

中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店  
油田和羊三木油田产能建设项目（一阶段）  
竣工环境保护验收调查报告

建设单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司

编制单位：河北圣鸿环保科技有限公司

2026 年 1 月



# 目 录

前言.....	1
<b>1 综述.....</b>	<b>3</b>
1.1 验收调查依据.....	3
1.2 调查目的及原则.....	7
1.3 调查方法.....	7
1.4 调查范围.....	8
1.5 调查内容及监测因子.....	9
1.6 验收调查重点.....	9
1.7 验收执行标准.....	10
1.8 环境保护目标.....	16
<b>2 工程概况.....</b>	<b>19</b>
2.1 项目概况.....	19
2.2 项目组成与建设内容.....	22
2.3 工艺过程及产污环节.....	57
2.4 验收期间工况.....	77
2.5 工程环保投资.....	78
2.6 工程变动情况.....	78
<b>3 环境影响报告书回顾及审批文件回顾.....</b>	<b>79</b>
3.1 环境影响报告书主要结论.....	79
3.2 环境影响报告书批复.....	91
<b>4 环保措施落实情况调查.....</b>	<b>95</b>
4.1 环评文件环保措施落实情况.....	95
4.2 环评批复要求落实情况.....	106
4.3 环保验收三同时执行情况.....	108
4.4 小结.....	110
<b>5 建设过程环境影响调查.....</b>	<b>111</b>
5.1 施工生态影响调查.....	111
5.2 施工期地表水环境影响调查.....	119
5.3 施工期地下水和土壤环境影响调查.....	121
5.4 施工期大气环境影响调查.....	122
5.5 施工期噪声环境影响调查.....	124
5.6 施工期固体废物环境影响调查.....	125
5.7 小结.....	126
<b>6 生态保护措施及影响调查.....</b>	<b>128</b>
6.1 生态环境状况调查.....	128
6.2 工程占地影响调查.....	130
6.3 土壤环境影响调查.....	134
6.4 植被和动物影响调查.....	146

6.5 生态功能影响调查 .....	149
6.6 水土流失调查 .....	149
6.7 景观生态环境影响 .....	150
6.8 小结 .....	150
<b>7 水环境影响调查与分析 .....</b>	<b>151</b>
7.1 水污染源及防治措施调查 .....	151
7.2 环境影响调查 .....	152
7.3 小结 .....	157
<b>8 大气环境影响调查与分析 .....</b>	<b>158</b>
8.1 大气污染源及防治措施调查 .....	158
8.2 废气排放情况调查 .....	159
8.3 小结 .....	166
<b>9 声环境影响调查与分析 .....</b>	<b>168</b>
9.1 噪声污染源及防治措施调查 .....	168
9.2 声环境状况调查 .....	169
9.3 小结 .....	172
<b>10 固体废物环境影响调查 .....</b>	<b>173</b>
10.1 固体废物污染防治及处置措施调查 .....	173
10.2 小结 .....	175
<b>11 社会环境影响调查 .....</b>	<b>176</b>
11.1 影响地区社会经济概况 .....	176
11.2 征地拆迁安置影响调查 .....	176
11.3 小结 .....	176
<b>12 清洁生产调查 .....</b>	<b>177</b>
12.1 生产工艺与装备水平调查分析 .....	177
12.2 资源利用情况调查 .....	178
12.3 污染防治措施调查 .....	178
12.4 生态保护措施调查 .....	179
12.5 节能措施调查 .....	179
12.6 环境管理制度调查 .....	180
12.7 清洁生产体系 .....	181
12.8 小结 .....	186
<b>13 污染物排放总量控制调查 .....</b>	<b>187</b>
13.1 污染物排放总量控制原则 .....	187
13.2 环评阶段污染物排放总量控制方案 .....	187
13.3 总量控制指标符合性分析 .....	187
<b>14 环境风险防范措施调查 .....</b>	<b>188</b>
14.1 建设项目环境风险源 .....	188

14.2 环境风险防范措施落实调查 .....	194
14.3 环境风险应急预案 .....	202
14.4 应急物资调查 .....	202
14.5 环境风险应急演练调查 .....	204
14.6 小结 .....	204
<b>15 环境管理及监测计划调查 .....</b>	<b>205</b>
15.1 建设项目 HSE 管理体系的建立和执行情况 .....	205
15.2 环境管理实施情况调查 .....	206
15.3 环境监测情况调查 .....	207
15.4 环境保护“三同时”制度落实情况 .....	208
15.5 小结 .....	208
<b>16 结论与建议 .....</b>	<b>209</b>
16.1 工程概况 .....	209
16.2 环境保护措施落实情况调查 .....	209
16.3 建议和要求 .....	212
16.4 综合调查结论 .....	212

## 附图

- 1、项目地理位置图
- 2、项目与采矿权证位置关系图
- 3、项目单井管线与依托管线及周边关系图
- 4、项目管线路由图

## 附件

- 1、环评批复文件
- 2、排污许可证
- 3、应急备案意见
- 4、危废协议
- 5、暂停外排水报告
- 6、检测报告



## 前言

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司第六采油厂（以下简称“第六采油厂”）位于河北省沧州渤海新区黄骅市，成立于1996年7月，是中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司下属的集采、注、输为一体的综合性单位。第六采油厂负责羊三木、孔店、扣村、齐家务等油田的开发管理工作，开发含油面积22.6km<sup>2</sup>，地质储量6001.29万吨，可采储量1892.14吨。

在油田开发过程中，因地层压力下降及注水开采的开发方式等原因，造成油井采出液产量下降、含水率上升，甚至部分油井因采油量不足而停井，从而导致产能呈下降的态势。根据备案文件《中国石油2024年第一批油气开发项目（河北省）备案确认单》（项目代码：2406-000000-60-01-511805），在羊三木油田新建产能0.7×10<sup>4</sup>t/a，孔店油田新建产能1.3×10<sup>4</sup>t/a，合计2.0×10<sup>4</sup>t/a。项目建设完成后第六采油厂总产能不新增。

中国石油大港油田第六采油厂投资11880万元建设中国石油大港油田第六采油厂2024年孔店油田和羊三木油田产能建设项目。主要建设内容包括新钻产能井17口（油井14口，水井3口），新建井场8座，新建单井输油管线1.293km，新建单井注水管线0.68km，共计1.973km，以及配套建设供配电、自控等工程。建成后新增产能2.0×10<sup>4</sup>t/a。所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内。油气外输及处理均依托已有地面设施。项目位于黄骅市羊三木回族乡、官庄乡境内。

2024年12月5日，中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司委托天津市盛鑫源环境科技有限公司编制的《中国石油大港油田第六采油厂2024年孔店油田和羊三木油田产能建设项目环境影响报告书》取得沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复，批复文号：渤黄审批书[2024]009号。

2024年12月31日，中国石油大港油田第六采油厂重新申领取得排污许可证，并于2025年3月28日进行了变更，证书编号911200007182589087003T（有效日期2024年12月31日至2029年12月30日）。

由于施工进度及钻井采出水含油等方面原因，项目分阶段建设、分阶段验收，本次验收仅针对第一阶段建设内容进行验收。第一阶段建设内容为新钻产能井14口，全部为油井，新建井场3座，新建单井输油管线共计0.765km，以及配套建设供配电、自控等工程。建成后新增产能1.3×10<sup>4</sup>t/a，全厂总产能不增加。工

程呈点线状分布在已开发油区范围内。油气外输及处理依托已有地面设施。

2024年12月,项目第一阶段工程第一口井开工建设,建设方式为滚动开发,于2025年11月第一阶段最后一口井建设完成。

项目环评阶段总投资估算为11880万元,其中环保投资445万元,占项目总投资的3.75%;本阶段实际完成总投资为8485万元,其中环保投资约270万元,占项目总投资的3.18%。

根据《中华人民共和国环境保护法》和《建设项目环境保护管理条例》(国务院第682号令)等有关规定,按照环境保护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”制度要求,建设单位需查清工程在施工过程中对环境的影响报告书和工程设计文件所提出的环境保护措施和要求的落实情况,调查分析工程在建设和试运行期间对环境造成的实际影响及可能存在的潜在影响,是否已采取有效的环境保护预防、减缓和补救措施,全面做好环境保护工作,为工程竣工环境保护验收提供依据。

2025年11月,中国石油大港油田第六采油厂参照环保部《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》(国环规环评〔2017〕4号)和河北省环境保护厅《建设项目环境影响评价文件审批及建设单位自主开展环境保护设施验收工作指引(试行)》的有关要求,对该项目开展相关验收调查工作。同时委托河北冀赛环保科技有限公司于2025年11月12日至2025年11月13日分别对井场区域土壤和地下水进行了监测,于2025年12月4日出具检测报告,报告编号:冀赛环检字(2025)第J0752号;委托河北未派环保科技有限公司于2025年11月19日至2025年11月21日、2025年11月26日分别对依托联合站的加热炉和采暖锅炉废气、井场无组织废气和井场厂界噪声进行了竣工验收检测,于2025年12月4日出具检测报告,报告编号:WPJC[2025]11094Y号。我公司根据现场调查情况和检测报告按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》及《建设项目竣工环境保护验收技术规范 污染影响类》编制完成竣工环境保护验收报告。

# 1 综述

## 1.1 验收调查依据

### 1.1.1 相关法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，（2015年1月1日起施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，（2018年12月29日起施行）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日起施行）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》，（2018年10月26日施行）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，（2018年12月29日施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，（2016年11月7日修正）。
- (7) 《中农化人民共和国土壤污染防治法》（2018年8月31日审议通过，2019年1月1日起施行）
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016年7月修订）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日）；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法》（2014年7月修订）；
- (11) 《中华人民共和国森林法》（2009年8月）；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年7月）；
- (13) 《中华人民共和国节约能源法（第二次修订）》（2018.10.26）；
- (14) 《中华人民共和国基本农田保护条例》（1998年12月27日，国务院第257号）；
- (15) 《中华人民共和国自然保护区条例》（2016年2月修订）；
- (16) 《风景名胜区条例》（2016年2月修订）。

### 1.1.2 部门规章

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第682号，2017.10.1）；
- (2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）；
- (3) 《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发[2006]28号，原国家环境保护总局）；
- (4) 《石油天然气管道保护条例》（中华人民共和国国务院令第313号，2001.8.2实施）；

(5)《关于进一步加强建设项目环评公众参与工作的通知》(冀环办发[2010]238号);

(6)《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》(环发[2015]第4号);

(7)《河北省环境保护条例》(河北省第十届人大常委会公告第39号);

(8)《河北省建设项目环境保护管理条例》(1998年11月29日);

(9)河北省环境保护局关于印发《建设项目环境保护管理若干问题的暂行规定》的通知(冀环办发[2007]65号);

(10)《河北省环境敏感区支持、限制及禁止建设项目名录》(2005年修订版);

(11)《河北省大气污染防治行动计划实施方案》(2013.9.6);

(12)《京津冀及周边地区落实大气污染防治行动计划实施细则》(环发[2013]104号);

(13)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发[2015]17号2015.4.2);

(14)《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》(国规环评[2017]4号);

(15)《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》(2018.5.16);

(16)《建设项目环境影响评价文件审批及建设单位自主开展环境保护设施验收工作指引(试行)》(冀环办字函[2017]727号);

(17)关于《建设项目环境影响评价文件审批及建设单位自主开展环境保护设施验收工作指引(试行)》的说明。

### **1.1.3 验收技术规范及导则**

(1)《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》(HJ612-2011,国家环保部,2011年6月1日);

(2)《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》(HJ/T394-2007);

(3)《建设项目竣工环境保护验收技术规范 污染影响类》(生态环境部公告2018年第9号);

(4)《建设项目环境影响技术评价导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(5)《环境影响技术评价导则 大气环境》(HJ/T2.2-2018);

- (6) 《环境影响技术评价导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (7) 《环境影响技术评价导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);
- (8) 《环境影响技术评价导则 声环境》(HJ/T2.4-2021);
- (9) 《环境影响技术评价导则 生态影响》(HJ19-2022);
- (10) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018);
- (11) 《环境影响技术评价导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018);
- (12) 《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007);
- (13) 《国家危险废物名录》;
- (14) 《建设项目环境保护设施竣工验收监测技术要求》(试行);
- (15) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》(HJ/Txx-2002 国家环保部, 2002年2月);
- (16) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012.3.7 实施);
- (17) 《采油废水治理工程技术政策》(HJ2041-2014)。
- (18) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》(SY/T6629-2005);
- (19) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005);
- (20) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023);
- (21) 《石油化工企业防渗设计通则》(Q/SY1303-2010)。

#### **1.1.4 工程技术文件及批复文件**

- (1) 《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目环境影响报告书》(天津市盛鑫源环境科技有限公司, 2024 年 10 月);
- (2) 《沧州渤海新区黄骅市行政审批局关于中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目环境影响报告书的批复, 渤黄审批书[2024]009 号;
- (3) 《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目(一阶段)验收检测报告》(报告编号: 冀赛环检字(2025)第 J0752 号);
- (4) 《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目(一阶段)验收检测报告》(报告编号: WPJC[2025]11094Y 号);
- (5) 《中国石油勘探与生产分公司环境保护管理规定》(油勘字[2003]90 号

文);

(6) 《中国石油天然气股份有限公司报告环境事件暂行规定》(石油质字[2003]165号);

(7) 《中国石油天然气股份有限公司建设项目环境保护管理暂行规定》;

(8) 中国石油大港油田第六采油厂提供的其它相关资料。

## 1.2 调查目的及原则

### 1.2.1 调查目的

根据河北省环境保护厅对《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目环境影响报告书》的批复要求和环评单位对该项目所做的评价结论、建议，以及该项目环境影响的内容和特点，本次验收调查目的旨在：

(1) 调查该项目在设计、施工和试运行阶段对工程设计文件和环境影响报告书中所提出的环境保护措施落实情况，以及对沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复要求的落实情况；

(2) 调查本工程已采取的生态保护、水土保持及污染控制措施，并通过对项目所在区域环境监测与调查结果的评价，分析各项措施实施的有效性，针对该工程已产生的实际环境问题及可能存在的潜在环境影响，提出切实可行的补救和应急措施，针对已实施的尚不完善的措施提出改进意见；

(3) 通过公众意见调查，了解公众对工程施工期及试运行期环境保护工作意见及对工程所在区域居民工作和生活的情况，并将公众的合理要求反馈给工程管理部门，同时提出解决建议；

(4) 根据工程环境影响的调查结果，客观、公正地从技术上论证该工程是否符合竣工环境保护验收条件。

### 1.2.2 验收调查原则

本次验收调查工作坚持如下几点原则进行：

- (1) 认真贯彻国家与地方的环境保护法律、法规及有关规定；
- (2) 坚持生态保护与污染防治并重的原则；
- (3) 坚持客观、公正、科学、求实的原则；
- (4) 坚持利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测相结合的原则；
- (5) 坚持对工程施工期、试运行期环境影响进行全过程分析的原则。

## 1.3 调查方法

根据调查目的和内容，对照油田试运行时期的环境影响程度和范围，确定本次竣工环保验收调查主要采取现场勘查、文件资料核实、公众意见调查和现场监

测相结合的手段和方法。其主要方法为：

(1) 按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 污染影响类》、《建设项目环境保护设施竣工验收监测管理和有关问题的通知》中的要求执行，并参照《环境影响评价技术导则》规定的方法；

(2) 试运行期环境影响调查以现场勘查和环境现状监测为主，通过现场调查、监测和查阅生产设备，记录分析该工程对环境的影响；

(3) 生态环境保护措施调查以现场调查、核实有关资料文件为主，并核实环境影响评价和初步设计所提示环保措施的落实情况；

(4) 环境保护措施有效性分析以污染源监测和现场调查为主，根据存在的问题提出改进措施与补救措施相结合的方法。

## 1.4 调查范围

本次验收调查范围较《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目》中评价范围减小。具体调查范围见下表。

**表 1.4-1 竣工环保验收调查范围表**

序号	项目	评价范围	本次调查范围	备注
1	环境空气	以各井丛场为中心、边长 5km 的矩形区域叠加而成的包络线区域	以本次验收项目井丛场为中心、边长 5km 的矩形区域叠加而成的包络线区域	阶段验收，调查范围与环评一致
2	地下水	以各井场为基准，下游为重点项周围扩至：孔店油田评价区北至官庄村，南至后九女河村，西至西九女河村，东至葛沽塘村东，东南边界沿河划定面积约 20.2km <sup>2</sup> ，羊三木油田评价区西北至羊三木，东南至三虎庄村，西南至羊三木西南 1300m，东北至羊三木东北 1800m，面积约 20km <sup>2</sup> 。	以各井场为基准，下游为重点项周围扩至：北至官庄村，南至后九女河村，西至西九女河村，东至葛沽塘村东，东南边界沿河划定面积约 20.2km <sup>2</sup>	阶段性验收，调查范围与环评一致
3	噪声	井场厂界外延 200m 范围	本次验收井场厂界外延 200m 范围	与环评一致
4	环境风险	不设评价范围	不设调查范围	与环评一致
5	生态环境	各井场边界 50m 范围及新建单井管线中心线两侧外延 300m 范围。	本次验收各井场边界 50m 范围及新建单井管线中心线两侧外延 300m 范围	与环评一致
6	土壤环境	本项目污染影响型土壤评价范围为站场占地范围及占地范围外扩 1km 范围。	污染影响型土壤评价范围为本次验收井场占地范围及占地范围外扩 1km 范围	与环评一致
		生态影响型土壤评价范围为站场占地范围及占地范围外扩 5km 范围。	生态影响型土壤评价范围为本次验收井场占地范围及占地范围外扩 5km 范围	与环评一致

## 1.5 调查内容及监测因子

### 1、生态环境

生态环境选择工程永久占地、临时占地、复垦土地等对农业经济、植被等的影响；废弃泥浆对农作物的影响等因素及水土流失等作为调查因子。

### 2、声环境

井丛场边界噪声，监测因子为等效连续 A 声级(L<sub>eq</sub>)。

### 3、环境空气

本次验收项目大气污染源为井丛场无组织排放的非甲烷总烃和依托的联合站加热炉和采暖炉运行过程排放的烟气，主要污染因子为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和烟气黑度；

### 4、水环境

本次验收调查水环境为地下水环境等水质。

地下水环境监测因子：pH 值、耗氧量、石油类、氨氮、挥发性酚类、石油烃（C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>）、石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯。

回注水监测因子：悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率；

### 5、土壤环境

本次验收调查土壤环境为井丛场所在地的土壤环境。

监测因子：pH、石油类、石油烃(C<sub>6</sub>~C<sub>9</sub>)、石油烃(C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯、土壤盐分含量。

## 1.6 验收调查重点

项目为石油资源开发项目，通过对该工程环境影响评价文件、初步设计文件的分析，确定本次验收调查重点为以下几点：

1、核实实际工程建设内容及方案设计变更情况；调查环评提出的环境保护目标基本情况及变更情况；

2、环境保护设计文件、环境影响评价文件及环境影响评价审批文件中提出的环境保护措施（包括污染源治理、生态保护及恢复情况、风险防范与应急措施落实）落实情况及其效果、污染物排放总量控制要求落实情况；

3、调查了解施工及运行期间公众意见、实际存在的及公众反映强烈的环境问题；

4、环境影响评价制度及其他环境保护规章制度执行情况；环境质量和主要污染因子达标情况；

5、工程环境保护措施投资情况、环境保护管理制度及执行情况。

## 1.7 验收执行标准

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》中 4.3.1 规定“原则上采用环境影响评价文件中经环境保护行政主管部门确认的环境保护标准与污染防治设施的相关指标作为验收调查标准，如有已修订新颁布的环境保护标准则用其作为验收调查的标准。

本次验收调查标准主要分为环境质量标准和污染物排放标准，各标准执行情况具体如下：

### 1.7.1 环境质量标准

#### 1、环境空气质量标准

项目区周边村庄环境敏感点执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准和《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准，环境空气质量标准见下表。

表 1.7.1-1 环境空气质量标准

环境要素	名称	标准值		单位	标准来源
环境空气	PM <sub>10</sub>	年平均	70	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准及其修改单
		24h 平均浓度	150		
	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35		
		24h 平均浓度	75		
	SO <sub>2</sub>	年平均	60		
		24h 平均	150		
		1h 平均	500		
	NO <sub>2</sub>	年平均	40		
24h平均		80			

#### 2、地下水质量标准

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

表 1.7.1-2 地下水环境质量标准

序号	项目	Ⅲ类标准值	标准来源
1	色度	≤15	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅲ类 标准
2	臭和味	无	
3	浑浊度	≤3	
4	肉眼可见物	无	
5	pH	6.5-8.5	
6	总硬度(以CaCO <sub>3</sub> 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)	≤0.1	
12	铜(mg/L)	≤1.00	
13	锌(mg/L)	≤1.0	
14	铝(mg/L)	≤0.20	
15	挥发性酚类(以苯酚计)(mg/L)	≤0.002	
16	阴离子表面活性剂(mg/L)	≤0.30	
17	耗氧量(mg/L)	≤3.0	
18	氨氮(mg/L)	≤0.5	
19	硫化物(mg/L)	≤0.02	
20	钠(mg/L)	≤200	
21	总大肠菌群	≤3.0	
22	菌落总数	≤100	
23	亚硝酸盐(以N计)(mg/L)	≤1.0	
24	硝酸盐(以N计)(mg/L)	≤20	
25	氰化物(mg/L)	≤0.05	
26	氟化物(mg/L)	≤1.0	
27	碘化物(mg/L)	≤0.08	
28	汞(mg/L)	≤0.001	
29	砷(mg/L)	≤0.01	
30	硒(mg/L)	≤0.01	
31	镉(mg/L)	≤0.005	
32	铬(六价)(mg/L)	≤0.05	
33	铅(mg/L)	≤0.01	
34	三氯甲烷(μg/L)	≤60	
35	四氯化碳(μg/L)	≤2.0	
36	苯(μg/L)	≤10.0	

37	甲苯( $\mu\text{g/L}$ )	$\leq 700$	
38	铍 ( $\text{mg/L}$ )	$\leq 0.002$	
39	镍 ( $\text{mg/L}$ )	$\leq 0.02$	
40	钡 ( $\text{mg/L}$ )	$\leq 0.70$	
41	石油类 ( $\text{mg/L}$ )	$\leq 0.05$	
42	COD ( $\text{mg/L}$ )	$\leq 20$	
43	BOD ( $\text{mg/L}$ )	$\leq 4.0$	
44	总磷 ( $\text{mg/L}$ ) (以 P计)	$\leq 0.2$	
45	总氮 ( $\text{mg/L}$ ) (以 N计)	$\leq 1.0$	

### 3、环境噪声标准

项目区域属于农村地区，以村庄住户为主，井场区域声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准，井场周边环境保护目标区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 1 类区标准。声环境质量标准见下表。

**表 1.7.1-3 声环境环境质量标准**

区域	标准值		单位	标准来源
环境保护目标	昼间	55	dB (A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类
	夜间	45		
项目区	昼间	60		《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类
	夜间	50		

### 5、土壤环境质量标准

建设项目范围外农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)表 1 标准，农用地土壤中石油烃参照执行《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 2 中第一类用地筛选值标准要求；建设项目范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 和表 2 第二类用地筛选值和《建设用地土壤污染风险筛选值》(DB13/T5216-2022)第二类用地筛选值标准。评价范围内村庄执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表 2 中第一类用地筛选值标准要求。土壤环境质量标准见下表。

**表 1.7.1-4 建设用地土壤环境质量标准**

序号	类型	污染物	CAS 编号	筛选值	单位	标准来源
1	重金属和 无机物	砷	7440-38-2	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 GB36600-2018
2		镉	7440-43-9	65	mg/kg	
3		铬	18540-29-9	5.7	mg/kg	
4		铜	7440-50-8	18000	mg/kg	
5		铅	7439-92-1	800	mg/kg	
6		汞	7439-97-6	38	mg/kg	

7		镍	7440-02-0	900	mg/kg	
8	挥发性有 机物	四氯化碳	56-23-5	2.8	mg/kg	
9		氯仿	67-66-3	0.9	mg/kg	
10		氯甲烷	74-87-3	37	mg/kg	
11		1,1-二氯乙烷	75-34-3	9	mg/kg	
12		1,2-二氯乙烷	107-06-2	5	mg/kg	
13		1,1-二氯乙烯	75-35-4	66	mg/kg	
14		顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	596	mg/kg	
15		反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	54	mg/kg	
16		二氯乙烷	75-09-2	616	mg/kg	
17		1,2-二氯丙烷	78-87-5	5	mg/kg	
18		1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	10	mg/kg	
19		1,1,1,2-四氯乙烷	79-34-5	6.8	mg/kg	
20		四氯乙烯	127-18-4	53	mg/kg	
21		1,1,1,-三氯乙烷	71-55-6	840	mg/kg	
22		1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	2.8	mg/kg	
23		三氯乙烯	79-01-6	2.8	mg/kg	
24		1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.5	mg/kg	
25		氯乙烯	75-01-4	0.43	mg/kg	
26		苯	71-43-2	4	mg/kg	
27		氯苯	108-90-7	270	mg/kg	
28		1,2-二氯苯	95-50-1	560	mg/kg	
29		1,2-二氯苯	106-46-7	20	mg/kg	
30		乙苯	100-41-4	28	mg/kg	
31		苯乙烯	100-42-5	1290	mg/kg	
32		甲苯	108-88-3	1200	mg/kg	
33		间二甲苯+对二甲 苯	108-38-3 , 106-42-3	570	mg/kg	
34		邻二甲苯	95-47-6	640	mg/kg	
35		半挥发性 有机物	硝基苯	98-95-3	76	mg/kg
36			苯胺	62-53-3	260	mg/kg
37			2-氯酚	95-57-8	2256	mg/kg
38			苯并[a]蒽	56-55-3	15	mg/kg
39			苯并[a]芘	50-32-8	1.5	mg/kg
40			苯并[b]荧蒽	205-99-2	15	mg/kg
41	苯并[k]荧蒽		207-08-9	151	mg/kg	
42	蒽		218-01-9	1293	mg/kg	
43	二苯并[a, h]蒽		53-70-3	1.5	mg/kg	
44	茚并[1,2,3-cd]芘		193-39-5	15	mg/kg	
45	萘		91-20-3	70	mg/kg	
46	其他项目	石油烃类	/	4500	mg/kg	
47		萘	82-32-9	2189	mg/kg	
48		芴	86-73-7	1459	mg/kg	

49		菲	85-01-8	1060	mg/kg	
50		葱	120-12-7	10000	mg/kg	
51		茺葱	206-44-0	1459	mg/kg	
52		芫	129-00-0	1094	mg/kg	
53		苯并(g,h,i)芘	191-24-2	1060	mg/kg	

表 1.7.1-5 农用地土壤环境质量标准单位：mg/kg

序号	污染物项目		风险筛分值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.4	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

## 1.7.2 污染物排放标准

### 1、大气污染物排放标准

#### (1) 施工期

施工期扬尘执行《施工场地扬尘排放标准》(DB13/2934-2019)表1扬尘排放浓度限值；柴油发电机废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单中第四阶段排放限值要求。

表 1.7.2-1 施工期大气污染物排放限值和管控要求

污染物	无组织排放监控点		标准来源	
	监控点	浓度限值		
颗粒物(施工扬尘)	周界外浓度最高点	0.08* mg/m <sup>3</sup>	《施工场地扬尘排放标准》DB13/2934-2019表1标准	
柴油发电	CO	依据标准测量	3.5g/kWh	《非道路移动机械用柴油机排气污染物

机废气	HC		0.4g/kWh	排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》GB20891-2014及修改单中第四阶段（额定功率Pmax>560kW）
	NOx		3.5g/kWh	
	PM		0.1g/kWh	
*注：监测点浓度限值指监测点PM <sub>10</sub> 小时平均浓度实测值与同时段所属县、市、区PM <sub>10</sub> 小时平均浓度的差值。县（市、区）PM <sub>10</sub> 小时平均浓度大于150μg/m <sup>3</sup> 时，以150μg/m <sup>3</sup> 计。				

## （2）运营期

运营期井场边界非甲烷总烃执行河北省地方标准《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表2非甲烷总烃企业边界大气污染物浓度限值2.0mg/m<sup>3</sup>的标准，同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9企业边界污染物控制要求”规定限值。井场内非甲烷总烃无组织排放的执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A.1标准要求。

孔店联合站6#加热炉执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕56号）排放限值要求。1#和2#加热炉及采暖锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB13/5161-2020）排放限值要求。大气污染物排放标准见下表。

**表 1.7.2.-2 运营期大气污染物排放浓度限值**

污染物名称	标准值	标准来源
非甲烷总烃	井场场界 2.0mg/m <sup>3</sup>	《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）中表2中其他企业边界浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9企业边界污染物控制要求”规定限值
	井场区20mg/m <sup>3</sup>	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A.1标准要求：监控点处任意一次浓度值
	井场区6mg/m <sup>3</sup>	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A.1标准要求：监控点处1h平均浓度值
颗粒物	30mg/m <sup>3</sup>	《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕56号）排放限值
SO <sub>2</sub>	200mg/m <sup>3</sup>	
NOx	300mg/m <sup>3</sup>	
烟气黑度	<1级	
颗粒物	5mg/m <sup>3</sup>	《锅炉大气污染物排放标准》（DB13/5161-2020）表1规定的大气污染物排放限值
SO <sub>2</sub>	10mg/m <sup>3</sup>	
NOx	50mg/m <sup>3</sup>	
烟气黑度	≤1级	

## 2、水污染物排放标准

项目层位空气渗透率在  $0.5\sim 2.0\mu\text{m}^2$  范围之内，回注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022 注入层平均空气渗透率 ( $>0.5\sim\leq 2.0\mu\text{m}^2$ ) IV级水水质指标要求。

**表 1.7.2-3 回注水水质主要控制指标**

储层空气渗透率, $\mu\text{m}^2$	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	$\geq 2.0$
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量, mg/L	$\leq 8.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$	$\leq 25.0$	$\leq 35.0$
悬浮物颗粒直径中值, $\mu\text{m}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.5$
含油量, mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 100.0$
平均腐蚀率, nm/年	$\leq 0.076$				

## 3、噪声

运营期厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准；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) 中相应限值。环境噪声排放限值见下表。

**表 1.7.2-4 环境噪声排放限值**

时期	污染源	污染物名称	标准值	单位	标准来源	
运营期	抽油机	等效连续 A 声级 (Leq)	昼间	60	dB (A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类区
			夜间	50		
施工期	施工机械等	等效连续 A 声级 (Leq)	昼间	70	dB (A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523—2011)
			夜间	55		

## 4、固体废物

(1) 一般工业固体废物参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)，危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 等有关规定。生活垃圾满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求。

## 1.8 环境保护目标

### 1、大气环境保护目标

根据工程性质及周围环境特征，环评中确定评价范围内的主要居民点为大气环境保护目标。本次验收工程大气环境保护目标具体见下表。

**表 1.8-1 大气环境保护目标一览表**

油田井场	环保目标	坐标 (奥维地图)	距离最近井	相对厂址方位/	环境保护内容	人口数	环境功
------	------	-----------	-------	---------	--------	-----	-----

		经度°	纬度°	场名称	相对厂界距离 (m)	/对象	(人)	能区
孔 85-18H3 井场、孔 1064H 井场、孔 1062H 井场	葛沽塘村	117.222715	38.434127	孔 85-18H3 井场	SW/180	居住区/居民	780	环境空气二类区
	孔韩庄中心学校	117.208542	38.444883		NW/1482	师生	500	
	官庄村	117.173717	38.455689	孔 1064H 井场	N/1391	居住区/居民	3068	
	黄骅市官庄中心学校	117.169854	38.451463		N/1422	师生	600	
	黄骅市官庄中学	117.172408	38.454890		N/1606		600	
	万庄子村	117.189381	38.462662		NE/2420	居住区/居民	640	
	东九女河村	117.177182	38.433892		S/696		1070	
	西九女河村	117.172606	38.428656		SW/859		780	
	前九女河村	117.173759	38.421612		SW/1420		1300	
	后吴庄村	117.151465	38.436951		W/2268		1345	
	王吉庄村	117.157108	38.452714		NW/2208		2654	
	孔韩庄村	117.202727	38.444488		孔1062H井场	E/616	居住区/居民	

## 2、声环境保护目标

本次验收工程井场边界 200m 范围内声环境敏感目标见下表。

**表 1.8-2 声环境保护目标一览表**

序号	声环境保护目标名称	相对最近井场	距厂界最近距离/m	与井口距离 (m)	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
1	葛沽塘村	孔85-18H3井场	180	210	SW	一类声功能区	村庄砖混结构，南北朝向

## 3、生态环境保护目标

本次验收工程生态环境保护目标见下表。

**表 1.8-3 生态环境保护目标一览表**

环境要素	保护对象	相对井场方位	保护内容
生态环境	耕地（永久基本农田）	井场周边50m，新建单井集油管线、周边300m	水土流失防治、土壤肥力、农田面积
	评价范围内的动植物，如树麻雀、喜鹊等鸟类、小家鼠、壁虎、蜥蜴等动物；杨树、柳树、草地及玉米、小麦等农业植被。		种类、种群数量，生境

## 4、地表水环境保护目标

本次验收工程不外排废水，周边地表水老石碑河为地表水环境保护目标。

**表 1.8-4 本次验收工程地表水环境保护目标**

名称	敏感点名称	方位及距离 (m)	环境功能区
孔1062H井场井口	老石碑河	S/80	地表水环境质量标准 (GB3838-2002) IV类标准

## 5、土壤环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目污  
影响型土壤评价范围为站场占地范围及占地范围外扩 1km 范围。生态影响型土  
壤评价范围为站场占地范围及占地范围外扩 5km 范围，本项目土壤环境保护目  
标见下表。

**表 1.8-5 本次验收工程土壤环境保护目标**

环境要素	行政区划	井场名称	保护目标	方位	距离（米）	环境功能区	环境保护要求
土壤环境	黄骅	孔1064H	东九女河村	SW	690	居住区	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值第一类用地标准
			西九女河村	SW	860	居住区	
			农田	四周	1km范围内	农田	《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标准值要求
		孔1062H	孔韩庄村	E	720	居住区	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值第一类用地标准
			农田	四周	1km范围内	农田	《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标准值要求
		孔85-18H3	葛沽塘村	SW	180	居住区	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值第一类用地标准
农田	四周		1km范围内	农田	《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标准值要求		

#### 6、地下水环境保护目标

本次验收工程位于河北省沧州市境内黄骅市，井场坐落较为分散，孔85-18H3井场、孔1064H井场和孔1062H井场位于黄骅市北部官庄乡，地下水环境保护目标见下表。

**表 1.8-6 本次验收工程地下水环境保护目标一览表**

编号	位置	坐标（国家2000）		相对井场	相对方位	相对距离(m)	供水人口	井深（m）	取水层位	执行标准
		Y	X							
B2	后九女河村	20514862.58	4255330.18	孔1064H	S	1050	1070	400	第IV含水层组	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
B4	葛沽塘村	20518717.70	4255617.43	孔85-18H3	E	330	780	390		

## 2 工程概况

### 2.1 项目概况

1、项目建设基本情况见下表。

**表 2.1-1 项目建设基本情况**

项目	环评情况	验收情况	备注
项目名称	中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目	中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目（一阶段）	项目分阶段建设
建设性质	（扩建）滚动开发	（扩建）滚动开发	与环评一致
建设地点	项目共涉及第六采油厂 2 个油田，分别是羊三木油田和孔店油田。项目分别位于沧州渤海新区黄骅市羊三木回族乡、官庄乡内。	本次验收项目共涉及第六采油厂 1 个油田-孔店油田。位于沧州渤海新区黄骅市官庄乡内。	项目分阶段建设
工程投资	总投资 11880 万元，环保总投资为 445 万元，占工程总投资的 3.75%。	本次验收项目总投资 8485 万元，环保总投资为 270 万元，占工程总投资的 3.18%。	项目分阶段建设
生产制度和劳动定员	井场投入运营后，井场内抽油机独立工作，不安排人员长期驻守，定期安排人员巡检，巡检人员为内部调剂，无新增员工。	井场投入运营后，井场内抽油机独立工作，不安排人员长期驻守，定期安排人员巡检，巡检人员为内部调剂，无新增员工。	一致
开采方式	采用注水保持压力的开发方式。通过向油层中注水的方式来提高油层压力，为地层中的岩石和流体补充弹性能量，使地层中岩石和流体新的压力平衡无法建立，底层液体可以始终流向油井，从而能够采出仅靠天然能量不能采出的石油。本项目不涉及二氧化碳吞吐开发方式。	采用注水保持压力的开发方式。通过向油层中注水的方式来提高油层压力，为地层中的岩石和流体补充弹性能量，使地层中岩石和流体新的压力平衡无法建立，底层液体可以始终流向油井，从而能够采出仅靠天然能量不能采出的石油。本项目不涉及二氧化碳吞吐开发方式。	一致

2、产能建设情况

**表 2.1-2 本次验收实际产能与环评产能建设情况对比一览表**

能源备案油田		新钻井 (口)	油井 (口)	注水井 (口)	拟建产能 规模 (10 <sup>4</sup> t/a)	备案年产 能力 (10 <sup>4</sup> t/a)	备注
环评建设内容	羊三木油田	7	6	1	0.7	0.7	《中国石油2024年第一批油气开发项目(河北省)备案》(2406-000000-60-01-511805)
	孔店油田	10	8	2	1.3	1.3	
	总合计	17	14	3	2	2	
本次验收建设内容	孔店油田	14	14	0	1.3	1.3	分阶段验收，新钻油井替代原环评中 8 口产能井（替代井不再建设），其余建设内容待建成后另行验收。
	总合计	14	14	0	1.3	1.3	

### 3、主要工程技术指标

**表 2.1-3 本次验收与环评主要工程技术指标对比一览表**

序号	指标		单位	环评数量	本次验收数量	备注	
1	建设规模		10 <sup>4</sup> t/a	2.0		滚动开发	
2	可采资源储量						
2.1	羊三木油田	羊二断块	10 <sup>4</sup> t/a	53.92	/	分阶段建设, 不在本次验收范围	
		羊三断块	10 <sup>4</sup> t/a	727.25	/		
2.2	孔店油田	孔一断块	10 <sup>4</sup> t/a	186.34	186.34	分阶段建设	
3	产品方案						
3.1	采油井		口	14	14	分阶段建设	
3.2	水井		口	3	0	分阶段建设, 不在本次验收范围	
3.3	采收率	羊三木油田	羊二断块	%	35.1	/	分阶段建设, 不在本次验收范围
			羊三断块	%	37.7	/	
	孔店油田	孔一断块	%	35.6	35.6	分阶段建设	
3.4	综合含水率	开采初期(第1年)综合含水率		%	70	70	/
		开采后期(第15年)综合含水率		%	95	95	/
3.5	原始气油比	羊三木油田	羊二断块	m <sup>3</sup> /t	20	/	分阶段建设, 不在本次验收范围
			羊三断块		31	/	
		孔店油田	孔一断块		19	19	/
4.	开采方式		储油层注水开采		储油层注水开采	/	
5	管道工程						
5.1	新建单井集油管线		m	1293	765	分阶段建设	
5.2	新建单井注水管线		m	680	0	分阶段建设, 不在本次验收范围	
6	占地面积						
6.1	工程临时占地		hm <sup>2</sup>	5.8156	17516	/	
6.2	永久占地		hm <sup>2</sup>	1.616	5600	/	
7	投资情况						
7.1	项目总投资		万元	11880	8485	分阶段建设	
7.2	环保投资		万元	445	270	分阶段建设	
8	建设期		天	240	240	分阶段建设	

### 4、采出液、原有及伴生气情况

本次验收项目采出液、原有及伴生气与环评阶段对比情况见下表。

**表 2.1-4 本次验收项目采出液与环评阶段对比情况一览表**

序号	油田	采出液最大产生量	依托站场	备注
----	----	----------	------	----

		年产 (10 <sup>4</sup> t/a)		日产 (t/a)		环评	本次验收	
		环评	本次验收	环评	本次验收			
1	羊三木油田	4.86	0	162	0	羊中心站	/	分阶段建设, 不在本次验收范围
2	孔店油田	10.48	10.48	349	349	孔店联合站	孔店联合站	分阶段建设
3	合计	15.34	10.48	511	349	/	孔店联合站	分阶段建设

表 2.1-5 本次验收项目原油及伴生气与环评阶段对比情况一览表

序号	油田		产能 (10 <sup>4</sup> t/a)		气油比m <sup>3</sup> /t		伴生气产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		依托站场		备注
			环评	本次验收	环评/本次验收	环评	本次验收	环评	本次验收		
1	羊三木油田	羊二断块	0.13	0	20	2.6	0	羊中心站	/	分阶段建设, 不在本次验收范围。	
2		羊三断块	0.57	0	31	17.67	0		/		
3	孔店油田	孔一断块	1.3	1.3	19	24.7	24.7	孔店联合站	孔店联合站	分阶段建设, 进入系统加热炉和锅炉全部燃烧。	
4	合计	/	2.0	1.3	19	44.97	24.7	/	孔店联合站	分阶段建设, 进入系统加热炉和锅炉全部燃烧。	

### 5、开采和回注层位

本次验收项目油井与环评阶段对比情况见下表。

表 2.1-6 本次验收项目油井开采层位与环评阶段对比情况一览表

油田	断块	油井井号		开发层位		开采垂深 (m)		采矿证开采深度 (m)		是否满足采矿证深度		备注	
		环评	本次验收	环评	本次验收	环评	本次验收	环评	本次验收	环评	本次验收		
羊三木油田	羊三断块	羊13-14-1	/	馆陶组	/	1391	/	1000-1700	/	是	/	分阶段建设, 不在本次验收范围建设	
		羊13-14-2	/	馆陶组	/	1385	/			是	/		
		羊15-13-1	/	馆陶组	/	1400	/			是	/		
		羊17-13-1	/	馆陶组	/	1400	/			是	/		
		羊3H1	/	馆陶组	/	1230	/			是	/		
	羊二断块	羊8-8-2	/	馆陶组	/	1450	/			是	/		
孔店油田	孔一断块	/	孔85-12	/	馆陶组	/	1489	1300-2100	1300-2100	/	是	根据实际情况, 现阶段仅对孔一断块进行开采, 开采井位增加。羊三木油田后续视情况确定是否开采	
		孔85-18H4	孔85-18H4	馆陶组	馆陶组	1422	1424			是	是		
		孔85-18H3	孔85-18H7	馆陶组	馆陶组	1407	1403			是	是		
		孔H7	孔85-18H8	馆陶组	馆陶组	1344	1431			是	是		
		/	孔85-18H11	/	馆陶组	/	1406			/	是		
		孔1064H	孔1064H	馆陶组	馆陶组	1288	1296			是	是		
		孔1067H	孔1067H	馆陶组	馆陶组	1295	1297			是	是		
		/	孔1065H	/	馆陶组	/	1302			/	是		
		/	孔1065-3	/	馆陶组	/	1395			/	是		
		/	孔新1060	/	馆陶组	/	1382			/	是		
孔101H1	孔101H1	馆陶组	馆陶组	1336	1335	是	是						

	孔1062H	孔1062H	馆陶组	馆陶组	1289	1294			是	是	
	孔1072H	孔1072H	馆陶组	馆陶组	1297	1298			是	是	
	/	孔61H	/	馆陶组	/	1289			/	是	

**表 2.1-7 本次验收项目回注井回注层位与环评阶段对比情况一览表**

区块	井型		注采井网		井距 (m)		开发方式		备注
	环评	本次验收	环评	本次验收	环评	本次验收	环评	本次验收	
羊二/三断块	水平井、常规井	/	三角形井网	/	100-150	/	注水开发	/	本次验收项目不建设注水井
孔一断块	水平井、常规井	水平井、常规井	五点法井网	五点法井网	120-150	/	注水开发	注水开发	

## 6、油层开发技术

本次验收产能建设工程开发技术与环评阶段对比情况见下表。

**表 2.1-8 本次验收产能建设工程开发技术与环评阶段对比情况一览表**

油田	断块	油井井号		回注层位		备注
		环评	本次验收	环评	本次验收	
羊三木油田	羊三断块	羊17-13-2	/	馆陶组	/	本次验收项目不建设回注水井
孔店油田	孔一断块	孔101H5	/	馆陶组	/	
		孔101H6	/	馆陶组	/	

## 2.2 项目组成与建设内容

### 2.2.1 建设内容

**表 2.2.1-1 本次验收项目施工期建设内容与环评文件对比情况一览表**

序号	工程内容	建设内容		
		环评阶段	本次验收阶段	变化情况
1	主体工程			
	钻前工程	钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础设施建设（新建撬装式钢制基础，1座/井场，用于架设钻井井架）、钻井设备搬运和安装、配套设施布置与建设、设备调试等。井场主要构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。井场主要设备、设施包括钻机、钻井控制系统、泥浆不落地系统、供配电系统、监测及报警装置等。	钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础设施建设（新建撬装式钢制基础，1座/井场，用于架设钻井井架）、钻井设备搬运和安装、配套设施布置与建设、设备调试等。井场主要构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。井场主要设备、设施包括钻机、钻井控制系统、泥浆不落地系统、供配电系统、监测及报警装置等。	阶段性验收，本次验收钻前工程建设内容与环评一致
	钻井工程	新钻14口采油井、3口注水井，采用水平井和常规井结构，采用二开井身结构，一开钻井液采用膨润土，二开采用聚合物体系钻井液，钻井过程包括钻井、钻进、测井、固井，固井后进行射孔完井。	新钻14口采油井，采用水平井和常规井结构，采用二开井身结构，一开钻井液采用膨润土，二开采用聚合物体系钻井液，钻井过程包括钻井、钻进、测井、固井，固井后进行射孔完井。	阶段性验收，本次验收不建设注水井，其余一致
	储层改造工程	本项目不涉及酸化和压裂	本次验收项目不涉及酸化和压裂	阶段性验收，与环评阶段一致
	井场及站场	共设施工井场8座。本项目不新建站场依托现有联合站。	共设施工井场3座。本次验收项目不新建站场依托现有联合站。	阶段性验收，本次验收仅建设3座井场，依托情况与环评阶段一致
	油气集输	新建单井输油管线1.293km，新建单井注水管线0.68km。	新建单井输油管线0.765km。	阶段性验收，本次验收涉及

		工程			3座井场的单井管线
2	辅助工程	辅助用房	包括机房、顶驱房、录井房、地质房、定向房、远控房、配电房等。	包括机房、顶驱房、录井房、地质房、定向房、远控房、配电房等。	与环评一致
		钻井液等材料房	用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉等。	用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉等。	阶段性验收，本次验收每座井场建设内容与环评阶段一致
		泥浆不落地区系统	包括泥浆罐、泥浆泵、套装水罐、钻井液罐、钻井废水暂存罐和泥饼岩屑暂存区。	包括泥浆罐、泥浆泵、套装水罐、钻井液罐、钻井废水暂存罐和泥饼岩屑暂存区。	阶段性验收，本次验收每座井场建设内容与环评阶段一致
		危废暂存间	每个井场设置一座撬装式危废暂存间(5m <sup>2</sup> )，防渗层为至少1m厚黏土层(渗透系数不大于1.0×10 <sup>-7</sup> cm/s)，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，油层岩屑、落地油、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)收集后暂存于撬装式危废暂存间中，最终由有资质单位接收处置。	每个井场设置一座撬装式危废暂存间(5m <sup>2</sup> )，防渗层为至少1m厚黏土层(渗透系数不大于1.0×10 <sup>-7</sup> cm/s)，危废暂存间内部及四周裙角采取防渗膜防渗，油层岩屑、落地油、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)收集后暂存于撬装式危废暂存间中，最终由有资质单位接收处置。	阶段性验收，本次验收每座井场建设内容与环评阶段一致
		生活办公区	包括办公房、钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等。	包括办公房、钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等。	阶段性验收，本次验收每座井场建设内容与环评阶段一致
3	公用工程	给排水	生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水由桶装水运到生活区。项目施工期钻井废水、试油废水、试压废水等拉运至依托联合站内采出水处理系统处理达标后全部回注现役油层，不外排。	生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水由桶装水运到生活区。项目施工期钻井废水、试油废水、试压废水等拉运至依托联合站内采出水处理系统处理达标后全部回注现役油层，不外排。	与环评一致
		供电工程	运营期依托区域现有电网，施工期配备柴油发电机，具备电网供给条件的区域采用电网供电，其他情况下用柴油发电机供电。	运营期依托区域现有电网，施工期配备柴油发电机，具备电网供给条件的区域采用电网供电，其他情况下用柴油发电机供电。	与环评一致
		供热工程	施工期生活区采取电采暖。	施工期生活区采取电采暖。	与环评一致
		道路系统	主干路已有，本项目部分井场修建进场道路。	主干路已有，本项目部分井场修建进场道路。	与环评一致
4	环保工程	废气	(1)扬尘：施工场地内定期洒水抑尘，管线开挖出的土石方覆盖抑尘网，湿式作业。(2)柴油发电机使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油发电机组，使用设备自带的排气设备排放；废气经自带排气筒排放。(3)车辆和施工机械废气：井场分布稀疏，车辆运输间隔较大；污染物产生为间断性、不连续排放。(4)焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置。	(1)扬尘：施工场地内定期洒水抑尘，管线开挖出的土石方覆盖抑尘网，湿式作业。(2)柴油发电机使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油发电机组，使用设备自带的排气设备排放；废气经自带排气筒排放。(3)车辆和施工机械废气：井场分布稀疏，车辆运输间隔较大；污染物产生为间断性、不连续排放。(4)焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置。	与环评一致
		废水	(1)钻井废水：钻井泥浆经随钻处理系统处理后的分离水，大部分回用于其他钻井的泥浆配制过程，剩余部分同试油废水一起由罐车运至各联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层位。(2)试油废水由罐车运至依托联合站，经站内采出水处理系统处理后回注现役油藏层位。(3)管线试压废水泼洒抑尘。	(1)钻井废水：钻井泥浆经随钻处理系统处理后的分离水，大部分回用于其他钻井的泥浆配制过程，剩余部分同试油废水一起由罐车运至各联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层位。(2)试油废水由罐车运至依托联合站，经站内采出水处理系统处理后回注现役油藏层位。(3)管线试压废水泼洒抑尘。(4)生活污水：盥洗废水场地内泼洒抑尘；	与环评一致

			(4) 生活污水：盥洗废水场地内泼洒抑尘；施工营地设临时防渗环保厕所，定期清掏。	施工营地设临时防渗环保厕所，定期清掏。	
		噪声	使用低噪声机械设备；合理布置施工现场，合理安排作业时间。	使用低噪声机械设备；合理布置施工现场，合理安排作业时间。	与环评一致
		固体废物	(1) 废弃钻井泥浆和钻井岩屑进入“泥浆不落地系统”处理后，委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。 (2) 油层岩屑、落地油和含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）暂存于撬装式危废暂存间交有资质的单位进行处理。 (3) 施工废料由施工单位回收。 (4) 生活垃圾：生活垃圾集中收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。	(1) 废弃钻井泥浆和钻井岩屑进入“泥浆不落地系统”处理后，委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。 (2) 油层岩屑、落地油和含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）暂存于撬装式危废暂存间交有资质的单位进行处理。 (3) 施工废料由施工单位回收。 (4) 生活垃圾：生活垃圾集中收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。	与环评一致
		生态	对施工期占用土地进行表土留存、表层苫盖，分层回填，整平翻松，恢复植被。做到工完、料净、场地清。	对施工期占用土地进行表土留存、表层苫盖，分层回填，整平翻松，恢复植被。做到工完、料净、场地清。	与环评一致
5	依托工程	联合站	孔店油田的施工期生产废水进入孔店联合站的采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。羊三木油田施工期生产废水进入羊中心站的采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。	孔店油田的施工期生产废水进入孔店联合站的采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。	阶段性验收，本次验收项目依托工程仅涉及孔店联合站
6	环境风险防范措施		每座施工井场泥浆泵、泥浆罐、柴油储罐、钻机底座、井控远程控制台等处设置机械围堰，上铺防渗布；施工井场周围设置截水沟，防止钻井废水溢流污染周边地表水体。	每座施工井场泥浆泵、泥浆罐、柴油储罐、钻机底座、井控远程控制台等处设置机械围堰，上铺防渗布；施工井场周围设置截水沟，防止钻井废水溢流污染周边地表水体。	与环评一致

表 2.2.1-2 本次验收项目运营期建设内容与环评文件对比情况一览表

工程内容		环评文件	本次验收情况	变化情况		
1	主体工程	采油工程	油井	新建产能 $2.0 \times 10^4$ t/a，共布设14口油井，其中羊三木油田6口油井，孔店油田8口油井。	新建产能 $1.3 \times 10^4$ t/a，在孔店油田共布设14口油井。	分阶段建设，本次验收建设内容全部在孔店油田，新建产能井替代环评中8个产能井，替代产能井不再建设。
			注水井	共布设3口水井，其中羊三木油田1口水井，孔店油田2口水井。	无。	分阶段建设，本次验收建设内容不涉及注水井。
			井场	共设井场8座。	共设井场3座。	分阶段建设，本次验收建设内容全部在孔店油田。
			输油管线	新建单井输油管线1.293km，各井均采用“管线输送”方式。管线内径为65mm，材质为20#无缝钢管，输油单井管线设计压力为2.5MPa。	新建单井输油管线0.765km，各井均采用“管线输送”方式。管线内径为65mm、80mm、100mm，材质为20#无缝钢管，输油单井管线设计压力为2.5MPa。	分阶段建设，本次验收建设内容全部在孔店油田3个井场单井输油管线，管线内径根据输油量调整，管线材质等环评一致。
			注水管线	新建单井注水管线0.68km，与输油管线同沟敷设，管线内径为65mm，材质为20#无缝钢管，注水管线设计压力为12~16MPa。	/	分阶段建设，本次验收建设内容不涉及注水井。
2	辅助工程	井下作业	主要包括修井和洗井。	目前尚未涉及修井和洗井。	/	
3	公用工程	给排水	运营期不新增生活用水，回注水依托联合站采出水处理系统。	运营期不新增生活用水，回注水依托联合站采出水处理系统。	与环评一致	
		供电	依托区域现有电网。	依托区域现有电网。	与环评一致	

		供热	联合站生产用热由站场内加热炉和供暖锅炉提供。	联合站生产用热由站场内加热炉和供暖锅炉提供。	与环评一致	
		自控工程	(1) 新建油井配套生产信息采集装置, 通讯采用A11标准通讯协议, 井口仪表数据采用短距离无线通信方式传输至井口RTU, 井口RTU采用4G-VPDN方式传输至油水井智能分析系统, 实现单井生产数据的集中管控。 (2) 井场配套视频安防监控系统, 数据通过光纤网络上传至油田工业视频监控平台, 实现生产工况的实时监管。	(1) 新建油井配套生产信息采集装置, 通讯采用A11标准通讯协议, 井口仪表数据采用短距离无线通信方式传输至井口RTU, 井口RTU采用4G-VPDN方式传输至油水井智能分析系统, 实现单井生产数据的集中管控。 (2) 井场配套视频安防监控系统, 数据通过光纤网络上传至油田工业视频监控平台, 实现生产工况的实时监管。	与环评一致	
4	环保工程	废气	根据试油情况, 采油井产生伴生气较多时采用定压阀回收套管气; 采出液(原油及伴生气)采用全密闭管线集输。	采油井产生伴生气较多时采用定压阀回收套管气; 采出液(原油及伴生气)采用全密闭管线集输。	与环评一致	
		废水	采出水和井下作业废水经羊中心站和孔店联合站采出水处理系统, 处理达标后回注现役油藏层位。	采出水和井下作业废水经孔店联合站采出水处理系统, 处理达标后回注现役油藏层位。	本次验收建设内容仅依托孔店联合站。	
		噪声	游梁式抽油机、螺杆泵电机等设备选用低噪声设备; 注意对设备的维护保养, 保证设备保持在最佳运行状态, 降低噪声源强度; 定期对井场进行巡检, 发现异常响动及时处理。	游梁式抽油机、螺杆泵电机等设备选用低噪声设备; 注意对设备的维护保养, 保证设备保持在最佳运行状态, 降低噪声源强度; 定期对井场进行巡检, 发现异常响动及时处理。	与环评一致	
		固体废物	本项目含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)、清管废渣和非正常工况下产生的落地油运送至羊中心站内的危废暂存间暂存, 由有资质的单位进行处理。	含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)、清管废渣和非正常工况下产生的落地油运送至羊中心站内的危废暂存间暂存, 由有资质的单位进行处理。	与环评一致	
		生态	加强设备及管线的维护、保养, 防止原油泄漏及跑冒滴漏污染土壤及动植物生境。	加强设备及管线的维护、保养, 防止原油泄漏及跑冒滴漏污染土壤及动植物生境。	与环评一致	
5	依托工程	输油注水管线	均采用“管线输送”方式, 各井场采出液由管线管输至依托联合站。回注水由管线从依托联合站输送至各回注井口。	均采用“管线输送”方式, 各井场采出液由管线管输至依托联合站。回注水由管线从依托联合站输送至各回注井口。	与环评一致	
		危废暂存处置	依托羊中心站危废暂存间暂存, 统一委托有资质单位处置。	依托羊中心站危废暂存间暂存, 统一委托有资质单位处置。	与环评一致	
		孔店联合站	原油处理和采出水处理	设计采出液处理能力9300m <sup>3</sup> /d, 目前处理液量8600m <sup>3</sup> /d; 设计采出水处理能力为9600m <sup>3</sup> /d, 实际处理量为8200m <sup>3</sup> /d。	设计采出液处理能力9300m <sup>3</sup> /d, 目前处理液量和采出水处理量为8600m <sup>3</sup> /d, 实际处理量为8200m <sup>3</sup> /d。	与环评一致
			伴生气回收利用	井场原油开采产生的伴生气经联合站三相分离器分离出来后作加热炉和供暖锅炉燃料利用	井场原油开采产生的伴生气经联合站三相分离器分离出来后作加热炉和供暖锅炉燃料利用	与环评一致
			供热	利用现有3个加热炉(2用1备)为管线维温、处理原油、职工生活等提供热量。	利用现有3个加热炉(2用1备)为管线维温、处理原油、职工生活等提供热量。	与环评一致
供水	生活用水外购; 油田回注水来自处理后的油田采出水等生产废水。		生活用水外购; 油田回注水来自处理后的油田采出水等生产废水。	与环评一致		

羊中心站	原油处理和采出水处理	设计采出液处理能力12500m <sup>3</sup> /d，目前处理液量9500m <sup>3</sup> /d；设计采出水处理能力为9600m <sup>3</sup> /d，实际处理量为9100m <sup>3</sup> /d。	原油处理和采出水处理	设计采出液处理能力12500m <sup>3</sup> /d，目前处理液量9500m <sup>3</sup> /d；设计采出水处理能力为9600m <sup>3</sup> /d，实际处理量为9100m <sup>3</sup> /d。	分阶段建设，本次验收建设内容不涉及涉及羊中心站。
	供热	利用现有3个加热炉（2用1备）为管线维温、处理原油、职工生活等提供热量。	供热	利用现有3个加热炉（2用1备）为管线维温、处理原油、职工生活等提供热量。	
	伴生气回收利用	井场原油开采产生的伴生气经联合站三相分离器分离出来后作加热炉和供暖锅炉燃料利用。	伴生气回收利用	井场原油开采产生的伴生气经联合站三相分离器分离出来后作加热炉和供暖锅炉燃料利用。	
	供水	生活用水外购；油田回注水来自处理后的油田采出水等生产废水。	供水	生活用水外购；油田回注水来自处理后的油田采出水等生产废水。	

**表 2.2.1-3 本次验收项目退役期建设内容与环评文件对比情况一览表**

工程内容		环评文件	本次验收情况	变化情况
1	主体工程	油井退役：针对进入退役期的油井进行封井处理。 管线退役：报废的管线进行管线退役。	本次验收建设内容尚未进入退役期。	/
	2 环保工程	废气：（1）施工扬尘：施工场地内定期洒水抑尘，开挖出的土石方覆盖抑尘网，湿式作业。（2）焊接烟尘：焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置。（3）施工及运输车辆尾气：使用合格的油品，定期维护保养等。 废水：管线清扫废水通过管线顶输至联合站采出水处理系统，经处理达标后回注现役油藏层位；井筒清洗废水经由罐车拉运至依托的联合站经采出水处理设施处理达标后，回注现役油藏层位，不外排。 噪声：合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。 固体废物：废弃旧设备由建设单位物资回收部门进行回收处理。非正常工况产生的落地油及时收集，拉运至危废暂存间暂存交有资质单位处置。建筑垃圾收集后及时委托环卫部门拉运处置。 生态恢复：对占地范围进行土地平整，根据土地复垦方案并结合周边区域的自然现状进行植被恢复，使其恢复到相对自然的状态。	本次验收建设内容尚未进入退役期。	/

## 2.2.2 主体工程

### 2.2.2.1 井场工程

本次验收项目井场和产能井详细情况与环评阶段对比情况见下表。

**表 2.2.2-1 本次验收项目井场和产能井情况与环评阶段对比一览表**

项目阶段	序号	油田	区块	井场名称	井号	井型	井别	井身结构	垂深/m	斜深/m	X坐标	Y坐标	集输情况	依托联合站	开采方式
环评阶段	1	羊三木	羊三断块	羊13-14-1井场	羊13-14-1	常规井	采油井	二开	1391	1420	20526108.2	4256433.3	管道	羊中心站	游梁式抽油机
	2				羊13-14-2	常规井	采油井	二开	1385	1400	20526110.2	4256427.6	管道	羊中心站	游梁式抽油机
	3			羊15-13-1井场	羊15-13-1	常规井	采油井	二开	1400	1465	20526442.2	4255670.3	管道	羊中心站	游梁式抽油机
	4				羊17-13-1	常规井	采油井	二开	1400	1436	20526449.7	4255653.9	管道	羊中心站	游梁式抽油机
	5				羊17-13-2	常规井	注水井	二开	1400	1576	20526457.1	4255637.5	管道	羊中心站	/

本次 验收 阶段	孔店	孔一	羊3H1井场	羊3H1	水平井	采油井	二开	1230	1800	20524692.2	4256464.6	管道	羊中心站	螺杆泵			
			羊二断块	羊8-8-2	常规井	采油井	二开	1450	1600	20524690.7	4256470.4	管道	羊中心站	游梁式抽油机			
			孔101H1井场	孔101H1	水平井	采油井	二开	1336	1793	20514381.6	4256830.5	管道	孔店联合站	游梁式抽油机			
				孔101H5	水平井	注水井	二开	1339	1805	20514385.9	4256826.4	管道	孔店联合站	/			
				孔101H6	水平井	注水井	二开	1337	1703	20514390.2	4256822.2	管道	孔店联合站	/			
			孔85-18H3井场	孔85-18H3	水平井	采油井	二开	1407	1800	20518947.1	4255868.1	管道	孔店联合站	螺杆泵			
				孔85-18H4	水平井	采油井	二开	1422	1800	20518953.1	4255869.1	管道	孔店联合站	螺杆泵			
			孔H7井场	孔H7	水平井	采油井	二开	1344	1800	20517228.2	4257335.6	管道	孔店联合站	螺杆泵			
			孔1064H井场	孔1064H	水平井	采油井	二开	1288	1652	20514915.8	4256377.6	管道	孔店联合站	游梁式抽油机			
				孔1067H	水平井	采油井	二开	1295	1639	20514924.7	4256369.5	管道	孔店联合站	游梁式抽油机			
			孔1062H井场	孔1062H	水平井	采油井	二开	1289	1566	20516348.6	4256455.6	管道	孔店联合站	游梁式抽油机			
				孔1072H	水平井	采油井	二开	1297	1647	20516353	4256451.5	管道	孔店联合站	游梁式抽油机			
			1	羊三木	暂不建设												
			本次 验收 阶段	孔店	孔一	孔85-18H3井场	孔85-12	常规井	采油井	二开	1489	1660	20518917.9	4255858.4	管道	孔店联合站	水力携排沙
							孔85-18H4	水平井	采油井	二开	1424	1856	20518923.7	4255859.8	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵
							孔85-18H7	水平井	采油井	二开	1403	1820	20518929.6	4255861.2	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵
							孔85-18H8	水平井	采油井	二开	1431	1850	20518935.4	4255862.6	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵
孔85-18H11	水平井	采油井					二开	1406	1911	20518941.2	4255864	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵			
孔1064H井场	孔1064H	水平井				采油井	二开	1296	1787	20514932.7	4256369.5	管道	孔店联合站	抽油机			
	孔1067H	水平井				采油井	二开	1297	1810	20514937	4256365.4	管道	孔店联合站	抽油机			
	孔1065H	水平井				采油井	二开	1302	1794	20514928.3	4256373.7	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵			
	孔1065-3	常规井				采油井	二开	1395	1570	20514924	4256377.8	管道	孔店联合站	水力携排沙			
	孔新1060	水平井				采油井	二开	1382	1730	20514919.7	4256381.9	管道	孔店联合站	水力携排沙			
	孔101H1	水平井				采油井	二开	1335	1920	20514915.3	4256386	管道	孔店联合站	抽油机			
孔1062H井场	孔1062H	水平井				采油井	二开	1294	1795	20516346.4	4256457.7	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵			
	孔1072H	水平井				采油井	二开	1298	1700	20516358.8	4256446	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵			
	孔61H	水平井				采油井	二开	1289	1845	20516363.2	4256441.9	管道	孔店联合站	潜油螺杆泵			
备注：本次验收建设项目根据钻井出油情况在井场内新增部分钻井。																	

本次验收建设内容仅涉及孔店油田三座井场、14口油井及单井管线的建设。本次验收项目建设的产能井替代环评中的部分产能井，被替代产能井不再建设。替代情况详见下表。

**表 2.2.2-1.1 本次验收项目产能井替代环评中产能井情况**

序号	井场名称	井号	替代井号（不再建设）
1	孔85-18H3井场	孔85-12	孔85-18H3

2		孔85-18H4	
3		孔85-18H7	孔H7
4		孔85-18H8	羊17-13-1
5		孔85-18H11	孔101H5
6	孔1064H井场	孔1064H	
7		孔1067H	
8		孔1065H	羊3H1
9		孔1065-3	孔101H6
10		孔新1060	羊8-8-2
11		孔101H1	
12	孔1062H井场	孔1062H	
13		孔1072H	
14		孔61H	羊15-13-1

### 2.2.2.2 钻前工程

钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础设施建设(新建撬装式钢制活动板房,用于架设钻井井架)、钻井设备搬运和安装、配套设施布置与建设、设备调试等。井场主要构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。井场主要设备、设施包括钻机、钻井控制系统、泥浆不落地系统、供配电系统、监测及报警装置等。本次验收钻前工程建设内容与环评一致。

### 2.2.2.3 钻井工程

本项目环评阶段为新钻 17 口井,涉及油井 14 口,水井 3 口;本次验收阶段为新钻 14 口井,全部为油井。本项目环评及本次验收阶段井号、井型、井场情况见表 2.2.2-1 井场和产能井基本情况一览表。

#### 1、钻井工程主要流程

本项目钻井工艺基本一致,均采用定向井方式。钻井的主要流程如下:

- (1) 钻进: 破岩成屑,由钻井液携至地面。
- (2) 取岩心: 尽在油层位及换层部位,为了解含油情况及岩石物理性质与化学成分,要取少量岩心。
- (3) 测井: 用电、声、放射性探测等手段,识别岩性与油层。
- (4) 注水泥固井: 下入一层或多层套管,在管外与井壁之间灌注水泥,使其固结,以强化井筒的承压能力,并为在套管顶部装防喷器、控制井喷、进行压井等作业创造条件。
- (5) 中测: 钻遇油层时,立即用钻杆测试器在油层未遭到污染、损害之前,

测出油的原始生产能力及地层参数。

(6) 射孔完井：下入油层或气层的生产套管用射孔弹射穿，然后下入油管或注水管，装地面采油树或注水设施。

## 2、井身结构

根据不同断块的地层岩石及流体物性、压力系统以及已钻井情况，结合地质方案、采油方案对钻井工程要求及目前的钻井技术水平等因素，采用二开井身结构。采油井和注水井井身结构相同，均为全套管完井。一开的主要目的是防止地表层松散土质坍塌以及建立钻井液循环系统，一般一开钻头尺寸 311.1mm，下入 244.5mm 表层套管，固井水泥浆返到地面；二开钻头尺寸 215.9mm，下入 139.7mm 生产套管，固井水泥浆返深到地面左右，主要目的是防止在二开钻井过程中发生井下事故和复杂情况的发生，保证快速、安全钻井的目的。

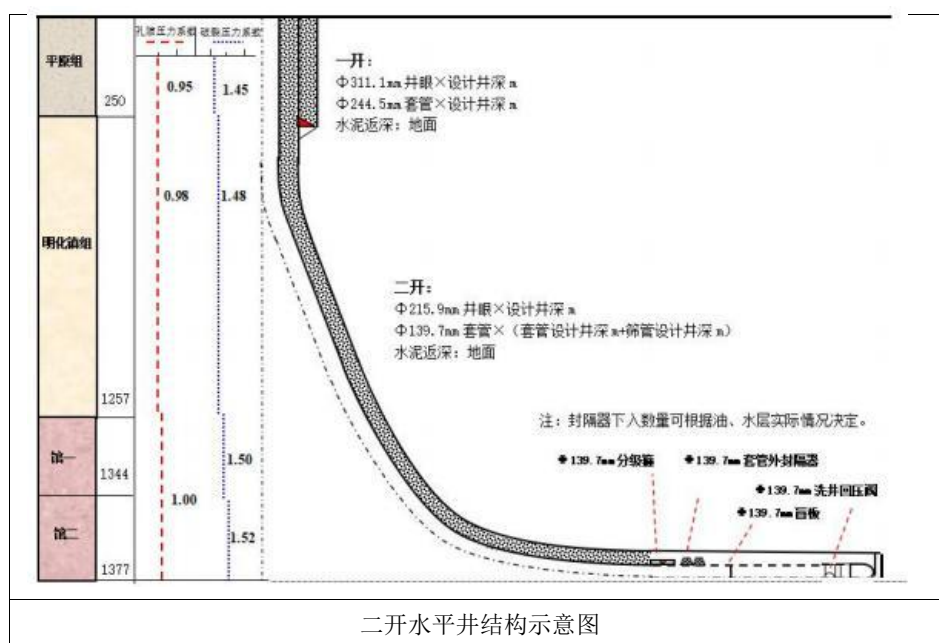
表 2.2.2-2 常规井井身结构设计表

开钻次数	Φ钻头尺寸 (mm) × 井深 (m)	Φ套管尺寸 (mm) × 下深 (m)	水泥返高/m
一开	311.1×501	244.5×500	地面
二开	215.9×设计井深	139.7×(设计井深-3~5m)	地面

表 2.2.2-3 水平井井身结构设计表

开钻次数	Φ钻头尺寸 (mm) × 井深 (m)	Φ套管尺寸 (mm) × 下深 (m)	水泥返高/m
一开	311.1×501	244.5×500	地面
二开	215.9×设计井深	139.77 (套管+筛管) × (设计井深-1~3m)	地面

本项目二开井身典型图以及水泥返深情况详见下图。



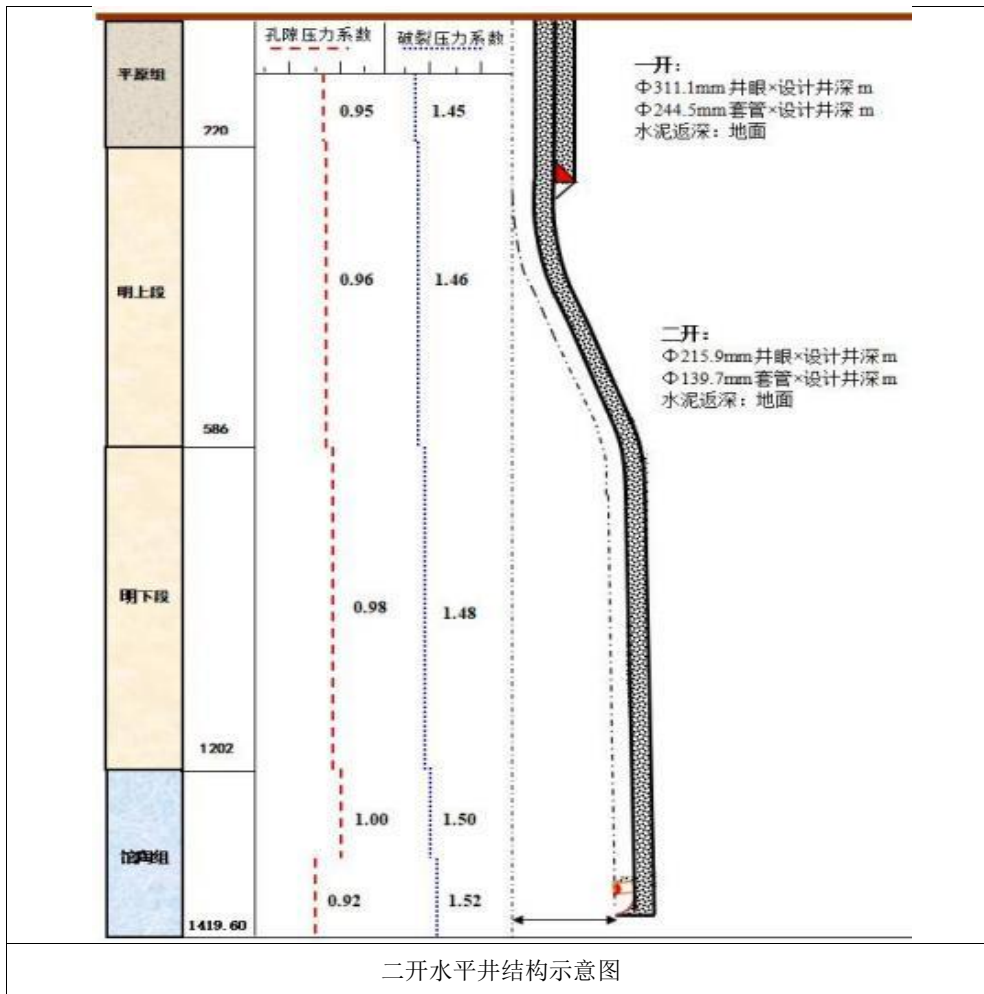


图 2.2.2-1 井身结构图

### 3、钻井设备及钻井情况

根据开采区域地质条件状况，钻井施工主要采用丛式定向井钻井技术，三段制井眼。井型为直井、定向井。本项目选用钻井设备为 ZJ30 型号，钻井主要设备型号及规格见下表。根据项目周边敏感程度、施工最大负荷及施工难度，第六采油厂对位于城区及敏感目标较近的井场采用网电为钻机动力来源，以减少柴油发电机噪声对周边敏感目标处的噪声影响；其余偏远井场可采用柴油发电机组提供能源。

表 2.2.2-4 单井钻井主要设备表

序号	名称	型号	规格	数量/台	备注
一、钻井工程					
序号	名称	型号	规格	数量/台	备注
1	钻机	ZJ30	3000m	1	/
2	井架	JT170/41k	1700	1	/

3	提升系统	绞车	JC30D	1700	1	/
		天车	TC-225	1700	1	/
		游动滑车	YC-225	2250	1	/
		大钩	DG225	2250	1	/
		水龙头	SL170	1700	1	/
4	转盘		ZP275	27.5	1	/
5	循环系统配置	钻井泵	3NB-1300C	856	2	/
		钻井液检测计量罐	/	/	1	/
		钻井液储罐	/	/	6	撬装式方形储罐
		搅拌器	/	/	8	
6	普通钻机动力系统	电网	/	/	/	为钻机提供动力
		柴油机	G12V-190PZL3	856	2	1用1备 (柴油储罐1个)
7	发电机组	发电机	V550K	400	2	
8	钻机控制系统	自动压风机	LS12-50HH	285	1	
		电动压风机	LS12-50HH	285	1	
		刹车系统	/	/	1	
		辅助刹车	/	/	1	
9	固控系统	振动筛	ZS×15×2-3	45	3	/
		除砂器	SB2000J-318B	55	1	
		除泥器	SB200×150J-318B2	55	1	/
		离心机	GLW450/BS-1248	38	1	/
		除气器	ZLCQ240	55	1	/
10	井控系统	液气分离器	NQF1200/1.6	5.5m <sup>3</sup> /min	1	/
		环形防喷器	FH35-35	35MPa	1	/
		单闸板防喷器	FZ35-70	70MPa	1	/
		双闸板防喷器	2FZ35-70	70MPa	1	/
		四通	ST-70	70MPa	1	/
		远程控制装置	FKQ6406	/	2	/
		司钻控制装置	与远程控制装置同系列	/	1	/
		节流管汇	JG-70	70MPa	1	J1阀和4号平板阀安装液动阀
		压井管汇	YG-70	70MPa	1	
11	钻井液不落地系统	收集系统	TDR-CG-30	/	1	/
		调制装置	TDR-TW-30		3	/
		固液分离装置	XMZG180-1250		1	/
		加药装置	ZHY-086		1	/

		储备系统	TDR-CC-30		1	/
		输送系统	Y133-132M-4		2	/
		储水系统	Xd-036		1	/
二、测井工程						
1		井下仪器	放射源、探测器、放大器、高压电源		1	
2		地面测井仪	电信号记录与处理系统		1	
三、录井工程						
1		综合录井仪			1	
四、试油工程						
1		采油树	KY65/21		1	
2		防喷器	2FZ18-21		1	
3		油管	Φ73mm	平式油管	1	
4		通井规	Φ116mm×1.2m		1	
5		射孔枪	89枪/89弹/20孔/m		1	
6		筛管	Φ73mm		3	
7		旋塞阀			2	
8		定位短节			1	
9		进口罐	采出液收集	40m <sup>3</sup>	1	
10		出口罐	采出液收集	40m <sup>3</sup>	1	
11		压井管汇		21MPa	1	
12		试油废水储罐	试油废水	60m <sup>3</sup>	1	撬装式卧式储罐

井控装备的安装、试压、使用、管理应严格执行《钻井井控实施细则》（Q/SYDG1449-2018）的条款要求；钻井过程中的人员持证培训、打开油气层前验收、井控坐岗、防喷演习、干部值班等应严格按照《钻井井控实施细则》（Q/SYDG1449-2018）中相应的管理制度执行。钻井过程井控装置示意图详见下图。

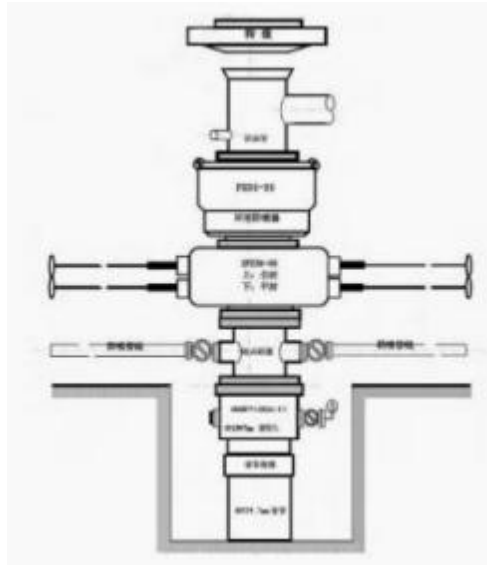


图 2.2.2-2 钻井过程井控装置示意图

防喷器组设计参数:

(1) 根据初步方案地层压力预测结果, 选取压力等级满足要求的防喷器, 实施过程中, 根据具体井的地层压力及流体性质进行调整。

(2) 选用  $\phi 350$  四通+2FZ35-35+FH35-35 防喷器组合, 并配相应等级的节流压井管汇。

#### 4、钻井液

施工现场设置泥浆配制罐, 加入水及膨润土等助剂进行现场配制使用。根据钻井深度和钻井过程中遇到的实际情况对钻井液的配方及比重进行调节。钻井过程中钻井液在地上泥浆罐、钻井及管道中循环, 在钻井过程中泥浆主要储存于泥浆罐中, 钻井泥浆在钻井中出来之后直接由管路倒置泥浆罐, 静置后上层泥浆返回钻井使用。完井后对泥浆罐及管汇中的泥浆进行回收。调配钻井泥浆原料(如膨润土等)贮存于原辅材料存储间内, 储存间为移动板房, 在板房下部铺设防渗膜, 钻井泥浆原料按月需求量贮存于井场内。本工程所使用的各种钻井泥浆及油田化学液处理剂不含重金属, 属于水基泥浆, 安全环保, 同时能够保证钻井时井壁稳定, 降低循环压耗, 提高钻井速度。钻井液须达到如下技术要求: 钻井过程中钻井液性能按设计要求进行维护, 以胶液方式补充各种处理剂, 保证钻井液性能良好; 钻井过程, 保证固控设备利用率大于 90%, 强化离心机和高目振动筛(180目以上), 充分清除有害固相, 降低固相损害。

分段钻井液体系见下表。

表 2.2.2-5 钻井液体系表

序号	井段	钻井液密度 (g/cm <sup>3</sup> )	钻井液体系
1	一开	1.04~1.08	膨润土钻井液体系
2	二开	1.12~1.18	聚合物钻井液体系

## 5、固井工程

### (1) 水泥体系

选用 G 级高抗水泥，罐车将混合好的固井材料运至施工现场，现场无需配置。

### (2) 固井质量要求

本项目为了更好封固好油层及区域性水层，水泥返高全部返至地面。封固段短的采用常规水泥浆固井技术，如果封固段较长则采用双密度水泥浆固井，下部主力油层段采用常规水泥浆固井以提高水泥石强度，上部采用低密度水泥浆固井以防止固井过程中发生漏失。并且在固井过程中，采用声幅曲线检测技术全程监控固井质量。

套管下入深度、磁性定位装置、水泥返高和人工井底达到地质、工程设计要求，短套管位置按地质要求，其井深误差上下不超过 5m，封固段的油气水层不窜不漏，封固段声幅值必须达到《固井质量标准》(Q/SYJD317-2000) 要求。套管封固油层时按油层固井标准考核。声幅检查应在注水泥后 24~48 小时内测完，对于特殊要求如加缓凝剂，声幅检查时间由施工现场确定。套管直径小于或等于 244.5mm 的套管 柱试压值为 20MPa，套管直径大于 244.5mm 的套管柱试压值为 10MPa，稳压 30min，压降不大于 0.5MPa。固井阶段主要是向井内下入套管，并向井眼和套管之间的环形空间注入固井材料的施工作业。主要作用是防止地层液体流到地面。

保障固井质量的技术措施：①优化水泥浆施工参数，充分发挥前置液与水泥浆的替泥浆效率。②改善水泥浆高温条件下的失水性能，维持水泥浆体系的稳定。保证水泥浆在施工过程与候凝过程中能有效地压稳地层，最大限度地减少水泥浆滤液对油层的污染。

钻井期间为防止地下水串层拟采取以下防范措施：

1) 采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层。固井水泥均上返至地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管；施工时，选择优质的防腐钢质套管，严格控制固井质量。

2) 加强对运输、试油、修井、洗井及其他作业过程的管理, 防止井喷、泄漏等事故的发生。

### (3) 固井工艺

固井的主要目的是保护和支撑油气井内的套管, 封隔油、气和水等地层, 防止地层液体流到地面。固井阶段主要是向井内下入套管, 并向井眼和套管之间的环形空间注入固井材料的施工作业。

### (4) 套管

表层套管固井: 采用常规密度固井, 水泥返至地面。

生产套管固井: 采用分级固井工艺, 水泥返到地面。分级箍安放在井深 1200m 处。套管柱设计见下表。

**表 2.2.2-6 套管柱设计参数表**

套管程序	尺寸 (mm) ×钢级×壁厚 (mm) ×下深 (m)	设计说明
表层套管	244.5×J55×8.94×230	一开固井水泥返至地面, 二开固井水泥返至地面
生产套管	139.7×N80×9.17×油顶+P110×9.17×(油顶—设计井深-3m~5m)	

## 6、测井工程

测井是利用专用仪器设备测量岩层的电学特性、导电特性、声学特性、放射性等地球物理特性, 以获取岩层的孔隙度、渗透率以及含油气情况等地层信息。本项目采用 Eclips5700 以上组合测井系列, 对全井段进行电传测井, Eclips5700 测井属电传信号成像测井系统, 分为地面装备 (井下电传信号收集设备、计算机分析终端组成)、电缆 (500kb/s 传输速率电缆)、井下仪器 (地层微电阻率扫描、偶极横波声波、超声波成像仪、地震成像、地层动态检测仪、方位电阻率成像、核孔隙度岩性仪、自然伽马测井、阵列声波等)。涉及放射源石油测井项目, 根据国家有关规定, 另行办理放射源项测井项目环评手续。

## 7、录井工程

录井是利用肉眼、综合录井仪, 观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中由井筒返出的固体、液体、气体等井筒返出物信息, 以此建立录井地质剖面、发现油气显示, 并为钻井提供信息服务。录井主要设备: 综合录井仪。

## 8、完井工程

根据油藏地质、开发原则及后期采油工程作业要求, 本项目采用套管射孔完

井工艺。一口井从上往下是由井口装置、完井管柱和井底结构三部分组成。井口装置主要包括套管头、油管头和采油树三部分，井口装置的主要作用是悬挂井下油管柱、套管柱，密封油管、套管和两层套管之间的环形空间以控制油气井生产、回注和安全生产的关键设备。

### 9、试油工程

生产井在投产前还需要进行试油，在油井出口通过不同口径的油嘴，将原油排出油罐中以计算油井的合理产量，然后原油才能通过油管线进入流程。

### 10、钻井施工方案及组织

#### (1) 钻井周期

单井施工（含钻井和管线施工）周期一般为 20d，本次验收项目建设周期大约为 240d。

#### (2) 施工营地

井场施工在井场内设置临时施工营地，营地内设活动板房用于人员办公和住宿。

#### (3) 物料堆场

为保证施工能正常进行，做到不间断施工，施工材料运输和建设同时进行。本工程不设置物料堆场，依托施工场地内和附近站场、井场做物料堆场。

#### (4) 施工平面布置图

##### 1) 钻井期

钻井期间井场施工临时占地面积根据钻机型号、地形等调整占地面积。各井口施工期井场平面布局根据井场实际情况进行调整。施工营地布置在井场作业区域的上风向。单井井场施工布置见下表。

**表 2.2.2-7 单井井场施工布置一览表**

序号	井场建筑物	单位	数量	备注
1	机房	座	1	钻井
2	钻台	座	1	
3	钻具区域	处	2	
4	泥浆泵房	座	1	泥浆泵2台（1用1备）；环保防渗膜+水泥压边防渗
5	泥浆循环罐区	处	1	随钻不落地系统1套，含废弃钻井泥浆罐，岩屑收集罐，泥浆循环罐等环保防渗膜+
6	随钻不落地装置区	处	1	水泥压边防渗

7	废液储存罐区		处	1	环保防渗膜+水泥压边防渗, 钻井 废水和试油废水储存
8	放喷罐		个	1	“环保防渗膜+水泥压边”防渗
9	表层土堆放区		处	1	“环保防渗膜+水泥压边”防渗
10	泥浆材料区		处	1	环保防渗膜+水泥压边防渗
11	加料台		处	1	
12	水罐区		处	1	储存清水
13	柴油储罐		个	1	用于储存柴油; 采取高架罐形式, 罐区四周修建围堰、铺防渗布
14	配电区	发电房	间	1	井场的电力供应
15		配电房	间	1	
16		滤波房	间	1	
17	远控房		间	1	
18	材料房		间	4	各种施工材料的存放
19	气测房		间	1	
20	地质房		间	1	
21	定向房		间	1	
22	泥浆材料房/仪器房		间	1	
23	值班房		间	1	
24	监督房		间	1	
25	工程师房		间	1	
26	队长房		间	1	
27	会议室		间	1	
28	大班房		间	1	
29	材料员房		间	1	
30	泥浆大班房		间	1	
31	带队班长房		间	1	
32	门岗房		间	1	
33	防渗环保旱厕		间	1	
34	危废暂存间		间	1	暂存危险废物

## 2) 试油期

试油前拆除井架, 撤离随钻处理系统等钻井设施。试油期间井场主要建筑物有工具室、会议室、井场宿舍、储罐、分离器等, 施工中心位置为试油平台和井口, 试油设备、储罐以及分离器下均铺设 HDPE 防渗膜, 典型井场试油平面布置图见下图。

**表 2.2.2-8 试油期间标准井场主要建筑物及储罐一览表**

井场建筑物	规格	数量	功能
值班室	20m <sup>2</sup>	1个	办公等
工具室	20m <sup>2</sup>	1个	试油工具存放
生活区	20m <sup>2</sup>	1个	施工人员休息
进口罐	40m <sup>3</sup>	2个	储存采出液
出口罐	40m <sup>3</sup>	2个	储存采出液
分离器	--	1套	油水分离
修井机	80t及以上	1台	修井
危废暂存间		1间	暂存危险废物

### 3) 管道铺设期

单井管线施工以开挖埋地为主，采取管沟敷设方式。施工期间不设施工营地，一般作业带宽度为4m。管道施工平面布置见下图。

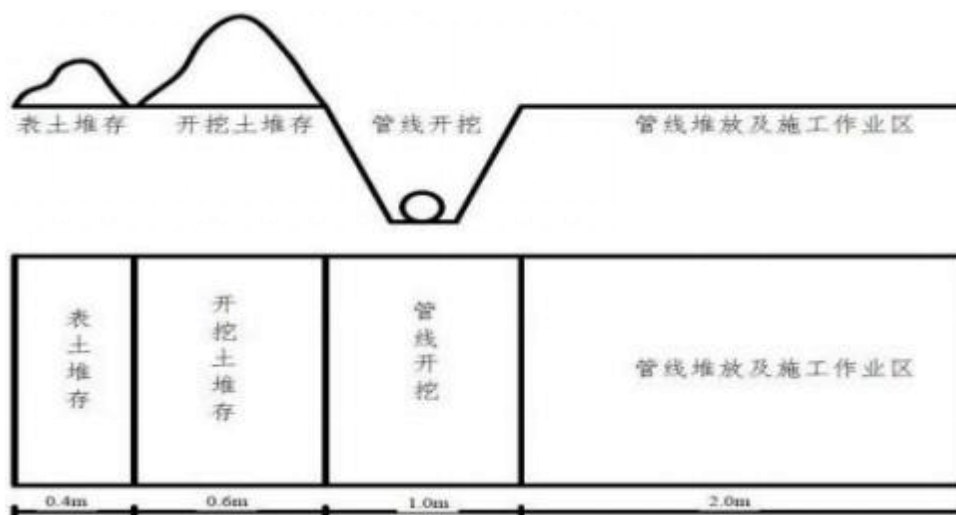


图 2.2.2-3 管道施工平面布置图

### (5) 发电机设置

本项目钻井优先使用电力，根据项目周边敏感程度、施工最大负荷及施工难度，第六采油厂对位于敏感目标较近的井场采用电网为钻机动力来源，以减少柴油发电机噪声对周边敏感目标处的噪声影响；其余偏远井场在附近无适配变压器及不存在环境敏感目标的情况下用柴油发电机提供能源。

### (6) 钻井施工组织方案

管线施工期间综合考虑天气因素、河渠水位等，尽可能在枯水季节施工，避免暴雨径流对施工场地的冲刷，降低施工难度。

减少施工期间对井场占地的影响，本工程分批进行，不同批次的井场

分时段开工，控制缩短工期。标准单个井场施工为 15d~30d 不等。为减少施工带来的影响，本次施工作业时长(含钻井和管线施工)要求单井控制在 20d 左右，每口井施工所需要的工程量会根据钻井深度略有不同。根据施工进度，钻井可交叉同时进行。预计施工工期为 240d。本项目整托式井场由一台钻井设备轮流施工，多井场由多个钻井队伍同时进行施工。施工时间控制同时施工作业的钻机数量，本项目钻井工程避开重污染天气预警时段。

**表 2.2.2-9 环评与验收阶段实施时序**

时间段/d	所属油田	施工井号及施工内容	
		环评阶段	本次验收阶段
1-140	孔店油田	孔85-18H3、孔85-18H4及单井管线	孔85-12、孔85-18H4及单井管线（孔85-18H3及单井管线不再建设）
	孔店油田	孔101H1、孔101H5、孔101H6及单井管线	孔101H1、孔85-18H11、孔1065-3及单井管线（孔101H5、孔101H6及单井管线不再建设）
	羊三木油田	羊3H1、羊8-8-2及单井管线	孔1065H、孔新1060及单井管线（羊3H1、羊8-8-2及单井管线不再建设）
	羊三木油田	羊13-14-1、羊13-14-2及单井管线	不在本次验收范围
	羊三木油田	羊15-13-1、羊17-13-1、羊17-13-2及单井管线	孔85-18H8、孔61H及单井管线（羊15-13-1、羊17-13-1及单井管线不再建设）
141~160	孔店油田	孔H7及单井管线	孔85-18H7及单井管线（孔H7及单井管线不再建设）
161~200	孔店油田	孔1064H、孔1067H及单井管线	孔1064H、孔1067H及单井管线
200~240	孔店油田	孔1062H、孔1072H及单井管线	孔1062H、孔1072H及单井管线

本次验收仅涉及孔店油田三个井场的采油井及单井输油管线的建设，单井钻井工程建设内容与环评一致。

#### 2.2.2.4 采油工程

##### 1、采油设备

本项目采油工程主要为新建油井，本次验收共计新增 14 口油井，新建抽油设备 14 个，同时配套建设采油井口装置 14 套，井口采液采用示功图远传计量装置。原油开采生产基本工艺流程：由抽油系统（抽油机、电泵）将地下原油、水、伴生气混合物由地层采出，由管道输送至联合站。

本项目采油工程使用游梁式抽油机、电潜螺杆泵抽油机，采用注水保持压力的开发方式。注水井依托原有泵站加压回注现役油藏层位，每口油井主要生产设备见下表。

**表 2.2.2-10 运营期每口油井主要生产设备**

序号	设备	型号	数量
1	抽油设备	有杆泵CYJY10-6-53HF、电潜螺杆泵抽油机13E/22E	1台
2	电机	JK-8B型	1台

3	自动监控设备	--	1台
---	--------	----	----

## 2、采油方式

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。本项目采用水驱采油，用水来源为油田采出水、洗井修井废水等经联合站采出水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）的出水，通过注水井回注现役油藏层位。根据钻井试油后根据实际地下油藏情况采油方式，本项目涉及2种采油方式：游梁式抽油机和电潜螺杆泵抽油机。

### (1) 抽油机

采用油田广泛应用的传统游梁式抽油机，由普通交流异步电动机直接驱动。抽油机曲柄带以配重平衡块带动抽油杆，驱动井下抽油泵作固定周期的上下往复运行，把井下的油送到地面。抽油机构造示意图见下图。

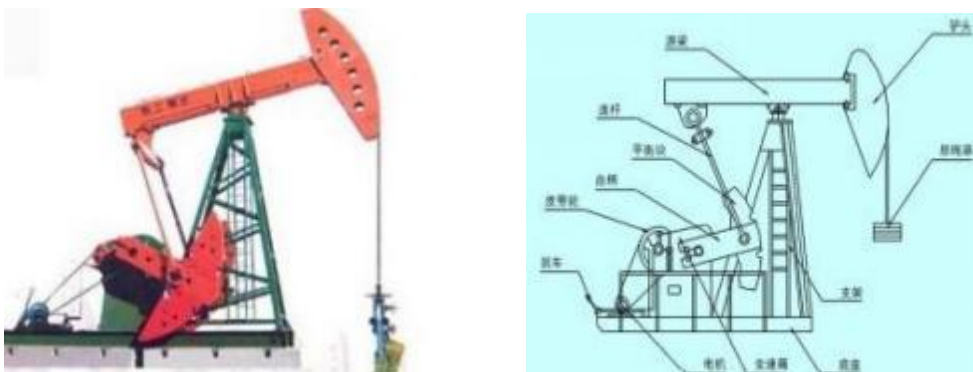


图 2.2.2-4 抽油机构造示意图

当活塞上行时，游动阀受油管内活塞以上液柱的压力作用而关闭，并排出活塞冲程一段液体。固定阀由于泵筒内压力下降，被油套环形空间液柱压力顶开，井内液体进入泵筒内，充满活塞上行所让出的空间。

当活塞下行时，由于泵筒内液柱受压，压力增高，而使固定阀关闭。活塞继续下行，泵内压力继续升高，当泵筒内压力超过油管内液柱压力时，游动阀被顶开，

液体从泵筒内经空心活塞上行进入油管。抽油泵工作原理示意详见下图。

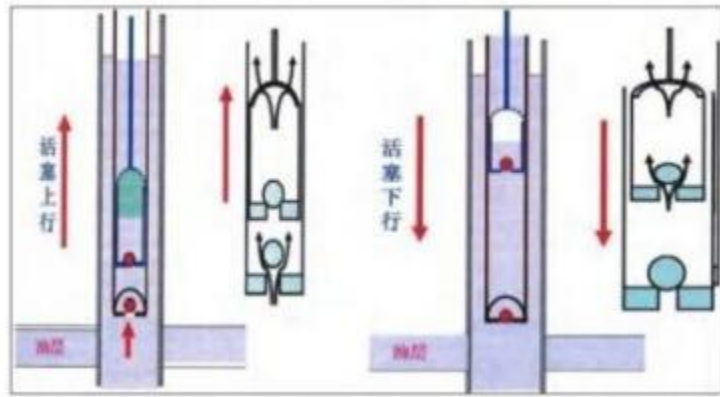


图 2.2.2-5 抽油泵工作原理示意图

### (2) 电潜螺杆泵抽油机

电潜螺杆泵采油系统是一种位于井下的电机拖动无杆设备，主要分为井下部分，地面部分，连接油管、电缆等三个部分组成。其中井下部分又包括螺杆泵、联轴体、

保护器、减速器和电机，地面部分包括变压器、变频器和辅助设备。

它的工作原理是：电力通过动力电缆传送到潜油电机，其运动形式在联轴体和减速器内进行转换，螺杆泵转子在它的带动下以较低的速度作往返直线运动。通过转子绕转子的运动带动螺杆泵定子，原油便由泵的输入端进入输出端。这种采油方式适用于开采粘度较高，含沙量高或蜡、气量等聚合成分较高的原油开采，而且系统的抽吸连续比较平稳，对油层不会产生压力，无杆采油设备也不会出现抽油杆扭曲变形，节约了维护费用，还能减少由于变形产生的能量消耗。

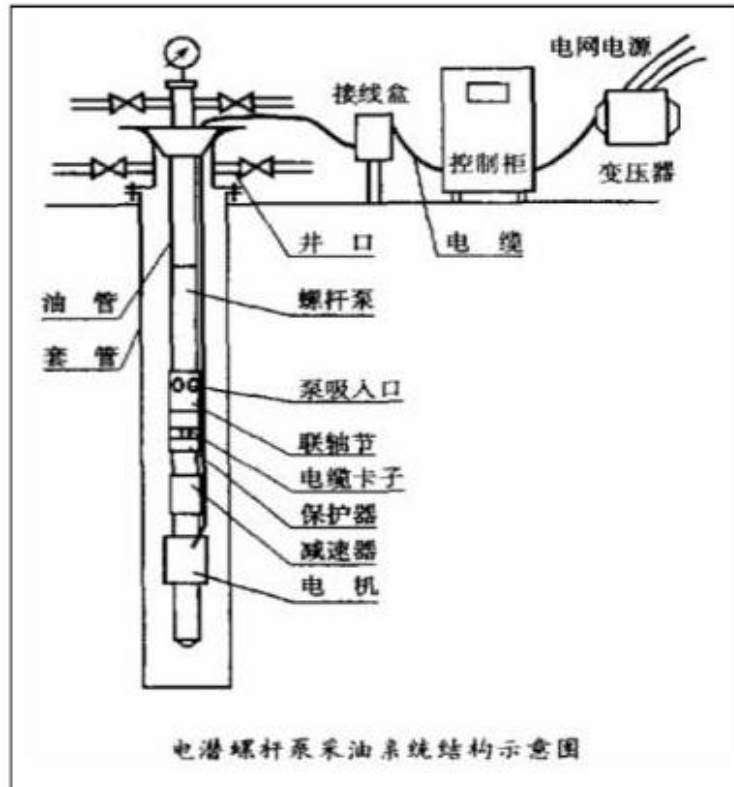


图 2.2.2-6 电潜螺杆泵采油系统结构示意图

### (3) 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。洗井、修井作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损等而采取的工艺措施。本项目井下作业是针对生产井实施的不定期作业，如：冲砂、检泵、下泵、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

本次验收采油工程建设内容与环评一致。

### 2.2.2.5 注水工程

为改善断块油藏开发效果，及时补充地层能量，采用注水方式进行压力驱动，本项目为注水驱油开采不涉及注聚合物驱油，不涉及二氧化碳吞吐，本次工程环评阶段共新建水井 3 口，单井注水量为  $30\text{m}^3/\text{d}$ ，依托现有的注水站进行注水，并配套新建注水单井管线。《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 表 1 推荐水质主要控制指标。

#### 1、注水工艺方案

(1) 回注工艺：根据井口断块构造部位，以注水井对应砂体为准，按期对

应油井的初期日产液量进行配注，根据注水井对应采油井的数量、距离、测算需动用储量，根据射孔作业后射开层生产情况与注采对应连通关系，确定注水井注水层位。注水井注水作业一段时间后根据对应采油井的动态反映情况对注水量做适当调整。注水井作业时需录取注水时间、泵压、油压、套压、全井注水量、分层注水量、洗井资料、静压、水质化验和吸水剖面资料。注水初期需密切监测油水井生产动态情况，及时调整配注比例。

本项目注水工艺采用单井配水工艺，即单井注水管道直接 T 接至注水干支线，在注水井口设配水装置实现单井注水量的调控和计量。每条支线与干线连通处设截断阀门。

(2) 注水层位：拟建项目新建注水井回注层位于馆陶组。

(3) 回注压力：注水井井口压力 10~12MPa。

## 2、主要工程设施

### (1) 注水井口装置

新建注水井座，注水井口设保温盒；来水管道设止回阀，防止高压水倒流；设油套连通管，通过采油树高压阀门控制满足注水井口正洗反洗、正注反注的工艺需求；注水井口设恒流配水装置实现单井注水量的调控和计量。

### (2) 注水管线

环评阶段新建注水管道 0.68km，管线采用地埋式敷设，管顶埋深 1.2m。设计注水支线设计压力在 12~16MPa，管道采用外 PE 防腐。

## 3、注水来源

大港油田第六采油厂注水水源全部来自分离处理达标后的油田采出水，羊三木油田的注水井水源来自羊中心站，孔店油田的注水井水源来自孔店联合站，经注水站加压后通过注水干线输送至相应区块的水井进行回注现役油藏层位。

本次验收工程建设内容不涉及注水井和注水管线的建设。

### 2.2.2.6 地面工程

本项目环评阶段新建地面工程包括井场 8 座以及配套的注水和输油单井管线等，本次验收阶段新建地面工程包括井场 3 座及配套的输油单井管线等。本项目环评阶段及本次验收阶段产建工程油气集输依托现有大港油田第六采油厂集输干线，本项目只需由新开采的产能井铺设单井输油管线，连接至集输管线的接

口。

### 1、井场

本项目环评阶段共设置 8 个井场，本次验收阶段共设置 3 个井场，设置情况见下表。

**表 2.2.2-11 环评与本次验收阶段各井场设置情况一览表**

区块	井场	井场类型	采油井(口)	注水井(口)	区域	井场具体位置
环评阶段						
羊三木油田	羊13-14-1井场	丛式井场	2	0	渤海新区黄骅市	羊三木回族乡羊四村东南约1.3km
	羊15-13-1井场		2	1		羊三木回族乡三虎庄村西侧约0.2km
	羊3H1井场		2	0		羊三木回族乡羊三村南侧约0.8km
孔店油田	孔101H1井场		1	2		官庄乡官庄村村南侧约0.9km
	孔85-18H3井场		2	0		官庄乡葛沽塘村东侧约1.04km
	孔H7井场		1	0		官庄乡孔韩庄村北侧约0.6km
	孔1064H井场		2	0		官庄乡官庄村北侧约0.8km
	孔1062H井场		2	0		官庄乡孔韩庄村西侧约0.7km
本次验收阶段						
孔店油田	孔85-18H3井场	丛式井场	5	0	渤海新区黄骅市	官庄乡葛沽塘村东侧约1.04km
	孔1064H井场		6	0		官庄乡官庄村北侧约0.8km
	孔1062H井场		3	0		官庄乡孔韩庄村西侧约0.7km

### 2、集输管线

#### (1) 采油集输管线

本项目井口采出液提升至地面后，通过单井输油管线的形式进入输油干线，依托现有的输油干线管输至附近的中转站和联合站。本项目环评阶段在新建井场内新建单井输油管线，管线内径为 65mm，材质为 20#无缝钢管，总长度为 1293m，单井输油管线均采用埋地敷设方式，本次验收阶段在新建井场内新建单井输油管线，管线内径分别为 65mm、80mm 和 100mm，材质为 20#无缝钢管，总长度为 765m，单井输油管线均采用埋地敷设方式。

**表 2.2.2-12 本项目环评与验收阶段油井管线工程建设情况一览表**

井场名称	集油方式	管线规格(mm)	集油管线长度(m)	是否穿越河流	是否穿越国道省道	是否穿越铁路	是否穿越生态红线	采出液去向
环评阶段								
羊13-14-1井场	单井集油	Φ76×4mm	110	否	否	否	否	羊中心站
羊15-13-1井场	单井集油	Φ76×4mm	60	否	否	否	否	

羊3H1井场	单井集油	Φ76×4mm	110	否	否	否	否	
孔101H1井场	单井集油	Φ76×4mm	163	否	否	否	否	孔店联合站
孔85-18H3井场	单井集油	Φ76×4mm	240	否	否	否	否	
孔H7井场	单井集油	Φ76×4mm	200	否	否	否	否	
孔1064H井场	单井集油	Φ76×4mm	300	否	否	否	否	
孔1062H井场	单井集油	Φ76×4mm	110	否	否	否	否	
合计	/	/	1293	/	/	/	/	/
本次验收阶段								
孔85-18H3井场	单井集油	Φ80×4mm	265	否	否	否	否	孔店联合站
孔1064H井场	单井集油	Φ100×4mm	330	否	否	否	否	
孔1062H井场	单井集油	Φ65×4mm	160	否	否	否	否	
合计	/	/	765	否	否	否	否	/

### (2) 注水集输管线

本项目环评阶段共新建注水单井管线 680m，管线内径为 65mm，材质为钢质管道。本次验收阶段不建设注水井。

**表 2.2.2-13 本项目环评与验收阶段注水集输工程建设情况一览表**

井场名称	井号	集油方式	管线规格 (mm)	集油管线长度 (m)	是否穿越河流	是否穿越国道省道	是否穿越铁路	是否穿越生态红线	采出液去向
环评阶段									
羊15-13-1井场	羊17-13-2	单井注水	Φ76×6mm	500	否	否	否	否	羊中心站
孔101H1井场	孔101H5、孔101H6	单井注水	Φ76×6mm	180	否	否	否	否	孔店联合站
合计	/	/	/	680	/	/	/	/	/
本次验收									
不新建注水井和注水管线									

### (3) 伴生气集输和利用

- 1) 开采过程通过管线密闭集输，减少集输环节烃类无组织排放；
- 2) 采油井口根据试油期产生的伴生气情况安装定压阀回收套管气，站场气液分离产生的伴生气用于站内燃料用气回收利用。

### (4) 管道敷设

本项目不新建集油干线、注水干线及集气干线，均依托现有的集油干线、注水干线。由于井场与场外集输干管或注水干管已连接完善，本项目只需由新开采的产能井单独铺设单井管线“T”接至集输干管和注水干管的接口。单井管线均敷设在井场范围内，不穿越道路及河流，不新增永久占地。

- 1) 管线规格及材质：集输油管线、注水管线均采用无缝钢管，管径为

Φ76×4mm，设计最大工作压力 2.5MPa，管道内防腐采用 H87 系列，外壁采用 3 层 PE 防腐，聚氨酯泡沫夹克保温；严格按照《地面工艺管道防腐保温技术规范》（Q/SYDG1451-2013）进行。输油管线装有管道防泄漏检测报警智能管理系统。

2) 施工方式：遵循“地上服从地下”“尽量减少施工占地”的原则，采取沟埋敷设，土路开挖方式，设置保护套管，作业带宽度为 4m。管道施工作业带为临时性使用土地，施工完毕后应立即恢复地貌，农田还耕复种。

#### (5) 运营期地面工程布局

项目永久占地主要用于井场的建设，主要为抽油机占地。各井场内布设单井管线，通过管线将采出液从井口输送至各联合站进行进一步处理，回注水通过管线从联合站输送至各注水井进行回注现役油藏层位。

本次验收建设内容仅涉及孔店油田三座井场、14 口油井及单井输油管线的建设，不涉及回注水井及单井注水管线建设内容。

本次验收项目井场和依托工程关系图见附图 3。

#### 2.2.2.7 道路工程

第六采油厂所辖区域道路较为完善，各井场路及主干道均已建成使用，本项目依托现有井场道路。

第六采油厂道路系统较为完善，主干道路均已形成，满足工程需要，不再建设。本项目施工井场均位于现状道路旁，与现有道路连接至井场，因此新建道路均位于施工井场内，施工期结束后油井投产时全部作为运营期进场道路。路面结构为泥结碎石结构，设计车速 15km/h，道路横坡为 2%，宽度为 4m。

**表 2.2.2-14 新建井场道路设置情况一览表**

序号	井场	长度 (m)	宽度 (m)	备注
环评阶段				
1	羊13-14-1井场	5	4	泥结碎石
2	羊15-13-1井场	20	4	泥结碎石
3	羊3H1井场	5	4	泥结碎石
4	孔101H1井场	5	4	泥结碎石
5	孔85-18H3井场	5	4	泥结碎石
6	孔H7井场	5	4	泥结碎石
7	孔1064H井场	10	4	泥结碎石
8	孔1062H井场	10	4	泥结碎石
9	合计	65	/	/

本次验收阶段				
1	孔85-18H3井场	5	4	泥结碎石
2	孔1064H井场	10	4	泥结碎石
3	孔1062H井场	10	4	泥结碎石
4	合计	65	/	/

本次验收建设内容仅涉及孔店油田三座井场进场道路的建设。

### 2.2.2.8 退役计划

随着油田的持续开发，随着区块储量的逐渐下降，各油水井将逐渐进入退役期。另外，井下设施的损毁也可能导致油井无法利用而闭井。随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。管线停用的另一个原因是管线老化、腐蚀，无法继续承担集输任务。退役期的油水井及停用的集输管线进入了退役期，为避免报废井由于压力变化而发生井喷事故，对退役期油、水井进行封井。

#### 1、油水井退役

根据废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。根据测井、机械找漏等方式排查油水井套管，地质、工程分析结果制定工艺方案并安排施工计划。废弃井封井执行《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)。

#### 2、单井管线退役

随着油水井的关闭，相应的单井管线也将停止使用。另外，管线老化、腐蚀，无法继续承担集输任务时，也会停用，敷设新线替代。

项目本次验收阶段尚未进入退役期。

## 2.2.3 公用工程

### 2.2.3.1 给排水

#### 1、施工期

##### (1) 给水

本项目施工期用水主要为钻井生产用水、试油洗井用水、管道试压用水和施工人员的生活用水。各井场内均无给水管网，用罐车拉运清水至井场清水罐中贮存以供使用（施工人员饮用水为桶装饮用水）。

##### (2) 排水

施工期产生的废水主要是钻井废水、试油废水、管线试压废水、施工人员生活污水等。钻井废水在泥浆罐内暂存，大部分回用于钻井泥浆配制工序，剩余部

分由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理，试油废水由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理；管线试压为清洁废水，泼洒抑尘；施工期生活污水主要为盥洗废水，直接泼洒场地抑尘，另外施工场地防渗环保厕所定期清掏。

## 2、运营期

### (1) 给水

本项目生产用水为各联合站处理达标的采出水，各井场采用巡守制，无人员长期驻守，生活设施依托第六采油厂现有作业区，本项目不新增劳动人员，不新增生活污水。

### (2) 排水

运营期油井采出液经现有的集输管线输送至所属联合站进行分离处理，分离出的原油、伴生气为本项目产品，分离出的采出水经联合站采出水处理系统处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)后全部回注现役油藏层位，用于油田注水开发工作，无工艺废水外排。井下作业带罐作业，产生的井下作业废水由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理。各井场采用巡守制，无人员长期驻守，生活设施依托第六采油厂现有作业区，本项目不新增劳动人员，不新增生活污水。项目回注水为各联合站处理达标的油田采出水，目前，第六采油厂的注水干线、注水支线管网已较为完善。

#### 2.2.3.2 供热系统

工程施工期生活区供暖方式采取电采暖。油田内现有生产用热由联合站内加热炉提供，局部区域井口伴热采用电加热。

#### 2.2.3.3 井场道路

第六采油厂所辖区域道路较为完善，各井场路及主干道均已建成使用，本项目依托现有主干道路，部分井场建设进场道路。

#### 2.2.3.4 供配电

本项目用电均来自大港油田公司与当地政府双方共同投资建设的油田专用电网。井场设生产信息采集设施。各井区依托大港油田第六采油厂管理区域内的已有供电设施。本项目产能建设井场均已有的供电线路，供电能力可满足本项目的建设 and 日常运行要求。

### 2.2.3.5 自控工程

1、新建油井配套生产信息采集装置，通讯采用 A11 标准通讯协议，井口仪表数据采用短距离无线通信方式传输至井口 RTU，井口 RTU 采用 4G-VPDN 方式传输至油水井智能分析系统，实现单井生产数据的集中管控。

2、井场配套视频安防监控系统，数据通过光纤网络上传至油田工业视频监控平台，实现生产工况的实时监管。

本次验收阶段公用工程与环评一致。

### 2.2.4 原辅材料、能源消耗

#### 1、施工期原辅材料

##### (1) 钻井液

本项目环评和本次验收阶段单井钻井液的消耗情况见下表。

表 2.2.4-1 单井钻井液类型及用量表

序号	材料名称	加量 (kg/m <sup>3</sup> )	
		一开	二开
1	纯碱	2~4	1~2
2	重晶石粉	/	/
3	膨润土	40~60	20~40
4	乳化二甲硅油	/	1~2
5	片碱	/	1~2
6	堵漏剂复合植物纤维I型	/	5~8
7	水解聚丙烯腈铵盐NH4-HPAN	/	5~8
8	降滤失剂高粘羧甲基纤维HV-CMC	2~4	2~4
9	防塌剂聚合腐殖酸	/	10~15
10	包被剂(丙烯酸盐共聚物)BZ-BYJ-II	/	2~3
11	聚阴离子纤维素PAC-LV	/	3~5
12	降粘剂改性烷基硅	/	8~10
13	防塌封堵剂BZ-FFT-1	/	10~15
14	液体润滑剂改性植物油BZ-RH-I	/	10~30
15	缓蚀剂有机胺	/	/

钻井泥浆初期在场地内配备并储存于钻井泥浆罐中循环使用，调配钻井泥浆原料（如膨润土等）贮存于材料间内，储存间为移动板房，在板房下部铺设防渗膜，钻井泥浆原料按月需求量贮存于井场内。

根据《危险化学品目录（2022 调整版）》，上述化学品均不属于危险化学品。

整个钻井过程中选取无毒无害水基钻井液体系，不含重金属，不含高毒性、持久性、蓄积性等化学物质，均属于无毒或可生物降解物质。

综上所述本工程所使用的钻井液不含重金属，安全环保，同时能够保证钻井时井壁稳定，降低循环压耗，提高钻井速度。

钻井过程使用的原辅材料在井场内暂存位置应符合防风、防雨、防晒、防渗漏的“四防”要求。具体暂存要求如下：

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

#### (2) 泥浆不落地原辅材料

本项目泥浆不落地装置处理废弃泥浆过程中需投加的药剂主要包括三氯化铁、氧化钙。根据《危险化学品目录（2019 版）》，上述化学品中均不属于危险化学品，以上助剂应由专人负责保管发放、在药品棚内分堆存放，下垫上盖，严禁在强光下。

各种药剂及材料成分及用量和药剂组成及性质见下列两个表。

**表 2.2.4-2 废水处理主要药剂材料使用情况一览表**

序号	名称	用量（药品质量/钻井泥浆体积） kg/m <sup>3</sup>	作用	储存方式
1	三氯化铁	1.3~2.5	絮凝剂	袋装（25kg/袋）
2	氧化钙	1~2	絮凝剂、破胶剂	袋装（25kg/袋）

本项目废弃钻井泥浆处理用药量需满足《陆上石油天然气开采水基钻井泥浆处置技术规范》（DB1309/T287-2023）附录 A 沧州市陆上石油天然气开采废弃钻井泥浆处理用药量和技术指标。

#### (3) 轻柴油

本项目各井场均配备备用轻柴油发电机，使用轻质轻柴油为燃料。各井场均设置一座 20m<sup>3</sup> 的轻柴油储罐，最大储存量为 15m<sup>3</sup>。

#### (4) 固井材料

固井的主要目的是保护和支撑油气井内的套管，封隔油、气和水等地层。固井阶段主要是向井内下入套管，并向井眼和套管之间的环形空间注入固井材料的

施工作业。主要作用是防止地层液体流到地面。固井材料的主要原料为水泥浆料，罐车将混合好的固井材料运至施工现场，现场无需配置。在罐车内暂存。固井材料用量约为 100t/井。

## 2、运营期原辅材料及能源消耗

运营期的原辅料及能源消耗量情况见下表。

**表 2.2.4-3 原辅材料及能源消耗表**

时段	项目	单位	年耗	备注	
运营期	环评阶段	电	MWh/a	1550	/
		水	t/a	18×10 <sup>4</sup> (最大年耗)	包括新增注水井回注用水、修井和洗井用水等
		伴生气	m <sup>3</sup> /a	44.97×10 <sup>4</sup>	
	本次验收阶段	电	MWh/a	1250	
		水	t/a	15×10 <sup>4</sup> (最大年耗)	包括修井和洗井用水等
		伴生气	m <sup>3</sup> /a	24.7×10 <sup>4</sup>	

本次验收阶段施工期原辅材料与环评一致，运营期仅涉及孔店油田三座井场及油井的能源消耗。

## 2.2.5 工程占地及土石方平衡

### 2.2.5.1 工程占地

项目占地包括临时占地和永久占地，项目施工期井场占地面积根据井深、地形等调整占地面积；临时占地主要为施工期钻井井场施工占地、管线、进场道路的施工占地。环评阶段永久占地主要为运营期井场占地和井场道路，工程施工期临时占地面积 58156m<sup>2</sup>；工程运营期永久占地面积 16160m<sup>2</sup>。本次验收阶段永久占地主要为运营期井场占地和井场道路，工程施工期临时占地面积 17615m<sup>2</sup>；工程运营期永久占地面积 5600m<sup>2</sup>。

**表 2.2.5-1 各井场临时占地和永久占地情况一览表**

井场编号	占地形式	临时占地面积/m <sup>2</sup>	永久占地面积/m <sup>2</sup>	占地类型	土地利用总体规划
环评阶段					
羊13-14-1井场	井场、单井管线、井场道路占地	5500	1860	草地	自然保留地
羊15-13-1井场		9284	3120	水浇地	一般农地区
羊3H1井场		9892	1860	水浇地	有条件建设区
孔101H1井场		10185	2100	水浇地	永久基本农田
孔85-8H3井场		6670	1860	水浇地	永久基本农田
孔H7井场		5680	1620	水浇地	永久基本农田
孔1064H井场		5334	1880	水浇地	永久基本农田

孔1062H井场		5611	1860	水浇地	永久基本农田
合计		58156	16160	/	/
本次验收阶段					
孔85-8H3井场	井场、单井 管线、井场 道路占地	6670	1860	水浇地	永久基本农田
孔1064H井场		5334	1880	水浇地	永久基本农田
孔1062H井场		5611	1860	水浇地	永久基本农田
合计		17615	5600	/	/

注：（1）临时占地面积为施工期钻井井场占地、管线施工作业带占地面积。  
（2）永久占地主要为运营期井场占地和井场道路占地，均为施工期临时占地范围内保留转化为永久占地，未转化的施工期临时占地均按照生态恢复计划进行生态恢复。

### 2.2.5.2 土石方平衡

本项目不涉及弃方和外购土方。建设管线挖填平衡，井场和站场挖方均用于回填或平整土地。项目无借方，弃方全部利用。具体土石方平衡见下表。

表 2.2.5-2 土石方情况一览表

土石方来源	挖方量 (m <sup>3</sup> )		借方 (m <sup>3</sup> )	填方 (m <sup>3</sup> )	弃方 (m <sup>3</sup> )	备注
	表土清理量	挖方量				
环评阶段						
井场	16505	0	0	16505	0	用于井场场地填方和土地平整
管线	0	2220	0	2220	0	用于管沟覆土回填及施工作业带和井场的平整
合计	18725		0	18725	0	
本次验收阶段						
井场	5315	0	0	5315	0	用于井场场地填方和土地平整
管线	0	860	0	860	0	用于管沟覆土回填及施工作业带和井场的平整
合计	6175		0	6175	0	

### 2.2.6 依托工程及可行性分析

#### 2.2.6.1 依托工程概况

本次验收项目原油集输、采出水处理、危险废物暂存需依托现有工程。依托工程分类见下表。

表 2.2.6-1 本次验收项目与现有工程依托关系

井场	原油注水集输干线	依托工程	
		采出水处理及回注	危废暂存间
孔85-18H3井场	孔85-18H1井区附近-孔店联合站2#集输干线	孔店联合站	羊中心站内的危废暂存间
孔1064H井场	孔101-2井区附近-孔店联合站6#集输干线	孔店联合站	
孔062H井场	孔6站路口-孔店联合站	孔店联合站	

### 2.2.6.2 原油及采出水处理工程

孔店油田来液处理、原油外运、生产污水预处理等依托孔店联合站。

#### 1、依托工程环保手续

本次验收项目依托的孔店联合站等环保手续均包含在历年环评审批及验收手续中，目前运行良好。

#### 2、处理工艺及能力依托可行性分析

##### (1) 运营期采出液处理可行性分析

本阶段验收项目原油处理依托联合站为孔店联合站，油田井上来液均在联合站内进行油、气、水三相分离并分别处理。孔店油田采出液通过已建成的输送管道输送至孔店联合站进行处理。

表 2.2.6-2 采出液处理负荷及依托可行性分析一览表 单位：t/d

油田区块	依托站场	设计处理能力	实际处理规模	在建工程产生量	递减产能减少量	剩余处理规模	本项目新增产能处理规模	处理规模可行性
孔店区块	孔店联合站	9300	8600	221	566	1045	349	可行

目前孔店联合站处理能力及负荷情况如上表所示，联合站的采出液剩余处理能力仍可满足本项目需求。

##### (2) 原油处理

根据工程分析，联合站采出液完成三相分离后的原油通过已建成的输送管道输送至联合站的原油沉降系统，以进一步降低原油中的含水率。由于受油田储采比、含水率上升等因素影响，原有产能井生产规模会逐步降低，根据环评工程分析内容，本阶段产建完成后，第六采油厂总产能基本保持稳定，联合站原油处理规模和原油沉降系统处理规模基本保持稳定，原油处理能满足本次产建能力要求。

##### (3) 采出水处理能力可行性分析

#### 1) 依托规模的可行性

项目施工期钻井废水、试油废水与营运期井下作业废水均由罐车拉运至站场采出水处理系统进行处理后达标回注现役油层，各废水均日产日清。

施工期钻井废水、试油废水与营运期井下作业废水均为不连续状态产生，项目施工期、运营期废水均不同时产生，施工期废水和运营期废水依托孔店联合站。

施工期：孔店油田区块每个区块最多有 2 支施工队伍同时开工，每支施工队伍每天均可能产生钻井废水或试油废水，但每支施工队伍一天内无法同时产生这

2种废水,所以一支施工队伍施工期一天中最大废水产生量对应的就是钻井废水、试油废水中的最大量,根据施工期水污染源核算,每个区块施工期单日最大废水量对应的是试油废水(30m<sup>3</sup>),2支施工队伍,最大量为60m<sup>3</sup>/d。

**表 2.2.6-3 项目施工期依托联合站废水处理可行性分析一览表 单位: t/d**

油田区块	依托站场	设计处理能力	实际处理规模	在建工程产生量	剩余处理规模	施工期新增废水处理量	处理规模可行性
孔店区块	孔店联合站	9600	8200	30	1370	60	可行

运营期联合站采出液完成三相分离后的采出水进入联合站污水沉降罐,再由提升泵进行增压后,进入核桃壳过滤罐进行物理过滤,最后经处理后的污水进入注水站进行回注水回注。运营期废水种类为修井废水、洗井废水。通过咨询企业,运营期一天仅有1口井进行井下作业(修井或洗井),所以1口井1天最大废水产生量就是修井或洗井二者中的最大量,也就是洗井废水(76m<sup>3</sup>/d)。

根据预测,本次验收项目采出水最大产生量为318t/d。本次验收项目采出水和井下作业废水依托孔店联合站采出水处理系统进行处理可行性见下表。

**表 2.2.6-4 本项目采出水产生情况一览表**

序号	油田	最大采出水		依托站场
		年产(10 <sup>4</sup> t/a)	日产(t/d)	
1	孔店油田	9.54	318	孔店联合站
2	合计	9.54	318	

**表 2.2.6-5 项目运营期依托站场处理可行性分析一览表 单位: t/d**

油田区块	依托站场	设计处理能力	实际处理规模	在建工程产生量	递减产能减少量	剩余处理规模	本项目需处理量		处理规模可行性
							新增产能处理规模	运营期井下作业废水量	
孔店区块	孔店联合站	9600	8200	202	509	1764	318	76	可行

本次验收项目施工期产生的钻井废水、试油废水通过罐车拉运至孔店联合站采出水处理系统处理,采出水依托联合站内采出水处理系统处理。目前,孔店联合站处理能力及负荷情况如上表所示,孔店联合站,的采出水处理系统剩余处理能力仍可满足本次验收项目建设需求。因此,现有联合站采出水处理可以满足本项目依托。

## 2) 处理工艺达标可行性

同时由于本项目均为滚动开发项目,采出水性质基本一致,因此采出水处理工艺可以满足本次产能采出水处理要求。孔店联合站采用“沉降罐+核桃壳过滤处理工艺”进行采出水处理。

根据大港油田采油工艺研究院监测的各采出水处理系统回注水情况，孔店联合站回注水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1推荐水质主要控制指标。因此，从工艺上依托现有采出水处理系统可行。

因此，现有联合站采出水处理可以满足本项目依托。本项目不增加产能，不会增加采出水处理负荷，采出水处理规模可行。

### 2.2.6.3 集输管线依托可行性

本项目井场与现有集输管线的位置关系见附图3，依托管线输送量和依托可行性分析情况见下表。

**表 2.2.6-6 本项目依托现有管线可行性分析一览表**

项目名称	管线起点-终点	设计输送量 (m <sup>3</sup> /d)	现输送量 (m <sup>3</sup> /d)	剩余输送量 (m <sup>3</sup> /d)	本项目新增产 能输送规模 (m <sup>3</sup> /d)	输送规模可行性
环评阶段						
羊13-14-1井场 依托输油干线	原羊13站-羊中心站 2#集输干线	1500	140	1360	55	可行
羊15-13-1井场 依托输油干线	羊17-15-1-羊中心站	880	360	520	55	可行
羊15-13-1井场 依托输水干线	羊三木注水站-羊6站 路口	2200	852	1348	30	可行
羊3H1井场依托 输油干线	羊1#井丛场-羊中心 站2#集输干线	1500	1019	481	69	可行
孔101H1井场依 托输油干线	孔101-2井区附近-孔 店联合站6#集输干 线	1500	748	752	38	可行
孔85-18H3井场 依托输油干线	孔85-18H1井区 附 近-孔店联合站2#集 输干线	670	241	429	77	可行
孔H7井场依托 输油干线	孔6站路口—孔店联 合站	4200	3268	932	33	可行
孔1064H井场依 托输油干线	孔101-2井区附近-孔 店联合站6#集输干 线	1500	748	752	92	可行
孔1062H井场依 托输油干线	孔6站路口—孔店联 合站	4200	3268	932	92	可行
孔101H1井场依 托输水干线	孔注水站-孔二站路 口	2200	1020	1180	60	可行
本次验收阶段						
孔85-18H3井场 依托输油干线	孔85-18H1井区附近- 孔店联合站2#集输 干线	670	241	429	114	可行
孔1064H井场依 托输油干线	孔101-2井区附近-孔 店联合站6#集输干 线	1500	748	752	136	可行
孔1062H井场依 托输油干线	孔6站路口—孔店联 合站	4200	3268	932	68	可行

由上表可知，现有输送管线可以满足本项目依托。

### 2.2.6.4 危废暂存间依托可行性

运营期和退役期产生的事故落地油、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）等危险废物依托羊中心站内危废暂存间南库暂存无害化、资源化处置。羊中心站南库危废间，建筑面积为 9m<sup>2</sup>，危险废物的储存能力约为 10t。废物储存按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）执行。

#### （1）危废暂存间控制措施依托可行性

根据现场调查及依托工程验收资料，现有危废暂存间地面及踢脚采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。暂存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志，周围设置围墙。暂存间满足防风、防雨、防晒要求，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。依托的危废暂存间建设情况与相关技术规范和控制标准符合性对比见下表。

表 2.2.6-7 依托的危废暂存间建设情况与相关技术规范和控制标准符合性对比

项目	相关技术规范和控制标准要求	依托危废暂存仓库建设情况
选址	贮存设施选址应满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，建设项目应依法进行环境影响评价。	贮存设施选址满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，建设项目已进行环境影响评价。
	不应选在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不应建在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区。	不在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区。
	不应选在江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。	不在江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。
贮存设施 污染控制 要求一般 规定	贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。	现有危废暂存间周围设置围墙。暂存间满足防风、防雨、防晒、防漏、防渗、防腐等要求。
	贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。	现有危废暂存间根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置了贮存分区。
	贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。	现有危废暂存间地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等采用了坚固的材料建造，表面无裂缝。
	贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于10 <sup>-7</sup> cm/s），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于10 <sup>-10</sup> cm/s），或其他防渗性能等效的材料。	现有危废暂存间地面及踢脚采取防渗处理，该危废暂存间先铺设2mm厚HDPE膜，膜上下各铺设一层单位面积质量不小于450g/m <sup>2</sup> 的长丝无纺土工布保护层，HDPE膜上部铺设200mm厚C25混凝土，混凝土表面做自流平环氧砂浆地坪。地面和裙角均采取了防渗措施，防渗层渗透系数小于1×10 <sup>-10</sup> cm/s。防渗措施满足要求。

	贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。	现有危废暂存间设置了双锁，无关人员禁止入内。危废暂存间内设有台账、台秤及规章制度，可满足管理的要求。
贮存库污染控制要求	贮存库内不同贮存分区之间应采取隔离措施。隔离措施可根据危险废物特性采用过道、隔板或隔墙等方式。	现有危废暂存间内不同贮存分区之间采取了隔离措施。
	在贮存库内或通过贮存分区方式贮存液态危险废物的，应具有液体泄漏堵截设施，堵截设施最小容积不应低于对应贮存区域最大液态废物容器容积或液态废物总储量1/10（二者取较大者）；用于贮存可能产生渗滤液的危险废物的贮存库或贮存分区应设计渗滤液收集设施，收集设施容积应满足渗滤液的收集要求。	现有危废暂存间不贮存液体危险废物均为固态危险废物，已设收集槽，收集槽容积能满足渗滤液产生量收集要求。
	贮存易产生粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体的危险废物贮存库，应设置气体收集装置和气体净化设施；气体净化设施的排气筒高度应符合 GB16297要求。	现有危废暂存间设置了排风扇，未设置气体收集装置气体净化设施及排气筒。

## (2) 规模依托可行性

本项目依托的危废暂存间储存的危险废物包括两部分。根据环评及建设单位提供经验，项目运行期危险固体废物产生量见下表。

**表 2.2.6-8 项目运营期危险固体废物产生量估算表**

阶段	项目	重量/t
运营期（年产生量）	落地油	1.4
	含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）	0.34
	清管废渣	0.388t/5a
总合计	/	2.128

本项目依托的危废暂存间建筑面积均为 9m<sup>2</sup>，总贮存能力约 10t，在滚动开发过程中一年内需临时储存的危险废物总量最多为 2.128t，占羊中心站南库危废间容量的 2.13%，当前危废暂存间清运周期在 3 个月，可通过缩短危废贮存时间，增加清运频率提高危废暂存间的贮存能力。因此，可以满足本次产建项目危废贮存需求。

## 2.3 工艺过程及产污环节

项目建设可分为建设期、运营期和退役期满三个阶段。本项目包括钻井、地面工程建设、采油、油气集输等施工作业内容，基本属于建设期和运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果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。

### 2.3.1 施工期工艺过程及产污环节

本项目施工期主要包括场地平整、设备安装等钻前准备、钻井、测井、固井、完井、试油和管线敷设工程。

### 2.3.1.1 钻井施工工艺

钻生产井是在有开发价值的含油构造上进行作业，以获得油气资源。项目施工期钻井阶段主要包括钻前准备，钻井（含测井、录井），试油。工艺流程及产污环节如下图所示。

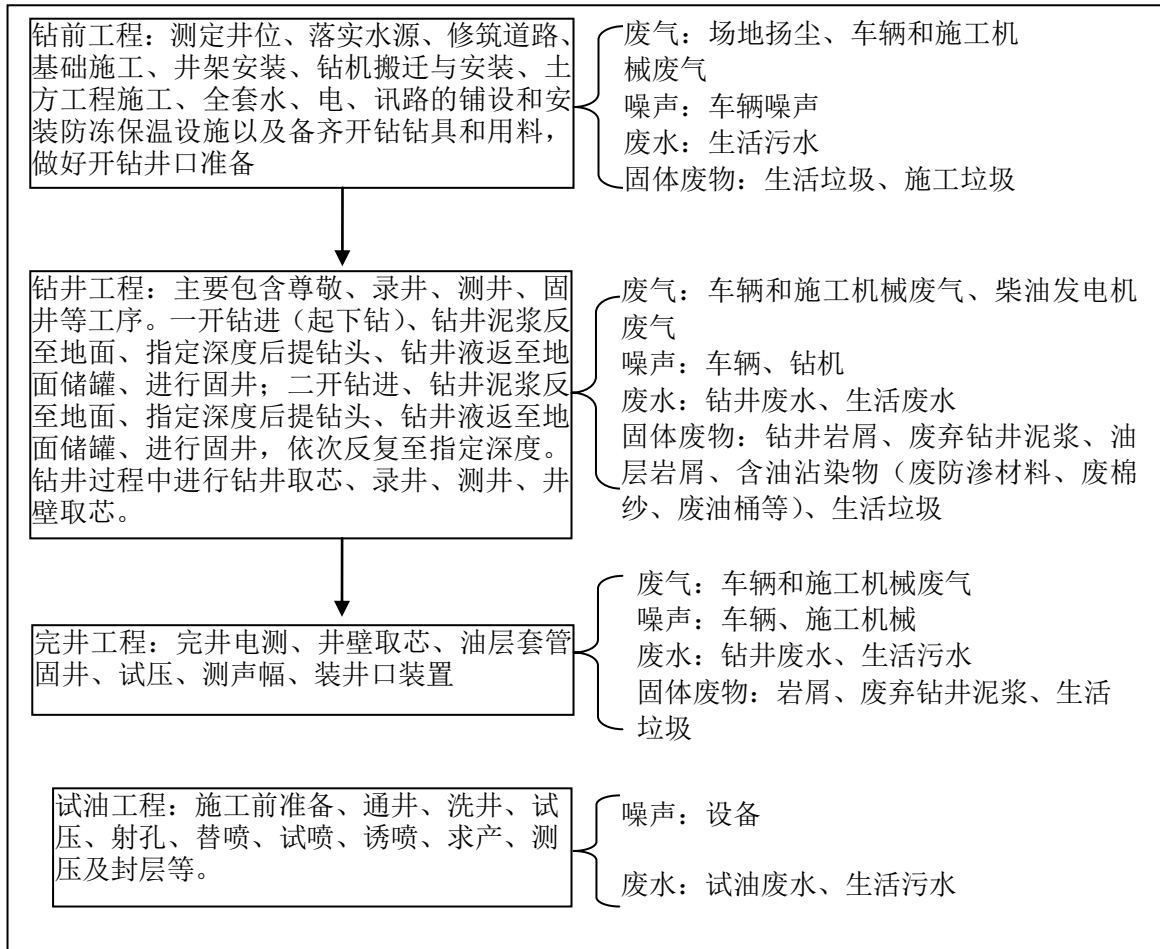


图 2.3.1-1 施工期钻井阶段工艺流程

#### 1、主要施工设备

项目选用钻井设备为 ZJ30 型，钻井主要设备型号及规格见 2.2.2.3 钻井工程章节。

#### 2、工艺流程及产污节点

##### (1) 钻前工程

对井场土地进行平整、铺垫砖石、压实等以满足开钻条件。将钻井需要的设备及撬装活动板房拉运至施工场地，根据现场情况进行摆放，搭建钻井平台等。

同时开展井场占地范围内植被的清除。之后开始进行井场场地、井场基础等土石方开挖，当其满足设施要求时，开始进行场地平整、各类设施基础建设等。在这些设施建成并验收合格后进入钻井作业工序。井场防渗区域采取铺设 HDPE 材料等防渗措施。前期场地准备完毕后，用汽车将钻井设备运至井场安装，然后将直径 20 英寸的导管下至地下 5~10m，并用水泥砂浆固结。该阶段污染主要为扬尘、机械噪声、生活污水、生活垃圾。

## (2) 钻井工程

钻井工程主要包含钻井、录井、测井、固井等，依靠井场电网带动钻井设备工作。钻井工程钻井设备见第四章单井钻井主要设备表。

1) 钻井：通过转盘或使用顶驱带动钻杆传递扭矩、钻压，依靠钻头切削岩层，同时钻井泵不断工作，使钻井液将井底岩屑携至地面，整个过程循环进行，使井深不断增加，直至目的井深。钻井主要设备包括钻机、钻头、钻井液和固控装置等。钻井作业时，依靠钻机的动力带动钻杆和钻头旋转，钻头逐次向下破碎遇到的岩层，并形成一个井筒（井眼）。钻头在破碎岩层的同时，通过空心的钻杆向地下注入钻井液（钻井泥浆），将钻头在破碎地层而产生的大量岩屑由循环的钻井液带到地面。地面的固控装置包括高性能泥浆振动筛和离心机，将钻井液中的岩屑清除后，通过钻井泵再次将钻井液打入井内。钻井液经过钻杆内孔到达钻头水眼处，再从井壁与钻柱的环形空间返回流至地面的。钻进的过程即钻头破碎岩石及钻井液通过循环不断携带出钻屑并形成井筒的过程。钻井过程产生的岩屑、钻井泥浆等采用“泥浆不落地技术”进行处理，分离水（即钻井废水）大部分作为钻井泥浆配制用水重复利用、剩余部分由罐车运至附近联合站采出水处理系统，处理达标后回注现役油藏层位；产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。钻井过程中，根据钻井深度和实际情况选用不同体系的钻井液，钻井液重复利用。

2) 录井：钻进到一定深度，用岩矿分析、地球化学、地球物理等方法，观察、采集、记录、分析随钻过程中的固体、液体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，该过程称为录井。

3) 测井：石油钻井中，在钻达设计井深后都必须进行测井，以获得各种石油地质及工程技术资料。测井是利用电、声、放射性探测等手段，识别岩性与油

水层。测井工作由施工单位委托有资质的测井公司完成。

3) 固井：固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，目的是封隔疏松、易塌、易漏等底层；封隔油、气、水层，防止互相串通，形成油气通道；安装井口，控制气流，以利于钻井和生产。用水泥封堵表层套管与井壁之间的间隙。水泥浆需返出井口，起到隔离地层和保护井壁的作用。循环处理泥浆（降低完井处理泥浆密度至固井需要泥浆密度）；召开固井现场施工会议；注入前置液；注入所需用量及合适密度的水泥浆；注入顶替液至碰压；碰压合格后，适当憋压核对数据后固井完成。固井过程中不产生污染物。

钻进阶段污染主要为柴油发电机废气、钻机产生的设备噪声和各类车辆噪声，钻井过程产生的废弃钻井泥浆和钻井岩屑。

### （3）完井工程

利用测量地层电阻、自然电位、声波等方式确定含油层位等。在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间，注入水泥浆（水泥外购），进行封固。测量声幅，检查固井质量及确定射孔层位。当钻井目的层后，对油气应进行完井测试，本项目不涉及压裂液。

钻井工程结束后，钻井泥浆采用“泥浆不落地技术”中的“随钻处理系统”进行处理，分离水（即钻井废水）大部分作为钻井泥浆配制用水重复利用、剩余部分由罐车运至附近联合站采出水处理系统。钻井过程采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力，严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。因此钻井过程中无落地油产生。

钻井施工期间，井场施工人员产生生活污水及生活垃圾。钻井工作完成后，撤出钻井设备，清除井场所有废料和垃圾等。

该阶段污染主要为车辆废气、钻井废水、施工机械噪声和各类车辆噪声、钻井过程产生的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、油层岩屑等。

### （4）试油工程

常规试油主要包括施工前准备、通井、洗井、试压、射孔、替喷、试喷、诱喷、求产、测压及封层等。

试油工程是完井测试后，经过经济评价，如果钻井有经济利用价值，则作为开发井，要换装井口装置，连接生产管线；如果钻井没有经济利用价值，则作为

废弃井，采用套管+水泥砂浆对全井段进行封固，将井口用水泥封固。其余设施拆除、搬迁。试油队在地面安装作业装置，利用通井规对套管进行通井。通井后根据设计规范，利用射孔枪对目的层进行射孔，射孔的目的是连通油气层和井眼，下油管输送射孔管柱至预定位置或用电缆带射孔枪下至预定井深，使射孔枪对准目的层，进行射孔。射孔弹穿油层套管、水泥环并穿透油层一定深度，从而建立起油（气）流的通道。射孔后从下往上试油（两目的层之间安装封隔器），若自喷出油（水、气），安装油嘴，将出油（水、气）输送至地面；若非自喷，使用深井泵将井筒内的流体输送地面。

试油过程中，由井口接密闭的试油管线，进入储液罐。在管线阀门处和储油罐接口处等易出现泄漏的地方铺设防渗布。整个试油过程中，严禁井筒出来的流体散落到地面，正常工况不会产生落地油。若操作不当产生落地油，油类物质首先滴落在防渗布上不会直接同土壤接触，滴至防渗布上后收集暂存于防渗袋置于污油桶内，交有资质的单位处置。试油过程主要污染物为试油废水、噪声。

### **2.3.1.2 钻井泥浆随钻处理工艺**

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，故钻井岩屑与钻井泥浆共同处理，采用“随钻不落地固液分离处理”工艺。

#### **1、岩屑分离系统**

钻井作业中钻井泥浆随着钻探深度及地质而变化，钻至岩屑层时，钻井泥浆出料以岩屑、砂和钻井液为主；通过高架管汇流入泥浆振动筛处理掉大的固体颗粒后，砂泵把处理过的泥浆抽入除砂器、除泥器、离心机进行除砂除泥，把泥浆里的岩屑、砂和泥处理掉，处理后的液相直接送入钻井液循环箱中循环利用；岩屑由螺旋输送机送入岩屑收集装置，检测合格后可综合利用。

#### **2、随钻处理系统**

将钻井泥浆首先送至岩屑分离装置，把大颗粒及砂状岩屑分离收集，泥水暂存储罐，用泵提升至混凝罐进行加药、破胶、破稳，经脱稳处理后的泥水在自然状态下经过一段时间的沉降，混凝液自流至固液分离装置（压滤压榨）使其迅速进行固液分离。

钻井期泥浆“随钻不落地固液分离处理”工艺流程见下图。

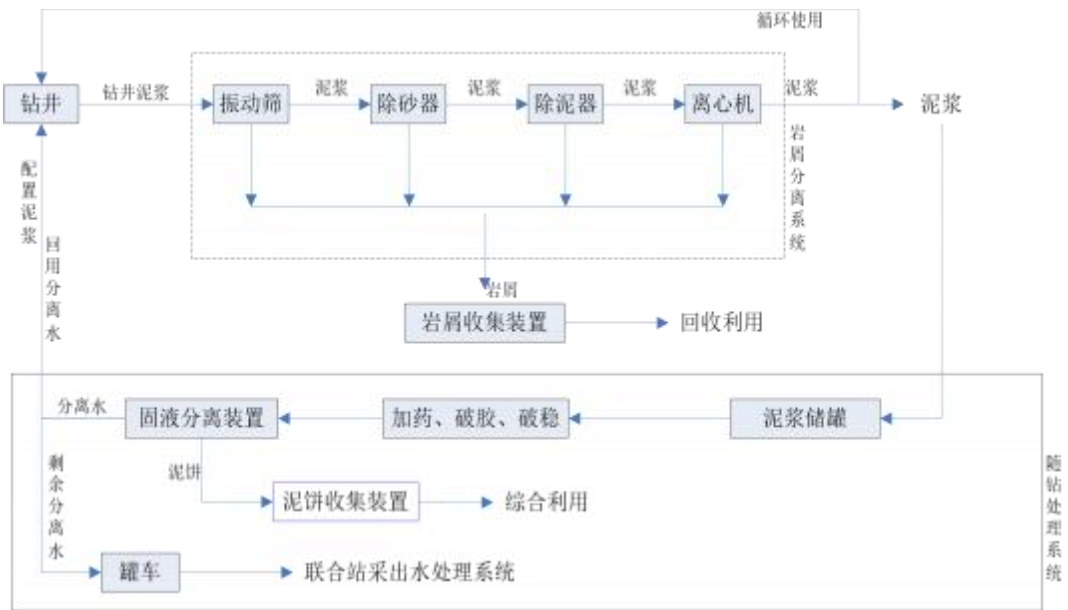


图 2.3.1-2 随钻不落地固液分离处理工艺流程图

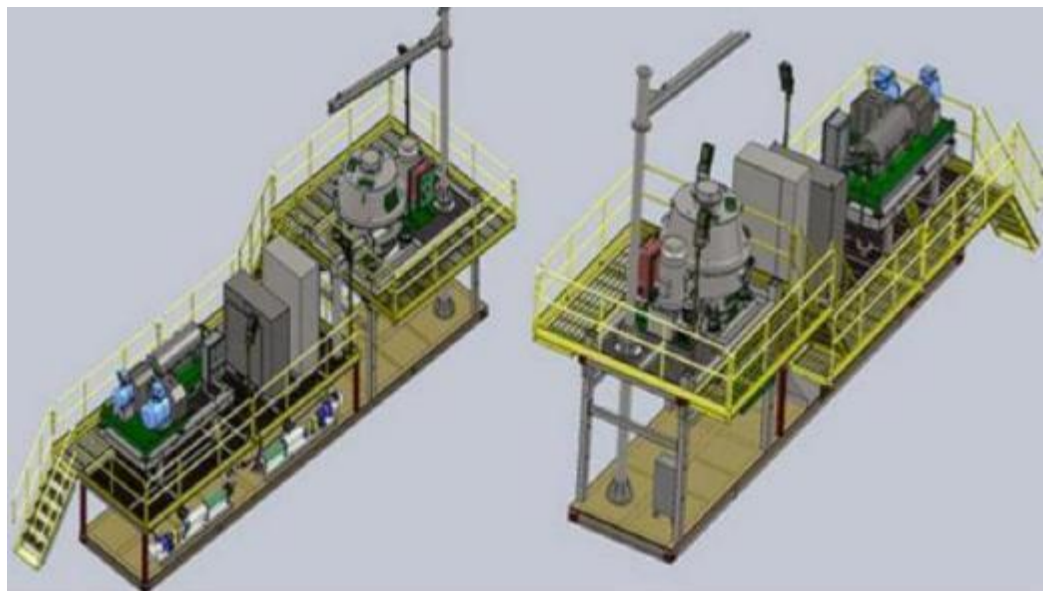


图 2.3.1-3 随钻不落地固液分离设备组示意图

随钻不落地固液分离处理技术，是通过絮凝—破稳等物理化学方法，处理废钻井泥浆，实现钻井废弃物减量化的一项系统化技术，使之分离成固相（岩屑和泥饼）和水两个部分。其中分离水直接进入泥浆罐回用于泥浆配制过程（约 95%），循环使用，剩余的部分（不能利用的）通过罐车运至联合站采出水处理系统处理，达标出水用于回注现役油藏层位不外排。

在岩屑分离系统下面设置收集罐，经岩屑分离系统（振动筛、除砂器、除泥器、离心机）产生的岩屑直接进入岩屑收集罐内收集暂存；钻井前期钻井泥浆循环使用，随着地质性质的变化和因部分性能不合格而产生的废钻井泥浆经物理化

学脱水后成为泥饼。

### 3、钻井过程中的防渗措施

钻井井场内不开挖泥浆池，泥浆存于循环罐内，在岩屑分离系统下面设置钢制收集槽，储罐和收集罐底部均设置防渗布。经岩屑分离系统（振动筛、除砂器、除泥器、离心机）产生的岩屑直接进入岩屑收集罐内收集暂存；钻井前期钻井泥浆循环使用，随着地质性质的变化和因部分性能不合格而产生的废弃钻井泥浆经物理化学脱水后成为泥饼进入废弃钻井泥浆罐收集存放，委托沧州裕多通商贸有限公司收集处理（协议见附件），最终由沧州裕多通商贸有限公司拉运至黄骅市益民新型建材有限公司烧砖综合利用（协议见附件）。

本项目采取的“钻井泥浆不落地工艺”符合《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）中“对水基钻井废弃物进行不落地收集、处理、处置”“对收集的水基钻井废弃物采用固液分离以实现钻井废弃物减量化”的相关要求。

### 4、设备保障

随钻不落地固液分离处理主要设备包括收集罐、存储罐、输送泵、配药系统、固液分离设备及挖掘机，处理收集能力应大于正常工况下钻井废弃物产生量。具体设备见下表。

**表 2.3.1-1 随钻不落地固液分离处理系统配置表**

序号	设备名称	3000m（含）以下钻机	
		数量	技术参数
1	收集罐	3个	总容积 > 50m <sup>3</sup>
2	存储罐	1个	总容积 > 60m <sup>3</sup>
3	输送泵	1台	总排量 > 20m <sup>3</sup> /h
4	配药系统	1套	处理量 > 10m <sup>3</sup> /h
5	固液分离设备	1套	处理量 > 20m <sup>3</sup> /h
6	挖掘机	1台	斗容量 > 0.3m <sup>3</sup>
7	储备罐	3个	/

设备布局采用下图。

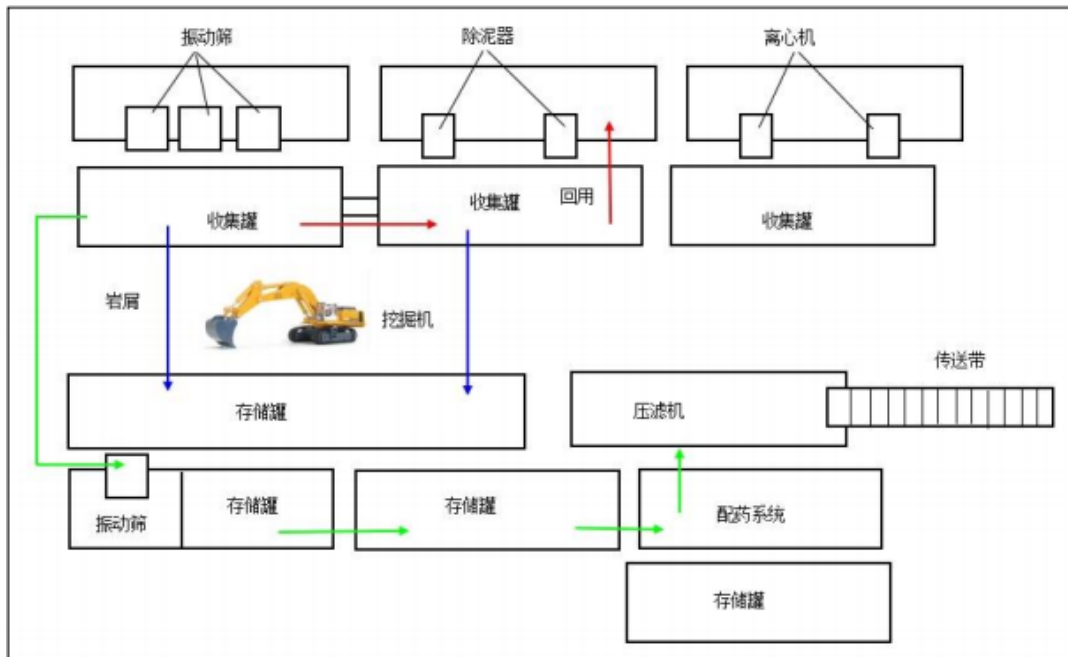


图 2.3.1-4 随钻不落地固液分离处理布置示意图

## 5、泥浆和泥饼处置方式

项目钻井泥浆在现场泥浆储罐和循环罐中储存，废钻井泥浆经过随钻不落地固液分离后的固体（泥饼）通过传送带输送到泥饼存储区域。泥饼存放场地铺设防渗布，边缘起 50cm 围堰，存泥饼后上盖防雨布。

### 2.3.1.3 地面工程施工工艺

地面工程建设主要包括抽油设备、注水井口装置等井场设备的安装，井场建设、管道铺设。

#### 1、进场道路

本项目路基施工时采用与沿线农田水利建设相结合。填方路基采用逐层填筑，分层压实的方法施工，取用挖方土方，本项目无借方。施工工序为：路基土方开挖→石灰土底基层施工→泥结碎石施工路面施工。路基工程施工组织设计要考虑降水影响，路基取土、填筑、碾压应尽量避免避开降水期或采取有效措施减少不良影响。土石方工程应尽早完成，使路基有充分的沉降稳定时间。

#### 2、井场建设

首先进行井台平整。井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定。平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。油井井口安装 250 型采油树，选用 12 复合型游梁式抽油机或电潜螺杆泵抽油机。油井

按照“施工准备—基础验收划线—机座安装、设备主体安装—附件安装—电机安装—电控箱安装—加注润滑油紧固螺栓—试运”的顺序完成各井场设备的安装。除油井生产设施外，还需进行供配电、自控、通信设施的安装。注水井井口装置安装流程相似。

### 3、单井输油管线铺设

第六采油厂现有井场与集输干管或注水干管已连接完善，本项目大部分在井场范围内铺设单井集油管线及注水管线，本次验收项目单井集油管线总计0.765km。单井管线 T 接到现有集输干线，管线路由示意图见附图 4。本项目只涉及单井输油管线的建设，仅涉及穿越乡间农田道路，不涉及高速公路、铁路以及等级公路等，施工方式为大开挖单井管线施工，施工期间不设施工营地。

#### (1) 管道铺设方式

管道铺设为沟埋铺设，对平面和竖向转角首先采用弹性铺设。

#### (2) 管沟开挖标准

管沟开挖标准：宽度 0.8m，深 1.2m。

#### (3) 施工作业带

管道施工作业带为临时性使用土地，施工完毕后应立即恢复地貌。作业带宽度：单井集输管线开挖宽度 4m。

#### (4) 管道防腐保温

管道防腐保温：管道材质为 20#无缝钢管连接方式为焊接，采用 3PE 防腐措施，保温采用聚氨酯泡沫保温。

施工工艺如下图所示。



图 2.3.1-5 管线施工工艺流程

场地清理：对管道沿线进行清理，清理施工地面废弃物、草木等。该阶段污染主要为扬尘及噪声等。

开挖管沟：管沟开挖以机械开挖为主，机械设备操作困难时辅以人工开挖。本项目新建管道所经区域地势平坦，采用机械开挖沟上组焊。管沟开挖时，应

将挖出的土方堆放在与施工便道相反的一侧，距沟边不小于 1m，管沟开挖深度为 1.2m，管沟断面形式采用矩形，沟底宽度为 1.5m。该阶段污染主要为扬尘、噪声、土方等。

布管、焊接：所有管材出厂前已做好防腐处理，管道采用沟上组装焊接方式进行焊接，焊缝使用超声波探伤。焊接好的管道及时下沟。该阶段污染主要为焊接废气、噪声、施工废料等。

试压：试压使用的介质为清水，该阶段污染主要为试压废水、噪声等。

覆土回填：管道试压完成后进行沟槽回填、压实。该阶段污染主要为施工扬尘、噪声、土方等，开挖产生的土方在工程完成后全部分层回填。

项目地面工程施工期产生的污染物主要为施工扬尘、施工噪声、管线试压废水、施工废料等。

完工后，对管道沿线开挖处进行平整、恢复地貌，并进行植被恢复。本项目占地主要为耕地，施工结束后恢复农田植被。

#### 2.3.1.4 施工期产污环节

废水：施工期产生的废水主要有钻井过程中产生的钻井废水、试油废水、管道试压过程中产生的试压废水和施工人员产生的生活污水。

废气：施工期产生的废气主要为场地平整、管沟开挖过程中产生施工扬尘，钻井作业施工过程中产生的车辆和施工机械废气，柴油机排放的废气，管线焊接过程产生的焊接烟尘。

噪声：噪声污染源主要为钻井阶段钻机、泥浆泵及各种机械转动产生的噪声。地面集输管线管沟开挖和井场道路施工过程中，使用机械设备、运输车辆产生的噪声。此外，还有来源于固井作业、下套管、起下钻具、起钻时吊环与水龙头的撞击等发出的作业噪声。

固体废物：施工期产生的固体废物主要有钻井泥浆、钻井岩屑，油层岩屑、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等），事故状态下的落地油、施工废料等。

表 2.3.1-2 施工期产污汇总表

项目	工序	污染物	污染因子	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
废气	钻井工程和地面工程	施工扬尘	颗粒物	间断	施工场地定期洒水抑尘，开挖出的土石方苫盖等措施	环境空气

		备用柴油发电机废气	烟尘、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	连续	使用符合国家标准的燃油，定期对柴油发电机进行保养，确保其尾气排放污染物均符合国家标准	环境空气
		车辆和施工机械废气	烃类等	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置	环境空气
废水	钻井、管线试压	钻井废水	COD、氨氮、石油类等	间断	钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至第六采油厂各联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层	不外排
		试油废水		间断	由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层	
		管线试压废水	COD、氨氮、SS 等	间断	管线试压废水泼洒抑尘	
		生活污水	COD、总氮、总磷、NH <sub>3</sub> -N 等	间断	盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘；施工营地设置临时防渗环保厕所，定期清掏	
噪声	钻井工程设备	车辆、钻机设备、施工机械噪声	噪声	间断	运输车辆减速慢行；钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器，进行基础减振；施工机械定期维护，基础减振	声环境
	地面建设车辆和设备	车辆、施工机械噪声				
固体废物	钻井工程和地面工程	废弃钻井泥浆	废弃钻井泥浆	间断	进入“泥浆不落地系统”处理后，委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖	综合利用或者妥善处置
		钻井岩屑	岩屑	间断		
		施工废料	废弃零件、边角料、废焊条、废防腐材料等	间断	施工单位回收	
		生活垃圾	/	间断	收集后统一运输至环卫部门指定地点处置	
		落地油	矿物油	间断	暂存于井场撬装式危废暂存间，交有资质单位处置	
		油层岩屑	矿物油	间断		
		含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）	矿物油	间断		

本次验收项目施工期仅涉及孔店油田三座井场、14 口油井及单井输油管线的建设，其工艺流程及产排污节点与环评阶段一致。

### 2.3.2 运营期工艺过程及产污环节

运营期主要工艺过程为采油、油气集输、油气处理时段。该时期包括洗井、修井等井下作业。

#### 2.3.2.1 运营期工艺流程

运营期主要工艺流程及产污环节如下：

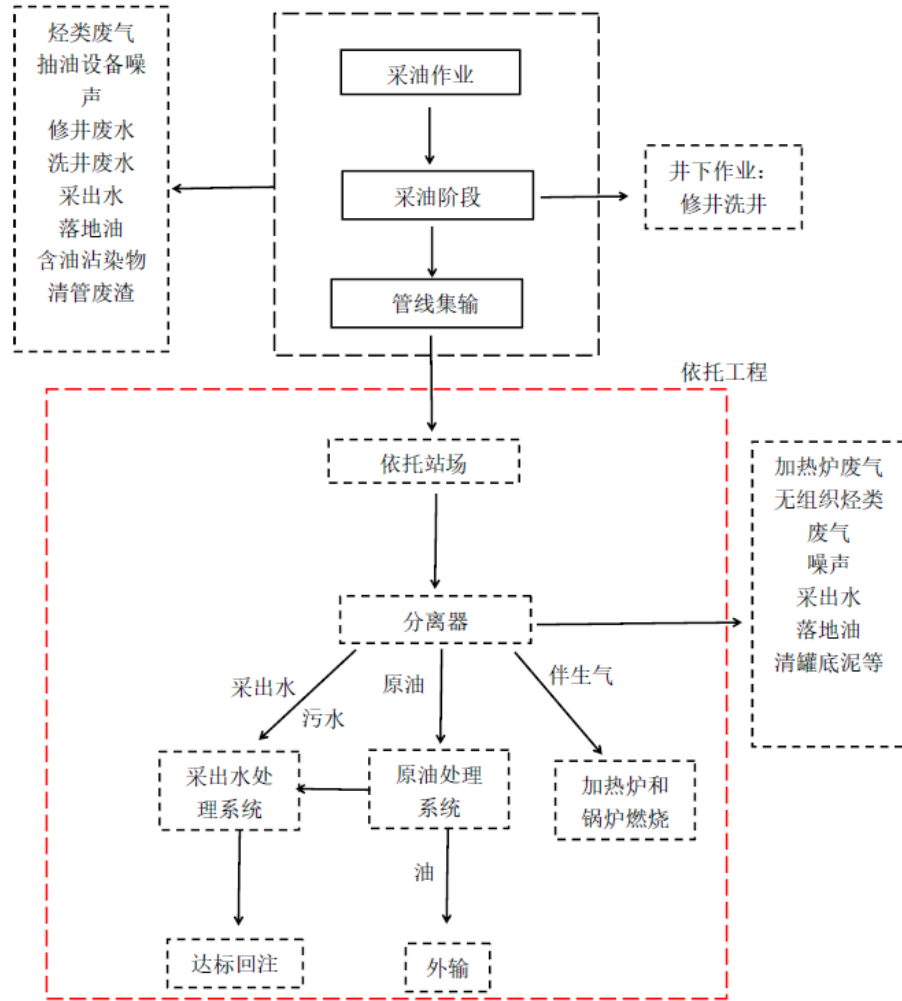


图 2.3.2-1 运营期工艺流程及产污节点图

## 1、采油、回注

### (1) 采油

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。

项目开发油藏部分天然能量不足，地层压力较低，为保持油层压力，达到稳产目的，采用向油层注水的方式，驱替原油，即采用水驱采油的方法。

计量间工艺流程为各单井来液经三通阀或多通阀汇集后油气混输至转油站或联合站，同时经流程切换进计量分离器进行单井气液计量。伴随采油过程的进行，将产生油田采出水。

抽油机将地下油水混合物提升至地面，经本项目建设的单井管线输送至集输干线。该阶段污染主要为井口法兰和阀门挥发的少量烃类气体（本次评价以非甲烷总烃计）及抽油泵噪声。

## (2) 回注水回注

注水工程就是将油田采出水回注至含油层驱油。油田开发过程中，为保持或恢复油层压力，使油藏有较强的驱动力，提高油藏的开采速度和采收率保持油层压力，采用向油层注水的方式，驱替原油，即水驱采油的方法，注水采油示意图见下图。

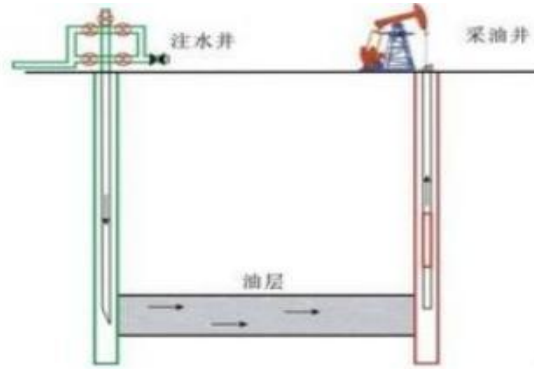


图 2.3.2-2 注水采油示意图

根据工程开发方案，注水井均采用开采油层同层回注。目前建设单位均采取向油层注水的方式，即采取有效的回注方式进行回注，提高了油层驱油的效果，而且避免了采用边际回注带来的地层压力下降问题。总体看，工程采取的有效回注措施是可行的。

依据油藏的构造形态、面积大小、渗透率高低、油、气、水的分布关系和所要求达到的开发指标，选定注水井的分布位置和与生产井的相对关系（称注水方式）。注水井井距的确定以大多数油层都能受到注水作用为原则，使油井充分受到注水效果，达到所要求的采油速率和油层压力。应确立注水井合理的地层压力，根据配注层段性质和油井动态变化，确定层段配注量，控制层：注水强度小于评价注水强度。加强层：注水强度大于平均注水强度。平衡层：注水强度接近评价注水强度。停注层：配注水量为零。本项目油田采出水经过联合站采出水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，由泵站加压通过管道回注到现役油藏层位，无废水外排。

## 2、套管气回收

本项目根据采油井试油情况，若地层伴生气较多则采用定压阀套管回收工艺。工艺原理为：根据套管气回压大小调好开启压力，当套管气压力超过设定压力时，定压放气阀自动打开，伴生气进入集输油管线；当压力低于设定压力时，定压放

气阀自动关闭。

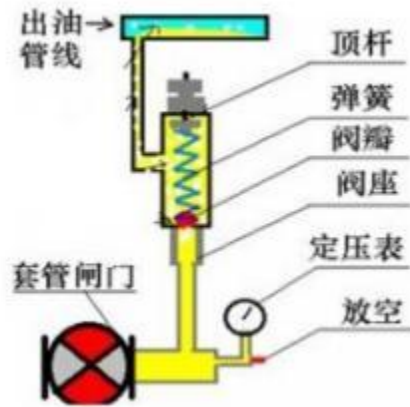


图 2.3.2-3 套管气回收设施

### 3、油气集输和处理

油气集输就是将油井中产生的原油和伴生气，通过管线密闭输送至联合站。在站内进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水，处理后的原有经脱水计量后，经管线外输。本项目不新建站场，全部依托现有集输系统。

油井采出液在第六采油厂现有联合站经分离、沉降等工艺处理，分离出的石油、天然气作为本项目产品外输；分离出的采出液进入联合站采出水处理系统处理。因本项目建成后，第六采油厂产能保持稳定，联合站产排污情况基本不变。项目整体原油处理工艺见下图。

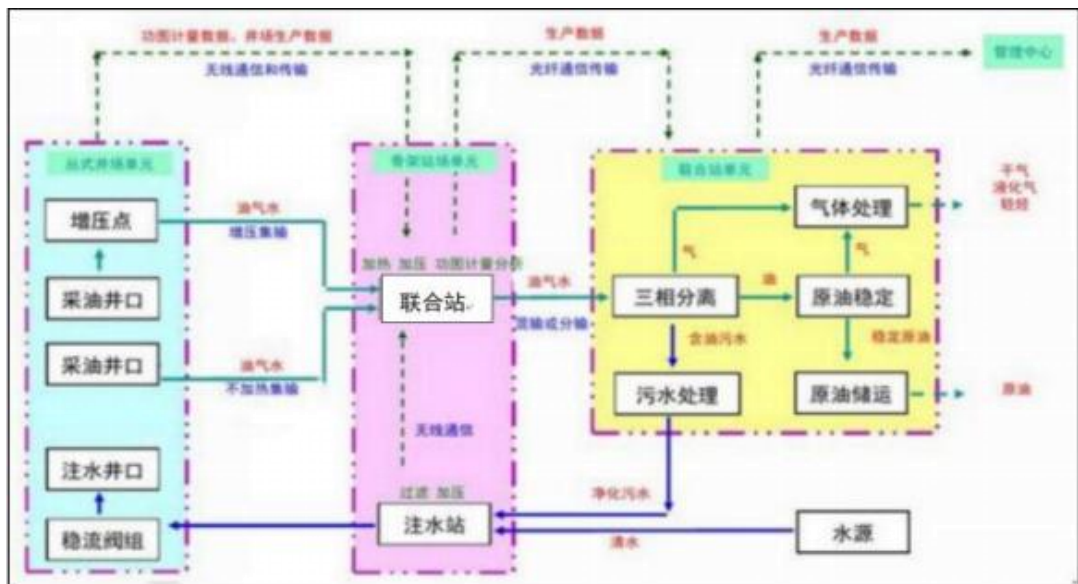


图 2.3.2-4 原油集输整体工艺流程图

### 4、井下作业（洗井、修井等作业）

井下作业主要包括洗井、修井等工艺，在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等导致油井不能正常生产，通过清洗、维修，使油井恢复正常生产。本项目运营期井下作业不涉及压裂、酸化工艺。

(1) 修井的工艺流程：

1) 施工准备

了解井史资料，包括井的构造、生产情况、故障原因等。准备修井设备和工具，如修井机、油管、套管等。制定施工方案和安全措施。

2) 井筒准备

进行压井作业，防止井喷。拆除井口装置，安装修井井口。

3) 起下管柱

利用修井机起出井下管柱，进行检查和维修。根据需要下入新的管柱或工具。

4) 修复作业

对损坏的套管、油管等进行修复。更换井下工具。

5) 完井作业

安装井口装置，恢复生产。清理施工现场。

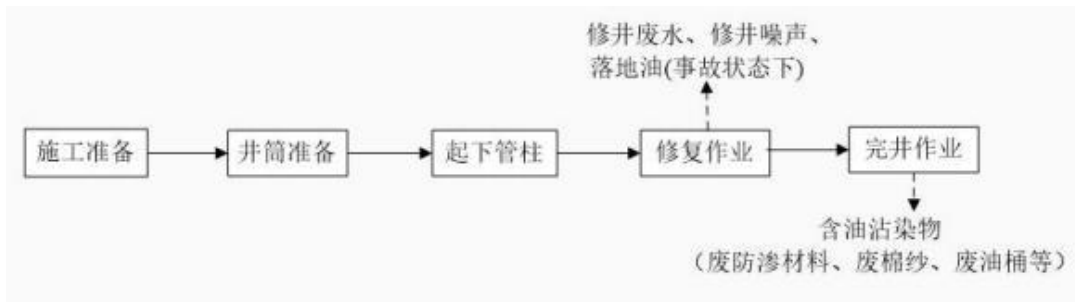


图 2.3.2-5 修井作业工艺流程图

(2) 洗井

洗井是井下作业施工的一项经常项目，在抽油机井、稠油井、注水井及结蜡严重的井施工时，一般都要洗井。洗井是在地面向井筒内打入具有一定性质的洗井工作液，把井壁和油管上的结蜡、死油、铁锈、杂质等混合液通过工作液带到地面的施工过程。洗井采用双管循环洗井流程、洗井水车罐装贮存，作业结束后拉运至依托联合站处理。

本项目井下作业必须带罐操作，采用厚塑料布覆盖作业区地面，设备下方铺设 1 层厚度不小于 1.5mm 的高密度聚乙烯 (HDPE) 防渗/土工膜，并覆盖设备

底座外边沿 0.5m 以上，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰。防渗布重复利用直到废弃为止。根据企业提供的资料，以上井下作业频率平均为 1 次/年。

井下作业阶段污染主要为井下作业废水（修井、洗井废水）、含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、机械噪声及事故状态下井口装置损坏泄漏、管线破损以及井下作业时产生的落地油。

### 5、单井管线清管作业

在运营过程中，部分单井管线由于结垢等原因会导致单井管线堵塞，需要进行清管作业，首先通过扫线车将管线内的残液顶驱至集输管道，经集输干管输送至所属联合站处理后回注现役油藏层位，然后和主管道断开，通过清管球将管内废渣等清理出来，此过程会产生清管废渣。

### 2.3.2.2 运营期产污节点分析

1、废水：废水主要包括油田采出水、井下作业修井和洗井废水。

2、废气：油气开采和集输过程会挥发、泄漏产生无组织排放烃类气体。本项目伴生气进入依托工程联合站加热炉和锅炉，伴生气燃烧产生有组织排放的烟气。

3、噪声：主要为井场抽油设备产生的噪声。

4、固体废物：主要包括修井周期产生的落地原油、含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣。

表 2.3.2-1 运营期主要产污环节

类别	污染源	主要污染	特点	治理措施
废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄漏挥发
	依托站场加热炉和锅炉	颗粒物、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、烟气黑度	连续	加热炉和采暖锅炉燃烧伴生气，燃烧废气通过 12m~18m 高的排气筒达标排放，符合相应标准要求
废水	采出水	SS、COD、石油类等	连续	通过管道至联合站采出水处理系统处理 达标后回注现役油藏层位
	井下作业废水		间歇	井下作业带罐操作，修井洗井废水由罐车拉运至现有联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排
噪声	抽油机设备噪声	Leq (A)	连续	选用低产噪设备、基础减振等
固体废物	落地油	含油废物	间歇	运送至危废暂存间，交有资质单位处置
	清管废渣			
	含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）			

本次验收项目运营期间不涉及回注，其余工艺流程及产排污节点与环评一致。

### 2.3.3 退役期工艺过程及产污环节

### 2.3.3.1 油井退役封井

油田开发建设至今，区内有生产井等各类油水井，随着开发的不断进行，油水井可能会不具备综合利用价值，也可能因各种因素导致油水井的报废。对于生产报废井及没有综合利用价值的报废的油水井，需要进行井口永久性封井。

根据《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)，大港油田已对于退役井的封井已形成一套完整的程序，永久封井实施方案如下：

**井口安装：**由于部分井口严重锈蚀或遭到破坏，需要对井口进行特殊处理，然后再装好井口。

**井筒清理：**井筒清理为永久封井前期安全及井控工作的关键环节，井筒清理过程需要严防卡钻使处理复杂化，并做好防喷、防顶措施，杜绝压力突然释放造成的井喷及管柱上顶事故。

**射孔层位封闭：**射孔层位吸水能力 30min 不小于  $10\text{m}^3$  时可采用挤封；对于长距离的射孔段或没有吸水能力的射孔层，在射孔层位以上固井质量好的井段进行注水泥，形成横向上比较连续的、稳固的胶结井段，防止射孔层压力上窜。

**注灰井段：**注灰井段一般设计为射孔层段；油层套管外固井质量好井段；上部井段（灰面在井口 5m 以下）。

**井口处理及地面恢复：**对各层套管环空打孔放压，割掉各层套管，对每层套管焊接盲板封闭，焊好井号，然后使用约  $1\text{m}^3$  灰浆注水泥墩再次封闭，刻好井号，回填井口。

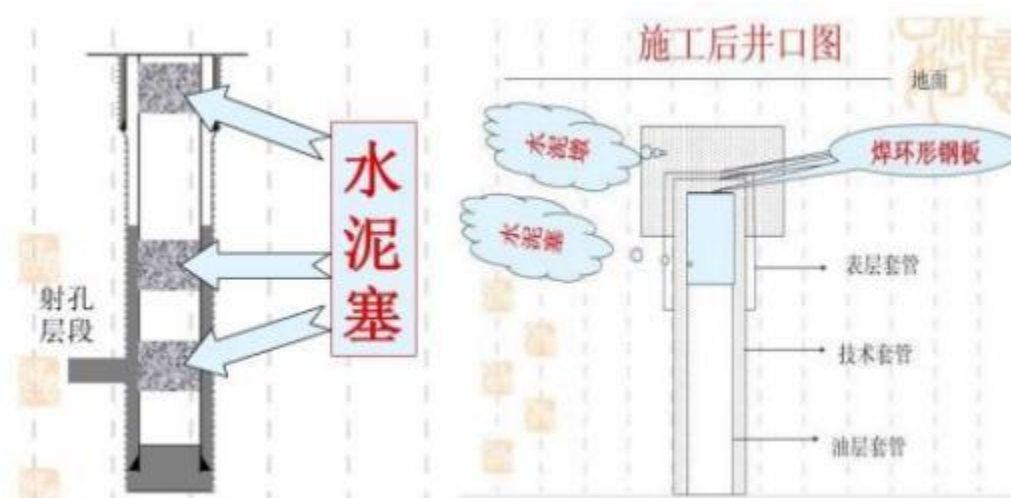


图 2.3.3-1 永久封井示意图

退役期封井工艺流程如下图所示。

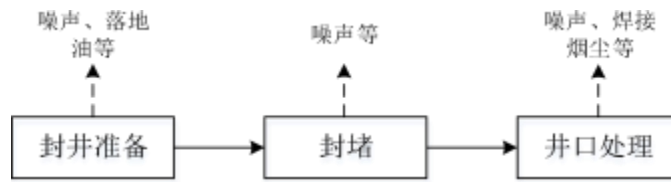


图 2.3.3-2 封井工艺流程

封井准备：封井前，拆除抽油机等地面设施，并对井口、井筒等进行清理、处理。该阶段污染物主要为施工扬尘和施工噪声，因操作不当产生的落地油、设备拆除过程产生的废弃旧设备。

封堵：采用安装永久性分隔器或在井内合适层位注入水泥塞（预拌混凝土）以阻止液体沿井筒垂直方向运动。该阶段污染物主要为施工噪声。

井口处理：对各层套管环空打孔放压，割掉各层套管，对每层套管焊接盲板封闭，焊好井号，然后使用约 1m<sup>3</sup> 灰浆注水泥墩再次封闭，刻好井号，回填井口。封井完成。该阶段污染主要为施工噪声、焊接烟尘。

封井采用打水泥塞带井口帽封井。主要原料为水泥，用量为 2~3t/井。由罐车将封井材料运至施工现场，现场无需配置。

### 2.3.3.2 管线退役

单井输油管线、单井回注水管线退役工艺流程如下所示。

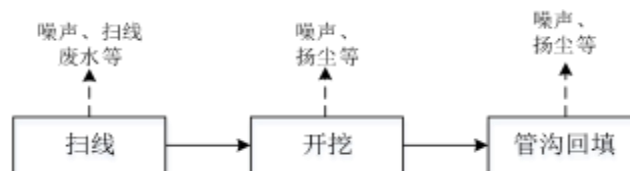


图 2.3.3-3 管线退役工艺流程

1、扫线：对于输油管线，使用扫线车将残油吹扫至集输干线；对于注水管线，管线内的回注水用罐车拉运至各联合站采出水处理系统进行处理。该阶段污染主要为管线扫线废水、噪声。

2、开挖：在退役管线的两端进行开挖，露出管线后进行管线截断，然后将废弃管线两端焊接盲板。该阶段污染主要为噪声、扬尘等。

3、管沟回填：将开挖土方进行回填，平整地表，进行生态恢复。该阶段污染主要为噪声、扬尘、管线扫线废水、废弃管线等。

### 2.3.3.3 退役期产污节点分析

- 1、废水：管线扫线废水、井筒清洗废水。
- 2、废气：施工扬尘、车辆和施工机械废气、焊接烟尘。
- 3、噪声：施工机械和运输车辆噪声。
- 4、固体废物：废弃旧设备、落地油、建筑垃圾。

表 2.3.3-1 退役期主要产污环节一览表

类别	污染物	污染因子	特点	治理措施
废气	施工扬尘	颗粒物	间歇	施工场地内定期洒水抑尘等措施
	车辆和施工机械废气	烃类气体	间歇	使用合格的油品，定期维护保养等
	焊接烟尘	颗粒物	间歇	使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置等
废水	管线扫线废水	SS、COD、石油类等	间歇	通过管线顶输至联合站采出水处理系统，经处理达标后回注现役油藏层位
	井筒清洗废水		间歇	通过罐车运输至联合站采出水处理系统，经处理达标后回注现役油藏层位
噪声	设备噪声	Leq (A)	间歇	选用低噪声设备，注意维修保养
固体废物	废弃旧设备	一般固体废物	间歇	物资回收部门进行回收处理
	落地油	含油废物	间歇	危废暂存间暂存交有资质单位处置
	建筑垃圾	一般固体废物	间歇	收集后运至环卫部门指定地点处置

本次验收项目尚未进入退役期。

### 2.3.4 生态影响及其防护措施

项目在施工期、运营期及退役期三个阶段会对生态环境产生不同的干扰与影响，主要表现在以下方面：施工期井场及井场地面建构物等基础设施建设、集输管线敷设等施工占地对地面的扰动影响；运营期占地面积相对较小且分散，运营期以污染影响为主，生态影响不明显。退役期对井架进行拆除，并按照复垦方案进行土地规划用途及地貌恢复，占地范围生态环境逐渐好转。

#### 1、占用土地、压占破坏植被

(1) 施工期本工程占地包括临时占地和永久占地。本次验收项目共新建 3 座井场，工程施工占地包括施工井场占地及管线施工占地。施工期新增占地面积 1.7615hm<sup>2</sup>，工程占地会破坏土地上的植被并在一定时间内改变土地利用功能，使原有的耕地等临时转变为工矿用地。

(2) 运营期占地面积相对较小且分散，主要为运营期井场占地、进场道路

占地。运营期永久占地面积  $0.56\text{hm}^2$ 。工程占地会破坏土地上的植被并在一定时间内改变土地利用功能。施工期临时用地在施工期间改变原有土地使用功能，使原有的耕地等临时转变为工矿用地，工程完工后通过采取土地复垦等措施，原有土地使用功能将发生逐渐恢复；运营期永久占地将在运营期永久改变原有土地的使用功能，使原有的耕地等转变为工矿用地。

(3) 退役期：退役期对工程占地范围内场地及时进行土地复垦，油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的野生动物逐渐得以恢复。

## 2、破坏植被

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

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

(2) 运营期：运营期永久占地将永久转变为工矿用地，失去农业生产能力。

(3) 退役期：退役期对占地范围内的水泥平台或沙砾石铺垫被清理，随后根据土地复垦方案，并结合周边区域的自然现状，对占地范围进行植被恢复，使其恢复到相对自然的状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的植被逐渐得以恢复。

## 3、对耕地的影响

本项目占地对耕地的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于施工期占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场临时堆放场，并对堆放场做好水保措施，待钻井工程结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复施工期占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

## 4、对野生动物的影响

评价区野生动物为常见的区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。

(1) 施工期：项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域。

(2) 运营期：项目区土地占用和植被破坏使野生动物失去了其赖以生存的栖息环境。机械噪声及振动将对野生动物及鸟类产生干扰。人为活动的增多对项目区的野生动物也将产生一定的不利影响。

(4) 退役期：退役期对工程占地范围内场地及时进行土地复垦，油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的野生动物逐渐得以恢复。

#### 5、表土剥离，破坏、污染土壤

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

#### 6、水土流失的影响

施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。本项目施工期水土流失类型主要为水力侵蚀，自然恢复期间，水土流失量有所减少。

##### (1) 施工期

钻井工程施工期采用机械碾压的方式，使井场地面硬化，减少土壤流失量。施工场地为裸露地面，遇到雨天，水土流失加剧。

##### (2) 运营期

永久占地局部改变土地利用类型，占地区域平坦、水土流失不明显。

#### 7、生态系统结构及功能影响

施工期运营期工程占地改变土地使用功能，对生态系统结构产生一定程度影响，土壤扰动、植被破坏等导致生物量降低，进而对生态系统功能产生一定程度影响。

本次验收项目仅涉及孔店油田三座井场、14口油井及单井输油管线，其相关的生态影响及恢复措施与环评阶段一致。

## 2.4 验收期间工况

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采类》中“4.4 工程运行情况调查，4.4.1 根据行业特征，在建设项目主体工程正常运行、配套环境保护设施建成使用后即可开展验收调查工作。4.4.2 注明实际调查工况，按环境影响评价文件近期的设计能力对主要环境要素进行影响分析。”

中国石油大港油田第六采油厂原油产能建设项目计划新增产能  $2.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，站场及油气集输等工程均依托现有。根据调查，目前该项目第一阶段工程建设完成，主体工程运行正常、环保设施均依托现有，未新建站场及油气集输等工程，建成油井原油总产量已达到  $1.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，验收期间工况负荷大于设计能力的 75%，同时主体工程正常运行、配套环境保护设施建成使用，符合竣工环保验收要求。

## 2.5 工程环保投资

本项目建设总投资共计 11880 万元，环保总投资为 445 万元，占项目总投资的 3.75%。本工程实际完成总投资为 8485 万元，环保总投资为 270 万元，占项目总投资的 3.18%。

## 2.6 工程变动情况

本次验收为阶段性验收，第一阶段验收项目实际建设过程中根据地质及油藏情况孔店区块实际新建 3 座井场，14 口采油井及单井输油管线，未建设注水井及注水管线，其他建设内容与环评及设计内容一致。本次验收建设内容未新增产能，未新增排放口及污染物。对照《环保部发布环评管理中九种行业建设项目重大变动清单》（环发[2015]52 号），本项目未列入重大变动清单，且本项目建成后产能不增加，占地面积不增加，不新增排放口及污染物，故本项目变动不属于重大变动。

### 3 环境影响报告书回顾及审批文件回顾

2024年12月5日，中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司委托天津市盛鑫源环境科技有限公司编制的《中国石油大港油田第六采油厂2024年孔店油田和羊三木油田产能建设项目环境影响报告书》取得沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复，批复文号：渤黄审批书[2024]009号。

#### 3.1 环境影响报告书主要结论

##### 3.1.1 建设项目情况

###### 3.1.1.1 项目概况

项目名称：中国石油大港油田第六采油厂2024年孔店油田和羊三木油田产能建设项目

建设性质：扩建（滚动开发）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司

实施单位：中国石油大港油田第六采油厂

建设地点：沧州市渤海新区黄骅市羊三木回族乡、官庄乡。

工程投资：本项目总投资11880万元，其中环保投资为445万元，占总投资的3.75%。

建设内容：产能井建设、管线敷设等。项目共新建8座井场，新钻产能油井14口、注水井3口，新建单井集输管线1.973km，其中新建单井集油管线1.293km，新建单井注水管线0.68km。新建进场道路65m，以及配套建设供配电、自控等工程。

开采方式：全部地下开采，本项目所有采油井进入地面指定深度后根据油藏埋藏位置进行定向钻井，到达指定深度后采用套管固井射孔完井方式，采取通过注水保持一定压力水平的油藏开采方式。

开采规模：预计新增原油产能 $2.0 \times 10^4$ t/a。现有区块内油井受油田采储比、油田含水率上升、油井产能自然衰减等因素影响，项目建成后中国石油大港油田第六采油厂总产量不发生变化。

劳动定员：项目井场均为无人值守，定时巡检，依托现有人员，不新增劳动定员。

### 3.1.1.2 政策及规划符合性

#### (1) 产业政策符合性

本项目为石油滚动开发项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号），本项目属于“第一类鼓励类”中“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”。同时，本项目不属于《市场准入负面清单（2022 年版）》（发改体改规〔2022〕397 号）中规定的禁止准入类项目。

《中国石油 2024 年第一批油气开发项目（河北省）备案确认单》于 2024 年 6 月 26 日通过国家能源局备案，项目代码：2406-000000-60-01-511805。本项目已列入该备案文件，属于备案范畴。

因此，符合国家和地方产业政策。

#### (2) 相关环保政策符合性

项目环评针对施工期、运营期和退役期及环境保护目标等提出了生态保护与恢复措施要求，在采取相应措施后废水、废气、噪声均满足相关排放标准要求，固体废物贮存、处置满足相关控制要求并实现合理处置，对照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 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）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）、《关于加强矿山建设项目环境管理意见的通知》（冀环办发〔2018〕136 号）、《关于改革和完善矿产资源管理制度加强矿山环境综合治理的意见》（冀字〔2018〕3 号）、《河北省自然资源厅关于印发〈加强矿产资源开发管控十条措施〉的通知》等相关政策法规，符合上述相应要求。

#### (3) “三线一单”符合性判断

本项目位于黄骅市重点和一般管控区域。废气、废水、固体废物等均有合理的去向，满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合《“三线一单”生态环境分区管控的实施方案》（沧政字〔2021〕10 号）生态环境分区管控方案要求。

项目选址不在生态保护红线范围内，在落实相关环境保护措施的前提下项目建成后不会改变区域环境质量底线，能源利用不会突破资源利用上线，本项目建

设符合《河北省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》《沧州市生态环境保护委员会办公室关于实施 2023 年沧州市生态环境分区管控动态更新成果的通知》（沧生态环保办〔2024〕89 号）等相关要求，因此本项目满足“三线一单”及生态环境分区管控相关要求。

### **3.1.1.3 选址合理性**

项目选址已充分考虑周边环境要素，井口选址已尽量远离周边居民；井场、管线占地区域不在国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产等法定生态保护区域内，项目选址合理。

针对项目区块采油井场无法完全避让永久基本农田的事实，提出以下措施：①井场靠近现有集输管线、道路布设，减少临时占地占用基本农田面积；②结合区域地质条件及油井分布，井场全部设置为丛式井场，减少井场永久占地面积；③严格控制施工场地、作业带内施工，减少施工临时占地面积；④优化施工方案，缩短施工时长，最大限度减少临时占地对永久基本农田的占地影响；⑤严格控制施工作业范围，严禁破坏占地范围外的基本农田。

项目选址已充分考虑周边环境要素，井口 100m 范围内无民宅，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无学校、医院，满足《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）等行业标准要求。

经预测，项目施工期、运营期及退役期经采取各项污染防治和生态保护措施后，对周围环境的影响可接受。

综上，项目选址可行。

### **3.1.1.4 项目衔接**

#### **3.1.1.4.1 给排水**

##### **1、施工期**

##### **（1）给水**

本项目施工期用水主要为钻井生产用水、试油洗井用水、管道试压用水和施工人员的生活用水。各井场内均无给水管网，用罐车拉运清水至井场清水罐中贮存以供使用（施工人员饮用水为桶装饮用水）。

##### **（2）排水**

施工期产生的废水主要是钻井废水、试油废水、管线试压废水、施工人员生活污水等。钻井废水在泥浆罐内暂存，大部分回用于钻井泥浆配制工序，剩余部分由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理，试油废水由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理；管线试压为清洁废水，泼洒抑尘；施工期生活污水主要为盥洗废水，直接泼洒场地抑尘，另外施工场地防渗环保厕所定期清掏。

## 2、运营期

### (1) 给水

本项目生产用水为各联合站处理达标的采出水，各井场采用巡守制，无人员长期驻守，生活设施依托第六采油厂现有作业区，本项目不新增劳动人员，不新增生活污水。

### (2) 排水

运营期油井采出液经现有的集输管线输送至所属联合站进行分离处理，分离出的原油、伴生气为本项目产品，分离出的采出水经联合站采出水处理系统处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)后全部回注现役油藏层位，用于油田注水开发工作，无工艺废水外排。井下作业带罐作业，产生的井下作业废水由罐车运至依托联合站采出水处理系统处理。各井场采用巡守制，无人员长期驻守，生活设施依托第六采油厂现有作业区，本项目不新增劳动人员，不新增生活污水。项目回注水为各联合站处理达标的油田采出水，目前，第六采油厂的注水干线、注水支线管网已较为完善。

#### 3.1.1.4.2 供热系统

拟建工程施工期生活区供暖方式采取电采暖。运营期局部井口采用电加热伴热集输工艺，依托联合站用热由加热炉提供。

#### 3.1.1.4.3 道路工程

第六采油厂所辖区域道路较为完善，各井场路及主干道均已建成使用，本项目依托现有主干道路，部分井场建设进场道路。

#### 3.1.1.4.4 供配电

本项目用电均来自大港油田公司与当地政府双方共同投资建设的油田专用电网。井场设生产信息采集设施。各井区依托大港油田第六采油厂管理区域内的已有供电设施。本项目产能建设井场均已有供电线路，供电能力可满足本项

目的建设和日常运行要求。

#### 3.1.1.4.5 自控工程

(1) 新建油井配套生产信息采集装置，通讯采用 A11 标准通讯协议，井口仪表数据采用短距离无线通信方式传输至井口 RTU，井口 RTU 采用 4G-VPDN 方式传输至油水井智能分析系统，实现单井生产数据的集中管控。

(2) 井场配套视频安防监控系统，数据通过光纤网络上传至油田工业视频监控平台，实现生产工况的实时监管。

### 3.1.2 环境质量现状

#### 3.1.2.1 环境空气

根据公报结果可知，项目所在区域 2023 年 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub> 年均浓度和 CO 百分位数日平均浓度满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub> 年均浓度和 O<sub>3</sub> 最大 8 小时平均浓度不能满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准。因此，本项目所在区域属于环境空气质量不达标区域，不达标因子包括 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、O<sub>3</sub>。

根据监测结果可知，项目区域环境空气中非甲烷总烃 1h 平均浓度满足《环境空气质量标准 非甲烷总烃限值》(DB13/1577-2012) 二级标准要求。

#### 3.1.2.2 声环境

根据检测结果，评价区各监测点位的昼间、夜间的噪声监测值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

#### 3.1.2.3 地下水

(1) 根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中，本项目属于 F 石油、天然气中的“37 石油开采”，地下水环境影响评价项目类别为 I 类。本次调查评价区范围以场地为中心，调查评价区面积约为 175km<sup>2</sup>。

(2) 工程地处华北平原，地下水为松散岩类孔隙水。与工程密切相关的含水层组为第 I 含水组浅层地下水中的潜水含水层，以咸水为主，水质较差，不适宜作为饮用水源。

(3) 场地内包气带以杂填土和粉质粘土为主，防污性能为中等。

(4) 评价区内潜水地下水主要补给源来自大气降水，蒸发为主要排泄途径。区域潜水总体流向大致为自西南流向东北。

(5) 由水质监测统计分析可以看出：浅层水超标因子主要有耗氧量、氨氮、溶解性总固体、总硬度、钠、氯化物、硫酸盐、亚硝酸盐、化学需氧量、生化需氧量、总氮。本区溶解性总固体、总硬度、钠、氯化物、硫酸盐等多项指标超标主要是由原生环境和海侵造成的，其形成除与含水层介质母岩有关外，还与地下水补给、径流、排泄条件有关，径流缓慢，从而导致地下水中各项组分的相对富集。耗氧量、化学需氧量、生化需氧量的超标与评价区频繁的人类活动有关，同时与该区曾发生的海侵过程有一定关系。

深层水超标因子主要有化学需氧量，这些指标主要受该区原生环境和海侵作用影响。与本项目有关的石油类、有机指标均未出现超标现象。

特征因子石油类及有机指标均未超标。

#### 3.1.2.4 土壤环境

土壤环境质量现状监测表明：井场占地范围内建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值及《建设用地土壤污染风险筛选值》（DB13/T5216-2022）表 1 第二类用地筛选值要求；井场占地范围外农用地满足《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 风险筛选值要求，村庄建设用地满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 第一类用地筛选值及《建设用地土壤污染风险筛选值》（DB13/T5216-2022）表 2 第二类用地筛选值要求。

该区域土壤含盐量 0.403~28.4g/kg，区域平均土壤含盐量为 5.23g/kg，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）附录 D 土壤盐化分级标准， $6\text{g/kg} > \text{土壤含盐量} > 4\text{g/kg}$  的区域为重度盐化地区；周边土壤 pH 在 6.91-7.48，均值为 7.12，根据附录 D 土壤酸化、碱化分级标准， $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$  的区域为无酸化或碱化地区。本区域生态影响土壤现状为重度盐化地区，无酸化或碱化。

#### 3.1.2.5 生态环境

本项目评价区域内生态系统主要为农田生态系统，其次为城镇生态系统。评价范围内土地利用类型主要为耕地，其次为林地、住宅用地等。

项目井场占地类型为耕地、草地，大部分为基本农田。项目所在区域植被以芦苇、白茅和稗草等为主，作物种类主要为小麦、玉米等，未发现重点保护野生

植物及其他珍稀濒危植物物种，亦未见名木古树的分布。区域内野生动物种类较少，多为常见种类，不涉及国家保护动物，评价范围内无野生动物栖息地和野生动物自然保护区等。

### 3.1.3 环境影响及污染防治措施

#### 3.1.3.1 大气环境

##### (1) 施工期

施工期废气污染源主要包括施工扬尘、车辆和施工机械废气、焊接烟尘和柴油发电机废气。施工现场通过定期洒水抑尘；对土方进行覆盖遮蔽等措施，污染物排放情况满足《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）要求。

本项目钻井过程中使用柴油发电机为井场供电并为钻机提供动力，柴油机在使用过程会产生燃烧废气，污染因子为 CO、NO<sub>x</sub>、THC、颗粒物等，其影响范围较小，钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同地进行，本项目井场距离周围居住区较远，因此柴油发电机废气对周围环境影响较小，并且随着钻井工程的结束，大气中的污染物浓度将逐步降低，并逐渐恢复到原有水平。

运输汽车使用油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准；且该影响会随着施工的结束而消失，运输车辆废气对周围大气环境影响甚微。

##### (2) 运营期

运营期排放的大气污染物为项目产生的伴生气、依托的联合站加热炉和锅炉燃烧烟气、原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉以及锅炉房锅炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过符合相应标准高度的排气筒排放，主要污染物为颗粒物、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 排放量小。且本项目伴生气燃烧依托的联合站各加热炉主要污染物的排放浓度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕56号）排放限值要求。锅炉房的采暖炉排放废气中的污染物可满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB13/5161-2020）中的排放限值要求，对环境的影响轻微，污染防治措施可行。

工程位于环境质量不达标区，无组织污染物浓度贡献值的最大浓度占标率小于 10%，污染物的贡献浓度较低，影响范围较小；无组织废气对井场及站场四周无组织贡献浓度满足相应标准要求。本工程大气环境影响评价等级为二级评价，

不再计算大气环境保护距离。项目实施后大气环境影响可以接受。

### (3) 退役期

退役期施工扬尘、车辆废气以及焊接烟尘产生量较小，且施工现场均在野外，有利于扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

### 3.1.3.2 地表水环境

#### (1) 施工期

施工期废水主要为钻井废水、试油废水、管线试压废水和施工人员生活废水。其中钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至第六采油厂各联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层，不外排。试油废水均通过罐车运输到第六采油厂联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排；管线试压废水泼洒抑尘；施工场地设临时防渗环保厕所，及时清掏。上述废水均不外排，对地表水环境影响小。

#### (2) 运营期

本项目运营期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水。采出水依托联合站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）中推荐水质标准后回注现役油藏层位，不外排；井下作业废水通过罐车运送到各联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。本项目运营期废水不外排，项目实施后对地表水环境可接受。

#### (3) 退役期

退役期废水主要为管线退役时的管线扫线废水，经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理达标后，回注现役油藏层位，并筒清洗废水通过罐车运送至联合站采出水处理系统处理达标后回注，不外排。不会对区域地表水环境造成影响。

### 3.1.3.3 地下水环境

(1) 项目建设期和施工期的生活和生产废水在做到严格的生产管理及采取严密的防渗措施的基础上，对地下水的影响小。

(2) 在运营期正常状况下，企业在严格遵守国家相关规范及地方性法律法规，各生产环节按照设计参数运行状况下，不会产生有机类污染源、原辅料的泄

漏。项目在采取严格的防渗层、防溢流、防泄漏和防腐蚀等措施，并按照国家规范对原辅料和废弃物进行运输、储存和处理的状况下，一般不会对地下水造成明显污染。

(3) 在运营期非正常状况下，生产污水及原油输送过程中的泄漏可能会对地下水环境产生影响。但项目方采取了严格的防渗措施及应急措施，同时定期对项目内进行清理检查，及时发现并处理设备老化腐蚀现象。在采取了上述有效的地下水防控措施的前提下，建设项目在非正常状况下对地下水环境的影响可接受。

#### **3.1.3.4 声环境**

##### **(1) 施工期**

施工期噪声主要源于钻井机、柴油机等生产设备运行产生的噪声，地面集输管线管沟开挖施工过程中，使用机械设备、运输车辆等产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、采取减振座、减振基础、定时保养设备、泵类安装消声隔音设备合理安排施工进度等措施。采取以上措施后施工场界可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中的标准要求，对区域内声环境影响较小。

##### **(2) 运营期**

采油过程中噪声源主要为抽油机设备，本项目均选用同类产品中的低噪音设备，并采取隔声措施，用消声器、避震喉、减振座等措施治理，厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准要求。

##### **(3) 退役期**

退役期噪声主要为封井、井场清理和管线封堵过程中各项施工设备噪声。通过合理控制施工范围，选用噪声低的设备；定期对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。采取以上措施后施工场界可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中的标准要求，对区域声环境影响较小。

#### **3.1.3.5 固体废物**

##### **(1) 施工期**

项目钻井过程中产生的固体废物主要是废弃钻井泥浆、钻井岩屑、油层岩屑、事故状态下的落地油、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)、施工废料和生活垃圾。

其中废弃钻井泥浆和钻井岩屑委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。井下作业过程若操作不当产生落地油，根据实际情况铲除表层土壤，将土壤和落地油一起运至危废暂存间暂存，油层岩屑、落地油和事故状态产生的含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等），待收集后暂存于井场撬装式危废暂存间中，交有资质单位处置施工废料由施工单位回收。施工现场设置垃圾桶，生活垃圾经收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。

### （2）运营期

本项目运营期产生的固体废物主要为事故状态下的落地油、含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣收集后拉运至危废暂存间交有资质单位处置，不外排。在采取以上措施前提下，所有产生的固体废物均能得到妥善处置，对周边环境影响较小。

### （3）退役期

退役期封井、井场清理和管线封堵过程会产生拆除下来的废弃旧设备和非正常工况下产生的落地油等。其中废弃旧设备由物资部门进行回收，非正常工况产生的落地油及时收集，待井下作业完成后，拉运至危废暂存间暂存交有资质单位处置。建筑垃圾收集后及时委托环卫部门拉运处置。采取上述措施后，本项目退役期固体废物对环境的影响较小。

#### 3.1.3.6 土壤环境

本项目污染影响型影响途径主要为运营期项目场地污染物以垂直入渗方式进入土壤环境，预测方法采用《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)推荐的 E2.2 一维非饱和溶质运移模型预测方法。综合考虑，在建设施工期间严格执行相关环保措施的情况下，对场地土壤环境造成污染的可能性不大，建设项目对场地土壤环境的影响是可接受的。

本建设项目同时涉及土壤环境生态影响，根据监测结果，该区域土壤含盐量 0.403~28.4g/kg，区域平均土壤含盐量为 5.23g/kg，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)附录 D 土壤盐化分级标准， $6\text{g/kg} > \text{土壤含盐量} > 4\text{g/kg}$  的区域为重度盐化地区；周边土壤 pH 在 6.91-7.48，均值为 7.12，根据附录 D 土壤酸化、碱化分级标准， $5.5 \leq \text{pH} < 8.5$  的区域为无酸化或碱化地区。本项目不向土壤环境排放酸、碱废水，因此，施工期及运营期在做好废水处理情况下，

对土壤酸碱程度影响是可以接受的。

通过本次土壤环境调查及评价工作，在项目采取报告中提出的防控、监控等土壤环境保护措施后，本项目对土壤环境的影响程度小，在强化管理、切实落实各项环保措施，确保全部污染物达标排放的前提下，本项目的建设运营对土壤环境的影响是可接受的。

### **3.1.3.7 生态环境**

本项目不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、植物、动物、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运营期主要体现在动物及植被等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，对生态环境的影响不大。从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

### **3.1.4 环境风险**

该项目涉及的风险物质为原油、伴生气、柴油，储存于储罐及管道内，风险潜势为 I。该项目潜在风险事件类型为井喷、井漏、储罐泄漏、集输管线泄漏进而引发的突发环境事件。在满足安全生产要求的前提下，报告书提出如下风险防范措施：制定并建立风险管理规章制度；按规定进行设备维修保养；工作人员持证上岗；对施工单位及人员定期培训；在井喷方面采取井口安装防喷装置、严格实施钻井作业规程，设置烃类气体探测器，油井周围设置土堤及回收措施等；在井漏方面严格按设计执行定向井设计及安全操作规程，及时对钻探情况进行监测，安装紧急切断设备，实时监测井眼压力；严格按照管道施工等规范要求进行设计、施工，线路上设置标志等。在运营期管线泄漏方面采取定期巡视，定期清管，安装集油装置回收泄漏原油等；对项目区域划分重点防渗区（钻台、泥浆罐）、一防渗区（泥浆材料区和泵房）、简单防渗区（办公室、值班室、机房、井场道路区域等），分区实施防渗措施。第六采油厂突发环境事件应急预案于 2024 年 11 月 7 日取得了沧州渤海新区黄骅市生态环境局的备案意见，备案编号为 130983-2024-541-M。该项目投入运行前，建设单位应对应急预案进行修订，将本项目风险源、应急要求及预案纳入企业应急预案。该项目在严格落实各项风险防范措施的情况下，环境风险可控。

### 3.1.5 温室气体排放影响评价

报告书核算，本项目实施后，温室气体总排放量为 974.125 吨。本项目从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面提出减污降碳措施：（1）工艺技术方面。本工程井场采用无人值守井场，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。（2）节能设备方面。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。选用高功率因数电气设备。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。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。（3）碳排放管理方面。建立碳排放管理组织机构，对能源及碳排放管理实行管理，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；制定能源及碳排放管理制度，包括对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等，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。

综上，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，本项目吨产品二氧化碳排放强度相对较低。

### 3.1.6 公众参与

建设单位按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的有关规定，采取网站公示、现场张贴、刊登报纸等形式开展公众调查，符合规定要求。本项目信息公示期内未收到反映该项目建设的来电、来函。

### 3.1.7 环境影响损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

### 3.1.8 环境管理与监测计划

建设单位必须加强环保宣传，严格执行各项环保管理措施，强化施工期、运

营期环保管理工作。运营期按监测计划实施例行监测，加强对井下作业废水、危险废物转运工作的管理。建设单位应按照环保管理体系制定相应的施工期管理规定，对施工承包商提出环保方面的严格要求。建设单位须设立专门的环保管理机构，并配备专职的管理人员，项目投产由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作由建设单位委托专业单位承担，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、土壤环境进行及时监测。

### 3.1.9 总量控制分析

本项目没有新增大气污染物的排放，废水不外排，总量控制目标值不变。

### 3.1.10 项目可行性结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

## 3.2 环境影响报告书批复

沧州渤海新区黄骅市行政审批局于 2024 年 12 月 5 日出具《沧州渤海新区黄骅市行政审批局关于中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目的环境影响报告书的批复》，批复文号：渤黄审批书[2024]009 号。

主要批复意见如下：

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司：

所报《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目的环境影响报告书》及相关申请材料收悉。经研究，批复如下：

一、该项目位于沧州渤海新区骅市羊三木回族乡、官庄乡。拟在大港油田分公司河北省境内的羊三木油田、孔店油田进行滚动开发油田开采。总投资 11880 万元，其中环保投资 445 万元。工程施工期临时占地面积 58156m<sup>2</sup>，工程运营期永久占地面积 16160m<sup>2</sup>。主要建设内容包括新钻井 17 口（油井 14 口，水井 3 口），井场 8 座，单井输油注水管线合计 1.973km，新建进场道路 65m，建设产能 2.0×10<sup>4</sup>t/a。本项目建设完成后第六采油厂不新增总产能。项目在全面落实环评

报告书中提出的各项污染防治措施及投资的前提下，环境不利影响能够得到一定缓解和控制。因此，同意你公司按照环评报告书中所列建设项目的地点、性质、规模、环保措施进行项目建设。

二、项目建设和运行管理中还应做好以下工作：

（一）认真落实各项污染防治和生态恢复措施

1、严格落实生态环境保护措施。占地应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，在主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。施工期各类活动尽量利用已有道路和设施，严格控制作业范围，表土剥离、管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施，禁止随意占压、扰动和破坏地表。施工结束及生产闭井后，临时占地应及时恢复其原有生态功能。

2、废气

施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、运输车辆和施工机械废气和柴油发电机废气。施工现场通过洒水抑尘、物料苫盖等措施控制废气排放，必须满足《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）表 1 标准；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置来控制焊接废气排放；定期检修施工机械、车辆及使用合格油品来控制废气排放；定期保养、使用合格油品来控制柴油发电机废气排放，必须满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单第四阶段排放限值；运营期废气为依托的联合站加热炉和锅炉燃烧烟气以及原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉以及锅炉房锅炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过 12m-18m 高的排气筒排放，加热炉废气排放必须满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》（环大气[2019]56 号）排放限值要求；锅炉房锅炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB13/5161-2020）排放限值要求；采样密闭流程，井口密闭并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护等措施控制非甲烷总烃无组织排放，必须满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表 2 其他行业无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值。退役期废气为施工扬尘、焊接烟尘及车辆和施工机械废气。采用洒水抑尘控制施工扬尘；使用低

尘焊条和移动焊烟净化器收集控制焊接烟尘排放；定期维护保养、使用合格的油品来控制车辆及施工机械废气排放。

### 3、废水

施工期废水主要为钻井废水、试油废水、管线试压废水和施工人员生活废水。其中钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车运至联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层；试油废水由罐车运至联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层；管线试压废水泼洒抑尘；盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘，施工营地设置临时防渗厕所，定期清掏；运营期产生的废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托联合站采出水处理系统处理后回注现役油藏；井下作业废水通过罐车运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏。退役期废水主要为管线扫线废水和井筒清洗废水，管线扫线废水经集输管线输送，井筒清洗废水通过罐车运送至联合站采出水处理系统处理后，回注现役油藏层。废水处理出水水质必须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注。

### 4、噪声

施工期、运营期、退役期噪声主要源于钻井设备、抽油设备、各类施工机械、运输车辆等运行产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、采取消声器、基础减振、定时保养设备、钻井设备安装消声隔音设备等措施控制噪声排放。施工期和退役期施工厂界噪声必须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的标准要求，运营期厂界噪声必须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

### 5、固体废物

施工期产生的废弃钻井泥浆和钻井岩屑进入“泥浆不落地系统”处理后，委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖；施工期废料由施工单位回收；油层岩屑、落地油及含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）在危废间暂存后交有资质单位处置；生活垃圾经收集后交由环卫部门集中处置。运营期产生落地油、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）及清管废渣收集后暂存危废间，交有资质单位处置。退役期废弃设备及管道进行回收利用；落地油危废间暂存后交有资质单位处置。建筑垃圾收集后交由环卫部门集

中处置。一般固废必须满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中要求，危险废物必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要求。

6、严格落实报告书规定的各项防渗措施，同时定期对防渗设计进行检修，防止渗漏造成土壤、水体污染。

7、在项目施工和运营过程中，应畅通公众参与渠道，及时解决公众担忧的生态环境问题，满足公众合理的环境诉求，定期发布企业环境信息，主动接收社会监督。确保井口 100 米范围内无民宅，满足《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）及《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T546602013）相关要求。

8、其他环境管理要求严格按照报告书规定的措施落实，确保项目实施后满足环保要求。

（二）加强生产及危险原料贮存、运输等各环节的管理与设施维护，严格落实环评报告书相关内容和要求。按照风险评价内容进一步完善应急预案并落实相关措施，确保事故风险情况下的环境安全。风险防范设施和措施列入本项目验收内容。

（三）项目建设必须严格执行“三同时”管理制度并取得排污许可证，项目建成后按照规定程序对与主体工程配套建设的环境保护设施和环境保护措施落实情况自行验收。经验收合格后，方可投入正常运行。本项目环境影响评价文件批复后，建设项目性质、规模、工艺和选址或者防止生态破坏、防治污染的措施发生重大变动的，应当在调整前重新报批本项目环境影响评价文件。

（四）本环评文件批复后 3 日内，建设单位应将批准后的报告书送至沧州渤海新区黄骅市生态环境局，并按规定接收生态环境部门的监督检查。

## 4 环保措施落实情况调查

### 4.1 环评文件环保措施落实情况

根据现场实际调查及资料调研，环评报告书中环保措施要求及实际落实情况见下表。

表 4-1 环保措施落实情况调查表

环境要素	环评文件提出的环保措施	验收环保措施执行情况	备注
施工期			
大气环境	<p>1、扬尘防治：(1) 施工现场出入库明显位置设置扬尘防治公示牌；(2) 生活垃圾收集至垃圾桶，开挖过程表土剥离后采取苫盖措施，管道开挖产生的土堆、料堆全部覆盖；(3) 场地平整避免四级及以上大风天气施工，同时洒水抑尘；(4) 对出入口及主要道路铺设钢板进行硬化；(5) 进出工地的车辆采取密闭车斗；(6) 地面清扫垃圾洒水抑尘，设垃圾存放点，集中堆放建筑垃圾并及时清运，生活垃圾存放与垃圾桶，日产日清。</p> <p>2、柴油发电机废气防治：使用符合国家标准燃油，定期对柴油发电机进行保养。</p> <p>3、车辆和施工机械废气防治：选用低能耗、低污染排放的施工机械、车辆；对部分排放废气较多的车辆安装尾气净化装置；选用质量高、对大气环境影响小的燃料；加强机械、车辆的管理和维修，减少因机械、车辆状况不佳造成的空气污染。</p> <p>4、焊接烟尘防治：使用无毒低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置焊接烟尘。</p>	<p>1、扬尘防治：(1) 施工现场出入库明显位置设置扬尘防治公示牌；(2) 生活垃圾收集至垃圾桶，开挖过程表土剥离后采取苫盖措施，管道开挖产生的土堆、料堆全部覆盖；(3) 场地平整四级及以上大风天气未施工，同时洒水抑尘；(4) 对出入口及主要道路铺设钢板进行硬化；(5) 进出工地的车辆采取密闭车斗；(6) 地面清扫垃圾洒水抑尘，设垃圾存放点，集中堆放建筑垃圾并及时清运，生活垃圾存放与垃圾桶，日产日清。</p> <p>2、柴油发电机废气防治：使用符合国家标准燃油，定期对柴油发电机进行保养。</p> <p>3、车辆和施工机械废气防治：选用低能耗、低污染排放的施工机械、车辆；对部分排放废气较多的车辆安装尾气净化装置；选用质量高、对大气环境影响小的燃料；加强机械、车辆的管理和维修，减少因机械、车辆状况不佳造成的空气污染。</p> <p>4、焊接烟尘防治：使用无毒低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置焊接烟尘。</p>	落实
地表水	<p>1、钻井及试油废水：钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分和试油废水一同由罐车拉运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。</p> <p>2、管线试压废水：泼洒抑尘。</p> <p>3、生活污水：盥洗废水泼洒场地抑尘，施工营地设临时防渗环保厕所，及时清掏。</p> <p>4、废水收集：(1) 钻井废水进入泥浆罐，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用；(2) 钻井废水通过钻井架底座表面通向泥浆罐的导流管进入泥浆罐，杜绝钻井泥浆流失；(3) 严格按照操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生；(4) 钻井结束，钻井废水和试油废水运送至各联合站采出水处理系统处置；(5) 泥浆罐留设一定防雨水容量，防止暴雨季节泥浆罐废水溢流造成土壤、地表水等污染；(6) 合理安排施工时间，合理进行施工组织和场地布置。</p> <p>5、水体防范：(1) 井场尽量安排在冬季施工，施工单位严格按照有关规定安排施工，合理进行施工组织和场地布置，施工时罐车避让、远离地表水体；(2) 围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急工具和设备保证齐备完好。</p> <p>6、施工废水及汛期雨水防范：建立二级防控与控制体系：试油废水储罐一级防控措施和钻井液备用罐二级防控措施。</p>	<p>1、钻井及试油废水：钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分和试油废水一同由罐车拉运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。</p> <p>2、管线试压废水：泼洒抑尘。</p> <p>3、生活污水：盥洗废水泼洒场地抑尘，施工营地设临时防渗环保厕所，及时清掏。</p> <p>4、废水收集：(1) 钻井废水进入泥浆罐，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用；(2) 钻井废水通过钻井架底座表面通向泥浆罐的导流管进入泥浆罐，无钻井泥浆流失；(3) 严格按照操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生；(4) 钻井结束，钻井废水和试油废水运送至各联合站采出水处理系统处置；(5) 泥浆罐留设一定防雨水容量，未产生暴雨季节泥浆罐废水溢流造成土壤、地表水等污染；(6) 合理安排施工时间，合理进行施工组织和场地布置。</p> <p>5、水体防范：(1) 井场大部分安排在冬季施工，施工单位严格按照有关规定安排施工，合理进行施工组织和场地布置，施工时罐车避让、远离地表水体；(2) 围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急工具和设备保证齐备完好。</p> <p>6、施工废水及汛期雨水防范：建立二级防控与控制体系：试油废水储罐一级防控措施和钻井液备用罐二级防控措施。</p>	落实
地下水	1、生产保护措施：(1) 严格按照施工规范进行，	1、生产保护措施：(1) 严格按照施工规范进行，	落实

	<p>使用水基泥浆，采用泥浆不落地技术，对产生的泥浆和岩屑脱水回收处理，钻井废水进入泥浆不落地处理系统分离后上清液运送至依托站场废水处理系统处理。清管试压废水拉运至依托联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。生活污水泼洒抑尘，设临时防渗环保厕所，定期清掏用做农肥；(2) 试油时在井场铺设防渗布及时回收落地油，含油污水进罐，送联合站采出水处理系统处理达标后回注。</p> <p>3、分区防控：防渗分区按照“HJ610-2016”中参照表 7 防渗技术要求划分和确定。</p> <p>(1) 施工时，钻机底部铺设防渗膜，防渗性能符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》HJ610-2016 中要求；(2) 采油井和回注井套管均为无缝钢管，采用焊接连接，三层 PE 外防腐，套管内的油管或注水管采用 20#无缝钢管，采用焊接连接，三层 PE 防腐，井身的防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013) 中重点污染防治区要求。</p>	<p>使用水基泥浆，采用泥浆不落地技术，对产生的泥浆和岩屑脱水回收处理，钻井废水进入泥浆不落地处理系统分离后上清液运送至依托站场废水处理系统处理。清管试压废水拉运至依托联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。生活污水泼洒抑尘，设临时防渗环保厕所，定期清掏用做农肥；(2) 试油时在井场铺设防渗布及时回收落地油，含油污水进罐，送联合站采出水处理系统处理达标后回注。</p> <p>3、分区防控：防渗分区按照“HJ610-2016”中参照表 7 防渗技术要求划分和确定。</p> <p>(1) 施工时，钻机底部铺设防渗膜，防渗性能符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》HJ610-2016 中要求；(2) 采油井和回注井套管均为无缝钢管，采用焊接连接，三层 PE 外防腐，套管内的油管或注水管采用 20#无缝钢管，采用焊接连接，三层 PE 防腐，井身的防渗性能满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013) 中重点污染防治区要求。</p>	
声环境	<p>1、规划防治：(1) 地质钻探条件允许情况下合理考虑井位布置，最大程度远离声环境敏感目标；(2) 施工机械和设备设置在施工作业范围内，高噪声设备远离敏感点布置。</p> <p>2、声源控制：(1) 尽可能以工业电网替代柴油发电机为钻机提供动力；(2) 选用低噪声设备，振动设备加衬弹性垫料，柴油发电机设隔声间或隔声罩、基础减振及消声，钻井过程平稳操作，避免非正常噪声；(3) 优化钻井平台布局，高噪声设备远离敏感目标或加装隔声墙；(4) 同一地点避免大量高噪声设备，合理安排施工进度，缩短工期，现场装卸时轻装慢放，合理布置施工设备，噪声大的设备远离环境保护目标；(5) 减少夜间运输量，限值大型载重车车速，运输车辆定期维修保养，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。</p> <p>3、传播途径控制：距离村庄较近的井场和管线施工场地周围设声屏障，其他井场及管线施工过程设围挡。</p> <p>4、管理措施：(1) 制定施工计划，避免高噪声设备同时施工；(2) 尽量安排昼间施工，昼间施工（连续作业的除外）应告知周围单位或居民。</p> <p>5、减少施工交通噪声：减少夜间运输量，限制大型载重车车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。</p>	<p>1、规划防治：(1) 地质钻探条件允许情况下合理考虑井位布置，最大程度远离声环境敏感目标；(2) 施工机械和设备设置在施工作业范围内，高噪声设备远离敏感点布置。</p> <p>2、声源控制：(1) 以工业电网替代柴油发电机为钻机提供动力；(2) 选用低噪声设备，振动设备加衬弹性垫料，柴油发电机设隔声间或隔声罩、基础减振及消声，钻井过程平稳操作，避免非正常噪声；(3) 优化钻井平台布局，高噪声设备远离敏感目标或加装隔声墙；(4) 同一地点无大量高噪声设备，合理安排施工进度，缩短工期，现场装卸时轻装慢放，合理布置施工设备，噪声大的设备远离环境保护目标；(5) 减少夜间运输量，限值大型载重车车速，运输车辆定期维修保养，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。</p> <p>3、传播途径控制：距离村庄较近的井场和管线施工场地周围设声屏障，其他井场及管线施工过程设围挡。</p> <p>4、管理措施：(1) 制定施工计划，避免高噪声设备同时施工；(2) 尽量安排昼间施工，昼间施工（连续作业的除外）应告知周围单位或居民。</p> <p>5、减少施工交通噪声：减少夜间运输量，限制大型载重车车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。</p>	落实
固废	<p>一、一般固废</p> <p>1、减量化措施：(1) 泥浆循环减量化；(2) 施工结束后管线、道路施工清表土回填用于恢复临时占地生态，不产生弃土。</p> <p>2、贮存污染防治：钻井泥浆和岩屑采用“泥浆不落地处理工艺”进行分离，钻井固体废物固液分离后的泥浆、岩屑暂存于井场泥饼暂存处，暂存处地面铺设防渗布，苫布遮盖。</p> <p>3、委托处置：(1) 去向：钻井岩屑和废弃泥浆委托协议公司运至建材公司烧砖；(2) 收集和贮存：配备钻井液循环系统和钻井废弃物不落地收集装置，收集罐不渗不漏，井场井架周围铺设防渗布，钻井架底座表面有收集管道并做好连接，防止泄漏；(3) 装卸运输：拉运废弃物车辆证照齐全；</p>	<p>一、一般固废</p> <p>1、减量化措施：(1) 泥浆循环减量化；(2) 施工结束后管线、道路施工清表土回填用于恢复临时占地生态，未产生弃土。</p> <p>2、贮存污染防治：钻井泥浆和岩屑采用“泥浆不落地处理工艺”进行分离，钻井固体废物固液分离后的泥浆、岩屑暂存于井场泥饼暂存处，暂存处地面铺设防渗布，苫布遮盖。</p> <p>3、委托处置：(1) 去向：钻井岩屑和废弃泥浆委托协议公司运至建材公司烧砖；(2) 收集和贮存：配备钻井液循环系统和钻井废弃物不落地收集装置，收集罐不渗不漏，井场井架周围铺设防渗布，钻井架底座表面有收集管道并做好连接，防止泄漏；(3) 装卸运输：拉运废弃物车辆证照齐全；</p>	落实

	<p>装卸运输全程防渗、防漏；罐车入孔密封、厢车密封；设立运输台账；遇有雨、雪、大风天气停止一切拉运；按照设定路线运输。</p> <p>4、施工废料：施工单位回收。</p> <p>二、危险废物：落地油、含油沾染物、油层岩屑收集后暂存于井场撬装式危废暂存间，委托有资质单位处置。</p> <p>三、生活垃圾：集中收集，统一交环卫部门清运处置。</p>	<p>装卸运输全程防渗、防漏；罐车入孔密封、厢车密封；设立运输台账；遇有雨、雪、大风天气停止一切拉运；按照设定路线运输。</p> <p>4、施工废料：施工单位回收。</p> <p>二、危险废物：落地油、含油沾染物、油层岩屑收集后暂存于井场撬装式危废暂存间，委托有资质单位处置。</p> <p>三、生活垃圾：集中收集，统一交环卫部门清运处置。</p>	
土壤环境	<p>1、源头控制</p> <p>(1) 废水源头控制：1) 施工期钻井废水、试油废水收集处理达标后用于油田注水开发，不外排，生活污水依托施工现场设置的临时环保厕所，不外排；2) 钻井过程采用水基钻井液，循环使用；3) 试油作业密闭连接、密闭作业。</p> <p>( ) 固体废物源头控制：1) 钻井过程贯彻清洁生产要求，选用水基钻井泥浆并循环利用；2) 加强泥浆循环设备的维护保养，减少设备破损和泄漏发生；3) 油层岩屑单独收集、装袋、密封，送有资质单位处置，不得遗弃或排放；4) 场地内生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集送指定地点集中处置。</p> <p>2、过程防控</p> <p>(1) 使用泥浆罐储存泥浆，不开挖泥浆池。</p> <p>(2) 施工废水废液等全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止泄漏。</p> <p>(3) 试油过程在井场地表铺设防渗膜，及时全部回收落地油。</p> <p>3、污染治理</p> <p>(1) 井场施工结束，及时清理废弃物。</p> <p>(2) 井场竣工投运前，对永久和临时占地及施工营地范围检查，对遗留固体废物进行二次清理。</p>	<p>1、源头控制</p> <p>(1) 废水源头控制：1) 施工期钻井废水、试油废水收集处理达标后用于油田注水开发，不外排，生活污水依托施工现场设置的临时环保厕所，不外排；2) 钻井过程采用水基钻井液，循环使用；3) 试油作业密闭连接、密闭作业。</p> <p>( ) 固体废物源头控制：1) 钻井过程贯彻清洁生产要求，选用水基钻井泥浆并循环利用；2) 加强泥浆循环设备的维护保养，减少设备破损和泄漏发生；3) 油层岩屑单独收集、装袋、密封，送有资质单位处置，不得遗弃或排放；4) 场地内生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集送指定地点集中处置。</p> <p>2、过程防控</p> <p>(1) 使用泥浆罐储存泥浆，未开挖泥浆池。</p> <p>(2) 施工废水废液等全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止泄漏。</p> <p>(3) 试油过程在井场地表铺设防渗膜，及时全部回收落地油。</p> <p>3、污染治理</p> <p>(1) 井场施工结束，及时清理废弃物。</p> <p>(2) 井场竣工投运前，对永久和临时占地及施工营地范围检查，对遗留固体废物进行二次清理。</p>	落实
生态	<p>1、替代方案与避让措施：(1) 井场、管线等在选址过程中尽可能避开耕地、草地、林地、地表水体及村民聚集区，尽量选择荒草地等地段；(2) 合理规划，做好土方调运，尽可能减少临时占地。合理进行施工布置及组织施工管理，严格将工程施工区控制在直接受影响范围内；(3) 严格控制并尽可能缩小施工作业带范围。管道施工作业带只临时性使用土地，施工完毕立即恢复地貌，农田还耕复种，管线敷设过程中作业带宽度为4m。</p> <p>2、陆生生物及其生态系统保护措施：</p> <p>(1) 土地与植被保护措施：1) 布置丛式井组，减少废物产生和占地；2) 高度重视原有地表保护层及植被对维护本区生态系统稳定的重要性。加强宣传动植物保护法规，注意保护植被，禁止随意割草、砍树等活动；3) 根据施工总体平面布置确定施工用地范围，禁止施工人员进入非施工占地区，严禁任意越界破坏周围植被；4) 废弃物合理堆放，及时处置，禁止乱丢垃圾和废弃物，严禁场内污水进入外环沟。强化落地油回收处置的防渗漏措施，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷等落实，不设置泥浆池，改用泥浆罐加强防渗漏措施；5) 项目建设过程中，对可以恢复的临时占地及时进行土地整平及复垦；6) 尽量利用已有道路和生活设施，减少临时用地，少占农田，施工便道选线避免和尽量减少</p>	<p>1、替代方案与避让措施：(1) 井场、管线等在选址过程中避开耕地、草地、林地、地表水体及村民聚集区，选择荒草地等地段；(2) 合理规划，做好土方调运，减少临时占地。合理进行施工布置及组织施工管理，严格将工程施工区控制在直接受影响范围内；(3) 严格控制并缩小施工作业带范围。管道施工作业带只临时性使用土地，施工完毕立即恢复地貌，农田还耕复种，管线敷设过程中作业带宽度为4m。</p> <p>2、陆生生物及其生态系统保护措施：</p> <p>(1) 土地与植被保护措施：1) 布置丛式井组，减少废物产生和占地；2) 高度重视原有地表保护层及植被对维护本区生态系统稳定的重要性。加强宣传动植物保护法规，注意保护植被，无随意割草、砍树等活动；3) 根据施工总体平面布置确定施工用地范围，无施工人员进入非施工占地区，未任意越界破坏周围植被；4) 废弃物合理堆放，及时处置，不乱丢垃圾和废弃物，严禁场内污水进入外环沟。强化落地油回收处置的防渗漏措施，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷等落实，未设置泥浆池，用泥浆罐加强防渗漏措施；5) 项目建设过程中，对可以恢复的临时占地及时进行土地整平及复垦；6) 利用已有道路和生活设施，减少临时用地，少占农田，施工便道选线避免和尽量减少对地表植被的破坏和</p>	落实

<p>对地表植被的破坏和影响，输油管道采用三层 PE 外防腐涂层，减少原油管道对地表植被的破坏；7) 严格控制占地和施工作业范围，钻井井场用地面积不得超过作业标准规定，管线施工宽度控制在设计标准范围内，施工期尽量避开农作物生长季节；8) 对井场和管道施工过程中挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，分层回填，恢复原土层，施工过程产生的土方全部利用。</p> <p>(2) 土壤侵蚀防治措施：1) 合理安排施工进度，避开雨天和大风天，分段施工；2) 划定施工作业范围和路线，减少对土壤和植被的破坏及水土流失；3) 井场施工设置一定围挡，减少水土流失量；4) 施工完毕对地面施工破坏区及时平整土地及复垦，防止发生新的土壤侵蚀；5) 施工过程中产生的不能利用的废弃土方不得任意裸露弃置，随挖随填，防止遇强降雨引起严重水土流失。</p> <p>(3) 对陆生动物保护措施：1) 加强宣传野生动物保护法规，打击捕杀野生动物的行为；2) 防止动物生境污染，做好施工规划前期工作和工程完工后生态环境的恢复工作，减少植被破坏对动物栖息地的不利影响；3) 严格控制夜间施工，以保证自然生态系统和野生动物栖息地的稳定；4) 对野生动物采取以下保护：A：施工过程严格规定工作人员的活动范围限于各工区和生活区范围内，减少对野生植物生存环境的破坏；B、加强管理，确保各环保设施正常运行，避免各污染物对土壤环境的影响；3、加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物观念，不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物；4) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。</p> <p>3、井场生态保护恢复措施：(1) 井场地面工程施工前，采用密目网覆盖，地面工程施工完毕后统一进行平整或铺设砾石恢复；控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施尽量减少临时占地；(2) 工程施工临时占地应按照国家 and 地方有关工程征地和补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复；(3) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，减少占地，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失；(4) 井场和阀组施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场；(5) 对井场和阀组地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成水土流失；(6) 钻井作业必须采取防止油污外泄恶化渗漏措施，油污及时回收，废弃油污应当交有资质单位处置；(7) 采用泥浆不落地工艺，配置容积合理的循环泥浆罐，泥浆罐下铺设土工布，防止污染土壤环境。对钻井过程产生的废弃钻井泥浆脱稳、压滤后交有处理能力单位处置；(8) 试油试油作业必须采取防喷、导流等有效措施；(9) 加强对落地油回收利用、处理。试井、修井过程产生的落地油要用油罐车回收主要部分；井场地面铺设塑料布，井口及周围设置防溅盒和边沟收集试油和井下作业时散落的原有；钻井时进入土壤的落地油及时回收；(10) 临时占地在施工结束后及时将土方回填、平整地面、覆土植树(草)。</p>	<p>影响，输油管道采用三层 PE 外防腐涂层，减少原油管道对地表植被的破坏；7) 严格控制占地和施工作业范围，钻井井场用地面积未超过作业标准规定，管线施工宽度控制在设计标准范围内，施工期避开农作物生长季节；8) 对井场和管道施工过程中挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，分层回填，恢复原土层，施工过程产生的土方全部利用。</p> <p>(2) 土壤侵蚀防治措施：1) 合理安排施工进度，避开雨天和大风天，分段施工；2) 划定施工作业范围和路线，减少对土壤和植被的破坏及水土流失；3) 井场施工设置一定围挡，减少水土流失量；4) 施工完毕对地面施工破坏区及时平整土地及复垦，防止发生新的土壤侵蚀；5) 施工过程中产生的不能利用的废弃土方未任意裸露弃置，随挖随填，防止遇强降雨引起严重水土流失。</p> <p>(3) 对陆生动物保护措施：1) 加强宣传野生动物保护法规，打击捕杀野生动物的行为；2) 防止动物生境污染，做好施工规划前期工作和工程完工后生态环境的恢复工作，减少植被破坏对动物栖息地的不利影响；3) 严格控制夜间施工，以保证自然生态系统和野生动物栖息地的稳定；4) 对野生动物采取以下保护：A：施工过程严格规定工作人员的活动范围限于各工区和生活区范围内，减少对野生植物生存环境的破坏；B、加强管理，确保各环保设施正常运行，避免各污染物对土壤环境的影响；3、加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物观念，未随意砍伐、践踏、破坏野生植物；4) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。</p> <p>3、井场生态保护恢复措施：(1) 井场地面工程施工前，采用密目网覆盖，地面工程施工完毕后统一进行平整或铺设砾石恢复；控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施尽量减少临时占地；(2) 工程施工临时占地应按照国家 and 地方有关工程征地和补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复；(3) 严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，减少占地，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失；(4) 井场和阀组施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，尽快整理施工现场；(5) 对井场和阀组地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成水土流失；(6) 钻井作业采取防止油污外泄恶化渗漏措施，油污及时回收，废弃油污应当交有资质单位处置；(7) 采用泥浆不落地工艺，配置容积合理的循环泥浆罐，泥浆罐下铺设土工布，防止污染土壤环境。对钻井过程产生的废弃钻井泥浆脱稳、压滤后交有处理能力单位处置；(8) 试油作业必须采取防喷、导流等有效措施；(9) 加强对落地油回收利用、处理。试井、修井过程产生的落地油要用油罐车回收主要部分；井场地面铺设塑料布，井口及周围设置防溅盒和边沟收集试油和井下作业时散落的原有；钻井时进入土壤的落地油及时回收；(10) 临时占地在施工结束后及时将土方回填、平整地面、覆土植树(草)。对开</p>
---	--

	<p>对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，须采取有效修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成；(11)井场平整产生的临时堆存土方全部用于井场回填及边坡防护。</p> <p>4、管线生态保护恢复措施：(1)施工前应对工程占用区域可利用的地表进行剥离，单独堆存，加强表土堆存防护及管理，施工结束后分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力；(2)对管道施工过程中无法避让必须占用的土地，应将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，减少临时占地，开挖土分层堆放、分层回填；(3)对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减少管道因腐蚀穿孔泄漏概率；(4)须优化路线将管道施工时临时占用农田量降至最低，对已经破坏的农作物，应与当地政府签订补偿协议及复垦合约；(5)管线建设待管道敷设埋后，应立即恢复植被，管道买社畜采用浅根草本植物。</p> <p>5、耕地生态保护措施：(1)严格控制施工期污染物排放，加强科学管理，控制管道穿孔、断裂等事故发生；(2)严格限定施工范围，严禁自行扩大施工用地范围，耕地区域施工中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；临时堆土区采取拦挡、无纺布土工布遮盖等临时防护措施；(3)井场地面和工艺装置区地面采用机械碾压方式硬化，工艺装置区地面铺设防渗布，减少水土流失；(4)工程结束，及时对临时占地区域进行平整、恢复。</p> <p>6、防沙治沙措施：(1)工程措施：1)井场内采取砾石压盖，减少风力侵蚀，降低水土流失风险；砾石压盖面积外的经常工程区在施工结束后进行场地平整，同时稳坡固表，防止水土流失；2)管沟回填后对管道工程区进行平整，同时稳坡固表，防止水土流失；(2)管理措施：1)土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的应及时报告当地人民政府；2)大力宣传防沙治沙相关法律知识，使施工人员自觉保护林草植被，自觉履行防治义务；3)施工结束对占地进行平整，清运现场遗留污染物，按照征地文件规定对占地进行经济补偿；4)严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，未对项目占地范围外区域造成扰动；5)加强对野生植物的保护，严禁破坏优良固沙植被，加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止人为扰动造成土地沙化；6)优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业，缩短施工时间，管线施工分时段作业，开挖土方分层开挖、分层堆放、分层回填，管廊上方土方平整压实，防止沙化土地活化，减少水土流失。严格控制管线施工作业带宽度，施工场地进行平整，恢复自然植被。</p>	<p>挖井场造成植被破坏或地表裸露的，采取有效修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成；(11)井场平整产生的临时堆存土方全部用于井场回填及边坡防护。</p> <p>4、管线生态保护恢复措施：(1)施工前对工程占用区域可利用的地表进行剥离，单独堆存，加强表土堆存防护及管理，施工结束后分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力；(2)对管道施工过程中无法避让必须占用的土地，将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，减少临时占地，开挖土分层堆放、分层回填；(3)对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减少管道因腐蚀穿孔泄漏概率；(4)优化路线将管道施工时临时占用农田量降至最低，对已经破坏的农作物，与当地政府签订补偿协议及复垦合约；(5)管线建设待管道敷设埋后，立即恢复植被，管道买社畜采用浅根草本植物。</p> <p>5、耕地生态保护措施：(1)严格控制施工期污染物排放，加强科学管理，控制管道穿孔、断裂等事故发生；(2)严格限定施工范围，未自行扩大施工用地范围，耕地区域施工中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；临时堆土区采取拦挡、无纺布土工布遮盖等临时防护措施；(3)井场地面和工艺装置区地面采用机械碾压方式硬化，工艺装置区地面铺设防渗布，减少水土流失；(4)工程结束，及时对临时占地区域进行平整、恢复。</p> <p>6、防沙治沙措施：(1)工程措施：1)井场内采取砾石压盖，减少风力侵蚀，降低水土流失风险；砾石压盖面积外的经常工程区在施工结束后进行场地平整，同时稳坡固表，防止水土流失；2)管沟回填后对管道工程区进行平整，同时稳坡固表，防止水土流失；(2)管理措施：1)土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的应及时报告当地人民政府；2)大力宣传防沙治沙相关法律知识，使施工人员自觉保护林草植被，自觉履行防治义务；3)施工结束对占地进行平整，清运现场遗留污染物，按照征地文件规定对占地进行经济补偿；4)严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，未对项目占地范围外区域造成扰动；5)加强对野生植物的保护，严禁破坏优良固沙植被，加强运营期管理，未随意开设巡检道路，未因人为扰动造成土地沙化；6)优化施工组织，未在大风天气进行土方作业，缩短施工时间，管线施工分时段作业，开挖土方分层开挖、分层堆放、分层回填，管廊上方土方平整压实，未出现沙化土地活化，减少水土流失。严格控制管线施工作业带宽度，施工场地进行平整，恢复自然植被。</p>	
环境风险	<p>1、井喷风险防范：(1)做好地质研究；(2)常规井井眼采用三段制井身剖面；(3)钻井期间严格执行相关井控规定和实施细则等；(4)钻井时井口安装由四组阀门组成的防喷装置；(5)使用的泥浆参数符合钻井地质技术的规定要求并在钻井过程中及时根据设计参数调整好适宜的钻井液；(6)储备足量的各种堵漏、加重、润滑剂等材料，钻开油层前严格检查验收制度；(7)井场</p>	<p>1、井喷风险防范：(1)做好地质研究；(2)常规井井眼采用三段制井身剖面；(3)钻井期间严格执行相关井控规定和实施细则等；(4)钻井时井口安装由四组阀门组成的防喷装置；(5)使用的泥浆参数符合钻井地质技术的规定要求并在钻井过程中及时根据设计参数调整好适宜的钻井液；(6)储备足量的各种堵漏、加重、润滑剂等材料，钻开油层前严格检查验收制度；(7)井场</p>	落实

<p>设置明显的禁止烟火标志，井场钻井设备及电气设备符合防火防爆安全要求并按照探照灯，轻柴油储罐与井口距离符合相关要求，相关位置设风向标，配备足够忽视了的消防器材；（8）钻井时带罐操作，及时收集泄漏物料并妥善处理；（9）配置固控设备、液面指示器及油气监测设备，设烃类气体探测器，油井周围色号围堰及回收设施；（10）及时清理井场周围废弃物，抓好建设，做好防护规范，制定严格的井场岗位责任制。</p> <p>2、柴油罐区风险防范：加大宣传力度，普及柴油相关知识；按规定进行相关作业；操作中使用防爆工具；制定事故应急预案；柴油罐摆放符合相关技术规程要求；井场明显处和有关的设施、设备处设安全警示标志；井区内严禁烟火，配备消防器材；罐区周围设防护围堰，底部铺防渗膜。</p> <p>3、管道风险防范：（1）管线采用聚乙烯三层复合结构防腐；（2）严格按规范进行设计、施工和验收，施工期加强乏管材和焊接质量的检查，在集输管线的敷设线路上应设置标志；（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油水泄漏事故的发生；（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。</p> <p>4、井场风险防范：（1）井区设视频监控系統，实时和远程监控，实现数字化油田监控管理。（2）施工期间泥浆罐、放喷罐、应急池采取防渗措施。（3）油气泄漏风险防范：施工期间因地制宜的制定自然灾害防护措施。</p> <p>5、地表水风险防范：（1）施工期间井场柴油储罐和放喷罐罐区按照相关设计规范设置围堰并安装液位报警器；（2）罐区地面及围堰按要求采取防渗措施；（3）施工现场应急工具及设备确保齐全完好，准备相关泄漏收集和截堵等应急物资（4）施工单位严格按照规定安排施工作业，合理组织施工和场地布置，对离地表水体较近的井场，储罐、罐车等远离地表水体设置；（5）离地表水体近的井场按更高标准要求建设。</p> <p>6、地下水风险防范：（1）井漏风险防范：1）结合水文地质资料，合理选址，避开复杂地质，降低钻井工程风险；2）在有条件的情况下降低钻井介质粘度，提高泥饼质量，降低井下环空压耗；3）钻井过程严格按照设计及安全操作规程并及时下套管封固井身，严格按照设计保证水泥返深和质量；4）定期进行井漏测试，避免井漏发生；5）保持钻井液液柱压力，及时记录、及时发现异常；6）存在断层的井段施工时注意防漏，坐岗观察并积极采取措施；7）完钻后电测，下入油层套管固井，水泥浆返深至地面。（2）套外返水风险防范：1）钻井前做到钻遇区块内的水驱状况提前预判，明确治理方案，评估水窜规律和潜在水窜隐患危害性，做到有备无患；2）新井钻遇区块的报废不利用的油水井，钻井前期做到妥善封井处理，以绝后患；3）固井候凝时间不能低于24小时，不提前拆卸固井井口及装置；4）地层至地面之间油层套管采用防腐措施；5）表套下入深度应加深到地层10m左右；6）固井水泥面返至地面，第一界面须保存良好的胶结状态；7）套管丝扣连接须涂好丝扣胶上紧上严，严防渗漏；8）采油井井口设置套外反水监控装置，及时发现返水事故，及</p>	<p>设置明显的禁止烟火标志，井场钻井设备及电气设备符合防火防爆安全要求并按照探照灯，轻柴油储罐与井口距离符合相关要求，相关位置设风向标，配备足够忽视了的消防器材；（8）钻井时带罐操作，及时收集泄漏物料并妥善处理；（9）配置固控设备、液面指示器及油气监测设备，设烃类气体探测器，油井周围色号围堰及回收设施；（10）及时清理井场周围废弃物，抓好建设，做好防护规范，制定严格的井场岗位责任制。</p> <p>2、柴油罐区风险防范：加大宣传力度，普及柴油相关知识；按规定进行相关作业；操作中使用防爆工具；制定事故应急预案；柴油罐摆放符合相关技术规程要求；井场明显处和有关的设施、设备处设安全警示标志；井区内严禁烟火，配备消防器材；罐区周围设防护围堰，底部铺防渗膜。</p> <p>3、管道风险防范：（1）管线采用聚乙烯三层复合结构防腐；（2）严格按规范进行设计、施工和验收，施工期加强乏管材和焊接质量的检查，在集输管线的敷设线路上应设置标志；（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油水泄漏事故的发生；（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。</p> <p>4、井场风险防范：（1）井区设视频监控系統，实时和远程监控，实现数字化油田监控管理。（2）施工期间泥浆罐、放喷罐、应急池采取防渗措施。（3）油气泄漏风险防范：施工期间因地制宜的制定自然灾害防护措施。</p> <p>5、地表水风险防范：（1）施工期间井场柴油储罐和放喷罐罐区按照相关设计规范设置围堰并安装液位报警器；（2）罐区地面及围堰按要求采取防渗措施；（3）施工现场应急工具及设备确保齐全完好，准备相关泄漏收集和截堵等应急物资（4）施工单位严格按照规定安排施工作业，合理组织施工和场地布置，对离地表水体较近的井场，储罐、罐车等远离地表水体设置；（5）离地表水体近的井场按更高标准要求建设。</p> <p>6、地下水风险防范：（1）井漏风险防范：1）结合水文地质资料，合理选址，避开复杂地质，降低钻井工程风险；2）在有条件的情况下降低钻井介质粘度，提高泥饼质量，降低井下环空压耗；3）钻井过程严格按照设计及安全操作规程并及时下套管封固井身，严格按照设计保证水泥返深和质量；4）定期进行井漏测试，避免井漏发生；5）保持钻井液液柱压力，及时记录、及时发现异常；6）存在断层的井段施工时注意防漏，坐岗观察并积极采取措施；7）完钻后电测，下入油层套管固井，水泥浆返深至地面。（2）套外返水风险防范：1）钻井前做到钻遇区块内的水驱状况提前预判，明确治理方案，评估水窜规律和潜在水窜隐患危害性，做到有备无患；2）新井钻遇区块的报废不利用的油水井，钻井前期做到妥善封井处理，以绝后患；3）固井候凝时间不能低于24小时，不提前拆卸固井井口及装置；4）地层至地面之间油层套管采用防腐措施；5）表套下入深度应加深到地层10m左右；6）固井水泥面返至地面，第一界面须保存良好的胶结状态；7）套管丝扣连接须涂好丝扣胶上紧上严，严防渗漏；8）采油井井口设置套外反水监控装置，及时发现返水事故，及</p>
---	---

	<p>时采取措施。(3) 地下水防串措施: 1) 钻井过程使用双层套管, 固井水泥浆返至井口, 封固地表输送地层; 2) 钻井过程采取固井措施; 3) 根据地质结构和含水层位采取不同深度的表层套管, 每层套管和井壁之间水泥封固, 钻井过程严格按照钻井程序进行, 做好监督管理和教育培训。(4) 分区防渗: 项目区域按重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区实施分区防渗措施。</p> <p>7、运输车辆风险防范: (1) 每辆运送车应指定负责人, 对运送过程负责; (2) 运输前指定运输计划, 安排好时间, 合理选择运输路线; (3) 制定事故应急和防止运输过程中泄漏、丢失、扬散的保障措施, 配备必要的设备; (4) 在每次运输前须对每辆运送车的车况和须配备的辅助物品进行检查, 确保车况良好, 物品完毕。</p>	<p>时采取措施。(3) 地下水防串措施: 1) 钻井过程使用双层套管, 固井水泥浆返至井口, 封固地表输送地层; 2) 钻井过程采取固井措施; 3) 根据地质结构和含水层位采取不同深度的表层套管, 每层套管和井壁之间水泥封固, 钻井过程严格按照钻井程序进行, 做好监督管理和教育培训。(4) 分区防渗: 项目区域按重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区实施分区防渗措施。</p> <p>7、运输车辆风险防范: (1) 每辆运送车应指定负责人, 对运送过程负责; (2) 运输前指定运输计划, 安排好时间, 合理选择运输路线; (3) 制定事故应急和防止运输过程中泄漏、丢失、扬散的保障措施, 配备必要的设备; (4) 在每次运输前须对每辆运送车的车况和须配备的辅助物品进行检查, 确保车况良好, 物品完毕。</p>	
运营期			
废气	<p>1、伴生气回收利用: (1) 开采过程油气通过密闭集输; 井口安装定压阀回收套管气; (2) 伴生气作为联合站内加热炉和采暖锅炉燃料利用; (3) 井场输油管线出口处设紧急截断阀。</p> <p>2、依托工程: 依托联合站加热炉和锅炉房的锅炉使用清洁燃料伴生气, 燃烧烟气通过排气筒排放, 污染物满足相关排放标准。</p> <p>3、无组织废气防治: (1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等; (2) 每口井井口安装压力变送器, 井场安装全视频监控装置; (3) 加强井下作业和油井生产管理, 修井作业前做好油井的压力监测并准备应急措施; (4) 工具、工艺密封性: 油层套管外固井水泥全部返回地面, 防止储层沿水泥环发生气窜; 完井中涉及的工具、设备橡胶件满足温度、压力及防腐要求。</p>	<p>1、伴生气回收利用: (1) 开采过程油气通过密闭集输; 井口安装定压阀回收套管气; (2) 伴生气作为联合站内加热炉和采暖锅炉燃料利用; (3) 井场输油管线出口处设紧急截断阀。</p> <p>2、依托工程: 依托联合站加热炉和锅炉房的锅炉使用清洁燃料伴生气, 燃烧烟气通过排气筒排放, 污染物满足相关排放标准。</p> <p>3、无组织废气防治: (1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等; (2) 每口井井口安装压力变送器, 井场安装全视频监控装置; (3) 加强井下作业和油井生产管理, 修井作业前做好油井的压力监测并准备应急措施; (4) 工具、工艺密封性: 油层套管外固井水泥全部返回地面, 防止储层沿水泥环发生气窜; 完井中涉及的工具、设备橡胶件满足温度、压力及防腐要求。</p>	落实
废水	<p>1、采出水: 采出液经联合站三相分离器分离后的采出水经采出水处理系统达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中规定的回注标准后全部回注现役油藏层位, 不外排。</p> <p>2、井下作业废水: 钢制储罐内暂存, 作业结束拉运至联合站采出水处理系统处 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)规定的回注标准后回注现役油藏层位, 不外排。</p>	<p>1、采出水: 采出液经联合站三相分离器分离后的采出水经采出水处理系统达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中规定的回注标准后全部回注现役油藏层位, 不外排。</p> <p>2、井下作业废水: 钢制储罐内暂存, 作业结束拉运至联合站采出水处理系统处 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)规定的回注标准后回注现役油藏层位, 不外排。</p>	落实
噪声	<p>1、抽油机选用低噪声设备, 采取避振喉、减振座, 定时保养设备。</p> <p>2、井下作业时高噪声设备安排在日间, 禁止夜间施工 (但需连续作业的除外), 夜间施工应当向当地生态环境主管部门管理施工许可, 并告知周围单位或居民; 距村庄较近的井场井下作业时, 避免同一地点安排大量高噪声设备; 现场装卸管道、设备机具时, 轻装慢放; 合理布置施工设备, 噪声大的设备远离环境保护目标; 加强对设备的维护保养, 设备安放稳固, 使用减振基座; 运输车辆定期维修、养护; 减少或杜绝鸣笛, 合理安排运输路线。</p>	<p>1、抽油机选用低噪声设备, 采取避振喉、减振座, 定时保养设备。</p> <p>2、井下作业时高噪声设备安排在日间, 夜间施工应当向当地生态环境主管部门管理施工许可, 并告知周围单位或居民; 距村庄较近的井场井下作业时, 避免同一地点安排大量高噪声设备; 现场装卸管道、设备机具时, 轻装慢放; 合理布置施工设备, 噪声大的设备远离环境保护目标; 加强对设备的维护保养, 设备安放稳固, 使用减振基座; 运输车辆定期维修、养护; 减少或杜绝鸣笛, 合理安排运输路线。</p>	落实
固体废物	<p>1、处置: 落地油桶装收集、含油污染物打包拉运至危废暂存间暂存, 委托有资质单位处置; 集输管线清管作业、油管检修作业产生的清管废渣收集后送危废暂存间暂存, 交有资质单位处置。</p>	<p>1、处置: 落地油桶装收集、含油污染物打包拉运至危废暂存间暂存, 委托有资质单位处置; 集输管线清管作业、油管检修作业产生的清管废渣收集后送危废暂存间暂存, 交有资质单位处置。</p>	落实

	<p>2、减量化措施：(1) 设井控装置；(2) 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”模式作业，及时回收落地油；修井前实施压井技术并安装井下卸油器；使用撞击式卸油器、提杆式卸油器、提管式卸油器等保证管内原有全部进入井筒不落地；使用油管刮油器和抽油杆刮油器，并使原油经装置直接回流返回套管，避免原油带至地面；修井作业场地下方铺设防渗布收集落地油。</p> <p>3、管理措施：加强管理，对井口、集油管线等部位进行巡回检查，减少跑冒滴漏及原油泄漏事件的发生。</p> <p>4、贮存设施：危废间底层已进行水泥硬化，表面涂刷环氧树脂漆，设截堵和收集设施，设台账及规章制度。</p> <p>5、运输过程：严格按《危险废物转移管理办法》执行。</p>	<p>2、减量化措施：(1) 设井控装置；(2) 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”模式作业，及时回收落地油；修井前实施压井技术并安装井下卸油器；使用撞击式卸油器、提杆式卸油器、提管式卸油器等保证管内原有全部进入井筒不落地；使用油管刮油器和抽油杆刮油器，并使原油经装置直接回流返回套管，避免原油带至地面；修井作业场地下方铺设防渗布收集落地油。</p> <p>3、管理措施：加强管理，对井口、集油管线等部位进行巡回检查，减少跑冒滴漏及原油泄漏事件的发生。</p> <p>4、贮存设施：危废间底层已进行水泥硬化，表面涂刷环氧树脂漆，设截堵和收集设施，设台账及规章制度。</p> <p>5、运输过程：严格按《危险废物转移管理办法》执行。</p>	
地下水	<p>1、源头控制：(1) 施工前充分研究地质设计资料等，优化钻井施工工艺、泥浆体系等，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位；选用合理泥浆密度实现近平衡压力钻井；(2) 钻井过程保持平衡操作，并对钻井液实时监控；使用无害化水基泥浆配制钻井液，配备足够量、高效的堵漏剂等；(3) 加强钻井废水的管理，防止出现废水渗漏、外溢等事故，钻井废水处理合格后作为钻井液循环使用，剩余部分拉运委托处理；(4) 单井管线埋设按照相关规定严格控制开挖深度，加强对管材和焊接质量的检测。</p> <p>2、生产保护措施：(1) 使用新型防腐管材，减轻对管线的腐蚀速率；(2) 修井、洗井等井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油及含油污水，含油污水送联合站采出水处理系统处理达标后回注；(3) 采用“绿色修井技术和配套设备”，以原有不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即“井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油”；(4) 加强对输油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补损坏井和管线破坏，减少原油泄漏量；(5) 回注水井运行过程中持续对回注井井口压力、套管压力、环控压力、回注流体的流量、水质等指标进行检测，满足相关回注标准；(6) 严防各种事故的发生：采用高质量输送管线和先进的监控手段防止原油泄漏，采出水处理系统具备一定的调节熔料；严格定期检查各种设备和巡查制度，培养人员的责任意识。</p> <p>3、分区防控：防渗分区按照“HJ610-2016”中参照表 7 防渗技术要求划分和确定。</p> <p>(1) 输油管线外包防腐材料，油井采油树周围、输油管线接口处下方均铺设防渗膜，井场采油井采取一般防渗，输油管线采取重点防渗：无缝钢管焊接连接，3PE 防腐。</p> <p>4、监测计划：井场上游、下游设跟踪监测井，及时准确反馈项目上游、井场周边、下游地下水水质状况。</p> <p>5、应急相应：制度地下水污染应急治理程序，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演练，协调各级、各专业应急力量实施应急支援行动。</p>	<p>1、源头控制：(1) 施工前充分研究地质设计资料等，优化钻井施工工艺、泥浆体系等，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位；选用合理泥浆密度实现近平衡压力钻井；(2) 钻井过程保持平衡操作，并对钻井液实时监控；使用无害化水基泥浆配制钻井液，配备足够量、高效的堵漏剂等；(3) 加强钻井废水的管理，防止出现废水渗漏、外溢等事故，钻井废水处理合格后作为钻井液循环使用，剩余部分拉运委托处理；(4) 单井管线埋设按照相关规定严格控制开挖深度，加强对管材和焊接质量的检测。</p> <p>2、生产保护措施：(1) 使用新型防腐管材，减轻对管线的腐蚀速率；(2) 修井、洗井等井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油及含油污水，含油污水送联合站采出水处理系统处理达标后回注；(3) 采用“绿色修井技术和配套设备”，以原有不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即“井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油”；(4) 加强对输油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补损坏井和管线破坏，减少原油泄漏量；(5) 回注水井运行过程中持续对回注井井口压力、套管压力、环控压力、回注流体的流量、水质等指标进行检测，满足相关回注标准；(6) 严防各种事故的发生：采用高质量输送管线和先进的监控手段防止原油泄漏，采出水处理系统具备一定的调节熔料；严格定期检查各种设备和巡查制度，培养人员的责任意识。</p> <p>3、分区防控：防渗分区按照“HJ610-2016”中参照表 7 防渗技术要求划分和确定。</p> <p>(1) 输油管线外包防腐材料，油井采油树周围、输油管线接口处下方均铺设防渗膜，井场采油井采取一般防渗，输油管线采取重点防渗：无缝钢管焊接连接，3PE 防腐。</p> <p>4、监测计划：井场上游、下游设跟踪监测井，及时准确反馈项目上游、井场周边、下游地下水水质状况。</p> <p>5、应急相应：制度地下水污染应急治理程序，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演练，协调各级、各专业应急力量实施应急支援行动。</p>	落实

土壤环境	<p>1、源头控制：(1) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故发生；(2) 定期清管，排出罐内积水和油污，减轻管道内腐蚀；(3) 安装自动控制装置，时刻检测管线压力，及时发现管线泄漏事故并及时处理；(4) 加大巡线频率，提高巡线有效性。</p> <p>2、过程防控：(1) 管道发生断裂、漏油事故时按顺序停泵或关井，根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作；(2) 发生大规模原油泄漏事故后，土壤表面原油收集处理，污染土壤送危废暂存间暂存，交有资质单位处置，用新土置换，恢复地表植被。污染较轻的土壤，地表污染物采用原油就地生物降解，采取措施提高微生物降解能力。</p> <p>3、跟踪监测：设土壤跟踪监测系统，自行或委托第三方定期开展土壤监测，建立完善的跟踪监测制度。</p>	<p>1、源头控制：(1) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，未发生原油泄漏事故发生；(2) 定期清管，排出罐内积水和油污，减轻管道内腐蚀；(3) 安装自动控制装置，时刻检测管线压力，及时发现管线泄漏事故并及时处理；(4) 加大巡线频率，提高巡线有效性。</p> <p>2、过程防控：(1) 管道发生断裂、漏油事故时按顺序停泵或关井，根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作；(2) 发生大规模原油泄漏事故后，土壤表面原油收集处理，污染土壤送危废暂存间暂存，交有资质单位处置，用新土置换，恢复地表植被。污染较轻的土壤，地表污染物采用原油就地生物降解，采取措施提高微生物降解能力。</p> <p>3、跟踪监测：设土壤跟踪监测系统，自行或委托第三方定期开展土壤监测，建立完善的跟踪监测制度。</p>	落实
环境风险	<p>1、井下作业井喷风险防范：(1) 修井作业加强管理，严格按照规程作业，对作业人员培训考核；(2) 井口附近设危险区域，禁止无关人员进入；(3) 修井作业注重井壁稳定性的维护；(4) 对井口打压时加强控制，实施压力平衡。</p> <p>2、管道风险防范：(1) 运营期间定期清管减轻腐蚀，定期对管线超声检查、及时更换，消除爆管隐患；(2) 利用管线压力和流量监控系统及时发现异常并排查维修；(3) 管线上方设标志，防止各种活动的破坏，定期对管线检查维护；(4) 加强宣传力度，普及相关知识；(5) 严禁在管线两侧 50m 范围内修筑工程，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；(6) 运营期间，严格控制输送油气的性质，防止管道的腐蚀破损；(7) 定期巡视，加强管线和警示标志的管理工作。</p> <p>3、井场风险防范：(1) 井区设视频监控系统，实时和远程监控，实现数字化油田监控管理。(2) 定期对井场检查，及时更换腐蚀老化的部件和设备，消除爆管隐患。(3) 利用监控系统及时发现异常并立即排查。(4) 管理措施：1) 制定应急操作规程；2) 制定抢修进度，限制事故影响；3) 定期对管线巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；4) 提高职工安全意识，识别事故前异常并采取措；5) 对重要的仪器和设备按计划定期维护，设专门档案。(5) 油气泄漏风险防范：1) 加强通信、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测检验，确保正常操作。确保阴极保护系统正常运行，对管道腐蚀状况进行监测，及时发现问题并采取措施；2) 强化管道安全保护宣传教育，提高沿线人民群众的公共安全意识；3) 对地质灾害发育阶段加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报并采取措施；4) 因地制宜的制定自然灾害防护措施；5) 运营过程对管道进行有计划的维修；6) 重要危险点的仪表应有备用件，当发生变动时及时更换；7) 定期清除管内污物，防止内腐蚀；8) 定期对管道进行内外检测和评估，加强管道腐蚀控制，减少穿孔泄漏事故发生；9) 加大管道周围的安全隐患治理力度，加强监督管理，防止破坏管道等行为的发生。</p> <p>4、地表水风险防范：(1) 输油管道设置监视、控制和调度管理系统，采用监控与数据采集系统，</p>	<p>1、井下作业井喷风险防范：(1) 修井作业加强管理，严格按照规程作业，对作业人员培训考核；(2) 井口附近设危险区域，禁止无关人员进入；(3) 修井作业注重井壁稳定性的维护；(4) 对井口打压时加强控制，实施压力平衡。</p> <p>2、管道风险防范：(1) 运营期间定期清管减轻腐蚀，定期对管线超声检查、及时更换，消除爆管隐患；(2) 利用管线压力和流量监控系统及时发现异常并排查维修；(3) 管线上方设标志，防止各种活动的破坏，定期对管线检查维护；(4) 加强宣传力度，普及相关知识；(5) 严禁在管线两侧 50m 范围内修筑工程，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；(6) 运营期间，严格控制输送油气的性质，防止管道的腐蚀破损；(7) 定期巡视，加强管线和警示标志的管理工作。</p> <p>3、井场风险防范：(1) 井区设视频监控系统，实时和远程监控，实现数字化油田监控管理。(2) 定期对井场检查，及时更换腐蚀老化的部件和设备，消除爆管隐患。(3) 利用监控系统及时发现异常并立即排查。(4) 管理措施：1) 制定应急操作规程；2) 制定抢修进度，限制事故影响；3) 定期对管线巡视，加强管线和警戒标志的管理工作；4) 提高职工安全意识，识别事故前异常并采取措；5) 对重要的仪器和设备按计划定期维护，设专门档案。(5) 油气泄漏风险防范：1) 加强通信、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测检验，确保正常操作。确保阴极保护系统正常运行，对管道腐蚀状况进行监测，及时发现问题并更换管道；2) 强化管道安全保护宣传教育，提高沿线人民群众的公共安全意识；3) 对地质灾害发育阶段加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报并采取措施；4) 因地制宜的制定自然灾害防护措施；5) 运营过程对管道进行有计划的维修；6) 重要危险点的仪表应有备用件，当发生变动时及时更换；7) 定期清除管内污物，防止内腐蚀；8) 定期对管道进行内外检测和评估，加强管道腐蚀控制，减少穿孔泄漏事故发生；9) 加大管道周围的安全隐患治理力度，加强监督管理，防止破坏管道等行为的发生。</p> <p>4、地表水风险防范：(1) 输油管道设置监视、控制和调度管理系统，采用监控与数据采集系统，</p>	落实

	<p>对采油管道运行状态进行在线监控；(2) 定期对输油管道进行壁厚检测；(3) 输油管道沿线设线路截断阀；(4) 加强巡检，减少跑冒滴漏现象。</p> <p>4、地下水风险防范：(1) 监控回注井运行情况，发现故障或异常及时采取措施。(2) 事故状态时根据污染物特征进行地下水环境质量跟踪监测。(3) 地下水监测井检测到地下水水质异常超标，在监测基础上开展地下水风险评估，消除对公众健康的影响。</p> <p>5、运输车辆风险防范：(1) 每辆运送车应指定负责人，对运送过程负责；(2) 运输前指定运输计划，安排好时间，合理选择运输路线；(3) 制定事故应急和防止运输过程中泄漏、丢失、扬散的保障措施，配备必要的设备；(4) 在每次运输前须对每辆运送车的车况和须配备的辅助物品进行检查，确保车况良好，物品完毕。</p> <p>其他：重视和加强管理，制定完善的风险防范体系及环境风险应急预案。</p>	<p>对采油管道运行状态进行在线监控；(2) 定期对输油管道进行壁厚检测；(3) 输油管道沿线设线路截断阀；(4) 加强巡检，减少跑冒滴漏现象。</p> <p>4、地下水风险防范：(1) 监控回注井运行情况，发现故障或异常及时采取措施。(2) 事故状态时根据污染物特征进行地下水环境质量跟踪监测。(3) 地下水监测井检测到地下水水质异常超标，在监测基础上开展地下水风险评估，消除对公众健康的影响。</p> <p>5、运输车辆风险防范：(1) 每辆运送车应指定负责人，对运送过程负责；(2) 运输前指定运输计划，安排好时间，合理选择运输路线；(3) 制定事故应急和防止运输过程中泄漏、丢失、扬散的保障措施，配备必要的设备；(4) 在每次运输前须对每辆运送车的车况和须配备的辅助物品进行检查，确保车况良好，物品完毕。</p> <p>其他：重视和加强管理，制定完善的风险防范体系及环境风险应急预案。</p>	
生态	<p>1、井场生态保护措施：(1) 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油；(2) 洗井和修井废水通过罐车运送联合站采出水处理系统处理，不得随意排放，避免对土壤和水体造成影响；(3) 井场黄色监控设施，严格执行巡检制度，定期对设备、管线、阀门检查检修，防止跑冒滴漏；(4) 坚持“边开采、边治理、边恢复”，对施工期生态复垦情况进行维护保养，在井场周围及道路两边栽种当地普适植物，并维护至可自行生长繁衍状态。</p> <p>2、单井管线保护措施：(1) 定期对输油管线检测检修，输油管道加强防腐，减少原油管道对地表植被的影响；(2) 加强宣传教育，加强对绿化工程的管理与抚育，防虫防火，禁止在油气管线沿线附近取土，以免造成油气管线破坏、导致原油和伴生气污染事件；(3) 加大管线巡检力度，对腐蚀、老化管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。</p>	<p>1、井场生态保护措施：(1) 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油；(2) 洗井和修井废水通过罐车运送联合站采出水处理系统处理，未随意排放，避免对土壤和水体造成影响；(3) 井场黄色监控设施，严格执行巡检制度，定期对设备、管线、阀门检查检修，防止跑冒滴漏；(4) 坚持“边开采、边治理、边恢复”，对施工期生态复垦情况进行维护保养，在井场周围及道路两边栽种当地普适植物，并维护至可自行生长繁衍状态。</p> <p>2、单井管线保护措施：(1) 定期对输油管线检测检修，输油管道加强防腐，减少原油管道对地表植被的影响；(2) 加强宣传教育，加强对绿化工程的管理与抚育，防虫防火，禁止在油气管线沿线附近取土，以免造成油气管线破坏、导致原油和伴生气污染事件；(3) 加大管线巡检力度，对腐蚀、老化管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。</p>	落实
退役期	<p>1、大气环境保护措施：井场设备拆除、井口封堵、井场清理、车辆运输等过程中及时喷洒抑尘；加强车辆和施工机械的保养，使用合格燃油减少车辆和施工机械废气；使用低尘焊条和移动焊烟净化器等减少焊/接烟尘排放。</p> <p>2、地表水保护措施：管线扫线废水由集输管线输送至依托站场采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位；井筒清洗废水由罐车运送联合站处理达标后回注现役油藏层位。</p> <p>3、噪声防治措施：(1) 合理控制施工范围，选用低噪声机械及车辆；(2) 加强设备检查维修，合理操作，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。</p> <p>4、地下水环境保护措施：(1) 拆除采油设备，清除回收输油管线内残余原油，彻底清理回收井场内落地油，避免对浅层地下水造成污染；井内适当层段注水泥塞防止井筒中形成液体串流通道；(2) 对废弃油井彻底封井，避免深部石油串层造成地下水污染；(3) 施工过程带罐操作，铺设防渗布。</p>	本次验收项目尚无采油井和管线退役。	/

<p>5、固体废物防治措施：(1) 拆除的废弃旧设备由物资部门回收；非正常工况下产生的落地油及时回收拉运至危废暂存间暂存交有资质单位处置；建筑垃圾收集后委托环卫部门拉运处置。(2) 对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除各种固体废弃物，对井场占地进行生态恢复；(3) 运输车辆加盖篷布，防止行驶过程固体废物散落。</p> <p>6、土壤环境保护措施：(1) 拆除采油设备过程中，地面铺设防渗材料，减少落地油对土壤的污染，原油污染的土壤委托有资质单位处置；(2) 对永久停用、拆除或弃置的废弃井（站）场、道路等调查土壤污染状况，确保无土壤环境污染遗留问题后，复垦复绿、改良并分类管理。</p> <p>7、生态保护与恢复措施：(1) 井场处置：1) 按照相关政策，油气井退役或报废后，应在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭，防止对地下水的影响；2) 拆除相关构筑物、设备、围墙，疏松已夯实和硬化地面，清理场地及各种污染物，对拆除设施产生的垃圾及时外运至环卫部门指定地点处置，恢复地貌；3) 拆除设备过程产生的落地油及时收集送至危废暂存间交有资质单位处置；4) 对当地交通和生产有用的道路利用，无用的及时恢复地貌；(2) 废弃管线处理：1) 废弃的单井管线扫线将管道内残油顶驱至相应联合站内，和主管道断开再用水清洗后采用盲板焊接方式将废弃管道两端封堵；2) 清管废水用罐车拉运至依托联合站处理达标后回注，不外排；(3) 生态保护措施：1) 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量；2) 及时回收拆除采油设备过程产生的落地油；3) 控制机械和车辆运输噪声，避免对动物的惊扰；4) 加强对管线沿线居民的环境保护教育，增强其环保意识，禁止挖掘废弃管线，避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失；5) 闭井期可以作为当地交通和农业生产有用的道路留用，无用的及时恢复林草种植，改善生态环境；(4) 生态恢复措施：井场占地进行土地复垦，种植植被。</p>		
---	--	--

## 4.2 环评批复要求落实情况

中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目  
落实环评批复要求的情况见下表。

表 4-2 环评批复要求落实情况调查表

序号	环评批复要求	验收项目环保执行情况	备注
1	该项目位于沧州渤海新区驸市羊三木回族乡、官庄乡。拟在大港油田分公司河北省境内的羊三木油田、孔店油田进行滚动开发油田开采。总投资 11880 万元，其中环保投资 445 万元。工程施工期临时占地面积 58156m <sup>2</sup> ，工程运营期永久占地面积 16160m <sup>2</sup> 。主要建设内容包括新钻井 17 口（油井 14 口，水井 3 口），井场 8 座，单井输油注水管线合计 1.973km，新建进场道路 65m，建设产能 2.0×10 <sup>4</sup> t/a。本项目建设完成后第六采油厂不新增总产能。项目在全面落实环评报告中提出的各项污染防治措施及投资的前提下，环境不利影响能够得到一定缓解和控制。因此，同意你公司按照环评报告书中所列建设项目的地点、性质、规模、环保措施进行项目建设。	本次验收项目位于沧州渤海新区驸市官庄乡，在大港油田分公司河北省井内的孔店油田进行滚动开发油田开采。总投资 8485 万元，其中环保投资 270 万元。工程施工期临时占地面积 17615m <sup>2</sup> ，工程运营期永久占地面积 5600m <sup>2</sup> 。主要建设内容包括新钻井 14 口（全部为油井），井场 3 座，单井输油管线合计 0.765km，新建进场道路 25m，建设产能 1.3×10 <sup>4</sup> t/a。本次验收项目建设完成后第六采油厂不新增总产能。	项目分阶段建设，总产能不增加
2	严格落实生态环境保护措施。占地应按照国家 and 地方有关工程征地及补偿要求，在主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。施工期各类活动尽量利用已有道路和设施，严格控制作业范围，表土剥离、管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施，禁止随意占压、扰动和破坏地表。施工结束及生产闭井后，临时占地应及时恢复其原有生态功能。	严格落实生态环境保护措施。占地按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，在主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。施工期各类活动尽量利用已有道路和设施，严格控制作业范围，表土剥离、管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施，未随意占压、扰动和破坏地表。本次验收项目施工期结束，临时占地已恢复其原有生态功能。	项目分阶段建设，已落实生态保护措施要求
3	施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、运输车辆和施工机械废气和柴油发电机废气。施工现场通过洒水抑尘、物料苫盖等措施控制废气排放，必须满足《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）表 1 标准；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置来控制焊接废气排放；定期检修施工机械、车辆及使用合格油品来控制废气排放；定期保养、使用合格油品来控制柴油发电机废气排放，必须满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单第四阶段排放限值；运营期废气为依托的联合站加热炉和锅炉燃烧烟气以及原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉以及锅炉房锅炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过 12m-18m 高的排气筒排放，加热炉废气排放必须满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发<工业炉窑大气污染综合治理方案>的通知》（环大气[2019]56 号）排放限值要求；锅炉房锅炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB13/5161-2020）排放限值要求；采样密闭流程，井口密闭并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护等措施控制非甲烷总烃无组织排放，必须满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表 2 其他行业无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	施工期废气主要包括施工扬尘、焊接烟尘、运输车辆和施工机械废气和柴油发电机废气。施工现场通过洒水抑尘、物料苫盖等措施控制废气排放，满足《施工场地扬尘排放标准》（DB13/2934-2019）表 1 标准；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置控制焊接废气排放；定期检修施工机械、车辆及使用合格油品控制废气排放；定期保养、使用合格油品控制柴油发电机废气排放，满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单第四阶段排放限值；运营期废气为依托的联合站加热炉和锅炉燃烧烟气以及原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。联合站加热炉以及锅炉房锅炉均使用清洁燃料伴生气，燃烧烟气通过 12m-18m 高的排气筒排放，加热炉废气排放满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB13/1640-2012）和《关于印发<工业炉窑大气污染综合治理方案>的通知》（环大气[2019]56 号）排放限值要求；锅炉房锅炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB13/5161-2020）排放限值要求；采样密闭流程，井口密闭并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护等措施控制非甲烷总烃无组织排放，满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表 2 其他行业无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	项目分阶段建设，已落实废气治理措施并满足相关标准排放要求

	(GB39728-2020)中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值。退役期废气为施工扬尘、焊接烟尘及车辆和施工机械废气。采用洒水抑尘控制施工扬尘；使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集控制焊接烟尘排放；定期维护保养、使用合格的油品来控制车辆及施工机械废气排放。	收项目设备尚未退役。	
	施工期废水主要为钻井废水、试油废水、管线试压废水和施工人员生活废水。其中钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车运至联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层；试油废水由罐车运至联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层；管线试压废水泼洒抑尘；盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘，施工营地设置临时防渗厕所，定期清掏；运营期产生的废水包括采出水、井下作业废水。采出水依托联合站采出水处理系统处理后回注现役油藏；井下作业废水通过罐车运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏。退役期废水主要为管线扫线废水和井筒清洗废水，管线扫线废水经集输管线输送，井筒清洗废水通过罐车运送至联合站采出水处理系统处理后，回注现役油藏层。废水处理出水水质必须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)要求后回注。	施工期废水主要为钻井废水、试油废水、管线试压废水和施工人员生活废水。其中钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车运至联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层；试油废水由罐车运至联合站的废水处理系统进行处理后回注现役油藏层；管线试压废水泼洒抑尘；盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘，施工营地设置临时防渗厕所，定期清掏；运营期产生的废水包括采出水、井下作业废水。运营期采出水依托联合站采出水处理系统处理后回注现役油藏；井下作业废水通过罐车运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏。本次验收项目采油井和管线尚未进入退役期。废水处理出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)要求后回注。	落实
4	施工期、运营期、退役期噪声主要源于钻井设备、抽油设备、各类施工机械、运输车辆等运行产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、采取消声器、基础减振、定时保养设备、钻井设备安装消声隔音设备等措施控制噪声排放。施工期和退役期施工厂界噪声必须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中的标准要求，运营期厂界噪声必须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准要求	施工期、运营期噪声主要源于钻井设备、抽油设备、各类施工机械、运输车辆等运行产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、采取消声器、基础减振、定时保养设备、钻井设备安装消声隔音设备等措施控制噪声排放。施工期和退役期施工厂界噪声必须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中的标准要求，运营期厂界噪声必须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准要求。本次验收项目尚未进入退役期。	落实
5	施工期产生的废弃钻井泥浆和钻井岩屑进入“泥浆不落地系统”处理后，委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖；施工期废料由施工单位回收；油层岩屑、落地油及含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)在危废间暂存后交由资质单位处置；生活垃圾经收集后交由环卫部门集中处置。运营期产生落地油、含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)及清管废渣收集后暂存危废间，交由资质单位处置。退役期废弃设备及管道进行回收利用；落地油危废间暂存后交由资质单位处置。建筑垃圾收集后交由环卫部门集中处置。一般固废必须满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中要求，危险废物必须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中要求。	施工期产生的废弃钻井泥浆和钻井岩屑进入“泥浆不落地系统”处理后，委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖；施工期废料由施工单位回收；油层岩屑、落地油及含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)在危废间暂存后交由资质单位处置；生活垃圾经收集后交由环卫部门集中处置。运营期产生落地油、含油污染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)及清管废渣收集后暂存危废间，交由资质单位处置。一般固废满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中要求，危险废物满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中要求。项目尚未进入退役期。	落实
6	严格落实报告书规定的各项防渗措施，同时定期对防渗设计进行检修，防止渗漏造成土壤、水体污染。	严格落实报告书规定的各项防渗措施，同时定期对防渗设计进行检修，防止渗漏造成土壤、水体污染。	落实
7	在项目施工和运营过程中，应畅通公众参与渠道，及时解决公众担忧的生态环境问题，满足公众合理的环境诉求，定期发布企业环境信息，主动接收社会监督。确保井口100米范围内无民宅，满	在项目施工和运营过程中，畅通公众参与渠道，及时解决公众担忧的生态环境问题，满足公众合理的环境诉求，定期发布企业环境信息，主动接收社会监督。确保井口100米范围内无民宅，满	落实

	足《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)及《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T546602013)相关要求。	足《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)及《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T546602013)相关要求。	
8	其他环境管理要求严格按照报告书规定的措施落实,确保项目实施后满足环保要求。	其他环境管理要求严格按照报告书规定的措施落实,确保项目实施后满足环保要求。	落实
9	项目建设必须严格执行“三同时”管理制度并取得排污许可证,项目建成后按照规定程序对与主体工程配套建设的环境保护设施和环境保护措施落实情况自行验收。经验收合格后,方可投入正常运行。本项目环境影响评价文件批复后,建设项目性质、规模、工艺和选址或者防止生态破坏、防治污染的措施发生重大变动的,应当在调整前重新报批本项目环境影响评价文件。	项目建设严格执行“三同时”管理制度,建设单位已取得排污许可证。项目建成后按照规定程序对与主体工程配套建设的环境保护设施和环境保护措施落实情况自行验收。经验收合格后,方可投入正常运行。本项目环境影响评价文件批复后,建设项目性质、规模、工艺和选址或者防止生态破坏、防治污染的措施未发生重大变动的。	落实

### 4.3 环保验收三同时执行情况

表 4.3-1 施工期“三同时”执行情况表

环境要素		环评要求采取的环境保护措施	本次验收采取的环境保护措施	是否落实 环保“三同时”制度
大气环境	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖等。	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖等。	落实
	柴油发电机废气	使用符合国家标准的燃油,定期对柴油发电机进行保养,确保其尾气排放的污染物均符合国家标准。	使用符合国家标准的燃油,定期对柴油发电机进行保养,确保其尾气排放的污染物均符合国家标准。	落实
	车辆和施工机械废气	机械、车辆定期检修,状况良好,燃烧合格油品,不超负荷运行。	机械、车辆定期检修,状况良好,燃烧合格油品,不超负荷运行。	落实
	焊接烟尘	焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置。	焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置。	落实
水环境	生活污水	盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘;施工营地设置临时防渗环保厕所,定期清掏。	盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘;施工营地设置临时防渗环保厕所,定期清掏。	落实
	钻井废水	钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理,分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统,剩余部分由罐车拉运至第六采油厂各联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层。	钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理,分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统,剩余部分由罐车拉运至第六采油厂依托联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层。	落实
	试油废水	由罐车拉运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。	由罐车拉运至联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位。	落实
	管线试压废水	管线试压废水泼洒抑尘。	管线试压废水泼洒抑尘。	落实
声环境	车辆噪声、钻机设备噪声、施工机械噪声	运输车辆减速慢行;钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器,进行基础减振;施工机械定期维护,基础减振。	运输车辆减速慢行;钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器,进行基础减振;施工机械定期维护,基础减振。	落实
固体废物	废弃钻井泥浆和钻井岩屑	进入“泥浆不落地系统”处理后,委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。	进入“泥浆不落地系统”处理后,委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司制砖。	落实
	施工废料	施工废料由施工单位回收。	施工废料由施工单位回收。	落实
	生活垃圾	暂存于垃圾桶,收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。	暂存于垃圾桶,收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。	落实
	落地油、油层岩屑、含油沾染物(废防渗材料、废棉纱、废油桶等)	收集后暂存于井场撬装式危废暂存间中,交有资质单位处置。	收集后暂存于井场撬装式危废暂存间中,交有资质单位处置。	落实

生态环境	严格控制作业带宽度，表土剥离，管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施。井场、管线等施工期占地完钻后恢复原貌，以恢复耕地为主。植被恢复后，观察植物生长情况，及时进行补植、补播，以保证植被覆盖度。同时进行土壤施肥、培肥工程，满足原居民正常耕种要求。	严格控制作业带宽度，表土剥离，管沟开挖采取分层开挖、分层堆放、分层回填措施。井场、管线等施工期占地完钻后恢复原貌，以恢复耕地为主。植被恢复后，观察植物生长情况，及时进行补植、补播，以保证植被覆盖度。同时进行土壤施肥、培肥工程，满足原居民正常耕种要求。	落实
------	---	---	----

**表 4.3-2 运营期“三同时”执行情况表**

环境要素		环评要求采取的环保措施	本次验收采取的环境保护措施	是否落实环保“三同时”制度
大气环境	烃类无组织挥发	采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护。	采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，加强管道、阀门的检修和维护。	落实
	站场加热炉和锅炉	加热炉和采暖锅炉燃烧伴生气，燃烧废气通过12m~18m高的排气筒达标排放，符合相应标准要求。	加热炉和采暖锅炉燃烧伴生气，燃烧废气通过15m~19m高的排气筒达标排放，符合相应标准要求。	落实
水环境	油田采出水	采出水依托现有联合站采出水处理系统处理回注现役油藏层位，不外排。	采出水依托现有联合站采出水处理系统处理回注现役油藏层位，不外排。	落实
	井下作业废水	井下作业带罐操作，修井洗井废水由罐车拉运至现有联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。	项目尚未进行修井等井下作业。待进行修井等井下作业时严格按照环评要求采取相应。	落实
声环境	抽油机设备	选用低噪声设备，基础减振，定期维护检修措施。	选用低噪声设备，基础减振，定期维护检修措施。	落实
固体废物	落地油、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣	井下作业带罐（车）操作，做到原油不落地，如有落地油产生应及时回收，回收落地油时，将土地表面20cm厚土壤铲除，暂存危废间交有资质单位处置。含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）和清管废渣暂存危废间交有资质单位处置。	项目尚未进行井下作业，待进行修井等井下作业时严格按照环评要求采取相应。	落实
生态环境		钻井井场临时占地植被恢复、复垦。	钻井井场临时占地植被已恢复、复垦。	落实
风险防范措施		加强巡检，安装视频监控等。从环境风险源、环境风险影响途径及环境风险敏感目标等方面防范环境风险，应急设施和物资补充，完善的应急预案，定期培训和应急演练。	加强巡检，安装视频监控等。从环境风险源、环境风险影响途径及环境风险敏感目标等方面防范环境风险。企业已制定完善的应急预案并备案，定期培训和应急演练。	落实
环境管理		土壤、地下水按照监测计划，委托有资质单位开展监测。	土壤、地下水按照监测计划，委托有资质单位开展监测。	落实
		后期的建设项目竣工环境保护验收、排污许可、风险评估等环保手续。	本次为阶段性验收，建设单位已取得排污许可证，已对全厂环境风险进行风险评估。	落实
后评价		本工程实施后，应在5年内以区块为单位开展环境影响后评价工作。	项目为一阶段验收，待运行稳定后一定时间内按要求开展环境影响后评价。	落实

**表 4.3-3 退役期“三同时”执行情况表**

环境要素	污染源	环评要求采取的环境保护措施	本次验收采取的环保措施
废气	施工扬尘	洒水抑尘	本次验收项目尚未进入退役期，待进入退役期时严格按照环评要求采取相应措施。
	车辆和施工机械废气	定期维护保养、使用合格的油品。	
	焊接烟尘	焊接作业时使用低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置。	
废水	管线扫线废水	经集输管线进入联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。	
	井筒清洗废水	清洗废水通过罐车运送至联合站采出水处理系统处理达标后回注。	
噪声	车辆、施工机械	加强维护保养等。	

固体废物	废弃设备及管道、落地油、建筑垃圾等	废弃设备及管道回收，落地油暂存危废间交有资质单位处置，建筑垃圾清运至环卫部门指定地点处置。	
生态环境	生态恢复	井场占地植被恢复、复垦。	
		管线占地植被恢复、复垦。	
		废弃井场及道路植被恢复。	

#### 4.4 小结

从以上可以看出，本次验收项目已根据环境影响报告书及其批复意见提出的要求基本落实了各项环境保护措施，执行了环保验收“三同时”制度。按照环评和批复要求，对施工期站场建设及管道开挖时的临时占地进行了恢复；施工期钻井废水、钻井泥浆，运行期采油废水、作业废水均按要求进行了处置，没有外排污染环境；项目建成后因地制宜进行了生态环境恢复；落地油等各类固体废物按要求进行处理或处置；油田伴生气综合利用；对各产噪设备采取了消声降噪措施；在竣工环保验收过程中委托监测部门对各类污染源进行了监测。公司设置有环保机构，制定了环保专项应急预案，环境规章制度健全，环境管理较完善。

## 5 建设过程环境影响调查

中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目第一阶段建设内容包括 3 个井场、14 口采油井及相应单井输油管线的建设。其建设过程主要环境影响包括：工程压占土地、植被破坏、污染土壤、水土流失；施工废水和生活污水；车辆尾气、施工扬尘；施工机械噪声及运输车辆产生的交通噪声；施工期废弃钻井泥浆、岩屑、落地油等。项目施工过程中施工单位严格落实各项环保、水保措施，及时整改施工过程中出现的环保、水保问题。项目施工过程中由工程监理单位履行环境监理职责，每口井编制监督日志包括每天的 HSE 监督工作记录。

本次施工期环境影响回顾调查通过收集相关资料、分析工程建设过程中具体的环保措施和要求，查阅施工期工程监理报告、监督日志和各级环保部门监督检查报告以及走访沿线居民、单位，了解施工期内的环境影响。

### 5.1 施工生态影响调查

#### 5.1.1 施工期生态环境影响

油田开发施工期生态环境影响主要体现在压占土地，包括临时占地和永久占地；破坏植被；破坏污染局部土壤；水土流失。项目建设地处于华北平原地区，土地利用类型主要为耕地。工程建设区的生态环境较好，在施工期间采取了适当的工程措施、生物措施。

#### 5.1.2 施工期采取的生态保护与恢复措施

##### 5.1.2.1 替代方案与避让措施

1、井场、管线等在选址过程中避开耕地、草地、林地、地表水体以及村民聚集区，选择荒草地等土壤贫瘠的地段。

2、合理规划，做好土方的调运，减少临时占地。合理进行施工布置及组织施工管理，将工程施工区控制在直接受影响的范围内。

3、缩小施工作业范围。管道施工作业带在施工完毕后已恢复地貌，农田还耕复种；管线敷设过程中的作业带宽度为 4m。

##### 5.1.2.2 陆生生物及其生态系统保护措施

1、土地与植被保护措施

本次验收项目施工期间为充分地保护评价范围现有土地和植被，采取如下保护措施：

(1) 布置丛式井组，减少废物产生和占地。

(2) 高度重视原有地表保护层以及植被对维护本区生态系统稳定的重要性。加强宣传动植物保护法规，注意保护植被，未出现随意割草、砍树等活动。

(3) 根据施工总体平面布置，确定施工用地范围，未出现施工人员进入非施工占地区和任意越界破坏周围植被现象。

(4) 废弃物合理堆放，及时处置，未出现乱丢垃圾和废弃物，场内污水无外排，未出现周边环境污染现象。采取落地油回收处置及防渗漏措施，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实防喷、防技术措施；项目利用泥浆罐加强防渗漏措施，未设置泥浆池。

(5) 在项目建设过程中，对可以恢复的临时占地及时进行土地整平及复垦。

(6) 利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，少占农田；施工便道避免和减少对地表植被的破坏和影响；输油管道采用三层 PE 外防腐涂层，减少原油管道对地表植被的影响。

(7) 严格控制占地范围和施工作业范围，钻井井场用地面积未超过作业标准规定，管线施工宽度控制在设计标准范围内。减少土壤扰动和地表植被破坏。施工工期避开农作物生长季节。

(8) 对井场和管道施工过程中挖掘时将表层土、底层土分开堆放，回填时分层回填，恢复原土层，利于后期植被恢复。施工过程中产生的土方全部利用，无多余弃土。

## 2、土壤侵蚀的防治对策措施

(1) 在施工过程中合理安排施工进度，施工避开雨天和大风天；分段施工，减少风蚀导致的水土流失。

(2) 划定施工作业范围和路线，未扩大施工作业范围，减少对土壤和植被的破坏以及由此引发的水土流失。

(3) 在井场施工，设置围挡，减少施工过程中水土流失量。

(4) 在地面施工过程中，对于施工破坏区，施工完毕已及时平整土地及复垦，未发生新的土壤侵蚀。

(5) 对于施工过程中土方全部回填，未产生不能利用的废弃土方，未出现遇强降雨引起严重的水土流失现象。

### 3、对陆生动物保护措施

(1) 加强宣传野生动物保护法规，打击捕杀野生动物的行为，增强施工人员的保护意识，施工人员严格遵守《中华人民共和国野生动物保护法》，未出现捕猎保护动物现象。

#### (2) 防止动物生境污染

本次验收工程开工之前，做好施工规划前期工作，做好工程完工后生态环境的恢复工作，减少植被破坏对动物栖息地的不利影响。

(3) 严格控制夜间施工，保证自然生态系统和野生动物栖息地的稳定。

#### (4) 对野生动物具体保护方案

1) 施工过程中各类工作人员限于在各工区和生活区范围内活动，减少对野生植物生存环境的破坏；

2) 加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的原生植被；

3) 加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，未出现随意砍伐、践踏、破坏野生植物现象；

4) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。

鸟类：减少施工对植被的破坏，保证施工后植被的恢复。增强人们的环境保护意识，加强对野生动物的保护，未出现非法猎捕保护鸟类及对人类有益的鸟类。

兽类：保护好现有的植被，使兽类有一个稳定的栖息地。在所有可能的地区采用可能的方法恢复植被；对工程废物和施工人员的生活垃圾进行快速处理，避免废物为鼠类等疫源性兽类提供生活环境，同时也减少了工程对动物栖息地的破坏。

### 5.1.2.3 井场生态保护恢复措施

1、井场地面工程施工前，采用密目网进行覆盖，地面工程施工完毕后统一进行平整或铺设砾石恢复；控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设减少临时占地面积。

2、工程施工临时占地，已按照国家和地方有关工程征地及补偿要求，主管部门办理相关手续，并进行补偿和恢复。

3、严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

4、井场和阀组施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土均已进行拦挡，施工完毕及时整理施工现场。

5、对井场和阀组地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

6、钻井作业采取防止油污外泄和渗漏等有效措施，油污及时回收，废弃油污当交有资质单位处置。

7、采用泥浆不落地工艺，配置容积合理的循环泥浆罐，泥浆罐下铺设土工布，未出现严重污染土壤环境现象。对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆脱稳、压滤处理后交有处理能力的单位处置。

8、试油作业均已采取防喷、导流等有效措施。

9、加强对落地油回收利用、处理。试井、修井过程中产生的落地油利用油罐车全部回收；井场地面铺上塑料布，井口及周围设置防溅盒和边沟，收集试油和井下作业时散落的原油；钻井时落地油已全部回收，未出现对井场周围土壤的污染现象。

10、临时占地在施工结束后及时将土方回填、平整地面、覆土植树（草），栽植树种与建设前植物种类一致。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，已采取有效的修复措施，所有生态恢复措施目前已基本完成。

11、井场平整产生的临时堆存土方全部用于井场回填及边坡防护。结合当地政府部门所制定的生态环境建设规划和水土保持规划，协助当地政府做好油田的生态环境建设工作。

#### **5.1.2.4 管线生态保护恢复措施**

1、施工前对工程占用区域可利用的表土进行剥离，单独堆存，加强表土堆存防护及管理，有效回用。施工结束分层回填，恢复原土层，现场植被恢复中。

2、对管道施工过程中无法避让必须占用的土地，将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，减少临时占地；挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另

一侧，将 0~30cm 表层土、底层土分开堆放，回填时分层回填，恢复原土层，复垦并与周围生态景观协调一致。

3、对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减少原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

4、管道施工时将农田占用量降至最低；对已破坏的农作物，已与当地政府签订补偿协议及复垦合约。

5、管道敷设埋后，立即恢复植被，管道埋设处采用浅根的草本植物。

#### **5.1.2.5 耕地生态保护恢复措施**

1、严格控制施工期的污染物排放，加强科学管理，未出现管道穿孔、断裂等恶性事故的发生。

2、严格限定施工范围，未出现自行扩大施工用地范围现象。在耕地区域施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放于井场西北侧，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土。临时堆土区采取拦挡、无纺布土工布遮盖等临时防护措施，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。所有表层土全部回填于临时占地恢复。

3、井场地面和工艺装置区地面采用机械碾压方式进行硬化，工艺装置区地面同时铺设防渗布，减少水土流失。

4、工程结束后，建设单位及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械破坏的地方均已修整，恢复原貌，交由原土地使用者继续使用。

#### **5.1.2.6 表土剥离及堆存方案**

##### **1、耕作土剥离厚度**

本次验收项目所涉及的剥离区内均为耕地，经过多年耕种，地形平坦土层厚度差异不大。因此，将剥离区划分为多个耕作层剥离单元，平均剥离厚度 0.3m。由于区域内耕作层厚度存在差异，对土层深厚、肥沃的地方可适当深剥，对土层较薄、肥力不高的地方适当浅剥。

##### **2、耕作土剥离施工方法**

采取条带复垦表土外移剥离法进行表土剥离施工，即按条带由外向内剥离、运输。

- (1) 将待剥离耕作层区域用白色灰线明显标识并划分成若干条带状；
- (2) 按白色标识线由外向内逐条带剥离；
- (3) 在条带两头交替向外运输耕作层，单次剥离长度视土方量而定。

### 3、耕作土剥离

#### (1) 划分作业区

根据地形、土壤厚度、土壤均一性和作业方便等条件，划分剥离区域，剥离区内地形平坦，根据剥离区形状及现场施工情况，按照井场为一个作业区进行施工。

#### (2) 清除异物

剥离之前，清除耕作土表层异物，收集的耕作层不含垃圾物、较大树根、硬粘土或直径大于 5cm 的砾石。

#### (3) 确定单次作业宽度

根据现场实际情况确定本次剥离的单次作业宽度为 2~4m。

### 4、剥离耕作土运输

- (1) 运输土方时，采用后退法施工，尽量减少对土壤的压实。
- (2) 运输同时，对土堆边缘和表面进行修整。
- (3) 采用后退方式卸土，在卸土同时使用铲车和推土机推平，避免碾压。
- (4) 将作业区内剥离的耕作土集中堆放于井场施工临时东北或者东南侧，施工机械选择自卸汽车、装载机、推土机。

### 5、剥离耕作土存储

- (1) 建设临时的截水沟、排水沟、挡土编织袋等工程防止水土流失。

(2) 使用推土机对堆土场地进行平整，清除储存区范围内的植物根系、石块等残存异物。利用推土机或者压路机对存储区地面进行适当压实，以保证土堆的稳定性。

- (3) 耕作层临时储存区的耕作层堆放高度应符合堆体稳定性设计要求：

1) 堆放土壤时，采用分层堆放，待下一层堆放平整之后再堆放上一层，每一层堆放的高度不超过 50cm，整体高度不高于 3m。受储存区面积限制，机械条件能满足且土质比较粘重的条件下，适当增加堆置高度，最高不超过 5m；

2) 每个作业区段内设置两个表土堆置体，堆置形状设置为四棱台形，堆放

边坡按 1:1 设计，同时，单个土方堆置长度控制在 30m 左右，宽度控制在 20m 左右。

## 6、保证措施

### (1) 排水措施

表土堆置完成后，在四周挖设排水沟，并对土方边坡进行挡土加固处理，防止雨水侵入土体，造成水土流失，

### (2) 拦挡措施

表土堆放区域确定后，设置临时或永久拦挡措施，一般采用编织袋装土进行临时拦挡；防护的高度 1m、宽度 0.5m，土袋中所装填筑材料为开挖的表土。对临时土堆采取苫盖保护措施，在土堆裸露面压实后用防尘网苫盖。

## 7、回填

(1) 耕作层土壤回填时，边卸土边摊铺，按照作物的种植方向逐步后退卸土，摊铺均匀，每层摊铺厚度最多不超过 50cm。覆土厚度不满足耕作层厚度的用人工进行局部修复，摊铺完后，用小型机械进行平整。

(2) 表土回填平整遵循“先粗略整平，再精平”的原则，同时避免在雨季进行。分层剥离的土壤分层回填。

1) 严格控制施工期的污染物排放，加强科学管理，控制管道穿孔、断裂等恶性事故的发生。

2) 严格限定施工范围，未自行扩大施工用地范围。在耕地区域施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放于井场西北侧，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土。临时堆土区采取拦挡、无纺布土工布遮盖等临时防护措施，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。所有表层土全部回填于临时占地恢复。

3) 井场地面和工艺装置区地面采用机械碾压方式进行硬化，工艺装置区地面同时铺设防渗布，减少水土流失。

4) 工程结束后，建设单位及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。受到施工车辆、机械破坏的地方及时修整，恢复原貌后交由原土地使用者继续使用。

### 5.1.2.7 防沙治沙措施

#### 1、工程措施

##### (1) 井场工程区

1) 井场内采取砾石压盖，减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

2) 井场工程区场地平整：针对站场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后进行场地平整，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。精细平整过程中保证土体再塑，稳坡固表，防治水土流失。

##### (2) 管道工程区

对管道工程区管沟回填后进行严格的整治，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。精细平整过程中保证土体再塑，稳坡固表，防治水土流失。

#### 3、管理措施

(1) 土地临时使用过程中发现土地沙化程度加重的，应及时报告当地人民政府。

(2) 大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。

(3) 施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地的规定对占地进行经济补偿。

(4) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。

(5) 加强对野生植物的保护，严禁破坏优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，未造成土地沙化。

(6) 优化施工组织，避免在大风天气进行土方作业。缩短施工时间，管线施工作业时分段作业，开挖的土方分层开挖、分层堆放、分层回填，挖方全部回填，管廊上方土方平整压实，未造成沙化土地活化，减少水土流失。严格控制管线施工作业带宽度，施工场地进行清理平整，临时占地范围内的自然植被正在恢复中。

施工期间采取的生态保护措施均得到落实，未发现对周围生态环境造成不利

影响。

## 5.2 施工期地表水环境影响调查

施工期产生的废水主要为钻井及试油废水、管线试压废水和施工人员生活污水。采取以下措施：

### 1、废水处置措施

#### (1) 钻井及试油废水

本次验收项目采用泥浆不落地工艺，施工现场配备相应的防渗防溢废弃泥浆储备罐、循环罐、钻井液罐，钻井泥浆经“岩屑分离系统”和“随钻处理系统”后分离的废水（上清液），即为钻井废水，该部分分离水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至联合站采出水处理系统处理。根据《大港油田公司钻井废弃物不落地处理技术规范（暂行）》“处理后产生的液相应进行现场再利用，如循环配置泥浆等”规定，并结合大港油田目前实际运行情况，该部分分离水回用率约为 95%。

完钻在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量试油洗井废水，废水中污染物与钻井废水基本相似。

根据《大港油田公司钻井废弃物不落地处理技术规范（暂行）》“无法利用的剩余液相按照属地管理原则就近拉至油气集输大站回采出水处理系统”，即剩余的 5% 钻井废水和试油废水一同由罐车拉运至联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注现役油藏层位。施工期钻井废水合理处置，不外排。

#### (2) 管线试压废水

管道工程清管、试压采用无腐蚀性的清洁水进行分段试压，可重复利用，试压用水重复利用率达 60%。清管试压废水产生量为  $1\text{m}^3$ /井。管线试压废水泼洒抑尘。

#### (3) 生活污水

钻井施工时在井场周边设置施工营地，盥洗废水直接场地内泼洒抑尘；营地设临时防渗环保厕所，及时清掏。

### 2、废水收集措施

(1) 钻井废水排入泥浆罐，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用。

(2) 钻井架座底表面有通向泥浆罐的导流管，保证钻井废水全部进入泥浆

罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

(3) 严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

(4) 钻井结束后，钻井废水和试油废水运送至相应联合站采出水处理系统处置。

(5) 防止暴雨季节泥浆罐废水溢流造成土壤、地表水等的污染，泥浆罐留设一定防雨水容量。

(6) 合理安排施工时间，施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织和场地布置。

### 3、最近水体防范措施

距离本项目较近的地表水体孔 1062H 井场南侧 80m 的老石碑河。为进一步减少对地表水体的影响，以上井场采取以下措施：

(1) 将该井场安排在冬季施工，施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织和场地布置，施工时罐车位置避让地表水体，选取远离地表水体的位置设置。

(2) 确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染。

### 4、事故废水及汛期雨水防范措施

建设单位建立事故状态下二级防控与控制体系，确保事故状态下的污水和污染雨水全部处于受控状态，防止对地表水水体的污染。具体如下：

#### 1) 一级防控措施

第一级防控系统主要由试油废水储罐组成，发生事故时通过潜水泵将事故废水以及污染雨水导入试油废水储罐中，确保废水不出场界，通过罐车运送到各联合站采出水处理系统进行处置。

#### 2) 二级防控措施

第二级防控系统由钻井液备用罐等组成，若是发生较大泄漏，切断污染物与外部的通道，通过潜水泵将污染物和受污染的雨水导入钻井液循环罐及其备用罐中，从而将事故废水和汛期污染雨水污染控制在井场内。通过罐车运送到相应联合站采出水处理系统进行处置。

施工期间采取的水污染控制措施均得到落实，未发现对周围水环境造成污染现象。

## 5.3 施工期地下水和土壤环境影响调查

### 5.3.1 施工期地下水污染防治与保护措施

#### 1、源头控制措施

(1) 施工前充分研究地质设计资料等，优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中发生的泥浆漏失的情况，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位。选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。钻井过程中的固井措施，一方面加固井壁，同时也有分隔地层的作用，使各个不相联通的地层分隔开来，保持其原有的循环运移道路。

(2) 钻进过程中保持平衡操作，并对钻井液进行实时监控。使用无害化的水基泥浆配制钻井液，配备足够量、高效的堵漏剂等，一旦发现漏失，立即采取堵漏措施，减少漏失量。堵漏剂的选取考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类。

(3) 钻井过程中加强钻井废水的管理，防止出现废水渗漏、外溢等事故；钻井过程中产生的废水大部分处理合格后作为钻井液循环使用，剩余部分拉运委托处理。

(4) 单井管线埋设严格按照遵守相关规定，严格控制开挖深度，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、生产保护措施

(1) 本次验收项目施工期间产生的污染物主要有：钻井废水、管线清管试压废水、生活污水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等。

为防止地表污染物下渗污染地下水，严格按照施工规范进行。使用水基泥浆。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。钻井废水也进入泥浆不落地处理系统分离后，上清液抽出运送至依托站场废水处理系统进行处理。清管试压废水拉运至依托联合站采出水处理系统进行处理，处理达标后回注现役油藏层位，不外排。生活污水泼洒抑尘，设置临时防渗环保厕所、定期清掏，由

附近村民拉走用作农肥。施工过程在上述措施的基础上，还做到定时检查，及时发现及时清理，确保施工过程中对场地环境不造成影响。

(2) 试油时在井场铺设防渗布，100%回收落地油。试油时产生的含油污水进罐，送联合站采出水处理系统处理达标后回注。

### 5.3.2 施工期土壤污染防治与保护措施

#### 1、源头控制措施

##### (1) 废水源头控制措施

1) 施工期钻井废水、试油废水均完全收集后处理达标后用于油田注水开发，不外排；施工期生活污水依托施工现场设置的临时环保厕所，不外排；

2) 钻井过程采用水基钻井液，循环使用；

3) 试油作业时采用密闭连接、密闭作业，避免液体泄漏。

##### (2) 固体废物源头防控措施

1) 钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用水基钻井泥浆。钻井泥浆循环利用；

2) 加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

3) 油层岩屑单独收集、装袋、密封，送有资质单位处置，油层岩屑和包装物不得遗弃在井场或随意排放；

4) 场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

#### 2、过程防控措施

(1) 使用泥浆罐储存泥浆，不开挖泥浆池；

(2) 施工废水废液等全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

(3) 试油过程中，在井场地表铺设防渗膜，落地油及时全部回收。

#### 3、污染治理措施

(1) 井场施工结束后，及时清理施工过程中的废弃物；

(2) 井场竣工投运前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理。

### 5.4 施工期大气环境影响调查

### 5.4.1 施工扬尘

施工期间建设单位严格按照相关标准、条例和要求等采取抑尘措施，具体如下表。

**表 5.4.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表**

序号	防治措施	具体要求
1	设置扬尘防治公示牌	在施工现场出入口明显位置设置扬尘防治公示牌，内容包括建设、施工及监管等单位名称、扬尘防治负责人的名称、联系电话、举报电话等。
2	密闭苫盖措施	生活垃圾放置在垃圾桶内，开挖过程中的表土剥离后采取苫盖措施，项目管道开挖产生的土堆、料堆全部覆盖。
3	洒水抑尘措施	场地平整阶段避免在四级及四级以上大风天气施工，同时辅助洒水抑尘。
4	施工场地硬化	项目采取钢板对出入口及主要道路铺设钢板进行硬化。
5	物料运输车辆密闭措施	进出工地的运输车辆采用密闭车斗。
6	建筑垃圾	1、建筑物内地面清扫垃圾进行洒水抑尘； 2、施工现场的建筑垃圾设置垃圾存放点，集中堆放并及时清运。生活垃圾于垃圾桶存放，日产日清。

施工期间采取的大气污染控制措施均得到落实，未发现对周围大气环境造成污染现象，施工结束后施工扬尘影响随之消失。

### 5.4.2 柴油发电机废气

本项目柴油发电机使用符合国家标准的燃油，定期对柴油发电机进行保养，确保其尾气排放的污染物均符合国家标准。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同地进行，本项目井场距离周围居住区较远，因此柴油发电机废气对周围环境影响较小，并且随着钻井工程的结束，大气中的污染物浓度将逐步降低，并逐渐恢复到原有水平。

### 5.4.3 车辆和施工机械废气

施工场地施工机械、机动车辆治理选用低能耗、低污染排放的施工机械、车辆，对于排放废气较多的车辆，安装尾气净化装置。同时选用质量高、对大气环境影响小的燃料。加强机械、车辆的管理和维修，尽量减少因机械、车辆状况不佳造成的空气污染，从源头减少车辆废气对环境的影响。

工程在一年内完成，车辆运输间隔较大，调查认为施工期汽车尾气对项目所在区域环境空气的影响很小，施工结束，汽车尾气影响不复存在。

#### 5.4.4 焊接烟尘

单井管道连接过程会产生一定量的焊接烟尘，污染物主要为颗粒物。焊接作业时使用无毒低尘焊条和移动焊烟净化器收集处置，从而从源头减少焊接烟尘对环境的影响。本项目施工期已结束，已无焊接烟尘影响。

#### 5.5 施工期噪声环境影响调查

根据调查，施工期噪声源主要包括施工期使用的钻机、泥浆泵等，为了尽量减轻施工噪声对周围环境保护目标的影响，建设单位在施工期采取了以下噪声防治措施：

##### 1、规划防治政策

(1) 对于距离村庄较近的井场，在地质钻探条件允许的情况下，合理考虑井位的布置，最大程度地远离周边声环境敏感目标，减少对敏感目标生活的影响。

(2) 施工设备和机械全部设置在施工作业范围内，高噪声设备最大程度远离敏感点布置。

##### 2、声源控制

(1) 在工业电网条件具备的地方，以工业电网替代柴油发电机为钻机提供动力，以降低对井场周边的环境空气污染及噪声污染。

(2) 钻井过程中优选低噪声设备，在各产生振动的设备下加衬弹性垫料。柴油机及发电机设隔声间或隔声罩，气流通道安装消声器，同时对设备基础配套减振设施，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声。

(3) 优化钻井平台布局，使柴油发电机等高噪声源最大程度远离声环境敏感目标，或加装隔声墙等临时措施。

(4) 避免在同一地点安排大量的高噪声设备；合理安排施工进度，缩短工期，避免对施工周边造成长期影响；现场装卸管道、设备机具时轻装慢放，合理布置施工设备，噪声大的设备远离环境保护目标。

##### 3、传播途径控制措施

在距离村庄较近的井场和管线施工场地周围设置与施工边界长度一致的声屏障，减轻施工噪声对外环境的影响；其他井场及管线在施工过程中设置围挡，减轻施工噪声对外环境的影响。

##### 4、管理措施

(1) 制定施工计划时，尽可能避免运输车辆等高噪声设备同时施工。

(2) 施工时间安排在昼间，夜间施工（连续作业的除外）均告知周围单位或居民）。

#### 5、减少施工交通噪声

减少夜间运输量，限制大型载重车的车速；对运输车辆定期维修、养护；减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

施工期间采取的噪声污染控制措施均得到落实，未发现对周围声环境造成不利影响现象。

## 5.6 施工期固体废物环境影响调查

### 5.6.1 一般固体废物

#### 1、减量化措施

(1) 施工期井场采取泥浆循环减量化措施减少废钻井泥浆的产生量和污染物的排放量。钻井过程中钻井泥浆循环使用；配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少废钻井泥浆产生量；采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层；完钻后剩余泥浆统一回收后供新井钻井使用，进一步减少废钻井泥浆产生量，不能回用的废泥浆进入泥浆不落地系统处理。采取上述措施可有效减少钻井废物的产生。

(2) 管线、道路施工清表土待施工结束后回填用于临时占地生态恢复，不产生弃方，施工过程中无弃土产生，实现了土石方零排放。

#### 2、贮存污染防治措施

本项目钻井泥浆和钻井岩屑采用“泥浆不落地处理工艺”进行分离，钻井固体废物固液分离后的泥浆、岩屑暂存于井场泥饼暂存处，暂存处地面铺防渗布，上面盖苫布，有效减少固体废物引起渗漏、流失及引起扬尘的可能性。

#### 3、委托处置

钻井过程产生的岩屑、泥浆采用“泥浆不落地技术”进行处理，分离水（即钻井废水）大部分作为钻井泥浆配制用水重复利用、剩余部分由罐车运至附近联合站采出水处理系统处理达标后回注现役油藏层位，不外排。产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司

烧砖综合利用。

4、施工废料由施工单位回收。

## 5.6.2 危险废物

本次验收项目施工期危险废物主要为落地油、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、油层岩屑。

### 1、落地油处置措施

试油过程中，采取“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，回收率 100%，收集后暂存于井场撬装式危废暂存间中，委托有资质单位处置。

### 2、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）处置措施

试油等作业产生的含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）收集后暂存于井场撬装式危废暂存间中，交由资质单位处置。建设单位当在环境监理的过程中，加强监管，严格按照环保要求进行落实，减少原油的“跑、冒、滴、漏”，及时回收落地油。

### 3、油层岩屑处置措施

在钻井接近油藏地层时产生油层岩屑采取如下环保措施：

（1）油层岩屑单独收集、装袋、密封，收集后暂存于井场撬装式危废暂存间中。

（2）盛装油层岩屑的容器具有防渗、防水功能，有效避免临时储存时对外产生的不利影响。

（3）危废暂存设施按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定，采取符合要求的防渗措施，并配备防风、防雨、防晒设施。

（4）油层岩屑委托具有相应危废处置资质的单位收集处置。

## 5.6.3 生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后，统一运输至环卫部门指定地点处置，对周围环境影响较小。

综上，施工期间产生的固体废物均得到有效处理处置，未对周围环境造成不利影响。

## 5.7 小结

根据调查可知，现场踏勘情况等相关资料表明，工程在整合建设期基本按照环评及批复的要求采取了各项环保措施，工程在施工期间加强了对施工单位的环境管理，采取了有效的降尘、降噪措施，施工期间废水、固体废物按照规定均得到有效处理，施工结束后平整场地，对地面进行硬化或绿化处理，对临时占用的土地采取植被恢复等措施。施工期间没有发生环境污染事件。

## 6 生态保护措施及影响调查

### 6.1 生态环境状况调查

#### 6.1.1 项目区生态系统

项目区地处内陆平原与滨海平原过渡地区,海拔高程 6~13m,坡降 1/6000~1/2 万。本项目占地类型以耕地为主。项目区周边多以农业作物为主,主要的农产物有小麦、玉米、高粱、谷子、大豆、花生、棉花、薯类等。项目评价区域主要土地类型有耕地、草地、水域及居民区 4 大类。区域内无珍稀动物资源,兽类主要有松鼠、兔子、鼠类等,鸟类主要有布谷鸟、燕子、喜鹊、乌鸦、麻雀等,爬行类主要有蛇、壁虎等。

#### 6.1.2 项目区自然环境状况

##### 1、地形地貌

黄骅地区位于河北平原东部,渤海湾西岸,自西南向东北微微倾入渤海,主要为平原地貌和海岸地貌。现代地貌的基底为太古界建造的结晶片岩、花岗片麻岩和混合岩。经过了 3 次大的海陆变迁,逐沧海变桑田,形成现代地貌。内陆地貌(平原地貌)由于受河流冲击,造成河湖相沉积不均及海相沉积不均,出现微型起伏的小地貌,即一些相对高地和相对洼地。洼地近海,海拔 1~5m,面积约 700km<sup>2</sup>。境地南部、西南部为相对高地,海拔 7m 左右,面积约 944km<sup>2</sup>。海岸地貌是海侵又转化为海退以后逐渐形成的。属于淤积型泥质海岸。其特征是海岸平坦宽阔,上有贝壳堤、沼泽堤、海滩,组成物质以淤泥、粉砂为主。项目区地势平坦,主要为耕地和工业用地,有利于项目建设。

##### 2、气候与气象

本区域属于暖温带半湿润季风气候区,因濒临渤海而略具海洋性气候特征,季风显著,四季分明,夏季潮湿多雨,冬季干燥少雪。

由于临近渤海,有“夏凉冬暖”的特点,年平均气温 12℃,年平均气压 1015hPa。年日照时数平均 2801h。四月至十月每月日照时数都超过 230h,光照充足。年蒸发量 1920~2400mm。

多年平均降雨量 626.5mm,75%集中在夏季;春季占 10%,秋季占 13%,冬季只占 2%。全年降雨日数平均 69d,雨日的季节分布和雨量一致。暴雨一般发

生在 4~10 月份，其中 7 月最多，7~8 月暴雨次数占全年的 70~90%，最大暴雨过程总降水量可达 500mm 以上。

该地区风能资源丰富，风速较大，年平均风速 2.9m/s，累年平均最大风速 4.6m/s。全年主导风向为西南风，有 8 个月以西南风为最多风向，风频为 18%，春秋季盛行西南风，夏季盛行东风，冬季盛行西北风。达到 8 级以上标准的大风风向以北风和东风居多，分别占总数的 27%和 23%以上；偏南的大风不足总数的 3%。

### 3、水文

黄骅地区地表水主要有廖家洼排水干渠、新老黄南排干、南排水、宣惠河、石碑河、黄浪渠等，均为季节性人工河流，基本上以排洪泄涝为主。水库主要有扬埕水库、南大港水库、南水北调预留水库和管养场水库，其中扬埕水库、南大港水库和南水北调预留水库为地表水饮用水水源地，管养场水库为养殖区。

### 4、区域地质

该区基底构造地处华北断陷，地质构造较复杂，由于受北北东向活动断裂控制，形成了北北东向展布的冀中拗陷、沧县隆起、黄骅拗陷、埕宁隆起这些次一级构造的边界。

受北西向活动断裂的控制，在这些拗陷、隆起构造单元上，又形成了许多次一级的构造单元。

### 5、地层

根据钻孔资料，该区分布有第四系、第三系及基岩地层。第四系、新第三系地层厚度较均匀，下第三系地层厚度分布不均匀。

黄骅市是以冲积为主夹有海积层的地区，第四系地层由新到老划分为如下四个层组：

#### ①全新统（Q4）

底板埋深为 18~25m。主要岩性为淤泥质粘土、粉土，局部夹粉砂透镜体，呈灰黄色、黄灰色，海相层为灰色、深灰色。见有海相软体动物化石，见有 1~3 层泥炭层。

#### ②上更新统（Q3）

底板埋深 120~150m，岩性为粘土、粉质粘土、粉土，呈灰黄、棕黄色，海

相层为灰色、灰褐色。结构较疏松，具锈染及灰绿色染，钙核富集，见有蛤、螺类化石，夹三层海相层。砂层以粉砂、细砂为主，矿物成分多为石英、长石，分选磨圆较差。

### ③中更新统（Q2）

底板埋深 250~350m，由一套黄棕色、褐灰色、黄灰色河湖相堆积物组成，岩性主要为粘土、粉质粘土、粉土，具锈染及灰绿染，含钙核及铁锰结核。砂层以灰黄色细砂、粉砂为主，分选较差，磨圆较好，透水性能良好。

### ④下更新统（Q1）

底板埋藏深度约 300~450m，由一套棕红色、灰绿色的河湖相堆积物组成。岩性主要为粘土、粉质粘土，结构致密，富含钙核，具压力面，见粉砂团块。砂层以粉砂、细粉砂为主，长石风化较严重，见多层 0.1m 厚的胶结砂。

## 6.2 工程占地影响调查

### 6.2.1 工程占地调查

本次验收项目占地包括永久占地和临时占地，主要为井场占地，占地类不占用基本农田，新增永久占地面积为 5600m<sup>2</sup>（合 8.4 亩），新增临时占地面积为 17615m<sup>2</sup>（合 26.4225 亩），总占地面积为 291738m<sup>2</sup>（合 34.8225 亩）。永久占地将彻底改变原土地利用性质，破坏地表植被，但永久占地比较分散，对整体生态系统影响较小，不会破坏生态系统的完整性。项目建成后因地制宜进行了绿化等生态恢复，可补偿部分生态损失。

本次验收项目临时占地面积 17615m<sup>2</sup>（合 26.4225 亩）。临时占地包括钻井设备、材料等布置及临时停车场等临时占地。施工结束后，已及时平整，恢复植被，经 2~3 年后可恢复原有生态功能。

### 6.2.2 项目落实的生态保护与恢复措施

#### 1、运营期生态保护与恢复措施

##### （1）井场生态保护措施

1) 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油。

2) 洗井和修井废水通过罐车运往中国石油大港油田第六采油厂联合站采出水处理系统进行处理，避免随意排放对土壤和水体造成影响。

3) 井场设置监控设施, 严格执行巡检制度, 定期对设备、管线、阀门检查、检修, 防止跑、冒、滴、漏。

4) 坚持“边开采、边治理、边恢复”; 对施工期生态复垦情况进行维护保养; 在井场周围及道路两边栽种当地普适植物, 并维护至可自行生长繁衍状态。

#### (2) 单井管线保护措施

1) 定期对输油管线检查、检修, 输油管道加强防腐, 以减少原油管道对地表植被的影响。

2) 加强宣传教育, 加强对绿化工程的管理与抚育, 防虫、防火, 禁止在油气管线沿线附近取土, 避免造成油气管线破坏、导致原油和伴生气污染事件。

3) 加大管线巡检力度, 对腐蚀、老化的管线及时更换, 降低泄漏事故的发生概率。

#### 2、退役期生态保护与恢复措施

本次验收项目尚未进入退役期。









图 6.2-1 本次验收项目井场周边生态恢复及场地平整状况

## 6.3 土壤环境影响调查

### 6.3.1 土壤污染控制措施

本次验收项目运营期间采取以下土壤污染控制措施：

#### 1、源头控制措施

(1) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

(2) 定期清管，排出管内的积水和油污，以减轻管道内的腐蚀。

(3) 在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理。

(4) 加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

#### 2、过程防控措施

(1) 在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

(2) 发生大规模原油泄漏事故后，土壤表面的原油全部收集处理，将污染的土壤送至危废暂存间暂存交有资质单位处置，用新土置换，恢复地表植被。对污染较轻的土壤，地表污染区的恢复采用原油就地生物降解，采取措施提高微生物的降解能力。

### 3、土壤环境跟踪监测措施

设置土壤跟踪监测系统，自行或者委托第三方定期开展土壤监测，重点监测井场及其周边的土壤，建立完善的跟踪监测制度，以便及时发现并有效控制。

## 6.3.2 土壤环境监测

河北冀赛环保科技有限公司与2025年11月12日-2025年11月13日对本次验收项目三个井场进行了土壤环境采样监测，具体如下。

### 1、井场土壤环境监测

#### (1) 监测布点

根据占地规模及要求，孔 85-18H3、孔 1064H、孔 1062H 三个井丛场及东北方向距井场 10m、20m、30m、50m 分别设监测点，每个监测点梅花法分别取 2 个样，分别在表层 0-20cm、表层以下 20-50cm 取样。

(2) 监测项目：pH、石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯、土壤盐分含量。

#### (3) 监测时间：2025.11.12-11.13

具体监测点位、监测项目及频次见下表。

表 6.3.2-1 土壤监测点位、监测项目及频次

监测点位	监测项目	监测频次
孔 85-18H3、孔 1064H、孔 1062H 三个井丛场及东北方向距井场 10m、20m、30m、50m 分别设监测点	pH、石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯、土壤盐分含量	监测一天，采样一次

#### (4) 分析方法

表 6.3.2-2 土壤环境质量检测项目分析及分析仪器

序号	检测项目	分析方法	检测仪器	最低检出限
1	pH 值	《土壤pH 值的测定电位法》 HJ962-2018	PHS-3CpH计 (S003)	--
2	六价铬	《土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》HJ082-2019	TAS-990AFG原子吸收分光光度计 (S179)	0.5mg/kg
3	汞	《土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 1 部分：土壤中总汞的测定》 GB/T22105.1-2008	AFS-8520 原子荧光光度计 (S024)	0.002mg/kg
4	砷	《土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 2 部分：土壤中总砷的测定》 GB/T22105.2-2008	AFS-8520 原子荧光光度计 (S024)	0.01mg/kg
5	水溶性盐总量	《土壤检测第16部分：土壤水溶性盐总量的测定》NY/T1121.16-2006	AUW120D电子天平 (S021)	--

6	苯	《土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》HJ605-2011	AtomxXYZ/GC-2030/GCMS-QP2020NX吹扫捕集/气相色谱-质谱联用仪 (S093)	1.9µg/kg
7	甲苯			1.3µg/kg
8	间, 对二甲苯			1.2µg/kg
9	邻二甲苯			1.2µg/kg
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	《土壤和沉积物石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ) 的测定气相色谱法》HJ1021-2019	GC-2014C 气相色谱仪 (S025)	6mg/kg
11	石油类	《土壤石油类的测定红外分光光度法》HJ1051-2019	红外分光测油仪 SEP-HB-J280	4mg/kg
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	《土壤和沉积物石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ) 的测定吹扫捕集/气相色谱法》HJ1020-2019	Amoxt7890B/5977B吹扫捕集-气相色谱-质谱联用仪 SEP-HB-J096	0.04mg/kg
13	钡	《土壤和沉积物11种元素的测定碱熔-电感耦合等离子体发射光谱法》HJ974-2018	5800电感耦合等离子体发射光谱仪SEP-HB-J197	0.02g/kg

(5) 监测结果

表 6.3.2-3 土壤检测结果

采样时间	检测点位	孔 85-18H3 井场内			孔 85-18H3 井场外东北处			
		0.1-0.3m	1.0-1.2m	2.5-2.7m	0-0.2m	0.3-0.5m		
样品编号		J0752-TR-01	J0752-TR-02	J0752-TR-03	J0752-TR-04	J0752-TR-05		
2025.11.12	样品状态	棕色团粒状固体						
执行标准:《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB36600-2018 及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018								
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果				
1	pH 值	无量纲	监测值	8.36	8.42	9.03	8.92	8.90
			标准值	--				
			达标情况	--	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤5.7			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.026	0.016	0.012	0.012	0.023
			标准值	≤38			≤3.4	
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	8.72	9.48	16.0	10.4	11.2
			标准值	≤60			≤25	
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	监测值	0.6	0.6	0.7	0.7	0.5
			标准值	--			--	
			达标情况	--	--	--	--	--
6	苯	µg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤4mg/kg			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
7	甲苯	µg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND

			标准值	≤1200mg/kg			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
8	间, 对二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤570mg/kg			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤640mg/kg			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	24	105	17	23	37
			标准值	≤4500mg/kg			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	59	201	74	92	81
			标准值	--			--	
			达标情况	--	--	--	--	--
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			--	
			达标情况	--	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.50	0.37	0.48	0.47	0.38
			标准值	≤5460mg/kg			--	
			达标情况	达标	达标	达标	-	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 1)

采样时间	检测点位	孔 85-18H3 井场外东北 10m 处		孔 85-18H3 井场外东北 20m 处			
		0-0.2m	0.3-0.5m	0-0.2m	0.3-0.5m		
	样品编号	J0752-TR-06	J0752-TR-07	J0752-TR-08	J0752-TR-09		
2025.11.12-11.13	样品状态	棕色团粒状固体					
执行标准:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018							
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果			
1	pH 值	无量纲	监测值	8.82	8.89	8.80	8.83
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.016	0.017	0.010	0.011
			标准值	≤3.4			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	11.1	15.2	11.2	12.6
			标准值	≤25			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐 总量	g/kg	监测值	0.6	0.4	0.9	0.7
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

6	苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
7	甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
8	间,对二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
10	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	75	103	48	88
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	93	110	64	87
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
12	石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.43	0.40	0.45	0.40
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 2)

采样时间	检测点位	孔 85-18H3 井场外东北 30m 处		孔 85-18H3 井场外东北 50m 处			
		0-0.2m	0.3-0.5m	0-0.2m	0.3-0.5m		
	样品编号	J0752-TR-10	J0752-TR-11	J0752-TR-12	J0752-TR-13		
2025.11.12-11.13	样品状态	棕色团粒状固体					
执行标准:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018							
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果			
1	pH 值	无量纲	监测值	8.80	8.57	8.60	8.70
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.020	0.019	0.022	0.070
			标准值	≤3.4			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	13.1	12.0	10.7	11.2
			标准值	≤25			

			达标情况	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐 总量	g/kg	监测值	0.6	0.7	1.0	0.9
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
6	苯	µg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
7	甲苯	µg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
8	间,对二甲 苯	µg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
9	邻二甲苯	µg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	65	70	45	73
			标准值	≤4500mg/kg			
			达标情况	--	--	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	65	70	86	69
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.44	0.42	0.47	0.54
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 3)

采样时间	检测点位	孔 1064H 井场内			孔 1064H 井场外东北处			
		0.1-0.3m	1.0-1.2m	2.5-2.7m	0-0.2m	0.3-0.5m		
2025.11.13	样品编号	J0752-TR-14	J0752-TR-15	J0752-TR-16	J0752-TR-17	J0752-TR-18		
2025.11.13	样品状态	棕色团粒状固体						
执行标准:《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB36600-2018 及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018								
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果				
1	pH 值	无量纲	监测值	8.62	8.65	8.88	9.05	8.90
			标准值	--			--	
			达标情况	--	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤5.7			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--

3	汞	mg/kg	监测值	0.013	0.021	0.020	0.017	0.016	
			标准值	≤38			≤3.4		
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	
4	砷	mg/kg	监测值	12.5	12.9	11.9	9.75	10.2	
			标准值	≤60			≤25		
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	
5	水溶性盐总量	g/kg	监测值	0.7	0.6	0.5	0.7	0.6	
			标准值	--			--		
			达标情况	--	--	--	--	--	
6	苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	
			标准值	≤4mg/kg			--		
			达标情况	达标	达标	达标	--	--	
7	甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	
			标准值	≤1200mg/kg			--		
			达标情况	达标	达标	达标	--	--	
8	间, 对二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	
			标准值	≤570mg/kg			--		
			达标情况	达标	达标	达标	--	--	
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	
			标准值	≤640mg/kg			--		
			达标情况	达标	达标	达标	--	--	
10	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	76	15	65	20	61	
			标准值	≤4500mg/kg			--		
			达标情况	达标	达标	达标	--	--	
11	石油类	mg/kg	监测值	48	57	65	71	104	
			标准值	--			--		
			达标情况	--	--	--	--	--	
12	石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	
			标准值	--			--		
			达标情况	--	--	--	--	--	
13	钡	g/kg	监测值	0.49	0.52	0.45	0.49	0.43	
			标准值	≤5460mg/kg			--		
			达标情况	达标	达标	达标	--	--	

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 4)

采样时间	检测点位	孔 1064H 井场外东北 10m 处		孔 1064H 井场东北 20m 处	
		0-0.2m	0.3-0.5m	0-0.2m	0.3-0.5m
	样品编号	J0752-TR-19	J0752-TR-20	J0752-TR-21	J0752-TR-22
2025.11.13	样品状态	棕色团粒状固体			
执行标准:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018					
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果	
1	pH 值	无量纲	监测值	8.97	8.82
				8.87	8.74

			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.017	0.015	0.021	0.028
			标准值	≤3.4			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	7.93	7.10	15.1	14.9
			标准值	≤2.5			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	监测值	0.7	0.7	0.7	0.9
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
6	苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
7	甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
8	间, 对二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	24	93	25	25
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	64	63	69	72
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.41	0.42	0.41	0.46
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 5)

采样时间	检测点位	孔 1064H 井场东北 30m 处		孔 1064H 井场东北 50m 处	
		0-0.2m	0.3-0.5m	0-0.2m	0.3-0.5m

	样品编号	J0752-TR-23	J0752-TR-24	J0752-TR-25	J0752-TR-26		
2025.11.12-13	样品状态	棕色团粒状固体					
执行标准:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018							
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果			
1	pH 值	无量纲	监测值	8.61	8.63	8.59	8.88
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.026	0.028	0.026	0.031
			标准值	≤3.4			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	13.7	17.2	15.0	14.8
			标准值	≤25			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐 总量	g/kg	监测值	0.7	0.6	0.4	0.6
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
6	苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
7	甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
8	间,对二甲 苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	46	65	82	36
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	46	65	57	62
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.40	0.37	0.39	0.44

			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 6)

采样时间	检测点位	孔 1062H 井场内			孔 1062H 井场外东北处			
		0-0.2m	1.3-1.5m	2.7-2.9m	0-0.2m	0.3-0.5m		
样品编号		J0752-TR-27	J0752-TR-28	J0752-TR-29	J0752-TR-30	J0752-TR-31		
2025.11.12	样品状态	棕色团粒状固体						
执行标准:《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB36600-2018 及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018								
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果				
1	pH 值	无量纲	监测值	9.07	9.05	9.06	9.00	8.70
			标准值	--				
			达标情况	--	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤5.7				
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.017	0.015	0.012	0.020	0.019
			标准值	≤38				
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	7.99	7.34	7.54	8.70	9.45
			标准值	≤60				
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	监测值	0.6	0.8	0.6	1.1	0.7
			标准值	--				
			达标情况	--	--	--	--	--
6	苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤4mg/kg				
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
7	甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤1200mg/kg				
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
8	间, 对二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤570mg/kg				
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	≤640mg/kg				
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
10	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	27	47	64	71	75
			标准值	≤4500mg/kg				
			达标情况	达标	达标	达标	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	51	55	70	71	75
			标准值	--				

			达标情况	--	--	--	--	--
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			--	
			达标情况	--	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.42	0.38	0.41	0.44	0.46
			标准值	≤5460mg/kg			--	
			达标情况	达标	达标	达标	--	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 7)

采样时间	检测点位	孔 1064H 井场外东北 10m 处		孔 1064H 井场东北 20m 处			
		0-0.2m	0.3-0.5m	0-0.2m	0.3-0.5m		
2025.11.12	样品编号	J0752-TR-32	J0752-TR-33	J0752-TR-34	J0752-TR-35		
	样品状态	棕色团粒状固体					
执行标准:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018							
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果			
1	pH 值	无量纲	监测值	8.74	8.72	8.63	8.58
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.017	0.014	0.010	0.019
			标准值	≤3.4			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	8.70	9.45	8.85	10.3
			标准值	≤25			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐总量	g/kg	监测值	0.5	0.6	0.8	0.9
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
6	苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
7	甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
8	间, 对二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	62	67	14	41
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	62	67	60	54
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.44	0.41	0.41	0.39
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 8)

采样时间	检测点位	孔 1062H 井场东北 30m 处		孔 1062H 井场东北 50m 处			
		0-0.2m	0.3-0.5m	0-0.2m	0.3-0.5m		
样品编号		J0752-TR-36	J0752-TR-37	J0752-TR-38	J0752-TR-39		
2025.11.12	样品状态	棕色团粒状固体					
执行标准:《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB15618-2018							
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果			
1	pH 值	无量纲	监测值	8.60	8.56	8.61	8.53
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
2	六价铬	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
3	汞	mg/kg	监测值	0.016	0.016	0.014	0.016
			标准值	≤3.4			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
4	砷	mg/kg	监测值	10.6	8.83	9.56	9.79
			标准值	≤25			
			达标情况	达标	达标	达标	达标
5	水溶性盐 总量	g/kg	监测值	0.6	1.1	0.5	0.7
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
6	苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
7	甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
8	间,对二甲	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND

	苯		标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
9	邻二甲苯	μg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	监测值	22	31	96	32
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
11	石油类	mg/kg	监测值	86	77	177	68
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	监测值	ND	ND	ND	ND
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--
13	钡	g/kg	监测值	0.37	0.41	0.42	0.42
			标准值	--			
			达标情况	--	--	--	--

续表 6.3.2-3 土壤检测结果 (续 9)

采样时间		检测点位	全程序空白	全程序空白	全程序空白
		样品编号	J0752-TR-WPB01	J0752-TR-WPB02	J0752-TR-WPB03
2025.11.12		样品状态	无色无嗅透明液体	无色无嗅透明液体	无色无嗅透明液体
序号	检测项目	单位	检测结果		
1	苯	μg/kg	ND	--	ND
2	甲苯	μg/kg	ND	--	ND
3	间, 对二甲苯	μg/kg	ND	--	ND
4	邻二甲苯	μg/kg	ND	--	ND
5	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/kg	--	ND	--

由表可知, 孔 85-18H3、孔 1064H、孔 1062H 等 3 个井场不同距离处土壤中各项指标监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 表 1 中风险筛选值 (基本项目) 及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018) 表 1 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值 (基本项目), 钡满足《建设用地土壤污染风险筛选值》(DB13/T5216-2020) 表 1 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值 (基本项目)。项目建设对井场及周围土壤环境的影响较小。

## 6.4 植被和动物影响调查

### 6.4.1 植被现状

通过对项目所在地及周围生态环境的实地踏勘调查,项目所在地及周围主要以农业生态系统为主,而且以人工种植为主,自然植被分布较少。植被以农作物为主。

项目区域属于冲积平原,土壤肥沃,是良好的农作物产区。区域已经形成了以农田林网为脉络,构建了农业生态系统,不仅提高了植被覆盖度,而且给农业生产带来良好的生态环境。其中农作物是项目区域植被的优势群落,主要农作物种类有小麦、玉米、棉花等。

项目所属区域水浇地农作物面积占比约有 96.8%,其农作物群落可分粮食作物群落和蔬菜作物群落。其中粮食作物群落主要是小麦—玉米、小麦—棉花两种轮作形式群落。均是一年两熟制,季节性轮作,夏季播种玉米、花生、大豆等农作物,冬季播种小麦。蔬菜作物群落在项目区域及周围有大面积的蔬菜基地,和小片的菜田在村落四周呈点状或条块状分布,该群落主要有以下蔬菜组成,叶菜类:白菜、卷心菜、雪里红等;根茎类:萝卜、胡萝卜、马铃薯等;鳞茎类:葱、蒜、洋葱等;茎叶类:韭菜、苋菜、芹菜、茴香、桐蒿等;瓜果类:黄瓜、冬瓜、丝瓜、葫芦、豇豆、西红柿、茄子等。菜园一般都水肥充足,管理精细,生产规模化,蔬菜长势较好,生物量较大。

#### 6.4.2 动植物资源分布

项目经过农业生产区,长期的人类农业生产活动,导致了项目区域植物主要以农作物为主,另包括田间、沟渠杂草,野生的动植物种类较少。

##### 1、植物

根据现场调查,项目区域植被区系成分不甚复杂,也未见特殊群落类型。调查中未发现国家重点保护野生植物,区域及周围植物主要是人工种植的常见农作物、经济树种、用材树种及野生杂草。主要果树是金丝小枣、鸭梨、苹果、杏、葡萄、桃等;主要经济树种有杨树、刺槐、柳树、榆树、槐树、榆树、椿树、马尾松、玉兰、泡桐、雪松、刺柏、苦楝等;主要灌木有紫穗槐、野枣、小叶女贞、小檗、冬青等;主要野生草本植物有芦苇、马唐、狗牙根、野艾蒿、狗尾草、野燕麦、芥苳菜、红豆草等;主要粮食、经济作物主要是玉米、小麦、稻谷、油菜、棉花、大豆、向日葵等约 12 种;主要蔬菜作物是黄瓜、西芹、特菜、大白菜、天鹰椒、大葱、韭菜、胡萝卜、萝卜、蒜等。

## 2、动物

根据现场调查，项目区域及周围动物种类多为农村养殖家禽家畜，野生动物主要是常见的野生哺乳动物，如野兔、鼠、刺猬、黄鼠狼(黄鼬)等；鱼类主要有鲢鱼、草鱼、鲫鱼、鳊鱼、黄鳝、泥鳅等；昆虫类主要有蝗虫、叫蚰子、金龟子、地老虎、蚜虫、潜叶蝇、天牛、蜻蜓、蚯蚓、蟋蟀等；爬行、两栖动物主要有水蛇、蜥蜴、壁虎等。

### 6.4.3 落实环保措施调查

据调查，建设单位采取了生态保护和修复相结合的方式，尽量减少工程建设对植被的影响和破坏。具体措施如下：

(1) 集输管道均依托原有，未新建集输管道。

(2) 施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。

(3) 施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，道路两侧，采用人工植树并结合自然恢复，目前生态状况良好。油田开发涉及范围大，但每个井场影响面积较小，工程建设采取了上述措施后，未对区域植被造成明显的不利影响。

(4) 植被恢复

在工程建设开发过程中，建设单位重视生态保护和生态建设，在生活基地等处大量种植景观花草树木，精心设计、精心施工、精心养护，并修建成各种优美造型，取得了良好的景观效果。地面硬化的同时进行了绿化。从现场调查情况看，目前大部分绿化植被生长良好。

1) 井场选址时，避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生植物；

2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏；

3) 加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；

4) 加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，未随意砍伐、践踏、破坏野生植物；

5) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风

险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。

## 6.5 生态功能影响调查

项目建设过程中，钻井建设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。

所占土地中可耕地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对盐碱草地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此对建设项目进行占地农业补偿。所占土地中耕地进行生态恢复和栽植原有物种等绿化措施，进行生态补偿。

采取的替代和减缓措施包括：钻井井场、道路等各种地面建设工程在设计时，对选址进行多方案比选，合理选址；利用丛式井和长距离水平井布置技术，尽可能减少占地；集输管道及站场均依托原有，未新建管道及站场；施工工期避开农作物生长季节，减少农业生产损失。

综上，工程的建设对农田生态系统、盐碱草地生态系统的结构和功能产生了一定影响，但工程占地面积相对较少，因此认为仅仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。从整个区域来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会明显改变区域生态系统的完整性和稳定性。

## 6.6 水土流失调查

本工程建设造成的重点水土流失影响活动主要是场地平整及恢复期间，钻井活动基本不会产生水土流失。场地平整施工过程中表土被剥离，周边及坑底土质疏松并裸露，都会引起局部水土流失加剧。

经调查，项目采取的水土流失控制措施如下：

- 1、合理安排施工进度。施工避开雨季和大风天气。施工中分区施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。
- 2、划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。
- 3、提高工程施工效率，缩短施工工期。
- 4、在施工中破坏植被的地段，施工结束后，及时进行植被恢复工作。对于地面工程建设扰动的地表（井场）进行地面硬化处理。
- 5、道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格

控制和管理车辆及重型机械的活动范围，所有车辆采用“一”字型作业法，未发现并行开辟新路，有效减少地表侵蚀的范围。

## 6.7 景观生态环境影响

景观是具有高度空间异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统以一定的规律组成，根据形状和功能差异，景观元素分为斑块、廊道和基质等。

本项目区域景观主要为耕地（旱田）和盐碱草地为背景的油田景观。在盐碱草地背景中，盐碱草地为基质，面积大，构成景观背景，对景观的稳定性和动态起着主导作用，很大程度上具有决定景观性质和景观功能的基本作用。纵横交错的道路、排水渠和埋设的部分管道土埂为廊道，对基质起到一种分割作用，在很大程度上影响景观的连续性，是连接斑块的桥梁和纽带，在景观中相互交结形成景观网络。村庄、油水井、油田场站、裸地等为斑块，与周围基质有明显不同的物种组成，是一个与包围它的镶嵌体不同的镶嵌体，具有相对的均质性，斑块的大小、形状、类型、边缘和数量等对于景观多样性所谓形成和分布具有重要意义。

油田开发建设对景观的影响实质是对景观空间格局的影响，即景观空间格局的动态变化。景观格局动态变化的原因在与对景观要素的干扰作用。所谓景观空间格局是指大小和形状各异的元素在空间上的排列形式，它是景观异质性的具体体现，又是各种生态过程在不同尺度上作用的结果。

项目区域的景观主要为耕地（旱田）和盐碱草地为背景的油田景观，本项目建设为丛式井，井场布置集中，对项目区景观的异质化程度影响不大，对耕地和盐碱草地景观的破碎化程度影响较小。新增加的景观敏感度高的油水井、供电线路、油田道路等使项目区域的油田景观较为突出，项目项目区域原有的景观格局没有发生大的变化。

## 6.8 小结

项目在施工和运行过程中，按照项目“工程设计”及“环境影响报告书”要求采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区域的生态系统结构与功能，项目区域的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本工程除了占地直接减少了粮食和牧草的产量外，对农牧业影响较小；本工程对地表植被覆盖度影响较小，水土流失量不大；项目建设对耕地及盐碱地的破碎化程度影响较小，对原有景观格局影响变化不大。

## 7 水环境影响调查与分析

### 7.1 水污染源及防治措施调查

#### 7.1.1 地表水污染源及防治

项目生产运行期的废水主要包括采出水和井下作业废水。全部依托相应联合站采出水处理设施处理。本次验收项目运营期人员从现有工程中调度，不增加人员，因此项目不新增生活污水产生量。

##### 1、采出水

本次验收项目油井采出液经过联合站三相分离器分离后的采出水经过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）中规定的回注标准后全部回注现役油藏层位，不外排。

##### 2、井下作业废水

井下作业废水在钢制储罐内暂存，作业结束后拉运至联合站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）规定的回注标准后回注现役油藏层位，不外排。

#### 7.1.2 地下水污染源及防治

运营期间采取以下地下水污染防治措施：

（1）使用新型防腐管材，减轻对管线的腐蚀速率。

（2）修井、洗井等井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油和含油污水等，含油污水送联合站采出水处理系统处理达标后回注地下，严禁外排、偷排；

（3）采用“绿色修井技术和配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即“井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油”；

（4）加强对输油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井、破坏管线，减少原油泄漏量。对破坏管线、退役期满的管线及时更换，防止原油对管线浅层地下水的污染。对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑冒滴漏，以及原油泄漏事件的发生；

（5）回注水井运行过程中，持续对回注井井口压力、套管压力、环控压力、回注流体的流量、水质等指标进行检测，满足相关回注标准，按照相关要求进行

定期检测；

(6) 严防各种事故的发生：采用高质量的输送管线和先进的监控手段，防止原油的泄漏，采出水处理系统具备一定的调节容量，避免机械故障下的事故排放；严格定期检查各种设备和巡查制度，积极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平。一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对地下水的的影响降低到最低程度。

## 2、分区防渗

本次验收项目输油管线外包防腐材料，油井采油树周围、输油管线接口处下方均铺设防渗膜。井场采油井井身采取一般防渗措施，输油管线采取重点防渗措施，防渗系数及材质满足相关防渗要求。

## 3、地下水环境监测与管理

### (1) 地下水监测计划

根据《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求，结合项目周边含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素参照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求，本次验收项目运营期参考项目环评布设的监测点位开展例行监测，以便及时准确地反馈项目上游、井场周边、下游地下水水质状况，为及时采取措施预防、控制项目区地下水污染提供重要依据。

(2) 制定地下水风险事故应急相应应急预案，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施。一旦出现地下水污染事故，立即启动应急预案和应急处置办法，及时将泄漏的采出液进行收集，杜绝其淋溶水下渗进入地下水。

## 7.2 环境影响调查

### 7.2.1 地表水环境影响调查

根据调查，项目运营期间采出水经联合站水处理系统处理达标后全部回注现役油藏层为，无外排废水，不会影响地表水环境。

建设单位定期对对联合站油田采出水处理系统出水-回注水进行监测。

#### (1) 监测点位：

孔店联合站采出水处理系统出口-回注口；

#### (2) 监测项目：

悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率，监测结果采用中国石油大港油田 2025 年度的检测数据。

监测点位及监测因子见下表。

**表 7.2.1-1 回注水水质检测数据**

监测项目	单位	监测点位及监测日期		
		2025 年度监测	执行标准及标准值	
			SY/T5329-2022	
			标准值	是否达标
悬浮固体含量	mg/mL	20.0	≤25.0	是
悬浮物颗粒直径中值	μm	3.4	≤5.0	是
含油量	mg/mL	29.1	≤30.0	是
平均腐蚀率	nm/年	/	≤0.076	/
	腐生菌年度测定值为 60 个/mL，小于标准值的 10000 个/mL，由此判定水质的平均腐蚀率满足相关要求。			

由表得知，采出水处理系统出水中相关因子均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）注入层平均空气渗透率 ( $>0.5 \sim \leq 2.0 \mu\text{m}^2$ ) IV 级水水质指标要求，全部回注现役油藏层位，无废水排放。不会对地表水体产生不利影响。

## 7.2.2 地下水环境影响调查

本评价区域内地下水类型属潜水、承压水，潜水水位埋深较浅，在 1.33~7.5m；深层承压水水位埋深在 70~90m，当地居民生活饮用水、灌溉用水绝大部分取自承压水。

河北冀赛环保科技有限公司与 2025 年 11 月 13 日对本次验收项目三个井场背景监控井和污染监控井进行了地下水采样监测，具体如下。

- 1、监测点位：孔 85-18H3、孔 1064H、孔 1062H 三个井场背景监测井 JK1、JK3、JK7，污染监控井 JK2、JK4、JK8；监测潜水含水层。
- 2、监测时间：2025 年 11 月 13 日。
- 3、监测项目：监测因子：pH 值、耗氧量、石油类、氨氮、挥发性酚类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯。
- 4、监测频次：监测 1 天，每天监测 1 次，随机取样。

监测点位、项目及频次见下表。

**表 7.2.2-1 地下水环境监测点位、项目及频次**

监测点位	监测因子	监测频次
孔 85-18H3、孔 1064H、孔 1062H 三个井场背景监测井 JK1、JK3、 JK7，污染监控井 JK2、JK4、JK8； 监测潜水含水层	pH 值、耗氧量、石油类、氨氮、挥发性酚类、石油烃(C6-C9)、 石油烃(C10-C40)、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性 总固体、钡、汞、砷、六价铬、苯、甲苯、二甲苯。	监测一天，取样一 次。

5、监测仪器和采样、分析方法

**表 7.2.2-2 地下水环境质量监测项目分析及仪器**

序号	监测项目	分析方法	监测仪器	最低检出限
1	pH 值	《水质 pH 值的测定电极法》HJ1147-2020	PHBJ-260 便携式 pH 计 (S006)	--
2	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法第 4 部分：感官性 状和物理指标》GB/T5750.4-2023 11.1 称量法	AUW120D 电子天平 (S021)	--
3	总硬度	《生活饮用水标准检验方法第 4 部分：感官性 状和物理指标》GB/T5750.4-2023 10.1 乙二胺 四乙酸二钠滴定法	--	1.0mg/L
4	氯化物	《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》 GB/T11896-1989	--	10mg/L
5	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光 光度法》HJ503-2009方法1萃取分光光度法	T6新世纪紫外可见分光光 度计 (S037)	0.0003mg/L
6	高锰酸盐指数(耗 氧量)	《水质 高锰酸盐指数的测定》 GB/T11892-1989	--	0.5mg/L
7	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》 HJ1226-2021	T6新世纪紫外可见分光光 度计 (S037)	0.003mg/L
8	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光 法》HJ694-2014	AFS-8520原子荧光光度计 (S024)	0.04μg/L
9	砷	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光 法》HJ694-2014	AFS-8520原子荧光光度计 (S024)	0.3μg/L
10	六价铬	《生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和 类金属指标》GB/T5750.6-2023 13.1 二苯碳酰二 肼分光光度法	T6新世纪紫外可见分光光 度计 (S037)	0.004mg/L
11	苯	《水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相 色谱-质谱法》HJ639-2012	AtomxXYZ/GC-2030/GCM S-QP2020NX吹扫捕集/气 相色谱-质谱联用仪 (S093)	1.4μg/L
12	甲苯			1.4μg/L
13	间，对二甲苯			2.2μg/L
14	邻二甲苯			1.4μg/L
15	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试 行)》HJ970-2018	T6 新世纪紫外可见分光光 度计 (S037)	0.01mg/L
16	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	《水质 可萃取性石油烃(C10-C40)的测定 气相色谱法》HJ894-2017	GC-2014C 气相色谱仪 (S025)	0.01mg/L
17	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》 HJ535-2009	722G 可见分光光度计 (S052)	0.025mg/L

18	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	《水质 挥发性石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ) 的测定 吹扫捕集/气相色谱法》HJ893-2017	Amox890B/5977B 吹扫捕集-气相色谱-质谱联用仪 SEP-HB-J096	0.01mg/L
19	钡	《水质 65 种元素的测定电感耦合等离子体质谱法》HJ700-2014	7900 电感耦合等离子体质谱仪 SEP-HB-J025	0.2μg/L

## 6、监测结果及分析

**表 7.2.2-3 地下水监测结果**

采样时间	检测点位		JK1	JK2	JK3	JK4	JK7	JK8	
	样品编号		J0752-DX-01-01	J0752-DX-01-02	J0752-DX-02-01	J0752-DX-02-02	J0752-DX-03-01	J0752-DX-03-02	
2025.11.13	样品状态		无色无嗅透明液体						
执行标准:《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准,石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III标准									
序号	检测项目	单位	对比项	检测结果					
1	pH 值	无量纲	监测值	7.5 (17.1℃)	7.5 (16.9℃)	7.5 (17.0℃)	7.6 (16.8℃)	7.6 (17.1℃)	7.6 (17.2℃)
			标准值	6.5-8.5					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
2	溶解性总固体	mg/L	监测值	6.43×10 <sup>3</sup>	5.15×10 <sup>3</sup>	4.48×10 <sup>3</sup>	5.60×10 <sup>3</sup>	4.03×10 <sup>3</sup>	3.86×10 <sup>3</sup>
			标准值	≤1000					
			达标情况	不达标	不达标	不达标	不达标	不达标	不达标
3	总硬度	mg/L	监测值	1.14×10 <sup>3</sup>	1.08×10 <sup>3</sup>	1.03×10 <sup>3</sup>	1.38×10 <sup>3</sup>	629	634
			标准值	≤450					
			达标情况	不达标	不达标	不达标	不达标	不达标	不达标
4	氯化物	mg/L	监测值	3.12×10 <sup>3</sup>	2.41×10 <sup>3</sup>	2.01×10 <sup>3</sup>	2.69×10 <sup>3</sup>	1.73×10 <sup>3</sup>	1.55×10 <sup>3</sup>
			标准值	≤250					
			达标情况	不达标	不达标	不达标	不达标	不达标	不达标
5	挥发酚	mg/L	监测值	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
			标准值	≤0.002					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
6	高锰酸盐指数(耗氧量)	mg/L	监测值	1.4	1.3	1.2	1.1	1.2	1.4
			标准值	≤3.0					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
7	硫化物	mg/L	监测值	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
			标准值	≤0.02					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
8	汞	μg/L	监测值	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
			标准值	≤0.001mg/L					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
9	砷	μg/L	监测值	0.3L	0.3L	0.3L	0.5	0.3L	0.7
			标准值	≤0.01mg/L					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
10	六价铬	mg/L	监测值	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
			标准值	≤0.05					

			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
11	苯	μg/L	监测值	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L
			标准值	≤10.0					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
12	甲苯	μg/L	监测值	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L
			标准值	≤700					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
13	间, 对二甲苯	μg/L	监测值	2.2L	2.2L	2.2L	2.2L	2.2L	2.2L
			标准值	--					
			达标情况	--	--	--	--	--	--
14	邻二甲苯	μg/L	监测值	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L
			标准值	--					
			达标情况	--	--	--	--	--	--
15	二甲苯总量	μg/L	监测值	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L	1.4L
			标准值	≤500					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
16	石油类	mg/L	监测值	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
			标准值	≤0.05					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
17	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/L	监测值	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
			标准值	--					
			达标情况	--	--	--	--	--	--
18	氨氮	mg/L	监测值	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
			标准值	≤0.50					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标
19	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/L	监测值	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
			标准值	--					
			达标情况	--	--	--	--	--	--
20	钡	μg/L	监测值	80.5	54.5	3.95	52.7	55.4	26.5
			标准值	≤0.70mg/L					
			达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标

备注：“+L”表示未检出

续表 7.2.2-3 地下水监测结果 (续 1)

序号	检测项目	检测点位	全程序空白	全程序空白	全程序空白
		样品编号	J0752-DX-WPB01	J0752-DX-WPB02	J0752-DX-WPB03
		样品状态	无色无嗅透明液体	无色无嗅透明液体	无色无嗅透明液体
		单位	检测结果		
1	苯	μg/L	1.4L	--	1.4L
2	甲苯	μg/L	1.4L	--	1.4L
3	间, 对二甲苯	μg/L	2.2L	--	2.2L
4	邻二甲苯	μg/L	1.4L	--	1.4L
5	氨氮	mg/L	0.025L	--	--

6	硫化物	mg/L	0.003L	--	--
7	汞	μg/L	0.04L	--	--
8	砷	μg/L	0.3L	--	--
9	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	mg/L	--	0.01L	--

备注：“+L”表示未检出，“--”表示未检测

由表可知，本项目所在区域的潜层水中，总硬度、溶解性总固体、氯化物均超标，其余因子均未超标。和石油开发有关的挥发酚、石油类、苯均未超标。

监测结果显示该区域浅层地下水水质较差，属于矿化度很高的咸水，不符合生活饮用水水质标准要求。该区域承压水水质可以开发用于生产生活，氯化物、溶解性总固体、总硬度超标主要是由于原生环境和海侵造成，区域地下水呈氯化钠型水，地下水原生地质环境的氯离子等背景值较高，其形成除与含水层介质母岩有关外，还与地下水补给、径流、排泄条件有关，径流缓慢导致地下水中各组分的相对富集。

### 7.3 小结

项目运行期产生的采油废水、修井废水和洗井废水由罐车运至依托联合站进行处理后回注井下，无外排废水。

经检测，本项目所在区域的潜层水及承压水中，总硬度、溶解性总固体、氯化物均超标，其余因子均未超标。和石油开发有关的挥发酚、石油类、苯均未超标。

氯化物、溶解性总固体、总硬度超标主要是由于原生环境和海侵造成，区域地下水呈氯化钠型水，地下水原生地质环境的氯离子等背景值较高，其形成除与含水层介质母岩有关外，还与地下水补给、径流、排泄条件有关，径流缓慢导致地下水中各组分的相对富集。。

## 8 大气环境影响调查与分析

### 8.1 大气污染源及防治措施调查

#### 1、伴生气

原油开采与集输过程中会挥发、泄漏烃类气体。主要来自采油井口挥发和阀门、法兰等接头处泄漏，本次验收项目采取以下措施防治伴生气泄漏：

##### (1) 实施油气密闭输送

1) 开采过程通过管线密闭集输，减少集输环节烃类无组织排放。

2) 采油井口安装定压阀回收套管气。在井场采用密闭油井套管，安装定压放气阀回收套管伴生气，当套管气压力达到设定压力后，定压阀打开，套管内伴生气进入集油管线回收系统，避免因放空造成的环境污染及资源浪费。

##### (2) 伴生气综合利用

提高伴生气回收利用率，分离伴生气作为联合站内加热炉和采暖锅炉燃料利用。

(3) 井场输油管线出口处设紧急截断阀，一旦发生事故，紧急切断油、气源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类气体的排放量。

采取以上措施后，伴生气综合利用率符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中规定的伴生气回收利用率达到 80% 以上的要求。

#### 2、联合站加热炉和采暖炉烟气

本项目建成后，全厂产能总量不变，联合站生产工艺不变，加热炉和锅炉燃烧产生的污染物总量不变，2024 年 12 月 31 日，大港油田第六采油厂取得国版排污证，并按排污证要求对运行加热炉和采暖炉进行每月例行监测。本次验收项目依托孔店联合站加热炉、采暖炉，对采油过程中产生的伴生气进行利用，本次对孔店联合站加热炉和采暖炉废气进行监测。

#### 3、无组织废气逸散防治措施

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等。

(2) 为加强井场生产情况跟踪，在每口井井口安装压力变送器，准确记录并实时发送井口油压、套压等关键数据，一旦发现异常会立即报警。同时井场安装安全视频监控装置，便于井场区域内情况的检查。

(3) 加强井下作业和油井生产管理，减少烃类散失，修井作业前，做好油

井的压力监测，并准备应急措施。

(4)为了确保油气井密封性，确保从钻井到完井投产的每一步使用的工具、完成的工艺都具有密封性。1) 油层套管外固井水泥全部返到地面，防止储层气沿水泥环发生气窜；2) 完井中涉及的工具、设备的橡胶件满足温度、压力及防腐的要求。

## 8.2 废气排放情况调查

河北未派环保科技有限公司于2025年11月19日~2025年11月21日及2025年11月26日对本次验收项目井丛场边界非甲烷总烃及加热炉和锅炉烟气排放进行了验收监测。

### 1、加热炉和锅炉废气

(1)监测布点：孔店联合站三个加热炉排气筒和1个采暖锅炉排气筒出口。

(2) 监测项目：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、排气中 O<sub>2</sub>、烟气黑度、排气流量。

(3) 监测频次：监测 2 天，1 天 3 次。

### 2、井丛场废气

(1) 监测布点：3 个井场边界上风向布点 1 个，下风向布点 3 个，3 个井场内各布设 1 个。

(2) 监测项目：非甲烷总烃。

(3) 监测频次：监测 2 天，每天监测 4 次。

3、监测点位、项目及频次见下表。

**表 8.2-1 废气质量监测点位、项目及频次**

序号	检测类别	检测点位名称		检测项目	检测频次
1	有组织废气	孔店联合站 1#加热炉排气筒 (DA006) 出口		颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、排气中 O <sub>2</sub> 、烟气黑度、排气流量	检测 2 天，每天 3 次
		孔店联合站 2#加热炉排气筒 (DA007) 出口		颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、排气中 O <sub>2</sub> 、烟气黑度、排气流量	检测 2 天，每天 3 次
		孔店联合站 6#加热炉排气筒 (DA008) 出口		颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、排气中 O <sub>2</sub> 、烟气黑度、排气流量	检测 2 天，每天 3 次
		孔店联合站采暖炉排气筒 (DA013) 出口		颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、排气中 O <sub>2</sub> 、烟气黑度、排气流量	检测 2 天，每天 3 次
2	无组织废气	孔 1064H 井场	厂界：上风向 1 个点位，下风向 3 个点位	非甲烷总烃	检测 2 天，每天 4 次
			井丛场内	非甲烷总烃	检测 2 天，每天 4 次

			井丛场任意一次浓度值	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次
	孔 1062H 井场		厂界: 上风向 1 个点位, 下风向 3 个点位	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次
			井丛场内	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次
			井丛场任意一次浓度值	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次
			厂界: 上风向 1 个点位, 下风向 3 个点位	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次
	孔 85-18H3 井场		井丛场内	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次
			井丛场任意一次浓度值	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次
			井丛场任意一次浓度值	非甲烷总烃	检测 2 天, 每天 4 次

4、检测项目、仪器及分析方法。

表 8.2-2 废气检测项目监测分析方法及仪器

序号	检测类别	检测项目	分析及标准代号	仪器名称、型号及编号	最低检出限
1	有组织废气	排气流量	《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》GB/T16157-1996及修改单7排气流速、流量的测定	自动烟尘烟气综合测试仪KT-2000 (WPC001-05、11、13)	/
		颗粒物	《固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定重量法》HJ836-2017	自动烟尘烟气综合测试仪KT-2000 (WPC001-05、11、13)、电子天平AUW120D (WPF017)、电热鼓风干燥箱101-1A (WPF005)、恒温恒湿间SW-2.5 (WPF009)	1.0mg/m <sup>3</sup>
		排气中 O <sub>2</sub>	《固定污染源废气监测技术规范》HJ/T397-2007 6.3.3电化学法测定O <sub>2</sub>	自动烟尘烟气综合测试仪KT-2000 (WPC001-05、11、13)	/
		二氧化硫	《固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法》HJ57-2017	自动烟尘烟气综合测试仪KT-2000 (WPC001-05、11、13)	3mg/m <sup>3</sup>
		氮氧化物	《固定污染源废气 氮氧化物的测定定电位电解法》HJ693-2014	自动烟尘烟气综合测试仪KT-2000 (WPC001-05、11、13)	3mg/m <sup>3</sup>
		烟气黑度	《固定污染源排放 烟气黑度的测定林格曼烟气黑度图法》HJ/T398-2007	林格曼黑度图 (WPC016-01、02)	/
2	无组织废气	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》HJ604-2017	真空箱气袋采样器HP-3001 (WPC004-11、15、16)、KT-2043 (WPC004-23、24、26、28、29、31、32、34、42)、气相色谱仪GC-7890型 (WPF018) 气相色谱仪 GC-8500 (WPF120)	0.07mg/m <sup>3</sup>

## 5、监测结果与分析

### (1) 有组织废气检测结果

表 8.2-3 有组织废气检测结果

检测点位及 采样日期	检测项目		单位	检测结果				执行标准及标准值		达标 情况
				1	2	3	最大值	执行标准	标准值	
孔店联合站 1#加热炉排 气筒出口 (DA006, 低氮燃烧 +15m 高排 气筒) 2025.11.19	标干流量		m <sup>3</sup> /h	1501	1549	1531	1549	/	/	/
	氧含量		%	8.5	8.8	8.5	8.5	/	/	/
	颗粒物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.4	1.6	1.9	1.9	《锅炉大气污染物排放 标准》DB13/5161-2020	/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	2.0	2.2	2.7	2.7		≤5	达标
		排放速率	kg/h	2.10×10 <sup>-3</sup>	2.48×10 <sup>-3</sup>	2.91×10 <sup>-3</sup>	2.91×10 <sup>-3</sup>		/	/
	二氧化 硫	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		≤10	达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--		/	/
	氮氧 化物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	8	7	8	8		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	11	10	11	11		≤50	达标
		排放速率	kg/h	0.0120	0.0108	0.0122	0.0122		/	/
烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1	≤1		达标	
孔店联合站 1#加热炉排 气筒出口 (DA006, 低氮燃烧 +15m 高排 气筒) 2025.11.26	标干流量		m <sup>3</sup> /h	1516	1555	1542	1555		/	/
	氧含量		%	8.4	8.5	8.5	8.5	/	/	/
	颗粒物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.3	1.8	1.4	1.8	《锅炉大气污染物排放 标准》DB13/5161-2020	/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.8	2.5	2.0	2.5		≤5	达标
		排放速率	kg/h	1.97×10 <sup>-3</sup>	2.80×10 <sup>-3</sup>	2.16×10 <sup>-3</sup>	2.80×10 <sup>-3</sup>		/	/
	二氧化 硫	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		≤10	达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--		/	/
	氮氧 化物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	6	7	8	8		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	8	10	11	11		≤50	达标
		排放速率	kg/h	9.10×10 <sup>-3</sup>	0.0109	0.0123	0.0123		/	/
烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1	≤1		达标	

备注：1、折算公式：大气污染物排放浓度=大气污染物实测浓度×(21-基准含氧量)/(21-实测含氧量)，其中基准含氧量为3.5%。  
2、“ND”表示检测因子检测浓度低于方法检出限。

续表 8.2-3 有组织废气检测结果（续 1）

检测点位及 采样日期	检测项目	单位	检测结果				执行标准及标准值		达标 情况	
			1	2	3	最大值	执行标准	标准值		
孔店联合站 2#加热炉排 气筒出口 (DA007, 低氮燃烧 +15m 高排 气筒) 2025.11.19	标干流量	m <sup>3</sup> /h	745	704	646	745	/	/	/	
	氧含量	%	10.3	10.3	10.3	10.3	/	/	/	
	颗粒物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	2.1	1.3	1.7	2.1	《锅炉大气污染物排放 标准》DB13/5161-2020	/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	3.4	2.1	2.8	3.4		≤5	达标
		排放速率	kg/h	1.56×10 <sup>-3</sup>	9.15×10 <sup>-4</sup>	1.10×10 <sup>-3</sup>	2.56×10 <sup>-3</sup>		/	/
	二氧化 硫	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		≤10	达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--		/	/
	氮氧 化物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	6	5	7	7		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	10	8	11	11		≤50	达标
		排放速率	kg/h	4.47×10 <sup>-3</sup>	3.52×10 <sup>-3</sup>	4.52×10 <sup>-3</sup>	4.52×10 <sup>-3</sup>		/	/
	烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1			≤1	达标
	孔店联合站 2#加热炉排 气筒出口 (DA007, 低氮燃烧 +15m 高排 气筒) 2025.11.20	标干流量	m <sup>3</sup> /h	670	705	724	724		/	/
氧含量		%	10.4	10.4	10.4	10.4	/		/	/
颗粒物		实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.7	2.0	1.3	2.0		《锅炉大气污染物排放 标准》DB13/5161-2020	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	2.8	3.3	2.1	3.3	≤5		达标
		排放速率	kg/h	1.14×10 <sup>-3</sup>	1.41×10 <sup>-3</sup>	9.41×10 <sup>-4</sup>	1.41×10 <sup>-3</sup>	/		/
二氧化 硫		实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND	/		/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND	≤10		达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--	/		/
氮氧 化物		实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	6	6	7	7	/		/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	10	10	12	12	≤50		达标
		排放速率	kg/h	4.02×10 <sup>-3</sup>	4.23×10 <sup>-3</sup>	5.07×10 <sup>-3</sup>	5.07×10 <sup>-3</sup>	/		/
烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1		<1		达标

备注：1、折算公式：大气污染物排放浓度=大气污染物实测浓度×(21-基准含氧量)/(21-实测含氧量)，其中基准含氧量为3.5%。  
2、“ND”表示检测因子检测浓度低于方法检出限。

续表 8.2-3 有组织废气检测结果 (续 2)

检测点位及 采样日期	检测项目		单位	检测结果				执行标准及标准值		达标 情况
				1	2	3	最大值	执行标准	标准值	
孔店联合站 6#加热炉排 气筒出口 (DA008, 19m 高排气 筒) 2025.11.19	标干流量		m <sup>3</sup> /h	2619	2617	2670	2670	/	/	/
	氧含量		%	6.6	6.4	6.5	6.6	/	/	/
	颗粒物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.5	1.1	1.8	1.8	《工业炉窑大气污染物 排放标准》 (DB13/1640-2012) 和 《关于印发〈工业炉窑大 气污染综合治理方案〉的 通知》(环大气〔2019〕 56号) 排放限值要求	/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.3	0.9	1.5	1.5		≤30	达标
		排放速率	kg/h	3.93×10 <sup>-3</sup>	2.88×10 <sup>-3</sup>	4.81×10 <sup>-3</sup>	4.81×10 <sup>-3</sup>		/	/
	二氧化 硫	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		≤200	达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--		/	/
	氮氧 化物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	27	26	28	28		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	23	22	24	24		≤300	达标
		排放速率	kg/h	0.0707	0.0680	0.0748	0.0748		/	/
烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1	≤1		达标	
孔店联合站 6#加热炉排 气筒出口 (DA008, 19m 高排气 筒) 2025.11.20	标干流量		m <sup>3</sup> /h	2663	2655	2604	2663		/	/
	氧含量		%	6.5	6.4	6.5	6.5	/	/	/
	颗粒物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	2.2	1.9	1.6	2.2	《工业炉窑大气污染物 排放标准》 (DB13/1640-2012) 和 《关于印发〈工业炉窑大 气污染综合治理方案〉的 通知》(环大气〔2019〕 56号) 排放限值要求	/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.9	1.6	1.4	1.9		≤30	达标
		排放速率	kg/h	5.86×10 <sup>-3</sup>	5.04×10 <sup>-3</sup>	4.17×10 <sup>-3</sup>	5.86×10 <sup>-3</sup>		/	/
	二氧化 硫	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		≤200	达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--		/	/
	氮氧 化物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	27	27	27	27		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	23	23	23	23		≤300	达标
		排放速率	kg/h	0.0719	0.0717	0.0703	0.0719		/	/
烟气黑度		级	<1	<1	<1	<1	<1		达标	

备注：1、折算公式：大气污染物排放浓度=大气污染物实测浓度×(21/(21-实测含氧量))/规定空气过剩系数)，其中规定空气过剩系数为1.7%。  
2、“ND”表示检测因子检测浓度低于方法检出限。

续表 8.2-3 有组织废气检测结果 (续 3)

检测点位及 采样日期	检测项目	单位	检测结果				执行标准及标准值		达标 情况	
			1	2	3	最大值	执行标准	标准值		
孔店联合站 采暖炉排气 筒出口 (DA013, 低氮燃烧 +15m 高排 气筒) 2025.11.19	标干流量	m <sup>3</sup> /h	345	321	360	360	/	/	/	
	氧含量	%	7.3	7.4	7.4	7.4	/	/	/	
	颗粒物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.9	2.2	1.6	2.2	《锅炉大气污染物排放 标准》DB13/5161-2020	/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	2.4	2.8	2.1	2.8		≤5	达标
		排放速率	kg/h	6.56×10 <sup>-4</sup>	7.06×10 <sup>-4</sup>	5.76×10 <sup>-4</sup>	7.06×10 <sup>-4</sup>		/	/
	二氧化 硫	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		≤10	达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--		/	/
	氮氧 化物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	5	5	5	5		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	6	6	6	6		≤50	达标
		排放速率	kg/h	1.73×10 <sup>-3</sup>	1.61×10 <sup>-3</sup>	1.80×10 <sup>-3</sup>	1.80×10 <sup>-3</sup>		/	/
烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1		≤1		达标	
孔店联合站 采暖炉排气 筒出口 (DA013, 低氮燃烧 +15m 高排 气筒) 2025.11.20	标干流量	m <sup>3</sup> /h	332	330	348	348	/		/	/
	氧含量	%	7.4	7.4	7.5	7.5	/	/	/	
	颗粒物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.5	1.4	1.9	1.9	《锅炉大气污染物排放 标准》DB13/5161-2020	/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	1.9	1.8	2.5	2.5		≤5	达标
		排放速率	kg/h	4.98×10 <sup>-4</sup>	4.62×10 <sup>-4</sup>	6.61×10 <sup>-4</sup>	6.61×10 <sup>-4</sup>		/	/
	二氧化 硫	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	ND	ND	ND	ND		≤10	达标
		排放速率	kg/h	--	--	--	--		/	/
	氮氧 化物	实测浓度	mg/m <sup>3</sup>	5	4	5	5		/	/
		排放浓度	mg/m <sup>3</sup>	6	5	6	6		≤50	达标
		排放速率	kg/h	1.66×10 <sup>-3</sup>	1.32×10 <sup>-3</sup>	1.74×10 <sup>-3</sup>	1.74×10 <sup>-3</sup>		/	/
烟气黑度	级	<1	<1	<1	<1		<1		达标	

备注：1、折算公式：大气污染物排放浓度=大气污染物实测浓度×(21-基准含氧量)/(21-实测含氧量)，其中基准含氧量为3.5%。  
2、“ND”表示检测因子检测浓度低于方法检出限。

表 8.2-3 无组织废气检测结果

检测项目及 采样日期	检测点位		单位	检测结果					执行标准及标准值		达标 情况
				1	2	3	4	最大值	执行标准	标准值	
非甲烷总烃 2025.11.19	孔 1064H	上风向 1#	mg/m <sup>3</sup>	0.85	0.87	0.82	0.90	1.11	《工业企业挥发性 有机物排放控制标 准》DB13/2322-2016	≤2.0	达标
		下风向 2#		1.11	1.01	1.03	1.06				
		下风向 3#		1.08	1.08	1.03	1.04				
		下风向 4#		1.03	1.05	1.06	4.44				
		井丛场内 5#		1.35	1.42	1.52	1.48	1.52		≤4.0	达标
		井丛场任意 一次浓度值 6#		1.38	1.49	1.47	1.45	1.49		《挥发性有机物无 组织排放控制标准》 GB37822-2019	≤6.0
非甲烷总烃 2025.11.20	孔 1064H	上风向 1#	mg/m <sup>3</sup>	0.85	0.92	0.91	0.90	1.22	《工业企业挥发性 有机物排放控制标 准》DB13/2322-2016	≤2.0	达标
		下风向 2#		1.01	1.13	1.08	1.07				
		下风向 3#		1.13	1.05	1.11	1.14				
		下风向 4#		1.22	1.17	1.16	1.10				
		车间口 5#		1.35	1.39	1.40	1.31	1.40		≤4.0	达标
		车间外任意 一次浓度值 6#		1.39	1.46	1.30	1.32	1.46		《挥发性有机物无 组织排放控制标准》 GB37822-2019	≤6.0
非甲烷总烃 2025.11.19	孔 1062H	上风向 1#	mg/m <sup>3</sup>	0.87	0.84	0.81	0.87	1.13	《工业企业挥发性 有机物排放控制标 准》DB13/2322-2016	≤2.0	达标
		下风向 2#		1.05	1.10	1.06	1.01				
		下风向 3#		1.03	1.05	1.02	1.08				
		下风向 4#		1.08	1.05	1.08	1.13				
		井丛场内 5#		1.55	1.43	1.42	1.49	1.55		≤4.0	达标
		井丛场任意 一次浓度值 6#		1.41	1.49	1.66	1.61	1.66		《挥发性有机物无 组织排放控制标准》 GB37822-2019	≤6.0
非甲烷总烃 2025.11.20	孔 1062H	上风向 1#	mg/m <sup>3</sup>	0.88	0.89	0.84	0.93	1.22	《工业企业挥发性 有机物排放控制标 准》DB13/2322-2016	≤2.0	达标
		下风向 2#		1.02	1.11	1.05	1.22				
		下风向 3#		1.10	1.06	1.09	1.14				
		下风向 4#		1.16	1.17	1.12	1.10				
		车间口 5#		1.49	1.41	1.46	1.36	1.49		≤4.0	达标
		车间外任意 一次浓度值 6#		1.53	1.40	1.48	1.30	1.53		《挥发性有机物无 组织排放控制标准》 GB37822-2019	≤6.0
备注： /											

续表 8.2-3 无组织废气检测结果 (续 1)

检测项目及 采样日期	检测点位		单位	检测结果					执行标准及标准值		达标 情况	
				1	2	3	4	最大值	执行标准	标准值		
非甲烷总烃 2025.11.19	孔 85- 18H3	上风向 1#	mg/m <sup>3</sup>	0.83	0.80	0.85	0.88	1.11	《工业企业挥发性 有机物排放控制标 准》DB13/2322-2016	≤2.0	达标	
		下风向 2#		1.08	1.08	1.03	1.05					
		下风向 3#		1.10	1.01	1.06	1.06					
		下风向 4#		1.11	1.07	1.09	1.07					
		井丛场内 5#		1.55	1.52	1.55	1.44	1.55		≤4.0		达标
		井丛场任意 一次浓度值 6#		1.58	1.56	1.51	1.47	1.58		《挥发性有机物无 组织排放控制标准》 GB37822-2019		≤6.0
非甲烷总烃 2025.11.20	孔 85- 18H3	上风向 1#	mg/m <sup>3</sup>	0.92	0.95	0.94	0.90	1.25	《工业企业挥发性 有机物排放控制标 准》DB13/2322-2016	≤2.0	达标	
		下风向 2#		1.25	1.13	1.18	1.23					
		下风向 3#		1.06	1.15	1.19	1.08					
		下风向 4#		1.07	1.18	1.09	1.14					
		车间口 5#		1.51	1.58	1.34	1.35	1.58		≤4.0		达标
		车间外任意 一次浓度值 6#		1.53	1.49	1.47	1.51	1.53		《挥发性有机物无 组织排放控制标准》 GB37822-2019		≤6.0
备注: /												

由表可知,本次验收项目井丛场边界非甲烷总烃无组织排放满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016)表 2 其他企业厂界无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值要求,井场内监控点处 1 小时平均浓度和任意一次浓度值均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附表 A.1 排放限值。

### 8.3 小结

根据调查及监测结果,项目采用先进的井控装置,油气集输及处理采用全密闭流程,伴生气依托现有联合站加热炉及采暖炉。验收监测期间,本次验收项目孔店联合站 6#加热炉排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物及烟气黑度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012)和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》(环大气〔2019〕56 号)排放限值要求;1#和 2#加热炉、采暖锅炉加热炉排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物及烟气黑度均满足

《锅炉大气污染物排放标准》（DB13/5161-2020）标准要求；井丛场无组织排放的非甲烷总烃满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表 2 其他企业厂界无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值要求，井场内监控点处小时平均浓度和任意一次浓度值均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附表 A.1 排放限值。

## 9 声环境影响调查与分析

### 9.1 噪声污染源及防治措施调查

项目运行期噪声主要为井场采油作业时抽油机设备运行噪声，评针对项目运行期特点提出了噪声控制措施，建设单位根据环评和批复要求针对噪声污染源采取了如下噪声防治措施：

(1) 选用同类产品中低噪声设备并采取避振喉、减振座等降噪措施。

(2) 井下作业时，高噪声设备施工时间安排在日间，避免夜间施工（需连续作业的除外），夜间施工时向当地生态环境主管部门管理施工许可，并告知周围单位或居民）。在距离村庄较近的井场进行井下作业时，尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，避免局部声级过高；现场装卸管道、设备机具时，轻装慢放；合理布置施工设备，噪声大的设备尽可能地远离环境保护目标；加强对设备的保养、维护，整体设备安放稳固，与地面保持良好接触，使用减振基座降噪；对运输车辆定期维修、养护；减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。





图 9.1-1 低噪声设备及减振基座

## 9.2 声环境状况调查

河北未派环保科技有限公司 2025 年 11 月 19 日-2025 年 11 月 21 日对井丛场边界噪声进行了验收监测。

### 1、监测布点

孔 85-18H3、孔 1064H、孔 1062H 三个井场厂界

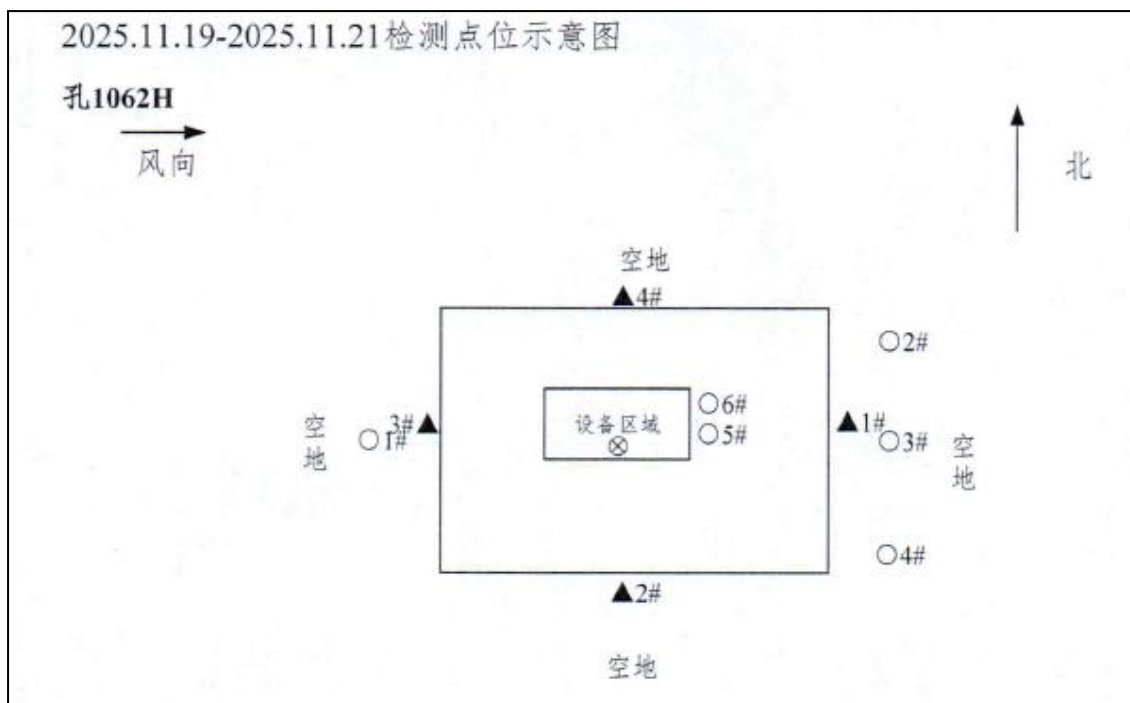
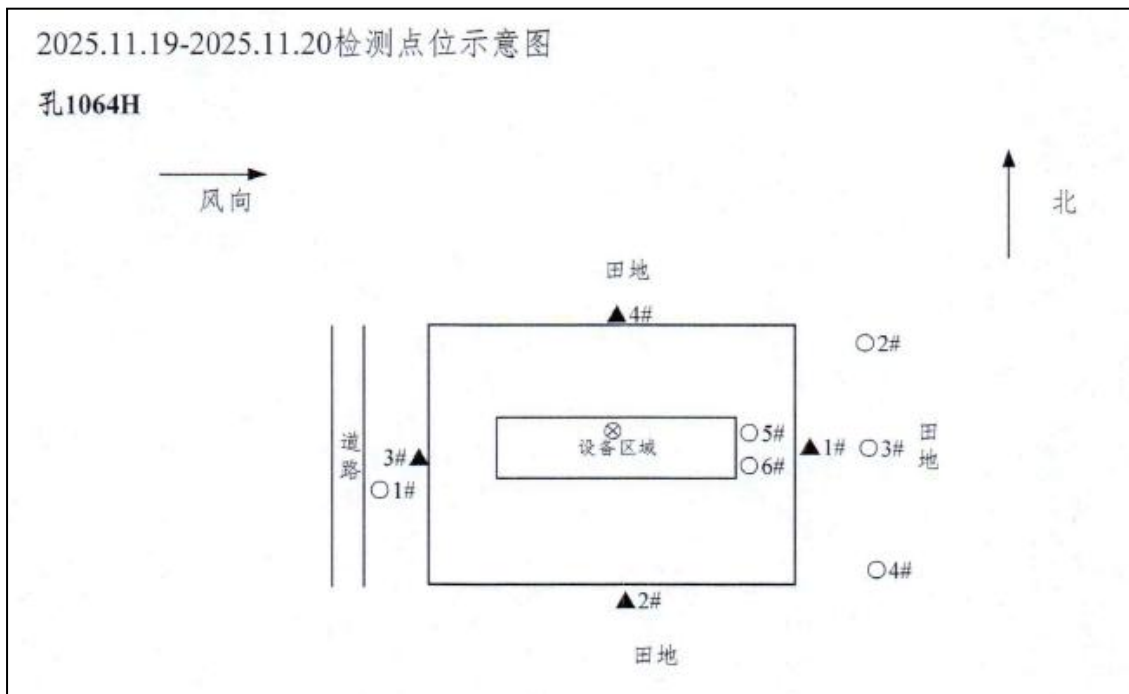
2、监测项目：等效连续 A 声级(LAeq(dB))。

3、监测频次：监测 2 天，昼夜各监测 1 次。

噪声环境监测点位、项目及频次见下表。

表 9.2-1 声环境监测点位、项目及频次

监测点位	监测类别	监测项目	监测频次
孔 85-18H3、孔 1064H、孔 1062H 井场厂界四周	噪声	等效连续A声级 ( $L_{Aeq}$ )	监测两天，昼、夜各监测一次





			测量值	结果值	测量值	结果值		准限值	
孔 1062H 井场	东厂界 1#	昼间	49.3	49	50.7	51	《工业企业厂界 环境噪声排放标 准》 GB12348-2008	60	达标
		夜间	48.4	48	46.6	47			达标
	南厂界 2#	昼间	50.3	50	49.4	49			达标
		夜间	45.9	46	45.9	46			达标
	西厂界 3#	昼间	49.8	50	53.0	53		50	达标
		夜间	45.2	45	44.2	44			达标
	北厂界 4#	昼间	51.5	52	54.7	55			达标
		夜间	47.4	47	46.1	46			达标
检测点位		检测时 段	检测结果				执行标准及限值		达标 情况
			2025.11.19		2025.11.20-2025.11.21		执行标准	执行标 准限值	
			测量值	结果值	测量值	结果值			
孔 1062H 井场	东厂界 1#	昼间	49.3	49	50.7	51	《工业企业厂界 环境噪声排放标 准》 GB12348-2008	60	达标
		夜间	48.4	48	46.6	47			达标
	南厂界 2#	昼间	50.3	50	49.4	49			达标
		夜间	45.9	46	45.9	46			达标
	西厂界 3#	昼间	49.8	50	53.0	53		50	达标
		夜间	45.2	45	44.2	44			达标
	北厂界 4#	昼间	51.5	52	54.7	55			达标
		夜间	47.4	47	46.1	46			达标
备注： /									

由上表可知，各井丛场边界昼间、夜间噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

### 9.3 小结

运营过程中，选用低噪声设备并采取避振喉、减振座等措施，远离居民区。尚未进行井下作业间，没有噪声扰民现象。未发现有相关投诉。经监测，各井丛场厂界昼间、也加你噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

## 10 固体废物环境影响调查

本次验收项目运行期固体废物主要为落地油、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣。

### 10.1 固体废物污染防治及处置措施调查

#### 10.1.1 减量化措施

##### 1、井控

设置井控装置，在钻井过程中及完井后，严格井控技术规定和井口装置试压要求。

##### 2、井下作业

修井作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地原油等废物。采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体措施包括：

（1）修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，从源头减少落地油的产生；

（2）使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器解决包括抽油杆砂卡或断脱等不利情况在内的油管泄油问题，保证油管内原油全部泄入井筒，而不落地；使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着的原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面；

（3）项目运营期修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，有效控制落地油的污染影响；

（4）以上技术措施及设备已得到实际应用，对控制落地原油的产生具有很好的效果。建设单位在修井作业时结合实际情况，对施工单位提出具体技术要求。

#### 10.1.2 管理措施

加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄漏事件的发生，使落地油全部回收利用。同时第六采油厂应当按照环保要求对环保措施的落实、环保设备的正常运行、环保管理的执行进行经常性的巡视，加强日常监管，避免“跑、冒、滴、漏”的发生。

#### 10.1.3 贮存措施

本项目运营期产生的危险废物在羊中心站的危废暂存间暂存。危废间底层已进行水泥硬化，在表面涂刷了环氧树脂漆，并设置了截堵和收集设施，可有效阻止泄漏液体的跑、冒、滴、漏。危废间设置了双锁，内设有台账、台秤及规章制度，可满足管理的要求。

本项目产生的危险废物远低于其贮存能力，产生后由汽车直接拉运至羊中心站危废暂存间暂存，本项目依托的危废暂存间南库总贮存能力约 10t，当前各危废暂存间清运周期在 3 个月；在滚动开发过程中一年内需临时储存的危险废物总量最多为 2.128t，占羊中心站南库危废间容量的 2.13%，通过缩短危废贮存时间，增加清运频率提高危废暂存间的贮存能力。现有危废间储存能力、防渗要求及风险应急措施均满足扩建项目的需求，项目可依托。

### 10.1.4 运输过程污染防治

危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》（总局令第 5 号）中相关要求。企业加强对运输单位的能力审核及要求，防止运输过程造成环境污染。

危险废物转移运输采取如下措施：

1、危险废物转移过程严格按《危险废物转移管理办法》执行，报批危险废物转移计划，填制转运联单；转运前应检查危险废物转移联单，核对品名、数量和标志；

2、含油污染物在转运前检查盛装容器、转运设备的稳定性、严密性，确保运输途中不会破裂、倾倒、溢流；

3、转运车辆根据《道路运输危险废物车辆标志》（GB13392）设置明显标志；

4、建设单位合理规划原料运输路线，禁止经过水源保护区、自然保护区等敏感目标；

5、运输人员进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散；

6、建设单位根据《危险废物经营单位编制应急预案指南》制定原料运输的事故应急处理预案，一旦发生事故，及时采取相应措施进行处理。

根据现场调查，建设单位危废处理处置台账清晰，危废转移联单齐全。本次调查认为，在采取以上措施后，运营期间固废废物处置措施措施可行。

## **10.2 小结**

项目运行期产生的落地油及含油污泥、含油污染物等均委托有资质单位进行处理，未对环境造成影响。

## 11 社会环境影响调查

### 11.1 影响地区社会经济概况

黄骅市境内已探明的矿藏资源有石油和天然气，现已成为大港油田生产石油和天然气的重要地区之一。全市总面积 1544.7km<sup>2</sup>，辖 10 个乡镇、327 个行政村、3 个街道办事处和 1 个省级经济开发区。

境内拥有 205（河北秦皇岛市山海关区至广东广州）、307（河北歧口至宁夏银川）、海防公路（环渤海）三条国道和津汕（天津至汕尾）、石黄（石家庄至黄骅港）、京沪（北京至上海）、荣乌（荣成至乌海）、保沧（保定至沧州）、沿海（环渤海）、沧廊（沧州至廊坊）高速，黄万（黄骅至天津万家码头）、朔黄（朔州至黄骅港）、京沪（北京至上海）、沧港（沧州至黄骅港）铁路以及邯黄（邯郸至黄骅港）铁路在境内形成了三个黄金十字架，形成了完整的公路、铁路运输网络。

境内的黄骅港地处渤海湾穹顶处，已建成 20 万吨级深水航道和万吨级以上泊位 25 个，是环渤海港口群中最具成长性的深水亿吨综合大港，也是中西部和京津冀地区的重要出海口，腹地覆盖了陕西、宁夏、内蒙、豫北、晋西南以及冀中南、鲁北等广大地区。

### 11.2 征地拆迁安置影响调查

本工程所在区域为农村地区，本次工程不涉及拆迁、安置工程。工程建设对当地社会生活影响不大。

项目占用的土地主要为耕地。项目占用的临时用地和永久用地均与当地村镇签署了用地协议、征地协议书等方式进行征地，并同时签署了占地补偿协议对农户进行了补偿。

### 11.3 小结

项目不仅可以加速大港油田公司采油六厂的发展，同时也为沧州市和当地的经济发展创造了新的增长点，同时项目还可为当地的经济发展、交通运输、居民就业及收入的增加等产生促进作用，具有明显的社会效益。

工程建设不涉及拆迁、安置工程，占用的临时用地和永久用地均与当地村镇签署了用地许可证、征地协议书等方式进行征地，并同时签署了占地补偿协议对农户进行补偿。项目建设对社会环境的影响可被接受。

## 12 清洁生产调查

清洁生产就是将整体预防的环境战略持续应用于生产过程、产品和服务中，以增加生态效率和减少人类及环境的风险。即指不断改进设计，使用清洁的能源、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。

本项目属于油田资源开发利用项目，根据清洁生产分析的原则与方法，结合行业特点，本次评价从生产工艺与装备要求、资源能源利用、污染防治措施、废物回收利用、生态保护等几个方面进行分析。

### 12.1 生产工艺与装备水平调查分析

#### 1、工程布局

(1) 本工程钻井作业为丛式井，不但最大限度减少废物排放，而且减少了井场占地，从而减轻了对土壤植被的影响；油井输油采用管道输送。

(2) 站场及油气集输管线均依托现有，不再新建，不但保证投产井能够立即进入集输流程，同时降低地面工程建设投资及占地。

(3) 原油、污水及固废等处理依托现有项目，不再新建，实现了油气和废物的集中收集、处理处置，工程布局合理。

#### 2、工艺技术

(1) 根据储层特性及近几年各区块钻井泥浆使用情况，本次钻井作业采用环境友好型钻井泥浆及无毒添加剂，基本为无毒性泥浆，广泛应用于大港油田第六采油厂。

(2) 施工钻井过程中，作业井场采用“泥浆不落地工艺”，实际钻井过程中泥浆循环利用率能达到98%以上，配备先进完善的固井设备，最大限度地减少了钻井废物的产生量和污染物的排放量。

(3) 修井作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地原油，采用绿色修井技术及配套设备，实现原油不出井筒，达到“三不沾油”。修井产生的废水全部进行收集，送相应联合站污水处理系统处理达标后回注。对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施，不会对环境造成污染。

(4) 油气集输及处理采用全封闭流程，加强油井井口的密闭，减少了烃类

气体的无组织排放，减少环境污染。

(5) 油层回注水利用处理达标后的油田采出水，节省了水资源。

(6) 地面 30m 以下水泥固井，避免了各个含水层之间的地下水串层以及套外返水事故对地下水的污染。同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制泥浆的失水。

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

## 12.2 资源利用情况调查

(1) 油层回注水全部利用处理达标后的油田采出水，不使用新鲜水。

(2) 钻井岩屑和废弃钻井泥浆委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司烧砖综合利用，实现废物的资源化利用。

(3) 钻井泥浆分离产生的分离水（即钻井废水）大部分作为钻井泥浆配制用水重复利用。

(4) 本项目运营产生的伴生天然气全部用作孔店联合站站加热炉和采暖燃料，通过工艺手段可使利用率达到 100%，节省了油气资源。伴生天然气为清洁燃料，含杂质较少，燃烧过程中产生的大气污染物较少，减少了环境污染，符合清洁生产要求。

## 12.3 污染防治措施调查

### 1、废水

项目运营期间，油田采出水通过管道送孔店联合站站污水处理系统处理达标后全部回注油层；修井废水、洗井废水由罐车拉送至孔店联合站站污水处理系统处理达标后全部回注油层。

### 2、废气

项目运营过程作油气集输采用全密闭集输工艺流程。采用技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等，保证生产正常进行和操作平衡，减少油气放空和安全阀启跳，减少油气泄漏。

### 3、噪声

项目选用低噪声设备，对强声源设备采用避振喉、减振基础等降噪措施，减少噪声污染。

#### 4、固体废物

##### (1) 钻井废弃泥浆、钻井岩屑

本项目钻井岩屑、钻井废弃泥浆暂存井场泥饼暂存处，暂存处地面铺防渗布并进行苫盖，委托沧州裕多通商贸有限公司运输至黄骅市益民新型建材有限公司烧砖综合利用，处理率达到 100%。不会对周围环境产生明显不利影响。

##### (2) 落地油

本项目井下作业均带罐（车）操作，原油不落地。不慎产生的落地油及时回收，回收落地油时，与受污染土壤一起回收，送拉运至羊中心站危废暂存间储存，定期交有资质单位处理。落地油回收率 100%，排放量为 0。

##### (3) 含油污染物

试油期间产生的含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）收集后暂存于井场撬装式危废暂存间，定期委托有资质单位处置，不外排；运营期间产生的含油污染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）收集后暂存于羊中心站危废暂存间，定期委托有资质单位处置，不外排。

##### (4) 油层岩屑

钻井产生的油层岩屑收集后暂存于井场撬装式危废暂存间，定期委托有资质单位处置，不外排。

### 12.4 生态保护措施调查

1、提高施工效率，尽量缩短施工工期，减少对生态环境的影响时间。

2、划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运行车辆及重型机械施工作业范围，按规定进行操作，不随意扩大，以减少对地表的破坏，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复。

3、提高人们保护生态环境的意识，使油田开发与生态环境保护协调发展。

4、在井丛场等系统施工后立即复垦绿化，植被恢复率 $\geq 95\%$ ，有效降低工程施工对环境的影响。

### 12.5 节能措施调查

1、使用清洁燃料和高效加热设备

井区生产所用的燃料均为伴生气。选用先进的加热炉，自动化程度高，管理方便，并设有熄火自动切断气源装置，可确保伴生气燃烧完全，同时降低了能耗，

减少了烟气排放。

## 2、节能措施

(1) 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。

(2) 采用高压管道，减少管网维修，延长管道使用寿命；

(3) 采用全密闭输送工艺，降低原油及天然气的损耗量，节约能源；

(4) 采用先进的系统监视技术运行状态，实施优化运行和管理，提供调度指导，确定合理的集输处理方式，为合理利用能源提供科学保证。

(5) 地面工程各类机泵采用变频控制，降低设备能耗。

## 3、循环经济

循环经济是以物质能量梯次和闭路循环使用为特征，在环境方面表现为污染低排放，甚至污染零排放。发展循环经济是实现可持续发展的一个重要途径，同时也是保护环境和削减污染的根本手段。中国石油大港油田第六采油厂原油产能建设项目工程在石油开发过程中多方面体现“减量化、再使用、再循环”的循环经济行为准则。具体表现为以下几个方面：

(1) 废水的综合利用：在生产运行期，油田采出水、洗井废水等生产废水100%处理达标后回注井下，无生产废水排放；

(2) 钻井泥浆的循环利用：丛式井泥浆循环利用率达到98%以上，减少了泥浆的产生量与排放量；

(3) 在井场采用密闭油井套管，安装定压放气阀回收套管伴生气，避免因放空造成的环境污染及资源浪费；

(4) 本项目依托联合站加热炉使用回收的伴生气作为加热炉燃料，且伴生气属清洁燃料，即减少了因燃煤可能产生的气体污染物，又综合利用了能源。

## 12.6 环境管理制度调查

本次验收项目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，制定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。本项目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。

本项目工程布置合理，工艺技术成熟、先进，污染防治措施稳定、可靠，环境管理制度完善，清洁生产水平达到国内先进水平。

## 12.7 清洁生产体系

本项目钻井作业、采油作业、井下作业清洁生产指标对比见表 12.7-1-表 12.7-3。

表 12.7-1 钻井作业清洁生产指标对比一览表

定量指标										
标准					参考文件		本项目评价			
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	指标内容	来源	实际值	Si	得分
1、资源和能源消耗指标	20	占地面积	m <sup>2</sup>	6	符合行业标准	/	/	符合	1	6
		新鲜水消耗	t/100m标准进尺	9	≤25	/	/	18.81t/100m标准进尺	1.33	11.96
		柴油消耗	/	5	/	/	/	消耗柴油	1	5
2、生产技术特征指标	30	/	/	/	/	固井质量合格率≥95%	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》	100%	1.05	31.58
3、资源综合利用指标	25	钻井液循环率	/	15	≥75%	/	/	95%	1.27	19.05
		柴油机效率	/	5	≥90%	/	/	95%	1.06	5.28
		污水回收率	/	5	≥90%	/	/	100%	1.11	5.56
4、污染物产生指标	25	钻井废水	t/100m标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35	/	/	本项目位于甲类区，钻井废水产生量18.81t/100m标准进尺	1.33	13.29
		废弃钻井液	m <sup>3</sup> /100m标准进尺	10	≤10	/	/	≤5	2	20
	柴油机烟气	/	2	符合排放标准要求	现行标准：《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单	废气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单限值要求。	1	2		
	噪声	/	3	符合排放标准要求	现行标准：《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011	符合。本项目施工噪声排放满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011	1	3		

合计	100	/	/	/	/	/	/	122.69	
定性指标									
标准			参考文献			本项目评价			
一级指标	指标分值	二级指标	指标分值	指标内容	来源	项目情况	得分		
1、原辅材料	15	钻井液毒性	15	/	/	无毒水基钻井液	15		
2、生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	8	钻井设备国内领先	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》	无毒水基钻井液	15		
		压力平衡技术	5	具备欠平衡技术		符合，本项目采用国内领先钻井设备。	8		
		钻井液收集设施完整性	5	配有收集设施，且使钻井液不落地		符合，本项目具备欠平衡技术。	5		
		固控设备完整性	5	配备振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备		符合，本项目配有收集设施，且使钻井液不落地。	5		
		固井质量	5	固井质量合格率≥95%		符合，本项目固井质量合格率≥95%。	5		
		钻井效率	7	《钻井技术经济指标及计算方法》（SY/T5841-2005）		符合，本项目按照《钻井技术经济指标及计算方法》（SY/T5841-2005）控制钻井效率。	7		
		井控措施有效性	5	/		/	符合，本项目具备井控措施且措施有效	5	
3、符合国家政策的生产规模	10	/	10	《中国石油2024年第一批油气开发项目（河北省）备案》（项目代码：2406-000000-60-01-511805）备案产能：羊三木油田和孔店油田新建产能2.0万吨。	《中国石油2024年第一批油气开发项目（河北省）备案》（项目代码：2406-000000-60-01-511805）	符合，本次验收项目新建产能1.3万吨，满足备案产能规模。第六采油厂每年都在加大开发力度，新增产能弥补油田每年的产能递减，本项目各油井实施为油田高产、稳产提供了保障。	10		
4、管理体系建设及清洁生产审核	20	建立HSE管理体系并通过认证	10	/	/	建立了HSE管理体系并通过认证	10		
		开展清洁生产审核	10	/	/	开展了清洁生产审核	10		
5、贯彻执行环境保护法规的符合性	15	建设项目环保“三同时”执行情况	5	/	/	严格落实环保“三同时”制度	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	/	/	严格执行建设项目环境影响评价制度	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	/	/	实施总量控制，采取了有效的减排措施	5		
合计	100	/	100	/	/	/	100		

表 12.7-2 本项目采油作业清洁生产指标对比统计表

定量指标										
标准						参考文件		本项目评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	指标内容	来源	实际值	Si	得分
1、资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg标煤/t采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160	/	/	稠油：≤100	1.6	40.0
2、生产技术特征指标	30	/	/	/	/	新、改、扩建油气田油气集输损耗率≤0.5%	《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）	≤0.5%	1	30.0
3、资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	/	余热利用率≥60%	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》	85	1.42	7.1
		油井伴生气回收利用利用率	%	10	≥80	/	/	100	1.25	12.5
		油泥资源化利用率	%	10	/	油井伴生气回收利用率≥90%	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价	100	1.11	11.1
4、污染物产生指标	20	落地原油	%	5	/	落地原油回收率100%	指标体系（试行）》	100	1	5.0
		采油废水回用率	%	5	≥60	/	/	100	1.67	8.3
		油井伴生气外排率	%	5	≤20	/	/	0	1	5.0
		采出废水达标排放率	%	5	100	/	/	不外排	1	5.0
合计	100	/	/	/	/	/	/	/	124.0	
定性分析										
标准				参考文件			标准二级指标分值修正值	本项目评价		
一级指标	指标分值	二级指标	指标分值	指标内容		来源		项目情况	得分	
1、原辅材料	15	注水水质	15	/		/	/	达标回注现役油藏层位，不外排。	15	
2、生产工艺及设备要求	35	井筒质量	5	井筒设施完好		中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》	7	符合，本项目确保井筒设施完好。	7	
		采气过程醇回收设施	5	/		/	0	不涉及	0	
		天然气净化设施	5	/		/	0	不涉及	0	
		集输流程	5	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》	7	符合，本项目全部采用管线集输，集输过程具有轻烃回收装置。	7		
		采油（气）方式	5	采油方式经过综合评价确定	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》	7	符合，本项目采油方式经第六采油厂综合评价确定为注水采油。	7		
		套管气回收装置	5	具有套管气回收装置		7	符合，本项目具有套管气回收装置。	7		

		防止落地原油产生措施	5	/	/	7	符合,本项目采用 先进设备并定期维护,防止油产生。	7
3、符合国家政策的生产规模	10	/	10	《中国石油2024年第一批油气开发项目(河北省)备案》(项目代码:2406-000000-60-01-511805)备案产能:羊三木油田和孔店油田新建产能2.0万吨。	《中国石油2024年第一批油气开发项目(河北省)备案》(项目代码:2406-000000-60-01-511805)	/	符合,本次验收项目新建产能1.3万吨,满足备案产能规模。第六采油厂每年都在加大开发力度,新增产能弥补油田每年的产能递减,本项目各油井实施为油田高产、稳产提供了保障。	10
4、环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立HSE管理体系并通过认证	10	/	/	/	建立了HSE管理体系并通过认证。	10
		开展清洁生产审核	10	/	/	/	开展了清洁生产审核。	10
5、贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	/	/	6.67	严格落实环保“三同时”制度。	6.67
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	/	/	6.67	严格执行建设项目环境影响评价制度。	6.67
		老污染源限期治理项目完成情况	5	/	/	0	不涉及。	0
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	/	/	6.66	实施总量控制,采取了有效的减排措施。	6.66
合计	100	/	100	/	/	/	/	100

表 12.7-3 本项目井下作业清洁生产指标对比统计表

定量指标											
一级指标	权重值	标准			参考文件		标准二级指标分值修正值	本项目评价			
		二级指标	单位	权重值	评价基准值	指标内容		来源	实际值	Si	得分
1、资源与能源消耗指标	25	占地面积	/	5	符合行业标准要求	/	/	/	符合	1	5
		洗井液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	/	作业液消耗≤5.0	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》	/	≤4.5	1	10
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	/	新鲜水消耗≤5.0		/	≤5	1	10
2、生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	/	100	/	/	0	不涉及	0	0
		/	/	/	/	射孔位置误差≤0.1m	《油、气、水井井下作业质量评定指标》(Q/SYXJ0071-2013)	6.25	符合,本项目射孔位置误差≤0.1。	1	6.25
		/	/	/	/	衬管实下深度与设计深度误差≤±0.5m		6.25	符合,本项目衬管实下深度与设计深度误差≤±0.5。	1	6.25

		/	/	/	/	测井底误差≤0.3%		6.25	符合,本项目测井底误差≤0.3。	1	6.25
		/	/	/	/	套管试压30min压降≤0.5MPa		6.25	符合,本项目套管试压30min压降≤0.5。	1	6.25
3、资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	/	/	/	100	1	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	/	/	/	100	1	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	/	/	/	100	1	8
4、污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	/	/	/	100%	1	5
		修井废水	kg/井次	5	/	符合环保要求		/	符合,不外排	1	5
		废气	kg/井次	5	/	符合环保要求		/	符合,本项目井场场界非甲烷总烃满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》DB13/2322-2016表2其他行业无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》GB39728-2020中的挥发性有机物排放控制要求,井场内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》GB37822-2019附录A.1标准。	1	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区: ≤50 乙类区: ≤70	/	/	/	≤50(本项目位于甲类区)	1	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	/	符合环保要求		/	符合,本项目固体废物全部综合利用或合理处置,不外排。	1	5
合计	100	/	/	/	/	/	/	/	/	100	
定性指标											
标准				参考文件				本项目			
一级指标	指标分值	二级指标	指标分值	指标内容		来源		项目情况评价		得分	
1、原辅材料	15	洗井液的毒性	15	/		/		无毒洗井液		15	

2、生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性	7	/	/	符合，本项目在井口安装防喷器和控制装置，敏感井在井口加装井口断脱防喷装置，防喷措施有效。	7
		地面管线防刺防漏措施	6	按标准试压	中石油《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》	符合，本项目严格按标准试压。	6
		防溢设备（防溢池设置）	6	/	/	符合，本项目设置井下作业期间设置防溢池。	6
		防渗范围	5	符合环保要求		符合，本项目作业期间严格按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）开展分区防渗，防渗范围覆盖整个作业区。	5
		作业废液污染控制措施	8	符合环保要求		符合，本项目带罐操作，作业区铺设防渗布，有效控制作业废液污染。	8
		防止落地原油产生措施	8	符合环保要求		符合，本项目采用先进设备并定期维护，防止落地油产生。	8
3、符合国家政策的生产规模	10	/	10	《中国石油2024年第一批油气开发项目（河北省）备案》（项目代码：2406-000000-60-01-511805）备案产能：羊三木油田和孔店油田新建产能2.0万吨。	《中国石油2024年第一批油气开发项目（河北省）备案》（项目代码：2406-000000-60-01-511805）	符合，本次验收项目新建产能1.3万吨，满足备案产能规模。第六采油厂每年都在加大开发力度，新增产能弥补油田每年的产能递减，本项目各油井实施为油田高产、稳产提供了保障。	10
4、环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立HSE管理体系并通过认证	15	/	/	建立了HSE管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	5	/	/	开展了清洁生产审核	5
5、贯彻执行环境保护法规的符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况	/	/	/	实施总量控制，采取了有效的减排措施。	15
合计	100	/	/	/	/	/	100

## 12.8 小结

综上所述可以看出，本项目各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产技术应用到生产的全过程中，较充分利用了能源和资源，减少污染物的产生，并使废弃物在生产过程中转化为可用资源，从而减缓污染的发生，因此，可以认为本项目采用的工艺是国内较成熟和先进的，基本符合清洁生产要求。

## 13 污染物排放总量控制调查

总量控制，即是将给定区域内污染源排放负荷控制在一定数量之内，使之受纳水体、大气、土壤等满足规定的环境目标。污染物排放总量控制是将排放某一特定区域环境的污染物的量控制或削减到某一要求的水平之下，以限制排污单位的污染物排放总量。实施污染物排放总量控制是坚持可持续发展战略，推进经济、社会、环境协调发展的重要措施。

### 13.1 污染物排放总量控制原则

根据《国家环境保护“十三五”规划基本思路》规定，确定本项目总量控制因子为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、烟尘、VOCs、COD、NH<sub>3</sub>-N，共 6 项。

### 13.2 环评阶段污染物排放总量控制方案

中国石油大港油田第六采油厂污染物排放总量控制因子为：COD：159.14t/a；NH<sub>3</sub>-N：9.95t/a；SO<sub>2</sub>：1.035t/a；NO<sub>x</sub>：12.655t/a；颗粒物：0.971t/a，无 VOC 总量控制指标。项目建设前后污染物总量控制指标不变。

### 13.3 总量控制指标符合性分析

由调查可知，第六采油厂目前处于稳产阶段，本项目虽新建了产能，因油田每年都在关闭部分油井，总产能基本保持稳定，联合站、接转站等地面配套设施处理负荷基本不变，没有新增大气、废水污染物的排放。

因此，验收期间需要控制的总量的污染物与环评报告中的分析结果无明显变化。

## 14 环境风险防范措施调查

### 14.1 建设项目环境风险源

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，本次验收项目开发及运营所涉及的风险源主要为柴油储罐、油井和单井管线，危险物质主要为钻井期使用的柴油、油井开采出的原油和伴生气，可能存在风险单元包括井场及采油管线。

表 14.1-1 主要危险物质分布情况一览表

序号	井场	危险材料名称	风险物质	存储位置	存储方式	备注
1	柴油储罐	柴油	油类物质	井场	常压油罐	施工期钻井期
2	孔85-18H3井场及输油管线	油田采出液	原油	井场	常压输油管线	运营期
		伴生气	天然气(甲烷)	井场	常压输油管线	
3	孔1064H井场及输油管线	油田采出液	原油	井场	常压输油管线	
		伴生气	天然气(甲烷)	井场	常压输油管线	
4	孔1062H井场及输油管线	油田采出液	原油	井场	常压输油管线	
		伴生气	天然气(甲烷)	井场	常压输油管线	

#### 14.1.2 物质风险识别

本项目为陆地石油开采项目，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录B，本项目施工期涉及的主要危险物质为柴油，运营期涉及的风险物质为原油(含伴生气)，均属于易燃易爆物质，危险废物。各危险物质理化性质如下。

##### (1) 原油

表 14.1-2 原油的理化性质表

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum; Crude
	危险货物编号：32003	分子量：
	UN 编号：1267；1255	CAS 号：8002-05-9
理化性质	外观与形状：黄色至黄色，有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	相对密度：(水=1) 0.78~1.0	沸点：自常温至 500℃以上
燃烧爆炸危险	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	火灾危险类别：甲 B	闪点(℃)：-20~100
	自燃温度(℃)：约 350	爆炸性分级分组：II AT <sub>2</sub>

性	爆炸下限 (V%): 1.1	爆炸上限 (V%): 8.7
	燃烧分解产物: CO、CO <sub>2</sub>	稳定性: 稳定
	聚合危害: 不能出现	禁忌物: 强氧化剂
	危险特性: 其蒸气与空气形成爆炸性混合物, 遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高热分解出有毒的烟雾。其燃烧、爆炸危险性与轻汽油相似。	
	灭火方法: 泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
毒性与健康危害	LC50: -	IDLH: -
	MAC (mg/m <sup>3</sup> ): 未制订标准	居民区: -
	毒性: 原油本身无明显毒性。	
	侵入途径: 吸入、误服	
	健康危害: 原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解出有毒的烟雾。吸入大量蒸气可引起神经系统的危害。	
急救	皮肤接触: 脱去污染的衣着, 用肥皂水及清水彻底冲洗。就医。	
	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 15min。就医。	
	吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处, 保持呼吸道通畅。保暖并休息。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: 误服者立即漱口, 饮足量温水, 尽快洗胃。就医。	
防护措施	工程措施: 生产过程密闭, 全面通风, 提供安全沐浴和洗眼设备。	
	呼吸系统防护: 高浓度环境中, 应该佩戴防毒口罩, 紧急事态抢救或撤离时, 建议佩戴自给式呼吸器。	
	眼睛防护: 戴化学安全防护眼镜。	
	防护服: 穿防腐工作服。	
	手防护: 戴橡皮胶手套。	
其他: 工作后, 沐浴更衣。注意个人清洁卫生。		
泄漏处置	疏散泄漏污染区人员至安全区, 禁止无关人员进入污染区, 切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可减少蒸发。用活性炭或其他惰性材料吸收, 然后收集运至废物处理场所。也可以用大量水冲洗, 经稀释的洗液放入放心水系统。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。	
储运注意事项	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。防止阳光直射。保持容器密封。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时注意流速 (不超过 3m/s), 且有接地装置, 防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸, 防止包装及容器损坏。	

## (2) 天然气 (伴生气)

表 14.1-3 天然气 (伴生气) 理化性质表

标识	英文名	Natural gas		
	危险货物编号	21007	UN编号	1971

理化性质	外观与性状	无色无臭气体				
	溶解性	微溶于水	沸点(°C)	-160		
	气体火焰在空气中传播速度 (m/s)	0.67	燃烧热 (kJ/kg)	55070		
	最小引燃能量 (mJ)	0.28	最大爆炸压力102kPa)	6.8		
	侵入途径	吸入				
	健康危害	急性中毒时, 可有头晕、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状, 步态不稳, 昏迷过久者, 醒后有运动性失语及偏瘫。长期接触天然气者可出现精神衰弱综合症。				
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险分级	甲	自燃温度(°C)	482~632
	爆炸极限	5~14 (V%)				
	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。				
	泄漏处理	人员迅速撤离泄漏污染区, 切断火源; 救援人员戴自给式呼吸器, 切断气源; 室内可强力通风。				
	储运	存于密闭容器内, 置于通风、隔热处, 避免阳光直射; 严禁烟火, 操作时使用专用工具; 储存现场使用电子防爆装置, 管道防静电接地。				
	危险性类别	第2.1类易燃气体				
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳				
	禁忌物	强氧化剂、卤素				
灭火方法	切断气源, 若不能立即切断气源, 则不允许熄灭正在燃烧的气体, 喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。雾状水、泡沫、二氧化碳。					

### (3) 柴油

表 14.1-4 柴油的理化性质表

标识	中文名: 柴油	英文名: Dieseloil; Dieselfuel
	危险货物编号: T33502	RTECS 号: HZ1770000
	UN 编号: 1202	CAS 号: 8002-05-9
理化性质	成分: 烷烃、芳烃、烯烃等	主要用途: 用作柴油机的燃料
	外观与形状: 稍有黏性的浅黄至棕色液体	凝点 (°C): -50~10
	相对密度: (水=1) 0.80~0.9	沸程 (°C): 180~410
燃烧爆炸危险性	危险性类别: 第 3.3 类高闪点易燃液体	燃烧性: 易燃
	火灾危险类别: 乙 B (轻柴油) 丙 A (重柴油)	闪点 (°C): 45~60 (轻柴油) 60~120 (重柴油)
	爆炸性分级分组: II AT3	
	自燃温度 (°C): 257	重大危险源辨识: 临界量 5000t
	爆炸下限 (V%): 0.6 (轻柴油)	爆炸上限 (V%): 7.5 (轻柴油)
	燃烧分解产物: CO、CO <sub>2</sub>	稳定性: 稳定
	聚合危害: 不能出现	禁忌物: 强氧化剂、卤素
危险特性: 遇明火、高热或与氧化剂接触, 有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热, 容器		

	内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。	
毒性 与健康 危害	LC50: -	IDLH: -
	MAC (mg/m <sup>3</sup> ): 未制订标准	居民区: -
	毒性: 具刺激作用。	
	侵入途径: 吸入、误服	
	健康危害: 皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎和肺的损害。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头痛及头晕。	
急救	皮肤接触: 脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。就医。	
	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 15min。就医。	
	吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。保暖并休息。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: 误服者立即漱口，饮足量温水，尽快洗胃。就医。	
防护 措施	工程措施: 密闭操作，注意通风。	
	呼吸系统防护: 一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴防毒面具。	
	眼睛防护: 必要时戴化学安全防护眼镜；手防护: 戴防护手套。	
	防护服: 穿工作服。	
	其他: 工作后，沐浴更衣。保持良好的卫生习惯。	
泄漏 处置	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可减少蒸发。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集于干燥净洁有盖的容器中，运至废物处理场所。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。	
储运 注意 事项	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具灌装时注意流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

#### (4) 次生污染物

当项目管线采出液发生泄漏事故时，遇到明火源会发生火灾，火灾同时会产生大量的 CO、SO<sub>2</sub> 等二次污染物。

当发生井喷事故需对井喷点点火燃烧，井喷并点火燃烧后产生大气污染物 CO、SO<sub>2</sub>。事故时次生污染物 CO、SO<sub>2</sub> 等随大气飘流，影响区域下风向大气环境质量，同时对区域人体健康造成影响。

#### (5) 危险废物

井下作业环节，采油环节和技术和处理环节，场地清理过程产生的危险废物：落地油、含油沾染物（废防渗材料、废棉纱、废油桶等）、清管废渣，特性同原

油。产生后拉运至危废暂存间交由资质单位处置。井场现场不贮存。

### 14.1.3 生产设施危险性识别

本次验收项目的工艺过程包括钻井、采油、油气集输单井输油及注水管线等)等,根据本工程的工艺特点和危险物质的分布情况,将本次验收工程分为施工期和运营期 2 个时期,分为钻井、采油及井下作业、单井管线输送 3 个功能单元。本次验收工程各功能单元潜在的危险性分析见下表。

**表 14.1-5 本次验收工程各功能单元潜在的危害性分析表**

时期	功能单元	主要事故类型	产生原因
施工期	钻(完)井	溢流、井涌、井喷失控	溢流:当井底压力小于底层压力时,井口返出的钻井液量大于泵入量,停泵后钻井液从井口自动外溢的现象称为溢流。 井涌:溢流进一步发展,钻井液涌出井口并且高度高于转盘面2m以内时为井涌。 井喷:钻井液涌出井口高于转盘面2m以上时或井涌持续时间超过2h为井喷。
		火灾、爆炸	发生井喷,井喷产生的原油及伴生气,又遇明火可能会发生火灾、爆炸;钻井井场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故,进而引发突发环境污染事件。
		井漏	水平井钻井液密度选择范围变小,容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷;固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失。
		柴油罐泄漏	储罐破损。
运营期	采油和井下作业	原油及含油废水泄漏	采油作业中采油井口及注水井田装置泄漏(如阀门盘根、法兰、阀体与前后阀盖连接处等)。
		套外返水	固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等,可能导致水泥环破裂及脱落,从而导致注入水或地层水从套管外返至地面。
		井喷	在修井过程中,如果未做好井控、孔眼未清洗干净、套管在井下被损坏等,导致井口部分不稳定,从而引发井喷。
	单井管线输送	原油泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管道阀门损坏。
		火灾、爆炸	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误,导致原油泄漏,泄漏原油本身或其中的轻组分挥发在空气中形成的爆炸性气体,遇火源会发生火灾、爆炸事故。

### 14.1.4 危险因素和风险类型识别

**表 14.1-6 油田生产事故风险类型、来源及危害**

时期	来源	主要危害	可能含有的主要污染物	环境影响
施工期	溢流、井涌、井喷	释放有毒有害污染物,引发火灾污染环境,危及人身及财产安全	原油、伴生气	烃类气体污染环境空气,原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤,若进入地表水体则造成地表水环境污染。污染地下水水质。
	井漏	钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等	钠盐、聚合物等	污染地下水水质。
	火灾、爆炸	有害气体,热辐射等污染环境,损害人身健康及财产安全	SO <sub>2</sub> 、CO、轻烃	污染大气,破坏植被
	柴油泄漏	污染土壤、地下水、环境空气	石油类、烃类	泄漏的石油污染土壤和地下水,挥发出来的烃类气体污染环境空气

运营期	采油及井下作业 井口泄漏	污染土壤、地下水、环境空气、地表水环境	石油类、挥发 烃	油品挥发，造成大气污染；油品覆盖地表和渗入地下阻塞土壤孔隙，不利于植物生长；流入地表水体，形成油膜，水质变坏。
	套外返水	套外返水导致含油水对地下水	石油类	污染地下水。
	井喷	地表水、地下水、大气、土壤污染的环境突发事件	原油、伴生气	烃类气体污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤，若进入地表水体则造成地表水环境污染。污染地下水水质。
	单井管线阀门泄 漏	污染土壤、地下水、环境空气、地表水环境	石油类、挥发 烃	油品挥发，造成大气污染；油品覆盖地表和渗入地下阻塞土壤孔隙，不利于植物生长；流入地表水体，形成油膜，水质变坏。
	火灾、爆炸	有害气体，热辐射等污染环境，损害人身健康及财产安全	SO <sub>2</sub> 、CO、轻 烃	污染大气，破坏植被。

本项目环境风险识别情况见下表

**表 14.1-7 本项目环境风险识别结果一览表**

时期	风险类型	风险源	主要危险物质	影响途径	可能受影响的环境敏感目标
施工期	溢流、井涌、井喷	钻井作业	原油(含伴生天然气)、钻井液	(1) 井喷时，原油、原油伴生气及天然气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇火易引发爆炸； (2) 原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长； (3) 原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差。	周围环境空气、地表水、土壤、地下水
	井漏		钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质。	周围具有饮用水功能的浅层地下水
	柴油储罐泄漏		柴油	(1) 引发火灾从而污染大气； (2) 泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长。	周边环境空气、土壤等
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物CO等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。	周边环境空气
运营期	泄漏(井口泄漏、单井管线阀门泄漏)	产能井和单井管线	原油(含伴生天然气)	(1) 油品挥发造成大气污染； (2) 原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长； (3) 原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差； (4) 泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入地下含水层，影响地下水水质阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地下水。	周边环境空气、地表水环境敏感目标、土壤、地下水
	井喷	井下作业	原油(含伴生天然气)	(1) 井喷时，原油、原油伴生气及天然气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇火易引发爆炸； (2) 原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长； (3) 原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差。	周边环境空气、地表水、土壤、地下水
	套管外返油、套外返水	采油井	原油	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥破裂	周围具有饮用水功能的浅层地下
		注水井	回注水	及脱落，最终造成套外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响	水
	火灾爆炸	单井管线	伴生气及次生污染物CO等	伴生气或原油遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。	周边环境空气

依托工程	泄漏	储罐、输油管线	原油	(1) 油品挥发造成大气污染； (2) 原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长； (3) 原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差； (4) 泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入地下含水层，影响地下水水质阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地下水。	周边环境空气、地表水环境敏感目标)、土壤、地下水
	火灾爆炸	储罐、输油管线	次生污染物CO等	原油遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。	周边环境空气

## 14.2 环境风险防范措施落实调查

为消除事故隐患，针对上述各种环境风险事故，环境影响评价报告书及其批复文件提出了各项应对措施，建设单位在总体布局、工艺设计、设备选型、施工单位选择、施工监督管理等方面，基本按要求予以落实。详述如下：

### 14.2.1 井喷事故风险防范措施

#### 1、钻井期井喷防范

(1) 做好地质研究。常规井井眼轨道采用三段制井身剖面。井眼轨道的设计根据地质目标参数对造斜点、造斜率、井斜角和防碰措施进行优化。

(2) 严格按照相关规定及指南、规范等做好井控措施。

(3) 井场钻井时，在井口安装防喷装置，由四组阀门组成，井喷时利用液压从不同方向关闭阀门组，从而关闭井口控制井喷，杜绝井喷的发生。严格实施钻井作业规程。

(4) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，在钻井过程中及时根据设计参数调整好适宜的钻井液。泥浆比重和粘度经常进行检查，泥浆罐内检查每周至少一次。在钻开油层前加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力 3MPa~5MPa，并储备充足的泥浆加重剂。坚持坐岗观察，视泥浆循环罐内液面变化及时做出正确判断，采取有效处理措施；起下钻时做到防抽吸和防喷、防卡，加强坐岗及记录，及时通知司钻向井内灌入适宜的钻井液。

(5) 储备足量的各种堵漏、加重、润滑剂等材料。钻开油层前严格检查验收制度，注意防喷和防火。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、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。轻柴油储罐与井口的距离不小于 50m。在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故

时人员能迅速向上风向疏散。按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

(7) 钻井时带罐操作，泄漏物料及时收集并妥善处理。

(8) 配置固控设备、液面指示器及油气监测设备。设置烃类气体探测器，油井周围设置围堰及回收措施。

(9) 钻井阶段及时清理井场周围废弃物，避免雨后污染环境。抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，并制定严格的井场岗位责任制。

## 2、井下作业井喷防范

(1) 加强管理：在修井作业中，加强管理，严格按照操作规程进行作业，对井下作业人员进行培训和考核，确保操作人员可以有效地预防和处理井喷事件。

(2) 设立危险区域：在井口附近设立危险区域，禁止未经授权人员进入，遇到井喷事件时，可以迅速疏散人员，从而减少人员伤亡。

(3) 维护井壁稳定性：在修井作业中，应注重井壁稳定性的维护，避免井口部分不稳定。

(4) 实施压力平衡：在对井口进行打压时，应加强控制，确保打压的压力与井筒压力平衡，避免压力过大导致井喷事件。总之，在修井作业中，切实加强管理，同时采取有效的措施来预防和控制井喷，才能确保修井作业的安全和顺利。

### 14.2.2 柴油罐区防范

1、加大宣传力度，普及柴油应急处置知识，发现问题及时报告。

2、按规定进行设备作业，防止柴油储罐泄漏事故的发生。

3、完善站场的环境保护工程，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。

4、按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

5、操作中使用防爆工具，严禁用铁器敲打现场的管线、阀门、设备。

6、制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

7、柴油罐的摆放符合 SY5225-2019《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》。

8、在井场明显处和有关的设施、设备处应设置安全警示标志。

9、井区内严禁烟火，配备消防沙、干粉灭火器等消防器材。

10、罐区周围设防护围堰，底部铺防渗膜。

11、加强现场巡检，发现泄漏第一时间采取措施。

### 14.2.3 管道事故风险防范措施

#### 1、施工阶段

(1) 各井场单井集输管线采用聚乙烯三层复合结构防腐。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。线路上设置标志。

(3) 按规定进行管线维修、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) 在集输系统运营期间，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。

(6) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

#### 2、运行阶段

(1) 定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

(2) 利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(4) 加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及管道输送知识，发现问题及时报告。

(5) 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。

(6) 在集输系统运行期间，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、放空系统等进行检查，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，加强管线和警示标志的管理工作。

#### 14.2.4 井场事故风险防范措施

1、井区设视频监控系统，实现对井口本地实时视频监控、录像和异地远程监看控制等功能，达到远程实时生产监控及指挥、安全防范等功能；同时实现对井口、井场的无线信号传输；实现井场生产数据实时采集、电子巡井、危害识别、风险预警、油井工况智能诊断等功能；并能实现井场采油管线自动投球、注水井远程调配、远程启停等。实现数字化油田监控管理。

2、定期对井场进行检查，对于腐蚀老化的部件和设备及时更换，消除爆管的隐患。

3、利用监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

##### 4、管理措施

(1) 制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

(2) 规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

(3) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(4) 提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

(5) 对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护。有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

(6) 施工期泥浆罐、放喷罐、应急池等应当采取防渗措施。

##### 5、油气泄漏事故防范措施

(1) 加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(2) 强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，

对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(3) 工程建成后运行期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输气管道运行过程中，出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，及时对管道进行抢修，对管道进行有计划的维修。

建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

(6) 重要危险点的仪表（流量、压力等）设有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(7) 通过清管排除管内污物，防止内腐蚀。

(8) 定期对管道进行内、外检测和评估，建立检测档案，建立完善的巡线制度。

(9) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

#### **14.2.5 地表水风险防范措施**

##### **1、井场**

(1) 施工期井场柴油储罐和放喷罐罐区按照《储罐区防火堤设计规范》（GB50351-2014）均设置围堰，并安装液位报警器。

(2) 罐区地面及围堰按要求进行防渗。

(3) 施工现场的应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，避免事故发生对周围地表水环境产生大面积污染。

(4) 施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织和场地布置，离地表水体较近的井场施工期柴油罐、放喷罐和施工罐车位置应可能避让地表水体，选取远离地表水体的位置设置。

(5) 对于离地表水体老石碑河近的孔 1062H 井场，建为更高标准要求井场

确保井场雨水与污油不出井场。

## 2、管线

(1) 输油管道设置监视、控制和调度管理系统，宜采用监控与数据采集系统，自动化控制系统对采油管道运行状态进行在线监控。

(2) 定期对输油管道壁厚进行检测。

(3) 输油管道沿线应设置线路截断阀。

(4) 加强巡检，减少跑冒滴漏，防止地表由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。

### 14.2.6 地下水防范措施

#### 1、井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

##### (1) 通过地质勘探合理选址

结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，避开溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

##### (2) 降低井下环空压耗

在保证钻井介质（水基钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，提高泥饼质量，防止因井壁泥饼较厚起环空间隙较小，导致环空压耗增大。

(3) 在钻井过程中，严格按设计执行定向井设计及安全操作规程，禁止违规操作，并及时下套管封固井身。保证好固井的质量，严格按照设计保证水泥返深和质量。

(4) 定期进行井漏测试：通过在钻孔过程中的一系列测试来检测井漏风险，包括对钻探情况进行监测，安装紧急切断设备，实时监测井眼压力，监测钻井液的流量等。

(5) 保持钻井液液柱压力，每起三柱钻杆或一柱钻铤要往井内灌入与钻具体积等量的钻井液；及时记录、校核钻井液灌入量，及时发现异常情况。

(6) 地质提示存在断层的井段，施工时注意防漏，钻井中注意坐岗观察，及时识别井漏，积极采取措施，防止井漏诱发井塌、溢流。

(7) 钻到目的层后完钻，进行电测、下入油层套管后实施固井作业，水泥浆返深至地面。

## 2、套外返水风险防范措施

石油开采套外返水是套管漏，固井质量差，导致注入水或地层水从套管外返至地面。为防止套外返水情况的发生，采取以下防范措施：

(1) 钻井前做到钻遇区块内的水驱状况提前预判，明确的治理方案，确切评估区块水窜规律和潜在水窜隐患的危害性，做到有备无患。

(2) 新井钻遇区块的报废不利用的油水井在钻井前期一定要做到妥善的封井处理，以绝后患。

(3) 固井候凝时间不能低于 24 小时，不提前拆卸固井井口及装置。

(4) 地层至地面之间油层套管采用外防腐措施。

(5) 表套下入深度应加深到地层 10m 左右。

(6) 固井水泥面返至地面，第一界面保持良好的胶结状态。

(7) 套管丝扣连接涂好丝扣胶上紧上严，严防丝扣渗漏。

(8) 在采油井井口设置套外返水监控装置。当发生套外返水事故时，监控装置的压力监测系统及时发现报警，立即停止采油或注水，并对采油井进行检修，查找原因，减小套外返水事故对地下水的影响。

## 3、地下水防止串层措施

(1) 钻井过程中使用双层套管，表层套管和油层套管固井水泥浆均返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件。

(2) 钻井过程中的固井措施，一方面加固井壁，同时也有分隔地层的作用，使各个不相连通的地层分隔开来，保持其原有的循环运移道路。

(3) 在钻井施工过程中根据地层地质结构及含水层位的不同，采取不同深度的表层套管，一般下套管至 400m 左右并注入水泥封固，确保表层套管能完全封隔含水层。钻井施工过程中，每层套管和井壁之间用水泥封固，防止地下水串层。在钻井过程中应当严格按照钻井程序进行。在钻杆钻进过程中和泥浆的使用过程中做好监督管理，做好工作人员的教育培训，保证泥浆的正常使用。

## 4、分区防渗措施

在钻井过程中严格按照钻井程序进行。在钻杆钻进过程中和泥浆的使用过程中做好监督管理，做好工作人员的教育培训，保证泥浆的正常使用。

对项目区域划分重点防渗区（钻台、泥浆罐）、一般防渗区（泥浆材料区和泵房）、简单防渗区（办公室、值班室、机房、井场道路区域等），分区实施防渗措施。在钻井施工时，制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故。

5、监控回注井的运行情况，发现运行故障或运行异常及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失。

6、事故状态下根据排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测。

7、地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象，在进行监测的基础上开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强监测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

8、进入退役期对报废井、套损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施，在表层套管内注满水泥塞封弃井，避免日后出现油水串层环境风险，污染地下水水源。

### **14.2.7 运输车辆防范措施**

1、每辆运送车指定负责人，对运送过程负责；

2、在运输前事先作出周密的运输计划，安排好运输车经过各路段的时间，合理选择运输路线；

3、制定事故应急和防止运输过程中泄漏、丢失、扬散的保障措施和配备必要的设备，发生泄漏时及时将废液收集，减少散失；

4、运输车在每次运输前都必须对每辆运送车的车况进行检查，确保车况良好后方可出车，运送车辆负责人应对每辆运送车必须配备的辅助物品进行检查，确保完备；定期对运输车辆进行全面检查，减少和防止危险废物发生泄漏和交通事故的发生。

### **14.2.8 管理措施**

1、施工单位制定并建立风险管理规章制度。

- 2、按规定进行设备维修保养。
- 3、工作人员持证上岗。对施工单位及人员定期培训。

### 14.3 环境风险应急预案

2024年11月，中国石油大港油田第六采油厂已编制完成《中国石油大港油田第六采油厂突发环境事件应急预案》并在沧州渤海新区黄骅市生态环境局备案，备案编号130983-2024-541-M。

大港油田公司第六采油厂参照《突发环境事件应急管理办法》、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号）、《企业事业单位突发环境事件应急预案评审工作指南（试行）》的通知（环办应急[2018]8号）等文件，结合《中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司第六采油厂油田采出水回注综合治理项目》具体情况对《中国石油大港油田第六采油厂突发环境事件应急预案》进行修订，提出相应的应急措施。

### 14.4 应急物资调查

第六采油厂现有应急物资储备清单见下表。

**表 14.4-1 第六采油厂现有应急物资储备清单**

序号	物资名称	品牌	规格型号	单位	数量	位置	报废日期
1	正压空气呼吸器	华腾	AX2100SCBA、	套	4	应急库房	定期检测
		/	AX2100 6.8L 梅思安	套	1	应急库房	定期检测
2	隔热服	双安	XL	套	4	应急库房	长期
3	洗眼器	越翔	x-02	瓶	2	应急库房	长期
4	N系列滤盒与滤棉	3M	3M-P-A-1	盒	30	应急库房	2028.10
5	自吸过滤式防毒面具	3M	6200	套	15	应急库房	2028.03
6	绝缘手套	双安	红色	只	8	应急库房	定期检测
7	绝缘鞋	双安	耐高压 35kv（绿色）	双	6	应急库房	定期检测
8	安全帽	天利安	白色	个	10	应急库房	定期更换
9	防冲击眼镜	3M	XH000398616	个	20	应急库房	长期
10	1110型子弹型带线耳塞	保为康	3M-1110型	个	100	应急库房	2028.03
11	便携式气体检测仪	/	霍尼韦尔/梅思安	个	2	应急库房	长期
		/	H4	个	6	应急库房	长期
12	警示牌	博远	XH-309	套	2	应急库房	长期
13	隔离桩	博远	标准型	个	20	应急库房	长期
14	安全带	天利安	125米	盒	6	应急库房	长期
15	反光背心	天利安	均码橘黄色	件	4	应急库房	长期
16	警戒带	天利安	高1.2米	个	12	应急库房	长期
17	钢管卡子	/	114mm	个	2	应急库房	长期
18	钢管卡子	瑞龙	219mm	个	4	应急库房	长期
19	钢管卡子	瑞龙	273mm	个	2	应急库房	长期
20	钢管卡子	瑞龙	89mm	个	6	应急库房	长期

21	钢管卡子	瑞龙	76mm	个	4	应急库房	长期
22	防爆型手摇抽油泵	光泉	铜质	台	1	应急库房	长期
23	立式液压千斤顶	绿林	429757	台	1	应急库房	长期
24	铁锤	绿林	8磅	把	2	应急库房	长期
25	撬杠	绿林	1000mm	个	2	应急库房	长期
26	工具（开口、梅花）	绿林	8mm-32mm	套	4	应急库房	长期
27	活动扳手	绿林	6寸-12寸	套	2	应急库房	长期
28	锯弓	绿林	12寸	把	2	应急库房	长期
29	锯条	绿林	12寸	条	100	应急库房	长期
30	手摇纯线机	佳诚越	3*25*33M	台	2	应急库房	长期
31	橡胶软线	安润达	黑色	盘	2	应急库房	长期
32	防爆撬杠	绿林	1000mm	个	2	应急库房	长期
33	防爆管钳	绿林	24寸、36寸	个	4	应急库房	长期
34	防爆铁锤	绿林	8磅	个	2	应急库房	长期
35	防爆工具（开口、梅花）	绿林	8mm-32mm	套	4	应急库房	长期
36	防爆活动扳手	绿林	6寸-12寸	套	1	应急库房	长期
37	防爆锯弓	绿林	12寸	把	2	应急库房	长期
38	防爆锯条	绿林	12寸	根	100	应急库房	长期
39	断线钳	绿林	12寸	把	1	应急库房	长期
40	绝缘胶带	天利安	pvc电工胶带	个	10	应急库房	长期
41	担架	策购	蓝色 1.8m	个	1	应急库房	长期
42	防爆手电筒	海洋王	CON6029	个	5	应急库房	长期
43	防爆强光灯	海洋王	BWJ8310	个	4	应急库房	长期
44	防爆可充电筒	海洋王	CON6028	个	4	应急库房	长期
45	微型防爆头灯	海洋王	BOS5117	个	5	应急库房	长期
46	全方位自动升降工作灯	海洋王	SFD6000A	台	1	应急库房	长期
47	手持喊话器	雷公王	XY-618	个	2	应急库房	长期
48	吸油毡	蓝海	PP-2	袋	8	应急库房	长期
49	消油剂	巴沃夫	SHX-2	桶	5	应急库房	长期
50	救生圈	博远	AD5556-1 (2.5kg) 橙色	个	20	应急库房	2027.02
51	船用工作救生衣	双兴	PH-DLZ	件	20	应急库房	2027.02
52	特制夜光雨衣	龙霸	LB-003	件	5	应急库房	2024.12
53	PU透气雨衣	华虹	HD8504	件	5	应急库房	2024.12
54	雨鞋	苏兴	黑色男女 38-44 号	双	9	应急库房	2025.03
55	塑料编织袋	西城	800*400mm	个	1000	应急库房	2027.09
56	塑料薄膜	西城	20KG	袋	5	应急库房	长期
57	铁楸	绿林	桃型	把	100	应急库房	长期
58	麻绳	成达	棕色 10mm	KG	50	应急库房	长期
59	棕绳	/	20MM	KG	20	应急库房	长期
60	铁丝	绿林	镀锌 2.8mm	KG	100	应急库房	长期
61	防爆型潜水泵	上海阳光	500w20-10-1	台	2	应急库房	长期
62	防爆潜污泵	海洋王	100QW100-10-7.5	台	1	应急库房	长期
63	抬筐	泰源	黑色橡胶	个	50	应急库房	长期
64	镐	绿林	普通型	把	50	应急库房	长期
65	下水裤	红诗	26cm黑色	件	7	应急库房	2024.12

66	防汛抗旱专用泵车	海川动力	1200ZBC300-15	辆	1	应急库房	长期
67	扁担	恒升	木质	条	60	应急库房	长期
68	拖油围栏	蓝海	泡沫	条	8	应急库房	长期
69	冲锋舟	双兴	4M蓝色	艘	1	应急库房	长期
70	铁楸	绿林	平头	把	29	应急库房	长期
71	推雪板（铲）	华磊	塑料	把	20	应急库房	长期
72	堵漏仪	/	AGLS300G	套	1	应急库房	长期
73	钢管卡子	/	159mm	个	4	应急库房	长期
74	集污袋	/	白色	袋	100	应急库房	长期
75	扫帚	/	/	把	10	应急库房	长期
76	阻燃服	/	/	套	2	应急库房	长期
77	防爆对讲机	/	/	部	5	应急库房	长期
78	无线对讲机	/	摩托罗拉防爆 GP328 400~470MHz	部	4	应急库房	长期
79	高温杀菌热水高压清洗机蒸汽清洗机 0.3/0.5KV	/	德国 karcherHDS6/14C	台	1	应急库房	长期
80	工矿靴	/	黑色（绝缘雨鞋）	双	10	应急库房	2024.12
81	水上救援机器人	/	海豚一号	艘	1	应急库房	长期

## 14.5 环境风险应急演练调查

建设单位为加强应对生产突发事件的快速反应和前期处置能力、抢险应急资源的调配和联动处置能力、验证应急预案的可操作性和抢险救援队伍的实战能力，采油厂、采油工区、联合站等针对输油管线泄漏、井喷等不同的风险事件进行了应急演练。成立了应急现场指挥部，制定了应急演练方案，对应急演练过程进行了现场记录和事后总结，对应急预案进行调整、修改、补充和完善。

## 14.6 小结

中国石油大港油田第六采油厂原油产能建设项目采取了相应的环境风险防范措施，公司编制了《中国石油大港油田第六采油厂突发环境事件应急预案》，并在河北省环境应急与重污染天气预警中心进行了备案。同时企业根据本项目具体情况对应急预案进行修订并在沧州渤海新区黄骅市生态环境局进行备案。

该工程基本上落实了主要风险控制及预防措施，自试生产以来没有发生过重大的环境风险事故，没有因管理失误造成对环境的不良影响。

## 15 环境管理及监测计划调查

第六采油厂作为中国石油大港油田公司的二级单位，下设安全环保科，其科内专职环保人员负责本生产单位的环保工作，并接受大港油田公司安全环保处的监督管理，满足本项目环境管理的需求。第六采油厂各生产队设专职环保员，负责本单位的环保工作。

本工程的环境管理在大港油田公司安全环保处的统一领导下进行，并纳入大港油田公司的 HSE（健康、安全、环保）管理体系之中。

### 15.1 建设项目 HSE 管理体系的建立和执行情况

据调查，本项目根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T276-1997）的要求，在项目的开发建设期、运营期建立和实施了 HSE 管理体系。

#### 15.1.1 HSE 管理内容

本项目 HSE 环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定环境管理体系原则以及天然气开采、集输等有关标准的要求。建设期和运行期的 HSE 管理分别包括以下内容：

1、建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计，安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全施工等。

2、运行期的 HSE 管理主要包括 HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

#### 15.1.2 组织机构

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司的 HSE 管理机构实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司 HSE 管理委员会的直接领导，下设大港油田分公司 HSE 管理处，各设专职 HSE 管理员一名，负责本项目各油田的 HSE 日常管理工作。

#### 15.1.3 HSE 管理员的职责

(1) 负责生产运行期间环境管理措施的编制、实施和检查；

- (2) 对生产运行期间出现的环境问题加以分析；
- (3) 监督生产现场对环境管理措施的落实情况；
- (4) 协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规；
- (5) 配合上级主管部门组织全体人员进行环境教育和培训；
- (6) 及时向上级主管部门汇报环境管理现状，提出合理化建议；
- (7) HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性，了解对环境的影响和可能发生的事故；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。

## **15.2 环境管理实施情况调查**

### **15.2.1 施工期环境管理实施情况调查**

- (1) 建立和实施了施工作业队伍的 HSE 体系；
- (2) 对开发建设过程进行了环保措施和环保工程的监督和检查，切实落实报告书提出的施工期污染治理措施，执行了三同时制度。
- (3) 实行了施工作业环境制度，落实施工期环保措施。
- (4) 施工结束后，会同当地环保主管部门共同进行了检查，主要内容包括对土壤、生态、植被的恢复，地表水和地下水的保护，以及解决和落实有关资源的补偿问题。

### **15.2.2 运营期环境管理实施情况调查**

- (1) 建立和实施了油田的 HSE 管理体系。
- (2) 本项目配备专职环保员负责日常环境保护管理工作。
- (3) 定期对运行期环境保护措施的落实情况进行检查。
- (4) 编制了应急计划。
- (5) 将环境保护列入岗位责任制及生产调查当中，不定期检查环境保护状况，填写《环境保护工作检查记录》。

### **15.2.3 检查和审核及持续改进**

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和环境保护的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间进行了不定期的检查和环

境审核，在工程结束时，进行了工程质量检查验收和 HSE 工作审核验收。通过评审，不断纠正不符合项，使 HSE 管理体系运行模式循环实现持续改进。

## 15.3 环境监测情况调查

### 15.3.1 环境监测计划

(1) 施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。

主要监测对象有土壤、植被、施工作业废渣、废水、噪声等。监测工作由 HSE 人员负责组织完成，具体监测委托项目所在地环境监测站或委托有资质单位完成。

(2) 运行期间的环境监测由大港油田公司第六采油厂委托第三方检测公司进行监测，落实各项监测计划。

### 15.3.2 监测内容

#### (1) 水环境

项目无外排废水，每年定期对站场处理后回注水水质进行监测，监测项目为悬浮固体含量、含油量、悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率等。

#### (2) 声环境

在井丛场厂界进行监测，每季度进行 1 次采样监测，监测项目为昼间、夜间厂界噪声值。

#### (3) 地表水

本次验收调查期间，项目无外排废水，无需布点监测地表水环境。

#### (4) 地下水

每个进厂布设 2 个监测井，分别为背景监测井和污染监控井，主要监测潜水含水层，监测因子为 pH、石油类、氨氮、耗氧量、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、氟化物、氯化物等。

按照企业生产情况，背景监测井每年枯水期监测一次，污染监控井每年枯丰水期各监测一次，并定期向矿环保部门汇报。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染或水位变化原因，及时采取应急措施。

#### (5) 大气监测

在井丛场周围布点监测，一年 2 次，采样 1d，每天采样 4 次。监测项目为非甲烷总烃。

## 15.4 环境保护“三同时”制度落实情况

### 1、施工前期

该项目建设期间严格执行了环境影响评价制度。2024 年 12 月 5 日，天津市盛鑫源环境科技有限公司编制的《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目环境影响报告书》取得沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复，批复文号：渤黄审批书[2024]009 号。

### 2、施工期

施工期进行了环境管理工作，对相应的环境污染进行了控制。对临时占地进行了及时恢复。

### 3、营运期

投入营运后，建设单位对开发的油田井丛场地四周进行了生态恢复，投入了一定的人力、物力，加强管理和养护，植被长势良好，水土流失得到治理。

综上所述，建设单位基本执行了建设项目环境保护“三同时”制度。

## 15.5 小结

中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目一阶段建设内容在环境管理上不断加大力度，通过制定环境管理制度，尤其是环境保护方面的考核细则，使企业的管理不断完善，并且经常性的检查和指导，检查制度落实情况很好，检查出的问题定时间、定人员、定措施按标准整改，杜绝污染事故的发生，有力地促进了各项环保工作的顺利完成。

## 16 结论与建议

### 16.1 工程概况

中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目总投资 11880 万元。主要建设内容包括新钻产能井 17 口(油井 14 口,水井 3 口),新建井场 8 座,新建单井输油管线 1.293km,新建单井注水管线 0.68km,共计 1.973km,以及配套建设供配电、自控等工程。建成后新增产能  $2.0 \times 10^4 \text{t/a}$ 。所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内。油气外输及处理均依托已有地面设施。

2024 年 12 月 5 日,中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司委托天津市盛鑫源环境科技有限公司编制的《中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目环境影响报告书》取得沧州渤海新区黄骅市行政审批局批复,批复文号:渤黄审批书[2024]009 号。

由于施工进度及钻井采出水含油等方面原因,项目分阶段建设、分阶段验收。第一阶段建设内容为新钻产能井 14 口,全部为油井,新建井场 3 座,新建单井输油管线共计 0.765km,以及配套建设供配电、自控等工程。建成后新增产能  $1.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。工程呈点线状分布在已开发油区范围内。油气外输及处理依托已有地面设施。本次验收仅针对第一阶段建设内容进行验收。

2024 年 12 月,项目第一阶段工程第一口井开工建设,建设方式为滚动开发,于 2025 年 11 月第一阶段最后一口井建设完成。项目环评时总投资估算为 11880 万元,其中环保投资 445 万元,占项目总投资的 3.75%;本次验收项目建设完成后,实际完成总投资为 8485 万元,其中环保投资 270 万元,占项目总投资的 3.18%。

### 16.2 环境保护措施落实情况调查

#### 1、施工期环境影响调查结论

现场踏勘情况及环评报告等相关资料表明,工程在建设期基本按照环评及批复的要求采取了各项环保措施,工程在施工期间加强了对施工单位的环境管理,采取了有效的降尘、降噪措施,施工废水、生活垃圾按照规定均得到有效处理,施工结束后平整场地,对地面进行硬化或绿化处理,对临时占用的土地采取植被恢复等措施。对井丛场存在施工期地表平整阶段部分场地裸露环境问题,应尽快进行绿化及地面硬化。

## 2、生态环境影响调查结论

工程总占地不涉及基本农田。所有征占土地均经当地政府及土地主管部门批准，并按要求给予了经济补偿。工程施工完毕后全部按原地貌复耕复绿。本项目依托站场绿化以常绿树种为主，并配置适当的草坪，站场四周栽植绿化树种。

在施工过程中，控制施工作业带范围、井场作业面范围，对施工过程中的临时占地作业带附着物进行了相关补偿。采用泥浆罐对钻井泥浆处理，管道均依托现有并采取防腐措施，输油管道采用阴极保护，防止输油管道泄露对地表植被和土壤造成污染。

工程的建设对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生了一定影响，但工程占地面积相对较少，且对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。从整个区域来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会明显改变区域生态系统的完整性和稳定性。

## 3、水环境影响调查结论

### （1）生产废水

项目运行期尚未进行井下作业，若井下作业产生修井废水和洗井废水，由罐车运至联合站进行处理后回注现役油藏层；经油水分离后产生的采油废水通过管道进入联合站进行处理达标后回注地下。经监测，回注水各污染物均满足《中国石油天然气股份有限公司企业标准注水水质指标》(Q/SYDG2022-2013)标准，全部回注，无外排废水。

经检测，地下水中本项目所在区域的潜层水中，总硬度、溶解性总固体、氯化物由于原生环境和海侵造成超标，其余因子均未超标。和石油开发有关的挥发酚、石油类、苯等均未超标。

### （2）生活污水

本次验收工程运营期间无新增员工，不新增生活污水。

## 4、大气环境影响调查结论

验收监测期间，本次验收项目依托的孔店联合站 6#加热炉排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物及烟气黑度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(DB13/1640-2012)和《关于印发〈工业炉窑大气污染综合治理方案〉的通知》(环大气〔2019〕56号)排放限值要求；1#和 2#加热炉、采暖锅炉排放的二氧

化硫、氮氧化物、颗粒物及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB13/5161-2020)标准要求;井丛场无组织排放的非甲烷总烃满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB13/2322-2016)表2其他企业厂界无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值要求,井场内监控点处小时平均浓度和任意一次浓度值均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附表A.1排放限值。

#### 5、噪声影响调查结论

(1) 经调查,企业落实各项噪声防治措施,噪声环境影响较小,本次调查重点对三个井场边界噪声进行了现状监测。

(2) 根据环境噪声监测结果,三个井场边界昼、夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的2类标准要求。

#### 6、固废影响调查结论

采油六厂尚未进行井下作业,待进行井下作业时井下作业采取带罐(车)操作,原油不落地,不慎产生的落地油、含油沾染物和清管废物及时回收,危废间暂存,全部送有资质单位处理。生活垃圾由厂区环卫人员每天收集,集中堆放,定期运往垃圾填埋场处置。

#### (7) 社会环境影响调查结论

工程建设不涉及拆迁、安置工程,占用的临时用地和永久用地均与当地村镇签署了用地许可证、征地协议书等方式进行征地,并同时签署了占地补偿协议对农户进行补偿。项目建设对社会环境的影响可被接受。

#### (8) 清洁生产调查结论

本项目从开发方案的科学性上、原辅材料、资源和能源消耗、生产工艺及设备、资源综合利用、污染物排放、国家政策、管理体系等方面均考虑了清洁生产的要求,将清洁生产技术运用于生产的全过程中,较充分利用了能源和资源,减少污染物的产生,并使废弃物在生产过程中转化为可用资源,从而减缓污染的发生,因此,本项目采用的工艺是国内较成熟和先进的,基本符合清洁生产要求。

#### (9) 总量控制调查结论

第六采油厂目前处于稳产阶段,总产能基本保持稳定,联合站、接转站等地

面配套设施处理负荷基本不变，没有新增大气、废水污染物的排放。因此验收期间需要控制的总量的污染物与环评报告中的分析结果无明显变化。

#### (10) 环境风险

针对环评及其批复文件中提出的各项环境风险事故防范与应急措施，建设单位在总体布局、工艺设计、设备选型、施工单位选择、监督管理等方面均予以落实。制订了环境风险事故应急预案，并在相关属地环保部门进行了备案。

#### (11) 环境管理及监测计划调查结论

本项目结合前期环境保护管理工作，采取统一油田开发的环保管理模式，建立健全了 HSE 管理体系并有效运行，设立环境管理机构，负责油田开发、环境规划、环境管理、废水处理和环境监测以及健康、安全方面的工程师等专业人员。针对油田开发各阶段产生的环境影响要制定、落实操作性强的预防方案，并加强监督使之有序实施；本项目实行了“三同时”管理制度。

按照环评要求委托有资质单位，开展环境监测活动，环评建议的环境监测计划落实。

### 16.3 建议和要求

- (1) 加强对污水处理设施的日常维护和管理，确保正常运行。
- (2) 进一步加强井场绿化和生态恢复工作。
- (3) 闭井期间加强对退役井的监管和巡查。
- (4) 加强对危废的管理，按照相关法律法规和规章制度对危险废物暂存、储运及处理工作进一步加强管理。

### 16.4 综合调查结论

(1) 根据以上调查结果，中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目第一阶段的建设性质、总规模、地点、生产工艺及污染防治措施等与环评阶段基本一致，未发生重大变动。

(2) 工程建设较好地执行了建设项目环境影响评价制度、环境保护“三同时”制度、竣工环境保护验收制度，在设计、施工、运营期采取了行之有效的污染防治和生态保护措施，项目环境影响报告书和工程设计提出的主要环境保护措施与建议、各级环保行政主管部门对本项目环境影响报告书的批复要求均得到了较好的落实和执行，在工程建设期间和运行期间未造成重大环境影响。

(3) 验收监测期间，各项环保设施正常稳定运行，污染物稳定达标排放，总量控制污染物排放量均在核定的总量控制范围内。

(4) 工程施工及运行期间，环评文件及批复中要求的各项风险防范措施基本得到落实，建设单位制定了《突发环境事件应急预案》并备案，根据调查，工程从施工到目前未发生过环境风险污染事故，采取的环境风险防范措施及应急预案切实有效。

(5) 经调查，建设单位环境保护管理机构及规章制度较为健全，建立并有效的运行了 HSE 体系，并严格按照 HSE 管理体系进行环境管理。

综合本次竣工环境保护验收调查结果，本调查报告认为：中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目第一阶段产能建设项目具备竣工环境保护验收条件，本项目第一阶段建设内容可通过竣工环境保护现场验收。

### 建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章）：

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称		中国石油大港油田第六采油厂 2024 年孔店油田和羊三木油田产能建设项目（一阶段）				建设地点		河北省沧州市黄骅市羊三木回族乡、官庄乡					
	行业类别（分类管理名录）		B0710 石油开采				建设性质		<input type="checkbox"/> 新建 <input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造					
	设计生产能力		年开采原油 20000 吨				实际生产能力		年开采原油 13000 吨	环评单位		天津市盛鑫源环境科技有限公司		
	环评文件审批机关		沧州渤海新区黄骅市行政审批局				批复文号		渤黄审批书[2024]009 号	环评文件类型		建设项目环境影响报告书		
	开工日期		2024 年 12 月 9 日（第一阶段第一口井开工）				竣工日期		2025 年 11 月（第一阶段最后一口井）	排污许可证申领时间		2024 年 12 月 31 日（重新申领）		
	环保设施设计单位		/				环保设施施工单位		/		本工程排污许可证编号		911200007182589087003T	
	验收单位		河北圣力安全与环境科技集团有限公司				环保设施监测单位		/		验收监测时工况		75%	
	投资总概算（万元）		11880				环保投资总概算（万元）		445		所占比例（%）		3.75	
	实际总投资（万元）		8485				实际环保投资（万元）		270		所占比例（%）		3.18	
	废水治理（万元）		/	废气治理（万元）	/	噪声治理（万元）	/	固体废物治理（万元）		/	绿化及生态（万元）		/	其他（万元）
新增废水处理设施能力		/				新增废气处理设施能力		/		年平均工作时		8760 小时		
运营单位		中国石油大港油田第六采油厂				运营单位社会统一信用代码（或组织机构代码）		911200007182589087		验收时间		2025 年 12 月 5 日		
污染物排放达标与总量控制（工业建设项目详填）	污染物		原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)
	废水		0	/	/	/	/	/	/	/	0	/	/	/
	化学需氧量		0	/	/	/	/	/	/	/	0	159.14	/	/
	氨氮		0	/	/	/	/	/	/	/	0	9.95	/	/
	石油类		0	/	/	/	/	/	/	/	0	/	/	/
	废气		/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	烟尘		0.64	/	/	/	/	/	/	/	0.64	0.971	/	/
	二氧化硫		0.14	/	/	/	/	/	/	/	0.14	1.035	/	/
	氮氧化物		5.57	/	/	/	/	/	/	/	5.57	12.655	/	/
	工业固体废物		/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
与项目有关的其他特征污染物		非甲烷总烃	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少。2、(12)=(6)-(8)-(11)，(9) = (4)-(5)-(8)-(11)+ (1)。3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升