通过柴油机的燃烧而排放，废气中主要污染物包括 NO_x、SO₂、烟尘等。施工期单井钻井周期平均为 13 天，钻井期间平均单井消耗柴油约 25t（含硫 10mg/kg）。据此计算，每口井钻井期间排放的污染量为：NO_x 约 68kg、SO₂ 约 0.5kg、烟尘约 77.5kg。本次拟新建油、水井 85 口，则施工期共排放 NO_x5.78t、SO₂0.043t、烟尘 6.59t。

(2)车辆排放尾气

据现有工程类比调查，每辆车耗油量约 11.52kg/d（其中 70%为柴油、30%为汽油），平均排放烃类气体 0.025kg/d、NO_x0.034kg/d。估算产建工程施工期各类运输车辆约 30 辆，预计烃类气体排放量 0.75kg/d、NO_x 为 1.02kg/d。

(3)施工扬尘

主要来自平整场地、土方开挖以及道路扬尘等，属无组织排放。

2、水污染源分析

(1)钻井废水

钻井过程中，配制泥浆、钻井液、冷却泥浆泵、冲洗井底等工作步骤均需消耗大量的水，从而产生大量的钻井废水，容易造成环境污染。根据来源，钻井废水中的成分主要包括废钻井液和钻井设备冲洗检修废水两类。

①废钻井液

废钻井液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排放的钻井液，以及完井时井筒内被清水替出的钻井液等。废弃钻井液呈碱性，pH 值在 8.5~11 之间，主要成分有烃类、盐类、各种有机聚合物、木质磺酸盐及重晶石中的杂质，还含有一定数量的加重剂和化学处理剂，对环境的影响与其本身的组成成分关系较大。

②钻井设备冲洗检修废水

钻井设备冲洗、检修废水主要包括冲洗钻台和钻具用水、冲洗振动筛用水以及清洁设备用水等。水中包含石油类、挥发酚、COD、SS 及有机硫化物等污染物，随意排放将会对水环境及土壤造成污染。

钻井废水主要产生于油区开发初期，其产生量随着井深和钻井周期而变化。根据类比调查，一般单井钻井废水量约为 30m³。本次开发工程计划新钻油、注水井共计 85 口，钻井废水最大产生量约 2550m³/a，全部排入泥浆罐中用于配制泥浆，循环利用。

钻井结束后，钻井废水拉运至废水处理站处理达标后回注油层，废弃泥浆经压滤后拉运至泥浆处置集中处置场处置。钻井废水水质见表 4.2-9。

表 4.2-9 钻井废水成分分析表 单位: mg/L (除 pH)

水质指标	外观	pH	油含量	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺	Fe	B
实测数据	深色浑浊	6-8	500	260	60	18	<5	54.8

(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 20~40m³，本次开发工程计划新钻油井 75 口，则本次开发工程在建产期间将产生 1500~3000m³ 试油废水。

表 4.2-10 试油废水中污染物浓度 单位:mg/L

污染物物	SS	COD	石油类	pH
浓度	2000	1500	1000	6~8

(3)压裂返排液

钻井完毕固井后，在射孔过程中由于井筒压力小于地层压力，所以射孔液基本由管道排放，地层中含有少量射孔液；压裂过程中，大部分压裂液施工时排出，返至压裂液罐中，地层中存在压裂液一般为 30m³ 左右。

本项目均采用可回收压裂液体系，压裂返排液采用钢罐单独收集经有资质单位处理后送现有采出水处理系统处理，达标后回注，不外排。根据查阅相关资料，压裂返排液约 100m³/单井，COD 浓度约为 10374mg/L、SS 约 819.3mg/L。

(4)试压废水

管道试压采用清水试压，试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，试压结束后由罐车送注水站水处理系统处理达标后回注油层，不外排。试压废水主要污染物为 SS，根据建设单位提供资料，试压废水最大产生量为 50~80m³，全部收集处理，不外排。

(5)施工生活污水

根据类比调查，本次开发工程施工期现场施工人员总计可达 20 人，按每人用水 30L/d，排放系数 0.8 计算，施工期生活污水最大产生量为 0.48m³/d。由于钻井施工人员较为分散，且施工期较短，钻井队通常在场内设置移动式防渗旱厕，生活污水于附近植被灌溉或洒水抑尘，不外排。

生活污水中的主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等；生活污水浓度 COD 为 350mg/L，BOD₅ 为 170mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。

3、噪声污染源

油田施工期噪声影响较明显，流动声源亦较多，主要污染源为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机以及管线道路建设中的施工机械、车辆，按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。根据现场类比监测，工程施工期主要噪声源见表 4.2-11。

表 4.2-11 施工期主要噪声源统计表 单位: dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	柴油机	2 台 (1 开 1 备)	100~105	连续稳态声源	施工结束后噪声即消失
	钻机	1 台/队	90~95	连续稳态声源	
	柴油发电机	2 台 (1 开 1 备)	100~105	连续稳态声源	
	泥浆机	2 台/队	95~100	连续稳态声源	
	压裂车	1 台/队	100~110	间歇生源	
泥浆不落地处理系统	振动筛	1 台/队	80~90	连续稳态声源	
	螺旋输送机	2 台/队	70~75	连续稳态声源	
	离心机	2 台/队	70~80	连续稳态声源	
	甩干机	1 台/队	75~80	连续稳态声源	
管线、道路、站场施工现场	推土机、装载机、焊机等	若干	85~100	流动声源	

4、固体废物

(1)废弃钻井泥浆

指在钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆罐中的泥浆，其产生量随井深而改变。根据现有油井的调查情况，钻井井场的钻井泥浆的重复利用率约 95%，

每口井实际产生的废弃泥浆约 47.7m³。本次新钻井 85 口，则共产生废弃泥浆为 4054.5m³（1.15t/m³），4662.56t。

废弃钻井泥浆是钻井过程中产生的一种液态细腻胶状物，失水后变成固态物，主要成分是粘土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，根据《油气田开发与建设对环境的影响》，废弃钻井泥浆中各种污染物含量及物理性质见表 4.2-12。

表 4.2-12 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

按照《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求，自 2016 年 1 月 1 号起，针对本项目作业区内的油井施工产生的废弃泥浆岩屑，应在施工现场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至具有资质的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

(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。钻井岩屑本身无污染，一般用于填垫井场。一般情况下，岩屑的产生量可按下式计算：

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

式中：W—井场岩屑产生量，t；

D—井直径（一开 0.3112m，二开 0.2223m），m；

h—井深度（一开平均 100m，二开平均 2340m），m；

d—岩石密度（取 2.8t/m³）。

计算得出每口井产生钻井岩屑约 137.7t，本次新钻井 85 口，共产生钻井岩屑约 11704.5t。

岩屑与废弃钻井泥浆一起经施工现场配备的地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有资质的单位进行安全处置。

(3)落地油

试油、井下作业等过程中会有一部分原油散落井场成为落地油。据调查，单口油井产生的落地油为 0.2~0.3t，拟建油井 75 口，落地油回收率为 100%，则回收落地油 15~22.5t。

(4)废机油

工程钻机、柴油机、柴油发电机等施工机械设备运转过程中，将产生少量的废机油，根据现场调查，每个井场产生约 4kg 废机油，每座站场产生约 8kg，工程共建设 16 座井场、改造 3 座站场、新建 1 座站场，估算工程废机油产生量约 0.096t。根据《国家危险废物名录》(2021)，废机油属于危险废物类别中的废矿物油(HW08)，废物代码为 900-249-08。建设单位设置废机油收集桶，定期交有资质单位处置。

(5)生活垃圾

根据类比调查，产建工程施工期现场施工人员约 50 人，按照每人每天产生生活垃圾 1kg 计算，施工期每天产生生活垃圾 50kg。生活垃圾由施工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。

4.2.3.3.生态影响因素分析

(1)压占土地

工程占地包括永久占地和临时占地。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，但可以得到生态恢复。

(2)破坏植被

施工期对植物的影响主要表现在对永久和临时占地范围内地表植被的清理、占压及施工人群的干扰。项目施工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，将造成导致局部区域生物量的减少。

(3)破坏、污染土壤

项目对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力和土壤污染的影响三个方面。项目土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地农作物等植被的生长和产量造成一定影响。此外，试井过程可能会产生落地

油，若不及时处理将对局部土壤造成油类污染。

(4)水土流失

站场、管线施工扰动，将使站场、管线及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，造成区域的水土流失有加剧的趋势。

(5)破坏景观

项目建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。项目建设仅对景观格局和功能产生临时性的影响，采取相应的生态保护措施后，可以得到有效的减缓。

(6)破坏干扰生态系统

项目建设将对评价区内的草地生态系统、林地生态系统、农田生态系统、村镇生态系统产生一定的不利影响，使局部生态系统受到破坏干扰，采取生态保护措施后，工程影响范围和程度有限。

4.3.运行期

4.3.1.工艺流程及产污环节分析

4.3.1.1.工艺流程

运行期主要工艺过程包括采油、油气集输和处理，以及洗井、修井等井下作业。

(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。本区油藏属超低渗或特低渗油藏，地层压力较低，为保持油层压力，达到稳产目的，采取水驱采油的方法。

(2)油气集输

油井产出的含水原油，通过二级布站或三级布站的方式，增压、计量、接转后管输至集中处理站，进行油、气、水三相分离，分离后的净化原油进入净化油罐，加热加压后进行原油外输，分离出的采出水经处理达标后作为回注水全部回注目的油层，分离出的伴生气用作油田生产用燃料或送轻烃厂进行综合利用。

(3)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 4.3-1。

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的开发指标，选定注水井的分布位置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)井下作业

运行期的井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂等。压裂、酸化工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。

修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；采油井清蜡采用热油清蜡；注水井洗井采用活动洗井车密闭洗井。

4.3.1.2.产污环节分析

- ①采油过程可能造成的污染主要为采油井井口挥发的烃类气体。
- ②井下作业过程中的洗井、修井可能产生少量的落地油和烃类气体挥发。
- ③油气集输过程产生的污染物主要为挥发性烃类气体、加热炉排放的烟气、采出水、含油污泥、跑冒滴漏的原油与机泵、加热炉噪声等。

油田运行期产污环节见图 4.2-7，主要污染源构成见表 4.3-1。

表 4.3-1 项目运行期主要污染源构成表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
采油及原油集输	采出水、生活污水	站场、井场	地下水	持续性污染源
	加热炉烟气、烃类气体		环境空气	
	油泥、生活垃圾		土壤	
	设备噪声		声环境	
	油品泄漏、含油污水泄漏		土壤、地下水	事故状态
井下作业	落地原油	井场	土壤	间断性污染
	修井废水、洗井废水		土壤	
	噪声		声环境	

4.3.2.影响因素分析

4.3.2.1.原辅材料消耗

根据开发方案，产建工程预计消耗电能为 $300 \times 10^4 \text{kWh/a}$ ，新鲜水用量

$4.55 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

4.3.2.2.物料平衡

(1)水平衡

根据产建开发方案，项目不新增劳动定员，无新增生活污水，工程用水主要为生产用水。本次油区范围内注水全部依托现有注水站，采出水处理依托现有油区内的设施。根据相关资料洗井修井过程损耗约 20%，处理站损耗约 5%。

本产建工程水量平衡见表 4.3-2，图 4.3-2。

表 4.3-2 项目运行初期水平衡表 (m^3/d)

用水项目	来源	投入		排放		去向
		新鲜水	回用水	损耗	利用	
井下作业	水源井	7.53	/	1.51	6.02	回注井下
油田注水	采出水	/	129.45	/	129.45	
	水源井	114.53	/	/	114.53	
加热炉循环	水源井	2.5	/	2.5	/	/
合计	/	124.56	129.45	4.01	250	/

(2)伴生气平衡

根据各区块的产能部署情况（产能规模 5.8 万吨/年），主要为侏罗系油层，原始气油比按 $43.6 \text{m}^3/\text{t}$ 计算，用于工业生产的伴生气按原始气油比的 50%考虑，则本项目可利用伴生气产生量约为 $126.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，产建工程对伴生气进行回收利用用于站场加热炉燃料，伴生气损耗主要是集输过程中的无组织损耗，占伴生气产量的 2%，多余伴生气经学一联轻烃回收厂进行回收。产建工程烃类气体整体平衡表见表 4.3-3，伴生气平衡见图 4.3-3。

表 4.3-3 产建工程烃类气体平衡表

序号	分类	数量	占伴生气总产量比例 (%)
1	本次产建工程利用量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	23.76	18.79
2	伴生气回收利用量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	100.15	79.2
3	开发过程烃类气体损耗量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	2.53	2.0
合计	伴生气产量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	126.44	100

4.3.2.3.污染源分析

1、废气污染源

(1)无组织排放废气—油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体

设备维修期间或由于安全等原因（超压时），部分烃类气体将被放空，放空部位主要包括：油井、增压站和油气管线等。另外，在原油开采与集输过程中也会挥发、泄漏烃类气体，烃类挥发主要来自采油井口挥发和储油罐呼吸阀。

根据本项目的建设规模，结合开发层位的原始气油比，按照地层原始气油比的 50%到打地面计算，伴生气产生量为 $126.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。对原油损耗调查结果表明，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%（取 1.4%），伴生气密度按 $1.0 \text{kg}/\text{m}^3$ 计算，估算本项目烃类气体无组织排放量为 $17.7 \text{t}/\text{a}$ ，非甲烷总烃含量按 49.54%，非甲烷总烃排放量 $8.77 \text{t}/\text{a}$ 。

(2)有组织排放废气

①站场加热炉排放废气

A. 本次产建工程加热炉配置情况

本次开发工程新建增压站共 1 座，对现有站场学三脱、学一采、学一联改造不涉及加热炉变化，本项目新建加热炉，采用低氮燃烧器，燃气采用伴生气，伴生气进入加热炉前设伴生气分离过滤装置，去除掉杂质及少量重烃后在进入加热炉燃烧。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。本项目站场加热炉配置情况见表 4.3-5。

表 4.3-5 产建工程加热炉配置情况表

序号	站场名称	加热炉热负荷及数量	用途	加热炉类型	使用燃料	年运行时间
1	学 24 增	300kW×1 台	生产供热	油气混输集成装置	燃气	8760h

B.排污计算

本次评价加热炉采用低氮燃烧器，燃气采用净化后伴生气，根据 2019 年 7 月西安瑞普检测技术有限公司对学一联合站、学 3 增燃气加热炉排放废气，各监测数据显示，烟尘、 SO_2 与 NO_x 排放浓度最大可达到 $4 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $9 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $75 \text{mg}/\text{m}^3$ ，可满足《陕西省锅炉大气污染物排放标准》（DB 61/1226-2018）表 3 其他燃气锅炉标准。

加热炉基准烟气量计算参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），燃用伴生气的基准烟气量为 $12.313 \text{Nm}^3/\text{m}^3$ （油田伴生气收到基低位发热量 $42 \text{MJ}/\text{kg}$ ）。

本项目建成后有组织排放源的环境影响因子为颗粒物、 SO_2 及 NO_x ，燃气加热炉主要污染物排放浓度及基准烟气量见表 4.3-6。

表 4.3-6 燃气加热炉主要污染物排放浓度情况

污染源	燃料种类	基准烟气量 (m ³)	污染物排放浓度 (mg/m ³)			排放方式
			NO _x	SO ₂	颗粒物	
加热炉	伴生气	12.313	75	9	4	≥8m 高排气筒

C.大气污染源强

本产建项目有组织排放源强见表 4.3-7，各站场燃气加热炉主要污染物排放情况见表 4.3-8。

表 4.3-7 有组织排放源强

点源名称	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)	燃气量 (m ³ /h)	烟气量 (m ³ /h)	烟气出口温度 (°C)	年排放小时数 (h)	排放工况	排放因子源强 (kg/h)		
								PM ₁₀	SO ₂	NO _x
学 24 增	8	0.1	30	369.39	120	8760	正常	0.0015	0.0033	0.0277

表 4.3-8 本产建项目站场燃气加热炉主要污染物排放情况表

污染源	加热炉热负荷×数量	伴生气耗量 m ³ /h	废气量 m ³ /h	年运行小时数 h	NO _x			SO ₂			颗粒物		
					速率 kg/h	浓度 mg/m ³	排放量 t/a	速率 kg/h	浓度 mg/m ³	排放量 t/a	速率 kg/h	浓度 mg/m ³	排放量 t/a
学 24 增	300kW×1 台	30	369.39	8760	0.0277	75	0.243	0.0033	9	0.029	0.0015	4	0.013

2、废水污染源

本工程运行期的废水主要是油田采出水和井下作业废水。

(1)油田采出水

根据工程开发方案，本项目采出水产生量约为 4.8×10^4 m³/a。采出水依托现有采出水处理系统进行处理，达标后全部回注油层驱油。本工程油田采出水污染物产生量见表 4.3-9。

表 4.3-9 油田采出水污染物产生情况

废水量 (×10 ⁴ m ³ /a)	污染物	平均浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	治理措施及排放去向	排放量 (t/a)
4.8	石油类	300	8.97~18.69	由现有站场采出水处理措施处理后同层回注于油层用于水驱采油	0
	SS	200	5.98~12.46		0

(2)井下作业废水

运行期的井下作业废水主要包括修井废水、洗井废水和措施废液，措施废液收集交有资质的单位处理后回注，其余作业废水依托作业区内采出水处理系统处理达标后回注油层。

①修井废水

根据建设单位提供资料，修井为不定期流动进行，油区一般一年一次，每口油井每次修井产生废水 5m^3 ，本项目新钻油井 75 口，正常生产时每年修井可产生修井废水 375m^3 。

②洗井废水

洗井作业包括洗油井和洗注水井，油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗。油区洗井产生废水中主要含有石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。

据现有工程调查，洗井周期一般为一年一次，单井洗井水量约 $20\sim 30\text{m}^3$ ，平均为 25m^3 ，本项目新建油井 75 口、注水井 10 口，每年产生洗井废水 $2125\text{m}^3/\text{a}$ ，废水中主要污染物及浓度修井废水基本相同。

③措施废液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取各种作业措施，如压裂、酸化等，这些措施使返排液中含有大量的化学物质，如酸洗返排液含有大量的表面活性剂、压裂返排液中含有胍胶等高分子物质；这些化学物质进入集输系统中会严重扰乱生产系统的正常运行，如影响沉降罐、三相分离器脱水使乳化增加、影响采出水处理效果、影响水处理过程中所产生的污泥的沉降等。

本项目作业频次较低，每年平均 5%左右的油井需要采取作业措施一次，平均每口井的措施废液用量为 50m^3 ，此部分措施废液量较少，约 $250\text{m}^3/\text{a}$ 。

井下作业废水处理量总共 $2750\text{m}^3/\text{a}$ ，平均日产生规模为 $7.53\text{m}^3/\text{d}$ ，依托作业区现有废水处理装置处理达标回注，可以满足项目作业废水的处理。

修井和洗井等井下作业废水中污染物产排统计见表 4.3-10。

表 4.3-10 井下作业废水中污染物产生情况

废水量 (m^3/a)	污染物	平均浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	治理措施及排放去向	排放量 (t/a)
2750	石油类	10~30	0.0275~0.0825	由作业废水处理站处理后同层回注于油层用于水驱采油	0
	SS	50~100	0.1375~0.275		0

3、噪声

产建工程运行期的噪声污染源主要有井场抽油机、各站场的机泵等，不同之处主要为污染源的数量。源强数据类比自第八采油厂历年建设项目环评数据，油田开发项目中的井场、站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基本一致，运行过程中所采取的降噪措施相同，类比数据能够反映本项目噪声源

强。详见表 4.3-11。

表 4.3-11 本项目主要噪声源统计表 单位:dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	声源位置
井场	丛式井抽油机	4 机/平台	76~77	低频声源	室外布置
		5 机/平台	77~78	低频声源	室外布置
		6 机/平台	78~79	低频声源	室外布置
		7 机/平台	79~80	低频声源	室外布置
		8 机/平台	80~81	低频声源	室外布置
		9 机/平台	81~82	低频声源	室外布置
增压站	油气混输集成装置	1 套	80~85	低频声源	室外布置
	输油泵	2 台 (1 用 1 备)	85~90	高频连续声源	室外布置

4、固体废物

(1)落地油

根据类比调查,油井修井周期为 1 次/年,每口井每次产生落地油量为 0.05t,通过铺设防渗布进行收集的方法,要求落地油全部回收,回收率达到 100%,本次开发工程修井作业中落地油产生、排放情况见表 4.3-12。

表 4.3-12 本次开发工程修井的落地油产生、排放情况

序号	项目	数量
1	油井数量 (口)	75
2	落地油产生量 (t/a)	3.75
3	回收率	100%
4	落地油排放量 (t/a)	0

(2)含油污泥

含油污泥来自采出原油带到地面的固体颗粒(砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥)和容器内物质的反应生成物。在采油废水的处理和原油脱水过程中,各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。

含油污泥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,根据资料调查,污水处理系统产生的污泥含油量约为 4%~11%,原油处理压力容器和大罐中所清出的污泥含油量较高为 25%~30%。

经类比调查,含油污泥含水率约 90%,产生量约占废水量 1.1%,估算产建工程含油污泥(含油污泥干重)产生量 52.36t/a。清罐产生的含油污泥全部采用防渗 PVC 包装袋封装后在作业区现有污油泥暂存点暂存定期送有资质单位进行处置。

(3)废机油

各站场设备在维修和拆解过程中产生废机油，产生量为 1.0t/a，属于危险废物，交有资质单位处置。

(4)废机油桶

各站场设备在设备维护过程中会产生废机油桶，产生量为 0.1t/a，属于危险废物，交有资质单位处置。

(5)废滤料

改造学一采、学三脱水处理系统的滤料需要定期更换，一般 1~2 年补充一次反冲洗过程中损失的少量滤料，平均 5 年对全部滤料更换一次，更换产生量约为 0.2t/a。废滤料按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存，送有资质单位处置。

综上所述，运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求见表 4.3-13。

表 4.3-13 运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求

序号	危废种类	危废代码	产生量 t/a	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	处置要求
1	落地油	071-001-08	3.75	原油生产采油井口，井下作业	半固态	石油类	酚、砷、汞、硫等	井场全部回收。
2	含油污泥	071-001-08	52.36	采出水处理设施，各种容器和构筑物	半固态	石油类、泥砂	酚、砷、汞、硫等	①清罐油泥部分用于配制调剖剂再利用。 ②现有危险废物暂存点暂存，按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求建设。 ③委托有资质的单位进行运输、处置。 ④严格执行危险废物转移联单制。 ⑤做好危险废物贮存情况的记录。
3	废机油	900-214-08	1.0	各井场和站场	液态	基础油、添加剂、水分、杂质等	有机酸、胶质、沥青质等	交有资质单位处置
4	废机油桶	900-249-08	0.1	各井场和站场	固态	石油类废气包装物	酚、砷、汞、硫等	交有资质单位处置
5	废滤料	900-213-08	0.2	改造站场水处理装置	固态	石油类	酚、砷、汞、硫等	交有资质单位处置

4.3.2.4.非正常排放

生产装置的非正常排放主要指生产过程中的开车、停车、停电、停水、检修、故障停车时的气体、液体等污染物排放，需做安全处理。在无严格控制措施或污染

控制措施失效的情况下，污染物的非正常排放往往成为环境污染的重要因素。

本项目非正常排放包括以下几种情形：

- ①采出水处理系统故障，采出水未经处理直接回注油层。
- ②井场污水污油池发生破损且防渗层失效。
- ③井喷、井漏。

4.3.2.5.生态影响因素分析

(1)水土流失

运行期影响水土流失的因素包括植被破坏区和弃土弃渣等。随着生态恢复和保护措施的实施，水土流失将得到有效的控制和减缓。

(2)土壤影响

运行期，若井场落地油处理不及时，将对井场周围的土壤造成一定程度的污染，对周围的植被等产生一定程度的不利影响。此外若管线敷设深度不够，集输管线运行热辐射也会对土壤产生不利影响。

4.4.退役期

4.4.1.工艺流程

油田退役期主要是采油井、注水井、管线及站场等油田生产设施陆续关闭，拆除生产设施的过程以生态影响为主，主要影响因素有扰动地表植被，新增水土流失以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。

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、电线杆等被拆除。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，区块内的含水层均不再受石油开采的影响。对输油管线采用两次吹扫除油，第一次为氮气吹扫、第二次为清水吹扫处理，吹扫结束后管线两头卡段盲堵不挖出，废水拉运至联合站、集中处理站等有采出水处理设施的站场，经处理后回注油层。

4.4.2.产污环节

闭井期采油设备的拆除、井场构筑物的拆除等，施工机械的进驻会导致施工扬尘、施工废水、施工噪声、建筑垃圾及部分落地油，并且会增加临时占地对地表的扰动。主要污染源构成见表 4.4-1。

表 4.4-1 项目退役期主要污染源构成表

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

4.4.3.污染源分析

油田进入退役期并非所有油、水井同时关闭，而是陆续将产能低或者无开采价值的油井关闭，直到所有井关闭。闭井期设备拆除、井场清理产生的扬尘、噪声和固体废物等污染源不进行定量分析。

4.5.工程拟采取的环保措施

本工程施工期和运行期环保措施及环评提出的要求和改进措施汇总见表 4.5-1。

表 4.5-1 拟建工程采取环保措施一览表

时期	分类	污染物	主要污染物类型	环评建议或要求采取措施
施工期	水	钻井废水	SS、石油类	循环使用，钻井结束后少量钻井废水采用地上储罐集中收集，拉运至油区作业废水处理站集中处理后回注油层
		试油等作业废水	COD、SS、石油类	试油等作业废水拉运至作业废水处理站进行处理，处理达标后回注油层
		生活污水	COD、氨氮	设置防渗旱厕，杂排水用于洒水灭尘
	声	施工机械噪声	噪声	运输车辆限制行车速度，减少鸣笛；施工人员按照操作规范对管道进行搬运，减少噪声影响；利用低噪声设备，对施工机械进行日常维护、保养
	固废	含油岩屑	/	交有资质单位处置
		落地油	/	全部回收
		废泥浆	/	钻井井场废钻井泥浆、废岩屑均采用地上罐进行收集，收集后企业进行资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置
		钻井岩屑	/	
		生活垃圾	/	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
运行期	水	措施作业废水	SS、石油类	罐车拉运至油区作业废水处理站集中处理后回注油层
		采出水	SS、石油类	现有站场采出水处理系统处理达标后回注
	气	加热炉烟气	NO _x 、SO ₂ 、烟尘	≥8m 高烟囱+防风罩
		无组织烃类气体	非甲烷总烃	密闭集输流程
	声	输油泵等	噪声	基础减振

	固废	含油污泥	清罐油泥、采出水处理设施污泥	清罐油泥综合利用，采出水处理系统产生的含油污泥收集于临时危废贮存点，统一交有资质单位处置
		措施作业落地油	石油类	通过铺设防渗布进行收集的方法，要求落地油全部回收
		废机油	石油类	临时危废贮存点，统一交有资质单位处置
		废机油桶	石油类	临时危废贮存点，统一交有资质单位处置

4.6.本项目污染物排放量及三本账

本次开发工程污染物排放情况见表 4.6-1，本次开发工程建成后三废产生量及排放量增减状况见表 4.6-2。

表 4.6-1 本项目产建工程污染物排放汇总

时段	要素	污染源	污染物产生量				排放去向	
			NO _x	SO ₂	烟尘	烃类		
施工期	大气污染物	钻井废气	5.78t	0.043t	6.59t	—	环境空气	
		车辆废气	1.02kg/d	—	—	0.75kg/d		
	水污染物	废水类型	产生量		主要污染物浓度（mg/L）			排放去向
					COD	SS	石油类	
		钻井废水	2550m ³		/	/	1.28	排入地上泥浆罐，上清液重复利用
		试油等作业废水	3000m ³		1500	2000	1000	
		压裂返排液	8500m ³		10374	819.3	/	处理后回注
		生活污水	0.48m ³ /d		350	200	/	旱厕
	固体废物	类型	产生量		处置方式			
		废钻井泥浆	4662.56t		采用地上罐进行收集，收集后企业进行资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置			
		钻井岩屑	11704.5t					
		落地油	3.75t		属危险固废，回收处理，回收率 100%，排放量 0			
		废机油	0.096		送临时贮存点暂存，最终送有资质单位处理			
		生活垃圾	50kg/d		统一收集运输至环卫部门指定地点处置			
运行期	大气污染物	污染源	污染物产生、排放量				排放去向	
			NO _x	SO ₂	烟尘	烃类	环境空气	
		无组织挥发	-	-	-	非甲烷总烃 8.77t/a		
	加热炉烟气	0.243t/a	0.029 t/a	0.013t/a	-			
	水污染物	类型	产生量		主要污染物浓度（mg/L）			排放去向
					COD	SS	石油类	
		油田采出水	4.8×10 ⁴ m ³ /a		/	200	300	经现有站场采出水处理系统处理达标后回注地层
		修井、洗井废水	2750m ³ /a		/	50~100	10~30	经作业废水处理站集中处理后回注油层
	固体废物	类型	产生量		处置方式			
		落地油	3.75t/a		回收处理，回收率 100%，排放量 0			

	含油污泥	9.75t/a	清罐油泥综合利用，采出水处理系统产生的含油污泥收集于临时危废贮存点，统一交有资质单位处置
	废机油	1.0t/a	临时危废贮存点，统一交有资质单位处置
	废机油桶	0.1t/a	临时危废贮存点，统一交有资质单位处置
	废滤料	0.2t/a	统一交有资质单位处置

表 4.6-2 本次开发工程建设前后三废产生量及排放状况总表

类别	名称	现有工程	本工程			总体工程		
		实际排放量 t/a	产生量 t/a	削减量 t/a	预测排放量 t/a	“以新带老”削减量 t/a	预测排放总量 t/a	排放增减量 t/a
废气	废气量 (10 ⁴ m ³ /a)	28768.1	323.59	0	323.59	0	29091.69	+323.59
	颗粒物	2.13	0.013	0	0.013	0	2.143	+0.013
	NO _x	41.7	0.243	0	0.243	0	41.943	+0.243
	SO ₂	2.59	0.029	0	0.029	0	2.619	+0.029
	烃类	13.6	8.77	0		0	22.37	+8.77
废水	废水量 (10 ⁴ t/a)	0	5.075	5.075	0	0	0	0
固废	落地油	0	3.75	3.75	0	0	0	0
	油泥	0	52.36	52.36	0	0	0	0
	废机油	0	1.0	1.0	0	0	0	0
	废机油桶	0	0.1	0.1	0	0	0	0
	废滤料	0	0.2	0.2	0	0	0	0

4.7.事故风险分析

油田开发过程中，可能导致原油、伴生气或含油污水发生泄漏事故、甚至发生火灾、爆炸等。油田开发的事故风险主要有钻井过程中发生的井喷、井下作业中的落地油、压裂液、压井液的泄漏；油气集输和储运过程中的原油、伴生气、含油污水的泄漏和注水系统的含油污水的泄漏；由于施工质量和操作不当引起的原油泄漏等。具体详见环境风险评价专章。

4.8.清洁生产工艺

4.8.1.钻井过程的清洁生产工艺

(1)通过工艺、设备优化，井口配套设备改进，形成了油杆带压射流+油管分段复合密闭清洗工艺，实现了闭环控制作业，从源头消减了油泥量；结合黄土塬地貌特点及不同井况、井场作业需求，优化设计了钢制作业平台和高分子软体环保作业平台两种工艺，实现了平台可回收、重复使用，彻底取代了防渗布。

(2)钻井采用水基钻井液，主要成分除 Na₂CO₃ 水溶液水解及 NaOH 呈碱性，具

有一定的腐蚀性外，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于油田开发。

(3)作业井场将采用泥浆循环系统及落地油回收系统等环保设施，根据已完成施工期统计，泥浆循环利用率能达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

(4)钻井产生的废弃泥浆、岩屑收集后企业进行资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置，处理率达到 100%。

(5)目前固井工艺采用一次上返、全井段封固。若水泥浆没有返至地面，采用“一次上返+井口回填”固井工艺。优先采用“常规密度+低密度”水泥浆体系，一次上返固井工艺，实现全井段封固。避免了各个含水层之间的地下水串层以及套外返水事故对地下水的污染。同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了泥浆的失水。

(6)在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生；在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。

4.8.2.井下作业的清洁生产工艺

(1)在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

(2)起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3)在井下作业过程中，产生的作业废水经区块作业废水处理站处理后回注油层。

(4)压裂液使用无毒无害可回收压裂液，压裂返排液全部进罐，进罐率 100%，减少了对环境的危害。

4.8.3.油气集输的清洁生产

(1)优化布局

集输系统的优化主要采用优化布站理论和管网优化理论，依托井组密闭增压技术、集输半径界定技术，最大限度的实现油田地面系统的最优化布局。

本产建工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定场站及线路位置和走向，最大限度地减少场站数量，降低地面工程建设投资。

针对本项目油田开发的特点，并结合当地自然地形和集油工艺特点，集输系统主要采用以联合站为中心，接转站、脱水站、增压站为骨架，按二级或三级布站形

式汇集成地面原油集输管网体系。井场管线集油格局，以适应整个产建工程开发区域自然地形特点和开发需要。

(2)油气集输采用全密闭集输流程

本项目开发首先敷设集输管线，以保证投产井能够立即进入集输流程。本项目部分区块气油比较高，因此采用井场定压阀回收套管气、油气混输装置（降回压装置或增压橇）及伴生气回收及综合利用技术实现油气密闭集输及伴生气综合利用。

(3)油田采出水处理

为了保护环境和节约用水的需求，本项目运行期油田采出水全部经各接转站、脱水站及联合站的采出水处理系统处理达标后，回注油层，不外排。

(4)在井场、道路、集输管线等系统施工后立即复垦绿化，植被恢复率要达到 90% 以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

5.环境现状调查与评价

5.1.自然环境概况

5.1.1.地貌特征

根据地质、水文、气候及植被等差异，以白于山为分水岭，定边县分为南部黄土高原丘陵沟壑区和北部风沙滩区两个地形也正和地貌景观截然不同的地区。

评价区地处白于山南麓，地势北高南低，地貌类型属黄土高原梁峁状丘陵沟壑区。该区域的主要地貌单元及分布情况如下：

黄土梁峁：分布在白于山主脉以南的姬塬、樊学一带，以黄土长梁为主，多呈东北向排列，梁顶宽度大小不等，多数可达 100~500m，坡度在 1~5 度之间，向南或向北缓倾，沟谷密度小，切割相对较浅，约 100~200m。

黄土宽梁：分布在白于山北坡的白湾子、王盘山等，倾斜坡度在 8~10 度之间，海拔 1410~1900m，梁面一般南狭北宽，其两侧发育有谷底平坦、谷坡平缓的略呈南北向封闭的开阔谷地，宽度可达几十米到数公里，是山区最好的宜农地。

本次开发区块位于樊学镇，所处地貌单元主要为黄土梁峁。

5.1.2.地质构造

定边县地处鄂尔多斯台向斜陕北台凹陕甘宁盆地中部的下白垩系向斜部分，即陕甘宁拗陷向斜部分，区域活动断裂不发育，构造作用微弱，区域地质构造稳定。

定边县境内出露地层为白垩系（K）、新近系（N）和第四系（Q），深部为三叠系—寒武系，地层柱状图见图 5.1-1。位于定边县南部黄土丘陵沟壑区的王盘山油区在地质构造上主要有马兰黄土和离石黄土两种。马兰黄土覆盖度较小，易受水蚀和风蚀，形成沟壑及陷穴等小地形；离石黄土覆盖度较大是构成梁、峁的主体，抗蚀能力较黄土稍强。该地区含油层系主要为侏罗系延安组和三叠系延长组。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）的划分，评价区的设计基本地震动峰值加速度值为 0.05g，地震烈度为 VI 度，地震动反应谱特征周期为 0.45s。

5.1.3.水文地质

根据西安地质矿产研究所 2011 年 3 月编制的《榆林市定边县地下水勘查报告》，

勘查范围为定边县区域水文地质调查，主要查明了定边县的地质地貌、地下水类型、地下水分布与富集规律，补给、径流、排泄特征和水化学特征等。

5.1.3.1.地下水系统划分

定边县地下水含水系统可划分为白垩系碎屑岩裂隙含水系统和第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统，详见表 5.1-1 及图 5.1-2，评价区水文地质图见图 5.1-3。

表 5.1-1 定边县地下水系统划分表

含水系统		水流系统	水流子系统
白垩系碎屑岩裂隙含水系统	白垩系裂隙水含水系统 (I)	白于山北部水流系统 (I ₁)	定边闭流区水流系统 (I ₁₋₁)
			八里河水流系统 (I ₁₋₂)
			无定河水流系统 (I ₁₋₃)
		白于山南部水流系统 (I ₂)	马莲河水流系统 (I ₂₋₁)
			洛河-延河水流系统 (I ₂₋₂)
第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统	第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统 (II)	定边闭流区萨拉乌苏组水流系统 (II ₁)	
		八里河萨拉乌苏组水流系统 (II ₂)	
	第四系黄土层裂隙孔隙含水系统 (III)	白于山北坡水流系统 (III ₁)	
		白于山南坡水流系统 (III ₂)	

(1)白垩系地下水水流系统划分

白垩系地下水受东西向展布的白于山地下水分水岭的控制，形成两个独立的水循环系统，即白于山北部水流系统 (I₁) 和白于山南部水流系统 (I₂)。在此基础上，受子午岭、八里洼梁等次一级地下水分水岭以及无定河、十字河、洛河、延河、盐池等局部排泄基准面控制，进一步划分为定边闭流区水流子系统 (I₁₋₁)、八里河水流子系统 (I₁₋₂)、无定河水流子系统 (I₁₋₃)、马莲河水流子系统 (I₂₋₁)、洛河—延河水流子系统 (I₂₋₂) 等 5 个水流子系统。

(2)第四系萨拉乌苏组地下水水流系统划分

第四系萨拉乌苏组地下水按流域排泄基准面划分为 3 个地下水流系统，即定边闭流区萨拉乌苏组水流系统 (II₁)、八里河萨拉乌苏组水流系统 (II₂)、无定河萨拉乌苏组水流系统 (II₃)。

(3)第四系黄土层地下水水流系统划分

第四系黄土层地下水按流域划分为白于山北坡水流系统 (III₁)、白于山南坡水

流系统（III₂）2 个水流系统。

本项目开发区块均属于白垩系地下水水流系统和第四系黄土层地下水水流系统，分别位于洛河—延河水流子系统（I_{2.2}）和白于山南坡水流系统（III₂）。

5.1.3.2. 地下水类型及富水性

区内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，可分为第四系松散层裂隙孔隙潜水和白垩系裂隙孔隙水两大类型。

(1) 第四系松散层裂隙孔隙潜水

赋存于中、上更新统风积层黄土层中，分布于评价区全区地表，厚度整体北厚南薄，白于山以南的梁峁部位厚度较薄，为 5~20m，残塬和宽梁上较厚，一般 45~65m，如西南部姬塬和冯地坑钻孔揭露厚度分别为 45 和 65m，而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。

评价区内黄土含水层渗透系数平均 0.025m/d，含水层厚度为 5-65m，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，富水性极弱（图 5.1-4）。

(2) 基岩裂隙孔隙水

定边县白垩系地下水系统位处鄂尔多斯盆地中部区域，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。

评价区内白垩系水量变化较大。一般单井涌水量小于 1000m³/d，最大为 1226.88m³/d，按照表 5.1-2 的富水性等级标准划分，定边县白垩系地下水富水性属极弱富水—较弱富水（图 5.1-5）。

表 5.1-2 富水性等级标准（单位：m³/d）

富水等级	较弱富水	弱富水	极弱富水
------	------	-----	------

单井涌水量	500~1000	100~500	<100m ³ /d
-------	----------	---------	-----------------------

①白垩系环河组

弱富水区主要分布于区内西南部姬村至刘峁塬一带，被第四系含水层覆盖，岩性为细砂岩，粉砂岩夹泥质粉砂岩。钻孔揭露含水层厚度 84.75~1075.0m 不等，受含水层岩性及厚度、上覆地层有隔水层分布等因素的影响，含水层赋存条件、补给条件差，单井涌水量一般在 100~500m³/d。

极弱富水区：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 100m³/d。据区内钻孔资料，含水层厚度 71.3~109.2m，单井涌水量 18.8~635.6 m³/d，渗透系数为 0.011~0.338m/d。

表 5.1-3 评价区白垩系含水层涌水量一览表

钻孔编号	钻孔位置	含水层代号	孔深(m)	试段深度(m)	含水层厚度(m)	静水位(m)	降深(m)	涌水量(m ³ /d)	渗透系数(m/d)	矿化度(g/L)
1	白湾子	K _{1h}	202.79	122.43~202.79	80.4	105.0	2.7	635.6	0.338	10.45
4	姬塬苗咀	K _{1h}	160.04	50.83~160.04	109.2	9.9	7.2	272.5	0.122	5.75
5	定边县樊学	K _{1h}	200.37	129.10~200.37	71.3	129.1	12.9	18.8	0.013	8.59
9	白马崾崄	K _{1h}	201.07	107.0~201.07	94.1	34.9	43.3	20.2	0.011	8.41
10	姬塬	K _{1h+1}	325.47	/	/	310	/	120	/	2.24

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，是评价区最主要的含水层。

洛河组地下水的补给来源主要是子午岭东侧含水层出露区，受环河组底部泥岩和侏罗系泥岩构成的隔水顶、底板的控制，地下水总体上沿地层由北向南方向径流，向马莲河、泾河方向汇集。由于地层埋藏较深，地下水形成深循环水流系统，地下水径流交替十分缓慢，补、径、排分区明显、路径长，泾河、马莲河是区域循环系统地下水的重要排泄通道。

项目评价区位处洛河含水岩组南部黄土高原区，根据含水层岩性及水文地质特

征，本油田属弱富水含水层。

该含水层岩性为河流相砂岩，岩性较单一。含水层埋深一般在 250~550m 之间。单井涌水量为 700m³/d 左右，单位涌水量一般为 10~20 m³/(d·m)，渗透系数在 0.07~0.10 m/d 之间，地下水水质总体较差，矿化度多在 2~6g/L 之间。定边县白垩系地下水水化学类型见图 5.1-5。

根据《榆林市定边县地下水勘察报告》、收集资料及现场调查，定边县地下水水质复杂，大面积分布高氟水、苦咸水。地下水开发利用难度大。白于山以南地区主要开采利用白垩系地下水，地下水埋藏深，一般井深在 800~1250m，开采难度大，且多为环河组与洛河组混合开采，矿化度高，无法满足人畜生活用水标准。南部山区农村生活用水长期依赖水窖积存雨水，遇干旱年份常出现无水可用的问题，只能依赖买水。评价区内农村居民生活用水主要为水窖积存雨水。

③区域隔水层

区内新近系为上新统保德组(N₂b)，出露于沟谷边坡下部，厚度 10~80m，为一套干旱半干旱—半湿润气候环境条件下的河湖相红层沉积。岩性为深红色含钙质结核层、砂质粘土岩及灰白色、棕灰色砂砾岩或砾岩，含三趾马及其他动物骨骼化石，致密坚硬，地层渗透系数一般小于 0.005m/d，为较好的隔水岩层，与下伏地层为不整合接触。

环河组底部普遍发育的相对稳定的湖泛期或河流泛滥平原相泥岩、粉砂质泥岩，构成区域性的隔水层，从而使环河组含水层与其下的洛河组含水层相分隔。

5.1.3.3.地下水补、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、子午岭、四十里梁等地表分水岭及马莲河、延河、明水湖（还有分布于定边县西、

北部等地的盐湖)等排泄基准面控制下,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。白垩系地下水流场见图 5.1-8。

定边县区内有白于山、安边—四十里梁南段、子午岭 3 条地表分水岭。其中横穿区内中部近东西向展布的白于山为一级(区域)地表分水岭,把白垩系分割成南、北两个径流特征完全不同的径流区,使北部径流表现为离心式,南部径流表现为向心式。北部沙漠滩地区的安边—四十里梁南段、南部子午岭为二级(中间)地表分水岭,将定边北部进一步分割成定边闭流区与无定河、两个子径流区。子午岭又进一步将盆地南部分割成泾河—马莲河与延河—洛河两个径流区。一、二级分水岭所圈闭的各个径流区,各自成为相对独立的地下水系统。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。白于山南北向水文地质剖面见图 5.1-7。

①安边—四十里梁南段地表分水岭是由断续延伸的低缓梁岗组成,梁顶高程 1523~1574m。它不仅是浅层地下水的分水岭,同时也是中、深层地下水的分水岭,对各层地下水径流均有控制作用,只是中深层地下水分水岭略向东偏移,控制程度变弱,水力梯度较上部浅层地下水相对平缓。

②子午岭地表分水岭位于盆地南部,呈近北西向展布,标高 1400~1700m,相对高差 100~200m。子午岭既是马莲河流域与洛河流域的地表水分水岭,同时也是白垩系地下水分水岭。但对白垩系环河组地下水与洛河组地下水影响程度存在明显的差异。埋藏较浅的环河组地下水分水岭与地表水分水岭基本一致,而埋深较大的洛河组地下水分水岭向子午岭东侧偏离,表明子午岭对环河组地下水影响较大;对洛河组地下水的影响相对较弱。

以各分水岭为界将定边县地下水分为 5 个地下水系统,本项目定边和樊学作业区主要位于洛河—延河地下水系统(I₂₋₂)。洛河—延河地下水系统:该系统的面积为 2420.05km²,地下水自白于山、子午岭分水岭向洛河上游各个支流河谷呈线状排泄,总体上由西北向东南径流。地下水径流长度约 28.96km,水位高差为 120m,平均水力坡度为 4.14%。

5.1.3.4. 地下水动态

(1)第四系黄土潜水

调查评价区内第四系黄土孔隙裂隙水主要受大气降水入渗补给,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，水位年变幅约1m左右。此次评价工作中，搜集到区内GL19观测孔2000年6月至2005年6月间第四系黄土孔隙裂隙水水位动态资料，详见图5.1-9。

(2)白垩系地下水动态

调查评价区内白垩系基岩裂隙水主要为层间含水系统，单层多呈半封闭状态，除基岩裸露区外多受气象因素影响较小，水位呈稳定型，水位年变幅在0.2~0.5m。此次评价工作中，搜集到区内GG25观测孔2000年6月至2001年6月间白垩系洛河组地下水水位动态资料，详见图5.1-10。

5.1.3.5.包气带情况

根据收集勘察资料，并结合油田钻孔资料，场地内的包气带为第四系中更新统离石黄土（Q_{2l}），以沙丘、沙梁、沙垄等形式不整合覆盖于下伏地层之上。岩性主要为灰黄、灰褐色中沙、细沙、粉沙，其成分以石英长石为主，分选性及磨圆度较好，塬边部陡坎处可见2~4层棕红色古土壤。场地包气带厚度受地形的影响变化较大，但总体呈现出西厚东薄的特征，厚度在45~50m之间。与下伏基岩地层呈不整合接触。

类比《第五采油厂姬塬油田48万吨产能扩建项目环境影响评价报告表》中地下水专题报告，该项目对定边县第四系中更新统离石黄土层上部（Q_{2l}）开展单环渗水试验。试验结果见表5.1-4，根据计算结果，包气带岩性为第四系中更新统离石黄土（Q_{2l}），厚度45~50m不等，包气带渗透系数平均值为 $1.95 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ ，表明场区包气带透水性较强，防污性能为“弱”。

表5.1-4 渗水试验成果表

分级	包气带岩石的渗透性能	本项目情况
强	$Mb \geq 1.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定	包气带厚度45~50m, 分布连续, 厚度稳定。包气带垂向渗透系数为 $1.95 \times 10^{-3} \text{cm/s} \geq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 综上判定包气带防污性能为“弱”
中	$0.5\text{m} \leq Mb < 1.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0\text{m}$, $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 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。		

5.1.3.6.评价区水文地质条件

本产建项目王盘山区块新建井场、站场均位于黄土梁峁山区，各典型产建工程水文地质特征详见表5.1-5。

表 5.1-5 本次产建各区块典型工程水文地质特征

所属 区块	类 别	地貌 类型	地下水类型及特征
王盘 山区 块	井场	黄土梁 峁山区	<p>1、第四系松散岩层孔隙、裂隙孔洞潜水</p> <p>赋存于中、上更新统风积层黄土层中，分布于评价区全区地表，厚度整体北厚南薄，白于山以南的梁峁部位厚度较薄，为 5~20m，残塬和宽梁上较厚，一般 45~65m，如西南部姬塬和冯地坑钻孔揭露厚度分别为 45 和 65m，而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。</p> <p>黄土含水层渗透系数平均 0.025m/d，区域内含水层评价厚度约为 35m，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，富水性极弱。</p> <p>2、中生界白垩系承压水含水层</p> <p>①白垩系环河组</p> <p>弱富水区：主要分布于区内西南部姬村至刘峁塬一带，被第四系含水层覆盖，岩性为细砂岩，粉砂岩夹泥质粉砂岩。钻孔揭露含水层厚度 84.75~1075.0m 不等，受含水层岩性及厚度、上覆地层有隔水层分布等因素的影响，含水层赋存条件、补给条件差，单井涌水量一般在 100~500m³/d。</p> <p>极弱富水区：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 100m³/d。据评价区内调查资料，含水层厚度 250~550m，平均厚度约为 400m，单井涌水量 18.8~635.6m³/d，渗透系数为 0.011~0.338m/d。</p> <p>②白垩系洛河组</p> <p>含水层岩性为河流相砂岩，岩性较单一。含水层埋深一般在 250~550m 之间，平均厚度约为 400m。单井涌水量为 700m³/d 左右，单位涌水量一般为 10~203m³/(d·m)，渗透系数在 0.07~0.10 m/d 之间，地下水水质总体较差，矿化度多在 2~6g/L 之间。如定边张岷峁 B9 孔，在降深 30m 时，单井涌水量 762.48m³/d，渗透系数 0.10m/d；地下水的矿化度高达 5.31g/L，水化学类型为 SO₄·Cl-Na 型水。</p>

5.1.3.7. 地下水开发利用现状

现场调查，由于井区沟谷切割深，潜水赋存条件差，第四系黄土含水层富水性极弱，无供水意义；白垩系地下水埋藏深，一般井深在 700~1000m，开采难度大，且多为环河组与洛河组混合开采，全盐量较高，远超过《农田灌溉水质标准》中标准要求（非盐碱地≤1g/L，盐碱地≤2g/L），水质差，不宜用于饮用及灌溉，因此采油八厂油田范围内各村镇居民农村生活用水长期依赖水窖积存的雨水，所占比例在

95%以上，遇干旱年份无水可用时，则依赖购买区外水解决生活用水问题。

油区内各乡镇均无集中饮用水水源地，区内主要是旱耕地，无农灌设施。油田范围内各村庄居民多饮用水窖储存的雨水或者外购，区域内水源井主要作为油田生产供水，具有供水意义的水源井仅有采油八厂职工生活水源井、樊学村机井、孟咀村机井（净化后出售），均不在开发区块范围，其中孟咀村机井距离开发工程边界最近距离 430m。该区域地下水开发利用程度低，主要用于以油田开发为主的工业生产。

5.1.3.8.环境水文地质问题调查

定边县境内部的风沙滩地为一封闭式的盆地型平原。地下水流向与地形基本一致,自四周向中心汇集。地下水主要靠降水垂直渗入补给，径流条件较差，至平原中部基本处于停滞状态。其次是八里河地表水灌溉补给及回归水补给。在地层渗透性良好的平原区和沙丘区地下水较丰富,水质也比较好,其余地段水量水质较差。风沙滩地水质比较复杂，其水平变化大。东部周围好，中间较差；中部大部水质较好，局部较差；西部多为高矿化度咸水。在垂直方向上的变化，第四系潜水，局部地段有上淡下咸、上咸下淡和上下咸中间淡 3 种变化类型，而从上到下水质都是咸水的主要分布在西部及东部以北的盐湖沼泽地段。山区地下水位甚低，故仅部分涧地凿有水井，供人畜饮用。井深多在 60m~100m 之间。丘陵处或涧地井水苦咸人不能用的地区，以水窖蓄雨雪供用。近年来，山区及滩地高氟区人畜用水困难仍是一个较为突出的问题。地下水含氟量高，氟中毒严重。重超氟区和特重超氟区，潜水含氟量 4mg/L~7mg/L 和大于 7mg/L，分布于定吴公路两侧，向西经彭滩到红柳沟公路两侧，成一条带状分布。在滩区西北部盐湖附近成环状分布，主要在盐场堡和周台子乡境内。在低洼盐碱滩地区成块状分布，主要在县城西滩、海子梁东北的黑梁湾、周台子杨凤渠以东的贾圈、吴家高房等 3 个较大地区，区内面积 554.11km²。特重超氟区位于重超氟区的中心，面积 139.2km²。本井区内第四系黄土层孔隙裂隙潜水含氟量一般为 1mg/L~1.5mg/L，南部刘峁塬、堡子湾、樊学一带含氟量一般为 0.5mg/L~1mg/L；白垩系承压水含氟量一般为 0.5mg/L~1mg/L。

5.1.4. 气候

项目所在地定边县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。气温变化大，风沙日多，年降水量少，无霜期短，农业气候灾害多，光照充裕，四季分明。定边县气象站多

年气象观测统计资料见表 5.1-6。

表 5.1-6 定边县多年气象要素统计表

气象要素		单位	数值
平均气压		hPa	863.8
气温	年平均	°C	7.9
	极端最高	°C	37.7
	极端最低	°C	-29.4
平均相对湿度		%	52
年平均降水量		mm	323.6
年平均蒸发量		mm	2291.1
风速	平均	m/s	3.3
	最大	m/s	33.0
风向	主导风向 S	频率%	11
地面温度	平均	°C	10.3
日照时数		h	2743.3
大风日数		d	21.3
无霜期		d	141
雷暴日数		d	21.4
最大积雪深度		cm	13.0
冻土深度	标准冻深	cm	99
	最大冻深	cm	133

5.1.5. 地表水

定边县南部山区有 6 条主要河流分布，分别为八里河、红柳河、新安边河、石涝河、安川河、东川（十字河）。除八里河为内河外，其余均属无定河、洛河、泾河源头。地表水系分布见图 5.1-10。

本项目距离最近的河流为石涝川，属北洛河水系。

石涝川：旧称页河，系洛河源头之一（头道川上游），发源于樊学镇，向东南经过吴起县注入洛河。石涝川定边县境内长 27km，流域面积 251.3 km²，常流量 0.01～0.1 m³/s，河流比降 1.28%，最大洪流量 1500m³/s。

根据《陕西省水功能区划》，以上河流均属Ⅲ类水环境功能区。

5.2.生态环境概况

为全面了解区块生态环境现状，按照导则要求，本项目生态环境现状调查方法采用实地现场踏勘、收集资料、现场访谈、拍摄图片，同时根据国家农业区划委员

会颁布的《全国土地利用现状调查技术规程》、中华人民共和国国土资源部行业标准《土地利用动态遥感监测规程》(TD/T 1010-1999)及《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)的相关规定,对评价区土地利用现状、植被分布现状进行解译。

本项目生态评价范围总面积 41.11km²。永久占地包括井场、增压站等永久征地,永久征地区积为 8.927hm²;临时占地主要为管线占地,占地面积约 17.927hm²。

5.2.1. 生态系统类型及特征

(1)生态功能区划

根据《陕西省生态功能区划》,各作业区开发区块所属生态功能分区、生态敏感性特征及生态保护对策详见表 5.2-1。

表 5.2-1 油田开发区块所属生态功能区划

作 业 区 (开发区块)	生态功能分区			生态服务功能重要性或生态敏感性特征及生态保护对策
	一级区	二级区	三级区	
王盘山油区	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、定边重要的水源地,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。

(2)生态系统类型及特征

根据调查,油区共有 4 种生态系统类型。其中以林地生态系统、草地生态系统为主,分布广,面积大。各个生态系统的组成及分布见表 5.2-2。

表 5.2-2 油区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	主要物种	分布
1	农田生态系统	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	呈不规则斑块状散布于评价区内
2	草地生态系统	草本植物主要有白羊草、黄背草、铁杆蒿、大油芒、针茅等。	大面积分布于评价区内的荒坡、沟谷
3	林地生态系统	乔木有杨树、泡桐、刺槐等;主要灌木有黑刺、锦鸡儿、马茹刺、白笈梢、丁香、杠柳、柠条、酸刺、狼牙刺等。	大面积分布于评价区
4	村镇生态系统	以人为主,人工绿色植物	呈斑块状散布评价区

5.2.2. 土地资源现状

(1)土壤类型及分布

评价区土壤以黄土性土为主,属于地带性土壤,土层深厚,有机质含量较低,透水性较差,表土易受水蚀、风蚀,不过耕性良好,适宜种植各种农作物。评价区

的黄土性土可分为绵沙土和黄绵土两个亚类，评价区北部主要为绵沙土，中部和南部主要为黄绵土，评价区内土壤类型见图 5.2-1。根据收集的相关资料，黄绵土亚类的肥力见表 5.2-3。

表 5.2-3 黄绵土肥力特征表

土壤名称	有机质	全氮	全磷	全钾	有效磷含量
	%	%	%	%	PPM
川地黄绵土	0.632	0.0513	0.140	1.76	≤6.6
坡地黄绵土	0.365	0.0350	0.126	2.07	≤10.8

(2) 土地利用现状

按照《土地利用现状分类标准（GB/T21010-2017）》的进行地类划分，将项目区的土地利用类型划分为旱地、乔木林地、灌木林地、天然牧草地、其它草地、工业用地、农村宅基地、铁路用地、公路用地、河流水面、裸土地共计 11 个地类型。现状土地利用类型及面积统计结果见表 5.2-4，土地利用现状见图 5.2-2。

评价区以其它草地、旱地为主，其余各土地利用类型面积较少。

表 5.2-4 土地现状利用类型及面积统计

土地利用类型	评价范围		占地范围（含临时占地）	
	面积（hm ² ）	比例（%）	面积（hm ² ）	比例（%）
旱地	1780.35	43.30	4.11	14.88
灌木林地	342.86	8.34	5.84	21.13
其他草地	1757.41	42.74	16.99	61.50
农村宅基地	5.99	0.15	0.00	0.00
公路用地	64.56	1.57	0.55	2.01
工业用地	93.37	2.27	0.13	0.48
河流水面	67.11	1.63	0.00	0.00
合计	4111.65	100.00	27.62	100.00

(3) 土壤侵蚀类型与强度

评价区土壤侵蚀强度的划分在区域土壤侵蚀模数的基础上进行，参照《全国土壤侵蚀遥感调查技术规程》的土壤侵蚀类型与强度的分类分级系统，以土地利用类型、植被覆盖度和地面坡度等间接指标进行综合分析而实现。区域土壤侵蚀以轻度侵蚀占主导地位。

土壤侵蚀面积统计结果见表 5.2-5。土壤侵蚀强度见图 5.2-3。

表 5.2-5 评价范围内土壤侵蚀强度面积统计

侵蚀强度	评价范围		占地范围（含临时占地）	
	面积（hm ² ）	比例（%）	面积（hm ² ）	比例（%）

重度侵蚀	565.10	13.74	5.84	21.13
中度侵蚀	1261.36	30.68	16.99	61.49
轻度侵蚀	1393.46	33.89	4.11	14.88
微度侵蚀	891.72	21.69	0.69	2.48
合计	4111.65	100.00	27.62	100.00

5.2.3.植物资源

植被类型现状遥感解译结果见图 5.2-4，数据统计结果详见表 5.2-6。

表 5.2-6 评价范围内植被类型面积统计表

植被类型	评价范围		占地范围（含临时占地）	
	面积（hm ² ）	比例（%）	面积（hm ² ）	比例（%）
灌丛植被	342.86	8.34	4.45	16.11
灌草丛植被	1757.41	42.74	7.80	28.24
农田栽培植被	1844.91	44.87	10.03	36.31
无植被	166.47	4.05	5.34	19.34
合计	4111.65	100.00	27.62	100.00

5.2.4.动物资源现状

(1)野生动物

根据调查，评价区的野生动物组成比较简单，种类较少，多为常见种类，物种组成以小型兽类和鸟类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、大仓鼠、小家鼠等；野生禽类主要有啄木鸟、杜鹃、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。野生动物主要分布在林地及灌草丛中。

(2)饲养动物

家畜主要有羊、牛、马、驴、骡、猪、兔、犬、猫等；家禽主要有鸡、鸭、鹅等；饲养昆虫以蜜蜂为主。

据调查，评价区内无国家、省级重点保护野生动物。

5.3.环境现状质量调查与评价

根据石油开发建设项目的污染特点及当地的环境特征，本次评价对环境空气、土壤环境、环境噪声进行现状评价，地下水以及占地范围外 2 个土壤点位引用西安瑞普检测技术有限公司《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境现状监测》。监测报告见附件，监测点位见图 5.3-1。

5.3.1.环境空气质量现状调查及评价

5.3.1.1.项目所在地环境空气质量区域达标判定

根据陕西省环保厅办公室发布的《环保快报》发布的 2020 年 1~12 月环境空气质量状况，项目所在地定边县空气质量现状评价见表 5.3-1。

表 5.3-1 区域环境空气质量现状评价表

区域	污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	二类区标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
榆林市 定边县	PM ₁₀	年平均质量浓度	59	70	84.3	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	35	82.9	达标
	SO ₂	年平均质量浓度	14	60	23.3	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	23	40	57.5	达标
	CO 第 95 百分位浓度	24 小时平均 第 95 百分位数	2400	4000	60.0	达标
	O ₃ 第 90 百分位浓度	最大 8 小时滑动平均 值的第 90 百分位数	141	160	88.1	达标

根据上表，本项目王盘山油区所在区域定边县六项因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准。因此，判定项目所在区域属于达标区。

5.3.1.2.其他污染物环境空气质量现状调查及评价

(1)监测点位及监测因子

综合拟建项目所在区域环境功能、地形地貌特征和主、次风向等因素，本次评价在项目区域设置了3个监测点位，其中2个点位引用西安瑞普检测技术有限公司《长庆油田分公司第八采油厂26万吨产能建设工程环境现状监测》（报告编号：瑞普监字（2019）第0724-11号）监测数据；项目引用的监测数据符合3年时效性要求，监测数据有效。另外在站场拟建地补充了1个环境空气质量现状监测点，各监测点名称及监测因子详见表5.3-2，各监测点具体位置见图5.3-1。

表5.3-2 环境空气监测点位置及监测因子

序号	位置	坐标	监测因子	备注
1	姬 113-胡 353 区	107°39'49.59" 37°11'22.62"	非甲烷总烃、总 烃	定边作业区
2	池 335 区	107°34'39.36" 37°11'49.11"		樊学作业区
3	学 10 区学 24 增拟建地	107°34'26.0" 37°11'41.7"		樊学作业区

(2)监测时段及频率

引用监测时间为 2019 年 7 月 9~15 日，连续监测 7d。补充监测时间为 2021 年 5 月 9~15 日，连续监测 7d。

非甲烷总烃、总烃小时值每天监测4次，监测时间分别为02:00、08:00、14:00、20:00，每次监测至少45分钟；并同步记录风向、风速、气压、气温等相关气象资料。

(3)采样和分析方法

本次监测分析方法按国家《环境空气质量标准》及《空气和废气监测分析方法》(第四版)中的有关规定进行。各监测因子采样和分析方法见表5.3-3。

表5.3-3 环境空气采样及分析方法

项目	检测方法	检测仪器	检出限 mg/m ³
总烃	气相色谱法 HJ 604-2017	气相色谱仪 GC-9790 II	0.06
非甲烷总烃	气相色谱法 HJ 604-2017	气相色谱仪 GC-9790 II	0.07

(4)监测结果与评价

环境空气质量现状监测结果见表 5.3-4。

表 5.3-4 环境空气监测数据统计表

单位: mg/m^3

监测点位	污染物	监测时间	监测浓度范围	超标率	评价标准	达标情况
池 335 区学 21 增	非甲烷总烃	1 小时	0.87~1.65	/	2	达标
	总烃	30min	2.71~4.32	/	5	达标
姬 113-胡 353 区学 22 增	非甲烷总烃	1 小时	0.85~1.70	/	2	达标
	总烃	30min	3.12~4.38	/	5	达标
学 24 增拟建地	非甲烷总烃	1 小时	0.51~0.94	/	2	达标
	总烃	30min	2.19~2.78	/	5	达标

从表 5.3-4 看出, 评价区环境空气质量现状监测点和补充监测点位中, 特征污染物非甲烷总烃质量满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的浓度限值; 总烃质量满足参考《以色列环境质量标准》中短期浓度 $5.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

5.3.2.地下水环境质量现状调查与评价

本项目地下水环境质量现状监测数据引用西安瑞普检测技术有限公司《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境现状监测》(报告编号: 瑞普 监 字 (2019) 第 0724-9 号) 监测数据; 项目引用的监测数据可以反映项目周围环境现状, 监测时评价区环境质量未发生重大变化, 无重大污染型项目建设, 且引用监测资料符合 3 年时效性要求, 监测数据有效。

(1) 监测点位布设

本区第四系潜水含水层富水性极弱, 水质差, 仅沟道低处零散分布潜水含水层, 区域内无潜水供水。对于白垩系承压水含水层, 地下水赋存状态较稳定, 是本区主要的供水层位, 根据《榆林市定边县地下水勘察报告》, 已经查明区域地下水埋深与流向情况。因此本次评价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, 结合导则要求, 本次评价引用布设水质监测点 5 个, 水位监测点 10 个。各监测点信息见表 5.3-5, 各监测点分布详见图 5.3-1 所示。

表 5.3-5 评价区内地下水监测布点情况一览表

编号	监测点位置	监测点坐标		使用功能	监测层位	监测项目
		东经 E	北纬 N			
1#	学 37-9 水源井 (X2GS1)	107°35'43.2"	37°13'41.64"	生产用水	白垩系承压水	监测水质水位
2#	学一注水源井 (X12S1)	107°36'17.8"	37°11'28.6"	生产用水		
3#	杨高山村水井	107°40'33.92"	37°10'54.97"	生产用水		
4#	学一联合站水井	107°33'29.02"	37°09'52.75"	生活饮用		

5#	孟咀村水井	107°36'27.76"	37°09'8.67"	生活饮用	监测水位
6#	樊学镇石涝沟 (X26S46)	107°37'00.45"	37°12'14.07"	生产用水	
7#	学一供水源井 (X26S16)	107°35'49.89"	37°10'10.2"	生产用水	
8#	刘湾村水井	107°41'06.37"	37°09'37.57"	生产用水	
9#	樊学镇新庄子村 (X26S43)	107°41'25.33"	37°11'01.35"	生产用水	
10#	樊学镇刘窑子村 (X2GS4)	107°34'29.16"	37°08'51.87"	生产用水	

(2) 监测时段与监测频次

由西安瑞普检测技术有限公司于2019年7月15日进行现场监测。

采样方法及依据：按照《地下水监测技术规范》（HJ/T164-2004）要求，采用纯净水塑料瓶、无菌瓶等容器，现场抽水一定时间后采集水样，采集完水样立即送回实验室测试。

保存及分析方法：样品处理和化学分析方法严格按照《地下水监测技术规范》（HJ/T 164-2004）进行。

(3) 监测项目及检测方法

根据《地下水质量标准(GB/T14848-2017)》、《地下水监测技术规范（HJ/T164-2004）》，结合《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》和项目污染特征因子考虑，地下水现状监测因子选取： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH 值、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发酚、耗氧量（ COD_{Mn} ）、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、氰化物、氟化物、汞、砷、六价铬、镉、铅、石油类和总大肠菌群。分析方法按《环境监测技术规范》要求进行，详见表 5.3-6。

表 5.3-6 地下水检测方法及检出限

分析项目	分析方法及标准号	检出限/最低检测质量浓度	仪器名称及编号
pH 值	玻璃电极法 GB 6920-1986	—	多草书测定仪 Proplus 型 XAHB2017-G130
总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法 GB/T 5750.4-2006(7.1)	1.0mg/L	酸式滴定管 滴定管编号：208769
溶解性总固体	称量法 GB/T 5750.4-2006(8.1)	/	烘箱 DHG-9240A XAHB2017-G096
耗氧量	水质 高锰酸盐指数的测定 GB 11892-1989	/	电热恒温水浴锅 XAHB2017-D058
氨氮	纳氏试剂分光光度法	0.02mg/L	紫外分光光度计 UV-1800

	GB/T 5750.5-2006(9.1)		XAHB2017-G225(2-1)
硝酸盐 (以 N 计)	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法 HJ 84-2016	0.016mg/L	离子色谱仪 ICS600 XAHB2017-G100 (3-1)
亚硝酸盐 (以 N 计)		0.016mg/L	
氟化物		0.006mg/L	
氰化物	异烟酸-吡啶酮分光光度法 GB/T 5750.5-2006(4.1)	0.002mg/L	紫外分光光度计 UV-1800 XAHB2017-G225(2-1)
挥发酚	4-氨基安替吡啉三氯甲烷萃取 分光光度法 GB/T 5750.4-2006(9.1)	0.002mg/L	紫外分光光度计 UV-1800 XAHB2017-G225(2-1)
铬(六价)	二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 5750.6-2006(10.1)	0.004mg/L	紫外分光光度计 UV-1800 XAHB2017-G225(2-1)
镉	无火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006(9.1)	0.0005mg/L	原子吸收光谱仪(石墨炉) iCE 3400 XAHB2007-G145(4-1)
汞	原子荧光法 GB/T 5750.6-2006(8.1)	0.0001mg/L	原子荧光光度计 AFS-8230 XAHB2017-G117
砷		0.001mg/L	
铅	无火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006(11.1)	0.0025mg/L	原子吸收光谱仪(石墨炉) iCE 3400 XAHB2007-G145(4-1)
铁	原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006(2.1)	0.0025mg/L	原子吸收光谱仪(火焰炉) iCE 3300 XAHB2007-G144(3-1)
锰	原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006(3.1)	0.1mg/L	
钾	火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11904-1989	0.05mg/L	原子吸收光谱仪(火焰炉) iCE 3300 XAHB2007-G144(3-1)
钠	火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006(22.1)	0.01mg/L	原子吸收光谱仪(火焰炉) iCE 3300 XAHB2007-G144(3-1)
钙	钙和镁的测定原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989	0.02mg/L	原子吸收光谱仪(石墨炉) iCE 3400 XAHB2007-G145(4-1)
镁		0.002mg/L	
氯离子	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法 HJ 84-2016	0.007mg/L	离子色谱仪 ICS600 XAHB2017-G100 (3-1)
硫酸根		0.018mg/L	
碳酸根	滴定法 DZ/T 0064.49-1993	5mg/L	酸式滴定管 滴定管编号: 208769
重碳酸根		5mg/L	
总大肠菌群	多管发酵法 GB/T 5750.12-2006(2.2)	/	
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行) HJ970-2018	0.01mg/L	紫外分光光度计 UV-1800 XAHB2017-G225(2-1)

(4)监测结果分析

①水位监测结果

评价区内承压水水位监测结果详见下表 5.3-7。由水位监测结果可见，评价区内地下水年丰水期水位基本稳定。

表 5.3-7 评价区承压水监测结果

井编号	监测位置	坐标		水位埋深			备注
		经度	纬度	标高	埋深	井深	
1#	学 37-9 水源井 (X2GS1)	107°35'43.2"	37°13'41.64"	1719	650	900	白垩系承压水
2#	学一注水源井 (X12S1)	107°36'17.8"	37°11'28.6"	1630	600	1100	白垩系承压水
3#	杨高山村水井	107°40'33.92"	37°10'54.97"	1797	400	800	白垩系承压水
4#	学一联合站水井	107°33'29.02"	37°09'52.75"	1692	700	1250	白垩系承压水
5#	孟咀村水井	107°36'27.76"	37°09'8.67"	1424	500	900	白垩系承压水
6#	樊学镇石涝沟 (X26S46)	107°37'00.45"	37°12'14.07"	1667	600	1000	白垩系承压水
7#	学一供水源井 (X26S16)	107°35'49.89"	37°10'10.2"	1513	500	800	白垩系承压水
8#	刘湾村水井	107°41'06.37"	37°09'37.57"	1780	700	1150	白垩系承压水
9#	樊学镇新庄子村 (X26S43)	107°41'25.33"	37°11'01.35"	1685	550	1000	白垩系承压水
10#	樊学镇刘窑子村 (X2GS4)	107°34'29.16"	37°08'51.87"	1647	600	1100	白垩系承压水

②水质监测及评价结果

各水样水质监测及评价结果见表 5.3-8。

地下水环境质量现状评价方法采用标准指数法，标准指数 >1 ，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。通过计算，本次监测结果所有监测点总硬度、溶解性总固体、氯化物的标准指数均 >1 ，个别点位 3#、4#硫酸盐的标准指数 >1 ，表明监测值已超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 III 类标准限值。超标原因说明：项目区地下水的总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物稍微偏高现象，主要是由于当地自然背景值偏高，根据 2011 年 3 月西安市地质矿产研究所编制的《榆林市定边县地下水勘察报告》，定边县地下水水质复杂，区域内地下水多为氯化钙型，矿化度较高，属咸水或微咸水。

综上所述，评价范围内地下水各项指标除氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总

硬度外均达标，说明评价区的地下水水质基本满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 III 类标准的要求（石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准）。

表 5.3-8 地下水水质监测结果

监测项目		pH	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	溶解性总固 体	耗氧量（以 O ₂ 计）	氨氮	硝酸盐（以 N 计）	亚硝酸盐（以 N 计）	氟化物	氰化物
标准值		6.5~8.5	≤450	≤1000	≤3.0	≤0.5	≤20.0	≤1.00	≤1.00	≤0.05
1#	监测值	7.14	1190	1570	1.29	0.05	0.3	0.002	0.5	ND0.002
	Pi	0.093	2.64	1.57	0.43	0.1	0.015	0.002	0.5	0.04
	达标情况	达标	超标	超标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2#	监测值	7.23	1063	1658	1.27	ND0.02	0.2	0.003	0.4	ND0.002
	Pi	0.153	2.36	1.658	0.42	0.04	0.01	0.003	0.4	0.04
	达标情况	达标	超标	超标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
3#	监测值	7.09	739	1025	0.96	0.47	3.9	0.002	0.7	ND0.002
	Pi	0.06	1.64	1.025	0.32	0.94	0.195	0.002	0.7	0.04
	达标情况	达标	超标	超标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
4#	监测值	7.11	1690	2345	2.48	0.04	2.1	0.03	0.6	ND0.002
	Pi	0.073	3.756	2.345	0.83	0.08	0.105	0.03	0.6	0.04
	达标情况	达标	超标	超标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
5#	监测值	7.25	713	755	0.98	0.32	3.9	0.003	0.7	ND0.002
	Pi	0.167	1.58	0.755	0.33	0.64	0.195	0.003	0.7	0.04
	达标情况	达标	超标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

续表 5.3-8 地下水水质监测结果

监测项目		挥发酚(苯酚)	铬(六价)	石油类	镉	汞	砷	铅	铁
标准值		≤0.002	≤0.05	≤0.05	≤0.005	≤0.001	≤0.01	≤0.01	≤0.3
1#	监测值	ND0.0003	ND0.004	ND0.01	ND0.0005	0.00076	ND0.0003	ND0.0025	ND0.03
	Pi	0.015	0.08	0.2	0.01	0.76	0.03	0.25	0.1
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2#	监测值	ND0.0003	ND0.004	ND0.01	0.0007	0.00062	0.0003	ND0.0025	ND0.03
	Pi	0.015	0.08	0.2	0.14	0.2	0.03	0.25	0.1
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
3#	监测值	ND0.0003	ND0.004	ND0.01	0.0009	0.00036	0.0045	ND0.0025	ND0.03
	Pi	0.015	0.08	0.2	0.18	0.36	0.45	0.25	0.1
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
4#	监测值	ND0.0003	0.01	ND0.01	ND0.0005	0.00028	ND0.0003	ND0.0025	ND0.03
	Pi	0.015	0.2	0.2	0.01	0.28	0.03	0.25	0.1
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标
5#	监测值	ND0.0003	0.004	ND0.01	0.0007	0.00031	0.0046	ND0.0025	ND0.03
	Pi	0.015	0.08	0.2	0.14	0.1	0.46	0.25	0.1
	达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

续表 5.3-8 地下水水质监测结果

监测项目		锰	总大肠杆菌	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	氯化物	硫酸盐
标准值		≤0.10	≤3.0	/	/	/	/	/	/	≤250	≤250
1#	监测值	0.01	ND	129	3.82	286	95.7	0	67	815	119
	Pi	0.1	/	/	/	/	/	/	/	3.26	0.476
	达标情况	达标	达标	/	/	/	/	/	/	超标	达标
2#	监测值	ND0.01	ND	136	3.84	296	78.7	0	57	854	127
	Pi	0.1	/	/	/	/	/	/	/	3.416	0.508
	达标情况	达标	达标	/	/	/	/	/	/	超标	达标
3#	监测值	ND0.01	2	76	2.71	110	94.3	0	114	282	293
	Pi	0.1	0.67	/	/	/	/	/	/	1.128	1.172
	达标情况	达标	达标	/	/	/	/	/	/	超标	超标
4#	监测值	0.03	ND	175	2.71	355	195	0	117	1127	279
	Pi	0.3	/	/	/	/	/	/	/	4.508	1.116
	达标情况	达标	达标	/	/	/	/	/	/	超标	超标
5#	监测值	ND0.01	2	80	2.71	135	91.4	0	99	324	30.6
	Pi	0.1	0.67	/	/	/	/	/	/	1.30	0.122
	达标情况	达标	达标	/	/	/	/	/	/	超标	达标

表 5.3-9 地下水阴阳离子平衡表

采样点	项目	阳离子					阴离子					相对误差	总硬度 (计算结果)	总硬度 (测定结果)	pH (测定结果)
	离子	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	总计	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	总计				
学 37-9 水源井 (X2GS1)	实测值 (mg/L)	129	3.82	286	95.7	514.52	0	67	815	119	1001.00	/	/	1190	7.14
	毫克当量浓度 (mmol/L)	5.61	0.10	14.30	7.98	27.98	0.00	1.10	22.96	2.48	26.54	-2.65%	1113.75	/	/
	占比%	20.0%	0.4%	51.1%	28.5%	100.0%	0.0%	4.1%	86.5%	9.3%	100.0%	/	/	/	/
学一注水源井 (X12S1)	实测值 (mg/L)	136	3.84	296	78.7	514.54	0	57	854	127	1038.00	/	/	1063	7.23
	毫克当量浓度 (mmol/L)	5.91	0.10	14.80	6.56	27.37	0.00	0.93	24.06	2.65	27.64	0.48%	1067.92	/	/
	占比%	21.6%	0.4%	54.1%	24.0%	100.0%	0.0%	3.4%	87.0%	9.6%	100.0%	/	/	/	/
杨高山村水井	实测值 (mg/L)	76	2.71	110	94.3	283.01	0	114	282	293	689.00	/	/	739	7.09
	毫克当量浓度 (mmol/L)	3.30	0.07	5.50	7.86	16.73	0.00	1.87	7.94	6.10	15.92	-2.50%	667.92	/	/
	占比%	19.8%	0.4%	32.9%	47.0%	100.0%	0.0%	11.7%	49.9%	38.3%	100.0%	/	/	/	/
学一联合站水井	实测值 (mg/L)	175	2.71	355	195	727.71	0	117	1127	279	1523.00	/	/	1690	7.11
	毫克当量浓度 (mmol/L)	7.61	0.07	17.75	16.25	41.68	0.00	1.92	31.75	5.81	39.48	-2.71%	1700.00	/	/
	占比%	18.3%	0.2%	42.6%	39.0%	100.0%	0.0%	4.9%	80.4%	14.7%	100.0%	/	/	/	/
孟咀村水井	实测值 (mg/L)	80	2.71	135	91.4	309.11	0	99	324	30.6	453.60	/	/	713	7.25
	毫克当量浓度 (mmol/L)	3.48	0.07	3.38	3.81	10.73	0.00	1.62	9.13	0.64	11.45	2.97%	718.33	/	/
	占比%	32.4%	0.6%	31.5%	35.5%	100.0%	0.0%	14.2%	80.1%	5.6%	100.0%	/	/	/	/

③地下水阴阳离子平衡分析

根据碳酸平衡理论, $\text{pH} < 8.34$ 时分析结果中不应出现 CO_3^{2-} , 因为在这样的 pH 条件下, 常规方法, 检测不出微量的 CO_3^{2-} 。同理 $\text{pH} > 8.34$ 时分析结果中不应出现 H_2CO_3 。如不符合上述情况, 说明 pH 或 CO_3^{2-} 和 H_2CO_3 的测定有问题。根据表 5.3-9, 地下水水质监测结果中均未出现 CO_3^{2-} , 结果符合碳酸平衡关系。

一般情况下, 检测完八大离子的质量浓度后, 可按阴阳离子平衡关系, 做一般检查, 先将检测结果的质量浓度, 除以分子量转化为摩尔浓度, 再乘以其带的电荷数, 计算出毫克当量浓度, 再据计算出相对误差。

方法如下:

$$E = \frac{\sum m_c - \sum m_a}{\sum m_c + \sum m_a} * 100\%$$

其中: E 为相对误差, m_c 和 m_a 分别是阴阳离子的毫克当量浓度。 E 应小于正负 5%, 否则说明监测结果存在数据失真的现象, 可能是检测不当等原因造成, 不应作为环评的依据。

根据地下水阴阳离子平衡表 5.3-9 分析, 监测结果中 CO_3^{2-} 均为 0, 且 $\text{pH} < 8.34$, 监测结果符合碳酸平衡关系, 总硬度计算结果和测定结果基本相近; 根据地下水阴阳离子平衡表 5.3-9 分析, 相对误差 $E \leq \pm 5\%$, 说明总体检验效果较好。

5.3.3.包气带环境质量现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)的要求, “8.3.2.2 对于一、二级的改、扩建项目, 应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查”。本项目为扩建项目, 地下水评价工作等级为二级, 故本次评价根据现有工程情况, 在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查, 根据调查, 项目区域内已有包气带现状监测资料, 因此, 本项目收集了《长庆油田分公司第八采油厂26万吨产能建设工程环境现状监测》(报告编号: 瑞普监字(2019)第0724-11号)包气带浸溶试验数据。

(1)监测点位布置及可行性分析

根据导则要求, 应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查, 现有站场内或井场内的污泥池、除油罐、储油罐、卸油台和污油池附

近运行过程中包气带可能受到污染。因此,根据现有工程情况选取5个监测点位进行现状调查,其中1#-5#监测点位选取现有井区内已建设的站场(分布位置见表5.3-9),可作为污染区代表点。非污染区区域应该选取未开发利用地即未受到污染的区域,由于项目区域地质接近,因此,选取1个监测点位作为非污染区背景点进行比对即可。根据现状调查,6#监测点位于学21增-学18增外输管线沿线(26万吨产能建设工程),可作为非污染区背景点进行比对。

本项目引用西安瑞普检测技术有限公司《长庆油田分公司第八采油厂26万吨产能建设工程环境现状监测》(报告编号:瑞普监字(2019)第0724-11号)包气带浸溶试验数据;项目引用的监测数据分布于王盘山区域,均位于项目评价范围内,引用监测数据可以反映项目周围环境现状,符合导则要求,且引用监测资料监测时间为2019年7月15日,符合3年时效性要求,因此,本项目引用包气带污染现状调查资料可行。

此次包气带污染现状调查共引用监测点位6处,见表5.3-10。

表5.3-10 包气带污染现状土壤监测点位

序号	监测点位	备注
1#	学一联污泥池旁边	污染区代表点
2#	学五转卸油台旁边	污染区代表点
3#	学二脱沉降除油罐旁边	污染区代表点
4#	学二转外输储油罐旁边	污染区代表点
5#	学22增旁边现有老井场污油池旁边	污染区代表点
6#	新建学21增-学18增外输管线沿线(26万吨产能建设工程)	非污染区背景点

(2)监测项目及分析方法

监测项目:pH值、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物共7项。

包气带污染土壤取柱状样,取样深度:0~20cm、20~60cm 两层各一个样。分析方法见表5.3-11。

表5.3-11 包气带监测项目与分析方法

序号	监测项目	方法依据	检出限	检测仪器名称及型号
1	pH	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标GB/T 5750.4-2006	0.01(无量纲)	酸度计HI8424
2	氨氮	生活饮用水标准检验方法无机非金属指标GB/T 5750.5-2006	0.02mg/L	紫外可见分光光度计T6 新世纪
3	硝酸盐	生活饮用水标准检验方法无机非金属指标	0.2 mg/L	紫外可见分光光度计

		GB/T 5750.5-2006		度计T6 新世纪
4	挥发性酚类	水质挥发酚的测定4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L	紫外可见分光光度计T6 新世纪
5	铬(六价)	生活饮用水标准检验方法金属指标 GB/T 5750.6-2006	0.004mg/L	紫外可见分光光度计T6 新世纪
6	氯化物	生活饮用水标准检验方法无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006	1.0mg/L	25ml 棕色酸式滴定管
7	石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法(试行) HJ 970-2018	0.01mg/L	紫外可见分光光度计T6 新世纪

(3)监测时间及监测频率

监测时间：2019 年7月15日，各点取样分别监测一次。

(4)监测结果与评价

监测结果见表5.3-12。

表5.3-12 包气带监测结果一览表

监测点位	取样深度	监测项目 (mg/L)						
		pH	氨氮	硝酸盐	挥发性酚类	铬(六价)	氯化物	石油类
1#	0~20cm	6.78	0.46	0.8	ND0.0003	ND0.004	2.0	0.04
	20~60cm	6.54	0.33	0.7	ND0.0003	ND0.004	4.4	0.03
2#	0~20cm	6.62	0.43	0.6	ND0.0003	ND0.004	3.0	0.03
	20~60cm	7.78	0.29	0.5	ND0.0003	ND0.004	3.7	0.02
3#	0~20cm	6.54	0.25	1.0	ND0.0003	ND0.004	1.1	0.04
	20~60cm	7.44	0.11	0.4	ND0.0003	ND0.004	4.1	0.02
4#	0~20cm	7.88	0.38	1.3	ND0.0003	ND0.004	1.7	0.02
	20~60cm	7.01	0.15	1.1	ND0.0003	ND0.004	2.4	ND0.01
5#	0~20cm	6.98	0.18	0.5	ND0.0003	ND0.004	3.1	ND0.01
	20~60cm	6.87	0.16	0.5	ND0.0003	ND0.004	2.6	ND0.01
6#	0~20cm	7.46	0.47	0.5	ND0.0003	ND0.004	3.2	0.02
	20~60cm	6.99	0.07	0.4	ND0.0003	ND0.004	3.5	ND0.01

通过将1#~5#监测点位(污染区)监测数据与6#监测点位(非污染区)监测数据进行对比，各点位均未呈现明显污染趋势，特别是油田开发相关的特征因子挥发性酚类均未检出。

石油类对照监测结果显示各监测点表层监测结果略大于低层，但均未超过标准限值，表明现有工程在建设过程中表层土受到一定程度的影响，但未造成包气带土壤污染。

5.3.4.土壤环境质量现状调查与评价

5.3.4.1.土壤理化性质调查

为了了解土壤理化性质，本项目拟建工程的土壤理化特性见表 5.3-13 和表 5.3-14，同时选取现有站场学一采记录土壤类型的地表景观照片及土壤剖面图，见表 5.3-15。

表 5.3-13 新建井场拟建地土壤理化特性调查表

点号	17*	时间	2021.5.10
经度	107°40'12.10"E	纬度	37°11'3.63"N
层次		0~0.2m	
现场记录	颜色	棕	
	结构	团粒状	
	质地	轻壤土	
	砂砾含量	少	
实验室测定	pH 值	8.35	
	阳离子交换量	5.3	
	氧化还原电位	209	
	饱和导水率/ (cm/s)	1.57	
	土壤容重/ (g/cm ³)	0.78	
	孔隙度	45.84	

表 5.3-14 学一采土壤理化特性调查表

点号	7*-9*		时间	2021.5.10
经度	107°33'8.52"E		纬度	37°9'54.48"N
层次		1#	2#	3#
现场记录	颜色	黄棕	浅棕	黄棕
	结构	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	砂壤土	砂壤土	砂壤土
	砂砾含量	少	少	少
实验室测定	pH 值	8.49	8.58	8.47
	阳离子交换量	4.6	6.1	5.7
	氧化还原电位	271	266	239
	饱和导水率/ (cm/s)	1.40	1.44	1.51
	土壤容重/ (g/cm ³)	0.56	0.63	0.75
	孔隙度	51.10	50.81	48.29

表 5.3-15 学一采土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
学一采 7*-9*			土壤结构松散，颗粒状结构，土壤颜色主要呈黄棕色

5.3.4.2.土壤环境质量现状调查

(1)监测点位布设及监测因子

根据《环境影响评价导则 土壤环境》，污染影响型土壤一级评价占地范围内需设置 5 个柱状样点，2 个表层样点，占地范围外需设置 4 个表层样点。详见表 5.3-15。其中占地范围外 2 个表层样引用《长庆油田分公司第八采油厂 26 万吨产能建设工程环境现状监测》（报告编号：HX19071551-1、HX19071551-2）监测数据；且引用监测资料符合 3 年时效性要求，监测数据有效。

具体监测点位布设见图 5.3-16。采样时间为 2021 年 5 月。

表 5.3-16 土壤监测点位布设一览表

序号	占地范围内外	位置	样品编号	取样方式	布点原则	监测项目
1	占地范围内	学 24 增拟建地	1*	柱状样 0-0.5m	新建站场可能受污染的背景样	pH、镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯
			2*	柱状样 0.5-1.5m		
			3*	柱状样 1.5-3m		
2		新建井场拟建地	4*	柱状样 0-0.5m	新建井场可能受污染的背景样	
			5*	柱状样 0.5-1.5m		
			6*	柱状样 1.5-3m		
3		学一采	7*	柱状样 0-0.5m	现有站场可能发生污染区	
			8*	柱状样 0.5-1.5m		

			9*	柱状样 1.5-3m		
4		学三脱	10*	柱状样 0-0.5m	现有站场 可能发生 污染区	
			11*	柱状样 0.5-1.5m		
			12*	柱状样 1.5-3m		
5		学一联	13*	柱状样 0-0.5m	现有站场 可能发生 污染区	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]蒽、苯并[k]蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			14*	柱状 0.5-1.5m		
			15*	柱状样 1.5-3m		
6		学 24 增拟 建地	16*	表层 0~0.2m	新建站场 可能受污 染的背景 样	
7		新建井场拟 建地	17*	表层 0~0.2m	新建井场 可能受污 染的背景 样	pH、镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯
8	占地范 围外	学三脱水站 外	18*	表层 0~0.2m	受人为影 响较小的 背景样	pH、镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯
9		学三脱至学 一联外输管 线旁	19*	表层 0~0.2m		
10		学一脱水站 外	引用	表层 0~0.2m		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯
11		学 21 增至 学 18 增扩 输油管线	引用	表层 0~0.2m		

监测项目分析方法见表 5.3-17。

表 5.3-17 土壤质量监测分析方法

检测项目	分析方法依据	方法检出限
镉	《土壤和沉积物 12 种金属元素的测定 王水提取-电感耦合等离子体质谱法》HJ 803-2016	0.07 mg/kg
铜		0.5 mg/kg
铅		2 mg/kg
镍		2 mg/kg
汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、锑、铋的测定微波消解/原子荧光法》 HJ 680-2013	0.002 mg/kg
砷		0.01 mg/kg

六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱熔液提取-火焰原子吸收分光光度法》HJ 1082-2019	0.500 mg/kg
苯乙烯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱—质谱法》 HJ 605-2011	1.1 µg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷		1.2 µg/kg
1,1,1-三氯乙烷		1.3 µg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱—质谱法》 HJ 605-2011	1.2 µg/kg
1,1,2-三氯乙烷		1.2 µg/kg
1,1-二氯乙烷		1.2 µg/kg
1,1-二氯乙烯		1.0 µg/kg
1,2,3-三氯丙烷		1.2 µg/kg
1,2-二氯苯		1.5 µg/kg
1,2-二氯丙烷		1.1 µg/kg
1,2-二氯乙烷		1.3 µg/kg
1,4-二氯苯		1.5 µg/kg
苯		1.9 µg/kg
二氯甲烷		1.5 µg/kg
反-1,2-二氯乙烯		1.4 µg/kg
甲苯		1.3 µg/kg
间二甲苯+对二甲苯		1.2 µg/kg
邻二甲苯		1.2 µg/kg
氯苯		1.2 µg/kg
氯仿		1.1 µg/kg
氯乙烯		1.0 µg/kg
三氯乙烯		1.2 µg/kg
顺-1,2-二氯乙烯		1.3 µg/kg
四氯化碳		1.3 µg/kg
四氯乙烯		1.4 µg/kg
乙苯		1.2 µg/kg
氯甲烷		1.0 µg/kg
苯胺	《Semivolatile Organic Compounds by Gas Chromatography/Mass Spectrometry (GC/MS) 》EPA Method 8270D	0.001 mg/kg
硝基苯	《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》HJ	0.09 mg/kg

萘	834-2017	0.09 mg/kg
苯并(a)蒽		0.1 mg/kg
蒽		0.1 mg/kg
苯并(b)荧蒽		0.1 mg/kg
苯并(k)荧蒽		0.1 mg/kg
苯并(a)芘		0.1 mg/kg
茚并(1,2,3-cd)芘		0.1 mg/kg
二苯并(a,h)蒽		0.1 mg/kg
2-氯酚	《土壤和沉积物 酚类化合物的测定 气相色谱法》HJ 703-2014	0.04 mg/kg
pH	《土壤 PH 的测定 电位法》HJ 962-2018	—
阳离子交换量	《土壤阳离子交换量的测定三氯化六氨合钴浸提-分光光度法》HJ 889-2017	0.8 cmol ⁺ /kg
氧化还原电位	《土壤氧化还原电位的测定电位法》HJ 746—2015	—
容重	《土壤检测第 4 部分土壤容重的测定》NY/T 1121.4-2006	—
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/T1215-1999	—
全盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》LY/T1251-1999 中(3.1 质量法)	—
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	《土壤质量石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定气相色谱法》ISO 16703-2011	6 mg/kg

(2)监测结果及评价

土壤监测结果见表 5.3-18~5.3-21。

从监测结果可知，拟建场地土壤监测因子符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值标准，厂界外农用地土壤监测因子均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值标准要求。

表 5.3-18 土壤检测结果

单位均为 mg/kg

检测项目 检测点位	TR210417-0019 (学 24 增拟建地 16*)	TR210417-0016 (学一联 13*)	TR210417-0017 (学一联 14*)	TR210417-0018 (学一联 15*)
镉	0.21	0.15	0.14	0.13
铜	10.6	13.9	18.4	13.6
铅	20	22	23	18
镍	68	76	15	14
汞	0.480	0.185	0.379	0.390

砷	3.51	7.08	11.2	5.97
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出
苯	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(a)蒽	未检出	未检出	未检出	未检出

蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(b)荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(k)荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并(a)芘	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并(1,2,3-cd)芘	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并(a,h)蒽	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	0.40	0.30	0.27	0.72
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	40	29	44	48

表 5.3-19 土壤检测结果

单位均为 mg/kg

检测点位 检测项目	TR210417-0012 (学一采7*)	TR210417-0013 (学一采8*)	TR210417-0014 (学一采9*)	TR210417-0015 (新建井场拟建地17*)
pH (无量纲)	8.49	8.58	8.47	8.35
阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	4.6	6.1	5.7	5.3
氧化还原电位 mV	271	266	239	209
容重 g/cm ³	1.40	1.44	1.51	1.57
饱和导水率 K ₁₀ (mm/min)	0.56	0.63	0.75	0.78
孔隙度 %	51.10	50.81	48.29	45.84
汞	0.564	0.286	0.560	0.483
砷	10.7	18.1	14.1	10.3
镉	0.17	0.23	0.17	0.18
铅	20	18	20	21
铜	8.7	7.8	17.0	78.5
镍	19	17	18	24
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	41	54	42	38
苯	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出

表 5.3-20 土壤检测结果

单位均为 mg/kg

检测 项目	检测 点位	学24增 拟建地 1*	学24增 拟建地 2*	学24增 拟建地 3*	新建井 场拟建 地4*	新建井 场拟建 地5*	新建井 场拟建 地6*	学三脱 10*	学三脱 11*	学三脱 12*	学三脱 水站外 18*	学三脱 水站外 19*
pH (无量纲)		8.39	8.24	8.41	8.32	8.17	8.30	8.49	8.28	8.45	8.17	8.18
汞		0.503	0.625	0.720	0.340	0.884	0.908	0.570	0.232	0.399	0.786	0.386
砷		10.3	11.9	15.5	9.40	10.3	11.2	10.1	5.63	17.3	10.6	6.85
镉		0.19	0.21	0.20	0.20	0.26	0.18	0.28	0.16	0.19	0.17	0.24
铅		19	20	20	28	25	20	24	21	21	20	20
铜		8.8	9.9	8.7	10.3	13.3	9.0	10.1	13.7	10.4	7.9	11.0
镍		20	21	19	17	31	23	24	66	22	19	18
六价铬		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	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)		46	43	34	38	63	47	32	75	41	93	35
苯		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	未检出
乙苯		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	未检出
苯乙烯		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	未检出
甲苯		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	未检出
间二甲苯+ 对二甲苯		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	未检出
邻二甲苯		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	未检出

表 5.3-21 占地范围外土壤监测结果表

单位均为 mg/kg

监测项目	农用地		
	学一脱水站外	学 21 增至学 18 增扩输 油管线	标准值 (其他)
pH	8.70	8.47	6.5<pH≤7.5
砷	10.6	9.68	30
镉	ND0.3	0.33	0.3
铜	16.4	21.8	100
铅	7	10	120
汞	0.007	0.008	2.4
镍	18	18	100
总铬	35	34	200
锌	36	40	250
石油烃	31.1	7.1	/

5.3.5.声环境质量现状调查与评价

(1)监测点布置

本次产建工程评价新建站场以及站场改扩建，本次评价对部分站场拟建地进行声环境质量现状监测，以及部分改扩建站场进行声环境质量监测，噪声监测点位布置见表 5.3-22。

表 5.3-22 声环境现状监测点布置

编号	监测点位置	布点原则
1	学 24 增拟建地（4 个场界）	拟建站场环境背景噪声
2	学一联（4 个场界）	改扩建站场环境现状噪声
3	学一采（4 个场界）	
4	学三脱（4 个场界）	

(2)监测时间、频次，监测项目

监测时间：2021 年 5 月 10 日-5 月 13 日，各站场分别连续监测 2 天，各噪声点位昼夜各监测 1 次，每次不少于 20min；监测项目为等效连续 A 声级。

(3)监测方法

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）。

(4)噪声监测结果

见表 5.3-23~5.3-24。

表 5.3-23 拟建站场声环境现状监测结果一览表 单位 dB (A)

监测点	监测时间	监测结果		标准		超标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
学 24 增拟建地东厂界	2021.5.12	47.5	41.2	60	50	达标	达标
	2021.5.13	47.2	42.6			达标	达标
学 24 增拟建地南厂界	2021.5.12	45.3	41.5			达标	达标
	2021.5.13	46.3	41.8			达标	达标
学 24 增拟建地西厂界	2021.5.12	47.1	42.5			达标	达标
	2021.5.13	47.7	42.3			达标	达标
学 24 增拟建地北厂界	2021.5.12	48.8	43.1			达标	达标
	2021.5.13	49.2	42.6			达标	达标

表 5.3-24 改扩建站场声环境现状监测结果一览表 单位 dB (A)

监测点	监测时间	监测结果		标准		超标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
学一联东厂界	2021.5.10	51.2	48.3	60	50	达标	达标
	2021.5.11	51.7	47.6			达标	达标

学一联南厂界	2021.5.10	52.2	49.7			达标	达标
	2021.5.11	52.9	48.5			达标	达标
学一联西厂界	2021.5.10	53.6	48.3			达标	达标
	2021.5.11	53.3	47.2			达标	达标
学一联北厂界	2021.5.10	50.8	45.1			达标	达标
	2021.5.11	50.4	46.0			达标	达标
学一采东厂界	2021.5.10	49.1	47.5			达标	达标
	2021.5.11	49.5	47.7			达标	达标
学一采南厂界	2021.5.10	49.7	47.2			达标	达标
	2021.5.11	49.3	47.4			达标	达标
学一采西厂界	2021.5.10	51.5	48.3			达标	达标
	2021.5.11	52.2	48.1			达标	达标
学一采北厂界	2021.5.10	51.2	46.8			达标	达标
	2021.5.11	51.7	46.2			达标	达标
学三脱东厂界	2021.5.10	49.8	46.1			达标	达标
	2021.5.11	50.6	43.6			达标	达标
学三脱南厂界	2021.5.10	48.7	46.8			达标	达标
	2021.5.11	49.8	44.5			达标	达标
学三脱西厂界	2021.5.10	51.9	47.6			达标	达标
	2021.5.11	52.3	45.1			达标	达标
学三脱北厂界	2021.5.10	53.5	48.8			达标	达标
	2021.5.11	54.6	45.8			达标	达标

监测结果表明，学24增昼间、夜间的监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准要求，学一联、学一采、学三脱厂界四周昼间、夜间的监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求，评价区声环境质量现状较好。

5.4.环境敏感目标调查

5.4.1.民用水井调查

根据现场调查，本项目开采区块位于榆林市定边县樊学镇，属于黄土高原区。油田矿权范围内无饮用水水源地，所在区域地下水埋藏深，开发难度大，多为环河组与洛河组混合开采，矿化度高，为苦咸水，不宜用于饮用及灌溉，油田范围内各村居民多饮用水窖储存的雨水或者外购，区域内水源井主要作为油田生产供水，具有供水意义的水源井仅有采油八厂职工生活水源井、樊学村机井、孟咀村机井（净化后出售），均不在开发区块范围，也不在地下水评价范围内。

调查范围内民用水井分布情况见表 5.4-1。本项目站场、井场、管线周边 200m 评价范围内均无分散式饮用水井。

表 5.4-1 调查范围内民用水井分布情况

序号	位置	水井	与项目位置关系	取水层位	供水性质	供水人口	水井用途
1	樊学镇	孟咀村水井	与本项目新建井场最近距离 3.8km	洛河组	私人出售	/	饮用水
2		樊学村水井	位于矿权范围外，本项目新建井场最近距离 9.9km	洛河组	集中供水	500 人左右（镇街道）	

5.4.2.明长城遗址

明长城遗址位于定边县境内，总 125km，途径定边县 13 个乡镇，50 多个村，现有墩墩 200 座，明长城遗址（石涝池堡）是明长城延绥镇“三十六营堡”之一，为陕西省级文物保护单位，位于樊学作业区与定边作业区之间，不在项目井区开采范围内，距离最近井场边界 3300m，产建工程（场站、管线、道路）未布设在长城遗址附近，也未穿越。保护范围：长城城址遗址本体外延 50m；建设控制地带：保护范围外延 100m。

5.5.区域污染源调查

评价区域为油田开发区，区域内主要污染源为油田开发过程中已建站场、井场及管线等，本次评价对开发区块内现有工程进行梳理，对现有工程“三废”排放情况进行分析统计，详见工程分析章节。

6. 施工期环境影响预测与评价

6.1. 施工过程及内容

6.1.1. 施工内容

根据产建方案，第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程，在定边王盘山油区滚动开发樊学采油作业区和定边采油作业区 8 个区块，工程施工内容包括钻井施工和地面工程。钻井施工包括采油井、注水井，地面工程包括集输管线、单井管线、集气管线、注水管线、道路工程以及站场新建和改造施工等。钻井工程建设采油井 75 口，注水井 10 口；地面工程建设增压站 1 座（学 24 增），改造站场 3 座（学三脱、学一采、学一联），新建井场 16 座，以及其他相关地面工程等。

6.1.2. 施工过程

整个施工过程由具有一定施工机械设备的专业队伍完成。施工期主要工艺过程包括：钻井、管线施工和站场建设及改造施工等。

(1) 钻井作业：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。钻井工程施工过程具体见工程分析章节。

(2) 井下作业：井下作业一般在油井投产前和投产后进行，施工期的井下作业内容主要包括射孔、压裂、试油等工艺。

(3) 地面工程

① 线路施工时，首先清理施工现场，并修建必要的施工道路。在完成管沟开挖、公路穿越、河流穿越等基础工作后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、探伤、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内。对管道进行试压、清扫。

② 站场新建（改造）施工时，首先清理场地，然后新建（改造）构建筑物，最后安装工艺装置并建设相应辅助设施。

③ 建设完成后，清理作业现场，恢复线路施工地带地表植被；对井（站）场进行绿化。

施工期对环境的影响主要来自施工带清理、开挖管沟、施工便道建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，工程占地对土地利用类型以及对农业生产的影响；河流等穿、跨越对地表水体的水质、功能影响；公路穿越等产生的弃渣引起的水土流失影响等。

6.1.3.施工期主要环境影响特征

本项目施工主要呈现以下特点：

(1)钻井过程产污环节有：钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑；钻井机械冲洗污水、跑冒滴漏的各种废工作液与油料等；钻井用柴油机排放的烟气、噪声；以及修公路、平井场和管线敷设等占地对地表植被的破坏。

(2)射孔、压裂、试油等井下作业过程对环境产生影响的主要有跑冒滴漏的各种工作液、落地油、含油污水、操作噪声及车辆尾气。

(3)本项目管线敷设完成后采用气体试压，无试压废水排放。地面工程的建设对周围环境的影响主要是对地表植被的破坏以及永久占地，另外，管线的铺设还会改变地表形态，对景观环境产生一定影响。

本次评价，根据项目施工特点、污染类型及环境影响程度，确定本项目建设期主要环境污染特征见表 6.1-1。

表6.1-1 施工期环境污染特征

影响分类	影响来源	污染物	影响范围	特征
机械废气	运输、基础工程、物料堆放、汽车尾气等	TSP	施工场所及其周围、运输沿线	与建设期同步
噪声	运输、施工机械	L _{Aeq}	施工场地周围、运输沿线	间断
废水	生活、钻井废水、压裂、酸化废液及试油废水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS	施工营地、施工现场	间断
固体废物	生活、建筑垃圾	有机物、无机物	施工营地、施工现场	间断
生态环境	渣土堆放、占地、管线穿越河流、施工活动	土方	施工场地、集气管线作业带两侧	局部

6.2.施工期环境影响分析

6.2.1.大气环境

(1)钻井时柴油机废气排放

钻井过程中，柴油机燃料燃烧而产生的废气中主要污染物为烟尘、SO₂、NO_x等。根据类比调查，每口井钻井期间排放的污染物：烟尘约 4.65kg、SO₂ 约 33.6kg、NO_x 约 43.8kg，本次拟新建油、水井 85 口，则施工期共排放烟尘：0.40t、SO₂：2.86t、NO_x：3.72t，排放量小。

施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，且绝大多数油井分布在梁崮上，地势较高，有利于烟气的扩散，此外钻井井场选址

一般距离村庄较远。因此，柴油机废气对评价区内村庄环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

(2) 车辆尾气排放

施工期运输建筑材料及机械设备的车辆较多，且多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量大，将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放。根据现有工程的类比调查，每辆车日耗油量约 11.52kg/d（其中 70%为柴油、30%为汽油），则每辆车平均日排放烃类 0.025kg/d、NO_x 为 0.034kg/d。施工期运输车辆尾气将影响沿线环境空气有一定影响，影响范围主要在道路沿线两侧 50m 范围。

(3) 施工扬尘

施工扬尘污染主要发生在平整场地、土方开挖及道路扬尘中，为无组织排放。施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：

- ①导致环境空气中颗粒物浓度升高，环境空气质量下降；
- ②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产。
- ③对施工沿线附近村民产生一定不利影响。

根据类比调查，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带，在 200m 处基本恢复到背景值。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对区域环境空气质量影响不大。随着施工期的结束，影响将会消失。

6.2.2. 地表水环境

(1) 钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（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、检修等产生的废水，废水中主要污染物为 SS、COD、石油类等。本项目每口井产生钻井废水约 30m³。

钻井废水排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，此外，第八采油厂在王盘山油区已建成投运学 67-15 撬装式作业废水处理站，用于处理各类作业废水。各井场内无法循环利用的钻井废水通过罐车运至该站，处理达标后回注油层，钻井废水工艺流程如下：

钻井过程 → 钻井废水 → 作业废水处理站 → 回注油层

评价认为，采取上述工艺及措施后，钻井废水对地表水影响小。

(2)压裂返排液

压裂、酸化废液及试油废水水质成分复杂，既有从地层带出的粘土颗粒和岩屑，也含有油及压裂液中的有机和无机添加剂，其中有机物多以环状结构为主，包含酮、酯、羧酸、醛等多种官能团，分子量主要在 500~1000 之间。

本项目均采用可回收压裂液体系，压裂返排液拉运至作业废水处理站处理，达标后回注，不外排，压裂返排液不会对地表水产生影响。

(3)试油废水

本次开发工程计划新钻油井 75 口，则本次开发工程在建产期间将产生 1500~3000m³ 试油废水。试油废水全部进罐存放，试油废水全部进罐存放，由罐车运至作业废水处理站处理，达标后回注，对地表水不会产生影响。

(4)试压废水

管道试压采用清水试压，试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，试压结束后由罐车送集输站现有采出水处理系统处理，处理达标后回注，不外排，试压废水不会对地表水产生影响。

(5)施工生活污水

由于油区施工较为分散，施工人数一般较少，生活污水难以集中收集处理。根据实际施工类比，油田钻井队一般都设置防渗旱厕，杂排水用于洒水灭尘。总体看来，施工期生活污水产生量较小，综合利用后，对环境的影响小。

6.2.3. 地下水环境

6.2.3.1. 地下水污染途径识别

项目建设阶段，主要的工程活动包括井场工程、站场工程、钻井工程及管线工程，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 6.2-1。

表 6.2-1 施工期地下水环境影响识别表

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
钻井工程施工	钻井液通过井壁渗漏	钻井液中的有害元素直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	钻井液、钻井泥浆泄漏	通过包气带渗入至含水层	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	通过包气带渗入至含水层	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	通过包气带渗入至含水层	浅层地下水水质受到污染

6.2.3.2.正常状况地下水环境影响分析

(1)钻井废水对地下水环境影响

钻井过程中，配制泥浆、钻井液、冷却泥浆泵、冲洗井底等工作步骤均需消耗大量的水。钻井废水容易造成地下水环境污染。根据来源，钻井废水中的成分主要包括废钻井液和钻井设备冲洗检修废水两类。

废钻井液：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排放的钻井液，以及完井时井筒内被清水替出的钻井液等。

钻井设备冲洗、检修废水：主要包括冲洗钻台和钻具用水、冲洗振动筛用水以及清洁设备用水等。

钻井废水主要产生于油田开发初期，其产生量随着井深和钻井周期而变化。根据类比调查，一般单井钻井废水量约为 30m^3 。本次开发工程计划新钻油、注水井共计 85 口，钻井废水最大产生量约 2550m^3 ，全部排入移动式废水罐中配制泥浆，循环利用。钻井结束后，钻井废水拉运至接转注水站水处理系统处理达标后回用，废弃泥浆经压滤后拉运至泥浆处置集中处置场处置。

另外，根据项目开发方案，钻井过程中根据钻遇的不同地层采用分段钻井液体系：

①表层（黄土层）：清水+白土（膨润土）+纯碱+CMC 细分散钻井液体系。

②二开至油层上部井段：无固相或低固相次生有机阳离子聚合物无毒钻井液体系。

③进入油层前 50m，停止加入大分子聚合物，将钻井液转化为低固相、低滤失量的聚合物完井液。

在钻井的同时，钻井液在井内循环。由以上钻井液体系可见，钻遇表层黄土时，钻井液中添加膨润土等成分，钻遇基岩地层时，钻井液中添加无毒有机大分子聚合物，从而使钻井液粘稠细腻，当其吸附于井壁表面时，可堵塞砂岩含水层表面孔隙，阻止钻井液向地下水的渗透，而且钻进基岩 30m 后，将起钻，下表层套管并用水泥固井，采取以上措施后，钻井液向地下水的渗透量很少，对区域地下水质影响很小。

正常情况下，钻井过程中，井场设防渗可移动式泥浆罐，钻井废水及钻井泥浆贮存在泥浆罐中，不会对地下水造成污染影响。

(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。根据工程分析，在建设过程中试油废水全部进罐存放，由罐车送现有作业废水处理站处理，达标后回注油层。由罐车送现有作业废水处理站处理，达标后回注油层。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

(3)生活污水对地下水环境影响

根据工程分析施工期生活污水最大产生量为 $0.48\text{m}^3/\text{d}$ 。由于钻井施工人员较为分散，且施工期较短，钻井队通常在场内设置移动式防渗旱厕，生活污水用于附近植被灌溉或洒水抑尘，不外排。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

(4)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返排液采用钢罐单独收集后送现有作业废水处理站处理，达标后回注油层。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

(5)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，经泥浆循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，堆置于井场。普通钻井岩屑属于一般工业固废，最终与废弃泥浆一起处置；含油岩屑属于危险固废（HW08 废矿物油），在临近危废暂存点暂存，定期送往有资质单位处理。

落地油：在运行期修井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。在井场铺设防渗布，落地油暂存于临近危废暂存点，定期送往有资质单位处理。落地油回收率达到 100%，不允许落地油排放。

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。

钻井泥浆：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。参考《关于征求〈危险废物排除

管理清单（征求意见稿）>意见的函》（环办土壤函〔2017〕367 号），将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物，正常情况下不会对地下水环境造成影响。

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。

6.2.3.3.非正常状况地下水环境影响分析

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，建设期内对地下水环境可能产生污染的非正常状况主要为井漏，下面重点预测分析这种非正常状况对地下水环境可能造成的影响。

(1)井漏事故对地下水环境的影响

就井漏事故而言，发生在局部且持续时间较短，钻井过程中表层套管（隔离含水体系套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。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，其风险性是存在的。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，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。

(2)溶质运移预测模型的建立

由于井漏对地下水流场没有明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

水文地质条件的概化：根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

污染源概化：将本项目的泄漏点作为点状污染源，由于油井施工期相对于溶质运移的过程时间较短，因此将泄漏点概化为瞬时点源，在预测评价过程中考虑最不

利的工程状况，含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，且重点分析距离环境敏感点最近且处于其上游的泄漏点，如此一来，若发生井壁渗漏，产生的危险性也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

根据工程分析，选择石油类作为预测因子。根据以往油田钻井废水水质监测结果，钻井废水中石油类浓度大致为 50~70mg/L，本次评价取 70mg/L。根据现有钻井废水资料的调查，一般单井产生钻井废水约 30m³。假设钻井过程中钻井废水全部渗漏进入含水层，根据工程分析可知，单井钻井周期为 13d，因此将 13d 之前概化为连续点源，13d 后概化为瞬时点源，采用以上的方式进行井漏预测计算。

数学模型：非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

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

式中：

x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C (x, y, t) ——t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度，mg/L；

M——含水层的厚度，m；

m_M——长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg；

u——水流速度，m/d；n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m²/d；

D_T——横向 y 方向弥散系数，m²/d；

π——圆周率；

预测模型参数的确定：本次预测评价重点是项目区潜水含水层及其他有开发利用价值的含水层，根据前文水文地质条件分析及工程特点，主要对以下含水层进行分析预测：白垩系洛河组含水层和环河组含水层。

项目区域各含水层参数主要根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告》和《榆林市定边县地下水勘察报告》，以及区域地下水机民井调查资料等，参数值有效可靠。

根据区域地质资料，区域潜水含水层厚度取值 35m；根据区域地下水机民井调查资料，可计算出区域白垩系承压水含水层厚度为 250-550m，本次预测取均值 400m。

最终确定的各项参数见表 6.2-2。

表 6.2-2 评价区各含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 (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 DL (m ² /d)	横向弥散系数 DT (m ² /d)
第四系黄土潜水含水层	35	0.76	0.012	0.5	0.612	0.0612
白垩系环河组含水层	400	0.338	0.011	0.25	0.57	0.057
白垩系洛河组含水层	400	0.1	0.004	0.25	0.06	0.006

(3)地下水污染预测模拟和影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算泄漏点周围石油类污染物的浓度值，并画出等值线图，根据《水质石油类的测定紫外分光光度法》（HJ 970-2018）确定石油类的检出限，根据《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的要求将 0.05mg/L 作为石油类的标准限值，详见表 6.2-3，以此来判断污染物对地下水的污染情况。

表 6.2-3 预测因子的检出限值和标准限值

预测因子	分析依据及依据	检出限值 (mg/L)	参考标准	标准限值 (mg/L)
石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法 HJ 970-2018	0.01	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准	0.05

本次计算结果用红色范围表示地下水污染物超标的浓度范围，绿色范围表示存在污染但污染不超标的浓度范围，限值为检出限。当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。

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：

本次预测选取了 100d、200d、1000d 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层的运移情况见表 6.2-4、图 6.2-1 至 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。

表 6.2-4 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	1138	799	39.5	33.5	1.37
200d	1990	1235	55.5	46	0.69
1000d	5144	2410	131	100.5	0.14

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 1.37mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 39.5m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 200d 时，石油类最大浓度为 0.69mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 55.5m；1000d 后，石油类最大浓度为 0.14mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 131m。

②井漏事故对白垩系环河组的影响分析

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：

表 6.2-5 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	511	170	25	15.5	0.12
200d	754	61	32	11.5	0.058
1000d	311	/	36.5	/	0.012

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 0.12mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 25m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 200d 时，石油类最大浓度为 0.058mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 32m；1000d 后，石油类最大浓度为 0.012mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 36.5m，此时含水层中污染物已不再超标。

③井漏事故对白垩系洛河组含水层的影响分析

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、200d、1000d 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组含水层的运移情况见表 6.1-6、图 6.2-9 至 6.2-12，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

表 6.2-6 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	97	65	10.5	8.5	1.1
200d	170	99	14	11	0.55
1000d	548	170	25.5	15.5	0.11

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 1.1mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 10.5m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 200d 时，石油类最大浓度为 0.55mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 14m；1000d 后，石油类最大浓度为 0.11mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 25.5m。

按照不同含水层污染时间及水流速度计算污染距离，第四系黄土潜水污染距离为 100.5m；环河组承压水污染距离为 15.5m；洛河组承压水污染距离最大为 15.5m。由此可见，钻井废水会对钻井周围地下水产生污染，但其范围和时间都是有限的，对地下水影响小。

6.2.4. 声环境

(1) 噪声源

施工期噪声源主要包括钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机以及管线道路建设中的施工机械、车辆等，施工中机械产生的噪声情况见表 4.2-11。

(2) 预测模式

由于油区建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆机、装载机等进行预测。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：

$$L_p = L_0 - 20 \lg \left(\frac{r}{r_0} \right)$$

式中：L_p—距声源 r 处的声压级； L₀—距声源 r₀ 处的声压级。

(3) 预测结果

主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 6.2-7。

表 6.2-7 主要施工机械噪声不同距离处的噪声级（单位：dB（A））

距离 机械名称	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
柴油机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44

钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
柴油发电机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44
泥浆机	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
装载机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44

(4)噪声影响分析

按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，昼间噪声限值为 70dB，夜间限值为 55dB。根据表 6.2-3 的噪声预测结果表明：昼间施工机械噪声在距施工场地 500m 以外可达到标准限值；夜间在 200m 以外可达到标准限值。

本次产建工程新建 16 个井场，1 个增压站，并对其他 3 座站场进行改扩建，同时建设管线等辅助工程。高噪声设备主要在井场、站场施工中使用，新建井场基本位于梁峁区，新建站场周围 200m 范围内没有环境敏感点，改扩建站场工程量均较小，施工时间较短，且夜间停止施工，所以施工噪声对周围环境影响较小。

本次评价对管线施工期噪声控制提出以下防治措施和建议：

- ①在施工设备选型上，应选用正规厂家、噪声较低的环保型设备。
- ②加强施工现场管理，保证设备安装质量，确保施工设备正常运行，定期检查施工设备，一发现产生的噪声增加应及时维修或更换。
- ③运输车辆进出施工场地应安排在远离住宅区的一侧。
- ④加强对施工人员的环保教育和管理，降低人为噪声，尽量减少碰撞和敲打声音。
- ⑤重型运输车在市区内行驶时禁止鸣笛，并限速行驶，严禁在 22:00~6:00 时间段内施工及运输，特别是噪声较大的基础施工和结构施工阶段，因特殊要求必须连续作业的，必须有当地环保主管部门的审批，且必须公告附近居民。
- ⑥管道分段施工，居民点工地实施半封闭隔离施工，如设置防尘隔声板护围等措施。
- ⑦项目管线穿越道路时，会造成一定程度的交通堵塞。本次环评建议进行穿越作业时，安排专人指挥交通，禁止鸣笛，及时分流，以缓解对周边环境的影响。

项目管线施工期采取以上措施后，噪声对周围声环境影响较小。

6.2.5.固体废物

(1)废弃钻井泥浆

根据对油区现有钻井场地的调查，单井实际产生的废弃泥浆约 47.7m³/口，本次

新钻井 85 口，共产生废弃泥浆为 4663m^3 ($1.15\text{t}/\text{m}^3$)。泥浆若不经妥善处置可能会对土壤、地下水造成污染。

废弃泥浆对地下水的影响主要是泥浆水中污染物通过包气带下渗污染地下水，按照《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求，自 2016 年 1 月 1 号起，针对本项目作业区内的油井施工产生的废弃泥浆岩屑，应在施工现场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至具有资质的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

本项目产生的废弃钻井泥浆采用地上罐进行收集，收集后企业资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置，陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站收集类型为钻井水基泥浆及钻井岩屑，本项目产生的钻井泥浆及钻井岩屑交于其进行委托处置，均为一般固体废物，通过此措施，可有效减轻对地下水的影响。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50% 混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，堆置于井场。一般钻井岩屑中污染物含量很低，通常不会对环境产生不利的影响，钻井岩屑与废弃钻井泥浆一起经施工现场配备的地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有资质的单位进行安全处置。

采取以上措施后对土壤、地表水和地下水的环境影响不大。

(3) 落地油

由于试油，井下作业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，每口油井产生的落地油为 $0.2\sim 0.3\text{t}/\text{a}$ ，本项目落地油回收率为 100%，则回收落地油 $15.0\sim 22.5\text{t}$ 。

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 $0\sim 20\text{cm}$ 的土壤中，影响土壤的通透性和土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降。落地油对土壤的影响详见生态环境影响评价专题。

对于试油过程中产生的落地油，评价要求采取试油进罐的方式，即试油时将原

油导入罐车拉至联合站（集中处理站）进行回收，可以大幅度的减少落地油的排放量，可使落地油的回收率为 100%。采取上述措施后，试井产生的落地油对环境的影响可以降低到最低限度，对环境的影响不大。

(4)生活垃圾

施工场地产生的生活垃圾若随意丢弃，将会造成各个施工营地卫生环境恶化，并可能对当地土壤和农田产生一定影响。生活垃圾由施工队设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后，运至当地生活垃圾填埋场卫生填埋，对当地环境的影响较小。

6.2.6.生态环境

项目对生态环境的影响主要在施工期。项目施工期由于占用土地、填挖方及临时用地等，使评价区内的林地和草丛等遭到铲除、剥离、压占等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，生物量、生物多样性及生态价值下降，同时项目施工改变项目区原有地形地貌，改变土地利用现状等都对植被和动物生存造成影响。

6.2.6.1.土地利用影响分析

(1)土地利用方式影响分析

本工程占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、增压站、管线和道路等永久征地；临时占地包括钻井井场、管线、道路、增压站等的施工场所临时占地。具体占地情况详见表3.6-4。根据该表可知：本工程总占地面积27.624hm²，其中临时占地17.927hm²，永久占地8.927hm²。

①永久占地

永久占地将彻底改变原有土地利用类型的性质，但由于永久占地面积相对较小，对评价区土地利用方式的影响较轻微。工程建成后，通过在场站周围进行绿化，可一定程度上补偿永久占地造成的生态损失。

②临时占地

临时占地将破坏占用土地上的植被并在短期内对土地利用功能构成较大影响。但随着施工结束后各项水保及植被恢复措施的实施，经2~3 年的恢复治理，占地范围原有土地利用类型可基本得以恢复。

(2)土地利用结构影响分析

本工程主要涉及榆林市定边县，根据调查，评价将其汇总给出项目工程占地类型情况，见表6.2-8。

表6.2-8 项目工程占地类型

单位: hm^2

工程 类型 \ 占地 类型	灌木林地		草地		旱地		小计			
	永久	临时	永久	临时	永久	临时	永久		临时	
							占地	比例	占地	比例
井场	0.46	0.24	2.65	1.39	2.51	0.50	5.62	62.40%	2.13	11.88%
增压站	0.02	0.047	0.037	0.02	0	0	0.057	0.63%	0.067	0.37%
集输管线	0	2.2	0	11.06	0	0.67	0	0.00%	13.93	77.70%
进场道路	2.25	0.62	0.65	1.18	0.43	0	3.33	36.97%	1.8	10.04%
合计	2.73	3.107	3.337	13.65	2.94	1.17	9.007	1	17.92 7	1

由表6.2-8可以看出,本工程永久占地中井场工程占地比重最大,占工程永久占地总面积的62.40%,其次为进场道路,占36.97%;临时占地中占地比重最大的为管线工程,达到77.70%,其次为井场工程,占10.04%。从本工程的不同占地类型来看,永久占地类型中主要为草地和旱地,占地面积分别为 3.337hm^2 和 2.94hm^2 ,临时占地类型中主要为草地和灌木林地,占地面积分别为 13.65hm^2 和 3.107hm^2 。

工程结束后经过2~3 年时间即可恢复。故项目对评价区土地利用结构影响小。

6.2.6.2.植被及动物影响分析

拟建工程施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压,临时占地土方回填后,可以恢复原植被类型,但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

(1)植被的影响

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中,土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除,施工带两侧的植被由于挖掘土石物的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏,会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物,使填挖区被生土覆盖或出露生土,植物恢复须经过较长时间。此外,石材、水泥的堆放也需占压一定的植物,尤其是水泥的抛撒,可造成附近土壤板结,影响植物生长。

施工便道建设相对简单,主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中,使道路所经地方的植物全部清除,估计一般便道宽度可达3~5m,局部地段可达5~7m,因此便道开拓推平、清除压占植物宽度可达7~10m。

本产建工程对植被的影响,因具体工程类型的不同而有所差异,其中井场建设

对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；管线、便道等为临时占地，原有植被破坏面积估计可占到80%以上，其中大部分在2~3年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要3~5年时间。

(2)动物的影响

评价区无特殊保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域。因此，在施工过程中应加强对施工人员活动的控制，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动；合理安排施工时间，在动物活动频繁季节停止施工。在此基础上，项目建设对野生动物的影响小。

6.2.6.3.农业生产影响分析

(1)农业损失计算

根据现场勘查，项目选址占用一定面积的耕地、草地和林地，进行站场、井场及辅助设施建设。占地必将造成一定程度的农业损失，按照各种占地类型的亩产值，临时占地农业损失及永久占地农林损失见表6.2-9。

表6.2-9 农林损失预测

占地类型	亩产值 (元/年)	永久占地		临时占地	
		面积(亩)	总农业损失(万元/年)	面积(亩)	总农业损失(万元/年)
耕地	750	44.1	3.31	17.55	1.32
草地	300	50.1	1.50	204.75	6.14
林地	1000	40.95	4.10	46.61	4.66
合计		135.15	8.91	268.905	12.12
榆林市 2019 年农业总产值(亿元)		439.73			
农业损失所占比例(‰)		0.000020		0.000028	

注：来自2019年榆林市国民经济和社会发展统计公报

根据表中计算结果可以看出，本项目实施后，永久占用土地造成的农林损失约为8.91万元/年，约占榆林市农业总产值的0.000020‰；油田施工期临时用地每年造成的农林损失为12.12万元/年，相当于榆林市农业总产值的0.000028‰。项目临时占地对农林生产的影响累计时限约为3年，评价中对于临时占地（租借后退还土地）的农林损失按照损失1年产量，影响2年产量计算（竣工后第一年20%，第二年10%），

临时占地总计造成的农林损失约为15.756万元，随着临时占地在2~3年内的恢复，农林损失将逐渐消失。

(2)农业及生态补偿

项目建设过程中，钻井、站场建设、管线敷设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。所占土地主要是可旱地和草地。项目对旱地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对林地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此应该对拟建项目进行占地农业和生态补偿。

长庆油田用地采取“先借后征”的政策，即先借用一年土地修建临时道路、井场等，之后根据生产情况按需征用。借用一年土地，赔产两年作为补偿，退还的土地再按赔产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占地，农民一般只需停产1年，而得到的补偿费用相当于4年的农业产出，既可弥补借地带来的农业损失，又可提高农民收入。

根据有关资料，农业及生态补偿标准为：①临时占地补偿标准：草地和林地480元/亩，耕地2751.7元/亩，青苗赔偿707元/亩·年；②永久征地补偿标准：草地和林地1748.2元/亩，旱地和园地2751.7元/亩。青苗补偿只对可耕地里面的农田进行补偿，根据实际丈量面积进行补偿，这里不进行预算。农业及生态补偿费用见表6.2-10。

表6.2-10 农业及生态补偿费用

占地类型	永久征地 (亩)	补偿单价 (元/亩)	补偿 (万元)	临时占地 (亩)	补偿单价 (元/亩)	补偿 (万元)
耕地	6.45	2751.7	1.77	10.05	2751.7	2.77
草地	95.355	1748.2	16.67	212.25	480	10.19
林地	45	1748.2	7.87	46.605	480	2.24
合计	146.805	/	26.31	268.905	/	15.19

由表6.2-10可见，本工程永久征地的农业及生态补偿费用为26.31万元，临时占地的补偿费用为5.19万元，总补偿费用为41.50万元。

(3)耕地补偿

拟建工程永久占用2.5057hm²耕地，避让基本农田，禁止占用，但仍需按照《土地管理法》相关要求，采取以下补偿措施。

①由建设单位出资与地方政府融资相结合，当地政府圈定适宜的荒地，开垦与所占旱地的数量和质量相当的耕地；

②多方筹措资金开办农业种植教育、引进适合当地的农业种植技术、改善种植

结构，提高单位农田产量；

③如无条件开垦或开垦耕地不符合要求，应按照相关标准缴纳或补足耕地造地费。

6.2.6.4.景观生态影响分析

(1)景观格局影响分析

本工程施工期主要是对原有景观的破坏，场站、井组建设破坏其所占地及其附近的原有景观，形成片状人工景观；管线工程、道路工程和施工便道等线状项目的建设，对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时将形成线状景观。本工程不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区范围的廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于工程占地面积小，临时占地施工完后很快可以得到恢复，评价认为本工程对评价区景观格局影响小。

(2)景观生态影响分析

从景观生态功能和生态关系分析，管线工程、道路工程及施工便道的建设，会造成项目所涉及的地表其两侧一定程度上的景观隔离，但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响，对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于项目在区域总面积中所占比重很小，其影响相对较小。

6.2.6.5.生态系统影响分析

本工程的建设将对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生一定影响，但本工程占地面积中，临时占地比例为达到62.34%；且占地分散各个井区，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。道路工程为线性工程，对区域植被分布产生带状和破碎化影响，致使区域植被覆盖率、生物量有所降低，从占地的数量、比例和占地类型看，区域种群数量不会因此改变。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。

6.2.7.土壤环境

施工期对土壤环境的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方堆放、填方取土、土层扰乱等对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其

原有的农业生产和植物生长能力。根据工程建设内容，管线工程和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤环境影响最大；施工便道的修建对土壤环境影响相对较小。工程对土壤环境的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响以及土壤污染三个方面。

(1)土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，特别对农业生产区的土壤影响较大。

①扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越，深度一般为 15~25cm，农田耕作层土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定破坏和扰乱土壤耕作层，这种破坏和扰乱，除开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复。因此，施工过程中，该工程对土壤耕作层的影响最为严重。

②混合土壤层次，改变土体构型

土壤在形成过程中，由于物质和能量长期垂直分异，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型的破坏，将改变土体中物质和能量的运动变化规律，使表层通气透水性变差，使亚表层保水、保肥性能降低，造成对农作物的生长、发育及其产量影响。

③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至进行掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长，甚至导致压实地表寸草不生，形成局部人工荒漠现象。

(2)土壤肥力影响

土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤

养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

根据资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，根据某工程开挖区不同地貌类型区不同土层的土壤养分含量的状况，以剖面加权方法计算的养分含量变化见表 6.2-11。

表 6.2-11 工程开挖对土壤养分的影响^①

地貌类型区	有机质 (%)		氮素 (%)		磷素 (%)		钾素 (%)	
	A	B	A	B	A	B	A	B
黄土梁峁区	0.66	46.5	0.044	50.6	$2 \times 10^{-6} \text{②}$	33.3	$61 \times 10^{-6} \text{②}$	32.5
沟谷平原区	0.47	42.6	0.020	27	$6 \times 10^{-6} \text{②}$	46.0	$31 \times 10^{-6} \text{②}$	26.3
黄土台塬区	0.29	36.2	0.044	47.3	0.029	13.9	0.19	9.1

注：①A 是工程造成土壤养分的损失量，B 是损失量占现状含量的百分比②速效性养分含量。

根据资料统计，即使在实行分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 36.2~46.5%左右，氮下降 27~50.6%，磷下降 13.9~46.0%，钾下降 9.1~32.5%，表明即使对表层土实行分层堆放和分层覆土，工程开挖对土壤养分仍具有明显的影响。本项目主要分布在黄土梁峁区，土地利用类型现状以草地为主，土壤中的养分含量相对较高。因此在土石方开挖、回填过程中，必须严格对表层土实行分层堆放和分层回填。

(3) 土壤污染影响

工程施工过程中将产生施工建筑垃圾、生活垃圾和污水，包括泥浆、废弃余料、施工人员的一次性餐具、饮料瓶等废物残留于土壤中，这些在土壤中难以生物降解的固体废物，影响土壤耕作和农作物生长。另外，钻井过程中将产生大量的钻井泥浆、钻井废水和钻井岩屑，如不及时收集而任意排放，则会明显对井场附近土壤造成一定程度的污染。因此，施工时必须对固体废物实施管理措施，进行统一回收和处置，不得随意抛撒。

6.2.8. 穿跨越工程影响分析

本工程主要输油管线跨越河流冲沟 4 次，道路 8 次，跨越河流主要利用已建桁架跨越，穿越冲沟采取大开挖的方式，穿越道路采取顶管穿越或者大开挖方式，工程新建主要管线穿（跨）越工程量见表 3.6-13。

管线在穿越施工中扰动河水，使河水中泥沙含量显著增加，模拟该类污染的一般情况，施工处下游 100m 范围外 SS 增量不超过 50mg/L，对下游 100m 范围外水域水质不产生污染影响。这种影响是局部且短期的，在河水流过一段距离后，由于泥

沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况。施工过后，扰动河底泥沙的活动即结束，水体中的泥沙含量能很快恢复到施工前的水平。

开挖作业会对冲沟造成暂时性破坏，开挖深度一般在设计冲刷线以下 2m 左右，待施工完成后，采用恢复措施，覆土复原植被恢复，一般大开挖施工期较短（3~5 天）。对冲沟产生影响较小。

管线穿越道路采取顶管穿越方式，影响较小。

6.3. 施工期环保措施要求

6.3.1. 大气环境

根据工程分析和本项目的特征，施工期环境空气污染主要为钻井柴油机废气、汽车尾气和施工扬尘。

(1) 钻井时柴油机、柴油发电机废气污染防治措施可行性分析

施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，一般影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。为了避免废气对周围环境空气的影响，评价要求采用低能耗、高效率的柴油机、柴油发电机，外购的燃油中污染物指标符合国家标准且含硫量低，以减少污染物的排放，执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（GB20891-2014）。

同时，钻井作业的柴油机、柴油发电机为流动废气污染源，非同时同地进行。因此，柴油机及柴油发电机废气污染在环境可接收范围内。随着钻井工程的结束，柴油机废气的污染逐步消失。

(2) 汽车尾气污染防治措施可行性分析

施工期运输建筑材料及机械设备的车辆较多，且多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量较大，将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放。评价要求及时对运输车辆进行维护和保养，使汽车燃料燃烧充分。因施工工程量小，加之采取上述措施后汽车尾气量很小，对环境空气的影响很小。

(3) 施工扬尘防治措施可行性分析

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。依照榆林市铁腕治污三十七项攻坚行动方案（榆办字〔2021〕7号）、《陕西省大气污染防治条例》、《陕西省铁腕治霾打赢蓝天保卫战三年行动方案（2018-2020

年)》、《榆林市铁腕治霾打赢蓝天保卫战三年行动方案(2018-2020 年)》等相关规定,施工期的大气污染防治措施主要包括:

①各类施工工地、站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。采取洒水抑尘措施,缩短起尘操作时间;建筑施工现,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。出现四级以上大风天气时,禁止进行土方施工等易产生扬尘污染的施工作业,并应当采取防尘措施。

②施工工地应采取湿法作业、清洗覆盖等措施,并辅以洒水等降尘措施。遇干旱季节、连续晴天天气,对弃土表面、道路和露天地表洒水,以保持其表面湿润,减少扬尘产生量。每天洒水 1~2 次,扬尘排放量可减少 50~70%。

③施工工地出入口必须设立环境保护监督牌。必须注明项目名称、建设单位、施工单位、防治扬尘污染现场监督员姓名和联系电话、项目工期、环保措施、辖区环保部门举报电话等内容。

④强化施工期环境管理与监理,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;钻井发电机、钻井柴油机和试油用柴油机,采用低含硫量的优质柴油,加强对施工车辆的保养,确保施工车辆尾气达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(GB20891-2014)中标准限值。

⑤依照《陕西省建筑施工扬尘治理行动方案》和《陕西省建筑施工扬尘治理措施 16 条》,施工现场运送土方、渣土的车辆必须封闭或遮盖,严禁沿路遗漏或抛撒;施工现场必须设置固定垃圾存放点,垃圾应分类集中堆放并覆盖,及时清运,严禁焚烧、下埋和随意丢弃。

⑥其他控制措施

项目建设周期较长、占地面积较大,前期施工、清运土方的扬尘污染问题需特别重视。因此,建设单位应加强扬尘控制措施,进行场地硬化、注意运输道路的清扫,洒水要到位,并建立健全的施工扬尘管理制度。

发布雾霾橙色以上等级预警或环境空气质量连续 2 天达到严重污染日标准且无改善趋势,各设区市应暂停建筑工地出土、拆迁、倒土等所有土石方作业。

采取以上措施后,通过资料查询及类比分析项目施工场扬尘排放满足《施工场

界扬尘排放限值》（DB 61/1078-2017）标准限值，且随着施工期的结束，影响将会消失，污染防治措施可行。

6.3.2.地表水环境

(1)钻井废水

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一并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至具有资质的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

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。

(2)压裂酸化及试油废水

井场压裂酸化及试油废水直接进罐，拉入现有作业废水处理站处理，达标后回注油层不外排，对地表水环境影响小。

(3)施工生活污水

由于井区施工较为分散，生活污水难以集中收集处理。评价要求主要施工场地设置旱厕，粪便由周边农民用于农田施肥，生活污水用于场地附近站场绿化，不外排。

(4)废水污染防治措施的其他要求

①钻井施工要严格实行取水许可证制度；施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

②清洁设备采用擦洗，避免直接冲洗，以防止废水大量产生和减轻废水储存容

量负担，并减轻废水后续处理难度；设备冲洗废水应设临时沉砂池，经沉淀后回用到生产，冲洗废水不外排；

③水泥等建筑材料不得堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体；

④严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理；

⑤施工人员生活污水用于站场绿化，严禁排放；

⑥严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理；

⑦对于河流穿越，施工必须征得当地水利主管部门的同意，遵守相关的法律法规，施工作业尽量选在枯水期进行；

⑧严格控制施工范围，尤其是河流穿越段，应尽量控制作业面，以免对河流造成大面积的破坏，影响河流水质；

⑨水泥等建筑材料不准堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

通过采取上述措施，施工期对地表水影响较小，措施可行。

6.3.3.地下水环境

根据《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）中相关规定：

①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他废弃物。

②油（气）井场要在压裂及其他井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其他废水进行统一收集。

③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送至油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

④油（气）井下作业废水须在油（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送至油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

⑤油（气）开采废弃物集中处理设施生产废水处理，要回用于油（气）井钻井作业或钻井泥浆、压裂液配制，或依托油（气）开采企业回注井进行回注，不得

外排。

本项目严格执行《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）中相关规定，建设地上移动式泥浆罐，做到对泥浆岩屑进行不落地收集，钻井废水排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后与废弃泥浆一起由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一及时运至具有资质的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

钻井过程中不同地层采用分段钻井液体系。一开必须采用无毒无害的清水聚合物型钻井泥浆，钻井一开水泥从管外返至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染；二开注水井的水泥返至地面，采油井返高至白垩系顶界以上 50m，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。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%。

通过采取上述措施，施工期对地下水影响较小，措施可行

6.3.4.声环境

①在施工设备选型上，应选用正规厂家、噪声较低的环保型设备。

②在确定钻井井位时，要避开村民居住点等声环境敏感目标，避免噪声扰民现象；无法避让情况下采取噪声防护措施；

③合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22：00～06：00）进行高噪声施工作业，以避免夜间扰民；

④尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强；

⑤合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近村民休息时间；

⑥运输车辆进出施工场地应安排在远离住宅区的一侧；

⑦管线分段施工，居民点工地实施半封闭隔离施工，如设置防尘隔声板护围等措施；

⑧项目管线穿越道路时，会造成一定程度的交通堵塞。本次环评建议进行穿越作业时，安排专人指挥交通，禁止鸣笛，及时分流，以缓解对周边环境的影响。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

6.3.5.固体废物

6.3.5.1.钻井废泥浆、一般岩屑

按照《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求，自 2016 年 1 月 1 号起，针对本项目作业区内的油井施工产生的废弃泥浆岩屑，应在施工现场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至具有资质的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。废弃泥浆对地下水的影响主要是泥浆水中污染物通过包气带下渗污染地下水，泥浆若不经妥善处置可能会对土壤、地下水造成污染。

本项目产生的废弃钻井泥浆采用地上罐进行收集，收集后委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置，通过此措施，可有效减轻对地下水的影响。

陕西环保定边大兴环境服务有限公司废弃物处理站，包括杨井处理站和姬塬处理站，杨井处理站位于定边县杨井镇武茆子乡，钻井泥浆、岩屑处理能力为 20 万 m^3/a ，姬塬处理站位于定边县姬塬镇上庄村，钻井泥浆、岩屑处理能力为 20 万 m^3/a ，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周围农田及林地灌溉。该项目已履行环评手续，目前正在运行，本项目建产期钻井泥浆和岩屑共产生 1.64 万 t，依托陕西环保定边大兴环境服务有限公司废弃物处理站处置可行。

6.3.5.2.落地油

试油、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。根据工程分析，本项目将产生落地油 15~22.5t。按照石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系要求，要求落地油全部回收，回收率达到 100%。

采取试油进罐的方式，减少落地油的排放量，对于试油过程中产生的落地油及时回收，在井场铺设防渗布，及时回收产生的落地油和含油污泥，确保回收率达到 100%；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处理。

建设单位应当在环境监理的过程中，加强监管，严格按照环保要求进行落实，减少原油的“跑、冒、滴、漏”，及时回收落地原油。

6.3.5.3.生活垃圾

各井场开钻前、站场施工前首先在施工营地的生活区设置集中的生活垃圾堆放

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。

6.3.5.4.其他固废的污染防治措施

①设置废机油收集桶，定期交有关专业单位回收处理后再利用；井场油污手套、面纱和麻绳，集中收集，定期送有危险废物处置资质的单位安全处置。

②管线开挖产生的土石方等，要尽可能用于回填。

③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。

④管道敷设及穿越作业过程中产生的弃土石方应在指定地点堆放，严禁弃入河道或河滩地，以免淤塞河道。

⑤设备拆除后在公司指定地点集中进行拆解清理，然后交由废品回收单位处置。

⑥拆除过程中产生的建筑垃圾送建筑垃圾填埋场处置。

6.3.6.生态环境

6.3.6.1.替代方案和避让措施

(1)站场、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；控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地。

(2)尽量减少管道与河流交叉，合理选择河流穿跨越位置，设法避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段。

(3)严格控制并尽可能缩小施工作业带宽度。

(4)为减少农业生产损失，施工工期应尽量避免农作物生长季节。

(5)临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致。

6.3.6.2. 施工期生态保护与恢复措施

结合油田各生产单元特点，评价建议对地面工程分为井场区、站场区、管线区、道路区等 4 个功能分区，分别采取生态恢复与重建措施。

(1)井场

①控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地；对井场建设必须砍伐的树木，应首先考虑异地移栽；无法异地移栽的，必须在其周围或附近地区等面积补种。

②做好泥浆罐的防漏防渗处理，防止污染土壤环境。

③加强对落地原油回收利用、处理。试井、修井过程中产生的落地油要利用油罐车回收主要部分；井场地面铺上塑料布，井口及周围设置防溅盒和边沟，收集试油和井下作业时散落的原油；钻井时已经进入土壤的落地油要及时回收。

④做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。

⑤施工结束后临时占地应予以充分翻耕后方可进行后期复垦，复垦深度 $>50\text{cm}$ ，临时占地在覆土后种植灌丛，种植前进行穴状整地，穴内客土，播撒紫花苜蓿或白花车轴草草籽，采用撒播的方式进行种植。

⑥井场坡面下压绿化树种以乔木为主，实行针阔混交，针叶树种比例不得低于10%，造林密度为 $1\text{m}\times 1.5\text{m}$ ；井场院落绿化以针阔乔木为主，要因地制宜，合理搭配，达到绿化和美化效果；油区井场侧崖面要根据情况，宜植树则植树，宜种草则种草。

⑦建设单位所有生态措施在井场投运半年内完成。

⑧建设单位应严格按照《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》的要求，对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

⑨建设单位应严格按照《榆林市油气田开采清洁文明井场建设标准》的生态建设要求，采取以下有效的生态保护措施。

a. 井场道路两侧必须植树，坡面采取灌草结合恢复植被。围墙内外两侧要植树。

b. 井场处坡面要因地修建梯田，乔、灌、草结合，全面恢复植被，林草覆盖率要达到60%。

(2)站场

①根据油田整体开发方案，合理布局站场规模和数量，减少站场占地，减少油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。

②站场建设选址应该进行方案比选，尽量少占用农田和自然植被。

③施工过程中，加强施工管理，控制施工活动范围，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，应根据各种施工作业的要求和环境保护要求，确定场地的占地面积控制标准。

④新建站场生态治理

a. 施工临时挡护：场地地表开挖产生表土应集中堆放，并采取拦挡等防护措施，以用于后期土地整治与土地复垦。用土工布袋装土，压覆在堆土坡脚，共二层，堆高 3m。

b. 站场绿化设计：参照现有已绿化增压站绿化设计，由于拟建增压站所在区域原有植被以灌草丛为主，本着“宜灌则灌”方针，复垦场地绿化方向也尽量恢复原有植被类型。在地表土壤较好的地段施工时，对表层土壤要分层开挖、分层堆放、分层回填。站内外绿化方格内种植草坪（冷季混播），在绿化带内种植宝石花造型或点缀小花树，红叶小檠（三年生冠 35cm）和金叶榆（高 20~35cm）为主；沿彩砖通道栽种小叶黄杨绿篱（冠 20~35cm）；站周围有边坡地带栽种小杨槐（ Φ 1cm）和大叶苜蓿（撒种）。

⑤建设临时营地时，在施工前应注意表土与底层土分开堆放，表层 0.3m 的土壤单独堆放，在风大的季节采取适当覆盖和浇灌等措施，保护土壤成分利结构；在施工结束恢复地貌时，分层回填，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后及时补种草类植物，以免植被覆盖度下降。临时营地施工结束后应对场地平整及植被恢复。

(3)管线

①管道开挖时应预先堆存原有表土以备使用，挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，下沟填埋后覆土高出两侧地表 5~10cm，在回填的同时播撒紫花苜蓿草种，播种标准 35kg/hm²。

②对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

③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。

④施工过程中，加强施工管理，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。对于植被生长较好的地段，尽量不要设置工棚、料场等。

⑤在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损

害，在施工作业带范围内由于施工机具（多为履带设备）通过和开挖管沟，使地表植被遭到破坏，而使表土裸露，到了雨季，雨水顺山坡而下，带走泥土，形成水土流失，严重的可引起山体滑坡，造成自然灾害。针对上述情况，可以在施工作业带两边修筑临时排水通道使水流从通道内流走。在比较陡的地段设置挡水墙。施工结束管道回填后，及时修筑挡水墙。作为永久性设施保留下来，并在施工作业带内洒种草籽或其它适宜的植物种子，使地表植被得到恢复。

在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，使管道在断面上敷设。这个断面的植被完全被破坏，雨水会顺山坡蔓延流下，这会将断面冲毁，严重的可导致山体滑坡。为了避免事故，及时设置挡水墙。施工结束后，这些挡水墙作为永久性设施保留下来。还要在施工作业带内洒种草籽或其它适宜的植物种子，使地表植被得到恢复。

管道穿越冲沟时，可采用砌护坡的形式进行水工保护。

外输管线典型生态保护措施平面布置见图 6.3-1。

(4)道路

①严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。道路干线施工作业带两侧宽度控制在 15m 范围内，油区道路施工作业面宽度控制在 10m 范围内；

②施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并于周围生态景观协调一致；

③加强道路边坡防护，边坡植物宜选择种植生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防止暴雨冲刷。

④新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，并在道路一侧开挖简易土质排水沟，按照《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》要求，道路两侧种植树木进行绿化。

(5)其他生态保护措施

①评价区无国家级省级重点保护野生动物，不需要采取特殊的保护措施，但要加强施工人员生态环境保护意识的教育，严禁对野生动物滥捕滥杀，同时严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐、破坏野生动物的栖息环境。

②为弥补因工程建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价提出要对评

价区林地、草地等非农业用地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

③根据评价区的环境特征、立地条件、气候等环境因素，结合类比工程资料，推荐评价区植被恢复以草为主、灌木为辅，植物种类应选择当地易生长的物种，评价推荐的主要植物种类详见表 6.3-1。

表6.3-1 评价区植被恢复主要植物种类选择

地貌类型	植物种类
黄土梁、沟谷	紫花苜蓿、紫穗槐、小叶杨、榆、小叶杨、侧柏、圆柏、刺槐、月季
河谷地区	紫穗槐、沙柳、沙蒿、沙棘、柠条、黑麦草、早熟禾、小叶杨、榆、毛白杨、油松、圆柏、刺槐、月季

6.3.7.施工期环境管理

对工程施工期进行环境管理，是减少施工期对周围环境产生负面影响的重要组成部分，也是判断施工期决策的环境基础。

(1)环境管理主要内容

①建设项目初步设计和施工设计中是否全面落实了环境影响报告书及其批复文件的要求；

②建设项目的施工过程是否落实环境影响报告书及其批复文件的要求；

③建设项目施工期间污染防治设施、生态建设与保护措施的实施与进度；

④施工期间的环境质量、污染物排放是否符合国家和地方规定的标准；环境保护投资是否落实到位。

本工程评价提出的施工期环境工程管理建议清单见表 6.3-2。

表 6.3-2 施工期环境管理清单

项目	管理项目	管理内容	管理要求
环境 空气	施工场地	①在雨后或无风、小风时进行，减少扬尘影响 ②尽量减少原有地表植被破坏	①遇 4 级以上风力天气，禁止施土 ②尽量将植被、树木移植到施工区外
	管线开挖	①开挖多余土石方尽量用于填方 ②干燥天气施工要定时洒水降尘	①土石方合理处置 ②强化环境管理，减少施工扬尘
	运输车辆 建材运输	①水泥、石灰等运输、装卸 ②运输粉料建材车辆加盖篷布	①水泥、石灰等要求袋装运输 ②无篷布车辆不得运输沙土、粉料
	建材堆放	沙、渣土、灰土等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	①扬尘物料不得露天堆放 ②扬尘控制不利追究领导责任
	施工道路	①道路两旁设排水沟 ②硬化道路地面，减少扬尘	①废水不得随意排放 ②定时洒水灭尘
声环境	施工噪声	①定期监测施工噪声 ②选用低噪声机械设备	施工场界噪声符合 GB12523—2011《建筑施工场界环境噪声排放标准》
水环境	施工废水	经临时沉砂池处理后回用，不外排；	零排放

		钻井废水全部入泥浆罐中，生产废水经处理后回用	
	生活污水	设防渗旱厕，生活杂排水用于绿化或场地洒水	
固废	泥浆罐	必须采取防漏防渗措施，泥浆不落地，废弃泥浆和岩屑委托处置，含油岩屑暂存库暂存交有资质单位处置	处置率 100% 严禁随意堆放，防止对土壤污染。
	钻井岩屑		
	试井落地油	采取试油进罐方式，落地油及时回收	减少落地油排放量，回收率达到 100%
	井场危废、管道防腐废物	集中分类收集，定期交有危废处置资质的单位安全处置	处置率 100%
	弃土弃渣	排入指定渣场、控制水土流失	零排放
	生活垃圾	统一收集运往垃圾填埋场	零排放
生态环境	地表开挖	及时平整，植被恢复	完工地表裸露面植被必须平整恢复
	建材堆放	易引起水土流失的土石方堆放点采取土工布围栏等措施	严格控制水土流失发生
	环保意识	强化环保意识	开展环保意识教育、设置环保标志
环保设施和环保投资落实情况		环保设施在施工阶段的工程进展情况	严格执行“三同时”制度，确保环保措施按工程设计和报告书要求同时施工建设

7.运行期环境影响预测与评价

7.1.环境空气影响分析

运行期废气主要为站场加热炉排放烟气、地面站场和原油集输挥发损失的烃类气体等，废气中主要污染物为烟尘、SO₂、NO_x和非甲烷总烃。

7.1.1.加热炉烟气排放影响

(1)污染源强与评价因子

本次产建工程主要新建增压站1座，设置300kW加热炉1台，改建站场不涉及加热炉的改造，故本次评价选用新建的学24增加热炉进行大气预测，确定预测因子为PM₁₀、SO₂和NO_x。烟气中主要污染物排放情况见表4.2-11。

(2)预测模式

选用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐模式AERSCREEN模型，模型基于AERMOD 计算内核，对多个源、多个污染物一次筛选出最大占标率等，直接给出评价等级建议。

(3)估算模式所需参数

AERSCREEN 估算模式计算所需参数见表7.1-1。

表7.1-1 估算模式参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		37.7
最低环境温度/℃		-29.4
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	■是 □否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸边熏烟	□是 ■否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4)预测因子

本次评价预测因子有：PM₁₀、SO₂、NO_x。

(5)排放源强

项目主要大气污染源为加热炉排气筒，排放的主要污染物为NO_x、SO₂ 和PM₁₀，采用导则推荐的估算模式计算学24增300kW 加热炉运行时的烟气污染物，各污染物排放参数清单见表7.1-2。

表7.1-2 大气污染物排放参数

排放源	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	排气筒出口内径/m	烟气流速(m/s)	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)		
	X	Y								SO ₂	NO _x	PM ₁₀
学24增加热炉	15	-6	1638	8	0.1	13.08	120	8760	正常	0.0033	0.0277	0.0015

(6)预测结果

计算结果见表7.1-3。

表7.1-3 学24增加热炉烟气估算模式计算结果

污染源	污染物	下风向距离 (m)	最大落地浓度(ug/m ³)	占标率 (%)
加热炉	SO ₂	418	2.5799	0.5160
	NO ₂		21.6559	8.6623
	颗粒物		1.1727	0.2606

根据表 7.1-3 可以看出，本项目投产运行后，增压站新建加热炉烟气排放对周边大气环境影响程度较小，各污染源下风向 0~25000m 范围内的主要污染物 SO₂、NO₂ 和颗粒物最大落地浓度占标率均小于 10%，为二级评价，满足标准浓度限值。项目运行后不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设加热炉烟气对区域大气环境的影响程度可以接受。

7.1.2.无组织排放烃类气体影响分析

本项目无组织废气为油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体。根据工程分析，油气集输过程中挥发的烃类气体主要来自采油井口挥发和储罐大小“呼吸”等密闭性较差所形成的泄漏。本次工程井场原油全部采取管输方式，正常生产情况下密闭集输过程中逸散的烃类物质较少。

(1)评价因子

非甲烷总烃

(2)预测模式

选用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐模式AERSCREEN模型进行预测。

(3)估算模式所需参数

AERSCREEN 估算模式计算所需参数见表7.1-4。

表7.1-4 估算模式参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		37.7
最低环境温度/℃		-29.4
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4)排放源强

本次评价选取油井布置数量最大的井场（5口油井），以3#井场为代表，对其挥发的烃类气体（非甲烷总烃）为无组织污染源进行预测。污染物排放参数清单见表7.1-5。

表7.1-5 无组织大气污染物排放参数

面源名称	面源长度m	面源宽度m	与正北夹角°	初始排放高度m	年排放小时数h	排放工况	污染源强kg/h
井场	90	45	0	1.5	8760	正常	0.06

(5)预测结果

计算结果见表7.1-6。

表7.1-6 无组织烃类估算模式计算结果

污染源名称	污染物种类	下风向距离（m）	最大落地浓（ug/m ³ ）	占标率（%）
无组织废气	非甲烷总烃	83	47.4680	2.3734

根据表7.1-6预测结果，井场非甲烷总烃无组织排放下风向最大浓度47.468μg/m³，最大占标率2.3734%，下风向0~25000m 范围内落地浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量参考值2.0mg/m³；各主要站场非甲烷总烃无组织排放对环境空气影响小，烃类气体无组织排放对环境空气影响小。

(6)影响评价

本项目开发范围内，既有不同站场、又有众多的井场，点多面广，相互之间距离较远，叠加影响有限，产建工程采取密闭原油集输工艺，根据类比监测和预测计算，烃类气体排放对区域环境空气质量影响较小，同时随着石油开发技术的不断进

步, 对伴生气综合利用率的进一步提高, 无组织挥发将进一步减小, 对区域环境空气的影响得到有效控制, 在可接受的范围内。

7.1.3. 污染物排放量核算

表 7.1-7 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
主要排放口					
1	学 24 增加热炉烟气	SO ₂	9	0.0033	0.029
		NOx	75	0.0536	0.243
		PM ₁₀	4	0.0030	0.013
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.029
		NOx			0.243
		颗粒物			0.013

表 7.1-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	逸散挥发	非甲烷总烃	密闭	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中二级标准	4.0	8.77
无组织排放总计						
无组织排放总计		非甲烷总烃				8.77

表 7.1-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.029
2	NO _x	0.243
3	颗粒物	0.013
4	非甲烷总烃	8.77

7.1.4. 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 7.1-10。

表 7.1-10 建设项目大气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 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5 km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>	500 ~ 2000t/a <input type="checkbox"/>	< 500 t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	非甲烷总烃		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>

				不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input checked="" type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2020) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>
大气环境影响评价与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/> 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长 = 5 km <input checked="" type="checkbox"/>
	预测因子	预测因子 (SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、NMHC)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>	
	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% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>		C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>		k > -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、NMHC)		有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>					
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.029) t/a		NO _x : (0.243) t/a		颗粒物: (0.013) t/a NMHC: (8.77) t/a	

注: “□” 为勾选项, 填“√”; “()” 为内容填写项

7.2.地表水环境影响分析

本项目新建增压站及井场均为无人值守，管线巡线人员依托现有劳动定员，本项目不新增劳动定员，无生活污水产生。本工程运行期的废水主要是油田采出水和井下作业废水。

7.2.1.作业废水

王盘山油区现有作业废水处理站 1 座：学 67-15 撬装式作业废水处理站，位于樊学镇张山村，设计处理规模为 600m³/d。目前该作业废水处理站已取得环评批复（定环批复〔2019〕70 号），并与 2020 年通过自主验收。

油田作业废水由专用车辆拉运至学 67-15 撬装式作业废水处理站水处理系统处理后回注油层，不排入地表水体。油田作业废水运输过程中不存在抛洒现象，运至采出水系统全部处理后回注油层，该类废水零排放，产建完成作业废水水处理规模及依托能力校核见工程分析 3.6.7. 章节，不会对地表水体产生影响。

7.2.2.采出水

本项目不新建采出水处理工程，依托区块内现有脱水站或联合站进行采出水处理。

在正常生产情况下，采出水依托现有学一联采出水处理站、学三脱水站采出水处理系统处理后回注油层，不排入地表水体。

本项目依托各站场采出水处理规模及依托能力校核见表 3.6-18，可以满足本次产建采出水处理需求，不会对地表水环境产生影响。

7.2.3.地表水环境影响评价自查表

本项目地表水环境影响评价自查表见表 7.2-1。

表 7.2-1 建设项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文要素影响型 <input type="checkbox"/>		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ; 饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ; 涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ; 重要湿地 <input type="checkbox"/> ; 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道 <input type="checkbox"/> ; 天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ; 水产种质资源保护区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ; 间接排放 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ; 径流 <input type="checkbox"/> ; 水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ; 有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ; 非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ; pH 值 <input type="checkbox"/> ; 热污染 <input type="checkbox"/> ; 富营养化 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ; 水位(水深) <input type="checkbox"/> ; 流速 <input type="checkbox"/> ; 流量 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 A <input type="checkbox"/> ; 三级 B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 <input checked="" type="checkbox"/> ; 在建 <input type="checkbox"/> ; 拟建 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ; 环评 <input type="checkbox"/> ; 环保验收 <input type="checkbox"/> ; 既有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input type="checkbox"/> ; 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		()	监测断面或点位个数 () 个	
现状	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²		
	评价因子	(/)		

评价	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 <input type="checkbox"/> ；Ⅱ类 <input type="checkbox"/> ；Ⅲ类 <input checked="" type="checkbox"/> ；Ⅳ类 <input type="checkbox"/> ；Ⅴ类 <input type="checkbox"/> 近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准（）	
	评价时期	丰水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	
	评价结论	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 <input checked="" type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 <input checked="" type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 依托污水处理设施稳定达标排放评价 <input checked="" type="checkbox"/>	达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km ²	
	预测因子	（）	
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>	
	预测背景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>	
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>	

	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 <input type="checkbox"/>				
污染物排放量核算	污染物名称		排放量/ (t/a)	排放浓度/ (mg/L)	
	(COD、石油类、SS)		(0)	(/)	
替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/ (t/a)	排放浓度/ (mg/L)
	()	()	()	()	()
生态流量确定	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				
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>			
	监测计划		环境质量	污染源	
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
		监测点位	(/)		
		监测因子	(/)		
污染物排放清单	<input checked="" type="checkbox"/>				
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>				
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可打√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。					

7.3.地下水环境影响分析

7.3.1.运行期地下水影响识别

根据地下水导则要求，一般情况下，建设项目须对正常状况和非正常状况的情景分别进行预测。正常状况指建设项目工艺设备和地下水环境保护措施均达到设计要求条件下的运行状况。非正常状况指建设项目的工艺设备和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。

本项目为石油开采项目，营行期项目对地下水环境的影响因素主要为原油、采出水、井下作业废水（修井废水和洗井废水）等废水，废水的下渗可能会造成地下水环境的污染。

地下水污染途径主要为油田采出水、井下作业废水在产生、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”。地下水环境影响因素详见表 7.3-1。

表 7.3-1 运行阶段对地下水环境影响分析表

工程类型	重要设备	泄漏途径	
		正常状况	非正常状况
井场	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。
增压站	撬装增压设备1套	为地上一体化撬装设备，不易发生泄漏	不易发生泄漏
管线	单井管线、集输油管线、注水管线	长时间运行后，管线老化，接口处可能发生小量持续泄漏	长时间运行后，管线老化，接口处可能发生小量持续泄漏

7.3.2.运行期正常状况地下水环境影响评价

7.3.2.1.采出水回注井对地下水环境影响

(1)注水层位及回注层地质构造

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：

- a、具备适于油气储集的储集层；

b、具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；

c、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。按照水文地质资料，项目采出水回注层位为三叠系延长组，与上伏的含水岩组底界之间存在约 500~1000m 厚的地层封隔，且按照上述油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，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)注水井井身结构

注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可认为不会对地下水水质产生影响。注水井井身结构示意图 7.3-1。

7.3.2.2.污废水对地下水环境影响

油田开采的运行过程中，产生的污废水主要包括井下作业废水以及油田采出水。正常状况下，会对其进行收集处理，水质达到《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016）标准后回注油层进行驱油开采，处理回用率 100%。

本次工程学三脱、学一采采出水系统改造采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，各新建 1 座污水污泥池，污水污泥池为钢砼结构。正常状况下，采出水处理设备防渗层根据《石油化工工程防渗技术规范》GB/T 50934-2013 要求施工，要求防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。本次工程位于黄土地区，评价要求处理站中污水污泥池防渗措施采用 2mm 厚的 HDPE 膜(渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-12} \text{cm/s}$)。

根据工程实施方案，本次扩建工程采取中心站管理模式，依托现有工程人员，不新增劳动定员，不新增生活污水。现有生活保障点设置生活污水处理设施，生活污水处理

达标后用于站场绿化。井场正常状况下全封闭运行，无人值守，不产生生活污水。

因此在正常状况下认为运行期污废水对地下水环境基本不会产生影响。

7.3.2.3. 固体废弃物对地下水环境影响

落地油：一般呈点状散落在井场，并主要积聚在土壤表层。由于落地油的粘度较大，在黄土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度。且该地区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故在正常状态下，落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，根据要求，对散落的落地油进一步采用铺设防渗布的方式进行回收，故作业过程中可实现落地油的全部回收。正常运行情况下对地下水环境影响较小。

含油污泥：在原油脱水和采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥属危险固体废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存、处置，最终全部收集送有资质单位处置。因此正常运行情况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

7.3.2.4. 注水管线对地下水环境的影响

建设项目中的注水管线采用环氧粉末普通级结构外防腐，含水油管线内表面采用环氧玻璃纤维复合内衬普通级，整体挤涂不少于三道，涂膜干膜总厚度不小于 1000 μm 。注水管线采用 EP 重防腐进行内防腐。

可见，建设项目运行期所采用的管线具有防腐功能，且本项目大部分注水采用清水，不会对管线造成较大的腐蚀作用。采出水在管内封闭输送，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

7.3.3. 非正常状况地下水环境影响评价

如果建设单位未按规定执行环境保护措施，或者执行了环保措施但环保措施失效，就可能会对地下水环境造成影响。根据本项目运行过程中可能导致地下水污染的主要因素，本报告重点预测评价以下非正常状况：

- (1) 采出水回注井渗漏对地下水环境的影响。
- (2) 输油管线泄漏对地下水环境的影响。
- (3) 其他原油泄漏对地下水环境的影响。

7.3.3.1. 采出水回注井渗漏对地下水环境的影响

采出水回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作

人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面瞬时点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

(1) 预测情境

根据前文分析，将泄漏点概化为平面连续点源，该工况下的溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，此次预测采用平面连续点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型（6.2.3.3 章节公式）。

在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，如此一来，若发生渗漏，产生的危险性也较大，以便于对该事故的危害做出最大化的评估预测。

评价因子及源强：本次评价以回注井中回注水作为预测污染源，石油类作为预测因子，按照要求，处理后水质达到《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SYCQ3675-2016）回注水质指标后回注油层（石油类浓度 $\leq 80\text{mg/L}$ ，取 80mg/L ）。根据新建回注井的设计规模，单井配水量为 $25\text{m}^3/\text{d}$ ，假设当天回注水全部泄漏至含水层，则石油类源强为 2000g/d ，1 天后采取措施停止泄漏，此时渗漏的量达 2000g 。

(2) 预测结果及分析

① 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：

本次预测选取了 100d、200d、1000d 三个时间点，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 7.3-2 和图 7.3-2 至 7.3-4，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 7.3-5。

表 7.3-2 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	1130	748	39.5	33	1.31
200d	1979	1218	55	45.5	0.65
1000d	6205	2262	130	99	0.13

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（注水井泄露 100d 时），

石油类浓度最大为 1.31mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 39.5m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 200d 时，石油类最大浓度为 0.65mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 55m；1000d 后，石油类最大浓度为 0.13mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 130m。

②白垩系环河组承压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：由于含水层较厚，本次预测选取了 50d、100d、200d、1000d 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承压含水层中的运移情况见表 7.3-3 和图 7.3-6 至 7.3-9，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 7.3-10。

表 7.3-3 白垩系环河组承压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)
50d	320	160	19.5	13.5	0.22
100d	511	167	25	15	0.11
200d	741	39	31.5	10	0.055
1000d	209	/	33.5	/	0.011

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（注水井泄露 50d 时），石油类浓度最大为 0.22mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 19.5m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 100d 时，石油类浓度最大为 0.11mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 25m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 200d 时，石油类最大浓度为 0.055mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 31.5m；1000d 后，石油类最大浓度为 0.011mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 33.5m，此时已不再超标。

③白垩系洛河组承压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：由于含水层较厚，本次预测选取了 50d、100d、200d、1000d 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承压含水层中的运移情况见表 7.3-4 和图 7.3-11 至图 7.3-14，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 7.3-15。

表 7.3-4 白垩系洛河组承压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)
50d	61	41	8	6.5	2.10
100d	97	65	10.5	8.5	1.05
200d	170	99	14	11	0.52
1000d	554	163	25.5	15	0.10

从图表中可以看出,在假设的非正常状况下,在预测初期(注水井泄露 50d 时),石油类浓度最大为 2.1mg/L,此时污染晕最大迁移距离为 8m,随着时间的推移,石油类浓度逐渐变小;第 100d 时,石油类浓度最大为 1.05mg/L,此时污染晕最大迁移距离为 10.5m,随着时间的推移,石油类浓度逐渐变小;第 200d 时,石油类最大浓度为 0.52mg/L,此时污染晕最大迁移距离为 14m;1000d 后,石油类最大浓度为 0.10mg/L,此时污染晕最大迁移距离为 25.5m。

综上所述,非正常状态下注水井泄露对地下水产生一定程度的污染。

在非正常状态下,各含水层受污染影响最大的是第四系黄土含水层,超标距离 99m;污染物在各含水层中迁移范围最远的是第四系黄土含水层,迁移距离 130m;距离污染源 40m(厂界)处影响最大的是第四系黄土潜水含水层,在注水井泄漏后 450d 即出现超标,超标最严重时石油类浓度可达 0.02mg/L。

由此可见,注水井泄露后会对注水井周围地下水产生污染,但其范围和时间都是有限的,对地下水影响小。

7.3.3.2.其他原油泄露对地下水的影响

除了上述的泄漏情况外,其他可能发生的原油泄漏情况还包括输油管线泄漏、注水管线泄露、落地油处理不彻底及井喷等。

(1)输油管线泄漏对地下水环境的影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生,泄漏的原油下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

管线发生泄漏的原因有如下几种:误操作、机械故障、外力作用和腐蚀,这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高,发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制;贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的,污染危害取决于防污工程质量,因此这类污染发生的可控性很高,故一般发生在局部,应以预防为主。

根据类比资料分析可知,发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内,很难下渗到 2m 以下,事故对周围水环境的影响主要表现为对周围地表水体的

影响,对地下水体的影响概率不大。本地区由于处于黄土梁峁区,表层黄土厚度有数米~一百多米,地下水位埋深相对较深,在采取及时清理泄露处地表含油土壤,消除污染源等措施下,不会造成地下水污染。

(2)注水管线泄漏对地下水环境影响

根据前文分析,建设项目采用的注水管线均采取了防腐措施,在正常情况下回注水对地下水环境的影响较小,在非正常情况下如施工等活动造成注水管线的破损导致回注水泄漏进而通过包气带进入地下水含水层就有可能对浅层的地下水水质产生一定的影响。

同时根据工程分析,拟建项目的注水管线两端均安装有压力检测装置,一旦发生泄漏可及时发现,基于以上原因,本次评价认为采出水泄漏与储罐泄漏渗漏相比对地下水环境的影响方式及影响程度是基本一致的。加之回注水当中原油的含量较少,再加上项目区的蒸发量较大,因此污染物将很难到达潜水面,随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于井场储罐泄漏造成的污染,此类状态下的污染程度和范围都很小,因此对地下水环境的影响可类比井场储罐泄漏,在此处不再单独进行量化预测分析。

(3)井喷对地下水的影响

发生井喷后,会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中,伴生气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故发生后,油田会启动事故应急预案,散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物,会被及时收集,并转运处理。

原油除了管线输送外,还会使用罐车运输的方式,在运输过程中很可能会因为人为因素发生事故而导致原油泄漏,但该类事故一般都能及时发现并处理。

(4)落地油对地下水环境影响

根据前文分析,在正常情况下落地油对地下水环境的影响较小,但不排除处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性。相比于原油管道泄漏,此状况下原油残余量较小,根据 LNAPLs 的运移规律,地表残余原油在重力和土壤毛细力的驱动下,垂直向下迁移,同时也横向扩展,由于原油残余量较小,且评价区内包气带普遍较厚,因此原油将全部被截留在包气带中。但是,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。那么相对于井场储罐泄漏造成的污染,此类状态下

的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响可类比井场储罐泄漏，在此处不再单独进行量化预测分析。

(5)原油和危废拉运对地下水的影响

运输原油和危废的车辆发生事故后，可能产生原油或含油污泥泄露，导致原油在包气带向下运移，污染土壤和地下水。

相比于原油管道泄漏，此状况下原油出现泄露可及时发现，并可采取措施封堵。原油残余量较小，根据 LNAPLs 的运移规律，地表残余原油在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，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。那么相对于管线泄漏造成的污染，此类状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响可类比管线泄漏，在此处不再单独进行量化预测分析。

7.3.4.对地下水环境保护目标影响分析

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。本项目回注水依托现有注水站进行回注，依托联合站对采出水处理达标后回注油层，不会对地下水产生影响。

结合前文预测分析结果，根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，在以上非正常工况下，可能会对周边一定范围内地下水环境产生一定影响。根据现场调查，项目地下水评价范围内无居民水源井，因此，该类事故对地下水环境影响很小。

7.3.5.服务期满地下水环境影响

建设项目进入退役期，油、水井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，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，井区内的潜水含水层和白垩系含水层均不再受石油开采的影响。

7.4.声环境影响分析

项目运行期噪声主要为井场采油作业噪声和站场噪声。

7.4.1.井场采油作业噪声

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八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之间，皆为低频噪声，根据预测模式计算抽油机衰减分布结果见表7.4-1。

表 7.4-1 抽油机噪声衰减分布表 单位：dB(A)

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范围内，根据现场调查，井场周围100m范围内无居民，评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

7.4.2.站场运行噪声影响

本次产建工程新建及改扩建站中，200范围内无声环境敏感点。最近声环境敏感点为改造站场学3脱北侧200m处的陈高庄村。根据工程概况及工程分析可知，本次工程改造站场新增噪声源不多，对周围声环境影响变化不大，因此本次噪声预测选择规模较大的新建场站学24增进行预测。

7.4.2.1.噪声源强

本次产建工程新建增压站1座，改扩建站场3座，选择规模最大，噪声源最多的新建增压站学24增进行噪声预测。根据噪声污染源分析，学24增噪声设备主要有油气混输集成装置（含加热炉燃烧器）、加药装置、循环水泵等噪声源，各设备间外噪声源强见表7.4-2。

表7.4-2 增压站噪声源强

声源编号	噪声源位置	采取措施前设备声压级dB(A)	运行台数	降噪措施	采取措施后排放总声压级dB(A)	排放规律	室内/室外	声源位置(x,y)
1	油气混输集成装置	80~85	1台	基础减振、隔声罩	75	连续	室内	(15.25, -14.71)
2	外输泵	85~90	1台	基础减振	85	连续	室外	(-13.8, -8.99)

7.4.2.2. 噪声预测模式及条件

(1) 噪声预测条件与模式

1) 条件概化

- ①考虑声源至受声点的距离衰减；
- ②空气吸收、雨、雪、雾和温度等影响忽略不计；

2) 预测模式

$$L(r) = L(r_0) - 20\lg(r/r_0) - \Delta L$$

$$L_{pn} = 10\lg\left[\sum_{i=1}^n 10^{0.1L_{pni}}\right]$$

式中：\$L_{pn}\$—第 \$n\$ 个受声点的声级，dB(A)；

\$L_{pni}\$—第 \$n\$ 个受声点距第 \$i\$ 个声源；

\$\Delta L\$—各种衰减量；

\$r_{ni}\$—第 \$i\$ 个噪声源到第 \$n\$ 个受声点的距离，m；

\$L(r)\$—受声点距离第 \$i\$ 个声源 \$r_m\$ 处的声级，dB(A)；

\$L(r_0)\$—离声源距离 \$r_0m\$ 处的声级，dB(A)；

\$r\$—预测点距离声源的距离 m；

\$r_0\$—参考位置距声源的距离m。

7.4.2.3. 预测结果

学 24 增环境影响预测结果见表 7.4-3。

表 7.4-3 学 24 增噪声预测结果 单位：dB (A)

预测点	坐标		贡献值	达标情况	
	x	y		昼间	夜间
北厂界	-1.42	27.44	42.25	达标	达标
南厂界	-12.14	-29	49.76	达标	达标
西厂界	-34.28	-8.99	49.38	达标	达标
东厂界	34.30	-13.28	42.87	达标	达标
评价标准	二类区：昼间：60dB (A)；夜间：50dB (A)				

根据表 7.4-3 及图 7.4-1，学 24 增运行期各厂界预测点噪声贡献值为 42.25dB(A)~49.76dB(A)，昼夜间噪声贡献值均满足《工业企业厂界噪声排放标准》2 类标准要求，且站场周围 100m 范围内无居民点，故运行期学 24 增设备噪声不会对周围声环境造成影响。

7.5.固体废物环境影响分析

7.5.1. 固体废物分类

本项目运行期产生的固体废物有落地原油、含油污泥以及废机油。按照《国家危险废物名录》（2021 年版）分类，落地油、含油污泥、废机油以及废机油桶均属危险废物。

7.5.2.落地油环境影响分析

区块运行期落地油主要在修井过程产生，通过在井场地面覆盖厚塑料布，将落地油全部回收，避免了落地油对环境影响。

由于区块开发区域广，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。

区块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、井场雨水蒸发池等环保措施，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，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。

因此，只要按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准对落地原油采取试油进罐、设置围墙、回收池、防洪沟等相应的回收和防治措施，区块开发产生的落地油对地表水的影响小。

7.5.3.含油污泥对环境影响分析

在原油脱水和油田采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。项目含油污泥主要来源于接转站、增压站等的油罐、污水罐底泥和采出水处理系统的含油污泥。若不处理直接排放，不但占用大量耕地，而且将对周围土壤、水体、空气造成污染。

开发井区内各井场、站场均设污油泥池，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）建设独立的贮存场所来暂存该类危废，且必须有耐腐蚀的硬化地面，表面无裂痕。用专门的容器进行收纳，并配员工进行看管。清罐产生的含油污泥全部采用防渗 PVC 包装袋封装后在作业区现有污油泥暂存点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。

7.5.4. 废机油、废机油桶对环境影响分析

各站场设备在维修和拆解过程中产生废机油和废机油桶，产生量较小，属于危险废物，定期送有资质单位进行处置，处置率 100%，对环境影响较小。

7.6.生态环境影响分析

项目对生态环境的影响主要在施工期。项目施工期由于占用土地、填挖方及临时用地等，使评价区内的林地和草丛等遭到铲除、剥离、压占等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，生物量、生物多样性及生态价值下降，同时项目施工改变项目区原有地形地貌，改变土地利用现状等都对植被和动物生存造成影响。

7.6.1.对生态系统的影响分析

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，因此，具体建设项目在具体位置进行避让后不会对整个生态系统或敏感目标造成较大影响。

7.6.2.对土地利用的影响影响

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、场站施工过程中临时营地的搭建以及集输管线敷设过程中临时占地。

7.6.2.1.永久占地

永久占地将彻底改变原有土地利用类型的性质，但由于永久占地面积相对较小，对评价区土地利用方式的影响较轻微。工程建成后，通过在场站周围进行绿化，可一定程度上补偿永久占地造成的生态损失。

7.6.2.2.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。

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，对评价区土地利用结构影响小。

7.6.3.植物、动物影响分析

7.6.3.1.植物影响分析

工程在施工期结束之后，在临时占地及部分永久占地区域采用绿化措施。绿化植物配置以乡土树种为主，选择当地优良的乡土植物和先锋植物，将占地恢复为灌木林或草地。因而在运行期初期评价区植被相对于施工期有一定程度的提升。

另外，绿化工程在配置时尽量采取“乔、灌、花、草”复合结构，有助于评价区生物多样性的恢复。经过一定时间的恢复之后，人工植被演替成次生植被，可进一步恢复项目区生物多样性。

同时，项目运行期仍会产生一定的污染对当地植被造成影响。油田管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物及植被的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表的植物及植被产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。评价认为按照设计要求敷设，管道工程对地表植被的影响小。

井场在运行期间仅会产生少量烃类气体，对植被的影响相对较小。突发性事故导致的油、水泄漏，将会使受影响的植被枯萎或死亡，但突发性事件的发生概率极小，一般限制于较小的范围内，而且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显影响。

站场在运行期间会产生一定量的污水和垃圾，但污水经过处理后用于绿化或农灌，垃圾将运入当地环保部门指定的垃圾填埋场，因此对植被的影响相对较小。

7.6.3.2.动物影响分析

运行期对动物的影响主要是场站噪声、交通噪声和交通阻隔。场站设备噪声较小，对动物影响极小；道路干线投入使用后，交通噪声将对道路两侧一定范围内的动物栖息产生影响，但项目区地广人稀，动物活动及栖息空间广阔，对动物栖息及活动影响很小；

但交通干线对行动缓慢的动物有一定的阻隔作用。运行期，井场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小。但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动。另外原油运输道路的交通噪声存在一定的惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类，基本不存在影响。

7.6.3.3.对土壤生态的影响分析

工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其原有的植物生长和农业生产能力。根据建设项目的工程内容，管线工程和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大；施工便道的修建对土壤的影响相对较小。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质和土壤肥力的影响两个方面。

(1)土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

①扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为15~25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在施工过程中，该工程对土壤耕作层影响较严重。

②混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作

物生长。

(2)土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

7.6.3.4.水土流失的影响分析

工程建设期由于施工活动要进行土石方开挖，不可避免地破坏自然植被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，增加了土壤侵蚀强度，在雨季很容易发生水土流失，增加当地的水土流失量。水土流失主要发生在施工期，其影响因素主要表现在以下几个方面：

(1)占用荒地和山坡地，破坏原有植被，增加了地面裸露和松动，植被面积减少和植被破坏，使得植被覆盖率降低，抗蚀能力减弱，水土流失加剧。

(2)破坏原有的水土保持措施。

(3)挖方、填方、取土等导致地表松动和裸露。

(4)弃土弃渣堆放不当，形成新的水土流失，一方面，取土、取石会造成底层岩石松动和裸露，另一方面，弃土堆积不当，不仅会被侵蚀，而且为泥石流的产生提供条件。

(5)施工方法不当增加新的滑坡、坍塌因素。

(6)施工过程中土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成水土流失量增大，必须采取相应的水土保持措施，要求项目建设过程中应严格执行《中华人民共和国水土保持法》等法律法规要求，编制水土保持方案报告，具体水土保持结论及要求应以水土保持方案报告为准。评价要求工程建设时采取水保措施治理，必须加强生态恢复和水土流失的防治，力争工程的建设不加重区域水土流失。

(7)开挖作业会对冲沟造成暂时性破坏，开挖深度一般在设计冲刷线以下2m左右，待施工完成后，采用恢复措施，覆土复原植被恢复，一般大开挖施工期较短（3~5 天）。对冲沟产生影响较小。

7.6.4.景观影响分析

本次扩建工程完成后，评价区内的景观格局发生了一定的变化。油田开发占地，使原有斑块发生破碎化倾向，景观类型的优势度均有所下降；油田用地的景观优势度提高，

景观斑块密度增大，频度增加；但油田景观面积相对较小，比例较低，景观斑块分散、破碎且连通性差，不具备动态控制能力，对生态调控作用小，尚不构成对生态环境起决定作用的景观基底。总体上看，原有区域的景观连通程度仍较好，区域的景观基底仍以绿色植被为主。

7.6.5.农业生产影响分析

运行期对农业生产的影响主要集中于采油、油气集输事故排放等方面。

按照标准井场建设，在采油过程中原油泄漏极少，但经过一定时间后的修井，则首先将井杆全部抽出，可能造成落地原油，如不进行有效的回收和处理，则对井场附近农田会造成一定程度和范围的污染。根据兰州大学实验，当土壤原油含量小于 0.5%时，原油对土壤具有一定的肥力作用，可适当提高作物产量；当土壤原油含量在 0.5~1.0%时，对作物生长影响不大；当土壤原油含量大于 1.0%时，原油对作物生长有较大的不利影响。因此，对于农作物而言，落地原油的有效收集和进行充分分散的土地处理，是避免农作物影响的有效途径。

在油气集输过程中，正常运行情况下，不会对农业生产造成影响。但若发生事故，泄露原油将导致部分农田表层土壤严重污染，将造成农作物绝产。

7.6.6.退役期环境影响分析

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、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

7.7.土壤环境影响分析

(1)石油开采项目的影响特点

从钻井、采油、集输、原油处理到采出水回注，石油开发的各个环节均可能对土壤环境产生污染，但均发生在事故排放下。其影响主要是由于石油类污染物排入后造成土壤结构的改变、降低了土壤质量，影响同外界的物质、能量交换，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。

(2)石油开采项目的影响途径

石油的流动性较差，根据资料，泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在0~40cm左右的表层，通过及时采取应急处置措施，泄漏污染可基本控制在泄漏点周边小范围内，且主要集中在站场或管线占地范围内结合上述分析，项目对土壤环境的影响主要表现为事故工况下泄露的石油类对土壤性质、土壤肥力和土壤污染三个方面的影响。其中，土壤性质和土壤肥力的影响详见生态环境影响评价内容，本节重点分析项目对土壤环境的污染影响。

7.7.1.正常状况下

(1)施工期

油田开发施工期产生的岩屑与废弃钻井泥浆一起经施工现场配备的地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有资质的单位进行安全处置；落地油和含油污泥在作业过程中铺设防渗布防止散落，作业结束后全部回收，委托有资质单位进行处置；生活垃圾通过集中收集运送至指定地点统一处理。正常情况下，不会对井、站场土壤环境造成污染。

(2)运行期

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；站场储罐和水处理装置产生的含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位或在厂内危废暂存点集中暂存；站点生活垃圾统一收集、清运，交当地环卫部门指定地点处置。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

7.7.2.非正常情况下

项目井、站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计影响。

7.7.2.1.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》，落地油属于危险废物，危废类别HW08。落地油中主要成分为各种烷烃、环烷烃、芳香烃的混

合物。

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。

7.7.2.2.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。

7.7.2.3.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。

7.7.3.土壤污染预测与评价

拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下垂直入渗影响，下面针对该影响途径进行污染预测与评价。

7.7.3.1.污染预测方法

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。

垂直入渗对土壤环境的影响，采用一维非饱和溶质运移模型进行预测：

一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial (\theta c)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—弥散系数，m²/d；

q—渗流速度，m/d；

z—沿 z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

初始条件：

$$c(z, t) = 0 \quad t=0, L \leq z < 0$$

边界条件：

第一类 Dirichlet 边界条件：

连续点源：

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z=0$$

非连续点源：

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t \geq t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z=L$$

(2)模型概化：

①边界条件

根据定边县志提供资料，定边县自然降水的空间分布大体是北少南多。日最大降水量 40mm 以上的有 6、7、8 月，而达到暴雨标准(>50mm/d)的仅 8 月，基本全部为短时集中暴雨，因此将石油类的渗漏概化为非连续性的点源污染，按照最不利气候条件下(降雨量 50mm/d、降雨持续时间 24h、地面蒸发量取 8 月平均蒸发量 13.2mm/d)。上边界为有积水的降雨条件，下边界为自由排水边界。

②垂直入渗预测参数选取

模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立评价区黄土溶质模型。

原油中主要成分为各种烷烃、环烷烃、芳香烃的混合物，本次预测选取石油类作为主要预测因子。由于石油类密度比水轻，且在水中的溶解度较低，参照 TPHCWG(1997)中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油类可溶态污染物的最高浓度值约为

18mg/L。根据张淼等在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线，考虑室内和室外的尺度差异，石油类纵向弥散系数取值为 19.5，自由水中扩散系数取值为 16.7；根据吸附解析的实验研究（参见史红星《石油类污染物在黄土高原地区环境中迁移转化规律的研究》），采用 Herry 吸附模型刻画石油类的吸附动力学过程，饱和吸附量取值为 134.07，吸附系数取值为 0，经验系数 beta 取值为 1。参照地下水预测章节，项目区所在区域第四系黄土潜水含水层渗透系数为 0.76m/d。模拟厚度设置为 30m，模型剖分按 10cm 间隔，共 3001 个节点。初始含水率设置为田间持水量。根据现状调查，土壤剖面各分层的土壤参数略有不同，本次均选取最大值进行预测，土壤相关参数见表 7.7-1。

表 7.7-1 预测模型土壤参数表

参数	饱和导水率 (cm/s)	总孔隙度 (%)	容重 (g/m³)	土壤含水量%	纵向弥散系数	扩散系数	饱和吸附量	含水层渗透系数
数值	1.57	51.10	0.78	37	19.5	16.7	134.07	0.76

7.7.4.预测结果及分析

基于以上评价因子的源强及模型参数，落地油随降雨渗入土壤环境的影响预测结果见图 7.7-1 所示。

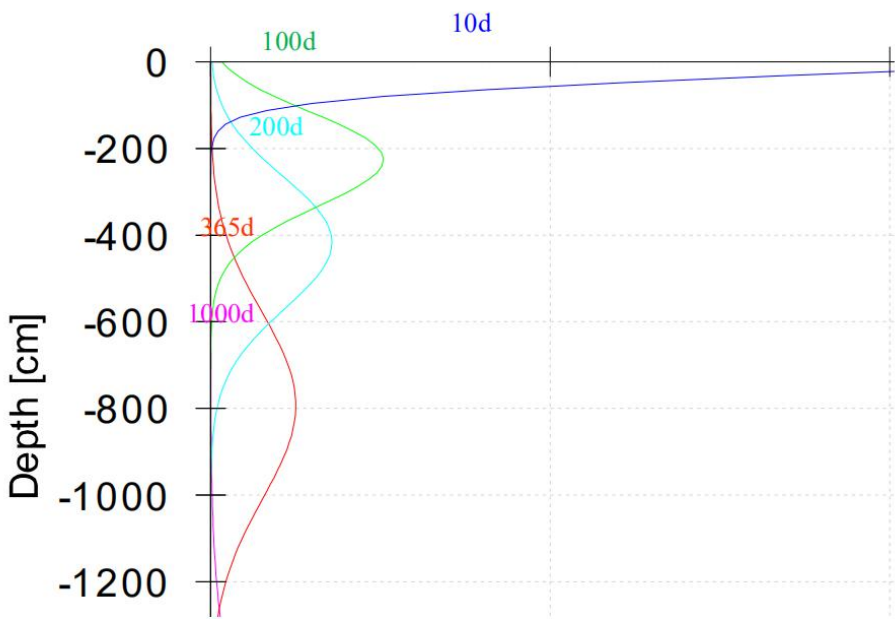


图 7.7-1 落地油淋滤石油类在土壤运移剖面特征图

表 7.7-2 石油类一维非饱和和溶质运移估算结果

序号	天数(d)	最大浓度(mg/L)	最大浓度对应深度(m)	最大运移距离(m)	最大距离处浓度(mg/L)
1	10	1.8617	0	2.96	3.317×10 ⁻⁹
2	100	0.3381	2.15	7.21	1.404×10 ⁻⁹
3	200	0.2375	4.07	10.28	1.902×10 ⁻⁹

4	365	0.0591	8.70	/	/
5	1000	/	>16	/	/

①运移发生第 10d 时，土壤表层石油类浓度最大，达 1.8617mg/L；污染物最大运移深度 2.96m，对应浓度 3.317×10^{-9} mg/L；

②运移至 100d 时，最大浓度为 0.3381mg/L，对应深度 2.15m 处；最大运移深度为 7.21m，对应浓度 1.404×10^{-9} mg/L；

③运移至 365d，最大浓度为 0.0591mg/L，对应深度 8.70m 处；最大运移深度已经超过了模拟深度；

④运移至 1000d 时，最大浓度所在位置的深度已经超过了模拟深度。

由此可见，在前文所预测的非正常状况下，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，当落地油洒落于地面，在有强降雨持续发生时，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类产生的影响会逐渐消失。

根据史红星等人《黄土地区土壤对石油类污染物吸附特性的实验研究》通过室内静态实验，研究了石油类污染物在黄土地区土壤中的吸附行为。实验表明石油类污染物在黄土地区土壤中的吸附符合 Henry 吸附模式，吸附分配系数为 134.07；黄土对石油类的吸附速度很快，10min 内即可接近吸附平衡。根据黄廷林等人《石油类污染物在黄土地区土壤中竖向迁移特性试验研究》，通过室内土柱淋滤动态试验，模拟了石油类污染物在饱水条件下在黄土地区土壤中竖向迁移的过程。试验结果表明，黄土对石油类有很强的截留能力，石油类很难向土壤深层迁移，土壤中可检出的石油类最大迁移深度为 30cm

项目场地分为黄土梁峁区，其中土壤为黄绵土，厚 2.7m，分布连续稳定，根据研究表明，黄土对石油类的吸附速度较快，对石油类有较强的截留能力，石油类很难向土壤深层迁移，对土壤的影响非常有限，不会存在较大土壤污染情况。

为了减少石油泄漏对土壤环境的影响，评价要求拟建项目按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求做好分区防渗，可进一步保护项目场地的土壤环境。

7.7.5.土壤自查表

表 7.7-3 土壤自查表

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□	土地利用类型图

别	占地规模	(27.624) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、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	石油类				
	特征因子	石油类				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类☑; II 类□; III 类□; IV 类□				
	敏感程度	敏感☑; 较敏感□; 不敏感□				
评价工作等级		一级☑; 二级□; 三级□				
现状调查内容	资料收集	a) ☑; b) ☑; c) □; d) □				
	理化特性	见章节5.3.4			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	2	2	0~0.2m	
		柱状样点数	5	/	0~3m	
现状监测因子	建设用地: 汞、砷、铜、铅、镉、铬(六价)、镍、锑、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃C ₁₀ -C ₄₀ 农用地: pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃C ₁₀ -C ₄₀					
现状评价	评价因子	建设用地: 汞、砷、铜、铅、镉、铬(六价)、镍、锑、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃C ₁₀ -C ₄₀ 农用地: pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃C ₁₀ -C ₄₀				
	评价标准	GB 15618√; GB 36600√; 表D.1□; 表 D.2□; 其他 ()				
	现状评价结论	达标				
影响预测	预测因子	石油类				
	预测方法	附录E√; 附录F□; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围(土壤深度3m) 影响程度(较小)				
	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	建设用地和农用地	
		4	建设用地: 苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 农用地: 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	3年1次		
	信息公开指标	土壤跟踪监测计划				
评价结论		从土壤环境影响的角度, 项目建设内容总体可行				

8.运行期环境保护措施及可行性分析

8.1.大气环境保护措施及可行性分析

8.1.1.伴生气回收利用措施

(1)实施油气密闭输送：本工程实施后大部分井场原油实施密闭管输。拟采取定压阀回收套管气、增压站、接转站密闭分输或混输技术等措施确保流程密闭，可将烃类逸散控制至0.2%以下。

(2)井场开采的原油密闭输送至增压站，在增压站进行气液分离后，分离出的伴生气首先作为加热炉燃料和生活燃料，事故状态下，伴生气全部送火炬燃烧。

(3)轻烃回收系统：本项目不新建轻烃回收装置。根据产能部署情况和轻烃厂现状，本次产建主要依托学一联合站轻烃厂，进行了回收利用。王盘山区目前已建伴生气处理装置1套，学一联轻烃厂设计规模 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理气量 $1.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。毗邻学一联合站，伴生气回收系统完善，已经形成环形管网，以学一联为核心，对区域内伴生气进行调配、集中处理。

根据伴生气平衡计算，本次产建依托轻烃厂可行性见表8.1-1。

表8.1-1 轻烃厂依托型分析

轻烃厂	设计规模	富余能力	本次产建工程新增伴生气处置量	依托可行性
学一联	$2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$0.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$4109.6 \text{m}^3/\text{d}$	可行

8.1.2.加热炉烟气污染防治措施

对于本次产建工程建设站场学24增1座，加热炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧后产生的烟气通过8m高烟囱排放，其排放烟气须执行《陕西省锅炉大气污染物排放标准》（DB 61/1226-2018）表3其他燃气锅炉标准， NO_x 、 SO_2 、颗粒物排放浓度须达到 $150 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $10 \text{mg}/\text{m}^3$ 。

根据2018年12月陕西晟达检测技术有限公司对学五转、学一转、学一脱的燃气加热炉排放监测数据，以及本次评价对学一联合站、学3增压站、学19增压站燃气加热炉排放废气数据，各监测数据显示，烟尘、 SO_2 与 NO_x 排放浓度最大可达到 $7.4 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $9 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $145 \text{mg}/\text{m}^3$ 。由上述可知，现有加热炉污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)相关标准，对环境的影响轻微。在采用清洁燃料伴生气的前提下，烟气经8m 高排气筒排放，污染防治措施可行。

8.1.3.无组织烃类污染防治措施

根据相关实践与研究结果，并结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），提出以下减少无组织烃类排放的防治措施。

(1)油田采出水、原油稳定装置污水等采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施；

(2)在油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原有稳定装置的全过程采用密闭工艺流程；

(3)采油井的井口加强密闭性；

(4)优化操作，减少操作环节，合理安排储运作业；

(5)加强管理，减少操作环节，合理安排储运作业。

8.2. 地表水环境保护措施及可行性分析

8.2.1.采出水处理工艺可行性

(1)废水分析

油田采出水其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙，采出水随采油井服务年限的增加而增加。根据工程调查，油区采油初期含水 60%，随着开采时间的延长，含水率不断提高。后期采出水量约为 172.5m³/d，主要污染物组分为：SS、COD 及石油类。本项目依托现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，不外排。

(2)控制目标

生产废水经处理设施处理后达到《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016），全部回注区块开发油层。本产建工程最大注水井口压力 18MPa<20MPa，故悬浮固体含量须≤80mg/L，含油量须≤80mg/L，悬浮固体颗粒直径中值≤10μm。生产废水处理率和回注率均达到 100%。

(3)产建方案处理工艺选择及达标分析

本项目不新建采出水处理工程，采出水处理依托现有学三脱水站、学一采采出水处理系统，主要对学三脱和学一采进行工艺改造。

学三脱水站和学一采均采用““沉降除油+气浮+过滤””工艺，三相分离器来水进入沉降除油罐，对污水中油污和悬浮物进行分离沉降，采用水力负压排泥器定期排泥，连续溢流堰收油，处理后的采出水进入缓冲水罐。污水池主要接受站内重力排水，污泥池接受沉降除油罐排出的罐底污泥，自然沉降后上清液自流至污水池，具

体工艺流程图见图8.2-1。

(4)处理工艺可行性分析

根据西安瑞谱检测技术有限公司 2019 年 7 月 16 日~17 日对学一采采出水处理系统出口水质的监测结果见附件。

学三脱水站和学一采本次改造后采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，改造后采出水处理系统经处理后的采出水均可达到采出水回注执行《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016）中的悬浮固体含量须 $\leq 80\text{mg/L}$ ，含油量须 $\leq 80\text{mg/L}$ 的要求，处理工艺可行。

8.2.2.作业废水处理工艺可行性

运行期的井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂等。压裂、酸化工艺过程与施工期相同；洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施；上述作业产生的废水统称为井下作业废水。井下作业废水含有高分子聚合物、各类化学助剂、重质原油等，水质极端复杂。本项目作业废水由王盘山油区现有学 67-15 撬装式作业废水处理站进行处理，设计处理规模为 $600\text{m}^3/\text{d}$ 。

(1)处理工艺

本项目作业废水依托学67-15撬装式作业废水处理站，此作业废水处理站采用“气浮+二级沉降+二级过滤（石英砂过滤+滤膜过滤）”处理工艺，工艺流程见图8.2-2。

(2)处理工艺可行性分析

学67-15撬装式作业废水处理站采用“气浮+二级沉降+二级过滤（石英砂过滤+滤膜过滤）”处理工艺。该工艺为目前长庆油田作业废水使用的主要工艺之一，2020 年 4 月 24-25 日，榆林市碧清环保科技有限公司对污水处理设施进、出口水质进行了监测。根据《长庆油田分公司第八采油厂学 67-15 撬装式作业废水处理站建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，处理后的作业废水中石油类浓度为 $2.69\sim 2.85\text{mg/L}$ ，SS为 $36\sim 38\text{mg/L}$ ，出水浓度均可满足《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ3675-2016）主要控制指标要求，出水回注油层，出水回注油层，作业废水处理站处理工艺可行。

8.2.3.处理及回注规模的依托可行性

根据工程分析，本次产建工程采出水产生量 $4.8\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，本项目不新建采出水

处理工程，采出水均依托现有学三脱、学一采采出水处理系统进行处理。各站场采出水处理规模及依托能力校核见表 3.6-18，可以看出，各站场剩余采出水处理能力可以满足本次产建工程采出水处理需求。处理规模依托可行。

运行期井下作业废水平均产生量约 $7.53\text{m}^3/\text{d}$ ，学 67-15 撬装式作业废水处理站设计处理规模为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理规模为 $230\text{m}^3/\text{d}$ ，余量为 $370\text{m}^3/\text{d}$ 。学 67-15 撬装式作业废水处理站主要服务对象为王盘山油区，本项目完全可以依托该作业废水处理站处置作业废水。

本次产建新建注水井 10 口，单井配注量 $25\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水回注依托现有采出水处理站，各区块注水层位均为同层回注。本项目依托各注水站注水能力依托可行性分析见表 3.6-20。经校核，现有采出水注水站注水能力均满足本项目注水要求。

本项目不新增水源井，清水供水均依托现有工程水源井，定边区块现有在用水源井口 71 口，供水能力 $9955\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际供水 $5311\text{m}^3/\text{d}$ ，尚有余量 $4644\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增清水供水量 $124.56\text{m}^3/\text{d}$ （ $4.55\text{万 m}^3/\text{a}$ ），故现有水源井供水能力可满足本次产建工程日常生产注水量需求。

综上，各类废水可以依托油区现有废水处理系统处理，注水均可依托现有注水站回注，水源井供水也可以满足清水回注需求，项目依托可行。

8.3.地下水环境保护措施及可行性分析

本次评价依据《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定地下水环境保护措施。

8.3.1.源头控制措施

8.3.1.1.钻井工艺设计及施工质量控制措施

(1)钻井一开从地表黄土层起，直到钻开基岩 30m 以上，必须采用无毒无害的清水聚合物型钻井泥浆，避免泥浆对浅层地下水造成污染。钻井过程中随时调整泥浆浓度，维护井壁，防止钻井废水漏失及注水井回注出现问题。

(2)套管下入后注水泥固井时，应按照设计要求使水泥浆在管外环形空间上返到规定的高度。钻井一开水泥从管外返至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染；二开注水井的水泥返至地面，采油井返高至洛河组顶界以上 50m，确保安全封闭此

深度内的潜水层和承压水层。

(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。

固井措施表层套管进入岩石层 30m 以上,表层使用壁厚不小于 8.94mm×J55API 标准的套管,井口打水泥帽,二开井口不晃动,出口导管不外溢泥浆,防止泥浆顺表层套管渗入黄土层;采油井油层套管水泥返高至洛河组顶界以上 50m,注水井水泥返高至地面,保证固井质量。固井质量要求:

①要求进行声幅测井、变密度测井;

②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。

油井、注水井固井结构与地下水含水层对比见图 8.3-1。

8.3.1.2.废水收集及回用措施

(1)钻井废水

①保证钻井废水及废弃泥浆不产生溢流现象,做到废水不外排。

②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。

③钻井结束后,钻井废水拉运至学 67-15 撬装式作业废水处理站处理达标后回注油(2)油田生产废水

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、脱水站内油水分离,通过管道直接进入现有采出水处理设施处理;井下作业废水全部通过罐车运至拟建学 67-15 撬装式作业废水处理站进行处理。

③生产废水经水处理设施处理后达到《长庆油田采出水回注技术指标》(Q/SYCQ 3675-2016),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)生活污水

建设期各井场设临时防渗旱厕，生活杂排水用于场地洒水，不外排。

8.3.1.3. 防止固废淋溶下渗污染地下水的措施

(1)钻井泥浆、岩屑

钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑在作业过程中应一同存放在泥浆罐内，收集后企业进行资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置，处理率达到 100%。

(2)落地油

①对落地油采取有效的回收措施，井口排出物全部进罐，最大限度减少落地油的产生并全部回收落地油，从源头上消除落地油对地下水的影响。

②井口安装井控装置，井场内修建防渗污油池及导油槽，导油槽要与污油池相连且清洁畅通，保证井口泄漏原油得到收集。

③运行期修井作业往往会有部分原油散落在油井周围成为落地油，及时全部回收落地油。

8.3.1.4.防止管线泄漏污染地下水措施

①油田采出水属高矿化度水，其中采出水中 SO_4^{2-} 、 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 离子含量高，而这几项成分都是造成采出水积垢及腐蚀的主要影响因素。建议对采油井、注水井、各类管线采用环氧冷缠带加锌阳极防腐工艺、阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，或使用新型防腐管材，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染地下水；

②石油输送管线敷设前，应将管沟底部黄土压实、平整；

③为避免山体塌方、雨季山洪冲断和冬季管线冻裂等自然因素造成的管线破裂，设计铺设线路时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，避开洪水汇集口；

④管线埋设时应在冻土层以下即深埋 1.4m，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

8.3.2.地下水分区防渗措施

8.3.2.1.分区防渗分级

本项目在建设过程中应依照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934）的

要求进行防渗，根据生产装置和设施的性质、地下水环境风险及水文地质条件、包气带岩性结构、污染控制难易程度及污染物类型，将井场、站场等地面设施的防渗等级分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

污染控制难易程度分级和天然包气带防污性能分级参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表 5 和表 6，见表 8.3-1 和表 8.3-2 进行确定。

表 8.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 8.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩石的渗透性能
强	$Mb > 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
中	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件
注：Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。	

项目所在地包气带主要为第四系黄土，据区域地层资料，该层渗透系数为 $2.89 \times 10^{-5} cm/s$ ，根据表 8.3-2，判定本项目场地包气带防污性能分级为“中”。参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016 表 7)，确定本项目代表性工程的防渗分区具体见表 8.3-3。

表 8.3-3 地下水污染防渗分区表

工程类型	场地	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗分区
井场	污油池及导流槽	中	难	持久性有机物	重点防渗区
	注水、采油井台	中	易	持久性有机物	一般防渗区
	雨水收集池	中	易	其他类型	简单防渗区
增压站	污油池	中	难	持久性有机物	重点防渗区
	事故油箱(单层钢结构)	中	难	持久性有机物	重点防渗区
	油气混输一体化装置	中	易	持久性有机物	一般防渗区
	伴生气分液器	中	易	持久性有机物	简单防渗区
	外输阀组	中	易	持久性有机物	一般防渗区
	水箱	中	易	其他类型	简单防渗区

防渗技术要求：重点防渗区：等效黏土防渗层 $\geq 6m$ ，防渗层渗透系数 $\leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 。具体防渗技术指标参照《石油化工工程防渗技术规范》GB/T50934-2013；一般防渗区：等效黏土防渗层 $\geq 1.5m$ ，防渗层渗透系数 $\leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 。将管沟底部黄

土压实、平整；简单防渗区：全部水泥硬化处理

8.3.2.2.分区防渗要求

①重点防渗区

重点防渗区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和复合防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 6.0m；刚性防渗结构应采用水泥基渗透结晶型抗渗混凝土（厚度不宜小于 150mm）+水泥基渗透结晶型防渗涂层（厚度不小于 0.8mm）的结构型式，防渗结构层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；复合防渗结构应采用土工膜（厚度不小于 1.5mm）+抗渗混凝土（厚度不宜小于 100mm）的结构型式，抗渗混凝土的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

重点防渗区地面四周应设置一定高度的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳下可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

②一般防渗区

一般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 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 1.5m；刚性防渗结构抗渗混凝土渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-8} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 100mm；柔性防渗结构土工膜厚度不应小于 1.5mm。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与可能接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

一般污染防治区地面四周应设置高度不低于 150mm 的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳整个装置区可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

③简单防渗区

简单防渗区采用非铺砌地坪或者普通混凝土地坪，地基按民用建筑要求处理即可。

具体的防渗分区和防渗措施应在下一步设计中进一步优化。

8.3.3.地下水环境管理与跟踪监测

8.3.3.1.环境管理

(1)加强施工管理与环境监理，发现问题及时解决，避免污水、污油事故排放对地下水造成污染。

(2)在人员素质和管理水平提高上下功夫，严格定期检查各种设备的制度，积极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平。

(3)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。

(4)加大环境执法力度，实施建设项目“三同时”制度，严禁将污废水直接排放地表水及支沟中，以防止入渗补给地下水的地下水受到污染。

8.3.3.2.地下水跟踪监测

为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，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，建立起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。

由于建设项目井场、站场较多，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下游；四是监测点尽量布置在距离水源井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。初步布置的水质监测点分布见表 8.3-4。

水质动态监测具体监测项目有：pH、石油类、挥发酚、氯化物、溶解性总固体、

氨氮、硫化物、耗氧量等。监测频率要求是每季一次，发现异常时，加密到每月甚至每周一次。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。

表 8.3-4 地下水水质跟踪监测点一览表

编号	点位	坐标	监测点类型
1	孟咀村水井	N 37°09'8.67" E 107°36'27.76"	跟踪监测点
2	学一注水源井 (X12S1)	N37°11'28.6" E107°36'17.8"	跟踪监测点
3	杨高山村水井	N37°10'54.97" E107°40'33.92"	跟踪监测点

8.3.4.地下水环境污染事故应急处理预案

制定预案目的：有序开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。结合本项目特点，参照有关技术导则，制定地下水污染事故处理程序见图 8.3-2。

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时及时向各级政府承报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程进验收。

8.4.噪声环境保护措施及可行性分析

由于井区噪声源分布非常分散，井场运行期噪声很小，站场运行期噪声源主要有输油泵等泵类，计量设备，加热炉，空冷器等。为降低噪声影响，参照已投运工程噪声污染防治措施，在井站场设计中一般采取降噪措施有：

(1)优化各站场选址及平面布置，尽量远离居民点，高噪声设备尽量远离厂界，未实施站场拟建地周围200m范围内均无居民敏感点。

(2)高噪声设施，均选用低噪声设备，主要泵类设备（输油泵）等均进行独立基

础减振，且均置于输油泵房内，并加装隔声门窗，管道进行隔声包扎。

(3)加热炉选用低噪声设备，采用基础减振。

(4)在输油泵配套的电机机壳外安装减振垫、隔声罩。将高噪声泵类设置在泵房内，在泵房的墙壁和房梁上安置吸声板或吸声材料。

(5)加强增压站等主要噪声源周围的植被绿化工作。

评价认为采用以上措施后，可有效的减少噪声影响，各站场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会产生扰民现象，噪声污染控制措施可行。

8.5.固体废物环境保护措施及可行性分析

8.5.1.落地油的控制及回收

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”。

(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

井场内修建容积不小于 18m³的防渗水泥污油池及导油槽（三口井以上的丛式井要建不小于 20m³的污油池），导油槽要与污油池相连且清洁畅通，保证井口泄漏原油得到收集，并用罐车定期回收。

(3)井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油。

(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。

项目从井控措施、建设清洁文明井场、加强管理等方面对落地油在源头上加以控制，使之尽量“不落地”，控制措施基本可行。

8.5.2.含油污泥的回收与处置

含油污泥属危险固体废物（HW08 含矿物油废物），在原油脱水和油田采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。对油泥的处置措施是一方面将含油污泥进行减量化、资源化（减量化采取密闭冲氮气清罐，热力循环，热

水清泥等措施降低含油污泥量；资源化是将其中的清罐油泥作为调剖剂，调整井壁吸水剖面，填堵裂缝）处理。

运行期采出水处理设施、油罐以及在分离器检修时会产生含油污泥。依托现有暂存点临时贮存，后由陕西邦达环保工程有限公司集中处置。

根据调查，项目产建过程中产生的油泥和含油岩屑属于危险固废，按照要求需将油泥全部采用防渗 PVC 包装袋封装后临时暂存于现有作业区设置的油泥暂存池内，暂存后送有资质单位处置。目前第八采油厂王盘山油区已建成 2 个污油泥暂存点，其中樊学作业区 1 个莲 6 污油泥暂存点，定边县樊学乡孟嘴村，储存规模为 200m³（230t/a），定边作业区 1 个苗 33-20 污油泥暂存点，位于定边县樊学乡张山村，储存规模为 100m³（115t/a）。

莲 6 污油泥暂存点和苗 33-20 污油泥暂存点均于 2016 年取得环评批复，批复文号分别为定环批复〔2016〕67 号和定环批复〔2016〕68 号；并均于 2017 年完成竣工环保验收；根据现场踏勘，污油泥暂存点已采取设置顶棚及围堰，地面进行防渗处理等措施，已按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单的要求修建。

第八采油厂目前与陕西邦达环保工程有限公司签订了危废处置协议，危废处置协议详见附件。该危废处置单位的经营范围可收集废矿物油与含矿物油废物（071-001-08），收集处理范围定边县区域，可处理能力 80000t/a。本产建项目产生含油污泥量为 52.36t/a，上述公司的处理能力完全可以满足要求。

综上分析，本项目产生的固体废物均可得到合理处置，处置率达到 100%，对环境影响较小。

8.6. 生态环境保护措施及可行性分析

根据项目地生态环境调查及工程在运行期内对生态环境影响特点、重点区域情况以及油区开采、站场建设中已经产生的生态环境影响问题，有针对性地制定生态环境恢复目标和具体指标，对产建工程在运营期提出生态环境保护恢复措施；对闭井期提出生态恢复与重建措施。

8.6.1. 生态修复目标及指标

根据油田生态环境特征，参考《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》的要求，确定本项目生态修复工程的目标为：

(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)对本次调查中发现的现存生态环境问题进行整治。

本产建项目生态修复目标与指标见表 8.6-1。

表 8.6-1 生态恢复目标和指标

防治目标	序号	分类	总指标
现有问题整改	1	部分井场及道路的临时占地未进行植被恢复，水土流失严重。	水土流失总治理度 $\geq 85\%$
水土保持	1	扰动土地整治率	95%
	2	水土流失总治理度	$\geq 85\%$
	3	拦渣率	$\geq 98\%$
	4	林草覆盖率	$\geq 85\%$
生态恢复	5	工业广场及办公生活区绿化率	$\geq 85\%$
	6	井场周围绿化率	$\geq 75\%$
	7	清洁文明井场占有率	95%
	8	植被存活率	95%
	9	井场恢复率	100%

8.6.2.施工期生态保护与恢复措施

8.6.2.1.生态环境影响避免措施

(1)在具体工程井位布设中，要避开水源保护区、文物古迹等环境敏感区，管线、道路穿越公路时要严格按照规定办理相关手续，并采取保护措施。

(2)各工程选址从保护农田的角度，避让基本农田保护区，尽量减少对耕地的占用，工程占地应以区内未利用地为主，以减轻对环境的影响。

(3)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。

(4)在符合管线总走向的前提下，管线埋设尽量避开地层复杂、土质软弱、含水率大和地下水发育地段，尽量避免与河流、冲沟近距离并行。

(5)管线、道路实施分段作业，避免长距离施工造成大面积的施工裸露带。

(6)妥善处理施工期产生的各类污染物，避免其对生态环境造成重大的污染。

(7)施工过程中,发现有野生动物的栖息地时,应尽量避免,不得干扰和破坏野生动物的栖息、活动场所。

8.6.2.2.生态环境影响减缓措施

(1)在各类设施建设施工期,要采取尽量少占地,尽可能少占农田和林地,少破坏植被的原则;尽量缩小施工范围,尽量缩小破土、毁林宽度;各种施工活动应严格控制在施工区域内,并将临时占地面积控制在最低限度,以免造成土壤与植被的不必要的破坏。

(2)对于施工过程中破坏的植被,要制定补偿措施,进行补偿。对于临时占地和新开辟的临时便道等破坏区,严格执行国务院颁发的《土地复垦规定》,施工结束后要立即进行土地复垦和植被重建工作。

(3)在开挖地表、平整土地时,采取“分层开挖、分层回填措施”,以恢复提高植被恢复速度;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者平整土地,恢复原有用地性质。

(4)通过加大对作业带有机肥料的投入,增加土壤有机质含量,恢复土壤团粒结构,减轻施工活动对土壤的压实效应。

(5)制定严格的施工操作规范,建立施工期环境监理制度,严禁施工车辆随意开辟施工便道,严禁随意砍伐植被,对破坏林地植被的补偿应按森林补偿费用计算。

(6)油田建设中应充分利用已有道路和临时道路,沿已有车辙行驶,不随意开设便道。道路建设中必须将路两侧的绿化同时考虑,建立乔、灌、草相结合的立体护路林带;管线建设待管道敷设填埋后,应立即恢复植被,管道埋设处可以采用浅根的草本或小半灌木植物,两侧以灌木或半灌木为宜。

(7)井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。

(8)井场及道路两侧设置排水设施;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埝截水设施,疏导原有自然径流,防止上游来水冲刷场地。

(9)应加强对施工人员生态环境保护意识的教育,在道路边、作业区,设置环境保护警示牌,从管理上对作业人员加强教育,切实提高保护作业区生态环境的意识。

严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐，尽可能使野生动物生境少受影响。

(10)施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损害，在比较陡的地段设置挡水墙。施工结束管道回填后，及时修筑挡水墙。作为永久性设施保留下来，并在施工作业带内洒种草籽或其它适宜的植物种子，使地表植被得到恢复。

8.6.2.3.生态环境整治措施

(1)管线、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。

(2)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。

(3)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。

(4)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。

(5)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。

从本项目工程运行和施工安全角度考虑，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，具体情况见下表 8.6-2。井场典型生态保护措施示意图见图 8.6-1，管线典型生态保护措施平面布置见图 8.6-2。

8.6-2 工程生态环境影响防治措施布局表

分区措施	井场区	管线区	井场道路	附属配套工程区
工程措施	土地平整复耕	管沟回填、压实，回填后平整复耕	路面铺设砂石	污油泥临时存放点场地硬化
植物措施	平整后种植灌草	回填后种植灌草	道路两侧布设防护林	四周布设防护林、临时占地结束后种植灌草
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	临时洒水	土工布覆盖，临时弃土

8.6.3.运行期生态保护措施

8.6.3.1. 井场

(1)井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业漠视，及时回收落地油。

(2)洗井采用活动洗井车密闭洗井。在注水井口采用活动洗井车进行洗井，洗井废水通过洗井车内沉砂除油过滤流程多次循环利用，不外排。修井作业过程中带罐上岗，废水收集入罐，修井结束后运往学 67-15 作业废水处理站进行处理，达标后

回注。

(3)修井过程中产生的落地油通过铺设防渗布进行收集，要求落地油全部回收，回收率达到100%。

(4)对井场防渗污油池中的油泥，委托有资质的单位及时清理，并进行安全处置。

(5)及时回收井下作业过程中产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内。

8.6.3.2. 站场

(1)本工程事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强站场日常生产监督管理和安全运行检查工作，指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。

(3)污染源及环境保护设施应加强管理，保证达标排放。

(4)加强对绿化植物的管理和维护，减少运营初期因植物未恢复而造成水土流失。

(5)发生油气泄漏等突发性事件，应当采取应急措施，防止污染面积扩大；落地油污物应当在排除故障后5日内予以清除，并对受污染的土壤进行处理。

(6)井场典型生态保护措施平面布置见图8.6-3。

8.6.3.3. 管线区

(1)对管道施工过程中无法避让必须占用土地，挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

(2)对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

(3)在管线建设过程中，应坚固线路走向与生态环境保护，尽量避开农田、林地等，以减轻对生态环境的破坏。

(4)在山区、丘陵和冲沟地带铺设管道，会在地表植被破坏的基础上，进而引起水土流失。管线临时占地在施工结束后，需根据管线敷设地段地形，进行管沟回填及地貌恢复，使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不能形成汇水环境，管线多沿既有道路及山坡敷设，沿山坡敷设要及时进行草袋护坡，并撒播草籽，尽快使其恢复与周围生态景观协调一致。

8.6.3.4.道路区

(1)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。

(2)加强对绿化工程的管理与抚育，防虫、防火，禁止采伐油区道路沿线两侧栽植的乔（灌）木。

(3)建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。

(4)道路两侧宜绿化区域实现林草覆盖，有效覆盖面积不低于98%。道路干线种植路基防护林，井场公路的单侧至少种植绿化树种和草丛防护林，绿化树种选择速生杨、速生柳、侧柏等。

(5)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。

(6)主要干线道路两侧设置截排水沟，减轻对道路路基的冲刷，减少水土流失量。

8.6.4.闭井期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建。

(1)井场区生态恢复与重建措施

①退役期油井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择油松、侧柏、杨树等。

③在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

④留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

⑤关闭油井应将封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。

⑥梁峁顶防护体系，以种植灌草为主防风固土，控制梁峁及其附近地域土壤侵

蚀；

⑦崩缘线防护体系，以沟头防护体系为主，拦截梁崩坡防护体系的剩余径流，分割水势，防止溯源侵蚀。

⑧按照当地生态县建设规划要求，报废油井应将打井的油层和井口封死，井场及其坡面必须整治复垦还田或者植树种草，恢复植被。

(2)站场区生态恢复与重建措施

①退役期站场应当在退役后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、植被恢复，18个月内达到土地使用功能。

②植被恢复初期采取鱼鳞坑整地，种植沙打旺、芨芨草、紫花苜蓿等；后期栽植沙棘、柠条、柳树、胡枝子、紫穗槐、刺槐、臭椿等乔灌木种。

③与水土保持工程措施相结合，设置截、排水沟等，防止引发大量水土流失。

(3)管线区生态恢复与重建措施

退役输油输水管线应在彻底清管后予以卡段盲堵，沿线应设禁止开挖标识，清管废水应拉运有采出水处理设施的站场，经处理后回注油层，严禁直接排放。

(4)道路区生态恢复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，耕地要及时复垦，草地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；其余道路应恢复为耕地或草地等原土地利用类型。

③在路段上游坡面开水平沟或挖鱼鳞坑，拦蓄降水就地入渗，同时采取工程护坡固土，恢复植被。

④在下游坡面以草灌为主植物护坡，防止路面散水冲刷边坡，拦渣、护坡、恢复植被；在路面外侧及其扰动坡面上采用植物护坡，路边采用旱柳或紫穗槐作为行道树，路面上下坡扰动面采用侧柏与油松混交护坡，隔坡种苜蓿。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

8.6.5. 生态保护、恢复与重建费用

评价初步估算生态保护、恢复与重建费用见表8.6-2。

表8.6-2 油田生态保护、恢复与重建费用估算

项目	措施	费用（万元）
以新带老	已建站场、井场、道路尽快采取工程和植物措施进行整改完善	50
施工期生态保护	施工管理、分层开挖回填、植被恢复	125
运行期生态保护	落地油回收、植被绿化等	75
井场恢复与重建	拆除采油设备、土地平整、覆土、植被恢复等	45
道路、管道恢复与重建	道路应恢复、土地平整、覆土、植被恢复等	30
站场恢复与重建	拆除围墙、土地平整、覆土、植被恢复等	50
合计	/	375

8.7.土壤环境保护措施及可行性分析

针对本工程可能发生的土壤污染途径，土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、运移、扩散、应急响应全阶段进行控制。

8.7.1.源头控制

本项目将选择先进、成熟、可靠的工艺技术，并且对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、设备、堆场采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将环境风险事故降到最低。提出以下污染防控措施：

(1)井场

①钻井过程中，采用环境友好的钻井液体系，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水全部排入移动式泥浆罐，上清液循环使用；钻井结束后，剩余钻井废水与废弃钻井泥浆一并进行无害化固化处置；严格把控固井质量，井口安装井控装置，将井喷等环境风险事故发生概率降到最低。

②油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%；井下作业酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或全部进罐运至污水处理系统进行处理、回注，压裂放喷返排入罐率应达到 100%；按标准化井场要求进行建设，井场内建设雨水蒸发池、雨水渠、污油池及防渗导排设施，确保井场雨水与污油不出井场。

③钻井含油岩屑、污水处理含油污泥等均属于危险废物，应按照《危险废物贮

存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，由有资质单位安全处置。

(2)站场

①油田采出水经采出水处理设施处理后达到《长庆油田采出水回注管理推荐指标（暂行）》，全部回注区块开发油层，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。

②建设单位应制定土壤污染隐患排查治理制度，定期对原油（或采出水）存储装置、处理设施及其输送管线定期开展隐患排查，发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患，并如实记录归档。

(3)管线

①管线铺设线路选择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，避开洪水汇集口；输送管线敷设前，应将管沟底部黄土压实、平整；

②管线埋设时应在冻土层以下即深埋 1.4m，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

③各类管线采用环氧冷缠带加锌阳极防腐工艺、阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，或使用新型防腐管材，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染土壤。

8.7.2.过程控制

本项目采取过程阻断、污染物消减和分区防控措施。

(1)井场、站场

参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)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，根据相应的防渗要求选择不同的防渗材料，并满足相应的渗透系数。

(2)管线

输油管线应设置泄漏监测装置，及时发现泄漏事故，防止原油或采出水泄漏污染土壤；及时收集被原油污染的土壤，阻断污染物下渗的污染途径；只要加强生产和监督，采取有效的防范措施，就可有效地防止和减轻污染。

对于输油管线原油泄漏造成的土壤污染，根据土壤类型可采取不同的措施，

表 8.7-1 原油泄漏采取的土壤保护措施

土壤类型	土壤理化特征	应急措施
------	--------	------

黄绵土	土壤通透性好；土层深厚，养分含量相对较高	由于土壤渗透性强，污染面积一般较小，易于控制和收集，将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复
黑垆土	土层深厚，保水、保土、土壤肥力较高，是较好的农耕土壤之一	石油易流失，污染范围大，布设集油坑，并将土壤表层及时收集后集中处理

8.7.3.跟踪监测与应急响应

8.7.3.1.跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，评价要求第八采油厂设置土壤跟踪监测系统，自行或者委托第三方定期开展土壤监测，重点监测原油（或采出水）存储装置、处理设施及其输送管线周边的土壤，建立完善的跟踪监测制度，以便及时发现并有效控制。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》（HJ 964-2018），一级评价土壤跟踪监测频次为三年 1 次。本项目土壤跟踪监测计划参见表 8.7-2。

表 8.7-2 土壤质量跟踪监测计划表

监测对象	监测项目	监测频率	执行标准
学 24 增站场	苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、石油烃（C10-C40）	三年 1 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）第二类用地筛选值
典型新建井场			
学 24 增、典型新建井场周围最近农用地	石油烃（C10-C40）	三年 1 次	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

8.7.3.2.应急响应

输油管道原油泄漏：一旦发现在原油在输送过程中发生了泄漏，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向河流、农田、居民点等重要目标或危险源流散，确保泄漏原油不进入地表水体；在原油泄漏险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地环保局的批准下妥善处理；对土壤中的污染物质进行消毒、洗消、清运，最大限度的消除危害。

注水井发生套外返水事故：注水井一旦发生套外返水事故，必须立即停止注水，重新修井、固井，并对已经污染的土壤进行相应的治理。

8.8.以新带老措施及可行性

经现场调查和收集有关资料，针对现有工程提出以下“以新带老”措施，详见表 8.8-1。

表 8.8-1 现有工程存在的主要环保问题及“以新带老”措施

序号	存在的主要环保问题	评价提出的“以新带老”措施	实施效果评价
1	部分井场及道路的临时占地未进行植被恢复，水土流失严重。	尽快采取工程措施和植被绿化措施，应在下一个绿化季前完成全部绿化恢复措施，减少水土流失量。	控制水土流失治理度 $\geq 85\%$
2	部分进站道路未建设排水设施，两侧未绿化。	进行排水设施的修建，两侧进行绿化。	扬尘可得到有效降低，降低幅度应 $> 50\%$
3	部分站场的进站道路未铺设砂石路面，道路交通扬尘严重。	对未铺设砂石路面的进站道路进行修整，减少交通运输扬尘。	

8.9. 闭井期环境影响及污染防治措施

8.9.1. 闭井期污染防治措施综述

(1)完成采油的废弃井，应用水泥封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地，恢复原有地貌。

(2)对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理；管线拆除产生的落地油及时回收。

(3)保留各类绿化、生态保护设施，使区块生态环境功能不变。

(4)闭井期拆除采油设备，清除回收输油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。

8.9.2. 封井的质控措施和要求

(1)封井工艺

采用全井筒技术封堵工艺。首先采用通井规通至射孔段，通井途中无明显遇阻、卡钻现象，起出通井钻。下挤封钻，挤封。打水拟塞封堵井筒，打水泥塞封井，候凝 24h，探水泥塞面，位置无误后，在井筒中投入废旧铁块、钢丝绳或抽油杆，并用生石灰以及碎石子交替充填井筒。打水泥塞 200m，塞面距离地表 460m，候凝 24h；在井筒中投入废旧铁块、钢丝绳或抽油杆，并用生石灰以及碎石子交替充填井筒，直至 100m。下废旧油管至 100m，从油管打水泥浆至套管返出，关闭套管向井筒挤水泥浆若干，至水泥车压力上升，使之充填缝隙，候凝 24h。如果表套与生产套管环空无水泥，应用水泥反挤填满。

(2)封井质量要求：油水井不出现套返现象。

(3)封井质量控制：封井的作业程序包括，井口处理、套内处理、套外处理和封井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。水泥胶结测井，主要是指声波幅度测井。声波经过两个接收器之间的空间的能量损失，作为衰减测量，由此可推导出套管外的水泥胶结质量。通过测量仪器绘制声波曲线，给出水泥胶结评价图，得出封井质量结果。

评价认为，在采取了上述闭井期污染防治措施后，可减缓闭井期对环境的影响，措施可行。环评要求油、水井退役全部封井后，要进行固井质量测量，确认每口井封堵完好。

8.10.项目环保投入估算

根据项目设计中的环保措施和本评价提出的环保措施，对本项目的环保投资进行概算（见表 8.10-1 和表 8.10-2），项目环保投入资金 1320.5 万元（其中环保设施及污染防治投资 655.5 万元，环保设施运行维护投资 665 万元），占总投资（0.77 亿元）的 17.15%。环保投资必须专款专用。

表 8.10-1 环保设施及污染防治投资估算表

单位：万元

分期	类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资 (万元)
以新带老	生态	井场站场	加强现有站场、井场站内空地绿化、站外临时占地绿化工作	/	纳入生态环境治理成本
	其它	/	清洁文明井场建设、伴生气回收利用等	/	80
施工期	废水	钻井废水	井场地上钻井废弃物收集罐	废水处理费用包含在废泥浆、岩屑处理费用中	
		压裂、酸化废液及试油废水	拉运至作业废水处理站车辆	/	30
		生活污水	设置防渗旱厕	17个	8.5
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	配套	2.0
			施工场地、围栏，道路临时硬化	配套	5.0
			道路洒水车辆	租用	1.0
	固废	钻井泥浆、钻井岩屑	井场废弃物委托处置等	85口	405
		含油岩屑	收集后委托有资质单位处置	/	10
		落地油	地面铺设防渗布全部收集	/	3
		生活垃圾	临时生活垃圾收集设施	配套	5
	生态	植被恢复	分层取土、分层回填、保存表土、植被恢复等	若干	纳入生态环境治理成本
运行期	废气	加热炉废气	设不低于 8m 高排气筒	设备自带	
		烃类气体	丛式井场套管气定压阀	16套	30
	废水	采出水	依托现有采出水处理系统处理	/	/

		作业废水	作业废水运输车辆	1 辆	30
	噪声	机泵	减振基座、吸声板等	站场	5
	固废	含油污泥	临时贮存设施	/	20
		落地油	地面敷设防渗布全部收集	/	8
			落地油回收车	2 辆	80
		废机油及废机油桶	交有资质单位处置	/	3
	环境风险	/	站场风险防范设施	5 个	10
退役期	生态	井场、站场、管线等恢复	拆除采油设备、土地平整、覆土、植被恢复等；拆除围墙、道路恢复、土地平整、覆土、植被恢复等	/	纳入生态环境治理成本
合计			655.5		

表 8.10-2 环保设施运行维护费估算表

单位：万元

项目	内容	数量	环保投入（万元）
环境监测	竣工验收监测	1 次	20
	环境质量监测	10a	20
	污染源监测	10a	15
生态综合整治	详见报告 8.6 节	10a	375
环保设备运行	材料等消耗（公用消耗未考虑）	10a	85
危险废物处置	委托专业单位运输及最终处置	10a	30
作业废水	拉运费	10a	120
合计	/	/	665

9.环境风险评价

9.1.风险调查

9.1.1.建设项目风险源调查

本工程为油田开发建设工程，生产作业工程中所涉及的危险物质主要为原油及其伴生气，油田运营过程中，从各井区采出的原油经管线输送至现有接转站、联合站进行气液分离，产生的伴生气主要供站场内加热炉燃烧或生活利用，多余的伴生气经进学一联轻烃厂回收，站场内不贮存。根据项目特点，选取原油及伴生气作为本项目风险评价的重点危险物质。

9.1.2. 环境敏感目标调查

建设项目环境敏感目标统计见表 2.7-2，环境敏感目标分布见图 2.7-1。

9.2.环境风险潜势初判

9.2.1.危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，按下式计算物质总量与其临界量的比值（Q）：

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

本工程主要站场包括新建增压站 1 座，不设储油罐；改扩建站场不新增油气储罐，不改变原站场环境风险可接受的结论。原油最终集中在现有接转站、联合站进行气液分离和脱水处理，不新增接转站、联合站、脱水站。

本项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果见表 9.2-1。本工程新建增压站、油气集输管线均不属于重大危险源。

表 9.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	储存规格	最大存在总量(t)	临界量 (t)	该种危险物质 Q 值
1	学 24 增压站	40m ³	34	2500	0.0136
2	学 24 增至学三脱	Φ76×5, 2.83km	11.7	2500	0.00468
3	学三脱至学 24 增	Φ48×3.5, 2.83km	6.8	2500	0.00272

4	学三脱至学一联	Φ89×5, 6.26km	24.4	2500	0.00976
5	单井管线	Φ60×4, 11.3km	0.18	10	0.018

经以上分析，本项目各单元 $Q < 1$ ，该项目风险潜势为 I。

9.2.2. 行业及生产工艺 (M)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C 表 C.1，拟建项目行业及生产工艺 M 值评分结果见表 9.2-2。

表 9.2-2 拟建项目 M 值确定表

序号	行业	工艺单元名称	M 分值
1	石油天然气	石油开采	10
2		油气管线	10
合计			20

经以上分析， $M=20$ ，属于 $10 < M \leq 20$ ，以 M2 表示。

9.2.3. 环境敏感程度 (E)

根据危险物质在事故情形下的环境影响途径，按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 D 确定建设项目各要素环境敏感程度 (E) 分级见表 9.2-3，其中环境空气敏感特征判定选取周围敏感目标相对最多的学 24 增来判定。

表 9.2-3 建设项目环境敏感特征一览表

类别	环境敏感特征					
环境 空气	厂址周边 5km 范围内					
	内容	敏感目标名称	相对方位	距离 (m)	属性	人口数
	学 24 增	陈高庄	NE	650	居民	16
		曹背山	NW	822	居民	8
		宾草涧	SW	1126	居民	22
		西湾	SE	1348	居民	3
		张新庄	SE	1975	居民	26
		李伙场	S	2001	居民	3
		前池湾	N	1639	居民	28
		孟咀村	SE	2403	居民	2
		下崾崄	NE	2441	居民	16
		任圪	NE	2291	居民	13
		何湾	NW	2409	居民	12
		张圪	SW	2956	居民	6
		磨窑湾	SE	2487	居民	2
		陈高湾	E	2465	居民	22
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0

	厂址周边 5km 范围内人口数小计					149
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围（km）	
	/	废水不外排	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离（m）	
	/	无	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离（m）
	/	无	G3	III 类	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

9.2.4. 风险评价等级

根据环境风险潜势划分结果, 拟建项目环境风险评价工作等级判定见表 9.2-4。

表 9.2-4 拟建项目环境风险评价等级划分一览表

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	本项目风险潜势为 I, 环境风险评价做简单分析			

9.3. 环境风险识别

9.3.1. 物质危险性识别

本工程生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、火灾爆炸事故次生污染物 CO, 工程涉及的危险特性见表 9.3-1~表 9.3-3。

表 9.3-1 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	外观与性状: 黑色、墨绿色等颜色, 有绿色荧光的稠厚性油状液体	
	溶解性: 难溶于水, 溶于多数有机溶剂	
	凝固点 (°C): -50~35°C	沸点 (°C): 120~200°C
	相对密度 (水=1): 0.78~0.97	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 (°C): <28°C	爆炸上限 (%): 5.4
	爆炸下限 (%): 2.1	燃烧分解产物: 一氧化碳、二氧化碳。
	危险特性: 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、二氧化碳、干粉。	
毒	LD50: 500~5000 mg/kg(大鼠经口)。	

性	
危害	<p>侵入途径：吸入、食入。</p> <p>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。</p>

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，根据石油库设计规范的规定，原油火灾危险性为甲类物质。

(2)易挥发性：目前，在油田区难以做到全密闭作业，在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，或者管道输油后不及时排空，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。

表 9.3-2 伴生气（石油气）的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefied petroleum gas
	危规号：21053	CAS 号：68476-85-7
理化性质	外观与性状：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	气态液化石油比空重 1.5~2.0 倍
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃液体	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。
	危险特性：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。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。	
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，燃烧会产生 CO 气体。

(2)易扩散性：其蒸气比空轻，能到相当远的地方遇明火会回燃。

表 9.3-3 一氧化碳理化性质

标识	中文名： 一氧化碳	英文名： carbon monoxide
	分子式： CO	分子量： 28.01
	危规号： 21005	CAS 号： 630-08-0
理化性质	外观与性状：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）： 0.79	相对密度（空气=1）： 0.97
	饱和蒸汽压（KPa）：	禁忌物：强氧化剂、碱类。
	临界压力（MPa）： 3.50	临界温度（℃）： -140.2
	稳定性：稳定	聚合危害：
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）：	最大爆炸压力（MPa）：
	燃烧热（KJ/mol）：	燃烧分解产物： CO ₂
	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、高热可引起燃烧爆炸。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
毒性	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
	LC50：1807ppm（大鼠吸入，4h）	
危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：一氧化碳在血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、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	

9.3.2. 生产设施风险识别

根据本工程各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本工程分为钻采作业、集输管线（包括单井集油管道、输气集输管道等）、站场（包括各增压站）几个功能单元，分述如下：

(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。

井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植被、污染土壤。根据统计，国内油田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。多数井喷事故的发生属责任事故，由操作者起钻时不注或不按规定注钻井液等造成。

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) 油气集输

本项目油气集输基本上采用密闭管输。集输管线采用埋地敷设方式，同时兼有一定的穿跨越工程。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏或伴生气泄漏；冬季运行时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，特别是窃油现象严重，窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。

(3) 站场

本工程主要站场包括新建增压站 1 座，学三脱、学一采、学一联改造，原油最终集中在现有接转站、联合站进行气液分离和脱水处理。站场处理的介质原油及其伴生气属易燃物质，存在泄漏进而可能引发火灾、爆炸事故的风险。其中增压站是本次新增的危险性较大的原油储存设施，其一体化装置储油箱、伴生气分液器等均存在破裂泄漏、火灾爆炸的风险。

(4) 危险废物暂存

本工程采出水处理系统污泥在现有污油泥暂存点暂存，定期送交有资质单位处置。污油泥危险废物暂存点存在泄漏的环境风险，现有污油泥暂存点不改变原环境风险可接受的结论。

综上所述，工程各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 9.3-4。

表 9.3-4 工程主要事故风险类型、来源及危害

事故类型	风险单元	主要危害	主要污染物	环境影响
井喷	井下作业	释放有毒污染物，引发火灾污染环境，危及人身及财产安全	原油、伴生气	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
套外返水	钻采作业	污染地下水	石油类等	污染地下水水质

溢油	油气集输、站场	对环境造成重大污染，引发火灾、爆炸	原油、伴生气	油品挥发，造成大气污染；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产；若发生在地表水体，则会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变坏
泄漏	油气集输、站场	对环境造成污染，污染环境，引发火灾爆炸，损害人体及财产安全	石油类、伴生气	油品挥发造成大气污染；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
火灾爆炸	钻采作业区、油气集输、站场	有害气体、热辐射、抛射物等污染环境、损害人身健康及财产安全	CO、NO _x	污染大气、地表水和地下水

9.3.3.扩散途径识别

通过以上物质识别、生产设施识别过程看出，本项目所涉及的危险物质的扩散途径主要有：

(1)油气集输管线发生原油泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏原油对下游地表水的污染，以及泄漏原油对通过包气带进入地下水环境从而对土壤、地下水造成污染。

(2)站场原油泄漏并达到爆炸极限导致火灾爆炸事故后未完全燃烧的有毒有害物质，以及完全燃烧后伴生/次生的 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。站场原油发生泄漏及火灾爆炸事故后产生的消防废水没有及时收集处理，扩散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

(3)井场发生井喷对大气环境、水环境、土壤及植被的不利影响。

(4)套管返水、井封不严等导致含油水对地下水造成的污染影响。

9.4.环境风险分析

9.4.1.管道原油泄漏事故环境影响分析

9.4.1.1.原油泄漏对土壤的影响

原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油则在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上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，原油与土壤粘合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。

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。

9.4.1.2.原油泄漏对地下水的影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油下渗而可能导致地下水污染风险的发生。风险事故对地下水影响详见“7.3.3管线泄漏对地下水的影响”。

9.4.2.井场事故影响后果分析

9.4.2.1.热辐射和冲击波影响

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。且井位选择时，按照《钻井井控技术规范》（SY/T 6426-2005）的要求，井位距离居民最近点均大于100m，一般不会造成井厂外人员伤亡。

9.4.2.2.井喷伴生气大气环境污染

本工程伴生气中不含硫化氢，发生井喷事故后，伴生气在大气中的扩散可能对

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。

9.4.2.3.对水体的污染和影响

如井喷喷出的原油进入水体，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若油田采出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。

9.4.2.4.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。

9.4.2.5.对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的植被上，使植被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，使周边的植被受到灼伤。

9.4.3.套外返水对地下水环境影响分析

套外返水事故的主要原因在于固井质量不好，油水井表层套管腐蚀或固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂或脱落，最终造成套外返水事故。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。详见地下水章节“7.3.3 套外返水（油水穿层）对地下水的影响”。

9.5.风险防范措施及应急要求

9.5.1.风险防范措施

本项目依托工程主要采出水处理、作业废水处置措施、含油污泥暂存点、注水站、伴生气回收学一联轻烃厂，依托工程已纳入现有应急预案管理体系。经调查，依托工程未发生环境风险事故及投诉事件，现有环境风险防范措施有效。

9.5.1.1.地面站场

(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；将站场的明火点控制到最少，并布置在站场边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2)在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》（GB50493-2019）的要求设置可燃气体报警装置。

(3)装置区地面应采取防渗措施，保证密实性；应采用非燃烧材料建造，并能承受所容纳油品的静压力，且不应泄漏。

(4)在井场内设置防渗漏、容积满足要求的污油回收池。

(5)井场设置事故池确保发生泄露时原油全部截留回收不外排。

(6)安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

9.5.1.2.油气集输管道

(1)施工阶段的事故防范措施

①在输油管道沟谷跨越点加厚管壁，提高管道强度，两侧设置截断阀；在公路等穿越点设置的标志、标识应清楚、明确。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤当管线经过地貌复杂、沟谷纵横、地形破碎地段、坡地、河渠、冲沟、不良发育峽岬、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地质现象。为了保护管道的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、冲刷防护、滑坡错落整治、拦石网工程、换填渗水土和加强排水等相应的环保及水土保持措施。

⑥选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

⑦贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

(2)运行阶段的事故防范措施

①定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀。

②定期测量管道壁厚，对管壁严重减薄管段，及时更换，避免发生爆管事故。

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在公路、沟道等穿越点设置的标志、标识应清楚、明确。

⑤加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥在洪水期，应特别关注沟道跨越段管道的安全。

⑦提前做好应急措施和方案，严格控制事故原油进入地表水的途径。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，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、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制订应急操作规程，在规程中应说明发生管道事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题。

③操作人员定期应进行安全活动，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

④对管道附近的居民加强教育，进一步宣传贯彻、落实《石油天然气管道保护条例》，减少、避免发生第三方破坏的事故。

⑤对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

⑥所有风险敏感目标的区段的管道设计均符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2003）、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2003）的要求。

⑦制定事故应急预案，配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑧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

相应得安全维护活动做出调整。

⑨强化风险管理，加强对管线维修、焊接等规范化操作的管理，避免因管理不善引发的环境风险事故。

9.5.1.3. 钻井、井下作业事故风险预防措施

虽然钻井期间发生井喷的可能性极小，在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。一般考虑如下措施：

(1)井位布设应距离村庄 100m 以上，且在钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》。

(2)设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施。

(3)使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程。

(4)随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井技术等。

(5)在钻台、泥浆池等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体。

(6)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。

(7)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，采取相应的方法处理。

9.5.1.4. 套外返水风险防范措施

针对本项目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。

9.5.1.5.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 9.5-1。

9.5.1.6.应急物资及器材

厂区应急指挥部对存在的可能诱发突发事件的危险部位，配备应急现场抢险救援必需的抢险设备，并标明其类型、数量、质量、性能、适用对象和存放的地点(厂应急指挥部办公室编制计划、供应科负责配备、保管、安全科督查)。建立专人保管、保养、维护、更新、动用等审批管理制度，确保抢险设备随时处于临战状态。

(1)防护用品

根据事故具体情况选用合适的防护用品，主要防护用品包括：全身防护服、防护帽、防护头盔、防护靴、防护手套、安全带、防护眼镜、空气呼吸器、防毒面罩等。

(2)消防器材

包括：消防车、指挥车、照明车、灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

(3)急救设备与器材

包括：救护车、气防车、担架、自动苏生器、呼吸机、四肢夹板以及急救药品等。

(4)抢险与抢修设备与器材

包括：封堵设备、探测设备、泄漏控制工具、工程车辆、营救设备、登高设备、维修工具、标志明显的服装、袖标、旗帜、应急照明灯等。

(5)交通运输车辆

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆、应急指挥车等。

(6)应急电源、照明措施

如果事故现场的照明系统出现故障，则利用应急电源照明，应急电源首选消防队的多功能消防车，其次由厂电气车间用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)在河流等主要跨越点附近及下游，储备凝油剂、拦油带、吸油棒、吸油毡、草袋、沙袋等拦截、捕捞器材物品。

(9)制定事故应急预案，配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

9.5.2.突发环境事件应急预案

长庆油田分公司第八采油厂于 2019 年 7 月编制完成了《长庆油田分公司第八采油厂（定边区域）突发事件总体应急预案》及《井喷突发事件专项应急预案》、《危险化学品泄漏失控和中毒突发事件专项应急预案》等专项应急预案，并于 2019 年 8 月向定边县环境保护局进行备案，详见附件。第八采油厂应急预案主要内容见表 9.5-3，应急响应组织机构见图 9.5-1。本工程纳入现有应急预案管理体系。

建设单位应参照《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和内容和周围敏感点分布情况，补充完善现有的应急预案，并向定边县环境保护主管部门备案，由县级环境保护主管部门报送市级环境环保主管部门。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 9.5-1 长庆油田分公司第八采油厂事故应急预案主要内容

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、适用范围、工作原则、突发事件应急行动处置原则、应急预案体系
2	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（第八采油厂产能建设项目组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组
3	信息报送	信息报送时限、信息汇报及通报、信息上报
4	风险分析和应急保障	概况、危险性分析、突发事件分类分级、应急保障
5	预防和预警	预防与应急准备、监测与预警
6	应急响应	应急响应的过程、应急响应启动、主要应急管理程序、恢复与重建、应急联动
7	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案的修订、预案的评审、预案的发布、备案、考核

9.5.3.事故应急系统

9.5.3.1. 应急响应

第八采油厂产能建设项目组应急响应流程见图9.5-3。

应急响应：

- (1)一级响应时，由长庆油田生产运行处和有关部门组织实施。
- (2)二级响应时，由油田公司生产运行处按下列程序和内容响应：

①开通与事件发生单位厂级环境应急指挥机构、现场应急指挥部、相关专业应急指

挥机构的通信联系，随时掌握事件进展情况。

②立即向油田公司经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心。

③及时向油田公司报告突发环境事件基本情况和应急救援的进展情况。

④通知有关专家组成专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，提供技术支持。

⑤派出应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援。

(3)环境应急指挥中心应急响应方法

①环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作。

②根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施。

③根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展。

④根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作。

⑤及时报告地方环保局、政府和油田公司质量安全环保部，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。

三级响应，启动长庆油田分公司第八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。

9.5.3.2. 应急监测

要求应急监测人员快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况不点采样，利用快速监测手段判断污染物的种类，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。

9.5.3.3. 应急处置措施

评价根据国内外类似企业的事故案例及国家有关标准要求，主要提出以下环境应急处置措施。

(1)原油事故应急处置措施见表9.5-2。

表9.5-2 原油、伴生石油气应急处置措施

原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。
	误服：误服者应充分漱口、饮水。
泄漏处理	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。
储运	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。
石油伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏处理	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。有要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储	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

运	开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。
---	---

(2)管道破裂原油泄漏进入水体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原油泄漏入河时，要迅速确立拦油、打坝堵漏、吸收、消解、分解处置方案及措施，使用凝游剂、拦油带、吸油棒、沙袋子等器材物品拦截、捕捞泄漏原油，控制影响范围及影响时间，降低水环境中污染物的浓度。同时启动下游水质监测。

⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的原油，应当在当地环保局的批准下妥善处理。

(3)管道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，防止泄漏物向河流、农田、居民点等重要目标或危险源流散，确保泄漏原油不进入地表水体。

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；对土壤中的污染物质进行消毒、洗消、清运，最大限度的消除危害。

⑥对于原油泄漏造成的土壤污染，根据土壤类型采取以下措施，见表9.5-3。

表9.5-3 原油泄漏采取的土壤环境保护经济措施

土壤类型	土壤理化特征	应急措施
绵沙土	土壤通透性好；土层深厚，养分含量相对较高	由于土壤渗透性强，污染面积一般较小，易于控制和收集，将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复
黑垆土	土层深厚，保水、保土、土壤肥力较高，是较好的农耕土壤之一	石油易流失，污染范围大，布设集油坑，并将土壤表层及时收集后集中处理
盐土	地下水位高，盐化度高，保水、保肥较差	由于土壤渗透性强，污染面积一般较小，易于控制和收集，将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复

(4)管道堵塞的处理

引起管道堵塞的原因如：因污物过多或管道发生较大变形，使清管被卡；应根据运行情况判断堵塞点的位置、分析堵塞原因，分别采取相应措施。

(5)通讯系统事故的处理

当站间通讯中断或与控制中心的联络中断时，此时现场操作人员要提高警惕、谨慎操作，密切注意运行参数的变化，及时调整，判断输油系统的工作是否正常并安排维修人员应立即对通讯系统进行检查维修。

(6)要求建立企业环境事故应急实时计算机评估系统，及时对事故进行模拟。

(7)井控工作的协调组织与操作程序：场地工发现溢流-操作手发出抢喷信号-班长指挥下放油管-抢装防喷总成-紧住油管挂顶丝-关死防喷器闸板-关闭旋塞阀-关死防喷闸门-读取压力-清点人数-抢喷结束。

9.6. 评价结论与建议

9.6.1. 环境敏感目标

项目各区块范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园及水源保护区等环境敏感点。井场和站场周围200m范围内无居民点，建设单位制定各类环境风险事故应急、救援措施，为控制工程可能发生的各类、各级环境风险事故降低并最终消除其环境影响，提供有效的组织保障、措施保障。

9.6.2. 风险识别结果

本工程生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、火灾爆炸事故次生污染物CO，本工程新建增压站、油气集输管线均不属于重大危险源。

本次事故风险评价主要考虑原油管道泄漏事故、井场事故、套外返水事故；根据风险潜势初判，本项目风险潜势为I，环境风险评价做简单分析。

9.6.3.风险分析结果

管道泄漏事故影响：一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，如果处理及时得当，对周围土壤环境影响较小。

井场事故影响：本项目井场和站场周围环境敏感点分布较少，200m范围内无人居住，在发生事故后及时堵漏、处理的情况下，对环境空气的影响较小，不会出现CO中毒或死亡事故。

套外返水事故影响：采出水回注井在含水层中发生泄漏时，在各含水层中最大扩散较小，对周围环境影响较小。

9.6.4.环境风险防范措施和应急预案

为了预防环境风险，本项目在设计中有针对性地采取了风险防范措施，评价提出了相应的风险防范措施。建设单位应确保各环境风险防范措施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。针对本项目特点及环境风险类型，第八采油厂应进一步将本项目纳入现有环境应急预案体系，定期进行预案演练，并与当地应急机构形成长效联动机制。

第八采油厂应充分利用区域安全、环境保护等资源，不断完善应急救援体系，确保应急预案具有针对性和可操作性。

9.6.5.评价结论

风险评价的结果表明，在落实各项环保措施和本评价所列出的各项环境风险防范措施、有效的应急预案，加强风险管理的条件下，项目的环境风险是可防可控的。

9.6.6.要求

(1)本工程建设单位是工程的环境风险责任主体，必须建立健全企业环境风险管理体系，完善突发性事故应急预案，采取有效的防范和应急措施；定期进行预案演练，并与当地应急机构形成长效联动机制。

(2)企业应认真落实环境风险防范和应急措施，全面提高环境保护监管水平，有效防范环境风险。

(3)建设单位委托站场设计时充分考虑原油泄漏风险事故，输油管道在地表设明显的标识，在管线跨越沟谷的地方做好支架的防护工作，防止发生滑坡等地质灾害。

(4)提高固井质量，定期检测井管状况，避免套外返水污染地下水。

(5)加强管道工程沿线重点部位的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，

杜绝违章作业。

(6)在管线穿跨越沟道、河流处设套管，并在穿跨越处下游设置拦油桩、拦截坝等设施，减轻风险事故对地表水环境的影响。

(7)加强输油管线的在线监控，尤其对年久管线定期开展检查，必要时更换管线，对穿跨越河流、沟道的管线应加强巡查、检查，发现隐患应及时处理，避免管线泄漏污染事故的发生。

本项目环境风险简单分析内容表见 9.6-1。

表 9.6-1 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程				
建设地点	(陕西)省	(榆林)市	(/)区	(定边)县	(/)园区
地理坐标	经度(取油区东、南、西、北边界处坐标)	36473351	纬度(取油区东、南、西、北边界处坐标)	4110119	
		36472851		4110119	
		36460284		4120723	
		36466759		4130875	
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油、原油伴生气，危险单元主要分布于钻井作业、输油管线				
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	原油管道泄漏事故、井场事故、套外返水事故对环境空气及水体的污染。原油泄漏发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染，原油泄漏会污染土壤和水体，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	对输油管道设明显标识并加强巡检，针对可能发生的重大环境风险事故，修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练				
填表说明(列出项目相关信息及评价说明)					
第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程主要新建采油井 75 口，注水井 10 口，井场 16 座，原油产能规模年产 5.8 万吨。项目风险潜势为 I，风险评价简要分析。项目存在的环境风险为原油、原油伴生气，危险单元主要分布于钻井作业、输油管线，建设单位应加强管理、定期检查，采取相关措施后，环境风险属可接受水平。					

10.环境经济损益分析

10.1.经济效益分析

本工程地面工程建设总投资 0.77 万元，建设规模 $5.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，以当前市场原油价格每吨 2300 元计，年产值可达 1.3 亿元，表明该工程具有较好的经济效益。

10.2.社会效益分析

(1)本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

(2)本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对经济带动作用，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

项目永久占地面积 8.927hm^2 ，临时占地面积 17.927hm^2 ，按当地占地农业损失，估算占地损失共约 24.666 万元，其中临时占地损失为 15.756 万元/年，永久占地损失为 8.91 万元/年。

(2)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，本工程依托水源井供水取水量共计 $5.78 \text{万 m}^3/\text{a}$ ，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 19.363 万元/a。

10.3.1.2.环境保护税

根据工程三废等主要污染物排放情况，结合《环境保护税法》及陕西省环保税收费标准，计算本项目应缴纳环保税 0.09 万元/a，参考计算详见表 10.3-1。

表 10.3-1 环保税参考计算

大气污染物	排放量 (t/a)	污染当量值 (千克)	税费标准 (元/污染当量)	污染物当量 (千克)	应缴税 (万元)
颗粒物	0.0332	2.18	1.2	76.3	0.0087
NO _x	0.648	0.95	1.2	607.0	0.0739
SO ₂	0.026	0.95	1.2	37.0	0.0046

10.3.1.3. 小结

综上所述，本项目生态破坏代价和环境污染代价详见表 10.3-2。

表10.3-2 项目生态破坏代价和环境污染代价

分类	项目	单位 (万元)
生态破坏代价	占地损失	24.666
	水资源流失代价	19.363
环境污染代价	环境保护税	0.0872
合计		44.116

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 375 万元，生态保护投资包括生态补偿、植被绿化以及水土保持投资等，投资主要为施工期 1 年和恢复期 2 年共 3 年，则每年生态保护投资约为 125 万元。

10.3.2.2. 污染防治成本

(1) 污染防治投资

工程运营期用于污染防治的投资 655.5 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 65.55 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 8.5 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 10.3-3。

表 10.3-3 建设项目环境成本汇总表

分类	项目	单位 (万元)
生态保护成本	生态保护投资	125
污染防治成本	污染防治设备投资	65.55
	环保设备运行及管理费	8.5

合计	199.05
----	--------

10.3.3.环境收益分析

(1)落地油回收收益

根据工程分析，生产期每年可回收落地油 3.75t，回收落地油价格按 2000 元/t 计，则年落地油回收收益约 0.75 万元。

(2)伴生气回收收益

根据产建方案与工程分析，伴生气年产生量为 $150.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，年回收利用量（回收利用率 95%）为 $142.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，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 285 万元/a。

(3)油田采出水回注收益

按工程分析，本工程采出水回注量为 $6.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （按照中后期采出水量计），按工业用水价格 4.00 元/ m^3 计算，折合节约水资源利用价值 25.2 万元/a。

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表10.3-4。

表 10.3-4 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	落地油回收收益	0.75
	伴生气回收利用收益	285
	采出水回注收益	25.2
合计		310.95

10.3.4. 环境经济效益分析

工程建设在环境保护方面收益为+59.082万元/a，使得企业利润总额提高，虽然项目建设和生产导致的一定程度的环境污染影响和生态破坏损失，但在可接受程度和范围之内。工程环境经济损益分析见表10.3-5。

表 10.3-5 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
-44.116	-199.05	+310.95	+67.784

注：“+”表示收益，“-”表示损失。

该工程环境成本为-199.05万元/年，年环境收益为+310.95万元/年，计算出环保工程经济效益系数为1.56，也就是每年1元的环保费用可减少环境损失1.56元，环保投资具有一定的效益。可见该工程规模开发，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，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和

生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本工程是合理可行的。

11.环境管理与监测计划

11.1.现有环境管理制度

11.1.1.环境管理现状

采油八厂为长庆油田分公司直属部门，环境管理体系、制度与长庆油田其他采油厂环境管理体系、制度基本一致。

根据 HSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司（CNPC）建立 HSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，采油八厂建立了 HSE 管理组织机构，如图 11.1-1 示。

在基层各站、队设 HSE 管理小组，组长由主任（队长、站长）担任，组员由副主任和技术人员担任，一名懂健康—安全—环境技术，经过专门 HSE 管理培训，有一定管理能力的技术人员担任兼职 HSE 现场监督员。

11.1.2.管理机构设置、人员配备及职责

长庆油田分公司对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定，详见表 11.1-1。

表 11.1-1 基层组织 HSE

队长 职责	<ul style="list-style-type: none"> ·传达贯彻国家、地方有关安全、环保的法律、法规和规定； ·教育员工遵守健康、安全与环境管理标准、规章制度； ·提出改善劳动、卫生条件、保障员工健康的具体措施； ·组织召开小队或全站的健康、安全与环境管理会议，参与审查与小队或本站的健康安全与环境管理文件和 HSE 表现的会议； ·支持健康、安全与环境管理监督员的工作，鼓励员工查找隐患并按要求程序采纳正确的建议； ·组织健康、安全与环境管理检查活动，落实整改事故隐患和问题的措施。
监督员 职责	<ul style="list-style-type: none"> ·协助队长、站长从事现场 HSE 管理； ·进行现场 HSE 管理状态的检查和评比； ·向所有到达现场的人员介绍现场 HSE 管理制度； ·组织安全会议，向有关人员进行事故预防教育，针对隐患提出有效对策，并按时填写隐患评估登记表； ·宣传健康、安全与环境管理政策、规定、教育和引导员工执行健康、安全与环境管理标准、规定； ·负责事故、事件调查、分析和统计上报； ·对存在危及职工生命安全，严重影响施工安全和破坏生态环境的情况，有权下令停工，报告队长或站长及时处理； ·收集归纳员工提交的隐患报告，提出整改意见。
员工 职责	<ul style="list-style-type: none"> ·执行健康、安全与环境管理规定和安全技术操作规程，遵守劳动纪律，上岗时穿戴好劳动防护用品，搞好岗位工作； ·维护保养好本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好，安全可靠； ·遵从安全标识，制止不安全行为； ·参加车间健康、安全与环境管理教育活动和应演习，提高操作技能和安全防护能力；

·有权拒绝一切违章指挥、命令，发现健康、安全与环境问题及时排除解决，无法解决的要立即报告领导处理。

11.1.3.环境管理制度

长庆油田分公司各采油部门均已建立了基本的环境管理规章制度，包括主要作业场地环保管理制度、环境污染事故管理制度和环保检查制度。如果这些环保管理检查措施得到落实，可以使环境污染和破坏基本得到控制。

11.1.3.1.环保检查制度

环保检查实行三级检查制度：

- (1) 每半年组织一次全区环保检查，覆盖率不小于 50%；
- (2) 基层单位每月组织一次检查，覆盖率不小于 80%；
- (3) 基层班组每周进行一次检查，覆盖率达到 100%；
- (4) 质量安全环保科每年组织一次体系内审。

长庆油田分公司第八采油厂自 2009 年开始实施绿色基层活动验收标准见表 11.1-2。

表 11.1-2 作业区、大队创建绿色基层队（站）

项目	内容
一、否决指标	环境污染和生态破坏事故（事件）为 0。
二、管理体系	1、成立绿色队（站）活动小组，细化目标，明确责任，制定计划或方案及激励措施。 2、建立相关管理资料台帐。 3、制定环境污染事故应急救援与响应预案或措施，并定期演练。
三、员工素质	1、制定员工环保培训计划或方案，并组织实施。 2、员工环保素质培训覆盖率 100%，考试合格率 95%以上。
四、现场管理	1、工艺设施“三清、四无、五不漏”，器材、物品清洁文明存放。 2、井站内油污、垃圾等及时清理、集中处置，不得在站外随处丢弃。 3、修井作业完成后 5 日内清理完现场落地原油，井场油池存放的原油必须在 10 日内清除。 4、发生井喷、管道破裂、穿孔等突发性事件及时采取应急措施，防止污染扩大；落地油污污染物在排除故障 10 日内予以清除，居民区内油污污染物在 2 日内清除。
五、环保设施	1、井场环保设施完好无损，场地平整、清洁，周围无油污污染物。 2、场所防噪音设施（吸声体、隔声体、门窗）齐全完好。 3、除油罐等设施定期排泥、排渣，采出水处理流程正常情况下每年清洗一次，并做好记录。 4、按时按量落实采出水系统加药规定和计划。 5、环保应急资源齐全、有效，管理规范。
六、清洁生产	1、开展员工清洁生产建议活动。 2、制定并实施清洁生产措施或方案。
七、绿化美化	1、井站划定绿化美化区域。 2、现场绿化覆盖率 40%以上。
八、满意调查	定期开展环境满意度调查，员工环境满意率 90%以上。

11.1.3.2.环境管理台账要求

企业应设置安环科，负责本厂日常环境管理工作、安全管理工作。安环科的主要职责是：认真贯彻执行国家环保法律法规制度，汇总和审定企业环保措施计划，并督促有关部门贯彻执行，组织和协调有关部门和生产车间制定环保管理制度，现场检查、解决环境污染问题，进行环境保护的宣传教育，参加审查项目的设计计划和工程验收，处理环境污染事故。

企业安环科根据企业生产与环保具体情况，制定本企业环境保护的近、远期规划和年度工作计划。提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求，明确各项环境保护设施和措施的建设、运行及维护费用保障计划。

评价要求企业对联合站含油污泥回收、滤料更换做好台账记录，台账上的数量和废物名称必须和回收物质数量名称保持一致，且台账作为生态环境主管部门审查的依据，必须保持一年以上。

11.2.本次产建开发环境管理要求

本项目不新增环境管理相关岗位及内容，纳入采油八厂已有环境管理体系进行管理，本次油田开发建设各阶段环境保护管理任务重点内容见表 11.2-1。

表 11.2-1 环境管理工作计划重点内容（建议）

阶段	环境管理主要任务内容
项目建设前期	1、参与项目建设前期各阶段环境保护和环境工程设计方案工作； 2、编制企业环境保护计划，委托环评单位开展项目环境影响评价； 3、积极配合可研及环评单位开展项目区现场踏勘与调研工作； 4、针对油田运行特点，建立健全公司内部环境管理与监测制度； 5、委托设计单位依据环评报告及批复文件要求，落实工程环保设计，编制环保专篇。
施工期	1、按照工程环保设计，落实环保设施建设，严格执行“三同时”制度； 2、建立规范化操作程序与施工监理档案，监督检查，并处理施工中偶发的环境纠纷； 3、严格执行土地复垦规定，监督和考核各施工单位责任书完成情况； 4、认真做好各项环保设施的施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。
运行期	1、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准； 2、严格执行各项生产及环境管理规章制度，保证生产正常运行； 3、申报排污许可证，建立环保设施运行卡，对环保设施定期进行检查和维护； 4、按照环境管理监测计划开展定期、不定期环境与污染源监测，发现问题及时处理； 5、完善环境管理目标任务与污染防治措施方案，配合地方环境保护部门制定区域生态恢复、水土保持与环境综合整治规划； 6、加强国家环保政策宣传，提高员工环保意识，提升企业环境管理水平； 7、推行清洁生产，实现污染预防，减污增效； 8、建设环境管理台账，包括电子台账和纸质台账，建议台账主要内容包括：生产信息、污染防治措施运行记录，监测数据等； 9、参与编制企业风险事故应急预案，负责编制年度环境保护管理计划。

阶段	环境管理主要任务内容
环境管理工作重点	1、加强污染源监控与管理，提高水资源、能源和一般工业固废的综合利用率； 2、坚持“预防为主、防治结合、综合治理”原则，强化企业污染防治设施管理力度； 3、严格控制生产全过程废气、废水和噪声排放及危险固废的安全处置，保证污染物实现达标排放、排放总量与环境风险得到有效控制。

11.3.污染物排放清单

11.3.1.污染物排放清单

本项目污染物排放清单详见表 11.3-1 至表 11.3-3。

表 11.3-1 大气污染物排放清单及管理要求

污染源	排放形式	污染物种类	污染物排放清单				排污口位置	拟采取的环境保护措施及主要运行参数	数量	执行的环境标准及管理要求
			产生浓度 (mg/m ³)	产生量 (t/a)	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)				
站场加热炉	有组织	烟尘	7.4	0.022	7.4	0.022	学 24 增加热炉	燃用净化后的油田伴生气，排气筒高度≥8m；配套监测平台、预留监测孔	/	《锅炉大气污染物排放标准》 (DB61/1226-2018) 表 3 中排放标准
		SO ₂	9.0	0.026	9.0	0.026				
		NO _x	145	0.4242	145	0.4242				
站场井场	无组织	非甲烷总烃	/	8.77	/	8.77	/	采取密闭集输，加强设备密闭管理	/	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)， 《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB 37822-2019))

表 11.3-2 水污染物排放清单及管理要求

污染源	污染源位置（包括新建及依托）	污染物种类	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	拟采取的环境保护措施及主要运行参数	数量	执行的环境标准及管理要求
生产废水	采出水依托现有学一采、学一脱、学三脱；作业废水依托新建 67-15 撬装式作业废水处理站处理	石油类	6.2	不外排	经站场采出水处理设施处理达标后回注油层，学一脱采出水处理工艺为“一级沉降除油”工艺，学三脱水站和学一采本次改造后采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺	/	《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016）
		SS	9.7				
		COD	95.2				

表 11.3-3 固体废弃物排放清单及管理要求

固体废物种类	废物性质	产生位置	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	拟采取的环境保护措施及主要运行参数	执行的环境标准及管理要求
落地油	危险废物	原油生产采油井口, 井下作业	3.75	0	设置井控装置、建设清洁文明井场、加强管理, 井下作业“铺设作业、带罐上岗”, 做到原油“不落地”	回收率 100%
含油污泥		采出水处理设施, 各种容器和构筑物	52.36	0	清罐油泥综合利用, 采出水处理系统产生的含油污泥收集于临时危废贮存点, 统一交有资质单位处置, 处置率 100%	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存; 做好危险废物贮存情况的记录; 严格执行危险废物转移联单制; 委托有资质的单位进行运输、处置。
废机油		各站场	1	0	临时危废贮存点, 统一交有资质单位处置	

11.3.2.信息公开

本次评价对第八采油厂提出以下环境信息公开要求:

(1) 根据《陕西省生态环境厅办公室关于印发陕西省 2020 年重点排污单位名录的通知》(陕环办函〔2020〕54 号), 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第八采油厂樊学采油作业区和定边采油作业区均被列入重点排污单位名录, 名录类别为土壤环境。

(2) 第八采油厂应当在 90 日内公开下列信息:

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

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

③防治污染设施的建设和运行情况;

④建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况;

⑤突发环境事件应急预案;

⑥其他应当公开的环境信息。

(3) 第八采油厂应当通过其网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息, 同时可以采取以下一种或者几种方式予以公开:

①公告或者公开发行的信息专刊;

- ②广播、电视等新闻媒体；
- ③信息公开服务、监督热线电话；
- ④本单位的资料索取点、信息公开栏、信息亭、电子屏幕、电子触摸屏等场所或者设施；
- ⑤他便于公众及时、准确获得信息的方式。

11.3.3.排污许可证执行情况

长庆油田分公司长第八采油厂按照《陕西省排污许可证管理暂行办法》，在榆林市生态环境局申请了排污许可证，分别为定边采油作业区排污许可证（证书编号：916100000521082087004Q，见附件）和樊学采油作业区排污许可证（916100000521082087003U，见附件），许可证有效期为 3 年。

企业目前严格按照排污许可要求进行生产操作，定期上传执行报告，对排污许可证要求执行良好，本次产能项目新增 1 台加热炉，根据《陕西省排污许可证管理暂行办法》纳入现有排污许可证管理并申请变更。

11.4.环境监测计划

11.4.1.环境监测计划

运行期环境监测计划，见表 11.4-1。

11.4.2.要求

(1)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；监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家标准和技术规范要求执行。

(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。

本项目改扩建工程执行原监测计划，项目运行期污染源监测计划见下表。

表 11.4-1 运行期污染源监测计划表

类别	监测项目	监测点位置	监测点	监测频率	控制指标
有组织排放废气	学 24 增 烟尘、SO ₂ 、NO _x	加热炉	1 个点	一年一次	《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226—2018)中表 3 排放标准
无组织排放废气	厂界 非甲烷总烃、总烃	学 24 增厂界，一个典型	各 4 个点（上风向）	一年一次	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 无

气			型采油井场	1 个、下风向 3 个)		组织排放监控限值
噪声	学 24 增	Leq(A)	厂界四周	厂界 4 个点	1 次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区标准
土壤	本次开发井区	苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、石油烃(C10-C40)	典型新建井场、学 24 增	2 个	1 次/每 3 年	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地相关标准
		石油烃(C10-C40)	典型新建井场、学 24 增周边农用地	2 个		《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

11.5.环保设施（措施）清单

项目环保设施（措施）清单见表 11.5-1。

表 11.5-1 环境保护设施（措施）清单

类别	位置	污染源 或污染物	环境保护设施（措施）	数量	执行标准
一	井场				
废气	采油井	无组织烃类	密闭输油、回收套管气	1 套/井场	《大污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 无组织排放监控浓度限值
废水	井场	雨水、污油	围墙、雨水渠、雨水蒸发池、集油槽、污油回收池等	16 套	《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》
	井场	作业废水	作业废水运输罐车	/	进入学 67-15 撬装式作业废水处理站
固废	井场	落地油	落地油回收车、回收工具	/	回收率 100%
生态	井场内外	/	植树种草，植被恢复	16 个	《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》
二	站场				
废气	增压点和油气管线	无组织烃类	密闭输油工艺	/	《大污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）
	增压点	加热炉烟气	燃烧伴生气排气筒高度 $\geq 8\text{m}$	1 套	《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226—2018)中表 3 标准
噪声	新建增压点 1 处	泵类	减振装置	按设备配置	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准
			房内安装，泵房内吸声材料		
固废	油田	生活垃圾	临时生活垃圾收集桶，生活垃圾集中收集 后外运环卫部门指定地点处置	配套	符合当地环卫要求
			生活垃圾运输车	/	
		含油污泥	污油泥池	依托现有	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2001)
		清罐油泥	综合利用	/	
		落地油	污油回收罐车，地面敷设防渗布全部收集	/	
绿化	各站场	/	植树种草，植被恢复	/	绿化率 $\geq 15\%$
三	管线				
废气	集输管线	无组织烃类	密闭集输	/	/

生态	管线临时占地		平整恢复植被、种草植树或还田	全部	全部恢复植被
	道路占地		异地补偿	全部	/
风险	集输管辖		设置截断阀，毛石护坡，土围堰等	/	/
四	道路				
大气	主干道路	扬尘、水土流失	路面按支线、干线标准建设、两侧绿化	按工程实际 量	扬尘污染
生态	主干道路		排水沟、路旁绿化		植被恢复，控制水土流失
五	施工期环境管理		/	/	/
六	环境风险		制定并落实井场、站场、管线、罐车运输等的风险防范措施和原油贮运安全防范措施等，补充并修改现有环境风险应急预案，定期进行预案演练。		

12. 结论

12.1. 项目概况

长庆油田分公司第八采油厂 2021 年定边区域产能建设工程位于榆林市定边县樊学镇，钻井工程建设采油井 75 口，注水井 10 口，地面工程建设增压站 1 座（学 24 增），改造站场 3 座（学三脱、学一采、学一联），新建井场 16 座，配套建设输油气管线等辅助工程。项目总占地 27.624hm²，其中临时占地 17.927hm²，永久占地 8.927hm²。项目建设总投资约 0.77 亿元，其中环保投资 1320.5 万元，占总投资的 17.15%。

12.2. 环境质量现状

12.2.1. 环境敏感目标

据现状调查，评价区域内有明长城遗址（石涝池堡），为陕西省文物保护单位，本次产建开发区块距离石涝池堡较远。

油田其它主要环境保护目标为油田范围内的村庄、地表水、地下水、区域生态系统等，各开发井区范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源地等需要特殊保护的环境敏感点。

12.2.2. 环境质量现状

(1) 环境空气

根据陕西省环保厅办公室发布的《环保快报》，对定边县 2020 年全年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 六项基本污染物常规监测数据的分析，项目所在区域属于达标区。

本项目在评价区内进行了补充监测，监测项目包括非甲烷总烃、总烃。监测结果表明非甲烷总烃符合参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中小时限值 2.0mg/m³的要求；总烃总满足参考《以色列环境质量标准》中短期浓度 5.0mg/m³要求。

(2) 地下水

本次监测结果所有监测点总硬度、溶解性总固体、氯化物的标准指数均 > 1，个别点位 3#杨高山村水井、4#学一联合站水井硫酸盐的标准指数 > 1，表明监测值已

超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 III 类标准限值。超标原因说明：项目区地下水的总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐稍微偏高现象，主要是由于当地自然背景值偏高，根据 2011 年 3 月西安市地质矿产研究所编制的《榆林市定边县地下水勘察报告》，定边县地下水水质复杂，区域内地下水多为氯化钙型，矿化度较高，属咸水或微咸水。

综上所述，评价范围内地下水各项指标除氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总硬度外均达标，说明评价区的地下水水质基本满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 III 类标准的要求（石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准）。

包气带各层位监测结果挥发酚类及六价铬均未检出，石油类对照监测结果显示各监测点表层监测结果略大于低层，但均未超过标准限值，表明现有工程在建设过程中表层土受到一定程度的影响，但未造成包气带土壤污染。

（3）声环境

本次对拟建站场的声环境背景值以及改扩建站场的厂界噪声现状进行了监测，监测结果表明，拟建站场的声环境现状均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，改扩建站场厂界四周昼间、夜间的监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，评价区声环境质量现状较好。总体看来，评价区内的声环境质量良好。

（4）土壤本底调查

项目在评价区土壤监测结果显示，占地范围内各土壤监测因子符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地标准，占地范围外土壤监测因子均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）相关标准。

12.3. 污染物排放情况及环境保护措施

12.3.1. 废水

① 施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水、试油废水、压裂返排液和生活污水，其中钻井废水每口井的产生量约 30m³，废水呈碱性，悬浮物含量较高，有机物污染物含量较高，无毒，钻井废水排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排；施工期

压裂、酸化废液及试油废水全部进罐，送作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排，油田钻井队一般都设置防渗旱厕，施工期生活污水主要为盥洗水，用于洒水灭尘，不外排。

②运行期废水

运行期废水主要包括作业废水和油田采出水，修井、洗井作业废水由罐车拉运至油区作业废水处理站处理达标后回注，不外排；采出水依托学一采、学三脱的采出水处理系统处理后达标回注，不外排。

12.3.2.废气

①施工期废气

施工期产生的废气主要为钻井时柴油机和柴油发电机运行时产生的废气、施工车辆尾气以及施工扬尘。钻井过程中柴油机燃烧产生的氮氧化物、二氧化硫和烟尘分别为 5.78t、0.043t 和 6.59t，采用低硫柴油和燃烧效率高的柴油机，减少柴油机燃料燃烧废气产生量，降低污染；及时对运输车辆进行维护和保养；运输车辆加盖篷布，对施工道路进行适量洒水，以降低扬尘。

②运行期废气

运行期的废气主要为加热炉烟气及无组织排放的烃类气体。加热炉燃料为伴生气，烟气中的主要污染物为氮氧化物、二氧化硫和烟尘，排放浓度均能满足《陕西省锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3-其他燃气锅炉限值要求，加热炉氮氧化物、二氧化硫和烟尘总产生量分别为 0.243t/a、0.029t/a 和 0.013t/a。原油集输系统采用全密闭集输流程减少烃类的无组织排放，加强管理，无组织排放的非甲烷总烃约 8.77t/a。

12.3.3.固体废弃物

①施工期固废

施工期产生的固废主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油和生活垃圾。钻井岩屑与废弃钻井泥浆均采用地上罐进行收集，收集后企业资源化利用或委托“陕西环保定边大兴环境服务有限公司定边废弃物处理站”进行集中处置；落地油收集后拉至联合站（集中处理站）进行回收，回收率 100%；施工期每天产生生活垃圾 50kg，生活垃圾集中收集，交到环卫部分指定地点集中处理。土方施工中，选择合理的施工方式，挖高填低，做到土方平衡。

②运行期固废

运行期产生的固体废物有落地油、油泥、废机油、废机油桶以及废滤料。落地油产生量约为 3.75t/a，含油污泥产生量约为 52.36t/a，废机油产生量约为 1t/a，废机油桶产生量为 0.1t/a，废滤料产生量为 0.2t/a，均为危险固废，落地油带罐上岗，回收率 100%，含油污泥和废机油在污油泥暂存点临时贮存，由具有相应危废处置资质单位收集处置。

12.3.4.噪声

①施工期噪声

施工期噪声源主要为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机以及管线和道路施工中的机械、车辆，按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源，声源强度在 85~105 dB(A)之间，施工期间选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22：00~06：00）进行高噪声施工作业。

②运行期噪声

运行期的噪声污染源主要有井场抽油机、各站场的机泵等。井场噪声根据井场内抽油机数量的增加而增加，声源强度在 76~82 dB(A)之间；站场内的噪声源主要为各种泵类，声源强度在 85~90dB(A)之间，主要采取隔声、基础减振等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

12.4.主要环境影响

12.4.1.地表水环境

对地表水体产生影响的主要污染源为施工期和运行期产生的各类废水以及固体废弃物，根据上述污染物排放情况的汇总，各类生产废水、生活污水、固体废弃物、生活垃圾均不外排，对地表水环境影响小。

12.4.2.地下水环境

(1)施工期地下水的影响

正常情况下，钻井过程中，井场设防渗可移动式泥浆罐，钻井废水及钻井泥浆贮存在泥浆罐中，不会对地下水造成污染影响。根据分析，施工期对地下水环境可

能产生污染的非正常状况主要为井漏，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。根据预测分析，本项目对地下水环境的影响较小。

(2)运行期地下水的影响

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，项目运行阶段采污水、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。本项目回注水依托现有注水站进行回注，依托联合站对采出水处理达标后回注油层，不会对地下水产生影响。

结合前文预测分析结果，根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，在以上非正常工况下，可能会对周边一定范围内地下水环境产生一定影响。根据现场调查，项目地下水评价范围内无居民水源井，因此，该类事故对地下水环境影响很小。

12.4.3.大气环境

①施工期大气环境影响

施工期钻井柴油机废气、发电机废气以及车辆尾气由于作业场地分散，距离环境敏感点较远，对大气环境影响小；施工期道路扬尘影响范围主要集中在道路两侧 50m 的范围内，在采取避让措施、洒水抑尘以及必要的管理措施后对大气环境的影响可降到最小，施工结束后影响随即消失。

②运行期大气环境影响

本项目运行后，增压站加热炉燃烧废气排放对周边大气环境的影响程度较小，各污染源下风向 0~2500m 范围内的污染物落地浓度均未出现超标，且各污染物浓度占标率均小于 10%，满足标准浓度限值。本项目开发范围内，既有不同站场、又有众多的井场，点多面广，相互之间距离较远，叠加影响有限，产建工程采取密闭原油集输工艺，根据类比监测和预测计算，烃类气体排放对区域环境空气质量影响较小，同时随着石油开发技术的不断进步，对伴生气综合利用率的进一步提高，无组织挥发将进一步减小，对区域环境空气的影响得到有效控制，在可接受的范围内。

12.4.4.声环境

①施工期声环境影响

施工期的主要噪声源为各类施工机械及施工车辆产生的噪声，根据噪声预测结

果，施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标，在采取避让、采用低噪声设备以及必要的管理措施后噪声影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

②运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为站场的各种泵类和井场抽油机，根据计算，井场抽油机噪声影响范围在 40m 内；对学 24 增厂界噪声进行预测，学 24 增高噪声源对厂界噪声的贡献值较小，昼间和夜间厂界噪声贡献值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，且站场周围 200m 范围内无居民点，噪声源对周围声环境及其他敏感目标影响小。

12.4.5.生态环境

项目总占地 27.624hm²，其中临时占地 17.927hm²，永久占地 8.927hm²。施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本井区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响小，在生态系统可接受范围内。

12.4.6.土壤环境

正常状况下，各井场、站场地面均为混凝土硬化地面，厂区道路、专用场地均采取硬化措施，根据石油开采项目，在采取源头和分区防控措施的基础上，正常状况下不应有石油渗漏至地下的情景，非正常状况，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，当落地油洒落于地面，在有强降雨持续发生时，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类产生的影响会逐渐消失。

12.4.7.环境风险

本次事故风险评价主要考虑井喷、原油管道泄漏和采油井井喷、套外返水事故；根据风险潜势初判，本项目风险潜势为 I，环境风险评价做简单分析。管道泄漏事故影响：一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，如果处理及时得当，

对周围土壤环境造成影响较小。在落实各项环保措施和本评价所列出的各项环境风险防范措施、有效的应急预案，加强风险管理的条件下，项目的环境风险是可防可控的。

12.5. 公众意见采纳情况

建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令部令第4号）的相关规定，在项目委托后的7日内，于2021年4月3日在环评互联网站进行了第一次环评公示，在报告书征求意见稿完成后，在项目拟建地所在村镇进行了张贴公告公示，并在《三秦都市报》（2021年5月14日、2021年5月18日）进行了第二次公示，公示期均为10个工作日，2021年5月11日在环评互联网站上进行了审批前公示。

本项目环境影响评价公众参与阶段未收到公众意见反馈，若评价区公众对工程建设期的噪声污染、扬尘污染等问题，以及运行期间“三废”排放对环境可能造成的影响表示担心，建设单位表示完全理解，并对公众提出的各项合理化建议和要求将予以采纳；同时对各级政府、主管部门和专家提出的所有有利于环境保护的宝贵意见也将积极采纳，对于环境影响报告书中提出的其它环保措施，建设单位也将逐一落实，确保把工程对环境的不利影响降到最小程度。

12.6. 环境经济损益分析

项目环保投资约1320.5万元，占建设总投资（0.77亿元）的17.15%。这些资金的投入会使项目建设带来的环境问题得到有效的控制。

该工程环境成本为199.05万元/年，年环境收益为310.95万元/年，计算出环保工程经济效益系数为1.56，也就是每年1元的环保费用可减少环境损失1.56元，环保投资具有一定的效益。可见该工程规模开发，对环境的影响相对较小，环境成本低，效益明显。

12.7. 环境管理与监测计划

为确保各项环保措施的落实，最大限度减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期要实施QHSE管理，对施工活动进行现场环境监理。运行期环境管理首先确保日常站场各项环保设施的运行和维护工作，其次工作重点应针对管道破裂、站场事故排放等重大事故的预防和处理。

评价详列了产建项目各污染源（排污口）排放的污染物种类、排放浓度和总量指标，执行的环境标准及拟采取的环境保护措施，为正常运行中污染排放管理提供依据。

环境管理制度包括环境污染事故管理制度及环保检查制度，长庆油田分公司第八采油厂油田产能建设项目组质量安全环保科负责全区块环保专业的技术综合管理；其他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。项目运行期需严格执行环境管理台账相关管理要求。

评价要求建设单位按照环评提出的污染源监测、环境质量监测及生态监测计划对项目施工期、运行期进行满足要求的环境监测。

12.8.评价结论

本项目符合国家产业政策。项目的实施符合国家、陕西省和榆林市的相关规划要求。在认真落实工程设计和本报告书提出的污染防治、生态保护、恢复和补偿措施及风险防范措施，严格执行“三同时”和“以新带老”措施，项目对环境的污染和生态的破坏可降低到当地环境能够容许的程度，项目的环境风险是可防控。从满足生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

12.9. 要求与建议

12.9.1.要求

(1)油田所有井场必须按照《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》、《榆林市油气田开采清洁文明井场建设标准》（暂行）进行建设。

(2)针对本评价提出的现有工程及已实施工程存在的环境问题，要及时整改落实。

(3)加强对油水井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，预防井漏油水穿层对地下水的污染，定期对集输管线进行隐患排查，预防集输油管线泄漏对土壤和地下水的污染。

(4)运行期实施环境监测计划，完善区域地下水监测网络，对项目污染源、周边环境质量及生态环境进行定期监测，确保生态环境保护与恢复、水土保持以及各种污染物控制措施得到监督、落实。

(5)日常运行中加强井场落地油的回收及处置，预防对井场土壤的污染；加强对含油污泥等危险废物的暂存及处置，使其满足危废处置要求。

(6)项目退役期在拆除原油开采与处理设备后，根据立地条件和“宜林则林、宜草则草、宜农则农”的原则，对生态环境进行恢复和重建。

(7)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%。运行期加强管理与工程监测，一旦发生套管破损，及时采取修复措施，防止采出水泄漏污染地下水。采出水全部回注油层，回注率必须达到 100%，严禁以渗坑储存等形式处置采出水，严禁回注油层之外的其他层位。

12.9.2.建议

(1)按照 ISO14000 要求，企业应把“清洁生产”“文明生产”“节约型社会”的观念和措施落实于施工和生产过程中，实施清洁文明井场建设，尽可能采用先进输送工艺设备，同时加强企业管理，防止原油的“跑、冒、滴、漏”，从源头上根治和减少污染；

(2)对输油管线设置标示，防止人为损害，定期对输油管线进行巡视，杜绝偷盗油事件发生；

(3)严格落实泥浆不落地及集中处置要求。