内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田加密井建设项目

环境影响报告书

（送审稿）

编制单位：锡林郭勒盟中安环境技术咨询有限责任公司

二〇二二年七月

目　　录

第 1 章　前言 1
1.1 建设项目的由来 1
1.2 环境影响评价的工作过程 1
1.3 分析判定相关情况 3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响 3
1.5 环境影响评价的主要结论 3
第 2 章　总论 4
2.1 编制依据 4
2.1.1 法律依据 4
2.1.2 法规依据 4
2.1.3 部门规章依据 5
2.1.4 地方性法规 5
2.1.5 技术导则、规范 7
2.1.6 相关技术资料 8
2.2 评价目的 8
2.3 评价原则 9
2.4 环境影响识别与评价因子筛选 9
2.4.1 项目影响环境要素的程度及性质识别 9
2.4.2 评价因子筛选 11
2.5 环境功能区划及评价标准 12
2.5.1 环境功能区划 12
2.5.2 环境标准 13
2.6 评价等级及评价范围 18
2.6.1 大气环境 18
2.6.2 地下水环境 19
2.6.3 地表水环境 21
2.6.4 声环境 22
2.6.5 生态环境 22
2.6.6 土壤环境 23
2.6.7 环境风险评价 24
2.7 评价内容及评价重点 26
2.7.1 评价内容 26
2.7.2 评价重点 26
2.8 环境保护目标 26
第 3 章　项目概况及工程分析 31

3.1 现有工程概况 31
3.1.1 现有工程基本情况 31
3.1.2 油田境界 31
3.1.3 开发井区现有工程概况 32
3.2 项目概况 44
3.2.1 项目基本情况 44
3.2.2 地理位置 45
3.2.3 油田地质 48
3.2.4 项目组成 54
3.2.5 工程占地 58
3.2.6 主要地面工程设计方案 58
3.2.8 公用工程 62
3.2.9 原辅材料 64
3.2.10 依托工程 65
3.2.11 工作制度与劳动定员 69
3.2.12 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况 69
3.3 工程分析 70
3.3.1 工艺流程及产污环节分析 70
3.3.2 产污环节分析 76
3.3.3 污染源分析及源强核算 78
3.4 污染物排放情况汇总及排放总量核定 87
3.4.1 污染物排放情况汇总 87
3.4.2 总量控制 88
3.4.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况 88
3.5 清洁生产分析 89
第 4 章　区域环境质量现状调查与评价 90
4.1 自然环境概况 90
4.1.1 地理位置 90
4.1.2 气候特征 90
4.1.3 地形地貌 90
4.1.4 水文地质特征 92
4.1.5 动植物资源 92
4.1.6 土壤类型 92
4.1.7 地震 93
4.2 环境质量现状监测与评价 93
4.2.1 环境空气质量现状监测与评价 93
4.2.2 地下水环境质量现状监测与评价 99

4.2.3 包气带环境质量现状监测与评价.....108
4.2.4 声环境质量现状监测与评价.....109
4.2.5 土壤环境质量现状监测与评价.....110
4.2.6 生态环境质量现状调查与评价.....120
第 5 章　环境影响预测与评价.....129
5.1 施工期环境影响分析与评价.....129
5.1.1 施工期大气环境影响分析与评价.....129
5.1.2 施工期水环境影响分析与评价.....130
5.1.3 施工期声环境影响分析与评价.....130
5.1.4 施工期固体废弃物环境影响分析与评价.....132
5.1.5 施工期生态环境影响分析与评价.....133
5.2 运营期环境影响预测与评价.....137
5.2.1 大气环境影响预测与评价.....137
5.2.2 地表水环境影响预测与评价.....148
5.2.3 地下水环境影响预测与评价.....148
5.2.4 运营期声环境影响分析与评价.....176
5.2.5 运营期固体废弃物环境影响分析与评价.....179
5.2.6 土壤环境影响分析与评价.....180
5.2.7 运营期生态环境影响分析与评价.....192
5.2.8 闭井期环境影响分析与评价.....193
5.2.9 生态环境影响自查.....194
第 6 章　环境保护措施及其技术、经济论证.....196
6.1 施工期环境保护措施.....196
6.1.1 施工期大气污染环境保护措施.....196
6.1.2 施工期水污染环境保护措施.....197
6.1.3 施工期噪声污染环境保护措施.....198
6.1.4 施工期固体废物污染环境保护措施.....198
6.1.5 施工期土壤污染防治措施.....200
6.1.6 施工期生态保护措施.....201
6.2 运营期环境保护措施.....202
6.2.1 运营期大气污染防治措施.....202
6.2.2 运营期水污染防治措施.....204
6.2.3 运营期噪声环境保护措施.....206
6.2.4 运营期固废污染防治措施.....207
6.2.5 土壤环境污染防治措施.....208
6.2.6 生态环境保护对策措施.....209
6.2.7 闭井期污染防治措施.....214

第 7 章　环境风险评价 215
7.1 建设项目风险源调查 215
7.2 环境风险潜势初判 215
7.3 环境风险识别 216
7.3.1 物质危险性识别 216
7.3.2 生产系统危险性识别 220
7.3.3 危险物质向环境转移途径识别 221
7.3.4 风险识别结果 222
7.4 风险事故情形分析 222
7.4.1 源项分析 222
7.5 环境风险分析 223
7.5.1 井喷事故后果分析 223
7.5.2 套外返水对地下水环境影响分析 224
7.5.3 集油管道泄漏事故影响分析 224
7.5.4 拉油井场储油罐原油泄漏事故影响分析 225
7.6 风险防范措施与应急预案 226
7.6.1 风险管理措施 227
7.6.2 技术防范措施 227
7.6.3 应急预案 232
7.6.4 应急监测 232
7.6.5 应急处置措施 233
7.7 结论 235
第 8 章　环境经济损益分析 236
8.1 经济效益分析 236
8.2 社会效益分析 236
8.3 环境效益分析 236
8.4 小结 238
第 9 章　环境管理与监控计划 239
9.1 环境管理要求 239
9.2 环境管理制度 240
9.2.1 环境管理制度 240
9.2.2 环境保护管理计划 241
9.3 环境监测 242
9.3.1 监测目的 242
9.3.2 监测计划 242
9.4 排污口规范化管理 243
9.4.1 管理原则 243

9.4.2 技术要求 244
9.4.3 排污口标示管理 244
9.4.4 排污口建档管理 244
9.5 环境保护竣工验收 245
第 10 章　环境可行性分析 247
10.1 项目与国家产业政策符合性分析 247
10.2 相关法规、规章相符性分析 247
10.3 相关规划政策相容性分析 251
10.4 与环境功能区划及其他规划的相符性分析 251
10.5 项目与“三线一单”符合性分析 254
10.6 布局合理性分析 258
第 11 章　环境影响评价结论 260
11.1 项目概况 260
11.2 产业政策符合及选址合理性分析 260
11.2.1 产业政策符合性 260
11.2.2 选址合理性分析 260
11.3 环境质量现状 261
11.3.1 生态环境质量现状 261
11.3.2 大气环境质量 262
11.3.3 地下水环境质量 262
11.3.4 声环境质量 262
11.3.5 土壤环境质量 263
11.4 环境影响分析 263
11.4.1 大气环境影响分析 263
11.4.2 水环境影响分析 263
11.4.3 声环境影响分析 264
11.4.4 固体废弃物影响分析 264
11.4.5 生态环境影响分析 264
11.4.6 环境风险 265
11.5 公众参与结论 265
11.6 综合评价结论 265
11.7 建议 265

附件：

附件 1：委托函

附件 2：营业执照及委托函

附件 3：采矿许可证

附件 4：锡林郭勒盟环境保护局关于内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目环境影响评价报告书的批复

附件 5：内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开发项目竣工环境保护验收意见

附件 6：镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田回注水处理工程审批意见

附件 7：镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田污泥暂存工程审批意见

附件 8：镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田回注水预处理工程（含水处理及污泥暂存）竣工环境保护验收意见

附件 9：检测报告

附表：

建设项目环评审批基础信息表

第 1 章　前言

1.1 建设项目的由来

内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田位于内蒙古自治区锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，由陕西延长油田石油（集团）有限责任公司（内蒙古）分公司投资建设。

宝勒根陶海油田 2005 年底取得油气探矿权，在 2006 年~2008 年期间，勘探取得突破性进展，发现泓丰、鑫垠、物华区块油藏，2009 年开始，在继续扩大勘探成果的同时，积极进行油井试采工作。2015 年 10 月 10 日，取得中华人民共和国采矿许可证（证号：0200001510018），可开采规模为 20 万吨/年，矿区面积 74.017km^2，由 24 个拐点圈成，油田开采地理坐标为东经 114°11′00″~114°19′45″、北纬 42°20′45″~42°28′15″之间，开采深度在 330m~1750m。

2015 年 3 月，陕西延长油田石油（集团）有限责任公司（内蒙古）分公司委托内蒙古新创科技发展有限公司编制完成《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目环境影响报告书》，并于 2015 年 3 月 3 日取得该报告书的批复（锡署环审书[2015]2 号）；2021 年 6 月 1 日，该项目通过自主验收。现有工程建设规模为油井 406 眼、注水井 15 眼，油水处理站 3 座，注水管线 11.7km，实际年产油量 3×10^{4}t/a。

2022 年，为进一步开采区域油藏资源，陕西延长油田石油（集团）有限责任公司（内蒙古）分公司拟实施本次内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田加密井建设项目，在宝勒根陶海油田加密部署采油井 26 口，稳产后设计新增产油量 2.85×10^{4}t/a。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、国务院令第 682 号《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》及生态环境部令 16 号《建设项目环境影响评价分类管理名录》的有关规定，本项目属于五、陆地石油开采-石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）。根据《内蒙古自治区人民政府关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的通告》，镶黄旗自治区级水土流失重点治理区，属于该栏目环境敏感区范围，所以本项目需编制环境影响报告书。

陕西延长油田石油（集团）有限责任公司（内蒙古）分公司于 2022 年 5 月 29 日正

式委托锡林郭勒盟中安环境技术咨询有限责任公司承担本项目环境影响评价工作（委托书见附件 1）。接受委托后，我公司即派技术人员进行现场踏勘，收集了场址地区的环境等基础资料。在调研与资料整理过程中，及时向当地环保行政主管部门了解地方环保要求并征询意见，在工程分析、环境质量现状监测的基础上，编制完成本工程环境影响报告书，现上报生态环境行政主管部门审批。

按照《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）的要求，本次环境影响评价采用的工作过程详见图 1.2-1。

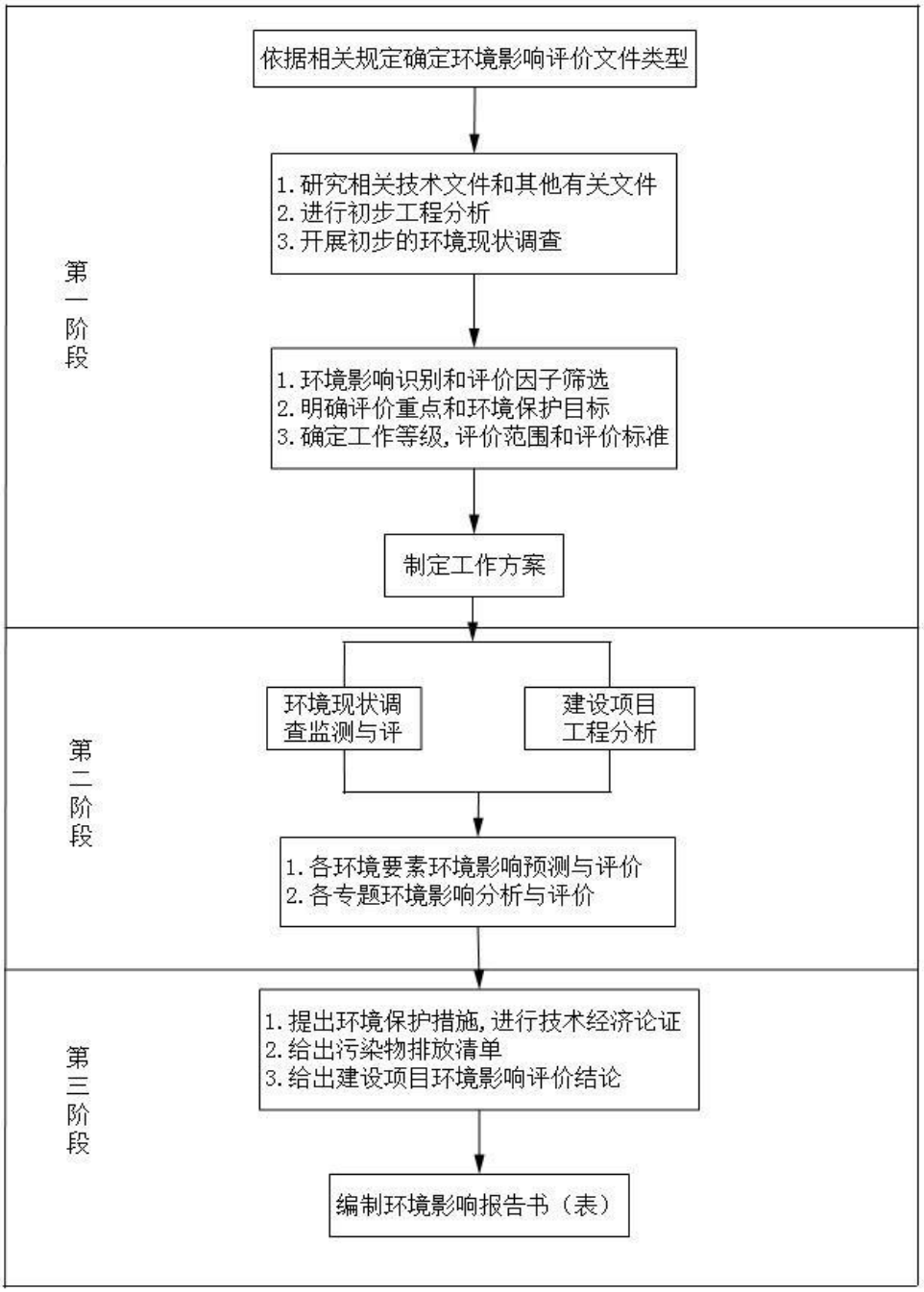


图 1.2-1　本次环境影响评价采用的工作过程图

1.3 分析判定相关情况

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016） 3.3 的相关要求，分析判定建设项目选址选线、规模、性质和工艺路线等与国家和地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划、规划环境影响评价结论及审查意见的符合性，并与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单进行对照，作为开展环境影响评价工作的前提和基础。

本项目选址不在生态功能重要区域、生态环境敏感脆弱区域或国家级、自治区级禁止开发区域，以及有必要严格保护的其他各类保护地，未触及生态保护红线；本项目的建设符合《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目》开发利用方案的要求；本项目的建设运营虽然会产生一定的污染物，如废气、废水、生产设备运行时产生的噪声和固废等，但在采取相应的污染防治措施后，各类污染物的达标排放，不会对周边的环境造成不良影响。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

根据项目特点及现场调查结果，项目关注的主要环境问题及环境影响包括：

（1）项目建设与国家及地方产业政策、行业技术规范的符合性问题。

（2）项目施工及运营过程中废气、废水、噪声、固体废物等对周围环境的影响。

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

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程的建设符合国家产业政策，通过对本工程施工期、运营期及闭井期产生的污染源强及对环境的影响进行预测、分析，结果表明本工程所采用的生产工艺技术合理，符合环保政策要求。该项目拟采取的“三废”治理方案有效、合理，技术经济上可行，在切实落实本环评报告中提出的各项污染物防治措施及环保设施正常运行状况下，各污染物排放不会改变周围环境质量现状水平，环境风险可防控。

本次评价认为，本项目投产后将带来一定的经济效益和较为显著的社会效益、环境效益，在严格执行国家各项环保规章制度，严格按照“三同时”要求落实各项污控措施对策条件下，从环境保护的角度上看，本工程的建设是可行的。

第 2 章　总论

2.1 编制依据

2.1.1 法律依据

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；

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

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

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日起施行；

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

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；

（8）《中华人民共和国土地管理法》，2019 年 8 月 26 日起施行；

（9）《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；

（10）《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日起施行；

（11）《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日起施行；

（12）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日起施行；

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

（14）《中华人民共和国城乡规划法》，2019 年 4 月 23 日起施行；

（15）《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

（16）《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行。

2.1.2 法规依据

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 253 号，1998 年 11 月 29 日）及《国务院关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》，中华人民共和国国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；

（2）《土地复垦条例》，中华人民共和国国务院令第 592 号，2011 年 3 月 5 日施行；

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

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

2.1.3 部门规章依据

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

（2）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号；

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

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

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

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

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

（8）《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；

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

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

（11）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号；

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

（13）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》，环境保护部令第 34 号；

（14）《国家危险废物名录（2021 年版）》，环境保护部令第 15 号；

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

2.1.4 地方性法规

（1）《〈内蒙古自治区人民政府关于贯彻落实大气污染防治行动计划的意见〉重

点工作部门分工方案》，内政办发〔2014〕46 号，2014 年 5 月 20 日发布实施；

（2）《内蒙古自治区人民政府关于印发自治区国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）的通知》，内政发〔2018〕11 号；

（3）《内蒙古自治区人民政府关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案的通知》，内政发〔2018〕37 号；

（4）《内蒙古自治区环境保护条例》，2018 年 12 月 6 日第五次修正；

（5）《内蒙古自治区大气污染防治条例》，2019 年 3 月 1 日起施行；

（6）内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发《内蒙古自治区水污染防治三年攻坚计划》的通知，内政办发〔2018〕96 号，2018 年 12 月 29 日发布；

（7）《内蒙古自治区人民政府关于贯彻落实土壤污染防治行动计划的实施意见》，内政发〔2016〕127 号；

（8）《内蒙古自治区人民政府关于水污染防治行动计划的实施意见》，内政发〔2015〕119 号；

（9）内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发《内蒙古自治区土壤污染防治三年攻坚计划》的通知，内政办发〔2018〕97 号；

（10）内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发《内蒙古自治区推进城市精细化管理三年行动方案（2018-2020 年）》；

（11）《内蒙古自治区环境保护厅关于进一步加强一般工业固体废物监管工作的通知》，内环办〔2018〕408 号；

（12）内蒙古自治区环境保护厅印发<关于开展固体废物大排查进一步加强危险废物全过程监管的实施方案>的通知》，内环办〔2018〕330 号；

（13）内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发<内蒙古自治区石油天然气管道保护监管办法>的通知》，内政办发〔2021〕12 号；

（14）《内蒙古自治区矿产资源总体规划》（2016～2020）；

（15）《锡林郭勒盟生态环境局关于落实沙区开发建设项目环境影响评价制度的通知》；

（16）《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》；

（17）《锡林郭勒盟“十四五”生态环境保护规划》。

2.1.5 技术导则、规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（4）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

（10）《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T192-2015）；

（11）《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；

（12）《建设项目危险废物环境影响评价指南》，环境保护部公告 2017 年第 43 号；

（13）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

（14）《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；

（15）《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）；

（16）《石油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（17）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，（DZ/T0317-2018）；

（18）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

（19）《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）；

（20）《路上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）；

（21）《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》（Q/SY CQ 08004-2018）；

（22）《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY 1190-2013）；

（23）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）；

（24）《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物(试行)》(HJ1200-2021)；

（25）《危险废物转移管理办法》；

（26）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》；

（27）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）；

（28）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》。

2.1.6 相关技术资料

（1）《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目环境影响报告书》，内蒙古新创科技发展有限公司，2015 年 3 月；

（2）《锡林郭勒盟环境保护局关于内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目环境影响评价报告书的批复》，锡署环审书[2015]2 号，2015 年 3 月 3 日；

（3）《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开发项目竣工环境保护验收调查报告》，内蒙古三方监测环保有限公司，2021 年 8 月；

（4）《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开发项目竣工环境保护验收意见》，2021 年 6 月 1 日；

（5）《镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田回注水处理工程环境影响报告书》，内蒙古新创环境科技有限公司，2015 年 9 月；

（6）《镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田回注水处理工程审批意见》，镶生环审书[2015]1 号，2015 年 11 月 5 日；

（7）《镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田污泥暂存工程环境影响报告表》，内蒙古新创环境科技有限公司，2018 年 8 月；

（8）《镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田污泥暂存工程审批意见》，镶生环审书[2019]3 号，2019 年 2 月 11 日；

（9）《镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田回注水预处理工程（含水处理及污泥暂存）竣工环境保护验收监测报告》，内蒙古众元测试技术有限公司，2020 年 8 月；

（10）《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目》开发利用方案，延长油矿管理局，2013 年 5 月；

（11）企业提供的其他技术资料及图件。

2.2 评价目的

建设项目环境影响评价工作对预防项目建设可能造成的环境污染起到积极的作用。根据本项目的具体情况，本次环境影响评价工作拟达到以下目的：

（1）通过类比调查、现场踏勘、现状监测及评价，掌握工程周围环境质量现状、环境功能要求；通过模拟计算和分析，评价拟建项目建设期及运营期排放不同污染物对

环境产生影响程度、范围和可接受性，在调查研究基础上提出合理可行的污染防治对策。

（2）根据达标排放等要求论证环保措施的可靠性和合理性。

（3）为决策部门、设计部门、地方环境保护管理部门和建设单位环境管理提供科学依据。

2.3 评价原则

1、按照“依法评价”的原则，从国家、自治区的有关产业政策、环境保护政策等方面进行分；

2、依据“科学评价”的原则，以工程分析为基础，以生态保护为重点，对工程建设期、运营期各环境要素进行分析、预测和评价，提出相应的防治措施。现状评价以监测数据为依据，预测模式选取实用可行的模式。

3、本项目评价过程中将依据“突出重点”的原则，根据建设项目的工程内容及其特点，明确其与项目所在地大气环境、水环境、声环境、生态环境等环境要素的作用效应关系，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 项目影响环境要素的程度及性质识别

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

1、施工期环境影响因素识别及筛选

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

本工程施工期环境影响因素识别及筛选见表 2.4-1。

表 2.4-1　施工期环境影响因素识别及筛选矩阵

要素施工阶段		自然环境						生态环境			环境风险
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	水土保持	野生植物	野生动物	
施工期	场地清理	-2	-1	/	-1	/	-1	-2	-2	-1	/
	钻井施工	-1	/	-1	-2	-2	-1	-1	/	/	-1
	交通运输	-1	-1	/	-1	/	/	/	-1	/	/
	安装建设	-1	/	/	/	-1	/	/	/	/	/
	材料堆放	-1	/	/	/	/	/	/	-2	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响

2、运行期环境影响因素识别及筛选

运行期正常工况条件下，污染物产生主要集中在各井场及运输过程，如无组织烃类排放、运输车辆扬尘、油田采出水处理、修井洗井废水处理、井场噪声以及落地油、含油污泥对周围大气、声环境、地表水环境、地下水、土壤环境的影响。与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。本工程运行期环境影响因素识别及筛选见表 2.4-2。

表 2.4-2　运行期环境影响因素识别及筛选矩阵

施工阶段 \ 要素		自然环境						生态环境			环境风险
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	水土保持	野生植物	野生动物	
运行期	采油作业	-2	/	/	-1	/	/	/	/	/	/
	修井、洗井作业	-1	/	-2	-1	-1	-1	/	/	/	/
	原油集输	-1	/	/	/	/	/	/	-1	/	-2
	采出水回注	/	/	/	/	/	/	/	/	/	-1
	危废暂存	/	/	/	/	-1	/	/	/	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响

3、闭井期环境影响因素识别及筛选

闭井期原油产量明显下降，油井相继关闭，因此油田闭井期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低。闭井期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动，施工活动将造成一定程度的水土流失、产生少量落地原油等。工程闭井期环境影响因素识别及筛选见表 2.4-3。

表 2.4-3　闭井期环境影响因素识别及筛选矩阵

施工阶段 \ 要素		自然环境						生态环境			环境风险
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	水土保持	野生植物	野生动物	
闭	车辆运输	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/

井期	井场	/	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	集输管线	-1	/	/	-1	/	/	/	-1	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响

4、影响环境要素性质的识别

采用环境影响性质识别表对工程影响环境的性质进行识别。影响性质分不利影响和有利影响，长期影响和短期影响，可逆影响与不可逆影响，局部影响与广泛影响，识别结果见表 2.4-4。

表 2.4.-4　　项目建设工程对环境影响的性质分析

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

据表 2.4-4，本项目对环境要素不利影响主要表现在地下水、水土流失、环境空气、声环境等方面，这些影响大部分是短期局部可逆影响，项目服役期满影响基本可以消除。

2.4.2 评价因子筛选

根据石油天然气开发项目特点、环境影响的主要特征，结合评价区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，确定本次评价因子见表 2.4-5。

表 2.4-5　　评价因子一览表

环境要素	专题设置	评价因子
大气	现状评价	SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3、非甲烷总烃
	影响评价	非甲烷总烃、TSP
地下水	现状评价	地下水：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、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子合成洗涤剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铅、六价铬、石油类
		包气带：pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、阴离子合成洗涤剂、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐、硝酸盐、硫化物、氰化物、氟化物、铁、锰、铜、锌、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类
	影响评价	石油类
噪声	现状评价	等效连续 A 声级

	影响评价	等效连续 A 声级
固体废物	影响评价	废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、含油污泥等的处理或处置措施
土壤环境	现状评价	①重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；②挥发性有机物： 四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1 -三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3 -三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，2-cd〕芘、萘。④特征因子：石油烃
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	土地利用、植被类型、土壤侵蚀、动物资源、生态系统等
	影响评价	工程占地、水土流失、植被、土壤、动物
环境风险	影响评价	大气：非甲烷总烃、CO、SO_2；地下水：石油类

2.5 环境功能区划及评价标准

2.5.1 环境功能区划

本项目所在区域环境功能区划如下：

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

2、空气环境：根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中环境空气质量功能区的分类：城镇规划中确定的居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区均属于二类功能区，本项目区域环境空气功能区划为二类功能区。

3、声环境：根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定：区域声环境功能区划为 2 类区。

4、土壤环境：项目占地范围内建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600-2018）》筛选值第二类用地标准；其他土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

5、生态环境：按照《全国生态功能区划》，本项目属锡林郭勒典型草原防风固沙三级功能区；按照《内蒙古生态环境功能区划》和《锡林郭勒盟生态功能区划》，本项目矿区属内蒙古高原典型草原生物多样性保护生态功能区。

2.5.2 环境标准

2.5.2.1 环境质量标准

1、环境空气质量标准

项目所在区域为环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二类区标准，因此 TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准；非甲烷总烃执行河北省地方标准《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准，详细标准值见表 2.5-1。

表 2.5-1　　环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	标准限值	评价标准
SO_2	年平均	60 ug/m^3	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准
	24 小时平均	150 ug/m^3	
	1 小时平均	500 ug/m^3	
CO	24 小时平均	4mg/m^3	
	1 小时平均	10mg/m^3	
O_3	日最大 8 小时平均	160 ug/m^3	
	1 小时平均	200 ug/m^3	
TSP	年平均	200 ug/m^3	
	24 小时平均	300 ug/m^3	
NO_2	年平均	40 ug/m^3	
	24 小时平均	80 ug/m^3	
	1 小时平均	200 ug/m^3	
PM_{10}	年平均	70 ug/m^3	
	24 小时平均	150 ug/m^3	
$PM_{2.5}$	年平均	35ug/m^3	
	24 小时平均	75ug/m^3	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0mg/m^3	《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准

2、地下水质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)III类标准。详见表 2.5-2。

表 2.5-2　　地下水环境质量标准

序号	监测因子（mg/L）	执行标准	序号	监测因子（mg/L）	执行标准
1	pH 值（无量纲）	6.5≤pH≤8.5	18	镉	≤0.005

2	氨氮	≤0.50	19	铅	≤0.01
3	氟化物	≤1.0	20	锌	≤1.00
4	硝酸盐氮	≤20.0	21	铜	≤1.00
5	亚硝酸盐氮	≤1.00	22	硫化物	≤0.02
6	氰化物	≤0.05	23	钠	≤200
7	砷	≤0.01	24	总大肠菌群（MPN/100ml）	≤3.0
8	耗氧量（CODMn）	≤3.0	25	细菌总数(CFU/ml)	≤100
9	总硬度	≤450	26	铝	≤0.20
10	溶解性总固体	≤1000	27	阴离子表面活性剂	≤0.3
11	挥发酚	≤0.002	28	碘化物	≤0.08
12	六价铬	≤0.05	29	硒	≤0.01
13	氯化物	≤250	30	色度（度）	≤15
14	硫酸盐	≤250	31	嗅和味	无
15	铁	≤0.3	32	浑浊度	≤3
16	锰	≤0.10	33	肉眼可见物	无
17	汞	≤0.001	34	石油类	≤0.05

3、声环境质量标准

项目声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，标准值详见表 2.5-3。

表 2.5-3　声环境质量标准　　单位：dB（A）

类别	昼　间	夜　间
2	60	50

4、土壤环境质量标准

本项目占地范围内用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB36600-2018)》筛选值第二类用地标准；其他土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。见表 2.5-4、表 2.5-5。

表 2.5-4　建设用地土壤环境质量评价标准　单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值（第二类用地）	管制值（第二类用地）
重金属和无机物				
1	砷	7740-38-2	60	140
2	镉	7440-43-9	65	172
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7	78
4	铜	7440-50-8	18000	36000
5	铅	7439-92-1	800	2500
6	汞	7439-97-6	38	82
7	镍	7440-02-0	900	2000
挥发性有机物				
8	四氯化碳	56-23-5	2.8	36
9	氯仿	67-66-3	0.9	10
10	氯甲烷	74-87-3	37	120

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值（第二类用地）	管制值（第二类用地）
11	1，1-二氯乙烷	75-34-3	9	100
12	1，2-二氯乙烷	107-06-2	5	21
13	1，1-二氯乙烯	75-35-4	66	200
14	顺-1，2-二氯乙烯	156-59-2	596	2000
15	反-1，2-二氯乙烯	156-60-5	54	163
16	二氯乙烷	75-09-2	616	2000
17	1，2-二氯丙烷	78-87-5	5	47
18	1，1，1，2-四氯乙烷	630-20-6	10	100
19	1，1，2，2-四氯乙烷	79-34-5	6.8	50
20	四氯乙烯	127-18-4	53	183
21	1，1，1-三氯乙烷	71-55-6	840	840
22	1，1，2-三氯乙烷	79-00-5	2.8	15
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8	20
24	1，2，3-三氯丙烷	96-18-4	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43	4.3
26	苯	71-43-2	4	40
27	氯苯	108-90-7	270	1000
28	1，2-二氯苯	95-50-1	560	560
29	1，4-二氯苯	106-46-7	20	200
30	乙苯	100-41-4	28	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3，106-42-3	570	570
34	邻二甲苯	95-47-6	640	640
半挥发性有机物				
35	硝基苯	98-95-3	76	760
36	苯胺	62-53-3	260	663
37	2-氯酚	95-57-8	2256	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15	151
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151	1500
42	䓛	218-01-9	1293	12900
43	二苯并[a，h]蒽	53-70-3	1.5	15
44	茚并[1，2，3-cd]芘	193-39-5	15	151
45	萘	91-20-3	70	700
石油烃类				
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	—	4500	9000

注：①具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值（见 3.6）水平的，不纳入污染地块管理。土壤环境背景值可参见附录 A。

表 2.5-5　农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）　　单位：mg/kg

序号	污染物项目		GB15618-2018			
			pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	50	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.5.2.2 污染物排放标准

1、废气

扬尘执行《大气污染综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放限值；油田区域非甲烷总烃无组织排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求，具体见表 2.5-6。

表 2.5-6　　运行期大气污染物排放标准

标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求	非甲烷总烃	无组织排放监控浓度限值（mg/m^3）	4.0
《大气污染综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新建污染源	颗粒物	无组织排放监控浓度限值（mg/m^3）	1.0

钻井期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三阶段的标准限值，具体见表 2.5-7。

表 2.5-7　　施工期非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功(P_{max})（kW）	CO（g/kW·h）	HC（g/kW·h）	NOx（g/kW·h）	HC+ NOx（g/kW·h）	PM（g/kW·h）	NH_3（ppm）	PN（#/kW·h）
第三阶段	P_{max}＞560	3.5	—	—	6.4	0.20	—	—
	130≤P_{max}≤560	3.5	—	—	4.0	0.20	—	—
	75≤P_{max}＜130	5.0	—	—	4.0	0.30	—	—
	37≤P_{max}＜75	5.0	—	—	4.7	0.40	—	—
	P_{max}＜37	5.5	—	—	7.5	0.60	—	—
第四阶段	P_{max}＞560	3.5	0.40	3.5，0.67[a]	—	0.10	25[b]	—
	130≤P_{max}≤560	3.5	0.19	2.0	—	0.025		5×10^{12}
	56≤P_{max}＜130	5.0	0.19	3.3	—	0.025		
	37≤P_{max}＜56	5.0	—	—	4.7	0.025		
	P_{max}＜37	5.5	—	—	7.5	0.60		—

[a]适用于可移动式发电机组用 P_{max}＞900kW 的柴油机。
[b]适用于使用反应剂的柴油机。

2、废水

本项目不新增劳动定员，不增加生活污水。所以本项目产生废水主要包括油田采出水和作业（修井、洗井）废水。

根据《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014），“油田采出水”是油田开采过程中产生的含有原油的水，经净化处理后可重新注回油层作驱油剂使用，是注水水源之一。因此本项目采出水依托现有污水处理工艺处理达标后全部回注采油层。此外，项目作业（修井、洗井）废水处理后也全部回注油层，与油田采出水性质相似、用途相同。

注水水质要求达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准，详见表 2.5-8。

表 2.5-8　《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准　单位：mg/L

项目	含油 (mg/L)	悬浮物 (mg/L)	悬浮物颗粒中值(μm)	SRB (个/mL)	IB (个/mL)	TGB (个/mL)	平均腐蚀率 (min/年)
注水水质标准	5.0	1.0	1.0	10	$n*10^2$	$n*10^2$	0.076

3、噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准限值，运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，标准值见表 2.5-9 和表 2.5-10。

表 2.5-9　建筑施工场界噪声限值

建筑施工场界噪声限值/ dB（A）	昼间	夜间
	70	55

表 2.5-10　工业企业厂界环境噪声排放标准

类别	噪声限值/dB（A）	
	昼间	夜间
2	60	50

4、固废

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

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 大气环境

1、评价等级的确定

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中 5.3 节工作等级的确定方法，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i（第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_{i-}—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i— 采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{0i}—第 i 个污染物的环境质量标准，μg/m^3。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

评价工作等级按表 2.6-1 的分级数据进行划分，最大地面浓度占标率 P_i 按上述公式计算，如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者 P_{max}。

表 2.6-1　　评价工作等级表

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

通过对项目进行工程分析，本项目废气主要为原油开采、集输无组织排放的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃。本次评价选取烃类无组织排放较大的采取储油罐拉运方式的单井井场作为面源进行预测，项目废气排放源强参数详见表 2.6-2。

表 2.6-2　　废气无组织排放参数一览表（矩形面源）

污染源名称	坐标（°）		海拔高度（m）	矩形面源			污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度		长度（m）	宽度（m）	有效高度（m）	NMHC
矩形面源	114.282171	42.466257	1214.00	43.33	30.00	6.00	0.027

采用 HJ2.2-2018 推荐清单中的估算模式（AERSCREEN）进行计算，计算结果见表 2.6-3。

表 2.6-3　　大气污染源估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准(μg/m³)	C_{max}(μg/m³)	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)
矩形面源	NMHC	2000.0	41.583	2.079	/

本项目 Pmax 最大值出现为无组织排放的非甲烷总烃 Pmax 值为 2.079%，Cmax 为 41.583μg/m³，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

2、评价范围

本项目大气环境影响评价工作等级为二级，评价范围为：以单井为中心区域边长取 5.0km 的矩形区域。

2.6.2 地下水环境

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级划分应根据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级判定。

（1）地下水环境敏感程度

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表2.6-4。

表 2.6-4　地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

（2）建设项目行业分类

根据建设项目对地下水环境影响的程度，结合《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将建设项目分为四类，I类、II类和III类建设项目的地下水环境影响评价应执行表2中的评价等级划分，IV类建设项目不开展地下水环境影响评价。

根据项目建设内容，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A中的地下水环境影响评价行业分类表，本项目为“石油开采”，属于I类建设项目。

本项目所在区域不涉及集中式饮水水源准保护区、其他特殊地下水资源保护区、集中式饮用水水源准保护区以外的补给径流区等地下水的环境敏感区，但是油田范围内及周边有分散式居民饮用水水源井。因此地下水环境敏感程度为“较敏感”。因此，本项目地下水环境影响评价工作等级为“一级”。

项目地下水影响评价等级判断见表2.6-5。

表 2.6-5　评价工作等级判定表

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

2、评价范围

（1）公式计算法

当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定：

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

式中：L—下游迁移距离；

α—变化系数，$\alpha\geq1$，一般取 2；

K—渗透系数，m/d，根据本区水文地质勘探结果，渗透系数为 k=0.85～2.9m/d，从环境安全角度考虑取最大值，此处取 2.9m/d；

I—水力坡度，无量纲，根据本区水文地质勘探结果、本项目水文地质图及区域水文地质资料，取 0.005；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e—有效孔隙度，无量纲，取 0.2。

（2）查表法

当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定，具体见表 2.6-6。

表 2.6-6　地下水环境现状调查评价范围参照

评价等级	调查评价面积（km^2）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6～20	
三级	≤6	

（3）自定义法

当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜，可根据建设项目所在地水文地质条件确定。

根据现场调查、本项目水文地质图及区域水文地质资料，本次选取公式法结合自定义法确定本项目地下水环境影响评价范围：本项目开发区北东侧下游、南西侧上游以公式法计算的溶质迁移 5000d 距离 L，即 725m 为界；北西侧及南东侧侧向取水文地质边界即项目所在沟谷盆地两侧的地表分水岭为界。据测算，本项目调查评价范围面积 316km^2。

2.6.3 地表水环境

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）地表水评价工作等级按照影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等综合确定。

本项目属于水污染影响型建设项目，根据排放方式和废水排放量划分评价工作等

级，详见表 2.6-6。

表 2.6-6　水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/（m^3/d）； 水污染当量数 W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q<200 或 W<6000
三级 B	间接排放	—

本项目运行期生产废水（采出水和洗井、修井废水）全部处理达标后回注油层，不外排。因此，根据导则要求，本项目地表水评价等级为三级 B。重点分析依托采出水、洗井、修井废水处理设施的环境可行性。

2.6.4 声环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价等级划分的规定，“建设项目所处的声环境功能区为 GB 3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 3 dB(A)～5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价。”

评价区属《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类声环境功能区，项目噪声影响主要集中在施工期，运行期噪声源较少，且影响范围仅限于站场和井场内部，开发前后评价范围敏感目标噪声级增量＜3dB(A)，受影响的人口变化小。按《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ 2.4-2021）要求，确定声环境评价工作等级为二级。

（2）评价范围

本项目声环境评价范围取井场界外 200m 范围，新建管线、道路工程取两侧 200m 范围。

2.6.5 生态环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。按以下原则确定评价等

级：

a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；

b）涉及自然公园时，评价等级为二级；

c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；

d）根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；

e）根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；

f）当工程占地规模大于 20 km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；

g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；

h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境；不涉及自然公园；项目占地范围内及外扩评价范围内均不涉及生态保护红线；根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目且地表水评价等级为三级 B；地下水水位及土壤影响范围内不存在天然林、公益林、湿地等生态保护目标；工程新增占地规模 0.3371km^2＜20km^2。综上所述，本项目生态环境评价等级为三级。

（2）评价范围

评价范围确定为井场占地外扩 1km 范围。

2.6.6 土壤环境

（1）评价等级

①项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 中的划分依据，本项目为“采矿业-金属矿、石油、页岩油开采”，属于I类项目。

②环境影响类型

本项目的土壤污染影响途径主要是污染物经大气沉降和非正常状况下的垂直入渗，故项目属于污染影响型。

③占地规模

结合项目工程占地统计，本项目总占地面积 33.65hm^2，其中永久占地 5.90hm^2、临

时占地 27.75hm^2，占地规模均属于中型。

④敏感程度

本项目位于锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，项目周边主要为草地，因此，敏感程度为“敏感”。

⑤评价等级判定

污染影响型建设项目土壤评价工作等级划分依据见表 2.6-9。

表 2.6-9　土壤环境评价工作等级划分表

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

本项目属于I类项目，占地规模属于中型，敏感程度为敏感，因此本项目土壤环境评价等级为一级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤污染影响调查评价范围为：井场占地范围内及占地范围外 1km 范围。

2.6.7 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 B.1、表 B.2 和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）表 1 中规定的临界量进行 P 的分级确定。按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）。

$$Q=\frac{q_1}{Q_{1l}}+\frac{q_2}{Q_2}+\Lambda+\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q1、q2、qn——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1、Q2、Qn——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

本项目新建采油井 26 口，新建集油管线 9.30km。施工和钻井过程中涉及的危险物

质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油和伴生气。

本项目涉及的危险物质临界量参照附录 B 确定。根据分析可知，本项目新建油井、油罐及相关输油管线的 Q 值均＜1，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I，本项目 Q 值确定见表 2.6-10。

表 2.6-10　项目 Q 值确定表

序号	危险单元		危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	规格	运行压力
1	钻井井场	柴油储罐	柴油	2500	20	0.008	/	常压
2	采油井场	原油储罐	含水原油	2500	668.93	0.268	26×30m³ 储油罐	常压
3	管线	集输管线	含水原油	2500	10.51	0.004	Φ60×9.30km	常压

注：单井出油管线管径相同，选取管线总长度进行判定。

根据导则，环境风险评价工作等级划分为一、二、三级，根据环境风险潜势确定。对应关系见表 2.6-11。

表 2.6-11　风险评价等级判别表

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

a、是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明

本项目新建油井、油罐及相关输油管线等危险单元 Q 值均＜1，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析。

项目环境影响评价工作等级及评价范围统计见表 2.6-12，评价范围见图 2.6-1~图 2.6-3。

表 2.6-12　环境影响评价工作等级及评价范围

评价项目	评价等级	评价范围
大气环境	二级	以单井为中心区域边长取 5.0km 的矩形区域
地下水环境	一级	本项目开发区北东侧下游、南西侧上游以公式法计算的溶质迁移 5000d 距离 L，即 725m 为界；北西侧及南东侧侧向取水文地质边界即项目所在沟谷盆地两侧的地表分水岭为界。据测算，本项目评价范围面积 316km²
声环境	二级	井场界外 200m 范围，新建管线、道路工程取两侧 200m 范围
生态环境	三级	井场占地外扩 1000m 范围
地表水环境	简单分析	—
土壤环境	一级	井场占地范围内及占地范围外 1000m 范围
环境风险	简单分析	—

2.7 评价内容及评价重点

2.7.1 评价内容

根据工程建设特点及区域环境特征，确定本次环境影响评价的主要内容为：

（1）介绍拟建项目建设概况，进行工程分析，核算本工程各污染物排放量。

（2）对项目所在区域的环境质量现状进行监测与评价。

（3）针对拟建项目特点及排污特点，提出经济合理、技术可行的污染防治措施，使拟建项目建设可能对周围环境产生的不利影响降低到最小。

（4）预测拟建项目投产后所排污染物对评价区环境质量产生影响的范围和程度，评价环境影响可接受程度，综合分析拟建项目选址的合理性。

（5）分析本项目物质和工艺系统的危险性和环境敏感性。

（6）对项目的环境经济损益进行简要分析，提出相应的环境管理计划与环境监测计划。

2.7.2 评价重点

根据项目所在区域环境特征和工程污染物排放及其环境影响，本项目评价内容包括工程分析、污染防治措施、大气环境影响评价、水环境影响评价、声环境影响评价和项目选址的合理性分析等。评价重点确定为工程分析、污染防治措施、环境空气影响评价、土壤环境影响评价和水环境影响评价。

2.8 环境保护目标

本项目环境保护目标见表 2.8-1、表 2.8-2。

表 2.8-1　项目环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	坐标		保护内容	环境功能区	相对单井方位	相对单井距离 m	保护目标
		经度	纬度					
大气环境	巴嘎达布苏浩特	114.312465	42.446911	4 户/10 人	二类	巴丰 6 井北	1560	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类区标准
	巴音希勒特浩特	114.187345	42.354009	5 户/14 人	二类	巴丰 6 井西北	650	
	塔利亚浩特	114.271846	42.414491	5 户/15 人	二类	C10-1 井东	1620	
	巴音塔拉镇	114.271803	42.402275	80 户/310 人	二类	C10-1 井东南	1690	

	巴嘎达布苏嘎查	114.296758	42.402893	7 户/20 人	二类	巴丰 1 井南	2070	
	哈日淖尔浩特	114.246762	42.405920	5 户/17 人	二类	BY102 井东北	520	
	塔林乌苏嘎查	114.236033	42.361263	7 户/22 人	二类	YW-19 井东南	2110	
	塔拉乌苏浩特	114.307401	42.436808	10 户/38 人	二类	泓丰 10-18 井南	580	
	道伦呼都格	114.348643	42.417326	5 户/16 人	二类	HM6-3 井东南	2310	
声环境	井场界外200m范围，新建管线、道路工程两侧200m范围内均不存在声环境保护目标							《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
土壤	项目评价范围内牧草地							占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)标准；占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)标准。
生态环境	项目所在区域的植被及动物							项目区域生态系统结构与功能不发生改变

表 2.8-2　地下水环境保护目标

环境要素	保护对象	坐标	保护内容	环境功能区	井深 m	水位 m	相对单井方位	相对单井距离 m
地下水	塔拉乌苏浩特水井	E：114°10′51.59″、N：42°21′13.27″	饮用水井	III类地下水功能区	130	56.2	泓丰10-18井南侧	715
	七面井浩特水井	E：114°20′30.93″、N：42°24′50.90″	饮用水井		126	58.5	HM18井东南侧	2660
	塔利亚浩特水井	E：114°15′51.23"、N：42°24′43.63"	饮用水井		131	59.3	C10-1井东侧	1660
	巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井	E：114°18′7.37″、N：42°26′28.76″	饮用水井		119	62.3	巴丰6井北侧	1300
	巴嘎达苏浩特水井	E：114°16′6.90″、N：42°25′32.20″	饮用水井		125	58.5	C10-1井东北侧	1930
	巴音希勒浩特水井	E：114°18′24.71″、N：42°26′13.36″	饮用水井		128	55.7	巴丰6井西北侧	730
	哈日淖尔浩特水井	E：114°14′4.43″、N：42°23′58.46″	饮用水井		126	58.6	BY102西北侧	110
	良缘饭店水井	E：114°16′22.92″、N：42°24′2.67″	饮用水井		129	63.4	BY102东侧	2520
	巴嘎达布苏嘎查水井	E：114°17′48.33″、N：42°24′10.41″	饮用水井		135	59.2	巴丰1井南侧	2240

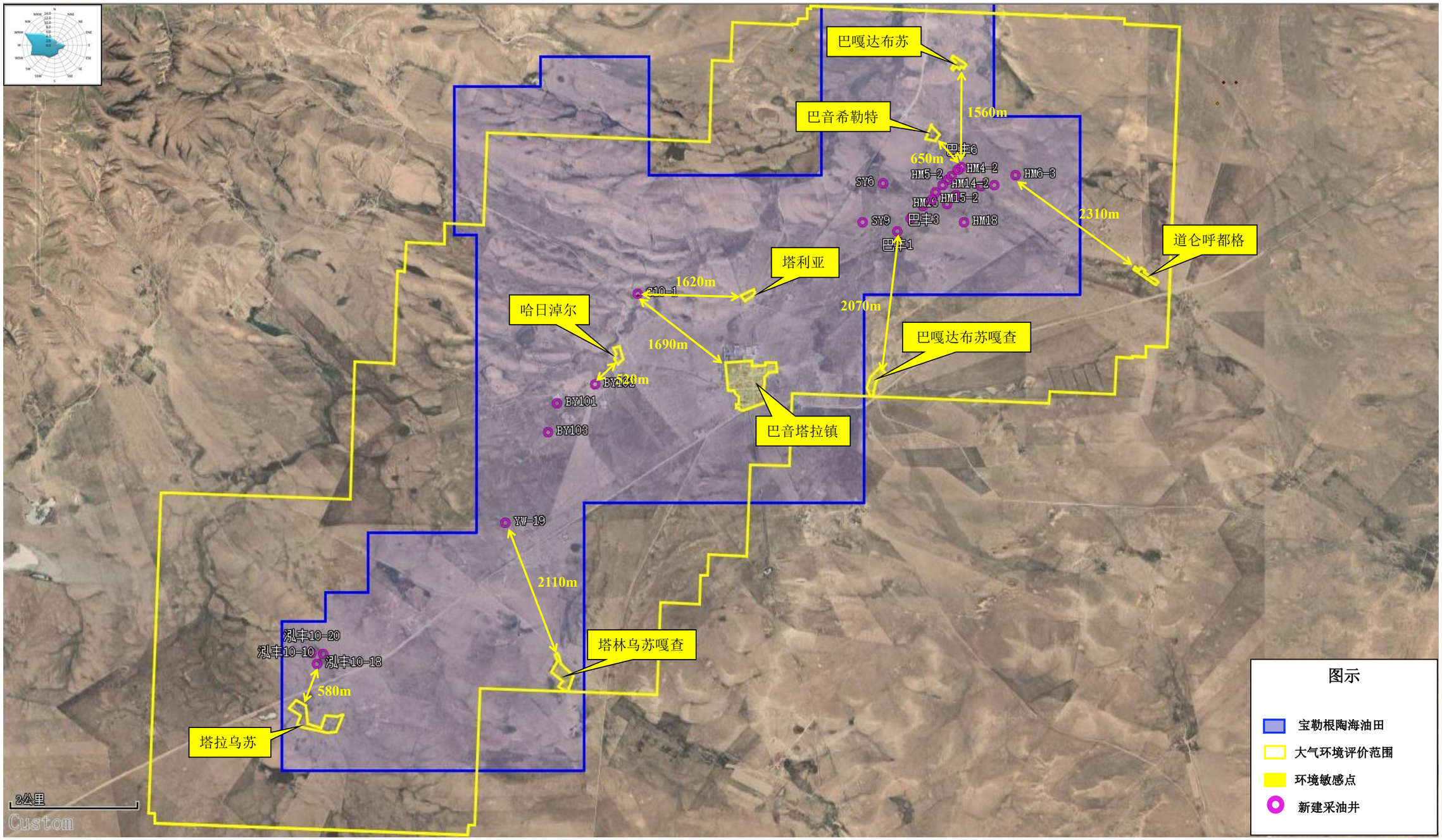


图 2.6-1　　项目大气环境影响评价范围及保护目标图

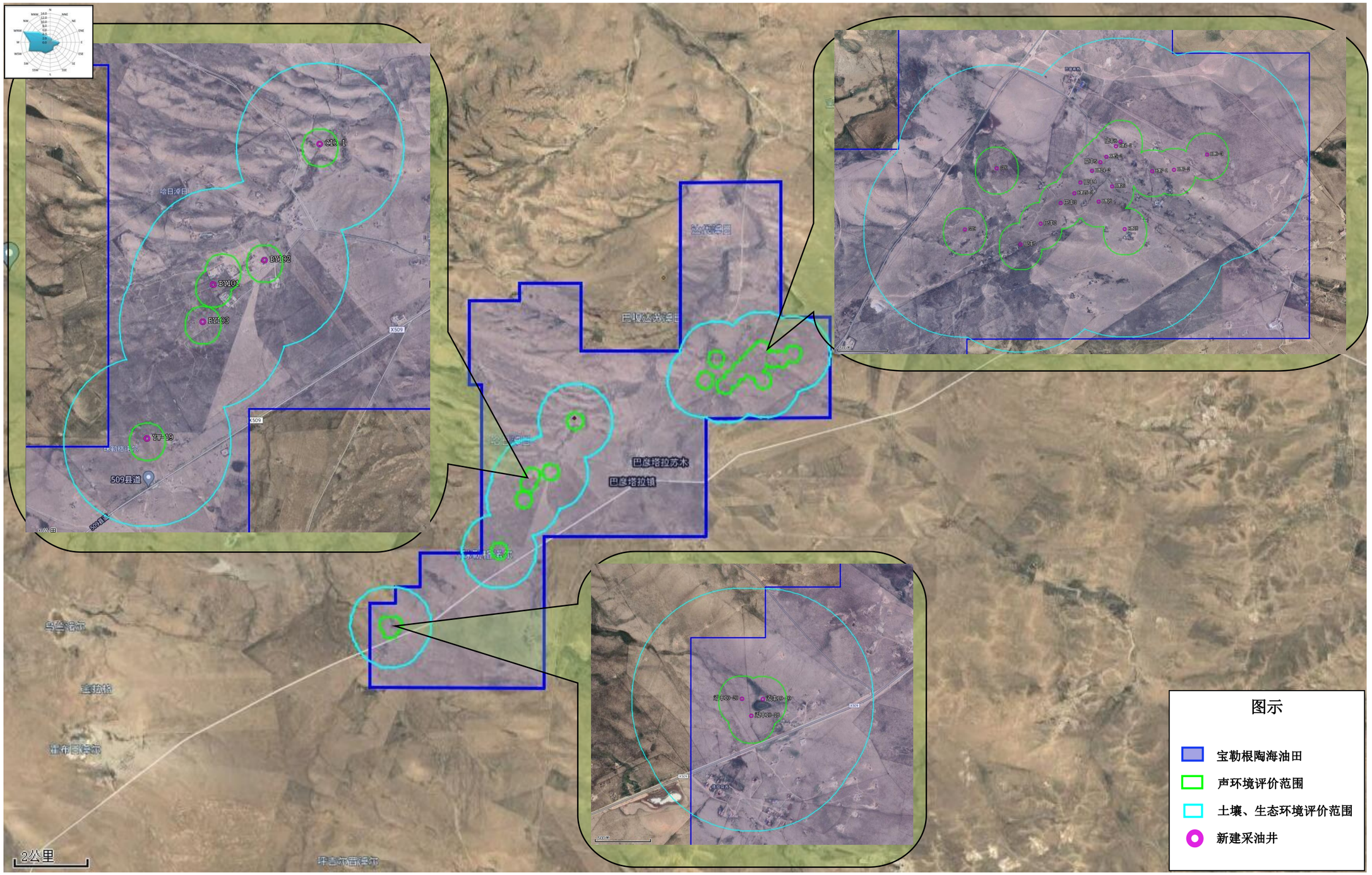


图 2.6-1　　项目声、土壤、生态环境影响评价范围图

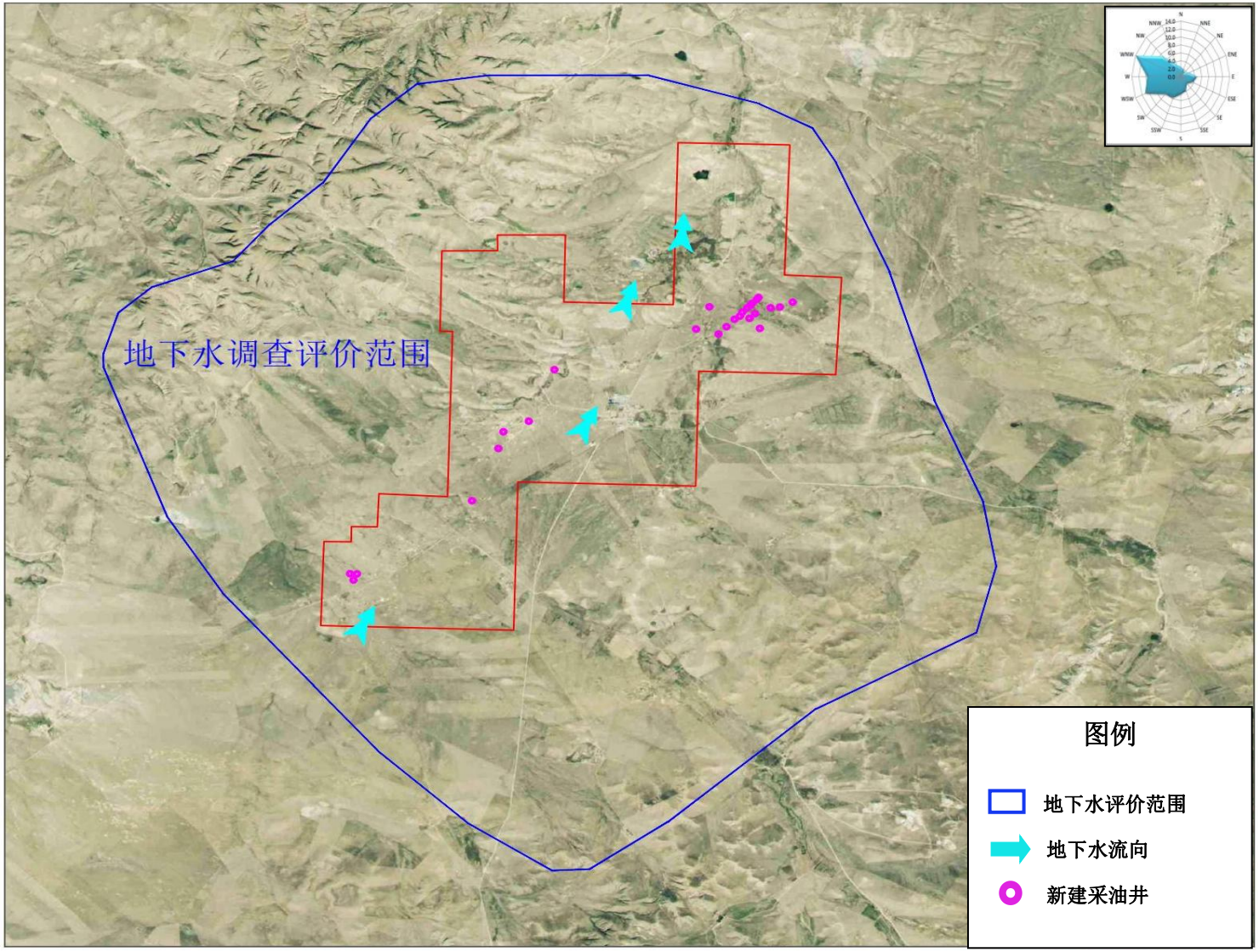


图 2.6-2　　地下水环境影响评价范围图

第 3 章　项目概况及工程分析

3.1 现有工程概况

3.1.1 现有工程基本情况

项目名称：内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开发项目

建设单位：陕西延长油田石油（集团）有限责任公司（内蒙古）分公司

建设地点：现有工程位于内蒙古自治区锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，油田开采地理坐标为东经114°11′00″~114°19′45″，北纬42°20′45″~42°28′15″之间。

建设规模：油井395眼、注水井15眼，油水处理站3座，注水管线11.7km，生产年限31年，稳产后设计年产油量20×10^4t/a，实际年产油量3×10^4t/a。

占地面积：现有工程油田开发区面积约19.69km^2。

3.1.2 油田境界

现有工程油田勘探区面积为74.14km^2，油田开发区面积约19.69km^2，由24个拐点圈成，各拐点经纬度坐标见表3.1-1。

表 3.1-1　油田范围拐点坐标

拐点编号	1980年西安坐标系		拐点编号	1980年西安坐标系	
	东经	北纬		东经	北纬
1	114°16′45″	42°28′15″	13	114°11′00″	42°22′15″
2	114°18′45″	42°28′15″	14	114°11′30″	42°22′15″
3	114°18′45″	42°26′15″	15	114°11′30″	42°22′45″
4	114°19′45″	42°26′15″	16	114°12′45″	42°22′45″
5	114°19′45″	42°24′45″	17	114°12′45″	42°25′15″
6	114°17′15″	42°24′45″	18	114°12′30″	42°25′15″
7	114°17′15″	42°23′00″	19	114°12′30″	42°26′30″
8	114°14′00″	42°23′00″	20	114°13′30″	42°26′30″
9	114°14′00″	42°20′45″	21	114°13′30″	42°26′45″
10	114°10′30″	42°20′45″	22	114°14′45″	42°26′45″
11	114°10′30″	42°22′00″	23	114°14′45″	42°25′45″
12	114°11′00″	42°22′00″	24	114°16′45″	42°25′45″

3.1.3 开发井区现有工程概况

3.1.3.1 现有工程规模及建设内容

1、现有工程规模

内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开发项目油田勘探区范围内共有企业总数31家，总井数439口，其中生产井161口（47口管输、114口储油罐拉运）、待产井109口、备用井125口、报干井29口（20口已经封井、9口尚未进行封井）、注水井15口。本次加密井建设项目共包括7家采油单位，重点关注其现有部署井具体运行情况，详见表3.1-2。

表 3.1-2　现有工程实际部署井位运行情况表

采油单位名称	生产井	待产井	备用井	报废井	注水井
镶黄旗宝丰能源开发投资有限公司	0	2	0	0	0
镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司	31	33	24	7	13
镶黄旗华明新能源有限公司	23	1	0	0	0
镶黄旗晟源矿业有限公司	8	6	0	0	0
内蒙古泓源丰泰资源开发有限公司	9	8	28	3	0
镶黄旗大创实业有限公司	9	6	5	2	0
内蒙古镶黄旗亿旺置业有限责任公司	11	13	9	7	0

2、现有工程建设内容

表 3.1-3　现有工程建设内容情况表

工程类别		主要工程内容
主体工程	开发区块	开发区块包括泓丰、三立、鑫垠、物华、斌丽五个区块
	钻井工程	目前油田内已建设钻井 439 口，其中生产井 161 口、待产井 109 口、备用井 125 口、报干井 29 口。并安装 395 台抽油井及配套设施（包括油井平台、抽油机、围栏、油罐等）。
	采油工程	由于宝勒根陶海油田大部分井不具备自喷能力，故采用抽油机采油方式。
	采气工程	抽气压缩机对原油储罐来气进行增压至 0.2MPa，增压后的天然气与三相分离器来气汇总到一起，供集输站内锅炉用，在绿能未恢复生产和天然气发电项目未投产之前，高产气井未开，伴生气作为燃料进行消耗
	集输站	集输站（鑫垠公司）占地面积 1.45hm^2，内设 2 个大型储油罐，容积均为 500m^3，集输站建设配套设备设施为分离沉降脱水系统、污水处理系统和回注水系统。
	注水工程	注水工程采用集中高压供水，单管多井注水流程，枝状管网布局，将注水输送到各注水井，注水井 15 口
	集输工程	现有生产井中，47 口油井由输油管线直接输到集输站，油罐备用，114 口油井采油直接输到储油罐，由拉油车拉运至集输站。
	油水处理	油水系统共建设油水处理站3座（黑金公司、华明公司、物华公司），油水分

	系统	离工艺采用的是重力分离法，在一定的压力和温度下，使得油、水两相达到平衡，较重的组分（水）液滴根据重力规律进行沉降，最终使得油水分离，集输注水管线11.7km
管线工程	输油管线与注水管线	集输油注水管线是在油井与油水处理站之间同沟埋设的输油和注水管线，管线长11.7km。
	输水管辖	未设置输水线，污水由罐车拉运至鑫垠污水处理站
道路系统	进场道路	进场道路长 2000m，由巴音塔拉镇引接至集输站，为砂石路，路面宽度 8m。
	各油井的施工及检修道路	油井勘探过程中共开辟施工道路总长 76.83km，宽 3.5m。永临结合使用，施工期作为施工道路，施工结束后作为检修道路，检修道路总长 68.09km。
辅助系统	供电线路	供电线路由巴音塔拉变电站引接
	办公生活区	鑫垠公司设置生活办公区，占地面积 1.37hm^2，办公生活区建设为临时彩钢房，配套办公室、宿舍、食堂、澡堂、旱厕等
		勘探井施工生产生活区布置在勘探场地内空地上。
	供水	鑫垠公司用水来源为自来水，其他各油井场地生活用水依托巴音塔拉镇水井
	排水	鑫垠公司生活办公区生活污水排入旱厕，定期清运；其他采油单位生活区生活污水排入化粪池，定期抽运；生产废水经鑫垠公司污水处理站处理后全部回注。
	供热	集输站设 3 台燃煤（气）常压水套炉，型号 GRC250-G-H/1.6-M-S，集中给原油及储油罐加热，3 台锅炉的烟囱高 8m，由分离系统分离出来的天然气作为燃料；生活区供暖采用 1 台 LSG-AIII型多层燃烧自循环热水锅炉（常压燃气），锅炉的烟囱高 8m，内径 0.2m，全年运行 5 个月
依托工程	生活污水处理	鑫垠公司生活办公区生活污水排入旱厕，定期清运；其他采油单位生活区生活污水排入化粪池，定期抽运
	含油废水处理	含油废水拉运至鑫垠公司污水处理站集中统一处理，处理后回注
	原油去向	本油田开采出的原油全部外销给锡林浩特市宝同化工有限公司、黄骅市金拓石油产品有限公司、山东胜星化工有限公司
	气体去向	鑫垠公司伴生气作为燃料进行消耗
环保工程	污水处理站	鑫垠公司集输站及办公生活区设置旱厕，采油单位生活区生活污水排入化粪池，定期抽运；含油废水拉运至鑫垠公司污水处理站集中统一处理后回注
	生活垃圾	集输站及井口值班室产生的生活垃圾经垃圾箱集中收集后，运至巴音塔拉镇指定垃圾填埋场处理
	落地油	在井口设置收集池，用于收集落地油，避免落地油直接进入土壤，落地油回收率可达 100%。
防渗工程	油罐防渗	对油罐上所有的阀门、开关做到每班必检，严防漏油，油罐罐区地面结构为混凝土硬化，外围设置围堰，事故时油品可暂存于围堰内不外排。
	泥浆池防渗	在泥浆池里铺垫防渗布，隔开钻井液与地层的接触。
	井场作业防渗防渗	在井口设置收集池，用于收集落地油，避免落地油直接进入土壤

	
现有采油井（鑫垠）	现有采油井（百瑞）
	
现有采油井（华明）	现有采油井（成业）
	
现有采油井（华茂）	现有采油井（劲昌）

	
集输站500m³储油罐	集输站三相分离设施
	
污水处理设施	回注水车间
	
集输站加热炉	现有生活区

	
井口落地油收集池	现有危废暂存间

3.1.3.4 现有工程环境保护概况

1、现有工程环境影响评价及环保验收情况

2015年3月，《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目环境影响评价报告书》由内蒙古新创科技发展有限公司编制完成，2015年3月3日锡林郭勒盟环境保护局以“锡署环审书[2015]2号”文件予以批复，并于2021年6月1日通过自主验收。

2、现有工程污染源分析

内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开发过程中开展了环境影响评价工作并按照环评批复要求进行了竣工环保验收，同时在实际运行过程中委托第三方检测机构开展了例行监测。本次评价收集了内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目竣工环保验收监测数据及例行监测数据，并对现有工程集输站加热炉及生活区热水锅炉有组织废气进行了监测，结合工程实际运行情况分析现有工程污染源。

（1）废气

1）站场加热炉烟气

根据现场踏勘及竣工环境保护验收调查报告，集输站设3台燃气常压水套炉，型号为GRC250-G-H/1.6-M-S，用于原油、储油罐加热，每台锅炉各设8m高排气筒一根；生活区采用1台LSG-AIII型多层燃烧自循环热水锅炉（常压燃气）用于冬季供暖，设8m高排气筒一根；以上锅炉燃料均为油气分离产生的天然气。本次评价采用内蒙古三方检测环保有限公司针对集输站加热炉及生活区热水锅炉有组织废气的监测数据，监测结果见

表3.1-4。由结果可知，现有集输站加热炉主要污染物SO_2、NOx及颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准要求，废气可达标排放。

表 3.1-4　集输站加热炉及生活区热水锅炉有组织废气监测结果表

测试项目	单位	1#常压水套炉					
		2022 年 6 月 3 日			2022 年 6 月 4 日		
		第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次
标干烟气量	Nm^3/h	423	396	382	379	388	405
氧含量	%	12.8	13.1	13.0	12.9	13.1	13.3
流速	m/s	3.02	2.85	2.74	2.64	2.73	2.97
温度	℃	131.2	125.6	127.8	134.1	122.8	130.6
湿度	%	6.2	6.5	6.6	6.1	6.7	6.3
颗粒物实测浓度	mg/m^3	8.3	8.8	9.0	8.2	7.9	8.4
颗粒物排放浓度	mg/m^3	17.7	19.5	19.7	17.7	17.5	19.1
颗粒物排放速率	kg/h	3.51×10^{-3}	3.48×10^{-3}	3.44×10^{-3}	3.11×10^{-3}	3.07×10^{-3}	3.40×10^{-3}
SO_2 实测浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放速率	kg/h	6.34×10^{-4}	5.94×10^{-4}	5.73×10^{-4}	5.68×10^{-4}	5.82×10^{-4}	6.08×10^{-4}
NO_x 实测浓度	mg/m^3	44	46	43	50	47	45
NO_x 排放浓度	mg/m^3	94	102	94	108	104	102
NO_x 排放速率	kg/h	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
烟气黑度（林格曼黑度，级）		<1			<1		
测试项目	单位	2#常压水套炉					
		2022 年 6 月 3 日			2022 年 6 月 4 日		
		第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次
标干烟气量	Nm^3/h	513	467	482	472	461	481
氧含量	%	13.1	13.4	12.8	13.5	13.4	14.0
流速	m/s	3.48	3.02	3.24	3.36	3.29	3.41
温度	℃	131.2	128.5	125.3	130.6	129.4	131.2
湿度	%	5.6	6.3	6.4	5.7	5.9	5.6
颗粒物实测浓度	mg/m^3	7.9	9.2	8.3	8.4	9.7	8.9
颗粒物排放浓度	mg/m^3	17.5	19.2	17.7	19.6	18.3	19.2
颗粒物排放速率	kg/h	4.05×10^{-3}	4.30×10^{-3}	4.00×10^{-3}	3.96×10^{-3}	4.47×10^{-3}	4.28×10^{-3}
SO_2 实测浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放速率	kg/h	7.70×10^{-4}	7.00×10^{-4}	7.23×10^{-4}	7.08×10^{-4}	6.92×10^{-4}	7.22×10^{-4}
NO_x 实测浓度	mg/m^3	29	33	28	26	29	27
NO_x 排放浓度	mg/m^3	64	76	60	61	67	68
NO_x 排放速率	kg/h	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
烟气黑度（林格曼黑度，级）		<1			<1		

测试项目	单位	3#常压水套炉					
		2022 年 6 月 3 日			2022 年 6 月 4 日		
		第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次
标干烟气量	Nm^3/h	504	472	484	491	456	481
氧含量	%	13.2	13.0	12.9	13.3	13.4	12.8
流速	m/s	3.44	3.12	3.28	3.36	3.33	3.46
温度	℃	133.2	131.5	125.3	130.6	129.4	131.2
湿度	%	5.6	6.0	6.3	5.9	5.8	5.6
颗粒物实测浓度	mg/m^3	8.3	9.2	8.4	8.6	9.0	8.9
颗粒物排放浓度	mg/m^3	18.6	19.1	18.1	19.5	18.7	19.0
颗粒物排放速率	kg/h	4.18×10^{-3}	4.34×10^{-3}	4.07×10^{-3}	4.22×10^{-3}	4.10×10^{-3}	4.28×10^{-3}
SO_2 实测浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放速率	kg/h	7.56×10^{-4}	7.08×10^{-4}	7.26×10^{-4}	7.36×10^{-4}	6.84×10^{-4}	7.22×10^{-4}
NO_x 实测浓度	mg/m^3	36	32	29	28	33	30
NO_x 排放浓度	mg/m^3	81	70	63	64	76	64
NO_x 排放速率	kg/h	0.02	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01
烟气黑度（林格曼黑度，级）		<1			<1		
测试项目	单位	生活区供暖燃气锅炉					
		2022 年 6 月 3 日			2022 年 6 月 4 日		
		第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次
标干烟气量	Nm^3/h	337	364	381	372	381	371
氧含量	%	13.2	13.0	12.8	12.9	13.1	13.5
流速	m/s	2.38	2.51	2.60	2.52	2.67	2.61
温度	℃	134.2	138.3	139.2	132.0	137.4	132.1
湿度	%	6.2	6.2	6.0	6.1	6.0	6.2
颗粒物实测浓度	mg/m^3	6.5	6.3	6.7	6.3	7.2	6.8
颗粒物排放浓度	mg/m^3	14.6	13.8	14.3	13.6	15.9	15.9
颗粒物排放速率	kg/h	2.19×10^{-3}	2.29×10^{-3}	2.55×10^{-3}	2.34×10^{-3}	2.74×10^{-3}	2.52×10^{-3}
SO_2 实测浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放浓度	mg/m^3	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）	ND（3）
SO_2 排放速率	kg/h	5.06×10^{-4}	5.46×10^{-4}	5.72×10^{-4}	5.58×10^{-4}	5.72×10^{-4}	5.56×10^{-4}
NO_x 实测浓度	mg/m^3	32	36	38	31	37	34
NO_x 排放浓度	mg/m^3	72	79	81	67	82	79
NO_x 排放速率	kg/h	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
烟气黑度（林格曼黑度，级）		<1			<1		
执行标准	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值						
标准限值	颗粒物：$20mg/m^3$，SO_2：$50mg/m^3$，NO_X：$200mg/m^3$；烟气黑度（林格曼黑度）：≤1 级						
达标情况	达标排放						

2）无组织排放非甲烷总烃

烃类气体主要成分为C1～C5的烃类物质，是油田开发的特征大气污染物，开发过程中随原油一起抽出油井。工程运行期间，在原油开采与集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自场站阀门、泵等设备动静密封点、储油罐呼吸阀、修井等井下作业等环节。现有工程油气集输过程全部采用密闭集油工艺，最大程度减少烃类气体的无组织排放；设有巡检人员，定期检修集输线路的阀门、油气泵等，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

本次评价收集了《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目竣工环境保护验收调查报告》无组织排放非甲烷总烃的监测数据，具体结果见表3.1-5。非甲烷总烃无组织排放浓度最大值为0.39mg/m^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放浓度限值的要求。

表 3.1-5　现有工程无组织排放非甲烷总烃监测结果表

采样日期	检测次数	**鑫垠 BY-I-68 井厂界**				标准限值
		上风向 1#	下风向 2#	下风向 3#	下风向 4#	
2021 年 5 月 29 日	08:00-09:00	0.24	0.36	0.36	0.36	4.0
	10:00-11:00	0.24	0.35	0.35	0.37	
	12:00-13:00	0.27	0.33	0.36	0.38	
	14:00-15:00	0.25	0.34	0.36	0.37	
2021 年 5 月 30 日	08:00-09:00	0.20	0.36	0.35	0.34	
	10:00-11:00	0.18	0.34	0.34	0.36	
	12:00-13:00	0.17	0.33	0.33	0.34	
	14:00-15:00	0.18	0.36	0.37	0.37	
采样日期	检测次数	**鑫垠 BY-I-95 井厂界**				标准限值
		上风向 5#	下风向 6#	下风向 7#	下风向 8#	
2021 年 5 月 29 日	08:00-09:00	0.23	0.36	0.35	0.34	4.0
	10:00-11:00	0.22	0.34	0.34	0.36	
	12:00-13:00	0.24	0.33	0.33	0.34	
	14:00-15:00	0.26	0.36	0.37	0.37	
2021 年 5 月 30 日	08:00-09:00	0.24	0.36	0.32	0.35	
	10:00-11:00	0.26	0.36	0.37	0.34	
	12:00-13:00	0.20	0.34	0.34	0.34	
	14:00-15:00	0.22	0.37	0.37	0.35	
采样日期	检测次数	**华明 4 井厂界**				标准限值
		上风向 9#	下风向 10#	下风向 11#	下风向 12#	
2021 年	08:00-09:00	0.20	0.24	0.27	0.35	4.0

5 月 29 日	10:00-11:00	0.18	0.26	0.24	0.34	
	12:00-13:00	0.17	0.20	0.24	0.36	
	14:00-15:00	0.18	0.22	0.27	0.35	
2021 年 5 月 30 日	08:00-09:00	0.24	0.23	0.32	0.38	
	10:00-11:00	0.27	0.26	0.32	0.37	
	12:00-13:00	0.26	0.22	0.35	0.38	
	14:00-15:00	0.25	0.20	0.32	0.39	
采样日期	检测 次数	**华明 6-1 井厂界**				标准 限值
		上风向 13#	下风向 14#	下风向 15#	下风向 16#	
2021 年 5 月 29 日	09:00-10:00	0.23	0.32	0.38	0.35	4.0
	11:00-12:00	0.26	0.32	0.37	0.36	
	18:00-19:00	0.22	0.35	0.38	0.33	
	20:00-21:00	0.20	0.32	0.39	0.32	
2021 年 5 月 30 日	09:00-10:00	0.23	0.35	0.27	0.35	
	11:00-12:00	0.22	0.36	0.24	0.34	
	18:00-19:00	0.24	0.33	0.24	0.36	
	20:00-21:00	0.26	0.32	0.27	0.35	
采样日期	检测 次数	**集输站厂界**				标准 限值
		上风向 17#	下风向 18#	下风向 19#	下风向 20#	
2021 年 5 月 29 日	09:00-10:00	0.24	0.36	0.32	0.35	4.0
	11:00-12:00	0.27	0.36	0.37	0.34	
	18:00-19:00	0.26	0.34	0.34	0.34	
	20:00-21:00	0.25	0.37	0.37	0.35	
2021 年 5 月 30 日	09:00-10:00	0.24	0.36	0.36	0.36	
	11:00-12:00	0.24	0.35	0.35	0.37	
	18:00-19:00	0.27	0.33	0.36	0.38	
	20:00-21:00	0.25	0.34	0.36	0.37	
执行标准		《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源大气污染物排放限值中无组织排放监控浓度限值				
达标情况		达标				

3）运输车辆扬尘污染防治措施

油田范围内的井场联络道路为砂石路，在车辆经过时，会产生一定量的扬尘，通过限速行驶，对周围环境影响较小。

2、废水

1）钻井废水

钻井废水是指钻井过程中各环节产生的废水的总和，包括柴油机冷却水、清洗地面设备的含油废水等。现有工程钻井废水与废弃泥浆一同排至井场附近的泥浆池中，统一

加药进行无害化固化稳定及填埋处理，并覆土进行植被恢复。

2）油田采出水

油田采出水主要来自采油作业，它包括油层本身所含的边水、底水及采油前注入的水，油田采出水量随油田开发时间的增加而不断增加。采出水中含有石油类及少量表面活性剂。现有工程含油废水拉运至鑫垠公司污水处理站集中统一处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）限值要求，注入油层不外排。

3）作业废水

宝勒根陶海油田修井及洗井废水主要含有石油类等污染物，由密闭罐车拉回鑫垠公司污水处理站集中统一处理，处理后用于回注井下油层，不外排。

4）生活污水

宝勒根陶海油田现有工程生活污水产生量为9.6m^3/d，集输站生活污水排入旱厕、采油单位生活区生活污水排入化粪池，委托镶黄旗徐环环卫保洁有限公司进行清运处理。

3、噪声

现有工程噪声污染源主要有井场抽油机、站场泵类以及井区内车辆噪声等。根据现场调查并结合竣工环保验收监测数据，现有工程各站场厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）》中 2 类标准要求。

4、固体废物

1）钻井废弃泥浆、岩屑

宝勒根陶海油田将废弃泥浆排入井场防渗泥浆池中进行无害化固化稳定处理，处理后已进行覆土恢复植被。

2）落地油

在井口设置收集池，用于收集落地油，避免落地油直接进入土壤，落地油回收率可达100%。落地油收集后暂存于危废间内，定期委托有资质单位进行处置，危废间已做防渗处理。

3）生活垃圾

集输站及井口值班室产生的生活垃圾经垃圾箱集中收集后，运至巴音塔拉镇指定垃圾填埋场处理。

5、封井措施

根据资料收集及现场调查，现有工程共有报干井29口，其中20口已经封井、9口尚未进行封井。具体封井措施为：井口护墩为从地面以下80cm、地面以上60cm、直径60cm

的圆柱状。护墩内部为直径5mm的钢筋骨架网，编织的骨架网钢筋密度为5cm×5cm×5cm。护墩外表为光滑的水泥面，顶面有清晰的刻印刷漆的红色井号标示，四周标明“危险勿动！”。并对废弃的井场、道路采取了响应的生态恢复措施，使开发区块恢复到原来的自然景观。



图 3.1-1　报废井封井现状照片

3.1.3.5 现有工程主要环保问题及“以新带老”整改措施

1、现有工程环保措施落实情况调查

根据现场调查并结合内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目环评和竣工环保验收调查报告，本项目现有工程主要环保设施落实及运行情况见表3.1-6，现有工程污染物排放情况见表3.1-7。

表 3.1-6　现有工程主要环保设施落实及运行情况

类别	位置	污染源或污染物	环评要求污染防治设施	实际防治措施	落实情况	运行情况
大气污染控制	各工艺环节、各站场	无组织烃类	密闭输油工艺	加强油水集输设施的密闭性，定期检修集输线路的阀门、油气泵等设备，减少烃类气体无组织排放	落实	正常运转
	集输站	加热炉烟气	不低于 8m 高排气筒达标排放	8m 高排气筒达标排放	落实	达标排放
	井区道路	扬尘	洒水	限速行驶、洒水抑尘	落实	达标排放
水污染控制	采油过程	油田采出水	定期送往有处理能力的设施集中处理后回注地层	经鑫垠公司污水处理站集中统一处理后用于回注井下油层	落实	达标回注用于驱油
	生活区	生活污水	生活污水处理设施	集输站生活污水排入旱厕、采油单位生活区生活污水排入化粪池，委托镶	落实	达标排放

				黄旗徐环环卫保洁有限公司进行清运处理。		
	井场	洗井、修井废水	定期送往有处理能力的设施集中处理后回注地层	经鑫垠公司污水处理站集中统一处理后用于回注井下油层	落实	达标回注用于驱油
噪声污染控制	集输站、油水分离站	输油泵、污油泵等泵类	减振、室内隔声、绿化等	减振、室内隔声、绿化等	落实	稳定运行达标排放
固废污染控制	站场、井组	落地油	井场进行标准化建设	井口设置收集池，用于收集落地油，落地油回收率可达 100%。	落实	收集处置率100%，送有资质单位处置
		生活垃圾	垃圾箱集中收集	垃圾箱集中收集	落实	按要求送指定地点
		废弃钻井泥浆、岩屑	设置防渗泥浆池，完钻后固化无害化处置后进行填埋覆土绿化	设置防渗泥浆池，完钻后固化无害化处置后进行填埋覆土绿化	落实	井场泥浆池进行原位处理
生态环境	集输管线、道路、站场等	临时占地	平整土地、恢复植被	平整土地、恢复植被	已落实	
	站场周围道路两侧	/	绿化	绿化	已落实	

表 3.1-7　现有工程“三废”排放情况汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量
废气	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	10.57t/a	10.57t/a
	加热炉烟气	颗粒物	0.131t/a	0.131t/a
		NO_x	0.613t/a	0.613t/a
废水	油田采出水	SS、石油类、COD	15000m^3/a	0
	洗井、修井废水	SS、石油类、COD	30780m^3/a	0
	生活污水	SS、COD、BOD_5、NH_3-N	3504m^3/a	0
噪声	集输站、油水分离站等设备噪声	输油泵、污油泵等，源强 63～122dB(A)		
固废	站场、井组	落地油	15.30t/a	15.30t/a
		生活垃圾	27.37t/a	27.37t/a

注：数据主要来自现有工程实际运行情况资料收集及补充检测结果计算所得。

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

2、环境管理落实情况调查

宝勒根陶海油田建立了较为完善的环境管理机构及各项管理制度，贯彻执行了国家和地方环境保护法律法规和政策，在油田建设和运行过程中环保措施的落实和有效运

行、生态恢复、环境风险防范等方面起到了决定性的作用。

（1）环境管理相关内容履行情况

宝勒根陶海油田现有工程均履行了相应的环保手续，开展了环境影响评价、环保验收工作；按照工程环保设计以及环评提出的环保要求，落实了环保设施建设，严格执行“三同时”制度；现有工程以各个采油单位为单元，分别制定了突发环境事件应急预案，并按照方案内容进行了落实。

（2）排污许可证执行情况

现有工程以各个采油单位为单元，分别办理了排污许可证，并且有已按照排污许可有关要求进行了自行监测、环境台账、环境管理等。

3、存在的主要环保问题

根据现场踏勘，现有工程生产废水、生活污水、固体废物、加热炉烟气及噪声的处理措施基本落实，废气全部达标排放，废水全部综合利用不外排，站场厂界噪声达标排放，固废均得到合理处置，存在的主要环保问题及整改措施见表3.1-8。

表 3.1-8　　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
1	个别井场及道路临时占地未及时进行植被恢复，井场占地植被覆盖度低，遇暴雨天气容易导致水土流失。	对未及时恢复植被的钻井井场，按照油田建设标准井场的要求尽快采取工程措施和植被绿化措施，应在下一个绿化季前完成全部绿化恢复措施，减少水土流失量。
2	个别报废井未拆除井口配套设施，未进行封井	规范封存报废井，拆除井口配套设施
3	现有巡井道路缺少维护	加强巡井道路日常维护

3.2 项目概况

3.2.1 项目基本情况

项目名称：内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田加密井建设项目

建设单位：陕西延长油田石油（集团）有限责任公司（内蒙古）分公司

建设地点：内蒙古自治区锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内

建设性质：改扩建

建设规模：新建油井26眼，集油管线9.30km，稳产后设计年产油量2.85×10^4t/a。

3.2.2 地理位置

内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田位于锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内。油田开采区地理坐标为 E114°10′30″~114°19′45″，N42°20′45″~42°28′15″，开采深度在 330m~1750m 之间，矿区面积 74.017km^2，西南距镶黄旗旗政府所在地新宝拉格镇约 30km。县道 509 从油田西南向东北方向穿过，地理位置见图 3.2-1。

内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田主要分为 5 个采油区块，分布各个采油单位进行采油作业，具体采油单位分布情况见图 3.2-2。

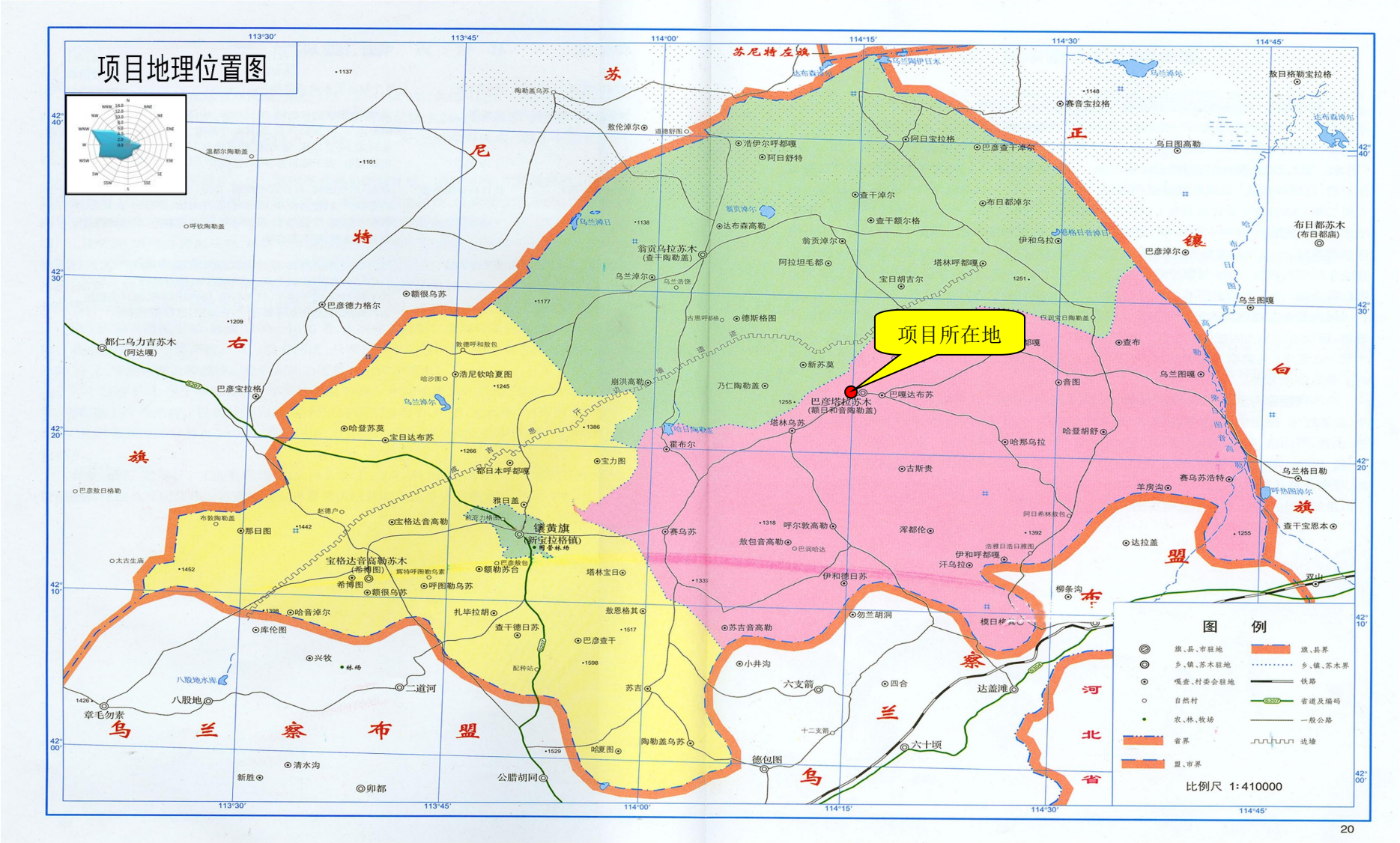


图 3.2-1　　项目地理位置图

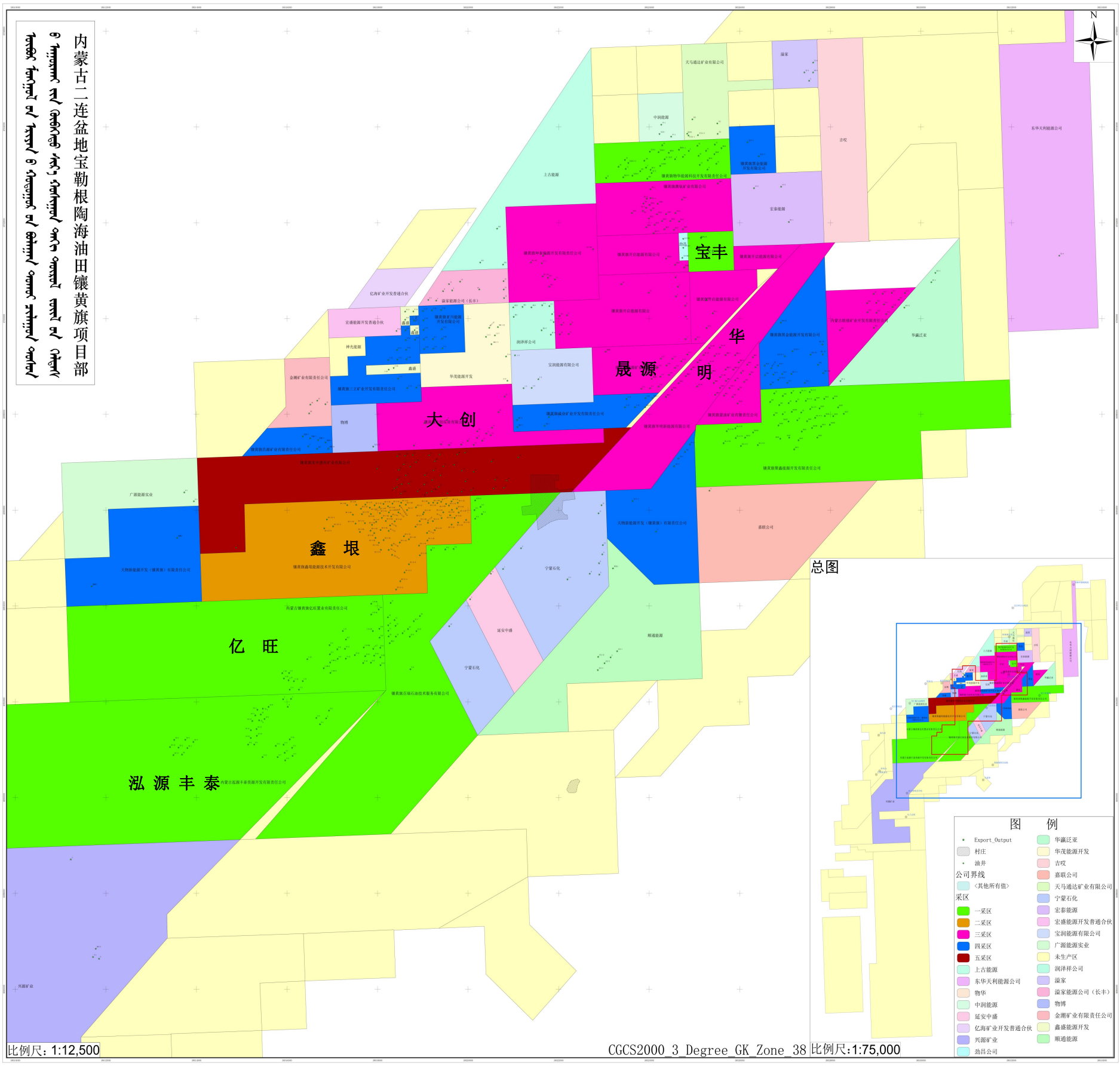


图 3.2-2　宝勒根陶海油田采油单位分布图

3.2.3 油田地质

3.2.3.1 宝勒根陶海凹陷基本地质特征

宝勒根陶海凹陷构造上隶属二连盆地腾格尔坳陷南部，是伸向温都尔庙隆起方向的一个狭长的单断箕状凹陷。凹陷长 55km，宽 7~15km，面积约 540km^2，呈北东向展布，向西南方向逐渐转为近南北向，基底最大埋藏深度可达 3500m。该凹陷由南北两个洼槽组成，其中北洼槽面积为 460km^2，南洼槽面积为 80km^2，北洼槽是油气勘探的重点，根据不同区带的沉积构造特点，可将北洼槽划分为东部陡带、中央洼槽带、西部斜坡内带和斜坡外带共四个次级构造带。

宝勒根陶海凹陷北东走向，结构开阔。凹陷早期在北部主洼槽区表现为双断结构，中后期表现为东南断西北超结构。宝勒根陶海凹陷始于燕山运动中期的张裂作用，同沉积北东走向的边界断层性质决定了凹陷南北分区、东西分带的构造格局。凹陷内沉积了一套下白垩统的碎屑岩建造，最大沉降厚度 2700m。

宝勒根陶海凹陷油藏类型主要为构造油藏，油藏驱动类型主要为弹性-溶解气驱，原油性质变化不大，主要为轻质常规油，地层水主要为 $NaHCO_3$ 型，其次为 Na_2SO_3 型。

3.2.3.2 地层

本区地层自上而下依次为：第四系+第三系、下白垩系赛汉组、腾格尔组（包括腾二段、腾一段）、阿尔善组（包括阿四段、阿三段、阿二段）及侏罗系。

本次申报的含油层位为腾一段（K_1bt_1）、阿四段（K_1ba_4）、阿三段（K_1ba_3），其各主要层系岩电性特征如下：

1、腾格尔组一段（K_1bt_1）

钻厚 442m~776.5m，一般 575-698m。为一套泛湖沉积，地层厚度较稳定，可分为上部和下部。

上部岩性以深灰色泥岩为主，夹数层钙质页岩、钙质泥岩及薄层砂砾岩；下部岩性以灰色砂砾岩、细砂岩、白云质砂岩与深灰色泥岩呈等厚～略等厚互层。

2、阿四段（K_1ba_4）

钻厚 194～450m。岩性为灰色泥岩、砂质泥岩与泥质砂岩、砂岩和砂砾岩呈不等厚互层。

3、阿三段（K_1ba_3）

钻厚 110-440.0m。岩性以厚层块状砾岩为主，间夹薄层灰色、深灰色泥岩。

3.2.3.3 油组及油藏特征

1、油组

宝勒根陶海油田含油层位为腾一段（K_1bt_1）、阿四段（K_1ba_4）及阿三段（K_1ba_3），由于腾一段（K_1bt_1）和阿四段（K_1ba_4）油层跨度大，根据沉积旋回、储层纵向发育特征及平面的分布特征将腾一段（K_1bt_1）划分为 K_1bt_1I、K_1bt_1II、K_1bt_1III、K_1bt_1IV四个砂组，其中 K_1bt_1I、K_1bt_1IV砂组含油，对应两个油组；阿四段（K_1ba_4）划分为 K_1ba_4I、K_1ba_4II、K_1ba_4III三个砂组，其中 K_1ba_4I、K_1ba_4II砂组含油，对应两个油组；阿三段（K_1ba_3）属块状砾岩，油藏有高角度裂缝或垂直裂缝上下沟通，属一个油藏，不划分油组。因此，纵向上划分 K_1bt_1I、K_1bt_1IV，K_1ba_4I、K_1ba_4II，K_1ba_3 共五个油组，其中主力油层为 K_1ba_4I 油组和 K_1ba_3 油组，K_1bt_1I、K_1bt_1IV和 K_1ba_4II含油范围局限。

2、油藏类型

泓丰、三立、斌丽等 3 个区块油藏主要受构造控制，油藏类型为构造油藏；物华区块油藏主要受岩性控制，油藏类型为岩性油藏；鑫垠区块油藏受构造和岩性双重控制，K_1ba_4I油组以构造为主，油藏类型为岩性—构造油藏，K_1ba_4II油组以岩性为主，油藏类型为构造—岩性油藏。各油藏的油层分布和油藏类型如下：

（1）泓丰区块

泓丰 10 井块 K_1ba_4I油藏：泓丰 10、泓丰 10-1 等 19 口井有油层，单井油层厚度 5.0-28.6m，单层厚度 1.5-14.4m，高部井油层厚度大，试油获纯油，低部位泓丰 8-6 井钻遇油水界面，试油日产油 9.1t，水 3.1m^3，油藏类型为构造油藏。

泓丰 7 井块 K_1ba_4I油藏：泓丰 7、亿旺 C-15 等 6 口井有油层，单井油层厚度 1.4-11.2m，单层厚度 1.4-8.6m，高部井试油获纯油，低部位泓丰 3 井钻遇油水界面，试油日产油 2.4t，水 2.31m^3，油藏类型为构造油藏。

亿旺 C-11 井块 K_1ba_4I油藏：亿旺 C-11、亿旺 F-7、亿旺 F-9 等 3 口井有油层或油水层，单井油层厚度 9.9-23.6m，单层厚度 1.4-7.2m，高部亿旺 C-11 井试油获纯油，低部位亿旺 F-7 井钻遇油水界面，试油日产油 1.1t，水 7.6m^3，油藏类型为构造油藏。

泓丰 10 井块 K_1bt_1IV油藏：泓丰 10、泓丰 10-5 等 7 口井有油层或油水层，单井油层厚度 7.0-17.9m，单层厚度 1.0-6.8m，北部高部井试油获纯油，低部位泓丰 10-5 井钻遇油水界面，南部泓丰 10-15、泓丰 10-19 等井由于储层物性变化而无油层，油藏类型为构造—岩性油藏。

泓丰 5 井块 K_1bt_1IV油藏：泓丰 5-1、泓丰 5-4 等 7 口井有油层或油水层，单井油层厚度 5.1-9.2m，单层厚度 1.0-7.0m，高部井试油获纯油，低部位泓丰 5-8 井钻遇油水界面，试油日产油 2.04t，水 5.96m^3，油藏类型为构造油藏。

泓丰 9 井块 K_1bt_1IV油藏：泓丰 9、泓丰 9-4 等 5 口井有油层，单井油层厚度 5.4-12.6m，单层厚度 1.0-6.2m，高部井试油获纯油，低部位泓丰 9-2 井钻遇油水界面，试油日产油 1.09t，水 1.05m^3，油藏类型为构造油藏。

2、三立区块

三立 B6、三立 A25 等 46 口井有油层，单井油层厚度 13.6-86.3m，单层厚度 1.1-37.0m，高部井试油获纯油，低部位三立 C22 井钻水层，试油出水 10.05m^3，油水界面 880 m 附近，油藏类型为构造油藏。

3、鑫垠区块

K_1ba_4I油藏：BY-1-1、BY-1-2 等 76 口井有油层，单井油层厚度 4.1-40.2m，单层厚度 1.0-14.0m，高部井试油获纯油，低部位晨春 15、晨春 16 井钻遇油水界面，试油油水同出，东北部晨春 9-2 等井由于储层物性变化而无油层，按井距之半作为储层物性边界，油藏类型为岩性—构造油藏。

K_1ba_4II油藏：BY-1-1、BY-1-2 等 25 口井有油层，单井油层厚度 1.6-25.4m，单层厚度 1.0-5.2m，高部 5 口井试油获纯油，在油层井四周含油范围以外由于储层物性变化而无油层，油藏类型为岩性造油藏。

4、物华区块

物华 26 井块 K_1bt_1I油藏：物华 26 等 9 口井有油层，单井油层厚度 1.9-13.6m，单层厚度 1.0-4.2m，高部井试油获纯油，由于储层砂地比低，储层变化大，在油层井四周含油范围以外由于储层物性变化而无油层，油藏类型为岩性造油藏。

物华 16 井块 K_1bt_1I油藏：物华 16 等 9 口井有油层，单井油层厚度 2.1-18.0m，单层厚度 1.0-3.2m，高部井试油获纯油，由于储层砂地比低，储层变化大，在油层井四周含油范围以外由于储层物性变化而无油层，油藏类型为岩性造油藏。

圣 1 井块 K_1bt_1I油藏：圣 1 等 36 口井有油层，单井油层厚度 2.2-14.3m，单层厚度 1.0-4.8m，高部井试油获纯油，由于储层砂地比低，储层变化大，在油层井四周含油范围以外由于储层物性变化而无油层，油藏类型为岩性造油藏。

5、斌丽区块

斌丽5井块K_1ba_4I油藏：斌丽5、成4-20等11口井有油层，单井油层厚度5.9-50.3m，单层厚度1.4-19.9m，油藏类型为构造油藏。

龙1-1井块K_1ba_4I油藏：龙1-1、龙3-1等5口井有油层，单井油层厚度6.4-13.4m，单层厚度0.6-5.8m，高部井试油获纯油，低部位龙3-1井钻遇油水界面，试油日产油2.00t，水3.00m^3，油藏类型为构造油藏。

各油藏的油层分布和油藏类型见表3.2-1。

表3.2-1　宝勒根陶海油田油层分布和油藏类型简表

序号	区块	油组	油藏类型
1	泓丰	K_1ba_4I	构造油藏
		K_1bt_1IV	构造油藏、构造-岩性油藏
2	三立	K_1ba_3	构造油藏
3	鑫垠	K_1ba_4I	岩性-构造油藏
		K_1ba_4II	岩性-构造油藏
4	物华	K_1bt_1I	岩性造油藏
5	斌丽	K_1ba_4I	构造油藏

3.2.3.4 储层特征

1、储层岩石学特征

①腾一段：据物华26、陶参1井薄片资料，储集层岩性为中砂质细粒岩屑砂岩。碎屑含量占80-83%，其中：石英含量4～16%、长石含量13-40%、岩屑以酸性喷出岩为主，占70-75%；少部分凝灰岩岩屑，占3-4%；胶结物含量占6-17%，其中，泥质10-14%、方解石6-10%；颗粒风化中等，分选中等，磨圆度次棱-次圆状，胶结类型为孔隙式，颗粒之间点接触为主；储集空间主要为粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔。

②阿四段：据泓丰10-14、美中72、BY-I-54等井薄片资料，储集层岩性为含砾粗～中粒岩屑砂岩、含砾不等粒砂岩。碎屑含量占82-91%，其中：石英含量30～42%、长石含量18-28%、岩屑以酸性喷出岩为主，占30-35%；少部分中基性喷出岩，占3-4%；胶结物含量占4-11%，其中，泥质2-8%、方解石1-6%；颗粒风化中等，分选中等，磨圆度次棱-次圆状，胶结类型为孔隙式，颗粒之间点接触为主；储集空间主要为粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔。

③阿三段：据陶参1等井薄片资料，储集层岩性为砂砾岩和砾岩。砂砾岩中砂砾成分主要为酸性喷出岩，部分石英、长石，少量变质岩块、凝灰岩块等。胶结物含量5%~12%，平均为6.5%，胶结物主要成分为白云石、泥质杂基及方解石。本段岩石普遍发育粒间孔或溶蚀孔，面孔率1%~6%，平均3.6%。

2、储层岩石物性及孔喉结构特征

①腾一段I油组（K_1bt_1I）：根据物华 26 井岩石物性资料，有效孔隙度 9.1-32.2%，一般 14.1-30.8%，平均 24.8%，渗透率 1.03-5020mD，一般 62.8-1310mD，平均 382.23mD，属于中孔中渗储层。

物华 26 井的 K_1bt_1I排驱压力范围在 0.02MPa~7.18MPa 之间，平均为 0.26MPa；中值压力范围在 0.04MPa~20.83MPa 之间，平均为 8.05MPa；中值孔喉半径范围在 0.04μm~18.39μm 之间，平均为 0.09μm，孔喉半径均值 0.03-72.70μm，平均为 2.18μm，分选系数 0.068-33.83μm，平均为 0.70μm；最大进汞饱和度 38.98 %~84.64%，平均为 68.90%；退汞效率分布范围在 5.43%~22.83%，平均为 21.55%。

②腾一段IV油组（K_1bt_1IV）：根据长丰 A9 井岩石物性资料，有效孔隙度 9.7-30.8%，平均 17.5%，渗透率 1.49-4667mD，平均 472.3mD，属于中孔中渗储层。

③阿四段I油组（K_1ba_4I）：根据泓丰 10-14、美中 72、BY-I-54 井岩石物性资料，泓丰区块和鑫垠区块物性有一定的差异，其中鑫垠区块有效孔隙度 10.2-24.9%，平均 17.9%，渗透率 3.64-9540mD，一般 65.5-1770mD，平均 732.7mD，属于中孔高渗储层；而泓丰区块有效孔隙度 8.5-23.9%，平均 16.4%，渗透率 1.08-90.5mD，平均 30.2mD，属于中孔低渗储层；斌丽区块有效孔隙度一般 8.5-18.5%，平均 14.2%，渗透率一般 2.0-179.2mD，平均 62.4mD，属于低孔中渗储层。

泓丰区块泓丰 10-14 井的 K_1ba_4I排驱压力范围在 0.10MPa~1.07 MPa 之间，平均为 0.33MPa；中值压力范围在 0.72MPa~15.74 MPa 之间，平均为 4.78MPa；中值孔喉半径范围在 0.05μm ~1.02μm 之间，平均为 0.44μm；孔喉半径均值 0.33-3.26μm，平均为 1.93μm；分选系数 0.75-10.57μm，平均为 6.22μm；最大进汞饱和度分布范围在 62.170%~81.230%，平均为 75.674%；退汞效率分布范围在 15.88%~28.58%，平均为 22.54%。

鑫垠区块美中 72 井的 K_1ba_4I排驱压力范围在 0.02MPa~0.05MPa 之间，平均为 0.03MPa；中值压力范围在 0.04MPa~0.20 MPa 之间，平均为 0.12MPa；中值孔喉半径范围在 5.25μm ~18.39μm 之间，平均为 7.45μm，孔喉半径均值 35.58-135.24μm，平均为 81.35μm，分选系数 9.18-37.88μm，平均为 21.83μm；最大进汞饱和度分布范围在 71.07%~92.68%，平均为 84.640%；退汞效率分布范围在 7.84%~15.41%，平均为 11.17%。

这些参数变化范围较大，反映出了孔喉分布的非均质性较强。

④阿四段II油组（K_1ba_4II）：根据 BY-I-54 井岩石物性资料，有效孔隙度一般

8.5-22.5%，平均 16.1%，渗透率一般 2.0-258.2mD，平均 68.4mD，属于中孔中渗储层。

⑤阿三段（K_1ba_3）：根据三立 C32 井物性资料，有效孔隙度一般 6.5-23.6%，平均 13.5%，渗透率一般 1.1-585.2mD，平均 316.4mD，属于低孔中渗储层。

3.2.3.5 流体性质

1、地面原油性质

宝勒根陶海油田地面原油性质较好。根据 BY-I-1 等井地面原油样品分析，平均地面原油密度 0.8576g/cm^3，粘度 13.07mPa•s，凝固点为 29℃，含硫 0.09%，含蜡 8.6%，胶质 14.30%。综合分析宝勒根陶海油田为轻质常规原油。

2、地层原油性质

根据泓丰 10-5、BY-I-5 高压物性样品分析，原始地层压力 3.42-17.58MPa，饱和压力 0.62-2.79MPa，地层温度 27.5-89.6℃，地层原油粘度 2.41-23.35mPa•s，体积系数 1.047-1.110，气油比 5.3-22.5m^3/m^3，地层原油密度 0.783-0.843g/cm^3，溶解系数 5.90-8.51m^3/m^3/MPa，收缩率 2.11-9.9%，属于低饱和常规油藏。

3、地层水性质

根据 BY-I-38 井地层水分析资料，氯离子含量 672.13mg/l，总矿化度 6403.16mg/l，主要为 Na_2SO_3 水型，而泓丰区块氯离子含量 437.62-589.21mg/l，地层水总矿化度 4169.13-5596.01mg/l，为 $NaHCO_3$ 水型。

4、溶解气性质

根据 BY-I-5 等井溶解气分析资料，甲烷含量 61.34-68.35%，乙烷含量 14.26-16.13%，丙烷含量 10.12-12.49%，异丁烷含量 1.382-1.456%，正丁烷含量 2.011-3.491%，异戊烷含量 0.322-0.703%，正戊烷含量 0.416-0.966%，二氧化碳含量 0.395-0.569%，无硫化氢，为不含硫化氢油田伴生气。

3.2.3.6 资源储量及服务年限

1、资源储量

宝勒根陶海油田申报中生界探明石油地质储量 2382.54×10^{4}t（2804.93×10^{4}m^3），技术可采储量 398.07×10^{4}t（469.69×10^{4}m^3），经济可采储量 355.25×10^{4}t（419.35×10^{4}m^3）；溶解气地质储量 4.16×10^{8}m^3，技术可采储量 0.71×10^{8}m^3，经济可采储量 0.64×10^{8}m^3，见表 3.2-2。

2、开采年限

宝勒根陶海油田运行后，生产原油 15.1×10^{4}t，年产液量 18.9×10^{4}t。产能建设期为 8

年，在 2015 年产量达到最高，年产油量 21.2×10⁴t，年产液量 25.9×10⁴t，稳产期为 8 年，稳产期内年产油量保持在 20×10⁴t 以上，之后开始递减。根据开发规律预测到 2043 年年产原油 1.9×10⁴t，年产液 63.2×10⁴t，含水 91.0%，采出程度 13.5%。年均递减率 10.0%，含水上升率 10.2%，生产年限为 21 年。

3.2.3.7 产能及产品流向

1、单井产量

该区井单井初期产能较高，平均单井日产油 1.2-7.9t/d 之间，但含水上升快，产量递减快，一般年递减 11-13%左右。

结合已有油井资料分析，根据单井产能计算，本次项目新建 26 口油井单井产量取 3.0t/d。

2、产品流向

本项目最终产品为经油水处理系统分离后的原油及伴生气，分离出的原油全部外销给锡林浩特市宝同化工有限公司、黄骅市金拓石油产品有限公司、山东胜星化工有限公司。分离气体全部用于集输站及生活区锅炉供暖及加热。

3.2.4 项目组成

项目主要由主体、辅助、公用及环保工程组成，项目组成详见表 3.2-2，新增油井情况见表 3.2-3，新增油井布置情况见图 3.2-3。

表 3.2-2　项目组成表

工程类别		主要工程内容
主体工程	钻井工程	计划新建设钻井 26 口，全部为采油井。并安装 26 台抽油井及配套设施（包括油井平台、抽油机、围栏、油罐、污水罐等）。
	采油工程	由于宝勒根陶海油田大部分井不具备自喷能力，故采用抽油机采油方式。
	采气工程	抽气压缩机对原油储罐来气进行增压至 0.2MPa，增压后的天然气与三相分离器来气汇总到一起，全部供集输站内加热炉、生活供暖锅炉作为燃料进行消耗
	集输站	本项目不新设集输站，分离沉降脱水系统、污水处理系统依托现有油水分离站（华明公司）及集输站（鑫垠公司）
	注水工程	本项目不新设注水井，现有注水系统可以满足使用需求
	集输工程	13 口油井由输油管线直接输到集输站，管线长约 9.30km；13 口油井采油直接输到储油罐，由拉油车拉运至集输站。
管线工程	输油管线	集输油管线是在油井与集输站之间埋设的输油管线，本项目本次新增13口油井采用输油管线，管线长约9.30km。
	注水管线	现有注水系统可以满足使用需求，不新增注水管线
	输水管线	未设置输水管线，污水由罐车拉运至集输站
道路系统	各油井的施工及检修道路	油井钻探过程中需开辟施工道路总长约 5.60km，宽 3.5m。永临结合使用，施工期作为施工道路，施工结束后作为检修道路，检修道路总长 5.60km。

辅助工程	办公生活区		本项目不新设办公生活区 钻井施工生产生活区布置在钻井场地内空地上
公用工程	供电		本项目用电由巴音塔拉变电站引接
	供水		钻井用水来源为镶黄旗新宝拉格镇污水厂中水，采用 15 吨的水罐车从镶黄旗新宝拉格镇污水厂拉运；项目注水依托现有的注水设施回注，不新增水源井；项目不新增劳动定员，不增加生活用水
	排水		油田采出水、作业废水经鑫垠公司集输站污水处理设施处理后全部回注，不外排；不新增劳动定员，不增加生活污水。
	供热		现有集输站内共设 3 台燃煤（气）常压水套炉，型号 GRC250-G-H/1.6-M-S，集中给原油及储油罐加热，3 台锅炉的烟囱高 8m，由分离系统分离出来的天然气作为燃料；现有生活区供暖采用 1 台 LSG-AIII型多层燃烧自循环热水锅炉（常压燃气），锅炉的烟囱高 8m、内径 0.2m，全年运行 5 个月。本项目生产及生活供热均依托现有，不新增供热设施
环保工程	大气污染防治		加强油水集输设施的密闭性，采取油井井口密闭性措施，定期检修集输线路的阀门、油气泵等设备，减少烃类气体无组织排放；车辆减速行驶
	污水处理	施工期钻井废水	钻井废水排入防渗泥浆池中，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆固化无害化处置后进行填埋覆土绿化
		采出水	依托既有鑫垠公司集输站污水处理设施集中统一处理后回注油层驱油
		洗井、修井废水	
	固废	废弃钻井泥浆、岩屑	设置防渗泥浆池，单口井建设泥浆池长 7 米、宽 7 米、高 4 米，容量为 112m^3，泥浆池开挖整平后应对底部进行压实，四周及底部采取防渗措施，渗透系数小于 1.0×10^{-10}cm/s，铺设的防渗膜应向泥浆池外部延伸≥2m，并将边缘压实。钻井结束后废弃钻井泥浆固化无害化处置后进行填埋覆土绿化。
		含油污泥	泓源丰泰、华明、晟源、亿旺、大创五家采油单位新建危废暂存点；宝丰、鑫垠含油污泥等危险废物收集后送至集输站现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。
		落地油	在井口设置集油池，用于收集落地油，避免落地油直接进入土壤，落地油回收率可达 100%。
	噪声		泵类采用隔声罩、基础减振等措施

表 3.2-3　项目新增油井一览表

公司名称	序号	井号	坐标		集油方式
			东经	北纬	
镶黄旗宝丰能源开发投资有限公司	1	巴丰 1 井	114°17'38.528"	42°25'14.228"	储油罐拉运
	2	巴丰 2 井	114°17'47.307"	42°25'20.687"	
	3	巴丰 3 井	114°17'56.086"	42°25'27.146"	
	4	巴丰 4 井	114°18'4.866"	42°25'33.605"	
	5	巴丰 5 井	114°18'13.646"	42°25'40.063"	
	6	巴丰 6 井	114°18'22.426"	42°25'46.521"	
镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司	7	BY-I-101 井	114°13'41.211"	42°23'47.307"	输油管线
	8	BY-I-102 井	114°14'8.327"	42°23'57.036"	
	9	BY-I-103 井	114°13'35.506"	42°23'32.910"	
镶黄旗华明新能源有限公司	10	HM6-3 井	114°19'0.179"	42°25'42.358"	输油管线
	11	HM7-2 井	114°18'45.859"	42°25'37.615"	

	12	HM7-1 井	114°18'36.169"	42°25'37.128"	
	13	HM13 井	114°18'18.703"	42°25'32.343"	
	14	HM16 井	114°18'12.869"	42°25'27.637"	
	15	HM15-2 井	114°18'2.955"	42°25'32.394"	
	16	HM18 井	114°18'24.267"	42°25'18.864"	
	17	HM14-2 井	114°18'9.738"	42°25'37.414"	
	18	HM5-2 井	114°18'16.112"	42°25'41.777"	
	19	HM4-2 井	114°18'21.612"	42°25'46.119"	
镶黄旗晟源矿业有限公司	20	SY6 井	114°17'28.065"	42°25'38.148"	储油罐拉运
	21	SY9 井	114°17'14.021"	42°25'18.956"	
内蒙古泓源丰泰资源开发有限公司	22	泓丰 10-10 井	114°10'58.972"	42°21'41.181"	储油罐拉运
	23	泓丰 10-18 井	114°10'54.388"	42°21'36.208"	
	24	泓丰 10-20 井	114°10'50.665"	42°21'41.301"	
镶黄旗大创实业有限公司	25	C10-1 井	114°14'37.856"	42°24'42.564"	储油罐拉运
内蒙古镶黄旗亿旺置业有限责任公司	26	YW-19 井	114°13'5.839"	42°22'47.018"	储油罐拉运

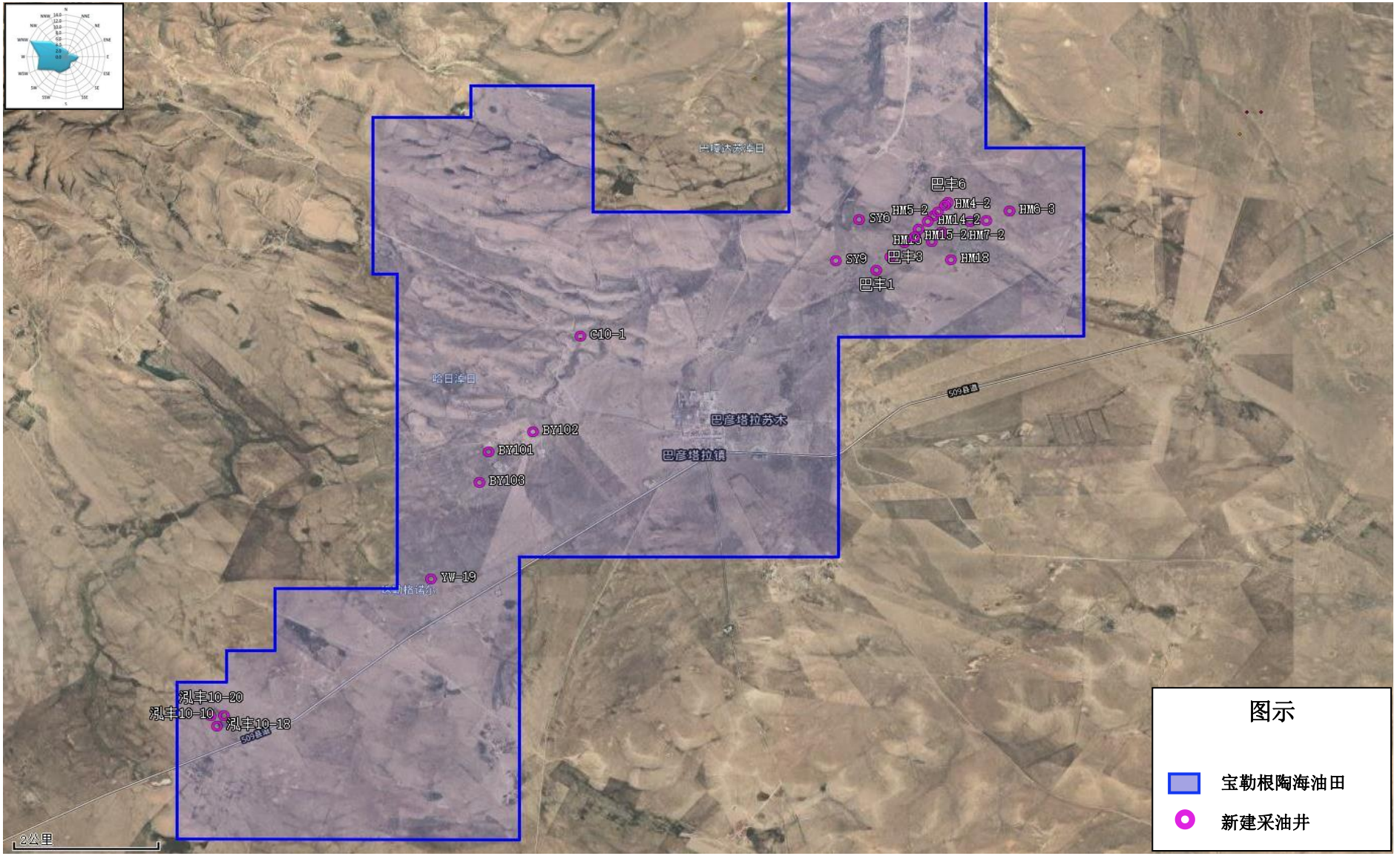


图 3.2-3　宝勒根陶海油田新增油井布置图

3.2.5 工程占地

项目总占地面积 33.65hm^2，其中永久占地 5.90hm^2、临时占地 27.75hm^2，占地类型为草地。本工程占地情况见表 3.2-4。

表 3.2-4　工程占地类型及占地面积表

分区		永久占地（hm^2）	临时占地（hm^2）	备注
油井及附属设施	采油设备安装区（抽油机、储油罐等）	2.60		1000m^2/口井
	采油场地污水罐等附属设施	0.78		300m^2/口井
	泥浆池		0.073	
	探井过程临时施工区		22.10	8500m^2/口井
集输系统	集输管线		5.58	
道路系统	施工及检修道路	2.52		
合计		5.90	27.75	
总计		33.65		

3.2.6 主要地面工程设计方案

本项目组成主要包括新增油井及附属工程、集输系统、道路系统等工程，项目总平面布置见图 3.2-2。

3.2.6.1 井场设计方案

本项目计划新建设钻井 26 口，油田钻探结束后，在采油井上预留 1300m^2 作为采油工业场地，安装抽油机、油气分离器、储油罐和污水罐等。探井期工业场地平面布置及采油期工业场地布置见图 3.2-3。

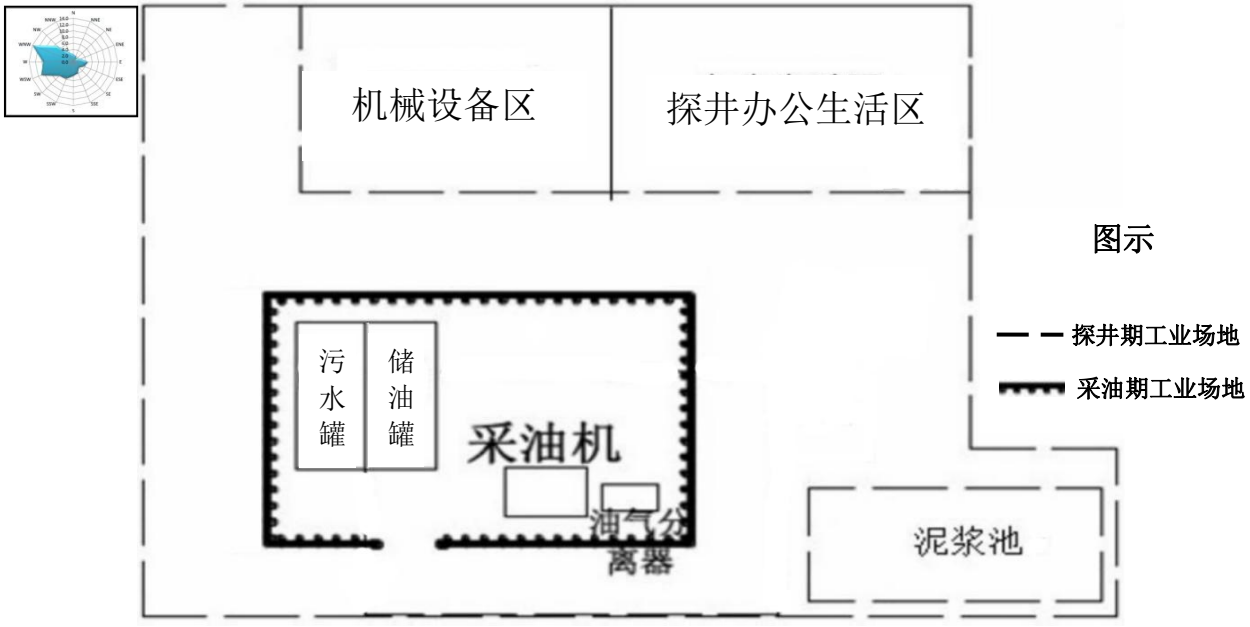


图 3.2-3　采油过程中场地平面布置图

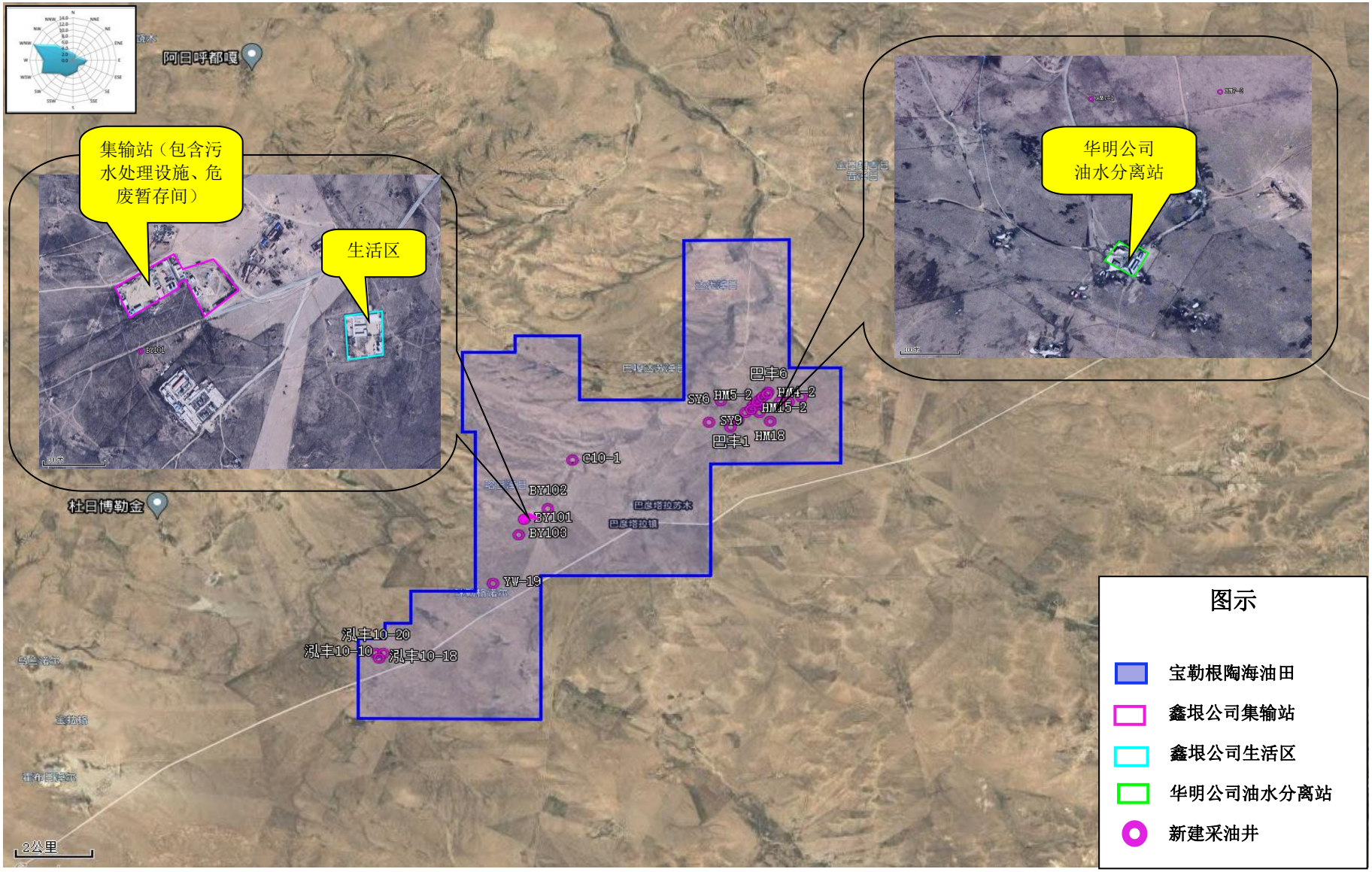


图 3.2-2　　项目总体平面布置图

3.2.6.2 集输工程设计方案

本项目 13 口油井采用输油管线，管线长约 9.30km。其中华明公司 10 口油井由输油管线直接输到自有油水分离站，鑫垠公司 3 口井经输油管线直接输到自有集输站；13 口油井采油直接输到储油罐，由拉油车拉运至鑫垠公司集输站。本项目不新设集输站，分离沉降脱水系统、污水处理系统依托现有油水分离站（华明公司）及集输站（鑫垠公司）。

1、管线工程

（1）工程内容

项目新建输油管线 9.30km，管线施工不设施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。下管后土石方加固回填。新建管线工程均不涉及饮用水源地保护区。管线工程具体布设情况见图 3.2-3、图 3.2-4。

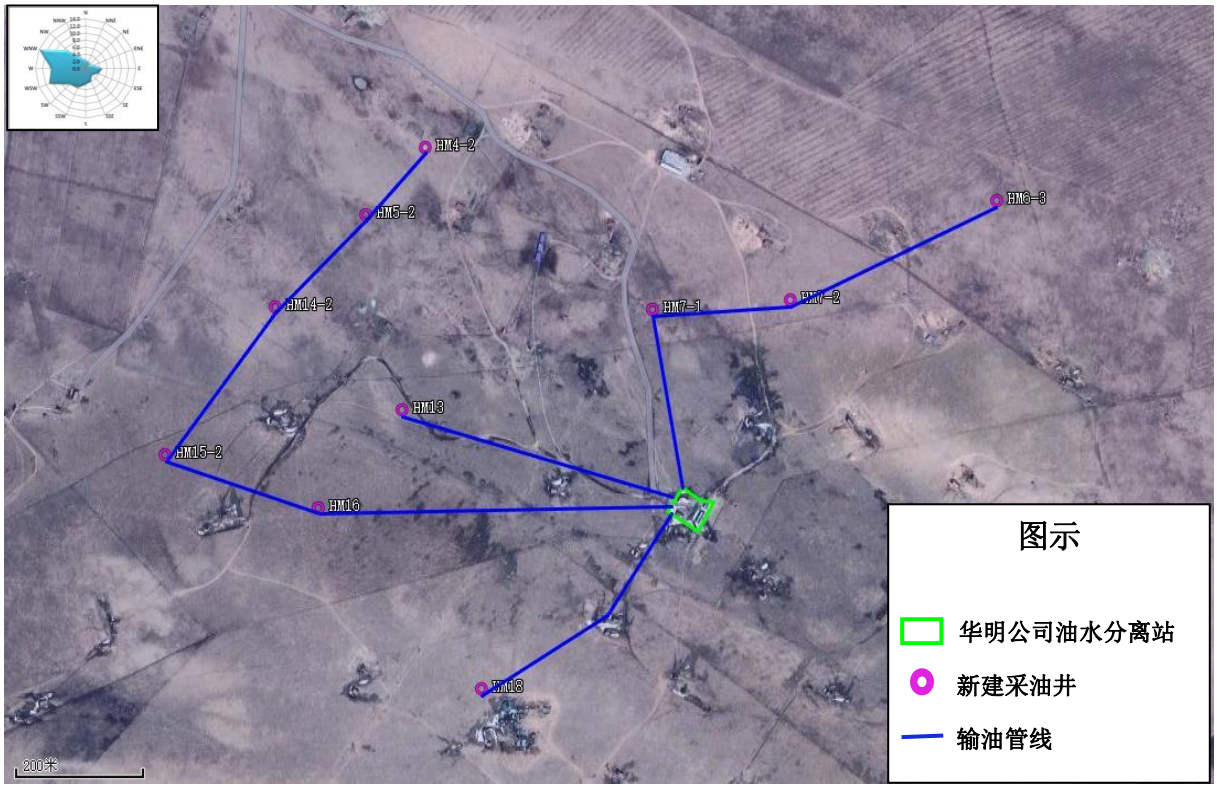


图 3.2-3　　华明公司 10 口油井管线工程布设图

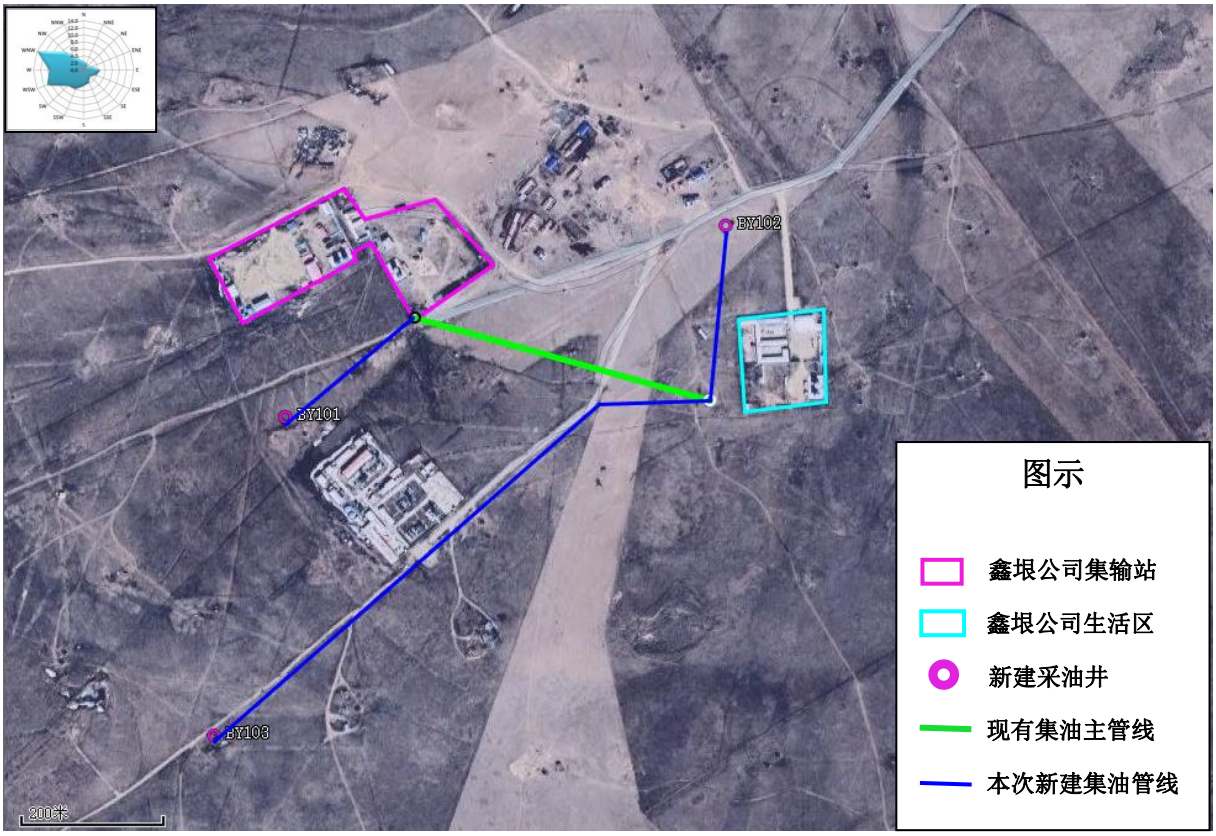


图 3.2-4　鑫垠公司 3 口油井管线工程布设图

（2）施工方式

输油管线采用埋地敷设，管线敷设区域的敏感点为草地，原水输水管线施工方式采用大开挖方式，敷设深度大于冰冻深度 3.45m 以下，作业带宽度以管道为中心两侧各 3m，共计 6m。管道施工开挖时，熟土（表层耕作土）与生土（下层土）分开堆放，管沟回填时按生、熟顺序回填，保护耕作层。回填后管沟上方留有自然沉降量（高出地面 0.5m），多余土方就地平整，表土覆盖在最上面。

（3）管线防腐

本项目集油管线采用环氧粉末外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温。

（4）监控监测和检漏措施

参照《内蒙古自治区石油天然气管道保护监管办法》：管道企业应当严格落实管道保护主体责任，建立健全管道保护制度，合理设置管道沿线标志，配备管道数据采集、监控监测和检漏等管道保护技术设备，并定期进行检查维护，确保管道安全运行。

管道企业应当定期对管道进行检验检测、维修，确保管道处于良好状态。检验检测不合格或者不符合安全使用条件的管道，管道企业应当及时更新、改造或者停止使用。

2、储油罐

本项目 13 口油井采油直接输到储油罐，由拉油车拉运至集输站，各井场设置 1 具

30m³储油罐、1具30m³污水罐，具体见表3.2-5。

表3.2-5　项目新建储运设施情况

序号	储运设施	规格	储罐数量	类型	拉运频次
1	储油罐	30m³	13 具	地上，固定顶	约10天至罐满拉运一次
2	污水罐	30m³	13 具	地上	约30天至罐满拉运一次

3.2.6.3 伴生气回收利用

抽气压缩机对原油储罐来气进行增压至0.2MPa，增压后的天然气与三相分离器来气汇总到一起，全部供集输站内加热炉、生活供暖锅炉作为燃料进行消耗。

3.2.6.5 道路工程设计方案

本项目油井钻探过程中需开辟施工道路总长约5.60km，宽3.5m。永临结合使用，施工期作为施工道路，施工结束后作为检修道路，检修道路总长5.60km。道路工程主要技术指针见表3.2-6。

表3.2-6　道路工程主要技术指针

道路建设标准		进井场简易道路
路线长度（km）		5.6
路面宽度（m）		3.5
路基宽度（m）		4.5
路面结构		土砂石
极限最小圆曲线半径（m）		15
一般最小圆曲线半径(m)		30
凸型竖曲线半径（m）	极限最小值	100
	一般最小值	
凹型竖曲线半径（m）	极限最小值	100
	一般最小值	
最大纵坡（%）		11

3.2.8 公用工程

3.2.8.1 给排水工程

1、给水工程

本项目用水单元包括钻井用水、井下回注水及洗井用水。其中，钻井用水、洗井用水来源为镶黄旗新宝拉格镇污水厂中水，采用15吨的水罐车从镶黄旗新宝拉格镇污水厂拉运；项目注水均依据既有的注水设施回注，不新增水源井；项目不新增劳动定员，不增加生活用水。

2、排水工程

项目正常生产过程无生产废水外排，油田采出水、洗井废水、修井废水处理达标后回注油层；不新增劳动定员，不增加生活污水。

3、水平衡

根据工程整体开发方案及设计资料，采油初原油期含水率约 30%，随着开采时间的延长，开采后期原油含水率将达到 50%。据此，本项目开采初期水平衡见表 3.2-7 和图 3.2-5，开采后期水平衡见表 3.2-8 和图 3.2-6。

表 3.2-7　项目实施初期水量平衡表

用水工序	来源	投入		产出		去向
		新鲜水	回用水	损耗	利用	
钻井用水	镶黄旗新宝拉格镇污水厂中水	76.50 m³/口井	/	76.50 m³/口井	178.70 m³/口井	在防渗泥浆池暂存，经自然蒸发后与钻井泥浆、岩屑一起固化填埋
油田注水	原油采出水	/	23.40m³/d	1.17m³/d	22.23m³/d	依托污水处理系统处理达标回注油层
洗井作业	镶黄旗新宝拉格镇污水厂中水	12.82m³/d	/	0.64m³/d	12.18m³/d	依托污水处理系统处理达标回注油层

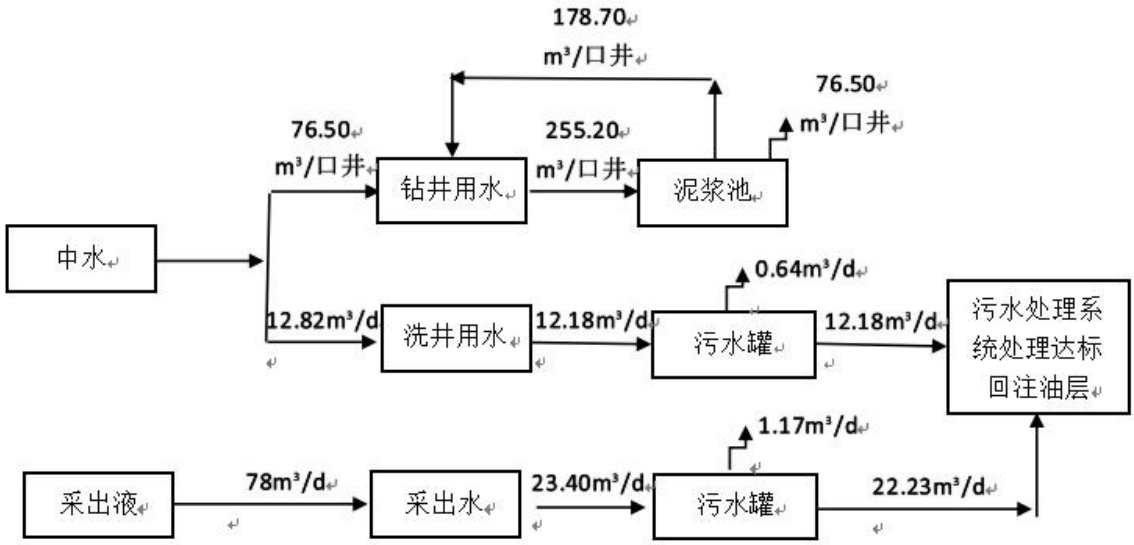


图 3.2-5　项目初期水平衡图（采出液含水率为 30%）

表 3.2-8　项目实施后期水量平衡表

用水工序	来源	投入		产出		去向
		新鲜水	回用水	损耗	利用	
钻井用水	镶黄旗新宝拉格镇污水厂中水	76.50 m³/口井	/	76.50 m³/口井	178.70 m³/口井	在防渗泥浆池暂存，经自然蒸发后与钻井泥浆、岩屑一起固化填埋
油田注水	原油采出水	/	39.00m³/d	1.95m³/d	37.05m³/d	依托污水处理系统处理达标回注油层
洗井作业	镶黄旗新宝拉格镇污水厂中水	12.82m³/d	/	0.64m³/d	12.18m³/d	依托污水处理系统处理达标回注油层

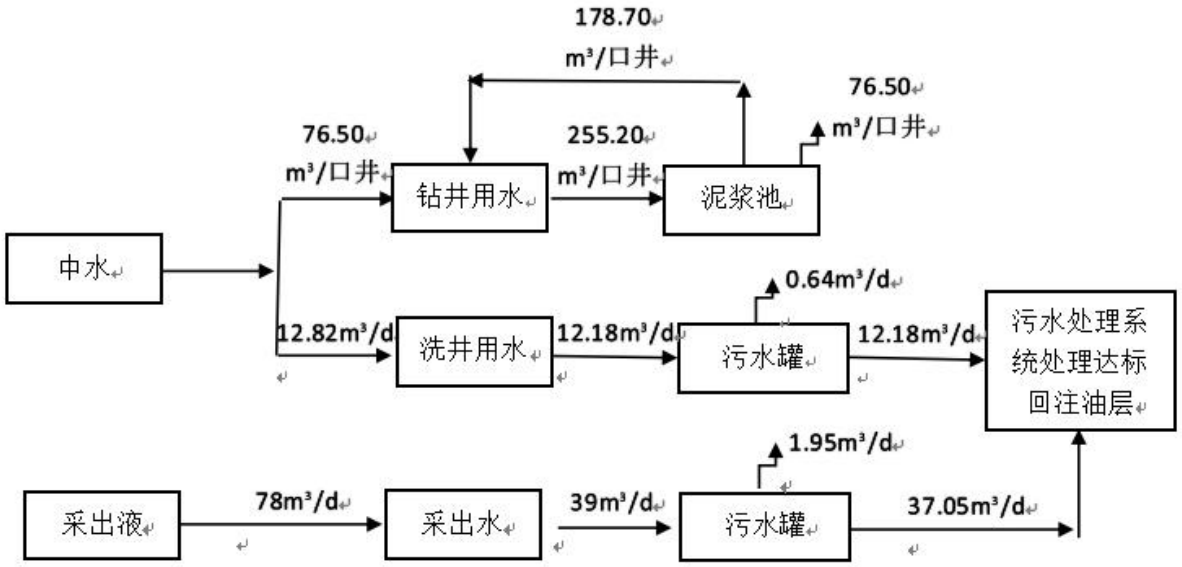


图 3.2-6　项目实施后期水量平衡图（采出液含水率为 50%）

3.2.8.2 供热工程

本项目生产及生活供热均依托现有，不新增供热设施。

3.2.8.3 供电工程

本项目用电由巴音塔拉变电站引接。

3.2.9 原辅材料

根据类比调查，施工期钻井作业的主要生产设备情况见表 3.2-9，每口钻井主要原辅材料消耗见表 3.2-10。

表 3.2-9　每口钻井主要生产设备使用情况

序号	名称		型号	载荷kN	规范或特征	备注
一	钻前工程					
1	推土机		NTA855-C360	/	/	/
2	挖掘机		313D2GC	/	/	/
3	压路机		YZC2	/	/	/
4	摊铺机		TITAN423	/	/	/
5	载重车辆		30吨	/	/	1辆
二	钻井工程					
1	钻机		ZJ15 型	882	/	1
2	井架		JJ90/39-A	882	/	1
3	提升系统	天车	TC-100	/	/	1
		游车	YC-100	/	/	1
		大钩	DG-100	/	/	1
		水龙头	SL135	/	/	1
		绞车	JC15DB		98	1
4	转盘		ZP-450	980	/	1
5	循环系统	钻井泵	3NB-500	/	/	2
6	动力系统	动力机	CAT3408BDITA	/	/	2

序号	名称		型号	载荷kN	规范或特征	备注
7	钻机控制系统	压风机1＃	2V-6/8	/	/	1
		压风机2＃	2V-6/8	/	/	1
8	固控设备	振动筛	ZHZS1180×700C	/	/	1台
		除砂器	ZQJ300×2	/	/	1台
		液气分离器	NQF1200/1.6	/	/	1
		除砂器	ZQJ300×2	/	/	1
9	钻井液循环罐		20m^3	/	/	3个
10	液压大钳		YQ-100	/	/	100kN•m
三	试油工程					
1	抽油泵		杆式泵	/	/	2台
2	储油罐		30m^3	/	/	1个

表 3.2-10　每口钻井主要原材料消耗

序号	开次	钻井液体系	主要成分	配制量（m^3）	包装方式
1	一开	水基钻井液	水、膨润土、分散剂、碱度调节剂、抑制剂、降滤失剂、防塌剂、润滑剂、油保剂、加重剂等	200	塑料制品包装
2	二开	水基钻井液		200	

本项目使用的钻井液材料由供货厂家负责运输至本项目井场场区，在井场材料堆场暂存，其暂存要求如下：

（1）按照原、辅材料化学性质、用途分堆或分室存放于干燥、通风处；

（2）室外存储应采取防晒、防雨淋、防渗措施，严禁在强光下暴晒；

（3）应根据原辅材料的用量、供应及运输条件决定站场内原辅材料暂存量，不宜长期储存；

（4）原辅材料应配备专人负责保管发放，定期查看，确保药品密封性良好。

3.2.10 依托工程

3.2.10.1 依托工程概况

本次产能建设工程主要依托工程包括采出水处理系统、注水系统、危险废物暂存点等。项目依托工程分类见表 3.2-11，根据现场调查及咨询建设单位，依托工程目前均已投运并正常运行。

表 3.2-11　本项目依托工程概况

序号	依托工程类型	依托工程环评情况	依托工程验收情况
1	注水工程	《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目环境影响报告书》，2015 年 3 月 3 日通过审批，文号：锡署环审书[2015]2 号，	《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开发项目竣工环境保护验收调查报告》，2021 年 6 月 1 日通过自主验收
2	危废临时暂存		
3	采出水处理	《镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田回注水处理工程环境影响报告书》，2015 年 11 月 5 日通过审批，文号为：镶生环审书[2015]1 号	《镶黄旗二连盆地宝勒根陶海油田回注水预处理工程（含水处理及污泥暂存）竣工环境保护验

			收监测报告》，2020 年 8 月 13 日通过自主验收

3.2.10.2 依托工程可行性

1、采出水处理

（1）处理工艺依托的可行性

二连盆地宝勒根陶海油田回注水处理工程位于锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，油田中鑫垠区块的镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司联合站内。污水首先由拉水罐车卸入卸水池，然后由泵提升进入絮凝反应池，在絮凝反应池内，通过搅拌与絮凝剂进行充分的反应，然后进入隔油沉淀池进行沉淀，出水排至清水池、储水池，最后由管道进入镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司回注水处理系统，经过油水分离器、漂油分离罐、多介质过滤器、金刚砂过滤器处理后，出水全部回注；卸油池及隔油沉淀池中污泥通过污泥泵加管线抽至污泥干化池中（污泥 1 年左右抽一次），自然晾晒装袋后暂存于污泥暂存间，由丰镇市玉林化工有限责任公司进行处置。处理工艺见图 3.2-7。

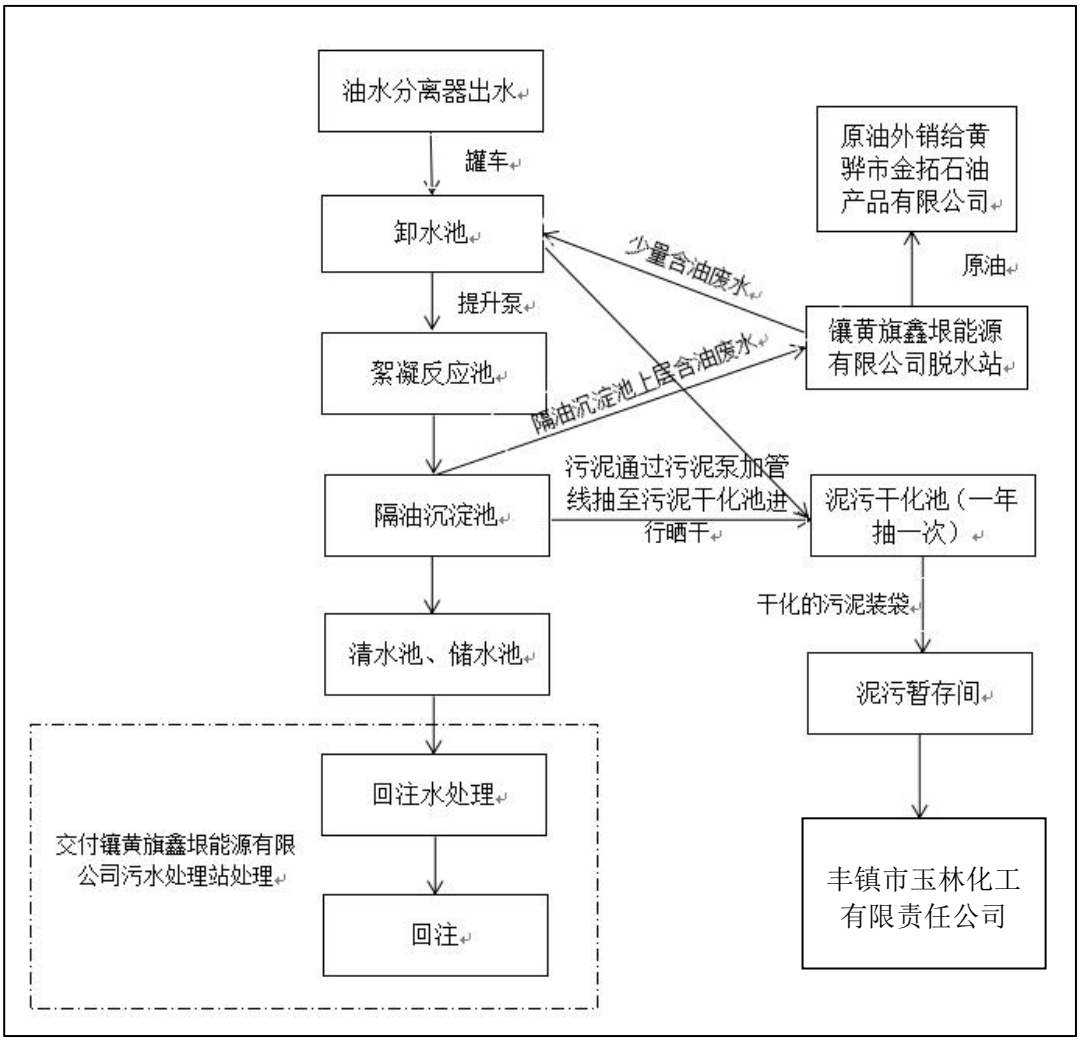


图 3.2-7　污水处理工艺流程图

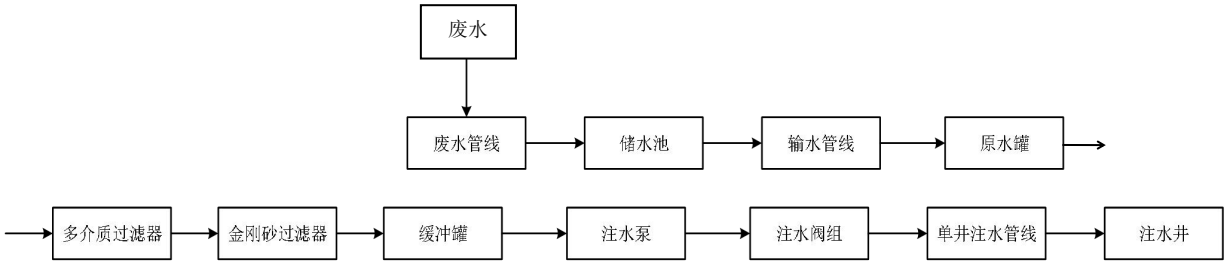


图 3.2-8　镶黄旗鑫垠能源有限公司污水处理站处理工艺

经过上述工艺处理后，出水水质可以达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准要求。因此，从工艺上依托现有采出水处理系统可行。

（2）处理规模依托的可行性

本项目现有工程采出水处理系统处理能力校核见表 3.2-12。根据分析，依托工程的采出水处理系统规模可满足本项目新增采出水负荷需求，依托可行。

表 3.2-12　依托采出水处理能力校核表　单位：m^3/d

井区	设计规模	当前负荷	富余能力	本次拟建工程新增负荷	能力校核结论	采出水去向
镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司污水处理站	200	45	155	49.23	满足	回注采出层

2、注水系统依托工程及能力校核

（1）注水工艺

现有工程采用注水开发方式，宝勒根陶海油田 5 个区块采用三角型井网和正方形井网两种形式进行开发，单井注水采用树状注水流程，每个油水分离站内建一套注水系统。

①水源、规模

油水分离站站内注水水源优先选择油田采出水，不足部分采用打井的清水补充。本项目注水规模为 840m^3/d，五个区块（泓丰、三立、鑫垠、物华、斌丽区块）注水井井口压力分别为 11.16MPa、9.63MPa、11.66MPa、7.94MPa、15.09MPa，渗透率分别为 10.2mD、63.5mD、73.3mD、46.5mD、46.5mD，注水水质标准符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准要求。

②工艺流程

污水处理系统处理后的水进入 2 座 400m^3 的污水储罐；水源井来水进入 1 座 300m^3 清水罐储存，注水经喂水泵提升、过滤器过滤后，由注水泵升压至 20MPa，通过配水计量阀组分配计量后，经单井注水管线将水注入地层。

注水原理流程示意见图 3.2-9。

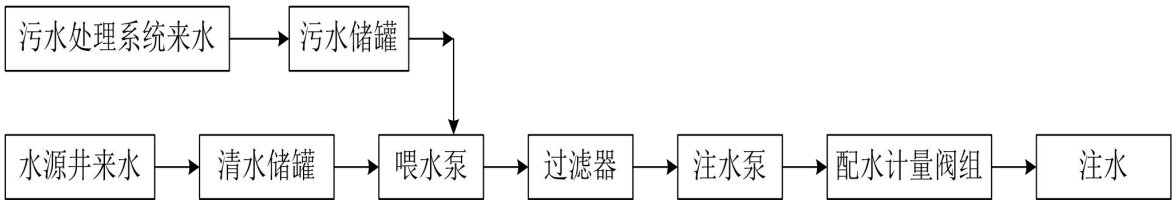


图 3.2-9　注水原理流程图

项目现有注水系统可满足本项目新增注水需求，依托可行。

3、危废暂存点依托工程

根据现场调查，泓源丰泰、华明、晟源、亿旺、大创五家采油单位计划本次新建危废暂存点，含油污泥等危险废物送至自有危废暂存点暂存；宝丰、鑫垠两家采油单位危险废物依托集输站现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

泓源丰泰、华明、晟源、亿旺、大创五家采油单位新建危废暂存点必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的要求：地面铺设 2mm 厚高密度聚乙烯或至少 2mm 厚的其他人工材料，渗透系数≤10^{-10}cm/s；库内四周设 1m 高墙裙，采取与地面同样的防渗材料；必须有泄漏液体收集装置。危废经临时暂存，达到储存最大量后统一运至鑫垠公司集输站内现有危废暂存点，交有资质单位进行处理。

根据依托工程验收资料，依托危废储存点位于鑫垠公司集输站内，占地面积 60m^2，临时储存量 20t，满足防风、防雨、防晒、防渗等储存要求，地面及踢脚均采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）要求，满足本次扩建项目危废贮存需求，同时可通过缩短危废贮存时间，增加清运频率提高危废暂存点的贮存能力。

项目具体危废暂存点情况见表 3.2-13，具体危废暂存点布置情况见图 3.2-10。

表 3.2-13　本项目危废暂存点设置情况一览表

序号	名称	具体位置		大小（m^2）	临时储存量（t）	备注
		经度	纬度			
1	鑫垠公司集输站内危废暂存点	114.228333	42.398611	6×10	20	现有，鑫垠、宝丰公司依托
2	泓源丰泰公司危废暂存点	114.187222	42.358056	3×6	1.5	新建
3	华明公司危废暂存点	114.310556	42.424167	3×6	1.5	新建
4	晟源公司危废暂存点	114.296111	42.425556	3×6	1.5	新建
5	亿旺公司危废暂存点	114.213333	42.370278	3×6	1.5	新建
6	大创公司危废暂存点	114.248822	42.414205	3×6	1.5	新建

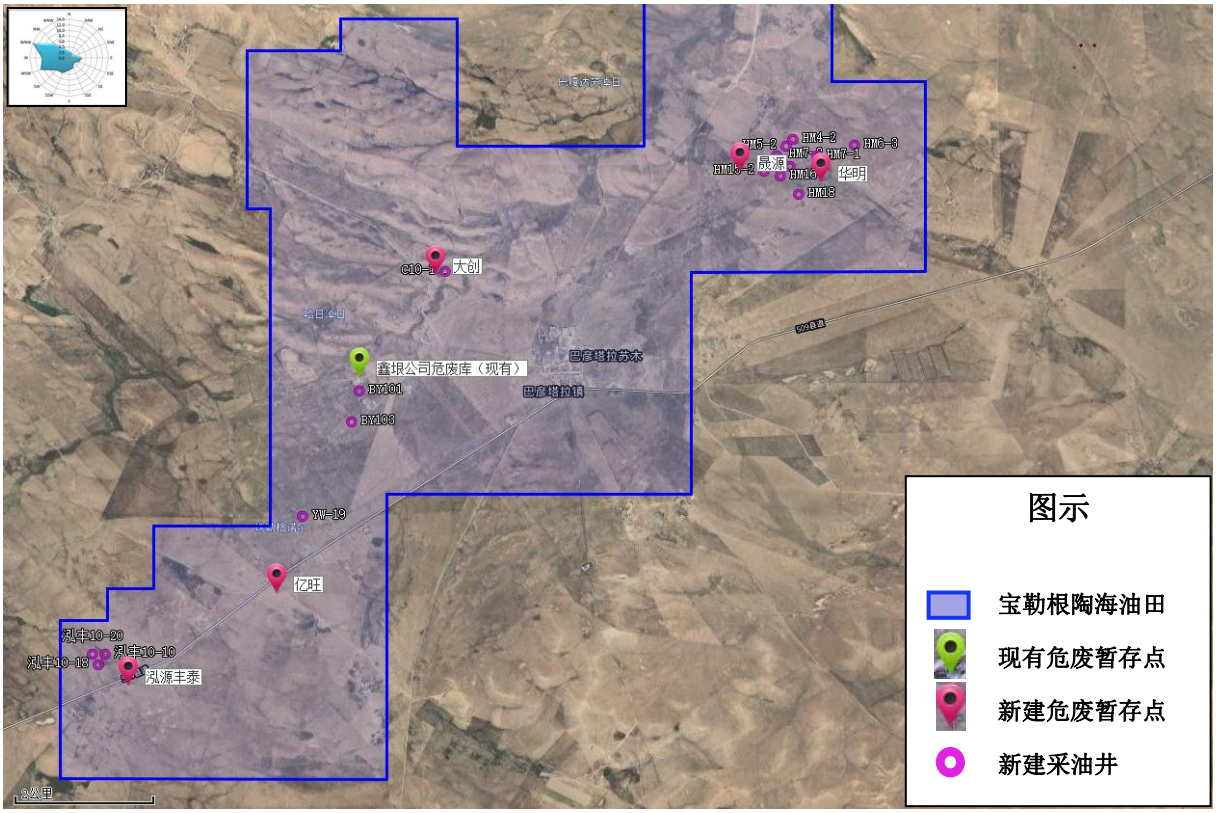


图 3.2-10　危废暂存点布置情况图

3.2.11 工作制度与劳动定员

本项目劳动定员依托原有，不新增劳动人员。年工作 365 天，每天 3 班，每班 8 小时。

3.2.12 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况

本项目实施前后油田建设变化情况见表 3.2-13。

表 3.2-13　本项目实施前后井区范围建设变化情况

序号	工程	单位	扩建开发前	扩建开发后	变化情况
1	产能规模	10^4t/a	3.0	5.85	+2.85
2	井场	座	439	465	+26
3	采油井	口	395	421	+26
4	注水井	口	15	0	+0
5	集输站	座	1	0	+0
6	油水分离站	座	3	0	+0
7	油气管线	km	11.7	21.0	+9.3
8	注水管线	km	11.7	0	+0
9	进井场道路（草原路）	km	68.09	73.69	+5.60
10	采出水处理系统	套	1	0	+0

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产污环节分析

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

油田开发过程可分为勘探期、施工期、运行期和闭井期四个时期。

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

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

3.3.1.1 施工期

施工期施工活动主要包括钻井、井下作业、井场建设及道路建设等。

1、钻井作业

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

钻井工艺按其顺序分为如下过程：

（1）钻前准备

包括定井位、修路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

（2）钻井过程

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

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

③接单根：在钻井过程中，随着井深不断加深，接入钻杆增加钻柱长度的作业；

④起下钻：如果钻头被磨损，应将井内钻柱全部起出，换新钻头再下钻的作业；

（3）完井：油井钻至设计井深后，下入套管完井；

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

（5）固井：在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间注入水泥浆，进行封固，封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层，防止互相窜通，形成油气通道；检查固井质量及确定射孔层位；安装井口，以利于钻井和生产。本项目油井均采用二开井身结构，固井工艺及要求如下：

①采用一次上返固井工艺，实现全井段封固。

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

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

④至少每根套管加 1 个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；

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

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

⑦固井 48 小时后试压，试压压力 15MPa（注水井试压 2015MPa），稳压 30min 压降不大于 0.5MPa。

宝勒根陶海油田采取三角形和正方形网格布井。根据现有钻井技术和地面条件，采用丛式井技术整体开发，钻井平台的规划本着少占土地、便于钻井施工和采油作业的原则。钻井过程中选取水基钻井液体系，定向油井井身结构示意图见图 3.3-1。

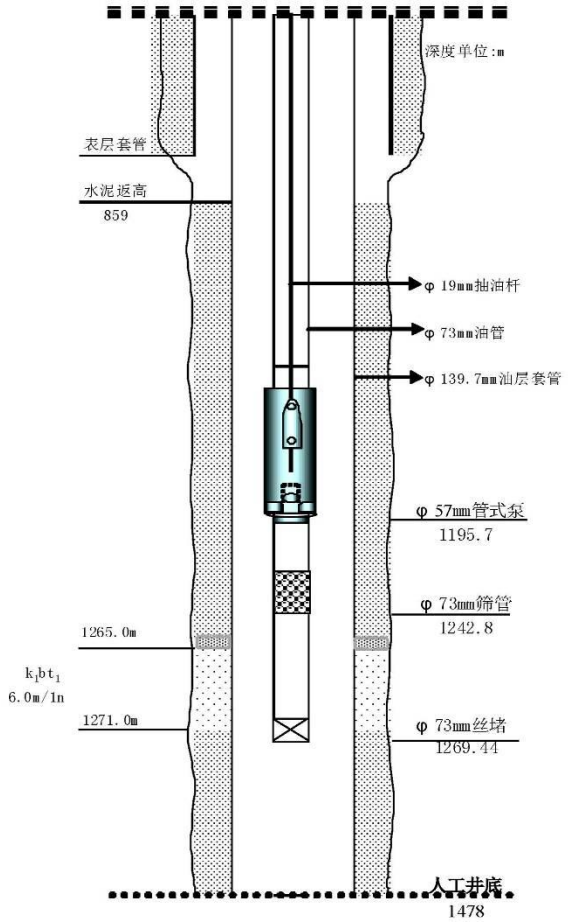


图 3.3-1　丛式定向井井身结构示意图

2、井下作业

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

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

（2）压裂作业的主要目的是为了扩大含油岩层渗滤面积，提高渗透性，提高单井产量。根据建设单位以往经验，压裂液平均单井用量为 100m^3，项目采用胍胶体系压裂液，胍胶压裂液是多种功能于一体的均相体系。该压裂液是以高效交联剂，交联促进剂为主，针对不同的地层，使压裂液中稠化剂浓度下降 30～40%，能提供更经济的液体效率，降低液体对储层的伤害，减少液体损耗成本。钻井压裂液各成分组成见表 3.3-1。项目所使用的压裂液组分中均不含国际公约禁止的持久性有机污染物。

表3.3-1　压裂液各成分理化性质一览表

原料名称	理化性质
改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相

	互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。
润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。
高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。
有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。
高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。
过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。
碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+和 CO_3^{2-}，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+}离子，使泥浆性能变好。
碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃时完全分解。

（3）试油是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程。

钻井及井下作业工艺流程及产污环节见图 3.3-2。

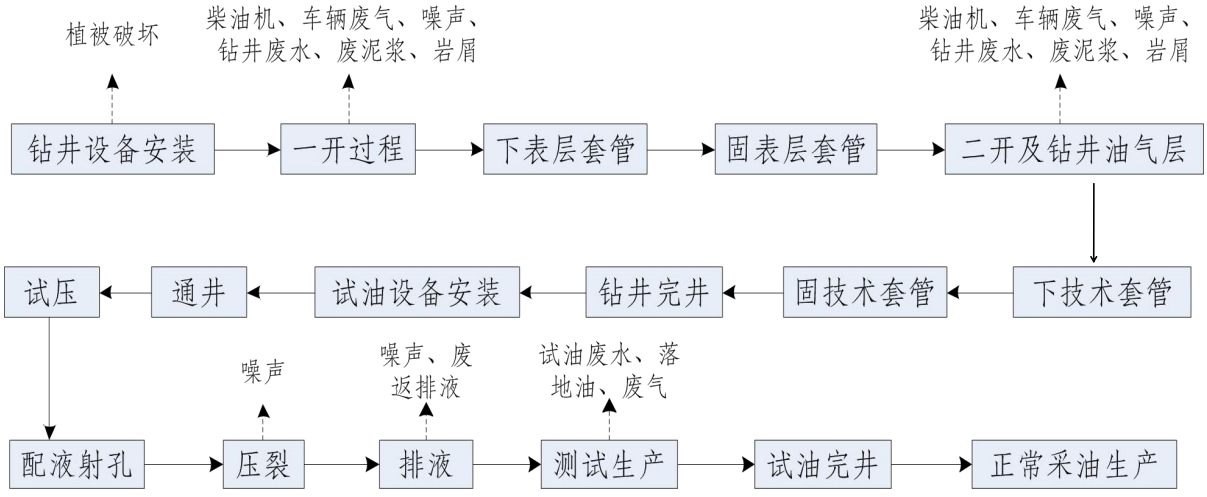


图3.3-2　钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

3.3.1.2 运行期

1、采油

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。本工程开发油藏过程中为保持油层压力，达到稳产目的，采用向油层注水的方式驱替原油，即采用水驱采油的方法。注水采油示意图见图 3.3-3。

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

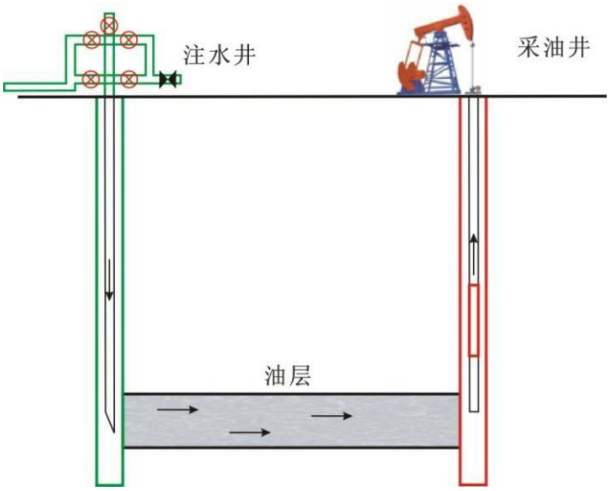


图 3.3-3　注水采油示意图

2、油气集输

宝勒根陶海油田单井产出液计量后通过管线或者油罐车送至油水分离站或集输站，经分离后的原油暂存在储罐内，后全部外销给锡林浩特市宝同化工有限公司、黄骅市金拓石油产品有限公司、山东胜星化工有限公司；分离出的含油废水经现有污水处理系统处理后回注地层。集油工艺见图 3.3-4。

①集油主流程

单井混合液→管线或储油罐→三相分离器→外销。

②集气工艺流程

本项目集输站三相分离器得到的伴生气全部供集输站内加热炉、生活供暖锅炉作为燃料进行消耗。

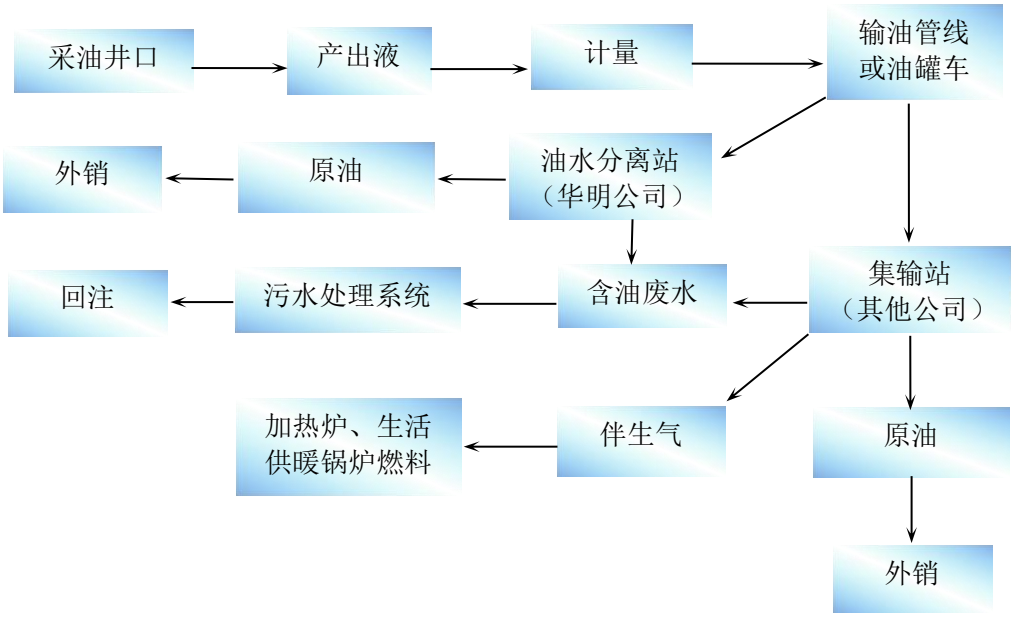


图 3.3-4　集输工艺流程示意图

3、污水处理

宝勒根陶海油田注水水质要达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准要求，本项目污水处理依托现有污水处理系统，处理后回用于地层回注。

3.3.1.3 **闭井期**

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。

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

（1）井口处理

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

（2）套内处理

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

（3）套外处理

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

（4）封后井口处理

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

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

3.3.2 产污环节分析

1、施工期

（1）钻井过程中对环境产生影响的环节有钻井过程产生的废弃钻井泥浆、岩屑；钻井废水；钻井时柴油机排放的烟气、噪声；以及修路、平井场等占地对地表植被的破坏。

（2）井下作业过程产污环节主要有落地油及含油污水，试油作业产生的试油废水等。压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶；

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

2、运行期

（1）采油过程可能造成环境污染的环节主要有井口装置损坏后泄漏的原油对土壤的影响，以及油井井口挥发的烃类气体对周围空气的影响。

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

（3）井下作业过程中可能会产生修井废水、洗井废水、落地油、烃类气体挥发以及含油污泥。

3、闭井期

采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油，可能对土壤环境造成影响。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节分析详见图 3.3-5；主要污染源构成见表 3.3-2。

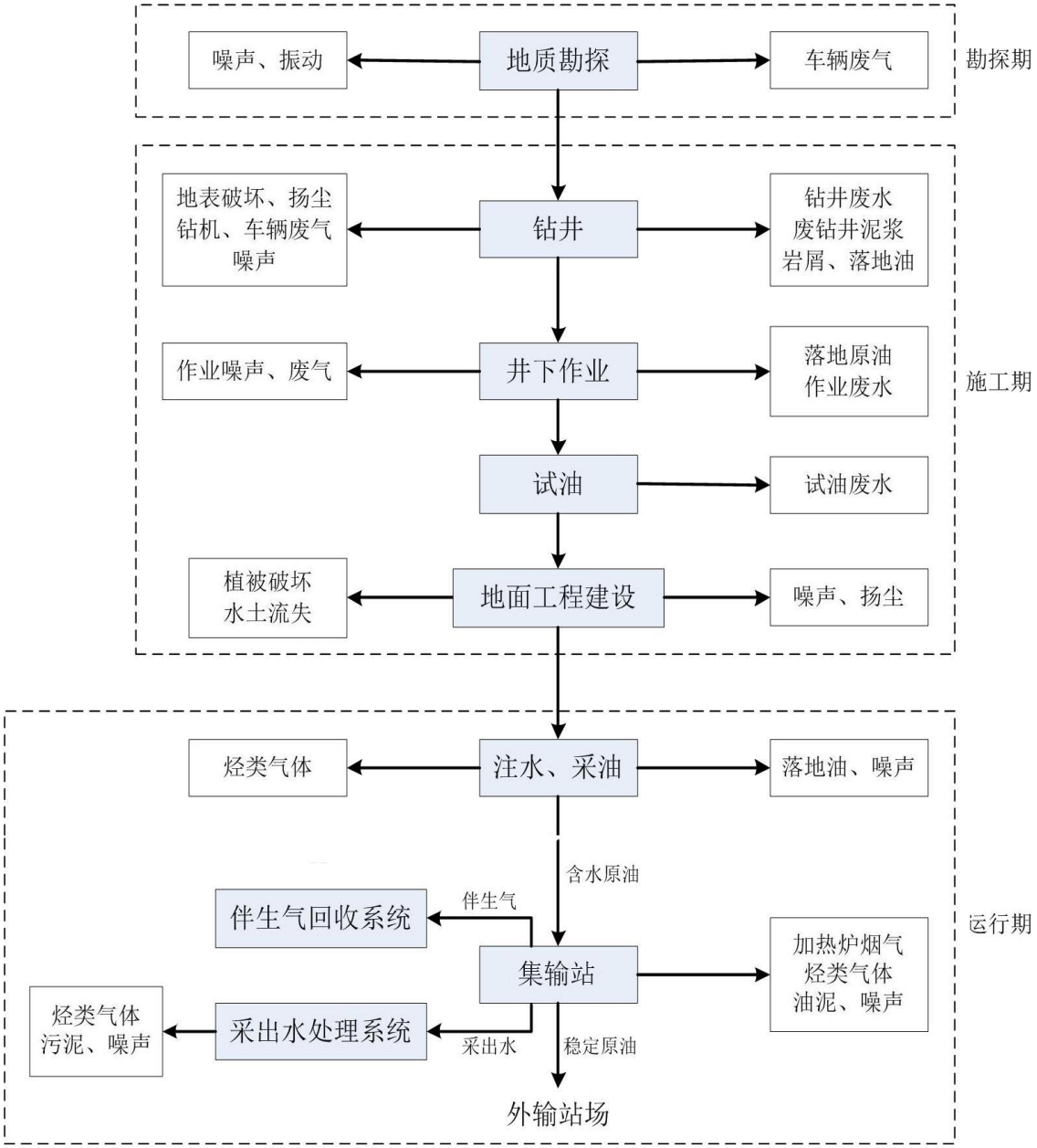


图 3.3-5　　油田典型开发过程产污环节及环境影响因素示意图

表3.3-2　　工程污染源构成

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

	道路及站场建设	占用土地、破坏原有土地利用功能		土壤、植被	
运行期	采油及原油集输	含油废水	站场、井场	地下水	持续性污染源
		烃类气体		环境空气	
		油泥		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
	措施作业	落地油、含油污泥	井场	土壤	间断性污染
		洗井废水、修井废水		土壤、地下水	
		噪声		声环境	
闭井期	拆除作业	施工扬尘、施工机械烟气	站场、井场	环境空气	临时性质、随作业结束而消失
		设备、车辆噪声		声环境	
		施工废水		地下水	
		落地油、建筑垃圾		土壤、地下水	

3.3.3 污染源分析及源强核算

3.3.3.1 施工期

1、废气

（1）钻井时柴油机排放的废气

根据《石油石化工业环境统计方法汇编（废气部分）》，钻机柴油机废气排放系数为 0.3949×10⁴m³/t 柴油，NO_x、烟尘和 SO_2 排污系数分别为 62.8kg/t 柴油、1.5kg/t 柴油，和 4kg/t 柴油。钻井过程柴油消耗量平均为 30kg/100m，本项目共钻井 26 口，平均井深 1700 米，则项目总钻井深度 4.42×10⁴m。钻井期柴油总消耗量约 13.26t（含硫 0.2%）。则根据上述排污系数估算，钻井工程柴油发电机燃油废气污染物排放情况见表 3.3-3。

表 3.3-3　钻井工程柴油发电机燃油废气污染物排放情况

污染源	油耗（t）	烟气量（m^3）	污染物名称	排放量(t)	排气筒高度（m）
钻井工程柴油发电机	13.26	5.24×10^4	SO_2	0.053	6
			NO_X	0.833	
			烟尘	0.020	

（2）施工机械和运输车辆尾气

施工机械和运输车辆尾气中污染物主要有 CO、THC、NOx。施工过程中施工机械和运输车辆尾气中 CO、THC、NOx 排放量较小，预计工程建设过程中，项目区周围环境空气质量受施工机械和运输车辆产生的尾气影响很小。

（3）施工扬尘

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

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

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

$$Qt=Qy\times L\times(Q/M)$$

式中：*Qy*—交通运输起尘量，kg/km·辆

Qt—运输途中起尘量，kg/a；

V—车辆行驶速度，km/h；

P—道路表面物料量，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，0.05kg/m^2；

M—车辆载重，t；

L—运输距离，km；

Q—运输量，t/a。

表3.3-4为一辆10t卡车，通过一段长为1km的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

表 3.3-4　在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量　单位：kg/km·辆

P（kg/m^2） 车速（km/h）	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1.0
5	0.051	0.086	0.116	0.144	0.171	0.287
10	0.102	0.171	0.232	0.289	0.341	0.574
15	0.153	0.257	0.349	0.433	0.512	0.861
20	0.255	0.429	0.582	0.722	0.853	1.435

从表 3.3-4 可见，在同样的路面条件下，车速越快、扬尘量越大，在同样的车速情况下，路面粉尘越大、扬尘量越大。因此，限制施工车辆速度和保持路面清洁是减小扬尘的有效手段。

2、废水

（1）钻井废水

钻井废水主要包括冲洗钻井平台及设备产生的废水和泥浆不落地装置分离的上清

液，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。钻井废水主要有以下特征：

①偏碱性：pH 值约 8.0～11.0；

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

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

根据钻井现场经验，钻井废水产生量约为 150m^3/1000m 进尺，本项目总进尺为 4.42×10^{4}m。则钻井废水产生总量为 6630m^3（255.20m^3/口井）。每口油井钻井过程中配备钻井液循环罐，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置，则钻井废水中约 70%的上清液可以循环利用，剩余 30%（约 76.50m^3/口井）排至井场附近的防渗泥浆池中，自然蒸发后与钻井泥浆统一加药进行无害化固化稳定及填埋处理。

（2）试油废水

油井试油是在钻井完成后，把油、气、水从地层中抽到地面并经过专门测试取得试油资料，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性数据及温度数据等。试油过程产生的废水具有粘度高、COD 高等特点。根据现有开发统计数据，每口采油井试油产生试油废水量约 30m^3，本项目拟新钻采油井 26 口，试油废水产生量为 780m^3，全部进罐存放，试油结束后运输至污水处理站处理达标后回注。

3、噪声

油田施工期噪声影响较明显，流动声源亦较多，主要噪声源为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机等，以及管线、道路施工过程中的装载机、推土机等施工机械和运输车辆，按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源，本工程施工期主要噪声源及源强见表 3.3-5，钻井过程中局部采取了消声、减震、软连接等降噪减震措施，有一定的降噪效果。

表 3.3-5　拟建工程施工期主要噪声源统计表　单位：dB(A)

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

4、固体废物

施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的废弃钻井泥浆、钻井岩屑和落地油，以及施工人员产生的生活垃圾。固体废物如随意堆放不仅压占土地、污染土壤和地下水，遇大风干燥季节还可能形成扬尘污染。

（1）废弃钻井泥浆、钻井岩屑

①钻井泥浆

钻井泥浆的排放量随井的深度而增加，其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式：

$$V = \frac{1}{8}\pi D^2 h + 18(\frac{h-1000}{500}) + 116$$

式中：V－排到地面上的泥浆量（m^3）；

D－井眼的平均直径（m），取 0.336m；

h－井深（m）。

本项目总进尺为 4.42×10^4m，计算得知最大排放泥浆量约 3629.78m^3，考虑泥浆循环利用率为 90%，因此本项目产生泥浆量是 362.98m^3。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，进入接收罐中。钻井岩屑按照最深的二开井身结构估算，具体如下式所示：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h$$

式中：W－钻井岩屑排放量，m；

D—井的直径，m；

h－井深，m。

计算可知：本项目最大钻井岩屑 3917.15m^3。在钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，通过类比得出，其中 50%的岩屑混入泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，排入防渗泥浆池中随废弃泥浆一同处理。因此进入防渗泥浆池中的岩屑为 1958.58m^3。

因此，本项目产生的钻井泥浆与岩屑共 2321.56m^3（约 89.29m^3/口井），统一排至井场附近的防渗泥浆池中，统一加药进行无害化固化稳定及填埋处理。单口井建设泥浆池长 7 米、宽 4 米、高 4 米，容量为 112m^3，泥浆池开挖整平后应对底部进行压实，四周及底部采取防渗措施，渗透系数小于 1.0×10^{-10}cm/s，铺设的防渗膜应向泥浆池外部延伸≥2m，并将边缘压实，避免钻井废水及泥浆溢出对池外未防渗区域土壤造成影响。泥

浆池的无害化固化稳定处理应由专业队伍在一个月内完成，对无害化固化稳定处理后的泥浆池回填覆土并恢复植被。

（2）落地油

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，根据宝勒根陶海油田现有油井运行情况，每口油井试油等井下作业过程中产生的落地油约 0.02t，本工程新建油井 26 口，共产生落地油 0.52t。井下作业时在井场铺设防渗布，将作业过程中产生的落地油全部收集，钻井结束后运至现有危废暂存间，定期委托有资质单位处置。

（3）其它固废

施工期其他固废里包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶。其中，废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，产生量约 0.50t；钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 0.85t。

根据《国家危险废物名录》，施工期固体废物中落地油属于危险废物，其危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，具体危废类别、来源、代码、名称和危险特性见表 3.3-6。

表 3.3-6　项目施工期危险废物识别表

危废名称	危废类别	行业来源	代码	名称	危险特性
落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	T，I
废防渗布、废润滑油及其包装桶	HW08 废矿物油与含矿物油废物	非特定行业	900-249-08	其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物	T，I

5、生态影响因素分析

（1）占用土地、压占破坏植被

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

（2）破坏植被

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

（3）破坏、污染土壤

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

（4）扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

工程施工活动将破坏地表植被，改变地表形态，如不及时对进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.3.3.2 运行期

1、废气

（1）油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织排放烃类气体

项目运行期在原油开采与集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自各井场内采油设施的阀门、泵等设备动静密封点、储油罐呼吸阀以及修井等井下作业环节。

本项目新增 2.85×10^4t/a 产能中 1.425×10^4t/a 原油采取管线集输，1.425×10^4t/a 原油采取罐车拉油方式集输。根据宝勒根陶海油田原油损耗统计资料，开放式流程的烃类损耗占比为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%。本次评价中拉油方式损耗按 1.4%、管输方式按 0.2%计算，伴生气产气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，估算运行期非甲烷总烃总排放量为 3.543t/a，烃类气体产生及排放情况见表 3.3-7。

表 3.3-7　本项目烃类气体产生及排放情况

序号	井场	输送方式	原油产量（t/a）	油气比（m^3/t）	伴生气产量（$10^4m^3/a$）	烃类气体损耗（m^3/a）	甲烷化系数	相对密度	非甲烷总烃排放量（t/a）
1	宝丰公司	拉油	6570	72.6	19.874	2782.36	0.504	1.03	1.444
2	镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司	管输	3285	72.6	9.937	198.74	0.504	1.03	0.102
3	镶黄旗华明新能源有限公司	管输	10950	72.6	33.124	662.48	0.504	1.03	0.338
4	晟源油区	拉油	2190	72.6	6.625	927.50	0.504	1.03	0.474
5	内蒙古泓源丰泰资源开发有限公司	拉油	3285	72.6	9.937	1391.18	0.504	1.03	0.711
6	镶黄旗大创实业有限公司	拉油	1095	72.6	3.312	463.68	0.504	1.03	0.237
7	内蒙古镶黄旗亿旺置业有限责任公司	拉油	1095	72.6	3.312	463.68	0.504	1.03	0.237
合计			28470	72.6	92.746	7817.12	0.504	1.03	3.543

（2）运输车辆汽车尾气

本项目新建 13 口采油井通过罐车输油。根据资料，罐车耗油量为 11.52kg/d·辆，排放烃类物质 0.025kg/d，NO_X 为 0.034kg/d。罐车按 $20m^3$罐容考虑，根据井区集输规模，

平均每天约有 2 辆拉油罐车行驶于评价区，预计可排放烃类物质 0.018t/a，NO_X 为 0.025t/a。

2、废水

（1）油田采出水

根据拟建工程整体开发方案，新建井初期含水率约 30%，则采出水量为 23.40m^3/d，随着开采时间的延长，含水率不断提高达到 50%，则采出水量为 39.00m^3/d。根据产建方案，项目各井区采出水通过现有的污水处理设施处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准要求后，回注地层。

（2）洗井废水

洗井是定期进行的，主要污染物有盐类、石油类、酸、碱等。本次宝勒根陶海油田共建设加密采油井 26 口，单井洗井产生废水量约为 30m^3，洗井周期为 2 个月 1 次，油井洗井废水量为 4680m^3/a。对于洗井废水，全部回收进入洗井作业时配套的密闭罐车，而后拉运回现有的污水处理站进行处理后回注，不外排。

（3）修井废水

修井废水包括下泵、修井、除砂、清蜡、防蜡、堵水等工艺产生的废水，均密闭作业，修井废水随原油一起经集输系统运到集输站进行处理。修井废水主要含有石油类、COD、挥发酚、表面活性剂和酸、碱等污染物。通过类比调查废水水质：石油类为 1000～3000mg/L，COD 为 160～2600mg/L，挥发酚 0.1～0.2mg/L。

宝勒根陶海油田修井周期为 2 年，修井废水产生量约为 2.5m^3/井次，本次共建井 26 口，则宝勒根陶海油田修井废水的产生量约为 32.50m^3/a，直接进入集输系统，集中运输至集输站与含油废水一起处理。

3、噪声

在油田钻探开发过程中，噪声的主要来源有：钻井作业、固井作业、修井试油作业、压裂作业、油气输送作业等。由于这些作业多系野外作业，具有明显的流动性，因此，声源也具有不固定性和不稳定性。经现场测试并通过整理统计，油田野外作业主要噪声源特征值见表 3.3-9。

表 3.3-9　油田开采作业主要噪声源特征值表　　单位：dB(A)

作业内容	生产岗位噪声	值班室噪声	作业内容	生产岗位噪声	值班室噪声
钻　井	79～112	60～76	压　裂	80～122	60～76
修　井	63～117	60～76	柴油机	92～110	60～76
固　井	94～111	60～76	采　油	70～101	57～80

由上表可知，油田开发主要设备噪声均较高，其中压裂车为最高，噪声高达 122dB。油田最常见的较强的噪声源则是钻井的噪声，钻井噪声是由多种设备噪声组成，其中以柴油机噪声为最大，可达 110dB(A)，井场边界噪声依机械设备位置而定，靠近柴油机的边界噪声较大。

4、固体废物

（1）落地油

落地油有两种类型，一方面是井下作业过程中散落的原油，在试油、压裂、修井等作业过程中，起下油管、抽油杆散落地面原油；另一方面是事故落地原油，由于管线，阀门的跑冒滴漏散落地面的原油。油田万吨原油落地油产生量为 51t/a，则本项目产生落地油约 145.35t/a，落地油回收率 99%，则排入环境中的落地油为 1.45t/a，杂质比例按 90%计，因此最终产的的落地油连带杂质共 14.50t/a。

在试油、压裂、修井等作业过程中采用高分子软体平台，属于清洁作业，油污不落地。在井口设置集油池，用于收集落地油，集中后由罐车拉至危废暂存点进行暂存，定期由有资质单位进行收集处置，收集处置率可达 100%。项目运行期落地油产排情况见表 3.3-10。

表 3.3-10　项目运行期落地油产生排放情况

序号	项目	数量
1	油井数量（口）	26
2	落地油产生量（t/a）	14.50
3	收集处置率	100%
4	落地油排放量（t/a）	0

（2）含油污泥

运行期含油污泥主要来自于原油储罐清罐油泥。原油储罐清罐油泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物。含油污泥中主要污染物为石油类、泥砂以及其他有害成分，如酚、砷、汞、硫等，含油油泥属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，上述含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准全部在危废暂存点暂存，定期送有资质单位处置。

（3）其他固废

项目依托设施的固体废物产生量本评价不再考虑。本项目运行期其他固废主要包括设备维护作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约 0.55t/a，均属于《国家

危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，收集后送至危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求见表 3.3-11。

表 3.3-11　运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求

序号	名称	产生量（t/a）	废物类别	危废代码	产生工序及装置	形态	主要成分	危险特性	污染防治措施
1	落地油	14.50	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	原油生产采油井口	半固态	石油类、泥砂	污染土壤及地下水	1、全部运至危废暂存间暂存，定期由有资质单位安全处置 2、严格执行危险废物转移联单制。
2	含油污泥	少量			原油储罐	半固态	石油类、泥砂	污染土壤及地下水	
3	废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.55		900-041-49	设备维护及修井作业	固态	石油类	污染土壤及地下水	

5、非正常排放

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

运行期废水的非正常排放主要为油井洗井、检修过程产生的污染物，主要污染物有盐类、石油类、酸、碱等，废水水质：石油类为 1000～3000mg/L，COD 为 160～2600mg/L，挥发酚 0.1～0.2mg/L。

6、生态影响因素分析

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

3.3.3.3 闭井期污染源分析

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

油田闭井期主要污染源构成见表 3.3-12。

表 3.3-12　项目闭井期主要污染源构成表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
拆除作业	施工扬尘、施工机械烟气	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		地下水	
	落地油、建筑垃圾		土壤、地下水	

3.4 污染物排放情况汇总及排放总量核定

3.4.1 污染物排放情况汇总

扩建工程污染物排放汇总见表 3.4-1 和表 3.4-2。

表 3.4-1　拟建工程施工期“三废”排放及生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	钻井废气	NO_x	0.833t	0.833t	无组织排放
		SO_2	0.053t	0.053t	
		颗粒物	0.020t	0.020t	
	机械、车辆尾气	CO、THC、NOx	少量		无组织排放
	施工扬尘	颗粒物	少量		无组织排放
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	1989m^3	0	排至井场附近的防渗泥浆池中，自然蒸发后与钻井泥浆统一加药进行无害化固化稳定及填埋处理
	试油废水	pH 值、COD、石油类、SS	780m^3	0	罐存，试油结束后运至现有污水处理站处理回注
噪声	井场设备噪声	钻机、柴油机、压裂车、工程机械等，源强 85～105dB(A)			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	钻井工程	废钻井泥浆、钻井岩屑	2321.56m^3	0	排至井场附近的防渗泥浆池中，进行无害化固化稳定及填埋处理
		落地油	0.52t	0	属危险固废，100%回收处理。
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.50t	0	属危险固废，暂存于危废暂存点，最终送有资质单位处置
生态	钻井、道路、管线施工；井场地面工程建设	总占地面积 33.65hm^2，其中永久占地 5.90hm^2、临时占地 27.75hm^2			施工完后，临时占地进行植被恢复

表 3.4-2　拟建工程运行期“三废”排放汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	3.543t/a	3.543t/a	加强密闭管理，降低无组织排放
	汽车尾气	烃类	0.018t/a	0.018t/a	排放量较小
		NO_x	0.025t/a	0.025t/a	
废水	油田采出水	SS、石油类、COD	14235m^3/a	0	依托现有采出水处理系统处理回注油层
	洗井废水	SS、石油类、	4680m^3/a	0	

		COD			
	修井废水	SS、石油类、COD	32.50m³/a	0	
噪声	井场设备噪声	抽油机、水泵等，源强 63～122dB(A)			避让敏感点，优选低噪设备，隔声、减振措施
固废	措施作业	落地油	14.50t/a	0	属危险固废，送有资质单位处置
		含油污泥	少量	0	属危险固废，送有资质单位处置
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.55t/a	0	属危险固废，送有资质单位处置

3.4.2 总量控制

按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标见表 3.4-3，总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 3.4-3　总量控制指标（建议）

类 别	污染物种类	运行期（t/a）
废气	SO_2	0
	NO_x	0.025
废水	COD	0
	氨氮	0

①大气污染物

油田开发项目排放非甲烷总烃环节主要是站场无组织逸散，主要来自储罐大小呼吸排放及装置区设备动静密封点逸散。

②水污染物

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

3.4.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物“三本账”排放情况见表 3.4-4。

表 3.4-4　本项目投产后“三本账”排放状况总表　单位：t/a

类别	名称	现有工程排放量	本项目排放量	以新带老削减量	本项目建成运行后最终排放量	增减量
废气	颗粒物	0.131	0	0	0.08	0
	NO_x	0.613	0.025	0	1.085	+0.025
	非甲烷总烃	10.57	3.543	0	14.113	+3.543
废水	COD	1.402	0	0	1.402	0
	BOD_5	0.701	0	0	0.701	0
	氨氮	0.009	0	0	0.009	0
	石油类	0	0	0	0	0
	SS	0.771	0	0	0.771	0

固废	落地油	15.30	14.50	0	29.80	+14.50
	生活垃圾	27.37	0	0	27.37	0

3.5 清洁生产分析

本项目钻井作业阶段采用无毒水基钻井液，产生的钻井废水防渗泥浆池，不外排；钻井结束后，废弃泥浆与钻井过程产生的岩屑按照要求统一收集至井场附近的废弃泥浆池中，进行无害化固化稳定及填埋处理；落地油全部收集后危废暂存点贮存，集中交由有资质单位处置。井下作业阶段采取铺设作业的方式，及时回收落地油等固体废物，产生的含油污泥、落地油等危险废物全部委托有资质单位处置，修井、洗井等废水经收集后全部依托现有污水处理站处理达标后回注，不外排。采油作业阶段产生的油田采出水全部进入油田采出水处理系统处理后达标回注，不外排。根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，本项目将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

第 4 章　区域环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

镶黄旗位于锡林郭勒盟西南端，全旗总面积 5172 平方公里，辖 2 个镇 2 个苏木，60 个嘎查、6 个社区居委会，总人口 3.1 万人，是一个以蒙古族为主体，汉、回、满等多民族聚居的地区。据史料记载，清朝时镶黄旗为蒙八旗之首，素有“皇家牧场”之称。由于资源禀赋、交通位置、人口规模等原因，曾是全区 101 个旗（县、市）中最落后的地区之一。

项目区位于镶黄旗巴音塔拉镇，地处于内蒙古高原北部，科左中旗位于松辽平原向内蒙古高原过渡地带，属乌兰察布高原与锡林郭勒高原衔接地带。地势南高北低，地形以丘陵为主，最高 1280m，最低为 1180m。东、南部多山，顶平坡缓，比高不大，多为土丘山。西、北部地势较缓，间有小土山、低洼地，中部起伏地形。地貌类型为：丘陵、缓坡丘陵。

4.1.2 气候特征

镶黄旗属中温带半干旱大陆性气候，主要气候特征是：风大、干旱，冬季寒冷而漫长、夏季温热而短促，气候变化剧烈，温差大，无霜期短，降水量偏少且分布不均。年平均气温 3.1℃，最热月为 7 月份，平均气温 20.4℃，最冷月为 1 月份，平均气温-16.5℃。无霜期较短，平均为 120 天左右，最大冻土深度 235 厘米。地区年均降水量 267.9 毫米，主要降水集中在夏季（6--8 月份）。由于降水偏少且分布不均，冬季常有黑、白灾出现，春季偶有沙尘暴发生，年最多沙尘暴天数 15 天。雷暴多发生在 6～8 月份，年平均雷暴日数 32 天。全年盛行西、西北风，年平均风速 4.7 米/秒，月平均最大风速 6.1 米/秒。年大风日数平均 59 天，年最多大风日数 121 天，各月均有大风出现。瞬间最大风速达 26 米/秒（10 级）。

4.1.3 地形地貌

镶黄旗位于锡林郭勒盟西南部，北部地处浑善达克沙地西南边缘，旗政府所在地新

宝拉格镇。全旗南高北低，以丘陵为主，东部与南部多山，顶平坡缓，比降不大，多为土石丘山；西部与北部地势比较平缓，间有小土山与低洼地，中部为起伏地，海拔 1000～11500m。

（1）地质构造

燕山、阴山断裂分割为华北、东北两大块体。

锡林郭勒盟属东北块体的西部与蒙古弧形构造带的结合部位，跨两个大地构造单元，其北部属天山蒙古地槽褶皱带，南部太仆寺一带属中国台地内的中朝地台。全盟大部分以地槽区为主，南北分界大约在北纬 42°左右，以白乃庙-多伦西山湾围界，在内蒙地轴北缘与内蒙华力西晚期褶皱带的交界线上，又在深断裂线上，呈东西向延伸很远。

项目区周边无深大断裂带发育及通过。内蒙古自治区大地构造单元略图见图 4.1-1，内蒙古自治区大地构造单元分区图见图 4.1-2。

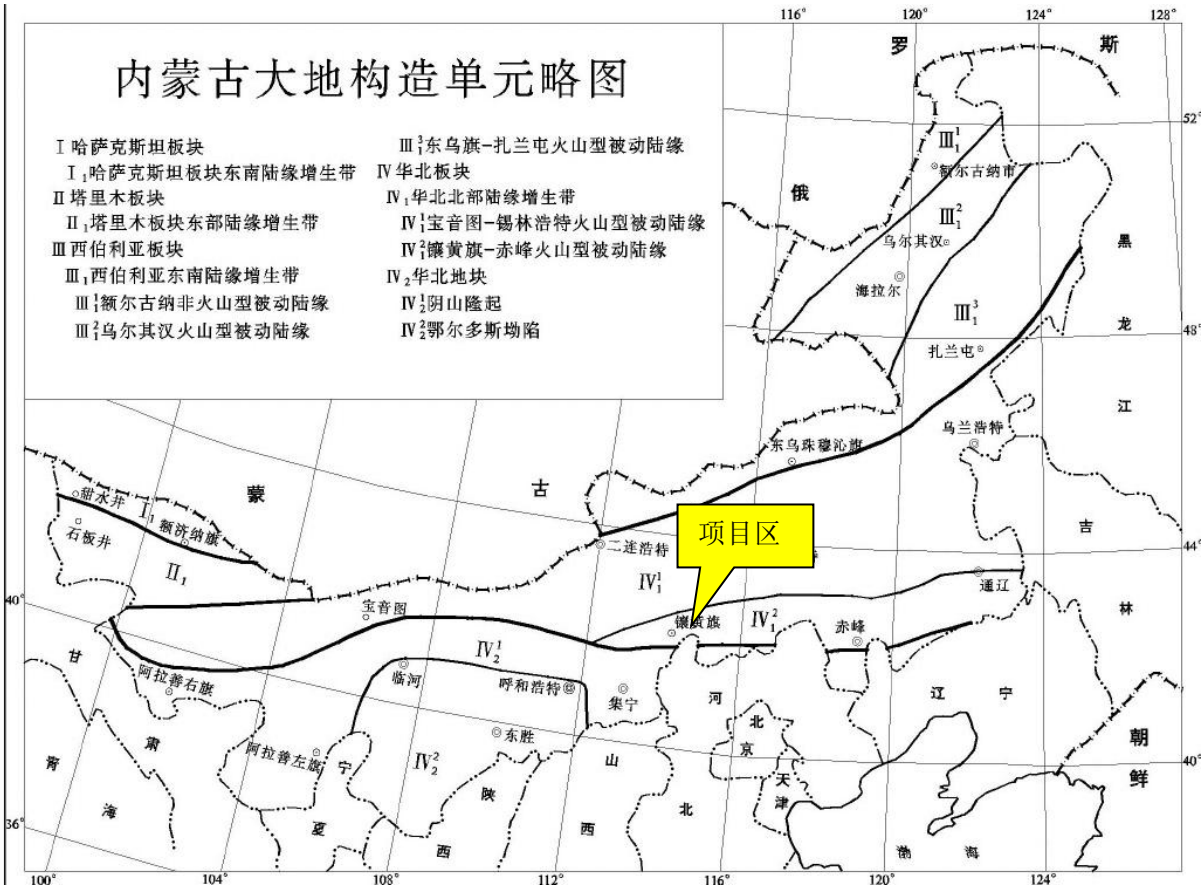


图 4.1-1　　内蒙古自治区大地构造单元略图

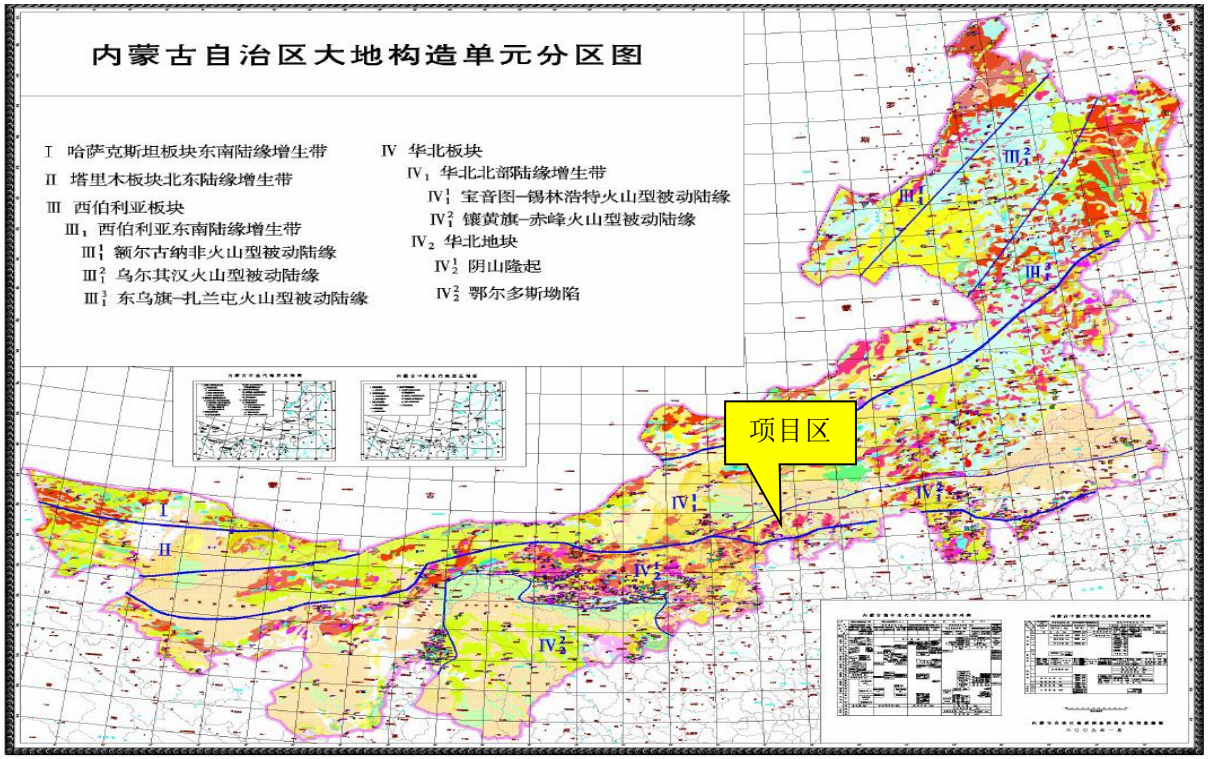


图 4.1-2　　内蒙古自治区大地构造单元分区图

4.1.4 水文地质特征

镶黄旗地域属内陆河流系，境内较大的季节性河流有四条，即宝格达音高勒、赛乌苏高勒、古斯贵高勒。镶黄旗为低山丘陵地貌，丘陵区是旗域地下水补给区，（以大气降水为主）占全旗 45%，各沟谷盆地为地下水径流排泄区。全区地表水、地下水由南向北流，最后排入北部沙漠。现有资料记载，地表土为沙，粘土，下层为红胶泥。

4.1.5 动植物资源

镶黄旗植被资源十分丰富，已查明的野生林木共有17科42种。其中乔木杜松2333公顷，黄榆、白榆等31.5公顷，灌木小红柳36.4公顷，锦鸡儿分布最广。这里的草场可划分为低山干草原，丘陵干草原和低洼地盐化草甸等类型，覆盖面积达3.4万公顷。草场面积占全旗总面积的98.25%，这里的草场草质好，牧草种类繁多，其中优质高产牧草主要有：羊草、冰草等数十种，麻黄菜、星星草、独角莲等30多种中蒙药材遍地都是。优质药材以麻黄草居多，年均产量2000万公斤。到处可见蘑菇，发菜等著名的土特产品。此外还有狐狸、草兔、獾子、草蛇等野生动物和20多种鸟类。

4.1.6 土壤类型

镶黄旗的土壤主要为栗钙土，其次为风积沙土及盐化草甸土等，共分为五个土类，

十个亚类，二十三个土属。在山丘顶部，土壤为粗滑性栗钙土，由于海拔高，坡度大，风水对土体侵蚀严重，土壤表层和体内常见碎石，土壤水分较差，土壤肥力较低。山麓及丘陵地带，土壤为沙积栗钙土，土体含有少量碎石，土层厚约15厘米左右，土壤水分较好，土体较湿润，土壤肥力一般。坡地，高平原地带，一般为淡栗钙土，分布面积较大，北部为风积沙土，地形虽然开阔，由于流沙形成了一个个小小的沙丘，土壤为固定、半固定风积沙土，地下水较浅。盐化草甸土广泛分布于丘沟湖淖边、低洼地，由于所处地形低洼，水分条件较好，土壤内腐殖含量高，植物生长茂盛，大部分土壤盐化程度较轻。

4.1.7 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001），场地地震动峰值加速度 0.05g，地震动反应谱特征周期 0.35s，抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度为 0.05g，场地类别为 II 类。

4.2 环境质量现状监测与评价

本次评价环境质量现状监测数据委托内蒙古三方监测环保有限公司监测完成，监测时间为2022年6月3日-6月14日，监测报告完成时间为2022年6月15日。

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 区域环境质量数据来源与达标情况判断

本项目位于锡林郭勒盟，评价基准年为 2021 年。根据内蒙古自治区生态环境厅 2022 年 6 月发布的 2021 年度内蒙古自治区生态环境状况公报，全区 12 盟市中，11 个盟市环境空气质量达标，环境空气质量从好到差依次为锡林郭勒盟、呼伦贝尔市、兴安盟、阿拉善盟、赤峰市、通辽市、乌兰察布市、鄂尔多斯市、巴彦淖尔市、呼和浩特市、包头市和乌海市。故本项目所在区域为环境空气质量达标区。

根据该公报，锡林郭勒盟环境空气质量较好，采用国控自动监测站点监测数据，环境空气评价因子为 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3。由监测结果可知，$PM_{2.5}$ 年平均浓度为 9μg/m³，PM_{10} 年平均浓度为 26μg/m³，SO_2 年平均浓度为 10μg/m³，NO_2 年平均浓度为 10μg/m³，CO 日平均浓度为 0.5mg/m³，O_3 日最大 8 小时平均浓度为 113μg/m³，其中 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均值浓度低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中规定的标准限值，CO 24 小时均值浓度限值和 O_3 日最大 8 小时平均浓度

低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中规定的标准限值，区域环境质量达标。

4.2.1.2 其他污染物环境质量现状

1、监测点位

根据大气环境评价工作等级、区域周围功能点分布等情况以及评价区域的地形、气象条件，在集输站、集输站下风向 2km 处，巴丰 4 井、巴丰 4 井下风向各布设 1 个监测点位，共计 4 个监测点位。具体监测点位见图 4.2-1。

2、监测因子

TSP、非甲烷总烃。

3、监测时间及频次

连续监测 7 天，TSP 日平均浓度每天采样 24 小时，非甲烷总烃每日监测 4 次（小时值），采样时间为 2：00、8：00、14：00、20：00。为便于对现状监测结果的分析，同步观测温度、压力、风速、风向、总云量、低云量等。

4、监测分析方法

采样方法按《环境空气质量手工监测技术规范》（HJ194-2017）及修改单进行，监测分析方法按《空气和废气监测分析方法》（第四版）进行。具体监测方法见表 4.2-2。

表 4.2-2　　大气污染物监测分析方法

序号	检测项目	检测依据	检出限/测定范围/测定下限
1	TSP	《环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法》（GB/T15432-1995）及修改单	0.001mg/m^3
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）	0.07mg/m^3（以碳计）

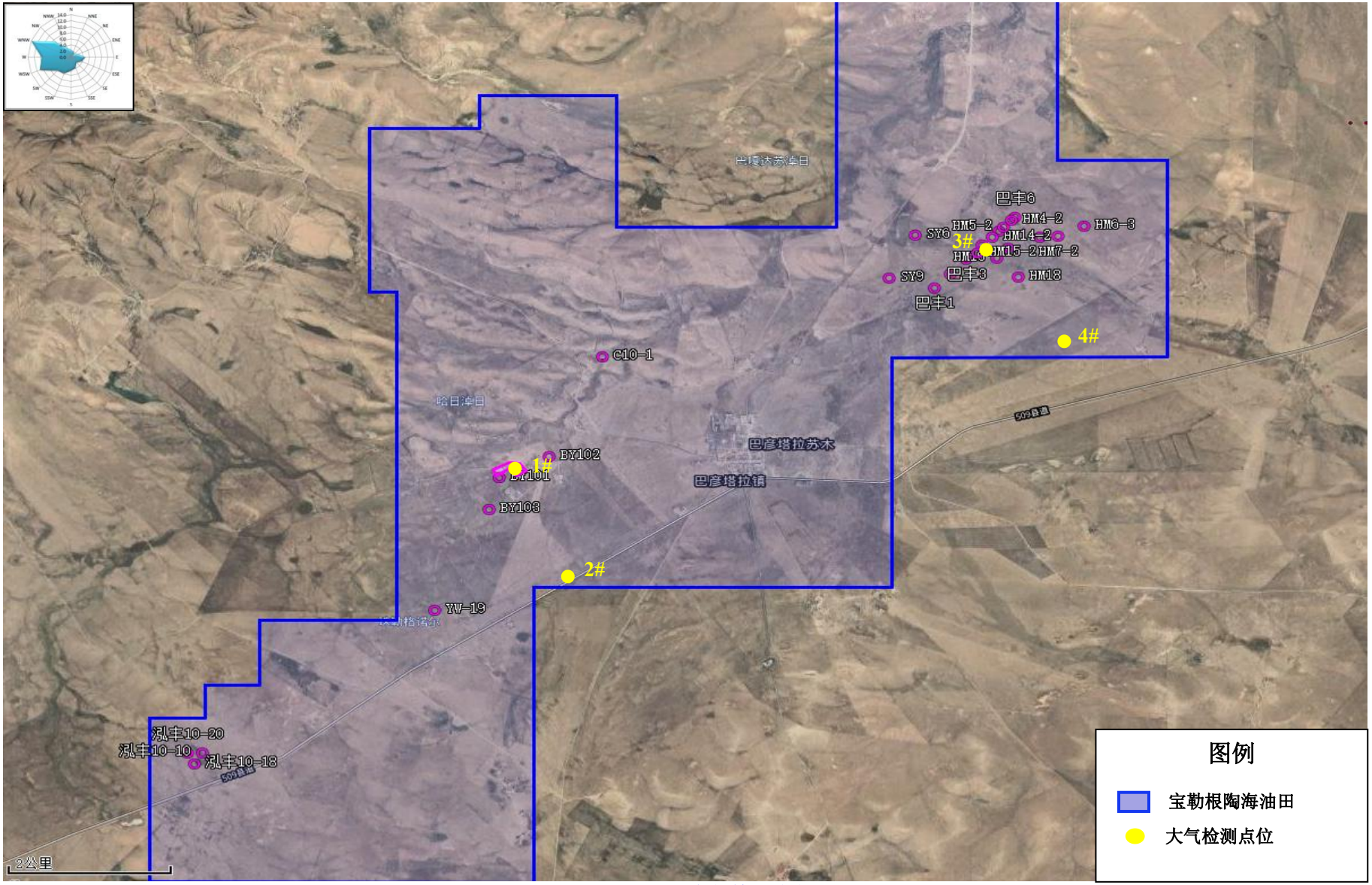


图 4.2-1　　项目大气检测点位图

5、监测结果及评价

大气环境监测期间气象条件见表 4.2-3，监测结果统计见表 4.2-4、表 4.2-5、表 4.2-6、表 4.2-7。

表 4.2-3　检测期间气象条件

采样日期及时间		大气压（kPa）	气温（℃）	天气状况	风向	风速（m/s）
2022 年 6 月 3 日	02:00-03:00	88.7	21.6	多云	南	2.1
	08:00-09:00	88.8	25.9	多云	西南	3.8
	14:00-15:00	88.7	32.9	多云	西南	3.2
	20:00-21:00	88.9	27.0	多云	东北	3.9
	00:00-24:00	88.8	26.8	多云	西南	3.2
2022 年 6 月 4 日	02:00-03:00	89.1	19.6	多云	西北	1.3
	08:00-09:00	89.3	17.2	多云	西北	2.2
	14:00-15:00	89.0	20.8	多云	西南	2.9
	20:00-21:00	89.0	20.8	多云	西	3.6
	00:00-24:00	89.1	19.6	多云	西北	2.5
2022 年 6 月 5 日	02:00-03:00	89.1	11.0	多云	北	1.1
	08:00-09:00	89.1	14.9	多云	西北	2.0
	14:00-15:00	89.0	15.9	多云	西北	2.3
	20:00-21:00	89.4	11.3	多云	东北	3.6
	00:00-24:00	89.2	13.3	多云	西北	2.2
2022 年 6 月 6 日	02:00-03:00	89.6	10.1	晴	北	3.1
	08:00-09:00	89.8	12.0	晴	东北	3.5
	14:00-15:00	89.8	17.1	晴	东北	3.2
	20:00-21:00	89.7	15.8	晴	东北	2.9
	00:00-24:00	89.7	13.8	晴	东北	3.2
2022 年 6 月 7 日	02:00-03:00	89.7	9.6	多云	东南	2.3
	08:00-09:00	89.8	13.0	多云	西南	1.2
	14:00-15:00	89.5	20.8	多云	东北	2.6
	20:00-21:00	89.5	18.3	多云	东北	3.2
	00:00-24:00	89.6	15.4	多云	东北	2.3
2022 年 6 月 8 日	02:00-03:00	89.6	9.9	多云	西	1.2
	08:00-09:00	89.7	15.0	多云	东北	3.3
	14:00-15:00	89.6	19.0	多云	北	3.6
	20:00-21:00	89.6	17.5	多云	东北	2.4
	00:00-24:00	89.6	15.4	多云	东北	2.6
2022 年 6 月 9 日	02:00-03:00	89.7	9.7	多云	东南	1.3
	08:00-09:00	89.6	14.3	多云	东南	2.8
	14:00-15:00	89.4	21.9	多云	东南	3.4
	20:00-21:00	89.4	19.2	多云	东	2.3
	00:00-24:00	89.5	16.3	多云	东南	2.4

表 4.2-4　TSP 监测结果一览表

采样日期	检测次数	集输站	集输站下风向 2km 处	巴丰 4 井	巴丰 4 井下风向	标准限值
2022 年 6 月 3 日	24 小时平均值	0.200	0.178	0.215	0.184	0.300
2022 年 6 月 4 日	24 小时平均值	0.203	0.172	0.220	0.189	
2022 年 6 月 5 日	24 小时平均值	0.210	0.176	0.202	0.195	
2022 年 6 月 6 日	24 小时平均值	0.195	0.188	0.200	0.186	
2022 年 6 月 7 日	24 小时平均值	0.205	0.190	0.211	0.166	
2022 年 6 月 8 日	24 小时平均值	0.198	0.183	0.213	0.178	
2022 年 6 月 9 日	24 小时平均值	0.200	0.186	0.206	0.180	
执行标准		《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 2 环境空气污染物其他项目浓度限值中二级浓度限值				
达标情况		达标				

表 4.2-5　非甲烷总烃监测结果一览表

采样日期	检测次数	集输站	集输站下风向 2km 处	巴丰 4 井	巴丰 4 井下风向	标准限值
2022 年 6 月 3 日	02:00-03:00	0.68	0.46	0.74	0.58	2.0
	08:00-09:00	0.63	0.48	0.82	0.56	
	14:00-15:00	0.68	0.48	0.82	0.63	
	20:00-21:00	1.32	0.50	0.82	0.54	
2022 年 6 月 4 日	02:00-03:00	0.78	0.46	0.56	0.50	
	08:00-09:00	0.71	0.45	0.61	0.45	
	14:00-15:00	0.74	0.45	0.59	0.48	
	20:00-21:00	0.74	0.45	0.68	0.45	
2022 年 6 月 5 日	02:00-03:00	0.57	0.42	0.64	0.40	
	08:00-09:00	0.60	0.46	0.72	0.40	
	14:00-15:00	0.59	0.50	0.73	0.44	
	20:00-21:00	0.42	0.42	0.72	0.38	
2022 年 6 月 6 日	02:00-03:00	0.56	0.59	0.55	0.55	
	08:00-09:00	0.59	0.53	0.61	0.58	
	14:00-15:00	0.59	0.64	0.66	0.58	
	20:00-21:00	0.55	0.53	0.51	0.67	
2022 年 6 月 7 日	02:00-03:00	0.56	0.58	0.64	0.52	
	08:00-09:00	0.60	0.63	0.68	0.46	
	14:00-15:00	0.67	0.56	0.63	0.64	
	20:00-21:00	0.63	0.65	0.60	0.62	
2022 年 6 月 8 日	02:00-03:00	0.85	0.64	0.82	0.76	
	08:00-09:00	0.90	0.68	0.77	0.46	
	14:00-15:00	0.81	0.63	0.81	0.57	
	20:00-21:00	0.82	0.63	0.57	0.56	
2022 年 6 月 9 日	02:00-03:00	0.70	0.60	0.76	0.62	
	08:00-09:00	0.70	0.62	0.70	0.58	

	14:00-15:00	0.72	0.58	0.79	0.59	
	20:00-21:00	0.68	0.62	0.70	0.54	
参考标准		《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）表 1 环境空气中非甲烷总烃浓度限值二级标准限值				
达标情况		达标				

6、现状评价

①评价标准

TSP 评价标准采用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；非甲烷总烃评价标准采用河北省地方标准《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准。

②评价方法

评价方法采用单项标准指数法，计算模式如下：

$$P_i = C_i / C_{0i}$$

式中：P_i——i 污染物标准指数；

C_i——i 污染物实测浓度，mg/m^3；

C_{0i}——i 污染物评价标准值，mg/m^3。

③评价结果

根据评价方法及评价标准，对现状监测结果进行评价，并对评价结果进行分析。监测及评价结果见表 4.2-7。

表 4.2-7　　环境空气质量现状监测及评价结果

点位名称	污染物	年评价指标	评价标准 (mg/m^3)	现状浓度 (mg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
集输站	非甲烷总烃	小时平均	2.0	0.42~1.32	66	0	达标
	TSP	24 小时平均	0.3	0.195~0.210	70	0	达标
集输站下风向 2km 处	非甲烷总烃	小时平均	2.0	0.42~0.68	34	0	达标
	TSP	24 小时平均	0.3	0.172~0.190	63.33	0	达标
巴丰 4 井	非甲烷总烃	小时平均	2.0	0.51~0.82	41	0	达标
	TSP	24 小时平均	0.3	0.200~0.220	73.33	0	达标
巴丰 4 井下风向	非甲烷总烃	小时平均	2.0	0.40~0.67	33.50	0	达标
	TSP	24 小时平均	0.3	0.166~0.195	65	0	达标

由表 4.2-8 可知，监测期间评价区域内环境空气中 TSP 24 小时平均监测值满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准要求；非甲烷总烃小时平均监测值满足河北省地方标准《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准。

4.2.2 地下水环境质量现状监测与评价

本项目地下水环境质量监测数据由内蒙古三方监测环保有限公司于 2022 年 6 月 15 日监测所得。

4.2.2.1 地下水环境质量现状监测

1、监测点布设

本项目地下水现状监测共布设 7 个水质+水位监测点位、7 个水位监测点位，具体监测点位布设情况见表 4.2-9，图 4.2-2。

表 4.2-9　　地下水质量现状监测点位布设

序号	具体点位	坐标	备注
1	3#观测井	E：114°14′20.90"、N：42°24′15.98"	水位+水质
2	塔拉乌苏浩特水井	E：114°10′51.59″、N：42°21′13.27″	
3	七面井浩特水井	E：114°20′30.93″、N：42°24′50.90″	
4	塔利亚浩特水井	E：114°15′51.23"、N：42°24′43.63"	
5	巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井	E：114°18′7.37″、N：42°26′28.76″	
6	巴嘎达苏浩特水井	E：114°16′6.90″、N：42°25′32.20″	
7	巴音希勒浩特水井	E：114°18′24.71″、N：42°26′13.36″	
8	2#观测井	E：114°13′38.84"、N：42°23′53.99"	水位
9	1#观测井	E：114°13′23.09"、N：42°23′46.39"	
10	哈日淖尔浩特水井	E：114°14′4.43″、N：42°23′58.46″	
11	良缘饭店水井	E：114°16′22.92″、N：42°24′2.67″	
12	巴嘎达布苏嘎查水井	E：114°17′48.33″、N：42°24′10.41″	
13	哈布其勒水井	E：114°14′17.83″、N：42°26′44.89″	
14	浩特音呼都格水井	E：114°19′0.79″、N：42°27′44.56″	

2、监测项目

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、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子合成洗涤剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铅、六价铬、石油类；共 35 项。

3、监测时间

监测一天，监测一次。

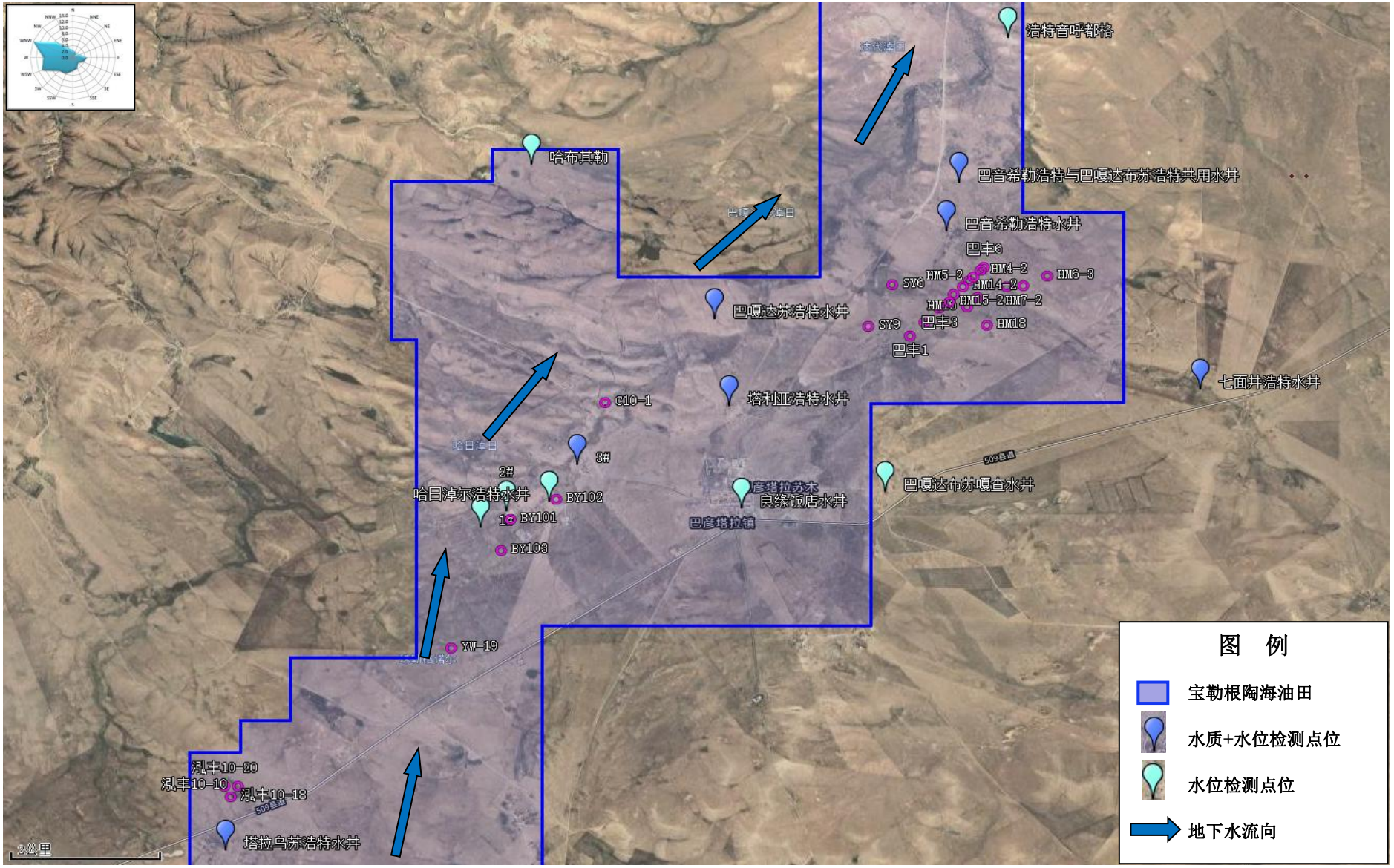


图 4.2-2　　项目地下水检测点位图

4、采样和监测分析方法

地下水检测和分析方法具体见表 4.2-10。

表 4.2-10　　地下水检测项目及分析方法一览表

序号	检测项目	检测依据	检出限/ 测定范围/ 测定下限
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	0-14 （测定范围）
2	K^+	《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11904-89）	0.05-4.00mg/L （测定范围）
3	Na^+		0.01-2.00mg/L （测定范围）
4	Ca^{2+}	《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法》（GB 11905-89）	0.02mg/L (测定下限)
5	Mg^{2+}		0.002mg/L (测定下限)
6	Cl^-	《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
7	SO_4^{2-}		0.018mg/L
8	氯化物	《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》（GB11896-89）	10-500mg/L （测定范围）
9	硫酸盐	《水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行）》（HJ/T342-2007）	8-200mg/L （测定范围）
10	碳酸根	《地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021）	5mg/L (测定下限)
11	重碳酸根		5mg/L (测定下限)
12	铅	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》11 铅 11.1 无火焰原子吸收分光光度法 （GB/T5750.6-2006）	2.5μg/L (测定下限)
13	镉	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》9 镉 9.1 无火焰原子吸收分光光度法 （GB/T5750.6-2006）	0.5μg/L (测定下限)
14	铜	《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB7475-87）第一部分 直接法	0.05-5mg/L （测定范围）
15	锌		0.05-1mg/L （测定范围）
16	溶解性 总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》（GB/T5750.4-2006）8.1 称量法	/
17	耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》（GB/T5750.7-2006）	0.05mg/L (测定下限)
18	总硬度	《水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法》（GB 7477-87）	0.05mmoL/L (测定下限)
19	硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法》(GB7480-87)	0.02-2.0mg/L (测定范围)
20	亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB7493-87）	0.003mg/L (测定下限)
21	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ535-2009）	0.025mg/L
22	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标》（GB/T5750.5-2006）4.2 异烟酸-巴比妥酸分光光度法	0.002mg/L (测定下限)

23	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB7484-87）	0.05mg/L
24	六价铬	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T5750.6-2006）10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L (测定下限)
25	砷	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ694-2014）	0.3μg/L
26	汞		0.04μg/L
27	硒		0.4μg/L
28	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB11911-89）	0.03mg/L
29	锰		0.01mg/L
30	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
31	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法》（HJ970-2018）	0.01mg/L
32	阳离子合成洗涤剂	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》（GB/T5750.4-2006）10 阴离子合成洗涤剂 10.1 亚甲蓝分光光度法	0.05mg/L （测定下限）
33	铝	《生活饮用水标准检验方法 金属指标》（GB/T5750.6-2006）1.1 铬天青 S 分光光度法	0.008mg/L (测定下限)
34	碘化物	《水质 碘化物的测定 离子色谱法》（HJ778-2015）	0.002mg/L
35	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ1226-2021）	0.003mg/L
36	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 微生物指标》（GB/T5750.12-2006）2.1 多管发酵法	/
37	菌落总数	《水质 细菌总数的测定 平皿计数法》（HJ1000-2018）	/

5、监测结果及评价

本次地下水环境水质监测结果统计见表 4.2-11、表 4.2-12。

表 4.2-11 地下水水位监测结果一览表

监测点位	井口直径（m）	井深（m）	水位埋深（m）
3#观测井	0.3	120	47.6
塔拉乌苏浩特水井	0.5	130	56.2
七面井浩特水井	0.5	126	58.5
塔利亚浩特水井	0.5	131	59.3
巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井	0.5	119	62.3
巴嘎达苏浩特水井	0.5	125	58.5
巴音希勒浩特水井	0.5	128	55.7
2#观测井	0.3	118	46.2
1#观测井	0.3	132	52.3
哈日淖尔浩特水井	0.5	126	58.6
良缘饭店水井	0.5	129	63.4
巴嘎达布苏嘎查水井	0.5	135	59.2
哈布其勒水井	0.5	120	51.2
浩特音呼都格水井	0.5	137	57.3

表 4.2-12　地下水水质监测结果一览表

序号	监测因子	3#观测井（01）	塔拉乌苏浩特水井（02）	七面井浩特水井（03）	塔利亚浩特水井（04）	巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井（05）	巴嘎达苏浩特水井（06）	巴音希勒浩特水井（07）	标准限值	达标情况
1	溶解性总固体(mg/L)	941	953	903	**1062**	**1034**	982	976	≤1000	超标
2	pH 值	7.3	7.1	7.6	7.5	7.0	7.6	7.7	6.5-8.5	达标
3	硝酸盐（以 N 计）(mg/L)	3.12	4.24	3.26	2.63	3.44	3.14	3.55	≤20.0	达标
4	亚硝酸盐（以 N 计）(mg/L)	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	≤1.00	达标
5	氟化物(mg/L)	0.87	0.91	0.92	**1.12**	**1.33**	0.88	0.85	≤1.0	超标
6	K^+(mg/L)	1.92	1.39	1.23	1.77	1.52	1.29	1.37	/	/
7	Na^+(mg/L)	182	169	162	183	185	174	181	≤200	达标
8	Ca^{2+}(mg/L)	53.1	77.3	67.2	67.3	81.3	72.3	83.1	/	/
9	Mg^{2+}(mg/L)	36.2	60.4	51.2	51.2	62.2	64.8	63.4	/	/
10	碳酸根(mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	/	/
11	重碳酸根(mg/L)	125	307	233	145	327	318	331	/	/
12	Cl^-(mg/L)	**371**	245	211	**389**	243	237	240	≤250	超标
13	SO_4^{2-}(mg/L)	150	145	202	241	182	189	177	≤250	达标
14	碘化物(mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.08	达标
15	阳离子合成洗涤剂(mg/L)	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	≤0.3	达标
16	氨氮（以 N 计）(mg/L)	0.110	0.082	0.090	0.053	0.177	0.093	0.064	≤0.50	达标
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）(mg/L)	2.04	2.41	2.19	2.06	2.47	2.37	2.53	≤3.0	达标
18	石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05	达标

19	砷(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01	达标
20	硒(mg/L)	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	0.0004L	≤0.01	达标
21	汞(mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001	达标
22	氰化物(mg/L)	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	≤0.05	达标
23	六价铬(mg/L)	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	≤0.05	达标
24	硫化物(mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02	达标
25	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）(mg/L)	271	425	371	391	441	431	428	≤450	达标
26	铅(mg/L)	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	≤0.01	达标
27	镉(mg/L)	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	≤0.005	达标
28	铁(mg/L)	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	≤0.3	达标
29	锰(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.10	达标
30	铜(mg/L)	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	≤1.00	达标
31	锌(mg/L)	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	≤1.00	达标
32	铝(mg/L)	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	<0.008	≤0.20	达标
33	挥发性酚类（以苯酚计）(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002	达标
34	总大肠菌群（MPN/100ml）	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	≤3.0	达标
35	菌落总数（CFU/mL）	12	9	18	3	8	6	7	≤100	达标

4.3.2.2 地下水环境质量现状评价

1、评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：P_i —i 评价因子标准指数；

C_i —i 评价因子监测浓度，mg/L；

C_{oi}—i 评价因子质量标准，mg/L。

②对于 pH 值，评价公式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{su}} \qquad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{sd} - 7.0} \qquad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH —pH 监测值；

pH_{sd}—标准 pH 的上限值；

pH_{su}—标准 pH 的下限值。

2、评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

3、地下水现状评价

地下水现状评价结果见表 4.2-12。

表 4.2-12　　地下水水质评价结果一览表

序号	监测因子	3#观测井（01）	塔拉乌苏浩特水井（02）	七面井浩特水井（03）	塔利亚浩特水井（04）	巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井（05）	巴嘎达苏浩特水井（06）	巴音希勒浩特水井（07）	标准限值	达标情况
1	溶解性总固体(mg/L)	0.94	0.95	0.90	**1.06**	**1.03**	0.98	0.98	≤1000	超标
2	pH 值	0.20	0.07	0.40	0.33	0	0.40	0.47	6.5-8.5	达标
3	硝酸盐（以 N 计）(mg/L)	0.16	0.21	0.16	0.13	0.17	0.16	0.18	≤20.0	达标
4	亚硝酸盐（以 N 计）(mg/L)	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	≤1.00	达标
5	氟化物(mg/L)	0.87	0.91	0.92	**1.12**	**1.33**	0.88	0.85	≤1.0	超标
6	K^+(mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
7	Na^+(mg/L)	0.91	0.85	0.81	0.92	0.93	0.87	0.91	≤200	达标
8	Ca^{2+}(mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
9	Mg^{2+}(mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
10	碳酸根(mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
11	重碳酸根(mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
12	Cl^-(mg/L)	**1.48**	0.98	0.84	**1.56**	0.97	0.95	0.96	≤250	超标
13	SO_4^{2-}(mg/L)	0.60	0.58	0.81	0.96	0.73	0.76	0.71	≤250	达标
14	碘化物(mg/L)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	≤0.08	达标
15	阳离子合成洗涤剂(mg/L)	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025	≤0.3	达标
16	氨氮（以 N 计）(mg/L)	0.22	0.16	0.18	0.11	0.35	0.19	0.13	≤0.50	达标
17	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）(mg/L)	0.68	0.80	0.73	0.69	0.82	0.79	0.84	≤3.0	达标
18	石油类(mg/L)	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	≤0.05	达标

19	砷(mg/L)	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	≤0.01	达标
20	硒(mg/L)	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	≤0.01	达标
21	汞(mg/L)	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	≤0.001	达标
22	氰化物(mg/L)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	≤0.05	达标
23	六价铬(mg/L)	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	≤0.05	达标
24	硫化物(mg/L)	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	≤0.02	达标
25	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）(mg/L)	0.60	0.94	0.82	0.87	0.98	0.96	0.95	≤450	达标
26	铅(mg/L)	0.00125	0.00125	0.00125	0.00125	0.00125	0.00125	0.00125	≤0.01	达标
27	镉(mg/L)	0.00025	0.00025	0.00025	0.00025	0.00025	0.00025	0.00025	≤0.005	达标
28	铁(mg/L)	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	≤0.3	达标
29	锰(mg/L)	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	≤0.10	达标
30	铜(mg/L)	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	≤1.00	达标
31	锌(mg/L)	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025	≤1.00	达标
32	铝(mg/L)	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	≤0.20	达标
33	挥发性酚类（以苯酚计）(mg/L)	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	0.00015	≤0.002	达标
34	总大肠菌群（MPN/100ml）	/	/	/	/	/	/	/	≤3.0	达标
35	菌落总数（CFU/mL）	0.12	0.09	0.18	0.03	0.08	0.06	0.07	≤100	达标

注：L 代表未检出，评价指数按检出限 1/2 核算。

由上表监测结果看出：由表 4.2-12 的统计分析结果可知，7 个水质监测点中，3#观测井（01）氯化物超标，塔利亚浩特水井（04）、巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井（05）溶解性总固体、氟化物超标，其余检测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类水质标准，氯化物、溶解性总固体、氟化物超标可能是当地本底值较高原因导致。

4.2.3 包气带环境质量现状监测与评价

1、监测点布设

本项目为改扩建项目，根据地下水导则，需对现有工程可能污染地下水的装置区进行包气带检测，监测点位分别布置于集输站临近处及集输站上风向附近（对照点）。

2、监测项目

pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、挥发性酚类、阴离子合成洗涤剂、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐、硝酸盐、硫化物、氰化物、氟化物、铁、锰、铜、锌、汞、砷、镉、六价铬、铅、石油类；共 24 项

3、监测时间

监测一天，监测一次。

4、监测结果及评价

表 4.2-13　　包气带检测结果一览表

序号	检测因子	检测结果						标准限值	达标情况
		集输站临近（BT1）			集输站上风向附近（BT2)				
		上层样	中层样	下层样	上层样	中层样	下层样		
1	溶解性总固体(mg/L)	589	532	477	536	512	529	≤1000	达标
2	pH 值	7.4	7.2	7.3	7.2	7.3	7.2	6.5-8.5	达标
3	硝酸盐（以 N 计）(mg/L)	4.12	3.53	3.78	5.67	5.21	4.78	≤20.0	达标
4	亚硝酸盐（以 N 计）(mg/L)	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	<0.003	≤1.00	达标
5	氟化物(mg/L)	0.82	0.89	0.93	0.93	0.88	0.90	≤1.0	达标
6	氯化物(mg/L)	48	55	49	53	47	49	≤250	达标
7	硫酸盐(mg/L)	48	51	47	62	54	57	≤250	达标
8	阳离子合成洗涤剂(mg/L)	0.13	0.15	0.15	0.11	0.11	0.13	≤0.3	达标
9	氨氮（以 N 计）(mg/L)	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	≤0.50	达标
10	耗氧量（COD_{Mn} 法，以 O_2 计）(mg/L)	2.88	2.74	2.90	2.53	2.67	2.69	≤3.0	达标
11	石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/
12	砷(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01	达标
13	汞(mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001	达标

14	氰化物(mg/L)	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	≤0.05	达标
15	六价铬(mg/L)	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	≤0.05	达标
16	硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02	达标
17	总硬度（以$CaCO_3$计）(mg/L)	438	379	405	372	355	369	≤450	达标
18	铅(mg/L)	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	<0.0025	≤0.01	达标
19	镉(mg/L)	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	<0.0005	≤0.005	达标
20	铁(mg/L)	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	≤0.3	达标
21	锰(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.10	达标
22	铜(mg/L)	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	≤1.00	达标
23	锌(mg/L)	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	≤1.00	达标
24	挥发性酚类（以苯酚计）(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002	达标
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 地下水质量常规指标及限值中的Ⅲ类标准限值									

由表 4.2-13 的统计分析结果可知，包气带指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类水质标准，说明目前项目运营未对厂区的包气带产生污染。

4.2.4 声环境质量现状监测与评价

1、监测布点

本次声环境质量现状监测共布设 8 个监测点，即在 HM7-1 井最近居民、BY102 井最近居民、泓丰 10-20 井、BY101 井、创 6-7 井、SY6 井、宝丰 3 井、HM7-2 井处各设置一个监测点。

2、监测时间和频次

监测 2 天，昼间和夜间各进行一次。

3、监测项目

等效连续 A 声级。

4、监测分析方法依据

监测方法按《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《声环境质量标准》（GB/T3096-2008）执行。

5、监测结果

声环境质量现状监测结果见表 4.2-13。

表 4.2-13　　声环境质量监测结果一览表

检测点位名称	2022 年 6 月 3 日-6 月 4 日				2022 年 6 月 4 日-6 月 5 日			
	昼间		夜间		昼间		夜间	
	检测时间	结果	检测时间	结果	检测时间	结果	检测时间	结果
HM7-1 井最近居民	10:01-10:02	51	22:05-22:06	42	10:05-10:06	52	22:11-22:12	41
BY102 井最近居民	10:26-10:27	51	22:32-22:33	43	10:27-10:28	53	22:38-22:39	42
泓丰 10-20 井	10:48-10:49	53	22:50-22:51	42	10:51-10:52	50	22:58-22:59	41
BY101 井	11:16-11:17	50	23:17-23:18	41	11:13-11:14	51	23:19-23:20	43
创 6-7 井	11:41-11:42	52	23:41-23:42	40	11:40-11:41	53	23:44-23:45	41
SY6 井	12:08-12:09	51	00:03-00:04	43	12:05-12:06	54	00:09-00:10	40
宝丰 3 井	12:39-12:40	53	00:20-00:21	42	12:30-12:31	52	00:31-00:32	43
HM7-2 井	12:58-12:59	52	00:45-00:46	42	12:57-12:58	54	01:02-01:03	42
标准限值	60		50		60		50	
达标情况	达标		达标		达标		达标	
执行标准	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准							

监测结果和标准比较可知，各监测点声环境质量都能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准的要求。

4.2.5 土壤环境质量现状监测与评价

1、布点原则

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），建设项目土壤各评价等级的监测点数不少于表 4.2-14 要求：

表 4.2-14　　土壤现状监测布点类型与数量

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	5 个表层样点	6 个表层样点
	污染影响型	5 个柱状样点，2 个表层样点	4 个表层样点
二级	生态影响型	3 个表层样点	4 个表层样点
	污染影响型	3 个柱状样点，1 个表层样点	2 个表层样点
三级	生态影响型	1 个表层样点	2 个表层样点
	污染影响型	3 个表层样点	—

注：“—”表示无现状监测布点类型与数量的要求。

2、监测点位

参照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目为污染影响型项目，评价等级为一级，则在项目区域内布设 5 个柱状样点、2 个表层样点，项目区域外布设 4 个表层样点，共布置 11 个调查点位，监测点位见下表 4.2-15。

表 4.2-15　土壤监测布点一览表

编号	监测点名称	备注
1	已有采井附近 50m 处 T1	表层样（0-0.5m）
		中层样（0.5-1.5m）
		深层样（1.5-3m）
2	已有采井附近 50m 处 T2	表层样（0-0.5m）
		中层样（0.5-1.5m）
		深层样（1.5-3m）
3	计划新建采井位置 T3	表层样（0-0.5m）
		中层样（0.5-1.5m）
		深层样（1.5-3m）
4	计划新建采井位置 T4	表层样（0-0.5m）
		中层样（0.5-1.5m）
		深层样（1.5-3m）
5	集输站现有罐区附近 50m 处 T5	表层样（0-0.5m）
		中层样（0.5-1.5m）
		深层样（1.5-3m）
6	集输站北侧 200m 处 T6	表层样（0-0.2m）
7	集输站南侧 200m 处 T7	表层样（0-0.2m）
8	油田区域外西侧 T8	表层样（0-0.2m）
9	油田区域外北侧 T9	表层样（0-0.2m）
10	油田区域外东侧 T10	表层样（0-0.2m）
11	油田区域外南侧 T11	表层样（0-0.2m）

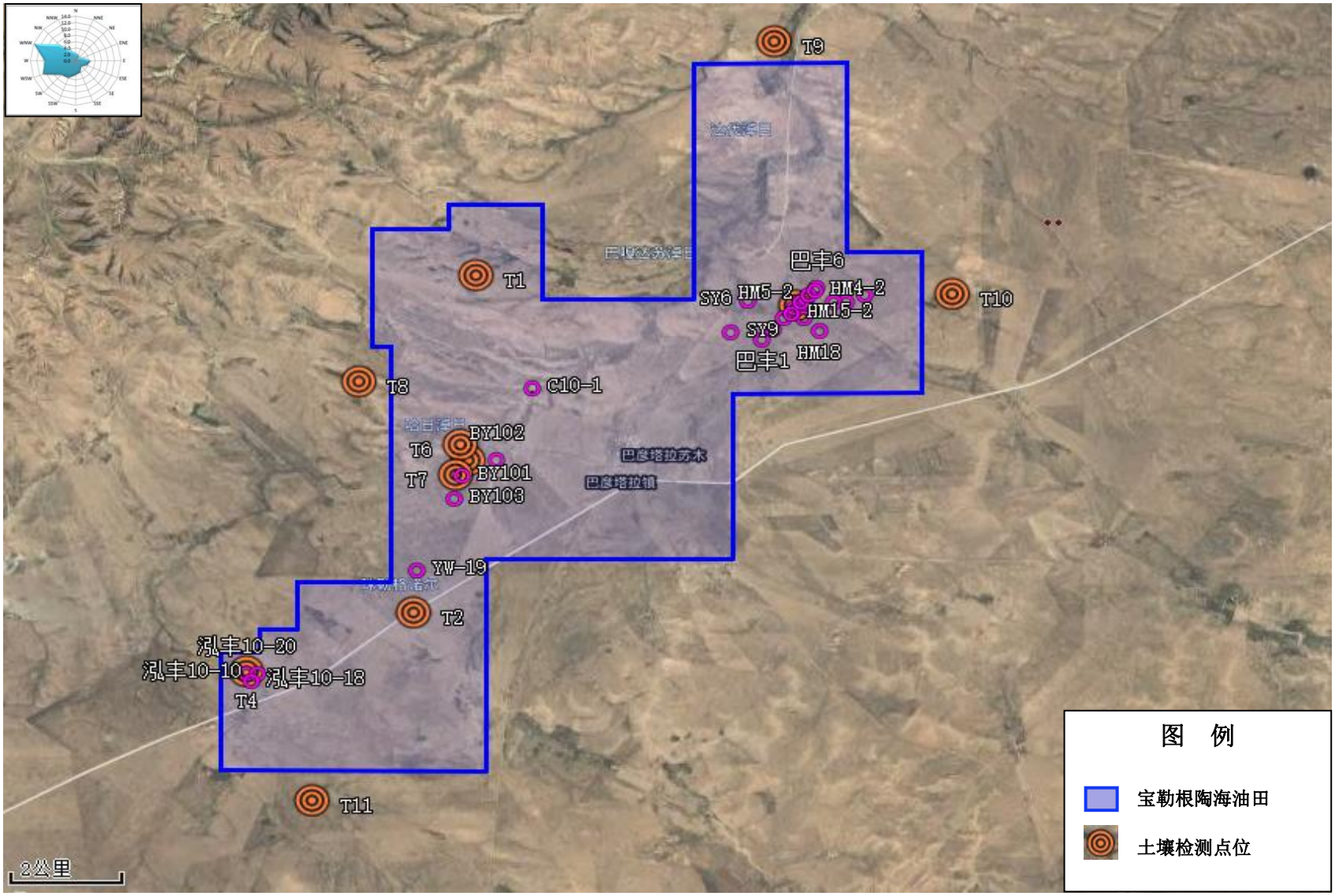


图 4.2-3　　项目土壤检测点位图

3、监测项目

其中：1#~7#点位，选取《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 中 45 个基本项目及 pH 值、石油烃、阳离子交换量、土壤容重、含水率；砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、三氯甲烷、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、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯、甲苯、乙苯、苯乙烯、间对-二甲苯、邻-二甲苯、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（ah）蒽、茚并（123-cd）芘、萘。

8#~11#点位，选取《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》监测项目为表 1 中 7 个基本项目及 pH 值、石油烃、阳离子交换量、土壤容重、含水率；铬、铜、汞、镉、砷、铅、镍、锌。

4、评价标准

执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中相应风险筛选值标准。

5、评价结果

本次监测结果及评价见表 4.2-15~表 4.2-16。

表 4.2-15　土壤检测结果　　单位：mg/kg

序号	检测项目	已有采井附近 50m 处 T1			已有采井附近 50m 处 T2			计划新建采井位置 T3			标准限值	达标情况
		表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3m	表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3m	表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3m		
1	pH 值	8.21	8.43	8.45	8.23	8.25	8.46	7.82	7.86	8.05	/	/
2	砷(mg/kg)	12.5	11.0	7.93	13.5	14.7	16.8	13.5	12.7	14.9	60	达标
3	六价铬(mg/kg)	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	5.7	达标
4	汞(mg/kg)	0.103	0.0921	0.118	0.0726	0.0933	0.105	0.106	0.0934	0.114	38	达标
5	镉(mg/kg)	0.20	0.12	0.07	0.09	0.12	0.06	0.10	0.09	0.04	65	达标
6	铅(mg/kg)	19.9	17.0	16.1	19.6	19.1	16.5	16.4	16.4	16.2	800	达标
7	铜(mg/kg)	15	17	18	17	18	18	37	25	22	18000	达标
8	镍(mg/kg)	18	24	25	25	24	23	39	30	22	900	达标
9	石油烃(mg/kg)	231	235	251	205	233	251	125	139	144	4500	达标
10	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	11.3	10.7	12.9	12.3	13.5	11.7	11.5	12.8	12.5	/	/
11	含水率（%）	6.2	8.3	8.9	6.3	7.1	7.9	6.8	7.3	8.4	/	/
12	土壤容重（g/cm^3）	1.31	1.22	1.35	1.21	1.44	1.39	1.33	1.20	1.37	/	/
13	四氯化碳(mg/kg)	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	2.8	达标
14	氯仿(mg/kg)	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	0.9	达标
15	氯甲烷(mg/kg)	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	37	达标
16	1,1-二氯乙烷(mg/kg)	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	9	达标
17	1,2-二氯乙烷(mg/kg)	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	5	达标
18	1,1-二氯乙烯(mg/kg)	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	66	达标

19	顺-1,2-二氯乙烯(mg/kg)	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	596	达标
20	反-1,2-二氯乙烯(mg/kg)	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	54	达标
21	二氯甲烷(mg/kg)	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	616	达标
22	1,2-二氯丙烷(mg/kg)	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	5	达标
23	1,1,1,2-四氯乙烷(mg/kg)	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	10	达标
24	1,1,2,2-四氯乙烷(mg/kg)	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	6.8	达标
25	四氯乙烯(mg/kg)	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	53	达标
26	1,1,1-三氯乙烷(mg/kg)	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	840	达标
27	1,1,2-三氯乙烷(mg/kg)	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	2.8	达标
28	三氯乙烯(mg/kg)	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	2.8	达标
29	1,2,3-三氯丙烷(mg/kg)	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	0.5	达标
30	氯乙烯(mg/kg)	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	0.43	达标
31	苯(mg/kg)	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	4	达标
32	氯苯(mg/kg)	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	270	达标
33	1,2-二氯苯(mg/kg)	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	560	达标
34	1,4-二氯苯(mg/kg)	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	20	达标
35	乙苯(mg/kg)	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	28	达标
36	苯乙烯(mg/kg)	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	1290	达标
37	甲苯(mg/kg)	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	1200	达标

38	间对-二甲苯(mg/kg)	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	570	达标
39	邻二甲苯(mg/kg)	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	640	达标
40	硝基苯(mg/kg)	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	76	达标
41	2-氯酚(mg/kg)	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	2256	达标
42	苯并[a]蒽(mg/kg)	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	15	达标
43	苯并[a]芘(mg/kg)	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	1.5	达标
44	苯并[b]荧蒽(mg/kg)	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	15	达标
45	苯并[k]荧蒽(mg/kg)	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	151	达标
46	䓛(mg/kg)	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	1293	达标
47	二苯并[a,h]蒽(mg/kg)	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	1.5	达标
48	茚并[1,2,3-cd]芘(mg/kg)	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	15	达标
49	萘(mg/kg)	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	70	达标
50	苯胺(mg/kg)	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	260	达标

表 4.2-16　土壤检测结果　　单位：mg/kg

序号	检测项目	计划新建采井位置 T4			集输站现有罐区附近 50m 处 T5			集输站北侧 200m 处 T6	集输站南侧 200m 处 T7	标准限值	达标情况
		表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3m	表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3m				
1	pH 值	8.03	7.94	7.82	8.24	7.98	8.05	8.21	8.03	/	/
2	砷(mg/kg)	10.6	12.3	12.4	11.5	10.3	9.57	13.2	14.1	60	达标
3	六价铬(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5.7	达标
4	汞(mg/kg)	0.0723	0.0815	0.0793	0.106	0.125	0.0836	0.102	0.118	38	达标

5	镉(mg/kg)	0.07	0.06	0.12	0.19	0.10	0.12	0.09	0.08	65	达标
6	铅(mg/kg)	20.6	19.1	18.4	20.1	20.8	20.3	16.3	16.2	800	达标
7	铜(mg/kg)	15	16	18	16	19	20	31	30	18000	达标
8	镍(mg/kg)	20	19	22	18	25	20	38	34	900	达标
9	石油烃(mg/kg)	113	130	128	88	93	94	82	94	4500	达标
10	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	10.5	12.4	12.9	12.5	11.8	10.2	12.6	11.7	/	/
11	含水率（%)	7.1	7.6	8.4	6.4	7.3	9.2	6.8	6.1	/	/
12	土壤容重（g/cm^3）	1.32	1.38	1.25	1.18	1.20	1.12	1.32	1.27	/	/
13	四氯化碳(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8	达标
14	氯仿(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.9	达标
15	氯甲烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	37	达标
16	1,1-二氯乙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	9	达标
17	1,2-二氯乙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5	达标
18	1,1-二氯乙烯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	66	达标
19	顺-1,2-二氯乙烯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	596	达标
20	反-1,2-二氯乙烯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	54	达标
21	二氯甲烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	616	达标
22	1,2-二氯丙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5	达标
23	1,1,1,2-四氯乙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	10	达标
24	1,1,2,2-四氯乙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	6.8	达标
25	四氯乙烯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	53	达标

26	1,1,1-三氯乙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	840	达标
27	1,1,2-三氯乙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8	达标
28	三氯乙烯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8	达标
29	1,2,3-三氯丙烷(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.5	达标
30	氯乙烯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.43	达标
31	苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4	达标
32	氯苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	270	达标
33	1,2-二氯苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560	达标
34	1,4-二氯苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	20	达标
35	乙苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	28	达标
36	苯乙烯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1290	达标
37	甲苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1200	达标
38	间对-二甲苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	570	达标
39	邻二甲苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	640	达标
40	硝基苯(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	76	达标
41	2-氯酚(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2256	达标
42	苯并[a]蒽(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15	达标
43	苯并[a]芘(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	达标
44	苯并[b]荧蒽(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15	达标
45	苯并[k]荧蒽(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	151	达标
46	䓛(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1293	达标
47	二苯并[a,h]蒽(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5	达标

48	茚并[1,2,3-cd]芘(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15	达标
49	萘(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	70	达标
50	苯胺(mg/kg)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	260	达标

表 4.2-16　土壤检测结果　　单位：mg/kg

序号	检测项目	油田区域外西侧 T8	油田区域外北侧 T9	油田区域外东侧 T10	油田区域外南侧 T11	标准限值	达标情况
1	pH 值	8.21	7.96	8.06	8.14	pH>7.5	/
2	砷(mg/kg)	13.5	11.2	12.9	13.4	25	达标
3	汞(mg/kg)	0.0937	0.116	0.103	0.125	3.4	达标
4	镉(mg/kg)	0.12	0.12	0.16	0.17	0.6	达标
5	铅(mg/kg)	21.4	18.9	18.1	17.3	170	达标
6	铜(mg/kg)	32	31	19	27	100	达标
7	镍(mg/kg)	47	33	20	27	190	达标
8	锌(mg/kg)	47	25	29	26	300	达标
9	铬(mg/kg)	52	35	32	39	250	达标
10	石油烃(mg/kg)	32	38	41	36	/	/
11	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	11.5	10.9	10.2	12.4	/	/
12	含水率（%)	6.8	7.3	6.4	7.0	/	/
13	土壤容重（g/cm^3）	1.15	1.36	1.22	1.27	/	/
《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）							

由土壤现状监测结果可知，各个监测点监测因子均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值标准要求。

4.2.5 生态环境质量现状调查与评价

4.2.5.1 生态环境功能区划

依据内蒙古生态功能区划，本项目区在生态规划中属锡林郭勒典型草原防风固沙生态屏障生态功能区。内蒙古生态功能区划图见图 4.3-4。

项目区及评价范围内无国家级和地方重点保护野生动植物集中分布区或栖息地、国家级和自治区级自然保护区、生态功能保护区以及其它类型的保护区域。

4.2.5.2 生态现状评价

评价区景观生态调查是应用景观生态学原理的理论及相关研究方法，对评价区生态系统中的宏观结构、功能、人类活动等景观层次上做出分析和比较，为该区实施可持续发展战略提供理论基础。

评价区生态类型调查采用 2021 年 7 月美国的 LANDSAT8 卫星数据影像解译而成，传感器为 TM+，解译分辨率为 15 米。本项目遥感影像图见图 4.2-3。

选取这一时间段遥感数据，主要考虑到这一时期的地表类型差异是一年中最明显的时候，该时间段具有地物区分显著、地表信息丰富的特点，有利于对各生态环境因子的研判。调查范围为井场占地外扩 1km 范围，此外，充分利用现有的景观生态调查、沙漠化普查、土地详查、资源遥感调查等资料，与实地调查相结合，并采用综合的解译法进行分析。

评价范围内无国家级和地方重点保护野生动植物集中分布区或栖息地、国家级和自治区级自然保护区、生态功能保护区以及其它类型的保护区域。

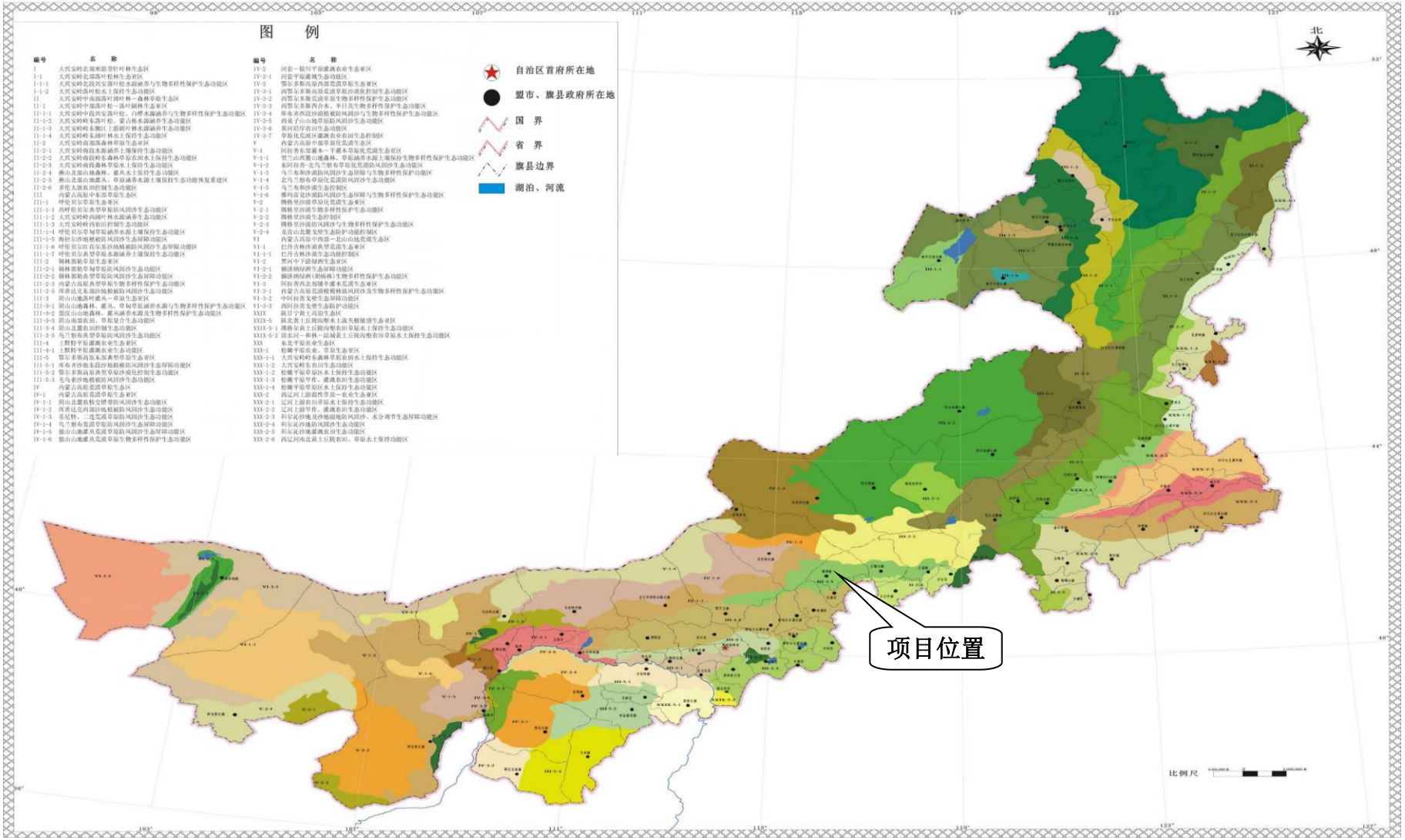


图 4.2-4　　项目在内蒙古自治区生态功能区划图中的位置

遥　感　图

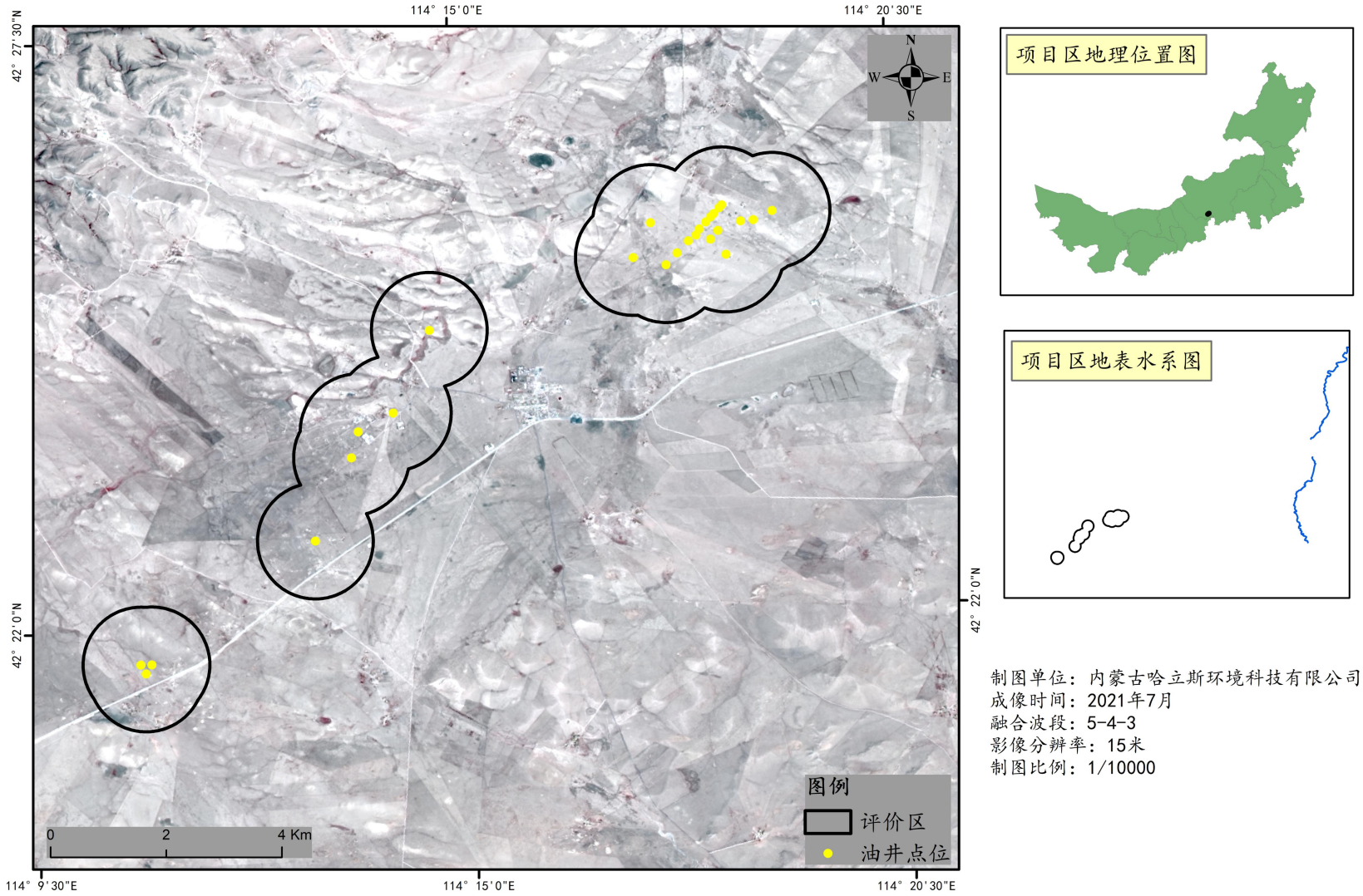


图 4.2-5　　卫星遥感影像图

4.2.5.3 土地利用现状调查

评价区占地约 2460.66hm^2，主要为天然牧草地。根据数据统计，评价区范围内天然牧草地面积为 2230.00hm^2，占评价区面积的 90.63%；灌木林地面积为 174.31hm^2，占评价区面积的 7.08%；住宅面积 18.55hm^2，占评价区面积的 0.75%；工业用地面积为 26.12hm^2，占评价区面积的 1.06%；评价区和油田范围统计结果详见下表 4.2-17，及图 4.2-6。

表 4.2-17　评价区土地利用现状统计表

土地利用一级类型	土地利用二级类型	斑块数	面积（平方米）	面积（公顷）
草地	天然牧草地	128	22300032.79	2230.00
林地	灌木林地	11	1743071.08	174.31
住宅用地	农村宅基地	12	185469.41	18.55
交通运输用地	农村道路	1	116803.11	11.68
工矿仓储用地	工业用地	27	261220.30	26.12
合计		179	24606596.70	2460.66

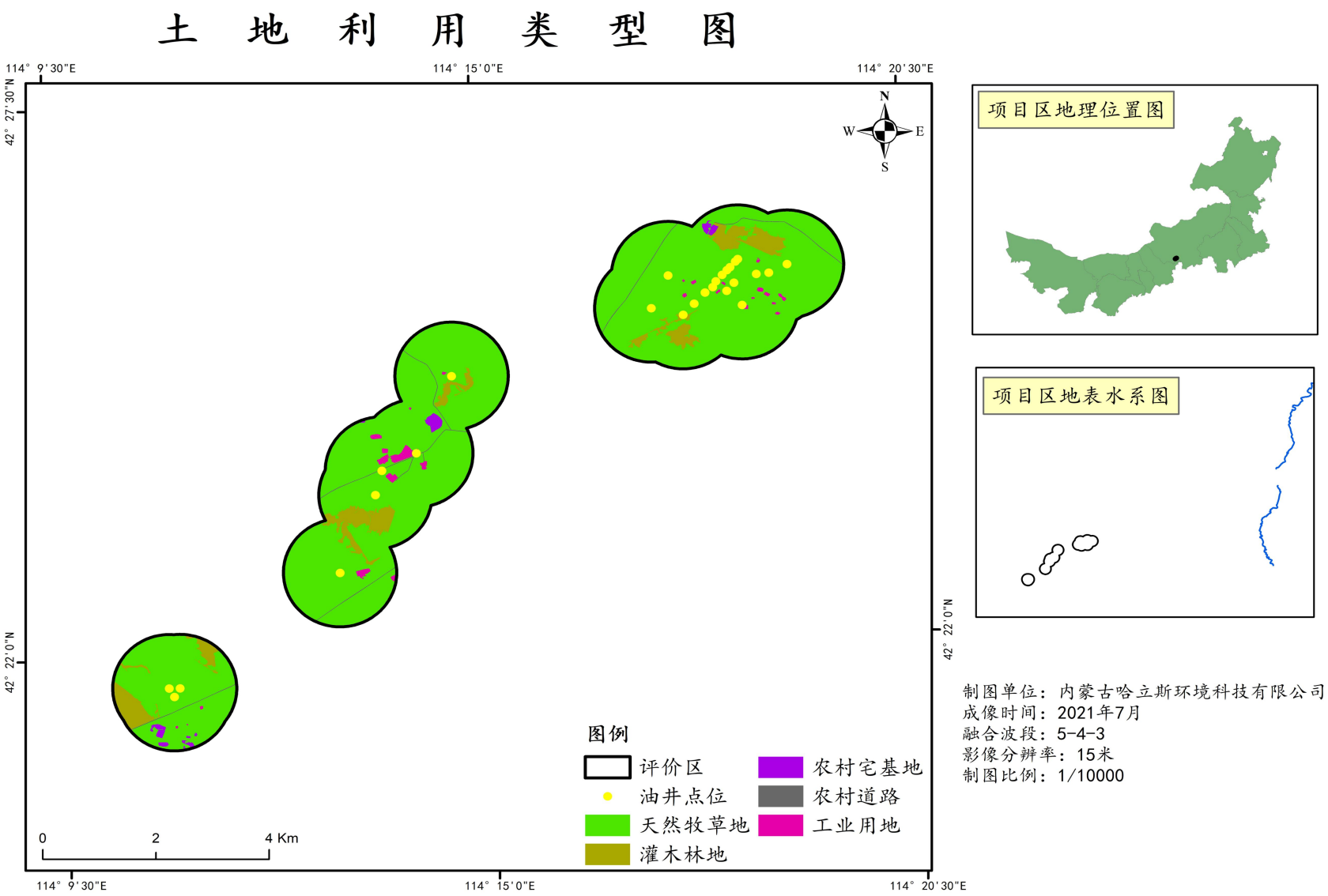


图 4.2-6　　土地利用现状图

4.2.5.4 植被类型调查

1、植物种类

本项目处于内蒙古锡林郭勒低山丘陵草原区，地带性植被为典型草原，本区域植被由典型旱生、广旱生的植物组成，以中旱生丛生禾草占优势，其次是中旱生的杂类草。主要代表群系为克氏针茅草原，优势植物主要有克氏针茅、羊草、糙隐子草、冷蒿、冰草、百里香、小叶锦鸡儿、多根葱等。草群高度一般在 16-25cm，灌木可达 30-40cm，覆盖度在 45%左右，产草量中等。

本地区的植物资源较丰富，可分为饲用、固沙、药用、食用植物等植物。其中野生经济植物种类繁多，特别是野生药用植物居多，有蒙古黄芪、麻黄、甘草、知母、天冬等，食用植物有野韭、多根葱、白蘑、发菜、黄花菜及大量的饲用、固沙植物。矿区所在地区常见植物名录见表 4.2-18。

表 4.2-18　　评价区常见植物名录

名称	拉丁文	生活型	地理成份
I、裸子植物门　Gymnospermae			
麻黄	*Ephedra sinica* Stapf	常绿小灌木	哈萨克—蒙古种
II、被子植物门 Angiopermae			
一、豆科　Leguminosae			
黄芪	*A. hoantchy* Franch.	多年生草本	
小叶锦鸡儿	*Caragana microphylla* Lam.	灌木	达乌里—蒙古种
扁蓿豆	*Melissius ruthenica(L.)*Peschkova	多年生草本	东古北极种
披针叶黄华	*Thermopsis Lanceloata* R.Br.	多年生草本	古北极种
二、瑞香科　Thymelacaceae			
狼毒	Stellera chamai jasme L.	多年生草本	达乌里—蒙古种
三、唇形科　Labiatae			
百里香	*Thymus Kitagawianus* Tschern	小半灌木	蒙古种
四、菊科　Compositae			
黄蒿	*Artemisia anuna* L.	一年生草本	泛北极种
冷蒿	*A.frigida* Willd.	小半灌木	泛北极种
阿尔泰狗哇花	*Heteropappus altuicus(Wild.)* Beauv	多年生草本	东北古极种
麻花头	*Serratula centaurlides* L.	多年生草本	达乌里—蒙古种
五、禾本科　Graminae			
茂茂草	*Achnatherum Splendens*(Trin)Nevski	多年生大型丛生禾	古地中海种
冰草	*Agropyron cristatum*(L.)Gaertn	多年生丛生禾草	东古北极种
羊草	*Leymus chinensis* Trvel	多年生根茎禾草	达乌里-蒙古-中国北北种

糙隐子草	*Cleistogenes kitagawae* Handa	多样生丛生禾草	黑海-哈萨克-蒙古种
蒙古早熟禾	*Pao mongolica*(Rendle)Keng	多年生草本	
碱茅	*Puccinellia distans*(Jacp)Parl.	多年生丛生禾草	
狗尾草	*Setaria viridis*(L.)Beauv.	一年生禾草	世界种
克氏针茅	*Stipa krylovii* Roshev.	多年生丛生禾草	达乌里—蒙古种
六、百合科 Liliaceae			
野韭	*A. ramosum* L.	多年生草本	
细叶葱	*A. tenuissinum* L.	多年生草本	哈萨克—蒙古种

2、植被分布现状

根据现场调查和卫星影象分析，评价区内的植被类型特征见表 4.2-19，评价区植被类型现状图见图 4.2-7。

表 4.2-19　评价范围植被类型面积统计表

植被类型		斑块数	面积（平方米）	面积（公顷）
草原植被	羊草+糙隐子草	30	6819075.61	681.91
	克氏针茅	49	8070491.54	807.05
	百里香	49	7410465.65	741.05
森林景观	锦鸡儿	11	1743071.08	174.31
其它	道路	1	116803.11	11.68
	居民点	12	185469.41	18.55
	工业场地	27	261220.30	26.12
合计		179	24606596.70	2460.66

从调查结果来看，评价区域内主要植被类型为克氏针茅群落，覆盖占地面积为 807.05hm^2，所占比例为 32.80%；其次为羊草+糙隐子草群落，覆盖占地面积为 681.91hm^2，所占比例为 27.71%；百里香群落覆盖占地面积为 741.05hm^2，所占比例为 30.11%；工业场地用地和居民点占地面积分别为 26.12hm^2、18.55hm^2，所占比例分别为 1.06%、0.75%。

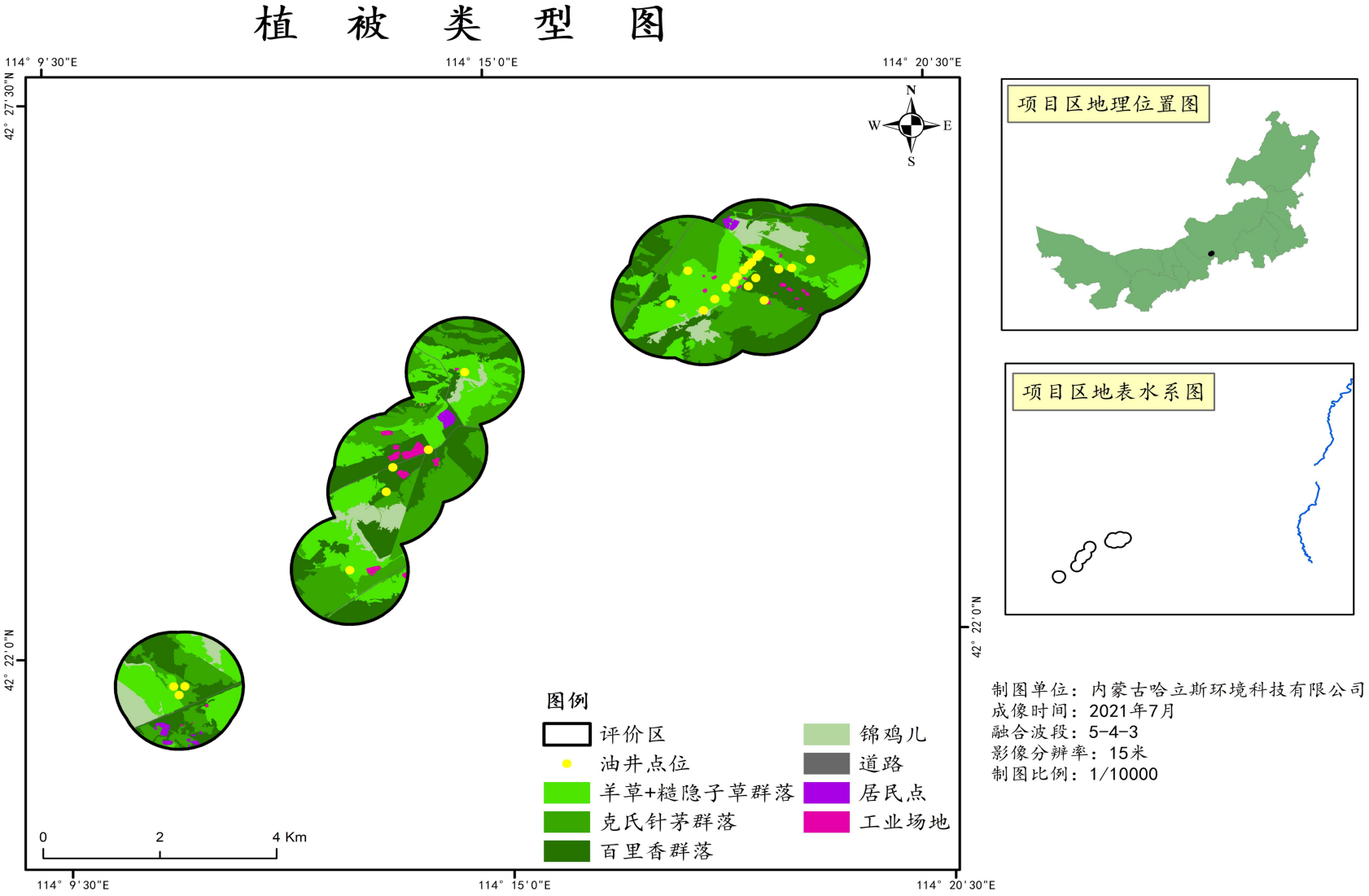


图 4.2-7　　植被类型现状图

4.2.5.6 动物资源调查

评价区地处暖温带，目前该区的野生动物组成比较简单，种类较少。哺乳动物主要有蒙古兔、黄鼬、达乌尔鼠兔、草原黄鼠、长爪沙鼠、小毛足鼠、五趾跳鼠、子午沙鼠、黑线仓鼠等；爬行动物有草原沙蜥、蝮蛇等；鸟类主要有苍鹰、鸽子、喜鹊、猫头鹰、乌鸦、啄木鸟、麻雀、小沙百灵等；此外，还有种类和数量众多的昆虫。评价区家畜、家禽等动物主要有山羊、绵羊、牛、猪、马、骆驼、兔、鸡、鸭、鹅等。

评价区常见野生脊椎动物名录见表 4.2-20。

表 4.2-20　评价区常见野生脊椎动物名录

序　号	中 文 名	学　名
一、爬行纲		
(一)有鳞目 SQUAMATA		
2	麻蜥	*Eremias argus*
3	蝮蛇	*Agkistrodon halys*
二、鸟纲		
(二)雀形目 PASSERIFORMES		
4	喜鹊	*Pica pica*
5	乌鸦	*C.corone*
6	沙鸡	*sandgrouse*
7	麻雀	*Passer montanus*
8	百灵	*Eremophila alpestris*
三、哺乳纲		
(三)食肉目 INSETIVORA		
9	艾鼬	*Mustela eversmanni*
10	黄鼬	*M.sibirica*
(四)兔形目 LAGOMORPHA		
11	草兔	*Lepus capensis*
12	蒙古兔	*Ochotona daurica*
(五)啮齿目 RODENTIA		
13	五趾跳鼠	*Allactaga sibirica*
14	褐家鼠	*Rattus norvegicus*
15	小家鼠	*Mus musculus*
16	黑线仓鼠	*Cricetulus barabensis*
17	布氏田鼠	*Microtus brandti*

第 5 章　环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析与评价

本项目属滚动开发项目，施工内容分为钻井施工、井下作业和线路施工等。钻井施工主要为采油井，线路工程包括集输管线和道路工程等。

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

5.1.1 施工期大气环境影响分析与评价

根据工程分析和本项目特征，施工期废气污染主要为钻井时柴油发电机废气、施工机械和运输车辆尾气以及施工扬尘。

1、废气

（1）钻井柴油机废气排放

钻井柴油机和柴油发电机废气中主要污染物为 NO_x、SO_2、颗粒物等。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，因此，柴油机废气对评价区环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

（2）施工机械和运输车辆尾气排放

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

（3）施工扬尘

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

施工工地扬尘浓度约为 1.75～0.29g/m^3，在 10m 范围内浓度较大约 1.75g/m^3，扬尘颗粒在场内沉降速度较快，在洒水抑尘的情况下，在场地外 200m 处浓度约为 0.29mg/m^3，对环境影响较小。

另外，施工期间建筑材料的运入及临时堆存，都将会产生一定量的二次扬尘；工程建筑材料在场地内暂时堆存，若采取控制措施不当，将引起二次扬尘，影响周围环境空气。本项目运输车辆进入施工现场应低速行驶，减少扬尘；安排专人对施工场地定期洒水抑尘，遇有四级以上大风天气，应停止土方施工，做好遮盖工作；并在土料运输过程中不要超载，并加盖毡布；杜绝将易起尘材料露天堆放。

5.1.2 施工期水环境影响分析与评价

（1）钻井废水

钻井废水主要包括油田开发初期在油井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液以及泥浆罐冲洗废水等，其主要污染物为 SS、COD 等，随意排放将会对水环境及土壤环境造成污染。

根据钻井现场经验，本项目钻井废水产生总量为 6630m^3（255.20m^3/口井）。每口油井钻井过程中配备钻井液循环罐，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置，则钻井废水中约 70%的上清液可以循环利用，剩余 30%（约 76.50m^3/口井）排至井场附近的废弃泥浆池中，自然蒸发后与钻井泥浆统一加药进行无害化固化稳定及填埋处理。

（2）试油废水

施工期每口采油井产生试油废水约 30m^3。试油作业过程中携罐作业，试油废水全部收集进罐，工程结束后运往现有污水处理站处理，处理达标后通过回注井注入油层，不外排，不会对水环境产生不良影响。

5.1.3 施工期声环境影响分析与评价

5.1.3.1 噪声污染特征

施工期噪声主要指井场施工和道路施工噪声、交通噪声等。建筑施工通常分为4个阶段，即土方阶段、基础阶段、结构阶段和设备安装阶段等，每一个阶段采用的施工机械不同，对外界环境造成的施工噪声污染水平也不同。

5.1.3.2 噪声源强及声环境敏感点

1、噪声源强

施工噪声源主要包括施工期使用的钻机、柴油发电机、泥浆泵、推土机、装载机等，施工中机械产生的噪声情况见表 5.1-2。机械设备的运作都是间歇性的，施工过程中产生的噪声具有间歇性和短暂性的特点，随着实施期的结束而消失。此外，交通噪声还具有流动性的特点。施工噪声中，对声环境影响最大的是机械设备噪声，其强度与机械设备的功率、工作状态等因素有关。

表 5.1-2　拟建工程施工期主要噪声源统计表　单位：dB(A)

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

2、声环境敏感点

项目新建单井附近最近 200m 的评价范围内均无敏感目标，施工噪声对其影响较小。

5.1.3.3 噪声评价标准

根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），建筑施工场界环境噪声限值见表 5.1-3。

表 5.1-3　建筑施工场界环境噪声排放限值

时段	昼间	夜间
噪声限值 dB（A）	70	55

5.1.3.4 噪声影响预测模式

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

$$L_r = L_{r0} - 20\lg(r/r_0)$$

式中：Lr—点声源在预测点产生的噪声级 dB（A）；

Lr_0—参考位置 r_0 处的已知噪声级 dB（A）；

r—为预测点距声源距离，m；

r_0—为参考点距声源距离，m；

声源叠加按下列公式计算：

$$LA=10\lg\left[\sum_{i=1}^{n}10^{0.1Li}\right]$$

式中：L_i—第i个声源声值；

L_A—某点噪声总叠加值；

n—声源个数。

5.1.3.5 预测结果及分析

本项目主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 5.1-4。

表 5.1-4　主要施工机械噪声不同距离处的噪声级　单位：dB（A）

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

根据表 5.1-4 的噪声预测结果表明：施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标。在 200m 处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。因此，施工机械噪声主要是对施工场界 200m 范围内的敏感点产生一定的影响。评价区居民点分散，且选址过程考虑了避让，因此施工期噪声对环境影响较小，随着施工期的结束，影响将会消失。

5.1.4 施工期固体废弃物环境影响分析与评价

（1）废弃钻井泥浆

①正常状态下钻井泥浆影响分析

废钻井泥浆是钻井过程中产生的一种液态细腻胶状物，失水后变成固态物，主要成分是粘土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，主要污染物组分为：盐类、高分子有机聚合物等。

钻井作业过程中，钻井泥浆可在各井废弃泥浆对地下水的影响主要是泥浆水中污染物通过包气带下渗污染地下水，针对本项目作业区内的油井施工产生的废弃泥浆统一排至井场附近的防渗泥浆池中，加药进行无害化固化稳定及填埋处理。单口井建设泥浆池长 7 米、宽 4 米、高 4 米，容量为 112m^3，泥浆池开挖整平后应对底部进行压实，四周及底部采取防渗措施，渗透系数小于 1.0×10^{-10}cm/s，铺设的防渗膜应向泥浆池外部延伸

≥2m，并将边缘压实。泥浆池的无害化固化稳定处理应由专业队伍在一个月内完成，对无害化固化稳定处理后的泥浆池回填覆土并恢复植被。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，和钻井泥浆统一排至井场附近的防渗泥浆池中，加药进行无害化固化稳定及填埋处理，防止对环境产生污染。

（3）落地油

试油和井下作业往往会有一部分原油散落。污油属于危险废物，散落地面不进行收集将对井场土壤造成污染，污染主要集中在土壤表层，影响土壤通透性和养分释放，降低土壤生物及微生物活性，使土壤综合肥力下降。

项目试油、井下作业时设置井控装置，在井场作业区域地面铺设防渗布，上述危险废物基本可全部回收，由罐车拉至危废暂存点进行暂存，定期委托有资质单位进行收集处置。采取上述措施后，试油作业过程产生的落地油对环境的影响可以降低到最低限度，对环境影响小。

（4）其它固废

井场压裂、试油作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶暂存于危废暂存点，定期有资质单位回收处置；钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置。采取上述措施后，其他固废对环境影响小。

5.1.5 施工期生态环境影响分析与评价

油田开发过程是一项包含有钻井工程、井下作业过程、采油过程，以及集输等多种工艺的系统工程，油田开发是网状布局，因而不可避免的会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏，影响的范围有带状和点状。由于集输管道和钻井建设是分期施工，对所有占地来说影响时间相对短暂，对生态环境影响来说，属于短期的局部性破坏。内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田加密井建设项目属于扩能项目，对生态环境的影响主要表现在对井场周边及对管线及两侧一定范围内土壤环境及植被的影响。

5.1.5.1 对景观影响分析

本项目油田所在区域处于锡林郭勒典型草原防风固沙生态屏障生态功能区，区域内

自然景观以草原为主，牧户零星分布其中。油田的开发建设改变了油田范围内的景观结构，使原有单纯的草原景观向着人工化、多样化的方向发展。

1、油田内联络道路对景观的影响

在油田开发建设期间，各种车辆在草原上行驶所形成的通向油井和站场的道路，使景观的基本构成要素之一廊道的数量增加，影响到草原生态系统中的能流、物流和信息流的流动，对植物物种的传播和动物的迁徙提供了有利和不利的通道。有利于物流和能流的流动，利于一些植物的传播，但对一些植物的物种传播以及基因的交流、动物的迁徙产生了阻碍作用。

2、油井对景观的影响

网格状分布的油井，使油田区的斑块的类型趋于多样化，主要表现在植被斑块的破碎度增加，周长减少。井场等固定建筑斑块在原来的居民点斑块类型上增加，改变了原有自然草原景观，形成了井架林立的人文景观。增加的人工景观使油田范围内的植被减少，地表的完整性与平整性变差。对油田范围内原有的景观生态类型进行切割，造成空间上的非连续性和一些人为的劣质景观，使其与周围自然生态景观不相协调。同时油田作业区是一个高度人工化的景观，井塔、井架、办公设施等，使得项目区的景观粗糙度增大，在垂直方向上也表现出异质性。

宝勒根陶海油田范围内及周围区域景观受油田滚动开发的影响，将由现有的草原景观逐渐转化为草原与人工建构筑物并存的景观，项目区内以牧草地为主的基质比重逐渐减少，而人工景观斑块比重将逐渐增加，油田范围内景观的总体异质化程度将有较大提高。由于本工程是宝勒根陶海油田扩能工程，新部署的油井是在现有油田范围内部署，评价范围内的人工景观已经形成，本工程的建设不会对现有的景观格局产生新的较大的影响。油田在滚动开发建设过程中，地面所有建构筑物的建设应与周围景观相协调。

5.1.5.2 对土地利用的影响分析

工程对生态整体性的影响主要体现在工程建设前后土地利用类型的变化。

1、油田工程占地情况

本项目总占地面积 33.65hm^2，其中永久占地 5.90hm^2、临时占地 27.75hm^2，占地类型为草地。

2、对土地利用类型的影响

（1）临时占地的影响

临时占地发生在施工期，主要是井场建设、敷设管道。对这些土地的临时占用，会

使土地的利用形式发生临时改变，影响了这些土地的原有功能，随着植被恢复，这种影响将会消失。

（2）永久占地的影响

永久占地主要包括井场和道路工程。永久占用土地自施工期就已开始，并在整个运行期内一直持续，对土地利用的影响是长久的。

油田开发后，临时占地可恢复为草地，但永久占地将占用较长时间。由此可见油田开发后，临时占地会逐渐恢复原有的使用功能，但永久占地会在较长时间段内改变土地利用类型。

5.1.5.3 对野生动植物的影响分析

1、落地原油对植物的影响

自然植被群落的稳定与否，标志着是否受到外来的干扰与环境污染。石油类是油田开发的主要污染因子，单个油井即可称为一个潜在的点污染源。在钻井、洗井、试井、采油和修井作业过程中，将有数量不等的落地原油及固体废物排放到环境中，由众多油井组成的油田则成为一个面污染源，使油田地区受到污染。在油田开发过程中，石油对植被的污染途径主要在钻井及生产过程中原油直接或间接地溅落在植物体上，影响其生理反应使植物生长发育受阻。

本项目在钻井、洗井、试井、采油和修井作业过程中，采取了建防渗泥浆池、铺设防渗油布等措施，防止落地原油对外环境的影响。根据类比及实地调查宝勒根陶海油田现有井场的植被情况，一般在井场 3～5m 范围内因受施工干扰的影响，植被稀疏，覆盖度相对较低，而在井场 5m 以外的植被基本恢复到开发前状态。所以本工程开发建设中石油类对小范围内的植被会有影响，对其它植被不会产生较大的影响。

2、废弃钻井泥浆对植物的影响

钻井过程中产生的泥浆，存放在泥浆池，但也有部分洒落于地面。在作业区的范围内，地表散落的泥浆呈灰白色，泥浆厚 3～5cm，泥浆层下的土壤板结，钻通透性很差；同时轻者导致植物生长不良，降低地上生物量，重者植物根系受到危害，以致枯死。本工程在钻井过程中，建设防渗泥浆池，钻井废弃泥浆排入泥浆池，在进行无害化固化处理，覆土恢复植被，对植被的影响将会随着时间的推移而逐渐降低，到 3～5 年后植被将会趋于稳定。

3、油田开发对野生动物的影响

油田在建设施工期间，将影响评价区野生动物的栖息环境，使野生动物失去部分觅食地、栖息场所和活动区域等，工程建设使野生动物的活动范围减小。施工过程中一些施工噪声、产生的废气和人为活动等，将可能惊吓和驱赶施工区及周围一定范围内的野生动物，同时减少施工区域内野生动物的分布数量，对评价区的野生动物的生存环境产生不利影响。

根据现状调查，当地牧民主要以从事畜牧业为主，有一定的人为活动。该区域现分布的野生动物主要是啮齿类等小型动物及雀形目鸟类，本工程的建设施工，只是影响了野生动物的活动范围，对野生动物的种类和数量不会产生明显影响。

5.1.5.4 对评价区域生态系统的影响分析

1、对区域自然系统生产力的影响

本工程在施工期对植被的影响主要是施工期征用土地、临时用地、机械碾压及施工人员践踏等破坏施工区域内的植被，损失一定的生物量，并破坏和影响施工作业区周围环境的植被覆盖率和数量分布。

运行期后，油田周边地区土地利用格局的变化，无疑会改变该区域自然系统的生产力。由于草地自然生态系统面积缩小，导致自然系统生产力降低，但通过植被恢复等措施，同时大力开展水土流失防治与治理等生态工程建设，这些都会增加自然系统的生产力。

本项目总占地面积 33.65hm^2，其中永久占地 5.90hm^2、临时占地 27.75hm^2。工程永久占地将造成 6.91hm^2 的草地损失，根据植物情况现状调查，评价区域地上鲜生物量按照 7.35t/hm^2 计算，则工程永久占地损失地上鲜生物量 50.79t；工程临时占地将干扰和破坏影响范围内的植物生长，影响区域内植被群落的高度和密度，降低了区域植被覆盖度。

为了减少对植被的影响破坏，在施工过程中要注意保护植被，减少占地，同时，按照植被补偿的原则，在区域内尽快恢复同样草地面积的植被。

2、对生态系统结构的影响

宝勒根陶海油田建设形成了新的人工生态系统，本项目投入建设后对生态环境的影响主要表现为，开挖面未得到完全恢复时，导致地表植被覆盖度降低，植被生物量损失，植被结构不稳定。

采取植被恢复措施可以增加油田开采区的草地覆盖率。在种植初期进行土地平整会使土壤疏松，易于发生土壤侵蚀，但这种影响是短暂的，随着人工种植植物的发育生长

和植被覆盖度的提高，会使采油区的植物生存环境逐渐变好，形成一个新的生态系统。

5.1.5.5 事故状态对植被的影响分析

油田突发性事故主要为原油储罐发生的泄漏事故。如果发生原油储存设施破裂，原油将在土层中扩散，致使土壤被污染，生长在其中的植物根系也将被石油类附着，影响根系对水及养分的吸收，土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡。项目在建设运营过程中应加强管理，经常注意巡线，及时发现并加以处理，则不会对环境造成大的污染。

5.2 运营期环境影响预测与评价

5.2.1 大气环境影响预测与评价

5.2.1.1 地面气象历史资料

1、资料来源

本次评价大气环境影响评价等级为二级，地面气象历史资料来源于镶黄旗气象站，地理坐标：东经 113°49″、北纬 42°14″，海拔高度为 1343m。该气象观测站为一般站，为距离本项目最近的气象观测站，与本项目处于同一气候带，因此可以使用该气象观测站资料。

地面污染气象资料利用镶黄旗气象站近 20 年主要气候统计资料，包括：年平均风速和风向频率、最大风速与月平均风速、年平均气温、极端气温与月平均气温、年平均相对湿度、年均降水量、降水量极值、日照小时数等。镶黄旗气象站近 20 年逐日、逐次的常规气象观测资料，项目包括：时间（年、月、日、时）、风向（以角度或 16 个方位表示）、风速、干球温度、低云量、总云量。

2、气候特征

项目区属中温带半干旱大陆性季风气候，镶黄旗气象站近20年统计资料，多年平均气温3.0℃，年最高气温35℃，最低气温-34.5℃；年降水量240.19~378.42mm，多年平均降水量261mm，多集中于6～8月份；多年平均蒸发量2250mm，≥10℃有效积温2350℃，平均风速5.0m/s，最大风速为28m/s，主导风向为NW；每年10月份至翌年5月份为冰冻期，最大冻土深度1.9m，无霜期125d。项目区土壤主要为栗钙土，植被为典型草原植被，植被盖度为30%左右。

镶黄旗近 20 年主要气象要素统计结果见表 5.2-1，镶黄旗近 20 年各温度及风速见表 5.2-2，各风向玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-1　　镶黄旗近 20 年气象资料

年份	降水量	平均相对湿度	日照时数	极端最高气温	极端最低气温	平均气压	极端最高气压	极端最低气压	平均气温	平均风速	最大风速
1993	384.5	61	2923.1	31.9	-24.4	850.5	864.4	833.8	2.8	3.5	18
1994	249.6	57	3045.5	29.7	-29.2	850.8	864.8	832.1	2.7	3.7	20
1995	280.6	57	3066.6	30.5	-26	850.4	865.7	835.7	3.8	3.6	16
1996	402.7	57	2891.4	32.1	-24	850.3	864.8	837	3	3.6	16
1997	275	56	2998.6	30.1	-25.2	850.2	866.9	829.7	2.6	3.9	15.7
1998	273.4	53	3105.4	33.6	-26	850.8	864.6	836.7	4	3.4	15.3
1999	358.5	57	2771.6	31.9	-29.4	849.9	865	832.9	4.6	3.5	15
2000	437.9	57	2997.2	32.6	-26.4	850.2	864.6	834.9	4.2	3.2	14
2001	301	59	2892.1	33.6	-28.3	849.9	867.6	837	3	3.1	15.3
2002	282.5	58	3042.1	32	-30.2	850	864.5	833.4	3.8	3.1	14.7
2003	303.8	59	2788.3	33.5	-26.1	850.1	863.2	831.5	3.9	3.2	16
2004	481.4	67	2789.3	29.4	-29.5	850.5	864.2	835.8	3.1	2.9	13
2005	348.5	59	2889.4	30.5	-30.2	850.4	871.3	831.2	3.9	3	15
2006	220.3	52	2971.2	36.4	-26.6	850.1	866.1	833.1	3.1	3.3	16
2007	209.6	54	2654.7	30.4	-30.2	849.8	864.7	831.6	4	3.1	13.6
2008	187.3	53	2884.7	33.4	-23.8	850.4	863.6	833.4	4.7	2.9	15
2009	337.6	54	2655.6	33.3	-30.9	850.2	864.3	835.3	3.3	3.3	13.8
2010	180.8	48	2744.5	34.6	-29.7	849.6	868.3	832.7	3.8	3.4	15.3
2011	410.1	58	2738.1	36.5	-30.5	849.2	866.2	831.3	3	3.6	14.4
2012	222.1	54	2986.6	31.9	-26.3	850.7	865	831.8	3.1	3.1	14.8

表 5.2-2　　年均风速的月变化情况

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
风速/（m/s）	3.455	3.385	3.81	4.1	3.885	3.035	2.545	2.31	2.67	3.145	3.57	3.82
温度/℃	-15.08	-10.27	-3.79	5.045	12.155	17.575	19.81	17.91	12.475	4.14	-5.205	-12.55

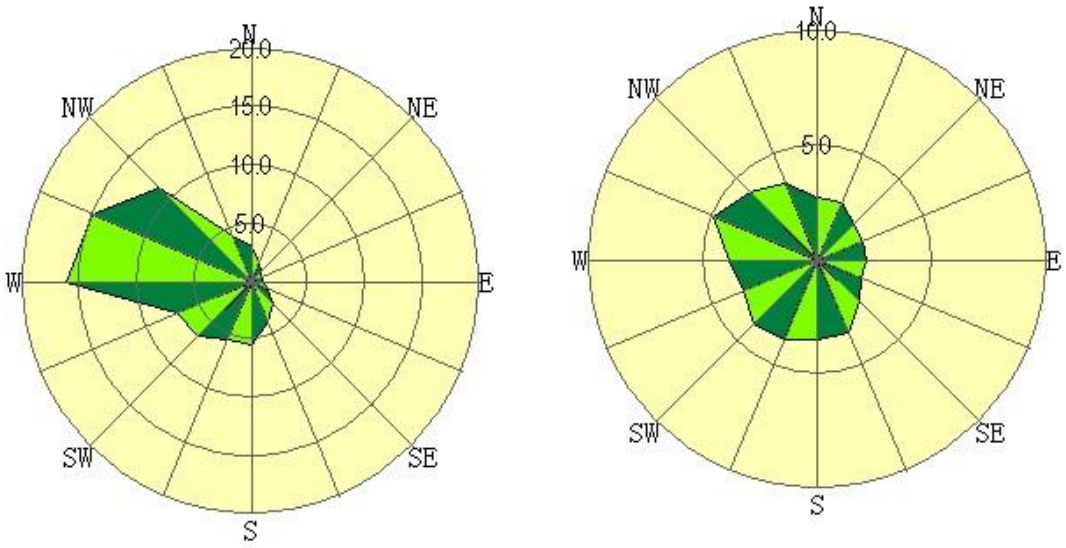


图 5.2-1　　镶黄旗近 20 年平均风向、风速玫瑰图

3、常规气象资料分析

根据镶黄旗气象站近 20 年气象数据对当地的温度、风速、风向风频进行统计。

（1）温度

当地年平均气温月变化情况见表 5.2-3，年平均气温月变化曲线见图 5.2-2。从年平均气温月变化资料中可以看出镶黄旗 7 月份平均气温最高（24.0℃），1 月份气温平均最低（-13.5℃）。

表 5.2-3　　年平均温度的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度（0C）	-17.1	-9.0	-4.6	4.4	10.3	18.3	19.1	19.8	11.1	5.4	-3.9	-13.2

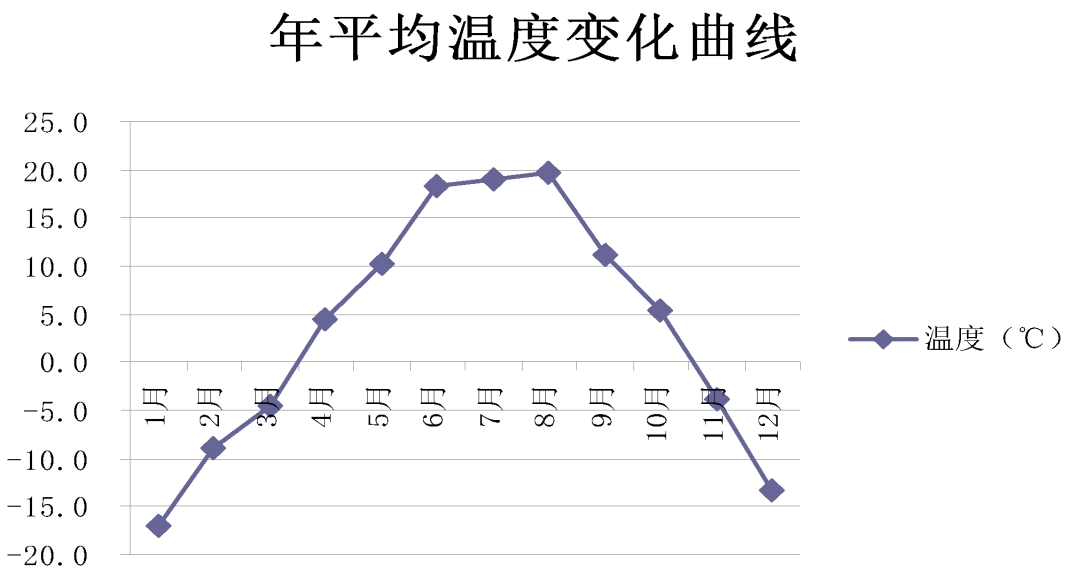


图 5.2-2　　年平均气温月变化曲线

（2）风速

月平均风速随月份的变化和季小时平均风速的日变化情况分别见表 5.2-4 和表 5.2-5，月平均风速、各季小时的平均风速变化曲线见图 5.2-3 和图 5.2-4。

表 5.2-4　　年平均风速的月变化

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
风速（m/s）	3.7	2.9	4.3	3.7	4.8	2.9	2.7	2.6	2.5	2.5	2.7	3.2

表 5.2-5　　季小时平均风速的日变化

小时（h） 风速（m/s）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	3.3	3.4	3.3	3.4	3.5	3.6	3.9	4.2	4.5	5.0	5.5	5.5
夏季	2.3	2.4	2.1	1.9	2.0	2.0	2.3	2.8	2.8	3.0	3.4	3.3
秋季	1.9	2.0	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.5	3.1	3.8	3.7
冬季	3.0	2.9	2.8	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6	2.9	3.3	3.9	3.8
小时（h） 风速（m/s）	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
春季	5.7	6.0	5.6	5.4	5.4	4.6	4.0	3.6	3.4	3.3	3.4	3.3
夏季	3.4	3.7	3.4	3.5	3.8	3.1	2.7	2.5	2.4	2.4	2.5	2.4
秋季	3.7	3.8	3.4	3.1	3.0	2.6	2.3	2.2	2.1	2.1	2.2	2.0
冬季	4.1	4.5	4.1	3.7	3.5	3.3	3.2	3.2	3.2	3.2	3.3	3.1

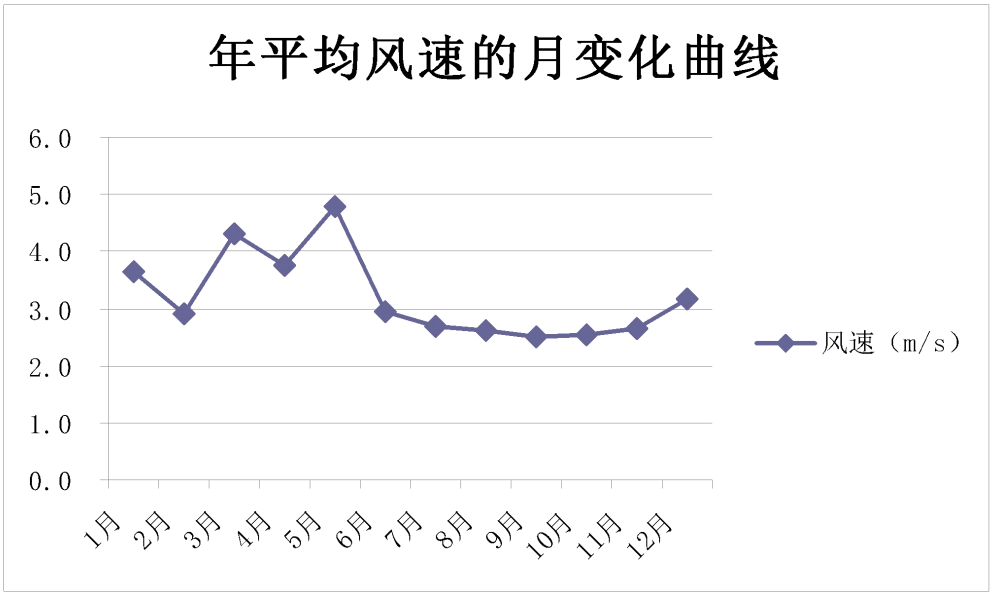


图 5.2-3　　月平均风速变化曲线

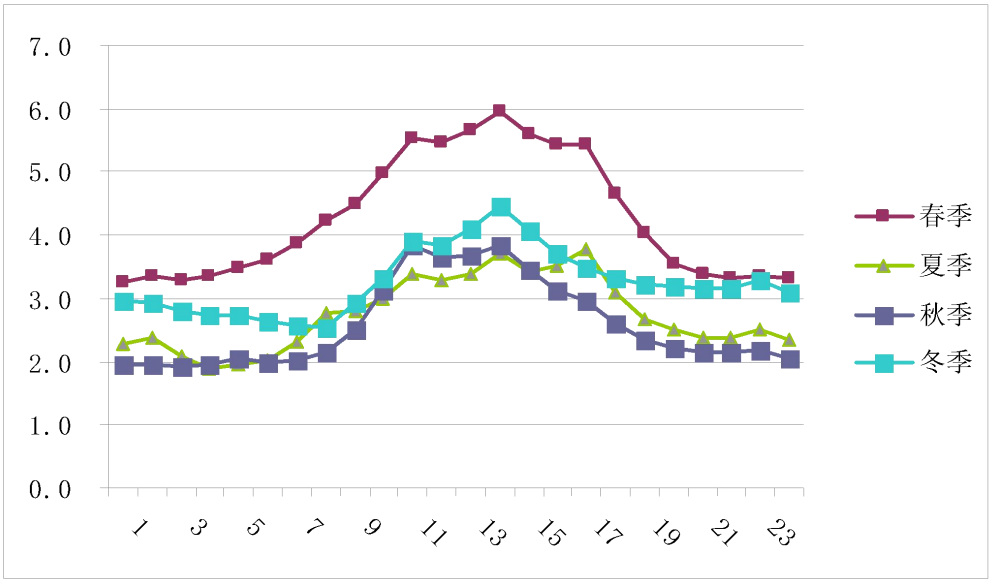


图 5.2-4　　各季小时月平均风速变化曲线

从月平均风速统计资料中可以看出镶黄旗 5 月份平均风速最高（4.8m/s），9 月份与十月份平均风速最低（2.5m/s），全年平均风速为 3.1 m/s。

从各季小时月平均风速统计资料中可以看出，镶黄旗风速在春季最高，秋季风速最低，一天内 14：00 的平均风速最高。

（3）风向、风频

每月、各季及长期平均各向风频变化情况见表 5.2-6 和表 5.2-7。

表 5.2-6　　年均风频的月变化情况

风向 风频	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	0.5	0.7	0.1	0.8	0.9	1.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.5	1.3	16.0	44.5	26.7	1.7	4.3
二月	3.9	1.9	1.0	1.3	1.8	1.2	4.5	2.5	4.5	5.2	7.9	5.7	12.5	12.2	15.9	11.6	6.4
三月	2.8	1.3	0.8	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	1.5	2.6	7.3	18.3	25.5	23.5	14.0	1.7
四月	8.2	6.9	1.9	3.3	1.0	0.4	0.7	2.8	3.6	2.8	2.4	6.0	17.8	16.0	15.4	9.3	1.5
五月	2.6	1.5	0.4	0.0	0.0	0.1	0.8	2.7	6.6	5.6	6.9	10.6	19.6	18.7	14.4	9.0	0.5
六月	6.4	5.4	2.1	2.2	2.6	1.7	3.1	5.3	8.1	10.4	7.1	7.8	14.9	6.0	6.7	8.9	1.5
七月	4.8	2.7	1.5	4.4	1.5	2.7	7.1	6.3	7.0	5.8	6.9	8.5	15.5	13.2	8.2	3.1	0.9
八月	4.4	5.6	1.7	0.7	1.3	2.7	7.9	9.7	20.0	10.3	5.0	3.5	5.8	4.7	6.7	7.4	2.4
九月	10.3	2.2	0.7	1.1	0.7	1.5	3.1	2.4	7.9	6.9	6.4	4.2	12.6	10.0	15.8	11.4	2.8
十月	3.8	2.0	1.7	0.3	0.9	3.1	1.6	2.8	7.0	9.9	9.4	4.8	16.3	13.0	12.5	6.3	4.4
十一月	3.2	0.1	0.8	1.9	4.6	1.0	2.1	3.1	3.3	4.7	7.2	4.3	22.6	18.9	10.8	5.1	6.1
十二月	0.8	0.4	0.4	0.0	0.4	2.2	0.1	0.7	1.1	2.6	5.5	5.4	22.8	39.0	11.6	1.3	5.8

表 5.2-7　　年均风频的季变化及年均风频

风向 风频	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C

春	4.5	3.2	1.0	1.2	0.4	0.2	0.5	1.8	3.4	3.3	3.9	8.0	18.6	20.1	17.8	10.8	1.3
夏	5.2	4.6	1.8	2.4	1.8	2.4	6.1	7.1	11.7	8.8	6.3	6.6	12.0	8.0	7.2	6.4	1.6
秋	5.7	1.5	1.1	1.1	2.1	1.9	2.2	2.7	6.1	7.2	7.7	4.4	17.2	14.0	13.0	7.6	4.4
冬	1.7	1.0	0.5	0.7	1.0	1.5	1.5	1.1	1.8	2.5	4.5	4.1	17.3	32.5	18.1	4.7	5.5
全年	4.3	2.6	1.1	1.4	1.3	1.5	2.6	3.2	5.8	5.5	5.6	5.8	16.2	18.6	14.0	7.4	3.2

由年均风频的月变化和统计资料可以看出，该地区的年主导风向主要为偏南风和西北风。年均及四季风频玫瑰图见图 5.2-5。

（4）主导风向

根据镶黄旗近 20 年年平均各风向频率统计结果可以看出，该区域最大的风向角（WNW）4.7°到 44.5°之间和（WNW）其他风向之间的夹角风频之和均＜30%。因此，该区域主导风向为西北西。

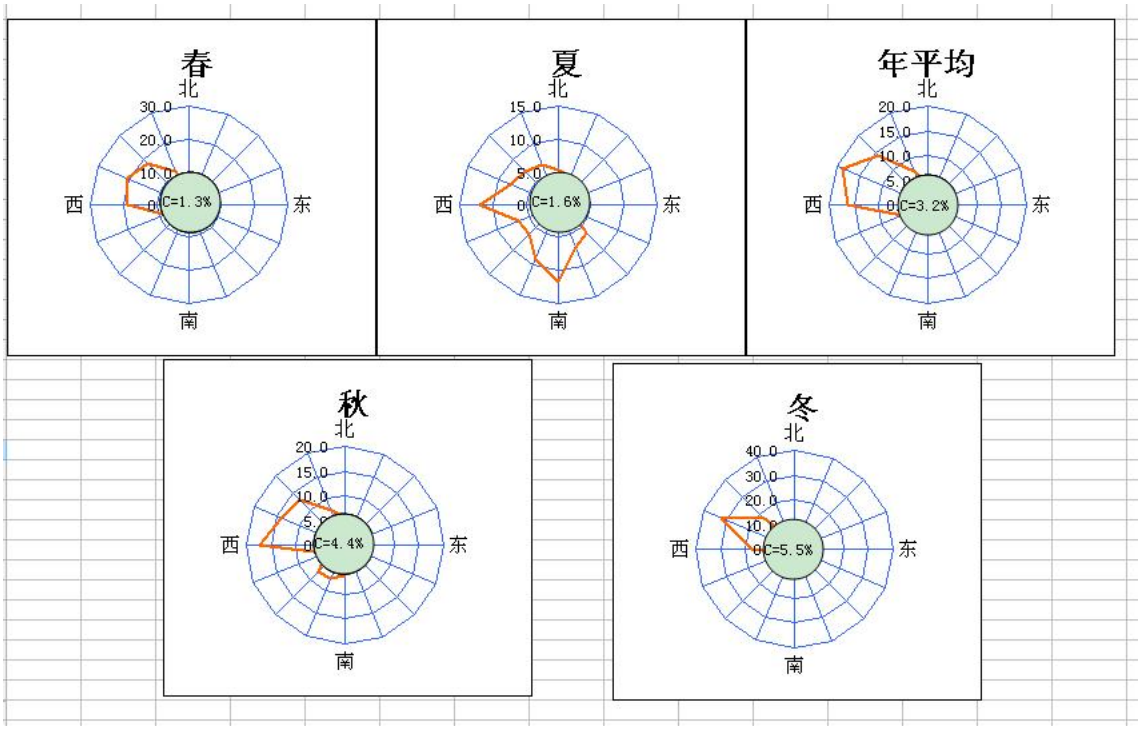


图 5.2-5　　年均及四季风频玫瑰图

5.2.1.2 大气环境影响预测与评价

（1）估算模式预测

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中要求，采用推荐的 AERSCREEN 估算模型对项目大气评价工作进行分级。本项目估算模式参数见表 5.2-8。

表 5.2-8　估算模型预测参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		36.5
最低环境温度		-35.9
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

（2）污染源参数

项目运行期在原油开采与集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自各井场内采油设施的阀门、泵等设备动静密封点、储油罐呼吸阀以及修井等井下作业环节。选取单井井场作为主要排放面源进行预测，其排放参数按表 5.2-9。

表 5.2-9　主要废气污染源参数一览表（矩形面源）

名称	面源起点坐标		面源海拔高度（m）	面源长度（m）	面源宽度（m）	面源有效排放高度（m）	与正北向夹角（°）	年排放小时数	排放工况	污染物排放速率（kg/h）	
	经度	纬度									
单井井场	114.2 82171	42.46 6257	1214	43.33	30.00	6	81.64	8760h	正常	NMHC	0.027

（3）估算模式预测结果

本次评价采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的估算模式，计算矩形面源非甲烷总烃下风向轴线浓度，并计算相应浓度占标率，计算结果见 5.2-10。

表 5.2-10　非甲烷总烃无组织面源预测结果

下风向距离	矩形面源	
	NMHC 浓度(μg/m³)	NMHC 占标率(%)
1.0	20.708	1.035
25.0	40.401	2.020
50.0	41.583	2.079
75.0	40.641	2.032
100.0	32.784	1.639
125.0	26.333	1.317
150.0	23.594	1.180
175.0	22.597	1.130
200.0	21.660	1.083

225.0	20.782	1.039
250.0	19.958	0.998
275.0	19.287	0.964
300.0	18.694	0.935
325.0	18.142	0.907
350.0	17.620	0.881
375.0	17.112	0.856
400.0	16.631	0.832
425.0	16.175	0.809
450.0	15.742	0.787
475.0	15.331	0.767
500.0	14.940	0.747
525.0	14.562	0.728
550.0	14.195	0.710
575.0	13.846	0.692
600.0	13.513	0.676
625.0	13.195	0.660
650.0	12.888	0.644
675.0	12.595	0.630
700.0	12.312	0.616
725.0	12.039	0.602
750.0	11.778	0.589
775.0	11.528	0.576
800.0	11.287	0.564
825.0	11.055	0.553
850.0	10.832	0.542
875.0	10.685	0.534
900.0	10.471	0.524
925.0	10.264	0.513
950.0	10.065	0.503
975.0	9.872	0.494
1000.0	9.700	0.485
1025.0	9.548	0.477
1050.0	9.401	0.470
1075.0	9.257	0.463
1100.0	9.118	0.456
1125.0	8.982	0.449
1150.0	8.850	0.443
1175.0	8.721	0.436
1200.0	8.596	0.430
1225.0	8.474	0.424
1250.0	8.354	0.418
1275.0	8.238	0.412
1300.0	8.125	0.406
1304.0	8.014	0.401
1325.0	7.907	0.395
1350.0	7.801	0.390
1375.0	7.699	0.385
1400.0	7.598	0.380

1425.0	7.500	0.375
1450.0	7.404	0.370
1475.0	7.311	0.366
1500.0	7.219	0.361
1525.0	7.132	0.357
1550.0	7.051	0.353
1575.0	6.973	0.349
1600.0	6.896	0.345
1625.0	6.820	0.341
1650.0	6.746	0.337
1675.0	6.673	0.334
1700.0	6.602	0.330
1725.0	6.532	0.327
1750.0	6.463	0.323
1775.0	6.396	0.320
1800.0	6.330	0.316
1825.0	6.267	0.313
1850.0	6.206	0.310
1875.0	6.146	0.307
1900.0	6.088	0.304
1925.0	6.030	0.302
1950.0	5.974	0.299
1975.0	5.918	0.296
2000.0	5.863	0.293
2025.0	5.809	0.290
2050.0	5.756	0.288
2075.0	5.704	0.285
2100.0	5.653	0.283
2125.0	5.603	0.280
2150.0	5.553	0.278
2175.0	5.504	0.275
2200.0	5.456	0.273
2225.0	5.409	0.270
2250.0	5.362	0.268
2275.0	5.317	0.266
2300.0	5.271	0.264
2325.0	5.227	0.261
2350.0	5.183	0.259
2375.0	5.140	0.257
2400.0	5.098	0.255
2425.0	5.056	0.253
2450.0	5.014	0.251
2475.0	4.974	0.249
2500.0	4.934	0.247
下风向最大浓度	41.583	2.079
下风向最大浓度出现距离	43.0	43.0
D10%最远距离	/	/

表 5.2-9　大气污染源估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准(μg/m³)	C_{max}(μg/m³)	P_{max}(%)	$D_{10\%}$(m)
矩形面源	NMHC	2000.0	41.583	2.079	/

预测结果标明，单井井场无组织面源排放非甲烷总烃下风向最大浓度为41.583μg/m³，最大占标率 2.079%，无超标值出现，浓度的最大值出现在厂界下风向 43.0m 处。

根据现场调查，项目新建井场选址处扩散条件较好，污染物扩散条件较好，其无组织排放的烃类气体不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度在环境可接受范围之内。

（3）大气污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求“二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算”。因此，本项目不进行进一步预测与评价，项目污染物排放量情况详见表 5.2-10。

表 5.2-10　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	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m³）	
1	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	3.543
2	运输车辆发动机尾气	NOx	加强对这些运输车辆的维护和保养，尽可能的减轻尾气污染	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 新污染源无组织排放限值	0.40	0.025
		非甲烷总烃			—	0.018
无组织排放总计			NOx			0.025
			非甲烷总烃			3.561

5.2.1.3 大气环境防护距离

根据估算模型预测结果，本项目各废气污染源排放主要污染物在评价范围内未出现超标点，因此不需要设置大气环境防护距离。

5.2.1.4 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11　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□		二级☑		三级□			
	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□		边长=5km☑			
评价因子	SO_2 +NO_X 排放量	≥ 2000t/a□		500～2000t/a□		＜500t/a☑			
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3）；其他污染物（非甲烷总烃）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑			
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录 D☑		其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2021）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑			
	现状评价	达标区☑				不达标区□			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、本项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□		边长=5km□			
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%☑				C 本项目最大占标率＞100%□			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C $_{本项目}$最大占标率≤10%□			C $_{本项目}$最大占标率＞10%□			
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%☑			C $_{本项目}$最大标率＞30% □			
	非正常排 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h		C $_{非正常}$占标率≤100%□		C $_{非正常}$占标率＞100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C $_{叠加}$达标☑				C $_{叠加}$不达标□			
	区域环境质量的整体变化情况	k≤−20%☑				k＞−20%□			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：非甲烷总烃		有组织废气监测□ 无组织废气监测☑		无监测□			

	环境质量监测	监测因子：无	监测点位数：（）		无监测☑
评价结论	环境影响	可以接受☑不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（）m			
	污染源年排放量（t/a）	SO_2：（0）t/a	NO_X：（0.025）t/a	颗粒物：（0）t/a	VOC_S：（0）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.2.2 地表水环境影响预测与评价

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、洗井废水及修井废水。

（1）油田采出水

根据产建方案，项目各井区采出水通过现有的污水处理设施处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准要求后，回注地层。

（2）洗井废水

洗井是定期进行的，主要污染物有盐类、石油类、酸、碱等。对于洗井废水，全部回收进入洗井作业时配套的密闭罐车，而后拉运回现有的污水处理站进行处理后回注，不外排。

（3）修井废水

修井废水包括下泵、修井、除砂、清蜡、防蜡、堵水等工艺产生的废水。除部分残液需外排，其它均已密闭作业，修井废水随原油一起经集输系统运到集输站进行处理。

综上所述，在采取上述环保措施后，生产污水经处理后全部回注，不外排，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。

5.2.3 地下水环境影响预测与评价

5.2.3.1 区域水文地质

本项目所在地地下水的赋存条件和分布规律、补给、径流条件均受地貌、岩性、构造和气候等因素的影响和控制，只是影响程度的差异使的地下水的埋深、水量和水质有所不同。主要的含水层分四类，即第四系松散岩类孔隙水、中生界白垩系下统大磨拐河组孔隙潜水、中生界侏罗系上统玛尼图组和白音高老组碎屑岩类裂隙水和燕山期侵入岩类裂隙水，各单元水文地质特征分述如下：

（1）新生界第四系松散岩类孔隙水

广泛分布于现代河床，山间侵蚀平原及低洼地带，含水层厚度一般 3～6m，疏松，

透水性强，径流条件好，局部地段含有少量孔隙潜水，水位埋深 4.50～8.90m，涌水量小于 20m^3/d，水化学类型为 $Cl^-·SO_4^{2-}$--Na^++Ca^{2+}水，矿化度 10.0g/l，为咸水。

（2）中生界白垩系下统大磨拐河组（K_2d）弱孔隙潜水

出露零星，仅分布在大比例克及都比一带，岩性为不等粒硬砂岩、及砾岩等，岩石致密坚硬，孔隙和裂隙不发育，含水层埋深一般在 30～50m 之间，部分地段深度达 100m 以上。区域水文地质资料表明：单井涌水量小于 30m^3/d，矿区内未揭露，其赋水性不详。

（3）中生界侏罗系上统玛尼图组（J_3mn）和白音高老组（J_3b）碎屑岩类裂隙水

岩性为为安山质岩屑晶屑凝灰岩、流纹质岩屑晶屑凝灰岩夹有安山岩及流纹岩，下部为流纹斑岩、灰紫色粗面斑岩和石英斑岩组成，岩性变化不大，富水性不均一。区域水文地质资料表明，水位埋深大于 40m，涌水量为 28.34～46.91m^3/d，部分地段涌水量大于 50m^3/d，水化学类型较好。

（4）燕山期侵入岩类裂隙潜水

燕山期不同岩性的侵入岩，岩石坚硬致密，地表及近地表风化裂隙及原生节理发育，含水性中等，部分地段富水性较好，特别是断裂破碎带复合地段富水性较好，地下水位埋深在 7.51～60.91m 之间，单井最大涌水量可达 648m^3/d，水化学类型属 HCO_3-Ca·Na 型水，pH 值为 7.62。

（5）隔水层特征

第三系上新统宝格达乌拉组（N_2b），分布在低洼地区，第四系覆盖层下部，部分地段出露地表。岩性为砖红色粘土，并含少量钙质结核，泥质结构，坚硬、风干后开裂，属于区内隔水层。

在矿区内分布的各种脉岩，如花岗岩脉、石英脉和石英斑岩脉等，岩石坚硬而致密，裂隙不发育，亦起隔水作用，但脉岩厚度不大。

5.2.3.2 区域地下水的补给、径流与排泄

由于区域地下水处在地貌单元的部位的地形条件不同，地下水的补给、径流、排泄条件也有一定差异。总的趋势是：山区是地下水主要补给区，沟谷洼地是地下水的补给、径流区，河谷洼地以及地势低洼的沼泽、湖泊则是地下水的径流、排泄区。大气降水是区内地下水的主要补给来源，除部分地面蒸发外，其余部分则渗入补给地下水或形成地表径流，汇入河谷洼地和宽谷洼地中，二者在地表径流或地下径流过程中不仅补充了下游含水层，沿途又侧向补给相邻含水层，因此，河谷洼地和宽谷洼地也为地下水补给的重要来源。

（1）中低山丘陵区

区内大部分面积为中低山丘陵分布区，呈北东向延伸。山体呈尖顶状-为浑圆状，基岩裂隙水主要接受大气降水的垂直补给，渗入山区的基岩裂隙水沿裂隙带由高处向低处流动，以地下径流的方式，补给了丘间沟谷、河谷洼地及宽谷洼地孔隙潜水含水层。本区为地下水的补给区。

（2）宽谷洼地

宽谷洼地第四系孔隙潜水，主要接受大气降水的垂向渗入补给，其次还接受基岩裂隙水及河流的侧向补给，然后向下游径流，补给河谷洼地第四系孔隙潜水，少部分则以地面蒸发方式排泄到大气中。该区为本区地下水的补给径流区。

（3）河谷洼地

河谷洼地为矿区东侧一条较大的水系，贯穿南向北通过本区，地下水主要来源于大气降水及河流入渗补给，另外尚接受河谷两侧基岩裂隙水及丘间沟谷孔隙水侧向补给。排泄主要途径是地下水径流进入河谷中下游的低洼地带后，开始向湖泊（洼地）及河谷两侧的沼泽湿地内排泄，滞流在该区的地表水和地下水经水面、地面和植物叶面蒸发、蒸腾而排泄，其余部分以地表径流形式向区外排泄，该区为本区地下水的径流排泄区。

（4）人为开采

区内主要以牧业为主，当地居民人、畜饮用和饲草饲料基地小型灌溉用水开采的地下水，也是区域地下水排泄方式之一。

区域水文地质图见图 5.2-6。

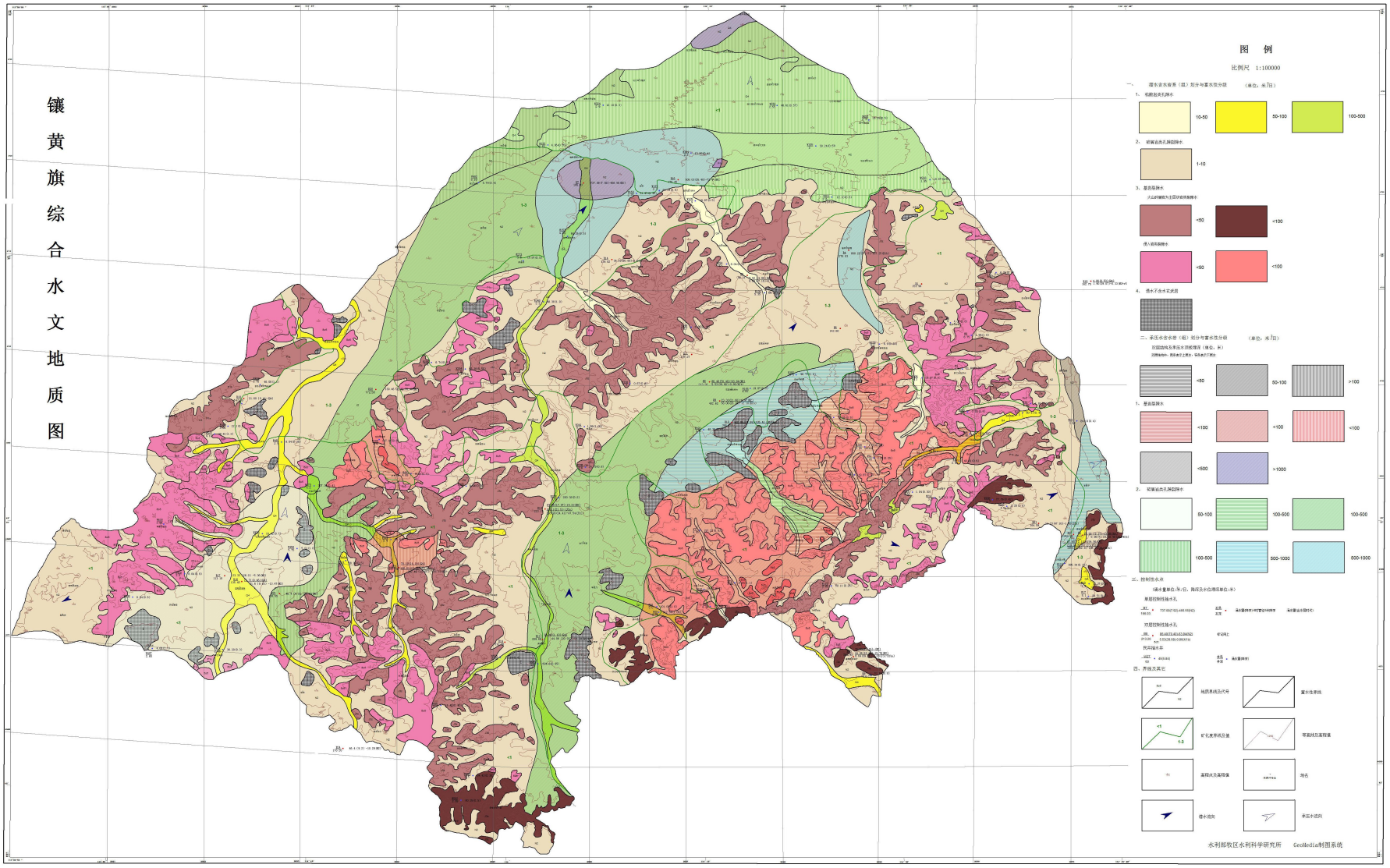


图 5.2-6 区域水文地质图

5.2.3.3 项目区水文地质条件

1、地下水类型及特征

（1）第四系松散岩类孔隙水

第四系全新统冲洪积含水层（Qh），主要分布于项目区北部沟谷低洼地带。由于沟谷较窄，泥岩裸露，不利于第四系松散物质堆积，也不利于地下水赋存，含水层厚度由20～30m 不等，水位埋深小于 5m。受地貌、气候、岩性的影响和控制，水量差异大，一般小于 10m^3/h。根据 23 号民井，水位埋深 2.20m，涌水量为 68.60m^3/d，矿化度多在1-1.5g/L，水化学类型为 HCO_3-MgCa 型水。

（2）碎屑岩类孔隙裂隙水

新近系碎屑岩类孔隙裂隙水（N_2）分布于矿区大部分区域，在巴音塔拉盆地中，含水层位于本统的下部，顶板埋深 40-70m，厚度小于 10m。含水层岩性是：在盆地东南侧的山前地带为砂砾岩，到盆地中部变为含砾粗砂岩，再往西北方向变薄变细以致歼灭。根据盆地中部的 B8 孔资料，单孔水量 63.94m^3/d，水化学类型为 CL•HCO_3-Na•Ca 型，矿化度 1-2g/L。

白垩系碎屑岩类孔隙裂隙水（K_1b）主要分布于矿区东南部，因沉积物主要来源于东南侧的基岩山区，故含水层厚度、岩性特征及其富水性，均呈现了由东南侧山前地带向西北方向有明显的横向变化规律，而纵向上则变化不大。东南侧山前地带，含水层偏于上部，顶板埋深为 52.55m，累计厚度 86.75m。根据 B_{10} 孔资料，水位埋深 8.95m，单孔涌水量 105.41m^3/d，水化学类型为 CL•SO_4-Na•Ca 型，矿化度 2.0g/L。盆地中部含水层自上而下具有分布，层数较多，厚度不稳定，单层厚度在 0.40-7.00m，累计厚度为29.07m，承压水头在地表以下，据 B_9 孔，单孔涌水量 12.10m^3/d，水化学类型为CL•SO_4-Na•Ca 型，矿化度 2.3g/L。

2、地下水补给、径流、排泄

（1）地下水的补给条件

该区域地下水主要接受大气降水直接入渗补给。大气降水在不同地段渗入补给强度各异，在地势平坦处直接入渗补给，坡面及低洼地段降水常形成地表径流或湖泊。区内降水集中在 6、7、8 三个月，5 月份为化冻期，因此，潜水位在 5 月和 8、9 月出现两次不同程度的高峰。

（2）地下水的径流条件

在巴音塔拉盆地中，地下水的径流方向与盆地地形由东南向西北、由西南向东北逐

渐倾斜的变化方向一致。上部潜水沿泥岩裂隙运移，因泥岩裂隙连通性差，加之地形平坦，故地下水径流迟缓。而承压水则是在由盆地东南侧向盆地中部径流的过程中，因含水层变薄以致歼灭、颗粒由粗转细的变化，导致地下水径流条件变差，流速变缓。

（3）地下水的排泄条件

项目区地下水主要以侧向径流、蒸发和人类开采方式排泄。地下水径流排泄，主要经过在盆地东北角的峡口及东部前二图郭勒河谷下游出口处，向北部沙漠排泄；区域内分布有城镇及牧民，供应人、畜饮用的民井分布较多，是消耗潜水的方式之一。

油田水文地质图见图 5.2-7。

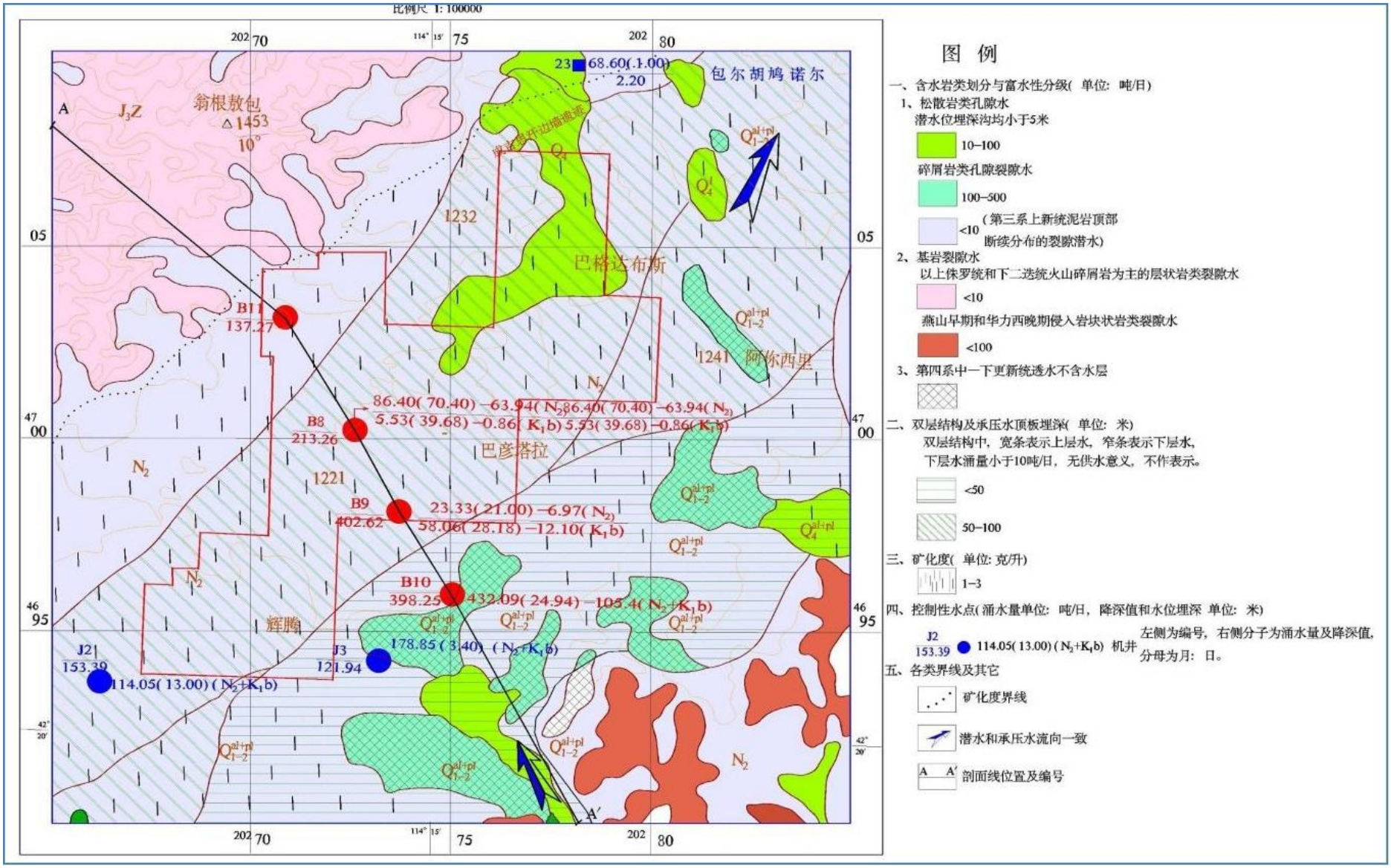


图 5.2-7　油田范围水文地质图

5.2.3.4 运营期地下水环境影响分析

1、预测原则

本项目地下水环境影响预测原则为：

（1）考虑到地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，遵循环境安全性原则，为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

（2）预测的范围、时段、内容和方法根据评价工作等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求确定，以拟建项目对地下水水质的影响及由此而产生的主要环境水文地质问题为重点。

2、模型概化范围及时段

（1）模型概化范围

根据评价区水文地质条件，模拟范围北东侧下游、南西侧上游以距项目边界 725m 为界，北西侧及南东侧侧向取水文地质边界即项目所在河谷盆地两侧地表分水岭为界。模拟范围面积 316km^2，与评价范围一致。

（2）预测时段

预测时段为非正常状况发生后 0～10a。

3、地下水污染源分析

根据工程分析，本项目为石油开采工程，通过采油井开采下白垩系油组赋存油藏，稳产后设计年产油量 2.85×10^{4}t/a。项目运气过程中，采油工业场地（安装抽油机、油气分离器、储油罐和污水罐等）为石油开采主体工程。石油开采后通过输油管线、集输站和储油罐进行储运，本项目 13 口油井采用输油管线，其中华明公司 10 口油井由输油管线直接输到自有油水分离站，鑫垠公司 3 口井经输油管线直接输到自有集输站；13 口油井采油直接输到储油罐，由拉油车拉运至鑫垠公司集输站。

因此本项目对地下水环境影响风险较大的包括：本次新建的 26 口采油井、依托的华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站。本次环评将重点针对以上区域进行地下水影响预测：

正常状况下：根据本项目原有环评及竣工环保验收报告，以上区域均按照环评要求及项目涉及采取了防渗、防溢措施，且正常运行状况对地下水环境较小，将不作为预测重点。

非正常状态下，本项目运行状况设计如下：

（1）采油井：包括油井平台、抽油机、围栏、油罐、污水罐等。抽油机运行时仅可能存在少量废水跑冒滴漏，无持续性地下水污染源及下渗所需水力条件；油罐和污水罐考虑其因生产设备老化及腐蚀等因素影响，储罐连接管路、阀门发生破损或滑落，生产溶液发生泄漏。安全起鉴，各储罐考虑单个储罐发生管路破损。根据相关文献调查，管道破损后，关闭输送管道手动阀响应时间一般为 15min，本次假设管道泄漏时间按 15min 考虑，泄露污染物参考入渗系数按 5%考虑下渗进入地下水系统，剩余物料均通过围堰及导流沟进行收集。

（2）华明公司油水分离站：站内设置储罐、油水分离器等。油水分离器等设备多为一体化设施，运行时仅可能存在少量废水跑冒滴漏，无持续性地下水污染源及下渗所需水力条件；储罐考虑其因生产设备老化及腐蚀等因素影响，储罐连接管路、阀门发生破损或滑落，生产溶液发生泄漏。安全起鉴，各储罐考虑单个储罐发生管路破损。根据相关文献调，管道破损后，关闭输送管道手动阀响应时间一般为 15min，本次假设管道泄漏时间按 15min 考虑，泄露污染物参考入渗系数按 5%考虑下渗进入地下水系统，剩余物料均通过围堰及导流沟进行收集。

（3）鑫垠公司集输站：站内设置储油罐、三相分离器等。三相分离器等设备多为一体化设施，运行时仅可能存在少量废水跑冒滴漏，无持续性地下水污染源及下渗所需水力条件；储油罐考虑其因生产设备老化及腐蚀等因素影响，储罐连接管路、阀门发生破损或滑落，生产溶液发生泄漏。安全起鉴，各储罐考虑单个储罐发生管路破损。根据相关文献调，管道破损后，关闭输送管道手动阀响应时间一般为 15min，本次假设管道泄漏时间按 15min 考虑，泄露污染物参考入渗系数按 5%考虑下渗进入地下水系统，剩余物料均通过围堰及导流沟进行收集。

4、地下水污染源强计算

（1）污染源强分析

罐体计算方法：

非正常状况，罐体管道生产溶液泄露量采用流体伯努利方程：

$$Q_V = VAT \qquad (5\text{-}1)$$

$$gh = \frac{1}{2}V^2 + \frac{1}{2}(\xi_1 + \xi_2)V^2 \qquad (5\text{-}2)$$

式中：Q_V——总泄体积，m^3

T—泄漏时间，900s；

A—泄漏管面积；

g—重力加速度（9.8m²/s）；

Q_L—液体泄漏速度，kg/s；

h—罐液体高度

ξ_1、ξ_2—局部水头损失（ξ1+ξ2=1.5）；

V—泄漏速度（m/s）；

（2）源强分析结果：

本项目油罐和污水罐均为 30m³ 标准储罐，即直径为 2.65m，长度 5.442m，接管尺寸为 20～100mm（进料口 DN40、放空口 DN20、出料口 DN80、放净口 DN100）。根据计算，单个储罐生产溶液下渗量为 1.61m³。

表 5.2-12　　罐体非正常状况下渗量计算

构筑物	罐体最高水头（m）	泄露速度 V（m/s）	泄露时间 t（s）	管道型号	总泄露量（m³）	下渗量（m³）
油罐	2.65	4.558	900	DN100	32.20	1.61
污水罐	2.65	4.558	900	DN100	32.20	1.61

（3）污染因子及浓度分析

本项目对地下水环境影响风险较大的污染源包括：采油井（油罐、污水罐）、依托的华明公司油水分离站（油罐）、鑫垠公司集输站（油罐）。

其中，采油井油罐储存的为采出液、污水罐储存废水；安全角度考虑，采出液（新建井初期含水率约 30%，随着开采时间的延长，含水率不断提高达到 50%），安全起鉴含水率按 30%计算，则折合石油下渗量为 968kg；废水石油类为 1000～3000mg/L，则折合石油下渗量为 4.83kg。

华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站内的储罐主要储罐原油，则折合石油下渗量为 1304kg。

因本项目 26 口采油井场地平面布置相同、设备相同且处于同一水文地质单元，其污染模式接近，本次选择距保护目标较近的巴丰 6 作为典型采油井，预测采油井非正常运行状况对地下水环境的影响程度及范围，其余采油井地下水环境影响特征类比巴丰 6 预测结果。此外，分别对华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站进行预测分析。

5、地下水环境影响预测与评价

（1）正常状况

本项目采油井、华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站等均已采取相应的防渗措施，正常运行状况下，废水下渗量极小，本报告不进行重点预测。

（2）非正常状况

1）预测方法

基于资料收集和现场调查，分析并掌握项目区的环境和水文地质特征，建立地下水流动的污染物迁移的数学模型，根据工程分析确定各状况下的污染源强及预测参数，建立以 Visual MODFLOW 数值计算的水量和水质预测模型，针对本项目运行期非正常状况可能对地下水环境产生的影响进行预测。

2）地下水流场数值模拟

①数学模型

地下水流模拟采用分块均质、各向同性、非稳定三维分布参数地下水流数学模型，其数学表达形式如下：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial}{\partial x}\left(k_{xx}\dfrac{\partial H}{\partial x}\right)+\dfrac{\partial}{\partial y}\left(k_{yy}\dfrac{\partial H}{\partial y}\right)+\dfrac{\partial}{\partial z}\left(k_{zz}\dfrac{\partial H}{\partial z}\right)+w=\mu_s\dfrac{\partial H}{\partial t} & (x,y,z)\in\Omega,t>0 \\ H(x,y,z,t)\big|_{t=0}=H_0(x,y,z) & (x,y,z)\in\Omega \\ H(x,y,z,t)\big|_{s_1}=H_1(x,y,z) & (x,y,z)\in S_1,t>0 \\ k_n\dfrac{\partial H}{\partial n}\Big|_{s_2}=q(x,y,z,t) & (x,y,z)\in S_2,t>0 \end{cases}$$

式中：

H（x，y，z，t）表示模拟区任一点（x，y，z）任一时刻 t 的水头值（m）；

Ω表示地下水渗流区域；

S_1 为模型的第一类边界；

S_2 为模型的第二类边界；

K_{xx},K_{yy},K_{zz} 分别表示 x，y，z 主方向的渗透系数（m/d）。

w 表示源汇项，包括降水入渗补给、蒸发、井的抽水量和泉的排泄量（d^{-1}）；

μ_s 表示单位弹性释水系数（1/m）；

H_0（x，y，z）表示初始地下水水头函数（m）；

H_1（x，y，z）为第一类边界已知地下水水头函数（m）；

Q（x，y，z，t）为第二类边界已知单位面积流量或单宽流量函数（$m^3/d·m^2$），零流量边界或隔水边界 q=0。

②预测软件

MODFLOW 是 Visual MODFLOW 软件中的模块之一，它是美国地质调查局于 80 年代开发出的一套专门用于地下水流动的三维有限差分数值模拟软件。MODFLOW 自问世以来，由于其程序结构的模块化、离散方法的简单化和求解方法的多样化等优点，已被广泛用来模拟井流、河流、排泄、蒸发和补给对非均质和复杂边界条件的水流系统的影响。本次数值模拟计算采用 Visual MODFLOW 中的 MODFLOW 模块模拟项目所在区域地下水流场。

③地下水概念模型的概化、离散及边界条件设置

概念模型的建立主要包括模拟区域的划定及概化、边界条件的确定及水文地质参数的赋值。

本项目位于内蒙古高原北部，科左中旗位于松辽平原向内蒙古高原过渡地带，为低山丘陵地貌，北西及南东两侧为丘陵分布区，中部为沟谷盆地贯穿而过，地下水类型以碎屑岩孔隙裂隙水为主。模拟区地下水补给来源以大气降水为主，地下水接受补给后于含水层中赋存、运移，受地形控制，以北西及南东两侧山区向中部沟谷盆地径流，整体受沟谷发育方向影响，地下水由山区向沟谷汇集后向北东向径流，项目区地下水由南西～北东径流。

模拟区以东～西方向作为模型的 x 轴方向，长度 25000m，每 250m 划分一个网格；南～北方向作为模型的 y 轴方向，宽 25000m，每 250m 划分一个网格；垂直于 xy 平面向上为模型的 z 轴正方向，模拟范围 1000～1500m，垂向上概化为 2 层（图 2）。

模型边界设置：模拟区南西侧为地下水流入边界，北东侧为地下水流出边界；模拟区北西侧和南东侧山脊处为项目区所属水文地质单元边界，设置为零流量边界；内部网格为计算单元格，零流量边界之外为无效单元格。

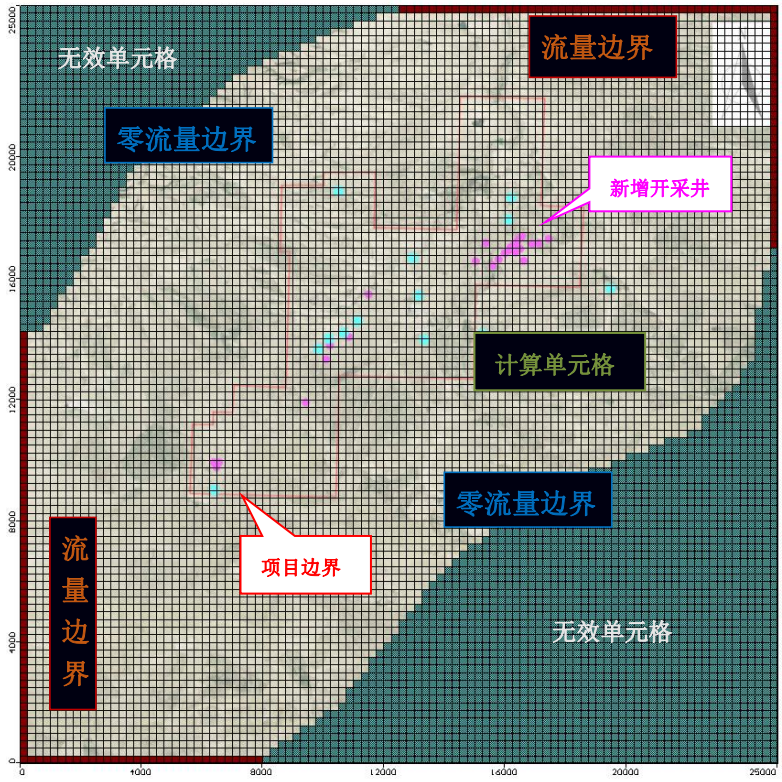


图 5.2-8　模型边界设置

④模型参数赋值

渗透系数：根据本项目水文地质勘探结果、岩土工程勘察报告、区域水文地质资料及水文地质参数的经验取值，模型在垂向上概化为 2 层。

第一层概化为新近系碎屑岩强～中风化裂隙带分布区。

第二层概化为碎屑岩弱风化裂隙带分布区。

表 5.2-13　本次模型参数取值

分层	分区	Kx,Ky（cm/s）	Kz（cm/s）
第一层	新近系碎屑岩强～中风化裂隙带分布区	1.15×10^{-3}	2.3×10^{-4}
第二层	碎屑岩弱风化裂隙带分布区	1.2×10^{-4}	2.4×10^{-5}

给水度：根据区域水文地质资料及模型参数经验取值（表 3），模拟区新近系碎屑岩含水层给水度设置为 20%。

表 5.2-14　给水度经验数据《水文地质手册》

沉积物	给水度/%	沉积岩	给水度/%	结晶岩	给水度/%
砾石（粗）	24～36	砂岩	5～30	有裂隙的结晶岩	0～10
砾石（细）	25～38	泥岩	21～41	致密的结晶岩	0～5
砂（粗）	31～46	灰岩，白云岩	0～20	玄武岩	3～35
砂（细）	26～53	岩溶灰岩	5～50	风化的花岗岩	34～57

淤泥	34～61	页岩	0～10	风化的辉长岩	42～45
黏土	34～60	-	-	-	-

补给量：根据区域水文地质资料，本项目区内年平均降雨量为 267.9 mm/a；根据降雨入渗系数经验取值（表 4）。模拟区碎屑岩降雨入渗系数取 0.05，降雨补给量设置为 13.4 mm/a。

表 5.2-15　降雨入渗系数经验数据成果表

含水介质	λ	含水介质	λ
粉质粘土	0.01～0.02	较完整岩石	0.10～0.15
粉土	0.02～0.05	较破碎岩石	0.15～0.18
粉砂	0.05～0.08	破碎岩石	0.18～0.20
细砂	0.08～0.12	极破碎岩石	0.20～0.25
中砂	0.12～0.18	岩溶微弱发育	0.01～0.10
粗砂	0.18～0.24	岩溶弱发育	0.10～0.15
圆砾（夹砂）	0.24～0.30	岩溶中等发育	0.15～0.20
卵石（夹砂）	0.30～0.35	岩溶强烈发育	0.20～0.50
完整岩石	0.01～0.10	-	-

弥散系数：根据文献资料（Gelhar，1992）弥散系数受观测尺度影响较大，纵向弥散度高可靠性区域主要集中于 10^0～10^1（图 3）量级，弥散系数与弥散度、渗流速度成正比。依据《地下水污染物迁移模拟技术规范》（建议稿），孔隙介质弥散度取值介于 3.0～61.0m，裂隙介质弥散度介于 0.5～38.1m。

根据渗流场模拟结果，碎屑岩裂隙含水层渗流速度为 0.025m/d，弥散度取 20m，弥散系数为 0.5m^2/d。

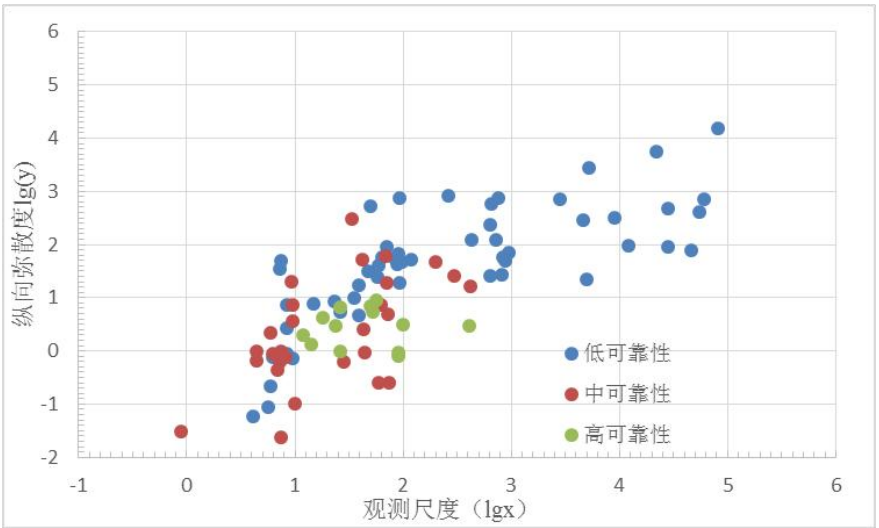


图 5.2-9　纵向弥散度对观测测度、数据根据可靠性分类：弥散系数=弥散度*渗流速度

⑤初始渗流场模拟结果及校验

按照前述建立的数值模型、边界条件和计算参数，以稳定流模型运行得到的流场作为初始渗流场，见图 5.2-10。根据模拟结果，模拟水位与水文地质勘测水位及项目区水井实测水位基本吻合，地下水水位符合北西侧及南东侧丘陵山区水位埋深较大、中部沟谷盆地区域水位埋深较浅的特点，与本项目所在区域水文地质条件基本相符。所建立的模拟模型基本达到模型精度要求，符合项目区水文地质条件。

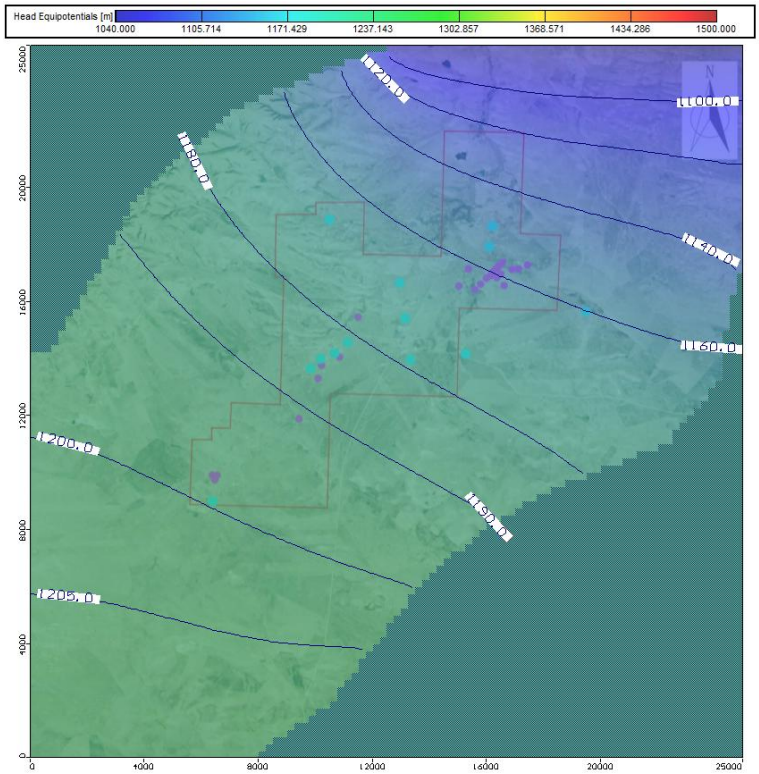


图 5.2-10　初始渗流场模拟结果（单位：m）

3）污染物迁移模拟

①数学模型

一般情形下的溶质运移可通过如下数学模型刻画：

$$\frac{\partial C}{\partial t}=D_{xx}\frac{\partial^2 C}{\partial x^2}+D_{yy}\frac{\partial^2 C}{\partial y^2}+D_{+zz}\frac{\partial^2 C}{\partial z^2}-u_x\frac{\partial C}{\partial x}-u_y\frac{\partial C}{\partial y}-u_z\frac{\partial C}{\partial z}+f$$

$$C(x,y,z,0)=C_0(x,y,z) \qquad (x,y,z)\in\Omega, t=0$$

$$C(x,y,z,t)\big|_{\Gamma_1}=C_1(x,y,z,t) \qquad (x,y,z)\in\Gamma_1, t>0$$

$$(c\vec{v}-Dgradc)\cdot\vec{n}\big|_{\Gamma_2}=\varphi(x,y,z,t) \qquad (x,y,z)\in\Gamma_2, t\geq 0$$

上式中，右端前三项为弥散项，后三项为对流项，最后为由于化学反应或吸附降解所产生的溶质增量；C 为溶质浓度；C_0 为初始浓度；Ω为溶质运移扩散的区域，与渗流

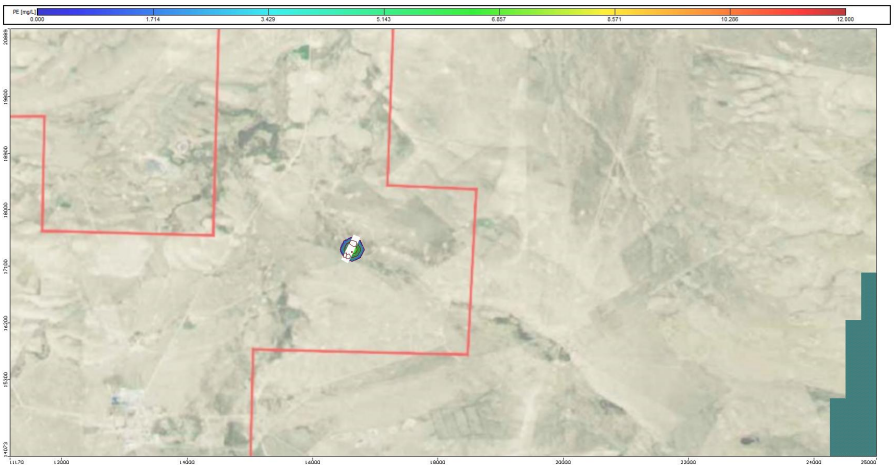
区同域；Γ_1为第一类边界即浓度已知边界；Γ_2为第二类边界即溶质通量边界；C1 为边界上已知浓度；φ为边界溶质通量；$\vec{v}$为渗流速度，gradc 为浓度梯度；D_{xx}，D_{yy}， D_{zz}分别为 x,y,z 三个主方向的弥散系数。

②预测软件

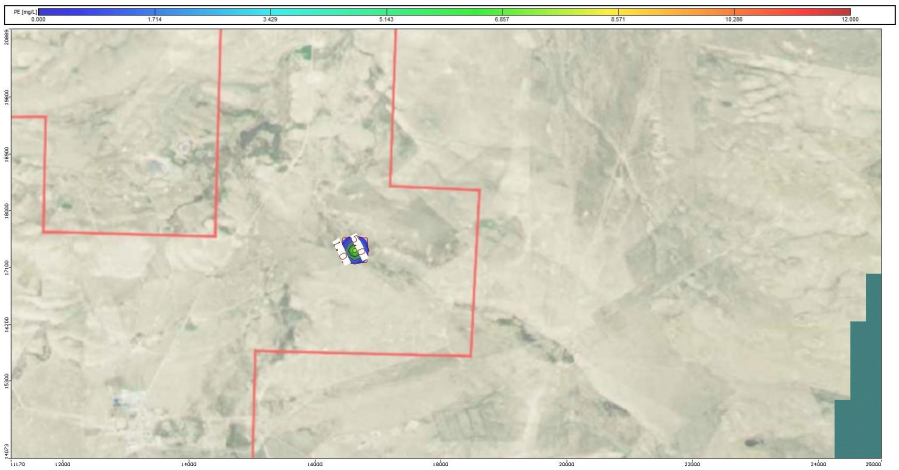
MT3DMS 模块是 Visual MODFLOW 软件中的模块之一，它是模拟地下水系统中对流、弥散和化学反应的三维溶质运移模型。在利用 MODFLOW 模块模拟计算评价区地下水的流场后，采用 Visual MODFLOW 中的 MT3DMS 预测本项目非正常状况下污染物的运移特征及浓度变化趋势。

③预测结果

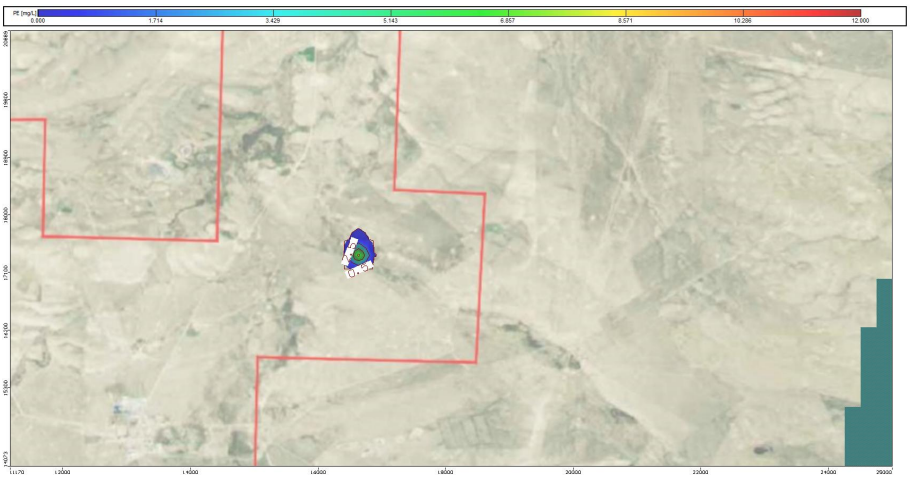
以前述运行模拟的初始渗流场作为溶质运移流场模拟本项目非正常运行状态下地下水污染情况，采油井巴丰 6 井、华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站的模拟结分别见下图（为清楚展现各模拟区域污染情况及其变化趋势，对模型范围进行放大出图展示）。



100d

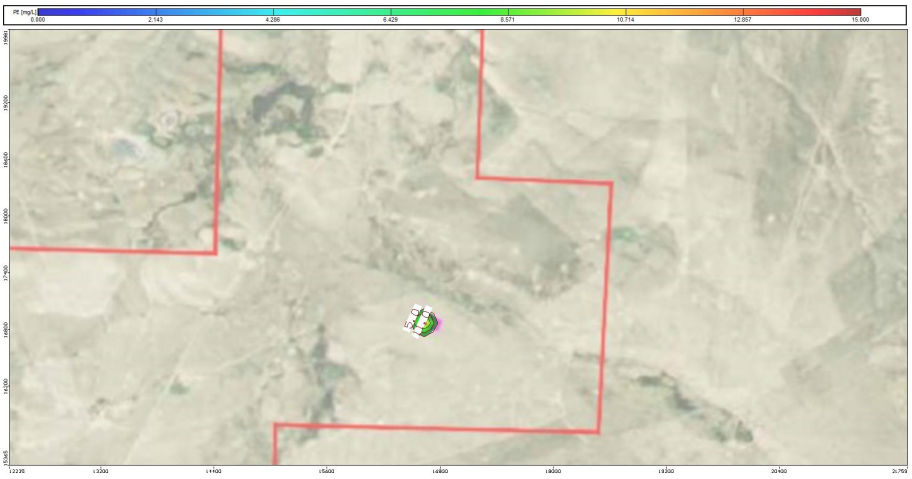


365d

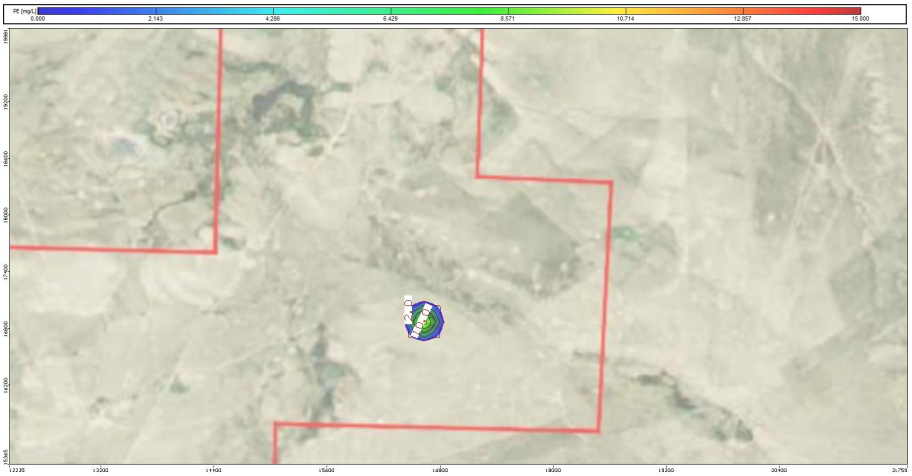


1000d

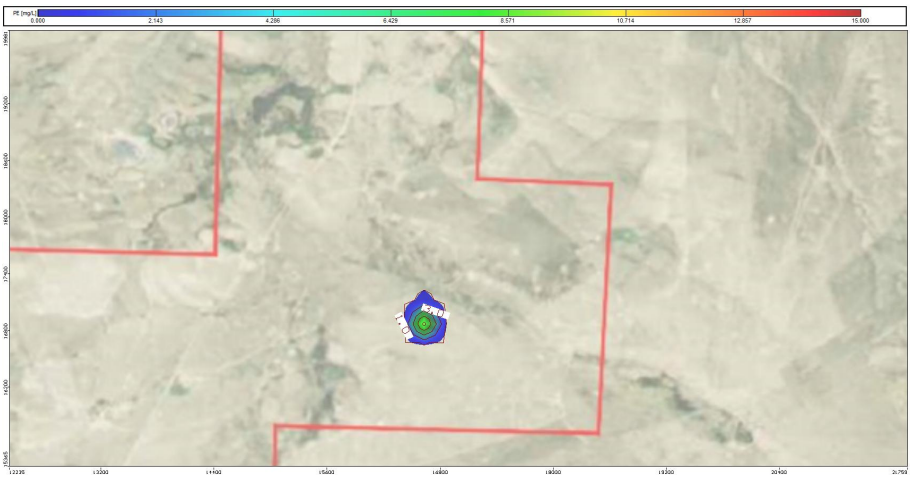
图 5.2-11　非正常状况 采油井巴丰 6 井 石油类浓度迁移图（mg/L）



100d

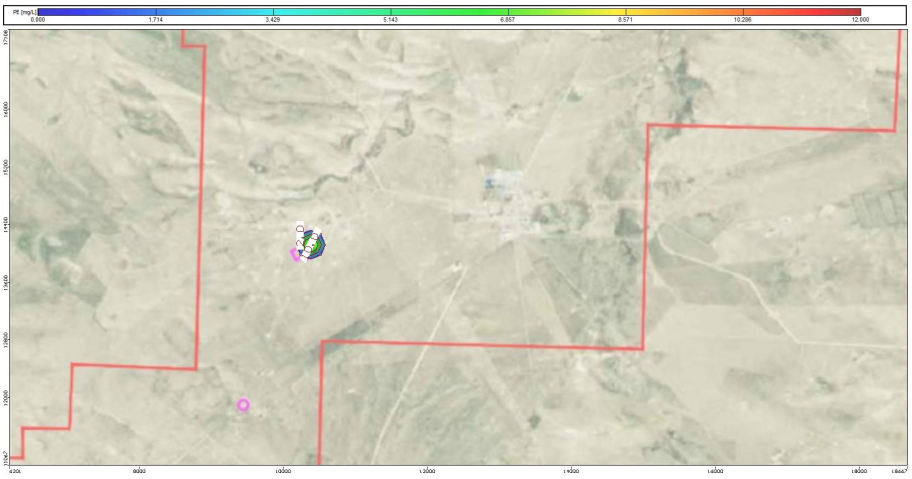


365d

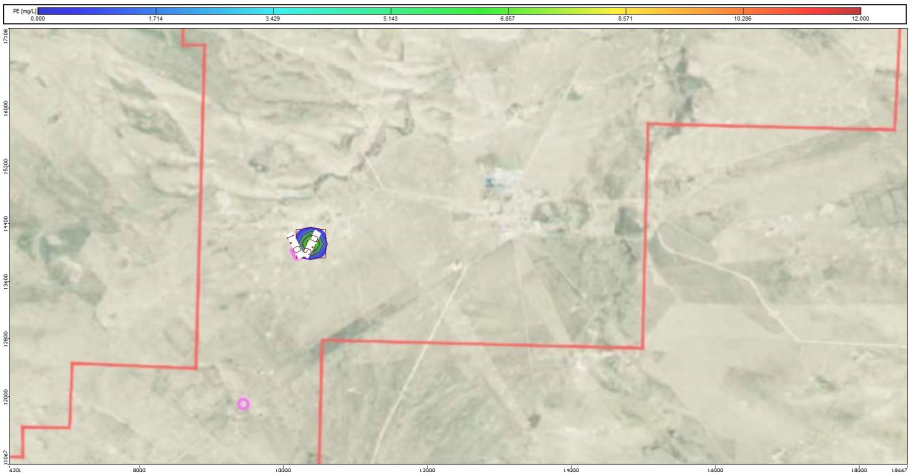


1000d

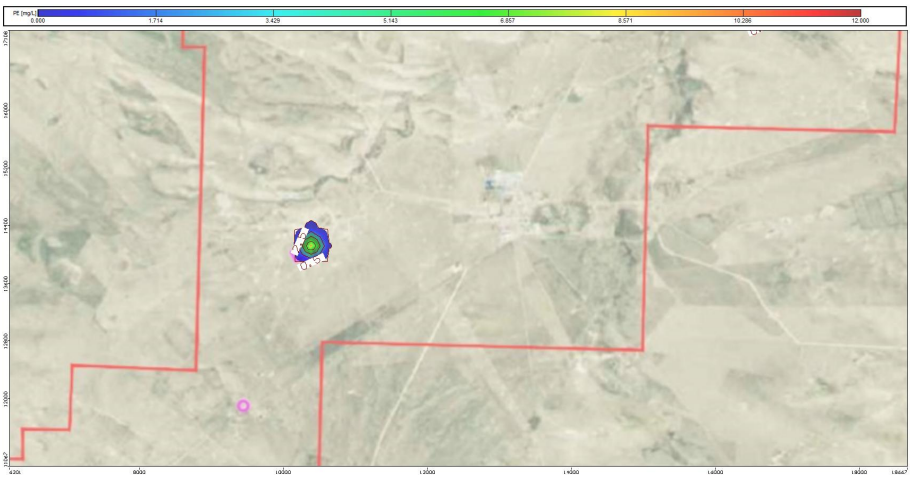
图 5.2-12　非正常状况 华明公司油水分离站 石油类浓度迁移图（mg/L）



100d



365d



1000d

图 5.2-13　非正常状况 鑫垠公司集输站 石油类浓度迁移图（mg/L）

根据污染物迁移模拟结果，污染物下渗进入地下水系统后，受地下水径流方向的控制，污染物向下游迁移扩散。

非正常状况下本项目预测模拟的特征污染因子为石油类。非正常状况发生后，污染因子于各模拟区域（采油井巴丰 6 井、华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站）的场区内部、场区下游 100m、下游 200m、下游 500m、下游 1000m 的贡献值浓度变化统计结果见表 5.2-16～表 5.2-18。

表 5.2-16　采油井巴丰 6 井石油类沿地下水径流方向贡献值随时间变化（浓度单位：mg/L）

时间(d)	场区内部	下游 100m	下游 200m	下游 500m	下游 1000m
1	9.1113	0.0017	0.0000	0.0000	0.0000
100	8.8708	0.1612	0.0029	0.0029	0.0000
200	8.6346	0.3138	0.0084	0.0084	0.0000
300	8.4049	0.4583	0.0164	0.0164	0.0000
365	8.2583	0.5489	0.0226	0.0226	0.0000
400	8.1801	0.5967	0.0262	0.0262	0.0000
500	7.9628	0.7258	0.0386	0.0386	0.0000
600	7.7515	0.8477	0.0528	0.0528	0.0000
730	7.4865	0.9947	0.0740	0.0740	0.0000
800	7.3466	1.0706	0.0862	0.0862	0.0000
900	7.1522	1.1727	0.1050	0.1050	0.0000
1000	6.9630	1.2687	0.1250	0.1250	0.0000
1200	6.6048	1.4383	0.1690	0.1690	0.0001
1400	6.2657	1.5874	0.2159	0.2159	0.0001
1500	6.1007	1.6570	0.2400	0.2400	0.0002
1600	5.9402	1.7219	0.2646	0.2646	0.0002
1800	5.6362	1.8345	0.3153	0.3153	0.0003

2000	5.3483	1.9313	0.3669	0.3669	0.0005
2232	5.0340	2.0244	0.4270	0.4270	0.0008
2465	4.7388	2.1002	0.4866	0.4866	0.0013
2500	4.6947	2.1113	0.4956	0.4956	0.0013
2732	4.4200	2.1691	0.5541	0.5541	0.0019
2965	4.1620	2.2131	0.6109	0.6109	0.0026
3000	4.1234	2.2195	0.6194	0.6194	0.0027
3232	3.8833	2.2493	0.6739	0.6739	0.0036
3465	3.6577	2.2683	0.7259	0.7259	0.0046
3500	3.6239	2.2710	0.7337	0.7337	0.0048
3650	3.4854	2.2781	0.7660	0.7660	0.0056

表 5.2-17　华明公司油水分离站石油类沿地下水径流方向贡献值随时间变化（浓度单位：mg/L）

时间(d)	场区内部	下游 100m	下游 200m	下游 500m	下游 1000m
1	12.4677	0.0022	0.0000	0.0000	0.0000
100	12.1550	0.2076	0.0035	0.0001	0.0000
200	11.8475	0.4048	0.0102	0.0002	0.0000
300	11.5479	0.5920	0.0200	0.0006	0.0000
365	11.3566	0.7095	0.0275	0.0009	0.0000
400	11.2545	0.7717	0.0319	0.0011	0.0000
500	10.9704	0.9400	0.0470	0.0019	0.0000
600	10.6937	1.0995	0.0644	0.0029	0.0000
700	10.4242	1.2505	0.0840	0.0043	0.0000
730	10.3440	1.2951	0.0900	0.0047	0.0000
800	10.1602	1.3950	0.1051	0.0059	0.0000
900	9.9046	1.5299	0.1283	0.0080	0.0000
1000	9.6556	1.6573	0.1532	0.0104	0.0000
1200	9.1828	1.8841	0.2079	0.0169	0.0001
1400	8.7338	2.0852	0.2667	0.0250	0.0001
1600	8.3074	2.2626	0.3284	0.0348	0.0002
1800	7.9026	2.4180	0.3923	0.0463	0.0004
2000	7.5181	2.5533	0.4576	0.0594	0.0006
2200	7.1529	2.6701	0.5236	0.0741	0.0008
2400	6.8060	2.7698	0.5897	0.0903	0.0012
2633	6.4260	2.8648	0.6660	0.1109	0.0017
2865	6.0679	2.9410	0.7409	0.1334	0.0024
3000	5.8673	2.9793	0.7838	0.1469	0.0028
3233	5.5414	3.0291	0.8556	0.1717	0.0038
3465	5.2342	3.0646	0.9247	0.1978	0.0049
3500	5.1886	3.0696	0.9350	0.2018	0.0051
3650	4.9997	3.0855	0.9782	0.2192	0.0060

表 5.2-18　鑫垠公司集输站石油类沿地下水径流方向贡献值随时间变化（浓度单位：mg/L）

时间(d)	场区内部	下游 100m	下游 200m	下游 500m	下游 1000m
1	10.1974	0.0007	0.0000	0.0000	0.0000
100	10.0294	0.0693	0.0000	0.0000	0.0000
200	9.8625	0.1363	0.0001	0.0000	0.0000
300	9.6984	0.2011	0.0002	0.0000	0.0000
365	9.5930	0.2423	0.0003	0.0000	0.0000
400	9.5366	0.2643	0.0003	0.0000	0.0000
500	9.3781	0.3249	0.0005	0.0000	0.0000
600	9.2223	0.3834	0.0008	0.0000	0.0000
730	9.0243	0.4562	0.0013	0.0000	0.0000
800	8.9189	0.4944	0.0016	0.0000	0.0000
900	8.7709	0.5472	0.0021	0.0001	0.0000
1000	8.6255	0.5981	0.0027	0.0001	0.0000
1200	8.3443	0.6929	0.0044	0.0002	0.0000
1400	8.0725	0.7811	0.0065	0.0003	0.0000
1500	7.9389	0.8236	0.0076	0.0003	0.0000
1600	7.8076	0.8645	0.0089	0.0004	0.0000
1800	7.5537	0.9404	0.0120	0.0006	0.0000
2000	7.3083	1.0105	0.0155	0.0008	0.0000
2232	7.0340	1.0849	0.0203	0.0012	0.0000
2465	6.7703	1.1524	0.0258	0.0016	0.0000
2500	6.7307	1.1625	0.0266	0.0017	0.0000
2732	6.4787	1.2227	0.0328	0.0023	0.0000
2965	6.2364	1.2770	0.0398	0.0030	0.0000
3000	6.2000	1.2850	0.0408	0.0031	0.0000
3232	5.9684	1.3329	0.0485	0.0039	0.0000
3465	5.7457	1.3756	0.0568	0.0049	0.0000
3500	5.7122	1.3819	0.0581	0.0050	0.0000
3650	5.5729	1.4070	0.0638	0.0057	0.0000

根据预测结果，本项目非正常运行状况下，三类主要场地（采油井巴丰 6 井、华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站）周边及下游地下水中石油类浓度均有升高，且石油类浓度最高值均出现于场区内部主要污染源周边，污染物非正常状况泄露并下渗后 1d，采油井巴丰 6 井、华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站场区内石油类最高浓度分别达 9.11126mg/L、12.4677mg/L、10.1974mg/L。至非正常状况发生后 100d，采油井巴丰 6 井下游 100m 处石油类达到 0.1612mg/L，华明公司油水分离站下游 100m 处达到 0.7095mg/L，鑫垠公司集输站游 100m 处达到 0.2423mg/L。而后污染晕逐步向下游迁移

扩散，污染范围逐渐扩大，但受地下水对流、弥散和稀释的影响，污染物浓度升高幅度降低，至下游 1000m 处各污染源对地下水中石油类的贡献值均低至 1×10^{-3}mg/L 量级。

石油类未列入地下水质量标准，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L）。根据前述统计结果，本项目发生非正常状况，三类主要场地（采油井巴丰 6 井、华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站）周边及下游地下水中石油类浓度均将有所升高，石油类高浓度范围主要集中在场区内部～下游 100m 范围内，而场区内部～下游 500m 范围内有石油类造成地下水超标的风险。

5.2.3.5 项目工程对地下水环境影响分析

根据工程分析，本项目主要地下水潜在污染区域为采油井、油水分离站、集输站。以上区域已采取相应的防渗措施，正常运行状况下对地下水环境影响较小。

石油类未列入地下水质量标准，本次参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值（石油类≤0.05mg/L）。根据前述统计结果，本项目发生非正常状况，三类主要场地（采油井巴丰 6 井、华明公司油水分离站、鑫垠公司集输站）周边及下游地下水中石油类浓度均将有所升高，石油类高浓度范围主要集中在场区内部～下游 100m 范围内，而场区内部～下游 500m 范围内有石油类造成地下水超标的风险。

本项目发生非正常状态，将造成本项目下游地下水污染因子浓度升高，因此应尽量避免非正常状态发生。

环评要求本项目运行过程中，于项目下游布设地下水水质监测井，定期对地下水水质进行监测，如发现水质异常，立刻采取有效措施（如水动力隔离技术）阻止污染羽的扩散迁移，将地下水控制在局部范围，避免对厂区下游地下水造成污染。

综上所述，本项目在认真落实本报告提出的各项地下水污染防治措施的基础上，项目建设对当地地下水环境影响可以接受，从地下水环境保护角度而言，项目建设可行。

5.2.3.6 地下水环境保护措施与对策

依据《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国水污染防治法》，按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”、突出饮用水安全的原则确定地下水环境保护措施。

本项目对地下水环境的影响主要有三个方面：首先是井场和集输管线等地面设施，在非正常状况下生产污废水和原油中污染组分渗漏进入地下水造成地下水水质污染；其次是采油井在运行过程中，在非正常状况下采出水和原油渗漏进入地下水造成地下水水

质污染；再次是井场建设过程产生的钻井废水在非正常状况下渗漏进入地下水造成地下水水质污染。在分析现有地下水环境保护措施有效性及可行性的基础上，本次评价主要提出需要增加的地下水环境保护对策和具体措施。

1、源头控制措施

（1）采油井的建设及运行管理要求

①采油井的建设要严格照《油气井诱喷作业规程》（SY/T5789-93）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护要求，严格收集处理废弃钻井液及各类废弃物；

②采油井在第四系与白垩系井段建设时，要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水质受到污染；

③钻井一开揭穿第四系与白垩系，下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对第四系与白垩系地下水造成污染；

④加强回注井的固井质量及运行管理，定期对回注井的固井质量及套管质量进行监测，确保回注水水质合格；

⑤在采油井投入使用后，对采油井每周进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作，杜绝油井跑冒滴渗漏的发生。一旦发现油井出现异常情况，及时查明原因，采取补救措施。若井管损坏，应及时采取永久性封堵措施，防止含油废水泄漏污染地下水；

⑥按照地下水环境监测计划定期对采油井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水质变化；

⑦采油井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，避免深部石油串层造成对地下水的污染；同时拆除采油设备，清除回收设备内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。封井后要进行定位，在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

（2）废水收集及回用措施

1）钻井废水

①井场设置钻井液循环罐，尽量将钻井废水循环使用。

②钻井结束后，由采出水处理系统处理达标后回注油层。

③严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏。

2）油田生产废水

①油田生产废水包括采出水和修井、洗井废水等。采出水在集输站油水分离后进入采出水处理设施处理后全部回注；修井、洗井废水全部通过罐车运至现有污水处理站进行处理，达标后回注油层；

②油田采出水经采出水处理设施处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注水质指标后，全部回注区块开发油层，不外排。要求废水处理率和回注率均达到 100%，且必须回注开发油层，严禁回注其他层位，严禁采出水外排；

③严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

④优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定节水方案，生产废水回注率要求达到 100%，使有限的水资源得到合理利用。

（3）防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

1）钻井泥浆、岩屑

钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑统一排至井场附近的防渗泥浆池中，加药进行无害化固化稳定及填埋处理。泥浆池开挖整平后应对底部进行压实，四周及底部采取防渗措施，渗透系数小于 1.0×10^{-10}cm/s。

2）落地油

①油井建成采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；试油时井场铺设防渗布，及时收集落地油，确保 100%收集；

②试油时产生的含油污水要求进罐，送依托现有污水处理站处理达标后回注油层，严禁外排；

③运行期修井作业往往会有部分原油散落在油井周围成为落地油，修井作业采用符合清洁作业要求的高分子软体平台，油污不落地；

④对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之尽量“不落地”；

⑤按标准化井场建设标准建设井场，井场内建设集油槽及导排设施，确保井场污油不出井场。

（3）集输管线的运行管理要求

原油集输管线敷设前，应将管沟底部土层压实、平整，并避开或清除根深植物（管线两侧 5m 范围内）。在集输管线投入使用前，对集输管线采取防腐措施，穿跨越管段管线防腐等级应采用加强级别，并在施工结束后检查集输管线密闭性。在集输管线投入使用后，一是建立集输管线管理和维护细则，详细记录油压、水压和输入输出油量；二

是对集输管线定期进行人工巡查，对输油管道壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道原油泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水造成污染；三是遇到集输管线破裂发生原油或采出水泄漏情况，必须及时采取相应措施，并评估对地下水环境及水源地和居民供水井的影响程度。

2、分区防治措施

（1）污染防治区划分

本项目在建设过程中应依照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行分区防渗。根据生产装置和设施的性质、地下水环境风险、包气带岩性结构、污染控制难易程度及污染类型，将井场等地面设施的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，具体见图 5.2-19 及表 5.2-15。针对不同污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求：

表 5.2-15　地下水污染防渗分区表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	位置	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	井场井口集油槽	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB/T50934-2013 执行
		难	井场罐区（污水罐、原油储罐）		
		难	泥浆池		
一般防渗区	弱	易	机械设备区、钻井、固井材料储存区	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s；或参照 GB/T50934-2013 执行
简单防渗区	弱	易	井场其他区域	其他类型	一般地面硬化

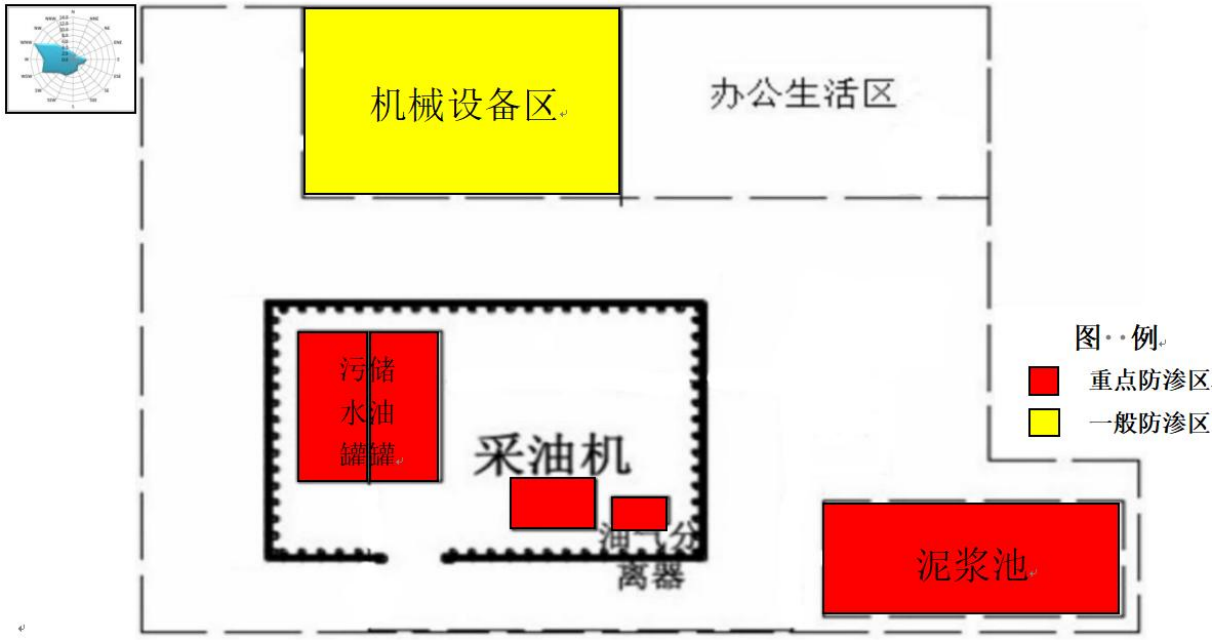


图 5.2-19　井场地下水分区防渗图

（2）防渗分区要求

①重点防渗区

重点防渗区是指污染地下水环境的污染物泄漏后不容易被及时发现和处理的区域或部位，且建（构）筑物基础之下场地水文地质条件相对较差。主要包括油罐区、井场泥浆池、井场井口集油槽等。防渗层为至少 2m 厚粘土层（渗透系数小于 10^{-7}cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其他材料，渗透系数小于 10^{-10}cm/s。对工艺要求地下走管的管道、阀门设专用防渗管沟，管沟上设活动观察顶盖，以便出现渗漏问题时观察、解决。

②一般防渗区

一般防渗区主要指地下水污染风险比较低的区域，主要包括井场集油收球一体化装置等区域，这些区域一旦出现污染物的跑、冒、滴、漏等情况，可以及时发现并采取措施，不会对地下水环境产生严重污染。一般污染防治区（防渗区）等效黏土防渗层厚度≥1.5m，渗透系数小于 1×10^{-7}cm/s。

③简单防渗区

简单防渗区主要是指井场其他地带，采用非铺砌地坪或者普通混凝土地坪，地基按民用建筑要求处理即可。

3、地下水环境跟踪监测

为了及时发现项目运行过程中出现对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故

发生，保证周边水源井的供水安全，同时为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）等相关规定，项目建成后应对开采区内地下水水质进行长期跟踪监测。建议建设单位在项目正式运行前，在油田公司监测计划的基础上结合本项目工程布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

1）监测点的布设：继续使用现有的 8 个监测点，其中 J1、J2、J3 为观测井，J4、J5、J6、J7、J8 为宝勒根陶海油田范围内及周边的居民饮用水井，具体情况见表 5.2-15：

表 5.2-15 地下水污染防渗分区表

点位名称	坐标
1#观测井	E：114°13'23.09"、N：42°23'46.39"
2#观测井	E：114°13'38.84"、N：42°23'53.99"
3#观测井	E：114°14'20.90"、N：42°24'15.98"
哈日淖尔浩特水井	E：114°14′4.43″、N：42°23′58.46″
七面井浩特水井	E：114°20′30.93″、N：42°24′50.90″
塔利亚浩特水井	E：114°15'51.23"、N：42°24'43.63"
塔拉乌苏浩特水井	E：114°10′51.59″、N：42°21′13.27″
巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井	E：114°18′7.37″、N：42°26′28.76″

2）监测层位：监测层位以潜水含水层为主。

3）监测频率：运行期间半年 1 次。

4）监测因子：①K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-；②pH、溶解性总固体、总硬度、氰化物、硫酸盐、氟化物、铜、铅、镉、铁、锰、锌、、氨氮、氯化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、总大肠菌群、耗氧量、菌落总数、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）汞、砷、六价铬。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向生态环境部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的居民进行公开，满足法律中关于知情权的要求。

4、地下水环境污染事故应急预案及应急处置措施

（1）地下水污染风险应急预案

制定预案的目的是为了可以有序的开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境

污染范围和程度，降污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。结合本项目特点，参照有关技术导则，制定地下水污染事故处理程序见图 5.2-20。

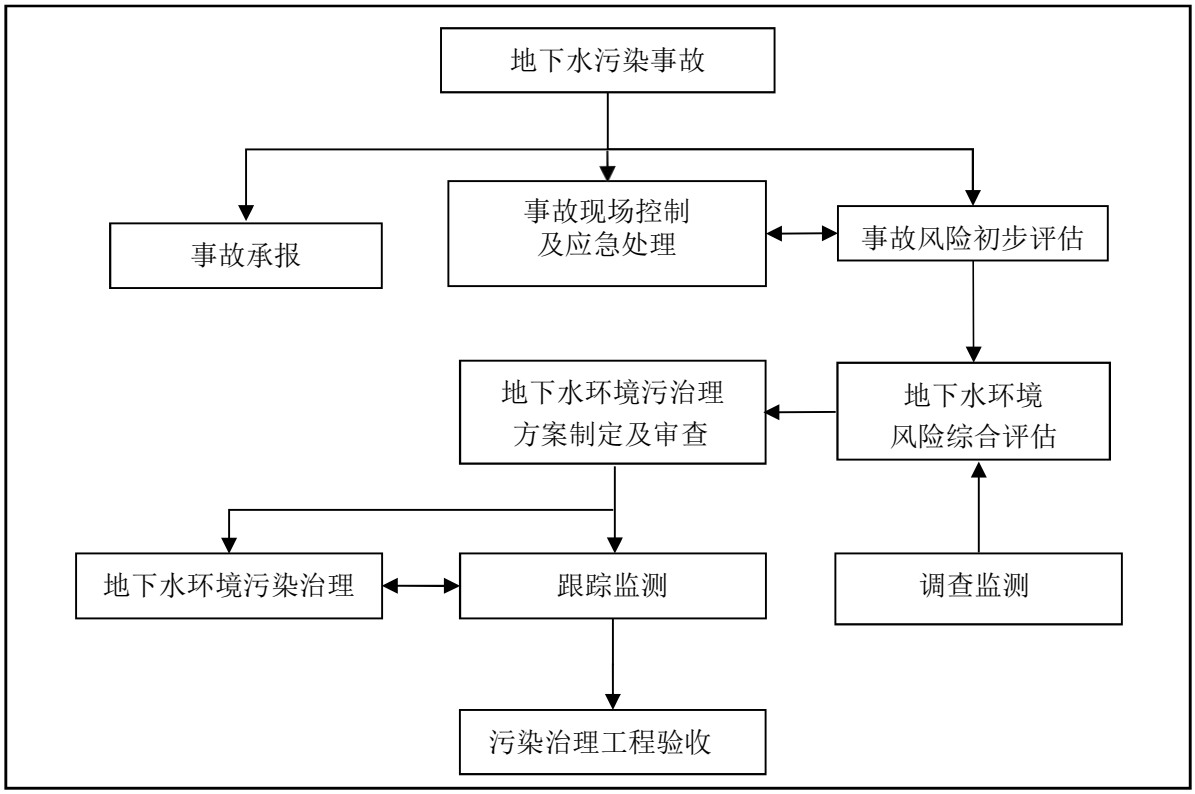


图 5.2-20　　地下水污染事故处理程序框图

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时及时向各级政府承报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程进验收。

（2）应急处置措施

输油管道原油泄漏：一旦发现在原油在输送过程中发生了泄漏，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向河流、农田、居民点等重要目标或危险源流散，确保泄漏原油不进入地表水体；在原油泄漏险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回

收的油泥，应在当地生态环境管理部门的批准下妥善处理；对土壤中的污染物质进行消毒、洗消、清运，最大限度的消除危害。

污染废水渗漏：通过地下水跟踪监测，一旦监测地下水受到污染，根据超标特征因子确定发生污废水渗漏的污废水存储设施，立即将其中废水抽出排至事故水池中暂存，废水抽干后，对污废水存储设施进行维修，同时，尽可能的利用跟踪监测井或者是污染扩散井抽取受污染的地下水进行回用，把对地下水质的影响降低到最小程度。

5.2.4 运营期声环境影响分析与评价

5.2.4.1 井场噪声

本项目运行期噪声主要来生产井场运行时产生的噪声。对井场采油作业噪声进行类比分析，生产井场主要噪声源为抽油机，拟建工程抽油机均采用电力驱动，正常运行时噪声很小。据类比监测，抽油机单台运行噪声约 62dB（A），多台机组运行噪声在 65～76dB（A）之间，皆为低频噪声，根据预测模式计算抽油机衰减分布结果见表 5.2-15。

表 5.2-15　抽油机噪声衰减分布

井场声源噪声级 dB(A)	不同距离处声级 dB(A)						
	5m	10m	15m	20m	30m	40m	50m
65～76	51.0～62.0	45.0～56.0	41.5～52.5	39.0～50.0	35.5～46.5	33.0～44.0	31.0～42.0

根据预测结果，抽油机噪声影响范围在 20m 范围内，据现场调查，本项目井场周围 20m 范围内无居民点。评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

5.2.4.2 拉油噪声

本项目 15 口新建油井采用电伴生储罐，仅装油泵间断运行，本次评价对此噪声进行了预测。

1、噪声源强

装油泵噪声源强见表 5.2-16。

表 5.2-16　典型装油泵、水泵噪声源强表　单位：dB（A）

编号	设备名称	数量	声源强度	声源性质	降噪措施	降噪后等效强度
1	装油泵	1 台	80～85	间断	基础减振	70
3	水泵	1 台	75～80	间断	基础减振	70

2、预测模式

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中工业噪声预测模式。单个室外的点声源在预测点产生的声级计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中：

$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r0 处的声压级，dB；

Dc—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 Lw 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏障引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

拟建项目声源对预测点产生的贡献值为：

$$L_{eqg} = 10\lg\left[\frac{1}{T}\left(\sum_{i=1}^{N} t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^{M} t_j 10^{0.1L_{Aj}}\right)\right]$$

式中：

L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

t_j—在 T 时间内 j 声源工作时间，s；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

M—等效室外声源个数。

本次噪声预测计算从偏保守出发，只考虑声波随距离的衰减 A_{div}，以保证实际效果优于预测结果。

3、噪声预测结果分析与评价

井场作业噪声主要来源于装油泵及水泵，采取相应降噪措施后可有效减小噪声对周围环境的影响，项目单井周边 200m 范围内均无居民点，项目运行后单井井界噪声值预测结果见表 5.2-17。

表 5.2-17　　单井井界噪声预测结果　　单位：dB（A）

预测点	贡献值	超标情况	
		昼间	夜间
厂界东	41.8	未超标	未超标
厂界西	47.2	未超标	未超标
厂界南	43.0	未超标	未超标
厂界北	45.3	未超标	未超标

根据预测结果，本项目运行后单井井界噪声最大贡献值在昼间、夜间均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准的要求，井场作业噪声排放对周围环境影响不大。

5.2.4.3 建设项目声环境影响评价自查表

建设项目声环境影响评价自查表见表 5.2-18。

表 5.2-18　建设项目声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级✡		三级✡	
	评价范围	200 m✡		大于 200 m□		小于 200 m□	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级✡		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准✡		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区✡	3 类区●	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□	近期□	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法✡		现场实测加模型计算法□		收集资料□	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料□		研究成果✡	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型✡		其他□_____			
	预测范围	200 m✡		大于 200 m□		小于 200 m□	
	预测因子	等效连续 A 声级✡		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
	厂界噪声贡献值	达标 ✡		不达标□			
	声环境保护目标处噪声值	达标✡		不达标□			
环境监测计划	排放监测	厂界监测✡	固定位置监测□	自动监测□	手动监测□	无监测□	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（　　）		监测点位数（　　）		无监测✡	
评价结论	环境影响	可行✡		不可行□			
注：“□”为勾选项 ，可√ ；“（　　）”为内容填写项。							

5.2.5 运营期固体废弃物环境影响分析与评价

本项目运营期产生的固体废物主要为修井、洗井等井下作业过程中可能产生少量落地油，含油污泥以及废防渗布、废润滑油及其包装桶等。

1、落地油

落地油有两种类型，一方面是井下作业过程中散落的原油，在试油、压裂、修井等作业过程中，起下油管、抽油杆散落地面原油；另一方面是事故落地原油，由于管线，阀门的跑冒滴漏散落地面的原油。油田万吨原油落地油产生量为 51t/a，则本项目产生落地油约 145.35t/a，落地油回收率 99%，则排入环境中的落地油为 1.45t/a，杂质比例按 90%计，因此最终产的的落地油连带杂质共 14.50t/a。

在试油、压裂、修井等作业过程中采用高分子软体平台，属于清洁作业，油污不落地。在井口设置集油池，用于收集落地油，集中后由罐车拉至危废暂存点进行暂存，定期由有资质单位进行收集处置，收集处置率可达 100%。

2、含油污泥

运行期含油污泥主要来自于原油储罐清罐油泥。原油储罐清罐油泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物。含油污泥中主要污染物为石油类、泥砂以及其他有害成分，如酚、砷、汞、硫等，属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危险废物代码为 900-210-08。

含油污泥属于危险固废，若不加以处置直接排放，会对周围土壤、水体、环境空气造成一定影响。宝勒根陶海油田将含油污泥减量化、资源化，减量化，采取密闭冲氮气清罐、热力循环、热水清泥等措施降低含油污泥量。遵照循环经济综合利用的原则，目前该油区对油泥的处置措施是收集暂存后委托有资质单位处置。

泓源丰泰、华明、晟源、亿旺、大创五家采油单位计划新建危废暂存点，必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单的要求：地面铺设 2mm 厚高密度聚乙烯或至少 2mm 厚的其他人工材料，渗透系数≤10^{-10}cm/s；库内四周设 1m 高墙裙，采取与地面同样的防渗材料；必须有泄漏液体收集装置。危险废物达到储存最大量后统一运至鑫垠公司集输站内现有危废暂存点。鑫垠公司集输站内现有危废暂存点占地面积 60m^2，临时储存量 20t，满足防风、防雨、防晒、防渗等储存要求，地面及踢脚均采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）

要求。危险废物在暂存点内分类堆放并定期委托有资质单位处置，可以满足本项目依托需求。

3、其他固废

项目依托设施的固体废物产生量本评价不再考虑。本项目运行期其他固废主要包括设备维护作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约 0.55t/a，均属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，收集后送至危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。采取上述措施后，对环境影响较小。

综上所述，评价认为，此次加密井建设工程在运行期产生的固体废物均得到了合理处置，处置率达到了 100%，对环境影响较小。

5.2.6 土壤环境影响分析与评价

5.2.6.1 影响识别

1、影响类型与影响途径

（1）影响类型识别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：“土壤环境生态影响”是指由于人为因素引起土壤环境特征变化导致其生态功能变化的过程或状态，如土壤盐化、碱化、酸化、潜育化等。“土壤环境污染影响”是指因人为因素导致某种物质进入土壤环境，引起土壤物理、化学、生物等方面特性的改变，导致土壤质量恶化的过程或状态，如重金属、多环芳烃、石油烃以及其他有毒有害物质造成土壤污染。

正常情况下，本项目施工和运行过程产生的污废水及固体废物均依据性质进行分类处理，不排入环境，满足环保要求。非正常状况下，如：废水、固废收集处置措施落实不到位、储运工程发生泄漏事故等，石油类污染物排入可能造成土壤理化性质的改变，使土壤质量降低，影响植被生长。一定条件下，石油烃中不被土壤吸收的部分还可能渗入地下造成地下水污染。此外，井场等石油开采及处理工程可能发生的污染物泄漏等也会导致土壤环境变化。

通过分析可知，本项目土壤影响类型属污染影响型。

（2）影响途径识别

石油的流动性较差，根据资料，泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在 0～40cm 左右的表层，通过及时采取应急处置措施，泄漏污染可基本控制在泄漏点周边小范围内，且主要集中在井场或管线占地范围内。

项目井场均设计防渗措施，设置集油槽，可及时切断污染物漫流至站外的途径。因此，在泄漏状态下基本不会通过地表漫流形式对土壤造成污染。此外，本项目主要大气污染物为非甲烷总烃，可能会发生沉降进而影响土壤环境。

综合上述分析，本项目土壤环境影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响和大气沉降，详见表 5.2-18。

表 5.2-18　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期			√					
运营期	√		√					
闭井期			√					

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计

2、影响源及影响因子

本项目 13 座新建井场采用罐车拉油，13 座新建井场采用全密闭集输，原油脱水后通过罐车外输，采出水处理达标后回注油层，站内含油污泥定期清理交有资质单位进行处置，正常情况下不会对土壤环境造成污染。事故情况下，土壤污染潜在的影响源包括钻井、井场作业和输油管线泄漏、储罐区泄漏等，其特征因子均为石油烃。结合以上分析，项目土壤环境影响源及影响因子见表 5.2-19。

表 5.2-19　项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物指标	特征因子	备注
钻井井场	试油	垂直入渗	落地原油	石油烃	事故状态
井场	洗井、修井作业	垂直入渗	落地原油	石油烃	事故状态
储罐	原油储存	垂直入渗	泄漏原油	石油烃	事故状态
管线	原油集输	垂直入渗	泄漏原油	石油烃	事故状态
污水罐	采出水储存	垂直入渗	地下水水位	/	事故状态

5.2.6.2 现状调查与评价

（1）调查评价范围

本项目土壤环境污染影响型评价等级为一级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），调查评价范围为：井场占地范围内及占地范围外 1km 范围。

（2）敏感目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目主要

敏感目标为调查评价范围内的草地土壤及居民区。

（3）土地利用类型调查

根据现场调查结果，拟建项目场地及周边土地利用类型主要为草地。评价区域内土地利用类型图及土地利用类型调查结果见“生态环境质量现状调查与评价章节”。

（4）土壤类型调查

根据锡林郭勒盟土壤类型图，项目评价范围内分布的土壤类型主要为淡栗钙土，调查区域土壤类型图见图 5.2-19。同时，委托内蒙古三方监测环保有限公司针对土壤理化特性进行了调查，具体见表 5.2-20 至表 5.2-24。

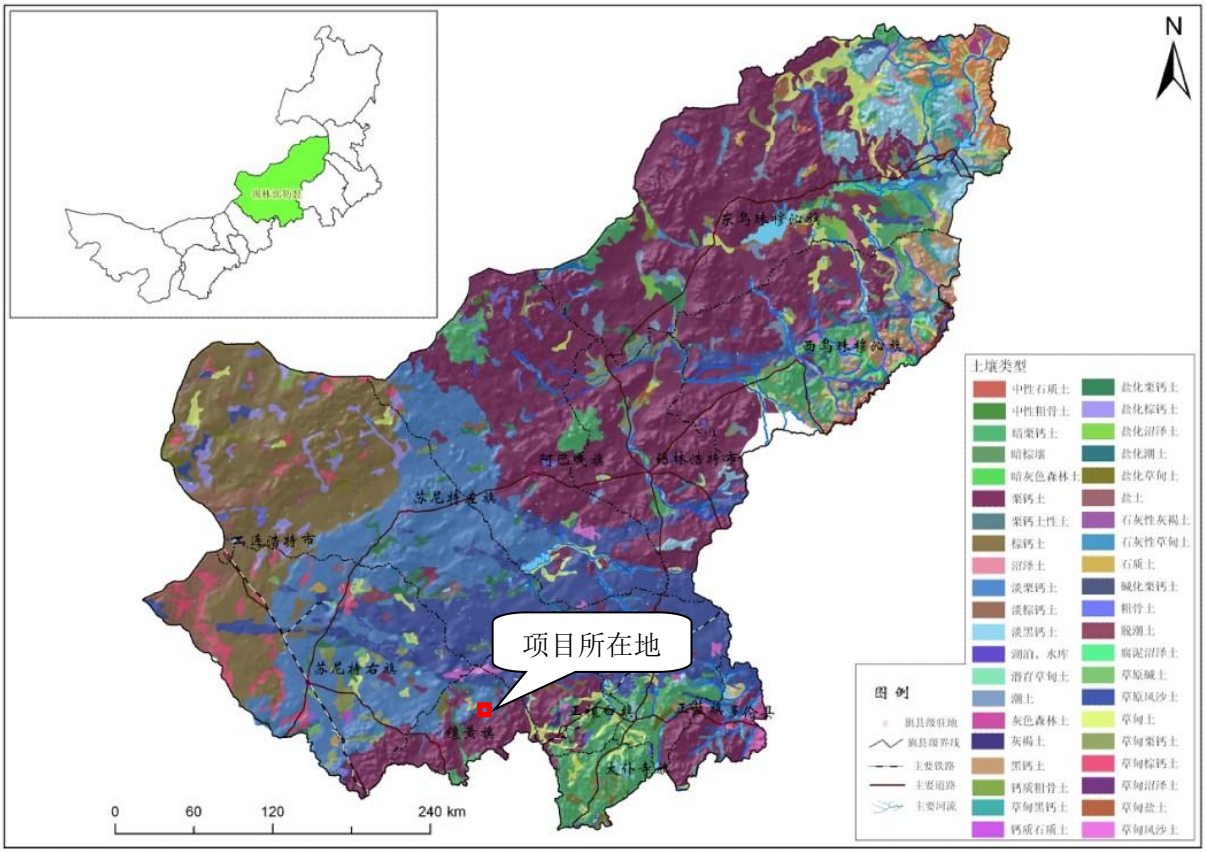


图 5.2-19　土壤类型图

表 5.2-20　土壤类型调查表

土类名称	淡栗钙土
亚类名称	淡栗钙土
主要性状	碳酸钙呈斑状或层状淀积，含量为 96-150.5 克每千克，高者可达 400 克每千克。母质层，淡黄棕色、淡灰黄色或淡棕色，由黄土、红土和各种基岩残积、坡积风化物形成。土壤呈碱性反应，pH8.4-8.8，由上向下碱性增强。由于气候干旱，化学风化较差。下渗水流量少。表层有机质含量为 10-25 克每千克，全氮 0.8-1.05 克每千克，全磷 0.3-0.7 克每千克，全钾 16-21 克每千克，速效磷 0.5-4.5 毫克每千克。速效钾 80-140 毫克每千克。土壤有效微量元素硼，钼、锌、铜等含量均处于临界值水平，故土壤肥

	力较低。
典型剖面	淡栗钙土剖面由淡栗色或黄棕色腐殖质层，灰白色钙积层和淡灰黄或黄灰色母质层组成。削面构型属 A-Bk-C 型，层次过渡非常明显。腐殖质层厚一般为 15-30 厘米，薄者仅 10 厘米左右。有机质含量 10-25 克每千克，侵蚀较严重的在 10 克每千克以下。腐殖质组成的地区差异较大，内蒙古高原胡敏酸略比富里酸多，胡富比大干 1，而甘、青地区则富里酸较多。胡富比为 0.5 左右。钙积层厚 20-35 厘米，出现部位较栗钙土更浅，常在 25-40 厘米深处出现。
生产性能综述	淡栗钙土在我国北方分布的范围比较广泛，水热条件差异较大，这里既是主要的牧业基地，又有不少旱作农业。由于地广人稀，耕作粗放，广种薄收，加上常受干旱减产，粮食亩产一般为 50-100 千克。耕地多分布在暗栗钙土、淡栗钙土和草甸栗钙土上，其余亚类耕地很少。各省（区）栗钙土的利用状况各不相同。淡栗钙土利用中存在的主要问题是，农业耕作管理粗放、滥垦、过牧、乱挖药材及鼠害等，从而导致水土流失、风蚀沙化、土壤贫瘠、盐碱化、草场退化等诸多不良后果。
分布	主要分布在内蒙古东部一中南部，呼伦贝尔高原西部、鄂尔多斯高原东部、大兴安岭东南麓平原、大同盆地以及阴山、贺兰山、祁连山、阿尔泰山、天山、准噶尔界山、昆仑山的垂直带与山间盆地均有分布。

表 5.2-21　土壤理化特性调查表

点号		已有采井附近 50m 处 T1			已有采井附近 50m 处 T2		
		(0~0.5m)	(0.5~1.5m)	(1.5~3m)	(0~0.5m)	(0.5~1.5m)	(1.5~3m)
采样时间		2022 年 6 月 3 日			2022 年 6 月 3 日		
经纬度		E：114°14′17.72″ N：42°25′57.23″			E：114°13′28.56″ N：42°22′23.41″		
层次		柱状表层	柱状中层	柱状深层	柱状表层	柱状中层	柱状深层
现场记录	颜色	浅棕色	黄褐色	棕褐色	浅棕色	黄褐色	棕褐色
	结构	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	砂壤土	砂壤土	壤土	砂壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	16%	10%	8%	13%	9%	7%
	其他异物	少量根系	少量根系	无根系	少量根系	少量根系	无根系
实验室测定	pH 值	8.21	8.43	8.45	8.23	8.25	8.46
	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	11.3	10.7	12.9	12.3	13.5	11.7
	土壤含水率（%）	6.2	8.3	8.9	6.3	7.1	7.9
	土壤容重（g/cm^3）	1.31	1.22	1.35	1.21	1.44	1.39

表 5.2-22　土壤理化特性调查表

点号	计划新建采井位置 T3			计划新建采井位置 T4		
	(0~0.5m)	(0.5~1.5m)	(1.5~3m)	(0~0.5m)	(0.5~1.5m)	(1.5~3m)
采样时间	2022 年 6 月 3 日			2022 年 6 月 3 日		
经纬度	E：114°11′15.64″ N：42°21′46.23″			E：114°19′0.79″ N：42°27′44.56″		
层次	柱状表层	柱状中层	柱状深层	柱状表层	柱状中层	柱状深层

现场记录	颜色	黄褐色	黄褐色	棕褐色	黄褐色	黄褐色	棕褐色
	结构	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	砂壤土	壤土	壤土	砂壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	14%	8%	8%	15%	11%	7%
	其他异物	少量根系	少量根系	无根系	少量根系	少量根系	无根系
实验室测定	pH 值	7.82	7.86	8.05	8.03	7.94	7.82
	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	11.5	12.8	12.5	10.5	12.4	12.9
	土壤含水率（%）	6.8	7.3	8.4	7.1	7.6	8.4
	土壤容重（g/cm^3）	1.33	1.20	1.37	1.32	1.38	1.25

表 5.2-23　土壤理化特性调查表

点号		集输站现有罐区附近 50m 处 T5			集输站北侧 200m 处 T6	集输站南侧 200m 处 T7
		(0~0.5m)	(0.5~1.5m)	(1.5~3m)		
采样时间		2022 年 6 月 3 日			2022 年 6 月 3 日	2022 年 6 月 3 日
经纬度		E：114°14′11.79″ N：42°23′59.61″			E：114°14′5.82″ N：42°24′9.48″	E：114°14′1.69″ N：42°23′50.34″
层次		柱状表层	柱状中层	柱状深层	表层样	表层样
现场记录	颜色	浅褐色	褐色	褐色	浅褐色	浅褐色
	结构	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	砂壤土	砂壤土	壤土	砂壤土	砂壤土
	砂砾含量	14%	10%	6%	16%	14%
	其他异物	少量根系	少量根系	无根系	少量根系	少量根系
实验室测定	pH 值	8.24	7.98	8.05	8.21	8.03
	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	12.5	11.8	10.2	12.6	11.7
	土壤含水率（%）	6.4	7.3	9.2	6.8	6.1
	土壤容重（g/cm^3）	1.18	1.20	1.12	1.32	1.27

表 5.2-24　土壤理化特性调查表

点号		油田区域外西侧 T8	油田区域外北侧 T9	油田区域外东侧 T10	油田区域外南侧 T11
采样时间		2022 年 6 月 3 日	2022 年 6 月 3 日	2022 年 6 月 3 日	2022 年 6 月 3 日
经纬度		E：114°12′57.42″ N：42°24′49.25″	E：114°18′13.57″ N：42°28′25.27″	E：114°20′19.74″ N：42°25′45.12″	E：114°11′58.67″ N：42°20′46.34″
层次		表层样	表层样	表层样	表层样
现场记录	颜色	黄褐色	黄褐色	黄褐色	黄褐色
	结构	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	砂壤土	砂壤土	壤土	砂壤土
	砂砾含量	13%	15%	13%	16%

	其他异物	少量根系	无根系	少量根系	少量根系
实验室测定	pH 值	8.21	7.96	8.06	8.14
	阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	11.5	10.9	10.2	12.4
	土壤含水率（%）	6.8	7.3	6.4	7.0
	土壤容重（g/cm^3）	1.15	1.36	1.22	1.27

（5）土壤剖面情况

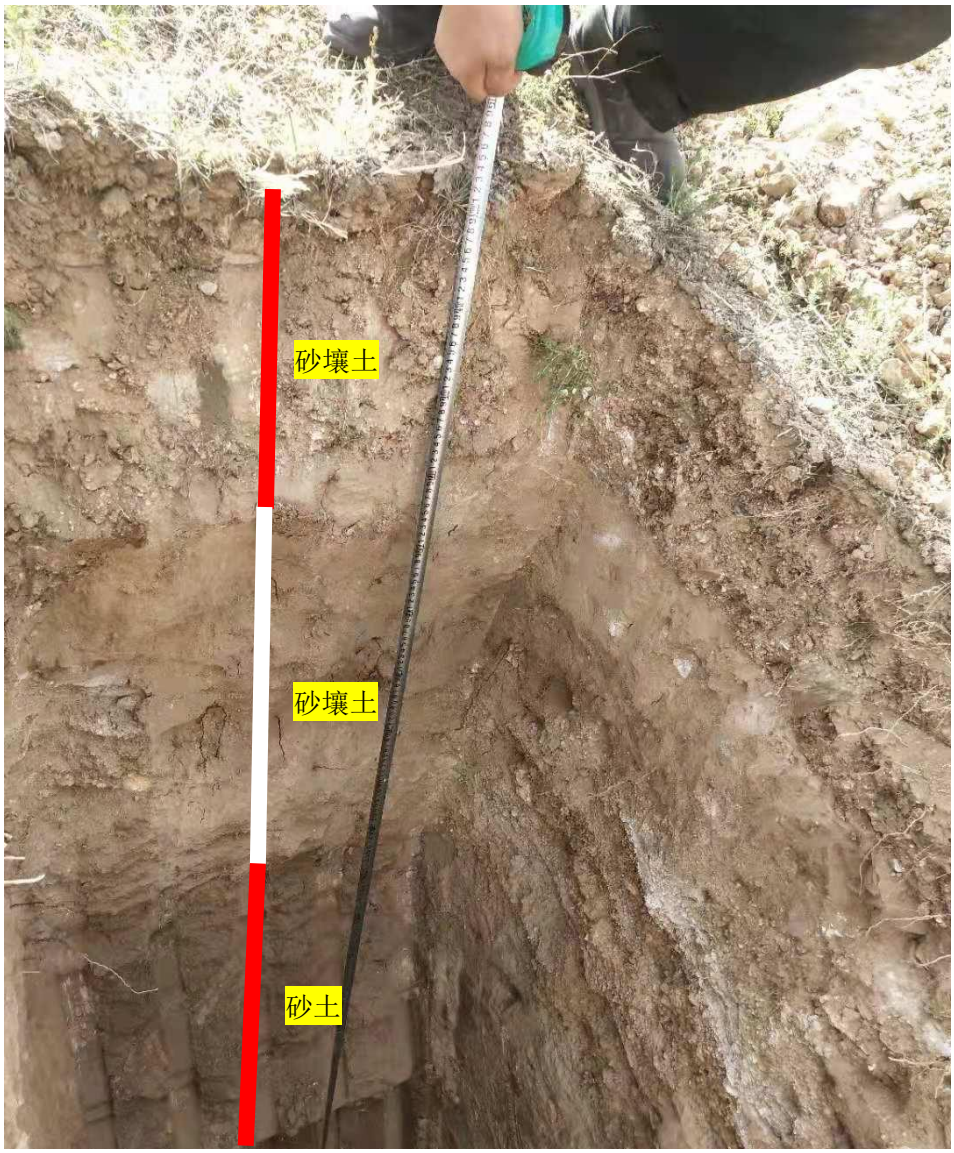


图 5.2-20　土壤剖面图

（6）土地利用

根据调查，土壤评价范围内基本为草地。本项目所在地附近人口稀少，植被覆盖率低，土地使用功能未能得到较好开发，基本处于原生自然状态。本项目的建设将改变区域土地的利用，使该区域部分土地将转化为工业用地。参照《土地利用现状分类》（GB/T

21010-2007），目前项目场地土地利用类型属于其他草地，评价范围内其他用地类型为天然牧草地、工业用地。

（7）现有工程土壤污染现状调查

参照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本次评价在项目区域及周边范围内共布置 11 个调查点位，包括已有油井、已建集输站罐区附近均设置了点位。由土壤现状监测结果可知，各个监测点监测因子均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值标准要求。

5.2.6.3 土壤环境影响预测与评价

1、垂直入渗影响分析

本项目井场采取分区防渗措施，但在施工期和运行期难免发生因防治措施落实不到位，或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在以上非正常情况下，原油、采出水、落地油等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水产生一定影响。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下落地油对土壤环境的污染影响。

（1）落地油的性质和污染途径

①落地油的成分和性质

落地油的主要成分是原油，含少量泥砂等。根据《国家危险废物名录》，落地油属于危险废物，危废类别 HW08。落地油产生后如不及时收集清理，经日晒风化，油泥中的轻组分通过挥发进一步减少，沥青与胶质组分增多。

②落地油对土壤产生影响的范围和途径

石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面的石油类污染物更易于粘附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。原油进入土壤后，固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0～40cm，并以 0～5cm 处含量最高，但在降雨条件下，落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散。

（2）落地油对土壤环境的影响

拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下的垂直入渗影响。考虑到落地油中的石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此，评价以降雨条件下随雨水下渗的石油类污染物作为预测对象，分析其对土壤的影响深度及污染物浓度。

1）预测模型

评价采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 推荐

的一维非饱和溶质运移模型进行预测，该方法适用于某种污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\frac{\partial (\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z}\right) - \frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：

c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—弥散系数，m^2/L；

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：

①连续点源：

$$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0,\ z = 0$$

②非连续点源：

$$c(z,t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leqslant t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

③第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \qquad t > 0,\ z = L$$

本次采用第一类 Dirichlet 边界条件，连续点源情景：$c(z,t) = c_0 \qquad t > 0,\ z = 0$ 。

2）软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心（US Salinity laboratory）、美国农业部、农业研究会联合开发，于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善，目前已得到广泛认可与应用，能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤

中的分布，时空变化，运移规律，分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

3）数值模型

①模型构建

根据项目场地调查结果显示，包气带厚度 50m 左右。模拟厚度设置为 50m，模型剖分按 50cm 间隔，101 个节点。在模型中设置 6 个观测点位，分别位于地面以下 0.5m、10.0m、20.0m、30.0m、40.0m、50.0m 深处，模型运行 1000 天。模型结构如图 5.2-21 所示。

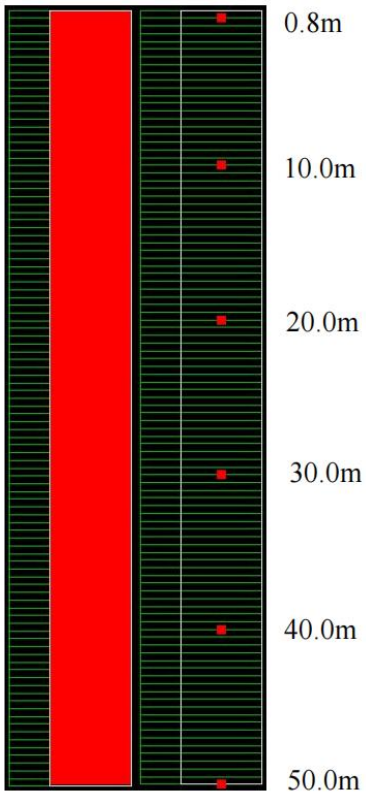


图 5.2-21　　模型结构图

②参数选取

拟建项目所在区域主要土壤类型为砂壤土，砂壤土相关参数来源为《包气带岩性结构对降雨入渗能力的影响》等学术论文的研究结果，具体数据见表 5.2-25。

表 5.2-25　　土壤参数表

土壤岩性	Qr	Qs	n	Alpha	Ks（m/d）	I
砂壤土	0.065	0.41	1.89	0.075	106.1	0.5

③边界条件

模型上边界概化为稳定的污染物定水头补给边界，给出土壤剖面定水头压力为-100cm，下边界为自由排泄边界。

4）预测结果及分析

基于以上评价因子源强及模型参数，预测结果见表 5.2-26 及图 5.2-22 所示。

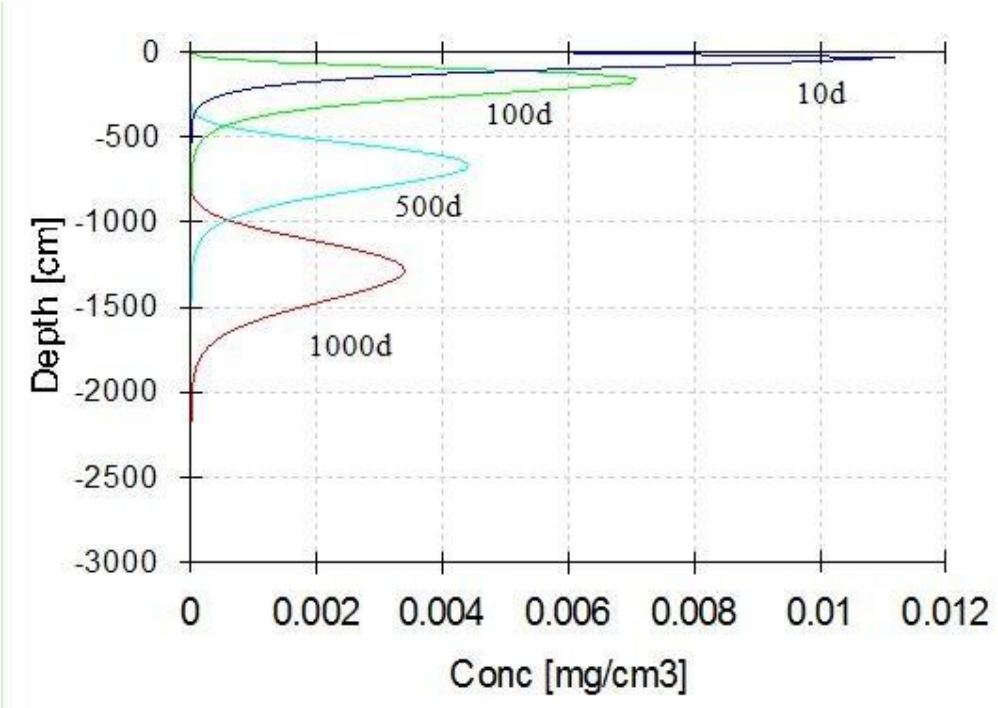


图 5.2-22　落地油石油类在土壤运移剖面特征图

表 5.2-26　石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	运移天数（d）	最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度（m）	最大运移距离（m）	最大距离处石油类浓度（mg/kg）
1	10	1.39	0.3	9.0	3.43×10^{-7}
2	100	0.78	1.5	15.0	1.76×10^{-7}
3	500	0.48	6.6	23.1	1.53×10^{-7}
4	1000	0.37	12.9	30.0	1.18×10^{-7}

由图可以看出，包气带土壤剖面上的石油类浓度由大变小。

运移至 10 天时，石油类最大浓度为 1.39mg/kg，此时运移深度为 30cm；最大运移深度为 900cm，该点石油类浓度为 3.43×10^{-7}mg/kg。

运移至 100 天时，石油类最大浓度为 0.78mg/kg，所在位置位于地面下 150cm 处；最大运移深度为 1500cm，此时石油类在土壤中的浓度为 1.76×10^{-7}mg/kg。

运移至 500d 时，石油类最大浓度为 0.48mg/kg，所在位置位于地面下 660cm 处；最大运移深度 2310m，此时石油类在土壤中的浓度为 1.53×10^{-7}mg/kg。

运移至 1000d 时，石油类最大浓度为 0.37mg/kg，所在位置深度为 1290cm，最大运

移深度为 3000cm，该处浓度为 1.18×10^{-7}mg/kg。

由此可见，随着时间的推移，石油类逐渐向包气带土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低，运移过程中石油类最大浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中“第二类用地”筛选标准（即 4500mg/kg）。本次土壤现状监测值中石油类最大浓度值为 251mg/kg，与预测值叠加后最大值为 252.39mg/kg，满足 GB36600-2018 中“第二类用地”石油类筛选标准。可以看出，当落地油洒落于地面，在有强降雨持续发生时，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类影响会逐渐消失。因此，项目土壤环境污染影响可以接受。

2、大气沉降影响分析

通过工程分析可知，本项目产生的废气污染物主要为非甲烷总烃，对周边土壤环境的影响途径主要是非甲烷总烃无组织排放后随大气扩散、迁移，随雨水渗入进而污染土壤，影响井站场周边的植被生长。

由于本项目污染途径涉及到大气沉降，因此评价范围以非甲烷总烃最大落地浓度距离为基准。本次评价选取非甲烷总烃无组织排放量最大的宝丰公司、华明新能源有限公司、晟源油区共 18 口井分布的区域作为主要排放面源进行预测作为评价目标。

（1）计算模式

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中推荐的土壤污染累积模式预测。

1）单位质量土壤中某种物质的增量用下式计算：

$$\Delta S=n(I_S-L_S-R_S)/(\rho_b\times A\times D)$$

上式中：

Δs—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，按照年排放量进行计算，g；

L_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排除的量，g；

R_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排除的量，g；

ρ_b—表层土壤容重，kg/m^3，根据前述土壤各理化性质调查结果，本项目所在区域表层土容重取监测平均值 1279kg/m^3；

A—预测评价范围，m^2；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m；

n—持续年份，a。

2）单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S=S_b+\Delta S$$

3）相关参数选取：

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），涉及大气沉降影响的，可不考虑输出量，因此本次预测 Ls 以及 Rs 均取值为 0。

（2）污染物进入土壤中的测算

由于项目区较为干燥，降雨相对较少，正常情况下由于非甲烷总烃发生沉降的可能性较小，因此本次预测假设宝丰公司、华明新能源有限公司、晟源油区的非甲烷总烃年排放量的 50%进入到土壤环境当中。根据工程分析，宝丰公司、华明新能源有限公司、晟源油区的非甲烷总烃年排放量约为 2.256t/a，则土壤环境的输入量为 1.128t/a。

（3）预测结果

通过上述方法预测计算得出本项目投产 1 年、5 年、10 年、20 年后土壤中的非甲烷总烃新增输入量预测结果，见表 5.2-27。根据表 5.2-27 预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃沉降至土壤环境后，经过 20 年的服役期后，周边表层土壤中非甲烷总烃的浓度增量为 4.746mg/kg。由于非甲烷总烃在土壤环境中无评价标准，本次评价参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中“第二类用地”石油烃筛选标准（即 4500mg/kg），满足标准。

表 5.2-27 单位质量表层土壤中非甲烷总烃的增量预测值 单位：mg/kg

项目		1 年	5 年	10 年	20 年
非甲烷总烃	新增值	0.2373	1.1865	2.3731	4.7462

3、评价结论

经以上分析，本项目实施后，对土壤环境的影响较小，基本能够保证土壤维持现状值。从土壤环境保护的角度，工程的建设是可行的。

表 5.2-28 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□	
	土地利用类型	建设用地☑□；农用地□；未利用地□	土地利用类型图
	占地规模	（334200）m^2	
	敏感目标信息	敏感目标（草地）、方位（四周）、距离（紧邻）	

	影响途径	大气沉降☑；地面漫流☐；垂直入渗☑；地下水位□；其他				
	全部污染物	\				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类☐；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级☑；二级☐；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）☑；b）☑；c）☑；d）☑				
	理化特性	—				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	2	0~20cm	
		柱状样点数	4	0	0~0.5m，0.5~1.5m，1.5~3m	
	现状监测因子	项目占地范围内监测点监测项目： 1、周边草地表层点：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中基本监测项目、pH、石油烃； 2、项目区柱状监测点：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本监测项目、pH、石油烃；				
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB 15618□；GB 36600☑；表 D.1☑；表 D.2□；其他				
	现状评价结论	监测均达标，满足相应的标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他（ ）				
	预测分析内容	影响范围（厂区外扩 1000m 以内）影响程度（影响较小）				
	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	
		4 个柱状样	GB 15618-2018 重金属指标、pH、石油烃		1 年一次	
	信息公开指标	土壤环境跟踪监测达标情况				
评价结论		可接受				

注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。

注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。

5.2.7 运营期生态环境影响分析与评价

5.2.7.1 动物及植被的影响分析

由于本项目的管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关

系到管线运行期对地表植物及植被的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表的植物及植被产生影响，进而影响植被的生长、发育及产量。评价认为只要按照设计要求敷设，管道工程对地表植被的影响较小。

井场在运行期间仅会产生少量烃类气体，对植被的影响相对较小。运行期，井场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小。但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动。另外原油运输道路的交通噪声存在一定的惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类、啮齿类，基本不存在影响。

5.2.7.2 景观影响分析

本工程完成后，评价区内的景观格局发生了一定的变化。油田开发占地，使原有斑块发生破碎化倾向，景观类型的优势度均有所下降；油田用地的景观优势度提高，景观斑块密度增大，频度增加；但油田景观面积相对较小，比例较低，景观斑块分散、破碎且连通性差，不具备动态控制能力，对生态调控作用小，尚构不成对生态环境起决定作用的景观基底。总体上看来，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。

5.2.8 闭井期环境影响分析与评价

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。油田闭井期并非所有油水井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井期，一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。管线拆除前先进行清管，清楚管道中残存的少量原油，避免对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染。在闭井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田进场道路在征求当地群众意见的基础上，能够利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。油田设施闭井后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复。

5.2.9 生态环境影响自查

建设项目生态环境影响评价自查表见表 5.2-29。

表 5.2-29　　建设项目生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他✡			
	影响方式	工程占用✡；施工活动干扰✡；改变环境条件□；其他□			
	评价因子	物种□（　　） 生境□（　　） 生物群落□（　　） 生态系统□（　　） 生物多样性□（　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观□（　　） 自然遗迹□（　　） 其他✡（植被类型、土地利用、动物资源、生态系统等）			
评价等级		一级□	二级□	三级✡	生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.334）km^2；水域面积：（ 0 ）km^2			
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集✡；遥感调查✡；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专　家和公众咨询法□；其他□			
	调查时间	春季□；夏季✡；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□			
	所在区域的生态问题	水土流失✡；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他✡			
	评价内容	植被/植物群落✡；土地利用✡；生态系统✡；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；其他			
生态影响预测与评价	评价方法	定性✡；定性和定量□			
	评价内容	植被/植物群落✡；土地利用✡；生态系统✡；生物多样性✡；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□			
生态保护	对策措施	避让✡；减缓✡；生态修复✡；生态补偿□；科研□；其他□			
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规✡；无□			

对策措施	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他✡		
评价结论	生态影响	可行✡；不可行□		
	注：“□”为勾选项，可√；“（		）”	为内容填写项。

第 6 章　环境保护措施及其技术、经济论证

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期大气污染环境保护措施

1、柴油机废气污染防治措施

针对钻井过程中的柴油发电机尾气，评价提出以下污染防治措施：

（1）采用低能耗、高效率的柴油发电机；

（2）采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油，减少污染物排放；

（3）确保施工机械用柴油机尾气达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中相关要求。

2、汽车尾气污染防治措施

针对施工过程中车辆尾气，评价提出以下污染防治措施：加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，合理设计施工站场进出口道路，保证车辆能够迅速的进出而减少怠速时间，减少汽车尾气的排放量。

3、施工扬尘防治措施

（1）施工期井场扬尘污染防治措施

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

②遇大风天气停止土方作业；

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

④严禁运输建筑材料和设备的车辆超载行驶；

⑤运输沙土、水泥、土方的车辆行驶过程中应加盖篷布；

（2）管线施工扬尘污染防治措施

①管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；

②敷设过程中，应严格按照施工作业带宽度控制施工范围，避免因施工开挖加剧评

价区水土流失；

③合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止土方风化起尘；

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

⑤施工完成后，立即对管线进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

（3）道路运输扬尘防治措施

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

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

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

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

⑤运输车辆在通过路况较差或居民区集中的路段时，应减速慢行，避免扬尘污染等。

6.1.2 施工期水污染环境保护措施

1、钻井废水污染防治措施

（1）钻井过程必须采用无毒无害的水基钻井液，避免对浅层地下水造成污染。

（2）每口油井钻井过程中配备钻井液循环罐，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置，钻井废水中约 70%的上清液循环利用.

（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，剩余钻井废水排至井场附近的废弃泥浆池中，自然蒸发后与钻井泥浆统一加药进行无害化固化稳定及填埋处理。

（5）在暴雨较多的夏、秋季节，在钻井井场的泥浆池周围（主要是上游方向）设临时围挡，阻止暴雨时地表漫流和径流进入泥浆池。

2、试油废水污染防治措施

（1）试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对压裂废水进行统一收集，入罐率 100%。压裂液应优先在井场内进行循环利用，压裂作业结束后，试油废水等安排罐车运至现有污水处理站处理。

（2）压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

（3）严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

（4）注水泥固井时，按设计要求使水泥浆在管外环形空间上返到规定的高度，确保安全封闭此深度内的地下水含水层。

6.1.3 施工期噪声污染环境保护措施

施工期噪声源主要包括施工期使用的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆机、压裂车及推土机等，施工期声环境影响较小，为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

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

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

（3）各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。

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

（5）做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等劳动防护用品。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

6.1.4 施工期固体废物污染环境保护措施

1、废钻井泥浆、岩屑

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。宝勒根陶海油田对产生的废弃泥浆排入井场防渗泥浆池中进行无害化固化稳定处理，然后进行填埋覆土绿化。

（1）泥浆池防渗

对本次项目新建的所有泥浆池进行防渗防漏处理，防止泥浆渗漏对土壤和地下水的影响。泥浆池开挖整平后应对底部进行压实，四周及底部采取防渗措施，渗透系数小于

1.0×10^{-10}cm/s，铺设的防渗膜应向泥浆池外部延伸≥2m，并将边缘压实，避免钻井废水及泥浆溢出对池外未防渗区域土壤造成影响。

在完井后，钻井废水、钻井泥浆、岩屑应及时进行无害化固化稳定处理。钻井所产生的废弃泥浆的固化工作委托专业队伍在一个月之内完成，同时在泥浆完全固化之前的泥浆池采取设置明确标示及围栏等措施，避免造成人或牲畜误入。泥浆池固化后，覆盖表土进行植被恢复。

（2）废弃钻井泥浆的处理

本次新建单井泥浆池容积为 112m^3（7m×4m×4m），油田单井产生的岩屑和泥浆为 89.29m^3，故泥浆池完全能够容纳单井钻井工程中产生的岩屑和泥浆。

当前国内对钻井废弃泥浆的处理主要是向泥浆池中加入一定量的固化剂，使其通过化学反应而凝结成块，使泥浆失去流动性，要使一些重金属离子活性降低，从而降低对环境的影响和危害。

固化剂里一般含有阳离子沉淀剂、阴离子沉淀剂、吸附剂、硬化剂。阳离子沉淀剂含有磷酸盐，能沉淀重金属离子，降低其毒性，并调节废弃物的 pH 值，同时与阳离子沉淀剂共同起破乳作用；吸附剂具有很大的表面积，可吸附有机物和重金属离子。硬化剂通过化学反应可形成立体构架的无机聚合物、固定污染物，使其在外力作用下不能游离出来，降低其迁移能力，提高无害化处理效果。固化剂分为主剂、辅剂，分批加入。经投加主剂、辅剂，回填到泥浆池找平夯实后，经 5 天～10 天的固化期，固化体有一定强度后，覆盖 200mm 表土进行植被恢复。

固化工艺流程见图 6.1-1。

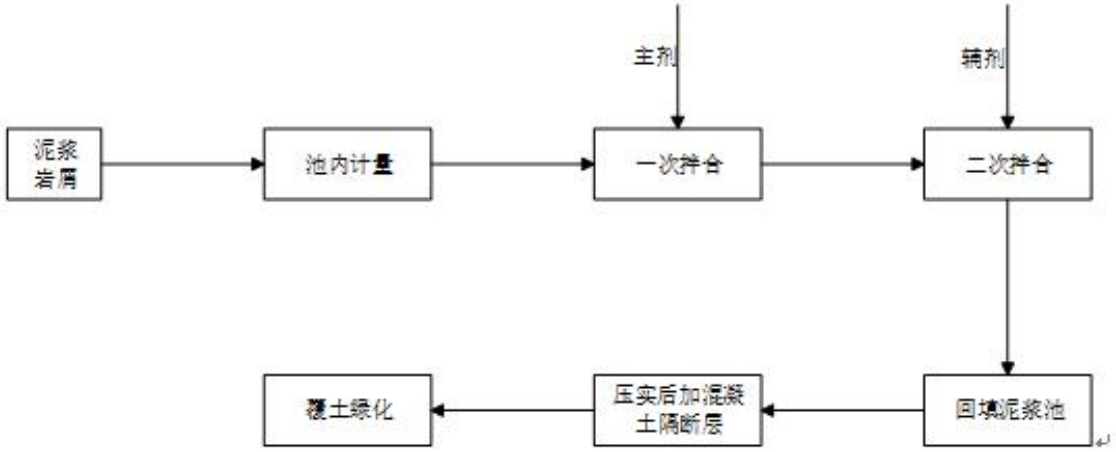


图 6.1-1　泥浆池固化工艺流程图

2、落地油

落地油和含油污泥均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物。井下作业过程中，在井场铺设防渗布，并配备泄油器、刮油器等设备，及时回收产生的落地油和含油污泥，回收的危险废物全部运至危废暂存点暂存，定期送有资质单位进行处置，措施可行。

3、其他固废

井场压裂、试油等作业产生的废防渗布、废润滑油及包装桶均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，评价要求收集后送至危废暂存点按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存，定期交有资质单位回收后处置。钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置，处置措施可行。

4、生活垃圾

各井场开钻前首先在施工营地的生活区设置集中生活垃圾堆放点，生活垃圾统一收集后，送当地环卫部门指定地点集中处置，生活垃圾处置措施可行。

5、施工期固体废物处置要求

结合上述固废污染防治措施，本次评价提出以下要求：

①加强环境管理，严禁废弃钻井泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤的污染。

②对于井下作业过程中产生的落地油等采取及时回收措施，确保回收率 100%

③场地平整、管线开挖等产生的土石方等，必须用于回填、平整土地，做到土石方平衡；

④施工期建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；

⑤加强对参建单位的管理，确保参建单位产生的危险废物按国家有关规定交有资质单位处置并取得转移联单。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

1、源头控制措施

⑴废水源头防控措施

①施工期污废水严禁排放；

②钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；

③钻井结束后，施工产生的废弃泥浆统一排至井场附近的防渗泥浆池中，加药进行

无害化固化稳定及填埋处理；

④试油、压裂等措施作业时采用密闭作业，避免措施液泄漏；

⑤压裂液返排液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往依托措污水处理站处理后回注，不外排。

⑵固废源头防控措施

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害的水基钻井液。钻井液循环使用，钻井完毕后，统一排至井场附近的防渗泥浆池中，加药进行无害化固化稳定及填埋处理。

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

2、过程防控措施

⑴泥浆池开挖整平后应对底部进行压实，四周及底部采取防渗，铺设的防渗膜应向泥浆池外部延伸≥2m，并将边缘压实，避免钻井废水及泥浆溢出对池外未防渗区域土壤造成影响；

⑵试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

⑶试油、压裂等井下作业过程中，应在井场地表铺设防渗布，确保落地油不落地并及时收集处置；

⑷管道等施工过程中土壤应分层开挖、分层回填。开挖时将剥离表土集中堆放于开挖区一侧，并将 0～40cm 表层土、底层土分开堆放；在施工结束后回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

3、污染治理措施

⑴井场施工结束后，及时清理施工过程产生的岩屑、落地油和生活垃圾等固体废物；

⑵井场竣工交付前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留的固体废物进行二次清理；

⑶已发生落地油污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换，并对置换出的污染土壤进行合理处置。

6.1.6 施工期生态保护措施

1、充分利用区域内自然地形地貌，尽可能减少占地面积，减少对植被的破坏面积；

减少挖方、填方量，尽量做到工程自身土石方平衡。施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

2、各施工场地施工过程中，在各场地周围采取临时拦挡措施，挖方及时回填，不能回填的，堆放在指定场所，并做好临时拦挡措施。

3、道路建设过程中必须将道路两侧的绿化同时考虑，做好施工场地得防护措施，建设扬尘对周围环境的影响。

4、加强施工人员的各类卫生管理，避免生活污水的直接排放，减少水体污染，最大限度保护动物生境。

5、土石方运输要严格遵守作业制度，采用车况良好的斗车，避免过量装料，防止松散土石料的散落，减少水土流失。

6、所有施工场地开挖结束后，保存占用土地表层熟化土，为植被恢复提供良好的土壤。施工结束后及时清理、松土、覆盖熟化土，复种或选择当地适宜植物及时恢复绿化。本项目封场后将存放表土覆盖进行生态恢复。拆除临时建筑物，清除建筑垃圾，尽可能恢复其原有土地的功能。

7、禁止在工程征地范围外、植被良好的地区进行取土石活动，以减少水土流失损坏面积。

8、本项目的建设将引入大量的现代运输设备和人员，人员和设备的运输可能无意引进外来物种，在施工中严格加以控制，一旦发现有引入的外来物种，应采用人工拔除的方法将其彻底消灭。要尽快恢复工程建设中破坏的植被，尽量减少外来物种可利用的生境，以防范和限制外来物种入侵。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期大气污染防治措施

6.2.1.1 无组织烃类逸散防治措施

本工程评价结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中挥发性有机物排放控制要求，提出项目无组织排放控制措施如下：

（1）储罐运行维护要求

针对现有井场放置的固定顶罐，应满足以下运行要求：

①罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；

②储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

③站场储油设施设置呼吸阀挡板，降低储运过程中的油气损耗。定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；

④编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

（2）原油装载排放控制要求

①采用底部装载或顶部浸没式装载方式；

②采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm；

③装载真实蒸气压≥27.6kPa 的原油，应对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。

（3）设备与管线组件泄漏排放控制要求

对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。运行过程出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象

②密封点泄漏检测值超过 GB39728-2020 表 4 规定的泄漏认定浓度（2000μmol/mol）。

（4）其他排放控制要求

①加强采油井井口密闭性。

②优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。

③油田伴生气作为燃料全部回收利用；

④加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗。

6.2.1.2 扬尘控制措施

针对运行期道路扬尘的影响，应根据不同性质的运输路段，以及不同生产运行阶段分类采取相应的扬尘治理措施。

（1）井场道路

运行期的主要运行车辆为巡检车辆，该部分车辆运输频度较小，在采取限速行驶的情况下，对影响范围内的村民住户实际影响较小，但在井场进行修井、洗井等作业期间，由于工程车辆进出频度增加，扬尘影响相对明显，因此，在洗井、修井等作业期间应对井场道路采取洒水降尘等措施，并合理安排洒水频次、洒水量，以及洒水方式，确保措

施有效。

（2）依托地方道路

在油田运输道路中，地方道路往往起到枢纽作用，将较分散的油区道路连接起来，使得地方道路的交通量增加，特别是增加油田施工机械车辆等重型车的通行量，道路经长期的超负荷使用，路面破怀情况加重，进而增加了道路的起尘量，加重了道路两侧的扬尘污染。由于我国乡镇、村庄的建设特点，这些地方道路往往也成为途经村庄、乡镇的主要街道，人员较为密集，该类道路扬尘对住户居民的影响较大。对于该类道路，建设单位应当主动联系地方道路交通主管部门，加强协商，配合地方道路交通主管部门做好该类道路的建设、修缮和养护工作。

在采取以上相应的道路治理措施后，油区的道路扬尘会得到较大改善，受影响的人群进一步减少。

6.2.2 运营期水污染防治措施

本项目生产废水主要包括油田采出水及洗井废水、修井废水，其特点是含油量高，并含有一定量的泥砂。

6.2.2.1 油田采出水处理措施

（1）处理措施可行性分析

本项目采出水处理依托现有鑫垠公司污水处理系统，位于锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，油田中鑫垠区块的镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司联合站内。污水首先由拉水罐车卸入卸水池，然后由泵提升进入絮凝反应池，在絮凝反应池内，通过搅拌与絮凝剂进行充分的反应，然后进入隔油沉淀池进行沉淀，出水排至清水池、储水池，最后由管道进入镶黄旗鑫垠能源技术开发有限公司回注水处理系统，经过油水分离器、漂油分离罐、多介质过滤器、金刚砂过滤器处理后，出水全部回注；卸油池及隔油沉淀池中污泥通过污泥泵加管线抽至污泥干化池中（污泥 1 年左右抽一次），自然晾晒装袋后暂存于污泥暂存间，由丰镇市玉林化工有限责任公司进行处置。

经过上述工艺处理后，出水水质可以达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准要求。因此，从工艺上依托现有采出水处理系统可行。

（2）处理能力可行性分析

本项目依托的现有鑫垠公司污水处理系统设计处理能力为 200m^3/d，当前负荷

45m³/d，富余能力为155m³/d，完全大于本次新增采出水处理负荷（49.23m³/d），可满足项目处理需要。

因此，从采出水处理系统处理规模上看，可确保本项目新增采出水处理需求。

6.2.2.2 洗井废水处理措施

洗井是定期进行的，主要污染物有盐类、石油类、酸、碱等。对于洗井废水，全部回收进入洗井作业时配套的密闭罐车，而后拉运回污水处理厂进行处理后回注，不外排。

6.2.2.3 修井废水处理措施

修井废水包括下泵、修井、除砂、清蜡、防蜡、堵水等工艺产生的废水。除部分残液需外排，其它均已密闭作业，修井废水随原油一起经集输系统运到集输站进行处理。修井废水主要含有石油类、COD、挥发酚、表面活性剂和酸、碱等污染物直接进入集输系统，集中运输至集输站与含油废水一起处理。

6.2.2.3 采出水有效回注保证性分析

（1）为确保采出水全部有效回注油层，建议对采出水处理系统配套安装流量监控系统，对系统处理量和回注量进行流量监控，并建立台账信息进行记录，确保采出水全部回注地下油层，回注率达到100%。

（2）采出水回注层位应为产油层，注水井应严格按照防止油水串层设计的井身结构进行施工，杜绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，防止采出水回注到非产油层。。

（3）对于注水井的施工要加强监管和工程监理，保存好注水井的深井等钻探资料，确保注水井打到油层，防止无效回注的发生。

6.2.2.4 采出水回注综合利用的可行性

（1）从回注目的方面分析，油田采出水处理后回注油层是以驱油为目的，用于补充地层能量，属于工艺用水，实现水资源循环再利用。

（2）从水质指标方面分析，依托采出水处理系统采用的处理工艺能够实现处理后水质稳定达标。

（3）从回注过程方面分析，采出水随原油采出后，通过地面油水分离、规范处置，再通过多层防护的井筒回注到油层，全过程密闭运行，整个过程防控措施安全可靠，正常情况下不会对地下水体造成问题。

（4）从回注井成井工艺方面分析，现有工程注水井配套管网采用管线为高压注水钢管，壁厚达 9mm；且使用环氧粉末防腐工艺，具有防腐、耐温、耐压特性，可有效保证废水安全回注，大大降低了对地表水及环境污染。此外，所选注水井井筒满足废水回注需求，注水井完井套管采用了环氧冷缠带牺牲阳极保护套管+高强度水泥固井技术，水泥返高至地面，套管保护较好，且对注水层位上段配套套管保护封隔器，实现废水集中在目的层注入，确保地下水源不受污染，废水安全回注。

依托注水井的井身结构如图 6.2-1 所示，注水井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，并设置控制加压装置，防止对地下潜水及地表水造成污染。因此，回注地层的采出水及措施返排液在正常情况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

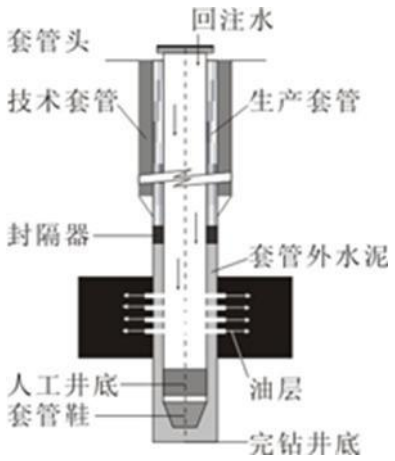


图 6.2-1　　注水井井身结构示意图

6.2.3 运营期噪声环境保护措施

6.2.3.1 井场噪声控制措施

项目运行期主要噪声源为水泵、油泵、采油机等。噪声控制措施主要包括：

（1）井场选址应尽可能远离居民点；

（2）新建井场采油机采用电力驱动，合理布置井场、站场平面布置；

（3）设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取基础减振措施；振动较为强烈的产噪设备如水泵的进、出口管道均应进行应力分析，并根据分析结果设置柔性复合管软性

连接，防止泵体与管道共振。

采取以上措施后，可有效降低噪声影响，各井场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会扰民，噪声污染控制措施可行。

6.2.3.2 交通噪声控制措施

运行期交通噪声主要是油区作业车辆对周围环境的影响，具体防治措施有：

（1）油区运输车辆尽量安排在上午 7:00～12:00 和下午 14:00～22:00 之间，严禁夜间运输；

（2）加强安全教育及管理，减少车辆鸣笛；

（3）严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识。

6.2.4 运营期固废污染防治措施

6.2.4.1 落地油的控制及回收

为防止运行期原油通过井杆泄漏形成落地油，本项目新建井场采取了落地油收集设施。本项目对落地油实施减量化和资源化措施具体如下：

（1）设置井控装置，在钻井过程中及完井后，严格井控技术规定和井口装置试压要求。

（2）根据标准化井场设计，井口设置集油槽，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废暂存点暂存后委托有资质单位处置。

井口集油槽深约 1.0m，应按照《危险废物贮存污染控制标准》中要求进行基础防渗，防渗数至少满足 1m 厚粘土层（渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s。

（3）井下作业

井下作业过程采用高分子软体平台，油污不落地，收集后委托有资质单位处置。建议采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体技术措施包括：

①使用撞击式泄油器、提杆式泄油器，提管式泄油器解决包括抽油杆砂卡或断脱等不利情况在内的油管泄油问题，保证油管内的原油全部泄入开筒而不落地；

②使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着的原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面。

以上控制落地原油产生的技术措施及设备已在实际应用中取得了很好的效果。建设单位在井下作业时，可结合实际情况，对施工单位提出具体技术要求。

（4）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、渗漏，以及原油泄漏事件的发生。

在采取以上措施后，落地油产生量少，回收率高，污染控制措施可行。

6.2.4.2 含油污泥的回收与处置

运行期含油污泥主要来自于原油储罐清罐。清理作业前，罐区内部和井场地面均预先铺设防渗布防止油泥落地，避免危废散落造成作业场地内的土壤和地下水污染。油泥清出装置后直接装入防渗袋内运至危废暂存点定期交有资质单位处理。

此外，按照标准化井场建设要求，各采油井场内均建有集油槽，用于井场运行期含油污泥的暂存，作业结束后及时进行污油清理和回收，将含油污泥运送至危废暂存点暂存，定期运送至有资质单位进行处置。

6.2.4.2 其他固体废物的处置

运行期其他固废主要包括设备维护作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，收集后送至危废暂存点单独暂存，定期交有资质单位处置，防治措施可行。

6.2.5 土壤环境污染防治措施

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求，土壤污染防治措施主要包括源头控制措施、过程控制措施以及跟踪监测计划。

6.2.5.1 源头控制措施

⑴废水源头控制措施

①采出水及修井、洗井废水全部收集进入水处理系统，处理达标后回注油层用于驱油，不外排；

②生活污水全部收集经生活污水处理设施处理达标后用于站场植被绿化等综合利用，不外排；

③加强井场标准化建设，设置含油污水罐和集油槽，确保日常生产中井口落地油全部收集，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；

④井场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外。

⑤加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防治管线泄漏引起的土壤污染。

⑵固体废物源头控制措施

①井口设置集油槽，井场设置含油污水罐，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废暂存点暂存，定期委托有资质单位处置；

②井下作业过程及时收集落地油和含油污泥，定期委托有资质单位处置；

③含油污泥清理后直接装入防渗袋，交有资质单位进行处置，暂时无法接收时，送危废暂存点暂存；清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

6.2.5.2 过程控制措施

⑴新建拉油点和井场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区三个级别。

⑵危废暂存点均应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）相关要求建设，暂存点内底面及提交进行基础防渗，防渗系数至少满足 1m 厚粘土层（渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，但渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s。

⑶评价建议项目应根据相关的标准规范要求，对井场各类设备设施加强日常维护，发生故障时及时发现及时进行维修，以防止废气无组织排放污染下风向土壤。此外，土壤污染物可通过生物降解或植物吸收而净化，也可在厂区空闲区域进行人工栽植适应评价区环境的灌木、草地等植被，以减少对周边土壤环境的影响。

6.2.6 生态环境保护对策措施

6.2.7.1 生态环境保护措施

本项目运行期除站场正常生产以及注水等管线维护外，对周边的生态环境基本无影响。因此，运行期的生态保护应注重维护，并适当加强生态修复。

（1）加强各种防护工程的维护、保养与管理，对不足部分不断加强与完善。

（2）对井场内道路进行了标识规定，规范行车路线，对井场道路以外区域的草原植被不得随意碾压破坏。

（3）加强职工及项目开发区块周围牧民的宣传教育，避免新种植被在恢复期间遭

到破坏。

（4）对于作业过程中产生的各类废物和落地原油及时进行妥善的处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对生态环境造成影响。

（5）对油田各区域进行适当的绿化。对施工期形成的开挖面进行平整覆土恢复植被。植物种的选择要坚持适地、适草的原则。在绿化初期加强人工抚育措施。

（6）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。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。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。

6.2.7.2 生态恢复措施

本项目的开发建设影响的主要是天然草地。项目总占地面积 33.65hm^2，其中永久占地 5.90hm^2、临时占地 27.75hm^2。主要是对临时占地采取植被恢复措施，在植被恢复要选用乡土物种，禁止引入外来物种，确保生物安全。工程临时占地主要包括泥浆池、钻探过程中其他施工区、集输管线施工等。生态恢复措施平面布置示意图见图 6.2-1。

根据油田开发建设与运行特点和评价区环境特征，主要采取工程措施和植物措施进行生态恢复。

1、工程措施

（1）表土剥离措施：本项目实施表土剥离，剥离厚度为 0.30m。对于管线等线性工程，表土应集中堆放于线性工程两侧；对于泥浆池，应堆放于泥浆池的一侧。表土堆放采用台体形，边坡为 1：1。在土壤堆存期间，为了防止水力与风力的侵蚀，用尼龙网覆盖。

（2）场地清理：对油田开发区块内临时建筑用地铺设的碎石等进行清理。

（3）覆土工程措施：在油田开发后期使用推土机及自行式平地机对井场用地、道路用地等进行表土回覆，覆土厚度为 0.30m，土源为井场和附近道路剥离的存放于井场内临时表土堆放场的表土。

（4）平整工程措施：对管线、泥浆池等用地进行平整，本项目通过自动式平地机等机械进行土地平整，使管线、泥浆池等用地与四周用地相协调。

2、植物措施

根据当地的气候、土壤等自然条件，在开发建设过程中，采取边开发、边治理的方

法，每年 6 月初至 6 月末播撒草籽，在 7 月到 10 月间进行养护，养护期间继续在稀疏地块撒播草籽及浇水养护。

3、植被恢复计划

（1）植被恢复年限

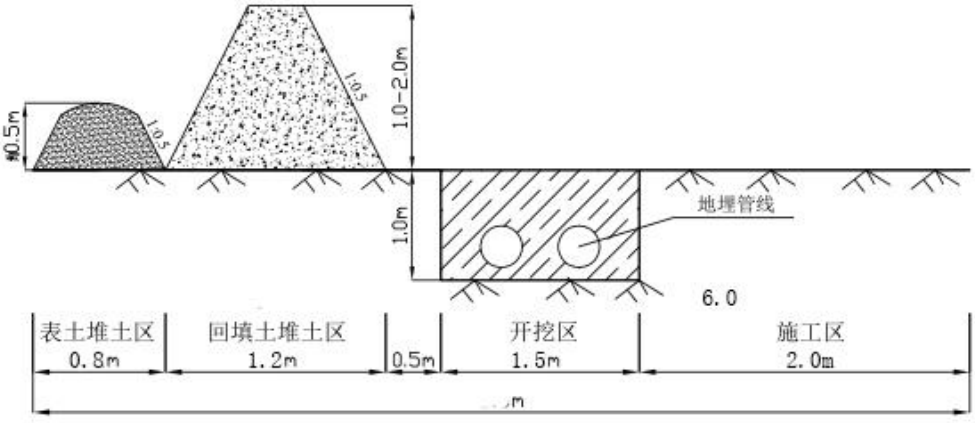
根据油田滚动开发规划的特点，对于油井及管线在当年或者第二年恢种植草本植物恢复植被。

（2）植被恢复计划安排

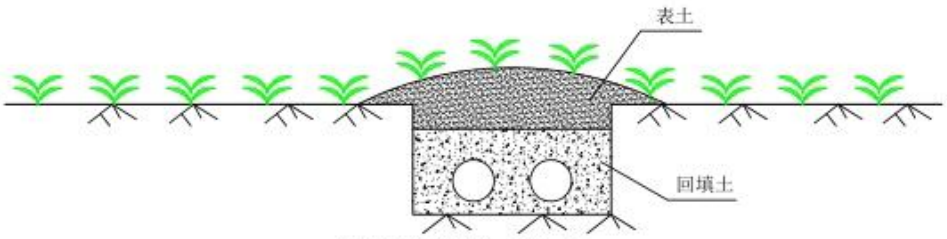
根据油田项目特点，植被恢复在充分考虑油田生产计划以及生产实际情况的基础上，结合工程进度安排和生产建设活动对土地破坏的阶段性或区位性特点，划分恢复阶段，确定每一阶段或每一区段的恢复目标、任务、计划及资金安排等，制定植被恢复进度计划安排表。植被恢复面积目标见表 6.2-1。

表 6.2-1　植被恢复目标表　单位：hm^2

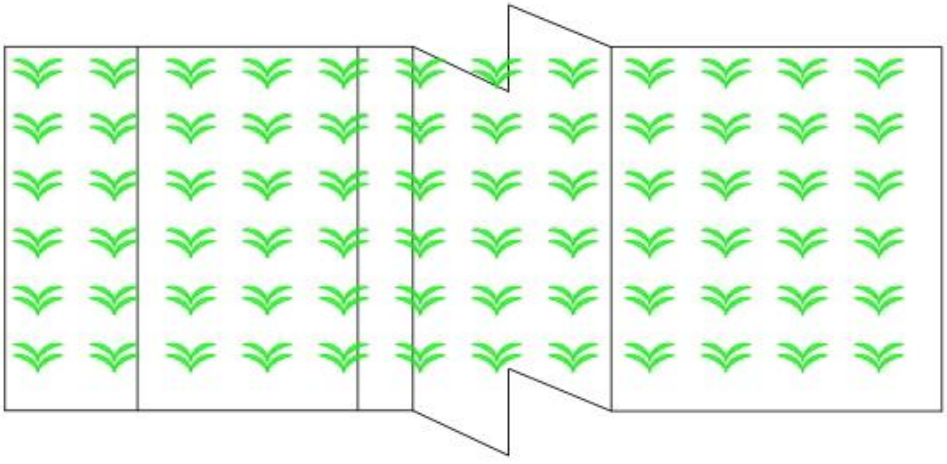
分区	面积	措施	时限	备注
泥浆池	0.073	覆土、播撒草籽	钻采完成后的1～2年内	草地
井区临时施工场地	22.10	覆土、播撒草籽		草地
集输管线施工占地	5.58	覆土、播撒草籽		草地
合计	27.75			



地埋管线施工布置图



地埋管线植被恢复剖面图



地埋管线植被恢复平面图

图 例

种草恢复植被

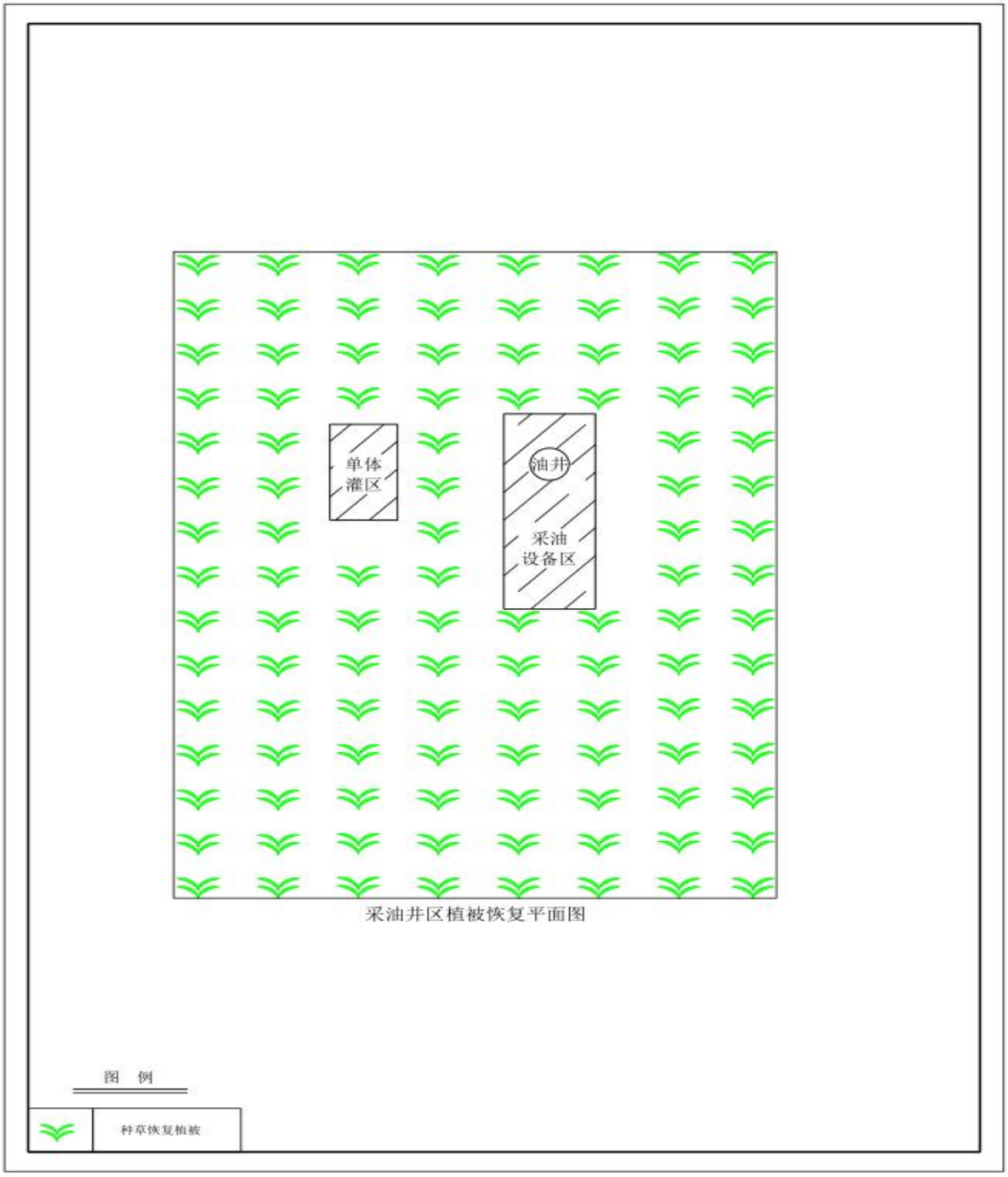


图 6.2-2　　生态恢复措施平面布置示意图

6.2.7.3 生态保护措施可行性分析

本次评价生态保护措施工艺简单，技术较成熟。生态恢复治理主要是对场地进行土地复垦等生态恢复工作，种植适宜当地生长的植物物种，生态环境得以恢复。在生态保护治理资金上实施专款专用，建设单位划出一定资金由专人负责用于生态环境治理。综上，本项目采取的生态保护措施是可行的。

6.2.7 闭井期污染防治措施

泥方式封闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

⑴油井闭井后，对废弃井架、井台和采油管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。

⑵井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。

⑶对井场永久占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。对报废井、套损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施，封井工艺选择油层挤封+全井段水泥封固，用水泥承留器或桥塞一次性封堵油层；水泥封固全部井筒，表套油套环空采用直接灌水固。

⑷闭井期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。

⑸井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌， 使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

⑹闭井后，应按照污染地块土壤环境管理的有关规定，开展土壤和地下水环境调查，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

评价认为，在采取上述闭井期污染防治措施后，可减缓闭井期对环境的影响。

第 7 章　环境风险评价

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提出科学依据。

7.1 建设项目风险源调查

项目运营期间的主要污染源为无组织烃类，原油处理过程中产生的采出水，生产过程中产生的各类危险固体废物。经分析判别，本项目涉及的危险物质为原油、伴生气、柴油及火灾爆炸事故次生污染物 CO、SO_2 等。可能存在的风险单元包括钻采井场、油罐、集输管线等。

（1）钻采井场

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。

（2）井场

原油属易燃物质，井场原油储罐存在泄漏进而可能引发火灾、爆炸事故的风险。发生事故后未完全燃烧的有毒有害物质以及完全燃烧后伴生/次生的 CO、SO_2 等扩散进入大气后对大气环境会造成影响。事故后产生的消防废水若没有及时收集处理，会对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

（3）输油管线工程

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被产生影响，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

（5）拉油道路

本项目罐车运输过程若发生原油泄漏事故，存在污染土壤、地表水的可能。

7.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 B.1、表 B.2 和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）表 1 中规定的临界量进行 P 的分级确定。按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_{1l}}+\frac{q_2}{Q_2}+\Lambda+\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1、q_2、q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1、Q_2、Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

本项目为油田开发建设项目，施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油和伴生气。

本项目涉及的危险物质临界量参照附录 B 确定。根据分析可知，本项目新建油井、油罐及相关输油管线的 Q 值均＜1，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I，本项目 Q 值确定见表 7.2-1。

表 7.2-1　项目 Q 值确定表

序号	危险单元		危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	规格	运行压力
1	钻井井场	柴油储罐	柴油	2500	20	0.008	/	常压
2	采油井场	原油储罐	含水原油	2500	668.93	0.268	26×30m³ 储油罐	常压
3	管线	集输管线	含水原油	2500	10.51	0.004	Φ60×9.30km	常压

注：单井出油管线管径相同，选取管线总长度进行判定。

根据导则，环境风险评价工作等级划分为一、二、三级，根据环境风险潜势确定。对应关系见表 7.2-2。

表 7.2-2　风险评价等级判别表

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

a、是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明

本项目新建油井、油罐及相关输油管线等危险单元 Q 值均＜1，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析。

7.3 环境风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、柴油以及火灾爆炸事故次生

污染物 CO、SO_2，根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），以上危险物质危险特性见表 7.2-3。

表 7.2-3　危险物质分类表

危险特性		危险物质
有毒物质	急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质）	CO
	急性毒性属于 3 类别（一般毒性物质）	/
易燃物质	易燃气体	伴生气
	易燃液体	原油
	可燃液体	柴油

各物料的基本性质如下：

（1）原油

原油主要理化性质见表 7.2-4。

表 7.2-4　原油的理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS 号：75-01-04
理化性质	外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点(℃)：-259.2	沸点(℃)：120～200℃
	比重：0.84～0.86(水=1)	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：＜28℃	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD50：500～5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

由表 7.2-4 可以看出，原油具有以下特性：

①火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，其火灾危险性为甲类物质；

②易蒸发性：油田作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；

③毒性物质：原油具有一定的毒性；

④易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；

⑤易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；

⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，

或者管线输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

（2）伴生气

原油伴生气又称石油气，伴生气主要理化性质见表 7.2-5。

表 7.2-5　伴生气（石油气）的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefiedpetroleumgas
	危规号：21053	CAS 号：68476-85-7
理化性质	外观与形状：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味	自燃温度：413℃
	液态液化石油气相对密度为 4℃的水的 0.5～0.6 倍	气态液化石气油比空气重 1.5～2.0 倍
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：-74℃	爆炸上限(%)：2.25
	爆炸下限(%)：9.65	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失　禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。	

原油伴生气具有以下特性：

①易燃易爆性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，燃烧分解产物为 CO；

②易扩散性：其蒸气比空气轻，能扩散到相当远的地方，遇明火会回燃。

（3）柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井过程，使用比较分散，不设置储罐。柴油的主要理化性质见表 7.2-6。

表 7.2-6　柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil；Dieselfuel
	分子式：CXHY	分子量：190～220
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化性质	外观与形状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点(℃)：-18	沸点(℃)：282～338

	相对密度：(水=1)0.87～0.9	禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：257	闪点(℃)：65
	最小点火能(MJ)：0.2	最大爆炸压力(MPa)：0.82
	燃烧热：9700 大卡/kg	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力 增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。：柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	工作场所最高允许浓度：未制定	

（4）CO

原油等发生火灾爆炸时产生次生污染物CO，其主要理化性质及危险特性见表7.2-7。

表 7.2-7 一氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名：一氧化碳		英文名：carbonnomoxide
	分子式：CO		分子量：28
	危规号：21005	UN 编号：1016	CAS 号：630-08-0
理化性质	外观与形状：无色无臭气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂
	熔点(℃)：-199.1		沸点(℃)：-191.4
	相对密度：(水=1)0.79		相对密度：(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(1(Pa)13.33(-257．9℃)		禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa)：3.50		临界温度(℃)：-140.2
	LC50：2069mg/m^3（人吸入 1 小时）		
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：610		闪点(℃)：<-50
	爆炸下限(%)：12.5		爆炸上限(%)：74.2
	最小点火能(MJ)0.3～0.4		最大爆炸压力(MPa)：0.720
	燃烧热(J/mol)：285624		燃烧(分解)产物：二氧化碳
危险特性	危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高位能引起燃烧爆炸		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处		
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉		
健康	侵入途径：吸入		

危害	健康危害：CO 在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。 急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋 白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态 不稳、甚至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏危迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白 可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=30mg/m^3	

（6）SO_2

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO_2，其主要理化性质及危险特性见表 7.2-8。

表 7.2-8 二氧化硫理化性质及危险特性

标识	中文名：二氧化硫		英文名：sulfur dioxide
	分子式：SO_2		分子量：64.06
	危规号：23013	UN 编号：1079	CAS 号：7446-09-5
理化	性状:无色气体，具有室息性特臭。		溶解性：溶于水、乙醇。
	熔点(℃)：-75.3		沸点(℃)：-10
性质	相对密度：(水=1)1.43		相对密度：(空气=1)2.26
	饱和蒸汽压(KPa) 338.42（21.1℃）		禁忌物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。
	临界压力(MPa)：7.87		临界温度(℃)：157.8
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.3 类有毒气体		燃烧性：不燃,有毒,具强刺激性。
	引燃温度(℃)：无意义		闪点(℃)：无意义
	爆炸下限(%)：无意义		爆炸上限(%)：无意义
	最小点火能(MJ) 无意义		最大爆炸压力(MPa)：无意义
	燃烧热(J/mol)：无意义		燃烧(分解)产物：无意义
危险特性	危险特性：不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入		
	健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致室息。 急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等呼吸道及眼结膜刺激症状； 严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度时可引起反射性声门痉挛而致室息。 慢性中毒：长期接触二氧化硫，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退、肺气肿等；少数工人有牙齿酸蚀症。		
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=15mg/m3		

7.3.2 生产系统危险性识别

根据各设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、输油管线等几个功能单元，分述如下：

（1）井场

①施工期

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

②运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

（2）输油管线

本项目部分井场原油通过管线输至集输站。本次扩建工程拟建油气集输管线运行过程中存在的事故风险有管线等设备因腐蚀穿孔而造成油、气泄漏；冬季运行时输油管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，特别是当地窃油现象时有发生，窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

7.3.3 危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

（1）井场发生井喷对空气、土壤等的不利影响；

（2）站场原油泄漏并达到爆炸极限导致火灾爆炸事故后未完全燃烧的有毒有害物质，以及完全燃烧后伴生/次生的 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。

（3）伴生气管线发生发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体（烃类等）以及燃烧产生的二氧化硫进入大气对环境空气的影响。

（4）原油集输管线发生泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；原油通过包气带入渗对地下水环境造成污染。

（5）站场原油发生泄漏及火灾爆炸事故后产生的消防废水没有及时收集处理，扩

散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

（6）井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。

7.3.4 风险识别结果

综上所述，本项目主要危险单元包括井场、油气集输管线，危险单元的分布详见项目井场平面布置图。各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 7.2-9。

表 7.2-9　　项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻采井场	钻井等	原油、伴生气	井喷	污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；若原油流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差	井场周边居民点
		采油井	原油	井漏	污染地下水水质	地下水
2	油气集输	集输管线	原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	管线两侧居民
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	

7.4 风险事故情形分析

7.4.1 源项分析

1、储罐泄漏

井场主要设备包括储油罐、污水罐等，室外布置。事故情形设定为设备腐蚀或法兰连接破损引发原油泄漏，根据导则，泄漏事件设定为 30min。根据导则附录 F，液体泄漏速率 Q_L 采用伯努利方程计算，公式如下：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

ρ——泄漏液体密度，kg/m³，取 850kg/m³；

g——重力加速度，9.81m/s；

h——裂口之上液位高度，m，取 2.6m；

C_d——液体泄漏系数，按表 F.1 选取 0.5；

A——裂口面积，m^2，泄漏孔径取 10mm。

假定泄漏发生在设备底部，泄漏 30min 后发现并关闭设备，$30m^3$ 原油储罐泄漏速率约为 0.06kg/s，设备关闭前外泄原油量为 108kg。

2、拉油罐车事故

单台罐车最大运输量为 $30m^3$。在汽车运输过程中，由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素，均可引发汽车相撞等交通事故，导致车载原油部分或全部泄漏，若泄漏事故发生于河道两侧，则会对河流造成严重的污染影响，若泄漏的原油发生火灾、爆炸事故则会威胁附近人群生命安全。

7.5 环境风险分析

7.5.1 井喷事故后果分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、草地和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

1、热辐射和冲击波影响

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害。也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

宝勒根陶海油区主要为低渗透和超低渗透油藏，地层压力较低，钻井过程中发生井喷事故的概率较小，因此一般不会造成井场外人员伤亡。

2、井喷伴生气环境空气影响

发生井喷事故后，伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

类比历年产建环评预测分析，发生井喷事故时，在小风条件下，22.2m 处非甲烷总烃浓度达到最大值 17.44mg/m^3，短时间内将超出《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高点标准（5.0mg/m^3），造成一定时间内局部地区大气环境中非甲烷总烃浓度的升高，但在 100m 处非甲烷总烃的浓度降至 1.6576mg/m^3，对周边居民影响较小。

3、对土壤的污染和影响

井喷喷出的原油类混合物会渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦井喷要及时清理被污染的土壤。

4、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，导致植被死亡；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。

7.5.2 套外返水对地下水环境影响分析

采油井对地下水有影响的事故主要是由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；项目进入退役期后，对采油井封井不严，可能造成含油层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。

7.5.3 集油管道泄漏事故影响分析

1、土壤影响分析

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油

黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上土壤对原油具有一定的截流能力，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。

据相关研究结果表明：泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总含盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不会太大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，若处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

2、管线泄漏对地下水影响

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

3、管线泄漏对植被影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

7.5.4 拉油井场储油罐原油泄漏事故影响分析

1、原油泄漏对土壤的影响

原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当井场储罐发生泄漏，原油则在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上土壤对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油的区域，且主要对表层 0～20cm 的土层构成污染。泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，如果处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

2、原油泄漏对地下水的影响

油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

7.6 风险防范措施与应急预案

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

7.6.1 风险管理措施

（1）严格执行国家的安全卫生标准规范及相关的法律法规，在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑；

（2）制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

（3）对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

（4）在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；

（5）在作业前根据现场情况进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

（6）风险管理是一个动态的、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。风险管理过程见图 7.6-1。

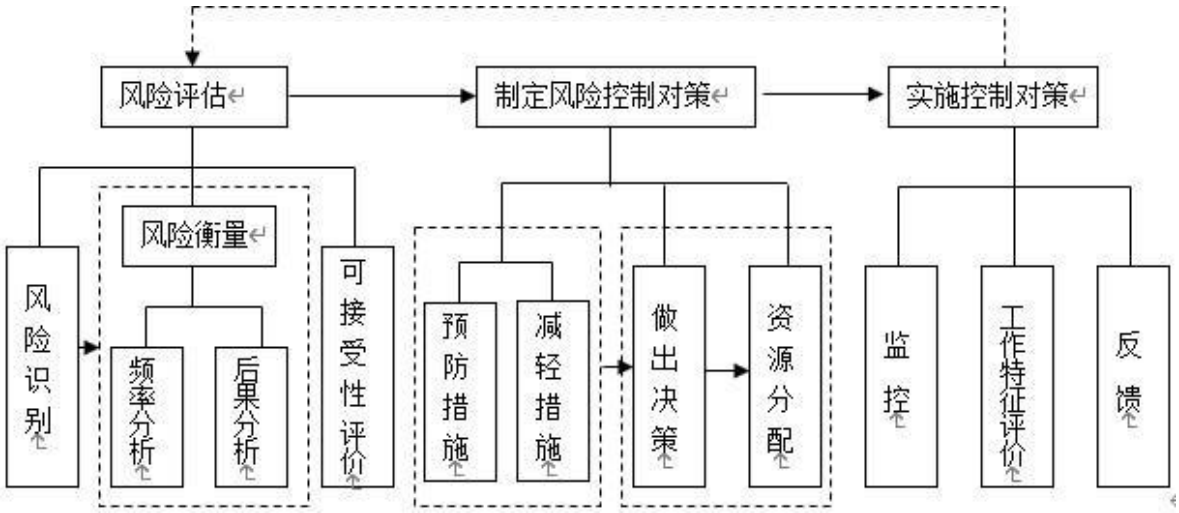


图 7.6-1　风险管理过程

7.6.2 技术防范措施

1、井喷的防治

（1）井位布设远离居民点、河流，钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》；

（2）钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生；

（3）在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；

（4）起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，若未下过钻铤，则可用万能防喷器关井；

（5）在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内伴生气和降低压力；

（6）如果在关井期间压力超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环；

（7）在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

（8）井队要向全队职工进行工程、地质、钻井液和井控设备等方面的技术措施交底；落实溢流早期显示观察岗位和“关井程序”操作岗位，坚持井队干部 24 小时值班制度；

（9）所有井控设备、专用工具、消防设备、电、气系统应配齐并处于正常状态；井队须严格执行钻井设计，钻井液密度及其它性能应符合设计要求，检查是否有足够的重泥浆和加重剂储备；

（10）钻主油气层上部 50～100 米时，根据预告的地层压力，及时调整好钻井液密度和性能，用钻开油气层的钻井液循环一周，对上部裸眼地层进行承压能力试验。环开防喷器试压到额定工作压力的 70%；节流管汇、闸板防喷器及以下部件试压到闸板防喷器的额定工作压力。

（11）部分井区伴生气含有硫化氢，因此，本区钻井过程中必须设置硫化氢在线监测系统，防止硫化氢中毒事故发生。

2、井漏的防治

钻井过程中及时对钻探情况进行监测，一旦发现异常，立即停钻采取相应措施，严防井漏事故的发生。对井漏的处理根据漏失程度的不同，采取相应的方法，详见表 7.6-1。

表 7.6-1　处理井漏的常用方法

序号	方法描述	适应的漏层类型
1	提钻、静候	渗漏、部分或完全漏失，进入诱导裂缝
2	加入桥堵剂	渗漏、部分和不严重的完全漏失，进入水平和垂直漏层
3	挤入失水量很大的泥浆	渗漏、部分或完全漏失，进入水平和垂直漏层
4	打水泥塞	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和一些垂直漏层
5	在井内混合配制的软和硬的塞子（M-DOB2C）	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和垂直漏层
6	地面配制的软塞	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，既可用于水基泥浆又可用于油

	（PAL-MIX110R）	基泥浆
7	井内配制的软塞	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，为了避免完全漏失，在井筒内及井筒附近打入一些水泥浆。FLO-Check 用于油基泥浆
8	特种堵漏剂：水基胶液，带有砂或石灰石粉的油基胶液	严重完全漏失，进入诱导的垂直裂缝层
9	有进无出钻进，用充气泥浆和下套管	严重漏失，进入孔洞、大的天然水平裂缝和大段的缝洞地层

3、管线泄漏的防治

（1）施工期事故防范措施

①严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）的要求进行设计；

②集油管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。跨越道路段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；

③管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为 1.2～1.5m；

④当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保护措施；

⑤管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力；

⑥建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑦贯彻《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角庄、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20～50m 范围内活动。

⑧尽量减少与河流、公路、铁路等大型建构筑物的交叉。线路尽量避开人口密集场所，避开保护区。

⑨根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）的要求，输气管道通过的地区，应按沿线居民户数和建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并依据地区等级作出相应的管道设计。

⑩对管道沿线人口密集、房屋距管道较近等敏感地区，提高设计系数，增加管道壁厚，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力。

（2）运行期事故防范措施

①在集输过程中，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管线内的腐蚀；

②定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；

③在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

④定期检查管线安全保护系统（如安全阀等），使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑤加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报；

⑥在穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清；

⑦在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。

4、罐车及危险废物运输防范措施

（1）运输车辆管理措施

①按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路；

②运输车辆必需配备应急处理器材、安全防护设施设备和专用车辆标志，例如配备专用灭火器、铁钎等灭火器材；必须配备具有行驶记录功能的卫星定位装置况；加装避电杆，行驶过程中确保避电杆接触地面；

③运输罐车应当到具备道路危险货物运输车辆维修资质的企业进行维修；

④适时清洗油罐沉积物，清洗油罐时严格按清罐安全要求，以防发生中毒和爆炸事故。

（2）装卸油作业管理措施

①装罐前，油罐车接好有效静电接地线，装油高度必须符合规定要求，不得超装，高温季节要留有一定的安全空容量，以防在运送过程中溢油。装油完毕后，撤除静电接地线。

②卸油前，接好静电接地线，各项准备工作检查无误后方可卸油，流速控制在规定范围以内，能自流卸油的不泵送卸油，卸油完毕，排空管内余油，关闭阀门，撤除静电接地线，收整并归位设备，办妥交接手续。

③雷雨期间要暂停进行油品的装卸作业，在装卸过程中，严禁擦洗罐车物品、按喇叭、修车等，对器具要轻拿轻放。

④严禁使用化纤、塑料、丝绸等容易产生静电的制品擦拭罐体及机器设备；

⑤油罐加油孔应密封严密，放油阀门、放油管应无渗漏，油罐通气孔应畅通，油泵进油滤网应经常清洗，送油胶管用完后应立即装上两端接头盖，不得有脏物进入。

（3）运输作业管理措施

①严格遵守交通规则，自觉维护交通秩序，文明驾驶、礼貌行车；

②运输车辆在行驶过程时，必须严格遵守交通、消防、治安等法规，根据道路的实际状况控制车速，保持与前车的安全距离，严禁违章超车，随意停车，并尽量避免紧急制动，确保行车安全；

③油罐车严禁烟火和动用明火。在运输过程中，运输人员不得吸烟和动用明火，无关人员不得搭车，确保按规定的线路、速度行驶，停放，禁止在公共场所、人员密集的场所和易散发火花的地点停留；

④合理安排罐车运输路线，严格遵守有关部门关于危险货物运输线路、时间、速度方面的有关规定，并遵守有关部门关于剧毒、爆炸危险品道路运输车辆在重大节假日通行高速公路的相关规定，避开城镇中心、居民集中居住区等；

⑤当罐车发生故障时及时靠右停车，打开警示灯，车辆前后设立警示标志，请求救援，避免车辆失控造成风险；

⑥罐车发生风险事故后，罐车司机或车辆监控员及时向应急管理部门汇报，及时处理。在确保安全的情况下，在事故现场设立警示标志，排除周边明火，检查罐体、阀门等有无破损，采取措施尽量使原油不出罐，罐体发生破裂后，在泄漏区域设置围堰， 及时调用罐车进行倒罐清理，防止原油进一步扩散；

⑦加强罐车司机技能及安全培训，避免人为因素造成的风险事故。

7.6.3 应急预案

宝勒根油田现有工程以各个采油单位为单元，分别编制了突发环境事件风险应急预案，并根据预案的要求定期开展环境风险应急演练。

本项目环境风险应急预案纳入现有应急预案管理体系。建设单位应参照《突发环境事件应急预案管理暂行办法》、《环境污染事故应急预案编制技术指南》（征求意见稿），结合本次滚动开发建设内容和周围敏感点分布情况，补充完善并更新现有的应急预案，并经过专家评审，审查合格后报当地环保部门备案后实施运行。

7.6.4 应急监测

1、应急监测因子

大气：非甲烷总烃、硫化氢、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮；

地下水：pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、溶解性总固体、总硬度；

土壤：pH 值、石油烃、含盐量；铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞。

2、应急监测方法

①大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

②地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围 2km 范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水位饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下 1.0mm 左右。

③土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照

样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深 10cm 的表层土。一般在 10m×10m 范围内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于 5 个），将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取 1～2kg 样品装在塑料袋内。

3、应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。

7.6.5 应急处置措施

1、原油事故应急处置措施见表 7.6-2。

表 7.6-2　原油、伴生气应急处置措施

原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。误服：误服者应充分漱口、饮水。
	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。
泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过 30℃。保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时，注意流速不超过 3m / s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
原油伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏处理	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。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于 30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。

2、输油管线风险事故应急措施

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

①正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

②立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

③组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

④组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。

⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地环保局的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

3、管线堵塞的处理

引起管线堵塞的原因如：因污物过多或管线发生较大变形，使清管被卡；应根据运行情况判断堵塞点的位置、分析堵塞原因，分别采取相应措施。

4、通讯系统事故的处理

当站间通讯中断或与控制中心的联络中断时，此时现场操作人员要提高警惕、谨慎操作，密切注意运行参数的变化，及时调整，判断输油系统的工作是否正常并安排维修人员应立即对通讯系统进行检查维修。

5、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

包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆、应急指挥车等。

⑥应急电源、照明措施

如果事故现场的照明系统出现故障，则利用应急电源照明，应急电源首选消防队的多功能消防车，其次临时发电机应急或使用应急工作灯。

⑦应急救援装备、物资

应急救援所需的防火服、防毒面具、空气呼吸器、消防工具等由消防队自备、自带，应急所需的其它设备备件等材料由厂供应科提供。

⑧制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

7.7 结论

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，可能存在风险的单元包括钻采井场、新建单井拉油井和输油管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

第 8 章　环境经济损益分析

环境影响经济损益分析是建设项目进行决策的重要依据之一。任何项目的建设，除了它本身取得的经济效益和带来的社会效益外，项目对环境总会带来一定的影响，权衡环境损益与经济发展之间的平衡就十分重要。

环境影响经济损益分析的主要任务是衡量建设项目需要投入的环保投资及所能收到的环境保护效果，通过对环境保护措施经济合理性分析及评价，更合理的选择环保措施，从而促进建设项目更好的实现环境效益、经济效益与社会效益的统一。但目前的技术水平而言，要将环境的损益具体定量化是十分困难的，因此本章节采用定性与定量相结合的方法对项目的环境影响经济损益进行简要分析。

项目建设会使当地的自然环境遭到破坏，在后期运营过程中为防治环境污染，减缓或防止环境质量下降，维护生态平衡，开发建设方应支出一定的环境保护费用。通过均衡项目效益和环境治理产生的收益，做到经济的可持续发展。

8.1 经济效益分析

内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田加密井建设项目工程总投资 9360 万元，将实现年产 2.85×10^4t/a 原油，目前国际油价以 70 美元/桶计，1 吨约为 7 桶，目前汇率约为 6.48，则每吨原油以 3175.2 元计，年产值可达 9049.32 万元，具有较好的经济效益。

8.2 社会效益分析

（1）本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

（2）本项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设的经济带动作用，促进地方经济发展。

（3）井区开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。

综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

8.3 环境效益分析

1、环保投资估算

本项目建成后，所产生的污染物将会对环境产生一定的影响，为此，项目采取了相应的环境保护措施，使工程对周围环境造成的影响降到最低。根据工程分析所确定的污染源，工程设计及建设过程中应按环境保护对策分析中所提要求完善环境保护治理措施，本项目涉及的环保投资主要包括废气治理系统、污水治理系统、噪声治理系统、固废处置措施以及生态恢复等环保工程的费用。本项目总投资 9360 万元，环保投资为 671 万元，占总投资 7.17%，详见表 8.3-1。

表 8.3-1　　环境保护投资　　单位：万元

序号	污染防治项目		环境保护措施及工程	投资估算（万元）	备注
1	大气污染	钻井工程	现场使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油发电机组，使用设备自带的排气设备排放	10	
2		采油工程	加强油水集输设施的密闭性，采取油井井口密闭性措施，减少井口烃类的无组织排放，定期检修集输线路的阀门、油气泵等设备，减少烃类气体无组织排放	—	计入总投资
4	水污染	钻井工程	单口井设 112m³ 防渗泥浆池一座，共 26 座	520	
			试油废水罐存，试油结束后运至现有污水处理站处理回注	13	
5		采油工程	污水收集罐 26 个（30m³），洗井、修井废水、采出水经污水收集罐收集后运往集输站进行处理	—	计入总投资
7	固废	钻井工程	设垃圾收集点 26 处，废油收集桶 26 个	26	计入钻前工程环保投资
8		采油工程	井口设置集油槽，用于收集落地油，落地油回收率可达 100%。	52	
10	地下水防治措施		导管段、一开及二开采用水基钻井液钻井；井场内井架基础、柴油发电机组、罐区等进行防渗处理；泥浆池采取防渗处理，完井后泥浆池固化处理	—	计入总投资及泥浆池投资
11	生态环境恢复措施		临时占地应避开植被良好区以容易引起水土流失的地段，尽量减少对植被的破坏；根据地形减少挖方、填方量，做到工程土石方平衡；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，后期用于井场恢复	50	
12	环境风险防范		钻井过程中严格按照规范和设计施工；各井场制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等	—	计入总投资
合计				671	

2、直接经济效益

从本项目环境治理工程来看，是对企业在建设、运行过程之中造成的生态环境破坏和水土流失等负效应的一种补偿，旨在防治水土流失，恢复生态平衡，是一种补偿性治理，不能产生直接经济效益。

3、间接经济效益

环保投资虽不能为创造直接的经济效益，但环保投资对维持本项目正常和稳定起着重要作用。该项目的环境效益体现了环境保护的经济效果，通过环保投资“谁开发谁保护，谁污染谁治理”的环保政策方针。环保工程将项目建设对环境的影响降至最低，因此，环保投资是必要的。只有落实环境费用，才能控制该项目产生环境负效益的经济活动，做到经济效益、环境效益和社会效益的统一。

8.4 小结

综上所述，本项目投产后，将带来一定的经济效益和较为显著的社会效益、环境效益，同时由于工程在设计中采取了严格治理措施，减少了污染物排放量；并注重对资源的回收利用，创造了经济效益，同时也创造了可观的环境效益，本项目的建设较好地实现了三效的和谐统一。

第 9 章　环境管理与监控计划

9.1 环境管理要求

项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276）的要求，在施工期、运行期和闭井期三个阶段按已建立的体系运行。其中，环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》OHS18000 的有关要求。施工期、运行期和闭井期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）施工期的 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计，安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运行期的 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）闭井期的 HSE 管理主要考虑油田退役的安全与环境影响。

针对不同工况、不同环境影响和环境风险特征，提出的具体环境管理要求见表 9.1-1。

表9.1-1　环境管理工作要求

阶段		环境管理主要内容
施工期		1、建立施工期管理体系，签订目标责任书，要求工程设计单位做好服务与配合； 2、制定环境管理工作计划，建立施工期环保档案，确保建设有序进行； 3、规范施工期环境监理制度，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷； 4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度； 5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况； 6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复； 7、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各环保设施施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。
运行期	正常工况	1、建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系； 2、结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准， 制定管理规章制度，并贯彻执行； 3、项目产生的废气全部通过达标排放；废水实现零排放；通过采取减振、隔声、消音等措施确保噪声达标排放；危险废物设临时储存设施，交有资质单位进行处置。 4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查； 5、建立运行情况记录制度，如实记载有关运行管理情况，主要包括项目废气治理措施、污水处理设施工艺控制参数、危险废物暂存、去向及处置措施及环境监测数据等，运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理的法律法规进行整理和保管； 6、定期检查设备密封及计量装置，对全体员工组织开展环境保护培训。

运行期	非正常工况	1、加强站内工艺装置及管线的检修和巡线，减小发生“跑、冒、滴、漏”； 2、加强生产罐区及其它废水、危废暂存设施的防渗措施，定期检查，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏； 3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。
风险防范		1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑； 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、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识； 4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平； 5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。 6、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。

9.2 环境管理制度

9.2.1 环境管理制度

建设单位依据国家和地方环保部门颁发的环境质量标准、污染物排放标准及有关规定和要求。制定出本项目环境监测计划和工作方案，健全环保机构的各项规章制度：

①关于对污染治理及规划的管理，对污水处理设施进行检查、监督、随时掌握运转状况，污染物净化效果，外排废气、废水是否符合排放标准等；发现问题立即采取必要措施、研究解决办法，严防超标排放和事故性排放。

②积极开展清洁生产审核，减少能耗物耗，注意废弃物的回收和开发利用。

③按环保部门的规定和要求填报各种环境管理报表。

④配合环保部门参加企业环保设施竣工验收。

⑤参加生产过程中发生的污染事故调查、监测和分析化验工作并写出调查报告。

⑥处理日常各种环保有关的事宜，积累企业环保设施运转情况、治理效果、污染物排放、能耗、废物综合利用、工艺技改等各种基础资料；注意并收集应用环保新法规、新技术、新标准与科研最新成果资料；按照清洁生产的要求进行经常性的清洁生产内部监督和审计。

⑦收集、传达、处理、反馈企业内部和外部各方面有关环境问题的信息，做到信息畅通、处理及时、反馈有效。

⑧将公司环境管理目标分解下达给各相关单位，由专人负责将废水、废气及固体废物的排放控制在管理目标之内，确保稳定达标排放。

⑨在制定工艺条件和操作规程过程中，宣传、推荐清洁生产和循环经济的新工艺，

将环境保护的要求考虑在内，并以管理手段将环境保护的要求列入岗位责任制。

⑩对可能具有重大环境影响的运行与活动的关键特性进行例行监测，对企业环境目标和指标符合情况的跟踪信息记录，为确保环境目标和指标，防止环境污染事故，建立纠正和预防措施程序、应急准备与响应程序，对可能发生的污染事故采取相应的应急预防措施，减少对环境的影响。

9.2.2 环境保护管理计划

油田开发建设各阶段环境保护管理工作计划重点内容见表 9.2-1。

表 9.2-1　　项目环境监督计划

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，编制环保专章
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、对照环评文件、批复文件及设计报告核查环保设施落实情况； 2、检验环保工程效果和运行状况，建立记录档案，要求与主体工程同步投入运行； 3、检查环保机构设置及人员配备、环境管理制度、环境监理资料档案等是否健全； 4、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准； 5、严格执行各项生产及环境管理规章制度，保证生产正常运行； 6、申报排污许可证，建立环保设施运行卡，对环保设施定期进行检查和维护； 7、按照环境管理监测计划开展定期、不定期环境与污染源监测，发现问题及时处理； 8、完善环境管理目标任务与污染防治措施方案，配合地方环境保护部门制定区域生态恢复、水土保持与环境综合整治规划； 9、加强国家环保政策宣传，提高员工环保意识，提升企业环境管理水平； 10、推行清洁生产，实现污染预防，减污增效； 11、参与编制企业突发环境应急预案；
环境管理工作重点	1、加强污染源监控与管理，提高水资源、能源和一般工业固废的综合利用率； 2、坚持“预防为主、防治结合、综合治理”原则，强化企业污染防治设施管理力度； 3、严格控制生产全过程废气、废水和噪声排放及危险固废的安全处置，保证污染物实现达　　标排放、排放总量与环境风险得到有效控制。

9.3 环境监测

9.3.1 监测目的

环境监测是企业环境管理必不可少的一部分，也是环境管理规范化的重要手段，其对企业主要污染物进行监测分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，作为上级环保部门进行环境规划、管理及执法提供依据。

9.3.2 监测计划

环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

9.3.2.1 监测机构

本项目运营期环境监测委托有资质单位进行监测。

9.3.2.2 监测内容及计划

本项目环境监测计划执行《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）有关要求，评价针对本次滚动开发工程建设和运行情况，提出本项目运行期环境现状和污染源监测计划，详见表 9.3-1、表 9.3-2，建设单位应结合现有监测内容统筹规划监测方案，并统一要求避免冲突。

表 9.3-1　　环境监测工作内容一览表

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃	集输站、油水分离站下风向居民点	每年 1 次	河北省地方标准《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准
地下水	①K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-；②pH、溶解性总固体、总硬度、氰化物、硫酸盐、氟化物、铜、铅、镉、铁、锰、锌、、氨氮、氯化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、总大肠菌群、耗氧量、菌落总数、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）汞、砷、六价铬。	1#观测井	半年 1 次，发现异常时，加密到每月甚至每周一次。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
		2#观测井		
		3#观测井		
		哈日淖尔浩特水井		
		七面井浩特水井		
		塔利亚浩特水井		
		塔拉乌苏浩特水井		
		巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井		

土壤环境	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、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯、甲苯、乙苯、苯乙烯、间对-二甲苯、邻-二甲苯、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（ah）蒽、茚并（123-cd）芘、萘，pH、石油烃	每个采油单位典型井场附近（表层土壤）	每年 1 次	建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》“第二类用地”筛选标准

表 9.3-2　运行期污染源监测计划建议清单

类别		监测项目	污染物	监测点	监测频率	控制指标
无组织废气		非甲烷总烃	无组织烃类	每个采油单位选取典型井场 1 座	每年 1 次	非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求
噪声	厂界	Leq(A)	噪声	每个采油单位选取典型井场 1 座	每年 1 次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
固体废物	站场	含油油泥等	含油污泥	对含油油泥暂存点的规范性进行检查	每年 1 次	危险废物暂存点的设置是否满足规范要求。

9.4 排污口规范化管理

9.4.1 管理原则

1、向环境排放污染物的排污口必须规范化；

2、排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查。

9.4.2 技术要求

1、排污口的位置必须合理确定，按环监（1996）470 号文件要求进行规范化管理；

2、排放的采样点设置应按《污染源监测技术规范》要求，设置在企业污染物总排口处。

9.4.3 排污口标示管理

1、排污口要立标管理，设立国家标准规定的标志牌，根据排污口污染物的排放特点，设置提示性或警告性环境保护图形标志牌，一般污染源设置提示性标志牌，毒性污染物设置警示性标志牌。本项目只需设立提示性标志牌。

2、项目应按《环境保护图形标志—排放口（源）》（GB15562.1-1995）规定的图形，在各气、水、声排污口（源）挂牌标识，标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，设置高度为其上缘距地面 2m。做到各排污口（源）的环保标志明显，便于企业管理。

9.4.4 排污口建档管理

1、要求使用国家环保局统一印刷的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；

2、根据排污口管理档案内容要求，项目建成后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况纪录于档案。

提示图形符号	警告图形符号	位置
		生活污水等污水排放口
		加热炉等废气排放口

		泵房等噪声污染源
		危废暂存间

图 9.4-1　　排放口图形标志

9.5 环境保护竣工验收

本工程所有环保设施均应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产，工程完工后建设单位应向当地环保部门提出建设项目竣工环境保护验收申请。竣工验收通过后，建设单位方可正式投产运行。

本次环评建议的环境保护竣工验收情况详见表 9.5-1。

表 9.5-1　　项目环境保护工程竣工验收一览表

项目	污染源		治理措施	验收指标	验收标准
废气	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	加强油水集输设施的密闭性、油井井口的密闭性，定期检修集输线路的阀门、油气泵等设备，减少烃类气体无组织排放	排放浓度≤4.0mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求
废水	油田采出水、洗井废水、修井废水	SS	通过现有的污水处理设施处理达到标准要求后，回注采油层。		《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
		石油类			
		COD			
固废	落地油		井口设置集油槽，保证井口泄漏原油全部收集，并运往危废暂存点暂存后定期委托有资质单位处置。	——	不外排
	含油污泥		属危险固废，运往危废暂存点暂存后定期委托有资质单位处置。	——	
	废防渗布、废润滑油及其包装桶		属危险固废，运往危废暂存点暂存后定期委托有资质单位处置。	——	
噪声	采油作业、运输噪声		通过采取选用低噪设备、加强管理，采取相应的隔声、减震等降噪措施后，对项目周边声环境的影响较小	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准

第 10 章　环境可行性分析

10.1 项目与国家产业政策符合性分析

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

10.2 相关法规、规章相符性分析

1、与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

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

表 1.3-1　项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性

序号	通知要求	符合情况分析
2	（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目以 2022 年拟开发井区为单位进行评价，评价内容包括新建加密采油井、管线、道路和供电、消防等配套工程。报告将施工期、运行期地下水、土壤等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点。对现有工程影响进行了回顾性评价，针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施。对依托工程进行了依托可行性分析。符合通要求。
3	（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境 可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水	本项目回注用水均为处理后的油田采出水和 修井、洗井废水。报告对回注的可行性进行了分析，从源头防控、过程控制、分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地下水监测计划。项目油区开发过程中需要向油层注水以驱替原油，因此，本项目利用达标油田采出水回注油层不仅是为了满足生产用水需要，且有利于节约地下水资源，

	等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	不是以排放为目的。本项目回注水符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）。本项目回注层为含油层。报告中明确了钻井液和压裂液的主要成分。上述关于项目的具体情况符合通知要求。
4	（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	项目钻井过程采用水基泥浆，落地油等危险废物与一般固废分类收集处置，符合管理要求。本次新建及依托现有的危废暂存点，可用于钻井和运行过程中危险废物暂存。环评报告结合各固体废物的性质、产生量和产生环节分析了环境影响，明确了处理措施，论证了措施的可行性。以上内容符合通知要求。
5	（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目 13 口油井采用油罐集油、13 口油井采用管线集输，采取了合理的密闭措施以减少挥发性烃类的无组织排放。并建议建设单位尽早实现全部油井的管线集输方式。各井场采用定压阀回收套管气，建成后有利于进一步提高油区伴生气回收和挥发性有机物污染防治。油田站场加热炉均采用自产伴生气作为燃料，根据现有站场运行监测，燃气加热炉排放污染物满足《锅炉大气污染物综合排放标准》要求。以上内容符合通知要求。
6	（十一）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目井场采用丛式井方式部署，从设计上减少了工程占地。项目施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。钻井过程中柴油机采用高标号低硫柴油，有利于减少废气污染物排放。工程选址选线远离居民集中区，施工过程采用低噪设备，可有效避免噪声影响。以上内容符合通知要求。
7	（十二）陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	项目所有管线工程均为内部集输管线，不涉及长输管道项目，并内部集输管道布设过程中远离居民集中区。符合通知要求。

8	（十三）油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	本项目制定了运行期地下水跟踪监测计划。以上内容符合通知要求。
9	（十四）油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	本项目已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。运行期对集输管线和站场储油设施定期开展巡查巡线，检测维修。符合通知规定。

2、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

表 1.3-2　项目与“污染防治技术政策”的相符性分析

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析
一、总则		
1	①到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期生产废水的综合回用率≥90%，运行期生产废水利用率达到 100%；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②建设单位建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	①井区开发总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；②本项目清洁生产总体达到国内先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目的环境影响进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件及专家提出的要求。
二、清洁生产		
4	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目结合油区开发现状整体部署，通过井站合建等措施减少占地，实现油气和废物的集中收集、处理处置。
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本工程在钻井过程中使用的化学试剂均不含国际公约禁用化学物质。
6	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	本项目在钻探开发过程中，井下作业过程均采取了相应的措施，落地油的回收率可以达到 100%。
7	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本工程拟采用环境友好的钻井液，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，目前钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水回用。
9	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	项目采用注水开发工艺，采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

		（SY/T5329-2012）标准后回注油层。
10	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目 13 口油井采用油罐集油、13 口油井采用管线集输，均采取了合理的措施以最大限度减少了烃类气体的排放。
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。	本项目采取丛式井开采工艺，减少了污染物的产生和占地。
12	①在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；②站场放空天然气应充分燃烧。	已有井场覆盖的井区采取回收利用的措施，综合回收利用率达到 80%以上。
13	①在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②井场周围应设置围堤或井界沟；③应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	①建设项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②采用清洁文明井场设计，有较好的污染防治作用；③环评要求设置监测井，对井区的地下水进行日常监测，防止对地下水造成污染。
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混凝气浮和生化处理相结合的方式。	油田采出水在生产过程中经处理达标后全部回注油层，不外排。
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。	钻井现场均配备废弃钻井泥浆池；钻井结束后，废弃泥浆全部固化后就地填埋。
16	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油的回收率达到 100%；含油污泥属于危险固废，送有资质单位处置。
五、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。	宝勒根陶海油田已建立了完善的环境管理体系。
19	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位拟加强油气井套管的检测和维护措施，进一步防止油气泄漏污染地下水。
20	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，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。
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。	本项目已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。运行期对集输管线和站场储油设施定期开展巡查巡线，检测维修。

10.3 相关规划政策相容性分析

1、与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》符合性分析

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》第十一章 建设现代化基础设施体系中第三节 构建现代能源体系的内容：推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。加快发展非化石能源，坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模，加快发展东中部分布式能源，有序发展海上风电，加快西南水电基地建设，安全稳妥推动沿海核电建设，建设一批多能互补的清洁能源基地，非化石能源占能源消费总量比重提高到20%左右。推动煤炭生产向资源富集地区集中，合理控制煤电建设规模和发展节奏，推进以电代煤。**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**。因地制宜开发利用地热能。提高特高压输电通道利用率。加快电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电力系统互补互济和智能调节能力，加强源网荷储衔接，提升清洁能源消纳和存储能力，提升向边远地区输配电能力，推进煤电灵活性改造，加快抽水蓄能电站建设和新型储能技术规模化应用。完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，加快建设天然气主干管道，完善油气互联互通网络。

本项目为油田开发项目，符合上述规划的要求。

2、与《内蒙古自治区矿产资源总体规划》（2016～2020）符合性分析

根据《内蒙古自治区矿产资源总体规划》（2016～2020），内蒙古自治区矿产资源丰富，是我国重要的矿产资源大省。截至2015年底，全区已发现矿种144种（亚矿种164种），占全国发现矿种的83.72%。全区查明资源储量的矿产共109种（含亚矿种）。列入《内蒙古自治区矿产资源储量表》的矿产为105种。

根据第六章 矿产资源合理开发利用与保护第一节 开发利用及总量调控的内容：**鼓励开采石油**、天然气（煤层气）、铀矿、地热、铜、镍、铬、锰、钾盐、金、银及优质高效非金属矿产，鼓励清洁、高效利用煤炭资源。

本项目为石油开采项目，属于《内蒙古自治区矿产资源总体规划》中鼓励内容，符合上述规划的要求。

10.4 与环境功能区划及其他规划的相符性分析

1、与《内蒙古自治区主体功能区规划》符合性分析

内蒙古自治区主体功能区规划中提出：“加快鄂尔多斯盆地、银额盆地、海拉尔盆地、二连盆地及外围石油、天然气勘探力度。合理布局建设石油、天然气基地。”

本项目位于锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，所属油田为宝勒根陶海油田，项目建设符合内蒙古自治区主体功能区规划要求。

2、与《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发中加强草原生态保护的意见》（内政办发〔2021〕7 号）符合性分析

《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发中加强草原生态保护的意见》中提出：“（一）严格控制草原上新建矿产资源开发项目。落实最严格的草原生态环境保护制度，在草原生态红线内严禁乱采滥挖、新上矿产资源开发项目，其他草原除经依法依规批准的保障国家能源战略安全项目外，不得新上矿产资源开发项目。（二）严格规范草原上已建矿产资源开发项目。对依法批准的草原上已建和在建矿产资源开发项目，要严格执行矿产资源开发和草原生态保护法律法规和政策，不得在依法确定的矿区范围外平面增扩面积，不得未经批准由井工开采变为露天开采，严格控制排渣场、排土场、煤矸石堆场、场区道路占用草原面积。”

本次项目所有加密井均位于现有宝勒根陶海油田采矿证范围内，不涉及新设和变更矿业权新增占用草原，更不存在矿区范围外增扩面积现象，完全符合《内蒙古自治区人民政府办公厅关于矿产资源开发中加强草原生态保护的意见（内政办发〔2021〕7 号）》要求。

3、与《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

《内蒙古自治区“十四五”生态环境保护规划》中提出：“控制非二氧化碳温室气体排放。加快煤层气高效抽采和梯级利用，减少油气开采、收集、加工、输送及贮存和配送等各环节甲烷泄漏，控制煤炭油气开发行业甲烷气体排放。鼓励硝酸生产企业积极改造现有选择性尾气处理装置为非选择性处理装置，削减尾气中氧化亚氮气体排放。探索适应我区不同煤种、不同循环流化床锅炉型式的低氧化亚氮排放适用技术，控制工业领域氧化亚氮和含氟温室气体排放。加强标准化规模种植养殖，控制农田和畜禽养殖甲烷和氧化亚氮排放。加强污水处理厂和垃圾填埋场甲烷排放控制和回收利用”

本项目油田开发过程中，结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中挥发性有机物排放控制要求，提出采取了合理的措施以最大限度减少了烃类气体的排放，伴生气全部回收利用于加热炉燃烧，本项目的建设符合《内蒙古

自治区“十四五”生态环境保护规划》的要求。

4、与《锡林郭勒盟“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

《锡林郭勒盟“十四五”生态环境保护规划》中提出：“控制煤化工、石油开采等行业甲烷气体排放，在二连油田推广绿色清洁的油气勘探开发技术，伴生气全部回收利用。加强畜禽养殖、污水处理、垃圾填埋等重点领域的甲烷、氧化亚氮等温室气体排放控制。”

本项目油田开发过程中，提出采取了合理的措施以最大限度减少了烃类气体的排放，伴生气全部回收利用于加热炉燃烧，本项目的建设符合《锡林郭勒盟“十四五”生态环境保护规划》的要求。

5、与《锡林郭勒盟生态环境局关于落实沙区开发建设项目环境影响评价制度的通知》符合性分析

根据锡林郭勒盟生态环境局出具的文件《锡林郭勒盟生态环境局关于落实沙区开发建设项目环境影响评价制度的通知》（锡署环字〔2020〕246 号），为贯彻落实习近平总书记生态文明思想和考察内蒙古重要讲话精神，协同推进我盟经济高质量发展和生态环境高水平保护，进一步发挥环评源头预防作用，推进我盟防沙治沙工作顺利开展，现就在沙化土地范围内开发项目开展环境影响评价工作的有关事宜通知如下：

1）防沙治沙范围

根据《全国防沙治沙规划（2011-2020）》，我盟列入防沙治沙范围的包括浑善达克沙地（涉及锡林浩特市、阿巴嘎旗、正蓝旗、多伦县、苏尼特右旗、苏尼特左旗、镶黄旗、正镶白旗、二连浩特市）和乌珠穆沁沙地（涉及锡林浩特市、西乌珠穆沁旗、东乌珠穆沁旗）。

2）工作依据

《中华人民共和国防沙治沙法》规定“在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容”。

3）本项目合理性

本项目建设地点位于内蒙古自治区锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，项目占地类型全部为草地。项目运营期间在采取规定的治理措施后，正常运营情况下，各项污染物均能达标排放，可以有效防止废气、废水、噪声、固废对周边环境产生不利影响。

6、与《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目开发利用方案》符合性分析

根据《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目开发利用方案》：根据该区岩石润湿性、储层相对渗透率、储层敏感性资料分析，宝勒根陶海油田适合于注水开发。从经验公式法、单井产能分析法、经济极限计算，泓丰、三立、鑫垠、物华、斌丽区块的合理井距 205m-269m。预计该油田稳产期内年产油量保持在 20×10^4t 以上，之后开始递减。根据开发规律预测到 2043 年年产原油 1.9×10^4t，年产液 63.2×10^4t，含水 91.0%，采出程度 13.5%。

本次加密井建设项目延续原油田注水开发方式，井距满足合理井距的要求。二连盆地宝勒根陶海油田现有开采能力为 3×10^4t/a，远远不能达到该油田稳产期年产油量。本次内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田加密井建设项目的实施，在宝勒根陶海油田加密部署采油井 26 口，可以进一步开采区域油藏资源，提高产油量，符合《内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田开采项目开发利用方案》的相关内容。

10.5 项目与“三线一单”符合性分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150号）：“为适应以改善环境质量为核心的环境管理要求，切实加强环境影响评价管理，落实‘生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单’（以下简称‘三线一单’）约束”。本项目与“三线一单”的符合性分析如下：

1、生态保护红线

根据《锡林郭勒盟“三线一单”研究报告》，锡林郭勒盟生态保护红线划定面积为130178.75km^2，占全盟国土面积的 65.06%。

锡林郭勒盟生态空间呈现“五区、九带、多点”的生态安全格局。“五区”指东部生物多样性维持生态功能区、中部防风固沙生态功能区、中东部水源涵养生态功能区、南部水土保持生态功能区和西南部防风固沙与水土保持生态功能区；“九带”指依托内蒙古自治区锡林郭勒盟境内的东部的乌拉盖水系、中部地区的呼尔查干诺尔水系和南部地区的滦河水系。水系沿岸形成包含乌拉盖水系、高日罕高勒、巴拉格日郭勒、伊和吉位高勒、锡林高勒、巴拉嘎尔郭勒、哈布日嘎高勒、套海音呼都格高勒、滦河九条河流构成锡林郭勒盟带状格局；“多点”指依托锡林郭勒盟自然保护地、水源地保护规划和自然保护区为主的生态区域。主要点状格局主要包括锡林郭勒盟草原国家自然保护区、古日格斯台国家级自然保护区、二连盆地恐龙化石保护区、白音库伦遗鸥保护区、苏尼

特（都呼木柄扁桃）保护区、贺斯格淖尔保护区、乌拉盖湿地保护区等 18 个点状格局分布。

本项目地面工程均不位于自然保护区、集中式饮用水水源地等环境敏感范围内；不在上述“五区、九带、多点”的生态安全格局范围内，对照‘锡林郭勒盟生态保护红线分布图’，本项目所在位置不在生态保护红线范围内。

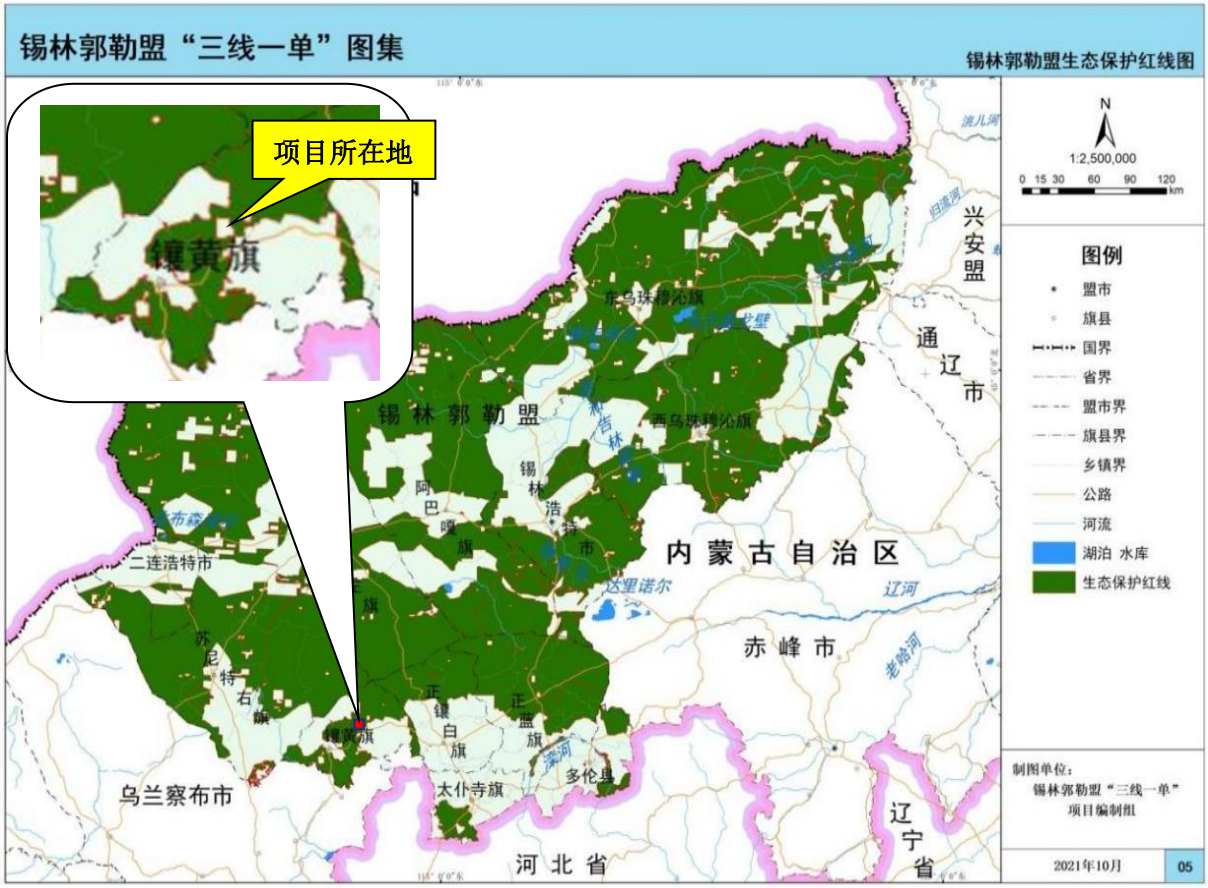


图 1.3-1　锡林郭勒盟生态保护红线分布图

根据《锡林郭勒盟行政公署关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（锡署发[2021]117 号），全盟共划分环境管控单元 154 个，包括优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三类，实施分类管控。本项目位于内蒙古自治区锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，属于“生态环境分区管控体系”中的“重点管控单元”。重点管控单元以产业高质量发展和环境保护协调为主，优化空间布局，加强污染物排放控制和环境风险防控，不断提升资源利用效率。

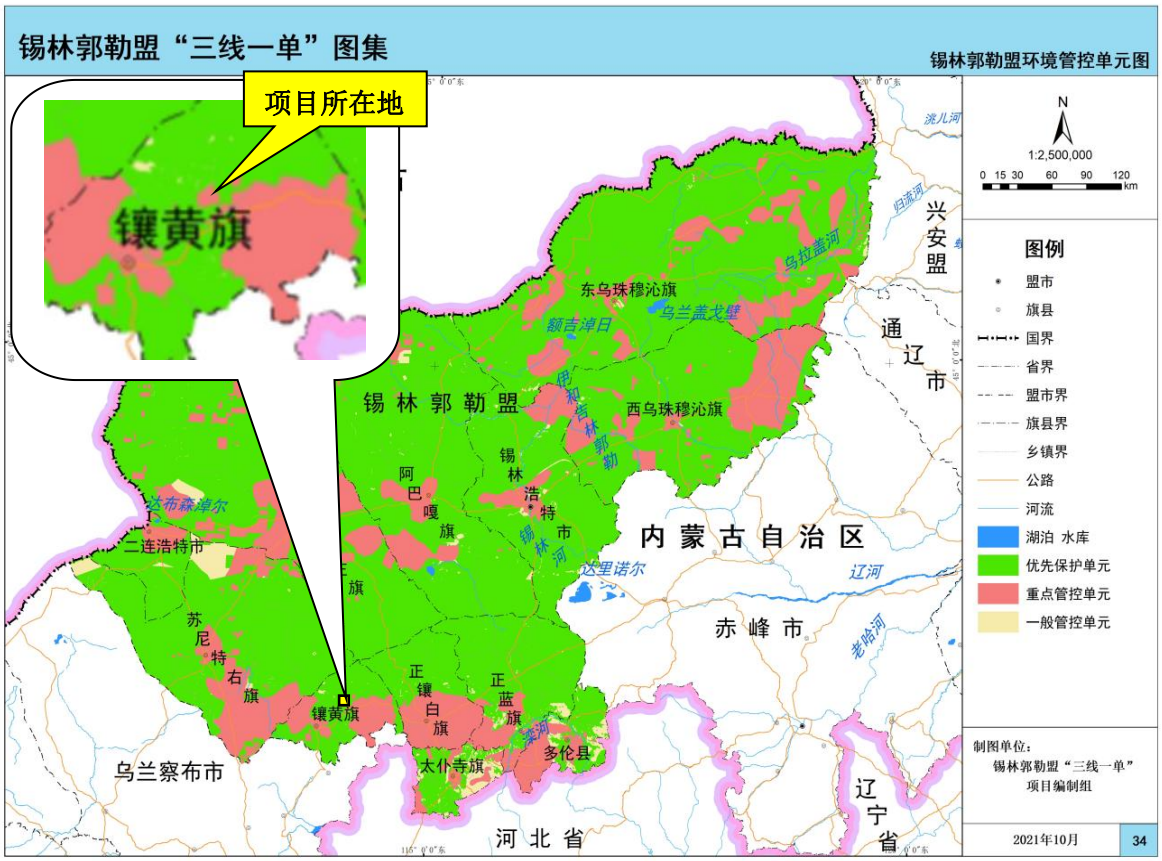


图 1.3-2　　锡林郭勒盟环境管控单元图

根据锡林郭勒盟环境管控单元图，本项目所在位置属于重点管控单元。本项目运行后会产生一定的污染物，如非甲烷总烃、含油废水、含油危废、生产设备运行产生的噪声等，但在采取相应的污染防治措施后，项目污染物排放均能满足国家标准要求且无明显增加现象。本项目的建设符合分区管控要求。

2、环境质量底线

根据 2021 年锡林郭勒盟中心城区环境空气质量综合评价达到《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准的要求，项目所在区域为城市环境空气质量达标区域。根据内蒙古三方监测环保有限公司对项目区环境空气、噪声、土壤、地下水等现状监测结果，除了部分地下水井氟化物超标，这可能与当地水文地质条件有关，其余各监测因子均满足相应的环境质量标准限值，区域内有一定的环境容量。

本项目运行后会产生一定的污染物，如非甲烷总烃、含油废水、含油危废、生产设备运行产生的噪声等，但在采取相应的污染防治措施后，各类污染物的排放不会对周边环境造成不良影响，即不会改变区域环境功能区质量要求，能维持环境功能区质量现状。

3、资源利用上线

本工程运行过程中会消耗电能、水资源等，消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求。

4、环境准入清单

本项目位于内蒙古自治区锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内，依据《锡林郭勒盟生态环境准入清单》（2021 年 10 月）中“锡林郭勒盟镶黄旗生态环境准入清单”：本项目 22 口加密井位于“镶黄旗采矿用地”管控单元，编码为“ZH15252820002”，类别为“重点管控单元”；4 口加密井位于“镶黄旗一般生态空间-防风固沙”管控单元，编码为“ZH15252810004”，类别为“优先管控单元”。

表 2　　锡林郭勒盟生态环境准入清单

管控单元名称	管控要求		本项目	符合性
镶黄旗采矿用地	空间布局约束	1.严控浑善达克沙漠化防治生态功能区及周边矿产资源开发强度。 2.执行锡林郭勒盟总体准入要求中第十七条关于自然保护区、饮用水源保护区等区域内矿产资源开发活动准入及退出的要求。	第十七条要求：自然保护区内禁止新设矿业权。自然保护区内已设置的商业探矿权、采矿权和取水权，依法限期退出。开采范围与自然保护区、饮用水水源保护区等区域重叠的煤矿，依法关闭退出。 本项目占地范围不涉及自然保护区、饮用水源保护区等区域。	符合
	污染物排放管控	1.执行锡林郭勒盟总体准入要求中第二条关于污染物排放管控的准入要求。 2.现有矿山进行资源整合和技术改造，生产工艺、设备水平、清洁生产水平必须提升至国内先进水平。	1、项目符合锡林郭勒盟总体准入要求中第二条关于污染物排放管控的准入要求，严格落实污染物排放总量控制制度，已经在报告中针对污染物排放总量进行核算。 2、现有油田生产工艺、设备水平、清洁生产水平可以达到国内先进水平。	符合
	环境风险防控	1.执行锡林郭勒盟总体准入要求中第三条关于环境风险防控的准入要求。	第三条要求：建立重污染天气预警体系。严格高能耗、高物耗和产能过剩、低水平重复建设项目，以及涉及其他具有重大环境风险建设项目的环评审批。对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代。 本项目为石油开采项目，不属于高能耗、高物耗和产能过剩、低水平重复建设项目，不涉及高风险化学品生产、使用，而且建设单位已经制定环境风险应急预案，并根据预案的要求定期开展环境风险应急演练。	符合
	资源利用效率要求	新建、改建、扩建的高耗水工业项目，禁止擅自使用地下水。食品、制药等项目取用地下水，须经有管理权限的水行政主管部	本项目钻井用水采用污水厂处理后的中水，不存在新增取用地下水的情况。	符合

		门批准；禁止农业、工业建设项目和服务业新增取用地下水，并逐步削减超采量；对于地下水超采漏斗区严禁新凿井。		
镶黄旗一般生态空间-防风固沙	空间布局约束	执行锡林郭勒盟总体准入要求中第十三条关于生态区位重要的沙化土地空间布局约束的准入要求。	第十三条要求：不得批准对防风固沙林网、林带进行采伐（除了抚育更新性质的采伐）。对林木更新困难地区已有的防风固沙林网、林带，不得批准采伐。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。 禁止发展高耗水工业。禁止在国家沙化土地封禁保护区砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切破坏植被的活动；禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内安置移民。区内现有不符合布局要求的，限期退出或关停。对已造成的污染或损害，应限期治理。 本项目为油田加密井建设，不涉及防风固沙林网、林带进行采伐行为；不存在砍挖灌木、药材及其他固沙植物的行为；项目采出水经处理后全部回注，不存在高耗水情况。根据国家林业和草原局公告（2018 年第 13 号）公布的 31 个国家沙化土地封禁保护区名单，本项目所在地锡林郭勒盟镶黄旗不在名单范围内，且本项目所有加密井均位于现有宝勒根陶海油田采矿证范围内，不存在矿区范围外增扩面积现象，符合环境准入清单要求。	符合

本项目符合该环境管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率要求等管控要求。因此，本项目的建设符合锡林郭勒盟生态环境准入要求。

10.6 布局合理性分析

1、工程总体布局合理性分析

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

2、井场布置合理性分析

设计方案从井网部署、井场组合上优化，结合丛式井组等技术，按照标准化井场设

计规范进行建设，有效减少了工程占地面积。各井场选址远离居民点，不涉及水源地保护区，对分散式饮用水源井采取避让措施，不在划定的水源地保护区及其补给径流区内，也不涉及生态保护红线和生态管控单元。

3、管线选线合理性分析

当井场位置确定后，油井管线的大致走向基本确定，拟建管线多沿现有道路敷设，选址尽量减少占地面积。项目新建管线总长 9.30km，全部为集油管线，工程采用的管线材料均为无缝钢管，管径经设计核算满足输送要求。管线施工不设施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。下管后土石方加固回填。新建管线工程均对水源地、集中和分散式水源井采取了避让措施。管线工程沿既有道路走形，可依托既有道路，降低施工期便道，同时，工程将施工便道布置在管线作业范围内，可减少工程施工影响。

综上所述，从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

4、道路选址合理性分析

拟建道路选线主要依托井区内现有草原道路或简易道路，以减少占地。道路选址避让居民点，以减少施工和运行期噪声对其影响。从选址角度考虑，管线施工过程中，应遵循以下原则：

（1）控制施工便道范围，尽量利用管线征地和现有道路；

（2）管道施工完毕后，按照施工前地貌、植被对施工便道进行恢复；

（3）道路选线应尽量避开牧户等环境敏感点。

5、小结

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

第 11 章　环境影响评价结论

11.1 项目概况

内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田位于锡林郭勒盟镶黄旗巴音塔拉镇境内。油田开采区地理坐标为E114°10′30″~114°19′45″，N42°20′45″~42°28′15″，开采深度在330m~1750m之间，矿区面积74.017km^2。内蒙古二连盆地宝勒根陶海油田主要分为5个采油区块，分布各个采油单位进行采油作业。本次宝勒根陶海油田加密井建设项目新建油井26眼，集油管线9.30km，稳产后设计年产油量2.85×10^{4}t/a。

11.2 产业政策符合及选址合理性分析

11.2.1 产业政策符合性

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

11.2.2 选址合理性分析

1、工程总体布局合理性分析

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

2、井场布置合理性分析

设计方案从井网部署、井场组合上优化，结合丛式井组等技术，按照标准化井场设计规范进行建设，有效减少了工程占地面积。各井场选址远离居民点，不涉及水源地保护区，对分散式饮用水源井采取避让措施，不在划定的水源地保护区及其补给径流区内，也不涉及生态保护红线和生态管控单元。

3、管线选线合理性分析

当井场位置确定后，油井管线的大致走向基本确定，拟建管线多沿现有道路敷设，选址尽量减少占地面积。项目新建管线总长 9.30km，全部为集油管线，工程采用的管线材料均为无缝钢管，管径经设计核算满足输送要求。管线施工不设施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。下管后土石方加固回填。新建管线工程均对水源地、集中和分散式水源井采取了避让措施。管线工程沿既有道路走形，可依托既有道路，降低施工期便道，同时，工程将施工便道布置在管线作业范围内，可减少工程施工影响。

综上所述，从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

4、道路选址合理性分析

拟建道路选线主要依托井区内现有草原道路或简易道路，以减少占地。道路选址避让居民点，以减少施工和运行期噪声对其影响。从选址角度考虑，管线施工过程中，应遵循以下原则：

（1）控制施工便道范围，尽量利用管线征地和现有道路；

（2）管道施工完毕后，按照施工前地貌、植被对施工便道进行恢复；

（3）道路选线应尽量避开牧户等环境敏感点。

5、小结

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

11.3 环境质量现状

11.3.1 生态环境质量现状

根据《内蒙古自治区主体功能区规划》，项目区的生态系统类型以荒漠草原生态系统为主，景观格局主要由典型草原景观组成，在生态规划中属锡林郭勒典型草原防风固沙生态屏障生态功能区。

评价区占地约 2460.66hm^2，主要为天然牧草地。根据数据统计，评价区范围内天然牧草地面积为 2230.00hm^2，占评价区面积的 90.63%；灌木林地面积为 174.31hm^2，占评价区面积的 7.08%；住宅面积 18.55hm^2，占评价区面积的 0.75%；工业用地面积为 26.12hm^2，占评价区面积的 1.06%。

评价区域内主要植被类型为克氏针茅群落，覆盖占地面积为807.05hm^2，所占比例为32.80%；其次为羊草+糙隐子草群落，覆盖占地面积为681.91hm^2，所占比例为27.71%；百里香群落覆盖占地面积为741.05hm^2，所占比例为30.11%；工业场地用地和居民点占地面积分别为26.12hm^2、18.55hm^2，所占比例分别为1.06%、0.75%。

评价区地处暖温带，目前该区的野生动物组成比较简单，种类较少。哺乳动物主要有蒙古兔、黄鼬、达乌尔鼠兔、草原黄鼠、长爪沙鼠、小毛足鼠、五趾跳鼠、子午沙鼠、黑线仓鼠等；爬行动物有草原沙蜥、蝮蛇等；鸟类主要有苍鹰、鸽子、喜鹊、猫头鹰、乌鸦、啄木鸟、麻雀、小沙百灵等；此外，还有种类和数量众多的昆虫。评价区家畜、家禽等动物主要有山羊、绵羊、牛、猪、马、骆驼、兔、鸡、鸭、鹅等。

11.3.2 大气环境质量

根据评价基准年（2021年）基本污染物年均浓度和相应百分位数质量浓度判定结果，项目所在区域为达标区域。根据环境空气现状补充监测数据可知，监测期间评价区域内环境空气中TSP 24小时平均监测值满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准要求；非甲烷总烃小时平均监测值满足河北省地方标准《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准。

11.3.3 地下水环境质量

本项目地下水现状监测共布设7个水质+水位监测点位、7个水位监测点位，检测项目包括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、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子合成洗涤剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、铅、六价铬、石油类；共35项。7个水质监测点中，3#观测井（01）氯化物超标，塔利亚浩特水井（04）、巴音希勒浩特与巴嘎达布苏浩特共用水井（05）溶解性总固体、氟化物超标，其余检测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类水质标准，氯化物、溶解性总固体、氟化物超标可能是当地本底值较高原因导致。

11.3.4 声环境质量

评价区的声环境质量良好，达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

11.3.5 土壤环境质量

项目所在区域土壤环境质量现状监测中各个监测点监测因子均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值标准要求。

11.4 环境影响分析

11.4.1 大气环境影响分析

（1）施工期大气环境影响

施工期柴油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

新建井场及集输过程无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求值 4.0mg/m^3 的要求，对环境空气影响小。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后无组织烃类气体排放不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

11.4.2 水环境影响分析

（1）施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水及试油废水。钻井废水呈碱性，悬浮物含量较高，有机物污染物含量较高，无毒，每口油井钻井过程中配备钻井液循环罐，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置，则钻井废水中约 70%的上清液可以循环利用，剩余 30%排至井场附近的废弃泥浆池中，自然蒸发后与钻井泥浆统一加药进行无害化固化稳定及填埋处理；试油废水依托现有污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

（2）运行期废水

运行期废水主要包括油田采出水、修井废水及洗井废水。修井、洗井等措施作业每

两年一次，产生的废水经罐车拉运至现有污水处理站处理达标后回注，不外排；油田采出水依托现有站场采出水处理系统处理后达标回注，不外排。

11.4.3 声环境影响分析

（1）施工期噪声

施工期的主要噪声源为各类施工机械及施工车辆产生的噪声，根据噪声预测结果，施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标，在采取避让、采用低噪声设备以及必要的管理措施后噪声影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

（2）运行期噪声

运行期的噪声污染源主要有井场抽油机等。井场噪声根据井场内抽油机数量的增加而增加，声源强度在 74～95dB(A)之间；主要采取隔声、基础减振等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

11.4.4 固体废弃物影响分析

（1）施工期固废

施工期产生的固废主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑和落地油。钻井过程产生的岩屑与废弃钻井泥浆一并排至井场附近的防渗泥浆池中，统一加药进行无害化固化稳定及填埋处理。项目落地原油通过铺设防渗布作业全部回收，不外排。土方施工中，选择合理的施工方式，挖高填低，做到土方平衡。

（2）运行期固废

运行期产生的固体废物有落地油、污油及其他固体废物。落地油产生于油井修井、洗井过程，井口设置集油槽，保证井口泄漏原油全部收集，并运往危废暂存点暂存后定期委托有资质单位处置；设备维护产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶等均为危险废物 收集后在现有危废临时贮存点暂存，定期委托有资质单位收集处置。

11.4.5 生态环境影响分析

本工程占地类型主要为草地，工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流

失及植被的影响相对较大；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响小，在生态系统可接受范围内。

11.4.6 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为柴油、原油、伴生气等，可能存在风险的单元包括钻采井场内的储罐设施，输油管线等，主要事故类型包括站场火灾、爆炸事故、输油管道泄漏和井喷、设备、设施渗漏事故等。通过采取可靠的风险防范措施，并严格按照规范进行设计、正确操作，可有效防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

11.5 公众参与结论

本项目环境影响评价通过张贴公告、报纸信息公示和发放公众参与调查表三种方式征求项目区附近公众意见。信息公开期间建设单位未收到公众反馈意见与建议。本次调查基本上反映了项目区公众的代表性意见，达到了公众参与的目的。本项目的建设能够得到绝大多数公众的理解与支持，但的确存在大气、生态环境等方面的影响因素。因此，要求建设单位从环保措施落实上引起高度的重视，采取相应的、切实的、可行的落实保证措施，真正减小工程对环境的污染和对公众的不利影响。

11.6 综合评价结论

项目建设符合国家及自治区相关规划，符合国家产业政策。项目采用环保措施得当，技术性能可靠，污染物排放严格执行现阶段污染物的排放标准，在采取本环评报告要求的生态保护措施后，对生态环境影响较小。经广泛的公众参与调查，受调查的公众的广泛支持项目建设，没有反对意见。拟建工程贯彻“总量控制、达标排放、清洁生产”的环保方针，具有显著的经济效益、社会效益和环境效益，从环保角度衡量工程建设基本可行。

11.7 建议

1、建议建设单位最大程度采用管线的方式进行油气集输，以进一步做到对挥发性

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。

2、建议建设在钻井施工过程中利用先进工艺技术对泥浆进行处理，做到“泥浆不落地”，减少使用土地，降低环境污染。