

2024-2026 年宝浪油田勘探开发建设项目

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂

编制单位：乌鲁木齐湘永丽景环保科技有限公司

编制日期：二〇二四年十二月

目 录

1	概述	1
1.1	项目特点.....	1
1.2	环境影响评价工作过程.....	1
1.3	分析判定相关情况.....	2
1.4	关注的主要环境影响及环境问题.....	2
1.5	环境影响报告书的主要结论.....	3
2	总则	4
2.1	编制依据.....	4
2.2	评价目的与原则.....	9
2.3	环境影响因素识别及评价因子筛选.....	10
2.4	环境功能区划及评价标准.....	13
2.5	评价等级与评价范围.....	20
2.6	主要环境保护目标.....	31
3	建设项目工程分析	32
3.1	现有工程环境影响回顾.....	32
3.2	工程概况.....	44
3.3	工程分析.....	77
3.4	清洁生产分析.....	90
3.5	污染物排放总量控制.....	98
3.6	相关符合性分析.....	99
3.7	选址、选线合理性分析.....	108
4	环境现状调查与评价	111
4.1	自然环境现状调查.....	111
4.2	生态现状调查与评价.....	126
4.3	环境质量现状调查与评价.....	134
5	环境影响预测与评价	152
5.1	生态环境影响分析.....	152
5.2	大气环境影响预测与评价.....	158
5.3	水环境影响预测与评价.....	162
5.4	声环境影响预测与评价.....	169
5.5	固体废物环境影响分析.....	175
5.6	土壤环境影响分析.....	176
5.7	环境风险评价.....	183
6	环境保护措施及其可行性论证	195
6.1	施工期环境保护措施.....	195
6.2	运营期环境保护措施及可行性分析.....	205
6.3	退役期环境保护措施.....	208
7	温室气体排放评价	212
7.1	温室气体排放分析.....	212
7.2	减污降碳措施.....	218
7.3	碳排放评价结论及建议.....	219
8	环境影响经济损益分析	220

8.1	经济效益分析.....	220
8.2	环保设施及投资分析.....	220
8.3	环境经济损益分析.....	221
8.4	环境经济损益分析结论.....	222
9	环境管理与监测计划.....	223
9.1	环境管理.....	223
9.2	环境监测.....	233
9.3	污染物排放清单.....	236
9.4	竣工环境保护验收.....	237
10	环境影响评价结论.....	240
10.1	建设项目概况.....	240
10.2	环境质量现状.....	240
10.3	污染物排放情况.....	241
10.4	主要环境影响.....	242
10.5	公众意见采纳情况.....	244
10.6	环境保护措施.....	244
10.7	环境影响经济损益分析.....	245
10.8	环境管理与监测计划.....	245
10.9	总结论.....	245

1 概述

1.1 项目特点

宝浪油田位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州的焉耆县和博湖县，开都河下游，博斯腾湖以西，属开都河三角洲平原区区域。1994年10月，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂在宝浪油田宝浪苏木构造带本布图构造带勘探了第一口探井，初步勘探发现，焉耆盆地博湖坳陷中有两个重要的含油构造带，即宝浪苏木构造带和本布图构造带。在近20年的勘探开发过程，宝浪油田共有各类油气井259口，配套建设相关输油管线134.276km、输气管线19.79km、注水管线71.435km、计量站10个、油储罐8个、联合处理站1座(包括污水处理站)、注气循环站1座、道路15.157km、注气管线0.2km、供气管线8.58km及配套生活设施等。

本项目拟在宝浪油田部署探井及勘探评价井8口，进尺3.25万米。预计新增石油预测储量1100万吨，控制储量300万吨，探明储量400万吨。开发钻井40口，进尺11.6万米，平均钻井深度2900m，预计年产油 5.341×10^4 t，年产天然气 18000×10^4 m³。建设单井集输管线28km，井场道路4km，永久征地0.062km²，临时征地0.1km²。

1.2 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号）中有关规定，2024年8月，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂委托乌鲁木齐湘泳丽景环保科技有限公司承担2024-2026年宝浪油田勘探开发建设项目的环评工作（见附件）。

接受委托后，评价单位安排技术人员进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环评工作。对本项目进行初步的工程分析，同时建设单位开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托监测单位对本项目区域大气、土壤、水、声环境质量现状进行

了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的保护措施。从环境保护的角度论证项目建设的可行性，给出评价结论，提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成了《2024-2026年宝浪油田勘探开发建设项目环境影响报告书》的编制。报告书经生态环境主管部门审批后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

1.3 分析判定相关情况

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），本项目所在的博湖县及焉耆县属于塔里木河流域水土流失重点治理区，涉及环境敏感区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，本项目属于涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采行业，应编制环境影响报告书。

本项目为原油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家当前产业政策要求。

本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法规相关要求。

1.4 关注的主要环境影响及环境问题

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

本项目为油气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、采油、井下作业、集输等各工艺过程，影响因素包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、饮用水源保护区、森林公园等敏感区，不占用基本农田。但属于塔里木河流域水土流失重点治理区，距离井场最近的村庄约110m。因此，本项目重点保护目标是：评价范围内的耕地和焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村、

永宁镇上岔河村一小队、焉耆县博湖县查干诺尔乡查干诺尔村 3 处居点民。

1.5 环境影响报告书的主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家相关政策。

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围。

本项目采取了行之有效的环境保护措施，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到污染物达标排放。

本项目生产过程中，钻井、井下作业、油气集输处理等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本项目的建设而发生明显改变。本项目建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致项目所在区域环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量均符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本项目开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施和风险防范措施后，污染物可实现达标排放，环境风险可控，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本项目建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规及部门规章

国家和地方法律法规、部门规章见下表。

表 2.1-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修正）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修正）	12届人大第28次会议	2018-01-01
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2022修正）	中华人民共和国主席令第一〇四号	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016年修正）	12届人大第21次会议	2016-09-01
8	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修正）	11届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
11	中华人民共和国土地管理法（2019年修正）	13届人大第12次会议	2020-01-01
12	中华人民共和国城乡规划法（2019年修正）	13届人大第10次会议	2019-04-23
13	中华人民共和国野生动物保护法（2022年修订）	13届人大第38次会议	2023-05-01
14	中华人民共和国突发事件应对法	10届人大第29次会议	2007-11-01
15	中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国土壤污染防治法	13届人大第5次会议	2019-01-01
17	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大第15次会议	2010-10-01
18	中华人民共和国矿产资源法（2009年修正）	8届人大第21次会议	2009-08-27
19	中华人民共和国湿地保护法	13届人大第32次会议	2022-06-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修正）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修正）	国务院令204号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修正）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021年修订）	国务院令743号	2021-09-01
5	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
7	排污许可管理条例	国务院令 第736号	2021-03-01
8	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011年修订）	国务院令 第120号	2011-01-08
9	地下水管理条例	国务院令 第748号	2021-12-01
10	空气质量持续改善行动计划	国发〔2023〕24号	2023-11-30
11	生态保护补偿条例	国务院令 第779号	2024-04-11
12	关于加强生态环境分区管控的意见	中共中央办公厅 国务院办公厅	2024-03-06
13	风景名胜区条例	国务院令 第666号修改	2006-12-01
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令 第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2021年版）	生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会部令 第15号	2021-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
5	国家重点保护野生植物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号	2021-09-08
6	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号	2021-02-01
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
8	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77号	2012-07-03
10	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
14	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4号	2017-11-20
15	建设项目环境影响后评价管理办法（试行）	环境保护部令 第37号	2016-01-01
16	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	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1号	2020-03-19
18	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告2013年第31号	2013-05-24
19	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关	环办环评〔2017〕84号	2017-11-14

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	工作的通知		
20	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	2016-10-26
21	关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知	环办〔2015〕113号	2015-12-30
22	关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)>的通知	环发〔2015〕163号	2015-12-10
23	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境保护部公告2012年第18号	2012-03-07
24	工矿用地土壤环境管理办法(试行)	生态环境部令第3号	2018-08-01
25	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南(试行)》的公告	生态环境部公告2021年第1号	2021-01-04
26	污染地块土壤环境管理办法(试行)	环境保护部令第42号	2017-07-01
27	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65号	2021-08-04
28	关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知	环大气〔2019〕53号	2019-06-26
29	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	2017-10-01
30	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第34号	2015-06-05
31	关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知	环办〔2014〕30号	2014-03-25
32	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
33	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告2021年第74号	2021-12-22
34	关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知	环办固体〔2023〕17号	2023-11-06
35	环境空气细颗粒物污染综合防治技术政策	环境保护部〔2013〕59号	2013-09-13
36	关于进一步加强危险废物规范化环境管理有关工作的通知	环办固体〔2023〕17号	2023-11-06
37	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告 2024年第4号	2024-01-19
38	关于印发《地下水污染源防渗技术指南(试行)》和《废弃井封井回填技术指南(试行)》的通知	环办土壤函〔2020〕72号	2020-02-20
39	自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)	自然资发〔2022〕142号	2022-08-16
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2018年修正)	自治区13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区13届人大第7次会议	2019-01-01
4	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例(2017年修订)	自治区12届人大第29次会议	2017-05-27

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
5	关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
6	新疆国家重点保护野生植物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅2022年修订	2022-03-09
7	新疆国家重点保护野生动物名录	自治区林业和草原局与农业农村厅2021年修订	2021-07-28
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	新政发〔2022〕75号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96号	2005-07-14
10	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）	新环环评发〔2024〕93号	2024-06-09
11	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80号	2018-03-27
12	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133号	2018-09-06
13	转发《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》的通知	新环评价发〔2020〕142号	2020-07-29
14	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162号	2020-09-11
15	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发〔2020〕138号	2020-09-04
16	新疆维吾尔自治区实施<中华人民共和国水土保持法>办法	2013年7月31日修订	2013-10-01
17	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
18	关于印发《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（2023调整）	新政发〔2021〕18号	2021-02-21
19	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知	新环环评发〔2021〕162号	2021-07-26
20	关于印发《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知	巴政办发〔2021〕32号	2021-06-30
21	新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划	自治区党委、自治区人民政府	2021-12-24
22	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展十四五个五年规划及2023年远景目标	自治区13届人大第4次会议	2021-02-05
23	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20号	2018-12-20
24	关于加强历史遗留废弃磺化泥浆规范化环境管理的通知	新环固体函〔2022〕675号	2022-09-26
25	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20号	2024-03-25
26	关于印发《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2023年本）》的通知	新环环评发〔2023〕91号	2023-08-30
27	新疆维吾尔自治区实施《风景名胜区条例》办法	自治区人民政府令第216号修正	2012-02-01

2.1.2 评价技术导则及规范

环评有关技术导则及规范见下表。

表 2.1-2 环评技术导则及规范依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
10	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）	国家发展和改革委员会公告2009年第3号	2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年 第18号	2012-03-07
14	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30
15	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
16	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2023-01-01
17	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
18	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
19	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
20	陆上石油天然气生产环境保护推荐作法	SY/T6628-2005	2005-11-01
21	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
22	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
23	矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山	TD/T1070.7-2022	2022-11-01
24	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
25	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
26	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
27	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
28	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
29	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01

2.1.3 项目相关资料

- (1) 《河南油田宝浪油田采油工程设计》，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司，二〇二四年四月
- (2) 《宝浪油田 2024-2026 年地面框架方案》
- (3) 《河南油田宝浪油田 2024-2026 年勘探-开发规划（油藏工程）》，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司，二〇二四年三月
- (4) 《河南油田宝浪油田 2024-2026 年勘探-开发规划钻井工程方案》，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司，2024 年 04 月
- (5) 建设单位提供的与本项目有关的其他资料

2.2 评价目的与原则

2.2.1 评价目的

- (1) 通过实地调查与现状监测，了解项目区的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握油田所在区域的环境质量和生态环境现状。
- (2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。
- (3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。
- (4) 评价本项目对国家产业政策、区域总体规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。
- (5) 分析本项目可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

贯彻执行国家、地方生态环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

采用规范的环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据本项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对本项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素识别及评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井、井场地面工程、原油开采、集输工程等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期和运营期。施工期以钻井、井场地面过程、集输管线等工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以原油开采、集输过程中产生的污染为主。环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
环境 因素	钻井及地面建设、管道工程地表扰动、植被破坏等	施工机械和车辆施工扬尘、发电机柴油燃烧非甲烷总烃等废气	钻井废水、试压废水、生活污水	钻井岩屑泥浆、施工废料、生活垃圾、废机油、工程弃土	施工机械和车辆噪声	无组织废气（挥发性有机物等）	采出水、井下作业废液、生活污水等污（废）水	油泥砂、清管废渣、井下作业固废、废防渗膜、生活垃圾等	井场设备和井下作业噪声	石油危险物质泄漏	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾等	土地复垦
地表水	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区	+	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

2.3.2 评价因子筛选

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）并结合项目特点，评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子筛选一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	NMHC	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
储层改造工程	施工期	NMHC	/			/	
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	NMHC	/			/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等
油气处理工程	施工期	/	/	/	/	/	/
	运营期	/	/	/	/	/	/

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目所在地位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州焉耆县和博湖县境内，地处开都河下游，博斯腾湖以西，属开都河三角洲平原区区域。依据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，本项目所在区域环境空气质量功能区划为二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本项目位于新疆维吾尔自治区焉耆和博湖县境内，项目区主要地表水体为开都河，宝北区块位于开都河南部，距离开都河约 3km；宝中区块位于开都河和博斯腾湖西部，距离开都河约 2km，距离博斯腾湖约 12km。根据《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，开都河功能区类型为饮用水源区，项目所在区域段执行 II 类标准，博斯腾湖执行 IV 类标准；根据《巴音郭楞蒙古自治州博斯腾湖流域水环境保护及污染防治条例》，开都河水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 I 类标准，博斯腾湖水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 II 类标准。本项目为陆地石油开采项目，不向地表水体排污。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水质量分类标准，该区域地下水质量分类为 III 类，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类地下水环境质量标准。

2.4.1.3 声环境

项目区位于开都河下游，属开都河三角洲平原区区域，属农业区。根据《声环境质量标准》（GB 3096—2008），宝浪油田区域声环境为 2 类声环境功能区，执行昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）的标准限值。敏感点焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村、宁镇上岔河村、九号渠村、博湖县查干诺尔乡查干诺尔村为 1 类声环境功能区，执行昼间 55dB（A），夜间 45dB（A）的标准限值。

2.4.1.4 生态

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于 III 天山山地温性草原森林生态区、

III₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区, 46.焉耆盆地绿洲农业盐渍化敏感生态功能区和 47.博斯腾湖湿地保护生态功能区。具体见表 2.4-1 和图 2.4-1。

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水〔2019〕4号), 项目区属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

表 2.4-1 项目区生态功能区划简表

项 目	区 划	
生态区	III天山山地温性草原森林生态区	
生态亚区	III ₃ 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态亚区	
生态功能区	46. 焉耆盆地绿洲农业盐渍化敏感生态功能区	47. 博斯腾湖与湿地保护生态功能区
隶属行政区	焉耆县	博湖县
主要生态服务功能	农产品生产、人居环境、油气资源	调节气候、水文调蓄、生物多样性维护、渔业和苇业生产、淡水养殖、水质净化、旅游
主要生态环境问题	地下水位高、土壤盐渍化	湖水水质污染、生物多样性减少、芦苇面积缩小、旅游污染周边环境与水质、土著鱼种濒危、湿地萎缩
主要生态敏感因子、敏感程度	土壤侵蚀极度敏感,土地沙漠化轻度敏感,土壤盐渍化中度敏感	生物多样性及其生境极度敏感
主要保护目标	保护基本农田、保护水质、保护麻黄和甘草、保护水源地	保护水质、保护野生动物、保护鱼类和湿地
主要保护措施	合理开发地下水、发展竖井灌排、开都河防洪、防止油气开发污染土壤和水质、发展节水农业,禁止乱采、滥挖甘草等荒漠植被	控制工业排污与农田排水入湖、生活污水达标排放、按规划发展旅游、加强渔政管理、保持湖水合理水位
适宜发展方向	建立粮油、蔬菜等绿色食品基地,发展人工种植甘草、麻黄产业和农区畜牧业	合理利用湖泊资源,适当发展渔业、苇业和旅游业、发挥水文调蓄等综合效益

图 2.4-1 新疆生态功能区划图

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

(1) 大气环境质量标准

本项目各评价因子环境空气质量标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气污染物浓度限值

序号	污染物	标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24h平均	1h平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	PM ₁₀	70	150	-	
4	PM _{2.5}	35	75	-	
5	O ₃	-	160 (8h平均)	200	
6	CO		4000	10000	
7	NMHC	-	-	2000	《大气污染物综合排放标准详解》

(2) 地表水环境质量标准

本项目为陆地石油开采项目，项目不涉及地表水体，本评价不开展地表水环境影响评价。

(3) 地下水质量标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准。见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水监测项目标准限值

序号	检测项目	单位	III类标准
一般化学指标			
1	pH	/	6.5-8.5
2	色度	(铂钴色度单位)	≤15
3	嗅和味	/	无
4	浑浊度	NTU	≤3
5	肉眼可见物	/	无
6	总硬度(以CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450
7	溶解性总固体	mg/L	≤1000
8	硫酸盐	mg/L	≤250
9	氯化物	mg/L	≤250
10	铁	mg/L	≤0.3
11	锰	mg/L	≤0.10
12	铜	mg/L	≤1.00
13	锌	mg/L	≤1.00
14	铝	mg/L	≤0.20
15	挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	≤0.002

序号	检测项目	单位	III类标准
16	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以O ₂ 计)	mg/L	≤3.0
18	氨氮 (以N计)	mg/L	≤0.50
19	硫化物	mg/L	≤0.02
20	钠	mg/L	≤200
微生物指标			
21	总大肠菌群	MPNb/100mL或CFU ^o /100mL	≤3.0
22	菌落总数	CFU/mL	≤100
毒理学指标			
23	亚硝酸盐氮 (以N计)	mg/L	≤1.00
24	硝酸盐氮 (以N计)	mg/L	≤20.0
25	氰化物	mg/L	≤0.05
26	氟化物	mg/L	≤1.0
27	汞	mg/L	≤0.001
28	砷	mg/L	≤0.01
29	硒	mg/L	≤0.01
30	镉	mg/L	≤0.005
31	铅	mg/L	≤0.01
32	铬 (六价)	mg/L	≤0.05
其他			
33	石油类	mg/L	≤0.05

(4) 声环境质量标准

项目区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类声环境功能区限值,即昼间60dB(A),夜间50dB(A)。敏感点焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村、永宁镇上岔河村、九号渠村、博湖县查干诺尔乡查干诺尔村为1类功能区,执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中1类标准,即昼间55dB(A),夜间45dB(A)。

2.4.2.2 土壤污染风险管控标准

本项目占地范围内土壤污染风险管控标准执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值,见表2.4-4。

项目占地范围外土壤污染风险管控标准执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准,见表。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险管控标准

单位: mg/kg

序号	污染物项目	CAS编号	第二类用地筛选值
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60
2	镉	7440-43-9	65
3	铬(六价)	18540-29-9	5.7
4	铜	7440-50-8	18000
5	铅	7439-92-1	800

序号	污染物项目	CAS编号	第二类用地筛选值
6	汞	7439-97-6	38
7	镍	7440-02-0	900
挥发性有机物			
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1, 1-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1, 2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1, 1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1, 2-二氯乙烯	156-59-2	596
15	反-1, 2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1, 2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1, 1, 1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8
24	1, 2, 3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4
27	氯苯	108-90-7	270
28	1, 2-二氯苯	95-50-1	560
29	1, 4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290
32	甲苯	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3, 106-42-3	570
34	邻二甲苯	95-47-6	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	98-95-3	76
36	苯胺	62-53-3	260
37	2-氯酚	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
42	蒽	218-01-9	1293
43	二苯并[a, h]蒽	53-70-3	1.5
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	193-39-5	15
45	萘	91-20-3	70
其他项目			
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	-	4500

表 2.4-5 农用地土壤污染风险管控标准

序号	污染物名称	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	Cu	mg/kg	100
2	Zn	mg/kg	300

序号	污染物名称	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
3	As	mg/kg	25
4	Ni	mg/kg	190
5	Pb	mg/kg	170
6	Cd	mg/kg	0.6
7	Cr	mg/kg	250
8	Hg	mg/kg	3.4

2.4.2.3 土壤盐化、酸化、碱化分级标准

参照《环境影响评价技术导则 土壤》(HJ964-2018)附录 D, 土壤盐化、酸化、碱化分级标准见表。

表 2.4-6 干旱、半荒漠和荒漠地区土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量 (SSC) / (g/kg)
未盐化	SSC<2
轻度盐化	2≤SSC<3
中度盐化	3≤SSC<5
重度盐化	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥10

表 2.4-7 土壤酸化、碱化分级标准

土壤pH值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥10.0	极重度碱化

2.4.2.4 污染物排放标准

(1) 大气污染物排放标准

非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准 (GB39728-2020)》中企业边界污染物控制要求 (不应超过 4.0 mg/m³)。

(2) 废水排放标准

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函(2019)910号)规定: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指标技术要求及分析方法》等相关标准要求回注,同步采取切实可行措施防治污染。

项目运营期产生的采出水在宝浪联合站处理达标后回注油气层,不向外环境排放,

回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中储层空气渗透率为〔0.05, 0.5〕 μm^2 的标准,标准值见表 2.4-8。工作人员采用内部调剂,不新增工作人员,不新增生活污水。

表 2.4-8 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

储层空气渗透率 μm^2		<0.01	(0.01, 0.05)	(0.05, 0.5)	(0.5, 2.0)	≥ 2.0
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制 指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率mm/a		≤ 0.076				

(3) 噪声排放标准

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);运营期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 1 类、2 类区环境噪声排放限值,具体标准限值详见表 2.4-9。

表 2.4-9 噪声排放标准一览表

单位: dB (A)

时段	厂界外声环境功能区类别	昼间	夜间
施工期	/	70	55
运营期	1类	55	45
	2类	60	50

(4) 固体废物污染控制标准

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向,含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016)相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)要求;钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)要求。一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020);危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

2.5 评价等级与评价范围

2.5.1 评价工作等级

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)、环境要素环境影响评价技术导则、专题环境影响评价技术导则和行业建设项目环境影响评价技术导则的要求,

并根据本项目的特点、项目所在地的环境特征、环境功能区划等确定评价工作等级。

2.5.1.1 大气评价工作等级

本项目废气污染物主要为井场非甲烷总烃的无组织排放。结合项目所在地区的地形特点和环境功能区划，按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的判定的方法，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用导则推荐的 AERSCREEN 模型分别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确定大气环境评价工作等级。

（1）估算模型及其参数

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 及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义见公式：

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

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 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用各评价因子 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，分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

如污染物数 i 大于 1，取 P 值中最大者 P_{\max} ，大气评价工作等级判据见表 2.5-1。

模型所需最高和最低环境温度，选取评价区域近 20 年资料统计结果。最小风速取 0.5m/s，风速计高度取 10m。估算模型参数见表 2.5-2。

表 2.5-1 评价工作等级判别表

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

表 2.5-2 估算模型参数表

城市/农村选项	参数	取值
	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/

最高环境温度/°C		39
最低环境温度/°C		-29
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

(2) 估算模型计算点设置

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 B, 本评价在距污染源 10m~25km 处默认为自动设置计算点, 最远计算距离 25km。

(3) 地形数据

数据源采用 [csi.cgiar.org](http://srtm.csi.cgiar.org) 提供的 srtm 免费数据, 定义生成的 DEM 文件覆盖的区域为 50×50km 并外延 3 分, 精度为 3 秒 (约 90m)。

(4) 地表参数

估算模型 AERSCREEN 地表参数根据模型特点取项目周边 3km 范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。本项目地表类型为农作地, 地表特征参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 地表特征参数

序号	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
1	冬季(12, 1, 2月)	0.6	2	0.01
2	春季(3, 4, 5月)	0.14	1	0.03
3	夏季(6, 7, 8月)	0.2	1.5	0.2
4	秋季(9, 10, 11月)	0.18	2	0.05

(5) 污染源参数

本项目估算模型采用满负荷运行条件下排放强度及对应的污染源参数, 具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 本项目无组织废气排放源估算模型参数表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		面源高度(m)	年排放小时数(h)	NMHC排放速率(kg/h)
	X	Y		长度(m)	宽度(m)			
井场无组织	0	0	1045	30	40	4	8760	0.00215

(6) 估算模型计算结果

采用导则推荐的估算模型对项目废气进行估算, 估算结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 各污染物估算模式计算结果

参数名称	单位	NMHC
------	----	------

下风向最大落地浓度	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	5.4726
最大浓度出现距离	m	25
评价标准	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	2000
最大占标率	%	0.27
$D_{10\%}$	m	/

根据估算结果，井场非甲烷总烃的无组织排放最大占标率均为 0.46， $P_{\max} < 1\%$ ，确定大气影响评价工作等级为三级。

2.5.1.2 地表水环境评价工作等级

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018)，项目属于水污染影响型建设项目。项目区宝北区块位于开都河南部，距离开都河约 3km；宝中区块位于开都河和波斯腾湖西部，距离开都河约 2km，距离波斯腾湖约 12km。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的采出废水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，可不进行地表水环境现状评价和水环境影响预测。主要评价内容包括：

- a) 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；
- b) 依托污水处理设施的环境可行性评价。

2.5.1.3 地下水环境评价工作等级

(1) 划分依据

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水评价工作等级划分依据如下：

- 1) 石油开采井场按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，油类输送管道按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。
- 2) 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 2.5-6。

表 2.5-6 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；为划定准保护区的集中式饮用水水源，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。
注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据现场调查，项目所在评价区域范围内无集中式饮用水水源准保护区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区，判定项目所在区域地下水环境为不敏感。

(2) 等级判定

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本建设项目各井场地下水环境影响评价等级为二级，集输管道为三级。

地下水评价工作等级划分依据见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水评价工作等级分级表

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

2.5.1.4 声环境影响评价工作等级

本项目生产运行期主要噪声源为输油泵、电机、以及井场作业噪声。

本项目所在功能区 2 类声环境功能区，适用于《声环境质量标准》(GB3096-2008)中规定的 2 类标准；敏感点焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村、宁镇上岔河村、博湖县查干诺尔乡查干诺尔村为 1 类功能区。依据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

声环境影响评价工作等级判据详见表 2.5-8。

表 2.5-8 声环境影响评价工作等级判据表

评价等级	声环境功能区	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	受影响人口数量
一级	0类	(或) 5 dB(A)以上 (不含5dB(A))	(或) 显著增加
二级	1、2类	(或) 3 dB(A)~5 dB(A)	(或) 增加较多
三级	3、4类	(或) 3 dB(A)以下 (不含3 dB(A))	(且) 变化不大

2.5.1.5 土壤环境影响评价工作等级

根据项目区域土壤监测数据，土壤 pH 值在 $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$ 范围内，为无酸化或碱化土壤；土壤盐含量 (SSC) $2 \leq \text{SSC} < 3$ ，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中轻度盐化地区。拟

建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，分别判定评价等级。

(1) 土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)和《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目石油开采井场按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类输送管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 项目占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)，污染影响型项目工程永久占地面积分为大型 ($\geq 50\text{hm}^2$)、中型 ($5\sim 50\text{hm}^2$)、小型 ($\leq 5\text{hm}^2$) 三类。本项目永久占地面积为 62000m^2 (6.2hm^2)，属于中型项目。

(3) 土壤环境敏感程度

——污染影响型

项目占地类型主要为水浇地和其他草地，项目评价范围内有农田分布，土壤敏感程度为“敏感”。

——生态影响型

项目区属于干燥度 $18.5 > 2.5$ 且潜水平均埋深 $2\text{m} > 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”，详见表。

表 2.5-9 生态影响型敏感程度分级表

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

^a是指采用 E601观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本项目生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

评价工作等级划分依据见表 2.5-10 和表 2.5-11。

表 2.5-10 生态影响型评价工作等级划分表

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

表 2.5-11 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I类项目			II类项目			III类项目		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价

表 2.5-12 土壤环境生态影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
各采油井场	I类	较敏感	二
各井集输管线	II类	较敏感	二

表 2.5-13 土壤环境污染影响评价工作等级一览表

项目名称	项目类别	环境敏感程度	评价等级
各采油井场	I类	敏感	一
各井集输管线	II类	敏感	一

2.5.1.6 生态影响评价等级

根据《环境影响技术评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)中评价等级判定原则，本项目生态评价工作等级确定为三级。具体见表。

表 2.5-14 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定原则	本项目情况	生态影响评价等级
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；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/

f	当工程占地规模大于20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地面积为0.062km ² <20km ²	/
g	除本条a~f以外的情况，评价等级为三级；	/	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；	/	三级

2.5.1.7 环境风险评价工作等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质主要为原油、天然气（甲烷）。主要风险单元为密闭集输单元。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本项目危险物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., 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。

本项目新建单井集输管线 40 条，共 28km，管线采用 φ76×4 无缝钢管（外径 76mm，内径 68mm），埋地敷设。原油密度按照 0.828t/m³、天然气相对密度 1.374kg/m³。危险物质数量与临界量比值计算结果如下表所示。

表 2.5-15 危险物质数量与临界量比值一览表

风险单元	危险物质	最大存在量q/t	临界量Q/t	Qi
油气管线	凝析油	84.2	2500	0.034
	天然气	0.14	10	0.014
合计				0.048

根据计算可知，项目涉及的危险质数量与临界量比值 Q=0.048<1，环境风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。评价工作等级划分见表 2.5-16。

表 2.5-16 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV, VI	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。				

2.5.2 评价范围

2.5.2.1 大气环境影响评价范围

本项目大气评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），不设置大气环境影响评价范围。

2.5.2.2 地下水评价范围

采用《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中公式计算法确定地下水评价范围，公示如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

α ——变化系数， ≥ 1 ，一般取 2，无量纲；

K——渗透系数，m/d，项目区潜水含水层岩性以粉细砂、亚砂土、亚粘土为主，取 10m/d；

I——水力坡度，无量纲，取 1‰；

T——质点迁移天数，d，取值不小于 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲，取 0.21。

经计算，L 为 476m。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，各井场地下水流向上游 250m，下游 500m，两侧外扩 250m 的矩形区域，管线边界两侧向外延伸 200m 范围作为评价范围。

2.5.2.3 声环境影响评价范围

本项目噪声环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境影响评价范围为井场边界向外扩 200m 作为评价范围。

2.5.2.4 土壤环境影响评价范围

本项目土壤环境影响评价工作等级为土壤污染影响型一级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），确定每个井场土壤环境影响评价的范围为井

场占地及占地范围外 1000m；集输管线土壤环境影响评价范围为以管线边界两侧外延 200m。

2.5.2.5 生态影响评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状分布，故其对生态影响仅限于井场及管线周边范围内。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场边界外延 500m，管线中心向两侧外延 300m 为评价范围。

2.5.2.6 环境风险评价范围

本项目环境风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），不设环境风险评价范围。

2.5.3 评价工作等级和评价范围汇总

本项目各环境要素评价工作等级及评价范围汇总见表 2.5-17。评价范围图见图 2.5-1。

表 2.5-17 评价等级及评价范围汇总表

评价内容	评价工作等级	评价范围
大气环境	三级	无
地表水环境	三级B	无
地下水环境	二级	各井场地下水流向上游250m，下游500m，两侧外延250m的矩形区域，管线边界两侧向外延伸200m范围
声环境	二级	井场边界外200m内范围
土壤环境	一级	井场占地及占地范围外1000m，管线边界两侧外延200m
生态影响	三级	井场边界外延500m，管线中心向两侧外延300m
环境风险	简单分析	无

图 2.5-1 项目评价范围图

2.6 主要环境保护目标

据现场调查，本项目工程占地不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。宝北区块位于开都河南部，距离开都河约3km；宝中区块位于开都河和博斯腾湖西部，距离开都河约2km，距离博斯腾湖约12km。因此确定本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表2.8.2-1。各区块居民点分布图见基本农田分布见图4.3-5，各区块居民点分布图见图5.3-1和图5.3-2。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境保护目标	相对位置	环境要素	环境保护要求
1	农村居民点1：焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村13户约40人	距宝北约160米	大气、声环境	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的1类标准。
2	农村居民点2：焉耆县永宁镇上岔河村一小队33户约120人	距宝北约100米		
3	农村居民点3：博湖县查干诺尔乡查干诺尔村9户约30人	距宝中约110米		
4	开都河	最近处约2km	地表水	满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的I类标准。
5	深层承压水和浅层地下水	井区、管线及周边	地下水	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。
6	评价范围内的基本农田，其他农用地和草地	井区、管线及周边	土壤	避免占用或少占耕地，并按规定进行补偿；满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准。
7	塔里木流域水土流失重点治理区	井区、管线及周边	/	满足石油天然气行业的水土保持综合治理。

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程环境影响回顾

3.1.1 现有工程基本情况

宝浪油田位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州的焉耆县和博湖县，宝浪油田包括宝北区块、宝中区块、本布图区块，其中宝北区块和宝中区块属于宝浪苏木构造带，本布图区块属于本布图构造带。宝北区块位于焉耆县，宝中区块和本布图区块位于博湖县。宝浪油田在近 20 年的滚动勘探开发中共有各类油气井 259 口，配套建设相关输油管线 134.276km、输气管线 19.79km、注水管线 71.435km、计量站 10 个、油储罐 8 个、联合处理站 1 座(包括污水处理站)、注气循环站 1 座、道路 15.157km、注气管线 0.2km、供气管线 8.58km 及配套生活设施等。

3.1.2 现有工程主要内容

宝浪油田现有工程主要包括主体工程、公用工程、辅助工程、环保工程等，具体见表。

表 3.1-1 现有工程主要内容

类型	项目		数量	备注	
主体工程	钻井工程	油井	171口	产能井156口，探井15口	
		气井	10口	/	
		注气/水井	78口	注水井77口，注气井1口	
	油气集输工程	计量站	10座	宝浪苏木构造带共设7计量站 (1#~7#)，本布图构造带共设3个计量站(1#~3#)	
		循环注气站	1座	宝浪苏木构造带，设计天然气注气能力150000m ³ /d	
		集油管线	134.276km	宝浪苏木构造带集油管线107.42 km，本布图构造带集油管线26.856 km	
		输气管线	19.79km	宝浪苏木构造带	
		注水管线	71.435km	宝浪苏木构造带注水管线52.715km，本布图构造带注水管线18.72km	
		注气管线	0.2km	宝浪苏木构造带	
		供气管线	8.58km	本布图构造带	
	油气处理工程	宝浪联合处理站	宝浪联合站是一个集原油集输、污水处理、轻烃生产等为一体的综合性集输站库，设计原油处理能力30×10 ⁴ t/a，天然气处理能力36×10 ⁴ m ³ /d，拥有1×10 ⁴ m ³ 原油储罐2座，0.5×10 ⁴ m ³ 1座，400m ³ 球形储罐5座，天然气压缩机9台，注水泵11台等		

			大型关键装置、设备。
	供电	/	宝浪区块用电接入国家电网。 本布图区块用电由本布图1#计量站内3台400kW天然气发电机供电。
辅助工程	通信及仪表自动化	井口设置RTU（远程终端单元）对井口数据进行采集，安装视频监控及远程喊话系统，通过光缆将视频、数据上传至管理区指挥中心。	
公用工程	道路	15.157km，其中宝浪苏木构造带12.897km，本布图构造带2.26km	
	办公、生活设施	宝浪采油管理区1处、本布图区块办公生活点1处	
环保工程	宝浪联合处理站污水处理	宝浪联合处理站内含污水处理系统，设计污水处理规模36万m ³ /a。原油处理站脱水岗三相分离器水室排出的含油污水投加各净化药剂，进入1000m ³ 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入500m ³ 沉降罐，经压力除油和气浮除油后自压流入缓冲罐，经泵提压进入污水一级过滤罐，再由一级进入二级过滤罐，从二级滤罐出来的水进入注水2座500m ³ 缓冲罐，由注水系统的泵输送至各计量站及注水间。	
	固废处理	油田施工产生的建筑施工垃圾拉运至七个星工业垃圾贮存场进行处理。七个星固废场设一般固废填埋场容积34500m ³ 和危废临时贮存池500m ³ ，目前已停运。2020年12月，河南油田分公司新疆采油厂宝浪油田新建500m ³ 危废暂存池及配套防晒棚项目完成建设，废油泥经拉运车拉运卸载至危废暂存池内暂存，定期外运至有资质单位（轮台县三和源石油技术服务有限责任公司）进行处置。生活垃圾运往博湖县生活垃圾填埋场进行处理。	
	生活废水处理	宝浪油田各生产单位员工主要居住在博湖县生活基地，生活污水依托市政生活污水处理厂进行处理。本布图生活点生活污水依托那音托尔盖村委会污水处理系统处理。各站场自动化程度高，不需要人员长期值守，值班人员每4小时巡视一次，无生活废水产生。	
	噪声防治	选用低噪设备、隔声、减振等。	
	废气防治	锅炉、加热炉燃料采用天然气；联合站开展泄漏检测与修复（LDAR）工作。	
退役设施	宝浪油田目前有39口退役井，退役井采取了封井措施，拆除了地面设备设施，清理了场地，植被自然恢复。		

3.1.3 宝浪油田开发现状

3.1.3.1 油藏开发现状

宝浪油田目前采油井总井数 146 口，开井 105 口，开井率 71.9%，核实日产油 41 吨/天，采油速度 0.07%，综合含水 76.14%，具体数据见表 3.2-1。

表 3.1-2 开发现状表

油田	总井数	采油井			注水井		井口日产油水平(t/d)	核实日产油水平(t/d)	采液速度(%)	采油速度(%)	采出程度(%)	综合含水(%)	
		总井数	开井数	开井率(%)	总井数	开井数							
宝浪	宝浪	163	111	81	72.9	52	5	27.3	26.9	0.27	0.06	15.93	81.64
	本布图	57	35	24	68.5	22	0	14	14	0.22	0.12	8.41	42.55
	小计	220	146	105	71.9	74	5	41.3	41	0.26	0.07	14.15	76.14

3.1.3.2 地面系统现状

宝浪油田是 1996 年开发，地面系统目前建设 1 座联合站(宝一联)、10 座计量站。宝一联生产的原油是装汽车外运。

(1) 宝一联现状

宝一联 1997 年建成投产，总体设计规模，年处理原油 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，其中原油脱水、原油稳定、原油装车规模均为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套建设了 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的轻烃回收装置一套。

宝一联原油脱水工艺流程采用的是一段脱水流程，原油稳定的方法是加热正压稳定，轻烃回收装置工艺流程均为中压浅冷流程；污水处理系统于 1998 年建成投产，先后进行了四次改造，改造后污水处理规模为 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

宝一联是宝浪油田主要的原油处理站场，担负着宝浪油田宝北区块、宝中区块、本布图区块的油气处理任务。

(2) 宝浪油田站场现状

宝浪油田包括宝浪区块、本布图区块。宝浪区块为常采区块，采用油井—计量站—联合站的两级布站模式；本布图区块为常采区块，采用油井—计量站—拉油至联合站二级布站模式。宝北区块、宝中区块产出液集输进站处理；本布图焉 2 区块、本东区块产出液汽车拉至宝一联集中处理。

图 3.1-1 宝浪油田站场相对位置图

(3) 管线及道路开发现状

宝浪油田 10kV 配电网现有 3 条架空油井线路，分别为宝北线、宝南线和宝东线，总长 32.84km，杆塔 549 基，配电变压器 92 台套；另有 12 条 10kV 电缆线路为宝浪联合站供电。

宝浪苏木构造带已建集油管线 107.42km，注水管线 52.715km，注气管线 0.2km，道路 12.897km。

3.1.4 现有工程环保手续的履行情况和相关要求的落实情况

3.1.4.1 环境影响评价履行情况

经查阅环评相关资料和现场调查核实，宝浪油田目前共有开发井 259 口，其中原国家环保总局批复 43 口，1996-2014 年原巴州石油环境监察支队批复 216 口。

表 3.1-3 宝浪油田环评工作情况

序号	文件名称	建设内容	批复文号
1	宝浪油田宝浪苏木构造带本布图构造带石油勘探及宝一井区开发项目环境影响报告书	43口井、联合站等	国家环境保护局文件环监[1996]1003号
2	宝北2-4等10口井和向1井环境影响报告表	宝北2-4、向1井等共11口	巴环字[1996]051号
3	对“关于在宝103井钻三口丛式井的请示”的批复	宝104、106、107等3口	巴环治[1996]010号
4	关于钻探宝108井的意见	宝108井	巴环治字[1996]12号
5	关于钻宝北4-5井的请示批复	宝北4-5井	巴环治字[1996]014号
6	关于马3井环保问题的意见	马3井	新环管函[1997]032号
7	关于焉耆盆地图3井环境保护有关问题的意见	图3井	新环监发[1997]193号
8	对《关于钻开宝1302等十七口开发井的请示》的批复	宝开1300、1302、1303、1306、1307、1311、1315、1309、2214、2216、2218、2220、2213、2215、2217、1331等17口	巴环油字[1998]02号
9	对“关于钻探宝8井的请示报告”的批复	宝8井	巴环油字[1998]03号
10	对“关于钻探宝9井的请示”的批复	宝9井	巴环油字(1998)04号
11	关于塔里木河南勘探公司图301井钻探的意见	图301井	巴环油字(1998)07号
12	塔里木河南勘探公司图301井钻探工程环境影响评价报告审批意见	图301井	巴州环保局1998.10.20
13	对“关于钻探宝221井的请示”的批复	宝221井	巴环油字(1999)01号
14	对“关于钻探海1井的请示”的批复	海1井	巴环油字99(02)号
15	对“关于钻宝1333、宝1401井的请示”的批复	宝1333、宝1401井2口	巴环油字(1999)04号
16	对“关于钻探宝10井的环保请示”的批复	宝10井	巴环油字99(05)号
17	对“关于钻探图6井的请示”的批复	图6井	巴环油字99(06)号
18	对“关于钻开H4井的请示”的批复	H4井	巴环油字(1999)07号
19	对“关于宝北区块II油组第一批六口新井钻井请示”报告的批复	宝1201、1202、1209、1211、1222、1221等6口	巴环油字[2000]02号
20	对“关于钻探图4井的请示”报告的批复	图4井	巴环油字[2000]03号
21	对“关于钻焉浅4井和宝北区块第二批三口新井的请示”报告的批复	宝1200、1203、1205等3口	巴环油字[2000]04号
22	对“关于钻宝206井的请示”的批复	宝206井	巴环油字[2000]05号
23	对“关于钻宝1232等三口井的请示”的批复	宝1232、宝23井、宝111等3口	巴环油字[2000]06号
24	关于塔里木河南勘探公司“钻图103等四口井的请示”报告的批复	宝1411、宝1415、图103、图5等4口（图5除外）	巴环油字[2000]07号
25	对“关于钻宝113井的请示”的批复	宝113井	巴环油字[2000]09号
26	关于“钻探图5井和宝11井的请示报告”的批复	图5井、宝11井2口	巴环油字[2000]11号
27	关于对塔里木河南勘探公司“关于宝北、宝中区六口新井钻井请示”报告的批复	宝1224、1226、1330、1404、2311、2313等6口	巴环油字[2000]12号
28	关于塔里木河南勘探公司“关于钻图104井和106井的请示”报告的批复	图104井、106井2口	巴环油字[2000]13号
29	关于塔里木河南勘探公司“关于钻图105等	图105、宝2117、2119、	巴环油字[2000]14号

序号	文件名称	建设内容	批复文号
	五口井的请示”报告的批复	2411、2413等5口	
30	对“关于钻图107等六口井的请示”的批复	图107、宝2415等6口	巴环油字[2001]02号
31	对“关于钻图4239等八口井的请示”的批复	图4239、4307等8口	巴环油字[2001]03号
32	对“关于钻探宝207等五口井的请示”报告的批复	宝207、宝115、图109图H302、图7等5口	巴环油字[2001]05号
33	关于《钻宝110等五口井的请示》的批复	宝110、宝1213、宝1324、宝112、宝1339等5口	巴环油字[2002]2号
34	关于《关于钻宝1207等七口井的请示》的批复	宝1207、1223、1225、2417、2418、2419、2423等7口	巴环油字[2002]04号
35	关于“关于钻宝209等八口井的请示”的批复	宝B209、B210、B1313、B1317、B1323、B1325、宝T4243、T4335等8口	巴环油字[2002]05号
36	钻宝2327等九口井环境影响报告表	宝2327、宝2329、宝2525、宝2532、宝2416、宝2420、宝2523、宝2427、宝2425等9口	巴环油字[2003]2号
37	关于对《关于钻宝1215等五口井的请示报告》的批复	宝1215、宝1219、宝1217、宝1218、宝1235等5口	巴环油字[2003]03号
38	钻宝1230等四口井环境影响报告表	宝1230、宝1335、宝1327、宝212等4口	巴环油字[2003]8号
39	钻T4336等五口井环境影响报告表	图4336、图4330、图4333、图4331、图4335等5口	巴环油字[2003]10号
40	关于对《关于钻T4336等五口井的请示》的批复	T4330、T4331、T4333、T4335、T4336等5口	巴环油字[2003]10号
41	关于对《关于钻T4435等三口井的请示》的批复	T4435等3口	巴环油字[2004]1号
42	关于对《关于钻XB2212等三口井的请示》的批复	XB2212等3口	巴环油字[2004]03号
43	关于对《关于钻B2410等七口井的请示》报告的批复	B2410、B2412、B2414、XB6-10、XB3-4、T4140、T4327等7口	巴环油字[2004]04号
44	对塔里木河南勘探公司《关于钻马5井的请示》的批复	马5井	巴环油字[2004]05号
45	关于《关于钻B1326等四口井的请示》的批复	B1326等4口	巴环油字[2004]06号
46	关于对塔里木河南勘探公司钻探图10井的批复	图10井	巴环油字[2004]08号
47	关于《关于B1227、新2-5两口井的请示》的批复	B1227、新2-52口	巴环油字[2005]2号
48	关于塔里木河南勘探公司《关于钻BXZ1井的请示》的批复	BXZ1井	巴环油字[2005]3号
49	钻宝2547等三口井环境影响报告表	宝2547、宝2536、宝2527等3口	巴环油字[2005]4号
50	关于对《关于钻T305井的请示》的批复	T305井	巴环油字[2005]5号
51	关于对《关于钻T4210等十四口井的请示》的批复	T4409、T4508、T4509、T4410、T4310、T4311、	巴环油字[2006]1号

序号	文件名称	建设内容	批复文号
		T4510、T4213、T4112、T4113、T4312、T4210、T4110、T4111等14口	
52	T108井环境影响报告表	T108井	巴环油字[2006]3号
53	关于对《关于钻T303井等四口井的请示》的批复	T303、T304、T306、T307井等4口	巴环油字[2006]4号
54	宝浪油田开发项目T303、T304、T306、T307井钻探工程环境影响报告表	T303、T304、T306、T307井等4口	巴环控函[2006]78号
55	关于钻探城3井的请示的批复	城3井	巴环油发[2008]1号
56	关于对《关于宝2612井钻井施工的请示》的批复	宝2612井	巴环油发[2008]2号
57	B13和开发井平1气井环境影响报告表	宝13、气平1	巴环油字[2009]1号
58	B213井环境影响报告表	B213井	巴环油字[2009]6号
59	B214井和215井环境影响报告表	B214井和215井	巴环油字[2009]7号
60	钻BX2313井环境影响报告表	BX2313井	巴环油字[2009]2号
61	钻B1252井环境影响报告表	B1252井	巴环油字[2009]3号
62	宝217、宝2713两口井环境影响报告表	宝217、宝2713	巴环油字[2010]2号
63	B2811井、气平4井环境影响报告表	B2811井、气平4井	巴环油字[2010]3号
64	B2714井环境影响报告表	B2714井	巴环油字[2010]4号
65	宝16井环境影响报告表	宝16井	巴环油字[2011]1号
66	图11井环境影响报告表	图11井	巴环油字[2011]2号
67	宝16-1井环境影响报告表	宝16-1井	巴环油字[2012]1号
68	宝2901井环境影响报告表	宝2901井	巴环油字[2012]5号
69	宝气平2井环境影响报告表	宝气平2井	巴环油字[2012]4号
70	图1-1H环境影响报告表	图1-1H	巴环油字[2012]2号
71	图1-2井环境影响报告表	图1-2井	巴环油字[2012]3号
72	河南油田分公司新疆勘探开发中心图308井钻探工程环境影响报告表	图308井	巴环评价函[2013] 612号
73	关于对《关于侧钻井T4329C1、T4501C1、T4331C1、T4431C1四口井的请示》的批复	T4329C1、T4501C1、T4331C1、T4431C1四口井	巴环油发[2014] 1号
74	关于《中石化河南石油工程有限公司新疆项目部“宝参1 1 井”勘探工程环境影响报告表》的批复	宝参1井	巴环评价函（2016）190号
75	中石化河南石油工程有限公司新疆项目部“宝222井”勘探工程项目环境影响报告表	宝222井	巴环评价函（2017）39号
76	中石化华北石油工程有限公司新疆项目部“宝检1井”勘探工程环境影响报告表	宝检1井	巴环评价函[2017]370号
77	宝X223井钻井工程环境影响报告表	宝X223井	巴环评价函[2019]2号
78	中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆勘探开发中心七个星固废场完善工程环境影响报告表	七个星固废场	巴环评价函[2014]478号
79	中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆勘探开发中心宝中循环注气站项目环境影响报告表	循环注气站	巴环评价函[2010]84号
80	宝浪油田新建500m ³ 危废暂存池及配套防晒棚项目环境影响报告表	500m ³ 危废暂存池	巴环评价函[2020]246号

序号	文件名称	建设内容	批复文号
81	宝浪油田2021-2023年开发建设项目环境影响报告书	宝北区块部署采油井5口，宝中区块部署1口采气井和3口采油井，共计9口井。建设单井集输管线7.15km，井场道路0.9km。	

3.1.4.2 竣工环境保护验收及相关要求的落实情况

2018年11月28日，中国石油化工有限公司河南油田分公司新疆采油厂根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》组织了竣工环保验收，编制了《中国石油化工有限公司河南油田分公司宝浪油田宝浪苏木构造带本布图构造带石油勘探及宝一井区开发项目竣工环境保护验收调查报告》，并通过专家现场检查，验收通过。

2019年12月20日，新疆巴音郭楞蒙古自治州生态环境局对宝浪苏木构造带、本布图构造带石油勘探及开发项目进行了现场核查，并出具了《关于对宝浪苏木构造带、本布图构造带石油勘探及开发项目竣工环保验收现场核查意见》(巴环评价函[2019]243号)，见附件。

各期工程竣工环境保护验收工作中提出的要求及落实情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 宝浪油田验收意见中提出的要求及落实情况

序号	验收意见名称	要求	落实情况
1	中国石油化工有限公司河南油田分公司宝浪油田宝浪苏木构造带本布图构造带石油勘探及宝一井区开发项目竣工环境保护验收意见	(一)在本工程范围内进一步的拆除废弃井场构筑物并进行生态恢复。	落实
		(二)由于历史原因，本项目部分依托工程尚未进行环评，要求尽快完善环评手续，后续验收工作尽快开展。	落实
		(三)按要求开展下一轮清洁生产审核，降低油田开发单位产品水耗、能耗，逐步提高企业清洁生产水平，从源头减少污染物产生。	第一轮清洁生产审核已完成验收
		(四)按规定发布企业环境信息，接受社会监督。	落实
2	关于对宝浪苏木构造带、本部图构造带石油勘探及开发项目竣工环保验收现场核查意见(巴环评价函[2019]243号)	1、宝浪苏木构造带B5-11井距离农户较近，存在安全隐患	落实，设置围护隔离设施
		2、宝浪苏木构造带已封油井B1252无标识标牌	落实，设置标识标牌
		3、部分井场未设置围护措施	落实，设置围护措施
		4、宝浪苏木构造带宝中注气循环站危废暂存间不符合要求，油桶废油未及时清运	落实，规范危废暂存间，油桶废油及时清运
		针对上述问题，中国石油化工有限公司河南油田分公司应加强场地环境管理，合理布局施工场地，科学安排强	落实

序号	验收意见名称	要求	落实情况
		噪声施工机械的工作频次，避免噪声扰民，勘探井周围修建围护设施，并设置警示标志，防止牲畜进入，严格控制运输车辆行驶路线和施工作业范围，减少对博湖周边土壤环境的破坏；做好废弃钻井拆除封井防护措施，拆除井口装置，清理场地，清除清运各类固体废物，拆除硬化地面，播撒草籽，恢复农田或生态环境，设立警示标志；项目后期运营产生的清管废渣和含油废物须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597)和《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025)要求管理，设置规范的危废暂存间，危废必须及时转运，完善各项规章制度及工作台账，并严格落实《危险废物转移管理办法》要求，确保固体废物环境管理科学、规范、可控。	
3	宝浪油田新建500m ³ 危废暂存池及配套防晒棚项目竣工环境保护验收意见	1、加强环境管理和宣传教育，提高员工环保意识；	落实
		2、加强油泥的管理，收集后统一交由有资质的单位处置，做好油泥记录台账；	落实
		3、做好地下水、大气、土壤跟踪监测，及时发现可能的防渗层破裂导致的土壤污染；	落实
		4、环境风险应急预案按规定演练并及时修订；	落实
		5、通过验收以后及时进行公示。	落实

3.1.4.3 排污许可执行情况及环境管理要求落实情况

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂（宝浪管理区）于 2019 年 12 月 24 日申领了排污许可证，2024 年 6 月 26 日重新申请了排污许可证，有效期限 2022-12-24 至 2027-12-23，证书编号：916528007637503601002Q。排污许可证详见附件。企业在国家排污许可证管理信息平台提交了排污许可证执行报告并公开了污染物排放信息、自行监测情况、环境管理要求等。

排污许可管理要求及落实情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 宝浪油田排污许可管理要求及落实情况

	管理要求	落实情况
大气环境管理要求	1、按照自治区、自治州大气污染治理要求，完成“十四五”燃气锅炉低氮改造工作。2、请按照附件锅炉加热炉污染治理设施情况说明中承诺的时间节点2023年5月份前完成对锅炉、加热炉的低氮改造工作。	落实
土壤污染防治要求	严格控制有毒有害物质排放，并按年度向生态环境主管部门报告排放情况；2、建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；3、制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门(可通过全国排污许可证管理信息平台或全国污染源监测信息管理与共享系统等途径报送)。	落实
固体废物污染防治要求	1、记录固体废物产生、贮存、利用、处置的种类及数量(含委托利用处置和自行利用处置)；2、属于一般工业固体废物的，其贮存场、处置场应符合GB18599的相关要求；采用库房、包装容器贮存的，应满足相应的防尘、防水、防漏环境保护要求；3、属于危险废物的，其贮	落实

管理要求		落实情况
	存应符合GB18597的相关要求,并委托具有危险废物经营许可证的单位进行利用处置或按照 GB18484等相关标准及技术规范要求自行利用处置;危险废物应按照规定严格执行危险废物转移联单制度。	

3.1.5 污染防治设施运行和排放情况

3.1.5.1 大气污染防治设施运行情况

宝浪油田共有加热炉/锅炉设备 19 台,其中 6t/h 天然气锅炉 4 台,180~250kW 井场加热炉 15 台。所有加热炉、锅炉均采用天然气作为燃料,降低了燃料燃烧排放污染物对大气环境的影响。

宝浪油田开发过程中的大气污染物主要是钻井、采油过程中使用动力机械(钻机、柴油机)、天然气发电机、锅炉、加热炉和原油集输及储运设施(储罐)等产生废气。针对以上污染源,采取了以下大气污染治理措施:

①在油气集输过程中,为减轻集输过程中烃类的损失,油田开发采用了管线输油+罐车拉油的密闭集输流程,井口设切断阀,集输过程、场站进口处设置紧急切断阀,输气、输油干线分段设置紧急切断系统,一旦发生事故,紧急切断油、气源,最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

②对各站场的设备、管线、阀门等定期进行检查、检修,减少了跑、冒、滴、漏的发生;同时定期对油气集输管线进行巡检。

③在站场设置了可燃气体检测仪,可随时发现天然气泄漏并及时处理。

④生产运行期锅炉、加热炉、发电机均采用天然气为原料。

⑤合理调度有关储油能力,这样就减少了油罐之间的转输工作和油罐大呼吸次数。

⑥加强了油罐的保温和绝热措施,有效控制了罐内温度,减少了油罐呼吸量。

3.1.5.2 废水治理设施运行情况

①宝浪油田产生的采出水经“宝浪联合处理站”污水处理系统处理达标后回注地层;井下作业废水由各作业单位自带回收罐回收拉运至“宝浪联合处理站”污水处理系统进行处理后回注地层。

②油田对完成采油的废弃井,按照中国石油化工集团公司企业标准《废弃井封井处置规范》(Q/SH 0653-2015)技术要求开展封井工作,防止油水串层。

③宝浪油田各生产单位员工主要居住在博湖县生活基地,生活污水依托市政生活污

水处理厂进行处理。各站场自动化程度高，不需要人员长期值守，值班人员每 4 小时巡视一次，无生活废水产生。

3.1.5.3 固体废物污染防治措施

根据现场调查，中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂在落地油处理中采取了可靠的措施，井下作业必须带罐上岗，铺设作业，控制落地原油产生量。单井落地油产生量可控制在 100kg/a。落地原油回收率为 100%。各油井产生的落地油进入临时设置的贮油罐，由汽车拉运至联合处理站内回收处理。由于回收措施严密，井场基本杜绝了污油散落到地表的現象。

含油污泥主要来自污水处理系统以及储油罐罐底沉淀，主要成分为水、石油类和泥沙。含油污泥委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司进行处理。

目前，宝浪油田各生产单位员工主要居住在博湖生活基地，各站场值班员工产生的生活垃圾集中收集，统一运往博湖县生活垃圾填埋场进行处理。

3.1.5.4 噪声污染防治措施

①对噪声强度较大的设备进行了减噪和防噪处理。针对不同的设备类型所产生噪声的特性，采用了不同的控制手段。如：对机械噪声采用了弹性材料来减轻噪声，对天然气压缩机布置在室内并安装了消声器的方式等。

②将噪声源集中统一布置，采用隔声、减振等措施。

③对噪声较大的压缩机、阀门等选用低噪声设备、控制流速和配置隔声罩。

3.1.5.5 生态保护措施

①由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复较为困难，因而对于地面工程建设扰动的地表（井场、站场永久占地）进行了地面硬化处理，减少了水土流失。

②对完成采油的废弃井，按照中国石油化工集团公司企业标准《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653- 2015）技术要求开展封井工作，防止油水串层。并清理了场地，清除、填埋了各种固体废物，恢复了原有地貌。

③强化风险意识，制订了切实可行的风险防范与应急预案，最大限度地降低风险概率，降低事故泄漏和火灾爆炸事故可能对周围生态环境的破坏。

④通过提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少了道路两侧植被的破坏。

⑤在道路边、油田区，设置了“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强了宣传教育，提高其保护生态环境的意识。

⑥对站、场进行了绿化。

⑦动土作业过程中，严格执行了油田公司环境管理制度及生态保护制度，控制动土作业施工带范围，减少了对植被的碾压和地面的扰动，作业完成后，立即平整了地面，并恢复了原有地表。

⑧对泥浆池及时进行了清理覆土填埋、压实。

⑨保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。

3.1.5.6 风险防范措施

根据现场调查结果和项目运行以来的连续安全生产记录来看，宝浪油田的环境风险防范措施得到了有效落实，施工、生产运营过程中的事故隐患均得到了及时处理，未引发导致人员伤亡、原油泄漏的重大事故。风险防范措施及落实情况见表 3.1-6。

表 3.1-6 风险防范措施及落实情况表

所属操作单元	环评报告、批复及设计所提措施和要求	实际落实情况	落实结果评价
建设施工期			
井场	井口安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井技术等，以最大限度地降低井喷事故的发生。	在油井进行钻井、井下作业时，均按规范操作，没有发生井喷事故。	符合要求
管线	在施工过程中，加强监理，确保施工质量。	经调查，项目施工期间，施工单位制定了严格的规章制度和施工质量保证体系，确保了施工质量。	符合要求
	建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段。		
	制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。		
	进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。		
	选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。		
站场	各站场严格按防火规范布置平面，站场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同设备。	各站场施工过程中严格按照设计要求进行，处理站进行了功能分区，各项工程符合设计要求。	符合要求
	站内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。		
	安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。		
	按照《石油化工企业可燃气体检测报警设计规范》(SH 3063-94)要求设置可燃气体报警装置。		
	设立紧急关断系统。在管线进出站等处设置		

所属操作单元	环评报告、批复及设计所提措施和要求	实际落实情况	落实结果评价
	紧急切断阀，对一些明显故障实施直接切断。		
	站场内利用道路进行功能分区，将生产区和生活区分开，减少了生产区和生活区的相互干扰，减少危险隐患，同时便于生产管理。		
项目运行期			
管线	严格控制油品质量，定期清管。	做到了定期清管。	符合要求
	每三年进行管线壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生。	按要求进行。	
	每半年检查管线安全保护系统，使管线在发生泄漏事故时能够及时处理。	定期检查安全保护系统。	
	油田区主要公路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。	所设标志符合要求。	
	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、采取相应措施并向上级报告。	安排专人对管线定期巡检，尚未发生管线泄漏事故。	
管理措施	制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。	油田针对日常运行中不同工作岗位分别制定了相应的操作手册、应急操作规程等一系列规章制度，并定期进行培训；对重要的仪器设备制定了完善的检查项目和维护方法，并定期进行维护，档案文件齐全。	符合要求
	制订应急操作规程，在规程中应说明发生管线事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管线操作人员有关的安全问题。		
	操作人员每周应进行安全活动，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。		
	对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。		
事故应急处理	针对不同事故风险制定相应的事故应急处理措施和应急预案，采取及时有效的措施。	油田运营单位分别制定了防止井喷、管线泄漏、站场火灾爆炸等风险事故的应急预案。	符合要求

3.1.5.7 退役井封井及生态修复措施情况

宝浪油田目前有 39 口废弃井封井，封井符合规范要求。

封闭井拆除了进口设备和建构物，井场平整、植被自然恢复；停产暂关闭井按照关井管理，未采取封井措施，井口设备及构筑物未拆除，井场平整，井场植被逐步自然恢复。

3.1.5.8 现有工程污染物排放情况

根据宝浪油田排污许可证执行报告年报（2023 年）及环境影响后评价数据，污染物

排放情况见下表。

表 3.1-7 宝浪油田污染物排放情况表

类别	污染物	许可排放量 (t)	实际排放量 (t)	备注
废气	NOx	4.958	1.476	
	SO ₂	3.966	0.16532	
	颗粒物	1.95	0.0771	
	VOCs	/	15	
废水	采出水	/	12×10 ⁴	回注地层
固废	油泥	/	94.75	委托轮台县三和源石油技术服务有限责任公司处理

3.1.6 存在环保问题及“以新带老”措施

(1) 环境问题

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，宝浪油田现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。存在的主要环境问题是：井区部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

(2) “以新带老”措施

加强环境管理，应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

项目名称：2024-2026 年宝浪油田勘探开发建设项目

建设性质：扩建

建设地点：本项目位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州焉耆县和博湖县境内的宝浪油田，宝浪油田包括宝浪区块、本布图区块。其中宝浪区块中宝北区块位于焉耆县，宝中区块位于博湖县，本布图区块位于博湖县。宝北区块中心地理坐标为东经***°**'***"，北纬***°**'***"；宝中区块中心地理坐标为东经***°**'***"，北纬***°**'***"；本布图区块中心地理坐标为东经***°**'***"，北纬***°**'***"。宝北区块距离焉耆县城约 3.5km，宝中区块距离博湖县城约 3km，本布图区块距离博湖县城约 9km。

建设规模：本项目部署探井及勘探评价井 8 口，进尺 3.25 万米。预计新增石油预测储量 1100 万吨，控制储量 300 万吨，探明储量 400 万吨。开发钻井 40 口，进尺 11.6

万米，平均钻井深度 2900m，预计年产油 5.341×10^4 t，年产天然气 $18000 \times 10^4 \text{m}^3$ 。建设单井集输管线 28km，井场道路 4km，永久征地 0.062km^2 ，临时征地 0.1km^2 。

项目投资：项目总投资 53949.53 万元，其中钻井工程投资 41413 万元，地面工程投资 4879.05 万元，采油工程总投资 7657.48 万元。

劳动组织及定员：本项目不新增劳动定员，均依托现有作业区工作人员，井场无人值守。

图 3.2-1 宝浪油田地理位置图

3.2.2 项目组成

本项目组成包括钻井工程、采油工程、油气集输工程以及配套工程、依托工程等。

项目组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成表

工程名称		主要建设内容		
		单位	数量	内容
主体工程	钻井工程	口	48	探井8口，预计进尺3.25万米。钻井40口，进尺11.6万米。
	采油工程	套	48	采用常规有杆泵举升方式进行采油，选择Φ32mm-Φ38mm长冲程抽油泵，设计采用Φ25mm+Φ22mm+Φ19mm抽油杆组合，采用Φ89mm+Φ73mm的组合油管，采用Φ139.7mm生产套管，采用WCYJD12-6-26Z型宽带链条换向抽油机。
	井场工程	个	40	共40个井场，每口井井场尺寸为40m×30m=1200m ² （合1.8亩），共计48000 m ² （合72亩）。
	集输工程	km	28	单井集输管线埋地敷设，管顶埋深不小于1.2m。管线采用φ76×4无缝钢管，选用黄夹克泡沫作保温与防腐，保温层厚40mm。
配套工程	道路工程	km	4	每口井井场道路长约100m，砂石路面，宽3.5m，征地6.0m宽，道路铺筑350m ² ，40口井道路共征地24000 m ² （合36亩），铺筑14000m ² （合21亩）。
	供配电工程	km	4	油井供电电源就近从10kV架空线路引接，每座井场新建LGJ-70/10线路约100m；配套新建1座S22-80/10 10/0.4kV柱上式变压器台；安装室外型动力配电箱1台；设置抽油机智能控制箱1台。
	仪表通信系统	每口井配一套RTU，RTU负责采集油井井口生产数据，并上传至管理区指挥中心，安装一套无线一体化温压变送器、一套无线压力变送器。		

工程名称		主要建设内容		
		单位	数量	内容
	给排水工程	<p>给水主要是钻井时期用水，附近拉运。钻井废水临时排入各井场防渗岩屑池中，采取固化后与钻井泥浆及岩屑一同上层覆土60cm的方式进行填埋处理。</p> <p>本项目建设期井区不设置施工营地，施工队生活依托焉耆生活基地。井区生活污水产生量很少，设置移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至县城污水处理厂处理。</p> <p>运营期主要水污染物为油田采出水和井下作业废水。运营期本项目采出水可以依托宝浪联合站的污水处理设施处理；井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至联合站处理。</p>		
	宝浪联合站	<p>设计规模处理原油50×10⁴t/a，其中原油脱水、原油稳定、原油装车规模均为50×10⁴t/a，配套建设20×10⁴m³/d的轻烃回收装置一套。目前实际处理原油为3×10⁴t/a，处理负荷仅为设计处理能力的6%。</p> <p>天然气增压站满负荷运行；污水处理站实际处理量为12万t/a，占处理负荷的33.3%；注水系统实际注水量为330m³/d，占注水负荷的14.35%，本工程完全可以依托宝浪联合站运行。</p>		
依托工程	计量站	<p>本项目依托宝浪油田7个计量站，分别是1#计量站、2-1计量站、2-2计量站、4-1计量站、7#计量站、本布图1#计量站、本布图3#计量站。</p>		
环保工程	废气	施工期	<p>废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施。</p>	
		运营期	<p>采用密闭设施减少烃类无组织挥发。</p>	
		闭井期	<p>控制车辆运行速度。</p>	
	废水	施工期	<p>建设期井区不设置施工营地，施工队生活依托焉耆生活基地。井区生活污水产生量很少，设置移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至县城污水处理厂处理。在钻井期间，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。</p>	
		运营期	<p>废水为井下作业废水，井下作业单位自带回收罐回收作业废水，拉运至宝浪联合站内采出水处理系统，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）中的有关标准后回注油层。运营期工作人员由内部调剂解决，不新增工作人员，故不新增生活污水。</p>	
		闭井期	<p>无废水产生。</p>	
	固废	施工期	<p>施工期固废主要为土方、废机油和生活垃圾。施工土方全部用于井场就地平整；废机油桶装收集后暂存在井场危废暂存间内，泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集，暂时存放于岩屑池干化，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB/T3997-2017）标准后用于修路铺垫井场。聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地回收系统收集后，拉运至巴州联合环境治理有限公司（巴州危废（固废）处置中心）妥善处置。生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至县城生活垃圾填埋场处置。</p>	
		运营期	<p>废洗井液和废润滑油，集中收集后拉运至巴州联合环境治理有限公司（巴州危废（固废）处置中心）进行处理。工作人员由内部调剂解决，不新增工作人员，故不新增生活垃圾。</p>	
		闭井期	<p>固废主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，收集后送宝浪联合站妥善处置。</p>	
	噪声	施工期	<p>选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。</p>	
运营期		<p>选用低噪声设备、基础减振。</p>		
	环境风险	<p>风险措施：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪。</p>		

3.2.3 油气资源概况

3.2.3.1 构造特征

(1) 概况

宝浪油田地处新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州境内，在区域构造上位于焉耆盆地博湖坳陷宝浪苏木背斜构造带和本布图构造带（图 3.2-2）。

图 3.2-2 宝浪油田构造位置示意图

(2) 宝北区块

宝北区块构造是一个在局部剪切应力场中形成的，具有多期构造成因的长轴状高陡背斜。闭合面积 4.4km²，闭合高度 100 米，背斜长短轴之比为 6.3: 1。背斜呈北西-南东向展布，背斜形态相对完整，东北翼较陡（倾角 30°—45°）、西南翼相对较缓（倾角 12°—13°）。

宝北区块按断层的规模可分为 I、II、III 级，其中 I、II 级断层主要分布在油田的外围或边缘，对油田内部的注水开发影响不大。区内 III 级断层发育，构造内共落实 III 级断层 19 条。III 级断层均为逆断层，在构造的轴部、翼部及两端均有发育。特点是：断距小，最大断距小于 25m，延伸距离短，一般小于 1km。在平面上呈雁行式展布，其走向 273°~337°，与宝北大断层 F1 平行或小角度相交，其倾向 3°~247°，倾角 60°~90°。

(3) 宝中区块

宝中区块总体构造形态是一长条状背斜，背斜长轴走向呈北西~南东向，两翼由北西走向的大断层控制，背斜内部次级小断层发育，两端倾伏分别以鞍部与其它构造圈闭分开。背斜构造高点在焉参 1 井附近，构造圈闭面积 6.1~6.2km²，闭合高度 170~190m，长轴长 6.0~6.4km，短轴长 0.9~1.5km；地层倾角南西翼较缓 11~12°，北东翼较陡为 21~24°；北西倾没端较缓，地层倾角 2~3°，南东倾没端较陡，地层倾角 2~9°。油气水分布主要受背斜控制，形成背斜圈闭油气藏。

宝中区块油区内共发育断层 9 条，其中 I 级断层 2 条，II 级断层 1 条，III 级断层 6 条，断层性质均为逆断层。I 级断层延伸长度在 3.5km 以上，断距 150~250m；II 级断层延伸长度在 1.9km；III 级断层延伸长度 0.4~1.1km，断距 20~66m，断层倾角较大，一般在 52°~67°，平面上呈羽状分布。I、II 级断层控制构造范围和油气水分布，油气聚集于 I 级断层所夹持的狭长背斜中，III 级小断层对油气聚集起隔挡作用，使油气层分布和油水

关系复杂化。

(4) 本布图焉 2 区块

本布图焉 2 区块是在局部剪切应力场中形成的轴向为北西向背斜，背斜形态完整，背斜内部断层不发育。整个背斜呈北西—南东走向，北西窄，南东宽，西北端缓，东南端陡，长轴 5.5km，短轴为 1.0—2.5km，长短轴之比为 2.2—5.5，属长轴背斜。背斜西南翼缓（地层倾角为 4-6°），东北翼陡（地层倾角为 15-22°）。构造高点在图 4111 井附近，高点埋深为-1410m（以 J1SI2 层顶面构造图为准）。构造圈闭幅度为 160m，圈闭面积 6.0km²。

根据本布图油田的构造研究成果，断层走向主要为北西向，断层性质为逆断层，倾角较大，一般大于 60°，整体上看该油区断层不发育，区内共发育 3 条断层。

(5) 本东区块

本东背斜是一个两翼不对称的高陡背斜构造，圈闭面积从 11.7-12.6km²，闭合高度为 120m，具有背斜形态完整，两翼不对称，靠近本东大断层的东北翼陡，地层倾角为 40°，西南翼缓，地层倾角为 6°，其西北端窄而缓，地层倾角为 3°，其东南端宽而缓，地层倾角为 3°。整个背斜构造在平面上呈北西向展布，轴线位于图 3—图 301 井附近，构造高点在图 301 井附近。整个背斜轴部很窄，长轴为 5.5-6.4km，短轴为 1.5-1.7km，长短轴之比 4.2-3.2:1。

3.2.3.2 储层特征

宝北区块储层岩石类型主要为岩屑砂砾岩，其次为长石岩屑砂砾岩。岩石成分以岩屑为主（50.7%），石英含量相对较低（31.5%），长石占 14.5%。储层岩石具有成份成熟度、结构成熟度低的特点，反映出近物源、短水道、急水流的沉积特征，沉积物源方向主要来自北东向和北西向。胶结物以泥质为主，局部杂基含量高，胶结类型以孔隙式胶结为主。储层物性较差，属低孔、低渗型储层。

宝中区块砂体厚度在 5~25m 之间。通过测井资料解释对各小层物性进行了统计，小层平均孔隙度一般在 10~12%之间，小层平均渗透率一般在 10~30×10⁻³μm²之间。

焉 2 区块小层具有分布范围大，钻遇率高，厚度大，连续性好，稳定性强，含油层段地层为辫状河三角洲—滨浅湖沉积体系。全区平均孔隙度为 12.2%，渗透率平均 9.80×10⁻³μm²。储层岩性较粗，以砾岩相、砾状—含砾不等砾砂岩相、泥岩相为主，夹煤岩相，沉积物中高含碳屑和植物化石。储层岩石成份、结构成熟度低、分选差。

本东区块储层岩性以砂砾岩、含砾砂岩、砾状砂岩为主。岩石颗粒磨圆度较差，为次棱状-次圆状，分选系数 2.06-3.27，分选性较差。储层胶结物图 301 井以粘土为主，粘土成分以高岭石为主（占 90%），含有石英及菱铁矿（占 10%），杂基主要为粘土，颗粒支撑，胶结类型主要为孔隙型胶结，颗粒间接触类型主要为线状接触和凸凹接触。而图 3 井以碳酸盐胶结物为主，碳酸盐成分以白云石为主（占 80%），含有方解石（占 10%），杂基主要为粘土，颗粒支撑，胶结类型主要为孔隙型胶结，颗粒间接触类型以线状接触为主，部分凸凹接触。本东区块位于博湖坳陷北部缓斜坡，砂体呈北东南西向展布。岩石成熟度低，具有近物源特点，物源来自北部的焉耆低隆起。

3.2.3.3 油层分布特征

含油（气）层位主要为下侏罗统三工河组，平面上油（气）层分布主要受背斜构造控制，局部受岩性控制，纵向上分布集中、厚度大，其间不夹水层。

宝北区块油层埋深 2180-2390m，含油井段长 90-190m。油层单层厚度 2-32m，一般 5-10m，其中 II、III 油组油层最为发育。油层呈层状分布，连通性较好，隔层厚 15m 左右。

宝中区块油气层埋深 2290-2650m，含油气井段长 250-300m。油气层单层厚度 2-16m，一般 5-10m，III、IV 油组最发育。油气层呈块状或层状分布，连通性较好，油组隔层厚 10-30m。

根据地质综合研究结果表明，油层分布主要受构造圈闭控制。宝北区块油藏类型主要为背斜层状边水油藏；宝中区块 I 油组为层状边水弱挥发性油藏，II、III 油组为层状边水凝析气顶背斜油藏；IV 油组为块状底水凝析气顶背斜油藏。

焉二区块：含油层位主要为侏罗系三工河组 I、II 油组。油气显示层段集中，显示井段长 60-80m，油层埋深 2460-2620m，油层单层厚度 4-30m。油层呈层状分布，连通性较好，隔层厚 5-15m 左右。平面上，油层分布于背斜主体部位。

本东区块：含油层位主要为侏罗系三工河组上段和下段。油气显示层段集中，显示井段约 250m，油层埋深 2590-2850m（垂深），油层单层厚度 5-25.7m。油层呈层状分布，平面上分布与背斜高部位。

焉二和本东区块油层分布受构造圈闭控制，油藏类型均为断背斜层状边水油藏。

3.2.3.4 流体特征

(1) 宝北区块

原油性质：原油性质好、油质轻，具有“五低、三中”的特征，即低密度、低粘度、低胶质沥青质、低含硫、低初馏点“五低”和中高含蜡、中等凝固点、中高馏分之特征，属弱挥发性轻质油。纵向上，原油性质比较稳定。

天然气：为溶解气，相对密度 0.601-1.14，甲烷含量 40.4-88.6%。

地层水：Cl⁻含量 18763-36169mg/L，总矿化度 33460-62491mg/L，pH 值 6.0-7.0，地层水电阻率 0.04-0.07Ω·m，水型为 CaCl₂。

(2) 宝中区块

原油性质：具“五低、三中、”特征，与宝北区块基本一致，属挥发性轻质油。密度 0.7818-0.8286g/cm³，粘度 0.95-2.30mPa.s（70℃），含蜡 10.92-20.87%，胶质沥青质 1.99-3.73%，含硫 0.01-0.07。凝固点 11-21℃，初馏点 43-77℃，300℃馏份 50.4-63.7%。

凝析油性质：具“七低、一高”特征，即低密度、低粘度、低胶质沥青质、低含硫、低初馏点、低含蜡、低凝固点和高馏分之特征。密度 0.6897-0.7589g/cm³，粘度 0.41-0.54mPa.s（70℃），含蜡 0.15-2.93%，胶质沥青质 0.31-1.87%，微含硫。凝固点-5 - -28℃，初馏点 31-66℃，300℃馏分 80.2-94.1%。

凝析气露点压力 25.31-27.41MPa，地露压差 0.75-2.64 MPa，气油比 1480-2013m³/m³。

天然气：为凝析气，甲烷含量 53.58-82.66%，相对密度 0.702-0.890。

地层水：Cl⁻含量 23808-30522mg/L，总矿化度 41281-52595mg/L，水性为 CaCl₂ 型。

(3) 焉 2 和本东区块

原油性质：原油性质好、油质轻，具“五低、三中”特征，即低密度、低粘度、低胶质沥青质、低含硫、低初馏点“五低”和中高含蜡、中等凝固点、中高馏分之特征。

地面原油密度 0.7943-0.8745g/cm³，粘度 1.18-3.48mPa.s（70℃），含蜡 7.1-15.55%，胶质沥青质 1.95-4.81%，含硫 0.098，凝固点 9-21℃，初馏点 40-134℃，300℃馏分 30.2-58.8%。

地层原油密度 0.5919-0.6608g/cm³，粘度 0.303-0.439mPa.s（油层压力下），0.219-0.426mPa.s（饱和压力下），气油比 217-246m³/t，原始体积系数 1.5665-1.8358（地层压力），饱和压力 18.85-19.72MPa。

天然气：为溶解气，甲烷含量 38.47-72.38%，相对密度 0.69-0.877。

地层水：本布图焉 2 区块地层水 Cl⁻含量 951-14773mg/L，总矿化度 6183-24845mg/L，水型为 NaHCO₃；本东区块地层水 Cl⁻含量 1695-52523mg/L，总矿化度 13910-88550mg/L，

水型为 CaCl₂。

3.2.4 总体开发方案

3.2.4.1 开发方式

根据宝北、宝中区块所在的宝浪油田宝浪苏木构造带油田油藏地质特点，开发程序采用总体部署，分步实施的原则，采用机械采油的开发方式。

3.2.4.2 油藏结构及开采深度

油藏开采深度在 2180~2650m 范围内。

3.2.4.3 集输方案

主要采用单井-计量站-联合处理站两级布站管线密闭集输流程，原油进入处理站后经三项分离器进行气液分离-加热-脱水-稳定后外输，达标合格原油装车外运乌石化，采出水在联合处理站污水处理系统处理达标后回注井下。

3.2.4.4 开发部署

(1) 勘探部署规划

2024-2026 年预计在焉耆盆地部署探井及勘探评价井 8 口，进尺 3.25 万米。预计新增石油预测储量 1100 万吨，控制储量 300 万吨，探明储量 400 万吨。具体勘探部署见表 3.2-2。

表 3.2-2 2024-2026 年焉耆盆地勘探规划部署表

年度	井号	井别	井位坐标				进尺 (m)
			井口横坐标	井口纵坐标	靶心横坐标	靶心纵坐标	
2024	井1	评价井					4600
2025	井1	预探井					3300
	井2	评价井					4600
	井3	评价井					4500
2026	井1	预探井					4300
	井2	评价井					4100
	井3	评价井					3700

	井4	滚动评价井					3000
--	----	-------	--	--	--	--	------

(2) 开发规划目标

2024-2026年预计在宝浪油田整体部署钻井40口，进尺11.6万米。其中2024年部署钻井10口，进尺2.9万米；2025年部署钻井10口，进尺2.9万米；2026年部署钻井20口，进尺5.8万米。具体开发部署见表3.2-3。

表 3.2-3 2024-2026年宝浪油田开发规划部署表

年度	区块	井号	井别	井位坐标				进尺(m)
				井口横坐标	井口纵坐标	靶心横坐标	靶心纵坐标	
2024	焉2区块	井位1	采油井					3400
		井位2	采油井					3600
		井位3	采油井					3700
		井位4	采油井					4000
		井位5	采油井					3900
	本东区块	井位1	采油井					2800
		井位2	采油井					3000
		井位3	采油井					3000
		井位4	采油井					2800
		井位5	采油井					4600
2025	宝北区块	井位1	采油井					2700
		井位2	采油井					2700
		井位3	采油井					2900
		井位4	采油井					2900
		井位5	采油井					3000
		井位6	采油井					2900
		井位7	采油井					3200
		井位8	采油井					3100
		井位9	采油井					3400
		井位10	采油井					4200
2026	宝中区块	井位1	采油井					3500
		井位2	采油井					3100
		井位3	采油井					3300
		井位4	采油井					3500
		井位5	采油井					3500
		井位6	采油井					3700
		井位7	采油井					3600
		井位8	采油井					3800
		井位9	采油井					4200
		井位10	采油井					4000
		井位11	采油井					2800

	井位12	采油井					2900
	井位13	采油井					2800
	井位14	采油井					2700
	井位15	采油井					4200
	井位16	采油井					4300
	井位17	采油井					4500
	井位18	采油井					3700
	井位19	采油井					4000
	井位20	采油井					4200

3.2.4.5 产量预测

(1) 焉2区块

参考焉2区块生产情况，对2024年部署的5口采油井进行产量预测（表3.2-4），预计15年末累积产油 7.26×10^4 t，年均产油 0.484×10^4 t。

表 3.2-4 焉2区块部署井产量预测表（15年）

时间年	采油井数 (口)	单井日产 油t/d	区块日产 油t/d	年产油 10 ⁴ t	累计产油 10 ⁴ t	采油速度%	采出程 度%
1	5	3.7	18.5	0.611	0.86	0.40	0.6
2	5	3.7	18.5	0.611	1.47	0.40	1.0
3	5	3.5	17.5	0.578	2.04	0.38	1.3
4	5	3.5	17.5	0.578	2.62	0.38	1.7
5	5	3.2	16.0	0.528	3.15	0.35	2.1
6	5	3.0	15.0	0.495	3.64	0.33	2.4
7	5	2.9	14.5	0.479	4.12	0.31	2.7
8	5	2.8	14.0	0.462	4.58	0.30	3.0
9	5	2.7	13.5	0.446	5.03	0.29	3.3
10	5	2.5	12.5	0.413	5.44	0.27	3.6
11	5	2.4	12.0	0.396	5.84	0.26	3.8
12	5	2.3	11.5	0.380	6.22	0.25	4.1
13	5	2.2	11.0	0.363	6.58	0.24	4.3
14	5	2.1	10.5	0.347	6.93	0.23	4.6
15	5	2.0	10.0	0.330	7.26	0.22	4.8

(2) 本东区块

参考本东区块生产情况，对2024年部署的5口采油井进行产量预测（表3.2-5），预计15年末累计产油 7.28×10^4 t，年均产油 0.485×10^4 t。

表 3.2-5 本东区块部署井开发指标预测（15年）

时间年	采油井数 (口)	单井日产油 t/d	区块日产油 t/d	年产油 10 ⁴ t	累计产油 10 ⁴ t	采油速度%	采出程 度%
1	5	3.5	17.5	0.53	0.53	0.52	0.5

2	5	3.4	17	0.51	1.04	0.51	1
3	5	3.1	15.5	0.47	1.50	0.46	1.5
4	5	2.8	14	0.42	1.92	0.42	1.9
5	5	2.5	12.5	0.38	2.30	0.37	2.3
6	5	2.1	10.5	0.32	2.61	0.31	2.6
7	5	1.6	8	0.24	2.85	0.24	2.8
8	5	5.3	26.5	0.80	3.65	0.79	3.6
9	5	4.3	21.5	0.65	4.29	0.64	4.3
10	5	4.1	20.5	0.62	4.91	0.61	4.9
11	5	3.9	19.5	0.59	5.49	0.58	5.5
12	5	3.6	18	0.54	6.03	0.54	6
13	5	3.2	16	0.48	6.51	0.48	6.5
14	5	2.7	13.5	0.41	6.92	0.4	6.9
15	5	2.4	12	0.36	7.28	0.36	7.2

(3) 宝北区块

参考宝北区块生产情况，对 2025 年部署的 10 口采油井进行产量预测（表 3.2-6），预计 15 年末累计产油 $13.9 \times 10^4 \text{t}$ ，年均产油 $0.927 \times 10^4 \text{t}$ 。

表 3.2-6 宝北区块部署井产量预测表（15 年）

时间年	采油井数（口）	单井日产油 t/d	区块日产油 t/d	年产油 10^4t	累计产油 10^4t	采油速度%	采出程度%
1	10	6	60.0	1.8	1.8	2.2	2.2
2	10	6	53.4	1.6	3.4	2.0	4.1
3	10	6	46.6	1.4	4.8	1.7	5.9
4	10	6	46.0	1.4	6.2	1.7	7.5
5	10	6	40.0	1.2	7.4	1.5	9.0
6	10	6	33.4	1.0	8.4	1.2	10.2
7	10	6	33.0	1.0	9.4	1.2	11.4
8	10	6	26.6	0.8	10.2	1.0	12.4
9	10	6	26.4	0.8	11.0	1.0	13.4
10	10	6	20.0	0.6	11.6	0.7	14.1
11	10	6	19.6	0.6	12.2	0.7	14.8
12	10	6	16.6	0.5	12.6	0.6	15.4
13	10	6	14.4	0.4	13.1	0.5	16.0
14	10	6	14.0	0.4	13.5	0.5	16.5
15	10	6	13.4	0.4	13.9	0.5	17.0

(4) 宝中区块

2026 年部署井主要集中在宝中区块，参考老井钻遇及生产情况，对 2026 年部署的 10 口井进行产量预测（表 3.2-7），预计 10 年末累计产油 $14.7 \times 10^4 \text{t}$ ，累计产气 11.06亿 m^3 。

表 3.2-7 宝中区块 2026 年部署井产量预测表（10 年）

时间年	井数 (口)	日产油 (t/d)	日产气 (10 ⁴ m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁴ m ³)	气油比 m ³ /t	累计 产油 (10 ⁴ t)	累计 产气 (10 ⁴ m ³)	采油速 度 (%)	采出 程度 (%)
1	20	80	60	2.4	18000	7500	2.4	18000	1.1	1.1
2	20	70	52.7	2.1	15800	7523.8	4.5	33800	1	2.1
3	20	60	45.3	1.8	13600	7555.6	6.3	47400	0.8	2.9
4	20	60	45.3	1.8	13600	7555.6	8.1	61000	0.8	3.7
5	20	50	37.3	1.5	11200	7466.7	9.6	72200	0.7	4.4
6	20	50	37.3	1.5	11200	7466.7	11.1	83400	0.7	5.1
7	20	40	30	1.2	9000	7500	12.3	92400	0.6	5.6
8	20	30	22.7	0.9	6800	7555.6	13.2	99200	0.4	6.1
9	20	30	22.7	0.9	6800	7555.6	14.1	106000	0.4	6.5
10	20	20	15.3	0.6	4600	7666.7	14.7	110600	0.3	6.7

(5) 平均产量统计

本项目 40 口井产量统计见表

表 3.2-8 本项目 40 口井产量预测汇总表

平均年	井数 (口)	日均产油 (t/d)	日均产气 (10 ⁴ m ³)	年均产油 (10 ⁴ t)	年均产气 (10 ⁴ m ³)
15年平均	40	110.23	36.86	3.366	11060

3.2.5 主体工程

主体工程包括钻井工程、油气集输工程等。

3.2.5.1 钻井工程

(1) 井眼轨道设计

轨道设计以实现地质目的, 有利于提高机械钻速、有利于降低摩阻、有利于控制和调整井眼轨迹为原则。采用“直-增-稳”。

表 3.2-9 本布图油田本东区块 2024 年开发井轨道设计参数 (定向井 1)

井深 m	井斜 °	方位 °	垂深 m	南北 m	东西 m	闭合距m	狗腿度 °/100m	备注
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	井口
520.00	0.00	0.00	520.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点
706.18	29.79	153.70	697.91	-42.42	20.97	47.32	16.00	增斜
3020.04	29.79	153.70	2706.00	-1072.96	530.36	1196.88	0.00	稳斜至靶A
3061.00	29.79	153.70	2741.55	-1091.20	539.38	1217.23	0.00	井底

表 3.2-10 本布图油田本东区块 2024 年开发井轨道设计参数 (定向井 2)

井深 m	井斜 °	方位 °	垂深 m	南北 m	东西 m	闭合距m	狗腿度 °/100m	备注
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	井口
1000.00	0.00	0.00	1000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	造斜点
1178.40	28.54	215.17	1171.11	-35.58	-25.07	43.52	16.00	增斜
2925.66	28.54	215.17	2706.00	-718.06	-505.95	878.41	0.00	稳斜至靶A
2966.00	28.54	215.17	2741.44	-733.82	-517.05	897.68	0.00	井底

①直井段：用小钟摆或刚性满眼钻具组合，严格控制井斜角，采用低钻压、高转速钻井参数，保证打直，为后期定向施工创造条件。

②定向造斜段：根据地层造斜率选择合适的弯螺杆，及时测斜，准确定向，确保井眼轨迹平滑。

③稳斜井段：选择合适的钻具组合、钻井参数，做好待钻井眼的预测和实钻井眼轨迹的实时监测。

(2) 井身结构

根据本区块地层特点、地层压力预测及目前钻井技术状况，参照邻井井身结构，依据有利于安全、优质、高效钻井和保护油气层的原则进行设计，达到实现地质目的及安全钻井要求。

根据油藏方案，结合地面条件，本项目井型设计为直井和定向井。通过对地层岩性、已钻井资料、区块压力资料综合分析，确定采用三开或二开井身结构方案：

探井三开井身结构：

表层套管采用 $\Phi 339.7\text{mm}$ ，钻头用 $\Phi 444.5\text{mm}$ ，水泥返至地面；

技术套管采用 $\Phi 244.5\text{mm}$ ，钻头采用 $\Phi 311.1\text{mm}$ ，水泥返至地面；

油层套管采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ ，钻头采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ ，水泥返至技套以上 200m。

探井二开井身结构：

表层套管采用 $\Phi 339.7\text{mm}$ ，钻头用 $\Phi 444.5\text{mm}$ ，水泥返至地面；

油层套管采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ ，钻头采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ ，水泥返至油顶以上 200m。

开发井二开井身结构：

表层套管采用 $\Phi 244.5\text{mm}$ ，钻头用 $\Phi 311.1\text{mm}$ ，水泥返至地面；

油层套管采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ ，钻头用 $\Phi 215.9\text{mm}$ ，水泥返至地面。

井身结构详见表 3.2-11~表 3.2-13 及图 3.2-3~图 3.2-6。

表 3.2-11 探井（三开）井身结构数据表

开钻	钻头直径	井深	套管外径	套管下深	水泥浆返深	备注
----	------	----	------	------	-------	----

次序	mm	m	mm	m	m	
一开	444.5	401	339.7	400	地面	表层
二开	311.1	设计井深	244.5	设计套管下深	地面	技层
三开	215.9	设计井深	139.7	设计套管下深	技套上部200	油层

表 3.2-12 探井（二开）井身结构数据表

开钻次序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥浆返深 m	备注
一开	444.5	401	339.7	400	地面	表层
二开	215.9	设计井深	139.7	设计套管下深	地面	油层

表 3.2-13 开发井井身结构数据表

开钻次序	钻头直径 mm	井深 m	套管外径 mm	套管下深 m	水泥浆返深 m	备注
一开	311.1	401	244.5	400	地面	表层
二开	215.9	设计井深	139.7	设计套管下深	地面	油层

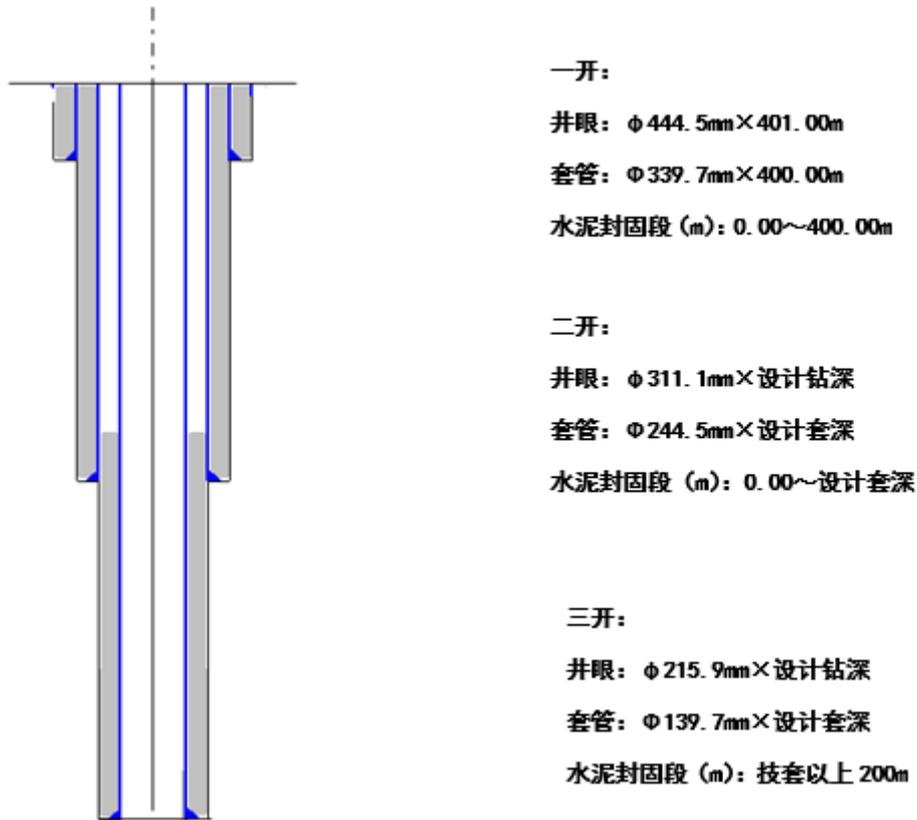


图 3.2-3 探井三开井身结构示意图

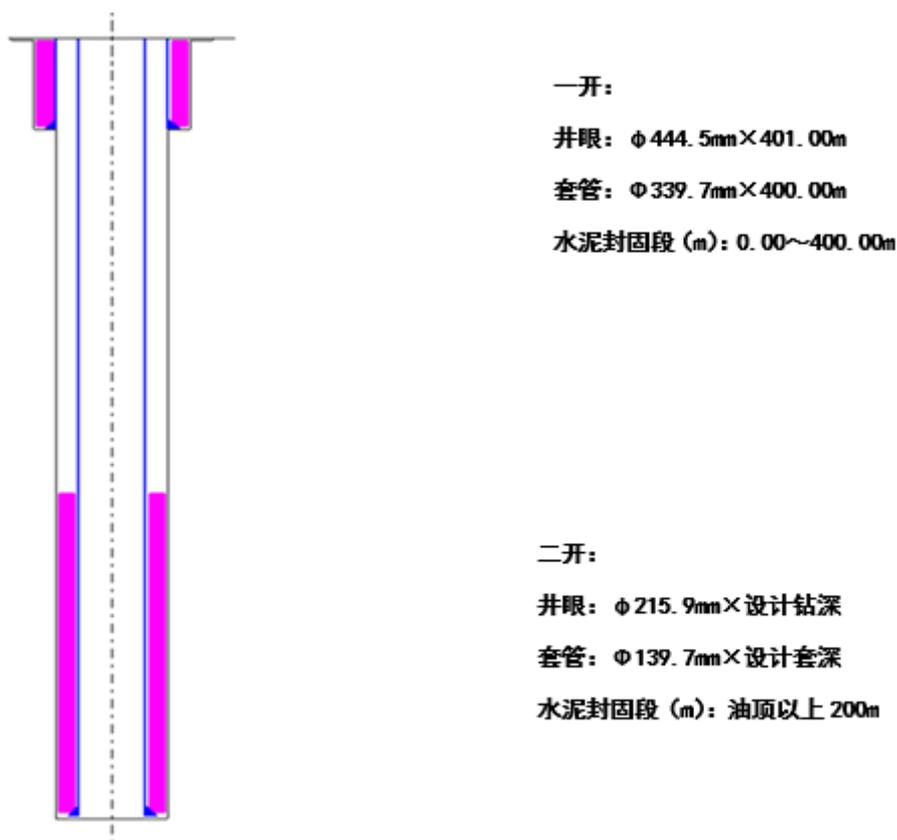


图 3.2-4 探井二开井身结构示意图

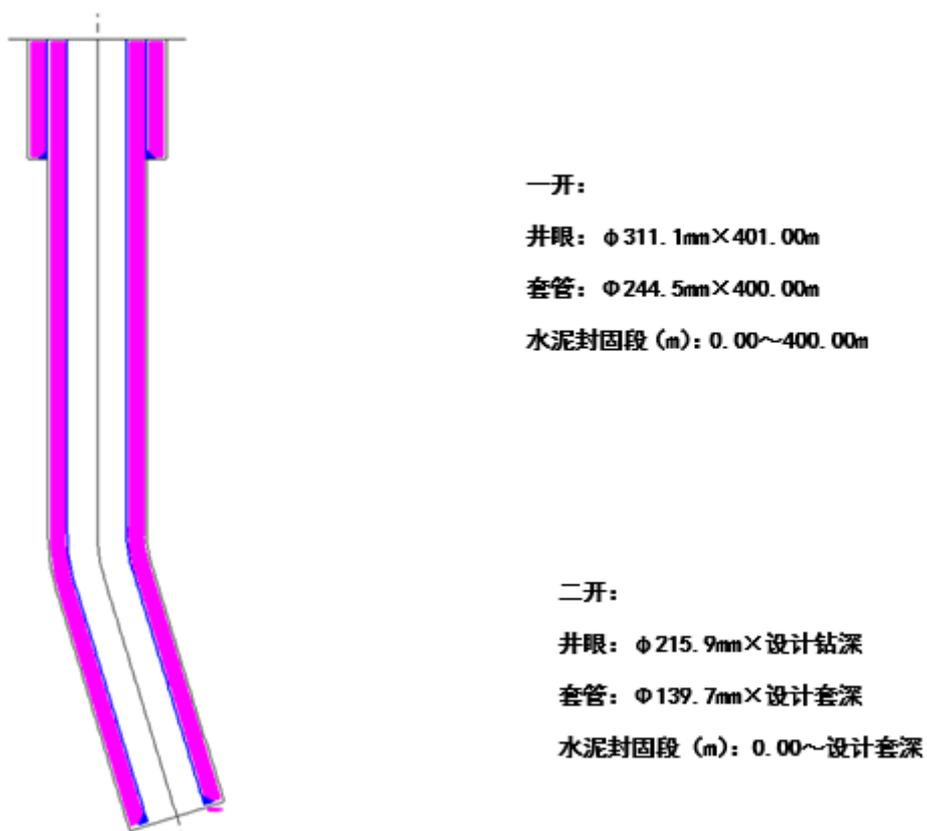


图 3.2-5 开发井（定向井）井身结构示意图

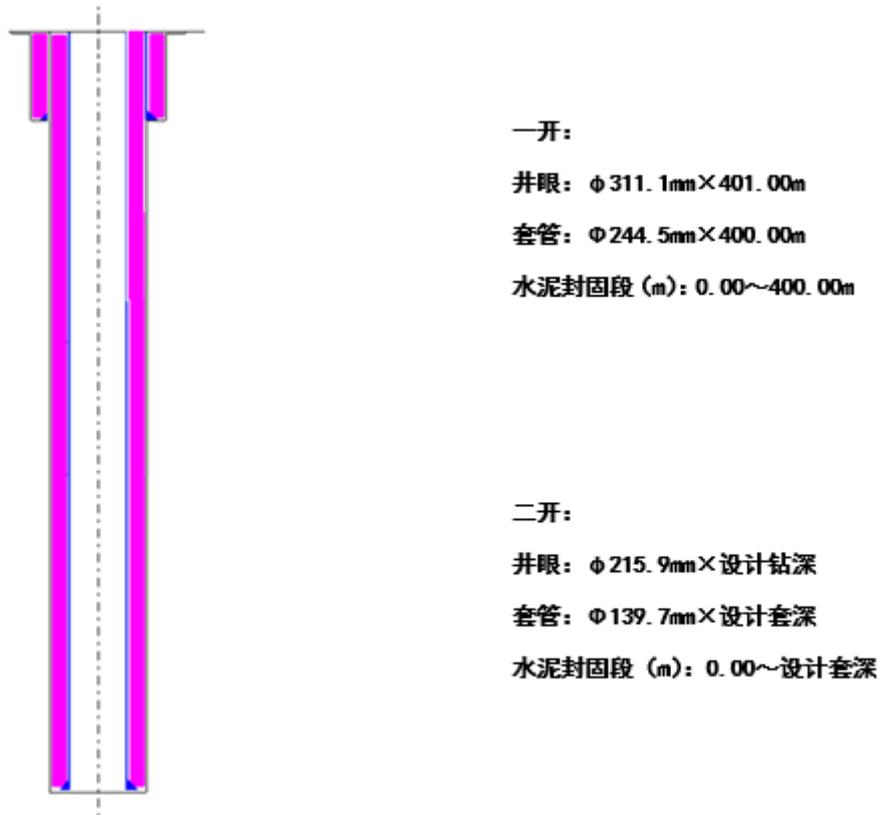


图 3.2-6 开发井（直井）井身结构示意图

(3) 钻井设备

探井钻深 3500-5000m，开发井钻深 2400-3061m，按核算的实际工程施工载荷，以不超过各种型号钻机额定载荷为选型依据，探井推荐 ZJ50 及以上型号钻机，开发井推荐 ZJ40 型及以上型号钻机。钻机参数详见表 3.2-14、表 3.2-15。

要求钻机具有整拖能力，配套设备工况良好，设备防护与安全设施齐全，动力与传动系统效率高，循环与钻井液净化、维护处理系统能够满足不同井段对排量、钻井液性能维护与钻井液储备的要求。

表 3.2-14 ZJ50 型钻机基本参数表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注	
1	主要设备	井架	JJ315/45K	3150	有效高度不低于45m	
2		绞车	JC50D		1100	
3		天车	TC315	3150		
4		游车	YC315	3150		
5		大钩	DG315	3150		
6		水龙头	SL450-5	4500		最高工作压力35MPa
7		转盘	ZP375		600	转盘面高度9m

9	动力系统	柴油机	G12V190PZL-3/O		810	
10		节能发电机	800kW/1000kVA		800	
11		辅助发电机	VOLVO/400KW		400	
12	井控系统	环形防喷器	FH35-35			
13		双闸板防喷器	2FZ35-35			
14		液压控制系统	FKQ6406			
15		节流压井管汇	JG-35/YG-35			1套
16		液气分离器				1套
17		自动点火装置				
18	循环系统	双立管高压管汇	Φ103mm	35MPa		1套
19		钻井泵×2	F-1600		1193	
20		泥浆泵组装置×3				
21		振动筛×2	DSS-2008-3DT		25HZ	单台处理量≥30L/s
22		除砂器×1	HD-300*2-C		55	单台处理量≥180m³/h
23		除泥器×1	HM-100*12-C		55	单台处理量≥120m³/h
24		除气器×1	ZCQ/300			单台处理量≥300m³/h
25		离心机×2	IW500-NY		30	单台处理量≥60m³/h
26		混合加重装置				1套
27		加重泵×2				单台功率≥75kW
28		液面监控装置				1套
29		自动灌浆装置				1套
30		钻井液循环罐				有效容积≥320m³

表 3.2-15 ZJ40 型钻机基本参数表

序号	名称	型号	数量	载荷	功率	备注
1	井架	JJ225/43K		2250kN		
2	天车	TC225		2250kN		
3	游动滑车	YC225		2250kN		
4	大钩	DG225		2250kN		
5	水龙头	SL225-3		2250kN		
6	转盘	ZP-275		2750kN		
7	绞车	JC40			735kW	
8	钻井泵	3NB-1300C	2台		956 kW	
9	柴油机	G12V190PZL1	3台		882 kW	
10	自动压风机	2V6.5/12			55 kW	
11	电动压风机	2V6.5/12			55 kW	
12	发电机	PZ8V190/300GF4	2台		300 kW	
13	振动筛	GX-II	2台		2.2 kW×2	
14	除砂器	ZCSQ-300×2			55 kW	
15	除泥器	ZQJ100×10/1.5×0.6			55 kW	
16	离心机	LW450×1000-N3			25 kW +37 kW	
17	环形防喷器	FH35-35				
18	双闸板防喷器	2FZ35-35				
19	控制系统	FKQ6404				
20	液气分离器					1套

(4) 钻井液

根据地层特点及储层特征，一开井段采用膨润土聚合物钻井液体系，二开、三开井

段采用聚合物防塌钻井液体系，以满足安全钻井和开发的需要，同时保护油气层。

表 3.2-16 三开钻井液性能指标表

项目	性能指标		
	一开(0~401m)	二开(401~设计深度)	三开 (设计深度)
密度g/cm ³	1.05~1.10	1.15~1.25	1.20~1.25
漏斗粘度s	50~80	40~70	40~70
API失水mL		≤7 (401m~1500m)	≤4
		≤5 (1500m~设计深度m)	
API泥 饼mm		≤0.5	≤0.5
HTHP 失水mL		≤12	≤10
静 切 力Pa		2~4/4~15	2~4/4~15
动 切 力 Pa		3~10	3~10
塑性粘度 mPa·s		10~30	10~30
pH值		9~10	9~10
含 砂 量 %		≤0.3	≤0.3
总固含 %		<15	<15
膨润土含量 %		3~5	3~5

表 3.2-17 二开钻井液性能指标表

项目	性能指标	
	一开	二开
密度g/cm ³	1.05~1.10	1.10~1.30
漏斗粘度s	50~80	40~70
API失水mL		≤7 (401m~1500m)
		≤5 (1500m~井底)
API泥 饼mm		≤0.5
静 切 力Pa		1~6/3~12
动 切 力 Pa		3~10
塑性粘度 mPa·s		10~26
pH值		8~10
含 砂 量%		≤0.5
总固含%		≤13
膨润土含量%		3~5

(5) 固井方式

探井生产套管固井，采用 1.90g/cm³ 抗高温微膨胀水泥浆体系，保证井底高温条件下水泥浆性能稳定。

开发井生产套管固井封固凝析气储层，采用 (1.50+1.90) g/cm³ 胶乳防窜水泥浆体系。

(6) 完井方式

根据油藏开发规划部署结果，考虑到开采过程中采取逐层上返的开发方式，新部署井设计采用套管射孔完井。射孔工艺设计采用油管传输射孔工艺。

(7) 井场布置

钻井期井场平面布置见图 3.2-7，实际施工过程中将根据工程需要和地形特征进行优化调整。

钻井井场不设置施工营地，施工队生活依托焉耆生活基地。宝北区块钻井井场占地面积 9000m²，宝中区块钻井井场占地面积 7200m²、占地类型均为其他农用地，农作物主要是小麦。井场施工采用 24 小时轮班制。

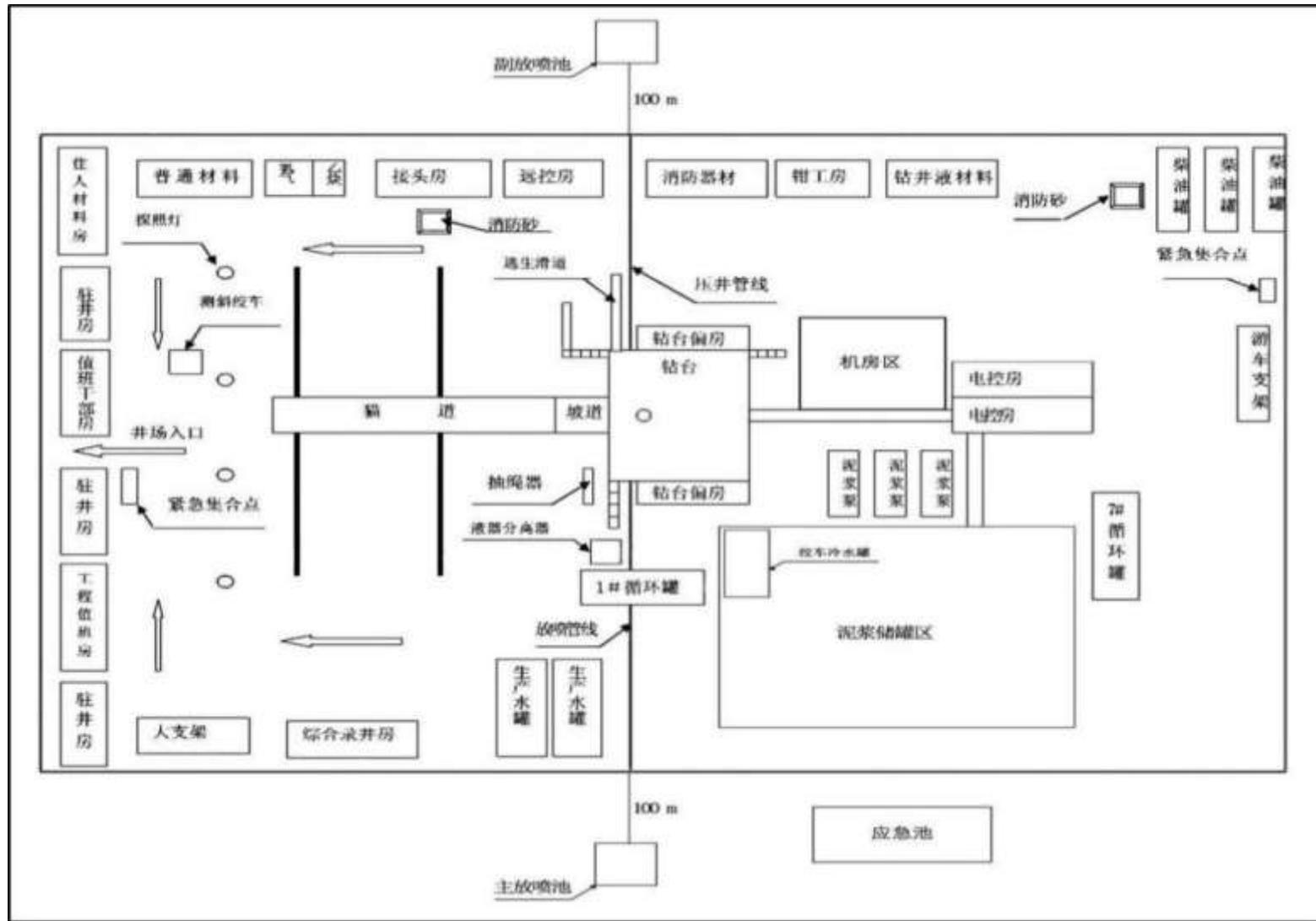


图 3.2-7 钻井期井场平面布置图

3.2.5.2 采油工程

采用常规有杆泵举升方式进行采油。

3.2.5.3 油气集输工程

(1) 建设规模

2024 年部署完善井主要集中在焉 2 区块（5 口）和本东区块部（5 口），焉 2 区块预计 15 年末累积产油 $7.26 \times 10^4 \text{t}$ ，本东区块预计 15 年末累积产油 $7.28 \times 10^4 \text{t}$ 。2025 年部署完善井 10 口在宝北区块，预计 15 年末累积产油 $13.9 \times 10^4 \text{t}$ 。2026 年部署完善井主要集中在宝中区块（20 口），预计 10 年末累积产油 $14.7 \times 10^4 \text{t}$ ，累计产气 $11.06 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 总体布局

宝浪油田焉 2 区块完善开发基建井 5 口、本东区块完善开发基建井 5 口、宝北区块完善开发基建井 10 口、宝中区块完善开发基建井 20 口，宝浪油田地面设施完善，依托已建站场，新建油井采用单管集输工艺，就近接入已建站场处理。

图 3.2-8 2024 年焉 2 区块新井位置图（5 口）

图 3.2-9 2024 年本东区块新井位置图（5 口）

图 3.2-10 2025 年宝北区块新井位置图（10 口）

图 3.2-11 2026 年宝中区块新井位置图（20 口）

(3) 单井计量方式

依托已建计量站内单井计量装置。

(4) 集输工艺选择

新建井采用常采方式开采，结合各相邻区油井生产情况，地面集输系统采用单管不加热集输工艺；本次新建井距现有计量站和集输管网较近，根据井位分布及周边相关站场情况，新建井考虑就近接至现有计量站生产，即采用单管进站流程。

(5) 集输管道选择

集输管网主要包括新建井集油管道，根据宝浪油田单井集输工艺，结合现场情况，规划单井采用单管集输进计量站生产，采用功图及站内分离器计量、管线采用 $\phi 76 \times 4$ 无

缝钢管约 28km。保温防腐选用西部目前应用的黄夹克泡沫作保温与防腐，保温层厚 $\delta=40\text{mm}$ ；管线采用埋地敷设方式，管顶埋深不小于-1.2m。

集油管道经过测算，共计长度约 28km，具体长度见表 3.2-18。

表 3.2-18 集油管道长度汇总表

序号	区块	井号	接入站场	长度(单位m)
1	宝北区块	井位1	1#计量站	1324.8
2		井位2	1#计量站	1160.4
3		井位3	2-2计量站	1182
4		井位4	2-2计量站	878.4
5		井位5	2-2计量站	648
6		井位6	2-2计量站	442.8
7		井位7	2-2计量站	361.2
8		井位8	2-2计量站	84
9		井位9	2-2计量站	644.4
10		井位10	2-1计量站	660
11	宝中区块	井位1	4-1计量站	962.4
12		井位2	4-1计量站	1108.8
13		井位3	4-1计量站	816
14		井位4	4-1计量站	480
15		井位5	4-1计量站	601.2
16		井位6	4-1计量站	336
17		井位7	4-1计量站	920.4
18		井位8	4-1计量站	396
19		井位9	4-1计量站	606
20		井位10	4-1计量站	632.4
21		井位11	4-1计量站	1093.2
22		井位12	4-1计量站	994.8
23		井位13	4-1计量站	1442.4
24		井位14	4-1计量站	766.8
25		井位15	7#计量站	228
26		井位16	7#计量站	354
27		井位17	7#计量站	694.8
28		井位18	7#计量站	463.2
29		井位19	7#计量站	505.2
30		井位20	7#计量站	674.4
31	焉2区块	井位1	本部图1#计量站	777.6
32		井位2	本部图1#计量站	912
33		井位3	本部图1#计量站	1255.68
34		井位4	本部图1#计量站	1730.88
35		井位5	本部图1#计量站	1588.32
36	本东区块	井位1	本部图3#计量站	34.56
37		井位2	本部图3#计量站	34.56
38		井位3	本部图3#计量站	34.56
39		井位4	本部图3#计量站	93.6

40		井位5	本部图3#计量站	93.6
合计				28017.36

3.2.5.4 征地

本项目不涉及房屋拆迁，征地主要是道路、井场和管线建设征地。

本项目永久征地 62000 m²（合 93 亩）；临时征地共 100000m²（合 150 亩）。

（1）井场

每口井井场征地尺寸为 40m×30m=1200m²（合 1.8 亩），40 口井井场永久征地 48000 m²（合 72 亩）。

（2）道路

该区域隶属新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州的焉耆、博湖两县境内，井场路主要为已建老井建设的砂砾石井场路。主干道路依托现有的县乡道路。

每口井井场道路长约 100m，按 3.5m 宽泥结碎石路考虑，征地 6.0m 宽，每口井场道路永久征地 350 m²（合 0.525 亩）、临时征地 250m²（合 0.375 亩），40 口井道路永久征地 14000 m²（合 21 亩）、临时征地 10000m²（合 15 亩）。

（3）管线

集输管线共计 28km，地面敷设开挖宽度 3m，作为临时征地，面积为 84000m²（合 126 亩）。

3.2.6 配套工程

配套工程包括供配电、自控通信、道路总图等。

3.2.6.1 供配电工程

（1）供电电源

油井供电电源就近从 10kV 架空线路引接，每座井场新建 LGJ-70/10 线路约 4000m。

（2）油井配电

油井抽油机电机功率 37kW，油井单井安装负荷约 124kW，计算有功功率 111.6kW，视在功率 131.3kVA。

油井配电采用每个井台集中建设 1 座变压器台的供电方式。

本次 40 个井台每座配套新建 1 座 S22-80/10 10/0.4kV 柱上式变压器台；安装室外型动力配电箱 1 台，为整个井场用电设备配电；设置抽油机智能控制箱 1 台，实现电机保

护、信号采集、远程控制等功能；动力箱至抽油机智能控制箱及电加热等设备配电采取放射式配电方式，配电电缆直埋敷设。

3.2.6.2 仪表通信系统

目前宝浪油田各管理区网络系统及生产运行指挥平台已经基本完成。本次新建油井的仪表通信重点为井口数据采集和井场视频监控系统。通过生产现场数据和视频采集，汇聚到管理区生产指挥中心，实现生产监控、预警报警、生产动态、调度运行、技术管理、应急处置等。

新建油井与信息化实现一体化对接，实现视频监控、对讲、远程启停功能，实现油压、套压、回压、油温、电参等参数采集，本次共建 40 口常采井进行生产信息化数据采集，每口井配一套 RTU，RTU 负责采集油井井口生产数据，并上传至管理区指挥中心。常采井井口回压和井口温度采集安装一套无线一体化温压变送器。套压、油压采集设置一套无线压力变送器。

本次抽油机井都为 380V 电压，采用多功能电表并配外置电流互感器。

表 3.2-19 单口常采井主要检测参数表

采集内容		设备配置	数量（台）
常采井 (1口)	井口回压、温度	无线一体化温压变送器	1
	井口套压	无线压力变送器	1
	井口油压	无线压力变送器	1
	抽油机电参数（380V）	多功能电表（配电流互感器）	1
	数据采集系统	RTU	1
	远程启停	/	1

3.2.6.3 给排水

本工程给水主要是钻井时期用水，附近拉运。

在钻井期间，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。生活污水量少，井队生活区设置可移动环保厕所；运营期各站场值班人员产生的生活污水主要是排入站外化粪池或旱厕进行处理。

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 宝浪油田联合站及依托可行性

(1) 处理能力

宝浪油田联合处理站 1997 年建成投产，是宝浪油田一个集原油集输、污水处理、轻烃生产等为一体的综合性集输站库，担负着宝浪油田油气处理任务。

设计原油处理能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，拥有 $1 \times 10^4 \text{m}^3$ 原油储罐 2 座， $0.5 \times 10^4 \text{m}^3$ 1 座， 400m^3 球形储罐 5 座，天然气压缩机 9 台，注水泵 11 台等大型关键装置和设备。

(2) 原油处理

总体设计规模年处理原油 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，其中原油脱水、原油稳定、原油装车规模均为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套建设了 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的轻烃回收装置一套。目前实际处理原油为 $3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前运行情况良好。由于区域油藏关系，处理负荷仅为设计处理能力的 6%。本项目年产原油 $0.824 \times 10^4 \text{t/a}$ ，仅占其设计油气处理能力的 1.6%，完全可以依托宝浪联合站进行处理。

原油进入处理站后经三项分离器进行气液分离-加热-脱水-稳定后外输，合格原油装车外运乌石化，具体工艺流程见图 3.2-12 和图 3.2-13。

(3) 轻烃处理

气液分离后天然气进入轻烃分离，对天然气组分进行进一步分离，具体工艺流程见图 3.2-14 和图 3.2-15。

脱水原料气相先通过预冷，经 J-T 阀节流膨胀制冷后进入低温分离器，分离出的低温气复热后再与稳定凝析油换热后去丙烷压缩机加压外输，分离出的醇烃水混合物进入液烃分离器，分离出的凝析油去进行稳定，分离出的干气输送至本布图天然气电厂发电，凝析油经多级闪蒸后与液烃分离器来凝析油混合后进入凝析油稳定塔，装置生产的稳定凝析油经冷却后自压进入凝析油储罐储存后装车外运。

(3) 宝浪联合站污水处理站

宝浪联合站污水处理设计规模 36 万 t/a ，原油处理站脱水三相分离器排出的含油污水并同时投加各净化药剂，进入 1000m^3 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入 500m^3 沉降罐，经压力除油和气浮除油后自压流入缓冲罐，经泵提压进入污水一级过滤罐，再由一级进入二级过滤罐，从二级滤罐出来的水进入注水 2 座 500m^3 缓冲罐，由注水系统的泵输送至各计量站及注水间，污水处理工艺流程见图 3.2-16 至图 3.2-18。处理达标的采出水经增压、过滤后，由注水泵注入井下，用于油田注水开采。

(4) 依托可行性分析

目前原油处理站实际处理量为 3 万 t/a, 处理负荷为 6%; 天然气增压站满负荷运行; 污水处理站实际处理量为 12 万 t/a, 处理负荷的 33.3%; 注水系统实际注水量为 330m³/d, 占注水负荷的 14.35%, 各系统生产规模及实际运行情况见表 3.2-20。因此可满足本项目依托要求。

表 3.2-20 宝浪油田宝浪苏木构造带油田开发区域生产规模表

序号	工程名称		设计规模	实际处理量	负荷情况
1	原油处理系统	宝浪油田联合处理站	50万吨/年	3万吨/年	6%
2	天然气处理系统	天然气增压站	24万方/天	24万方/天	100%
3	污水处理系统	宝浪油田联合处理站污水处理装置	36万方/年	12万方/年	33.3%
4	注水系统	宝浪1座注水站	2300方/天	330方/天	14.35%

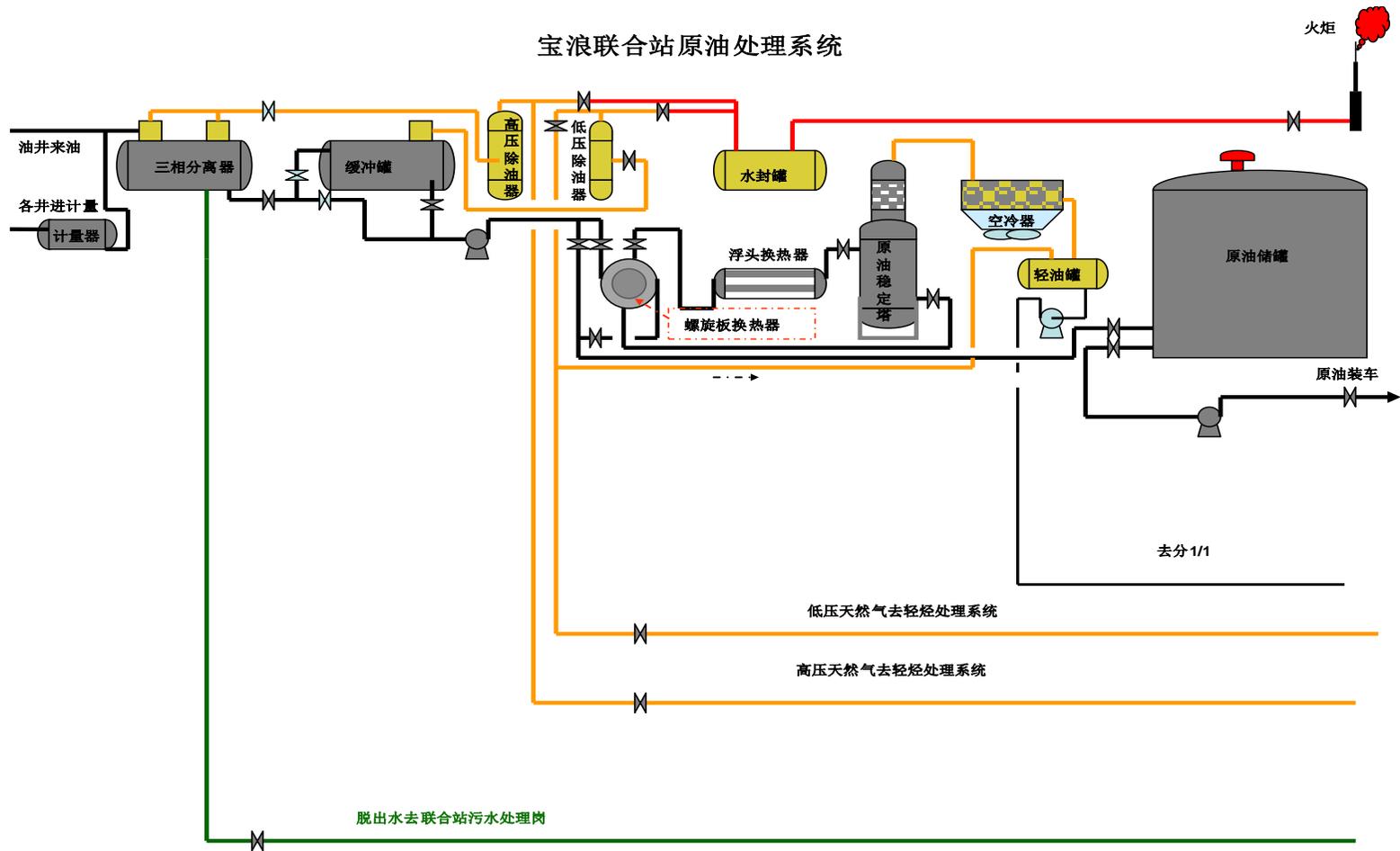


图 3.2-12 宝浪油田联合处理站原油处理工艺流程图

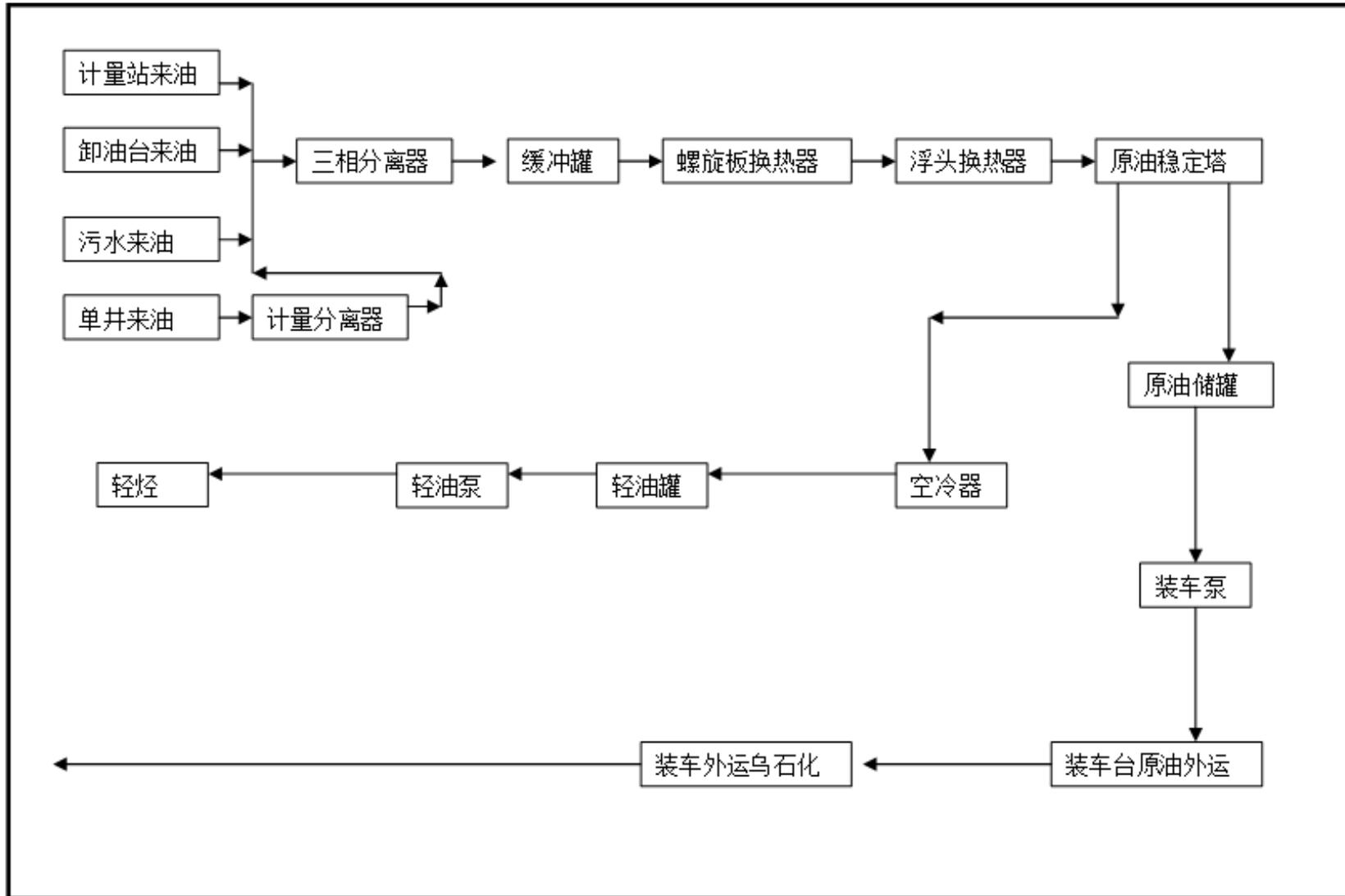


图 3.2-13 原油处理工艺走向图

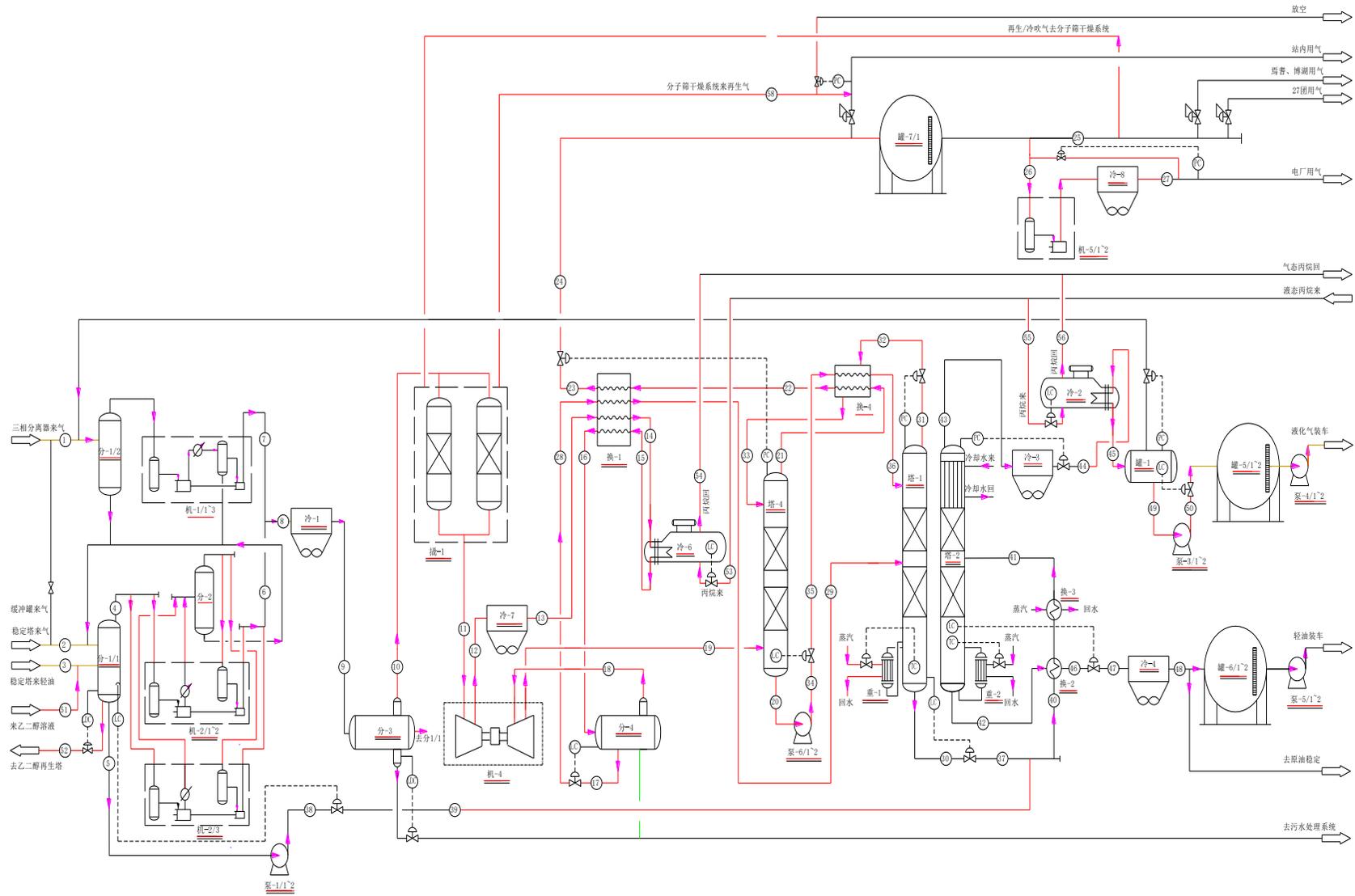


图 3.2-14 轻烃分离工艺流程图

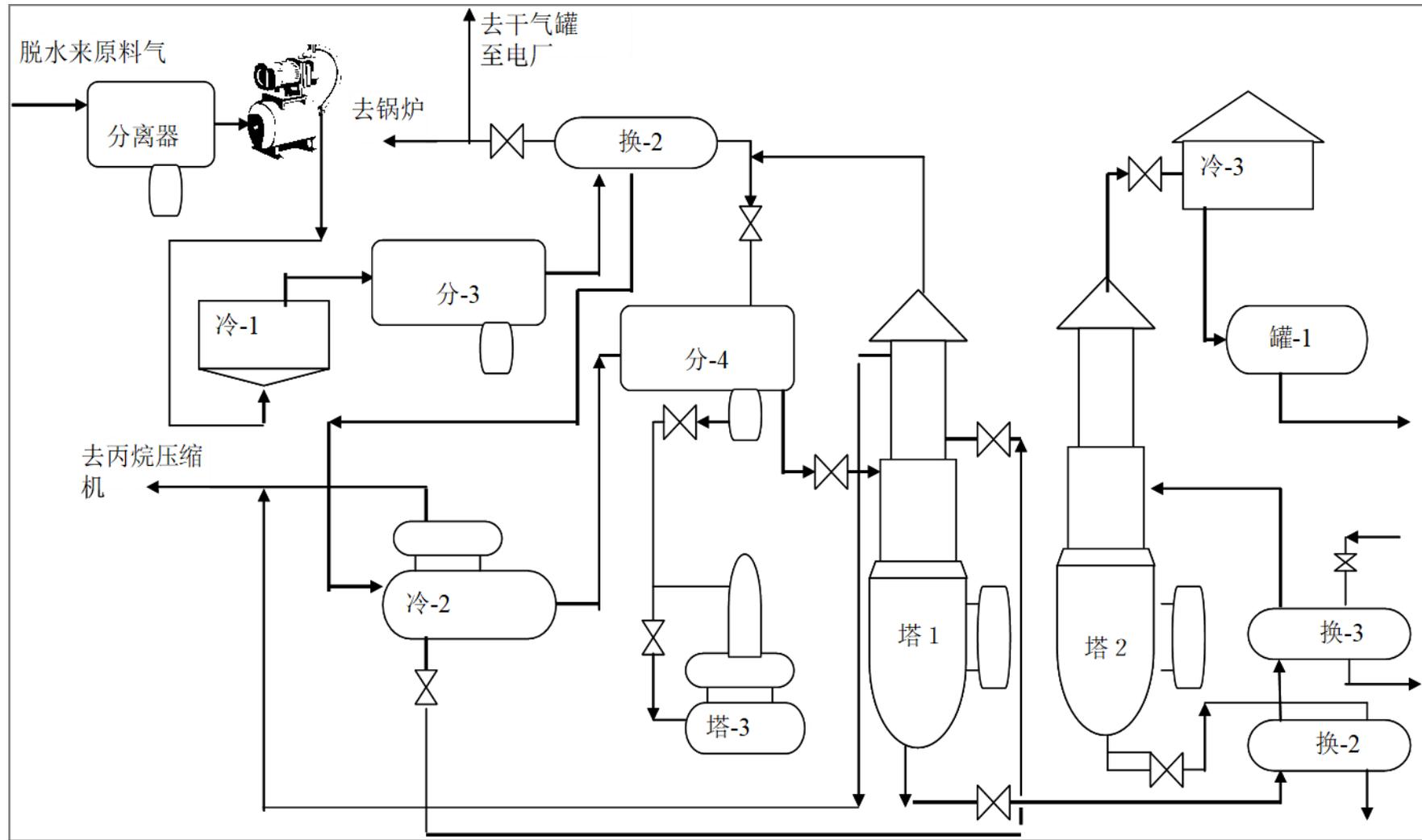


图 3.2-15 轻烃分离流程框图

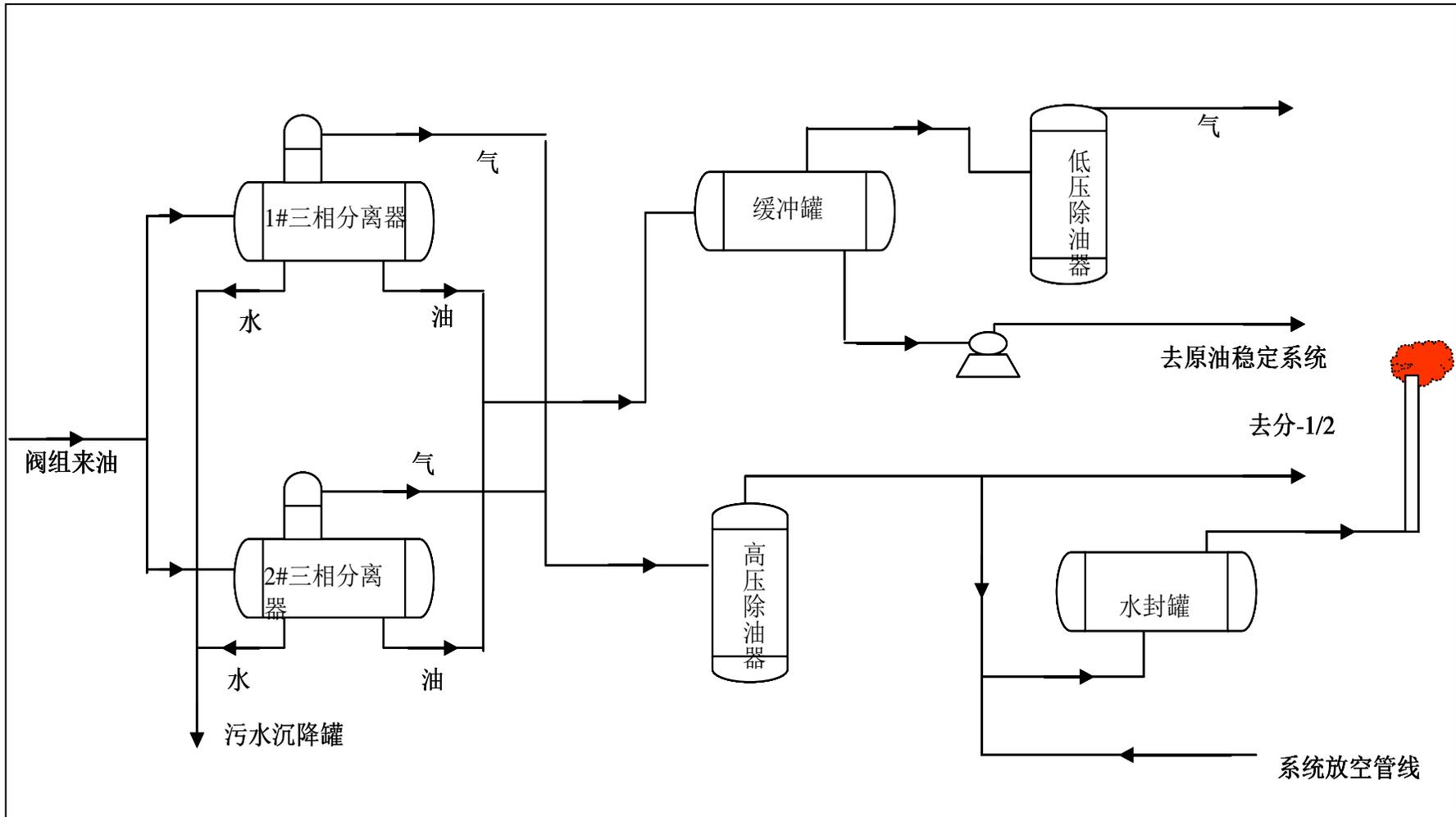


图 3.2-16 原油脱水系统工艺流程图

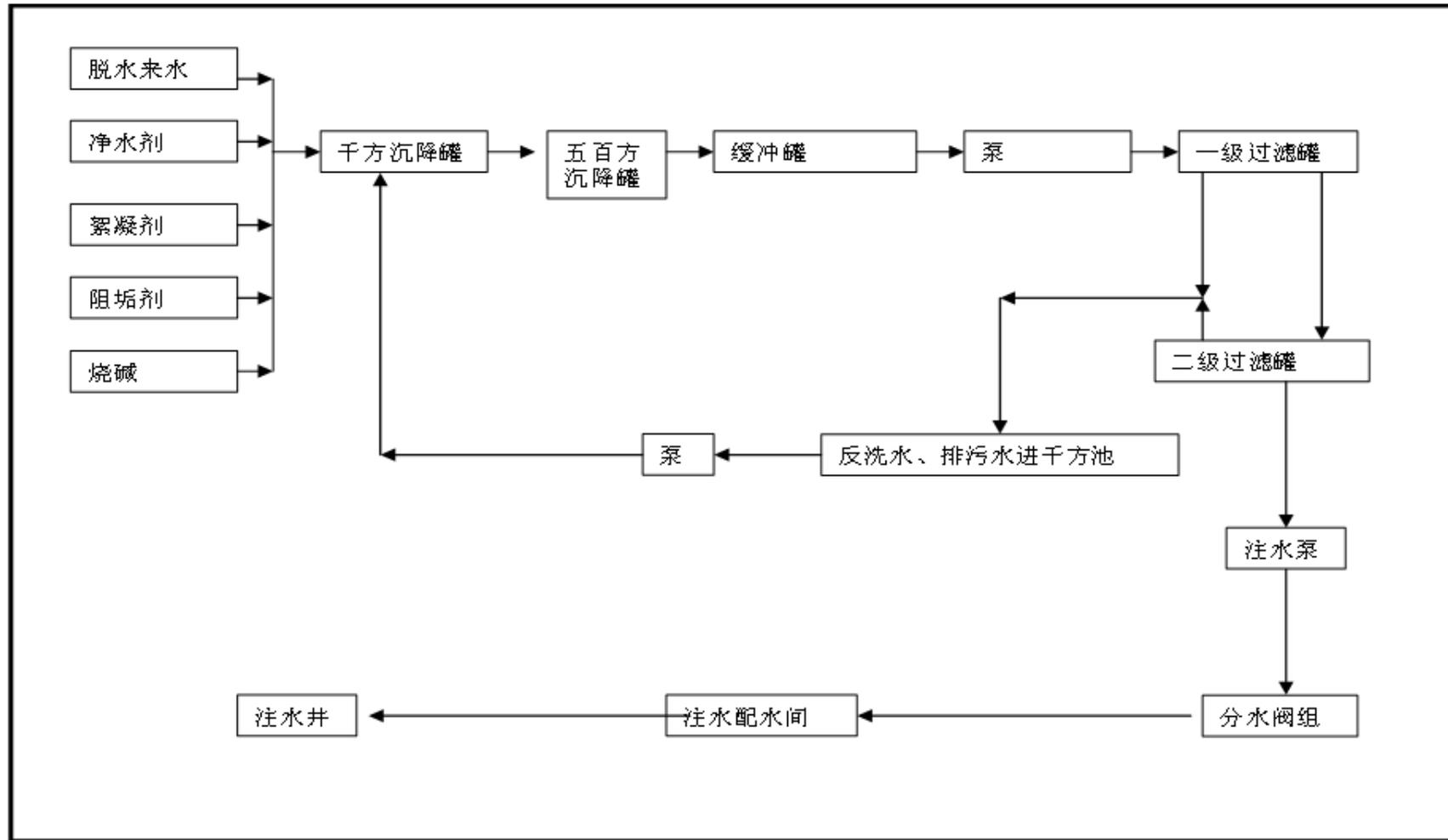


图 3.2-17 联合站污水处理工艺走向图

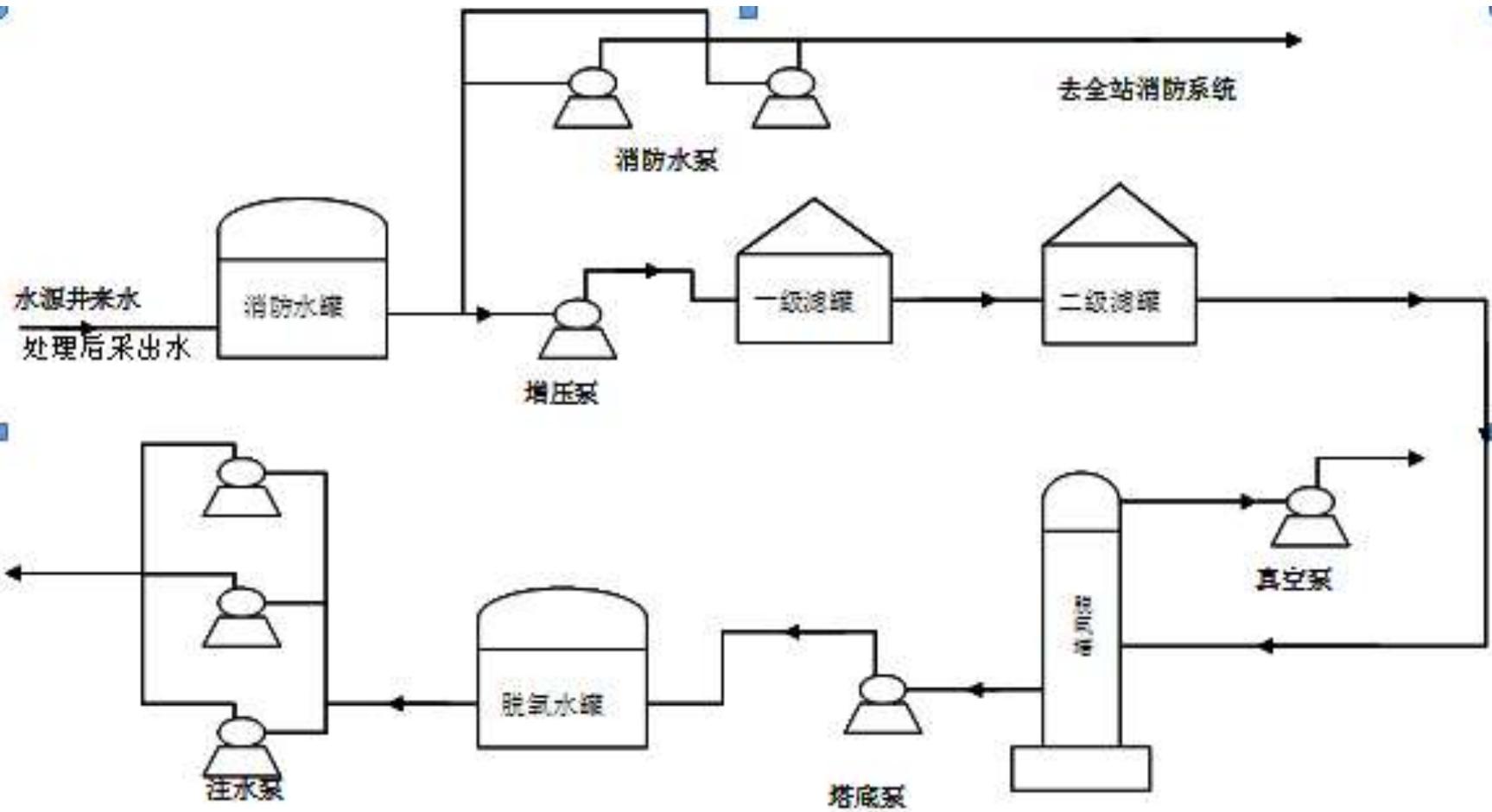


图 3.2-18 污水回注工艺流程图

3.2.7.2 现有计量站及依托可行性

宝浪油田共设 10 个计量站，本项目依托 7 个计量站，分别为宝浪 1#站、宝浪 2-2#站、宝浪 2-1#站、宝浪 4-1#站、宝浪 7#站、本部图 1#计量站、本部图 3#计量站。详见表 3.2-21。

表 3.2-21 宝浪油田现有计量站

计量站	计量间		配水间	
	数量	接入油井	数量	接入水井
宝浪1#站	2间	24口	3间	16口
宝浪2#站	2间	20口	1间	9口
宝浪2-2#站（3#）	1间	12口	1间	9口
宝浪4-1#站（4#）	1间	12口	1间	4口
宝浪2-1#站（5#）	1间	13口	1间	7口
宝浪4-2#站（6#）	1间	12口	1间	9口
宝浪7#站	1间	5口	/	/
本布图1#站	2间	24口	1间	13口
本布图2#站	1间	16口	1间	9口
本布图3#站	1间	9口	/	/
宝浪注气站	1座，接入注气井1口			

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.3.2 施工期工艺过程及排污节点分析

3.3.2.1 钻井工程

本项目将部署探井及勘探评价井 8 口，进尺 3.25 万米；开发钻井 40 口，进尺 11.6 万米，平均钻井深度 2900m。钻井作业主要分为钻前工程（进场道路、井场平整、井场建设）、钻井工程（设备搬运及安装、钻井、录井、测井等）和测试放喷三部分，其施

工流程及排污节点见图。

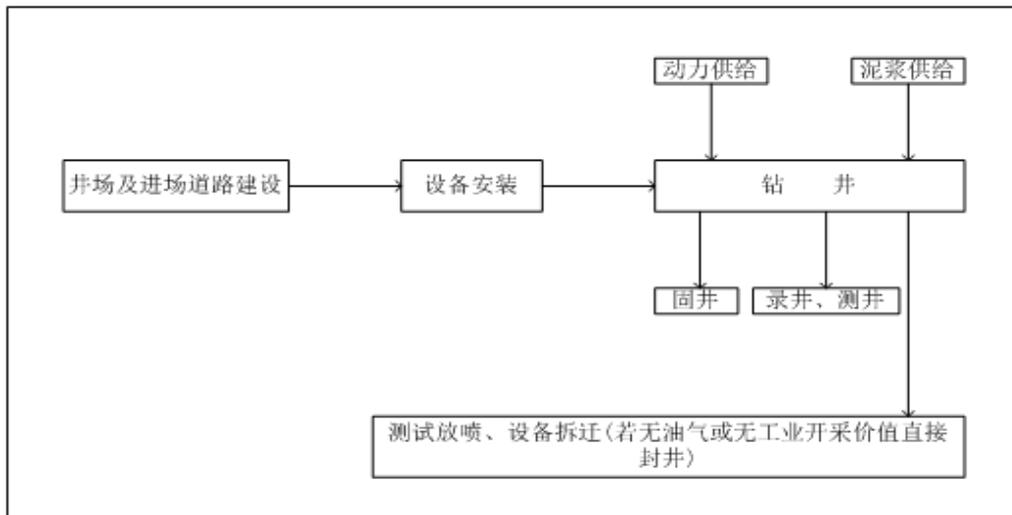


图 3.3-1 钻（完）井工艺流程图

（1）钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

①道路建设

本工程需铺设进场砂石道路 4km，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为 3.5m。

②井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化。

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

（2）钻井工艺简介

工程采用常规钻井工艺，使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况，以保证安全继续钻进下一段井筒

或保证顺利开采生产层中的油气资源。

(4) 测试放喷

当钻至目的层后,对油气应进行完井测试,钻孔在目的层未遇裂隙,则需进行射孔,用射孔枪打开产层,然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中,通过酸液和地层岩石矿物的反应,溶解部分岩石矿物或堵塞物质,从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝,改善地层近井地带渗透率,使含油气层的油气资源通过裂隙采出。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备,凝析油回收罐等。如有油气资源,则产出液经两相分离器分离后,凝析油进入凝析油罐,天然气经管线引至放喷池点燃,依据具体情况设定放喷时间,一般为1~2d。

3.3.2.2 管道工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整,设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业,沿设计的管线走向设置宽度约8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点,在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 管道下沟

管段下沟前,需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等,对管道进行外观检查;管段下沟时,不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现;管段下沟后,在不受外力的条件下,应与沟底贴紧,不允许有悬空现象。

(3) 管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等,进行注水试压。集输管线试压介质采用洁净水,管道试压分段进行,集输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用,试压结束后可用作场地降尘用水。

(4) 收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填,回填时分二次回填,回填土应与管沟自然土相似,首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填,最大回填粒径不超过10mm,然后采用原土进行大回填,管顶距自然地坪不小于1.2m,剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填,第二次回填可采用机械回填,机械回填

时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

3.3.3 运营期工艺过程及排污节点分析

3.3.3.1 采油工程

本项目采用常规有杆泵举升方式进行采油，有杆泵采油方式技术成熟，设备坚固耐用，在常规油井和产量范围内可进行灵活性最大的经济开采，具有设备简单可靠、操作管理方便、运行费用低、免修期长的优点。设计采用 WCYJD12-6-26Z 型宽带链条换向抽油机，配套 22kW 电机。

参考现有生产井下泵深度及动液面变化情况，宝中、宝北油田油井动液面 1600-1910m，本布图油田油井动液面 1450-1960m，为保证泵具有一定的沉没度，抽油机选型时按最大下泵深度 2000m 进行覆盖计算，投产时实际下泵深度根据具体实钻轨迹进行确定。

3.3.3.2 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.3.3.3 油气集输

结合已投产油井的实际运行情况，本项目采用单井不加热保温集输工艺。本次新建井距现有计量站和集输管网较近，根据井位分布及周边相关站场情况，新建井考虑就近接至现有计量站生产，即采用单管进站流程。本项目新建单井集输管线共 28km。宝浪区块采用油井—计量站—联合站的两级布站模式；本布图区块采用油井—计量站—拉油至联合站二级布站模式。宝北区块、宝中区块产出液集输进站处理；本布图焉 2 区块、本东区块产出液汽车拉至宝一联集中处理。

3.3.4 施工期环境影响因素分析

3.3.4.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线、井场道路建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集油管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场、道路的永久占地。

地面工程施工作业包括井场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本项目新建 40 口钻井，建设单井集输管线 28km，井场道路 4km，道路征地和井场征地均为永久征地 62000 m²（合 93 亩）；临时征地共 100000m²（合 150 亩）。

3.3.4.2 污染影响因素

（1）废气污染源

钻进阶段使用的钻机为电钻机，正常钻井作业时动力优先由区域现有供电系统提供，正常情况没有钻井废气产生。

施工过程中产生的废气包括扬尘和施工机械及车辆尾气，其主要污染物为 TSP、NO₂、SO₂、CO 和烃类等。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为钻井废水、管道试压废水和生活污水。

①钻井废水：钻井废水主要来源于钻台、钻具、地面、设备的冲洗，还有少量下钻时泥浆流失物和泥浆循环系统的渗透物。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

根据《排放源统计调查产污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井 2.5-3.5km 进尺产污系数 19.5t/100m，≥3.5km 进尺产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目 8 口探井钻深 3500-5000m，总进尺 3.25 万米，钻井废水产生量为 9662.25m³；40 口开发井钻深

2400-3061m，总进尺 11.6 万米，钻井废水产生量为 22620m³；48 口钻井废水总量 32282.25m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

②酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 60~100m³，平均 90m³。本工程新钻 48 口井，产生的酸化压裂废水约为 4320m³。

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至宝一联处理。

③生活污水

本项目井区不设置施工营地，施工队生活依托焉耆生活基地。单井施工人员按 30 人计，每人每天生活用水按 50L 计算，单井钻井周期平均为 15 天，则单井钻井期间生活用水量为 22.5m³，48 口井共计 1080m³。生活污水产生量按用水量的 80% 计，则单井钻井期间生活污水产生量为 18m³，48 口井生活污水的总产生量为 864m³。本工程施工现场不设施工营地，施工人员居住在焉耆生活基地，现场无生活污水产生。

④管道试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。产生的试压废水约 3.6m³/km-管道，28km 管道废水总量约为 101m³。

(3) 固体废物污染源

钻井过程中产生的固体废物主要有废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。

①钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

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

式中：V——排到地面上的泥浆量（m³）；

D——井眼的平均直径（m）；

h——井深（m）。

本工程钻井泥浆产生量见表。

表 3.3-1 本工程探井（三开）钻井泥浆产生量

开钻次序	井深m	钻头直径mm	泥浆量m ³	钻井液体系
一开	401	444.5	125.53	膨润土聚合物
二开	401~2500	311.1	235.30	聚合物防塌钻井液
三开	2500~4420	215.9	184.25	聚合物防塌钻井液
合计			545.08	

表 3.3-2 本工程探井（二开）钻井泥浆产生量

开钻次序	井深m	钻头直径mm	泥浆量m ³	钻井液体系
一开	401	444.5	125.53	膨润土聚合物
二开	401~3333	215.9	239.19	聚合物防塌钻井液
合计			364.73	

表 3.3-3 本工程开发井（二开）钻井泥浆产生量

开钻次序	井深m	钻头直径mm	泥浆量m ³	钻井液体系
一开	401	311.1	109.67	膨润土聚合物
二开	401~3452	215.9	245.66	聚合物防塌钻井液
合计			355.32	

根据以上计算可知，本工程单井探井（三开）泥浆 545.08m³，本工程 5 口探井（三开），钻井泥浆产生量共计 2725.4m³。本工程单井探井（二开）泥浆 364.73m³，本工程 3 口探井（二开），钻井泥浆产生量共计 1094.18 m³。本工程单井开发井（二开）泥浆 355.32m³，本工程 40 口开发井（二开），钻井泥浆产生量共计 14212.98 m³。本工程 48 口钻井泥浆产生量总计 18032.57 m³。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%的岩屑混进泥浆，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times 2.2$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，m；

h——井深，m。

表 3.3-4 本工程探井（三开）钻井岩屑产生量

开钻次序	井深m	钻头直径mm	岩屑量m ³	钻井液体系
一开	401	444.5	136.83	膨润土聚合物

二开	401~2500	311.1	350.84	聚合物防塌钻井液
三开	2500~4420	215.9	154.56	聚合物防塌钻井液
合计			642.23	

表 3.3-5 本工程探井（二开）钻井岩屑产生量

开钻次序	井深m	钻头直径mm	岩屑量m ³	钻井液体系
一开	401	444.5	136.83	膨润土聚合物
二开	401~3333	215.9	236.03	聚合物防塌钻井液
合计			372.86	

表 3.3-6 本工程开发井（二开）钻井岩屑产生量

开钻次序	井深m	钻头直径mm	岩屑量m ³	钻井液体系
一开	401	311.1	67.02	膨润土聚合物
二开	401~3452	215.9	245.61	聚合物防塌钻井液
合计			312.63	

利用上述公式计算出本项目 5 口探井（三开）钻井期内产生的岩屑量为 3211.13m³，3 口探井（二开）钻井期内产生的岩屑量为 1118.57m³，40 口开发井（二开）钻井期内产生的岩屑量为 12505.26 m³。本工程 48 口钻井岩屑产生量总计 16834.96 m³。

根据目前中石化钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，本项目泥浆均为非磺化泥浆，为一般工业固体废物，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相进行达标检测，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

③生活垃圾

本项目单井钻井施工人数约 30 人，施工时间约 15 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，本项目 48 口井共产生的生活垃圾为 10.8t。本工程施工现场不设施工营地，施工人员居住在焉耆生活基地，现场无生活垃圾产生。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接

作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.1t/km，本项目新建集输管线长度约 28km，产生的施工废料约为 2.8t，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。

⑤土石方

本项目管线约为 28km，管沟宽度为 1m，深度为 1.2m。根据油田提供资料类比，本项目共开挖土方 33600m³，回填土方 33600m³，无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目土石方平衡见下表

表 3.3-7 土方挖填方平衡表

单位: m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
管道工程	33600	33600	0	0	0	—

(4) 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表

表 3.3-8 主要施工设备噪声源不同距离声压级

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	88/5	5	吊装机	84/5
2	挖掘机	90/5	6	钻机	95/5
3	运输车辆	90/5	7	泥浆泵	95/5
4	柴油发电机	100/5	8	振动筛	90/5

(5) 施工期污染物排放汇总表

施工期污染物排放汇总见表。

表 3.3-9 施工期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
废气	钻井及地面建设	扬尘机械、车辆尾气、焊接烟尘	/	/	大气
废水	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	22620m ³	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。
		酸化压裂废水	COD、挥发酚、硫化物	4320m ³	酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在酸液罐内，拉运至联合站无害化处理。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	864m ³	本工程施工现场不设置施工营地，施工人员居住在焉耆生活基地，现场无生活污水产生。
		管道试压水	SS	101m ³	管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘。

固体废物	井场	钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	m ³	在井场岩屑池中进行固化处理,固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,用于铺垫油区内的井场、道路等。
		钻井岩屑	岩屑	m ³	
		生活垃圾	/	10.8t	本工程施工现场不设置施工营地,施工人员居住在焉耆生活基地,现场无生活垃圾产生。
		施工废料	/	2.8t	施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。
噪声	井场	钻机	/	95	声环境
		泥浆泵	/	95	
		柴油发电机	/	100	

3.3.5运营期环境影响因素分析

3.3.5.1 废气污染源

本项目废气主要为井场采油过程中的阀门、法兰等部件产生的少量无组织挥发性有机物。参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)对本项目无组织废气进行核算。挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物流量按以下公式计算。

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中： $E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC},i}$ ——密封点*i*的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ ——流经密封点*i*的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；

$WF_{\text{TOC},i}$ ——流经密封点*i*的物料中总有机碳平均质量分数，根据设计文件取值；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-10 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC, i}$ /(kg/h排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

根据油水物性参数,本项目流经各管件、阀门中的物质 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1, 根据设计单位提供的数据,项目单井井场涉及的液体阀门、法兰数量如表所示。

表 3.3-11 本项目单井设备与管件密封点 VOCs 核算一览表

井场	设备名称	密封点(个)	$e_{TOC,i}$ (kg/h)	$WF_{VOCs,i}/WF_{TOC,i}$	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t/a)
单井	泵	1	0.14	1	0.00042	8760	0.0037
	有机液体阀门	5	0.036	1	0.00054	8760	0.0047
	法兰或连接件	9	0.044	1	0.001188	8760	0.0104
合计					0.00215		0.0188

经过核算,单座井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.00215kg/h,本工程共部署 40 口井,按年有效工作时间 8760h 计算,40 座井场非甲烷总烃年排放量为 0.7527t/a。

3.3.5.2 废水污染源

(1) 采出水

根据开发方案,本工程最大采出水量核算为 50t/d (16500),采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等,其浓度分别为 44mg/L,4500mg/L,69.53mg/L,0.15mg/L。

采出水随油气混合物输送至宝一联处理,水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后,回注地层,不外排。

(2) 生活污水

运营期不新增劳动定员,工作人员由内部调剂解决,故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

井下作业运营期依据单井产能情况,当产量下降,判断井孔地层堵塞,则需要进行修井作业。主要通过酸化、压裂、洗井等工序,产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册(见表)。

表 3.3-12 拟建项目洗井液(水)产污系数

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液(水)	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	76.0	物理+回注	0
				化学需氧量	克/井	104525	物理+回注	0
				石油类	克/井	17645	物理+回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井	27.13	物理+回注	0
				化学需氧量	克/井	34679	物理+回注	0
				石油类	克/井	6122	物理+回注	0

本工程油藏储层为低渗储层，产污系数为废水量 27.13 吨/井，化学需氧量 34679 克/井，石油类产生量为 6122 克/井。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.565t、化学需氧量 17339.5g、石油类 3061g，则本工程 40 口井井下作业产生废水量为 542.6t/a，化学需氧量 0.694t/a、石油类 0.122t/a。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至宝一联处理达标后回注地层不外排。

3.3.5.3 噪声污染源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 75~90dB(A)，见表。

表 3.3-13 噪声源设备

噪声源名称			声功率级 [dB (A)]	噪声特性	排放规律	备注	运行时段	声源控制措施
正常工况	单井井场	机泵	75~80	机械	连续	单台噪声	昼间至夜间	选用低噪设备
非正常工况	单井井场	井下作业(压裂、修井等)	80~95	机械	间歇	单台声源	昼间至夜间	/

3.3.5.4 固体废物

运营期工作人员由油田内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本项目运营期产生的固体废物主要为含油污泥。

油泥(砂)是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物(HW08)。正常生产的情况下，各井不产生油泥，主要为设备检修、维护时产生少量油泥。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号)中 07 石油和天然气开采业行业系数手册(续 35)中产污系数核算含油污泥产生量详见表。

表 3.3-14 石油和天然气开采业行业

产品名	原料名	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系
-----	-----	------	------	-------	----	------	----------	-----

称	称							数
非稠油	非稠油	检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据本项目开发指标预测，40口井投产后平均年产油 $3.366 \times 10^4 \text{t}$ ，计算含油污泥产生量为 305.5t/a。含油污泥属于危险废物（071-001-08），委托巴州联合环境治理有限公司进行处理。

3.3.5.5 运营期污染物产排汇总

本项目运营期污染物排放情况见表

表 3.3-15 运营期污染物产排汇总表

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放		NMHC	0.7525t/a	0.7525t/a	大气
废水	采出水		SS、COD、石油类等	16500t/a	0	采出水依托宝一联处理污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层
	井下作业废水		井下作业废水	542.6t/a	0	井下作业废液水采用专用废水回收罐收集后运至宝一联处理达标后回注地层不外排。
			COD	0.694t/a	0	
石油类	0.122t/a	0				
固废	检修	油泥砂	含油污泥	305.5t/a	0	委托巴州联合环境治理有限公司进行处理
噪声	井场设备	机械噪声	-	75~80dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施
	井下作业	机械噪声	-	80~95dB(A)	厂界达标	

3.3.6 退役期环境影响因素分析

退役期，对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生，噪声主要源自井场设备拆卸和运输车辆等。

埋地管道原位弃置，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物、储罐等为钢制材料，可回收利用。

通过采取以上措施，可使退役期环境影响降到最低。

3.3.7 污染物排放三本帐

本项目运营期主要工艺为采油和油气集输，集输管线埋地敷设，运营期间无废水、

固废等污染物产生，仅少量无组织非甲烷总烃产生。

结合《宝浪油田环境影响后评价报告书》及排污许可执行报告中污染物排放总量核算情况，本项目建成后污染物排放变化情况见表。

表 3.3-16 主要污染物排放变化情况表

项目类别	单位	现有工程		本工程		总体工程			
		产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老” 消减量	产生量	排放量	增减量
废气									
SO ₂	t/a	0.16532	0.16532	0	0	0	0.16532	0.16532	0
NO _x	t/a	1.476	1.476	0	0	0	1.476	1.476	0
颗粒物	t/a	0.0771	0.0771	0	0	0	0.0771	0.0771	0
非甲烷总烃	t/a	15	15	0.7525	0.7525	0	15.7525	15.7525	+0.7525
废水									
生产废水	万t/a	12	0	1.65	0	0	13.65	0	+1.65
固废									
含油污泥	t/a	94.75	0	305.5	0	0	400.25	0	+305.5

3.4 清洁生产分析

清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为油气田开发建设项目，生产过程主要包括采油、油气集输和伴生气回收、井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对清洁生产情况进行简单分析。

拟建项目的清洁生产分析主要从产品的清洁性、清洁生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产管理制度等方面进行分析。

3.4.1 油田开展清洁生产审核情况

宝浪油田于 2016 年开展了第一轮清洁生产审核，于 2022 年 8 月 10 日取得巴州生态环境局《关于中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂宝浪油田第一轮清洁生产审核的验收意见》。通过本轮清洁生产审核，“宝浪油田”已经实施完成 40 项无/低费方案、4 项中/高费方案。累积投资 1816.11 万元，节约 336.5 万元/a，节约电能 335×10⁴kWh/a、水 26×10⁴m³/a。企业排放的污染物达到国家的污染物排放标准，符合核定的主要污染物总量控制指标要求，达到了“节能、降耗、减污、增效”的目的。

3.4.2 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油。石油与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，可有效减少酸雨形成和温室效应。原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表

表 3.4-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10
CO ₂	1.33	1.37

注：(1)资料引至《四川石油经济》2000年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

(2) 表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO₂、NO₂ 和 CO₂ 等污染物均远低于煤炭，因此，石油、天然气的清洁性远高于煤炭。在一次能源消费煤炭占 70%的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

3.4.3 运行期清洁生产工艺

(1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，站场均为密闭生产工艺，设置密闭装车系统。

(2) 生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

(3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐(车)收集，收集的废油进入原油处理流程；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油收集，委托有含油污泥处置资质的单位进行处理。

3.4.4 原油集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 集输系统采用密闭输送，降低了油气损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

合理的利用油气井流体的压力能，适当提高集输系统压力，扩大了集输半径，降低了集输能耗。集输油气保温输送，降低了油气输送温度，减少了热耗。

(4) 优化布局，减少建设用地

对井场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。利用钻井期道路和井场设施，减少占用土地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.4.5 井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

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

(3) 在井下作业过程中，对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，处理达标后回注地层。

3.4.6 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 对主要工艺设备及油气气管线做内防腐设计，外防腐采用防腐涂料与阴极保护联合使用的方法，提高防腐效果，延长管线使用寿命。

(2) 选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

(3) 地面工程各类机泵采用变频控制，降低设备能耗。

(4) 集油区采用自动化管理，提高了管理水平。

3.4.7 建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减

少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制订了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本工程主要采取的环境管理措施如下：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

(2) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

3.4.8 清洁生产技术指标对比分析

根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产指标进行定量和定性的评价。井下、采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.4-2~3.4-4。

表 3.4-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	3.488	15
		新鲜水消耗	t/100m标准进尺	15	≤25	≤30	5
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	100%	5
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深2000m以下	10	≥40%		
			井深2000-3000m		≥50%		
			井深3000以上		≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80%	90%	10
		污油回收率	%	10	≥90%	100%	10

(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m标准进尺	10	甲类区： ≤30； 乙类区： ≤35	≤15	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m标准进尺	10	≤10	≤15	5
		石油类	mg/L	5	≤10	≤10	5
		COD	mg/L	5	甲类区： ≤100； 乙类区： ≤150	≤150	5
		柴油机烟气排放浓度	-	5	符合排放标准要求	符合	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目		
(1) 资源和能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	10		
		柴油消耗	具有节油措施	5	5		
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5		
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		井控措施	具备	5	5		
		有无防噪措施	有	5	5		
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系		10	10		
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	20		
		制定节能减排工作计划		5	5		
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		
		满足其他法律法规要求		5	5		

表 3.4-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	27.13	0

		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	27.13	0
		石油类	mg/L	5	甲类区≤10	/	5
					乙类区≤50	0	
		COD	mg/L	5	甲类区≤100	/	5
					乙类区≤150	0	
含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50 乙类区≤70	/ 0	5		
一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	-	0	5		
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值			
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5		
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	5		
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5		
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10		
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10		
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立HSE管理体系并通过认证		15	15		
		开展清洁生产审核		20	20		
		制订节能减排工作计划		5	5		
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其它法律法规要求		20	20		

表 3.4-4 采油(气)作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg标煤/t采出液	30	稀油: ≤65	≤65	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	0	0
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥80	100	10

(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	≤10	0	5	
		COD	%	5	乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	100	0	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	15	15
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程并具有油气回收装置		10	10	
		(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立HSE管理体系并通过认证				10
开展清洁生产审核，并通过验收				20	20			
制定节能减排工作计划				5	5			
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	15	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

(3) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：

P1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

若某项一级指标中实际参与定量评价考核的二级指标项目数少于该一级指标所含全部二级指标项目数（由于该企业没有与某二级指标相关的生产设施所造成的缺项）时，在计算中应将这类一级指标所属各二级指标的权重值均予以相应修正，修正后各相应二级指标的权重值以 K_i' 表示：

$$K_i' = K_i \cdot A_j$$

式中：

A_j —第 j 项一级指标中，各二级指标权重值的修正系数。 $A_j=A1/A2$ 。 $A1$ 为第 j 项一级指标的权重值； $A2$ 为实际参与考核的属于该一级指标的各二级指标权重值之和。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中：

$P2$ —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P1+0.4P2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

$P1$ —定量评价指标考核总分值；

$P2$ —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表。

表 3.4-5 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由上表计算得出：

——钻井作业：定量指标 85 分，定性指标 100 分，综合评价指数 91 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

——井下作业：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价指数 88 分。清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价指数 94 分。清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

3.4.9 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。在采油、井下作业阶段均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；经过综合评价确定采油方式，使用油气开发效率高的工艺技术与设备；本工程在采油、井下作业等生产工艺方面，均采用了目前国内较成熟的技术，能源消耗低。在废物回收利用指标中，落地原油回收率为 100%。采用源头削减技术，减少了废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制因子

“十四五”我国主要污染物总量控制指标 4 个，分别为挥发性有机物、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

运营期本项目废气排放源主要为井场非甲烷总烃的无组织排放。产生的采出水由宝浪联合站处理达标后回注，不外排；井下作业废水采用专用收集罐收集后拉运至宝浪联合处理站进行处理，达标后用于回注。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为 VOCs（以非甲烷总烃计）。

3.5.2 工程污染物排放量的确定

(1) 施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消失，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

(2) 运营期

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部 部令第11号），本项目为排污许可登记管理，根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）中“5.2.1 一般原则，按照《固定污染源排污许可分类管理名录》实施简化管理的排污单位原则仅许可排放浓度，不许可排放量”，根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》要求，本项目不设定总量控制指标。

3.6 相关符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024年版），“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采；”属于“鼓励类”项目，本项目建设符合国家产业政策。本项目的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与相关政策、法规符合性分析

本项目与相关政策条例符合性分析见表。

表 3.6-1 本项目与相关政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号）	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。	本项目位于宝浪油田，开发部署方案结合了现有区块的开发现状，对整体布局进行了优化，减少占地。	符合
	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井期不涉及国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
	在勘探开发过程中，应防止产生落地原	本项目井下作业配备相关设备，落地原	符

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	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%。	油回收率可达100%。	符合
	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达95%以上，钻井废水回用于泥浆配置。	符合
	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目酸化压裂废液收集在回收罐后加碱中和后拉运至指定的地点进行处理；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%。	本项目采油气主要采取管道集输，原油储罐全部按照环保规范进行建设，油气集输损耗率低于0.5%。	符合
	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。	本项目井下废水集中收集进入联合站内采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。	符合
新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设工程施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	项目井岩屑随泥浆带出，一开及二开产生的基泥浆废弃物，在井场岩屑池中进行固化处理，岩屑池铺设两层塑料防渗膜作防渗处理，等表层固化后上层覆土不少于60cm填埋处理。	不符合
	第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。	项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	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。	项目运营期产生的采出水在宝浪联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准。	符合
	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家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。	在井场岩屑池中进行固化处理，固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。其中聚合物+膨润土泥浆钻井岩屑属于无害岩屑，一般固废，暂时存放于岩屑池干化，达到	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
		《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB/T3997-2017)标准后用于修路铺垫井场。	符合性
	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。	本项目属于石油和天然气开采项目滚动开发项目。本次环评对现有工程进行了影响回顾评价,并对存在的环境问题提出整改措施。	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目,实施环境影响登记表备案管理。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《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》答记者问中提到:“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后,企业可以根据生产或管理需要、按照油(气)藏分布情况等,自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。”本项目由河南油田分公司新疆采油厂独立立项,单独编制设计方案,确定了开发范围和建设内容,因此建设单位委托本项目开展建设项目环评。	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目钻采方案的设计技术先进、实用成熟,符合清洁生产要求;项目钻井完成后,按要求恢复井场周边及管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本项目开发方案设计考虑了宝浪油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。应实施绿色钻井技术体系,科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施,配备完善的固控系统,	项目各井场、道路、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度。项目钻井过程中,配备先进完善的固控设备,采用低固相优质钻井液,设置井	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	及时妥善处置钻井泥浆	控装置。泥浆分离岩屑后重复使用，钻井完成后，用于下一口井场。	
《转发<关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知>的通知》(新环环评发[2020]142号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满5年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	目前宝浪油田区域暂无油气发展相关规划,宝浪油田各区域已于2022年开展了后评价工作并完成备案。	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求,原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本项目为已建油田滚动开发项目,位于宝浪油田。	符合
	在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下,经环境影响比选论证后,适宜在矿区开展页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	不涉及	--
	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	不涉及	--
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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,有效降低生态环境影响。	本项目施工占地小,管道作业带严格控制在6m范围内,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,有效降低生态环境影响。	符合
	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、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,油气集输损耗率不得高于0.5%;工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组	本项目密闭集输措施,有效控制无组织挥发,本区块不涉及高含硫天然气开采。	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。		
	油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80% 以上；边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接空空的，应报生态环境主管部门备案。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目伴生气用于油田生产、生活供气，剩余气体燃烧放空。	符合
	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目采出水及作业废水依托宝一联处理后回注，不外排。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。	符合
	涉及废水回注的，应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，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目回注水满足《碎屑岩油藏注水水质水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）标准。	符合
	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油污泥等危险废物均委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	符合
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	厂界达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	符合

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317）等相关要求。	对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。	符合

3.6.3 规划符合性分析

3.6.3.1 与国家相关规划协调性分析

本项目涉及国家层面的相关规划主要有《能源发展“十三五”规划》、《全国矿产资源规划》、《全国主体功能区规划》等。

本项目与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表。

表 3.6-2 本项目与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
能源发展“十三五”规划	“十三五”时期，要夯实油气供应基础，着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度，加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。	近年来，中石化河南油田分公司新疆采油厂不断加油田油气资源的开发力度。	协调
全国矿产资源规划	《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在2亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”	本项目属于焉耆盆地宝浪油田的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域，符合全国主体功能区划。	协调

3.6.3.2 与地方相关规划、区划的协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于焉耆县和博湖县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》、《新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本项目与上述相关规划的协调性分析结果参见表

表 3.6-3 本项目与地方相关规划、区划的协调性分析

规划名称	规划要求	本项目	协调性
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）	塔里木盆地矿业经济区：加大塔里木盆地石油、天然气、页岩气等能源矿产的勘查开发力度，统筹协调油气、煤炭、煤层气、油页岩、油砂等资源的勘查开采布局、时序、规模和结构；加大勘探力度，加快新区风险勘探进度，确保塔里木外围盆地油气勘探资金的投入，努力提高资源储量。	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》划定的塔里木盆地矿业经济区，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
	开发利用和保护方向：鼓励开采国内、新疆紧缺和市场需求量较大的矿产，限制开采供过于求和严重破坏地质环境的矿产……确保是由、天然气、煤气、钾盐等大宗矿产资源的安全和有效供给。		
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及59个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡23个县市，重点生态功能区涉及53个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共107处。	本项目不在禁止开发区和限制开发区，本项目位于天山南坡产业带，天山南坡的国家级农产品主产区县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域。	协调

<p>新疆维吾尔自治区生态环境保护“十四五”规划</p>	<p>“十四五”时期，生态文明建设实现新改善，美丽新疆建设取得明显进展，生态环境保护主要目标： ——生产生活方式绿色转型成效显著。国土空间开发保护格局得到优化，能源开发利用效率大幅提升，能耗和水资源消耗、建设用地、碳排放强度得到有效控制，简约适度、绿色低碳的生活方式加快形成。 ——生态环境质量持续改善。主要污染物排放总量持续减少，空气质量稳步改善，重污染天数明显减少，水环境质量保持总体优良，水资源合理开发利用，巩固城市黑臭水体治理成效，城乡人居环境明显改善。 ——生态系统质量稳步提升。生态安全屏障更加牢固，生物多样性得到有效保护，生物安全管理水平显著提高，生态系统服务功能不断增强。 ——环境安全得到有效保障。土壤污染风险管控和安全利用水平巩固提升，固体废物与化学物质环境风险防控能力明显增强，核安全监管持续加强，环境风险得到有效管控。 ——现代环境治理体系进一步健全。生态文明制度改革深入推进，生态环境治理能力突出短板加快补齐，生态环境治理效能得到新提升。</p>	<p>本项目勘探活动、钻井作业均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，勘探及钻井过程各类污染物按照环境管理部门的要求及集团公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。</p>	<p>协调</p>
<p>新疆维吾尔自治区生态功能区划</p>	<p>新疆共划分了76个不同的生态功能区，本项目属于焉耆盆地绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。</p>	<p>本区域主要生态服务功能为农产品生产、人居环境、油气资源，主要生态环境问题为地下水位高、土壤盐渍化，主要保护措施为合理开发地下水、发展竖井灌排、开都河防洪、防止油气开发污染土壤和水质、发展节水农业，禁止乱采、滥挖甘草等荒漠植被。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。</p>	<p>协调</p>

3.6.4 “三线一单”符合性分析

根据《关于印发<新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(新政发〔2021〕18号)，将拟建工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表3.6-4。

表 3.6-4 “三线一单”符合性分析

要求	符合性分析
----	-------

生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目距生态保护红线区（博斯腾湖国家湿地公园）约12km，敷设管线也均未穿越红线，不在生态保护红线范围内。
环境质量底线	全区水环境质量持续改善，受污染地表水体得到优先治理，饮用水安全保障水平持续提升，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定；全区环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善，沙尘影响严重地区做好防风固沙、生态环境保护修复等工作；全区土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目采出水随采出液一起最终进入依托宝浪联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后全部通过注水站回注地层，不外排。井下废水集中收集进入宝浪联合站内采出水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。本项目所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目井场不设加热炉，采出液采取密闭集输工艺，废气排放源主要为井场非甲烷总烃的无组织排放，本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险。
资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动乌鲁木齐市、昌吉市、伊宁市、和田市等4个国家级低碳试点城市发回低碳试点示范和引领作用。	拟建工程生产过程中不用水，废水主要为采出水和井下作业废水，不会对区域水资源造成较大影响。
环境准入清单	<p>自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。</p> <p>优先保护单元465个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。</p> <p>重点管控单元699个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险管控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。</p> <p>一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。</p> <p>以环境管控单元为基础，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率四个方面严格环境准入。</p>	<p>本项目位于宝浪油田宝北宝中区块，不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。拟建工程采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。</p>

<p>《巴音郭楞蒙古自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》</p>	<p>划定巴州环境管控单元共 125 个，其中：重点管控单元 79 个，重点管控区 2.98 万平方公里，占巴州国土面积的 6.33%。着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，重点解决大气环境格局性污染、改善水环境质量、强化农业面源污染防治、破解产业布局与环境格局不匹配等问题。</p>	<p>项目属于焉耆县查汗采开乡农业水污染重点管控区和博湖县查干诺尔乡农业水污染重点管控区，执行自治区和焉耆县、博湖县总体准入要求中关于水环境重点管控区的空间布局约束准入要求。无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2024 年本)》，属于鼓励类项目；对照《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改规[2020]1880 号)，属于许可准入类项目。</p>
------------------------------------	---	--

3.7 选址、选线合理性分析

本项目组成包括 48 口新井的钻井工程及采油工程、油气集输工程以及配套的供电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，根据现场勘查和资料收集，拟建项目区内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态的敏感目标为井场周边耕地和塔里木流域水土流失重点治理区。

(1) 井场选址分析

项目共有 48 口单井，占地均不涉及基本农田，通过调查发现，主要占用正在耕种的农田及其他草地，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此本项目从选址分析，整体上具有唯一性。

(2) 集油管线选线合理性分析

本项目新建集输管线采用输送至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；项目新建管线 28km，均在农田外围区域布设，避免切割农田区，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。为了减少风季产生的风蚀作用。

(3) 道路选线合理性分析

为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用现有道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、电、道路等沿地表自然走向敷设，减少井场道路开挖长度，在道路施工建设过程中，采用砂石路面，沿线土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。在道路路面进行压实或砾石覆盖可减轻此类影响。严格控制道路占地面积，本项目新建井场道路为 4km，避免切割农田区，

最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。为了减少风季产生的沙化作用，在管线和道路经过的风蚀严重地段和站场四周破坏的地表进行硬化处理。

从农田保护和项目开发占地上来看，井场、管线和道路等的施工不占用基本农田。项目选址选线基本合理。

图 3.7-1 本项目与巴州环境管控单元位置关系图

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查

4.1.1 地理位置

本工程位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州的焉耆县和博湖县。油田开发区地理坐标为东经 $^{**\circ**'**"}_{\sim}^{**\circ**'**"}$ ，北纬 $^{**\circ**'**"}_{\sim}^{**\circ**'**"}$ 。宝北区块距离焉耆县城约 3.5km，宝中区块距离博湖县城约 3km。地理位置示意图见图。

图 4.1-1 地理位置图

4.1.2 地形地貌

焉耆县地貌类型有霍拉山山地、山前冲洪积扇、开都河冲积平原。全县地势由西向东、由北向南缓缓下降，海拔最高处 3467m，最低处 1048m。霍拉山山区及山前洪积冲积扇在县境西北部，面积 201.9 万亩，占全县总面积 385.63 万亩的 52.36%，最高海拔 3647m，由于洪水的作用，形成很深的河谷。山区上段有森林和牧草分布；下段至山口为光山秃岭，植被很少，交通困难。至山前洪积冲积扇，海拔高程下降到 1064m。霍拉山山前洪积冲积扇上部为沙砾质戈壁，地形坡降大，沉积物以亚砂土为主，透水性良好；中下部沉积细土物质加厚，其底部仍为砂砾层，地下径流畅通。

焉耆盆地南面库鲁克塔克山区有下元古界与震旦亚界等老地层广泛分布；盆地的东、北、西三面的天山山系，主要由古生界沉积的变质岩系与华力西期侵入岩构成；在盆地的边缘，有第三系出露，并有零星出露的侏罗系地层。盆地内部有很厚的中生代及新生代陆相沉积层，地层为第四纪沉积物覆盖，厚度达 50~60m。

博湖县地质构造属古生代天山海西褶皱带，由中新生代凹陷陆相沉积形成。县域内的博斯腾湖为焉耆盆地最低洼处，是在地壳演变过程中，受断裂形成的断层湖和冰川运动过程中形成的冰斗地貌湖。博湖地区系开都河的冲积平原。

博湖县位于焉耆盆地东段南部，地貌可分为现代开都河三角洲平原区、博斯腾湖水域沼泽区、库鲁克塔格山区和山前的库代力克冲积平原区四部分。整个地形属中新生代断陷盆区，坐落于天山主脉与支脉之间，地势南北高、中间低，呈碟状谷地。全县山地

面积 680km²，占 17.85%；平原面积 1260km²，占 33.08%；沙漠面积 691km²，占 18.15%；水域面积 1067.6km²，占 28.04%。开都河三角洲平原平均海拔 1047~1055m，平均坡降 1:4000，其中现代开都河三角洲区是全县政治、经济、文化和工农业生产中心。

油田开发区域属开都河三角洲平原区区域。开都河形成于第三纪末期，冲洪积扇相当发育，受造山运动的影响，扇缘被抬升，使洪积冲击扇相连，构成焉耆盆地广阔的平原。项目区呈西北向东南倾斜的地势。

4.1.3 水文

项目开发区域主要的河流、湖泊主要有：开都河、孔雀河和博斯腾湖。开都河是博斯腾湖主要的补给水源，孔雀河发源于博斯腾湖，河流水文特征是：汛期较长，持续期较长，水量交际变化不大，汛期出现在夏季，其水量总水量 38%~52%。

(1) 开都河：发源于天山中部的萨尔明乌拉山，全长 661km，经和静、焉耆和博湖三县，注入我国最大的内陆淡水湖—博斯腾湖。根据位于开都河出山口出的大山口水文站的资料，开都河平均年流量为 33 亿 m³。

开都河流经博湖县城西南 300m 的宝浪苏木构造带时，分为东、西两支河道，其中西支全长 40km，注入博斯腾湖西南小湖区，东支向东南下行 11.5km，注入博斯腾湖大湖区，开都河水质优良，它不仅是焉耆盆地地表水、地下水的主要水源，而且对博斯腾湖及孔雀河流域水量的变化起伏起。其中，西支河水主要用于灌溉小湖区的 200km² 芦苇和部分农田，必要时向孔雀河输水，东支主要用于分洪和淡化湖水。

(2) 博斯腾湖：是我国最大的内陆淡水湖，由大湖区及其西南部的小湖群构成，大湖湖面东西东西长约 55km，南北宽约 25km，水域面积 988km²，汇水约 99 亿 m³，湖水平均深 10m，近几十年来，由于耕地面积的扩大，引用河水水量大大增加，使得博斯腾湖水位呈明显下降趋势。

小湖群位于大湖西南部，分布有大小数十个小型湖泊，这些湖最早属大湖的整体，目前大湖与小湖不再有汊流想通，但小湖之间互相串流，上连开都河，下连孔雀河，小湖区现有较大湖泊 16 个，水域总面积 107.6km²，水深 0.8~2m 不等。

项目所在区域评价范围内除农灌渠系外，无常年地表水体。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 区域地下水的赋存与分布特征

在区域上，宝浪油田苏木构造带位于焉耆盆地，焉耆盆地位于南天山褶皱断块山系中，是我国西北内陆干旱地区一个大型山间盆地。地下水系统属于焉耆盆地地下水系统，按照区域内地下水的赋存特征，可归纳为三个地下水类型。即第四系松散岩类孔隙水，第三系和侏罗系碎屑岩类裂隙孔隙水，及古生界与前古生界基岩裂隙水。

(1) 第四系松散岩类孔隙水

主要分布于盆地，及山区沟谷洼地中。山区融雪降雨形成的地表水地下径流，汇集到沟谷洼地中，赋存于冲积洪积卵砾石、砂砾石层，形成了孔隙潜水层，并沿河谷或沟谷往盆地方向径流。

盆地地下水主要赋存于山前平原洪积层，河流冲积层，及博湖四周湖积层中。主要含水层属于上更新统到全新统的洪积层。由于第四系岩性结构，从山前向盆地中部，环绕博斯腾湖，呈水平分带有规律地变化。

(2) 第三系侏罗系碎屑岩裂隙孔隙水

根据相关区域资料，在静背斜及七颗星背斜的南翼，有裂隙孔隙水赋存于上第三系中，在砂质泥岩顶板下，承压含水层为砂岩，泥质砂岩夹砂砾岩，其水量与水质，均受构造条件及补给条件的控制；如和静背斜向东倾没处，钻孔打到承压水层，其水头接近地面，为水量较大的淡水，其补给区是北部山前带，分布有常年河流，水源充足。在盆地南部及东部，山前第三系和侏罗系，因为缺乏补给来源，其水量贫乏，水质也差。至于盆地内部，在中新生界构成的向斜洼地中，根据水文地质构造条件推测，也可能赋存有裂隙孔隙承压水。

(3) 基岩裂隙水

普遍赋存于外围山区古生界及前古生界的沉积变质岩和侵入岩的裂隙中，虽然古老基岩裂隙发育，造成了较多的储水空间；但是，并非这些空间都储存有水的。低山丘陵中，还分布有一些小型山间洼地，汇聚山区暴雨洪流及基岩裂隙水，储存于第四纪松散层孔隙内，以及下伏基岩裂隙中，成为洼地出口处沟谷泉水的补给来源，有的可以作为水源地，这是有供水价值的漏斗状储水洼地。

总之，外围山区是焉耆盆地地下水的补给区。由融雪降雨及地下水排泄而形成山区河流，进入盆地后，在山前戈壁带大置渗漏散失，是盆地地下水最主要的补给来源。盆地内第三系及侏罗系，构成单斜、向斜或背斜，第四系松散堆积层，则围绕博湖，组成山前戈壁带及细土平原，在山区水源不断补给之下，形成了自流斜地和完整的自流盆地。这是一个中新生界自流盆地，蕴藏着丰富的地下水资源。

4.1.4.2 地下水补给径流排泄条件

地下水的形成、运移和排泄的过程是天然水循环不可分割的一部分，这个过程实质上是大气降水、地表水、地下水“三水”相互转化关系的反映。

就焉耆盆地而言，外围山区是地表径流的形成区，盆地平原区允其在戈壁带是山区地表径流的散失区，因而构成了山区和盆地的水文地质关系，即山区是盆地地下水的补给区，而山区地下水的补给条件则受地貌和气候的控制。

(1) 山区地下水的补给径流排泄条件

盆地外围山区基岩裂隙水，一般都是受当地大气降水(融雪降雨)的垂向渗入补给。随着山势升高及积雪降雨的增加，裂隙水的补给量也增加，表现在泉水分布较密，流量也大，反之低山丘陵地，降水补给量少，泉水分布也稀，而且多为季节性间歇泉，其流量也小。这些基岩泉水，主要属裂隙潜水，埋藏于基岩构造裂隙及风化裂隙中。在主干断裂附近，裂隙较为密集，但由于山体经过多次构造运动及强烈的风化破碎作用，使这些断裂系统，至少在浅部网状相通；因而裂隙泉水环流于基岩裂隙中，具有一定的连通性，而分布是不均匀的，即在裂隙密集的断裂破碎带，充水条件较好，地下径流较为强烈。充水断裂或裂隙受到沟谷切割之处，就出现泉水。

盆地西北部高山及高中山，河谷深切，地下水受到融雪降雨较充沛的补给，或出露为泉水，或直接排到河中，交替强烈，并主要转为地表径流形式排出山外。南部和东部中山灰低山丘陵地，降水渗入补给量少，地下水一部份形成泉水，受到蒸发损耗，有些泉水再次渗入地下转为地下径流，逐渐都汇集到沟谷地中，并以沟谷潜流形式排出山外。可见，山区地下水的径流排泄途径，与地表水网或沟谷系统基本上是一致的；而山区地下水，在沟谷水网和断裂系统控制下，其分布也很不均匀。

(2) 盆地地下水的补给径流排泄条件

盆地边缘第三系和侏罗系碎屑岩裂隙孔隙水的补给条件，受盆地边缘的地貌、地质构造条件及毗邻山区气候水文因素控制。

在盆地平原区，赋存于第四系松散岩层孔隙中的地下水，其补给来源，归纳起来有五种：即河流、渠系和田间水的渗漏补给；山区河谷或沟谷地下径流对盆地的侧向补给；山麓带泉水流入盆地下渗补给；盆地内大气降水渗入补给，及毗邻区暴雨洪流进入盆地渗失。

山前平原地下径流条件，主要补给量受地形坡度和第四系岩性结构的控制，彼此相

应连续变化，具有水平分带性，而山前平原地下水的排泄，归纳起来，则有三种形式：一是形成泉水溢出，二是地下水溢出形成沼泽，三是通过土面蒸发和植物蒸腾排泄。

至于开都河—黄水沟冲积平原，地下水的补给、径流、排泄条件，与盆地四周山前平原又略有不同，主要是受开都河渠系及灌区田间水的渗漏补给。此外，也应受西北部山前戈壁平原地下径流的侧向补给，西北部地下径流多已在戈壁前缘溢出为泉水，又流到冲积平原再渗入地下，或先汇到乌拉斯台河，再排入开都河中。

冲积平原由冲积扇到三角洲边缘，随着岩性逐渐变细和层次逐渐增多，地下径流、排泄条件也由良好变得很差，其排泄形式，也同山前平原一样，具备泉水、沼泽和蒸三种形式。其中沼泽较山前平原为多，除冲积扇缘出现成片沼泽外，在三角洲末端，如东北端及南端，由于受博湖水顶托影响，潜水位更浅、接近地表而形成大片沼泽，尤以南部沼泽面积最大。

总之，盆地地下水，无论潜水和承压水，主要是由山前水系渗漏补给及洪流渗失补给形成的，且大部分储存于第四系松散岩层内，在漫长而曲折的径流途中，又大部分通过蒸发蒸腾而自然消耗，其余部分则最后排泄到博湖与沼泽苇湖，转化为地表水，参加湖水的蒸发，离通过孔雀河流出盆地，如此进行不断地循环交替，形成了盆地总的水量平衡过程。在盆地地下水的补给要素中，山区地下径流的侧向补给量，只占次要地位；在排泄要素中，人工排泄量，即开采量，因目前对地下水开采程度尚低，开采井少，在盆地地下水的均衡中，还不是重要的要素。

4.1.4.3 地下水类型和含水岩组富水地段

(1) 松散堆积层孔隙水

盆地第四系潜水和承压水，焉耆盆地内厚达 200~300m 以上的第四系堆积层，在冲积洪积以及湖积作用下，由山前向盆地中部，形成了由粗粒厚层过渡到粗细互层甚至以细土（指亚粘土、亚砂土和粉砂土）为主的岩性结构，加以倾斜的地形，构成了埋藏由深变浅的潜水层及承压水层。

① 开都河冲积平原潜水和承压水

包括开都河自拜尔基水文站以下的宽河谷平原，先行、上游二公社至乌拉斯台农场一带的冲积扇及以下经焉耆到湖滨的冲积三角洲，其南侧包括七颗星一带开都河古三角洲，北侧还包括黄水沟自和静县城以南的冲积平原。

② 西部山前平原潜水

包括开都河冲积扇南北两侧的山前戈壁平原，处于盆地的西南缘和西北缘。西部山前平原在地貌及地质构造的控制下，地下水的埋藏条件比较复杂，地下水主要是河流在戈壁带大量渗漏补给的。过境河流釘木呼尔察汗河、哈合仁一哈尔萨拉沟、哈布奇哈河（黄水沟），以及大巴伦渠和麻扎沟等，地下水补给来源比较充足，由于地貌与构造条件的变化与影响，各地汇水和储水条件不同，因而含水层的富水性，也有差别。

i 西南部山前洪积平原及河谷潜水

水量丰富地段：沿开都河古河谷，即现今大巴伦渠一带，有渠系渗漏及上游地下径流补给。

水量中等或富水性不均匀地段：即大巴伦渠西南侧洪积平原，地形较倾陡，该戈壁平原地下水，靠麻扎沟水和山前暴雨洪流的渗漏补给，地下径流顺坡向大巴伦渠一带汇集，故戈壁下部水量比较富集；而戈壁上部，地下径流分散，水量分布是不均匀的。戈壁以南第三系台地内的一些沟谷洼地中，第四系砂砾石覆盖层不厚，透水而不含水，当暴雨洪流过境后，局部可暂时存水，由于向下游排泄或受蒸发而逐渐疏干。

ii 西北部山前戈壁倾斜平原潜水

水量丰富地段：为山前河流谷地及冲积洪积平原中下部，补给和储水条件都很好，为很好的淡水。

水量较大或中等地段：分布在山前河间洪积平原的中下部及横切和静背斜的沟谷两侧。

富水性不均匀地段：处在西北部山前戈壁倾斜平原的顶部，及西部第三系台地北侧与七颗星背斜北侧的戈壁倾斜平原，由于地形倾陡，地表径流稀少，地下径流分散，地下水位是深的，其分布是不均匀的。此外，覆盖于第三系台地顶部的第四系砂砾石层，则是透水而含水的。

③ 北部山前平原潜水和承压水

盆地北部边缘第四系戈壁砾石层，厚达 400~500m 以上，对戈壁平原地下水更为重要的补给来源，是山前河流的垂直渗漏。山前河流的分布状况及戈壁平原的岩性结构，水河东西两边山前平原含水层的富水性有明显差别。

i 黄水沟一清水河间山前洪积平原潜水和承压水

富水性不均匀的潜水层：清水河与黄水沟之间的山前洪积戈壁平原，缺乏常年性河流，只有一些洪水沟谷，地下水主要靠山前暴雨洪流渗入补给，其分布是不均匀的。

水量中等的潜水和承压水层：清水河与黄水沟间戈壁平原下部，地形坡度较缓，上

更新统松散砂砾石层较厚，下伏之中更新统半胶结砾石层则埋藏较深，每当雨季，从北部流入的地表水即在此散流渗失，转为地下径流。储存于松散砂砾石层，以及亚砂土亚粘土与砂砾石互层中，形成潜水及承压水。

ii清水河、曲惠、乌什塔拉三河冲洪积平原潜水和承压水

表 4.1-1 清水河、曲惠、乌什塔拉三河冲洪积平原潜水和承压水特征

三河流域山前戈壁倾斜平原潜水及承压水	三河下游洪积细土平原潜水和承压水
<p>水量丰富地段：分布于三条河流的冲积洪积扇地区。三个扇体并连一起，河水渗漏补给较为充足，地下水量丰富，水质也好。</p> <p>水量中等或富水性不均匀地段：在上述三条河流之间的山前洪积平原及乌什塔拉以东的洪积平原，由于补给来源较少，仅有山前暴雨洪流不经常的补给，一般潜水位较深，水量较小；靠近山麓，中更新统半胶结砾石层出露地面，受切割而地势不平，地下水的分布更是不均匀的，只有靠洪积平原的下部，在山前河流的影响范围内，潜水层的水量可能达到中等以上。</p>	<p>三河冲积洪积扇前缘到博湖北岸，是一片广阔的细土平原，地势缓缓倾向湖区。其补给来源为上游地下径流的侧向流入及渠系田间水的垂直渗入，而排泄则主要靠潜水的蒸发和植物蒸腾，没有形成泉水溢出带。</p>

④东部山前平原潜水和承压水

盆地东部山前洪积戈壁及细土平原，总宽不过 10km，其东倚干旱低山丘陵，并与两三个近东西向的狭长洼地相通。东部山前平原潜水和承压水都已矿化，但承压水的矿化度略低。承压水的顶板一般埋藏在 50m 以下，水头则比潜水位略高，而不能自流。地下水的补给来源甚少，以阿拉塔格附近最为贫乏。比较含水层的富水性，一般是承压水层的水量较潜水层稍大。

⑤南部山前平原潜水及承压水

盆地南部，即库鲁克塔格北麓的山前平原，缺乏常年性河流渗漏补给，山区暴雨洪流通过沟谷排泄到山前，并渗失于戈壁中，这是主要的补给途径。

南部山前平原东段潜水（局部水量丰富）：东段全为砾石戈壁，其北边有铜矿山。

南部山前平原西段潜水和承压水（水量中等）：此段山前平原，位于库鲁克塔格最为窄狭的一般干旱丘陵之北侧。戈壁带宽度 3~5km，其北缘与孔雀河南侧的榭沼平原邻接，这一带地下水的补给来源甚为贫乏，只有山前稀少的暴雨，形成暂时地表径流，汇集于沟谷，渗失于戈壁中，转为地下径流。

综合上述，南部山前平原地下水的补给来源比较贫乏，其水量一般较小。较富水的地段，限于戈壁带的中下部，其水质也较好。戈壁前缘细土带，在 50~200m 深度内，有 2~3 层承压水，其矿化度为 1.2~6.7g/L。当地潜水矿化度往往更高。这是由于补给贫

乏，径流微弱，溶解盐类长期积累的结果。潜水还受蒸发浓缩作用，加速了盐份积累的过程。

(2) 碎屑岩裂隙孔隙层间水

中生代碎屑岩层广泛分布于焉耆盆地，红山洼地、库米什洼地以及库尔勒山前地带，构成第四系的下垫岩层。由于新构造运动，在山前带形成了单斜翘起，背斜隆起或平缓的褶曲，出露于地面。这些碎屑岩直接覆盖于古生界及以前变质岩系之上，其深部有山区基岩裂隙水的补给，在浅部，当横切本岩层的山前河水或沟谷洪水过境时，也有渗漏补给，由此形成碎屑岩孔隙裂隙层间水。但是其在各地的构造特点和补给条件不同，因而其富水性在各地也有差别。

中生代地层在盆地边部翘起，而在盆地内部，其埋藏很深。在山区水源的补给下，实际上构成了中生界自流盆地，砂砾岩砂岩含水层夹于泥岩、砂质泥岩之间而具有承压性质，在局部地段能喷出地面。但是，对深部中生界层间水没有钻孔控制，只是在盆地西部出露第三系的地区。

①盆地内第三系背斜裂隙孔隙层间水（水量中等），和静背斜北面山前洼地，第四系的卵砾石层厚数百米，有丰富的地下径流，往南侧向补给到背斜地区。

②盆地边缘第三系单斜中的裂隙孔隙水（水量贫乏），在和静北面山间，由上第三系中新统组成的单斜构造，岩性主要为泥质砂岩和砾岩，其向北单斜，倾角10度左右。仅从补给和储水条件分析，应是储有裂隙孔隙层间水的。

③盆地西南部中生界向斜裂隙孔隙水（水量中等或贫乏）：在塔什店以北，主要由第三系构成轴向北西的短轴向斜，夹于虎拉山与库鲁克塔格之间，如三角状，其地形已上升成为台地，受山前辐射状沟谷切割，地下水补给条件很差，主要是在深部接受山区基岩裂隙水的补给。

(3) 基岩裂隙水

盆地外围山区基岩裂隙水，主要赋存于华力西期侵入岩，古生界及以前变质岩系的风化裂隙和构造裂隙中。从大地区整体看，大体上的情况是西北部山区，补给条件好，裂隙水比较丰富大于东南部山区，补给条件较差，裂隙水就比较贫乏，但是在同一补给条件的大地区内，其各地段基岩的富水程度，则取决于裂隙空间所提供的地下水储存条件。

①华力西期侵入岩裂隙水

盆地四周山区，华力西侵入岩大面积分布，尤以其中期酸性侵入岩最为发育。块状

结构的侵入岩体，华力西侵入岩裂隙水，可划分为两个富水等级，其在盆地西北部和北部山区，水量较大，泉水流量一般大于 1 L/s，矿化度大于 1 g/L；盆地西部山区，在虎拉山北坡，泉水流量一般大于 1 L/s，在虎拉山南坡小于 1 L/s，但是，不论其南坡北坡，泉水矿化度都较高，在 1 g/L 左右；盆地南部及东部山区，华力西侵入岩裂隙水的水量较小，泉水流量一般小于 1 L/s，而矿化度也都在 1 g/L 左右，从大区域看，华力西侵入岩裂隙水的富水程度，其大小差别主要是受山区降水补给条件的控制。但是，在有利的汇水和储水条件下，可形成局部的富水地段。

②古生界及以前变质岩系裂隙水

山区古生界及以前变质岩系等层状岩类，褶皱和断裂都很发育。地下水主要赋存在构造裂隙中。埋藏于节理和小断裂中的普通构造裂隙水，分布较普遍，水量一般不大，仍受地区性降水补给条件的控制；而由断裂破碎带充水形成的断层脉状水，其水量往往较大，甚至特大。

4.1.5 气候与气象

博湖县和焉耆县地处欧亚腹地，来自海洋的水气十分稀少，年降水量少，冬冷夏热，温差较大，但由于博斯腾湖对空气的调节作用，冷热变化不十分剧烈，光能资源较为丰富，热量适中，属于中温带大陆性气候。3 月开春升温迅速，少雨干燥，午后多西南风，风沙天气多；六月初入夏，夏季炎热，昼夜温差大，秋季较短；11 月中旬入冬，冬季严寒，风力不大，少雨多雾。除 3 月外，全年盛行西北风。

(1) 焉耆县

①日照：焉耆县日照充足，全年日照量最少在 2875 小时，最多 3365 小时，年均均为 3128.9 小时。月日照时数 12 月最少，1 月份开始增加，7 月份最多达 316 小时，总的日照时数变化不大。

②气温：全县年积温高，昼夜温差大，年平均气温为 7.9℃。7 月份最高平均为 22.8℃，元月份最低平均为 -12.7℃。极端最高气温达 38.4℃，极端最低气温 -28℃。各月气温的年季节变化夏季最小，冬季最大。境内多年平均无霜期为 175 天，最长可达 198 天，最短为 132 天。初日为 5 月 17 日、终日为 9 月 25 日，保证率 80% 以上无霜期天数为 158 天。

③降水量和蒸发量：全年平均降水量 64.7mm，夏季降水量占全年降水量的 60%，冬季降雪甚少。而蒸发量大于降水量，年蒸发量为 1194.7mm，是降水量的 18.5 倍。

④风向、风力：全年最多风向为偏西北风，最大频率为 28%，年平均风速 2.3m/s。春季风速最大，夏季次之，冬季最小。最大风速出现在 4 月份为 24m/s，最大风力可达 9 级。

(2) 博湖县

博湖县夏季月平均气温 24.1℃，冬季平均气温-9.6℃。年降水量集中在 5~9 月份，全年最大降雨量在 5 月，为 27 毫米。年蒸发量达 2418.9mm，年蒸发量是降水量的 57 倍。

全年总日照时数为 2391.4h；
太阳总辐射量为 150kcal/cm²；
植物生理辐射 78 kcal/cm²。
年平均气温约 9.8℃；
年相对湿度 50-60%；
气温年较差较大，极端最高气温约 38℃~39℃；
极端最低气温约-29℃；
年平均无霜期 185~200 天；
年均降水 50~60mm，主要集中在 5~9 月；
蒸发量 2419mm；
年最大冻土层深度可达 80cm；
平均风速 1.8-2.3m/s；
最大风速为 13m/s。

4.1.6 土壤、植被

根据油田开发区域土壤普查资料，油田区主要土类以潮土、草甸土和盐土三类为主。

根据《新疆生态功能区划》，项目所在地属于“Ⅲ天山山地干旱草原—针叶林生态区—Ⅲ3 天山南坡干草原侵蚀控制生态亚区—46. 焉耆盆地绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”和“47. 博斯腾湖与湿地保护生态功能区”。油田开发区域属于暖温带灌木、半灌木荒漠地带的天山南坡—西昆仑山半荒漠草原区。植被由耐旱的小灌木和半灌木组成，主要植被有：白刺、戈壁藜、骆驼刺、红柳、合头草等，分布稀疏且不均匀，另外还有少量的沙蒿、碱蓬等。

根据现场勘察，项目开发区域植被以人工植被为主，包括粮食、经济作物和人工林。

粮食作物以小麦和玉米为主，经济作物以甜菜、油菜和油葵为主，人工林以杨树为主，间有沙枣树。在农田周围有芦苇、疏叶骆驼刺、苦豆子、花花柴等自然植物生长。

4.1.7 博斯腾湖风景名胜区

2002年5月，新疆维吾尔自治区博斯腾湖风景名胜区经国务院批准列入第四批国家级风景名胜区名单。2017年8月《博斯腾湖风景名胜区总体规划》获住房城乡建设部批复。

(1) 景区面积

博斯腾湖风景名胜区总面积为3550平方公里，规划确定的范围为：风景区范围涉及库尔勒市、博湖县、焉耆县、和硕县行政区域，东、北面为和硕县邻博斯腾湖的边缘地带；西、北面为焉耆县、博湖县邻博斯腾湖的边缘地带及开都河焉耆以下段防洪堤间的河滨区；西南一角为库尔勒市铁门关水电站至小湖区一线的孔雀河上游沿河滨河地带；南面以库鲁克塔格山山前洪积细土平原为界。东西长约110千米，南北宽约62千米。地处东经 $86^{\circ}11'08''\sim 87^{\circ}30'56''$ ，北纬 $41^{\circ}40'42''\sim 42^{\circ}14'56''$ 之间。

(2) 核心景区面积

博斯腾湖风景名胜区的核心景区总面积1304平方千米，占风景区总面积的36.73%。范围包括下述2大区域：

①大湖区：面积1037.8平方千米，包括了大湖景区法定最高水位线(《巴音郭楞蒙古自治州博斯腾湖流域水境保护及污染防治条例》中确定的博湖最高水位为海拔1047.5m)内的水面区域、黄水沟水闸堤坝以南的主要湿地区域、开都河入大湖的入河口区域。该区域主体为湖泊和湖滨湿地，既是风景区的景观核心，也是重要的鱼类和鸟类栖息地。

②小湖区：面积266.2平方千米，包含了小湖区除去莲花湖—阿洪口景区外的大部分芦苇湿地区域。博湖是我国四大芦苇区之一，并已列入我国主要湿地保护名目和亚洲湿地辞典。同时，芦苇湿地是风景区主要的景观特征之一，也是候鸟等野生动物主要的栖息地，因此该区作为自然景物最集中、最需要严格保护的区域纳入核心景区范围。

(3) 风景区性质

博斯腾湖风景名胜区属内陆湖泊型，以湖沙交融和芦苇湿地为主景，具有极高的风景游赏价值和生态价值；是供观光游览、生态体验、休憩和健身娱乐活动的国家级风景名胜区。

(4) 风景名胜资源特征

风景区的景观以核心景点博斯腾湖为中心，其余景点则沿湖周边分布。博斯腾湖风景名胜区的景观特征可概括为下述四点：

①、奇特的湖、沙、田园交融景观

博斯腾湖是我国最大的内陆淡水湖，水域总面积约 1200 平方千米。湖的南面紧邻艾勒逊乌拉沙漠，东岸和东北岸也是沙漠地带。湖泊，是大量的水汇集的地方；而沙漠，则是极端干旱的象征。而恰恰这两者听上去格格不入却在这里相安为邻，这就是大自然的造化。在博斯腾湖北部和南部分布有大面积的淡水沙滩，当游人饱览风景区的景观后，这里就是休憩、运动的最佳场所，这里是“新疆的夏威夷”。在博斯腾湖西部，则是大面积的田园风光；此外，沙漠戈壁深处则星点分布一些耕地、草地。这种湖、沙、田交融的场景给人留下极为深刻的奇特印象，是博斯腾湖风景区的最重要的景观特征。

②曲折幽深的芦苇湿地生态景观

生物多样性保护是一项全球任务，“联合国生物多样性保护公约”和“国际湿地公约”的签署，标志着中国湿地保护以及湿地生物多样性保护已成为全球生物多样性保护的重要组成部分。博斯腾湖芦苇湿地已列入我国主要湿地保护名目和亚洲湿地辞典。风景区的芦苇湿地属于生态景观类型。它有几个特点：一是规模大，现在有约 200 平方千米；二是自然化、生态化，这里除了芦苇和水体外，还分布有鱼、鸟等多种动物。落舟其间，只觉其曲折幽深，静谧宜人，令人留连忘返。

③丰富多彩的民族文化

博斯腾湖所在的地域，是多民族的聚居地，其中又以汉、蒙古、维吾尔族、回族所占比例较大。以蒙古族、维吾尔族和回族为代表的民族风情就好似一杯杯浓香的美酒，令人陶醉。民族的饮食、歌舞、居住、生活方式，本身就是吸引力很强的旅游资源。当游人充分领略了博斯腾湖旷野奇特的自然美景后，还可体验浓郁的民族风情，让人流连忘返。

④悠久神秘的历史文化

中国古代二十六名关之最后一关，即为铁门关。在博斯腾湖风景区为数不多的人文景点中，铁门关是最精彩的亮点。在离内地如此遥远的南疆，铁门关在历史文化背景上又能给我们亲近的感受，令人联想到天下第一关——山海关，令人想起这二十六名关都是我们的祖先辛勤的创造。同时铁门关也是丝绸之路历史文化遗产的重要景点。因此，到博斯腾湖旅游，铁门关不可不看。此外，风景区军星文化、马兰文化、东归文化、水

文化等文化资源也为风景区发展提供了丰富的人文支撑。

(5) 风景名胜资源类型

博斯腾湖风景名胜区共评价出自然景点 27 个，人文景点 18 个，共 45 处。其中特级景点 1 处，一级景点 7 处，二级景点 19 处，三级景点 12 处，四级景点 6 处。

博斯腾湖风景名胜区，以我国最大的内陆淡水湖博斯腾湖为景观核心，以湖沙交融、芦苇湿地为主要景观，辅以民族风情、铁门关为代表的人文景观资源，风景游赏价值、生态价值和开发利用价值都非常高，具有国家级乃至国际吸引力，资源潜力巨大，前景广阔。是保护国家重要自然遗产，展示祖国大好河山，获取自然知识与人文知识的重要地区。

(6) 规划目标

①总目标：通过对博斯腾湖风景区生态和风景环境的科学、严格的保护、培育，游赏路线的合理安排，游览配套设施的合理建设，达到保护—开发利用—管理三环节的良性循环。力争把博斯腾湖创建成为从风景质量、保护水平、管理水平、游赏组织到游览设施水平、居民社会发展水平均达到一流水准、以生态为导向的著名国家级风景名胜区。

②分项目标

资源保护目标：保护风景名胜资源的真实性和完整性，构建具有国家代表性风景胜地。对风景区内的湖泊、湿地、沙漠、野生动植物等自然生态景观及以铁门关为代表的文化遗迹等保护优先的基础上进行全面展示，使人们对风景名胜区资源有更深入和全面的认识和体会。风景区内禁止任何形式的破坏性开发，维护景观完整性。

旅游发展目标：竖立并强化“中国西海——新疆博斯腾”的主体形象；完善风景区旅游产品体系的建设，构建完成“休闲度假、观光游览、文化体验、科普教育、运动休闲”等主题产品；建设布局合理、高质高效、环保生态的旅游服务设施体系；规划期末 280 万人次/年游人接待规模。依托旅游产业，相关产业得到快速发展，带动风景区周边城镇经济发展。

居民社会目标：形成与地方社会协调发展的风景名胜区人口规模，加强对区内和周边居民点建设控制，促进风景区与区内居民点及周边城镇协调发展。

宝浪油田宝浪苏木构造带与博斯腾湖风景名胜区相距 10km 以上，不在博斯腾湖风景名胜区规划范围内。

4.1.8 博斯腾湖国家湿地公园

博斯腾湖国家湿地公园于 2012 年 2 月经国家林业局批准列入国家湿地公园试点建设，规划面积 1573.71 平方公里，共分为生态保育区、生态恢复区、科普宣教区、合理利用区和管理服务区，以宽广、清澈的水文景观为主体，由湖泊湿地、河流湿地、芦苇湿地、潜育沼泽、泥炭地、林地、沙地等生态系统类型组成。

本项目区距博斯腾湖国家湿地公园 9.8km。

因博斯腾湖国家湿地公园除管理服务区外其余区域全部纳入红线，因此，本项目区距离生态红线 9.8km。

图 4.1-2 项目区与博斯腾湖风景名胜区的位置关系图

图 4.1-3 项目区与博斯腾湖国家湿地公园的位置关系图

图 4.1-4 与生态红线的位置关系图

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 区域生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》(2005版),所在区域属于“III 天山山地温性草原生态区”之“III3 天山南坡草原牧业、绿洲农业生态区”中的“46. 焉耆盆地绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”和“47. 博斯腾湖与湿地保护生态功能区”。

项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	天山山地温性草原生态区 (III)	
	生态亚区	天山南坡草原牧业、绿洲农业生态区 (III3)	
	生态功能区	焉耆盆地绿洲农业盐渍化敏感生态功能区 (46)	博斯腾湖与湿地保护生态功能区 (47)
主要生态服务功能	农产品生产、人居环境、油气资源	调节气候、水文调蓄、生物多样性维护、渔业和苇业生产、淡水养殖、水质净化、旅游	
主要生态环境问题	地下水位高、土壤盐渍化	湖水水质污染、生物多样性减少、芦苇面积缩小、旅游污染周边环境与水质、土著鱼种濒危、湿地萎缩	
生态敏感因子敏感程度	土壤侵蚀极度敏感, 土地沙漠化轻度敏感, 土壤盐渍化中度敏感	生物多样性及其生境极度敏感	
主要保护目标	保护基本农田、保护水质、保护麻黄和甘草、保护水源地	保护水质、保护野生动物、保护鱼类和湿地	
主要保护措施	合理开发地下水、发展竖井灌排、开都河防洪、防止油气开发污染土壤和水质、发展节水农业, 禁止乱采、滥挖甘草等荒漠植被	控制工业排污与农田排水入湖、生活污水达标排放、按规划发展旅游、加强渔政管理、保持湖水合理水位	
适宜发展方向	建立粮油、蔬菜等绿色食品基地, 发展人工种植甘草、麻黄产业和农区畜牧业	合理利用湖泊资源, 适当发展渔业、苇业和旅游业、发挥水文调蓄等综合效益	

4.2.2 生态单元划分

本项目新建 48 口井, 建设单井集输管线 28km, 井场道路 4km, 道路征地和井场征地均为永久征地 62000 m² (合 93 亩); 临时征地共 100000m² (合 150 亩), 根据项目的生态环境特征和工程特点, 将其生态单元划分如下表 4.2.2-1。

本项目区块内的地面工程, 如井场、集输管线等外扩 200m 范围, 进行重点评价。

4.2.3 生态系统结构和特征

项目区位于开都河下游，博斯腾湖以西，属开都河三角洲平原区区域。项目区呈西北向东南倾斜的地势，平均海拔 1047~1055m。项目区属属于中温带大陆性气候。3 月开春升温迅速，少雨干燥，午后多西南风，风沙天气多；六月初入夏，夏季炎热，昼夜温差大，秋季较短；11 月中旬入冬，冬季严寒，风力不大，少雨多雾。除 3 月外，全年盛行西北风。

项目区内土壤类型主要为盐土。生态系统类型以农田生态系统为主。人工植被为小麦玉米。自然植被零星分布，主要是芦苇群系和怪柳群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。

项目区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程开发过程中的保护重点为宝浪油田项目区开发区及外部道路沿线地表植被及野生动物。项目区生态系统类型及结构特征见表。见项目区卫星影像图。

表 4.2-2 项目区生态系统类型及结构特征

类型	生产者	消费者	分解者	食物链	自我恢复能力
农田生态系统	农作物、盐穗木、怪柳、芦苇骆驼刺、花花柴等植物	啮齿类、爬行类和鸟类动物	微生物	食物链短，营养级少，未形成食物网	差

图 4.2-1 项目区卫星影像图

4.2.4 土地利用现状

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，以确定宝浪油田区的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状见图 4.2-3，项目区的主要土地类型为水浇地（耕地）、村庄、其他草地和采矿用地。

图 4.2-2 项目区土地利用现状图（宝中区块）

图 4.2-3 项目区土地利用现状图（宝北区块）

4.2.5 植被现状调查与评价

4.2.5.1 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，拟建项目所在的植被区划属新疆荒漠区。具体内容见表

表 4.2-3 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
（二）新疆荒漠区（亚非荒漠区的一部分）	B.东疆-南疆荒漠亚区（亚中荒漠亚区的一部分）	VI.天山南坡山地草原省	b.哈密—嘎顺戈壁荒漠亚省	40.焉耆盆地州

4.2.5.2 评价区植被类型及特征

按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，生态系统类型以农田生态系统为主。项目所在区域植被类型包括自然植被和人工植被。

（1）人工植被

宝北区块位于焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村和永宁镇上岔河村一小队，宝中区块位于博湖县查干诺尔乡查干诺尔村。该区域粮食作物以小麦、玉米为主。主要经济作物有蔬菜、油料作物。

项目区四周主要为农田，人工植被分布面积较大，项目区域植被以人工植被为主，包括粮食、经济作物和人工林；粮食作物以小麦和玉米为主，经济作物以甜菜和油葵为主，人工林主要是农田防护林，以杨树为主，间有沙枣树。拟建单井及集输管线不占用基本农田。

（2）自然植被

项目区周边的自然植被零星分布于田间空地，主要有 2 种类型，即盐生类植被和草甸类植被。具体内容见表及图

表 4.2-4 评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系
-----	------	----

盐生植被	灌木半灌木	柽柳群系
草甸植被	低地、河漫滩盐化草甸	芦苇群系

①芦苇群系

芦苇群落主要分布在农田渠系附近，群落发育良好，芦苇占绝对优势，植株高 1.5~2m，覆盖度 30~50%，局部可达 80% 以上。伴生植物有花花柴、骆驼刺、盐惠木等

②柽柳群系：该群系是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，盖度 30%-50%，灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪等。其生长的土壤为盐土。

通过实地调查及资料分析，项目所在区域内主要高等植物有 20 多种，具体物种及主要分布环境见表。

通过查阅《新疆国家重点保护野生植物名录》（2021 年第 15 号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》等资料，项目区未发现保护植物。

表 4.2-5 评价区内主要高等植物及分布一览表

序号	名称	学名	成员型	生活型
1	天山猪毛菜	<i>Salsola jounatovii</i>	+	灌木
2	盐爪爪	<i>Kalidium foliatum</i>	+	
3	白刺	<i>Nitraria tangutorum</i>	-	
4	柽柳	<i>Tamarix.spp.</i>	+	
5	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	-	
6	苔草	<i>Carex spp.</i>	+	多年生草本
7	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	+	
8	三芒草	<i>Aristida adscensionis</i>	+	
9	合头草	<i>Sympegma regelii</i>	++	
10	花花柴	<i>Kareliniacaspia</i>	+	
11	猪毛菜	<i>Salsola spp</i>	+	
12	盐生木	<i>Ijinia regelii</i>	+	
13	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>	+	
14	芦苇	<i>Phragmitcs australis.</i>	++	
15	甘草	<i>Radix Glycyrrhizae</i>	-	
16	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>	+	
17	骆驼刺	<i>Alhage sparsifolia</i>	-	
18	沙枣树	<i>Elaeaanus angustifolia.</i>	+	
19	柳	<i>Salix.spp</i>	+	乔木
20	杨	<i>Populu.spps</i>	+	

++：建群种， +：伴生种 -：偶见种。

图 4.2-4 项目区植被类型图

4.2.6 野生动物资源现状调查与评价

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准,项目所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲-塔里木河中上游区。

(2) 野生动物栖息生境类型

项目区地处油田开发区域属开都河三角洲平原区区域焉耆盆地,地势较为平坦。周边农田广布,还有居民点分布,通过对工程区内动物的实地调查和有关资料的查询,该区域主要以半灌木荒漠为主,栖息着一些耐旱型荒漠动物,以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主,动物种类和数量较少。

(3) 野生动物种类及分布

根据收集资料,目前油田开发区及其邻近区域内的野生动物数量不多,项目所在区域内分布的主要野生脊椎动物 27 种,其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 19 种、哺乳类 5 种。项目区域内没有大型野生动物和保护级野生动物活动的痕迹。各种野生脊椎动物分布状况见表

表 4.2-6 项目区域主要脊椎动物名录

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
6	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
7	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
8	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
9	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
10	寒鸦	<i>Corvus monedual</i>	W	+
11	小嘴乌鸦	<i>Corvua corone</i>	B	++
12	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
13	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
14	沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	B	+
15	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i>	B	+

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
16	沙白喉莺	<i>Sylvia minula</i>	B	++
17	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	++
18	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	+
19	漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+
20	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	S	+
21	戴胜	<i>Upupa epops</i>	R	++
22	喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	+
哺乳类				
23	草兔	<i>Lepus capensis</i>	/	
24	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
25	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±
26	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	/	++
27	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	/	

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟。（2）±—偶见种；+—常见种；++—多见种。

（4）野生动物现状评价

油区的开发建设活动时间较长，大量人员、机械的进入，生态环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化。再者，由于工作人员带入的食物，会改变一些动物的食性，相应增加局部地区的密度，使局部地区动物组成的优势种发生变化，鸟类和少部分啮齿动物将成为该区域的优势种动物。

4.2.7 生态系统稳定性与完整性评价

采用景观生态学方法对生态系统的完整性进行评价。对生态完整性维护现状的调查与评价的主要评价指标为生态系统（植被）的第一净生产力和稳定力分析。项目区内的生态系统为农田生态系统，以小麦和玉米为主。

（1）生态系统生产力评价

生产力背景值是评价区内某一植被类型生产力的现状值。现根据实地考察的结果和奥德姆于 1959 年对地球上各个生态系统净生产力的划分结果，估算出评价区域内农田生态系统的净第一性生产力为 $644\text{g}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{a}$ ，相对周边荒漠灌丛生态系统 $71\text{g}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{a}$ 较高。

表 4.2-7 项目区生态系统第一生产力

生态系统	平均净生产力 [g/(m ² ·a)]	平均生物量 (kg/m ²)
农田	644	1.1
温带草原	500	1.6
荒漠灌丛	71	0.67

依此衡量，评价区域内生态系统本底的生产力水平相对较高，受到外来影响和破坏后的恢复能力较弱。同时评价区内植被相对单一，景观异质度低，对内外干扰的抗阻能力也较弱，且自然生态体系脆弱。

(2) 生态系统的稳定性评价

对于生态系统的稳定性评价采用景观生态学法来进行评价，这一方法是通过研究某一区域、一定时段内的生态系统类群的格局、特点、综合资源状况等自然规律，以及人为干预下的演替趋势，揭示人类活动在改变生物与环境方面的作用，不仅可以对生态系统进行空间结构分析，也可以对其功能与稳定性进行分析。景观生态法中常用到的指标优势度值 (Do)，优势度值由密度 (Rd)、频率 (Rf) 和景观比例 (Lp) 三个参数计算得到，其数学表达式如下：

$$Rd = (\text{斑块 } i \text{ 的数目} / \text{斑块总数}) \times 100\%$$

$$Rf = (\text{斑块 } i \text{ 出现的样方数} / \text{总样方数}) \times 100\%$$

$$Lp = (\text{斑块 } i \text{ 的面积} / \text{样地总面积}) \times 100\%$$

$$Do = 0.5 \times [0.5 \times (Rd + Rf) + Lp] \times 100\%$$

根据利用 GIS 软件统计的生态系统各组分的相关信息如下表所示

表 4.2-8 项目区所在区域景观生态法计算结果

土地利用类型	斑块数	面积 (km ²)	Rd	Rf	Lp	Do
草地	6	0.372	8.45%	16.30%	18.18%	15.28%
居住地	8	0.231	11.27%	26.09%	11.29%	14.98%
耕地	5	1.296	7.04%	94.57%	63.34%	57.07%
林地	3	0.055	4.23%	10.87%	2.69%	5.12%
采矿用地	49	0.092	69.01%	46.74%	4.50%	31.19%
合计	71	2.046	/			

从统计计算的结果可以看到，项目区自然组分包括 5 类，生态系统稳定性分析如下：

生物恢复力分析：生态系统中耕地的恢复能力较强，优势度值分别为 57.07%，工矿用地的优势度值为 31.19%，人工生态系统占主导，自然生态系统的草地和林地的恢复能力仍然较弱。

异质性分析及稳定性分析：通过统计数据可知，项目区基质为耕地，是该区域生态环境的主要控制性组分，但是区域生态环境受到人为干扰因素影响相对较大，自然生态系统的草地和林地的异质性很低，自然生态系统受干扰后恢复的能力较弱。一旦破坏恢

复极难。

景观组织的开放性分析：项目区景观与周边景观或生态系统交流畅通，系统内部的物质和能量流动时刻进行，项目区所在的生态系统开放性较强，可以增强生态系统的抵抗力和恢复力，是生态系统能够保持一定的稳定性水平。

4.2.8 区域环境敏感目标调查及评价

根据现场勘查和资料收集，项目区内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，主要生态的敏感目标为项目区周边的农田，以及本项目区所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(1) 项目区周边农田

本项目道路征地和井场征地均为永久征地 62000 m²，集油管线为临时征地 100000m²，主要占用其他农用地和天然牧草地，均不占用基本农田。从基本农田保护类型和项目开发占地上来看，井场、管线和道路等的施工不占用基本农田，项目选址选线基本合理。

(2) 塔里木河流域水土流失重点治理区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），新疆共划分了2个自治区级重点预防区，4个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域博湖县和焉耆县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。所在区域属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

4.2.9 小结

项目区位于开都河下游，博斯腾湖以西，属开都河三角洲平原区区域。根据《新疆生态功能区划》，属于“焉耆盆地绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”和“博斯腾湖与湿地保护生态功能区”，主导生态功能为农产品生产、人居环境、油气资源。项目区内生态系统类型以农田生态系统为主，区域土壤属于碱性土壤，自然植被主要是芦苇群系和柽柳群系。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。人工植被为小麦玉米为主。自然植被零星分布，主要为芦苇群系和柽柳群系，伴生疏叶骆驼刺、花花柴等，植被覆盖度35%~50%左右。评价区除受油田开发影响外，其它人为干扰较多，野生动物种类及分布均很少。整个评价区以农田生态系统景观为主，生态系统类型单一、结构简单、环境异质性较低，生态环净初级生产力较低，环境的功能具稳定性相对较弱，承受干扰的能力一般。根据现场和资料收集，项目评价区内涉农田、塔里木流域水土流失重点治理区和项目区内的野生动植物等敏感目标，无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标。

图 4.2-5 项目区与基本农田的位置关系图

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

本项目大气环境影响评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），三级评价项目只调查项目所在区域环境质量达标情况。

4.3.1.1 数据来源

项目区地处巴州焉耆县和博湖县，距离库尔勒市约 40km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 等采用自治区生态环境厅公布的《2023 年 12 月和 1-12 月全区环境空气质量状况及排名》中 2023 年库尔勒市的环境空气质量数据。

4.3.1.2 项目所在区域达标判断

库尔勒市 2023 年空气质量现状评价结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 库尔勒市空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均	5	60	8.33	达标
NO ₂	年平均	25	40	62.50	达标
PM ₁₀	年平均	172	70	245.71	超标
PM _{2.5}	年平均	42	35	120.00	达标
CO	24h平均第95百分位数	400	4000	10.00	达标
O ₃	日最大8h平均第90百分位数	97	160	60.63	达标

由上表可知，库尔勒市 PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的年平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。因此，项目所在区域为不达标区。PM₁₀ 和 PM_{2.5} 超标原因为季节性沙尘天气对环境空气质量影响很大，是造成空气质量不达标的主要因素。

4.3.2 地下水质量现状调查与评价

4.3.2.1 项目区水文地质条件

(1) 地下水的赋存与分布特征

通过分析本项目建设期的项目资料及收集的区域水文地质资料，并结合本项目的现场踏勘后分析可知，项目区位于焉耆盆地开都河的冲洪积三角洲平原，区内广泛分布的地下水类型主要是第四系松散岩类孔隙水。

区内地下水主要赋存于冲积平原洪积层、河流冲积层、及博湖四周湖积层中。主要含水层属于上更新统到全新统的洪积层。

地下水含水层分布规律主要是：在冲积洪积扇下部，以至湖滨地区，为细土平原，地层是砾砂与亚砂土、亚粘土互层，层次增多，形成了潜水及承压水。随着含水层岩性逐渐变细，水量也渐变小。细土平原地势平坦，地下水的水力坡度降到 0.001 以下。潜水位变浅，潜水在水平方向上是缓缓径流，甚至停滞。承压水主要是靠静水压力作用，向上越流，从而促进水平运动。但潜水位小于 5m 地区，蒸发作用表现明显起来。通过土壤毛细管的作用，水份即不断向上运移；水中盐份被带到土壤层，造成盐渍化。潜水则受蒸发消耗而浓缩，矿化度升高。在潜水位小于 2m 地区，蒸发更为强烈，潜水咸化，土壤盐渍化普遍。围绕博湖与沼泽及扇间洼地，潜水位小于 1m 地区，潜水矿化度高达 3~10g/L 以上，形成了矿化中心。而这些地区，下伏承压水，都保持着淡水或低矿化的性质，未受蒸发影响，或受影响甚小。

由此可见，由于项目区所具有的地貌、地质结构的水平分带等内部特征，控制了地下水的赋存条件，表现在地下水的埋藏情况、水量以及水质（尤其是潜水）等一系列的

变化上，也具有水平分带规律。

(2) 地下水补给径流排泄条件

结合前文可知，项目区位于在盆地冲积洪积三角洲平原区，该冲积平原整个地势低平，开都河冲积扇地形坡度为 0.5% 左右。在扇缘以下的三角洲，地形坡度又降到 0.1% 左右，而且，在冲积平原内，灌溉渠系密布，渠系田间水在松散的砾质和砂质土壤上大量渗漏，补给地下水，从而使整个冲积平原潜水位升高，绝大部分在 1~3m 范围内。在地形平缓和水源充足情况下地下水的补给、径流、排泄条件的变化，主要受第四系岩性结构的控制。在开都河冲积扇地区及冲积三角洲的顶部，岩性主要为厚层单一卵砾石，砂砾石层，地形微受河谷切割，地下水除受渠系田间水大量渗漏补给外，在洪水期也受开都河的补给；但在枯水期，地下水则大量溢出而回归到河流中，所以地下水的循环交替极为强烈，地下水矿化度一般都在 0.5g/L 以内。由于这一带补给水源充沛，在开都河冲积扇前缘，形成一片片沼泽。到冲积三角洲中下部，第四系岩性结构变为砂砾、砂层与亚砂土、亚粘土互层，形成潜水和多层承压水；承压水层受上游地下径流的侧向补给，潜水仍受河流渠系田间水的大量渗漏补给；由于这里潜水埋深一般 1~3m，故潜水大量进行土面蒸发及植物蒸腾，是地下水排泄的主要形式。又在冲积三角洲的边缘地带，如处于开都河古三角洲与近代三角洲之间的四十里城地区，以及三角洲东北侧的黄水沟下游和滨湖地带，地势低洼，潜水位小于 1m，潜水层岩性主要为亚粘土、亚砂土夹粉细砂层，尤其是黄水沟下游两岸地区，粘土、亚粘土层较厚，透水性极弱，径流与排泄不畅，潜水只有通过强烈的蒸发，进行自然排泄，造成了潜水的高矿化和土壤的重盐渍化。

由上可见，本项目区的地下水主要是受开都河渠系及灌区田间水的渗漏补给。此外，也应受西北部山前戈壁平原地下径流的侧向补给，西北部地下径流多已在戈壁前缘溢出为泉水，又流到冲积平原再渗入地下，或先汇到乌拉斯台河，再排入开都河中。冲积平原由冲积扇到三角洲边缘，随着岩性逐渐变细和层次逐渐增多，地下径流、排泄条件也由良好变得很差。其排泄形式，主要有泉水、沼泽和蒸发三种形式。除冲积扇缘出现成片沼泽外，在三角洲末端，如东北端及南端，由于受博湖水顶托影响，潜水位更浅，接近地表而形成大片沼泽，尤以南部沼泽面积最大。

地下水的排泄，则主要是两个途径：其一，是垂向蒸发消耗，其二，是地下径流的侧向流出，即地下水排泄到博湖与沼泽苇湖，补给湖水另在沼泽苇湖中，有许多小湖群，一直没有被淤积堵塞，极可能是深层承压自流水向上排泄的天然窗口。

(3) 地下水类型和含水岩组富水地段

本项目区内地下水主要是为平原区第四系松散岩类孔隙水，根据赋存类型及赋存介质等情况，勘探区苏木构造带内地下水类型属于双层结构砂砾、砂层中的潜水及承压水（见图 4.3-1 及图 4.3-2 图）。

根据富水性情况又可知，本项目属于苏木构造带勘探开发区，是开都河冲积三角洲中下部地下水量较大地区，其中潜水水量中等，单井涌水量 500~1000m³/d，承压含水层顶板埋深小于 50m，单井承压水涌水量 100~1000m³/d。

苏木构造带勘探开发区位于开都河冲积三角洲，地下水类型为中下部潜水和承压水，水量属于较大地段，此地区地势平坦，岩性变得较细，层次也较三角洲顶部为多。在浅层 30~60m 深度内的岩性结构，一般是浅层 10m 左右为细土层（粉细砂、亚砂土、亚粘土），下伏较厚的砂砾石或含砾砂层，并与较薄的细土层，形成 2~5 个互层，属近代冲积层。在黄水沟北侧，是亚砂土和亚粘土层为主，而砂砾含水层则以夹层出现，属近代冲积湖积层。这些互层结构，组成了潜水和浅层承压水层。

水量中等的潜水层：埋藏于表层细土及以下砂砾石层中，厚 8~20m，但是在开都河两侧地区，受河水冲淡，潜水矿化度较小为 0.2g/L 左右，在四十里城地区，因地势低洼，排水不畅，蒸发强烈，潜水矿化度较高，

水量较大的浅层承压水：在潜水层以下，埋藏着浅层承压自流水。顶板埋深在 50m 以内。其水头在开都河可略高于地面，在开都河西南面，到包尔海、四十里城一带，由于地势低洼，水头可高出地面 1~2m 以上。含水层岩性为砂砾石，含砾砂及中粗砂，一般厚 18~32m，单井涌水量可达 365~911 t/d。水质较潜水好，矿化度 0.2~0.5g/L。

水量较大的深层承压水（自流）：在 60~200 米深度之内，尚有 1~2 个承压水层，岩性为含砾砂或砂砾石层，其厚度由 10~50m。都能自流，其水头喷出地面高度，在四十里城处为+3.67m。

上述可见，三角洲中下部以承压自流水占主要，其水量较大，水质较好，而潜水层水质略差，水量中等。

（4）水化学特征

项目区内，从开都河冲积扇到三角洲，整个冲积平原地势低缓，地下水位大都在 1~3m，而水位小于 1m 的地区主要是开都河西南侧小苏海到四十里城乡，以至沼泽边缘地区，实际上处在开都河古三角洲同近代三角洲的邻接地带。这地区，地形低凹，地表下十多米，地质岩性主要为亚粘土和亚砂土互层，径流与排水条件不良，在强烈蒸发作用下，形成了连片的高矿化度潜水。成为冲积平原潜水矿化中心。如黄水沟下游北侧包

尔克扎一带，潜水的矿化度上限达 34.7~53.3 g/L，在四十里城乡西南，公路与解放一渠中间，潜水矿化度上限达 43.5~85.5 g/L，都是 Cl-SO₄-Na 型水，围绕这两个矿化中心的地带，矿化度一般都在 10 g/L 以上，其分布面积不大。在其外围较大面积内，潜水位在 1~2m，矿化度 1-10 g/L，多为 SO₄Cl-Na-Mg 型水。

但是，冲积平原大部分地区，包括开都河出山后的河谷阶地，冲积扇带，及三角洲顶部与其中卞翎沿开都河两侧地带，直到河口新的冲积扇，以及沿大巴伦渠的古河道和古三角洲顶部，潜水的化学类型主要为 HCO₃-Ca-Mg(或-Ca-Na)型。其矿化度的变化，从出山口到上游乡镇到乌拉斯台农场的冲积扇带，以及大巴伦渠一带，为 0.2~0.5 g/L，以下三角洲地区，沿开都河两侧至河口，一般 0.5~1 g/L，略有从上游到下游递增的趋势。又开都河自焉耆以下的河段西侧，在四十里城高矿化水区附近，有一个矿化度在 1 g/L 左右的地带，水化学类型为 HCO₃-SO₄-Na-Mg 型水。这样就表现出潜水化学性质的水平变化：从开都河下游向西，随着矿化度的增加，水化学类型依 HCO₃→HCO₃·SO₄→SO₄·Cl→Cl·SO₄ 顺序改变。但是潜水位都在 0.5~2m 左右，没有明显的变化。

归纳上述，开都河冲积平原潜水，依普遍规律，照例在冲积扇带为低矿化重碳酸盐水所占据，三角洲地区，由于开都河及渠系水网的淡化作用，破坏了地下水的水化学分带性，沿开都河有相当宽的淡水带，其由西北向东南直到河口，纵贯三角洲轴部；高矿化潜水只是成片分布在三角洲南北两侧地形低凹、岩性粘重和潜水位最浅的地带。所以，冲积平原内潜水矿化的影响因素是复杂的，除蒸发作用以外，还受水文网的分布，以及地形、地质岩性结构所决定的补给经流、排泄条件的控制。潜水矿化程度较高地区，一般达到硫酸盐一氧化物阶段，矿化中心地带为氯化物一硫酸盐类型。潜水中镁离子含量普遍较高，这与开都河水和博斯腾湖水的化学特征是相同的。镁盐主要是开都河从西北部山区泥盆系白云质灰岩、大理岩及白云岩中携带而来。

博湖水至今处在弱矿化硫酸盐阶段。但位于博湖西南的孔雀河水，矿化度却小得多，且为重碳酸盐水，其原因主要在于，开都河部分水通过解放一渠直接排入孔雀河中，开都河下游西支也不流入博湖，而是流入其南端的沼泽再转入孔雀河，且沼泽中有许多小湖群，是排泄深层承压淡水的天窗，流到孔雀河，都能对河水起到冲淡作用。

在冲积平原潜水矿化度较高地区，于潜水底板之下，埋藏着淡的承压自流水。如在黄水沟下游北侧，潜水矿化度 49.3g/L，而深层自流水(顶板埋深 63.55m)矿化度 0.41g/L，在四十里城西南侧潜水层(其亚粘土底板埋深 18 米)矿化度 1046g/L，而以下的自流水

(顶板埋深 39.3m)还有开都河下游东侧附近民井矿化度 046g/L。潜水矿化度 6.56 g/L, 而埋深在 43.6m 以下的承压水矿化度为 0.44g/L。在冲积平原之内, 承压水矿化度低于潜水的情况, 是普遍的; 而且, 从 200m 以内的水文地质钻探试验结果看, 深层承压水的矿化度, 往往比浅层承压水还低。这种情况, 显然是受蒸发影响的强弱所控制的。但是, 从水化学类型看, 浅水承压水(顶板埋深小于 50m)的地区性变化较大, 且与当地潜水的化学类型相同或相近, 说明两者同一补给来源, 或有水力联系(如顶托越流活动)。

图 4.3-1 宝浪油田开发区域地下水等水位线图

图 4.3-2 宝浪油田开发区域水文地质图

4.3.2.2 监测点位及监测因子

(1) 监测布点及监测因子

根据调查评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610—2016)，本项目地下水评价等级为二级，共 5 个监测点，地下水监测点位及监测因子详见表 4.3-2 及图 4.3-3。

表 4.3-2 地下水现状监测点布置及监测因子

点位编号	位置	监测点坐标	监测因子
1	宝北区块上游地下水监测点1	**°**'**"	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 。水位。
2	宝北区块西侧地下水监测点2	**°**'**"	
3	宝北区块东侧地下水监测点3	**°**'**"	
4	宝北区块下游、宝中区块上游地下水监测点4	**°**'**"	
5	宝中区块下游地下水监测点5	**°**'**"	

图 4.3-3 地下水监测点位图

4.3.2.3 监测频率

每个监测点取一个水质样品。

4.3.2.4 采样及监测分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)及《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中有关要求执行。具体见附件监测报告。

4.3.2.5 评价标准及评价方法

(1) 评价标准

地下水质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。

(2) 评价方法

地下水水质现状评价采用标准指数法。标准指数>1，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式分为以下两种情况：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法见下式：

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

式中：P_i—第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法见下式：

$$\text{pH} \leq 7.0 \text{ 时, } P_{pH} = \frac{7.0 - \text{pH}}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

$$\text{pH} > 7.0 \text{ 时, } P_{pH} = \frac{\text{pH} - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

式中：P_{pH}——pH 的标准指数，无量纲；

pH_{sd}——标准中 pH 的下限值；

pH_{su}——标准中 pH 的上限值。

4.3.2.6 监测及评价结果

地下水水质监测以及评价结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水监测及评价结果

检测项目	标准限值	1#		2#		3#		4#		5#	
		监测值	标准指数								
pH(无量纲)	6.5-8.5	7.1	0.07	7.2	0.13	7.1	0.07	7.0	0	6.8	0.4
总硬度	450	228	0.51	102	0.23	228	0.51	243	0.54	219	0.49
溶解性总固体	1000	488	0.49	303	0.30	488	0.49	631	0.63	575	0.575
砷	0.01	0.0009	0.09	0.002	0.2	0.0009	0.09	0.0006	0.06	0.0007	0.07
镉	0.005	<1	/	<0.001	/	<1	/	<1	/	<1	/
铅	0.01	<0.0003	/	<0.01	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.01	/
挥发酚	0.002	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/

总大肠菌群 MPN/100mL	3	<2	/	<1	/	<2	/	<2	/	<10	/
耗氧量	3	1.56	0.52	1.9	0.63	1.56	0.52	1.48	0.49	1.8	0.6
硫酸盐	250	17.04	0.07	78.0	0.31	17.04	0.07	15.74	0.06		
氯化物	250	72	0.29	21.5	0.09	72	0.29	67	0.27		
铁	0.3	<0.03	/	<0.03	/	<0.03	/	<0.03	/	<0.03	/
锰	0.1	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
硝酸盐氮 (以N计)	20	0.37	0.02	1.34	0.067	0.37	0.02	0.44	0.022	1.53	0.08
亚硝酸盐氮 (以N计)	1	0.025	0.025	<0.003	/	0.025	0.025	0.035	0.025	0.003	0.003
氨氮	0.5	0.098	0.196	0.054	0.11	0.098	0.196	<0.025	/	0.032	0.06
氟化物	1.0	0.47	0.47	0.24	0.24	0.47	0.47	0.38	0.38	0.32	0.32
氰化物	0.05	<0.002	/	<0.003	/	<0.002	/	<0.002	/	<0.002	/
汞	0.001	<0.0004	/	<0.00004	/	<0.0004	/	0.00009	0.09	<0.04	/
六价铬	0.05	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	0.004	0.08	0.004	0.08
石油类	0.05	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
菌落总数 CFU/mL	100	13	0.13	23	0.23	13	0.13	20	0.2	19	0.19
氯离子	/	26	/	55	/	26	/	30	/	30	/
硫酸根离子	/	195	/	102	/	195	/	223	/	230	/
碳酸根离子	/	<5	/	<5	/	<5	/	<5	/	<5	/
碳酸氢根离子	/	83.4	/	58.6	/	83.4	/	144	/	98.9	/
钾离子	/	2.11	/	1.22	/	2.11	/	2.39	/	2.49	/
钠离子	/	66.8	/	65.1	/	66.8	/	85.9	/	80.4	/
镁离子	/	7.71	/	11.8	/	7.71	/	8.86	/	8.84	/
钙离子	/	62.5	/	23.4	/	62.5	/	80.6	/	72.8	/

注：当结果有“<”表示浓度低于方法检出限，其数值为该项目的检出限。

根据表 4.3-3 可知，各监测点各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，说明项目区地下水水质良好。

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

4.3.3.1 监测因子与监测点位

本评价委托监测单位对井场周边开展了声环境质量现状监测。监测因子为昼间等效

A 声级 (L_d)、夜间等效 A 声级 (L_n)，共设 4 个监测点，监测点位信息与分布情况见表 4.3-4。

表 4.3-4 噪声监测点位与项目位置关系

测点编号	监测点位	坐标
1	宝北声环境监测点1	**°**'***"
2	宝北声环境监测点2	**°**'***"
3	宝北声环境监测点3	**°**'***"
4	宝北声环境监测点4 (居民点1)	**°**'***"
5	宝中声环境监测点1	**°**'***"
6	宝中声环境监测点2	**°**'***"
7	宝中声环境监测点3	**°**'***"
8	宝中声环境监测点4 (居民点3)	**°**'***"

4.3.3.2 监测频次

共监测 1 天，昼、夜各一次。

4.3.3.3 评价标准

项目执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，即昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

4.3.3.4 监测结果统计与评价

噪声现状监测数据统计结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 噪声现状监测结果

监测点位	昼间		夜间	
	监测值	标准值	监测值	标准值
宝北声环境点1	43	60	37	50
宝北声环境点2	43	60	38	50
宝北声环境点3	44	60	39	50
宝北声环境点4	42	60	39	50
宝中声环境点1	44	60	38	50
宝中声环境点2	43	60	40	50
宝中声环境点3	42	60	38	50
宝中声环境点4	41	60	38	50

由上表可知，各监测点的昼间等效 A 声级 (L_d)、夜间等效 A 声级 (L_n) 均满足《声

环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准。

4.3.4 土壤环境现状调查与评价

4.3.4.1 土壤类型及土壤理化特性调查

根据现场调查结果及土壤类型分析(见图 4.3-4), 在油田开发区域内分布的土壤主要为潮土、盐土和草甸土 3 种类型, 各类型土壤特征及分布如下:

(1) 潮土

潮土是河流沉积物受地下水运动和耕作活动影响而形成的土壤, 因有夜潮现象而得名, 属半水成土。其主要特征是地势平坦、土层深厚, 发育于富含碳酸盐或不含碳酸盐的河流冲积物土, 受地下潜水作用, 经过耕作熟化而形成的一种半水成土壤。土壤腐殖积累过程较弱。具有腐殖质层(耕作层)、氧化还原层及母质层等剖面层次, 沉积层理明显。宝北区块东部和宝中区块北部土壤均为潮土, 其剖面特征如下:

表 4.3-6 潮土壤剖面特征

土层厚度	颜色	土壤质地	植物根	土壤结构	紧实度	土壤孔隙	土壤水分	其他
0-18cm	棕灰夹黑灰	轻壤土	大量中细根	屑粒状	稍紧	多中细孔	润	多潜育斑
18-31cm	兰灰色	中壤偏轻	有粗根及添充物	块状	紧实	极少根孔	潮	潜育色, 多铁锈斑
52-70cm	棕灰兰灰	中壤土	微量细根	块状	稍紧	/	湿	少量锈斑, 多炭化芦苇根
70cm以下	为地下水层, 土壤特征同上层							

(2) 盐土

盐土分布在宝北区块的西部和宝中区块。项目区主要是典型盐土亚类。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐, 盐生植被取代草甸植被, 生草过程进一步削弱而来。其地下水位约 2-3m, 地面起伏不平, 并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖, 盐类组成以氯化物为主, 生物累积少, 有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主, 常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等, 盖度 10~20%。土壤剖面描述如下:

表 4.3-7 盐土壤剖面特征

土层厚度	颜色	土壤质地	植物根	土壤结构	紧实度	土壤孔隙	土壤水分	其他
0-5cm	棕色	轻壤土	植物残根	粒状	坚硬	少量细孔	干	盐壳
5-12cm	淡褐色	中壤土	极少根	粉末状	较松散	少量细孔	润	大量白色盐晶为土盐混合层铁锈斑

12-30cm	褐色	重壤土	微量细根	块状	稍紧	少量 细孔	潮	有盐晶
30~51cm	淡褐色	中壤夹 轻壤	无	块状	松	中量 孔隙	潮	有较多白色盐晶
51~80cm	淡棕褐 色	轻壤土	无	块状	松	少量 孔隙	潮湿	中量盐晶
80~ 100cm	淡褐色	轻壤土	无	块状	松	少量 隙	潮湿	少量盐晶

图 4.3-4 项目区土壤类型图

(3) 草甸土

项目区草甸土主要为苏打盐化草甸土亚类，此类土壤有机质一般在 10-30g/kg，盐分表聚性强，常有 0.5-1cm 的盐结皮。碳酸钙含量普遍较高，粘粒成分在草甸土土类相对较多，容重偏高。植被盖度在 30-40%之间。在项目区主要分布在宝浪苏构造带东部。土壤剖面特征见表。

表 4.3-8 草甸土壤剖面特征

土层厚度	颜色	土壤质地	植物根	土壤结构	紧实度	石灰反应
0-29cm	灰棕色	轻壤土	多根系	片状结构	紧实	反应强
29-45cm	灰棕色	轻壤土	根系中量	片状结构	极紧	反应强
45-56cm	黄棕色	轻壤土	根系中量	小碎块状	较紧	反应较强
56-96cm	黄棕色	轻壤土	根系少量	碎块状	较紧	反应强
96-130cm	灰棕色	砂壤土	根系极少	块状	较松	反应强

(4) 土壤理化特性

委托监测单位对项目区土壤理化特性进行了调查及实验室分析，具体见表 4.3-9。

表 4.3-9 项目区土壤理化特性调查表

点号	表层土样1	柱状土样2		
经纬度	**°**'**"	**°**'**"		
层次 (cm)	20	50	100	150
样品状态	湿、有大量根系	湿、有根系	湿、无根系	湿、无根系
颜色	深褐色	深褐色	浅黄色	浅黄色
结构	团粒	团粒	块状	块状
质地	壤土	壤土	壤土	壤土
砂砾含量	很少	较少	较少	较少

其他异物	无	无	无	无
氧化还原电位(mv)	693	672	689	692
pH (无量纲)	7.62	7.84	7.90	7.87
阳离子交换量 (cmol/kg)	7.1	7.6	7.8	7.7
渗滤率(mm/min)	0.751	0.715	0.655	0.698
土壤容重(g/cm ³)	1.8	1.8	1.9	1.7
总孔隙度(%)	33.7	34.7	33.1	32.6

4.3.4.2 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本次评价重点在项目占地范围内开展土壤现状调查工作，并兼顾其可能影响的厂区外围土壤环境敏感目标。

本项目土壤环境影响评价工作等级为污染影响型一级，布设 11 个监测点位，土壤监测点位分布情况见表 4.3-10 和图 4.3-5。

表 4.3-10 土壤监测点位布置情况表

编号	监测点名称	位置	坐标	监测因子
1#	柱状样1#		**0**1**"	监测pH值及GB36600-2018中基本项目45项、
2#	柱状样2#		**0**1**"	建设用 地 监测pH值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃
3#	柱状样3#		**0**1**"	
4#	柱状样4#		**0**1**"	
5#	柱状样5#		**0**1**"	
6#	表层样6#		**0**1**"	
7#	表层样7#		**0**1**"	
8#	表层样8#		**0**1**"	
9#	表层样9#		**0**1**"	
10#	表层样10#		**0**1**"	
11#	表层样11#		**0**1**"	

图 4.3-5 土壤监测点位分布示意图

4.3.4.3 监测因子

(1) 基本因子 45 项，包括：

1) 重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍等 7 项；

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、邻二甲苯等 27 项;

3) 半挥发性有机物: 硝基苯、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b] 荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘等 11 项。

(2) 特征因子: 石油烃。

4.3.4.4 评价标准及评价方法

评价标准:《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中筛选值。《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 筛选值标准。

评价方法: 标准指数法。

4.3.4.5 采样及监测方法

土壤采样及监测方法详见附件监测报告。

4.3.4.6 监测结果及评价

各采样点土壤监测结果详见表 4.3-11 和表 4.3-12。

表 4.3-11 土壤柱状样环境质量现状监测及评价结果表

项目	单位	50cm		150cm		300cm		GB36600-2018第二类用地筛选值	达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数		
柱状样1#									
氯乙烯	µg/kg	<1.5	/	<1.5	/	<1.5	/	0.43mg/kg	达标
1, 1-二氯乙烯	µg/kg	<0.8	/	<0.8	/	<0.8	/	66mg/kg	达标
二氯甲烷	µg/kg	<2.6	/	<2.6	/	<2.6	/	616mg/kg	达标
反-1, 2-二氯乙烯	µg/kg	<0.9	/	<0.9	/	<0.9	/	54mg/kg	达标
1, 1-二氯乙烷	µg/kg	<1.6	/	<1.6	/	<1.6	/	9mg/kg	达标
顺-1, 2-二氯乙烯	µg/kg	<0.9	/	<0.9	/	<0.9	/	596mg/kg	达标
氯仿	µg/kg	<1.5	/	<1.5	/	<1.5	/	0.9mg/kg	达标
1, 1, 1-三氯乙烷	µg/kg	<1.1	/	<1.1	/	<1.1	/	840mg/kg	达标
四氯化碳	µg/kg	<2.1	/	<2.1	/	<2.1	/	2.8mg/kg	达标
1, 2-二氯乙烷	µg/kg	<1.3	/	<1.3	/	<1.3	/	5mg/kg	达标
苯	µg/kg	<1.6	/	<1.6	/	<1.6	/	4mg/kg	达标

项目	单位	50cm		150cm		300cm		GB36600-2018第二类用地筛选值	达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数		
三氯乙烯	μg/kg	<0.9	/	<0.9	/	<0.9	/	2.8mg/kg	达标
1, 2-二氯丙烷	μg/kg	<1.9	/	<1.9	/	<1.9	/	5mg/kg	达标
甲苯	μg/kg	<2.0	/	<2.0	/	<2.0	/	1200mg/kg	达标
1, 1, 2-三氯乙烷	μg/kg	<1.4	/	<1.4	/	<1.4	/	2.8mg/kg	达标
四氯乙烯	μg/kg	<0.8	/	<0.8	/	<0.8	/	53mg/kg	达标
氯苯	μg/kg	<1.1	/	<1.1	/	<1.1	/	270mg/kg	达标
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	/	<1.0	/	<1.0	/	10mg/kg	达标
乙苯	μg/kg	<1.2	/	<1.2	/	<1.2	/	28mg/kg	达标
间, 对-二甲苯	μg/kg	<3.6	/	<3.6	/	<3.6	/	570mg/kg	达标
邻-二甲苯	μg/kg	<1.3	/	<1.3	/	<1.3	/	640mg/kg	达标
苯乙烯	μg/kg	<1.6	/	<1.6	/	<1.6	/	1290mg/kg	达标
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	μg/kg	<1.0	/	<1.0	/	<1.0	/	6.8mg/kg	达标
1, 2, 3-三氯丙烷	μg/kg	<1.0	/	<1.0	/	<1.0	/	0.5mg/kg	达标
1, 4-二氯苯	μg/kg	<1.2	/	<1.2	/	<1.2	/	20mg/kg	达标
1, 2-二氯苯	μg/kg	<1.0	/	<1.0	/	<1.0	/	560mg/kg	达标
氯甲烷	μg/kg	<3.0	/	<3.0	/	<3.0	/	37mg/kg	达标
硝基苯	mg/kg	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	76mg/kg	达标
苯胺	mg/kg	<3.78	/	<3.78	/	<3.78	/	260mg/kg	达标
2-氯苯酚	mg/kg	<0.06	/	<0.06	/	<0.06	/	2256mg/kg	达标
苯并[a]蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	15mg/kg	达标
苯并[a]芘	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	1.5mg/kg	达标
苯并[b]荧蒽	mg/kg	<0.2	/	<0.2	/	<0.2	/	15mg/kg	达标
苯并[k]荧蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	151mg/kg	达标
蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	1293mg/kg	达标
二苯并[a, h]蒽	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	1.5mg/kg	达标
茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	<0.1	/	<0.1	/	<0.1	/	15mg/kg	达标
萘	mg/kg	<0.09	/	<0.09	/	<0.09	/	70mg/kg	达标
砷	mg/kg	11.1	0.1850	8.01	0.1335	5.58	0.0930	60mg/kg	达标
铅	mg/kg	22	0.0275	18	0.0225	11	0.0138	800mg/kg	达标
汞	mg/kg	0.194	0.0051	0.154	0.0041	0.127	0.0033	38mg/kg	达标
镉	mg/kg	0.23	0.0035	0.21	0.0032	0.2	0.0031	65mg/kg	达标
铜	mg/kg	45	0.0025	39	0.0022	31	0.0017	18000mg/kg	达标
镍	mg/kg	42	0.0467	35	0.0389	30	0.0333	900mg/kg	达标
六价铬	mg/kg	2.4	0.4211	2.1	0.3684	1.5	0.2632	5.7mg/kg	达标
石油烃	mg/kg	未检出		未检出		未检出		4500 mg/kg	达标
柱状样2#									
砷	mg/kg	11.2	0.1867	8.41	0.1402	6.01	0.1002	60mg/kg	达标
铅	mg/kg	22	0.0275	16	0.0200	<10	/	800mg/kg	达标
汞	mg/kg	0.206	0.0054	0.162	0.0043	0.114	0.0030	38mg/kg	达标
镉	mg/kg	0.22	0.0034	0.21	0.0032	0.18	0.0028	65mg/kg	达标
铜	mg/kg	41	0.0023	36	0.0020	31	0.0017	18000mg/kg	达标

项目	单位	50cm		150cm		300cm		GB36600-2018第二类用地筛选值	达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数		
镍	mg/kg	40	0.0444	35	0.0389	28	0.0311	900mg/kg	达标
六价铬	mg/kg	2.3	0.4035	1.7	0.2982	1.3	0.2281	5.7mg/kg	达标
石油烃	mg/kg	未检出		未检出		未检出		4500 mg/kg	达标
柱状样3#									
砷	mg/kg	11.1	0.1850	8.75	0.1458	5.07	0.0845	60mg/kg	达标
铅	mg/kg	21	0.0263	14	0.0175	<10	/	800mg/kg	达标
汞	mg/kg	0.224	0.0059	0.18	0.0047	0.129	0.0034	38mg/kg	达标
镉	mg/kg	0.22	0.0034	0.19	0.0029	0.17	0.0026	65mg/kg	达标
铜	mg/kg	40	0.0022	34	0.0019	30	0.0017	18000mg/kg	达标
镍	mg/kg	40	0.0444	34	0.0378	29	0.0322	900mg/kg	达标
六价铬	mg/kg	2.3	0.4035	1.7	0.2982	1.2	0.2105	5.7mg/kg	达标
石油烃	mg/kg	未检出		未检出		未检出		4500 mg/kg	达标
柱状样4#									
砷	mg/kg	10.8	0.1800	8.71	0.1452	4.94	0.0823	60mg/kg	达标
铅	mg/kg	20	0.0250	12	0.0150	<10	/	800mg/kg	达标
汞	mg/kg	0.216	0.0057	0.165	0.0043	0.122	0.0032	38mg/kg	达标
镉	mg/kg	0.23	0.0035	0.2	0.0031	0.18	0.0028	65mg/kg	达标
铜	mg/kg	42	0.0023	26	0.0014	31	0.0017	18000mg/kg	达标
镍	mg/kg	42	0.0467	34	0.0378	31	0.0344	900mg/kg	达标
六价铬	mg/kg	2.3	0.4035	1.6	0.2807	1.1	0.1930	5.7mg/kg	达标
石油烃	mg/kg	未检出		未检出		未检出		4500 mg/kg	达标
柱状样5#									
砷	mg/kg	11.1	0.1850	7.98	0.1330	5.25	0.0875	60mg/kg	达标
铅	mg/kg	23	0.0288	17	0.0213	10	0.0125	800mg/kg	达标
汞	mg/kg	0.218	0.0057	0.172	0.0045	0.113	0.0030	38mg/kg	达标
镉	mg/kg	0.22	0.0034	0.19	0.0029	0.18	0.0028	65mg/kg	达标
铜	mg/kg	42	0.0023	38	0.0021	32	0.0018	18000mg/kg	达标
镍	mg/kg	40	0.0444	34	0.0378	28	0.0311	900mg/kg	达标
六价铬	mg/kg	2.4	0.4211	1.9	0.3333	1.5	0.2632	5.7mg/kg	达标
石油烃	mg/kg	未检出		未检出		未检出		4500 mg/kg	达标

注：“<”表示浓度低于方法检出限，其数值为该项目的检出限。

表 4.3-12 土壤表层样环境质量现状监测及评价结果表

项目	单位	20cm		20cm		20cm		执行标准	达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数		
/	/	表层样6#		层样7#		表层样8#		GB36600-2018第二类用地筛选值	/
砷	mg/kg	11.7	0.1950	12.4	0.2067	12.6	0.2100	60mg/kg	达标
铅	mg/kg	25	0.0313	24	0.0300	23	0.0288	800mg/kg	达标
汞	mg/kg	0.248	0.0065	0.259	0.0068	0.284	0.0075	38mg/kg	达标
镉	mg/kg	0.24	0.0037	0.24	0.0037	0.23	0.0035	65mg/kg	达标
铜	mg/kg	47	0.0026	47	0.0026	48	0.0027	18000mg/kg	达标
镍	mg/kg	44	0.0489	43	0.0478	43	0.0478	900mg/kg	达标

项目	单位	20cm		20cm		20cm		执行标准	达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数		
六价铬	mg/kg	2.7	0.4737	2.6	0.4561	2.4	0.4211	5.7mg/kg	达标
石油烃	mg/kg	未检出		未检出		未检出		4500 mg/kg	达标
/	/	表层样9#		表层样10#		表层样11#		GB36600-2018 第一类用地 筛选值	达标情况
砷	mg/kg	12.3	0.6150	12.6	0.6300	12.6	0.6300	20mg/kg	达标
铅	mg/kg	22	0.0550	22	0.0550	22	0.0550	400mg/kg	达标
汞	mg/kg	0.279	0.0349	0.263	0.0329	0.287	0.0359	8mg/kg	达标
镉	mg/kg	0.23	0.0115	0.24	0.0120	0.24	0.0120	20mg/kg	达标
铜	mg/kg	47	0.0235	44	0.0220	48	0.0240	2000mg/kg	达标
镍	mg/kg	42	0.2800	42	0.2800	42	0.2800	150mg/kg	达标
六价铬	mg/kg	2.7	0.9000	2.7	0.9000	2.5	0.8333	3.0mg/kg	达标
石油烃	mg/kg	未检出		未检出		未检出		4500 mg/kg	达标

注：“<”表示浓度低于方法检出限，其数值为该项目的检出限。

由监测结果可知：

项目区农用地表层土样点监测指标低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的 pH>7.5 所列标准风险筛选值。建设用地监测指标低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的风险筛选值，区域土壤环境污染风险低，对人体健康的风险可以忽略。

项目区建设用地柱状土样点监测指标低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的风险筛选值，建设用地上土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中重金属元素含量和石油烃含量较低，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）第二类用地风险筛选值要求。区域土壤环境污染风险低，对人体健康的风险可以忽略。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表。

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		开发建设期	运营期	闭井期
影响分析	影响程度	重	轻	轻微
	影响特征	部分可逆	可逆	可逆
	影响时间	中、短期	短期	短期
	影响范围	大、固定	小、固定	小、固定

5.1.2 占地影响分析

本项目新建 48 口井，建设单井集输管线 28km，井场道路 4km，道路征地和井场征地区均为永久征地 52000 m²；临时征地共 100000m²，永久占地的占地类型主要为其他农用地，主要农作物为小麦。临时占地主要为牧草地，主要为怪柳和芦苇，覆盖度在 20%~30% 之间。其中宝北区块占地面积较多，宝中区块占地相对较少。

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免

地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.3对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

宝浪油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其地表的植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 占地影响

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的其他农用地和其他草地。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本项目共占地 162000m²，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 62000m² 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 100000m² 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

(2) 生物量损失

本项目永久占地面积 62000m²，以井场和道路占地为主。主要占用农田，根据奥德姆(Odum,1959)根据地球上各种生态系统总生产力估算值，以每平方米生物量 1.1kg 计算，生态系统的生物量损失约为 68.2t。通过调查，巴州小麦平均亩产 822 公斤，玉米亩产 552 公斤。

本项目临时占地面积 100000m²，以管线施工临时占地为主。主要占用牧草地，以

每平方米 0.75kg 计算，生物量损失约为 75t。

(3) 管线修建对植被的影响

工程新建集输管线和注气管线为 28km，宽度 6m，埋设深度为 1.2m。管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

(4) 石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被和农作物受到明显伤害。

(5) 人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入农业区，使农业区环境中人类活动频率大幅度增加，对植被尤其是农作物的影响主要表现在人类和机械对作物的践踏、碾压，使农业环境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和农作物及自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带水土流失的可能性增加。

(6) 大气污染物的影响

油田开发初期，大气污染物主要是来自钻机、车辆运输等产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及建设期的扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。从而影响农作物的产量。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

(7) 事故排放对植被的影响

油田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年自然植被会重新发芽生长，农作物耕种后也会较快恢复。

5.1.4 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目钻井、井场建设的各个过程，项目区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

宝浪油田已开发多年，同时此地为农业区，基本无大型的野生脊椎动物出没，因而

此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.5对农田的影响

项目不占用基本农田，但将永久占用其他农用地 10800m²，临时占用其他农用地 5400m²。占用的农田主要农作物为小麦和玉米，对农田最大的影响首先是占用区域的农作物小麦和玉米的损失，以及农田产量的损失。

另一方面本项目虽不占用基本农田，但是评价区范围内依然有基本农田分布，项目施工不可避免对基本农田产生一定影响，施工过程中扬尘造成周边农作叶片表面气孔堵塞，光合作用效率降低，从而影响井场管线道路周边农作物的生长，造成作物减产，此外井场、管线和道路的建设，切割了农田区，农业环境和景观也会造成一定破坏。

本工程可研设计在井场选址、建设和管线的选线、敷设过程中，优化设计方案，严格控制道路占地面积，最大限度地避开基本农田，不占或少占耕地，尽可能地选在非农田区域。管线道路布设，避免切割农田区，最大限度地减少了对农业环境和景观的破坏。一般农用地地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行补偿。

5.1.6水土流失影响分析

本项目钻井，单井集输管线敷设及油田内部道路建设等，都将不同程度扰动原地貌，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会消除。工程所在区内分布植被类型为农用地以及牧草地，植被盖度分别为 99%和 25%左右，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开农田及牧草地覆盖度较大的区域，降低对植被的影响，减少水土流失。本项目单井新建井场道路约 100m，避免切割农田区，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。为了减少风季产生的风蚀作用，在管线和道路经过的水土流失严重地段和站场四周破坏的地表进行硬化处理。因此，本项目对水土流失的影响有限。

5.1.7闭井期生态环境影响分析

闭井期内，对完成采油的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除固体废弃物。

占地范围具备植被恢复条件的，应将井场水泥平台或砂砾石铺垫清理，恢复地貌，占用其他农用地的，具备复耕条件的，进行复耕，不具备植被恢复条件的区域，在井口

位置设置可识别的标志。通过采取以上措施，可使闭井期生态环境影响降到最低。

5.1.8 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本项目开发区的基质主要是农业生态景观，稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态保护和后期管理，才能控制生态环境完整性损失。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构 生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	好
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	高
	种群相对多度	没有或者几乎没有	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	高

	物种多样性	没有变化					
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	土壤状况	没有变化					
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
功能	种群适应性	好	较好	一般	较差	很差	好
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	好
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	好
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	好
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从上表可以看出工程区生态完整性受本项目影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域农田生态系统向人工生态系统转变的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.9 生态环境影响评价小结

本项目建设区域涉及农田生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目将永久占用 62000m²，临时占地 100000m²。项目不占用基本农田，但将永久占用其他农用地 10800 m²，临时占用其他农用地 5400 m²。项目环评批复后，按照相关程序办理占地手续，由于工程占地面积不大，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程建设对野生动物的影响较小。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响预测与评价

5.2.1 施工期环境空气影响分析

(1) 钻井工程废气影响分析

本项目钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机作为备用电源。柴

油发电机燃料燃烧废气中主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂、烃类等，柴油发电机的使用情况具有不确定性，其污染物的排放具有排放时间短等特点，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

(2) 施工机械和运输车辆燃料废气

本项目的废气主要来源于施工机械及运输车辆燃料燃烧废气，排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止。由于使用符合国家标准的燃料，且符合相关排放标准，燃料废气对环境空气影响较小。

(3) 焊接废气影响分析

本项目管线施工分段进行，焊条使用国家合格产品，且为间歇不连续排放，施工场地位于开阔通风状况良好的户外，焊接烟尘易于扩散，焊接烟尘随着施工期的结束而消失，对周围大气环境影响较小。

(4) 施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①井场的地基开挖、路基、管线开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的扬尘；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生扬尘。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产生量较大。另外大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理、洒水降尘，减少二次扬尘。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

根据调查，本项目开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类的排放量。本项目井场不设加热炉，废气排放源主要为井场无组织排放的非甲烷总烃。

(1) 污染源参数

本项目主要对 40 座井场无组织废气进行大气环境影响分析，预测因子为 NMHC，每座井场废气源强相同，单井无组织废气源强见表。

表 5.2-1 本项目单井无组织废气排放源估算模型参数表

污染源名称	面源起点坐标/m		海拔高度(m)	矩形面源		面源高度(m)	年排放小时数(h)	NMHC排放速率(kg/h)
	X	Y		长度(m)	宽度(m)			

井场	0	0	1045	30	40	4	8760	0.00215
----	---	---	------	----	----	---	------	---------

(2) 预测结果

本项目对单井无组织排放的非甲烷总烃估算结果见表。根据估算结果，单口生产井废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 5.4726 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.27%，D_{10%}未出现。

表 5.2-2 单井无组织 NMHC 估算模式计算结果表

下风向距离(m)	NMHC	
	预测质量浓度/ $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率/%
10	4.1419	0.21
25	5.139	0.26
50	5.4664	0.27
54	5.4726	0.27
75	5.2278	0.26
100	4.6919	0.23
125	4.141201	0.21
150	3.9423	0.2
175	3.7498	0.19
200	3.5635	0.18
225	3.3866	0.17
250	3.2215	0.16
275	3.0666	0.15
300	2.9223	0.15
325	2.7889	0.14
350	2.6662	0.13
375	2.5505	0.13
400	2.4423	0.12
425	2.3429	0.12
450	2.2557	0.11
475	2.1747	0.11
500	2.0988	0.1
下风向最大质量浓度及占标率/%	5.4726	0.27
D _{10%} 最远距离/m	0	

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定，大气环境影响评价工作等级为三级，不进行进一步预测与评价。

根据估算结果可知，本项目井场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。本项目运营期对区域大气环境的影响可以接受。

本项目大气环境影响自查见表 5.2-3。

表 5.2-3 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>

与范围	评价范围	边长=50km□	边长5~50km□	边长=5 km□					
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□	<500 t/a□					
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO)其他污染物 (/)		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	(2022) 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、拟建项目污染源□	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=5 km□		
	预测因子	预测因子(NMHC)			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	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率≤100%☑			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率>100% □				
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率≤10%□			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率>10% □			
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率≤30%☑			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率>30% □			
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 (/) h	$C_{\text{非正常}}$ 占标率≤100%□			$C_{\text{非正常}}$ 占标率>100%□			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 □			$C_{\text{叠加}}$ 不达标 □				
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ □			$k > -20\%$ □					
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (/)		有组织废气监测 □ 无组织废气监测 ☑			无监测□		
	环境质量监测	监测因子: (/)		监测点位数 (/)			无监测☑		
评价结论	环境影响	可以接受☑ 不可以接受 □							
	大气环境防护距离	距 (/) 厂界最远 (/) m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (/) t/a	NO _x : (/) t/a	颗粒物: (/) t/a	VOCs: (0.7525) t/a				

注：“□”为勾选项，填“√”；“（ / ）”为内容填写项

5.2.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬

尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的。

5.3 水环境影响预测与评价

5.3.1 施工期水环境影响分析

根据工程分析，施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

(1) 钻井废水

钻井污水主要是钻井过程中冲洗钻具和设备产生的污水。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本项目钻井废水产生量为 32282.25m³。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，可全部进行回收利用，不外排。一般情况下不会对地下水环境产生影响。

(2) 酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。本工程产生的酸化压裂废水约为 4320m³。酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至宝一联处理。

(3) 生活污水

建设期间，本项目井区不设置施工营地，施工队生活依托焉耆生活基地。施工现场无生活污水产生，不会对区内水环境产生影响。

(4) 管道试压废水

本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于场地洒水降尘，不会对区内水环境产生影响。

(5) 建设期对河道的影晌

本项目区宝北区块位于开都河南部，距离开都河约 3km；宝中区块位于开都河和博斯腾湖西部，距离开都河约 2km。在油田施工期建设期正常情况下不与周边地表水体发

生水力联系，不会对河道产生影响。在特殊情况下，在钻井物料运输过程中，如在开都河河道处发生交通事故，钻井物料撒入河道，就会对开都河水质及水生态环境产生影响。但在加强施工运输管理的情况下能很大程度避免此类事故发生。

5.3.2 运营期水环境影响分析

5.3.2.1 正常状况地下水影响分析

(1) 采出水

采出水随油气混合物输送至宝一联分离，废水经污水处理设施处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层，不外排。

由于地层岩性和埋藏深度等条件的制约，白垩系—侏罗系岩层被新近系碎屑岩覆盖，地层埋藏深，无现代大气降水和地表水补给的可能，加上受油气、煤炭等沉积环境的影响，水量不大，水质差，无开采价值。地下水处于滞留状态，与外界不发生交换循环，该层地下水不能被人饮用。所以，污水回注层中不存在具有开采意义的地下水资源。

项目主要回注层为主力含油层段侏罗系三工河组，三工河组储层为滨浅湖相-辫状河三角洲沉积，物源主要来自区块的北部，以砾状-含砾不等粒砂岩为主，砾石含量较高。颗粒分选差，成分成熟度和结构成熟度均较低。储集空间以粒间溶孔、粒间孔为主。上覆西山窑组地层厚度约 120m，其上部岩性以褐黄色泥岩、砂质泥岩为主，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，可对回注污水实现有效封堵。下伏侏罗系八道湾组顶部主要发育绿灰色、深灰色泥岩、粉砂质泥岩，厚度 200m 左右，亦可对回注污水实现有效封堵。确保了回注污水不破坏取水层（取水层段为新近系和第四系含水层）。

综合回注井地质和结构资料分析，回注层均在 1000m 以下，地层水多为高矿化的盐水，与项目区所在区域内取水含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。回注井在钻井过程中进行了固井，在下油套的同时在表层下表层套管，然后用水泥浇灌地层和套管之间的缝隙，即使下部油套由于多年腐蚀老化和注水压力的作用下可能存在泄漏，但是表层套管与水隔绝，可以阻止采出水进入上部含水层，这样多重安全防范措施保障下，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵，避免窜层造成其他层地下水的污染。

(2) 集输管道对地下水影响分析

本项目集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体

之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。

(3) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

综上，正常情况下，本项目采出水经处理达标后回注地层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及承压水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.3.2.2 非正常状况地下水影响预测与评价

单井集输管线生产过程中，管道中存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现为单井输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对区域地下水体均可能产生污染的风险。

本项目对地下水产生污染的途径主要为渗透污染。管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

通常单井集输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原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目非正常状况下，管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

5.3.2.2.1 预测范围

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，为井场下游 500m，两侧各 250m，上游 250m 区域。预测层位以潜水含水层为主。

5.3.2.2.2 预测时段

地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，包括污染发生后100d、1000d、3650d。

5.3.2.2.3 预测情景

根据区域水文地质条件，项目范围内地下水为第四系潜水含水层。当发生泄漏时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。考虑最不利情况，埋地管道小量持续泄漏后一般不易及时发现泄漏状况，可设定为持续泄漏。按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

5.3.2.2.4 预测因子及源强

石油类因子是原油污染检测项目中的特征项目。因此，本次以石油类作为预测因子。

由于石油类在水中的溶解度一般为 5~15mg/L，因此采出液中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 15mg/L。

因《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中没有石油类指标，参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，石油类污染物浓度标准为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。

5.3.2.2.5 预测方法

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散。

5.3.2.2.6 预测模型概化

（1）地下水预测模型

项目区的地下水主要是从西北向东南方向流动，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维稳定流动一维水动力弥散问题，采用一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离 m；

t—时间，d；
 C(x, t)—t时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；
 C₀—注入的示踪剂浓度，g/L；
 u—水流速度，m/d；
 D_L—纵向弥散系数，m²/d；
 erfc () —余误差函数。

(2) 预测参数选择

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。

表 5.3-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.048m/d	地下水的平均实际流速u=KI/n，渗透系数取10m/d，水力坡度取1‰，n取0.21。
2	D _L	纵向弥散系数	0.48m ² /d	D _L =aLu，aL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	0.21	区域有效孔隙度取0.21。
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d各预测点的浓度。	
5	C ₀	注入的示踪剂浓度	mg/L	石油类浓度取15mg/L。

5.3.2.2.7 预测结果分析

石油类在不同时段的浓度预测结果见表和图。

表 5.3-2 石油类在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

距离 (m)	浓度C(mg/L)		
	100d	1000d	3650d
0	15	15	15
10	7.135983	14.59775	14.99637
20	1.536209	13.81582	14.98846
30	0.1335002	12.57119	14.97316
40	0.004432747	10.8744	14.94586
50	5.47E-05	8.852649	14.90009
60	2.47E-07	6.72455	14.82724
70	4.15E-10	4.733185	14.71647
80	1.33E-13	3.070081	14.55493
90	0	1.827171	14.32829
100	0	0.9944513	14.02182
110		0.4936596	13.62173
120		0.2230612	13.11694

距离 (m)	浓度C(mg/L)		
	100d	1000d	3650d
130		0.09159561	12.50082
140		0.03413699	11.77285
150		0.01153537	10.93976
160		0.003531293	10.01588
170		0.000978677	9.02264
180		0.000252025	7.987173
190		5.70E-05	6.940094
200		1.18E-05	5.912822
210		2.38E-06	4.93483
220		2.13E-07	4.031179
230		3.20E-08	3.2207
240		4.34E-09	2.514995
250		5.32E-10	1.946914
260		5.88E-11	1.449529
270		6.33E-12	1.052972
280		5.66E-13	0.7459172
290		4.58E-14	0.514544
300		3.33E-15	0.3515194
310		0	0.2191671
320			0.1740374
330			0.06690083
340			0.04026594
350			0.02360579
360			0.0134773
370			0.007492511
380			0.004055405
390			0.002136837
400			0.001095952
410			0.000547081
420			0.000265774
430			0.000125643
440			5.78E-05
450			2.59E-05
460			1.13E-05
470			4.77E-06
480			1.97E-06
490			7.88E-07
500			3.07E-07

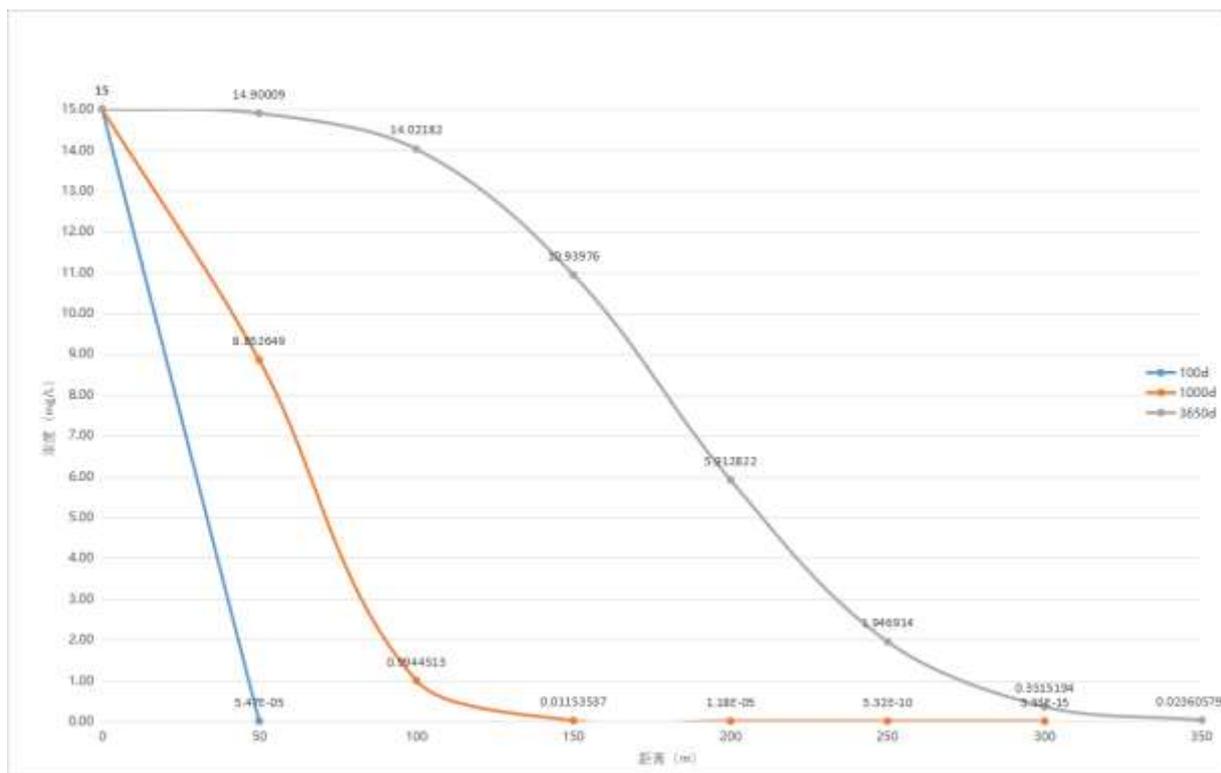


图 5.3-1 发生持续泄露后石油类污染物浓度变化趋势图

表 5.3-3 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)
石油类	100d	31	33
	1000d	136	151
	3650d	334	365

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间增加，污染范围也呈增加趋势。持续泄漏 100d 时，石油类预测浓度超标距离 31m，影响距离 33m；持续泄漏 1000d 时，石油类预测浓度超标距离 136m，影响距离 151m；持续泄漏 3650d 时，石油类预测浓度超标距离 334m，影响距离 365m。说明本项目在发生长期泄漏状况时下渗的油品会对一定范围内地下水产生影响，但影响范围有限。故管道必须采取必要的防腐措施和泄漏监测措施，并加强巡检，防止其泄漏而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，阻断石油类污染物持续进入地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.3.3 退役期地下水环境影响分析

退役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，退役期拆除设

备时所用的时间较少，施工场地不设置施工营地，现场不产生生活污水。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。

5.3.4 小结

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂废水、生活污水及管线试压废水。钻井废水经固液分离后，循环利用不外排。酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，拉运至宝一联处理。本工程施工现场不设置施工营地，现场无生活污水产生。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

本项目运营期的采出水经宝一联污水处理设施处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层，不外排。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至宝一联处理，处理后的井下作业废液均不外排。

本项目管线运营期不产生废水，正常情况下，本项目集输管线是全封闭系统，管线采取严格的防腐防渗措施，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。非正常状况下，管线与阀门连接处破损或管道腐蚀穿孔导致采出液泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。建设单位对地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，落实相关保护措施后，该项目对水环境的影响是可以接受的。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 声环境保护目标分析

评价范围内（井场及管线周边 200 范围内）有 3 个声环境敏感点，见图 5.3-1、图 5.3-2，和表 5.3.1-1。

表 5.4-1 声环境保护目标情况分析表

居民点	区块	影响户数	涉及工程	最近距离
农村居民点1：焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村（13户约40人）	宝北区块	13		170米
农村居民点2：焉耆县永宁镇上岔河村一小队（33户约120人）	宝北区块	33		100米
农村居民点3：博湖县查干诺尔乡查干诺尔村（9户约30人）	宝中区块	9		110米

5.4.2 施工期声环境影响分析

(1) 噪声源分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、发电机、泥浆泵等发出的噪声，以及运输、平整场地、管沟开挖及回填等机械噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程，声压级一般在 90~100dB (A)。

(2) 噪声影响分析

建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表。

表 5.4-2 施工主要机械噪声值及衰减情况表 单位：dB (A)

距离, m	强度	10	20	40	80	100	110	160	200	400	800	1000
钻机	100	80	74	68	62	60	59	56	54	48	42	40
泥浆泵	90	70	64	58	52	50	49	46	44	38	32	30
挖掘机	92	72	66	60	54	52	51	48	46	40	34	32
推土机	90	70	64	58	52	50	49	46	44	38	32	30
混凝土搅拌机	95	75	69	63	57	55	54	51	49	43	37	35
混凝土翻斗车	90	70	64	58	52	50	49	46	44	38	32	30

表 5.4-3 施工期声环境保护目标噪声预测结果表

居民点	区块	影响户数	涉及工程	最近距离	建设期噪声预测值
农村居民点1: 焉耆县查汗采开乡莫哈尔苏木村 13户约40人	宝北区块	13		160米	56 dB(A)
农村居民点2: 焉耆县永宁镇上岔河村一小队 33户约120人	宝北区块	33		100米	60 dB(A)
农村居民点3: 博湖县查干诺尔乡查干诺尔村 9户约30人	宝中区块	9		115米	59 dB(A)

通过类比分析可知，钻井工程在昼间、夜间噪声值超过《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准(昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A))的距离分别为 100m、320m。

噪声评价范围内有 3 处居民点，通过预测最大噪声源对其影响，钻井施工噪声在 3 处居民点均超过《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准(昼间 55dB (A)，夜间 45dB (A))。

因此钻井、地面施工产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响，但对环境的影响是暂时的，影响时间短；随着钻井、地面各项施工活动的结束，噪声影响便随着结束消失。本项目单井钻井期为 15 天，即钻井工程对环境的影响期为 15 天，本环评提

出在建设期间做好钻井噪声减缓措施，不会对周边居民点产生大的影响。

而评价范围内的其他区域无居民点，并且施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.4.3 运营期声环境影响预测与评价

5.4.3.1 评价水平年

根据《环境影响评价技术导则声环境》(HJ 2.4-2021)的规定，项目声环境评价水平年为固定声源投产运行年，即 2025 年。

5.4.3.2 预测范围

声环境影响预测范围应与评价范围相同，即井场边界外 200m 内范围。

5.4.3.3 预测点和评价点

本目井场评价范围内有声环境保护目标，因此将声环境保护目标和场界作为预测点和评价点。

5.4.3.4 预测基础数据

5.4.3.4.1 声源数据

本项目运营期噪声源主要为井场抽油机、压裂车、井下作业机等设施。采油机泵噪声源强在 75~80dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，其运行噪声不高于 70dB(A)。井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 90dB(A)。项目噪声源强调查清单见表 5.4-4。

表 5.4-4 井场噪声源强调查清单

序号	声源名称	声源源强声功率级/dB(A)	声源控制措施	运行时段
1	抽油机	80	减振	24h
2	压裂车	90		24h
3	修井机	90		24h

5.4.3.5 环境数据

影响声波传播的参量包括建设项目所处区域的年平均风速、主导风向、年平均气温、年平均相对湿度，声源和预测点间的地形、高差，声源和预测点间障碍物（如建筑物、

围墙等)的几何参数,声源和预测点间树林、灌木等的分布情况及地面覆盖情况(如草地、水面、水泥地面、土质地面等)。

根据工程实际和现场调查,项目所在区域地势较为平坦开阔,因此仅考虑预测点与声源间距离的影响,忽略空气、地面及其他方面的影响。

项目噪声环境影响预测环境数据见表 5.4-5。

表 5.4-5 项目噪声环境影响预测基础数据表

序号	名称	单位	数据
1	年平均风速	m/s	1.8
2	主导风向	/	西北风
3	年平均气温	°C	9.8
4	年平均相对湿度	%	55
5	大气压强	hPa	890

5.4.3.6 预测方法

采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4.2021)附录 A 户外声传播的衰减和附录 B 中“B.1 工业噪声预测计算模型”。

保守起见本评价只考虑几何发散衰减。

(1) 户外声传播

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式是:

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

式中: $L_p(r)$ ——预测点处声压级, dB;

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级, dB;

r ——预测点距声源的距离;

r_0 ——参考位置距声源的距离。

(2) 噪声贡献值计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生贡献值 (L_{eqg}) 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产生的噪声贡献值, dB;

T ——用于计算等效声级的时间, s;

N——室外声源个数；

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M——等效室外声源个数；

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

(3) 预测值计算

噪声预测值 (L_{eq}) 计算公式为：

$$L_{eq} = 10 \lg \left(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}} \right)$$

式中： L_{eq} ——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

5.4.3.7 预测和评价内容

(1) 场界噪声预测

预测场界噪声，给出场界噪声的最大值及位置。

(2) 声环境保护目标噪声预测

预测声环境保护目标处的贡献值、预测值以及预测值与现状噪声值的差值，声环境保护目标所处声环境功能区的声环境质量变化，声环境保护目标所受噪声影响的程度，确定噪声影响的范围，并说明受影响人口分布情况。

5.4.4 预测评价结果

通过预测模型计算，项目场界噪声预测结果与达标分析见表 5.4-6。声环境保护目标噪声预测结果见表。

表 5.4-6 井场场界噪声预测结果与达标分析表

预测方位	时段	贡献值[dB(A)]	标准限值[dB(A)]	达标情况
东场界	昼间	41.6	60	达标
	夜间		50	达标
南场界	昼间	42.5	60	达标
	夜间		50	达标
西场界	昼间	41.4	60	达标
	夜间		50	达标
北场界	昼间	42	60	达标
	夜间		50	达标

表 5.4-7 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表

序号	声环境保护目标	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	农村居民点1	43	38	43	38	60	50	40	40	44.8	42.1	1.8	4.1	达标	达标
2	农村居民点2	42	38	42	38	60	50	39	39	43.8	41.5	1.8	3.5	达标	达标
3	农村居民点3	44	39	44	39	60	50	39	39	45.2	42	1.2	3	达标	达标

由预测结果表可知，运营期井场场界噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准。声环境保护目标处噪声贡献值、预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 1类标准。

项目声环境影响评价自查见表 5.4-8。

表 5.4-8 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 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200m		小于200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大A声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0类区 <input type="checkbox"/>	1类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3类区 <input type="checkbox"/>	4a类区 <input type="checkbox"/>	4b类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>	
	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 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200 m		小于200 m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标 <input type="checkbox"/>	
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>		固定位置监测 <input type="checkbox"/>		自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子:(Ld、Ln)			监测点位数(3)		无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>				不可行 <input type="checkbox"/>	
注“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√;“()”为内容填写项。							

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本项目施工期产生的固体废物主要包括钻井固体废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。

(1) 钻井固体废物

本项目产生钻井泥浆，岩屑，钻井岩屑随泥浆带出，导管段、一开及二开产生的非磺化水基泥浆废弃物，钻井期间井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”达到泥浆和岩屑分类，油田开采使用的泥浆为水基泥浆，水基泥浆（含岩屑）属一般工业固体废物，泥浆进入泥浆罐循环使用。

钻井岩屑采用不落地收集系统收集。其中聚合物+膨润土泥浆钻井岩屑属于无害岩屑，一般固废，但考虑到周边为农田区与，依然存在环境风险，因此不宜用于铺垫井场。聚磺体系体系泥浆钻井岩屑经不落地回收系统收集后，拉运至巴州联合环境治理有限公司妥善处置。

根据现场勘察，宝浪油田部分油井处于农田区，从占用农田，减少生物损失角度出发，本环评建议该区域新开井不设置钻井泥浆池，采用泥浆不落地技术，对产生的泥浆、岩屑进行脱水回收处理。井场不设置危险废物暂存设施，也不设置防渗岩屑池，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集后直接拉到巴州联合环境治理有限公司妥善处置。污油回收利用，防止污水、污油、泥浆随意乱丢乱放。严禁钻井固废（废弃泥浆、岩屑）用于井场及道路铺垫。

(2) 生活垃圾

本工程施工现场不设施工营地，现场无生活垃圾产生。

(3) 施工废料

本项目施工废料主要包括管材边角料、废焊渣等约 2.8t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置。

(4) 土石方

施工挖填方主要表现在管线工程中管沟开挖及回填。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施。

施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.5.2运营期固体废物影响

运营期工作人员由内部调剂解决，不新增工作人员，故不新增生活垃圾。但在油井维修、大修、酸化、压裂等过程中，会产生井下作业废水。其主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。其中含有石油类、表面活性剂及酸碱物质。集中收集后拉运至有废油运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司进行处理。采取以上措施后，本不会对环境产生不利影响。

5.5.3退役期固体废物影响分析

本项目退役期，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，全部回收利用。

5.5.4小结

本项目施工土方全部用于管沟、井场、道路就地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分由施工单位负责拉运处置；施工机械废机油采用桶装密闭收集，由钻井队委托有危险废物处置资质的单位回收处理。泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集。井场不设置钻井泥浆池，也不设置危险废物暂存设施，也不设置防渗岩屑池，泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集后，直接拉运至巴州联合环境治理有限公司妥善处置。

本项目对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.6土壤环境影响分析

5.6.1施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中,不可避免地要对土壤进行人为扰动,主要是管道开挖和填埋土层,翻动土壤层次并破坏土壤结构。在自然条件下,土壤形成了层状结构,表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后,表层土被破坏,改变土壤质地。管道开挖和回填过程中,会对其土壤原有层次产生扰动和破坏,影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位,土壤层次变动最为明显。

本工程新建集油管线 28km, 管线开挖临时占地面积共 100000m², 其主要土壤类型为潮土和盐土, 占地类型为农田和中低覆盖度牧草地。在管道敷设过程中, 开挖和回填对土壤的影响主要为:

①破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的, 管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构, 一旦遭到破坏, 必须经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次、改变土壤质地

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化, 即使同一土壤剖面, 表层土壤质地与底层的也截然不同。管道的开挖和回填, 必定混合原有的土壤层次, 降低土壤的蓄水保肥能力, 易受风蚀, 从而影响土壤的发育, 植被的恢复。

③影响土壤养分

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言, 表土层远较心土层好, 其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高, 紧实度、孔隙状况适中, 适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动, 使土壤养分状况受到影响, 严重者使土壤性质恶化, 并波及其上生长的植被, 甚至难以恢复。

根据有关资料统计, 管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放, 分层覆土的措施下, 土壤中有机质将下降 30~40%, 土壤养分将下降 30~50%, 其中全氮下降 43%左右, 磷素下降 40%, 钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施, 管道工程对土壤养分仍有明显的影响, 事实上, 在管道施工过程中, 难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土, 因而管道施工对土壤养分的影响更为明显, 最后导致土地生物生产量的下降。

④影响土壤紧实度

管道铺设后的回填, 一般难以恢复原有的土壤紧实度, 施工中机械碾压, 人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松, 易引起水土流失, 土体过紧, 又会影响作物生长。

⑤土壤污染

施工过程中将产生焊渣、废弃防腐保温材料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外施工过程中，各种机械设备的燃油滴漏也可能对土壤造成一定的影响。

⑥土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得地表填筑物由于太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运营期间，地表土壤温度比相邻地段高出 $1^{\circ}\text{C}\sim 3^{\circ}\text{C}$ ，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤环境的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆(尤其是重型卡车)行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工场地等都存在这种影响。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、井场建设、道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响预测与评价

5.6.2.1 影响类型及途径

本项目为采油工程，土壤污染以管道等泄漏垂直入渗为主，属于污染影响型，不涉及大气沉降和地面漫流。见表 5.6-1。

表 5.6-1 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			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
服务期满后	/	/	/	/

5.6.2.2 影响源与影响因子

本项目输送介质为采出液，管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见表 5.6-2。

表 5.6-2 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	全部污染物指标	特征因子	备注
集输管道	采出液密闭集输	垂直入渗	耗氧量、氨氮、石油类等	石油烃	事故工况

5.6.2.3 垂直入渗影响预测与评价

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 一维非饱和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。

(1) 一维非饱和和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：

c——污染物介质中的浓度，mg/L

D——弥散系数，m²/d；

q——渗流速率，m/d；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

θ——土壤含水率，%。

(2) 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

(3) 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

②非连续点源:

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

(4) 模型概化

①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，下边界为自由排泄边界。

②土壤概化

根据土壤理化性质调查结果，场地土壤主要为壤土。

土壤相关参数见表。

表 5.6-3 项目区土壤参数表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度 (%)	土壤含水率 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (g/cm ³)
壤土	2	0.943	33.1	20	0.1	1.8

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取集输管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，采出液中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.6-4 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	750000	连续

(5) 预测结果

集输管道泄漏石油烃在不同水平年沿土壤迁移模拟结果如图所示，石油烃在土壤不同深度浓度随时间变化模拟结果如图所示。

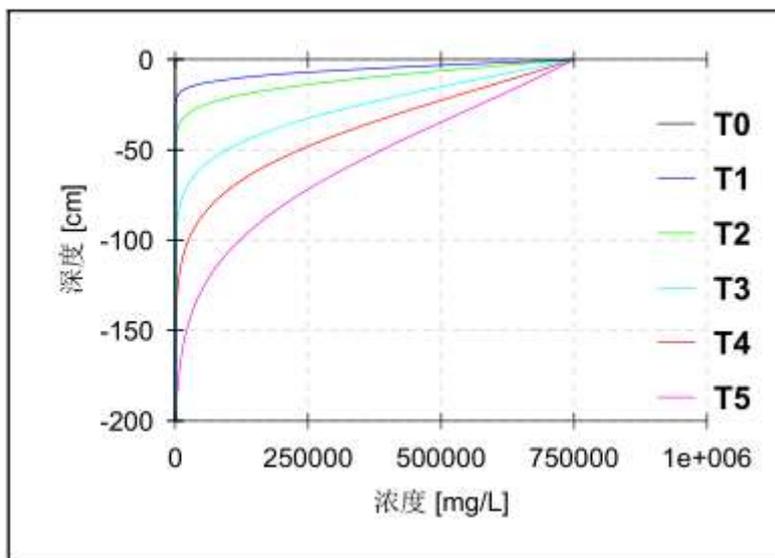


图 5.6-1 石油烃在不同水平年浓度-深度图

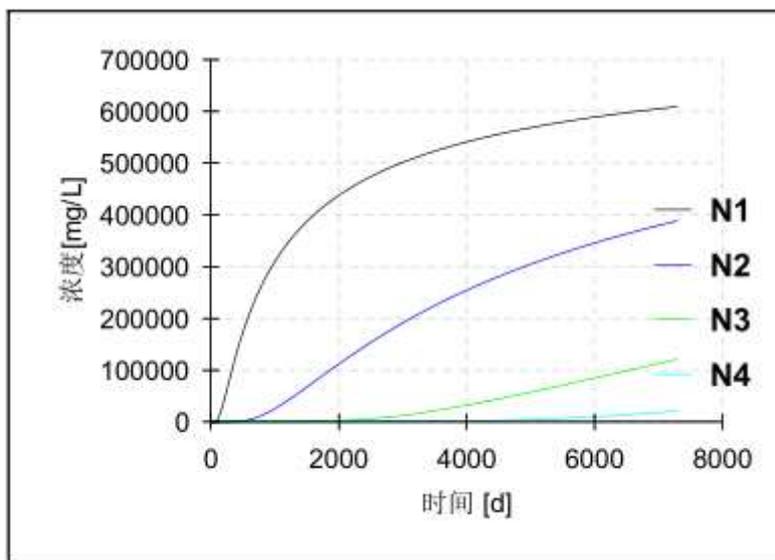


图 5.6-2 石油烃在不同深度时间-浓度图

图 5.6-1 展示的是泄漏 100 天 (T1)、1 年 (T2)、5 年 (T3)、10 年 (T4)、20 年 (T5) 的计算结果，随着时间增加，污染物入渗深度越深。

图 5.6-2 展示的是深度 20cm (N1)、50cm (N2)、100cm (N3)、150cm (N4) 位置处，土壤中污染物浓度随时间变化曲线，随着深度增加污染物浓度降低。

预测结果可知，壤土渗透能力弱，污染物下渗缓慢，泄漏 100 天污染深度约 20cm，10 年污染深度约 140cm，持续泄漏 20 年，2m 厚壤土全部污染。

根据调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关。

落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				
	占地规模	(6.2) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 (/)、方位 (/)、距离 (/)；				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	全部污染物	耗氧量、氨氮、石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	棕色、黄色、块状、砂土、砂砾含量70%、氧化还原电位415~450mV、pH值7.99~8.08、阳离子交换量7.9~8.4cmol/kg、渗滤率0.572~0.578(mm/min)、土壤容重2.18~2.49g/cm ³ 、孔隙度32.2~32.6%			表4.3-9	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度 (m)	点位布置图
		表层样点数	2	4	0.2	
		柱状样点数	5	0	0.5、1.5、3	
现状监测因子	①重金属及特征污染物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃共计8项；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，共计27项；③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3, -cd]芘、萘，共计11项。检测项目共46项。					
评价因子	同监测因子					
现状评价	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	各监测点土壤中的各监测因子均能满足《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）第二类用地筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录E <input checked="" type="checkbox"/> ；附录F <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 (200m) 影响程度 (小)				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 ()				

工作内容		完成情况			备注
治 措 施	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	六价铬、镉、镍、铅、铜、锌、 砷、汞、石油烃	每3年内1次	
	信息公开指标	污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，危险废物产生、 贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息			
评价结论		本项目对土壤环境的影响是可以接受的			
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。					

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

本项目运营期风险单元主要为密闭集输管网，涉及的风险物质为天然气、原油。根据章节 2.5.1.7 环境风险评价工作等级判定结果，本项目涉及的危险质数量与临界量比值 $Q=0.048 < 1$ ，环境风险潜势为I。环境风险评价工作等级为简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

项目环境风险敏感目标见表 5.7-1。

表 5.7-1 项目环境风险敏感目标一览表

环境要素	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
环境 空气					

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 物质危险性识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别。原油含硫量极低，含硫量仅为 0.01~0.07，基本不含 H₂S。按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子主要为原油、天然气。

(1) 天然气

天然气中天然气、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2 代表性危废的成分及理化性质

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		天然气	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>危险性类别：第2.1类 易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中天然气浓度过高，能使人窒息。当空气中天然气达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>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。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：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。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，</p>			

	须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD ₅₀ : LC ₅₀ : 50%（小鼠吸入，2h）。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

表 5.7-3 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是C ₅ 至C ₁₁₊ 烃类的混合物，并含有少量的大于C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，馏分多在20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【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。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，

	<p>防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。</p> <p>【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>
<p>应急 处置 原则</p>	<p>【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医</p> <p>【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，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：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处理】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

5.7.3.2 生产系统危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

(2) 井漏事故风险

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

(3) 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成

的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.3 环境影响途径

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区有居民点分布，所以井喷对人员的伤害影响较大，同时对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水也会产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时项目区所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.4.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.7.4.3 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，其中挥发的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可

能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.7.4.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，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。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。本项目区的土壤主要为壤土，结构较紧实，对石油类物质的截留作用相对较强的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90% 以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.5 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，破坏土壤结构，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送宝浪联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

为提高宝浪油田对突发事件的整体应急处理能力，确保在发生突发事件时，能够采取有序的应急和救助措施，有效地保护人民群众的生命、财产安全，保护生态环境和资源，把各种损失降至最低，宝浪油田各生产单位分别制定了突发环境风险事故应急预案，以确保在突发事件时做到应急有序、处理有方。

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂各级预案定期更新一次，各级应急组织及应急措施均会根据各生产单位实际情况进行更新和补充，预案中对发生环境风险事故后的应急计划区、应急组织结构人员及职责、应急分级响应条件和机制及应急救援保障系统、各级预案采取的措施和应急程序均进行了规定。

5.7.5.1 井喷防范措施

(1) 在生产中采取了有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 井控装置严格进行试压检查，验收合格后方可开钻。在运行过程中定期检查，保证井控装置的可靠性。

(3) 在井下作业过程中认真进行地层压力监测，密切观察油气显示情况，在钻达目的层位前，对防喷设施和泥浆加重材料进行专门验收检查，井场备有足够的压井材料、重泥浆等防喷器材。

(4) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

(5) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(7) 按消防规定配备干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(9) 各井队配备一名专职井控工程师，加强对井控设备的日常维护管理，负责钻井各阶段的井控工作。

(10) 若井喷失控，则立即成立有领导干部参加的现场抢险组，迅速制定抢险方案，集中统一领导，由一人负责现场指挥。各岗位工人在井喷信号发出后 2 分钟内完成钻井作业中关井程序，控制好井口。

5.7.5.2 井下作业事故风险预防措施

(1) 生产中采取有效预防措施, 严格遵守井下作业的安全规定, 在井口安装防喷器和控制装置, 杜绝井喷的发生。

(2) 井场设置风向标, 以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 井场严格按防火规范进行平面布置, 井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

(4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 井下作业之前, 在井场周围划分高压区和低压区, 高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内, 施工过程中, 高压区无关人员全部撤离, 并设置安全警戒岗。

(6) 每一次井下作业施工前, 必须对高压汇管进行试压, 试压压力大于施工压力 5MPa, 施工后必须探伤, 更换不符合要求的汇管。

5.7.5.3 集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前, 应加强对管材和焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志, 包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 按规定进行设备维修、保养, 及时更换易损及老化部件, 防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。

(5) 完善井场的环境保护工程, 及时清除、处理各种污染物, 保持安全设施的完好, 杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间, 严格控制输送油气的性质, 定期清管, 排除管内的积水和污物, 以减轻管道内腐蚀; 定期对管线进行超声波检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对集输管线上的安全保护设施, 如截断阀、安全阀等进行检查, 使管道在超压时能够得到安全处理, 在管道破裂时能够及时截断上下游管段, 以减少事故时油气的释放量, 使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视, 加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程, 在管线上方及近旁严禁动土开挖和

修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

(11) 为减轻管线的内外腐蚀，外部采用防腐涂层，涂层为沥青布结构；内壁可在井场和处理站定期注入防腐缓蚀剂。

(12) 制订供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

(13) 制订应急操作规程，在规程中说明了发生管道事故时应采取的操作步骤，规定了抢修进度限值事故的影响。

5.7.5.4 窜层污染事故的防范措施

(1) 采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.5.5 管线泄漏防范措施

为了避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构

成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊工应接受专门培训，持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.5.6 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强各级干部、职工风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.7.5.7 环境风险应急处置措施

(1) 应急监测措施

宝浪油田各生产单位在发生污染事故时，根据本次评价的相关要求，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、农田植被、野生动物）、区内地表水体及大气环境的影响，所以应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的农作物、土壤、植被、野生动物进行损失及

危害监测，并在事故后不定期对生态环境的恢复状况进行监测。

②环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近区域进行大气及水源井采样监测，分析事故的影响程度。爆炸燃烧事故应监测影响范围和危害，井喷事故监测大气中天然气、总烃等，地下水中的石油类等。

事故发生后，应急指挥领导小组应迅速组织监测部门对事故现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事故的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，为事故应急领导小组提供决策依据。

应尽快进行事故调查，以确定事故的影响范围，危险程度，写出事故后果评价报告以及事故的应急报告，避免同样的事故再次发生。

（2）应急处置措施

①管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，在预防事故的同时，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

——按顺序关井：在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好环境污染防范工作，把损失控制在最小范围内。

——回收泄漏采出液：首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集；将严重污染的土壤集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

②火灾事故应急措施

——发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

——安全保障组设置警戒区域，撤离事故区域全部人员，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾而造成不必要的损失和伤亡。

——根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

——当火灾事故得到有效控制，在确保人员安全的情况下，及时控制消防冷却水次生污染的蔓延。

③管道刺漏事故应急措施

拟建工程根据以往经验，现场巡检过程中发现压力表压力不正常后，通过检测判定

管线是否发生泄漏，针对管线刺漏事件，采取以下措施：

——切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

——堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

——事故现场处理：堵漏作业完成后，对泄漏段管线进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

——后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、原油，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、农作物、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

本项目环境风险评价简单分析内容表见表 5.7-4。

表 5.7-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2024-2026年宝浪油田勘探开发建设项目			
建设地点	(新疆维吾尔自治区)	(巴州)地区	(博湖、焉耆)县	宝浪油田
地理坐标	经度	**°**'***"	纬度	**°**'***"
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、原油；分布：井场、集输管线。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。运营期管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；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定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。			
填表说明（列出相关信息及评价说明）： 本项目涉及的危险质数量与临界量比值 $Q=0.048<1$ ，环境风险潜势为I。照导则要求对项目环境风险进行简单分析。				

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1 井场、道路施工生态影响减缓措施

①控制井场占地面积，生产期占地不大于 $30 \times 40\text{m}^2$ ，施工期应当尽量减少施工临时占地，减少扰动面积，不设施工营地，禁止占用基本农田、减少耕地占用。

②钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，岩屑、废弃泥浆处置应符合《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范》（DB65/T3999-2017）要求。采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆的随意乱丢乱放。且钻井时间避开农作物的生长季节。

③加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

④尽量减少因施工对植被的破坏，施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，农田区施工，减少耕地占用；在非农田区，减少对草地的碾压破坏。尤其对占有耕地的井场，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

⑤井场施工在开挖地表、平整土地时，表土保留，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，减少水土流失。

⑥对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

⑦严格控制路基宽度不超过 3.5m，减少占地面积，尽量依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被。

6.1.1.2 管线施工的生态保护措施

①地形平坦，全部农田区，减少耕地占用，减少挖填作业量。

②管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.2m。采油支线就近进入计量转油站、自选

计量阀组间。

③本项目属于农田区，应严格控制管线施工作业带，宽度不大于 4m，不得超过作业标准规定。

④施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

⑤对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

⑥在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

⑦禁止施工人员对野生动物尤其是保护动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

6.1.1.3 农田生态影响减缓措施

(1) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。经批准占用的耕地，按照占多少、垦多少的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

(2) 在可研设计在井场选址、建设和管线的选线、敷设过程中，优化设计方案，严格控制道路占地面积，避开基本农田，最大限度地不占或少占耕地，尽可能地选在非农田区域。在下阶段的设计中应进一步优化设计方案，减少占用耕地。管线道路布设，避免切割农田区，最大限度地减少对农业环境和景观的破坏。

(3) 严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 6m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。

(4) 保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

(5) 对占用的农田的表土进行单独收集，用于复垦和新垦农田的土壤改造。

(6) 在农作物生长季节施工时，应做好洒水降尘工作，减少扬尘对农作物的影响。

(7) 临时占用的农田区域，使用后（完钻或管线道路工程完成后）立即实施复垦

措施；编制土地复垦方案、实施土地复垦、可与当地农民进行协商，由农民自行复垦。

(8) 提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

(9) 按照国家和地方补偿标准进行补偿，补偿费由油田公司支付给当地政府，当地政府、村委会发放给个人。

(10) 施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐农田防护林。

6.1.1.4 水土保持措施

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

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制订合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

(1) 防治目标

为预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

(2) 水土流失防治责任范围

结合《开发建设项目水土保持方案技术规范》(GB50433-2008)中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

(3) 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

①井场区：

——为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

——植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少的区域，避让农田、植被覆盖密集区，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

②道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。开发期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定车辆行驶路线，严禁道外行驶。路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行封育，利用当地的降水进行自然恢复。

③管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水封育。

④植物措施草树种优选及质量要求

本着因地制宜、适地适草的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择怪柳、芦苇、碱蓬等地方植被。

6.1.1.5塔里木河流域水土流失重点治理区生态保护措施

拟建工程所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，不在大风天气下施工，减小因拟建工程建设而产生的水土流失。

(1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2) 场地平整

井场工程区场地平整：针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(3) 限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

6.1.1.6 生态保护和恢复措施

(1) 施工过程中会产生较大的扬尘，施工现场尽量适时洒水，减少扬尘，施工使用的粉状材料，运输、堆放时应有遮盖，防止扬尘落地影响附近农作物和植被的生长。

(2) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(3) 严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 6m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的农作物，禁止占用基本农田，最大程减少耕地占用。

(4) 管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 6m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开植被茂密或有植被区域，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在农田和牧草地地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

(5) 禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆

放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

(6) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集，暂时存放于岩屑池干化，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB/T3997-2017)标准后用于修路铺垫井场。聚磺体系体系泥浆钻井岩屑经不落地回收系统收集后，拉运至巴州联合环境治理有限公司妥善处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

(7) 积极开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任。重点对集输管道施工期进行环境监理，妥善处理处置施工期产生的各类污染物，防止其对生态环境造成污染，特别是对土壤及地下水环境的影响。做好固井和回注工作，防止污染土壤和地下水环境，进而影响植被和生态环境。

(8) 项目建设完成后，对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，使用后应立即恢复原状，并及时进行人工干预恢复植被，以维持原有生态环境。工程建设完成后要求对施工场地、便道等临时用地进行清理、平整。严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时的修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复。施工期和运营期减少项目区地表的扰动，防止水土流失。

(9) 工程施工占地前，应向相关主管部门办理相关手续，持手续后方可施工建设。按照相关法律法规进行补偿和恢复；建设项目临时占用牧草地的期满后，用地单位要在一年内恢复被使用生产条件，切实保护区域的生态完整性，确保三年内不低于原有的生态环境质量。施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐农田防护林。

6.1.2 施工期大气污染防治措施

6.1.2.1 钻井过程大气污染防治措施

(1) 钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

(2) 钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

(3) 钻井期间，硫化氢安全与防护工作必须严格按照相关标准、规范与规定执行。

(4) 井场内严禁燃烧可能产生浓重烟雾或刺鼻臭味的材料。

(5) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

(6) 钻井过程中，加强深井钻具的管理，严格执行钻具检查和倒换使用制度，及时发现钻具事故隐患，避免发生因钻具不合格导致井喷事故，致使硫化氢泄漏。

6.1.2.2地面施工大气污染防治措施

(1) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率。

(2) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

(3) 合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(4) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(5) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

(6) 加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(7) 加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.2.3焊接烟气、机械设备和车辆废气污染防治措施

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

6.1.2.4储层改造废气污染防治措施

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

以上的大气污染防治措施可使本项目建设对环境空气影响减少，是可行和有效的。

6.1.3施工期噪声防治措施

(1) 施工单位尽量缩短施工时间，可通过选择合理施工方式、合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备，避免噪声扰民。

(3) 在噪声源的布局在满足生产工艺要求的前提下合理布置设备，并且安装吸声墙等设施，有效控制噪声的影响。

(4) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(5) 泥浆泵、柴油机采取有效减噪措施，减少噪声传播，钻井柴油机增加消声装置。

(6) 合理安排施工时间，避免形成污染影响。

(7) 噪声评价范围内有 3 处居民点，钻井期内安排好施工时序，尽最大可能缩短夜间施工时间，减少对居民点的影响。

(8) 钻井期间敏感目标处设置声屏障。

6.1.4 施工期废水污染防治措施

(1) 钻井废水

① 钻井过程采用无毒无害的水基钻井液。

② 钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③ 钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(2) 废酸化压裂液

压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。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。

压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，无法利用的废压裂返排液安排罐车运至现有塔河油田绿色环保站处理。

(3) 试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重

复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。通过分批次合理安排试压废水进就近的作业废水处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

(4) 地下水污染防治措施

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)设置分区防渗措，可有效避免发生渗漏事故。

表 6.1-1 分区防渗方案

防渗分区	防渗技术要求	防渗区域	防渗方案
重点防渗区	等效黏土防渗层Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	井口区地面；放喷池池底及池壁；泥浆循环系统区域地面；应急池池底及池壁。	防渗膜
一般防渗区	等效黏土防渗层Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s	井场平台区（除井口区以外的井场平台区）地面；原辅材料储存区域地面。	防渗膜

(5) 其他保护措施

①施工期间，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；施工时所产生的废油等严禁倾倒或抛入水体，不得在河道、水渠附近清洗施工器具、机械等。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。

②施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。建筑材料应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

④油气井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 在管线开挖过程中，保留表土，用于后期土地复垦。

(5) 严禁钻井固废（废弃泥浆、岩屑）用于井场及道路铺垫。

(6) 物料及废物不乱排乱放；严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品，工程产生的废油采用废油罐收集，施工结束后委托有废油运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司进行处理。

(7) 井场不设置危险废物暂存设施，也不设置防渗岩屑池，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集后直接拉到巴州联合环境治理有限公司妥善处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.1.6 施工期固体废物污染防治措施

(1) 钻井废弃物处理

根据现场勘察，宝浪油田部分油井处于农田区，很少占用农田，减少生物损失角度出发，本环评建议该区域新开井井场不设置危险废物暂存设施，也不设置防渗岩屑池，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集后直接拉到巴州联合环境治理有限公司妥善处置。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。严禁钻井固废（废弃泥浆、岩屑）用于井场及道路铺垫。

(2) 控制钻井废弃物产生量的措施

保护环境的首要工作是控制污染源，因此，要从源头上控制钻井废弃物的产生量。

① 优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

②加强油料的管理，避免外泄，钻井期间产生的废油采用废油罐收集后暂存于危险废物临时贮存间，工程结束后及时运至有处理资质的巴州联合环境治理有限公司进行处理。

③含油固废必须与水基固废分开存放，不得混放。

④物料及废物不乱排乱放；严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品，工程产生的废油采用废油罐收集，施工结束后委托有废油运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司进行处理。

⑤推广使用清洁无害泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆。所有钻井液、化学药剂和材料，由专人负责管理，防止破损和流失，在任何情况下，不将泥浆排出井场。

⑥采用原油、废油不落地技术，采取相应措施，如储罐等设备下方安装接油的托盘，试油放喷过程中采用原油回收罐，施工车带罐作业，且在作业井场地面铺设防渗膜，实现落地油 100%回收。

（3）危险固废转移控制措施

对于本工程产生的危废，环评要求在运输中采取以下防治措施：①运输时应采取密闭措施；②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用；③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物；④转移危险废物时，必须按照规定填写危险废物转移联单；⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；⑥运输危险废物的车辆应尽可能避开城市、城镇等人群居住区、闹市区等；⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作；⑧应制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施；⑨若发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府生态环境主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

6.2 运营期环境保护措施及可行性分析

6.2.1 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，河南油田分公司新疆采油厂安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对井场路表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必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，加强职工安全意识和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

6.2.2运营期废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

(4) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场场界

非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

（5）按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。

采取上述措施后可有效减缓环境空气环境影响，措施可行。

6.2.3运营期噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

（3）运营期敏感目标处井，禁止在夜间开展井下作业，减少对居民点的影响。

6.2.4运营期废水污染防治措施

6.2.4.1生产废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水由宝一联污水处理设施处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注地层，不外排。

井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至宝一联处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注地层，不外排。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.2.4.2管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

(4) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(5) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

6.2.5 运营期土壤污染防治措施

(1) 巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。禁止破坏农田土壤。

(2) 对输油管道采取防腐措施，减少原有泄漏对土壤的影响。

(3) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检和维护，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

6.2.6 运营期固体废物污染防治措施

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

(2) 对产生的废洗井液和废润滑油，进行及时回收，并加强监督力度，集中收集后拉运至有废油运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司进行处理。

(3) 井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗布(膜)，确保油污不落地。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期生态保护措施

6.3.1.1 生态保护措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），油井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）要求进行处置，并采取以下生态保护措施：

①井场处置措施

拆除相关设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理，对于危险废物委托油危险废物处理资质单位进行无害化处理，根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的惊扰。

保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变；

②废弃管线处置措施

对于废弃地下集油管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应采取进行清管处理，清管废水排至宝一联进行处理，不外排，管线两端使用盲板封堵。

6.3.1.2 生态恢复措施

根据项目占用土地类型和土地面积，对井场占地进行生态恢复。生态恢复的具体要求：根据立地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

①土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油烃（C₁₀-C₄₀）含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中总石油烃（C₁₀-C₄₀）含量高于所在区域土壤背景值，应对所在区域土壤进行专门恢复措施。

②植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理后应做到不漏油、不漏气、不漏电，无油污、无垃圾。各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

闭井期开展管线区生态治理恢复，占用耕地的恢复耕种，编制土地复垦方案、实施土地复垦工程、进行土地复垦验收。复垦要达到《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）相关要求，占用其他草地的撒播当地乡土草种进行恢复。

占用牧草地地按照林草部门要求进行恢复，如占用耕地的进行复耕，恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场植被恢复。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

6.3.2 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.3 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.4 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.5 退役期固体废物及土壤污染防治措施

(1) 井场处置环保要求

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运委托周边有资质工业固废填埋场合规处置，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

②《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（2）管线处置环保要求

①退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

②工程施工结束后，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

综上所述，采取的固废及土壤污染防治措施是可行的。

7 温室气体排放评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后温室气体排放量。

该指南要求石油天然气生产企业同时核算 CO₂ 和 CH₄ 两种温室气体。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 排放源和气体种类

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业排放源类别和气体种类包括：

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建工程井场无燃料燃烧排放，无需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及热力用量。

7.1.1.2 温室气体产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点见表。

表 7.1-1 温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织

3	净购入电力和热力隐含的CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--
---	--------------------------------	--------	-----------------	----

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	2024-2026年宝浪油田勘探开发建设项目	包括油气勘探、油气开采、油气集输各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) 油气开采CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力隐含的CO ₂ 排放量

7.1.2.2 核算方法

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中：

E_{GHG-火炬}-火炬燃烧产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-正常火炬}-正常工况下火炬系统产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CO₂-事故火炬}-由于事故火炬产生的 CO₂ 排放，单位为吨 CO₂；

E_{CH₄-正常火炬}-正常工况下火炬系统产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

E_{CH₄-事故火炬}-事故火炬产生的 CH₄ 排放，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH₄}-CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH₄ 相当于 21 吨 CO₂ 的增温能力，因此 GWP_{CH₄} 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中：

i-火炬系统序号；

Q 正常火炬-正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm³；

CC 非 CO₂-火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO₂}-火炬气中 CO₂ 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH₄}-为火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

式中：

J-事故次数；

GF 事故，j-报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 Nm³/小时；

T 事故，j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非 CO₂）j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V(CO₂)j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

V_{CH₄}-事故火炬气中 CH₄ 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为井场试采过程中火炬气排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速(万 Nm ³ /h)	持续时 间(h)	火炬气中除CO ₂ 外 其他含碳化合物的 总含碳量(吨碳/万 Nm ³)	火炬燃烧 的碳氧化 率	火炬气中CO ₂ 的体积浓度	火炬气中 CH ₄ 的体积 浓度
1	48座井场	正常工 况	0.18	48	5.11	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数,结合公式计算可知,正常工况下火炬系统产生的CO₂排放量为7778吨CO₂;火炬系统产生的CH₄排放量为44吨CH₄。因此,企业火炬燃烧排放温室气体量为8702吨CO₂当量。

(2) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置,主要排放的温室气体为原油开采过程中井口装置逃逸排放的CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候〔2014〕2920号)中“油气开采业务CH₄逃逸排放”计算公式进行计算:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中: $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型(包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等)产生的CH₄逃逸排放,单位为吨CH₄;

j ——不同的设施类型;

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量,单位为个;

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的CH₄逃逸排放因子,单位为吨CH₄/(年·个);井口装置为0.23;

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量,单位为个;

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的CH₄逃逸排放因子,单位为吨CH₄/(年·个);井口装置为2.5。

本工程开采逃逸的CH₄为:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = Num_{oil, \text{油井井口}} \times EF_{oil, \text{油井井口}} = 40 \times 0.23 \text{tCH}_4 = 9.2 \text{tCH}_4$$

因此开采甲烷逃逸排放折碳排放量为193吨CO₂当量。

(3) 净购入电力隐含的CO₂排放量

①计算公式

a.净购入电力的CO₂排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

②计算结果

拟建工程使用的电力消耗量为 893MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力隐含的 CO₂ 排放量为 596t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业温室气体排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_S (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_S - R_{CH_4-回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-燃烧}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG-火炬}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG-工艺}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG-逃逸}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ -企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2-回收}$ -企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-净电}$ -企业净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-净热}$ -企业净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO₂ 排放总量见表。

表 7.1-4 温室气体排放总量汇总一览表

源类别	排放量（吨CO ₂ ）	占比（%）
火炬燃烧排放	8702	91.69

工艺放空排放	0	0
CH ₄ 逃逸排放	193	2.03
CH ₄ 回收利用量	0	0
CO ₂ 回收利用量	0	0
净购入电力、热力隐含的CO ₂ 排放	596	6.28
合计	9491	100

由上表可知，拟建工程温室气体排放总量为 9491 吨 CO₂ 当量。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

采油厂建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并

制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂ 总排放量为 9491t。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

- (1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；
- (2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；
- (3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8 环境影响经济损益分析

环境经济损益分析主要是评价建设项目实施后，对环境造成的损失费用和采取各种环保治理措施所能收到的环保效果及其带来的经济和社会效益，衡量建设项目的环保投资在经济上的合理性。

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目建设地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。通过对项目的经济、社会和环境效益分析，为项目决策者更好地考虑环境、经济和社会效益的统一提供依据。

本项目评价内容主要就环境保护投资估算、投资比例、环保设施产生的经济、社会及环境效益，在一定的程度上作定性描述和简要的定量分析。

8.1 经济效益分析

工程总投资工程总投资约为 53949.53 万元。项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本项目可取得较好的经济效益。同时本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济的发展。

8.2 环保设施及投资分析

本项目环保投资主要由废气处理设施、地下水防渗、噪声防治、环境监测等方面组成。具体环保投资见表 8.2-1。项目实施单位必须筹措足够的资金，采取相应的环保措施，以保证项目实施对环境的影响降低到最小程度，满足建设项目环境保护管理的要求。

项目环保投资为 659.05 万元，约占项目总投资的 1.22%。

表 8.2-1 环保投资一览表

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)

废气	施工扬尘		临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	/	1
	无组织排放		装置做好日常维护, 做好密闭措施井场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³ ;	1
噪声	设备噪声	采油树	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	场界: 昼间≤65dB(A), 夜间≤55dB(A)	1
固体废物	地面工程施工		废弃施工材料、泥浆和岩屑、处理以及生活垃圾清运	妥善处理	1
	含油废物		桶装收集后拉运至有废油运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司(巴州危废(固废)处置中心)进行处理	妥善处理	
生态	临时占地		施工结束后进行恢复; 控制施工作业带宽度	施工结束后场地恢复	2
	永久占地		征地补偿、闭井期生态恢复	征地补偿	455.5
环境风险管理	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	0.2
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验, 完善现有突发环境事件应急预案	修改完善, 并定期演练	2
废水处理	钻井废液		与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理	妥善处理	3
	生活污水		生活污水池	生活污水不外排	
	采出水和井下作业废水		进入联合站污水处理系统处理	妥善处理	
地下水	防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	91.35
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		80
			环保培训, 演练		21
环保投资合计					659.05

8.3 环境经济损失分析

8.3.1 环境损失分析

开发建设期环境效益分析, 油田开发建设对环境造成的损失主要表现在:

- (1) 工程占地造成的环境损失;
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失;
- (3) 其他环境损失。

工程占地主要体现在井场、管线、道路建设阶段。

本项目建设对项目区域主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.3.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 604.05 万元，环境保护投资占总投资的 1.22%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理中一项重要的内容。有效的环境管理工作，是贯彻评价提出的清洁生产措施，实行“生产全过程污染控制”的重要手段，是工程建设满足环境目标的基本保障和最大限度减小工程运行后对环境带来不利影响的有效措施。环境监测是工业污染防治的依据和环境管理的耳目，加强污染监控工作，是了解和掌握企业排污特征，研究污染发展趋势，开展环保技术研究和综合利用能源的有效途径。

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理基本任务

环境管理基本任务包括两点：一是控制污染物的排放量；二是避免污染物排放对环境质量损害。建设单位应将本企业环境管理作为企业管理重要组成部分，建立环境质量管理体系，制定环境保护规划，协调发展生产经营与环境保护的关系从而达到生产目标与环境目标统一及经济效益与环境效益统一。

9.1.2 环境管理基本原则

本项目环境管理遵循以下原则：

(1)正确处理生产经营与环境保护的关系，在生产经营中做好环境保护，环境教育、环境规划等都是协调企业生产经营与环境保护的重要手段，在本企业环境管理工作中掌握和充分运用这些手段促使生产经营与环境保护协调发展。

(2)正确处理环境管理与污染防治的关系，管治结合，以管促治，把环境管理放在企业环境保护工作首位。

(3)专业环境管理与群众环境管理结合，企业环境管理与生产管理结合，产品质量控制与环境质量控制结合。

(4)企业环境管理渗透到整个生产经营活动中，贯彻在过程始终。

(5)坚持“谁污染，谁治理”原则，企业内部从部门、工段至班组领导和职工都要对本企业污染与治理负责，收费、罚款、赔偿损失、行政处分等处罚都要落实，实行分片包干，各负其责。

9.1.3 环境管理体系的建立和运行

9.1.3.1 环境管理体系架构

宝浪油田开发建设项目实施过程中，由中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂统一管理。中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂在环境管理上建立了健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。宝浪油田在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图。

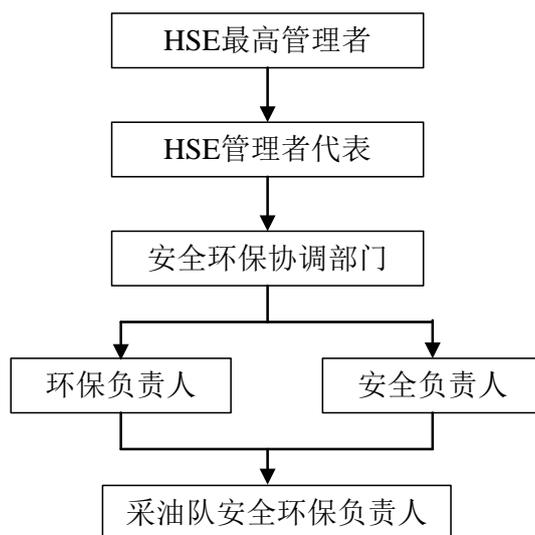


图 9.1-1 宝浪油田 HSE 管理体系组织机构图

9.1.3.2 组织机构与职责

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等。

公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

（1）HSE 管理委员会职责

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律、法规和方针、政策规定。

——应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。

——制定本**HSE**管理的方针、规定和实施方案、目标和管理实施细则。

——监督检查下级单位**HSE**管理的执行情况。

——定期组织召开**HSE**管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。

——每季召开一次**HSE**例会，全面掌握**HSE**管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的**HSE**工作，讨论、处理本单位**HSE**工作中存在的重大问题。

——组织本单位**HSE**工作大检查，每季度至少一次。

——负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。

——组织开展本单位清洁文明生产活动。

——直接领导开发公司管理委员会。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

(2) **HSE**管理小组职责

——贯彻执行管理委员会和作业者有关**HSE**管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队**HSE**的执行计划和措施。

——监督落实**HSE**计划和措施的执行情况。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——对员工进行**HSE**教育培训。

——负责事故调查、分析和统计上报工作。

(3) 开发公司**HSE**管理职责

——负责组织职工完成**HSE**工作任务。

——适时召开会议，研究、分析**HSE**工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向**HSE**管理委员会汇报。

——如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

(4) 采油对**HSE**管理委员会职责

——负责运行期间**HSE**管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对**HSE**管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

(5) HSE 兼职监督员和全体人员职责

——HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 环境保护的重要性。

——执行 HSE 管理规程和标准。

——严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。

——精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

——积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好 HSE 工作的措施建议。

——有权拒绝一切违障指挥命令。发现 HSE 问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

9.1.3. 3HSE 管理计划

9.1.3.3.1 教育培训

钻井队进入工区前，应进行有关 HSE 方面的综合性培训教育，其内容包括：

(1) 国家、地方和本部门有关 HSE 方面的政策、法令和法规。

(2) 作业者的 HSE 方针、规定和要求。

(3) HSE 管理委员会的规定和实施方案。

(4) HSE 管理小组实施计划。

(5) 了解河南油田分公司新疆采油厂环境保护的目标和指标。

(6) 各种规章制度和操作规程。

(7) 人员急救、自救和人身保护。

(6) 设备、工具和仪器操作使用。

(7) 水、电、信设备、设施安全使用规定。

(8) 油料、化学药品及其它有害物质安全处理方法。

- (9) 有关设施的使用维护方法，处理和处置废水、废气和固体废物的方法。
- (10) 事故的预防和应急程序和应急程序及演练。
- (11) HSE 预防措施及记录和汇报程序。
- (12) 井控知识。
- (12) 其它需要培训的内容。

9.1.3.3. 2HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报 HSE 管理委员会审批。
- (2) 经批准的文件及时下发给各有关单位，要求他们按照文件执行。
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找。
- (4) 根据当地政府和上级主管单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性。
- (5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- (6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；
- (7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；
- (8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：
 - ①现场考察报告；
 - ②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管部门的有关规定；
 - ③HSE 方针；
 - ④环境危害及有关影响；
 - ⑤会议、培训、检查记录；
 - ⑥发现问题的纠正和预防措施；
 - ⑦事故报告；
 - ⑧环境审核结果。

9.1.3.3. 3检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，

并使体系得到持续改进，对现行的 HSE 管理体系要进行不定期的检查和定期的环境审核、评审。审核程序包括：

- (1) 健康、安全与环境程序审核。
- (2) 设备及设施技术检查、整改后的复查（包括第三方对关键设备、设施或部件的检查）。
- (3) 开工前健康、安全与环境全面检查和审核。
- (4) 项目执行中 HSE 情况检查和考核。
- (5) 项目完工后 HSE 执行情况检查和评估。

9.1.3.3.4持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

9.1.4环境管理机构

9.1.4.1环境管理机构设置

根据《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133号)，油气田开发建设和运行单位（即项目业主单位）为油气田勘探开发活动环保责任单位，对其作业区域内生产运营活动负有监督和管理责任。业主单位责任人为该油气田开发区域内环保第一责任人，要切实履行好监督管理责任。

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂是环保责任单位，该单位下设质量安全环保处，负责分公司的环保工作，下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，具体负责本单位的环保工作。

9.1.4.2环境管理主要任务

9.1.4.2.1施工期的环境管理任务

- (1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。
- (2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报生态环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。
- (3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地生态环境主管部门共同参与检查验收。

9.1.4.2.2运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 HSE 管理体系应纳入中石化河南油田分公司新疆采油厂 HSE 系统统一管理，需将本项目相关内容更新至采油厂突发环境事件应急预案中。

(2) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发性事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确地环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况及其处理结果，协同有关部门制定防治污染事故的措施，并监督实施。

9.1.4.2.3闭井期的环境管理任务

组织做好闭井期设施拆除和场地恢复工作。

9.1.5环境管理手段和措施

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

(1) 行政手段：制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

(2) 技术手段：从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

(3) 经济手段：制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个工作环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

(4) 教育手段：油气开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，所

以要加强教育，通过环境保护宣传和教育培训提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

(5) 环境管理制度：落实包括排污许可制度、企业信息公开制度等。

9.1.6 不同阶段的环境管理要求

9.1.6.1 项目审批阶段

根据《建设项目环境影响评价分类管理目录（2021年版）》，确定本项目需编制环境影响报告书，建设单位应委托具有相应能力的机构编制本项目环评文件。

企业在建设项目环评文件编制前应积极配合环评编制单位查勘现场，及时提供环评文件编写所需的各类资料。

在环境影响报告书的编制和生态环境主管部门审批或者重新审核环境影响报告书的过程中，应该按规定公开有关环境影响评价的信息，征求公众意见。

企业有权要求环评文件编制及审批等单位和个人为其保守商业、技术等秘密。

环境影响评价文件由建设单位报有审批权的生态环境行政主管部门审批，环境影响评价文件未经批准，不得开工建设，自批准之日起超过5年方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报原审批部门重新审核。

项目的性质、规模、地点、生产工艺、生产设备等应与环境影响评价报告或环境影响评价审批等文件一致。如发生重大变动的，应当重新履行环评手续。

9.1.6.2 建设施工阶段

本项目施工期间，应根据环境保护设计要求，开展施工期环境监理工作，确保环境保护设施高质量的施工，并及时处理和解决临时出现的环境污染事件。

本项目所有防渗工程应开展施工期环境监理，防渗工程完工后建设单位应组织设计单位、质检部门、环境监理单位、工程监理单位、施工单位等进行防渗工程阶段性质量验收，并留下工程质量验收档案和相关影像资料。工程质量验收资料和环境监理资料应作为本项目竣工环境保护验收的技术支撑材料。

9.1.6.3 竣工环境保护验收阶段

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，建设项目竣工后建设单位自主开展环境保护验收及相关监督管理。

项目建设中应配套建设气、水、噪声以及固体废物污染防治设施，正式投入生产或

使用之前自主开展废水、废气、噪声、固废的环境保护验收工作。

建设单位是建设项目竣工环境保护验收的责任主体，应当按照本办法规定的程序和标准，组织对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告，公开相关信息，接受社会监督，确保建设项目需要配套建设的环境保护设施与主体工程同时投产或者使用，并对验收内容、结论和所公开信息的真实性、准确性和完整性负责，不得在验收过程中弄虚作假。环境保护设施是指防治环境污染和生态破坏以及开展环境监测所需的装置、设备和工程设施等。

验收报告分为验收监测(调查)报告、验收意见和其他需要说明的事项等三项内容。

建设项目竣工环境保护验收的主要依据、验收的程序和内容具体详见《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》中的相关要求。

9.1.6.4 项目运营期环境管理

(1) 根据国家生态环境保护政策、标准及环境监测要求，制定该项目运行期生态环境保护管理规章制度、各种污染物排放控制指标。

(2) 污染治理设施应与其对应的生产工艺设备同步运转，保证在生产工艺设备运行波动情况下仍能正常运转，实现达标排放。监管污染治理设施运行、操作、维护过程，确保各污染治理设施的正常运行。

(3) 无组织排放的运行管理要求按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准(GB39728-2020)》中的要求执行。

(4) 废水治理设施应制定操作规程，明确各项运行参数，实际运行参数应与操作规程中的规定一致，记录各处理设施的运行参数。

(5) 对废水治理设施的计量装置要定期校验和比对，对泵、电机等要定期检修、维护。

(6) 项目运行期的环境管理由单位安全环保科承担，负责该项目内所有污染治理设施的日常运行管理，保障各污染治理设施的正常运行，并对污染治理设施的改进提出积极的建议。

(7) 对全厂职工进行环保宣传教育工作，定期检查、监督各单位环保制度的执行情况。

(8) 建立健全环境台账和环境档案管理制度、污染防治设施设计技术改进及运行资料、污染源调查技术档案、环境监测及评价资料等。

9.1.7 环境管理制度

9.1.7.1 贯彻执行“三同时”制度

本项目应按要求落实污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的“三同时”制度。

9.1.7.2 贯彻执行排污许可制度

根据《排污许可管理条例》（国务院令第 736 号）要求，纳入固定污染源排污许可分类管理名录的企业事业单位和其他生产经营者应当按照规定的时限申请并取得排污许可证。

排污单位应当依法持有排污许可证，并按照排污许可证的规定排放污染物，应当取得排污许可证而未取得的，不得排放污染物。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，本扩建项目属于名录中“4 石油开采 071”，不涉及通用工序，为登记管理。

9.1.7.3 危险废物管理计划和环境管理台账记录制度

依据《排污许可管理条例》（国务院令第 736 号），排污单位应当建立环境管理台账记录制度，按照排污许可证规定的格式、内容和频次，如实记录主要生产设施、污染防治设施运行情况以及污染物排放浓度、排放量。环境管理台账记录保存期限不得少于 5 年。

产生危险废物的单位应根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）相关要求，制定危险废物管理计划和管理台账，并通过国家危险废物信息管理系统（含省级自建系统）向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

9.1.7.4 土壤污染隐患排查制度

根据《中华人民共和国土壤污染防治法》《环境监管重点单位名录管理办法》《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》和《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》要求，建立土壤污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。

9.1.7.5 环境信息依法披露制度

根据《环境监管重点单位名录管理办法》（生态环境部令第 27 号），企业为土壤污染重点监管单位、环境风险重点管控单位。环境监管重点单位应当依法履行自行监测、信息公开等生态环境法律义务，采取措施防治环境污染，防范环境风险。

根据《企业环境信息依法披露管理办法》，重点排污单位应按规定披露年度环境信息，企业年度环境信息依法披露报告应当包括以下内容：

- （一）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （二）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （三）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （四）碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；
- （五）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （六）生态环境违法信息；
- （七）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （八）法律法规规定的其他环境信息。

9.1.7.6 其他管理制度

依据《中华人民共和国环境保护法》建立环境保护责任制度，明确单位负责人和相关责任人员。

依据《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令 34 号）建立健全环境安全隐患排查治理制度，建立隐患排查治理档案，及时发现并消除环境安全隐患。

9.2 环境监测

9.2.1 环境监测目的

通过对项目运行中污染治理设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对废气、废水、固体废物及噪

声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.2.2 环境监测机构

建设单位可委托有资质的环境监测机构对项目排放的废气、噪声、固废及周围的环境质量进行监测。

9.2.3 监测计划

为切实保障本项目治理设施的有效运行和污染物达标排放，落实排污总量控制制度，本评价依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）等技术规范制定了环境监测计划，详见表 9.2-1 和表 9.2-2。

表 9.2-1 污染源监测计划

类型	监测点位	监测频次	监测项目	执行标准
废气	泵、压缩机、搅拌机（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	半年	泄漏检测值	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表4
	法兰及其他连接件、其他密封设备	年	泄漏检测值	
噪声	井场场界	季度	昼间等效连续A声级 夜间等效连续A声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准
生态	临时占地	半年	临时性占地区植被恢复情况，包括植被覆盖率及植物多样性组成	
	永久占地	退役期	永久占地区植被恢复情况，包括植被覆盖率及植物多样性组成	

表 9.2-2 周边环境质量监测计划

类型	监测点位	监测频次	监测项目	执行标准
土壤	退役期的油井井口周边	年	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值、《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筛选值标准
地下水	退役期的油气井下游	半年	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水质标准、石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准
噪声	声环境保护目标	季度	昼间等效连续A声级 夜间等效连续A声级	《声环境质量标准》

9.2.4 施工期环境监理计划

为减轻重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位聘用环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

② 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④ 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

① 管线工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：各类管线作业带宽度 6m。

② 道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标，但涉及农田，环境监理范围为工程扰动范围，即道路施工的作业带 6m 的范围内。

③ 钻井施工

钻井施工的环境监理范围为井场的永久占地及临时占地区域。

(4) 环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施，废弃泥浆及岩屑、施工

土方量等固体废物主要处置措施,进行环境监理,必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外,还应对管道、场站、道路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

② 试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果,重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表。

表 9.2-3 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建井场	①井位布设是否满足环评要求; ②井场的环保设施,施工是否严格按设计方案执行,施工质量是否能达到要求; ③施工作业是否超越了限定范围; ④废水、废气等污染是否达标排放,废渣是否安全处理处置; ⑤占用农田是否有审批手续,占用面积是否复核审批要求 ⑥钻井期是否对敏感点采取相应的防护措施。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求; ②是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度; ③施工作业是否超越了作业带宽度; ④挖土方放置是符合要求,回填后多余的土方处置是否合理; ⑤施工人员是否按操作规程及相关规定作业; ⑥施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复原有面貌。	
3	道路建设现场	①施工作业是否超越了限定范围; ②临时堆放的土石方是否采取水土流失措施; ③施工人员是否按操作规程及相关规定作业。 ④施工结束后,对于永久使用的道路以及各场站等,建设完成后的恢复情况检查。监督频率:施工结束后1次,监督点:各施工区段	各项环保措施落实到位
4	其它	①施工过程中,各种车辆不得乱开便道,按划定的线路行驶; ②施工季节是否合适; ③施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌,是否及时采取生态恢复和水土保持措施; ④有无砍伐、破坏施工区以外的农作物和植被,有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 污染物排放清单

根据工程分析及本项目采取的污染治理措施,对本项目污染物排放源及排放量进行梳理,形成污染物排放清单,详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	集输	无组织排放废气	烃类	0.7525	0.7525	大气
生产废水	采出水		废水量	1.65×10^4	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层,不外排
	井下作业废水		废水量	542.6	0	
固体废物	检修	油泥	含油污泥	305.5	0	委托巴州联合环境治理有限公司进行处理
噪声	井场设备	机械噪声	-	75~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备,采取减振、隔声等降噪措施

9.4 竣工环境保护验收

9.4.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求,落实项目环境工程设计,确保“三废”稳定达标排放;按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度,施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”;如需进行试生产,其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.4.2 环境设施验收建议

(1) 验收要求

根据《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133号)、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)要求,建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收,并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目,其相应的环境保护设施应当明确分期验收。

(2) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施,包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段,以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(3) 验收条件

根据国务院《关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》(自 2017 年 10 月 1 日起施行), 编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后, 建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序, 对配套建设的环境保护设施进行验收, 编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中, 应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况, 不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外, 建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目, 其配套建设的环境保护设施经验收合格, 方可投入生产或者使用; 未经验收或者验收不合格的, 不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则, 在项目建设过程中, 环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用, 拟建项目建成运行时, 应对环保设施进行验收。同时本环评要求单个井场开始运营后就应按验收清单开展验收。

本项目环境保护验收建议清单见表。

表 9.4-1 项目环境保护设施“三同时”验收表

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
废气	运营期	井场场界	非甲烷总烃	/	无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求。
废水	施工期	井场、管道	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”试压废水循环使用, 试压结束后就地泼洒抑尘	钻井不落地	废水循环利用, 不外排。
	运营期	/	采出水、井下作业废水经联合站处理装置处理后回注油层	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2022)相关标准后, 回注地层
固体废物	施工期	井场	采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	新开井不设置钻井泥浆池和危险废物暂存设施, 也不设置防渗岩屑池, 采用泥浆不落地技术, 对产生的泥浆、岩屑进行脱水回收处理。泥浆进入泥浆罐循环使用, 钻井岩屑采用不落地收集系统收集后, 直接拉运至巴州联合环境治理有限公司妥善处置。
	运营期	宝浪联合站	油泥处置	/	委托有废油泥运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司进行处理
噪声	运营期	井场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
					准。
环境风险	运营期	井场 管线	井口防喷装置、可燃气体浓度检测报警装置、腐蚀监测系统、详细的井场井喷、井漏事故应急预案；管道断裂、泄漏、水体污染风险事故的应急预案。	/	有效应对和排除各种突发事故的不利影响。
生态	施工期	临时占地	临时占地的迹地恢复	/	不对区域水土保持产生明显影响
		农田	尽量少占或不占用农田，按规定进行补偿	/	保护农用地，减少占地
		保护动物和植被	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为	/	保护生境和生物多样性
		管线	管线施工作业带宽度不大于6m	/	保护农用地，减少占地
环境监测与管理	施工期和运营期	井场 管线路	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	/	污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

10 环境影响评价结论

10.1 建设项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州的焉耆县和博湖县，开都河西南岸的宝浪油田。油田开发区域地理坐标为东经 $86^{\circ}30'00''\sim 86^{\circ}45'00''$ ，北纬 $41^{\circ}30'00''\sim 41^{\circ}45'00''$ 。宝北区块距离焉耆县城约 3.5 公里，宝中区块距离博湖县城约 3 公里。

本项目部署探井及勘探评价井 8 口，进尺 3.25 万米。预计新增石油预测储量 1100 万吨，控制储量 300 万吨，探明储量 400 万吨。开发钻井 40 口，进尺 11.6 万米，平均钻井深度 2900m，预计年产油 $5.341\times 10^4\text{t}$ ，年产天然气 $18000\times 10^4\text{m}^3$ 。建设单井集输管线 28km，井场道路 4km，永久征地 0.062km^2 ，临时征地 0.1km^2 。依托已建站场，新建油井采用单管集输工艺，就近接入已建站场处理。

集输方案主要采用单井-计量站-联合处理站两级布站管线密闭集输流程，采出液进入处理站后经三项分离器进行气液分离-加热-脱水-稳定后外输，采出水在宝浪联合处理站污水处理系统处理达标后回注井下。

10.2 环境质量现状

(1) 环境空气质量

本项目所在巴州地区 PM_{10} 年均浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值要求，环境空气质量为不达标区。

(2) 水环境质量

项目区宝北区块位于开都河南部，距离开都河约 3km；宝中区块位于开都河和博斯腾湖西部，距离开都河约 2km，距离博斯腾湖约 12km。开都河项目区上游、下游水质中指标均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 I 类水质标准，水环境质量良好。

区域内 5 个地下水监测点监测项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准限值的要求。石油类均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标

准。

(3) 声环境质量

声环境质量监测结果表明,各监测点监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求。

(4) 土壤环境质量

项目区农用地监测项目低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的pH>7.5所列标准风险筛选值,建设用地上土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中重金属元素含量和石油烃含量较低,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)第二类用地风险筛选值要求。区域土壤环境污染风险低,对人体健康的风险可以忽略。

(5) 生态环境质量

本工程位于巴州地区焉耆县和博湖县境内,根据《新疆生态功能区划》,工程区属于焉耆盆地绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。根据现场调查及资料收集,本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区等环境敏感区,涉及农田和塔里木流域水土流失重点治理区,整个评价区域以农田景观为主,主要农作物为小麦和玉米,自然植被主要为为怪柳、芦苇、疏叶骆驼刺、花花柴等,植被覆盖度35%左右。评价区野生动物种类及分布均很少,生态环境现状总体较差,环境的功能具有一定的稳定性,有一定的承受干扰的能力及生态完整性。

10.3 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表。

表 10.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	集输	无组织排放废气	烃类	0.7525	0.7525	大气
生产废水	采出水		废水量	1.65×10 ⁴	0	采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层,不外排
	井下作业废水		废水量	542.6	0	
固体废物	检修	油泥	含油污泥	305.5	0	委托巴州联合环境治理有限公司进行处理

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
噪声	井场及井下作业设备		噪声	75~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备, 采取减振、隔声等降噪措施

10.4 主要环境影响

(1) 生态影响

本项目建设区域涉及农田生态环境敏感目标, 项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响, 本项目将永久占地 62000m², 临时占地 100000m²。由于工程占地面积不大, 不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少, 且经过现有油田设施多年运营后, 已经少有大型野生动物在本区域出现, 工程对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

(2) 大气环境影响

根据工程分析, 本项目建设期废气排放主要是汽车尾气和施工扬尘, 建设期污染属于阶段性局部污染, 随着工程结束, 其影响也相应消失。生产运营期, 在正常工况下大气污染物的主要来源是集输过程无组织排放烃类污染物。油气集输过程中的烃类挥发, 无组织排放量为 0.7525t/a。

根据大气预测结果可知, 本项目井场无组织排放的非甲烷总烃的贡献浓度较低, 占标率较小, 非甲烷总烃浓度可达到《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃空气质量浓度限值 (2mg/m³) 要求。项目正常情况下无组织排放的大气污染物对评价区域大气环境质量不会产生明显影响。

综上所述, 项目在施工期和运营期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同, 施工期是暂时性小范围影响, 随施工的结束而消失, 运营期为持续的长期影响, 但各废气污染物均可以得到较好扩散, 对大气污染物浓度贡献值小, 且项目区地域空旷, 并不会使区域环境空气质量发生显著改变, 项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

(3) 声环境影响分析

本工程噪声评价范围内有多个声环境敏感点建设期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的, 随施工结束即消失。做好敏感点附近钻井的噪声控制措施, 30 天内安排好施工时序, 不会对周边居民点产生大的影响。运营期井口采油

装置噪声源强较低，影响范围有限。由预测结果可知，本项目昼间单井井场 60m 以外噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求；且周边声环境敏感点噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准（昼间 55dB（A），夜间 45dB（A））。

（4）水环境影响

正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在施工和运营期时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；钻井期间均采取了固井措施，有效防止了采出液漏失污染地下水。即正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施。

非正常状况下，单井集输管线发现泄漏状况时，下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

（5）固体废物影响

钻井过程中产生的固体废物主要为钻井泥浆、岩屑。泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集，暂时存放于岩屑池干化，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB/T3997-2017）标准后用于修路铺垫井场。聚磺体系体系泥浆钻井岩屑经不落地回收系统收集后，拉运至巴州联合环境治理有限公司（巴州危废（固废）处置中心）妥善处置，不会对环境产生大的影响。

项目废油泥属危险废物，统一委托有废油运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司（巴州危废（固废）处置中心）进行处理。运营期工作人员由内部调剂解决，不新增工作人员，故不新增生活垃圾。本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

（6）土壤环境影响

本工程施工期的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。运营期正常状况下无土壤污染途径，不会对周围土壤产生影响。非正常状况下，管线阀门连接处发生泄漏，泄漏原油渗入土壤中，对土壤造成污染。因此项目区在未来的建设

中必须要做好集输管线的防渗检漏措施。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

(7) 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括原油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本项目环境风险可防可控。

10.5 公众意见采纳情况

本项目建设单位严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，进行了三次网上公示，一次现场张贴公告，两次报纸公示，公示期间未收到反馈意见。

10.6 环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

(1) 严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用耕地的必须做到占补平衡。经批准占用的耕地，按照占多少、垦多少的原则，在当地政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁占用基本农田。

(2) 在可研设计在井场选址、建设和管线的选线、敷设过程中，优化涉及方案，严格控制道路占地面积，最大限度地避开基本农田，不占或少占耕地，尽可能地选在非农田区域。在下阶段的设计中应进一步优化设计方案，减少占用耕地。管线道路布设，避免切割农田区，最大限度地减少对农业环境和景观的破坏。

(3) 严格界定施工活动范围和井场占地面积，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在6m内，减少对地表的碾压，减少扰动面积，减少农田占用。选择植被生长稀疏地段进行作业。

(4) 施工在开挖地表、平整土地时，表土保留，临时堆土必须进行拦挡，施工完

毕，应尽快整理施工现场，

(5) 本环评建议该区域新开井井场不设置危险废物暂存设施，也不设置防渗岩屑池，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，泥浆进入泥浆罐循环使用，钻井岩屑采用不落地收集系统收集后直接拉到巴州联合环境治理有限公司（巴州危废（固废）处置中心）妥善处置。

(6) 油田区油气集输及处理采用全密闭流程，井口不设加热炉，井口密封并设紧急截断阀。

(7) 油泥等危废委托有废油运行处理资质的巴州联合环境治理有限公司（巴州危废（固废）处置中心）进行处理。

(8) 噪声评价范围内有多处居民点，在钻井期间设置声屏障，尽最大可能缩短夜间施工时间，运营期禁止在夜间开展井下作业，减少对居民点的影响。

10.7 环境影响经济损益分析

由环境经济效益分析可知，项目采取的各种污染防治措施合理可行，可使项目生产过程中产生的污染物得到较大程度的削减，同时项目的建设将会促进当地经济发展，具有较好的经济效益、社会效益和环境效益。

10.8 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司河南油田分公司新疆采油厂环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.9 总结论

2024-2026 年宝浪油田勘探开发建设项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目

对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。