

# 建设项目竣工环境保护验收调查报告

项目名称：中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）

委托单位(盖章):大港油田集团有限责任公司

编制单位：天津市诺星科技发展有限公司

编制日期：二〇二四年七月

编制单位：天津市诺星科技发展有限公司

法定代表人：赵星

项目负责人：尤璐

编制人员：王乐

建设单位：大港油田集团有限责任公司

电话：022-25967424

邮编：300280

通讯地址：天津市滨海新区大港油田三号院

编制单位：天津市诺星科技发展有限公司

电话：022-25969738

邮编：300280

通讯地址：天津市滨海新区大港油田三号院

## 目录

前 言 .....	1
1 综述 .....	4
1.1 验收调查依据 .....	4
1.2 调查目的及原则 .....	5
1.3 调查方法 .....	6
1.4 调查范围 .....	7
1.5 调查内容及调查因子 .....	8
1.6 验收调查重点 .....	9
1.7 验收执行标准 .....	9
1.8 环境保护目标 .....	11
2 工程概况及变更影响调查 .....	12
2.1 项目建设过程回顾 .....	12
2.2 工程概况 .....	12
2.3 工艺过程及产污环节 .....	27
2.4 工程环保投资 .....	28
2.5 工程建设重大变动分析 .....	29
3 环境影响报告书回顾及审批文件回顾 .....	40
3.1 环境影响报告书主要结论 .....	40
3.2 环境影响报告书批复 .....	45
4 环保措施落实情况调查 .....	48
4.1 环评文件环保措施落实情况 .....	48
4.2 环评批复要求落实情况 .....	50
4.3 小结 .....	51
5 建设过程环境影响调查 .....	52
5.1 施工生态影响调查 .....	52
5.2 施工期地表水环境影响调查 .....	53
5.3 施工期地下水环境影响调查 .....	53
5.4 施工期大气环境影响调查 .....	54
5.5 施工期噪声环境影响调查 .....	55
5.6 施工期固体废物环境影响调查 .....	55
5.7 小结 .....	55
6 生态保护措施及影响调查 .....	56
6.1 生态环境状况调查 .....	56
6.2 工程占地影响调查 .....	56
6.3 土壤环境影响调查 .....	56
6.4 对植被和野生动物的影响调查 .....	57
6.5 生态功能影响调查 .....	57
6.6 小结 .....	57
7 水环境影响调查与分析 .....	58
7.1 水污染源及防治措施调查 .....	58
7.2 环境影响调查 .....	58

7.3 小结 .....	58
8 大气环境影响调查与分析 .....	59
8.1 大气污染源及防治措施调查 .....	59
8.2 废气排放情况调查 .....	59
8.3 小结 .....	61
9 声环境影响调查与分析 .....	62
9.1 噪声污染源及防治措施调查 .....	62
9.2 声环境状况调查 .....	62
9.3 小结 .....	63
10 固体废物环境影响调查 .....	64
11 污染物排放总量控制调查 .....	65
11.1 环评阶段污染物排放总量控制方案 .....	65
11.2 总量控制指标符合性分析 .....	65
12 风险事故防范及应急措施检查 .....	66
12.1 风险因素调查 .....	66
12.2 环境风险事故调查 .....	66
12.3 风险防范措施调查 .....	66
12.4 环境风险应急预案编制情况调查 .....	69
12.5 建议 .....	70
12.6 小结 .....	70
13 环境管理及监测计划调查 .....	71
13.1 建设项目 HSE 管理体系的建立和执行情况 .....	71
13.2 环境管理实施情况调查 .....	72
13.3 环境监测情况调查 .....	72
13.4 环境保护“三同时”制度落实情况 .....	73
13.5 公众意见调查 .....	73
13.6 小结 .....	74
14 结论与建议 .....	75
14.1 工程概况 .....	75
14.2 环境保护措施落实情况调查 .....	75
14.3 建议和要求 .....	77
14.4 综合调查结论 .....	77

## 附图

附图 1 项目地理位置图

附图 2 板 828 井场平面布置图

附图 3 监测布点图

## 附件

附件 1 环评批复文件

附件 2 物业服务协议

附件 3 钻井废弃物随钻不落地处理协议

附件 4 钻井废弃物卸放票

附件 5 危险废物处理合同

附件 6 危险废物运输合同

附件 7 废气、噪声监测报告

## 前 言

石油和天然气为国民经济提供动力，是人民生活的必需品，同时也是重要的工业原料。石油、天然气的开发生产是整个国民经济的基础产业之一，对实现国民经济长期持续发展起着十分重要的作用。为国家资源、能源产业作出重大贡献。

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司是中国石油所属的以油气勘探开发为主营业务的地区分公司，勘探开发范围地跨津、冀、鲁 25 个区、市、县。油田开发建设始于 1964 年 1 月（六四一厂），是继大庆、胜利之后新中国第三个油田，建设之初包括大港、任丘、渤海、冀东四部分。1976~1988 年，华北、渤海、冀东相继分立；1999~2000 年，大港油田公司、大港油田集团公司、大港石化公司重组分立；2002 年以后，原大港油田集团公司物探、海洋工程、钻探、装备、工程建设、天然气销售等业务相继划离，其他业务与原大港油田公司重组整合，统称大港油田分公司。

大港油田分公司总部位于天津市滨海新区。大港油田公司的经营范围主要包括石油、天然气勘查、生产、销售；炼油、石油化工、化工产品的生产、销售；石油天然气管道运营；石油制品检验、监测；钻井、修井；特种设备检测；石油设备工具检测等。二级单位主要包括第一采油厂、第二采油厂、第三采油厂、第四采油厂、第五采油厂、第六采油厂、原油运销公司、天然气公司、勘探开发研究院、采油工艺研究院、石油工程研究院、天津储气库分公司、勘探事业部、新项目事业部等。

大港油田第四采油厂位于天津市滨海新区，是大港油田公司下属的集采、注、输为一体的综合性单位。第四采油厂管辖着板桥、长芦、塘沽、千米桥、港北垒及唐家河部分区域等 6 个油田。

2018 年 4 月，中国石油大港油田第四采油厂委托北京欣国环环境技术发展有限公司编制完成了《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022 年）环境影响报告书》（以下简称报告书）；并于 2018 年 5 月 15 日取得了天津市滨海新区行政审批局的批复（津滨审批环准[2018]127 号）。批复中明确项目拟在现有井场内新钻井 140 口，其中油井 80 口，气井 20 口，水井 40 口，并配套建设单井管线及井场道路，注水站、接转站和联合站等依托现有站场。累计产

能为 27.63 万吨，天然气 25910 万立方米。

目前中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）一阶段工程钻井 25 口，包括油井 16 口，气井 5 口，水井 4 口，已投入运行，并于 2019 年 4 月完成自主验收。中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）二阶段工程钻井 23 口，包括油井 18 口，气井 4 口，水井 1 口，已投入运行，并于 2020 年 7 月完成自主验收。中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）三阶段工程钻井 23 口，包括油井 14 口，气井 5 口，水井 4 口，已投入运行，并于 2021 年 9 月完成自主验收。中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）四阶段工程钻井 14 口，包括采油井 12 口，水井 2 口，已投入运行，并于 2022 年 4 月完成自主验收。目前中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）已经完成四阶段工程钻井，共计 85 口，包括油井 60 口，水井 11 口，气井 14 口；产能项目尚余油井 20 口，气井 6 口，水井 29 口未验收。

大港油田集团有限责任公司天津储气库分公司（以下简称“天津储气库分公司”）其前身为中石油北京天然气管道有限公司大港储气库分公司，由于中石油集团公司储气库业务体制改革，于 2018 年 6 月 30 日划转至大港油田，后于 2019 年 3 月 18 日，与原大港油田第四采油厂储气库业务整合，成立了新的天津储气库分公司。本项目运营单位为天津储气库分公司。

本次验收为产能项目的板 828 储气库扩容达产部分，验收涉及井场为板 828 井场（环境影响报告书中名为板 828-10 井场，为同一井场），为产能项目尚余的 6 口气井中 4 口及其配套装置。本次验收完成后，产能项目尚余油井 20 口，气井 2 口，水井 29 口未验收。

本项目于 2022 年 10 月开始施工，于 2024 年 5 月竣工并投入试运行，现进行竣工环保验收。

根据《中华人民共和国环境保护法》及《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）等有关规定，大港油田集团有限责任公司开展该项目的竣工环境保护验收调查工作。

大港油田集团有限责任公司对环评报告书及其批复中所提出环境保护措施

的落实情况、受工程建设影响的环境敏感点的环境现状、工程建设的生态影响及其恢复状况、工程的污染源分布及其防治措施等方面进行了调查，在此基础上编制了本工程的竣工环境保护验收调查报告。

## 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) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26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) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日起施行；
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年修订），2020年4月29日发布；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日起施行。

#### 1.1.2 环保政策及法规

- (1) 国务院[2017]第682号令《建设项目环境保护管理条例》；
- (2) 部令第15号《国家危险废物名录》（2021年版）；
- (3) 环保部关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告（国环规环评[2017]4号）；
- (4) 天津市人大常委会（2020年9月25日修正），《天津市大气污染防治条例（2020年修正）》；
- (5) 《天津市生态环境保护条例》（2019）；
- (6) 《天津市大气污染防治条例》（2018）；
- (7) 《天津市水污染防治条例》（2018）。

#### 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生态影响类》（HJ/T 394-2007）；
- (2) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (3) 《污水监测技术规范》（HJ 91.1-2019）；
- (4) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017年11月20日）；
- (5) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021年12月21日）；
- (6) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (7) 《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）；

（8）《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）；

（9）《关于印发污染影响类建设项目重大变动清单（试行）的通知》（环办环评函〔2020〕688号）；

（10）关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知（环办〔2015〕52号）。

### 1.1.4 工程技术文件及批复文件

（1）《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书》（北京欣国环环境技术发展有限公司，2018年4月）；

（2）天津市滨海新区行政审批局关于《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书》的批复，津滨审批环准[2018]127号；

（3）大港油田集团有限责任公司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

根据天津市滨海新区行政审批局对中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）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）调查该项目在施工和运营期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，以及对天津市滨海新区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恢复及污染控制措施，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）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、运营期环境影响进行全过程分析的原则。

### 1.3 调查方法

针对工程的环境影响的特点，对照项目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）本次竣工环境保护验收调查的技术方法按照《建设项目竣工环境保护验收规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）、《关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知》（环办〔2015〕113号）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 污染影响类》中的要求进行；

（2）施工期环境影响调查依据设计和施工有关资料文件，通过走访咨询相关部门和个人，确定项目施工期对环境的影响；运营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。

本次环境调查的工作程序见下图。

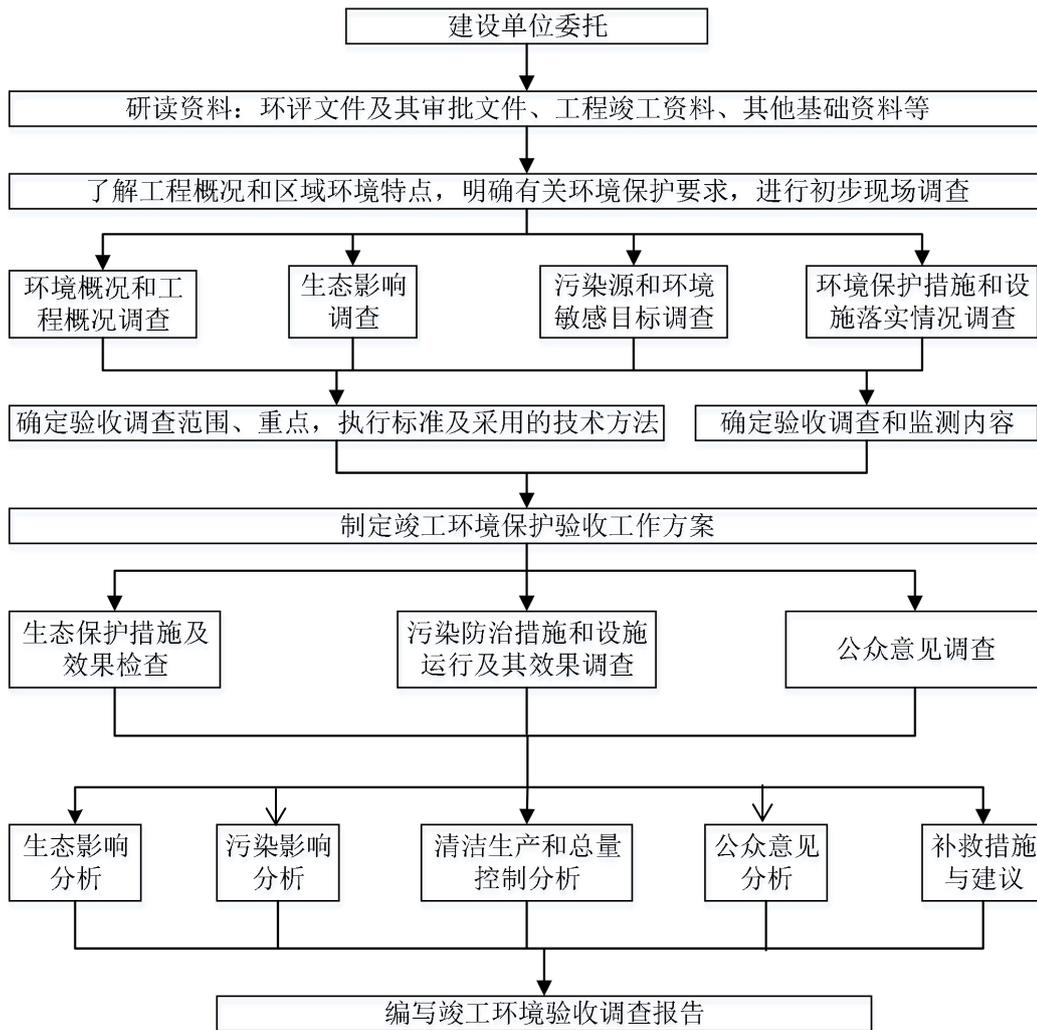


图 1.3-1 环境保护验收调查工作程序图

## 1.4 调查范围

本次调查范围与该项目环境影响报告书的评价范围一致。具体调查范围如下：

表 1.4-1 竣工环保验收调查范围表

序号	环境要素	调查范围	备注
1	环境空气	各新增井位为中心外扩 2.5km 形成的包络线区域	与环评一致
2	地表水环境	重点调查废水处理措施、达标排放可行性	与环评一致
3	声环境	各新增井位为中心外扩 200m 形成的包络线区域	与环评一致
4	环境风险	以各井场为中心，半径 3km 的圆形区域	与环评一致
5	生态环境	井场范围并外扩 1km 区域	与环评一致
6	固体废物	固体废物产生种类、数量、去向调查	与环评一致

## 1.5 调查内容及调查因子

### 1.5.1 调查内容

本次竣工环境保护验收主要调查内容如下：

#### （1）调查实际工程内容变化情况

调查内容包括井场建设，井场设置、施工方式、工程变更情况等。

#### （2）工程环境保护措施调查

调查工程设计文件、环境影响评价文件、环境影响审批文件中提出的各类环境保护措施或要求在施工期和调试期采取的环保措施的落实情况和实施效果、环保设施的建设和依托情况及效果等。

#### （3）水环境影响调查

调查工程施工期间和调试期间采取的水污染防治措施，水污染防治设施的运行情况和运行效果。

#### （4）生态影响调查

生态调查主要为了解工程施工对生态的影响及采取的生态恢复措施与效果。调查工程对土壤环境的影响，说明施工场地恢复情况、管沟表层土回填等措施的有效性。

#### （5）大气环境影响调查

调查工程施工期和调试期采取的大气污染防治措施。大气污染防治设施的建设情况、运行情况和运行效果，工程建设对大气环境的影响。

#### （6）声环境影响调查

调查工程施工期和调试期采取的噪声污染防治措施及实际效果，工程建设和调试期周边声环境质量状况，工程建设对声环境的影响。

#### （7）固体废物调查

调查一般工业固废、危险废物的处理处置方式、处置效果及去向等。

#### （8）风险事故防范与应急措施调查

调查工程施工期与调试期是否发生突发环境事件。

#### （9）环保投资调查

调查工程设计环保投资及实际环保投资。

#### （10）其他调查内容

本工程总量指标及来源、企业环境管理状况、应急监测计划制定与落实情况等。

## 1.5.2 调查因子

（1）生态：井场、施工方式、工程临时占地和永久占地、分布；工程施工中地貌和植被的破坏、恢复情况。

（2）噪声：井场厂界噪声，调查因子为等效连续 A 声级（Leq）。

（3）大气：调查因子为非甲烷总烃。

（4）固体废物：一般工业固体废物、危险废物的收集和处置方式。

## 1.6 验收调查重点

根据本工程的特点及环境影响因子识别的结果，结合区域环境现状，确定本次调查工作重点为：

（1）实际工程内容变更情况；

（2）环境敏感目标基本情况及变更情况；

（3）实际工程内容变更造成的环境影响变化情况；

（4）环境影响评价文件及环境影响评价审批文件中提出的主要环境影响；

（5）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落实情况及其效果、环境风险防范与应急措施落实情况及其有效性；

（6）工程环境保护投资情况。

## 1.7 验收执行标准

本次调查根据该项目环境影响报告书所采用的标准，结合该建设项目的环境影响特点及调试期的实际环境影响情况，确定本次调查采用的标准。对已修订的标准则采用替代后的新标准进行验收。

根据本阶段验收调查标准与环评批复中的标准及已修订新颁布的标准相比，《环境空气质量标准》（GB3095-2012）于2018年9月增加了修改单；《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及2013年修改单更新为《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及2013年修改单更新为《一般工业固体废物贮存和填埋污染物控制标准》（GB18599-2020），其他标准均与环评批复中一致。

### 1.7.1 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

环境空气质量执行 GB3095-2012《环境空气质量标准》（二级）；非甲烷总烃环境质量标准参考中国环境科学出版社的国家环境保护局科技标准司的《大气污染物综合排放标准详解》（P150、244 页）。

表 1.7-1 环境空气质量标准

项目	污染物	单位	取值时间	浓度限值	执行标准
环境 空气	PM <sub>10</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	70	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)及修改单中 二级标准
			24 小时平均	150	
	SO <sub>2</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	60	
			24 小时平均	150	
			1 小时平均	500	
	NO <sub>2</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	40	
			24 小时平均	80	
			1 小时平均	200	
	PM <sub>2.5</sub>	μg/m <sup>3</sup>	年平均	35	
			24 小时平均	75	
非甲烷总 烃	μg/m <sup>3</sup>	一次平均	2000	《大气污染物综合排放标准 详解》（244 页）（国家环 境保护局科技标准司 中国 环境科学出版社）	

## （2）环境噪声标准

根据津环气候(2022)93 号《市生态环境局关于印发<天津市声环境功能区划(2022 年修订版)>的通知》，本项目执行 2 类标准，具体标准值详见下表。

表 1.7-2 声环境质量标准限值一览表

项目	单位	类别	昼间	夜间	标准来源
等效 A 声级	dB (A)	2 类	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

## 1.7.2 污染物排放标准

### （1）废气

厂界非甲烷总烃排放浓度参照执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 排放限值。

表 1.7-3 大气污染物排放标准

污染物名称	排放限值	标准名称
非甲烷总烃	周界外浓度最高点 4.0mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 排放限值

### （2）噪声

运营期场界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

2类标准。

表 1.7-4 运营期噪声排放标准

类别	噪声限值 dB (A)		标准
	昼间	夜间	
运营期	60	50	2类

(3) 固废废物

一般工业固体废物贮存、处置执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染物控制标准》(GB18599-2020)；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的有关规定。

### 1.8 环境保护目标

本项目验收涉及井场为板828井场，经现场勘察及经纬度比对，板828井场在环境影响报告书中名为板828-10井场，为同一井场，本次验收统一称该井场为板828井场。井场周边2.5km的矩形区域范围之内无人口集中居住区（村庄）、学校、医院等大气环境敏感目标；井场周边200米范围内无声环境敏感目标；井场不涉及穿越饮用水水源保护区等III类及以上功能水体，无地表水环境敏感目标；井场范围并外扩1km区域无生态环境敏感目标。环境风险敏感目标见下表。

表 1.8-1 本项目井场周边环境风险敏感目标

井场名称	方向	环境保护目标	距井场最近距离 m	与环评对比情况	保护因素
板828井场	西	海居园	2580	与环评一致	风险
	西	海榕园	2750		
	西	海旋园	2560		
	西	海华园	2680		
	西南	海明园	2580		
	西南	海邻园	2620		
	西南	泰达风景	2840		
	西南	海信园	2810		
	西南	海城园	2730		
	西南	海田园	2820		
	西南	海川园	2980		

## 2 工程概况及变更影响调查

### 2.1 项目建设过程回顾

（1）2018年4月北京欣国环环境技术发展有限公司编制完成了《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书》。

（2）2018年5月15日，天津市滨海新区行政审批局以“津滨审批环准[2018]127号”对该报告书进行了批复。

（3）2019年4月，完成中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）一阶段自主验收。

（4）2020年7月，完成中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）二阶段自主验收。

（5）2021年9月，完成中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）三阶段自主验收。

（6）2022年4月，完成中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）四阶段自主验收。

（7）本项目于2022年10月开始施工，于2024年5月竣工并投入试运行，现进行竣工环保验收。

（8）2024年5月，大港油田集团有限责任公司委托天津市诺星技术发展有限公司进行该项目的竣工环保验收调查报告的编写工作。

### 2.2 工程概况

#### 2.2.1 项目基本情况

（1）工程名称：中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）

（2）建设单位：大港油田集团有限责任公司

（3）建设性质：改扩建

（4）建设地址：本项目验收涉及井场为板828井场，经现场勘察及经纬度比对，板828井场在环境影响报告书中名为板828-10井场，为同一井场，本次验收统一称该井场为板828井场。板828井场西临海景大道，南距S312省道约3km，本项目地理位置图见附图1。

(5) 建设规模：本项目主要建设内容包括在板828井场新建4口注采井（库6-7、库6-8、库6-9、库6-10）及其配套注采阀组；新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管；拆除已建2台甲醇泵，原位新建2台甲醇泵；拆除一座箱式变电站并新建一座箱式变电站；新建毛细管控制机柜1套。项目新增工作气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为 $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 。

(6) 劳动定员：实行自动监控，依托现有员工。

(7) 项目投资：本项目实际总投资为13791.11万元，其中环保投资93万元，占项目总投资的0.67%。

### 2.2.2 项目主要工程内容及变更情况

本项目主体工程位于井场，主要工程内容为：在板828井场新建4口注采井（库6-7、库6-8、库6-9、库6-10）及其配套注采阀组；新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管；拆除已建2台甲醇泵，原位新建2台甲醇泵；拆除一座箱式变电站并新建一座箱式变电站；新建毛细管控制机柜1套。实际建设过程中，总体工程内容与环评阶段相比工程内容及规模基本不变。具体工程内容及变更情况详见下表。

表2.2-1 环评工程内容与实际建设内容一览表

类别	项目	环评阶段主要内容及规模	实际建设情况	变更情况
主体工程	井场	天然气产能建设共在板桥地区、塘沽地区、长芦地区部署总井数20口新建天然气生产能力 $2.591 \times 10^8 \text{m}^3$ ，增加可采储量 $8.43 \times 10^8 \text{m}^3$	一、二、三、四阶段共计建设气井14口，本项目位于板桥地区，本阶段新建4口注采井，新增工作气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为 $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$	未超出环境要求
		本项目需新建油气单井管线总计不超过16.8km	一、二、三、四阶段共计建设单井管线9.9316km，本项目新增配套注采阀组，新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管，新建单井注、采气管道430m	未超出环境要求
	集注站	新建产能可依托现有联合站、注水站、接转站等配套设施	依托现有板808集注站	一致
公用工	甲醇注入系统	新建产能可依托现有联合站、注水站、接转站等配套设施	依托现有甲醇注入系统，并拆除828井场已建2台甲醇泵，原位新建2台甲醇泵	一致

类别	项目	环评阶段主要内容及规模	实际建设情况	变更情况	
程	供电	依托大港油田第四采油厂管理区域内的已有供电设施，本项目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和日常运行要求	板828井场已有供电线路，供电能力可满足本项目的建设和日常运行要求	一致	
	给排水	第四采油厂生活用水均采用桶装水，油田回注水全部来自处理后的油田采出水。 钻采过程中产生的废水用密闭罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。塘沽、长芦油田的采出液经密闭罐车拉运至板一联合站，板桥油田、千米桥潜山油田、唐家河油田（采油四厂区域）采出液经现有的集输管线输送至接转站送至板一联进行分离处理，分离的含油污水经处理后全部回注，无工艺废水外排。	本项目建成运行后，未新增人员值守，无新增生活用水及生活污水。本井场实行自动控制，无生产用水需求；在采气期产生的凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层。	一致	
	消防	按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材	本井场已设置干粉灭火器18具，二氧化碳灭火器4个	一致	
	防腐	各井场单井管道采用三层PE、聚脲防腐	站内地上保温管道的防腐推荐采用耐高温环氧酚醛涂料底漆(≥150 μm)+耐高温环氧酚醛涂料面漆(≥150 μm)，涂层总厚度≥300 μm。	根据实际情况更换了防腐措施	
环保工程	施工期	废气	施工期扬尘采用洒水抑尘；燃用柴油直接由机组排气口排放	施工期扬尘采用洒水抑尘，钻井过程使用的动力机械为电驱，不使用柴油，无燃烧废气产生。	一致
		废水	钻井废水罐车拉运至板一联合站污水处理站处理达标后回注，不外排；管线试压水由集输管线输送至所属联合站经处理设施处理达标后回注；施工人员生活污水排入防渗旱厕、施工单位委托市容环卫部门进行定期清掏。	施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理；管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏。	钻井废水无需单独处理，管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘，其余一致

类别	项目	环评阶段主要内容及规模	实际建设情况	变更情况
	固废	<p>钻井废弃泥浆及岩屑在井场设置可移动式钢制地上储池和地上泥浆罐中储存，循环使用，剩余废弃泥浆及钻井岩屑拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理；生活垃圾由施工单位委托市容环卫部门进行统一清运。</p>	<p>钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理，本项目验收期间未产生含油施工垃圾；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。</p>	<p>拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理，本项目验收期间未产生含油施工垃圾</p>
	噪声	<p>选用低噪声设备，注意维修保养</p>	<p>选用低噪声设备，注意维修保养</p>	<p>一致</p>
	生态	<p>严格控制施工作业带范围，施工完毕后，及时清理作业现场；一切作业尽量利用原有公路，车辆沿已有车辙行驶，不随意开设便道；施工作业结束后，应平整施工迹地。</p>	<p>本工程注采井及配套地面设施建设在原井场内，未新增占地，将施工场地控制在现有井场内；一切作业利用原有井场道路，车辆沿已有车辙行驶，未随意开设便道；施工结束已及时平整施工迹地。</p>	<p>一致</p>
运营期	废气	<p>天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施减少甲醇无组织挥发。</p>	<p>天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。甲醇储罐通过储罐表面喷涂浅色涂层以减少罐内温度变化，减少小呼吸量，减少其无组织挥发。</p>	<p>一致</p>

类别	项目	环评阶段主要内容及规模	实际建设情况	变更情况
	废水	油田回注水经依托联合站污水处理设施，满足标准要求后回注与地层，不外排；井下作业废水循环使用，最终罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站；无新增生活污水产生。	在采气期，项目依托板808集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层，未外排；未新增生活污水产生。	一致
	噪声	选用低噪声设备，注意维修保养	产噪设备采取基础减振，安装减振垫、消声器等防治措施。	一致
	固废	废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行处理，落地油运至原油运销公司油泥砂净化处理厂处理。	本项目运营期正常情况下无固体废物产生。	一致
依托工程	板808集注站	本项目依托于板808集注站在注采期进行注采气工作。	本项目依托于板808集注站在注采期进行注采气工作。	一致
	板一联合站	本项目在采气期依托板808集注站处理天然气时会产生凝液，凝液通过集注站的凝液管道输送至板一联合站处理。	本项目在采气期依托板808集注站处理天然气时会产生凝液，凝液通过集注站的凝液管道输送至板一联合站处理。	一致
	原油运销公司废弃泥浆处理作业区	项目在施工期钻井过程中会产生钻井废水、钻井废弃泥浆、钻井岩屑，由废弃泥浆罐（40m <sup>3</sup> ，有2个，1用1备）收集后拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区进行处理。	项目在施工期钻井过程中产生钻井废弃泥浆及岩屑，由废弃泥浆罐（40m <sup>3</sup> ，有2个，1用1备）收集后拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区进行处理。	一致

### 2.2.3 井场工程—新钻注采井基本情况

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）利用板828断块上的板828井场进行建设，断块上共有老井6口。本次井场的建设内容为新钻注采井4口。井场平面布置见下图。

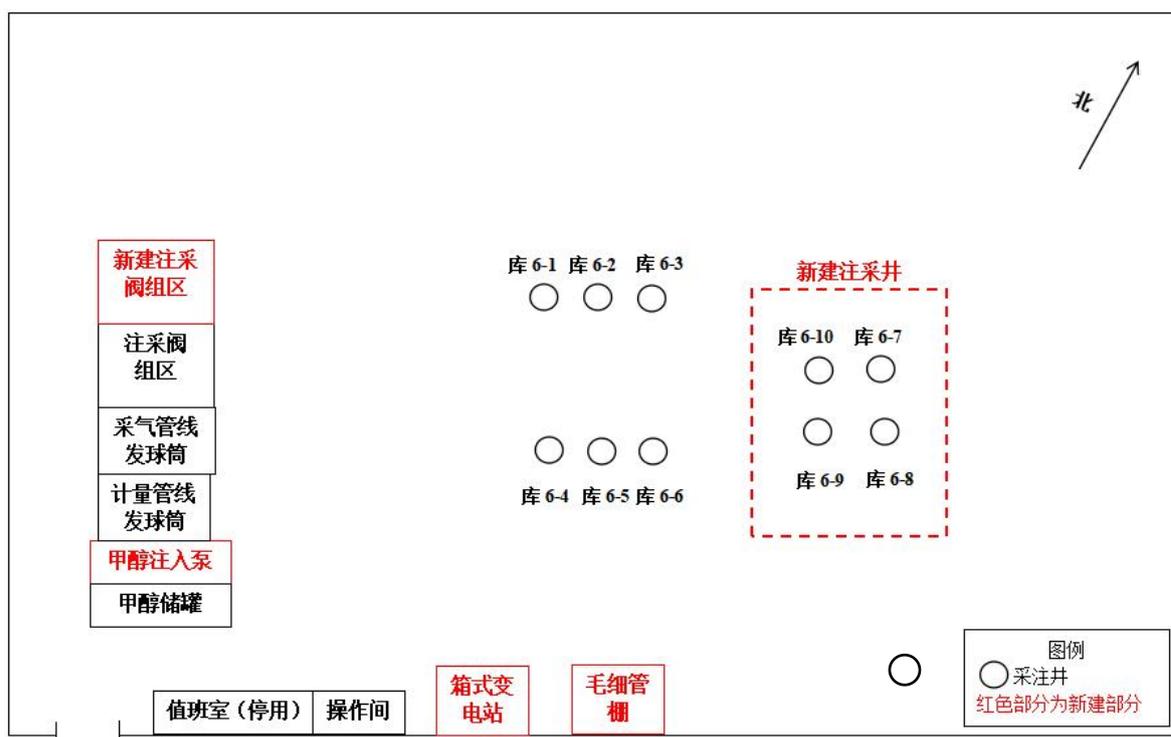


图 2.2-1 井场区域平面布置示意图（1:500）

(1) 井身结构

根据井眼造斜需要，本项目 4 口注采井井身均采取三段制，井身设计采用三开井身结构，详见图 2.2-2。

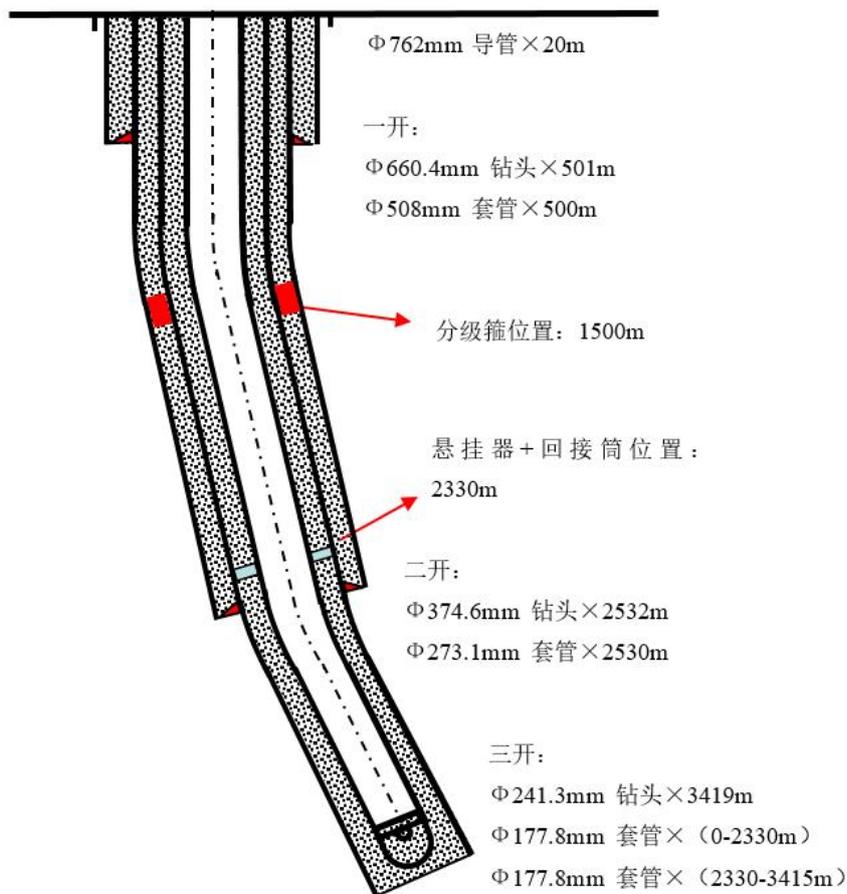


图 2.2-2 井身结构示意图

(2) 钻井设备

生产设备主要有：钻机、发电机、钻井泵等，钻机选用 ZJ50 型，钻井主要设备见表 2.2-2。

表 2.2-2 钻井主要设备表

序号	名称	型号	规格	数量	备注	
一	钻机	ZJ50	5000m	1	/	
二	井架	JJ-315/45K3	45m	1	/	
三	提升系统	绞车	JC-50B	1500HP	1	/
		天车	TC3-315	3150kN	1	/
		游动滑车	YC-350	3500kN	1	/
		大钩	DG-350	3500kN	1	/
		水龙头	SL450	4500kN	1	/
四	转盘	ZP520	698.5mm	1	/	
五	循环系统配置	钻井泵 1#	3NB-1300CZ	1300HP	1	/
		钻井泵 2#	3NB-1300CZ	1300HP	1	/
		钻井液罐	/	/	6	含储备罐
		搅拌器	/	/	8	/
		钻井液检测计量罐	/	/	1	/
六	发电机组	发电机 1#	VOLVO300KW	400HP	1	/
		发电机 2#	VOLVO300KW	400HP	1	/

序号	名称		型号	规格	数量	备注
七	钻机控制系统	自动压风机	ZV2-6.5/12	/	1	/
		电动压风机	2V2-5.5/12	/	1	/
		刹车系统	/	/	1	/
		辅助刹车	/	/	1	/
八	固控系统	振动筛 1#	/	50L/s	1	/
		振动筛 2#	/	50L/s	1	/
		振动筛 3#	/	50L/s	1	/
		除砂器	NC350X2	65L/s	1	/
		除泥器	SB-150X200	160m <sup>3</sup> /h	1	/
		离心机	ZS-355	60m <sup>3</sup> /h	2	/
		除气器	LZCQ/3	4m <sup>3</sup> /min	1	/
九	井控系统	液气分离器	NQF1200/1.6	5.5m <sup>3</sup> /min	1	排气管线出口要安装防回火与自动点火装置，并配有至少一种手动点火装置。
		环形防喷器	FH35-35	35MPa	1	/
		双闸板防喷器	2FZ35-70	70MPa	1	/
		单闸板防喷器	FZ35-70	70MPa	1	/
		双闸板防喷器	2FZ53-21	21MPa	1	/
		四通	FS53-21	21MPa	1	/
		四通	ST35-70	70MPa	1	/
		远程控制装置	FKQ6406	/	1	/
		司钻控制装置	与远程控制装置同系列	/	1	/
		节流管汇	JG35	35MPa	1	J1 阀、4 号闸阀为液动闸阀
压井管汇	YG35	35MPa	1			

### （3）完井要求

1) 完井后根据安装采油树的要求留好Φ177.8mm 套管长度，其余切割掉，井口戴套管帽，套管帽上焊上井号并盖好挡板。

2) 套管帽与套管头上法兰用螺栓连接并焊好。

3) 套管头上严禁焊接。

4) 套管头闸门方向与基础方向平行，顶法兰面高于基础面 10cm。

5) 完井后不添埋方井，清理干净后，在套管头上安装压力表。

完井井口装置示意图如下：

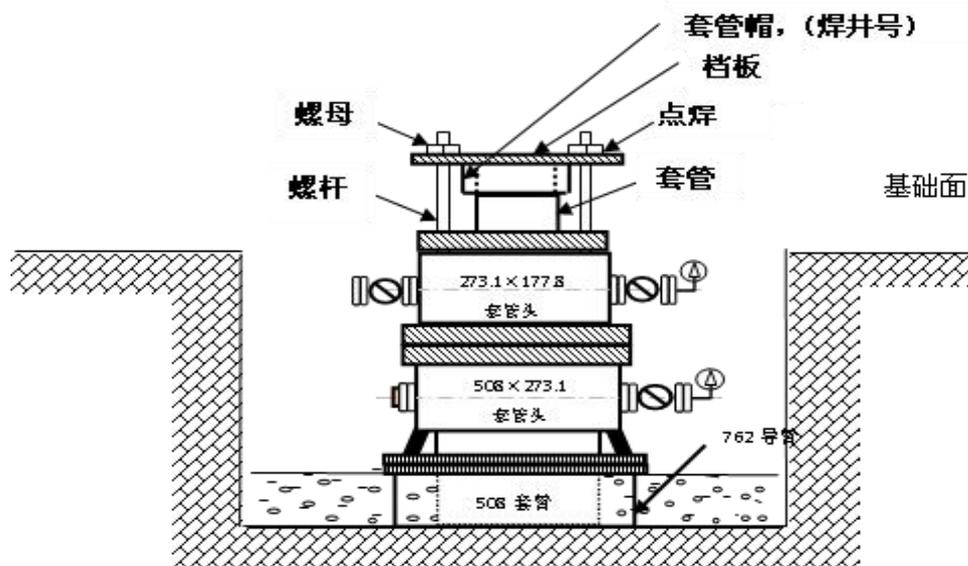


图 2.2-3 完井井口装置示意图

## 2.2.4 地面建设工程

### 2.2.4.1 原有地面设施拆除

#### (1) 箱式变电站拆除

在进行拆除工作前，站内 1 台箱式变电站已与系统隔断，为断开状态；最终由天津储气库分公司回收处理。

#### (2) 已建的 2 台注甲醇泵拆除

板 828 井场西南位置原有两台甲醇泵，其与甲醇储罐管线相连。在进行拆除工作前，甲醇泵已与甲醇储罐隔断，为断开状态，将地面部分全部拆除，最终由天津储气库分公司回收处理。

### 2.2.4.2 板 828 井场配套地面工程建设

本项目的配套地面建设工程为注采井新建配套建设的设施，包括建配套单井注、采气管线及注甲醇管线、甲醇泵、箱式变电站、配套注采阀组等配套设施。主要设施清单见下表：

表 2.2-3 板 828 井场地面设施清单

序号	名称	规格	型号	单位	数量
1	甲醇泵	40L/h	P-O2201A/B	台	2
2	注采阀组	/	/	座	1
3	配套单井注、采气管线	φ114×16	/	米	430
4	配套注甲醇管线	Φ34×7	/	米	44
5	箱式变电站	6/0.4kV	/	座	1



图 2.2-4 板 828 井场内部

## 2.2.6 工程占地及土方平衡

### 2.2.6.1 工程占地

本项目永久占地为井场占地，均依托于原来的井场及井场道路，未新增占地面积，板 828 井场面积为 9450m<sup>2</sup>。本项目施工区域均在永久占地范围内，无新增临时占地。

### 2.2.6.2 土方平衡

井场建设依托于现有井场，建设过程中产生的多余土方量在井场内部进行消化，未产生弃渣量。

## 2.2.7 储气库参数

### 2.2.7.1 气源

#### （1）注气期天然气组成

板 828 储气库是与陕京二三线配套的地下储气库，注气期气源主要为陕京二三线来气。由于陕京一线、陕京二三线、西气东输一线、西气东输二线已联通，因此板 828

储气库除适应陕京二三线气源组分外，还应适应陕京一线、西气东输一线、西气东输二线的气源组分。

### 1) 陕京二三线气源

陕京二、三线输送气源包括中亚、塔里木和长庆天然气。初期供气源为中亚和长庆天然气，后期为塔里木和长庆天然气。

表 2.2-4 陕京二三线气源构成 (mol%)

气源	2013年	2014年	2015年	2020年
中亚一期	24.1%	11.9%	0.0%	0.0%
塔里木或中亚二期	20.5%	32.1%	39.8%	48.4%
长庆气	55.4%	56.0%	60.2%	51.6%
合计	100%	100%	100%	100%

#### ①中亚天然气性质

表 2.2-5 中亚天然气组分 (mol%)

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>
mol%	92.5469	3.9582	0.3353	0.1158	0.0863
组分	iC <sub>5</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	
mol%	0.221	1.8909	0.8455	0.0001	

#### ②塔里木天然气性质

表 2.2-6 塔里木天然气组分 (mol%)

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>
mol%	96.1	1.74	0.58	0.28
组分	C <sub>5</sub>	C <sub>6+</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
mol%	0.03	0.09	0.62	0.56

#### ③长庆天然气性质

表 2.2-7 长庆气区天然气组分 (mol%)

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>
mol%	94.7	0.55	0.08	0.01
组分	nC <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	He
mol%	0.01	1.92	2.71	0.02

### 2) 陕京一线气源

表 2.2-8 陕京一线来气组成 (mol%)

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
上限	96.322	0.605	0.084	0.023	0.014	0	0.0002	2.185	0.767
正常	91.980	3.903	0.656	0.213	0.064	0.033	0.0002	2.345	0.961
下限	88.350	5.555	1.133	0.371	0.106	0.061	0.0002	2.479	1.152

### 3) 西气东输二线气源

西气东输二线气源以中亚~中国天然气管线来气为主。

表 2.2-9 西气东输二线天然气组分 (mol%)

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>
mol%	92.5469	3.9582	0.3353	0.1158	0.0863
组分	iC <sub>5</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	
mol%	0.221	1.8909	0.8455	0.0001	

4) 西气东输一线气源

表 2.2-10 西气东输一线天然气组成 (mol%)

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6+</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
mol%	96.1	1.74	0.58	0.28	0.03	0.09	0.62	0.56

(2) 采气期井流物组成

根据地质部门提供的参数，板828储气库采气期组分如下见下表。

表 2.2-11 采气期采出气平均组成表

组分	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>
含量 mol%	90.13	3.60	0.42	0.22	0.11	0.12
组分	nC <sub>5</sub>	C <sub>6+</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	/
含量 mol%	0.02	0.14	1.85	1.02	2.37	/

### 2.2.7.2 产品要求

正常生产输送情况下，出集注站的天然气水、烃露点控制在-5℃以下，达到《天然气》（GB17820-2018）中一类气质量要求。

### 2.2.7.3 库容

板828储气库设计库容  $4.69 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，设计工作气量  $2.57 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，截止到2024年4月，已经安全运行18个周期，实现累计注气  $15.7859 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累计采气  $14.9416 \times 10^8 \text{m}^3$ 。本工程新增工作气量  $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为  $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 。

### 2.2.7.4 运行周期

本项目运行周期具体如下表所示。

表 2.2-12 运行周期

主体	运行周期	运行时间段	运行天数
板828储气库扩容达产部分	注气期	3月26日~10月31日	220天
	采气期	11月15日~3月15日	120天
	压力平衡期	春季3月16日~3月25日 秋季11月1日~11月15日	25天

### 2.2.7.5 运行压力

本项目运行压力区间具体如下表所示。

表 2.2-13 板 828 储气库扩容达产部分运行压力区间

主体	运行压力	
	上限	下限
板 828 储气库扩容达产部分	37MPa	20MPa

## 2.2.8 公用工程

### 2.2.8.1 供配电

板 828 井场电源引自井场南侧已建 6kV 架空线路，该线路引自大港油田板桥 35kV 变电站 1726#回路，为储气库专线。

1) 高压电源采用电缆引自井场南侧 6kV 架空线路终端杆，杆上隔离开关、避雷器利旧。新建 6kV 电缆埋地敷设至新建 100kVA 变压器，长度约 60 米。

2) 新建 1 座箱式变电站

在板 828 井场内新建 1 座 6/0.4kV 箱式变。

箱式变内包括一台 S11-M-80/6±5%/0.4kV 型油浸式变压器及相应的高低压进出线。箱式变电源采用电缆引自站外 6kV 架空线路。

原箱式变负荷迁接至新建箱式变电站，已有负荷电缆重新敷设。

### 2.2.8.2 给排水

本项目运行期间无人员值守，实行自动运行，无生产用水需求。

### 2.2.8.3 暖通系统

本井场无需制冷及供暖。

### 2.2.8.4 自动控制

本工程板 828 井场新建 4 座注采井及其配套注采阀组，新建配套单井注、采气管线及注甲醇管线。

本井场使用毛细管装置对井底压力值进行实时监测。该装置在管柱底端安装一个传压筒。工作原理是：井下测压点处的压力作用在传压筒内的气柱上，由毛细管内气体传递压力至井口，由压力变送器测得地面一端毛细钢管内的氮气压力后，将信号传送到数据采集器，数据采集器将压力数据显示并储存起来。记录下来的井口实测压力数据由计算机回放后处理，根据测压深度和井筒温度完成由井口压力向井下压力的计算。再通过毛细管将传压筒的测试结果传到地面。

毛细管测压系统主要有地面部分（氮气源、氮气增压泵、空气压缩机、安全吹扫

系统、压力变送器、计算器、数据采集控制系统）和井下部分（井口穿越器、过电缆封隔器穿越器、毛细钢管、传压筒、毛细钢管保护器）组成，其中数据采集控制系统由数据处理单元、控制单元、自动控制和显示器组成，自动控制系统又包括继电器和电磁阀；安全吹扫系统包括单流阀、高压针阀、定压溢流阀组成。

毛细钢管和传压筒中均充满氮气，氮气源由在井口的普通工业氮气瓶提供，必要时使用高压氮气压缩机将氮气吹扫至毛细钢管及井下传压筒中。

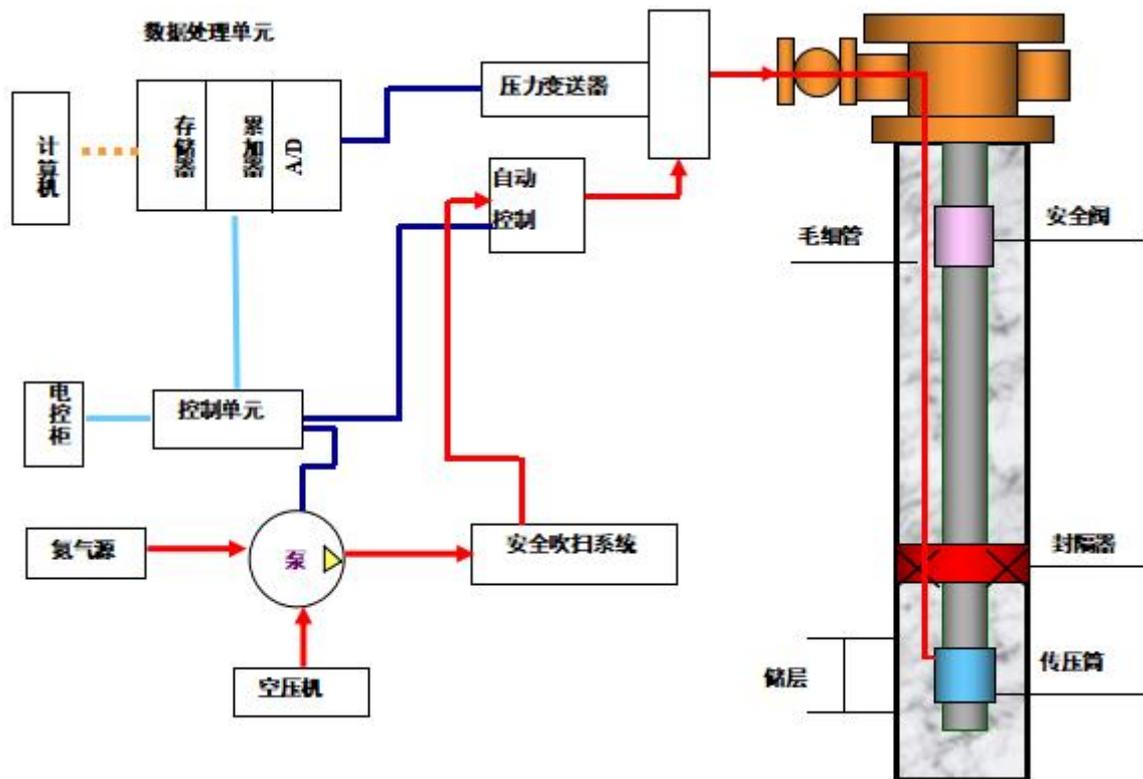


图 2.2-5 毛细管测压装置示意图

### 2.2.8.5 通信工程

板 828 井场通信系统由用于仪表数据传输的数据传输系统、工业电视监控系统及周界报警系统组成。板 828 井场与集注站组建光纤以太网传输数据。

#### (1) 数据传输系统

板 828 井场与集注站间的数据传输采用光纤以太网传输。站场设以太网交换机，配置百兆光模块，以集注站为中心，组建星型以太网。

#### (2) 工业电视监控系统

在板 828 井场场区设置球型一体化摄像机，设备间设以太网交换机，用于将井场监控图像传输至板南集注站，实现在集注站对井场的远程监控。

### 2.2.8.6 消防

板 828 井场属于五级站，对新建板 828 井场注采井的注采阀组区、甲醇注入泵区、单井计量橇、井口采气树区及箱式变压器等设备设施进行了消防设计。

依据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004，第 8.1.2 条，板 828 井场不需设置消防给水系统。

板 828 井场场区内设置干粉灭火器 18 具（8kg），二氧化碳灭火器 4 个（8kg），用以扑救流散火灾。



图 2.2-6 井场内配置灭火设备

### 2.2.8.7 防腐工程

站内地上不保温管道的防腐推荐采用复合型防腐涂料，其组成与结构为：环氧富锌底漆（底层， $\geq 60\mu\text{m}$ ）、环氧云铁中间漆（中间层， $\geq 160\mu\text{m}$ ）、氟碳面漆（面层， $\geq 100\mu\text{m}$ ）；站内地上保温管道的防腐推荐采用耐高温环氧酚醛涂料底漆（ $\geq 150\mu\text{m}$ ）+ 耐高温环氧酚醛涂料面漆（ $\geq 150\mu\text{m}$ ）。站场埋地管道包括封头推荐采用无溶剂型液体环氧防腐（厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ ），实干后再外缠聚丙烯增强编织纤维防腐胶带（胶带厚度 $\geq 1.1\text{mm}$ ，搭接宽度为带宽的 55%）加强防腐，以提高抗水气渗透和保证防腐层的完整性。

与阀门等异形件相连接的埋地管道防腐补口采用粘弹体胶带+增强纤维型聚丙烯胶粘带防腐层。

## 2.3 工艺过程及产污环节

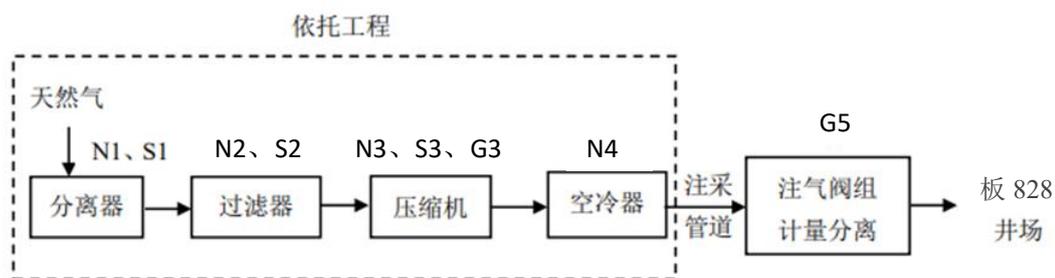
### 2.3.1 运营期工艺过程及产污环节

由于地下储气库的主要作用是季节性调峰，运行中有注气、采气两种不同的工况，在不同工况下的运行工艺是不同的，从而导致污染物排放情况不同。

#### 2.3.1.1 注气期工艺流程

本项目的注气依托于板 808 集注站，进站天然气经进站过滤器除去粉尘和杂质后，再进入注气压缩机组一级入口缓冲罐，经三级压缩至 13~32MPa（根据地层压力变化），进空冷器冷却至 70℃ 后，经板 828 井场注气汇管输往板 828 井场注气阀组，分配并计量后经井口注入板 828 地下储气库。

注气期工艺流程见下图。



图例：G 废气；N 噪声；S 固废

图 2.3-1 注气期工艺流程图及排污节点

#### 2.3.2.2 采气期工艺流程

##### （1）井口防冻工艺

当开井初期地层温度低，天然气会形成水合物，为了防止形成水合物需要注醇防冻时，需启动注甲醇系统，在井口注入甲醇防冻。在板 828 井场设置 1 套注甲醇橇，包括 1 具甲醇储罐及 2 台甲醇泵，根据实际生产需要注入甲醇防冻。

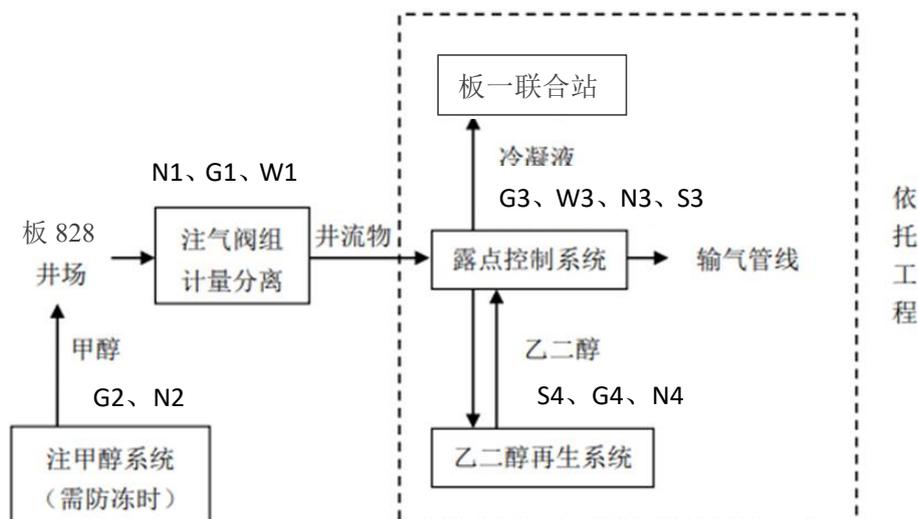
##### （2）采气工艺

板 828 井场来单井井流物进板 828 计量分离器进行三相分离，分出气相经计量后与生产分离器分出的气相混合，分出的凝析油和水分别计量后进凝液管线。生产分离器和板 828 计量分离器分出的天然气，经预冷器冷却至 25℃，注入乙二醇后进管壳式换热器与低温分离器分出的天然气换冷后，节流至 -5℃ 进低温分离器。低温分离器分出的气相经干气聚结器进一步净化后，进管壳式换热器复热并经调压后输送至大港分

输站，在大港分输站进行计量后经港清复线外输。低温分离器底部设加热盘管，分离出的凝液去凝液管线，富乙二醇水溶液去乙二醇再生系统再生。

本工程露点控制装置分离出的污水（35℃）进闭式排放罐，分离出的凝液（35℃）经凝液缓冲罐和凝液分离缓冲罐进凝析油加热器，加热至40℃后经凝液管线输至板一联进行处理。当闭式排放罐达到1/2液位时，补气增压后混入凝液外输管线，输送至板一联凝液处理装置进行处理。

采气期工艺流程见下图。



图例：G 废气；W 废水；N 噪声；S 固废

图 2.3-2 采气期工艺流程图及排污节点

## 2.4 工程环保投资

本项目环评阶段计划总投资 12.5 亿元，环保总投资为 670 万元，占项目总投资的 0.53%。本工程实际总投资为 13791.11 万元，环保总投资为 93 万元，占项目总投资的 0.67%。

表 2.4-1 项目环保投资一览表

序号	阶段	环保设施内容	环评估算投资(万元)	实际投资(万元)
1	钻井阶段	钻井井场内的防渗池建设	100	15
2		钻井废液、岩屑处理	100	15
3		井场硬化、井口固化（以新带老）	50	5
4		完钻后防渗池固化	70	8
5		单井管线开挖防尘	40	5
6		单井管线生态恢复	40	5

7		井喷、泄漏等事故风险防范措施	60	8
8	采油（气）阶段	井下作业废液处置	50	6
9		井下作业过程风险防范	50	6
10	验收阶段	竣工环保验收	110	20
11		合计	670	93

## 2.5 工程建设重大变动分析

本项目属于地下储气库项目，主要涉及井场和单井管线建设，因此工程建设变动情况分析参考《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》进行对照，具体对照分析见表 2.5-1。根据《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52号），油气管道建设项目的规模、地点、生产工艺和环境保护措施四个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动。属于重大变动的应当重新报批环境影响评价文件，不属于重大变动的纳入竣工环境保护验收管理。

根据章节 2.2.2 项目主要工程内容及变更情况可知，工程发生的变动并没有造成不利影响加重，因此本工程未构成重大变动。

表 2.5-1 工程变动情况与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》对照表

序号	十七条要求	环评工程内容	实际工程内容	是否构成重大变动
1	产能总规模增加 30%以上	新建天然气生产能力 $2.591 \times 10^8 \text{m}^3$ ，增加可采储量 $8.43 \times 10^8 \text{m}^3$ 。	新增工作气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为 $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 。	未超出环境要求，未构成重大变动
2	新钻井总数量增加 30%以上	天然气产能建设共在板桥地区、塘沽地区、长芦地区部署总井数 20 口	一、二、三、四阶段共计建设气井 14 口，本项目位于板桥地区，本阶段新建 4 口注采井	未超出环境要求，未构成重大变动
3	回注井增加	/	/	不涉及
4	占地面积范围内新增环境敏感区	本项目新增井位均位于现有征地范围以内，不新增永久占地。在钻井施工过程中，施工作业面控制在现有井场范围内，无临时占地；单井管线施工过程中会有部分临时占地，单井管线施工作业带宽度为 3m，施工作业面临时占地位于现有井场范围以内，不新增临时占地。	本工程注采井及配套地面设施建设在原井场内，未新增占地；本项目永久占地为井场、井场道路占地，均依托于原来的井场及井场道路，未新增占地面积。井场主体工程内容不变，占地面积不变，位置不变，环境敏感目标未增加。	与环评一致，未构成重大变动
5	井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加			
6	开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加	注、采气+管道密闭输送	注、采气+管道密闭输送，生产工艺未发生变化，不新增污染物种类和污染物排放量	与环评一致，未构成重大变动
7	与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重	非正常状况下产生的落地油与受污染的土壤一起进行回收，由汽车拉运至港东联合站北侧原油运销公司油泥砂净化处理厂处理。	验收期间，本项目尚未进行清管作业，尚未产生危险废物，若日后产生危险废物将由密闭铁桶收集后放置于危废暂存间内，委托天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处置。	验收阶段未产生危险废物，危险废物处置方式为外委不变，未构成重大变动
8	主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低	①施工期扬尘采用洒水抑尘；燃油柴油直接由机组排气口排放。运营期天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。	①施工期扬尘采用洒水抑尘；钻井过程使用的动力机械为电驱，不使用柴油，无燃烧废气产生。运营期天然气注采、处理和	环保设施和环境风险防范措施与环评基本一致，未弱化或降低，

		<p>通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施减少甲醇无组织挥发。</p> <p>②施工期钻井废水罐车拉运至所属联合站污水处理站处理达标后回注地层，不外排；管线试压水由集输管线输送至所属联合站经处理设施处理达标后回注；施工人员生活污水排入防渗旱厕、由施工单位委托天津绿源环境卫生管理有限公司进行定期清掏。运营期油田回注水经依托板一联合站污水处理站，满足标准要求后回注与地层，不外排；井下作业废水循环使用，最终罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站；无新增生活废水产生。</p> <p>③选用低噪声设备，采取消声、减振等措施。</p> <p>④施工期钻井废弃泥浆及岩屑在井场设置可移动式钢制地上储池和地上泥浆罐中储存，循环使用，剩余废弃泥浆及钻井岩屑拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理；生活垃圾由施工单位委托市容环卫部门进行统一清运。运营期废弃泥浆由罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行处理，落地油运至原油运销公司油泥砂净化处理厂处理。</p> <p>⑤严格控制施工作业带范围，施工完毕后，及时清理作业现场；一切作业尽量</p>	<p>集输采用全密闭工艺流程。甲醇储罐通过储罐表面喷涂浅色涂层以减少罐内温度变化，减少小呼吸量，减少其无组织挥发。</p> <p>②施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理；管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏。在采气期，项目依托板808集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层，未外排；实行自动监控，依托现有员工，未新增生活污水产生。</p> <p>③产噪设备采取基础减振，安装减振垫、消声器等防治措施。</p> <p>④施工期钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。本项目运营期正常情况下无固体废</p>	<p>不属于重大变动</p>
--	--	---	--	----------------

		<p>利用原有公路，车辆沿已有车辙行驶，不随意开设便道；施工作业结束后，应平整施工迹地。</p> <p>⑥环境风险防范措施：消防、防腐等风险防范设施设备全面；定期清管，对管道、阀门定期测试检修。</p>	<p>物产生。</p> <p>⑤本工程注采井及配套地面设施建设在原井场内，未新增占地，将施工场地控制在现有井场内；一切作业利用原有井场道路，车辆沿已有车辙行驶，未随意开设便道；施工结束已及时平整施工迹地。</p> <p>⑥井场内消防、防腐等风险防范设施设备全面；定期清管，对管道、阀门定期测试检修。</p>	
--	--	---	---	--

表 2.5-2 工程变动情况与《关于印发污染影响类建设项目重大变动清单（试行）的通知》（环办环评函[2020]688号）对照表

序号	要求		环评工程内容	实际工程情况	是否构成重大变动
1	性质	建设项目开发、使用功能发生变化的。	天然气产能建设共在板桥地区、塘沽地区、长芦地区部署总井数20口。本项目需新建油气单井管线总计不超过16.8km	一、二、三、四阶段共计建设气井14口，本项目位于板桥地区，本阶段新建4口注采井；一、二、三、四阶段共计建设单井管线9.9316km，本阶段新建单井注、采气管道共计430m。	未超出环境要求，未构成重大变动
2	规模	生产、处置或储存能力增大30%及以上的。	新建天然气生产能力 $2.591 \times 10^8 \text{m}^3$ ，增加可采储量 $8.43 \times 10^8 \text{m}^3$	新增工作气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为 $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 。	未超出环境要求，未构成重大变动
3		生产、处置或储存能力增大，导致废水第一类污染物排放量增加的。			

4		<p>位于环境质量不达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致相应污染物排放量增加的（细颗粒物不达标区，相应污染物为二氧化硫、氮氧化物、可吸入颗粒物、挥发性有机物；臭氧不达标区，相应污染物为氮氧化物、挥发性有机物；其他大气、水污染物因子不达标区，相应污染物为超标污染因子）；位于达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致污染物排放量增加10%及以上的。</p>			
5	地点	<p>重新选址；在原厂址附近调整（包括总平面布置变化）导致环境保护距离范围变化且新增敏感点的。</p>	<p>第四采油厂位于天津市滨海新区境内，本次产能建设范围新增井位均位于第四采油厂现有征地范围以内，不新增占地</p>	<p>本项目位于天津市滨海新区境内，板828井场西临海景大道，南距S312省道约3km。利用现有板828井场进行建设。</p>	<p>与环评一致，未构成重大变动</p>

6	生产工艺	<p>新增产品品种或生产工艺（含主要生产装置、设备及配套设施）、主要原辅材料、燃料变化，导致以下情形之一：</p> <p>（1）新增排放污染物种类的（毒性、挥发性降低的除外）；</p> <p>（2）位于环境质量不达标区的建设项目相应污染物排放量增加的；</p> <p>（3）废水第一类污染物排放量增加的；</p> <p>（4）其他污染物排放量增加10%及以上的。</p>	注、采气+管道密闭输送	注、采气+管道密闭输送，生产工艺未发生变化，不新增污染物种类和污染物排放量	与环评一致，未构成重大变动
7		物料运输、装卸、贮存方式变化，导致大气污染物无组织排放量增加10%及以上的。	本项目天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施减少甲醇无组织挥发。	天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程，减少小呼吸量，减少其无组织挥发。	与环评一致，未构成重大变动

8	环境保护措施	<p>废气、废水污染防治措施变化，导致第 6 条中所列情形之一（废气无组织排放改为有组织排放、污染防治措施强化或改进的除外）或大气污染物无组织排放量增加 10%及以上的。</p>	<p>①施工期扬尘采用洒水抑尘；燃用柴油直接由机组排气口排放。运营期天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施减少甲醇无组织挥发。</p> <p>②施工期钻井废水罐车拉运至所属联合站污水处理站处理达标后回注地层，不外排；管线试压水由集输管线输送至所属联合站经处理设施处理达标后回注；施工人员生活污水排入防渗旱厕、由施工单位委托天津绿源环境卫生管理有限公司进行定期清掏。运营期油田回注水经依托板一联合站污水处理站，满足标准要求后回注与地层，不外排；井下作业废水循环使用，最终罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站；无新增生活废水产生。</p>	<p>①施工期扬尘采用洒水抑尘；钻井过程使用的动力机械为电驱，不使用柴油，无燃烧废气产生。运营期天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。甲醇储罐通过储罐表面喷涂浅色涂层以减少罐内温度变化，减少小呼吸量，减少其无组织挥发。</p> <p>②施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理；管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏。在采气期，项目依托板 808 集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层，未外排；实行自动监控，依托现有员工，未新增生活污水产生。</p>	<p>废气和废水排放量未增加，防治措施均未弱化，未构成重大变动</p>
9		<p>新增废水直接排放口；废水由间接排放改为直接排放；废水直接排放口位置变化，导致不利环境影响加重的。</p>	<p>本项目无废水直接排放口。</p>	<p>本项目无废水直接排放口，与环评一致。</p>	<p>与环评一致，未构成重大变动</p>

10		新增废气主要排放口（废气无组织排放改为有组织排放的除外）；主要排放口排气筒高度降低10%及以上的。	本项目不涉及	本项目不涉及	/
11		噪声、土壤或地下水污染防治措施变化，导致不利环境影响加重的。	本项目选用低噪声设备、基础减振等降噪措施；地下水污染防治按简单保护区和一般保护区分区防渗。	本项目产噪设备采取基础减振，安装减振垫、消声器等防治措施。地下水污染防治分区防渗。	与环评一致，未构成重大变动
12		固体废物利用处置方式由委托外单位利用处置改为自行利用处置的（自行利用处置设施单独开展环境影响评价的除外）；固体废物自行处置方式变化，导致不利环境影响加重的。	施工期钻井废弃泥浆及岩屑在井场设置可移动式钢制地上储池和地上泥浆罐中储存，循环使用，剩余废弃泥浆及钻井岩屑拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理；生活垃圾由施工单位委托市容环卫部门进行统一清运。运营期废弃泥浆由罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行处理，落地油运至原油运销公司油泥砂净化处理厂处理。	施工期钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。本项目运营期正常情况下无固体废物产生。	未构成重大变动
13		事故废水暂存能力或拦截设施变化，导致环境风险防范能力弱化或降低的。	本项目依托的板808集注站建有1座消防水收集池及1座雨水收集池，发生事故时，消防水和可能受污染的雨水可分别排入其中，收集后运往板一联污水处理站。	本项目依托的板808集注站建有1座消防水收集池，发生事故时，消防水和可能受污染的雨水可排入其中，收集后运往板一联污水处理站。	与环评一致，未构成重大变动

表 2.5-3 工程变动情况与《油气管道建设项目重大变动清单（试行）》对照表

项目	变动清单	环评工程内容	实际建设情况	是否构成重大变动
规模	线路或伴行道路增加长度达到原线路总长度的30%及以上。	本项目需新建油气单井管线总计不超过16.8km	一、二、三、四阶段共计建设单井管线9.9316km，本阶段新增配套注采阀组，新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管，新建单井注、采气管道共计430m。	未超出环境要求，未构成重大变动
	输油或输气管道设计输量或设计管径增大。	环评未作出明确要求	本工程天然气注采管道依托井场内现有的管廊带敷设，T接至已建的管线上，管道设计压力为32MPa，新建单井注、采气管道共计430m（φ114×16）	与环评一致
地点	管道穿越新的环境敏感区；环境敏感区内新增除里程碑、转角桩、阴极保护测试桩和警示牌外的永久占地；在现有环境敏感区内路由发生变动；管道敷设方式或穿越环境敏感目标施工方案发生变化。	本项目所有新增井均位于现有井场范围内，不新增干线管道，仅铺设单井管线，T接至现有的集输管网中。依托现有路由，不新增永久占地。管道均采用埋地敷设。	本项目所有新增井均位于现有井场范围内，不新增干线管道，仅铺设单井管线，T接至现有的集输管网中。依托现有路由，不新增永久占地。管道路由未穿越新的环境敏感区，管道穿越方式为地上支架敷设。	埋地敷设改为地上支架敷设，污染影响减小，未构成重大变动
	具有油品储存功能的站场或压气站的建设地点或数量发生变化。	本项目依托联合站主要为板一联合站	本项目利用板828井场建设中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分），凝液依托板一联合站处理。	与环评一致
生产工艺	输送物料的种类由输送其他	输送介质为油井采出液、回注水、天然气。	本项目输送介质为天然气，生产工艺为注、	与环评一致

	种类介质变为输送原油或成品油；输送物料的物理化学性质发生变化。		采气+管道密闭输送，输送物料性质不变，理化性质亦无明显变化。	
环境保护措施	主要环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低。	施工期扬尘采用洒水抑尘；燃用柴油直接由机组排气口排放。运营期天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施减少甲醇无组织挥发。	施工期扬尘采用洒水抑尘；钻井过程使用的动力机械为电驱，不使用柴油，无燃烧废气产生。运营期天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。甲醇储罐通过储罐表面喷涂浅色涂层以减少罐内温度变化，减少小呼吸量，减少其无组织挥发。	环保设施和环境风险防范措施与环评基本一致，未弱化或降低，不属于重大变动
		施工期钻井废水罐车拉运至所属联合站污水处理站处理达标后回注地层，不外排；管线试压水由集输管线输送至所属联合站经处理设施处理达标后回注；施工人员生活污水排入防渗旱厕、由施工单位委托天津绿源环境卫生管理有限公司进行定期清掏。运营期油田回注水经依托板一联合站污水处理站，满足标准要求后回注与地层，不外排；井下作业废水循环使用，最终罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站；无新增生活废水产生。	施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理；管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏。在采气期，项目依托板808集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层，未外排；未新增生活污水产生。	
		选用低噪声设备，采取消声、减振等措施。	产噪设备采取基础减振，安装减振垫、消声器等防治措施。	
		施工期钻井废弃泥浆及岩屑在井场设置可移动式钢制地上储池和地上泥浆罐中储存，循环使用，剩余废弃泥浆及钻井岩屑拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理；生活垃圾由施工单位委托市	施工期钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工	

		<p>容环卫部门进行统一清运。运营期废弃泥浆由罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行处理，落地油运至原油运销公司油泥砂净化处理厂处理。</p>	<p>垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。本项目运营期正常情况下无固体废物产生。</p>	
		<p>严格控制施工作业带范围，施工完毕后，及时清理作业现场；一切作业尽量利用原有公路，车辆沿已有车辙行驶，不随意开设便道；施工作业结束后，应平整施工迹地。</p>	<p>本工程注采井及配套地面设施建设在原井场内，未新增占地，将施工场地控制在现有井场内；一切作业利用原有井场道路，车辆沿已有车辙行驶，未随意开设便道；施工结束已及时平整施工迹地。</p>	
		<p>环境风险防范措施：消防、防腐等风险防范设施设备全面；定期清管，对管道、阀门定期测试检修。</p>	<p>井场内消防、防腐等风险防范设施设备全面；定期清管，对管道、阀门定期测试检修。</p>	

综上，本次验收项目为中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板 828 储气库扩容达产部分）。项目建设性质、生产工艺、建设地点、建设规模与环评阶段基本一致，环评及批复提出的环保措施基本落实，项目的建设未对环境产生明显不利影响，项目建设未发生重大变动。

### 3 环境影响报告书回顾及审批文件回顾

2018 年 4 月，北京欣国环环境技术发展有限公司完成了《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022 年）环境影响报告书》的编制工作，2018 年 5 月 15 日，天津市滨海新区行政审批局出具《关于中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022 年）环境影响报告书的批复》，批复文号：津滨审批环准[2018]127 号。

#### 3.1 环境影响报告书主要结论

##### 3.1.1 污染物排放及治理措施

###### 3.1.1.1 钻井期及退役期

钻井期及退役期主要污染物为扬尘、柴油发电机废气等废气污染物；钻井泥浆、钻井废水、施工人员生活污水等废水污染物；钻井泥浆、退役旧设备、管线、落地油等固体废物。

钻井期及退役期建设单位应严格执行《天津市大气污染防治条例》（2015 年修正）、[2004]149 号《天津市建设工程施工现场防治扬尘管理暂行办法》等相关规定，严格控制扬尘、柴油发电机废气等废气污染物；

钻井过程中产生的泥浆尽可能回收利用，废弃泥浆、污水全部进入泥浆池，钻机底座设置通向泥浆池的导流槽，保证钻井废水全部流入泥浆池中，杜绝钻井废水的流失，污水经沉淀澄清后回收利用；完钻后的钻井废水在井场防渗污水池内，由罐车拉运至大港油田废弃泥浆处理厂统一处置；禁止向地表水体、自然冲洪沟内排放生产、生活污水和垃圾。如果在地表水体中发现污染物，立即通知当地政府有关部门并协助解决。

废弃泥浆产生后直接存储于地上泥浆罐，待井下作业完成后，剩余废液罐车拉至大港油田公司港东联合站的西北侧废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行处理，第四采油厂已经与废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站签订委托处置协议，其贮存及运输过程均满足 GB18599-2001《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》要求。

单井退役及管线退役过程中会产生拆除下来的废弃旧设备及管线，该部分固体废物属于一般固体废物，由大港油田所属对应回收单位进行回收利用；非正常工况下产生的落地油必须及时清理，清理落地油时，应将洒落区域地表 20cm 土壤铲除，并将

受污染土壤运至原油运销公司油泥砂净化处理厂，经物理化学洗涤法进行脱油无害化处理回收原油。

### 3.1.1.2 运营期

本项目运营期的废气污染源为油气开采及集输过程中的烃类无组织排放；油田采出水、井下作业废液等；抽油机等的电机噪声；单井井下作业产生的废泥浆、落地油等。

通过管线集输的井场采用全密闭工艺流程，降低油气损耗，节约能源，管道阀门做好封闭，降低对大气环境的污染；为了确保油气井密封性，必须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。

本工程采出液管输至板一联合站污水处理站，在站内进行油水分离，分离出的采出经站内污水处理系统采用物化法处理达到（SY/T 5329-2012）《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》中规定的回注标准后，进入注水系统，全部回注地下，用于驱油，不外排；井下作业废液全部进入污水罐车，并外运至港东联合站西北侧的大港油田废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理。

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、避振喉、减振座等措施治理。采取上述治理措施后，各井场四侧场界噪声昼、夜间噪声影响值均低于 GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》（3类）限值，场界噪声达标。

单井作业过程中产生的废泥浆，由罐车拉运至港东联合站北侧原油运销公司废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行统一处理；井下作业过程中，采用带罐操作、铺设彩条布等措施，避免落地油的产生。一旦产生落地油，必须及时清理，清理落地油时，应将洒落区域地表 20cm 土壤铲除，并将受污染土壤运至原油运销公司油泥砂净化处理厂，经物理化学洗涤法进行脱油无害化处理回收原油。

### 3.1.1.3 生态环境保护措施

本项目开发区块，特别是施工建设期应严格遵守国家和地方有关动植物保护、水土保持等法律法规，严格控制临时占地，采取报告中减少土壤扰动，减少植被破坏，减缓水土流失的措施。

### 3.1.1.4 地下水环境保护措施

本项目主要地下水污染源为油井场地管线老化、腐蚀穿孔渗漏，施工期泥浆池泄

漏等。针对本项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的处理、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。为了及时准确地掌握厂址及下游地区地下水环境质量状况和地下水中污染物的动态变化，在第四采油厂开发区域内地下水易受污染区域布设21口跟踪监测井，并依据《地下水监测技术规范》（HJ/T164-2004）进行采样监测，一旦发现水质发生异常，应及时通知有关管理部门，做好应急防范工作，同时应立即查找渗漏点，进行修补。

### 3.1.1.5 环境风险防控措施

钻井、井下作业前应做好地质研究，作业中严格执行《中国石油天然气集团公司石油与天然气钻井井控规定》《中国石油天然气集团公司石油与天然气井下作业井控规定》，施工单位严格按SY/T6283—1997《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》和《大港油田钻井井控实施细则》执行。

突发环境事件应对过程中应严格按照《中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司（天津地区）突发环境事件综合应急预案》中规定的流程、方式进行执行，日常工作中应按上述预案要求做好人员培训、应急物资更新等工作。

## 3.1.2 环境影响分析

### 3.1.2.1 施工期环境影响分析

本项目施工期活动主要为钻井期及退役期，临近环境保护目标的井场钻井施工时，应注意对施工场地进行遮挡和洒水，尤其对于距离环境敏感目标150范围内的井位在打井过程中应加强防护，减少扬尘的影响，地面工程实施时间较短，工作范围较小，施工扬尘的影响是暂时的，随着地面工程的结束而消失。

在采取防渗池收集、循环利用、密闭罐车拉运至依托污水处理站处理的措施，钻井废液可妥善处置，对钻井井场周边地表水体无影响；严格执行食堂污水和盥洗水挖防渗池收集，最终排入旱厕，由当地农民掏运，预计不会对周围水体环境产生显着不利影响。施工各类废水应妥善收集，严禁排入附近地表水体。

应做好隔声降噪措施，选用低噪声机械设备，合理安排施工时间，周围距环境敏感目标较近的井场严禁夜间施工。施工噪声影响为短期影响，施工结束后，地区声环境基本可以恢复至现状水平；单井管线施工使用小型挖掘机，为流动声源，相对钻井施工，运行时间短，源强较弱，在合理安排施工时间的前提下，对周围环境的影响很

小。

钻井泥浆在井场地下土建泥浆池和地上泥浆罐中储存，循环使用，剩余废弃泥浆抽入罐车拉运至废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理。生活垃圾委托天津绿源环境卫生管理有限公司进行统一清运；单井退役及管线退役过程中会产生拆除下来的废弃旧设备及管线，该部分固体废物属于一般固体废物，由大港油田所属对应回收单位进行回收利用；非正常工况下产生的落地油必须及时清理，清理落地油时，应将洒落区域地表20cm土壤铲除，并将受污染土壤运至原油运销公司油泥砂净化处理厂，经物理化学洗涤法进行脱油无害化处理回收原油。本次产能项目施工期各类固体废物可妥善处置，不会产生二次污染。

### 3.1.2.2 运营期环境空气影响分析

本项目建成达产后，联合站、接转站等地面配套设施的运行负荷基本不变，加热炉烟气排放量及站场烃类无组织排放量不变，因此本项目运营期废气主要是原油开采过程中烃类气体的无组织挥发，特征因子为非甲烷总烃。单井厂界非甲烷总烃无组织排放能够满足GB16297-1996《大气污染物综合排放标准》（无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{ mg/m}^3$ ）。

### 3.1.2.3 运营期水环境影响分析

运营期油井采出水经管道输至板一联合站污水处理站，在站内进行油水分离，分离出的采出水经站内污水处理系统处理达到（SY/T 5329-2012）《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》中规定的回注标准后全部回注，不外排。

井下作业废液的产生是临时性的，根据大港油田环境管理规定，井下作业废液全部进入污水罐车，并外运至港东联合站西北侧的大港油田废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理。

### 3.1.2.4 运营期噪声环境影响分析

本项目各井场厂界范围最小为20m，经距离衰减后噪声影响值可以满足各井场所处环境下的GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》（3类）昼夜、夜间标准限值，场界噪声达标。运营期抽油机正常工况下的运行噪声较小，对附近的居民等敏感目标影响较小。

### 3.1.2.5 运营期固体废物处置可行性分析

运营期固体废弃物主要为增产措施、修井等工序排放的废泥浆，井下作业非正常

状况下可能会产生少量的落地油。废泥浆在地上泥浆罐暂存，循环使用，最后剩余废液罐车拉至大港油田公司港东联合站的西北侧废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行处理。落地油回收时尽可能与受污染的土壤一起进行回收，大港油田规定井下作业必须带罐（车）操作，由汽车拉运至港东联合站北侧原油运销公司油泥砂净化处理厂处理。本项目固体废物处置方式具备可行性，处置去向明确，不会产生二次污染。

### 3.1.2.6 地下水环境影响分析

在建设期，50年时长四站地下水中石油污染晕最远迁移距离达70.61m，最大污染深度达19.2m；板21站石油污染晕最远迁移距离达94.49m，最大污染深度达19.8m。在运营期，50年时长四站石油运输管道上的两个点状污染源石油污染羽最远迁移距离达92.05m，最大污染深度达19.3m；板21站石油污染羽最远迁移距离达122.7m，最大污染深度达19.9m。在退役期，50年时长四站石油运输管道上的两个点状污染源石油污染羽最远迁移距离达80.34m，最大污染深度达18.2m。

综上，不论是建设期、运营期还是退役期，在平面上污染物泄露影响范围均未超出井站场地边界。

### 3.1.2.7 生态环境影响分析

根据工程特征，本项目对生态环境的影响主要表现在施工期，施工期建设活动主要包括钻井，埋设单井管线，单井道路铺设等，其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、扰动土层、破坏地表植被等。

本项目新增钻井均位于生态用地红线区及黄线区外，满足天津市永久性保护生态区域的生态保护距离要求。施工中应注意对施工设备的管理，选用低噪声设备，注意增加隔声减振措施，注意施工时间，避开夜间施工，预计在采取以上措施后，噪声经距离衰减后对栖息于水库的各种鸟类无显著的影响。本项目施工对保护区的湿地生态环境无影响。

施工完成后，随着临时占地植被的逐渐恢复，铺设过程中造成的损失将有所补偿，土壤侵蚀程度随之降低。

### 3.1.3 环境风险分析

本项目涉及的工艺过程包括钻井、采油、油气输送（单井输油及注水管线）等，钻（完）井过程主要环境风险类型为井喷和井喷失控、火灾、爆炸、井漏、钻井泥浆池渗漏等；采油及井下作业过程主要环境风险类型为井喷、原油及含油废、水泄漏、

火灾、爆炸等；单井管线火灾、爆炸、原油泄漏。本评价认为在科学管理和完善的预防和应急处置机制保障下，本项目发生风险事故的可能性是比较低的，风险程度属于可接受范围。

### 3.1.4 公众意见采纳情况

本项目建设单位公众参与采取了现场公示、网上公示、登报公示以及调查问卷等形式。现场公示、网上公示和登报公示均没有收到任何反馈意见。本评价共发放问卷120份，收回120份，回收率为100%，经检查回收的120份问卷全部有效。

### 3.1.5 环保影响经济损益分析

本项目总投资12.5亿元，环保投资总额估算为670万元，约占项目投资总额的0.53%。主要环保措施包括钻井井场内的防渗池建设、完钻后防渗池固化、落地油回收及处理、集输管线施工后占地恢复、管线占地植被恢复、井喷、泄漏等事故风险防范措施及竣工环保验收等。

### 3.1.6 评价结论

综上所述，本项目选址位于中国石油大港油田第四采油厂开发区域内，项目建设符合国家产业政策及行业发展需要，符合区域功能定位和发展规划。建设地区常规污染物及特征污染物监测浓度均满足环境质量标准要求。在采取了工程设计、行业及公司各项技术规范、规定和报告书中建议的污染治理和控制措施后，本项目的建设具备环境可行性。

## 3.2 环境影响报告书批复

天津市滨海新区行政审批局的《关于中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书的批复》（津滨审批环准[2018]127号），对工程审查意见的函复如下：

一、为了弥补退役井的产量损失，维持总体产能，你厂拟在现有井场内新钻井140口，其中油井80口，气井20口，水井40口，并配套建设单井管线及井场道路，注水站、接转站和联合站等依托现有站场。本项目的累计产能为27.63万吨，天然气25910万立方米。项目实施后你厂的总体产能将维持现状。项目总投资为12.5亿元，其中环保投资670万元，约占投资总额的0.53%。项目按照年度计划分阶段实施和投产，预计2022年全部建设完成。

2018年4月16日至4月27日，我局将本项目受理情况进行公示；4月28日至5月7日，将本项目拟批复情况进行公示；根据公众反馈意见及环评报告结论，在严格落实环评报告所提出的各项污染防治措施，确保各类污染物稳定达标的前提下，同意本项目建设。

二、项目施工和运营期间，你厂应重点做好以下工作：

1.施工期间禁止进入自然保护区和永久性生态用地范围内作业，必须严格执行国家相关环保法律法规和落实环评报告中提出的污染防范措施：加强对高噪声设备的管理，距离环境敏感目标较近的井场严禁夜间施工；钻井液须采用水基泥浆钻井液，钻井废水、废弃泥浆和钻井岩屑暂存在泥浆罐内，作业结束后运至大港油田废弃泥浆处理厂进行处理。

2.运营期间油井采出液输送至所依托的联合站进行油水分离，分离出的水经站内污水处理系统处理达标后全部回注于地下油层，不外排；井下作业废水暂存在储罐内，作业结束后运至马西联合站处理；井下作业中，采取措施避免落地油的产生，一旦产生落地油，须与泥砂一并运至大港油田油泥砂净化处理厂处理；对噪声源采取隔声、消声、基础减振等措施，保证厂界噪声达标。

3.加强地下水污染防控工作：建立地下水长期监控系统，按照相关规定定期监测地下水的水质，一旦发现异常，要及时向环境保护行政主管部门报告；同时要对注水井采取保护措施，隔绝回注水与非注水层的联系，井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层渗入，防止污染地下水。

4.认真落实报告书中的事故风险防范措施和事故应急削减措施，结合《中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司（天津地区）突发环境事件综合应急预案》修订、完善本项目的环境风险应急预案，并定期开展演练，防止事故的发生。

5.退役期封井、井场清理和管线封堵过程中要做到合法施工，文明生产，减少扬尘污染，妥善处理废弃物；同时要加强管理，做好标识和报备工作，杜绝发生次生环境事故。

三、项目建成后不新增污染物排放总量。

四、项目建设应严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的“三同时”管理制度，竣工后按规定程序申请环境保护验收，经验收合格后方可正式投入运营。

五、若项目的性质、规模、地点、生产工艺或防治污染的措施发生重大变动，要重新报批环境影响评价文件。

六、项目应执行以下标准：

1.环境质量标准

①《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定值；

②《展览会用地土壤环境质量评价标准（暂行）》（HJ350-2007）；

③《声环境质量标准》（GB3096-2008）3类；

④《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）；《地下水质量标准》（GB/T14848-93）；《地下水水质标准》（DZ/T0290-2015）；

2.污染物排放标准

①井场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）；

②回注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）；

③《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类；

④《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；

⑤《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

⑥《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）。

## 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，环评报告中环保措施要求及实际落实情况见下表。

表 4.1-1 环保措施落实情况调查表

序号	意见内容	落实情况
中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书		
1	<p>通过管线集输的井场采用全密闭工艺流程，降低油气损耗，节约能源，管道阀门做好封闭，降低对大气环境的污染。</p> <p>为了确保油气井密封性，必须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。</p>	<p>已落实。</p> <p>本项目天然气注采单井管线采用全密闭工艺流程。通过储罐表面喷涂浅色涂层以减少罐内温度变化，减少小呼吸量，减少甲醇无组织排放。项目通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施减少甲醇无组织挥发。</p>
2	<p>本工程采出液管输至板一联合站污水处理站，在站内进行油水分离，分离出的采出经站内污水处理系统采用物化法处理达到（SY/T5329-2012）《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》中规定的回注标准后，进入注水系统，全部回注地下，用于驱油，不外排。</p> <p>井下作业废液的产生是临时性的，根据大港油田环境管理规定，井下作业废液全部进入污水罐车，并外运至港东联合站西北侧的大港油田废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站处理。本项目建成后第四采油厂全厂产能情况稳定，全厂采出液总量不新增，与本项目建成前持平，现有水污染治理措施可行。</p>	<p>已落实。</p> <p>在采气期，项目依托板808集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层，未外排。</p> <p>验收期间未涉及井下作业，无井下作业废水产生。</p>
3	<p>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、避振喉、减振座等措施治理。采取上述治理措施后，各井场四侧场界噪声昼、夜间噪声影响值均低于GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》（3类）限值，厂界噪声达标。</p>	<p>已落实。</p> <p>本项目布置合理，设备选用同类产品中的低噪音设备，并采取减振等措施治理。根据验收监测结果，项目四侧场界昼间夜间噪声均可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。</p>

4	<p>单井作业过程中产生的废泥浆，由罐车拉运至港东联合站北侧原油运销公司废弃钻井泥浆与井下作业废液处理站进行统一处理；井下作业过程中，采用带罐操作、铺设彩条布等措施，避免落地油的产生。一旦产生落地油，必须及时清理，清理落地油时，应将洒落区域地表20cm土壤铲除，并将受污染土壤运至原油运销公司油泥砂净化处理厂，经物理化学洗涤法进行脱油无害化处理回收原油。</p>	<p>已落实。 验收期间未涉及井下作业，无废泥浆及落地油产生。</p>
5	<p>本项目开发区块，特别是施工建设期应严格遵守国家和地方有关动植物保护、水土保持等法律法规。为减少土壤扰动，减少植被破坏，减缓水土流失应采取生态保护与水土保持措施。</p>	<p>已落实。 本项目涉及井场施工建设期已严格遵守国家和地方有关动植物保护、水土保持等法律法规。本项目施工区域均在现有井场范围内，无新增临时占地，并已采取减少土壤扰动，减少植被破坏，减缓水土流失的措施。</p>

## 4.2 环评批复要求落实情况

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）落实环评批复要求的情况见下表。

表 4.2-1 环评批复要求落实情况调查表

序号	环评批复要求	验收环保执行情况	备注
1	施工期间禁止进入自然保护区和永久性生态用地范围内作业，必须严格执行国家相关环保法律法规和落实环评报告中提出的污染防治措施：加强对高噪声设备的管理，距离环境敏感目标较近的井场严禁夜间施工；钻井液须采用水基泥浆钻井液，钻井废水、废弃泥浆和钻井岩屑暂存在泥浆罐内，作业结束后运至大港油田废弃泥浆处理厂进行处理。	本项目施工区域均在现有井场范围内，无新增临时占地，施工期间未进入自然保护区和永久性生态用地范围内作业，已严格执行国家相关环保法律法规和落实环评报告中提出的污染防治措施：已加强对高噪声设备的管理，未进行夜间施工；钻井液采用水基泥浆钻井液，施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理。	落实
2	运营期间油井采出液输送至所依托的联合站进行油水分离，分离出的水经站内污水处理系统处理达标后全部回注于地下油层，不外排；井下作业废水暂存在储罐内，作业结束后运至马西联合站处理；井下作业中，采取措施避免落地油的产生，一旦产生落地油，须与泥砂一并运至大港油田油泥砂净化处理厂处理；对噪声源采取隔声、消声、基础减振等措施，保证厂界噪声达标。	在采气期，项目依托板808集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层，未外排；验收期间未涉及井下作业，无落地油产生；产噪设备采取基础减振，安装减振垫、消声器等防治措施，经监测，厂界噪声达标。	落实
3	加强地下水污染防控工作：建立地下水长期监控系统，按照相关规定定期监测地下水的水质，一旦发现异常，要及时向环境保护行政主管部门报告；同时对注水井采取保护措施，隔绝回注水与非注水层的联系，井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层渗入，防止污染地下水。	依托第四采油厂现有地下水监控系统，完善分区防渗措施；加强地下水污染防控工作：合理设置地下水监测井，严格落实地下水监测计划，按照相关规定定期监测地下水的水质，一旦发现异常，及时向环境保护行政主管部门报告。	落实

4	<p>认真落实报告书中的事故风险防范措施和事故应急削减措施，结合《中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司（天津地区）突发环境事件综合应急预案》修订、完善本项目的环境风险应急预案，并定期开展演练，防止事故的发生。</p>	<p>建设单位已及时修订了《大港油田集团有限责任公司天津储气库分公司突发环境事件应急预案》，并在滨海新区生态环境局进行了备案（备案号：120116-2023-027-M）。本项目认真落实了主要风险控制及预防措施，建设单位具备突发环境事件应急处置能力，施工期及自试运行以来未发生过重大的环境风险事故，未因管理失误造成对环境的不良影响。</p>	落实
5	<p>退役期封井、井场清理和管线封堵过程中要做到合法施工，文明生产，减少扬尘污染，妥善处理废弃物；同时要加强管理，做好标识和报备工作，杜绝发生次生环境事故。</p>	<p>本项目未涉及退役期封井和管线封堵，井场清理过程中已做到合法施工，文明生产，施工期采用洒水抑尘减少扬尘污染，钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。做到加强管理，已做好标识和报备工作，施工期及自试运行以来未发生过次生环境事故。</p>	落实

### 4.3 小结

从以上可以看出，建设单位根据环境影响报告书提出的环境保护措施及各级环保主管部门的要求基本落实了各项环境保护措施。按照环评和批复要求，施工期未新增临时占地，均在老井场范围之内；施工期钻井废弃泥浆及岩屑，运行期废水均按要求进行了处置，没有外排污染环境；验收期间项目尚未产生危险废物；对各产噪设备采取了基础减振措施；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，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

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现场踏勘调查，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

根据工程特征，本项目对生态环境的影响主要表现在施工期，施工期建设活动主要包括铺设管线等，其对生态环境的影响主要表现为工程占地、扰动土层等。

本项目用地类型主要为建设用地，本项目施工区域均在现有井场范围内，无新增临时占地，土地利用类型较少。占地对本地区的生态环境以及现有土地利用状况影响较小。

#### 5.1.2 施工期采取的生态保护措施

施工期间采取的生态环境保护与修复措施如下：

（1）按设计标准规定，严格控制了施工作业带范围，钻井井场用地面积没有超过钻机作业标准规定；管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并沿道路纵向平行布置。施工完毕后，及时清理了作业现场，做到了“工完、料尽、场地清”；

（2）未新增临时占地，均在老井场范围之内；

（3）车辆沿已有车辙行驶，未随意开设便道，没有车辆乱碾乱轧的情况发生。管线沿路侧平行布置，便于施工及运营期检修维护。对现场施工作业机具严格管理，划定活动范围，没有在道路、站场以外的地方行驶和作业，保持路、站外植被免受破坏；

（4）施工期间加强施工人员的环保意识，没有出现随意破坏周边环境的现象；

（5）施工作业结束后，平整了施工迹地。废弃泥浆拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理。

（6）现场踏勘未发现遗漏的施工用料、污水、垃圾和其他施工机械的废油等。

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污染现象。



图 5.1-1 井场周边及内部生态环境现状

## 5.2 施工期地表水环境影响调查

### 5.2.1 施工废水

本工程施工期的废水主要来自管道试压废水。管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理。

### 5.2.2 生活污水

本工程的现场施工为外包施工队，施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏，未对周围水环境产生不利影响。

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 施工期地下水环境影响调查

### 5.3.1 施工期对地下水影响

本项目施工期废气污染源主要为施工扬尘，大气污染因子对地下水环境影响很小。

施工废水主要包括管道试压水和施工人员生活污水，主要污染因子为 COD、氨氮、SS，其中管道试压水循环使用，试压结束后产生的管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理；施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏。

施工期固体废物主要包括钻井废弃泥浆及岩屑、施工人员生活垃圾等。钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理，验收期间，本项目新建注采管道尚未进行周期性清管作业，尚未产生危险废物；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。

本项目施工期严格落实环境管理措施，设置污染物收集储存措施且委托有资质的单位进行处理，且设置了应急处理措施，污染物均得到有效收集控制，因此施工期未对地下水环境的产生明显不利影响。

### 5.3.2 施工期地下水污染防治与保护措施

建设单位按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则制定完善地下水污染防治措施，对污染物的产生、渗漏、扩散、应急响应全阶段进行控制。施工期采取了以下地下水污染防治措施：

- （1）钻井施工、钻井液处理、设备清洗废液均严格按相关规范要求执行；
- （2）泥浆罐防渗措施：钻井期间泥浆罐防渗采用整块高密度聚乙烯防渗膜。
- （3）管线防渗防泄漏的措施：采用先进工艺和技术，减少污染物的跑冒滴漏，降低环境事故风险。采取阴极保护技术措施，压力传感技术监测管道泄漏。

项目施工期间，加强对污水、泥浆的管理，未乱排污染环境。

## 5.4 施工期大气环境影响调查

根据环评文件及批复文件可知，施工期环境空气污染源主要有管道铺设过程的施工扬尘。

施工扬尘污染主要发生在管沟开挖、场地平整、地面设施建设、材料运输和土方回填等环节中。

在施工过程中，对于在施工中使用的易产生扬尘的泥沙等物料，采取苫盖进行遮盖存放，避免露天堆放；遇到大风天气时，适当地调整了施工计划，未在大风天气进行易产生扬尘的作业；运输车辆采取遮盖、密闭等措施，减少抛洒，对于散落在路面上的泥沙等建筑材料及时清扫。施工期影响较小，施工结束后随之消失。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。

## 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等施工机械噪声以及车辆运输噪声，建设单位在施工期采取了以下噪声防治措施：

（1）在施工中加强管理，合理安排施工时间，夜间（22:00~6:00）未进行打桩等高噪声施工作业；

（2）选用低噪声机械设备或带隔声、消声的设备，同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转时噪声源强；

（3）运输车辆进入工地减速，减少鸣笛等。

## 5.6 施工期固体废物环境影响调查

工程施工期固体废物主要包括钻井废弃泥浆及岩屑、施工人员生活垃圾、拆除的甲醇泵、箱式变电站及含油施工垃圾。建设单位在施工期采取了以下防治措施：

（1）钻井过程泥浆用防渗罐盛装，防止污染地下水及土壤环境，产生的废弃泥浆和岩屑统一送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理。

（2）施工单位将生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。

（3）拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；

（4）含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理。

## 5.7 小结

经调查发现：施工产生的扬尘没有对周围大气环境产生不利影响；施工期废水均进行了妥善收集，未排入附近地表水体，未对周边水环境产生不利影响；施工期噪声采取了妥善措施，未对周围声环境造成明显影响；施工期固体废物均进行了妥善处置，未产生二次污染。

综上所述，项目施工期未对井场周围环境产生明显不利影响。

## 6 生态保护措施及影响调查

### 6.1 生态环境状况调查

论证区范围内生态系统类型包括水域生态系统和陆地生态系统。水域生态系统主要为盐池，用于人工养殖虾；陆地生态系统主要为建设用地、油田的井场路，结构比较单一，稳定性较差。由于该区域土壤盐碱性较大，基本上无人工植被，原生植被种类少，仅为耐盐碱的草本等。

### 6.2 工程占地影响调查

#### 6.2.1 工程占地调查

本项目工程占地主要为永久占地。

本项目永久占地为井场占地，均依托于原来的井场及井场道路，未新增占地面积，板828井场面积为9450m<sup>2</sup>。本项目施工区域均在永久占地范围内，无新增临时占地。

施工结束后已及时恢复原有用地使用性质，未对区域土地利用产生较大影响。

#### 6.2.2 项目落实的生态保护与恢复措施

定期进行管线维修、保养，防止天然气泄漏事故的发生，建设单位已制定切实有效的环境风险事故应急预案，避免事故发生时对周围生态环境的破坏。

### 6.3 土壤环境影响调查

本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。本项目用地类型主要为建设用地，本项目施工区域均在现有井场范围内，无新增临时占地。对土方堆场进行苫盖，边施工、边堆放、边遮盖，减少水土流失。本项目采用水基泥浆，泥浆储存在地上泥浆罐中。泥浆在钻井过程中循环使用，回收后剩余泥浆拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区进行无害化处理。截至验收监测期间，本项目管线未发生泄漏污染土壤等事故。



图 6.3-1 钻井过程中防渗储罐及防渗措施照片

## 6.4 对植被和野生动物的影响调查

### （1）对植物影响调查

井场建设依托已建的板828井场，用地性质为采矿用地，未占用植被。本项目建设未对植被产生明显影响。本项目管道施工中严格执行分层开挖、分开堆放、分层回填的操作规范，正常注采过程中管道未对地表植物生长产生不良影响。

### （2）对野生动物的影响调查

本项目井场及管道周边环境内，野生动物种类较少，现有的野生动物多为一些常见的鸟类、啮齿类及昆虫等。验收调查期间未发现对野生动物造成显著不利影响。

## 6.5 生态功能影响调查

从整个区域来看，该工程未减少生态系统的数量，未明显改变区域生态系统的完整性和稳定性。

## 6.6 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；本工程对地表植被覆盖度影响较小，水土流失量不大。

## 7 水环境影响调查与分析

### 7.1 水污染源及防治措施调查

在采气期，项目依托板 808 集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后全部回注地层，未外排。

本项目运行期无需人员值守，无生活污水产生。

### 7.2 环境影响调查

根据调查，项目采气期间依托板 808 集注站对采出的天然气进行处理，会产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后回注，无外排废水。

本项目运行期实行无人自动监控，日常巡检依托于板 808 集注站，不新增员工，无新增生活污水产生。

### 7.3 小结

项目运行期产生的废水经凝液管道输送至板一联合站，处理达标后回注地层，无外排废水。

本项目运行期废水未外排，项目建设未对周边水环境产生明显不利影响。

## 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

本项目运营期产生的大气污染物为井场无组织挥发的非甲烷总烃、甲醇。

注、采气管线采用全密闭工艺流程，降低损耗，节约能源，管道阀门做好封闭，降低非甲烷总烃对大气环境的污染。

本项目无组织废气主要为甲醇储罐呼吸产生的甲醇。甲醇卧式储罐呼吸排放是由于温度和大气压的变化引起蒸汽的膨胀和收缩而产生的蒸汽排放，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放。甲醇在正常储存状态下，一般不会发生明显无组织挥发情况。通常是在原料槽车将甲醇泵入贮罐和从贮罐内输出时，储罐呼吸口打开，直接敞露在空气中，会有一定量的甲醇挥发。本项目针对卸车采取的措施为设置气相平衡线，卸车时将储罐内气体压入到槽车内，不外排。通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施减少甲醇无组织挥发。

### 8.2 废气排放情况调查

#### 8.2.1 工况调查

板828储气库每个注气周期内注气期为220天，采气期为120天，压力平衡期25天。本次验收阶段开始时期为注气期，在7月开展注气期监测。

《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJT394-2007）“4.5.4”，对于水利水电项目、输变电工程、油气开发工程（含集输管线）、矿山采选可按其行业特征执行，在工程正常运行的情况下即可开展验收调查工作。监测期间本项目主体工程运行稳定、环境保护设施运行正常，可以开展监测工作。

#### 8.2.2 注气期无组织废气

- （1）监测布点：板828井场四周厂界；共4个点位。
- （2）监测因子：非甲烷总烃
- （3）监测时间：2024年7月5~6日。
- （4）监测周期及频次：连续监测2天，每天4次。

表 8.2-1 注气期无组织废气监测项目监测分析及仪器

检测项目	检测方法（方法号）	仪器名称（型号/编号）	检出限
非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲	北分瑞利SP-2100A	0.07 mg/m <sup>3</sup>

	烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》HJ 604-2017	气相色谱仪（ZL/A-015）	
--	-------------------------------	-----------------	--

(6) 监测点位图

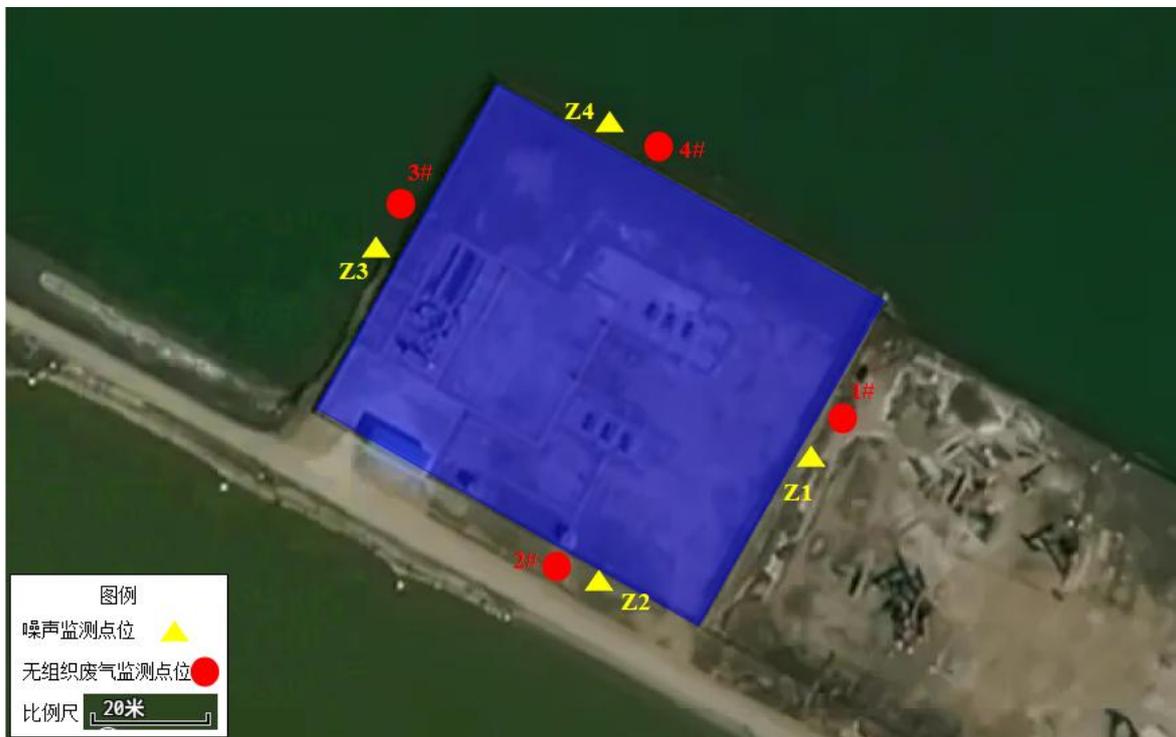


图 8.2-1 注气期无组织废气监测点位、噪声监测点位示意图

(7) 监测结果与分析

表 8.2-2 注气期无组织废气检测结果与分析

检测项目及 采样日期	检测频次	检测点位						执行标准	执行 限值	达标 情况
		1#	2#	3#	4#	最大值	单位			
非甲烷总烃 2024.07.5	1 频次	0.96	0.94	1.00	0.90	1.32	mg/m <sup>3</sup>	GB 16297-1996	≤4.0	达标
	2 频次	0.84	0.88	0.86	0.86		mg/m <sup>3</sup>			
	3 频次	0.83	0.86	0.85	0.85		mg/m <sup>3</sup>			
	4 频次	0.85	1.32	1.25	0.87		mg/m <sup>3</sup>			
非甲烷总烃 2024.07.6	1 频次	1.00	1.02	1.01	0.95	1.19	mg/m <sup>3</sup>	GB 16297-1996	≤4.0	达标
	2 频次	0.87	0.96	1.19	0.95		mg/m <sup>3</sup>			
	3 频次	0.91	0.98	0.96	0.94		mg/m <sup>3</sup>			
	4 频次	0.87	0.95	0.92	0.93		mg/m <sup>3</sup>			

注气期运行期间板 828 井场四侧厂界非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）边界浓度最大限值要求（4.0mg/m<sup>3</sup>）。

### 8.3 小结

根据调查及监测结果，本项目注气期板 828 井场厂界四周的非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996 中限值要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），做到达标排放。

## 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

本项目噪声源主要为井场甲醇泵产生的机械噪声等。针对以上噪声主要采取以下措施：

- (1) 设备选型时尽量选用低噪声设备。
- (2) 对主要产生噪声源的设备，加装基础减振。管道合理选择支架，降低气流振动噪声。

### 9.2 声环境状况调查

本项目周边 200 米范围内无居民区、学校等声环境敏感目标。2024 年 7 月 5~6 日在注气期对板 828 井场四周厂界的噪声进行了验收监测。

- (1) 监测布点：板 828 井场四周厂界；共 4 个点位。监测点位示意图见图 8.2-1。
- (2) 监测项目：等效连续 A 声级（ $L_{Aeq}$ （dB））。
- (3) 监测周期及频次：监测 2 天，每天 2 次（昼间监测 1 次、夜间监测 1 次）。
- (4) 监测分析方法及仪器。

表 9.2-1 声环境监测项目监测分析方法及仪器

检测项目	检测方法（方法号）	仪器名称（型号/编号）	检出限
噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348-2008	多功能声级计 (AWA6228+/ZL/C-041) 声校准器 (AWA6021A/ZL/C-045)	/

- (5) 监测结果与分析

表 9.2-2 注气期噪声监测结果

检测频次	检测点位	2024年7月5日		2024年7月6日		执行标准	执行限值		达标情况
		时间	声级 dB(A)	时间	声级 dB(A)		昼间	夜间	
1 频次	Z1 东侧厂界外 1 米	10:47~ 10:48	55	17:24~ 17:25	51	GB 12348-2008 表1中2类	≤60	≤50	达标
	Z2 南侧厂界外 1 米	10:53~ 10:54	54	17:27~ 17:28	50		≤60	≤50	达标
	Z3 西侧厂界外 1 米	10:58~ 10:59	55	17:30~ 17:31	50		≤60	≤50	达标
	Z4 北侧厂界外 1 米	11:04~1 1:05	57	17:33~ 17:34	50		≤60	≤50	达标

2 频 次	Z1 东侧厂界外 1 米	22:01~ 22:02	45	22:01~ 22:02	41		≤60	≤50	达标
	Z2 南侧厂界外 1 米	22:06~ 22:07	44	22:05~ 22:06	41		≤60	≤50	达标
	Z3 西侧厂界外 1 米	22:11~ 22:12	45	22:09~ 22:10	40		≤60	≤50	达标
	Z4 北侧厂界外 1 米	22:18~ 22:19	44	22:13~ 22:14	41		≤60	≤50	达标

由上表可知，注气期运营期间板 828 井场四周厂界昼间噪声监测值为 57~50 dB（A），夜间噪声监测值为 45~40 dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准（昼间≤60dB（A）、夜间≤50dB（A））。

### 9.3 小结

经监测，运营期板 828 井场四周厂界噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。项目施工及运营期间未发现有相关噪声投诉。

## 10 固体废物环境影响调查

本项目运营期正常情况下无固体废物产生。

## **11 污染物排放总量控制调查**

### **11.1 环评阶段污染物排放总量控制方案**

根据天津市滨海新区行政审批局《关于中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022 年）环境影响报告书的批复》可知，该工程建成后不新增污染物排放总量。

### **11.2 总量控制指标符合性分析**

本项目不涉及总量核算。

## 12 风险事故防范及应急措施检查

### 12.1 风险因素调查

项目的风险事故主要为施工期的钻井工程事故、管道施工事故；运营期为站区危险气体泄漏、井喷事故、管线穿孔破裂造成的泄漏事故等。

### 12.2 环境风险事故调查

#### 12.2.1 钻采工程事故

本项目新井均已完钻投产，经实地调查，本项目已钻气井在钻井及作业过程中均未发生钻采工程事故。

#### 12.2.2 管线事故调查

根据调查，本项目单井管线在施工期间未对其他已建管线产生破坏，施工中实施严格的场地管理，未向周边盐池内排污；项目单井管线自竣工投产运行以来在调试期未发生管线穿孔泄漏等事故。

### 12.3 风险防范措施调查

针对本项目井场区域，在项目运营阶段主要风险防范措施如下：

#### 12.3.1 依托的集注站风险防范措施

①对站内设备、安全阀、仪表、可燃气体报警设施等按其保养规定定期进行检验、检定或测试。

②应建立健全义务消防组织，熟悉灭火作战方案，定期组织演练。定期对消防设施、消防器材和灭火剂进行检查。

③甲醇储罐设呼吸阀，呼吸阀出口设置阻火器。集注站内甲醇储罐设施应设置防静电和接地措施；在装卸甲醇时，控制装卸速度以防止静电的产生。

④站内设置完善的紧急截断，避免系统憋压，并定期进行维修、检查，保证系统的稳定、有效。集注站设置 ESD（紧急停车）控制系统，能够实现远程 ESD 连锁关断，确保人身和装置的安全。

⑤过滤器区及采气装置区设可燃气体探测器；机柜间设置离子感烟探测器和测温电缆（配套变送器）。配备 SIS（厂级信息系统）安全仪表系统，负责集注站安全回路仪表信号的检测报警和连锁控制，火灾自动检测报警以及可燃气体泄漏检测报警。

集注站独立设置火气报警柜，可燃气体高浓度、超高浓度报警信号、火焰报警信号上传 ESD 系统作相应的关断、消防控制。在现场和控制室设报警按钮，用于消防控制及关断。

### 12.3.2 井场区域风险防范措施

①修井作业时设置“井喷控制器”，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。

②井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

③甲醇储罐区根据储罐大小设计围堰，保证事故状态下泄漏甲醇不会对外环境造成影响。甲醇储罐设呼吸阀，呼吸阀出口设置阻火器。集注站内甲醇储罐设施应设置防静电和接地措施；在装卸甲醇时，控制装卸速度以防止静电的产生。



图 12.3-1 甲醇储罐区

④注采井采用单井和多井联合控制相结合的形式。安全控制系统采用单井控制形式，直接控制井下安全阀和地面安全阀的关闭，个别井发生问题关井停产待修不影响同井场其他井的正常生产；在每一个井场均安装总关断装置，可远程 ESD 逻辑关断又可脱离控制系统实现安全关断，在紧急情况下统一关井。

### 12.3.3 管线事故风险防范措施

#### （1）加强管理

①定期对管道进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；加强管道防腐维护，按规定进行设备维修、保养及时更换易损及老化部件，防止天然气和凝液泄漏事故的发生。

②集输管道均设置紧急截断阀门，一旦发生泄漏采取相应停产措施后，紧急关闭阀门。

③定期对管道进行巡视监控，不断加强管道和警示标志的管理工作，在集输管道的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

#### （2）建立环境风险管理体系

管道在运营期必须制定综合管理、HSE 管理和风险管理体系。综合管理体系包括：管理组织结构、任务和职责，制定操作规程，安全规章，职工培训，应急计划，建立管道系统资料档案等；

（3）在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

（4）制订应急操作规程，在规程中应说明发生管道事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

（5）提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

（6）进一步宣传贯彻、落实《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日），减少、避免发生第三方破坏的事故；

（7）定期进行管道壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生；

（8）在公路、水体穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清；

（9）加大巡线频率，运营期应对交叉段管道及定向钻穿越管段重点巡检；

（10）交叉处管道任何一方施工时，应按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年10月1日）的规定执行。另一方应将管道、光缆位置和深度，告知第三方业主、施工方等相关单位。必要时安排专人现场监护。

（11）应定期对交叉段管道进行阴保测试，发生阴保干扰、防腐层破坏现象时，应及时采取修补措施。

### 12.3.4 应急能力

天津储气库分公司作为本项目的具体运行单位，隶属于中国石油大港油田公司，是二级生产单位，发生三级以上突发事件时的处置主要由公司进行统一指挥、协调，天津储气库分公司负责一级、二级突发事件的初期处置，待公司应急人员到达后，事件指挥权交给公司，天津储气库分公司主要负责三级及以下突发事件的指挥、协调与处置。

天津储气库分公司生产运行全面实现了科技手段与信息化管理的支持。注采气系统运行数据均进入站控DCS系统实时过程监控，有安全（火焰、可燃气体等）检测系统、周界报警系统、ESD紧急关断系统等，并与上级调度指挥机构和各站场有多种通讯手段保证对现场生产运行情况的监控。配合天津储气库分公司调度指挥系统，能够实现远程可视化指挥、应急资源直接调配等应急响应手段。设置基层站库作为突发事件现场处置第一责任单位，主要负责突发事件应急处置的初期介入与控制。在应急情况下以协议单位为保障、机动调配以实施对突发事件的应对与现场处置。综上，建设单位具备突发环境事件应急处置能力。

## 12.4 环境风险应急预案编制情况调查

建设单位已经于2023年06月编制完成《大港油田集团有限责任公司天津储气库分公司突发环境事件应急预案》（备案号为：120116-2023-027-M），该应急预案包含本项目。

应急预案的主要内容包括：建立完善的应急组织机构，明确其组成及各部门、各岗位职责，给出应急反应程序，根据工艺特点和危险源特性制定各项事故应急处理措施；配备必要的应急设备，内部应急资源保障（包括应急设备及器材、应急队伍、应

急通讯联络方式等）和地方应急资源保障（地方政府、医疗、消防、公安、环保等部门的应急通讯联络方式等）；最后提出应急预案管理、更新、培训及演练方面的要求；并与上级部门的应急预案相衔接，实行分级响应。

## 12.5 建议

（1）建议定期开展对天津储气库分公司环境风险源的调查评估工作，掌握环境风险源的种类、分布和规模，摸清各装置和风险源的底数，了解各风险源、风险物质的技术信息和理化特性，提出和更新相应的风险防范和应对措施。

（2）建议继续建立健全天津储气库分公司各项生产、安全和环境保护管理和责任制度，强化管理，落实责任，突出环境风险意识。

（3）根据本项目情况进一步完善环境保护监督检查和风险排查体制，日常巡回检查、专项检查、定期检查及领导监督检查和风险排查要规范化、制度化、程序化，发现问题、隐患要立即制定整改方案。

## 12.6 小结

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）采取了相应的环境风险防范措施，公司编制了《大港油田集团有限责任公司天津储气库分公司突发环境事件应急预案》，并在滨海新区生态环境局进行了备案。

本项目基本上落实了主要风险控制及预防措施，建设单位具备突发环境事件应急处置能力，自试运行以来未发生过重大的环境风险事故，未因管理失误造成对环境的不良影响。

## 13 环境管理及监测计划调查

天津储气库分公司作为大港油田集团有限责任公司的二级单位，下设质量安全环保科，其科内专职环保人员负责本单位的环保工作，并接受大港油田公司质量安全环保部的监督管理，满足本项目环境管理的需求。天津储气库分公司各站区设专职环保员，负责本单位的环保工作。

本工程的环境管理在大港油田集团有限责任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。

### 13.1 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《中国石油天然气集团有限公司企业标准 健康安全环境管理体系》（Q/SY08002.1-2022）的要求，在项目的建设期、运营期建立和实施了 HSE 管理体系。

#### 13.1.1 HSE 管理内容

本项目 HSE 环境管理的内容符合 ISO14001 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。

#### 13.1.2 组织机构

天津储气库分公司下设质量安全环保科，其科内专职环保人员负责本单位的环保工作。除科内专职环保人员外，天津储气库分公司下的各作业区内也设置了环境管理人员，负责所属作业区的环保监督、协助环境监测、组织环保安全培训等工作。

#### 13.1.3 HSE 管理员的职责

- （1）组织开展环境因素辨识与评价，生态环境隐患排查；
- （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。

## 13.2 环境管理实施情况调查

### 13.2.1 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。

### 13.2.2 运营期环境管理实施情况调查

- (1) 建立和实施了分公司 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。

### 13.2.3 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。

## 13.3 环境监测情况调查

### 13.3.1 环境监测计划

运行期间的环境监测由大港油田集团有限责任公司委托大港油田监测站进行监测，落实各项监测计划。

### 13.3.2 监测内容

针对本项目的具体情况，运行期制定以下例行监测内容：

表 13.3-1 污染源监测计划一览表

项目	监测项目	监测因子	执行标准	监测位置	监测频率
废气	无组织	井场 非甲烷总烃	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）非甲烷总烃无组织监控点浓度限值要求	厂界四周	1 次/年
噪声		井场 等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准	四周场界外 1m	1 次/年

### 13.4 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。2018 年 4 月，北京欣国环环境科技发展有限公司编制的《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022 年）环境影响报告书》取得天津市滨海新区行政审批局批复，批复文号：津滨审批环准[2018]127 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。未新增临时占地，均在老井场范围之内。

#### （3）营运期

投入营运后，建设单位对集注站以及井场进行了地貌恢复，投入了一定的人力、物力，加强管理和养护，生态恢复良好。

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。

### 13.5 公众意见调查

本项目竣工环境保护验收调查的公众意见调查工作，采用网上公示的方式进行。公示期间未收到相关反馈意见，见下图。

公示详情

## 中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）竣工日期及调试起止日期公示

发表时间：2024-05-14 10:44

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》等有关规定，对中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）竣工日期及调试起止日期进行公示。

### 一、项目概况

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）建设地点在板828井场，西临海景大道，南距S312省道约3km，实际新建4口注采井及其配套注采阀组；新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管；拆除已建2台甲醇泵，原位新建2台甲醇泵；新建毛细管控制机柜1套。

2018年4月委托北京欣国环环境科技发展有限公司编制环境影响评价报告书，同年5月15日取得天津市滨海新区行政审批局《关于中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书的批复》（津滨审批环准[2018]127号）。本项目板828储气库扩容达产部分相关设施已经施工安装完成，现进行竣工及调试起止日期公示。

### 二、竣工日期及调试起止日期

(1) 竣工日期：2024年5月13日

(2) 调试起止日期：2024年5月14日~2024年6月14日

### 三、征求公众意见的范围

关注本项目建设情况和周边环境影区域居民、单位等公众。

### 四、公众反馈方式

公众采用电话及邮件等方式发表对该工程竣工的意见和看法，发布意见的同时请提供详细的联系方式。

公众意见表网络链接：

[http://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk01/201810/t20181024\\_665329.html](http://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk01/201810/t20181024_665329.html)

### 五、建设单位名称及联系方式

建设单位：中国石油大港油田天津储气库分公司

联系人：李工

电话：13821569692

电子邮箱：sinian.t@qq.com

地址：中国石油大港油田天津储气库分公司

图 13.5-1 竣工及试运行公示

## 13.6 小结

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）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，并且经常性地检查和指导，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。

## 14 结论与建议

### 14.1 工程概况

大港油田集团有限责任公司投资13791.11万元利用板桥地区上的板828井场建设中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）。本项目位于天津市滨海新区，主要建设内容包括在板828井场新建4口注采井（库6-7、库6-8、库6-9、库6-10）及其配套注采阀组；新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管；拆除已建2台甲醇泵，原位新建2台甲醇泵；拆除一座箱式变电站并新建一座箱式变电站；新建毛细管控制机柜1套。项目新增工作气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为 $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 。

建设单位于2018年4月委托北京欣国环环境技术发展有限公司编制《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书》进行报批，并于2018年5月15日取得天津市滨海新区行政审批局批复文件，批复文号：津滨审批环准[2018]127号。

本项目于2022年10月开始施工，于2024年5月竣工并投入试运行，现进行竣工环保验收。

项目环评时总投资估算为12.5亿元，其中环保投资670万元，占项目总投资的0.53%；本工程实际总投资为13791.11万元，其中环保投资93万元，占项目总投资的0.67%。

### 14.2 环境保护措施落实情况调查

#### （1）生态环境影响调查结论

本项目永久占地为井场、井场道路占地，均依托于原来的井场及井场道路，未新增占地面积。

在施工过程中，控制管道施工作业带范围、井场作业面范围，施工完毕后，及时清理了作业现场。采用泥浆罐对钻井泥浆处理，并铺设防渗布，钻井废弃泥浆未对土壤以及周边水体造成污染。

工程的建设对周边生态系统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，该工程未减少生态系统的数量，未明显改变区域生态系统的完整性和稳定性。

## （2）水环境影响调查结论

本项目施工期管道试压废水收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理。施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏，未对周围水环境产生不利影响。

本项目运营期采气过程中依托板808集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站，处理后全部回注地层，未外排；本项目运行期无需人员值守，无生活污水产生。

## （3）大气环境影响调查结论

施工期间本项目采用洒水抑尘、逐段施工、及时回填等方式降低对大气的影晌，施工扬尘、运输车辆尾气等已随着施工的结束而消失，未对大气环境造成明显不利影响。

运行期间，通过选用密闭性好的设备、实行密闭工艺流程等措施，减少甲醇的无组织挥发。

经监测，运行期间板828井场厂界四周的非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996中限值要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），做到达标排放。

## （4）噪声影响调查结论

项目施工期间选用低噪声设备，采取消声、减振等防治措施减少噪声影响。

本项目分区布置合理，设备选用同类产品中的低噪音设备，并采取基础减振等措施治理。根据验收监测结果，本项目运行期间井场四周厂界昼间、夜间噪声均可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。

## （5）固废影响调查结论

项目施工期间钻井过程产生的钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理，本项目验收期间未产生含油施工垃圾；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。

本项目运营期正常情况下无固体废物产生。

#### （6）总量控制调查结论

本项目不新增污染物排放总量。

#### （7）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。施工期及试运营期间均未发生风险事故。

#### （8）环境管理及监测计划调查结论

建设单位对工程施工期和运营期的环境管理工作比较重视。基本上落实了建设各时期的环保措施。总体上贯彻了环保设施与主体工程“同时设计、同时施工、同时投入运营”的“三同时”制度。

### 14.3 建议和要求

（1）认真落实事故应急预案，维护和管理好应急器材及设备，加强对工作人员的教育；同时完善环境管理制度，不断提高全体职工的环境保护意识。

（2）加强管道巡检工作，及时发现并解决事故隐患。

### 14.4 综合调查结论

（1）根据以上调查结果，中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）的建设性质、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、试运营期采取了许多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地落实和执行，在工程建设期间和试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。

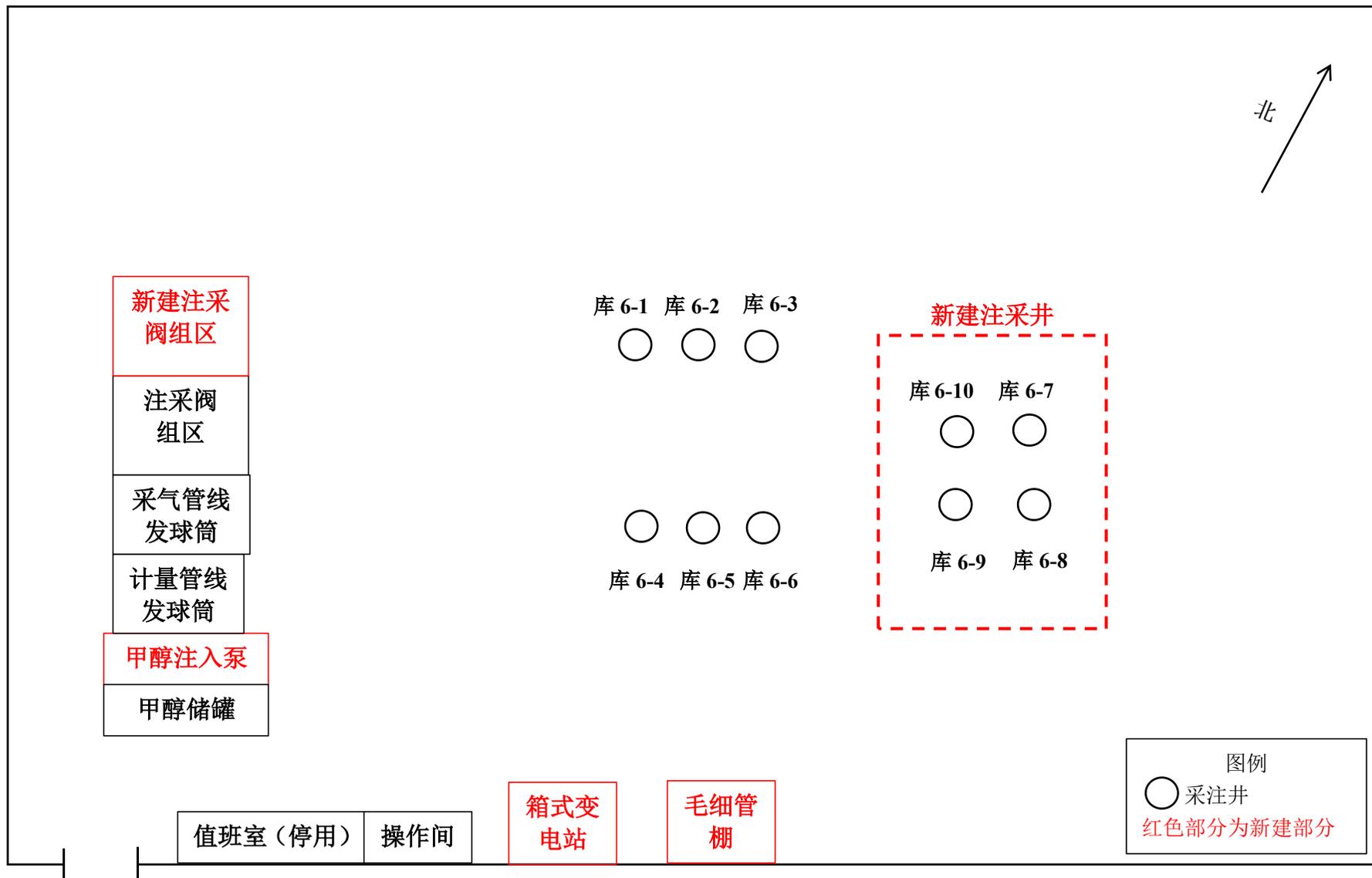
（4）工程施工及试运行期间，环评文件及批复中要求的各项风险防治措施基本得到落实，根据调查，工程从施工到目前未发生过环境风险污染事故，采取的环境风险防范措施及应急预案切实有效。

（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，建立并有效地

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四采油厂产能建设项目（2018-2022 年）（板 828 储气库扩容达产部分）具备竣工环境保护验收条件，本项目可通过竣工环境保护验收。





附图 2 井场平面布置图 1:500



附图3 监测布点图

# 中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）竣工环境保护验收意见

2024年8月2日，大港油田集团有限责任公司按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》等国家有关法律法规要求，对中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）进行竣工环境保护验收，提出意见如下：

## 一、项目基本情况

### （一）建设地点、规模、主要建设内容

大港油田集团有限责任公司投资13791.11万元利用板828井场建设中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）。本项目位于天津市滨海新区，主要建设内容包括在板828井场新建4口注采井（库6-7、库6-8、库6-9、库6-10）及其配套注采阀组；新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管；拆除已建2台甲醇泵，原位新建2台甲醇泵；拆除一座箱式变电站并新建一座箱式变电站；新建毛细管控制机柜1套。项目新增工作气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为 $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 。

### （二）建设过程及环保审批情况

2018年4月，中国石油大港油田第四采油厂委托北京欣国环环境科技发展有限公司编制完成了《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书》；并于2018年5月15日取得了天津市滨海新区行政审批局的批复（津滨审批环准[2018]127号）。

本项目于2022年10月开始施工，于2024年5月竣工并投入试运行，现进行竣工环保验收。

### （三）投资情况

本项目环评阶段计划总投资 12.5 亿元，环保总投资为 670 万元，占项目总投资的 0.53%。本工程实际总投资为 13791.11 万元，环保总投资为 93 万元，占项目总投资的 0.67%。

#### （四）验收范围

本次竣工环保验收为中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022 年）（板 828 储气库扩容达产部分）的验收。

### 二、工程变动情况

本次验收项目为中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022 年）（板 828 储气库扩容达产部分）。项目建设性质、生产工艺、建设地点、建设规模与环评阶段基本一致，环评及批复提出的环保措施基本落实，项目的建设未对环境产生明显不利影响，项目建设未发生重大变动。

### 三、环境保护措施落实情况

#### （1）废气

施工期间本项目采用洒水抑尘、逐段施工、及时回填等方式降低对大气的影 响，施工扬尘已随着施工的结束而消失。

运行期间，天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程；甲醇储罐通过储罐表面喷涂浅色涂层以减少罐内温度变化，减少小呼吸量，减少其无组织挥发。未对大气环境造成明显不利影响。

#### （2）废水

本项目施工期管道试压水经收集后用于施工现场洒水抑尘。施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理。施工人员生活污水排入防渗旱厕，委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏。

本项目运营期采气过程中依托板 808 集注站对采出的天然气进行处理，产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站，处理后全部回注地层，未外排；本项目实行自动监控，依托现有员工，无新增生活污水产生。

### （3）噪声

项目施工期间选用低噪声设备，采取消声、减振等防治措施减低噪声影响。

本项目分区布置合理，设备选用同类产品中的低噪音设备，并对设备采取基础减振等降噪措施，监测期间，板 828 井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值。

### （4）固体废物

项目施工期间钻井过程产生的钻井废弃泥浆及岩屑暂存于废弃泥浆储罐，送至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处置；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理，本项目验收期间未产生含油施工垃圾；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。

本项目运营期正常情况下无固体废物产生。

### （5）生态环境

本项目永久占地为井场、井场道路占地，均依托于原来的井场及井场道路，未新增占地面积。

在施工过程中，控制管道施工作业带范围、井场作业面范围，施工完毕后，及时清理了作业现场。采用泥浆罐对钻井泥浆处理，并铺设防渗布，钻井废弃泥浆未对土壤以及周边水体造成污染。

## 四、环境影响监测情况

### （1）噪声监测

根据验收监测报告，本项目板 828 井场四侧厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，满足环境影响报告书及其审批部门审批决定要求。

### （2）废气监测

根据验收监测报告，运行期间板 828 井场四侧厂界非甲烷总烃排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）边界浓度最大限值要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），做到达标排放。

#### 五、工程建设对环境的影响

根据验收监测报告，项目各污染物达标排放，项目投入运营后对环境影响较小。

#### 六、验收结论

根据现场检查和竣工环境保护验收调查结果，本项目严格执行环保“三同时”制度，采取的生态环保及污染防治措施切实有效可行，满足环境影响报告书和批复的有关要求，经验收组讨论，原则同意通过本项目竣工环境保护验收。

#### 七、验收人员信息

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板 828  
储气库扩容达产部分）  
竣工环境保护验收人员信息表

	姓名	所在单位	备注
建设单位	高伟	分公司安全环保科	
	刘洋	物资环保科	
	李军	天津储气库分公司	
	赵志民	天津储气库分公司	
	岳乙	天津储气库分公司	
	曹祥	板808/828储气库	
工程设计单位	王毅威	天津设计院	
工程施工单位	孙贵	油田公司	
验收单位	王乐	天津市诺星科技发展有限公司	
监理单位	李忠洲	监理单位	
专家组	赵伟	工程质量安全环保部	
	于斌	天津市生态环境监测中心	
	王抗	天津市生态环境科学研究院	
	曹祥	天津众航检测技术有限公司	

## 其他需要说明的事项

### 1 环境保护设施设计、施工和验收过程简况

#### 1.1 设计简况

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）于2018年5月15日取得了天津市滨海新区行政审批局的批复（津滨审批环准[2018]127号）。本项目于2022年10月开始施工，于2024年5月竣工并投入试运行。本项目建成后由大港油田集团有限责任公司天津储气库分公司运营。

本项目主要工程内容为：在板828井场新建4口注采井（库6-7、库6-8、库6-9、库6-10）及其配套注采阀组；新建配套单井管线及注甲醇管线，接入已建注气、采气、计量、注甲醇汇管；拆除已建2台甲醇泵，原位新建2台甲醇泵；拆除一座箱式变电站并新建一座箱式变电站；新建毛细管控制机柜1套。项目新增工作气量 $0.6 \times 10^8 \text{Nm}^3$ ，扩容后板828储气库工作气量为 $1.8 \times 10^8 \text{Nm}^3$ 。

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4号）的要求，2024年5月大港油田集团有限责任公司委托天津市诺星技术发展有限公司承担了“中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）”的竣工环保验收工作。2024年5~6月进行了现场勘察和资料核查，查阅了有关文件和技术资料，检查了污染物治理及排放环保措施的落实情况，在此基础上编制了验收检测方案，并委托天津众联检测技术有限公司（CMA证书编号：230200050075）对该项目无组织废气、厂界噪声进行了检测并出具检测报告，编号为（ZL-QZ-240704-1）。

本项目配套措施落实情况：

#### （1）施工期防止污染及防治生态破坏的措施

已按环评及批复要求落实相应处理处置措施。具体为：

项目施工期产生的大气污染物主要是施工扬尘。施工期施工工地严格采取了喷淋等防治扬尘措施，土方集中堆放，且在大风天气情况停止了土方施工。

施工期污水主要为管道试压废水、生活污水。管道试压废水中主要污染物为SS，收集后用于施工现场泼洒抑尘；施工过程采用“泥浆不落地”技术，钻井现场不对钻井废弃泥浆及岩屑进行固液分离，直接由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理，钻井废水无需单独处理；施工人员生活污水排入防渗旱厕，

委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行定期清掏。

项目施工期噪声源主要包括施工期使用的钻机等施工机械噪声以及车辆运输噪声，已合理安排施工时间和施工顺序。

本工程施工期间产生的固体废物主要包括钻井废弃泥浆及岩屑、施工人员生活垃圾、拆除的甲醇泵和箱式变电站及含油施工垃圾。钻井过程泥浆用防渗罐盛装，防止污染地下水及土壤环境，产生的废弃泥浆和岩屑统一送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理；拆除的甲醇泵、箱式变电站及原地面设施产生的一般固废经集中收集后由天津储气库分公司回收处理；含油施工垃圾属危险废物，收集后交由天津滨海合佳威立雅环境服务有限公司处理，本项目验收期间未产生含油施工垃圾；生活垃圾委托大港油田集团有限责任公司内部工业服务公司进行清运。

#### （2）运营期防止污染及防治生态破坏的措施

已按环评及批复要求落实相应处理处置措施。具体为：

运营期废气主要是井场无组织挥发的非甲烷总烃、甲醇。天然气注采、处理和集输采用全密闭工艺流程。甲醇储罐通过储罐表面喷涂浅色涂层以减少罐内温度变化，减少小呼吸量，减少其无组织挥发。

运营期污水主要为凝液。项目采气期间依托板 808 集注站对采出的天然气进行处理，会产生凝液，通过凝液管道输送至板一联合站处理后回注，无外排废水。本项目运行期实行无人自动监控，日常巡检依托于板 808 集注站，不新增员工，无新增生活污水产生。

项目运营期产噪的设备主要为甲醇泵产生的机械噪声等，已选择低噪声设备，设置减振基础，管道合理选择支架，降低气流振动噪声。

本项目运营期正常情况下无固体废物产生。

本项目环评阶段计划总投资12.5亿元，环保总投资为670万元，占项目总投资的0.53%。本工程实际总投资为13791.11万元，环保总投资为93万元，占项目总投资的0.67%。

### 1.2 施工简况

建设单位要求施工单位严格按照合同中要求，在确保环境保护设施的建设进度和资金的保障前提下，严格落实环境影响报告书及“津滨审批环准[2018]127号”

文中提出的污染防治措施。

### 1.3 验收过程简况

(1) 2018年4月北京欣国环环境科技发展有限公司编制完成了《中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018~2022年）环境影响报告书》。

(2) 2018年5月15日，天津市滨海新区行政审批局以“津滨审批环准[2018]127号”对该报告书进行了批复。

(3) 本项目于2022年10月开始施工，于2024年5月竣工并投入试运行。

## 2 其他环境措施的落实情况

### 2.1 制度措施落实情况

#### 2.1.1 制度措施落实情况

##### (1) 环境保护组织机构

天津储气库分公司下设质量安全环保科，其科内专职环保人员负责本单位的环保工作。除科内专职环保人员外，天津储气库分公司下的各作业区内也设置了环境管理人员，负责所属作业区的环保监督、协助环境监测、组织环保安全培训等工作。

##### (2) 环保设施运行、维护情况

为了确保各项设施的有效运行，天津储气库分公司制定了本项目各类设备操作规程、设备运转记录、保养记录。操作人员根据各项制度进行设备检修和保养，通过巡查等方式及时发现该项目设施运行中出现的问题，通过厂领导由生产调度会安排解决问题，并严格督察解决的结果，以确保环保设施的正常运行。

##### (3) 环境管理制度落实情况

中国石油大港油田第四采油厂产能建设项目（2018-2022年）（板828储气库扩容达产部分）在施工期和试运营期制定并落实了“三同时”制度、排污许可证制度、污染治理设施管理制度等。试运行期间，本工程运行良好，实现安全生产、环境保护等管理目标。

#### 2.1.2 环境风险防范措施

建设单位已经于2023年06月编制完成《大港油田集团有限责任公司天津储气库分公司突发环境事件应急预案》（备案号为：120116-2023-027-M），该应急预案包含本项目。应急预案的主要内容包括：建立完善的应急组织机构，明确

其组成及各部门、各岗位职责，给出应急响应程序，根据工艺特点和危险源特性制定各项事故应急处理措施；配备必要的应急设备，内部应急资源保障（包括应急设备及器材、应急队伍、应急通讯联络方式等）和地方应急资源保障（地方政府、医疗、消防、公安、环保等部门的应急通讯联络方式等）；最后提出应急预案管理、更新、培训及演练方面的要求；并与上级部门的应急预案相衔接，实行分级响应。本项目基本上落实了主要风险控制及预防措施，建设单位具备突发环境事件应急处置能力，自试运行以来未发生过重大的环境风险事故，未因管理失误造成对环境的不良影响。

### 2.1.3 环境监测计划

针对本项目的具体情况，运行期制定以下例行监测内容：

表 1 污染源监测计划一览表

项目	监测项目	监测因子	执行标准	监测位置	监测频率
废气	无组织	井场 非甲烷总烃	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）非甲烷总烃无组织监控点浓度限值要求	厂界四周	1次/年
噪声		井场 等效连续A声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准	四周场界外1m	1次/年

## 2.2 配套措施落实情况

### 2.2.1 区域消减及淘汰落后产能

本项目不涉及。

### 2.2.2 防护距离控制及居民搬迁

本项目不涉及居民搬迁。

### 2.2.3 其他措施

本项目不涉及区域环境整治、相关外围工程建设等措施。

## 3 整改工作情况

本项目不涉及整改情况。

## 4 建议

加强今后加强日常环境管理工作和环境管理人员培训，定期对环境保护设施进行维护和保养，确保环境保护设施的正常运行，以防止污染事故的发生；进一步加强环境管理工作，继续健全和完善各类环保规章制度、HSE 管理体系；及

时修订突发环境事件应急预案，并按照应急预案要求，定期进行演练，从而不断提高污染防治和环境风险防范水平，确保项目环境安全。