

清河采油厂八面河油田羊 3-6-斜 28 井区
产能建设工程
环境影响报告表

建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂

环评单位：中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司

编制时间：2020 年 11 月

打印编号: 1602558028000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	k7nx11		
建设项目名称	清河采油厂八面河油田羊3-6-斜28井区产能建设工程		
建设项目类别	42_132石油、页岩油开采		
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)	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂		
统一社会信用代码	913707838656910821		
法定代表人 (签章)	王涛溪		
主要负责人 (签字)	王涛溪		
直接负责的主管人员 (签字)	李林志		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司		
统一社会信用代码	91330000142920718C		
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
吴开帅	2014035330352013332704000120	BH002467	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
吴开帅	工程概况和分析、污染和非污染要素分析、环境影响预测分析与评价、环境保护对策措施、环境影响评价结论	BH002467	
张亚力	环境影响预测分析与评价、环境保护对策措施	BH002475	
吴天或	海洋油气开发工程基本情况、环境现状分析、环境敏感区(点)和环境保护目标分析	BH002482	

目 录

1	海洋油气开发工程基本情况.....	1
1.1	主要编制依据.....	1
1.2	执行标准.....	4
1.3	建设项目基本情况.....	14
2	工程概况和分析.....	15
2.1	工程概况.....	15
2.2	工程分析.....	65
3	污染与非污染要素分析.....	76
3.1	施工期污染与非污染损害要素分析.....	76
3.2	运营期污染与非污染损害要素分析.....	76
3.3	环境影响因子的筛选与判别.....	76
4	环境现状分析.....	78
4.1	自然环境.....	78
4.2	水文动力环境现状调查与评价.....	86
4.3	地形地貌与冲淤环境现状调查与评价.....	103
4.4	海洋环境质量现状.....	108
4.5	渔业资源现状调查与评价.....	128
4.6	地表水环境质量现状调查.....	131
4.7	地下水环境质量调查现状.....	135
4.8	环境空气质量现状调查.....	141
4.9	土壤环境质量现状调查.....	144
5	环境敏感区（点）和环境保护目标分析.....	151
5.1	海洋环境功能区划及相关规划符合性分析.....	151
5.2	环境敏感目标.....	165

6	环境影响预测分析与评价	176
6.1	水文动力环境影响预测与分析.....	176
6.2	地形地貌与冲淤环境预测与评价.....	177
6.3	水环境影响预测与评价.....	177
6.4	海洋沉积物环境影响分析.....	178
6.5	海洋生态环境影响预测与评价.....	178
6.6	主要环境敏感目标影响预测与评价.....	178
6.7	地下水环境影响预测与评价.....	178
6.8	大气环境影响预测与评价.....	190
6.9	噪声环境影响预测与评价.....	192
6.10	固体废物影响分析.....	194
6.11	土壤环境影响分析.....	195
6.12	环境风险分析与评价.....	195
7	环境保护对策措施	- 224 -
7.1	施工期污染防治措施.....	- 224 -
7.2	运营期污染防治措施.....	- 225 -
7.3	海洋生态保护与修复.....	- 228 -
7.4	清洁生产和总量控制.....	- 229 -
7.5	事故防范措施和应急预案.....	234
7.6	海洋生态建设方案.....	245
7.7	环保投资.....	248
8	环境影响评价结论	249
8.1	工程概况.....	249
8.2	工程分析.....	249
8.3	规划相符性.....	249
8.4	产业政策相符性.....	249
8.5	选址可行性.....	249

8.6	环境质量现状.....	249
8.7	环境影响分析结论.....	251
8.8	环境风险分析结论.....	252
8.9	地质性溢油风险分析及评估结论.....	253
8.10	环境保护措施.....	253
8.11	环境影响评价结论.....	254
9	预审和审查意见.....	255
10	审批意见.....	256

1 海洋油气开发工程基本情况

八面河油田位于山东省广饶市境内，羊 3-6-斜 28 井区位于八面河油田的东北方向，小清河与支脉沟入海口之间，为滩海泥坪。本工程在八面河油田滩海区块现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增各类井 31 口，其中油井 25 口，水井 6 口，以及各类辅助生产设施，最大年产量 2.012 万 t。

根据《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，建设单位中国石化胜利油田分公司清河采油厂委托中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司进行清河采油厂八面河油田羊 3-6-斜 28 井区产能建设工程的环境影响评价，编制环境影响报告表。

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。主要包括但不限于下列情形：

c) 已进行生产的海洋油气开发工程，由于稳定、地层预测发生变化等原因，需要进行调整；

d) 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水日排放量未超过 5000m³ 的；可编制海洋油气开发工程环境影响报告表。

本工程在八面河油田原有井台上新钻生产井和回注井，生产水经处理达标后全部回注地层不外排；本工程符合上述情形，因此，可编制环境影响报告表。

1.1 主要编制依据

1.1.1 法律、法规与政策

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》，2000 年 4 月 1 日，2016 年修订；
- (3) 《中华人民共和国海域使用管理法》，2002 年 1 月 1 日；
- (4) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日修订；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 27 日修订；

- (6) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日修订；
- (7) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018年12月29日修订；
- (8) 《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；
- (9) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2018年8月31日审议通过，2019年1月1日起施行；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2003年1月1日，2016年修订；
- (11) 《中华人民共和国渔业法》，1986年7月1日，2013年修订；
- (12) 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》，1985年4月；
- (13) 《中华人民共和国防治陆源污染物污染损害海洋环境管理条例》，1990年8月；
- (14) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第682号，2017年修订；
- (15) 《防治海洋工程建设工程污染损害海洋环境管理条例》，国务院第475号，2006年11月1日起施行，2018年3月19日二次修订；
- (16) 《防治船舶污染海洋环境管理条例》，国务院令第561号，2010年3月1日，2017年修订；
- (17) 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》，交海发[2007]165号，2007年5月1日；
- (18) 《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年12月29日，2016年修正；
- (19) 《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》，国家海洋局，1990年9月20日，2016年1月5日修正；
- (20) 《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3日；
- (21) 《海洋石油平台弃置管理暂行办法》，国海发[2002]21号，2002年6月24日；
- (22) 《国家突发公共事件总体应急预案》，国务院，2006年1月8日；
- (23) 《近岸海域环境功能区管理办法》，国家环保总局，[1999]8号；
- (24) 《国务院关于进一步加强对海洋管理工作若干问题的通知》，国发[2004]24号；
- (25) 《关于进一步加强海洋石油勘探开发环境保护工作意见》，国海环字[2006]426号；
- (26) 《关于规范区域建设用海规划环境影响评价工作的意见》，国海发[2011]45号；
- (27) 《关于加强区域建设用海管理工作的若干意见》，国海发[2006]14号；
- (28) 《海洋工程环境影响评价管理规定》，2008年7月1日，2017年修订；

(29) 《海洋自然保护区管理办法》，国家海洋局，1995年5月29日；

(30) 关于国际海事组织《73/78 防污公约》1995年修正案(附则 V)生效的通知，交通部，1997年7月1日；

(31) 《水生生物增殖放流管理规定》，农业部令 20 号，2009年5月1日；

(32) 《全国海洋功能区划(2011-2020年)》，国务院，2012年3月3日；

(33) 《海洋特别保护区管理办法》，国家海洋局，2010年8月；

(34) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令第4号），自2019年1月1日起施行；

(35) 《山东省环境保护条例》，2018年11月30日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议修订；

(36) 《山东省大气污染防治条例》，2018年11月30日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议修订；

(37) 《山东省海洋环境保护条例》，2018年11月30日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议修订；

(38) 《山东省水污染防治条例》，2018年9月21日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第五次会议通过；

(39) 《山东省海洋功能区划(2011-2020年)》，2012年10月；

(40) 《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013~2020年）》，2013年12月。

1.1.2 规程、规范、导则

(1) 《海洋工程环境影响评价技术导则》，GB/T19485-2014；

(2) 《环境影响评价技术导则 总纲》，HJ2.1-2016；

(3) 《环境影响评价技术导则 大气环境》，HJ2.2-2018；

(4) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》，HJ2.3-2018；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》，HJ610-2016；

(6) 《环境影响评价技术导则 声环境》，HJ2.4-2009；

(7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》HJ19-2011；

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

(9) 《建设工程环境风险评价技术导则》，HJ169-2018；

- (10) 《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》，国家海洋局，2014 年；
- (11) 《建设工程对海洋生物资源影响评价技术规程》，SC/T9110-2007；
- (12) 《建设工程海洋环境影响跟踪监测技术规程》，国家海洋局，2002 年；
- (13) 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》，海洋出版社，1986 年；

1.1.3 工程技术报告及相关文件

- (1) 《八面河油田羊 3-6-斜 28 井区产能建设方案》，清河采油厂，2018 年 10 月；
- (2) 《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书》，浙江省环境科技有限公司，2020 年 9 月；
- (3) 《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告》，鲁东大学，2019 年 1 月；
- (4) 《清河采油厂 2015—2019 年东营区域滚动开发建设项目环境影响报告书》，胜利油田森诺胜利工程有限公司，2019 年 11 月；
- (5) 《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂寿光区域现有工程及 2018-2019 年滚动开发建设项目环境影响报告书》，胜利油田森诺胜利工程有限公司，2019 年 7 月。

1.2 执行标准

1.2.1 环境质量标准

(1) 海水水质

根据《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》，本工程位于东营广饶海洋保护区（A6-7）。东营广饶海洋保护区要求，海水水质不劣于《海水水质标准》（GB3097-1997）二类标准。根据《山东省近岸海域环境功能区划》（2016~2020 年），本工程所处位置位于山东东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区（SD029AII），海水水质执行于《海水水质标准》（GB3097-1997）二类标准。同时本项目位于水产种质资源保护区核心区，对应《辽东湾渤海莱州湾国家级水产种质资源保护区功能规划》，本着取严标准的原则，本项目位于种质资源保护区核心区，执行《海水水质标准》（GB3097-1997）一类标准。综合不同功能区考虑，工程区海水水质执行《海水水质标准》（GB3097-1997）一类标准。

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，综合考虑不同功能区要求，调查范围各站位分别执行《海水水质标准》（GB3097-1997）一类标准~四类标准。

调查站位所处功能区划及水质目标对照表

表 1.2-1

序号	调查站位	海洋功能区划		近岸海域环境功能区划		评价执行标准
		名称及代码	水质目标	名称及代码	水质目标	
1	Q3	黄河三角洲海洋保护区 A6-5	一类	山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区 SD023A I	一类	一类
2	Q2、Q6、Q7、Q9、Q13~Q18	莱州湾农渔业区 A1-4	二类	莱州湾盐业养殖区 SD024B II	二类	一类*
3	Q1、Q4	东营滨海工业与城镇用海区 A3-6	三类	东营滨海工业与城镇建设区 SD025C III	三类	三类
4	Q8	广利港港口航运区 A2-3	四类	广利港口航运区 SD028D IV	四类	四类
5	Q19、Q20	潍坊港口航运区 A2-5	四类	潍坊港口航运区 SD038D IV	四类	四类
6	Q5、Q10~Q12	东营莱州湾海洋特别保护区 A6-6	二类	山东东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区 SD026A II	二类	二类

注：Q2、Q6、Q7、Q9、Q13~Q18 所在功能区与水产种质资源保护区重叠，按一类评价

海水水质标准(摘录)

表 1.2-2

单位：mg/L

序号	项目	第一类	第二类	第三类	第四类
1	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	
2	DO>	6	5	4	3
3	COD≤	2	3	4	5
4	PO ₄ -P≤	0.015	0.030		0.045
5	IN≤	0.20	0.30	0.40	0.50
6	Oil≤	0.05		0.30	0.50
7	Cu≤	0.005	0.010	0.050	
8	Pb≤	0.001	0.005	0.010	0.050
9	Zn≤	0.020	0.050	0.10	0.50
10	Cd≤	0.001	0.005	0.010	
11	Cr≤	0.05	0.10	0.20	0.50
12	Hg≤	0.00005	0.0002		0.0005
13	As≤	0.020	0.030	0.050	

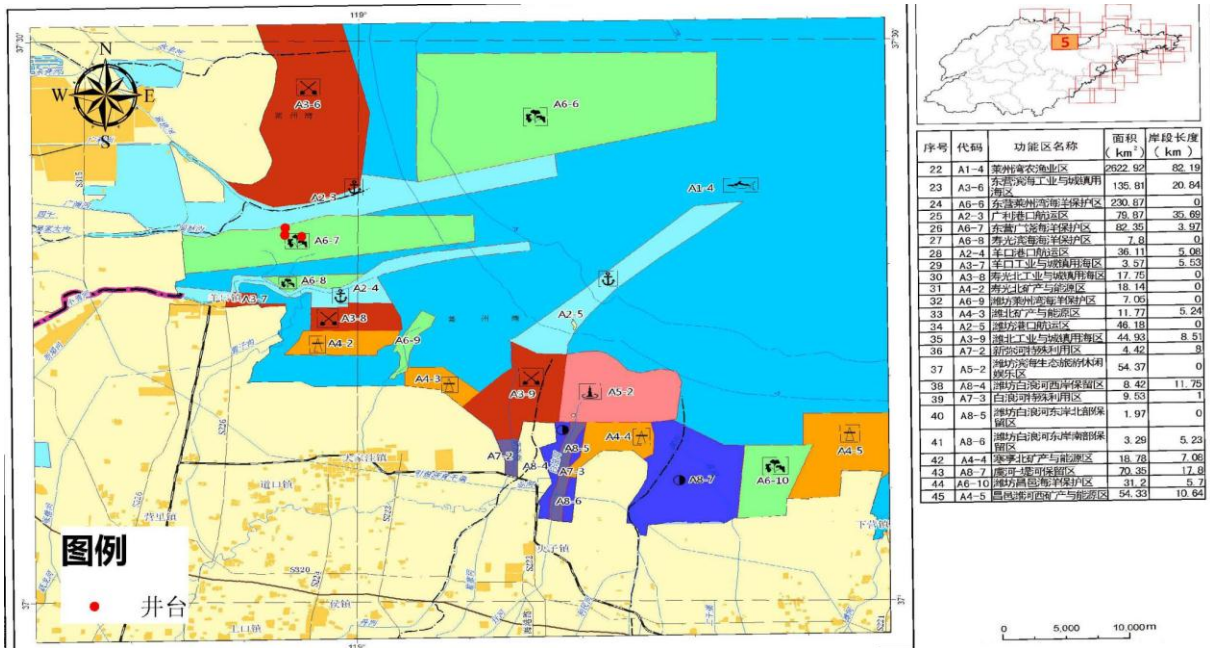


图 1.2-1 工程与山东省海洋功能区划位置关系图



图 1.2-2 工程与山东省近岸海域功能区划位置关系图



图 1.2-3 工程与辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区位置关系图

(2) 海洋沉积物

根据《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》，调查点位中，站位 Q1、Q8、Q18 位于海洋功能区划中的工业与城镇用海区，海洋沉积物执行《海水水质标准》（GB3097-1997）中的第二类标准；站位 Q3、Q5、Q7、Q11 位于海洋功能区划中的海洋保护区，执行第一类海洋沉积物标准；站位 Q13、Q16、Q20 位于位于海洋功能区划中的农渔业区，执行第一类海洋沉积物标准。工程海域海洋沉积物执行《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）第一类标准。

海洋沉积物质量标准(摘录)

表 1.2-3

单位: mg/kg

序号	项目	第一类	第二类
1	汞($\times 10^{-6}$) \leq	0.20	0.50
2	铜($\times 10^{-6}$) \leq	35.0	100.0
3	铅($\times 10^{-6}$) \leq	60	130.0
4	镉($\times 10^{-6}$) \leq	0.50	1.50
5	锌($\times 10^{-6}$) \leq	150.0	350.0
6	砷($\times 10^{-6}$) \leq	20.0	65.0
7	铬($\times 10^{-6}$) \leq	80.0	150.0
8	有机碳($\times 10^{-2}$) \leq	2.0	3.0

9	硫化物($\times 10^{-6}$) \leq	300.0	500.0
10	石油类($\times 10^{-6}$) \leq	500.0	1000.0

(3) 海洋生物质量

海洋贝类生物质量按《海洋生物质量》(GB18421-2001)一类标准进行评价。鱼类、甲壳类生物质量目前国家尚未颁布统一的评价标准, 鱼类、甲壳类体内铜、铅、锌、镉、汞等参照《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》推荐的评价标准, 石油烃参照《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。具体评价标准见表 1.2-4、表 1.2-5。

海洋生物质量 (贝类)

表 1.2-4

单位: mg/kg

工程	标准值
	一类
汞(mg/kg) \leq	0.05
镉(mg/kg) \leq	0.2
铅(mg/kg) \leq	0.1
铜(mg/kg) \leq	10
锌(mg/kg) \leq	20
铬(mg/kg) \leq	0.5
砷(mg/kg) \leq	1.0
石油烃(mg/kg) \leq	15

鱼类、甲壳类海洋生物质量评价标准

表 1.2-5

单位: $\times 10^{-6}$

生物类别	总汞	Cu	Pb	Cd	Zn	石油烃
甲壳类	0.2	100	2	2	150	20
鱼类	0.3	20	2	0.6	40	20

(4) 环境空气

SO₂、NO₂、PM₁₀、TSP、PM_{2.5} 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准; 非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 (2.0mg/m³); H₂S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值。各项污染物浓度限值见表 1.2-6。

环境空气各项污染物浓度限值

表 1.2-6

单位: mg/m³

序号	污染物名称	项目	标准值
			二级
1	SO ₂	年平均	0.060
		24 小时平均	0.150
		1 小时平均	0.500
2	NO ₂	年平均	0.040
		24 小时平均	0.080
		1 小时平均	0.200
3	可吸入颗粒物 PM ₁₀	年平均	0.070
		24 小时平均	0.150
4	TSP	年平均	0.200
		24 小时平均	0.300
5	细颗粒物 PM _{2.5}	年平均	0.035
		24 小时平均	0.075
6	非甲烷总烃	一次浓度	2.0
7	H ₂ S	1h 平均	0.01

(5) 声环境

工程位于油田区, 执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类标准(昼间 65dB(A), 夜间 55dB(A))。

(6) 地表水

支脉河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 V 类标准, 具体评价标准详见表 1.2-7。

地表水环境质量评价标准

表 1.2-7

序号	项目	单位	标准值 (V类)
1	pH 值	无量纲	6~9
2	溶解氧	mg/L	≥2
3	化学需氧量	mg/L	≤40
4	五日生化需氧量	mg/L	≤10
5	氨氮	mg/L	≤2.0
6	总磷	mg/L	≤0.4
7	总氮	mg/L	≤2.0
8	氟化物	mg/L	≤1.5

9	砷	mg/L	≤0.1
10	汞	mg/L	≤0.001
11	铬（六价）	mg/L	≤0.1
12	氯化物	mg/L	≤250
13	氰化物	mg/L	≤0.2
14	挥发酚	mg/L	≤0.1
15	石油类	mg/L	≤1.0
16	硫化物	mg/L	≤1.0

(7) 地下水

地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准。石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006），具体标准见表 1.2-8。

地下水质量标准

表 1.2-8

序号	项目	单位	标准值（III类）
1	pH	无量纲	6.5~8.5
2	氨氮	mg/L	0.5
3	硝酸盐	mg/L	20
4	亚硝酸盐	mg/L	1.00
5	挥发性酚类	mg/L	0.002
6	氰化钾	mg/L	0.05
7	砷	mg/L	0.01
8	汞	mg/L	0.001
9	铬（六价）	mg/L	0.05
10	总硬度	mg/L	450
11	铅	mg/L	0.01
12	氟化物	mg/L	1.0
13	镉	mg/L	0.005
14	铁	mg/L	0.3
15	锰	mg/L	0.1
16	溶解性总固体	mg/L	1000
17	硫酸盐	mg/L	250
18	氯化物	mg/L	250
19	总大肠菌群	MPN/100ml	3.0
20	菌落总数	CFU/ml	100
21	钠	mg/L	200
22	石油类	mg/L	0.3

(8) 土壤环境

工程所在平台的土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，具体见表 1.2-9。

建设用地土壤污染风险筛选值和管制值

表 1.2-9

单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值（mg/kg）		管制值（mg/kg）	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物						
1	砷	7440-38-2	20 ^①	60 ^①	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
挥发性有机物						
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-56-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40

27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-83-3, 106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	蒽	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700

其他项目

46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	-	826	4500	5000	9000
----	---	---	-----	------	------	------

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

1.2.2 污染物排放标准

(1) 海洋石油勘探开发污染物排放标准

工程海洋石油勘探过程中的污染物排放标准详见表 1.2-10。

污染物排放标准

表 1.2-10

污染物	采用标准	等级	污染因子	标准值
钻井液、钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	一级	石油类	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层泥浆 Hg≤1mg/kg、Cd≤3mg/kg (水基泥浆和水基泥浆钻屑)

生产水	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)	注入层平均空气渗透率 <0.1 μm^2	石油类、SS	含油量 \leq 50.0mg/L 悬浮固体含量 \leq 30.0mg/L
含油污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	/	石油类	禁止排放
生活污水	《城市污水再生利用城市杂用水水质》(GB/T18920-2002)	道路清扫	BOD ₅ 、氨氮	BOD ₅ \leq 15mg/L 氨氮 \leq 10mg/L
		城市绿化		BOD ₅ \leq 20mg/L 氨氮 \leq 20mg/L
固体垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	/	/	禁止排放或弃置入海

(2) 其他污染排放标准

非甲烷总烃无组织排放厂界浓度执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 中的“无组织排放监控浓度限值”(4.0mg/m³)。硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中硫化氢无组织排放浓度限值(0.06mg/m³)。

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011);生产阶段厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准。

固体废物的污染防治与控制执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2007)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)和《危险废物鉴别标准》(GB5085-2007)。

1.3 建设项目基本情况			
工程名称	清河采油厂八面河油田羊3-6-斜28井区产能建设工程	建设单位	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂
法人代表（签字）		建设地点	山东省广饶市境内
通讯地址	寿光市羊口镇	联系人	██████
邮政编码	/	联系电话	██████
电子信箱	██████	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	██████
其中环保投资	██████	所在比例	6.49%
报告表编制单位	中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司		
建设规模			
年生产水产生量	██████	年生产水排放量	0
钻屑产生量	2345.56m ³	钻井液产生量	1102.05 m ³
油层段钻屑产生量	562.03 m ³	油层段钻井液产生量	440.82 m ³
油层段钻屑排放量	0m ³	油层段钻井液排放量	0 m ³
海域使用面积	0m ²	年固体废物产生量	25.09t
滩涂使用面积	0m ²	占用岸线长度	0m
悬浮物产生量	无		
海域挖方量	0 m ³	海域填方量	0 m ³

2 工程概况和分析

2.1 工程概况

2.1.1 地理位置

八面河油田位于山东省广饶市和东营市境内，羊 3-6-斜 28 井区位于八面河油田的东北方向，小清河与支脉沟入海口之间，为滩海泥坪。工程地理位置见图 2.1-1。

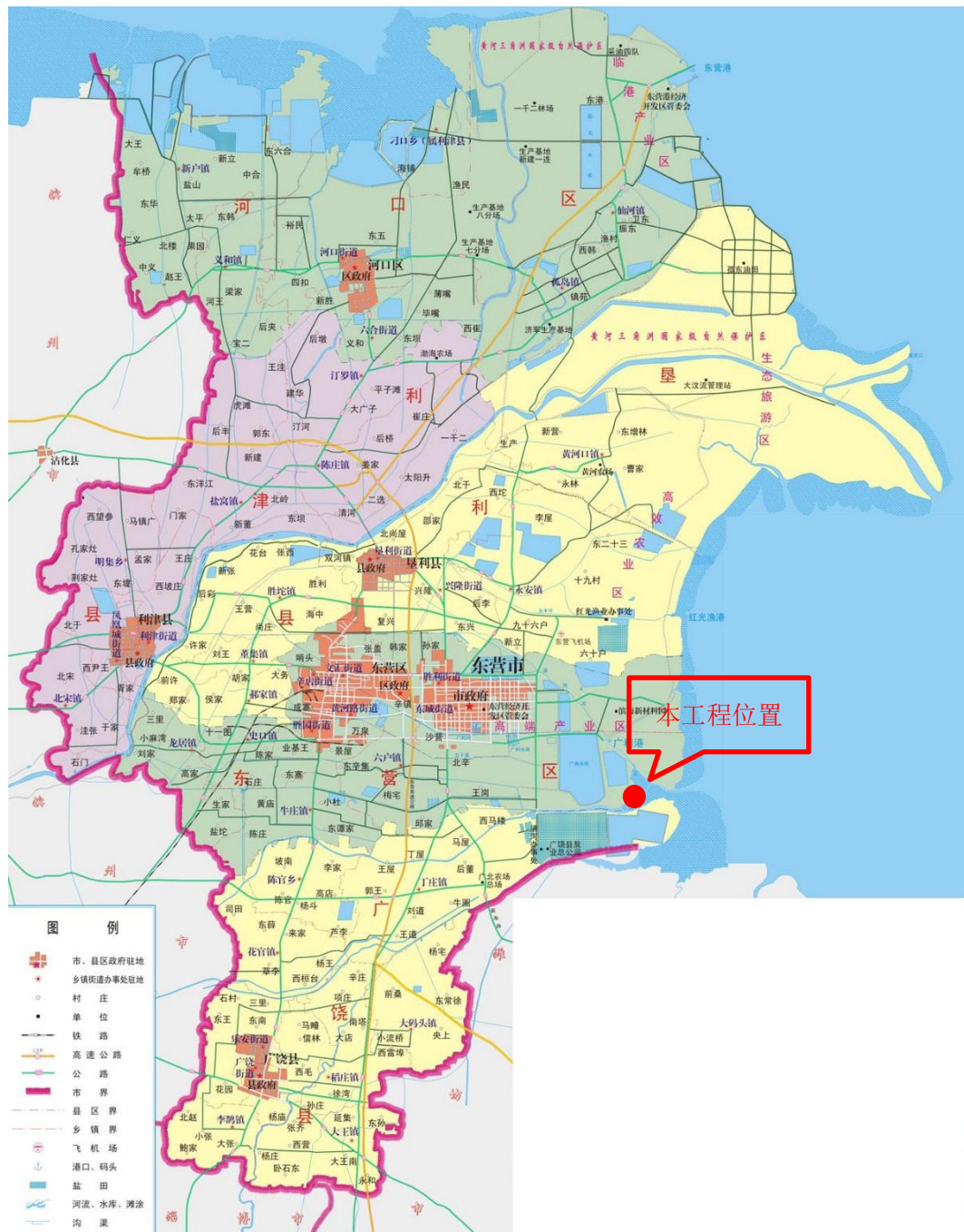


图 2.1-1 工程地理位置图

2.1.2 已建工程概况

2.1.2.1 已建工程的环评批复及验收情况

现有工程的环评批复（附件 3）及验收情况见表 2.1-1。

现有工程的环评评审及验收情况

表 2.2-1

项目名称	项目内容	环评审批情况	验收情况
胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书	陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，总面积 $1.3 \times 10^4 \text{km}^2$ 。海域包括马颊河口至潍河口 609km 海岸线、水深 15m 以内浅海域，总面积为 8246km^2 。涵盖八面河油田。	环监[1993]678 号	/
清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程	86 口井及油气集输注水系统等，其中油井 72 口，注水井 12 口，水源井 2 口	环审[2020]120 号	/

2.1.2.2 现有工程开发历程

八面河油田滩海区块开发工程现有工程涉及各类井 128 口井，在用油井 72 口，正开井 58 口，在用水井 12 口，正开水井 6 口，平均单井注入压力为 7.9MPa。

滩海油田自 1993 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2016 年，从建设历程图中可以看出建设出现较为明显的 3 个峰值，分别为 1994 年-1996 年、2004 年和 2012-2014 年。自 2014 年下半年国际油价暴跌后，建设呈现较大幅度减缓，建设历程见图 2.1-2。

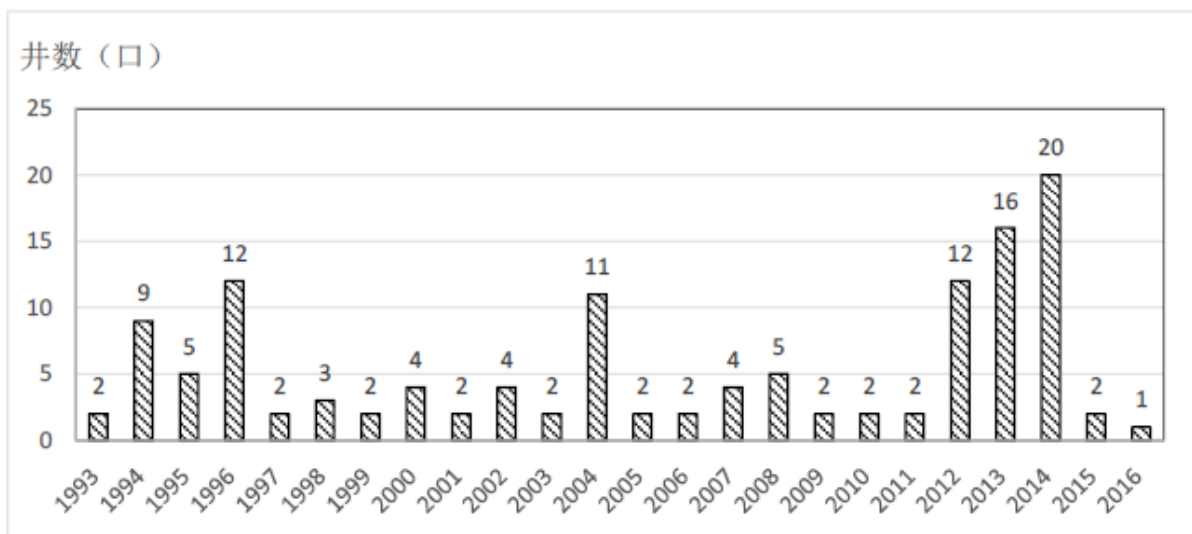


图 2.1-2 八面河油田滩海油田井口建设历程图

为了直观的反应项目建设历程及与周边其他盐田等设施的建设前后关系，利用项目建设

前（1992年）、开始建设年（1993年）、3个建设峰值时间段（分别为1994年-1996年、2004年和2012-2014年）卫片影像图进行对比分析，卫片影像图来源为googleearth卫片影像，详见图2.1-3。

滩海油田建设之初（1993年）第一区域内基本形成了人工盐田的形态，第二区域和第三区域为原始滩涂形态；至2003年第二区域开始形成了人工盐田的形态；至2012年，第三区域开始形成了人工盐田的形态。

滩海油田1993年-1995年的开发井主要集中在第一区域，建设前项目所在区域已经形成了人工盐田的形态；1996年-2002年之间建设2号台（3口）、3号台（4口）、4号台（4口）和YG5井场（1口）位于第二区域，所在区域为原始的滩涂形态，其余建设油井均位于已形成了人工盐田区域；2003年及以后建设的井均属于人工盐田形成之后建设的。





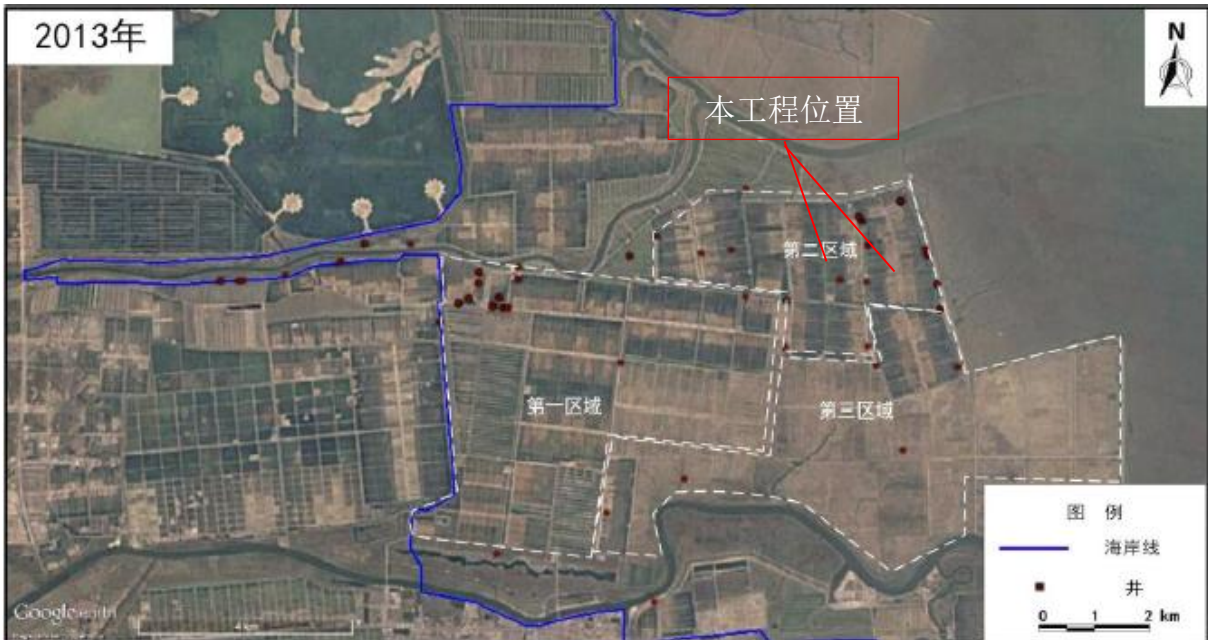




图 2.1-3 滩海油田所在区域典型年份卫片影像图

2.1.2.3 现有工程产能情况

八面河油田海滩区域自投入开发以来，累积产液 $272.32 \times 10^4 \text{t}$ 、累积产油 $49.5 \times 10^4 \text{t}$ 。八面河油田海滩区域近 10 年（2008 年~2017 年）产能变化情况见表 2.1-2。

八面河油田海滩区域近 10 年（2008 年~2017 年）产能变化情况

表 2.1-2

年度	产液量 (万 t/a)	产油量 (万 t/a)
2008	15.33	2.46
2009	12.66	1.84
2010	9.42	1.49
2011	10.10	1.48
2012	10.71	1.44
2013	13.11	1.94
2014	17.63	3.13
2015	16.25	2.63
2016	14.49	2.14
2017	13.12	1.77
平均	13.28	2.03

2.1.2.4 现有工程建设内容

八面河油田滩海区域自 1993 年投入开发，开发方式为天然能量开发和注水开发。工程涉及的区块包括八面河油田海滩块、扬二块、角斜 20 块、广 10 块共 4 个区块。

现有工程建设内容

表 2.1-3

项目组成	工程名称	工程内容		
主体工程	井	共 86 口井，其中油井 72 口（单井拉油 45 口，管道输送 27 口），注水井 12 口，水源井 2 口		
	油气集输	高架罐	40m ³ 高架罐 14 座，采用电加热方式	
		接转站、计量间	杨二接转站、杨二计量间、J16-X1 计量间、2 号台计量间、G10-X10 计量间	
		单井集油管线	9.89km	
		集油支干线	2.67km	
	注水系统	配水间	Y5-8 配水间、六号台配水间、七号台配水间、杨二配水间	
		单井注水管线	5.27km	
		输水干线	2.11km	
	辅助工程	电力设施	电缆	8.54km
			电力线路	5.05km
驻站点		杨二接转站驻站点、2 号台驻站点、广 10 驻站点		
环保工程	生活污水	依托旱厕定期清运，不外排		
	钻井泥浆岩屑处理	就地固化处理		
依托工程	油气集输处理	角四接转站、北块接转站、广八接转站、南块接转站、联合站		
	采油污水处理	依托角四接转站、南块接转站、联合站中的各自污水站处理后回注地层		
	作业废水处理	依托角四接转站处理后回注地层		
	油泥砂暂存	依托清河采油厂北块接转站油泥砂暂存池进行暂存		
<p>八面河油田滩海区域油水井统计见表 2.1-4，其中加粗部分的 3 号台、5 号台、8 号台，本次工程的 31 口井位于这三个平台上。</p>				

八面河油田滩海区域油水井统计

表 2.1-4

序号	井场/ 平台 序号	井场/平台 名称	井台面积 (m ²)	井名称	东经	北纬	井的类型	井的状态	井深 (m)	运行状态	时间
1	1	2 号台	33360	BM Y3-7-X13	██████████	██████████	油井	定向井	1955	生产	2013/11/21
2				BM Y3-7-X10	██████████	██████████	油井	定向井	2124	生产	2013/12/2
3				BM Y3-6-X13	██████████	██████████	油井	定向井	1912	生产	2013/12/13
4				BM Y3-4-X8	██████████	██████████	油井	定向井	1897	生产	2013/12/22
5				BM Y3-3-X17	██████████	██████████	油井	定向井	1978	生产	2014/1/2
6				BM Y3-4-X14	██████████	██████████	油井	定向井	2046	生产	1996/7/8
7				BM Y3-4-X16	██████████	██████████	油井	定向井	2121	生产	1996/6/4
8				BM Y3-4-X10	██████████	██████████	油井	定向井	2004	生产	1996/5/18
9				BM Y3-X10	██████████	██████████	油井	定向井	2383	生产	2014/3/11
10				BM Y3-5-X15	██████████	██████████	注水井	定向井	1872	生产	2014/3/20
11				BM Y3-7-X17	██████████	██████████	油井	定向井	1899	生产	2014/3/28
12				BM Y3-6-X16	██████████	██████████	油井	定向井	1881	生产	2014/4/6
13				BM Y3-6-X18	██████████	██████████	油井	定向井	1965	生产	2014/4/15
14				BM Y3-7-X19	██████████	██████████	油井	定向井	2011	生产	2014/9/7
15				BM Y3-8-X20	██████████	██████████	油井	定向井	2191	生产	2014/9/16
16	2	3 号台	3180	BM Y3-10-X10	██████████	██████████	油井	定向井	2095	生产	1996/3/9
17				BM Y3-2	██████████	██████████	油井	直井	1760	生产	1996/2/4
18				BM Y3-14-X8	██████████	██████████	水源井	定向井	1930	生产	1996/2/21
19	3	4 号台	2100	BM Y3-1	██████████	██████████	油井	直井	1660	生产	1996/2/17

20				BMY3-20-X14	██████████	██████████	油井	定向井	1740	生产	1996/3/25
21				BMY3-20-X16	██████████	██████████	油井	定向井	1670	生产	1996/3/3
22				BMJX30	██████████	██████████	油井	定向井	2616	停产	2009/9/14
23	4	5号台	4224	BMX7	██████████	██████████	水源井	定向井	2255	生产	2004/12/13
24				BMX9	██████████	██████████	油井	定向井	2152	生产	2004/11/22
25	5	6号台	14904	BMY3-1HF	██████████	██████████	油井	水平井	2355	生产	2012/6/15
26				BMY3-16-X22	██████████	██████████	注水井	定向井	1627	停产	2012/11/10
27				BMY3-10-X16	██████████	██████████	油井	定向井	1747	生产	2012/11/2
28				BMY3-14-X20	██████████	██████████	油井	定向井	1621	停产	2012/10/22
29				BMY3-12-X18	██████████	██████████	油井	定向井	1706	生产	2012/10/3
30	6	7号台	12800	BMY3-4-X20	██████████	██████████	油井	定向井	1920	生产	2013/5/22
31				BMY3-X6	██████████	██████████	注水井	定向井	2363	停产	2012/5/11
32				BMY3-3-X21	██████████	██████████	油井	定向井	1900	生产	2013/9/19
33				BMY3-4-X18	██████████	██████████	油井	定向井	1942	生产	2013/9/30
34				BMY3-3-X19	██████████	██████████	油井	定向井	1879	生产	2013/10/12
35				BMY3-5-X17	██████████	██████████	注水井	定向井	1998	生产	2013/10/20
36				BMY3-5-X19	██████████	██████████	油井	定向井	1874	生产	2014/2/26
37				BMY3-5-X21	██████████	██████████	注水井	定向井	1949	生产	2014/2/6
38				BMY3-2-X24	██████████	██████████	油井	定向井	2084	生产	2014/1/28
39				BMY3-6-X20	██████████	██████████	油井	定向井	1939	停产	2014/2/16
40				BMY3-4-X22	██████████	██████████	油井	定向井	1930	生产	2013/12/11
41				BMY3-3-X23	██████████	██████████	油井	定向井	1962	生产	2013/12/2
42	7	8号台	9000	BMY3-6-X28	██████████	██████████	油井	定向井	1846	生产	2014/5/27
43				BMY3-8	██████████	██████████	注水井	定向井	1820	生产	2012/11/25

44	8	9号台	9720	BMY3-1-X23	██████████	██████████	油井	定向井	2125	生产	2014/7/13
45				BMY3-1-X25	██████████	██████████	油井	定向井	2023	生产	2014/6/24
46				BMY3-3-X25	██████████	██████████	油井	定向井	2025	生产	2014/7/4
47	9	YX6井场	2280	BMYX6	██████████	██████████	油井	定向井	2384	停产	2004/7/16
48	10	Y16-X1井场	600	BMJ16-X1	██████████	██████████	油井	定向井	1793	停产	2012/1/16
49	11	J16-X4井场	2635	BMJ16-X4	██████████	██████████	油井	定向井	2495	生产	2005/3/31
50				BMJ16-X26	██████████	██████████	油井	定向井	2408	生产	2004/11/10
51	12	J10-X82井场	4950	BMJ10-X82	██████████	██████████	油井	定向井	2290	停产	1995/8/19
52				BMJ10-X84	██████████	██████████	油井	定向井	2225	生产	1995/9/19
53				BMJ16-X1	██████████	██████████	油井	定向井	2486.19	生产	2002/9/23
54				BMJ10-X80CZ	██████████	██████████	油井	定向井	2185	生产	2014/12/15
55	13	J16-X18井场	3280	BMJ16-X18	██████████	██████████	油井	定向井	2559	生产	2004/11/27
56	14	Y5-5井场	1739	BMJ16-X18	██████████	██████████	油井	定向井	2559	生产	2004/11/27
57				BMJ16-X18	██████████	██████████	油井	定向井	2559	生产	2004/11/27
58				BMJ16-X18	██████████	██████████	油井	定向井	2559	生产	2004/11/27
59	15	J16-X5井场	3400	BMJ16-X5	██████████	██████████	油井	定向井	2468	生产	2013/8/3
60				BMJ16-X6	██████████	██████████	油井	定向井	2648	生产	2004/4/28
61				BMJ10-X88	██████████	██████████	油井	定向井	2410	停产	1996/1/24
62	16	Y5-X17井场	3360	BMJ16-X5	██████████	██████████	油井	定向井	2468	生产	2013/8/3
63				BMJ16-X6	██████████	██████████	油井	定向井	2648	生产	2004/4/28
64	17	Y4-X7井场	1500	BMJ10-X88	██████████	██████████	油井	定向井	2410	停产	1996/1/24
65				BMJ10-X88	██████████	██████████	油井	定向井	2410	停产	1996/1/24

66				BMJ5-8	██████████	██████████	注水井	直井	2070	生产	1994/5/20
67	18	JX16 井场	2244	BMJX16	██████████	██████████	油井	定向井	2460	生产	1993/10/22
68				BMJX17	██████████	██████████	注水井	定向井	2201	停产	1993/11/29
69	19	JX18 井场	4524	BMJX18	██████████	██████████	油井	定向井	2246	生产	2007/4/19
70				BML10-X21	██████████	██████████	油井	定向井	3018	停产	2012/12/21
71				BMJ20-X2	██████████	██████████	注水井	定向井	2787	生产	2013/1/10
72	20	Y5-X76 井场	3450	BMJ5-X76	██████████	██████████	油井	定向井	2426	生产	2016/5/14
73				BMJ16-X7	██████████	██████████	油井	定向井	2540	生产	2004/8/17
74				BMJ16-X28	██████████	██████████	注水井	定向井	2586	停产	2014/10/5
75				BMJ16-X3	██████████	██████████	注水井	定向井	2420	生产	2002/12/2
76				BMJ5-X73	██████████	██████████	注水井	定向井	2100	停产	2000/1/23
77	21	L10-X18 井场	3080	BML10-X18	██████████	██████████	油井	定向井	3262	停产	2008/5/16
78				BML10-X10	██████████	██████████	油井	定向井	3241	生产	2007/7/25
79				BML10-X101	██████████	██████████	油井	定向井	2977	停产	2013/3/13
80	22	L10-X8 井场	352	BML10-X8	██████████	██████████	油井	定向井	2795	停产	2006/1/30
81				BML10-X4	██████████	██████████	油井	定向井	3152	停产	1998/7/20
82	23	G10-X10 井场	7500	BMG10-X10	██████████	██████████	油井	定向井	1638	生产	2004.09.30
83				BMG10-X8	██████████	██████████	油井	定向井	1610	生产	2004.06.04
84				BMG10-X11	██████████	██████████	油井	定向井	1590	生产	2005.06.08
85	24	GX20 井场	2160	BMGX20	██████████	██████████	油井	定向井	4109	停产	2014.05.22
86				BMG10-X1	██████████	██████████	油井	定向井	1794	停产	1999.06.14

2.1.2.5 现有工程总平面布置图及现场照片

八面河油田滩海区块现场情况见图 2.1-4。八面河油田滩海区块工程总平面布置图见图 2.1-5。



3号台



3号台外侧海堤



5号台



8号台



7号台

图 2.1-4 现有工程现场照片

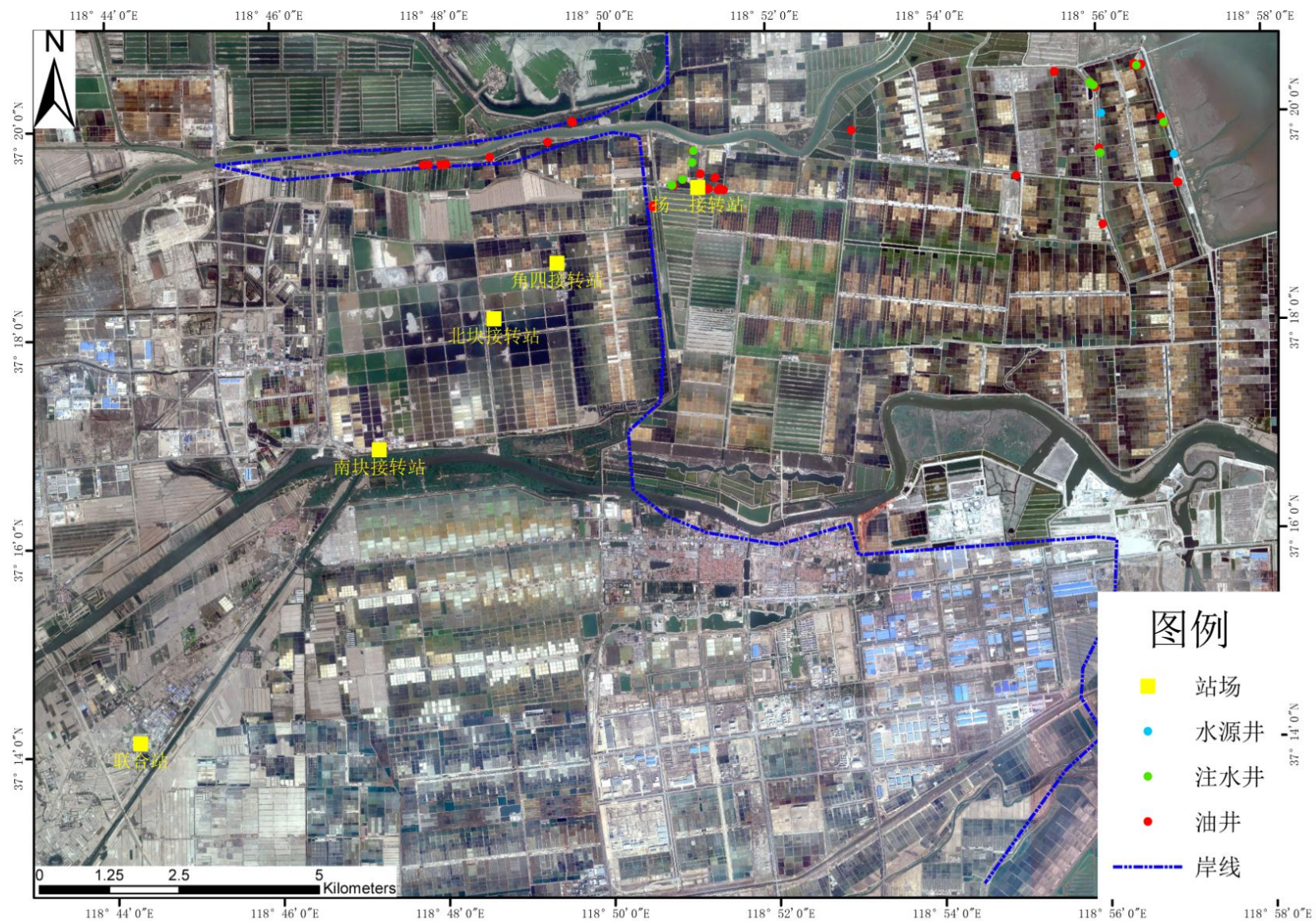


图 2.1-5 现有工程平面布置图

2.1.2.6 现有工程集输方案

八面河油田海滩区块 72 口油井，分为拉油井和管输井，集输方式主要有三种情形：

(1) 海滩块 45 口油井为拉油井，采出液分别进入拉油点的高架罐，然后由罐车送至扬二接转站进行计量，由扬二接转站加压混输至角四接转站进行初步处理，分出采油污水处理后回注地层，采出液继续输送北块接转站进行油水分离处理，分出采油污水单独输送至南块接转站处理后回注，采出液继续输送至南块接转站进行油水分离处理，分出采油污水处理后回注地层，采出液继续输送至联合站进行油水分离处理，分出采油污水处理后回注地层，原油外输；

(2) 角斜 20 块和扬二块 22 口管输井采用管道输送，采出液分别进入 J16-X 计量间、扬二计量间计量后进入扬二接转站，后续处理流程与第一种相同；

(3) 广 10 块 5 口管输井采出液进入 G10X-10 计量间计量后，进入广八接转站，然后由广八接转站加压混输至南块接转站进行油水分离处理，采油废水处理回注地层，采出液继续输送至联合站进行油水分离处理，分出采油污水处理后回注地层，原油外输。

现有工程总体集输流程见图 2.1-6。

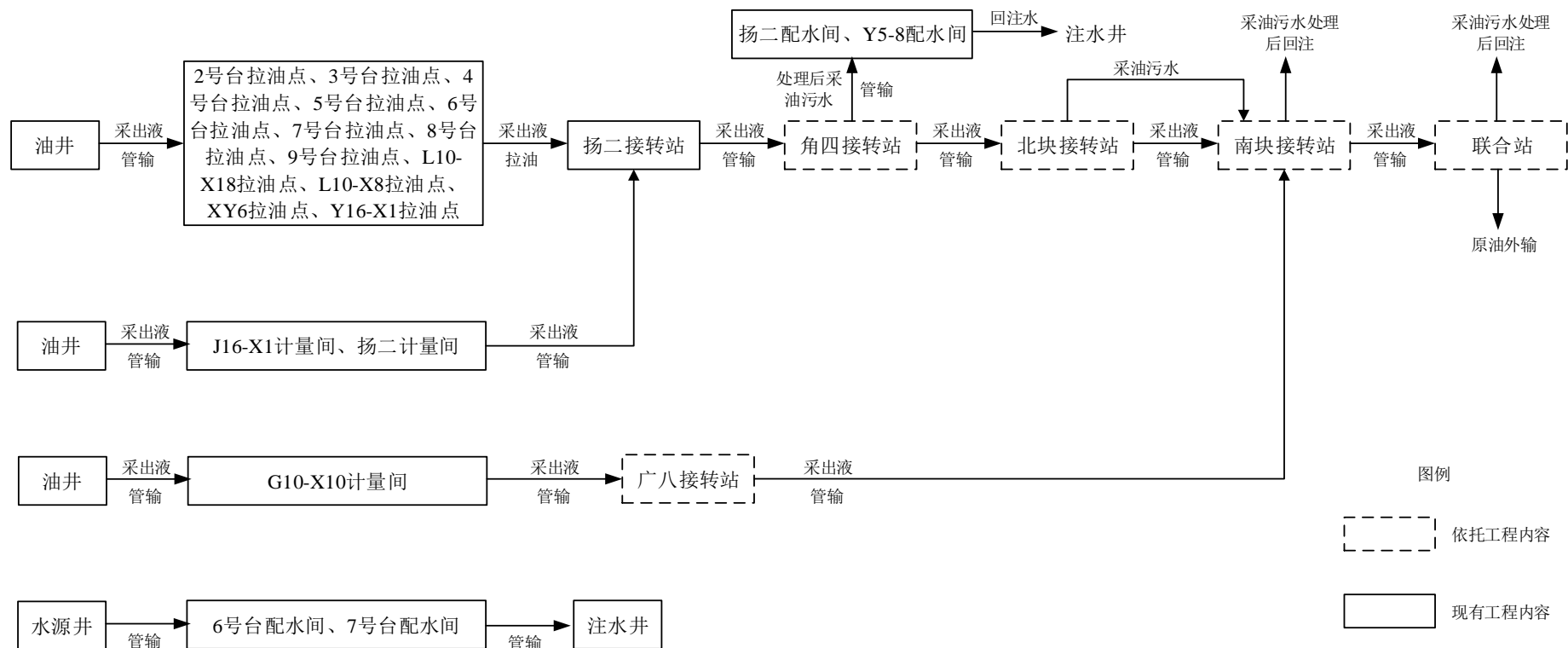


图 2.1-6 现有工程集输总体方案

2.1.3 依托工程概况

2.1.3.1 依托工程环评批复及验收情况

工程采出液主要依托角四接转站、北块接转站、南块接转站、联合站进行输送和处理，同时角四接转站、南块接转站、联合站承担工程污水处理任务。油泥砂依托北块接转站的油泥砂贮存池进行暂存，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理（油泥砂属于依托环保工程，具体内容见 2.1.4 章节）。

依托工程均位于陆域，其中角四接转站、北块接转站、南块接转站位于广饶县；联合站位于寿光市。依托工程已分别纳入《清河采油厂 2015-2019 年东营区域滚动开发项目环境影响报告书》和《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂寿光区域现有工程及 2018-2019 年滚动开发建设项目环境影响报告书》，分别于 2019 年 11 月和 7 月取得批复（附件 5 和附件 6）。

依托工程的环评评审及验收情况

表 2.1-5

项目名称	环评审批情况	验收情况
清河采油厂 2015-2019 年东营区域滚动开发项目环境影响报告书	东环审[2019]82 号	/
中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂寿光区域现有工程及 2018-2019 年滚动开发建设项目环境影响报告书	寿环审字[2019]16 号	/

2.1.3.2 依托工程主要建设内容及运行情况

依托工程角四接转站、广八接转站、北块接转站、南块接转站和联合站主要建设内容及运行情况见表 2.1-6。

依托工程主要建设内容及运行情况

表 2.1-6

序号	名称	投产时间	功能设置	工艺流程	设计规模	实际运行规模
1	角四接转站	1992.10	采出液分水、原油稳定、采油废水处理、原油外输	采出液处理：三相分离器分离+沉降； 污水处理：沉降+压力过滤	采出液：3500m ³ /d 原油：53800t/a 气：2000m ³ /d 污水：2000m ³ /d	采出液：1500m ³ /d 原油：34600t/a 气：800m ³ /d 污水：700m ³ /d
2	广八接转站	2002.5	采出液外输	缓冲+外输	采出液：648000m ³ /a	采出液：129600m ³ /a
3	北块接转站	2012.3	采出液分水、原油外输	采出液处理：三相分离器分离	采出液：4500m ³ /d 原油：78600t/a	采出液：2000m ³ /d 原油：51100t/a

					气: 3000m ³ /d	气: 2400m ³ /d
4	南块接 转站	1987.10	采出液分水、 原油外输、采 油废水处理	采出液处理: 三 相分离器分离+沉 降+加热外输; 污水处理: 沉降+ 压力过滤	采出液: 8000m ³ /d 原油: 100000t/a 气: 10000m ³ /d 污水: 5550m ³ /d	采出液: 5000m ³ /d 原油: 90000t/a 气: 5000m ³ /d 污水: 3500m ³ /d
5	联合站	1987.10	原油脱水、原 油外输、污水 处理、污水回 注	采出液处理: 三 相分离器分离+沉 降+加热外输; 污水处理: 沉降+ 压力过滤	采出液: 27385m ³ /d 原油: 1000000t/a 污水: 20000m ³ /d	采出液: 17684m ³ /d 原油: 503432t/a 污水: 17000m ³ /d

2.1.3.3 依托工程总平面布置图

依托工程角四接转站、北块接转站、南块接转站和联合站总平面布置图见图 2.1-7~图 2.1-10。

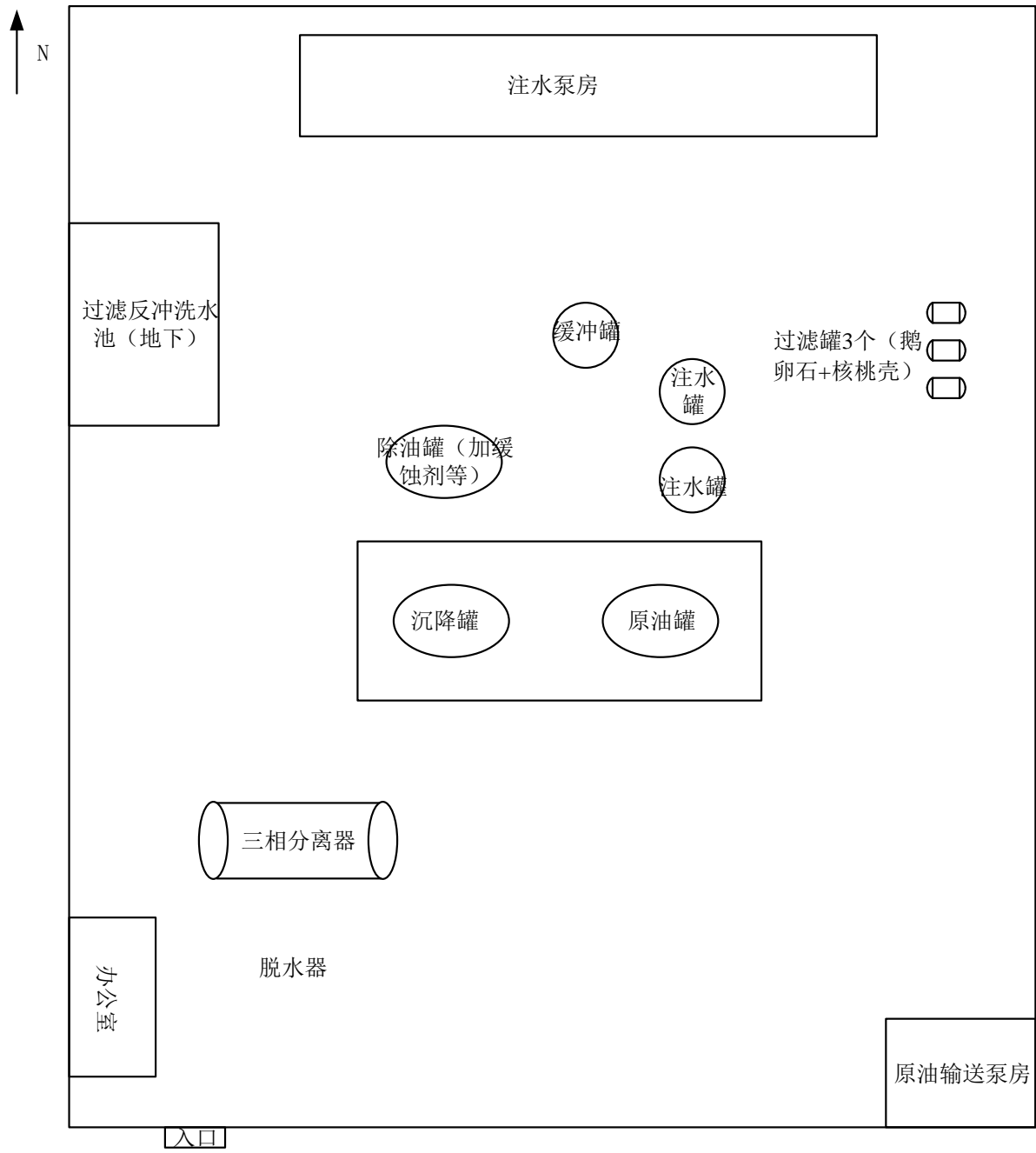


图 2.1-7 角四接转站总平面布置图

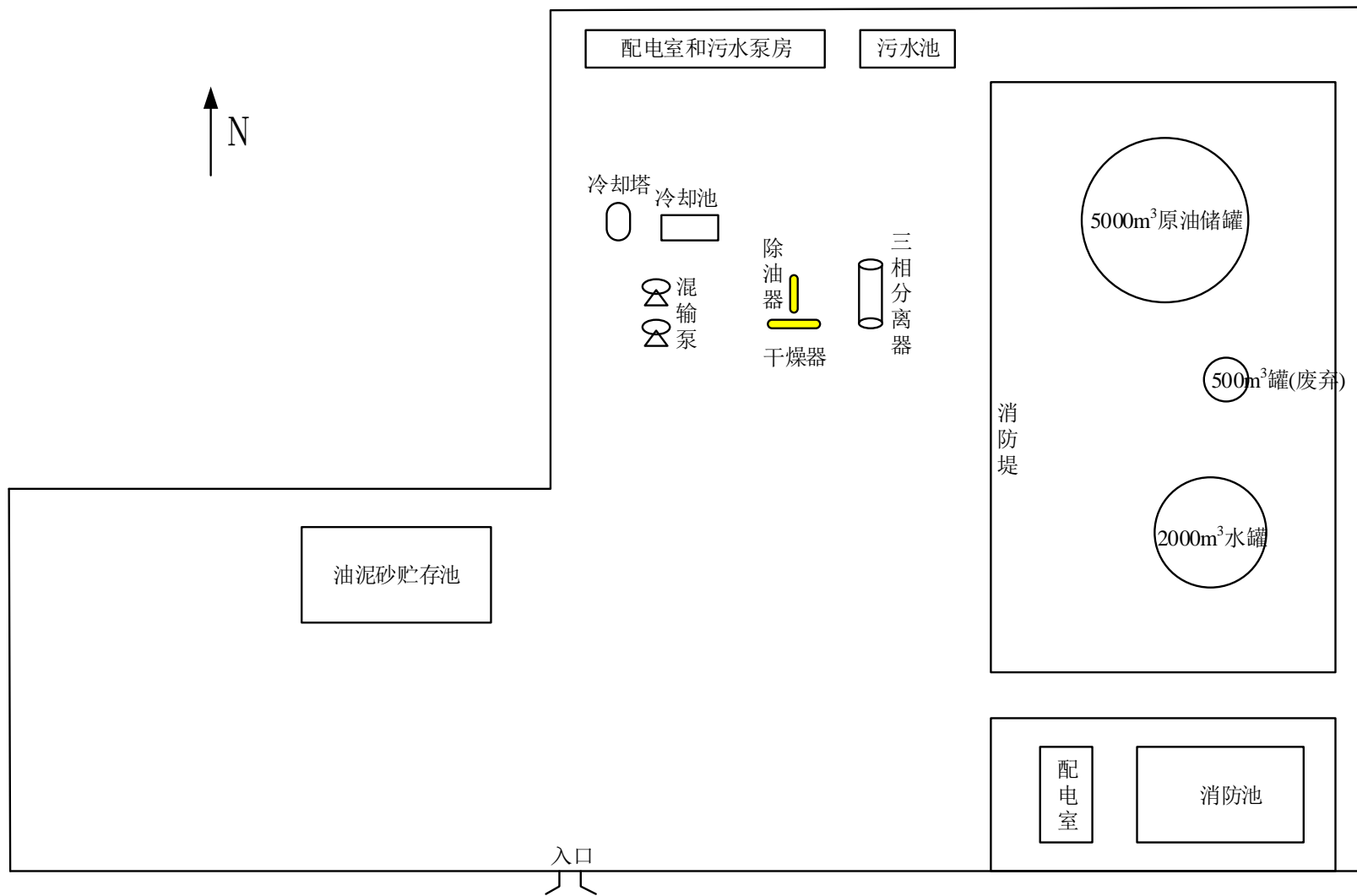


图 2.1-8 北块接转站总平面布置图

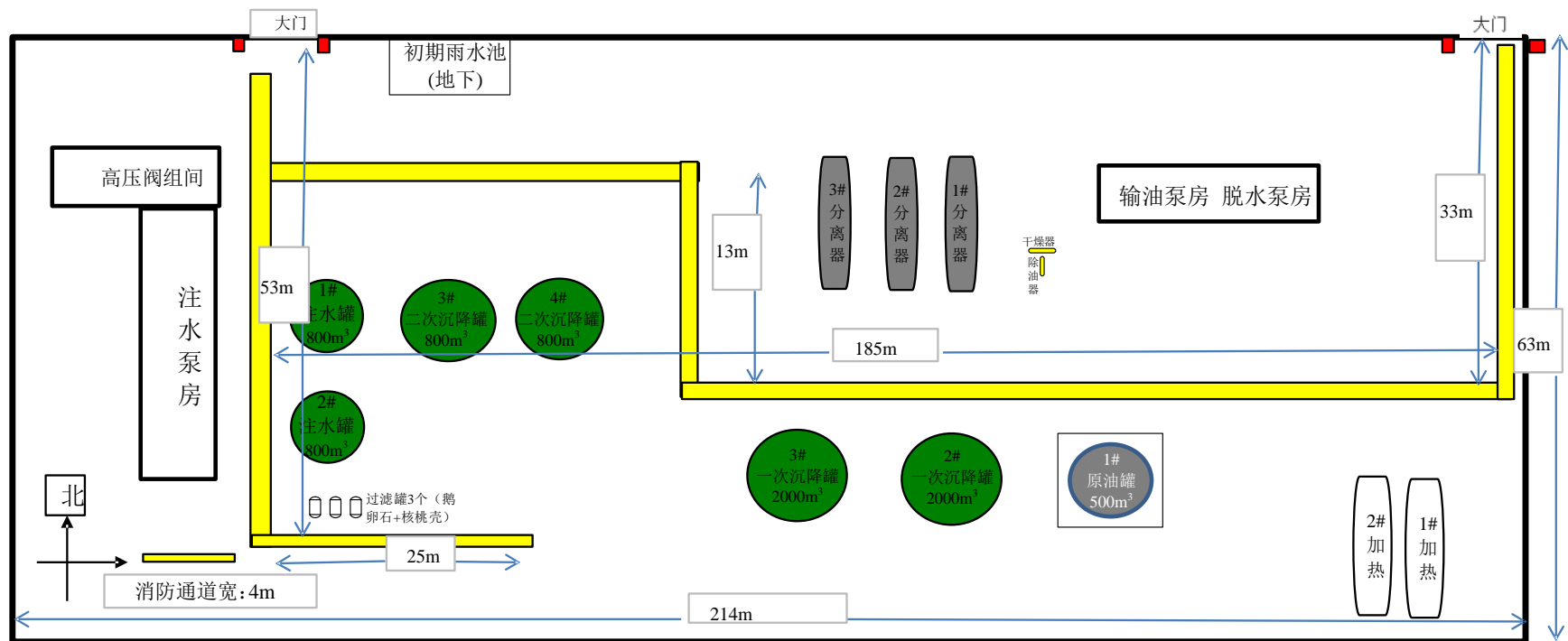


图 2.1-9 南块接转站总平面布置图

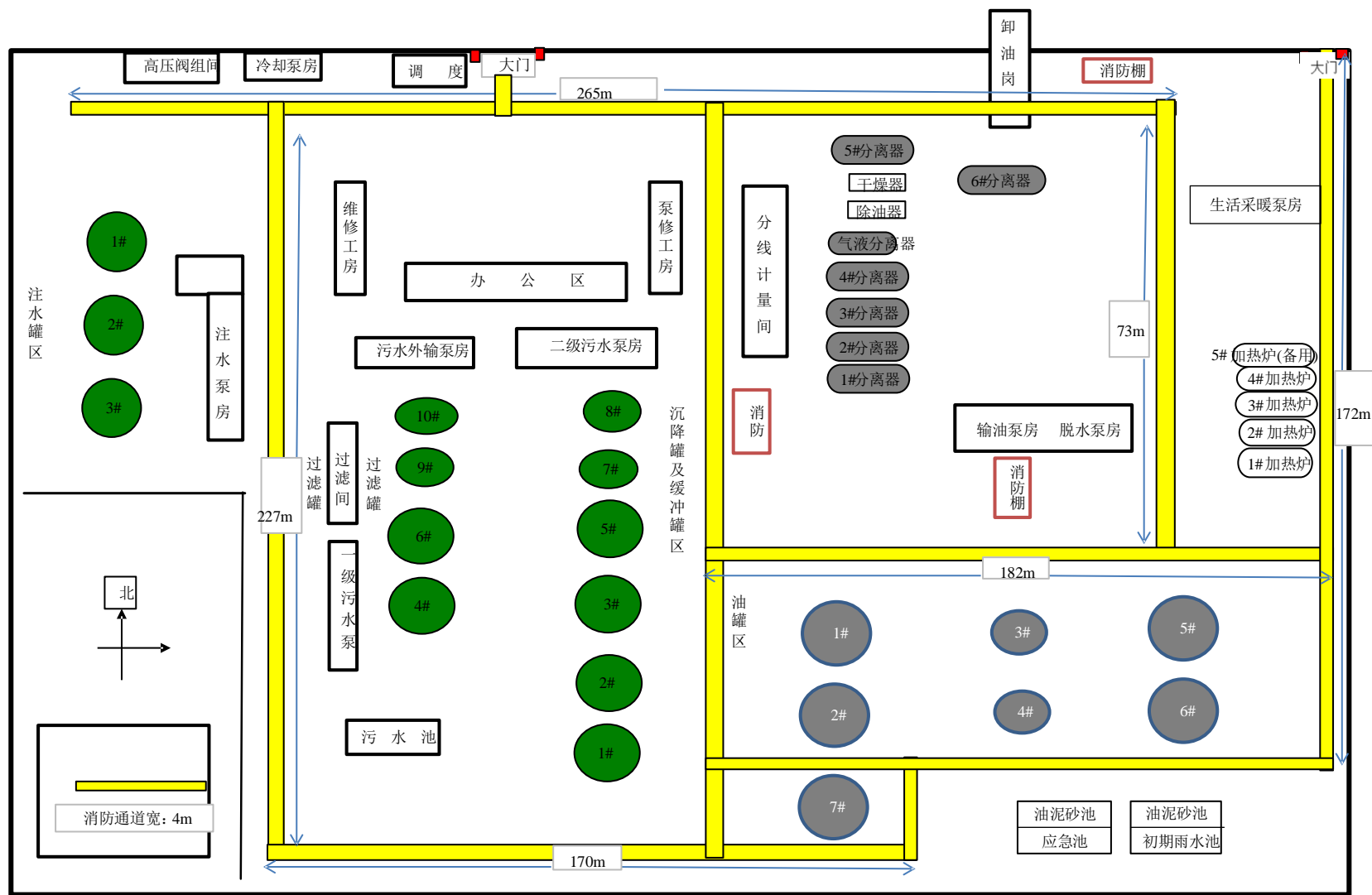


图 2.1-10 联合站总平面布置图

2.1.4 已建工程环保措施落实情况及达标性分析

2.1.4.1 已建工程相关报告书批复要求及落实情况

《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书》于 2019 年编制完成，其主要结论为“工程施工期未发生污染物超标排放现象；本工程主要位于防潮大堤内和支脉河河岸，运营期不向海洋排放污染物，海洋环境影响可接受，本工程继续运行是可行的”。

项目于 2020 年 9 月 19 日取得生态环境部的批复（环审[2020]120 号）。环评批复落实情况见表 2.1-7。

环评批复要求及落实情况

表 2.1-7

序号	批复要求	落实情况
1	加强运营期环境管理，确保污染物的处理符合国家有关规定和标准。含油污水处理达标后回注地层不排海。含油污泥应交由有资质的单位处置。	项目运营期间含油生产水各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的相关标准要求；含油污水处理后回注地层；含油污泥交由胜利油田金岛实业有限责任公司处理。
2	加强注水作业管理，防治地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	项目在运营过程中一直在开展注水压力监测，未发生地质性溢油事故。
3	切实落实环境风险防范措施。加强管道巡检工作，定期进行全面检测和清管作业，发现问题应及时处理，防治管道因腐蚀或外力破坏等原因造成油气泄漏。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告我部海河流域北海流域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局），并视情及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局	建设单位于 2018 年 12 月完成了编制完成《胜利油田分公司清河采油厂涉海区块石油开发生产溢油应急计划》，针对管道油气泄漏的防范均提出了切实可行的措施。

2.1.4.2 废气治理措施及达标性分析

八面河油田滩海区块现有工程生产过程中，采油井口会有轻烃无组织挥发，主要源于采出液中所含伴生气的无组织挥发，通过油井安装油套连通套管气回收装置可极大地减少烃类挥发量。

本报告收集了委托山东兰普检测技术有限公司（CMA: 171512055405）于 2018 年 11 月 11 日~11 月 14 日对本区块站场、井场厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测报告。监测布点见表 2.1-8。

无组织排放监测点位设置一览表

表 2.1-8

监测点位	监测点位	场站类别
1#	2 号台	井场
2#	YX6 井场	井场
3#	杨二计量站	计量站



图 2.1-11 无组织排放监测点位图

无组织监测结果详见表 2.1-9。由表可知，各井场、站场厂界非甲烷总烃能够达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值(4.0mg/m³)；厂界硫化氢未检出，能够达到《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)厂界标准值要求(0.06mg/m³)。

无组织监测结果一览表

表 2.1-9

单位: mg/m³

■	■	■				■			
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

由表可知,各井场、站场厂界非甲烷总烃能够达到《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值(4.0mg/m³);厂界硫化氢未检出,能够达到《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)厂界标准值要求(0.06mg/m³)。

2.1.4.3 废水治理措施及达标性分析

(1) 废水处理措施

采出液通过集输流程进入接转站后进行油气水分离,分离出的水即为油田采出水,八面河油田滩海区块现有工程油田采出水经角四接转站、南块接转站和联合站污水站处理后回注地层用于油田注水开发,不排海。

① 角四接转站采油废水处理站

角四接转站污水设计处理能力 2000m³/d,目前实际污水处理 700m³/d。角四接转站工艺流程见图 2.1-12。

② 南块接转站采油废水处理站

南块接转站污水设计处理能力 $5550\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理 $3500\text{m}^3/\text{d}$ 。工艺流程见图 2.1-12。

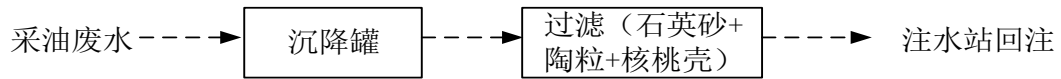


图 2.1-12 角四接转站和南块接转站污水处理工艺

③ 联合站采油废水处理站

联合站污水设计处理能力 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理 $17000\text{m}^3/\text{d}$ 。联合站工艺流程见图 2.1-13。

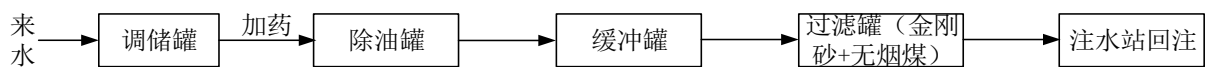


图 2.1-13 联合站污水处理工艺

(2) 废水处理达标性分析

根据角四接转站、南块接转站和联合站 2015 年~2018 年运行数据可知，污水出水水质各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的相关标准要求。

角四接转站站含油生产水监测结果

表 2.1-10

日期	井号	井口油含水率 (%)			井口油含油率 (%)			井口油含油率 (%)			井口油含油率 (%)			
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
2011.11.1	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.2	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.3	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.4	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.5	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.6	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.7	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.8	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.9	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.10	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.11	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.12	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.13	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.14	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.15	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.16	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.17	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.18	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.19	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.20	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.21	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.22	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.23	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.24	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.25	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.26	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.27	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.28	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.29	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2011.11.30	角四-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

南块接转站含油生产水监测结果

表 2.1-11

井号	日期	油类			挥发酚			硫化物			石油类			总有机碳		
		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
井号	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
井号	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
井号	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
井号	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
井号	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15
	日期	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15	0.02	0.05	0.08	0.1	0.2	0.3	0.05	0.1	0.15

联合站含油生产水监测结果

表 2.1-12

井号	日期	油			水			油			水			油		
		含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	含油率	
1-1	1-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	1-2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	1-3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	1-4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
2-1	2-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	2-2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	2-3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	2-4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
3-1	3-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	3-2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	3-3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	3-4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
4-1	4-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	4-2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	4-3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	4-4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
5-1	5-1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	5-2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	5-3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	5-4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	

2.1.4.4 固废暂存处置措施可行性分析

工程产生的油泥砂暂存于清河采油厂北块接转站油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理。

(1) 油泥砂暂存和运输

北块接转站油泥砂贮存池设计容积为 1000m³，油泥砂贮存池池底和池壁均采用防渗措施，贮存池顶部设有防雨棚。池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜，防渗系数 < 10⁻⁷cm/s，满足防渗要求。

油泥砂外运采用专门密闭车辆，防止散落和流洒。企业对油泥砂的转移处理须严格按照国家环保总局第 5 号令《危险废物转移联单管理办法》执行，油泥砂转移联单见附件 9。

(2) 油泥砂处置

工程产生的油泥砂委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理。

胜利油田金岛实业有限责任公司成立于 2006 年，是胜利油田油泥砂无害化处理的骨干企业之一，是一家以服务油田生产、提供环保技术服务的油田改制企业。公司位于东营市河口区孤岛镇孤岛采油厂孤四联合站北部，主要有出砂器、洗砂器、搅拌罐、气浮罐等设备，采用加热均混、强力剪切、净化分离等工艺。清洗分离产生的原油由孤岛采油厂统一回收，对分离后的沙子综合利用制作铺路砖。胜利油田金岛实业有限责任公司许可证编号为鲁危废临 140 号，经营危险废物的类别为 HW08、HW49。油泥砂设计处置规模为 8000 吨/年。油泥砂流化焚烧流程见图 2.1-14。

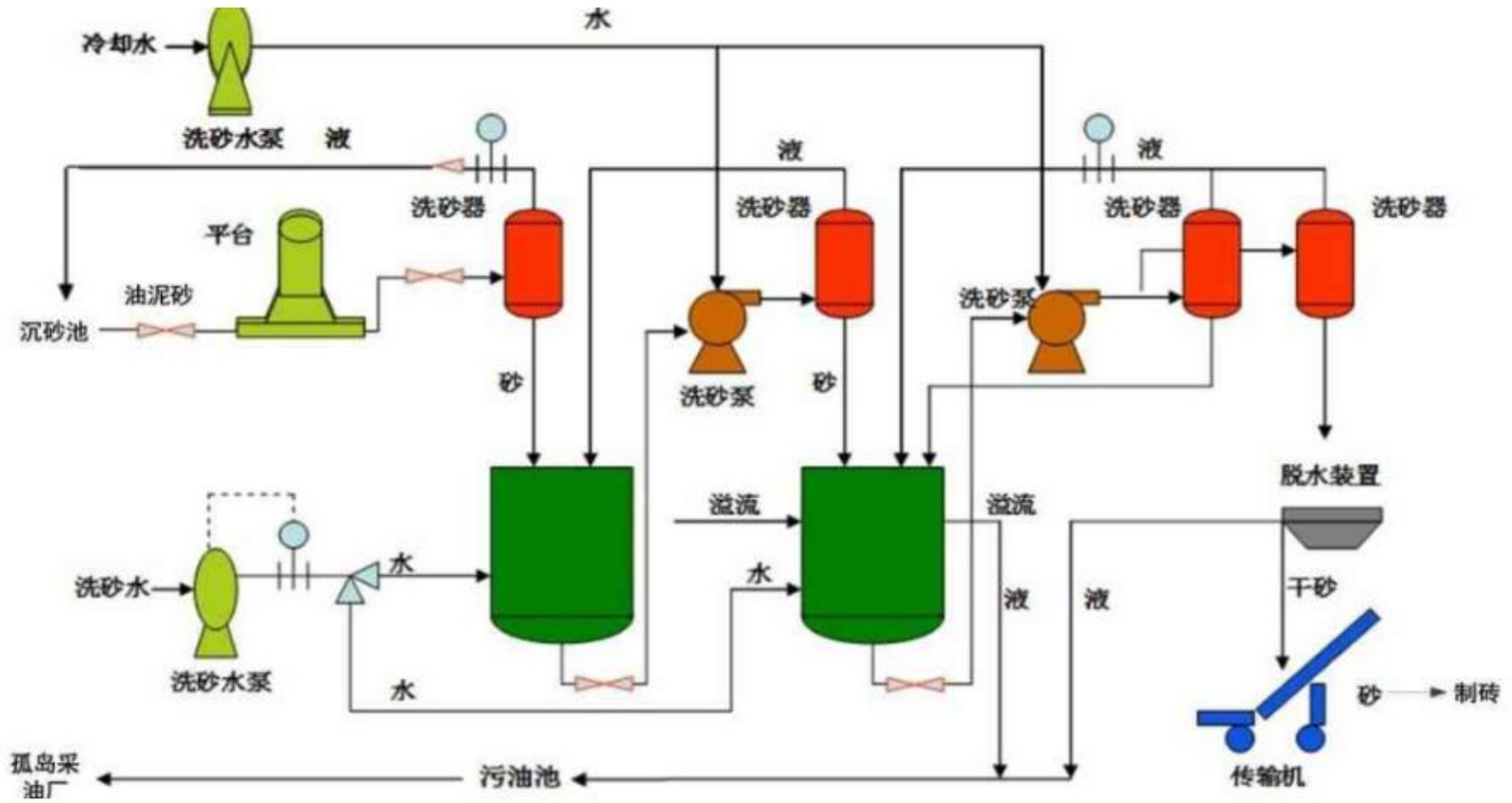


图 2.1-14 胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂处置工艺流程图

2.1.4.5 噪声防治措施及达标性分析

(1) 噪声的主要防治措施

- ① 声源治理：在满足工艺设计的前提下，选用了低噪声型号的生产设备。
- ② 基础减振：为防止振动产生的噪声污染，在泵类等设备设置了单独的基础设施。
- ③ 厂房隔声：本工程将注水泵等噪声较大的设备置于室内进行隔声处理。

(2) 噪声防治措施可行性分析

① 监测布点

本报告收集了委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2018年11月11日~11月12日对本区块站场、井场的厂界噪声监测报告。监测布点见表2.1-13。

监测布点一览表

表 2.1-13

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	2号台	井场	东南西北场界外 1m
2#	YX6井场	井场	东南西北场界外 1m
3#	杨二计量站	计量站	东南西北场界外 1m
4#	7号台配水间	配水间	东南西北场界外 1m



图 2.1-15 厂界噪声监测点位分布图

② 监测结果

各个场站、井场厂界噪声结果详见表 2.1-。由表可知，各个井场、场站厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

厂界噪声现状监测结果一览表

表 2.1-14

单位：dB（A）

监测点	监测时间	厂界东				厂界南			
		1#	2#	3#	4#	1#	2#	3#	4#
1#	2018.12.1	55	55	55	55	55	55	55	55
	2018.12.2	55	55	55	55	55	55	55	55
2#	2018.12.1	55	55	55	55	55	55	55	55
	2018.12.2	55	55	55	55	55	55	55	55
3#	2018.12.1	55	55	55	55	55	55	55	55
	2018.12.2	55	55	55	55	55	55	55	55
4#	2018.12.1	55	55	55	55	55	55	55	55
	2018.12.2	55	55	55	55	55	55	55	55

2.1.4.6 环境风险应急预案

清河采油厂已按照相关要求于 2018 年 12 月编制完成了《胜利油田分公司清河采油厂涉海区块石油开发生产溢油应急计划》，并取得了专家意见，同时按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

2.1.4.7 环保措施现场照片

工程环保措施现场照片见图 2.1-16。



过滤罐（角四接转站）



沉降罐（角四接转站）

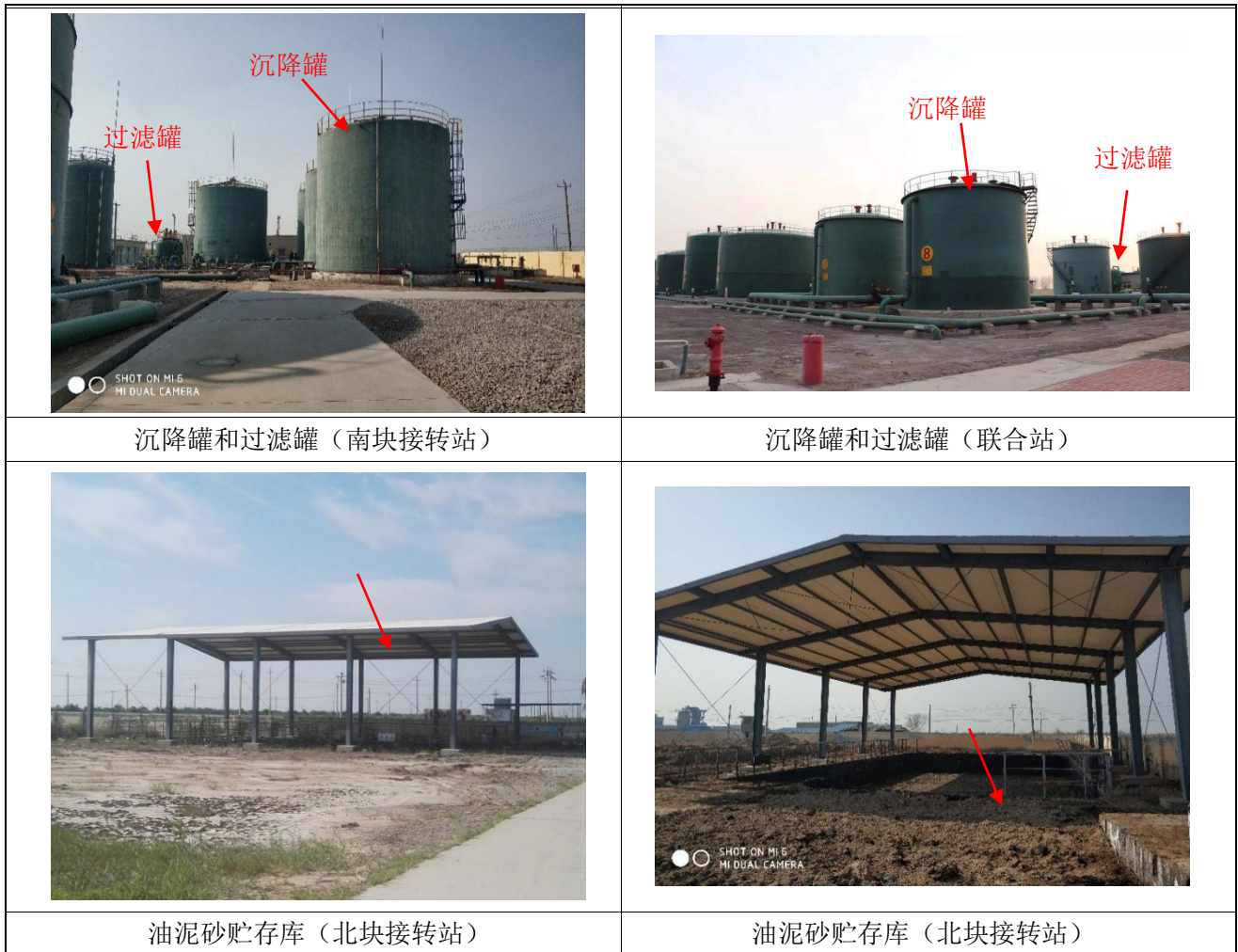


图 2.1-16 工程环保措施现场照片

2.1.5 拟建工程概况

2.1.5.1 基本情况

项目名称：清河采油厂八面河油田羊 3-6-斜 28 井区产能建设工程

建设性质：滚动开发

工程类型：海洋油气开发及其附属工程

建设单位：中国石化胜利油田分公司清河采油厂

工程规模：本工程在八面河油田滩海区块现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增各类井 31 口，其中油井 25 口，水井 6 口，以及各类辅助生产设施，最大年产油量 2.012 万 t。

工程总投资：10301.84 万元。

2.1.5.2 控制油藏概况

根据海滩区目前完钻井的钻井资料，本区钻遇地层自下而上依次有：中生界及新生界古近系孔店组、沙河街组和新近系馆陶组、明化镇组地层。沙四段是本区主要的储集层和含油层段。

羊 3-6-斜 28 井区沙四段为古近系沙河街组的底部，其下与孔店组不整合接触,其上与沙三中段假整合接触。顶以钙质泥岩为主，夹少量细粉砂岩、灰质粉砂岩及泥质粉砂岩；中部为一套暗色泥岩与粉砂岩、泥质粉砂岩频繁互层，夹粒屑碳酸盐岩、鲕状灰岩、生物灰岩、油页岩等；中下部为一套泥晶白云岩与泥岩互层；底部为一套深灰色泥岩夹薄层泥质粉砂岩。厚度 200~320m。自下而上发育六个砂组，主要含油砂组为 1-5 砂组。

2.1.5.3 产能预测

拟建工程 15 年预测累计产油 $12.72 \times 10^4 \text{t}$ ，产能预测详见表 2.1-15。

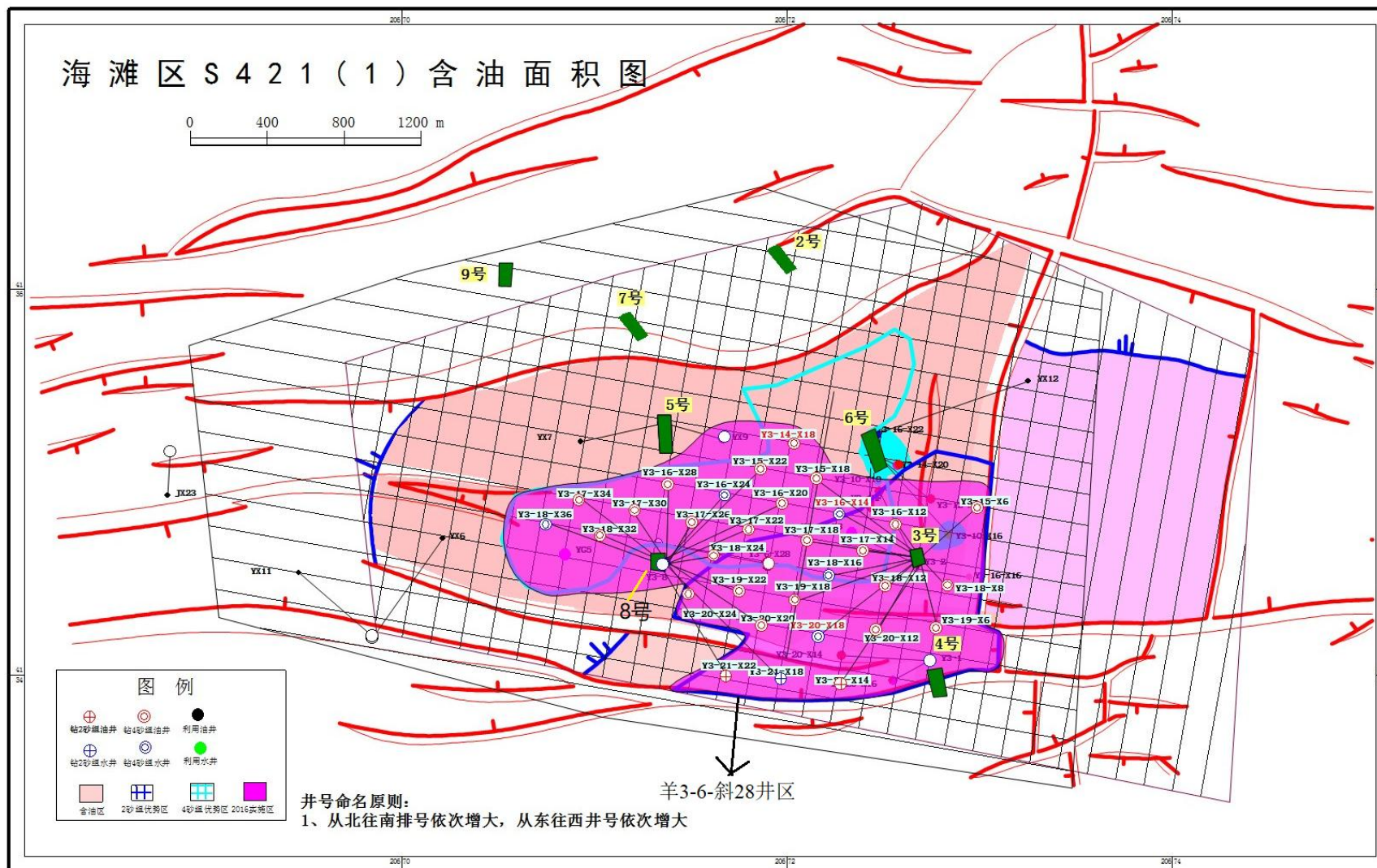


图 2.1-17 羊 3-6-斜 28 井区沙四段油藏分布及拟建井位图

Y3-6-斜 28 井区 15 年产能预测一览表

表 2.1-15

井号	井型	井深	井径	井底	井口	井底	2015年			2016年		
							产量	进液量	注水量	产量	进液量	注水量
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												
25												
26												
27												
28												
29												
30												
31												
32												
33												
34												
35												
36												
37												
38												
39												
40												
41												
42												
43												
44												
45												
46												
47												
48												
49												
50												
51												
52												
53												
54												
55												
56												
57												
58												
59												
60												
61												
62												
63												
64												
65												
66												
67												
68												
69												
70												
71												
72												
73												
74												
75												
76												
77												
78												
79												
80												
81												
82												
83												
84												
85												
86												
87												
88												
89												
90												
91												
92												
93												
94												
95												
96												
97												
98												
99												
100												

2.1.5.4 项目建设内容

本工程在八面河油田滩海区块现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增各类井 31 口以及各类辅助生产设施。工程主要建设内容见表 2.1-16。

工程主要建设内容

表 2.1-16

项目组成	工程名称	工程内容	
主体工程	井	新增 31 口井，其中油井 25 口（全部为单井拉油），注水井 6 口	
	油气集输	高架罐	3 号台新增 40m ³ 高架罐 2 具，8 号台新增 40m ³ 高架罐 2 具，均采用电加热方式
		单井集油管线	2.5km
	注水系统	单井注水管线	0.85km
环保工程	生活污水	依托旱厕定期清运，不外排	
	钻井泥浆、钻屑处理	含油层段的钻机泥浆和钻屑建议进行危废鉴定，若属于危废委托有资质单位处置；若属于一般固废，则委托综合利用单位进行处置。非含油层段的钻机泥浆和钻屑委托综合利用单位进行处置	
依托工程	配水间	六号台配水间、七号台配水间、杨二配水间	
	驻站点	杨二接转站驻站点	
	油气集输处理	角四接转站、北块接转站、南块接转站、联合站	
	采油污水处理	依托南块接转站、联合站中的各自污水站处理后回注地层	
	作业废水处理	依托角四接转站处理后回注地层	
	油泥砂暂存	依托清河采油厂北块接转站油泥砂暂存池进行暂存	

(1) 主体工程

本工程在八面河油田滩海区块现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增油井 25 口，水井 6 口，详见表 2.1-17。

采油平台上井口建设方案一览表

表 2.1-17

序号	井台	井号	油/水井	备注
1	3 号台	Y5-15-X6	油井	本次新增
2		Y3-16-X12	油井	本次新增
3		Y3-15-X18	油井	本次新增
4		Y3-17-X18	油井	本次新增
5		Y3-17-X14	油井	本次新增
6		Y3-19-X18	油井	本次新增

7		Y3-18-X12	油井	本次新增
8		Y3-20-X12	油井	本次新增
9		Y3-21-X14	油井	本次新增
10		Y3-19-X6	油井	本次新增
11		Y3-18-X8	油井	本次新增
12		Y3-16-X14	注水井	本次新增
13		Y3-18-X16	注水井	本次新增
14		Y3-20-X18	注水井	本次新增
15		Y3-10-X10	油井	现有工程
16		Y3-2	油井	现有工程
17		Y3-14-X8	水源井	现有工程
18		Y3-16-X16	油井	现有工程
19	5号台	Y3-14-X18	油井	本次新增
20		YX7	水源井	现有工程
21		YX9	油井	现有工程
22	8号台	Y3-18-X32	油井	本次新增
23		Y3-17-X34	油井	本次新增
24		Y3-17-X30	油井	本次新增
25		Y3-16-X28	油井	本次新增
26		Y3-17-X26	油井	本次新增
27		Y3-15-X22	油井	本次新增
28		Y3-16-X20	油井	本次新增
29		Y3-17-X22	油井	本次新增
30		Y3-18-X24	油井	本次新增
31		Y3-19-X22	油井	本次新增
32		Y3-20-X24	油井	本次新增
33		Y3-20-X20	油井	本次新增
34		Y3-21-X22	油井	本次新增
35		Y3-18-X36	注水井	本次新增
36		Y3-16-X24	注水井	本次新增
37		Y3-21-X18	注水井	本次新增
38		Y3-6-X28	油井	现有工程
39	Y3-8	注水井	现有工程	

(2) 辅助生产设施

① 油气集输工程

新增油井后，海滩8号台液量达到 59m³/d，海滩3号台液量达到 76m³/d，海滩5号台液量为 8m³/d，考虑 16 小时的液量存储空间，海滩8号台新增 40m³高架罐两具，海滩3号台

新增 40m³ 两具，高架罐内各配两组 20kw 电加热棒。高架罐内原油经罐车拉至杨二接转站，原油经杨二接转站泵送至角四接转站后，再输送至北块接转站、南块接转站、联合站，对原油进行油水分离等处理。原油罐车共 2 辆，分别为 18m³ 和 22m³。采油平台上设备清单见表 2.1-18。

单井集油管线（油井至高架罐段）采用 20#无缝钢管，规格为 φ60×4mm；均采用加强级沥青外防腐，聚氨酯泡沫保温。管线埋深 1.2m，管线总长 2.5km。

采油平台上设备清单

表 2.1-18

序号	平台	设备名称	设备型号	设备数量	备注
1	3 号台	高架罐	40m ³	2 个	新增
2		高架罐	40m ³	1 个	现有工程
3	5 号台	高架罐	40m ³	1 个	现有工程
4	8 号台	高架罐	40m ³	2 个	新增
5		高架罐	40m ³	1 个	现有工程

② 注水工程

工程 3 号台上现有一座水源井（Y3-14-X8），因此本工程 3 号台新增注水井利用该水源井作为水源，然后通过注水系统进行注水。工程 5 号台上现有一座水源井（YX7），因此本工程 8 号台新增注水井利用该水源井作为水源，然后通过注水系统进行注水。

工程将在 3 号台和 8 号台各新增一套注水系统，注水泵利用由 6 号台和 7 号台旧有设备，新增 25MPa 五井式分水器一套和低压高架缓冲罐 15m³ 一具。

单井注水管线选用 DN65mmPN25MPa 高压玻璃钢注水管线，管线总长度 0.85km，埋地敷设。

现有水源井供水层位、深度及新增注水井的注水层位和深度见表 2.1-19。

现有水源井供水层位、深度及新增注水井的注水层位和深度

表 2.1-19

平台	现有水源井	供水层位	现有水源井深度	新增注水井井号	注水层位	注水深度
3 号台	Y3-14-X8	S3 上 5 砂组	1446.0-1484.0m	Y3-16-X14	砂四 4 砂组	1773.0-1875.0m
				Y3-18-X16	砂四 4 砂组	1773.0-1875.0m
				Y3-20-X18	砂四 4 砂组	1773.0-1875.0m
5 号台	YX7	S3 上 5 砂组	1446.0-1484.0m			

8号台				Y3-18-X36	砂四 4 砂组	1773.0-1875.0m
				Y3-16-X24	砂四 4 砂组	1773.0-1875.0m
				Y3-21-X18	砂四 2 砂组	1532.0-1556.0m

③ 供配电工程

本次设计主要为海滩区块开发地面建设新钻 25 口油井配电，每口油井用 22KW 永磁电机。

④ 土建工程

A 油井单井碎石井场按 1200m² 计，水井单井碎石井场按 600m² 计，丛式井井场每增加一口井，在单井井场用地面积基础上增加 20%。（300 厚混合石，100 厚泥结碎石）；

B 碎石道路 0.4km 宽 4.0m（300 厚混合石，100 厚泥结碎石）。

⑤ 信息化配套工程

海滩区块为采油厂信息化建设示范区，目前已实现井场视频全监控，油井生产参数全部远传，实现无人值守，集中监控。故新增油井考虑建立信息化配套工程，包括井口温度、压力、载荷远传及视频监控远传。

2.1.5.5 工程总平面布置

本工程拟在八面河油田滩海区块现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增各类井 31 口，3 号台、5 号台、8 号台平面布置见图 2.1-18~2.1-20。

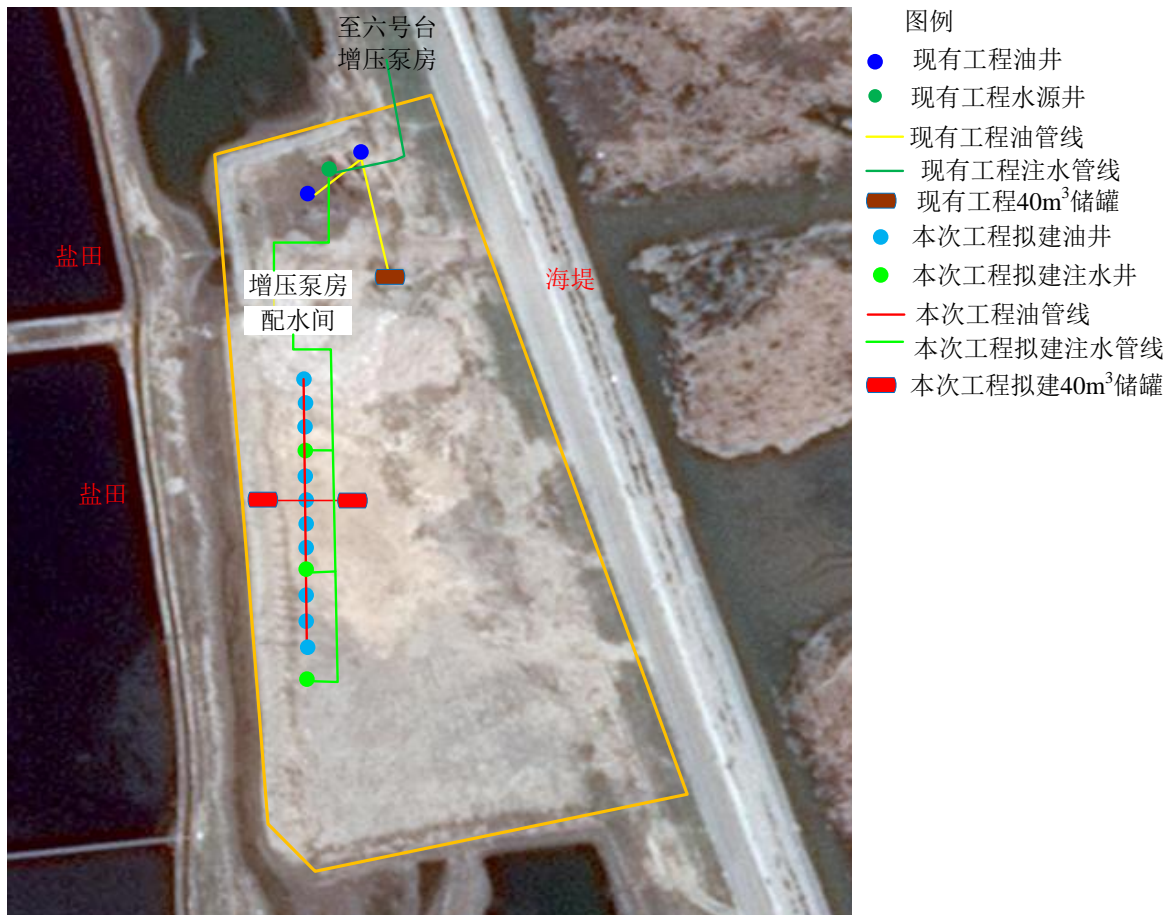


图 2.1-18 3号台平面布置图

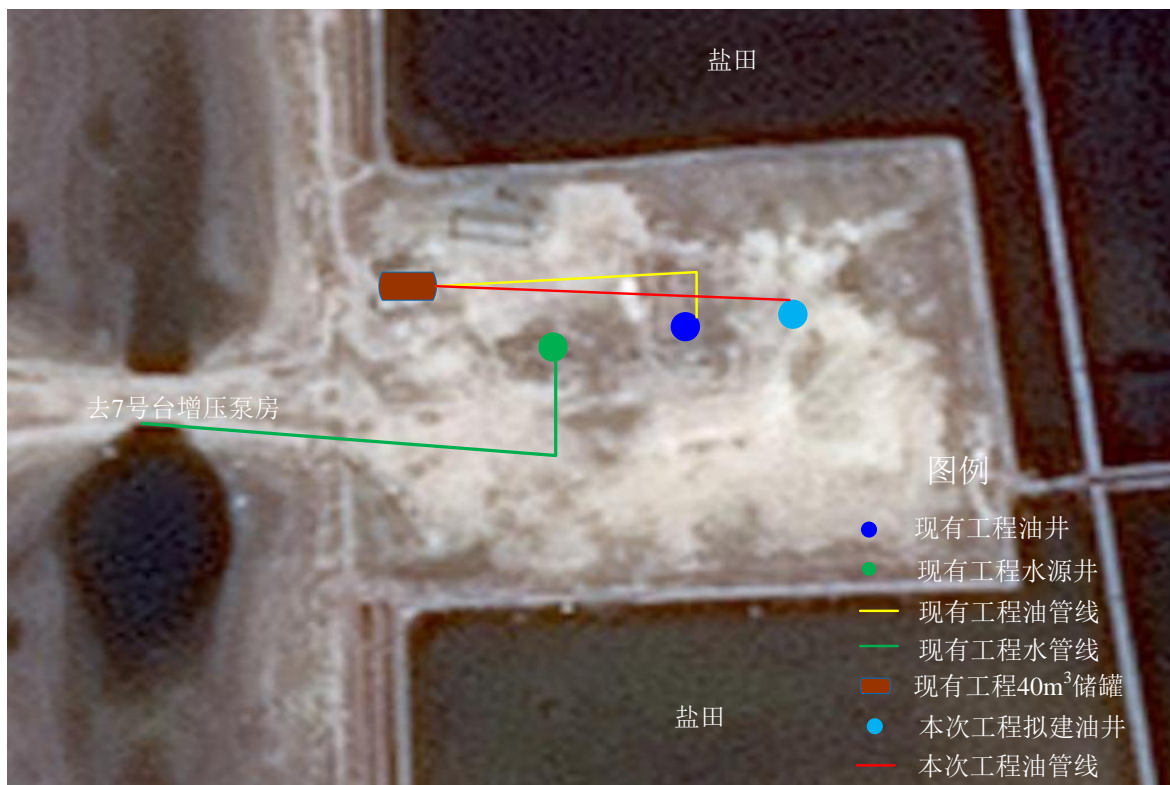


图 2.1-19 5号台平面布置图

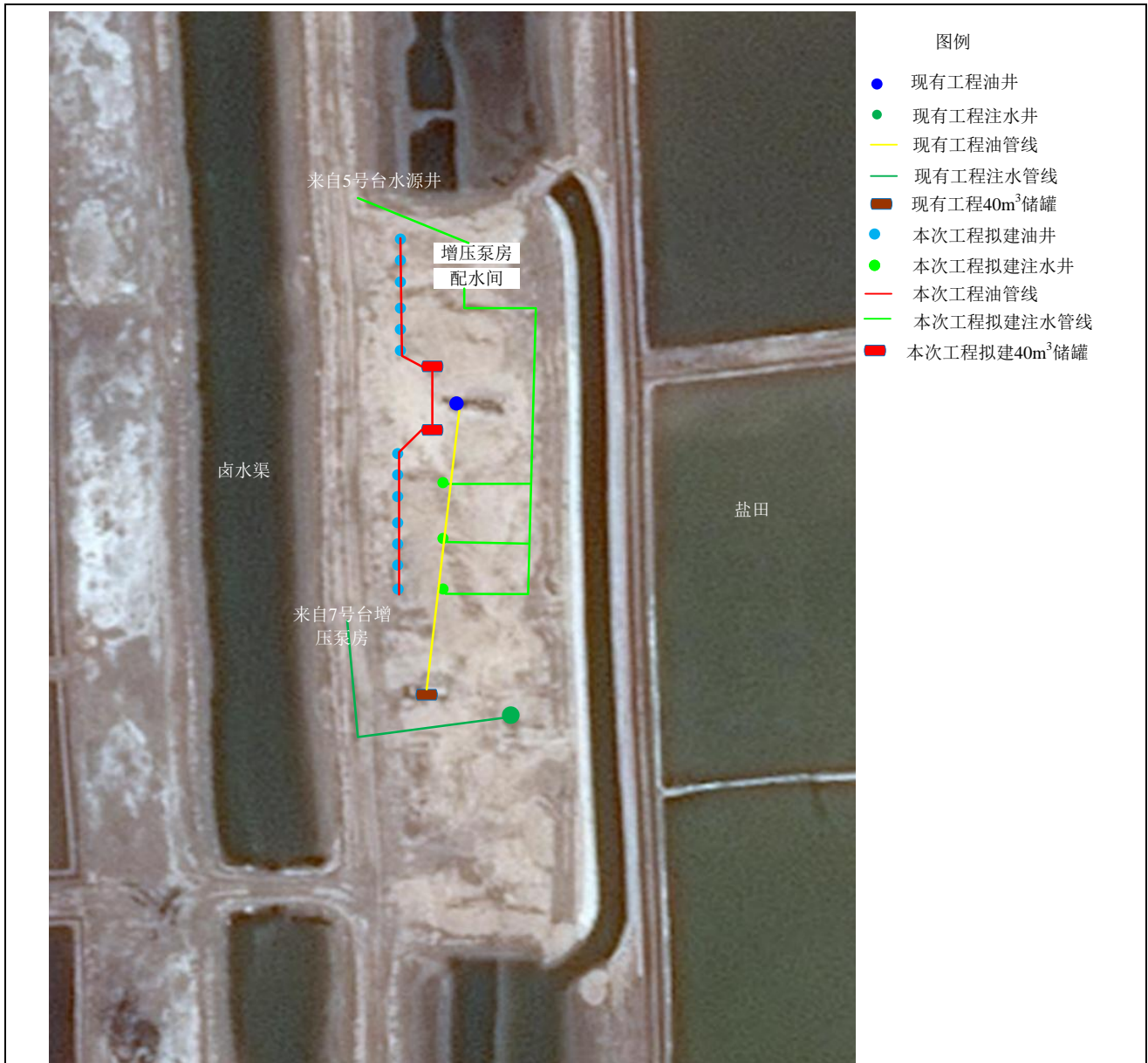


图 2.1-20 8号台平面布置图

2.1.6 工程施工方案

2.1.6.1 钻、完井方案

(1) 井身结构

本项目部署井位 31 口，均为定向井，总进尺 $5.58 \times 10^4 \text{m}$ ，平均井深 1800m。井身结构设计如下：

① 表层套管

普通定向井表层套管：一开用 $\Phi 311.2 \text{mm}$ 钻头定向井钻至井深 150m 左右，下 $\Phi 244.5 \text{mm}$ 表层套管，要求封固地表土层及平原组上部粘土层、流砂层，水泥返至地面；

② 生产套管

普通定向井生产套管：二开用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻达设计井深，下 $\Phi 139.7\text{mm}$ 钢级 P-110 生产套管。为保护生产套管，设计双密度水泥浆体系，要求油井水泥浆返至地面，固井质量要求达到优质。

③ 井身结构数据见表 2.1-20。

定向井井身结构设计数据

表 2.1-20

开钻次序	井段 (m)	钻头系列	套管程序	水泥返深
一开	0~151	$\Phi 311.2\text{mm} \times 151\text{m}$	$\Phi 244.5\text{mm} \times 150\text{m}$	地面
二开	0~1800	$\Phi 215.9\text{mm} \times 1800\text{m}$	$\Phi 139.7\text{mm} \times 1795\text{m}$	地面

④ 井深结构示意图见图 2.1-21。

一开
井眼外径： $\Phi 311.2\text{mm}$
钻达井深：151m
套管外径： $\Phi 244.5\text{mm}$
套管下深：150m
水泥返深：地面

二开
井眼外径： $\Phi 215.9\text{mm}$
钻达井深：1800m
套管外径： $\Phi 139.7\text{mm}$
套管下深：1795m
水泥返深：地面

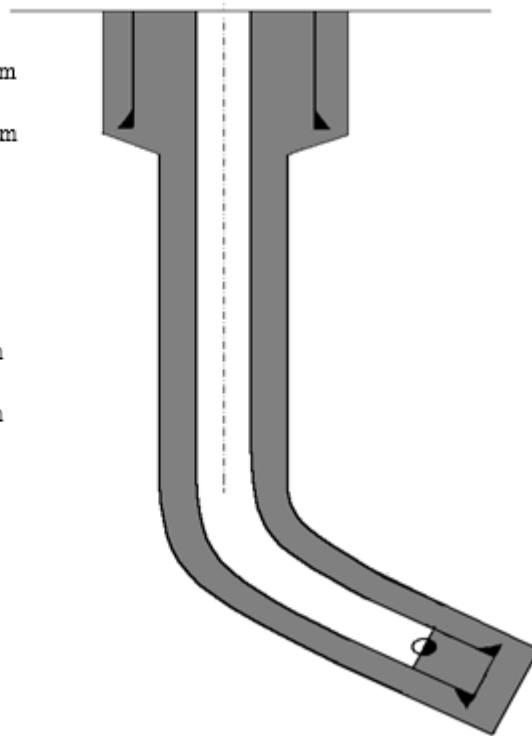


图 2.1-21 定向井井身结构示意图

(2) 钻井液

钻井液设计如下：

一开：预水化膨润土浆

二开非储层段：淡水聚合物钻井液

储层段：低荧光防塌剂为油保的淡水聚合物钻井液

为保证钻井安全、优质、快速，并保护油层，一开采用膨润土浆，二开非储集层采用淡水聚合物钻井液。二开储集层采用聚合醇蔽暂堵钻井液，钻遇油层要严格控制钻井液密度和滤失量，同时采取油层保护措施，防止钻井液对地层造成伤害。

钻井液分段性能设计一览表

表 2.1-21

项目	井段	一开	二开	
			直井段	斜井段
密度(g/cm ³)		1.05~1.10	1.05~1.10	1.10~1.13
漏斗粘度(s)		35~45	35~45	40~50
API 滤失量(ml)			<8	<4
泥饼(mm)			1	0.5
初切/终切(Pa)			1~4/2~6	2~5/3~8
pH 值			8~9	8~9
固相含量(体积%)			<8	<8
含砂量 (%)			<0.3	<0.3
动切力 YP (Pa)			2~4	6~10
摩擦系数				<0.1
塑性粘度(mpa.s)			5~10	10~15
膨润土含量 MBTg/L			40~50	35~45

2.1.6.2 主要施工设备

主要施工设备详见表 2.1-22。

钻井主要设备一览表

表 2.1-22

序号	名称	型号	序号	名称	型号
1	钻机	ZJ40	11	压风机	IV-3/8
2	井架	A 型	12	发电机组	Z12V-135
3	天车	TC-220	13	防喷器	2FZ35-21
4	游动滑车	YC-220	14	控制系统	FK2403
5	大钩	DG-220	15	振动筛	ZS2x1.5x2/3P
6	水龙头	SL-200	16	除砂器	NCJ-227
7	转盘	ZP-520	17	除泥器	NJ-861
8	绞车	JC14.5	18	离心机	LW355
9	钻井泵	3NB-1300	19	循环罐	
10	动力机	Z120V190-B			

2.1.6.3 施工总平面布置

工程钻井施工布置见图 2.1-22。

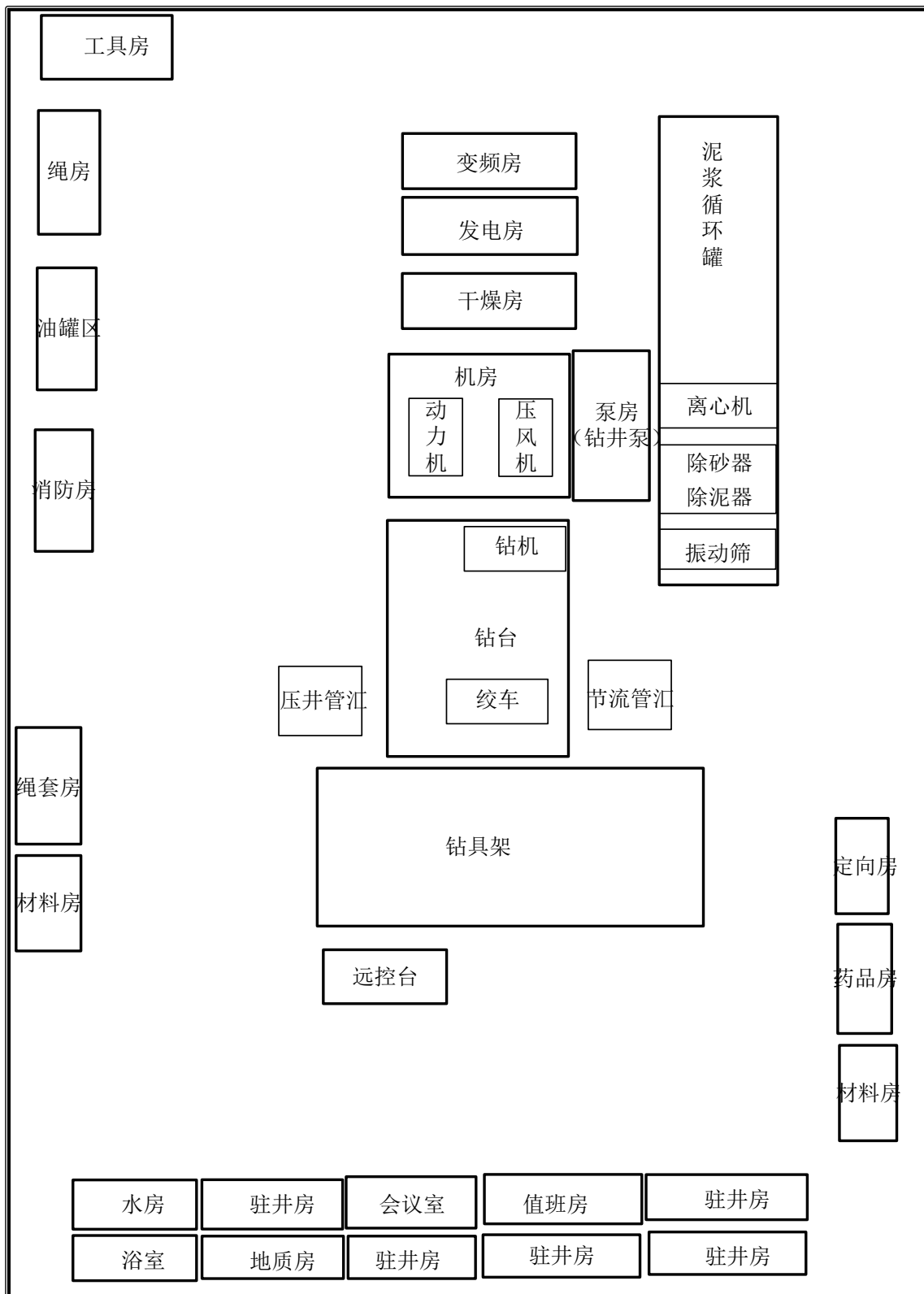


图 2.1-22 工程钻井施工平面布置示意图

2.1.6.4 施工人员和工期安排

单井平均施工人数 25 人，单井施工时间约 30 天，每年有效施工工期 300 天。

2.1.7 依托设施及可行性分析

2.1.7.1 集输和注水总体方案

根据海滩地质开发方案，将在海滩 3 号台部署 11 口油井，海滩 8 号台部署 13 口油井，海滩 5 号台部署 1 口油井，海滩新增产液量 98t/d。由于周围无可依托集输站点，本次新增油井集油方式采用单井拉油，分别进入拉油点，拉运至杨二接转站，再集输至角四接转站，再由角四接转站进行集输至北块接转站，在北块接转站进行油水分离后，采出液和含油废水分别输送至南块接转站，采出液继续在南块接转站进行分水，含油废水则在南块接转站进行处理后回注；分水后的采出液继续输送至联合站进行油水分离，含油废水在联合站处理后回注。本工程总体集输流程见图 2.1-23。

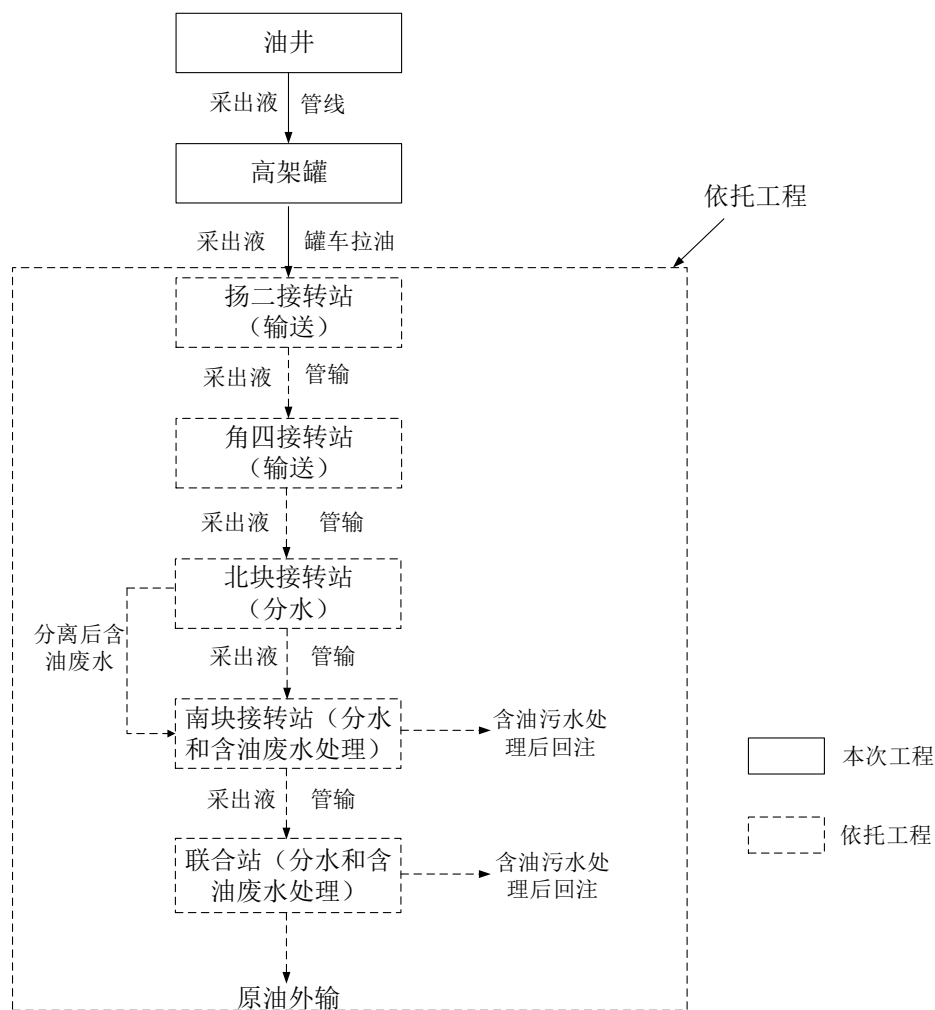


图 2.1-23 总体集输流程示意图

2.1.7.2 采出液集输和处理依托情况及可行性分析

(1) 采出液集输和处理依托情况

本次工程依托的集输方案与八面河油田滩海区块工程依托的集输方案基本一致。北块接转站、南块接转站、联合站的平面布置、生产工艺流程见第 2.1-3 章节。本工程与依托的集输工程位置关系见图 2.1-25。

油田运营期间，采出液从油井开采后经油罐车输送至扬二接转站，再由扬二接转站经管线输送至角四接转站，再由角四输送至北块接转站、南块接转站、联合站进行处理，三个站均承担采出液的三相分离，其中南块接转站、联合站还承担分离的含油废水的处理。各站的采出液的分离工艺及废水处理工艺基本一致，具体工艺流程见图 2.1-24。采出液经三相分离器处理后，分离出的伴生气经除油和干燥器脱水后送至加热炉焚烧，分离出的原油送至原油罐再进行输送，分离出的污水进入污水处理系统（主要工艺为沉降+过滤）处理后，回注于水井。

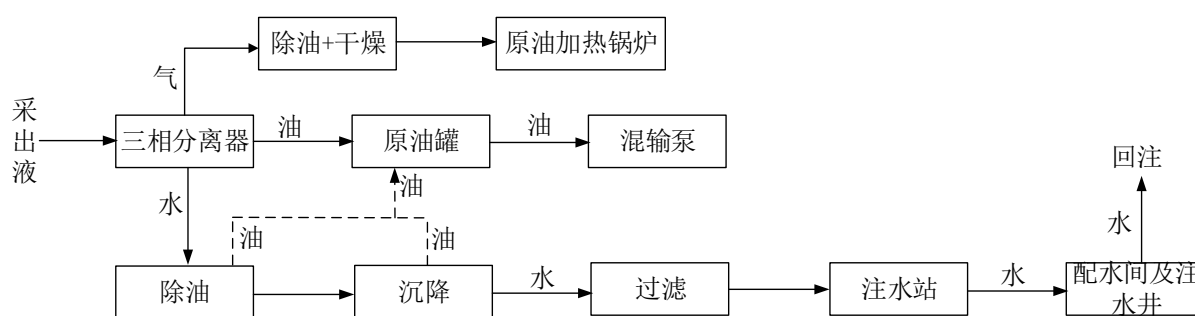


图 2.1-24 采出液处理工艺流程

(2) 依托可行性分析

根据集输依托工程处理规模余量，对照本次工程规模，由表 2.1-23 可知，工程依托扬二接转站、角四接转站、北块接转站、南块接转站、联合站从处理量上看具有可行性。依托的接转站和联合站目前均稳定运行，采用高效的三相分离器进行油气水分离，因此从处理工艺上，依托各接转站和联合站具有可行性。

各接转站和联合站采用管线进行采出液输送，若管线存在老化腐蚀等问题，则管线直接更换。

本次工程规模与集输依托工程处理规模余量对照分析

表 2.1-23

序号	名称	功能设置	工艺流程	设计规模	目前实际运行规模	处理规模余量	本次工程规模（按最大值）
1	扬二接转站	采出液外输	\	采出液： 394200m ³ /d	采出液： 80300m ³ /d	采出液： 313900m ³ /d	采出液： 371m ³ /d
2	角四接转站	采出液外输	\	采出液：3500m ³ /d	采出液：1500m ³ /d	采出液： 2000m ³ /d	采出液： 371m ³ /d
3	北块接转站	采出液分水、原油外输	采出液处理： 三相分离器分离	采出液：4500m ³ /d	采出液：2000m ³ /d	采出液： 2500m ³ /d	采出液： 371m ³ /d
4	南块接转站	采出液分水、原油外输、采油废水处理	采出液处理： 三相分离器分离+沉降+加热外输； 污水处理：沉降+压力过滤	采出液：8000m ³ /d 污水：5550m ³ /d	采出液：5000m ³ /d 污水：3500m ³ /d	采出液： 3000m ³ /d 污水： 2050m ³ /d	采出液： 371m ³ /d 污水： 109m ³ /d
5	联合站	原油脱水、原油外输、污水处理、污水回注	采出液处理： 三相分离器分离+沉降+加热外输； 污水处理：沉降+压力过滤	采出液： 27385m ³ /d 污水：20000m ³ /d	采出液： 17684m ³ /d 污水：17000m ³ /d	采出液： 9701m ³ /d 污水： 3000m ³ /d	采出液： 371m ³ /d 污水： 227m ³ /d

2.1.8 工程用海及占用岸线（滩涂）情况

工程新增油井及辅助设施均在现有的 3 号台、5 号台、8 号台上进行滚动开发，3 号台、5 号台、8 号台占用海域（滩涂）面积合计 15515m²，本工程不涉及新增用海和用地。3 号台、5 号台、8 号台用海情况详见表 2.1-24。

井台占用海域面积一览表

表 2.1-24

序号	井台名称	井数（口）	面积（m ² ）	海域/土地手续	用途/用海类型
1	3 号台	14	5950	广国用(2000)字第 553 号	工业用地
2	5 号台	1	2733	广国用(2010)字第 496 号	工业用地
3	8 号台	16	6832	2015C37050006023 和 2015C37052312837	油气开采用海
合计	/	31	15515		

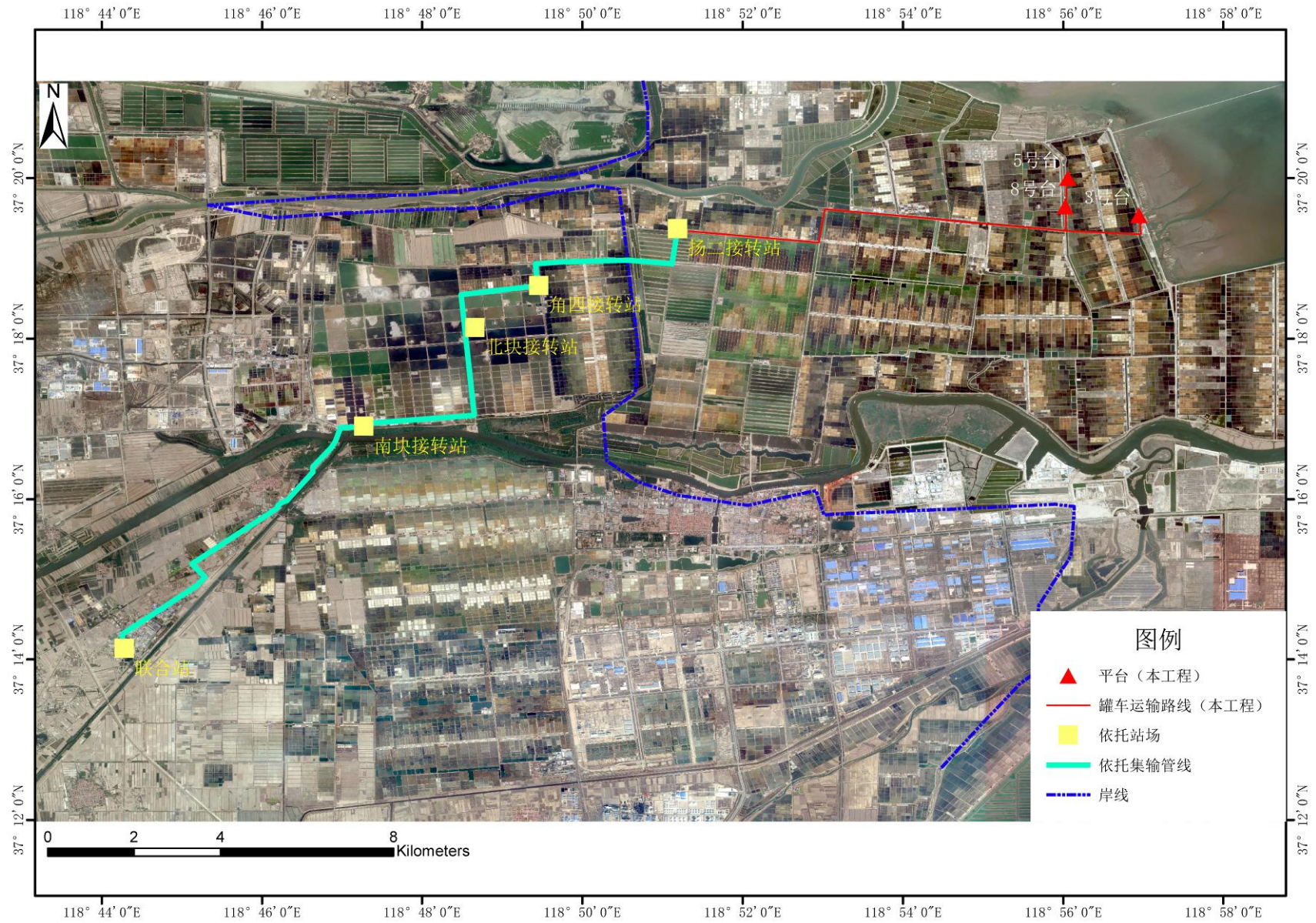


图 2.1-25 本工程与依托的集输工程位置关系图

2.1.8.1 含油废水处理及回注依托情况

南块接转站和联合站含油废水处理工艺较为成熟且运行稳定，采用多次沉降+多级过滤工艺对含油废水进行处理，南块接转站和联合站的废水处理系统出水水质见表 2.1-1 和表 2.1-2。由此可知，南块接转站和联合站污水出水水质各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。根据表 2.1-26 可知，工程含油废水量小于南块接转站和联合站废水处理系统的余量，因此工程依托南块接转站和联合站进行含油废水处理具有可行性。

工程油井采出液中含油废水主要在依托的南块接转站和联合站进行分离出，其含油废水依托南块接转站、联合站的废水处理系统进行处理，联合站处理后的含油废水管送至南块注水站进行回注。因此工程产生的含油废水主要在南块注水站进行回注。

南块注水站回注需求量为 $1600\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际回注量 $1100\text{m}^3/\text{d}$ ，尚有 $500\text{m}^3/\text{d}$ 的回注水需求量。本次工程在南块接转站处理的含油废水最大量为 $109\text{t}/\text{d}$ ，小于南块注水站的回注水需求量，因此从水量上看，工程处理后的含油废水用于南块注水站的回注具有可行性。

2.1.8.2 注水依托情况

本次由于位于滩海区块，其对回注水水质要求较高，因此不采用本工程油井的产生的含油废水进行回注，而是利用现有水源井进行回注。

本次工程利用 3 号台现有一座水源井 (Y3-14-X8) 供应水源，然后通过注水系统进行注水。3 号台注水工程平面布置见图 2.1-18。

8 号台利用 5 号台现有一座水源井 (YX7) 供应水源，然后通过注水系统进行注水。8 号台注水工程平面布置见图 2.1-20。

工程现有水源井产注水平衡见表 2.1-25，由表可知，现有水源井剩余水量($186\text{m}^3/\text{d}$)可以满足本工程新增注水井 10 年内的最大注水量($133.2\text{m}^3/\text{d}$)，但不满足本工程新增注水井 10 年~15 年的最大注水量($222.6\text{m}^3/\text{d}$)，根据建设单位提供方案，若注水量不满足要求时，则拟将 3 号台上现有油井 Y3-16-X16 改成水源井，最大产水量为 $140\text{m}^3/\text{d}$ ，可满足工程注水井注水水量要求。

工程现有水源井产注水平衡表

表 2.1-25

现有水源井		现有注水井		现有水源井剩余水量		本次工程新增注水井 (10年内)		本次工程新增注水井 (15年内)	
井号	最大产水量(m ³ /d)	井数	注水量(m ³ /d)	井号	剩余水量(m ³ /d)	井数	注水量(m ³ /d)	井数	注水量(m ³ /d)
Y3-14-X8	140	2	48	Y3-14-X8	92	3	66.6	3	111.3
YX7	140	3	46	YX7	94	3	66.6	3	111.3
合计	280	5	94		186	6	133.2	6	222.6

2.2 工程分析

2.2.1 现有工程污染物排放情况

八面河油田滩海区块开发工程的污染物产生及排放情况引用《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书》中的结果。

八面河油田滩海区域的污染物产生及排放情况

表 2.2-1

项目	污染源	污染工序	污染物	产生量	排放量	处理措施及去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	0.09t/a	0.09t/a	加强日常管理
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	2580m ³ /a	0	通过集输流程进入角四接转站和联合站的污水处理系统处理后回注地层，不排海
	采油废水	油水分离	悬浮物、COD、石油类	(7.93~14.5) ×10 ⁴ t/a	0	通过集输流程进入角四接转站和联合站的污水处理系统处理后回注地层，不排海
	生活污水	员工生活	COD、NH ₃ -N	197.1m ³ /a	0	排至旱厕，清掏用作农肥
固废	油泥砂	油气处理	含油的泥砂	182.3t/a	0	暂存于北块接转站的油泥砂暂存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处理
	生活垃圾	员工生活	生活垃圾	3.285t/a	0	委托环卫部门统一清运

2.2.2 工程各阶段污染源强分析

2.2.2.1 工程各阶段污染环节分析

(1) 施工期产污环节分析

项目油田的建设内容主要包括钻完井工程、井场工程，油田建设阶段内容及产污环节示意图见图 2.2-1。

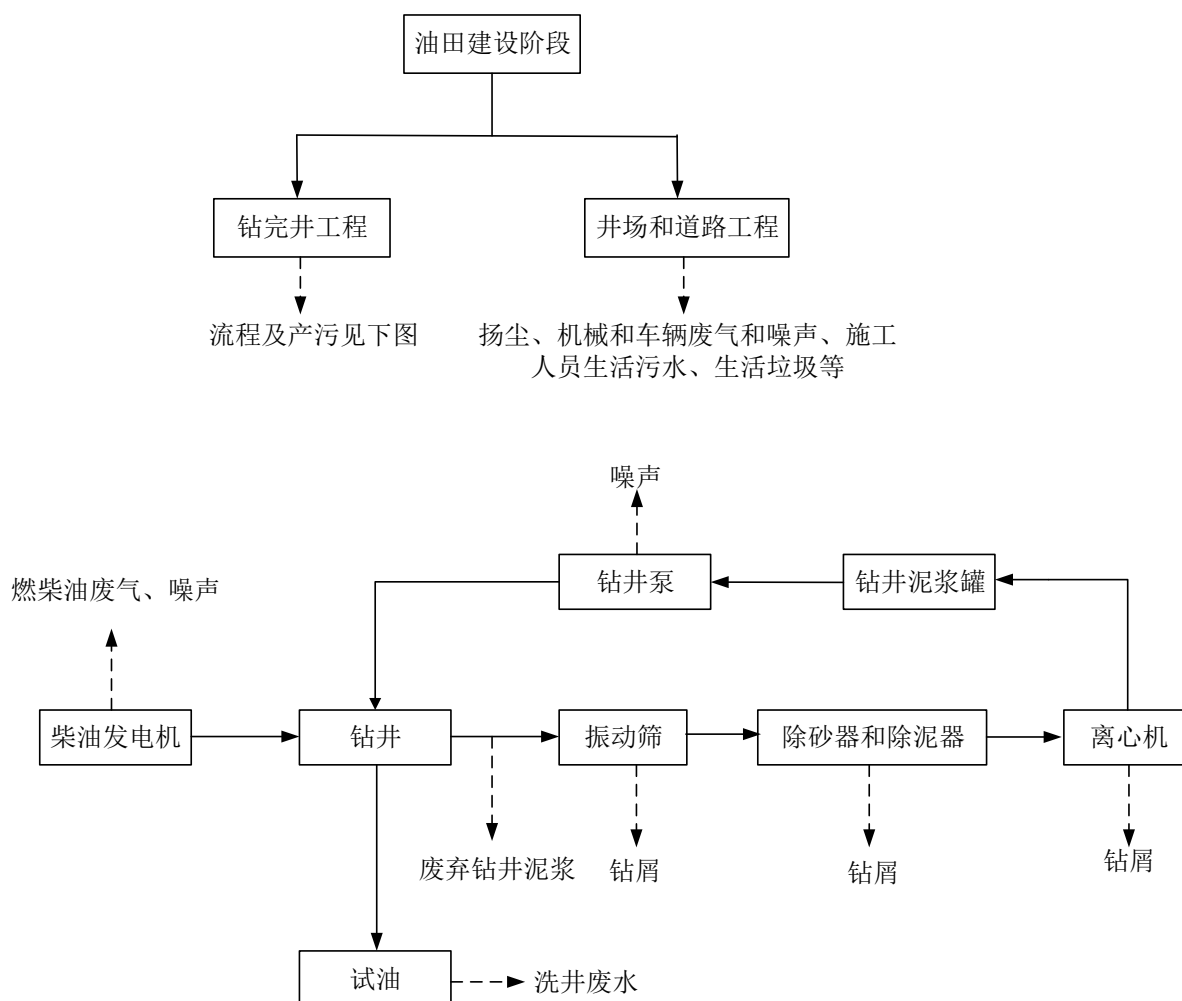


图 2.2-1 施工期产污环节示意图

(2) 运营期产污环节分析

在油田运营期，采出液从油井开采后经管线送至井场内的高架罐，高架罐内采用电加热棒保持罐内温度在 50-60℃。高架罐内采出液由油罐车送至杨二接转站，再由泵和管道送至角四接转站，转至北块接转站、南块接转站、联合站进行处理。采出液经三相分离器处理后，分离出的伴生气经干燥器脱水后送至加热炉焚烧，分离出的原油送至原油罐再进行输送，分离出的污水进入污水处理系统处理后回注。运营期各环节产污情况

见图 2.2-2。

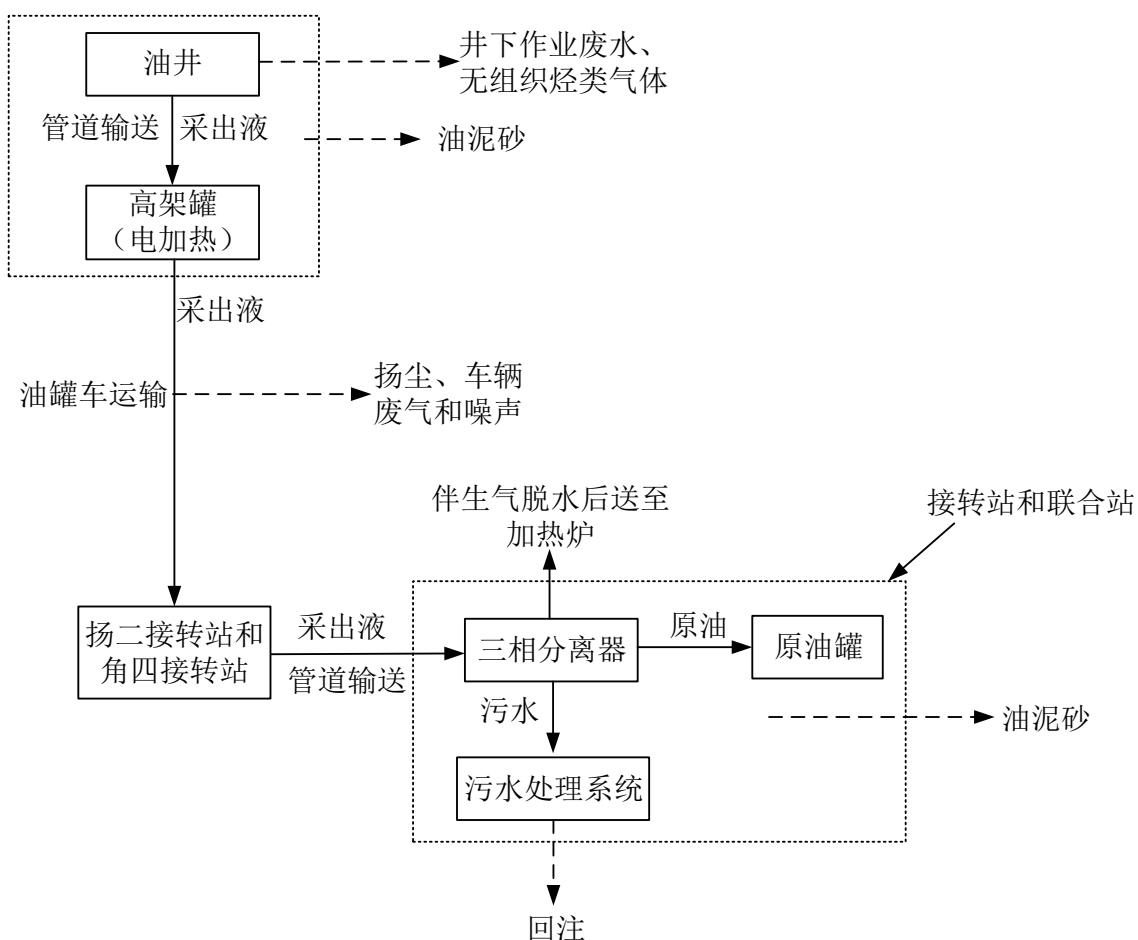


图 2.2-2 运营期产污环节图

2.2.2.2 施工期污染源强分析

(1) 废水

① 钻井废水

本工程钻井共 31 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻平台及设备产生的废水和冲洗钻井岩屑产生的废水，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。钻井过程中该废水排入井场泥浆罐中，并实现循环利用。

根据《中国石化油气田企业环境现状调查与分析报告》（2007 年 6 月）中的有关资料，胜利油田钻井废水产生系数为 $0.08\text{m}^3/\text{m}$ 。本项目钻井井深 55800m，钻井废水产生量约 4464m^3 。其中 10% 上清液外运至钻井作业废液处理站进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发，不外排；剩余钻井废水与废弃泥浆一同委托综合利用单位进行处置。钻井废

水拉运处理量约为 446.4m³。

② 管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，新建管线总长 2.5km，管道试压后废水量约 7m³。主要污染物为悬浮物，采用沉淀处理后回用于现场施工。

③ 施工人员生活污水

工程单井平均施工人数 25 人，工程在施工场地设置临时旱厕，施工人员就餐利用距离较近的羊口镇，因此生活污水按 20L/人 d 计，则生活污水产生量为 0.5m³/d（整个施工期为 465m³），生活污水主要为旱厕粪便及冲洗水，由当地农民清掏用作农肥。因此施工人员生活污水不直接外排。

(2) 废气

① 施工扬尘

本工程施工扬尘主要产生于：井场建设、井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施建设以及车辆运输过程。

② 施工机械与车辆废气

本工程井场建设、井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施过程中有施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO₂、NO_x、CmHn 等。此类废气为间断排放，随着机械使用频率的不同而随时变化，排放量很小，同时随施工结束而结束。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性的特点，因此对局部地区的环境影响较轻。

③ 钻井柴油发动机废气

本工程钻井过程中废气污染源主要为井场钻机的柴油发动机排放的废气，钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，燃料燃烧向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、NO₂、SO₂、烟尘等。根据企业油田施工经验，本工程钻井总进尺为 55800m，消耗柴油约为 850t。根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》中“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃油工业锅炉”提供数据，计算燃柴油污染物的产生及排放情况见表 2.2-2。

施工期钻井柴油机排放的主要污染物量

表 2.2-2

污染物	燃柴油污染物产生系数	柴油消耗量	产生与排放量

烟气量	17,804.03m ³ /t	850t	1513 万 m ³
烟尘	0.26kg/t		221kg
二氧化硫	19S ^① kg/t		16.15kg
氮氧化物	3.67kg/t		3119.5kg

①注：根据山东省人民政府关于山东省成品油质量升级的通告可知，从2016年1月1日起，全省加油站供应的车用汽、柴油全部达到国V标准。故S取值0.001

(3) 固废

① 废弃钻井泥浆

钻井作业中，废弃钻井泥浆循环使用，废弃钻井泥浆在钻井结束后一次性排入泥浆罐。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的一次性排入泥浆罐。单口井排放废弃钻井泥浆经验公式： $V=0.125\pi D^2 h+18(h-1000)/500+116$

式中，D：井的直径，m；

h：井深，m；

V：排到地面上的钻井泥浆，m³。

一口井完钻后，除废弃钻井泥浆外，其余钻井泥浆将会回用到其他井的钻井项目中，其比例约80%。废弃的钻井泥浆中油层段的钻井泥浆所占比例约为40%。

工程钻井泥浆产生量一览表

表 2.2-3

单位：m³

项目	单井	31口井总量
油层段的钻井泥浆(m ³)	14.22	440.82
非油层段的钻井泥浆(m ³)	21.33	661.23
钻井泥浆总量(m ³)	35.55	1102.05

② 钻屑

钻屑排放量主要取决于井深和井身结构，本节根据钻、完井井眼尺寸和井深核算井口的钻屑量。

钻屑源强：

a 一开岩屑计算公式： $V_1=\pi R_1^2 \times H_1 \times K_1 \times 70\%$

b 二开岩屑计算公式： $V_2=\pi R_2^2 \times (H_2-H_1) \times K_2$

c 岩屑总量： $V=V_1+V_2$

d 含油岩屑计算公式： $V_0=\pi R_2^2 \times (H_2-1350) \times K_2$

式中, V : 岩屑总量, m^3 ;

V_1 : 一开岩屑量, m^3 ;

V_2 : 二开岩屑量, m^3 ;

V_0 : 含油岩屑总量, m^3 ;

R_1 : 一开钻头半径(m), 取 0.1555m;

R_2 : 二开钻头半径(m), 取 0.108m;

π : 3.14;

H_1 : 一开井平均井深, m;

H_2 : 二开井平均井深, m;

K_1 : 一井眼扩大率, 取 1.15;

K_2 : 二井眼扩大率, 取 1.10;

70%: 一开从振动筛分选出来岩屑量所占百分数;

1350: 根据项目产能建设方案, 井深 1350m 以下井段为含油井段。

工程钻屑产生量一览表

表 2.2-4

项目	单井	31 口井总量
油层段的钻屑(m^3)	18.13	562.03
非油层段的钻屑(m^3)	57.53	1783.43
钻屑总量(m^3)	75.66	2345.46

③ 建筑垃圾和施工废料

施工期产生的建筑垃圾和施工废料主要是井场建设时产生, 本项目产生的建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设, 剩余废料拉运至环卫部门指定的地点集中填埋处置。

④ 生活垃圾

工程单井平均施工人数 25 人, 单井施工时间约 30 天, 按每人每天产生 0.5kg 生活垃圾计算, 单井钻井期生活垃圾的产生量预计为 0.38t, 31 口井总计产生生活垃圾 11.78t。

(4) 噪声

地面工程施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有: 挖掘机、推土机、钻机、柴油发电机组等。各类施工机械及车辆的噪声级源强情况详见表 2.2-5。

施工机械噪声值一览表

表 2.2-5

序号	施工项目	设备名称	噪声级(dB(A))
1	井场和地面工程建设	挖掘机	92
2		推土机	95
3	钻井	钻机	100
4		柴油发电机	105
5		钻井泵	95

(5) 建设阶段污染源汇总

施工期污染源强汇总

表 2.2-6

污染物名称		产生量	排放量	污染防治措施和去向	
废水	钻井废水	446.4m ³	0	处理达标后回注	
	管道试压废水	7m ³	0	采用沉淀处理后回用于现场施工	
	施工人员生活污水	465m ³	0	设置临时旱厕由当地农民清掏作农肥	
废气	施工扬尘	少量	少量	洒水降尘	
	施工机械与车辆废气	少量	少量	/	
	钻井柴油发动机废气	烟气量	1513 万 m ³	1513 万 m ³	/
		烟尘	221kg	221kg	
		二氧化硫	16.15kg	16.15kg	
氮氧化物		3119.5kg	3119.5kg		
固废	油层段的钻井泥浆	440.82m ³	0	建议进行危废鉴定，若属于危废委托有资质单位处置；若属于一般固废，则委托综合利用单位进行处置	
	非油层段的钻井泥浆	661.23m ³	0	委托综合利用单位进行处置	
	油层段的钻屑	562.03m ³	0	建议进行危废鉴定，若属于危废委托有资质单位处置；若属于一般固废，则委托综合利用单位进行处置	
	非油层段的钻屑	1783.43m ³	0	委托综合利用单位进行处置	
	建筑垃圾和施工废料	/	/	建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设，剩余废料拉运至环卫部门指定的地点集中填埋处置	
	生活垃圾	11.78t	0	由环卫部门清运	
噪声	设备噪声	92~105dB(A)	92~105dB(A)	采用低噪声施工设备	

2.2.2.3 运营期污染源强分析

(1) 废水

① 采油污水

根据工程概况可知区域年产液量和产油量，由此计算含油废水产生量，工程含油废水在南块接转站和联合站经污水处理系统（沉降+过滤工艺）处理后回注，不外排。

工程井区 15 年含油废水产生量一览表

表 2.2-7

时间(年)	年产液(10 ⁴ t)	年产油(10 ⁴ t)	含油废水产生量(10 ⁴ t)
1	1.76	1.1732	0.5868
2	3.4	2.0118	1.3882
3	2.96	1.5217	1.4383
4	2.82	1.2242	1.5958
5	2.85	1.0243	1.8257
6	3.03	0.8805	2.1495
7	3.36	0.7722	2.5878
8	3.85	0.6877	3.1623
9	4.53	0.6	3.93
10	5.45	0.5642	4.8858
11	6.66	0.5177	6.1423
12	8.26	0.4783	7.7817
13	9.66	0.4445	9.2155
14	10.64	0.4151	10.2249
15	11.13	0.3894	10.7406
总计	80.36	12.7048	67.6552

② 井下作业废水

井下作业废水主要为修井作业过程中产生的洗井废水，根据建设单位提供的经验数据，单井约一年修井一次，单次洗井废水产生量为 30m³，因此本工程 31 口井井下作业废水产生量为 930m³/a。井下作业废水主要污染物为石油类及悬浮物，该废水由罐车运至角四接转站的污水处理系统进行处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中推荐水质标准后回注。

③ 生活污水

工程油田井场为无人值守，企业只安排 2 个工作人员两个平台进行巡回检查，平台不设置卫生间等，因此无生活污水产生。

(2) 废气

① 井区无组织烃类气体排放

工程废气主要为采油井井口及油气集输过程中少量的烃类无组织挥发。

根据类比调查，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，无组织挥发轻烃量计算公式如下：

$$G_{\text{损耗}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

式中： $G_{\text{损耗}}$ ——轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M ——油井产油能力，t/a；

λ ——气油比， m^3/t ，八面河油田滩海区块平均气油比 $15m^3/t$ ；

ρ ——井口挥发轻烃的密度， kg/m^3 ，本项目伴生气密度 $0.79kg/m^3$ ；

η ——油气集输系统损耗率，%，本项目取 5%；

β ——井口、拉油点挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比，本项目取 40%。

无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下：

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

式中： α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，取 42.68%。

本项目 15 年总产油量为 12.7048 万 t，由此计算 15 年生产期间烃类挥发总量为 3.011t，其中非甲烷总烃为 1.285t。据此计算烃类平均每年产生量为 0.201t，其中非甲烷总烃平均每年产生量为 0.086t。

根据井区的产能预测表可知，井区在第 2 年产油量最大，据此计算各油井平台的烃类和非甲烷总烃的挥发量见表 2.2-8。

各油井平台的烃类和非甲烷总烃的挥发量

表 2.2-8

平台	日最大产油量 (t/d)	烃类挥发 量 (kg/d)	非甲烷总烃挥发量（无组织）	
			kg/d	g/s
3 号台	29.7	0.704	0.300	0.0035
5 号台	2.7	0.064	0.027	0.0003
8 号台	35.1	0.832	0.355	0.0041

② 运输车辆的尾气及车辆扬尘

根据项目方案，井区产液通过罐车拉至杨二接转站。根据井区的产能预测表可知，井区在第 15 年产液量最大，产液量为 14.8t/d。根据罐车容量计算每天往来 1 次，3 个平台距离杨二接转站的平均距离约 9km，则罐车每天行驶距离约为 54km。根据《公路建设项目环境影响评价规范》，按照中型车(车速 50km/h)单车排放因子推荐值 CO30.18mg/辆 m、NOx5.40mg/辆 m 来进行计算，则污染物产生量为 CO0.54kg/d、NOx0.10kg/d。

另外油罐车拉油可能产生扬尘，因此要求企业做好拉油行车路面的清洁，在此基础上，扬尘产生量较小，不作定量计算。

(3) 固废

工程运营期间产生的固体废物主要为油泥砂。工程采出液集输及修井等作业过程中，接转站的油罐、沉降罐、污水罐、除油罐以及缓冲罐底等都会产生油泥砂。

现有工程八面河油田滩海区块 2015 年~2017 年产液总量为 43.86 万吨，油泥砂产生总量为 546.9 吨。由此类比可知，按开发预测指标中本工程最大产液 $2.0118 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目油泥砂的最大产生量为 25.09t/a（含水率 80%）。油泥砂暂存于清河采油厂北块接转站油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目产生的危险废物种类产生量、安全暂存措施和处置出路等见表 2.2-9。

工程运营期危险废物产生情况汇总表

表 2.2-9

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(吨/年)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施*
1	油泥砂	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	25.09	集输及修井等作业	固态	油泥砂、水	矿物油	连续	T, I	油泥砂暂存于清河采油厂北块接转站油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置

(4) 噪声

工程运营期噪声污染源主要为抽油机、泵等井场各种设备产生的噪声，噪声源强在65~95dB(A)之间。

(5) 运营期污染源汇总

运营期污染源强汇总

表 2.2-10

污染物名称		产生量	排放量	污染防治措施和去向	
废水	采油污水	67.6552 万 t	0	处理达标后回注	
	井下作业废水	930m ³ /a	0	由罐车运至角四接转站的污水处理系统后回注	
废气	非甲烷总烃		0.086t/a	0.086t/a	/
	运输车辆 的尾气	CO	0.54kg/d	0.54kg/d	/
		NO _x	0.10kg/d	0.10kg/d	/
	扬尘		少量	少量	/
固废	油泥砂	25.09	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司处置	
噪声	设备噪声	65~95dB(A)	65~95dB(A)	/	

2.2.3 工程各阶段生态环境影响分析

2.2.3.1 施工期生态环境影响分析

本工程施工作业带主要在井场平台范围内，本项目所在区域以盐碱地为主，3、5、8 三个平台现状除了少量杂草基本无植被，开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化性质特性等发生变化，进而造成对土壤的侵蚀。由于本工程管沟开挖长度较小，仅为 2.5km，管沟开挖主要在平台范围内，平台在施工完成后进行地面硬化，减少土壤的侵蚀。

2.2.3.2 运营期生态环境影响分析

本工程在现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增各类井口，生产运营期对生态环境的影响较小，主要为作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。

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) 钻完井期间井喷溢油对海水水质、海洋生态环境及工程附近的生态红线区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及自然保护区等环境敏感目标的潜在影响；

(2) 施工扬尘、机械废气和设备噪声对环境空气、声环境的影响；

(3) 施工期产生的钻屑、钻井液、生活污水、生活垃圾、生产垃圾和建筑垃圾全部委托处理或综合利用，因此对工程周围海水水质、生态环境、沉积物、底栖生物以及敏感目标无影响。

3.2 运营期污染与非污染损害要素分析

(1) 工程处理达标的生产水全部回注地层，对海洋环境的影响不变；

(2) 工程运营各平台挥发产生的无组织烃类排放对环境空气产生影响；

(3) 采油过程中非正常（事故）原油泄漏对地下水的潜在影响；

(4) 采油过程中非正常（事故）溢油对海水水质、海洋生态环境及工程附近生态红线区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及自然保护区等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

通过对拟建工程污染与非污染要素的分析，拟建工程海洋环境影响要素的识别因子的筛选见表 3.3-1。

工程影响因素分析

表 3.3-1

阶段	类比	污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工期	非油层段钻屑、钻井液	SS	委托综合利用单位进行处置	/	/
	油层段钻屑、钻井液	石油类	委托有资质单位处置	/	/
	生活垃圾	/	由环卫部门清运	/	
	建筑垃圾、施工废料		综合利用	/	
	生活污水	COD、NH ₃	设置临时旱厕由当地农民清掏作农肥	/	
	钻井废水	石油类	处理达标后回注地层	/	
	管道试压废水	SS	处理达标后会用	/	

	施工扬尘	SS			
	机械和车辆废气	SO ₂ 、NO _x 、 烟尘	无组织排放	环境空气	小
	设备噪声	Leq(A)	排放	声环境	小
	溢油事故产生的油类	石油类	溢油事故（钻完井）	海水水质、海洋生态环境及工程附近生态红线区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及自然保护区等环境敏感目标	大
运营期	含油生产水	石油类	全部回注地层	/	/
	平台无组织烃类	烃类	无组织排放	环境空气	小
	溢油事故产生的油类	石油类	溢油事故（采油）	海水水质、海洋生态环境及工程附近生态红线区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及自然保护区等环境敏感目标	大
	非正常排放的油类	石油类	原油泄漏	地下水	大

4 环境现状分析

4.1 自然环境

4.1.1 气候、气象

广饶县地处暖温带，属季风型气候，境内气候无明显差异。气候特征是雨、热同季，大陆性强（大陆度 66.4），寒暑交替，四季分明。春季为 3~5 月，气温回暖快，降水少，风速大，气候干燥。夏季为 6~8 月，气温高，湿度大，降水集中，气候湿热。秋季为 9~11 月，气温急降，雨量骤减，天高气爽。冬季为 12~2 月，雨雪稀少，寒冷干燥。境内历年平均日照时数为 2234.0 小时，年日照极值 2881.4 小时。历年平均气温 12.3℃，年平均最高气温 18.8℃，年平均最低气温 6.8℃。极端最高气温 41.9℃，极端最低气温 -23.3℃。年无霜期 198 天；年平均降水量为 582.1mm，雨量集中在七、八月份，年最大降水量为 892.7mm（2005 年），年平均相对湿度为 66%。全年最大冻土深度为 61cm。夏季大气压力为 756mmHg，冬季大气压力为 770mmHg。

全年主导风向为东南风。风向随季节有明显变化。冬季多吹西北风，春、夏季多吹东南风，初秋多吹东南风，晚秋多吹西北风。广饶近 20（1995~2014 年）年平均风速为 2.2m/s。

4.1.2 水文

4.1.2.1 潮位

根据洋口站 1953-1990 年实测验潮和潍坊港码头南侧 1990 年-1991 年一年的实测潮位资料分析本工程处的潮位特征。

本港区属不规则半日潮海区，其 $(Hk1+Ho1)/HM2=1.15$ 。

(1)高程关系

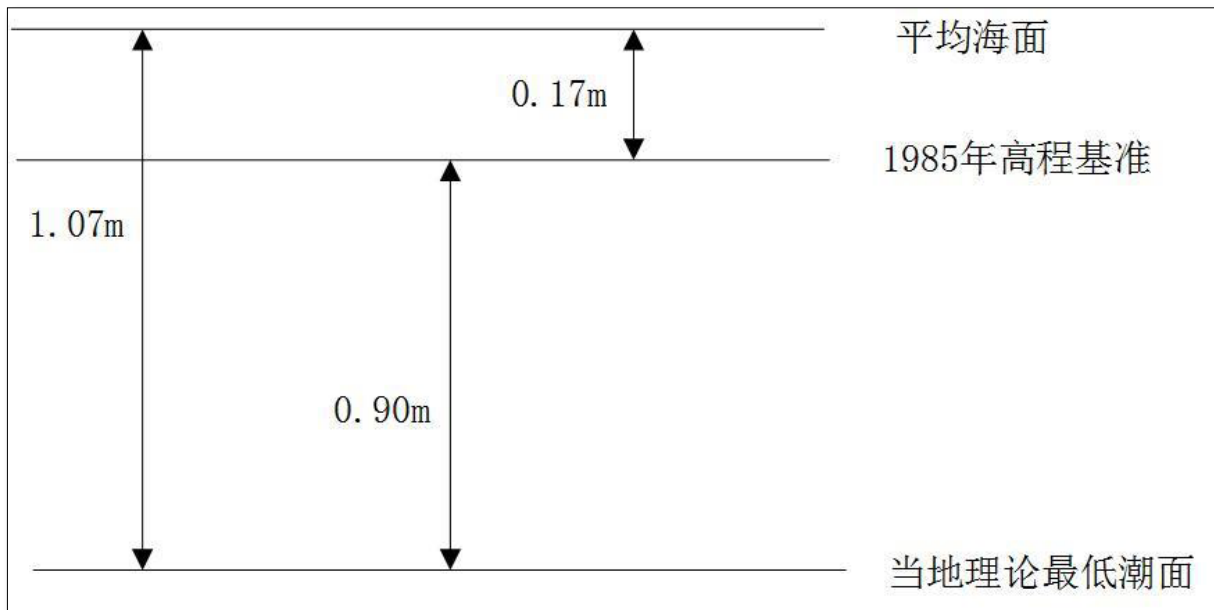


图 4.1-1 各基准面之间关系示意图

(2)潮位特征值

以下潮位值均从当地理论最低潮面起算

最高高潮位 4.95m;

最低低潮位 -0.78m;

平均高潮位 1.91m;

平均低潮位 0.31m;

平均潮差 1.60m;

平均海面 1.07m。

4.1.2.2 波浪

2008 年 12 月至 2010 年 1 月交通运输部天津水运工程科学研究所莱州湾海区-10m 水深处设置了 1 个波浪观测站，观测了 1 年的波浪观测资料，站位如下图所示，以下为依此资料统计的波浪概况。

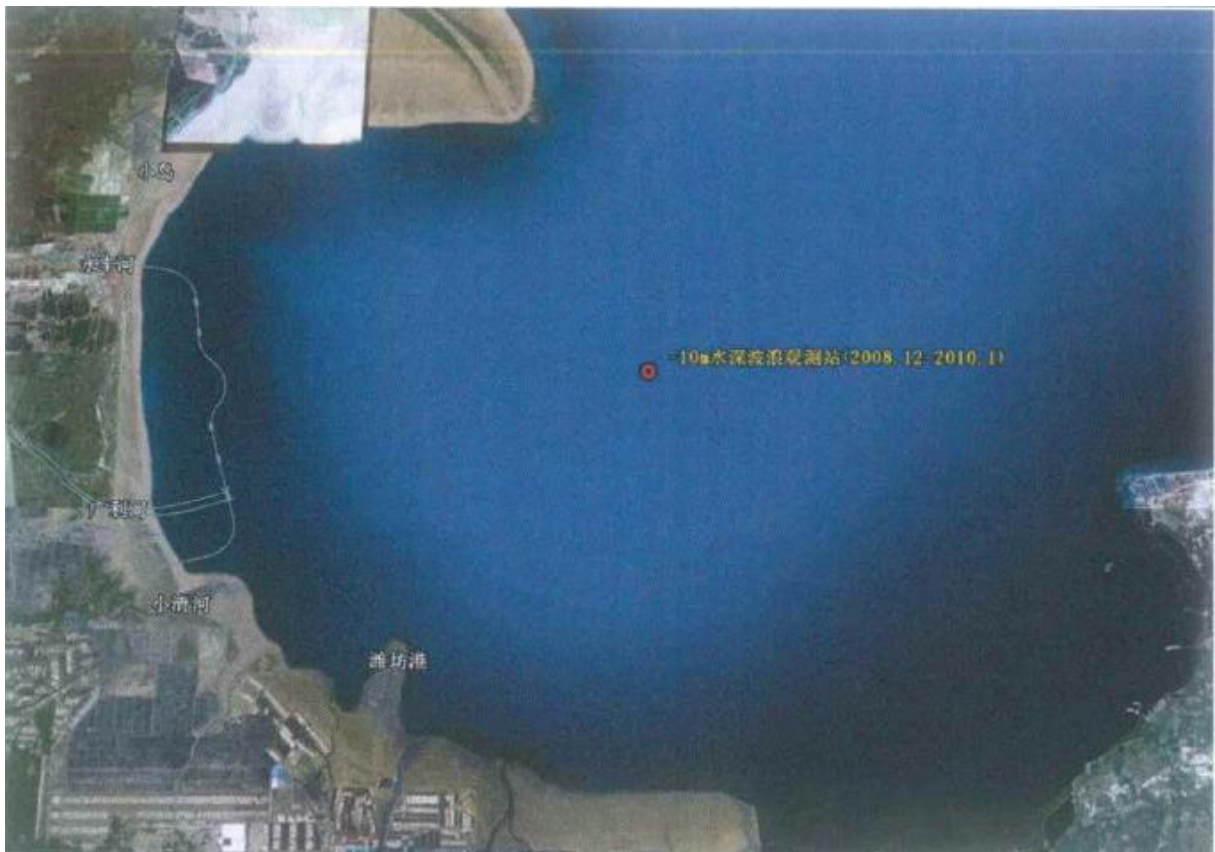


图 4.1-2 波浪观测站位示意图

根据 2008 年 12 月至 2010 年 1 月-10m 水深处 1 年的实测波浪资料对本海区波浪情况进行了逐月及全年累计频率统计，累年波玫瑰图如下图所示。

从累年频率来看：本海区常浪向为 NE 向，频率为 25.3%，次常浪向为 NNE 向，出现频率为 17.4%，强浪向为 NE 向。

广利港区域浪向统计表

表 4.1-1

月份	1月	2月	3月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	12月
常浪向	NE	N E	N E	N E	SS E	SS E	NE,NN E	NN E	NE,NN E	NN E
强浪向	NN E	N E	N E	N E	SS E	SS E	NE	NN E	NE	NN E

从季节差异来看：冬季是一年中波浪最大的季节，常浪、强浪向均为 NE 向，NNE 向次之；春季波浪仅次于冬季，常浪、强浪向也为 NE 向，NNE 向次之；秋季波浪略小于春季，

常浪、强浪向为 NNE 向；夏季是一年中波浪最小季节，常浪、强浪向为 SSE 向，NE 向次之。

从波高的月际分部来看：1-3 月和 10-12 月为大波浪多发月份，其中 2 月和 12 月波浪最大，一年中出现 2m 以上大波情况，多发于这两个月，5-9 月波浪相对较小，以 5 月份波浪为最小。

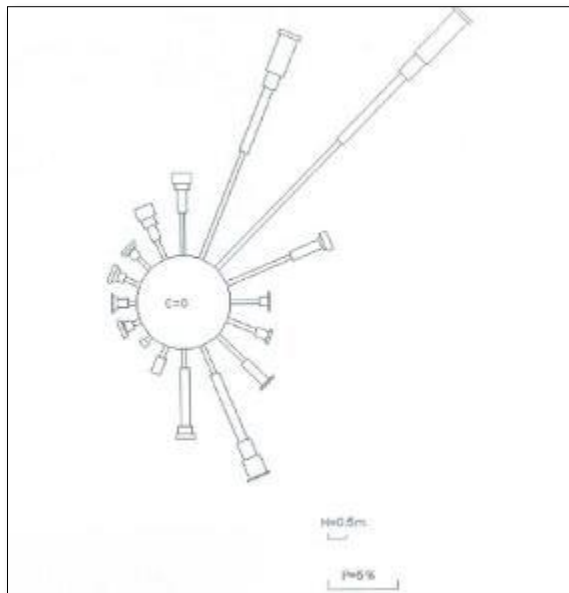


图 4.1-3 广利河口外约-10m 水深波玫瑰图

4.1.2.3 潮流

广利河口海域每天有两次涨潮和落潮，为正规半日潮，潮流运动形式为明显的往复流。主流方向为东北—西南或近东西方向。根据海红港 1996 年 9 月和 2001 年 5 月的实测资料，潮位变化在 (0.18~2.10) m 之间，潮差为 (0.73~1.01) m 之间。大潮多发生于 (3~4) 月和 (7~11) 月，潮位最高超过 5m。1992 年菜州湾发生过百年一遇的大潮。涨潮历时一般为 (4~5) h，最大潮流流速为 35cm/s，方向 266°，最小潮流流速为 8cm/s，方向 250°，平均涨潮流速为 24.3cm/s；落潮历时一般为 (6~7) h，最大落潮流速为 37cm/s，方向 94°，最小落潮流速成为 4cm/s，方向 82°，平均落潮流速为 21.3cm/s。根据我们于 2008 年 9 月 27 日至 10 月 5 日的监测结果，工程区所在海域平均涨潮流速为 28~34cm/s 之间，其中表层平均涨潮流速为 30~34cm/s 之间，底层平均涨潮流速为 28~29cm/s 之间。最大涨潮流速为 55~74cm/s 之间，流向在 SE 方向。

4.1.2.4 河流

(1) 广利河

广利河，渤海水系小清河水系支脉河的支流。原为自然河沟，属季节性排水河道，后经人工多次疏导，渐成现有河道。1951年从垦利县崔家开挖，经王营村东、皇殿南，东、西营之间，沙营、王岗南入支脉沟，比降为 1/6000 至 1/8000，流量为 $3.0\text{m}^3/\text{s}\sim 85.0\text{m}^3/\text{s}$ 。1996 年以来经过扩大治理，广利河已成为东营市中心城区的骨干防洪河道。西起黄河南展王营闸，穿东营市东、西城区，经广利港入海，流域范围，北同溢洪河流域相连，南到五干，包括清户沟、至防潮堤全长 47.3km，五六干合排、老广蒲沟等主要支流的集水面积，流域面积 510km^2 ，在供水、排水、防洪和改善生态环境等方面发挥着重要作用。

设计标准上游段为 5 年一遇排涝，设计排涝流量为 $253\text{m}^3/\text{s}$ ；城区段及下游 50 年一遇城市防洪标准。

(2) 支脉河

比降 1/7000-1/10000，最大行洪流量 $354\text{m}^3/\text{s}$ 。支脉河原名支脉沟，1965 年扩大治理后改名为支脉河。该河位于黄河小清河之间。治理后的支脉河，发源于淄博市高青县西部黄河南大堤下，水流呈扇状辐聚于吉池沟，曲折东流，在高青县前池村附近始有堤防约束，因此亦称支脉河源于前池村。支脉河东流经高青县、博兴县、广饶县 3 县注入渤海。全长 134.55km，流域面积在防潮闸以上为 2423km^2 ，与广利河汇流后至海口为 3356km^2 。干流西起自源流吉池沟东流，至高城西南靠小清河分洪道北堤行，东经博兴县城南，然后折转东北，在博兴县王文村东，北支新河西来由左岸注入。在东营区西范村南转向东，防潮闸以东与广利河汇流入海。

在广饶县境内，支脉河自流经博兴县花官乡司田村西北入境，再经陈官、丁庄两乡于县盐场北入渤海，境内长 48.2km，流域面积 1388km^2 ，行洪能力 $649\text{m}^3/\text{s}$ 。自明成化九年（1473 年）开挖至 1977 年，支脉河经过多次治理，不仅能行洪排涝灌溉农田，下游还可通航 20t 左右的船只。入海口盛产鱼虾，是广饶县的水产基地。

(3) 小清河

小清河，黄河流域山东省中部渤海水系河流，源起济南市泉群。1904 年（光绪三十年），于济南西郊睦里庄玉符河东堤建闸，引玉符河水东流入小清河，自此小清河上源向西延至睦里闸。小清河东流经济南市的槐荫、天桥、历城、章丘，滨州市的邹平、高青、桓台、博兴、广饶、寿光等县（市、区）至潍坊市寿光市羊角沟入渤海，全长 237km，流域面积 10336km^2 ，是一条防洪除涝、灌溉、航运综合利用河道。

在东营市境内，小清河自博兴县北营村北侧与广饶县交界处入东营市境，由广饶县丁庄乡与寿光县交界处出境。

在潍坊市寿光市境内，在羊口镇以东注入渤海。境内河道长 33km，流域面积 585km²，防洪流量 360m³/s，多年平均入境径流量为 7.7 亿立方米。

4.1.3 海洋自然灾害

4.1.3.1 风暴潮

莱州湾是我国北方沿海风暴潮多发且最严重的地区之一，除台风路经山东半岛形成台风增水外，较大增水过程大多发生在春秋季节冷暖气团活动最频繁的季节，北方南下的冷空气和向东北移动加深的低压形成对峙，造成渤海海面区域性大风，从而诱发严重的增水现象，其中 1969 年 4 月 23 日的风暴潮是建国后最大的一次，当时东北风力达 11 级，羊角沟最高潮位达到 6.74m（水尺零点），最大增水为 3.55m。在 1.0m 以上的风暴潮共 36 次，1.0m 以上增水持续 38 小时，3.00m 以上增水历时 8 小时，50 年一遇最大增水为 3.76m，100 年一遇最大增水可达 4m 以上。

4.1.3.2 海冰

莱州湾西部的小青河口与支脉河附近海区在黄河三角洲南侧，一般年份冰情比较轻，而在河口附近海面，冰情较严重，广利河口海区的冰厚基本与东营港相似，在重冰年时，冰厚达 35cm，堆积高度为 2m。每年 12 月中旬出现海冰，翌年 3 月上旬终冰，冰期约 90 天，其中 1 月上旬至 2 月中旬为盛冰期，约 40-50 天，固定冰宽度 1.0-1.5km，冰厚一般为 20-45cm，最厚达 60cm，流冰范围一般距岸 20-40km。冬季在向岸风的长时间作用下，近岸区冰的堆积重叠较严重，甚至出现局部、短时的冰封现象，在离岸风的长时间作用下，流冰流向外海，即使是冰情较为严重，也能得到缓解。

4.1.4 区域地质条件

4.1.4.1 地形地貌

本项目地处黄河三角洲莱州湾西岸广饶县和寿光市东部海域。区内为黄河冲积平原，地势广阔平坦，海底地面高程一般在 -2.5m~1.0m 之间，总趋势为西南高，东北低，自然坡降在 1/8000~1/12000，中部有广利河。黄河三角洲成陆较晚，海岸线长、地形平缓、潮间带宽广，沿海滩涂面积 173 万亩，10 米等深线以内的浅水水域面积达 4800km²，水深地形见图 4.1-4。

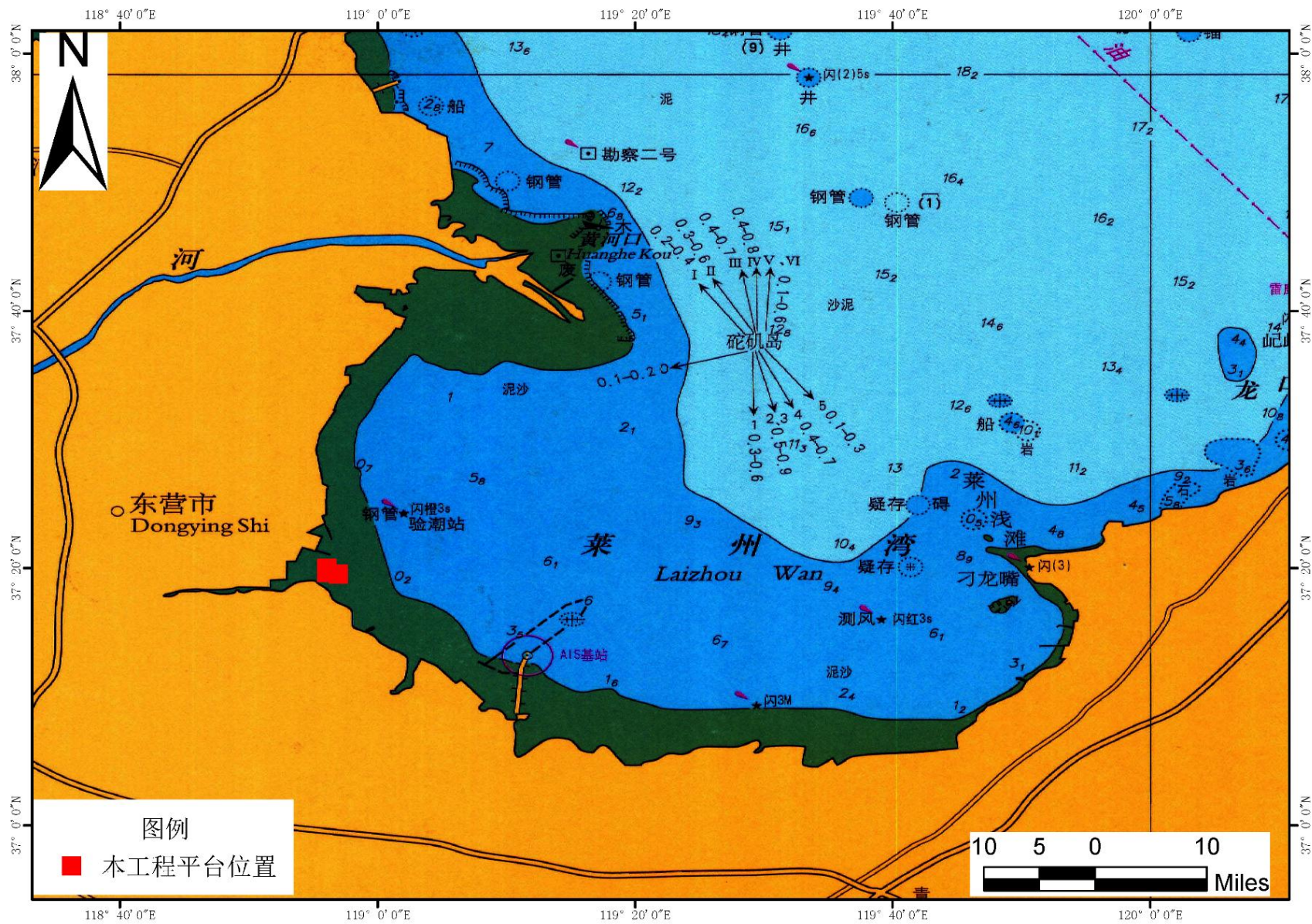


图 4.1-4 项目区周边海域水深地形图

莱州湾及周边地区以郑庐大断裂带为界两侧地貌截然不同；据钻孔资料分析，本海区近岸底质自上而下分为泥质粉砂、亚粘土、粉砂、亚粘土（孔深一般为 20m），上部为海相沉积，下部为陆相沉积，为莱州湾西部海域的沉陷区，地貌上属黄河三角洲的一部分，由于受黄河泥沙的影响，沿岸多为被海洋动力改造的黄泛平原，沉积层厚，坡度平缓，沉积物主要由淤泥、泥质粉砂及粉砂质泥组成。工程海域西侧沿海岸分布有滨海湿地，滨岸为水下岸坡，向海一侧变为浅海堆积平原。具体地貌类型分布见图 5.1-6。

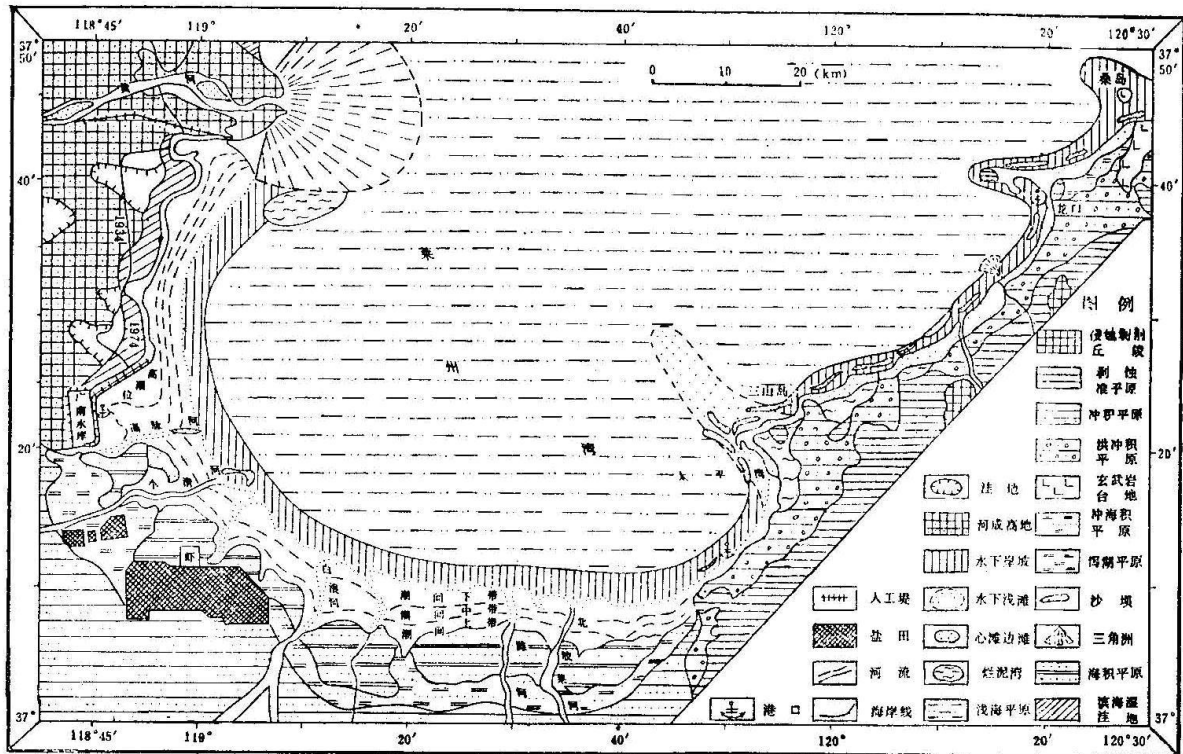


图 4.1-5 莱州湾地貌图

本海区近岸底质自上而下分为泥质粉砂、亚粘土、粉砂、亚粘土（孔深一般为 20m），上部为海相沉积，下部为陆相沉积，如此巨厚的沉积物质，源于历史上黄河夺小清河入海及附近河流下泄泥沙。

4.1.4.2 地质构造

东营市地处华北平原拗陷区之济阳拗陷东端。济阳拗陷是在中朝准台地基础上发育起来的中、新生代盆地。盆地的形成和演化经历中、新生代多次块断运动。晚期至晚第三纪—第四纪以整体拗陷阶段结束。主要断裂方向有东北、北西和近东西三组，各组断裂发生、发展和延续时间不同，互相切错，形成帚状构造体系，由于各个块体相对运动，形成了凸起和凹陷相间排列的格局。东营凹陷和凸起自北而南主要有：煌子口凸起（东端）、车镇凹陷（东部）、义和庄凸起（东部）、沾化凹陷（东部）、陈家庄凸起、东营凹

陷（东半部）、广饶凸起（部分），呈大写“M”型。境内断裂构造发育充分，断层众多，断层性质均为正断层；其内部发育的第四纪活动断裂主要包括：无棣～益都断裂、广饶—齐河断裂和煌子口断裂，这些断裂一般切割较深，且为构造单元的边界断裂。近工程区内发育一系列的北东东向和北北东向断裂，规模较大的断裂有沂沐断裂带（沂水—汤头断裂、郎部—葛沟断裂）、上五井断裂、广饶—齐河断裂、博兴断裂和高青断裂。

莱州湾地质构造复杂，著名的郊庐深大断裂贯穿中部，将莱州湾在地质构造、沉积建造、岩浆活动、矿产资源等方面分为两个截然不同的构造单元（东部区和西部区）。莱州湾沉积物类型主要有残积物、残坡积物、冲洪积物、冲积物、海积物、风积物、冲海积物、湖沼沉积等，西部沉降区主要分布有冲积、海积和冲海积、现代黄河三角洲主要是全新世冲积物。工程区内地层自老至新有太古界泰山岩群，古生界寒武系、奥陶系、石炭系和二叠系，中生界侏罗系、白垩系，新生界第三系、第四系；缺失元古界，古生界上奥陶统、志留系、泥盆系、下古炭统及中生界三叠系。

4.2 水文动力环境现状调查与评价

4.2.1 调查时间和站位布设

本报告收集了《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书》中国海洋大学于 2018 年 2 月开展的调查。2018 年 2 月 26 日 00:00 至 27 日 1:00 进行了连续 25h 的观测和取样，部分站位监测时间为 2018 年 2 月 25 日 00:00 时至 27 日 1:00，各指标具体时间详见原始数据表。测站观测层次分为六层，分别为表层、0.2H、0.4H、0.6H、0.8H 和底层，表层在水面以下约 1m 处，底层距离海底约 1m。

调查站位具体详见表 4.2-1，图 4.2-1。

调查海域站位坐标一览表

表 4.2-1

■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■

注：L3 站位布设水位计

图 4.2-1 海洋水文调查站位图

4.2.2 调查结果

4.2.2.1 潮汐

(1) 水深数据

根据实测水深数据（见表 4.2-2），L3 水深变化曲线见图 4.2-2。

水位测站监测结果

表 4.2-2

时间	L3
2018/2/261:00	5.03
2018/2/262:00	5.11
2018/2/263:00	5.26
2018/2/264:00	5.48
2018/2/265:00	5.71
2018/2/266:00	5.91
2018/2/267:00	6.05
2018/2/268:00	6.08
2018/2/269:00	6.00
2018/2/2610:00	5.83
2018/2/2611:00	5.65
2018/2/2612:00	5.36
2018/2/2613:00	5.14
2018/2/2614:00	5.05
2018/2/2615:00	5.12
2018/2/2616:00	5.30
2018/2/2617:00	5.45
2018/2/2618:00	5.55
2018/2/2619:00	5.57
2018/2/2620:00	5.54
2018/2/2621:00	5.49
2018/2/2622:00	5.45
2018/2/2623:00	5.40
2018/2/270:00	5.29
2018/2/271:00	5.18

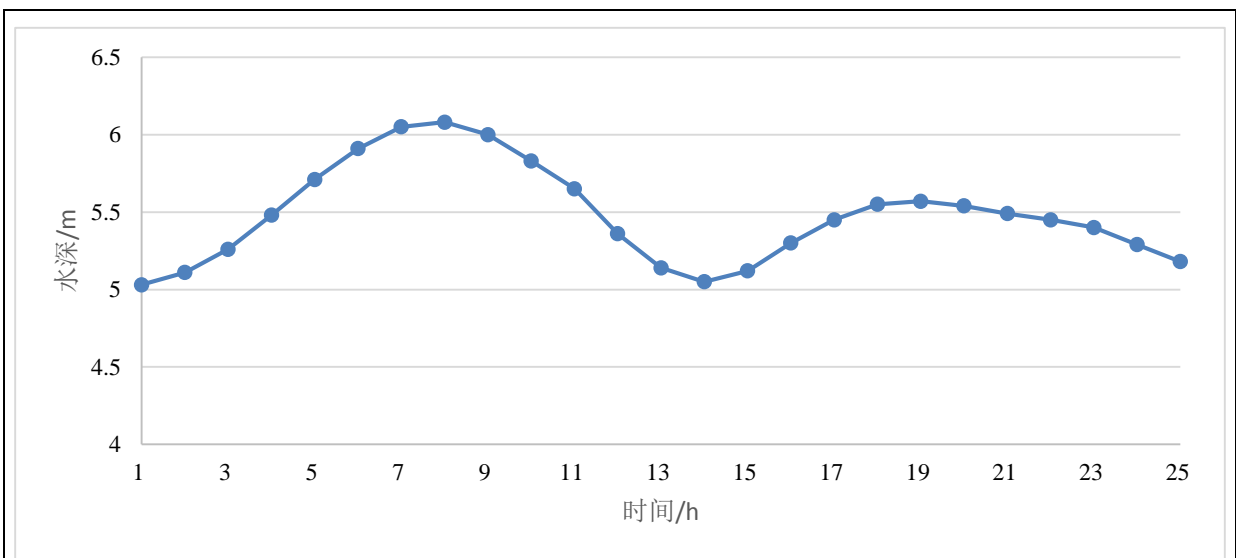


图 4.2-2 L3 号站水深变化曲线

(2) 潮汐性质

对潮位观测站进行了准调和分析，结果见表 4.2-3。

根据《海港水文规范》潮汐可分为正规的、不正规的半日潮流和正规的、不正规的全日潮流，其判别标准为：

$(H_{O1}+H_{K1})/H_{M2} \leq 0.5$ 为规则半日潮

$0.5 < (H_{O1}+H_{K1})/H_{M2} \leq 2.0$ 为不规则半日潮

$2.0 < (H_{O1}+H_{K1})/H_{M2} \leq 4.0$ 为不规则全日潮

$(H_{O1}+H_{K1})/H_{M2} > 4.0$ 为规则全日潮

其中 $(H_{O1}+H_{K1})/H_{M2}$ 称为潮汐类型系数，L3 为不正规半日潮性质

潮汐调和和分析常数及潮汐类型系数

表 4.2-3

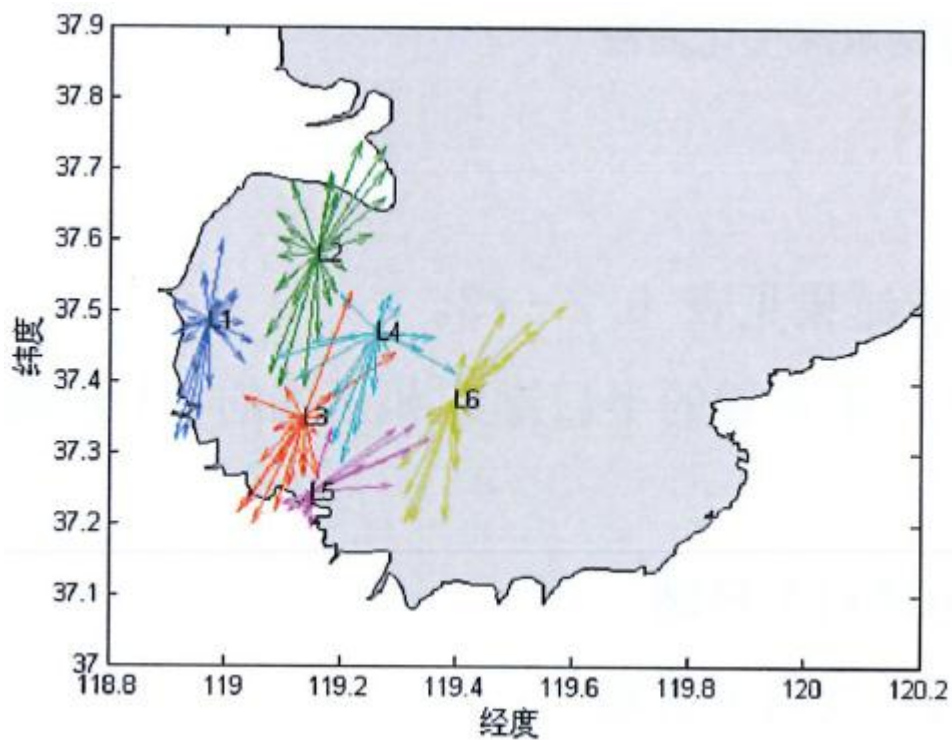
站位	L3	
	振幅	位相
O1 分潮	0.12	134.98
K1 分潮	0.14	193.32
M2 分潮	0.41	339.50
S2 分潮	0.12	75.15
$(H_{O1}+H_{K1})/H_{M2}$	0.63	

4.2.2.2 潮流

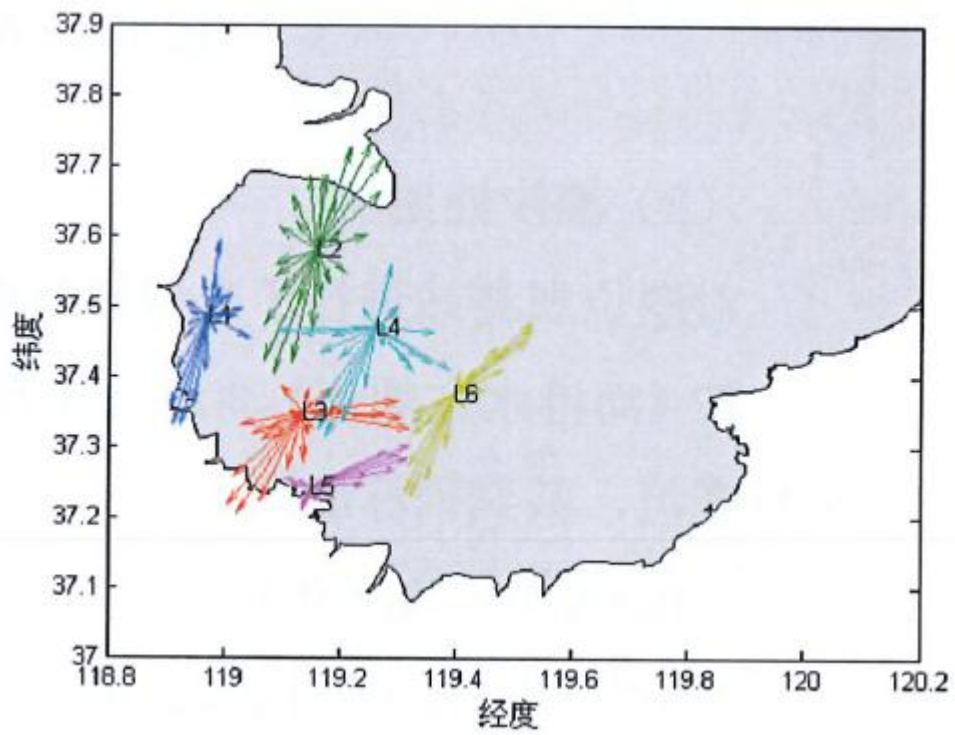
(1) 海流

海流观测为 25h 连续观测，水深小于 5m 的较浅的站位分表中底三层观测，水深大于 5m 站位采取六层观测即表层、0.2H、0.4H、0.6H、0.8H 和底层，各站位的各观测层的海流数据见表 4.2-4~表 4.2-9，该区域表、中、底层潮流玫瑰图见图 4.2-3。

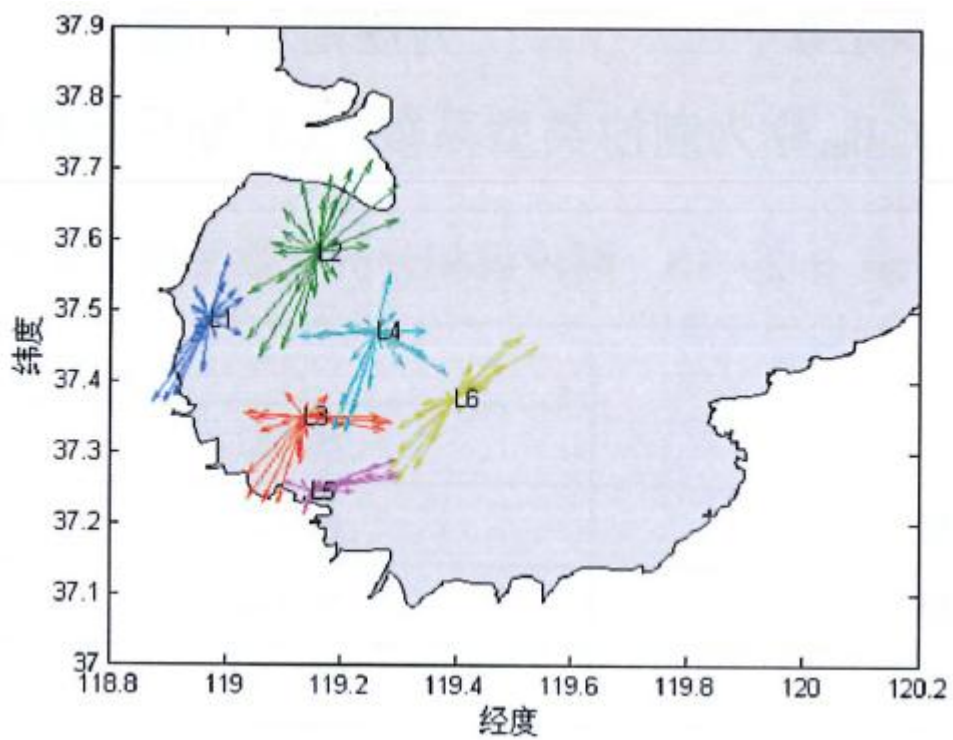
外海潮流流速大于近岸潮流流速，渤海湾流速大于莱州湾流速；莱州湾及其邻近监测站位的涨落潮方向为 NE-SW 向，由南向北呈现右偏趋势；黄河口邻近海域海流以向外海为主；受海底摩擦影响，地层的海流小于表中层的海流。



表层



中层



底层

图 4.2-3 表、中、底层潮流玫瑰图

2018年2月海流监测数据结果一览表(L1)

表 4.2-4

日期	时间	位置	流速					
			东西向		南北向		斜向	
			速度	方向	速度	方向	速度	方向
01	00:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	01:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	02:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	03:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	04:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	05:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	06:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	07:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	08:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	09:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	10:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	11:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	12:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	13:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	14:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	15:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	16:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	17:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	18:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	19:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	20:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	21:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	22:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
01	23:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	00:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	01:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	02:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	03:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	04:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	05:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	06:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	07:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	08:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	09:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	10:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	11:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	12:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	13:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	14:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	15:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	16:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	17:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	18:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	19:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	20:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	21:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	22:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180
02	23:00	120°E, 30°N	0.1	180	0.1	180	0.1	180

2018年2月海流监测数据结果一览表(L3)

表 4.2-6

站号	日期	时间	流速											
			01		02		03		04		05		06	
			速度	方向	速度	方向	速度	方向	速度	方向	速度	方向	速度	方向
1	2018-02-01	08:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	09:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	10:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	11:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	12:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	13:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	14:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	15:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	16:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	17:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	18:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	19:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	20:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	21:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	22:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-01	23:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	00:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	01:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	02:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	03:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	04:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	05:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	06:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135
1	2018-02-02	07:00	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135	0.1	135

2018年2月海流监测数据结果一览表(L6)

表 4.2-9

站号	站名	日期	流速												流向			
			01		02		03		04		05		06		07		方位角	速度
			时	分	时	分	时	分	时	分	时	分	时	分	时	分		
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		
21																		
22																		
23																		
24																		
25																		
26																		
27																		
28																		
29																		
30																		
31																		
32																		
33																		
34																		
35																		
36																		
37																		
38																		
39																		
40																		
41																		
42																		
43																		
44																		
45																		
46																		
47																		
48																		
49																		
50																		
51																		
52																		
53																		
54																		
55																		
56																		
57																		
58																		
59																		
60																		
61																		
62																		
63																		
64																		
65																		
66																		
67																		
68																		
69																		
70																		
71																		
72																		
73																		
74																		
75																		
76																		
77																		
78																		
79																		
80																		
81																		
82																		
83																		
84																		
85																		
86																		
87																		
88																		
89																		
90																		
91																		
92																		
93																		
94																		
95																		
96																		
97																		
98																		
99																		
100																		

██████	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██
██████	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██
██████	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██
██████	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██
██████	██	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██
██████	██	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██	████	██

(2) 潮流性质

根据《海港水文规范》潮流可分为正规的、不正规的半日潮流和正规的、不正规的全日潮流，其判别标准为：

$(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2} \leq 0.5$ 为规则半日潮流

$0.5 < (W_{O1}+W_{K1})/W_{M2} \leq 2.0$ 为不规则半日潮流

$2.0 < (W_{O1}+W_{K1})/W_{M2} \leq 4.0$ 为不规则全日潮流

$(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2} > 4.0$ 为规则全日潮流

其中 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$ 称为潮流类型系数。

因水深较浅，表中底层潮流类型基本一致，以中层为例，潮流类型系数见表 4.2-10。

其中，L2、L3、L4、L6 站点潮流类型系数小于 0.5 为规则半日潮流，L1、L5 站点潮流类型系数大于 0.5 小于 0.2，为不规则半日潮流类型。由调查结果可知，本调查区域的潮流类型和潮汐类型并不一致，说明本海区潮汐和潮流变化规律非常复杂。

2018 年 2 月各测站潮流类型系数（中层）

表 4.2-10

站点	L1	L2	L3	L4	L5	L6
$(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$	1.03	0.50	0.31	0.39	0.57	0.47

该调查区域以 M_2 分潮为主。根据潮流调和和分析的结果，将各分潮的椭圆要素绘制成潮流椭圆，各分潮的潮流椭圆空间分布见图 4.2-4。潮流椭圆长轴方向表示最大潮流方向或涨、落潮流主方向，本工程潮流椭圆长轴方向基本同岸线相垂直。

如果椭圆率大于 0.25，潮流流向一般呈现旋转式变化，表现出较强的旋转性如果椭圆率小于 0.25，潮流沿两个相反的方向流动，表现为往复流。

M_2 分潮流速相对较强，潮流椭圆的长短轴之比相对较小，L1~L3 站位基本为旋转潮流，而 L4~L6 站位则以往复流为主，主要是受地形的影响； M_2 潮流椭圆呈逆时针旋转， S_2 分潮潮流的旋转方向、强弱分布特征与 M_2 分潮基本相似，但流速比 M_2 潮流小很多；全日分潮 K_1 和 O_1 的潮流椭圆在莱州湾西部沿岸呈顺时针旋转状态，全日分潮 O_1 的流速分布与 K_1 分潮大致相似，但流速较弱。

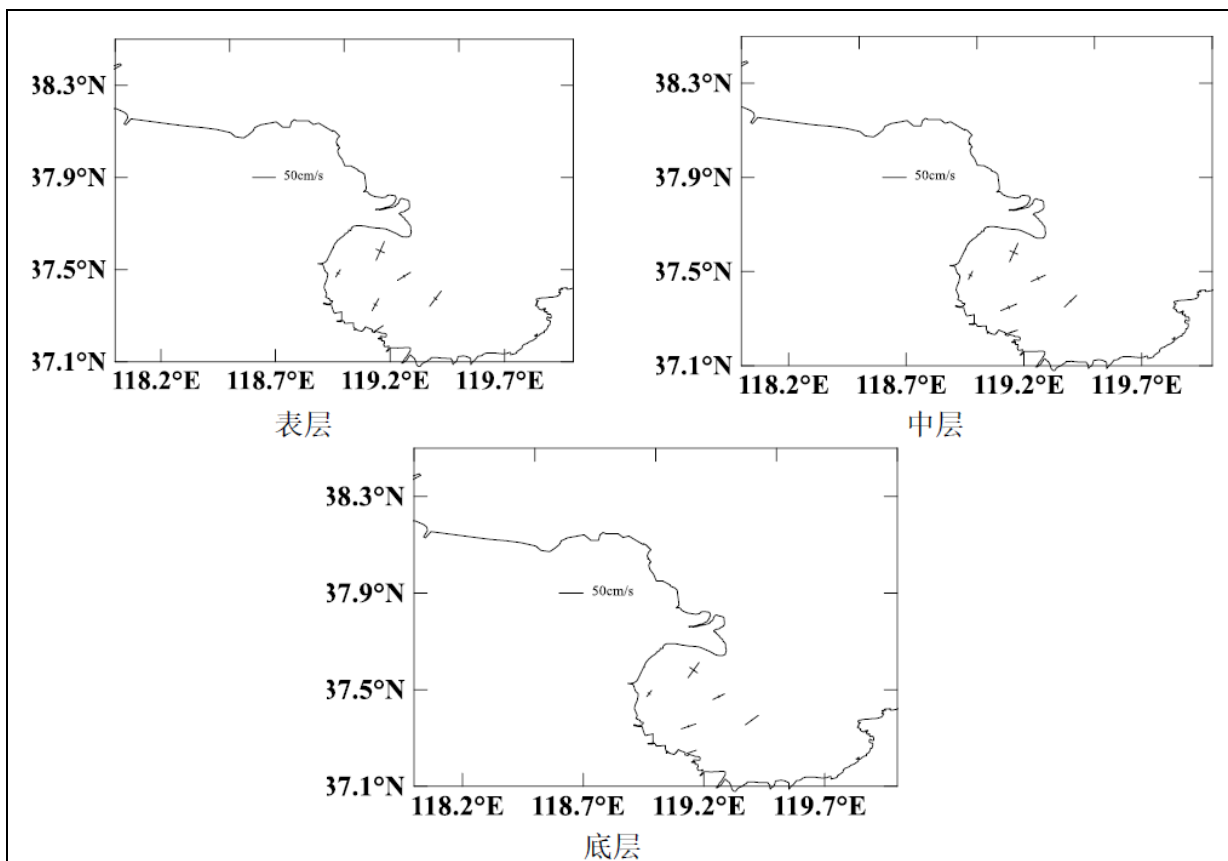


图 4.2-4 M2 分潮潮流椭圆空间分布图

4.2.2.3 余流

根据 2018 年 2 月冬季潮流（流速、流向）的监测结果进行潮余分析如表 6.2-11 所示。本工程评价海域欧拉余流整体较小，最大值出现在 L5 站位，L5 中层余流为 7.84cm/s，大部分站位余流小于 5cm/s，尤其以 L2 站位余流最小，中层余流仅为 0.13cm/s；欧拉余流方向在垂向差距较小，在 L1 站位顺时针旋转，在 L3、L4 站位逆时针旋转；L1~L4 站位欧拉余流呈现向岸输送趋势，L5、L6 站位呈现向海输送趋势。

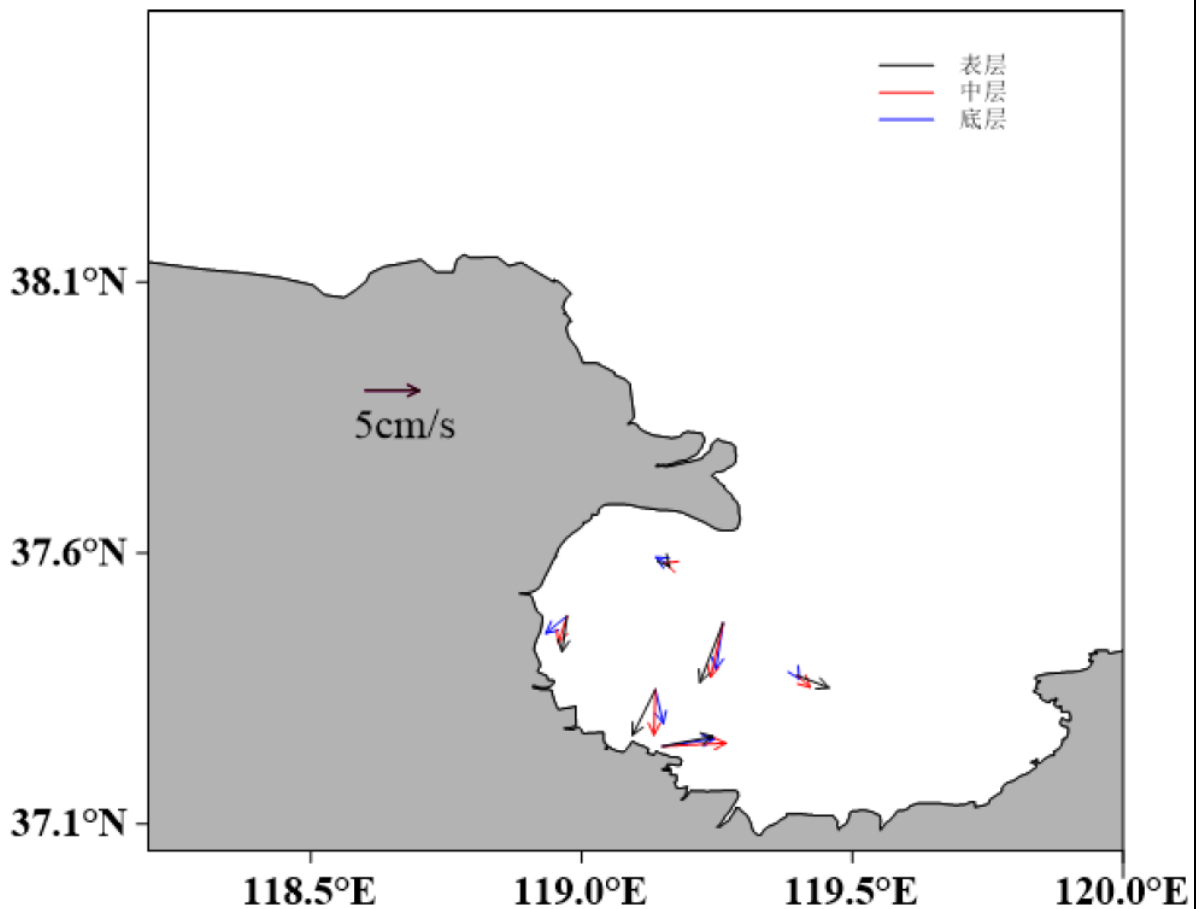
冬季调查余流计算结果

表 4.2-11

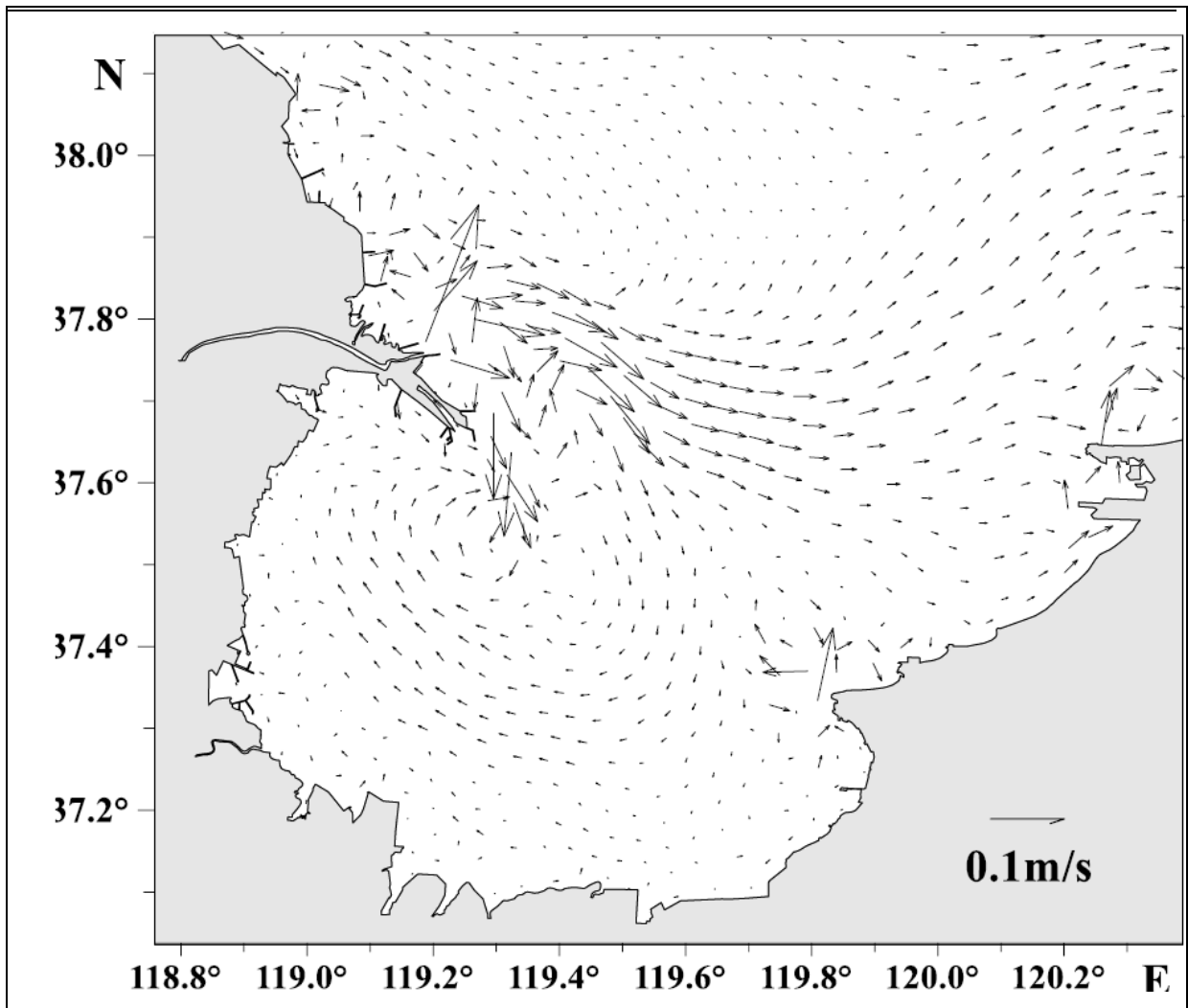
流速：cm/s； 流向：°

站名	L1		L2		L3		L4		L5		L6	
	表层	中层	表层	中层	表层	中层	表层	中层	表层	中层	表层	中层
流速	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
流向	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135

根据余流实测结果与模拟结果分析如图 4.2-5，在评价附近海域（莱州湾）两个环流结构，一个范围较大的顺时针涡旋位于莱州湾西部；一个强度较弱且分布狭窄的逆时针环流沿莱州湾湾顶及东岸自然口东部流出。从流速分布来看，入海口附近由东南方向转为东北方向的欧拉余流流速最大；流速最大可达 12cm/s。莱州湾西部的顺时针涡流流速较大，平均流速接近 2cm/s；在黄河口北部区域，流速较小，流速均在 1.5cm/s 以下；沿莱州湾湾顶及东岸逆时针流动的欧拉余流流速很小，约为 0.5cm/s。由于受冬季风速的影响，模拟潮余流与实测结果从数值上看相差比较大，但是从定性上看，潮余流分布趋势基本上是一致的。



冬季调查欧拉余流示意图



冬季模拟欧拉余流示意图

图 4.2-5 冬季调查与模拟潮余流重现性情况

4.3 地形地貌与冲淤环境现状调查与评价

4.3.1 地形地貌概况

4.3.1.1 区域地形地貌

工程所在的渤海湾海域水深整体分布由近岸向内海逐渐增大，其中渤中海域以及渤海湾北侧的曹妃甸海域水深较大，最大水深-33m。莱州湾海域海底地形变化比较平坦，近岸向外海水深逐渐增大，最大水深到-15m；黄河口区域由于淤积比较严重，水深较浅。本工程位于黄骅港南侧，黄河口以北的区域，海堤外侧水深较浅，基本小于-6m。水深地形情况见图 4.3-1。

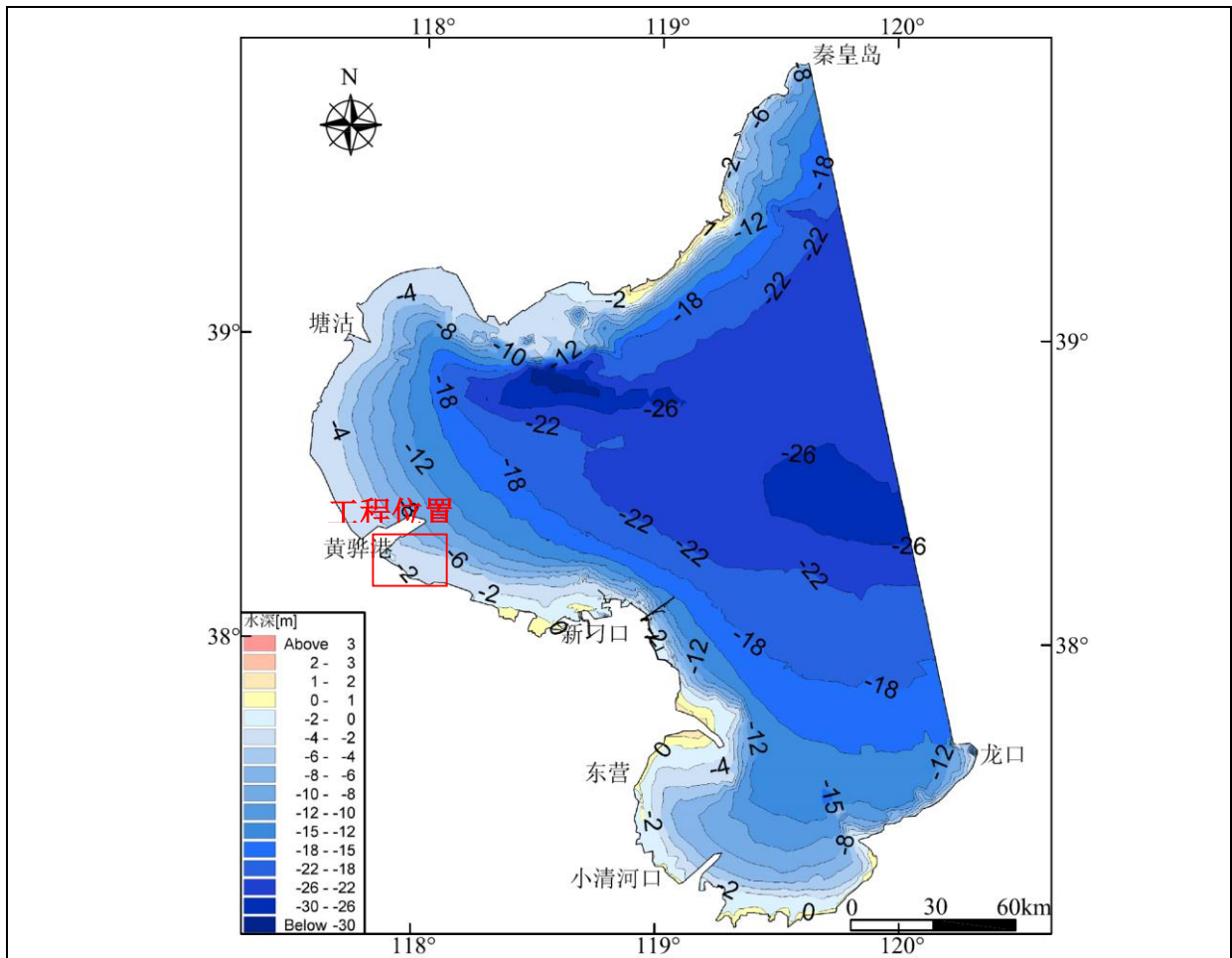


图 4.3-1 水深地形图

4.3.1.2 工程区地形地貌

本项目地处黄河三角洲莱州湾西岸广饶县和寿光市东部海域。区内为黄河冲积平原，地势广阔平坦，海底地面高程一般在-2.5m~1.0m 之间，总趋势为西南高，东北低，自然坡降在 1/8000~1/12000，中部有广利河。黄河三角洲成陆较晚，海岸线长、地形平缓、潮间带宽广，沿海滩涂面积 173 万亩，10 米等深线以内的浅水水域面积达 4800km²，水深地形见图 4.3-2。

本海区近岸底质自上而下分为泥质粉砂、亚粘土、粉砂、亚粘土（孔深一般为 20m），上部为海相沉积，下部为陆相沉积，如此巨厚的沉积物质，源于历史上黄河夺小清河入海及附近河流下泄泥沙。

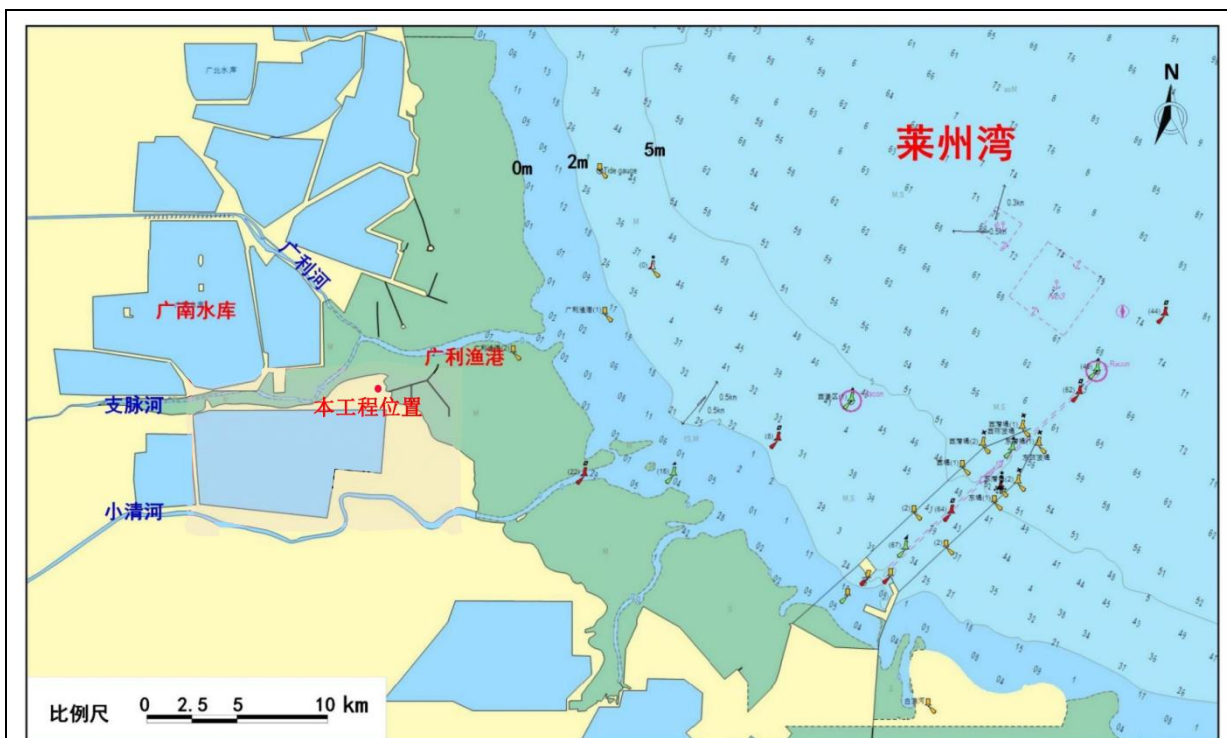


图 4.3-2 项目区周边海域水深地形图

4.3.2 地形冲淤演变

4.3.2.1 区域地形冲淤演变

根据 2000 至 2007 年的实测资料将黄河三角洲滨海区分为冲蚀区、淤积区、相对平衡区三个区，如图 4.2-3 所示。

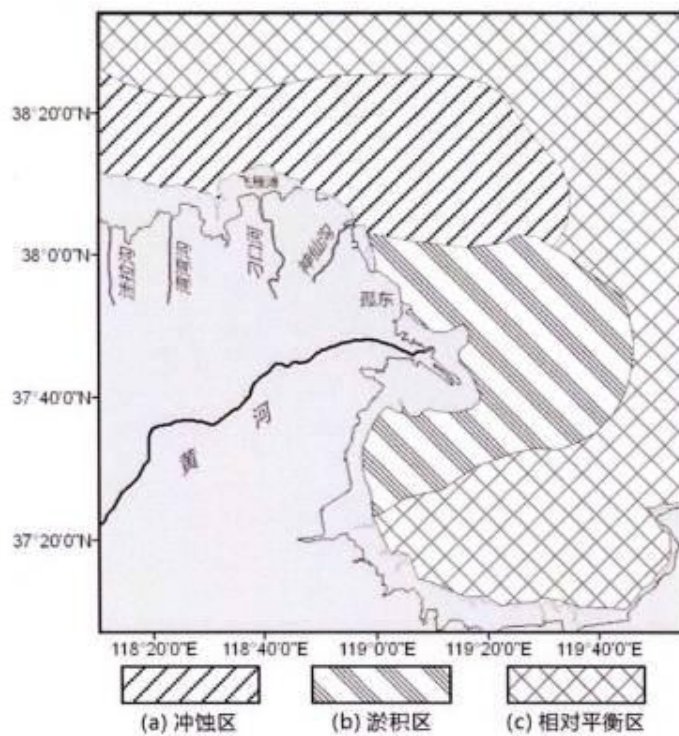


图 4.2-3 区域沉积动力环境分区

冲蚀区主要指三角洲北部海岸，其范围西起套尔河口，向东转南至五号桩附近岸边，自岸向海延伸到水深 20m 左右。1976 年黄河改道清水沟流路后，该区域海岸持续受到波浪和潮流的侵蚀与改造，沉积格局和海底地貌均发生了很大变化。

该区域表层沉积物的平均中值粒径为 5.39Φ ，主要分布有砂、粉砂质砂和砂质粉砂。其中，湾湾沟及飞雁滩海域在由岸向海的方向上粒径由粗变细，平均中值粒径为 5.56Φ 。该区域水深浅于 6m 的范围内沉积物粒径较粗，砂含量较高，主要为砂质粉砂和粉砂质砂；而水深大于 6m 的区域的砂质含量有较大幅度的降低，且各组分的含量相对稳定，随水深的变化也不大。在神仙沟口附近海域，平均中值粒径为 5.23Φ 。由于神仙沟口外存在一个 M2 分潮无潮点，该区域为一显著的高流速区，因而该区域的沉积物以砂质含量为主，主要为砂以及粉砂质砂。

4.3.2.2 工程区附近地形冲淤演变

(1) 支脉河口拦门沙形态

从多年的黄河口遥感卫片和水深资料可知，受现行黄河口入海泥沙的影响，河口区附近的岸线自 1976 年以来一直处淤积—蚀退的周期变化中，拦门沙的位置和形态也随岸线位置而不断改变（图 4.2-4）。

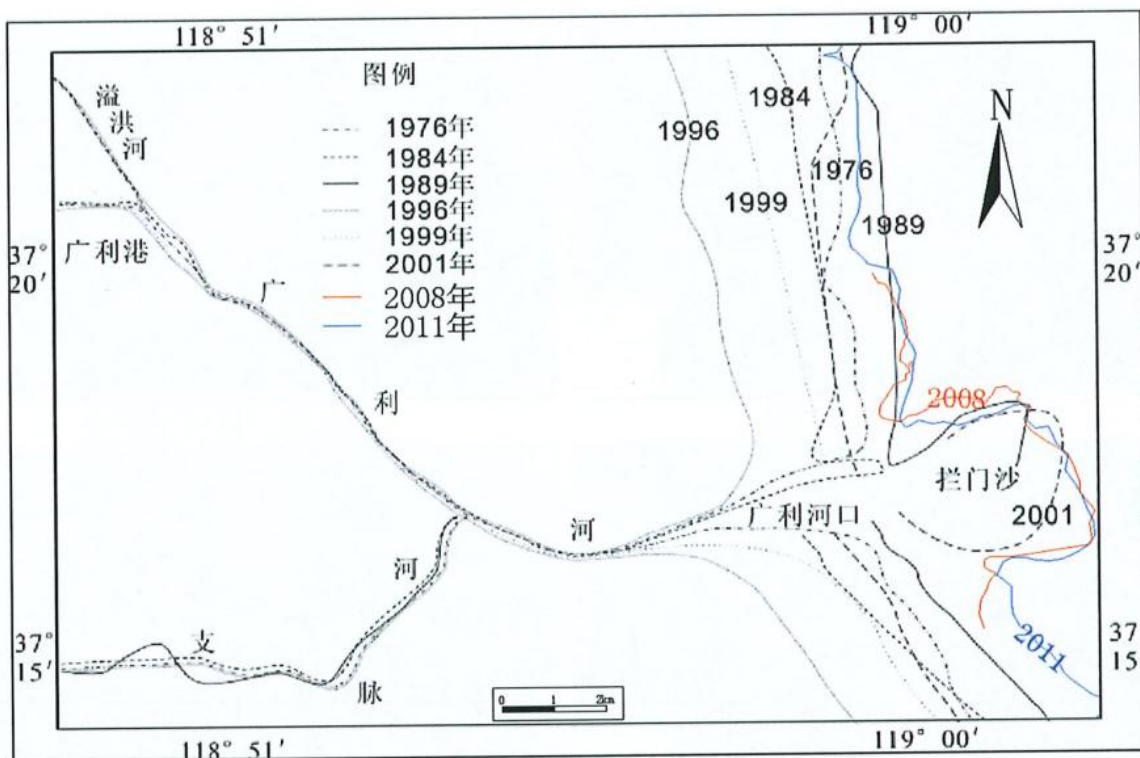


图 4.2-4 广利河口附近海岸线 1976~2011 年变化情况

莱州湾西岸为黄河三角洲平原，属粉砂淤泥质海岸。由于海岸主要是黄河冲积和尾闾摆动形成的，水系并不发达。莱州湾海域开阔，沿岸除黄河携带大量泥沙沉积在河口外，缺少较大物源的补给。因而莱州湾西岸的变化主要受黄河水沙影响。1979、1984、1989、1996、1999 和 2001 年的卫星图像以及 2008 年和 2011 年实测水深数据对比发现，1976 黄河人工改道清水沟流路后，在 1976~1984 年期间，黄河来水来沙量较大，由于河海相互作用和河口峰的屏蔽效应，黄河 85% 以上的入海泥沙堆积在河口区，黄河口沙嘴快速延伸向海，形成类似于海岬的凸出体，阻挡沿岸流携带泥沙的输送而对黄河口以南海岸产生侵蚀。从卫星遥感解译图像上可以看出，这期间广利河口附近海岸线后退，但此阶段支脉河口受黄河水量的影响，水沙量也较大。物质供应充足，河口沙嘴向海凸出。2002 年后受泥沙物质来源减少的影响，外侧拦门沙略有冲刷，2008 年和 2011 年水深测量数据显示，河口拦门沙形态基本稳定，淤积和冲刷变化量较小，进入冲淤平衡期。

(2) 工程所处海域历史回顾性评价

为了直观的反应工程建设历史及与周边其他盐田等设施的建设前后关系，利用工程建设前（1992 年）、开始建设年（1993 年）、3 个建设峰值时间段（分别为 1994 年~1996 年、2004 年和 2012~2014 年）影像图进行对比分析，影像图来源为 GoogleEarth 卫星历史影像。如图 4.2-5。

工程建设之初（1993 年）第一区域内基本形成了人工盐田的形态，第二区域和第三区域为原始滩涂形态；至 2003 年第二区域开始形成了人工盐田的形态；至 2012 年，第三区域开始形成了人工盐田的形态。

较强的海底流可能造成海底表层沉积物的冲刷以及沉积物质的迁移，尤其当海底表层土为非粘性土，通过多次水深对比，本工程所在海域总体上以水深 0.3m 为界，水深小于 0.3m 区域海底处于冲刷状态，水深大于 0.3m 区域海底处于弱淤积状态。

综上所述，本工程处于广饶防潮堤内和支脉河两岸，工程建设之初（1993 年）所处海域基本形成了人工盐田和原始滩涂形态，且与防潮大堤外海域不连通，工程建设不会对项目周边海域地形地貌与冲淤造成影响。

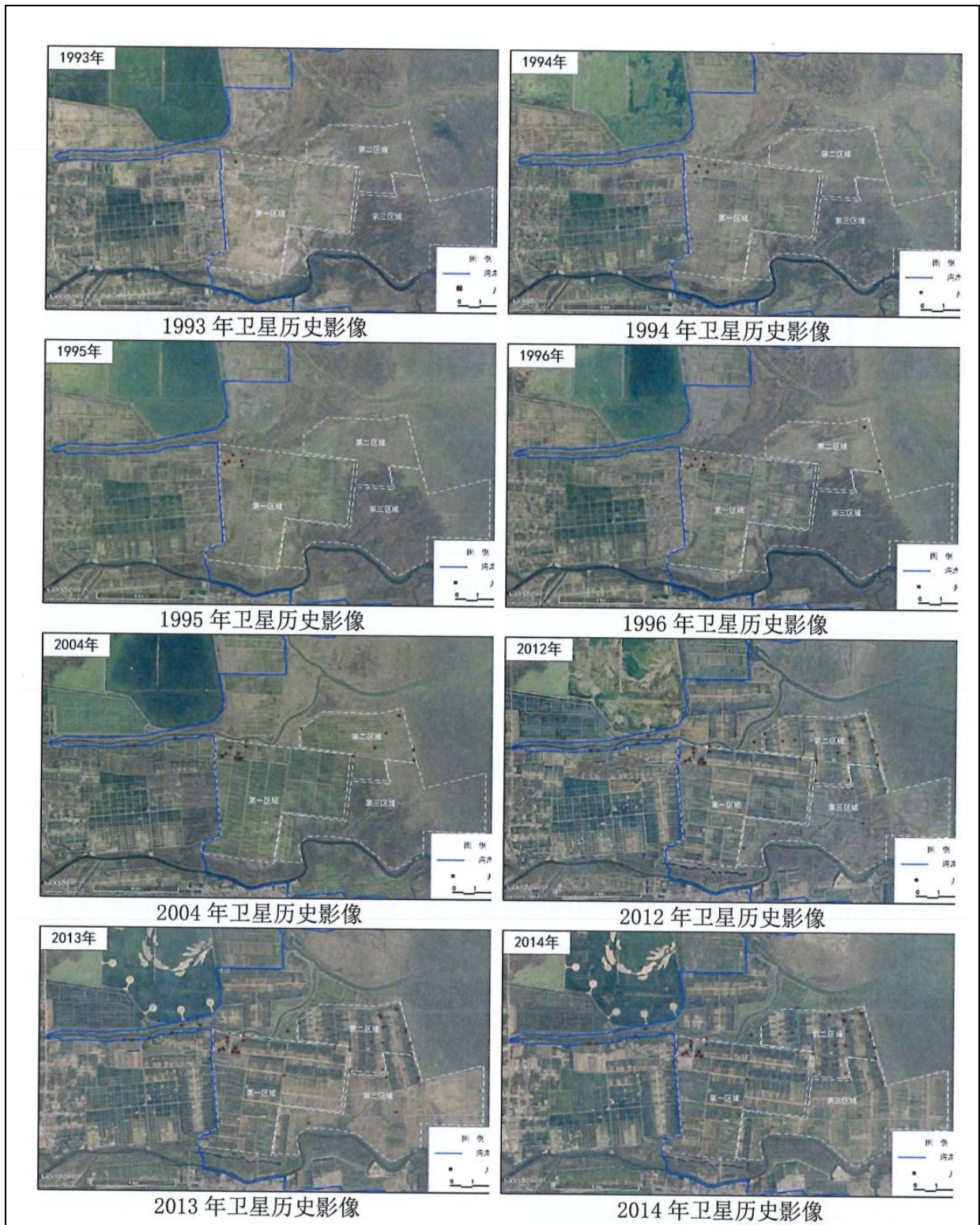


图 4.2-5 本工程附近海域地形地貌与冲淤演变

4.4 海洋环境质量现状

拟建工程选取《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书》中的现状调查资料。2017年10月中国海洋大学在工程附近海域布设了水质20个站位，沉积物10个站位，选取浮游生物采集站位12个，底栖生物站位12个，潮间带站位3个，测站

秋季调查项目为：温度、盐度、pH、溶解氧（DO）、无机氮（硝酸氮、亚硝酸氮、氨氮）、活性磷酸盐、化学需氧量（COD）、石油类、悬浮物、硫化物和重金属（铅、镉、铜、锌、砷、汞和总铬）等指标。

样品采集根据《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）的要求进行，在水深≤10m 时采表层水样；水深在 10m~25m 时采表、底两层水样（表层样品采取离表 0.5m 处水样、底层样品采取离底 1m 处水样）；水深大于 25m 取表、中、底三层水样（中层为 0.5m 水深处）。

样品的采集、贮存、运输、预处理及分析均按《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）中的有关规定进行。

具体见表 4.4-2。

海水水质分析方法

表 4.4-2

项目	分析方法	检出限
温度	水质参数仪	—
盐度	电导法	—
pH	pH 计法	0.02mg/l
DO	膜电极法	0.32mg/l
CODMn	碱性高锰酸钾法	0.15mg/l
硝酸氮	镉铜还原法	0.7 μg/l
亚硝酸氮	萘乙二胺分光光度法	0.5 μg/l
氨氮	次溴酸盐氧化法	0.4 μg/l
磷酸盐	磷钼蓝分光光度法	0.62 μg/l
悬浮物	重量法	2.0mg/l
石油类	紫外分光光度法	3.5 μg/l
铜	无火焰原子吸收分光光度法	0.2 μg/l
铅	无火焰原子吸收分光光度法	0.03 μg/l
锌	火焰原子吸收分光光度法	3.1 μg/l
镉	无火焰原子吸收分光光度法	0.01 μg/l
汞	冷原子吸收分光光度法	0.001 μg/l
总铬	无火焰原子吸收分光光度法	0.4 μg/l
砷	氢化物-原子吸收分光光度法	0.06 μg/l

(2) 调查结果

2017 年 10 月调查海区的海水水质监测结果表明：秋季表层海水温度介于 17.42℃~19.20℃之间，平均 18.24℃；盐度介于 28.00~29.79 之间，平均 28.87；表层海水 pH 介

于 7.20~7.83 之间，平均 7.52。10 月份海水 pH 变化不大，且均符合海水水质标准。

具体详见表 4.4-3

4.4.1.2 水质现状评价

(1) 评价方法

某评价因子的标准指数：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中：

$S_{i,j}$ —标准指数；

$C_{i,j}$ — i 污染物在 j 监测点的实测浓度，mg/L；

C_{si} — i 污染物的评价标准值，mg/L。

溶解氧(DO)、pH 分别用如下公式计算：

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_j \geq DO_s$$

$$S_{DO,j} = 10 - 9 \frac{DO_j}{DO_s} \quad DO_j < DO_s$$

$$DO_f = \frac{468}{31.6 + T}$$

式中：

DO_f —饱和溶解氧浓度，mg/L；

DO_j — j 点的溶解氧浓度，mg/L；

DO_s —溶解氧的地表水水质标准，mg/L。

pH 有其特殊性，它的标准值为 6.8~8.8，取上下限的平均值 7.80，计算式为：

$$I_{pH,i} = |C_i - 7.80| / (C_{上} - 7.80)$$

式中：

$I_{pH,i}$ —pH 值的标准指数；

$C_{上}$ —pH 平均标准上限值；

C_i —pH 的实测值。

(2) 评价结果

根据《山东省海洋功能区划（2011~2020 年）》、《东营市海洋功能区划（2013~2020 年）》及局部修改方案，核定各站位所在海洋功能区水质管理目标要求，同时对应《山东省近岸海域环境功能区划》（2014-2020）和《辽东湾渤海莱州湾国家级水产种质资源保护区功能规划》，

本着取严标准的原则，工程区海水水质执行《海水水质标准》（GB3097-1997）一类标准；其他站位综合考虑各类功能区划要求分别执行一类~四类。

调查站位所处功能区划及水质目标对照表

表 4.4-4

序号	调查站位	海洋功能区划		近岸海域环境功能区划		评价执行标准
		名称及代码	水质目标	名称及代码	水质目标	
1	Q3	黄河三角洲海洋保护区 A6-5	一类	山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区 SD023A I	一类	一类
2	Q2、Q6、Q7、Q9、Q13~Q18	莱州湾农渔业区 A1-4	二类	莱州湾盐业养殖区 SD024B II	二类	一类*
3	Q1、Q4	东营滨海工业与城镇用海区 A3-6	三类	东营滨海工业与城镇建设区 SD025C III	三类	三类
4	Q8	广利港港口航运区 A2-3	四类	广利港口航运区 SD028D IV	四类	四类
5	Q19、Q20	潍坊港口航运区 A2-5	四类	潍坊港口航运区 SD038D IV	四类	四类
6	Q5、Q10~Q12	东营莱州湾海洋特别保护区 A6-6	二类	山东东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区 SD026A II	二类	二类

注：Q2、Q6、Q7、Q9、Q13~Q18 所在功能区与水产种质资源保护区重叠，按一类评价

2017 年秋季水质标准指数见表 4.4-5。结果表明：

一类区中共有 11 个站位，其中 8 个站位无机氮、1 个站位硫化物、2 个站位石油烃、9 个站位锌和 11 个站位铅超标，最大超标倍数分别为 1.1、0.18、0.22、0.96、4.34。

二类区中仅有 2 个站位（Q5、Q10）石油烃超标，超标倍数分别为 0.22、0.2，此外其他评价因子均满足二类功能区要求。

三类区的站位所有指标均满足功能区要求。

四类区除 Q19 站位石油烃超标外，其余指标均能满足功能区要求。

无机氮超标原因主要是地表径流（支脉河）污染物造成水质超标；重金属锌、铅超标原因主要是造纸废水排放等；支脉河河口位于港口来往船舶较频繁是石油烃超标的主要原因。

水质标准指数表

表 4.4-5

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	XV	XVI
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64
65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112
113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128
129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144
145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160
161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176
177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192
193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208
209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224
225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240
241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256
257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272
273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288
289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304
305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320
321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336
337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352
353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368
369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384
385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400
401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416
417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432
433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448
449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464
465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480
481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496
497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512
513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528
529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544
545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560
561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576
577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592
593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608
609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624
625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640
641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656
657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672
673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688
689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704
705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720
721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736
737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752
753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768
769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784
785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800
801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816
817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832
833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848
849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864
865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880
881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896
897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912
913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928
929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944
945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960
961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976
977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992
993	994	995	996	997	998	999	1000	1001	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008
1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1024
1025	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1037	1038	1039	1040
1041	1042	1043	1044	1045	1046	1047	1048	1049	1050	1051	1052	1053	1054	1055	1056
1057	1058	1059	1060	1061	1062	1063	1064	1065	1066	1067	1068	1069	1070	1071	1072
1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1083	1084	1085	1086	1087	1088
1089	1090	1091	1092	1093	1094	1095	1096	1097	1098	1099	1100	1101	1102	1103	1104
1105	1106	1107	1108	1109	1110	1111	1112	1113	1114	1115	1116	1117	1118	1119	1120
1121	1122	1123	1124	1125	1126	1127	1128	1129	1130	1131	1132	1133	1134	1135	1136
1137	1138	1139	1140	1141	1142	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152
1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160	1161	1162	1163	1164	1165	1166	1167	1168
1169	1170	1171	1172	1173	1174	1175	1176	1177	1178	1179	1180	1181	1182	1183	1184
1185	1186	1187	1188	1189	1190	1191	1192	1193	1194	1195	1196	1197	1198	1199	1200
1201	1202	1203	1204	1205	1206	1207	1208	1209	1210	1211	1212	1213	1214	1215	1216
1217	1218	1219	1220	1221	1222	1223	1224	1225	1226	1227	1228	1229	1230	1231	1232
1233	1234	1235	1236	1237	1238	1239	1240	1241	1242	1243	1244	1245	1246	1247	1248
1249	1250	1251	1252	1253	1254	1255	1256	1257	1258	1259	1260	1261	1262	1263	1264
1265	1266	1267	1268	1269	1270	1271	1272	1273	1274	1275	1276	1277	1278	1279	1280
1281	1282	1283	1284	1285	1286	1287	1288	1289	1290	1291	1292	1293	1294	1295	1296
1297	1298	1299	1300	1301	1302	1303	1304	1305	1306	1307	1308	1309	1310	1311	1312
1313	1314	1315	1316	1317	1318	1319	1320	1321	1322	1323	1324	1325	1326	1327	1328
1329	1330	1331	1332	1333	1334	1335	1336	1337	1338	1339	1340	1341	1342	1343	1344
1345	1346	1347	1348	1349	1350	1351	1352	1353	1354	1355	1356	1357	1358	1359	1360
1361	1362	1363	1364	1365	1366	1367	1368	1369	1370	1371	1372	1373	1374	1375	1376
1377	1378	1379	1380	1381	1382	1383	1384	1385	1386	1387	1388	1389	1390	1391	1392
1393	1394	1395	1396	1397	1398	1399	1400	1401	1402	1403	1404	1405	1406	1407	1408

4.4.2 海洋生态环现状调查与评价

采用中国海洋大学于 2017 年 10 月在工程区附近海域 12 个站位采集叶绿素 a(Chl-a)样品、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物等样品。具体调查站位详见表 4.4-1 与图 4.4-1。

4.4.2.1 调查方法

生态调查项目包括叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物和底栖生物。生态调查项目各类样品的采集与分析均按《海洋监测规范》(GB17378-2007)、《海洋调查规范》(GB12763-2007)进行。其中：

(1) 叶绿素 a

采集 0.5m 水层海水样 500mL，经孔径为 0.45 μ m 的滤膜过滤后，将滤膜干燥冷藏保存，采用分光光度法进行分析。

(2) 浮游生物

浮游动物浮游植物样品分别用浅水 I、III 型浮游生物网，自底(距底 2m)至表垂直拖网取得。样品经 5%福尔马林海水溶液固定保存。以个体计数法进行分析。

(3) 底栖生物

底栖生物样品系用 0.05m²曙光型采泥器采集，每点采泥 5 次，所获泥样经 5.0、1.0、0.5mm 孔径的套筛淘洗后，挑拣全部个体作为一个样品，生物标本浸于 5%福尔马林海水溶液中固定保存，称重有感量为 0.001g 的电子天平上进行。

4.4.2.2 现状评价结果

(1) 叶绿素 a 和初级生产力

2017 年秋季调查中，各测点叶绿素 a 含量变化范围为 0.35~2.19 μ g/L，平均为 1.20 μ g/L。具体数据详见表 4.4-6。

2017 年秋季调查海域叶绿素 a 含量

表 4.4-6

站位	Chl-a (μ g/L)	站位	Chl-a (μ g/L)	站位	Chl-a (μ g/L)
Q1	0.56	Q8	1.64	Q14	0.59
Q3	0.54	Q9	0.83	Q16	2.15
Q5	0.35	Q11	1.34	Q18	1.52
Q7	1.03	Q13	1.73	Q20	2.19

(2) 浮游植物

① 种类组成

根据调查所采集到的样品，调查海域共鉴定浮游植物 3 门 58 种(属)。其中，硅藻 51 种(属)，占浮游植物种类数的 87.9%；甲藻 6 种(属)，占种类数的 13.3%；隐藻 1 种，占种类数的 1.7%。

② 细胞密度

12 个站位的浮游植物平均密度为 $8.05 \times 10^5 \text{cells/m}^3$ ，密度的变化范围很大，(2.06~18.9) $\times 10^5 \text{cells/m}^3$ 。其中，以 Q1 号站浮游植物丰度最高，达到 $18.9 \times 10^5 \text{cells/m}^3$ 。Q18 号站位值最低，为 $2.06 \times 10^5 \text{cells/m}^3$ 。12 个站位的浮游植物种类数的平均值为 19 种，种类数变化大，最高值出现在 Q3 号站，为 25 种，最低值出现在 Q18 站，都为 13 种。详见表 4.4-7。

浮游植物的种类、密度

表 4.4-7

站位	种类数 (种)	密度 (10 ⁶ cells/m ³)	站位	种类数 (种)	密度 (10 ⁶ cells/m ³)
Q1	22	18.94	Q11	18	18.57
Q3	25	9.24	Q13	18	9.22
Q5	21	4.71	Q14	16	5.92
Q7	23	5.13	Q16	18	5.81
Q8	20	5.71	Q18	13	2.06
Q9	15	7.67	Q20	18	3.63

③ 优势种

优势种的确定由优势度决定，为将优势种数目控制在一定范围内，规定当优势度 $Y \geq 0.02$ 时，该种为优势种。优势种共有 4 种，都为弓束圆筛藻(*Coscinodiscus curvatulus*)的出现率为 100.0%，平均密度为 $3.07 \times 10^4 \text{cells/m}^3$ ；虹彩圆筛藻(*Coscinodiscus oculus-iridis*) 的出现率为 100.0%，平均密度为 $7.62 \times 10^4 \text{cells/m}^3$ ；海链藻(*Thalassiosira* spp.)的出现率为 91.7%，平均密度为 $59.9 \times 10^4 \text{cells/m}^3$ ；夜光藻(*Noctiluca scientillans*)的出现率为 100.0%，平均密度为 $28.0 \times 10^4 \text{cells/m}^3$ 。

浮游植物优势种和优势度

表 4.4-8

优势种	平均密度 (10 ⁴ cells/m ³)	占总密度的比例 (%)	出现频率 (%)	优势度 (Y)
弓束圆筛藻	3.07	3.82	100.0	0.038

虹彩圆筛藻	7.62	9.46	100.0	0.095
海链藻	59.9	74.47	91.67	0.683
夜光藻	28.0	2.90	100.0	0.029

④ 多样性指数与均匀度

调查区的浮游植物的群落指数见表 4.4-9，其浮游植物群落多样性指数为 1.72 ± 0.63 ，各站位浮游植物群落多样性指数为 0.85~2.84 之间；均匀度指数为 0.41 ± 0.16 ，各站位为 0.19~0.68 之间；丰富度指数为 0.92 ± 0.17 ，各站位为 0.68~1.21 之间。

浮游植物生物群落结构指数平均结果

表 4.4-9

站号	多样性指数 (H)	均匀度 (J)	丰富度 (d)
Q1	1.09	0.24	1.01
Q3	1.74	0.37	1.21
Q5	2.37	0.54	1.06
Q7	2.17	0.48	1.16
Q8	0.85	0.20	0.99
Q9	1.49	0.38	0.72
Q11	0.78	0.19	0.82
Q13	1.74	0.42	0.76
Q14	2.05	0.51	0.78
Q16	1.36	0.33	0.89
Q18	2.16	0.58	0.68
Q20	2.84	0.68	0.92
X±S	1.72 ± 0.63	0.41 ± 0.16	0.92 ± 0.17

(3) 浮游动物

① 种类组成

据本次调查所采集到的标本鉴定，调查海域浮游动物共有 43 个种类，分属 11 个类群。其中，浮游幼虫种类最多，共 15 种，占浮游动物总种数的 34.9%；挠足类其次，有 13 种，占浮游动物总种数的 30.2%；刺胞动物有 4 种，占浮游动物总种数的 9.3%；端足类、被囊动物和毛颚类各有 2 种，分别占浮游动物总种数的 4.7%；原生动物、栉水母动物、等足类、糠虾和十足类各 1 种，占浮游动物总种数的 2.3%。

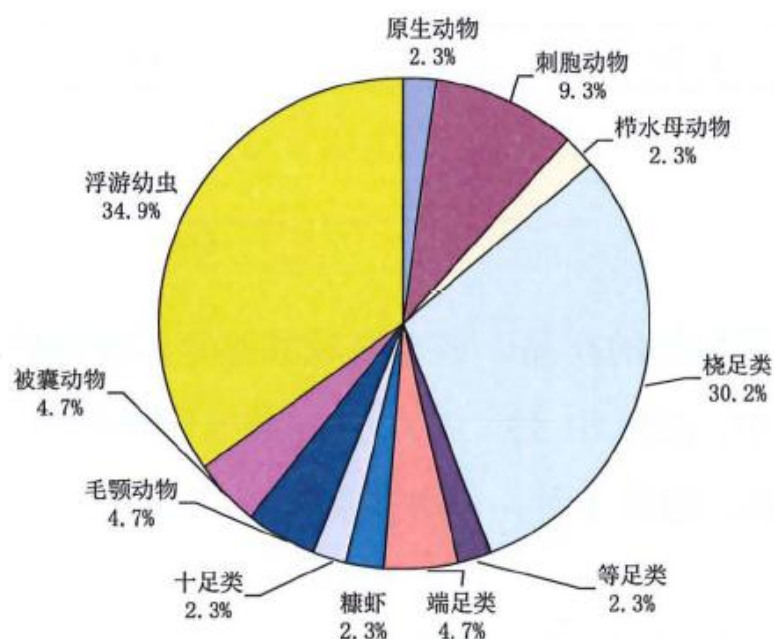


图 4.4-2 浮游动物类别组成百分比

② 生物量和密度

本次调查浮游动物密度范围为(450.0~8999.0)ind/m³，平均密度为 3350.8ind/m³，其中最高密度出现在站位 Q18，为 8999.0ind/m³，最低密度出现在站位 Q3，为 450.0ind/m³；生物量范围为(105.0~286.0)mg/m³，平均生物量为 187.2mg/m³，其中最高生物质量出现在站位 Q18，最低为站位 Q1。12 个站位的浮游动物种类平均为 17 种，种类数的变化较大，结果见表 4.4-10。

各测站浮游动物密度、生物量

表 4.4-10

站位	种类	密度 (ind/m ³)	质量 (mg/m ³)	站位	种类	密度 (ind/m ³)	质量 (mg/m ³)
Q1	16	2080.6	105.0	Q11	15	6605.0	241.0
Q3	16	450.0	135.0	Q13	22	2366.0	199.0
Q5	16	3600.8	115.8	Q14	17	2191.3	146.3
Q7	14	1855.0	155.8	Q16	18	5741.0	251.0
Q8	16	1746.4	170.0	Q18	23	8999.0	286.0
Q9	12	3130.0	228.0	Q20	15	1444.0	213.0

③ 优势种

优势种的确定由优势度决定，根据实际调查情况，本次调查将浮游动物的优势度≥0.02 的种类作为该海域的优势种类。因夜光虫在研究水域的丰度很高，所以在计算优势度时将夜光

虫排除。但仍认为夜光虫是重要的优势种。本次调查浮游动物优势种类有 9 种，分别为：原生动物的夜光虫（*Noctiluca scientillans*）、挠足类的中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）、小拟哲水蚤（*Paracalanus parvus*）、背针胸刺水蚤（*Centropages dorsispinatus*）、双刺唇角水蚤（*Labidocera bipinnata*）和太平洋纺锤水蚤（*Acartia pacifica*）、毛颚动物的强壮箭虫（*Sagitta crassa*）、被囊类的长尾住囊虫（*Oikopleura longicauda*）和浮游幼虫的多毛类幼体（*Polychaeta larva*）。

浮游动物优势种和优势度

表 4.4-11

优势种	平均密度 (ind/m ³)	占总密度的比例 (%)	出现频率 (%)	优势度
夜光虫	3281.7	-	100.0	-
中华哲水蚤	3.2	4.71	91.67	0.043
小拟哲水蚤	2.7	3.96	91.67	0.036
背针胸刺水蚤	7.0	10.09	91.67	0.092
双刺唇角水蚤	2.6	3.74	75.00	0.028
太平洋纺锤水蚤	2.8	4.11	66.67	0.027
强壮箭虫	21.0	30.42	100.00	0.304
长尾住囊虫	14.9	21.53	91.67	0.197
多毛类幼体	2.2	3.25	66.67	0.022

④ 多样性指数、均匀度和丰富度

在计算多样性指数时，为防止夜光虫畸高值影响计算结果，将其剔除。调查区的浮游动物的群落指数见表 6.4-16，其浮游动物群落多样性指数为 2.90 ± 0.42 ，各站位处于 2.16~3.50 之间；均匀度指数为 0.74 ± 0.09 ，各站位处于 0.55~0.86 之间；丰富度指数为 2.41 ± 0.43 ，各站位处于 1.74~3.20 之间。

各测站浮游动物多样性指数、均匀度和丰富度

表 4.4-12

站号	多样性指数 (H)	均匀度 (J)	丰富度 (d)
Q1	2.16	0.55	2.33
Q3	3.36	0.86	2.46
Q5	2.69	0.69	2.38
Q7	3.08	0.83	2.06
Q8	2.63	0.67	2.30
Q9	2.54	0.73	1.74
Q11	3.09	0.81	2.03

Q13	3.15	0.72	3.00
Q14	3.03	0.76	2.74
Q16	3.50	0.86	2.65
Q18	3.25	0.73	3.20
Q20	2.34	0.62	2.03
X±S	2.90±0.42	0.74±0.09	2.41±0.43

(4) 底栖生物

① 种类组成

调查海区共鉴定出底栖生物 6 门 74 种，分别隶属于刺胞动物门、纽形动物门、星虫动物门、环节动物门多毛类、软体动物门、节肢动物门和棘皮动物门。其中环节动物门多毛类 39 种，占 52.70%；节肢动物门 19 种，占 16.22%；软体动物门 12 种，占 25.68%；棘皮动物门 2 种，占 2.70%；星虫动物门和脊索动物门鱼类各 1 种，各占 1.35%。其中潮间带共鉴定出底栖生物 4 门 11 种，分别隶属于星虫动物门、环节动物门多毛类、软体动物门和节肢动物门。其中环节动物门多毛类 4 种，占 36.36%；软体动物门 5 种，占 45.45%；节肢动物门和星虫动物门各 1 种，各占 9.09%。

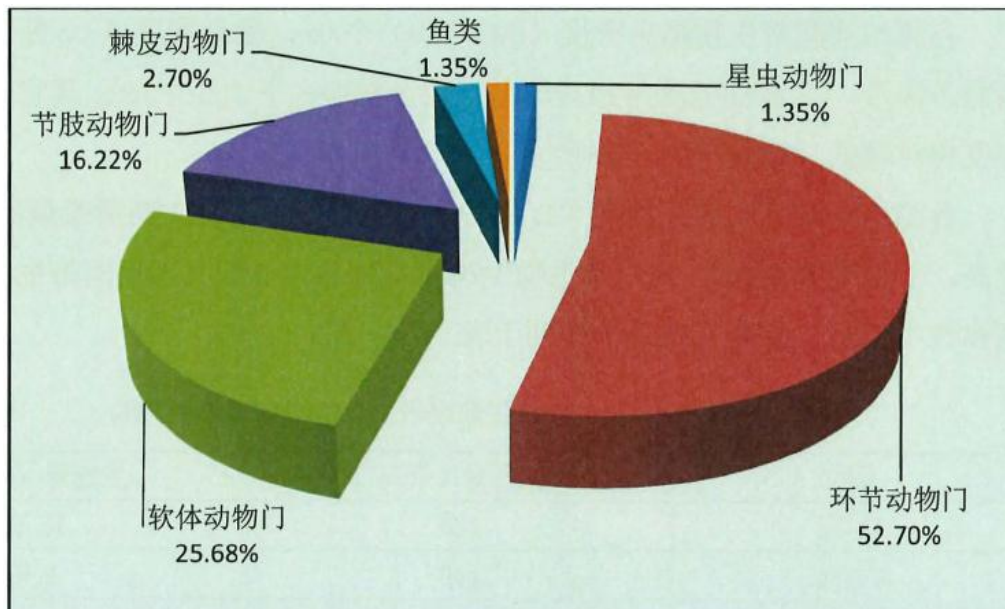


图 4.4-3 调查海域底栖动物类群组成比例

② 生物量和栖息密度

调查海域各站位底栖生物栖息密度在(60~2340)个/m²之间，生物量在 0.30~260.93g/m²之间。具体各站位数值列于表 4.4-13 中。

各站位底栖动物栖息密度和生物量

表 4.4-13

站位	栖息密度 (个/m ³)	生物量 (g/m ³)
Q1	840	12.61
Q3	640	260.93
Q4	220	67.08
Q5	2340	13.92
Q6	580	27.40
Q7	1140	14.28
Q10	380	0.30
Q11	260	3.10
Q12	380	1.65
Q13	1120	34.35
Q14	1000	6.60
Q15	520	1.00

③ 多样性指数、均匀度和优势度

各站位底栖动物群落结构参数（包括物种数、丰富度指数、多样性指数、均匀度指数和优势度指数）均列于表 4.4-14。

各站位底栖动物群落结构的参数

表 4.4-14

站位	物种数	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
Q1	17	4.28	3.65	0.89	0.89
Q3	10	2.60	2.88	0.87	0.83
Q4	10	3.75	3.28	0.99	0.89
Q5	21	4.20	3.93	0.90	0.92
Q6	15	4.16	3.17	0.81	0.80
Q7	14	3.22	3.16	0.83	0.85
Q10	10	3.06	2.86	0.86	0.81
Q11	9	3.12	2.81	0.89	0.80
Q12	10	3.06	3.07	0.92	0.86
Q13	15	3.48	3.48	0.89	0.88
Q14	14	3.32	2.98	0.78	0.80
Q15	15	4.30	3.58	0.92	0.89

(5) 潮间带生物

① 生物量和栖息密度

各测站潮间带生物栖息密度(60~280)个/m², 栖息密度以 C3 断面低潮带, C1 断面各潮带, C2 断面低潮带相对较高, 高于平均水平 153 个/m², 其它断面潮带栖息密度相对较低。

各测站潮间带生物生物量(1.14~24.04)g/m², 以 C3 高潮带最低, C3 低潮带最高, 平均为 7.6g/m², 潮间带生物生物量站间差异亦较大, 潮间带生物生物量分布规律性不清晰。

各站位潮间带生物栖息密度和生物量

表 4.4-15

站位	栖息密度 (个/m ³)	生物量 (g/m ³)
C1 高	160	15.65
C1 低	140	1.97
C2 高	60	1.28
C1 低	180	1.50
C3 高	100	1.14
C3 低	280	24.04

② 多样性指数、均匀度和优势度

各站位群落结构参数(包括物种数、丰富度指数、多样性指数、均匀度指数和优势度指数)均列于表 4.4-16。

各站位潮间带生物群落结构的参数

表 4.4-16

站位	物种数	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
C1 高	4	1.44	1.81	0.91	0.69
C1 低	5	2.06	2.13	0.92	0.73
C2 高	3	1.82	1.59	1.00	0.67
C2 低	3	0.91	1.44	0.91	0.59
C3 高	3	1.24	1.37	0.87	0.56
C3 低	4	1.14	1.69	0.84	0.64

4.4.3 海洋生物质量现状调查与评价

中国海洋大学于 2017 年 10 月(以下简称秋季)对工程附近海域进行生物质量现状调查, 共设置生物质量调查点位 6 个。具体调查站位详见表 4.4-1 与图 4.4-1。

4.4.3.1 海洋生物质量现状调查

(1) 调查方法

本次生物质量调查项目包括：石油类、铅、镉、铜、锌、砷，汞和总铬 8 项指标。

样品的采集、保存、分析的原则与方法按《海洋调查规范》(GB12763-2007)和《海洋监测规范》(GB17378-2007)的要求进行。菲律宾蛤仔、红螺和牡蛎用采集贝类的耙子捞取，浒苔采用捞网捞取，石莼和江蓠手工采集，黄姑鱼、舌鳎、日本鳎用地龙网采集。每个样品取样量在 1000g 左右，在塑料袋中活体带回实验室后，取可食部均浆后测定各项指标。

(2) 调查结果

秋季调查海域海洋生物体质量结果如表 6.5-5 所示。

调查海域生物体肌肉组织重金属含量

表 4.4-17

单位：mg/kg

采样点	石油类	铅	镉	铜	锌	砷	汞	总铬
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								

4.4.3.2 海洋生物质量现状评价

调查海域海洋生物质量评价指数

表 4.4-18

站名	甲壳类	鱼类	软体类	头足类	棘皮类	腔肠类	其他类	综合指数
Q1	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q3	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q4	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Q10	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

秋季调查海洋生物重金属含量评价结果如表 6.5-8 所示。评价结果表明，除站位 Q1 的焦氏舌鳎铜略有超标（超标倍数 0.38 倍）外，其余甲壳类和鱼类监测的重金属要素未出现超出《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》标准；石油烃未超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》中规定的质量标准。

4.4.4 海洋沉积物环境质量现状调查与评价

中国海洋大学于 2017 年 10 月(以下简称秋季)对工程附近海域进行海洋沉积物现状调查，共设置调查站位 10 个，站位见图 4.4-1。

4.4.4.1 沉积物环境监测结果

(1) 调查方法

沉积物监测内容包括有机碳、硫化物、石油类和重金属(铜、镉、铅、锌、汞、铬和砷)共 9 项指标。以箱式采样器取沉积的样品。样品取上甲板后, 观察其颜色、嗅和厚度, 参照 GB/T12763.8 辨别颜色, 嗅觉鉴别有无油味、硫化氢味及其气味的轻重, 观测浅色薄层的厚度。以棕色广口玻璃瓶盛装硫化物样品, 充氮避光低温保存, 尽快分析; 有机碳、石油类和重金属样品以广口玻璃瓶避光低温保存, 尽快分析。

沉积物分析方法: 样品经自然风干、研磨和过筛(80 目)后, 按照表 6.6-1 的方法进行分析。

海洋沉积物分析方法

表 4.4-19

监测项目	分析方法	引用标准	检出限 (µg/L)
有机碳	重铬酸钾容量法	GB17378.4-2007	0.03×10^{-2}
硫化物	离子选择电极法	GB17378.4-2007	0.2×10^{-6}
石油类	紫外分光光度法	GB17378.4-2007	3.0×10^{-6}
铅	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.4-2007	1.0×10^{-6}
镉	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.4-2007	0.04×10^{-6}
铬	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.4-2007	2.0×10^{-6}
锌	火焰原子吸收分光光度法	GB17378.4-2007	6.0×10^{-6}
铜	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.4-2007	0.5×10^{-6}
砷	氢化物-原子吸收分光光度法	GB17378.4-2007	3.0×10^{-6}
汞	冷原子吸收分光光度法	GB17378.4-2007	5×10^{-9}

(2) 调查结果

沉积物各因子调查结果见表 4.4-20。

沉积物调查结果

表 4.4-20

■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

4.4.4.2 沉积物环境评价结果

(1) 评价方法

评价标准：调查点位中，站位 Q1、Q8、Q18 位于海洋功能区划中的工业与城镇用海区，海洋沉积物执行《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)中的第二类标准；站位 Q3、Q5、Q7、Q11 位于海洋功能区划中的海洋保护区，执行第一类海洋沉积物标准；站位 Q13、Q16、Q20 位于位于海洋功能区划中的农渔业区，执行第一类海洋沉积物标准。

评价因子：评价因子选取有机碳、硫化物和重金属(铜、镉、铅、锌、铬、砷、汞)9 项。沉积物各化学要素采用单因子评价方法，计算公式为：

$$P_i = M_i/S_i$$

式中：P_i —— 污染物的污染指数；

M_i —— 污染物的浓度，10⁻⁶；

S_i —— 污染物的沉积物质量标准，10⁻⁶。

评价因子的标准指数>1，则表明该项沉积物质量已超过了规定的标准。

(2) 评价结果

沉积物各因子评价结果见表 4.4-21。

评价海域沉积物现状评价结果表明：秋季现状调查的所有站位中只有 Q13 站位的铜含量超标，超标倍数为 0.04 倍，超标率为 10%；除此之外所有评价因子均小于 1，全部低于《海洋沉积物质量》标准中相应的质量标准，满足海域使用功能要求，评价海域的沉积物质量状况良好。

沉积物标准指数表

表 4.4-21

■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

4.5 渔业资源现状调查与评价

2017年10月调查站位分布如和表4.4-1所示，共设置鱼类仔稚鱼调查共12个站位。

4.5.1 渔业资源现状调查

(1) 调查方法

① 鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔稚鱼调查根据《海洋调查规范第6部分：海洋生物调查》(GB12763.6-2007)，采用大型浮游生物网(网口内径80cm，网长280cm，网目直径0.507mm)表层水平拖网，每站拖网10min，拖速2.5节左右。采集到的样品用体积分数为5%的福尔马林溶液固定保存，样品的室内分析处理均按《海洋调查规范》(国家质量技术监督局，1991)中规定的方法进行。实验室镜检将鱼卵、仔稚鱼挑出，据其形态特征，进行分类鉴定、计数。

② 游泳动物

游泳动物拖网调查按《海洋调查规范第6部分海洋生物调查》(GB12763.6)、《海洋水产资源调查手册》和《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》的相关规定执行。渔业资源拖网调查使用单拖渔船，网具规格：长34m，宽4m，高1m；每站拖曳0.5h，拖速2nmile/h。渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存带回实验室详细测定生物学数据。

海上取样以及室内分析方法均按《海洋监测规范》、《海洋调查规范》执行。调查项目包括：渔获物种类组成、渔获物生物学特征、渔获量分布和现存绝对资源密度。

(2) 调查结果

① 鱼卵、仔稚鱼

本次调查并未获鱼卵。采获仔稚鱼4种，分别为青鳞小沙丁、虾虎鱼 sp.、中颌棱鯧、鱧唔，共17尾。

本次调查共有 6 个站位分布有仔稚鱼，分别为 Q3，Q5，Q11，Q15，Q18，Q19 站。

仔稚鱼站位分布

表 4.5-1

站位	仔稚鱼数量 (尾)	相对资源密度 (ind./km ²)
Q3	4	6479.48
Q5	1	1619.87
Q11	2	3239.74
Q15	5	8099.35
Q18	3	4859.61
Q19	2	3239.74

② 游泳动物

本航次调查共捕获游泳动物 30 种，隶属于鱼类、甲壳类、软体动物 3 个门类。其中，鱼类出现的种类最多为 17 种，占种类组成的 56.67%；其次为甲壳类，出现 8 种，占种类组成的 26.67%；软体动物第三，出现 5 种，占种类组成的 16.67%。

从平面分布看，Q13 站出现种类最多，为 15 种，占航次调查总种类数的 50.00%；Q8 站的种类数最少，只有 6 种(见表 4.5-2)。

各站位游泳动物种类组成及种类数

表 4.5-2

类别	Q3	Q5	Q7	Q8	Q11	Q13	Q15	Q16	Q17	Q18	Q19	Q20Q
鱼类	6	4	4	3	6	9	6	3	7	5	7	4
软体动物	3	1	3	1	2	3	3	2	2	3	2	2
甲壳类	3	2	5	2	3	4	3	3	2	2	3	2
合计	12	7	12	6	11	15	12	8	11	10	12	8

4.5.2 渔业资源评价

(1) 评价方法

相对资源密度：

$$D = \frac{C}{qa}$$

式中 D —— 相对资源密度(重量 kg/km²，尾数 ind./km²)：

C —— 每小时取样面积内的渔获量 (kg) 或尾数 (ind.)；

q 一一网具捕获率，其中：底栖鱼类、虾类、蟹类 q 取 0.8，中上层鱼类(鲱形目、鲈形目的鲈科、鲭亚目、鲱亚目)q 取 0.3，底层鱼类 q 取 0.5；

a 一一为网具每小时扫海面积 (km²)。

(2) 评价结果

本次调查游泳动物相对资源密度为(43.61~217.97)kg/km²，平均值为 109.95kg/km²。其中 Q11 站最高为 217.94kg/km²，Q13 站次之为 216.90kg/km²，Q8 站最低为 43.61kg/km²。Q3，Q5，Q7，Q8，Q13，Q18 站位软体动物相对资源密度最高；Q11 站位，甲壳类相对资源密度最高；Q15，Q16，Q17，Q19，Q20 站位，鱼类相对资源密度最高(见表 4.5-3、表 4.5-4)。

游泳动物相对资源密度组成与分布

表 4.5-3

单位: kg/km²

站位	鱼类		甲壳类		软体动物	
	成体	幼体	成体	幼体	成体	幼体
Q3	39.02	14.83	54.25	30.40	69.86	20.26
Q5	23.33	8.87	7.87	4.08	29.52	12.10
Q7	15.32	5.22	46.12	20.29	70.44	23.95
Q8	7.85	2.75	15.25	9.30	20.51	5.54
Q11	80.32	35.34	105.12	62.07	32.50	13.00
Q13	51.49	14.96	81.44	36.20	83.97	22.67
Q15	47.46	18.98	14.27	7.35	37.16	15.24
Q16	27.53	7.98	7.37	4.21	24.62	6.16
Q17	27.13	10.30	10.42	5.94	15.18	5.31
Q18	45.95	11.96	16.57	10.78	53.41	19.76
Q19	49.27	16.25	25.87	10.78	17.88	4.83
Q20	38.84	12.40	7.09	4.41	19.15	7.28
最大值	80.32	35.34	105.12	62.07	83.97	23.95
最小值	7.85	2.75	7.09	4.08	15.18	4.83
平均值	37.79	13.32	32.64	17.15	39.52	13.01

游泳动物相对资源密度组成与分布

表 4.5-4

ind./km²

站位	鱼类		甲壳类		软体动物	
	成体	幼体	成体	幼体	成体	幼体
Q3	3509.72	2135.63	1214.90	826.23	1349.89	472.46
Q5	1484.88	908.40	269.98	165.04	2564.79	1282.40
Q7	1889.85	1095.71	1484.88	963.59	2699.78	1079.91
Q8	2024.84	1288.53	269.98	163.41	2834.77	1559.12

Q11	5939.52	3418.03	674.95	425.45	3239.74	1717.06
Q13	4454.64	2772.79	1484.88	997.84	10934.13	5467.07
Q15	4994.60	3046.71	539.96	335.24	1349.89	728.94
Q16	2294.82	1308.26	404.97	238.83	809.94	413.07
Q17	3239.74	2096.30	674.95	426.81	404.97	157.94
Q18	2564.79	1465.59	674.95	404.97	539.96	242.98
Q19	5669.55	3488.95	539.96	312.33	1484.88	579.10
Q20	4319.65	2468.37	269.98	179.99	404.97	153.89
最大值	5939.52	3488.95	1484.88	997.84	10934.13	5467.07
最小值	1484.88	908.4	269.98	163.41	404.97	153.89
平均值	3532.22	2124.44	708.70	453.31	2384.81	1154.50

4.6 地表水环境质量现状调查

为了了解工程周边区域的地表水环境质量现状，本报告收集了山东恒利检测技术有限公司于 2018 年 1 月 3 日~1 月 5 日对地表水的监测报告。

4.6.1 监测布点

监测断面主要为工程附近支脉河上游，详见表 4.6-1，图 4.6-1。

地表水监测点位一览表

表 6.8-1

点位	河流	坐标	
1#	支脉河	37°19'20.42"N	118°43'57.34"E
2#	支脉河	37°19'52.62"N	118°50'54.24"E

图 4.6-1 地表水、地下水、环境空气监测点位图

4.6.2 监测项目

本次监测项目包括 pH、溶解氧、COD、BOD₅、氨氮、总磷、总氮、氟化物、砷、汞、六价铬、氯化物、氰化物、挥发酚、石油类、硫化物，共 16 项，并同时测量各断面的流量、河宽、河深、流速、水温等水文参数。

水质监测项目及分析方法见表 4.6-2。

水质监测项目及分析方法

表 4.6-2

序号	参数	分析标准	检出限
1	pH	玻璃电极法	--
2	溶解氧	电化学探头法	--
3	COD	重铬酸盐法	4mg/L
4	氨氮	纳氏剂分光光度法	0.025mg/L
5	总氮	碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	0.05mg/L
6	总磷	钼酸铵分光光度法	0.01mg/L
7	氯化物	硝酸银滴定法	10mg/L
8	挥发酚	氨基安替比林分光光度法	0.0003mg/L
9	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.005mg/L
10	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
11	BOD ₅	稀释与接种法	0.5mg/L
12	氟化物	离子选择电极法	0.05mg/L
13	砷	二乙基二硫代氨基甲酸银分光光度法	0.007mg/L
14	汞	冷原子吸收分光光度法	0.02mg/L
15	氰化物	异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.004μg/L
16	石油类	红外分光光度法	0.01mg/L

4.6.3 监测结果

监测结果详见表 4.6-3。

地表水监测结果一览表

表 4.6-3

■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■

水质因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸钾指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落群数；

特征因子：石油类、硫化物、阴离子表面活性剂、苯、甲苯。

4.7.3 监测结果


























































































































工程包气带监测结果见表 4.7-3，工程地下水水质监测结果详见表 4.7-4。

包气带检测结果

表 4.7-3

█	█	█	█	█
			█	█
█	█	█	█	█
	█	█	█	█
	█	█	█	█
	█	█	█	█
	█	█	█	█
	█	█	█	█

从包气带监测结果来看，主要污染物在各个点位变化幅度不大，包气带未见受到明显污染现象。

4.7.4 评价结果

(1) 评价方法和评价标准

评价方法采用单因子指数法；现状评价主要执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值、《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）。

(2) 评价结果

评价结果详见表 4.7-5。由表可知，总硬度、铅、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物出现超标。总硬度、铅、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物的超标可能与当地水文地质条件及土壤盐渍化有关。其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准和《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）要求。

地下水评价结果

表 4.7-5

井号	评价因子							
	总硬度	铅	溶解性总固体	高锰酸盐指数	硫酸盐	氯化物	其他	其他
井号1	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号2	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号3	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号4	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号5	超标	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号6	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号7	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号8	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号9	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号10	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号11	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号12	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号13	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号14	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号15	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号16	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号17	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号18	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号19	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号20	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号21	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号22	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号23	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号24	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号25	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号26	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号27	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号28	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号29	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号30	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号31	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号32	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号33	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号34	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号35	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号36	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号37	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号38	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号39	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号40	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号41	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号42	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号43	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号44	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号45	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号46	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号47	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号48	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号49	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格
井号50	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格	合格

██████	█	██	██	█	█	██	██	█
██████	██	██	██	██	██	██	██	██
██████	██	██	██	██	██	██	██	██
██████	█	█	█	█	█	█	█	█
██████	█	█	█	█	█	█	█	█
██████	█	█	█	█	█	█	█	█
██████	█	█	█	█	█	█	█	█

各监测点地下水中八种阴阳离子浓度见表 4.7-6，对八种离子含量进行计算，得到各监测点地下水中离子毫克当量浓度及毫克当量百分数见表 4.7-7。

评价区地下水八种阴阳离子浓度表

表 4.7-6

██████	████████████████████							
██████	██	██	██	██	██	██	██	██
██████	██	██	██	██	█	██	██	██
██████	██	██	██	██	█	██	██	██
██████	██	██	██	██	█	██	██	██
██████	██	██	██	██	█	██	██	██
██████	██	██	██	██	█	██	██	██
██████	██	██	██	██	█	██	██	██

评价区地下水苏卡列夫分类表

表 4.7-7

监测点位	离子的毫克当量含量 (%)								地下水类型
	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	
1#	0.01%	83.95%	2.66%	13.38%	0	0.52%	98.74%	0.74%	Cl- Na
2#	0.01%	72.14%	4.64%	23.21%	0	0.58%	98.19%	1.23%	Cl- Na
3#	0.01%	81.55%	3.02%	15.42%	0	0.57%	98.61%	0.82%	Cl- Na
4#	0.01%	72.48%	4.55%	22.96%	0	0.75%	98.05%	1.20%	Cl- Na
5#	0.01%	82.49%	2.79%	14.71%	0	0.40%	98.83%	0.77%	Cl- Na
6#	0.01%	72.07%	4.86%	23.07%	0	0.59%	98.20%	1.21%	Cl- Na

根据苏卡列夫分类法确定，该区域地下水化学类型为 Cl-Na。

4.8 环境空气质量现状调查

4.8.1 项目所在区域达标评判

根据东营市生态环境局网站 2019 年 1 月 4 日公布的“2018 年我市环境空气质量持续改善”，2018 年市委、市政府高度重视大气污染防治工作，在全市持续开展水气土污染整治专项行动，推进 25 项重点大气污染治理工程建设；全市环境空气质量得到持续改善：SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 平均浓度分别为 18 μg/m³、36 μg/m³、94 μg/m³、49 μg/m³，同比分别改善 47.1%、5.3%、13.0%、14.0%，改善率分列全省第 1 位、第 8 位、第 3 位、第 7 位；重污染天数 6 天，同比减少 11 天，减少天数列全省第 2 位；环境空气质量综合指数 5.56，同比改善 13.5%，改善率列全省第 1 位。

《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）规定：“污染物年评价达标是指该污染物年平均浓度（CO 和 O₃ 除外）和特定的百分位数浓度同时达标”。东营市 2018 年 PM₁₀、PM_{2.5} 的年均浓度不能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，年评价不达标，项目所在地处于不达标区。

4.8.2 各污染物的环境质量现状评价

为了了解工程所在区域的各污染物的环境质量现状，山东恒利检测技术有限公司于 2018 年 12 月 17 日~12 月 23 日对区域环境空气进行了监测，2019 年 6 月河南华检检测技术服务有限公司对非甲烷总烃、VOCs 因子进行了补充检测。

4.8.2.1 监测布点

环境空气监测点位详见表 4.8-1，图 4.6-1。

环境空气监测点位一览表

表 4.6-1

点位	坐标	
1#	118°57'0.24"	37°19'21.25"
2#	118°49'27.04"	37°18'40.04"

4.8.2.2 监测项目

本次监测监测项目包括：

- (1) SO₂、NO₂ 的 1 小时平均浓度。连续监测 7 天，每天监测 4 次，开机时间为 2:00、

8:00、14:00、20:00，每小时至少有 45 分钟的采样时间，按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的要求；

(2) SO₂、NO₂、PM₁₀ 的 24 小时平均浓度。连续监测 7 天。SO₂、NO₂、PM₁₀ 每天采至少有 20 个小时平均浓度值或采样时间，TSP 每天应有 24 小时的采样时间，按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的要求；

(3) 特征污染物非甲烷总烃、硫化氢的一次浓度，连续监测 7 天。开机时间为 2:00、8:00、14:00、20:00，按《空气和废气检测分析方法（第四版）》（增补版）要求；

(4) 特征污染物非甲烷总烃、硫化氢的一次浓度，连续监测 7 天。开机时间为 2:00、8:00、14:00、20:00，按《空气和废气检测分析方法（第四版）》（增补版）要求。

4.8.2.3 监测结果

监测结果详见表 4.8-2。

4.8.2.4 评价结果

由表 4.8-2 可知，监测期间各监测点大气中 SO₂、NO₂ 的 1 小时平均值和 24 小时平均值，PM₁₀ 的 24 小时平均值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；H₂S 均达到《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值；各测点非甲烷总烃一次值均达到《大气污染物综合排放标准》中的限值（2.0mg/m³）。

环境空气现状监测一览表

表 4.8-2

序号	监测点名称	监测因子	监测方法	监测频次	监测时段	监测结果	评价标准	达标情况
1	A1	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.15	0.15	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.08	0.08	达标
	A2	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.12	0.12	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.06	0.06	达标
	A3	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.18	0.18	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.09	0.09	达标
	A4	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.14	0.14	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.07	0.07	达标
2	B1	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.16	0.16	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.08	0.08	达标
	B2	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.13	0.13	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.07	0.07	达标
	B3	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.17	0.17	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.08	0.08	达标
	B4	PM ₁₀	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.15	0.15	达标
		PM _{2.5}	gravimetric	1次/天	2023.01.01-2023.01.07	0.07	0.07	达标

4.9.3 监测及评价结果

根据检测结果可知，工程平台土壤检测点的监测结果均符合《土壤环境质量建设用地上壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

1#点位土壤理化特性调查表

表 4.9-2

点号	1#	时间	2019.10.10
经度	118°57'16.71"	纬度	37°19'34.85"
层次	/		
现场记录	颜色	/	黄棕色
	结构	/	/
	质地	/	砂质壤土
	砂砾含量	%	65.2
	其他异物	/	无
实验室测定	pH 值	无量纲	7.28
	阳离子交换量	cmol(+)/kg	6.96
	氧化还原电位	mV	225
	饱和导水率	cm/s	3.95×10^{-4}
	土壤容重	g/cm ³	1.42
	孔隙度	%	47.2

2#点位土壤理化特性调查表

表 4.9-3

点号	2#	时间	2019.10.10
经度	118°56'21.69"	纬度	37°19'40.63"
层次	/		
现场记录	颜色	/	黄棕色
	结构	/	/
	质地	/	砂质壤土
	砂砾含量	%	37.9
	其他异物	/	无
实验室测定	pH 值	无量纲	7.37
	阳离子交换量	cmol(+)/kg	12.26
	氧化还原电位	mV	248
	饱和导水率	cm/s	8.41×10^{-5}
	土壤容重	g/cm ³	1.38
	孔隙度	%	48.9

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相关规划符合性分析

5.1.1 全国海洋功能区划符合性分析

根据《全国海洋功能区划（2011-2020）》，本工程位于《全国海洋功能区划（2011-2020）》的“黄河口与山东半岛西北部海域”。该区的主要功能为“海洋保护、农渔业、旅游休闲娱乐、工业与城镇用海”。黄河口海域主要“发展海洋保护和海洋渔业，加强以国家重要湿地、国家地质公园、海洋生物自然保护区、国家级海洋特别保护区、黄河入海口、水产种质资源保护区等为核心的海洋生态建设与保护，维护滨海湿地生态服务功能，保护古贝壳堤典型地质遗迹以及重要水产种质资源，维护生物多样性，促进生态环境改善，严格限制重化工业和高耗能、高污染的工业建设”。

本项目位于渤海海区的黄河口与山东半岛西北部海域中的黄河口至莱州湾海域，项目所在区域属于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区核心III区，是重要的水产种质资源保护区，属于农渔业区。本项目位于防潮大堤内，且运营期不向海排放污染物，符合渤海海区“严格控制新建高污染、高能耗、高生态风险和资源消耗型项目用海，加强海上油气勘探、开采的环境管理，防治海上溢油、赤潮等重大海洋环境灾害和突发事件，建立渤海海洋环境预警机制和突发事件应对机制”要求，不会对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区产生影响，符合《全国海洋功能区划（2011-2020年）》（2012）的要求。

5.1.2 全国海洋主体功能区规划符合性分析

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：

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。

本工程位于山东省东营市广饶县，属于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区核心Ⅲ区，是重要的水产种质资源保护区，属于限制开发区域中的海洋渔业保障区。

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。包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。该区域的发展方向与开发原则是，实施分类管理，在海洋渔业保障区，实施禁渔区、休渔期管制，加强水产种质资源保护，禁止开展对海洋经济生物繁殖生长有较大影响的开发活动。其中，海洋渔业保障区包括传统渔场、海水养殖区和水产种质资源保护区。加强水产种质资源保护区建设和管理，在种质资源主要生长繁殖区，划定一定面积海域及其毗邻岛礁，用于保障种质资源繁殖生长，提高种群数量和质量。

本工程位于防潮大堤内，属于油田滚动开发内容，在现有井场上进行开发，施工期钻屑和钻井泥浆均能得到妥善处置，运营期无废水、固废污染物排放；不会对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区产生影响，因此与《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》是相符的。

5.1.3 山东省海洋主体功能区规划符合性分析

山东省人民政府于 2017 年 8 月 25 日印发了《山东省人民政府关于印发山东省海洋主体功能区规划的通知》(鲁政发[2017]22 号)，根据“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，将海洋空间划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类。

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。是指在沿海社会经济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，包括国家级和省级海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。

其中，限制开发区域分别为无棣县、滨州市沾化区、东营市河口区、利津县、垦利区、东营市东营区、广饶县、昌邑市、莱州市、招远市、长岛县、蓬莱市、威海市环翠区、荣成市、乳山市、海阳市、莱阳市和青岛市崂山区海域，总面积为 27453km²，占全省管理海域总面积的 58.04%。其中，6 个海洋渔业保障区总面积 10092km²，12 个重点海洋生态功能区总面积 17361km²，广饶县位于重点海洋生态功能区。

广饶县海域：加强广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区和东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区的保护。统筹建设产业发展与生态环境高度融合、人与自然和谐相处的国家示范区。发展高效生态渔业、现代渔业，适度进行滨海旅游等适宜产业。控制填海规模，适度建设广利港及临港物流园。

工程距离广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区和东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区分别达 7.0km、2.9km，工程不涉及保护区；用海属于油气开采工业用海，属于油田滚动开发内容，在现有井场上进行开发，施工期钻屑和钻井泥浆均能得到妥善处置，运营期无废水、固废污染物排放。工程的建设不会影响保护区的保护，以及生态渔业、现代渔业和滨海旅游业的开发利用。因此，本工程建设与《山东省人民政府关于印发山东省海洋主体功能区规划的通知》是相符的。

5.1.4 海洋功能区划符合性分析

5.1.4.1 与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析

2012 年 10 月 10 日，国务院批准发布了《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函〔2012〕165 号），全省区划海域总面积 49000km²，其中海岸基本功能区面积约 12800km²，近海基本功能区面积约 36200km²。本工程位于东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区 (A6-7)。

东营广饶海洋保护区的用途管制：“本区域基本功能为海洋保护功能。保障东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区用海，按照《海洋特别保护区管理办法》进行管理。生态保护区除必要的调查、科研和管理活动外，禁止进行其他无关的活动。资源恢复和开发利用区除 5~6 月沙蚕繁殖期间兼容农渔业功能。特别保护区内工程建设用海应当报有审批权的海洋行政主管部门批准，必须进行严格的海洋环境影响评价，并采取严格的生态保护措施。”本工程 31 口井位于该功能区内，该部分设施均位于防潮大堤内，周围为盐田，不向海洋排放污染物，不会对广饶沙蚕产生影响。

2016年1月18日，国家海洋局办公室致函山东省海洋与渔业厅，以《国家海洋局办公室关于调整东营河口浅海贝类等3处国家级海洋特别保护区范围的函》（海办环字[2016]27号），原则同意调整莱州湾蛭类、广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区，调整之后本项目不位于东营广饶沙蚕生态国家级海洋特别保护区内，与“保障东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区用海”不冲突。

由于东营河口浅海贝类、东营莱州湾蛭类、东营广饶沙蚕等3处生态国家级海洋特别保护区的调整，2016年5月17日，山东省海洋与渔业厅发布《关于同意东营市海洋功能区划（2013—2020年）局部修改方案的复函》（鲁海渔函[2016]168号），经省政府同意，原则同意《东营市海洋功能区划（2013-2020年）局部修改方案》（以下简称《修改方案》），将A6-7（东营广饶海洋保护区）变更为A1-4-3（广饶养殖区），管制用途变更为“基本功能为养殖，**兼容盐田、能源、增殖、文体休闲娱乐功能**”。因此在修编后，项目选址可以满足《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订）用途管制要求。

此外，经广饶县自然资源局和山东省自然资源厅确认（附件7和附件8），“清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程不在东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区内，也不在其他类型自然保护地内”，本工程是在该工程的现有平台上进行开发，因此也不落在东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区的其他类型自然保护地内。

本工程与《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》符合性情况见表5.1-1。

本工程与《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》符合性分析一览表

表 4.4-1

功能区	功能区类型	类别	相关要求	本项目情况	符合性
东营广饶海洋保护区(A6-7)	海洋保护区	海域使用管理要求	本区域基本功能为海洋保护功能。保障东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区用海，按照《海洋特别保护区管理办法》进行管理。生态保护区除必要的调查、科研和管理活动外，禁止进行其他无关的活动。资源恢复和开发利用区除 5~6 月沙蚕繁殖期间兼容农渔业功能。特别保护区内工程建设用海应当报有审批权的海洋行政主管部门批准，必须进行严格的海洋环境影响评价，并采取严格的生态保护措施。	根据《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订），将该区域变更为 A1-4（广饶养殖区）可以兼容能源产业，符合变更后的《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订）。	修编后符合
			用海方式：生态保护区禁止改变海域自然属性，资源恢复区严格限制改变海域自然属性，开发利用区和环境整治区允许适度改变海域自然属性。严格控制海洋特别保护区内的采砂、围填海等严格影响海洋生态环境的开发利用行为	本工程位于防潮大堤内，周围主要为人工盐池，运行期不排放污染物，不会对周围海域环境产生较大影响。	符合
			海域整治：无	--	--
		海洋环境保护要求	生态保护重点目标：双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种	本工程位于防潮大堤内，周围主要为人工盐池，运行期不排放污染物，不会生态保护区目标产生影响	符合
			环境保护要求：严格执行国家关于海洋保护的法律法规和标准，加强海洋环境质量监测。维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性。减少保护区周边点源污染、严格查处违法违规排污、倾倒废弃物等不利于环境保护与资源恢复行为，海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于一类标准。	本项目运营过程中，所有的原料、物料、废弃物均输送至陆域处理，不向所在海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施。不会对所在海域的水质、沉积物、生物等造成影响。	符合

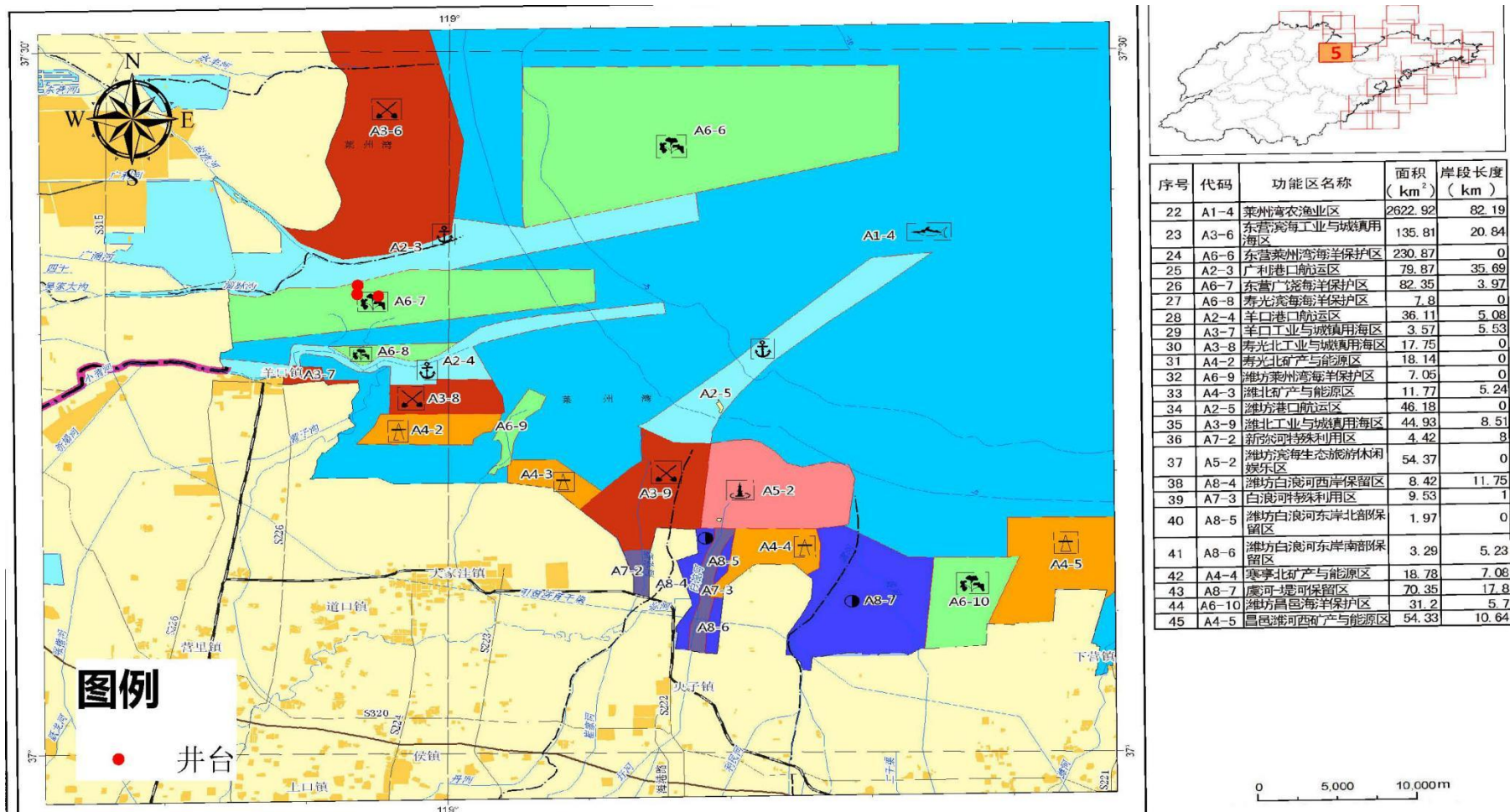


图 5.1-1 工程与山东省海洋功能区划位置关系图

5.1.4.2 与《东营市海洋功能区划（2013-2020年）》（2016年修订）符合性分析

根据《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订），本工程位于广饶养殖区（A1-4-3），用途管制为“基本功能为养殖，兼容盐田、能源、增殖、文体休闲娱乐功能”。本工程属于能源开发项目，因此满足功能区用途管制要求。本工程与《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订）符合性分析见表 5.1-2。

本项目运营过程中，所有的原料、物料、废弃物均输送至陆地处理，不向所在海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施。不会对所在海域的水质、沉积物、生物等造成影响，满足其海洋环境保护要求。因此，本工程符合《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订）

本工程与《东营市海洋功能区划（2013-2020年）》（2016年修订）符合性分析一览表

表 5.1-2

功能区	功能区类型	类别	相关要求	符合性分析	符合性
广饶养殖区 A1-4-3	养殖区	海域使用管理要求	用途管制：基本功能为养殖，兼容盐田、能源、增殖、文体休闲娱乐功能。加强渔业资源养护，合理控制养殖密度。	本工程位于该功能区划内，符合海域使用用途管制要求。《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订），将该区域变更为 A1-4（广饶养殖区）可以兼容能源产业，符合变更后的《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订）。	符合
			用海方式：严格限制改变海域自然属性，鼓励开放式用海。	本工程位于防潮大堤内，周围主要为人工盐池，运行期不向所在海域排放污染物，不会对周围海域环境产生较大影响。	符合
			海域整治：加强渔业资源养护，控制养殖密度。	本工程位于防潮大堤内，周围主要为人工盐池，运行期不排放污染物，不会对渔业资源养护造成不利影响。	符合
	海洋环境保护要求	重点保护目标：莱州湾贝类、近江牡蛎和梭子蟹等主要经济物种	本工程已经建成，运行期不向海洋排放污染物，不会重点保护目标产生影响。	符合	
		环境保护要求：加强海洋环境质量监测。海水水质不劣符合于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于一类标准。	本项目运营过程中，所有的原料、物料、废弃物均输送至陆地处理，不向所在海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施。不会对所在海域的水质、沉积物、生物等造成影响。	符合	

5.1.5 与近岸海域功能区划的符合性分析

根据《山东省近岸海域环境功能区划》(2016~2020年),本工程所处位置位于山东东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区(SD029AII),海水水质执行于《海水水质标准》(GB3097-1997)二类标准。

本工程施工期产生的钻井废水、作业废液、管道试压废水、生活污水、钻井固废、生活垃圾均不排海。钻井废水、作业废液、管道试压废水等均处理达标后回注,生活污水收集拉运至保护区外处理,钻井固废委托综合利用单位处置,生活垃圾收集委托当地环卫部门处置。

本工程运营期产生的采油污水、作业废液、油泥砂均不排海。采油污水、作业废液等均处理达标后回注,油泥砂委托有资质的单位处理。

总体上,工程建设不会对海水水质产生影响,因此工程建设与山东省近岸海域环境功能区划是符合的。



图 5.1-2 工程与近岸海域功能区划的位置关系图

5.1.6 区域和行业规划的符合性

5.1.6.1 与海洋生态红线的符合性分析

2013年12月，山东省人民政府发布了《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020年）》（鲁政办字〔2013〕39号），渤海海洋生态红线区分为禁止开发区和限制开发区。本工程不涉及红线区，工程对周边红线区也无影响，工程与海洋生态红线位置关系详见图5.1-3。



图 5.1-4 工程与山东省渤海海洋生态红线区划定方案位置关系图

5.1.6.2 与《水产种质资源保护区管理暂行办法》的符合性

本工程位于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）内。本工程与《水产种质资源保护区管理暂行办法》符合性分析见表5.1-3。

与《水产种质资源保护区管理暂行办法》符合性分析

表 5.1-3

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第十七条	在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产	本工程位于渤海湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区的核心区，但本项目在现有井台上进行滚动	符合

	种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。	开发，项目所处区域均为人工盐场和已形成的陆地，与海域不相连通，本项目施工期和运营期所产生污染物均根据相关规定进行达标排放或回收处理，不向海域部分排放污染物，正常状况下不会对渤海湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区产生影响。	
第二十一条	禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。	本工程运营期间污染物均不外排，不涉及排污口。	符合

本项目位于广饶县防潮大堤内，周围主要为人工盐场和养殖区。本项目位于渤海湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区的核心区内，建设单位开展了《八面河油田滩海区块开发工程对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告》，并取得了农业农村部的意见(农渔资环便[2019]121号)，见附件4。

本项目在八面河油田滩海区块开发工程中的现有井台上进行滚动开发，项目所处区域均为人工盐场和已形成的陆地，与海域不相连通，本项目施工期和运营期所产生污染物均根据相关规定进行达标排放或回收处理，不向海域部分排放污染物，不会对保护区海水水质、沉积物、海洋生物质量、海洋生态（含渔业资源）产生影响。

因此本项目符合《水产种质资源保护区管理暂行办法》的要求。

5.1.6.3 与《山东省海洋环境保护规划》（2008-2020）符合性分析

2008年2月，山东省出台了《山东省海洋环境保护规划》（2008-2020）（鲁政字[2008]176号）。

规划第四章提出，海洋环境保护规划的总目标为“控制海洋污染和保护海洋生态，减轻海洋环境灾害，维持海洋生态平衡和海洋资源可持续利用，以海洋环境保护促进经济社会的可持续发展。重要海洋生态系统得到有效保护，海洋生态示范区得到建设，污染物排放得到有效控制，主要海洋生态灾害得到有效防治，海洋功能区环境质量全面达标”。

关于海洋资源开发利用的环境保护管理，规划要求：“海洋矿产资源的勘探开发应选取有利于保护生态环境的方式，将其生产活动对生态环境的破坏减少到最低限度；禁止在海洋及海岛保护区、海洋及海岛特别保护区、防侵蚀岸段、防护林带毗邻海域及重要经济鱼类的产卵场、越冬场和索饵场开采海沙等固体矿产资源。

本项目属于石油天然气开采项目，未占用海洋保护区，主要位于防潮大堤内，不占用防护林带毗邻海域及重要经济鱼类的产卵场、越冬场和索饵场，在建设过程和生产过程中采取了一系列的防止海洋生态破坏和污染防治措施，并制定了溢油应急防范措施。能够将其生产活动对生态环境的破坏减少到最低限度。符合规划对海洋矿产资源的勘探开发的环境保护管理要求。

5.1.6.4 与《渤海环境保护总体规划》（2008-2020年）符合性分析

2009年1月，国家发展和改革委员会会同环境保护部、住房和城乡建设部、水利部、国家海洋局，联合印发了《渤海环境保护总体规划》（2008~2020年）。提出主要建设任务如下：

为实现渤海环境保护的目标，渤海治理的主要任务是建立渤海海洋污染防治与生态修复、陆域污染源控制和综合治理、流域水资源和水环境综合管理与整治、渤海环境保护科技支撑、渤海海洋监测系统。

- (一)加强重点环节和关键领域保护与防治，建立渤海污染防治与生态保护系统；
- (二)面源点源治防联动，建立陆域污染源控制和综合治理系统；
- (三)全面实施节水治污战略，建立流域水资源和水环境综合管理与整治系统；
- (四)着力攻克关键技术，建立渤海环境保护科技支撑系统；
- (五)强化责任分工与力量整合，建立渤海环境监测、预警和应急处置系统。

本项目属于石油天然气开采项目，主要位于防潮大堤内，周围为人工盐池，在建设过程和生产过程中采取了一系列的防止海洋生态破坏和污染防治措施，并制定了溢油应急防范措施。能够将其生产活动对生态环境的破坏减少到最低限度，符合《渤海环境保护总体规划》（2008~2020年）的要求。

5.1.6.5 与《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》符合性分析

2017年5月18日，国家海洋局印发《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》的通知（国海发[2017]7号），本工程与该通知的符合性分析见表5.1-3，由表可知：本工程符合《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》的相关要求。

本工程与“国海发[2017]7号”文的符合性分析

表 5.1-3

序号	相关要求	符合性分析	是否符合

<p>三、 加强海洋空间资源利用管控</p>	<p>坚持生态用海，严格执行海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋生态红线等管控措施，提高生态环境准入门槛，禁止严重过剩产能以及高耗能、高污染、高排放项目用海，推动海域资源利用方式向绿色化、生态化转变。建立健全海洋开发利用活动生态补偿制度。暂停选划临时性海洋倾倒区，启动倾倒区规划编制，按照科学合理经济安全的原则，调整完善海洋倾倒区布局，禁止倾倒除海上疏浚物外的废弃物。暂停受理、审核渤海内围填海项目，暂停受理、审批渤海内区域用海规划，暂停安排渤海内的年度围填海计划指标，稳妥处理好政策衔接问题。深入开展渤海围填海项目后评估工作，重点对渤海围填海生态环境影响进行综合评价，为制定渤海生态环境综合整治和围填海管控措施提供依据。</p>	<p>①本工程符合“《全国海洋功能区划（2011-2020年）》、《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》、《全国海洋主体功能区规划》、《山东省海洋主体功能区规划》。工程不涉及《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020年）》中的红线区。 ②本工程不属于高耗能、高污染、高排放的项目；且不涉及倾倒废弃物问题。 ③工程内容不涉及围填海。</p>	<p>符合</p>
<p>六、 加强海洋生态环境风险防控</p>	<p>从管控渤海海上油气勘探开发、炼化、滨海核电等涉海重大工程环境风险，全面排查溢油、危险化学品泄漏、放射性污染等环境风险隐患，完善分类分级的海上应急监测及处置预案，在石化基地、油气平台、危化品储存区、滨海核电设施等邻近海域部署快速监测能力和应急处物资设备。开展海洋环境突发事件风险评估和风险区划，构建风险信息库，建立信息共享机制。 加强赤潮（褐潮）、绿潮、水母旺发等海洋生态灾害形成机理以及海洋自然灾害对生态环境的影响研究，分区分级建设海洋生态灾害应急监测体系，完善海洋生态灾害应急预案，提高海洋环境预警和生态灾害的监测预警水平。</p>	<p>建设单位已照《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，于2018年12月编制完成《胜利油田分公司清河采油厂涉海区块石油开发生产溢油应急计划》。本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。</p>	<p>符合</p>

5.1.6.6 与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的符合性分析

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，制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“11.海洋垃圾污染防治”规定：“严厉打击向海洋倾倒垃圾的违法行为，禁止垃圾入海……”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“13.生态保护修复行动”规定：“划定并严守渤海海洋生态保护红线，实施最严格的围填海管控，强化渤海岸线保护，强化自然保护地选划和滨海湿地保护”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“15.海洋生物资源养护”规定：“大力养护海洋生物资源。鼓励建立以人工鱼礁为载体、底播增殖为手段、增殖放流为补充的海洋牧场示范区。严格执行伏季休渔制度，并根据渤海渔业资源调查评估状况，

适当调整休渔期，逐步恢复渔业资源”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（四）环境风险防范行动”中的“17.海上溢油风险防范”规定：“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”。

本工程不涉及海洋生态红线。工程施工期产生的钻井废水、作业废液、管道试压废水、生活污水、钻井固废、生活垃圾均不排海。钻井废水、作业废液、管道试压废水等均处理达标后回注，生活污水收集拉运至保护区外处理，钻井固废委托综合利用单位处置，生活垃圾收集委托当地环卫部门处置。运营期产生的采油污水、作业废液、油泥砂均不排海。采油污水、作业废液等均处理达标后回注，油泥砂委托有资质的单位处理。

此外，建设单位已编制《胜利油田分公司清河采油厂涉海区块石油开发生产溢油应急计划》并进行了备案。

综上，工程建设符合《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求。

5.1.7 产业政策符合性

《产业结构调整指导名录（2019 年本）》中关于“七、石油、天然气”的鼓励类项目包括常规石油、天然气勘探与开采，本工程属于鼓励类项目。

5.1.8 选址可行性

拟建工程在八面河油田滩海区块开发工程中的现有井台上进行滚动开发，在功能上与原有项目工程用海功能一致，不存在工程选址的不合理性。

5.2 环境敏感目标

5.2.1 主要环境敏感目标

(1) 生态敏感目标

工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（莱州湾核心区内）；工程评价范围内的海洋特别保护区有广饶沙蚕类国家级海洋特别保护区（工程区东侧 2.9km）。生态敏感保护目标见图 5.2-1。

(2) 环境风险敏感目标

工程的生态风险保护目标：山东黄河三角洲国家级自然保护区（东北侧 37.0km）；种质资源保护区有辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（工程位于莱州湾核心区内）、广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区（东侧 7.0km）、莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区（东南侧 12.7km）；海洋特别保护区有广饶沙蚕类国家级海洋特别保护区（工程区东侧 2.9km）、东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区（东北侧 13.6km）和山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（东北侧 46.2km）。环境风险保护目标见图 5.2-2。

(3) 其他保护目标

此外，工程附近还分布有支脉河（北侧 3.7km）、广利河（北侧 2.2km）、小清河（南侧 4.7km），盐田区（紧邻）和养殖区（最近距离约 1km），见图 5.2-3。

工程环境敏感保护目标一览表

表 5.2-1

项目	类型	敏感/保护对象	与工程位置关系	保护对象
生态敏感保护目标	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	工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区核心区内	中国名对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、花鲈、真鲷
	海洋特别保护区	广饶沙蚕类国家级海洋特别保护区	工程区东侧，最近距离约 2.9km	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态
环境风险敏感保护目标	自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	工程东北侧，最近距离约 37.0km	河口湿地生态系统，红海滩、盐沼等；国家重点保护野生鸟类，如丹顶鹤、白头鹤、大鸨、东方白鹳、金雕、中华秋沙鸭、白尾海雕、遗鸥、灰鹤、大天鹅、鸳鸯等；中日两国政府保护鸟类及栖息环境协定鸟类。
	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	工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区核心区内	中国名对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、花鲈、真鲷
		广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区	工程区东侧，最近距离约 7.0km	竹蛭
		莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区	工程区东南侧，最近距离约 12.7km	莱州湾单环刺螠、近江牡蛎
	海洋特别保护区	广饶沙蚕类国家级海洋特别保护区	工程区东侧，最近距离约 2.9km	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态
		东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区	工程东北侧，最近距离约 13.6km	蛭类及其赖以生存的栖息环境
山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区		工程东北侧，最近距离约 46.2km	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多样性	
其他保护目标	河流	支脉河	工程区北侧，最近距离约 3.7km	/
		广利河	工程区北侧，最近距离约 2.2km	/
		小清河	工程区南侧，最近距离约 4.7km	/
	盐田区	/	紧邻	/
	养殖区	/	最近距离约 1km	/

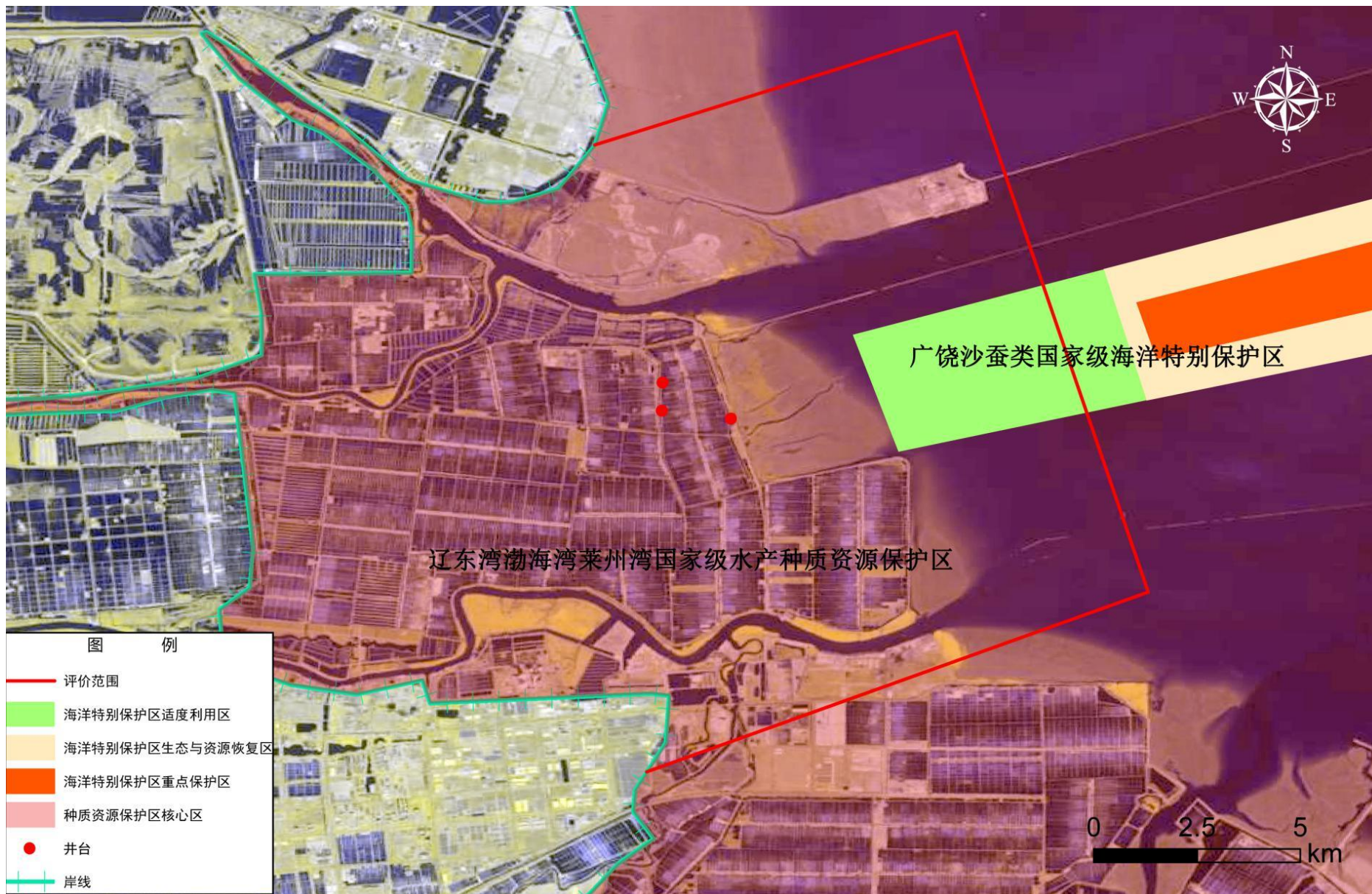


图 5.2-1 工程生态环境敏感目标分布图

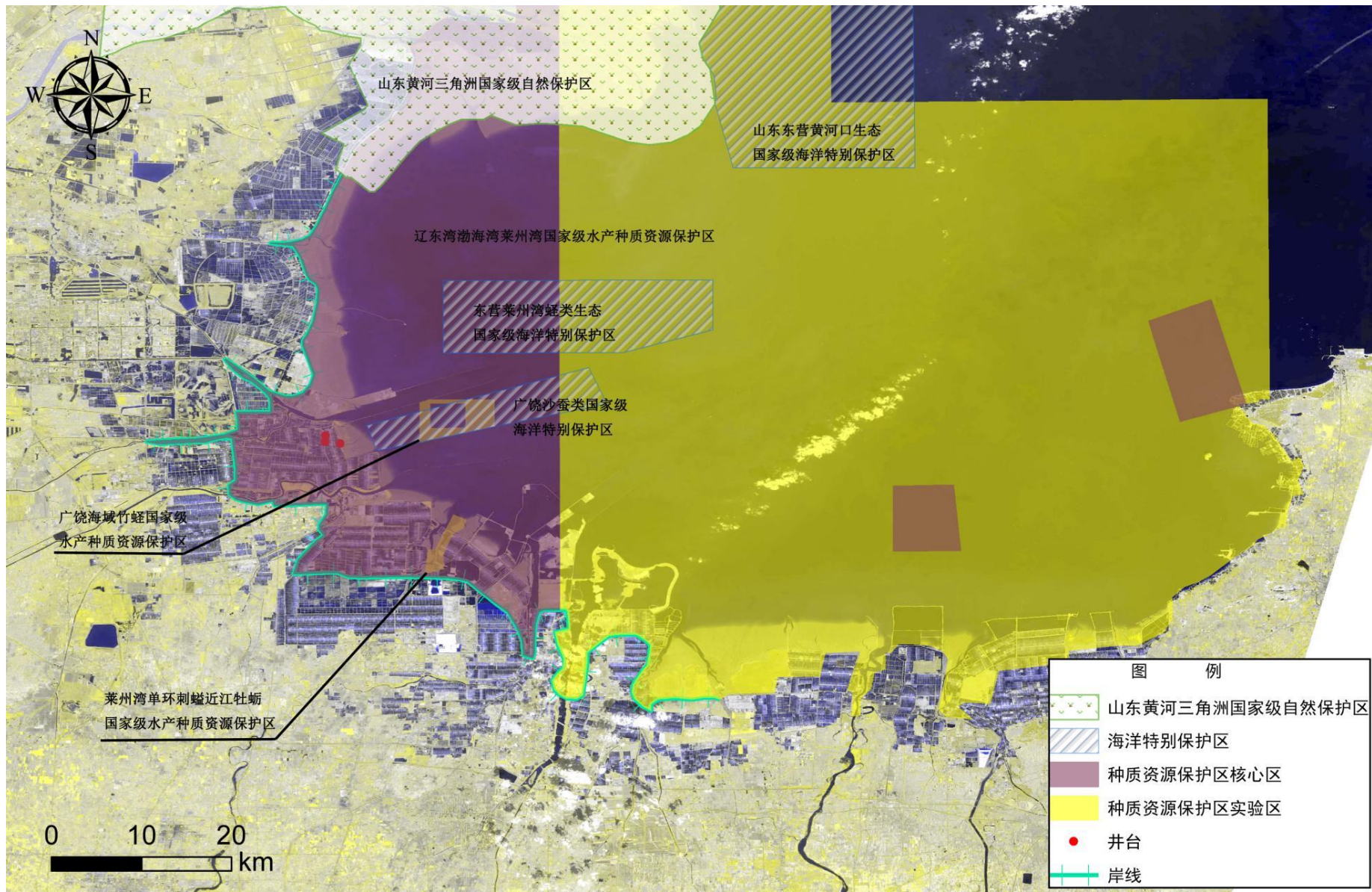


图 5.2-2 工程风险敏感保护目标分布图



图 5.2-3 工程其他保护目标图

5.2.2 主要环境敏感目标的现状及分布

5.2.2.1 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区

(1) 保护区概况

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区位于渤海的辽东湾、渤海湾和莱州湾三湾内，分别为辽东湾保护区、渤海湾保护区、莱州湾保护区。莱州湾保护区范围在东经 $117^{\circ}35' \sim 122^{\circ}20'E$ ，北纬 $37^{\circ}03' \sim 41^{\circ}00'N$ （图 5.4-1），总面积为 23219km^2 ，其中核心面积 9625km^2 ，实验区总面积为 13594km^2 。核心区特别保护期为 4 月 25 日~6 月 15 日。



图 5.2-4 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区

本工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾核心III区内。

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——莱州湾国家级水产种质资源保护区总面积为 7124km^2 ，其中核心区面积为 1710km^2 ，实验区面积为 5414km^2 ，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 66.7km^2 （主要保护对象有真鲷、花鲈、三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（ $119^{\circ}47'10''E$ ， $37^{\circ}19'45''N$ ； $119^{\circ}44'57''E$ ， $37^{\circ}26'48''N$ ； $119^{\circ}48'49''E$ ， $37^{\circ}28'01''N$ ； $119^{\circ}50'26''E$ ， $37^{\circ}24'09''N$ ； $119^{\circ}48'08''E$ ， $37^{\circ}23'21''N$ ； $119^{\circ}49'22''E$ ，

37°20'18"N)。

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（119°29'50"E, 37°13'01"N；119°29'50"E, 37°16'54"N；119°33'24"E, 37°16'57"N；119°33'48"E, 37°13'01"N）。

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，经海河入海口、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明对虾、文蛤、中国毛虾）。拐点坐标分别为（119°00'00"E, 37°57'00"N；119°10'00"E, 37°54'00"N；119°10'00"E, 37°09'10"N）。

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（118°58'30"E, 38°00'00"N；119°20'00"E, 38°00'00"N；119°20'00"E, 37°40'00"N；120°18'03"E, 37°40'00"N）。

海岸线北起山东省东营市孤岛镇向南经黄河口镇、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、莘庄镇、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。栖息地的其他物种包括银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳎、鲉、赤鼻棱鲉、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鮟等渔业种类。

(2) 本工程与保护区位置关系

本项目位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区中莱州湾部分的核心区内。

5.2.2.2 广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区

(1) 保护区概况

广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区总面积 2585ha，其中核心区面积为 804ha，实验区面积为 1781ha。特别保护期为每年 7 月 1 日~10 月 31 日。保护区位于山东省广饶县海域，西距广利河河口 2.86 海里，西南距小清河河口 5.3 海里。北距东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区（该保护区为海洋特别保护区，主要是小刀蛭等资源的保护）3.7 海里，该海域水深、底质适宜，基础饵料丰富，是竹蛭集中产卵场。保护区是由 5 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为（119°01'40.50"E, 37°22'04.36"N；119°02'17.68"E, 37°22'13.42"N；119°06'10.43"E, 37°22'13.57"N；119°06'10.50"E, 37°20'35.14"N；119°01'40.50"E, 37°19'38.22"N）。

核心区是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为(119°02'22.23"E, 37°21'58.13"N; 119°04'25.00"E, 37°21'58.13"N; 119°04'25.00"E, 37°20'31.82"N; 119°02'22.23"E, 37°20'31.82"N)。实验区是由保护区 5 个拐点顺次连线围成的海域减去核心区 4 个拐点顺次连线围成的海域，即由 (119°01'40.50"E, 37°22'04.36"N; 119°02'17.68"E, 37°22'13.42"N; 119°05'04.00"E, 37°22'13.42"N; 119°05'04.00"E, 37°20'21.31"N; 119°01'40.50"E, 37°19'38.22"N) 5 个拐点顺次连线围成的海域减去 (119°02'22.23"E, 37°21'58.13"N; 119°04'25.00"E, 37°21'58.13"N; 119°04'25.00"E, 37°20'31.82"N; 119°02'22.23"E, 37°20'31.82"N) 4 个拐点顺次连线围成的海域。主要保护对象为竹蛭，其他保护对象包括毛蚶、缢蛭、文蛤等。

(2) 本工程与保护区位置关系

本项目位于广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区西侧，距离广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区实验区最近距离约为 7.0km。

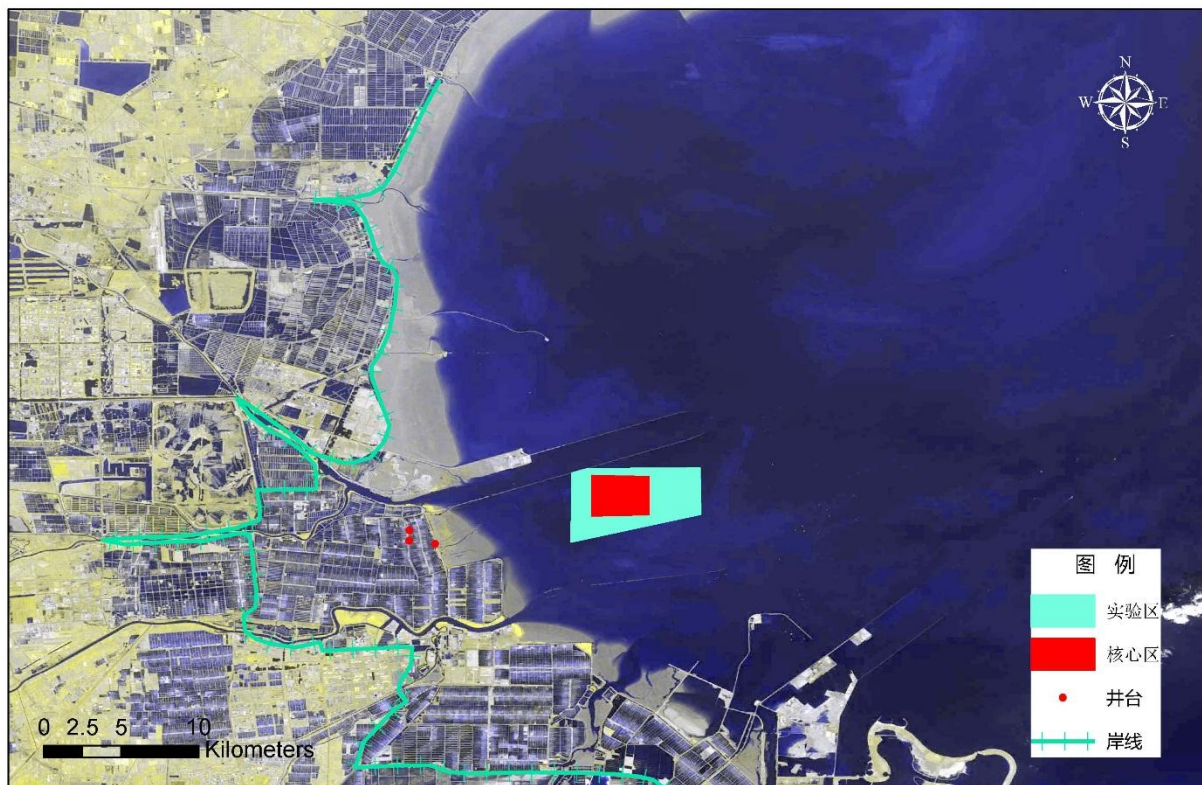


图 5.2-5 本项目与广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区位置关系图

5.2.2.3 莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区

(1) 保护区概况

莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区总面积 3896hm²，其中核心区面积 1365hm²，实验区面积 2531hm²。核心区特别保护区为 3~6 月。保护区重点保护单环刺螠和近江牡蛎两类物种及其附属生态环境。保护区位于山东省潍坊市滨海经济技术开发区北部海域。保护区分为两部分，单环刺螠部分和近江牡蛎部分，具体范围分布为：

I 单环刺螠保护区。位于滨海区北部白浪河口附近海域，西距潍坊森达美港 3km，南距拦海防潮坝 10km，东、北面为莱州湾海域，由四个拐点连线构成，拐点坐标分别为(119°11'55"E, 37°13'31"N; 119°12'39"E, 37°15'07"N; 119°17'00"E, 37°15'07"N; 119°17'00"E, 37°13'31"N)。保护区规划面积 2367hm²，其中核心区 667hm²，实验区 1700hm²。核心区位于保护区的中心位置，外边界距保护区外边界 0.6~1.5km，由 4 个拐点连线构成，拐点坐标分别为(119°13'08"E, 37°14'46"N; 119°16'01"E, 37°14'44"N; 119°15'59"E, 37°14'08"N; 119°12'52"E, 37°13'48"N)。

II 近江牡蛎保护区。位于滨海区北部近岸海域，西靠滨海区与寿光市海域分界线，东临潍坊市龙威集团养殖公司海域，北临莱州湾海域，南面 2.5km 处为古河道入海口（老河口），自东向西约 2km 为拦潮防潮坝，拐点坐标为（119°02'55"E, 37°14'34"N; 119°03'40"E, 37°16'01"N; 119°04'10"E, 37°16'01"N; 119°03'48"E, 37°14'34"N)。保护区规划面积 1514hm²，其中核心区 697hm²，实验区 817hm²。核心区位于保护区的中南部位置，核心区和保护区的南边界重合，北边界距保护区北边界约 2.5km，由 4 个拐点连线围成的海域，拐点坐标分别为（119°02'55"E, 37°14'34"N; 119°03'40"E, 37°16'01"N; 119°04'10"E, 37°16'01"N; 119°03'48"E, 37°14'34"N)，面积 697hm²。

(2) 本工程与保护区位置关系

本项目位于莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区西北侧，距离莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区最近距离约为 12.7km。

5.2.2.4 东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区

(1) 保护区概况

东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区于 2009 年建立（国海环字[2009]63 号），主要划分为重点保护区、适度利用区和生态资源恢复区，主要保护对象是莱州湾内沙蚕类生物资源及其栖息的生态环境。

2016 年 1 月 18 日国家海洋局办公室发布《关于调整东营河口浅海贝类等 3 处国家级海洋特别保护区范围的函》（海办环字[2016]27 号），对东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保

保护区的边界进行调整，调整后，总面积 73.56km²，其中重点保护区 24.25km²，生态与资源恢复区 33.50km²，适度利用区 15.81km²。

东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区界址坐标

表 5.2-2

序号	东经	北纬
1	118°58'34.75"	37°20'40.09"
2	118°59'08.94"	37°19'07.10"
3	119°01'51.21"	37°21'31.84"
4	119°02'14.69"	37°21'04.56"
5	119°02'31.87"	37°20'17.86"
6	119°02'25.45"	37°19'49.11"
7	119°10'58.81"	37°23'22.44"
8	119°11'29.65"	37°22'20.77"
9	119°11'45.26"	37°24'06.01"
10	119°12'48.40"	37°22'01.64"

(2) 本工程与保护区位置关系

本项目位于东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区西侧，距离东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区适度利用区最近距离约 2.9km。

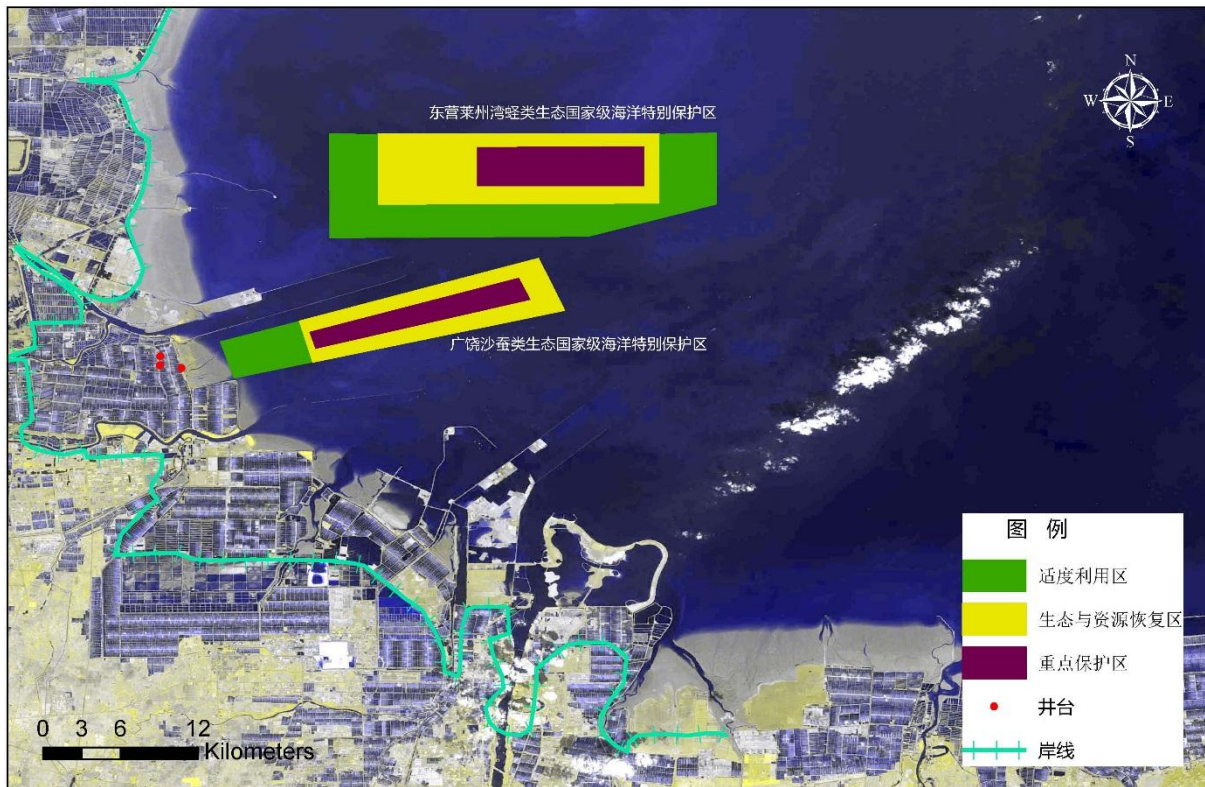


图 5.2-6 工程与与东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区和东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区位置关系图

5.2.2.5 东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区

(1) 保护区概况

东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区于 2009 年建立（国海环字[2009]62 号），主要划分为重点保护区、适度利用区和生态资源恢复区，主要保护对象是蛭类及其赖以生存的栖息环境。2016 年 1 月 18 日国家海洋局办公室发布《关于调整东营河口浅海贝类等 3 处国家级海洋特别保护区范围的函》（海办环字[2016]27 号），对东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区的边界进行调整，调整后，总面积 179.57km²，其中重点保护区 31.68km²，生态与资源恢复区 64.38km²，适度利用区 83.52km²。

(2) 本工程与保护区位置关系

本项目位于东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区西侧，距离东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区适度利用区最近距离约 13.6km。

6 环境影响预测分析与评价

6.1 水文动力环境影响预测与分析

本项目主要位于广饶防潮堤工程内，项目与防潮堤位置关系见图 6.1-1。工程主要包括油水井 31 口及附属设施，位于防潮堤内，对海洋流场不会产生明显影响。因此，本项目运行对海洋流场无影响。



图 6.1-1 工程与防潮堤位置关系图

6.2 地形地貌与冲淤环境预测与评价

根据第 4 章八面河油田开发过程调查，表明油田滩海区块建设之初（1993 年）所处海域基本形成了人工盐田和原始滩涂形态。

本项目包含油水井 31 口及附属设施，主要位于广饶防潮堤工程内，工程对防潮大堤内地形地貌与冲淤的影响较小，与防潮大堤外海域不连通，不会对项目周边海域地形地貌与冲淤造成影响。

6.3 水环境影响预测与评价

6.3.1 施工期水环境影响分析

施工期产生的废水包括钻井废水、管道试压废水及生活污水。10% 钻井废水上清液处理达标后，回注于本区块，其余钻井废水与废弃泥浆一同委托综合利用单位进行处置。；管道试压废水采用沉淀处理后回用于现场施工；施工场地设置临时旱厕由当地农民清掏作农肥。因此施工期产生的废水不外排进入海水，对海水水质基本无影响。

6.3.2 运营期水环境影响分析

运营期产生的废水包括采油污水和井下作业废水。采油污水处理达标后，回注于本区块；井下作业废水由罐车运至角四接转站的污水处理系统后回注。运营期产生的废水不外排，因此对海水水质基本无影响。

6.4 海洋沉积物环境影响分析

工程运营期产生的含油生产水在接转站和联合站的污水处理站进行处理，整个生产过程没有含油生产水排海。运营期产生的生活垃圾、工业垃圾运回陆地处理。

本项目主要位于广饶防潮堤工程内和支脉河两岸，对工程周边的沉积物环境不产生影响。

6.5 海洋生态环境影响预测与评价

本工程在现有平台上进行滚动开发，工程运营期含油生产水在接转站和联合站的污水处理站进行处理，本工程运营期不会引起悬浮物浓度和石油类浓度的改变，不会改变海洋生态和渔业资源的生存环境，不会对海洋生态和渔业资源产生影响。

6.6 主要环境敏感目标影响预测与评价

6.6.1 对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响

本项目位于广饶县防潮大堤内，周围主要为人工盐池。虽然本项目位于渤海湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区的核心区内，但本项目所处区域均为人工盐池和已形成的陆地，与海域不相连通，本项目施工期和运营期所产生污染物均根据相关规定进行达标排放或回收处理，不向海域部分排放污染物，不会对保护区海水水质、沉积物、海洋生物质量、海洋生态（含渔业资源）产生影响。

6.6.2 对东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区的影响

本项目位于广饶县防潮大堤内和支脉河两岸，本项目所处区域均为人工盐池和已形成的陆地，距离东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区最近距离为 2.9km，与海域不相连通，本项目施工期和运营期所产生污染物均根据相关规定进行达标排放或回收处理，不向海域部分排放污染物，不会对东营广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区所在海域海水水质、沉积物、海洋生物质量、海洋生态（含渔业资源）产生影响。

6.7 地下水环境影响预测与评价

6.7.1 水文地质条件

6.7.1.1 地层

根据项目区附近地质勘探结果，该区域地层主要为第四系，在钻探深度范围内，地层分布较均匀、稳定，自上而下可分为以下八层：

①层耕土(Q4ml):灰褐色，松散，湿，以粘性土为主，含植物根系。该层在勘察区均有分布，层厚 0.50m~0.50m，平均 0.50m，层底埋深 0.50m~0.50m，平均 0.50m；层底标高 9.50m~9.71m，平均 9.59m。

②层粉质粘土(Q4al+pl):灰褐色，可塑，土质较均匀，可见铁斑，切面有光泽，无摇震反应，干强度及韧性较高。该层土在厂区均有分布，层厚 4.00m~4.50m，平均 4.12m，底层埋深 4.50m~5.00m，平均 4.62m，层底标高 5.08m~5.71m。底层最大坡度 1.2%。

③层粘土(Q4al+pl):灰黑色，可塑，偶见小螺壳，土质均匀，切面光滑，无摇震反应，干强度及韧性高。该层土在厂区均有分布，层厚 0.70m~1.30m，平均 1.00m，层底埋深 5.50m~6.00m，平均 5.62m，层底标高 4.16m~4.71m，平均 4.47m。层底最大坡度 1.2%。

④粉质粘土(Q4al+pl):灰黄色，可塑，土质均匀，切面有光泽，无摇震反应，干强度及韧性中等。该层土均有分布，层厚 2.50m~3.80m，平均 3.22m，层底埋深 8.10m~9.40m，平均 8.84m，层底标高 0.62m~1.96m，平均 1.25m。层底最大坡度 2.3%。

⑤层粉土(Q4al+pl):黄色，中密，湿，土质均匀，含有铁斑，切面粗糙，摇震反应迅速，干强度及韧性低。该层土在厂区均有揭露，且除场地内有 50 个钻孔已揭穿，层厚 2.90m~4.20m，平均 3.40m，层底埋深 12.00m~12.60m，平均 12.25m，层底标高-2.51m~-1.84m，平均-2.16m，层底最大坡度 1.2%。

⑥层粉质粘：土(Q3al+pl):灰黄色，硬塑，土质均匀，切面有光泽，无摇震反应，干强度及韧性中等，局部粉粒含量较高。该层土在厂区内除上述提到的孔外均有揭露，且其中 14 个钻孔已揭穿，揭露层厚 0.40m~5.60m，平均 2.02m，揭露层底埋深 13.00m~17.70m，平均 14.36m，揭露层底标高-7.57m~-2.84m，平均-4.27m。

⑦层粉土(Q3al+pl):黄色，密实，湿，土质均匀，含有铁斑，切面粗糙，摇震反应中等，干强度及韧性中等，局部有细砂薄层。该层土仅在 9 个钻孔揭露，且已揭穿，揭露厚度 0.80m~2.90m，平均 2.31m，揭露层底埋深 17.90m~18.50m，平均 18.18m，揭露层底标高-8.40m~-7.76m，平均-8.10m。

⑧层粉质粘土(Q3al+pl):棕黄色，硬塑，土质较均匀，切面有光泽，无摇震反应，干强度

及韧性中等。该层土仅在上述 9 个钻孔揭露，揭露最大厚度 2.10m,最大孔深 20.00m。

6.7.1.2 区域地质构造

区域地质构造特征，东西向的齐河—广饶大断裂带从广饶县境中部穿过。齐广断裂西起聊城之北与聊考断裂相交,东至昌乐附近与沂沭断裂相交，长约 300 公里。物探资料揭示为一组近东西走向的正断裂，南盘抬升，北盘下降，奥陶系相对落差达 650~2000m。该断裂至少在中生代开始活动，它控制了鲁北下第三系沉积南界，成为鲁西断隆和济阳拗陷的地质分界线。其次还发育有北西向断裂、北东向断裂、近东西向断裂。在广饶东北部形成广饶凸起，西南部形成牛头镇凹陷。

6.7.1.3 区域水文地质条件

①区域含水岩组划分

a、山前冲积洪积平原全淡水区

该区域为淄河、弥河冲洪积扇孔隙水系统，面积约 350km²。浅层地下水：含水层岩性以细砂、中细砂为主，局部有中粗砂和含砾粗砂，砂层顶板埋深 5~15m，厚 5~20m，单井涌水量通常超过 500m³/d。地下水矿化度通常小于 2g/L,水化学类型主要为 HCO₃-Cl 或 HCO₃ 型。大气降水是主要补给方式，其次为河渠渗漏补给、灌溉入渗补给和径流补给。人工开采是主要排泄方式，而且，由于浅层地下水位高于中深层地下水位，浅层地下水还会有越流排泄。

b、海积冲积、冲积海积黄泛平原咸水区

I、埕口-羊口-上咸下淡Ⅱ孔隙水水文地质小区面积约 1690km²。

浅层地下水：主要为咸水，淡水主要分布在黄河两侧、黄河故道和河漫滩区域内以及北宋乡东部一带。黄河滩地浅层淡水底界面埋深 10-25m，且随着与黄河距离由近及远时埋深由浅变深。淡咸水界面并不明显，呈渐变关系，且往往处于同一岩性含水层中。含水层以粉土、粉砂为主，厚约 5~20m，且厚度具有从黄河上游到下游、从南部到北部、距离黄河由近及远而由厚变薄事的空间分布规律，咸淡水界面决定了淡水砂层的厚度大小。单井涌水量与含水层厚度呈现相似的空间分布规律，近黄河处 500~1000m³/d，其它地方 200~500m³/d。地下水矿化度 1~2g/L，主要为 HCO₃-Cl 型水。地下水主要补给来源为黄河侧湾，其次为降水入渗、灌溉回渗和河渠渗漏。潜水径流方向总体上表现为由西南向东北，由于地上悬河—黄河的侧渗，近黄河地带径流为背河方向。

深层地下水:深层承压水为淡水，含水层以细砂、粉细砂为主，含水层厚约 10~50m，自西

向东、由南向北呈变薄趋势，陈官乡西部和大码头东部的厚度达 40~50m，单井涌水量大于 1000m³/d；六户-丁庄一带厚度小于 20m，北部和东部淡水分布边缘厚度小于 10m，单井涌水量低于 500m³/d；其它地区厚度 20~40m，单井涌水量 500~1000m³/d。

II、黄河三角洲一全咸I孔隙水水文地质小区，面积约 5700km²。

浅层地下水以咸水为主，垦利建林上游黄河两侧滩地内以及盐窝-北岭、虎滩乡一带分布有浅层淡水，浅层淡水底界面埋深小于 10m，含水层以粉砂、粉土为主，厚度多小于 8m，单井涌水量通常不足 200m³/d，矿化度 1g/L~2g/L，近黄河地段小于 1g/L，水化学类型主要为 HCO₃-Cl 型。此水文地质亚区的中深层和深层地下水均为咸水。

②区域地下水咸淡水划分

本区属于鲁北平原松散岩类孔隙水文地质区，含水层以细砂和粉细砂为主，弱透土层则以粘土、砂质粘土和粉土为主。以广饶县石村-颜徐-稻庄一线为界，以南为山前冲积洪积平原全淡水区，以北为黄泛平原咸水区。

③区域地下水补径排特征

a、浅层潜水-微承压水

潜水与微承压水埋深较浅，补给来源多样，在垂直方向上主要补给形式有大气降水入渗，地表水入渗及灌溉回归补给，水平方向上主要受黄河的侧向渗入补给。径流方向受地形控制，根据搜集的所在区域水文地质资料及历史水位统测情况，本项目所在区域浅层孔隙地下水流向为自南向北径流。主要排泄方式为自然蒸发和侧向径流排泄。

b、中深层承压水

中深层地下水含水层组埋深 60m~260m，为承压水。中深层地下水含水层主要岩性为细砂、中砂，局部为粗砂，含水层厚度由南向北逐渐变薄。含水层的单层厚度一般 3m~5m，累计厚度一般为 20m~30m。中深层承压水与浅层潜水水力联系较密切，之间相对隔水层不连续，常以透镜体形式存在，中层承压水主要接受潜水垂向补给和上游侧向径流补给，径流条件与浅层潜水基本一致。中深层地下水要接受南部冲洪积扇上游地区地下水水平侧向补给，天然状态下其流向由南向北，径流速度缓慢，并以径流方式向下游排泄。目前，由于人工开采，地下水位持续下降，形成地下水降落漏斗，漏斗周边的地下水向漏斗中心径流运动。人工开采成为中深层地下水的主要排泄方式。中深层地下水动态变化主要受人为因素影响，动态类型为径流-开采型，水位随开采强度的季节变化而变化，且呈持续下降趋势。

c、深层承压水

深层承压水与上部含水层水力联系较差。深层地下水含水层组的分布受新近纪冲洪积扇的控制，自南而北微倾渐薄，基本连续分布，局部呈透镜体状。含水层主变岩性为细砂、中砂、粗砂和砾石，含水层单层厚度一般为 3m~5m 最大为 8m，累计厚度为 30m~40m，南部大于 100m。含水层渗透系数为 10.82m/d，单井涌水量 40m³/h~60m³/h，局部大于 100m³/h。深层地下水含水层组与中深层地下水含水层组之间有一层厚度约 20m、分布较连续的粘性土隔水层。深层地下水的补给主要接受南部地下水的远距离水平侧向径流补给，流向由南向北，径流缓慢，水力坡度 1.8‰~7.0‰。地下水排泄主要为人工开采。研究区内深层地下水动态主要受人工开采的影响，动态类型为径流-开采型。每年的 1、2 月份深层地下水开采强度较小，水位较高，5、6 月份开采强度较大，水位较低。

6.7.2 地下水环境影响预测

6.7.2.1 污染途径

(1) 正常状况

正常状况下，即使没有采取特殊的防渗措施，参照石化项目的建设规范要求，各厂房、车间、装置区必须采取表面硬化处理，原料、物料及污水输送管线、污废水处理装置、罐区也是必须经过防渗防腐处理，且本工程参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)进行地表分区防渗处理，正常状况下无废污水处理装置或其它物料暴露而发生渗漏至地下水的情景发生。

(2) 非正常状况

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。

由本项目工程分析可知，在生产运行期间，工程平台上的高架罐防渗措施等出现破损或施工质量存在问题的情况下，如处置不当，污染物可能通过包气带下渗影响地下水环境。本次取影响可能最严重的原油储罐来进行预测。

6.7.2.2 预测源强

储罐渗漏量采用美国石油协会标准相关计算公式（按 API581-2008 计算方法应用）。计算所需参数见表 6.7-1。

原油储罐的相关参数

表 7.7-1

物料	密度 (kg/L)	动力粘度 (Pa s)	储罐数量 (个)	单罐容积 (m ³)	储存天数 (天)	直径 (m)	高度 (m)
原油	0.86	0.0273	1	40	1	2.52	8

本次评价储罐渗漏量主要参考美国石油协会标准（按 API581-2008 计算方法应用）相关计算公式进行计算，并类比同类项目。

(1) 渗透系数计算

某种流体渗透系数公式按式 7.7-1 计算：

$$k_{h, \text{原油}} = k_{h, \text{水}} \left(\frac{\rho_l}{\rho_w} \right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_l} \right) \quad \text{式 6.7-1}$$

$k_{h, \text{原油}}$ ：为原油在某种土壤中的渗透系数；

$k_{h, \text{水}}$ ：为水在某种土壤中的渗透系数，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，粉砂渗透系数取值为 $1.45 \times 10^{-5} \text{m/s}$ ；

ρ_l ：原油密度，取值为 860kg/m^3 ；

ρ_w ：水密度，取值为 1000kg/m^3 ；

μ_w ：水动力粘度，取值为 $1.01 \times 10^{-3} \text{Pa s}$ ；

μ_l ：原油的动力粘度为 0.0273Pa s ；

由此计算 $k_{h, \text{原油}} = 4.61 \times 10^{-7} \text{m/s}$ 。

(2) 原油渗漏量计算

API581-2008 给出的罐底渗漏速率计算公式如下：

$$\text{当 } k_h > C_{34} d_n^2 \text{ 时, } W_n = C_{33} \pi \cdot d_n \sqrt{2 \cdot g \cdot h_{liq}} n_{rh,n} \quad \text{式 7.7-2}$$

$$\text{当 } k_h \leq C_{34} d_n^2 \text{ 时, } W_n = C_{35} C_{qo} \cdot d_n^{0.2} h_{liq}^{0.9} \cdot k_h^{0.74} \cdot n_{rh,n} \quad \text{式 7.7-3}$$

d_n ：漏孔直径，取值 3.175mm ，见表 7.7-2。

$n_{rh,n}$ ：原油储罐直径为 2.52m ，漏孔个数取 1 个，参照表 7.7-3。

h_{liq} ：储罐液位高度。当储罐设置 RBP（release prevention barrier 释放预防屏障）时， h_{liq} 取值为 0.0762m ，若没有，则按液位高度考虑。（API581-2008 7.3.3 章节）。

k_h : 原油渗漏系数, 取值 $4.61 \times 10^{-7} \text{m/s}$ 。

C_{qo} : 与罐底土壤接触度有关的一个常数, 储罐与土壤接触良好取 0.21; 接触不好取 1.15; 一般情况取值 0.21。

释放孔直径的选择

表 6.7-2

序号	释放孔的大小	释放预防屏障	孔径范围 (mm)	释放孔径 (mm)
1	小	有	0-3.175	d1=3.175
		无	0-12.7	d1=12.7
2	中	无意义	0	d2=0
		无意义	0	
3	大	无意义	0	d3=0
		无意义	0	
4	破裂	有	>3.175	d4=1000(D _{tank} /4)

根据罐直径选择漏孔个数

表 6.7-3

罐直径 (m)	漏孔数		
	小	中	大
30.5	1	0	0
61.0	4	0	0
91.4	9	0	0

注: $n_{rh,1} = \max \left[n_{int} \left[\left(\frac{D}{C_{36}} \right)^2 \right], 1 \right]$

转换因子与 SI 常数、美国惯例常数对应表

表 6.7-4

转换因子	SI 常数	美国惯例常数
C30	9.76×10^{-8}	6.43×10^{-7}
C31	864	7200
C32	0.543	10^7
C33	0.0815	16.03
C34	86.4	1.829×10^5
C35	2.382	0.0259
C36	30.5	100

$$C_{34} d_n^2 = 1.829 \times 10^5 \times (3.175 \times 10^{-3})^2 = 1.84$$

$$k_h=4.61 \times 10^{-7} \text{m/s} < C_{34} d_n^2=1.84$$

故采用公式 7.7-3 计算：

$$Wn=C_{35} \cdot C_{qo} \cdot d_n^{0.2} \cdot h_{liq}^{0.9} \cdot k_h^{0.74} \cdot n_{rh,n} = 0.0259 \times 1.15 \times 0.003175^{0.2} \times 0.0762^{0.9} \times 0.000000461^{0.74} \times 1 = 1.90 \times 10^{-8} \text{m}^3/\text{s}$$

由此计算原油渗漏速率为 $Q=1.90 \times 10^{-8} \text{m}^3/\text{s} \times 860 \text{kg}/\text{m}^3 \times 86400 \text{s}/\text{d}=1.41 \text{kg}/\text{d}$

6.7.2.3 预测模式和参数

(1) 预测模式

依据《环境影响评价技术导则--地下水环境》(HJ610-2016)对二级评价的要求,结合拟建工程场地相对位置、地形地貌特征、水文地质条件和潜在污染源特征,地下水环境影响预测采用一维稳定流二维平面连续点源模型。其解析解如下列公式所示:

$$C(x, y, t) = \frac{m_M/M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中:

x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d;

$C(x,y,t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L;

M —承压含水层的厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量, kg;

u —水流速度, m/d;

n_e —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

(2) 预测参数

①含水层的厚度 M

根据本项目附近水文地质资料,项目区域潜卤水层在区内只分布有一层,本层底板埋深为 2.4m~51.0m,使得潜卤水层的厚度变化较大,为 2.8m~35.8m,本项目保守起见取值 2.8m。

②有效孔隙度 n

根据项目附近水文地质勘察的相关数据，项目区浅卤水层分布于第四系全新统底层中，含水层岩性主要有粉砂、细砂等，根据《地下水水文学》（朱学愚，钱孝星著）所给经验值，本项目含水层有效孔隙度取值 0.44。

③渗透系数 K

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 B，粉砂渗透系数取值为 $1.45 \times 10^{-5} \text{m/s}$ ，即 1.253m/d。

④水流速度

$$V=KI/n=0.00165\text{m/d}$$

水力坡度 I: 项目区浅层的地下咸水的径流运动在未开采条件下非常迟缓，水力坡度仅为 0.3‰。当受到当地盐场开采影响，地下水向开采漏斗区径流。其排泄方式主要为人工开采。考虑局部开采引起的水动力变化，水力坡度扩大 10 倍，取值 3‰。

⑤纵向 x 方向的弥散系数 D_L

根据六五期间全国重点科技攻关第 38 项《华北地区水资源评价和开发利用研究》有关弥散度实验求取的粉细砂含水层弥散度作为预测参数， $\alpha_L=1.2\text{m}$ 。

$$D_L=\alpha_L \times u=1.2\text{m} \times 0.00165\text{m/d}=0.00198\text{m}^2/\text{d}$$

⑥横向 y 方向的弥散系数 D_T

根据经验公式一般 $D_T/D_L=0.1$ ，因此 D_T 取值为 $0.000198\text{m}^2/\text{d}$ 。

⑦泄漏量 m_M

泄漏速率 $Q=1.41\text{kg/d}$ ，泄漏 90d 后被发现，泄漏量为 126.9kg。

预测参数取值一览表

表 6.7-5

项目	渗透系数 k (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	地下水流速 u (m/d)	纵向弥散系 数 (m ² /d)	横向弥散系数 (m ² /d)
取值	1.253	0.003	0.44	0.00165	0.00198	0.000198

6.7.2.4 地下水环境预测及评价

本次模拟，根据拟建工程特点和风险分析情景设定主要污染源的分布位置，选定优先控制污染物，预测在非正常状况情景下，污染物在地下水中的迁移过程，明确污染物运移出厂界和超标的时间。其中，氨氮超标范围参照《地下水质量标准地下水质量标准地下水质量标

准地下水质量标准》(GB/T14848GB/T),石油类超标范围参照《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)附录 A。各类污染物的检出下限值参经常规仪器检测下限。拟采用污染物检出下限及其水质标准限值见表 6.7-6。

拟采用污染物检出下限及其水质标准限值

表 6.7-6

模拟预测因子	检出下限值 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
石油类	0.01	0.3

根据预测结果可知：原油储罐泄露 100 天后，地下水预测范围内超标面积为：234.9m²；地下水预测范围内影响面积为：332.8m²。原油储罐泄露 1000 天后，地下水预测范围内超标面积为：112.4m²；地下水预测范围内影响面积为：299.8m²。原油储罐泄露 3650 天后，地下水预测范围内超标面积为：112.0m²；地下水预测范围内影响面积为：392.4m²。原油储罐泄露 7300 天后，地下水预测范围内超标面积为：123.9m²；地下水预测范围内影响面积为：449m²。

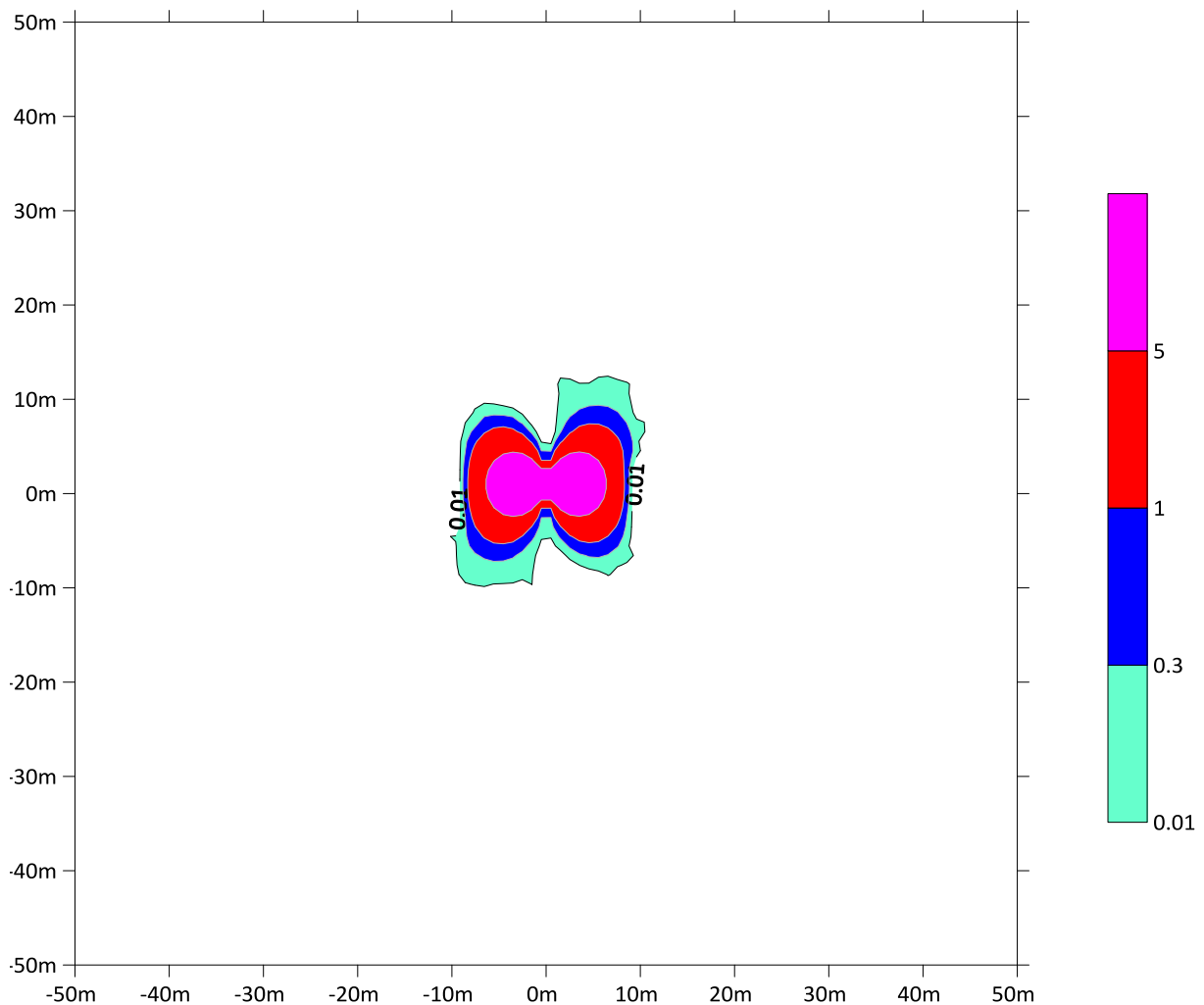
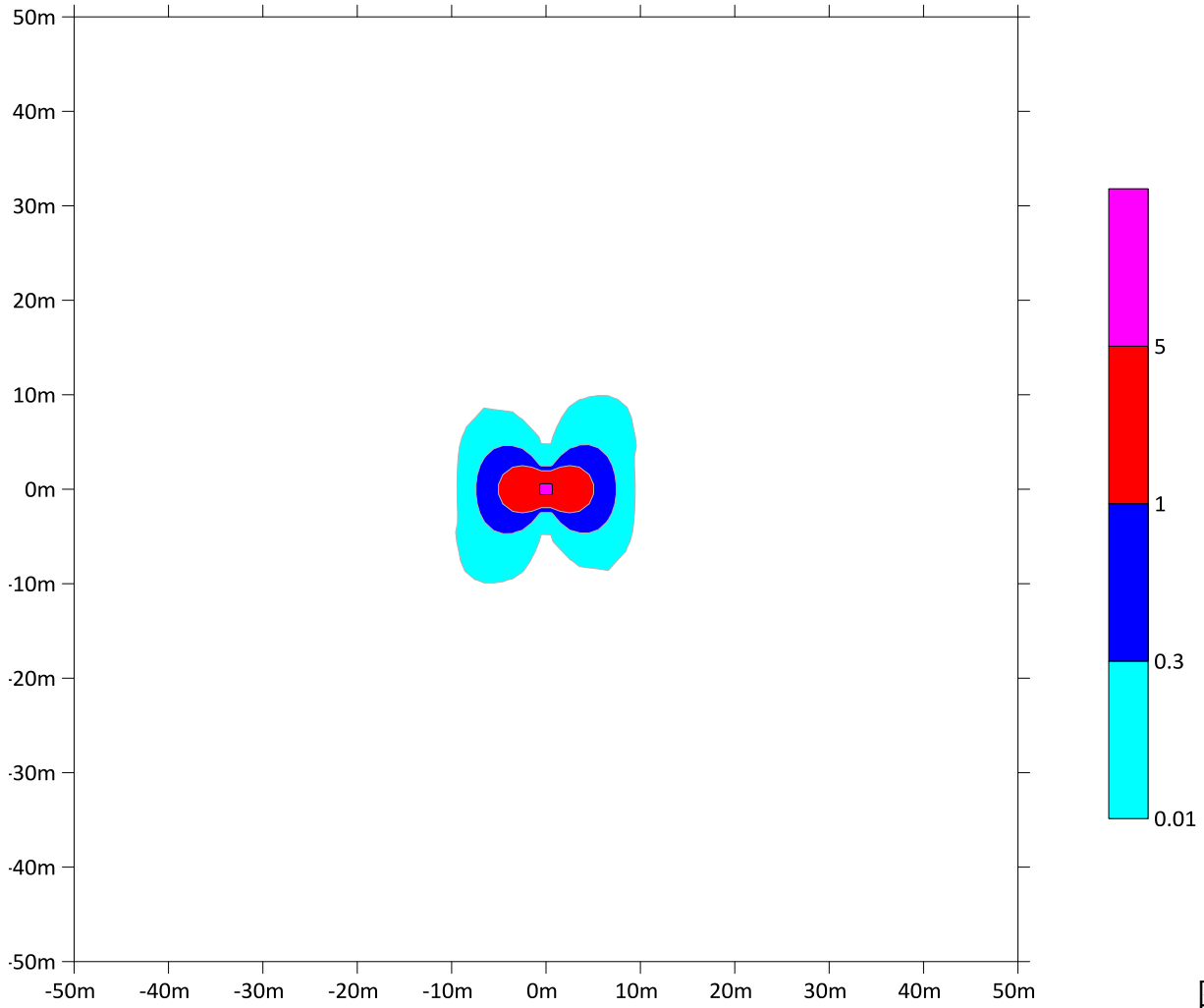


图 6.7-1 原油储罐石油类 100d 运移情况图 单位 mg/L



图

6.7-2 原油储罐石油类 1000d 运移情况图 单位 mg/L

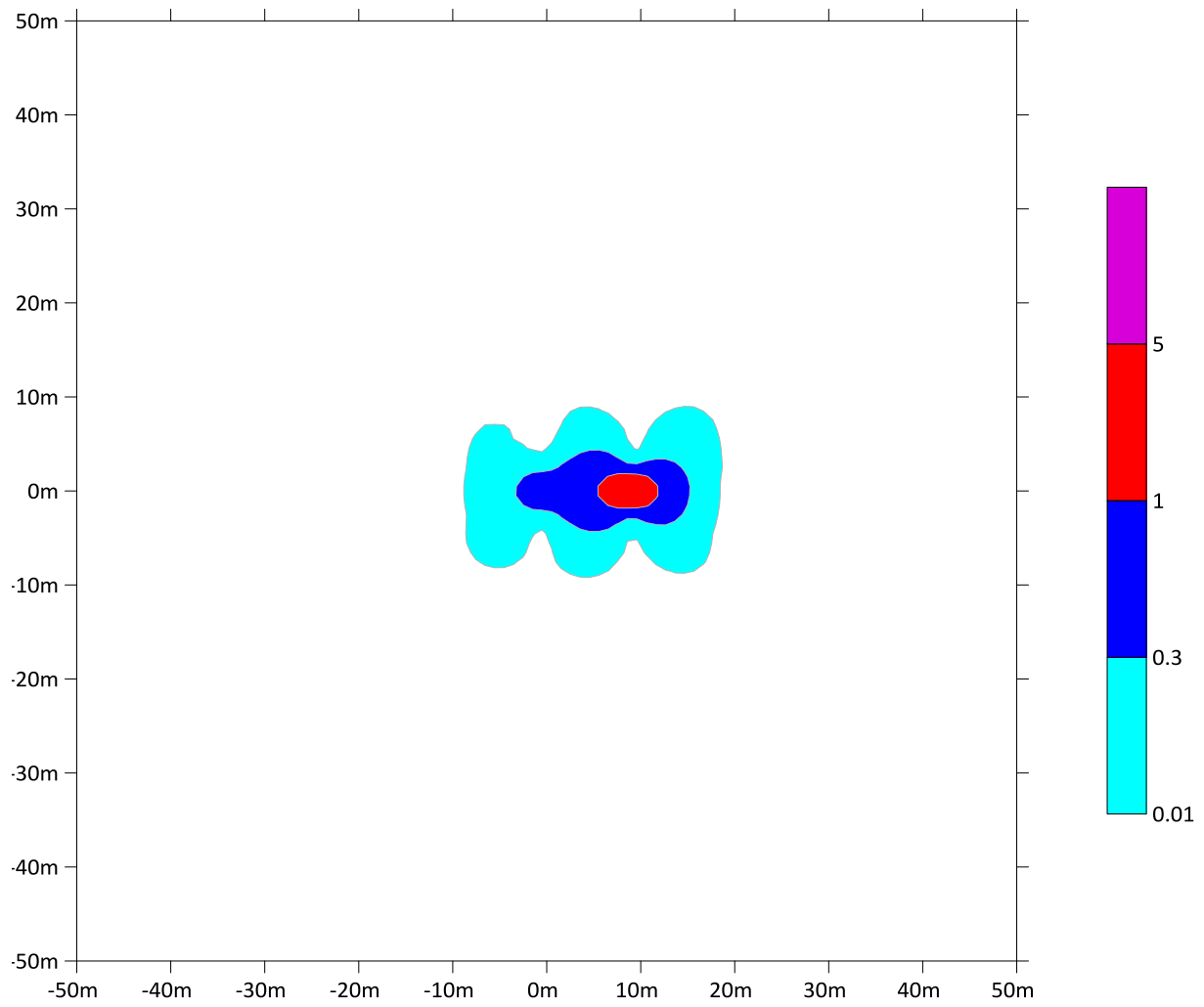


图 6.7-3 原油储罐石油类 3650d 运移情况图 单位 mg/L

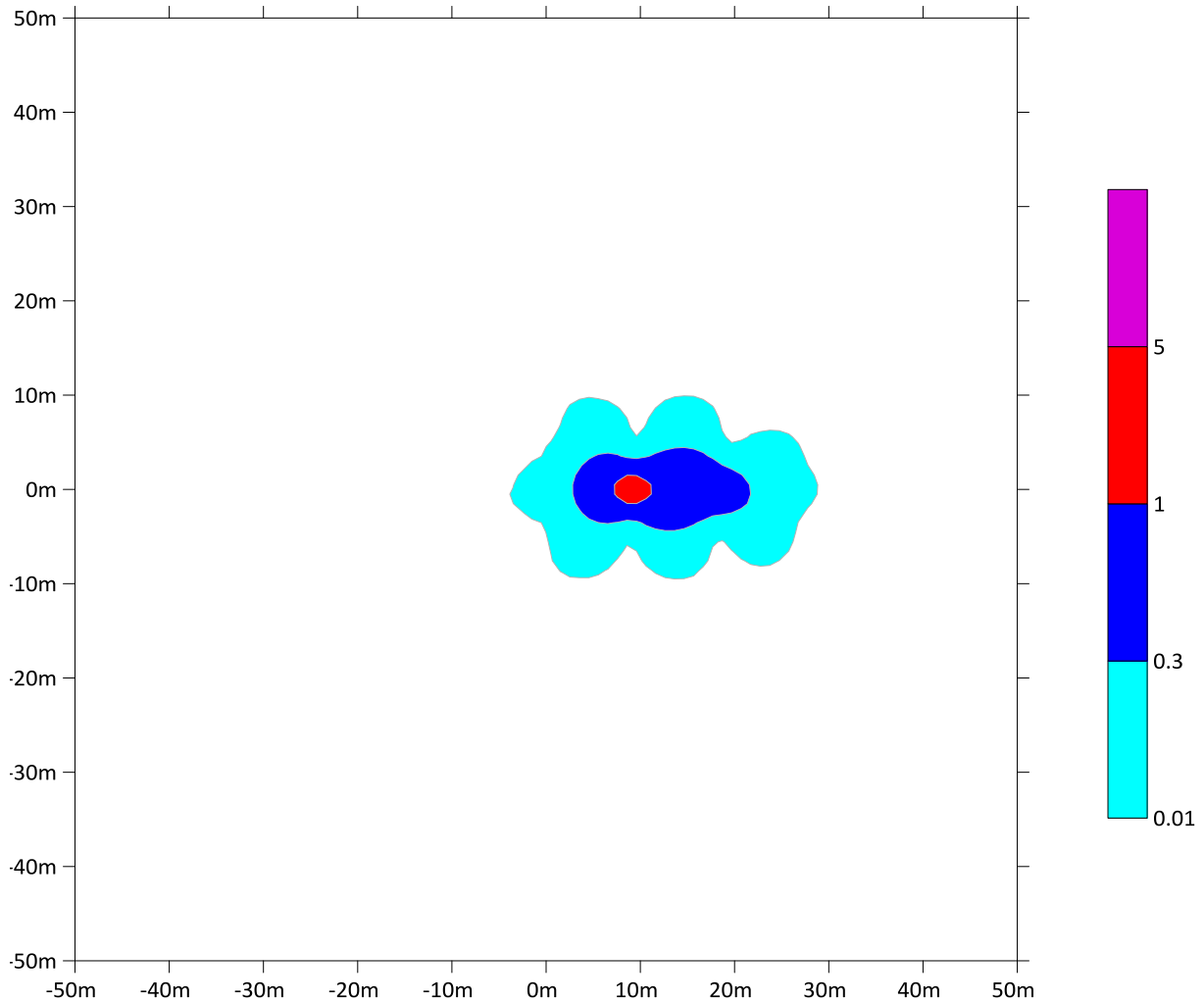


图 6.7-4 原油储罐石油类 7300d 运移情况图 单位 mg/L

从地下水污染预测结果可知，拟建场地所在区域因地下水水力梯度相对较小、含水层渗透性能相对较差，导致地下水实际流速较慢。但地下水具有埋藏隐蔽性和一旦污染很难治理的特征，且项目场地距离海岸线较近，包气带天然防污性能弱，因此需采取严格的分区防渗措施，并加强施工监理和运营期地下水监控工作，避免在项目建设和运营过程中造成地下水污染。

6.8 大气环境影响预测与评价

6.8.1 施工期大气环境影响分析

工程施工场地较小，在落实车行道路硬化、洒水降尘等措施基础上，工程施工扬尘对周边环境空气影响较小。

本项目管线敷设、井场建设过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等。施工期应加强车辆管理和维护，由于废气量较小，且施工现场均在

野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较小。

钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、NO_x、SO₂、烟尘等。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。施工期选择技术先进的动力机械设备，主要是优良发动机；选择符合国家要求的燃油指标等，因此，施工机械废气对局部地区的环境影响较小。

6.8.2 运营期大气环境影响分析

6.8.2.1 采油井区环境空气影响分析

(1)估算模式预测

根据工程分析，项目主要废气为采油井区各平台挥发产生的无组织烃类，其相关排放参数见表 6.8-1。

项目废气污染源强及排放参数

表 6.8-1

排放源	废气因子	排放速率 (g/s)	质量标准 (mg/m ³)	排放参数 V=长×宽×高 (m)	类型
3号台	非甲烷总烃	0.0035	2.0	V=200×60×0.5	面源
5号台	非甲烷总烃	0.0003	2.0	V=70.4×60×0.5	面源
8号台	非甲烷总烃	0.0041	2.0	V=180×50×0.5	面源

② 估算模式参数选择

环境温度：年平均最高气温 18.8℃，年平均最低气温 6.8℃；

城市/农村确定：根据现状调查，由于项目厂界 2.5km 范围内主要为农村区域，故确定为农村。

③ 估算模式结果

采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的估算模式（AERSCREEN）进行估算，具体结果见表 6.8-2。

各预测估算因子初步估算结果

表 6.8-2

排放源	污染物名称	下风向最大落地浓度[ug/m ³]	标准 [ug/m ³]	最大浓度处 距源中心的 距离[m]	最大地面浓 度占标率 [%]	地面浓度达标准 限值 10%时对应 的最远距离[m]	评价 等级

3号台	非甲烷总烃	106	2000	107	5.30	/	二级
5号台	非甲烷总烃	14.9	2000	51	0.75	/	三级
8号台	非甲烷总烃	152.4	2000	95	7.62	/	二级

根据估算模式计算结果，各污染因子最大占标率为7.62%（8号平台无组织源），最大落地浓度为152.4ug/m³，出现在源下风向95m处。根据HJ2.2-2018，最大占标率1%≤Pmax<10%，其大气评价等级为二级。因此根据导则8.1.2章节要求，项目不进行进一步预测与评价，直接以估算模式的计算结果作为预测与分析依据。

工程产生的非甲烷总烃最大地面浓度均远小于《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值（2.0mg/m³）。因此工程产生的非甲烷总烃对周边环境影响较小。

6.8.2.2 运输车辆的尾气及车辆扬尘影响分析

项目产液和注水均使用罐车进行运输，罐车燃油废气主要污染物为CO、NO_x，污染物产生量较小，对周边环境影响较小。另外做好油罐车行车路线的路面硬化，并对路面进行清扫，在此基础上，扬尘对周边环境影响较小。

6.9 噪声环境影响预测与评价

6.9.1 施工期噪声影响分析

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。当声源的大小与预测距离相比小的多时，可以将此声源看作点源，声源噪声值随距离衰减的计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20lgr$$

式中：L_p(r) ——距声源的距离r的声压级噪声值，dB(A)；

r ——距声源的距离，m；

L_p(r₀) ——距声源1m处的声压级噪声值，dB(A)

施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值见下表。

主要施工机械在不同距离处的噪声值

表 6.9-1

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值 (dB(A))							噪声衰减至 55dB(A) 距离 (m)
名称	声压级 (dB(A))	10m	50m	100m	150m	200m	300m	350m	

柴油发电机	105	85.0	71.0	65.0	61.5	59.0	55.5	54.1	315
钻机	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	49.1	177.8
钻井泵	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	44.1	100
挖掘机	92	72.0	58.0	52.0	48.5	46.0	42.5	41.1	70.8

由噪声预测结果可以看出：本项目主要施工机械产生噪声昼间在100m以外，夜间在315m以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中的标准限值(昼间70dB(A)、夜间55dB(A))。本项目井场周围500m内无声环境敏感目标。因此工程施工噪声对周边环境影响较小。

6.9.2 运营期噪声影响分析

(1) 采油井场噪声影响分析

根据第 2.1.4 章节可知，工程现有的井场厂界噪声处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。本工程采油井与现有井场类似，因此本工程井场厂界能够达到《工业企业厂界噪声环境排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求，运营期井场噪声对周边环境影响较小。

(2) 井下作业噪声影响分析

本工程井下作业噪声类比胜利油田环境监测总站对井下作业噪声的监测结果，其噪声监测结果见表 6.9-2。

各井下作业工况下不同距离处的噪声值

表 6.9-2

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB(A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50
侧钻	117~127	60	233~243	50

由表 6.9-3 可知，小修作业主要噪声源为通井机，一般距离井口 72m~82m，噪声降低至 60dB(A)；距离井口 140m~150m，噪声降低至 50dB(A)。大修作业主要噪声源为修井机，距离井口 87m~97m，噪声降低至 60dB(A)；距离井口 160m~170m，噪声降低至 50dB(A)。侧钻作业距离井口 117m~127m，噪声降低至 60dB(A)；距离井口 233m~243m，噪声降低至 50dB(A)。工程 500m 范围无民居，因此工程井下作业噪声对周边环境影响较小。

6.10 固体废物影响分析

6.10.1 施工期固废影响分析

施工期间，工程油层段钻井泥浆和钻屑建议进行危废鉴定，若属于危废委托有资质单位处置；若属于一般固废，则委托综合利用单位进行处置。非油层段钻井泥浆和钻屑委托综合利用单位进行处置。项目产生的建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设，剩余废料拉运至环卫部门指定的地点集中填埋处置。生活垃圾由环卫部门进行清运。在落实上述措施基础上，施工期固废对周边环境影响较小。

6.10.2 运营期固废影响分析

工程运营期产生的固废主要为油泥砂，主要来源于原油集输，油品中的少量机械杂质、沙粒、泥土、重金属盐类以及沥青质等重油性组分。油泥砂利用北块接转站油泥砂暂存池进行暂存，委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

6.10.2.1 危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本工程产生的油泥砂利用北块接转站油泥砂暂存池进行暂存。暂存池地面设置良好的防渗漏处理，避免污染土壤和地下水环境，按照标准建设的危废暂存库对土壤和地下水的影响较小。

6.10.2.2 运输过程的环境影响分析

本项目产生的危险废物所有危废均委托有资质的单位进行处理，危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。运输过程危废散落和泄漏的可能性小，对运输路线沿线的环境影响不大。

6.10.2.3 利用或者处置的环境影响分析

建设单位已与胜利油田金岛实业有限责任公司签订协议，胜利油田金岛实业有限责任公司成立于 2006 年，是胜利油田油泥砂无害化处理的骨干企业之一，是一家以服务油田生产、提供环保技术服务的油田改制企业。胜利油田金岛实业有限责任公司许可证编号为鲁危废临 140 号，经营危险废物的类别为 HW08、HW49。因此工程油泥砂委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置具有可行性。

6.11 土壤环境影响分析

本工程运营期环评对采油平台提出了防渗措施，尤其是高架罐等污染防治区提出了相应的防渗要求；工程对土壤的影响主要在施工期，钻井过程中设备的漏油、钻井泥浆的泄漏及钻井废水处理不当，都有可能造成土壤的污染。这些固体废物难于分解，并将长期残留，对土壤的结构和功能均为产生较大影响。因此，应当加强施工管理，在钻井过程中必须进行严格的设备管理和维护，对泥浆和钻井废水采取适当的处理措施。

6.12 环境风险分析与评价

6.12.1 评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）的要求，环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

6.12.1.1 项目环境风险源调查

本工程所涉及的主要物质包括原油（以采出液形式存在）。本项目在八面河油田滩海区块现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增各类井 31 口。海滩 8 号台新增 2 具高架罐后总共 3 具 40m³ 高架罐，总储油量为 120m³；海滩 3 号台新增两具高架罐后总共 3 具 40m³ 高架罐，总储油量为 120m³；海滩 5 号台现有 1 具高架罐，不再新增加，总储油量为 40m³。高架罐内原油经罐车拉至杨二接转站。

环境风险源指：“存在物质或能量意外释放，并可能产生环境危害的源”。本项目风险源为高架罐、井口区域、场区内的集油管线。场区内高架罐原油最大存在总量为 280m³×0.978t/m³=274t；集油管线总长度 2.5km，规格为 φ60×4mm，集油管线原油最大存在总量约为 6.9t。厂界内原油最大存在总量为 280.9t。

6.12.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169—2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

式中：q₁，q₂……q_n—每种危险物质的最大存在量，t

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ —每种危险物质的临界量, t

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

Q 的确定见下表。

项目 Q 值确定表

表 6.12-1

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n	临界量 Q_n	该种危险物质 Q 值
1	油类物质	/	原油 280.9t, 其中高架罐 274t, 集油管线 6.9t	2500t	0.11
项目 Q 值 Σ					0.11

6.12.1.3 评价等级确定

本项目 $Q=0.11 < 1$, 因此该项目风险潜势为 I, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169—2018) 中评价等级划分表 (见表 6.12-2), 风险潜势为 I 可开展简单分析。对于溢油风险事故可能影响海洋环境的情形, 参考《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014), 采用油粒子扩散模型进行预测分析。

评价工作等级划分

表 6.12-2

环境风险潜势	IV, IV+	III	II	I
评价工作等级	—	—	三	简单分析 a

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

6.12.2 环境敏感目标概况

事故情况下 5 号台与 8 号台事故溢油可能通过周边卤水渠入海, 3 号台距离海堤前沿较近, 事故溢油则可能直接入海。溢油入海后在潮流运动的作用下以及风的作用下迁移扩散, 可能对周边环境敏感区产生影响, 确定本项目环境敏感目标, 具体见表 6.12-3 与图 6.12-1。

环境敏感目标一览表

表 6.12-3

名称	与工程位置关系	保护对象
辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	工程位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区核心区内	中国名对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、花鲈、真鲷
广饶沙蚕类国家级海洋特别保护区	工程区东侧，最近距离约 2.9km	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态
广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区	工程区东侧，最近距离约 7.0km	竹蛭
莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区	工程区东南侧，最近距离约 12.7km	莱州湾单环刺螠、近江牡蛎
东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区	工程东北侧，最近距离约 13.6km	蛭类及其赖以生存的栖息环境
山东黄河三角洲国家级自然保护区	工程东北侧，最近距离约 37.0km	河口湿地生态系统，红海滩、盐沼等；国家重点保护野生鸟类，如丹顶鹤、白头鹤、大鸨、东方白鹳、金雕、中华秋沙鸭、白尾海雕、遗鸥、灰鹤、大天鹅、鸳鸯等；中日两国政府保护鸟类及栖息环境协定鸟类。
山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	工程东北侧，最近距离约 46.2km	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

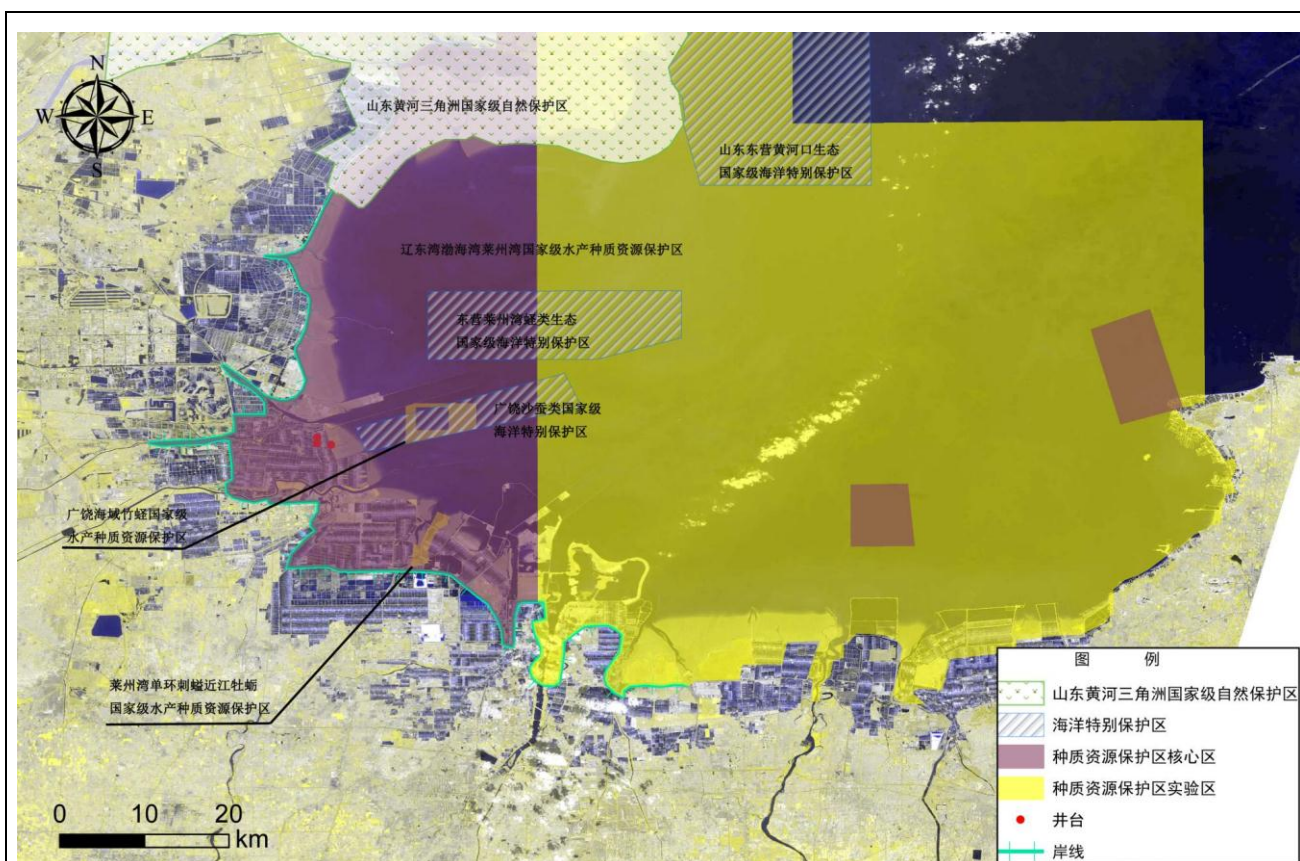


图 6.12-1 工程区附近环境敏感目标分布图

6.12.3 环境风险识别

本工程所涉及的主要物质包括原油（以采出液形式存在）。拟建工程在施工和生产阶段有可能导致油气泄漏的事故包括地质性溢油、井喷、井涌、火灾和爆炸、集输系统泄漏等。

6.12.3.1 地质性油气泄露

在注水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。

当钻完井过程中钻遇高压、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，一旦钻完井过程中套管深度、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。

6.12.3.2 井喷、井涌

工程在钻完井和生产期间，井口采油系统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，通过专门的注入井将水注入油藏，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。

清河采油厂自运营以来，未发生井喷事故。

6.12.3.3 火灾、爆炸

在钻完井和油气生产过程中，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。当钻机钻遇油气层时，地层中的流体在地层巨大的压力下会随钻井液涌向泥浆池，这种流体中含有烃类物质和有害气体。当这些烃类物质和气体大量释放和积聚时，如果碰到静电起火、机械撞击起火或其他明火，就会酿成火灾，甚至可能造成油气生产井台爆炸。

海滩 8 号台总共 3 具 40m^3 高架罐，总储油量为 120m^3 ；海滩 3 号台新增两具高架罐后总共 3 具 40m^3 高架罐，总储油量为 120m^3 ；海滩 5 号台现有 1 具高架罐，不再新增加，总储油量为 40m^3 。高架罐内原油经罐车拉至杨二接转站，井场设置高架罐（均为 40m^3 ）。一旦高架罐燃烧、爆炸、破裂等一系列连锁反应发生时，如果处理不当，均会造成溢油事故。其中多高架罐附近如果发生火灾，由于长期高温，可能对罐阀门等关键部位造成伤害，使其扭曲变形，出现溢油事故；若火灾不能及时发现、控制就会发生爆炸，进而使罐破裂，导致原油泄漏；另外某些极端天气会对储油罐造成威胁，有可能导致罐破裂，如台风、地震和风暴潮等。

此外，集输系统如果发生泄漏，也有发生火灾事故，从而导致溢油量增大的风险。

6.12.3.4 集输系统泄露

油田油气集输是把井口采出油用地下管道输入到站场储油罐的工艺过程。本次新增油井集油方式采用单井拉油，储存在高架罐中的采出液通过罐车拉运至杨二转接站，本次新增集输管线主要在采油平台厂界范围内。集输过程中常见的事故有集输管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，主要针对管线路由附近的挖掘施工，若无警示标志或施工人员大意，大开挖、大型机械碾压等过程容易损坏管线，并导致其破裂。由于发生油、气、水管线泄漏多在生产后期，而且事故发生时，管线的压力变化很容易发现，通常能及时采取适当的处理措施，使造成的污染控制在局部环境中，而不会造成大面积的区域性污染。

根据统计，清河采油厂近 5 年共发生 7 起因管线腐蚀穿孔导致的溢油事件，采出液泄漏量在 0.1t 到 0.5t 范围内，泄漏均控制在井场范围内，未泄漏至盐场和周边海域。清河采油厂管线泄漏事故统计见表 6.12-4。由于管线腐蚀穿孔等原因，偶有采出液泄漏事故发生，泄漏范围均控制在厂界范围之内，未对海域环境造成影响。此外，本工程部分井场采用罐车拉运的方式外运，可能因翻车、漏油、油罐冒罐等原因造成溢油事故。

管线泄漏事故统计

表 6.12-4

序号	事故名称	事故地点	事故发生时间	事故描述及原因	事故的后果及处理
1	J12-X31 至计量间单井管线穿孔溢油	J12-X31 至计量间盐池旁边	2014 年 5 月 15 日 9:00	单井管线在井场上穿孔造成溢油	泄漏采出液量为 0.3t，溢油后启动环境应急预案，对溢油及时进行回收并对管线进行了补漏恢复。
2	J12-X350 计量间外，干线管线穿孔溢油	J12-X350 计量间外	2015 年 11 月 10 日 8:00	因管线腐蚀穿孔，造成溢油	泄漏采出液量约 0.5t，对泄露采出液进行回收，并对管线进行了补漏恢复
3	J15-x2 至计量间外，单井支干线管线穿孔溢油	J15-x2 井口旁	2015 年 10 月 20 日 12:30	因管线腐蚀穿孔，造成溢油	泄漏采出液量约 0.2t，对泄露采出液进行回收，并对管线进行了补漏恢复
4	J16-x267 至计量间外，单井支干线管线穿孔溢油	J16-x267 井场路口	2016 年 7 月 23 日 14:30	因管线腐蚀穿孔，造成溢油	泄漏采出液量约 0.2t，对泄露采出液进行回收，并对管线进行了补漏恢复
5	J16-X25 至计量间单井管线穿孔溢油	J16-X25 至计量间盐池旁边	2017 年 7 月 18 日 1:00	单井管线在井场上穿孔造成溢油	泄漏采出液量为 0.3t，溢油后启动环境应急预案，对溢油及时进行回收并对管线进行了补漏恢复。
6	角 10 站至扬二支干线管线穿孔溢油	角 10 站围墙外	2018 年 5 月 15 日 9:00	因管线腐蚀有砂眼造成渗漏	泄漏采出液量约 0.1t，对泄露采出液进行回收，并对管线进行了补漏恢复

7	JX16 至扬二站单井管线穿孔溢油	角 10 站至扬二盐池边	2018 年 11 月 18 日 10:00	单井管线在井场上穿孔造成溢油	泄漏采出液量为 0.2t，溢油后启动环境应急预案，对溢油及时进行回收并对管线进行了补漏恢复。
---	-------------------	--------------	------------------------	----------------	--

6.12.3.5 风险识别结果

项目风险识别结果见表 6.12-5。

本工程主要事故风险类型、来源及环境影响

表 6.12-5

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途经	可能受影响的环境敏感目标
1	3号台	作业井口	石油类	井涌或井喷、火灾爆炸引发 CO、SO ₂ 释放	通过周边卤水渠或直接进入 海洋污染海洋环境	广饶沙蚕类国家级海洋特别保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（莱州湾核心区）、广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区、莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区、东营莱州湾蛭类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
2		集输系统	石油类	原油泄漏，原油泄漏导致火灾事故		
3		储油高架罐	石油类	火灾爆炸引发 CO、SO ₂ 释放		
5	5号台	作业井口	石油类	井涌或井喷、火灾爆炸引发 CO、SO ₂ 释放	通过周边卤水渠进入海洋污 染海洋环境	
6		集输系统	石油类	原油泄漏，原油泄漏导致火灾事故		
7		储油高架罐	石油类	火灾爆炸引发 CO、SO ₂ 释放		
9	8号台	作业井口	石油类	井涌或井喷、火灾爆炸引发 CO、SO ₂ 释放		
10		集输系统	石油类	原油泄漏，原油泄漏导致火灾事故		
11		储油高架罐	石油类	火灾爆炸引发 CO、SO ₂ 释放		
13	储油地层	地质溢油	石油类		直接污染海水	

6.12.4 地质性溢油风险分析与评价

6.12.4.1 断裂系统分析与评价

油田含油构造内的断层，可能成为地层流体逸散至海底的通道。为了提高油田采收率，大部分油藏开发需补充地层能量，注水或注气是目前主要的地层能量补充方式。一旦注入水或气造成局部地层超压，引起岩石性质和地应力改变，原有断层可能会被诱发复活，会致使附近断层处于不稳定状况，原油将可能沿断层面纵向运移到海床。断层复活必须具备两个条件：①断层面充水，并有一定高的压力，断层面润滑有利于岩块活动；②断层面两侧压力不平衡，达到足以移动岩块的能量。断层顶部距离海底的距离及断层的封堵性是影响地质性溢油的重要地质因素。

八面河油田涉海区断裂带南斜坡东北段沙子岭鼻状构造带，整体为一向北倾伏，向东西倾伏的鼻状构造，区内断层较发育，以北西、近东西、北北东向三组断裂为主，大小断层近40条，多为次级断层，具有形成时间晚、延伸距离短、断距小、继承性弱等特点。近东西向断层将斜坡结构切割成南北向的断阶，北北东向断层又将完整的鼻状隆起切割成东西向排列的块断构造。大的断层延伸长度约6km，断层走向近东西向，断面倾向南东，断距50m~120m。

较大的断层纵向上由沙河街组向上至多延伸到馆陶组下部，断层顶部距离滩海地表大于1200m（TWT大于1000毫秒），未形成“通天断层”（图6.12-2）。另外，八面河油田发育多个含油小层，各含油断块有各自的油水系统，无统一油水界面；同一区块不同小层，同一小层不同区块，油水界面不同。充分说明了断层封闭性较好，油气不会沿断层侧向或垂向运移。

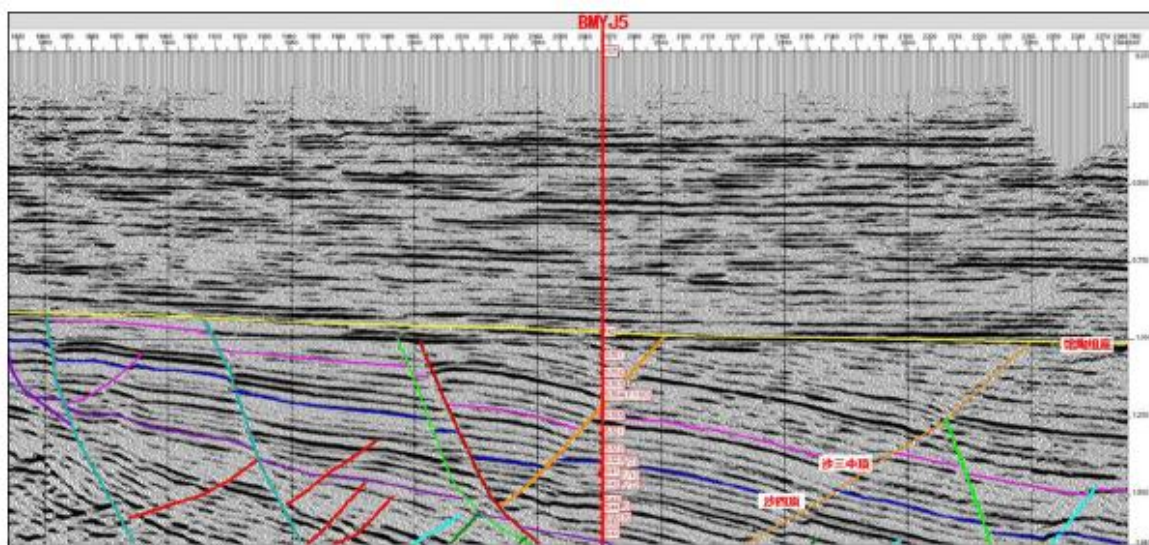


图 6.12-2 八面河油田海滩块地震剖面图

另外，为了避免注水井距离断层较近，易引起断层附近压力变化，诱发断层复活，导致原油沿断层面纵向运移到地表。本项目井网部署充分考虑了开发对断层影响，注水井距离断层在 100m 之外。图 6.12-3 为本项目油藏区沙四段的井网布置图。

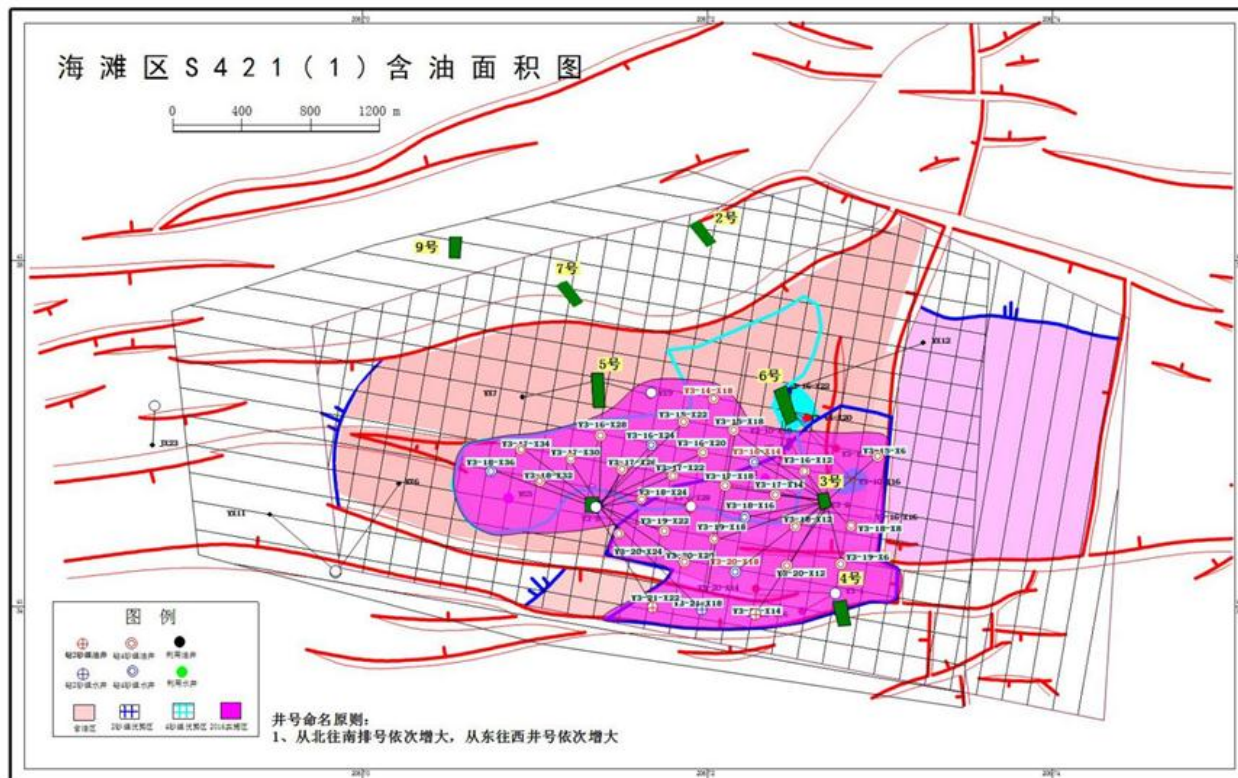


图 6.12-3 本工程井位图

6.12.4.2 储层特征分析与评价

储层对溢油的影响主要有以下三方面。

一是生储盖组合。生储盖组合是指地层剖面中紧密相邻的包括生油层、储集层和盖层的一个有规律的组合。厚度大的盖层一般分布比较稳定，易形成区域性的盖层，不易被小断层错断，不易形成连通的微裂缝。相反，如果地层上覆属于厚度薄或未固结成岩的松散沉积物，将导致断层封闭性差，如果开采作业操作不当出现地层超压，流体极易通过断层直达地表，造成溢油事故。

二是储层物性。特别是注水开发油藏，物性好，渗透率高的储层有利于注水，以较低的注水压力注入大量的水，满足油藏需要，相反如果物性较差，需要的注水压力较高，注水压力能压破地层或压力延伸到地面的裂缝面。

三是储层连续性。注水开发的油藏，储层连续性是决定水驱效果的关键。储层连续性好，

易形成有效的注采对应关系，开发效果较好，连续性差的储层，可能造成只采不注或者只注不采的现象，特别是只注不采区域易形成异常高压区，增加溢油风险。

生储盖组合：八面河油田储层主要油层沙河街，油气藏盖层为新近系馆陶组-明化镇组，该套盖层在八面河油田均有分布，是一套区域盖层，厚度 200~800m。八面河油田油藏纵向上最高运移至馆陶组，且上覆馆陶组-明化镇组区域性盖层，封闭性较好。

八面河油田沙河街组主要为滨浅湖相、三角洲沉积，砂体厚度较大，连片性好，渗透率在 $20\sim 860\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，平均孔隙度 10%~36%，属中高孔、中低渗储层，注水开发易形成有效的注采关系。本次评价的海滩块少量注水井补充地层能量。

八面河油田上覆馆陶组-明化镇组区域性盖层，封闭性较好，储层物性好，砂体厚度较大，连片性好，主要依靠天然能量开发，不会形成异常高压区，发生地质性溢油的风险较低。

6.12.4.3 压力水平分析与评价

地层压力保持水平是反映在该地层压力水平下是否满足排液量的需要。合理的地层压力水平不仅可以取得较高的采收率，而且降低了补充地层能力的难度。根据油藏地质特征设计井口注入压力，控制注入量，保证注入后的油藏压力不高于地层的原始压力，同时也要低于地层破裂压力值。高于破裂压力注入，可能会导致地层产生裂缝而引起溢油现象；注入井流压高于原始断层压力，可能激活断层引发地层流体沿该断层发生纵向窜流；另外，异常高压容易造成套坏井发生溢油。

可能造成异常高压的因素较多，对于注水开发油藏，主要包括以下三个方面：

一是注水水质。在注水过程中，如果回注水达不到与地层特征相匹配的标准，注水工作可能不能正常运行，甚至伤害油层，降低吸水能力，影响注水开发效果，严重者可能发生回注水中的杂质堵塞地层孔隙的现象，导致局部含油层压力过高，从而发生溢油事故；

二是注采比不合理。注采比是表征油田注水开发过程中注采平衡的状况，反映产液量、注水量与地层压力之间联系的一个综合性指标。合理的注采比是保持合理的地层压力，使油田具有旺盛产液、产油能力，降低无效能耗并取得较高原油采收率的保证，同时保持合理的注采比，可对地层压力进行有效的控制，防止地层破裂。注采比过高会导致油层压力过高，从而发生溢油事故；

三是注入方式。注水方式分为笼统注水和分层注水。笼统注水方式是指在井口采用同一压力且不对应各注水层进行分置处理。该方法的优点是操作简单，成本较低，适合注水层间

非均质性不强的储层。对于层间非均质性较强的油藏，笼统注水会造成“无效注水”，从而对地下各层压力缺乏控制，在对一些地层产生驱油作用的同时，对另外一些地层则有可能产生异常高压，破坏断层封堵性，发生溢油污染。

八面河油田由于含油条带较窄，能量较为充足，大部分井依靠天然能量开发，目前监测地层压力保持水平 23.2%~85.6%（表 6.12-5），处于低压状况。目前 3 号台、5 号台和 8 号台注水井 1 口，水井注入 12.6MPa，折算最大井底流压 29MPa，小于地层破裂压力裂压力为 46MPa。表 6.12-6 为工程区周边现有注水井的压力监测数据，总体而言现有工程各个注水井运行过程中的注水压力均小于地层破裂压力。

根据本次产能建设方案的注水开发工艺，新增加的 6 口注水井井底注水流压上限按照地层破裂压力的 85%，根据计算，推荐注水压力为 15-20MPa。在严格监测并控制注水压力的情况下，引发地质性溢油事故的风险极小。

海滩区压力监测统计表

表 6.12-5

区块	井号	井别	地层压力 (MPa)	原始压力 (MPa)	压力保持水平 (%)
海滩区	BM Y3-16-X22	水井	15.92	18.6	85.6
海滩区	BM Y3-5-X15	油井	4.31	18.6	23.2
海滩区	BM Y3-5-X17	水井	8.78	18.6	47.2
海滩区	BM Y3-5-X21	水井	13.08	18.6	70.3

现有注水井统计表

表 6.12-6

平台	井号	注水压力选值 (MPa)	备注
2 号台	BM Y3-5-X15	0	在注
6 号台	BM Y3-16-X22	16.2	停注
7 号台	BM Y3-X6	17.6	待修
	BM Y3-5-X17	13.5	在注
	BM Y3-5-X21	1.4	待修
8 号台	BM Y3-8	17.5	在注
Y5-5 井场	BM Y6-X6	2.9	临时封井
Y4-X7 井场	BM Y6-X8	9.0	封井
JX18 井场	BM J20-X2	9.0	在注
Y5-X76 井场	BM J16-X28	22.0	停注
	BM J16-X3	9.0	在注

	BMY5-X9	2.0	停注
	BMY5-X73	11	计关

6.12.5 其他事故风险分析和评价

6.12.5.1 井喷、井涌事故风险分析

《风险评估数据指南》统计量 1980~2005 年美国墨西哥外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，发生井涌和井喷的概率表 6.12-7。

井涌和井喷事故概率

表 6.12-7

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)

本项目共钻井，其中 25 口生产井，6 口注水井。则根据上表估算，25 口生产井发生井喷的概率为 6.5×10^{-5} 次/a，6 口注水井发生井喷的概率为 1.44×10^{-5} 次/a，这 31 口井发生井喷的概率为 7.94×10^{-5} 次/a；25 口生产井发生井涌的概率为 7.25×10^{-5} 次/a，本次调整井工程发生井喷/井涌的概率为 1.52×10^{-4} 次/a。

如前所述，发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计；同时，本项目地质条件及断层风险认识清楚、注采井注水方式规范合理，生产管理应对措施完善得当。

6.12.5.2 高架罐泄漏火灾次生污染物影响分析

(1) 泄漏量

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

储油区：约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区：约为 3.0×10^{-4} 次/年

项目涉及三个井台共涉及油井 25 口，产出物通过罐车运输至转接站（或联合站）进行处理，因此，火灾、爆炸的风险主要来自于井口区、油气运输区、储油区，发生火灾、爆炸事故

的概率取值为 9.3×10^{-3} 次/年。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，本工程涉及各平台发生火灾导致溢油事故的概率最高不高于 9.3×10^{-4} 次/a。

单个高架罐容量为 40m^3 ，因此火灾爆炸事故情况下最大泄漏量按单个高架罐 40m^3 原油全部泄漏计算，最大泄漏量约为 40t。

(2) 原油泄漏污染面积

根据《油田生产设施环境安全距离理论与估算方法初探》(2005 年 安全与环境工程)，井场原油扩散采用渗透性扩散模式计算污染面积，如下式所示：

$$S=53.5\alpha V^{0.89}$$

$$r=(S/2\pi)^{0.5}$$

式中： α —土壤阻隔系数，取 1.2；

S—污染面积， m^2 ；

V—泄漏体积， 40m^3 ；

r—扩展半径，m。

由公式可得，原油污染半径 $r=23.35\text{m}$ ，污染面积 1700m^2 。

(3) 原油燃烧速率

原油的燃烧速率参考以下数值：重油的燃烧速率为 $7.81\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。汽油的燃烧速率为 $92\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 。本工程原油性质与重油相似，燃烧速率按重油的燃烧速率，按 $78.1\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ 考虑。本工程采出液含水率为 85%~95%，保守取 85%，泄漏纯原油量 5.1t，采出液燃烧速率 $11.72\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ ，原油泄漏后的污染面积为 1700m^2 ，因此，高架罐泄漏后发生火灾事故，原油燃烧速率约为 19.916t/h ，燃烧时间为 15.36min 。

(4) 次生 SO_2 的产生量计算模式及产生量

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 F 中，油品火灾伴生/次生 SO_2 产生量计算公式如下：

$$G_{\text{SO}_2}=2BS$$

式中 G_{SO_2} — SO_2 的产生量， kg/h ；

B—物质燃烧量， kg/h ；

S—物质硫含量，%，根据建设单位提供的外输原油监测报告，原油中硫含量为 1.245%。

根据公式，原油泄漏引发火灾次生 SO_2 产生量：

Q—参与燃烧的物质质量，t/s，高架罐平均泄漏速率

$$G_{SO_2}=2 \times 19916 \times 1.245\% = 495.90 \text{ kg/h}$$

(5) 次生 CO 的产生量计算模式及产生量

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 F 中，油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量计算公式如下：

$$G_{CO}=2330qCQ$$

式中 G_{CO} —一氧化碳的产生量，kg/s；

C—物质中碳含量，取 85%；

q—化学不完全燃烧值，取 1.5%~6.0%，取 3%；

Q—参与燃烧的物质质量，t/s，高架罐平均泄漏速率 $5.53 \times 10^{-3} \text{ t/s}$

原油泄漏引发火灾次生 CO 产生量：

$$G_{CO}=2330 \times 0.03 \times 0.85 \times 5.53 \times 10^{-3} \times 1000 = 328.56 \text{ kg/s}$$

6.12.5.3 集输系统泄漏事故风险分析

根据 1960 年到 1995 年英国、挪威、荷兰、丹麦、德国等国北海油气田的油气管道事故统计资料，不同区域的管道事故概率见表 6.12-8；造成油气管道事故的主要原因以及各因素所占比例见表 6.12-9。

在不同位置的事故率统计

表 6.12-8

管道所在区域	管道运行总量	事故概率
中间段	1189646 km · a	$1.1 \times 10^{-4} / \text{km} \cdot \text{a}$
井台安全区	5855 km · a	$2.6 \times 10^{-3} / \text{km} \cdot \text{a}$

海底输油管道事故引发因素分析

表 6.12-9

事故原因	平台安全	中间段	合计
抛锚等外部损害	47%	33%	33%
内部腐蚀	20%	29%	31%
其他腐蚀	7%	9.5%	7%
材料缺陷	13%	9.5%	12%
其他	13%	19%	17%

本项目单井集油管线长度为 2.5km，均位于井台安全区，输油管道泄漏事故概率 $6.5 \times 10^{-3}/a$ 。根据预测，部署井投产第一年后三个月单井平均日产油为 2.3t，在实际生产过程中，由于采取了压力检测与控制等措施，加之作业现场有人员巡视，发现泄漏时会及时采取关停措施，泄漏发生至关停时间一般不超过 1 小时，以此计算泄漏量约为 0.1t。

6.12.6 溢油事故风险判别

根据各类事故类型发生概率和可能发生的溢油规模，可将拟建工程的溢油事故相对风险进行归纳，见表 6.12-10。

各类溢油事故环境风险判别

表 6.12-10

事故类型	溢油规模	事故概率（次/a）	环境风险
井喷、井涌	难以估算	1.52×10^{-4}	高
火灾、爆炸	40m ³	9.3×10^{-4}	高
集输管线泄漏	0.1t	$6.5 \times 10^{-3}/a$	高
地质性溢油	难以估算	很小	中

由表 6.12-10 可知，集输管线泄漏破裂造成溢油事故概率最大，但集输管线均在采油平台内布置，且溢油规模小，因此事故情况下对平台外部环境的影响较小；井喷、井涌的喷放量很大，难以估计，由于八面河油田对底层情况已有深入了解，并且及注水开发方案规范合理，因此发生井喷、井涌的概率很小；同样，地质性溢油通常规模较大，对其溢油规模难以估计，但八面河油田开发历史上未发生过地质性溢油事故，并且根据本次开采情况涉及的底层断裂情况、储层情况、压力水平情况分析，发生地质性溢油的概率很小；火灾和爆炸可能导致储油罐中的原油泄漏进入外部环境，火灾爆炸事故情况下最大泄漏量按单个高架罐 40m³ 原油全部泄漏计算，最大泄漏量约为 40t，并且火灾、爆炸事故概率相对较高。根据以上分析火灾、爆炸事故产生的溢油量以及事故概率均较大，因此选择储油罐火灾、爆炸事故溢油作为最大可信事故溢油进行预测。

6.12.7 事故后果分析

6.12.7.1 预测模型

(1) 溢油的物理与化学变化过程

① 对流与扩散原理

溢油在水面上运动主要是通过对流与扩散进行的。对流主要受制于油膜上方的风与油膜下方的水流。溢油的扩展是重力、惯性力、摩擦力、粘性与表面张力之间的动力学平衡导致的现象。风对油膜的影响表现为风所产生的漂流。一般采用风漂流流速等于风速的 3%。油膜的扩散（或扩宽）也是极为复杂的过程。对此 Bonit（1992）与 Fay（1969、1971）有详细的研究。但这些研究多局限于静止水面上的油膜，油膜的扩展分为 3 个阶段：惯性阶段、粘性阶段和表面张力阶段。

② 蒸发

1/2~2/3 的溢油在几小时与 1d 的时间内会蒸发掉。由于蒸发，油膜的物理与化学性质将产生重要的变化。由于蒸发依赖于多种因素。而且这些因素又在随时发生变化，要准确地计算蒸发率是困难的。进入海洋的溢油的蒸发速率与油的类型、风速、温度以及溢油面积等因素有关。现采用 Mackay 和 Leinonen 提出的模型，计算溢油的蒸发量。蒸发通量为：

$$E_f = K_e C_i P_i / RT (\text{mole} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{sec}^{-1})$$

式中： K_e ——蒸发油质量变化系数；

C_i ——溢油中第 i 种组分的浓度，mole/e；

P_i ——一定温度下，第 i 种组分的蒸汽压力；

R ——普通气体常数；

T ——油面上的空气温度， K 。

③ 溶解

溶解于水的碳氢化合物对于水中生物系统存在着潜在毒性，但溢油的溶解不会达到百分之几的程度，所以从溢油量损失的观点看他们是无关紧要的。这说明在分析油膜的运动时可以不考虑溶解率。

④ 垂直扩散或垂直运输

垂向分散作用对油膜寿命的评估也是必不可少的。垂向分散率的大小主要取决海况，但也受到溢油相关参数的影响，比如溢油的厚度、溢油属性（密度、表面张力和粘度等）。乳化过程对溢油寿命造成的重大影响在于其所造成的溢油粘度的猛增以及含水率的增加导致的溢油厚度的增大。

⑤ 乳化乳胶的形成

重质原油具有较高的粘性，一般形成较稳定的乳胶状油，而沥青烯与高分子量蜡的存在乳胶的形成密切相关。溢油的含水率（乳化率）往往是采用何种溢油应急器材的重要依据。由于溢油的乳化作用，溢油的粘度会逐渐升高，甚至能高达 $130000\text{mm}^2/\text{s} \sim 170000\text{mm}^2/\text{s}$ ，影响了溢油应急器材的性能。因此，溢油含水率的计算在溢油预测中尤为重要。由于水包油形成“巧克力冻”的机理尚不明确，本文仅计算油包水混合物中的含水率。含水率的计算，较为广泛使用的是 Mackay et al. (1980) 提出的计算公式：

$$\frac{dF_{wv}}{dt} = K_w(1+W)^2 \left(1 - \frac{F_{wv}}{F_{wv}^{Final}}\right)$$

式中： F_{wv} ——乳化液中水的体积分数；

K_w ——是一个经验常数，其取值在 1.0e^{-6} 和 2.0e^{-6} 之间，本文中取为 1.6e^{-6} (NOAA, 1994)；

W ——海表面 10m 以上的风速；

F_{wv}^{Final} ——该种油品最终能形成的最大含水率，其取值一般建立在实验室数据之上。

⑥ 沉积

各种形式的油都有可能被沉积物颗粒吸附沉于水底或粘结在岸边。在淤泥质沉积物中油的渗透是最小的，只有上层几厘米才会受到影响。

总之，对流与扩散是影响溢油的最重要的过程，他们能改变油膜的位置；蒸发和其他的变化过程在溢油风险预报中亦应尽可能考虑，但是要全面地对溢油风险作出预测，目前还很困难，尤其是对于生态系统的影响需进行大量的现场实验与理论分析工作。本评价报告只是通过溢油的对流与扩散的数值模型给出溢油油膜分布的大致轮廓，从这些轮廓可以预测到溢油的最大危害可能出现在什么地方，以及它所能影响的海域范围，旨在为溢油应急决策提供技术参考。

(2) 油膜轨迹预测方法

① 泄漏油油膜中心点运移轨迹计算

海流在风作用下，形成风生流。计算海流、风共生流可采用下述 2 种方法之一，视具体情形选择之，即：

A.在水流动量方程中计及风应力;

B.采用 Hoult 经验公式:

$$\vec{V}_t = \vec{V}_{ot} + \vec{V}_{水流} + b\vec{V}_{风}$$

式中: V_{ot} ——油膜扩散速度, $V_{ot}=0$;

b ——风对油膜运动的作用系数, 它主要取决于风、石油类、海水性质、水温等 (取值介于 0.01~0.03);

$\vec{V}_{水流}$ ——水体的表面流速, 它与垂线平均流速有一定的关系, 主要取决于流速在垂向的分布, 计算中取: $\vec{V}_{水流} = (1.2\sim 1.3) V_{垂线平均}$ 。

在算得海流、风共生流场的基础上, 再进行 Lagrange 无质量标记点运动轨迹追踪计算。Lagrange 质点追踪计算是研究污染物排放后, 长历时地随海流游荡的最终去向, 它是分析排污效果优劣的重要手段之一, 也可对生物的影响评价提供基本资料。

Lagrange 质点追踪计算可描述污染物质随水流在水域中运动的轨迹:

$$\bar{U}_L = [\bar{X}(\bar{x}_0, t+T) - \bar{X}(\bar{x}_0, t_0)]/T = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} U_L(\bar{x}_0, t) dt$$

点位代表油膜中心位置, 计算公式为:

$$X_i(t_N) = X_i(t_{N-1}) \int_{t_{N-1}}^{t_N} \{U_e[X_i(t_{N-1}), t] + \int_{t_{N-1}}^{t_N} U_e[X_i(t_{n-1}), t'] dt'\} \\ \cdot \nabla U_e[X_i(t_{N-1}), t] dt$$

式中: $U_e(x, y, t)$ ——欧拉流速, 下脚标 i 为无质量标记点点号, 其初始位置为 (X_i, t_0) ;

t ——时刻; N ——时步; ∇ ——梯度算子。

利用三节点等参数三角元面积坐标, 易于求得新点位的插值流速。最终可求得不同时刻溢油油膜中心位置。

② 油膜扩散直径和扩散面积的计算

建设工程项目发生的燃料油泄漏事故, 模拟石油类的泄漏过程, 大体上可分为 3 个阶段, 即:

A.浮射流阶段;

B.溢油控制阶段;

C.溢油漂移、输运、扩散阶段。

根据数学模型得出不同时刻溢油油膜中心位置后，再按 P.C.Blokker 提出的油膜扩散直径的经验计算公式，进一步预测油膜的扩散范围：

$$D_t^3 - D_0^3 = \frac{24}{\pi} k(d_w - d_0) \frac{d_0}{d_w} V_0 t$$

式中： t ——时间， min；

D_t, D_0 ——分别为油膜在 t 时刻扩散的直径和初始直径， m；

k ——系数；

d_w, d_0 ——分别为水和燃料油的比重；

V_0 ——计算泄漏燃料油量， m^3 。

(3) 油粒子法

油粒子法，顾名思义就是将连续的溢油离散成许多粒子，对这些粒子在欧拉流场下进行追踪。在计算过程中，每个粒子将被赋予一定的属性，比如位置、粘度、密度、抵岸或者悬浮状态等，在模拟结束时，通过计算和分析油粒子的属性来获得对溢油事件的定量或者定性描述。“油粒子法”的提出，突破了以对流扩散为主的传统方法，并且避免在数值计算过程中的“数值振荡”，是溢油模式更新换代的转折点。

计算中油粒子的数目对计算结果精度的影响是非常明显的。为了模拟湍动扩散效应，必须采用大量的油粒子以获得较为准确的结果。一般来说，精度随着粒子数目的平方根的变化而变化。

油粒子的数目主要由以下几个因素决定：

- ① 模拟时间的长短；
- ② 粒子扩展尺度的期望值；
- ③ 用于统计油粒子数的网格空间不长；
- ④ 溢油量；
- ⑤ 垂向分层情况；
- ⑥ 计算域的最小水深。

从更深的意义上来说，持续排放所采用的粒子数会比瞬时排放的多。

模拟的精度一般采用最小浓度（厚度）来表示，该浓度（厚度）由单个粒子在一个计算网格单元表征。最小浓度为单个粒子的质量除以其所处的网格的体积，其计算式表示如下：

$$C_{\min} = \frac{m_{particle}}{A_{cell} \times h_{layer}} = \frac{M_{total}}{N_{total} \times A_{cell} \times h_{layer}}$$

式中： C_{\min} ——最小浓度；

$m_{particle}$ ——每个油粒子的体积；

A_{cell} ——网格单元的面积；

h_{layer} ——局部水层的厚度。

6.12.7.2 预测参数设置

(1) 溢油事故位置

根据前述章节，本工程所在的3号台、5号台、8号台均位于海堤内侧的滩涂区域，事故情况下溢油直接入海的可能性很低，本次预测考虑溢油进入附近卤水渠后，通过卤水渠排入广利河河口，导致海洋环境污染的情况。因此将溢油点设置在广利河河口位置。

(2) 溢油事故源强

根据前述分析，储油罐火灾、爆炸事故溢油为最大可信事故，溢油量取单个储油罐最大储油量40t。

(3) 事故环境条件

根据工程附近气象站的风场气象资料，对工程海域气象特征进行统计分析。常风向为SSE，发生概率为14%。

按照相关要求，在对工程附近气象站的历史风场资料分析的基础上，选择SSE（主频风）、WSW（不利风）以及静风条件作为本次溢油事故模拟的特征风场，各溢油点对应的不利风向见表6.12-11。其中，常风向对应的风速以平均风速考量；不利风向的选择则以尽可能多地危害敏感目标为依据，其风速值则选取该风向下的历史风速最大值。

事故模拟情景及参数表

表 6.12-11

源强信息	潮时	高、低潮
	泄漏量	40t

	泄漏点	5、8号台溢油通过卤水渠进入广利河口
气象海况条件	不利风向	WSW
	风速	17.0m/s
	定常风向	SSE
	风速	4.3m/s
	静风	静风
	风速	0.0m/s
	平均温度	15.0℃
过程参数	风偏向角	10°
	风应力系数	0.03

海上溢油的运动及变化受其物理、化学和生物等过程的影响，而这些过程又与油类的性质、海洋水动力环境及海洋气象环境等密切相关。溢油事故发生后，溢油应急部门将会迅速采取应急措施，从保守角度考虑以及为溢油应急部门的溢油应急提供技术依据，本报告预测了不同工况条件下发生的溢油事件在 48h 内溢油的时空分布变化情况。

6.12.7.3 预测结果

(1) 高潮时溢油

① 高潮时 SSE 风向下溢油

如图 6.12-4 所示，溢油发生后，主体部分溢油在落潮潮流和 SSE 风的共同作用下 1 小时可抵岸；在接下来的时间内其他部分溢油可朝内河上游方向移动，对内河岸线造成污染。从图中可以看出，溢油不会对海域敏感目标造成污染。

② 高潮时 WSW 风向下溢油

如图 6.12-5 所示，在 WSW 风的主导作用下，溢油径直朝东北方向运动；约 7 小时时，溢油可抵达莱州湾国家级水产种质资源保护区核心区内，11 小时时抵达该保护区实验区内；12 小时时溢油可抵达东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区，并在该区运动近 10 小时后又进入莱州湾国家级水产种质资源保护区实验区内。溢油在强风的拖曳力作用下移动速度可达 0.54m/s。溢油 32 小时可逸出东部评价区域。

③ 高潮时静风条件下溢油

从显示的溢油轨迹及扫海范围图可以看出，静风时的油膜运动轨迹整体上在溢油发生点周围 6.5km 的范围内往复运动。潮流的往复特性在溢油的运动轨迹上体现地较为明显。从图 6.12-6 中可以看出，溢油不会对海洋环境敏感目标造成影响。

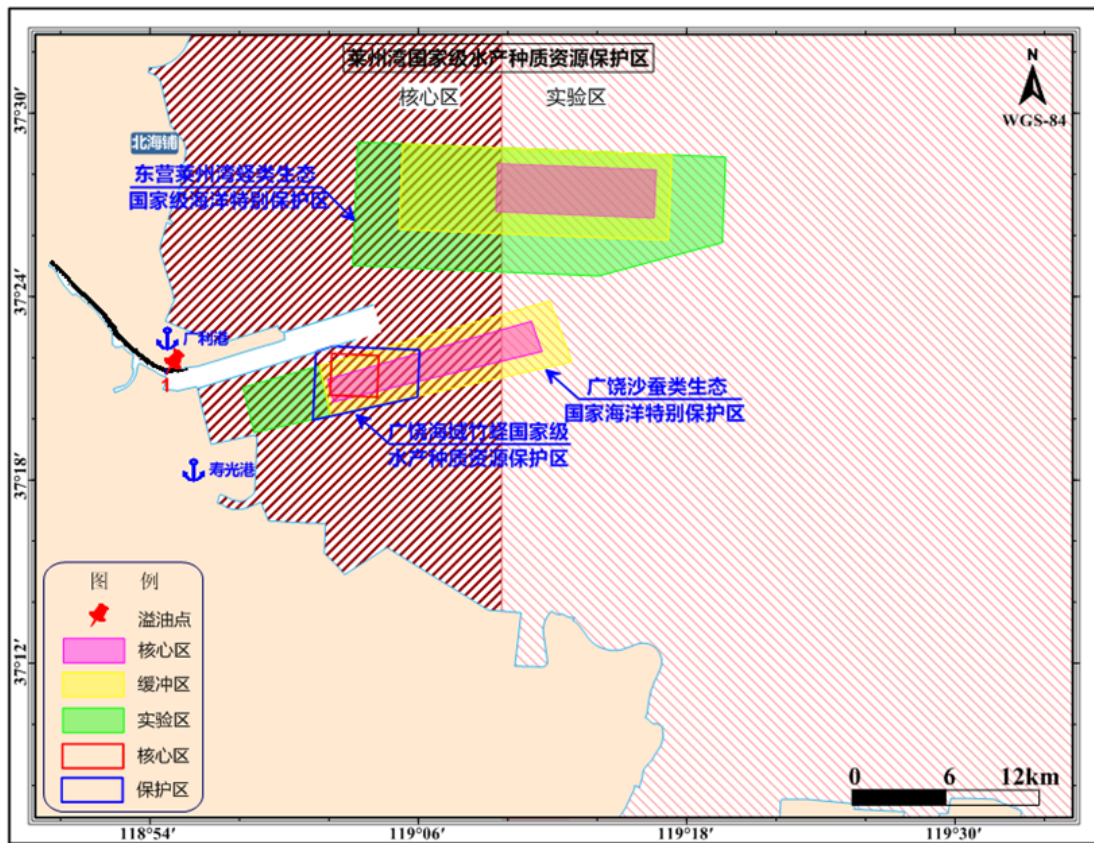


图 6.12-4 八面河油田 SSE 高潮时溢油轨迹

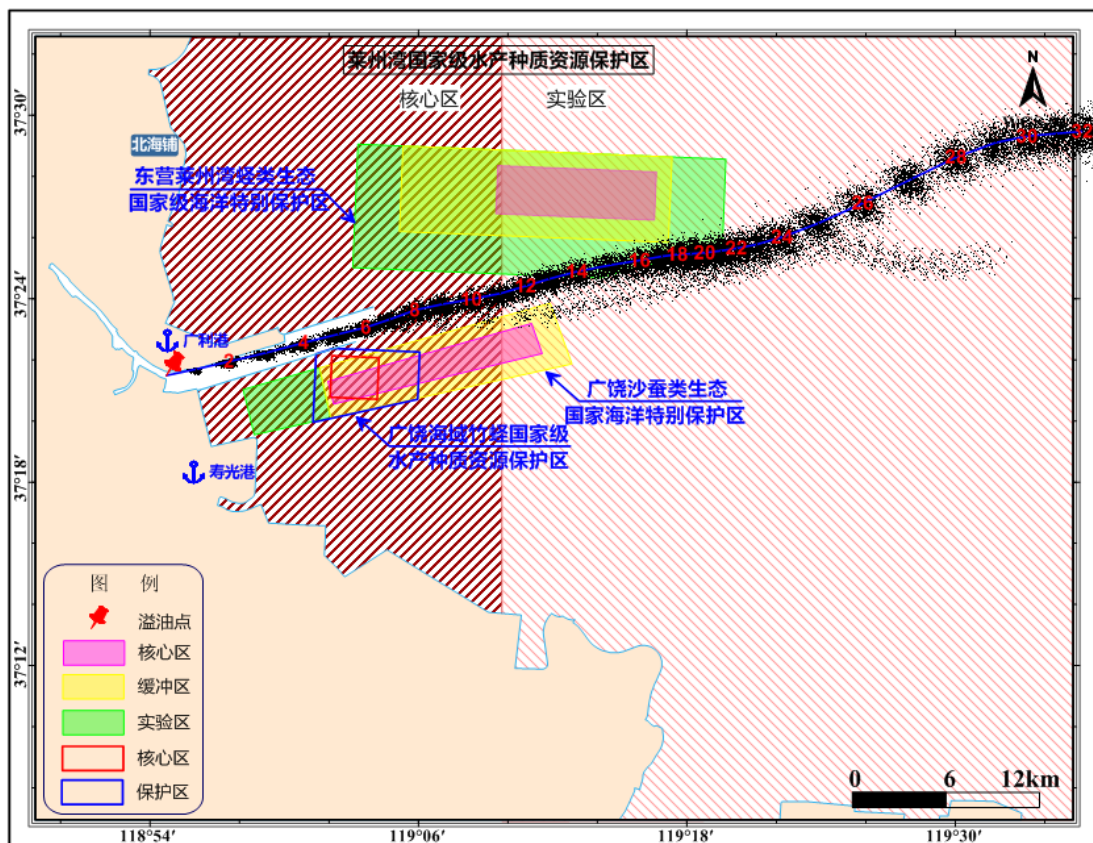


图 6.12-5 八面河油田 WSW（不利风向）高潮时溢油轨迹

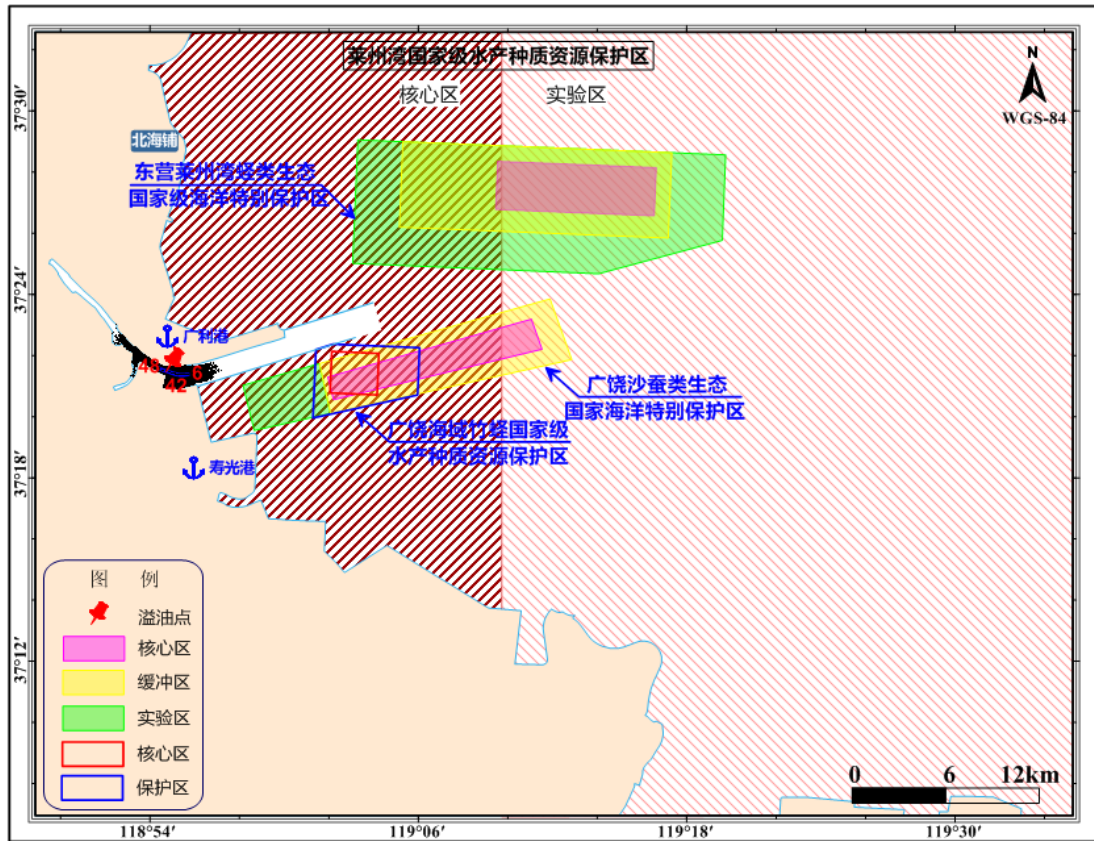


图 6.12-6 八面河油田静风高潮时溢油轨迹

(2) 低潮时溢油

① 低潮时 SSE 风向下溢油

如图 6.12-7 所示，溢油发生后，主体部分溢油在涨潮潮流和 SSE 风的共同作用下 1 小时可抵岸；在接下来的时间内其他部分溢油可朝内河上游方向移动，对内河岸线造成污染，造成污染的内河岸线可达 10km。从图中可以看出，溢油不会对海域敏感目标造成污染。

② 低潮时 WSW 风向下溢油

如图 6.12-8 所示，在 WSW 风的主导作用下，溢油径直朝东北方向运动；约 7 小时，溢油可抵达莱州湾国家级水产种质资源保护区核心区内，12 小时时抵达该保护区实验区内；14 小时时溢油可抵达东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区实验区并在该区运动近 6 小时后复又进入莱州湾国家级水产种质资源保护区实验区内。溢油在强风的拖曳力作用下移动速度可达 0.52m/s。溢油 32 小时时可逸出东部评价区域。

③ 低潮时静风条件下溢油

从显示的溢油轨迹及扫海范围图可以看出，静风时的油膜运动轨迹整体上在溢油发生点所在的内河上游 6.2km 的范围内运动。潮流的往复特性在溢油的运动轨迹上体现地较为明显。

从图 6.12-9 中可以看出,溢油不会对海洋环境敏感目标造成影响,但可对内河岸线造成影响,受影响的内河岸线长度约为 6.1km。

大部分工况下的溢油事故的油膜厚度随时间的减小而减小, 主要由于油膜扩散面积的增加以及油量减少所致; 小部分油膜厚度可能会有先减小后增加的现象, 可能的原因为抵岸使得局部油膜重叠, 扩展面积减小。

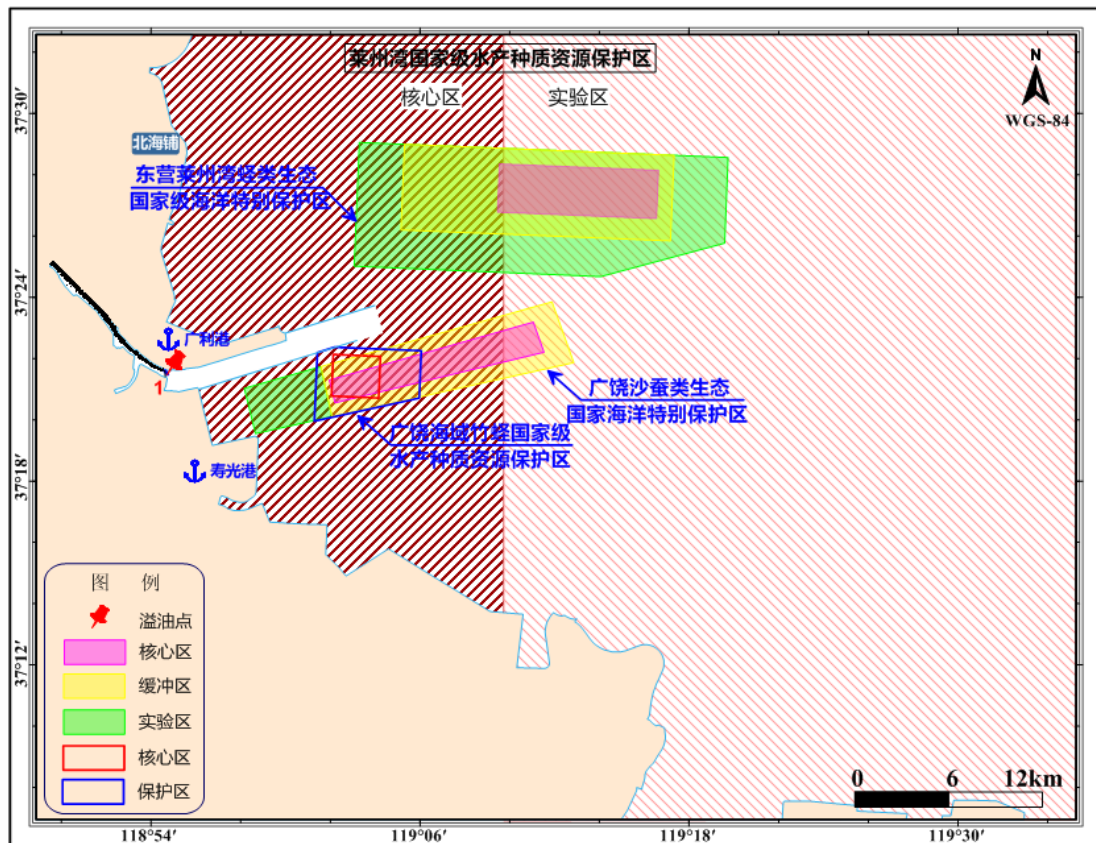


图 6.12-7 八面河油田 SSE 低潮时溢油轨迹

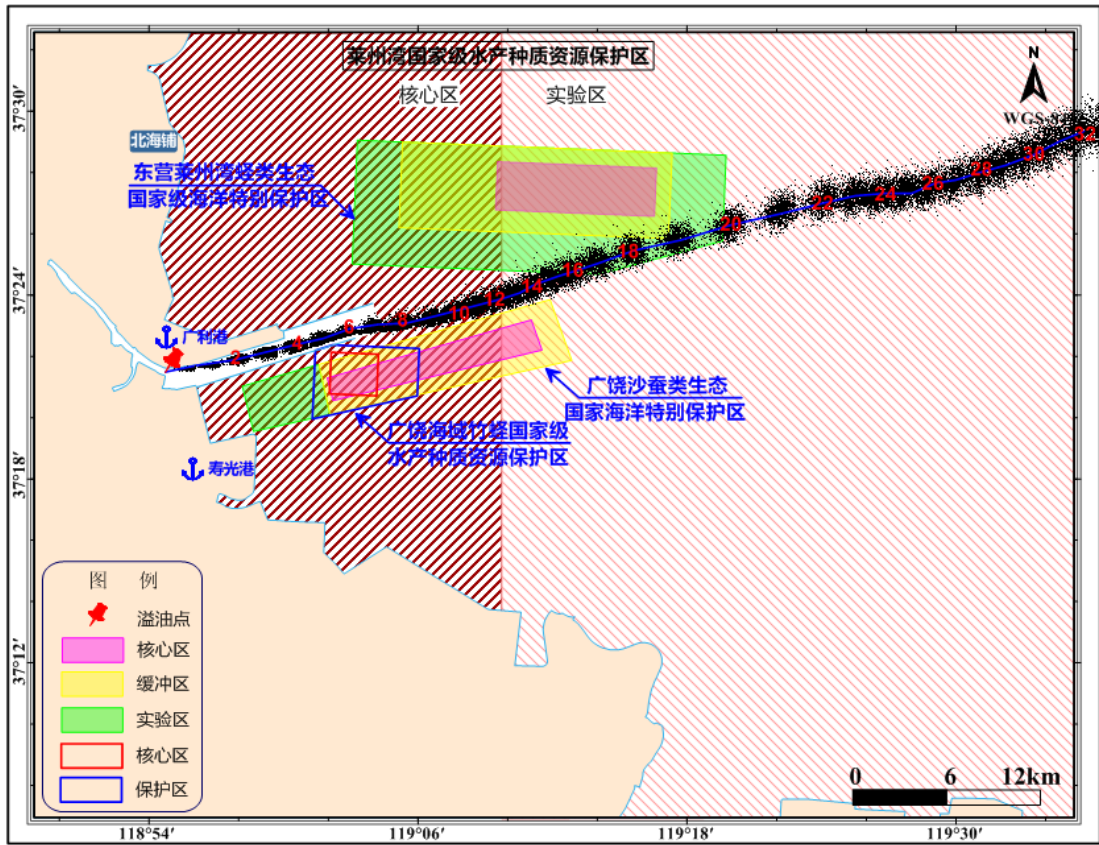
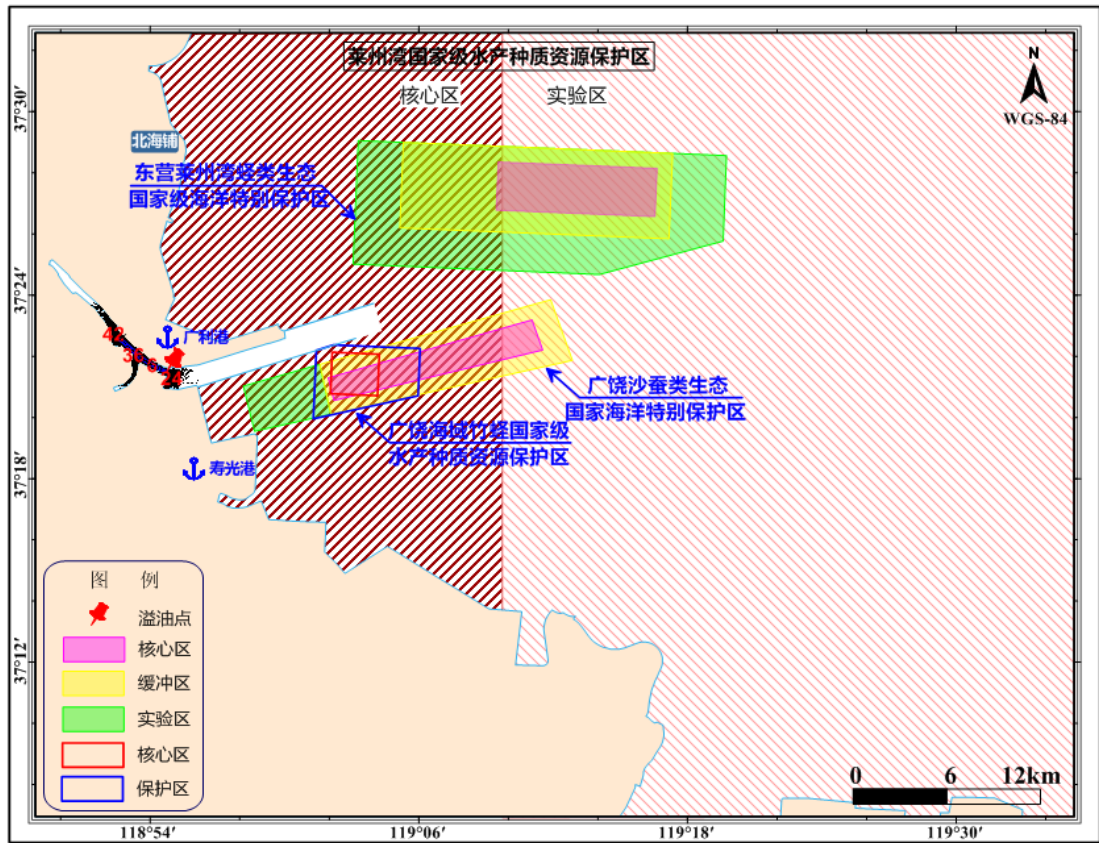


图 6.12-8 八面河油田 WSW（不利风向）低潮时航道溢油轨迹



6.12-9 八面河油田静风低潮时溢油轨迹

溢油残油量和扫海面积随时间的变化（高潮时）

表 6.12-12

时间 (h)	静风			SSE (主频风)			WSW (不利风向)			
	残油量 (T)	扫海面积 (km ²)	油膜厚度 (um)	残油量 (T)	扫海面积 (km ²)	油膜厚度 (um)	残油量 (t)	扫海面积 (km ²)	油膜厚度 (um)	
高潮时	0	30.60	0	0	30.60	0	0	30.60	0	0
	1	27.04	0.60	76.83	25.97	0.42	167.71	23.86	1.32	78.84
	2	25.13	1.17	35.41	24.95	0.54	246.06	21.84	3.08	27.50
	4	22.84	2.36	12.85	23.59	0.65	95.58	18.89	8.01	6.17
	6	21.25	3.17	7.51	22.50	0.74	58.83	16.76	13.14	3.13
	8	20.24	3.35	7.15	21.63	0.94	31.41	15.40	18.69	2.49
	10	19.52	3.62	6.72	20.74	1.14	20.86	14.32	26.68	1.87
	12	18.95	3.73	6.04	20.07	1.37	17.49	13.44	35.39	1.66
	14	18.50	3.82	5.76	19.48	1.71	13.40	12.68	44.50	1.38
	16	18.11	3.93	5.64	18.95	1.91	11.80	12.03	55.84	1.21
	18	17.78	4.14	5.16	18.51	2.31	9.31	11.46	63.83	1.14
	20	17.48	4.97	4.57	18.07	3.08	7.38	10.96	70.49	0.99
	22	17.18	5.73	3.94	17.64	3.84	5.77	10.52	78.79	0.87
	24	16.91	6.05	3.88	17.28	4.07	5.51	10.13	90.67	0.82
	26	16.67	6.16	3.63	16.94	4.23	4.71	9.78	114.33	0.70
	28	16.44	6.77	3.21	16.63	4.47	3.95	9.44	145.87	0.65
	30	16.23	7.20	3.03	16.35	4.68	3.96	9.14	173.18	0.59
	32	16.04	7.24	3.13	16.10	4.83	3.97	8.87	193.90	0.53
	34	15.87	7.26	3.05	15.88	4.92	3.58	——	——	——
	36	15.73	7.31	3.07	15.69	4.99	3.42	——	——	——
38	15.59	7.35	2.91	15.51	4.99	3.50	——	——	——	
40	15.46	7.35	2.89	15.35	5.06	3.58	——	——	——	
42	15.35	7.35	3.14	15.20	5.13	3.31	——	——	——	
44	15.25	7.62	2.81	15.07	5.28	3.18	——	——	——	
46	15.14	7.96	2.57	14.96	5.35	3.69	——	——	——	
48	15.04	8.28	2.55	14.86	5.40	3.66	——	——	——	

备注：“——”表示该工况下该时刻主体油膜抵岸或飘出计算域，因此无值。

溢油残油量和扫海面积随时间的变化（低潮时）

表 6.12-13

时间 (h)	静风			SSE (主频风)			WSW (不利风向)			
	残油量 (T)	扫海面积 (km ²)	油膜厚度 (um)	残油量 (T)	扫海面积 (km ²)	油膜厚度 (um)	残油量 (T)	扫海面积 (km ²)	油膜厚度 (um)	
低潮时	0	30.60	0	0	30.60	0	0	30.60	0	0
	1	27.35	0.54	107.93	26.10	0.56	161.19	24.38	0.87	101.89
	2	25.70	0.81	58.49	24.42	0.81	80.29	22.26	1.77	37.64
	4	23.86	1.03	34.52	22.46	1.14	32.50	19.56	5.35	11.32
	6	22.70	1.10	22.83	21.24	1.35	23.14	17.99	9.40	6.92
	8	21.88	1.46	17.88	20.35	1.82	14.78	17.05	13.38	6.02
	10	21.26	1.46	15.44	19.71	2.09	14.32	16.17	20.09	4.15
	12	20.75	1.62	15.95	19.17	2.54	13.19	15.41	26.01	3.15
	14	20.34	2.34	13.29	18.70	3.10	11.64	14.75	32.15	2.84
	16	19.90	3.15	9.64	18.30	3.82	11.96	14.17	39.39	2.38
	18	19.50	3.39	7.96	18.00	4.18	12.38	13.68	49.16	2.21
	20	19.12	3.57	7.14	17.72	4.45	9.65	13.23	65.22	1.88
	22	18.78	3.82	5.99	17.48	4.63	9.94	12.83	85.47	1.71
	24	18.45	4.56	5.74	17.25	4.65	9.81	12.48	101.51	1.61
	26	18.17	4.63	5.05	17.05	4.78	9.69	12.17	113.23	1.52
	28	17.91	4.74	4.98	16.89	4.80	9.20	11.89	125.51	1.43
	30	17.69	4.86	4.36	16.74	4.81	9.51	11.64	137.55	1.31
	32	17.48	4.90	4.76	16.61	4.83	9.87	11.40	150.01	1.13
	34	17.30	4.92	4.43	16.48	4.86	9.79	11.18	166.25	1.04
	36	17.13	5.06	4.39	16.37	4.87	9.30	10.97	182.63	1.02
38	16.98	5.55	3.83	16.27	4.89	9.25	10.78	198.71	0.93	
40	16.81	6.21	3.18	16.18	4.91	12.44	10.61	213.67	0.89	
42	16.64	6.52	3.30	16.11	4.92	15.05	10.44	229.02	0.85	
44	16.50	6.61	3.08	16.06	4.94	16.15	10.29	251.63	0.81	
46	16.36	6.97	3.05	16.02	4.96	17.45	10.14	280.35	0.75	
48	16.24	7.44	3.03	15.97	4.99	18.98	10.01	307.80	0.74	

备注：“—”表示该工况下该时刻主体油膜抵岸或飘出计算域，因此无值。

抵达环境敏感区的时间

表 6.12-14

预测工况		莱州湾国家级水产种质资源保护区（实验区）	莱州湾国家级水产种质资源保护区（核心区）	广饶沙蚕类国家级海洋特别保护区	广饶海域竹蛭国家级水产种质资源保护区	莱州湾单环刺螠近江牡蛎国家级水产种质资源保护区	东营莱州湾蛭类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	山东东营黄河河口生态国家级海洋特别保护区	岸线
高潮时溢油	静风	/	/	/	/	/	/	/	/	1.5h
	主频风 SSE	/	/	/	/	/	/	/	/	1h
	不利风 WSW	11h	7h	/	/	/	12h	/	/	/
低潮时溢油	静风	/	/	/	/	/	/	/	/	1.5h
	主频风 SSE	/	/	/	/	/	/	/	/	1h
	不利风 WSW	12h	7h	/	/	/	14h	/	/	/
最短抵达时间		11h	7h	/	/	/	12h	/	/	1h

7 环境保护对策措施

7.1 施工期污染防治措施

7.1.1 施工期废水污染防治措施

钻井过程中废水排入井场泥浆罐，其中 10% 上清液外运至钻井作业废液处理站进行处理，剩余钻井废水与废弃泥浆委托综合利用单位进行综合利用。

管道试压废水采用沉淀处理后回用于现场施工。工程在施工场地设置临时旱厕，由当地农民清掏用作农肥。

7.1.2 施工期废气污染防治措施

根据《山东省扬尘污染防治管理办法》可知，工程施工单位应当建立扬尘污染防治责任制，采取遮盖、围挡、密闭、喷洒、冲洗、绿化等防尘措施，施工工地内车行道路应当采取硬化等降尘措施，裸露地面应当铺设礁渣、细石或者其他功能相当的材料，或者采取覆盖防尘布或者防尘网等措施，保持施工场所和周围环境的清洁。进行管线和道路施工除符合前款规定外，还应当对回填的沟槽，采取洒水、覆盖等措施，防止扬尘污染。

另外施工期选择技术先进的动力机械设备，主要是优良发动机；柴油选择国 V 标准柴油。

7.1.3 施工期固废污染防治措施

工程油层段钻井泥浆和钻屑建议进行危废鉴定，若属于危废委托有资质单位处置；若属于一般固废，则委托综合利用单位进行处置。非油层段钻井泥浆和钻屑委托综合利用单位进行处置。

综合利用单位对钻井泥浆和钻屑进行综合利用。从钻井废弃物中分离出的岩屑被清洗干净后可作为混凝土骨料加以利用；清洗岩屑产生的泥浆水经加药、脱稳、絮凝、固液分离后形成泥饼，可与粘土或页岩按比例掺和用来烧砖；分离出的滤液水经过脱稳、絮凝、气浮、氧化和吸附过滤等预处理工艺，去除主要污染物，可用于油田回注或达标排放；污水经污水处理系统处理后达标排放。

项目产生的建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设，剩余废料拉运至环卫部门指定的地点集中填埋处置。生活垃圾由环卫部门进行清运。

7.1.4 施工期噪声污染防治措施

合理制定施工计划，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。施工期间噪声交通运输尽量减少夜间运输量，限制大型车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排路线。

7.2 运营期污染防治措施

7.2.1 运营期废水污染防治措施

7.2.1.1 采油废水处理措施及可行性分析

(1) 依托处理措施

工程采油废水依托现有的南块接转站、联合站的污水处理系统处理。目前各站的污水处理工艺均为“重力沉降+压力过滤”。接转站和联合站污水处理工艺流程见图 7.2-1、图 7.2-2。经接转站和联合站处理后含油废水回注于注水井。

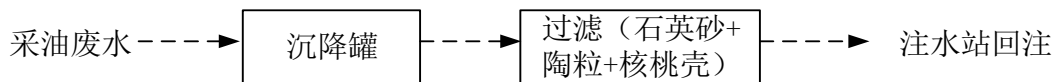


图 7.2-1 南块接转站污水处理工艺

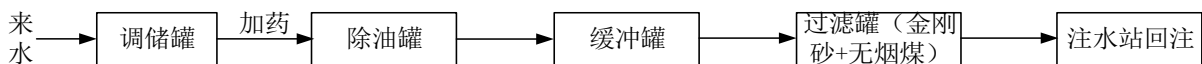


图 7.2-2 联合站污水处理工艺

(2) 依托可行性分析

南块接转站和联合站含油废水处理工艺较为成熟且运行稳定，采用多次沉降+多级过滤工艺对含油废水进行处理，南块接转站和联合站的废水处理系统出水水质见表 2.1-11 和表 2.1-12。由此可知，南块接转站和联合站污水出水水质各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

根据表 2.1-23 可知，工程含油废水量小于南块接转站和联合站废水处理系统的余量，因此工程依托南块接转站和联合站进行含油废水处理具有可行性。

7.2.1.2 井下作业废水处理措施及可行性分析

工程井下作业废水送至角四接转站处理后回注于井下。角四接转站污水处理系统，主要处理对象为含油生产污水，井下作业废水主要污染物为烃类，与采油废水性质类似，且井下作业废水排放量相比较远小于采油废水量。因此角四接转站污水处理系统可有效处理井下作业废水，井下作业废水排入角四接转站污水处理系统具有一定的可行性。

7.2.2 运营期废气污染防治措施

工程废气主要为采油井井口、计量间、装卸车等其他油气集输、处理过程中产生少量的烃类，采油井的井口加强密闭性，在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。另外要求企业保持拉油行车路面的清洁，减少扬尘的产生。

7.2.3 运营期固废污染防治措施

油泥砂是在油田生产活动中产生的，项目油泥砂主要来源于原油集输，油品中的少量机械杂质、沙粒、泥土、重金属盐类以及沥青质等重油性组分。油泥砂属于《国家危险废物名录》中列出的危险废物（废物类别：HW08，废物代码：071-001-08，废物名称：石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险特性：T，I）。

7.2.3.1 固废收集及依托暂存措施及可行性分析

(1) 固废收集及依托暂存措施

油泥沙属于危险废物，对于危险固废，在厂内暂存期间，企业应该严格按照《危险废物储存污染控制标准》(GB18597-2001)建造专用的危险废物暂存场所，将危险废物分类转入容器内，并粘贴危险废物标签，并做好相应的纪录。对相应的暂存场应建设基础防渗设施、防风、防雨、防晒并配备照明设施等，并与厂区内其他生产单元、办公生活区严格区分、单独隔离。

固体废弃物在储存的过程中应妥善保管，并有专人管理。要设置足够容积的临时堆场。堆放场所应做水泥地面。对危险废物的转移处理须严格按照国家环保总局第5号令《危险废物转移联单管理办法》执行。本工程油泥砂将依托清河采油厂北块接转站油泥砂贮存池进行暂存。

(2) 委托暂存可行性分析

根据第2.1.4.4章节分析可知，工程依托的油泥砂贮存池符合要求，且现状油泥砂按照危险废物进行收集、暂存和转移。工程油泥砂年产生量仅为25.09t，因此工程油泥砂暂存于清河采油厂北块接转站油泥砂贮存池内具有可行性。

7.2.3.2 运输过程的污染防治措施

本项目产生的油泥砂委托有资质的单位进行处置，按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025)，本报告对于危险废物的收集和转运过程中提出以下要求：

(1) 危险废物的收集应执行操作规程，内容包括使用范围、操作程序和方法、专用

设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等；

(2) 危险废物收集作业人员应根据工作需要配置必须的个人防护装备；

(3) 在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防泄漏等其他防治污染环境的措施；

(4) 危险废物的收集应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确认包装形式，具体包装应符合如下要求：

① 包装材质要与危险废物相容；

② 性质不相容的危险废物不应混合包装；

③ 危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗防漏要求；

④ 包装好的危险废物应设置相应的标签，标签信息应填写完整；

(5) 危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。

7.2.3.3 固废处置措施

工程油泥沙委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置，该公司采用焚烧方式处置油泥砂，具体处理工艺见图 2.1-14。

7.2.4 运营期噪声污染防治措施

运营期井场噪声主要来自抽油机、注水泵房、井下作业设备等。工程对注水泵房设置隔声间（3号台和8号台各一个），另外通过加强对抽油机的维护、减少作业次数，可大大减少运营期噪声对周边环境的影响。

7.2.5 运营期地下水污染防治措施

(1) 防渗原则

依据《地下工程防水技术规范》(GB50108—2008)、《石油化工企业防渗设计通则》A/SY1303-2010 的要求，地下水污染防治措施按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

① 源头控制措施

主要包括在工艺、管道、设备及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；管线敷设尽量采用“可视化”原则，即管道尽可能地上或架空敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少由于埋地管道泄漏而造成的地下水污染。

② 末端控制措施

主要包括各采油平台污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至污水处理站处理；末端控制采取分区防渗，重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区防渗措施有区别的防渗原则。

③ 污染监控体系

实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。

④ 应急响应措施

包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

(2) 防治措施

本工程地下水防渗主要对象为采油平台上的高架罐，为重点污染防治区。

依据《石油化工防渗工程技术规范》(GB/T50934-2013)，污染防治区地下水防渗工程的设计应符合下列规定：

① 污染防治区应设置防渗层，防渗层的设计使用年限不应低于其主体的设计使用年限；重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能；

② 防渗层可由单一或多种防渗材料组成；

③ 干燥气候条件下，不应采用钠基膨润土防水毯防渗层；

④ 污染防治区地面应坡向排水口或排水沟；

⑤ 当污染物有腐蚀性时，防渗材料应具有耐腐蚀性能或采取防腐蚀措施。

在项目设计阶段，建设单位应委托设计单位依据《石油化工防渗工程技术规范》(GB/T50934-2013)对本项目的装置区和各类构筑物的各组成部分进行具体判定和详细设计，选用合适的防渗材料，并满足规范中相应的防渗设计要求。

7.3 海洋生态保护与修复

《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书》已针对本项目所在的区域提出了生态补偿措施，本阶段是在原有平台上进行开发，不占用新的海域，不会造成新的生态损失，本项目不再考虑生态补偿和修复。

7.4 清洁生产和总量控制

7.4.1 清洁生产分析

7.4.1.1 建设项目清洁生产措施

(1) 建设期采用的清洁生产措施

① 采用环保型天然聚合物钻井液

钻井用泥浆（钻井液）可分为油基钻井液、水基钻井液和混油钻井液。本工程钻井作业过程中，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，从源头上避免对环境损害。同时，钻井油层段水基钻井液、钻井油层段钻屑、非钻井油层段水基钻井液、钻井非油层段钻屑全部进行合理处置，避免对海洋生态环境造成影响。

② 钻井液循环使用

在油田开发钻井过程中，水基钻井液循环使用。研究表明，环保型天然聚合物水基钻井液性能优越，抗杂质污染性能良好，钻井液使用寿命长。水基钻井液循环使用可有效减少钻井液的使用量。

③ 执行严格的日常管理制度

对于钻井、安装、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。本项目在建设阶段，选用了无毒或低毒的水基钻井液并循环使用，建设过程中严格执行相关法律法规，减少污染物的排放，达到了清洁生产的目的。

(2) 运营期采用的清洁生产措施

① 含油废水的回用

工程产生的含油废水主要为采油废水和井下作业废水，均经污水处理站处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中推荐水质标准后回注。减少了废水的外排。

② 伴生气送至其他接转站作为燃料

工程伴生气经脱水后，送至其他接转站供锅炉使用，采用天然气作为燃料比采用其它燃料大大减少了大气污染物的排放。

③ 现场管理的清洁生产措施

在原油生产过程中，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。污染物排放均按国家有关规定填写登记表。定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。

7.4.1.2 清洁生产水平分析

我国目前还未正式发布海洋石油开采行业的清洁生产技术要求，本工程清洁生产指标分析借鉴《清洁生产技术要求石油天然气开采业-稠油开采（征求意见稿）》部分指标进行分析，本工程清洁生产指标分析见表 7.4-1。

本工程有五项指标达到一级，六项指标达到二级，因此本工程总体清洁生产水平为二级，达到了“国内同行业清洁生产水平”。因此从清洁生产角度分析，本工程可行。

石油天然气开采业-稠油开采清洁生产技术要求内容

表 7.4-1

清洁生产指标等级	一级	二级	三级	本工程情况	工程等级
一、生产工艺与装备要求					
1.使用的钻井液	可生物降解的钻井液	水基钻井液	油基钻井液	工程采用水基钻井液	二级
2.井控装置	具备	具备	具备	具备	一级
3.防止井场落地原油产生的措施	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施	具备落地原油回收措施	阀门和连接处均为密封，井场地面硬化和设有开式排放系统回收落地原油	一级
4.原油集输流程	密闭，并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭	密闭	二级
二、资源能源利用指标					
1.采油耗新鲜水，t/t 原油	≤3.0	≤5.0	≤7.0	工程回注水由采油废水处理提供，不足由其他井场的采出水进行调配，基本无新鲜水消耗	一级
2.采油综合能耗，kg 标煤/t 采出液	≤20	≤60	≤130	采油综合能耗约 40kgce/t	二级
三、污染物产生指标(末端处理前)					
1.钻井废水，t/100m 进尺	≤10	≤30	≤70	8	一级
2.钻井废弃泥浆，t/100m 进尺	≤1.0	≤2.0	≤6.0	1.98	二级
3.落地原油，kg/t 原油	≤1.0	≤2.0	≤5.0	/	/
四、废物回收利用指标					
1.采油废水回用率，%	≥95	≥70	≥40	采油废水处理全部回注地层	一级
2.钻井泥浆循环率，%	≥95	≥80	≥50	水基泥浆循环使用率为 80%	二级

五、环境管理要求					
1.生产管理	对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理，考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理，考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理	能源资源消耗实行定额管理，考核机制健全	二级
2.环境管理制度	通过 ISO14001 环境管理体系认证	建立并运行健康、安全和环境(HSE)管理体系	环境管理制度完善、原始记录及统计数据齐全	建立并运行 HSE 管理体系	二级

7.4.1.3 持续清洁生产建议

(1) 建立和完善清洁生产组织

清洁生产既是一个动态、相对的概念，也是一个连续的过程。因而需要有一个固定的机构、稳定的工作人员来组织和协调这方面的工作，以巩固已取得的清洁生产成果，并使清洁生产工作持续地开展下去。建立和完善清洁生产组织具体要做到：

① 明确任务：清洁生产组织机构的任务有以下四个方面：一是组织协调并监督实施本次审核提出的清洁生产方案；二是经常性地组织对组织职工的清洁生产教育和培训；三是选择下一轮清洁生产审核重点，并启动新的清洁生产审核；四是负责清洁生产活动的日常管理。

② 落实归属：企业根据自身的实际情况具体掌握，可考虑以下几种形式：一是单独设立清洁生产办公室，直接归属厂区负责人领导；二是在环保部门中设立或技术部门中设立清洁生产机构；三是在管理部门或技术部门中设立清洁生产机构。不论是以何种形式设立的清洁生产机构，组织的高层领导要有专人直接领导该机构的工作。

③ 确定专人：确定专人负责须有以下能力：一是熟练掌握清洁生产审计知识；二是熟悉企业的环保情况；三是了解企业的生产和技术情况；四是要有较强的工作协调能力；五是要有较强的工作责任心和敬业精神。

(2) 建立和完善清洁生产管理制度

建立和完善清洁生产管理制度包括把审计成果纳入企业的日常管理轨道，建立激励机制和保证稳定的清洁生产资金来源等。

(3) 制定持续清洁生产计划

制定清洁生产计划，使清洁生产有组织、有计划地在企业中进行下去。持续清洁生产计划包括：清洁生产审计工作计划；清洁生产方案的实施计划；清洁生产新技术的研究与开发计划；组织职工的清洁生产培训计划等。

7.4.2 总量控制

根据《“十三五”生态保护规划》可知，污染物总量控制因子为 COD、氨氮、SO₂、NO_x、挥发性有机物（重点地区重点行业）、总氮（重点地区）。本工程无废水外排，无二氧化硫、氮氧化物产生。挥发性有机物主要为非甲烷总烃，工程 15 年运营期非甲烷总烃总产生总量为 1.285t（0.086t/a）。

根据《山东省 2013-2020 年大气污染防治规划》（鲁政发[2013]12 号）中“新建排放二氧

化硫、氮氧化物、工业烟粉尘、挥发性有机物的项目，实现区域污染物排放倍量替代”的要求，本项目需要实行倍量替代。挥发性有机物需从区域内消减 0.172t/a。

7.5 事故防范措施和应急预案

7.5.1 环境风险防范措施

7.5.1.1 设计防范措施

(1) 选址、总图布置

本工程位于广饶县防潮大堤内，5km 范围内无居民；站场总平面布置符合防范事故的要求。

(2) 工艺、自动控制设计安全防范措施

胜利油田采用 SCADA 系统对站场的数据采集、监视、控制、安全保护、计量及运行管理等任务，并通过网络与油库管理系统、消防监控系统通讯。

在可能存在可燃气体泄漏的场所，设置可燃气体探测器，监测可燃气体浓度。

(3) 防雷、防静电接地

油气集输装置均做防雷、防静电接地，接地电阻小于 10Ω ，地下接地网连接成环形。

(4) 消防

油气集输系统采用固定式低倍数泡沫（抗溶性水成膜）灭火系统和固定式消防冷却水系统。

站场设室外消火栓，控制室设手提二氧化碳灭火器，其他场所配置移动式磷酸铵盐干粉灭火器。

7.5.1.2 井喷事故防范措施

(1) 严格执行《关于印发〈中国石化石油与天然气井井控管理规定〉的通知》（中国石化安[2011]907 号）及《关于印发〈胜利石油管理局胜利油田分公司井下作业（滩涂）井控工作细则〉等 4 个规范性文件的通知》（胜油局发[2011] 247 号）等规定。

(2) 修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

7.5.1.3 管线、高架罐泄漏防范措施

为尽量避免管线及设备破裂事故的发生，减轻泄漏事故对环境的影响，应该采取以下的安全环保措施：

(1) 管理措施

① 管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20m~50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线，减少由此可能造成的事故。

② 严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程，在 10m 范围内禁止种植乔木、灌木及其它深根植物。

③ 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

④ 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

(2) 加强防腐措施

① 根据工程设备、容器和埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

② 建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

(3) 加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

① 站内管线配备腐蚀挂片或探针；

② 加强施工质量监督，实行全生命周期负责制。

7.5.1.4 注水风险防范措施

本工程存在注水风险的地在于注水管线。发生突发性事故的诱发因素很多，其中被认为重要的因素有以下两个方面：①超压运行；②管线腐蚀严重。

(1) 超压运行

注水管网超压运行易造成管线穿孔、水体污染等情况，存在较大的安全环保隐患。

控制措施：现对所有注水管线严格按照要求在设计压力下安全运行，严格杜绝出现超压运行的情况。

(2) 管线腐蚀严重

注水管线流程管网、设备由于投产时间较长，由于油田生产的特殊性，以及自然环境（地处滩海）、投资资金、养殖开发等条件的制约，造成大部分管网老化腐蚀严重，穿孔频繁。

控制措施：一是及时对腐蚀严重管线进行更换，二是加强巡检力度，杜绝出现环保安全事故。

7.5.1.5 地质性溢油事故防范措施

针对清河采油厂八面河油田羊 3-6-斜 28 井区地质情况及开发情况，建议采取以下措施防

范溢油。

- (1) 勘探部署尽量避开多组断裂交汇发育带；
- (2) 地质设计中严格控制浅表层泥浆密度；
- (3) 井位论证时，对圈闭附近“通天断层”进行封闭性评价，并对地质风险进行评估；
- (4) 加强地质评价，特别是断裂开闭性研究；
- (5) 加强油藏动态监测，及时跟踪分析油藏动态变化，尤其是注水压力剖面监测；
- (6) 固井施工作业要求严格执行固井方案设计要求，确保水泥返高和封固段质量；
- (7) 永久弃井及临时弃井要严格按国家海洋局永久弃井规定弃井设计与施工；
- (8) 加强施工过程中施工队伍资质认定、实行第三方监理、严格执行相关法规标准；
- (9) 对于套损井严禁超压生产；对于能量较高的油井要按照标准配备井下及井筒控制设备；
- (10) 严禁超压注水。对于个别超压注水井，立即采取酸化、增加射孔密度、降低配注等措施；
- (11) 加强注水水源处理，定期进行注水水质检测，确保注入水质达标。

7.5.2 溢油事故应急处理措施

7.5.2.1 制定应急预案

本工程开发生产期间的海上溢油应急力量由清河采油厂组织并实施。国家海洋局于 2015 年 4 月 3 日发布了《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》，清河采油厂于 2018 年 12 月编制了完成了《胜利油田分公司清河采油厂涉海区块石油开发生产溢油应急计划》，与上述应急预案相衔接，同时按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急预案的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

7.5.2.2 组织机构

本工程石油开发生产期间的海上溢油应急力量由清河采油厂溢油应急指挥中心组成并实施。溢油应急组织机构由清河采油厂溢油应急指挥中心、现场应急指挥部、溢油应急现场执行小组三级组成。生产作业的溢油应急组织机构组成如图 7.5-1 所示。

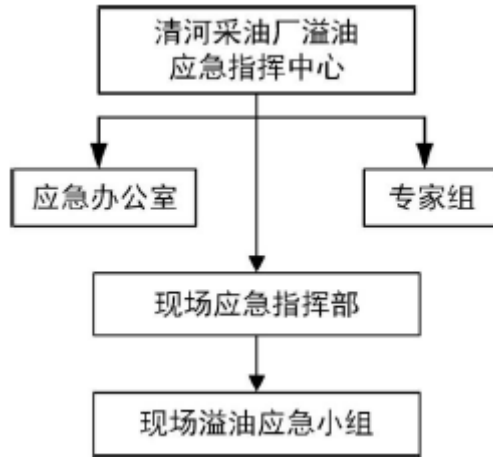


图 7.5-1 溢油应急组织机构框图

7.5.2.3 溢油事故的报告

溢油事故一旦发生，首先应立即切断油源，溢油事故报告程序如图 7.5-2。

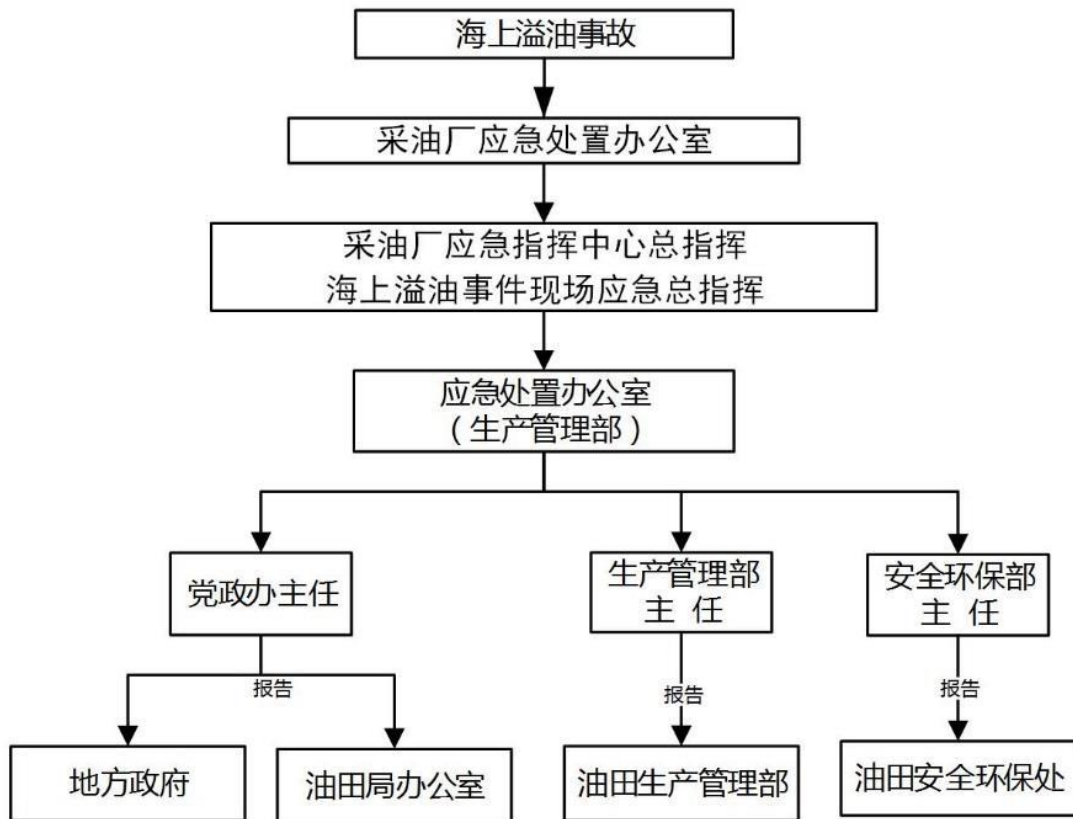


图 7.5-2 溢油事故报告程序图

7.5.2.4 溢油反应程序

溢油事故的应急程序是根据事故类型的大小不同而定。不同规模的溢油需要不同的级别、应急设备和人员。根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四种类型。

- (1)特别重大溢油事故，是指溢油 1000t 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 500t 至 1000t（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 100t 至 500t（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 0.1t 至 100t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》中的溢油事故分类，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。发生特别重大、重大溢油事故后，由国家海洋局分别启动 I 级、II 级应急响应，海区分局组织成立现场指挥部，由国家海洋局统一指挥。同时，国家海洋局报告国家重大海上溢油应急处置部际联席会议，提请启动国家重大海上溢油应急处置预案。发生较大、一般溢油事故后，国家海洋局海区分局分别启动 III 级、IV 级应急响应，负责分局溢油应急响应工作的组织、指挥、实施及信息发布等工作。

7.5.2.5 海上溢油的处理

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 2m；其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

海上溢油的处理效果除了由溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢油时，应迅速分析判断溢油的性质组分等，然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当调用合适的应急力量参与应急反应行动。

(1) 围栏法

油溢到水面后，在自身重力和风、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。

正规的围油栏在构造上分为浮体、垂帘和重物三部分。浮体部分浮在水面，防止浮油越

过；垂帘位于浮体下面，形成围栏，防止油从下面溢走；重物垂在垂帘下而，使其保持垂直稳定。在较平静的水域正确使用围油栏，能够有效地防止浮油进一步扩散。但在有波浪的情况下，当浪头涌起的时候，浮油可能被冲过围油栏，使收集在围油栏内的浮油被冲走，当风浪很大时，用锚定位的围油栏常常会没入水中。不管何种形式的围油栏，都要靠机械方法来回收栏内的浮油，且最终回收的油水，都需采取进一步分离措施并且要防止产生火灾或爆炸的危险。

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 两船拖带之“J”型

需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于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；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要200m~400m。从主拖船至J形底部之间围油栏的长度为20m~40m，撇油器放置在J形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10m~20m），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向辅拖船发出指令，辅拖船应注意随时与主拖船保持良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的J型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。

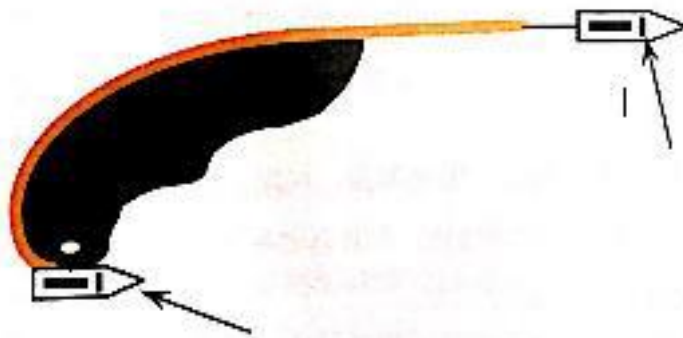


图 7.5-3 “J”型拖带示意图

② 两船拖带之“U”型

U形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于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。此种形式的围扫作业，回收量较大。

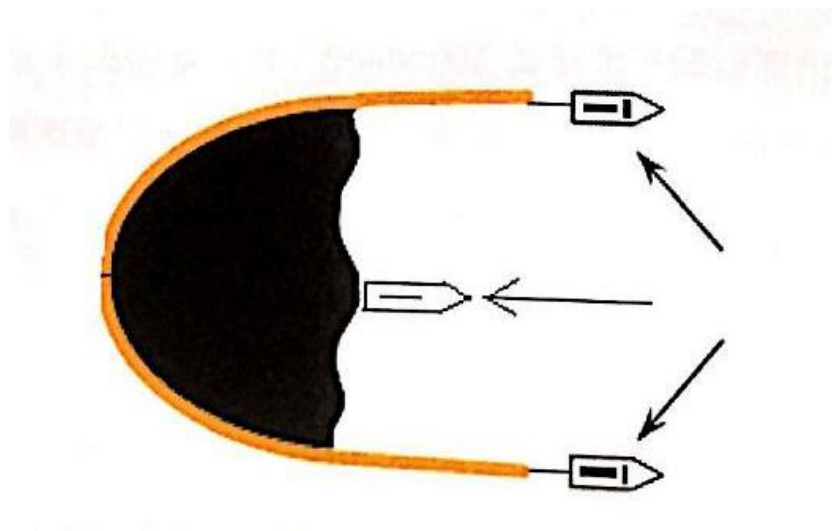


图 7.5-4 “U”型拖带示意图

(2) 吸附法

回收水面浮油，主要采用吸油性能良好的亲油材料。制作吸油材料的原料有高分子材料、无机材料和纤维。对于聚合物用的比较多的是由聚丙烯或聚亚安酯做的人工合成吸收剂。它的抗水性能和亲油性能都很好，但是最大的缺点是用后不能生物降解。作为溢油清洁物质，很多天然吸收剂，如棉花、羊毛、乳草属植物、木丝绵和麦秆等，都已广泛被研究。比起人工吸收剂，这些天然材料都有很好的吸收能力，但是它们也会吸收水分，这在海洋油污使用上是一个缺陷。

胜利油田针对原油的回收以机械回收为主，届时回收船或其它油田的溢油回收设备可被动员到溢油现场，所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定，并就现有设备的有效使用，溢油回收现场责任人应随时保持与胜利油田溢油应急指挥中心的联系。当天气和海况不允许使用机械回收的方法收油，或机械回收完毕后仍有剩余残油时，可考虑采用化学方法处理，即利用经检验合格的消油剂。

7.5.2.6 滩海溢油的处理

滩海溢油应首先使用机械回收。清除油污的措施由溢油的类型及其化学特性、扩散情况、气象等条件而定。根据油的扩散情况、理化特性，采取清污措施。清污力量应尽可能地集中起来。如油污事故阻碍交通堵塞、发生其他事故的危险或妨碍清污作业，应采取适当的措施。如果溢出有毒油类，为了防止第二次灾害，如发生火灾、爆炸和毒气散出等，在清污作业过程中应采取预防措施，如利用毒气探测器检测危险区域和严禁使用明火等。

残余溢油强制消除：水上溢油，用机械或人工方式清除被污染的水草等，用机械方法或人工方式进行铲除受污染的淤泥，吸附冲刷遭污染的岸壁等，在使用上面措施仍难以消除时，可使用化学处理利用少量溢油分散剂对油进行分解，但同时要综合考虑作业条件、气象和水况、自然环境等条件，也可使用现场焚烧法将残余溢油强制消除；使用消油剂时，应按照《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》要求实施。

7.5.2.7 清河采油厂自身溢油应急能力

清河采油厂溢油应急配备情况见表 7.5-1。

清河采油厂溢油应急及其回收设备一览表

表 7.5-1

序号	单位	橡胶围油栏(m)	吸油毡(包)	橡皮艇(艘)	救生衣(套)	双层编织袋(条)
1	服务一区	100	2	2	40	2300
2	服务二区	100	3	2	20	2100
3	服务三区	100	无	无	无	1700

7.5.2.8 外部溢油应急能力

(1) 胜利油田海洋应急中心

为了能以最快的速度应急处理涉海油田突发溢油事故，胜利油田溢油应急指挥中心组成了专业溢油回收队伍，即胜利海洋应急中心，目前胜利海洋应急中心处理溢油的设备比较完善。主要设备见表 7.5-2。

胜利海洋应急中心溢油回收设备一览表

表 7.5-2

序号	物资名称	存放地点	型号及主要性能参数	配套数量
1	船载溢油与垃圾回收模块	胜利 503 船	MS200: 最大收油量 200m ³ /h	1 套

2	侧装内嵌式溢油回收模块	胜利 505 船	SUNIC-DIP200: 最大收油量 200m ³ /h	1 套
3	船用侧挂式收油机	胜利 212 船	LSC-3C: 最大收油量 123m ³ /h	1 套
4	多功能收油机	东营市东营港经济 开发区海港东 路 24 号应急库 房	LMS: 收油量 60~90m ³ /h	1 套
5	海洋鬼怪收油机		HU/0400-050: 最大收油量 91m ³ /h	2 套
6	微型真空系统		CS/5195-012: 最大收油量 24m ³ /h	3 套
7	岩石收油机		LRC: 收油量 12m ³ /h	3 套
8	外海收油机		LFF-2C: 最大收油量 400m ³ /h	1 套
9	船用侧挂式收油机		LSC-3C: 最大收油量 123m ³ /h	1 套
10	动态斜面侧挂式收油机		DIP402: 最大收油量 123m ³ /h	1 套
11	转盘刷式收油机		TYZPS-10: 最大收油量 10m ³ /h	2 套
12	两栖收油车		Truxor DM 5000: 最大收油量 9~14m ³ /h	1 套
13	小型真空收油机		MinVac: 最大收油量 10m ³ /h	3 套
14	大型真空收油机		MinVac: 最大收油量 30m ³ /h	3 套
15	中型堰式收油机		SPRUT-PR: 最大收油量 30m ³ /h	2 套
16	大型堰式收油机		SPRUT-P: 最大收油量 60m ³ /h	1 套
17	船用喷洒装置		PSB150; 最大喷射量 150L/min	2 套
18	船用喷洒装置		PSBD150; 最大喷射量 150L/min	2 套
19	船用喷洒装置		PSB80; 最大喷射量 800L/min	1 套
20	溢油分散剂喷洒装置		PSC40: 醉倒喷射量 2.4t/h	14 台
21	高温高压清洗机		CMP1714; 功率 6kw	2 台
22	液压潜水泵		KMA; 驳油量 540m ³ /h	1 台
23	叉车		CPCD80—2; 8T	1 台
24	内燃平衡重式叉车		CPCD120; 12T	1 台
25	牵引车		Q25A; 牵引力 25KN	1 台
26	牵引车		QYCD60; 牵引力 60KN	1 台
27	牵引车		QD50; 牵引力 25KN	1 台
28	浮动油囊		FN15; 容量 15m ³	2 套
29	浮动油囊		FN15; 容量 5m ³	4 套
30	轻便储油罐		QG9; 容量 9m ³	7 个
31	格栅型围油栏		NEWPIG BOM301: 宽度约 480mm, 每根 30m	1200m
32	柔性快速布放围油栏		WGV900R: 总高度为 900mm	400m
33	固体式围油栏		WGV900: 总高度为 900mm	1000m
34	固体式围油栏		WGV1100: 总高度为 1100mm	1000m
35	充水充气式围油栏		WQJ900T, 总高度为 900mm	1200m
36	充水充气式围油栏		WQV-600T, 总高度为 600mm	1000m
37	充气式围油栏		WQJ2000: 总高度为 2000mm	2000m
38	充气式围油栏		WX1500: 总高度为 1500mm	400m
39	远海型充气式围油栏		远海 2000: 总高度为 2000mm	800m
40	吸油毡		PP-2: 每包 20kg	15.34T
41	吸油拖栏		XTL—Y220; 每节 10m	1000m
42	吸收型围油栏		NEWPIG BOM403	1668
43	吸油围栏		WGW600XCB; 每条 10m	200m
44	吸油围油栏		XWP600; 每条 10m	1000m
45	吸油围油栏		WGP600; 每条 10m	700m
46	吸油丝		PP; 每箱 10kg	1.96 箱
47	溢油分散剂		GB18188; 200kg/桶	9.8 桶

48	吸油拖栏	东营市东营港经济开发区海港东路 24 号应急库房（胜利 503、505、212 船）	XTL—Y220；每节 10m	3030m
49	围油栏	山东海胜集团航务应急库房	WQJ1500 充气式橡胶围油栏	200m
50	围油栏		WGV1500 浮子式 pvc 围油栏	800m
51	围油栏		WGV800 浮子式 pvc 围油栏	1000m

(2) 海洋石油船舶中心船舶的配置

海洋石油船舶中心目前拥有具备安全守护与应急救援能力的各类船舶 13 艘，拥有专职溢油回收船 3 艘，污液回收船 1 艘，构成了海上救助、救援、海上溢油等事件应急反应的重要力量（详见表 7.5-3），起到了重要的物质保证作用。

海洋石油船舶中心溢油应急船舶的配置

表 8.6-3

船名	航速（节）	吃水（m）		消防能力（m ³ /h）	航区	备注
		空船	满载			
SL212	11.5	1.93	2.50		近海	溢油回收船
SL503	12	2.27	2.95		近海	溢油回收船
SL291	16	3.33	5.80	7200	无限	多用途工作船
SL292	15	4.80	5.70	2400	无限	多用途工作船
SL281	15	4.80	5.70	2400	无限	拖轮多用途工作船
SL262	14	2.93	5.10		近海	拖轮
SL261	14	2.93	5.10		近海	拖轮
SL253	14	3.00	4.00	2400	近海	拖轮
SL252	14	3.00	4.00	2400	近海	拖轮
SL251	14	3.37	4.00	2400	近海	破冰型多用途拖轮
SL241	14	2.40	3.50	1200	近海	溢油回收船
SL242	13	2.76	3.70		近海	拖轮
SL233	12.6	2.10	3.08	2400	近海	消防拖轮
SL232	13.5	1.75	2.25	380	近海	拖轮
SL221	12.9	1.60	2.16		近海	浅拖
SL211	11	1.40	1.80		近海	浅拖
SL617	8	1.80	2.00		近海	污油回收船

(3) 胜利油田外部可借用溢油应急能力

位于渤海海域的海上救助、溢油应急力量较强，在发生大型溢油事故或胜利油田所属应

急力量、溢油所需的设备、人员难以有效应付时，可以申请支援的附近应急力量主要有：烟台海事局、中海石油环保服务有限公司（COES）（溢油应急设备见表 7.5-4、中国石油海上应急救援响应中心等单位。

中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源

表 7.5-4

序号	设备名称	规格型号	数量	存放点
1	撇油器	LSC-4	1 套	塘沽基地
2	撇油器	Minimax10	1 套	塘沽基地
3	撇油器	Minimax100	1 套	塘沽基地
4	撇油器	ALLIGATOR100	1 套	塘沽基地
5	撇油器	ZK30 真空式	1 套	塘沽基地
6	动力装置	LPP53	2 套	塘沽基地
7	动力装置	LPP20	1 套	塘沽基地
8	动力装置	LPP6	1 套	塘沽基地
9	动力装置	DSPP50	1 套	塘沽基地
10	围油栏	RO-BOOM1500	400m	塘沽基地
11	围油栏	FOB1000	200m	塘沽基地
12	消油剂喷洒装置	PSB80	2 套	塘沽基地
13	储油囊	10m ³	1 套	塘沽基地
14	储油罐	9m ³	2 套	塘沽基地
15	储油囊	FN10 浮动油囊	1 套	塘沽基地
16	储油罐	QG5	2 套	塘沽基地
17	储油罐	QG9	2 套	塘沽基地
18	储油罐	HFT007L	5 套	塘沽基地
19	清洗机	HDS1000DE	2 套	塘沽基地
20	吸油拖栏	XTL-Y220	200m	塘沽基地
21	撇油器	LMS 多功能	1 套	龙口基地
22	撇油器	Minimax20	1 套	龙口基地
23	撇油器	ZK30 真空式	1 套	龙口基地
24	动力装置	LPP53	1 套	龙口基地
25	动力装置	LPP30	1 套	龙口基地
26	围油栏	QW1500	400m	龙口基地
27	围油栏	GWJ800	200m	龙口基地
28	储油囊	FN10 浮动油囊	3 套	龙口基地
29	储油囊	FN5 浮动油囊	1 套	龙口基地
30	储油罐	QG5	1 套	龙口基地
31	清洗机	HDS1000DE	1 套	龙口基地
32	消油剂喷洒装置	PSB40	1 套	龙口基地

33	储油罐	HFT007L	3套	龙口基地
34	储油器	LSC-4	1套	绥中基地
35	储油器	LMS 多功能	1套	绥中基地
36	储油器	Minimax10	1套	绥中基地
37	储油器	MINI-VAC	1套	绥中基地
38	围油栏	HRA1500	400m	绥中基地
39	动力装置	LPP30	1套	绥中基地
40	动力装置	LPP53	1套	绥中基地
41	动力装置	LPP50D	2套	绥中基地
42	动力装置	LPP6	1套	绥中基地
43	围油栏	GWJ800	200m	绥中基地
44	消油剂喷洒装置	PS80	1套	绥中基地
45	清洗机	HDS1000DE	1套	绥中基地
46	储油罐	QG5	2套	绥中基地
47	吸油拖栏	XTL-Y220	200m	绥中基地

(4) 外借溢油应急力量到达时间

① 中国石化胜利油田溢油设备存放基地（桩西海港）、胜利油田海洋应急中心船舶中心基地（龙口码头）到达本工程生产作业区的航行时间分别为 4h~5h 及 5h~6h。加上 2 小时的陆地动员时间，从路上基地到达本工程作业现场的反应时间分别为 6h~7h 以及 7h~8h。

② 胜利油田“SL212 船”和“SL503 船”是中国石化胜利油田专门建造的专业溢油应急船，常年在胜利油田海域巡查。在溢油应急行动中，该船可以直接从海上赶往事发地点投入溢油应急，并可立即投入溢油应急、回收或抢险救援，可以节省陆地动员和装船时间 2h 左右。

③ 中海石油环保服务有限公司（COES）的基地也在塘沽，因此中海石油环保服务有限公司到油田作业海域的应急反应时间约为 6h~7h。

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，拟建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：

7.6.1 与政策法规的符合性

通过前面相关章节对工程与“《全国海洋功能区划（2011-2020年）》、《山东省海洋功能区划（2011-2020年）》、《全国海洋主体功能区规划》、《山东省海洋主体功能区规划》、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020年）》”等的符合性分析结果可知：本工程与工程所在海域的功能定位相符合，符合其海域使用管理要求，与其规划的相关定位相符合。

7.6.2 污染物源头控制

本工程施工期产生的钻井废水、作业废液、管道试压废水、生活污水、钻井固废、生活垃圾均不排海。钻井废水、作业废液、管道试压废水等均处理达标后回注，生活污水收集拉运至保护区外处理，钻井固废委托综合利用单位处置，生活垃圾收集委托当地环卫部门处置。

本工程运营期产生的采油污水、作业废液、油泥砂均不排海。采油污水、作业废液等均处理达标后回注，油泥砂委托有资质的单位处理。

7.6.3 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，通过油田自身溢油应急设备与周围其他溢油设备的联动响应，确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程油藏地质特点制定、实施相应的地质性溢油事故防范措施，力争最大限度地杜绝溢油事故的发生，防范对海洋环境的污染。

7.6.4 海洋生态损害及修复

7.6.4.1 生态补偿

《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书》已针对本项目所在的区域提出了生态补偿措施，本阶段是在原有平台上进行开发，不占用新的海域，不会造成新的生态损失，本项目不再考虑生态补偿和修复。

7.6.4.2 跟踪监测

(1) 现有环境监测计划

清河采油厂环境监测计划按照胜利油田分公司年度监测计划实施。胜利油田分公司设立胜利油田环境监测总站及8个二级环境监测站，按照油田年度监测计划开展环境监测工作，胜利油田分公司每年都发布年度监测计划，主要包括环境质量监测、污染源及污染治理设施运行效果监测等，该年度监测计划针对整个胜利油田，但是并没有针对清河采油厂所处海域的海洋环境专门制定监测计划。

(2) 施工期监测计划

由于工程所在海域较为敏感，因此，针对施工期产生的污染物提出了切实可行的环保措施；施工期严格禁止排放任何污染物；其中，本工程施工期产生的钻井油层水基钻井泥浆和钻屑、非钻井油层水基钻井泥浆和钻屑、工业垃圾、生活垃圾、生活污水、船舶机舱含油污水全部交由有资质的单位处理；工程施工期无污染物排放，因此不进行施工期污染源监测，但应对施工期环保措施的实施进行监督，确保环保措施的有效性，保障施工期无任何污染物排放。

(3) 运营期污染源监测计划

本工程运营期污染源监测计划见表 7.6-1。

工程运营期污染源监测计划

表 7.6-1

阶段	监测要素	监测断面/点位	监测内容	监测时间和频次	实施机构
运营期	废水监测	含油废水处理系统后	含油量、悬浮固体含量、SRB 菌、平均腐蚀率、悬浮物颗粒直径中值	每日一次	建设单位、有资质环境监测单位
	废气无组织监测	平台四周	H ₂ S、非甲烷总烃	半年一次	
	噪声监测	平台四周	L _{Aeq}	半年一次	

(4) 环境质量监测计划

① 海洋生态环境和水质监测计划

据本工程特征及周边环境特征，制定后续环境监测计划一览表 7.6-1。

海洋环境监测计划一览表

表 7.6-2

监测内容	监测站位	监测时间、频率	监测项目
海洋生物	4 个(潮间带 1 个)	验收时再监测 1 次；工程运行 3 年后在春秋两季各测 1 次。	叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物
渔业资源	4 个		鱼卵仔鱼和鱼类资源
海水水质	5 个	验收时监测 1 次	酸碱度、水温、盐度、悬浮物、化学需氧量、溶解氧、无机氮(硝态氮、亚硝氮、氨氮)、活性磷酸盐、石油类、重金属(铜、铅、锌、镉、铬、总汞、砷)、挥发酚、硫化物、多环芳烃

沉积物	1个	验收时监测1次，工程运行3年后监测1次。	石油类、重金属、硫化物、多环芳烃
-----	----	----------------------	------------------

② 地下水和土壤监测计划

工程运行期地下水和土壤监测计划见表 7.6-2。

地下水和土壤监测计划一览表

表 7.6-2

监测内容	监测站位	监测时间、频率	监测项目	实施机构
地下水	3#平台：118°57'0.24"， 37°19'21.25" 8#平台：118°56'2.954"， 37°19'59.898"	半年监测一次	水温、地下水埋深（水位）、 pH、石油类、氨氮、耗氧量等 指标	建设单位、有 资质环境监测 单位
土壤	8#平台：118°56'2.954"， 37°19'59.898"	一年监测一次	pH 值、石油烃类、砷、镉、铬 （六价）、铜、铅、汞、镍。	

7.7 环保投资

本工程总投资 █████ 万元，其中环保投资 █████ 万元，约占工程总投资的 6.59%，详见表 7.7-1。

环保投资概算表

表 10.1-1

████	████	████	████	████
T	████	████	████	████
	████	████	████	████
	████	████	████	████
	████	████	████	████
T	████	████	████	████
	████	████	████	████
	████	████	████	████
	████	████	████	████
████	████	████	████	████
	████	████	████	████
	████	████	████	████
████	████	████	████	████

8 环境影响评价结论

8.1 工程概况

八面河油田位于山东省广饶市境内，羊 3-6-斜 28 井区位于八面河油田的东北方向，小清河与支脉沟入海口之间，为海滩泥坪。本工程在八面河油田滩海区块现有 3 号台、5 号台、8 号台上新增各类井 31 口，其中油井 25 口，水井 6 口，以及各类辅助生产设施，最大年产油量 2.012 万 t。

8.2 工程分析

拟建工程施工期产生油层段钻屑 562.03m³，油层段钻井液 440.82m³，委托有资质单位处置；施工期生活污水 465 m³，设置临时旱厕后由当地农民清掏用作农肥；生活垃圾 11.78t，由环卫部门清运。钻井废水、作业废液、管道试压废水等均处理达标后回注。

本工程运营期产生的采油污水、作业废液、油泥砂均不排海。采油污水、作业废液等均处理达标后回注，油泥砂委托有资质的单位处理。

8.3 规划相符性

本项目选址符合全国海洋主体功能区规划，符合山东省海洋主体功能区规划，符合山东省海洋功能区划、东营市海洋功能区划、渤海海洋生态红线区划定方案，符合山东省海洋环境保护规划。

8.4 产业政策相符性

《产业结构调整指导名录（2019 年本）》中关于“七、石油、天然气”的鼓励类项目包括常规石油、天然气勘探与开采，本工程属于鼓励类项目。

8.5 选址可行性

拟建工程在八面河油田滩海区块开发工程中的现有井台上进行滚动开发，在功能上与原有项目工程用海功能一致，不存在工程选址的不合理性。

8.6 环境质量现状

8.6.1 海水水质

调查结果显示，一类区超标的主要指标有无机氮、硫化物、石油烃、锌和铅；二类区、

四类区仅石油烃超标；三类区所有指标均满足功能区要求。

8.6.2 海洋沉积物

海洋沉积物除了个别站位铜超标 0.04 倍外，其余站位指标均能达到《海洋沉积物质量》标准中相应的质量标准，评价海域的沉积物质量状况良好。

8.6.3 海洋生态环境

2017 年秋季调查中，各测点叶绿素 a 含量变化范围为 0.35~2.19 $\mu\text{g/L}$ ，平均为 1.20 $\mu\text{g/L}$ 。

调查海域共鉴定浮游植物 3 门 58 种(属)，平均密度为 $8.05 \times 10^5 \text{cells/m}^3$ 。

调查海域浮游动物共有 43 个种类，分属 11 个类群，平均密度为 3350.8ind/ m^3 。

调查海域共鉴定出底栖生物 6 门 74 种，生物量在 0.30~260.93g/ m^2 之间。

各测站潮间带生物生物量(1.14~24.04)g/ m^2 ，以 C3 高潮带最低，C3 低潮带最高，平均为 7.6g/ m^2 。

秋季调查海洋生物重金属含量除站位 Q1 的焦氏舌鳎铜略有超标(超标倍数 0.38 倍)外，其余甲壳类和鱼类监测的重金属要素未出现超出《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》标准；石油烃未超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》中规定的质量标准。

8.6.4 渔业资源

本次调查并未获鱼卵。采获仔稚鱼 4 种，分别为青鳞小沙丁、虾虎鱼 sp.、中颌棱鲷、鱧暗，共 17 尾。

本次调查共捕获游泳动物 30 种，隶属于鱼类、甲壳类、软体动物 3 个门类；游泳动物相对资源密度为(43.61~217.97)kg/ km^2 ，平均值为 109.95kg/ km^2 。

8.6.5 地表水环境

支脉河两个断面均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 V 类标准。

8.6.6 地下水环境

地下水监测结果表明，总硬度、铅、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物出现超标。总硬度、铅、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物的超标可能与当地水文地质条件及土壤盐渍化有关。其余各项指标均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准和《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006) 要求。

从包气带监测结果来看，主要污染物在各个点位变化幅度不大，包气带未见受到明显污

染现象。

8.6.7 环境空气质量

监测期间各监测点大气中 SO₂、NO₂ 的 1 小时平均值和 24 小时平均值，PM₁₀ 的 24 小时平均值均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中的二级标准；H₂S 均达到《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值；各测点非甲烷总烃一次值均达到《大气污染物综合排放标准》中的限值 (2.0mg/m³)。

8.6.8 土壤环境质量

工程平台土壤检测点的监测结果均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值。

8.7 环境影响分析结论

8.7.1 水文动力环境影响预测与评价结论

本项目包含油水井 31 口及附属设施，主要位于广饶防潮堤工程内，工程对海洋流场不会产生明显影响。因此，本项目运行对海洋流场的影响较小。

8.7.2 海洋地形地貌与冲淤环境影响预测与评价结论

本项目包含油水井 31 口及附属设施，主要位于广饶防潮堤工程内，工程对防潮大堤内地形地貌与冲淤的影响较小，与防潮大堤外海域不连通，不会对项目周边海域地形地貌与冲淤造成影响。

8.7.3 海水水质环境影响预测与评价结论

本项目包含油水井 31 口及附属设施，主要位于广饶防潮堤工程内，工程施工和运行过程不向海洋排放废水、废渣，正常状况下对工程周边的海水水质环境不产生影响。

8.7.4 海洋沉积物环境影响预测与评价结论

工程运营期产生的含油生产水在接转站和联合站的污水处理站进行处理，整个生产过程没有含油生产水排海。运营期产生的生活垃圾、工业垃圾运回陆地处理。本项目主要位于广饶防潮堤工程内和支脉河两岸，对工程周边的沉积物环境不产生影响。

8.7.5 海洋生态环境影响预测与评价结论

本工程运营期含油生产水在接转站和联合站的污水处理站进行处理，本工程运营期不会

引起悬浮物浓度和石油类浓度的改变，不会改变海洋生态和渔业资源的生存环境，不会对海洋生态和渔业资源产生影响。

8.7.6 对主要环境敏感区影响评价结论

本项目位于广饶县防潮大堤内和支脉河两岸，周围主要为人工盐池。虽然本项目位于渤海湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾保护区的核心区内，但本项目所处区域均为人工盐池和已形成的陆地，与海域不相连通，本项目施工期和运营期所产生污染物均根据相关规定进行达标排放或回收处理，不向海域部分排放污染物，不会对保护区海水水质、沉积物、海洋生物质量、海洋生态（含渔业资源）产生影响。

8.7.7 地下水环境影响评价结论

在非正常工况下，原油储罐泄露 100 天后，地下水预测范围内超标面积为：234.9m²；地下水预测范围内影响面积为：332.8m²。原油储罐泄露 1000 天后，地下水预测范围内超标面积为：112.4m²；地下水预测范围内影响面积为：299.8m²。原油储罐泄露 3650 天后，地下水预测范围内超标面积为：112.0m²；地下水预测范围内影响面积为：392.4m²。原油储罐泄露 7300 天后，地下水预测范围内超标面积为：123.9m²；地下水预测范围内影响面积为：449m²。

8.7.8 环境空气影响评价结论

工程产生的非甲烷总烃最大地面浓度均远小于《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值（2.0mg/m³）。因此工程产生的非甲烷总烃对周边环境影响较小。

8.8 环境风险分析结论

(1) 本项目主要潜在风险事故为火灾、井喷、井漏、管道泄漏等。清河采油厂已编制与环境风险有关的突发环境事件应急预案，建立了应急组织机构，制定了分级条件、预防与预警机制、应急处置措施，衔接了应急救援机构，配备了相应的应急物资等应急保障，能满足本项目的环境风险要求。

(2) 经分析，井喷、井漏、管道泄漏、油水窜层等事故发生时，可对项目周围的土壤及地表水造成污染，通过各项事故防范措施，可以减小事故概率及环境影响。

(3) 建设单位应不断完善各突发环境事件应急预案，并建立健全环境应急预案演练制度，并根据实际需要和情势变化，修订环境应急预案。

8.9 地质性溢油风险分析及评估结论

通过对清河采油厂八面河油田涉海历史钻井过程中溢油风险防范措施的回顾和目前注水及压力状况的分析，结合区块的地质特征，最终得出以下结论：

(1) 钻井过程

各油田在钻采过程中根据油田不同储层特点，制定了针对性井身结构、钻井液体系和固井方案，所有固井质量均达到合格，钻井过程中未发生过溢油事故。

(2) 断裂系统

油藏最高运移至馆陶组，上覆盖层多为厚层泥岩、油泥岩，封闭性较好，地层厚度 800m。区域内断层活跃至馆上段消亡，距离滩海地表超过 900m，未形成“通天断层”，不存在通过断层溢油的风险。

(3) 储层特征

各区块油层上部均有区域性的盖层，厚度大，不会被小断层错断或者形成连通的微裂缝。储层连续性较好，天然能量开不存在憋压状况，不存在溢油风险。

(4) 压力状况

油田压力均处于低压水平，不存在局部异常高压区，地质溢油风险较小；注水区块注入压力小于地层的原始压力和地层的破裂压力，不会激活断层或压破地层引发地层流体沿断层发生纵向窜流，不存在地质溢油风险。

总之，通过油田的地质特征和压力状况分析，认为断层和储层不存在地质溢油的条件；油田整体处于低压状况，不存在异常高压造成地质溢油的风险；并且油田每年均制定油水井的压力监测方案，了解地层压力变化，可及时发现问题，能够有效控制溢油事故的发生。

8.10 环境保护措施

(1) 施工期：本工程施工期产生的钻井废水上清液收集后由罐车拉运至各作业废液预处理站处理；剩余钻井废水与废弃泥浆委托综合利用单位进行综合利用。管道试压废水采用沉淀处理后回用于现场施工。工程在施工场地设置临时旱厕，由当地农民清掏用作农肥。工程油层段钻井泥浆和钻屑建议进行危废鉴定，若属于危废委托有资质单位处置；若属于一般固废，则委托综合利用单位进行处置。非油层段钻井泥浆和钻屑委托综合利用单位进行处置。施工期生活垃圾依托当地环卫部门处置。施工期产生的污染物均得到妥善处理和处置，施工

期环保措施可行。

(2) 运营期：本工程运营期产生的采油废水、作业废水均处理达标后回注，不排海；运营期产生的油泥砂委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置；高架罐等均采用清洁能源天然气作为燃料，减少污染物排放量。运营期产生的污染物均得到妥善处理和处置，运营期环保措施可行。

8.11 环境影响评价结论

本项目选址符合《全国海洋主体功能区规划》（2015年）、《全国海洋功能区划（2011-2020年）》（2012年）、《东营市海洋功能区划（2013—2020年）》（2016年修订）、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020年）》，符合《山东省海洋环境保护规划》，符合国家的产业政策。

工程建设和运行带来的不利环境影响大多可以通过采取相应的环保措施予以减免。只要在工程建设和运行过程中加强管理，确保实施报告书中提出的环保措施，从环境保护角度看，不存在制约本工程建设的的环境因素，本工程建设是可行的。

9 预审和审查意见

预审意见

经办人（签名）

预审单位公章

年 月 日

审查意见

经办人（签名）

审查部门公章

年 月 日

10 审批意见

审批意见

经办人（签名）

审批单位公章

年 月 日

附图

平台现状及周边环境现状照片

附件

附件 1 山东东营凹陷八面河油气田采矿许可证

附件 2 《关于胜利油田滩海油区石油勘探开发环境影响报告书审批意见的复函》（环监[1993]678 号）

附件 3 《关于清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程环境影响报告书的批复》（环审[2020]120 号）

附加 4 《关于清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告意见的复函》（农渔资环便[2019]121 号）

附件 5 《关于中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂 2015—2019 年东营区域滚动开发建设项目环境影响报告书的批复》（东环审[2019]82 号）

附件 6 《关于中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂寿光区域现有工程及 2018-2019 年滚动开发建设项目环境影响报告书的批复》（寿环审字[2019]16 号）

附件 7 关于对《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司清河采油厂“八面河油田滩海区块开发工程”征求意见的函》的复函，广饶县自然资源局

附件 8 《山东省自然资源厅关于清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程相关建议的复函》（鲁自然函[2020]113 号）

附件 9 危险废物处置协议

附件 10 含油生产水监测台账

附件 11 清河采油厂近三年油泥砂调查汇总

附件 12 广饶防潮堤宗海图

附表

附表 1 建设项目大气环境影响评价自查表