



编号：COES-018-HP-2020

渤中 29-4 油田南区扩边项目 环境影响报告表



建设单位：中海石油(中国)有限公司天津分公司

环评单位：中海石油环保服务（天津）有限公司

编制时间：2020 年 11 月

打印编号: 1604468842000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	l7m1zl		
建设项目名称	渤中29-4油田南区扩边项目		
建设项目类别	48_156海底隧道、管道、电(光) 缆工程 海洋油气开发工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人 (签章)	胡广杰		
主要负责人 (签字)	曹新建 		
直接负责的主管人员 (签字)	朱睿 		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油环保服务 (天津) 有限公司		
统一社会信用代码	91120116744009403F		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
李雪飞	07351543507150279	BH013710	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
李雪飞	海洋油气开发工程基本情况、工程概况与分析、污染与非污染要素分析、环境影响评价结论	BH013710	
张志刚	环境现状分析、环境敏感区 (点) 和环境保护目标分析、环境影响预测分析与评价、环境保护对策措施、附件	BH030136	张志刚

目 录

1	海洋油气开发工程基本情况	1
1.1	主要编制依据.....	2
1.2	执行标准.....	4
1.3	建设项目基本情况.....	10
2	工程概况与分析	14
2.1	工程概况.....	14
2.2	工程分析.....	60
3	污染与非污染要素分析	71
3.1	施工期污染与非污染损害要素分析	71
3.2	运行期污染与非污染损害要素分析	71
3.3	环境影响因子的筛选与判别	71
4	环境现状分析	73
4.1	自然环境概况.....	73
4.2	海洋环境质量现状调查与评价	77
4.3	海洋环境质量现状回顾性评价	114
5	环境敏感区（点）和环境保护目标分析	129
5.1	海洋环境功能区划及海洋环境保护规划符合性分析	129
5.2	主要环境敏感目标分布	139
5.3	主要环境敏感目标简介	144
6	环境影响预测分析与评价	146
6.1	水动力影响分析与评价	146
6.2	水质影响分析与评价	146
6.3	沉积物影响分析与评价	151
6.4	海洋生态影响分析与评价	151
6.5	工程对海洋生物资源损害评估及补偿	153
6.6	对环境敏感目标的影响分析与评价	161
6.7	环境事故风险分析与评价	162
7	环境保护对策措施	191
7.1	施工期污染防治措施.....	191
7.2	运营期污染防治措施.....	193

7.3	生态保护对策措施.....	195
7.4	清洁生产与总量控制.....	196
7.5	环境风险防范对策措施和应急方法.....	198
7.6	海洋生态建设方案.....	220
7.7	环保投资.....	223
8	环境影响评价结论.....	224
8.1	环境影响评价结论.....	224
8.2	建议.....	227
9	预审和审查意见.....	229
10	审批意见.....	230
11	附件.....	231

1 海洋油气开发工程基本情况

渤中 29-4 油田南区属于垦利 3-2 油田群，位于渤海中部海域，垦利 3-2 油田群包括渤中 29-4 油田南区、渤中 35-2 油田、渤中 34-6/7 油田和垦利 3-2 油田。渤中 29-4 油田南区位于东经 119°38′~119°49′，北纬 38°8′~38°15′，北距“友谊号”单点(SPM)约 15.2km，西北距天津市塘沽 200km，东南距山东省龙口市 81km。渤中 29-4 油田南区附近海域平均水深约 20.1m。

渤中 29-4 油田南区钻后探明含油面积 11.03km²，探明石油地质储量 1658.30×10⁴m³。投产至今，渤中 29-4 油田南区累计生产原油 205.99×10⁴m³，累计产气 1.70×10⁸m³，累计生产水量 193.75×10⁴m³，累计回注水量约为 391.43×10⁴m³，采出程度 12.42%，综合含水 65.04%。为了增加渤中 29-4 油田南区储量动用程度，使油田合理高效开发，中海石油（中国）有限公司天津分公司决定对该油田进行综合调整。本项目在 BZ29-4WHPC 平台新建外挂井槽实施调整井工程，共计实施 14 口调整井，包括 7 口生产井、5 口注水井和 2 口转注井，其中 7 口生产井和 5 口注水井通过新建外挂井槽进行施工，同时对 BZ29-4WHPC 和 BZ35-2CEPA 平台进行适应性改造。

按照《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》以及《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的规定，中海石油（中国）有限公司天津分公司委托中海石油环保服务（天津）有限公司进行渤中 29-4 油田南区扩边项目的环境影响评价。

根据《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年）：各单项评价等级低于 3 级的海洋油气开发工程，可编制海洋油气开发工程环境影响报告表。本次在渤中 29-4 油田 WHPC 平台设置 14 口调整井，在 BZ29-4WHPC 平台新建外挂井槽，并对 BZ29-4WHPC 和 BZ35-2CEPA 平台进行适应性改造。本项目各单项评价等级低于 3 级；工程投产后，渤中 29-4 油田南区生产水经处理达标后全部回注地层不外排；工程属于在原油气井网的基础上，利用已有的生产设施新钻生产井或回注井，或者采用加挂井槽、栈桥连接等方式新钻生产井或回注且新增含油生产废水日排放量未超过 5000m³ 的；根据《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》的相关要求，编制海洋油气开发工程环境影响报告表。

1.1 主要编制依据

1.1.1 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2015.1.1 实施)
- (2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》(2017 年 11 月 4 日修订)
- (3) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修订)
- (4) 《中华人民共和国渔业法》(2013 年 12 月 28 日修订)
- (5) 《中华人民共和国海上交通安全法》(2016.11 修订)
- (6) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 2 月 29 日修改)
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年 4 月 29 日修订)

1.1.2 管理条例、规定及实施办法

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》(2017 年 7 月 16 日修订, 2017.10.1 实施)
- (2) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》(国务院, 1983.12.29)
- (3) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》(2016 年修订)
- (4) 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》(国家海洋局, 2015 年 4 月)
- (5) 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》(国务院, 2018 年 3 月修订)
- (6) 《防治船舶污染海洋环境管理条例》(2018.3.19 修订)
- (7) 《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》(2015-2020 年)
- (8) 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》(交海发〔2018〕168 号)
- (9) 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(2007.5)
- (10) 《关于进一步加强水生生物资源保护严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2013〕86 号)
- (11) 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》(2017 年 3 月 1 日修正)
- (12) 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境污染防治管理规定》(2017 年修正)
- (13) 《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》(国海发〔2017〕7 号)

(14)《水生生物增殖放流管理规定》(中华人民共和国农业部令第 20 号, 2009 年 5 月 1 日施行)

(15)《农业部关于做好“十三五”水生生物增殖放流工作的指导意见》(农渔发〔2016〕11 号)

(16)《国家海洋局关于修改《关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知》等 3 份规范性文件的决定的公告》(国家海洋局, 2015.11.23)

(17)《产业结构调整指导目录》(2019 年本)(中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 29 号, 2020 年 1 月 1 日起实施)

1.1.3 规划、功能区划及保护规划

(1)《全国海洋功能区划(2011 年-2020 年)》

(2)《全国海洋主体功能区规划》

(3)《山东省海洋功能区划(2011 年-2020 年)》

(4)《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020 年)》

(5)《山东省海洋主体功能区规划》

(6)《全国海洋生态环境保护规划(2017 年-2020 年)》

(7)《山东省海洋生态环境保护规划(2018-2020)》

(8)《渤海环境保护总体规划(2008~2020 年)》

(9)《渤海综合治理攻坚战行动计划》(生态环境部、发展改革委、自然资源部, 2018 年 11 月 30 日)

(10)《山东省近岸海域环境功能区划(2016-2020)》

1.1.4 技术导则、规范

(1)《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014)

(2)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)

(3)《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》(2014)

(4)《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)

(5)《海上油(气)田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)

(6)《海洋监测规范》(GB 17378.1~7-2007)

(7)《海洋调查规范》(GB/T 12763.1~11-2007)

1.1.5 环境质量和污染物排放标准

- (1) 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008, 2009-5-1 实施)
- (2) 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420.1-2009)
- (3) 《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)
- (4) 《海水水质标准》(GB 3097-1997)
- (5) 《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002)
- (6) 《海洋生物质量》(GB18421-2001)
- (7) 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
- (8) 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)
- (9) 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

1.1.6 工程资料及有关批复文件

- (1) 项目服务委托书(见附件 1)
- (2) 《关于海上油气田新增调整井环保审批问题请示的复函》(海环字[2009]23 号)
(见附件 2)
- (3) 《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》
- (4) 《渤南区域天然气回收利用项目(二期)环境影响报告表》
- (5) 《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》
(国环海字[2013]268 号)(附件 3)
- (6) 《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》
(国环海字[2014]198 号)(附件 4)
- (7) 《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》(国
海环字[2015]65 号)(附件 5)
- (8) 《国家海洋局关于渤南区域天然气回收利用项目(二期)环境影响报告表的批
复》(国海环字[2017]21 号)(附件 6)
- (9) 《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》备案登记表(见附件 7)

1.2 执行标准

1.2.1 环境质量标准

本项目执行如下标准, 详见表 1.2-1。

表 1.2-1 环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》(GB3097-1997)		依据《山东省海洋功能区划(2011-2020年)》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020年)》、《山东省近岸海域环境功能区划(2016-2020年)》和《山东省海洋环境保护规划(2016-2020年)》确定各调查站位评价执行标准
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)		
海洋生物质量	贝类(双壳)	《海洋生物质量》(GB18421-2001)	
	软体动物(非双壳)、鱼类、甲壳类(重金属)	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	软体动物(非双壳)、鱼类、甲壳类(石油烃)	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)	

根据《山东省海洋功能区划(2011-2020年)》、《山东省海洋生态环境保护规划(2018-2020年)》、《山东省近岸海域环境功能区划(2016-2020年)》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020年)》，并从严要求，确定各调查站位评价执行标准情况见表 1.2-2 和表 1.2-3。

表 1.2-2 2018 年 9 月调查站位水质标准执行情况

调查站位	《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》		《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》		《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》		《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》		执行海水水质标准
	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	
其他 54 个站位	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	按照第一类执行，针对超标因子，评价至符合某类标准为止
P61、P67、P68	龙口港北部保留区	保持现状	龙口渔业海域	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	二类环境功能区	二类水质标准	龙口渔业海域限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	第一类
P62	龙口北农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	烟台农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类环境功能区	二类水质	划定范围之外	-	第二类

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

P32、P39	东营黄 河口北 保留区	保持现状	东营黄 河口北 保留区	保持现状	二类环 境功能 区	二类水质	划定范 围之外	-	第二类
P8、P15、 P16、P23、 P24、P31	河口- 利津农 渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	东营港 特殊利 用区	海水水质不劣于四类水质标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于三类标准	二类环 境功能 区	二类水质 标准	划定范 围之外	-	第二类
P40、P48	黄河三 角洲海 洋保护 区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准。	东营黄 河口生 态国家 级海洋 特别保 护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	一类环 境功能 区	一类水质 标准	东营黄 河口生 态限制 区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	第一类

表 1.2-3 2018 年 9 月调查站位沉积物及海洋生物质量标准执行情况

调查站位	《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》	《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》	《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》	《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》	执行海洋沉积物标准
------	--------------------------	------------------------------	------------------------------	---------------------------------	-----------

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	站位所在位置	环境保护要求	
其他 34 个站位	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	划定范围之外	-	按照第一类执行，针对超标因子，评价至符合某类标准为止
P67	龙口港北部保留区	保持现状	龙口渔业海域	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	二类环境功能区	二类水质标准	龙口渔业海域限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	第一类
P62	龙口北农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	烟台农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	二类环境功能区	二类水质	划定范围之外	-	第二类
P32、P39	东营黄河北保留区	保持现状	东营黄河北保留区	保持现状	二类环境功能区	二类水质	划定范围之外	-	按照第一类执行，针对超标因子，评价至符合某类标准为止

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

P16、P23	河口-利津农渔业区	渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	东营港特殊利用区	海水水质不劣于四类水质标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于三类标准	二类环境功能区	二类水质标准	划定范围之外	-	第一类
P48	黄河三角洲海洋保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准。	东营黄河河口生态国家级海洋特别保护区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	一类环境功能区	一类水质标准	东营黄河河口生态限制区	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准	第一类

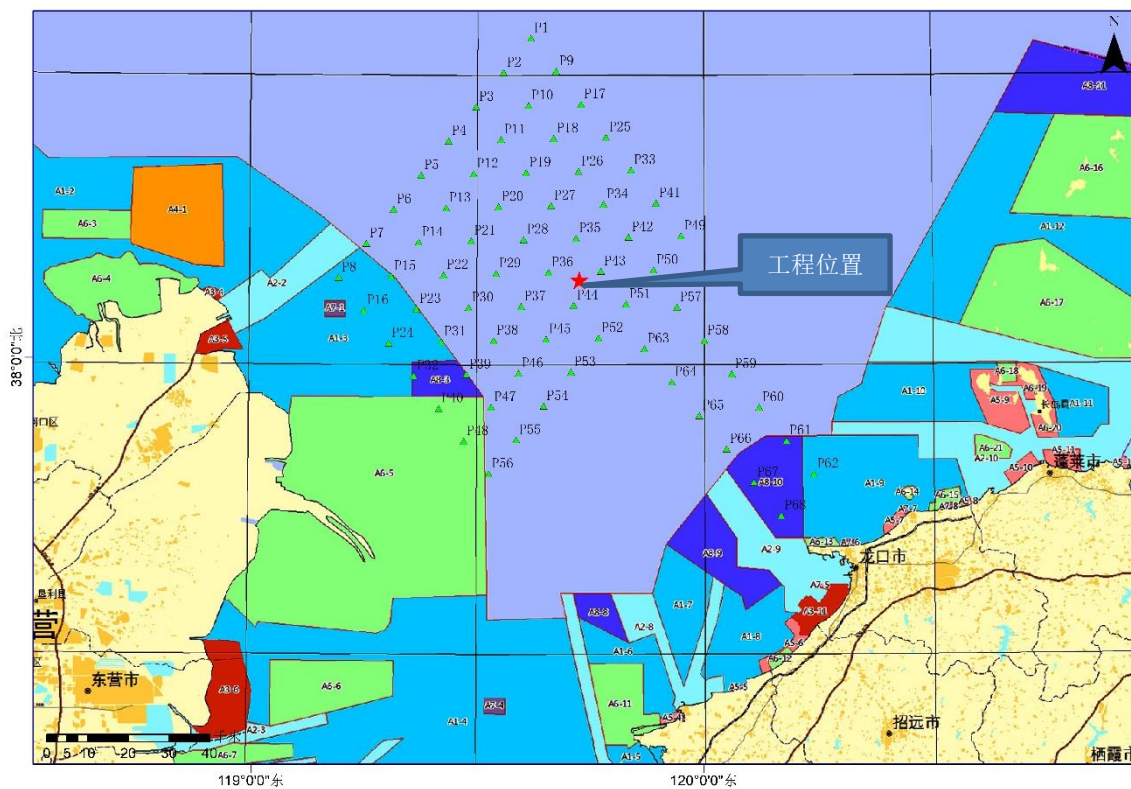


图 1.2-1 现状调查点位与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》的位置关系图

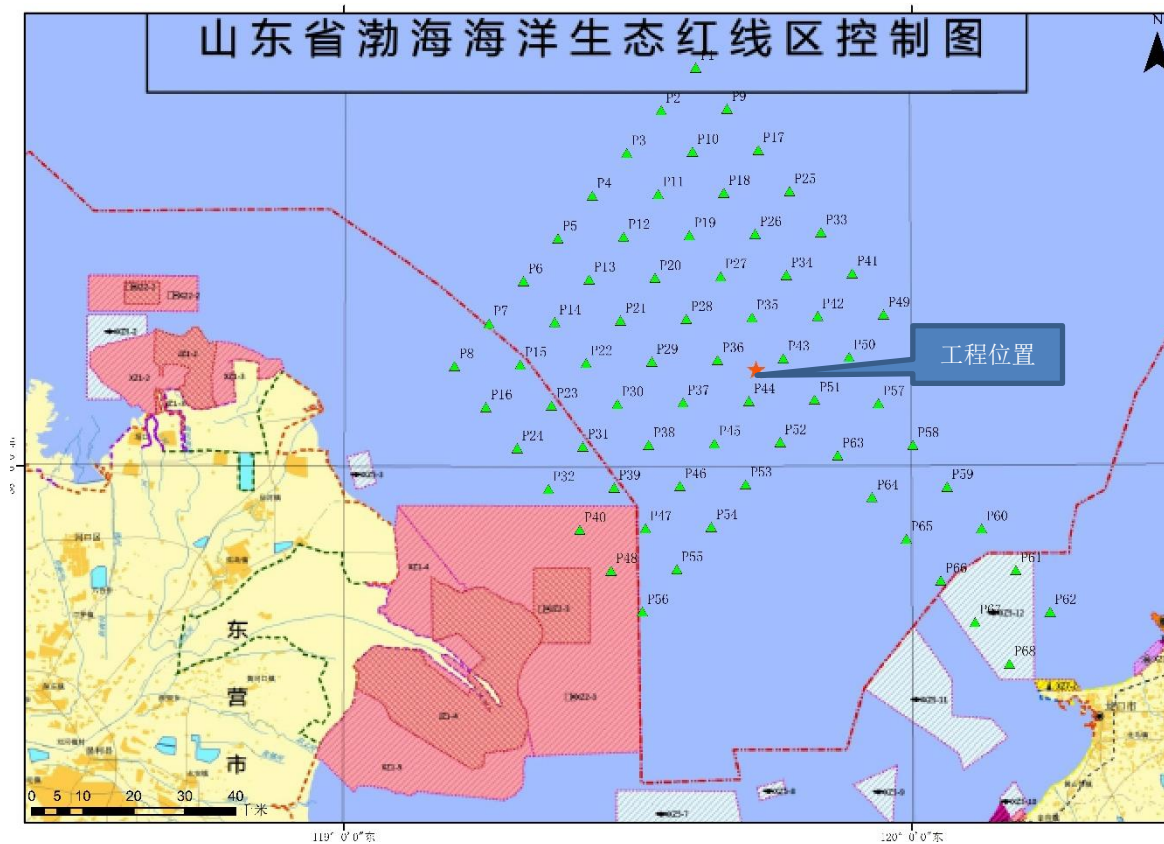


图 1.2-2 现状调查点位与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》的位置关系图

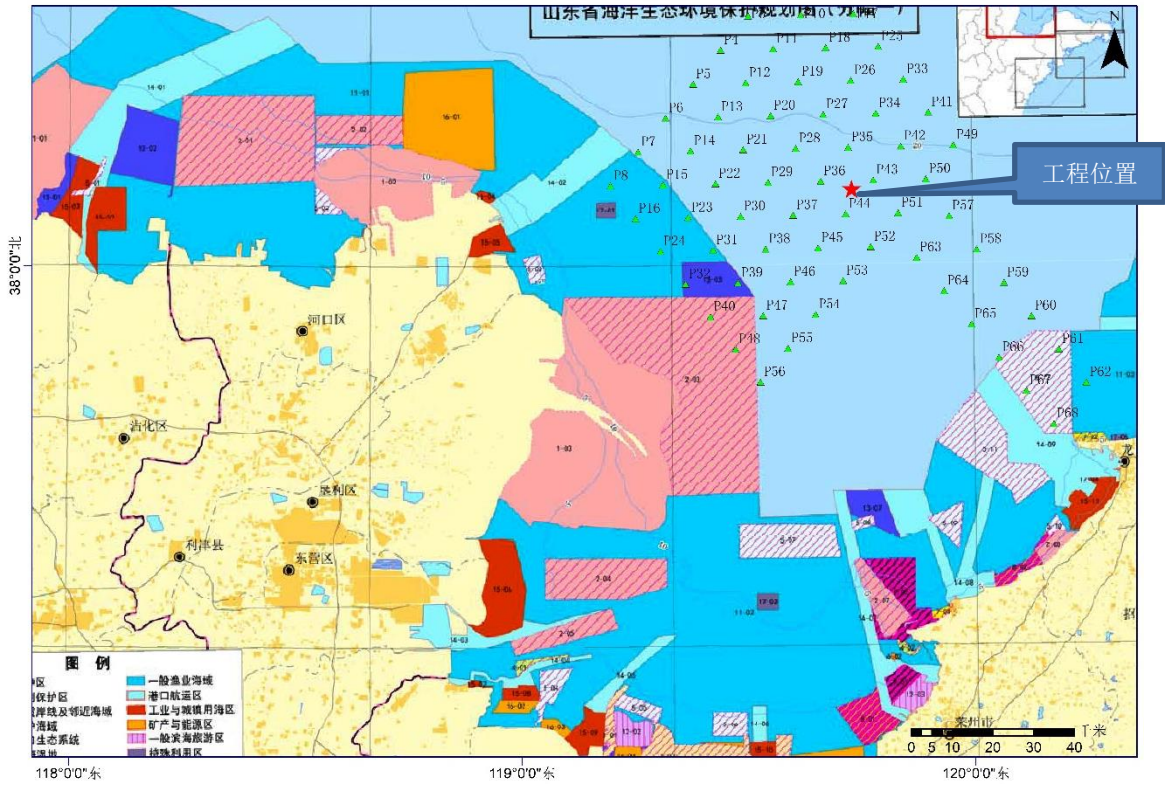


图 1.2-3 现状调查点位与《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》的位置关系图

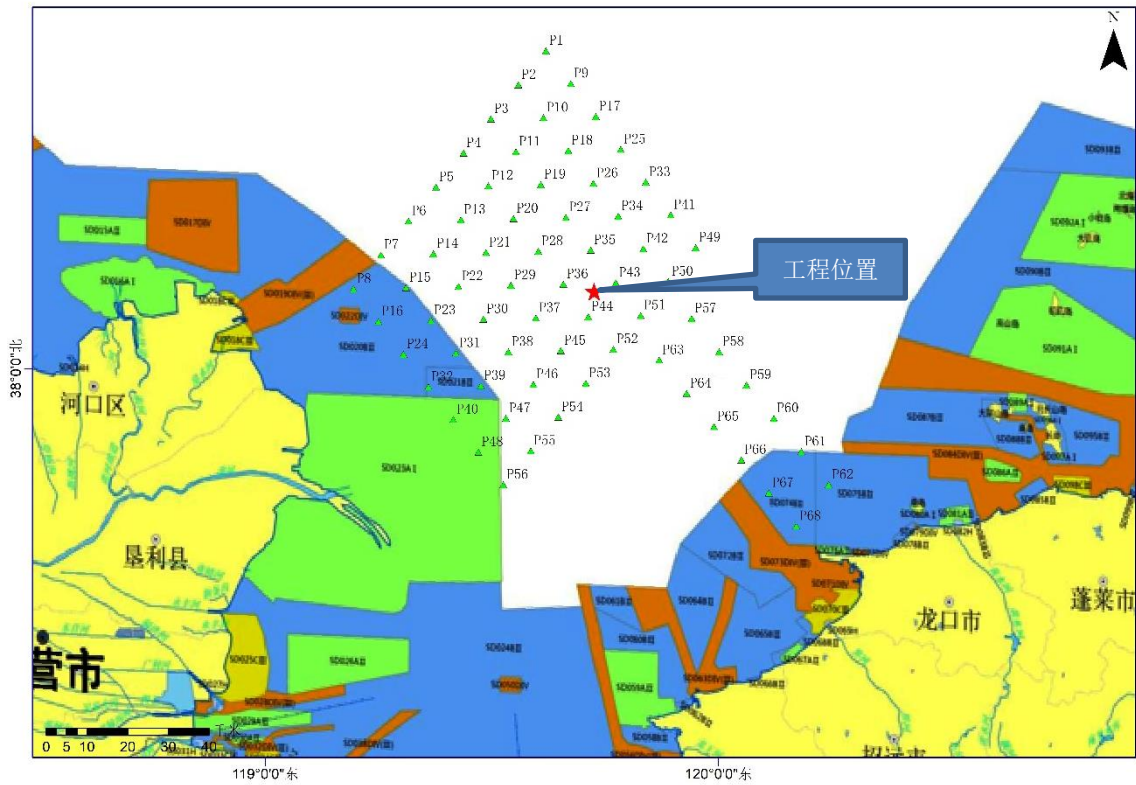


图 1.2-4 现状调查点位与《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》的位置关系图

1.2.2 污染物控制及排放标准

本项目评价所采用的污染物排放标准，详见表 1.2-6。

表 1.2-6 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象	
钻井油层段钻井液、钻井油层段钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB 4914-2008)	一级	钻井油层段钻屑和钻井油层段钻井液不得排放；禁止排放非水基钻井液钻屑	钻井作业排放的钻井油层段钻井液、钻井油层段	
非钻井油层水基钻井液、非钻井油层段钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB 4914-2008)	一级	Hg (重晶石中最大值) ≤1mg/kg Cd (重晶石中最大值) ≤3mg/kg	钻井作业排放的非钻井油层钻屑、非钻井油层水基钻井液	
	海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级 (GB18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值 ≥30000mg/L		
钻井平台生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	COD≤300mg/L	钻井平台生活污水的排放	
船舶机舱含油污水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)	运回陆地处理		海上施工、生产作业船舶污染物	
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)、	船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。			
船舶食品废弃物及其他垃圾		在任何海域，应将塑料废弃物、废弃食用油、生活废弃物、焚烧炉灰渣、废弃渔具和电子垃圾收集并排入接收设施。对于食品废弃物，在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。			
生产及生活垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上平台生产垃圾、生活垃圾	
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限	一级	COD	300mg/L	平台生活污水排放

	值》(GB4914-2008)				
含油生产水	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)	平均空气渗透率: 0.8875 μm^2	石油类	$\leq 20\text{mg/L}$	含油生产水回注
	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	石油类	石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ (月均值) 石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ (一次允许值)	非正常工况下不能回注时,需短期内(年排放天数不超过 15 天)达标
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)	一级	石油类	生物毒性 $\geq 100000\text{mg/L}$	

1.2.3 含油生产水回注指标

本项目产生的生产水在 BZ35-2CEPA 平台处理达标后回注渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田。渤中 29-4 油田南区注水层位位于明下段,平均空气渗透率为 0.8992 μm^2 。根据中华人民共和国《石油天然气行业标准-碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012),渤中 29-4 油田南区注水水质指标要求见表 1.2-7。

表 1.2-7 渤中 29-4 油田南区注水水质指标要求

油田名称	注入层位	注水监测项目	推荐注水指标
渤中 29-4 油田南区	明下段	悬浮固体含量, mg/L	≤ 7.0
		悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0
		含油量, mg/L	≤ 20
		平均腐蚀率, mm/年	≤ 0.076
		SRB, 个/mL	≤ 25
		IB, 个/mL	$n \times 10^3$
		TGB, 个/mL	$n \times 10^3$

备注: $1 < n < 10$ 。

1.3 建设项目基本情况

工程名称	渤中 29-4 油田南区扩边项目	建设单位	中海石油（中国）有限公司天津分公司
法人代表(签字)		建设地点	渤海中部海域
通讯地址	天津市滨海新区海川路 2121 号	联系人	朱睿
邮政编码	300452	联系电话	022-66503211
电子信箱	zhurui2@cnooc.com.cn	传真	/
项目设立部门	/	文号	/
项目性质	新建 改扩建√ 技术改造	工程总投资	65000 万元
其中环保投资	761 万元	所占比例	1.17%
报告表编制单位	中海石油环保服务（天津）有限公司		
建设规模			
总工程量	本项目在 BZ29-1WHPC 平台外挂 8 个井槽（4 个单筒双井和 4 个单简单井）实施 12 口调整井（包括 7 口生产井和 5 口注水井），另有 2 口转注井；同时对 BZ29-4WHPC 和 BZ35-2CEPA 平台进行适应性改造。	陆域挖方量	0 m ³
年生产废水产生量	年生产废水产生增量最大为 71.4×10 ⁴ m ³ /a（2039 年）	年生产废水排放量	0m ³
钻屑产生量	4733.94 m ³	钻井液产生量	4039.77 m ³
海域使用面积	0 m ²	年固体废弃物产生量	增加量为 12 t/a
滩涂使用面积	0 m ²	占用岸线长度	0 m

2 工程概况与分析

2.1 工程概况

2.1.1 地理位置

渤中 29-4 油田南区位于渤海中部海域，属于垦利油田群开发体系，渤中 29-4 油田南区位于东经 119°38′~119°49′，北纬 38°8′~38°15′，北距“友谊号”单点(SPM)约 15.2km，西北距天津市塘沽 200km，东南距山东省龙口市 80km。本次调整工程在 BZ29-4 WHPC 平台上进行。渤中 29-4 油田南区附近海域平均水深约 20.1m。本项目及依托工程地理位置见表 2.1-1 和图 2.1-1。

表 2.1-1 本项目及依托工程地理位置坐标

工程性质	平台名称	平台经度坐标	平台纬度坐标
工程所在平台	BZ29-4 WHPC	119°43′33.515″E	38°07′59.060″N
依托平台	BZ35-2 CEPA	119°46′26.666″E	38°04′18.688″N
	KL3-2 CEPA	119°27′47″E	37°57′32″N

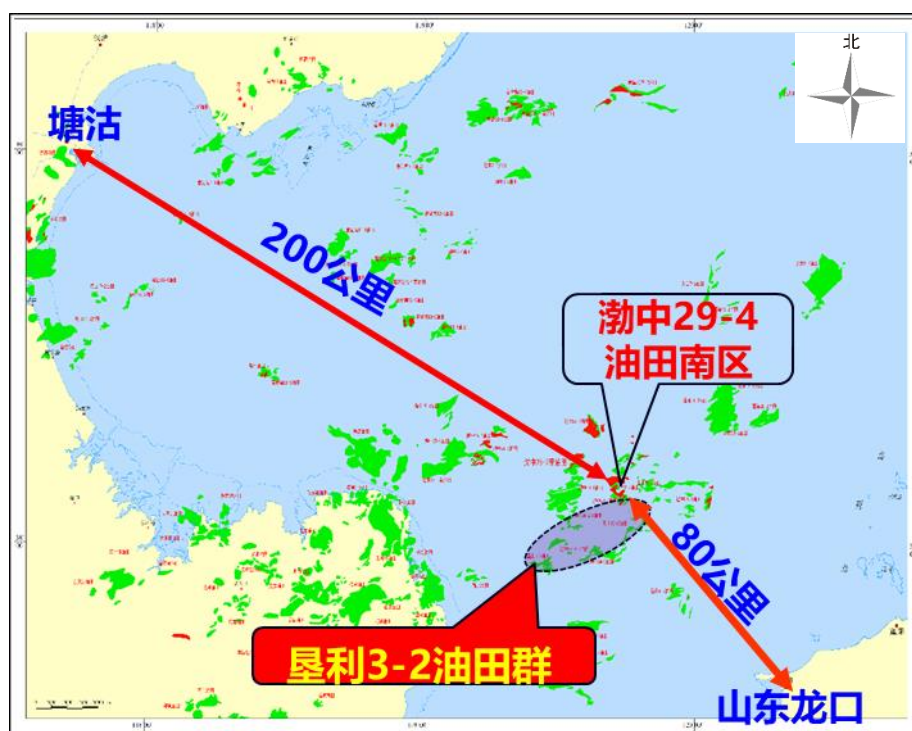


图 2.1-1 本项目地理位置图

2.1.2 现有工程开发现状

2.1.2.1 工程的总体布局

渤中 29-4 油田南区属于垦利 3-2 油田群，2014 年 3 月取得环境保护设施“三同时”检查的批复，2015 年 2 月取得环境保护设施竣工验收的批复。渤中 29-4 油田南区主要有 1 座井口平台（BZ29-4 WHPC 平台）。

本项目在已建平台 BZ29-4WHPC 新建外挂井槽实施调整井工程，并对 BZ29-4WHPC 平台和 BZ35-2CEPA 平台进行适应性改造。BZ29-4WHPC 平台上新增一套计量/生产管汇，井口物流接入已建的单井与总量计量系统。利用电潜泵余压，通过已建 BZ29-4WHPC 至 BZ35-2CEPA 混输海管，输送至 BZ35-2CEPA 上，与渤中 35-2 油田物流汇合后处理成 20%含水原油，再通过已建的 BZ35-2CEPA 至 KL3-2CEPA 混输海管输送至 KL3-2CEPA 平台，处理成合格原油，最后通过已建登陆海管输送至垦利终端，储存并销售。在 BZ35-2CEPA 上分离出的伴生气，经燃料气增压系统后，一部分供透平使用，另一部分经中压压缩和脱水干燥系统后外输至渤西南管网。在 BZ35-2CEPA 平台分离出的生产水处理达标后，部分用于渤中 35-2 油田注水，部分经已建注水海管返输回 BZ29-4WHPC 平台进行回注。渤中 29-4 油田南区设施总体布置见图 2.1-2。

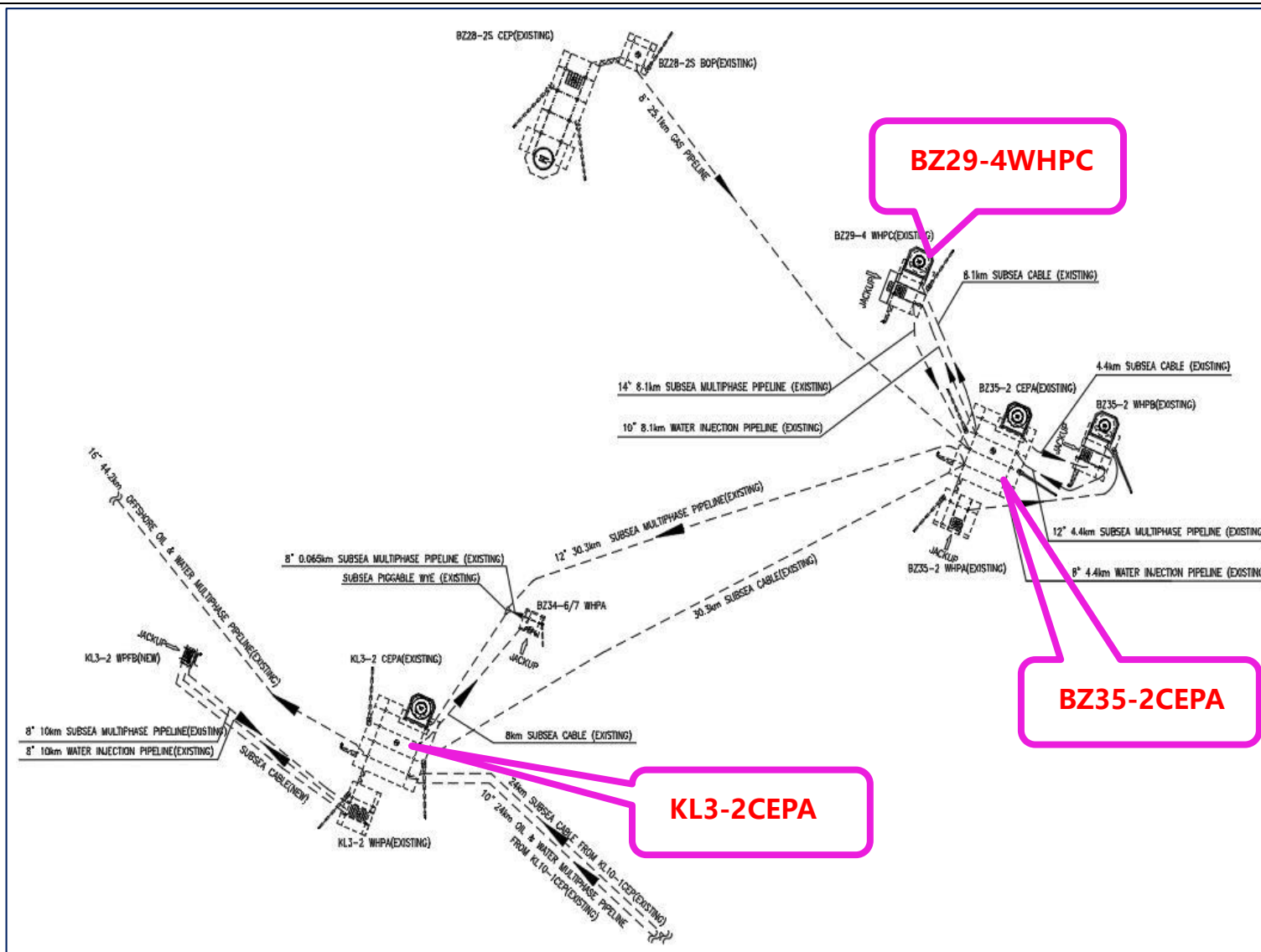


图 2.1-2 渤中 29-4 油田南区设施总体布置图

2.1.2.2 现有工程主要生产设施

(1) 生产平台主要设施

垦利 3-2 油田群主要设施包括 2 座中心处理平台(BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台), 5 座井口平台 (BZ29-4 WHPC 平台、BZ35-2 WHPA 平台、BZ35-2 WHPB 平台、BZ34-6/7 WHPA 平台、KL3-2 WHPA 平台)、1 座简易井口架平台 (KL3-2 WPFB 平台) 和 1 座陆上终端。本项目主要涉及的平台为 BZ29-4 WHPC 平台、BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台。主要相关工程设施描述见表 2.1-2。

表 2.1-2 主要相关工程设施

工程组成	主要工程内容	装置及规模
渤中 29-4 油田南区	BZ29-4 WHPC 平台	BZ29-4 WHPC 平台是 1 座 4 腿有人驻守井口平台。平台共设置 20 个井槽（4 口为单筒双井），现有 24 口井，其中 17 口为生产井，其余 7 口为注水井。平台共有 5 层甲板。包括直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台上设置 30 人生活楼。
	1 条混输管道	1 条 BZ29-4 WHPC 平台至 BZ35-2 CEPA 平台约 8.2km 的海底混输管道。
	1 条注水管线	1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 BZ29-4 WHPC 平台约 8.2km 的注水管道。
	主工艺系统	生产/计量管汇、计量分离器、多相流量计和清管球发射器等。
	公用系统	设柴油系统、闭排及冷放空系统、开式排放系统、化学药剂注入系统和公用仪表系统。
	给排水系统	设注水系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理装置。其中注水系统主要设施：旋流除砂器、水源井水增压泵和水源井水缓冲罐装置。
渤中 35-2 油田	BZ35-2 WHPA 平台	BZ35-2 WHPA 平台是 1 座 4 腿无人驻守井口平台，通过 30m 栈桥 BZ35-2 CEPA 平台中心平台连接。BZ35-2 WHPA 井口平台设置 20 个井槽，可钻 20 口井，其中 11 口生产井，7 口注水井和 2 口水源井。平台共有 3 层甲板，分别是上层甲板、下层甲板及工作甲板。
	BZ35-2 CEPA 平台	BZ35-2 CEPA 平台是 1 座 8 腿有人驻守的中心平台。平台共有 5 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台上设有 90 人生活楼，135 人生活污水处理装置。
	2 条海底混输管道	1 条 BZ35-2 WHPB 平台至 BZ35-2 CEPA 平台约 4.6km 混输管道； 1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 KL3-2 CEPA 平台约 30.6km 混输管道。
	2 条海底注水管道	1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 BZ29-4 WHPC 平台约 8.2km 的注水管道； 1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 BZ35-2 WHPB 平台约 4.6km 的注水管道。
	1 条海底输气管道	1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 BZ28-2S BOP 平台约 25.2km 的输气管道。
	3 条海底电缆	1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 BZ29-4 WHPC 平台约 8.2km 的海底电缆； 1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 BZ35-2 WHPB 平台约 4.6km 的海底电缆； 1 条 BZ35-2 CEPA 平台至 KL3-2 CEPA 平台约 30.6km 的海底电缆。
	主工艺系统	BZ35-2 WHPA 平台：生产/计量管汇、计量分离器、多相流量计等。 BZ35-2 CEPA 平台：段塞流捕集器、生产加热器、生产分离器、外输泵、生产水增压泵、燃料气接收罐、清管球接收器和清管球发射器等。
	公用系统	BZ35-2 WHPA 平台：设柴油系统、开、闭式排放系统。 BZ35-2 CEPA 平台：燃料气系统、柴油系统、火炬放空系统、开、闭式排放系统、化学药剂注入系统和公用仪表风系统。

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

工程组成	主要工程内容	装置及规模
	给排水系统	BZ35-2 WHPA 平台：设注水和水源井水系统。 BZ35-2 CEPA 平台：生产水处理系统、注水系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理装置。其中生产水处理系统主要设施：斜板除油器、气体浮选机和核桃壳过滤器；处理能力为 750m ³ /h。注水系统主要设施：双介质过滤器、注水缓冲罐、注水增压泵和污水罐。
垦利 3-2 油田	KL3-2 CEPA 平台	KL3-2 CEPA 平台是 1 座 8 腿有人驻守中心平台。平台共有 5 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板,平台上设有 90 人生活楼。
	1 条海底输油管道	KL3-2 CEPA 平台至陆上终端约 44.2km 的海底输油管道。
	1 条海底注水管道	KL3-2 WHPA 平台至 KL3-2 WPFB 平台的 10km, 8"单层海底注水管道。
	主工艺系统	KL3-2 CEPA 平台：自由水分离器、段塞流捕集器、热化学脱水器、电脱水器、原油缓冲罐、原油外输泵、清管球发射器和清管球接收器。
	公用系统	KL3-2 CEPA 平台：设燃料气系统、柴油系统、火炬放空系统、开、闭式排放系统、化学药剂注入系统和公用、仪表风系统。
	给排水系统	KL3-2 CEPA 平台：生产水处理系统、注水系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理装置。其中生产水处理系统主要设施：斜板除油器、气体浮选机和核桃壳过滤器；处理能力为 260m ³ /h。注水系统主要设施：双介质过滤器、注水缓冲罐、注水增压泵和污水罐。
	东营终端	东营原油终端位于山东省东营市东营港，包括 1 条 15.8km 陆上进站输油管道和 1 座垦利油田群东营原油终端。通过海管接来自 KL3-2 CEPA 平台输送上岸的合格原油。陆上终端主体工程主要包括收发球装置、加热装置和脱水装置。

(2) 平台配套公用设施及环保设施

公用工程主要包括供电系统、给排水系统、供热系统等及其他公用设施。

供电系统：BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台分别设有电站，并通过海底复合电缆进行电力组网，为渤中 29-4 油田南区、渤中 35-2 油田、渤中 34-6/7 油田、垦利 3-2 油田各平台提供电力，发电所需天然气主要来自本油田群产气。

给排水系统：渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田所需生活用水由海上供应船供给；含油生产水处理合格后全部回注地层，不足的回注水由水源井供应。

渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田产生的生活污水经平台生活污水装置处理达标后排放；渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田产生的含油生产水经生产水处理装置处理达标后全部回注地层；其它含油污水通过平台上设置的开/闭排系统收集后进入生产流程，不外排。

供热系统：渤中 29-4 油田南区、渤中 35-2 油田原油加热采用电伴热；渤中 35-2 油田所用燃料为自产天然气，主要供给燃气透平驱动机发电。

与本项目相关平台的环保及公用工程组成见表 2.1-3。

表 2.1-3 与本项目相关平台的环保及公用工程组成

相关平台	环保设施	公用工程
BZ29-4 WHPC 平台 (调整井所在平台)	开/闭式排放系统	柴油系统
	冷放空系统	化学药剂注入系统
	注水系统	公用仪表系统
	生活污水处理装置	生活楼
	垃圾分类回收箱	/
	注水系统	/
BZ35-2 CEPA 平台 (适应性改造平台)	开/闭式排放系统	燃料气系统
	火炬放空系统	柴油系统
	生产水处理系统	化学药剂注入系统
	注水系统	公用仪表系统
	生活污水处理装置	生活楼
	垃圾分类回收箱	海水系统
KL3-2 CEPA 平台 (依托平台)	/	淡水系统
	开/闭式排放系统	燃料气系统
	火炬放空系统	柴油系统
	生产水处理系统	化学药剂注入系统
	注水系统	公用仪表系统
	生活污水处理装置	生活楼
垃圾分类回收箱	海水系统	
	/	淡水系统

(3) 能耗水耗情况

①能耗

BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台分别设有电站，并通过海底复合电缆进行电力组网，为渤中 29-4 油田南区、渤中 35-2 油田、渤中 34-6/7 油田、垦利 3-2 油田各平台提供电力，发电所需天然气主要来自本油田群产气。本项目涉及平台能耗水耗情况见表 2.1-4。

表 2.1-4 本项目相关平台能耗现状

平台	柴油罐容积	天然气用量	用电量	柴油用量	
	(m ³)	(10 ⁴ m ³ /a)	(KW.h/a)	(m ³ /a)	主要用途
BZ29-4 WHPC	60	0	10336800	18.40	吊机、钢丝作业
BZ35-2 CEPA	200	5776.8734	53874000	55.75	吊机及修井、钢丝作业
KL3-2 CEPA	488.87	4101.4924	104717000	39.69	透平消耗，应急设备试运行，油井作业，柴油吊机等
合计	748.87	9878.366	168927800	113.84	

②水耗

本项目相关平台水耗情况见表 2.1-5。

表 2.1-5 本项目相关平台水耗现状

平台	水耗 (10 ⁴ m ³ /a)		
	生活用水	水源井	小计
BZ29-4 WHPC	0.1120	/	0.1120
BZ35-2 CEPA	0.3800	54.1220	54.5020
KL3-2 CEPA	0.5079	3.3734	3.8813
合计	0.9999	57.4954	58.4953

2.1.2.3 工艺流程

(1) 生产物流集输路径

渤中 29-4 油田南区扩边项目井口物流接入已建的单井与总量计量系统。利用电潜泵余压，通过已建 BZ29-4WHPC 至 BZ35-2CEPA 混输海管，输送至 BZ5-2CEPA 上，与渤中 35-2 油田物流汇合后处理成含水约 20%油水混合物，再通过已建的 BZ35-2CEPA 至 KL3-2CEPA 混输海管输送至 KL3-2CEPA，处理成合格原油后，最后通过已建登陆海管输送至垦利终端，储存并销售，在 KL3-2CEPA 平台分离出的生产水处理达标后，全部回注于垦利 3-2 油田。在 BZ35-2CEPA 上分离出的伴生气，经燃料气增压系统后，一部分供透平使用，另一部分经中压压缩和脱水干燥系统后外输至渤西渤南管网。在 BZ35-2CEPA 平台分离出的生产水处理达标后，部分用于渤中 35-2 油田注水，部分经已建注水海管返输回 BZ29-4WHPC 平台进行回注。

总生产物流集输路径见图 2.1-3。

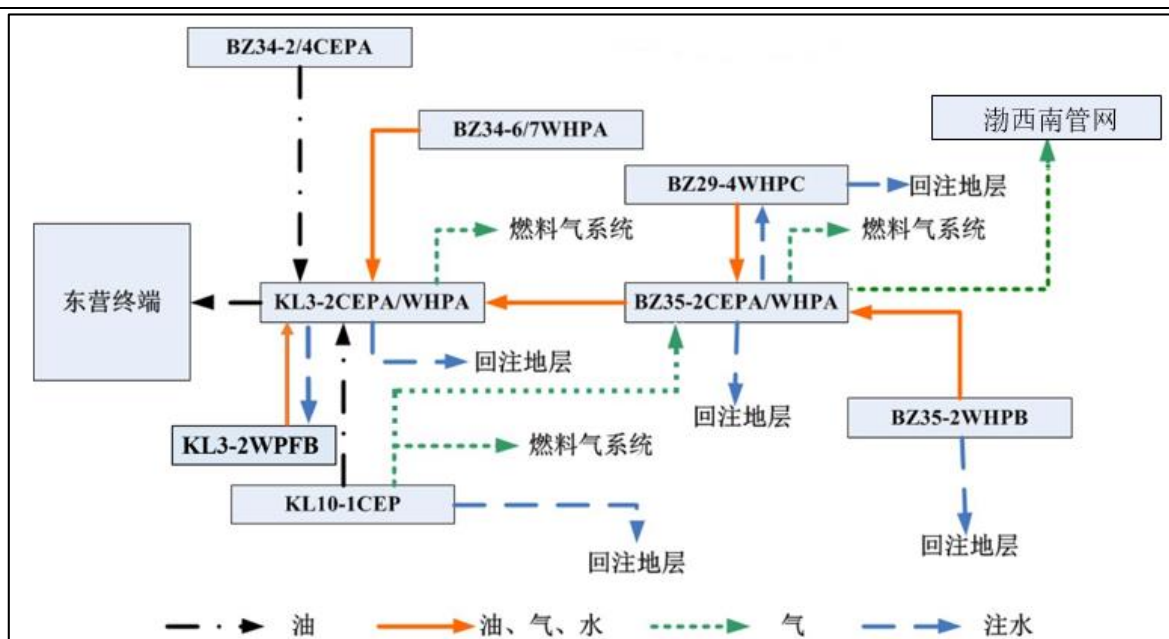


图 2.1-3 总生产物流集输路径图

(2) 原油处理工艺流程

①BZ29-4WHPA 平台原油处理流程

BZ29-4 WHPA 平台各井所产物流在生产管汇汇合后，经多相流量计进行计量，然后通过海底管道输送到 BZ35-2 CEPA 平台。需要计量的单井流体经计量管汇进入计量加热器，加热至 60℃后进入计量分离器进行油气水计量。水源井水汇同平台产液通过海底管道输送到 BZ35-2 CEPA 平台。BZ29-4 WHPA 平台生产工艺流程见图 2.1-4。

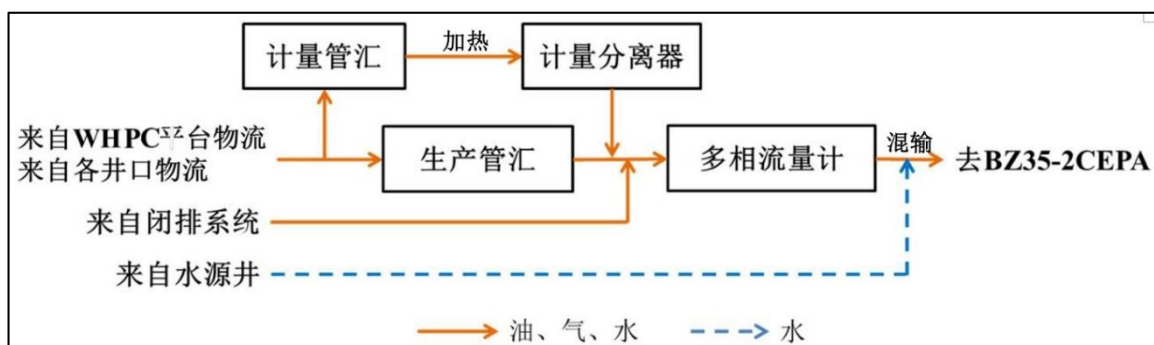


图 2.1-4 BZ29-4 WHPA 平台生产工艺流程图

②BZ35-2 CEPA 平台原油处理工艺流程

来自 BZ29-4 WHPA 平台的物流到达 BZ35-2 CEPA 平台后，分别进入段塞流捕集器进行气液两相分离。段塞流捕集器分出的伴生气去燃料气系统。分出的液相与来自 BZ35-2 WHPA 平台的生产物流一起进入生产加热器，经加热后进入生产分离器进行油气水三相分离。在 BZ35-2CEPA 上分离出的伴生气，经燃料气增压系统后，一部分供透平使用，

另一部分经中压压缩和脱水干燥系统后外输至渤西南管网；分出的含油生产水进入生产水处理系统，含水 20%的原油增压后，通过海底管道输送到 KL3-2 CEPA 平台进一步处理。BZ35-2 CEPA 平台生产工艺流程见图 2.1-5。

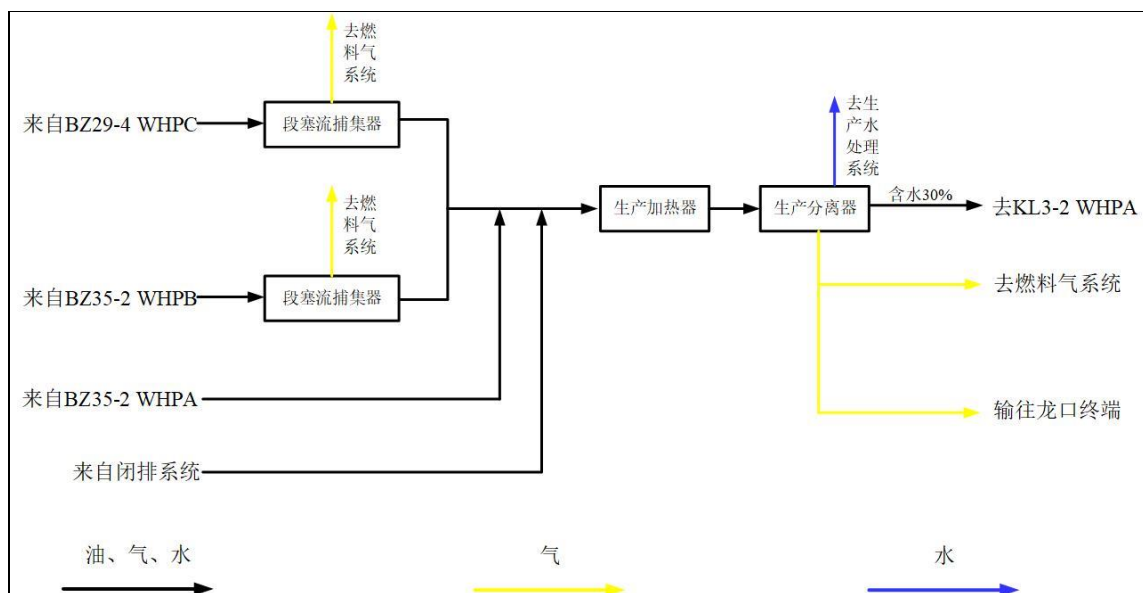


图 2.1-5 BZ35-2 CEPA 平台生产工艺流程图

③KL3-2 CEPA 平台原油处理工艺流程

KL3-2 CEPA 平台的原油脱水流程共三级：第一级为自由水分离，第二级为热化学脱水及原油稳定，第三级为电脱水。

来自 BZ35-2 CEPA 平台和 BZ34-6/7 WHPA 平台的物流到达 KL3-2 CEPA 平台后，先进入段塞流捕集器进行气液分离。段塞流捕集器分出的气相进入燃料气系统，分出的液与 KL3-2 WHPA 平台的生产物流混合，经与合格油换热后进入自由水分离器，自由水分离器分出的伴生气进入燃料气系统，分出的生产水进入生产水处理系统；含水小于 30%的原油进入热化学脱水器进行脱水和稳定。热化学脱水器分出的少量伴生气直接进入火炬系统进行燃烧放空，分出的生产水进入生产水处理系统，含水 20%的原油进入电脱水器。电脱水器处理后含水 0.5%的合格原油经换热后，进入原油缓冲罐，再经原油外输泵增压后，通过海底管道输送上岸。KL3-2 CEPA 平台生产工艺流程见图 2.1-6。

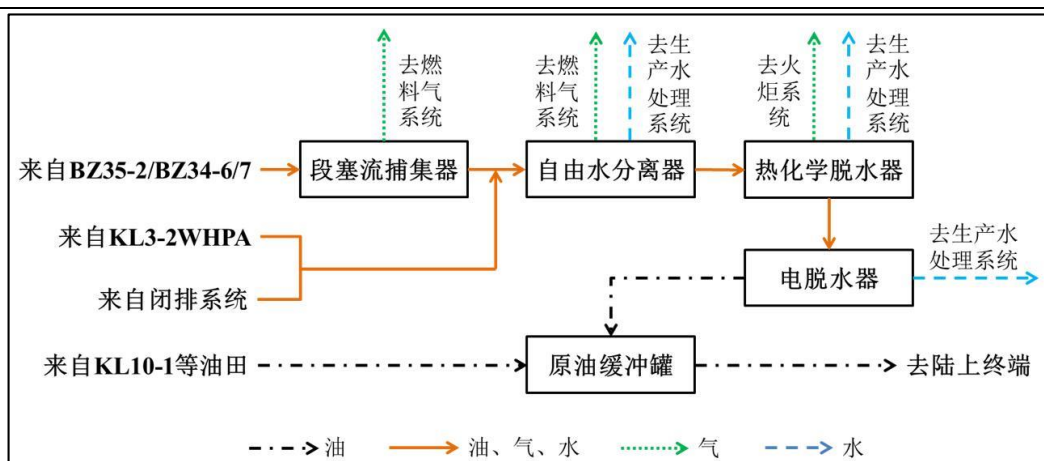


图 2.1-6 KL3-2 CEPA 平台生产工艺流程图

(3) 天然气处理工艺流程

①BZ35-2 CEPA 平台天然气处理工艺流程

BZ35-2 CEPA 平台设置的段塞流捕集器将 BZ29-4 WHPC 和 BZ35-2 WHPB 平台的生产物流进行气液两相分离，气相进入燃料气系统，液相汇合 BZ35-2 WHPA 平台生产物流进入原油生产系统进行三相分离，气相进入燃料气系统。分离出的天然气一部分供透平发电使用，另一部分经中压压缩和脱水干燥系统后外输至渤西南管网。

②KL3-2 CEPA 平台天然气处理工艺流程

KL3-2CEPA 平台设置的段塞流捕集器将 BZ35-2 CEPA 平台和 BZ34-6/7 WHPA 平台的物流进行气液两相分离，气相进入燃料气系统，液相汇合 KL3-2 WHPA 平台生产物流进入原油生产系统。自由水分离器分离出的天然气去燃料气系统，热化学脱水器分离出的天然气去火炬燃烧放空。燃料气系统的天然气供天然气透平使用。

(4) 含油生产水处理工艺流程

①BZ35-2 CEPA 平台生产水处理流程

BZ35-2 CEPA 平台主要负责接收并处理渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田产出的含油生产水和水源井水，平台上工艺系统分离出来的含油生产水与经旋流除砂器处理后的 BZ35-2 WHPA 水源井水一起进入 BZ35-2 CEPA 平台的生产水处理系统。含油生产水处理系统采用斜板除油器+溶气式浮选机+核桃壳过滤器的三级处理流程。

含油生产水首先进入斜板除油器进行初步分离，随后进入气体浮选机进行进一步分离。生产水经斜板除油器和气体浮选机分离后，油相进入污油罐中，再由污油泵打回工艺系统中去，水相则进入核桃壳过滤器中进行过滤，过滤后的生产水满足注水系统入口要求。BZ35-2 CEPA 平台含油生产水处理流程见图 2.1-7。

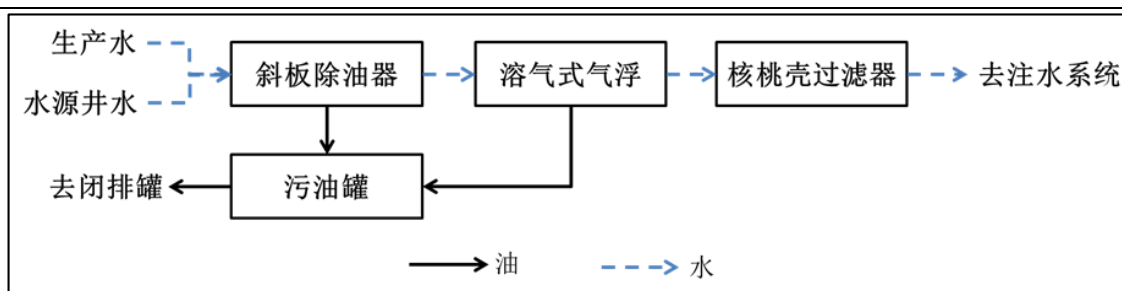


图 2.1-7 BZ35-2 CEPA 平台含油生产水处理流程图

②KL3-2 CEPA 平台生产水处理流程

KL3-2 CEPA 平台负责接收并处理垦利 3-2 油田、渤中 34-6/7 油田产出的生产水、渤中 29-4 油田南区、渤中 35-2 油田含水小于 30%原油中的生产水和 KL3-2 WHPA 平台经栈桥输送来的水源井水。KL3-2 CEPA 平台上工艺系统分离出来的含油生产水与经旋流除砂器处理后的 KL3-2 WHPA 水源井水一起进入平台的生产水处理系统。含油生产水处理系统采用斜板除油器+溶气式浮选机+核桃壳过滤器的三级处理流程。KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理流程见图 2.1-8。

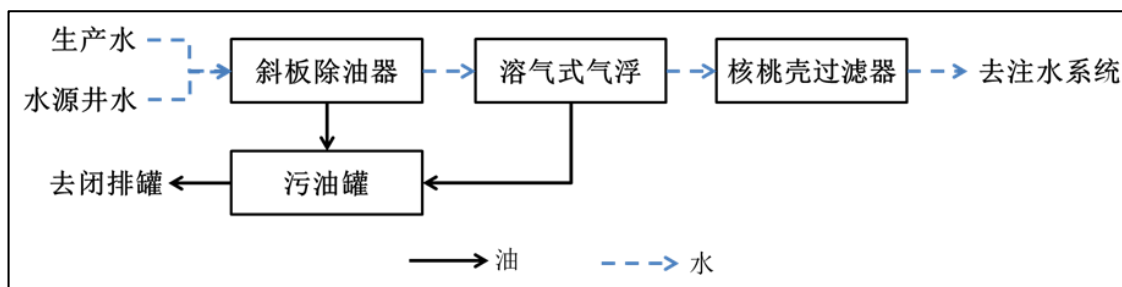


图 2.1-8 KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理流程图

(5) 注水工艺流程

①BZ29-4 WHPC 平台注水流程

该平台的回注水主要来自 BZ35-2 CEPA 平台处理达标的生产水，通过注水管道返输至本平台回注地层。

②BZ35-2 CEPA 平台注水流程

BZ35-2 CEPA 平台注水系统负责接收本平台经生产水处理系统处理后的含油生产水，再经进一步过滤、缓冲和增压后达到注水水质和水压要求，随后送往 BZ29-4 WHPC、BZ35-2 WHPA 和 BZ35-2 WHPB 各井口平台。

BZ35-2 CEPA 平台含油生产水处理装置处理后生产水经双介质过滤器进一步过滤。过滤后的生产水经注水缓冲罐缓冲和注水泵增压后一部分通过海底注水管道送往 BZ29-4 WHPC 平台，另一部分经栈桥送往 BZ35-2 WHPA 平台。处理合格的生产水经设置于

BZ35-2 WHPA 上的注水泵增压后，其中部分由 BZ35-2 WHPA 上的注水管汇分配后注入地层，另一部分通过海底注水管道送往 BZ35-2 WHPB 平台。

③KL3-2 CEPA 平台注水流程

KL3-2 CEPA 平台注水系统主要负责接收 KL3-2 CEPA 平台生产水处理系统处理后的生产水，再经进一步过滤、缓冲和增压后达到注水水质和水压要求后送往垦利 3-2 油田各井口平台。

KL3-2 CEPA 平台处理后的生产水经双介质过滤器进一步过滤。过滤后的生产水经注水缓冲罐缓冲和注水泵增压后送往垦利 3-2 油田各井口平台，全部回注地层。

(6) 生活污水处理工艺流程

BZ29-4 WHPA、BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台生活污水处理装置均采用电解法工艺降解有机污染物。BZ29-4 WHPA 平台设置处理能力 30 人/d 的生活污水处理装置；BZ35-2 CEPA 平台设置处理能力 135 人/d 的生活污水处理装置。

来自生活区的黑水及经撇油处理的灰水首先进入调节处理单元的缓冲罐中，缓冲罐与工艺调节罐联通。工艺调节罐滤掉大于 1mm 的污物杂质。

经过滤后的污水输入到待处理混合罐中并按比例掺加一定量的海水后输送到电解槽进行电解处理。进入清水罐通过出液泵输送到消解过滤撬单元各罐体中滞留一段时间后，在此进一步杀菌消毒、均质化并经过滤沉降后外排。生活污水处理工艺流程见图 2.1-9。

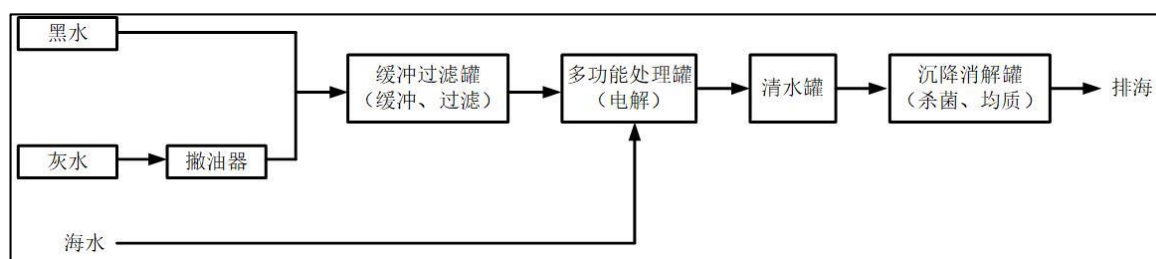


图 2.1-9 生活污水处理工艺流程示意图

2.1.2.4 现有井布置情况

BZ29-4 WHPA 平台总井槽数 20 个，现有 24 口井，其中生产井 17 口，注水井 7 口。BZ29-4 WHPA 平台现有井槽布置情况见图 2.1-10。

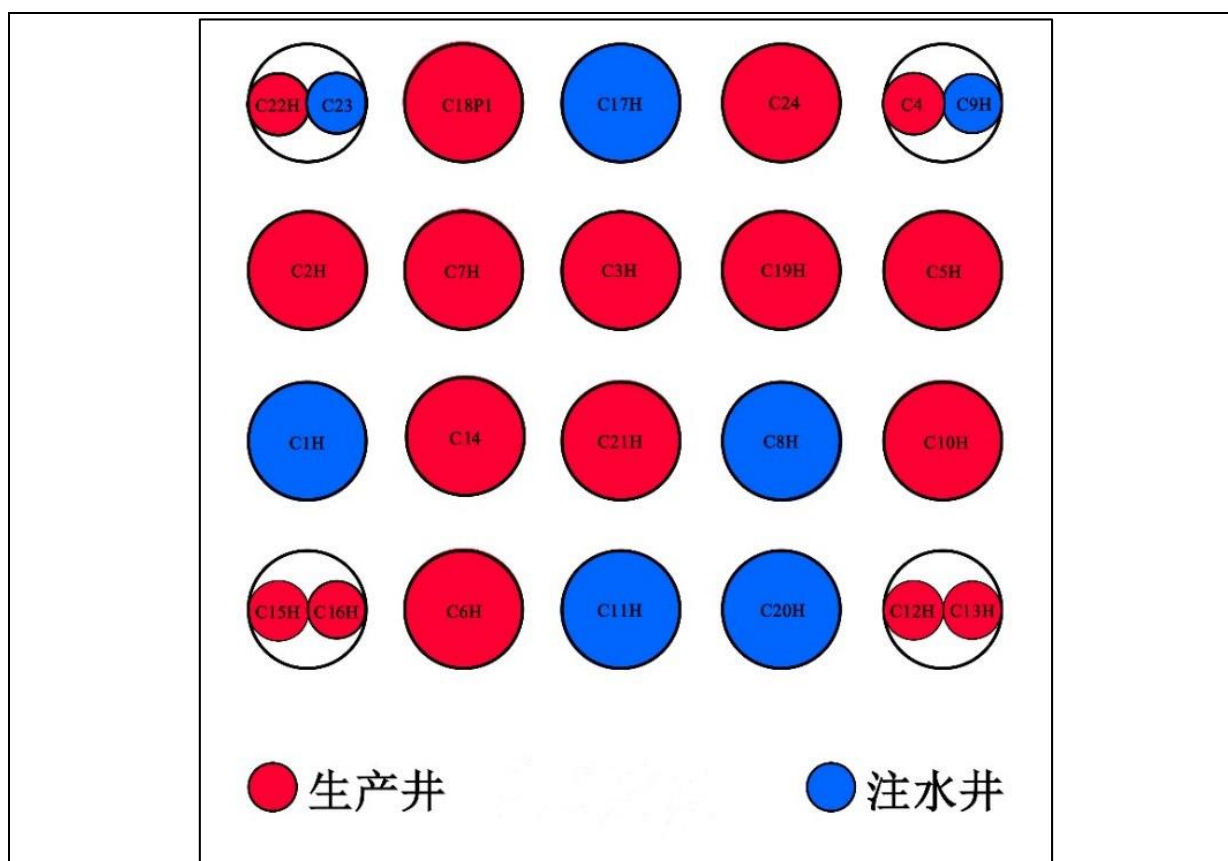


图 2.1-10 BZ29-4 WHPC 平台现有井槽布置图

2.1.3 油田开发工程回顾

2.1.3.1 与本项目相关的环评文件批复情况

①《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》于 2013 年 3 月编制完成，其主要结论：“评价认为，由于本项目在建设和生产运行过程中所产生的污染物种类较少，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，本项目对油田群周围海域的环境影响程度和范围较小；终端建成后主要大气污染物均能达标排放，大气环境质量可保持二级标准，污水处理达标后排往开发区北部污水处理厂，对周围水体的影响较小，各声源采取了有效的降噪、减噪的措施，不影响厂界噪声达标。因此，只要在工程施工和生产期间，切实落实本报告中提出的各项环保措施，从环境保护角度讲，本项目的开发建设是可行的。”项目于 2013 年 5 月获得国家海洋局批复（国海环字[2013]268 号）。

②《渤南区域天然气回收利用项目（二期）环境影响报告表》于 2016 年 11 月编制完成，其主要结论为：“本次在渤海中南部海域铺设 1 条海底输气管道。主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产规模不增加，生产设施不增加，污染物种类不变，污染物排放量不超过现有水平。因此，

在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。”项目于 2017 年 3 月获得国家海洋局批复（国海环字[2017]121 号）。

垦利 3-2 油田群相关环评文件批复要求落实情况见表 2.1-6。

2.1.3.2 与本项目相关的“三同时检查”和环保设施竣工验收情况

①《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国环海字[2014]198 号）

②《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国环海字[2015]65 号）

垦利 3-2 油田群“三同时”检查和竣工验收意见落实情况见表 2.1-7。

2.1.3.3 历次工程实施情况

垦利 3-2 油田群历次工程实施情况见表 2.1-8。

表 2.1-6 相关报告书/报告表批复要求落实情况

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》(2013 年)	国海环字 [2013]268 号	<p>①新建平台：BZ35-2 CEPA 平台、KL3-2 CEPA 平台、BZ29-4 WHPC 平台、BZ35-2 WHPA 平台、BZ35-2 WHPB 平台、BZ34-6/7 WHPA 平台和 KL 3-2 WHPA 平台。</p> <p>②新建管线：BZ29-4 WHPC 平台~BZ35-2 CEPA 平台混输管道；BZ35-2 WHPB 平台至 BZ35-2 CEPA 平台混输管道；BZ35-2 CEPA 平台至 KL3-2 CEPA 平台混输管道；BZ35-2 CEPA 平台至 BZ29-4 WHPC 平台注水管道；BZ35-2 CEPA 平台至 BZ35-2 WHPB 平台的注水管道；BZ28-2 BOP 平台至 BZ35-2 CEPA 平台的输气管道；BZ34-6/7 WHPA 平台直接接入 BZ35-2 CEPA 平台至 KL3-2 CEPA 平台混输管道；KL3-2 CEPA 平台至登陆点的海底输油管道。</p> <p>③新建电缆：铺设 4 条平台间海底电缆。</p>	<p>①严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故，同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引发的溢油事故</p> <p>②加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。</p> <p>③严格落实风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p> <p>④海上施工作业应避开主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对邻近海洋渔业资源进行养护与修复。</p> <p>⑤陆上工程施工区四周应采用简易围屏、洒水、遮盖等措施，缩小扬尘扩散范围。施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声的设备采用隔声、消声和减震等措施降低噪声。</p>	<p>①油田开发施工阶段，严格执行钻井作业规程，配备了安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测；加强施工管理，无船舶碰撞溢油事故发生。</p> <p>②生产运行期间，天津分公司加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注如地层的压力监测，杜绝超压、超注现象，没有发生有注无采的行为。</p> <p>③建设单位严格落实风险防范措施，已编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》并于 2017 年 2 月在北海分局进行了备案。</p> <p>④海上施工作业避开了主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响。因工程实施对海洋渔业资源造成的影响，天津分公司对其进行生态补偿，以增殖放流的形式对海洋渔业资源进行养护和修复。</p> <p>⑤陆上施工严格落实环保措施，减少扬尘、噪声的影响范围。</p>
《渤南区天然气回收利用项目(二期)环	国海环字 [2017]121 号	<p>新建工程：新建 1 条 BZ35-2 CEPA 至“友谊号”SPM-龙口终端 90km 主管三通的长约 7.5km 的输气海管。</p>	<p>①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；生产垃圾、生</p>	<p>①施工期，建设单位严格落实污染防治措施。机舱含油污水铅封后运回陆地交由有资质单位进行处理；生产垃圾、生活垃圾应分</p>

<p>境影响报告表》(2016年)</p>			<p>活垃圾应分类收集运回陆地处理；生活污水应处理达标后方可排海。</p> <p>②管道开挖铺设应采用先进的施工工艺和方法，合理安排施工顺序和进度，减少悬浮泥沙的产生；切实落实生态保护措施，管道铺设避开所在海域主要经济鱼类产卵盛期（6月），最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p> <p>③定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害；防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。</p> <p>④加强应急作业管理，制定环境风险事故应急预案，配备相应的应急设备。发生事故时，应当立即启动应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>类收集运回陆地处理；生活污水应处理达标后排海。</p> <p>②管线铺设采用先进的施工工艺和方法，合理安排施工顺序和进度，避开了所在海域主要经济鱼类产卵盛期（6月），最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p> <p>③运营期间，建设单位严格执行管线巡线制度，及时发现并消除事故隐患。</p> <p>④建设单位严格落实风险防范措施，已编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》并于 2017 年 2 月在北海分局进行了备案，同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。</p>
-----------------------	--	--	--	---

表 2.1-7 “三同时”检查和竣工验收意见落实情况

复函意见	审批文号	检查/竣工验收内容	环保要求	落实情况
<p>《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》</p>	<p>国环海字[2014]198号</p>	<p>垦利 3-2 油田群开发工程的生产水处理系统、生活污水处理系统和开/闭排系统等环保设施及东营终端环保设施</p>	<p>①加强对海底管道特别是登陆段的定期巡检，防止海底管道因外力破坏或腐蚀等原因造成的油气泄漏；重点防范由于回注作业可能导致的地层压力异常而造成地质性溢油风险，从源头杜绝溢油事故的发生。</p> <p>②认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故能够及时、快速和有效处置。</p>	<p>①运营期间，建设单位严格执行管线定期巡线制度，及时发现并消除事故隐患。生产运行期间加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注如地层的压力监测，杜绝超压、超注现象。</p> <p>②建设单位严格落实风险防范措施，已编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》并于 2017 年 2 月在北海分局进行了备案，同时，油田</p>

			③加强作业人员环保意识教育，树立风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境报告责任细化到人、落实到位。	按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。 ③平台上定期举行的安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。定期对人员进行环保培训，提高作业人员的环保意识。
《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》	国环海字 [2015]65 号	垦利 3-2 油田群开发工程环保设施	①定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道及登陆点巡检，防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。 ②落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管理和维护，确保海上平台生产水处理合格后回注，生活污水处理达标后排海；陆上终端处理厂生活污水处理达标后排入市政管网。 ③认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故能够及时、快速和有效处置。	①运营期间，建设单位定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生。同时，严格执行管线定期巡线制度，及时发现并消除事故隐患。 ②运营期间，严格落实海洋环境跟踪监测计划。加强环保设施管理和维护，确保海上平台生产水处理合格后回注，生活污水处理达标后排海；陆上终端处理厂生活污水处理达标后排入市政管网。 ③建设单位严格落实风险防范措施，已编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》并于 2017 年 2 月在北海分局进行了备案，同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。

表 2.1-8 历次工程实施情况

环评批复情况	油田历次新建、改扩建工程内容	工程建设情况	验收批复情况
《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》（2013 年）	①新建平台： BZ35-2 CEPA 平台、KL3-2 CEPA 平台、BZ29-4 WHPC 平台、BZ35-2 WHPA 平台、BZ35-2 WHPB 平台、BZ34-6/7 WHPA 平台和 KL 3-2 WHPA 平台。 ②新建管线： BZ29-4 WHPC 平台~BZ35-2 CEPA 平台混输管道；BZ35-2 WHPB 平台至 BZ35-2 CEPA 平台	所有批复工程已经建设完成	环评批复文号：国海环字 [2013]268 号 三同时检查复函：国环海字 [2014]198 号 竣工验收复函：国环海字 [2015]65 号

	<p>混输管道；BZ35-2 CEPA 平台至 KL3-2 CEPA 平台混输管道；BZ35-2 CEPA 平台至 BZ29-4 WHPC 平台注水管道；BZ35-2 CEPA 平台至 BZ35-2 WHPB 平台的注水管道；BZ28-2 BOP 平台至 BZ35-2 CEPA 平台的输气管道；BZ34-6/7 WHPA 平台直接接入 BZ35-2 CEPA 平台至 KL3-2 CEPA 平台混输管道；KL3-2 CEPA 平台至登陆点的海底输油管道。</p> <p>③新建电缆：铺设 4 条平台间海底电缆。</p>		
<p>《渤南区域天然气回收利用项目（二期）环境影响报告表》 (2016 年)</p>	<p>新建工程：新建 1 条 BZ35-2 CEPA 至“友谊号”SPM-龙口终端 90km 主管三通的长约 7.5km 的输气海管。</p>	<p>所有批复工程已经建设完成</p>	<p>环评批复文号：国海环字 [2017]121 号 本项目不涉及环保设施，无验收批复。</p>

2.1.3.4 风险事故回顾

渤中 29-4 油田南区及依托工程在生产过程中，严格执行天津分公司各项安全环保制度。自投产至今，未发生过溢油事故。

2.1.3.5 溢油应急计划及相关批复

中海石油（中国）有限天津分公司已根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》等法律法规，以及《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》，组织编写了《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》，并于 2017 年 2 月获得原国家海洋局北海分局备案，油田按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是施工期落实好各种溢油应急措施。

2.1.3.6 环保设施运营情况

目前，BZ29-4 WHPC 平台生活污水处理设施情况运行良好，BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台含油生产水和生活污水处理设施情况运行良好，出水稳定达标；渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田未出现生产水非正常工况排海的情况。

① 生产水例行监测情况

BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台处理后生产水中石油类浓度见表 2.1-9 和表 2.1-10。目前注水水质指标中的 7 项控制指标，分别是含油量，悬浮固体含量、悬浮物粒径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、FB 含量，BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台注水水质检测频率和目前检测值见表 2.1-11 和表 2.1-12。

② 生活污水例行监测情况

BZ29-4 WHPC 平台、BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台生活污水处理装置处理后生活污水 COD 排放浓度见表 2.1-13~2.1-15。

表 2.1-9 BZ35-2 CEPA 平台处理后生产水中石油类浓度

月份	2018 年		2019 年		2020 年	
	生产水产生量 (m ³)	石油类最大浓 度(mg/L)	生产水产生量 (m ³)	石油类最大浓 度(mg/L)	生产水产生 量(m ³)	石油类平均 浓度(mg/L)
1 月	194608	9.0	216262	9.0	236198	8.5
2 月	184353	8.0	185935	7.0	215344	8.5
3 月	206944	8.0	183908	8.5	228803	8.0
4 月	183707	7.0	165072	7.5	219706	8.5
5 月	189910	8.0	197856	8.5	225545	8.5
6 月	181676	9.0	185559	8.5	210731	8.0
7 月	173238	8.0	186860	8.0	193441	8.5

8 月	147195	10.0	194002	8.3	197660	8.4
9 月	204554	9.0	182650	7.5	181798	8.5
10 月	228305	8.0	249055	8.5		
11 月	215698	8.0	261704	8.5		
12 月	231426	7.0	278335	7.0		

表 2.1-10 KL3-2 CEPA 平台处理后生产水中石油类浓度

月份	2018 年		2019 年		2020 年	
	生产水产生量 (m ³)	石油类最大浓度 (mg/L)	生产水产生量 (m ³)	石油类最大浓度 (mg/L)	生产水产生量 (m ³)	石油类最大浓度 (mg/L)
1 月	44089	8.0	67326	9.0	65066	8.0
2 月	52127	8.0	61422	9.0	61948	8.0
3 月	58041	9.0	61556	8.0	66902	9.0
4 月	66636	9.0	62648	9.0	66048	9.0
5 月	68515	8.0	65084	8.0	69278	8.0
6 月	64280	9.0	68887	8.0	67330	8.0
7 月	69894	8.0	73217	8.0	65098	8.0
8 月	67895	9.0	74325	9.0	69089	8.0
9 月	66108	8.0	62429	8.0	70919	9.0
10 月	73901	8.0	61946	8.0		
11 月	71449	8.0	67887	9.0		
12 月	69517	9.0	70574	9.0		

表 2.1-11 BZ35-2 CEPA 平台注水水质检测项目及频率

序号	检测项目	检测频率	目前检测值	达标值	
1	控制指标	含油量 (mg/L)	4 次/天	8.6	≤15
2		悬浮固体含量 (mg/L)	1 次/天	2.6	≤5.0
3		悬浮物粒径中值 (μm)	1 次/周	1.6	≤3.0
4		平均腐蚀率 (mm/a)	1 次/季	0.046	≤0.076
5		SRB (个/ml)	1 次/周	0	≤25
6		TGB(个/ml)	1 次/周	0	≤n×10 ³
7		IB(个/ml)	1 次/周	0	≤n×10 ³

备注：1<n<10；

表 2.1-12 KL3-2 CEPA 平台注水水质检测项目及频率

序号	检测项目	检测频率	目前检测值	达标值	
1	控制指标	含油量 (mg/L)	4 次/天	7	≤15
2		悬浮固体含量 (mg/L)	1 次/天	2.6	≤5.0
3		悬浮物粒径中值 (μm)	1 次/天	1.7	≤3.0
4		平均腐蚀率 (mm/a)	1 次/季度	0.053	≤0.076
5		SRB (个/ml)	1 次/周	0	≤25
6		TGB(个/ml)	1 次/周	0	≤n×10 ³
7		IB(个/ml)	1 次/周	0	≤n×10 ³

备注：1<n<10；

表 2.1-13 BZ29-4 WHPC 平台生活污水处理装置处理后生活污水 COD 排放浓度

月份	2018 年	2019 年	2020 年
	COD 最大浓度(mg/L)	COD 最大浓度(mg/L)	COD 最大浓度(mg/L)
1 月	140.0	160.0	150.0
2 月	140.0	150.0	170.0
3 月	180.0	230.0	160.0
4 月	150.0	140.0	160.0
5 月	140.0	160.0	140.0
6 月	140.0	150.0	160.0
7 月	140.0	140.0	150.0
8 月	150.0	140.0	140.0
9 月	160.0	150.0	170.0
10 月	160.0	160.0	
11 月	170.0	160.0	
12 月	160.0	180.0	

表 2.1-14 BZ35-2 CEPA 平台生活污水处理装置处理后生活污水 COD 排放浓度

月份	2018 年	2019 年	2020 年
	COD 最大浓度(mg/L)	COD 最大浓度(mg/L)	COD 最大浓度(mg/L)
1 月	140.0	170.0	180.0
2 月	170.0	180.0	160.0
3 月	180.0	190.0	180.0
4 月	170.0	220.0	170.0
5 月	150.0	180.0	160.0
6 月	150.0	150.0	170.0
7 月	140.0	130.0	180.0
8 月	130.0	140.0	190.0
9 月	150.0	130.0	180.0
10 月	140.0	160.0	
11 月	120.0	150.0	
12 月	130.0	170.0	

表 2.1-15 KL3-2 CEPA 平台生活污水处理装置处理后生活污水 COD 排放浓度

月份	2018 年	2019 年	2020 年
	COD 最大浓度(mg/L)	COD 最大浓度(mg/L)	COD 最大浓度(mg/L)
1 月	65.5	50.6	88.0
2 月	99.2	51.8	60.0
3 月	94.2	53.8	70.0
4 月	132.0	53.4	56.0
5 月	75.4	53.9	88.0
6 月	69.8	52.1	82.0
7 月	49.5	73.9	77.0
8 月	174.0	56.3	51.0
9 月	53.6	116.0	151.0
10 月	62.8	77.0	
11 月	36.4	93.0	
12 月	51.0	121.0	

目前, BZ35-2CEPA 和 KL3-2CEPA 平台含油生产水和生活污水处理设施含油生产

水处理达标后回注，未出现生产水非正常工况排海的情况，BZ29-4WHPC、BZ35-2CEPA 和 KL3-2CEPA 平台生活污水处理设施运行情况良好，出水稳定达标。

根据建设单位提供的生活污水及回注水例行监测数据（表 2.1-9 至表 2.1-15）可知：生活污水经处理后 COD 含量小于 300mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准；生产水处理设施出水石油类含量小于 20mg/L，符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的石油类含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 标准要求。此外，回注水检测结果表明，含油量，悬浮固体含量、悬浮物粒径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、FB 含量也符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相应标准。

2.1.3.7 环保问题

（1）环保问题

现有工程无环保问题，不需要整改。

（2）非正常工况

油田自投产以来未发生过非正常工况，无生产水排海。

2.1.3.8 平台产能现状

BZ29-4 WHPC 平台产能现状见表 2.1-16。

表 2.1-16 BZ29-4 WHPC 平台产能现状

平台名称	油 (m ³ /d)	气 (10 ⁴ m ³ /d)	水 (m ³ /d)
BZ29-4 WHPC 平台	661	14.96	2831

2.1.4 拟建项目工程概况

2.1.4.1 BZ29-4WHPC 平台调整井方案

BZ29-4WHPC 平台新建外挂井槽总井槽数 8 个，其中 4 个井槽设为单筒双井，可实施 12 口井，其中生产井 7 口，注水井 5 口。

本次调整井计划见表 2.1-17，BZ29-4WHPC 平台井口统计见表 2.1-18，调整井基本参数见表 2.1-19，典型井身结构见图 2.1-11~图 2.1-14，井槽布置见图 2.1-15 和 2.1-16。

表 2.1-17 BZ29-4 WHPC 平台调整井计划表

序号	平台	井名	井别	井型	调整方式
1	BZ29-4 WHPC	C25H、C27H、C28H、C29H、C31H、C32H、C35H	生产井	水平井	利用新建外挂井槽 新钻

2		C26H、C30H、C33H、 C34H、C36H	注水井		
3		C18H、C4H	转注井		原有生产井转为注水井
合计		14 口井（其中 7 口生产井，5 口注水井和 2 口转注井）			

表 2.1-18 BZ29-4 WHPC 平台井口统计表

编号	平台名称	现有井槽	现有井数	本次拟建调整井井数	调整后井槽	调整后井数
1	WHPC	20 个	24 口，其中 17 口生产井、7 口注水井	外挂 8 个井槽（4 个为单筒双井） 实施 7 口生产井+5 口注水井+2 口转注井	28 个	22 口生产井+14 口注水井（现有 2 口生产井转为注水井）

表 2.1-19 调整井基本参数

平台名称	井名	井眼尺寸×井深 (m)
BZ29-4 WHPC	C25H	13-3/8"×400+9-5/8"×2113+8-1/2"裸眼 2629
	C26H	13-3/8"×400+9-5/8"×2492+8-1/2"裸眼 2780
	C27H	13-3/8"×400+9-5/8"×2501+8-1/2"裸眼 2948
	C28H	13-3/8"×400+9-5/8"×2300+7"×3295+6"裸眼 3644
	C29H	20"×250+13-3/8"×1500+9-5/8"×2900+7"×3818+6"裸眼 4190
	C30H	20"×250+13-3/8"×1500+9-5/8"×3100+7"×4032+6"裸眼 4376
	C31H	13-3/8"×800+9-5/8"×2834+8-1/2"裸眼 3226
	C32H	13-3/8"×400+9-5/8"×2600+7"×3577+6"裸眼 3855
	C33H	13-3/8"×800+9-5/8"×3000+7"×3963+6"裸眼 4222
	C34H	13-3/8"×400+9-5/8"×2500+7"×3410+6"裸眼 3647
	C35H	20"×250+13-3/8"×1500+9-5/8"×3100+7"×4067+6"裸眼 4385
	C36H	20"×250+13-3/8"×1500+9-5/8"×3100+7"×4165+6"裸眼 4375

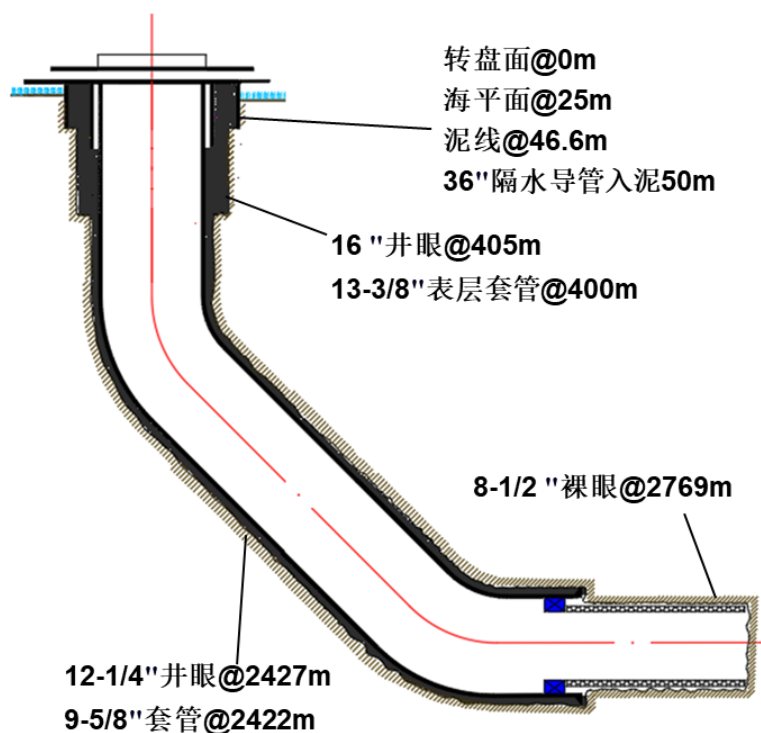


图 2.1-11 2500-3500m 水平井井身结构及套管程序示意图

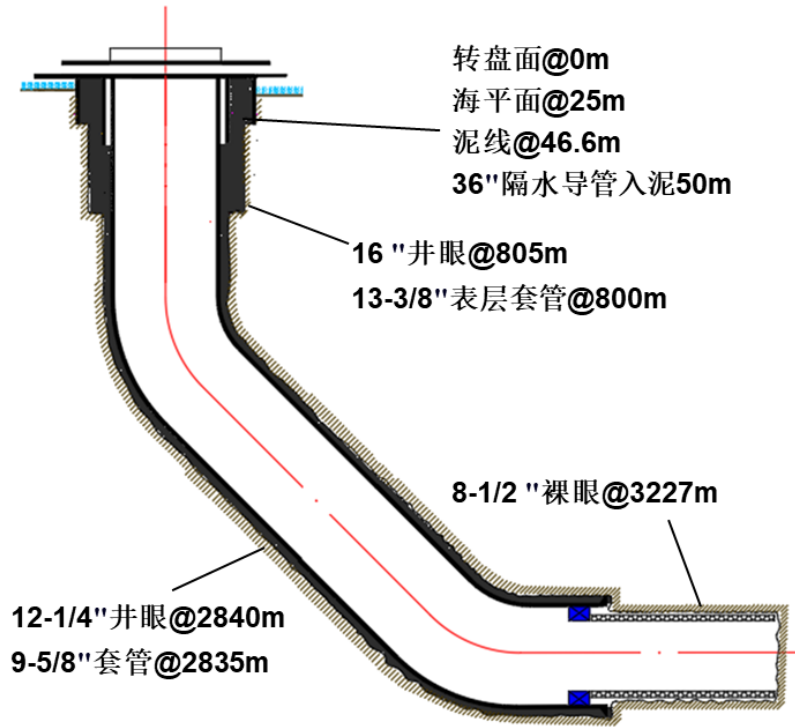


图 2.1-12 3000-3500m 水平井井身结构及套管程序示意图

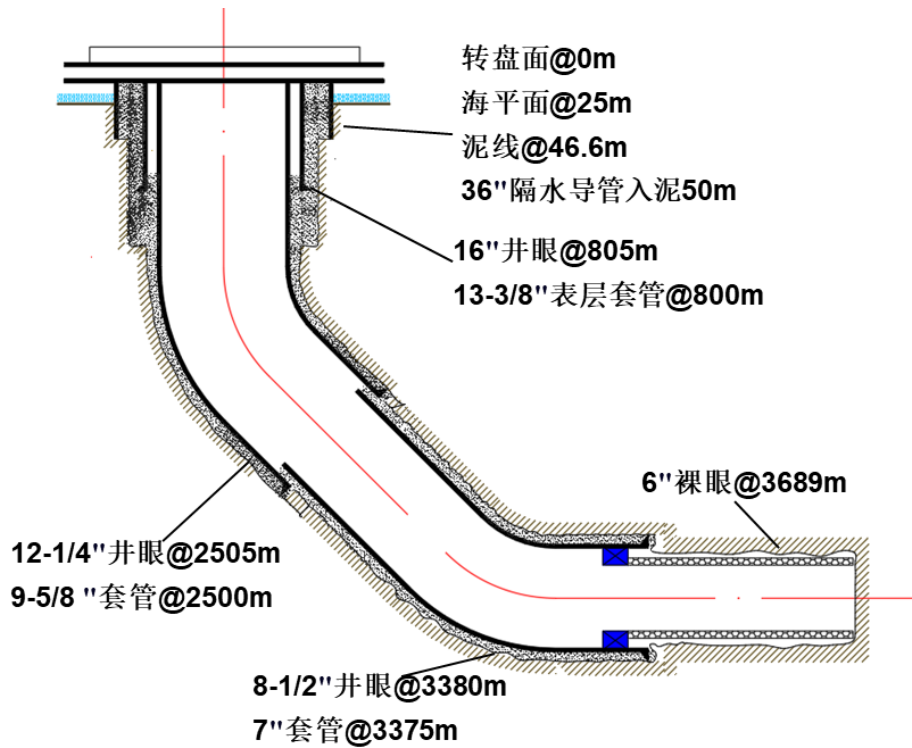


图 2.1-13 3500-4000m 水平井井身结构及套管程序示意图

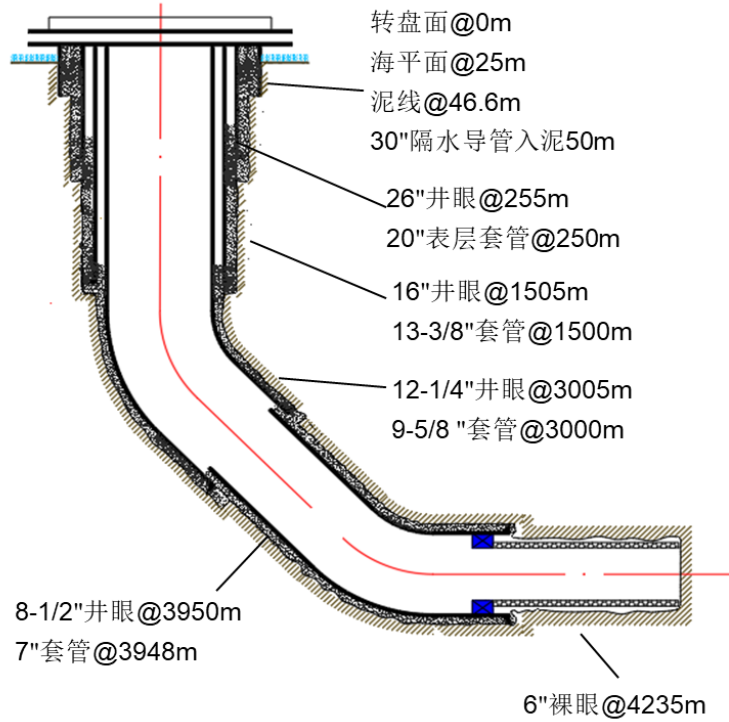


图 2.1-14 4000-4500m 水平井井身结构及套管程序示意图

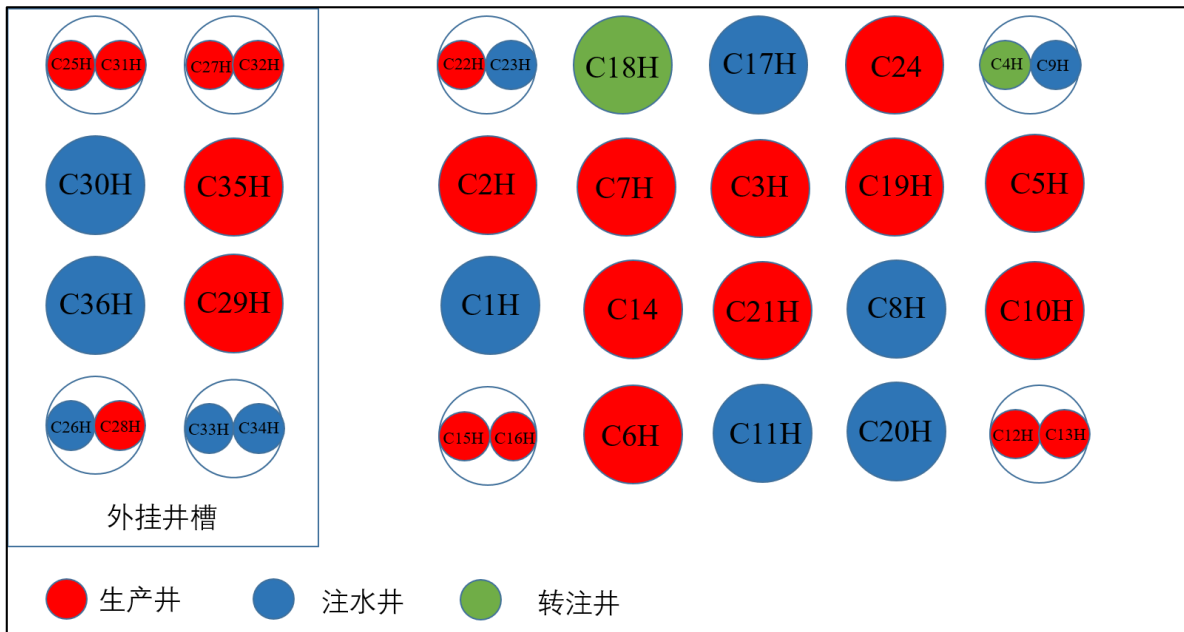


图 2.1-15 BZ29-4 WHPC 平台调整井布置图

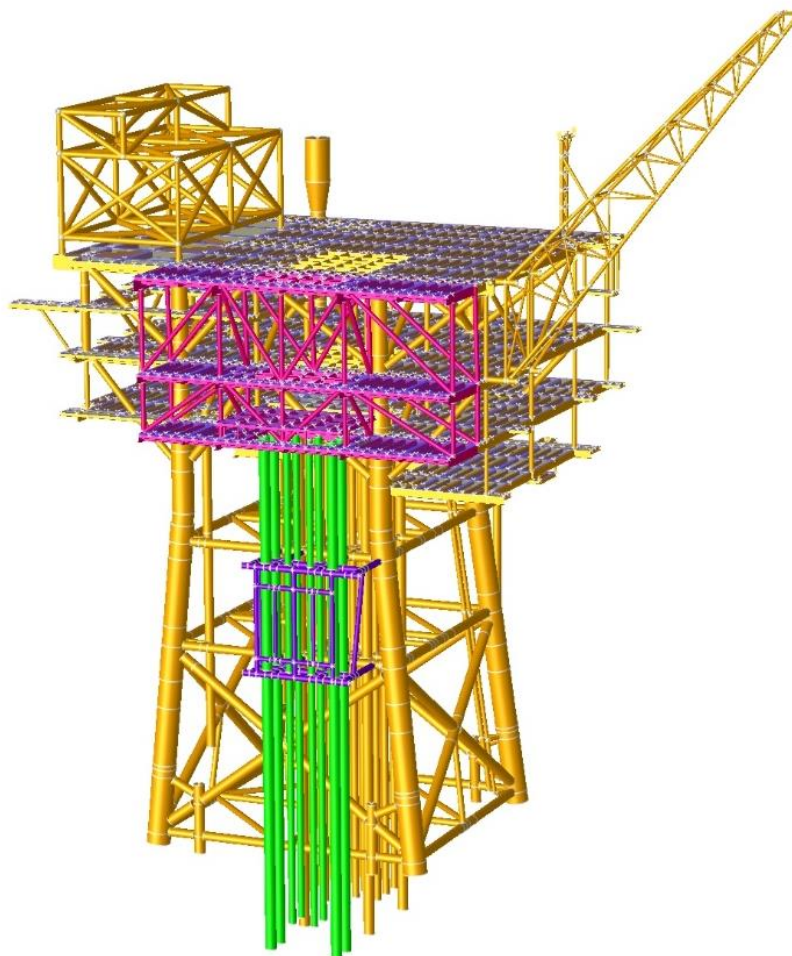


图 2.1-16 BZ29-4 WHPC 平台外挂井槽结构模型图

2.1.4.2 BZ29-4WHPC 平台和 BZ35-2CEPA 平台适应性改造

本项目在渤中 29-4 WHPC 平台北侧外挂 8 个井槽，含 4 个单筒双井。对 BZ29-4WHPC 平台的上层甲板、中层甲板、下层甲板、工作甲板进行适应性改造。

在上层甲板井口区以北新增一块面积为 27.5m×5.9m 的甲板。修井机滑轨往南侧外延 5.9m，满足修井机对新增井的作业要求。上层甲板的总体布置图详见图 2.1-17。

在中层甲板井口区以北新增一块面积为 12m×6.4m 的甲板，在 A 轴南侧预留空间新增电潜泵变频器等室外设备。中层甲板的总体布置图详见图 2.1-18。

在下层甲板井口区以北新增一块面积为 27.5m×6.1m 的甲板，放置生产/测试管汇、注水管汇、井口控制盘设施。下层甲板的总体布置图详见图 2.1-19。

在工作甲板井口区以北布置新增隔水套管 8 个。下层甲板的总体布置图详见图 2.1-20。

同时对依托平台 35-2CEPA 平台进行适应性改造，上层甲板增加 1 台缓冲罐，并对注水系统进行改造，同时，对相关安全、电气、仪控等系统进行改造。平台改造总体布置图详见图 2.1-21。

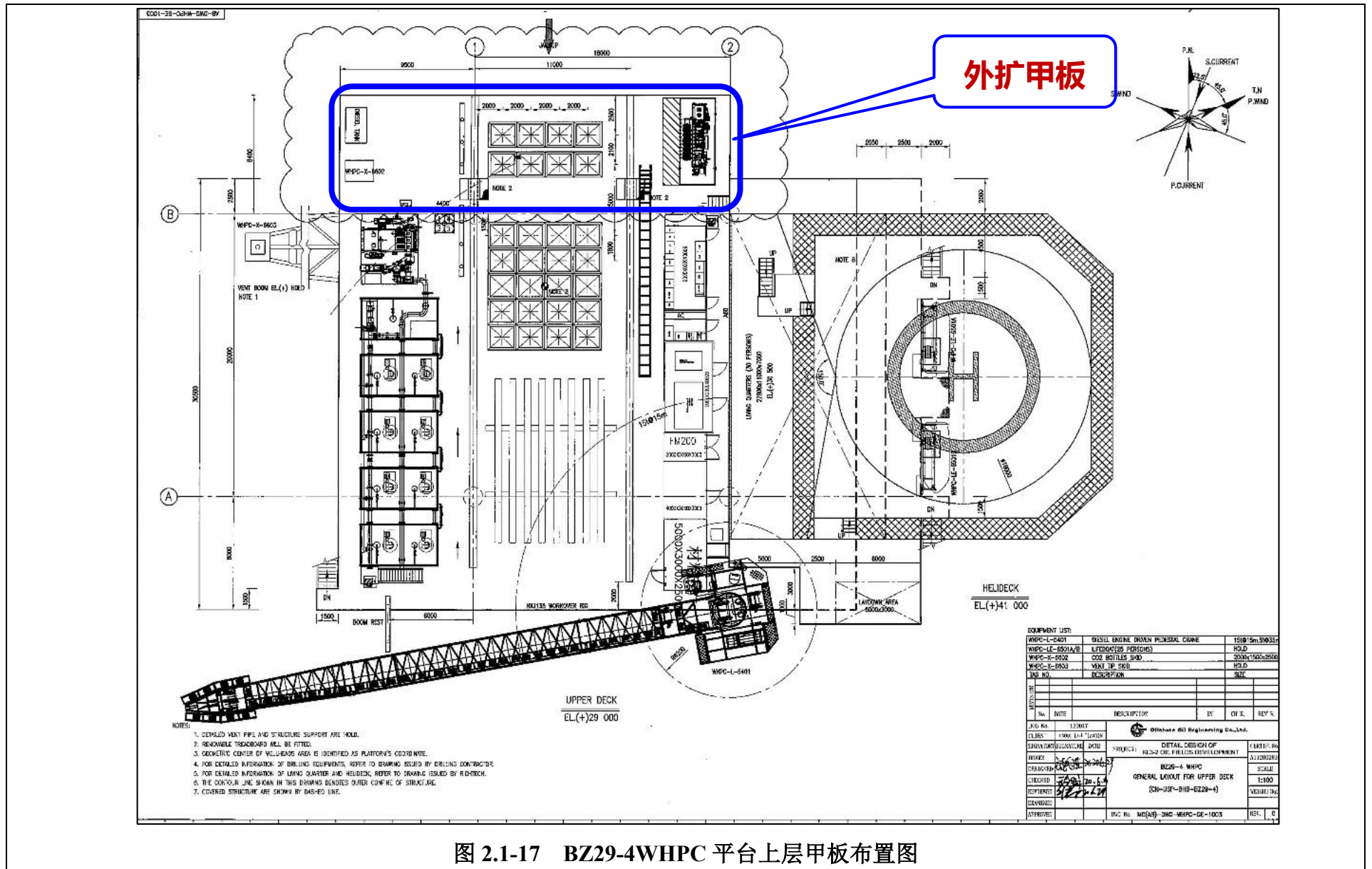


图 2.1-17 BZ29-4WHPC 平台上层甲板布置图

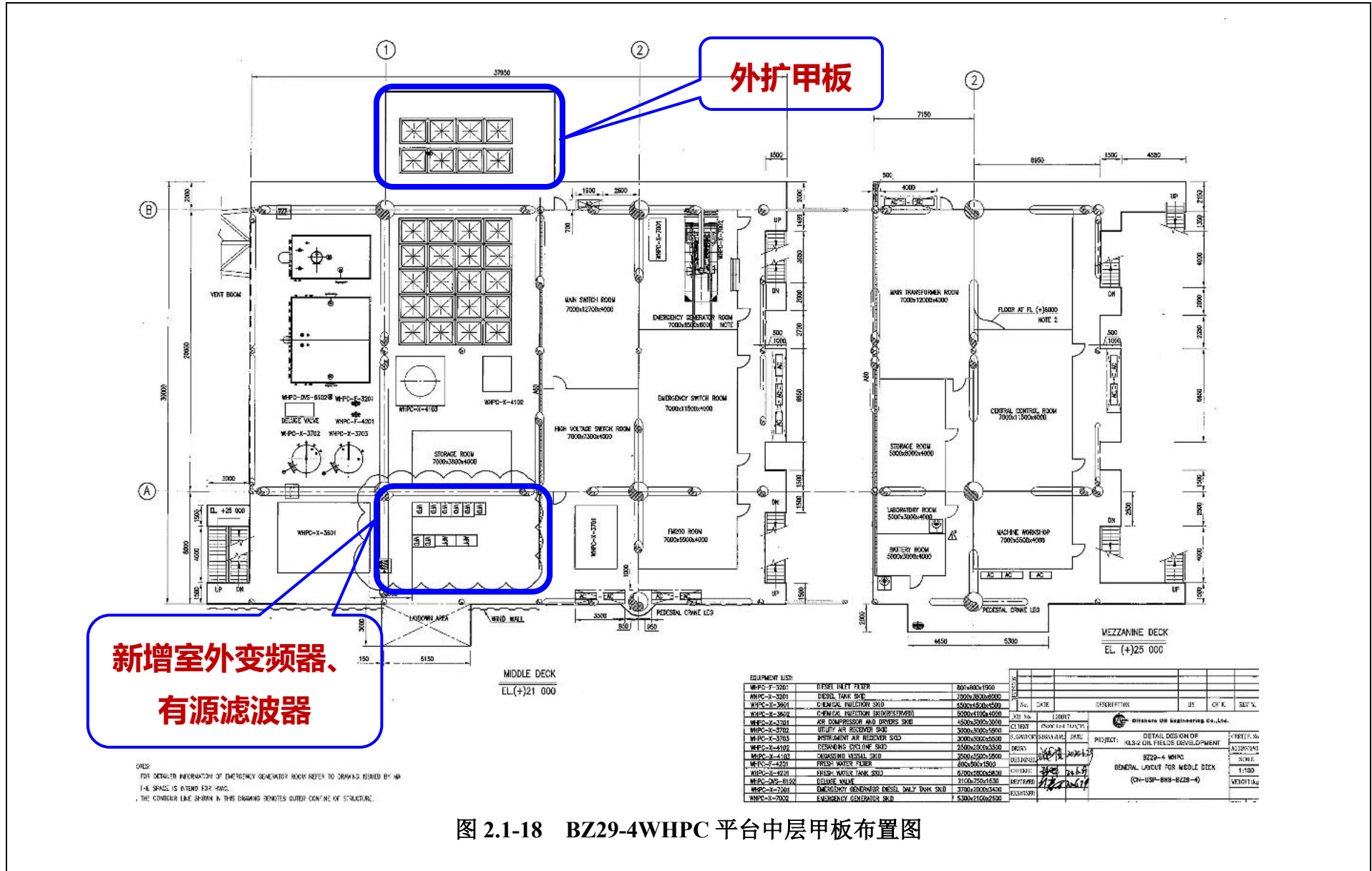


图 2.1-18 BZ29-4WHPC 平台中层甲板布置图

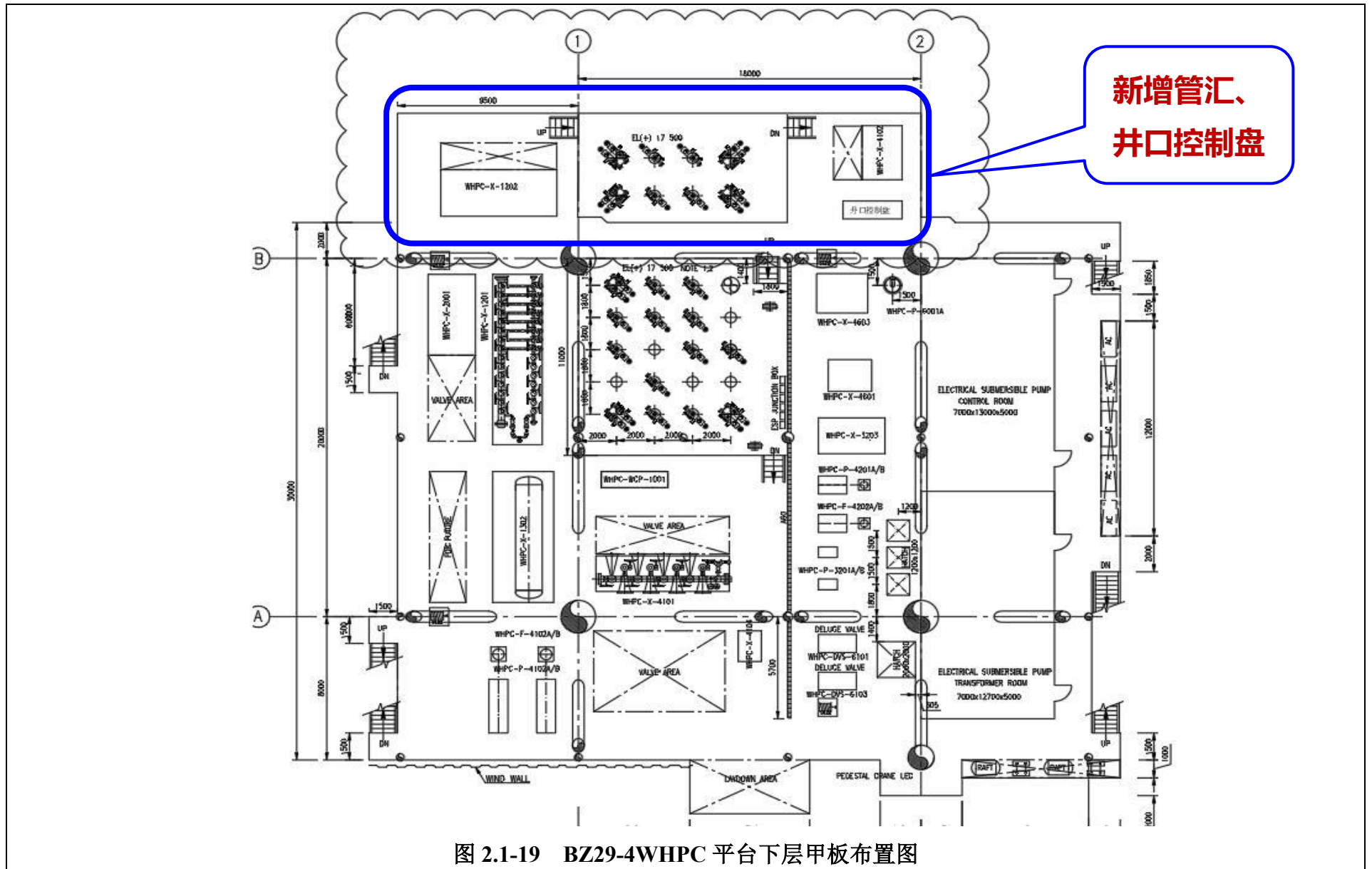


图 2.1-19 BZ29-4WHPC 平台下层甲板布置图

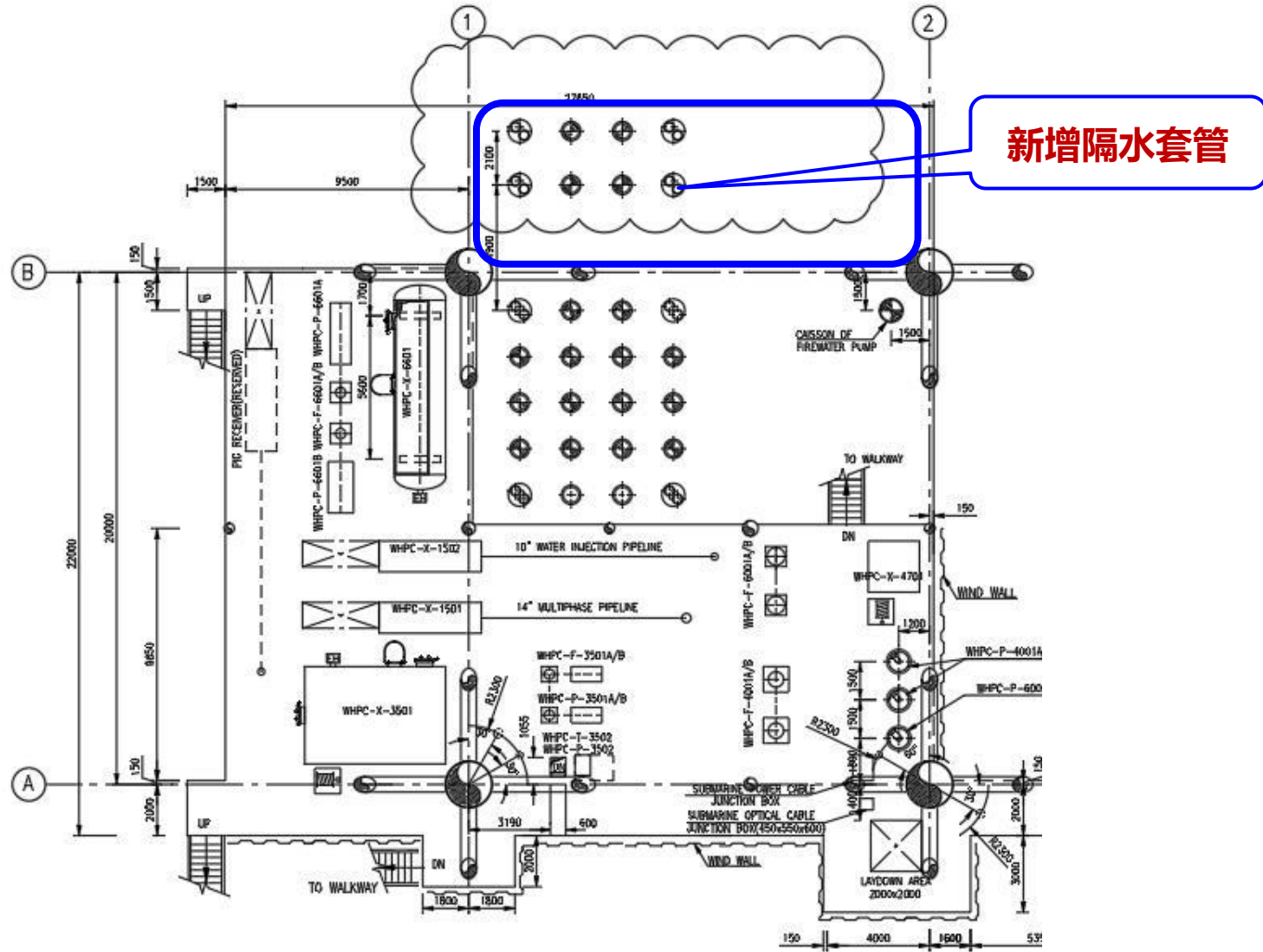


图 2.1-20 BZ29-4WHPC 平台工作甲板布置图

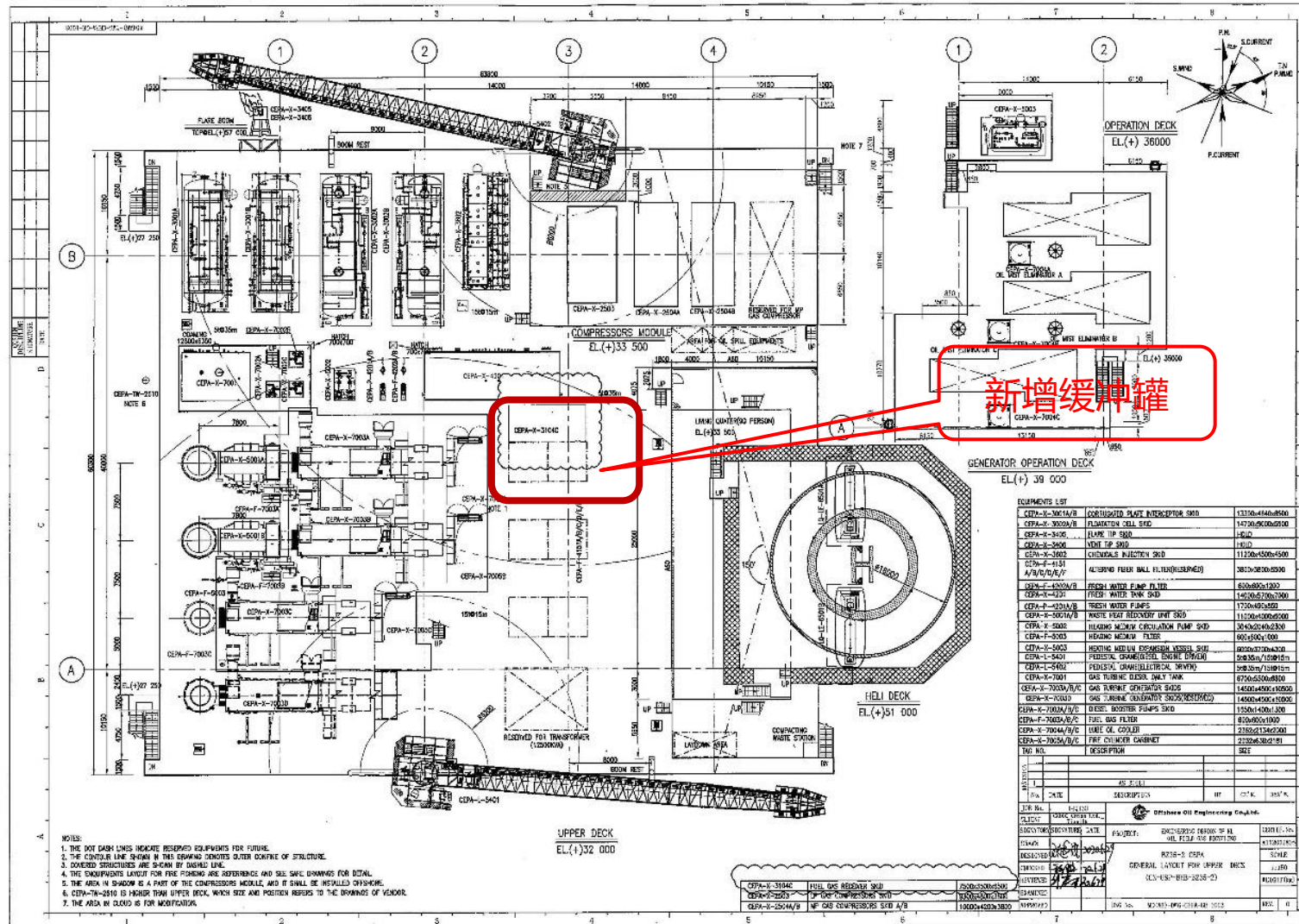


图 2.1-21 BZ35-2CEPA 平台改造总体布置图

2.1.4.3 原油性质

渤中 29-4 油田南区原油性质见表 2.1-20，渤中 29-4 油田南区天然气组分见表 2.1-21。

表 2.1-20 渤中 29-4 油田南区原油性质

油田开采基本参数	渤中 29-4 油田南区
原油密度 (g/cm ³) (20°C)	0.9157
原油密度 (g/cm ³) (20°C)	0.8961
运动粘度 mm ² /s (50°C)	52.71
含硫量 (%)	0.24
含蜡量 (%)	6.78
胶质沥青质 (%)	1.96
胶质 (%)	10.71

表 2.1-21 渤中 29-4 油田南区天然气组分表

组分	渤中 29-4 油田南区 (C25H、C27H、C28H、C29H、C31H)
二氧化碳	0.34
氮	0.16
甲烷	99.24
乙烷	0.21
丙烷	0.04
异丁烷	0.00
正丁烷	0.00
异戊烷	0.00
正戊烷	0.00
乙烷	0.00
庚烷	/
辛烷	/

2.1.4.4 产能预测

(1) 调整井产能预测

本项目油田产能预测见下表。

表 2.1-22 本项目拟建调整井产能预测表

年份	日增量					年增量				
	油	水	液	气	日注水	油	水	液	气	年注水
a	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2021	179.6	27.0	206.7	12868.4	254.1	1.0	0.1	1.1	70.9	1.4
2022	364.5	167.6	532.1	24068.9	931.3	9.3	5.5	14.8	361.6	24.8
2023	360.9	471.4	830.1	5831.7	1271.7	11.9	15.6	27.4	192.4	42.0
2024	345.5	797.6	1142.2	28605.0	1602.9	11.4	26.3	37.7	944.0	52.9
2025	325.5	1140.7	1466.2	46419.2	1883.2	10.7	37.6	48.4	1531.8	62.1
2026	303.2	1458.6	1764.2	40043.7	2186.3	10.0	48.1	58.2	1321.4	72.1

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

2027	279.7	1654.3	1934.8	31870.4	2303.5	9.2	54.6	63.8	1051.7	76.0
2028	259.7	1791.6	2055.3	20375.4	2447.7	8.6	59.1	67.8	672.4	80.8
2029	229.4	1898.9	2135.5	22745.7	2401.7	7.6	62.7	70.5	750.6	79.3
2030	194.4	1964.2	2162.8	8131.6	2398.9	6.4	64.8	71.4	268.3	79.2
2031	162.3	2011.7	2179.5	5738.5	2339.0	5.4	66.4	71.9	189.4	77.2
2032	139.2	2051.7	2199.3	2364.5	2320.3	4.6	67.7	72.6	78.0	76.6
2033	122.0	2081.9	2215.7	12813.0	2320.9	4.0	68.7	73.1	422.8	76.6
2034	109.1	2105.9	2230.2	11550.0	2322.8	3.6	69.5	73.6	381.2	76.7
2035	98.8	2127.9	2242.6	10380.3	2325.1	3.3	70.2	74.0	342.5	76.7
2036	87.7	2143.5	2253.4	9364.4	2330.8	2.9	70.7	74.4	309.0	76.9
2037	79.1	2151.7	2254.4	8520.8	2332.7	2.6	71.0	74.4	281.2	77.0
2038	72.3	2157.7	2254.7	7740.9	2331.5	2.4	71.2	74.4	255.4	76.9
2039	66.5	2164.0	2254.5	7131.5	2331.9	2.2	71.4	74.4	235.3	77.0

(2) 调整井建成前、后渤中 29-4 油田南区产能预测

表 2.1-23 本项目投产前后渤中 29-4 油田南区产能预测表

年份	日产量, (油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)									年产量, (油、水、气: 10 ⁴ m ³ /a)								
	调整前产能			新增产能			调整后产能			调整前产能			新增产能			调整后产能		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气
2021	661	2831	14.96	179.6	27.0	1.29	840.6	2858	16.25	23.66	101.27	5352.00	1.0	0.1	70.9	24.66	101.37	5422.9
2022	600	2759	11.40	364.5	167.6	2.41	964.5	2926.6	13.81	21.01	96.67	3995.35	9.3	5.5	361.6	30.31	102.17	4356.95
2023	538	3137	10.16	360.9	471.4	0.58	898.9	3608.4	10.74	18.85	109.93	3559.01	11.9	15.6	192.4	30.75	125.53	3751.41
2024	507	3542	9.82	345.5	797.6	2.86	852.5	4339.6	12.68	17.76	124.10	3441.64	11.4	26.3	944.0	29.16	150.4	4385.64
2025	487	3870	9.64	325.5	1140.7	4.64	812.5	5010.7	14.28	17.06	135.61	3378.07	10.7	37.6	1531.8	27.76	173.21	4909.87
2026	411	4096	8.11	303.2	1458.6	4.00	714.2	5554.6	12.11	14.40	143.53	2840.36	10.0	48.1	1321.4	24.4	191.63	4161.76
2027	354	4302	7.31	279.7	1654.3	3.19	633.7	5956.3	10.5	12.42	150.74	2560.63	9.2	54.6	1051.7	21.62	205.34	3612.33
2028	385	4831	6.39	259.7	1791.6	2.04	644.7	6622.6	8.43	13.50	169.29	2239.47	8.6	59.1	672.4	22.1	228.39	2911.87
2029	345	4927	5.47	229.4	1898.9	2.27	574.4	6825.9	7.74	12.10	172.63	1918.23	7.6	62.7	750.6	19.7	235.33	2668.83
2030	309	5026	3.16	194.4	1964.2	0.81	503.4	6990.2	3.97	10.81	176.11	1106.84	6.4	64.8	268.3	17.21	240.91	1375.14
2031	280	5156	2.79	162.3	2011.7	0.57	442.3	7167.7	3.36	9.80	180.67	978.31	5.4	66.4	189.4	15.2	247.07	1167.71
2032	251	4884	2.10	139.2	2051.7	0.24	390.2	6935.7	2.34	8.80	171.13	734.25	4.6	67.7	78.0	13.4	238.83	812.25
2033	311	5112	2.29	122.0	2081.9	1.28	433	7193.9	3.57	10.88	179.12	803.54	4.0	68.7	422.8	14.88	247.82	1226.34
2034	231	5112	1.17	109.1	2105.9	1.16	340.1	7217.9	2.33	8.10	179.12	410.00	3.6	69.5	381.2	11.7	248.62	791.2
2035	215	5128	0.79	98.8	2127.9	1.04	313.8	7255.9	1.83	7.53	91.24	277.02	3.3	70.2	342.5	10.83	161.44	619.52
2036	200	5143	0.74	87.7	2143.5	0.94	287.7	7286.5	1.68	7.01	90.96	257.63	2.9	70.7	309.0	9.91	161.66	566.63
2037	186	5157	0.68	79.1	2151.7	0.85	265.1	7308.7	1.53	6.52	90.70	239.60	2.6	71.0	281.2	9.12	161.7	520.8
2038	173	5170	0.64	72.3	2157.7	0.77	245.3	7327.7	1.41	6.06	90.46	222.83	2.4	71.2	255.4	8.46	161.66	478.23
2039	161	5182	0.59	66.5	2164.0	0.71	227.5	7346	1.3	5.64	90.23	207.23	2.2	71.4	235.3	7.84	161.63	442.53

(3) 调整井建成后 BZ35-2CEPA 平台和 KL3-2CEPA 平台油、气、水、液处理量预测

表 2.1-24 本项目投产后 BZ35-2CEPA 平台油、气、水、液处理量预测表

时间	段塞流补集器 (BZ29-4WHPC) 处理量				生产分离器处理量				滤器/外输泵处理量		冷却器/涤气罐/低压压缩机组处理量
	油	水	液	气	油	水	液	气	液	含水率	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	/	10 ⁴ Sm ³ /d

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

2021	779.2	2785.9	3565.1	12.7	1596.0	2916.3	4512.3	2.5	1995.1	20.0%	19.4
2022	902.4	3304.8	4207.3	12.6	1597.2	3235.8	4833.1	2.1	1996.5	20.0%	18.0
2023	867.8	4013.1	4878.6	10.4	1517.1	3379.6	4896.7	2.2	1896.4	20.0%	15.5
2024	832.3	4667.7	5499.2	12.5	1434.7	3402.6	4837.3	2.3	1793.4	20.0%	17.3
2025	736.4	5236.9	5973.3	12.7	1271.7	3332.5	4604.2	1.9	1589.7	20.0%	17.1
2026	657.6	5760.5	6420.6	11.3	1073.0	2919.6	3992.6	1.2	1341.2	20.0%	14.1
2027	665.0	6485.6	7151.5	9.6	1019.9	2831.2	3851.1	1.0	1274.9	20.0%	11.9
2028	605.0	6718.2	7327.3	7.5	913.3	2792.1	3705.4	0.9	1141.6	20.0%	9.5
2029	537.9	6924.9	7470.0	5.4	810.6	2734.7	3545.3	0.6	1310.3	38.1%	6.6
2030	474.1	7120.3	7598.6	3.6	719.3	2770.3	3489.6	0.5	1209.2	40.5%	4.7
2031	413.4	6895.5	7314.5	2.7	633.3	2746.3	3379.6	0.5	1113.7	43.1%	3.7
2032	449.7	7163.6	7621.6	2.5	649.0	2631.9	3280.9	0.4	1119.3	42.0%	3.4
2033	353.2	7193.8	7558.8	2.5	533.8	2477.5	3011.3	0.3	1084.3	50.8%	3.4
2034	324.1	7234.0	7573.3	1.9	481.5	1963.6	2445.1	0.3	1051.9	54.2%	2.8
2035	298.7	7271.0	7585.7	1.8	440.1	1829.3	2269.4	0.3	1030.2	57.3%	2.5
2036	273.7	7300.6	7596.5	1.6	400.7	1706.0	2106.7	0.2	1000.8	60.0%	2.3
2037	252.0	7321.8	7597.5	1.5	366.1	1594.4	1960.5	0.2	997.7	63.3%	2.1
2038	233.1	7339.9	7597.7	1.4	335.6	1493.2	1828.8	0.2	989.5	66.1%	1.9
2039	216.0	7357.5	7597.5	1.3	308.1	1401.4	1709.6	0.2	985.1	68.7%	1.8

表 2.1-25 本项目投产后 KL3-2CEPA 平台油、气、水、液处理量预测表

时间	段塞流捕集器 (BZ35-2CEPA) 处理量				生产分离器处理量				热化学分离器处理量			滤器/增压泵/电脱处理量			外输缓冲罐/滤器/外输泵处理量		
	油	水	液	气	油	水	液	气	油	水	液	油	水	液	油	水	液
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2021	1659.0	528.1	2187.1	2.9	2728.6	2949.4	5678.0	13.1	2728.6	682.2	3410.8	2728.6	303.2	3031.8	20732.4	104.2	20836.6

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

2022	1651.3	522.0	2173.3	3.0	2507.9	3409.7	5917.6	13.0	2507.9	627.0	3134.9	2507.9	278.7	2786.6	18945.7	95.2	19040.9
2023	1564.0	497.2	2061.2	5.4	2203.3	3450.2	5653.5	10.6	2203.3	550.8	2754.1	2203.3	244.8	2448.1	16927.6	85.1	17012.7
2024	1474.2	464.0	1938.2	5.1	2014.0	3852.4	5866.4	10.9	2014.0	503.5	2517.5	2014.0	223.8	2237.8	15273.1	76.7	15349.8
2025	1307.2	419.5	1726.8	4.1	1766.9	3988.9	5755.8	11.9	1766.9	441.7	2208.7	1766.9	196.3	1963.3	14091.6	70.8	14162.4
2026	1105.6	365.1	1470.7	5.7	1492.6	4063.8	5556.5	10.3	1492.6	373.2	1865.8	1492.6	165.8	1658.5	12404.7	62.3	12467.0
2027	1050.0	347.4	1397.4	7.5	1426.8	4211.0	5637.8	8.5	1426.8	356.7	1783.5	1426.8	158.5	1585.4	11552.0	58.1	11610.1
2028	941.1	315.0	1256.1	9.6	1297.6	4248.9	5546.5	6.4	1297.6	324.4	1622.0	1297.6	144.2	1441.8	10584.2	53.2	10637.4
2029	810.6	202.7	1013.3	11.3	1114.4	4189.3	5303.7	4.7	1114.4	278.6	1393.0	1114.4	123.8	1238.3	9645.5	48.5	9693.9
2030	719.3	179.8	899.2	12.4	981.8	4149.0	5130.8	3.6	981.8	245.4	1227.2	981.8	109.1	1090.8	8729.1	43.9	8772.9
2031	633.3	158.3	791.7	13.1	862.7	4085.0	4947.7	2.9	862.7	215.7	1078.3	862.7	95.9	958.5	7725.8	38.8	7764.7
2032	649.0	162.3	811.3	13.8	847.4	3994.3	4841.6	2.2	847.4	211.8	1059.2	847.4	94.2	941.5	6942.3	34.9	6977.2
2033	533.8	133.5	667.3	14.2	704.9	3626.4	4331.3	1.8	704.9	176.2	881.1	704.9	78.3	783.2	6080.7	30.6	6111.3
2034	481.5	120.4	601.9	14.4	631.5	3592.4	4223.9	1.6	631.5	157.9	789.3	631.5	70.2	701.6	5386.0	27.1	5413.0
2035	440.1	110.0	550.2	14.6	571.5	3576.6	4148.2	1.4	571.5	142.9	714.4	571.5	63.5	635.0	4720.1	49.7	4769.8
2036	400.7	100.2	500.8	14.8	515.4	3571.4	4086.8	1.2	515.4	128.9	644.3	515.4	57.3	572.7	4125.2	230.7	4355.9
2037	366.1	91.5	457.7	14.9	466.5	3553.2	4019.7	1.1	466.5	116.6	583.1	466.5	51.8	518.3	3558.6	417.9	3976.5
2038	335.6	83.9	419.5	15.1	423.1	3558.4	3981.5	0.9	423.1	105.8	528.9	423.1	47.0	470.1	3075.7	555.5	3631.1
2039	308.1	77.0	385.1	15.2	382.5	3564.6	3947.1	0.8	382.5	95.6	478.2	382.5	42.5	425.0	2774.8	663.9	3438.7

2.1.4.5 公用工程改造

供电、生产用热、排水系统等公用工程利用原有项目装置，不另行新建或者扩容。

2.1.4.6 环保工程改造

本项目投产后生产水、生活污水处理依托原有工程，不另行新建或者扩容。

2.1.4.7 产出物流集输工程改造

本项目投产后，产出物流依托原平台计量集输设备，油、气、水处理利用原有工程的生产系统，不新增集输设施。

2.1.4.8 生产水回注

(1) 生产水回注流程

本项目投产后，BZ35-2 CEPA 平台含油生产水处理装置处理合格的生产水部分用于渤中 35-2 油田注水，部分经已建注水海管返输回 BZ29-4WHPC 平台进行回注，不外排；KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理装置处理合格的生产水全部回注至垦利 3-2 油田，不外排，回注流程与调整前一致。

(2) 水源井

BZ29-4WHPC 平台现有工程无水源井，本项目实施后，渤中 29-4 油田南区不足的回注水由渤中 35-2 油田的水源井水进行补充。

2.1.4.9 调整井建设方案

本次拟在渤中 29-4 油田南区实施 14 口调整井，14 口调整井全部在 BZ29-4WHPC 平台实施，包括 7 口生产井、5 口注水井和 2 口转注井，7 口生产井和 5 口注水井利用新建外挂井槽实施作业，另有 2 口为转注井不涉及钻井作业。

(1) 钻井方式

本项目 7 口生产井和 5 口注水井拟采用钻井平台进行钻完井作业，2 口转注井拟采用平台修井机进行作业。

(2) 完井方式

本项目推荐定向井采用套管射孔完井，推荐水平井采用裸眼完井。

(3) 开发方式和采油方式

本项目采用注水开发方式，采油方式为电潜泵采油。

本项目 14 口调整井钻完井施工期间生活污水依托施工船上的生活污水处理设施处理达标后排海。BZ29-4WHPC 和 BZ35-2CEPA 平台适应性改造施工期间生活污水依托各自平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

表 2.1-26 本次 14 口调整井的钻完井方式

平台	井号	钻完井方式
BZ29-4WHPC	C25H、C26H、C27H、C28H、C29H、C30H、C31H、C32H、C33H、C34H、C35H、C36H	钻井平台
	C18H、C4H	平台修井机

(4) 生产井转注水井过程

本项目拟将现有 BZ29-4WHPC 平台 2 口生产井转为注水井，生产井转为注水井的具体更换过程为：①洗压井；②拆采油树；③起出生产管柱及电泵机组；④下入注水管柱；⑤安装采油树；⑥增加地面设施（流量计，管线等）。

(5) 钻井液成分

本项目钻井液采用环保型水基泥浆。钻井液体系及主要成分见表 2.1-27。

表 2.1-27 钻井液性能要求

地层	井段	泥浆类型	密度	PV	YP
			(g/cm ³)	(mPa.s)	(Pa)
明化镇组	16"	海水膨润土浆 (长井段下部转海水聚合物体系)	1.05-1.08		
	12 -1/4"	水基环保钻井液有机正电胶钻井液	1.05-1.18	25-35	8-12
	8 -1/2"	水基环保钻井液有机正电胶钻井液	1.13-1.25	25-35	9-15
	8 -1/2"和 6"裸眼	水基环保钻井液弱凝胶无固相钻井液体系	1.03-1.08	15-20	10-15

(6) 钻井、完井及固井工艺

①钻井工艺：

● **单筒双井**

单筒双井采用 33"+36"隔水套管

钻井作业为：一开 16"井眼钻进，下 13-3/8"套管，固井至井口；二开 12-1/4"井眼钻进，下 9-5/8"套管，固井至井口；三开 8-1/2"井眼钻进，裸眼完井。

● **单筒单井**

单筒单井采用 30"隔水套管

钻井作业为：一开 16"井眼钻进，下 13-3/8"套管，固井至井口；二开 12-1/4"井眼钻进，下 9-5/8"套管，固井至井口；三开 8-1/2"井眼钻进，裸眼完井。

②完井工艺：水平井采用裸眼完井。

③固井工艺：常压油井，水泥至少返到最上一个油层顶部以上 150m；隔水导管、表层套管固井，水泥至少应返到泥面；技术套管固井，水泥应返到上层套管鞋内不少于 100m。

④完井方式：

水平井裸眼砾石充填完井，主要作业步骤为：刮管洗井，下防砂管柱，砾石充填作业，下生产管柱，安装采油树。

水平井优质筛管简易防砂，主要作业步骤为：刮管洗井，下防砂管柱，下生产管柱，安装采油树。

(7) 外挂井槽、新井隔水导管下入工艺

工程施工过程：陆地分组预制→运输至海上→甲板结构焊接→设备吊装安装→设备调试。

隔水导管采取钻下方式，钻 34"井眼后下入 33"+36"复合隔水管，并进行固井作业，隔水管壁厚为 1"，隔水导管入泥深度暂定 50m。本项目外挂井槽及隔水导管施工过程中现有平台上的生产正常进行。

(8) 施工计划

本项目计划于 2021 年施工，施工工期及人员安排见表 2.1-28。

表 2.1-28 本项目施工人数及施工天数

序号	施工阶段	施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)	施工船舶 数量 (艘)	船舶种类
1	外挂井槽海上安装	50	60	1	浮吊船 1
2	12 口调整井 (7 口生产井和 5 口注水井)	120	298	3	钻井船 1 值班船 2
3	2 口转注井	20	14	1	值班船
4	平台适应性改造	20	160	/	/

2.1.4.10 依托可行性分析

(1) 油气水处理系统依托可行性

BZ29-4 WHPC 平台的物流到达 BZ35-2 CEPA 平台后，与渤中 35-2 油田物流一起进入段塞流捕集器进行气液两相分离。段塞流捕集器分出的伴生气去燃料气系统。分出的液相进入原油处理系统，进行部分脱气脱水。分离出的原油 (含水约 20%) 增压后，通过海底管道输送到 KL3-2 CEPA 平台进一步处理；分离出的天然气一部分进入燃料气系统，另一部分经中压压缩和脱水干燥系统后外输至渤西南管网；分离出的含油生产水进入生产水处理装置，处理达标后部分用于渤中 35-2 油田注水，部分经已建注水海管返

输回 BZ29-4WHPC 平台进行回注，不足部分由渤中 35-2 油田水源井水补充。

来自 BZ35-2 CEPA 平台和 BZ34-6/7 WHPA 平台的物流到达 KL3-2 CEPA 平台后，先进入段塞流捕集器进行气液分离。段塞流捕集器分出的气相进入燃料气系统，分出的液与 KL3-2 WHPA 平台的生产物流混合进入 KL3-2 CEPA 平台原油处理系统。分离出的合格原油（含水率<0.5%）输往东营原油终端；分离出的天然气透平发电使用，少量进入火炬系统燃烧放空；分离出的生产水经生产水处理装置处理合格后全部回注本油田，不外排。调整井实施后 BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台油气水处理能力分析见表 2.1-29 和表 2.1-30。

表 2.1-29 调整井实施后 BZ35-2 CEPA 平台油气水处理能力分析表

项目	系统处理能力	预测最大值	依托是否可行
原油处理系统, m ³ /d	5184	1597 (2022 年)	可行
生产水处理系统, m ³ /d	16560	13044 (2032 年)	可行
天然气处理系统, 10 ⁴ m ³ /d	3.94	2.5 (2021 年)	可行

表 2.1-30 调整井实施后 KL3-2CEPA 平台油气水处理能力分析表

项目	系统处理能力	预测最大值	依托是否可行
原油处理系统, m ³ /d	8160	2729 (2021 年)	可行
生产水处理系统, m ³ /d	5640	4299 (2029 年)	可行
天然气处理系统, 10 ⁴ m ³ /d	22.3	13.1 (2021 年)	可行

本次项目实施后，渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田产能最大量未超过 BZ35-2 CEPA 平台各系统设计能力，垦利 3-2 油田处理产能最大量未超过 KL3-2 CEPA 的设计能力。因此，本次渤中 29-4 油田南区外挂井槽调整井工程依托可行。

(2) 生产水回注系统依托可行性

① 生产水回注的必要性

油田投入开发后，随着开采时间的增长，就要不断地消耗油层本身能量，油层压力就会不断下降，使地下原油大量脱气，粘度高，油井产量减少，甚至会停喷停产，造成地下残留大量死油采不出来，为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。用于恢复和保持油藏地层压力，从而保证生产井有足够的生产压差，保证油藏产液量和产油量。

② 生产水回注的可行性

BZ35-2 CEPA 平台处理合格的生产水全部回注至渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田，不足部分由渤中 35-2 油田水源井补充；KL3-2 CEPA 平台处理合格的生产水全部回注至本油田，不足的回注水由垦利 3-2 油田水源井补充。调整后渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田注采平衡分析见表 2.1-31，垦利 3-2 油田注采平衡分析见表 2.1-32。

表 2.1-31 调整后渤中 29-4 油田南区和渤中 35-2 油田注采平衡分析表

时间	产水量 (m ³ /d)					注水量 (m ³ /d)			
	BZ35-2 CEPA 平台外输水量 (a)	BZ29-4WHPC 平台来水量 (b)	BZ35-2WHPA 来水量 (c)	BZ35-2WHPB 来水量 (d)	水源井水 (e)	BZ35-2CEPA 平台水处理量 (生产水+水源井水 f)	BZ29-4WHPC 平台注水量 (g)	BZ35-2A 平台注水量 (h)	BZ35-2B 平台注水量 (i)
2021	399	2790	2338	1665	2237	8631	3806	2523	2302
2022	404	3335	2649	2249	2349	10178	4714	2691	2773
2023	385	4050	2827	2409	2355	11256	5579	2802	2875
2024	364	4732	2893	2083	1945	11289	5990	2828	2471
2025	321	5401	2873	2172	1689	11814	6508	2773	2533
2026	267	5942	2521	1794	1462	11452	6969	2403	2080
2027	252	6650	2446	1780	884	11508	7184	2303	2021
2028	227	6878	2446	1767	792	11656	7409	2275	1972
2029	499	7080	2427	1727	901	11636	7495	2236	1905
2030	488	7264	2497	1819	805	11897	7643	2279	1975
2031	480	7027	2505	2041	675	11768	7324	2265	2179
2032	470	7284	2380	2109	1873	13176	8802	2140	2234
2033	550	7305	2271	2222	905	12153	7787	2031	2335
2034	569	7337	1777	2116	1192	11853	7780	1830	2243
2035	589	7366	1659	2215	1156	11807	7772	1706	2329
2036	598	7421	1550	2291	1119	11783	7796	1593	2394
2037	629	7058	1452	2357	1098	11336	7397	1490	2449
2038	651	7076	1362	2405	1082	11274	7390	1397	2487
2039	674	7091	1281	2410	1072	11180	7384	1312	2484

备注: $b+c+d+e=f$; $f=g+h+i$;

表 2.1-32 调整后垦利 3-2 油田注采平衡分析表

时间	产水量 (m ³ /d)							注水量 (m ³ /d)
	KL3-2CEPA 平台外输水量 (a)	BZ35-2CEPA 平台来水量 (b)	KL3-2WHPA 平台来水量 (c)	BZ34-6/7 平台来水量 (d)	KL3-2WA 平台来水量 (e)	水源井 (f)	KL3-2CEPA 平台水处理量 (生产水+水源井水) (g)	KL3-2CEPA 注水量 (h)
2021	13	399	1991	129	430	221	3157	3157
2022	13	405	2047	123	841	31	3434	3434
2023	11	384	2119	118	834	105	3549	3549
2024	9	364	2205	105	1183	61	3909	3904
2025	10	321	2270	102	1300	51	4034	4029
2026	8	266	2281	97	1418	39	4093	4093
2027	7	252	2369	92	1495	34	4235	4235
2028	7	227	2413	87	1521	47	4288	4288
2029	208	498	2447		1540	22	4299	4299
2030	248	489	2473		1496	19	4229	4229
2031	280	480	2495		1432	17	4144	4144
2032	285	469	2516		1316	14	4030	4030
2033	388	550	2530		963	11	3666	3666
2034	429	570	2545		927	10	3623	3623
2035	467	589	2558		908	8	3596	3596
2036	498	599	2570		902	7	3580	3580
2037	538	629	2580		882	6	3559	3559
2038	567	651	2588		886	5	3563	3563
2039	651	674	2596		891	57	3567	3567

备注: $b+c+d+e+f-a=g$; $g=h$;

③ 回注水质达标分析

根据 BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台生产水监测结果可知。回注水水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的要求 ($\leq 20\text{mg/L}$)。

④ 注水安全性分析

渤中 29-4 油田南区、渤中 35-2 油田和垦利 3-2 油田各井口平台产生的含油生产水经生产水处理设施处理后达标回注地层，注水井将生产水注入油层之下，属于“有效注水”。注水示意图见图 2.1-22。

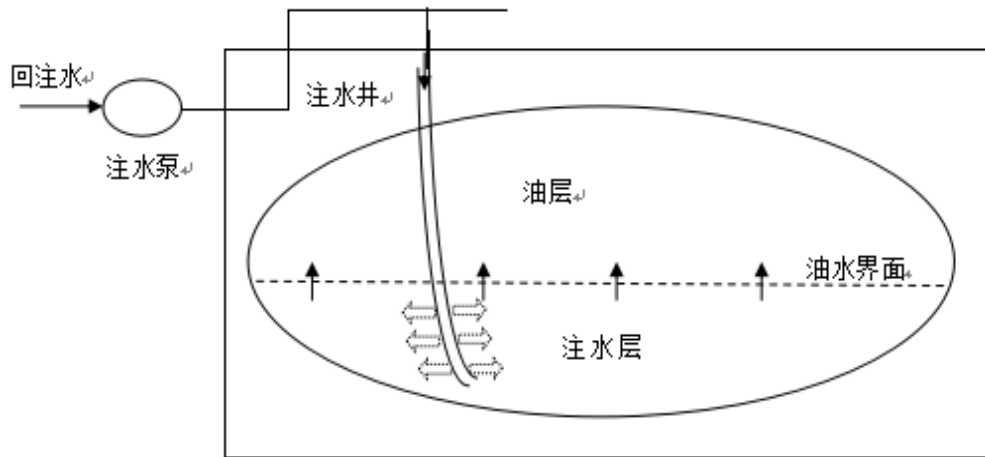


图 2.1-22 注水井注水示意图

(3) 管线输送依托可行性

调整井工程实施后管线依托可行性分析见表 2.1-33。

表 2.1-33 调整井工程实施后管线依托可行性

依托管线	设计最高操作压力 kpa	调整后操作压力 kpa	设计最高操作温度 °C	调整后操作温度 °C	依托是否可行
BZ29-4 WHPC 至 BZ35-2 CEPA 混输管道	4150	1654	103	58	可行
BZ35-2 CEPA 至 KL3-2 CEPA 混输管道	4201	3168	90	80	可行
BZ35-2 CEPA 至 BZ29-4 WHPC 注水管道	14201	12100	100	70	可行
KL3-2 CEPA 至东营终端输油管道	7100 (85°C)、 8100 (75°C)	7237 (80°C)	85	80	见下表

由表 2.1-33 可知，本次调整井实施后所依托的 BZ29-4 WHPC 至 BZ35-2 CEPA、BZ35-2 CEPA 至 KL3-2 CEPA 海底输送管道和 BZ35-2 CEPA 至 BZ29-4 WHPC 注水管道输送参数均未超出原设计参数，由此可见，依托前三条原有海底管线可以满足要求。

表 2.1-34 KL3-2CEPA 至终端输油海管原设计参数及依托后参数表

管道参数描述	原设计参数	KL16-1 项目校核参数	依托后参数
内管管径	406.3mm	406.3mm	406.3mm
壁厚	14.3mm	14.3mm	14.3mm
外管管径	559mm	559mm	559mm
壁厚	15.9mm	15.9mm	15.9mm
内腐蚀裕量	3mm	3mm	3mm
内/外管材质	API 5L X65/X65	API 5L X65/X65	API 5L X65/X65
设计年限	30 年	30 年	30 年
投产时间	2013 年	/	/
管道长度	44.2km	44.2km	44.2km
设计压力	7100kPa	7612kPa	7237kPa
设计温度	85°C	80°C	80°C
水击压力	8550kPaA	10498kPaA	9966kPaA

本次 KL3-2 CEPA 至东营终端输油管道校核设计压力及水击压力均大于原设计参数，但低于 KL16-1 项目校核参数，该海管计划在 2020 年 7 月份开展内腐蚀检测，根据海管防腐计算，腐蚀量小于原设计腐蚀裕量，腐蚀裕量与原设计保持一致，设计寿命内海管的强度满足规范要求。

2.2 工程分析

2.2.1 原有污染物排放情况

(1) 废水

根据对渤中 29-4 油田南区的调查，水污染源主要包括生活污水、含油生产水等工业废水。

① 生活污水

根据现状调查，BZ29-4 WHPC 平台设置 30 人的生活楼，近一年生活污水的产生量为 727m³/a。BZ29-4 WHPC 平台产生的生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排海。

② 含油生产水

BZ29-4 WHPC 平台产生的含油生产水（804665m³/a（2019 年））全部进入 BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理装置处理达标后全部回注，不排海。

③ 其他含油废水

BZ29-4 WHPC 平台初期雨水的产生量为 30m³/次，甲板冲洗水的产生量为 70m³/a。甲板冲洗水、初期雨水及其他含油污水全部通过开闭排系统收集后，进入工艺流程，经含油生产水处理装置处理达标后全部回注，不外排。

(2) 废气

BZ35-2 CEPA 平台分离出的天然气部分进入燃料气系统用于透平发电，部分外输至渤西南管网。KL3-2 CEPA 平台分离出的天然气部分进入燃料气系统用于透平发电，少量进入火炬燃烧放空。BZ35-2 CEPA 平台天然气的消耗量约 8.5×10⁴m³/d，KL3-2 CEPA 平台天然气的消耗量约 12×10⁴m³/d。天然气属于清洁能源，燃烧过程中产生少量氮氧化物、烟尘等大气污染物，高空排放后对环境空气质量影响较小。

按照《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（2010 年修订），每燃烧 1Nm³ 天然气约产生 13.63m³ 烟气量；NO_x 排放系数为：18.71kg/10⁴m³ 燃料气。本项目天然气组分不含硫化氢，故无二氧化硫的排放。

通过以上计算，原有工程大气污染产生量见表 2.2-1。

表 2.2-1 原有工程大气污染产生量

污染物	烟气量 (m ³ /d)	NO _x (t/a)
BZ35-2 CEPA 平台产生量	115.855×10 ⁴	55.66
KL3-2 CEPA 平台产生量	163.56×10 ⁴	78.58

(3) 固体废物

根据现有工程的调查，固体废物污染源包括生活区的生活垃圾和油田生产作业过程中产生的生产垃圾。近一年，BZ29-4 WHPC 平台生活垃圾的产生量为 37t/a；BZ29-4 WHPC 平台生产垃圾产生量为 37t/a。生活垃圾和一般工业固体废弃物运回陆地处理；含油危险固体废弃物运回陆地交有资质单位处理。

渤中 29-4 油田南区原有工程排放的污染物见表 2.2-2。

表 2.2-2 渤中 29-4 油田南区原有工程污染源一览表

类别	污染物种类	现有工程污染源产生量	现有工程污染源排放量	排放方式
含油生产水	废水 (10 ⁴ m ³ /a)	80.4665	0	含油生产水处理达标后, 最终回注地层
初期雨水	废水 (m ³ /次)	30	0	进入生产流程, 不排海
甲板冲洗水	废水 (m ³ /a)	70	0	进入生产流程, 不排海
生活污水	废水 (m ³ /a)	727	727	处理达标后排海
固体废弃物	生活垃圾 (t/a)	37	0	分类收集后运回陆地处理
	生产垃圾 (t/a)	37	0	一般工业固体废弃物运回陆地处理; 含油危险固体废弃物运回陆地交有资质单位处理
废气	NO _x (t/a)	55.66	55.66	燃烧排放
	烟气量 (10 ⁴ m ³ /d)	115.85	115.855	

备注: 现有工程污染源 NO_x 和烟气的产生量和排放量为 BZ35-2CEPA 平台 NO_x 和烟气的产生量和排放量。

2.2.2 污染源分析及污染防治措施

2.2.2.1 施工期污染源及污染防治措施

I、排污节点

本项目排污主要表现在施工期, 即工程的平台适应性改造和钻完井阶段, 施工期排污节点如下:

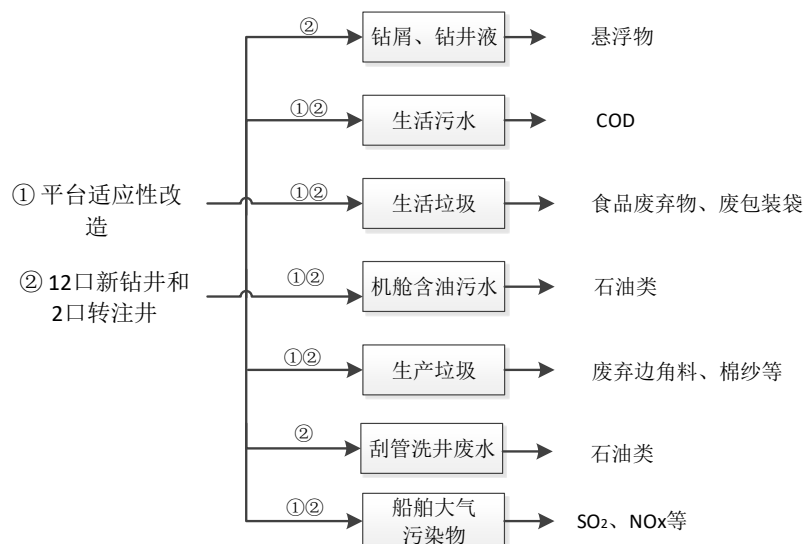


图 2.2-1 本项目施工期排污节点图

II、污染源及防治措施

① 源强核算

本次在 BZ29-4 WHPC 平台外挂井槽，利用外挂井槽实施 14 口调整井，其中 2 口转注井不涉及钻井，不产生钻屑、钻井液。施工期共计产生钻屑量 4733.94m³，其中非油层段钻屑的产生量为 4252.71m³，油层段钻屑产生量为 481.23m³。钻屑源强核算结果见表 2.2-3。

表 2.2-3 钻屑源强核算结果表

批次	井号	井身长度 (m)	非油层段长度 (m)	油层段长度 (m)	非油层段钻屑产生量 (m ³)	油层段钻屑产生量 (m ³)	钻屑产生量 (m ³)	钻井天数 (d)	平均排放速率 (m ³ /d)
第一批	C31H	3226.8	2834.8	392	322.684	45.314	367.998	18.5	17.44
	C25H	2696	2180	516	241.131	100.44	341.571	14	17.22
	C26H	2780.90	2492.9	288	241.131	100.44	341.571	14	17.22
	C27H	2948.60	2501.6	447	241.131	100.44	341.571	14	17.22
第二批	C28H	3644.90	3295.9	349	351.326	17.444	368.770	23	15.28
	C29H	4190.00	3818	372	409.319	20.596	429.915	33.5	12.22
	C30H	4376.20	4034.2	342	409.319	20.596	429.915	33.5	12.22
	C32H	3855.40	3577.4	278	351.326	17.444	368.770	23	15.28
第三批	C34H	3647	3410	237	351.113	13.536	364.649	22.5	15.61
	C33H	4222.3	3963.3	259	475.246	14.76	490.006	33	14.40
	C35H	4384.6	4066.6	318	425.047	18.262	443.309	34.5	12.32
	C36H	4375.4	4165.4	210	433.936	11.96	445.896	34.5	12.58
/	合计	/	/	/	4252.71	481.23	4733.94	298	/

② 污染防治措施

本项目产生钻屑总量为 4733.94m³，其中油层段钻屑总量为 481.23m³，油层段钻屑采用岩屑箱回收，然后用拖轮运回码头，到码头后全部由有资质单位进行处理。非油层段钻屑排放需要满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)一级标准($\geq 30000\text{mg/L}$)的要求。若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

本项目产生的非油层段钻屑在钻井期间连续排放。BZ29-4 WHPC 平台非油层段钻屑总量为 4252.71m³，钻井时间为 298 天，最大平均排放速率约为 17.44m³/d。

(2) 钻井液

① 源强核算

钻完井过程中产生的钻井液分为钻井油层水基钻井液（以下简称“油层段水基钻井液”）和非钻井油层水基钻井液（以下简称“非油层段水基钻井液”）两类。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井

结束后一次性排放，计算公式如下：

$$V_{\text{泥浆}} = V_{\text{随钻}} + V_{\text{起钻}} + V_{\text{固井}} + V_{\text{一次}}$$

V 随钻—外排钻屑粘附泥浆总量 m^3

V 固井—固井置换外排泥浆总量 m^3

V 起钻—起钻时外排泥浆总量 m^3

V 一次—钻井结束一次性外排泥浆总量 m^3

本次在 BZ29-4 WHPC 平台实施 14 口调整井，其中 2 口转注井不涉及钻井，不产生钻屑、钻井液；除 2 口转注井之外的 12 口调整井共计产生钻井液总量为 4039.77m^3 ，其中油层段水基钻井液 2444.43m^3 ，非油层段水基钻井液 1595.34m^3 。本项目钻井阶段钻井液产生情况见表 2.2-4。

表 2.2-4 钻井液排放情况表

钻井液	粘附 排放	固井 排放	提钻 排放	一次性 排放	非油层段 钻井液	油层段钻 井液	钻井液 总量
	(m^3)	(m^3)	(m^3)	(m^3)	(m^3)	(m^3)	(m^3)
BZ29-4WHPC 平台产生量（第一批井）	188.42	144.00	54.33	210.00	596.75	814.81	1411.56
BZ29-4WHPC 平台产生量（第二批井）	85.19	144.00	42.34	210.00	481.54	814.81	1296.35
BZ29-4WHPC 平台产生量（第三批井）	104.63	144.00	58.42	210.00	517.05	814.81	1331.86
合计	378.24	432	155.09	630.00	1595.34	2444.43	4039.77

② 污染防治措施

这 12 口调整井工程钻井过程中，产生的非油层段水基钻井液产生量为 1595.34m^3 ，油层段水基钻井液产生量为 2444.43m^3 ，合计 4039.77m^3 。钻完井阶段采用水基钻井液，循环使用。油层段水基钻井液运回陆地由有资质单位接收处理。

非油层段水基钻井液（ 1595.34m^3 ）在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放油层段钻屑和钻井液）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）一级标准（ $\geq 30000\text{mg/L}$ ）的要求后排放。最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，控制其排放速率最大为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。

（3）清洗废水

本项目现有 BZ29-4WHPC 平台 2 口生产井转为注水井，每口井约产生 100m^3 清洗废水，共计产生约 200m^3 清洗废水，产生的清洗废水进入生产流程，最终经含油生产水

处理系统处理合格后回注地层。

(4) 机舱含油污水

本项目施工期间动用钻井平台、浮吊船和值班船进行作业，施工过程中会有少量船舶机舱含油污水产生。机舱含油污水按每船每日 0.5m^3 计算，共产生机舱含油污水约 484m^3 。根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，施工船舶机舱含油污水运回陆上进行处理。本项目施工期机舱含油污水产生量见表 2.2-5。

表 2.2-5 本项目施工期各阶段机舱含油污水量

序号	施工阶段	施工天数 (天)	施工船舶数量 (艘)	机舱含油污水 (m^3)
1	外挂井槽海上安装	60	1	30
2	12 口调整井 (7 口生产井和 5 口注水井)	298	3	447
3	2 口转注井	14	1	7
4	总计	/	/	484

(5) 生活污水和生活垃圾

本次拟建 14 口调整井，其中有 2 口转注井。本项目施工期产生的生活污水 14784m^3 、生活垃圾 63.36t 。生活污水经平台或钻井平台生活污水处理装置处理达标后排海，生活垃圾运回陆地处理。施工期各平台生活污水和生活垃圾产生量见表 2.2-6。

表 2.2-6 生活污水和生活垃圾产生表

序号	施工内容	施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)	生活污水 (m^3)		生活垃圾 (t)	
				产生负荷	产生量	产生负荷	产生量
1	外挂井槽组块安装	50	60	0.35 m^3 (人·天)	1050	1.5kg (人·天)	4.5
2	12 口调整井 (7 口生产井和 5 口注水井)	120	298		12516		53.64
3	2 口转注井	20	14		98		0.42
4	平台适应性改造	20	160		1120		4.8
合计				/	14784	/	63.36

(6) 生产垃圾

生产垃圾主要为施工过程中产生的固体垃圾，主要为废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。本项目共实施 14 口调整井，按每口井产生生产垃圾 0.5t 计算，则本项目产生生产垃圾为 7t 。施工过程中产生的生产垃圾全部运回陆地处理，其中的含油危险固体废物交有资质单位处理。

(7) 噪声

工程钻井过程中产生的噪声值为 $60\sim 80\text{dB(A)}$ ，由于在海上工作远离居民点，其影响可以忽略。

(8) 大气污染

施工过程船舶产生的废气，对工程周边的大气环境影响较小，并且施工期间排放的大气污染物随调整井工程的结束而结束。

(9) 悬浮物

本项目利用外挂井槽实施 12 口新井，新井隔水导管在下入过程中会产生少量的悬浮物，其排放期很短，影响范围有限，且可以在短时间内自然消散。

(10) 小结

施工期污染物产生情况见表 2.2-7。

表 2.2-7 施工期污染物汇总表

类别	施工期产生量	施工期排放量	排放方式	
油层段钻屑	481.23m ³	0	运回陆地交由有资质单位接收处理	
油层段水基钻井液	2444.43m ³	0		
非油层段钻屑	4252.71m ³	4252.71m ³		
非油层段水基钻井液	1593.34m ³	1593.34m ³	非油层段钻井液、钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)一级标准的要求后排海。	
清洗废水	200m ³	0	进入生产流程，最终经含油污水处理系统处理合格后回注地层。	
机舱含油污水	484m ³	0	铅封，运回陆上由有资质单位接收处理	
生活污水	14784m ³	14784m ³	生活污水经平台或钻井平台生活污水处理装置处理达标后排海	
悬浮物	少量	少量	自然消散回填	
固体废物	生活垃圾	63.36t	0	运回陆地处理
	生产垃圾	7t	0	一般工业固体废物运回陆地处理；含油危险固体废物运回陆地交由有资质单位处理

2.2.2.2 运营期污染源及污染防治措施

本工程运营期不新增船舶，因此，船舶污染物的产生量不新增。

1、正常工况

(1) 废水

① 生活污水

本项目实施后不增加劳动定员，故不增加生活污水产生量。原有人员的生活污水，经平台处理设施处理达标后排海。

② 含油生产水

本项目含油生产水最大增加量为 2164m³/d (2039 年)。调整井工程实施后，含油生

产水的最大产生量为 7346m³/d (2039 年)。含油生产水经 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台水处理系统处理达标后，全部回注地层，不排海。

③ 其他含油废水

本工程投产后，由于工程运行期间 BZ35-2CEPA 和 KL3-2CEPA 平台主要生产设施不增加，甲板面积不增加，因此，初期雨水、甲板冲洗水等其他含油污水量不发生变化，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统。

本项目所在 BZ29-4WHPC 平台上层甲板外扩 27.5m×5.9m。运营期初期雨水增量约为 1.2 m³/次；甲板冲洗废水和设备冲洗废水产生增量约为 2.0m³/a，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统。

本工程距离东营最近，初期雨水按东营港城地区暴雨公式（引自《东营港城工业区规划分区规划》2006.4）进行估算。

$$\text{暴雨强度公式: } q = \frac{3888.62(1 + 0.78 \log P)}{(t + 10)^{0.91}}$$

式中：q—暴雨强度(L/S·ha)；P—设计暴雨重现期采用 P=1 年；t—集流时间 (min)，采用 30min。计算得东营港暴雨强度为 135.49 L/S·ha。

$$\text{雨水量公式: } Q=C \cdot F \cdot q$$

式中：Q—雨水量(L/S)；F—汇水面积 (ha)；C—径流系数，《东营港城工业区规划分区规划》推荐 C 在 0.4-0.6 之间取值。本次评价取 0.6。

初期雨水一般为前 15min 的雨水，因此本工程初期雨水量增量为 1.2m³/次，全部经收集进入原油集输流程，不外排。

(2) 天然气燃烧废气

本次渤中 29-4 油田南区调整井增加的伴生天然气经 BZ35-2CEPA 平台燃料气增压系统后，一部分供透平使用，另一部分经中压压缩和脱水干燥系统后外输至渤西南管网。本项目最大产气量为 1531.8 万 m³/年，按照《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（2010 年修订），各污染物产生量见表 2.2-8。

表 2.2-8 伴生气燃烧污染物产生量

污染物	烟气量 (m ³ /a)	NO _x (t/a)
产生量	20878.4×10 ⁴	28.66

(3) 固体废物

固体废物污染源包括油田生产作业过程中产生的生产垃圾和生活区的生活垃圾，由于平台劳动定员不变，故不增加生活垃圾产生量。

新增调整井每口井生产垃圾产生量约为 1.0t/a，本项目包括 12 口新增井，因此，运营期生产垃圾产生量为 12t，运回陆地委托有资质的单位进行处理。

(4) 小结

调整后污染物产生情况见表 2.2-9。

表 2.2-9 调整后运营期新增污染物汇总表

类别	污染物种类	调整前	本项目新增量	调整后	排放方式
含油生产水产生量	石油类	5182m ³ /d (最大, 2039 年)	2164m ³ /d (最大, 2039 年)	7346m ³ /d (最大, 2039 年)	经过含油生产水处理系统处理达标后全部回注地层
含油生产水排放量	石油类	0	0	0	
其他含油废水	初期雨水 (m ³ /次)	30	1.2	31.2	经开、闭排收集后, 全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m ³ /a)	70	9	79	
生活污水	COD	727m ³ /a	0	727m ³ /a	处理达标后排放
固体废弃物	生产垃圾	37t/a	12t/a	49 t/a	一般工业固体废弃物运回陆地处理; 含油危险固体废弃物运回陆地交有资质单位处理
	生活垃圾	37 t/a	0	37t/a	运回陆地处理
废气	NO _x	55.66 t/a	28.66 t/a	84.32 t/a	燃烧排放
	烟气量	40199.95×10 ⁴ m ³ /a	20878.4×10 ⁴ m ³ /a	60718.35×10 ⁴ m ³ /a	

备注：调整前 NO_x 和烟气的产生量和排放量为 BZ35-2CEPA 平台 NO_x 和烟气的产生量和排放量。

2、非正常工况

渤中 29-4 油田南区调整井工程实施后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。调整井后生产水预测最大值为 7346m³/d (2039 年)，一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

2.2.2.3 环保措施依托工程可行性分析

(1) 含油生产水处理可行性分析

BZ29-4 WHPC 平台、BZ35-2 WHPA 平台和 BZ35-2 WHPB 平台产生的含油生产水进入 BZ35-2 CEPA 平台含油生产水处理装置，处理达标后全部回注渤中 29-4 油田南区

和渤中 35-2 油田，不足的部分由水源井补充。来自 BZ35-2 CEPA 平台、BZ34-6/7 WHPA 平台和 KL3-2 WHPA 平台的含油生产水进入 KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理装置进行处理，处理合格后全部回注垦利 3-2 油田，不外排。

调整井工程实施后 BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理能力校核见表 2.2-10。

表 2.2-10 调整井实施后含油生产水处理能力校核

项目	系统处理能力	预测最大值	依托是否可行
BZ35-2 CEPA 平台 生产水处理系统, m ³ /d	16560	13044 (2032 年)	可行
KL3-2CEPA 平台 生产水处理系统, m ³ /d	5640	4299 (2029 年)	可行

通过表 2.2-10 可知，BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台上的含油生产水的设计处理能力大于本次转注井投产后进入 BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台进行处理的最大产能，项目依托可行。

(2) 固体废弃物依托处理可行性分析

本项目施工期产生的油层段钻屑和油层段钻井液全部运回陆上计划交由委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置。合同及相关处理资质见附件 8 和附件 9。

(3) 生活污水处理系统可行性分析

BZ29-4-WHPC 平台生产定员 14 人，单班作业人数为 7 人，平台设置 45 人生活污水处理装置，工程实施后不增加平台的生产定员，可以满足运营期产生的生活污水处理的需求，项目依托可行。

(4) 清洗废水处理系统可行性分析

① 清洗废水处理

本项目施工期间产生的清洗废水经过油井采油树，流体经油嘴、出油管线，在生产管汇汇合，进入原油生产处理系统，分离出的污水进入含油生产水处理流程。

② 处理能力校核

施工期间产生洗井水约为 200m³，产生的清洗废水进入工艺流程，分理处的生产水进入含油生产水处理系统进行处理。

2.2.2.4 调整井项目实施前后污染物排放量对比

生产阶段本项目生产设施及污染物处理主要依托原有工程设施，本项目位于渤中 29-4 油田南区 WHPA 平台上，对项目投产前后渤中 29-4 油田南区 WHPA 平台上平台

生活污水、其他含油污水、生活垃圾、生产垃圾的产生情况进行对比见表 2.2-11。

表 2.2-11 本项目实施前后平台污染物产生情况对比

类别	污染因子	现状	本项目	本项目实施后 最大值	增减量	排放方式	
生活污水 (m ³ /a)	COD	727	0	727	0	处理达标排海	
含油生产水产生量 (m ³ /d)	石油类	2831m ³ /d (2019年)	2164m ³ /d (最大值, 2039年)	7346m ³ /d (最大值)	+2164 m ³ /d	经 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台含油 生产水处理装置 处理达标后全部 回注	
含油生产水排放量 (m ³ /d)	石油类	0	0	0	0		
其他含油 废水	初期雨水 (m ³ / 次)	石油类	30	1.2	31.2	+1.2	经开、闭排收集 后,全部打入原 油处理系统
	甲板冲洗水 (m ³ /a)		70	9	79	+9	
废气	NO _x (t/a)	55.66 t/a	28.66 t/a	84.32 t/a	+28.66 t/a	燃烧后排放	
固体废物	生活垃圾 (t/a)	37 t/a	0	37 t/a	0	运回陆上交进行 处理	
	生产垃圾 (t/a)	37 t/a	12t/a	49 t/a	+12t/a		

3 污染与非污染要素分析

3.1 施工期污染与非污染损害要素分析

(1) 钻完井作业期间排放的非油层段钻屑和非油层段水基钻井液，对开发工程设施周围海水水质、海洋生态、底质以及底栖生物产生一定影响；

(2) 施工期生活污水排放对海水水质、海洋生态环境产生的影响；

(3) 调整井工程实施期间发生溢油对海水水质、海洋生态环境及工程附近海洋环境敏感目标的潜在影响。

3.2 运行期污染与非污染损害要素分析

(1) 含油生产水最终全部回注地层，对海洋环境的影响不变；

(2) 生活污水排放量不增加，固体废物全部运回陆上处理，海洋环境影响不变；

(3) 采油过程中非正常工况（事故）溢油对附近海洋环境敏感目标的潜在影响。

3.3 环境影响因子的筛选与判别

通过对本项目污染与非污染要素的分析，本项目海洋环境影响要素的识别因子的筛选见表 3.3-1，主要影响要素为施工期间非油层段钻屑、非油层段水基钻井液、生活污水和溢油事故。

表 3.3-1 工程影响环境因素分析

阶段	污染源	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	油层段水基钻井液、钻屑	石油类	运回陆上处理	/	/
	非油层段水基钻井液、钻屑	悬浮物	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	生活垃圾	有机物	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	废钢材、油棉纱、污油及含油垃圾	运回陆地处理	/	/
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	清洗废水	石油类	进入生产流程	/	/

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

	机舱含油污水	石油类	运回陆上处理	/	/
	船舶碰撞溢油	石油类	溢油事故	渔业资源、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、海水水质、海洋生态环境	严重
生产阶段	含油生产水	石油类	全部回注地层	/	/
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	生活垃圾	有机物	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	废钢材、油棉纱、污油及含油垃圾	运回陆上处理	/	/
	采油	石油类	溢油事故	渔业资源、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、海水水质、海洋生态环境	严重

4 环境现状分析

4.1 自然环境概况

4.1.1 气象条件

渤中 29-4 南油田位于渤海中部海域，东南距渤中 35-2 油田约 8km，西南距渤中 34-9 油田约 20km，本项目气象资料引自《BZ34-9 油田开发项目海洋环境基本条件设计参数推算技术报告》（2016 年 3 月）。

- 气温

工程海域最高气温为 34.6℃，最低气温为-18℃，年平均气温 11.65℃。

表 4.1-1 气温统计一览表（℃）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
平均	-3.5	-2.2	3.2	11.8	18.9	22.1	24.9	25.9	20.8	15.2	5.3	-1.7	11.65
最高平均	2.4	2.3	8.40	18.0	23.3	27.2	28.8	28.7	24.9	19.5	10.5	3.3	16.44
最低平均	-6.3	-4.1	0.1	7.8	13.7	19.2	22.5	22.5	17.6	10.8	2.0	-4.8	8.42
极高	9.5	14.1	19.6	31.2	36.3	39.6	36.6	35.3	34.5	30.3	21.8	18.6	39.6
极低	-16.6	-12.7	-8.0	-2.0	5.0	11.5	17.3	16.4	10.1	-2.6	-8.2	-18.0	-18.0

- 降水

工程所在海域日最大降水量极值为 165 mm，最大小时降水量 35 mm。降水日数的季节变化与降水量相似，也是冬季最少，夏季最多。夏季 6-8 月平均月降水日数均超过 9.8 天，其中 7 月最多，达 14.3 天。冬季 12~2 月平均月降水日数均少于 5 天，1 月最少，仅为 2.7 天。该海域大暴雨日数极少，且全部出现在 6-8 月，平均 1 年出现不到 1 天。暴雨日数也很少。中雨、大雨及暴雨都出现在 4~11 月。

表 4.1-2 全年及各月平均降水量

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
降水	5	6	10	23	38	71	151	136	50	26	15	8	539

- 雾

工程所在海域全年雾日平均为 35.6 天，其中 12 月份雾日最多，平均为 8.5 天，11 月份及 7 月份次之各为 4 天，年最长连续雾日为 6 天（1979 年 12 月）。

表 4.1-3 工程海域雾日季节分布 (1978~1980 年埕岛油田资料)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	合计
平均 (天)	3.5	1.5	1.5	1.0	2.0	3.0	4.0	2.3	1.0	3.3	4.0	8.5	35.6

● 相对湿度

收集和统计本项目附近连续一年(观测时间:2014.12~2015.11)实测相对湿度数据。根据观测结果统计,最高平均相对湿度为 91%,最低平均相对湿度为 46%,多年平均湿度 68%。

表 4.1-4 逐月相对湿度统计 (%)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
最大值	97	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	100
最小值	32	35	17	35	43	38	57	61	36	28	41	28	17
平均值	66	69	74	81	86	90	93	90	79	69	81	54	78

表 4.1-5 相对湿度极值统计结果

最高平均相对湿度	最低平均相对湿度	多年平均相对湿度	最大相对湿度	最小相对湿度
91%	46%	68%	100%	17%

● 风况

工程海域位于温带季风区,受季风影响明显,夏半年以 SSW 向风为主,冬半年以 NNW~NNE 向风为主。全年 SSW 风和 SW 最多,分别为 11.1%和 11.0%,NE 向风次之,为 7.8%。

根据统计该海域全年平均风速为 5.1 m/s。各月平均风速以 12 月最大,为 8.1 m/s;6 月份为最小,为 3.3 m/s。全年强风向与次强风向分别为 NNW 向和 NNE 向,其中 NNW 最大风速为 21.8 m/s, NNE 向为 20.4 m/s。

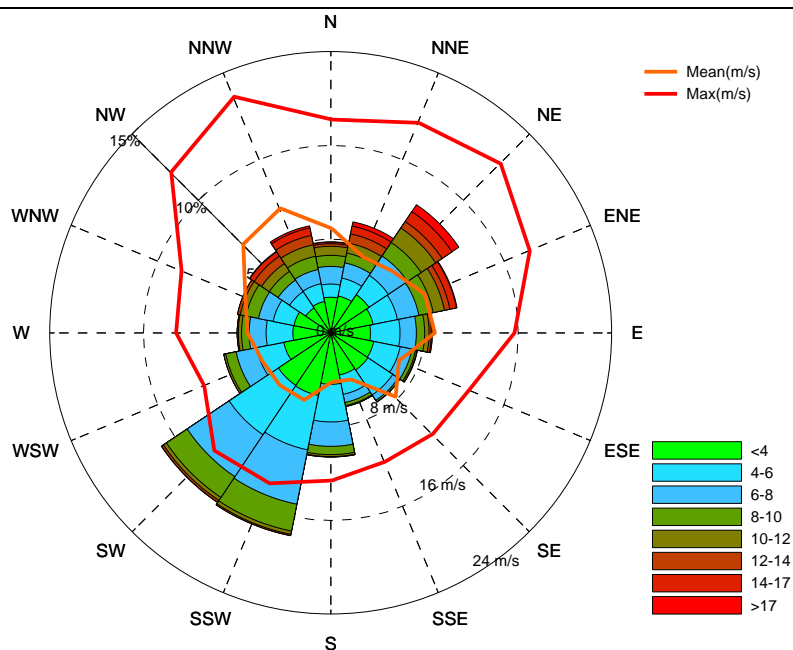


图 4.1-1 工程海域风玫瑰图

4.1.2 水文条件

4.1.2.1 潮流

根据 2019 年 04 月《渤中 29-1 油田开发项目春季海洋现状调查与评价》本项目海区海流以潮流为主，潮流性质以正规半日潮为主，潮流运动形式以往复流为主，潮流兼有旋转和往复两种特征。半日分潮流（ M_2 、 S_2 ）的贡献极大，浅水分潮方面， M_4 、 MS_4 分潮相对主要分潮而言，分潮流都较小。

全站海流流速范围主要在 10cm/s~40cm/s 之间，各站遵循流速自表至底逐渐减小的趋势。

4.1.2.2 波浪

收集平台南侧 20km 处波浪实测数据（观测时间：2014.12~2015.11），以及工程海域附近的观测站以及渤海石油平台的历史观测资料，包括波高、周期、风向、风速等。

工程海域波浪以风浪和风涌混合浪为主，受风和地形影响，从全年的统计结果来看，工程海域波向主要集中在 NNE 向~S 向，此方向区间内出现频率累计达到 55%以上，其中又以 NE 向出现频率最高，全年累计出现频率超过 10%，E 向出现频率次之，为 8.7%。

工程海域强浪向为 NE；十年一遇最大波高为 7.9m，百年一遇最大波高为 9.3m，十年一遇和百年一遇最大波周期分别为 8.6s 和 9.3s。

根据各方位有效波高及对应周期联合频率统计结果绘制波高玫瑰图见图 4.1-2。

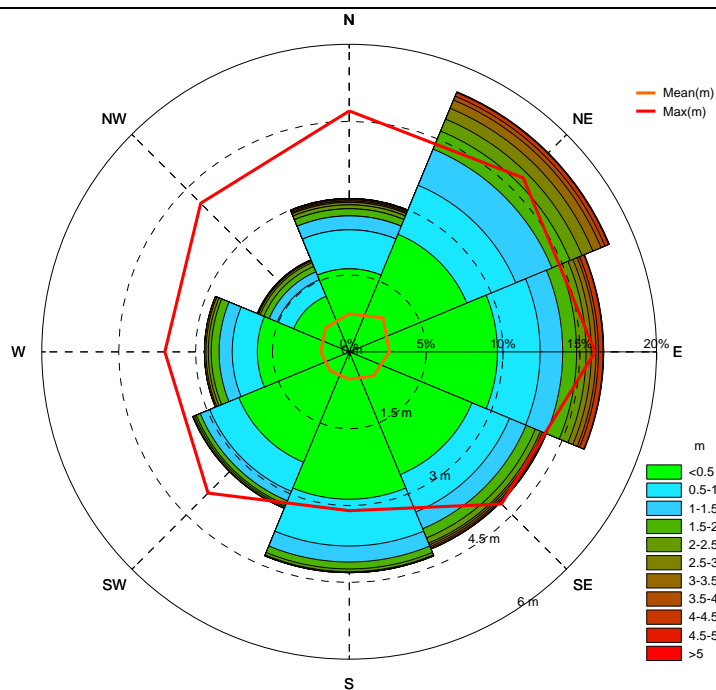


图 4.1-2 工程海区波高玫瑰图 (m)

4.1.2.3 水深

BZ29-4WHPC 平台场址调查区域内海底非常平坦，水深变化平缓，没有局部的海底起伏变化。BZ29-4WHPC 平台位置处的水深值为 20.1m。预定平台位置周围 100m 范围内海底非常平坦，水深没有明显的变化。BZ29-4WHPC 平台场址调查区域水深见图 4.1-3。

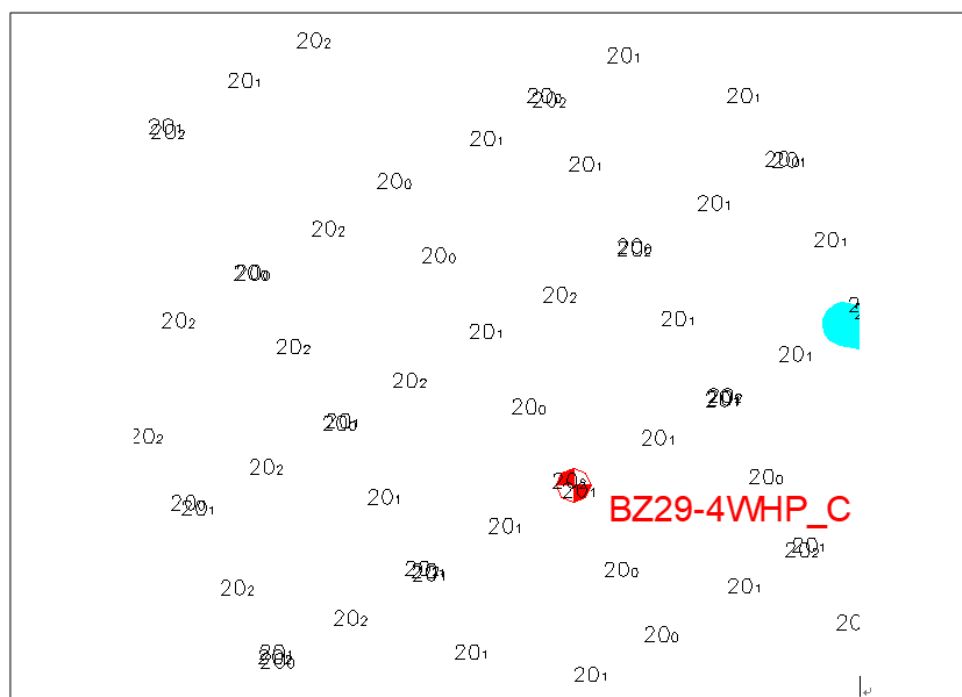


图 4.1-3 BZ29-4WHPC 平台场址调查区域水深图 (基准面：理论深度基准面)

4.1.2.4 海冰

本区地处中纬度，地势平坦，潮滩广阔，水深较浅，深受大陆影响，每年冬季均有不同程度的冰情发生。除近岸附近结有固定冰外，海上会有流冰在风、流作用下漂移流动。本区一般于 12 月上旬开始结冰，翌年 3 月上旬海冰消失，冰期约 3 个月；其中 1 月下旬至 2 月中旬为盛冰期。

4.1.3 地质地貌特征

此次测深的潮位校正使用了实测的潮位资料。水深基准面为海图深度基准面，位于平均海平面以下 1.00m。

BZ29-4WHPC 平台场址附近海底地貌资料色度显示变化均匀，反映海底平整，在 BZ29-4WHPC 平台场址调查区域内无明显海底土质变化。除了发现少量锚沟锚痕外，在调查期间，在 BZ29-4WHPC 平台场址调查区域内未发现有其它遗弃物及其它障碍性物体。

4.2 海洋环境质量现状调查与评价

本次评价为了解工程海域的环境质量现状开展了现状调查。本项目水文动力调查资料来自《渤中 29-1 油田开发项目海洋环境质量现状秋季调查报告》，调查单位为青岛环海海洋工程勘察研究院。海水水质、沉积物、海洋生物生态调查资料来自《渤中 28/34 油田群海域区块秋季海洋环境现状调查与评价报告》，调查单位是国家海洋局北海环境监测中心。

水文动力调查时间为 2018 年 11 月 7 日至 11 月 12 日，共布设 6 个海流调查站位，具体站位见表 4.2-1 和图 4.2-1。

海水水质、沉积物质量和海洋生物现状调查时间为 2018 年 9 月 12 日~2018 年 9 月 27 日，共计布设水质站位 68 个，沉积物站位和生物站位均为 41 个，生物质量站位 12 个。调查站位见表 4.2-2 和图 4.2-2。

表 4.2-1 水文动力调查站位表

站位号	纬度	经度	调查项目
H1	38°12'27.70"	119°04'38.09"	潮流、潮位
H2	37°53'06.28"	119°19'19.86"	潮流、潮位
H3	37°36'11.70"	119°32'06.06"	潮流、潮位
H4	38°32'20.74"	119°45'04.96"	潮流、潮位
H5	38°14'11.14"	119°59'16.06"	潮流、潮位

H6	37°56'06.51"	120°12'43.71"	潮流、潮位
----	--------------	---------------	-------

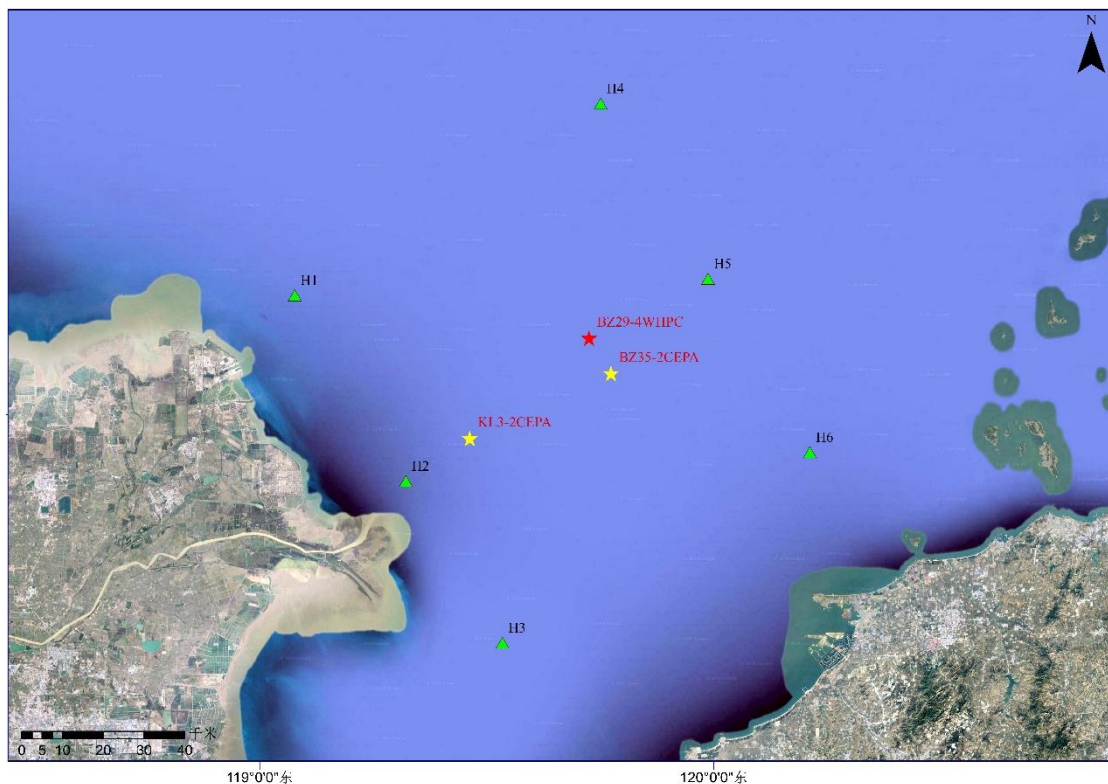


图 4.2-1 海流观测站位布设图

表 4.2-2 水质、沉积物、海洋生物生态调查站位表

站位	东经	北纬	项目
P1	119°37'09.00"	38°33'00.77"	水质
P2	119°33'30.64"	38°29'28.75"	水质、沉积物、生物
P3	119°29'52.27"	38°25'56.74"	水质
P4	119°26'13.91"	38°22'24.73"	水质、沉积物、生物
P5	119°22'35.54"	38°18'52.72"	水质
P6	119°18'57.17"	38°15'20.71"	水质
P7	119°15'18.80"	38°11'48.69"	水质、沉积物、生物
P8	119°11'40.43"	38°08'16.68"	水质
P9	119°40'27.43"	38°29'36.39"	水质、沉积物、生物
P10	119°36'49.06"	38°26'04.38"	水质
P11	119°33'10.70"	38°22'32.37"	水质、沉积物、生物
P12	119°29'32.33"	38°19'00.35"	水质
P13	119°25'53.96"	38°15'28.34"	水质、沉积物、生物、生物质量
P14	119°22'15.60"	38°11'56.33"	水质、沉积物、生物
P15	119°18'37.23"	38°08'24.32"	水质
P16	119°14'58.86"	38°04'52.31"	水质、沉积物、生物
P17	119°43'45.86"	38°26'12.02"	水质
P18	119°40'07.49"	38°22'40.00"	水质、沉积物、生物、生物质量
P19	119°36'29.12"	38°19'07.99"	水质、沉积物、生物
P20	119°32'50.76"	38°15'35.98"	水质、沉积物、生物
P21	119°29'12.39"	38°12'03.97"	水质、沉积物、生物

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

P22	119°25'34.02"	38°08'31.96"	水质、沉积物、生物
P23	119°21'55.65"	38°04'59.94"	水质、沉积物、生物、生物质量
P24	119°18'17.29"	38°01'27.93"	水质
P25	119°47'04.29"	38°22'47.64"	水质、沉积物、生物、生物质量
P26	119°43'25.92"	38°19'15.63"	水质
P27	119°39'47.55"	38°15'43.62"	水质、沉积物、生物、生物质量
P28	119°36'09.18"	38°12'11.61"	水质、沉积物、生物
P29	119°32'30.81"	38°08'39.60"	水质、沉积物、生物、生物质量
P30	119°28'52.45"	38°05'07.58"	水质、沉积物、生物
P31	119°25'14.08"	38°01'35.57"	水质
P32	119°21'35.71"	37°58'03.56"	水质、沉积物、生物、生物质量
P33	119°50'22.71"	38°19'23.27"	水质
P34	119°46'44.34"	38°15'51.26"	水质、沉积物、生物
P35	119°43'05.98"	38°12'19.25"	水质、沉积物、生物
P36	119°39'27.61"	38°08'47.23"	水质、沉积物、生物
P37	119°35'49.24"	38°05'15.22"	水质、沉积物、生物
P38	119°32'10.87"	38°01'43.21"	水质、沉积物、生物、生物质量
P39	119°28'32.51"	37°58'11.20"	水质、沉积物、生物
P40	119°24'54.14"	37°54'39.19"	水质
P41	119°53'41.14"	38°15'58.89"	水质、沉积物、生物
P42	119°50'02.77"	38°12'26.88"	水质
P43	119°46'24.40"	38°08'54.87"	水质、沉积物、生物
P44	119°42'46.04"	38°05'22.86"	水质
P45	119°39'07.67"	38°01'50.84"	水质、沉积物、生物、生物质量
P46	119°35'29.30"	37°58'18.83"	水质、沉积物、生物
P47	119°31'50.93"	37°54'46.82"	水质
P48	119°28'12.57"	37°51'14.81"	水质、沉积物、生物
P49	119°56'59.56"	38°12'34.52"	水质
P50	119°53'21.20"	38°09'02.51"	水质、沉积物、生物、生物质量
P51	119°49'42.83"	38°05'30.49"	水质
P52	119°46'04.46"	38°01'58.48"	水质、沉积物、生物
P53	119°42'26.09"	37°58'26.47"	水质
P54	119°38'47.73"	37°54'54.46"	水质
P55	119°35'09.36"	37°51'22.45"	水质、沉积物、生物
P56	119°31'30.99"	37°47'50.43"	水质
P57	119°56'27.55"	38°05'11.79"	水质
P58	120°00'05.27"	38°01'43.43"	水质、沉积物、生物、生物质量
P59	120°03'42.98"	37°58'15.06"	水质、沉积物、生物
P60	120°07'20.70"	37°54'46.70"	水质、沉积物、生物
P61	120°10'58.42"	37°51'18.33"	水质
P62	120°14'36.14"	37°47'49.97"	水质、沉积物、生物
P63	119°52'09.49"	38°00'51.60"	水质、沉积物、生物
P64	119°55'47.21"	37°57'23.23"	水质
P65	119°59'24.93"	37°53'54.87"	水质、沉积物、生物
P66	120°03'02.65"	37°50'26.51"	水质
P67	120°06'40.37"	37°46'58.14"	水质、沉积物、生物、生物质量
P68	120°10'18.09"	37°43'29.78"	水质

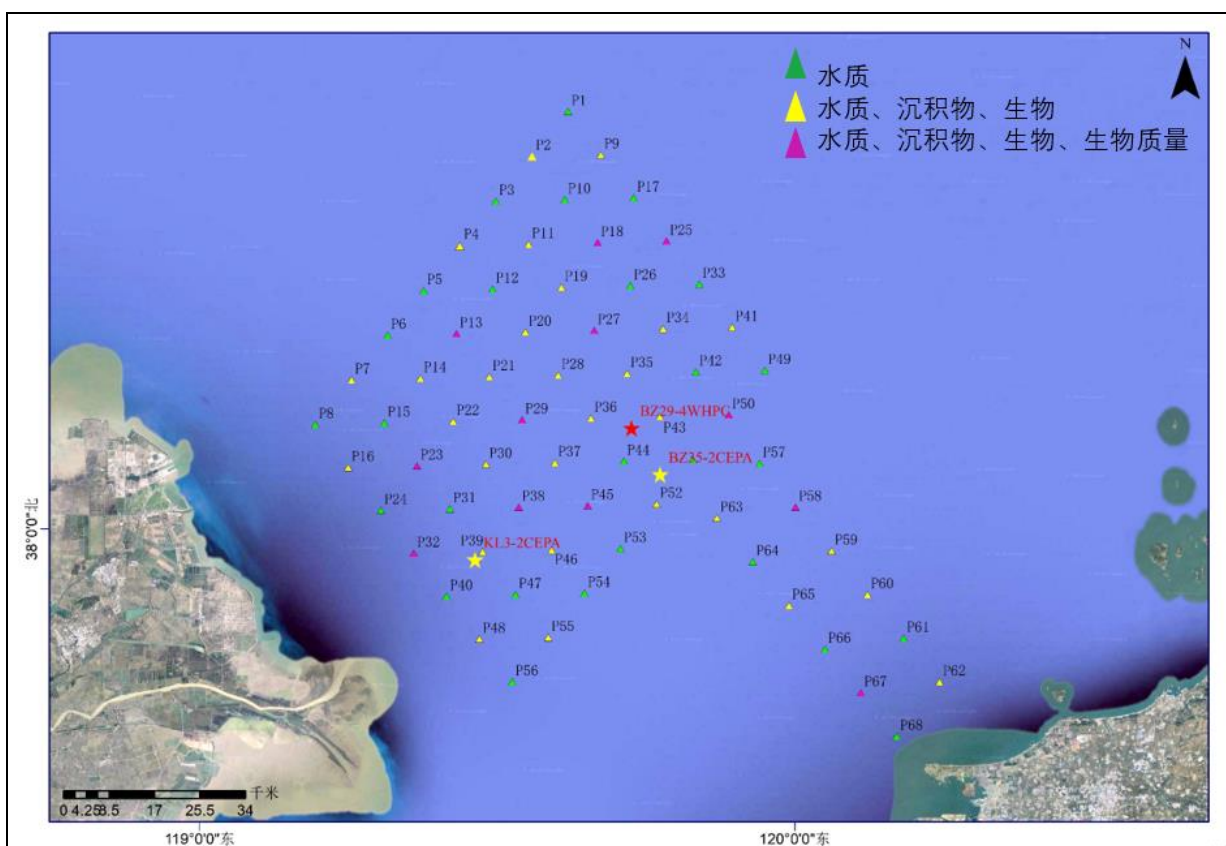


图 4.2-2 水质、沉积物、海洋生物生态调查站位图

4.2.1 水文动力现状与评价

本海区海流以潮流为主，潮流性质以正规半日潮为主，潮流运动形式以往复流为主，H2~H6 站兼具旋转性，半日分潮流（ M_2 、 S_2 ）的贡献极大，浅水分潮方面， M_4 、 MS_4 分潮相对主要分潮而言，分潮流都较小。

H1 站流向均较为集中，其海流流向受岸线的影响较大，其海流的流向表现为 WNW~NW 和 ESE~SSE。H2~H6 站潮流流向较为分散，表现出一定的旋转性，权重最大的流向为 WNW 和 ESE。

全站海流流速范围主要在 10cm/s~40cm/s 之间，空间分布上看，H1 站具有全站最大的流速，最大的流速可达 61cm/s，除 H4 站观测到超过 50cm/s 的流速外，其余站位整个观测期间流速范围基本一致，垂直方向上，各站遵循流速自表至底逐渐减小的趋势。

观测各站位余流流速位于 0-4cm/s 区间范围内，垂向上，各站位基本遵循自表至底流速逐渐减小的趋势。流向方面，H1 站余流 ESE 方向为主，流向范围为 $115^\circ \sim 117^\circ$ ；其他站余流以 E~SE 方向为主，流向范围为 $88^\circ \sim 167^\circ$ 。

4.2.2 水环境质量现状与评价

(1) 评价因子

选取溶解氧 (DO)、化学需氧量 (COD)、pH、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬 15 项作为水质评价因子。

(2) 评价标准

根据《山东省海洋功能区划(2011-2020年)》、《山东省海洋生态环境保护规划(2018-2020年)》、《山东省近岸海域环境功能区划(2016-2020年)》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020年)》，调查站位中有 14 个水质站位位于功能区划和红线区内，不同功能区的海洋环境保护要求不同，所以评价因子执行相应标准。其他位于渤海中部的站位 (54 个站位) 海水水质评价采用《海水水质标准》(GB3097-1997) 中的第一类海水水质标准进行评价。针对超标评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

各评价因子的标准值见表 4.2-3。各评价因子的评价标准值见表 4.2-4。

表 4.2-3 各评价因子的海水水质评价标准值 (单位: mg/L)

项目	第一类	第二类	第三类	第四类
pH	7.8~8.5 同时不超出该海域正常变动范围的 0.2pH 单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围的 0.5pH 单位	
溶解氧	>6 mg/L	>5 mg/L	>4 mg/L	>3 mg/L
化学需氧量	≤ 2 mg/L	≤ 3 mg/L	≤ 4 mg/L	≤ 5 mg/L
活性磷酸盐	≤ 0.015 mg/L	≤ 0.030 mg/L		≤ 0.045 mg/L
无机氮	≤ 0.20 mg/L	≤ 0.30 mg/L	≤ 0.40 mg/L	≤ 0.50 mg/L
石油类	≤ 0.05 mg/L		≤ 0.30 mg/L	≤ 0.50 mg/L
铜	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L	
铅	≤ 0.001 mg/L	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L
锌	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.050 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.50 mg/L
镉	≤ 0.001 mg/L	≤ 0.005 mg/L	≤ 0.010 mg/L	
总铬	≤ 0.05 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.20 mg/L	≤ 0.50 mg/L
汞	≤ 0.00005 mg/L	≤ 0.0002 mg/L		≤ 0.0005 mg/L
砷	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.030 mg/L	≤ 0.050 mg/L	
硫化物	≤ 0.020 mg/L	≤ 0.050 mg/L	≤ 0.10 mg/L	≤ 0.25 mg/L
挥发性酚	≤ 0.005 mg/L		≤ 0.010 mg/L	≤ 0.050 mg/L

(3) 调查结果

2018 年 9 月水质实测结果统计见表 4.2-5~4.2-7。

(4) 评价结果

2018 年 9 月水质标准指数见表 4.2-8~4.2-10。

表 4.2-4 水质实测结果统计表（表层）

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	悬浮物	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	(°C)			(mg/L)				(µg/L)										
P1	23.04	31.212	8.09	6.77	1.20	34.9	8.79	142.9	17.4	1.72	1.81	0.142	2.81	20.7	0.0453	0.991	未检出	未检出
P2	23.26	31.096	8.08	7.30	1.20	27.4	4.41	111.7	16.7	1.44	1.54	0.238	2.29	19.1	0.0317	1.27	未检出	未检出
P3	23.67	31.014	8.20	8.58	2.08	27.1	4.38	104	13	1.21	0.989	0.196	1.04	13.9	0.0274	1.07	未检出	未检出
P4	24.04	31.012	8.14	6.26	0.824	64.4	8.19	126.1	7.72	2.37	1.15	0.122	2.06	21.8	0.0521	0.966	未检出	未检出
P5	24.11	30.920	8.14	7.30	1.04	34.7	7.01	126.1	6.16	2.63	1.99	0.092	3.02	21.9	0.0677	0.917	未检出	未检出
P6	24.40	30.920	8.14	7.52	0.800	41.5	7.42	130.9	5.55	1.87	0.926	0.13	1.07	19.5	0.0576	0.84	未检出	未检出
P7	24.40	30.708	8.15	6.14	0.448	31.0	4.53	137.1	7.96	2.85	1.12	0.229	1.88	15.7	0.0457	0.884	未检出	1.1
P8	24.78	30.363	8.19	7.18	1.020	11.2	3.02	138.8	8.38	1.5	2.1	0.2	1.22	13.1	0.0391	0.939	未检出	1.2
P9	23.10	31.214	8.05	6.66	1.07	26.7	4.76	119.9	13.3	1.79	1.69	0.234	1.7	24.2	0.0546	0.853	未检出	未检出
P10	23.22	31.134	8.03	6.40	1.22	32.8	5.93	135.3	13.2	1.35	2.39	0.197	2.15	13.7	0.0459	1.44	未检出	未检出
P11	23.68	31.081	8.08	6.67	0.920	72.1	5.63	108.9	9.32	1.85	1.08	0.171	2.6	26.5	0.0555	0.912	未检出	未检出
P12	23.73	30.180	8.15	6.91	0.832	59.6	8.66	96.2	(-)	1.36	1.89	0.239	2.23	16.9	0.0481	0.788	未检出	未检出
P13	23.79	29.837	8.16	6.54	0.840	50.5	3.65	102.1	(-)	2.99	1.53	0.159	2.76	20.1	0.0414	0.798	未检出	未检出
P14	23.19	30.893	8.08	6.70	1.11	93.2	7.12	118	(-)	2.97	2.15	0.196	1.42	25.3	0.0485	0.83	未检出	未检出
P15	20.84	22.778	8.31	8.48	1.08	47.2	15.8	397.9	9.03	1.12	2.16	0.189	2.83	16.9	0.0473	0.904	未检出	未检出
P16	21.27	22.475	8.27	8.24	1.12	44.4	18.5	465.5	11	2.69	1.37	0.18	2.28	24.7	0.0427	0.939	1.2	未检出
P17	23.49	31.235	8.14	7.02	0.960	30.9	4.16	133.1	16.4	1.75	2.21	0.149	2.15	20	0.0548	0.862	未检出	未检出
P18	23.50	30.950	8.08	6.51	0.872	31.8	7.50	180.6	13.6	1.71	1.12	0.154	2.81	24.8	0.021	0.806	未检出	未检出
P19	23.70	30.872	8.08	6.61	0.840	79.9	5.15	150.5	6.24	1.27	2.38	0.204	3.07	17.9	0.0395	0.895	未检出	未检出
P20	23.56	29.981	8.17	7.06	0.800	60.6	5.75	71.3	(-)	1.73	1.81	0.152	1.33	16	0.032	0.656	未检出	未检出
P21	23.53	29.519	8.20	7.09	0.760	78.8	8.34	92.4	(-)	1.32	1.42	0.216	2.05	13.8	0.0407	0.828	未检出	未检出
P22	23.89	29.639	8.16	6.34	0.916	55.2	17.0	157.5	(-)	2.42	1.63	0.173	1.97	11.5	0.0471	0.749	未检出	未检出
P23	20.87	26.678	8.24	8.10	1.12	38.5	5.90	162.2	47.6	1.91	1.35	0.195	1.08	16.3	0.0395	1.2	未检出	未检出
P24	21.06	20.447	8.18	8.70	0.400	48.2	13.8	317.2	33.8	2.8	1.15	0.177	1.42	16	0.0479	1.31	未检出	未检出
P25	23.62	31.079	8.13	7.22	0.984	33.7	7.62	156.6	15.6	2.79	1.14	0.231	2.83	13.6	0.0437	0.827	未检出	未检出
P26	23.69	30.817	8.08	7.50	1.50	30.2	6.12	146.6	16.6	2.71	1.46	0.207	2.68	10.7	0.0234	0.937	未检出	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	悬浮物	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	(°C)			(mg/L)														
P27	24.11	30.249	8.13	7.18	1.24	42.1	7.51	179.4	12	1.72	2.29	0.242	2.88	11.8	0.0443	0.884	未检出	未检出
P28	23.54	30.591	8.15	6.59	0.800	46.7	7.12	72.6	(-)	2.36	2.4	0.224	1.19	25.2	0.0332	0.87	未检出	未检出
P29	23.71	30.108	8.15	6.50	1.12	60.6	11.0	97	(-)	1.05	1.93	0.135	2.07	16.6	0.0398	0.805	未检出	1.1
P30	23.80	29.859	8.18	6.43	0.840	60.4	10.2	125.8	6.02	2.36	1.28	0.166	2.79	19.4	0.0592	0.809	未检出	未检出
P31	22.17	25.416	8.22	8.34	1.16	49.8	9.99	293.9	14.2	2.64	1.76	0.236	2.79	23.9	0.0351	0.917	未检出	未检出
P32	23.98	29.133	8.22	6.91	1.51	64.8	9.65	135.4	6.22	1.4	2.22	0.135	2	15.4	0.0493	0.73	未检出	未检出
P33	23.93	31.260	8.16	7.36	1.30	41.8	3.07	101.6	13.8	2.12	2.14	0.144	2.49	11	0.0428	0.85	未检出	未检出
P34	23.89	30.692	8.11	7.22	1.18	58.2	4.76	158.9	10.2	1.2	1.42	0.198	2.78	13.8	0.032	0.843	未检出	未检出
P35	24.17	29.699	8.18	7.31	0.592	51.5	5.57	175.2	13.5	1.81	1.49	0.206	1.79	12.8	0.0395	0.963	0.214	未检出
P36	23.92	30.489	8.19	6.64	0.600	59.8	13.6	74.7	5.26	2.72	1.76	0.238	1.03	27.1	0.0493	0.926	0.214	1.1
P37	24.11	30.199	8.20	6.85	0.728	47.2	9.10	62.26	5.2	1.94	1.49	0.208	2.78	22.4	0.0436	1.25	未检出	未检出
P38	24.73	30.180	8.25	7.23	0.920	45.2	10.7	66.6	12.4	1.82	1.33	0.14	2.67	15.6	0.0352	0.937	未检出	未检出
P39	24.80	30.022	8.26	6.96	0.488	33.5	9.75	56.76	5.25	2.4	1.39	0.127	2.93	13.5	0.0391	0.928	未检出	未检出
P40	23.90	29.522	8.22	7.49	0.576	49.1	16.1	177.5	32.2	2.18	0.992	0.111	2.67	18.6	0.0408	0.735	未检出	未检出
P41	24.42	31.227	8.14	7.25	0.920	33.9	5.77	123.2	13.7	2.98	2.04	0.123	3.02	26.5	0.0446	0.968	未检出	未检出
P42	24.27	31.140	8.22	6.75	0.512	44.1	4.22	69.61	13.6	1.33	1.61	0.174	2.58	14.2	0.05	0.84	未检出	未检出
P43	24.16	30.983	8.19	6.80	1.02	27.0	3.22	47.66	13	2.91	2.05	0.191	1.06	21.7	0.0416	0.945	未检出	未检出
P44	23.94	30.670	8.20	6.70	0.864	45.8	8.46	36.41	6.2	2.46	2.27	0.141	1.21	24.1	0.0625	0.762	未检出	未检出
P45	24.50	30.757	8.22	6.98	0.792	34.4	8.16	48.1	(-)	1.17	1.56	0.201	1.26	12.7	0.0416	0.782	未检出	未检出
P46	24.68	30.304	8.23	7.04	0.920	50.8	8.35	66.17	3.78	1.41	2.04	0.224	1.06	12.6	0.0452	1.03	未检出	未检出
P47	24.45	30.213	8.25	7.15	0.520	55.2	2.99	167.53	29.2	1.53	1.28	0.097	2.44	12.8	0.0378	0.846	未检出	未检出
P48	24.28	28.877	8.25	7.68	1.760	58.4	14.7	212	(-)	2.8	0.924	0.111	1.01	11.3	0.0318	0.837	未检出	未检出
P49	24.51	31.066	8.12	7.04	1.18	75.1	3.70	73.2	19.2	2.89	1.95	0.205	1.02	19.4	0.0379	1.1	未检出	未检出
P50	24.62	31.147	8.21	6.94	1.32	34.6	3.31	97.53	7.32	2.78	1.67	0.189	1.7	24.3	0.0395	0.887	未检出	未检出
P51	24.36	30.941	8.23	6.72	1.18	28.1	5.27	34.92	10.8	1.74	2.16	0.138	2.94	23.6	0.0317	0.839	未检出	未检出
P52	24.30	30.940	8.20	6.80	0.848	61.9	10.4	59.84	6.02	2.26	2.38	0.232	2.79	16.3	0.051	0.793	未检出	未检出
P53	24.48	30.422	8.23	6.77	1.11	68.6	6.61	67.99	11.8	2.11	2.15	0.168	1.86	12.3	0.0476	0.923	未检出	未检出
P54	24.53	30.417	8.22	6.86	1.03	17.6	8.83	91.3	(-)	2.06	1.81	0.225	1.2	16	0.0457	0.776	未检出	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	悬浮物	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	(°C)			(mg/L)				(μg/L)										
P55	24.18	29.408	8.23	7.58	0.880	22.0	5.33	83	(-)	2.55	0.88	0.154	2.32	13.1	0.0436	0.733	未检出	未检出
P56	24.52	29.339	8.24	6.93	0.768	32.8	5.27	82	12.3	1.1	1.57	0.187	2.47	11	0.0543	1.23	未检出	未检出
P57	24.76	31.128	8.22	7.01	1.54	63.0	13.3	50.75	6.3	2.13	1.2	0.125	1.28	27.5	0.0513	0.903	未检出	未检出
P58	24.86	31.103	8.22	7.30	1.50	65.7	3.66	24.28	7.94	1.28	2	0.196	1.49	15.9	0.0436	0.892	未检出	未检出
P59	24.97	31.147	8.25	7.25	2.30	42.3	5.56	35.76	(-)	1.76	1.05	0.228	2.97	17.1	0.0395	0.906	未检出	未检出
P60	25.12	31.270	8.23	6.98	1.58	25.6	7.62	27.1	5.4	1.86	2.34	0.172	1.89	11.2	0.0447	0.82	未检出	未检出
P61	25.45	31.482	8.17	6.93	1.32	50.8	10.7	56	5.9	2.51	0.97	0.164	2.05	20.5	0.0676	1.21	未检出	未检出
P62	25.32	31.590	8.16	6.64	1.15	51.4	13.0	59.82	3.57	1.37	1.75	0.195	1.48	14.6	0.0701	0.95	未检出	1.1
P63	24.88	31.042	8.23	7.15	1.20	32.2	4.15	27.96	7.02	2.89	1.84	0.168	1.55	18.9	0.0455	0.858	未检出	未检出
P64	24.90	31.049	8.24	6.99	1.34	40.8	5.30	38.7	10.4	1.56	1.19	0.213	2.38	10.8	0.0325	0.846	未检出	未检出
P65	24.92	31.126	8.23	7.14	1.57	67.1	11.5	38.3	7.64	0.959	1.73	0.122	2.48	24.1	0.0329	0.804	未检出	未检出
P66	25.38	31.345	8.20	7.55	1.38	35.8	7.34	22.27	3.9	1.24	0.88	0.195	1.66	14.6	0.0556	0.772	未检出	未检出
P67	25.44	31.401	8.20	7.04	1.12	39.0	7.21	68.4	4.07	2.7	1.36	0.234	1.05	25.7	0.0585	1.16	未检出	未检出
P68	25.55	31.549	8.18	6.96	0.824	21.8	5.29	45.75	5.61	1.14	1.76	0.227	2.9	20.1	0.0566	1.17	未检出	未检出

表 4.2-5 水质实测结果统计表 (10m 层)

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	悬浮物	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	(°C)			(mg/L)				(μg/L)									
P1	23.00	31.233	8.09	6.69	1.26	26.7	8.64	160.3	2.82	1.44	0.157	2.61	26.8	0.043	0.766	未检出	未检出
P9	23.04	31.229	8.06	7.06	1.31	43.0	6.20	145.2	2.38	1.57	0.202	2.14	24.7	0.0554	1.25	未检出	未检出
P10	23.02	31.145	8.02	6.27	1.16	32.4	5.82	148.9	1.06	1.14	0.18	2.97	13.5	0.0417	1.11	未检出	未检出
P2	22.97	31.121	8.06	6.74	1.10	27.2	8.51	130	1.5	1.87	0.191	2.44	21	0.031	1.33	未检出	未检出
P3	23.14	31.051	8.11	6.94	1.02	24.1	4.81	124.2	1.58	2.15	0.126	1.08	25.6	0.0343	1	未检出	未检出
P33	23.93	31.257	8.12	7.28	0.672	27.2	2.13	55.6	1.46	1.9	0.242	2.38	27	0.0436	0.912	未检出	未检出
P25	23.62	31.174	8.11	7.10	0.624	26.9	15.3	111.2	2.41	0.977	0.118	1.14	15.3	0.0532	0.832	0.238	未检出
P17	23.45	31.256	8.13	6.90	1.42	25.1	3.15	139.7	2.26	1.77	0.107	1.25	10.8	0.054	0.859	未检出	未检出
P18	23.38	31.001	8.05	6.34	1.11	31.5	4.51	151.1	2.78	1.96	0.185	2.89	26.5	0.0245	0.81	未检出	未检出

P26	23.50	30.967	8.08	6.59	1.14	22.0	6.67	141.7	1.98	1.23	0.165	2.79	13.1	0.0274	0.843	未检出	未检出
P11	23.25	31.078	8.07	6.34	0.920	53.6	8.89	169.7	2.73	1.51	0.117	2.07	10.8	0.0574	0.943	未检出	未检出

表 4.2-6 水质实测结果统计表（底层）

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	悬浮物	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	(°C)			(mg/L)				(µg/L)									
P1	23.03	31.280	8.08	6.59	1.10	40.9	7.79	150.2	2.64	1.09	0.096	2.46	17.5	0.0524	0.889	0.214	未检出
P2	22.91	31.138	8.02	7.39	0.92	50.1	8.57	140.2	1.12	2.11	0.24	1.45	14.8	0.0348	0.962	未检出	未检出
P3	23.10	31.052	8.04	6.88	1.12	56.1	4.80	127.5	2.22	2	0.221	2.35	15.1	0.037	1.13	未检出	未检出
P4	23.31	31.027	8.10	6.30	0.920	68.2	7.79	165.5	3.01	1.35	0.19	1.62	14.7	0.0654	0.87	未检出	未检出
P5	23.52	30.927	8.10	6.50	1.10	41.2	7.06	164.9	1.8	2	0.176	2.85	15.8	0.0713	0.645	未检出	未检出
P6	23.73	30.927	8.10	7.06	0.904	36.7	8.40	151.9	2.3	2.23	0.142	2.4	13.7	0.062	1.15	未检出	未检出
P7	24.03	30.708	8.14	6.69	0.368	94.8	3.46	108.8	2.17	1.16	0.114	1.94	11.7	0.0436	1	未检出	未检出
P8	24.33	30.404	8.17	7.28	0.800	34.7	3.35	140.6	2.96	1.22	0.137	3.02	23.4	0.0403	0.943	0.214	未检出
P9	23.05	31.241	8.05	6.40	1.11	32.0	6.68	134	1.45	1.54	0.207	2.48	22.3	0.0437	1.3	未检出	未检出
P10	23.01	31.143	8.02	6.18	1.02	45.1	5.55	140.9	2.28	1.99	0.225	1.36	15.7	0.0337	1.23	未检出	未检出
P11	23.19	31.069	8.07	6.21	1.22	70.7	7.91	139.9	0.98	1.57	0.1	2.62	10.7	0.0544	0.865	未检出	未检出
P12	23.52	30.610	8.12	6.37	0.720	54.0	12.8	144.2	2.8	1.07	0.18	2.6	23.7	0.0393	0.799	未检出	未检出
P13	23.64	30.564	8.13	6.16	0.736	84.9	5.83	123.7	2.61	1.82	0.143	1.44	24.6	0.0494	0.781	未检出	未检出
P14	23.59	30.934	8.06	6.69	1.07	89.6	15.6	276.1	2.55	2.22	0.123	2.59	11.6	0.0445	0.787	未检出	未检出
P15	22.45	28.180	8.22	7.52	0.964	59.2	6.29	301.6	2.86	1.27	0.213	1.12	26	0.0494	0.841	未检出	未检出
P16	22.79	26.429	8.23	7.52	0.640	57.5	9.87	284.5	3.04	2	0.193	2.13	17.7	0.0415	0.957	未检出	未检出
P17	23.48	31.282	8.13	6.62	0.952	45.1	5.33	189.7	1.3	1.54	0.135	2.76	11.6	0.0261	0.727	未检出	未检出
P18	23.33	31.103	8.05	6.22	1.27	27.4	4.80	127.1	1.86	1.33	0.194	3.06	15.7	0.0285	0.909	未检出	未检出
P19	23.44	30.873	8.08	6.16	0.824	43.8	5.78	168.1	2.38	1.35	0.177	2.24	17.5	0.048	0.825	0.214	未检出
P20	23.52	30.549	8.13	6.46	0.720	71.5	17.4	154.8	2.45	1	0.11	1.38	12.1	0.0346	0.798	未检出	未检出
P21	23.67	30.266	8.15	6.48	0.776	58.7	6.75	86.8	1.14	2.05	0.177	2.69	17.5	0.0337	0.889	未检出	未检出
P22	23.95	30.000	8.14	5.89	0.948	53.8	13.6	154.8	2.9	1.9	0.224	3.01	16.5	0.05	0.756	未检出	未检出
P23	22.63	27.329	8.18	7.71	1.60	64.9	5.33	185.1	2.55	2.34	0.21	2.05	14.4	0.0481	0.922	未检出	未检出
P24	22.32	27.038	8.17	8.51	1.40	51.5	10.4	259.2	1.16	2.05	0.111	1.96	24.6	0.0425	0.888	未检出	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	悬浮物	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	(°C)			(mg/L)				(µg/L)									
P25	23.62	31.226	8.12	5.82	0.864	26.1	4.32	215.3	1.24	1.71	0.231	2.01	21.5	0.0562	0.788	未检出	未检出
P26	23.46	31.072	8.07	6.27	0.520	42.8	4.15	125	1.7	0.902	0.165	2.48	15	0.0409	1.01	未检出	未检出
P27	23.59	30.713	8.10	6.35	1.12	55.9	6.30	167.2	1.12	2.29	0.204	1.84	12	0.0414	0.711	未检出	未检出
P28	23.55	30.592	8.14	6.50	0.712	45.5	14.9	142.9	1.44	2.28	0.12	2.65	16.9	0.0349	0.745	未检出	未检出
P29	23.74	30.148	8.16	6.46	1.12	68.1	14.3	138.3	1.31	1.48	0.131	1.26	19.3	0.0321	0.734	0.214	未检出
P30	23.81	29.857	8.18	6.38	0.920	75.6	19.9	171.3	2.23	2.02	0.233	2.78	22.8	0.0378	0.737	未检出	未检出
P31	22.22	29.848	8.14	7.26	1.36	56.2	6.47	136.4	1.46	1.9	0.242	2.89	22.3	0.0326	0.884	未检出	未检出
P32	23.60	29.096	8.23	7.49	1.56	58.5	13.8	111.5	0.991	2.09	0.13	1.41	17.5	0.0511	0.787	未检出	未检出
P33	23.96	31.273	8.13	7.25	1.02	68.0	2.78	109.4	1.66	1.48	0.218	2.69	24.3	0.0513	0.869	未检出	未检出
P34	23.65	30.987	8.11	6.53	1.06	28.3	3.98	141.4	0.96	2.31	0.225	1.25	18.8	0.031	0.853	未检出	未检出
P35	23.69	30.802	8.12	6.50	0.584	45.0	7.63	207.6	0.99	1.17	0.201	1.76	23.3	0.0446	0.753	0.238	未检出
P36	23.74	30.504	8.19	6.53	0.680	72.8	11.8	68.6	2.25	0.93	0.222	1.84	15.9	0.0523	0.964	0.238	未检出
P37	23.89	30.212	8.20	6.72	0.832	35.0	19.4	89.9	2.61	2.09	0.182	2.59	21.3	0.0466	0.983	未检出	未检出
P38	24.09	30.232	8.26	6.88	1.08	33.0	10.3	63.87	2.76	1.72	0.238	2.67	13.1	0.0344	0.942	未检出	未检出
P39	24.18	29.985	8.25	6.62	0.440	38.6	11.2	64.15	2.18	0.947	0.095	2.78	13.4	0.0405	0.998	未检出	未检出
P40	23.77	29.591	8.22	6.66	1.49	58.7	13.2	155.7	2.05	2.17	0.218	2.75	23.4	0.04	0.738	未检出	未检出
P41	24.43	31.228	8.14	7.20	0.640	36.6	9.09	176.7	2.64	1.92	0.163	2.02	23.3	0.0481	0.898	0.238	未检出
P42	24.27	31.143	8.21	6.78	0.432	27.8	7.09	69.89	2.75	1.77	0.16	2.7	15.9	0.0459	0.688	未检出	未检出
P43	24.17	30.994	8.19	6.67	0.944	30.5	3.88	81.1	1.34	2.39	0.156	1.17	11.1	0.0447	1.01	未检出	未检出
P44	23.85	30.678	8.21	6.50	0.784	37.2	10.7	60.4	1.45	1.15	0.23	2.16	23.8	0.0588	0.787	未检出	未检出
P45	24.20	30.767	8.22	6.72	1.64	52.8	14.7	65.1	2.77	1.18	0.16	2.98	14.6	0.0532	1.16	未检出	未检出
P46	24.36	30.400	8.23	6.69	0.840	50.5	14.8	93.5	2.87	1.34	0.233	1.82	21.7	0.0508	0.788	未检出	未检出
P47	24.16	30.012	8.23	6.94	1.40	52.5	5.59	313	2.72	1.62	0.121	1.15	24.2	0.0344	0.769	未检出	未检出
P48	24.31	29.541	8.24	6.94	1.32	68.1	12.7	199.8	1.54	2.1	0.098	1.85	22.6	0.0369	0.782	未检出	未检出
P49	24.53	31.066	8.12	7.42	1.02	29.4	6.38	159.5	2.86	1.01	0.233	1.31	20.5	0.0437	0.935	未检出	未检出
P50	24.62	31.152	8.21	6.88	0.704	29.1	7.86	57.39	2.26	1.08	0.23	1.44	26.2	0.0269	1.24	未检出	未检出
P51	24.36	30.942	8.24	6.72	0.840	20.0	4.32	21.2	2.53	1.89	0.152	1.54	20	0.044	1.04	未检出	未检出
P52	24.24	30.974	8.20	6.62	0.928	84.7	9.95	62.1	2.29	1.4	0.192	2.82	11.9	0.0363	0.809	未检出	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站号	水温	盐度	pH	DO	COD	悬浮物	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	(°C)			(mg/L)				(µg/L)									
P53	24.42	30.493	8.23	6.88	1.048	48.8	5.37	37.34	1.06	1.32	0.168	2.34	12.9	0.0459	1.06	未检出	未检出
P54	24.53	30.430	8.23	6.88	0.912	77.1	11.9	130.4	2.82	1.79	0.2	2.7	11.1	0.0437	0.997	未检出	未检出
P55	24.94	30.093	8.22	6.56	0.992	29.6	7.25	90.9	1.85	1.36	0.193	1.09	21.5	0.0419	0.915	未检出	未检出
P56	24.54	29.368	8.23	6.88	0.864	34.5	5.22	88.9	1.66	1.65	0.184	2.62	19.8	0.0559	0.851	未检出	未检出
P57	24.77	31.130	8.22	7.04	1.22	42.7	24.2	57.9	1	1.28	0.224	1.13	23.7	0.0458	0.889	未检出	未检出
P58	24.86	31.107	8.23	7.25	1.40	42.6	3.42	27.62	2.18	1.16	0.209	3.08	24.6	0.0338	1.08	未检出	未检出
P59	24.94	31.164	8.23	7.01	1.91	42.2	5.07	44.78	2.88	1.43	0.238	1.64	22.6	0.0384	0.802	未检出	未检出
P60	25.02	31.283	8.22	6.72	1.14	30.1	4.84	28.89	1.8	1.47	0.178	1.75	22.3	0.0466	0.875	未检出	未检出
P61	25.18	31.515	8.17	6.50	0.800	41.1	25.3	84.4	2.49	2.07	0.125	2.98	20	0.0715	0.883	未检出	未检出
P62	25.26	31.651	8.16	6.72	0.984	44.6	6.18	24.23	1.56	2.23	0.161	1.87	24.1	0.0519	1.03	0.214	未检出
P63	24.83	31.034	8.23	6.93	1.24	41.6	6.90	53.67	0.921	1.14	0.098	1.74	25.4	0.049	0.928	未检出	未检出
P64	24.92	31.078	8.22	6.98	1.34	59.4	4.47	41.21	1.66	1.08	0.235	1.44	21.3	0.0369	0.854	未检出	未检出
P65	24.91	31.147	8.24	7.20	1.54	50.2	13.6	31.83	2.62	1.37	0.189	2.93	11.3	0.0386	1.05	0.238	未检出
P66	25.18	31.371	8.23	6.53	1.15	46.8	12.9	65.9	1.54	2.17	0.141	2.79	12.4	0.0607	0.936	未检出	未检出
P67	25.24	31.500	8.18	6.61	0.984	64.0	10.5	69.8	1.08	1.46	0.139	1.44	14.5	0.0597	1.29	未检出	未检出
P68	25.22	31.630	8.17	6.61	0.720	43.0	8.75	51.61	2.03	1.49	0.158	2.15	21	0.0508	1.17	未检出	未检出

表 4.2-7 水质各污染因子标准指数表（表层）

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P1	0.17	0.70	0.60	0.59	0.71	0.35	0.34	1.81	0.14	0.06	1.04	0.91	0.05	未检出	未检出
P2	0.20	0.49	0.60	0.29	0.56	0.33	0.29	1.54	0.24	0.05	0.96	0.63	0.06	未检出	未检出
P3	0.14	0.05	1.04	0.29	0.52	0.26	0.24	0.99	0.20	0.02	0.70	0.55	0.05	未检出	未检出
P4	0.03	0.89	0.41	0.55	0.63	0.15	0.47	1.15	0.12	0.04	1.09	1.04	0.05	未检出	未检出
P5	0.03	0.46	0.52	0.47	0.63	0.12	0.53	1.99	0.09	0.06	1.10	1.35	0.05	未检出	未检出
P6	0.03	0.36	0.40	0.49	0.65	0.11	0.37	0.93	0.13	0.02	0.98	1.15	0.04	未检出	未检出
P7	0.00	0.94	0.22	0.30	0.69	0.16	0.57	1.12	0.23	0.04	0.79	0.91	0.04	未检出	0.22
P8	0.11	0.34	0.34	0.10	0.46	0.17	0.15	0.42	0.04	0.01	0.26	0.20	0.03	未检出	0.24

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P9	0.29	0.74	0.54	0.32	0.60	0.27	0.36	1.69	0.23	0.03	1.21	1.09	0.04	未检出	未检出
P10	0.34	0.84	0.61	0.40	0.68	0.26	0.27	2.39	0.20	0.04	0.69	0.92	0.07	未检出	未检出
P11	0.20	0.73	0.46	0.38	0.54	0.19	0.37	1.08	0.17	0.05	1.33	1.11	0.05	未检出	未检出
P12	0.00	0.63	0.42	0.58	0.48	(-)	0.27	1.89	0.24	0.04	0.85	0.96	0.04	未检出	未检出
P13	0.03	0.78	0.42	0.24	0.51	(-)	0.60	1.53	0.16	0.06	1.01	0.83	0.04	未检出	未检出
P14	0.20	0.72	0.56	0.47	0.59	(-)	0.59	2.15	0.20	0.03	1.27	0.97	0.04	未检出	未检出
P15	0.46	0.11	0.36	0.53	1.33	0.18	0.11	0.43	0.04	0.03	0.34	0.24	0.03	未检出	未检出
P16	0.34	0.16	0.37	0.62	1.55	0.22	0.27	0.27	0.04	0.02	0.49	0.21	0.03	0.024	未检出
P17	0.03	0.59	0.48	0.28	0.67	0.33	0.35	2.21	0.15	0.04	1.00	1.10	0.04	未检出	未检出
P18	0.20	0.80	0.44	0.50	0.90	0.27	0.34	1.12	0.15	0.06	1.24	0.42	0.04	未检出	未检出
P19	0.20	0.75	0.42	0.34	0.75	0.12	0.25	2.38	0.20	0.06	0.90	0.79	0.04	未检出	未检出
P20	0.06	0.57	0.40	0.38	0.36	(-)	0.35	1.81	0.15	0.03	0.80	0.64	0.03	未检出	未检出
P21	0.14	0.56	0.38	0.56	0.46	(-)	0.26	1.42	0.22	0.04	0.69	0.81	0.04	未检出	未检出
P22	0.03	0.86	0.46	1.13	0.79	(-)	0.48	1.63	0.03	0.04	0.58	0.94	0.04	未检出	未检出
P23	0.26	0.21	0.37	0.20	0.54	0.95	0.19	0.27	0.04	0.01	0.33	0.20	0.04	未检出	未检出
P24	0.09	0.05	0.13	0.46	1.06	0.68	0.28	0.23	0.04	0.01	0.32	0.24	0.04	未检出	未检出
P25	0.06	0.51	0.49	0.51	0.78	0.31	0.56	1.14	0.23	0.06	0.68	0.87	0.04	未检出	未检出
P26	0.20	0.39	0.75	0.41	0.73	0.33	0.54	1.46	0.21	0.05	0.54	0.47	0.05	未检出	未检出
P27	0.06	0.51	0.62	0.50	0.90	0.24	0.34	2.29	0.24	0.06	0.59	0.89	0.04	未检出	未检出
P28	0.00	0.76	0.40	0.47	0.36	(-)	0.47	2.40	0.22	0.02	1.26	0.66	0.04	未检出	未检出
P29	0.00	0.80	0.56	0.73	0.49	(-)	0.21	1.93	0.14	0.04	0.83	0.80	0.04	未检出	0.22
P30	0.09	0.82	0.42	0.68	0.63	0.12	0.47	1.28	0.17	0.06	0.97	1.18	0.04	未检出	未检出
P31	0.20	0.10	0.39	0.33	0.98	0.28	0.26	0.35	0.05	0.03	0.48	0.18	0.03	未检出	未检出
P32	0.20	0.62	0.76	0.64	0.68	0.12	0.28	2.22	0.14	0.04	0.77	0.99	0.04	未检出	未检出
P33	0.03	0.44	0.65	0.20	0.51	0.28	0.42	2.14	0.14	0.05	0.55	0.86	0.04	未检出	未检出
P34	0.11	0.50	0.59	0.32	0.79	0.20	0.24	1.42	0.20	0.06	0.69	0.64	0.04	未检出	未检出
P35	0.09	0.45	0.30	0.37	0.88	0.27	0.36	1.49	0.21	0.04	0.64	0.79	0.05	0.011	未检出
P36	0.11	0.74	0.30	0.91	0.37	0.11	0.54	1.76	0.24	0.02	1.36	0.99	0.05	0.011	0.22
P37	0.14	0.65	0.36	0.61	0.31	0.10	0.39	1.49	0.21	0.06	1.12	0.87	0.06	未检出	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P38	0.29	0.47	0.46	0.71	0.33	0.25	0.36	1.33	0.14	0.05	0.78	0.70	0.05	未检出	未检出
P39	0.31	0.58	0.24	0.65	0.28	0.11	0.48	1.39	0.13	0.06	0.68	0.78	0.05	未检出	未检出
P40	0.20	0.39	0.29	1.07	0.89	0.64	0.44	0.99	0.11	0.05	0.93	0.82	0.04	未检出	未检出
P41	0.03	0.47	0.46	0.38	0.62	0.27	0.60	2.04	0.12	0.06	1.33	0.89	0.05	未检出	未检出
P42	0.20	0.68	0.26	0.28	0.35	0.27	0.27	1.61	0.17	0.05	0.71	1.00	0.04	未检出	未检出
P43	0.11	0.67	0.51	0.21	0.24	0.26	0.58	2.05	0.19	0.02	1.09	0.83	0.05	未检出	未检出
P44	0.14	0.71	0.43	0.56	0.18	0.12	0.49	2.27	0.14	0.02	1.21	1.25	0.04	未检出	未检出
P45	0.20	0.58	0.40	0.54	0.24	0.04	0.23	1.56	0.20	0.03	0.64	0.83	0.04	未检出	未检出
P46	0.23	0.55	0.46	0.56	0.33	0.08	0.28	2.04	0.22	0.02	0.63	0.90	0.05	未检出	未检出
P47	0.29	0.51	0.26	0.20	0.84	0.58	0.31	1.28	0.10	0.05	0.64	0.76	0.04	未检出	未检出
P48	0.29	0.29	0.88	0.98	1.06	0.04	0.56	0.92	0.11	0.02	0.57	0.64	0.04	未检出	未检出
P49	0.09	0.56	0.59	0.25	0.37	0.38	0.58	1.95	0.21	0.02	0.97	0.76	0.06	未检出	未检出
P50	0.17	0.60	0.66	0.22	0.49	0.15	0.56	1.67	0.19	0.03	1.22	0.79	0.04	未检出	未检出
P51	0.23	0.70	0.59	0.35	0.17	0.22	0.35	2.16	0.14	0.06	1.18	0.63	0.04	未检出	未检出
P52	0.14	0.66	0.42	0.69	0.30	0.12	0.45	2.38	0.23	0.06	0.82	1.02	0.04	未检出	未检出
P53	0.23	0.67	0.56	0.44	0.34	0.24	0.42	2.15	0.17	0.04	0.62	0.95	0.05	未检出	未检出
P54	0.20	0.63	0.52	0.59	0.46	0.04	0.41	1.81	0.23	0.02	0.80	0.91	0.04	未检出	未检出
P55	0.23	0.34	0.44	0.36	0.42	0.04	0.51	0.88	0.15	0.05	0.66	0.87	0.04	未检出	未检出
P56	0.26	0.60	0.38	0.35	0.41	0.25	0.22	1.57	0.19	0.05	0.55	1.09	0.06	未检出	未检出
P57	0.20	0.56	0.77	0.89	0.25	0.13	0.43	1.20	0.13	0.03	1.38	1.03	0.05	未检出	未检出
P58	0.20	0.43	0.75	0.24	0.12	0.16	0.26	2.00	0.20	0.03	0.80	0.87	0.04	未检出	未检出
P59	0.29	0.45	1.15	0.37	0.18	0.04	0.35	1.05	0.23	0.06	0.86	0.79	0.05	未检出	未检出
P60	0.23	0.56	0.79	0.51	0.14	0.11	0.37	2.34	0.17	0.04	0.56	0.89	0.04	未检出	未检出
P61	0.06	0.58	0.66	0.71	0.28	0.12	0.50	0.97	0.16	0.04	1.03	1.35	0.06	未检出	未检出
P62	0.03	0.49	0.38	0.43	0.20	0.07	0.14	0.35	0.04	0.01	0.29	0.35	0.03	未检出	0.22
P63	0.23	0.50	0.60	0.28	0.14	0.14	0.58	1.84	0.17	0.03	0.95	0.91	0.04	未检出	未检出
P64	0.26	0.57	0.67	0.35	0.19	0.21	0.31	1.19	0.21	0.05	0.54	0.65	0.04	未检出	未检出
P65	0.23	0.50	0.79	0.77	0.19	0.15	0.19	1.73	0.12	0.05	1.21	0.66	0.04	未检出	未检出
P66	0.14	0.30	0.69	0.49	0.11	0.08	0.25	0.88	0.20	0.03	0.73	1.11	0.04	未检出	未检出

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P67	0.14	0.53	0.56	0.48	0.34	0.08	0.54	1.36	0.23	0.02	1.29	1.17	0.06	未检出	未检出
P68	0.09	0.56	0.41	0.35	0.23	0.11	0.23	1.76	0.23	0.06	1.01	1.13	0.06	未检出	未检出
最小值	0.00	0.05	0.13	0.10	0.11	0.04	0.11	0.23	0.03	0.01	0.26	0.18	0.03	未检出	未检出
最大值	0.46	0.94	1.15	1.13	1.55	0.95	0.60	2.40	0.24	0.06	1.38	1.35	0.07	0.024	0.24

表 4.2-8 水质各污染因子标准指数表（10m 层）

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P1	0.17	0.73	0.63	0.58	0.80	0.56	1.44	0.16	0.05	1.34	0.86	0.04	未检出	未检出
P9	0.26	0.59	0.66	0.41	0.73	0.48	1.57	0.20	0.04	1.24	1.11	0.06	未检出	未检出
P10	0.37	0.89	0.58	0.39	0.74	0.21	1.14	0.18	0.06	0.68	0.83	0.06	未检出	未检出
P2	0.26	0.71	0.55	0.57	0.65	0.30	1.87	0.19	0.05	1.05	0.62	0.07	未检出	未检出
P3	0.11	0.63	0.51	0.32	0.62	0.32	2.15	0.13	0.02	1.28	0.69	0.05	未检出	未检出
P33	0.09	0.47	0.34	0.14	0.28	0.29	1.90	0.24	0.05	1.35	0.87	0.05	未检出	未检出
P25	0.11	0.56	0.31	1.02	0.56	0.48	0.98	0.12	0.02	0.77	1.06	0.04	0.012	未检出
P17	0.06	0.64	0.71	0.21	0.70	0.45	1.77	0.11	0.03	0.54	1.08	0.04	未检出	未检出
P18	0.29	0.86	0.56	0.30	0.76	0.56	1.96	0.19	0.06	1.33	0.49	0.04	未检出	未检出
P26	0.20	0.76	0.57	0.44	0.71	0.40	1.23	0.17	0.06	0.66	0.55	0.04	未检出	未检出
P11	0.23	0.87	0.46	0.59	0.85	0.55	1.51	0.12	0.04	0.54	1.15	0.05	未检出	未检出
最小值	0.11	0.47	0.31	0.14	0.28	0.21	0.98	0.11	0.02	0.54	0.49	0.04	未检出	未检出
最大值	0.37	0.89	0.71	1.02	0.85	0.56	2.15	0.24	0.06	1.34	1.15	0.07	0.012	未检出

表 4.2-9 水质各污染因子标准指数表（底层）

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P1	0.20	0.77	0.55	0.52	0.75	0.53	1.09	0.10	0.05	0.88	1.05	0.04	0.011	未检出
P2	0.37	0.46	0.46	0.57	0.70	0.22	2.11	0.24	0.03	0.74	0.70	0.05	未检出	未检出
P3	0.31	0.66	0.56	0.32	0.64	0.44	2.00	0.22	0.05	0.76	0.74	0.06	未检出	未检出
P4	0.14	0.88	0.46	0.52	0.83	0.60	1.35	0.19	0.03	0.74	1.31	0.04	未检出	未检出
P5	0.14	0.80	0.55	0.47	0.82	0.36	2.00	0.18	0.06	0.79	1.43	0.03	未检出	未检出
P6	0.14	0.57	0.45	0.56	0.76	0.46	2.23	0.14	0.05	0.69	1.24	0.06	未检出	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P7	0.03	0.71	0.18	0.23	0.54	0.43	1.16	0.11	0.04	0.59	0.87	0.05	未检出	未检出
P8	0.06	0.32	0.27	0.11	0.47	0.30	0.24	0.03	0.03	0.47	0.20	0.03	0.004	未检出
P9	0.29	0.84	0.56	0.45	0.67	0.29	1.54	0.21	0.05	1.12	0.87	0.07	未检出	未检出
P10	0.37	0.93	0.51	0.37	0.70	0.46	1.99	0.23	0.03	0.79	0.67	0.06	未检出	未检出
P11	0.23	0.92	0.61	0.53	0.70	0.20	1.57	0.10	0.05	0.54	1.09	0.04	未检出	未检出
P12	0.09	0.85	0.36	0.85	0.72	0.56	1.07	0.18	0.05	1.19	0.79	0.04	未检出	未检出
P13	0.06	0.94	0.37	0.39	0.62	0.52	1.82	0.14	0.03	1.23	0.99	0.04	未检出	未检出
P14	0.26	0.72	0.54	1.04	1.38	0.51	2.22	0.12	0.05	0.58	0.89	0.04	未检出	未检出
P15	0.20	0.31	0.32	0.21	1.01	0.29	0.25	0.04	0.01	0.52	0.25	0.03	未检出	未检出
P16	0.23	0.30	0.21	0.33	0.95	0.30	0.40	0.04	0.02	0.35	0.21	0.03	未检出	未检出
P17	0.06	0.75	0.48	0.36	0.95	0.26	1.54	0.14	0.06	0.58	0.52	0.04	未检出	未检出
P18	0.29	0.91	0.64	0.32	0.64	0.37	1.33	0.19	0.06	0.79	0.57	0.05	未检出	未检出
P19	0.20	0.94	0.41	0.39	0.84	0.48	1.35	0.18	0.04	0.88	0.96	0.04	0.011	未检出
P20	0.06	0.82	0.36	1.16	0.77	0.49	1.00	0.11	0.03	0.61	0.69	0.04	未检出	未检出
P21	0.00	0.81	0.39	0.45	0.43	0.23	2.05	0.18	0.05	0.88	0.67	0.04	未检出	未检出
P22	0.03	1.05	0.47	0.91	0.77	0.58	1.90	0.22	0.06	0.83	1.00	0.04	未检出	未检出
P23	0.09	0.25	0.53	0.18	0.62	0.26	0.47	0.04	0.02	0.29	0.24	0.03	未检出	未检出
P24	0.06	0.05	0.47	0.35	0.86	0.12	0.41	0.02	0.02	0.49	0.21	0.03	未检出	未检出
P25	0.09	1.07	0.43	0.29	1.08	0.25	1.71	0.23	0.04	1.08	1.12	0.04	未检出	未检出
P26	0.23	0.89	0.26	0.28	0.63	0.34	0.90	0.17	0.05	0.75	0.82	0.05	未检出	未检出
P27	0.14	0.86	0.56	0.42	0.84	0.22	2.29	0.20	0.04	0.60	0.83	0.04	未检出	未检出
P28	0.03	0.80	0.36	0.99	0.71	0.29	2.28	0.12	0.05	0.85	0.70	0.04	未检出	未检出
P29	0.03	0.81	0.56	0.95	0.69	0.26	1.48	0.13	0.03	0.97	0.64	0.04	0.011	未检出
P30	0.09	0.84	0.46	1.33	0.86	0.45	2.02	0.23	0.06	1.14	0.76	0.04	未检出	未检出
P31	0.03	0.39	0.45	0.22	0.45	0.15	0.38	0.05	0.03	0.45	0.16	0.03	未检出	未检出
P32	0.23	0.40	0.78	0.92	0.56	0.20	2.09	0.13	0.03	0.88	1.02	0.04	未检出	未检出
P33	0.06	0.48	0.51	0.19	0.55	0.33	1.48	0.22	0.05	1.22	1.03	0.04	未检出	未检出
P34	0.11	0.79	0.53	0.27	0.71	0.19	2.31	0.23	0.03	0.94	0.62	0.04	未检出	未检出
P35	0.09	0.80	0.29	0.51	1.04	0.20	1.17	0.20	0.04	1.17	0.89	0.04	0.012	未检出
P36	0.11	0.78	0.34	0.79	0.34	0.45	0.93	0.22	0.04	0.80	1.05	0.05	0.012	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P37	0.14	0.70	0.42	1.29	0.45	0.52	2.09	0.18	0.05	1.07	0.93	0.05	未检出	未检出
P38	0.31	0.63	0.54	0.69	0.32	0.55	1.72	0.24	0.05	0.66	0.69	0.05	未检出	未检出
P39	0.29	0.74	0.22	0.75	0.32	0.44	0.95	0.10	0.06	0.67	0.81	0.05	未检出	未检出
P40	0.20	0.73	0.75	0.88	0.78	0.41	2.17	0.22	0.06	1.17	0.80	0.04	未检出	未检出
P41	0.03	0.49	0.32	0.61	0.88	0.53	1.92	0.16	0.04	1.17	0.96	0.04	0.012	未检出
P42	0.17	0.67	0.22	0.47	0.35	0.55	1.77	0.16	0.05	0.80	0.92	0.03	未检出	未检出
P43	0.11	0.72	0.47	0.26	0.41	0.27	2.39	0.16	0.02	0.56	0.89	0.05	未检出	未检出
P44	0.17	0.80	0.39	0.71	0.30	0.29	1.15	0.23	0.04	1.19	1.18	0.04	未检出	未检出
P45	0.20	0.70	0.82	0.98	0.33	0.55	1.18	0.16	0.06	0.73	1.06	0.06	未检出	未检出
P46	0.23	0.71	0.42	0.99	0.47	0.57	1.34	0.23	0.04	1.09	1.02	0.04	未检出	未检出
P47	0.23	0.61	0.70	0.37	1.57	0.54	1.62	0.12	0.02	1.21	0.69	0.04	未检出	未检出
P48	0.26	0.60	0.66	0.85	1.00	0.31	2.10	0.10	0.04	1.13	0.74	0.04	未检出	未检出
P49	0.09	0.39	0.51	0.43	0.80	0.57	1.01	0.23	0.03	1.03	0.87	0.05	未检出	未检出
P50	0.17	0.62	0.35	0.52	0.29	0.45	1.08	0.23	0.03	1.31	0.54	0.06	未检出	未检出
P51	0.26	0.70	0.42	0.29	0.11	0.51	1.89	0.15	0.03	1.00	0.88	0.05	未检出	未检出
P52	0.14	0.74	0.46	0.66	0.31	0.46	1.40	0.19	0.06	0.60	0.73	0.04	未检出	未检出
P53	0.23	0.63	0.52	0.36	0.19	0.21	1.32	0.17	0.05	0.65	0.92	0.05	未检出	未检出
P54	0.23	0.62	0.46	0.79	0.65	0.56	1.79	0.20	0.05	0.56	0.87	0.05	未检出	未检出
P55	0.20	0.75	0.50	0.48	0.45	0.37	1.36	0.19	0.02	1.08	0.84	0.05	未检出	未检出
P56	0.23	0.62	0.43	0.35	0.44	0.33	1.65	0.18	0.05	0.99	1.12	0.04	未检出	未检出
P57	0.20	0.55	0.61	1.61	0.29	0.20	1.28	0.22	0.02	1.19	0.92	0.04	未检出	未检出
P58	0.23	0.45	0.70	0.23	0.14	0.44	1.16	0.21	0.06	1.23	0.68	0.05	未检出	未检出
P59	0.23	0.56	0.96	0.34	0.22	0.58	1.43	0.24	0.03	1.13	0.77	0.04	未检出	未检出
P60	0.20	0.68	0.57	0.32	0.14	0.36	1.47	0.18	0.04	1.12	0.93	0.04	未检出	未检出
P61	0.06	0.78	0.40	1.69	0.42	0.50	2.07	0.13	0.06	1.00	1.43	0.04	未检出	未检出
P62	0.03	0.47	0.33	0.21	0.08	0.16	0.45	0.03	0.02	0.48	0.26	0.03	0.004	未检出
P63	0.23	0.59	0.62	0.46	0.27	0.18	1.14	0.10	0.03	1.27	0.98	0.05	未检出	未检出
P64	0.20	0.57	0.67	0.30	0.21	0.33	1.08	0.24	0.03	1.07	0.74	0.04	未检出	未检出
P65	0.26	0.47	0.77	0.91	0.16	0.52	1.37	0.19	0.06	0.57	0.77	0.05	0.012	未检出
P66	0.23	0.76	0.58	0.86	0.33	0.31	2.17	0.14	0.06	0.62	1.21	0.05	未检出	未检出

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

站位	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P67	0.09	0.73	0.49	0.70	0.35	0.22	1.46	0.14	0.03	0.73	1.19	0.06	未检出	未检出
P68	0.06	0.73	0.36	0.58	0.26	0.41	1.49	0.16	0.04	1.05	1.02	0.06	未检出	未检出
最小值	0.00	0.05	0.18	0.11	0.08	0.12	0.24	0.02	0.01	0.29	0.16	0.03	未检出	未检出
最大值	0.37	1.07	0.96	1.69	1.57	0.60	2.39	0.24	0.06	1.31	1.43	0.07	0.012	未检出

(5) 评价结果

本次调查结果显示, pH、DO、COD、石油类、铜、砷、镉、总铬、挥发性酚和硫化物表、10m、底层均符合所在区域的水质标准。

调查海区 DO 底层有 2 个站位超出一类水质标准, 符合二类水质标准, 均位于功能区划和生态红线之外。

COD 化学需氧量表层有 2 个站位超出一类水质标准, 符合二类水质标准, 均位于功能区划和生态红线之外。

无机氮表层有 4 个站位超出一类水质标准, P31 站位(位于功能区划和生态红线外)符合二类水质标准, P15、P16 和 P24 站位位于功能区划内, 执行二类水质标准, 这三个站位超标; 无机氮底层站位有 6 个站位超出一类水质标准, P14、P25 和 P35 符合二类水质标准, 这三个站位位于功能区划和生态红线外, P16、P24 符合二类水质标准, 位于功能区划和生态红线内, 执行二类水质标准; P15 位于功能区划和生态红线内, 执行二类水质标准, 超标。

活性磷酸盐表层有 3 个站位超出一类水质标准, 符合二类水质标准, P16 站位位于功能区划和生态红线内, 执行二类水质标准, 符合; 10m 层有一个站位(位于功能区划和生态红线外)超出一类水质标准, 符合二类水质标准; 底层有 6 个站位超出一类水质标准, P14、P20、P30、P37、P57 这 5 个站位位于功能区划和生态红线外, 符合二类水质标准, P16 站位执行一类水质标准, 超标。

铅表层有 51 个站位超出一类水质标准, 其中 P67 和 P68 站位执行一类水质标准, 超标, 其他站位均符合二类水质标准; 10m 层有 10 个站位超出一类水质标准, 均符合二类水质标准; 底层有 58 个站位超出一类水质标准, 其中 P40、P48、P61、P67 和 P68 站位执行一类水质标准, 超标, 其他站位均符合二类水质标准。

锌表层有 22 个站位超出一类水质标准, 其中 P61、P67 和 P68 站位执行一类水质标准, 超标, 其他站位均符合二类水质标准; 10m 层有 6 个站位超出一类水质标准, 均符合二类水质标准; 底层有 25 个站位超出一类水质标准, 其中 P40、P48 和 P68 站位执行一类水质标准, 超标, 其他站位均符合二类水质标准。

汞表层有 16 个站位超出一类水质标准, 其中 P40、P48、P61、P67 和 P68 站位执行一类水质标准, 超标, 其他站位均符合二类水质标准; 10m 层有 4 个站位超出一类水质标准, 均符合二类水质标准; 底层有 16 个站位超出一类水质标准, 其中 P61、P67 和 P68 站位执行一类水质标准, 超标, 其他站位均符合二类水质标准。

(6) 超第一类海水水质标准原因分析

本次调查海域海水水质主要受到活性磷酸盐、无机氮和铅、锌、汞的污染，其中铅浓度超第一类海水水质标准的现象在整个调查海域普遍存在，锌和汞超标现象次之，磷酸盐和无机氮超标站位则主要集中在调查海域的近岸侧。

根据《2017 年中国海洋生态环境状况公报》提供的结果：排污口邻近海域水体中的主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、石油类和化学需氧量（COD），个别排污口邻近海域水体中重金属、粪大肠菌群等含量超标。这与本次调查的结果基本一致。海水中无机氮、活性磷酸盐、COD 及重金属主要来自于入海河流携带的大量工业废水。从近年整个渤海海域的重金属污染状况看，海水中的铅浓度超第一类海水水质标准的现象较为普遍，海水总汞和锌浓度超标现象也呈现微加剧趋势；同时，大气沉降也是海洋重金属污染的一个重要来源。

①活性磷酸盐、无机氮

参照 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》，渤海近岸海域以外海水质量状况良好，近岸局部海域海水环境污染依然严重。渤海海水环境主要超标物质为无机氮和活性磷酸盐，无机氮是劣四类水质海域的主要污染因素，冬季渤海中部局部海域活性磷酸盐超第一类海水水质标准。本项目现状调查结果表明，调查海域水质总体较好，其中营养盐类主要污染因子为活性磷酸盐和无机氮。位于功能区及渤海中部的少数站位磷酸盐超第一类海水水质标准，符合第二（三）类海水水质标准；位于功能区及渤海中部的少数站位无机氮超出功能区所要求的水质标准，个别超标站位符合第三、四类海水水质标准。本项目现状调查结果与历年公报结论基本相符。

渤海沿岸主要河流每年向海水中输入大量的营养盐类污染物，同时陆源入海排污口超标排放营养盐类污染物。因此，陆源污染物大量排海是导致调查海域营养盐超标现象的主要因素。

②重金属类

参照 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》，渤海沿岸主要河流重金属类污染物每年入海量数百吨左右，是渤海海水中重金属的主要来源，且海水中各监测项目浓度与排放量基本一致，因此河流污染物入海是调查海域铅、锌、汞超标的重要原因；大气气溶胶和大气污染物湿沉降同样是海水中重金属的来源；同时，渤海周边存在大量的入海排污口，工业污水和生活污水大量排放可能也是该调查区域重金属超标现象的原因。

③COD 超标

根据《2017 年中国海洋生态环境状况公报》提供的结果：排污口邻近海域水体中的主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、石油类和化学需氧量（COD），个别排污口邻近海域水体中重金属、粪大肠菌群等含量超标，这与本次调查的结果基本一致。

本次现状调查 COD 在 P3、P59 两个站位表层超出一类标准，距离渤中 29-4 油田南区较远。油田群周边调查站位 COD 现状良好较远，因此与油田生产生活污水排放关系不大。

4.2.3 沉积物环境质量现状与评价

① 评价因子

本次选取有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬、砷 10 项作为评价因子。

② 评价标准

根据《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》、《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》，调查站位中有 7 个站位位于功能区划和红线区内，不同功能区的海洋环境保护要求不同，所以评价因子执行相应标准。其他位于渤海中部的站位（34 个站位）沉积物评价采用《海洋沉积物质量标准》（GB18668-2002）中的第一类海水水质标准进行评价。针对超标评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

各评价因子标准值见表 4.2-10。

表 4.2-10 功能区划内沉积物调查站位评价标准

项目	第一类	引用标准
有机碳	$\leq 2.0 \times 10^{-2}$	《海洋沉积物质量》 (GB18668-2002)
硫化物	$\leq 300.0 \times 10^{-6}$	
石油类	$\leq 500.0 \times 10^{-6}$	
汞	$\leq 0.20 \times 10^{-6}$	
铜	$\leq 35.0 \times 10^{-6}$	
铅	$\leq 60.0 \times 10^{-6}$	
锌	$\leq 150.0 \times 10^{-6}$	
镉	$\leq 0.50 \times 10^{-6}$	
铬	$\leq 80.0 \times 10^{-6}$	
砷	$\leq 20.0 \times 10^{-6}$	

③ 评价结果

调查结果表明：调查海区沉积物中有机碳、硫化物、铜、铅、锌、铬、汞、砷和镉等各评价因子的标准指数值均小于 1，符合一类海洋沉积物标准；石油类有 1 个站位（P46，位于功能区划和生态红线外）超出第一类海洋沉积物质量标准，符合第二类海洋沉积物质量标准。沉积物中各污染物含量状况见表 4.2-12，沉积物各评价因子的标准指数值和超标率表 4.2-13。

④ 超标原因分析

沉积物调查石油类仅有 1 个站位超出第一类海洋沉积物质量标准；此外 P46 站位距离 BZ29-4WHPC 和 BZ35-2CEPA 平台分别约为 27km 和 25km，距离较远(见图 4.2-5)，因此，沉积物调查中 1 个站位石油类超出第一类海洋沉积物质量标准与油田开发无必然联系，可能属于瞬时超标。



图 4.2-3 沉积物石油类 P46 站位与 BZ29-4WHPC、BZ35-2CEPA 平台的位置关系图

表 4.2-11 沉积物中各污染物含量状况

站号	石油类 (10^{-6})	铜 (10^{-6})	铅 (10^{-6})	镉 (10^{-6})	铬 (10^{-6})	锌 (10^{-6})	汞 (10^{-6})	砷 (10^{-6})	硫化物 (10^{-6})	有机碳 (%)
P11	60.1	21.8	18	0.139	27.6	20.8	0.0339	9.62	33.6	0.467
P13	95.8	19.1	15.7	0.0974	18.1	20.7	0.0303	7.28	27.7	0.403
P14	79.4	19.2	10.9	0.0981	29.2	18.7	0.0279	5.3	40.9	0.443
P16	4.4	24.8	13.1	0.151	24	28.9	0.018	6.7	24.4	0.169
P18	56.8	25.4	15	0.191	28.9	25.7	0.0313	9.11	37.9	0.538
P19	31.6	21.6	14.3	0.0816	24.5	31.4	0.033	8.72	38.1	0.448
P2	74.3	13.9	15.3	0.196	17.9	18.4	0.029	10	36.1	0.554

站号	石油类	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷	硫化物	有机碳
	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(10 ⁻⁶)	(%)
P20	73.4	26	21.1	0.152	31.4	19.2	0.0362	9.22	41	0.421
P21	51.1	13.9	16.2	0.0931	26.7	18.5	0.0283	8.17	32.8	0.376
P22	102	15.2	13	0.0867	22.6	18.8	0.0271	9.6	38	0.487
P23	30.2	20.2	12.6	0.233	22.9	18	0.0248	10.2	35	0.208
P25	45	24.1	12.3	0.176	32.1	32.1	0.0282	9.68	39.6	0.486
P27	62	19.4	13.4	0.231	31.5	22.6	0.0226	8.65	26	0.394
P28	24.5	15.5	17.5	0.158	22.3	29.8	0.0194	9.37	33.3	0.363
P29	51.2	14	13.5	0.124	22.2	26.6	0.0249	8.97	42.8	0.439
P30	44.8	26.4	12.6	0.224	22.4	32.1	0.0301	10.1	59.6	0.4
P32	14.9	25.4	16.9	0.0916	21.6	27.1	0.0299	8.37	5.78	0.277
P34	48.6	24.8	20.5	0.117	30.8	25.5	0.0211	8.65	34.5	0.319
P35	39.8	26.1	18.1	0.0783	27.7	29.4	0.022	9.46	30.5	0.309
P36	22.7	27.4	14.7	0.113	29.7	29.5	0.0296	5.71	36.3	0.35
P37	59.5	17.2	13.2	0.169	27.5	27	0.0334	8.88	29.6	0.431
P38	85.1	18.6	14	0.139	29.3	25.7	0.0434	9.14	46.1	0.405
P39	66.3	15.5	11	0.0977	20.2	17.2	0.0308	5.74	58.8	0.372
P4	81.1	16.5	17.8	0.174	28.5	27.9	0.0307	10.9	39.4	0.556
P41	51.8	15.6	15.7	0.128	23	30.5	0.0218	8.24	23.1	0.315
P43	65	16.1	21.2	0.204	33.3	27.7	0.0246	5.25	35.2	0.298
P45	70.6	12.2	10.6	0.181	20.6	20.7	0.0375	9.24	50	0.474
P46	511	25.3	17.1	0.138	30.6	17.6	0.0415	8.18	61.5	0.472
P48	80.2	13.7	16.9	0.143	26.5	16	0.0389	6.43	22.6	0.408
P50	73.4	27.9	19.4	0.116	23.7	17.7	0.0199	7.73	29.2	0.242
P52	22.6	18.4	11.4	0.172	23.7	21.1	0.0237	6.31	40.3	0.228
P55	146	19.1	21.3	0.255	28.8	28.8	0.0394	7.65	35.7	0.369
P58	107	23.7	12.1	0.259	33	30.1	0.0226	7.74	55.7	0.283
P59	128	25.2	19.5	0.22	20	26.1	0.0253	4.73	33	0.303
P60	85.6	23.8	16.2	0.0846	28.9	24	0.0253	6.31	65	0.337
P62	45.1	28	18.3	0.163	25.7	17.9	0.0354	5.83	30.9	0.402
P63	42.6	18.8	17.4	0.085	20.2	27.5	0.0245	8.24	37.2	0.265
P65	80	16.7	18.9	0.116	24.2	21.2	0.0256	7.43	29.5	0.334
P67	43.3	20.3	19	0.144	18.8	21.3	0.0383	6.2	41.6	0.36
P7	58.2	21.5	14.8	0.125	28.8	19.1	0.0252	7.11	48.6	0.365
P9	152	22.5	11.9	0.173	21.6	18.9	0.0315	8.82	38.2	0.435

表 4.2-12 沉积物各评价因子的标准指数值和超标率

站号	石油类	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷	硫化物	有机碳
P2	0.15	0.40	0.26	0.39	0.22	0.12	0.15	0.50	0.12	0.28
P4	0.16	0.47	0.30	0.35	0.36	0.19	0.15	0.55	0.13	0.28
P7	0.12	0.61	0.25	0.25	0.36	0.13	0.13	0.36	0.16	0.18
P9	0.30	0.64	0.20	0.35	0.27	0.13	0.16	0.44	0.13	0.22
P11	0.12	0.62	0.30	0.28	0.35	0.14	0.17	0.48	0.11	0.23
P13	0.19	0.55	0.26	0.19	0.23	0.14	0.15	0.36	0.09	0.20
P14	0.16	0.55	0.18	0.20	0.37	0.12	0.14	0.27	0.14	0.22
P16	0.01	0.71	0.22	0.30	0.30	0.19	0.09	0.34	0.08	0.08
P18	0.11	0.73	0.25	0.38	0.36	0.17	0.16	0.46	0.13	0.27
P19	0.06	0.62	0.24	0.16	0.31	0.21	0.17	0.44	0.13	0.22
P20	0.15	0.74	0.35	0.30	0.39	0.13	0.18	0.46	0.14	0.21
P21	0.10	0.40	0.27	0.19	0.33	0.12	0.14	0.41	0.11	0.19
P22	0.20	0.43	0.22	0.17	0.28	0.13	0.14	0.48	0.13	0.24
P23	0.06	0.58	0.21	0.47	0.29	0.12	0.12	0.51	0.12	0.10
P25	0.09	0.69	0.21	0.35	0.40	0.21	0.14	0.48	0.13	0.24

站号	石油类	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷	硫化物	有机碳
P27	0.12	0.55	0.22	0.46	0.39	0.15	0.11	0.43	0.09	0.20
P28	0.05	0.44	0.29	0.32	0.28	0.20	0.10	0.47	0.11	0.18
P29	0.10	0.40	0.23	0.25	0.28	0.18	0.12	0.45	0.14	0.22
P30	0.09	0.75	0.21	0.45	0.28	0.21	0.15	0.51	0.20	0.20
P32	0.03	0.73	0.28	0.18	0.27	0.18	0.15	0.42	0.02	0.14
P34	0.10	0.71	0.34	0.23	0.39	0.17	0.11	0.43	0.12	0.16
P35	0.08	0.75	0.30	0.16	0.35	0.20	0.11	0.47	0.10	0.15
P36	0.05	0.78	0.25	0.23	0.37	0.20	0.15	0.29	0.12	0.18
P37	0.12	0.49	0.22	0.34	0.34	0.18	0.17	0.44	0.10	0.22
P38	0.17	0.53	0.23	0.28	0.37	0.17	0.22	0.46	0.15	0.20
P39	0.13	0.44	0.18	0.20	0.25	0.11	0.15	0.29	0.20	0.19
P41	0.10	0.45	0.26	0.26	0.29	0.20	0.11	0.41	0.08	0.16
P43	0.13	0.46	0.35	0.41	0.42	0.18	0.12	0.26	0.12	0.15
P45	0.14	0.35	0.18	0.36	0.26	0.14	0.19	0.46	0.17	0.24
P46	1.02	0.72	0.29	0.28	0.38	0.12	0.21	0.41	0.21	0.24
P48	0.16	0.39	0.28	0.29	0.33	0.11	0.19	0.32	0.08	0.20
P50	0.15	0.80	0.32	0.23	0.30	0.12	0.10	0.39	0.10	0.12
P52	0.05	0.53	0.19	0.34	0.30	0.14	0.12	0.32	0.13	0.11
P55	0.29	0.55	0.36	0.51	0.36	0.19	0.20	0.38	0.12	0.18
P58	0.21	0.68	0.20	0.52	0.41	0.20	0.11	0.39	0.19	0.14
P59	0.26	0.72	0.33	0.44	0.25	0.17	0.13	0.24	0.11	0.15
P60	0.17	0.68	0.27	0.17	0.36	0.16	0.13	0.32	0.22	0.17
P62	0.09	0.80	0.31	0.33	0.32	0.12	0.18	0.29	0.10	0.20
P63	0.09	0.54	0.29	0.17	0.25	0.18	0.12	0.41	0.12	0.13
P65	0.16	0.48	0.32	0.23	0.30	0.14	0.13	0.37	0.10	0.17
P67	0.09	0.58	0.32	0.29	0.24	0.14	0.19	0.31	0.14	0.18
最大值	1.02	0.80	0.36	0.52	0.42	0.21	0.22	0.55	0.22	0.28
最小值	0.01	0.35	0.18	0.16	0.22	0.11	0.09	0.24	0.02	0.08

4.2.4 海洋生态现状与评价

海洋生态现状与水质和沉积物现状调查同步，进行了叶绿素 a 含量和初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物海洋生态现状调查。

①叶绿素 a 含量及初级生产力

2018 年 9 月，调查海域的表层叶绿素 a 变化范围为 (0.18~2.19) ug/L，平均值为 0.86ug/L；10 米层叶绿素 a 变化范围为 (0.55~1.67) ug/L，平均值为 0.96ug/L；底层叶绿素 a 变化范围为 (0.17~1.18) ug/L，平均值为 0.56ug/L。

由于叶绿素 a 是主要色素体，因此，通常用叶绿素 a (chl-a) 表示初级生产力水平。按照 Cadée 和 Hegeman (1974) 提出的简化公式估算：

$$P = \frac{P_s ED}{2}$$

式中：P 为每日现场的初级生产力，单位：mgC/(m²·d)，P_s 为表层水中浮游植物的潜在生产力，单位：mgC/(m³·h)，E 为真光层的深度，单位：m，D 为白昼时间的长短，

单位：h。

其中，表层水（1m 以内）中浮游植物的潜在生产力 P_s 根据表层水中叶绿素 a 的含量计算：

$$P_s = C_a Q$$

式中： C_a 为表层叶绿素 a 的含量，单位： mg/m^3 ， Q 为同化系数，单位： $\text{mgC}/(\text{mgChl-a}\cdot\text{h})$ 。

以表层叶绿素 a 的含量、海水透明度、日照时数等指数进行估算，得到调查海域的初级生产力变化范围为（24.58~527.01） $\text{mg C}/\text{m}^2 \text{d}$ ，平均值为 159.03 $\text{mg C}/\text{m}^2 \text{d}$ 。调查海域初级生产力水平受其真光层叶绿素 a 水平和海域透明度的影响，因表层叶绿素 a 浓度和透明度均低，本次调查获得较低的初级生产力。

②浮游植物

浮游植物作为海洋食物链的初级生产者，是多种浮游动物和鱼类的饵料，是海洋生产力的基础。但浮游植物的过量增殖也会引发赤潮，对海洋生态环境具有极大的破坏作用。浮游植物的种类组成与数量分布受到水温、盐度、营养盐含量等因子的制约。

a: 种类组成

2018 年 9 月，调查海域共鉴定浮游植物 81 种（类），其中硅藻门 62 种，甲藻门 18 种。调查海域浮游植物种类组成以近海广温、广盐种类为主，硅藻在种类组成中占优势，但高密度的洛氏角毛藻（*Chaetoceros lorenzianus*）出现，在密度上占据优势。

b: 数量分布

2018 年 9 月，调查海域的浮游植物总密度变化范围为（74.736~852.938）个/ m^3 ，平均值为 341.9 个/ m^3 。

c: 群落特征种

根据生物群落特征的评价标准，本次调查浮游植物群落的丰富度指数在 1.86~4.63 之间，平均为 3.13；多样性指数在 2.24~4.12 之间，平均为 3.25；均匀度指数的变化范围在 0.53~0.84 之间，平均为 0.69；优势度指数在 0.28~0.75 之间，平均为 0.50。

综合上述群落特征指数，调查海域浮游植物种类 81 种，多样性指数和丰度指数较高，群落结构状况稳定。

③大中型浮游动物

a: 种类组成

2018 年 9 月，调查海域浅水 I 型网所获浮游动物共有 32 种，优势种为夜光虫 (*Noctilucidae scientillans*) 和强壮箭虫 (*Sagitta crassa*)

b: 个体数量及生物量分布

调查海域浅水 I 型网所获的大中型浮游动物生物量变化范围在 (61.47~2048.33) mg/m^3 之间，平均为 $500.15\text{mg}/\text{m}^3$ 。大中型浮游动物生物密度变化范围为 (12.999~9333.33) 个/ m^3 ，平均值为 1535.72 个/ m^3 。浮游动物生物量和个体密度的在调查站之间的变化规律基本一致。

调查海域大中型浮游动物生物量高值区分布在调查海域中部和南部，北部和东部海域生物量较低。生物密度平面分布与生物量基本一致，高值区主要分布在调查海域南部。

c: 群落特征

根据生物群落特征的评价标准，本次调查各站位浮游动物丰富度指数在 0.35~1.62 之间，平均为 1.27；多样性指数在 0.13~2.72 之间，平均为 2.59；均匀度指数的变化范围在 0.05~0.84 之间，平均为 0.45；优势度指数在 0.56~0.99 之间，平均为 0.84。

综合上述群落特征指数，调查海域大中型浮游动物种类较少，多样性指数、均匀度和丰度值均较低，优势度较高，表明大中型浮游动物群落结构稳定性较差。

④中小型浮游动物

a: 种类组成

2018 年 9 月，调查海域浅水 II 型网所获浮游动物共有 31 种，优势种为夜光虫 (*Noctilucidae scientillans*) 和小拟哲水蚤 (*Paracalanus parvus*)。

b: 个体数量及生物量分布

调查海域浅水 II 型网所获的中小型浮游动物生物量变化范围在 (295~2959.17) mg/m^3 之间，平均为 $1373.54\text{mg}/\text{m}^3$ 。中小型浮游动物生物密度变化范围为 (1233.333~41194.855) 个/ m^3 ，平均值为 19030.48 个/ m^3 。浮游动物生物量和个体密度的在调查站之间的变化规律基本一致。

调查海域中小型浮游动物生物量高值区分布在调查海域中部和南部，东部海域生物量较低。生物密度平面分布与生物量基本一致，高值区主要分布在调查海域中部和南部。

c: 群落特征

根据生物群落特征的评价标准，本次调查各站位浮游动物丰富度指数在 0.33~0.98 之间，平均为 0.71；多样性指数在 0.26~3.03 之间，平均为 2.77；均匀度指数的变化范围在 0.08~0.86 之间，平均为 0.36；优势度指数在 0.45~0.98 之间，平均为 0.84。

综合上述群落特征指数，调查海域中小型浮游动物种类较多，多样性指数较高，表明中小型浮游动物群落结构稳定性较好。

⑤底栖生物

a: 种类组成

2018年9月，调查海域共鉴定底栖生物46种（类），隶属于环节、棘皮、脊索、节肢、纽形和软体共6个门类，其中，环节动物22种，节肢动物14种，软体动物7种，棘皮动物、脊索动物和纽形动物各1种。环节动物和节肢动物是调查海域底栖生物的主要组成类群。

b: 生物量组成与分布

2018年9月，调查海域的底栖生物总生物量变化范围为（0~169.3）g/m²，平均值为17.5g/m²。最高值出现在调查海域中部的P37号站，最低值出现在调查海域西部的P16号站。

c: 密度组成与分布

2018年9月，调查海域的底栖生物总生物密度变化范围为（0~510）个/m²，平均值为69.3个/m²。最高值出现在调查海域东部的P50号站，最低值出现在调查海域西部的P16号站。

d: 群落特征

底栖生物样品的群落特征指数除能反映群落结构状况外，还能在一定程度上反映其栖息环境的状况。多样性指数高，表明底栖生物生存的沉积环境质量状况良好。

根据生物群落特征的评价标准，本次调查底栖生物丰富度指数在0~1.20之间，平均为0.51；多样性指数在0~3.12之间，平均为1.76；均匀度指数在0.80~1.00之间变动，平均为0.95；优势度指数变化范围在0.3~1.0之间，平均为0.64。

P16站未获取底栖生物样品，P36、P48、P55站只获取一种底栖生物，多样性指数和丰度均为0。

综合上述群落特征指数，调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度及丰度均较高，优势度较低，表明该海域底栖生物群落结构稳定，底质环境质量状况良好。

4.2.5 生物质量现状与评价

① 调查概况

调查站位与海洋生态调查站位一致，从各站选取鱼类、贝类、甲壳类、头足类4种

代表性种类，冷冻保存，带回实验室进行分析，根据《海洋监测规范》(GB17378.6-2007)的有关规定，测定部位取其肌肉部分，分析项目包括重金属（总铬、总汞、铜、铅、镉、锌、砷）和石油烃等 8 项。

② 评价标准

贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》(GB18421-2001)规定的第一类标准值，其他软体动物和甲壳类、鱼类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准，见表 4.2-13。

表 4.2-13 海洋生物质量评价标准（单位：mg/kg）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
贝类（双壳类）	0.5	10	0.1	20	0.2	1.0	0.05	15
软体动物（非双壳类）	/	100	10.0	250	5.5	/	0.3	20
甲壳类	/	100	2.0	150	2.0	/	0.2	20
鱼类	/	20	2.0	40	0.6	/	0.	20

③ 调查结果

生物样品主要为白姑鱼、日本枪乌贼、矛尾复虾虎鱼、口虾蛄、舌鳎及银鲳，其中日本枪乌贼属于软体动物，口虾蛄属于甲壳动物，白姑鱼、矛尾复虾虎鱼、舌鳎及银鲳属于鱼类。生物质量分析结果见表 4.2-14。

表 4.2-14 生物质量分析结果（鲜重，单位：mg/kg）

站号	中文俗名	分析部位	铜	铅	镉	铬	锌	砷	汞	石油烃 P25 (湿 10 ⁻⁶)	干/湿
			(干 10 ⁻⁶)								
P25	白姑鱼	肌肉	1.08	1.22	0.525	1.83	5.07	8.43	0.0471	(-)	0.137
P25	日本枪乌贼	全体	10.1	1.31	0.560	0.792	28.7	9.88	0.0218	(-)	0.140
P18	舌鳎	肌肉	1.18	1.19	0.503	0.550	2.14	8.25	0.0348	(-)	0.137
P27	舌鳎	肌肉	1.02	0.983	0.419	0.461	2.16	10.3	0.0422	(-)	0.136
P50	日本枪乌贼	全体	9.01	1.13	0.518	0.760	29.7	9.10	0.0232	0.35	0.144
P50	银鲳	肌肉	0.878	1.42	0.505	0.986	4.69	8.76	0.0166	0.39	0.192
P58	银鲳	肌肉	0.852	1.29	0.551	0.967	4.05	8.48	0.0170	1.05	0.192
P67	日本枪乌贼	全体	9.44	1.04	0.511	0.687	28.7	9.49	0.0180	(-)	0.140
P45	银鲳	肌肉	0.850	1.29	0.461	0.647	3.50	8.54	0.0192	1.33	0.196
P38	白姑鱼	肌肉	1.17	1.28	0.544	1.89	4.85	8.36	0.0390	(-)	0.136
P38	日本枪乌贼	全体	6.94	1.14	0.517	0.784	25.2	8.23	0.0219	0.94	0.138
P29	口虾蛄	去壳全体	1.14	1.26	0.533	0.650	4.35	11.9	0.0428	3.50	0.140
P13	矛尾复虾虎鱼	肌肉	6.42	1.13	0.628	0.484	16.3	11.4	0.0306	(-)	0.132
P23	银鲳	肌肉	0.862	1.19	0.498	0.944	3.68	7.45	0.0167	0.25	0.192
P32	白姑鱼	肌肉	0.952	1.08	0.474	1.64	4.03	9.44	0.0458	(-)	0.129

④ 评价结果

从表 4.2-15 中可以看出：本次调查获取的鱼类、甲壳类和非双壳类软体动物体内的铜、锌、镉、汞、铅含量均不超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准；石油烃含量不超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。

表 4.2-15 调查海域生物体中残留物单因子标准指数统计结果

序号	站位	生物学名	铜	铅	镉	锌	汞	石油烃
1	P25	白姑鱼	0.007	0.084	0.120	0.017	0.022	0.003
2	P38	白姑鱼	0.008	0.087	0.123	0.016	0.018	0.003
3	P32	白姑鱼	0.006	0.070	0.102	0.013	0.020	0.003
4	P13	矛尾复虾虎鱼	0.042	0.075	0.138	0.054	0.013	0.003
5	P18	舌鳎	0.008	0.082	0.115	0.007	0.016	0.003
6	P27	舌鳎	0.007	0.067	0.095	0.007	0.019	0.003
7	P50	银鲳	0.008	0.136	0.162	0.023	0.011	0.020
8	P58	银鲳	0.008	0.124	0.176	0.019	0.011	0.053
9	P23	银鲳	0.008	0.114	0.159	0.018	0.011	0.013
10	P45	银鲳	0.008	0.126	0.151	0.017	0.013	0.067
11	P25	日本枪乌贼	0.014	0.018	0.014	0.016	0.010	0.003
12	P50	日本枪乌贼	0.013	0.016	0.014	0.017	0.011	0.018
13	P67	日本枪乌贼	0.013	0.015	0.013	0.016	0.008	0.003
14	P38	日本枪乌贼	0.010	0.016	0.013	0.014	0.010	0.047
15	P29	口虾蛄	0.002	0.088	0.037	0.004	0.030	0.175

4.2.6 渔业资源现状与评价

本节内容引自中国水产科学研究院黄海水产研究所于 2019 年 10 月编制的《渤中 29-1 油田开发项目海域春季渔业资源现状调查与评价》，调查时间为 2019 年 5 月（春季）。调查站位和布设见表 4.2-16 和图 4.2-4。



图 4.2-4 渔业资源调查站位图

表 4.2-16 渔业资源调查站位坐标

站位	北纬	东经	项目
Y1	119°30'0.00"	38°30'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y2	120°00'0.00"	38°30'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y3	119°15'0.00"	38°15'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y4	119°45'0.00"	38°15'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y5	119°10'0.00"	38°10'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y6	119°15'0.00"	38°00'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y7	119°30'0.00"	38°00'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y8	119°45'0.00"	38°00'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y9	120°00'0.00"	38°00'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y10	119°30'00.00"	37°45'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y11	119°45'0.00"	37°45'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源
Y12	120°00'0.00"	37°45'0.00"	鱼卵、仔稚鱼、渔业资源

调查分析方法：

①鱼卵仔稚鱼

鱼卵、仔稚鱼是鱼类资源进行补充和可持续利用的基础，在鱼类生命周期中数量最大、对环境的抵御能力最脆弱，是死亡最多的敏感发育阶段，这期间在形态学、生理学和生态学等特性方面均发生很大的变化，其孵化和成活率的高低、残存量的多寡将决定鱼类世代的发生量，即补充群体资源量的密度。

鱼卵、仔鱼调查根据 GB12763.6 《海洋调查规范第 6 部分：海洋生物调查》的有关要求执行。定量样品采集使用浅水 I 型浮游生物网（口径 50 cm，长 145 cm）自底至表

垂直取样，定性样品采集使用大型浮游生物网（口径 80 cm，长 280cm）表层水平拖网 10min，拖网速度 2kn。采集的样品经 5% 甲醛海水溶液固定保存后，在实验室进行样品分类鉴定和计数。

②游泳动物

游泳动物现场采样按照 GB12763.6—2007《海洋调查规范-海洋生物调查》的有关要求进行。

游泳生物：采用底拖网进行，用主机功率 280 马力的单拖网渔船，单拖网囊网目应取选择性低的网目（网囊部 2a 小于 20mm），每站拖曳时间为 1h，拖速为 2.5 nm/h。网具为单船有翼单囊拖网，网宽 10m，渔获物在 20kg 以下的全部取样，渔获物在 20kg 以上的随机取 20kg 样品，样品冰鲜保存，回实验室进行鉴定分析和生物学测定，每种鱼取 50ind.，进行生物学测定。

依据调查海域物种分布和经济种类等情况，调查海域渔获物主要分为鱼类、头足类和甲壳类等 3 大类群进行分别描述。

渔业生物学特性内容引用《辽宁动物志.鱼类》（辽宁科学技术出版社，1987），洄游与分布内容参考《黄渤海区渔业资源调查与区划》（海洋出版社，1990）。

（1）鱼卵仔稚鱼

a: 种类组成

2019 年 5 月调查所获鱼卵仔稚鱼 7 种，鱼卵包括斑鲈、鲢、小带鱼、绯鲮、梭鱼等 5 种；仔稚鱼包括斑鲈、鲮、梭鱼、鲢、矛尾虾虎鱼等 5 种。

b: 数量组成及资源密度

调查的 12 个站位中，11 个站位有鱼卵出现，鱼卵出现频率为 91.67%；10 个站位有仔稚鱼出现，出现频率为 83.33%。鱼卵平均密度为 0.229 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.099 尾/m³。

（2）鱼类资源

a: 种类组成

调查海域共捕获鱼类 27 种，隶属于 5 目 13 科。所捕获的 27 种鱼类中，暖水性鱼类有 9 种，占鱼类种数的 33.33%，暖温性鱼类有 18 种，占 66.67%；按栖息水层分，底层鱼类有 22 种，占鱼类种数的 72.22%，中上层鱼类有 5 种，占 27.78%。按越冬场分，渤海地方性鱼类有 14 种，占鱼类种数的 47.22%，长距离洄游性鱼类有 13 种，占 52.78%。按经济价值分，经济价值较高的有 11 种，占鱼类种数的 40.74%，经济价值一般的有 7

种，占 25.93%，经济价值较低有 9 种，占 33.33%。

b: 渔获物组成和渔获量

调查海域鱼类平均渔获量 1106 尾/h，12.176kg/h。根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 27.31%，为 302 尾/h，生物量为 1.227kg/h。成体渔业资源的平均渔获量 804 尾/h，10.949kg/h。

鱼类的优势种为矛尾虾虎鱼、方氏锦鲷、绯衔和短吻红舌鲷。按重量组成矛尾虾虎鱼 52.17%、方氏锦鲷 19.17%、短吻红舌鲷 6.24%、六丝钝尾虾虎鱼 4.07%和绯衔 2.08%，以上 5 种鱼类占鱼类总重量的 83.73%。

按数量组成为矛尾虾虎鱼 64.72%、方氏锦鲷 10.33%、短吻红舌鲷 5.66%、鲢 4.33%和六丝钝尾虾虎鱼 2.56%；以上 5 种鱼类占鱼类总数量的 87.60%。

c: 鱼类资源密度

调查海域鱼类平均渔获量 1106 尾/h，12.176kg/h；其中幼鱼平均渔获数量为 302 尾/h，生物量为 1.227kg/h；成鱼平均渔获数量为 804 尾/h，10.949kg/h。经换算，成鱼平均资源密度为 259.141kg/km²，幼鱼平均资源密度为 7247 尾/km²。

(3) 头足类资源

a: 种类组成

调查海域的头足类主要有两种类型，一是沿岸性种类，多栖息在近岸浅海水域，个体较小，游泳速度较慢，仅做短距离移动。属于这种类型的有双喙耳乌贼、短蛸和长蛸。另一类型是近海性种类，多栖息于沿岸水和外海水交汇区的近海水域，个体较大，游泳速度较快，洄游距离较长，对环境具有较好的适应能力，空间分布范围较广，属于这种类型的有日本枪乌贼。

调查海域共捕获头足类 3 种，为日本枪乌贼、长蛸和短蛸。根据头足类在游泳动物群落中的生物量组成比例、尾数组成比例及出现频率，计算各头足类种类的相对重要性指数 IRI。计算结果为，日本枪乌贼为优势种，I 短蛸为重要种，长蛸为常见种。

b: 渔获物组成和渔获量

调查海域共捕获头足类 3 种，为日本枪乌贼、长蛸和短蛸，日本枪乌贼为优势种。平均资源密度为 654 尾/h，6.82kg/h。头足类生物量范围在 2.24~15.12kg/h，最高的是 2 号站，其次为 4 号站，最低的是 6 号站。

c: 头足类资源密度

调查海域头足类平均渔获量尾 654/h,6.82kg/h;其中幼体平均渔获数量为 225 尾/h,

生物量为 1.23kg/h；成体平均渔获数量为 429 尾/h，5.59kg/h。经换算头足类成体平均资源密度为 132.416kg/km²，幼体平均资源密度为 5400 尾/km²。

(4) 甲壳类资源

a: 种类组成

调查海域共捕获甲壳类 15 种，其中虾类 7 种，蟹类 7 种，口足类 1 种。调查海域优势种为口虾蛄和日本鼓虾。

b: 渔获组成和渔获量

调查海域共捕获甲壳类 13 种，其中虾类 6 种，蟹类 6 种，口足类 1 种；甲壳类平均渔获量 1118 尾/h，14.500kg/h。根据渔获物分析，本次调查中虾类幼体的尾数占总尾数的 21.28%，为 232 尾/h，生物量为 1.082kg/h，虾类成体为 858 尾/h，生物量为 12.678kg/h；蟹类幼体的尾数占蟹类总尾数的 32.14%，为 9 尾/h，生物量为 0.085kg/h，蟹类成体为 19 尾/h，生物量为 0.655kg/h。

c: 甲壳类资源密度

调查海域共捕获甲壳类 15 种，甲壳类平均渔获量 1118 尾/h，14.500kg/h；其中，虾类幼体为 232 尾/h，生物量为 1.082kg/h，虾类成体为 858 尾/h，生物量为 12.678kg/h，蟹类幼体为 9 尾/h，生物量为 0.085kg/h，蟹类成体为 19 尾/h，生物量为 0.655kg/h。经换算虾类成体平均资源密度为 300.32kg/km²，幼体为 5567 尾/km²；蟹类成体平均资源密度为 15.52kg/km²，幼体为 216 尾/km²。

(5) 重要鱼类的产卵场、索饵场及洄游通道

调查海域种类主要包括鲉、多鳞鱮、白姑鱼、黄姑鱼、带鱼、鲷和银鲳等。

① 鲉

鲉属鲉科，是近海集群性小型鱼类，也是从黄海洄游到渤海的小型中上层鱼。由于它在海洋生态系统所处的独特地位以及它向渔业所提供的高额产量，已成为重要的世界性渔业之一。鲉鱼的越冬场在对马、五岛至济州岛附近一带海域，随着水温的升高，逐渐向北洄游。4 月底进入渤海的渤海湾、莱州湾和辽东湾诸湾。鲉鱼分布，5 月主要在莱州湾及秦皇岛外海，6 月主要分布在渤海中部，7 月密集北移，集中于辽东湾和渤海中部，8 月分布和 7 月基本一致，9 月莱州湾和渤海湾鲉鱼完全消失，密集区移到秦皇岛外海和辽东湾，10 月分布在辽东湾和黄河口外，11 月在莱州湾再次出现密集中心，12 月仅在渤海中部有少量分布。产卵期是 6 月上、中旬。本项目位于鲉的索饵场内（图 4.2-5）。

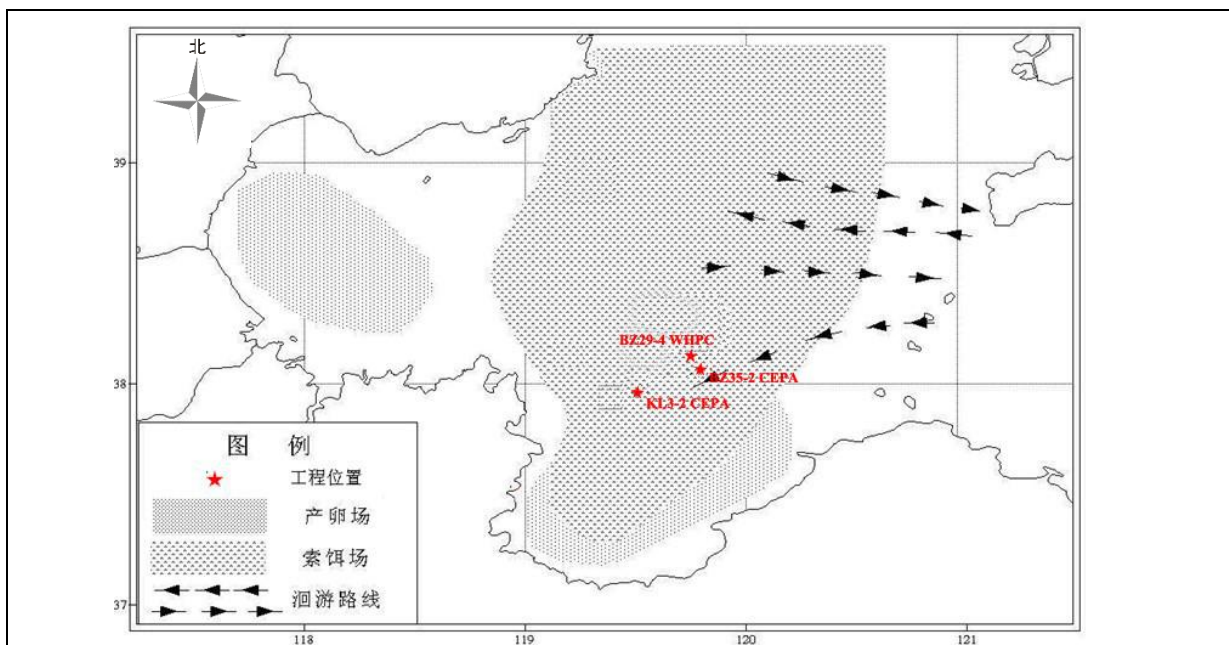


图 4.2-5 鲉鱼洄游分布

② 多鳞鱧

多鳞鱧隶属鱧科，为暖温性底层鱼类。每年 3 月开始生殖洄游，4 月底游至渤海，以莱州湾东部沿岸为最大。产卵期为 5 月下旬至 7 月中旬，6 月为产卵盛期，产卵场主要分布在莱州湾、辽东湾、海州湾、海洋岛渔场。索饵期为 7~10 月，10 月中旬前后开始进行越冬洄游，12 月中旬前后抵达黄海中部越冬场。本项目位于多鳞鱧的越冬场内（图 4.2-6）。

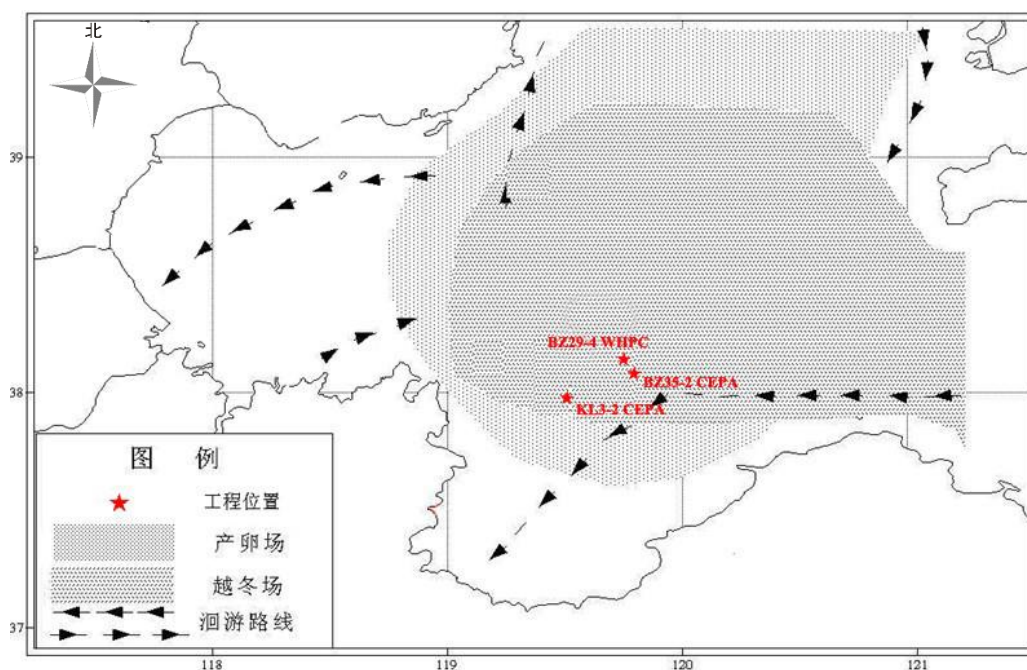


图 4.2-6 多鳞鱧洄游分布

③ 白姑鱼

白姑鱼属石首鱼科，在我国海域均有分布，黄渤海区的白姑鱼群系大体以 33°N 为界，洄游于黄渤海之间，为黄海洄游到渤海产卵和索饵的底层鱼类，经济价值较高。白姑鱼 5 月在渤海中部出现，但数量很少，6~7 月集中在莱州湾产卵。8 月分布面扩大，在秦皇岛外海和黄河口附近也出现密集区，9~10 月份密集中心进一步扩大到渤海中部和辽东湾南部。11 月份主群离开渤海，仅中部有少量个体，12 月份则完全消失。白姑鱼的主要产卵期为 5~6 月，8 月中、下旬陆续游出渤海进行越冬洄游。本项目周围海域有白姑鱼产卵场和洄游通道分布（图 4.2-7）。

④ 黄姑鱼

黄姑鱼属石首鱼科，广泛分布于渤、黄、东、南海沿海及日本西部和韩国沿岸水域。为洄游性的暖温性底层鱼类，是洄游到渤海的重要经济鱼类之一。黄姑鱼 5 月出现于渤海，主群进入黄河口海区产卵，另有部分游向辽东湾大凌河口和滦河口海区产卵场。产卵后的鱼群在各产卵场附近水域分散索饵。6~7 月产卵后密集鱼群消失，仅莱州湾、黄河口有数量不多的分布，8 月莱州湾出现幼鱼密集中心，9~10 月幼鱼数量增多，分布面进一步扩大，整个莱州湾、黄河口以及辽东湾南部均有分布，11 月基本消失。黄姑鱼的产卵期为 5~6 月。本项目南部海域有其产卵场分布（图 4.2-8）。

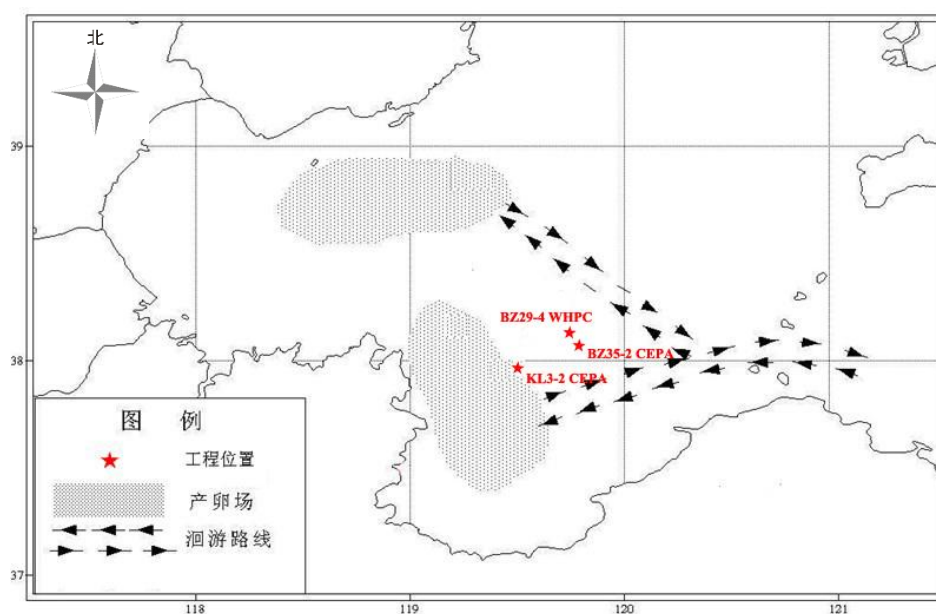


图 4.2-7 白姑鱼洄游分布

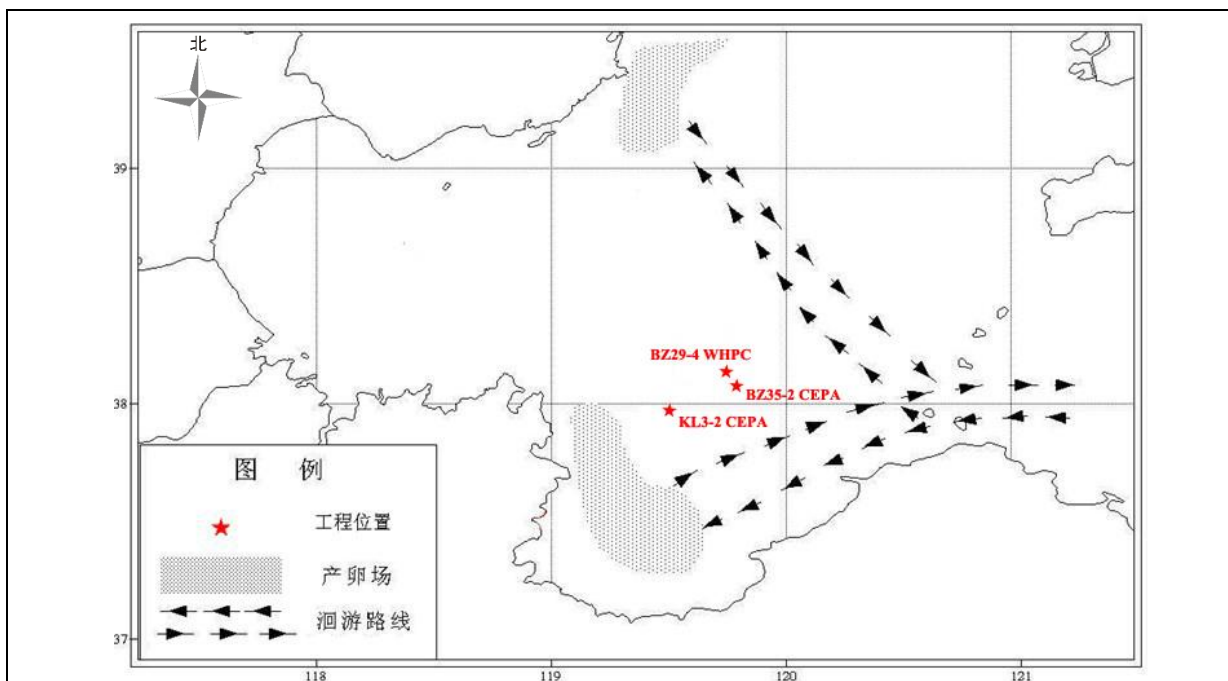


图 4.2-8 黄姑鱼洄游分布

⑤ 带鱼

带鱼属带鱼科，属暖水性和底层鱼类，为拖网、定置网等捕捞对象。每年 3~4 月开始向产卵场洄游，5 月下旬至 6 月产卵，在渤海的产卵群在水浅、温盐度较低的河口外海产卵，其群体可分两部分，南部群体进入莱州湾；北部群体分别进入渤海中部和辽东湾东、南两岸。本项目位于其索饵场内（图 4.2-9）。

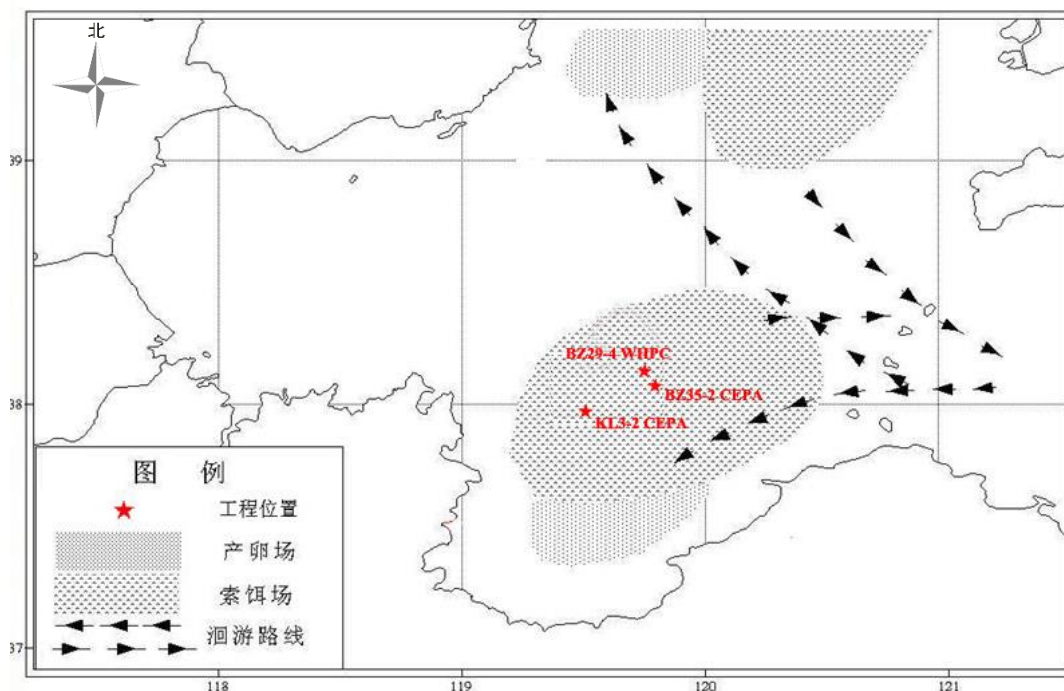


图 4.2-9 带鱼洄游分布

⑥ 鲷

鲷属鲷科，在黄渤海分布较广，每年 3 月逐渐游向近岸，进行产卵洄游，4 月下旬进入渤海，分布于沿岸浅水区，莱州湾、辽东湾数量分布较大。鲷的产卵期为 5~6 月，生殖活动结束后便分散索饵，索饵期为 7~10 月，10 中、下旬逐渐游离渤海，进行越冬洄游。本项目位于其索饵场内（图 4.2-10）。

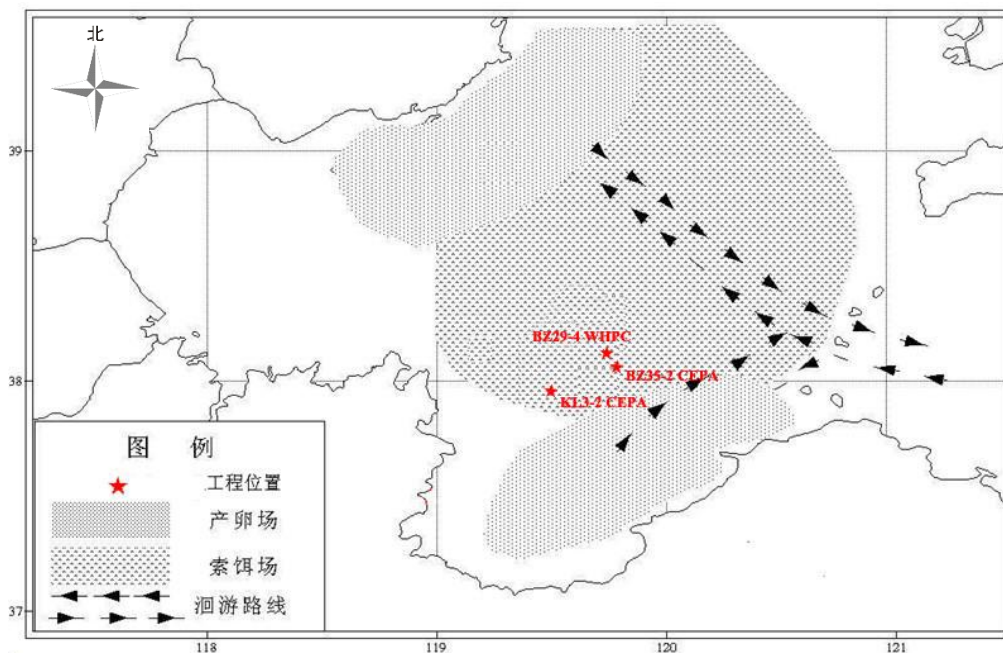


图 4.2-10 鲷洄游分布

⑦ 银鲳

银鲳属鲳科，属暖水性、中上层集群性经济鱼类。银鲳具有显著的与其它近海性鱼类的产卵场分布极为相似的共同点：河口浅海混合海水的高温低盐区，水深一般为 10~20m 左右，渤海银鲳的产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬，7~11 月为主要索饵期，9 月银鲳幼鱼又从近岸移向渤海中部，分布面广，密集中心在莱州湾、和黄河口一带，10 月随水温下降，鱼群逐渐移向渤海中部，并形成密集中心，在辽东湾南部也有密集中心，11 月末银鲳才逐渐游离渤海向越冬场洄游。本项目位于银鲳洄游通道上（图 4.2-11）。

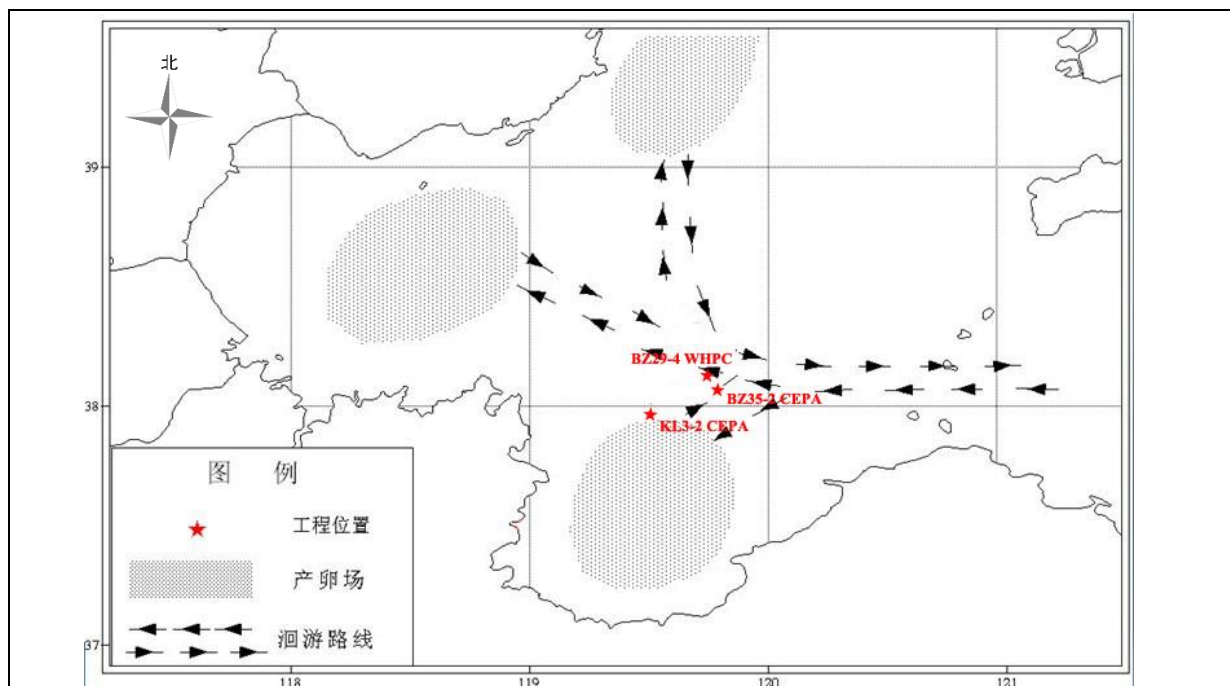


图 4.2-11 银鲟洄游分布

4.3 海洋环境质量现状回顾性评价

本项目所处海域及附近海域环境状况回顾性分析，海水水质、沉积物、海洋生态和生物质量采用渤中 29-4 油田南区周边海域共 6 次现状调查资料进行分析比较（2007 年 5 月、2007 年 9 月、2012 年 6 月、2012 年 11 月、2013 年 5 月（生物质量）、2015 年 5 月和 2018 年 9 月）。历次调查站位见图 4.3-1。由图可知：历史调查站位与本次调查站位重合程度较好，具有可对比性，且调查时间分布在春季和秋季，便于进行同一海区不同时期调查回顾分析，较客观地反映渤中 29-4 油田南区周围海域环境质量变化情况。

4.3.1 回顾评价历史资料的选取

本次评价引用的历史调查资料概况见表 4.3-1。

2007 年 5 月现状资料来源于《渤中 29-4 油田、渤中 28-2 南油田北块、渤中 34-1 油田北块开发工程环境影响报告书》，在调查区域共布设 39 个调查站位，其中水质站位 39（P1~P39）个；沉积物和生物生态站位 26 个。

2007 年 9 月共设置 45 个点位，与春季相比多一个纵断面，布设 45 个调查站位，其中水质站位 45（P1~P45）个；沉积物和生物生态站位 29 个。

2012 年 6 月在调查海区共布设 62 个调查站位，其中水质站位 62 个，生物生态站位 37 个，2013 年 5 月在评价海域进行了生物质量补充调查，2012 年 11 月同步进行了一次

沉积物环境质量现状调查。

2012 年 11 月秋季调查共设置 76 个调查站位，与春季相比多一个横断面。其中水质站位 76 个，沉积物和生物站位各 45 个。

2015 年 5 月在调查海区共布设 51 个调查站位，其中水质站位 51 个，沉积物和生物生态站位 32 个。

2018 年 9 月在调查海区共布设 68 个站位，其中水质站位 68 个，沉积物站位和生物站位均为 41 个，生物质量站位 12 个

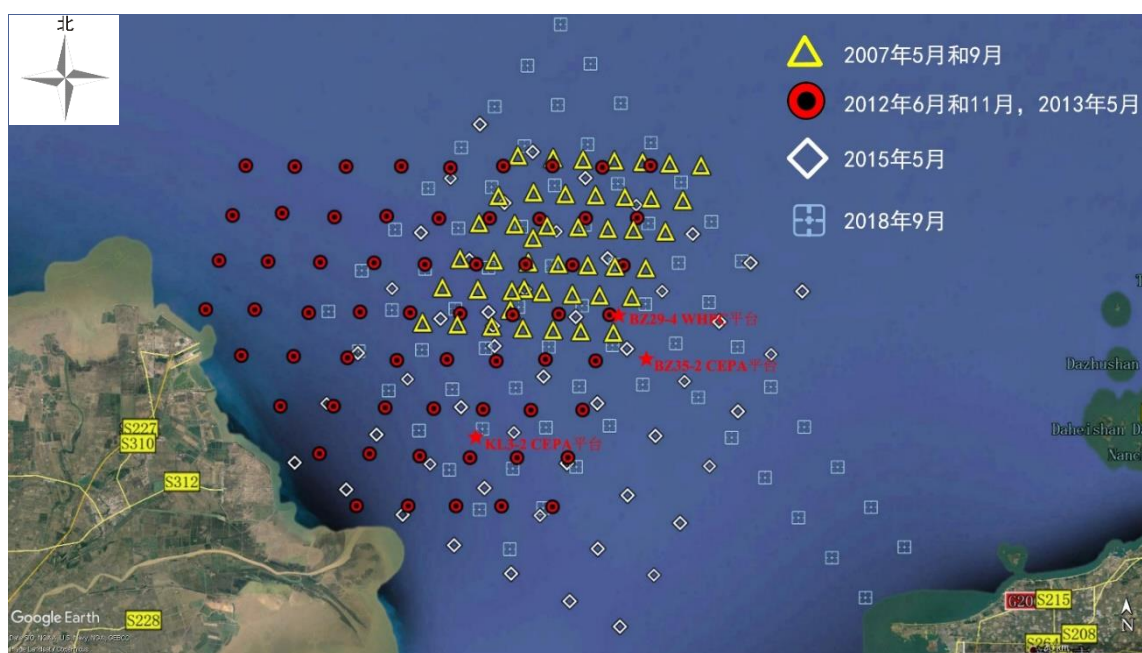


图 4.3-1 历次现状调查站位

表 4.3-1 本次评价引用的历史调查资料概况

编号	资料来源	调查时间	站位数	调查单位	调查单位资质	本次评价引用因子
1	《渤中 29-4 油田、渤中 28-2 南油田北块、渤中 34-1 油田北块开发工程环境影响报告书》	2007 年 5 月 2007 年 9 月	39 (春) 45 (秋)	/	/	水质、沉积物、海洋生态、生物质量
2	《渤中 28/34 油田群综合调整项目环境影响报告书》	2012 年 6 月 2012 年 11 月 2013 年 5 月	62 76 11 (生物质量)	国家海洋局北海环境监测中心	有 CMA 认证	
3	《渤中 34-1 油田 F 平台外挂井槽项目海洋环境质量现状调查报告》	2015 年 5 月	51	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	

4	《渤中 28/34 油田群海域区块秋季海洋环境现状调查与评价报告》	2018 年 9 月	68	国家海洋局北海环境监测中心	有 CMA 认证	
---	-----------------------------------	------------	----	---------------	----------	--

4.3.2 海水水质状况回顾

(1) 春季

选取各次调查海水水质评价因子中 pH 值、COD、DO、石油类、总汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮、硫化物共 15 项作为本次回顾性分析评价因子；由于 2007 年 5 月调查水质采样层次均为表层和底层，2012 年 6 月和 2015 年 5 月调查水质采样层次为表层、10m 层和底层，本次回顾性评价将针对调查海区表层、10 米和底层海水水质进行。海水水质评价采用《海水水质标准》（GB3097-1997）中的一类海水水质标准。各次调查数据对比统计结果见表 4.3-2。

对比三次春季调查结果可知，该海域海水质量状况与历史状况基本相同。三次调查所有样品中溶解氧、pH 值、化学需氧量（COD）、铜、镉、铬、砷、挥发性酚和硫化物的含量均低于第一类海水水质标准，且在历次调查中含量均较稳定。石油类、总汞、铅、锌、活性磷酸盐和无机氮调查因子均出现了不同程度的超标。

①石油类：2007 年 5 月调查 59.0%的石油类出现超一类海水水质标准的现象，在 2012 年 6 月和 2015 年 5 月调查中石油类调查结果全部符合一类标准；

②无机氮：三次调查结果均超一类海水水质标准，超标率且随时间变化呈现增大趋势，2015 年 5 月表、10m、底层超标率均达到 100%；

③活性磷酸盐：三次调查结果均存在超标现象，2007 年、2012 年和 2015 年三次活性磷酸盐浓度超标率依次降低。

④铅：2007 年 5 月和 2012 年 6 月调查结果未出现铅浓度超标，2015 年 5 月铅的超标率较大为（88%~98%）。

⑤总汞：2007 年 5 月调查结果未出现总汞浓度超标，2012 年和 2015 年两次活性磷酸盐浓度超标，超标率随时间变化呈现增大趋势。

⑥锌：三次调查结果均存在超标现象，2007 年、2012 年和 2015 年三次活性磷酸盐表层浓度超标率随时间变化呈现减小趋势，表层浓度超标率随时间变化不明显。

综上所述，渤中 35-2 油田和渤中 29-4 油田南区周边海域石油类、活性磷酸盐和锌的污染状况有所缓解，海域海水质量状况与历史状况基本相同，主要污染物是无机氮、活性磷酸盐、铅、锌和总汞。

(2) 秋季

各次调查数据对比统计结果见表 4.3-3。

对比三次秋季调查结果可知，该海域海水质量状况与历史状况基本相同。三次调查所有样品中 pH 值、铜、镉、铬、砷、挥发性酚和硫化物的含量均低于第一类海水水质标准，且在历次调查中含量均较稳定。溶解氧和 COD 出现超标站位属于个别现象。石油类、铅、锌、总汞、无机氮和活性磷酸盐在历史监测和现状监测均出现不同程度的超标。

①石油类：2007 年 9 月石油类超标率为 53%，2012 年 11 月石油类超标率为 4%，2018 年 9 月石油类超标率全部符合一类标准。从历史数据变化趋势可以看出，石油类超标率依次降低，污染有所缓解。

②无机氮：三次调查结果均有部分调查站位超一类海水水质标准，表层超标率且随时间变化呈现降低趋势，2007 年 9 月表层超标率均达到 100%；

③活性磷酸盐：2007 年 9 月超标现象最严重，2013 年 11 月全部符合一类标准，2018 年 9 月有部分站位超标，变化趋势不明显。

④铅：2007 年 9 月调查结果未出现铅浓度超标，2012 年 11 月铅浓度超标为（72%~74.6%），2018 年 9 月铅浓度超标率为（89.71%~94.1%），超标率随时间变化呈现增大趋势。

⑤总汞：2007 年 9 月调查结果未出现总汞浓度超标，2012 年和 2018 年两次活性磷酸盐浓度超标，超标率随时间变化呈现增大趋势。

⑥锌：三次调查结果均存在超标现象，2012 年 11 月比 2007 年 9 月、2018 年 9 月超标率要小，超标变化趋势不明显。

综上可知，渤中 35-2 油田和渤中 29-4 油田南区周边海域无机氮污染状况有所缓解，铅和总汞污染呈现加剧趋势。海域海水质量状况与历史状况基本相同，主要污染物仍然是无机氮、活性磷酸盐、铅、锌和总汞。

(3) 超标原因分析

本海区主要的超标因子为石油类、活性磷酸盐、无机氮、锌、铅和总汞。

根据《2017 年中国海洋生态环境状况公报》提供的结果：排污口邻近海域水体中的主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、石油类和化学需氧量（COD），个别排污口邻近海域水体中重金属、粪大肠菌群等含量超标。这与历次调查的结果基本一致。海水中无机氮、活性磷酸盐、COD 及重金属主要来自于入海河流携带的大量工业废水。从近年整

个渤海海域的重金属污染状况看，海水中的铅浓度超第一类海水水质标准的现象较为普遍，海水总汞和锌浓度超标现象也呈现微加剧趋势；同时，大气沉降也是海洋重金属污染的一个重要来源。

表 4.3-2 工程周边海域春季历次调查主要水质要素统计结果对比表

调查内容		2007 年 5 月			2012 年 6 月			2015 年 5 月		
		表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层
溶解氧 (mg/L)	范围	8.60~10.23	/	8.90~10.50	8.35~9.89	7.58~9.12	7.46~9.82	6.34~6.46	6.33~6.48	6.35~6.49
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
化学需氧量(mg/L)	范围	0.28~1.68	/	0.23~1.65	0.36~1.56	0.2~1.16	0.16~1.28	0.12~1.12	0.12~1.08	0.24~1.4
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
pH 值	范围	8.17~8.24	/	8.19~8.25	8.09~8.38	8.07~8.41	8.13~8.39	7.86~7.92	7.85~7.92	7.84~7.91
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
石油类 (µg/L)	范围	28~74	/	/	4.11~21.7	/	/	31~45	/	/
	超标率	59.0%	/	/	0	/	/	0	/	/
总汞 (µg/L)	范围	0.016~0.029	/	0.016~0.035	0.011~0.189	0.007~0.199	0.011~0.158	0.04~0.15	0.03~0.15	0.02~0.15
	超标率	0	/	0	54%	53%	51%	90%	96%	84%
铜 (µg/L)	范围	2.35~3.46	/	2.31~3.59	0.625~2.74	0.67~2.76	0.578~2.74	0.3~2.1	未检出~1.2	未检出~1.5
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
铅 (µg/L)	范围	0.34~0.73	/	0.33~0.77	0.569~2.21	0.59~2.22	0.591~2.19	0.79~3.39	0.87~2.33	0.89~3.45
	超标率	0	/	0	0	0	0	94%	88%	98%
锌 (µg/L)	范围	13.11~24.75	/	12.47~28.02	8.55~23.8	8.84~23.7	8.55~24.0	9~22	7~26	8~37
	超标率	30.8%	/	33.3%	23%	33%	32%	2%	8%	35%
镉 (µg/L)	范围	0.143~0.231	/	0.122~0.268	0.089~0.238	0.091~0.232	0.098~0.237	0.34~0.48	0.31~0.49	0.31~0.49
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
铬 (µg/L)	范围	2.49~3.62	/	2.59~3.96	0.87~2.82	0.813~2.79	0.828~2.77	1.4~6.6	1.8~6.6	1.5~6.4
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
砷 (µg/L)	范围	1.04~1.43	/	1.04~1.44	0.567~1.68	0.625~1.75	0.567~1.75	2.1~3.52	2.13~3.52	2.13~3.69
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
挥发性酚 (µg/L)	范围	0.45~1.32	/	0.66~1.32	未检出~1.23	未检出~1.23	未检出~1.32	未检出~4.5	未检出~4.3	未检出~4.1
	超率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
活性磷酸	范围	1~56	/	1~49	2.23~28.3	2.42~19.4	2.11~20.9	1.6~17.3	1.6~15.7	1.6~14.2

盐(μg/L)	超标率	51.3%	/	59%	18%	13%	14%	4%	2%	0
无机氮(μg/L)	范围	47~322	/	67~292	52.1~366	80.1~338	82.7~316	289.3~502.6	275.2475.1	264.2~469.1
	超标率	30.8%	/	35.9%	67%	78%	61%	100%	100%	100%
硫化物(μg/L)	范围	0.85~2.39	/	0.84~2.39	未检出~0.23	未检出~0.23	未检出~0.288	未检出~0.374	未检出~0.354	未检出~0.338
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0

表 4.3-3 工程周边海域秋季历次调查主要水质要素统计结果对比表

调查内容		2007年9月			2012年11月			2018年9月		
		表层	10m层	底层	表层	10m层	底层	表层	10m层	底层
溶解氧(mg/L)	范围	7.1~8.02	/	6.84~7.87	7.55~8.80	7.84~8.61	7.74~8.66	6.14~8.70	6.24~7.28	5.82~8.51
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	2.9%
化学需氧量(mg/L)	范围	0.92~1.45	/	1.06~1.42	0.504~1.26	0.536~1.08	0.576~1.34	0.40~2.30	0.62~1.42	0.37~1.91
	超标率	0	/	0	0	0	0	2.9%	0	0
pH 值	范围	8.11~8.24	/	8.11~8.28	8.15~8.25	8.16~8.27	8.16~8.28	8.03~8.31	8.02~8.13	8.02~8.26
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
石油类(μg/L)	范围	11~88	/	/	6.96~56.2	/	/	1.75~47.6	/	/
	超标率	53%	/	/	4%	/	/	0	/	/
总汞(μg/L)	范围	0.008~0.043	/	0.008~0.039	0.00751~0.0640	0.00798~0.0678	0.00767~0.0728	0.021~0.0701	0.0245~0.0574	0.0261~0.0715
	超标率	0	/	0	6.7%	12.7%	14.7%	23.53%	36.4%	26.5%
铜(μg/L)	范围	2.29~3.65	/	2.03~3.67	0.756~2.73	0.742~2.71	0.740~2.64	0.959~2.99	1.06~2.82	0.921~3.04
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
铅(μg/L)	范围	0.21~0.69	/	0.21~0.69	0.585~2.37	0.614~2.30	0.160~2.37	0.88~2.4	0.977~2.15	0.902~2.39
	超标率	0	/	0	72%	74.6%	69.3%	89.71%	90.9%	94.1%
锌(μg/L)	范围	15.5~31.5	/	15.1~29.6	7.85~23.8	8.21~23.4	8.39~23.8	10.7~27.5	10.8~27	10.7~26.2
	超标率	64%	/	69%	25.3%	19%	32%	33.82%	54.5%	42.6%
镉(μg/L)	范围	0.127~0.183	/	0.119~0.203	0.0670~0.221	0.0630~0.221	0.0640~0.218	0.092~0.242	0.107~0.242	0.095~0.242
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

铬 ($\mu\text{g/L}$)	范围	2.65~3.68	/	2.55~3.96	0.872~2.77	0.824~2.82	0.848~2.82	1.01~3.07	1.08~2.97	1.09~3.08
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
砷 ($\mu\text{g/L}$)	范围	0.83~2.24	/	1.07~2.47	0.528~3.74	0.702~1.80	0.620~2.95	0.656~1.44	0.766~1.33	0.645~1.3
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
挥发性 酚 ($\mu\text{g/L}$)	范围	0.49~1.51	/	0.79~1.31	未检出~1.23	未检出~ 1.32	未检出~ 1.42	未检出~ 1.20	未检出	未检出
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0
活性磷 酸盐 ($\mu\text{g/L}$)	范围	10~44	/	2~31	1.07~4.84	1.02~4.13	1.01~4.41	2.99~18.50	2.13~15.30	2.78~25.30
	超标率	98%	/	93%	0	0	0	5.88%	9.1%	8.8%
无机氮 ($\mu\text{g/L}$)	范围	227~457	/	131~546	44.5~155	47.2~173	37.7~241	22.27~465.50	55.6~169.7	21.2~313
	超标率	100%	/	78%	0	0	2.7%	7.35%	0	10.3%
硫化物 ($\mu\text{g/L}$)	范围	0.87~2.87	/	0.85~2.59	未检出~ 0.287	未检出~ 0.230	未检出~ 0.287	未检出~1.2	未检出~ 0.238	未检出~ 0.238
	超标率	0	/	0	0	0	0	0	0	0

4.3.3 表层沉积物质量回顾性评价

表层沉积物质量状况回顾选用 2007 年 9 月、2012 年 11 月、2015 年 5 月和 2018 年 9 月共四次沉积物调查资料，对本海区沉积物环境质量比较分析。沉积物质量评价因子包括：石油类、汞、铜、铅、镉、铬、锌、硫化物、砷和有机碳。相关调查数据的对比分析统计结果如表 4.3-4 所示。

对比调查结果显示，四次调查中表层沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、砷、铅、镉、锌和铬的含量均低于第一类沉积物标准，石油类存在超标现象。其中硫化物、砷、铜、铅、锌、铜、铬浓度随时间变化呈现减小的趋势，有机碳和镉的变化趋势不明显，2012 年 11 月和 2018 年 9 月表层沉积物调查中石油类有部分站位超第一类沉积物标准，是影响调查海区表层沉积物质量的主要因子，而 2007 年 5 月和 2015 年 5 月调查中沉积物中未出现超标现象。总的来说，调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，未出现恶化趋势。

表 4.3-4 工程周边海域表层沉积物调查结果统计表

评价项目	统计值	2007 年 9 月	2012 年 11 月	2015 年 5 月	2018 年 9 月
有机碳 ($\times 10^{-2}$)	范围	0.13~1.22	0.192~0.869	0.31~0.66	0.169~0.556
	超标率	0	0	0	0
硫化物 ($\times 10^{-6}$)	范围	29.8~69.7	5.62~59.7	0.20~0.47	5.78~65
	超标率	0	0	0	0
汞 ($\times 10^{-6}$)	范围	0.005~0.024	0.01~0.0656	0.34~0.49	0.0434~0.018
	超标率	0	0	0	0
砷 ($\times 10^{-6}$)	范围	3.56~10.6	1.65~6.23	0.25~0.38	4.73~10.9
	超标率	0	0	0	0
铜 ($\times 10^{-6}$)	范围	14.3~35.7	11.1~24	0.14~0.61	12.2~20
	超标率	0	0	0	0
铅 ($\times 10^{-6}$)	范围	11.1~23.1	9.00~19.4	0.10~0.51	10.6~21.3
	超标率	0	0	0	0
镉 ($\times 10^{-6}$)	范	0.12~0.28	0.0468~0.213	未检出~0.44	0.0783~0.259
	超标率	0	0	0	0
锌 ($\times 10^{-6}$)	范围	16.4~38.5	14.2~30.3	0.26~0.81	16~32.1
	超标率	0	0	0	0
铬 ($\times 10^{-6}$)	范围	20.1~34.8	11.4~27.5	0.05~0.24	17.9~33.3
	超标率	0	0	0	0
石油类 ($\times 10^{-6}$)	范围	13.1~49.7	4.54~509	0.12~0.18	4.4~511
	超标率	0	2%	0	2.4%

4.3.4 海洋生物生态环境回顾性分析

1、春季

根据 2007 年 5 月、2012 年 6 月和 2015 年 5 月三次生物生态调查资料，对本海区

生物生态环境质量比较分析。生物生态质量评价因子包括：叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。

(1) 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 及初级生产力调查数据的对比分析统计结果列于表 4.3-5。三次春季调查结果对比，2012 年 6 月叶绿素 a 浓度最高，2015 年 5 月调查的叶绿素 a 浓度与 2007 年 5 月变化不大，调查海区叶绿素 a 含量较稳定；由此估算的初级生产力，2012 年 6 月初级生产力最高，2015 年 5 月次之，2007 年 5 月最低。历次调查中，表层、10m 层和底层叶绿素 a 含量平均值均表现为波动性，总体变化不大。

表 4.3-5 历次调查叶绿素 a 及初级生产力比较

调查时间		叶绿素 a (mg/m ³)			初级生产力 mgC/m ² ·d
		表层	10m	底层	
2007 年 5 月	范围	1.00~5.98	-	0.8~3.13	73.3~438.1
	平均值	2.52		1.91	190.1
2012 年 6 月	范围	2.16~8.38	2.29~7.26	1.86~11.12	265.72~1153.36
	平均值	4.77	4.07	4.22	736.32
2015 年 5 月	范围	0.58~4.29	0.75~3.95	0.81~3.65	239.49~1028.57
	平均值	2.33	2.45	2.40	563.58

(2) 浮游植物

浮游植物调查数据的对比分析统计结果列于表 4.3-6。三次春季调查结果对比：

①2012 年 6 月调查种数最高，2015 年 5 月次之，2007 年 5 月最低；

②2015 年 5 月调查的浮游植物多样性和均匀度平均值均高于 2007 年 5 月、2012 年 6 月调查结果；

③2015 年 5 月调查的浮游植物个体数量丰富度略低于 2007 年 5 月、2012 年 6 月调查结果。

④历次调查中，浮游植物种类数、个体数量、多样性指数各项指标平均值均表现为波动性，总体变化不大。均匀度、丰度平均值表现为减少趋势。

表 4.3-6 调查海区浮游植物与历史调查结果的比较

调查时间	种类数	个体数量 (10 ⁴ 个/m ³)		多样性		均匀度		丰富度	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
2007.5	32	9~107	52	0.55~2.60	1.68	0.17~0.65	0.44	0.64~1.18	0.91
2012.6	44	58.4~786.7	281.4	0.23~2.27	1.18	0.08~0.54	0.32	0.15~0.84	0.56
2015.5	40	6.30~132.44	28.79	0.99~3.10	2.23	0.38~0.95	0.71	0.25~0.84	0.46

(3) 浮游动物

浮游动物调查数据的对比分析统计结果列于表 4.3-7。三次春季调查结果对比，2015

年 5 月调查的浮游动物种类数高于 2012 年 6 月调查结果，高于 2007 年 5 月调查结果；生物量和生物密度平均值均低于 2012 年 6 月、2007 年 5 月调查结果；多样性、均匀度和丰富度平均值均高于 2012 年 6 月、2007 年 5 月调查结果。

历次调查中，浮游动物物种类数、生物量、生物密度各项指标平均值表现为减少趋势，多样性和丰富度平均值表现为增加趋势；均匀度表现为波动性，总体变化不大。

表 4.3-7 调查海区浮游动物与历史调查结果的比较

调查时间	种类数	生物量 (mg/m ³)		生物密度 (个/m ³)		
		范围	均值	范围	均值	
2007 年 5 月	10 种	531.8~2010.5	991.3	366.4~3036	1367.5	
2012 年 6 月	17 种	58.2~11160.7	797.5	39.7~2272.0	535.8	
2015 年 5 月	18 种	94.59~454.23	240.45	82.4~265.3	155.8	
调查时间	多样性		均匀度		丰富度	
	范围	均值	范围	均值	范围	均值
2007 年 5 月	0.54~1.79	1.33	0.21~0.69	0.53	0.33~0.70	0.47
2012 年 6 月	0.3~2.52	1.34	0.12~0.84	0.48	0.32~1.06	0.64
2015 年 5 月	1.80~2.80	2.24	0.54~0.81	0.67	0.94~1.64	1.28

(4) 底栖生物

底栖生物调查数据的对比分析统计结果列于表 4.3-8。三次春季调查结果对比：

①2015 年 5 月调查的浮游动物种类数、生物密度、多样性均值均高于 2007 年 5 月、2012 年 6 月调查结果

②2015 年 5 月调查的生物量均值低于 2007 年 5 月、2012 年 6 月调查结果；

③2015 年 5 月调查的底栖生物均匀度低于 2007 年 5 月调查结果，但高于 2012 年 6 月调查结果；

④2015 年 5 月调查的底栖生物的丰富度低于 2012 年 6 月调查结果，但高于 2007 年 5 月调查结果；

历年调查显示，调查海域底栖生物生物多样性指数变化不大，多样性指数、均匀度及丰度均较高，优势度较低，表明该海域底栖生物群落结构稳定，底质环境质量状况良好。

表 4.3-8 调查海区底栖生物与历史调查结果的生物指标比较

调查时间	种类数	生物量 (g/m ²)		生物密度 (个/m ²)		
		范围	均值	范围	均值	
2007 年 5 月	56 种	0~115.8	11.54	0~590.0	283.5	
2012 年 6 月	86 种	0.4~50.5	13.6	80~1700	421.7	
2015 年 5 月	87 种	0.24~35.88	6.78	60~1780	486	
调查时间	多样性		均匀度		丰富度	
	范围	均值	范围	均值	范围	均值
2007 年 5 月	0~3.88	2.93	0~2.39	1.36	0~1.02	0.81

2012年6月	1.06~3.89	2.76	0.3~0.98	0.80	0.67~3.49	2.25
2015年5月	2.25~4.09	3.42	0.68~0.98	0.88	0.68~2.36	1.67

(5) 生物质量

历史调查均根据《海洋监测规范》的有关规定，取调查海域经济物种的可食部分，进行生物体内的铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞、石油烃的分析，分析结果见表 4.3-9。其中贝类（双壳）评价标准引用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中一类标准；鱼类及甲壳类执行《全国海岸带和海涂资源综合调整简明规程》及《第二次全国海洋污染基线调查技术规范》（第二分册）中的标准。

①2015年5月、2012年6月和2007年5月采集到的生物体内重金属及石油烃含量均符合相应的标准值，未出现超标现象。

②2013年5月调查结果表明，除毛蚶体内重金属铅含量超标，其他各底栖生物体内的检测指标均符合相应标准，未出现超标现象。

总体而言，评价海域大多数的生物质量处于正常值范围内。

表 4.3-9 油田附近海域生物质量分析对比结果（湿重，mg/kg）

调查时间	生物种类	铜	铅	锌	镉	铬	砷	汞	石油烃
2007年5月	四角蛤	-	0.39	-	-	0.11	-	-	0.53
2012年6月	四角蛤	0.02	0.91	0.1	0.46	0.19	0.54	0.11	0.61
	刀蛸	0.02	0.97	0.11	0.23	0.11	0.39	0.1	0.46
2013年5月	四角蛤	0.04	0.59	0.15	0.22	0.09	0.96	0.05	0.92
	毛蚶	0.03	0.55	0.13	0.25	0.11	0.71	0.03	0.81
	青蛤	0.05	0.83	0.19	0.19	0.09	0.94	0.04	0.54
	四角蛤	0.05	0.95	0.21	0.22	0.12	0.76	0.02	0.61
	毛蚶	0.09	2.73	0.43	0.47	0.22	0.52	0.03	0.82
	文蛤	0.04	0.53	0.19	0.25	0.10	0.71	0.04	0.79
	四角蛤	0.03	0.87	0.28	0.21	0.12	0.90	0.05	0.99
	菲律宾蛤	0.03	0.43	0.22	0.15	0.10	0.61	0.04	0.94
	四角蛤	0.03	0.21	0.15	0.22	0.06	0.44	0.19	0.64
	刀蛸	0.05	0.41	0.17	0.24	0.13	0.75	0.18	0.52
2015年5月	鰕虎鱼（P1）	0.30	0.09	0.06	0.17	—	—	0.27	0.16
	口鰕蛄（P3）	0.03	0.17	0.02	0.04	—	—	0.81	0.30
	鰕虎鱼（P5）	0.23	0.11	0.07	0.20	—	—	0.40	0.16
	长蛸（P5）	0.08	-	0.02	0.03	—	—	0.11	0.51
	三疣梭子蟹（P7）	0.05	0.14	0.01	0.05	—	—	0.61	0.34
	鰕虎鱼（P9）	0.23	0.13	0.05	0.35	—	—	0.42	0.10
	口鰕蛄（P11）	0.03	0.17	0.02	0.04	—	—	0.49	0.35
	斑鰩（P13）	0.11	0.08	0.05	0.24	—	—	0.20	0.10
	口鰕蛄（P15）	0.03	0.17	0.02	0.05	—	—	0.63	0.31
	口鰕蛄（P16）	0.04	0.16	0.02	0.05	—	—	0.61	0.30
鰕虎鱼（P17）	0.25	0.34	0.16	0.41	—	—	0.54	0.36	

脉红螺 (P17)	0.03	0.02	0.03	0.03	—	—	0.18	0.66
口鳃蛤 (P18)	0.05	0.18	0.02	0.06	—	—	0.44	0.44
鰕虎鱼 (P19)	0.23	0.24	0.05	0.35	—	—	0.34	0.26
斑鲚 (P21)	0.13	0.08	0.04	0.24	—	—	0.30	0.16
口鳃蛤 (P23)	0.03	0.18	0.03	0.09	—	—	0.49	0.26
鰕虎鱼 (P24)	0.25	0.33	0.18	0.21	—	—	0.56	0.37
脉红螺 (P24)	0.05	0.01	0.03	0.03	—	—	0.16	0.59
三疣梭子蟹 (P25)	0.05	0.14	0.01	0.05	—	—	0.61	0.31
长蛸 (P26)	0.07	0.09	0.02	0.04	—	—	0.12	0.54
鰕虎鱼 (P27)	0.23	0.14	0.04	0.32	—	—	0.41	0.16
口鳃蛤 (P29)	0.04	0.13	0.01	0.06	—	—	0.54	0.11
口鳃蛤 (P31)	0.04	0.13	0.01	0.04	—	—	0.44	0.15
斑鲚 (P31)	0.16	0.09	0.02	0.34	—	—	0.29	0.25
口鳃蛤 (P33)	0.04	0.11	0.01	0.06	—	—	0.62	0.11
脉红螺 (P34)	0.05	0.01	0.02	0.01	—	—	0.21	0.61
鰕虎鱼 (P35)	0.14	0.08	0.09	0.53	—	—	0.38	0.18
口鳃蛤 (P37)	0.05	0.14	0.01	0.05	—	—	0.61	0.16
三疣梭子蟹 (P39)	0.06	-	0.02	0.07	—	—	0.25	0.51
长蛸 (P41)	0.05	0.01	0.02	0.05	—	—	0.14	0.56
脉红螺 (P43)	0.04	0.01	0.02	0.01	—	—	0.21	0.62
口鳃蛤 (P45)	0.03	0.08	0.01	0.06	—	—	0.57	0.31
脉红螺 (P47)	0.07	0.03	0.04	0.07	—	—	0.29	0.49
鰕虎鱼 (P49)	0.26	0.14	0.06	0.32	—	—	0.41	0.18
鰕虎鱼 (P55~P56)	0.23	0.43	0.22	0.39	—	—	0.85	0.42

注：“-”代表未检出。

2、秋季

根据 2007 年 9、2012 年 11 月和 2018 年 9 月三次秋季海洋生态调查资料，对本海区生物生态环境质量比较分析。生物生态质量评价因子包括：叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。

(1) 叶绿素 a 和初级生产力

秋季叶绿素 a 及初级生产力调查数据的对比分析统计结果列于表 4.3-10。

表 4.3-10 历次秋季调查叶绿素 a 及初级生产力比较

调查时间		叶绿素 a (mg/m ³)			初级生产力 mgC/m ² ·d
		表层	10m	底层	
2007 年 9 月	范围	1.35~5.50	/	0.8~3.32	148.3~499.3
	平均值	2.27	/	1.62	236.64
2012 年 11 月	范围	0.44~3.95	0.39~3.93	0.41~5.11	13.51~428.63
	平均值	0.90	0.77	0.85	96.66
2018 年 9 月	范围	0.18~2.19	0.55~1.67	0.17~1.18	24.58~527.01
	平均值	0.86	0.96	0.56	159.03

通过对比可知，调查海区表层和底层叶绿素 a 有下降趋势，初级生产力变化不明显。

(2) 浮游植物

秋季浮游植物调查数据的对比分析统计结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 调查海区秋季浮游植物与历史调查结果的比较

调查时间	种类数	个体数量 (10^4 个/ m^3)		多样性		均匀度		丰富度	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
2007.9	55种	10~662	73.1	0.67~3.34	1.91	0.13~0.74	0.44	0.68~1.46	1.07
2012.11	64种	2.9~117.8	42.0	0.86~4.01	2.82	0.41~0.86	0.62	0.17~3.72	2.48
2018.9	81种	0.007~0.09	0.034	2.24~4.12	3.25	0.53~0.84	0.69	1.86~4.63	3.31

通过分析可知：历次调查中，浮游植物的种类数、多样性、均匀度和丰富度表现为增加趋势，而个体数量表现为较少趋势。

(3) 浮游动物

秋季浮游动物调查数据的对比分析统计结果列于表 4.3-12。

表 4.3-12 调查海区秋季浮游动物与历史调查结果的比较

调查时间	种类数	生物量 (mg/m^3)		生物密度 (个/ m^3)		
		范围	均值	范围	均值	
2007年9月	25种	29.1~181.6	68.76	8.4~134.2	67.9	
2012年11月	21种	13.1~391.4	86.4	3.4~979.2	96.9	
2018年9月	32种	61.47~2048.33	500.15	12.999~9333.33	1535.72	
调查时间	多样性		均匀度		丰富度	
	范围	均值	范围	均值	范围	均值
2007年9月	1.16~2.26	1.81	0.44~0.77	0.63	0.79~1.82	1.15
2012年11月	0.81~1.99	1.40	0.31~0.99	0.61	0.31~2.33	0.85
2018年9月	0.13~2.72	1.33	0.05~0.84	0.45	0.35~1.62	0.86

通过对比发现，浮游植物的生物量、生物密度表现为增加趋势，多样性指数、均匀度表现为下降趋势，种类数和丰富度变化趋势不明显。

(4) 底栖生物

秋季底栖生物调查数据的对比分析统计结果列于表 4.3-13。

表 4.3-13 调查海区秋季底栖生物与历史调查结果的生物指标比较

调查时间	种类数	生物量 (g/m^2)		生物密度 (个/ m^2)		
		范围	均值	范围	均值	
2007年9月	56种	0.9~8.89	17.7	35~4730	537.1	
2012年11月	80种	1.67~73.3	14.1	30~820	342.4	
2018年9月	46种	0~169.3	17.5	0~510	69.3	
调查时间	多样性		均匀度		丰富度	
	范围	均值	范围	均值	范围	均值
2007年9月	0.70~3.83	2.86	0.16~0.95	0.80	0.71~2.65	1.57
2012年11月	1.58~4.30	3.50	0.79~1.00	0.92	1.14~4.11	2.88
2018年9月	0~3.12	1.76	0.80~1.00	0.95	0~1.20	0.51

通过对比分析，调查海域底栖生物的生物密度有下降趋势，均匀度指标呈现增加趋势，种类数、生物量、多样性和丰富度指标变化不明显。调查海域底栖生物的多样性指

数、均匀度及丰度均较高，优势度较低，表明该海域底栖生物群落结构稳定，底质环境质量状况良好。

5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析

5.1 海洋环境功能区划及海洋环境保护规划符合性分析

(1) 海洋功能区划及海洋环境保护规划的符合性

① 与《全国海洋功能区划（2011年~2020年）》的符合性

根据《全国海洋功能区划（2011~2020）》，本项目位于渤海中部海域，具体位置见图 5.1-1。渤海中部海域是我国重要的海洋矿产资源利用区域，主要功能为矿产与能源开发、渔业、港口航运。西南部、东北部海域重点发展油气资源勘探开发，协调好油气勘探、开采用海与航运用海之间的关系。区域积极探索风能、潮流能等可再生能源和海砂等矿产资源的调查、勘探与开发。合理利用渔业资源，开展重要渔业品种的增殖和恢复。加强海域生态环境质量监测，防治赤潮、溢油等海洋环境灾害和突发事件。

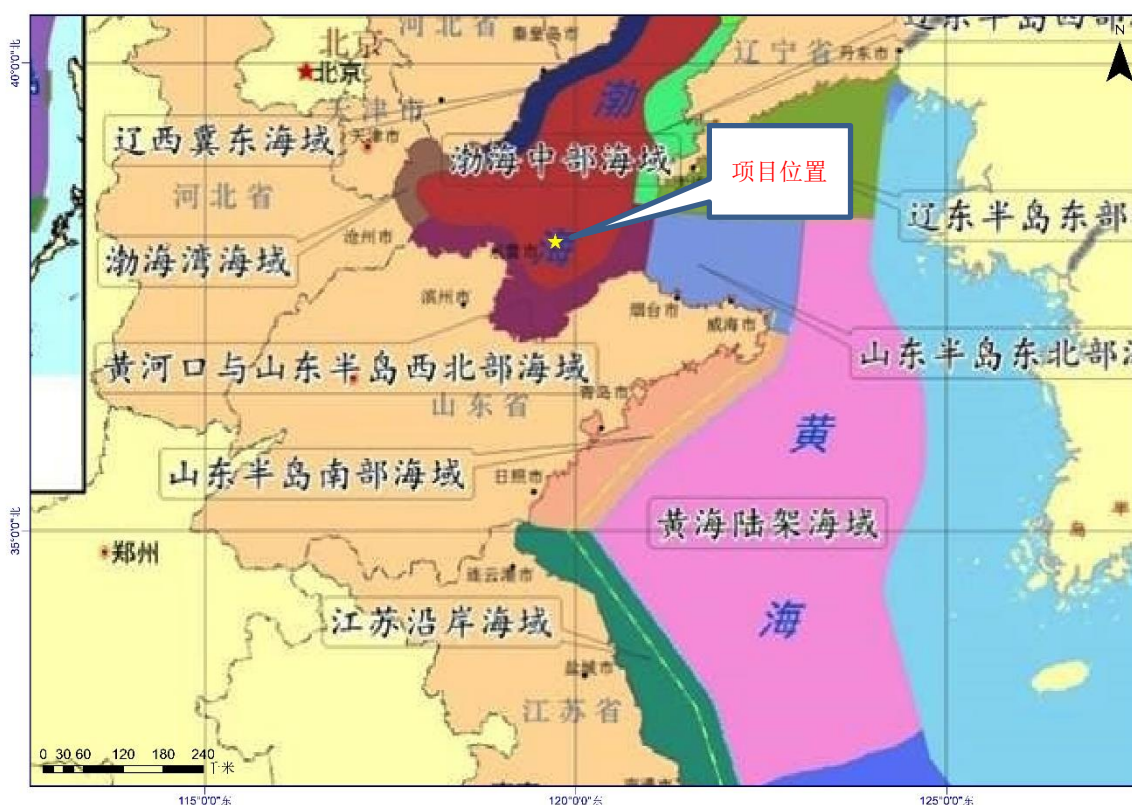


图 5.1-1 本项目与《全国海洋功能区（2011-2020）》位置关系图

本项目的用海方式为海洋矿产资源勘探开发及其附属工程用海，是在已建BZ29-4 WHPC平台上进行新建外挂井槽和调整井工程建设，不涉及新增建设用海，已建工程与

“渤海中部海域”的功能定位相符合。本项目投产后能够进一步提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥。工程施工期和运营期产生的污染物均得到有效处理处置，对周边海洋生态环境的影响较小。本项目跟踪监测纳入垦利油田群现有跟踪监测计划中，加强对海域生态环境质量监测。同时，建设单位已编制完成溢油应急计划，获得海洋主管部门备案。工程生产开发时，应注意与周边海洋功能区的协调性，加强周边海域生态环境质量监测，防止溢油事故发生，重点保护海洋生态环境。

综上所述，项目建设与《全国海洋功能区划（2011-2020）》本项目所在海域的功能定位相符合。

② 与《全国海洋主体功能区规划》的符合性

国家海洋局在2015年8月印发了《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42号），根据该“通知”，海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：

- 优化开发区域，是指现有开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构亟需调整和优化的海域。
- 重点开发区域，是指在沿海经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。
- 限制开发区域，是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。
- 禁止开发区域，是指对维护海洋生物多样性，保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域，包括海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。

本项目与《全国海洋主体功能区规划》的符合性分析见表5.1-1。通过分析，本项目用海与《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42号）相符合。

本项目是在已建BZ29-4WHPC平台上进行，位于渤海湾中部海域，周边已开发的油田包括渤中26-3油田、渤中26-2油田、渤中13-1油田、渤中25-1油田、渤中19-4油田、垦利3-2油田、渤南油气群、渤中28/34油田群等。油田开发在经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，且该区域资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。已建项目属于《全国海洋主体功能区规划》的重点开发区域。重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。海洋工程和资源开发区是

指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。

本项目是在BZ29-4 WHPC平台上进行新建外挂井槽实施调整井工程建设，属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程。工程施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，工程建设对周边海洋生态环境的影响较小。油田开发运营期实行跟踪监测制度，定期海洋水质、沉积物、生物生态进行监测。同时，建设单位已编制完成溢油应急计划，获得海洋主管部门备案，配备溢油应急设施和设备，提高油田溢油事故应急能力。

因此，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

表 5.1-1 本项目与《全国海洋主体功能区规划》的符合性分析

区域	相关要求	本项目情况	符合性
重点开发区域	海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。	本项目开展了环境影响评价工作。本项目是在BZ29-4 WHPC平台上进行调整井工程建设，属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程。工程施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，工程建设对周边海洋生态环境的影响较小。运营期实行跟踪监测制度，定期对海洋水质、沉积物、生物生态进行监测。同时，建设单位已编制完成溢油应急计划，获得海洋主管部门备案，配备溢油应急设施和设备，提高油田溢油事故应急能力，避免发生重大环境污染事件。	符合
	支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。	不涉及	符合

③ 与《山东省海洋主体功能区规划》的符合性

根据2017年8月山东省政府编制了《山东省海洋主体功能区规划》：“按照不同区域的海洋资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，遵循全国海洋主体功能区布局，在衔接陆域主体功能区的基础上，对每一主体功能区进行综合评价，将全省海洋国土空间分为优化开发、重点开发、限制开发和禁止开发四类区域。”本项目在《山东省海洋主体功能区规划》的位置见图5.1-2。

本项目位于《山东省海洋主体功能区规划》的划定范围之外，距离东营市垦利区海域最近，约34.78km。本项目施工期产生的生活污水经处理达标后排海；船舶机舱含油污水、油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑经检验合格后达标排海。本项目运营期不新增生活污水排海量；不新增生活垃圾产生量，且生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理。工程施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，工程建设对周边海洋生态环境的影响较小。对海洋环境的

影响主要是施工期间产生的非钻井油层段钻屑和非钻井油层段钻井液，根据类比《BZ28/34综合调整项目环境影响报告书》中BZ28-2S WHPB平台非油层段钻屑和非钻井油层水基钻井液排放的相关预测结果，施工阶段非钻井油层钻屑和非钻井油层水基钻井液的排放产生的悬浮物最大影响距离约1.033km，本次调整工程非钻井油层钻屑和非钻井油层水基钻井液排放扩散距离不会超过1.033km，因此本项目的建设不会对山东省海洋主体功能区产生不利影响。

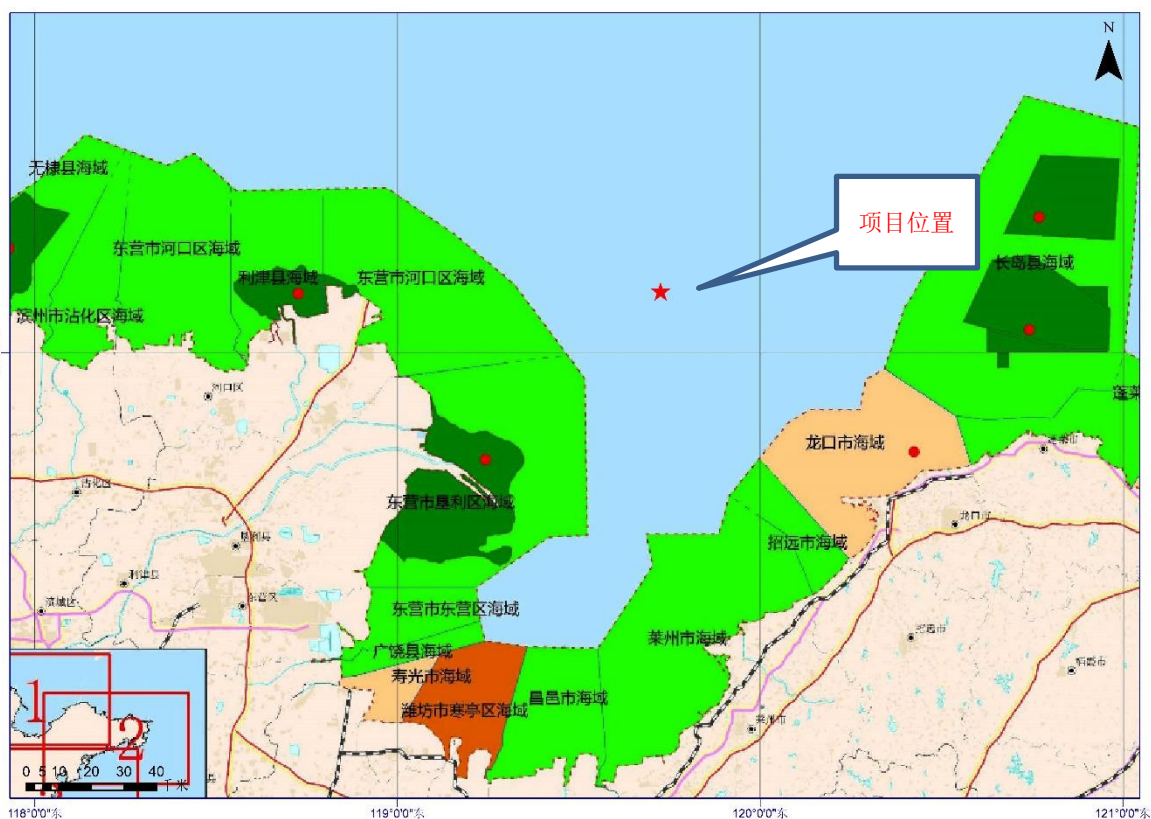


图 5.1-2 本项目与《山东省海洋主体功能区规划》位置关系

④ 与《山东省海洋功能区划（2011-2020）》的符合性

根据《山东省海洋功能区划（2011~2020）》，BZ29-4WHPC 平台位于功能区划划定范围之外。本项目与山东省海洋功能区划的位置关系见图 5.1-2。

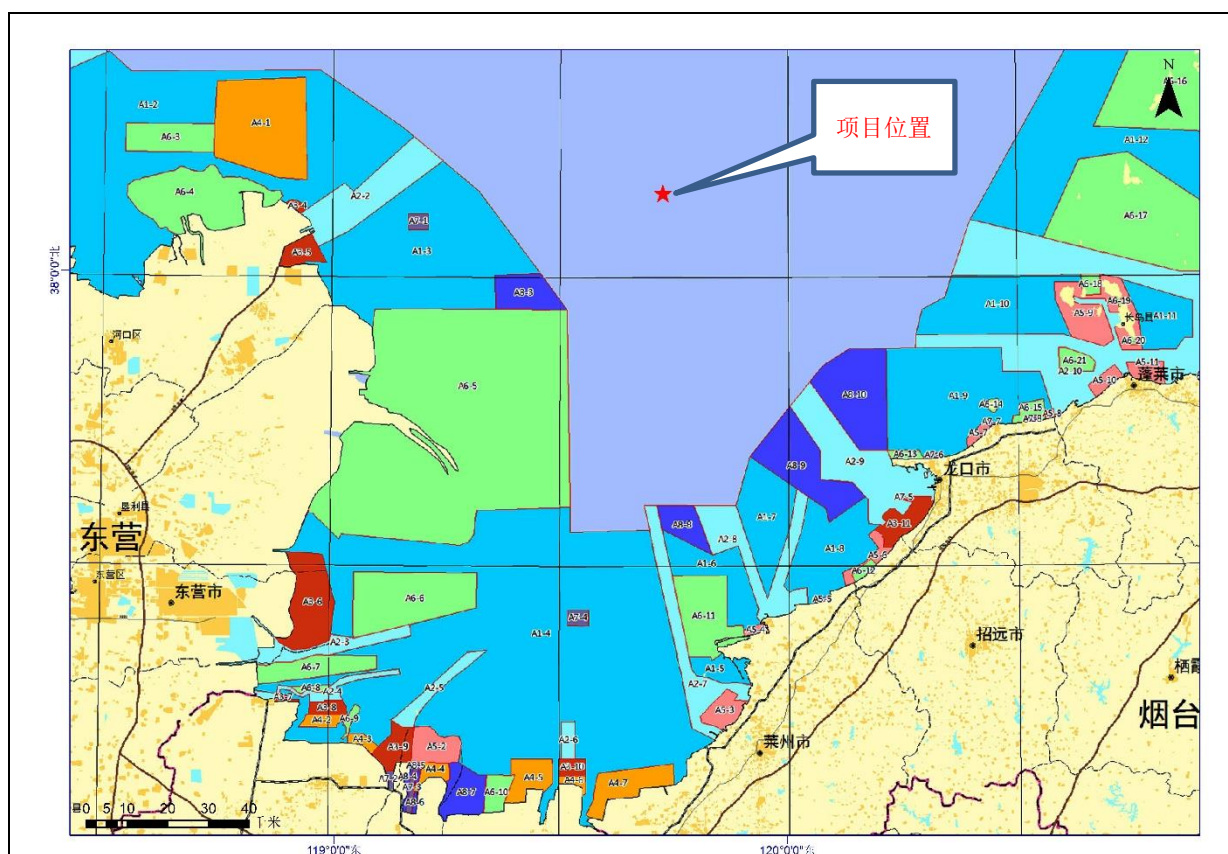


图 5.1-2 本项目与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》位置关系

本项目所在BZ29-4WHPC平台距离“东营黄河口北保留区”（代码【A8-3】）最近，最近距离约34.0km，距离河口-利津农渔业区（代码【A1-3】）最近距离约35.0km。本项目主要是在既有BZ29-4 WHPC平台上新建外挂井槽实施调整井工程建设，施工期产生的生活污水经处理达标后排海；船舶机舱含油污水、油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑经检验合格后达标排海。本项目运营期不新增生活污水排海量；不新增生活垃圾产生量，且生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理。工程施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，工程建设对周边海洋生态环境的影响较小。对海洋环境的影响主要是施工期间产生的非钻井油层段钻屑和非钻井油层段钻井液，根据类比《BZ28/34综合调整项目环境影响报告书》中BZ28-2S WHPB平台非油层段钻屑和非钻井油层水基钻井液排放的相关预测结果，施工阶段非钻井油层钻屑和非钻井油层水基钻井液的排放产生的悬浮物最大影响距离约1.033km，不会对《山东省海洋功能区划（2011-2020）》的功能区产生不利影响。

⑤ 与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020）》的符合性

根据山东省人民政府发布的《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020年）》【鲁政办发（2013）39号】，本项目位于山东省渤海海洋生态红线区外，工程在《山东省

渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020年）》的位置见图5.1-3。

本项目所在BZ29-4WHPC平台距离生态红线区为东营黄河口生态限制区（代码【XZ2-3】）最近，约35.3km；距离东营黄河口生态禁止区（代码【JZ2-3】）约50.5km。本项目施工期产生的生活污水经处理达标后排海；船舶机舱含油污水、油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑经检验合格后达标排海。本项目运营期不新增生活污水排海量；不新增生活垃圾产生量，且生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理。工程施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，工程建设对周边海洋生态环境的影响较小。对海洋环境的影响主要是施工期间产生的非钻井油层段钻屑和非钻井油层段钻井液，根据类比《BZ28/34综合调整项目环境影响报告书》中BZ28-2S WHPB平台非油层段钻屑和非钻井油层水基钻井液排放的相关预测结果，施工阶段非钻井油层钻屑和非钻井油层水基钻井液的排放产生的悬浮物最大影响距离约1.033km，不会对山东省渤海海洋生态红线区产生不利影响。

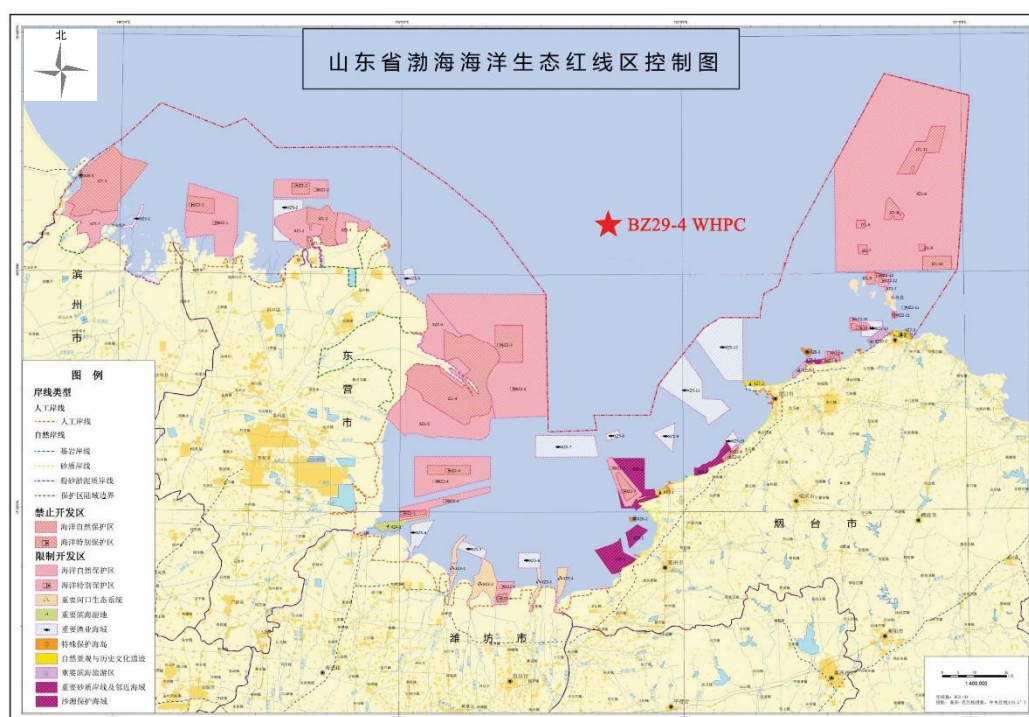


图 5.1-3 本项目与《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020年）》位置关系

⑥ 与《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》的符合性分析

根据《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》，第五节基本原则提到：

—坚持绿色发展、源头护海。坚持“绿水青山就是金山银山，处理好发展与保护关系，推动海洋经济绿色发展，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系和绿色技术创新体系，用最小的资源消耗和环境代价换取最大的发展效益，从源头上预防海洋生态破坏和

环境污染。

—坚持质量改善、协力净海。以着力解决群众反映强烈的突出环境问题、改善海洋生态环境质量根本，抓好区域—流域—海域的联防联控与系统治理，坚持污染防治和生态修复并举，确保海洋生态环境质量企稳向好，坚决打赢海洋生态环境污染治理的攻坚战。”

本项目施工期间油层段钻屑、油层段钻井液、生产垃圾、生活垃圾和机舱含油污水运往陆上处理，非油层段钻屑和非油层段水基钻井液满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420-2009)的要求可以排海，生活污水处理达标后排海；运营期，含油生产水处理达标后全部回注，生产垃圾运往陆上处理，无新增生活污水和生活垃圾产生。工程施工期和运营期产生的污染物均得到合理处置，做到了从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。

本项目生产运营阶段跟踪监测纳入垦利 3-2 油田群现有跟踪监测计划中，并定期监测设施外排污染物的排放浓度。针对可能发生的风险，建设单位已经编制了《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》，并已在原国家海洋局北海分局备案。建设单位应该按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。符合《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》中“海洋环境监测和风险防范处置能力”提升的目标。

综上，本项目建设符合《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》相关要求。

⑦ 与《山东省海洋生态环境保护规划》（2008-2020）的符合性

《山东省海洋环境保护规划》（2018-2020）编制范围为北起鲁冀海域行政区域界线，南至鲁苏海域行政区域界线，向陆至山东省人民政府批准的海岸线，向海在南黄海至领海外部界线、在渤海和北黄海至约 1 海里海域。因此，本项目位于《山东省海洋生态环境保护规划》（2018-2020）范围之外。《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020）》的主要任务是：坚持保护优先、从严从紧的导向，遵循“面上保护”的原则，推进重点区域、重要生态系统从现有的分散分片保护转向集中成片的面上整体保护，实行海湾、海水、海岛、海滩、海岸的系统协调保护，维护海洋生态系统稳定性和海洋生态服务功能，筑牢海洋生态安全屏障。

本项目位置不在《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020）》范围内，距离东营黄河口北保留区（代码【13-03】）最近，约 34.0km。东营黄河口北保留区的环境保护要

求为“海水水质、沉积物和生物体质量均保持现状”。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治，严格控制养殖自身清洁，防止水体富营养化和外来物种入侵。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响；渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准；其他海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。”东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的环境保护要求为：“禁止排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准”。本项目在《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020）》的位置见图 5.1-4。

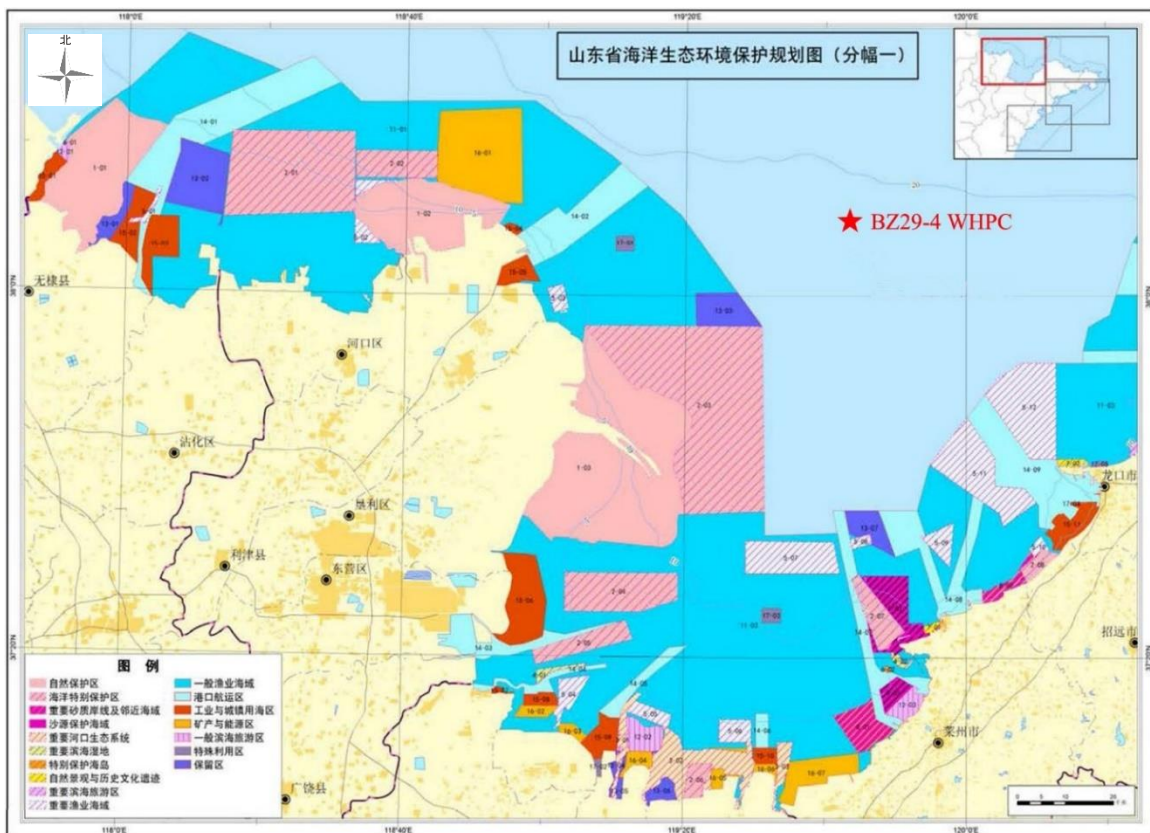


图 5.1-4 本项目与《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020）》位置关系

本项目为在既有平台上新建外挂井槽实施调整井工程建设。施工期产生的生活污水经处理达标后排海；船舶机舱含油污水、油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑经检验合格后达标排海。运营期不新增生活污水排海量；不新增生活垃圾产生量，且生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理。工程施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，工程建设对周边海洋生态环境的影响较小。对海洋环境的影响主要是施工期间产生的非钻井油层段钻屑和非钻井油

层段钻井液，根据类比《BZ28/34综合调整项目环境影响报告书》中BZ28-2S WHPB平台非油层段钻屑和非钻井油层水基钻井液排放的相关预测结果，施工阶段非钻井油层钻屑和非钻井油层水基钻井液的排放产生的悬浮物最大影响距离约1.033km，不会对周边功能区产生影响，不会破坏/恶化工程毗邻海洋保护区的海水水质、沉积物和海洋生物质量现状。同时，本项目生产运营阶段跟踪监测纳入垦利油田群现有跟踪监测计划中，加强对海域生态环境质量监测。建设单位已编制完成溢油应急计划，获得海洋主管部门备案。建设单位严格落实溢油应急计划，并按照备案的溢油应急计划设置溢油应急设备和设施，避免对毗邻海洋保护区产生影响。

综上所述，本项目建设符合《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020）》相关要求。

（2）其他规划符合性

① 与渤海综合治理攻坚战行动计划的符合性

为全面贯彻党中央、国务院决策部署，落实《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（中发〔2018〕17号）的要求，打好渤海综合治理攻坚战，加快解决渤海存在的突出生态环境问题，生态环境部、发展改革委、自然资源部制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》。与本项目有关的意见如下：

a、船舶污染治理

严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，限期淘汰不能达到污染物排放标准的船舶，严禁新建不达标船舶进入运输市场；规范船舶水上拆解，禁止冲滩拆解。依法报废超过使用年限的运输船舶。禁止船舶向水体超标排放含油污水，继续实施渤海海区船舶排污设备铅封管理制度。

工程建设符合性分析：项目施工期，船舶机舱含油污水，根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。

b、海上溢油风险防范

石油勘探开发海上溢油风险防范。2019年底前，完成海上石油平台、油气管线、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开展海上排污许可试点工作，推动建立石油勘探开发海上排污许可制度。

工程建设符合性分析：建设单位已经编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》，并报生

态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，同时按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。

综上所述，本项目与《渤海综合治理攻坚战行动计划》相符合。

② 与《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》的符合性

《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》指出：坚持陆上和海上并重，巩固老油田，开发新油田，突破海上油田，大力支持低品位资源开发，建设大庆、辽河、新疆、塔里木、胜利、长庆、渤海、南海、延长等 9 个千万吨级大油田。

加快海洋石油开发。按照以近养远、远近结合，自主开发与对外合作并举的方针，加强渤海、东海和南海等海域近海油气勘探开发，加强南海深水油气勘探开发形势跟踪分析，积极推进深海对外招标和合作，尽快突破深海采油技术和装备自主制造能力，大力提升海洋油气产量。项目建成后能够提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥，工程建设符合《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》的要求。

③ 与《渤海环境保护总体规划（2008~2020 年）》的符合性

根据《渤海环境保护总体规划（2008~2020 年）》（2009 年）：“要加强海洋工程污染防治和保护区建设，提高倾废管理水平，强化油气开发区的环境管理，加强溢油应急技术支持及保障能力，建立渤海污染防治与生态保护系统，力求通过 5-15 年的治理，使渤海环境保护工作上一个新台阶”等内容，本项目在开发过程中重视海上环境保护工作，符合《渤海环境保护总体规划（2008~2020 年）》（2009 年）要求。

④ 与《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020）年》的符合性分析

根据山东省环境保护厅发布的《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》（鲁环函[2016]472 号），本项目位于《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》中环境功能区范围之外，见图 5.1-6。距离“SD021B II(二类功能区)”最近，最近距离约为 33.8km。本项目施工期和运营期均不会对山东省近岸海域环境功能区产生不利影响。

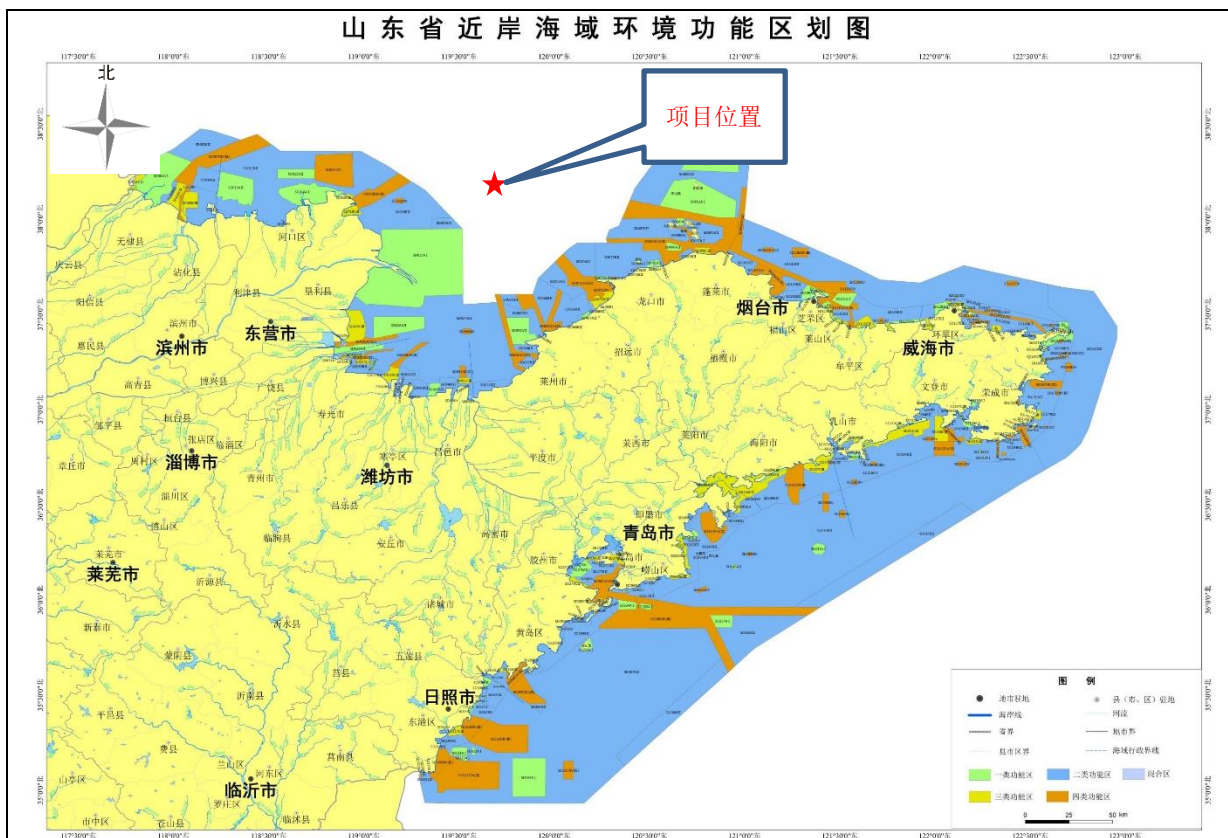


图 5.1-5 本项目与《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020）》位置关系

(3) 产业政策符合性

本项目属于国家《产业结构调整指导名录（2019 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。

5.2 主要环境敏感目标分布

根据本油田开发工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，本次评价筛选的主要环境敏感目标包括海洋特别保护区、自然保护区、水产种质资源保护区、渔业“三场一通道”等环境敏感区等。本项目的主要敏感区和保护目标见表5.2-1，敏感目标分布见图5.2-1。

表 5.2-1 环境敏感目标分布表

序号	敏感区类别	敏感区名称		相对本项目		主要保护对象	保护期/产卵期
				方位	最近距离 (km)		
1	国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	缓冲区	W	72.7	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鲷等底栖鱼类	-

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

			核心区	W	66.6		-	
			实验区	W	64.6		-	
3	国家级水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区	实验区	SW	47.3	主要保护对象有中国明对虾, 小黄鱼, 三疣梭子蟹, 真鲷, 花鲈, 另外还有蓝点马鲛, 口虾蛄, 半滑舌鳎, 文蛤, 青蛤, 中国毛虾。栖息的其他物种包括银鲳, 黄鲫, 青鳞沙丁鱼, 鲚, 凤鲚, 鳓, 鳀, 赤鼻棱鳀, 玉筋鱼, 黄姑鱼, 白姑鱼, 叫姑鱼, 棘头梅童, 鮫等	-	
			核心区	SW	68.0		核心区特别保护期为4月25日-6月15日	
4		黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	实验区	SW	75.2	黄河口文蛤等种质资源及生存环境	3-8月	
			核心区	SW	78.0			
5	国家级海洋特别保护区	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	环境整治区	SW	42.1	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	-	
			开发利用区	SW	35.3			
			生态保护区	SW	50.5			
			资源恢复区	SW	44.1			
6	渔业“三场一通道”	带鱼	索饵场	位于其中		带鱼及其生境	产卵期5~6月	
7		鳀	索饵场	位于其中		鳀及其生境	-	
			索饵场	位于其中				
8		多鳞鱻	产卵场	位于其中		多鳞鱻及其生境	产卵期为5月下旬至7月中旬	
			索饵场	位于其中				
9		鲷	索饵场	位于其中		鲷及其生境	产卵期5~6月	
10		银鲳	洄游通道	位于其中		银鲳及其生境	产卵期为5月上旬至7月上旬	
11		山东省生态红线	黄河故道东三角洲限制区	海洋特别保护区	W	93.3	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	-
12			东营黄河口生态限制区	海洋特别保护区	SW	35.3	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	-
13			东营黄河口生态禁止区	海洋特别保护区	SW	50.5	黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	-

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

14	黄河北三角洲限制区	海洋自然保护区	SW	71.0	原生性湿地生态系统及珍禽	-
15	黄河南三角洲限制区	海洋自然保护区	SW	83.2	原生性湿地生态系统及珍禽	-
16	黄河三角洲禁止区	海洋自然保护区	SW	64.8	原生性湿地生态系统及珍禽	-
17	莱州湾渔业海域限制区	重要渔业海域	SW	82.6	海洋自然生态系统和重要渔业资源, 产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	-
18	莱州湾渔业海域限制区	重要渔业海域	S	80.5	海洋自然生态系统、重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	-
19	莱州浅滩海洋资源限制区	海洋特别保护区	S	90.8	浅滩地貌资源、浅滩海洋生物资源、鲈鱼种质资源的产卵幼场	-
20	莱州浅滩海洋资源禁止区	海洋特别保护区	S	96.9	浅滩海洋生物资源、鲈鱼种质资源的产卵幼场以及砂矿资源	-
21	莱州湾半滑舌鳎口虾蛄梭子蟹渔业海域限制区	重要渔业海域	SE	83.0	半滑舌鳎、口虾蛄、梭子蟹等种质资源及生存环境	-
22	招远渔业海域限制区	重要渔业海域	SE	59.1	海洋自然生态系统、重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	-
23	龙口渔业海域限制区	重要渔业海域	SE	55.7	海洋自然生态系统、重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	-
24	莱州湾中国对虾渔业海域限制区	重要渔业海域	SE	95.2	中国对虾、牙鲆、日本鲷、梭子蟹、红螺等种质资源及生存环境	-
25	龙口南山东海滨海旅游限制区	重要滨海旅游区	SE	93.8	沙滩、海岸、景观	-
26	桑岛依岛海岛限制区	特殊保护海岛	SE	91.2	潮间带珍惜物种、桑岛、依岛海岛生态系统及自然地形、地貌、景观	-
27	长岛自然保护区限制区	海洋自然保护区	E	90.2	海洋、海岛生态系统、斑海豹等珍惜野生动物; 长岛皱纹盘鲍、光棘球海胆等种质资源及生存环境; 渔业资源的产卵场、索饵场、洄游通道	-



图 5.2-1 (a) 项目周边环境敏感目标分布图 (保护区)

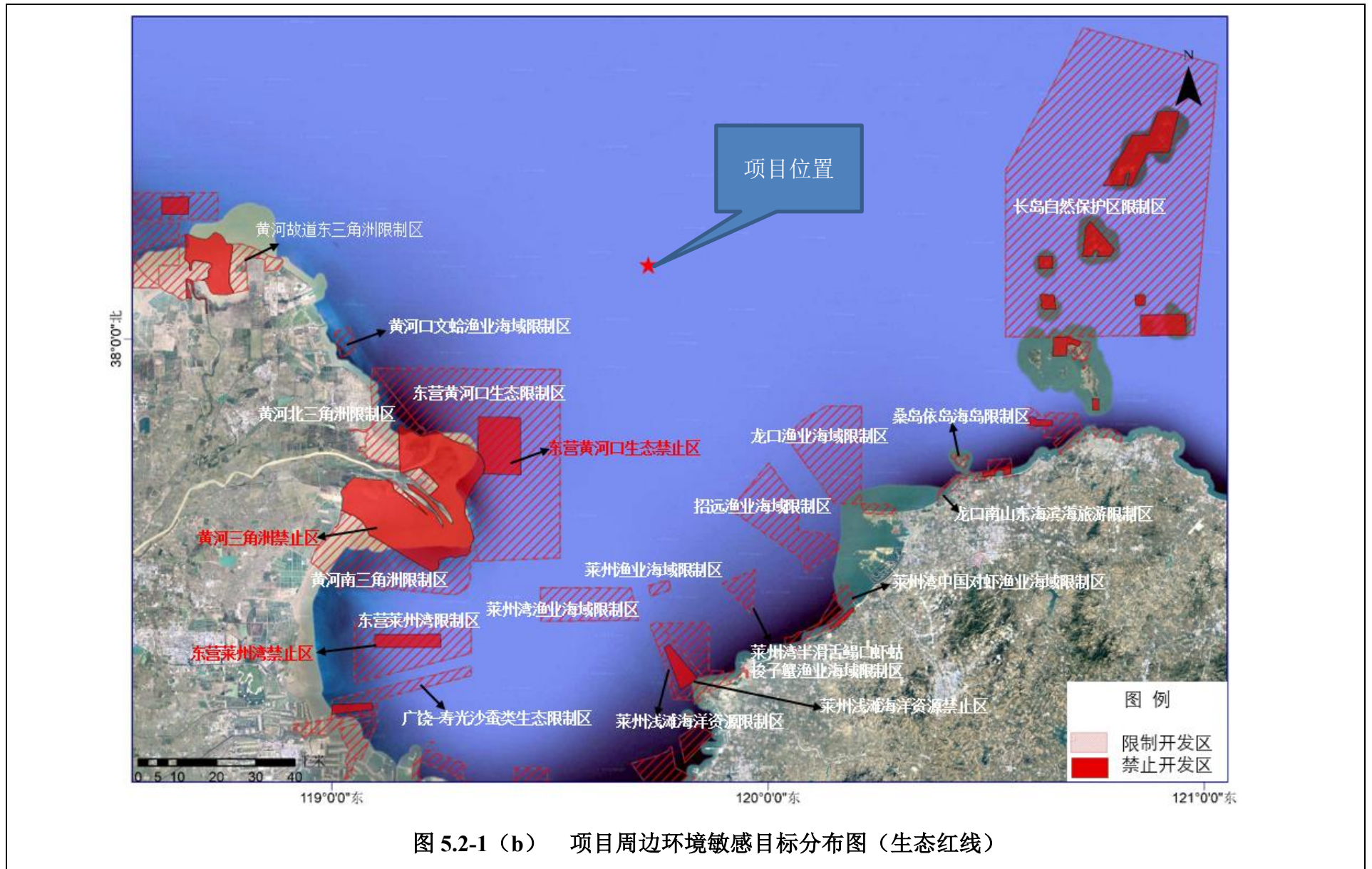


图 5.2-1 (b) 项目周边环境敏感目标分布图 (生态红线)

5.3 主要环境敏感目标简介

5.3.1 东营黄河口生态国家级海洋特别保护区

该保护区位于本项目西南方向，最近距离约为 35.3km。保护区位于黄河下游入海处 -3 米等深线至 12 海里的海区呈拐梯形状，西与黄河三角洲保护区为邻，面积 926km²，于 2008 年底获国家海洋局批准。保护区共分为四个功能区。分别为生态保护区，分为两部分，面积分别为 48.21km² 和 49.57km²，占保护区总面积的 10.56%；资源恢复区，分为两部分，面积为 69.77km² 和 121.33km²，占保护区总面积的 20.64%；开发利用区，面积 139.92km²，占保护区总面积的 15.11%；环境整治区面积 497.20km²，占保护区总面积的 53.69%。主要保护对象为黄河口生态系统及生物物种多样性。

5.3.2 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区

该保护区位于本项目西南方向，最近距离约为 47.3km。辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的莱州湾保护区由农业部于 2007 年 12 月 12 日批准建立。本保护区总面积为 7124km²，其中核心区面积为 1710km²，试验区面积为 5414km²。核心区包括以下三个区域：

核心一区：是由 6 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 66.7km²（主要保护对象有真鲷，花鲈，三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（37°19'45"N，119°47'10"E；37°26'48"N，119°44'57"E；37°28'01"N，119°48'49"E；37°24'09"N，119°50'26"E；37°23'21"N，119°48'08"E；37°20'18"N，119°49'22"E）。

核心二区：是由 4 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 40km²（主要保护对象有三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（37°13'01"N，119°29'50"E；37°16'54"N，119°29'50"E；37°16'57"N，119°33'24"E；37°13'01"N，119°33'48"E）。

核心三区：是由 3 个拐点顺次连线与西侧海岸线（海岸线北起东营市黄河口镇，经黄河入海口，小清河入海口，南至潍坊市白浪河入海口）所围的海域，面积为 1603km²（主要保护对象有中国对虾，文蛤，青蛤，中国毛虾）。拐点坐标分别为（37°57'00"N，119°00'00"E；37°54'00"N，119°10'00"E；37°09'10"N，119°10'00"E）。

莱州湾实验区：是由 4 个拐点顺次连线与南面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域（不包括其中的 3 个核心区）。拐点坐标分别为（38°00'00"N，118°58'30"E；38°00'00"N，119°20'00"E；37°40'00"N，119°20'00"E；37°40'00"N，120°18'03"E）。

海岸线北起山东省东营市孤岛镇向南经黄河入海口，小清河入海口，以白浪河入海口为拐点，向东经潍河，胶莱河入海口到莱州市虎头崖镇转向东北经三山岛刁龙咀，辛庄镇，黄山馆镇，北至龙口市矾姆岛南侧。主要保护对象有中国对虾，小黄鱼，三疣梭子蟹，真鲷，花鲈，另外还有蓝点马鲛，口虾蛄，半滑舌鳎，文蛤，青蛤，中国毛虾。栖息的其他物种包括银鲳，黄鲫，青鳞沙丁鱼，鲚，凤鲚，鳓，鳀，赤鼻棱鳀，玉筋鱼，黄姑鱼，白姑鱼，叫姑鱼，棘头梅童，鮟等。

5.3.3 山东黄河三角洲国家级自然保护区

山东黄河三角洲国家级自然保护区位于山东省东营市境内，1990 年经东营市人民政府批准建立，1991 年升为省级自然保护区，1992 年晋升为国家级自然保护区，主要保护对象为原生性湿地生态系统和鸟类。总面积 $15.3 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，分两部分：一部分在现行黄河入海口，面积 $10.45 \times 10^4 \text{hm}^2$ ；另一部分在 1976 年以前黄河故道，面积 $4.85 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。根据保护区功能区划，山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区面积 $5.8 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，缓冲区面积 $1.3 \times 10^4 \text{hm}^2$ 顷，实验区面积 $8.2 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。

山东黄河三角洲自然保护区距项目最近距离约为 64.6km。

6 环境影响预测分析与评价

根据工程分析，施工期清洗废水进生产流程；机舱含油污水、油层段水基钻井液、油层段钻屑、固体废物全部运往陆上处理；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海；非油层段水基钻井液和非油层段钻屑按照要求排放。生产运行期，主要污染物有生活污水、含油生产水、废气和固体废物，其中含油生产水处理达标后全部回注地层；生活污水处理达标后排海；固体废物全部运往陆上处理。

施工期清洗废水、固体废物、机舱含油污水和生产运行期产生的含油生产水、固体废物、废气等不会对海洋环境和海洋生态产生影响。本报告重点论述施工期产生的油层段水基钻井液、非油层段钻屑和生活污水排放对海洋环境的影响。

6.1 水动力影响分析与评价

本项目拟在既有井口平台 BZ29-4 WHPC 平台上新建外挂井槽实施 14 口调整井工程，不涉及占用海域，本项目建成后基本不改变海洋原有地形和地貌，所以本项目的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移基本不会产生影响。

6.2 水质影响分析与评价

6.2.1 施工期水质影响分析与评价

(1) 钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻完井过程中钻头将地层研磨、切削破碎后，由钻井液从井内带至平台的岩石碎块。钻屑对海洋环境污染的主要物质是指非油层段钻屑。拟建工程调整井建设过程中，钻完井产生的非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海。

根据工程分析，12 口新建井的非油层段钻屑产生总量 4252.71m³，排放速率最大为 17.44m³/d。本项目 BZ29-4WHPC 平台施工期非油层段钻屑排放的水质影响分析类比《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》中 BZ28-2S WHPB 平台非油层段钻屑排放的

相关预测结果给出钻屑排放后的影响范围和距离。类比条件见表 6.2-1，通过类比条件可知，拟建工程平台与类比对象平台距离较近，都处在同一海域，水文动力、水深条件、非油层段钻屑排放方式一致，非油层段钻屑排放量和排放速率小于类比对象，因此类比可行。

渤中 28/34 油田群与渤中 29-4 油田南区同一海域，渤中 29-4 油田南区距离渤中 28/34 油田群 17km，油田水深相当，流场特征基本一致，流速差别不大，水动力条件基本一致。本项目类比对象选择与本项目较近的 BZ28-2S WHPB 平台的预测结果。类比条件见表 6.2-1。

表 6.2-1 类比条件一览表

对象	类比对象	本项目
平台	BZ28-2SWHPB	BZ29-4WHPC
水文动力	潮流性质：不正规半日潮流 潮流运动形式：旋转流为主 潮流流向：集中在 SE~NW 平均最大流速：最大值为 56.1cm/s 可能最大流速：112.9cm/s。	潮流性质：不正规半日潮流 潮流运动形式：旋转流为主 潮流流向：集中在 SE~NW 平均最大流速：最大值为 56.1cm/s 可能最大流速：112.9cm/s。
水深	平均 20m	平均 20.1m
距离	BZ29-4WHPC 平台距离 BZ28-2SWHPB 平台 17km	
非油层段钻屑源强	BZ28-2S WHPB 平台钻屑量约 7350m ³ ，钻屑排放方式为短期连续排放，平均排放速率约 20m ³ /d。	本项目 BZ29-4 WHPC 平台非油层段钻屑的排放量分别为 4252.71m ³ ，钻井期间连续排放。钻井时间分别为 298 天，最大排放速率为 17.44m ³ /d。
非油层段水基钻井液源强	BZ28-2S WHPB 平台钻井完工后点源连续性排放 6h，一次性排放泥浆 210m ³ ，排放速率为 35m ³ /h。	钻井完工后一次性排放泥浆最大量为 210m ³ ，最大排放速率限定为 35m ³ /h。
结论	由于本项目与类比对象为距离较近的平台，因此，水深、水文动力、位置一致，非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放方式一样，且本项目排放源强均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果是合理的。	

类比对象预测结果合理性分析：

根据《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》，运用 FVCOM 三维模型进行数值模拟建立的海域数学模型计算域坐标范围为北纬 37°10'~39°30'，东经 117°32'~121°50'的整个渤海海域。在计算海域中，选取七个点分别作为潮流验证点和潮位验证点，在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，其验证结果表明，各验证点流速的大小以及方向，转流发生时刻的计算值与实测值基本一致，潮位振幅和位相计算值亦与实测值基本一致。潮位和潮流的验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。在进行浓度场计算前，再将网格加密，使计算域管线附近的网格最小边长为 30m。新增加的计算点上的流速由原来的周围点上的流速内插而得。

钻屑和钻井液均为颗粒态，它们随着海水运动的同时，尚在海水中存在沉降，并最终

淤积于海底，这一特性决定了它们的影响范围和影响时间是有限的。钻屑较粗，而钻井液较细，影响范围各不相同，而且排放方式亦不相同，钻井液为钻井完工后的一次性排放，钻屑为钻井阶段的连续点源排放。在进行钻井液、钻屑的环境影响预测时，预测模型要既能描述局部现象，又能反映远区分布。为此，选择了悬浮物输移-扩散方程进行模拟，同时选取涨急、落急、高潮和低潮四个典型时刻钻屑和泥浆的扩散情况进行预测。

因此类比对象，选择预测模型合理，预测方法正确，预测结果是合理、可信的。

类比对象情况及结果：根据《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》，项目附近多数区域为往复流，潮流主要流向为东南-西北向。本项目钻井完成后非含油钻屑从海面排放入海，BZ28-2S WHPB 平台共产生非含油钻屑约为 7350m³，排放速率为 20m³/d，经所在海区主管部门批准后排放入海。钻屑粒径分布见表 6.2-2，计算时中值粒径取为 74μm、120μm、150μm、230μm 共 4 个等级各占百分比为：25%、35%、25%、15% 分别进行计算，然后将计算的增量值叠加。预测结果表明：BZ28-2S WHPB 平台非含油钻屑排放对水质的影响主要在钻井附近不远的水域内，超一（二）类水质海域的包络面积最大约为 0.260km²，距排放点的最大距离为 0.356km，恢复到一类水质所需最大时间为 3.1h。超三、四类水质海域的包络面积最大分别为 0.002km² 和 0.001km²，相对较小。施工结束后钻屑覆盖 2cm 厚度范围为 0.065km²，距排放点最远为 161m。钻井岩屑中不同直径的粒子清洁间表 6.2-2，渤中 28-2S WHPB 平台钻屑排放表层悬浮物超标面积见表 6.2-3 和表 6.2-4。

表 6.2-2 钻井岩屑中不同直径的粒子占总粒子质量百分数（%）

<74μm	74~105μm	105~140μm	140~178μm	178~279μm	>279μm
5%	20%	35%	25%	10%	5%

表 6.2-3 BZ28-2S WHPB 平台排放钻屑预测结果

层位	超一类水质包络线面积 (km ²)	超三类水质包络线面积 (km ²)	超四类水质包络线面积 (km ²)	超一类水质最大距离 (km)	恢复一类水质所需时间 (h)
表层	0.260	0.002	0.001	0.356	3.1
中层	0.052	-	-	0.245	1.3
底层	0.013	-	-	0.158	1.1

表 6.2-4 BZ28-2S WHPB 平台排放钻屑表层悬浮物超标面积 (km²)

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	100~150	>150
最大面积	0.052	0.023	0.005	0.001	0.001
包络面积	0.172	0.076	0.011	0.002	0.001

本项目类比分析结果：本项目各平台非含油钻屑排放的水动力条件与类比海域基本一样，钻井阶段连续排放，钻屑排放总量、排放速率均小于类比对象钻屑排放量与排放

速率。另外，本项目的钻屑粒径与原工程的粒径分级一致，且排放总量和最大排放速率均小于类比对象，可引用原报告书的预测结果。因此，本项目钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不会超过以上预测结果。因此，本项目非含油钻屑排放过程中，平台附近范围内悬浮质增量不会超过《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》的水平。钻屑停止排放后，可在很短时间内恢复到本底值水平。

(2) 钻井液排放的水质影响分析

钻井液是石油勘探开发过程中产生的污染物，用于润滑和冷却钻头、携带钻屑、平衡地层压力及稳定井壁等。钻井作业采用水基钻井液。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及一次性排放。本项目在 BZ29-4 WHPC 平台分三个批次钻井，本工程非油层段钻井液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，一次性排放量为 210m^3 ，最大排放速率限定为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。本项目施工期钻井液排放的水质影响分析类比《渤中 28/34 油田群综合调整项目环境影响报告书》中渤中 28-2S WHPB 平台钻井液排放的相关预测结果。类比条件见表 6.2-1。

类比对象情况及结果：根据《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》，BZ28/34 油田 BZ28-2S WHPB 平台钻井液最大排放速率出现在钻井完成后一次性排放，一次性排放 210m^3 、持续排放 6h 考虑，最大排放速率限定为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。对大潮高潮、落潮、低潮和涨潮四个典型时刻 BZ28-2S WHPB 平台开始排放钻井液的扩散情况进行预测，表层为海面以下 10m 范围。

根据不同时刻钻井液排放预测结果：BZ28-2S WHPB 平台钻井液排放对水质的影响主要在表层主流向上，超一（二）类水质海域的包络面积最大约为 1.169km^2 ，发生在落潮中间时开始排放的情况下，距排放点的最大距离为 0.838km ，恢复到一类水质所需最大时间为 17.0h （停止排放后 11.0h ）。超三、四类水质海域的包络面积最大分别为 0.162km^2 和 0.087km^2 ，相对较小。在高潮、低潮时刻超三类、超四类水质面积相对较大，可能是由于涨潮中间时、落潮中间时流速相对较大，钻井液排放短时间内可使污染物质浓度很快变小；在涨潮中间时影响面积相对较大，但是由于流速大，在短时间内就可以恢复到一类水质面积。

根据预测，BZ28-2S WHPB 平台非油层段钻井液排放造成超一（二）类水质海域的最大外包络面积最大约为 1.737km^2 ，最大影响距离为 1.033km ，恢复到一类水质所需最大时间为 17.0h （停止排放后 11.0h ）。

渤中 28-2S WHPB 平台钻井液排放的表层悬浮物超标面积见表 6.2-5 和表 6.2-6。

表 6.2-5 BZ28-2S WHPB 平台不同时刻排放钻井液预测结果（表层）

层位	超一类水质包络线面积 (km ²)	超三类水质包络线面积 (km ²)	超四类水质包络线面积 (km ²)	超一类水质最大距离 (km)	恢复一类水质所需时间 (h)
高潮时排放	1.097	0.159	0.086	0.853	16.7
落潮中间时排放	1.169	0.143	0.073	0.838	16.6
低潮时排放	1.044	0.162	0.087	1.033	17.0
低潮中间时排放	1.113	0.096	0.046	0.939	16.5

表 6.2-6 BZ28-2S WHPB 平台不同时刻排放泥浆表层悬浮物超标面积 (km²)

浓度 (mg/L)		10~20	20~50	50~100	100~150	>150
高潮时	最大面积	0.292	0.250	0.099	0.032	0.030
	包络面积	0.338	0.392	0.208	0.073	0.086
落潮中间时	最大面积	0.330	0.263	0.106	0.039	0.033
	包络面积	0.414	0.410	0.202	0.070	0.073
低潮时	最大面积	0.313	0.273	0.135	0.053	0.037
	包络面积	0.316	0.360	0.207	0.075	0.087
涨潮中间时	最大面积	0.321	0.254	0.101	0.032	0.024
	包络面积	0.426	0.414	0.177	0.051	0.046
各种时刻排放	最大外包络面积	0.401	0.597	0.418	0.154	0.167

本项目类比分析结果：本项目非油层段水基钻井液最大排放速度出现在钻井完成后一次性排放，最大排放速率限定为 35m³/h，排放非油层段水基钻井液 210m³。本项目非油层段水基钻井液排放量和排放速率均不超过类比工程钻井液排放总量，因此，钻井液排放造成的悬浮泥沙增加超过 10mg/L 的影响面积和距离排放点最大距离不超过《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》的水平。即各平台超一（二）类水质海域的最大包络线面积不会超过 1.169km²，离排放点的最大距离不会超过 1.033km。超三、四类水质海域的最大包络线面积不会超过 0.162km² 和 0.087km²。钻井液停止排放后，恢复到一类水质所需最大时间不会超过 17.0h（停止排放后 11.0h）。

(3) 施工期生活污水排放的水质影响分析

由于本项目施工期产生的生活污水量约 14784m³，经钻井平台和平台上的生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的标准后排海，且生活污水在施工期排放影响是暂时的；因此，本项目施工期的生活污水对海洋环境影响很小。

6.2.2 运营期生活污水排放对水质影响分析

本项目实施后，不增加平台生产定员，不增加生活污水的排放量。渤中 29-4 油田南区运营期产生的生活污水量为 727m³/a，经生活污水处理设施处理，达到《海洋石油勘

探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的标准后排海。因此,本项目不会对作业区周边海域造成新的不良影响。

6.3 沉积物影响分析与评价

钻屑和钻井液入海后,在海水运动的作用下,会在海底一定的范围内聚集。钻屑和钻井液的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。

本项目的非钻井油层段钻屑和钻井液排放量最大的是BZ29-4 WHPC平台,非钻井油层段钻屑排放量为 4252.71m^3 ,最大排放速率为 $17.44\text{m}^3/\text{d}$;非钻井油层段水基钻井液一次性最大排放量为 210m^3 ,最大排放速率限定为 $35\text{m}^3/\text{d}$ 。通过类比《渤中28/34油田群综合调整项目环境影响报告书》中BZ28-2S WHPB平台钻井液和钻屑排放对沉积物的预测结果:钻屑排海后在海水运动的作用下,会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底,所覆盖区域的沉积物类型会有所变化,并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。一般而言沉积半径在 1000m 以内,但大部分都沉积在 200m 以内。根据数值模拟结果,BZ28-2S WHPB平台钻屑排放覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.065km^2 ,距排放点最大距离约 161m 。

本项目各平台钻屑和钻井液排放量小于类比对象排放量,因此,本项目钻屑和钻井液排海后,悬浮颗粒下沉至海底,将在平台附近形成以井口为中心的海底堆积,平台排放钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的最大面积小于 0.065km^2 ,最远距离小于 161m 。在此范围内将覆盖一部分原海底,造成对以贝类为主的底栖生物的淹没效应,尤其是滤食性的底栖贝类生物短期内将受到一定影响。同时,所覆盖区域的沉积物类型会有所变化,并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高,由于非钻井油层段水基钻井液和非钻井油层段钻屑排放仅在施工期,影响是暂时的。

6.4 海洋生态影响分析与评价

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业非油层段水基钻井液和非油层段钻屑排海产生的悬浮物对浮游生物、底栖生物、鱼卵和仔稚鱼造成的损害。

(1) 对浮游植物的影响分析与评价

悬浮物对浮游植物的影响可表现在:由于悬浮物的含量增高,增大了水体的消光系

数降低光线射深度，可降低海水的透光率，一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低了海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。但由于本项目钻完井时间较短，随着施工作业结束，停止钻井液、钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

(2) 对浮游动物的影响分析与评价

钻井液和钻屑在钻完井过程中的排放，增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层的浮游植物的生产力水平下降，对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短暂的，完成钻完井作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，短时间内可恢复浮游生物的正常生存环境。

(3) 对底栖生物的影响分析与评价

由于本项目钻井所采用钻井液属于环保无毒的水基钻井液，非油层段水基钻井液和非油层段钻屑的排放对于底栖生物的影响主要是对其掩埋作用。一般来讲，泥沙覆盖厚度越厚，对贝类等行动缓慢的底栖动物的危害也越大。底上动物，如虾类被覆盖后多数将死亡，而底内动物，如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不大仍能生存。大多数底栖动物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件，但真正能够穿过覆盖层而存活下来的生物可能只有部分底内动物（Nnia, 1978）。

根据《渤中 28/34 油田群综合调整项目环境影响报告书》的预测结果：钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域不超过 0.065km²。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

因此，本项目非油层段水基钻井液和非油层段钻屑排放对 BZ29-4 WHPC 平台周围底栖生物的影响很小。

(4) 对鱼卵和仔稚鱼的影响分析与评价

海域悬浮物含量超标，对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮物颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍有水体之间氧与二氧化碳的充分交换，可能导致鱼卵大量死亡；影响幼体的发育，发育不健康的仔稚鱼生存能力大大降低；悬浮物含量超标能使浮游植物繁殖受阻，导致水域基础生产力下降，减少鱼类的饵料生物，从而影响到鱼类的正

常索饵；另外，悬浮物超标还会改变鱼类的洄游和摄食行为。由于本项目施工期间悬浮物影响范围较小和时限较短，工程所在海域鱼类的规避空间大，因此施工悬浮物对该海域渔业资源的影响不大。

6.5 工程对海洋生物资源损害评估及补偿

6.5.1 生物资源损失评估方法及参数

依据SC/T 9110-2007中的6.4.2节评估方法，污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。本项目施工期间的钻井液排放按一次性平均受损量评估。评估的渔业资源包括鱼卵和仔稚鱼、底栖生物、游泳动物等。

(1) 一次性平均受损量评估方法

当污染物浓度增量超过《渔业水质标准》（同《海水水质标准》第一类标准）标准值时，其损害按以下公式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij}$$

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克（kg）；

D_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾/平方千米、个/平方千米或千克/平方千米（kg/km²）；

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km²）；

K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

(2) 持续性损失计算方法

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15d 时，应计算生物资源的累计损害量。计算以年为单位的生物资源的累计损害量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i ——第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

T ——污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以 15），单位为个。

(3) 底栖生物损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007), 底栖生物损失按以下公式计算:

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中:

W_i —第 i 种生物资源受损量, 单位为尾或个或千克 (kg), 这里指底栖生物和潮间带生物资源受损量。

D_i —评估区域内第 i 种生物资源密度, 单位为尾 (个) 每平方千米[尾 (个) / km^2]、尾 (个) 每立方千米[尾 (个) / km^3]或千克每平方千米 (kg/km^2)。在此为底栖生物和潮间带生物生物量。

S_i —第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积, 单位为平方千米 (km^2) 或立方千米 (km^3)。本报告中指铺设海底电缆开挖海底面积。

(4) 各类生物的损失率

按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007), 生物损失率见表 6.5-1。

表 6.5-1 渔业资源损失率

污染物超标倍数 (B_i)	鱼卵、仔稚鱼		成体		浮游植物/浮游动物	
	标准指	本项目计算值	标准值	本项目计算值	标准值	本项目计算值
$B_i \leq 1$ (10~20mg/L)	5	5	<1	1	5	5
$1 < B_i \leq 4$ (10~20mg/L)	5~30	10	1~10	5	10~30	10
$4 < B_i \leq 9$ (50~100mg/L)	30~50	30	10~20	10	30~50	30
$B_i \geq 9$ (>100mg/L)	≥ 50	50	≥ 20	20	≥ 50	50

(5) 渔业资源密度

根据海洋环境质量现状和渔业资源现状调查结果, 工程海域浮游植物密度平均值为 341.9 个/ m^3 , 浮游动物为 1873.69mg/ m^3 。鱼卵平均密度取 0.229 粒/ m^3 , 仔鱼平均密度取 0.099 尾/ m^3 。鱼类成体平均密度为 259.141kg/ km^2 , 幼鱼平均资源密度为 7247 尾/ km^2 ; 头足类幼体平均资源密度为 5400 尾/ km^2 , 成体平均资源密度为 132.416kg/ km^2 ; 虾类成体平均资源密度为 300.32kg/ km^2 , 幼体为 5567 尾/ km^2 , 蟹类成体资源密度为 15.52kg/ km^2 , 幼体为 216 尾/ km^2 。底栖生物密度为 17.5g/ m^2 。

6.5.2 生物资源损失计算

(1) 浮游生物的损失量估算

根据 2018 年 9 月浮游植物细胞数量变化范围在 (74.736~852.938) 个/m³, 平均值为 341.9 个/m³。调查海域浅水 I 型网所获的大中型浮游动物生物量变化范围在 (61.47~2048.33) mg/m³ 之间, 平均为 500.15mg/m³, 浅水 II 型网所获的中小型浮游动物生物量变化范围在 (295~2959.17) mg/m³ 之间, 平均为 1373.54mg/m³。

本次评价采用《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》中的预测结果进行类比分析。本项目非油层段水基钻井液排放对水质的影响主要在表层主流向上, 因此影响深度取 7m, 非油层段钻屑排放对水质的影响在表、中和底三层, 因此影响深度取 20m。本项目所在的 BZ29-4 WHPC 钻屑排放时间为 298 天, 根据《建设项目对海洋生物资源影响评价规程》, 污染物浓度增量区域存在时间超过 15d (含 15d) 的为持续性损害, 因此本项目非油层段钻屑排放对浮游生物的影响以 15 天为一个周期进行类比分析, 影响周期分别为 20 个; 非油层段钻井液一次性排放影响最大, 影响周期为 3 个。非油层段水基钻井液和钻屑造成的浮游生物损失计算结果见表 6.5-2 和表 6.5-3。浮游生物损失合计见表 6.5-4。

表 6.5-2 施工期非油层段水基钻井液排放造成的浮游生物损失量

类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻井液超标面积 (km ²)	损失率 (%)	影响周期	损失量
浮游植物	341.9 个/m ³	Bi≤1	0.401	5	3	1.44×10 ⁸ 个
		1<Bi≤4	0.597	10		4.28×10 ⁸ 个
		4<Bi≤9	0.418	30		9.03×10 ⁸ 个
		>9	0.321	50		1.15×10 ⁹ 个
小计		2.625×10 ⁹ 个				
浮游动物	1873.69mg/m ³	Bi≤1	0.401	5	3	0.79t
		1<Bi≤4	0.597	10		2.35t
		4<Bi≤9	0.418	30		4.93t
		>9	0.321	50		6.32t
小计		14.39t				

表 6.5-3 施工期非油层段钻屑排放造成的浮游生物损失量

类别	平台	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻屑超标面积 (km ²)	损失率 (%)	影响周期	损失量
浮游植物	BZ29-4 WHPC	341.9 个/m ³	Bi≤1	0.172	5	20	1.17×10 ⁹ 个
			1<Bi≤4	0.076	10		1.04×10 ⁹ 个
			4<Bi≤9	0.011	30		4.51×10 ⁸ 个
			>9	0.003	50		2.05×10 ⁸ 个
合计		2.87×10 ⁹ 个					

浮游动物	BZ29-4 WHPC	1873.69 mg/m ³	Bi≤1	0.172	5	20	6.45t
			1<Bi≤4	0.076	10		5.70t
			4<Bi≤9	0.011	30		2.45t
			>9	0.003	50		1.10t
合计		15.70t					

表 6.5-4 施工期造成的浮游生物损失量合计

损失	非油层段水基钻井液	非油层段钻屑	合计
浮游植物	2.625×10 ⁹ 个	2.87×10 ⁹ 个	5.50×10 ⁹ 个
浮游动物	14.39t	15.70t	30.09t

(2) 底栖生物损失估算

根据对钻井液和钻屑排放预测结果可看出，由于钻井液比重较小，悬浮颗粒物扩散面积较大，排海后引起水中悬浮物的超标，且超标面积较大于钻屑排放，而钻屑由于比重较大，排海后较快沉降到海底，钻屑对海域环境的影响主要集中在排放点附近，大部分钻屑沉降到井口周围。钻屑排放对海洋生物的影响主要是对底栖生物的掩埋效应。

钻屑排放覆盖厚度>2cm 的影响范围内损失率按 100%计，底栖生物生物量为 17.5g/m²，按 6.5.1 节公式估算本项目钻屑排放对底栖生物的损失量合计约为 1.1375t。

表 6.5-5 钻屑排放造成底栖生物损失量估算

平台	覆盖厚度>2cm		底栖生物损失量 (t)
	面积(km ²)	损失率%	
BZ29-4 WHPC 平台	0.065	100	1.1375

(3) 渔业资源损失估算

本次评价采用《BZ28/34 综合调整项目环境影响报告书》中的预测结果进行类比分析。本项目非油层段水基钻井液排放对水质的影响主要在表层主流向上，因此影响深度取 7m，非油层段钻屑排放对水质的影响在表、中和底三层，因此影响深度取 20m。本项目所在的 BZ29-4 WHPC 平台钻屑排放时间为 298 天，根据《建设项目对海洋生物资源影响评价规程》，污染物浓度增量区域存在时间超过 15d（含 15d）的为持续性损害，因此本项目非油层段钻屑排放对浮游生物的影响以 15 天为一个周期进行类比分析，影响周期为 20 个；非油层段钻井液一次性排放影响最大，影响周期为 3 个。则非油层段水基钻井液和钻屑造成的渔业资源损失计算结果见表 6.5-6 和表 6.5-7。渔业资源损失合计见表 6.5-8。

表 6.5-6 施工期非油层段水基钻井液排放造成的渔业资源损失量

类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻井液超标面积 (km ²)	损失率 (%)	影响周期	损失量
鱼卵	0.229 粒/m ³	Bi≤1	0.401	5	3	96420 粒
		1<Bi≤4	0.597	10		287097 粒
		4<Bi≤9	0.418	30		603049 粒

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

		>9	0.321	50		771845 粒
小计						1758411 粒
仔稚鱼	0.099 尾/m ³	Bi≤1	0.401	5	3	41684 尾
		1<Bi≤4	0.597	10		124116 尾
		4<Bi≤9	0.418	30		260707 尾
		>9	0.321	50		333680 尾
小计						760187 尾
幼鱼	7247 尾/km ²	Bi≤1	0.401	5	3	305 尾
		1<Bi≤4	0.597	10		909 尾
		4<Bi≤9	0.418	30		1908 尾
		>9	0.321	50		2442 尾
小计						5564 尾
头足类 幼体	5400 尾/km ²	Bi≤1	0.401	5	3	228 尾
		1<Bi≤4	0.597	10		677 尾
		4<Bi≤9	0.418	30		1422 尾
		>9	0.321	50		1820 尾
小计						4146 尾
虾类幼 体	5567 尾/km ²	Bi≤1	0.401	5	3	235 尾
		1<Bi≤4	0.597	10		698 尾
		4<Bi≤9	0.418	30		1466 尾
		>9	0.321	50		1877 尾
小计						4275 尾
蟹类幼 体	216 尾/km ²	Bi≤1	0.401	5	3	9 尾
		1<Bi≤4	0.597	10		27 尾
		4<Bi≤9	0.418	30		57 尾
		>9	0.321	50		73 尾
小计						166 尾
鱼类成 体	259.141kg/km ²	Bi≤1	0.401	1	3	2.18 kg
		1<Bi≤4	0.597	5		16.25 kg
		4<Bi≤9	0.418	10		22.75 kg
		>9	0.321	20		34.94 kg
小计						76.12 kg
头足类 成体	132.416kg/km ²	Bi≤1	0.401	1	3	1.11 kg
		1<Bi≤4	0.597	5		8.30 kg
		4<Bi≤9	0.418	10		11.62 kg
		>9	0.321	20		17.85 kg
小计						38.89kg
甲壳类 成体 (虾 类)	300.32kg/km ²	Bi≤1	0.401	1	3	2.53 kg
		1<Bi≤4	0.597	5		18.82 kg
		4<Bi≤9	0.418	10		26.36 kg
		>9	0.321	20		40.49 kg
小计						88.20kg
甲壳类 成体 (蟹 类)	15.52kg/km ²	Bi≤1	0.401	1	3	0.13 kg
		1<Bi≤4	0.597	5		0.97 kg
		4<Bi≤9	0.418	10		1.37 kg
		>9	0.321	20		2.09 kg
小计						4.56kg

表 6.5-7 施工期非油层段钻屑排放造成的渔业资源损失量

类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	钻屑超标面积 (km ²)	损失率 (%)	损失量
鱼卵	0.229 粒/m ³	Bi≤1	0.172	5	39388 粒
		1<Bi≤4	0.076	10	34808 粒
		4<Bi≤9	0.011	30	15114 粒
		>9	0.003	50	6870 粒
小计	96180 粒				
影响周期	20				
合计	1923600 粒				
仔稚鱼	0.099 尾/m ³	Bi≤1	0.172	5	17028 尾
		1<Bi≤4	0.076	10	15048 尾
		4<Bi≤9	0.011	30	6534 尾
		>9	0.003	50	2970 尾
小计	41580 尾				
影响周期	20				
合计	831600 尾				
幼鱼	7247 尾/km ²	Bi≤1	0.172	5	62.32 尾
		1<Bi≤4	0.076	10	55.08 尾
		4<Bi≤9	0.011	30	23.9 尾
		>9	0.003	50	10.87 尾
小计	152 尾				
影响周期	20				
合计	3040 尾				
头足类幼体	5400 尾/km ²	Bi≤1	0.172	5	46.44 尾
		1<Bi≤4	0.076	10	41.04 尾
		4<Bi≤9	0.011	30	17.82 尾
		>9	0.003	50	8.1 尾
小计	113 尾				
影响周期	20				
合计	2260 尾				
虾类幼体	5567 尾/km ²	Bi≤1	0.172	5	47.88 尾
		1<Bi≤4	0.076	10	42.31 尾
		4<Bi≤9	0.011	30	18.37 尾
		>9	0.003	50	8.35 尾
小计	117 尾				
影响周期	20				
合计	2340 尾				
蟹类幼体	216 尾/km ²	Bi≤1	0.172	5	1.86 尾
		1<Bi≤4	0.076	10	1.64 尾
		4<Bi≤9	0.011	30	0.71 尾
		>9	0.003	50	0.32 尾
小计	5 尾				
影响周期	20				
合计	100 尾				
鱼类成体	259.141kg/km ²	Bi≤1	0.172	1	0.45kg
		1<Bi≤4	0.076	5	0.98kg
		4<Bi≤9	0.011	10	0.29kg
		>9	0.003	20	0.16kg

小计	1.88kg				
影响周期	20				
合计	37.6kg				
头足类成体	132.416kg/km ²	Bi≤1	0.172	1	0.23kg
		1<Bi≤4	0.076	5	0.50kg
		4<Bi≤9	0.011	10	0.15kg
		>9	0.003	20	0.08kg
小计	0.96kg				
影响周期	20				
合计	19.2kg				
甲壳类成体 (虾类)	300.32kg/km ²	Bi≤1	0.172	1	0.52kg
		1<Bi≤4	0.076	5	1.14kg
		4<Bi≤9	0.011	10	0.33kg
		>9	0.003	20	0.18kg
小计	2.17kg				
影响周期	20				
合计	43.4kg				
甲壳类成体 (蟹类)	15.52kg/km ²	Bi≤1	0.172	1	0.03kg
		1<Bi≤4	0.076	5	0.06kg
		4<Bi≤9	0.011	10	0.02kg
		>9	0.003	20	0.009kg
小计	0.12kg				
影响周期	20				
合计	2.4kg				

表 6.5-8 施工期造成的渔业资源损失量合计

损失	非油层段水基钻井液	非油层段钻屑	合计
鱼卵	1758411 粒	1923600 粒	3682011 粒
仔稚鱼	760187 尾	831600 尾	1591787 尾
幼鱼	5564 尾	3040 尾	8604 尾
头足类幼体	4146 尾	2260 尾	6406 尾
虾类幼体	4275 尾	2340 尾	6615 尾
蟹类幼体	166 尾	100 尾	266 尾
鱼类成体	76.12 kg	37.6kg	113.72 kg
头足类成体	38.89kg	19.2kg	58.09 kg
虾类成体	88.20kg	43.4kg	131.60 kg
蟹类成体	4.56kg	2.4kg	6.96 kg

6.5.3 生物资源损失小结

根据上述结果，本次工程污染物排放共造成生物资源损失见表 6.5-9。

表 6.5-9 生物资源损失量汇总

钻屑、钻井液影响		损失	钻屑、钻井液影响	损失
鱼类	成体	113.72kg	底栖生物	1.1375t
	幼体	8604 尾	浮游植物	5.50×10 ⁹ 个
头足类	成体	58.09kg	浮游动物	30.09t
	幼体	6406 尾	鱼卵	3682011 粒
虾类	成体	131.60kg	仔稚鱼	1591787 尾

钻屑、钻井液影响		损失	钻屑、钻井液影响	损失
	幼体	6615 尾		
蟹类	成体	6.96kg		
	幼体	266 尾		

6.5.4 海洋生物资源补偿经济价值评估

本项目所造成的环境影响损失，主要是建设阶段产生的钻井泥浆、钻屑排放对渔业资源造成的损失。本节将根据海上污染物扩散数值模拟结果和中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），估算本项目在建设、生产过程中对海洋生物资源可能造成的损害。

(1) 鱼卵、仔稚鱼经济价值的计算

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按公式(1)计算：

$$M = W \times P \times E \dots\dots\dots (1)$$

式中：

M——鱼卵和仔稚鱼经济损失金额；

W——鱼卵和仔稚鱼损失量；

P——鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

E——鱼苗的商品价格，根据近三年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 0.8 元/尾计算。

(2) 成体生物资源经济价值按公式 (2) 计算：

$$M = W \times E \dots\dots\dots (2)$$

式中：

M ——第 i 种类生物成体生物资源的经济损失额；

W ——第 i 种类生物成体生物资源损失的资源量；

E——生物资源的商品价格，渔业资源成体的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.2 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”。头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg

计算；虾类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg 计算；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

(3) 海洋生物资源损害补偿方式

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007) 的规定：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”；“持续性生物资源损害的补偿分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3 年~20 年的，按实际影响年限补偿；影响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年。”

本项目对海洋渔业生物资源的影响主要表现在钻井液、钻屑对渔业生物资源损害，属持续性损害，影响低于 3 年，按 3 年补偿，造成的渔业损失价值估算约 37 万元。详见表 6.5-10。

表 6.5-10 本项目造成的渔业损失价值估算

渔业资源	损失量	单价	经济损失 (元)	经济补偿 (元)		
				补偿年限	金额	
鱼卵	3682011 粒 折算鱼苗 36820 尾	0.8 元/尾	29456	3 年	88368	
仔稚鱼	1591787 尾 折算鱼苗 79589 尾	0.8 元/尾	63671		191013	
底栖生物	1.1375t	1.2 万元/吨	13650		40950	
鱼类成体	113.72kg	1.2 万元/吨	1365		4095	
虾类成体	131.60kg	1.2 万元/吨	1579		4737	
蟹类成体	6.96kg	1.2 万元/吨	84		252	
头足类成体	58.09kg	1.2 万元/吨	697		2091	
鱼类幼体	8604 尾	0.8 元/尾	6883		20649	
虾类幼体	6615 尾	30 元/kg	1985		5955	
蟹类幼体	266 尾	20 元/kg	532		1596	
头足类幼体	6406 尾	20 元/kg	2562		7686	
合计					37 万元 (取整)	

6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价

(1) 敏感目标影响分析

根据 5.2 小节环境敏感目标的筛选分析，本项目距辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾实验区约 47.3km，距东营黄河口生态国家级海洋特别保护区开发利用区约 35.3km，距山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区约 64.6km，工程距离其他敏感目标距离较远。根据类比分析结果，施工期产生的非油层段水基钻井液和钻屑的排放造成超一（二）类水质海域的最大外包络面积最大约为 1.737km²，最大影响距离

为 1.033km，恢复到一类水质所需最大时间为 17.0h（停止排放后 11.0h）。因此，本项目施工期对敏感目标基本不产生影响。

针对本项目具体位于的鱼类产卵场及索饵场种类，本项目位于鲉、鲷、多鳞鱧及带鱼的索饵场内，位于多鳞鱧的产卵场内，银鲳洄游通道上。本项目对其的主要影响在运营期，根据预测施工期非油层段水基钻井液和钻屑的排放造成超一（二）类水质海域的最大影响距离为 1.033km，影响范围很小。工程所在海域鲉、鲷、带鱼及多鳞鱧的规避空间大，对其产生的影响很小。

总之，本项目投产后，其影响范围不会超过《渤中 28/34 油田群综合调整项目环境影响报告书》的预测水平。

（2）船舶施工对通航安全的影响分析与评价

根据《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》（2013），BZ29-4WHPC 平台距黄骅港~长山水道的拟规划航路距离较近，最近距离为 2.1nm，平台的建设对该规划航路有一定的影响；垦利 3-2 油田群开发工程通航安全影响论证报告已通过国家相关主管部门审查，本项目如按相关建议做好规划、调整及安全防范措施，工程对周边船舶通航安全不会有较大的影响。本项目实施后，不涉及占用海域，本项目建成后基本不改变海洋原有地形和地貌。本项目施工期使用船舶数量未超过原环评数量，不新增船舶，因此本项目未增加油田通航风险。

6.7 环境事故风险分析与评价

6.7.1 风险识别

本项目施工和生产阶段有可能导致油气泄漏的事故包括井喷或井涌、地质性溢油、生产设施火灾和爆炸、海底管道与立管破裂和船舶碰撞溢油等。

6.7.1.1 施工阶段风险识别

（1）地质性油气泄漏

本项目位于渤海中部海域，对于渤海湾断裂系统十分复杂的油田，开发过程中可能造成储层压力局部高压异常，如储层局部异常高压带与通天断层（断层向上延至海床）相连通，且地层压力足以突破断层对流体的阻截能力，就可能导致海底原油泄漏运移至海床而造成油气泄漏事故。

当本项目调整井工程施工过程中由于操作不当，穿透高压、超高压储层时，若地层

流体压力大于井内压力，地层流体将大量涌入井筒，一旦套管深度、质量控制不恰当，也可能导致局部井段承压不足而产生侧漏，继而引起地层破裂，发生溢油事故。

(2) 井喷或井涌

本项目调整井工程在钻完井和生产期间，存在发生井喷的可能性。油田发生井喷的原因有：地层压力高于钻井液液柱压力，采油树或井口装置被破坏，钻井液比重失调，作业技术不过关造成、或紧急关断失效等。

油气田地层压力过高且失控是导致井喷的主要原因。一方面在油田钻完井阶段，可能会钻遇生产水回注层。当钻经生产水回注层时，地层压力相对较大，导致在钻完井作业过程中可能发生井涌、井喷事故。另一方面，油田投入开发后，随着开采时间的增长，油层本身能量将不断地被消耗，致使油层压力不断地下降，为了实现油田稳产，必须对油田进行注水开采。注水开采是指油田开发过程中，通过专门的注水井将水注入油藏，保持或恢复油层压力，使油藏有很强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。当油田注水压力超过油藏地层所承受的压力时，则有可能发生井喷溢油。

采油树或井口被破坏也是造成井喷溢油的原因之一。采油树或井口被破坏，往往由于在完井或修井作业时重型物体坠落砸碰采油树或井口等设施而造成。在完井和修井作业时，小件器具坠落海中时有发生，一般情况下不致于损坏采油树、管汇和井口等水下设施。

(3) 船舶碰撞

本项目在施工期主要使用的船舶有浮吊船、拖轮、钻井平台等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能和油田设施发生碰撞，但该风险事故情景发生的概率很低。因此，本项目重点分析施工阶段的船只发生碰撞的溢油事故风险。

自升式钻井平台就位于平台的南北两侧，升起后船底距离海平面一定距离，施工船舶不会与其发生碰撞，同时钻井期间划定了钻井平台避让区，设置了安全作业区，钻井平台发生泄漏的可能性极小；浮吊船就位后，主要进行吊装作业，与其他船舶的交叉作业时间较短，发生碰撞的可能性较小。而施工过程中，驳船主要用于运送物料，拖轮多为“三用功能船”，船舶使用频繁，与其他船舶交叉作业的时间较长，发生碰撞溢油的可能性相对较大。

本工程不增加平台值班船的数量，运营期值班船已在开发环评报告中进行评价，不属于本工程新增风险内容。

(4) 外挂井槽安装、平台适应性改造及隔水导管施工存在的风险

本项目 BZ29-4WHPC 平台外挂井槽安装和 BZ29-4WHPC、BZ35-2CEPA 平台适应性改造过程中存在着一些动火作业，如离油气生产区较近，存在火灾爆炸风险。

本项目 BZ29-4WHPC 平台新建外挂井槽 12 口新井隔水导管施工若存在缺陷，可能会导致隔水导管后续破裂从而出现溢油风险。

6.7.1.2 运营阶段风险识别

(1) 井涌或井喷

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

(2) 平台火灾、爆炸

生产阶段，井口平台上进行油气输送作业时，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。

(2) 船舶碰撞

本项目不新增值班船，值班船/供应船与周边平台共享；供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与平台设施发生碰撞。

(3) 海底管道与立管油气泄漏事故

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。

本项目依托海底管道有 4 条，海底管道的设计寿命不少于 25 年，考虑到海底管道现场作业的特殊困难和高额费用，设计时通常对海底管道留有较大的腐蚀裕量，因而海底管道由于材料缺陷和腐蚀原因引起烃类物质泄漏的可能性极小。另外，建设单位制定了相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

本项目不涉及新建管道，根据产能预测量，本次调整井投产后管线的输送量未超过原管线的设计能力，没有增加所依托管线溢油的风险，故不属于本项目新增的环境风险。

(4) 地质性溢油风险事故

由于生产水量发生变化，会导致已有注水井的地质性溢油风险发生变化，例如已有注水井如果存在不恰当注入会造成储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。如果已有注水井存在超压或超量情况，出现地层压裂，潜在断层扩张等出现地层溢油。

6.7.2 地质性溢油风险分析与评价

本节内容引自建设单位编制的《渤中 29-4 油田南区扩边可行性研究报告》的附件一：《地质性溢油风险分析》。渤中 29-4 油田南区自投产至今，一直处于安全生产状态。为确保油田进一步安全生产，结合调整工程方案，对可能导致的油田地质性溢油风险因素进行了排查。

6.7.2.1 油田地质

(1) 构造特征

① 构造

渤中 29-4 油田南区位于渤海中部海域，西距渤中 34-1 油田 15km，西北距天津市塘沽 200km，东南距山东省龙口市 81km。区域上，渤中 29-4 南区构造位于黄河口凹陷东次洼斜坡带，北部与渤中 29-4 构造主体区相连，是由晚期活动断层控制的浅层断块构造。

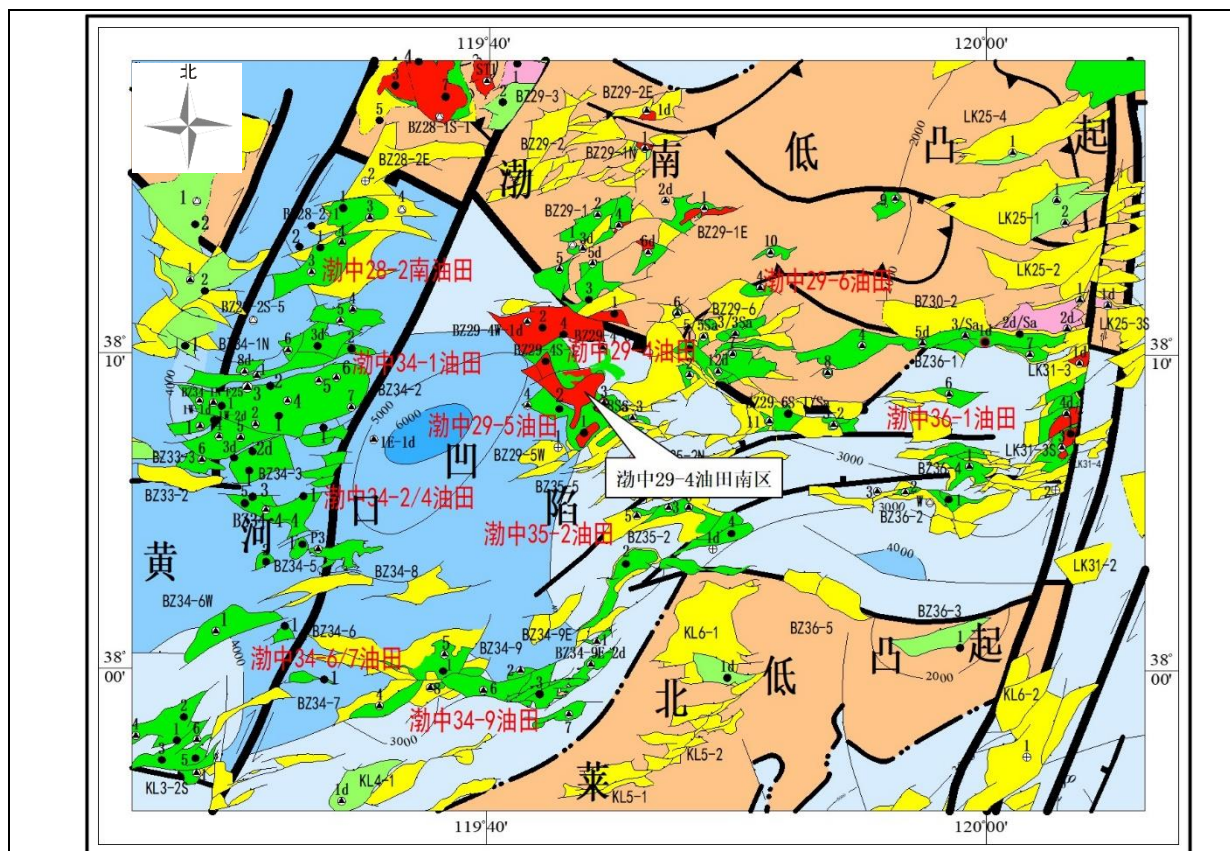


图 6.7-1 渤中 29-4 油田南区区域构造位置图

渤中 29-4 油田南区浅层圈闭具有继承性。S-1 井区明下段I油组顶面和III油组顶面圈闭特征基本一致，地层产状向西南倾，井区内圈闭面积为 0.7~3.8km²，最大闭合幅度 55m。C4 井区明下段I油组顶面和III油组顶面圈闭特征基本一致，地层产状比较平缓，向东北方向倾，井区内圈闭面积为 4.0~5.5km²，最大闭合幅度 30m。见下表。

表 6.7-1 渤中 29-4 油田南区圈闭要素表

层位	圈闭类型	井区	闭合面积 km ²	闭合幅度 m	高点位置		高点埋深海拔 m	最低圈闭线海拔 m	圈闭落实程度
					INLINE	CDP			
明下段I油组顶面	断块	S-1	3.8	35	460	1520	-855	-890	落实
	断块	2	4.4	10	460	1620	-830	-840	落实
	断块	1	1.9	20	610	1790	-820	-840	落实
	断块	C4	5.5	10	465	1616	-830	-840	落实
明下段III油组顶面	断块	S-1	3.2	55	480	1470	-1325	-1380	落实
	断块	2	5.2	15	570	1680	-1290	-1305	落实
	断块	1	3.9	30	640	1760	-1275	-1305	落实
	断块	C4	4.9	30	570	1630	-1295	-1325	落实
馆陶组顶面 (T ₀)	断块	S-1	0.7	5	480	1470	-1715	-1720	落实
	断块	2	1.8	15	600	1690	-1650	-1665	落实
	断块	1	4.6	55	660	1760	-1620	-1675	落实
	断块	C4	4.1	15	570	1600	-1680	-1695	落实

② 断层

本区夹持在郯庐走滑断裂带的东、西两支之间。受区域走滑断裂的影响，构造具备明显扭动特征，平面上表现为断层多为弧形分布，基本呈雁列展布，剖面上则表现为断层的互相切割。

研究区内断层主要受渤中 29-4 油田北部近东西向主控断层的影响，断层走向大部分与主控断层平行或低角度斜交，主要为北东向。断层性质均为正断层，延伸长度大小不等，最小的只有 1.3km，最大的延伸长度为 8.3km，最大垂直断距 130m。其中 C4 井区断层走向主要为北东向，断层性质为正断层，断层最大延伸长度为 8.0km，最大垂直断距 95m。研究区内共解释断层 30 余条，根据发育时期及对构造的控制作用可分为两类，I类断层为古近系开始发育的断层，形成了渤中 29-4 油田南区目前的基本构造格局；II类断层为新近系发育起来的晚期断层，对构造主要起到了复杂化的作用。由于断层较多，本次只对南区构造主体部位的 23 条断层进行了编号和要素统计（见图 6.7-2），其中 I类断层 7 条，II类断层 16 条（见表 6.7-2）。断层 F1-1 和 F1-3 位于渤中 29-4 油田南区的北部，延伸长度在 8km 左右，走向近东西向，倾向为北或北西，古近系开始发育，最大垂直断距 110m。断层 F1-5 位于渤中 29-4 油田南区的中部，延伸长度在 7.4km 左右，走向近东西向，向北倾，古近系开始发育，最大垂直断距 70m。

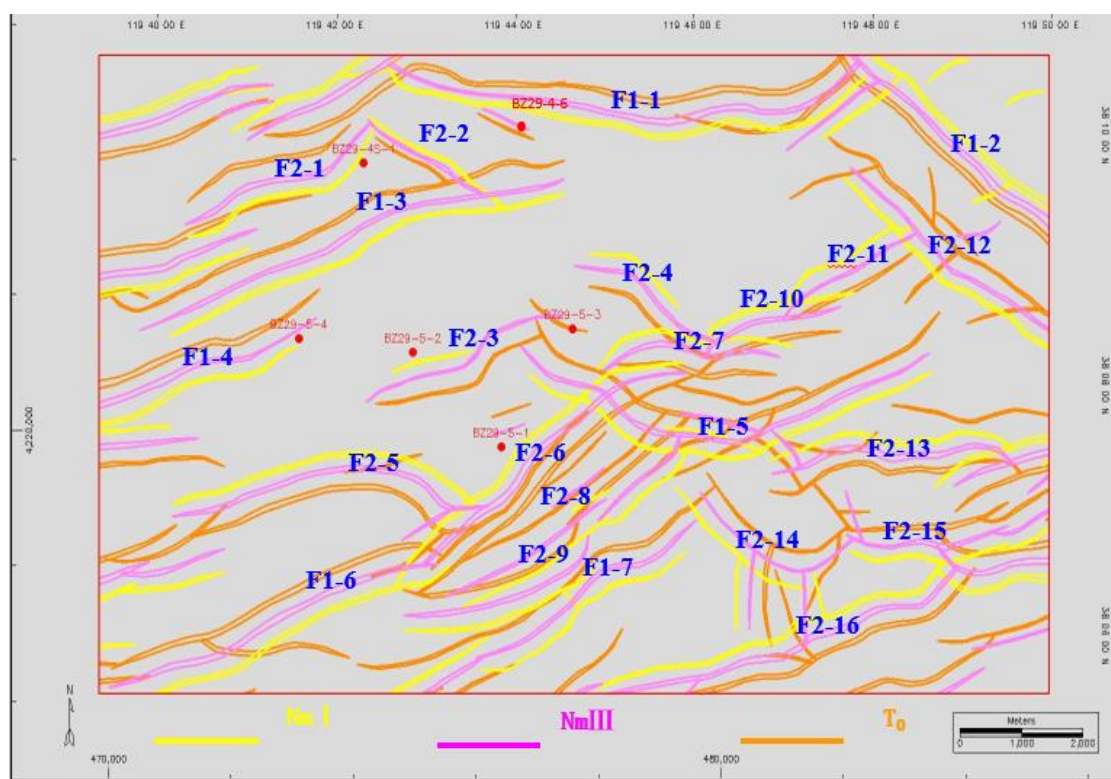


图 6.7-2 渤中 29-4 油田南区区域构造位置图

表 6.7-2 渤中 29-4 油田南区圈闭要素表

断层名称	性质	走向	倾向	明下段I油组顶面		明下段III油组顶面		馆陶组顶面 (T ₀)		落实程度
				最大垂直断距 m	延伸长度 km	最大垂直断距 m	延伸长度 km	最大垂直断距 m	延伸长度 km	
F1-1	正断层	EW	N	85.0	8.3	110.0	8.0	95.0	4.9	落实
F1-2	正断层	NW	SW	55.0	>3.7	120.0	>4.0	110.0	>4.1	落实
F1-3	正断层	NE	NW	70.0	6.9	75.0	7.4	95.0	8.0	落实
F1-4	正断层	NE	NW	80.0	3.4	85.0	>3.8	130.0	3.8	落实
F1-5	正断层	近 EW	N	70.0	7.2	67.5	7.4	65.0	7.4	落实
F1-6	正断层	NE	NW	85.0	5.1	105.0	5.6	120.0	5.7	落实
F1-7	正断层	NE	NW	40.0	3.8	55.0	3.6	100.0	6.6	落实
F2-1	正断层	NE	NW	60.0	3.8	75.0	3.4	75.0	3.0	落实
F2-2	正断层	NW	SW	10.0	2.6	7.5	2.1	5.0	1.3	落实
F2-3	正断层	NE	SE	10.0	1.3	17.5	3.6	40.0	2.9	落实
F2-4	正断层	NW	SW	12.5	1.5	30.0	2.7	50.0	2.3	落实
F2-5	正断层		S	70.0	5.1	90.0	5.5	105.0	4.9	落实
F2-6	正断层	NE	SE	75.0	5.9	90.0	5.5	70.0	5.5	落实
F2-7	正断层	近 EW	S	60.0	3.4	65.0	3.0	60.0	2.6	落实
F2-8	正断层	NE	NW	30.0	2.7	45.0	3.0	30.0	4.0	落实
F2-9	正断层	NE	NW	50.0	3.3	60.0	3.3	70.0	3.3	落实
F2-10	正断层	NE	SE	60.0	2.6	55.0	2.3	70.0	2.3	落实
F2-11	正断层	NE	SE	25.0	2.5	30.0	2.5	55.0	2.3	落实
F2-12	正断层	NW	NE	47.5	>4.2	55.0	>4.1	40.0	>4.2	落实
F2-13	正断层	近 EW	S	75.0	4.1	80.0	4.1	90.0	4.5	落实
F2-14	正断层	NW	NE	30.0	2.7	35.0	3.0	55.0	2.8	落实
F2-15	正断层	近 EW	N	80.0	2.7	80.0	2.7	70.0	2.6	落实
F2-16	正断层	NE	SE	65.0	6.1	65.0	>5.9	90.0	>5.1	落实

(2) 地层层序

渤中 29-4 油田南区 C4 井区钻井揭示的地层，自上而下依次为：第四系平原组，新近系明化镇组、馆陶组，古近系东营组、沙河街组。地层的发育特征与全油田一致，主要含油层系发育于新近系明化镇组下段（图 6.7-3）。馆陶组以及古近系的东营组为次要含油层系。

● 第四系平原组：

地层厚度 453.6~494.3m。岩性主要为浅灰色粘土与散砂。

● 新近系明化镇组上段：

地层厚度 314.4~385.3m。岩性主要为褐色泥岩与灰色粉砂岩互层。

● 新近系明化镇组下段：

地层厚度 832.5~857.8m。明下段为油田的主力含油层段，上部主要为红褐色泥岩与浅灰色粉砂岩及细砂岩不等厚互层；中部为大段灰褐色泥岩；下部为浅灰色粉砂岩及细砂岩与绿灰色泥岩不等厚互层。

● 新近系馆陶组：

揭示地层厚度 774.6m，在油田南区范围内，上部为浅灰色细砂岩、含砾中砂岩夹灰色泥岩，中、下部为大套含砾细砂岩与薄层泥岩互层。

● 古近系东营组：

渤中 29-4 油田南区仅 C4 井区的 BZ29-4-6 井钻遇东营组，地层厚度 485.5m。受渤南低凸起构造背景影响，东营组地层厚度变化较大，靠近渤南凸起地层厚度小，渤中 29-4 油田主体区 BZ29-4-5 井东营组地层厚度只有 101.0m，位于凹陷内的 BZ29-4-4 井地层厚度 556.0m。结合主体区东营组地层划分原则，东营组分为东二段和东三段，东二段为含砾砂与泥岩互层，下部以大套泥岩为主，泥岩颜色为暗色，东三段以大套湖相深色泥岩为主，夹薄层砂岩。

● 古近系沙河街组：

渤中 29-4 油田南区仅 C4 井区的 BZ29-4-6 井钻遇沙河街组，但未钻穿该套地层。结合主体区沙河街组钻探情况，在该地区沙河街组地层厚度约 105.0m~401.0m。受构造背景影响，沙河街组地层厚度变化较大，沙一、二段地层分布相对稳定，是一套以泥岩为主，夹灰质泥岩、泥质白云岩和白云岩及钙质砂岩的特殊岩性段。沙三段以厚层暗色泥岩为主，局部见砂泥岩交互。

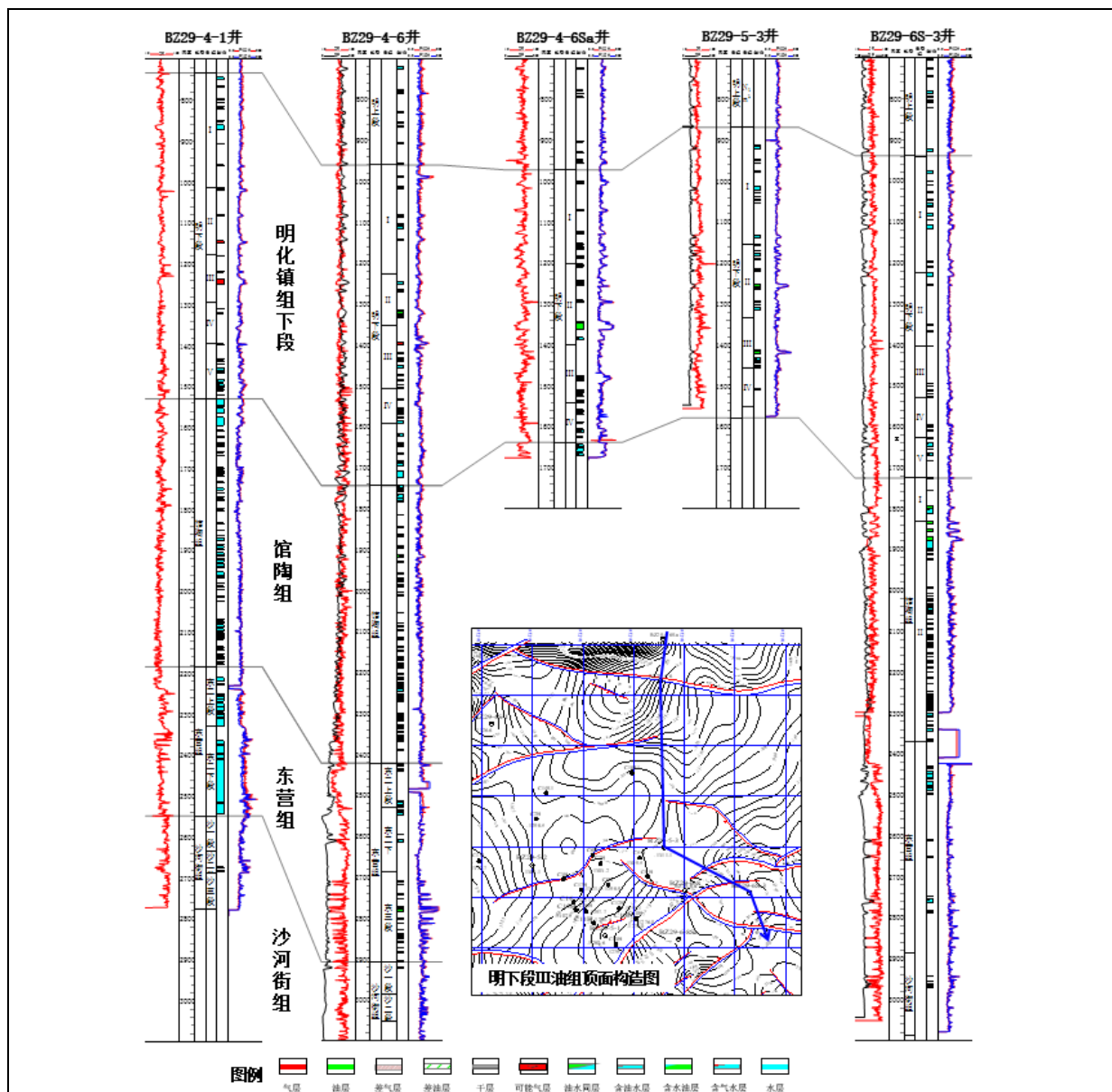


图 6.7-3 渤中 29-4 油田南区地层对比图

(3) 储层特征

① 油组划分与对比

依据“旋回对比、分级控制”的原则，根据砂层发育情况，结合流体分布特征，并震结合将渤中 29-4 油田南区明下段划分 5 个油组，分别为 I、II、III、IV、V 油组，见图 6.7-4，主力含油气层位为明下段 II、III 油组。其中，C4 井区的 C4-1254 砂体、C4-1304 砂体均位于明下段 II 油组。

I 油组：地层厚度 270.8~286.0m，发育 5~14 个砂层，砂层总厚度 29.4~46.0m，单层厚度 0.5~10.9m，砂岩含量 10.9%~16.7%，平均 13.4%。

II 油组：地层厚度 179.2~197.3m，发育 3~12 个砂层，砂层总厚度 11.2~46.5m，

单层厚度 0.5~15.2m, 砂岩含量 6.0%~25.8%, 平均 15.7%。

III油组: 地层厚度 119.9~136.5m, 发育 3~17 个砂层, 砂层总厚度 23.2~70.3m, 单层厚度 0.2~12.1m, 砂岩含量 17.9%~51.5%, 平均 28.2%。

IV油组: 地层厚度约 88.8~96.0m, 发育 0~5 个砂层, 砂层总厚度 2.0~11.9m, 单层厚度 0.7~6.7m, 砂岩含量 2.2%~12.9%, 平均 7.5%。

V油组: 地层厚度约 160.9~163.4m, 发育 2~8 个砂层, 砂层总厚度 32.3~35.7m, 单层厚度 0.9~11.5m, 砂岩含量 20.1%~21.8%, 平均 21.0%。

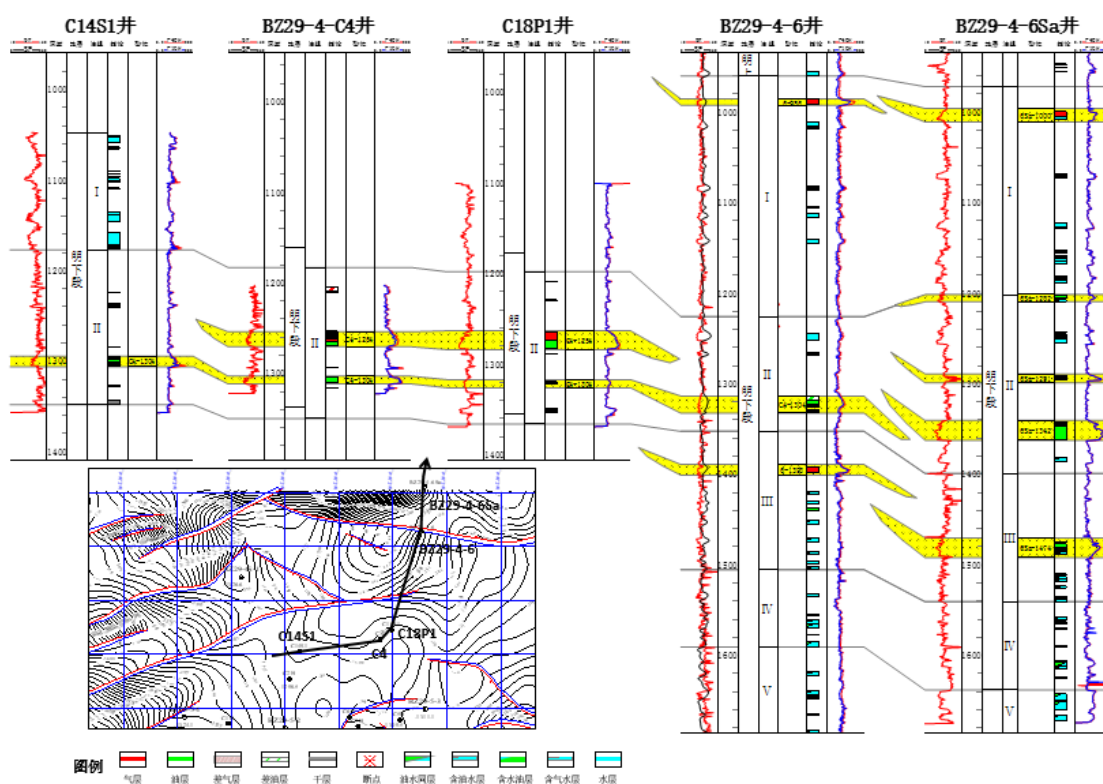


图 6.7-4 渤中 29-4 油田南区 C4 井区明下段油组划分对比图

② 储层物性特征

根据渤中 29-4 油田南区 124 样次的常规孔隙度和常规渗透率分析资料, 取心段渗透率随孔隙度增加而增大, 孔隙度分布范围 27.3%~41.4%, 平均 34.4%; 渗透率分布范围 24.8~3721.4mD, 平均 1079.8mD。根据测井解释成果, C4 井区明下段孔隙度分布范围 22.5%~34.4%, 平均 28.7%; 渗透率分布范围 12.5~3263.7mD, 平均 533.3mD。综合分析认为, C4 井区明下段储层物性为高孔、高渗储层, 储层物性特征与南区基本一致。

③ 储层分布特征

渤中 29-4 油田南区明下段为浅水三角洲沉积, 整体呈“泥包砂”的岩性特征。通过

C4 井区地震最小振幅属性切片分析并结合南区开发井已钻遇储层分布特征，南区明下段浅水三角洲沉积砂体呈片状分布，储层较发育。

C4-1254 砂体储层主要位于浅水三角洲水下分流河道微相，已钻井揭示储层厚度 12.1~18.0m，该砂体储层分布稳定，横向连续性较好，地震同相轴连续，以地震数据体为基础刻画的平面范围与储层分布规模是比较确定的。

C4-1304 砂体为浅水三角洲前缘末端沉积，已钻井揭示的储层厚度为 1.8~14.2m，见图 6.7-14，砂体整体上连片分布，地震新资料对 C4-1304 砂体范围与边界刻画可靠，断层、岩性边界清楚。

(4) 油气藏类型

① 压力与温度系统

根据测试和测压资料，研究了渤中 29-4 油田南区 C4 井区的温度和压力系统。C4 井区温度梯度为 $3.57^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ，为正常温度系统；压力系数为 1.004，压力梯度为 $0.996\text{MPa}/100\text{m}$ ，属正常压力系统。

② 油气藏类型

渤中 29-4 油田南区主要含油气层位为明化镇组下段，油气藏类型为构造背景上发育的受岩性、构造双重因素控制的构造-岩性、岩性油气藏，每个含油气砂体具有独立的流体系统，具有“一砂一藏”的特点。

C4 井区明下段 2 个砂体的油气藏类型为受岩性、构造双重因素控制的岩性-构造油气藏，油气藏埋深 1243.8~1323.5m。油藏剖面见图 6.7-5。

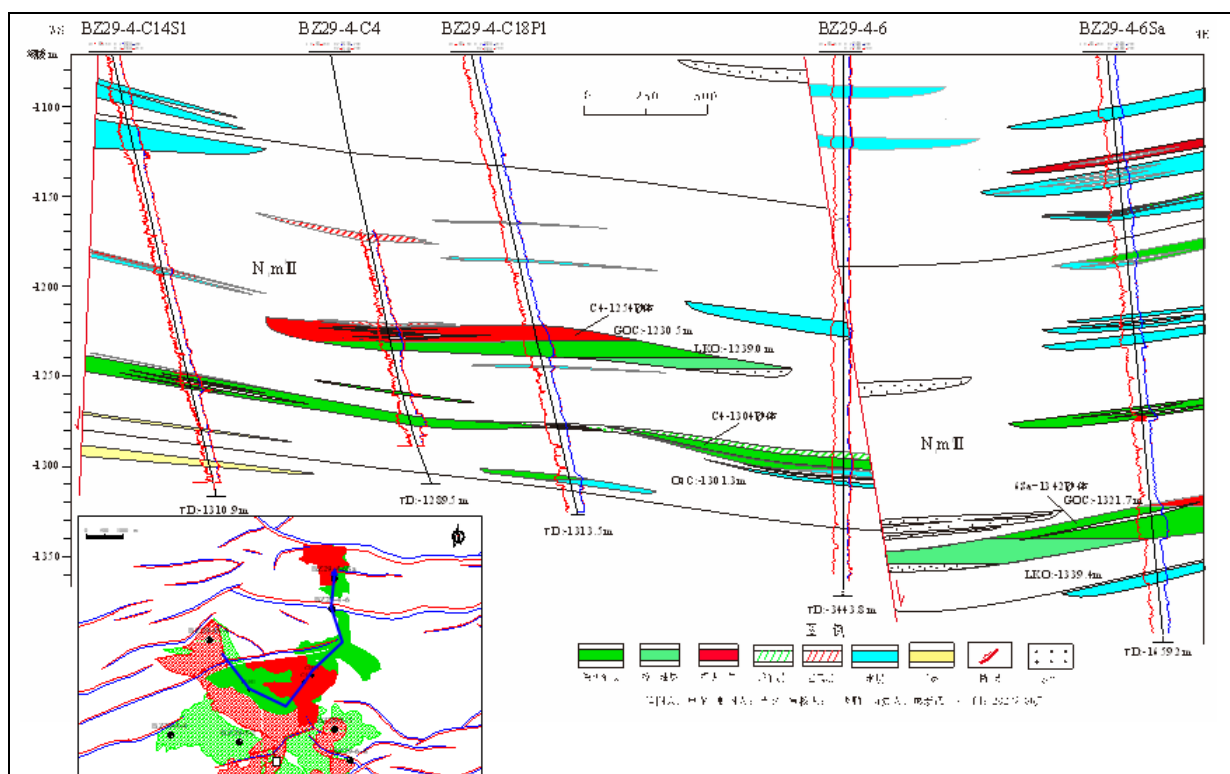


图 6.7-5 渤中 29-4 油田南区 C4 井区过 BZ29-4-C14S1 井~BZ29-4-6Sa 井油藏剖面图

6.7.2.2 油藏工程

(1) 开发方式

渤中 29-4 油田南区 C4-1304、C4-1254 砂体均存在边水，但水体能量较弱，推荐渤中 29-4 油田南区扩边块采用人工注水方式开发。

地层能量有限，自喷期较短，采用以人工举升为主的方式进行开采。

(2) 油田压力保持水平

渤中 29-4 油田南区扩边块推荐方案设计采油井最小井底流压为 6.000MPa。C4-1304 砂体由于目前地层压力亏空，初期恢复地层能量，待地层能量恢复后，注采比 1.0 保持地层压力；C4-1254 砂体为气顶油藏，适当利用天然能量，温和注水，气窜结束后，注采比为 1.0，保持地层压力。

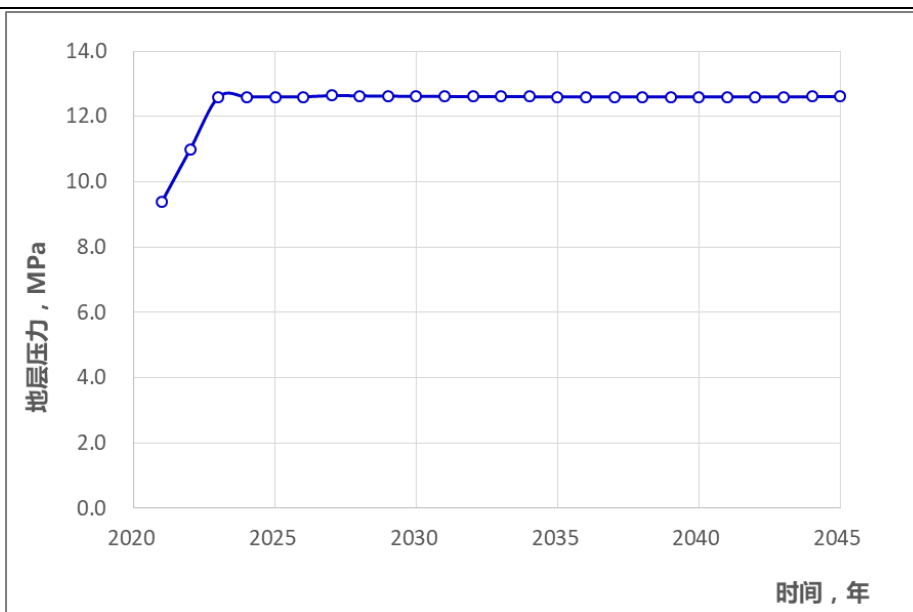


图 6.7-6 渤中 29-4 油田南区扩边块 C4-1304 砂体地层压力历年保持水平曲线

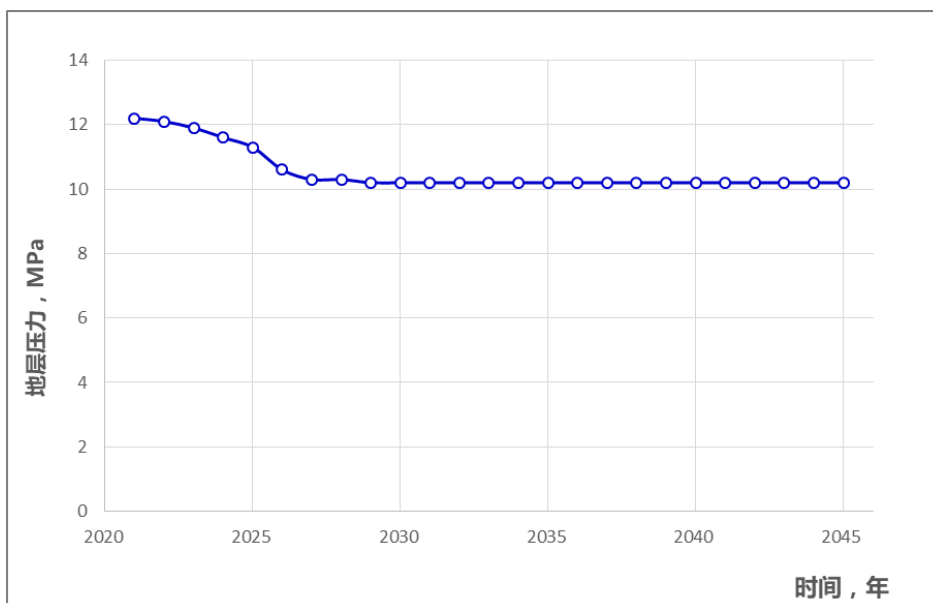


图 6.7-7 渤中 29-4 油田南区扩边块 C4-1254 砂体地层压力历年保持水平曲线

两个动用砂体的地层压力均未超过原始地层压力（图 6.7-6、图 6.7-7），累计生产 25 年，地层平均压力降低 0~2.0MPa。

(3) 开发方案

开发方式：注水开发；

新增井数：12 口（7 口水平生产井，5 口水平注水井）；

投产时间：开发方案第一批 4 口井 2021 年 10 月 22 日投产；第二批 4 口井 2022 年 3 月 31 日投产；第三批 4 口井于 2022 年 7 月 1 日投产。

高峰年产油：13.12×10⁴t/a（14.08×10⁴m³/a）；

高峰采油速度：2.1%；

25 年末累积产油：136.72×10⁴t (146.69×10⁴m³)；

原油采收率：21.8%。

渤中 29-4 油田南区开发井位示意图见图 6.7-8~图 6.7-9。

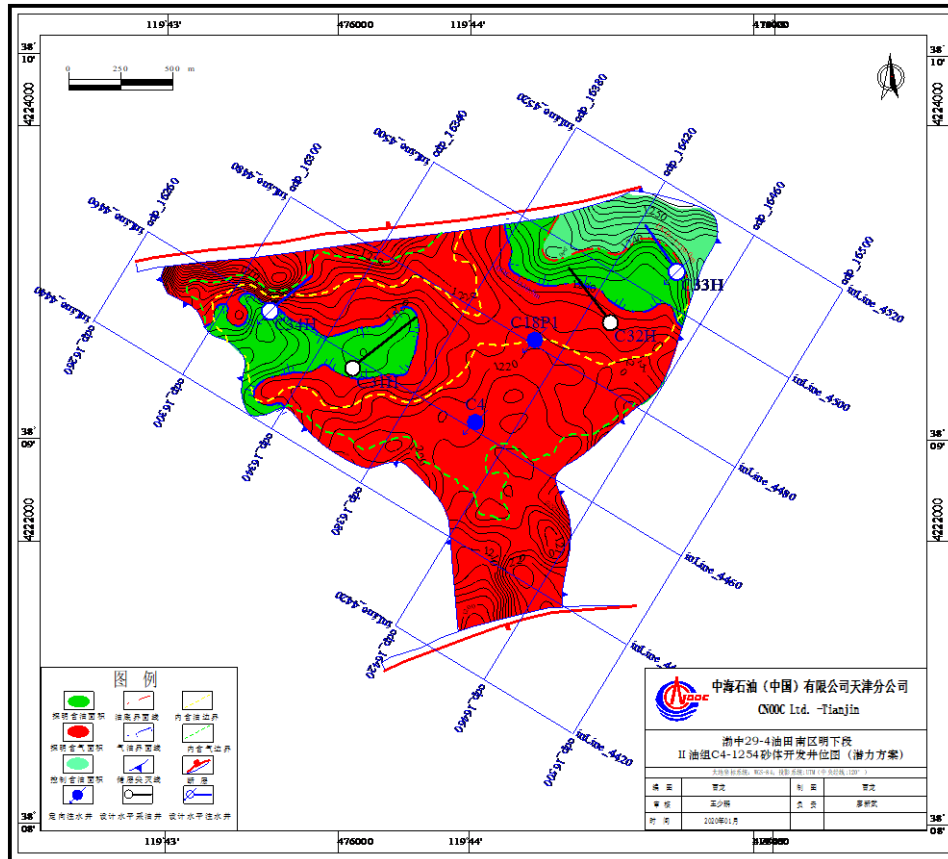
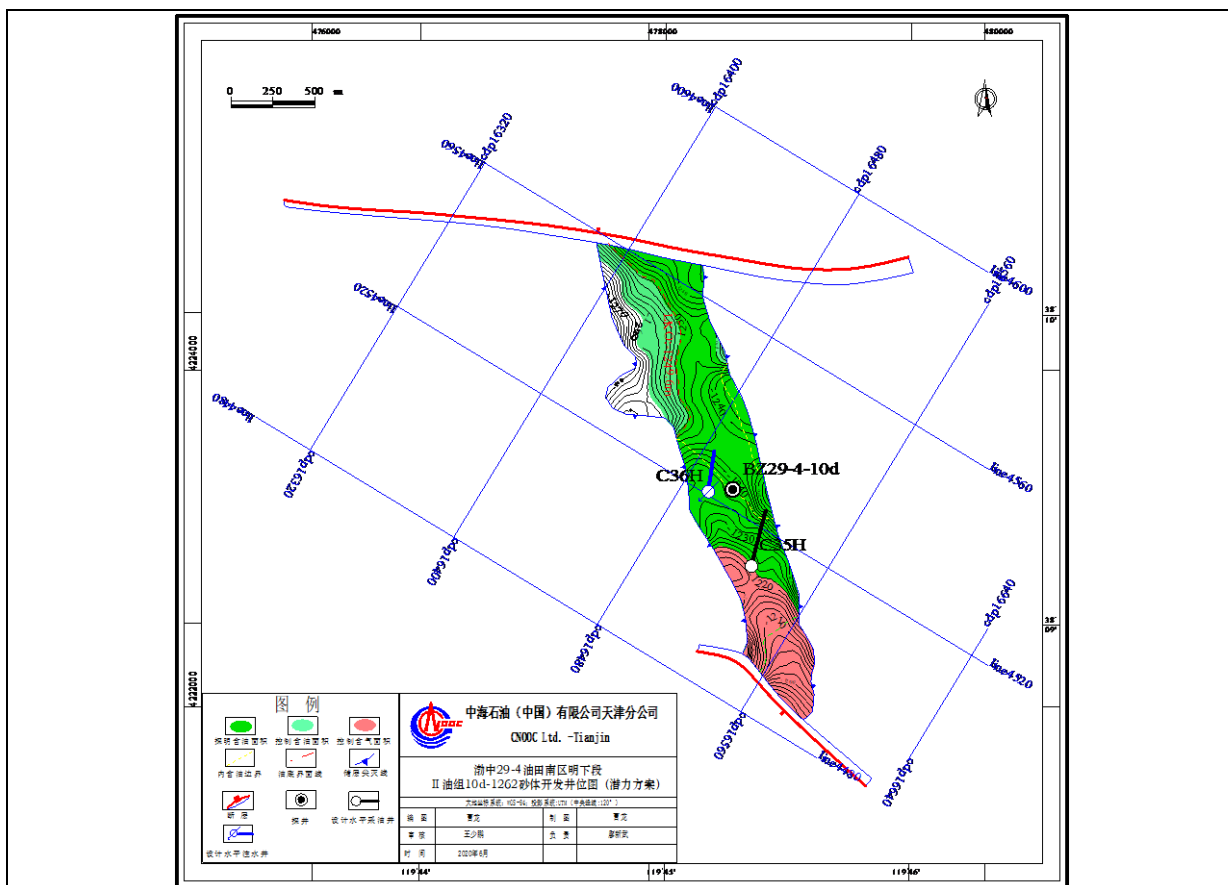


图 6.7-8 渤中 29-4 油田南区明下段II油组 C4-1254 砂体开发井位图



6.7.2.3 钻完井工程

(1) 钻井方式及钻完井机具

推荐方案采用自升式钻井平台钻、完、调整井+原 HXJ135 修井机修井作业。

(2) 井身结构及套管程序

根据已钻井的情况和地层情况，井深小于 3500m 的水平井，13-3/8"表层套管下到平原底，9-5/8"套管下到着陆井深，8-1/2"裸眼完钻；井深在 3500-4000m 的水平井，13-3/8"表层套管下到平原底，9-5/8"套管下到明下段，7"尾管下到着陆井深，6"裸眼完钻；井深在 4000-4500m 的水平井，20"表层套管下到 250m 左右，13-3/8"套管、9-5/8"套管下到明下段，7"尾管下到着陆井深，6"裸眼完钻。

1) 隔水导管下入方式

采用钻入法下入隔水导管，本平台隔水导管入泥深度暂定 50m（锤到持力层，并满足井口支撑要求），实际入泥深度根据地质调查情况确定。

2) 隔水导管尺寸

隔水导管规格为：考虑风、浪及冬季冰期影响，单筒双井选用外径 36”、X52、1”壁厚，单简单井选用外径 30”、X52、1”壁厚。

渤中 29-4 油田南区属于正常的压力系统，根据地漏试验数据，表层套管下深 250 米、400 米和 800 米，均满足下部井段安全钻井井控要求。

上述井身结构套管下入深度数据主要依据不同类型井设计平均井深确定，实际作业时需根据单井轨迹进行井身结构及套管下入深度设计

(3) 各井过断层情况

已钻开发井过断层情况见下表。

表 6.7-3 渤中 29-4 油田南区扩边外挂方案已钻开发井钻遇断层信息统计

井号	钻遇断层	漏失情况
C1H	F2-3	未漏失
C2H	F2-3	未漏失
C3H	F2-3	未漏失
C4	F2-3	未漏失
C14S1	F2-3	未漏失
C18P1	F2-3	未漏失
C22H	F2-3	未漏失

从上述列表看出，已钻开发井有 7 口井过 F2-3 层，钻井过程中无漏失现象，而 F1-3、F2-4 断层无已钻开发井路过，但根据油气成藏理论分析，断层封闭性良好，目前具有封堵性。针对后续开发井可能钻遇断层的情况，钻完井制定了较完善的防漏堵漏技术措施，见下表。

表 6.7-4 针对断层制定的钻完井技术措施

漏失预防	通道封堵	地质油藏对钻遇断层的准确预测。
		钻断层前转化钻井液体系，提前加入堵漏材料。
		钻进过程中维持堵漏材料含量。
		设计井眼轨迹尽量降低断层暴露长度，钻井过程中严格控制轨迹。
		下套管后循环堵漏或固井液中加入堵漏材料。
	降低压差	以尽量低比重钻井液揭开和在断层中钻进。
		轨迹无法避免长井段暴露断层，设计一层技术套管，降低过断层钻井液比重。
		保持井眼清洁，避免倒划眼憋漏地层。
		固井前循环缓慢提高排量，控制循环排量。
		考虑单级单封固井，降低漏层上静液柱压力。
固井方案参考 BZ28-2S 通海底大断层固井工艺技术成果。		

(4) 固井方案

20"套管采用单级固井，水泥返至井口；13-3/8"套管采用单级固井，水泥返至井口；9-5/8"套管采用单级固井，领浆返入 13-3/8"套管鞋以上（有效段）150m；7"尾管采用尾管固井，领浆返至尾管悬挂器顶部；生产套管固井时尾浆返至油气层顶部 200 米以上，

同时须封固该井段的断层。

(5) 钻完井液体系选择

渤中 29-4 油田南区已钻开发井，前期开发井 12-1/4"井段使用 PEC 钻井液体系、水平段使用 PRD 钻井液体系，后期开发井 12-1/4"井段使用改进型 PEC 钻井液体系、水平段使用 EZFLOW 钻井液体系。综合考虑已钻开发井及邻近区块钻井液体系的使用情况，参考《垦利 3-2、渤中 34-6/7、渤中 29-4 南区、渤中 35-2 油田储层敏感性分析及钻完井液体系优选》，推荐水基环保型钻井液体系如下：

16"井段：推荐该井段上部使用海水+膨润土浆钻进；下部井段在完钻时可以采用水基环保型钻井液-海水聚合物钻井液体系；

12-1/4"井段：推荐采用水基环保钻井液有机正电胶钻井液；

8-1/2"井段：推荐采用水基环保钻井液有机正电胶钻井液；

水平井 8-1/2"和 6"裸眼井段：为了最大限度地保护储层，推荐采用水基环保型钻井液-弱凝胶无固相钻井液体系。

(6) 完井方案及管柱设计

生产井采用优质筛管+砾石充填完井防砂，注水井采用优质筛管防砂；生产管柱设计中，两口自喷井前期下入自喷管柱生产，其余生产井采用普合电泵管柱，注水井采用合注方式，考虑地层压力有所下降，生产井下入防漏失阀。

生产管柱如设计如下图所示。

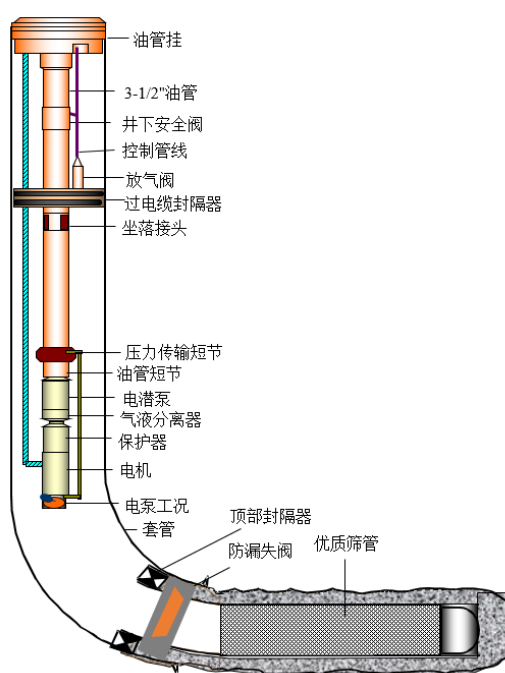


图 6.7-10 电泵生产井示意图

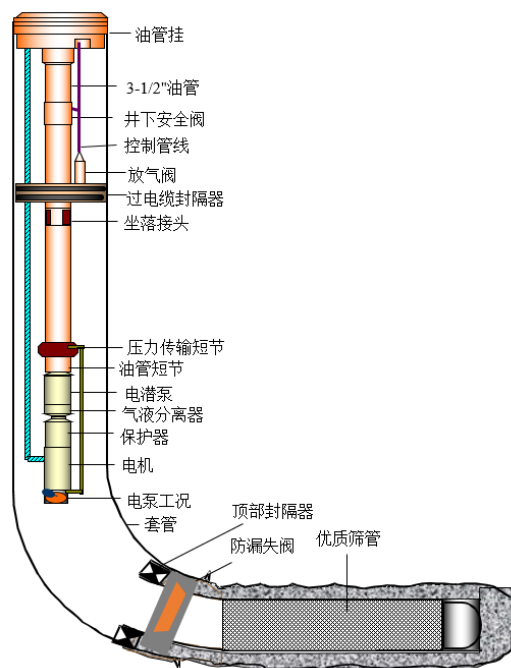


图 6.7-11 自喷井生产管柱图

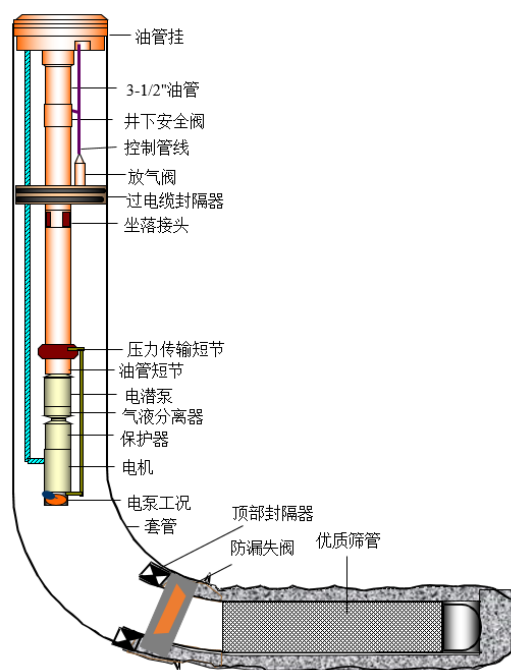


图 6.7-12 注水井生产管柱图

6.7.2.4 油田注水

(1) 注水水源

根据油藏方案，本油田注水开发，注水水源来自 BZ35-2CEPA 平台处理的合格水。

(2) 注水方式

单井注水方式的选择应综合考虑防砂内通径、分注层数、井斜、单层最大注入量以

及工艺的经济性等因素。渤中29-4油田南区扩边注水井井斜、完井方式、防砂通径及配注量见表6.7-5。开发方案注水井中C4井为大斜度井，油藏要求C4井下智能测调管柱，分注层数为2层，井斜82°，推荐采用无缆智能测调工艺；C18P1、C26H、C30H注入层数为1层，推荐采用单层注入工艺。

(3) 最大井口注入压力

渤中 29-4 南区扩边项目开发方案共有 7 口注水井，注水层位为明下段，破裂压力梯度为 0.0178MPa/m~0.0190MPa/m，安全系数取 0.85。结合对应注水量在选定油管尺寸下的沿程摩阻，按照分层注水井和笼统注水井前期研究阶段注水井井口注入压力公式计算单井井口注入压力。据此计算的各注水井安全注水压力见表 6.7-5。其中，开发方案中 C4 井的注水压力最高，为 9.9MPa；潜力方案中 C4 井的注水压力最高，为 9.3MPa。

表 6.7-5 渤中 29-4 南区扩边项目注水井最大安全井口注入压力

井号	最大注入量, m ³ /d	储层垂深, m	破裂压力, MPa	安全系数	静液柱压力 MPa,	摩阻, MPa	嘴损, MPa	最大注入压力, MPa
C4	583	1293	24.0	0.85	12.7	1.58	0.5	9.9
C18P1	400	1319	24.5		12.9	0.79	0	8.7
C26H	606	1277	23.8		12.5	1.32	0	9.0
C30H	303	1331	24.8		13.1	0.55	0	8.6
C4	484	1293	24.0		12.7	0.99	0.5	9.3
C18P1	400	1319	24.5		12.9	0.79	0	8.7
C26H	606	1277	23.8		12.5	1.3	0	9.0
C30H	303	1331	24.8		13.1	0.6	0	8.6
C33H	331	1263	23.5		12.4	0.63	0	8.2
C34H	240	1257	23.4		12.3	0.29	0	7.8
C36H	393	1259	23.4		12.3	0.9	0	8.5

在实施阶段，建议根据注水井实钻的井斜角与方位角情况，确定地层破裂压力，并以此为基础确定单井最大注水压力。对于有条件的注水井，可进行试注或小型压裂测试，以确定该注水井注水层位的破裂压力数据，并根据破裂压力重新计算井口注水压力。

注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。对于不同的注水层段，可使用配水器节流实现不同注水层段的协调注水。井口注入压力与注水井实际注入量有较大的关系，在生产过程中需要根据注水井实际注入量进行实时计算。各层实际配注量与油管摩阻、配水器的节流压降关系密切，当注入量改变时将影响油管摩阻与配水器的节流能力，从而造成某一层的实际注入压力超过或低于设计值，因此生产过程中需加强各层吸水能力的监测，当注入量发生变化时，需对井下配水器嘴后的压力重新进行计算并对井口注入压力进行修正。注入过程加强水质监测，重点实行井口的水质指标监测管理。

(4) 增注措施

对于达到最大注入压力仍无法满足配注要求的注水井，需及时进行酸洗、酸化等作业以解除堵塞，使其恢复注水能力。

(5) 注水井动态监测

注水井动态监测按照 Q/HS2001-2002《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，加强地面注水压力和注水量的监测，定期监测地层压力。

(6) 注水溢油风险分析

在开发方案编制阶段，由地震、地质专业进行地层断层的预测，初步明确了开发井同周边断层的关系。根据地质研究结果，优化钻井轨迹设计，避开在目的层钻遇延伸到海底或接近海底的地质断层，合理设计套管程序、固井方案和注水压力，规避了注水溢油风险。

通过风险断层排查，渤中 29-4 油田南区 C4 井区与本次方案相关的有 5 条风险断层，其中 4 条（F1-1、F1-3、F2-2、F2-3）向上延展至海底以下约 200m 以内，其余 1 条（F1-2）为间接断到海底断层。根据油气成藏理论分析，这些断层目前具有封堵性。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。

6.7.2.5 地质性溢油风险及预防措施

(1) 地质性溢油风险

渤中 29-4 构造南区位于黄河口凹陷东次洼斜坡带，北部与渤中 29-4 构造主体区相连，是晚期活动断层控制的浅层断块构造。本区夹持在郯庐走滑断裂带的东、西两支之间。受区域走滑断裂的影响，构造具备明显扭动特征，平面上表现为断层多为弧形分布，基本呈雁列展布，剖面上则表现为断层的互相切割。

研究区内断层主要受渤中 29-4 油田北部近东西向主控断层的影响，断层走向大部分与主控断层平行或低角度斜交，主要为北东向。断层性质均为正断层，延伸长度大小不等，最小的只有 1.3km，最大的延伸长度为 8.3km，最大垂直断距 130m。其中 C4 井区断层走向主要为北东向，断层最大延伸长度为 8.0km，最大垂直断距 95m。研究区内共解释断层 30 余条，根据发育时期及对构造的控制作用可分为两类，I类断层为古近系开始发育的断层，形成了渤中 29-4 油田南区目前的基本构造格局；II类断层为新近系发育起来的晚期断层，对构造主要起到了复杂化的作用。对南区构造主体部位的 23 条断层进行了编号和要素统计，其中I类断层 7 条，II类断层 16 条。断层 F1-1 和 F1-3 位于渤中 29-4 油田南区的北部，延伸长度在 8km 左右，走向近东西向，倾向为北或北西，古

近系开始发育，最大垂直断距 110m。断层 F1-5 位于渤中 29-4 油田南区的中部，延伸长度在 7.4km 左右，走向近东西向，向北倾，古近系开始发育，最大垂直断距 70m。

渤中 29-4 油田南区的浅层晚期断层较多，主要呈北东走向，延伸长度不等，最短的只有 1.3km，最长的延伸长度约 6.1km，最大垂直断距 5~105m。断层 F2-1 和 F2-2 相交于 BZ29-4S-1 井北侧，延伸长度在 1.3~3.8km 左右，断层 F2-1 走向北东向，倾向为北西向，最大垂直断距约 75m；断层 F2-2 走向为北西向，倾向为南西向，最大垂直断距约 10m。断层 F2-3 位于 2 井南侧，延伸长度约 3.6km，走向为北东向，倾向为南东向，最大垂直断距约 40m。断层 F1-3 位于 C4 井北侧，延伸长度约 8.0km，走向为东西向，倾向为北西向，最大垂直断距约 95m。

通过风险断层排查，渤中 29-4 油田南区 C4 井区与本次方案相关的有 5 条风险断层，其中 4 条（F1-1、F1-3、F2-2、F2-3）向上延展至海底以下约 200m 以内，其余 1 条（F1-2）为间接断到海底断层。根据油气成藏理论分析，这些断层目前具有封堵性。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。

为了分析开发井与断层空间关系，根据目的层段的构造图，对设计注水井在目的层段与风险断层之间的距离进行了统计，见表 6.7-6。注水井在目的层段与风险断层的最小距离为 130m~1280m。

另外，通过已钻井对比分析，渤中 29-4 油田南区浅层气主要分布在海拔-1000m 以下，储量规模较小，本次方案 C4 井区处于气云区影响范围内，不排除发育浅层气的可能，钻完井作业需要注意气层对钻完井的影响，做好井涌、井喷等风险预案。

表 6.7-6 注水井在目的层段与风险断层之间的距离统计

断层	井名	井别	层位	油组	砂体名称	海拔 (m)	距离风险断层最小距离 (m)
F1-3	C4	定向注水井	N ₁ m ¹	II	C4-1304	-1271	730
F1-3	C26H	定向注水井				-1260	1020
F1-3	C30H	水平注水井				-1320	220
F1-1					680		
F1-3	C18P1	定向注水井			-1222	570	
F2-3						1280	
F1-3						C33H	水平注水井
F1-3	C34H	水平注水井			-1232	130	
F1-1	C36H	水平注水井			-1234	10d-1262	1180
F2-4							1120

(2) 防范措施

① 钻、完井方案采取的风险防范措施

根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并尽可能使注入井避开通海底或接

近海底的地质断层；

事先识别压力异常地层，合理设计套管程序，制定有针对性的井控预案并加强随钻监测；

在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌；

本项目 C32H 与 C29H 水平段存在一定的碰撞风险，但符合《Q/HS 2016—2016 海洋丛式井防碰设计与作业要求》标准。应加强钻进过程的跟踪与监测，根据碰撞风险征兆判断是否具有碰撞风险；

利用防碰模拟软件，对轨迹进行跟踪分析；

加强现场测量，提高轨迹精度；

对于碰撞风险点以上井段，利用陀螺进行轨迹复测；

利用地层标定，来消除上部误差椭圆。

② 注水井采取的风险防范措施

海上注水井安全井控措施主要由井口安全阀、封隔器、注水井口、井口控制盘等构成。井口安全阀安装于注水井口上，井下封隔器用来封闭油管 and 套管环空。井口安全阀由安全阀井口控制盘统一控制；

严格按设计注入压力和注入量进行注水作业。制定注水系统日常作业和监控程序，进行注水压力和注水量的监测，一旦发现注水压力和流量异常立刻停止注水，查明原因并采取相应措施；

优化注入水量和采出液量，实现注采平衡，从而保持地层压力稳定；

对因水质等原因导致的注入压力高的注水井及时实施解堵等措施，缓解注入压力高的问题；

对于注水井实行分层注水、精细注水管理措施，维持每一井区、每套储层的注采平衡，杜绝局部超注超压；

制定注水系统日常作业和监控程序，实时监测注水压力和注水量，一旦发现注水压力异常，立即停止注水，待查明原因并采取相应措施后再恢复注水作业；

油井动态监测，确保注采平衡，避免有注无采情况发生。

③ 注水井压力监测系统

在油田的生产管理中，应严格按照中国海洋石油总公司《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，做到随时监测注水地层的压力变化，严格把注水地层的压力控

制在安全生产压力（地层破裂压力）以下。对于瞬时高值以及异常状况及时分析，确保安全生产。及时关注、排查注入压力高的注水井，在后续的工作中将继续针对不同的情况分析其原因，并采取以下有效的措施来确保油田的安全生产：

动态监测系统：根据录取资料要求，综合考虑油田开发需要，按照固定与非固定监测井点相结合，兼顾油田高部位与低部位、油田边部与内部的方针，确定油田动态监测系统；

单井注入压力、注入量跟踪：全天监测计量注入井注入压力及注入量变化，当记录值突变，注水出现异常时，及时跟踪分析与现场沟通，采取有效措施，恢复注水井正常注入；

日常动态分析：油藏动态人员日常跟踪注水井注入量及注入压力变化情况，结合油井动态，综合分析注水井动态变化，出现问题，及时提出压力、产液剖面、吸水剖面等动态监测需求及酸化等解堵措施，并与现场沟通，确保安全注水；

月度动态分析：根据注水井周边受效油井生产动态变化适时配注，实施月度配注制度，及时调整注水井的配注量，并分析月度含水上升率、存水率等开发效果评价指标，避免出现注水井注水量过大导致的注入压力过高现象；

注水管理措施：对于注水井实施精细化管理，优化注水，通过酸化、调剖与分层配注（地面分注）等措施相结合，维持井组均衡开采，杜绝地层出现局部高压的情况。

④ 浅层气风险及对策

对渤中 29-4 油田南区已钻井钻遇的气层深度进行排查，气层主要分布在海拔-1000m 以下的含油气层段（表 6.7-7），储量规模较小；受资料所限，500m 以上测井、录井资料缺乏，但不排除存在浅层气可能性。方案动用的 C4 井区处于气云区影响范围内，设计开发井在浅层过路未探明砂体，不排除发育浅层气的可能性。

合理设计井深结构，实施过程中一旦出现浅层气，应对措施为：现场配环形防喷器及分流器备用，并配制足够量稠膨润土浆和重泥浆。

表 6.7-7 注水井在目的层段与风险断层之间的距离统计

井区	井名	开发砂体	最浅测井深度 (垂深,m)	最浅测井气层 顶深(垂 深,m)	最浅测井气层海 拔 m
1	BZ29-5-1	-	489.5	1176.2	-1152.8
	BZ29-4-C11H	1-1380	1042.5	无	无
	BZ29-4-C12H		1177.9	无	无
	BZ29-4-C13H		1174.4	1178.1	-1144.5
	BZ29-4-C14		848.6	1259.8	-1226.2

	BZ29-4-C15H		1192.1	1192.1	-1158.5
	BZ29-4-C16H		1197.3	无	无
	BZ29-4-C17H		1234.9	1256.8	-1223.2
2	BZ29-5-2	-	459.0	996.1	-973.7
	BZ29-5-4	-	459.8	无	无
	BZ29-4-C1H	2-1395	1065.9	1067.7	-1034.1
	BZ29-4-C2H		1178.6	1253.9	-1220.3
	BZ29-4-C3H		1172.7	1387.4	-1353.8
	BZ29-4-C22H		1201.0	1416.8	-1371.8
	BZ29-4-C23H		836.5	1245.6	-1200.6
3	BZ29-5-3	-	461.6	1250.8	-1228.4
	BZ29-6-8	-	384.5	648.4	-625.4
	BZ29-4-C7H	3-1412	1085.9	无	无
	BZ29-4-C8H		777.1	1198.3	-1164.7
	BZ29-4-C5H		1009.2	无	无
	BZ29-4-C9H		1091.1	1096.2	-1062.6
	BZ29-4-C10H		966.3	1183.4	-1149.8
	BZ29-4-C24	1212.0	1420.9	-1377.1	
BZ29-4-C6	C6-1390	1224.0	1250.6	-1217.0	
C4	BZ29-4-6	-	494.3	784.1	-761.9
	BZ29-4-10d	-	490.0	1074.6	-1049.9
	BZ29-4-C4	C4-1304	1203.3	1204.7	-1171.1
	BZ29-4-C14S1		1047.5	1063.9	-1016.8
	BZ29-4-C18P1	C4-1254	1100.0	1208.5	-1164.7
S-1	BZ29-4S-1	-	652.7	1126.5	-1101.1

6.7.2.6 结论

综上所述，通过地质条件、油藏工程、钻完井方案、注水方式等方面的综合分析，渤中 29-4 油田南区施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。在采取严密、适当的安全防范措施后，本项目施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

为避免发生由于不恰当注入引起的地质性油气泄漏事故，建议进一步加强对钻/完井作业和注水作业的管理，尽量避免发生类似事故。

6.7.3 其他事故风险分析和评价

6.7.3.1 井喷或井涌

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见 6.7-8。

表 6.7-8 常规油井井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
开发钻井	3.9×10^{-4}	4.8×10^{-5}	次/井
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/(井·a)

注水井	-	2.4×10^{-6}	次/(井·a)
-----	---	----------------------	---------

本项目在渤中 29-4 油田南区共实施 14 口调整井，7 口生产井、5 口注水井和 2 口转注井。参照发生井喷的概率，发生井喷的概率为 3.5×10^{-5} 次/a。

6.7.3.2 生产设施起火爆炸

在油气生产过程中，导致火灾的潜在因素是易燃烃类物质和气体的存在，形成火灾的直接原因是作业过程中可能出现的明火。本项目是在已建平台上实施调整井，平台通风条件良好，不易形成烃类物质的积聚，且作业现场严禁明火作业和吸烟，因此，由于烃类物质的释放和积聚引起火灾和爆炸的可能性极小。

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，并结合渤海近 40 年已建 60 余座有油气传输处理区的平台的安全分析，给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

- 井口区：约为 1.0×10^{-3} 次/年
- 油气处理区：约为 4.0×10^{-3} 次/年
- 储油区：约为 2.0×10^{-3} 次/年
- 油气输送区：约为 3.0×10^{-4} 次/年

生产运营期间，BZ29-4 WHPC 平台生产物流在 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台进行处理，油气采取管道密闭混输。BZ29-4 WHPC、BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台发生火灾事故的概率取值分别为 1.3×10^{-3} 、 4.3×10^{-3} 和 4.3×10^{-3} 。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此 BZ29-4 WHPC 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于 1.3×10^{-4} 。

6.7.3.3 船舶碰撞

施工期间，本工程需动用 1 艘钻井船、1 艘浮吊船和 2 艘拖轮。施工船舶的储油舱一般设置在中部侧舷，而平台的储油设施设置在远高于水面的底层甲板，施工船舶或供应船靠泊平台时一般采取旁靠方式，发生碰撞的可能性极小。即使由于操作失误而发生碰撞，也是船的首部与平台底部碰撞，不会损坏储油舱及平台储油设备。显然，只有当船舶发生重大火灾和爆炸事故或施工船舶之间发生剧烈碰撞时，才有可能导致大规模燃料油泄漏。

施工船舶在工程位置作业或行进时，由于管理疏忽、操作违反规程或失误等原因引起石油类跑、冒、滴、漏事故的可能性是比较大的，这类溢油事故对环境的影响相对较小，但也会对水域造成污染。

生产阶段，平台附近主要有供应船、值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能和平台设施发生碰撞。本次调整井工程不增加平台值班船的数量，运营期值班船已在开发环评报告中评价，不属于本工程新增风险内容。

根据《风险评估数据指南》(2010)，船舶与平台等设施发生碰撞的概率见表 6.7-9。

表 6.7-9 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率 (世界范围)	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本油田船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本项目中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

6.7.3.4 海底管道与立管油气泄漏事故

本项目依托海底管道有 4 条，海底管道的设计寿命不少于 25 年。考虑到海底管道现场作业的特殊困难和高额费用，设计时通常对海底管道留有较大的腐蚀裕量，因而海底管道由于材料缺陷和腐蚀原因引起烃类物质泄漏的可能性极小。另外，建设单位制定了相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

根据莫特麦克唐 (Mott McDonald) 公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km·a。同时，挪威船级社 (Det Norske Veritas, DNV) 的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行修正，见表 6.7-10。

表 6.7-10 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线 (开阔海域)	井流管线，以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径≤24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径>24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
立管	钢管—管径≤16 英寸	9.1×10^{-4}	次/a
	钢管—管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/a
	软管	6.0×10^{-3}	次/a

本项目不涉及新建管道，根据产能预测量，本次调整井投产后管线的输送量未超过

原管线的设计能力,没有增加所依托管线溢油的风险,故不属于本项目新增的环境风险。

6.7.4 油气泄漏事故源项分析

6.7.4.1 施工期间事故溢油量的估算

根据施工阶段各类事故发生概率和可能发生的溢油规模,可将本项目的溢油事故相对风险进行归纳,见表 6.7-11。施工期间溢油事故的主要泄放物包括井流(原油、天然气、岩屑和泥浆)和燃料油。如前所述,发生井喷事故时,井流的喷放量很大,难以估计。对于施工船舶,取其燃料油单舱的最大容积为风险溢油量。

表 6.7-11 施工阶段可能最大溢油泄放量

事故类型	泄放物质	排放量	事故规模
井喷	原油	难以估算	不定
火灾、爆炸(引起溢油)	原油	难以估算	不定
船舶碰撞溢油	燃料油	中	一般
地质性溢油	原油	难以估算	不定

6.7.4.2 运营期间事故溢油量的估算

根据生产阶段各类事故发生概率和可能发生的溢油规模,可将本项目的溢油事故相对风险进行归纳,见表 6.7-12。油田生产运营期溢油事故的主要泄放物包括井流和燃料油。对于值班船,取其燃料油单舱的最大容积为风险溢油量。

表 6.7-12 生产运营期最大溢油量

事故类型	排放物	排放量	事故规模
海底海管破裂	原油	中	一般
火灾、爆炸	原油	难以估算	不定
值班船储油舱破裂	燃料油	中	一般
地质性溢油	原油	难以估算	不定

6.7.4.3 最大可信事故

根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模,可将油田开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳,参见表 6.7-13。由以上的分析/论述可知,本项目建设 and 生产阶段的主要溢油事故来自井喷或井涌、船舶碰撞、海上设施起火爆炸、地质性溢油和海底管道油气泄漏事故等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。事故风险高低通常用风险值大小来表征,风险值定义为风险概率与事故后果或危害程度的乘积。进行环境风险分析的目的是确定那些环境风险程度较高的溢油事故,从而采取相应的防范措施。

表 6.7-13 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	溢油规模	事故概率	环境风险
井喷	难以估算	3.5×10^{-5} 次/a	高
火灾、爆炸（引起溢油）	难以估算	最高 1.3×10^{-4}	高
海管破裂	不属于本项目新增的环境风险。		
船舶碰撞	中	5.0×10^{-6}	一般
地质性溢油事故	大	很低	中

本项目实施后生产阶段渤中 29-4 油田南区 BZ29-4WHPC 平台的原油最大产能为 840.6m³/d。根据《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》（2013），渤中 29-4 油田南区 BZ29-4WHPC 平台的原油最大产能为 1612.7m³/d。本项目实施后，渤中 29-4 油田南区的最大产能未超过原开发环评，本项目是为稳定渤中 29-4 油田南区产能，而未增加油田产能，因此本项目运营期未增加油田生产风险。本项目施工期使用船舶数量未超过原环评数量，不新增船舶，因此上述风险不会超过原环评，本项目直接引用原环评风险分析结论。

《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》（2013）中已对建设阶段的井口区井涌或井喷、船舶碰撞、直升机坠落、燃料油泄漏风险和运营阶段阶段的井涌或井喷、生产区平台容器泄漏、海底管道与立管破裂、平台火灾/爆炸、船舶碰撞和直升机坠落地质性溢油等风险进行了评价，由于本项目溢油风险未超出原环评风险，因此仅引用原环评风险评价结论：

垦利 3-2 油田群在 BZ35-2CEPA 平台和 KL3-2CEPA 平台配有溢油应急设备，在最不利的条件下，即溢油发生在距离 BZ35-2CEPA 平台约 8.2km 远的新建 BZ29-4WHPC 井口平台处，同时处于海面 5 级风的情况下，浮油以约 2km/h 的漂移速度向远离 BZ35-2CEPA 平台的方向漂移。若溢油应急船舶以平均巡航速度 12 节航行，人员动员和设备装船时间需 2.5h，则当发生溢油后 3.2h 内工作船就可赶到浮油所在位置，此时浮油漂移到距溢油点约 6.4km 海域。

垦利 3-2 油田群开发工程将配备较充足的溢油应急设施，并制定详细的溢油应急预案。当发生中、大型溢油事故，可借助周边油田及中海石油环保服务有限公司等区域性溢油应急设备进行应急处理，基本可在 24h 内做出有效反应。

6.7.5 环境风险综合分析评价

本项目海上部分最主要的环境风险类型主要包括：地质性溢油事故、井喷溢油事故、船舶碰撞事故以及海上设施火灾爆炸事故等。

对于本项目溢油事故而言，环境敏感区主要为水产种质资源保护区、海洋保护区、自然保护区、产卵场和索饵场等。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将在风、潮流的作用下迁移扩散至附近环境敏感区域。因此，建设单位应予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝溢油事故的发生。同时配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使突发溢油事故得以有效控制、高效回收，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。

针对可能发生的风险天津分公司已编制详细的溢油应急计划并获得国家海洋主管部门的备案。建设单位应将本项目的溢油应急管理纳入已有溢油应急计划中，原有的溢油应急设备可以满足溢油应急的需要。一旦发生溢油事故，应严格按照备案的《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》开展各种准备和响应工作。

7 环境保护对策措施

7.1 施工期污染防治措施

施工期产生的污染物为钻井液、钻屑、生产垃圾、生活污水、清洗废水、生活垃圾、机舱含油污水等。

(1) 钻井油层段水基钻井液、钻屑处置措施

在钻井过程中可通过随钻测量仪器、气测录井、岩屑录井等方式进行油层段判别。根据邻井钻探情况及物探相关资料，钻前进行油层段预测，在钻开油气层前，开始收集油层段钻屑和油层段水基钻井液并单独储存处理。

建设项目在钻井过程中产生的油层段钻屑和油层段水基钻井液运回陆地处理，油层段钻屑在平台上采用岩屑箱回收，岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，由有资质单位接收处理，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用；钻完井产生的含油钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时平台利用泵将钻井液打到平台上专用泥浆罐，由拖轮运回码头。本项目所产生的油层段钻屑和油层段水基钻井液运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，该公司具有处理含油垃圾、岩屑、泥浆以及盛装矿物油、水处理剂、乳化剂、粘合剂的包装容器危险废物的能力。

(2) 非钻井油层段水基钻井液、钻屑的处理方式

非油层段钻井液、钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)一级标准的要求后排海。

(3) 清洗废水处置措施

清洗废水进入工艺流程，最终进入含油生产水处理系统，处理合格后全部回注地层。

(4) 固体废物处置措施

施工过程中产生少量边角料、包装材料等固体废弃物属于一般固体废弃物，钻完井过程会产生少量含油的废旧器件、油棉纱等属于危险固体废弃物。施工人员的生活垃圾，固体废弃物分类收集装入集装箱，其中生活垃圾和一般固废计划运回陆

上进行处理，危险固体废弃物计划运回陆上交由有资质单位进行处理。本项目施工期所产生的固体废弃物均不排海，处理措施满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求进行回收利用或处置。

(5) 生活污水处理措施

本项目生活污水依托平台、钻井平台和支持船舶上的生活污水处理设施处理达标后排海。

(6) 机舱含油污水

本项目产生的机舱含油污水，根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》，施工船舶机舱含油污水运回陆上由有资质单位接收处理。

为保证采用的措施落实到位，建设单位在施工期间应对施工单位、承包商、供应商执行国家的环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

(7) 油层段水基钻井液和钻屑监控措施

在钻井作业过程中，根据地质油藏部门预测油层段，提前做好钻屑和钻井液的回收准备工作，并且通过地质岩屑录井和气测录井显示监测含油情况，发现有含油显示立即开始回收作业，回收全部油层段钻屑和钻井液。

(8) 废气

本项目位于渤海，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11）规定的船舶大气污染物排放控制区沿海控制区。建议建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

- a、2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油；
- b、2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 130 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；
- c、施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。

7.2 运营期污染防治措施

本项目生产运营期产生的主要污染物为含油生产水、生活污水、固体废物等。由于本项目运营期间生产定员不增加，因此维持现状而不增加的污染物为生活污水、生活垃圾。由于本项目拟建 14 口调整井，其中新钻 12 口井，2 口转注井，增加生产垃圾产生量 12t；本项目主要变化的污染物为含油生产水和生产垃圾。工程污染物的排放去向与原工程一致，未发生改变。

(1) 含油生产水处理措施

本项目实施后，含油生产水最大增加量为 2164m³/d（2039 年）。渤中 29-4 油田南区生产水全部进入 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）相关标准后，全部回注地层。

根据第二章环保措施依托工程可行性分析 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台的生产水设计处理能力可以满足实际处理需求，生产水设计回注能力均可以满足实际回注需求。

① BZ35-2 CEPA 平台生产水处理工艺

本项目产生的含油生产水部分依托 BZ35-2 CEPA 平台的含油生产水处理设施进行处理，处理工艺为原油处理系统分离出来的含油生产水首先进入斜板隔油、溶气式浮、核桃壳过滤器等处理流程，处理合格的水全部回注至渤中 35-2 油田和渤中 29-4 油田南区。处理工艺见图 7.2-1。

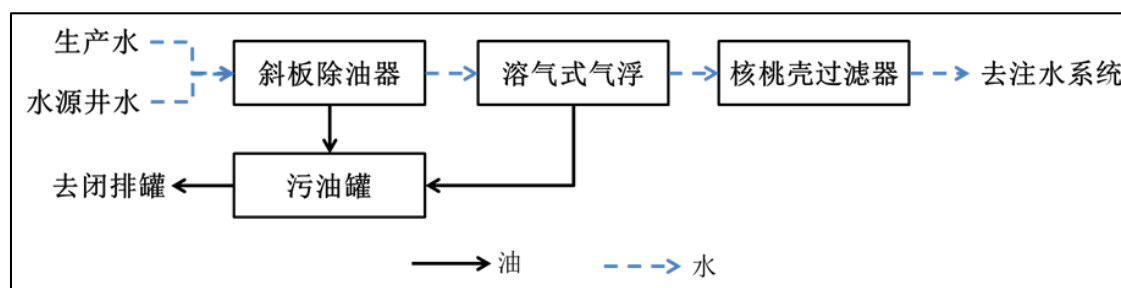


图 7.2-1 含油生产水处理工艺流程示意图

② KL3-2 CEPA 平台生产水处理工艺

KL3-2 CEPA 平台负责接收并处理垦利 3-2 油田、渤中 34-6/7 油田产出的生产水、渤中 29-4 油田南区、渤中 35-2 油田含水约 20%原油中的生产水和 KL3-2 WHPA 平台经栈桥输送来的水源井水。KL3-2 CEPA 平台上工艺系统分离出来的含油生产水与经旋流除砂器处理后的 KL3-2 WHPA 水源井水一起进入平台的生产水处理系

统。含油生产水处理系统采用斜板除油器+溶气式浮选机+核桃壳过滤器的三级处理流程。KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理流程见图 7.2-2。

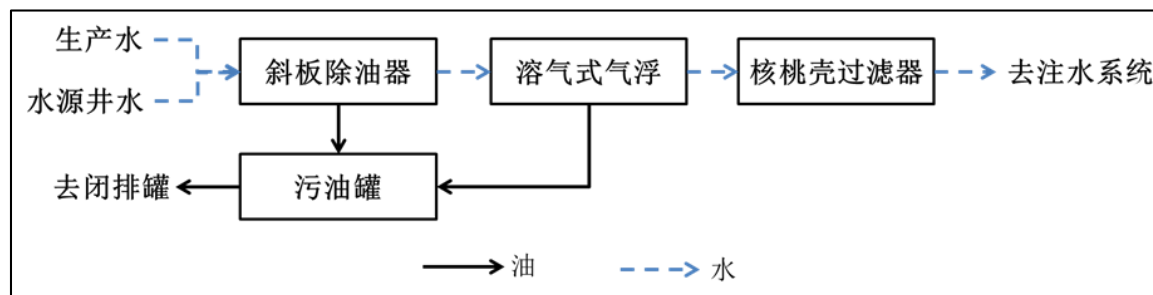


图 7.2-2 KL3-2 CEPA 平台含油生产水处理流程图

③ 处理效果

根据 2018~2020 年的监测结果显示，本项目产生的含油生产水依托 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台的含油生产水处理设施运行稳定，出水水质监测结果符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》中石油类含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 的标准。

④ 非正常工况

本项目进行期间及完工投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。调整后生产水预测最大值为 $13044\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

（2）其他含油污水处理措施

其他含油污水（如初期雨水、甲板冲洗水等）全部经收集进入生产流程，经处理达标后全部回注地层，不外排。

（3）固体废物处置措施

在油田生产阶段，平台产生一些固体废弃物。如废弃的零件、边角料、包装材料、含油固废等。平台上配备有垃圾回收设施，生产垃圾和生活垃圾分类收集运回陆上进行处理。

（4）生活污水处理措施

运营期，平台产生的生活污水经 BZ29-4 WHPC 平台生活污水处理设施处理后达标后排海，生活污水设计处理能力可以满足实际处理需求。

① 生活污水处理工艺

BZ29-4 WHPC 平台平台生活污水处理装置采用电解法处理。

② 处理效果

根据 2018~2020 年的监测结果显示,本项目产生的生活污水依托 BZ29-4 WHPC 平台的生活污水处理设施运行稳定,出水水质监测结果符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限制》(COD≤300mg/L)的标准要求。

项目施工期和运营期污染防治措施见表 7.2-1。

表 7.2-1 项目施工期和运营期污染防治措施汇总表

阶段	污染物名称	处理方式
施工期	油层段水基钻井液	运回陆上由有资质单位接收处理
	油层段钻屑	
	非油层段水基钻井液	非油层段钻井液、钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)一级标准的要求后排海。
	非油层段钻屑	
	清洗废水	进入工艺流程,最终经含油生产水处理系统处理达标后回注地层
	机舱含油污水	运回陆上由有资质单位接收处理
	生活垃圾	运回陆地处理
	生产垃圾	
生活污水	依托钻井平台和作业所在平台上的生活污水处理设施处理达标后排海	
运营期	含油生产水	最终进入含油生产水处理系统,处理合格后回注地层
	其他含油污水 (初期雨水、甲板冲洗水)	
	生活污水	依托平台上的生活污水处理设施处理达标后排海
	生活垃圾	运回陆地处理
	生产垃圾	

7.3 生态保护对策措施

(1) 生态保护

a、建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误,从根本上将事故发生概率降到最低,务必将防范事故发生的措施放在首要位置,以降低对海洋生态环境的影响。

b、建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生,应及时向主管部门通报情况,并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采

用化学消油剂处理溢油，应遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》相关要求。

(2) 生态补偿

针对施工期造成的生物资源损失核算金额，并将渔业资源补偿费纳入环保投资。在后续生产过程中建设单位采取相应生态补偿措施，实施增殖放流，从而维持海洋生物资源可持续利用。

7.4 清洁生产与总量控制

7.4.1 清洁生产

(1) 先进的工艺与设备

钻井作业过程中，不使用毒性较大的油基钻井液和混油钻井液，选择了无毒的环保型天然聚合物水基钻井液，减少了环境污染。

海上平台各生产井均具备井控装置，阀门和连接处均为密封，钻井甲板上设有围堰和开式排放系统回收落地原油。本项目生产过程中的生产物流处理将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为国内外先进和成熟的技术和设备，并在渤海多个油田开发工程中已有成功的应用。海上平台采用油、气、水混输流程，实现油气全密闭输送，油气损耗率为零。

在原油生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免了带压流体的跑、冒、滴、漏。

(2) 资源能源利用指标

分离出的伴生天然气进入燃料气系统供热介质锅炉等使用，有效地利用了油田的伴生天然气资源。

(3) 污染物产生及污染防治措施

施工期产生的污染物主要是油层段水基钻井液、油层段钻屑、非油层段水基钻井液、非油层段钻屑、生活污水、固体废物、机舱含油污水等，其处理方式主要是生产垃圾、生活垃圾、机舱含油污水均运往陆上，由专业公司接收并处理；生活污水由生活污水处理装置处理达标后排放；钻井使用无毒或低毒的水基钻井液。在钻

井过程中，钻井液循环使用，通过延长钻井液使用寿命减少了钻井液的使用量和排放量。当钻至油气层时，少量地下原油可能进入钻屑和钻井液体系中。对于混有少量原油的钻屑和钻井液，集中收集运回陆上处理，从而减少了污染物的排海量。

运营期增加的主要污染物是含油生产水，含油生产水由含油生产水处理系统处理后回注地层，不排放。对于原油生产及外输作业，制定有严格的安全环保作业规程，并严格遵守执行，减少落地原油的产生量。同时平台设有开式/闭式漏油收集设施，防止原油跑、冒、滴、漏造成的海洋污染。

一旦出现非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

(4) 废物回收利用指标

生产及外输作业，制定有严格的安全环保作业规程，并严格遵守执行，减少落地原油的产生量，同时平台设有开式/闭式漏油收集设施，防止原油跑、冒、滴、漏造成的海洋污染。施工期固体废物均运往陆上处理；生活污水由平台上的生活污水处理装置处理达标后排放；清洗废水进入工艺流程，处理合格后全部回注地层。运营期含油生产水全部进入生产水处理系统处理合格后回注地层；固体废物运往陆上处理；生活污水由平台上的生活污水处理装置处理达标后排放。含油生产水中的石油烃通过含油污水处理系统进行回收，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。

(5) 环境管理要求

原油生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度。以上这些措施规范了生产及施工作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生：

①实行环境保护会议制度。平台上定期举行的安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

②污染物排放均按国家有关规定填写登记表。

③定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。

(6) 清洁生产水平分析

根据对本项目的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生、废物综合利用

以及环境管理要求等五个方面的论述，本项目在建设阶段尽可能减少污染物的产生和排放；在生产过程中采用先进的生产技术，油气生产尽量使用清洁能源，采取多项节能措施；平台设有开式/闭式漏油收集设施，防止原油跑冒滴漏；全过程实施严格的环境保护及管理制度。在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理。污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

综合评价本项目清洁生产水平优于或达到国内清洁生产先进水平。因此从清洁生产角度分析，本项目可行。

7.4.2 总量控制

依据《KL3-2 油田群开发工程环境影响报告书》报告书及批复，含油生产水经 BZ35-2 CEPA 中心平台和 KL3-2 CEPA 中心平台的含油生产水处理系统处理后，全部回注地层，正常生产情况下，无含油生产水排放。在非正常工况下，KL3-2 CEPA 平台最大排水量为 $4142\text{m}^3/\text{d}$ ，BZ35-2 CEPA 平台最大排水量为 $10578\text{m}^3/\text{d}$ 。KL3-2 CEPA 平台和 BZ35-2 CEPA 平台排污混合区控制范围分别为以含油生产水排放口为中心，半径为 700m 和 1700m 范围内的海域。建议 BZ35-2 WHPB 平台、BZ29-4 WHPC 平台排污混合区控制范围分别为以生活污水排放口为中心，半径为 50m 范围内的海域。

本项目投产后，生产阶段 BZ29-4 WHPC 平台产生的生产水经 BZ35-2 CEPA 平台和 KL3-2 CEPA 平台处理达标后全部回注，不外排。调整后 BZ35-2 CEPA 处理生产水产能预测最大值为 $13044\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），一旦出现非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。因此含油生产水的排放总量控制指标值及混合区范围维持原环评报告批复值不变。

7.5 环境风险防范对策措施和应急方法

本工程是在现有油田的基础上进行调整井建设，根据油田运行及多次调整井建设的经验，油田现有的风险防范和溢油应急措施能够满足本次调整井工程的需要，因此，在本工程施工和运营阶段按照油田现采取的措施及已备案的油田溢油应急计划开展风险防范和应急工作即可。具体风险防范和应急措施如下：

7.5.1 施工阶段事故防范措施

(1) 钻完井期间的事故防范措施

针对本次调整井钻完井工程风险分析与识别结果，对每一项风险因素给出推荐措施。因地层资料不足而可能发生事故的推荐措施见表 7.5-1。

表 7.5-1 地层资料不足可能发生事故的推荐防范措施

事故	推荐措施
溢流	及时发现溢流现象，尽快关井，实施压井作业
井漏	观察井内变化，严格按照需要往井内补充钻井液
井涌	掌握准确的地层资料根据地层情况配比合适的钻井液

在钻、完井阶段由于设备故障可能导致意外事故从而可能引发溢油事故的推荐防范措施见表 7.5-2。

表 7.5-2 设备故障可能导致意外事故的推荐防范措施

事故	推荐措施
采油树损坏	按时检查和维修及时更换损坏件，合理设计、安装
套管油管柱损坏	检查管件，保证质量防止井内落物
井控管汇损坏	按时检查保养
灰罐下灰口堵塞	选择重晶石粉时注意质量，装运时注意勿将杂物带入罐中

(1) 井眼防碰预防措施：

a、优化造斜点，尽早脱离邻井轨迹，造斜点选择的原理是邻井造斜点错开 50m 以上。

b、对于在直井段中作业就可能发生碰撞或是绕障作业时，则应直接下入牙轮钻头，以保作业安全，必要时可提前预斜。

c、在返出槽合适位置放置磁铁，并安排专人实时观察。

d、优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用定向井软件对轨迹进行防碰计算和分析。

e、钻进中若出现钻遇套管的征兆：返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD 的地磁场强度值数据显示异常，则立即停止钻进。

(2) 井眼防碰应急措施：

a、立即停止钻进，将钻具提高井底 5m 以上，小排量低转速循环，上下活动观察。

b、进一步分析磁场强度是否正常、重新测量井眼轨迹数据，如磁场强度异常，使用陀螺仪测井眼轨迹，确认是否与邻井套管相撞。

c、复核轨迹数据，确认对其它井作业影响不大的情况下，可继续监测再钻进 1~3 个单根，确定井眼进入安全区域后，可继续定向钻进。

d、如果判断碰上邻井套管，则立即起钻，注水泥塞封固井底以上 30~50m。重新定向绕障钻进。

(3) 固井作业风险防范措施：

a、提高套管居中度。下部油层段采用 2 根套管加放 1 个刚性扶正器。居中度好，提高全井段的顶替效率，保证油层井段的固井质量。

b、改变封固方式。套管固井作业由单级双封变为单级全封，尾浆封固下部油层段，领浆填充上部井段。

c、优化浆柱结构。固井作业水泥浆使用低密高强体系封固。水泥浆体系性能良好，其水泥石孔隙率小，抗压强度高，韧性好，塑性强，防气窜性能良好，为后期生产作业增加了保障。

d、合理选择隔离液。固井作业采用特殊（抗高温）隔离液，此隔离液与水泥浆相容后，不但相容性良好，而且水泥石的抗污染能力强、胶结强度发展快，强度高，确保了油层井段的封固质量。

e、完善配套固井方案。在固井过程中保证钻井液性能，在各项参数正常下进行固井。

(4) 井喷或井涌事故防范措施

a、严格实施钻完井作业规程；

b、在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；

c、安装井口防喷器；

d、设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；

e、设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；

f、选择优质封隔器并及时更换损坏组件；

g、开钻之前制定周密的钻完井计划；

h、配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；

i、油管强度设计采用较高的安全系数；

j、井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；

k、对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管

理系统；

1、加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

(5) 地质性溢油事故防范措施

a、根据地质研究结果优化，事先识别并尽可能使注水井避开通海底或接近海底的地质断层；

b、事先识别压力异常底层，合理设计套管程序，制定有针对性的井控预案并加强随钻监测；

c、施工过程中备足材料，以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌。

(6) 船舶碰撞事故防范措施

为减少事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施。

a、在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向部门监督和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施油污回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

b、为防止施工过程中可能出现的溢油风险事故，公司应设立事故应急机构，平时协助监督部门进行安全生产监督、检查，及时发现并排除事故。

c、协助相关部门作好进钻井平台船的调度工作，严格执行有关操作规程，避免船舶的碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

d、制订必要的事故应急程序，配置相应的具有溢油回收功能的船舶等。一旦溢油事故发生，立即启动应急程序，并及时报告相关政府部门，对溢油进行清除，将溢油造成的损失降至最低。

e、合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。施工单位根据作业需要，须划定与施工作业相关的安全作业区时，应报经海事机构核准、公告；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工作业海域，并提前、定时发布航行公告。

f、施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。

g、施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。

h、施工船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要的措施，同时向公司海事部门及主管部门报告。

i、当船舶发生交通事故致使船体破损进水时，首先查明进水部位、进水量及初步分析进水原因；启动污水泵，通用泵或压载泵进行排水抢救工作；采取停车或减速措施，用车舵配合将漏损部位置于下风侧，以减少进水量；在采取堵漏措施的同时，尽一切努力确保发电机及电动机不被水淹，以保证电器的工作正常；定时量水，不断观察和记录前后吃水和干舷高度的变化，判断险情的发展和大量进水对船舶稳性及浮力的影响；若进水严重和情况紧急，船舶应当请求第三方援助，并尽可能择地抢滩；若船舶确定堵漏无效，面临沉没时，有权宣布弃船，并按照《弃船专项应急预案》执行。船舶发生事故有沉没危险，船员离船前，应当尽可能关闭所有货舱（柜）、油舱（柜）管系的阀门，堵塞货舱（柜）、油舱（柜）通气孔。

j、施工船舶发现有跑冒滴漏时要及时采取有效措施，防止对海面污染。尽可能减少消油剂的用量，做好对易产生污染场所监控。

k、及时清洁工作甲板及钻台，确保工作面无油污。

(7) 外挂井槽安装、平台适应性改造及新井隔水导管施工风险防范措施

为防止本项目外挂井槽安装、平台适应性改造及新井隔水导管施工导致事故的发生，油田作业者考虑采取如下措施：

(1) 严格执行联合作业安全审核制度；作业前进行必要的安全分析；严格编制与执行作业计划；严格实施作业安全监督；

(2) 合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离；

(3) 施工单位需要对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制，严禁平台吸烟等；

(4) 完善相应的安全管理制度和操作规程。

(5) 钻井作业前做好防碰风险分析，并增加防碰扫描，做好防碰预案。隔水导管在出厂前已经检验合格。此外，建设单位会加强对入井隔水导管的检查，入井前保证隔水管质量完好，防止不达标隔水管入井。

7.5.2 运营阶段事故防范措施

目前渤中 29-4 油田在运营期主要采取以下事故风险防范措施，根据每一类可能发生的事故类型均制定了有针对性的事故防范措施，根据对现有措施的分析，可以满足本项目投产后的需求。

(1) 海上设施火灾爆炸事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段充分考虑油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备。精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度。对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置相应的应急关断系统。在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

(2) 海底管道及立管溢油事故防范措施

a、作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

b、油气储运系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

c、每年定期对油田各条管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。

d、作为应急措施，在海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

(3) 船舶碰撞溢油事故防范措施

a、建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向部门监督和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

b、公司应设立事故应急机构，平时协助监督部门进行安全生产监督、检查，及时发现并排除事故。

c、协助相关部门作好进作业船舶的调度工作，严格执行有关操作规程，避免船舶的碰撞。

d、作业者加强管道和平台的保护，驱散在安全区范围内作业的渔船。

e、运营期间加强值班瞭望。

f、值班船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要的措施，同时向公司海事部门及主管部门报告，对溢油进行清除，将溢油造成的损失降至最低。。

g、发生船舶碰撞事故时，应尽可能关闭所有油仓管系统的阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

(4) 地质性溢油事故防范措施

油田开发至目前为止，注水井还未出现注入压力异常值的情况。若有该现象发生，立即停止注水，查找原因、采取措施。日常生产中的做法是，在油田的生产管理中，严格按照中国海洋石油总公司《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，做到随时监测注水地层的压力变化，严格把注水地层的压力控制在安全生产压力（地层破裂压力）以下。对于瞬时高值以及异常状况及时分析，确保安全生产。及时关注、排查注入压力高的注水井，在后续的工作中将继续针对不同的情况分析其原因，并采取以下有效的措施来确保油田的安全生产：

①单井注入压力、注入量跟踪：全天监测计量注入井注入压力及注入量变化，当记录值突变，注水出现异常时，及时跟踪分析并与现场沟通，采取有效措施，恢复注水井正常注入；

②日常动态分析：油藏动态人员日常跟踪注水井注入量及注入压力变化情况，结合油井动态，综合分析注水井动态变化，出现问题，及时提出压力、产液剖面、吸水剖面等动态监测需求及酸化解堵措施，并与现场沟通，确保安全注水；

③月度动态分析：根据注水井周边受效油井生产动态变化适时配注，实施月度配注制度，及时调整注水井的配注量及注聚试验井的注聚浓度，并分析月度含水上升率、存水率等开发效果评价指标，避免出现注水井注水量过大导致的注入压力过高现象；

④注水管理措施：对于注水井实施精细化管理，优化注水，通过酸化、调剖与分层配注（地面分注）等措施相结合，维持井组均衡开采，杜绝地层出现局部高压的情况。对于注水需求量大的区域，通过转注老井及增打注水井补充注水井点调整注采井网，降低单井注入量，从而降低注水压力。

7.5.3 溢油事故应急方案与对策

本项目虽在施工、运行期间采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。这种可能性很小又难以预料的突发性事故，环境风险大，污染可能会很严重。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。

建设单位已根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》等法律法规，以及《国家海洋局海洋石油勘探开

发溢油应急预案》，组织编写了《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》，并于 2017 年 2 月获得国家海洋局北海分局备案。其中，应急反应原则为：以最快的反应速度，最大可能的减免对环境的污染程度。现场应急反应中，首先依靠油田自身的溢油应急响应设备，同时，根据现场实际情况，及时派送最近的溢油应急设备。

7.5.3.1 溢油事故等级划分

根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》(2015 年)第 1.5 节的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四级：

- (1)特别重大溢油事故,是指溢油 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油事故;
- (2)重大溢油事故,是指溢油 500 吨至 1000 吨(含)的海洋石油勘探开发溢油事故;
- (3)较大溢油事故,是指溢油 100 吨至 500 吨(含)的海洋石油勘探开发溢油事故;
- (4)一般溢油事故,是指溢油 0.1 吨至 100 吨(含)的海洋石油勘探开发溢油事故。

7.5.3.2 溢油事故报告程序

发生溢油事故后，无论大小，均必须按要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，天津分公司应急组织机构见图 7.5-1，垦利 3-2 油田群溢油应急组织机构见图 7.5-2，溢油事故报告程序见图 7.5-3。

溢油事故报告内容主要包括：①溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、油罐破裂、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢油）。②目前采取的应急措施及其有效程度。③除现场的自身力量外，需要求助其他溢油应急力量的援助要求等。④填写溢油事故报告表。

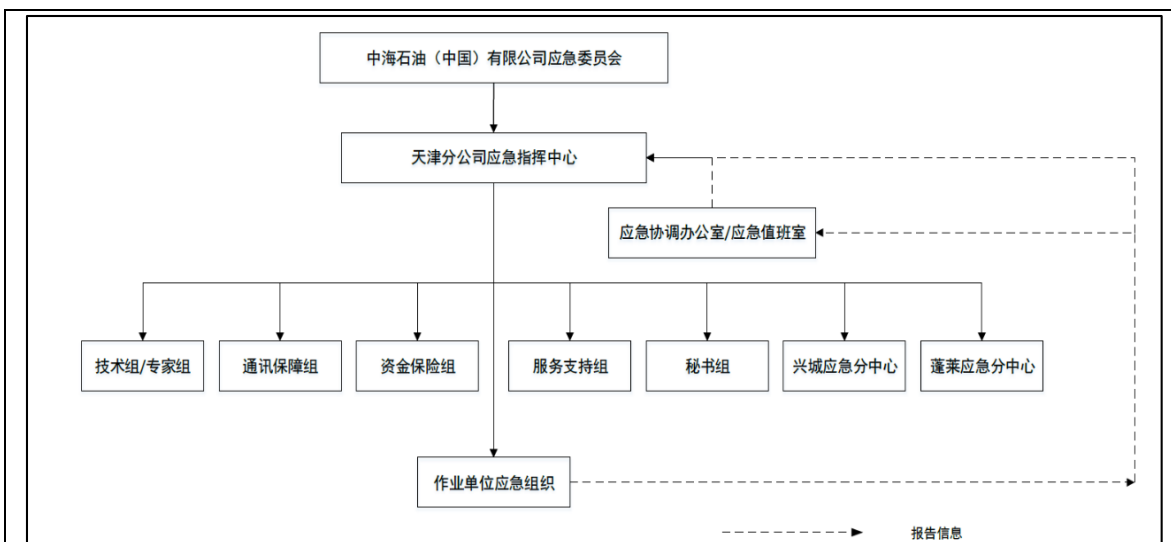


图 7.5-1 天津分公司应急组织机构图

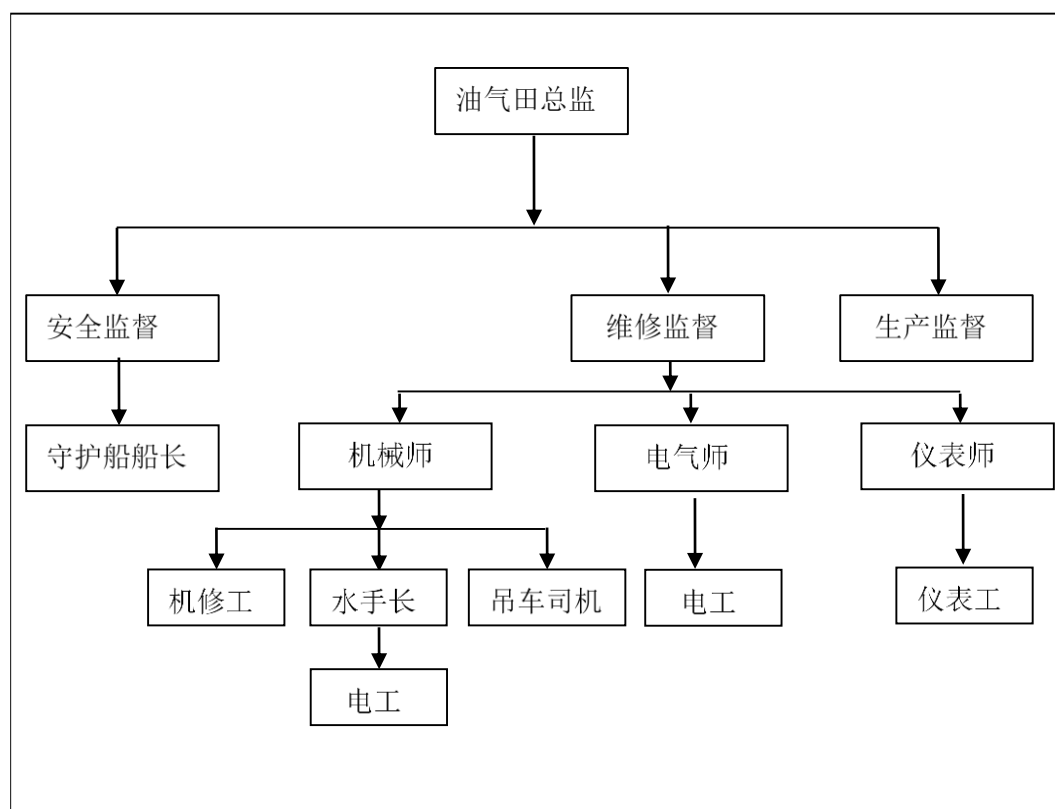


图 7.5-2 垦利 3-2 油田群（本项目依托）溢油应急组织机构

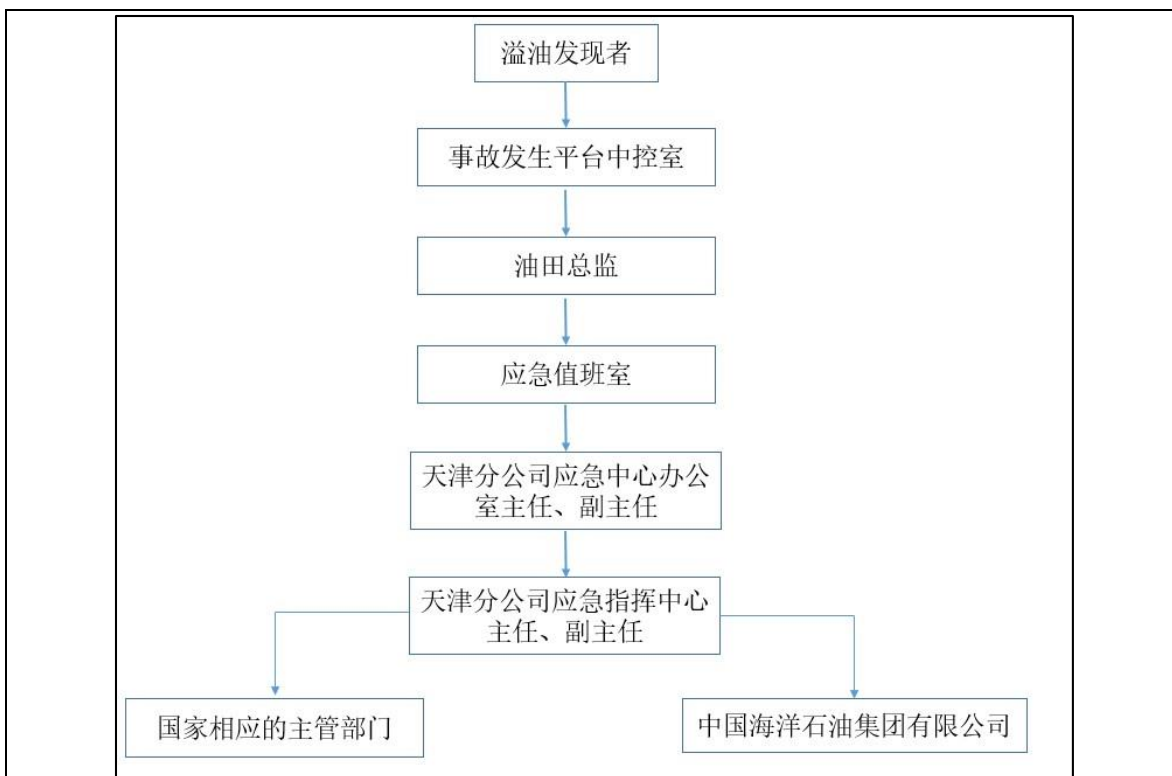


图 7.5-3 溢油事故报告程序图

7.5.3.3 溢油应急能力

(1) 垦利油田群内部力量

BZ29-4WHPC 平台为一座井口平台，油田本身不配备溢油应急资源，溢油应急设备依托周边油田。垦利 3-2 油田群溢油应急设备见表 7.5-3。当发生小型溢油时，可启用本油田配备的溢油应急设备进行处理；当发生中、大型溢油事故时，可借助外部应急力量与内部应急力量协同反应。

表 7.5-3 垦利 3-2 油田群溢油设备一览表

序号	货物规格型号	BZ35-2 CEPA	KL3-2 CEPA	东营陆地终端
1	围油栏系统			
1.1	充气式橡胶围油栏 1500 型	400 米	400 米	400 米
1.2	围油栏卷栏机	2 套	2 套	2 套
1.3	围油栏动力站	1 台	1 台	1 台
1.4	围油栏充气机	1 台	1 台	1 台
1.5	液压管线组	1 套	1 套	1 套
1.6	围油栏拖头及附件	2 套	2 套	2 套
1.7	围油栏存储集装箱 3 侧开门，含吊索具	2 套	2 套	2 套
2	撇油器			
2.1	多功能收油机 30 方/小时	1 台	1 台	1 台
2.2	收油机动力站 50KW	1 台	1 台	1 台

2.3	液压管线组	1 套	1 套	1 套
3	其它			
3.1	消油剂喷洒装置 PSB80	1 套	1 套	1 套
3.2	高压清洗机	1 套	1 套	1 套
3.3	真空收油机	/	/	1 套
3.4	浮动储油囊	2 套 (10m ³ /套)	2 套 (10m ³ /套)	2 套 (10m ³ /套)
3.5	溢油分散剂	2 吨	2 吨	3 吨
3.6	吸附材料 (吸油毛毡)	1 吨	1 吨	3 吨
3.7	吸附材料 (吸油拖栏)	500 米	500 米	400 米
3.8	动力/设备集装箱 20 尺 含吊索具	2 个	2 个	4 个
3.9	便携储油罐 10 方	/	/	4 套
3.10	吸附材料 (沙土)	/	/	5 吨

综上，渤中 35-2 油田撇油器回收能力为 30m³/h，储油囊容积为 20 m³，可以应对渤中 35-2 油田附近海域 10t 以下的一般溢油事故的控制和应急处理。

(2) 周边油田可以借用的力量

渤中 35-2 油田现有溢油应急能力完全可以应付 10t 以下溢油事故。如果发生 10t 以上溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出油田内部现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油应急设备及人员，同时按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。

工程周边可借用的应急力量有渤中 34-9 油田、垦利 10-1 油田、渤中 34-1 油田、渤中 28-2S 油田群、渤中 34-2/4 油田、渤中 28-1 油矿和渤中 25-1 油田等多个油田的设施等多个油田的设备，可借用的应急设备见表 7.5-4~7.5-10。

表 7.5-4 渤中 34-9 油田溢油应急设备

名称	型号及规格	数量	储存地点
充气式橡胶围油栏	HARB1500	400 米	BZ34-9CEPA 平台
撇油器	30 方/小时	1	BZ34-9CEPA 平台
撇油器动力站	50KW	1	BZ34-9CEPA 平台
浮动储油囊	10 方	2	BZ34-9CEPA 平台
消油剂喷洒装置	80	1	BZ34-9CEPA 平台
高压清洗机	HDS1000DE	1	BZ34-9CEPA 平台
SPC 吸油拖栏		500	BZ34-9CEPA 平台
SPC 吸油毛毡		1	BZ34-9CEPA 平台
溢油分散剂		3	BZ34-9CEPA 平台

表 7.5-5 垦利 10-1 CEP 平台溢油设备一览表

序号	应急设备类型	存放 KL10-1CEP 平台
1	围油栏	400m
2	围油栏动力站	1 套
3	充吸气机	1 套
4	撇油器	1 套
5	储油囊 10m ²	2 套
6	高压清洗机	1 套
7	吸油毛毡	1t
8	消油剂	2t
9	消油剂喷洒装置	1 套

表 7.5-6 BZ34-1CEPA 平台溢油应急设备

序号	类型	规格/型号	数量	单位
1	围油栏	HRA1500	200	米
2	撇油器	LMS (60m ³ /h)	1 套	套
3	动力装置	HPP30	1 套	套
4	喷洒设备	PSB50C	1 套	套
5	手持喷枪		4 支	支
6	清洗装置	HDS1000DE	1 套	套
7	储油囊	FN3 (3m ³)	2 套	套
8	消油剂	GM-2	170kg/桶×20	桶

表 7.5-7 BZ34-2/4CEPA 平台溢油应急设备

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	2000 型	400m	米
动力站	30kw	1	台
动力站	50kw	1	台
撇油器	30m ³ /h	1	台
浮式储油囊	10m ³	2	套
喷洒装置	4.8m ³ /h	1	套
高压清洗机	-	1	套
吸附材料	SPC	50	包
消油剂	海鸥 4 号	6	桶

表 7.5-8 渤中 28-2S 油田群溢油应急设备 (存放于海洋石油 102)

名称	型号	规格	数量
围油栏	HRA1500	400m	400 米
收油袋	HRFT10	10m ³	2 套
收油机	HAF30	30m ³ /h	1 台
动力机	HPP30/HPP50		各 1 台
卷栏机	HW1500/200		1 台
溢油分散剂 喷洒装置	HPS80	80L/min	1 套
高压清洗机	HDS1000DE	450-900L/h	1 台
拖带工作艇	10 米拖带艇	9.24m*3.22m 航速 9.65Kn	1 艘

溢油分散剂	GM-2	170kg	20 桶
表 7.5-9 渤中 25-1 油田溢油应急设备（存放于海洋石油 113）			
名称	型号	规格	数量
围油栏	HOB1500	400m	400 米
撇油器	MINIMAX20	20m ³ /h	1 套
浮动油囊	FN10 浮动油囊	10m ³ /套	4 套
喷洒设备	/	2.4t/h	1 套
手持喷枪	/	1.8 t/h	2 支
消油剂	青岛光明 GM-2	170kg/桶	10 桶
吸油毡	ENV150	96cm×44m	/

表 7.5-10 渤中 28-1 油矿溢油应急设备（存放于渤海友谊号）

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	存放地
1	围油栏	青岛光明	QW1500	400m	吃水 0.75m, 干舷 0.50m	渤海友谊号
2	撇油器	LAMOR	盘式/鼓式/刷式	1 套	60 m ³ /h	渤海友谊号
3	动力装置	LAMOR	LPP30	1 套	功率 35kw, 风冷柴油机	渤海友谊号
4	喷洒设备	青岛光明	PSB50C	1 套	喷洒 3t/h	渤海友谊号
5	手持喷枪	青岛光明		2 支	喷洒 1.8t/h 支	渤海友谊号
6	清洗机	LAMOR	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或蒸汽	渤海友谊号
7	储油囊	青岛光明	FN3 浮动油囊	2 套	储油 3m ³ /套	渤海友谊号
8	消油剂	青岛光明	GM-2	4.59t		渤海友谊号
9	吸油毡			100kg		渤海友谊号

（二）中海油专业溢油应急机构应急设施

若发生大中型溢油事故，同时可借助于中海油专业溢油应急机构-中海石油环保服务（天津）有限公司（以下简称“COES”）（该机构与天津分公司签署溢油应急协议，将提供具体的溢油应急力量，天津分公司应急指挥中心负责动员溢油回收设备、船舶、飞机和环保人员）的溢油应急设备进行应急处置。

COES 拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地、深圳基地、珠海横琴基地、高栏基地、惠州基地、涠洲岛基地，各种国际先进溢油应急设备百余套，拥有专业溢油应急回收环保船九艘。COES 北方片区以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。目前渤海已有五艘专业环保船：海洋石油 257/252/253/230/231 投入使用，实现勘探测试井液的零排放、控制污染、保护环境，达到有效降低安全风险和作业成本的最终目的。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生溢油事故，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油现场将能够得到快速、有效地控制。中海石油

环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备见表 5.7-11。根据中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备配备情况，配备的撇油器的回收能力共为 $799+287+90=1176\text{m}^3/\text{h}$ ，储油囊容积共为 956m^3 ，因此，储油囊的应急能力最大约为 956m^3 。

表 7.5-11 中海石油环保服务有限公司 (COES) 渤海湾溢油应急设备一览表

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1	围油栏 (m)	充气式	2000 型	干舷 600 吃水 1100				0
			1500 型	干舷 500 吃水 700	2000	800	800	3600
		固体式	1000 型	干舷 350 吃水 650	400		400	800
			900 型	干舷 240 吃水 490	4800	800	800	6400
			800 型	干舷 280 吃水 390		200		200
		沙滩式	WQV-1200T	干舷 400 吃水 400	400	400		800
			WQV600T	干舷 200 吃水 250	2000	400	400	2800
		防火型	WGJ900H	干舷 300 吃水 480	400	400	400	1200
小计 (m)					10000	3000	2800	15800
2	撇油器 (套)	大型	LFM450	250 m ³ /h、中/重质油	1			1
		中型	LSC-4C	80 m ³ /h、中/重质油	1	1		2
			LSC-3C	60 m ³ /h、中/重质油				0
			MINIMAX100	100 m ³ /h、中/重质油	1			1
			ALLIGATOR100	100 m ³ /h、中/重质油				0
			槽式轮鼓 100	100 m ³ /h、轻/中/重质油				0
			槽式轮鼓 50	50m ³ /h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m ³ /h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			ZSC50	50m ³ /h、轻/中质油				0
			LAS-125 冰区	125m ³ /h、中/重质油	1			1
			LAS-125 冰区	125m ³ /h、中/重质油		1		1
			YSJ-30	30m ³ /h、轻/中质油				0
			HAF30	30m ³ /h、中/重质油	2			2
			MINIMAX20	20m ³ /h、中/重质油			1	1
		小型	MINIMAX12	12m ³ /h、中/重质油		1		1
MINIMAX10	10m ³ /h、中/重质油	1			1			

渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告表

			HAF15	15m ³ /h、中/重质油				0
			HAF12	12m ³ /h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m ³ /h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m ³ /h、轻/中质油	1	1		2
			自吸式	10m ³ /h、轻/中质油	2			2
小计 A (m ³ /h)					799	287	90	1176
3	喷洒装置 (套)		空中喷洒	22.68m ³ /h				0
			PSB140	8.4m ³ /h	4		1	5
			PSB80	4.8m ³ /h	2	1		3
			PSB40	2.4m ³ /h				0
小计 (m ³ /h)					43.2	4.8	8.4	56.4
4	消油剂 (T)		低温型	燃点 90°C 适用-20°C~+50°C 可生物降解性 BOD ₅ /COD 38%	4			4
			威普	不可燃 适用常温可生物降解性 BOD ₅ /COD47.2%		12		12
			CX-Y17	燃点>70°C 适用常温可生物降解性 BOD ₅ /COD>30%				0
			富肯 2 号	燃点>70°C适用-20°C~+50°C 可生物降解性 BOD ₅ /COD>30%				0
小计 (T)					4	12		16
5	储存装置 (套)	钢性	7m ³ 罐	7m ³	6	4	2	12
			QG5	5m ³	2	2	3	7
		柔性	QG9	9m ³	1	2		3
			FN10	10m ³		1	7	8
			FN15	15m ³				0
			TPU20	20m ³	4			4
			TPU25	25m ³	6			6
			TPU100	100m ³	5			5
小计 (m ³)					791	66	99	956
6	高压清洗机	冷/热水	HDS1000DE	水温 0°C~98°C	3	1	1	5

	(套)	冷水	HD6/15C	水温 0°C~30°C	2			2	
	小计 (套)				5	1	1	7	
7	吸附材料	吸油拖栏 (m)	SPC ENV810	Φ 200、10m/条	2000	1000	1000	4000	
			羽冠 XTL260YGI	Φ 260、10m/条	280			280	
			滕邦 WGW600XCB	Φ 600、10m/条	1000			1000	
			XTL-220	Φ 220、3m/条		1000		1000	
		小计 (m)				3280	2000	1000	6280
		吸油毛毡 (T)	SPC	400×500	0.5	0.5	0.5	1.5	
			羽冠 P4050	400×500	0			0	
			普通毛毡	500×500	1.5			1.5	
		小计 (T)				2	0.5	0.5	3

(3) 应急资源分布

垦利 3-2 油田群附近海域配置的溢油应急资源可以应对油田附近海域 10t 以下的一般溢油事故的控制和应急处理。10t 以上的溢油事故溢油应急反应则需要包括环渤海溢油反应组织（天津分公司，中海石油环保服务有限公司塘沽、绥中和龙口等基地）在内的溢油应急资源的支持。渤中 29-4 油田南区附近溢油应急资源分布情况见图 7.5-6。

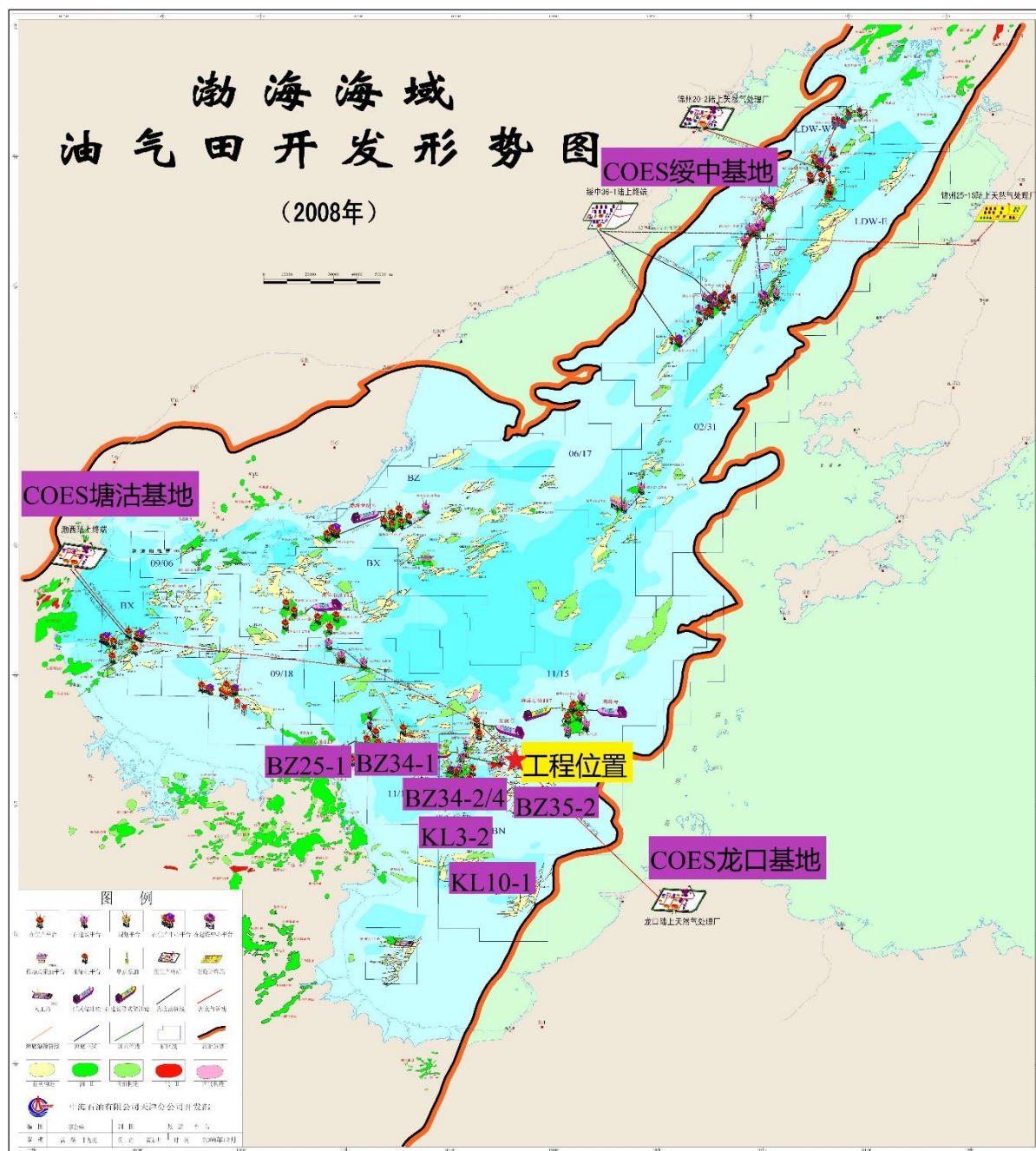


图 7.5-4 BZ29-4WHPC 平台附近溢油应急资源分布图

7.5.3.4 应急响应时间

一旦 BZ29-4WHPC 平台一侧发生溢油事故时，应及时向应急协调办公室报告，由应急协调办公室组织、协调周边油气田及陆地的溢油应急资源设备及环保人员进行下一步的海上溢油清理作业。以最快的反应速度，最大可能的减免对环境的污染程度。现场应急反应中，首先依靠油田自身的溢油应急反应设备，同时，根据现场实际情况，及时派送最近的溢油应急设备。

在油田附近值班的守护船可监视溢油动向，辅助溢油回收工作，但不得影响其作为守护/安全值班的首要职能。考虑到设备吊装和布防，油田内部设备的应急响应动员时间需 1 小时，陆地应急响应动员时间需 2 小时。

表 7.5-12 溢油应急资源优化调用次序及抵达时间

序号	资源位置	支援位置	航行时间 (h)	运员时间 (h)	反应时间 (h)
1	BZ35-2CEPA	BZ29-4WHPC	/	/	1.4
2	KL3-2 CEPA	BZ29-4WHPC	/	/	2.5
3	东营原油终端	BZ29-4WHPC	4	1	5
4	BZ34-9CEPA	BZ29-4WHPC	1	1	2
5	BZ34-1 CEPA	BZ29-4WHPC	1	1	2
6	渤中 28-1 油田	BZ29-4WHPC	1.5	1	2.5
7	BZ28-2S 油田	BZ29-4WHPC	1	1	2
8	BZ34-9CEPA	BZ29-4WHPC	2	1	3
9	渤中 25-1 油田	BZ29-4WHPC	2.5	1	3.5
10	龙口基地	BZ29-4WHPC	4	2	6
11	塘沽基地	BZ29-4WHPC	10	2	12
12	塘沽直升机	BZ29-4WHPC	1	1	2

综上所述，垦利 3-2 油田群的溢油应急能力完全可以应对一般溢油应急事故（10t 以下）。尽管发生溢油事故概率很低，但仍然存在不可忽视的溢油事故风险，在预防为主的基础上，平台上配备了适当的溢油应急设备，守护船舶每天 24 小时在平台附近昼夜值守，一旦发生溢油突发事件，溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署；同时，通知守护船在第一时间将平台上溢油设备进行装载，展开应急行动；另外，油田附近的其他油田也可在第一时间进行协助，实现资源互补，从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速，尽可能将溢油的影响降至最低。

7.5.3.5 通讯联络方式

一旦发生事故，必须立即做出应急反应，在最短的时间内采取有效措施，将溢油控制在有限范围内。应急反应的快慢与通讯系统的完善与否是密切相关的。

垦利 3-2 油田群配置有现代化的内部和外部通讯设备，能满足应急需要，利用内部

通讯网络和广播设备，油田内部各岗位之间可进行高质量的通话，与其他油田和天津分公司基地之间可借助卫星与微波通讯设备进行联络，甚至可以通过陆地转接与世界各地进行通讯联络。油田内部与服务船舶和直升机均可通过配置在油田内部的专用设施进行通讯联络。

7.5.3.6 海上溢油的处理措施

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油处理方法很多。针对海上的溢油应急情况可选择一些溢油控制方案，但必须考虑到所需设备、环境因素的影响，因此要注意优先权的选择。通常可选择的措施有围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

1、溢油回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不建议采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2 米；其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

2、围控和机械回收

油溢到水面后，自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

(1) “J”型两船拖带

主拖船拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；辅拖船拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200-400 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40 米，撇油器放置在 J 形的底部。

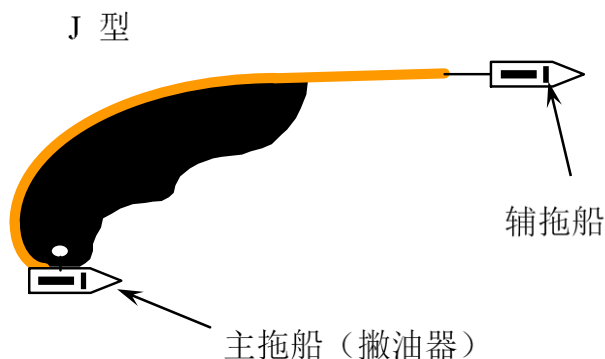


图 7.5-5 “J”型拖带

(2) “U”型两船拖带

两艘拖带船并进，第三艘船舶处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。

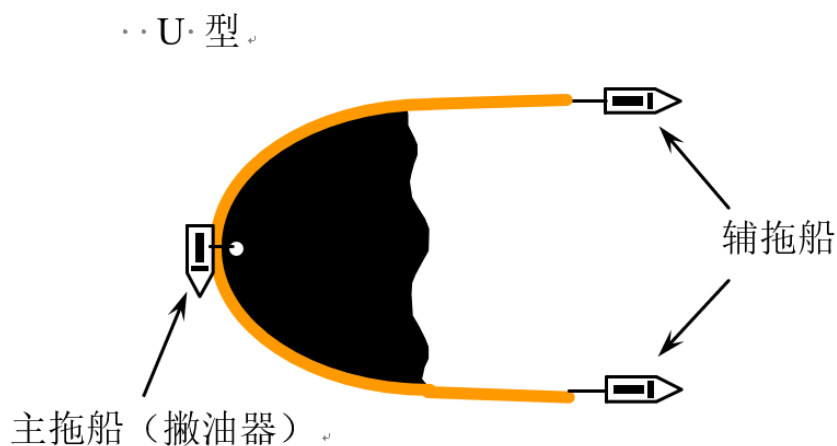


图 7.5-6 “U”型拖带

3、喷洒化学消油剂

消油剂可以破坏油膜，使水面溢油乳化成水包油的微小微粒，进入水体。如果在浅海和滩涂的溢油中滥用，会导致二次污染，对其使用必须严格限制。

(1) 法规要求

根据《中华人民共和国石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》第二十条规定，海面溢油首先使用机械回收，消油剂应严格控制使用，并遵守原国家海洋局 2015 年 11 月 23 日发布的关于修改《关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知》等三份规范性文件的决定的公告。

当出现下列情况之一时，不得使用消油剂：

- ①油膜厚度大于 5mm；
- ②溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；

③溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50% 以上）以及溢出油的粘度超过 5000mPa·s；

④海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；

⑤溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

此外每个溢油点（两溢油点间距小于 1000 米者为一个溢油点）的消油剂一次性使用量不得超过规定数量。

表 7.5-13 消油剂使用要求

海区	一次性使用量	备注
渤海	消除 1 吨溢油 (普通型消油剂 0.3-0.5 吨)	大于 10 米水深

每个溢油点 24 小时内累计用量不得超过一次性用量的一倍，喷洒间隔必须大于 6 小时。

原国家海洋局 2017 年 10 月 10 日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”的事中事后监管措施》，取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”，拟采取事中事后监管措施。

(2) 使用原则

除上述规定外，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

①溢油分散剂作为最后的手段，只有在溢油预计漂向岸边或环境敏感水域时，且由于天气和海况的原因，机械回收失败的情况下才使用。

②溢油分散剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般溢油分散剂的喷洒在白天进行。

7.5.3.7 结论

本项目最主要的环境风险类型主要包括：地质性溢油事故、井喷溢油事故、船舶碰撞事故以及海上设施火灾爆炸事故等。环境敏感区主要包括鳀、鲷及带鱼的索饵场、多鳞鱻的产卵场和越冬场、绵鳎的产卵场、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾实验区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾核心区。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要工程建设单位足够重视，确保在环境安全的前提下进行海上石油开采活动。

当发生 10t 以下的一般溢油应急事故时，依托渤中 35-2 油田的溢油应急设备；当发生 10t 以上溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出渤中 35-2 油田现有的溢油应急力量，首先可以依靠垦利 3-2 油田群的溢油应急设备进行溢油回收工作，还需寻求外部溢油应急力量的援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油应急设备及人员等。

一旦发生溢油突发事件，渤中 29-4 油田南区溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署；同时，通知守护船在第一时间将平台上溢油设备进行装载，展开应急行动；另外，渤中 29-4 油田南区附近的渤中 35-2 油田可在第一时间进行协助，实现资源互补，从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速，尽可能将溢油的影响降至最低。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，建设单位已编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》并进行了备案，应将本项目的溢油应急管理纳入原有溢油应急计划中，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

7.6 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，本工程在实施过程中应积极落实《实施方案》中的相关要求，具体如下：

（1）工程选址合理性

本项目在原有平台上新建外挂井槽实施调整井工程，不增加海域使用面积，工程建设用海符合海域使用管理要求和海洋环境保护要求。

（2）政策符合性分析

通过前面相关章节对工程与“《全国海洋主体功能规划》、《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省海洋功能区划（2011-2020）》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020）》、《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020）》”的符合性分析结果可知，本次工程与工程所在海域的功能定位兼容，符合其海域使用管理要求，并与其规划的相关定位相符合，且不涉及海洋生态红线区。

(3) 环境保护对策措施

a、施工期污染防治措施

施工期，油层段水基钻井液、油层段钻屑、机舱含油污水、固体废物全部运回陆上交由资质单位进行处理；清洗废水进入工艺流程，处理合格后回注地层；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海；非油层段水基钻井液、钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）的相关要求。建议在施工过程中，加强生活污水处理装置的维护保养，精心操作等措施，确保生活污水处理装置稳定达标运行。非油层段水基钻井液、钻屑按照要求排海。

建议钻完井过程中应严格控制非油层段水基钻井液和非油层段钻屑的排放速率，最大限度地减少对海洋生物的影响。

b、运营期污染防治措施

运营期，含油生产水处理达标后全部回注地层，固体废物全部运回陆上处理；生活污水在平台生活污水处理装置处理达标后排海。平台设有开闭排系统，收集初期雨水和甲板设备冲洗水，防止排放入海；

c、风险防范措施

针对本项目施工期和运营期的井喷或井涌、地质性溢油、生产设施火灾和爆炸、船舶碰撞溢油等风险事故，严格落实相应的风险防范措施，避免风险事故的发生。

针对可能发生的风险，建设单位已编制《垦利3-2油田群溢油应急计划》并进行了备案，应将本项目的溢油应急管理纳入原有溢油应急计划中，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油事故发生，避免发生重大环境污染事件。

建设单位应具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》相关要求。

d、海洋生态补偿措施

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），估算本项目在生产建设过程中可能造成的海洋生物资源损失补偿费用约 37 万元，本工程属于油田的调整工程，建议本工程的生态补偿与整个油田或整个区域统筹考虑，将生态补偿金纳入该区域补偿的一部分，补偿形式可以采用增殖放流方式。增殖放流由建设单位或建设

单位委托的第三方实施，由相关渔业主管部门监督。

1) 对工程在施工过程中对渔业资源造成的损失，给予经济补偿。以便用于增殖放流等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

2) 施工过程中采取措施，尽量减少对海洋生态环境的影响；对突发性事故采取措施，将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

3) 增殖放流的建议方案

增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

增殖放流备选品种

根据《农业部关于做好“十三五”水生生物增殖放流工作的指导意见》附件中“渤海增殖放流分水域适宜性评价表”，本项目选择当地适宜增殖放流的备选品种包括：中国对虾、三疣梭子蟹、海蜇、褐牙鲆、半滑舌鳎、文蛤、毛蚶等，在渔业主管部门监督指导下开展。

增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上；虾苗体长应在 1cm 以上；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

增殖放流计划

根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流时间建议安排在休渔期间内的 5 月至 8 月，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，增殖放流由建设单位或建设单位委托的第三方实施，由相关渔业主管部门监督。

具体应按照《水生生物增殖放流管理规定》相关要求执行。

(6) 跟踪监测

本项目生产运营阶段跟踪监测纳入垦利 3-2 油田群现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物（取样分析沉积物中石油类、汞、铬、镉含量等）、海洋生物生态（包

括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量) 进行跟踪监测。

7.7 环保投资

环境保护费用系指环境保护固定设施及其投资费用和维护设施及其他为环保投资的年费用。环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。本项目的环保投资主要用于固废处置及生态补偿等措施。根据《海上油(气)田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019), 在确定环境保护投资费用时, 对环境保护设施及其投资按如下原则划分:

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等, 其投资按100%列入环境保护投资。生产需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以20%~50%比例列入环境保护投资。生态补偿预备费按100%列入环境保护投资。

根据上述原则, 将本项目环保投资设施及其直接投资费用列于表7.7-1。本项目建设投资65000万元, 其中环保投资761万元, 占总投资的1.17%。

表 7.7-1 本项目环保投资

阶段	项目	总投资额(万元)	折合比率	折合环保投资(万元)
施工期	油层段钻屑、油层段水基钻井液	697.81	100%	697.81
	生活垃圾	3.04	100%	3.04
	机舱含油污水	22.46	100%	22.46
	生产垃圾	0.34	100%	0.34
	生态及渔业资源补偿费	37.00	100%	37.00
合计				761(取整)

8 环境影响评价结论

8.1 环境影响评价结论

8.1.1 产业政策相符性

本项目属于国家《产业结构调整指导名录（2019 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。

8.1.2 海洋功能区划相符性

本项目是在渤中 29-4 油田南区原有平台上新建外挂井槽实施调整井工程建设，项目用海属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程用海，地理位置上属于重点开发区域，不位于限制开发区域和禁止开发区域内。工程施工期和运营期，污染物均得到有效处置。本项目跟踪监测纳入垦利 3-2 油田群现有跟踪监测计划中，运营期实行跟踪监测制度，定期海洋水质、沉积物、生物生态进行监测。同时，建设单位已编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》并进行了备案，应将本项目的溢油应急管理纳入原有溢油应急计划中，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。工程的实施有助于所在海域主导功能的发挥。综上，符合《全国海洋功能区划（2011~2020 年）》、《全国海洋主体功能规划》，工程位于《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》和《山东省海洋生态环境保护规划（2018-2020 年）》管控范围之外。

8.1.3 工程分析

（1）施工期

本项目施工期产生的污染物主要包括：钻井油层段钻屑（481.23m³），非钻井油层段钻屑（4252.71m³），钻井油层段水基钻井液（2444.43m³），非钻井油层段水基钻井液（1595.34m³），清洗废水（200m³），机舱含油污水（484m³），生活垃圾（63.36t），生活污水（14784m³）和生产垃圾（7t）。

（2）运营期

本项目运营期产生的污染物主要包括：调整井工程实施后，含油生产水最大增加量

为 2164m³/d (2039 年)。调整井工程实施后,含油生产水的最大产生量为 7346m³/d (2039 年)。含油生产水经 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA 平台水处理系统处理达标后,全部回注地层,不排海。

8.1.4 海洋环境质量现状结论

水质: 2018 年 9 月调查结果显示 pH、DO、COD、石油类、铜、砷、镉、总铬、挥发性酚和硫化物表、10m 层、底层均符合所在区域的水质标准;活性磷酸盐底层存在超标现状,无机氮、铅、锌和汞在表层和底层存在超标现象;调查海区主要的超标因子为铅、锌和汞。

沉积物: 2018 年 9 月调查结果显示:调查海区沉积物中有机碳、硫化物、铜、铅、锌、铬、汞、砷和镉等各评价因子的标准指数值均小于 1,符合一类海洋沉积物标准;石油类有 1 个站位超出第一类海洋沉积物质量标准,符合第二类海洋沉积物质量标准。

生物质量: 2018 年 9 月调查中各站位所获的生物体内各项评价因子均满足相应的标准,没有出现超标现象。

海洋生态:

(1) 叶绿素 a: 调查海域的表层叶绿素 a 变化范围为 (0.18~2.19) ug/L, 平均值为 0.86ug/L; 10 米层叶绿素 a 变化范围为 (0.55~1.67) ug/L, 平均值为 0.96ug/L; 底层叶绿素 a 变化范围为 (0.17~1.18) ug/L, 平均值为 0.56ug/L。

(2) 初级生产力: 调查海域初级生产力变化范围为 (24.58~527.01) mgC/m²·d, 平均值为 159.03mgC/m²·d。调查海域初级生产力水平受其真光层叶绿素 a 水平和海域透明度的影响,因表层叶绿素 a 浓度和透明度均低,本次调查获得较低的初级生产力。

(3) 浮游植物: 调查海域发现浮游植物 81 种,调查海区浮游植物细胞数量的变化范围在 (74.736~852.938) 个/m³ 之间,平均为 341.9 个/m³。浮游植物多样性指数和丰度指数较高,群落结构状况稳定。

(4) 大中型浮游动物: 调查海区浅水 I 型网所获浮游动物 32 种,大中型浮游动物生物量变化范围在 (61.47~2048.33) mg/m³ 之间,平均为 500.15mg/m³。大中型浮游动物生物密度变化范围为 (12.999~9333.33) 个/m³,平均值为 1535.72 个/m³。调查海域大中型浮游动物种类较少,多样性指数、均匀度和丰富度值均较低,优势度较高,表明大中型浮游动物群落结构稳定性较差。

(5) 中小型浮游动物: 调查海域浅水 II 型网所获浮游动物共有 31 种,中小型浮游动物生物量变化范围在 (295~2959.17) mg/m³ 之间,平均为 1373.54mg/m³。中小型浮游

动物生物密度变化范围为(1233.333~41194.855)个/m³,平均值为19030.48个/m³。调查海域中小型浮游动物种类较多,多样性指数较高,表明中小型浮游动物群落结构稳定性较好。

(6)底栖生物:调查海域共发现底栖生物46种,湿重生物量变化范围在(0~169.3)g/m²之间,平均为17.5g/m²;栖息密度变化范围在(0~510)个/m²之间,平均密度为69.3个/m²。调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度及丰度均较高,优势度较低,表明该海域底栖生物群落结构稳定,底质环境质量状况良好。

(7)渔业资源:2019年5月渔业资源调查结果表明,春季共采集到鱼卵仔稚鱼7种,鱼卵平均密度为0.229粒/m³;仔稚鱼的平均密度为0.099尾/m³。共捕获鱼类27种,平均渔获量为1106尾/h,12.176kg/h,鱼类的优势种为矛尾虾虎鱼、方氏云鳎、绯衙和短吻红舌鳎,幼鱼平均资源密度为7247尾/km²,成鱼平均资源密度为259.141kg/km²。共捕获头足类3种,头足类平均渔获量654尾/h,6.82kg/h,头足类成体平均资源密度为132.416kg/km²,幼体平均资源密度为5400尾/km²。共捕获甲壳类15种,虾类成体平均资源密度为300.32kg/km²,幼体为5567尾/km²,蟹类成体平均资源密度为15.52kg/km²,幼体为216尾/km²。

8.1.5 环境影响分析结论

本项目产生的环境影响是施工期产生的油层段水基钻井液、非油层段钻屑和生活污水排放对海洋环境的影响。

施工阶段,非油层段水基钻井液和非油层段钻屑排放造成浮游植物细胞损失数量约 5.50×10^9 个,浮游动物损失约30.09t;非油层段钻屑排放引起的损失底栖生物损失估算约1.1375t;非油层段水基钻井液和钻屑排海造成鱼卵损失总量约3682011粒,造成仔稚鱼损失总量约1591787尾,造成渔业资源中幼鱼损失总量约8604尾,造成渔业资源中头足类幼体损失总量约6406尾,造成渔业资源中虾类幼体损失总量约6615尾,造成渔业资源中蟹类幼体损失总量约266尾,造成渔业资源中鱼类成体损失总量约113.72kg,造成渔业资源中头足类成体损失总量约58.09kg,造成渔业资源中虾类成体损失总量约131.60kg,造成渔业资源中蟹类成体损失总量约6.96kg。生活污水的排放对附近海域水质的影响很小。

针对本项目可能对鳀、鲷、多鳞鱈及带鱼的索饵场,多鳞鱈的产卵场产生的影响,提出如下保护措施:施工作业应尽量缩短施工周期,合理选择作业时间。同时,严格控制非油层段水基钻井液和非油层段钻屑的排放速率,最大限度地减少对海洋生物的影响。

8.1.6 环境风险分析结论

本项目海上部分最主要的环境风险类型主要包括：地质性溢油事故、井喷溢油事故、船舶碰撞事故以及海上设施火灾爆炸事故等。

对于本项目溢油事故而言，环境敏感区主要为水产种质资源保护区、海洋保护区、自然保护区、渔业三场一通道等。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜将在风、潮流的作用下迁移扩散至附近环境敏感区域。因此，建设单位应予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝溢油事故的发生。同时配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使突发溢油事故得以有效控制、高效回收，方可避免溢油对敏感目标海域的危害。

针对可能发生的风险天津分公司已编制《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》并获得国家海洋主管部门的备案。该应急计划中应急组织机构清晰、溢油处置方案合理、应急设备保障全面，能够满足本项目施工期和运营期环境事故应急需求。

8.1.7 工程建设环境可行性

本项目在 BZ29-4WHPC 平台新建外挂井槽（8 个井槽，其中 4 个为单筒双井）实施调整井工程建设，共计实施 14 口调整井，包括 7 口生产井、5 口注水井和 2 口转注井，7 口生产井和 5 口注水井利用新建外挂井槽实施钻井。

本项目对海洋环境产生的影响主要是在施工期，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，生产设施不增加，生产定员不增加。施工期和运营期污染物均得到有效处理处置。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。

8.2 建议

(1) 在钻完井过程中，提高钻井液的使用率，通过延长钻井液使用寿命减少钻井液的使用量和排放量。确保所排放的非油层段钻井液和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求。

(2) 施工单位应采取有效措施，尽量缩短工期；二是要严格控制钻屑和钻井液的排放速率，非油层段钻井液选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮物增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

(3) 加强钻完井安全施工措施的落实和管理，以防止井喷等事故的发生，尽量规避环境风险。

(4) 针对回注作业可能导致地层压力异常变化，建议定期检修在线注水井配备的压力控制装置、控制阀门和报警系统，确保实时监控回注压力并做好记录，发现压力瞬时异常值立即停止注水，分析原因，防止地质性溢油事故。

(5) 加强设备及各项污染防治设施的定期检修和维护工作。

(6) 加强作业设施消防系统、探测报警设施、溢油应急处理设备等的使用和维护。

(7) 鉴于工程周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实措施防范溢油风险，加强应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

9 预审和审查意见

<p>预审意见:</p> <p>预审单位公章</p> <p>经办人(签名):</p> <p>年 月 日</p>
<p>审查意见:</p> <p>审查部门公章</p> <p>经办人(签名):</p> <p>年 月 日</p>

10 审批意见

审批意见：

经办人（签字）：审批部门公章

年月日

11 附件

附件 1：项目服务委托书

附件 2：《关于海上油气田新增调整井环保审批问题请示的复函》（海环字[2009]23 号）

附件 3：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国环海字[2013]268 号）

附件 4：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国环海字[2014]198 号）

附件 5：《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2015]65 号）

附件 6：《国家海洋局关于渤南区域天然气回收利用项目（二期）环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]21 号）

附件 7：海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

附件 8：固体废物回收处置合同

附件 9：危险废物经营许可证

附件 10：危险废物转移计划

附件 11：天然气分析报告

附件 1 项目服务委托书

附件 7

服务委托书

2020 年 5 月 15 日

委托方	渤海石油研究院	服务方	中海石油环保服务(天津)有限公司
项目名称	渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告	合同编号	CCL2020TJCOYST0083
服务期限	2020 年 5 月-2021 年 4 月	委托编号	CCL2020TJCOYST0083-W06-2020
必要性	为有序推进渤中 29-4 油田南区扩边项目的工作, 尽快完成环境影响评价报告编制和评审, 根据已签订的《渤海油田油田开发前期研究项目环境风险影响评价及相关工作委托服务协议》, 将渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告编制工作委托中海石油环保服务(天津)有限公司完成。		
对服务方人员要求	<ol style="list-style-type: none"> 1) 取得岗位证书或具有相应的工作资质。 2) 长期从事海洋环境影响评价相关工作, 对政策规划及报告编制有清楚的认识。 3) 熟悉海洋环境影响报告所采用的基本方法原理, 具有海洋或相关专业的知识和经验。 4) 具有较强的组织协调能力, 及时反馈沟通, 解决过程中遇到的各种专业技术问题。 5) 项目经理具有十年以上管理海洋环境影响评价的工作经验。 6) 项目其他人员具有三年以上编制海洋环境影响报告的工作经验。 		
质量要求	<p>一、标准规范:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 《中华人民共和国海洋环境保护法》。 2) 《中华人民共和国环境影响评价法》。 3) 《建设项目环境保护管理条例》。 4) 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》。 5) 《海洋工程环境影响评价技术导则》。 6) 其他相关的法规、标准、规范和指南; 所有标准规范以发布的最新版本为准。 <p>二、项目管理要求:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 组织机构: 提供完整的服务方人员名单、联络方式等信息便于技术沟通, 具体编制审核等工作应落实到执行人或负责人。 2) 工作流程: 服务方提交资料清单并收集有关资料, 依据双方约定的计划开展工作, 遵照标准规范完成报告编制、组织评审、成果递交、修改完善至装订备案。 3) 跟踪进展: 项目正式启动后, 服务方即以周报形式按时汇报进展情况, 根据需要提交委托方要求的阶段成果等相关文件, 如需调整须及时协商。 4) 保密责任: 未经委托方同意, 服务方不得将委托方保密信息披露给任何第三方(包括与工作无关的员工)。 <p>三、报告编制要求:</p> <p>环境影响报告语言规范准确, 确保所采用数据等资料的时效性、准确性。项目经理应跟踪落实质量控制实施情况、完成内部逐级审查, 确保环境影响报告中的工程方案与项目开发方案相符、报告各章节的关联描述前后一致、数据计算正确、分析完整全面。</p>		

服务内容（包括但不限于如下内容）：

一、油田概况

渤中 29-4 南油田位于渤海南部海域，属于垦利油田群开发体系，东距渤中 29-4 南油田 WHPC 平台 5.1km。油田范围内平均水深 20.6m。工程方案为对 BZ29-4WHPC (38° 07' 59.051 N, 119° 43' 33.516 E) 平台进行改造，采取外挂井槽开发形式。

二、工作范围

调查油田评价范围内海洋环境与渔业资源现状，分析建设项目施工期和营运期的主要污染因子种类和数量，进行数值模拟预测并评价建设项目对周围环境的影响范围和程度，阐明该项目的环境效益、经济效益和社会效益，提出相应的环境保护措施建议及生态建设方案，从环境保护角度论证该项目建设的合理性和可行性，为项目建设报批提供科学依据。

编制的《渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告》需通过生态环境部评审及委托方验收，供渤中 29-4 油田南区扩边项目开展下步工作。

三、技术要求

- 1) 根据本项目最终定稿的总体开发方案，编写环境影响报告。
- 2) 评价内容包括工程各阶段污染源分析、区域环境现状与评价、回顾性环境影响评价、环境影响预测、环境风险分析、清洁生产与总量控制、环境保护对策与生态建设方案、环境保护的经济合理性、环境可行性、环境管理与监测、环境影响评价结论与建议等。
- 3) 全面准确地识别和筛选出环境保护目标和环境敏感目标，分析建设项目施工、运营、废弃等各阶段和环境事故状态下的环境问题，分析、筛选出主要环境因子及评价重点，给出合理可行的建议。
- 4) 根据环境现状调查预测分析结果，依照环境质量要求，阐明建设项目选址、规模和布局的环境可行性分析，给出环境保护的具体措施和建议；阐明环境管理、环境监测计划和生态建设方案。
- 5) 环境影响报告应满足与本项目环境风险预评价、通航安全影响论证、路由调查等报告终版中的关联内容相一致。

四、成果验收与提交

- 1) 研究成果为《渤中 29-4 油田南区扩边项目环境影响报告》，内部专家审查会通过后将组织专家进行外审，并取得国家主管部门批复。
- 2) 成果文件需提供书面报告 10 份（盖章纸版）、光盘 12 份（含 Word 及 PDF 版报告）、服务方内部各级审核证明 1 份（签字盖章纸版）以存档。
- 3) 委托方拥有成果的所有权，在任何情况下，未经委托方授权，项目的任何信息、不能以任何方式在项目外使用。

编写人：

项目负责人：

专业总师：

附件 2 《关于海上油气田新增调整井环保审批问题请示的复函》(海环字[2009]23 号)

国家海洋局

海环字〔2009〕23 号

关于海上油气田新增调整井环保 审批问题请示的复函

中海石油(中国)有限公司:

你公司“关于海上油气田新增调整井环保审批问题的请示(中海油健[2009]330)”收悉,经研究,现函复如下:

你公司拟通过在已建平台上新增加密调整井方式提高油田采收率,鉴于这种生产性调整工程项目具有工期短、工艺简单,生产期间不增加污染物排放,对海事、渔业及海洋环境新增影响较小,故原则同意你公司根据《海洋环境保护法》及其配套法规的有关规定和《海洋工程环境影响评价技术导则》等有关技术标准的要求,编制环境影响报告表并报我局核准。



二〇〇九年十一月五日

部委[2009]第78号 001



健康安全环保部(印) 11-10

附件 3:《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》(国环海字[2013]268 号)

国家海洋局

国海环字〔2013〕268 号

国家海洋局关于垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复

中海石油(中国)有限公司:

你公司《关于再次呈报垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书(报批稿)的报告》(中海油健〔2013〕108 号)及《垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书(2013 年 3 月)》(以下简称“报告书”)收悉。经研究,现提出核准意见批复如下:

一、本工程包括海上工程和陆上工程两部分。海上工程包括垦利 3—2、渤中 35—2、渤中 29—4、渤中 34—6 和渤中 34—7 五个油田的开发及配套工程,拟新建 2 座中心平台(分别为 KL3—2CEPA 和 BZ35—2CEPA)、5 座井口平台(分别为 KL3—2WHPA、BZ35—2WHPA、BZ35—2WHPB、BZ29—4WHPC 和 BZ34—6/7);新钻 66 口井(其中采油井 41 口,采气井 1 口、注水井 20 口,水源井 4 口),预留 34 个井槽(其中 4 个井槽为单筒双井,共可钻 38 口井);新铺设 8 条海底管道,总长约 127 公里,新铺设 4 条海底电缆,总长约 52 公里。陆上工程包括新建 1 座东营终端,铺设 1 条自管道登陆点至东营终端长约 15.8 公里的进站输油管

道，1 条自东营终端至中海油东营港项目物流园区一期工程的长约 2 公里的出站输油管道。

工程运营期间，原油输往东营终端，处理合格的含油生产水全部回注到垦利 3—2、渤中 35—2、渤中 29—4 南区 3 个注水开发油田。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要求，在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该工程的环境影响报告书，请按照报告书中所列的建设地点、性质、规模、环境保护对策措施及下述要求进行工程建设。

二、污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准，严格控制污染物的排放总量和排放浓度。

(一)海上工程：含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆可排海。正常工况下，含油生产水经处理达标后全部回注地层；非正常工况下，含油生产水经处理达标后可排海，但年最大排海天数不得超过 15 天，KL3—2CEPA 平台排海量不得超过 $4121\text{m}^3/\text{d}$ ，排污混合区范围为以排放口为中心 700m 半径以内海域；BZ35—2CEPA 平台排海量不得超过 $10578\text{m}^3/\text{d}$ ，排污混合区范围为以排放口为中心 1700m 半径以内海域。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理。生活污水经处

理达标后方可排海，生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。

(二) 陆上工程：生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；生产垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量不得超过有关主管部门的总量控制指标。

三、认真落实报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议，最大限度减轻对海洋环境的影响，并特别注意以下问题：

(一) 严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引发的溢油事故。

(二) 加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。

(三) 严格落实风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。

(四)海上施工作业应避开主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期,以减轻对渔业资源的影响,并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。

(五)陆上工程施工区四周应采用简易围屏、洒水、遮盖等措施,缩小扬尘扩散范围。施工机械等优先选用低噪声设备,对高噪声的设备采用隔声、消声和减震等措施降低噪声。

四、加强施工期的环境监控管理,落实报告书中的监测计划,并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度,环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

五、国家海洋局北海分局具体负责工程施工和运营期间环境保护的监督管理。请你公司在开工建设之日 30 个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局北海分局。



(此件依申请公开)

抄送: 国家能源局, 交通部海事局, 农业部渔业局, 全军环办, 局海域司、中国海监总队、北海分局、海洋咨询中心。

附件 4:《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国环海字[2014]198 号)

国家海洋局

国海环字〔2014〕198 号

国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程 环境保护设施“三同时”检查的批复

中海石油(中国)有限公司:

你公司《关于申请对垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施进行“三同时”检查的函》(中海油函〔2014〕6 号)收悉。经研究,函复如下:

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海上油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定,我局对垦利 3-2 油田群开发工程的生产水处理系统、生活污水处理系统和开/闭排系统等环保设施的配备,以及东营终端的环保设施等进行了现场检查。经检查,该工程的环境保护设施已按照经批准的环境影响报告书的要求配备到位,准予投入试运行。

二、加强试运行期间的环境保护管理,认真落实各项环境保护措施,并特别注意以下问题:

(一)加强对海底管道特别是登陆段的定期巡检,防止海底管道因外力破坏或腐蚀等原因造成的油气泄漏;重点防范由于回注作业可能导致的地层压力异常而造成地质性溢油风险,从源头杜

绝溢油事故的发生；

(二)认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置；

(三)加强作业人员环保意识教育，树立风险防范意识，严格执行环境保护制度，将环境报告责任细化到人、落实到位。

三、请你公司按照上述要求认真组织落实并详细记录落实情况。我局北海分局将定期对油田试运行期间的环境保护工作及我局有关环境保护要求落实情况组织检查，并将检查结果作为环境保护设施竣工验收的考核内容。



(此件依申请公开)

抄送：海警指挥中心、北海分局。

附件 5:《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2015]65 号)

国家海洋局

国海环字〔2015〕65 号

国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程 环境保护设施竣工验收的批复

中海石油(中国)有限公司:

你公司《关于申请对垦利 3-2 油田群开发工程进行环境保护设施竣工验收的函》(中海油函〔2014〕18 号)收悉。经研究,批复如下:

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定,我局对垦利 3-2 油田群开发工程的环保设施进行了现场检查,并召开了竣工验收会议。经研究,同意该工程海上工程和陆上工程投入试运行的环境保护设施通过竣工验收,准予正式投入生产运营。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定,加强环境保护管理,落实各项环境保护措施,并特别注意以下问题:

(一)定期对溢油风险源进行隐患排查与评估,从源头杜绝溢油事故的发生;加强管道及登陆点巡检,防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。

(二)落实环境影响报告书中的监测计划,加强环保设施管

部委[2015]第19号 001



健康安全环保部(FB) 00 00

理和维护，确保海上平台生产水处理合格后回注，生活污水处理达标后排海；陆地终端处理厂生活污水处理达标后排入市政管网。

(三)认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、陆上工程的生产水处理系统不纳入本次竣工验收范围，待其投入试运行后，请你公司单独提出竣工验收申请。

四、国家海洋局北海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对北海分局的监督检查工作予以配合。



(此件依申请公开)

抄送：海警指挥中心、北海分局。

附件 6:《国家海洋局关于渤南区域天然气回收利用项目（二期）环境影响报告表的批复》（国海环字[2017]21 号）

国家海洋局

国海环字〔2017〕121 号

国家海洋局关于渤南区域天然气回收利用项目（二期）环境影响报告表的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于报送〈渤南区域天然气回收利用项目（二期）环境影响报告表〉的报告》（中海油安〔2016〕324 号）收悉。经研究，批复如下：

一、经审查，在落实报告表提出的各项环境保护措施后，该工程可以满足国家海洋环境保护相关法律法规和标准的要求，同意批准该环境影响报告表。

二、工程施工和运营期间，应严格落实报告表中的污染防治、生态保护和风险防范措施，并重点做好以下工作：

（一）污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；生活污水应处理达标后方可排海。

（二）管道开挖铺设应采用先进的施工工艺和方法，合理安排施工顺序和进度，减少悬浮泥沙的产生；切实落实生态保护措

部委[2017]第27号 001



健康安全环保部(印) 03-13

施,管道铺设应避免工程所在海域主要经济鱼类产卵盛期(6月),最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

(三)定期对海底管道进行检测与维护,及时发现并消除事故隐患;加强海底管道巡检工作,并采取必要的管道防护措施,避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害;防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。

(四)加强应急作业管理,制定环境风险事故应急预案,配备相应的应急设备。发生事故时,应当立即启动应急计划,采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是对敏感目标的影响,并按照规定立即报告国家海洋局北海分局,并通报渔业、海事、军队等有关部门。

三、国家海洋局北海分局负责工程施工和运营期间环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起 30 个工作日内将经批准的报告表送国家海洋局北海分局。



(此件依申请公开)

抄送:海警指挥中心、海域司、北海分局、信息中心、咨询中心。

附件 7：海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

报备单位名称	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
报备单位地址	天津市滨海新区 海川路 2121 号渤 海石油管理局 大厦 A 座 2509	邮政编码	300459
联系电话	022-66500169	传真	022-66501469
电子邮箱	quzhi2@cnooc.com.cn		
备案单位经办人	张中杰	联系电话	0532-58750133

你单位提交的《垦利 3-2 油田群溢油应急计划》、《垦利 10-1 油田群溢油应急计划》、《渤南油（气）田群溢油应急计划》经形式审查符合要求，予以备案。



附件 8：固体废物回收处置合同

唐
5/6

龙口基地危险废弃物回收处置服务合同

(合同编号： CCL2017TJDYYST0431)

(SAP 号： 200562120)

甲方：中海石油（中国）有限公司天津分公司

乙方：蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司

签订地点：天津塘沽

签订时间：2017 年 6 月

第二部分 专用合同条款

第一条 付款

- 1.1 付款方式：银行电汇。
- 1.2 付款进度
乙方每季度凭甲方代表书面确认的实际处理量按合同费率向甲方结算一次。
- 1.3 发票及邮寄：乙方应当按照付款进度向甲方开具符合中国法律法规要求的发票并提交支持文件。发票应注明合同编号且抬头应为：中海石油（中国）有限公司天津分公司，涉及增值税业务，请开具增值税专用发票。乙方应随附相应表格、经甲方职能部门签字确认的完工报告并出具由 SAP 系统确认的审批单后由甲方财务部门支付。寄送方式：
地址：中国天津市滨海新区海川路 2121 号渤海石油管理局 A 座 23 楼
邮编：300459 发票管理人：财务管理部秘书 电话：(022)66500089
如乙方逾期 60 日未向甲方提供上述发票及相关支持文件，应视为乙方放弃对相应服务费的付款请求权。
- 增值税专用发票信息：开户名称：中海石油（中国）有限公司天津分公司、国税纳税人识别号：120 1187 1824 9438、银行账号：0200235229002600664、开户行名称：工行北京电信大楼支行。
- 1.4 账户
乙方应通过如下账户收取合同价款及其它款项，并通过该账户向甲方支付与合同有关的任何款项：
乙方名称：蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司
账 号： 37001666170050149476
开户行名称： 建行蓬莱支行

第二条 开始日和工作期限

- 2.1 乙方应于开始日开始工作。甲方应在本合同生效后十五（15）日内以书面方式向乙方发出通知，明确开始日。如甲方未在规定时间内指定开始日，工作期限相应延长。
- 2.2 除非双方根据本合同规定另行调整，本合同执行期自 2017 年 01 月 01 日起至 2017 年 12 月 31 日止。合同期满，若双方对合同条款及价格无异议，合同服务期自动延长一年，最长延至 2021 年 12 月 31 日止。合同有效期内若甲乙双方对合同条款或合同价格有异议，双方达成一致意见后另行签订补充协议。
- 2.3 乙方《危险废物经营许可证》有效期至 2017 年 5 月 10 日，目前当地环保部门已受理乙

半

王 强 孙 川

第六条 合同生效

- 6.1 本合同在双方法定代表人或授权代表签字并盖章后生效。
- 6.2 本合同至双方在本合同项下的全部义务履行完毕后失效。

甲方：中海石油（中国）有限公司
天津分公司

乙方：蓬莱荣钻采环保服务有限公司



法定代表人或授权代表签字：

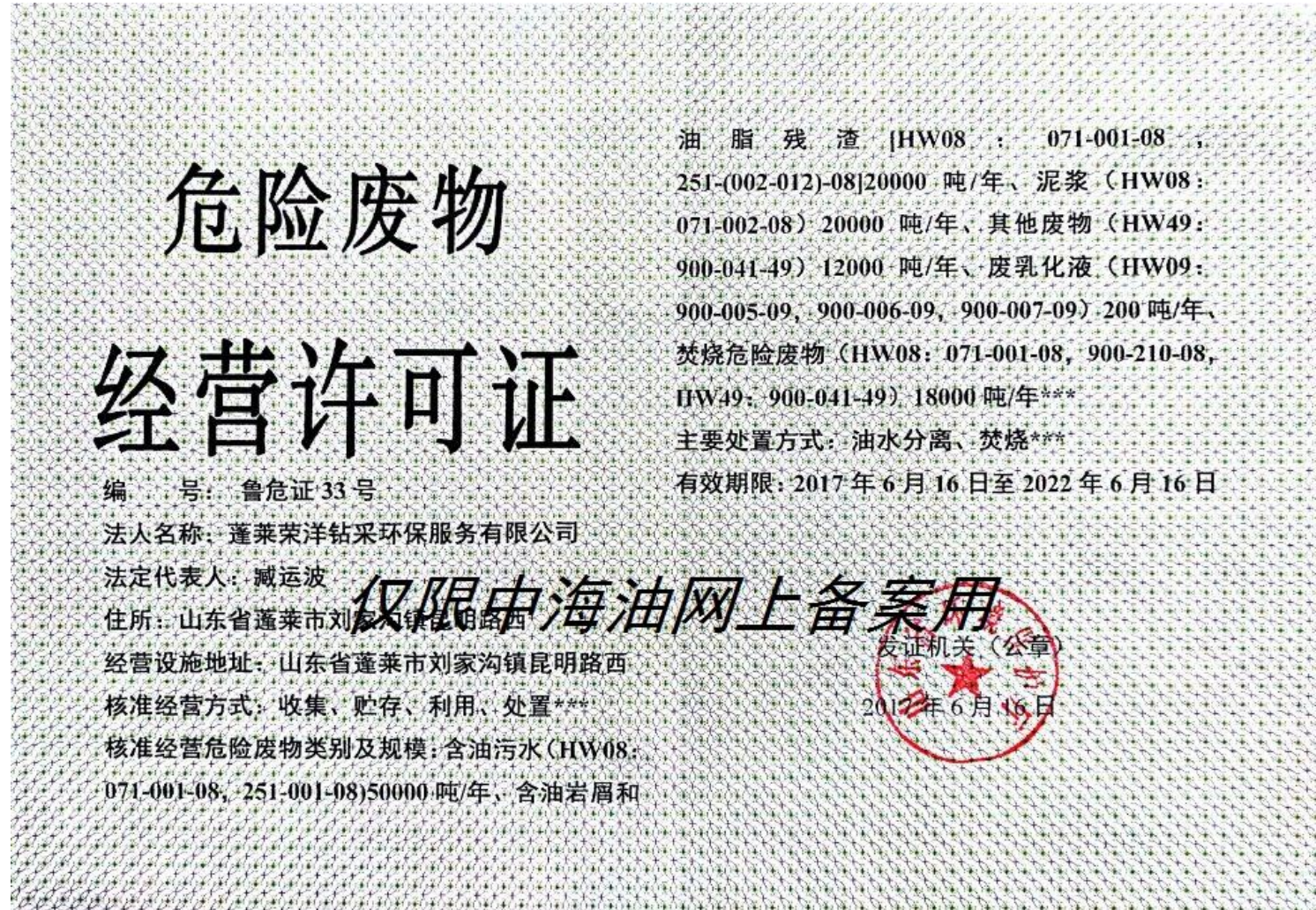
法定代表人或授权代表签字：

半

2

张运波

附件 9：危险废物经营许可证



附件 10：危险废物转移计划

危险废物烟台市辖区内转移计划-2018

危险废物产生单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司渤南作业公司 (盖章)

业务联系人：王津川 联系电话：022-66501401

企业地址：天津市滨海新区海川路 2121 号渤海石油管理局 A 座 1604

移出地县级环保部门意见：
该企业今年危废管理计划已备案。
企业按管理计划制定了转移计划，并与有资质单位签订了危废处置合同。
我局同意转移。
(盖章) 年 月 日

计划转移废物名称	废物代码 (8 位)	形态	危险特性	数量 (吨)	申请联单份数	委托处置/利用方式	接收单位信息
含油污水	851-001-08	液态	毒性 T	4000	200	油水分离、废水处理、焚烧	此栏至少应写明： 1. 接收单位名称：蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司 2. 危废经营许可证有效期：2017 年 6 月 16 日至 2022 年 6 月 22 日 3. 业务联系人及联系方式：李显龙 - 18663837596 4. 委托运输单位名称：蓬莱市汽车运输总公司
油泥/油脚	071-001-08	固液混合	毒性 T	3000	150	油水分离、废水处理、焚烧	
有害垃圾	900-041-49	固态	毒性 T	1500	75	清洗、分选、焚烧	
废旧包装桶	900-041-49	固态	毒性 T	50	3	清洗、分选	
总计	—	—	—	—	—	—	

产废单位危险废物年度管理计划备案时间：2017 年 12 月 29 日
产废单位环境应急预案备案时间：
危废处置/利用合同有效期：2017 年 1 月 1 日至 2021 年 12 月 31 日

市环保局意见：
同意你单位转移计划，转移联单编号见背面附表。提出以下要求，请遵照执行：
一、联单编号当年有效。合同到期后未及时提供新合同的，未使用联单自动作废。
二、实际转移数量超出本计划 20% 的，超出部分须报送新的转移计划，现有未使用联单自动作废。
三、增加危废种类的，须报送新的转移计划，不得使用所提供的同类别联单。
四、每次转移后要按相关法律法规要求及时将联单送至所在地市区环保局。
五、要采取有效措施防止转移过程中危险废物倾洒、泄露、扬散；对有异味的废物，必须做好异味防控。
(盖章) 2018 年 2 月 6 日

说明：1. 向市局提交转移计划时同时提交：危废处置合同原件、危废年度管理计划备案证明复印件、环境应急预案备案证明复印件各 1 份。
2. 产废单位属于市属企业的，直接到市固管中心办理。
3. 转移计划批准后，移出单位、接收单位、运输单位、移出地及接收地市区环保局、市环保局各保存一份（请根据自身情况准备 5 6 份）。
4. 转移计划批准后，产废单位负责向移出地市区环保局报送；其他由市局转发给危废经营单位，由经营单位负责报送。

附件 11：天然气分析报告



中海油实验中心渤海实验中心

检测报告

报告编号： BH12120170117035

检测项目	天然气组分分析
委托单位	渤南作业公司
检测类型	委托
发出日期	2017-3-22

中海油实验中心渤海实验中心

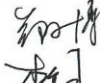

检测报告

第 1 页 共 5 页

检测情况概要

检测样品名称	天然气	委托单位	渤南作业公司
检测批号	20170117	取样单位	/
检测类型	委托	取样人	/
检测内容	天然气组分分析	送样人	杨友国
取样数量	4	接样时间	2017-3-14
取样基数	/	完成日期	2017-3-13
地区	/	取样时间	2017-3-2
井段(m)	/	检测环境	/
检测依据	《天然气的组成分析气相色谱法》 GB/T 13610—2014		
主检仪器设备名称及编号	Agilent 6890N 气相色谱仪 (US10511021)		

其它情况	调度描述:
	检测人员描述:
备注	委托方未提供打“/”栏的有关信息或检测项目对此项无明确要求。

报告编写人: 
 报告审核人: 

报告签发人: 
 签发日期: 2017年3月22日 盖章

中海油实验中心渤海实验中心

检测报告

第2页 共5页

天然气分析报告

REPORT ON NATURAL GAS ANALYSIS

井号 /	样品编号	201701170004
Well:	Sample No:	
井段 /	取样位置	BZ35-2CEPA燃气缓冲
Interval: (m)	Sample From:	
层位 /	取样日期	2017-3-2
Horizon	Date Sampled:	
	分析日期	2017-3-13
	Date Analysed:	

分析项目 Analytical items	无空气计体积百分比 Air-free %Vol	
1. 二氧化碳 CO ₂		0.96
2. 氮 N ₂		0.36
3. 甲烷 CH ₄		88.61
4. 乙烷 C ₂ H ₆		4.37
5. 丙烷 C ₃ H ₈		3.34
6. 异丁烷 i-C ₄ H ₁₀		0.45
7. 正丁烷 n-C ₄ H ₁₀		1.25
8. 异戊烷 i-C ₅ H ₁₂		0.26
9. 正戊烷 n-C ₅ H ₁₂		0.26
10. 己烷 C ₆ H ₁₄		0.16
11. 庚烷 C ₇ H ₁₆		/
12. 辛烷 C ₈ H ₁₈		/
总计 Total		100.0
非认证项目	硫化氢 (mg/m ³) H ₂ S	/
	密度 (空气为1) Density	0.6574
	相对分子量	19.0414
	热值 (Btu/ft ³)	1030.5399
备注(Note): /		
报告说明	1. 本结果采用气相色谱法测得 The results are determined by gas chromatography 2. 天然气比重计算而得 The Density of natural gas is obtained by Calculation 3. 取样条件 Sampling condition	

分析人
Analyst:

审核人
Examined by:

中海油实验中心渤海实验中心

检测报告

第3页 共5页

天然气分析报告

REPORT ON NATURAL GAS ANALYSIS

井号 /	样品编号	201701170005
Well:	Sample No:	
井段 /	取样位置	BZ35-2CEPA至BZ28-2
Interval: (m)	Sample From:	
层位 /	取样日期	2017-3-2
Horizon	Date Sampled:	
	分析日期	2017-3-13
	Date Analysed:	

分析项目 Analytical items	无空气计体积百分比 Air-free %Vol	
		%Vol
1. 二氧化碳 CO ₂		2.10
2. 氮 N ₂		0.51
3. 甲烷 CH ₄		81.64
4. 乙烷 C ₂ H ₆		6.35
5. 丙烷 C ₃ H ₈		6.32
6. 异丁烷 i-C ₄ H ₁₀		0.76
7. 正丁烷 n-C ₄ H ₁₀		1.82
8. 异戊烷 i-C ₅ H ₁₂		0.25
9. 正戊烷 n-C ₅ H ₁₂		0.21
10. 己烷 C ₆ H ₁₄		0.05
11. 庚烷 C ₇ H ₁₆		/
12. 辛烷 C ₈ H ₁₈		/
总计 Total		100.0
非认证项目	硫化氢 (mg/m ³) H ₂ S	/
	密度 (空气为1) Density	0.7160
	相对分子量	20.7387
	热值 (Btu/ft ³)	1087.8154
备注(Note): /		
报告说明	1. 本结果采用气相色谱法测得 The results are determined by gas chromatography 2. 天然气比重计算而得 The Density of natural gas is obtained by Calculation 3. 取样条件 Sampling condition	

分析人
Analyst:

[Signature]

审核人
Examined by:

[Signature]

中海油实验中心渤海实验中心

检测报告

第4页 共5页

天然气分析报告

REPORT ON NATURAL GAS ANALYSIS

井号	BZ29-4-C19	样品编号	201701170006
Well:		Sample No:	
井段	/	取样位置	/
Interval: (m)		Sample From:	
层位	/	取样日期	2017-3-1
Horizon		Date Sampled:	
		分析日期	2017-3-13
		Date Analysed:	

分析项目 Analytical items	无空气计体积百分比 Air-free %Vol	
1. 二氧化碳 CO ₂		0.09
2. 氮 N ₂		0.19
3. 甲烷 CH ₄		99.53
4. 乙烷 C ₂ H ₆		0.19
5. 丙烷 C ₃ H ₈		0.01
6. 异丁烷 i-C ₄ H ₁₀		0.00
7. 正丁烷 n-C ₄ H ₁₀		0.00
8. 异戊烷 i-C ₅ H ₁₂		0.00
9. 正戊烷 n-C ₅ H ₁₂		0.00
10. 己烷 C ₆ H ₁₄		0.00
11. 庚烷 C ₇ H ₁₆		/
12. 辛烷 C ₈ H ₁₈		/
总计 Total		100.0
非认证项目	硫化氢 (mg/m ³) H ₂ S	/
	密度 (空气为1) Density	0.5565
	相对分子量	16.1190
	热值 (Btu/ft ³)	908.0843
备注(Note): /		
报告说明	1. 本结果采用气相色谱法测得 The results are determined by gas chromatography 2. 天然气比重计算而得 The Density of natural gas is obtained by Calculation 3. 取样条件 Sampling condition	

分析人 *[Signature]*
Analyst:

审核人 *[Signature]*
Examined by:

中海油实验中心渤海实验中心

检测报告

第5页 共5页

天然气分析报告

REPORT ON NATURAL GAS ANALYSIS

井号	BZ29-4-C21	样品编号	201701170007
Well:		Sample No:	
井段	/	取样位置	/
Interval:(m)		Sample From:	
层位	/	取样日期	2017-3-1
Horizon		Date Sampled:	
		分析日期	2017-3-13
		Date Analysed:	

分析项目 Analytical items	无空气计体积百分比 Air-free %Vol	
1. 二氧化碳 CO ₂		0.60
2. 氮 N ₂		0.29
3. 甲烷 CH ₄		98.11
4. 乙烷 C ₂ H ₆		0.89
5. 丙烷 C ₃ H ₈		0.10
6. 异丁烷 i-C ₄ H ₁₀		0.01
7. 正丁烷 n-C ₄ H ₁₀		0.01
8. 异戊烷 i-C ₅ H ₁₂		0.00
9. 正戊烷 n-C ₅ H ₁₂		0.00
10. 己烷 C ₆ H ₁₄		0.00
11. 庚烷 C ₇ H ₁₆		/
12. 辛烷 C ₈ H ₁₈		/
总计 Total		100.0
非认证项目	硫化氢(mg/m ³) H ₂ S	/
	密度(空气为1) Density	0.5665
	相对分子量	16.4086
	热值(Btu/ft ³)	909.2041
备注(Note): /		
报告说明	1. 本结果采用气相色谱法测得 The results are determined by gas chromatography 2. 天然气比重计算而得 The Density of natural gas is obtained by Calculation 3. 取样条件 Sampling condition	

分析人: 
Analyst:

审核人: 
Examined by: