胜利油田山东黄河三角洲飞雁滩油田等六个油田滩海油田开发工程

环境影响报告书

（第一册 共二册）

（公示版）

浙 江 省 环 境 科 技 有 限 公 司

Zhejiang Environment Technology Co., Ltd.

国环评证：甲字第 2003 号

二〇一八年十一月

概　述

一、项目由来

胜利油田是中国石油化工股份有限公司下属的第一大油气田，工作区域分为东西两个部分，东部主要分布在山东省东营、滨州、德州、济南、潍坊、淄博、聊城、烟台等 8 个市的 28 个县（区）内，主体位于黄河下游的东营市。按地质构造区划，山东省境内可供找油找气的勘探区域属于渤海湾盆地，主要有济阳、昌潍、胶莱、临清、鲁西南等 5 个坳陷，取得探矿权面积 $4.06\times10^{4}km^{2}$，其中济阳坳陷和浅海地区是胜利油田勘探开发的主战场。西部主要分布在新疆、内蒙古、青海、甘肃、宁夏等 5 个省（自治区），涉及准噶尔、吐哈等 11 个盆地。

1961 年 4 月 16 日，东营村附近的华 8 井获得日产 81t 油流，从而发现了胜利油田。1962 年 9 月 23 日，营 2 井获得日产 555t 的高产油流，展现了黄河三角洲区块良好的勘探开发潜力。石油作为重要的战略性资源，我国对石油的需求与日俱增，1964 年，中共中央正式批准组织华北石油勘探会战，将山东东营地区作为重点区域，展开了大规模的石油勘探和开发建设会战。黄河三角洲是胜利油田的主战场，自上世纪 80 年代起，随着国家经济快速发展对能源需求的日益增加，胜利油田勘探开发开始向黄河三角洲油藏丰富的滩涂与极浅海海域推进，主要经历了三个阶段：一是围堤造陆，按陆地模式进行开发；二是在潮间带区域，按照开敞式模式进行开发；三是在极浅海区域，采取“海油陆采”方式进行开发。经过五十多年开发，胜利油田连续 20 年年均产量稳定在 $2700\times10^{4}t$ 以上，为保障国家能源安全，促进国民经济发展做出了重要贡献，成为黄河三角洲开发的强大推动力，也是黄河三角洲兴起的重要引擎。目前，胜利油田滩涂与极浅海区域累计探明含油面积 $351km^{2}$，地质储量 $2.3\times10^{8}t$，年原油产量 $180\times10^{4}t$。

1990 年 12 月，东营市人民政府批准建立黄河三角洲市级自然保护区，1991 年 11 月，被山东省人民政府批准晋升为省级自然保护区，1992 年 10 月被国务院批准晋升为国家级自然保护区，胜利油田勘探开发区域与山东黄河三角洲国家级自然保护区产生了重叠。为满足国家石油勘探开发需求，2001 年国务院办公厅下发了《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函[2001]46 号），将部分保护区的原核心区和缓冲区调整为实验区，明确了实验区允许油田勘探开发的功能。胜利油田位于山东黄河三角洲国家级自然保护区海域区域的有飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田、孤东油田、

红柳油田和新滩油田共 6 个油田。

胜利油田按照“1987 年国务院有关石油勘探开发和渔业生产两者兼顾的指示精神”和石油部要求，于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，总面积约 $1.3\times10^4km^2$。海域包括沿马颊河口至潍河口 609km 海岸线、水深 15m 以浅海域，总面积为 $8246km^2$，涵盖了目前滩海油田开发的所有区域，也包括山东黄河三角洲国家级自然保护区所有区域。胜利油田将该报告书及批复意见作为滩海油区石油勘探开发中进行规划、设计及施工、开采阶段环境保护管理的依据。胜利油田在《自然保护区条例》施行前已经取得了国家环保主管部门的区域环评批复，符合当时国家环保要求。

2016 年国家环境保护部卫星环境应用中心组织开展了全部国家级自然保护区人类活动动态变化遥感监测并提出黄河三角洲自然保护区整改意见，要求开展山东黄河三角洲国家级自然保护区油田开采项目环境影响评价工作。随后山东省环境保护厅、山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局、东营市环境保护局、东营市人民政府陆续发布相关文件，明确山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内“未批先建”油田生产设施的整改意见。2016 年 2 月 19 日，山东省环境保护厅发布《山东省环境保护厅关于进一步加强自然保护区额外难题整改的函》（鲁环函[2016]126 号），要求：对实验区内的未批先建项目，依法清理整顿；2016 年 9 月 23 日，山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局 东营市环境保护局发布《关于对山东黄河三角洲国家级自然保护区内油田生产设施整改的函》（鲁黄然函[2016]1 号），文件要求：“对实验区的生产设施，统一进行环境影响评价，完善相关手续”；2016 年 10 月 11 日，东营市海洋与渔业局发布文件《东营市海洋与渔业局关于对山东黄河三角洲国家级自然保护区涉及海域的油田生产设施进行整改的函》（东海渔函[2016]4 号），文件提出：“对位于保护区实验区内的有关设施，统一进行环境影响评价”；2017 年 7 月 13 日，东营市人民政府发布《东营市人民政府关于对黄河三角洲国家级自然保护区内油田生产问题进行整改的函》，指出“对实验区的生产设施，统一进行环境影响评价，尽快完善相关手续。

2010 年 11 月 29 日山东省公布了划定的海岸线，要求地方海洋渔业部门加强滩海设施环保监督管理。2014 年 8 月，国家海洋局办公室向国家海洋局北海分局下发通知（《国家海洋局办公室关于胜利油田海洋石油勘探开发工程涉及海

洋环境保护行政审批有关问题的批复》）要求将滩海油田海岸线向海一侧的潮间带单井全部纳入海洋工程管理，环评手续以国家海洋局审批为准。2016 年 12 月 14 日，国家海洋局下发了《关于转发<环境保护部关于以改善环境质量为核心 加强环境影响评价管理的通知>的通知》（国海环字[2016]652 号）要求:严格按照“三个一批”（完善备案一批、整顿规范一批、关停退出一批）开展未批先建项目分离处置工作，对于 2016 年 11 月 7 日新修订的《海洋环境保护法》生效前已建成的项目，符合海洋功能区划、海洋生态红线制度、国家产业调整政策、海洋环境影响可接受等条件的，准予备案并纳入日常管理。2017 年 8 月 15 日，国家海洋局生态环境保护司就北海分局《关于北海区未批先建海洋石油勘探开发建设项目清单及处置意见的报告》以《关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》（海环函[2017]183 号）进行了回函，指出：启动海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿工作；符合条件的相关企业申请备案，编制海洋石油勘探开发项目现状环境影响评估报告报国家海洋局审查。

2017 年 8 月胜利油田分公司按照国家海洋局《关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》（海环函[2017]183 号）文件要求，委托浙江省环境科技有限公司（原浙江环科环境咨询有限公司）开展《胜利油田山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内滩海油田开发工程现状环境影响评估报告》，并于 2017 年 10 月 24 日将本项目海洋现状环境影响评估报告上报至国家海洋局。2018 年年初国务院发布了《国务院机构改革方案》，组建生态环境部，将海洋环境保护职能划入生态环境部。由于机构改革的原因，国家海洋局未对上报的《清河采油厂八面河油田滩海区块开发工程现状环境影响评估报告》进行审批。2018 年 7 月 20 日，生态环境部办公厅《关于加强“未批先建”海洋工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》（环办海洋函[2018]705 号）指出：建设单位主动报批海洋工程环境影响报告书（表）的，有审批权的部门应当受理，并根据有关法律法规和《意见》《通知》的相关规定做出审批决定。按照环办海洋函[2018]705 号文件要求，胜利油田分公司委托浙江省环境科技有限公司开展胜利油田山东黄河三角洲飞雁滩油田等六个油田滩海油田开发工程环境影响评价工作（环评委托书见附件 1），并在认真研究工程建设内容和进行现状调查的基础上编制了《胜利油田山东黄河三角洲飞雁滩油田等六个油田滩海油田开发工程环境影响报告书》。

按照 2010 年山东省最新划定的海岸线和近几年海岸线变化情况，胜利油田

分公司对飞雁滩油田等六个油田辖区内海岸线向海一侧油田设施重新进行了核对，共排查出679口油水井及其辅助设施处于海岸线向海一侧。679口油水井建设历程较长，自1985年10月开始建设，主要包括报废井219口（具体详见附表），在用油水井共各类井460口（其中在用油井319口、在用注水井130口、在用气井 11 口）。本次评价主要包含在用油水井及配套辅助设施，不包含报废井。本次评价范围为飞雁滩油田、桩西油田、老河口油田、孤东油田、红柳油田、新滩油田共6个油田，各类井460口（其中在用油井319口、在用注水井130口、在用气井11口）、站场75座（在用计量站/混输泵站43座、在用配水间22座、注水站3座、集气站2座、注聚站2座、变电所1座、队部/生活点2处）、管线331.602km（油气集输管线171.568km、注水/污水管线159.234km、注汽/清水管线0.8km）、道路130.572km、电力线/电缆296.38km。

二、工作过程

根据《建设项目环境影响评价技术导则　总纲》（HJ 2.1-2016）和《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）等相关技术规范的要求，本项目环境影响评价的工作过程如图1。

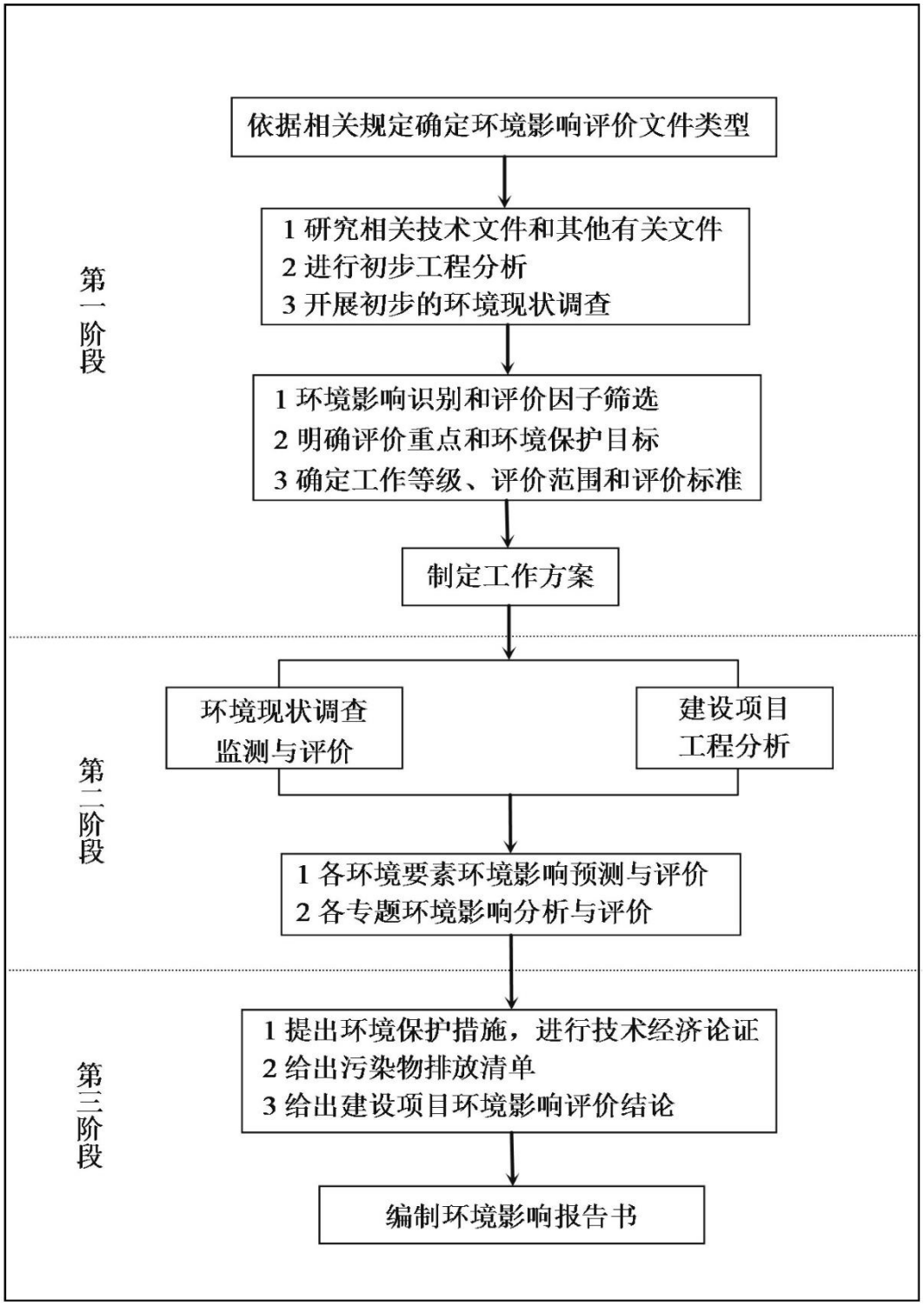


图 1　环境影响评价工作程序

主要开展的工作如下：

1、在调研项目建设背景、建设运行基本情况的基础上，进行了初步工程分析；同时对项目建设区域进行实地踏勘和调研，了解项目区域周围情况，完成环

境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作，并以此确定评价工作等级、评价范围和评价标准。

2、确定评价工作等级后，在调查评价范围内的环境状况，按照《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/ T19485-2014）要求进行了秋季和冬季 2 次海洋现状调查，并收集了春季海洋调查资料。

3、从相关法律法规、产业政策、海洋主体功能区划、海洋功能区划、海洋生态红线、相关海洋发展规划等多方面分析项目运营的符合性。

4、通过调查工程运营期在油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况，对海洋水文动力、水质、沉积物生态环境等造成的影响，已采取生态环境保护措施的可行性、有效性进行分析评价。

5、分析工程运营期可能发生的油气泄漏事故对工程周围渔业资源以及重点岸线处的自然保护区、海水养殖区等环境敏感目标的潜在影响，风险防范与应急对策。

6、指导建设单位制订公众参与调查方案，开展公众参与调查。

7、完成环境影响评价报告编制。

三、分析判定的相关情况

1）本工程为《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）中鼓励类项目，符合国家产业政策；

2）本工程符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）、《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）、《山东省“十三五”海洋经济发展规划》（鲁发改农经[2016]1320 号）、《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》（发改地区[2009]3027 号）等相关规划的要求；

3）本项目选址符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东海洋主体功能区规划》，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）、《山东省海洋功能区划（2011-2020 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（2008-2020）》，符合国家的产业政策。

4）本工程符合《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发[2015]57 号）、《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函［2001］46 号）等其他相关文件要要求。

5）本工程属于石油天然气开采项目，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物防治措施，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）。

四、关注的主要环境问题及环境影响

本项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

1）本项目周边海洋环境现状；

2）本项目与相关法律法规、产业政策、海洋主体功能区划、海洋功能区划、海洋生态红线、相关海洋发展规划的符合性；

3）本项目油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况；

4）本项目的地质性溢油风险；

5）环境保护措施及污染防治措施的可行性。

五、环境影响评价的主要结论

本项目选址符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东海洋主体功能区规划》（鲁政发[2017]22 号）、《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。项目选址总体上与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》相协调。经调查，施工期未发生污染物超标排放现象；工程产生的污染物均得以妥善的处置，不排海；工程采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求，海洋环境影响可接受，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目继续运营是可行的。

目 录

1 总则 1
1.1 编制依据 1
1.2 评价标准 6
1.3 环境影响要素识别和评价因子筛选 12
1.4 评价内容与评价工作重点 14
1.5 评价工作等级 15
1.6 评价范围 16
1.7 污染控制与环境保护目标 17
2 工程概况 23
2.1 总体情况 23
2.2 飞雁滩油田 27
2.3 老河口油田 47
2.4 桩西油田 72
2.5 孤东油田 89
2.6 红柳油田 98
2.7 新滩油田 106
2.8 总体流程 118
2.9 注采平衡 119
2.10 依托情况及能力分析 120
2.11 工程用海情况 133
2.12 劳动定员汇总 134
2.13 环保投资 135
3 工程符合性分析 136
3.1 工程与国办函［2001］46 号符合性分析 136
3.2 工程与海洋主体功能区规划的和符合性分析 137
3.3 工程与海洋功能区划符合性分析 140
3.4 工程与海洋环境保护规划符合性分析 156

3.5 工程与海洋生态红线符合性分析 157
3.6 工程产业政策及相关规划符合性分析 161
3.7 工程与石油行业法律法规及规划符合性分析 163
3.8 相关海洋管理法规、手续的执行情况 169
3.9 工程与其他相关文件符合性分析 175
3.10 山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内设施整改要求 177
3.11 环境影响可接受性分析 179
4 工程回顾性评价 180
4.1 污染物处置方式 180
4.2 环保设施运行情况 257
4.3 生产工艺先进性回顾评价（清洁生产回顾性评价） 288
5 区域自然环境概况 295
6 环境现状调查与评价 295
7 环境影响预测与评价 295
7.1 水文动力环境影响预测评价 295
7.2 地形地貌与冲淤环境影响预测评价 302
7.3 海水水质环境影响预测与评价 302
7.4 海洋沉积物环境影响预测与评价 309
7.5 海洋生态环境与生物资源影响预测与评价 310
7.6 主要环境敏感区和海洋功能区环境影响预测与评价 318
7.7 其它环境影响分析 391
8 生态建设方案 392
8.1 生态建设方案 392
8.2 海洋生态损害评估 397
8.3 生态补偿 402
9 环境风险事故防范及应急措施分析 412
9.1 环境风险事故防范及应急措施分析 412
9.2 地质性溢油风险事故防范及应急措施分析 511

10 总量控制、环境管理与环境监测计划 560
10.1 总量控制 560
10.2 工程环境管理与环境监测计划 562
11 结论 567
11.1 工程概况 567
11.2 工程符合性分析结论 567
11.3 工程回顾性评价结论 568
11.4 海洋环境质量现状及回顾性评价结论 572
11.5 环境影响预测与评价 573
11.6 生态建设方案结论 576
11.7 风险事故防范及应急措施分析结论 576
11.8 总量控制、环境管理与环境监测计划结论 578
11.9 公众参与 579
11.10 结论 579
12 附件 581

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 国家有关法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（主席令 2014 年第 9 号）；

（2）《中华人民共和国海洋环境保护法》（2016 年 11 月 7 日）；

（3）《中华人民共和国海域使用管理法》（2001 年 10 月 27 日）；

（4）《中华人民共和国环境影响评价法》（主席令 2016 年第 48 号）；

（5）《中华人民共和国渔业法》（2013 年）；

（6）《中华人民共和国海上交通安全法》（2016 年）；

（7）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月）；

（8）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（主席令 1996 年第 77 号）；

（9）《中华人民共和国大气污染防治法》（主席令 2015 年第 31 号）；

（10）《中华人民共和国突发事件应对法》（主席令 2007 年第 69 号）；

（11）《中华人民共和国节约能源法》（主席令 2016 年第 48 号）；

（12）《中华人民共和国循环经济促进法》（主席令 2008 年第 4 号）；

（13）《中华人民共和国清洁生产促进法》（主席令 2012 年第 54 号）；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》（2016 年 7 月 2 日）；

（15）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（主席令 2016 年第 57 号）；

（16）《海洋工程环境影响评价管理规定》（国海规范[2017]7 号，2017 年 6 月 3 日）；

（17）《中华人民共和国海洋倾废管理条例》（1985 年 4 月，2017 年）；

（18）《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）；

（19）《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（2018 年 3 月 19 日）；

（20）《防治船舶污染海洋环境管理条例》（2017 年）；

（21）《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》（2013 年 12 月 7 日）；

（22）《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（2007 年 5 月 1 日）；

（23）《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（1983 年 12

月 29 日）；

（24）《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（2016 年 1 月）；

（25）《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年 10 月 7 日）；

（26）《自然保护区土地管理办法》（[1995]国土[法]字第 117 号）；

（27）《海洋自然保护区管理办法》（1995 年 5 月 29 日）；

（28）《海洋特别保护区管理办法》（2010 年 8 月 31 号）；

（29）《沿岸海域环境功能区管理办法》（1999 年 12 月 10 日）；

（30）《国家重点保护野生动物名录》（2003 年 2 月 21 日）；

（31）《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日）；

（32）《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）；

（33）《关于涉及自然保护区的开发建设项目环境管理工作有关问题的通知》（环发［1999］177 号）；

（34）《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》(环发[2015]57 号)；

（35）《关于加强自然保护区管理有关问题的通知》（环办[2004]101 号）；

（36）《国务院办公厅关于做好自然保护区管理有关工作的通知》（国办发[2010]63 号）；

（37）《关于认真落实＜国务院办公厅关于做好自然保护区管理有关工作的通知＞的通知》（环发[2011]65 号）；

（38）《关于下放和取消自然保护区有关事前审查事项做好监督管理工作的通知》（环办[2015]86 号）；

（39）《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》(环发[2015]57 号)；

（40）《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》（环发[2013]16 号）；

（41）《国务院关于进一步加强海洋管理工作若干问题的通知》（国发[2004]24 号）；

（42）《关于印发＜进一步加强海洋石油勘探开发环境保护工作意见＞的通知》（国海环字[2006]426 号）；

（43）《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）；

（44）《关于加强“未批先建”建设项目环境影响评价管理工作的通知》（环办环评[2018]18 号）；

（45）《关于建设项目“未批先建”违法行为法律适用问题的意见》（环政法函[2018]31 号）；

（46）《关于加强“未批先建”海洋工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》（环办海洋函[2018]705 号）。

1.1.2 地方有关法律法规

（1）《山东省环境保护条例》（2011 年 7 月 24 日）；

（2）《山东省实施＜中华人民共和国环境影响评价法＞办法》（2005 年 11 月 25 日）；

（3）《山东省环境保护厅关于进一步加强自然保护区问题整改的函》（鲁环函[2016]126 号）；

（4）《山东省人民政府办公厅关于贯彻落实国办发[2010]63 号文件进一步加强自然保护区管理工作的通知》（鲁政办发[2011]42 号）；

（5）《山东省生物多样性保护战略与行动计划（2011-2030 年）》（鲁环发[2014]107 号）；

（6）《关于加快推进生态文明建设的实施方案》（鲁发[2016]11 号）；

（7）《东营市人民政府办公室关于加强建设项目环境保护管理工作的通知》（东政办发[2006]51 号）；

（8）《山东黄河三角洲国家级自然保护区管理办法》（东营市人民政府令第 185 号，2014 年 5 月 28 日）；

（9）《山东省海洋生态补偿管理办法》（鲁财综[2016]7 号）。

1.1.3 相关规划

（1）《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）；

（2）《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）；

（3）《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）；

（4）《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）；

（5）《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）；

（6）《山东省海洋环境保护规划》（2008-2020）；

（7）《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）；

（8）《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）；

（9）《山东省自然保护区发展规划（2008-2020 年）》（2009 年 11 月）；

（10）《山东省生态环境建设与保护规划纲要》（2003 年）；

（11）《山东省重点生态功能保护区规划（2008-2020）》；

（12）《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》（2009 年 12 月 1 日）；

（13）《山东省海洋生态文明建设规划（2016-2020 年）》（鲁海渔[2016]49 号）；

（14）《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020 年）》（2016 年 5 月 24 日）；

（15）《山东省人民政府关于印发山东省主体功能区规划的通知》（鲁政发[2013]3 号）；

（16）《山东半岛蓝色经济区发展规划》（2011 年）；

（17）《山东省“十三五”海洋经济发展规划》（鲁发改农经[2016]1320 号）；

（18）《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年 5 月）；

（19）《东营市矿产资源总体规划》（2016～2020）。

1.1.4 技术导则与规范

（1）《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）；

（2）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

（3）《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）；

（4）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）；

（5）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

（6）《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ/T 2.3-93）；

（7）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；

（8）《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年）；

（9）《海洋监测规范》（GB 17378-2007）；

（10）《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）；

（11）《沿岸海域环境监测规范》（HJ 442-2008）；

（12）《用海建设项目海洋生态损失补偿评估技术导则》（DB37/T 1448-2015）；

（13）《国家海洋局生态环境保护司关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》（海环函[2017]183 号）；

（14）《山东省海洋生态损害赔偿和损失补偿评估方法》（DB37/T 1448-2009）；

（15）《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）（1997 年）；

（16）《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》（1986 年）；

（17）《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）；

（18）《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（国家海洋局，2002 年 4 月）；

（19）《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（2015 年 7 月）；

（20）《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015 年 4 月 3 日）；

（21）《国家海洋局关于印发＜海洋生态损害评估技术指南（试行）＞的通知》（国海环字[2013]58 号）；

（22）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2010）；

（23）《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）；

（24）《海水水质标准》（GB 3097-1997）；

（25）《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）；

（26）《海洋生物质量》（GB 18421-2001）；

（27）《渔业水质标准》（GB 11607-1989）；

（28）《船舶污染物排放标准》（GB 3552-1983）。

1.1.5 其他依据

（1）《山东黄河三角洲国家级自然保护区存在问题与整改方案》（2016 年）；

（2）《国家林业局关于山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整的批复》（林函护字[2012]244 号）；

（3）《关于山东黄河三角洲和四川雪宝顶国家级自然保护区功能区调整有关问题的复函》（环办函[2012]359 号）；

（4）《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函[2001]46 号）；

（5）《关于成立“山东省黄河三角洲国家级自然保护区管理局”等问题的批复》（东编发[1992]54 号）；

（6）《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2006）；

（7）《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）；

（8）《中国石油化工股份有限公司废弃井管理办法》(石化股份油[2016]140号)；

（9）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）；

（10）《海洋弃井作业规范》（SY/T 6845-2011）。

1.2 评价标准

1.2.1 海洋环境质量标准

根据《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）中对工程临近功能区海洋环境保护目标要求，确定本工程海水水质、沉积物和海洋生物的环境质量标准。

表 1.2-1 项目区域海洋功能区分布及海洋环境质量标准

序号	油田名称	功能区代码	功能区名称	海水水质	沉积物	海洋生物
1	红柳油田 新滩油田 孤东油田	A6-5	黄河三角洲海洋保护区	一类	一类	一类
2	飞雁滩油田 老河口油田 桩西油田	A6-4	黄河三角洲国家级北部海洋保护区	一类	一类	一类

1.2.1.1 海水水质质量标准

本工程海水水质执行一类水质质量标准。

表 1.2-2 海水水质评价标准（单位：mg/L，其中 pH 无量纲）

指标	一类标准	二类标准	三类标准	四类标准
pH	7.8～8.5	7.8～8.5	6.8～8.8	6.8～8.8
悬浮物	人为增量≤10	人为增量≤10	人为增量≤100	人为增量≤150
DO	＞6	＞5	＞4	＞3
COD	≤2	≤3	≤4	≤5
无机氮	≤0.20	≤0.30	≤0.40	≤0.50
活性磷酸盐	≤0.015	≤0.030	≤0.030	≤0.045
汞	≤0.00005	≤0.0002	≤0.0002	≤0.0005
镉	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.010
铅	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.050

指标	一类标准	二类标准	三类标准	四类标准
总铬	≤0.05	≤0.10	≤0.20	≤0.50
砷	≤0.020	≤0.030	≤0.050	≤0.050
铜	≤0.005	≤0.010	≤0.050	≤0.050
锌	≤0.020	≤0.050	≤0.10	≤0.50
石油类	≤0.05	≤0.05	≤0.30	≤0.50
挥发性酚	≤0.005	≤0.005	≤0.010	≤0.050

1.2.1.2 海洋沉积物质量标准

本工程海洋沉积物执行沉积物质量一类标准。

表 1.2-3　沉积物评价标准

项目		一类标准	二类标准
有机碳	（$\times10^{-2}$）	≤2.0	≤3.0
石油类	（$\times10^{-6}$）	≤500.0	≤1000.0
硫化物	（$\times10^{-6}$）	≤300.0	≤500.0
铜	（$\times10^{-6}$）	≤35.0	≤100.0
铅	（$\times10^{-6}$）	≤60.0	≤130.0
锌	（$\times10^{-6}$）	≤150.0	≤350.0
镉	（$\times10^{-6}$）	≤0.50	≤1.50
铬	（$\times10^{-6}$）	≤80.0	≤150.0
汞	（$\times10^{-6}$）	≤0.20	≤0.50
砷	（$\times10^{-6}$）	≤20.0	≤65.0

1.2.1.3 海洋生物体质量标准

贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）规定的一类标准值；软体动物、鱼类和甲壳类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》（1986年）中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）（1997 年）中规定的生物质量标准。海洋贝类、软体动物、甲壳类和鱼类的生物质量各评价因子标准值见表 1.4-4。

表 1.2-4　海洋生物质量标准值（鲜重）（单位：mg/kg）

编号	项目	贝类（双壳类）			软体动物	甲壳类	鱼类
		一类	二类	三类			
1	铬≤	0.5	2.0	6.0	5.5	2.0	2.0
2	铜≤	10	25	50（牡蛎 100）	100	100	20
3	锌≤	20	50	100（牡蛎 500）	250	150	40
4	砷≤	1.0	5.0	8.0	10	8	5
5	镉≤	0.2	2.0	5.0	5.5	2.0	0.6
6	总汞≤	0.05	0.10	0.30	0.3	0.2	0.3
7	铅≤	0.1	2.0	6.0	10	2.0	2.0
8	石油烃≤	15	50	80	20	20	20

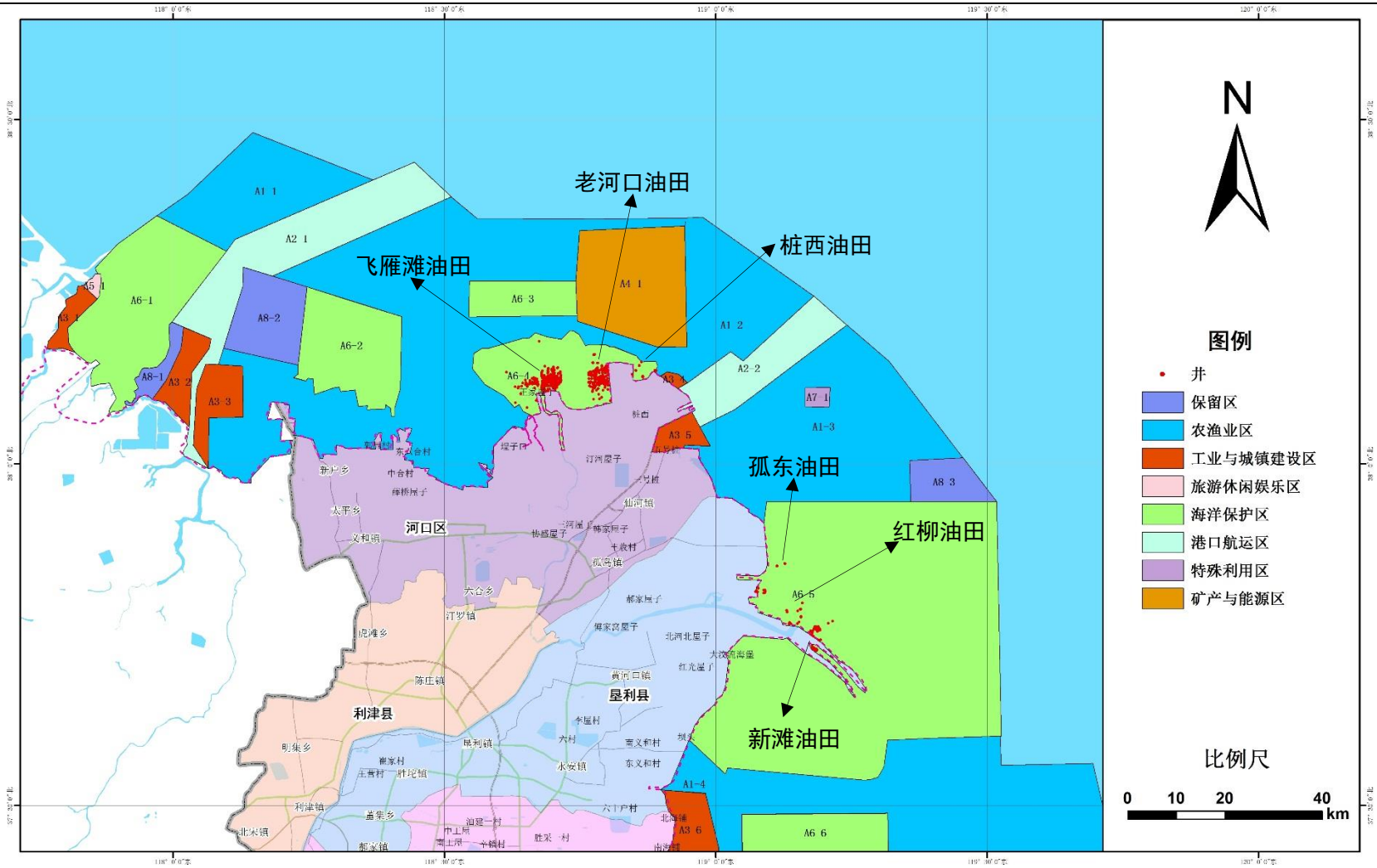

老河口油田
桩西油田
飞雁滩油田
孤东油田
红柳油田
新滩油田
河口区
利津县
垦利县
N
图例
井
保留区
农渔业区
工业与城镇建设区
旅游休闲娱乐区
海洋保护区
港口航运区
特殊利用区
矿产与能源区
比例尺
0 10 20 40
km

图 1.2-1　海洋功能区划

1.2.2 近岸陆域环境质量标准

1.2.2.1 环境空气质量标准

本工程 SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、$PM_{2.5}$执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）一级标准；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/m^3）；H_2S 参照《工业企业设计卫生标准》（TJ 36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度（0.01mg/m^3）。

表 1.2-5　环境空气各项污染物浓度限值（单位：mg/m^3）

序号	污染物名称	取值时间	标准值
			一级
1	SO_2	年平均	0.020
		24 小时平均	0.050
		1 小时平均	0.150
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	0.040
		24 小时平均	0.05
4	TSP	年平均	0.080
		24 小时平均	0.120
5	细颗粒物 $PM_{2.5}$	年平均	0.015
		24 小时平均	0.035
6	非甲烷总烃	一次浓度	2.0
7	H_2S	一次浓度	0.01

1.2.2.2 声环境质量标准

本工程声环境执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

1.2.2.3 地表水环境质量标准

本工程周围地表水系主要包括黄河、黄河故道，执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的Ⅲ类水质标准。

表 1.2-6 地表水环境质量评价标准

评价因子	pH	溶解氧	COD	BOD_5	氨氮	总氮	总磷	氟化物	铬（六价）
Ⅲ类标准	6～9	5	≤20	≤4	≤1.0	≤1.0	≤0.2（湖、库0.05）	≤1.0	≤0.05
评价因子	铅	挥发酚	石油类	硫化物	氯化物	氰化物	砷	汞	-
Ⅲ类标准	≤0.05	≤0.005	≤0.05	≤0.2	≤250	≤0.02	≤0.05	≤0.0001	-

注：pH 无量纲，其余参数单位为 mg/L。

1.2.3 污染物排放标准

1.2.3.1 水污染物排放标准

本工程生产废水经处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，收集后拉运至保护区外，不排海。

回注水水质需达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准，详见表 1.2-7。

表 1.2-7 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

序号	控制指标	标准值
1	悬浮固体含量，mg/L	≤30.0
2	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤5.0
3	含油量，mg/L	≤50.0
4	平均腐蚀率，mm/a	≤0.076
5	SRB，个/mL	≤25
6	IB，个/mL	$n\times10^4$
7	TGB，个/mL	$n\times10^4$

1.2.3.2 固体废弃物排放标准

本工程施工期产生的固体废物主要包括一般不含油钻井固废、含油钻井固废、建筑垃圾、生活垃圾等；运营期产生的固体废物主要包括油泥砂、生活垃圾等。

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB 18599-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 年 第 36 号）。

1.2.3.3 大气污染物排放标准

本工程加热炉、多功能罐、采暖锅炉废气执行《山东省区域性大气污染物综合排放标准》(DB37/ 2376-2013)表 2 中核心控制区标准(SO_2 35mg/m^3,NO_X 50mg/m^3，烟尘 5mg/m^3)。

非甲烷总烃：执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值（4.0mg/m^3)。硫化氢：执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中硫化氢无组织排放浓度限值（0.03mg/m^3)。

表 1.2-8 大气污染物排放标准

序号	污染物名称	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区
		加热炉、多功能罐、采暖锅炉
1	烟尘（mg/m^3）	5
2	SO_2（mg/m^3）	35
3	NO_X（以 NO_2 计）（mg/m^3）	50

1.2.3.4 噪声排放标准

各井场、站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB（A)，夜间 50dB（A))。

1.3 环境影响要素识别和评价因子筛选

1.3.1 环境影响要素识别

根据项目工程特征和区域环境特征，对本工程建设可能产生的环境问题进行识别与筛选，结果见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响要素识别一览表

开发阶段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工期	钻井废水	石油烃	拉运至陆上，处理达标后回注，不排海	-	无
	管道试压废水	悬浮物		-	无
	船舶污水	石油烃			
	生活污水	COD、氨氮	排至旱厕，拉运至保护区外	-	无
	一般钻井固废	废弃泥浆、钻井岩屑	拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋	-	无
	含油钻井固废	含油泥浆、含油钻屑	由有危废资质的单位处置	-	无

开发阶段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
	生活垃圾	生活垃圾	收集，环卫部门清运	-	无
	施工扬尘、施工机械废气	SS、NO、CmHn	自然扩散	大气环境	小
	施工机械噪声	噪声	自然排放	声环境	小
运营期	油田采出水、作业废水	石油类	经联合站污水处理系统处理达标后回注地层	-	无
	生活污水	COD、氨氮	桩斜 139 井台生活污水泵送至集输流程；其余依托旱厕，拉运至保护区外	-	无
	油泥砂	石油类	由有危废资质的单位处置	-	无
	生活垃圾	石油类	收集，环卫部门清运	-	无
	加热炉、多功能罐、采暖锅炉废气	SO_2、NO_X、烟尘	排入大气	大气环境	小
	无组织排放废气	非甲烷总烃	排入大气	大气环境	小
	抽油机噪声	噪声	自然排放	声环境	小
	注水泵噪声		自然排放	声环境	小
	通井机噪声		自然排放	声环境	小
	泵类噪声		自然排放	声环境	小

1.3.2 评价因子筛选

1）环境质量现状评价因子

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）的有关要求，结合本工程污染物排放特征和项目所在地环境特征，确定本工程环境评价因子见表 1.5-2。

表 1.3-2 环境质量现状评价

序号	工作内容		评价因子
海域环境	水质	现状调查与评价	水温、pH、盐度、溶解氧、悬浮物、化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、挥发酚、硫化物、重金属（总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷）、阴离子表面活性剂、多环芳烃
	沉积物	现状调查与评价	有机碳、硫化物、石油类、重金属（铜、铅、锌、铬、总汞、镉、砷、硒）、挥发酚、粒度
	生物体质量	现状调查与评价	鱼类、甲壳类、双壳贝类、软体类优势种体内石油烃、重金属（Cr、Pb、As、Hg、Cu、Zn、Cd）
	生物生态	现状调查与评价	叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物（含鱼卵、仔稚鱼）、底栖生物

序号	工作内容		评价因子
	水文动力	现状调查与评价	潮位、潮流流向、潮流流速、潮流的动力形式
	地形地貌与冲淤环境	现状调查与评价	海洋水深地形测量
	渔业资源	现状调查与评价	鱼类、虾类、蟹类、头足类、鱼卵和仔鱼的种类、数量分布优势种；渔业捕捞种类组成、数量分布、生态类群、主要种类组成及生物学特征、主要经济幼鱼比例、渔获量、资源密度及现存资源量；调查附近海域的渔业生产现状
	潮间带	现状调查与评价	生物种类、优势种、生物量、密度、物种多样性
陆域环境	大气环境	现状监测与评价	SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、$PM_{2.5}$、H_2S、非甲烷总烃、总烃
	地表水	现状监测与评价	pH、溶解氧、COD、BOD_5、氨氮、总氮、总磷、氟化物、铬（六价）、铅、挥发酚、石油类、硫化物、氯化物、氰化物、砷、汞
	声环境	现状监测与评价	等效连续 A 声级

2）环境影响预测因子

根据海域周围环境特征和工程自身特点，选取以下内容进行预测分析：工程建设后输油管道的风险分析，发生事故时的井喷、溢油等，详见表 1.3-3。

表 1.3-3　环境影响预测因子

序号	预测内容	预测因子	影响对象
1	输油管道的风险分析	石油类	海域
2	井喷、溢油对环境的影响分析	石油烃	海域、周围环境
3	事故状态下对大气环境的影响	SO_2和 CO	大气环境

1.4 评价内容与评价工作重点

1.4.1 评价内容

通过对本工程的工程分析，明确本工程污染物的产生与排放特征、污染物的产生量及排放量，设定海洋环境质量调查以及影响预测与评价专题：

1）通过对评价海域的水文动力、水质、沉积物、生物生态、渔业资源、地形地貌和冲淤环境等要素的调查与分析，给出评价区域的环境质量现状评价；

2）通过收集评价海域的水文动力、水质、沉积物、生物生态、渔业资源、地形地貌和冲淤环境等历史资料，回顾海域环境质量变化情况；

3）通过系统的工程分析，确定钻井、采油、油气集输过程中主要污染源，根

据运营台账核算源强，并对项目运营期可能发生的事故风险进行辨识；

4）对该项目的施工期、运营期对环境造成的影响进行回顾性分析，阐明该项目污染物排放以及事故发生时对周围环境可能发生的影响；

5）对重点污染源提出可行的污染防治及清洁生产措施，对各类事故风险提出预防及补救措施，使该项目对周围环境的不利影响降至最低；

6）评价本工程对“达标排放”原则的符合性，针对本工程的达标排放措施提出环境保护改进的意见和建议；

7）制定生态建设方案，提出生态保护对策与措施。

1.4.2 评价工作重点

由于本工程已经全部建成投入使用，依据本工程的特点和评价海域环境特征，结合工程分析识别出的环境影响因子和环境影响因素识别结果，确定出本工程的环境影响评价的重点为：

1）通过评价区域海洋环境现状调查和收集历史调查资料，对工程区周边环境现状进行评价和回顾分析。

2）通过梳理项目所在区域海洋主体功能区划、海洋功能区划、海洋环境保护规划、海洋生态红线、相关法律法规，对本工程建设的符合性进行分析。

3）通过现场踏勘，资料收集对工程建设时序、建设规模、生产设施运营情况、平面布置、污染防治措施及施工期环境影响进行回顾性评价。

4）通过调查工程运营期在油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况，对海洋水文动力、水质、沉积物生态环境等造成的影响，已采取生态环境保护措施的可行性、有效性进行分析评价。

5）工程运营期可能发生的油气泄漏事故对工程周围渔业资源以及重点岸线处的自然保护区、海水养殖区等环境敏感目标的潜在影响，风险防范与应急对策。

6）地质性溢油风险分析与评价。

7）生态环境保护对策、措施及分析。

1.5 评价工作等级

1.5.1 海上工程环境影响评价工作等级

本次评价主要包括飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田、孤东油田、红柳油田、新滩油田 6 个油田的油气水井 460 口（其中在用油井 319 口、在用注水井 130 口、在用气井 11 口）、站场 75 座（在用计量站/混输泵站 43 座、在用配水间 22

座、注水站 3 座、集气站 2 座、注聚站 2 座、变电所 1 座、队部/生活点 2 处）、油气集输支干线 78.507km。所有设施均位于黄河口三角洲国家级自然保护区实验区内，属于生态环境敏感区，根据产能统计情况，年产油量 28.5×10^4t/a。

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014），依据本工程规模及所在区域敏感性确定本工程水文动力、水质、沉积物、生态环境的评价等级，其中地形地貌与冲淤环境评价等级参照《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年）确定，具体见表 1.5-1。

表 1.5-1　本工程评价等级

工程名称	工程规模	工程所在海域和生态环境类型	单项海洋环境影响评价等级				
			水文动力环境	水质环境	沉积物环境	生态环境	冲淤环境
胜利油田山东黄河三角洲飞雁滩油田等六个油田滩海油田开发工程	年产能 28.5×10^4t/a；用海面积 375.33×10^4m^2；输油管道长度 78.507km	生态环境敏感区	2	2	3	1	3

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）关于评价等级的判定要求，本工程的海洋环境影响评价等级为 1 级。

1.5.2 环境风险评价等级

本工程的主要危险物质为原油，属于易燃物质，且工程区地处山东黄河三角洲国家级自然保护区，分布有多种重要鱼类产卵场，海域较为敏感。因此，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）的要求，环境风险评价等级定为一级。

1.6 评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014），结合《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年），本次评价范围为以工程外缘为起点扩 25km 的范围，北部区域评价范围南侧到岸，南部区域评价范围西侧到岸。

图 1.6-1　本工程评价范围图

1.7 污染控制与环境保护目标

1.7.1 污染控制与环境保护目标分布

本工程周边污染控制与环境保护目标统计情况见表 1.7-1。

表 1.7-1　评价范围内环境敏感目标统计

序号	敏感区名称	方位	建立时间	主要保护对象	距离
1	山东黄河三角洲国家级自然保护区	/	1992 年	新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类	两侧
2	海水养殖业（见表 1.7-2）	/	/	海水养殖业	两侧
3	黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	/	2008 年	半滑舌鳎	西侧
4	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（莱州湾实验区、莱州湾核心区）	/	2007 年	中国名对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈	两侧
5	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	N	2008 年	半滑舌鳎及近岸海洋生态系统	最近约 4.1km
6	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	NE	2008 年	黄河口生态系统及生物物种多样	最近约 4.63km
7	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	W	2008 年	文蛤、浅海贝类及其物种多样性	最近约 6.6km
8	黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	NW	2011 年	黄河口文蛤	最近约 17km

图 1.7-1　工程周边污染控制及环境保护目标分布图

1.7.2 简介

1.7.2.1 山东黄河三角洲国家级自然保护区

地理位置：本工程所有工程设施均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区。

保护区性质：山东黄河三角洲国家级自然保护区于 1990 年经东营市人民政府批准建立，1991 年经山东省人民政府批准建立省级自然保护区，1992 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区。

保护对象：保护区的主要保护对象为新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类。

1.7.2.2 国家级海洋特别保护区

1）东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区

东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区于 2008 年建立，位于渤海湾南岸黄河三角洲沿岸海域，总面积 448.12km^2，主要划分为重点保护区、适度利用区、生态资源恢复区等功能区，其中重点保护区 80.16km^2，适度利用区 166.72km^2，生态与资源恢复区 201.24km^2，主要保护对象为文蛤等贝类及其栖息环境。该海洋特别保护区的建立，将有效的保护优良黄河口文蛤等底栖贝类种质资源免受环境污染和人为干扰的影响，从而促进文蛤等底栖贝类资源的恢复和增殖，改善海域环境质量，提高海域利用价值。

2）黄河口生态国家级海洋特别保护区

东营黄河口国家级生态海洋特别保护区位于东营市垦利区东部黄河下游入海处的河口海区，总面积 926km^2，主要保护对象为黄河口生态系统及生物物种多样性。该区具有丰富的石油、天然气、地热和卤虫等资源。

3）东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区

东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区位于东营市垦利区北部海区，总面积达 9404ha，主要划分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和开发利用区四个功能区，主要保护对象有半滑舌鳎等鱼类资源及其索饵、繁殖、洄游环境等。随着保护区建设的发展，有利于促进渔业产业化、良种化，修复与合理利用生物资源。

1.7.2.3 国家级水产种质保护区

1）莱州湾国家级水产种质资源保护区

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区包含辽东湾、渤海湾和莱州湾3部分，本工程主要位于莱州湾部分。

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° 47′ 10″ E，37° 19′ 45″ N； 119° 44′ 57″ E， 37° 26′ 48″ N； 119° 48′ 49″ E，37° 28′ 01″ N； 119° 50′ 26″ E， 37° 24′ 09″ N； 119° 48′ 08″ E，37° 23′ 21″ N；119° 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40km^2（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1603km^2（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，北至龙口市矶姆岛南侧。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、鲅、风鲅、鳓、鲾、赤鼻棱鲾、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲅等渔业种类。

2）黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区

黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区总面积为 10075.44ha，其中核心区面积为4120.11ha，实验区面积5955.33ha。核心区特别保护期为6月1日

至 10 月 31 日。保护区位于渤海湾山东省东营市利津县近海海域，是由 6 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为:（118° 38′ 58.56″ E,38° 12′ 30.00″ N;118° 38′ 58.56″ E,38° 07′ 57.00″ N;118° 36′ 13.10″ E,38° 07′ 57.00″ N;118° 36′ 13.10″ E,38° 05′ 30.78″ N;118° 32′ 40.68″ E,38° 05′ 30.78″ N;118° 32′ 40.68″ E，38° 12′ 30.00″ N)。核心区是由 6 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：（118° 37′ 50.42″ E，38° 11′ 40.77″ N；118° 35′ 29.88″ E,38° 08′ 46.23″ N;118° 33′ 48.82″ E,38° 06′ 46.37″ N;118° 37′ 50.42″ E,38° 08′ 46.23″ N;118° 35′ 29.88″ E,38° 06′ 46.37″ N;118° 33′ 48.82″ E，38° 11′ 40.77″ N)。实验区是保护区内除核心区以外的区域，由 12 个拐点顺次连线围成，拐点坐标分别为：（118° 38′ 58.56″ E，38° 12′ 30.00″ N;118° 38′ 58.56″ E,38° 07′ 57.00″ N;118° 36′ 13.10″ E，38° 07′ 57.00″ N;118° 36′ 13.10″ E,38° 05′ 30.78″ N;118° 32′ 40.68″ E，38° 05′ 30.78″ N;118° 32′ 40.68″ E,38° 12′ 30.00″ N;118° 37′ 50.42″ E，38° 11′ 40.77″ N;118° 35′ 29.88″ E,38° 08′ 46.23″ N;118° 33′ 48.82″ E，38° 06′ 46.37″ N;118° 37′ 50.42″ E,38° 08′ 46.23″ N;118° 35′ 29.88″ E，38° 06′ 46.37″ N；118° 33′ 48.82″ E，38° 11′ 40.77″ N)。主要保护对象为半滑舌鳎，栖息的其它物种包括花鲈、梭鱼、鲻鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等。

1.7.2.4 海水养殖区

东营市海域位于我国第二大河流黄河入海口，管辖海域基本为黄河三角洲的水下部分，其巨大的滩涂资源为海水养殖提供了有利条件，主要养殖特色种类有海参、三疣梭子蟹、鲈鱼、半滑舌鳎、中国对虾、南美白对虾等。

东营市主要养殖用海类型为开放式养殖用海、围海养殖用海。养殖用海主要分布在东营市的北部及南部的东营区和广饶县海域，用海总面积 68213.6 公顷。东营市河口区和垦利区海域养殖区共 2 个，包括：河口-利津养殖区、东营港南养殖区。河口-利津养殖区的基本情况见表 1.7-2。

表 1.7-2　河口-利津养殖区情况一览表

功能区名称		河口-利津养殖区		
功能区类型		养殖区	功能区代码	A1-2-3
所属一级类功能区名称		东营河口海洋保护区，滨州-东营北农渔业区	一级类功能区代码	A6-2，A1-2
地理范围		河口-利津北部海域，四至：118° 13′ 22.49″ ～119° 8′ 42.93″ E；37° 58′ 34.74″ ～38° 20′ 43.82″ N		
面积（公顷）		83884	岸线长度（m）	21950
开发利用现状		该区域近岸部分海域已开发为池塘养殖，离岸海域少部分开发为底播养殖，东部近岸有大量油气开发，其他海域未开发利用。		
海域管理要求	用途管制	基本功能为养殖，兼容油气、文体休闲娱乐功能。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙需求。加强渔业资源养护，控制捕捞强度，合理控制养殖密度。保障河口行洪安全。		
	用海方式控制	严格限制改变海域自然属性，可适度进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设，鼓励开放式用海。		
	整治修复	区内可进行沿海防潮堤坝建设。保护自然岸线原始形态，鼓励对人工岸线进行生态化改建。		
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等。		
	环境保护	河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。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。		

2 工程概况

2.1 总体情况

项目名称：胜利油田山东黄河三角洲飞雁滩油田等六个油田滩海油田开发工程

建设性质：新建（已建成）

建设地点：山东省东营市河口区、垦利区、利津县，见图 2.1-1～图 2.1-2

工程类型：海洋油气勘探开发及其附属工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司

建设周期：本工程所有设施于 1985 年至今陆续建成并投入使用

工程建设情况：

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内的工程内容涉及飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田、孤东油田、红柳油田、新滩油田 6 个油田，负责开发管理的油田二级单位涉及河口采油厂、桩西采油厂、孤东采油厂。

本次评价涉及的工程内容共包括各类井 460 口（其中在用油井 319 口、在用注水井 130 口、在用气井 11 口）、站场 75 座（在用计量站/混输泵站 43 座、在用配水间 22 座、注水站 3 座、集气站 2 座、注聚站 2 座、变电所 1 座、队部/生活点 2 处）、管线 331.602km（油气集输管线 171.568km、注水/污水管线 159.234km、注汽/清水管线 0.8km）、道路 130.572km、电力线/电缆 296.38km。总体工程组成情况见表 2.1-1，总体工程布局见附图 1.1、附图 1.2。

1）飞雁滩油田

本工程飞雁滩油田自 1991 年投入开发，开发单位为河口采油厂。已累计产液 3749.31×10^4t，累计产油 572.05×10^4t。采出液主要依托陆上飞雁滩联合站进行处理。

主要工程内容包括：各类井 148 口（其中油井 79 口、注水井 58 口、气井 11 口），计量站 17 座、配水间 12 座（除埕五注配水间外，飞雁滩油田其余配水间均与计量间合建）、集气站 2 座、注水站 1 座、变电所 1 座，管线 131.069km、道路 44.1km、电力线/电缆 272.57km。

2）老河口油田

本工程老河口油田自 1988 年 11 月投入开发，开发单位为桩西采油厂。已累计产液 3272.39×10^4t，累计产油 349.04×10^4t。采出液主要依托陆上桩西联合站进行处理。

主要工程内容包括：井 165 口（其中油井 103 口、注水井 62 口），计量站 16 座、配水间 8 座、注水站 2 座，注聚站 2 座，管线 142.617km、道路 48.27km、电力线/电缆 15.41km、队部 1 处。

3）桩西油田

本工程桩西油田自1985年投入开发,开发单位为桩西采油厂。已累计产液735.38×10^4t，累计产油 75.20×10^4t。采出液主要依托陆上桩西联合站进行处理。

主要工程内容分布于 2 座滩海陆岸井台及 1 座单井拉油井场。共有井 69 口（其中油井 67 口、注水井 2 口），计量站 1 座、配水间 1 座，管线 7.64km、道路 0.56km、电力线/电缆 1.0km、生活区 1 处。

4）孤东油田

本工程孤东油田自 2007 年 9 月投入开发，开发单位为孤东采油厂。已累计产液 280.88×10^4t，累计产油 40.03×10^4t。采出液主要依托陆上桩西联合站进行处理。

主要工程内容包括：油井 15 口（目前均已停产），计量站 1 座，管线 12.43km、道路 2.782km。

5）红柳油田

本工程孤东油田自1998年投入开发,开发单位为孤东采油厂。已累计产液684.74×10^4t，累计产油 54.64×10^4t。采出液主要依托陆上孤东 4 号联合站进行处理。

主要工程内容包括：油井 9 口，计量站 2 座，管线 3.787km、道路 3.133km、电力线/电缆 1.5km。

6）新滩油田

本工程新滩油田自 1997 年试油成功后投入开发，开发单位为孤东采油厂。已累计产液 767.90×10^4t，累计产油 101.22×10^4t。采出液主要依托陆上孤东 4 号联合站进行处理。

主要工程内容包括：井 54 口（其中油井 49 口、注水井 5 口），计量站 6 座、配水间 1 座，管线 34.059km、道路 31.727km、电力线/电缆 5.9km。

图 2.1-1　本工程地理位置示意图 1（与山东黄河三角洲国家级自然保护区相对位置关系）

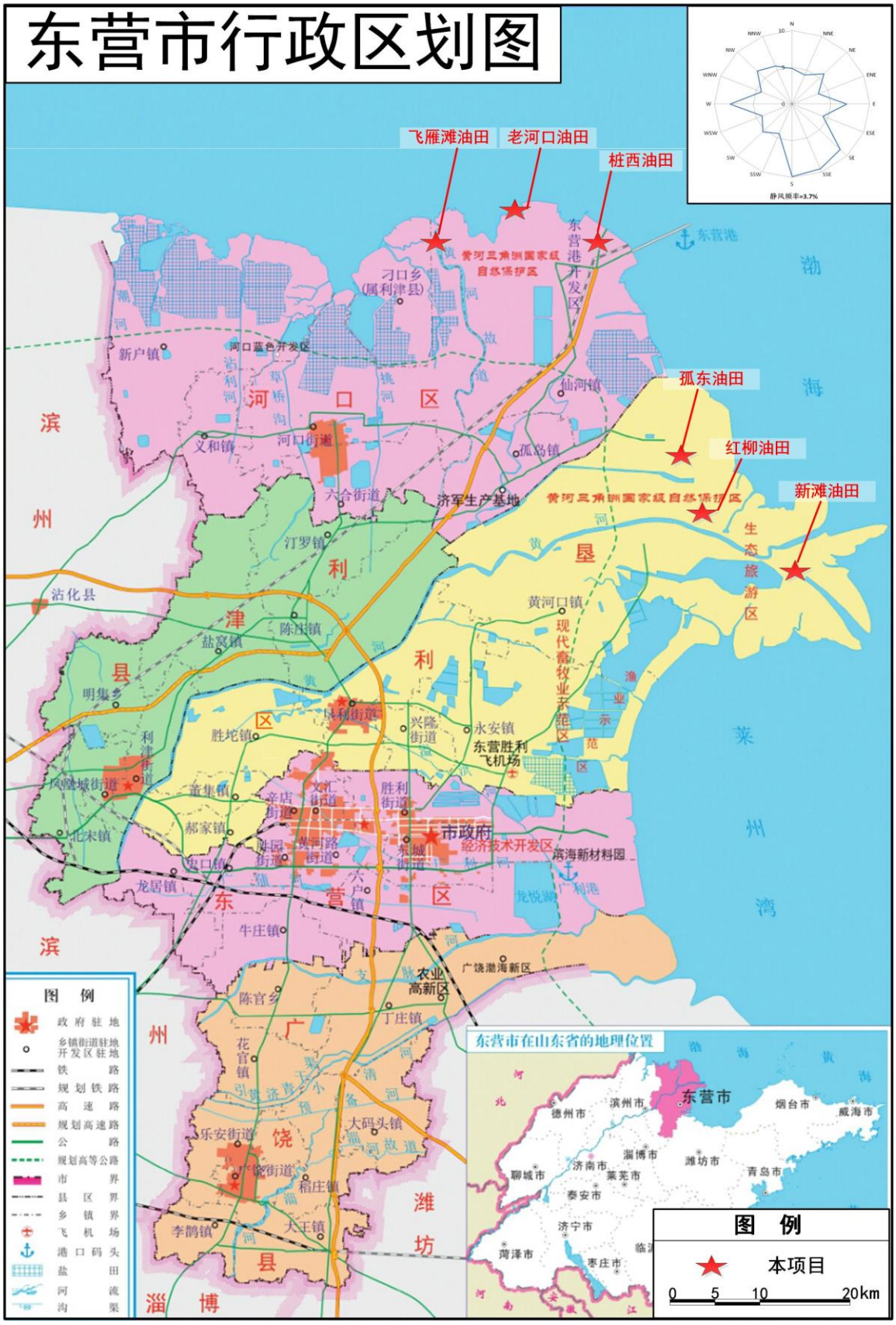


图 2.1-2 本工程地理位置示意图 2（行政区划）

表 2.1-1　总体工程组成一览表

油田	单位	油水井				计量站/混输泵站（座）	配水间（座）	注水站（座）	集气站（座）	注聚站（座）	集油/气管线				注水管线				注汽		道路		电力设施		队部/生活点
		油井		注水井（口）	气井（口）						单井集油/气管线		集油支干线/供气干线		单井注水管线		注水支干线/污水管线		注汽管线/清水管线				电力线/电缆	变电所	
		拉油（口）	管输（口）								数量（条）	长度（km）	数量（条）	长度（km）	数量（条）	长度（km）	数量（条）	长度（km）	数量（条）	长度（km）	数量（条）	长度（km）	长度（km）	数量（个）	个
飞雁滩油田	河口采油厂	0	79	58	11	17	12	1	2	0	109	44.37	23	22.667	69	44.71	15	19.322	0	0	180	44.1	272.57	1	0
	小计	**148**				**32**					**67.037**				**64.032**				**0**		**44.1**				**0**
老河口油田	桩西采油厂	0	103	62	0	16	8	2	0	2	112	21.925	18	33.37	66	33.812	23	53.51	0	0	75	48.27	15.41	0	1
	小计	**165**				**28**					**55.295**				**87.322**				**0**		**48.27**				**1**
桩西油田	桩西采油厂	1	66	2	0	1	1	0	0	0	67	4.08	4	0.8	2	1.06	3	0.9	2	0.8	2	0.56	1	0	1
	小计	**69**				**2**					**4.88**				**1.96**				**0.8**		**0.56**				**1**
孤东油田	孤东采油厂	0	15	0	0	1	0	0	0	0	15	0.88	2	11.55	0	0	0	0			1	2.782	0	0	0
	小计	**15**				**1**					**12.43**				**0**				**0**		**2.782**				**0**
新滩油田	孤东采油厂	0	49	5	0	7	1	0	0	0	62	20.819	6	7.32	5	5.92	0	0	0	0	20	31.727	5.9	0	0
	小计	**54**				**8**					**28.139**				**5.92**				**0**		**31.727**				**0**
红柳油田	孤东采油厂	0	9	0	0	2	0	0	0	0	9	0.987	2	2.8	0	0	0	0				3.133	1.5	0	0
	小计	**9**				**2**					**3.787**				**0**				**0**		**3.133**				**0**
分类小计		1	321	127	11	44	22	3	2	2	374	93.061	55	78.507	142	85.502	41	73.732	2	0.8	278	130.572	296.38	1	2
总计		**460**				**73**					**171.568**				**159.234**				**0.8**		**130.572**		**296.38**	**1**	**2**

2.2 飞雁滩油田

2.2.1 项目建成情况

2.2.1.1 油气资源概况

飞雁滩油田于 1983 年开始钻探，1989 年 7 月进一步开始二维地震勘探。1991 年 3 月，完钻的埕 116 井在馆陶组试油获产 25.9t/d，遂发现了飞雁滩油田。在后续的勘探开发过程中又陆续发现并投入开发了埕 118 块、埕 119 块、埕 126 块、埕 130 块、埕 126 斜 1 和埕 129 斜 1 等区块。截至 2017 年，飞雁滩油田经历了产能建设阶段（1991 年 3 月～1995 年 12 月）、注水开发阶段（1996 年 1 月～2000 年 10 月）、三次采油阶段（2000 年 11 月～2005 年 12 月）、开发后期（2006 年 1 月～目前）等四个阶段，形成了一套集防砂、堵聚、调剖以及动态监测工艺等较为完整配套的工艺技术系列。

飞雁滩油田已探明储量 2102×10^4t，可采储量 883×10^4t，剩余可采储量 168.2×10^4t；溶解气地质储量 3.80×10^8m^3，溶解气技术可采储量 0.64×10^8m^3，累计探明气层气含气面积 4.5km^2，天然气地质储量 7.88×10^8m^3。

飞雁滩油田馆陶组地面原油密度 0.92g/cm^3～0.95g/cm^3，原油粘度 297mPa•s～595mPa•s，凝固点-13℃～14℃，含硫量平均 0.17%～0.35%。

飞雁滩油田气层气组份以甲烷为主，甲烷含量 98.28%～99.68%，为干气，相对密度 0.55～0.56。

2.2.1.2 飞雁滩油田开发历程

本次飞雁滩油田滩海区块开发工程现评价涉及各类井 148 口（油井 79 口、注水井 58 口、气井 11 口）。

本项目自 1988 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2012 年，从建设历程图中可以看出建设出现较为明显的 2 个峰值，分别为 1992 年～1996 年、2000 年～2004 年。建设历程见图 2.2-1。

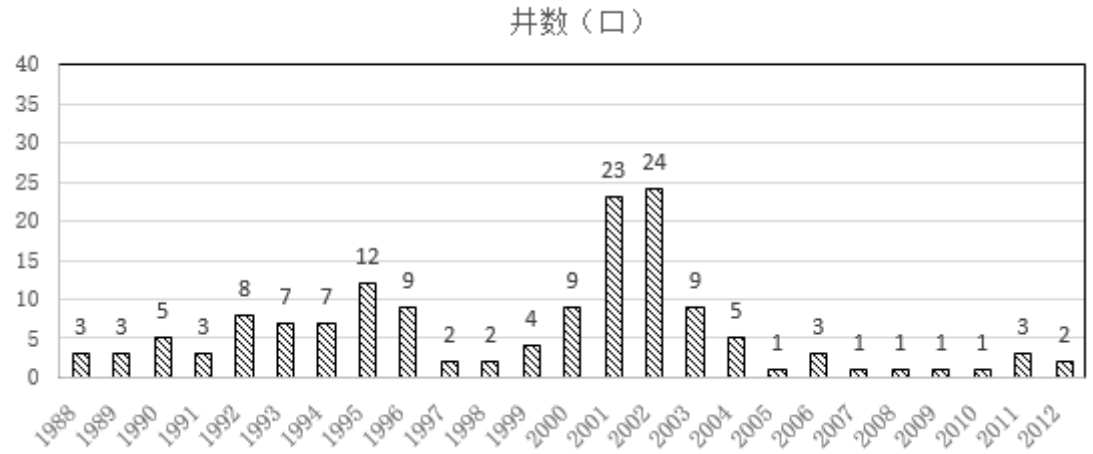


图 2.2-1　飞雁滩油田各类井建设历程图

2.2.1.3 工程组成

飞雁滩油田主要工程内容包括：各类井 148 口（其中油井 79 口、注水井 58 口、气井 11 口）、计量站 17 座、配水间 12 座、注水站 1 座、集气站 2 座、变电所 1 座、单井管线 89.08km、支干线 41.989km、道路 44.1km、电力线 249.29km、电缆 23.28km。

飞雁滩油田工程组成见表 2.2-1，总体布局、集输系统、注水系统、道路及其他附属设施分布情况分别见附图 1.5～附图 1.9。

表 2.2-1　飞雁滩油田工程组成一览表

项目组成	工程名称	工程内容	
主体工程	井	共 148 口，其中油井 79 口（均为管输）、注水井 58 口，气井 11 口。	
	油气集输	加热炉	计量站：800kW 加热炉 3 座
		计量站	17 座
		集气站	2 座，飞雁滩 1 号集气站、飞雁滩 2 号集气站
		单井集油管线	104 条，41.37km，采油井场与计量站之间管线
		单井集气管线	5 条，3km，采气井场与计量站之间管线
		集油支干线	23 条，22.667km
	注水系统	配水间	配水间 12 座
		注水站	1 座，为埕五注水站
		单井注水管线	69 条，44.71km，注水井与配水间之间管线
		注水支干线	15 条，19.322km
辅助工程	电力设施	变电所	雁东变电所 1 座
		电力线/电缆	电力线 249.29km，电缆 23.28km
	道路		180 条，44.1km
环保工程	生活污水		依托旱厕，拉运至保护区外不排海

项目组成	工程名称	工程内容
	一般钻井固废	拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置
	含油钻井固废	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置
依托工程	采出液、采出气分离	依托飞雁滩联合站
	油田采出水	依托飞雁滩污水站处理后回注，用于油田注水开发
	钻井废水处理	依托埕东废液处理站
	作业废水处理	施工期依托埕东废液处理站，运营期通过集输流程进入污水站处理
	油泥砂储存	依托河口义和联合站油泥砂贮存场
	油泥砂处理	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理
	注水站	依托埕四注水站

飞雁滩油田典型工程设施现状照片见图 2.2-2。

		
油井（埕 116-12）	注水井（埕 118-斜 46）	气井（埕 127）
		
报废井（埕 119-14）	计量站（54#计量站）	配水间（埕五注配水间）
		
注水站（埕五注水站）	集气站（飞雁滩 1#集气站）	集气站（飞雁滩 2#集气站）
		
变电所（雁东变电所）	道路	电力线

图 2.2-2　飞雁滩工程设施现状照片

2.2.1.4 井

飞雁滩油田包含各类井 148 口，均由河口采油厂管辖，其中油井 79 口（均为管输）、注水井 58 口，气井 11 口，详情见表 2.2-2。

表 2.2-2　飞雁滩油田井场设施统计

油田			井数（口）	直井（口）	水平井（口）	定向井（口）
飞雁滩油田	油井	管输	79	49	2	28
	注水井		58	32	/	26
	气井		11	7	/	4
	小计		148	88	2	58

2.2.1.5 站

飞雁滩油田共有各类站场 32 座，其中计量间 17 座、配水间 12 座、集气站 2 座、注水站 1 座。

1）计量间

计量间统计见表 2.2-3。

表 2.2-3　飞雁滩油田计量站设施统计一览表

序号	站场名称	面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备		加热炉参数				物流去向	用海类型
					名称	数量	规格（kW）	燃料类型	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）		
1	36#计量间	3600	1994/3/1	在用	加热炉	1	800	伴生气	11	0.3	飞雁滩联合站	沿岸海域
2	37#计量间	3600	1992/3/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
3	38#计量间	2500	1992/3/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
4	39#计量间	3600	1993/5/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
5	43#计量间	4500	1994/7/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
6	44#计量间	3600	1993/6/1	在用	加热炉	1	800	伴生气	11	0.3	飞雁滩联合站	沿岸海域
7	45#计量间	3600	1993/5/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
8	46#计量间	2500	1993/7/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
9	47#计量间	4500	1994/3/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
10	48#计量间	3600	1994/8/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
11	49#计量间	4500	1994/9/1	在用	加热炉	1	800	伴生气	11	0.3	飞雁滩联合站	沿岸海域
12	51#计量间	4500	1994/5/1	报废	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
13	52#计量间	3600	1994/7/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
14	53#计量间	3600	1994/5/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
15	54#计量间	3600	1995/5/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
16	72#计量间	4500	2002/12/1	在用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域
17	73#计量间	2500	2004/8/5	停用	/	/	/	/	/	/	飞雁滩联合站	沿岸海域

2）配水间

配水间统计情况见表 2.2-4。

表 2.2-4　飞雁滩油田配水间统计一览表

序号	站场名称	合建设施	面积（m^2）	建成时间	运行状态	注水来源	用海类型
1	37#配水间	37#计量间	0	2002/8/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
2	39#配水间	39#计量间	0	1994/12/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
3	43#配水间	43#计量间	0	2000/11/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
4	44#配水间	44#计量间	0	1996/8/8	停用	埕四注水站	沿岸海域
5	45#配水间	45#计量间	0	1993/5/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
6	46#配水间	46#计量间	0	2001/5/6	停用	埕四注水站	沿岸海域
7	埕五注配水间	/	3600	2000/11/1	在用	埕五注水站	沿岸海域
8	47#配水间	47#计量间	0	2000/11/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
9	48#配水间	48#计量间	0	1994/9/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
10	49#配水间	49#计量间	0	1994/12/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
11	53#配水间	53#计量间	0	1994/12/1	在用	埕四注水站	沿岸海域
12	54#配水间	54#计量间	0	1998/9/1	在用	埕四注水站	沿岸海域

备注：除埕五注配水间外，飞雁滩油田其余配水间均与计量间合建，面积已在表 2.2-3 中统计。

3）集气站

集气站统计情况见表 2.2-5。

表 2.2-5　集气站基本情况统计一览表

序号	站场名称	面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备		物流去向	用海类型
					名称	数量		
1	飞雁滩1#集气站	1000	1992.11	在用	分离器	7	飞雁滩联合站	沿岸海域
2	飞雁滩2#集气站	1000	1993.11	在用	分离器	6		沿岸海域

4）注水站

（1）基本情况

飞雁滩油田内注水站共 1 座，为埕五注水站，见表 2.2-6。

表 2.2-6　埕五注水站信息统计

序号	站场名称	面积（m^2）	投产时间	运行状态	注水量（m^3/d）		注水来源	用海类型
					设计量	实际量		
1	埕五注水站	10000	2000.11	运行	2880	1355	飞雁滩联合站	沿岸海域

（2）工艺流程

埕五注水站工艺流程见图 2.2-3。

图 2.2-3　埕五注水站工艺流程图

（3）平面布置图

埕五注水站平面布置见图 2.2-4。

图 2.2-4　埕五注水站平面布置示意图

（4）主要设备

埕五注水站主要设备统计情况见表 2.2-7。

表 2.2-7　埕五注水站设备统计表

序号	名称及规格型号	单位	数量	备注
1	柱塞注水泵　5FDS175-60/16	台	3	开 1 备 2
2	清水灌　V=400m^3	座	1	/
3	增压泵　3D3-S8/40	台	2	开 2 备 1
4	增压泵 3ZY125-8.2/40	台	1	

2.2.1.6 管线

飞雁滩油田共有单井管线 178 条、89.08km（其中单井油管线 109 条、44.37km，单井水管线 69 条，44.71km），单井管线埋深 0.3m 左右；支干线 38 条、41.989km（其中集油支干线 23 条、22.667km，注水支干线 15 条、19.322km），支干线埋深 0.5m～1.5m。滩海陆岸井台进井道路一侧设涵管，管线沿路涵管敷设。单井管线统计见表 2.2-8，支干线统计见表 2.2-9。

表 2.2-8　飞雁滩油田单井管线统计

计量站	单井管线				用海类型
	输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
35#计量站	采出液	6	1.2	89	沿岸海域
36#计量站	采出液	5	1.25	89	沿岸海域
37#计量站	采出液	7	0.49	89	沿岸海域
38#计量站	采出液	4	2.4	89	沿岸海域
39#计量站	采出液	1	1.2	89	沿岸海域
43#计量站	采出液	5	2.5	89	沿岸海域
44#计量站	采出液	4	1.6	89	沿岸海域
45#计量站	采出液	11	5.5	89	沿岸海域
46#计量站	采出液	6	2.7	89	沿岸海域
47#计量站	采出液	9	3.15	89	沿岸海域
48#计量站	采出液	9	1.8	89	沿岸海域
49#计量站	采出液	5	1.5	89	沿岸海域
52#计量站	采出液	2	0.48	65	沿岸海域
53#计量站	采出液	5	1.5	89	沿岸海域
54#计量站	采出液	12	7.8	89	沿岸海域
72#计量站	采出液	10	6	65	沿岸海域
埕四注计量间	采出液	3	0.3	89	沿岸海域
1#气站计量站	气	2	1.3	65	沿岸海域
2#气站计量站	气	3	1.7	65	沿岸海域
小计	/	109	44.37	/	/
35#配水间	污水	3	1.03	89	沿岸海域
37#配水间	污水	10	5.82	89	沿岸海域
	污水	4	2.1	60	沿岸海域
39#配水间	污水	2	0.4	89	沿岸海域
43#配水间	污水	5	3.9	89	沿岸海域
	污水	2	1.85	60	沿岸海域
45#配水间	污水	2	1.1	89	沿岸海域
47#配水间	污水	6	4.6	89	沿岸海域
	污水	4	2.15	60	沿岸海域
48#配水间	污水	5	3.67	89	沿岸海域
49#配水间	污水	5	3.16	89	沿岸海域
	污水	1	1	76	沿岸海域
53#配水间	污水	1	0.15	89	沿岸海域
	污水	1	0.7	76	沿岸海域
54#配水间	污水	3	2.15	89	沿岸海域
72#配水间	污水	1	1.27	60	沿岸海域
埕五注配水间	污水	7	3.8	89	沿岸海域
	污水	7	5.86	60	沿岸海域
小计	/	69	44.71	/	/
合计	/	178	89.08	/	/

表 2.2-9　飞雁滩油田支干线统计

序号	管线类型	管线名称	长度（m）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
1	集油干线	36#-37#集油干线至 37#计量间	1300	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
2	集油干线	37#-接转站集油干线至埕四注计量间	2050	219	采出液	204.4	在用	沿岸海域
3	集油干线	43#-122 阀组集油干线至埕五注配水间	1300	219	采出液	204.4	在用	沿岸海域
4	集油干线	39#-总线闸门集油干线至埕五注配水间	1600	159	采出液	204.4	在用	沿岸海域
5	集油干线	34#-35#集油干线至 35#计量间	1000	159	采出液	47.45	在用	沿岸海域
6	集油干线	35#-总线闸门集油干线至埕四注计量间	200	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
7	集油干线	44#-45 集油干线至 45#计量间	1150	159	采出液	204.4	在用	沿岸海域
8	集油干线	46#-总线闸门集油干线至 35#计量间	450	159	采出液	328.5	在用	沿岸海域
9	集油干线	47#-46#集油干线至 46#计量间	700	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
10	集油干线	122 阀组-46#阀组集油干线至 46#计量间	600	219	采出液	204.4	在用	沿岸海域
11	集油干线	46#阀组-接转站集油干线至埕四注计量间	3300	273	采出液	328.5	在用	沿岸海域
12	集油干线	122 阀组-接转站集油干线至埕四注计量间	450	325	采出液	474.5	在用	沿岸海域
13	集油干线	49#-支线集油干线至埕五注配水间	1000	159	采出液	204.4	在用	沿岸海域
14	集油干线	51#-总线闸门集油干线至 45#计量间	1800	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
15	集油干线	53#-43#集油干线至 43#计量间	900	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
16	集油干线	54#-支线集油干线至 35#计量间	300	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
17	集油干线	73#-36#集油干线至 36#计量间	1200	114	采出液	47.45	在用	沿岸海域
18	集油干线	72#-49#集油干线至 49#计量间	600	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
19	集油干线	52#-总线闸门集油干线至 48#计量间	1800	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
20	集油干线	48#总线闸门-122 阀组集油干线至埕五注配水间	280	219	采出液	204.4	在用	沿岸海域
21	集油干线	38#-总线闸门集油干线至埕四注计量间	567	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域

序号	管线类型	管线名称	长度（m）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
22	集油干线	44#-支线闸门集油干线至埕五注配水间	60	159	采出液	94.9	在用	沿岸海域
23	集油干线	45#-支线闸门集油干线至埕五注配水间	60	159	采出液	204.4	在用	沿岸海域
集油干线小计			22667	/	/	/	/	/
24	注水干线	埕四注-46#注水干线至46#计量间	2680	168	水	63.948	在用	沿岸海域
25	注水干线	埕四注-37#注水干线至37#计量间	2300	168	水	63.948	在用	沿岸海域
26	注水干线	35#-122 阀组注水干线至埕五注配水间	2330	245	水	63.948	在用	沿岸海域
27	注水干线	埕四注-35#注水干线至35#计量间	2150	245	水	187.464	在用	沿岸海域
28	注水干线	47#-截止阀注水干线至35#计量间	1125	114	水	63.948	在用	沿岸海域
29	注水干线	45#-122 阀组注水干线至埕五注配水间	434	168	水	144.54	在用	沿岸海域
30	注水干线	53#-122 阀组注水干线至埕五注配水间	2194	168	水	144.54	在用	沿岸海域
31	注水干线	48#-支线注水干线至埕五注配水间	1257	168	水	63.948	在用	沿岸海域
32	注水干线	49#-支线注水干线至埕五注配水间	1612	168	水	63.948	在用	沿岸海域
33	注水干线	39#-截止阀注水干线至埕五注配水间	1000	168	水	63.948	在用	沿岸海域
34	注水干线	54#-截止阀注水干线至埕五注配水间	250	114	水	28.908	在用	沿岸海域
35	注水干线	35#-截止阀注水干线至47#计量间	90	168	水	187.464	在用	沿岸海域
36	注水干线	122 阀组-母液站注水干线至 47#计量间	150	168	水	/	在用	沿岸海域
37	注水干线	43#-截止阀注水干线至埕五注配水间	150	168	水	144.54	在用	沿岸海域
38	注水干线	47#-截止阀注水干线至埕五注配水间	1600	168	水	/	在用	沿岸海域
注水干线小计			19322	/	/	/	/	/
合计			41989	/	/	/	/	/

2.2.1.7 附属设施

1）道路

飞雁滩油田内共敷设道路 180 条，长度 44.1km，统计情况见表 2.2-10。

表 2.2-10　飞雁滩油田道路统计

道路宽度（m）	数量（条）	长度（km）	占地（m^2）	用海类型
6	164	25.81	154860	沿岸海域
8	16	18.29	146320	沿岸海域

2）电力设施

飞雁滩油田电力设施主要包括变电所 1 座、电力线 16 条，249.29km、电缆 2 条，23.28km。统计情况见表 2.2-11。

表 2.2-11　飞雁滩油田电力设施统计

油田	采油厂	序号	设施名称	长度（km）	设施类型	运行状态	用海类型
飞雁滩油田	河口	1	埕 116 线	15.72	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	2	埕 118 线	15.24	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	3	雁三线	0.42	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	4	埕 125 线	5.83	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	5	埕 134 线	9.35	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	6	埕 128 线	10.08	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	7	大北一线	35.98	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	8	大北二线	14.19	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	9	大北三线	26.02	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	10	大北四线	30.69	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	11	1#站线	1.21	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	12	4#站线	18.43	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	13	大南一线	29.15	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	14	大南二线	17.40	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	15	海一线	12.46	电力线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	16	海二线	7.12	电力线路	在用	沿岸海域
小计			/	249.29	/	/	/
飞雁滩油田	河口	1	海三线	11.47	电缆线路	在用	沿岸海域
飞雁滩油田	河口	2	海新线	11.81	电缆线路	在用	沿岸海域
小计			/	23.28	/	/	/
合计			/	272.57	/	/	/
油田	采油厂	序号	设施名称	占地面积（m^2）	设施类型	运行状态	用海类型
飞雁滩油田	河口	1	雁东变电所	400	变电所	在用	沿岸海域

2.2.2 施工过程回顾

2.2.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程。其中钻井工程包含钻前准备、钻进及钻完井；井下作业工程主要包括射孔、完井作业；地面工程主要包括井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施建设等内容。

2.2.2.2 钻井工程

1）钻井过程按其顺序可分为三个阶段，即钻前准备、钻进、钻完井。

（1）钻前准备

修建通往井场的运输用路；根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）；搬运、安装钻井设备；修建泥浆池。

（2）钻进

利用钻机设备破碎地层形成井筒的工艺过程。本工程涉及井基本采用 2 开或 3 开结构，其基本工艺过程如下：

一开：从地面钻出较大井眼，到一定设计深度后下表层套管，然后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起，水泥返高至地面；

二开：从表层套管内用较小一些的钻头继续钻进，若地层不复杂，则可直接钻到目的层后下油层套管，然后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起。如果地层复杂，很难用钻井液控制时，则要下技术套管；

三开：从技术套管内再用小一些的钻头往下钻进至目的地层深度，下油层套管，而后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起。

（3）钻完井

钻完井是钻井工程的最后环节。钻井完成后，钻井队将钻井井场泥浆池中的钻井废弃泥浆和钻井岩屑拉运至保护区外井场进行固化处理，含油钻井泥浆和钻井岩屑委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理，对钻井设备进行搬迁，准备下一口井的钻井工作。

2.2.2.3 井下作业工程

井下作业主要包括射孔、完井。

1）射孔

射孔是采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼的作业活动，本工程油井均采用套管固井射孔。

2）完井

完井作业还包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

2.2.2.4 地面工程

地面工程主要包括井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施建设等内容。

1）井场设施安装

主要包括抽油机等设施的建设安装。

2）管线敷设

包括油、气、水、聚合物等各类管线，主要施工流程包括测量定线→线路清理→修筑施工道路→开挖管沟→运管、布管、焊接、补口、补伤、防腐→下管入沟→试压、清管→覆土回填→恢复地貌、植被恢复。

3）站场施工

站场主要包括计量站、配水间、注水站、集气站等建筑物建设。

4）进井道路施工

滩涂/沿海陆域进井道路施工先将已有土路清理表土，机械碾压，整平理坡后，四周采用一层土工布包裹，路肩及边坡采用片石砼防护。边坡防护结构自上而下为：片石砼、碎石垫层和土工布层。边坡基础采用片石砼；为了进行防护体的施工，需先在道路两侧设袋装土围堰。对于道路两侧存在潮沟的路段，施工结束后，将拆除的围堰所用袋装土回填至潮沟处。

5）其他设施建设

主要包括队部、生活点、变电所、电力线等设施建设。

2.2.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.2.3.1 开采方案

本工程涉及的开发方式包括注水、注聚，以注水开发方式为主。

1）注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

2）注聚

注聚开发是指向地层中注入聚合物进行驱油的一种增产措施。在宏观上，它主要靠增加驱替液粘度，降低驱替液和被驱替液的流度比，从而扩大波及体积；在微观上，聚合物由于其固有的粘弹性，在流动过程中产生对油膜或油滴的拉伸作用，增加了携带力，提高了微观洗油效率。

3）开发方式统计

飞雁滩油田开发方式回顾见表 2.2-12。

表 2.2-12　本工程飞雁滩油田开发方式统计

历史开发方式	目前开发方式
注水、注聚	注水

2.2.3.2 井下作业

油、注水井在长期的生产过程中，不停地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油、注水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油、注水井进行井下作业，井下作业内容主要有油、注水井维修等。

油、注水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

2.2.3.3 开发历程简述

飞雁滩油田涉海区域自 1991 年投入开发，1992 年转入注水开发，到 1997 年 12 月油田综合含水上升到 70.5%，为实现飞雁滩油田增油稳产、增加可采储量、提高最终采收率，于 2000 年 11 月开始实施注聚，历经了 5 年零 10 个月的注聚开发后，于 2006 年 9 月全面转入后续注水阶段。

2.2.3.4 产能回顾

飞雁滩油田自投入开发以来，累计产液 3749.31×10^4t、累计产油 572.05×10^4t。

表 2.2-13 飞雁滩油田产能统计

油田	飞雁滩油田
二级单位	河口
累产液（×10^4t）	3749.31
累产油（×10^4t）	572.05

飞雁滩油田 2008 年～2017 年产能统计见表 2.2-14 及图 2.2-5。

表 2.2-14 2008 年～2017 年产能统计

年份	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）
2008	223.96	27.79
2009	242.01	24.71
2010	270.19	23.43
2011	273.27	19.29
2012	280.54	17.39
2013	278.29	15.62
2014	279.36	13.66
2015	270.86	11.57
2016	260.17	9.76
2017	187.54	5.2906

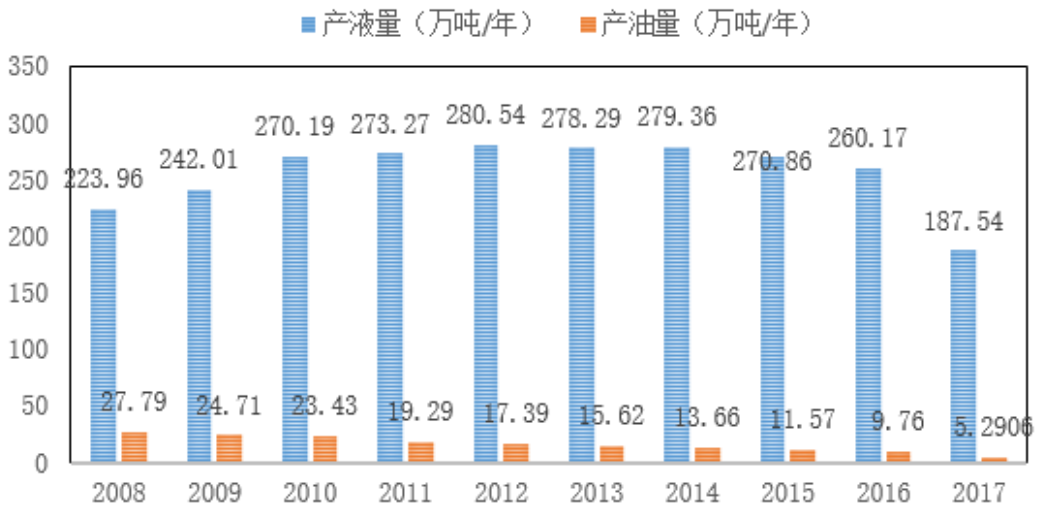


图 2.2-5 飞雁滩油田近 10 年（2008 年～2017 年）产能柱状图

2.2.3.5 产能预测

未来 10 年飞雁滩油田产能预测情况见表 2.2-15。

表 2.2-15　飞雁滩油田未来 10 年产能预测一览表

年度	总井数	油井开井（口）	油田			年产液（×10^4t）	年产油（×10^4t）	累产油（×10^4t）	年产气（×10^4m^3）	注水井			
			日产液（t）	日产油（t）	含水（%）					开井（口）	单井日注（m^3）	区块日注（m^3）	年注水（10^4m^3）
1	148	79	4116.29	123.43	97.00	144.07	4.32	4.32	28.09	58	63.36	3231.43	113.1
2	148	79	4147.43	110.00	97.35	145.16	3.85	8.17	25	58	65.11	3255.71	113.95
3	148	79	4198.00	97.71	97.67	146.93	3.42	11.59	22.25	58	65.91	3295.43	115.34
4	148	79	4336.57	88.00	97.97	151.78	3.08	14.67	20.03	58	69.48	3404.29	119.15
5	148	79	4451.14	79.14	98.22	155.79	2.77	17.44	18.03	58	71.31	3494.29	122.3
6	148	79	4513.14	71.43	98.42	157.96	2.5	19.94	16.22	58	73.81	3542.86	124
7	148	79	4702.29	64.86	98.62	164.58	2.27	22.21	14.76	58	78.53	3691.14	129.19
8	148	79	5004.29	59.14	98.82	175.15	2.07	24.28	13.43	58	85.40	3928.29	137.49
9	148	79	5217.14	53.71	98.97	182.6	1.88	26.16	12.22	58	91.01	4095.43	143.34
10	148	79	5556.86	48.86	99.12	194.49	1.71	27.87	11.12	58	101.44	4362.00	152.67

2.2.4 物流集输方案

2.2.4.1 总体集输方案

飞雁滩油田总体集输流程见图 2.2-6。

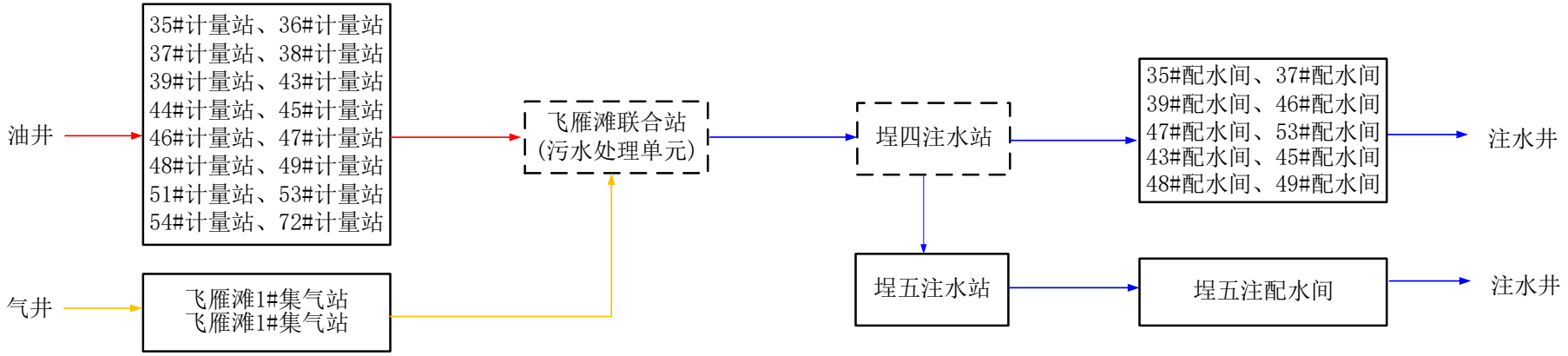


图 2.2-6　总体集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.2.4.2 油气集输流程图

飞雁滩油田油气集输流程见图 2.2-7。

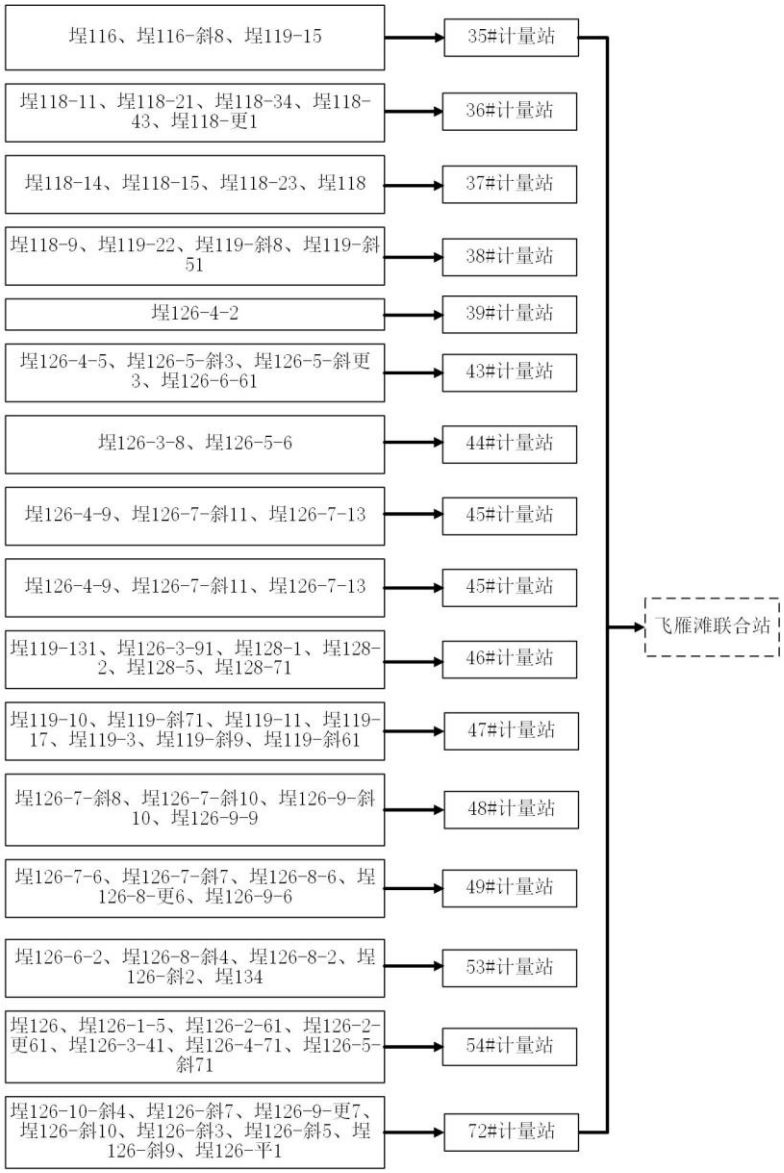


图 2.2-7　飞雁滩油气集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.2.4.3 注水流程图

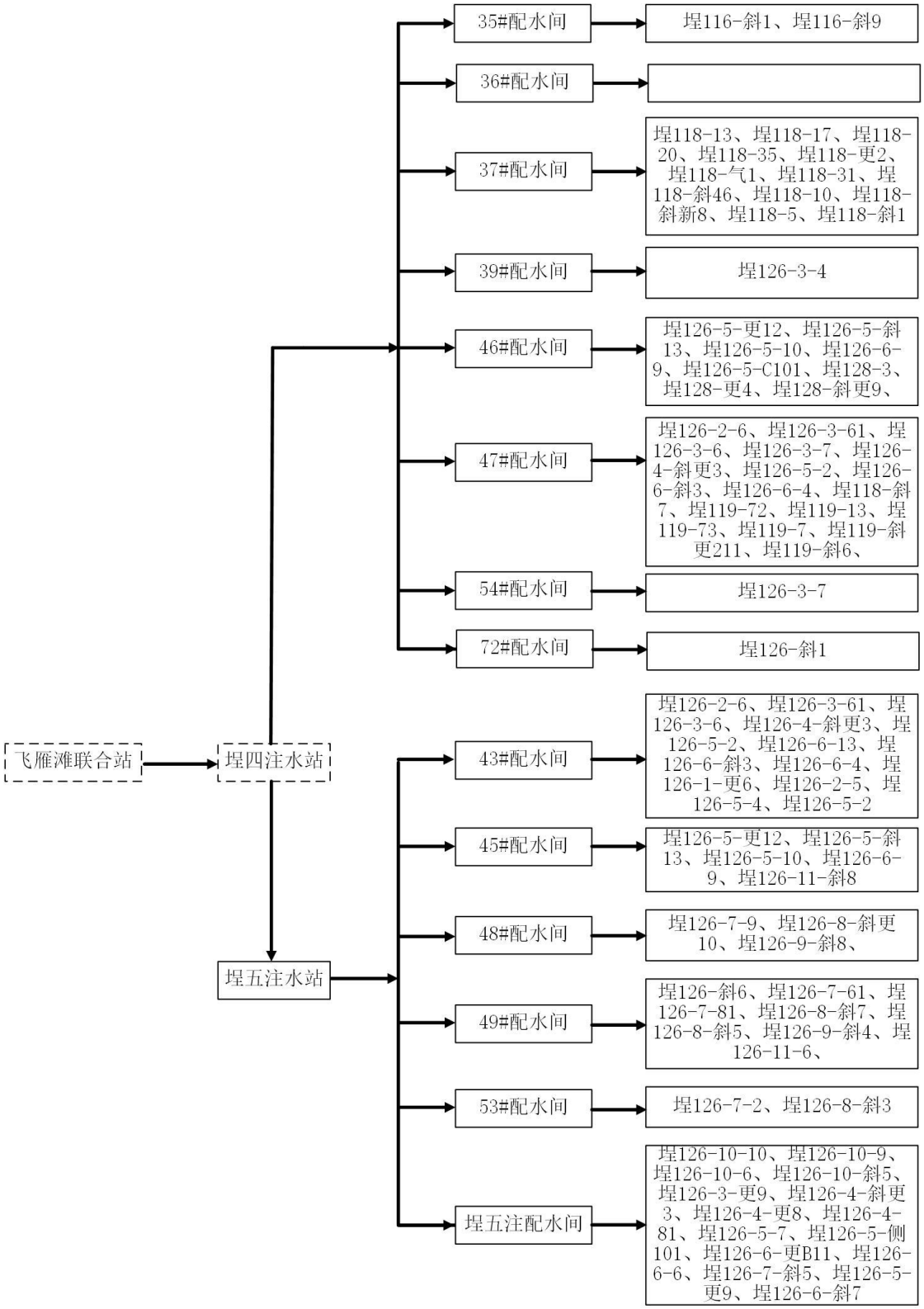


图 2.2-8　飞雁滩油田注水流程图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.2.5 依托情况

飞雁滩油田依托情况统计见表 2.2-16。

表 2.2-16　本工程依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	污水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理单位
飞雁滩	河口	飞雁滩联合站	飞雁滩联合站污水处理单元	无	埕四注水站	埕东废液处理站	河口义和联合站油泥砂贮存场	胜利油田金岛实业有限责任公司

2.2.6 工程用海及情况

本工程用海情况统计见表 2.2-17。

表 2.2-17　工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m^2）
飞雁滩油田	河口采油厂	井台	150200
		计量站	8100
		配水间	3600
		集气站	2000
		注水站	10000
		变电所	400
		道路	301180
		管线	655345
合计			1130825

2.2.7 劳动定员

本工程劳动定员 67 人。

2.3 老河口油田

2.3.1 项目建成情况

2.3.1.1 油气资源概况

老河口油田自 1986 年 5 月发现，已有近 31 年的开发历程，大致经历了开发准备阶段（1986 年 5 月～1989 年 12 月）、初建产能阶段（1990 年 1 月～1995 年 12

月）、扩建产能阶段（1996 年 1 月～2001 年 12 月）、注采调整阶段（2002 年 1 月～2005 年 12 月）、高含水递减阶段（2006 年 1 月～目前）等五个开发阶段。

桩西采油厂老河口油田实验区内已探明储量 2890.49×10^4t，动用地质储量 2615.44×10^4t，可采储量 690.9×10^4t，剩余可采储量 80.71×10^4t。

馆陶组地面原油密度 0.9396g/cm^3～0.9545g/cm^3，地面粘度在 83.6mPa·s～895.0mPa·s 之间。

沙河街组沙四段地面原油密度 0.8520g/cm^3～0.8857g/cm^3，平均地面原油密度 0.8698g/cm^3，平均地面原油粘度 7.6mPa·s，平均凝固点 32℃，平均含硫量 0.17%。

沙二段原油性质具有低含硫、低粘度、低密度、高凝固点的特征。地面原油密度 0.8390g/cm^3～0.8900g/cm^3，地面原油粘度 15.2mPa·s～19.8mPa·s，含硫量 0.20%～0.58%，凝固点 33℃～38℃。

老河口油田桩 106 地区明化镇组为气顶气，其它层系为溶解气。其中：气顶气的甲烷含量 98.00%～99.89%，相对密度 0.5544～0.5658；溶解气的甲烷含量 63.61%～99.58%，相对密度 0.5585～0.9056。

2.3.1.2 老河口油田开发历程

本次老河口油田滩海区块开发工程现评价涉及各类井 165 口(其中油井 103 口、注水井 62 口)。

本项目自 1993 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2012 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 1995 年～2000 年、2005 年、2011 年～2012 年。建设历程见图 2.3-1。

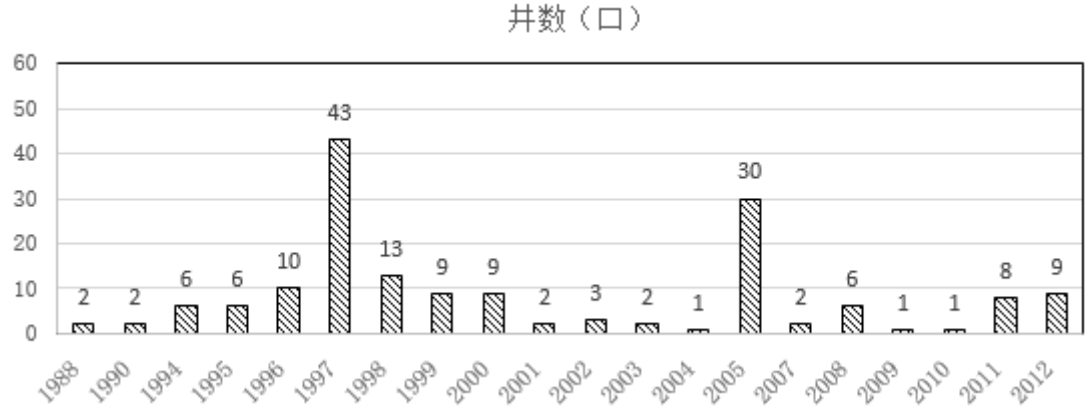


图 2.3-1　老河口油田各类井建设历程图

2.3.1.3 工程组成

老河口油田主要工程内容包括：井 165 口（其中油井 103 口、注水井 62 口）、计量站 16 座、配水间 8 座、注水站 2 座、注聚站 2 座、管线 142.617km、道路 48.27km、电力线/电缆 15.41km、队部 1 处。

老河口油田工程组成见表 2.3-1，总体布局、集输系统、注水系统道路及其他附属设施分布情况见附图 1.10～1.14。

表 2.3-1　老河口油田工程组成一览表

项目组成	工程名称	工程内容		
主体工程	井	共 165 口，其中油井 103 口（均为管输），在用注水井 62 口		
	油气集输	加热炉	桩西	井场：80kW 加热炉 9 座 计量站：260kW 加热炉 6 座、250kW 加热炉 3 座、150kW 加热炉 2 座
		计量站	桩西	16 座（含混输泵站 1 座）
		单井集油管线	桩西	112 条，21.925km，采油井场与计量站、干线之间管线
		集油支干线	桩西	18 条，33.37km
	注水系统	配水间	桩西	配水间 8 座
		注水站	桩西	2 座，桩 106 北注水站、老河口注水站
		单井注水管线	桩西	66 条，33.812km，注水井与配水间之间管线
		注水支干线	桩西	23 条，53.51km
	注聚系统	注聚站	桩西	2 座：106 注聚 1#分站、106 注聚总站，目前作为注水站使用
辅助工程	电力设施	电力线	桩西	6 条，15.41km
	道路		桩西	75 条，48.27km
	队部	桩西	维修 401 站（桩西-八队队部）：350kW 采暖锅炉 1 台	
环保工程	生活污水		依托旱厕，拉运至保护区外不排海	
	一般钻井固废		拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置	
	含油钻井固废		委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置	
依托工程	油气集输		桩西	依托桩 106 接转站
	采出液分离		桩西	依托桩 106 接转站、桩西联合站
	油田采出水		桩西	依托桩 106 污水站、桩西联污水站处理后回注，用于油田注水开发
	钻井废水处理		依托桩西长堤废液处理站	
	作业废水处理		桩西	施工期依托桩西长堤废液处理站，运营期酸化废液依托桩西长堤废液处理站，其他作业废水通过集输流程进入污水站处理
	油泥砂储存		依托桩西油泥砂贮存池	
	油泥砂处理		委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置	

老河口油田典型工程设施现状照片见图 2.3-2。

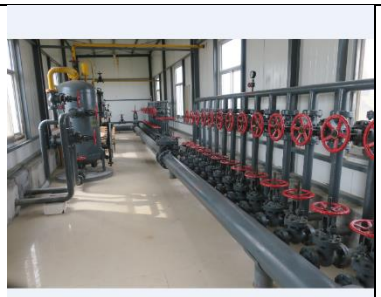
		
油井（LHL15-2）	注水井（106-12-18）	
		
计量站（808 计量站）	计量间（808 计量站设施）	配水间（810 配水间）
		
配水间（810 配水间设施）	老河口注水站	老河口注水站-注水泵
		
106 北注水站	注聚 1#分站	维修 401 站（8 队队部）
		
106 注聚总站	106 注聚总站设施	道路及电力线

图 2.3-2　老河口油田工程设施现状照片

2.3.1.4 井

老河口油田共有各类井 165 口（其中油井 103 口，注水井 62 口），详见表 2.3-2。

表 2.3-2　老河口油田井场设施统计

单位	井型		井数（口）	直井（口）	水平井（口）	定向井（口）
老河口油田	油井	管输	103	47	10	46
	注水井		62	25	1	36
	小计		165	72	11	82

2.3.1.5 站

老河口油田共有各类站场 28 座，其中计量间 16 座、配水间 8 座、注水站 2 座、注聚站 2 座。

1）计量间

计量间统计见表 2.3-3。

表 2.3-3　老河口油田计量站设施统计一览表

采油厂	序号	站场名称	所在井台名称	面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备		加热炉参数				物流去向	用海类型
							名称	数量	规格（kW）	燃料类型	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）		
桩西	1	808 计量站	老 163 井台	已计入井台	2006/10/23	在用	加热炉	2	260	伴生气	8	0.2	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	2	811 计量站	桩 106-21-10 井台	已计入井台	2000/12/1	在用	加热炉	1	260	伴生气	8	0.2	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	3	810 计量站	桩 106-21-13 井台	已计入井台	1999/11/1	在用	/	/	/	/	/	/	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	4	814 计量站	桩 106-19-斜 20 井台	已计入井台	2014/6/11	在用	加热炉	1	150	伴生气	8	0.2	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	5	812 计量站	桩 106-69 井台	已计入井台	2010/9/26	在用	/	/	/	/	/	/	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	6	804 计量站	桩 106-68	已计入井台	1999/11/1	在用	加热炉	1	260	伴生气	8	0.2	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	7	21-10 井台混输泵站	/	1161.3	2000/12/1	停用	/	/	/	/	/	/	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	8	802 计量站	桩 106-11-10	已计入井台	1996/1/6	在用	加热炉	1	250	伴生气	8	0.2	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	9	801 计量站	——	1440	1995/6/5	在用	加热炉	1	250	伴生气	8	0.2	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	10	803 计量站	桩 106-16-10 井台	已计入井台	1997/12/15	在用	加热炉	1	260	伴生气	8	0.2	桩 106 接转站	沿岸海域

采油厂	序号	站场名称	所在井台名称	面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备		加热炉参数				物流去向	用海类型
							名称	数量	规格（kW）	燃料类型	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）		
桩西	11	807 计量站	桩 106-斜 71 井台	已计入井台	2012/12/9	停用	/	/	/	/	/	/	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	12	805 计量站	/	600	1995/7/26	在用	/	/	/	/	/	/	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	13	806 计量站	桩 106-平 9 井台	已计入井台	1996/7/8	在用	加热炉	1	260	伴生气	8	0.32	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	14	815 计量站	/	432.6	2008/9/1	在用	/	/	/	/	/	/	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	15	503 计量站	桩 106-24	已计入井台	1989/11/1	在用	加热炉	1	250	伴生气	8	0.35	桩 106 接转站	沿岸海域
桩西	16	510 计量站	老斜 454-斜 1	已计入井台	2009/10/5	在用	加热炉	1	150	伴生气	8	0.219	桩 106 接转站	沿岸海域

2）配水间

老河口油田配水间统计见表 2.3-4。

表 2.3-4　老河口油田配水间统计一览表

采油厂	序号	站场名称	合建设施	占地面积（m^2）	建成时间	运行状态	注水来源	用海类型
桩西	1	808 配水间	老 163 井台	已计入井台	2006/10/23	在用	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	2	811 配水间	桩 106-21-10 井台	已计入井台	2000/12/1	在用	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	3	810 配水间	桩 106-21-13 井台	已计入井台	1999/11/1	在用	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	4	804 配水间	桩 106-68	已计入井台	1999/11/1	在用	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	5	802 配水间	桩 106-11-10	已计入井台	1996/1/6	在用	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	6	803 配水间	桩 106-16-10 井台	已计入井台	1997/12/15	在用	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	7	805 配水间	805 计量站	已计入计量站	1995/7/26	在用	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	8	503 配水间	桩 106-24	已计入井台	1989/11/1	在用	老河口注水站	沿岸海域

3）注水站、注聚站

本工程老河口油田包含注水站 2 座、注聚站 2 座，其中注聚站目前仅作为注水站使用。

（1）基本情况

注水站及注聚站基本情况见表 2.3-5。

表 2.3-5　老河口油田注水站、注聚站一览表

采油厂	序号	站场名称	面积（m^2）	投产时间	运行状态	注水量/注聚量（m^3/d）		注水来源	用海类型
						设计量	实际量		
桩西	1	桩 106 北注水站	27071	2010/12/1	在用	10000	7333	桩 106 污水处理站	沿岸海域
桩西	2	老河口注水站	7812	1997/1/1	在用	7320	3500	桩 106 污水处理站	沿岸海域
桩西	3	注聚 1#分站（目前作为注水站使用）	面积计入 106-P9 井台	1996/7/8	在用	/	707	桩 106 北注水站	沿岸海域
桩西	4	106 注聚总站（目前作为注水站使用）	6482	2003/12/1	在用	/	396	老河口注水站	沿岸海域
小计	/	/	41365	/	/	/	/	/	/

（2）主要设备

注水站及注聚站设备统计见表 2.3-6。

表 2.3-6　站场主要设备统计一览表

站场名称	设备	数量（台）	运行状态
桩 106 北注水站	注水泵	10	在用
老河口注水站	注水泵	3	在用
桩 106 注聚 1#分站	注聚泵	8	开 2～3 台
桩 106 注聚总站	注聚泵	21	开 2～3 台

（3）工艺流程及平面布置

图 2.3-3　老河口注水站工艺流程及平面布置图

图 2.3-4　桩 106 北注水站工艺流程及平面布置图

图 2.3-5　桩 106 注聚 1#分站工艺流程及平面布置图

图 2.3-6　桩 106 注聚总站工艺流程及平面布置图

2.3.1.6 管线

老河口油田共有单井管线 178 条、55.737km（其中单井油管线 112 条、21.925km；单井注水管线 66 条、33.812km），单井管线埋深 0.3m 左右；支干线 41 条、86.88km（其中集油支干线 18 条、33.37km；注水支干线 23 条、53.53km），支干线埋深 0.5m～1.5m。滩海陆岸井台进井道路一侧设涵管，管线沿路涵管敷设。单井管线统计见表 2.3-7，支干线统计见表 2.3-8。

表 2.3-7　老河口油田单井管线统计表

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
桩西采油厂	501 计量站	采出液	3	1.38	89	沿岸海域
	503 计量站	采出液	4	1	76	沿岸海域
		采出液	3	0.81	89	沿岸海域
	507 计量站	采出液	1	0.45	89	沿岸海域
	510 计量站	采出液	3	0.82	89	沿岸海域
	511 计量站	采出液	4	2.64	89	沿岸海域
	801 计量站	采出液	3	1	89	沿岸海域
	802 计量站	采出液	7	2	89	沿岸海域
	803 计量站	采出液	3	0.37	76	沿岸海域
		采出液	10	1.41	89	沿岸海域
	804 计量站	采出液	5	1.33	89	沿岸海域
	805 计量站	采出液	3	0.31	89	沿岸海域
	806 计量站	采出液	3	0.44	89	沿岸海域
	808 计量站	采出液	16	1.065	89	沿岸海域
	810 计量站	采出液	6	0.295	89	沿岸海域
	811 计量站	采出液	2	0.15	76	沿岸海域
		采出液	5	0.33	89	沿岸海域
	812 计量站	采出液	3	0.3	89	沿岸海域
	814 计量站	采出液	8	0.65	89	沿岸海域
	815 计量站	采出液	2	0.65	89	沿岸海域
	桩 106 接转站	采出液	11	3.61	89	沿岸海域
	其他	采出液	1	0.05	65	沿岸海域
		采出液	1	0.08	76	沿岸海域
		采出液	5	0.785	89	沿岸海域
	小计	采出液	112	21.925	/	/
	106 注聚 1#站	水	8	7.17	65	沿岸海域
		水	1	0.68	76	沿岸海域

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
	106 注聚 2#站	水	2	2.44	76	沿岸海域
	106 注聚总站	水	7	7.142	65	沿岸海域
	503 配水间	水	4	1.97	76	沿岸海域
	511 配水间	水	2	1.74	76	沿岸海域
	802 配水间	水	3	2.05	65	沿岸海域
		水	2	0.86	76	沿岸海域
	803 配水间	水	1	1.35	65	沿岸海域
		水	7	2	76	沿岸海域
	804 配水间	水	1	0.6	65	沿岸海域
		水	5	2.67	76	沿岸海域
	805 配水间	水	2	0.94	76	沿岸海域
	808 配水间	水	10	0.42	89	沿岸海域
	810 配水间	水	4	0.205	89	沿岸海域
	811 配水间	水	5	0.315	89	沿岸海域
	其他	水	2	1.26	76	沿岸海域
	小计	水	66	33.812	/	/
	合计	/	178	55.737	/	/

表 2.3-8　老河口油田支干线统计

序号	管线类型	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
1	集油支干线	L168 线外输管线	12.1	325	采出液	119.2	在用	沿岸海域
2		813 计量站外输线	1.5	159	采出液	17.6	在用	沿岸海域
3		811 计量站外输线	0.1	159	采出液	7.5	在用	沿岸海域
4		810 计量站外输线	0.1	159	采出液	30.9	在用	沿岸海域
5		808 计量站外输线	0.1	159	采出液	18.45	在用	沿岸海域
6		井台线外输管线	7.4	273	采出液	45.2	在用	沿岸海域
7		814 计量站外输线	0.1	159	采出液	20.5	在用	沿岸海域
8		812 计量站外输线	0.1	159	采出液	4.4	在用	沿岸海域
9		804 计量站外输线	0.1	159	采出液	12.4	在用	沿岸海域

序号	管线类型	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
10		806 计量站外输线	0.3	159	采出液	5.6	在用	沿岸海域
11		815 计量站外输线	0.9	159	采出液	2.3	在用	沿岸海域
12		106 西集油管线	4.9	159/219	采出液	23.4	在用	沿岸海域
13		801 计量站外输线	0.8	159	采出液	14.8	在用	沿岸海域
14		802 计量站外输线	0.1	159	采出液	7	在用	沿岸海域
15		805 计量站外输线	0.5	159	采出液	16.1	在用	沿岸海域
16		513 计量站外输管线	3.95	159/219	采出液	15.1	在用	沿岸海域
17		516 计量站外输管线	0.22	159	采出液	4.7	在用	沿岸海域
18		503 计量站外输管线	0.1	159	采出液	17.44	在用	沿岸海域
19	注水干线	老河口注水干线	1.2	245	污水	70	在用	沿岸海域
20		老河口注水干线 2（至 804 配方向）	3.8	245	污水	/	停用	沿岸海域
21	注水支线	503 配水间注水干线	0.2	114	污水	14.6	在用	沿岸海域
22		桩 106 注聚站注水干线	3	245	污水	18.6	在用	沿岸海域
23	注聚干线	桩 106 注聚 2 号分站注聚干线	3	168	污水	2.2	停用	沿岸海域
24	注水干线	804 号配水间注水干线_1	1.1	127	污水	30	在用	沿岸海域
25		老 168 配水间注水干线 1	3	168	污水	40.9	在用	沿岸海域
26		老 168 配水间注水干线 2	3	245	污水	16.8	在用	沿岸海域
27	注水支线	811 号配水间注水干线 1	1	245	污水	11.3	在用	沿岸海域
28		811 号配水间注水干线 2	1	245	污水	11.3	在用	沿岸海域
29		813 号配水间注水干线 1	13.7	114	污水	0	在用	沿岸海域
30		810 号配水间注水干线 1	1.6	245	污水	21.9	在用	沿岸海域
31		810 号配水间注水干线 2	1.6	245	污水	21.9	在用	沿岸海域
32		老 163 配注水干线 1	1.6	168	污水	19.3	在用	沿岸海域

序号	管线类型	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
33		老 163 配注水干线 2	1.6	168	污水	8	在用	沿岸海域
34		803 号配水间注水干线	1.1	127	污水	9.5	在用	沿岸海域
35	注水干线	804 号配水间注水干线 2	0.3	114	污水	30	在用	沿岸海域
36	注水支线	805 号配水间注水干线	1.77	114	污水	19.3	在用	沿岸海域
37		桩 106 注聚 1 号分站注水干线	0.9	114	污水	23	在用	沿岸海域
38		802 号配水间注水干线	1.3	114	污水	9.8	在用	沿岸海域
39	低压供水支线	老河口注水站来水管线	1	245	污水	140.2	在用	沿岸海域
40		桩 120 北注供水管线 2	3.1	377	污水	51.1	在用	沿岸海域
41		桩 106 北注供水干线	3.64	350	污水	255.5	在用	沿岸海域
合计	/	/	86.88	/	/	/	/	/

2.3.1.7 附属设施

1）队部

老河口油田设队部 1 处，1 为桩西采油厂维修 401 站（八队队部）。基本信息统计见表 2.3-9。

表 2.3-9　队部信息统计

单位	名称	投产时间	面积（m^2）	主要设施		用海类型	运行状态
				名称	数量		
桩西	维修 401 站（八队队部）	1998.12	10240	350kW 采暖锅炉	1	沿岸海域	在用

2）道路

老河口油田内共敷设道路 180 条，长度 44.1km，统计情况见表 2.3-10。

表 2.3-10　道路统计一览表

采油厂	道路				用海类型
	宽度（m）	数量（条）	长度（km）	占地（m^2）	
桩西	10	2	6.51	65100	沿岸海域
	10	1	4.52	45200	沿岸海域
	8	11	15.51	124080	沿岸海域
	6	61	21.73	130380	沿岸海域
	8	1	2.24	17920	沿岸海域
小计	/	75	48.27	382680	/

3）电力设施

老河口油田电力设施主要包括电缆 6 条，15.41km，统计情况见表 2.3-11。

表 2.3-11　电力设施统计一览表

采油厂	序号	设施名称	长度（km）	设施类型	运行状态	用海类型
桩西	1	老 168 专线	6.23	电缆	在用	沿岸海域
桩西	2	井组线（老 168 井台）	7.08	电缆	在用	沿岸海域
桩西	3	井组线（20-8 井台）	1.2	电缆	在用	沿岸海域
桩西	4	106-18-16 井台高压电缆	0.5	电缆	在用	沿岸海域
桩西	5	803 配电室高压电缆	0.2	电缆	在用	沿岸海域
桩西	6	814 配电室高压电缆	0.2	电缆	在用	沿岸海域
小计	6	/	15.41	/	/	/

2.3.2 施工过程回顾

2.3.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程；漫水路及管线、滩海陆岸井台施工。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一详述。

滩海陆岸施工主要包括漫水路、滩海陆岸井台建设。

2.3.2.2 漫水路及管线施工方案

漫水路主要施工流程见图 2.3-7。

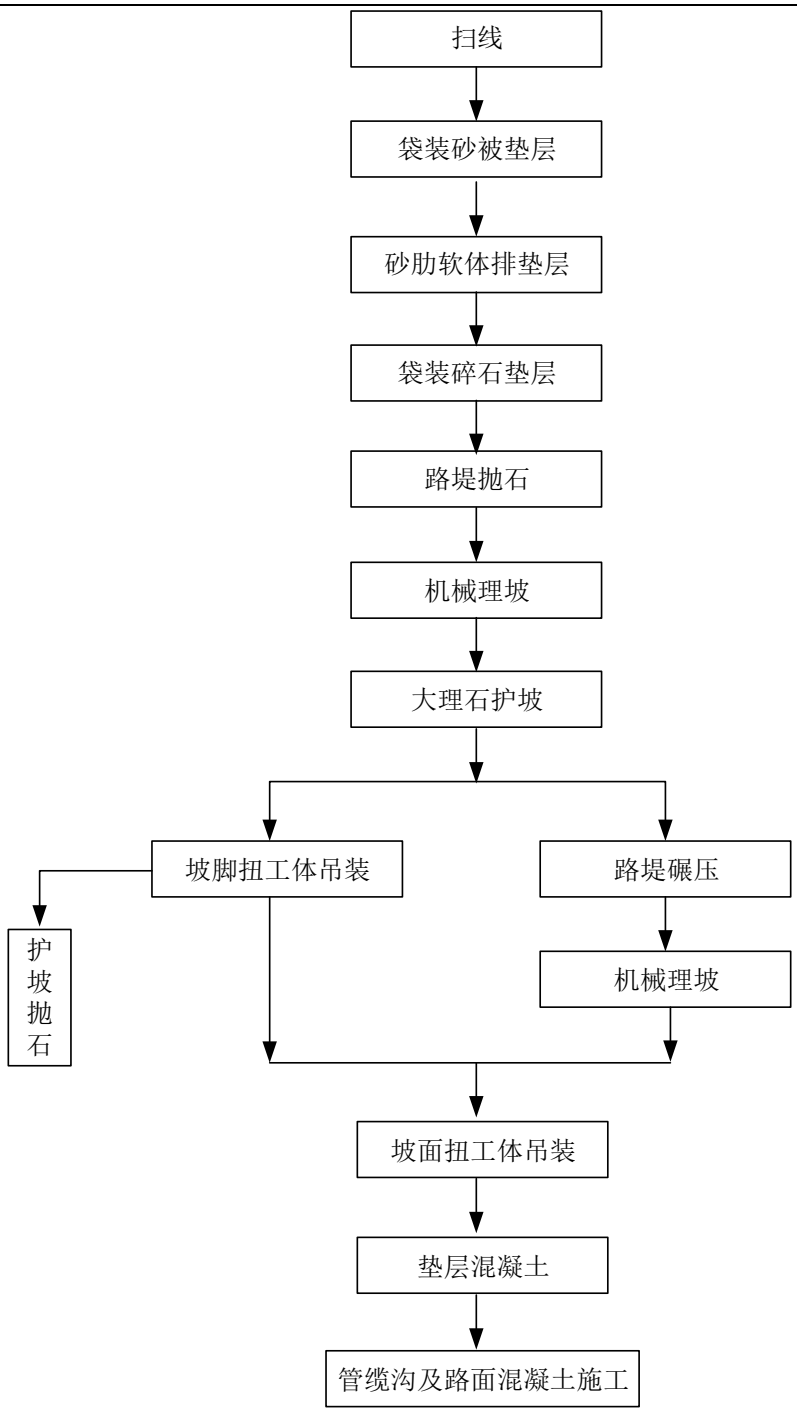


图 2.3-7　漫水路施工流程

1）扫线

对路轴线位置两侧 40m 范围内对海底进行探摸，并对有块石或其它障碍物的地段进行清理，对海底局部高差较大的部位，采用砂袋进行处理。

2）袋装砂被垫层施工

袋装砂被垫层沿路堤及护底宽度铺设，厚 50cm，采用铺排船施工。

3）砂肋软体排垫层施工

砂肋软体排铺设于袋装砂被垫层上部，其宽度同袋装砂被，采用铺排船铺设。

4）袋装碎石施工

在砂肋软体排上设碎石袋两层，袋装碎石施工采用专用船施工。

5）路堤抛石

施工工艺流程：海上来料→驳船倒运→船只定位→抛石→机械整理→大块石防护→机械碾压。

6）漫水路扭工体安装

扭工体在预制场预制并养护成型后，通过拖车运输至施工现场安装。

7）现浇混凝土管缆沟

首先实施垫层混凝土，而后实施管缆沟砼浇筑、混凝土浇筑、养护、中砂填筑及混凝封顶。

8）混凝土路面施工

包括现浇砼路面、漫水路路面下设干砌片石层、标志杆安装。

2.3.2.3 滩海陆岸井台

滩海陆岸井台主要施工流程见图 2.3-8。

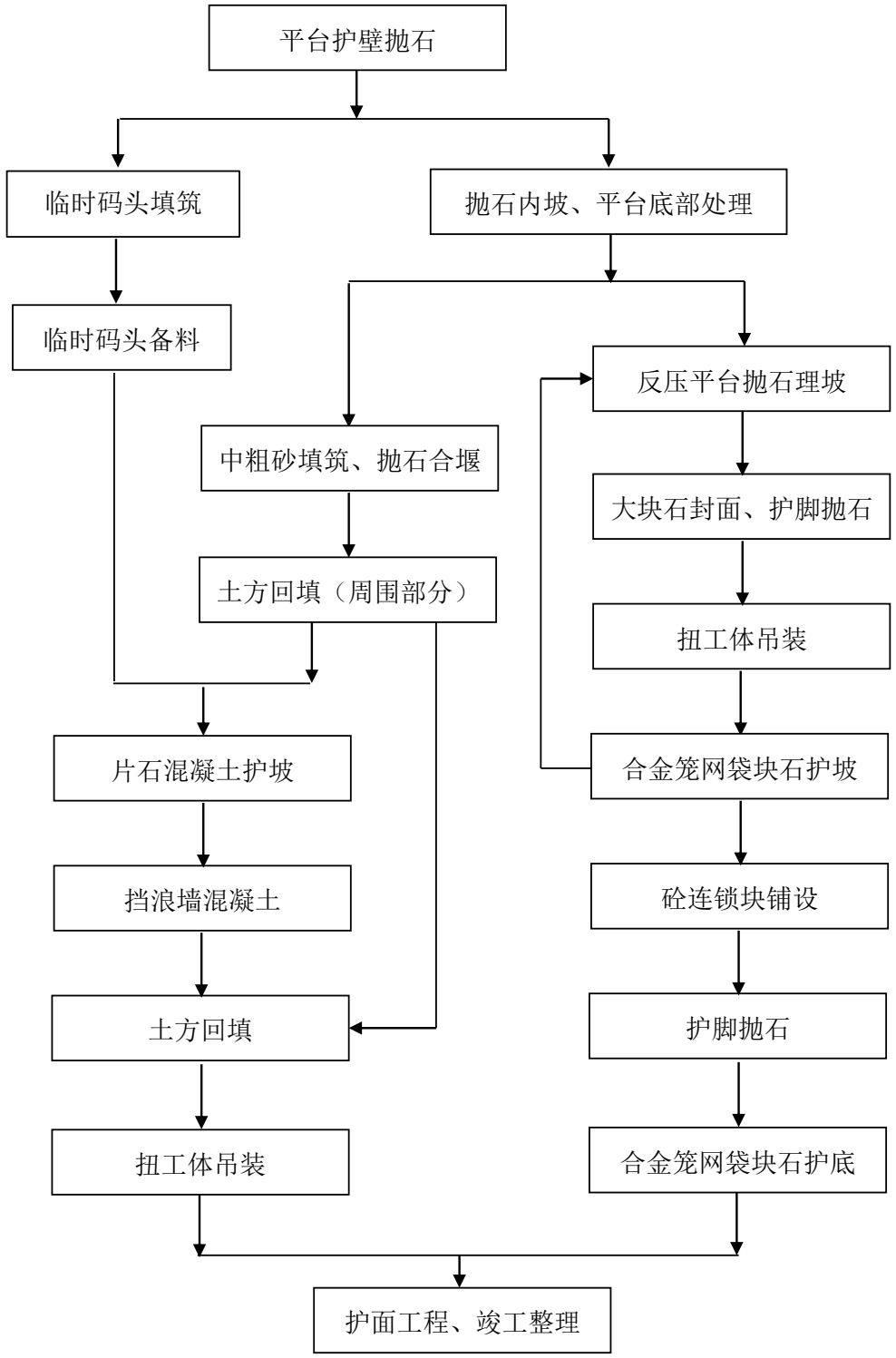


图 2.3-8　井台施工流程

1）井台护壁抛石

抛填石料采用海上运输的方式运输到现场，石料运输船在离路 2km～3km 处的深水停泊，再用倒驳船倒运至施工位置抛填。

2）混凝土连锁块铺设

井台四周设混凝土连锁块护底，采用铺排船施工。

3）井台基底处理

井台基底铺设土工格栅及土工布各一层，土工织物铺设采用人工配合作业船只水上铺设。

4）中粗砂填筑

井台内部中粗砂采用海上运输，采用带有自卸功能的小型运砂船将中粗砂倒运至施工现场，停靠在井台抛石岛壁外侧，通过自卸船上的传送带卸入井台内部，用高压水枪冲平。达到设计高程后，顶面整平压实。

5）土方回填

取土场采用挖掘机备土晾晒，土方采用自卸车运输至施工现场，推土机推平整理，压路机配合进行碾压。

6）片石混凝土护坡

混凝土由临时码头搅拌站拌合，自卸翻斗运输至施工位置直接倒入流槽，采用插入式振动棒振动。在混凝土浇注的过程中，由人工将片石摆放于混凝土中。片石放入后及时采用插入式振动棒振动，使片石和混凝土有效结合。

7）现浇混凝土挡浪墙

包括基底处理、绑扎钢筋、立模板、混凝土浇筑。

8）扭工体安装

扭工体在预制场预制并养护成型后，运输至施工现场安装。

9）井台封顶

工序待钻井作业完成后施工，井台封顶采用 30cm 厚 M7.5 水泥砂浆砌片石，下垫 10cm 厚碎石。

2.3.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.3.3.1 开采方案

本工程涉及的开发方式包括天然能量开发、注水、注聚等，以注水开发方式为主。

1）天然能量开发

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2）注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

3）注聚

注聚开发是指向地层中注入聚合物进行驱油的一种增产措施。在宏观上，它主要靠增加驱替液粘度，降低驱替液和被驱替液的流度比，从而扩大波及体积；在微观上，聚合物由于其固有的粘弹性，在流动过程中产生对油膜或油滴的拉伸作用，增加了携带力，提高了微观洗油效率。

4）开发方式统计

本工程老河口油田开发方式统计见表 2.3-12。

表 2.3-12　本工程老河口油田开发方式统计

油田	历史开发方式	目前开发方式
老河口油田	注水、注聚	注水+天然能量

2.3.3.2 井下作业

油、注水井在长期的生产过程中，不停地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油、注水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油、注水井进行井下作业，井下作业内容主要有油、注水井维修等。

油、注水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

2.3.3.3 开发历程简述

老河口油田实验区自 1988 年 11 月投入开发，1989 年 4 月注水开发，2003 年 10 月在桩 106 南选取桩 106 砂体、桩 106-43 砂体、桩 106-54 砂体、桩 106-11-18 砂体等四个砂体进行注聚先导实验，完成注聚合物段塞 0.385PV，累计注入干粉 4989.9 吨，2008 年 9 月转后续水驱。2008 年 12 月在前期桩 106 南注聚实验基础上选取桩 106 北桩 106-18-16、桩 106-17-17、桩 106-18-18 等三个砂体进行注聚开发，完成聚合物段塞 0.358PV，累计注入干粉 5195.3t，2015 年 2 月转后续水驱开发。目前老河口油田实验区以注水开发为主，部分小砂体以天然能量开发。

2.3.3.4 产能回顾

老河口油田自投入开发以来，累计产能情况统计见表 2.3-13。

表 2.3-13　老河口油田产能统计

油田	老河口油田
二级单位	桩西
累产液（×10^4t）	3272.39
累产油（×10^4t）	349.04

老河口油田 2008 年～2017 年产能统计见表 2.3-14 和图 2.3-9。

表 2.3-14　2008 年～2017 年产能统计

年份	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）
2008	187.7299	21.3419
2009	177.7594	20.3465
2010	181.8384	19.8747
2011	184.2378	18.4706
2012	218.3854	18.0772
2013	237.7835	16.0149
2014	245.7020	14.3870
2015	243.7575	13.8605
2016	234.8733	10.7887
2017	217.3619	10.2795

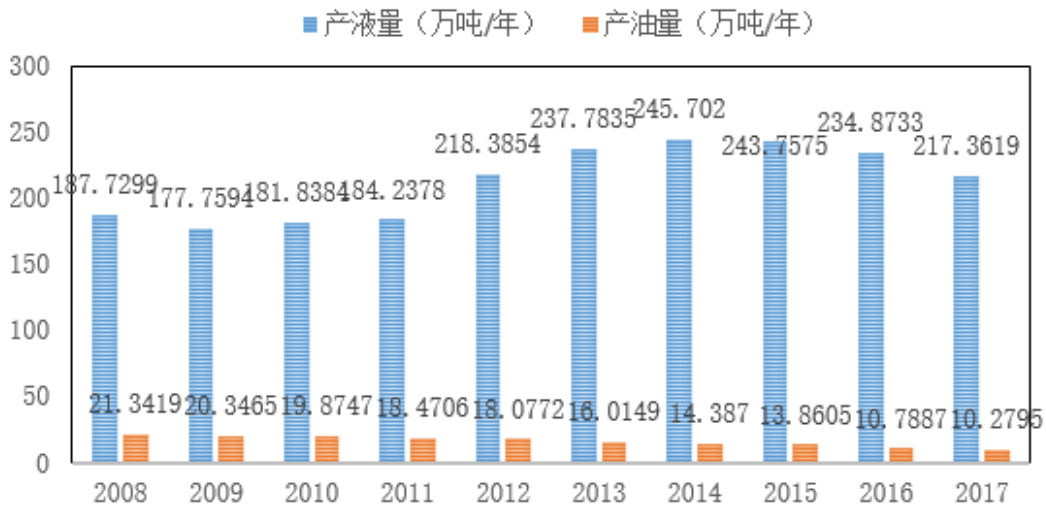


图 2.3-9　老河口油田近 10 年（2008 年～2017 年）产能柱状图

2.3.3.5 产能预测

未来 10 年老河口油田产能预测情况见表 2.3-15。

表 2.3-15　老河口油田未来 10 年产能预测一览表

年度	总井数	油井开井（口）	油田			年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	累产油（10^4t）	累产液（10^4t）	注水井			
			日产液（t）	日产油（t）	含水（%）					开井（口）	单井日注（m^3）	区块日注（m^3）	年注水量（10^4m^3）
1	165	103	7270.40	280.50	96.14	254.46	9.82	9.82	254.46	62	91.84	5694.00	199.29
2	165	103	7487.55	256.90	96.57	262.06	8.99	18.81	516.53	62	101.02	6263.40	219.22
3	165	103	7638.02	232.00	96.96	267.33	8.12	26.93	783.86	62	111.12	6889.74	241.14
4	165	103	7866.01	209.80	97.33	275.31	7.34	34.27	1059.17	62	124.24	7578.71	265.25
5	165	103	8101.25	187.80	97.68	283.54	6.57	40.85	1342.71	62	130.45	7957.65	278.52
6	165	103	8263.56	174.80	97.88	289.22	6.12	46.96	1631.94	62	136.98	8355.53	292.44
7	165	103	8510.53	163.50	98.08	297.87	5.72	52.69	1929.81	62	143.82	8773.31	307.07
8	165	103	8680.05	151.00	98.26	303.80	5.29	57.97	2233.61	62	149.15	8948.77	313.21
9	165	103	8939.73	140.00	98.43	312.89	4.90	62.87	2546.50	62	152.13	9127.75	319.47
10	165	103	9117.16	128.00	98.60	319.10	4.48	67.35	2865.60	62	155.17	9310.31	325.86

2.3.4 物流集输方案

2.3.4.1 总体集输方案

老河口油田总体集输流程见图 2.3-10。

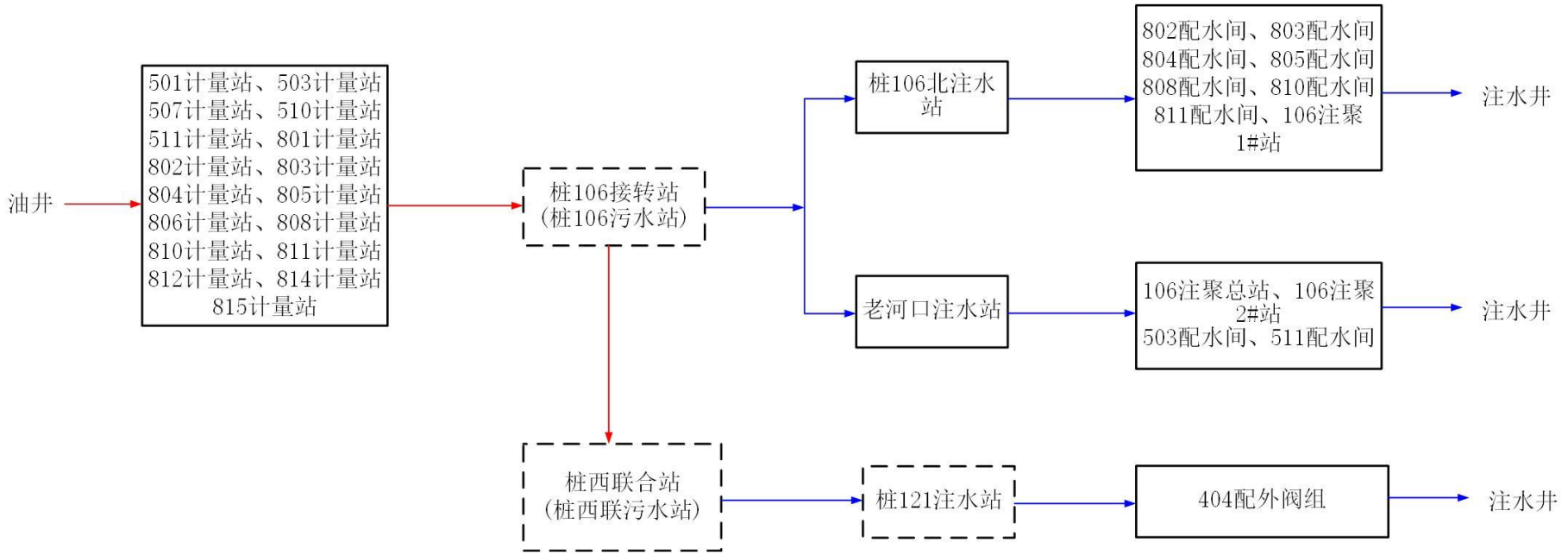


图 2.3-10 总体集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.3.4.2 油气集输流程图

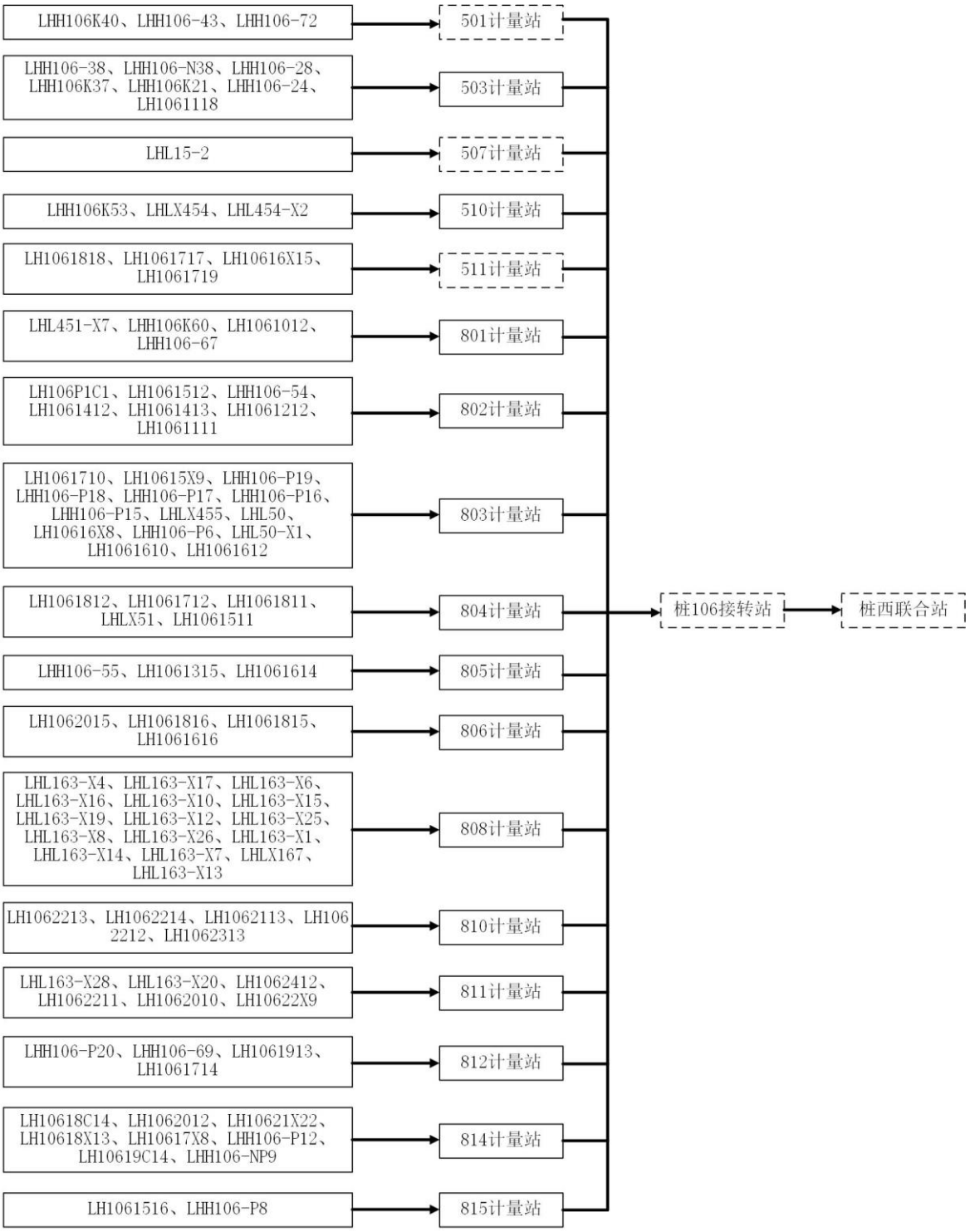


图 2.3-11　老河口油田油气集输流程示意

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.3.4.3 注水流程图

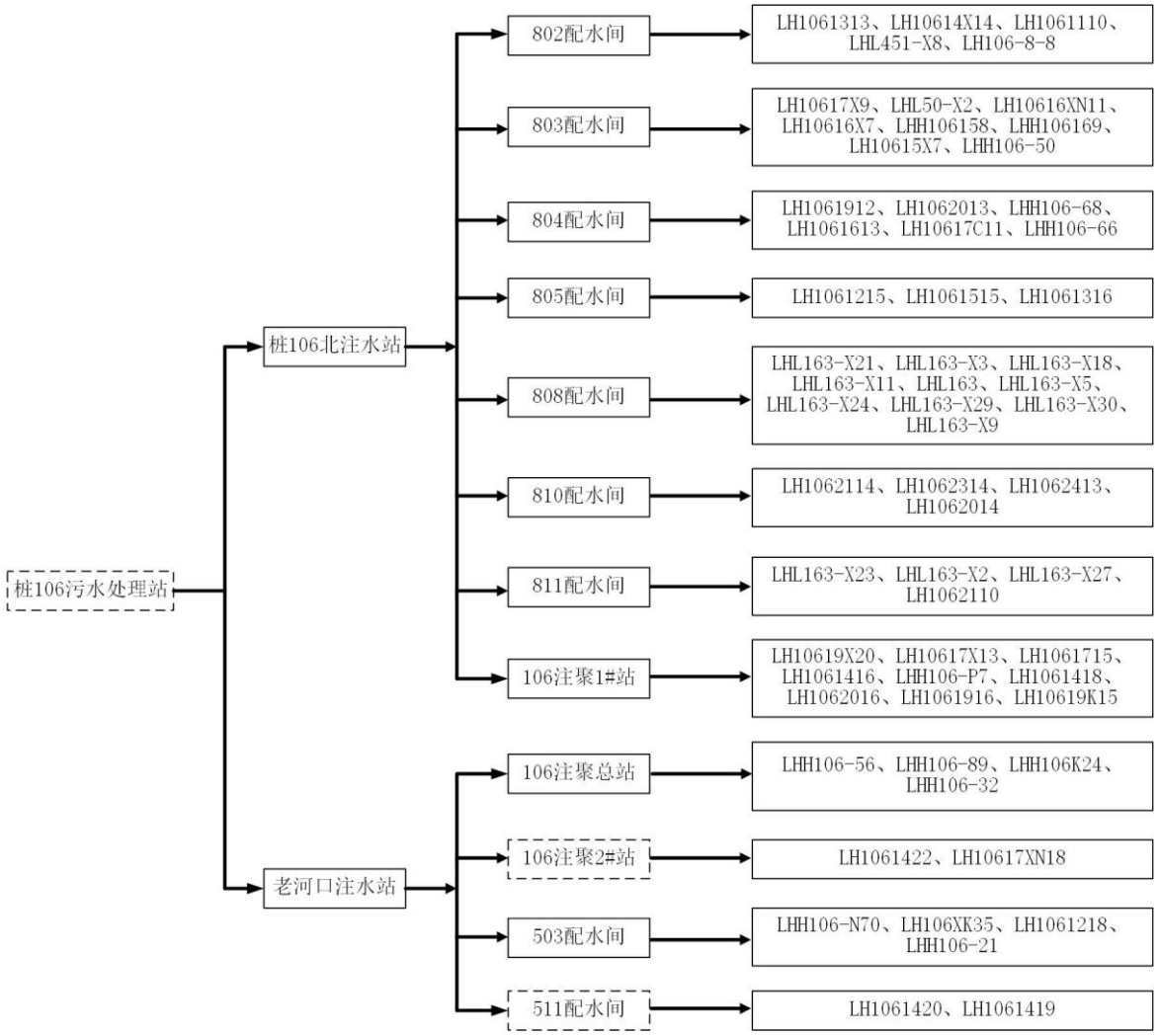


图 2.3-12　老河口油田注水流程图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.3.5 依托情况

老河口油田依托情况统计见表 2.3-16。

表 2.3-16　老河口油田依托情况一览表

单位	采出液分离	污水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理单位
桩西	桩 106 接转站桩西联合站	桩 106 污水站桩西联污水站	桩 106 接转站	无	桩西长堤废液处理站	桩西油泥砂贮存池	胜利油田金岛实业有限责任公司

注：污水站均与联合站或接转站合建。

2.3.6 工程用海情况

本工程用海情况统计见表 2.3-17。

表 2.3-17　工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m^2）
老河口油田	桩西采油厂	井台	619854
		计量站	3633.9
		注水站/注聚站	41365
		道路	382680
		队部	10240
		管线	713085
合计			1770857.9

2.3.7 劳动定员

老河口油田劳动定员 179 人。

2.4 桩西油田

2.4.1 项目建成情况

2.4.1.1 油气资源概况

桩西油田自 1979 年 5 月发现，已有近 38 年的开发历程，大致经历了古潜山油藏重点开发（1979 年 5 月～1988 年 12 月）、新生界油藏滚动开发（1989 年 1 月～1995 年 12 月）、产量递减（1996 年 1 月～1999 年 12 月）、挖潜增产（2000

年 1 月～2005 年 12 月）、高含水递减阶段（2006 年 1 月～目前）等五个开发阶段。

桩西油田实验区内已探明地质储量 1067.35×10^4t，动用地质储量 963.35×10^4t，可采储量 139.8×10^4t，剩余开可采储量 52.55×10^4t。

馆陶组原油以重质常规稠油为主，地面原油密度 0.9157g/cm^3～0.9872g/cm^3，地面原油粘度为 33mPa·s～9196mPa·s，凝固点为-2℃～32℃，含硫量 0.11%～0.45%，含蜡量 2.6%～30.5%。

沙二段原油以轻质低含硫高含蜡高凝固点原油为主，地面原油密度 0.8533g/cm^3～0.8866g/cm^3，地面原油粘度为 7mPa·s～29mPa·s，凝固点为 25℃～39℃，含硫量 0.03%～0.28%，含蜡量 15.8%～25.3%。

古生界原油以轻质低含硫高含蜡高凝固点原油为主，地面原油密度 0.8009g/cm^3～0.8667g/cm^3，地面原油粘度为 2mPa·s～29mPa·s，凝固点为 19℃～55℃，含硫量 0.03%～0.26%，含蜡量 21.7%～24.6%。

桩西油田天然气以溶解气为主，多为伴生的湿气。天然气相对密度：古生界为 0.74～0.88；沙二段为 0.61～0.95；馆陶组为 0.56～0.74。甲烷含量：古生界为 63.0%～71.0%；沙二段为 58.8%～82.7%；馆陶组为 80.2%～99.9%。

2.4.1.2 桩西油田开发历程

本次桩西油田滩海区块开发工程现评价涉及各类井 69 口（其中油井 67 口，注水井 2 口）。

本项目自 1985 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2014 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 2003 年～2005 年、2008 年、2013 年～2014 年。建设历程见图 2.4-1。

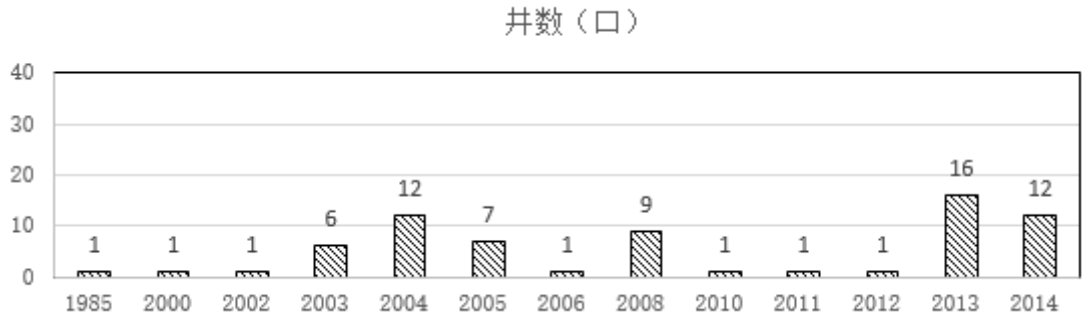


图 2.4-1　桩西各类井建设历程图

2.4.1.3 工程组成

桩西油田工程内容主要分布于 2 座滩海陆岸井台及 1 座单井拉油井场。共有井 69 口（其中油井 67 口，注水井 2 口）、计量站 1 座、配水间 1 座、管线 7.64km、道路 0.56km、电力线/电缆 1.0km、生活区 1 处。

桩西油田主要工程组成见表 2.4-1，总体布局、集输系统及其他附属设施分布情况见附图 1.15～附图 1.17。桩斜 139 井台及桩斜 123 井台平面布置见图 2.4-2～图 2.4-4。

表 2.4-1　桩西油田工程组成一览表

项目组成	工程名称	工程内容	
主体工程	井	共 69 口，其中油井 67 口（拉油井 1 口，管输井 66 口），注水井 2 口 其中，桩 139 井台分布油井 52 口（2 口报废），桩 123 井台分布油井 14 口、注水井 2 口	
	油气集输	加热炉	桩斜 139 井台：800kW 加热炉 2 座、350kW 加热炉 1 座。
		多功能罐	1 座，40m^3
		计量站	1 座，位于桩斜 123 井台
		单井集油管线	67 条，4.08km，采油井场与计量站之间管线
		集油支干线	2 条，0.4km
		供气干线	2 条，0.4km（同时提供注汽锅炉燃料）
	注水系统	配水间	配水间 1 座，位于桩斜 123 井台
		单井注水管线	2 条，1.06km，注水井与配水间之间管线
		污水管线	1 条，0.2km
		注水支干线	2 条，0.7km
	注汽系统	锅炉	桩斜 139 井台：注汽锅炉 2 台，目前均停用
		注汽管线	1 条，0.6k
		清水管线	1 条，0.2km（同时作为生活用水管线）
辅助工程	电力设施	电缆	2 条，1.0km
	道路		2 条，0.56km
	生活区		1 处，位于桩斜 139 井台
环保工程	生活污水		桩斜 139 井台设食宿，生活污水储存于污水池，泵送至集输流程，旱厕定期拉运至保护区外。其他井台生活污水依托旱厕，拉运至保护区外，不排海
	一般钻井固废处理		拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置
	含油钻井固废处理		委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置
依托工程	油气集输		依托桩 104 接转站
	采出液分离		依托桩 104 接转站、桩西联合站
	注水站		依托桩 104 注水站、桩 121 注水站
	油田采出水		依托桩 106 污水站、桩西联污水站处理后回注地层
	钻井废水处理		依托桩西长堤废液处理站
	作业废水处理		施工期依托桩西长堤废液处理站，运营期酸化废液依托桩西长堤废液处理站，其他作业废水通过集输流程进入污水站处理
	油泥砂储存		依托桩西油泥砂贮存池
	油泥砂处理		依托胜利油田金岛实业有限责任公司处理

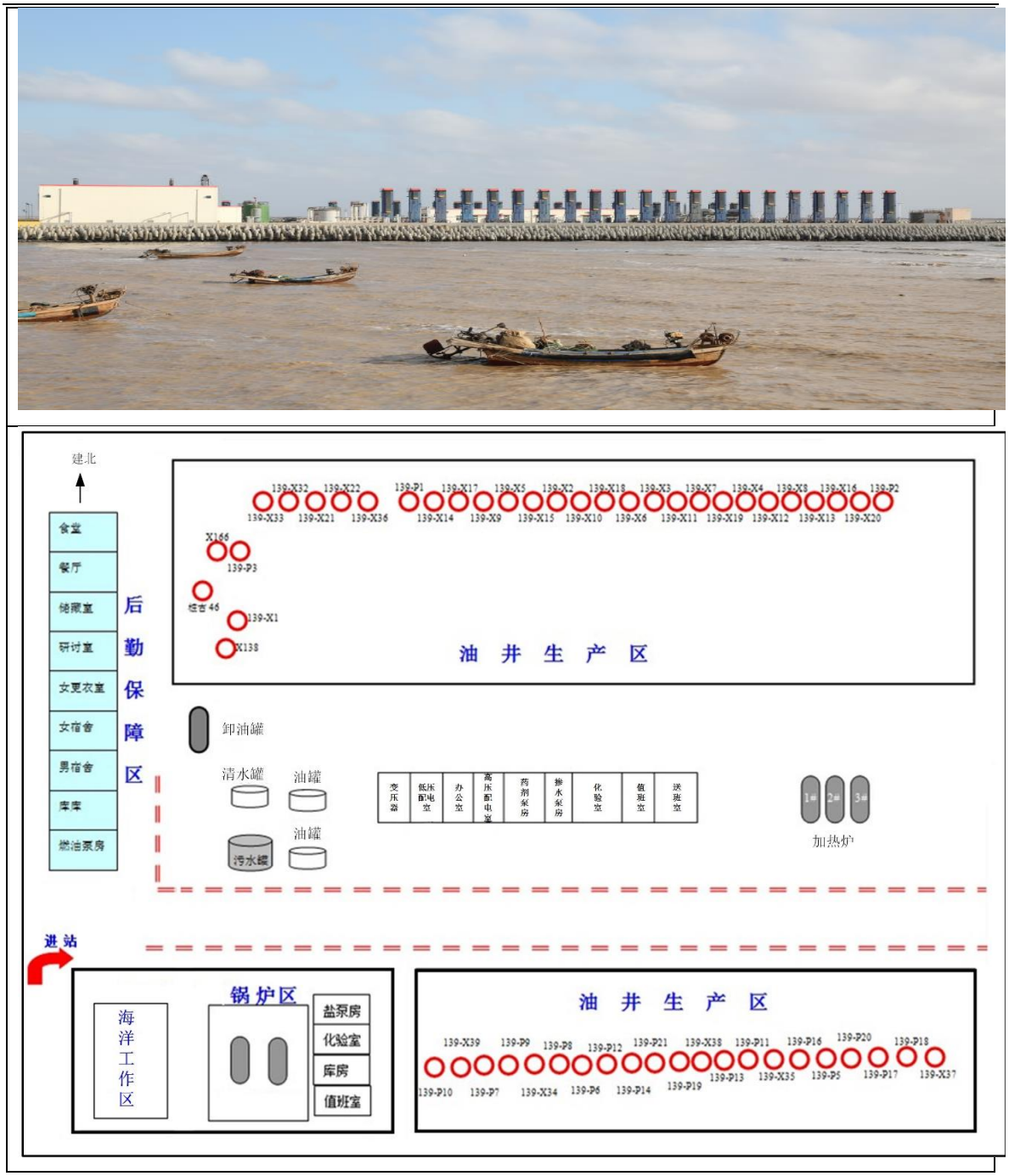


图 2.4-2　桩斜 139 井台现状及平面布置图



图 2.4-3　桩斜 123 井台现状图

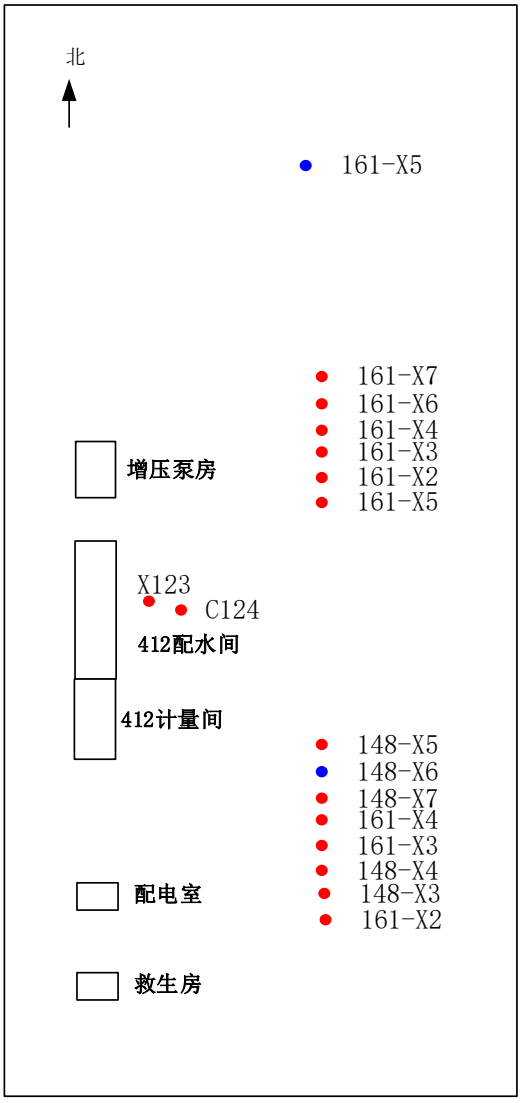


图 2.4-4　桩 123 井台平面布置图

桩西油田典型工程设施现状照片见图 2.4-5。



桩 139 井台



桩 123 井台



桩 101 井区-多功能罐、油井（房屋为民房）



漫水路、电力线

图 2.4-5　桩西油田工程设施现状照片

2.4.1.4 井

桩西油田内共有各类井 69 口，隶属于桩西采油厂管辖。其中油井 67 口，注水井 2 口，详情见表 2.4-2。

表 2.4-2　桩西油田井场设施统计一览表

井型			井数（口）	直井（口）	水平井（口）	定向井（口）
生产井	油井	拉油	1	1	/	/
		管输	66	1	19	46
	注水井		2	/	/	2
	小计		69	2	19	48

2.4.1.5 站

桩西油田设计量站 1 座、配水间 1 座，均分布于桩斜 139、桩斜 123 井台。详请见表 2.4-3。

表 2.4-3　桩西油田站场基本情况统计表

采油厂	序号	站场名称		面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备		参数				物流去向	用海类型
							名称	数量	规格	燃料类型	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）		
桩西采油厂	1	桩斜139井台	锅炉房、泵房、办公生活区	已计入井台面积	2000/5/12	在用	加热炉	2	800kW	伴生气	12	0.219	104接转站	沿岸海域
							加热炉	1	350kW	伴生气	12	0.219		
							注汽锅炉（目前已停用）	1	11.5t/h	天然气	10	0.5		
								1	11.2t/h	天然气	10	0.6		
							油罐（立式）	2	60m^3	/	/	/		
							卸油罐（卧式）	1	8m^3	/	/	/		
							污水罐	1	100m^3	/	/	/		
							清水罐	1	100m^3	/	/	/		
桩西采油厂	2	桩斜123井台	412计量间	已计入井台面积	2008/10/28	在用	分离器	1	/	/	/	/	104接转站	沿岸海域
			412配水间（含48-x6增压泵房）			在用	阀组	1	/	/	/	/	桩82污水站	

2.4.1.6 管线

桩西油田共有单井管线 69 条、5.14km（其中：单井集油管线 67 条、4.08km；单井注水管线 2 条、1.06km），单井管线埋深 0.3m 左右；支干线 9 条、2.5km（其中：集油支干线 2 条、0.4km；集气支干线 2 条、0.4km；污水管线 1 条、0.2km；注水支干线 2 条、0.7km；注汽管线 1 条、0.6km；清水管线 1 条、0.2km），支干线埋深 0.5m～1.5m。滩海陆岸井台进井道路一侧设涵管，管线沿路涵管敷设。单井管线统计见表 2.4-4，支干线统计见表 2.4-5。

表 2.4-4　桩西油田单井管线统计表

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
桩西	多功能罐	采出液	1	0.01	89	沿岸海域
	139 计量站	采出液	52	3.42	89	沿岸海域
	412 计量站	采出液	14	0.65	89	沿岸海域
	小计	/	67	4.08	/	/
	412 配水间	水	1	0.06	68	沿岸海域
	404 配外阀组	水	1	1	114	沿岸海域
	小计	/	2	1.06	/	/
	合计	/	69	5.14	/	/

表 2.4-5　桩西油田支干线统计表

采油厂	序号	管线类型	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
桩西	1	集油支干线	桩 139 井台外输油线	0.2	219	油气水	72	在用	沿岸海域
桩西	2	集油支干线	桩 123 井台外输油线	0.2	168	油气水	22	在用	沿岸海域
桩西	3	集气支干线	桩 139 计供气干线	0.2	219	气	109.5	在用	沿岸海域
桩西	4	集气支干线	桩 139 计供气干线	0.2	219	气	109.5	在用	沿岸海域
桩西	5	污水管线	桩 139 污水供水管线	0.2	100	污水	3.8	在用	沿岸海域
桩西	6	清水管线	桩 139 清水供水管线	0.2	100	清水	1.6	在用	沿岸海域
桩西	7	注汽管线	桩 139 站高压注汽管线	0.6	76	清水	2	在用	沿岸海域
桩西	8	注水支干线	桩 412 配水间注水干线	0.35	108	污水	0.2	在用	沿岸海域
桩西	9	注水支干线	桩 161-X5 来水干线	0.35	219	污水	8.5	在用	沿岸海域
小计		/	/	2.5	/	/	/	/	/

2.4.1.7 附属设施

1）道路

桩西油田共有道路 2 条，长度 0.56km，详情见表 2.4-6。

表 2.4-6　道路统计一览表

采油厂	道路				用海类型
	宽度（m）	数量（条）	长度（km）	占地（m^2）	
桩西	8	2	0.560	5920	沿岸海域
小计	/	2	0.560	5920	/

2）电力设施

桩西油田共有电缆 2 条，长度 1.0km，详情见表 2.4-7。

表 2.4-7　电缆统计一览表

采油厂	序号	设施名称	长度（km）	设施类型	运行状态	用海类型
桩西	1	桩 139 井台埕东线 6KV 供电电缆	0.5	电缆	在用	沿岸海域
桩西	2	桩 139 井台埕西线 6KV 供电电缆	0.5	电缆	在用	沿岸海域
小计	2	/	1.0	/	/	/

3）生活区

桩西采油厂采油管理 3 区注采 301 站生活区位于桩斜 139 井台，详情见表 2.4-8。

表 2.4-8　生活区基本信息一览表

采油厂	队部名称	运行状态	投产时间	面积（m^2）	主要设施	用海类型
桩西	采油管理 3 区注采 301 站生活区	在用	2000/5	已计入滩海陆岸井台	食堂、餐厅、宿舍	沿岸海域

2.4.2 施工过程回顾

2.4.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程；漫水路及管线、滩海陆岸井台施工。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

滩海陆岸施工主要包括漫水路、滩海陆岸井台建设，与老河口油田基本一致，在此不一一赘述。

2.4.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.4.3.1 开采方案

本工程涉及的开发方式包括天然能量开发、注水、蒸汽吞吐等，以注水开发方式为主。

1）天然能量开发

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2）注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

3）蒸汽吞吐

蒸汽吞吐就是先向油井注入一定量的蒸汽，关井一段时间，待蒸汽的热能向油层扩散后，再开井生产的一种开采重油的增产方法。蒸汽吞吐作业的过程可分为三个阶段，即注汽、焖井及回采。

4）开发方式统计

本工程桩西油田开发方式统计见表 2.4-9。

表 2.4-9　本工程桩西油田开发方式统计

油田	历史开发方式	目前开发方式
桩西油田	注水+天然能量	注水+天然能量+蒸汽吞吐

2.4.3.2 井下作业

油、注水井在长期的生产过程中，不停地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油、注水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油、注水井进行井下作业，井下作业内容主要有油、注水井维修等。

油、注水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

2.4.3.3 开发历程简述

桩西油田涉海实验区自 1985 年投入开发，桩斜 148 单元为注水开发，桩 139-30 块、桩斜 139 块采用注汽开发，其余单元为天然能量开发。

2.4.3.4 产能回顾

桩西油田自投入开发以来，累计产量统计见表 2.4-10。

表 2.4-10　桩西油田产能统计

油田	桩西油田
二级单位	桩西
累产液（$\times10^4$t）	735.38
累产油（$\times10^4$t）	75.20

桩西油田 2008 年～2017 年产能统计见表 2.4-11 及图 2.4-6。

表 2.4-11　2008 年～2017 年产能统计

年份	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）
2008	65.4766	7.4681
2009	68.6728	7.9539
2010	68.2486	6.732
2011	78.6035	7.0335
2012	67.545	5.8604
2013	60.6497	5.9786
2014	52.5482	6.4328
2015	63.8413	9.2553
2016	64.8062	7.477
2017	63.5012	8.3528

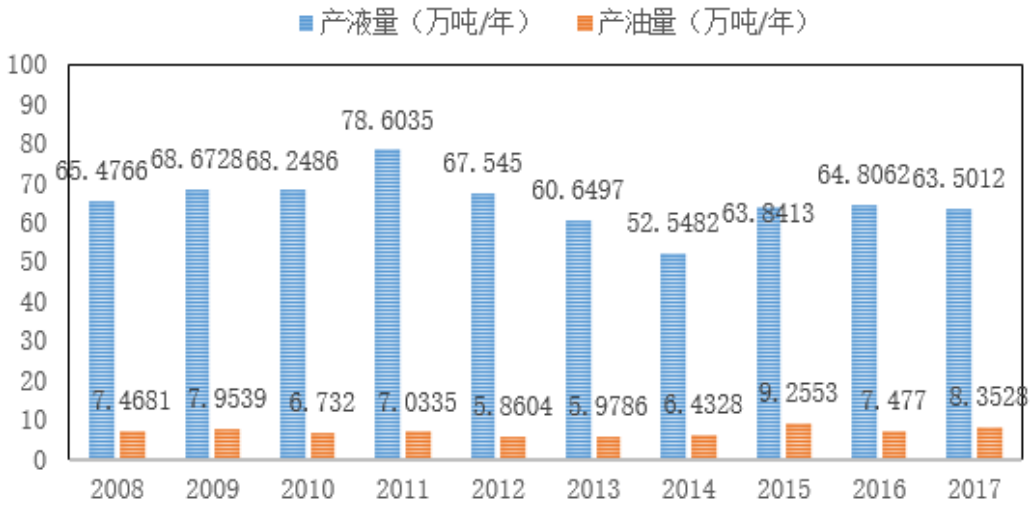


图 2.4-6　桩西油田近 10 年（2008 年～2017 年）产能柱状图

2.4.3.5 产能预测

未来 10 年各油田产能预测情况见表 2.4-12。

表 2.4-12　桩西油田未来 10 年产能预测一览表

年度	总井数	油井开井（口）	油田			年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	累产油（10^4t）	累产液（10^4t）	注水井			
			日产液（t）	日产油（t）	含水（%）					开井（口）	单井日注（m^3）	区块日注（m^3）	年注水量（10^4m^3）
1	69	67	1973.40	170.94	91.34	69.07	5.13	5.13	69.07	2	135.00	270.00	9.96
2	69	67	2032.60	162.36	92.01	71.14	4.87	10.00	140.21	2	135.00	270.00	9.96
3	69	67	2073.25	154.44	92.55	72.56	4.63	14.63	212.77	2	135.00	270.00	9.96
4	69	67	2114.72	169.62	91.98	74.02	5.09	19.73	286.79	2	135.00	270.00	9.96
5	69	67	2157.01	166.32	92.29	75.50	4.99	24.72	362.28	2	135.00	270.00	9.96
6	69	67	2200.15	163.02	92.59	77.01	4.89	29.61	439.29	2	135.00	270.00	9.96
7	69	67	2244.16	159.72	92.88	78.55	4.79	34.40	517.84	2	135.00	270.00	9.96
8	69	67	2289.04	155.10	93.22	80.12	4.65	39.05	597.95	2	135.00	270.00	9.96
9	69	67	2334.82	151.80	93.50	81.72	4.56	43.61	679.67	2	135.00	270.00	9.96
10	69	67	2381.52	147.18	93.82	83.35	4.42	48.03	763.02	2	135.00	270.00	9.96

2.4.4 物流集输方案

2.4.4.1 总体集输方案

本工程总体集输流程见图 2.4-7。

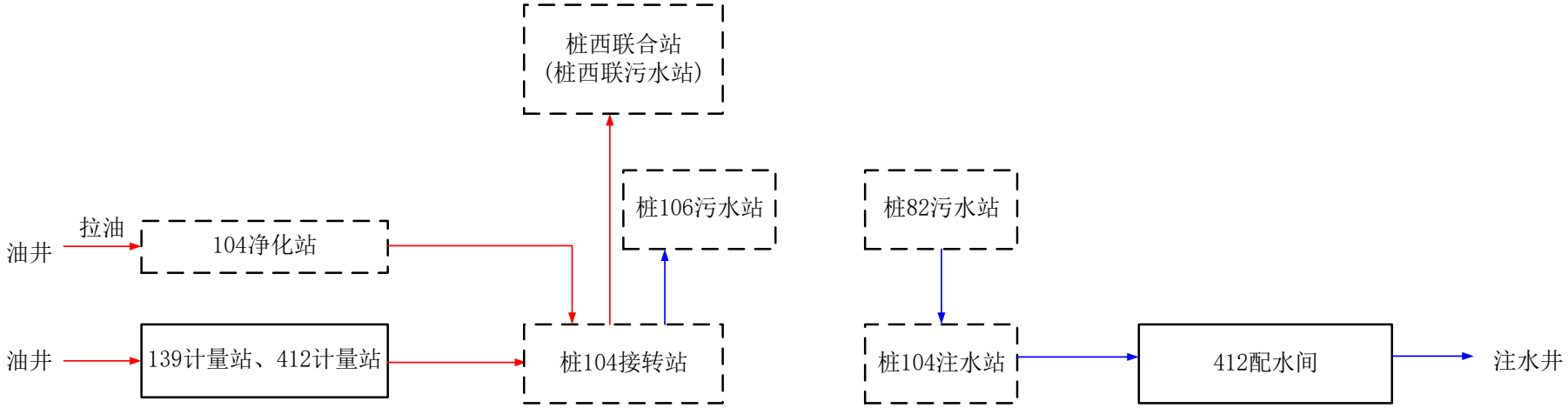


图 2.4-7　总体集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.4.4.2 油气集输流程图

桩西油田油气集输流程见图 2.4-8。

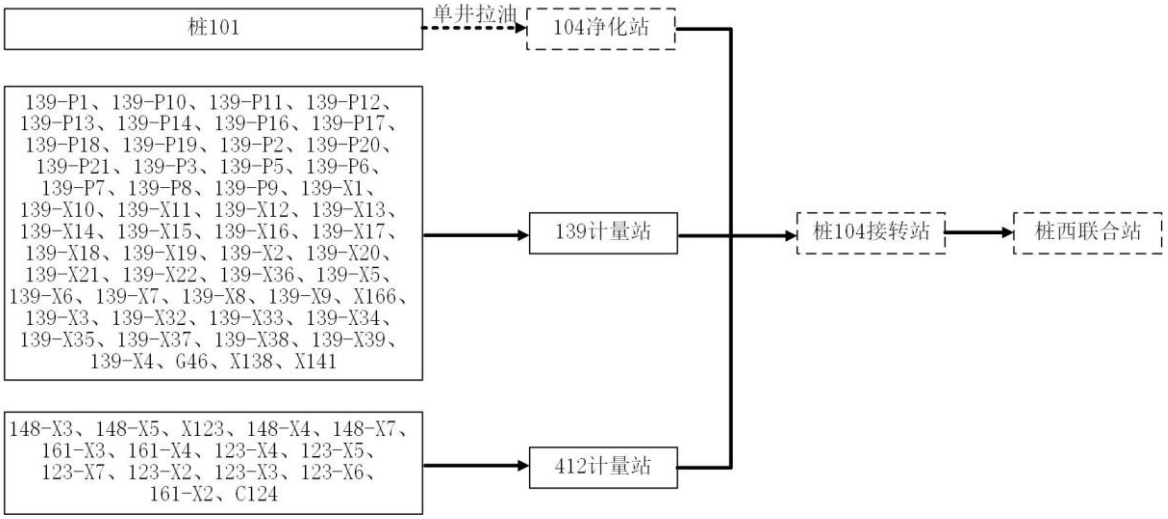


图 2.4-8　桩西油田油气集输流程示意

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.4.4.3 注水流程图

桩西油田注水流程见图 2.4-9。

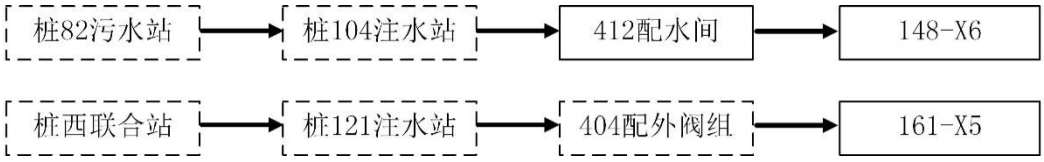


图 2.4-9　桩西油田注水流程图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.4.5 依托情况

桩西有依托情况统计见表 2.4-13。

表 2.4-13　桩西油田依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	污水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理单位
桩西	桩西	桩 104 接转站；桩西联合站	桩 106 污水站桩西联污水站	桩 104 接转站	桩 104 注水站桩 121 注水站	桩西长堤废液处理站	桩西油泥砂贮存池	胜利油田金岛实业有限责任公司

2.4.6 工程用海情况

本工程工程用海情况统计见表 2.4-14。

表 2.4-14　工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m^2）
桩西油田	桩西采油厂	井台	87856
		道路	5920
		管线	38200
合计	/	/	131976

备注：计量间、配水间、生态区等站点面积已计入井台面积。

2.4.7 劳动定员

本工程劳动定员为 37 人。

2.5 孤东油田

2.5.1 项目建成情况

2.5.1.1 油气资源概况

自孤东油田发现以来，在开发先导试验区的基础上，按照“储量一次动用、细分层系、高速开发”的原则，用不到两年的时间完成了大规模产能建设，油田大致经历了开发准备阶段（1985 年 1 月～1986 年 4 月）、产能建设阶段（1986 年 5 月～1987 年 12 月）、注水见效高速稳产阶段（1988 年 1 月～1989 年 12 月）、井网调整持续稳产（1990 年 1 月～1992 年 12 月）、控水稳油、滚动扩边、精细开发阶段（1993 年 1

月至目前），逐步形成了早期注水和防砂、井网加密调整、提液增油、堵水调剖、聚合物驱、稠油热采、滚动扩边、水平井挖潜剩余油等具有“孤东”特色的开发管理模式。

孤东油田实验区内已探明储量 27691.81×10^4t，可采储量 9412.82×10^4t，剩余可采储量 257.99×10^4t。

地面原油密度 0.9263g/cm^3～0.9864g/cm^3，平均为 0.9741g/cm^3，地面原油粘度为 302mPa·s～4063mPa·s，平均为 2145mPa·s，其中垦东 16 和垦东 44 的原油较稠，地面原油粘度一般大于 4000mPa·s，垦东 18 块的地面原油粘度 1500mPa·s～3500mPa·s，平均为 2246mPa·s。凝固点变化较大（-34℃～26℃），初馏点较低，油品较差～较好。含硫量 0.44%。蜡含量较高，如垦东 18 井馆陶组 1085m 井段原油含蜡量为 7.9%。

原始气油比 15m^3/t，饱和压力 4.3MPa，地层油体积系数 1.067。地层原油粘度为 140mPa·s。原油拐点温度在 50℃～75℃。

2.5.1.2 孤东油田开发历程

本次孤东油田滩海区块开发工程现评价涉及油井 15 口。

本项目自 2002 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2011 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 2002 年、2009 年、2011 年。建设历程见图 2.5-1。

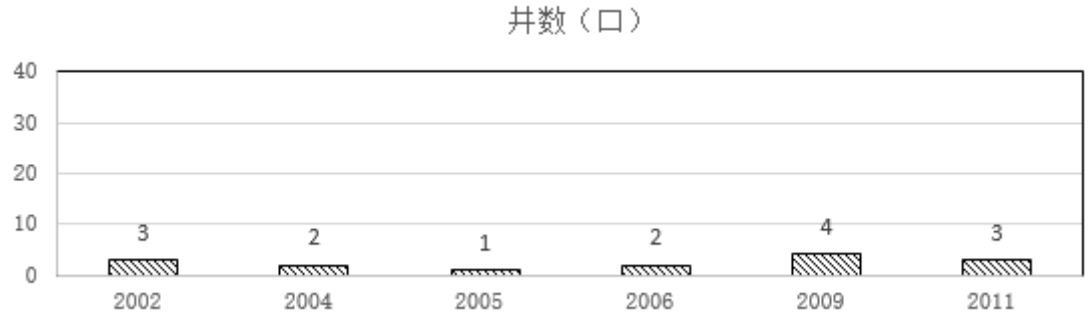


图 2.5-1　孤东油田各类井建设历程图

2.5.1.3 工程组成

孤东油田工程内容主要分布于 2 座滩海陆岸井台，孤东油田已于 2016 年 2 月停产。主要设施主要包括：油井 15 口，计量站 1 座，及油气水管线、道路及电力设施等。

孤东油田工程组成见表 2.5-1，总体布局、集输系统及道路分布情况见附图 1.18～附图 1.20。

表 2.5-1　孤东油田工程组成一览表

项目组成	工程名称	工程内容	
主体工程	井	共 15 口，位于 2 座滩海陆岸井台。均为管输，均已停产	
	油气集输	计量站	1 座，位于垦东 401 井台
		单井集油管线	15 条，0.88km，井口与计量站之间管线
		集油支干线	2 条，11.55km
辅助工程	道路		1 条，2.782km
环保工程	生活污水		依托旱厕，拉运至保护区外，不排海
	一般钻井固废处理		拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置
	含油钻井固废处理		委托东营华新环保技术有限公司处置
依托工程	油气集输		依托孤东 3 号联合站
	采出液分离		依托孤东 3 号联合站
	油田采出水		依托孤东 3 号联合站污水处理系统（以下简称东三污水站）处理后回注，用于油田注水开发
	钻井废水处理		依托孤东废液处理站
	作业废水处理		施工期依托孤东废液处理站，运营期通过集输流程进入污水站处理
	油泥砂储存		依托孤东 2 号联油泥砂贮存场
	油泥砂处理		委托东营华新环保技术有限公司处理

孤东油田典型工程设施现状照片见图 2.5-2。



油井（KD401P2）



KD401 计量站设施



道路

图 2.5-2　孤东油田工程设施现状照片

2.5.1.4 井

孤东油田含油井 15 口，隶属于孤东采油厂管辖，详情见表 2.5-2。

表 2.5-2　孤东油田井场设施统计

井型			井数（口）	直井（口）	水平井（口）	定向井（口）
生产井	油井	拉油	/	/	/	
		管输	15	1	2	12
	小计		15	1	2	12

2.5.1.5 站

孤东油田设计量站 1 座，位于垦东 401 井台。信息统计见表 2.5-3。

表 2.5-3　计量站统计表

采油厂	序号	站场名称	面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备	物流去向	用海类型
孤东采油厂	1	401 计量站	已列入垦东 401 井台面积	2003.10	停用	分离器	孤东 3 号联合站	沿岸海域

2.5.1.6 管线

孤东油田共有单井管线 15 条、0.88km，单井管线埋深 0.3m 左右；支干线 2 条、11.55km，支干线埋深 0.5m～1.5m。滩海陆岸井台进井道路一侧设涵管，管线沿路涵管敷设。单井管线统计见表 2.5-4，支干线统计见表 2.5-5。

表 2.5-4　孤东油田单井管线统计表

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
孤东采油厂	KD401 计量站	采出液	15	0.88	89	沿岸海域

表 2.5-5　孤东油田支干线统计表

单位	序号	管线类型	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
孤东采油厂	1	集油支干线	垦东 401-75#计量站集油外输管线	6.15	273	采出液	/	停用	沿岸海域
孤东采油厂	2	集气支干线	垦东 401-76#计量站集油外输管线	5.4	159	采出液	/	停用	沿岸海域

2.5.1.7 附属设施

孤东油田附属设施仅涉及道路 1 条，见表 2.5-6。

表 2.5-6　孤东油田道路设施统计一览表

采油厂	道路				
	宽度（m）	数量（条）	长度（km）	占地（m^2）	用海类型
孤东采油厂	8	1	2.782	22256	沿岸海域

2.5.2 施工过程回顾

2.5.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程；漫水路及管线、滩海陆岸井台施工。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

滩海陆岸施工主要包括漫水路、滩海陆岸井台建设，与老河口油田基本一致，在此不一一赘述。

2.5.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.5.3.1 开采方案

孤东油田涉及的开发方式包括天然能量开发、注水等。

1）天然能量开发

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2）注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

3）开发方式统计

本工程孤东油田开发方式统计见表 2.5-7。

表 2.5-7　本工程孤东油田开发方式统计

油田	历史开发方式	目前开发方式
孤东油田	注水+天然能量	天然能量

2.5.3.2 井下作业

油、注水井在长期的生产过程中，不停地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油、注水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油、注水井进行井下作业，井下作业内容主要有油、注水井维修等。

油、注水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

2.5.3.3 开发历程简述

自 2002 年 9 月投入开发，以天然能量开发为主，于 2016 年 2 月停产。

2.5.3.4 产能回顾

孤东油田自投入开发以来，累计产量统计见表 2.5-8。

表 2.5-8　孤东油田产能统计

油田	孤东油田
二级单位	孤东
累产液（×10^4t）	231.70
累产油（×10^4t）	40.03

孤东油田 2007 年～2016 年产能统计见表 2.5-9 及图 2.5-3。

表 2.5-9　2007 年～2016 年产能统计

年份	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）
2007	22.33	4.22
2008	26.88	4.28
2009	26.31	2.90
2010	24.85	2.98
2011	26.15	2.54
2012	27.16	2.73
2013	26.09	2.35
2014	27.33	2.03
2015	26.31	1.67
2016	4.05	0.27

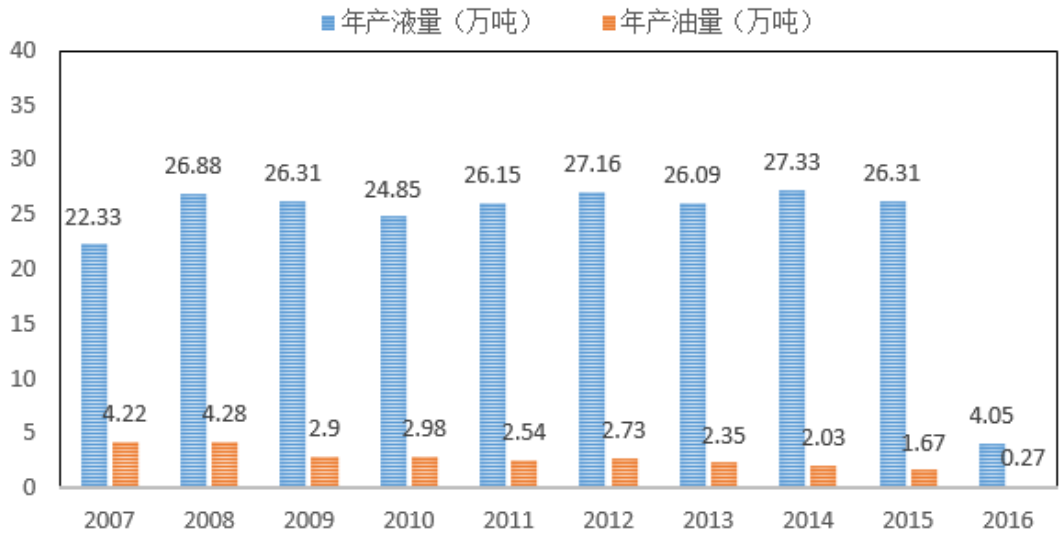


图 2.5-3　孤东油田近 10 年（2007 年～2016 年）产能柱状图

2.5.3.5 产能预测

未来 10 年孤东油田产能预测情况见表 2.5-10。

表 2.5-10　孤东油田未来 10 年产能预测一览表

年度	总井数	油井开井（口）	油田			年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	累产油（10^4t）	累产液（10^4t）	注水井			
			日产液（t）	日产油（t）	含水（%）					开井（口）	单井日注（m^3）	区块日注（m^3）	年注水量（10^4m^3）
1	15	15	722.29	36.55	94.90	26.36	1.33	1.33	26.36	0	0	0	0
2	15	15	723.73	29.24	96.00	26.42	1.07	2.40	52.78	0	0	0	0
3	15	15	725.18	23.39	96.80	26.47	0.85	3.25	79.25	0	0	0	0
4	15	15	726.63	18.71	97.40	26.52	0.68	3.93	105.77	0	0	0	0
5	15	15	728.08	15.91	97.80	26.58	0.58	4.51	132.35	0	0	0	0
6	15	15	729.54	13.52	98.10	26.63	0.49	5.00	158.98	0	0	0	0
7	15	15	731.00	11.49	98.40	26.68	0.42	5.42	185.66	0	0	0	0
8	15	15	732.46	9.77	98.70	26.73	0.36	5.78	212.39	0	0	0	0
9	15	15	733.93	8.79	98.80	26.79	0.32	6.10	239.18	0	0	0	0
10	15	15	735.39	7.91	98.90	26.84	0.29	6.39	266.02	0	0	0	0

2.5.4 物流集输方案

孤东油田集输流程见图 2.5-4。



图 2.5-4 孤东油田集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.5.5 依托情况

孤东油田依托情况统计见表 2.5-11。

表 2.5-11 孤东油田依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	污水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理单位
孤东	孤东	孤东三号联合站	东三污水站	无	无	孤东废液处理站	孤东 2 号联油泥砂贮存场	东营华新环保技术有限公司

注：污水站均与联合站或接转站合建。

2.5.6 工程用海情况

本工程工程用海情况统计见表 2.5-12。

表 2.5-12 工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m^2）
孤东油田	孤东采油厂	井台	10670
		道路	22256
		管线	62150
合计	/	/	95076

备注：①孤东油田计量站等站点面积已计入井台面积。

2.5.7 劳动定员

本工程劳动定员为 2 人。

2.6 红柳油田

2.6.1 项目建成情况

2.6.1.1 油气资源概况

红柳油田于 1987 年 5 月试采，1988 年 6 月正式投入开发，1989 年 1 月开始注水，1992 年 9 月开始蒸汽吞吐试验，油田开发大致经历了产能建设阶段（1987 年 5 月～1988 年 12 月）、高速稳产阶段（1989 年 1 月～1991 年 12 月）、产量递减阶段（1992 年 1 月～1994 年 12 月）、滚动扩边、综合调整阶段（1995 年 1 月～目前）。

红柳油田探明含油面积 9.7km^2，探明地质储量 2704.01×10^{4}t，可采储量 618.29×10^{4}t，剩余可采储量 82.65×10^{4}t。

馆陶组油藏属稠油油藏，原油密度 0.9811g/cm～0.993g/cm^3，平均原油密度 0.983g/cm^3，地面原油粘度为 3000mPa·s～10000mPa·s，凝固点较低一般-23℃～15℃，总矿化度一般 4000mg/L～12000mg/L，平均 9000mg/L 左右，水型为氯化钙型。沙河街组、东营组油藏属稀油油藏，原油密度 0.845g/cm^3～0.880g/cm^3，地面原油粘度 5mPa·s～45mPa·s，凝固点 29℃～41℃，总矿化度 6000mg/L 左右，水型以碳酸氢钠型为主。

2.6.1.2 红柳油田开发历程

本次红柳油田滩海区块开发工程现评价涉及油井 9 口。

本项目自 1997 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2011 年，从建设历程图中可以看出 1998 年建设井数最多。建设历程见图 2.6-1。

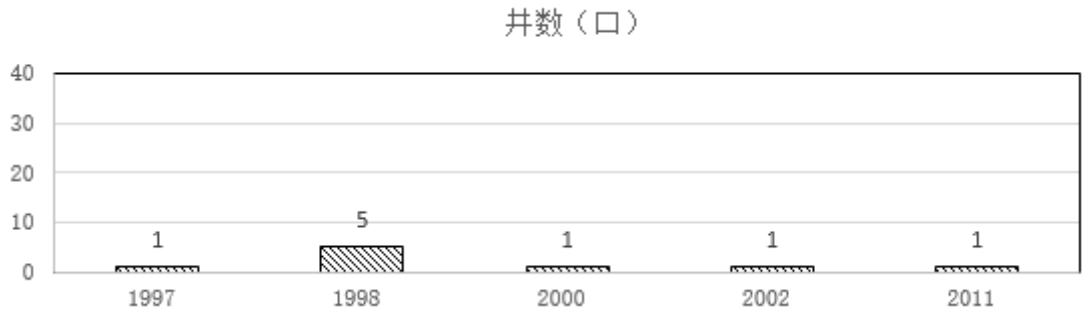


图 2.6-1　红柳油田各类井建设历程图

2.6.1.3 工程组成

红柳油田主要工程组成包括：油井 9 口、计量站 2 座、管线 3.787km、道路 3.133km、电力线/电缆 1.5km。

红柳油田工程组成见表 2.6-1，总体布局、集输系统、道路及其他附属设施分布情况见附图 1.21～附图 1.24。

表 2.6-1　红柳油田工程组成一览表

项目组成	工程名称		工程内容
主体工程	井		油井 9 口（均为管输）
	油气集输	计量站	2 座
		单井集油管线	9 条，0.987km，采油井场与计量站之间管线
		集油支干线	2 条，2.8km
辅助工程	道路		3 条，3.133km
	电力设施	电力线	1.5km
环保工程	生活污水		依托旱厕，拉运至保护区外，不排海
	一般钻井固废处理		拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置
	含油钻井固废处理		委托东营华新环保技术有限公司处置
依托工程	油气集输		依托垦东 521 接转站
	采出液分离		依托垦东 521 接转站、孤东 4 号联合站
	油田采出水		依托孤东 4 号联合站污水处理系统（以下简称东四污水站）处理后回注，用于油田注水开发
	钻井废水处理		依托孤东废液处理站
	作业废水处理		施工期依托孤东废液处理站，运营期通过集输流程进入污水站处理
	油泥砂储存		依托孤东 2 号联油泥砂贮存场
	油泥砂处理		委托东营华新环保技术有限公司处理

红柳油田典型工程设施现状照片见图 2.6-2。

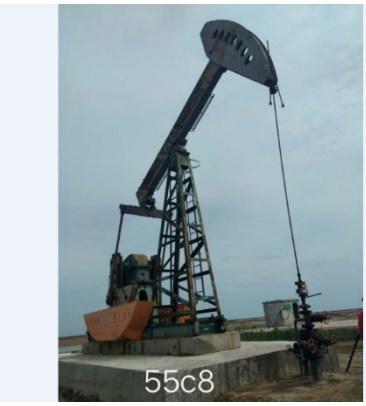
<table>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>油井（HLKD55C8）</td><td>垦东 12#计量站</td></tr>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>道路</td><td>垦东 12#计量站设施</td></tr>
</table>

图 2.6-2　红柳油田工程设施现状照片

2.6.1.4 井

红柳油田内共有油井 9 口，隶属于孤东采油厂管辖，详情见表 2.6-2。

表 2.6-2　红柳油田井场设施统计一览表

井型			井数（口）	直井（口）	水平井（口）	定向井（口）
生产井	油井	管输	9	3	1	5
	注水井		0	/	/	/
	小计		9	3	1	5

2.6.1.5 站

红柳油田内站场设施仅包括计量站 2 座，分别为垦东 12 号计量站、垦东 13 号计量站。详情见表 2.6-3。

表 2.6-3　红柳油田站场设施统计一览表

采油厂	序号	站场名称	面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备	物流去向	用海类型
孤东	1	垦东 12 号计量站	1190	1998.7.1	在用	分离器	KD521 接转站	沿岸海域
孤东	2	垦东 13 号计量站	675	2004.4.1	停用	分离器	KD521 接转站	沿岸海域

2.6.1.6 管线

红柳油田共有单井管线 10 条、0.987km，单井管线埋深 0.3m 左右；支干线 2 条、2.8km，支干线埋深 0.5m～1.5m。滩海陆岸井台进井道路一侧设涵管，管线沿路涵管敷设。单井管线统计见表 2.6-4，支干线统计见表 2.6-5。

表 2.6-4　红柳油田单井管线统计表

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
孤东采油厂	垦东 12 号计量站	采出液	1	0.62	73	沿岸海域
孤东采油厂	垦东 13 号计量站	采出液	9	0.367	73	沿岸海域

表 2.6-5　红柳油田支干线统计表

采油厂	序号	管线类型	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（$10^4t/a$）	运行状态	用海类型
孤东采油厂	1	集油支干线	垦东 55 外输至 KD1 号外输阀组	1	200	采出液	0.2	停用	沿岸海域
孤东采油厂	2	集油支干线	垦东 55 外输至 KD1 号外输阀组	1.8	150	采出液	0.2	在用	沿岸海域

2.6.1.7 附属设施

红柳油田附属设施主要为道路及电力线。统计见表 2.6-6 及表 2.6-7。

表 2.6-6　红柳油田道路统计

采油厂	道路				用海类型
	宽度（m）	数量（条）	长度（km）	占地（m^2）	
孤东	8	1	2.171	17368	滩涂
	8	1	0.231	1848	滩涂
	8	1	0.731	5848	滩涂
合计	/	3	3.133	25064	/

表 2.6-7　红柳油田电力设施统计表

采油厂	序号	设施名称	长度（m）	设施类型	运行状态	用海类型
孤东	1	东五西线	1500	电力线	在用	沿岸海域

2.6.2 施工过程回顾

2.6.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

2.6.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.6.3.1 开采方案

红柳油田自开发至今一直采用天然能量开发。

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2.6.3.2 井下作业

油、注水井在长期的生产过程中，不停地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油、注水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油、注水井进行井下作业，井下作业内容主要有油、注水井维修等。

油、注水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

2.6.3.3 开发历程简述

自 1998 年投入开发以来，天然能量充足，一直依靠天然能量弹性开发。

2.6.3.4 产能回顾

红柳油田自投入开发以来，累计产量统计见表 2.6-8。

表 2.6-8　红柳油田产能统计

油田	红柳油田
二级单位	孤东采油厂
累产液（×10^4t）	684.74
累产油（×10^4t）	54.64

红柳油田 2008 年～2017 年产能统计见表 2.6-9 及图 2.6-3。

表 2.6-9　2008 年～2017 年产能统计

年份	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	年注水（10^4t）
2008	41.04	1.07	/
2009	36.20	0.87	/
2010	38.10	0.78	/
2011	39.04	0.94	/
2012	45.18	1.13	/
2013	47.98	1.02	/
2014	53.15	0.97	/
2015	53.65	0.87	/
2016	41.78	0.66	/
2017	40.57	0.52	/

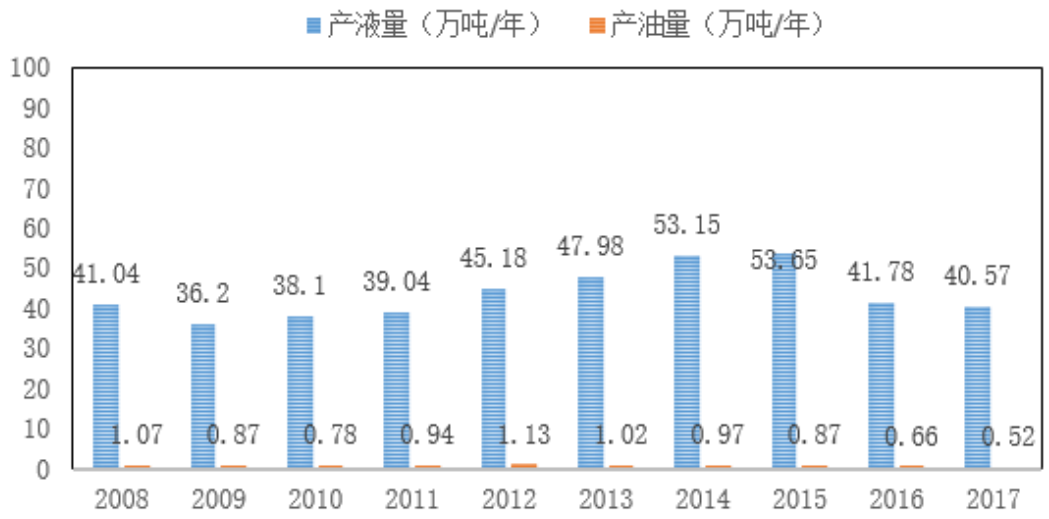


图 2.6-3　红柳油田近 10 年（2008 年～2017 年）产能柱状图

2.6.3.5 产能预测

未来 10 年各油田产能预测情况见表 2.6-10。

表 2.6-10　红柳油田未来 10 年产能预测一览表

年度	总井数	油井开井（口）	油田			年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	累产油（10^4t）	累产液（10^4t）	注水井			
			日产液（t）	日产油（t）	含水（%）					开井（口）	单井日注（m^3）	区块日注（m^3）	年注水量（10^4m^3）
1	9	9	1126.2	11.24	99.00	41.11	0.41	0.41	41.11	0	0	0	0
2	9	9	1126.32	8.99	99.20	41.11	0.33	0.74	82.22	0	0	0	0
3	9	9	1126.43	7.64	99.30	41.11	0.28	1.02	123.33	0	0	0	0
4	9	9	1126.54	6.50	99.40	41.12	0.24	1.26	164.45	0	0	0	0
5	9	9	1126.55	5.52	99.50	41.12	0.20	1.46	205.57	0	0	0	0
6	9	9	1126.56	4.86	99.60	41.12	0.18	1.64	246.69	0	0	0	0
7	9	9	1126.57	4.28	99.60	41.12	0.16	1.8	287.81	0	0	0	0
8	9	9	1126.59	3.76	99.70	41.12	0.14	1.94	328.93	0	0	0	0
9	9	9	1126.6	3.39	99.70	41.12	0.12	2.06	370.05	0	0	0	0
10	9	9	1126.61	3.05	99.70	41.12	0.11	2.17	411.17	0	0	0	0

2.6.4 物流集输方案

红柳油田集输流程见图 2.6-4。

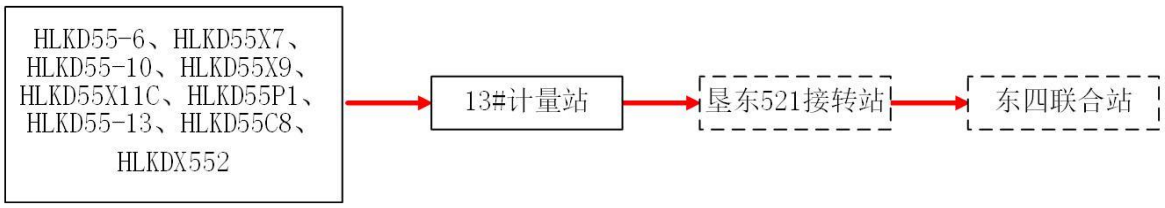


图 2.6-4　总体集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.6.5 依托情况

红柳油田依托情况统计见表 2.6-11。

表 2.6-11　红柳油田依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	污水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理单位
红柳	孤东	垦东 521 接转站； 孤东四号联合站	东四污水站	垦东 521 接转站	无	孤东废液处理站	孤东 2 号联油泥砂贮存场	东营华新环保技术有限公司

注：污水站均与联合站或接转站合建。

2.6.6 工程用海情况

本工程用海情况统计见表 2.6-12。

表 2.6-12　工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m^2）
红柳油田	孤东采油厂	井台	22870
		计量站	1865
		道路	25064
		管线	18935
合计	/	/	68734

2.6.7 劳动定员

本工程劳动定员为 3 人。

2.7 新滩油田

2.7.1 项目建成情况

2.7.1.1 油气资源概况

新滩油田经过 40 多年的勘探开发，共完钻各类探井 77 口，取心井 12 口，有 36 口探井试油获得工业油流。先后经历了产能建设阶段（1998 年～2000 年）、滚动扩边建产能阶段（2001 年～2005 年）、综合调整、控水稳油阶段（2005 年～目前）。

新滩油田实验区内已探明储量 2538.49×10^4t，可采储量 443.98×10^4t，剩余可采储量 89.78×10^4t。

地面原油密度 0.9263g/cm^3～0.9864g/cm^3，平均为 0.9741g/cm^3，地面原油粘度为 302mPa·s～4063mPa·s，平均为 2145mPa·s，其中垦东 16 和垦东 44 的原油较稠，地面原油粘度一般大于 4000mPa·s，垦东 18 块的地面原油粘度 1500mPa·s～3500mPa·s，平均为 2246mPa·s。凝固点变化较大（-34℃～26℃），初馏点较低。

2.7.1.2 新滩油田开发历程

本次新滩油田滩海区块开发工程现评价涉及各类井 54 口（其中油井 49 口，注水井 5 口）。

本项目自 1989 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2012 年，从建设历程图中可以看出建设出现较为明显的 2 个峰值，分别为 2001 年、2005 年～2008 年。建设历程见表 2.7-1。

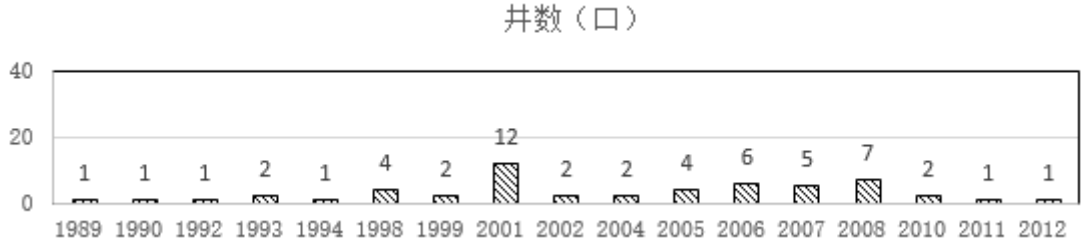


图 2.7-1　新滩油田各类井建设历程图

2.7.1.3 工程组成

新滩油田主要设施包括：井 54 口（其中油井 49 口，注水井 5 口）、计量站 7 座、配水间 1 座，管线 34.059km、道路 31.727km、电力线/电缆 5.9km。

新滩油田工程组成见表 2.7-1，总体布局、集输系统、注水系统、道路及其他附属设施分布情况见附图 1.25～1.29。

表 2.7-1　新滩油田工程组成一览表

项目组成	工程名称	工程内容	
主体工程	井	共 54 口，其中油井 49 口（均为管输），注水井 5 口	
	油气集输	加热炉	井场：80kW 加热炉 4 座 计量站：80kW 加热炉 1 座，260kW 加热炉 2 座
		计量站	6 座，其中 2 座合建
		单井集油管线	62 条，20.819km，采油井场与计量站之间管线
		集油支干线	6 条，7.32km
	注水系统	配水间	1 座，与计量站合建
		单井注水管线	5 条，5.92km，注水井与配水间之间管线
辅助工程	电力设施	电力线	5.9km
	道路		20 条，31.727km
环保工程	生活污水		依托旱厕，拉运至保护区外，不排海
	一般钻井固废处理		拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置
	含油钻井固废处理		委托东营华新环保技术有限公司处置
依托工程	油气集输		依托垦东 32 接转站
	采出液、采出气分离		依托孤东四号联合站、新滩联合站
	油田采出水		依托东四污水站、新滩污水站处理后回注，用于油田注水开发
	钻井废水处理		依托孤东废液处理站
	作业废水处理		施工期依托孤东废液处理站，运营期通过集输流程进入污水站处理
	油泥砂储存		依托孤东 2 号联油泥砂贮存场
	油泥砂处理		委托东营华新环保技术有限公司处理

新滩油田典型工程设施现状照片见图 2.7-2。



油井（XTKD29-1）



注水井（XTKD18-3）

图 2.7-2　新滩油田工程设施现状照片

2.7.1.4 井

新滩油田共有油井 54 口，隶属于孤东采油厂管辖，其中油井 49 口、注水井 5 口，详情见表 2.7-2。

表 2.7-2　新难油田井场设施统计一览表

井型			井数（口）	直井（口）	水平井（口）	定向井（口）
生产井	油井	管输	49	22	10	17
	注水井		5	4	/	1
	小计		54	26	10	18

2.7.1.5 站

新滩油田站场设施包括计量站 6 座、配水间 1 座（与计量站合建）。详情见表 2.7-3、表 2.7-4。

表 2.7-3　新滩油田计量站设施统计一览表

采油厂	序号	站场名称	共建设施/所在井台	面积（m^2）	建成时间	运行状态	加热设备						物流去向	用海类型
							名称	数量	规格（kW）	燃料类型	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）		
孤东	1	KD8#计量站	/	792	2013.10.12	在用	/	/	/	/	/	/	KD32 接转站	沿岸海域
孤东	2	KD297 计量站	KD297 配水间	7600	2002.6.1	在用	/	/	/	/	/	/	新滩联合站	沿岸海域
孤东	3	KD29 计量站	XTKD29-斜 4 井场	/	/	在用	/	/	/	/	/	/	新滩联合站	沿岸海域
孤东	4	KD192 计量站	KD192 计量站井台	/	2008.11.1	在用	加热炉	1	260	天然气	8	0.15	新滩联合站	沿岸海域
孤东	5	KD191 计量站	KD191 计量站井台	/	2009.10.1	在用	加热炉	1	260	天然气	8	0.15	新滩联合站	沿岸海域
孤东	6	KD162 计量站	162 计量站井台	/	2005.9.3	在用	加热炉	1	80	天然气	8	0.15	新滩联合站	沿岸海域
合计	/	/	/	8392	/	/	/	7	/	/	/	/	/	/

表 2.7-4　新滩油田配水间设施统计一览表

采油厂	序号	站场名称	共建设施	面积（m^2）	建成时间	运行状态	设备	注水来源	用海类型
孤东	1	KD297 配水间	KD297 计量站	已计入 KD297 计量站	2002.6.1	在用	阀组	新滩联合站	沿岸海域

2.7.1.6 管线

新滩油田共有单井管线 67 条、26.739km，单井管线埋深 0.3m 左右；支干线 6 条、7.32km，支干线埋深 0.5m～1.5m。滩海陆岸井台进井道路一侧设涵管，管线沿路涵管敷设。单井管线统计见表 2.7-5，支干线统计见表 2.7-6。

表 2.7-5　新滩油田单井管线统计

序号	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
1	KD1#计量站	采出液	2	0.991	70	沿岸海域
2		采出液	1	0.524	89	沿岸海域
3	KD451 计量站	采出液	2	0.74	70	沿岸海域
4	KD8#计量站	采出液	8	6.497	70	沿岸海域
5		采出液	1	0.472	55	沿岸海域
6	KD162 计量站	采出液	4	0.341	70	沿岸海域
7	KD163 计量站	采出液	2	0.8	70	沿岸海域
8		采出液	2	0.55	89	沿岸海域
9	KD193 计量站	采出液	9	1.065	89	沿岸海域
10		采出液	2	0.69	70	沿岸海域
11	KD192 计量站	采出液	7	1.23	70	沿岸海域
12	KD297 计量站	采出液	2	1.3	55	沿岸海域
13		采出液	6	2.47	70	沿岸海域
14	KD29 计量站	采出液	11	2.175	70	沿岸海域
15		采出液	1	0.26	55	沿岸海域
16	KD3#计量站	采出液	1	0.35	70	沿岸海域
17	KD4#计量站	采出液	1	0.364	70	沿岸海域
小计		/	62	20.819	/	/
18	KD451 配水间	水	1	1.4	70	沿岸海域
19		水	1	1.8	70	沿岸海域
20	KD297 配水间	水	1	0.87	70	沿岸海域
21		水	1	1.2	70	沿岸海域
22		水	1	0.65	70	沿岸海域
小计		/	5	5.92	/	/
合计		/	67	26.739	/	/

表 2.7-6　新滩油田支干线统计

序号	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
1	KD297 计量站至 KD29 阀组	2	159	采出液	36.94	在用	沿岸海域
2	KD192 计量站至 KD191 外输线	0.2	109	采出液	3.1	在用	沿岸海域
3	KD191 计量站至新滩外输线	3.1	210	采出液	4.3	在用	沿岸海域

序号	管线名称	长度（km）	管径（mm）	输送介质	输送量（10^4t/a）	运行状态	用海类型
4	KD6 号计量站至KD32 接转站	1.5	159	采出液	9.3214	在用	沿岸海域
5	KD8#计量站至KD32 接转站	0.4	159	采出液	19.0313	在用	沿岸海域
6	垦东 163 计量站至新滩外输线	0.12	159	采出液	10.1	在用	沿岸海域

2.7.1.7 附属设施

1）道路

新滩油田共有道路 20 条，设施统计见表 2.7-7。

表 2.7-7　新滩油田道路统计一览表

采油厂	道路				
	宽度（m）	数量（条）	长度（km）	占地（m^2）	用海类型
孤东采油厂	8	20	31.727	253816	沿岸海域

2）电力设施

新滩油田共有电力线 2 条，设施统计见表 2.7-8。

表 2.7-8　新滩油田电力设施统计一览表

油田	采油厂	序号	设施名称	长度（m）	设施类型	运行状态	用海类型
新滩油田	孤东	1	KD191 沿新线	4900	电力线	在用	沿岸海域
	孤东	2	KD192 沿新线	1000	电力线	在用	沿岸海域
/	小计	/	/	5900	/	/	/

2.7.2 施工过程回顾

2.7.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

2.7.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.7.3.1 开采方案

新滩油田涉及的开发方式包括天然能量开发、注水、蒸汽吞吐等，以注水开发方式为主。

1）天然能量开发

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2）注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

3）蒸汽吞吐

蒸汽吞吐就是先向油井注入一定量的蒸汽，关井一段时间，待蒸汽的热能向油层扩散后，再开井生产的一种开采重油的增产方法。蒸汽吞吐作业的过程可分为三个阶段，即注汽、焖井及回采。

4）开发方式统计

本工程新滩油田开发方式统计见表 2.7-9。

表 2.7-9　本工程新滩油田开发方式统计

油田	历史开发方式	目前开发方式
新滩油田	吞吐热采+天然能量弹性开发+注水	注水+天然能量弹性开发

2.7.3.2 井下作业

油、注水井在长期的生产过程中，不停地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油、注水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油、注水井进行井下作业，井下作业内容主要有油、注水井维修等。

油、注水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

2.7.3.3 开发历程简述

新滩油田垦东 18 单元从 1997 年试油成功后开始开发，采用吞吐热采+天然能量弹性开发，目前采用天然能量及注水开发方式。

2.7.3.4 产能回顾

新滩油田自投入开发以来，累计产量统计见表 2.7-10。

表 2.7-10　新滩油田产能统计

油田	新滩油田
二级单位	孤东
累产液（×10^4t）	767.90
累产油（×10^4t）	101.22

新滩油田 2008 年～2017 年产能统计见表 2.7-11 及图 2.7-3。

表 2.7-11　2008 年～2017 年产能统计

年份	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	年注水（10^4t）	年注汽（10^4t）
2008	75.34	9.49	/	2.22
2009	71.34	8.78	/	1.19
2010	74.13	8.60	/	2.00
2011	77.42	7.55	/	2.04
2012	87.65	6.88	51.72	0.68
2013	90.07	5.85	90.00	0.75
2014	96.31	5.84	63.67	1.17
2015	86.39	5.26	56.01	0.91
2016	79.98	4.54	52.83	0.72
2017	68.18	4.06	45.03	0.48

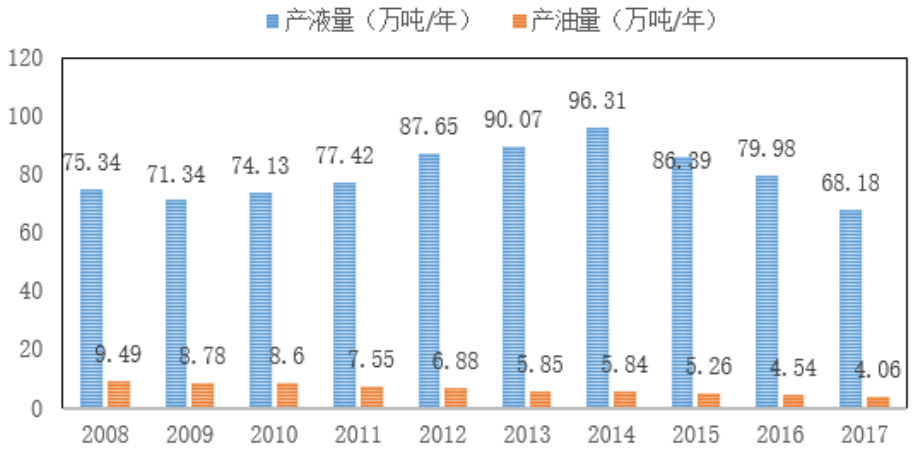


图 2.7-3　新滩油田近 10 年（2008 年～2017 年）产能柱状图

2.7.3.5 产能预测

未来 10 年新滩油田产能预测情况见表 2.7-12。

表 2.7-12　新滩油田未来 10 年产能预测一览表

年度	总井数	油井开井（口）	油田			年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	累产油（10^4t）	累产液（10^4t）	注水井			
			日产液（t）	日产油（t）	含水（%）					开井（口）	单井日注（m^3）	区块日注（m^3）	年注水量（10^4m^3）
1	54	49	1691.00	89.30	94.72	59.19	3.13	3.13	59.19	5	421.15	1684.61	61.49
2	54	49	1694.42	80.56	95.25	59.30	2.82	5.95	118.49	5	422.00	1687.98	61.61
3	54	49	1697.84	72.20	95.75	59.42	2.53	8.47	59.42	5	422.84	1691.36	61.73
4	54	49	1701.26	64.98	96.18	59.54	2.27	10.75	118.97	5	423.69	1694.74	61.86
5	54	49	1704.68	58.52	96.57	59.66	2.05	12.79	59.66	5	424.53	1698.13	61.98
6	54	49	1706.20	53.96	96.84	59.72	1.89	14.68	119.38	5	424.96	1699.83	62.04
7	54	49	1708.10	49.40	97.11	59.78	1.73	16.41	59.78	5	425.38	1701.53	62.11
8	54	49	1709.62	45.60	97.33	59.84	1.60	18.01	119.62	5	425.81	1703.23	62.17
9	54	49	1711.52	43.32	97.47	59.90	1.52	19.52	59.90	5	426.23	1704.93	62.23
10	54	49	1713.04	41.04	97.60	59.96	1.44	20.96	119.86	5	426.66	1706.64	62.29

2.7.4 物流集输方案

2.7.4.1 总体集输方案

新滩油田总体集输流程见图 2.7-4。

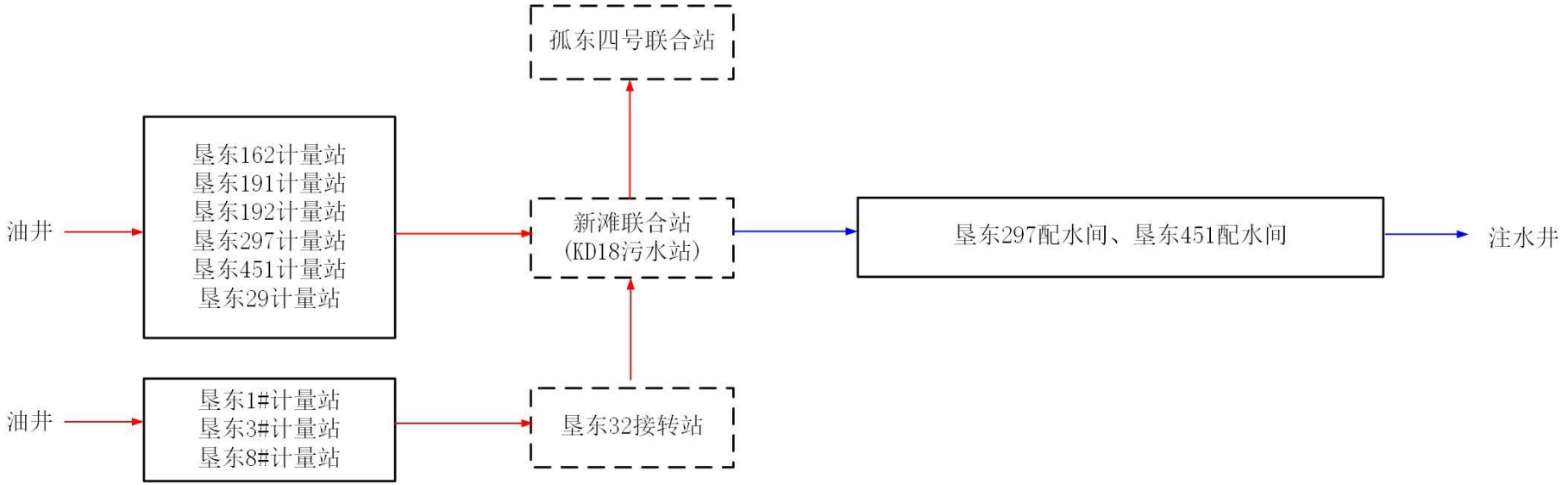


图 2.7-4 新滩油田集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.7.4.2 油气集输流程图

新滩油田油气集输流程见图 2.7-5。

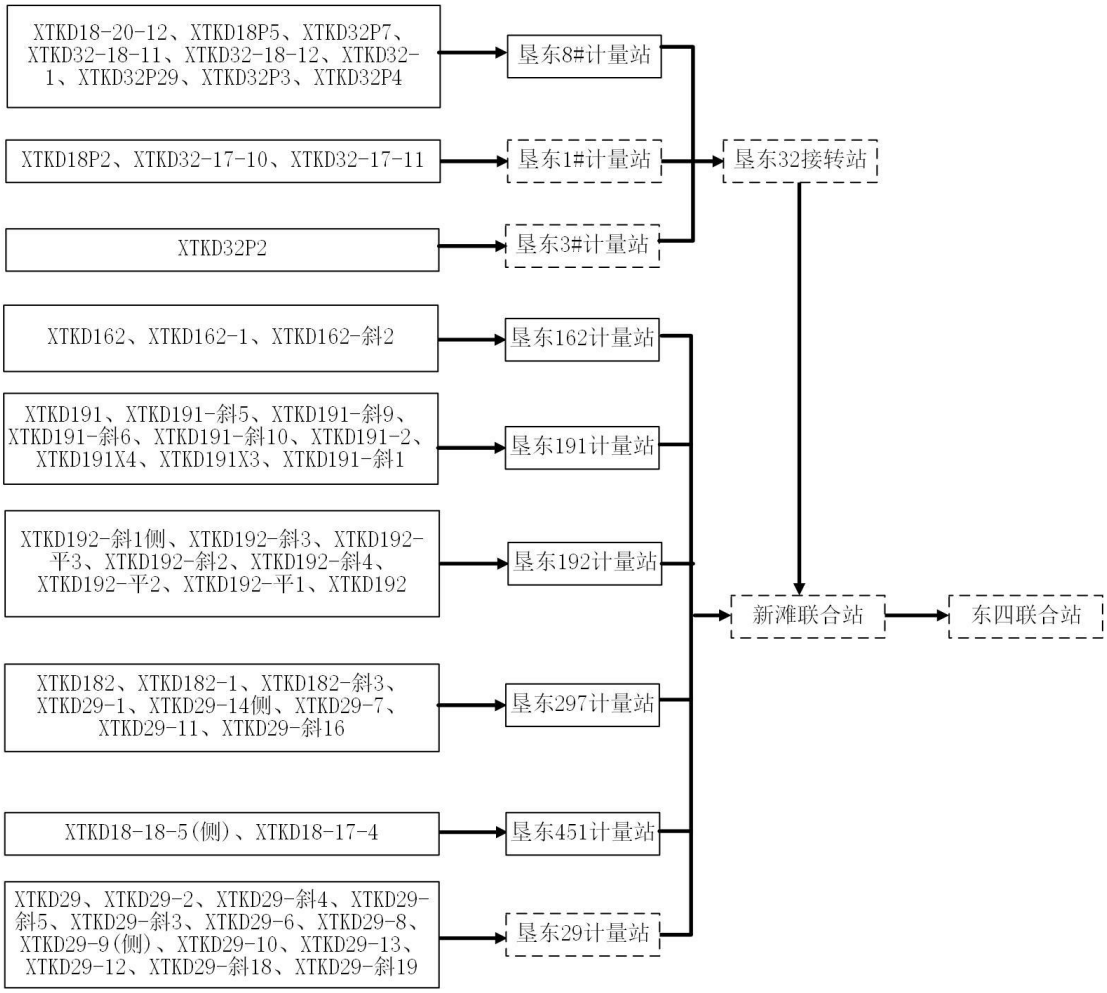


图 2.7-5　新滩油田油气集输流程示意

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.7.4.3 注水流程图



图 2.7-6　新滩油田注水流程图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.7.5 工程用海情况

本工程用海情况统计见表 2.7-13。

表 2.7-13　工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m^2）
新滩油田	孤东采油厂	井台	123340
		计量站	8392
		道路	253816
		管线	170295
合计	/	/	555843

2.7.6 劳动定员

本工程劳动定员为 23 人。

2.7.7 依托情况

新滩油田依托情况汇总见表 2.7-14。

表 2.7-14　本工程依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	污水处理	油气集输站场	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理单位
新滩	孤东	新滩联合站（原 KD18 接转站）孤东四号联合站	KD18 污水站东四污水站	垦东 32 接转站	孤东废液处理站	孤东 2 号联油泥砂贮存场	东营华新环保技术有限公司

注：污水站均与联合站或接转站合建。

2.8 总体流程

本工程总体集输流程见图 2.8-1。

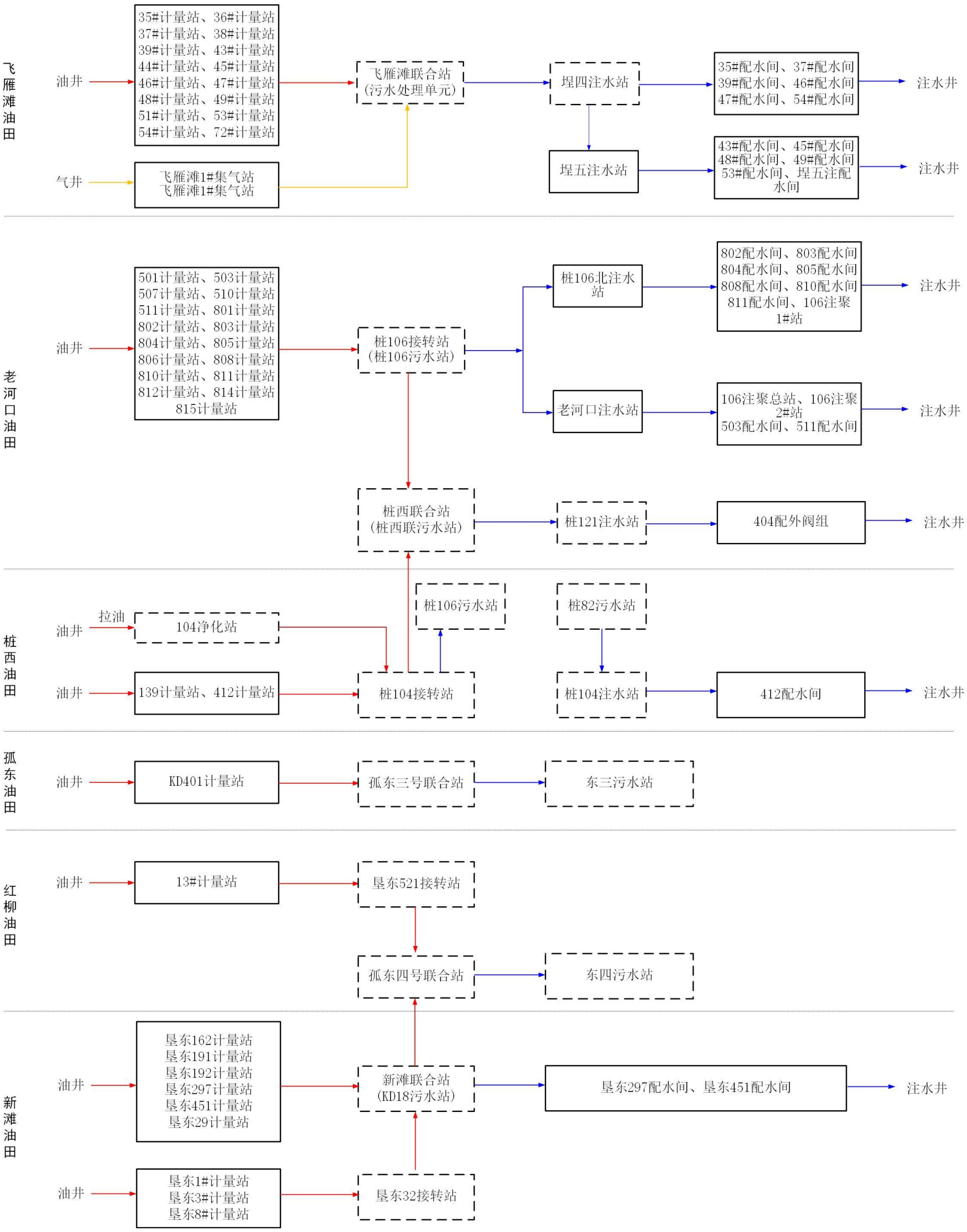


图 2.8-1　总体集输流程示意图

注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

2.9 注采平衡

本工程注采平衡图见图 2.9-1。

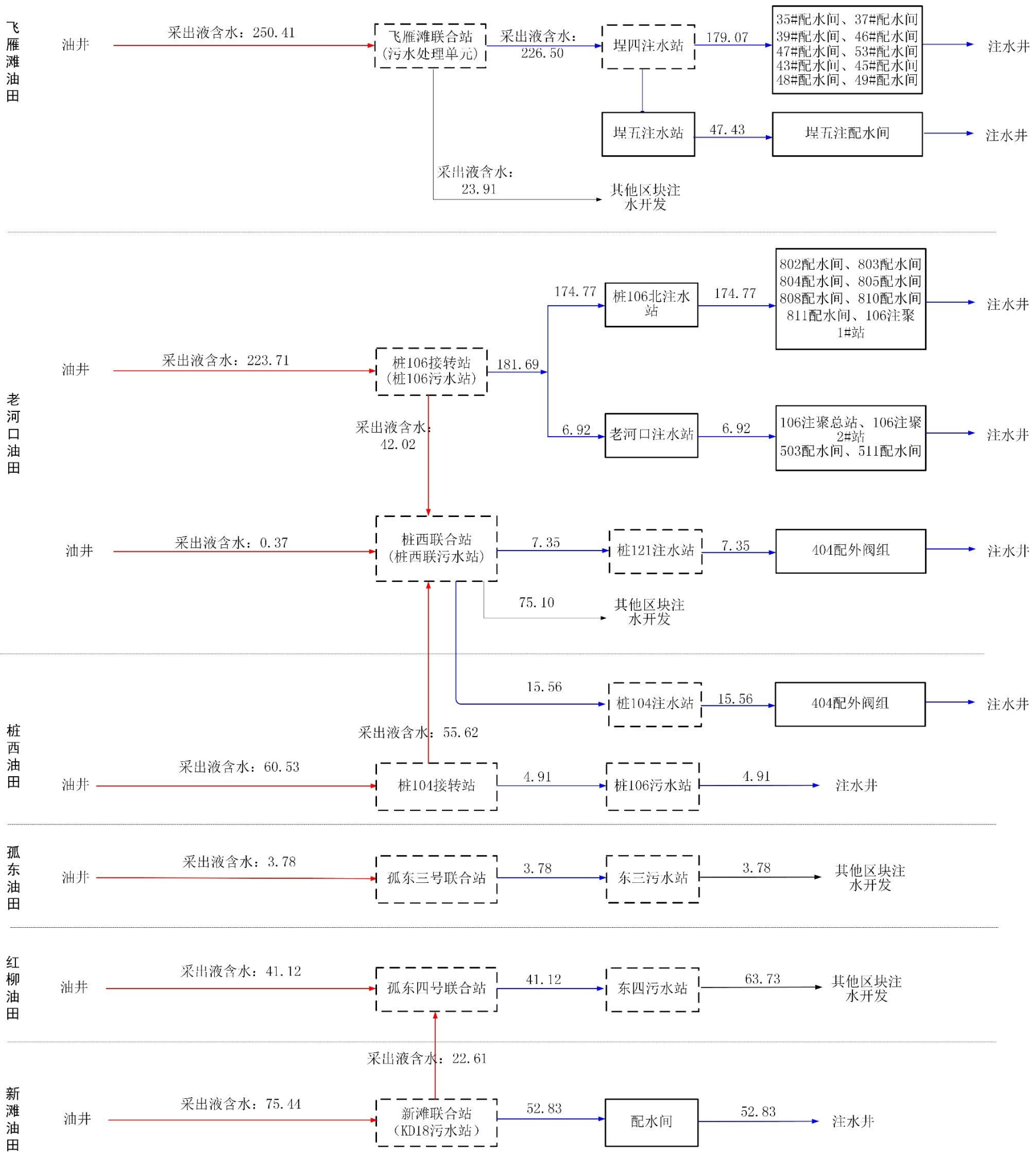


图 2.9-1　本工程注采平衡图

2.10 依托情况及能力分析

2.10.1 依托情况统计

本工程依托情况统计见表 2.10-1，依托工程“三同时”情况见表 2.10-2，依托工程分布情况见附图 1.3～附图 1.4。

表 2.10-1　本工程依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	污水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理单位
飞雁滩	河口	飞雁滩联合站	飞雁滩联合站污水处理单元	无	埕四注水站	埕东废液处理站	河口义和联合站油泥砂贮存场	胜利油田金岛实业有限责任公司
老河口	桩西	桩 106 接转站；桩西联合站	桩 106 污水站桩西联污水站	桩 106 接转站	无	桩西长堤废液处理站	桩西油泥砂贮存池	胜利油田金岛实业有限责任公司
桩西	桩西	桩 104 接转站；桩西联合站	桩 106 污水站桩西联污水站	桩 104 接转站	桩 104 注水站桩 121 注水站			
孤东	孤东	孤东三号联合站	东三污水站	无	无	孤东废液处理站	孤东 2 号联油泥砂贮存场	东营华新环保技术有限公司
红柳	孤东	垦东 521 接转站；孤东四号联合站	东四污水站	垦东 521 接转站	无			
新滩	孤东	新滩联合站（原 KD18 接转站）孤东四号联合站	KD18 污水站东四污水站	垦东 32 接转站	无			

注：污水站均与联合站或接转站合建。

表 2.10-2　依托设施“三同时”情况汇总

序号	站场	环评批复部门	环评批复文号	环评批复时间	环评验收部门	验收批复文号	验收批复时间
1	飞雁滩联合站	东营市环保局	东环发[2007]7 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5017 号	2009.2.28
2	桩西联合站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.2.25
3	桩 106 接转站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.2.25
4	桩 104 接转站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.2.25
5	孤东三号联合站	东营市环保局	东环发[2003]5031 号	2003.4.21	东营市环保局	东环验[2003]551 号	2003.12.30
6	垦东 521 接转站	东营市环保局	东环发[2007]6 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5013 号	2009.2.25
7	孤东四号联合站	东营市环保局	东环发[2007]6 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5013 号	2009.2.25
8	新滩联合站（原 KD18 接转站）	东营市环保局	东环发[2007]7 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5017 号	2009.2.28
9	垦东 32 接转站	东营市环保局	东环发[2007]6 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5013 号	2009.2.25
10	埕四注水站	东营市环保局	东环发[2007]7 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5017 号	2009.2.28
11	桩 104 注水站	东营市环保局	东环发[2007]7 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5017 号	2009.2.28
12	桩 121 注水站	东营市环保局	东环发[2007]7 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5017 号	2009.2.28
13	埕东废液处理站	东营市环保局	东环发[2007]7 号	2007.1.16	东营市环保局	东环验[2009]5017 号	2009.2.28
14	桩西长堤废液处理站	东营市环保局河口分局	东环河分建审[2016]056 号	2016.5.4	东营市环保局河口分局	东环河分验[2018]13 号	2018.7.10
15	孤东废液处理站	东营市环保局	东环建审[2006]543	2006.11.16	东营市环保局	东环验[2007]530 号	2007.12
16	河口义和联合站油泥砂贮存场	东营市环保局	东环建审[2006]531 号	2006.10.23	东营市环保局	东环验[2008]5005 号	2008.1.21
17	桩西油泥砂贮存池	东营市环保局	东环建审[2006]512 号	2006.11.16	东营市环保局	东环验[2007]527 号	2007.12.25
18	孤东 2 号联油泥砂贮存场	东营市环保局	东环建审[2006]507 号	2006.3.17	东营市环保局	东环验[2007]529 号	2007.12

2.10.2 联合站、接转站

1）基本信息

本工程依托联合站、接转站基本情况见表 2.10-3。

表 2.10-3　联合站、接转站基本信息一览表

序号	站场名称	所属单位	投产时间	功能设置	工艺流程	设计规模	实际运行规模
1	飞雁滩联合站（飞雁滩污水站）	河口采油厂	1993.9	采出液初步脱水、脱气、含水油外输、天然气外输、污水处理	采出液：三相分离器+大罐沉降脱水 污水：重力沉降+絮凝	采出液：9000m^3/d 原油：1400t/d 气：15000m^3/d 污水：8500t/d	采出液：7800m^3/d 原油：500t/d 气：9000m^3/d 污水：7500t/d
2	桩西联合站（桩西联污水站）	桩西采油厂	1992.10	采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输	采出液：大罐沉降+二级分水+电脱水 污水：重力沉降+压力过滤	采出液：24000m^3/d 原油：4000t/d 污水：20000m^3/d	采出液：16012m^3/d 原油：2685t/d 污水：13184m^3/d
3	孤东三号联合站（孤三污水站）	孤东采油厂	1992.9	采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输、注水	采出液：压力分水+大罐沉降+化学破乳工艺 污水：气浮+重力沉降+曝氧+除氧	采出液：42859m^3/d 原油：4110t/d 污水：40000m^3/d	采出液：33384m^3/d 原油： 950t/d 污水：28000m^3/d
4	孤东四号联合站（孤四污水站）		1995.11	采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输、注水	采出液：压力分水+大罐沉降+化学破乳工艺 污水：重力沉降	采出液：26850m^3/d 原油：2100t/d 污水：25000m^3/d	采出液：23507m^3/d 原油：2036t/d 污水：21400m^3/d
5	新滩联合站（KD18 污水站）		2003.11	采出液油水初步分离、油田采出水处理、原油外输	采出液：压力分水+大罐沉降+化学破乳工艺 污水：重力沉降+混凝沉降	采出液：12000m^3/d 原油：2191t/d 污水：9900m^3/d	采出液：7800m^3/d 原油：2000t/d 污水：3900m^3/d
6	桩 104 接转站	桩西采油厂	1994.1	采出液加热、分水、原油外输	采出液：加热+三相分离脱水	采出液：8000m^3/d 原油：4000t/d	采出液：4550m^3/d 原油：758t/d
7	桩 106 接转站（桩 106 污水站）		1989.7	采出液加热、分水、原油外输、油田采出水处理	采出液：加热+三相分离脱水 污水：气浮+过滤	采出液：18000m^3/d 原油：4800t/d 污水：15000m^3/d	采出液：13080m^3/d 原油：758t/d 污水：10355m^3/d

序号	站场名称	所属单位	投产时间	功能设置	工艺流程	设计规模	实际运行规模
8	垦东 521 接转站	孤东采油厂	1995.12	采出液加热、就地分水、掺水、原油外输	加热+三相分离	采出液：8000m^3/d	采出液：7654m^3/d
9	垦东 32 接转站		2001.11	采出液加热、接转	加热+外输	采出液:7000m^3/d，	采出液：4500m^3/d

2）能力分析

（1）飞雁滩联合站

本工程飞雁滩油田采出液及采出气均依托飞雁滩联合站处理。飞雁滩油田现有油井 79 口，气井 11 口，采出液经计量站计量后输送至飞雁滩联合站进行处理，采出气经集气站计量后输送至飞雁滩联合站。

飞雁滩联合站油气水处理能力分析见表 2.10-4。

表 2.10-4　飞雁滩联合站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理量	飞雁滩 2017 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m^3/d）	9000	7800	1200	5358.29	5556.86	198.57	可行
原油处理（t/d）	1400	500	900	151.16	123.43	-27.73	可行
油田采出水处理（m^3/d）	8500	7500	1000	5207.13	5508	300.87	可行
气（m^3/d）	15000	9000	6000	0	803	803	可行

根据未来 10 年产能预测结果，飞雁滩油田采出液最大产能为 5556.86m^3/d，原油最大产能为 123.43t/d，气最大产能为 803m^3/d，油田采出水最大产能为 5508m^3/d。均低于飞雁滩目前的产能水平，因此，未来 10 年飞雁滩联合站处理能力能够满足项目使用需求。

（2）桩 106 接转站

本工程老河口油田桩西采油厂油井采出液输送至桩 106 接转站加热分水后输送至桩西联合站，分水后外输原油含水率约 80%。桩 106 接转站处理能力分析见表 2.10-5。

表 2.10-5　桩 106 接转站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理	桩西采油厂老河口油田 2017 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m^3/d）	18000	13080	4920	6210.34	9117.16	2906.82	可行
原油处理（t/d）	4800	738	4062	293.7	280.50	-13.2	可行
油田采出水处理（m^3/d）	15000	10355	4645	5916.64	8989.16	3072.52	可行

根据未来 10 年产能预测结果，本工程井进入桩 106 接转站的采出液最大产能为 9117.16m³/d，原油最大产能为 280.50t/d，油田采出水最大产能为 8989.16m³/d。相比 2017 年产能，原油量有所降低，采出液、油田采出水量有所增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年桩 106 接转站处理能力能够满足项目使用需求。

（3）桩 104 接转站

本工程桩西油田采出液输送至桩 104 接转站加热分水后输送至桩西联合站，分水后外输原油含水率约 90%。桩 104 接转站处理能力分析见表 2.10-6。

表 2.10-6　桩 104 接转站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理	2017 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m³/d）	8000	4550	3450	1814.32	2381.52	567.2	可行
原油处理（t/d）	4000	758	3242	238.65	170.94	-67.71	可行

根据未来 10 年产能预测结果，本工程井进入桩 104 接转站的采出液最大产能为 2381.52m³/d，原油最大产能为 170.94t/d。相比 2017 年产能，原油处理量有所降低，采出液处理量有所增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年桩 104 接转站处理能力能够满足项目使用需求。

（4）桩西联合站

老河口油田桩西采油厂采出液经桩 106 接转站分水后输送至桩西联合站处理；桩西油田采出液井 104 接转站分水后输送至桩西联合站。桩西联合站处理能力分析见表 2.10-7。

表 2.10-7　桩西联合站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理	2017 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m³/d）	24000	16012	7988	8024.66	11498.68	3474.02	可行
原油处理（t/d）	4000	2685	1315	532.3514	451.44	-80.9114	可行
油田采出水处理（m³/d）	20000	13184	6816	5916.64	8989.16	3072.52	可行

根据未来 10 年产能预测结果，桩西联合站接收本工程采出液最大量为 11498.68m³/d，原油最大量为 451.44t/d，油田采出水最大量为 8989.16m³/d。相比目

前产能，原油量有所降低，采出液及油田采出水产量均有增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年桩西联合站处理能力能够满足项目使用需求。

（5）孤东三号联合站

本工程孤东油田采出液均依托孤东三号联合站进行处理。本工程孤东油田现有油井 15 口，采出液经计量站计量后，输送至孤东三号联合站处理。

孤东三号联合站油气水处理能力分析见表 2.10-8。

表 2.10-8　孤东三号联合站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理	2016 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m^3/d）	42859	33384	9475	0	735.39	735.39	可行
原油处理（t/d）	4110	950	3160	0	36.55	36.55	可行
油田采出水处理（m^3/d）	40000	28000	12000	0	727.48	727.48	可行

根据未来 10 年产能预测结果，孤东油田采出液最大产能为 735.39m^3/d，原油最大产能为 36.55t/d，油田采出水最大产能为 727.48m^3/d。相比目前产能，采出液、原油及油田采出水产量均有增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年孤东三号联合站处理能力能够满足项目使用需求。

（6）垦东 32 接转站

本工程新滩油田 13 口油井采出液经垦东 32 接转站加热后输送至新滩联合站，垦东 32 接转站不具备分水功能，其转输能力分析见表 2.10-9。

表 2.10-9　垦东 32 接转站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理	2017 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m^3/d）	7000	4500	2500	761.71	586.04	-175.67	可行

根据未来 10 年产能预测结果，垦东 32 接转站接受采出液最大量为 586.04/d，相比 2016 年产能，采出液产量有所降低，因此，未来 10 年垦东 32 接转站处理能力能够满足项目使用需求。

（7）新滩联合站

本工程新滩油田产液均进入新滩联合站处理。新滩联合站主要功能为采出液油水初步分离，油田采出水处理及原油外输。采出液初步分离后，外输原油的含水率约为81%。新滩联合站油气水处理能力分析见表 2.10-10。

表 2.10-10　新滩联合站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余能力	2017 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m^3/d）	12000	7800	4200	1948	1713.04	-234.96	可行
原油处理（t/d）	2191	2000	191	116	89.3	-26.7	可行
油田采出水处理（m^3/d）	9900	3900	6000	1832	1672	-160	可行

根据未来 10 年产能预测结果，本工程井进入新滩联合站的采出液最大产能为1713.04m^3/d，原油最大产能为 89.30t/d，油田采出水最大产能为 1672m^3/d。相比 2017 年产能，采出液、原油、油田采出水量均有所降低有，因此，未来 10 年新滩联合站处理能力能够满足项目使用需求。

（8）垦东 521 接转站

本工程红柳油田 9 口油井采出液经垦东 521 接转站加热、预分水后输送至孤东 4 号联合站，预分水后原油含水约 95%。垦东 521 接转站处理能力分析见表 2.10-11。

表 2.10-11　垦东 521 接转站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理	2016 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m^3/d）	8000	7654	346	1159.14	1126.61	-32.53	可行

根据未来10年产能预测结果，垦东521接转站接受采出液最大量为1126.61m^3/d，相比 2017 年产能，采出液产量有所降低，因此，未来 10 年垦东 521 接转站处理能力能够满足项目使用需求。

（9）孤东四号联合站

本工程红柳油田采出液经 KD521 接转站外输至孤东四号联合站；新滩油田采出液经新滩联合站，而后输送至孤东四号联合站。孤东四号联合站油气水处理能力分析见表 2.10-12。

表 2.10-12　孤东四号联合站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理	2017 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理（m^3/d）	26850	23507	3343	3107.14	2839.65	-267.49	可行
原油处理（t/d）	2100	2036	64	130.86	100.54	-30.32	可行
油田采出水处理（m^3/d）	25000	21400	3600	2976.29	2795.56	-180.73	可行

根据未来 10 年产能预测结果，孤东四号联合站处理采出液最大量为 2839.65m^3/d，原油最大量为 100.54t/d，油田采出水最大量为 2795.56m^3/d。相比 2017 年处理量，采出液、原油及油田采出水产量均有降低。因此，未来 10 年孤东四号联合站处理能力能够满足本工程使用需求。

2.10.3 注水站

本工程依托注水站统计见表 2.10-13。

表 2.10-13　依托注水站情况一览表

序号	名称	单位	投产时间	设计规模（m^3/d）	实际运行规模（m^3/d）
1	埕四注水站	河口采油厂	1998	6700	5116
2	桩 104 注水站	桩西采油厂	1989	高压注水：440 低压注水：1160	高压注水：214 低压注水：335
3	桩 121 注水站	桩西采油厂	1992	660	210

2.10.4 作业废液站

本工程施工期钻井作业废水依托废液处理站处理后排入污水站处理达标后用于注水开发，依托废液站统计情况见表 2.10-14。

表 2.10-14　依托废液处理站情况一览表

序号	名称	单位	投产时间	工艺流程	设计规模	实际处理量	去向
1	埕东废液处理站	河口采油厂	2007	中和→破胶→混凝沉降→分离	15m^3/h（108000m^3/a）	2016 年：10484.4m^3	埕东污水站
2	桩西长堤废液处理站	桩西采油厂	2017	分质接收、机械破胶+絮凝沉降	15m^3/h（108000m^3/a）	2017 年 7～8 月：2606m^3	长堤污水站
3	孤东废液处理站	孤东采油厂	2006	缓冲破胶+脱稳分离+过滤吸附	15m^3/h（108000m^3/a）	2016 年：36000m^3	东一污水站

2.10.5 油泥砂贮存及处理

1）油泥砂贮存

本工程依托油泥砂贮存设施统计情况见表 2.10-15。

表 2.10-15　油泥砂贮存依托设施一览表

序号	名称	单位	投产时间	设计贮存能力（m^3）
1	河口义和联合站油泥砂贮存场	河口采油厂	2006	1000
2	桩西油泥砂贮存池	桩西采油厂	2006	2700
3	孤东二号联油泥砂贮存场	孤东采油厂	1994	4000

2）油泥砂处理

本工程油泥砂处理主要依托胜利油田金岛实业有限责任公司、东营华新环保技术有限公司处理。

（1）胜利油田金岛实业有限责任公司

胜利油田金岛实业有限责任公司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，现有职工 1200 人，企业注册资本 4221.97 万元，拥有多年的油田环保工作经验。胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂清洗项目位于东营市河口区孤岛镇孤岛采油厂孤四联合站北部，占地面积 $1.16\times10^4m^2$，主要有出砂器、洗砂器、搅拌罐、气浮罐、沉降罐等设备，采用加热均混、强力剪切、净化分离等工艺，年处理油泥砂 3 万余方。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危险废物经营许可证编号为鲁危证 0027，经营危险废物的类别为 HW08。

图 2.10-1　胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂处理流程示意图

（2）东营华新环保技术有限公司处理

东营华新环保技术有限公司成立于 2006 年，是胜利油田油泥砂无害化处理的骨干企业之一，该公司以油泥砂为主要燃料，少量伴烧水煤浆，通过公司与上海交通大学联合研发的悬浮流化焚烧法，生产蒸汽，并将其直接输送至胜利发电厂，为其提供部分蒸汽动力，每年可处理油泥砂量 10×10^4t，为电厂节约减少煤炭消耗 1.7×10^4t 标准煤，彻底实现了对油田生产过程中的油泥砂的无害化处置和资源化利用。东营华新环保技术有限公司许可证编号为鲁危证 0046，经营危险废物的类别为 HW08。

图 2.10-2　东营华新环保技术有限公司油泥砂处理流程示意图

2.11 工程用海情况

2.11.1.1 工程用海面积

本工程用海类型主要为沿岸海域，占用总面积为 375.33hm^2，山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区总面积为 82348hm^2，本工程占用面积占实验区总面积的 0.455%。本工程用海情况统计见表 2.11-1。

表 2.11-1　工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿海陆域（m^2）
飞雁滩油田	河口采油厂	井台	150200
		计量站	8100
		配水间	3600
		集气站	2000
		注水站	10000
		变电所	400
		道路	301180
		管线	655345
老河口油田	桩西采油厂	井台	619854
		计量站	3633.9
		注水站/注聚站	41365
		道路	382680
		队部	10240
		管线	713085
桩西油田	桩西采油厂	井台	87856
		道路	5920
		管线	38200
孤东油田	孤东采油厂	井台	10670
		道路	22256
		管线	62150
红柳油田	孤东采油厂	井台	22870
		计量站	1865
		道路	25064
		管线	18935
新滩油田	孤东采油厂	井台	123340
		计量站	8392
		道路	253816
		管线	170295
合计			3753311.9
占实验区比例（%）			0.455

注：山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区总面积为 82348hm^2。

2.11.1.2 工程用海合理性分析

1）根据国家海洋局 2007 年发布的《关于加强海上人工岛建设用海管理的意见》（国海管字[2007]91 号）：“建设海洋油气勘探开采作业所使用的人工岛的用海范围原则上控制在海图水深 3 米以浅海域”，根据附图 1.1 和附图 1.2，本工程所有井台及进井路均位于海图水深 3 米以浅海域，符合意见的要求。

2）本工程大井台位于沿岸海域，采用修建滩海陆岸井台方式开采。本工程区域滩海陆岸井台及进井路所在海域海底地质表层有一层淤泥质粘土层，厚度约为 6m～8m，抗剪指数较低、压缩性大，工程地质差，含水量较高，对于修建海上钢结构平台极为不利，采用修建滩海陆岸井台开采方式，可以通过地基处理确保石油开采安全进行。同时对比钢结构平台，滩海陆岸井台开发方式更为经济。

3）本工程井台位于沿岸海域，采用修建滩海陆岸井台方式开采。根据《关于加强海上人工岛建设用海管理的意见》（国海管字[2007]91 号），建设连陆人工岛，在海图水深 1 米以深海域应当采用岛桥方式连接；人工岛用海面积不得超过实际用海活动需要的面积；建岛材料异地取材的，应当采用环保型材料，施工时必须采用先围后填的方式。根据附图 1.1 和附图 1.2，本工滩海陆岸井台均位于海图水深 1 米以浅海域。

4）据统计，本工程总体布局在实现集输、注水等生产过程最优化的基础上，充分考虑节约用海面积，优化工程布局与井台平面布置。由平面布置及工程概况可知，井台上大多同台布置了救生房、井口装置、计量间、注水泵房和配电间等设备设施，大大节约了用海面积。

2.12 劳动定员汇总

本工程劳动定员见表 2.12-1。

表 2.12-1　劳动定员一览表

油田	单位	劳动定员（人）
飞雁滩	河口采油厂	67
老河口	桩西采油厂	179
桩西	桩西采油厂	37
孤东	孤东采油厂	2
红柳	孤东采油厂	3
新滩	孤东采油厂	23
合计		311

2.13 环保投资

在油田开发的建设期及运营期，需要投入必要的资金用于钻井废水、废弃泥浆和岩屑等污染物防治，还需要建设必要的环保设施及生态补偿金等。经核实统计，本项目环保设施投资约为 20937.3 万元；项目及投资见表 2.13-1。

表 2.13-1　环保设施投资情况一览表

类别	投资项目	基本内容	投资（万元）	备注
废气处理	套管气回收	油套连通装置	235.9	包括：套管气回收装置购置、安装、调试、维护等费用
	施工扬尘	围挡、洒水降尘	776.6	/
废水处理	钻井废水处理	钻井废水拉运至各废液处理站处理，最终处理达标后回注用于油田注水开发，不排海	652.9	废水拉运及处理费用
	施工期生活污水处理	施工期井场设置临时旱厕	288.3	临时旱厕建设费用
固体废物处理	钻井固废处理	设置泥浆池，临时储存钻井固废，为防止泥浆外溢，泥浆池作无害化防渗处理	5092.5	/
噪声防治	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养	1090.5	井场采用低噪声抽油机增加的费用等
生态恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持	6736.7	施工临时用地的恢复、水土保持、海洋生态损失等费用
环境风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、应急设施等	6063.9	/
合计			20937.3	/

3 工程符合性分析

3.1 工程与国办函［2001］46 号符合性分析

国务院办公厅于 2001 年 8 月 25 日下发《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函[2001]46 号）至山东省人民政府，国家环保总局、国家林业局、中国石油化工集团公司，同意山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案。

1）将现有飞雁滩、埕东、红柳和新滩四个油田生产区面积 3200 公顷由保护区的原核心区和缓冲区调整为实验区，再连带调整（包括与埕东油田调整地段毗连的老河口油田）15560 公顷为实验区，以满足油田今后勘探开发需要。

2）要求山东省及东营市人民政府和有关部门要严格按照《中华人民共和国自然保护区条例》对保护区实施有效管理，任何企业、单位、组织、个人都不得在保护区的核心区和缓冲区进行任何生产建设和各种经济开发活动。

3)胜利石油管理局在自然保护区实验区内已建设的油井、道路等生产设施，由当地环境保护行政主管部门组织进行清理登记并审批其污染防治和生态保护措施后，方可进行正常生产；确需在保护区实验区内进行新的项目建设和湿地生态恢复工程时，要严格按照《建设项目环境管理条例》和《中华人民共和国自然保护区条例》的有关规定，进行环境影响评价，履行审批手续，经批准后方可进行。今后，在保护区范围内的油田生产建设及其他活动，都必须认真落实各项污染防治和生态保护措施，自然保护区管理机构要依法加强监督检查，在检查过程中不得对油田正常生产人员、车辆等征收不合理费用。

本工程主要包含位于自然保护区实验区的各类井 460 口及附属设施，建设历程较长，自 1985 年 9 月开始建设第 1 口井，一直延续到 2014 年 9 月，其中 2001 年 8 月 25 日之前建设的有 223 口。

根据国办函[2001]46 号文件，在文件发布之前的各类井 223 口及附属设施可以正常生产，国办函［2001］46 号文件发布之后的 237 口井应进行环境影响评价，履行审批手续，经批准后方可进行。根据《关于加强“未批先建”海洋工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》（环办海洋函[2018]705 号），为本次评价的各类井 460 口及附属设施补办环评手续，可满足《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函［2001］46 号）相关要求。

因此，本工程与《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函［2001］46 号）是相符合的。

3.2 工程与海洋主体功能区规划的和符合性分析

3.2.1 《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）符合性分析

2015 年 8 月 1 日，国务院发布了《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）。《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）规划范围为我国内水和领海、专属经济区和大陆架及其他管辖海域（不包括港澳台地区）。本工程位于我国领海内，其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。优化开发区域包括渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

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。重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

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。限制开发区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。

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。禁止开发区域包括各级各类海洋自然保护区、领海基点所在岛礁等。

禁止开发区域的管制原则是，对海洋自然保护区依法实行强制性保护，实施分类管理；对领海基点所在地实施严格保护，任何单位和个人不得破坏或擅自移动领海基点标志。海洋自然保护区：在保护区核心区和缓冲区内不得开展任何与保护无关的工程建设活动，**海洋基础设施建设原则上不得穿越保护区，涉及保护区的航道、管线和桥梁等基础设施经严格论证并批准后方可实施**。在保护区内开展科学研究，要合理选择考察线路。对具有特殊保护价值的海岛、海域等，要依法设立海洋自然保护区或扩大现有保护区面积。

本工程飞雁滩油田 148 口井、老河口油田 165 口井、桩西油田 69 口井位于

黄河三角洲北部海洋自然保护区（A6-4-1），该功能区用途管制要求：实验区在按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上，**兼容油气及文体休闲娱乐功能；**本工程孤东油田 15 口井、红柳油田 9 口井、新滩油田 54 口井位于黄河三角洲海洋自然保护区（A6-5-1），该功能区用途管制要求：基本功能为海洋自然保护，**实验区兼容风景旅游、油气功能**。本工程的所有井及设施均不位于保护区核心区和缓冲区内，且所有工程设施已于国务院发布《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）前建设完成，460 口油、气、水井均建设于 2014 年 9 月之前。目前所有工程设施运行稳定，运营期加强了环境管理，不向海排放污染物。本工程符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）的相关要求。

本工程与全国海洋主体功能区规划符合性情况见表 3.2-1。

表 3.2-1　本工程与全国海洋主体功能区规划符合性分析

区域	类别	相关要求	本工程情况	符合性
禁止开发区域	总体	对海洋自然保护区依法实行强制性保护，实施分类管理；对领海基点所在地实施严格保护，任何单位和个人不得破坏或擅自移动领海基点标志。	本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，不位于核心区和缓冲区，未破坏和移动领海基点标志。	符合
	海洋自然保护区	在保护区核心区和缓冲区内不得开展任何与保护无关的工程建设活动，海洋基础设施建设原则上不得穿越保护区，涉及保护区的航道、管线和桥梁等基础设施经严格论证并批准后方可实施。	本工程飞雁滩油田 148 口井、老河口油田 165 口井、桩西油田 69 口井位于黄河三角洲北部海洋自然保护区（A6-4-1），该功能区用途管制要求：实验区在按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上，兼容油气及文体休闲娱乐功能；本工程孤东油田 15 口井、红柳油田 9 口井、新滩油田 54 口井位于黄河三角洲海洋自然保护区（A6-5-1），该功能区用途管制要求：基本功能为海洋自然保护，实验区兼容风景旅游、油气功能。本工程所有井及附属设施均不位于保护区核心区和缓冲区。	符合

3.2.2 《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）符合性分析

2017 年 8 月 25 日，山东省人民政府发布了《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）（鲁政发[2017]22 号）。规划将山东管理海域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海域空间。

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。限制开发区域分为海洋渔业保障区和重点海洋生态功能区两类。其中，海洋渔业保障区是指具备良好的渔业养殖条件和辽阔的海域资源，以提供海洋水产品为主体功能的海域。重点海洋生态功能区是指关系到我国海域整体的生态环境安全，以提供海洋生态产品为主体功能的海域。重点海洋生态功能区又分为生物多样性保护型、重要地理生境保护型、人文与景观资源保护型三种类型。

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。

本工程所有工程设施均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区，已于山东省人民政府发布《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）（鲁政发[2017]22 号）前建设完成，均建设于 2014 年 9 月份之前，且目前所有工程设施均运行稳定，运营期加强了环境管理，不向海排放污染物，因此本工程符合《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）的相关要求。

本工程与山东省海洋主体功能区规划的符合性分析见表 3.2-2。

表 3.2-2　本工程与山东省海洋主体功能区规划符合性分析

区域	类别	相关要求	本工程情况	符合性
禁止开发区域	管制原则	禁止开发区域内，要依据法律法规和相关规划实施强制性保护，严格控制人为因素对自然生态的干扰，严禁不符合主体功能定位的开发活动，引导人口逐步有序转移，实现污染物“零排放”，提高环境质量。**已经省政府批准实施的渤海和黄海海洋生态红线区原则上按禁止开发区域的要求进行管理**。禁止改变海岸自然属性和破坏海岸生态功能的开发利用活动。对部分生态功能受损岸段，可开展沙滩养护、湿地修复等提升海岸生态功能的整治修复活动。	本工程所有设施均位于山东省划定的渤海海洋生态红线，其中 148 口井位于黄河故道西三角洲限制区、234 口井位于黄河故道东三角洲限制区、78 口井位于黄河北三角洲限制区。目前所有工程设施均运行稳定，运营期不对海洋排放污染物，不会改变海岸自然属性和破坏海岸生态功能。	符合
	自然保护区相关要求	按核心区、缓冲区和实验区分区管理。除法律允许情况外，核心区禁止任何单位和个人进入，缓冲区只准进入从事科学研究观测活动，**实验区除必要的科学实验、符合要求的生态旅游、驯化繁殖珍稀濒危野生动植物等活动，严禁其他生产建设活动**。自然保护区内交通、通信、电网等基础设施要慎重建设，主动避让，不得穿越自然保护区核心区、缓冲区，尽量避免穿越实验区，必须穿越的，应符合自然保护区规划，并进行生态影响专题评价。	本工程所有设施均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区，已于山东省人民政府发布《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）（鲁政发[2017]22 号）前建设完成，均建设于 2014 年 9 月份之前，且目前所有工程设施均运行稳定，运营期加强了环境管理，不向海排放污染物	符合

3.3 工程与海洋功能区划符合性分析

3.3.1 《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）符合性分析

2012 年 3 月 3 日国务院批复了《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年），全国海域共划分为渤海、黄海、东海、南海和台湾以东海域共 5 大海区和 29 个重点海域。全国海洋功能分区共 8 个，包括农渔业区、港口航运区、工业与城镇用海区、矿产与能源区、旅游休闲娱乐区、海洋保护区、特殊利用区和保留区。

海洋保护区是指专供海洋资源、环境和生态保护的海域，包括海洋自然保护区、海洋特别保护区。

本工程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海域，属于

海洋保护区。

渤海海区管制要求：渤海海区实施最严格的围填海管理与控制政策，限制大规模围填海活动，降低环渤海区域经济增长对海域资源的过度消耗，节约集约利用海岸线和海域资源。实施最严格的环境保护政策，坚持陆海统筹、河海兼顾，有效控制陆海污染源，实施重点海域污染物排海总量控制制度，严格限制对渔业资源影响较大的涉渔用海工程的开工建设，修复渤海生态系统，逐步恢复双台子河口湿地生态功能，改善黄河、辽河等河口海域和沿岸海域生态环境。**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**。维护渤海海峡区域航运水道交通安全，开展渤海海峡跨海通道研究。

黄河口与山东半岛西北部海域管制要求：**黄河口与山东半岛西北部海域**，包括冀鲁海域分界至蓬莱角毗邻海域，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。区域海洋开发应与黄河口地区防潮和防洪相协调；开展黄河三角洲河口滨海湿地、莱州湾海域综合整治与修复。区域实施污染物排海总量控制制度，改善海洋环境质量。

黄河口海域管制要求：**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。

海洋保护区管制要求：依据国家有关法律法规进一步加强现有海洋保护区管理，严格限制保护区内影响干扰保护对象的用海活动，维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。加强海洋特别保护区管理。在海洋生物濒危、海洋生态系统典型、海洋地理条件特殊、海洋资源丰富的近海、远海和群岛海域，新建一批海洋自然保护区和海洋特别保护区，进一步增加海洋保护区面积。**近期拟选划为海洋保护区的海域应禁止开发建设。**逐步建立类型多样、布局合理、功能完善的海洋保护区网络体系，促进海洋生态保护与周边海域开发利用的协调发展。海洋自然保护区执行不劣于一类海水水质标准，海洋特别保护区执行各使用功能相应的海水水质标准。

本工程飞雁滩油田 148 口井、老河口油田 165 口井、桩西油田 69 口井位于黄河三角洲北部海洋自然保护区（A6-4-1），该功能区用途管制要求：实验区在

按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上，**兼容油气及文体休闲娱乐功能；**本工程孤东油田 15 口井、红柳油田 9 口井、新滩油田 54 口井位于黄河三角洲海洋自然保护区（A6-5-1），该功能区用途管制要求：基本功能为海洋自然保护，**实验区兼容风景旅游、油气功能**。目前本工程所有工程设施运行稳定，运营期加强了环境管理，不向海排放污染物，**不属于高污染、高能耗类型项目，**同时制订了海上溢油应急预案并配备了相应的应急设施设备，本工程基本不会对山东黄河三角洲国家级自然保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区造成影响。

因此，本工程符合《《国海洋功能区划（2011-2020 年）》的相关要求。

表 3.3-1　本工程与全国海洋功能区规划符合性分析

海区	类别		相关要求	本工程情况	符合性
渤海海区	总体		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。	本工程已建成并正常运行多年，施工期及运营期加强了环境管理，不向海洋排放污染物，**不属于高污染、高能耗、高生态风险和资源消耗类型项目，**同时制订了海上溢油应急预案配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。	符合
	黄河口与山东半岛西北部海域	总体	区域海洋开发应与黄河口地区防潮和防洪相协调；区域实施污染物排海总量控制制度，改善海洋环境质量。	本工程已建成并正常运行多年，运营期不向海洋排放污染物，不涉及污染物排海总量控制。	符合
		黄河口海域	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。	①本工程孤东油田、红柳油田、新滩油田位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区，施工期及运营期污染物不排海。 ②本工程不属于重化工业和高耗能、高污染的工业建设项目。	符合
		海洋保护区	依据国家有关法律法规进一步加强现有海洋保护区管理，严格限制保护区内影响干扰保护对象的用海活动，维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。加强海洋特别保护区管理。在海洋生物濒危、海洋生态系统典型、海洋地理条件特殊、海洋资源丰富的近海、远海和群岛海域，新建一批海洋自然保护区和海洋特别保护区，进一步增加海洋保护区面积。**近期拟选划为海洋保护区的海域应禁止开发建设。**逐步建立类型多样、布局合理、功能完善的海洋保护区网络体系，促进海洋生态保护与周边海域开发利用的协调发展。	本工程飞雁滩油田 148 口井、老河口油田 165 口井、桩西油田 69 口井位于黄河三角洲北部海洋自然保护区（A6-4-1），该功能区用途管制要求：实验区在按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上，兼容油气及文体休闲娱乐功能；本工程孤东油田 15 口井、红柳油田 9 口井、新滩油田 54 口井位于黄河三角洲海洋自然保护区（A6-5-1），该功能区用途管制要求：基本功能为海洋自然保护，实验区兼容风景旅游、油气功能。本工程已建成并正常运行多年，施工期及运营期加强了环境管理，不向海洋排放污染物	符合

3.3.2 《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 47300km²，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 382 口井位于黄河三角洲国家级北部海洋保护区（A6-4）、78 口井黄河三角洲海洋保护区(A6-5)。本工程涉及的海岸基本功能区基本情况见表3.3-2，在山东省海洋功能区划中的位置见图 3.3-1。

《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）中对 A6-4 用途管制中要求指出“**实验区兼容矿产能源、旅游功能**”，对 A6-5 用途管制中要求指出“**实验区兼容旅游功能**”，本工程属于油气勘探开发工程，孤东油田、新滩油田、红柳油田位于黄河三角洲国家级自然保护区（A6-5），根据 2015 年 12 月 31 日，山东省人民政府批复的《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（鲁字[2015]290 号），黄河三角洲北部海洋自然保护区（A6-4-1）和黄河三角洲海洋自然保护区（A6-5-1），用途管制中新增加了“实验区兼容油气功能”，本工程符合规划要求。

工程与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）的符合性分析见表 3.2-3。

表 3.3-2　本工程涉及的海岸基本功能区基本情况表

代码	功能区名称	地区	功能区类型	面积（km^2）	岸段长度（km）	用途管制	用海方式	海岸整治	重点保护目标	环境保护要求
A6-4	黄河三角洲国家级北部海洋保护区	东营	海洋保护区	233.92	87	本区域基本功能为海洋保护功能，**兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐等功能**	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定。对侵蚀岸段进行合理整治	原生性湿地生态系统及珍禽；本区西北部与黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区重叠部分应注意对半滑舌鳎等底栖鱼类的保护	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准；维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观
A6-5	黄河三角洲海洋保护区	东营	海洋保护区	1716.27	115.34	本区域基本功能为海洋保护功能，**实验区兼容旅游功能**			原生性湿地生态系统及珍禽	

表 3.3-3　本工程涉及的《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析表

功能区	类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
黄河三角洲国家级北部海洋保护区 A6-4	海洋保护区	海域使用管理要求	用途管制	本区域基本功能为海洋保护功能，**实验区兼容矿产能源、旅游功能**。保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然 保护区管理办法》进行管理。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求	①本工程飞雁滩油田 148 口井、老河口油田 165 口井、桩西油田 69 口井位于该功能区。 ②根据《中华人民共和国自然保护区条例》要求，在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。 本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，为矿产资源开发工程，工程施工及运营产生的污染物均不排海。 ③根据《海洋自然保护区管理办法》：实验区内，在该保护区管理机构统一规划和指导下，可有计划地进行适度开发活动。本工程开发区域设置了检查站，接受山东黄河三角洲国家级自然保护区管委会的检查指导。	符合
			用海方式	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性	本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，不位于核心区和缓冲区，仅在一定程度改变了海域的自然属性。	符合
			海域整治	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的 稳定。对侵蚀岸段进行合理整治	本工程已经建成，不会影响海域底质的稳定。	符合
		海洋环境保护要求	生态保护重点目标	原生性湿地生态系统及珍禽；本区西北部与黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区重叠部分应注意对半滑舌鳎等底栖鱼类的保护	本工程设施不位于黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区，且所有设施均已经建成，所有污染物不排海，不会对其生态保护区目标产生影响。	符合
			环境保护要求	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准；维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观	本工程运营过程中，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、沉积物和海洋生物质量等造成影响。	符合

功能区	类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
黄河三角洲海洋保护区A6-5	海洋保护区	海域使用管理要求	用途管制	保障海洋保护区用海。按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。实验区兼容旅游功能	①本工程孤东油田 15 口井、红柳油田 12 口井、新滩油田 71 口井位于该功能区。 ②根据《中华人民共和国自然保护区条例》要求，在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，工程运行产生的污染物均不排海。国务院办公厅于 2001 年 8 月 25 日下发《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函［2001］46 号），同意山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案，将部分位于核心区与缓冲区的石油生产区域调整为实验区，以满足油田今后勘探开发需要。 ③根据《海洋自然保护区管理办法》：实验区内，在该保护区管理机构统一规划和指导下，可有计划地进行适度开发活动。1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线，水深 15m 以内海域，包含项目所在区域；本工程取得了用海、用地手续，部分已缴费（手续办理中）；本工程开发区域设置了检查站，接受山东黄河三角洲国家级自然保护区管委会的检查指导。 ④根据 2015 年 12 月 31 日，山东省人民政府批复的《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（鲁字[2015]290 号），黄河三角洲北部海洋自然保护区（A6-4-1）和黄河三角洲海洋自然保护区（A6-5-1），用途管制中新增加了“实验区兼容油气功能”。	符合
			用海方式	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性	本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，不位于核心区和缓冲区，仅在一定程度改变了海域的自然属性。	符合
			海域整治	保持自然岸线形态，长度和邻近海域底质类型的稳定，严禁人为	本工程已经建成，不会影响海域底质的稳定。	符合

功能区	类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
				破坏。对侵蚀岸段进行合理整治		
		海洋环境保护要求	生态保护重点目标	原生性湿地生态系统及珍禽	本工程已经建成，运营期不排放污染物，不会对生态保护区目标产生影响。	符合
			环境保护要求	海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准；维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观	本工程运营过程中，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、海洋生物质量等造成影响。	

图 3.3-1　本工程在山东省海洋功能区划中的地理位置图

3.3.3 《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年 5 月）符合性分析

2015 年 12 月 31 日，山东省人民政府以鲁政字[2015]290 号文批复了《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》。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蛏类、广饶沙蚕类生态国家级海洋特别保护区。由于东营河口浅海贝类、东营莱州湾蛏类、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》（简称“修改方案”）。该区划共划分了 6 个一级类和 28 个海洋基本功能区。

本工程 382 口井位于黄河三角洲北部海洋自然保护区（A6-4-1），78 口井位于黄河三角洲海洋自然保护区（A6-5-1），为已建油气勘探开发工程，能够满足《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年修订）中规定的“实验区兼容油气功能”的要求。黄河三角洲北部海洋自然保护区和黄河三角洲海洋自然保护区的基本情况见表 3.3-4 和表 3.3-5，本工程与《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》的符合性分析见表 3.3-6，本工程在东营市海洋功能区划中的地理位置见图 3.3-2。

表 3.3-4　黄河三角洲北部海洋自然保护区基本情况一览表

功能区名称		黄河三角洲北部海洋自然保护区		
功能区类型		海洋自然保护区	功能区代码	A6-4-1
所属一级类功能区名称		黄河三角洲北部海洋保护区	一级类功能区代码	A6-4
地理范围		黄河故道北部海域四至：118° 32′ 58.16″ ～118° 53′ 27.79″ E； 38° 1′ 9.37″ ～38° 11′ 34.32″ N		
面积（hm^2）		23384	岸线长度（m）	86790
开发利用现状		该区域为山东黄河三角洲国家级自然保护区，区内有大面积的油气资源开发及养殖用海。		
海域管理要求	用途管制	基本功能为海洋自然保护，保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。实验区在按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上，兼容油气及文体休闲娱乐功能。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。		
	用海方式控制	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。		
	整治修复	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定。对侵蚀岸段进行合理整治。		
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类。		
	环境保护	维护、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，实验区开发利用应避免对海洋自然保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。		

表 3.3-5　黄河三角洲海洋自然保护区基本情况一览表

功能区名称		黄河三角洲海洋自然保护区		
功能区类型		海洋自然保护区	功能区代码	A6-5-1
所属一级类功能区名称		黄河三角洲海洋保护区	一级类功能区代码	A6-5
地理范围		黄河入海口周边海域四至：118° 57′ 5.99″ ～119° 20′ 8.01″ E；37° 32′ 11.74″ ～37° 56′ 42.59″ N		
面积（hm^2）		79359	岸线长度（m）	115340
开发利用现状		该区域部分开发为山东黄河三角洲国家级自然保护区，区内有开放式养殖。		
海域管理要求	用途管制	基本功能为海洋自然保护，实验区兼容风景旅游、油气功能。保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。实验区用海需符合《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。保障河口行洪安全。		
	用海方式控制	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。		
	整治修复	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定。对侵蚀岸段进行合理整治。		
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	原生性湿地生态系统及珍禽。		
	环境保护	维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。		

图 3.3-2　本工程在东营市海洋功能区划中的地理位置图

表 3.3-6　本工程涉及的《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》符合性分析表

功能区	功能区类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
黄河三角洲北部海洋自然保护区 A6-4-1	海洋保护区	海域使用管理要求	用途管制	基本功能为海洋自然保护，保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。 实验区在按照《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》进行保护管理的基础上，**兼容油气及文体休闲娱乐功能**。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。	①本工程飞雁滩油田 148 口井、老河口油田 165 口井、桩西油田 69 口井位于该功能区，符合“**兼容油气及文体休闲娱乐功能**”的要求。 ②《中华人民共和国自然保护区条例》要求，在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。本工程为油气开采项目，位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，采取了相关环保措施，保证了污染物不排海。 ③《海洋自然保护区管理办法》要求，实验区内在该保护区管理机构统一规划和指导下，可有计划地进行适度开发活动。本工程开发区域设置了检查站，接受山东黄河三角洲国家级自然保护区管委会的检查指导；同时，本工程所有设施取得了用海、用地手续。	符合
			用海方式	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。	本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，本工程所有工程设施产生的污染物不排海，基本不会改变海域自然属性。	符合
			海域整治	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定。对侵蚀岸段进行合理整治。	本工程已经建成并运行多年，大部分设施位于已成陆的区域或滩涂区域，基本不会影响海域底质的稳定。	符合
		海洋环境保护要求	生态保护重点目标	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类。	本工程已经建成并运行多年，施工期及运营期污染物不排海，不会对原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类产生影响。	符合
			环境保护要求	维护、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，实验区开发利用应避免对海洋自然保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	本工程运营过程中，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

功能区	功能区类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
黄河三角洲海洋自然保护区（南部）A6-5-1	海洋保护区	海域使用管理要求	用途管制	基本功能为海洋自然保护，**实验区兼容风景旅游、油气功能**。保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。实验区用海需符合《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。保障河口行洪安全。	②本工程孤东油田 15 口井、红柳油田 9 口井、新滩油田 54 口井位于该功能区，符合“**实验区兼容风景旅游、油气功能**”的要求。 ②《中华人民共和国自然保护区条例》要求，在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。本工程为油气开采项目，位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，采取了相关环保措施，保证了污染物不排海。 ③《海洋自然保护区管理办法》要求，实验区内在该保护区管理机构统一规划和指导下，可有计划地进行适度开发活动。本工程开发区域设置了检查站，接受山东黄河三角洲国家级自然保护区管委会的检查指导；同时，本工程所有设施取得了用海、用地手续。	符合
			用海方式	核心区和缓冲区禁止改变海域自然属性，实验区严格限制改变海域自然属性。	本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的实验区，本工程所有工程设施产生的污染物不排海，基本不会改变海域自然属性。	符合
			海域整治	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定。对侵蚀岸段进行合理整治。	本工程已经建成，不会影响海域底质的稳定。	符合
		海洋环境保护要求	生态保护重点目标	原生性湿地生态系统及珍禽。	本工程已经建成，运营期不排放污染物，不会对原生性湿地生态系统及珍禽产生影响。	符合
			环境保护要求	维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	本工程运营过程中，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。	

3.4 工程与海洋环境保护规划符合性分析

3.4.1 《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”。

本工程属于石油天然气开采项目，未占用海洋保护区，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物防治措施，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。

3.4.2 《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）。

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。

本工程属于石油天然气开采项目，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物防治措施，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。

本工程在渤海环境保护总体规划范围内的位置见图 3.4-1。

图 3.4-1　工程在渤海环境保护总体规划范围内的位置示意图

3.4.3 《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020）》符合性分析

2016 年 5 月 24 日，山东省环境保护厅关于印发《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020）》的通知（鲁环函〔2016〕472 号）中指出：

近岸海域环境功能区是为执行《海洋环境保护法》和《海水水质标准》，根据海域水体的使用功能和地方经济发展的需要对海域环境划定的按水质分类管理的区域。

第一类环境功能区，适用于海洋渔业水域，海上自然保护区、珍稀濒危海洋生物保护区及特殊海洋研究区域。

第二类环境功能区，适用于水产养殖区，海水浴场，人体直接接触海水的海上运动或娱乐区，以及与人类食用直接有关的工业用水区。

第三类环境功能区，适用于一般工业或城镇建设用水区，滨海风景旅游区。

第四类环境功能区，适用于海洋港口水域，海洋开发作业区。

对尚待开发的留用备择区，未来使用功能需要经过科学论证后确定，调整前依据现状使用功能并入上述环境功能区进行管理。

本工程所有工程设施位于第一类环境功能区，本工程已经建成并运行多年，且运行稳定，运营期加强了环境管理，不向海排放污染物，不会对海域水体使用功能造成影响，符合《山东省近岸海域环境功能区划（2016-2020）》的相关要求。

3.5 工程与海洋生态红线符合性分析

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 148 口井位于黄河故道西三角洲限制区（XZ1-2）、234 口井位于黄河故道东三角洲限制区（XZ1-3）、78 口井位于黄河北三角洲限制区（XZ1-4）。

自然保护区限制开发区执行《中华人民共和国自然保护区条例》的有关规定：在自然保护区的核心区和缓冲区，不得建设任何生产设施，无特殊原因，禁止任何单位或个人进入。在自然保护区的实验区内不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准，在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理，造成损害的，必须采取补救措施。本工程为已建工程，且运营期不对海洋排放污染物，基本符合该规定。

本工程为矿产资源勘探开发项目，为已建工程，且运营期不对海洋排放污染物，生产设施采取了相关的喷涂处理，能与黄河三角洲旅游区景观相协调。

因此，本工程总体上与《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）的要求相协调。本工程与生态红线的符合性分析见表 3.5-1，本工程在渤海海洋生态红线区划的地理位置见图 3.5-1。

表 3.5-1　评价区域内的生态红线的基本情况一览表

序号	代码	类别	类型	名称	生态保护目标	井数（口）	管控措施	符合性
1	XZ1-2	限制开发区	海洋自然保护区	黄河故道西三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	148	管控措施：按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。**可适度进行矿产能源开发和旅游开发**。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。环境保护要求：维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。开发利用避免对海洋保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	符合
2	XZ1-3	限制开发区	海洋自然保护区	黄河故道东三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	234	管控措施：按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。**可适度进行矿产能源开发和旅游开发。**需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。环境保护要求：改善海洋环境质量，维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。开发利用避免对海洋保护区产生影响。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	符合
3	XZ1-4	限制开发区	海洋自然保护区	黄河北三角洲限制区	原生性湿地生态系统及珍禽	78	管控措施：按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋自然保护区管理办法》进行管理。在不影响保护前提下，可适度进行旅游开发。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。保障河口行洪安全。环境保护要求：维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	本工程不排放污染物，生产设施采取了相关的喷涂处理，能与黄河三角洲旅游区景观相协调

图 3.5-1　本工程在山东省渤海海洋生态红线中的地理位置图

3.6 工程产业政策及相关规划符合性分析

3.6.1 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），本工程属于鼓励类范围（第七类石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探及开采和第 3 条原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设），项目的建设符合国家产业政策。

本工程不属于国务院规定关停的 15 类严重污染环境的“十五小”项目，不属于列入《第一批严重污染环境（大气）的淘汰工艺与设备名录》、《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》的项目，因此本工程不违反国家有关产业政策。

3.6.2 《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）符合性分析

2017 年 5 月，国家发展改革委发布了《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月），本工程位于北部海洋经济圈渤海湾沿岸及海域，该海域“十三五”时期要稳步推进渤海油气资源开发，提高现有油气田采收率。

《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）调整优化海洋油气业，要求建立油气开发用海协调机制，继续推进近海油气勘探开发。进一步加大对海上稠油、低渗等难动用油气储量开发的支持力度。到 2020 年，新增探明海洋油气地质储量较快增长，海洋油气产量稳步增长。

本工程为近海油气勘探开发，近年来油气产量稳步增长，符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）的要求。

3.6.3 《山东半岛蓝色经济区发展规划》符合性分析

2011 年 1 月，国家发展和改革委员会发布了《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号），该规划将形成“一核、两极、三带、三组团”的总体开发框架。

本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区，黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区是山东半岛蓝色经济区的重要增长极。该区域要求：发挥滩涂和油气矿产资源丰富的优势，培育壮大环境友好型的海洋产业。加强油气矿产等资源勘探开发，加快发展海洋先进装备制造业、环保产业；大力发展临港物流业、滨海生态旅游业等现代海洋服务业，培育具有高效生态特色的重要增长极。

《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）在海洋能源矿产业发展中指出：加强对海洋石油和天然气、海底煤矿和金矿等资源的勘探和开发，建立重要海洋资源数据库。实施黄渤海油气、龙口煤田、莱州金矿、莱州湾卤水等开发工程，加强与中央企业的战略合作，规划建设国家重要的海洋油气、矿产开发和加工基地。

因此，本工程为油气矿产资源勘探开发工程，符合《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）的要求。

3.6.4 《山东省海洋经济“十三五”发展规划》符合性分析

2016 年 12 月，山东省发展改革委员会和山东省海洋与渔业厅联合印发了《山东省“十三五”海洋经济发展规划》（鲁发改农经[2016]1320 号）。该规划深入落实《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）的“一核、两极、三带”的总体空间布局，黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区作为其中 1 个重要增长极，东营市要积极发展健康养殖、海水利用、海洋油气开采等产业。本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区，属于海洋油气开采产业，符合《山东省海洋经济“十三五”发展规划》的要求。

3.6.5 《东营市矿产资源总体规划》（2016～2020）符合性分析

本工程位于山东省东营市河口区、垦利区和利津县，项目所在区域周边无地质遗迹、无风景名胜保护区和重点文物保护单位，本工程不位于 15 个文物保护区、5 个旅游风景区和山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区域和东营市另划定的 4 个禁采区内，属于限制开发区。

限制开采区规划期内原则上不设置新的采矿权，确需设置的必须从严进行规划论证和评估。区内已有矿山必须满足准入条件要求，达不到的应限期整改，整改不合格的应予关闭。本工程所有设施均为已建工程，不涉及新的采矿权，大部分设施已取得相关用海用地手续，部分井的用海用地手续办理中。因此，本工程符合《东营市矿产资源总体规划》（2016～2020）的要求。

3.6.6 《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》符合性分析

2009 年 12 月 2 日，国家发展改革委印发了《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》（发改地区[2009]3027 号），规划将形成核心保护区、控制开发区和集约开发区合理分布的总体框架。本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验

区，属于核心保护区。核心保护区要严格限制各类开发建设活动，稳定生态系统结构，维持生物多样性等生态服务功能，构筑生态安全屏障；实行严格的环境保护制度，加大投入力度，完善保护区管理体制，引导人口有序转移，促进自然保护区生态环境良性发展，实现污染物“零排放”，重点发展生态旅游业，适度开发绿色食品。本工程施工期及运营期间均不向海洋排放污染物，基本符合《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》的要求。

3.7 工程与石油行业法律法规及规划符合性分析

3.7.1 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》

1983 年 12 月 29 日国务院发布了《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》，其中第四条规定：企业或作业者在编制油（气）田总体开发方案的同时，必须编制海洋环境影响报告书。

中国石油天然气总公司于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线，水深 15m 以内海域，包含项目所在区域。

本工程与《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》符合性分析见表 3.7-1。

表 3.7-1　与《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第四条	企业或作业者在编制油（气）田总体开发方案的同时，必须编制海洋环境影响报告书，报中华人民共和国城乡建设环境保护部。城乡建设环境保护部会同国家海洋局和石油工业部，按照国家基本建设项目环境保护管理的规定组织审批。	①中国石油天然气总公司于1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线，水深 15m 以内海域，包含项目所在区域。 ②目前本工程正在补办环评手续。	符合
第十二条	对其他废弃物的管理要求： （一）残油、废油、油基泥浆、含油垃圾和其他有毒残液残渣，必须回收，不得排放或弃置入海； （二）大量工业垃圾的弃置，按照海洋倾废的规定管理；零星工业垃圾，不得投弃于渔业水域和航道； （三）生活垃圾，需要在距最近陆地十二海里以内投弃的，应经粉碎处理，粒径应小于二十五毫米。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第十四条	海上储油设施、输油管线应符合防渗、防漏、防腐蚀的要求，并应经常检查，保持良好状态，防止发生漏油事故。	采取了防渗、防漏、防腐蚀措施，加强日常维护，有效的防止发生漏油事故。	符合
第十五	海上试油应使油气通过燃烧器充分燃烧。对试油中落海的油类和油性混合物，应采取有效措施处理，并如实记录。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合

经过分析，本工程符合《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的相关要求。

3.7.2 《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》（国家海洋局令第 1 号，2016 年修改）

1990 年 9 月 20 日，国家海洋局发布了《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》（国家海洋局令第 1 号），2016 年 1 月 8 日，国土资源部以《国土资源部关于修改和废止部分规章的决定》（国土资源部令第 64 号）

对其进行了修改。

《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》（国家海洋局令第 1 号，2016 年修改）第六条规定：从事海洋石油开发者应在编制油（气）田总体开发方案的同时，按《条例》第五条规定的内容编报海洋环境影响报告书，并将经批准的环境影响报告书送交所处海区主管部门。生产中（含试生产）的油（气）田，根据开采规模的变化及环境质量状况，作业者应对环境影响报告书适时进行补充完善，并报主管部门审查。中国石油天然气总公司于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线，水深 15m 以内海域，包含项目所在区域。

本工程正在按照生态环境部相关要求补办环评手续，符合《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》（国家海洋局令第 1 号，2016 年修改）的相关要求。

3.7.3 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）符合性分析

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日），到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到 100%。本工程钻井废水回用率达到 100%，工业固体废物资源化利用达到 100%，目前本工程正在补办环评手续，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）的要求。本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表 3.7-2。

表 3.7-2 《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则		
（三）到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 100%，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并	开展污染防治与生态保护的措施。推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，	符合

文件要求	项目情况	符合情况
重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区，目前正在补办环评手续。	符合
二、清洁生产		
（一）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程实行丛式井开采方式，优化了布局，减少了占地，油气集中处理，废物集中收集、处置。	符合
（二）油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	使用环保型无毒无害的化学剂（钻井液等）。	符合
（三）在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	原油不落地，通过防渗膜收集。井下作业过程中配备泄油器、刮油器等。	符合
（四）在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	勘探期不涉及炸药，未对环境造成污染。	符合
（五）在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	使用环保型钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到80%以上；钻井过程产生的废水回用。	符合
（六）在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本工程不涉及酸化、压裂。	符合
（七）在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水处理达标后回注。	符合
（八）在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m^{3}及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%，2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗率不高于0.8%。	部分油井通过集油管线串接后，输送至就近的阀组或者计量站，然后通过现有管线输送至附近联合站。部分油井采出液进入井场设置的多功能罐或高架罐，定期利用罐车将采出液拉运至联合站。油气损耗率低，不高于0.8%。	符合
（九）在天然气净化过程中，应采用两	区块天然气不含硫，不涉及天然气	——

文件要求	项目情况	符合情况
级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	净化。	
三、生态保护		
（一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	布置丛式井台，减少了废物产生和占地。	符合
（二）在油气勘探过程中，应根据工区测线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	本工程不涉及勘探过程，不涉及爆炸点。	符合
（三）在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。	应用了核磁共振测井技术，减少了生态破坏；运输测井放射源车辆加装定位系统。	符合
（四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	伴生气设油套联通套管气回收装置。	符合
（五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本工程制定了减轻生态影响、植被恢复的措施。	符合
（六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本工程油气集输管线地下敷设。	符合
（七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		
（一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	污水处理达标后用于注水开发，不外排。	符合
（二）在天然气净化过程中，鼓励采用二氧化硫尾气处理技术，提高去除效率。	本工程不涉及天然气净化。	——
（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试	固体废物收集、贮存、处理处置设施按照标准要求采取防渗措施。本	符合

文件要求	项目情况	符合情况
油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	工程不涉及试油（气）。	
（四）应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本工程原油不落地。本工程原油处理、废水处理产生的油泥（砂）、含油污泥资源化利用率达到100%（委托有资质的单位回收利用）。	符合
（五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	土壤未受到油污染。	符合
五、鼓励研发的新技术		
（一）环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	使用环保型的油田化学剂、钻井液。	符合
（二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	不涉及。	符合
（三）废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	废弃钻井液、井下作业废液等采用资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范		
（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	制定了环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	设置监测工艺，加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	符合
（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	符合
（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别，制定了突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展了特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	符合

3.8 相关海洋管理法规、手续的执行情况

3.8.1 相关法律执行情况

3.8.1.1 《中华人民共和国海洋环境保护法》

《中华人民共和国海洋环境保护法》于 1982 年 8 月 23 日第五届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，分别于 1999 年 12 月 25 日第九届全国人民代表大会常务委员会第十三次会议、2013 年 12 月 28 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第六次会议和 2016 年 11 月 07 日第十二届全国人民代表大会常务委员会进行 3 次修订。本工程与《中华人民共和国海洋环境保护法》符合性分析见表 3.8-1。

表 3.8-1　与《中华人民共和国海洋环境保护法》符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第十二条	直接向海洋排放污染物的单位和个人，必须按照国家规定缴纳排污费。依照法律规定缴纳环境保护税的，不再缴纳排污费。 向海洋倾倒废弃物，必须按照国家规定缴纳倾倒费。 根据本法规定征收的排污费、倾倒费，必须用于海洋环境污染的整治，不得挪作他用。具体办法由国务院规定。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第二十九条	向海域排放陆源污染物，必须严格执行国家或者地方规定的标准和有关规定。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第四十七条	海洋工程建设项目必须符合全国海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋环境保护规划和国家有关环境保护标准。海洋工程建设项目单位应当对海洋环境进行科学调查，编制海洋环境影响报告书（表），并在建设项目开工前，报海洋行政主管部门审查批准。 海洋行政主管部门在批准海洋环境影响报告书（表）之前，必须征求海事、渔业行政主管部门和军队环境保护部门的意见。	①中国石油天然气总公司于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线，水深 15m 以内海域，包含项目所在区域。 ②本工程所有工程设施正在补办环评手续。	符合

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第四十八条	海洋工程建设项目的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。环境保护设施未经海洋行政主管部门验收，或者经验收不合格的，建设项目不得投入生产或者使用。 拆除或者闲置环境保护设施，必须事先征得海洋行政主管部门的同意。	本工程建设环保设施与与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
第四十九条	海洋工程建设项目，不得使用含超标准放射性物质或者易溶出有毒有害物质的材料。	本工程建设时未使用含超标准放射性物质或者易溶出有毒有害物质的材料。	符合
第五十条	海洋工程建设项目需要爆破作业时，必须采取有效措施，保护海洋资源。海洋石油勘探开发及输油过程中，必须采取有效措施，避免溢油事故的发生。	本工程开发过程中采取了有效措施，避免溢油事故的发生。	符合
第五十一条	海洋石油钻井船、钻井平台和采油平台的含油污水和油性混合物，必须经过处理达标后排放；残油、废油必须予以回收，不得排放入海。经回收处理后排放的，其含油量不得超过国家规定的标准。 钻井所使用的油基泥浆和其他有毒复合泥浆不得排放入海。水基泥浆和无毒复合泥浆及钻屑的排放，必须符合国家有关规定。	本工程钻井过程泥浆和有毒有害物质未排海。	符合
第五十二条	海洋石油钻井船、钻井平台和采油平台及其有关海上设施，不得向海域处置含油的工业垃圾。处置其他工业垃圾，不得造成海洋环境污染。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第五十三条	海上试油时，应当确保油气充分燃烧，油和油性混合物不得排放入海。	本工程试油时，未向海洋排放污染物。	符合
第五十四条	勘探开发海洋石油，必须按有关规定编制溢油应急计划，报国家海洋行政主管部门的海区派出机构备案。	本工程制定了溢油应急计划，桩西采油厂、孤东采油厂、河口采油厂已经在国家海洋行政主管部门的海区派出机构备案	符合

经过分析，可以满足《中华人民共和国海洋环境保护法》第四十七条规定；要求建设单位尽快完成溢油应急方案的备案，河口采油厂溢油应急方案备案完成后符合《中华人民共和国海洋环境保护法》第五十四条。

3.8.1.2 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》

2006 年 8 月 30 日，《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》

在国务院第148次常务会议通过，于2018年3月修订，自2006年11月1日起施行。本工程与《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》符合性分析见表3.8-2。

表3.8-2 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》符合性分析表

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第五条	海洋工程的选址和建设应当符合海洋功能区划、海洋环境保护规划和国家有关环境保护标准，不得影响海洋功能区的环境质量或者损害相邻海域的功能。	总体上与海洋功能区划相协调，符合海洋环境保护规划和国家有关环境保护标准，不影响海洋功能区的环境质量或者损害相邻海域的功能。	符合
第八条	国家实行海洋工程环境影响评价制度。 海洋工程的环境影响评价，应当以工程对海洋环境和海洋资源的影响为重点进行综合分析、预测和评估，并提出相应的生态保护措施，预防、控制或者减轻工程对海洋环境和海洋资源造成的影响和破坏。 海洋工程环境影响报告书应当依据海洋工程环境影响评价技术标准及其他相关环境保护标准编制。编制环境影响报告书应当使用符合国家海洋主管部门要求的调查、监测资料。	①中国石油天然气总公司于1989年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993年12月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海域为沿马颊河门口至潍河口609km海岸线，水深15m以内海域，包含项目所在区域。 ②本工程所有设施正在补办环评手续。	符合
第十五条	海洋工程的环境保护设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程建设环保设施与与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
第十七条	建设单位应当在海洋工程投入运行之日30个工作日前，向原核准该工程环境影响报告书的海洋主管部门申请环境保护设施的验收；海洋工程投入试运行的，应当自该工程投入试运行之日起60个工作日内，向原核准该工程环境影响报告书的海洋主管部门申请环境保护设施的验收。 分期建设、分期投入运行的海洋工程，其相应的环境保护设施应当分期验收。	本工程正在补办环评手续，待环评批复后办理验收手续。	符合
第二十五	海洋油气矿产资源勘探开发作业中应当	本工程配备了相关了环	符合

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
条	配备油水分离设施、含油污水处理设备、排油监控装置、残油和废油回收设施、垃圾粉碎设备。 海洋油气矿产资源勘探开发作业中所使用的固定式平台、移动式平台、浮式储油装置、输油管线及其他辅助设施，应当符合防渗、防漏、防腐蚀的要求；作业单位应当经常检查，防止发生漏油事故。	保设备，并日常定期巡检，设备设施符合防渗、防漏、防腐蚀的要求，不向海洋排放污染物。	
第二十九条	海洋油气矿产资源勘探开发作业中产生的污染物的处置，应当遵守下列规定： （一）含油污水不得直接或者经稀释排放入海，应当经处理符合国家有关排放标准后再排放； （二）塑料制品、残油、废油、油基泥浆、含油垃圾和其他有毒有害残液残渣，不得直接排放或者弃置入海，应当集中储存在专门容器中，运回陆地处理。	本工程含油废物委托有资质的单位处置，不向海洋排放污染物。	符合
第三十条	严格控制向水基泥浆中添加油类，确需添加的，应当如实记录并向原核准该工程环境影响报告书的海洋主管部门报告添加油的种类和数量。禁止向海域排放含油量超过国家规定标准的水基泥浆和钻屑。	本工程采用水基泥浆，含油废物委托有资质的单位处置，不向海洋排放污染物。	符合

本次环境影响评价批复后，可以满足《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第八条规定；环评批复后，开展环保验收，符合《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第十七条规定。

3.8.1.3 《水产种质资源保护区管理暂行办法》

《水产种质资源保护区管理暂行办法》是2010年12月30日经农业部第12次常务会议审议通过，用于水产种植资源保护区管理，自2011年3月1日起施行。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3.8-3。

表 3.8-3　与《水产种质资源保护区管理暂行办法》符合性分析

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。	①本工程孤东油田、新滩油田、红柳油田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部分。1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线，水深 15m 以内海域，包含本工程孤东油田、新滩油田、红柳油田区域。 ②孤东油田、红柳油田、新滩油田各油水井均建成并正常运行多年，且运行稳定，运营期加强了环境管理，不向海排放污染物，正常状况下不会对莱州湾国家级水产种质资源保护区及黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区产生影响。	符合
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。	本工程产生的污染物不外排，不涉及排污口。	符合

本工程工程孤东油田、新滩油田、红柳油田位于渤海湾辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区莱州湾保护区内，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；孤东油田、红柳油田、新滩油田各油水井均建成并正常运行多年，且运行稳定，运营期加强了环境管理，不向海排放污染物，正常状况下不会对莱州湾国家级水产种质资源保护区及黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区产生影响。建议建设单位就

占用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与其管理部门沟通，完善相关手续。

3.8.2 环境影响评价执行情况

3.8.2.1 区域环评执行情况

中国石油天然气总公司按照“1987 年国务院有关石油勘探开发和渔业生产两者兼顾的指示精神”和石油部要求，于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，总面积约 $1.3\times10^4km^2$。海域包括沿马颊河口至潍河口 609km 海岸线、水深 15m 以浅海域，总面积为 $8246km^2$，涵盖了目前滩海油田开发的所有区域，包含了本工程所属飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田、孤东油田、新滩油田、红柳油田。飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田、孤东油田、新滩油田、红柳油田开发过程也将该报告书及批复意见作为滩海油区石油勘探开发中进行规划、设计及施工、开采阶段环境保护管理的依据，已经取得了国家环保主管部门的区域环评批复，符合当时国家环保要求。

本工程与该区域环境影响报告书评价范围位置关系图见图 3.8-1。

3.8.2.2 项目环评执行情况

经调查，共有 312 口井开展过环境影响评价，其中 78 口具有东营市海洋与渔业局核准的环评报告书，234 口具有东营及环保部门核准的环评报告书，详见表 3.8-4。

表 3.8-4　与地方海洋主管部门核准环评报告书情况汇总表

序号	时间段	取得地方海洋环评手续的数量（口）	取得地方环保部门环评手续的数量（口）	小计（口）
1	2010 年海岸线修测之前	55	203	258
2	2010 年海岸线修测之后	23	31	54
合计		78	234	312

根据《海洋工程环境影响评价管理规定》（国海规范[2017]7 号）、《国家海洋局海洋工程环境影响报告书核准程序》（海办发[2013]17 号），海洋矿产、油气、海砂资源勘探开发及其附属工程环境影响评价文件应由国家海洋局进行核准，该

312 口井及相关设施环境影响评价核准程序不符合相关规定。其他 148 口井及相关设施未进行环境影响评价。目前正在补办环评手续。

图 3.8-1　本工程与区域环境影响报告书评价范围位置关系图

3.8.3 土地证与海域证办理情况

2010 年 11 月 29 日，山东省海洋与渔业厅发布了《关于认真贯彻执行山东海岸线修测成果的通知》(鲁海渔[2010]168 号),要求认真执行海岸线修测成果。2010 年海岸线修测之前，在本工程所在区域内建有油、气、水井共计 402 口，其中 279 口取得了东营市、河口区、垦利区、利津县国土资源局颁发的中华人民共和国国有土地使用证，122 口取得了东营市海洋与渔业局颁发的中华人民共和国海域使用权证书，1 口已缴费无证的。

2010 年海岸线修测之后，在该区域新增油水井 58 口，其中 12 口取得了东营市河口区、垦利区国土资源局颁发的中华人民共和国国有土地使用证，46 口取得了东营市海洋与渔业局颁发的中华人民共和国海域使用权证书。

本工程土地证与海域证办理情况表 3.8-5。

表 3.8-5　土地证、海域证办理情况汇总表

序号	时间段	土地证数量（口）	海域证数量（口）	已缴费无证（口）	小计（口）
1	2010 年海岸线修测之前	279	122	1	402
2	2010 年海岸线修测之后	12	46	/	58
合计		291	168	1	460

本工程 460 口井中，具有土地证有 291 口，海域证 168 口，已缴费无证的有 1 口。建议建设单位对未缴费无证的尽快办理相关证明,其余在取得备案手续后，对于已办理土地确权手续的设施依法理顺海域使用手续。

3.9 工程与其他相关文件符合性分析

3.9.1 环发[2015]57 号符合性分析

2015 年，国家环境保护部等十部委发布了《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发[2015]57 号），通知中明确要求：“对于

实验区内未批先建、批建不符的项目，要责令停止建设或使用，并恢复原状。”“对自然保护区设立之前已存在的合法探矿权、采矿权和取水权，以及自然保护区设立之后各项手续完备且已征得保护区主管部门同意设立的探矿权、采矿权和取水权，要分类提出差别化的补偿和退出方案，在保障探矿权、采矿权和取水权人合法权益的前提下，依法退出自然保护区核心区和缓冲区。对不符合自然保护区相关管理规定但在设立前已合法存在的其他历史遗留问题，要制定方案，分步推动解决。”

2016 年 4 月，山东省环保厅下发《山东黄河三角洲国家级自然保护区存在问题与整改方案》。胜利油田对位于自然保护区核心区和缓冲区内油井制定关停计划，逐步退出并恢复原貌，对位于自然保护区实验区现有油田生产设施进行环境影响现状评价，完善环境影响评价手续，做到依法合规。

因此，本工程的建设与《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发[2015]57 号）是相符合的。

3.9.2 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令 1994 年第 167 号）符合性分析

国务院于 1994 年 10 月 9 日发布了《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令第 167 号），于 2011 年 1 月 8 日发布了《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》（国务院令第 588 号），对其进行了修订。

第三十二条　在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。

本工程建设历程较长，自 1985 年 9 月开始建设第 1 口井，一直延续到 2014 年 9 月，共建设各类井 460 口，其中 1994 年 12 月 1 日之前建设的有 48 口。本工程建设内容主要用于油田开采的生产设施，均位于实验区，建设时产生污染物均得到妥善处置，运营期不向自然保护区排放废水、废渣，本工程生产过程中主要是对油气资源进行开发，未对自然保护区资源造成破坏。

国务院办公厅于 2001 年 8 月 25 日下发《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函［2001］46 号），同意山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整方案，将部分石油生产区域调整为实验区，

以满足油田今后勘探开发需要。

本项目在《中华人民共和国自然保护区条例》实施之后，至2001年8月25日山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区划调整之间，油水井的建设情况统计如表 3.9-1 所示。

表 3.9-1　1994年12月1日～2001年8月25日油水井的建设情况统计

油田	在用
飞雁滩油田	59
新滩油田	7
桩西油田	1
老河口油田	93
合计	160

《山东黄河三角洲国家级自然保护区存在问题与整改方案》（2016年）中明确要求：胜利油田重点对自然保护区内未封井的废弃井尽早采取注灰封井治理措施，做好生态恢复工作，同时退出核心区及缓冲区内油水井，加大对保护区实验区内已有生产设施的隐患治理力度，确保保护区内生产设施正常运行。胜利油田贯彻落实《清洁生产促进法》，且能达到中国石化集团公司清洁生产技术一级标准，并建立和完善风险管理机制及生态修复方案。

因此，本工程总体符合《中华人民共和国自然保护区条例》的相关要求。

3.10 山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内设施整改要求

2016 年国家环境保护部卫星环境应用中心组织开展了全部国家级自然保护区人类活动动态变化遥感监测并提出黄河三角洲自然保护区整改意见：开展油田开采项目环境影响评价。

随后山东省环境保护厅、山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局、东营市环境保护局、东营市人民政府陆续发布相关文件，明确山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内“未批先建”油田生产设施的整改意见：完善环境影响评价手续。

2016年2月19日，山东省环境保护厅发布《山东省环境保护厅关于进一步加强自然保护区额外难题整改的函》（鲁环函[2016]126号），要求：对在核心区和缓冲区内开展的违法项目，立即予以关停、关闭，限期拆除，并实施生态恢复；**对实验区内的未批先建项目，依法清理整顿**。详见附件 12.10。

2016 年 9 月 23 日，山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局 东营市环境

保护局发布《关于对山东黄河三角洲国家级自然保护区内油田生产设施整改的函》（鲁黄然函[2016]1 号），文件要求：胜利油田立即关停核心区和缓冲区内有关生产设施，并恢复生态原貌，**对实验区的生产设施，统一进行环境影响评价，完善相关手续**；已经停产或废弃的生产设施，恢复生态原貌；对保护区建立之前已经存在的建设项目和相关设施等历史遗留问题，根据相关法律法规区分不同情况制定整改计划，逐步解决。同时，对保留的生产设施周围进行生态环境整治，严禁擅自扩大规模和破坏自然环境。详见附件 12.11。

2016 年 10 月 11 日，东营市海洋与渔业局发布文件《东营市海洋与渔业局关于对山东黄河三角洲国家级自然保护区涉及海域的油田生产设施进行整改的函》（东海渔函[2016]4 号），文件提出：“对位于保护区核心区和缓冲区内的有关生产设施立即关停，限期拆除并恢复生态原貌；**对位于保护区实验区内的有关设施，统一进行环境影响评价**，对已经停产或废弃的生产设施按评价要求恢复原貌，对经论证确需继续生产的设施设定退出缓冲期，按期退出；对属于海域管理并已经办理土地确权手续的工程设施依法理顺海域使用确权手续；对保护区建设之前已经存在的建设项目和相关设施等历史遗留问题，根据相关法规区分不同情况制定整改计划，逐步解决。同时，对保留的生产设施周围进行生态环境整治，严禁擅自扩大规模和破坏自然环境”。详见附件 12.12。

2017 年 7 月 13 日，东营市人民政府发布《东营市人民政府关于对黄河三角洲国家级自然保护区内油田生产问题进行整改的函》，指出：“胜利油田立即关停核心区和缓冲区内所有生产设施，并实施生态恢复。**对实验区的生产设施，统一进行环境影响评价，尽快完善相关手续**；已经停产或废弃的生产设施，抓紧拆除并恢复生态。同时，对保留的生产设施要加大生态保护力度，实施生态环境综合整治，严禁擅自扩大规模和破坏自然生态环境。**对于 2017 年环境保护部卫星遥感监测发现并通报的在 2015 年-2016 年期间（或规模扩大）生产设施**，按照环境保护部整改要求，立即停产、停工并予以拆除，恢复生态原貌”。根据调研及排查，本工程飞雁滩油田 118-15 井台、118-9 井台、118-G1 井台、118-35 进井路，老河口油田桩 106-17 井台、桩 106-11-11 井台、桩 106-70 井台、桩 106-58 进井路、桩 106-17 进井路、桩 106-19 进井路属于“环保部遥感核查通报问题胜利油田负责整改任务表”中需要整改的问题，为“进行环境影响评价，完善相关手续”的类别。详见附件 12.13。

本次环境影响评价工作符合“山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内

‘未批先建’油田生产设施的整改意见：完善环境影响评价手续”的要求。

3.11 环境影响可接受性分析

本工程已施工完毕投入运营，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用于油田注水开发，生活污水排至旱厕，最终拉运至保护区外处理，一般钻井固废拉运至保护区外同期新钻井井场泥浆池固化处置，含油钻井固废委托有危废处理资质的单位处置，生活垃圾收集拉运至保护区外并依托当地环卫部门处置。

本工程运营期产生的油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾均不排海。油田采出水、作业废水等均处理达标后用于油田注水开发，生活污水排至旱厕，最终拉运至保护区外处理，油泥砂委托有资质的单位处理，生活垃圾收集拉运至保护区外并依托当地环卫部门处置。

总之，建设单位在工程施工和生产运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施和溢油风险防范措施的基础上，从环境保护角度讲，本工程是可行的。

4 工程回顾性评价

4.1 污染物处置方式

4.1.1 飞雁滩油田

4.1.1.1 工程产污环节分析

1）施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图4.1-1。

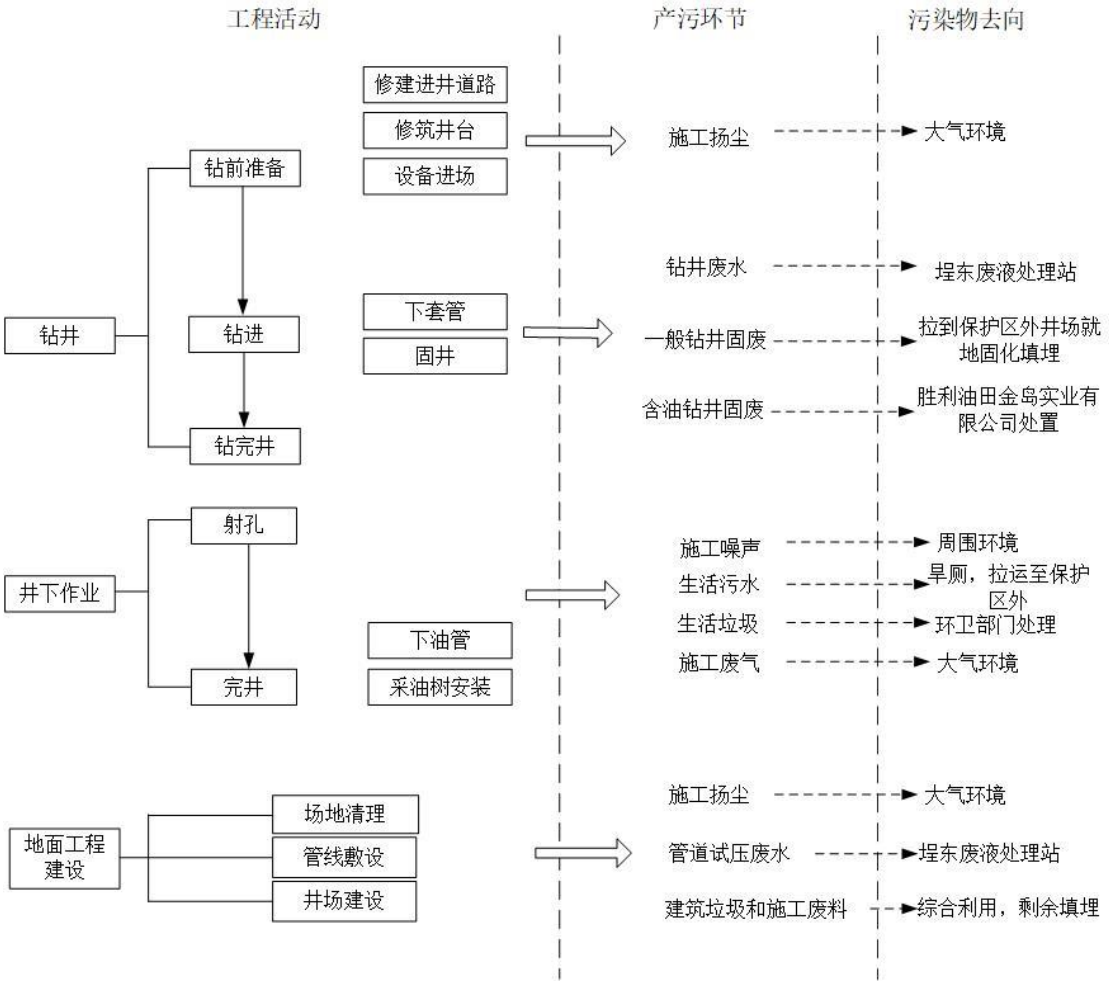


图 4.1-1　施工期工艺流程及产污环节图

2）运营期主要产污环节回顾

本工程自上世纪 90 年代投入开发以来，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发、计量站加热炉废气及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-2。

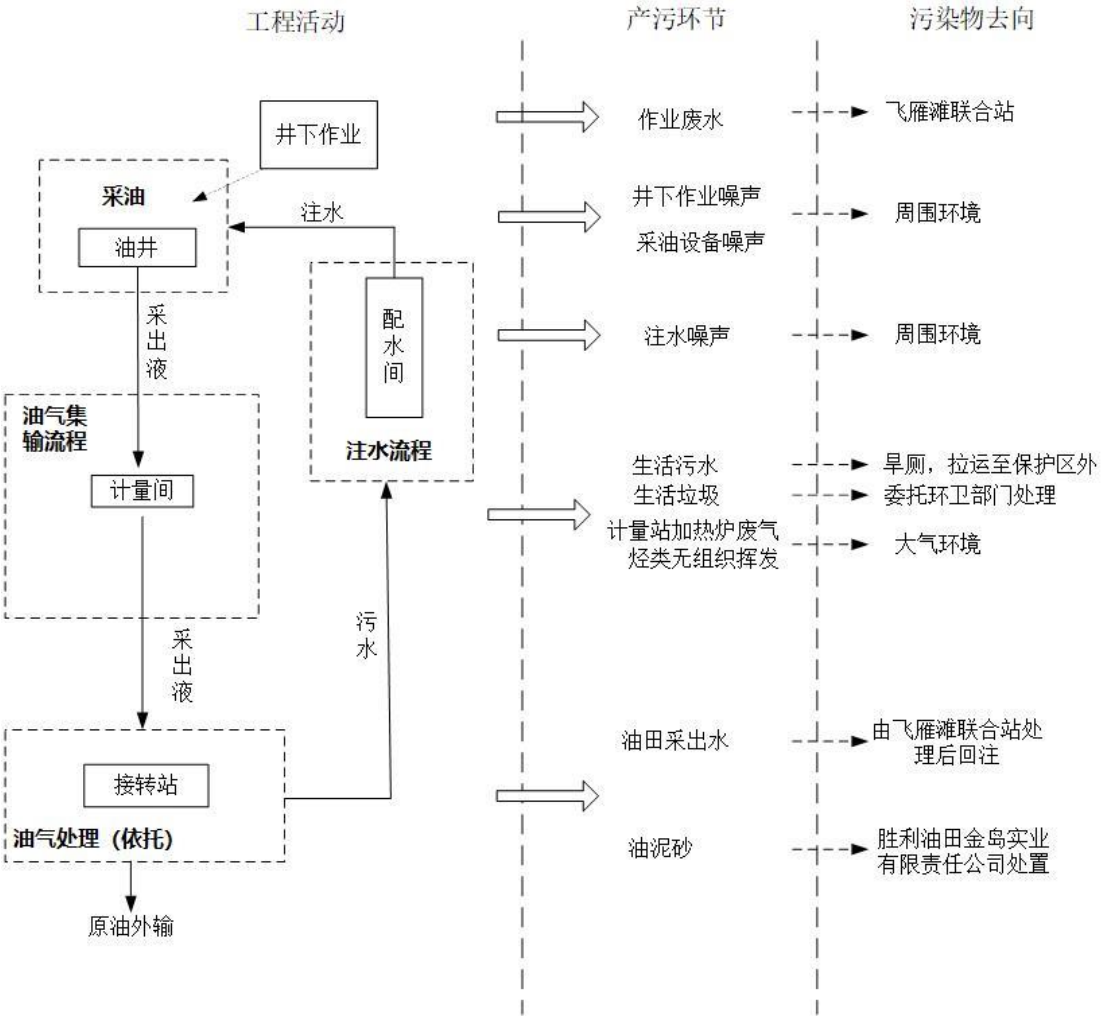


图 4.1-2　运营期工艺流程及产污环节图

4.1.1.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1）生态环境影响

（1）沿岸海域井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主。本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟，输油管线、注水管线、输气管线同沟敷设。管沟开挖整个施工作业带范围内的土壤、生物和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，生态环境影响较大。

（2）工程用海

飞雁滩油田用海主要为井场、道路、计量间、集气站、配水间、变电所、注水站等，均为永久用海。飞雁滩油田用海总面积 113.0825×10^4㎡。用海类型主要为沿岸海域等。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2）大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气。

（1）施工扬尘

本工程施工扬尘主要产生于：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。

施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧。

根据调查，本工程施工期采取了合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响很小。

（2）施工废气

施工废气主要包括施工过程中车辆与机械废气和钻井柴油发动机废气。

①车辆与机械废气

本工程井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施过程中，有专用船、施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2、NO_2、C_mH_n等。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轻。

②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、NO_2、SO_2、烟尘等。

钻井期间排放的大气污染物已随钻井工程的结束而消失，未对周围环境造成

影响。

3）水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水、少量的生活污水。

（1）钻井废水

飞雁滩油田共钻井 148 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井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。这部分废水排入泥浆池，完井固化处理前，将上层清液抽出，外运至埕东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3。飞雁滩油田共部署油水井 148 口，总进尺 207801.8m，则钻井废水量产生总量为 27014.23m^3。其中 90%随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10%上清液由罐车拉运至埕东废液处理站进行处理，则飞雁滩油田钻井废水拉运量为 2701.423m^3。

（2）管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，主要污染物为悬浮物，飞雁滩油田共建设单井管线 178 条、89.08km；支干线 38 条、41.989km，经核算管道试压废水排放量约为 1671.69m^3，管道试压废水与钻井废水一起拉运至埕东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（3）生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。主要污染物为COD、氨氮。钻井井场、施工场地设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外。

4）固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括钻井固废、建筑垃圾和施工废料和生活垃圾。

（1）钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年

钻井经验及咨询行业专家，一般单井每1000m进尺产生一般钻井固废量为200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为0.8t，飞雁滩油田共部署油水井148口，总进尺207801.8m，故飞雁滩油田一般钻井固废产生量为41560.36t，含油钻井固废为118.4t。飞雁滩油田的一般钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于0.5mm的防渗膜，待完井后将一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

（2）建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是滩海陆岸井台、站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

（3）生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾收集后委托当地环卫部门处理。

5）噪声

本工程施工期噪声源包括钻机、柴油发电机、泥浆泵、机泵、挖掘机、推土机等设备。本工程施工期噪声统计表见表4.1-1。

表4.1-1　本工程施工期噪声统计表

序号	施工项目	设备名称	噪声值（dB（A））
1	钻井	钻机	100
		柴油发电机	105
		泥浆泵	95
		机泵	80
2	作业	混砂车	85
		仪表车	80
		管汇车	80
		提液泵	80
3	地面工程建设	挖掘机	92
		推土机	95

项目施工期加强了以下噪声控制措施：

（1）合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间安排在昼间，禁止夜间施工（但需连续作业的除外，夜间施工告知周围单位或居民）。

（2）施工现场布局和施工设备

选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备安放稳固，并与地面保持良好接触，柴油发动机和各种机泵等安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

（3）减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，施工期间减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

6）施工期污染物产生与排放情况汇总

表 4.1-2　施工期飞雁滩油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO_2、NO_2、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	2701.423m^3	0	拉运至埕东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	1671.69m^3	0	
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，收集后拉运至保护区外
固废	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	41560.36t	0	拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	118.4t	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.1.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1）水污染物

本工程飞雁滩油田运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

（1）作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，每年单井修井 1 次，每次修井产生的废水量为 30m^3，飞雁滩油田运营的各类井 148 口（油井 79 口、注水井 58 口、气井 11 口），则作业废水产生量为 4440m^3/a，作业废水通过集输流程进入飞雁滩联合站污水处理系统处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

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，飞雁滩油田的油田采出水依托飞雁滩联合站污水处理系统处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

根据 2008 年～2017 年统计数据，油田采出水产生量为（182.25～265.7）×10^4t/a。飞雁滩油田 2008 年～2017 年生产运行数据统计情况见表 4.1-3。

表 4.1-3　飞雁滩油田运营期生产数据情况统计

年度	产液量（10^4t/a）	含水率（%）	产油量（10^4t/a）	油田采出水量（10^4t/a）
2008	223.96	87.59%	27.79	196.17
2009	242.01	89.79%	24.71	217.3
2010	270.19	91.33%	23.43	246.76
2011	273.27	92.94%	19.29	253.98
2012	280.54	93.80%	17.39	263.15
2013	278.29	94.39%	15.62	262.67
2014	279.36	95.11%	13.66	265.7
2015	270.86	95.73%	11.57	259.29
2016	260.17	96.25%	9.76	250.41
2017	187.54	97.18%	5.2906	182.25

（3）生活污水

本工程飞雁滩油田运营期间，实行 4 班 3 倒制，劳动定员 67 人，生活污水产生量按照 30L/人·d 计算，飞雁滩油田的生活污水产生量为 733.65m^3，生活污水排至旱厕，拉运至保护区外。

2）固体废物

飞雁滩油田运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

（1）油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个河口采油厂的油泥砂进行统计，本次核算按照本工程井数占河口采油厂总井数进行估算。飞雁滩油田油泥砂产生量287.62t/a(近三年平均)，油泥砂台账见表 4.1-4。飞雁滩油田产生的油泥砂暂存于河口义和联合站油泥沙贮存池，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。

表 4.1-4　近三年油泥砂台账一览表（t/a）

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本工程	全厂	本工程	全厂	本工程
1 月	717.02	33.27	625.46	29.02	/	/
2 月	739.08	34.29	617.89	28.67	/	/
3 月	746.82	34.65	648.52	30.09	53.1	2.46
4 月	749.00	34.75	650.38	30.18	645.92	29.97
5 月	740.60	34.36	668.43	31.01	/	/
6 月	773.58	35.89	674.72	31.30	73.92	3.43
7 月	784.76	36.41	681.09	31.60	/	/
8 月	758.52	35.19	670.89	31.13	200.98	9.33
9 月	764.37	35.46	680.43	31.57	388.72	18.04
10 月	770.76	35.76	660.37	30.64	56.72	2.63
11 月	769.36	35.70	653.62	30.33	/	/
12 月	767.60	35.61	646.31	29.99	218.62	10.14

（2）生活垃圾

飞雁滩油田生产运营期间，实行 4 班 3 倒，劳动定员 67 人，每人每天产生垃圾量按 0.5kg 计算，则生活垃圾产生量为 12.23t/a，生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3）大气污染物

本工程飞雁滩油田排放的废气主要有烃类无组织挥发、计量站加热炉废气。

（1）烃类无组织挥发

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中 60%烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的 40%。

根据飞雁滩油田的实际情况，选择了典型站场、井场，委托山东兰普检测技

术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 15 日～11 月 16 日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表 4.1-5、图 4.1-3，监测数据见表 4.1-6。

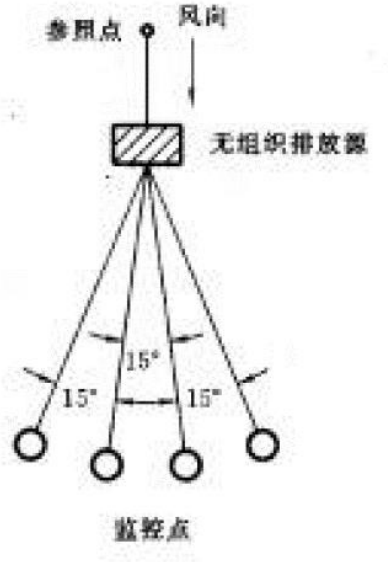


图 4.1-3　场界无组织监测布点示意图

表 4.1-5　无组织监测点位设置情况表

监测点位编号	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	河口采油厂	36#计量间	计量站
2#		埕 116 井台	丛式井场
3#		埕 118-14	单井井场

表 4.1-6 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测点位	监测时间	非甲烷总烃浓度（mg/m³）				硫化氢浓度（mg/m³）			
		上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
1# 11.15	第 1 次	0.58	1.21	1.18	1.32	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.61	1.33	1.26	1.25	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.50	1.17	1.22	1.19	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.47	1.17	1.42	1.33	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
1# 11.16	第 1 次	0.50	1.16	1.27	1.29	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.43	1.26	1.16	1.21	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.59	1.33	1.15	1.30	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.56	1.17	1.20	1.32	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2#	第 1 次	0.47	1.19	1.34	1.18	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005

监测点位	监测时间	非甲烷总烃浓度（mg/m³）				硫化氢浓度（mg/m³）			
		上风向	下风向1	下风向2	下风向3	上风向	下风向1	下风向2	下风向3
11.15	第2次	0.50	1.16	1.24	1.21	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.57	1.15	1.13	1.27	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.51	1.34	1.24	1.29	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2#11.16	第1次	0.62	1.38	1.21	1.26	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第2次	0.53	1.19	1.24	1.20	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.46	1.24	1.12	1.30	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.50	1.26	1.44	1.32	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
3#11.15	第1次	0.56	1.18	1.15	1.30	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第2次	0.52	1.31	1.25	1.37	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.53	1.30	1.27	1.42	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.60	1.12	1.33	1.26	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
3#11.16	第1次	0.46	1.30	1.23	1.18	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第2次	0.50	1.33	1.37	1.28	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.52	1.45	1.22	1.16	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.48	1.28	1.18	1.23	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005

从表4.1-6可以看出，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》（GB 16297-1996）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》（GB 14554-93）厂界标准值要求（0.03mg/m³）。

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：

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

式中：$G_{损耗}$——轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m³/t，飞雁滩油田平均气油比31m³/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度,kg/m³,飞雁滩油田伴生气密度0.99kg/m³;

η——油气集输系统损耗率，‰，本项目取5‰；

β——井口、计量站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：

$$G_{非甲烷总烃损耗}=G_{轻烃损耗}\times\alpha$$

式中：α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，飞雁滩油田为42.37%（伴生气组成见表4.1-7）。

飞雁滩油田2017年产油量5.2906×10^4t。经计算，烃类挥发总量为1.624t/a，其中非甲烷总烃为0.688t/a。

表4.1-7 飞雁滩油田伴生气组成一览表

组成	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	密度	气油比
	%	%	%	%	%	kg/m^3	m^3/t
比例	2.1	2.23	76.49	7.21	11.97	0.99	31

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

（2）计量站加热炉废气

根据调查情况，飞雁滩油田计量站共设置3座800kW加热炉，采用原油伴生气作为燃料，加热炉废气经排气筒排放。

表4.1-8 飞雁滩油田加热炉统计表

类型	所在计量站	功率（kW）	数量（个）	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）
计量站加热炉	36#计量间	800	1	11	0.3
	44#计量间	800	1	11	0.3
	49#计量间	800	1	11	0.3

山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2018年11月15日～11月16日对飞雁滩油田典型计量站的加热炉进行了监测（每台监测2d，每天监测3次），监测布点情况见表4.1-9，监测结果见表4.1-10。

表4.1-9 加热炉监测布点情况

监测点位编号	二级单位名称	监测点位名称	加热炉功率（kW）	燃料类型
1#	河口采油厂	36#计量间加热炉	800	天然气

表4.1-10 加热炉废气监测数据

监测时间	2018年11月15日			2018年11月16日			最大值
监测频率	第1次	第2次	第3次	第1次	第2次	第3次	
颗粒物（mg/m^3）	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	0
SO_2（mg/m^3）	14	18	20	17	13	10	20
氮氧化物（mg/m^3）	58	67	72	73	72	71	73
实测氧含量（%）	11.5	11.5	11.5	11.3	11.3	11.3	/
烟温（℃）	87.7	87.7	87.7	84.2	84.2	84.2	/

由表 4.1-10 可以看出：飞雁滩油田计量站的加热炉废气 SO_2、NO_X 的最大浓度分别为 20mg/m^3、73mg/m^3，烟尘未检出，不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m^3，NO_X 50mg/m^3，烟尘 5mg/m^3），根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加热炉改电，改造完成后，不排放污染物。

根据实际运行经验，本次评价加热炉运行时间按 300d 计算，SO_2、NO_X 取监测数据最大值；由于监测期间，烟尘浓度未检出，故烟尘浓度参照《环境保护实用数据手册》（胡名操 主编）的计算方法，表 2-69 商业或工业锅炉，烟尘的产生系数为（80～240）g/10^{3}Nm^3 天然气，按照烟尘的产生系数为 120g/10^{3}Nm^3 天然气，计算得出飞雁滩油田加热炉废气排放量为 2831.98×10^{4}Nm^3/a、SO_2 排放量为 0.566t/a、烟尘排放量为 0.250t/a、氮氧化物排放量为 2.067t/a，详见表 4.1-11。

表 4.1-11　飞雁滩油田加热炉废气污染物排放情况一览表

污染源	烟气量（10^{4}m^3/a）	污染物	产生情况	
			浓度（mg/m^3）	产生量（t/a）
计量站加热炉	2831.98	SO_2	20.0	0.566
		NO_X	73.0	2.067
		烟尘	8.82	0.250

4）噪声

项目运营期噪声源主要为采油、作业噪声和油气集输，噪声源统计情况见表 4.1-12。

表 4.1-12　项目运营期噪声源统计表

序号	噪声类型	设备名称	噪声值（dB（A））		备注
			降噪前	降噪后	
1	采油噪声	抽油机	70	70	
2	井下作业噪声	通井车	100	100	
3		机泵	80	80	
4	油气集输噪声	泵	80	68	泵房隔声降噪后

本工程对噪声主要采取控制噪声源与隔断噪声传播途径相结合的办法，以控制噪声对厂界外声环境的影响，主要控制措施如下：

（1）声源治理：选用了低噪声型号的生产设备。

（2）基础减振：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。

本次评价委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 15 日～11 月 16 日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测，布点情况详见表 4.1-13。

表 4.1-13 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	36#计量间	计量站	东南西北场界外 1m
2#	埕 116 井台	丛式井场	东南西北场界外 1m
3#	埕 118-14	单井井场	东南西北场界外 1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表 4.1-14。

表 4.1-14　各井场、站场噪声现状监测结果

点位编号	监测时间	昼间（dB（A））				夜间（dB（A））			
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
1#	11.15	50.6	50.6	51.2	50.8	46.2	46.7	46.5	46.2
	11.16	50.4	50.6	51.2	52.8	46.9	45.5	47.0	46.6
2#	11.15	55.5	53.7	54.1	54.1	46.9	45.9	48.6	47.4
	11.16	53.3	53.1	54.3	54.2	49.4	46.3	47.5	47.9
3#	11.15	52.4	52.2	52.2	52.7	44.5	45.4	42.9	44.1
	11.16	51.1	52.2	51.4	51.5	44.7	44.3	45.0	43.9

根据监测结果，典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5）运营期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-15　运营期飞雁滩油田各污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	0.688t/a	0.688t/a	加强日常运行管理
	计量站加热炉废气	加热炉	废气量	2831.98×$10^4$$Nm^3$/a	2831.98×$10^4$$Nm^3$/a	采用伴生气为燃料，通过 11m 排气筒排放
			SO_2	0.566t/a	0.566t/a	
			烟尘	0.250t/a	0.250t/a	
			NOx	2.067t/a	2.067t/a	
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	4440m^3/a	0	通过集输流程进入飞雁滩污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	（182.25～265.7）×$10^4$$m^3$	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	733.65m^3/a	0	进入旱厕，拉运至保护区外
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	287.62t/a	0	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	12.23t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			（70～100）dB（A）	（70～100）dB（A）	/

4.1.1.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。加热炉采用的是清洁的伴生气，因此，不存在开停工、检修等状态。另外，河口采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油和注水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.2 老河口油田

4.1.2.1 工程产污环节分析

1）施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图 4.1-4。

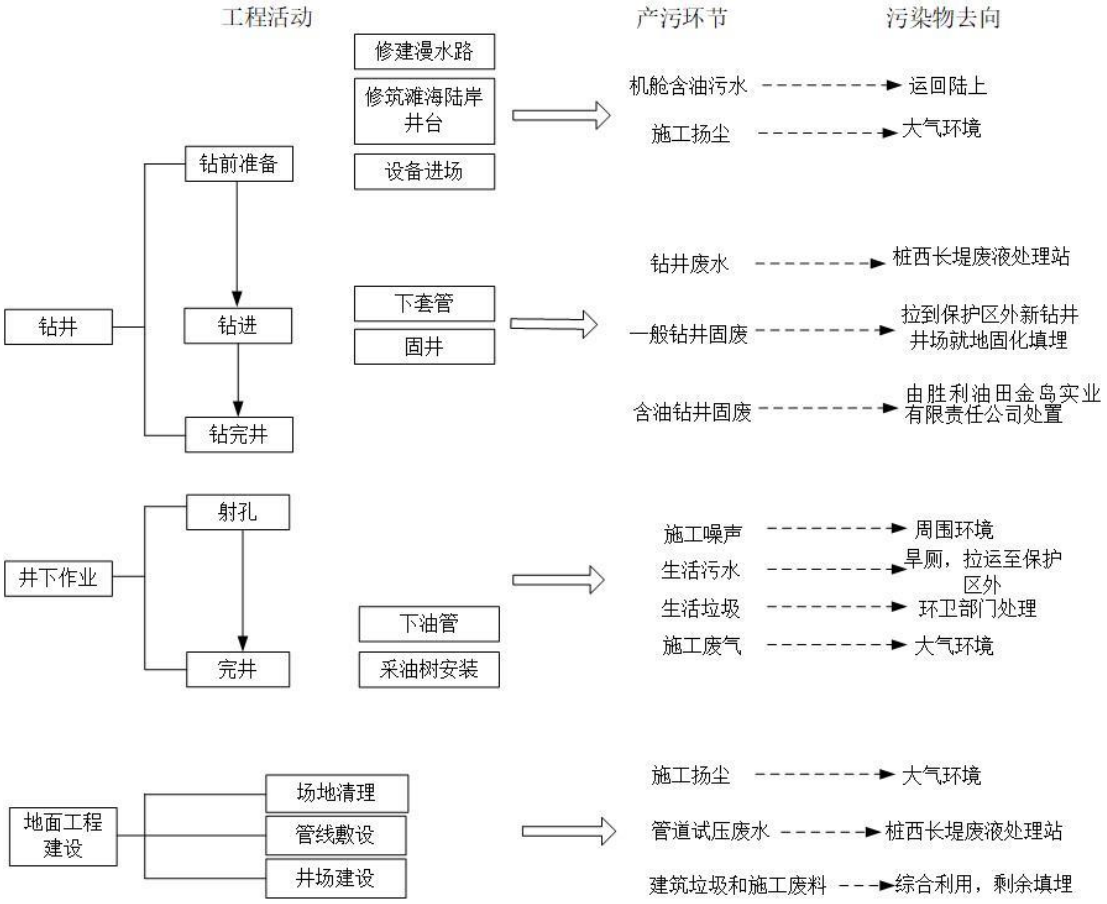


图 4.1-4　施工期工艺流程及产污环节图

2）运营期主要产污环节回顾

本工程自上世纪 90 年代投入开发，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发、计量站及井场加热炉废气及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-5。

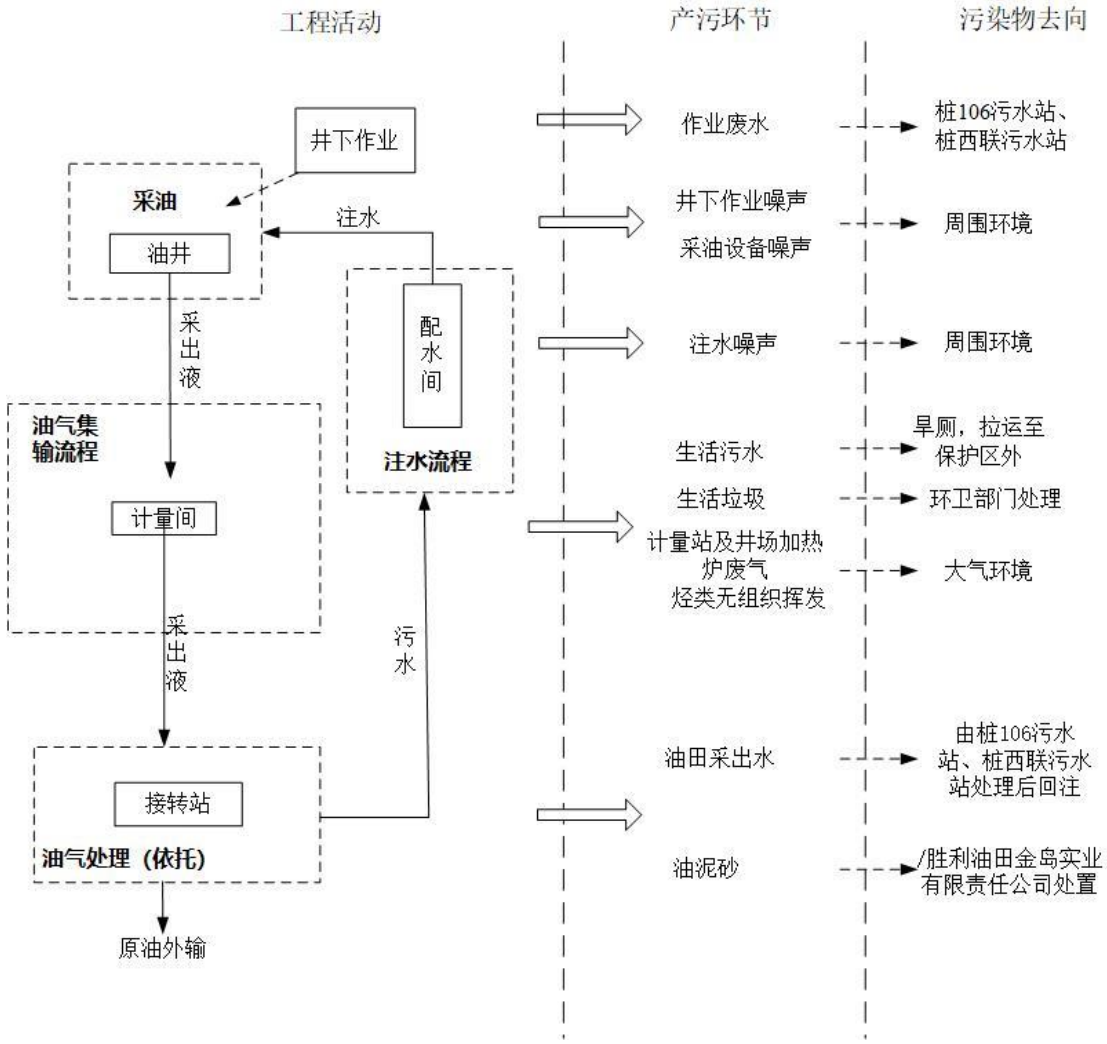


图 4.1-5　运营期工艺流程及产污环节图

4.1.2.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1）生态环境影响

（1）漫水路、滩海陆岸井台、井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主，滩海陆岸井台建设需要修筑漫水路。本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟，输油管线、注水管线、输气管线同沟敷设。修筑漫水路及滩海陆岸井台建设时会扰动海水，产生大量的悬浮泥沙，会增大局部水体消光系数降低光线射深度和海水的透光率，从而削减了海水真光层厚度，在一定程度上影响水体中的初级生产力和浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力。同时以浮游植物为饵料的浮游动物也会相应减少，因而影响整个生物链的各个环节。另外，在该海域栖息、生产的一些地方性种类，悬浮物影

响了他们的正常分布和洄游规律，使其产生回避行为。但影响区域较小，强度弱，不会对海洋渔业造成明显的影响。

（2）工程用海

老河口油田用海主要为井场、队部及生活点、道路、计量站、配水间、注聚站、注水站等，均为永久用海。老河口油田用海总面积 177.08579×10^4㎡，用海类型主要为沿岸海域等。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2）大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

3）水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水、少量的生活污水。

（1）钻井废水

老河口油田共钻井 165 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井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。根据运行经验，这部分废水进入泥浆池，泥浆池固化处理前，将上部上清液抽出，拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3。老河口油田共部署油水井 165 口，总进尺 74515.74m，则钻井废水量产生总量为 35687.05m^3。其中 90%随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10%上清液由罐车拉运至桩西长堤废液处理站进行处理，则老河口油田钻井废水拉运量为 3568.705m^3。

（3）管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，主要污染物为悬浮物，老河口油田共有单井管线 178 条、55.737km；支干线 41 条、86.88km，经核算管道试压废水排放量约为 3725.35m^3，管道试压废水与钻井废水一起拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（3）船舶机舱含油污水

本工程漫水路及滩海陆岸井台建设时，需要专用船舶，会产生少量的机舱含

油污水，运回陆上接收处理。

（4）生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。工程设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外。

4）固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括悬浮泥沙、钻井固废、建筑垃圾和施工废料和生活垃圾。

（1）悬浮泥沙

本工程滩海陆岸井台及漫水路建设过程中，考虑临时围堰抛石挤淤过程产生少量的悬浮泥沙。悬浮泥沙通过自然沉降方式回落，对海洋生态及海洋环境造成的影响较小。

（2）钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家，一般单井每1000m进尺产生一般钻井固废量为200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为0.8t，老河口油田共部署油水井165口，总进尺274515.7m，故老河口油田一般钻井固废产生量为54903.148t，含油钻井固废为 132t。老河口油田的一般钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于0.5mm的防渗膜，待完井后将一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；钻至油层后产生的含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

（3）建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是滩海陆岸井台、站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及漫水道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

（4）生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾收集后委托当地环卫部门处理。

5）噪声

本工程施工期噪声源包括钻机、柴油发电机、泥浆泵、机泵、挖掘机、推土机等设备。本工程施工期噪声统计表见表 4.1-16。

表 4.1-16　本工程施工期噪声统计表

序号	施工项目	设备名称	噪声值（dB（A））
1	滩海陆岸井台	挖掘机	92
		推土机	95
2	漫水路	挖掘机	92
		推土机	95
3	钻井	钻机	100
		柴油发电机	105
		泥浆泵	95
		机泵	80
4	作业	混砂车	85
		仪表车	80
		管汇车	80
		提液泵	80
5	地面工程建设	挖掘机	92
		推土机	95

项目施工期采取的噪声控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

6）施工期污染物产生与排放情况汇总

表 4.1-17　施工期老河口油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO_2、NO_2、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	3568.705m^3	0	拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	3725.35m^3	0	
	船舶机舱含油污水	船舶施工	石油类	少量	0	运回陆上处理
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，收集后拉运至保护区外
固废	悬浮泥沙	漫水路、滩海陆岸井台建设	SS	少量	0	自然沉降
	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	54903.148t	0	拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	132t	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.2.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1）水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

（1）作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，根据多年运行经验，每年单井修井 1

次，每次修井产生的废水量为30m³，本工程运营的各类井165口（油井103口、注水井62口），则作业废水产生量为4950m³/a，作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩106污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

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，老河口油田的油田采出水依托桩106污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

根据2008年～2017年统计数据，油田采出水产生量为（157.4129～229.897）×10^4t/a。本工程2008年～2017年生产运行数据统计情况见表4.1-18。

表4.1-18　运营期油田采出水产生量

年度	产液量（10^4t/a）	含水率（%）	产油量（10^4t/a）	油田采出水量（10^4t/a）
2008	187.7299	88.63%	21.3419	166.388
2009	177.7594	88.55%	20.3465	157.4129
2010	181.8384	89.07%	19.8747	161.9637
2011	184.2378	89.97%	18.4706	165.7672
2012	218.3854	91.72%	18.0772	200.3082
2013	237.7835	93.26%	16.0149	221.7686
2014	245.702	94.14%	14.387	231.315
2015	243.7575	94.31%	13.8605	229.897
2016	234.8733	95.41%	10.7887	224.0846
2017	216.7554	95.38%	10.0106	206.7448

（3）生活污水

本工程生产运营期间，实行4班3倒制，劳动定员179人，生活污水产生量按照30L/人·d计算，老河口油田的生活污水产生量为1960.05m³/a，生活污水排至旱厕，拉运至保护区外。

2）固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

（1）油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个桩西采油厂的油泥砂进行统计，本次核算按照本工程井数占桩西采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量628.59t/a（近三

年平均），油泥砂台账见表 4.1-19。本工程产生的油泥砂暂存于桩西油泥沙贮存池，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。

表 4.1-19　近三年油泥砂台账一览表

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本工程	全厂	本工程	全厂	本工程
1 月	387.00	59.65	399.46	61.57	154.5	23.41
2 月	365.00	56.26	416.72	64.23	202.2	30.64
3 月	362.00	55.80	432.78	66.71	152	23.03
4 月	416.00	64.12	448.59	69.15	200	30.30
5 月	442.86	68.26	439.37	67.73	127.6	19.33
6 月	458.75	70.71	477.39	73.59	162.4	24.61
7 月	468.00	72.14	479.21	73.87	198.4	30.06
8 月	457.93	70.59	467.27	72.03	210	31.82
9 月	421.45	64.96	458.89	70.73	200.7	30.41
10 月	373.00	57.50	429.36	66.18	144.6	21.91
11 月	379.47	58.49	403.94	62.26	130.5	19.77
12 月	387.00	59.65	398.39	61.41	217.1	32.89

（2）生活垃圾

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒，劳动定员为 179 人，每人每天产生垃圾量按 0.5kg 计算，则生活垃圾产生量为 32.67t/a，生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3）大气污染物

本工程排放的废气主要有烃类无组织挥发、计量站及井场加热炉废气、锅炉废气。

（1）烃类无组织挥发

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中 60%烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的 40%。

根据本工程的实际情况，选择了典型站场、井场，委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 15 日～11 月 16 日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表 4.1-20，监测数据见表 4.1-21。

表 4.1-20　无组织监测点位设置情况表

监测点位编号	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	桩西采油厂	桩 106-19-斜 20 井组	丛式井场
2#		LHLX454	单井井场
3#		814 计量站	计量站

表 4.1-21 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测点位	监测时间	非甲烷总烃浓度（mg/m³）				硫化氢浓度（mg/m³）			
		上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
1# 11.15	第 1 次	0.66	1.29	1.36	1.17	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.62	1.20	1.17	1.33	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.65	1.24	1.11	1.22	＜0.005	＜0.005	0.006	＜0.005
	第 4 次	0.62	1.20	1.48	1.18	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
1# 11.16	第 1 次	0.46	1.13	1.24	1.17	＜0.005	0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.59	1.38	1.12	1.20	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.56	1.35	1.10	1.24	0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.51	1.23	1.10	1.16	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2# 11.15	第 1 次	0.61	1.25	1.28	1.14	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.67	1.36	1.34	1.28	＜0.005	0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.55	1.10	1.24	1.18	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.46	1.38	1.24	1.14	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2# 11.16	第 1 次	0.55	1.18	1.22	1.14	＜0.005	＜0.005	＜0.005	0.007
	第 2 次	0.47	1.14	1.26	1.36	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.41	1.11	1.39	1.18	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.43	1.25	1.46	1.25	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
3# 11.15	第 1 次	0.47	1.25	1.14	1.13	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.58	1.34	1.14	1.59	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.49	1.56	1.26	1.35	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.64	1.24	1.25	1.28	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
3# 11.16	第 1 次	0.48	1.35	1.21	1.15	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.42	1.12	1.20	1.19	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.63	1.16	1.33	1.37	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.66	1.30	1.10	1.24	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005

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：

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

式中：$G_{损耗}$——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，老河口油田平均气油比 54.78m^3/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度，kg/m^3，本项目伴生气密度 1.11kg/m^3；

η——油气集输系统损耗率，‰，本项目取 5‰；

β——井口、计量站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：

$$G_{非甲烷总烃损耗}=G_{轻烃损耗}\times \alpha$$

式中：α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，老河口油田为 46.71%（伴生气组成见表 4.1-22）。

老河口油田 2017 年产油量 10.2795×10^4t。经计算，烃类挥发总量为 6.25t/a，其中非甲烷总烃为 2.92t/a。

表 4.1-22　老河口油田伴生气组成一览表

组成	O_2	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	其他	相对密度	气油比
	%	%	%	%	%	%	%	%		m^3/t
比例	1.88	4.72	3.51	71.52	10.91	4.1	2.56	0.8	0.8605	54.78

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

（2）计量站及井场加热炉废气

根据调查情况，老河口油田计量站设置 11 座加热炉，井场设置 8 座加热炉，维修 401 站生活点设置 1 座采暖锅炉，采用原油伴生气作为燃料，加热炉废气经排气筒排放。

表 4.1-23　老河口油田加热炉统计表

类型	所在计量站/井场	功率（kW）	数量（个）	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）
计量站加热炉	808 计量站	260	2	8	0.2
	811 计量站	260	1	8	0.2
	804 计量站	260	1	8	0.2
	803 计量站	260	1	8	0.2
	806 计量站	260	1	8	0.32
	802 计量站	250	1	8	0.2
	801 计量站	250	1	8	0.2
	503 计量站	250	1	8	0.35
	814 计量站	150	1	8	0.2
	510 计量站	150	1	8	0.219
采暖	维修 401 站生活点	350	1	8	0.2

锅炉					
井场加热炉	老 451－4 井	80	1	8	0.2
	老 451－6 井	80	1	8	0.2
	老 451 井台	80	1	8	0.2
	老 451-斜 7 井台	80	1	8	0.2
	桩 106-平 8 井	80	1	8	0.2
	桩 106-更 53	80	1	8	0.2
	老 x454 井	80	1	8	0.2
	桩 106-16-X15 井组	80	1	8	0.2

山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 8 月 9 日～8 月 28 日对老河口油田典型计量站、井场的加热炉进行了监测（每台监测 2d，每天监测 3 次），监测布点情况见表 4.1-24，监测结果见表 4.1-25。

表 4.1-24　加热炉监测布点情况

监测点位编号	二级单位名称	监测点位名称	加热炉功率（kW）	燃料类型
1#	桩西采油厂	LHLX454 加热炉	80	天然气
2#		LHL451-X7 加热炉	80	天然气
3#		814 计量站加热炉	150	天然气
4#		804 计量站加热炉	260	天然气
5#		802 计量站加热炉	250	天然气
6#		401 站生活点加热炉	350	天然气

表 4.1-25　加热炉废气监测数据

监测点位	监测时间	2018 年 11 月 15 日			2018 年 11 月 16 日			最大值
1#	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	2.9	3.1	3.3	2.9	3.1	3.1	3.3
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	60	64	58	63	65	58	65
	实测氧含量（%）	11.9	11.9	11.9	12.1	12.1	12.1	/
	烟温（℃）	107	107	107	115	115	115	/
2#	监测时间	2018 年 11 月 17 日			2018 年 11 月 18 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	4.5	5.5	4.1	5.7	4.2	4.8	5.7
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	68	71	65	71	67	68	71
	实测氧含量（%）	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	/
	烟温（℃）	91	91	91	110	110	110	/
3#	监测时间	2018 年 11 月 15 日			2018 年 11 月 16 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	1.8	1.6	1.6	1.8	1.7	1.8	1.8
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	42	45	43	41	41	44	45
	实测氧含量（%）	9.5	9.5	9.5	9.6	9.6	9.6	/
	烟温（℃）	65.6	65.6	65.6	66.9	66.9	66.9	/
4#	监测时间	2018 年 11 月 17 日			2018 年 11 月 18 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	5.6	6.1	5.4	5.5	5.2	5.6	6.1
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	83	85	80	85	82	83	85

	实测氧含量（%）	16	16	16	15.9	15.9	15.9	/
	烟温（℃）	58	58	58	66	66	66	/
5#	监测时间	2018 年 11 月 19 日			2018 年 11 月 20 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m^3）	2.9	2.8	2.6	2.7	3	2.6	3
	SO_2（mg/m^3）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m^3）	34	27	28	27	27	27	34
	实测氧含量（%）	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	/
	烟温（℃）	85.6	85.6	85.6	84.7	84.7	84.7	/
6#	监测时间	2018 年 11 月 17 日			2018 年 11 月 18 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m^3）	1.3	1.5	1.4	1.4	1.3	1.5	1.5
	SO_2（mg/m^3）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m^3）	11	12	10	14	13	12	14
	实测氧含量（%）	5	5	5	4.9	4.9	4.9	/
	烟温（℃）	191.4	191.4	191.4	206.5	206.5	206.5	/

由表 4.1-25 可以看出：老河口油田计量站的加热炉废气烟尘浓度为 1.8mg/m^3～6.1mg/m^3，SO_2浓度未检出，NO_X浓度为 14mg/m^3～85mg/m^3，不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m^3，NO_X 50mg/m^3，烟尘 5mg/m^3），根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加热炉改电，改造完成后，不排放污染物。

根据实际运行经验，本次评价加热炉运行时间按 300 天计算，采暖锅炉按 120d 计算，烟尘、NO_X取监测数据的最大值；由于监测期间，SO_2浓度未检出，故SO_2浓度参照《环境保护实用数据手册》（胡名操 主编）的计算方法，SO_2参照二类天然气总硫含量（200mg/m^3）计算，计算得出老河口加热炉废气排放量为 400 0.17×10^4Nm^3/a、SO_2排放量为 1.176t/a、氮氧化物排放量为 0.191t/a、烟尘排放量为 2.584t/a，详见表 4.1-26。

表 4.1-26　老河口油田加热炉废气污染物排放情况一览表

污染源	烟气量（$10^4m^3/a$）	SO_2		NO_X		烟尘	
		浓度（mg/m^3）	产生量(t/a)	浓度（mg/m^3）	产生量(t/a)	浓度（mg/m^3）	产生量(t/a)
加热炉（80kW）	755.19	29.4	0.222	71.0	0.536	5.7	0.043
加热炉（150kW）	354.00	29.4	0.104	45.0	0.159	1.8	0.006
加热炉（260kW）	1840.79	29.4	0.541	85.0	1.565	6.1	0.112
加热炉（250kW）	884.99	29.4	0.260	34.0	0.301	3.0	0.027
锅炉（350kW)	165.20	29.4	0.049	14.0	0.023	1.5	0.002
合计	4000.17	/	1.176	/	2.584	/	0.191

4）噪声

项目运营期的主要噪声源及控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

本次评价委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 15 日～11 月 16 日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测，布点情况详见表 4.1-27。

表 4.1-27 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	桩 106-19-斜 20 井组	丛式井场	东南西北场界外 1m
2#	LHLX454	单井井场	东南西北场界外 1m
3#	814 计量站	计量站	东南西北场界外 1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表 4.1-28。

表 4.1-28　各井场、站场噪声现状监测结果

点位编号	监测时间	昼间（dB（A））东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	夜间（dB（A））东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
1#	11.15	55.4	54.0	54.1	53.9	48.2	48.5	45.7	45.5
	11.16	53.6	54.1	53.8	54.4	45.9	47.4	48.5	48.6
2#	11.15	55.2	55.3	55.1	56.2	47.9	47.1	47.9	46.4
	11.16	54.5	55.4	56.2	53.6	47.7	47.3	45.5	48.0
3#	11.15	54.3	54.5	55.0	53.9	47.7	46.9	47.3	47.1
	11.16	54.6	55.1	54.7	55.2	47.6	47.0	46.9	47.2

根据监测结果，典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5）运营期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-29　运营期老河口油田各污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	2.92t/a	2.92t/a	加强日常运行管理
	加热炉及锅炉废气	加热炉	废气量	4000.17×$10^4$$Nm^3$/a	4000.17×$10^4$$Nm^3$/a	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO_2	1.176t/a	1.176t/a	
			烟尘	0.191t/a	0.191t/a	
			NOx	2.584t/a	2.584t/a	
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	4950m^3/a	0	通过集输流程进入桩 106 污水站、桩西联合站处理后回注，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	（157.4129～229.897）×$10^4$$m^3$	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	1960.05m^3/a	0	进入旱厕，运至保护区外
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	628.59t/a	0	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	32.67t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			（70～100）dB（A）	（70～100）dB（A）	/

4.1.2.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。加热炉采用的是清洁的伴生气，因此，不存在开停工、检修等状态。另外，桩西采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油和注水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.3 桩西油田

4.1.3.1 工程产污环节分析

1）施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图 4.1-6。

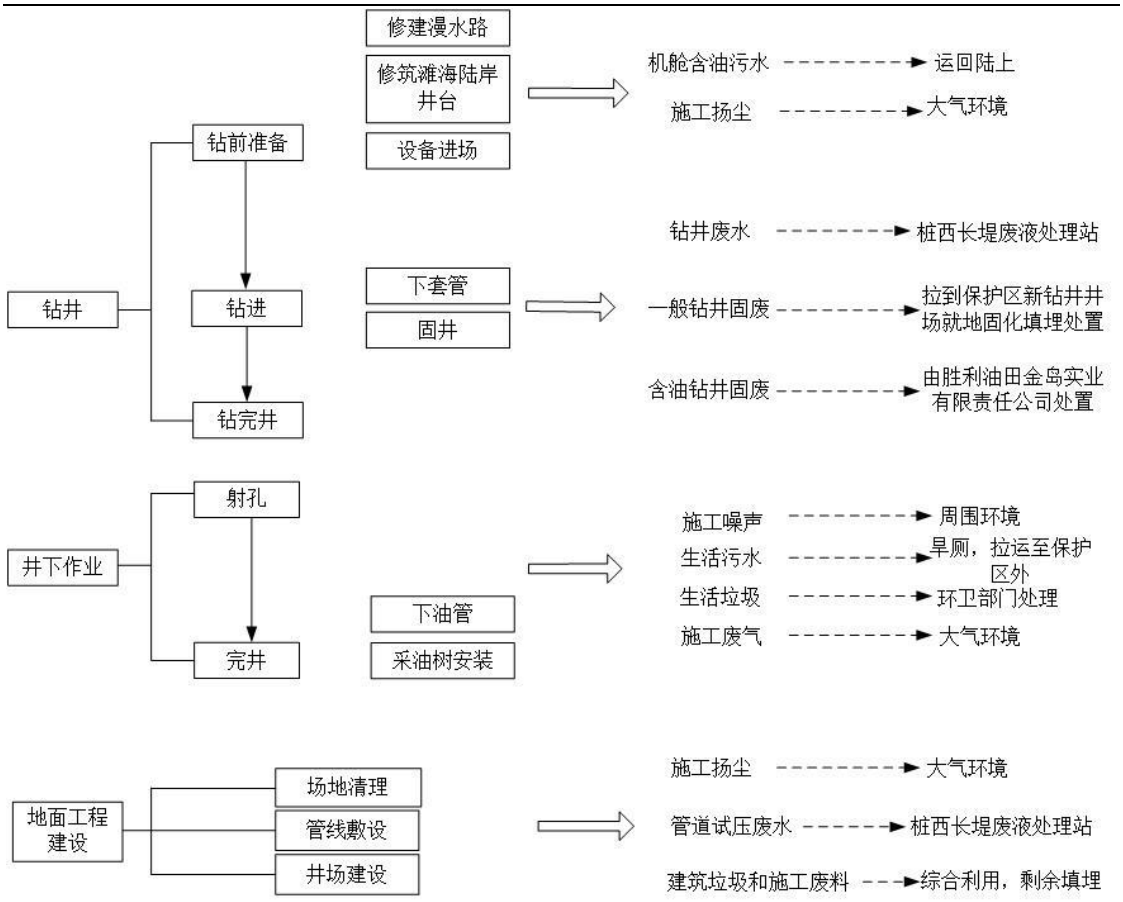


图 4.1-6　施工期工艺流程及产污环节图

2）运营期主要产污环节回顾

本工程自上世纪 80 年代投入开发，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发、多功能罐加热废气、井场加热炉废气及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-7。

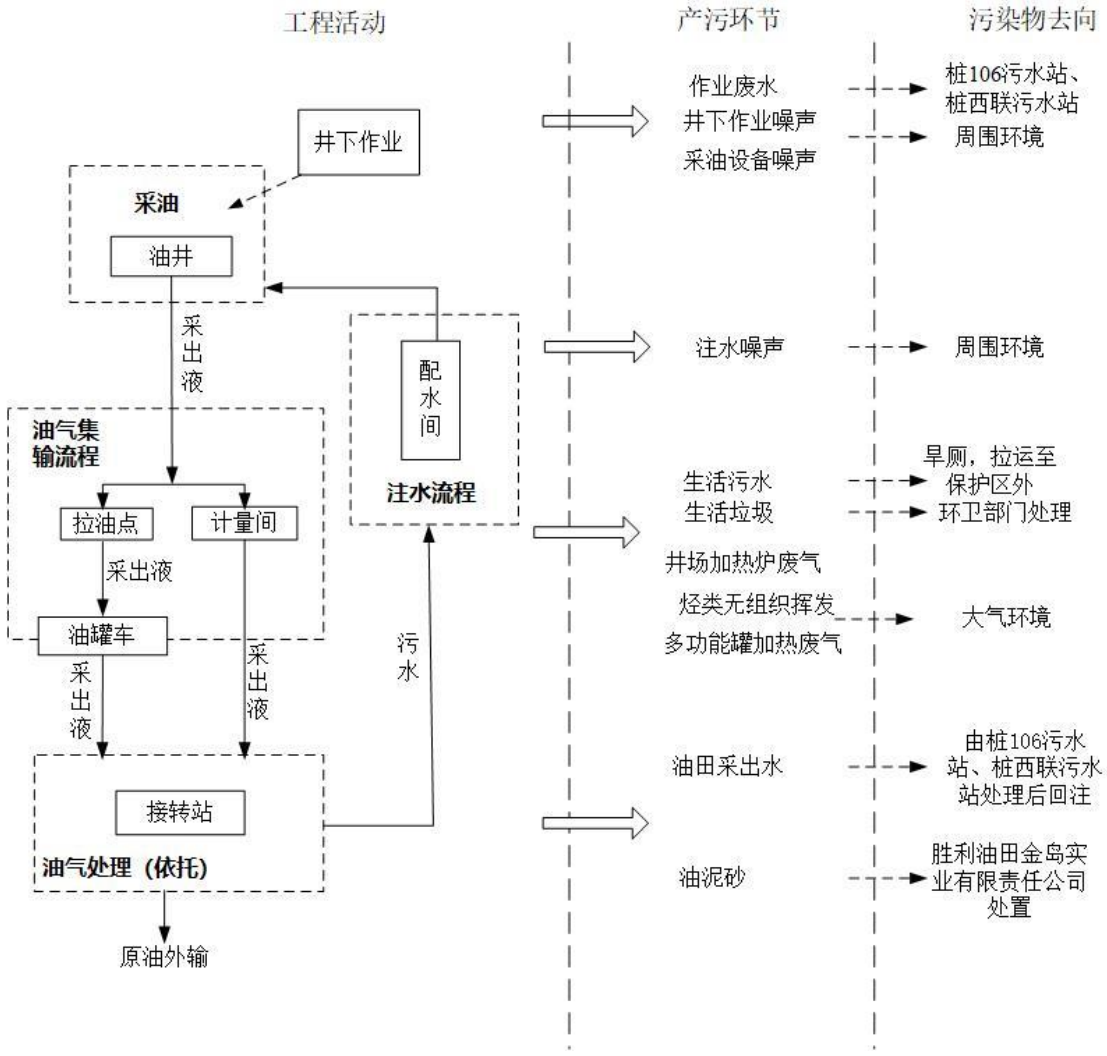


图 4.1-7　运营期工艺流程及产污环节图

4.1.3.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1）生态环境影响

（1）漫水路、滩海陆岸井台、井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主，滩海陆岸井台建设需要修筑漫水路。本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟，输油管线、注水管线、输气管线同沟敷设。修筑漫水路及滩海陆岸井台建设时会扰动海水，产生大量的悬浮泥沙，会增大局部水体消光系数降低光线射深度和海水的透光率，从而削减了海水真光层厚度，在一定程度上影响水体中的初级生产力和浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力。同时以浮游植物为饵料的浮游动物也会相应减少，因而影响整个生物链的各个环节。另外，在该海域栖息、生产的一些地方性种类，悬浮物影

响了他们的正常分布和洄游规律，使其产生回避行为。但影响区域较小，强度弱，不会对海洋渔业造成明显的影响。

（2）工程用海

桩西油田用海主要为滩海陆岸井台、井场、道路、计量间、配水间等，均为永久用海。桩西油田用海总面积 13.1976×10^4㎡，用海类型主要为沿岸海域等。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2）大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

3）水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水、少量的生活污水。

（1）钻井废水

桩西油田共钻井 69 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井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、挥发酚。根据运行经验，这部分废水进入泥浆池，泥浆池固化处理前，将上部上清液抽出，拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130㎥。桩西油田共部署油水井 69 口，总进尺 176951.13m，则钻井废水量产生总量为 23003.65㎥。其中 90%随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10%上清液由罐车拉运至桩西长堤废液处理站进行处理，则桩西油田钻井废水拉运量为 2300.365㎥。

（2）管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，主要污染物为悬浮物，桩西油田共有单井管线 69 条、5.14m；支干线 9 条、2.5km，经核算管道试压废水排放量约为 73.09㎥，管道试压废水与钻井废水一起拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（3）船舶机舱含油污水

本工程漫水路及滩海陆岸井台建设时，需要专用船舶，会产生少量的机舱含油污水，运回陆上接收处理。

④生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。工程设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外。

4）固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括悬浮泥沙、钻井固废、建筑垃圾和施工废料和生活垃圾。

（1）悬浮泥沙

本工程滩海陆岸井台及漫水路建设过程中，考虑临时围堰抛石挤淤过程产生少量的悬浮泥沙。悬浮泥沙通过自然沉降方式回落，对海洋生态及海洋环境造成的影响较小。

（2）钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家，一般单井每1000m进尺产生一般钻井固废量为200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为0.8t，桩西油田共部署油水井69口，总进尺176951.13m，故桩西油田一般钻井固废产生量为35390.226t，含油钻井固废为55.2t。桩西油田的一般钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于0.5mm的防渗膜，待完井后将一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；钻至油层后产生的含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

（3）建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是滩海陆岸井台、站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及漫水道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

（4）生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、

井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾委托当地环卫部门处理。

5）噪声

本工程施工期噪声源及噪声控制措施与老河口油田基本一致，在此不一一赘述。

6）施工期污染物产生与排放情况汇总

桩西油田施工期污染物产生于排放情况汇总见表 4.1-30。

表 4.1-30　施工期桩西油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO_2、NO_2、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	2300.365m^3	0	拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	73.09m^3	0	
	船舶机舱含油污水	船舶施工	石油类	少量	0	运回陆上处理
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，收集后拉运至保护区外
固废	悬浮泥沙	漫水路、滩海陆岸井台建设	SS	少量	0	自然沉降
	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	35390.226t	0	拉运到保护区同期外新钻井井场固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	55.2t	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.3.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1）水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

（1）作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，根据多年运行经验，每年单井修井 1 次，每次修井产生的废水量为 30m^3，本工程运营的各类井 69 口（油井 67 口、注水井 2 口），则作业废水产生量为 2070m^3/a，作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

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，桩西油田的油田采出水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

根据 2008 年～2017 年统计数据，油田采出水产生量为（46.1154～71.57）×10^{4}t/a。本工程 2008 年～2017 年生产运行数据统计情况见表 4.1-31。

表 4.1-31　运营期油田采出水产生量

年度	产液量（10^{4}t/a）	含水率（%）	产油量（10^{4}t/a）	油田采出水量（10^{4}t/a）
2008	65.4766	88.59%	7.4681	58.0085
2009	68.6728	88.42%	7.9539	60.7189
2010	68.2486	90.14%	6.7320	61.5166
2011	78.6035	91.05%	7.0335	71.5700
2012	67.5450	91.32%	5.8604	61.6846
2013	60.6497	90.14%	5.9786	54.6711
2014	52.5482	87.76%	6.4328	46.1154
2015	63.8413	85.50%	9.2553	54.5860
2016	64.8062	88.46%	7.4770	57.3292
2017	63.5012	86.85	8.3528	55.1484

（3）生活污水

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒制，劳动定员 37 人，生活污水产生量按照 30L/人·d 计算，桩西油田的生活污水产生量为 405.15m^3。桩西油田在桩斜 139 井台上食宿。桩斜 139 井台食宿的生活污水部分储存于污水池，泵送至集输流程；其余生活污水依托旱厕，拉运至保护区外。

2）固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

（1）油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个桩西采油厂的油泥砂进行统计，本次核算按照本工程井数占桩西采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量193.94t/a（近三年平均），油泥砂台账见表4.1-32。本工程产生的油泥砂暂存于桩西油泥沙贮存池，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。

表4.1-32　近三年油泥砂台账一览表

月份	2015年		2016年		2017年	
	全厂	本工程	全厂	本工程	全厂	本工程
1月	387.00	18.14	399.46	18.73	154.5	7.73
2月	365.00	17.11	416.72	19.54	202.2	10.11
3月	362.00	16.97	432.78	20.29	152	7.60
4月	416.00	19.50	448.59	21.03	200	10.00
5月	442.86	20.76	439.37	20.60	127.6	6.38
6月	458.75	21.51	477.39	22.38	162.4	8.12
7月	468.00	21.94	479.21	22.47	198.4	9.92
8月	457.93	21.47	467.27	21.91	210	10.50
9月	421.45	19.76	458.89	21.52	200.7	10.04
10月	373.00	17.49	429.36	20.13	144.6	7.23
11月	379.47	17.79	403.94	18.94	130.5	6.53
12月	387.00	18.14	398.39	18.68	217.1	10.86

（2）生活垃圾

本工程生产运营期间，实行4班3倒，劳动定员37人，每人每天产生垃圾量按0.5kg计算，则产生的生活垃圾量为6.75t/a，生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3）大气污染物

本工程排放的废气主要有烃类无组织挥发、井场加热炉废气、多功能罐加热废气。

（1）采油井台轻烃的无组织挥发

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有

烃类无组织挥发。其中60%烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的40%。

根据本工程的实际情况，选择了典型站场、井场，委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2018年11月17日～11月18日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表4.1-33，监测数据见表4.1-34。

表4.1-33　无组织监测点位设置情况表

监测点位编号	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	桩西采油厂	桩101	单井井场
2#		桩139井组	丛式井场
3#		412计量站	计量站

表4.1-34 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测点位	监测时间	非甲烷总烃浓度（mg/m³）				硫化氢浓度（mg/m³）			
		上风向	下风向1	下风向2	下风向3	上风向	下风向1	下风向2	下风向3
1# 11.17	第1次	0.58	1.59	1.42	1.27	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第2次	0.49	1.35	1.42	1.03	＜0.005	0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.55	1.13	1.32	1.17	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.40	0.92	1.38	1.53	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
1# 11.18	第1次	0.70	1.18	1.73	1.86	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第2次	0.73	1.60	1.21	1.73	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.54	1.04	1.60	1.64	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.79	1.90	1.31	1.20	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2# 11.17	第1次	0.57	1.22	1.26	1.31	＜0.005	＜0.005	0.006	＜0.005
	第2次	0.69	1.05	1.21	1.35	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.55	0.99	1.46	1.49	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.63	1.23	1.30	1.37	0.005	＜0.005	＜0.005	0.005
2# 11.18	第1次	0.77	1.67	1.37	1.24	0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第2次	0.64	1.19	1.15	1.50	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.53	1.05	1.30	1.20	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.80	1.45	1.12	1.50	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
3# 11.17	第1次	0.58	1.02	1.20	1.04	＜0.005	＜0.005	0.007	0.006
	第2次	0.57	1.16	1.60	1.33	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.63	1.14	1.38	1.60	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.66	1.15	1.14	1.47	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
3# 11.18	第1次	0.71	0.98	0.96	1.42	＜0.005	＜0.005	0.007	＜0.005
	第2次	0.40	0.98	1.30	1.10	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第3次	0.68	1.36	1.29	1.08	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第4次	0.48	1.24	1.27	1.55	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005

从表 4.1-34 可以看出，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》（GB 16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3）；厂界硫化氢未检出或者检出浓度很低，能够达到《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）厂界标准值要求（0.03mg/m^3）。

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：

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

式中：$G_{损耗}$——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，桩西油田平均气油比 54.78m^3/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度,kg/m^3,本项目伴生气密度 1.1094kg/m^3；

η——油气集输系统损耗率，‰，本项目取 5‰；

β——井口、计量站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：

$$G_{非甲烷总烃损耗}=G_{轻烃损耗}\times\alpha$$

式中：α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，桩西油田为 52.560%（伴生气组成见表 4.1-35）。

桩西油田 2017 年产油量 8.3528×10^4t。经计算，烃类挥发总量为 5.08t/a，其中非甲烷总烃为 2.67t/a。

表 4.1-35　桩西油田伴生气组成一览表

组成	O_2	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	其他	相对密度	气油比
	%	%	%	%	%	%	%	%		m^3/t
比例	2.04	7.95	5.3	67.05	5.85	5.72	4.14	1.95	0.86	54.78

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

（3）多功能罐及井场加热炉废气

根据调查情况，桩西油田井场设置 1 座多功能罐，设置 3 座加热炉，采用原油伴生气作为燃料，废气经排气筒排放。

表 4.1-36　桩西油田加热炉统计表

类型	所在井场	功率（kW）	数量（个）	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）
井场加热炉	桩 139 井组	800	2	12	0.219
		350	1	12	0.219
多功能罐	桩 101 井区（40m^3）	/	1	15	0.219

山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 8 月 9 日～8 月 28 日对桩西油田典型井场加热炉及多功能罐进行了监测（每台监测 2d，每天监测 3 次），监测布点情况见表 4.1-37，监测结果见表 4.1-38。

表 4.1-37　加热炉监测布点情况

监测点位编号	二级单位名称	监测点位名称	加热炉功率（kW）	燃料类型
1#	桩西采油厂	桩 101 多功能罐	/	天然气
2#		桩 139 井组加热炉	800	天然气
3#		桩 139 井组加热炉	350	天然气

表 4.1-38　加热炉废气监测数据

监测点位	监测时间	2018 年 11 月 17 日			2018 年 11 月 18 日			最大值
1#	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	0
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	50	52	58	60	62	63	63
	实测氧含量（%）	15.3	15.3	15.3	15.1	15.1	15.1	/
	烟温（℃）	67.9	67.9	67.9	67.4	67.4	67.4	/
2#	监测时间	2018 年 11 月 19 日			2018 年 11 月 20 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	0
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	95	94	96	95	96	96	96
	实测氧含量（%）	8.5	8.5	8.5	8.4	8.4	8.4	/
	烟温（℃）	109.3	109.3	109.3	109.3	109.3	109.3	/
3#	监测时间	2018 年 11 月 19 日			2018 年 11 月 20 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	4.2	4.1	4.1	4.5	4	4.4	4.5
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	80	84	81	83	83	79	84
	实测氧含量（%）	11	11	11	11.6	11.6	11.6	/
	烟温（℃）	177	177	177	188	188	188	/

由表 4.1-38 可以看出：桩西油田加热炉废气烟尘、NO_X最大浓度分别为 4.5 mg/m³、96mg/m³，SO_2未检出；多功能罐废气烟尘、SO_2均未检出，NO_X最大浓度为 63mg/m³，加热炉及多功能罐废气均不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m³，NO_X 50mg/m³，烟尘 5mg/m³），根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加

热炉改电，改造完成后，不排放污染物。

根据实际运行经验，本次评价加热炉运行时间按 300d 计算，由于监测期间，多功能罐废气烟尘、SO_2浓度未检出，故烟尘、SO_2浓度参照《环境保护实用数据手册》（胡名操 主编）的计算方法，SO_2参照二类天然气总硫含量（200mg/m^3）计算，烟尘的产生系数为（80～240）g/10^3Nm^3天然气，按照烟尘的产生系数为 120g/10^3Nm^3天然气；加热炉废气 SO_2浓度未检出，故烟尘、SO_2浓度参照《环境保护实用数据手册》（胡名操 主编）的计算方法，SO_2参照二类天然气总硫含量（200mg/m^3）计算；计算得出桩西油田加热炉废气排放量为 2300.98×10^4Nm^3/a、SO_2排放量为 0.677t/a、烟尘排放量为 0.104t/a、氮氧化物排放量为 2.209t/a；多功能罐废气排放量为 105.88×10^4Nm^3/a、SO_2排放量为 0.031t/a、烟尘排放量为 0.009t/a、氮氧化物排放量为 0.067t/a，详见表 4.1-39。

表 4.1-39　桩西油田加热炉及多功能罐废气污染物排放情况一览表

污染源	烟气量（10^4m^3/a）	SO_2		NO_X		烟尘	
		浓度（mg/m^3）	产生量（t/a）	浓度（mg/m^3）	产生量（t/a）	浓度（mg/m^3）	产生量（t/a）
多功能罐	105.88	29.41	0.031	63	0.067	8.82	0.009
加热炉	2300.98	29.4	0.677	96	2.209	4.5	0.104
合计	2406.86	/	0.708	/	2.276	/	0.113

4）噪声

项目运营期的主要噪声源及控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

本次评价委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 17 日～11 月 18 日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测，布点情况详见表 4.1-40。

表 4.1-40 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	桩 101	单井井场	东南西北场界外 1m
2#	桩 139 井组	丛式井场	东南西北场界外 1m
3#	412 计量站	计量站	东南西北场界外 1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表 4.1-41。

表 4.1-41　各井场、站场噪声现状监测结果

点位编号	监测时间	昼间（dB（A））				夜间（dB（A））			
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
1#	11.17	53.4	50.6	54.2	53.8	47.4	47.6	48.2	46.8
	11.18	53.7	51.8	54.5	54.3	47.4	47.6	47.2	46.8
2#	11.17	55.0	54.2	54.0	53.3	46.7	46.9	47.3	46.5
	11.18	54.6	53.9	54.8	53.1	47.6	47.0	46.9	47.2
3#	11.17	54.6	53.5	54.2	55.4	47.3	46.8	47.3	46.7
	11.18	54.5	54.1	54.8	55.1	47.9	46.5	46.9	47.3

根据监测结果，典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5）运营期污染物产生及排放情况汇总

桩西油田运营期各污染物产生与排放情况汇总见表 4.1-42。

表 4.1-42　运营期桩西油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	烃类气体	2.67t/a	2.67t/a	加强日常运行管理
	多功能罐加热废气	多功能罐	废气量	105.88×$10^4$$Nm^3$/a	105.88×$10^4$$Nm^3$/a	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO_2	0.031t/a	0.031t/a	
			烟尘	0.009t/a	0.009t/a	
			NOx	0.067t/a	0.067t/a	
	井场加热炉废气	加热炉	废气量	2300.98×$10^4$$Nm^3$/a	2300.98×$10^4$$Nm^3$/a	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO_2	0.677t/a	0.677t/a	
			烟尘	0.104t/a	0.104t/a	
			NOx	2.209t/a	2.209t/a	
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	2070m^3/a	0	通过集输流程进入桩 106 污水站、桩西联合站处理后回注，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	（46.1154～71.57）×$10^4$$m^3$	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	405.15m^3/a	0	桩斜 139 井台食宿的生活污水部分储存于污水池，泵送至集输流程；其余生活污水依托旱厕，拉运至保护区外
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	193.94t/a	0	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	6.75t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			（70～100）dB（A）	（70～100）dB（A）	/

4.1.3.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。加热炉采用的是清洁的伴生气，因此，不存在开停工、检修等状态。另外，桩西采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油和掺水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，

会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.4 孤东油田

4.1.4.1 工程产污环节分析

1）施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图 4.1-8。

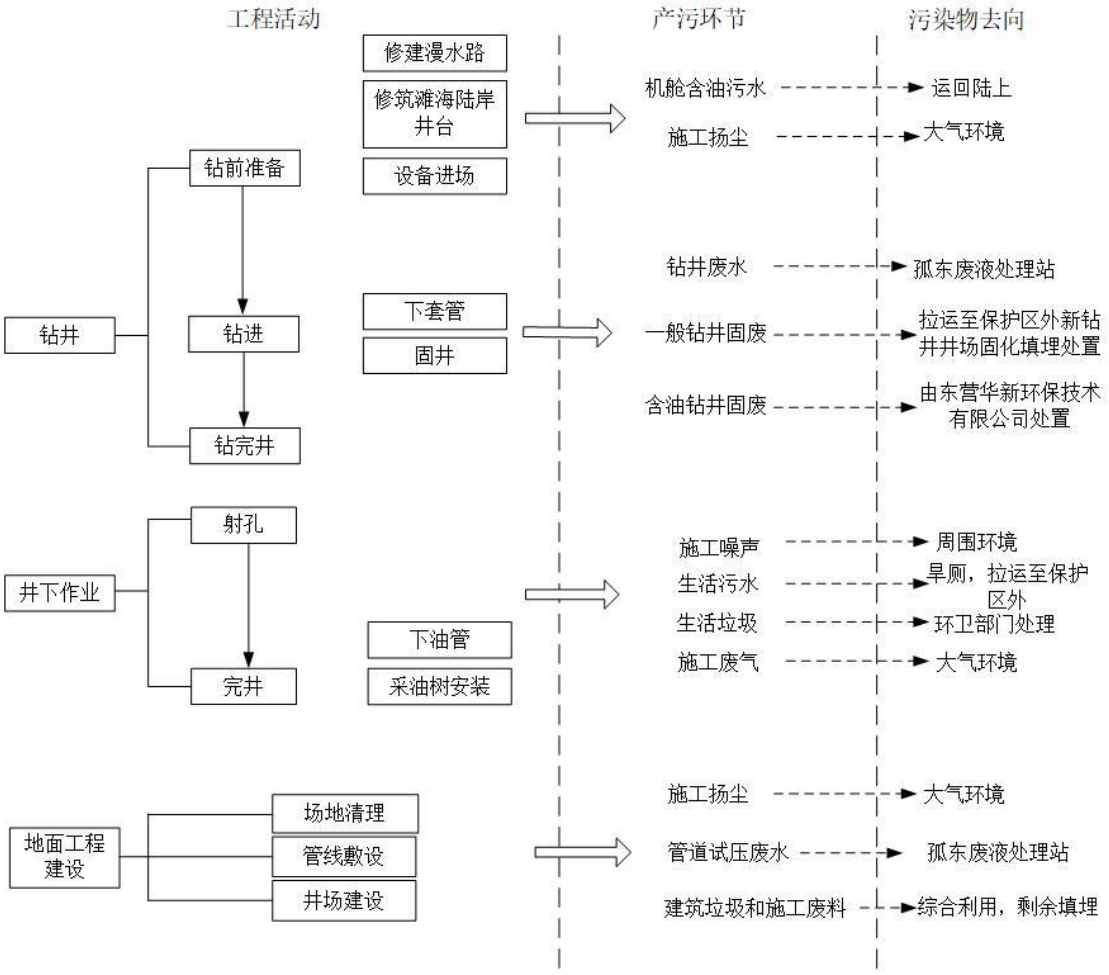


图 4.1-8　施工期工艺流程及产污环节图

2）运营期主要产污环节回顾

本工程自上世纪 80 年代投入开发，至今已运行多年，根据工程运行经验及

相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-9。

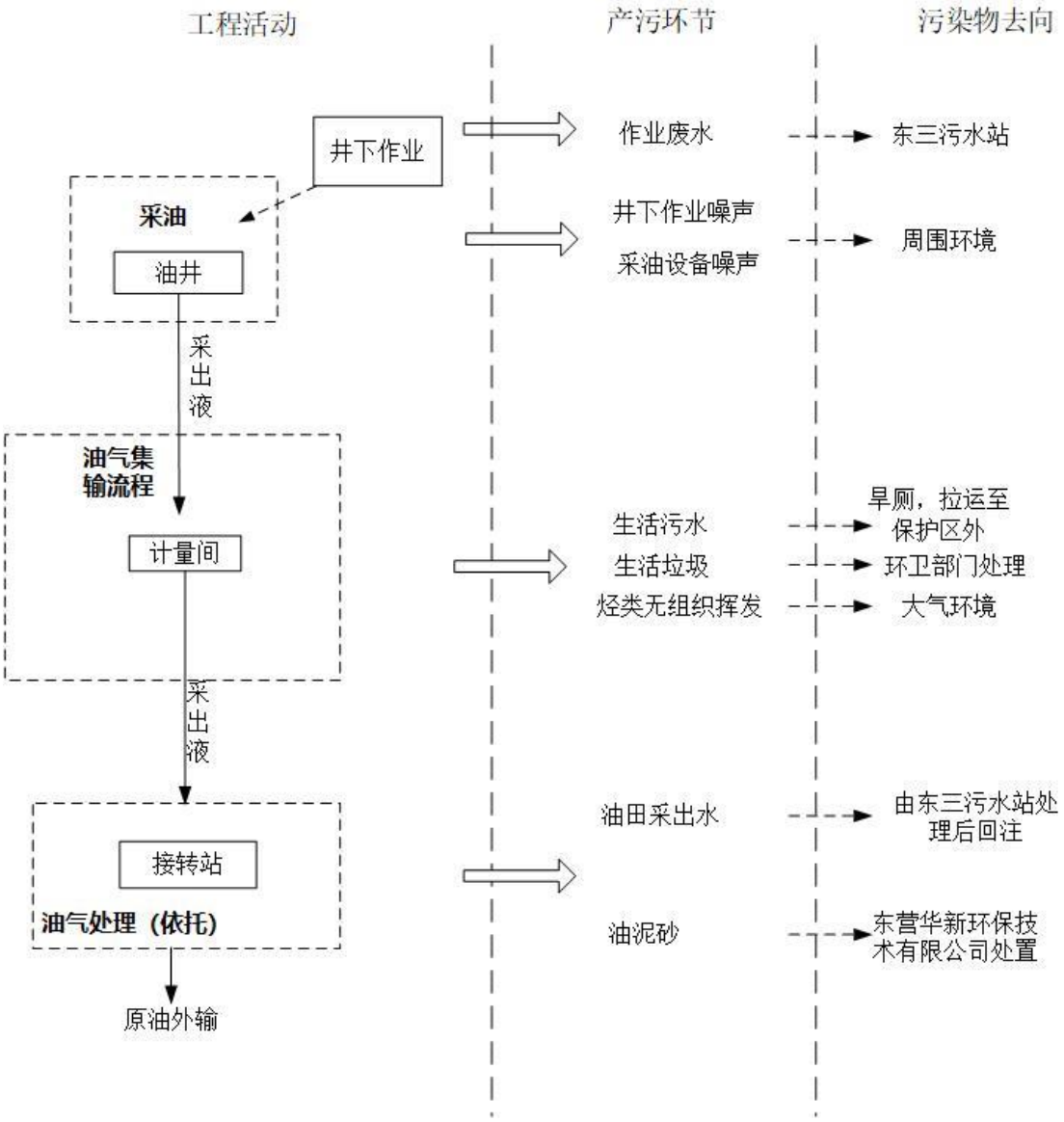


图 4.1-9　运营期工艺流程及产污环节图

4.1.4.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1）生态环境影响

（1）漫水路、滩海陆岸井台、井场建设

本工程所在区域以滩涂、海域为主，滩海陆岸井台建设需要修筑漫水路。本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟。修筑漫水路及滩海陆岸井台建设时会扰动海水，产生大量的悬浮泥沙，会增大局部水体消光系数降低光线射深

度和海水的透光率，从而削减了海水真光层厚度，在一定程度上影响水体中的初级生产力和浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力。同时以浮游植物为饵料的浮游动物也会相应减少，因而影响整个生物链的各个环节。另外，在该海域栖息、生产的一些地方性种类，悬浮物影响了他们的正常分布和洄游规律，使其产生回避行为。但影响区域较小，强度弱，不会对海洋渔业造成明显的影响。

（2）工程用海

孤东油田用海主要为井场、道路、计量站等，均为永久用海。孤东油田用海总面积 9.5076×10^4㎡，用海类型主要为海域等。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2）大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

3）水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水、少量的生活污水。

（1）钻井废水

孤东油田共钻井 15 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井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、挥发酚。根据运行经验，这部分废水进入泥浆池，泥浆池固化处理前，将上部上清液抽出，拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3。孤东油田共部署油井 15 口，总进尺 23619.19m，则钻井废水量产生总量为 3070.495m^3。其中 90%随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10%上清液由罐车拉运至孤东废液处理站进行处理，则孤东油田钻井废水拉运量为 307.05m^3。

（2）管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，主要污染物为悬浮物，孤东油田共有单井管线 15 条、0.88km，支干线 2 条、11.55km，经核算管道试压废水排放量约为 472.45m^3，管道试压废水与钻井废水一起拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（3）船舶机舱含油污水

孤东油田漫水路及滩海陆岸井台建设时，需要专用船舶，会产生少量的机舱含油污水，运回陆上接收处理。

（4）生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。工程设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外。

4）固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括悬浮泥沙、钻井固废、建筑垃圾和施工废料和生活垃圾。

（1）悬浮泥沙

孤东油田滩海陆岸井台及漫水路建设过程中，考虑临时围堰抛石挤淤过程产生少量的悬浮泥沙。悬浮泥沙通过自然沉降方式回落，对海洋生态及海洋环境造成的影响较小。

（2）钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家，一般单井每1000m进尺产生一般钻井固废量为200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为0.8t，孤东油田共部署油井15口，总进尺23619.19m，故孤东油田一般钻井固废产生量为4723.838t，含油钻井固废为12t。孤东油田的一般钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于0.5mm的防渗膜，待完井后将一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；钻至油层后产生的含油钻井固废收集后委托东营华新环保技术有限公司处置。

（3）建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是滩海陆岸井台、站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及漫水道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土

等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

（4）生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾委托当地环卫部门处理。

5）噪声

本工程施工期噪声源及噪声控制措施与老河口油田基本一致，在此不一一赘述。

6）施工期污染物产生与排放情况汇总

表 4.1-43　施工期孤东油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO_2、NO_2、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	307.05m^3	0	拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	472.45m^3	0	
	船舶机舱含油污水	船舶施工	石油类	少量	0	运回陆上处理
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，收集后拉运至保护区外
固废	悬浮泥沙	漫水路、滩海陆岸井台建设	SS	少量	0	自然沉降
	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	4723.838t	0	拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑等	12t	0	由东营华新环保技术有限公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.4.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1）水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

（1）作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，每年单井修井 1 次，每次修井产生的废水量为 30m^3，本工程运营的油井 15 口，则作业废水产生量为 450m^3/a，作业废水通过集输流程进入东三污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

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，孤东油田的油田采出水通过集输流程进入东三污水站处理后回注，不排海。

根据 2007 年～2016 年统计数据，油田采出水产生量为（3.78～25.30）×10^{4}t/a。本工程 2007 年～2016 年生产运行数据统计情况见表 4.1-44。

表 4.1-44　运营期油田采出水产生量

年度	产液量（10^{4}t/a）	含水率（%）	产油量（10^{4}t/a）	油田采出水量（10^{4}t/a）
2007	22.33	81.10%	4.22	18.11
2008	26.88	84.08%	4.28	22.6
2009	26.31	88.98%	2.9	23.41
2010	24.85	88.01%	2.98	21.87
2011	26.15	90.29%	2.54	23.61
2012	27.16	89.95%	2.73	24.43
2013	26.09	90.99%	2.35	23.74
2014	27.33	92.57%	2.03	25.3
2015	26.31	93.65%	1.67	24.64
2016	4.05	93.33%	0.27	3.78

（3）生活污水

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒制，劳动定员 2 人，生活污水产生量按照 30L/人·d 计算，孤东油田的生活污水产生量为 21.90m^3。生活污水排至旱厕，拉运至保护区外。

2）固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

（1）油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个孤东采油厂的油泥砂进行统计，本次核算按照本工程井数占孤东采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量131.98t/a（近两年平均），油泥砂台账见表4.1-45。本工程产生的油泥砂暂存于孤东2号联油泥砂贮存场，最终委托东营华新环保技术有限公司进行无害化处理。

表4.1-45　近三年油泥砂台账一览表

月份	2015年		2016年	
	全厂	本工程	全厂	本工程
1月	1859.02	12.52	857.94	5.78
2月	1996.27	13.45	849.69	5.72
3月	2860.14	19.27	868.78	5.85
4月	2395.02	16.14	897.57	6.05
5月	2693.68	18.15	912.89	6.15
6月	2770.70	18.67	923.73	6.22
7月	2872.16	19.35	937.68	6.32
8月	2466.68	16.62	927.28	6.25
9月	2328.36	15.69	903.94	6.09
10月	2085.64	14.05	883.27	5.95
11月	2125.64	14.32	875.78	5.90
12月	2028.02	13.66	857.28	5.78

（2）生活垃圾

本工程生产运营期间，实行4班3倒，劳动定员2人，每人每天产生垃圾量按0.5kg计算,则生活垃圾产生量为0.37t/a,生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3）大气污染物

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中60%烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的40%。

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：

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

式中：$G_{损耗}$——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，孤东油田平均气油比31.9m^3/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度,kg/m^3,本项目伴生气密度0.6869kg/m^3；

η——油气集输系统损耗率，‰，本项目取 5‰；

β——井口、计量站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：

$$G_{非甲烷总烃损耗}=G_{轻烃损耗}\times\alpha$$

式中：α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，孤东油田为 18.67%（伴生气组成见表 4.1-46）。

孤东油田 2016 年产油量 0.27×10^4t。经计算，烃类挥发总量为 0.076t/a，其中非甲烷总烃为 0.024t/a。

表 4.1-46　孤东油田伴生气组成一览表

组成	CH_4	C_2H_6	其他	密度	气油比
	%	%	%		m^3/t
比例	84.84	4.29	10.87	0.6869	31.9

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

4）噪声

项目运营期的主要噪声源及控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

5）运营期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-47　运营期孤东油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	0.024t/a	0.024t/a	加强日常运行管理
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	450m^3/a	0	通过集输流程进入东三污水站理后回注地层用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	（3.78～25.30）$\times10^4m^3$	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	21.90m^3/a	0	进入旱厕，拉运至保护区外
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	131.98t/a	0	委托东营华新环保技术有限公司处理
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	0.37t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			（70～100）dB（A）	（70～100）dB（A）	/

4.1.4.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。另外，孤东采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油和掺水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.5 红柳油田

4.1.5.1 工程产污环节分析

1）施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图4.1-10。

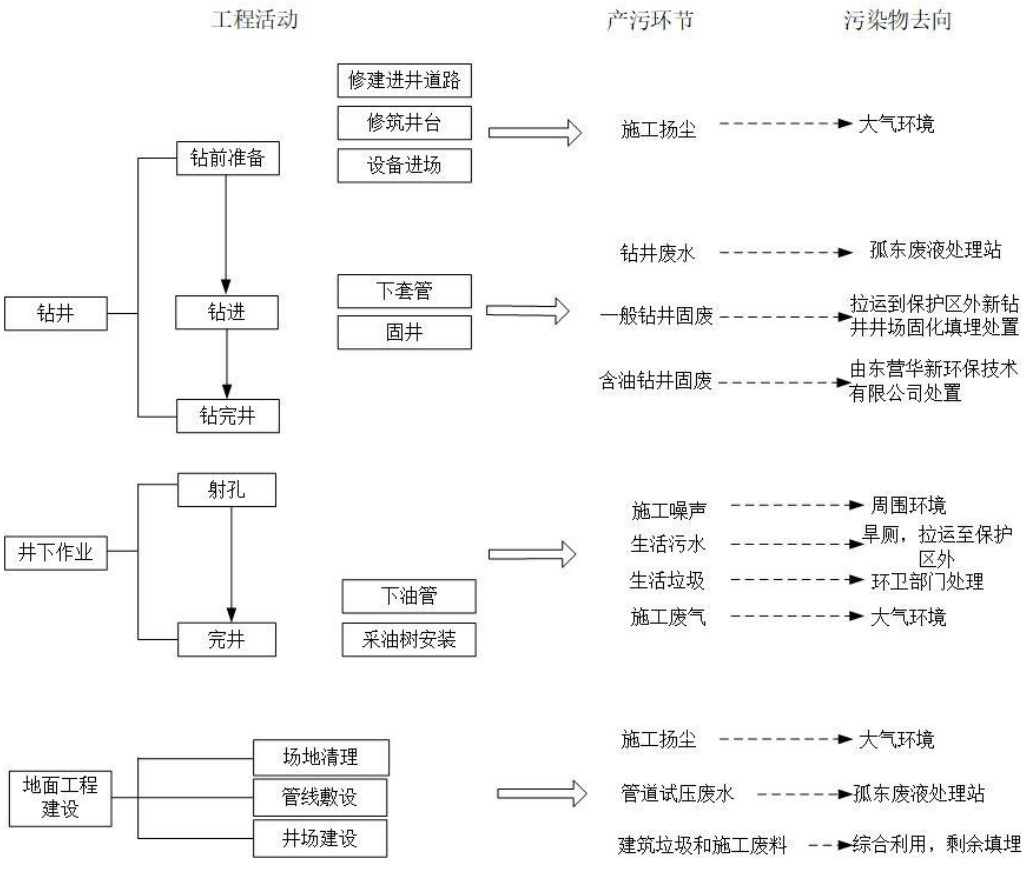


图 4.1-10　施工期工艺流程及产污环节图

2）运营期主要产污环节回顾

本工程自上世纪 80 年代投入开发，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-11。

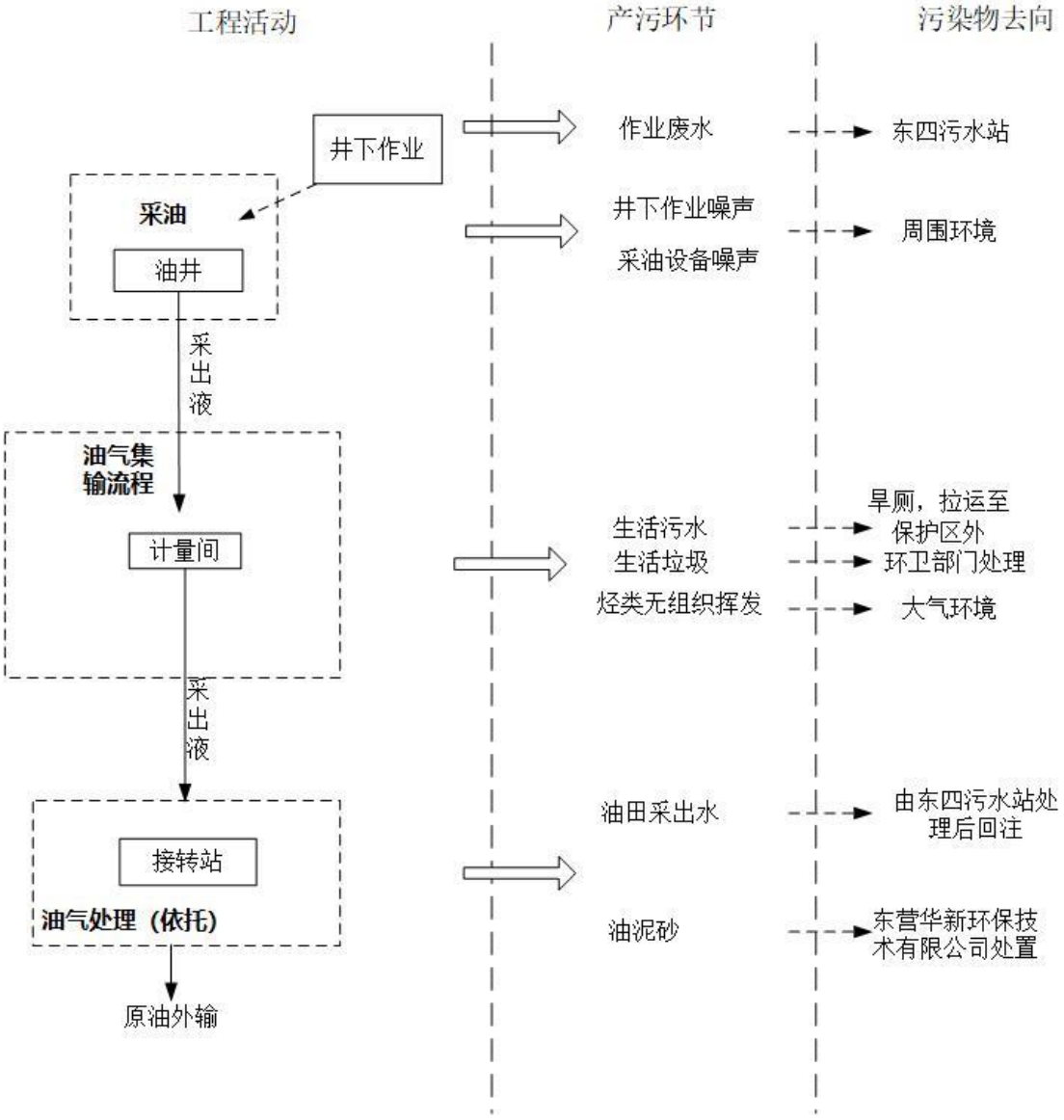


图 4.1-11　运营期工艺流程及产污环节图

4.1.5.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1）生态环境影响

（1）滩涂井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主。本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设

置管道沟。管沟开挖整个施工作业带范围内的土壤、生物和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，生态环境影响较大。

（2）工程用海

红柳油田用海主要为井场、道路、计量站等，均为永久用海。红柳油田用海总面积 6.8734×$10^4$$m^2$。用海类型主要为沿岸海域。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2）大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

3）水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水、少量的生活污水。

（1）钻井废水

红柳油田共钻井 9 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井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。根据运行经验，这部分废水进入泥浆池，泥浆池固化处理前，将上部上清液抽出，拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3。红柳油田共部署油井 9 口，总进尺 16944m，则钻井废水量产生总量为 2202.72m^3。其中 90%随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10%上清液由罐车拉运至孤东废液处理站进行处理，则红柳油田钻井废水拉运量为 220.272m^3。

（2）管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，主要污染物为悬浮物，红柳油田共有单井管线 10 条、0.987km，支干线 2 条、2.8km。经核算管道试压废水排放量约为 67.32m^3，管道试压废水与钻井废水一起拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（3）生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。主要污染物为COD、氨氮。钻井井场、施工场地设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外。

4）固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括钻井固废、建筑垃圾和施工废料和生活垃圾。

（1）钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家，一般单井每1000m进尺产生一般钻井固废量为200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为 0.8t，红柳油田共部署油井 9 口，总进尺 16944m，故红柳油田一般钻井固废产生量为 3388.8t，含油钻井固废为7.2t。红柳油田的一般钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于0.5mm的防渗膜，待完井后将一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；钻至油层后产生的含油钻井固废收集后委托东营华新环保技术有限公司处置。

（2）建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是滩海陆岸井台、站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

（3）生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾收集后委托当地环卫部门处理。

5）噪声

本工程施工期噪声源及噪声控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

6）施工期污染物产生与排放情况汇总

表 4.1-48　施工期红柳油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO_2、NO_2、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	220.272m^3	0	拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	67.32m^3	0	
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，收集后拉运至保护区外
固废	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	3388.8t	0	拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	7.2t	0	由东营华新环保技术有限公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.5.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1）水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

（1）作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，每年单井修井 1 次，每次修井产生的废水量为 30m^3，红柳油田运营的油井 9 口，则作业废水产生量为 270m^3/a，作业废水通过集输流程进入东四污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

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，红柳油田的油田采出水通过集输流程进入东四污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

根据 2008 年～2017 年统计数据，油田采出水产生量为（35.33～52.78）×10^4t/a。本工程 2008 年～2017 年生产运行数据统计情况见表 4.1-49。

表 4.1-49　运营期生产数据情况统计

年度	产液量（10^4t/a）	含水率（%）	产油量（10^4t/a）	油田采出水量（10^4t/a）
2008	41.04	97.39%	1.07	39.97
2009	36.20	97.60%	0.87	35.33
2010	38.10	97.95%	0.78	37.32
2011	39.04	97.59%	0.94	38.10
2012	45.18	97.50%	1.13	44.05
2013	47.98	97.87%	1.02	46.96
2014	53.15	98.17%	0.97	52.18
2015	53.65	98.38%	0.87	52.78
2016	41.78	98.42%	0.66	41.12
2017	40.57	98.7%	0.52	40.05

（3）生活污水

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒制，劳动定员 3 人，生活污水产生量按照 30L/人·d 计算，红柳油田的生活污水产生量为 32.85m^3。生活污水排至旱厕，拉运至保护区外。

2）固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

（1）油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个孤东采油厂的油泥砂进行统计，本次核算按照本工程井数占孤东采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量 62.83t/a（近三年平均），油泥砂台账见表 4.1-50。本工程产生的油泥砂暂存于孤东 2 号联油泥砂贮存场，最终委托东营华新环保技术有限公司进行无害化处理。

表 4.1-50　近三年油泥砂台账一览表

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本工程	全厂	本工程	全厂	本工程
1 月	1859.02	7.16	857.94	3.30	675.66	2.60
2 月	1996.27	7.69	849.69	3.27	732.6	2.82
3 月	2860.14	11.01	868.78	3.34	718.9	2.76
4 月	2395.02	9.22	897.57	3.46	843.24	3.25
5 月	2693.68	10.37	912.89	3.51	813.4	3.13
6 月	2770.70	10.67	923.73	3.56	964.92	3.72
7 月	2872.16	11.06	937.68	3.61	978.82	3.77
8 月	2466.68	9.50	927.28	3.57	927.54	3.57
9 月	2328.36	8.96	903.94	3.48	751.38	2.89
10 月	2085.64	8.03	883.27	3.40	733.68	2.82
11 月	2125.64	8.18	875.78	3.37	711.1	2.74
12 月	2028.02	7.81	857.28	3.30	935.72	3.60

（2）生活垃圾

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒。劳动定员 3 人，每人每天产生垃圾量按 0.5kg 计算,则生活垃圾产生量为 0.55t/a,生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3）大气污染物

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中 60%烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的 40%。

根据本工程的实际情况，选择了典型站场、井场，委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 17 日～11 月 18 日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表 4.1-51，监测数据见表 4.1-52。

表 4.1-51　无组织监测点位设置情况表

监测点位编号	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	孤东采油厂	KD55-8（侧）井场	单井井场
2#		12#计量站	计量站

表 4.1-52 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测点位	监测时间	非甲烷总烃浓度（mg/m³）				硫化氢浓度（mg/m³）			
		上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
1# 11.17	第 1 次	0.69	1.24	1.40	1.35	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.47	1.32	1.09	1.24	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.67	1.52	0.98	1.20	＜0.005	＜0.005	0.005	＜0.005
	第 4 次	0.62	1.15	1.37	1.16	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
1# 11.18	第 1 次	0.58	1.47	1.10	1.18	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.77	1.61	1.08	1.53	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.83	1.06	1.11	1.57	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.64	1.42	1.39	1.22	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2# 11.17	第 1 次	0.50	0.99	1.32	1.54	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.55	1.47	1.47	1.46	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.70	1.19	1.39	0.92	＜0.005	＜0.005	0.005	＜0.005
	第 4 次	0.52	1.58	1.54	1.40	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2# 11.18	第 1 次	0.67	1.38	1.11	1.19	＜0.005	＜0.005	0.006	＜0.005
	第 2 次	0.73	1.06	1.36	1.38	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.60	1.05	1.27	1.34	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.81	1.09	1.54	1.65	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005

从表 4.1-52 可以看出，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》（GB 16297-1996）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》（GB 14554-93）厂界标准值要求（0.03mg/m³）。

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：

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

式中：$G_{损耗}$——轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m³/t，红柳油田平均气油比 34.8m³/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度,kg/m³,本项目伴生气密度0.6083kg/m³；

η——油气集输系统损耗率，‰，本项目取 5‰；

β——井口、计量站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：

$$G_{非甲烷总烃损耗}=G_{轻烃损耗}\times\alpha$$

式中：α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，红柳油田为30.9%（伴生气组成见表4.1-7）。

红柳油田2017年产油量0.52×10^4t。经计算，烃类挥发总量为0.142t/a，其中非甲烷总烃为0.027t/a。

表4.1-53　红柳油田伴生气组成一览表

组成	CH_4	C_2H_6	其他	密度	气油比
	%	%	%		m^3/t
比例	91.49	2.75	5.76	0.6083	34.8

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

4）噪声

项目运营期的主要噪声源及控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

本次评价委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于2018年11月17日～11月18日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测，布点情况详见表4.1-54。

表4.1-54 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	KD55-8（侧）井场	单井井场	东南西北场界外1m
2#	12#计量站	计量站	东南西北场界外1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表4.1-55。

表4.1-55　各井场、站场噪声现状监测结果

点位编号	监测时间	昼间（dB（A））				夜间（dB（A））			
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
1#	11.17	52.2	52.9	51.4	50.6	46.7	45.4	45.7	46.3
	11.18	50.8	51.9	52.3	51.7	47.7	47.9	49.1	47.6
2#	11.17	50.9	50.7	51.4	51.0	46.6	47.1	47.8	47.2
	11.18	51.6	51.9	52.4	52.2	46.1	45.8	46.9	47.3

根据监测结果，典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5）运营期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-56　运营期红柳油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	0.027t/a	0.027t/a	加强日常运行管理
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	270m^3/a	0	通过集输流程进入东四污水站理后回注地层用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	（35.33～52.78）×10^4m^3	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	32.85m^3/a	0	进入旱厕，拉运至保护区外
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	62.83t/a	0	委托东营华新环保技术有限公司处理
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	0.55t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			（70～100）dB（A）	（70～100）dB（A）	/

4.1.5.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。另外，孤东采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.6 新滩油田

4.1.6.1 工程产污环节分析

1）施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图 4.1-12。

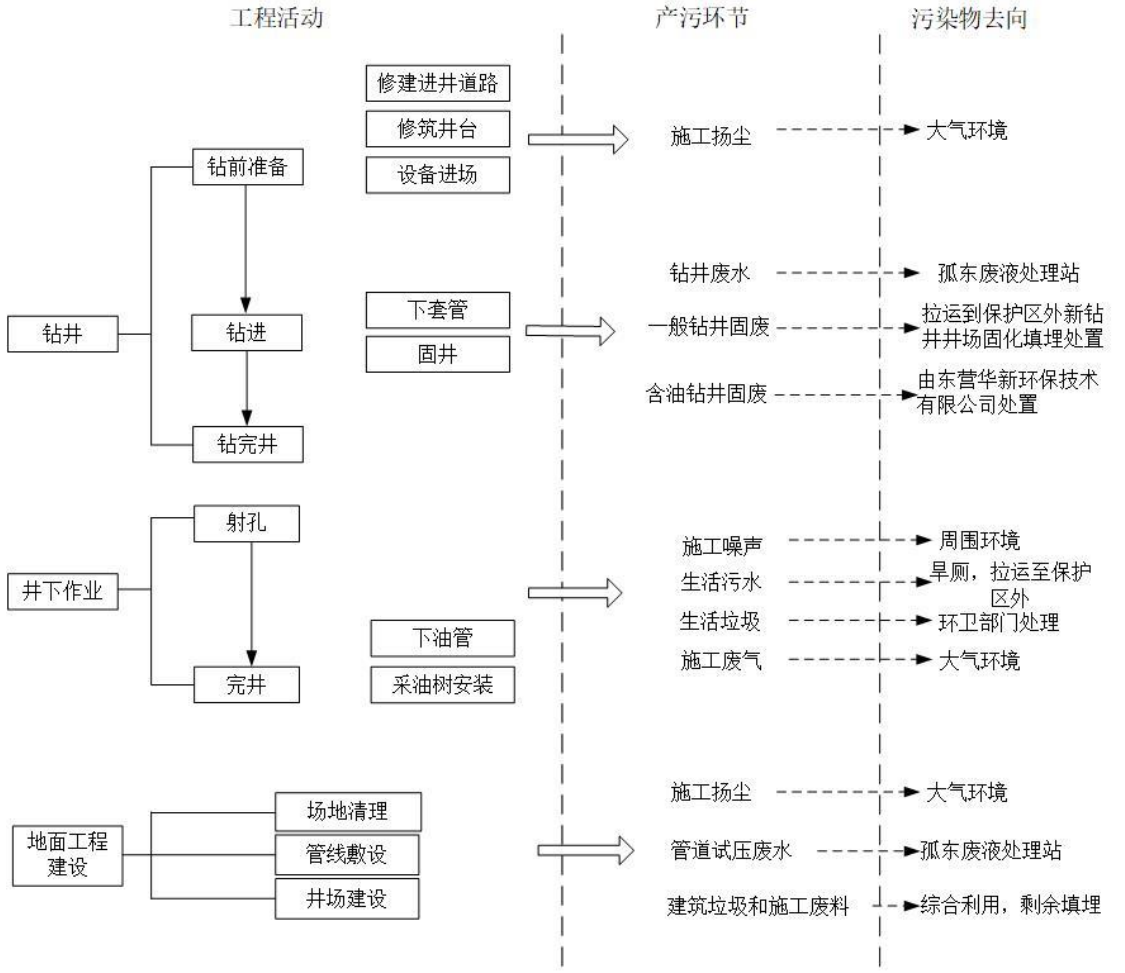


图 4.1-12　施工期工艺流程及产污环节图

2）运营期主要产污环节回顾

本工程自上世纪 90 年代投入开发，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发、计量站及井场加热炉废气及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-13。

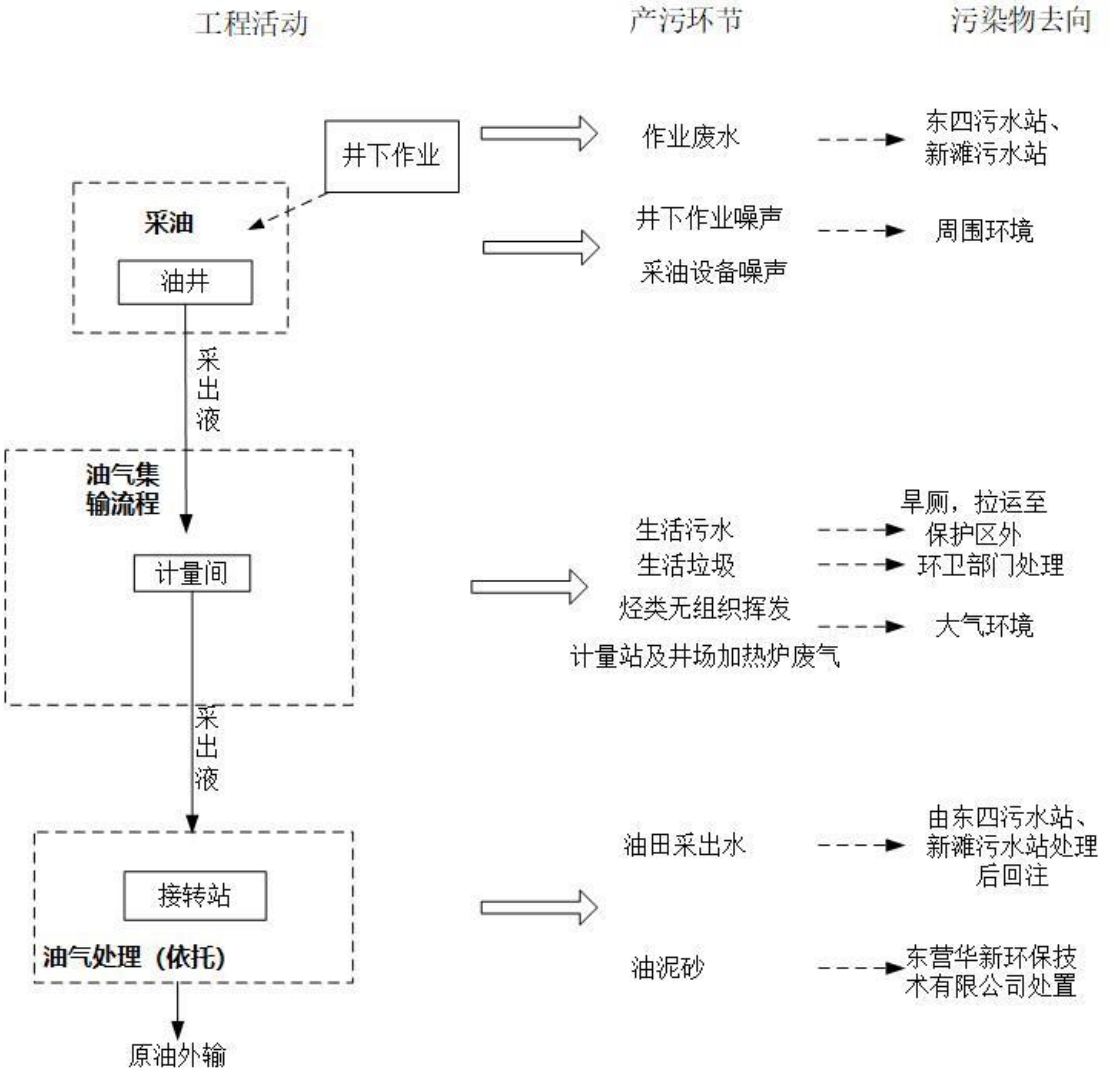


图 4.1-13　运营期工艺流程及产污环节图

4.1.6.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1）生态环境影响

（1）井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主。本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟，输油管线、注水管线同沟敷设。管沟开挖整个施工作业带范围内的土壤、生物和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，生态环境影响较大。

（2）工程用海

新滩油田用海主要为井场、道路、计量站、配水间等，均为永久用海。新滩

油田用海总面积 55.5843×10^4㎡，用海类型主要为沿岸海域等。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2）大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气，与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

3）水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水、少量的生活污水。

（1）钻井废水

本工程新滩油田共钻井 54 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井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。根据运行经验，这部分废水进入泥浆池，泥浆池固化处理前，将上部上清液抽出，拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3。新滩油田共部署油水井 54 口，总进尺 70594m，则钻井废水量产生总量为 9177.22m^3。其中 90%随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10%上清液由罐车拉运至孤东废液处理站进行处理，则新滩油田钻井废水拉运量为 917.772m^3。

（2）管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，主要污染物为悬浮物，新滩油田共有单井管线 67 条、26.739km，支干线 6 条、7.32km。经核算管道试压废水排放量约为 293.90m^3，管道试压废水与钻井废水一起拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（3）生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。钻井井场、施工场地设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外。

4）固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括钻井固废、建筑垃圾和施工废料和生活垃圾。

（1）钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻

井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家，一般单井每1000m进尺产生一般钻井固废量为200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为0.8t，新滩油田共部署油水井54口，总进尺70594m，故新滩油田一般钻井固废产生量为14118.8t，含油钻井固废为43.2t。新滩油田的一般钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于0.5mm的防渗膜，待完井后将一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；钻至油层后产生的含油钻井固废收集后委托东营华新环保技术有限公司处置。

（2）建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是滩海陆岸井台、站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

（3）生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾委托当地环卫部门处理。

5）噪声

本工程施工期噪声源及噪声控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

6）施工期污染物产生与排放情况汇总

表 4.1-57　施工期新滩油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO_2、NO_2、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	917.772m^3	0	拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	293.90m^3	0	
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，收集后拉运至保护区外
固废	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	14118.8t	0	拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	43.2t	0	由东营华新环保技术有限公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.6.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1）水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

（1）作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，每年单井修井 1 次，每次修井产生的废水量为 30m^3，新滩油田运营的各类井 54 口（油井 49 口、注水井 5 口），则作业废水产生量为 1620m^3/a，作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托东四污水站、部分新滩污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

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，新滩油田的油田采出水通过集输流程进入污水站（部分依托东四污水站、部分新滩污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

根据2008年～2017年统计数据，油田采出水产生量为（62.56～90.47）×10^4t/a。本工程2008年～2017年生产运行数据统计情况见表4.1-58。

表4.1-58　运营期生产数据情况统计

年度	产液量（10^4t/a）	含水率	产油量（10^4t/a）	油田采出水量（10^4t/a）
2008	75.34	87.40%	9.49	65.85
2009	71.34	87.69%	8.78	62.56
2010	74.13	88.40%	8.6	65.53
2011	77.42	90.25%	7.55	69.87
2012	87.65	92.15%	6.88	80.77
2013	90.07	93.51%	5.85	84.22
2014	96.31	93.94%	5.84	90.47
2015	86.39	93.91%	5.26	81.13
2016	79.98	94.32%	4.54	75.44
2017	68.18	93.9%	4.06	64.12

（3）生活污水

本工程生产运营期间，实行4班3倒制，劳动定员23人，生活污水产生量按照30L/人·d计算，孤东油田的生活污水产生量为251.85m^3。生活污水排至旱厕，拉运至保护区外。

2）固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

（1）油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个孤东采油厂的油泥砂进行统计，本次核算按照本工程井数占孤东采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量371.77t/a（近三年平均），油泥砂台账见表4.1-59。本工程产生的油泥砂暂存于孤东2号联油泥砂贮存场，最终委托东营华新环保技术有限公司进行无害化处理。

表 4.1-59　近三年油泥砂台账一览表

月份	2014 年		2015 年		2016 年	
	全厂	本工程	全厂	本工程	全厂	本工程
1 月	2675.66	60.95	1859.02	42.35	857.94	19.54
2 月	2732.60	62.24	1996.27	45.47	849.69	19.35
3 月	2418.90	55.10	2860.14	65.15	868.78	19.79
4 月	3543.24	80.71	2395.02	54.55	897.57	20.45
5 月	3613.40	82.31	2693.68	61.36	912.89	20.79
6 月	3664.92	83.48	2770.70	63.11	923.73	21.04
7 月	3778.82	86.08	2872.16	65.42	937.68	21.36
8 月	2627.54	59.85	2466.68	56.19	927.28	21.12
9 月	3351.38	76.34	2328.36	53.04	903.94	20.59
10 月	2733.68	62.27	2085.64	47.51	883.27	20.12
11 月	3711.10	84.53	2125.64	48.42	875.78	19.95
12 月	3935.72	89.65	2028.02	46.19	857.28	19.53

（2）生活垃圾

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒。劳动定员 23 人，每人每天产生垃圾量按 0.5kg 计算，则生活垃圾产生量为 4.20t/a，生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3）大气污染物

本工程排放的废气主要有烃类无组织挥发、计量站及井场加热炉废气。

（1）采油井台轻烃的无组织挥发

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中 60%烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的 40%。

根据本工程的实际情况，选择了典型站场、井场，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 日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表 4.1-60，监测数据见表 4.1-61。

表 4.1-60　无组织监测点位设置情况表

监测点位编号	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	孤东采油厂	垦东 192 计量站井场	丛式井场
2#		垦东 182	单井井场

表 4.1-61 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测点位	监测时间	非甲烷总烃浓度（mg/m³）				硫化氢浓度（mg/m³）			
		上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
1# 11.17	第 1 次	0.72	1.83	1.57	1.68	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.78	1.50	1.25	1.08	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.47	1.71	1.66	1.45	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.84	1.16	1.11	1.76	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
1# 11.18	第 1 次	0.64	1.30	1.34	1.31	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.68	1.54	1.16	1.10	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.63	1.26	1.02	1.60	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.82	1.04	0.97	1.48	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2# 11.17	第 1 次	0.56	1.34	1.11	1.13	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.55	1.68	1.19	1.53	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.59	1.26	1.23	1.38	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.73	1.58	1.28	1.51	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
2# 11.18	第 1 次	0.66	1.19	1.59	1.08	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 2 次	0.83	1.51	1.45	1.08	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 3 次	0.82	1.33	1.23	1.34	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005
	第 4 次	0.78	1.30	1.33	1.25	＜0.005	＜0.005	＜0.005	＜0.005

从表 4.1-61 可以看出，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》（GB 16297-1996）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》（GB 14554-93）厂界标准值要求（0.03mg/m³）。

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：

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

式中：$G_{损耗}$——轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m³/t，新滩油田平均气油比 32.8m³/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度,kg/m³,本项目伴生气密度0.5706kg/m³；

η——油气集输系统损耗率，‰，本项目取 5‰；

β——井口、计量站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：

$$G_{非甲烷总烃损耗}=G_{轻烃损耗}\times a$$

式中：α——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，新滩油田为 15.38%（伴生气组成见表 4.1-62）。

新滩油田 2017 年产油量 4.06×10^4t。经计算，烃类挥发总量为 0.98t/a，其中非甲烷总烃为 0.15t/a。

表 4.1-62　新滩油田伴生气组成一览表

组成	CH_4	C_2H_6	其他	密度	气油比
	%	%	%		m^3/t
比例	93.2	2.02	4.78	0.5706	32.8

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

（2）计量站及井场加热炉废气

根据调查情况，新滩油田计量站设置 7 座加热炉，井场设置 4 座加热炉，采用原油伴生气作为燃料，废气经排气筒排放。

表 4.1-63　新滩油田加热炉统计表

类型	所在井场	功率（kW）	数量（个）	排气筒高度（m）	排气筒内径（m）
计量站加热炉	KD191 计量站	80	3	8	0.15
	KD192 计量站	80	3	8	0.15
	KD162 计量站	80	1	8	0.15
井场加热炉	KD32-18-11	80	1	8	0.15
	垦东 191-斜 6	80	1	8	0.15
	垦东 192	80	1	8	0.15
	垦东 192-斜 3	80	1	8	0.15

山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 8 月 9 日～8 月 28 日对桩西油田典型井场加热炉及多功能罐进行了监测（每台监测 2d，每天监测 3 次），监测布点情况见表 4.1-64，监测结果见表 4.1-65。

表 4.1-64　加热炉监测布点情况

监测点位编号	二级单位名称	监测点位名称	加热炉功率（kW）	燃料类型
1#	桩西采油厂	垦东 192 计量站井场	80	天然气
2#		垦东 182	80	天然气

表 4.1-65　加热炉废气监测数据

监测点位	监测时间	2018 年 11 月 15 日			2018 年 11 月 16 日			最大值
1#	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	2.4	2.3	2.4	2.6	2.6	2.8	2.8
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	65	62	69	65	66	65	69
	实测氧含量（%）	11.5	11.5	11.5	11.4	11.4	11.4	/
	烟温（℃）	106	106	106	196	196	196	/
2#	监测时间	2018 年 11 月 19 日			2018 年 11 月 20 日			最大值
	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物（mg/m³）	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	0
	SO_2（mg/m³）	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	0
	氮氧化物（mg/m³）	82	74	77	80	80	71	82
	实测氧含量（%）	15.7	15.7	15.7	15.9	15.9	15.9	/
	烟温（℃）	78	78	78	84	84	84	/

由表 4.1-65 可以看出：新滩油田计量站及井场的加热炉废气烟尘、NO_X的最大浓度分别为 2.8mg/m³、82mg/m³，SO_2未检出，不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m³，NO_X 50mg/m³，烟尘 5mg/m³），根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加热炉改电，改造完成后，不排放污染物。

根据实际运行经验，本次评价加热炉运行时间按 300 天计算，烟尘、NO_X取监测数据的最大值；由于监测期间，SO_2浓度未检出，故 SO_2浓度参照《环境保护实用数据手册》（胡名操 主编）的计算方法，SO_2参照二类天然气总硫含量（200mg/m³）计算，计算得出新滩油田加热炉废气排放量为 $1038.39\times10^4Nm^3/a$、SO_2排放量为 0.305t/a、氮氧化物排放量为 0.851t/a、烟尘排放量为 0.029t/a，详见表 4.1-66。

表 4.1-66　新滩油田加热炉废气污染物排放情况一览表

污染源	烟气量（$10^4m^3/a$）	污染物	产生情况	
			浓度（mg/m^3）	产生量(t/a)
加热炉	1038.39	SO_2	29.4	0.305
		NO_X	82.0	0.851
		烟尘	2.8	0.029

4）噪声

项目运营期的主要噪声源及控制措施与飞雁滩油田基本一致，在此不一一赘述。

本次评价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 日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测，布点情况详见表 4.1-67。

表 4.1-67 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	垦东 192 计量站井场	丛式井场	东南西北场界外 1m
2#	垦东 182	单井井场	东南西北场界外 1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表 4.1-68。

表 4.1-68　各井场、站场噪声现状监测结果

点位编号	监测时间	昼间（dB（A））				夜间（dB（A））			
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
1#	11.17	51.6	52.2	52.3	51.2	46.7	47.8	46.9	48.1
	11.18	52.1	52.5	51.9	52.4	47.1	46.8	46.6	46.9
2#	11.17	52.8	51.9	52.6	53.1	46.2	46.9	45.5	45.8
	11.18	52.6	53.5	52.8	53.1	46.5	47.0	46.9	47.0

根据监测结果，典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5）运营期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-69　运营期新滩油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	0.15t/a	0.15t/a	加强日常运行管理
	加热炉废气	加热炉	废气量	1038.39×$10^4$$Nm^3$/a	1038.39×$10^4$$Nm^3$/a	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO_2	0.305t/a	0.305t/a	
			烟尘	0.029t/a	0.029t/a	
			NOx	0.851t/a	0.851t/a	
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	1620m^3/a	0	通过集输流程进入东四污水站、新滩联合站处理后回注，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	（62.56～90.47）×$10^4$$m^3$	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	251.85m^3/a	0	排至旱厕，拉运至保护区外
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	371.77t/a	0	委托东营华新环保技术有限公司处理
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	4.20t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			（70～100）dB（A）	（70～100）dB（A）	/

4.1.6.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。加热炉采用的是清洁的伴生气，因此，不存在开停工、检修等状态。另外，孤东采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油和注水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.7 各阶段污染物排放情况汇总

施工期、运营期各种污染物排放情况见表 4.1-70～表 4.1-71。

表 4.1-70　本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO_2、NO_2、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类、挥发酚	10015.54m^3	0	拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	6303.79m^3	0	与钻井废水一起拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，不排海
	机舱含油污水	船舶施工	石油类	少量	0	运回陆上接收处理
	生活污水	站场人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，收集后拉运至保护区外
固废	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	154085.172t	0	临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜，待完井后拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	368t	0	委托有危废处理资质的单位处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托河口区环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

表 4.1-71　本工程运营期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	产生浓度	排放量	排放浓度	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	6.479t/a	/	6.479t/a	/	加强日常运行管理
	多功能罐加热废气	多功能罐	废气	105.88×10^{4}Nm^3/a	/	105.88×10^{4}Nm^3/a	/	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO_2	0.031t	29.41mg/m^3	0.031t	29.41mg/m^3	
			烟尘	0.009t	8.82mg/m^3	0.009t	8.82mg/m^3	
			NOx	0.067t	63mg/m^3	0.067t	63mg/m^3	
	加热炉及锅炉废气	加热炉及锅炉	废气	10171.52×10^{4}Nm^3/a	/	10171.52×10^{4}Nm^3/a	/	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO_2	2.724t	20～29.4mg/m^3	2.724t	20～29.4mg/m^3	
			烟尘	0.574t	1.5～6.1mg/m^3	0.574t	1.5～6.1mg/m^3	
			NOx	7.711t	14～96mg/m^3	7.711t	14～96mg/m^3	
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	13800m^3/a	/	0	/	通过集输流程进入各污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类、悬浮物	（487.4483～735.717）×10^{4}t	/	0	/	油田采出水依托各污水站处理达标后回注，不排海
	生活污水	生活污水	COD、氨氮	3406.45m^3/a	/	0	/	桩斜 139 井台部分生活污水储存于污水池，泵送至集输流程；其余依托旱厕，拉运至保护区外

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	产生浓度	排放量	排放浓度	主要处理措施及排放去向
固废	油泥砂	油气处理	含油泥砂	1676.73t/a	/	0	/	暂存于各油泥沙贮存池，最终委托胜利油田胜利油田金岛实业有限责任公司、东营华新环保技术有限公司进行无害化处理
	生活垃圾	施工人员	生活垃圾	56.77t/a	/	0	/	收集后委托河口区环卫部门统一处理

4.2 环保设施运行情况

4.2.1 环保设施运行情况

4.2.1.1 施工期环保设施运行情况

本次目前已经建成，本次环评对建设阶段污染防治措施进行回顾。

产生的主要污染物有钻井废水、生活污水、机舱含油污水、钻井固废、生活垃圾。

1）钻井固废处理措施

（1）处理措施

建设项目在钻井过程中产生的不含油钻井固废（包括钻屑、废弃泥浆），拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处理；钻至油层后产生的含油钻井固废（包括石油类、钻屑、废弃泥浆）委托有危废处理资质的单位处置。

（2）本工程固化泥浆池监测情况回顾

根据胜山东恒利检测技术有限公司（CMA：171503341053）于 2017 年 9 固化泥浆进行了监测，监测结果显示固化泥浆浸出液不属于危险废物，对周围环境影响较小。监测报告编号为：DYHL 检字（2017）J0669（附件 12.17.2），监测数据见表 4.2-1。

表 4.2-1　钻井固废浸出液监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

标准	检测结果					
	pH	COD	石油类	六价铬	铅	汞
	8.72	54	0.32	0.012	0.10	未检出
《危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别》（GB 5085.1-2007）	pH≥12.5 或 pH≤2.0 属于危险废物	/	/	/	/	/
《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB 5085.3-2007）浸出液中危害成分浓度限值（mg/L）	/	/	/	5	5	0.1
达标性	达标	/	/	达标	达标	达标

（3）不含油钻井固废固化处理合理性分析

①《国家危险废物名录（2016 版）》

根据《国家危险废物名录（2016 版）》HW08 废矿物油废物 石油开采 071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的废钻井泥浆属于危险废物。

本工程所使用的钻井泥浆为水基泥浆，不属于以矿物油为连续相配制的钻井泥浆，不属于危险废物。

②钻井固废固化处理后浸出液监测

2013 年 5 月，中国石化股份胜利油田分公司技术监测中心（胜利石油管理局环境监测总站）对河口采油厂钻井固废固化处理后浸出液进行检测，监测结果（报告编号：（2013）环（监）字第 T-015 号，附件 12.17.1）见表 4.2-2。

表 4.2-2　钻井固废固化处理后浸出液①监测结果表

监测项目	分析方法	方法来源	单位	监测结果		标准限值②	是否达标
				义 171-1	义 182		
COD	重铬酸盐法	GB/T11914-1989	mg/L	14.3	21.9	150	达标
石油类	红外分光光度法	HJ637-2012	mg/L	0.04 L③	0.45	10	达标
pH	玻璃电极法	GB/T6920-1986	无量纲	6.59	6.54	6～9	达标
六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T7467-1987	mg/L	0.004L	0.004L	0.5	达标
汞	原子荧光光度法	水和废水监测分析方法	μg/L	0.29	0.07	0.05	达标
铅	原子吸收分光光度法	GB/T7475-1987	mg/L	0.2L	0.2L	1.0	达标
镉	原子吸收分光光度法	GB/T7475-1987	mg/L	0.05L	0.05L	0.1	达标
砷	原子荧光光度法	水和废水监测分析方法	μg/L	0.5L	0.5L	0.5	达标
总铬	高锰酸钾氧化-二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T7466-1987	mg/L	0.007	0.007	1.5	达标
氯化物	硝酸银滴定法	GB/T11896-1989	mg/L	456.3	772.7	250	超标

备注：（1）对①的说明：浸出液制备，风干样品与水 1：10（W/W）比例浸出 24h。
（2）对②的说明：COD、石油类、pH 参照《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中“表 4 二级标准”要求；氯化物参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中表 2 集中式生活饮用水地表水源地补充项目；其它指标参照《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中“表 1 第一类污染物最高允许排放浓度”。
（3）对③的说明：监测结果如果小于最低检出浓度时，以最低检出浓度加 L 表示。

数据表明，采用现场固化填埋法处理钻井固废时，其风干后土壤浸出液的除氯化物外，其他指标能够满足参照执行的《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）相应限值要求。本工程区域土壤与河口地区土壤相似，均属盐碱性土地，本身盐成分较高，因此氯化物超标是土壤本底值较高所致。因此，采用现场固化填埋法处理钻井固废是可行的。

2）钻井废水处理措施

钻井过程中产生的钻井废水拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理

达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

3）船舶机舱含油污水处理措施

机舱含油污水根据“渤海海域船舶铅封程序规定”，海上作业船舶所产生的机舱含油污水全部运回陆地处理。

4）生活污水处理措施

项目施工过程中设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外。

5）生活垃圾处理措施

项目施工期产生的生活垃圾委托环卫部门统一处理。

4.2.1.2 运营期环保设施运行情况

1）油田采出水处理

本工程中飞雁滩油田的油田采出水依托飞雁滩联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

老河口、桩西油田的油田采出水依托 106 污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

孤东油田的油田采出水依托东三污水站处理后回注，不排海。

红柳油田的油田采出水依托东四污水站处理后回注，不排海。

新滩油田的油田采出水依托东四污水站、新滩联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

（1）飞雁滩联合站污水处理系统

①油田采出水处理工艺

飞雁滩联合站投产于 1993 年 9 月，目前采用“重力沉降+絮凝”污水处理工艺。设计能力 $0.85\times10^4m^3/d$，主要功能设置“采出液初步脱水、脱气、含水油外输、天然气外输、污水处理”。飞雁滩联合站污水处理工艺流程见图 4.2-1。

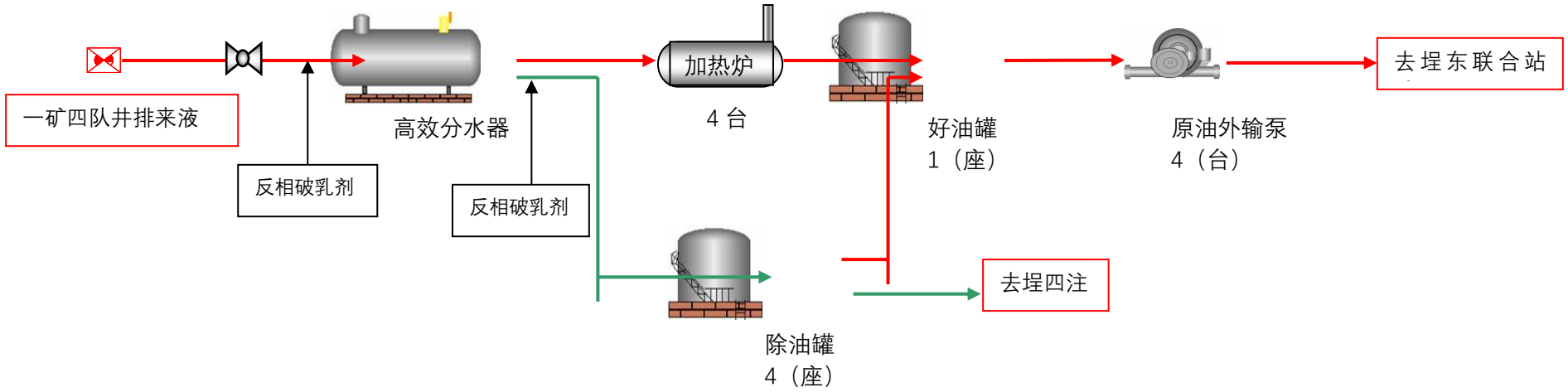


图 4.2-1　飞雁滩联合站污水处理流程图

②飞雁滩联合站污水处理能力

飞雁滩联合站设计处理能力及见表 4.2-3。

表 4.2-3　飞雁滩联合站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	9000	5556.86	可行
原油处理 t/d	1400	123.43	可行
油田采出水处理 m^3/d	8500	5508	可行
气 m^3/d	15000	803	可行

根据表 4.2-3，飞雁滩油田采出水设计处理能力为 $0.85\times10^4m^3/d$，可满足相关要求。

（2）桩 106 接转站

①油田采出水处理工艺

桩 106 接转站投产于 1989 年 7 月，目前采用“气浮+过滤”污水处理工艺。设计能力 $1.5\times10^4m^3/d$，主要功能设置“采出液加热、分水、原油外输、油田采出水处理”。桩 106 接转站污水处理工艺流程见图 4.2-2。

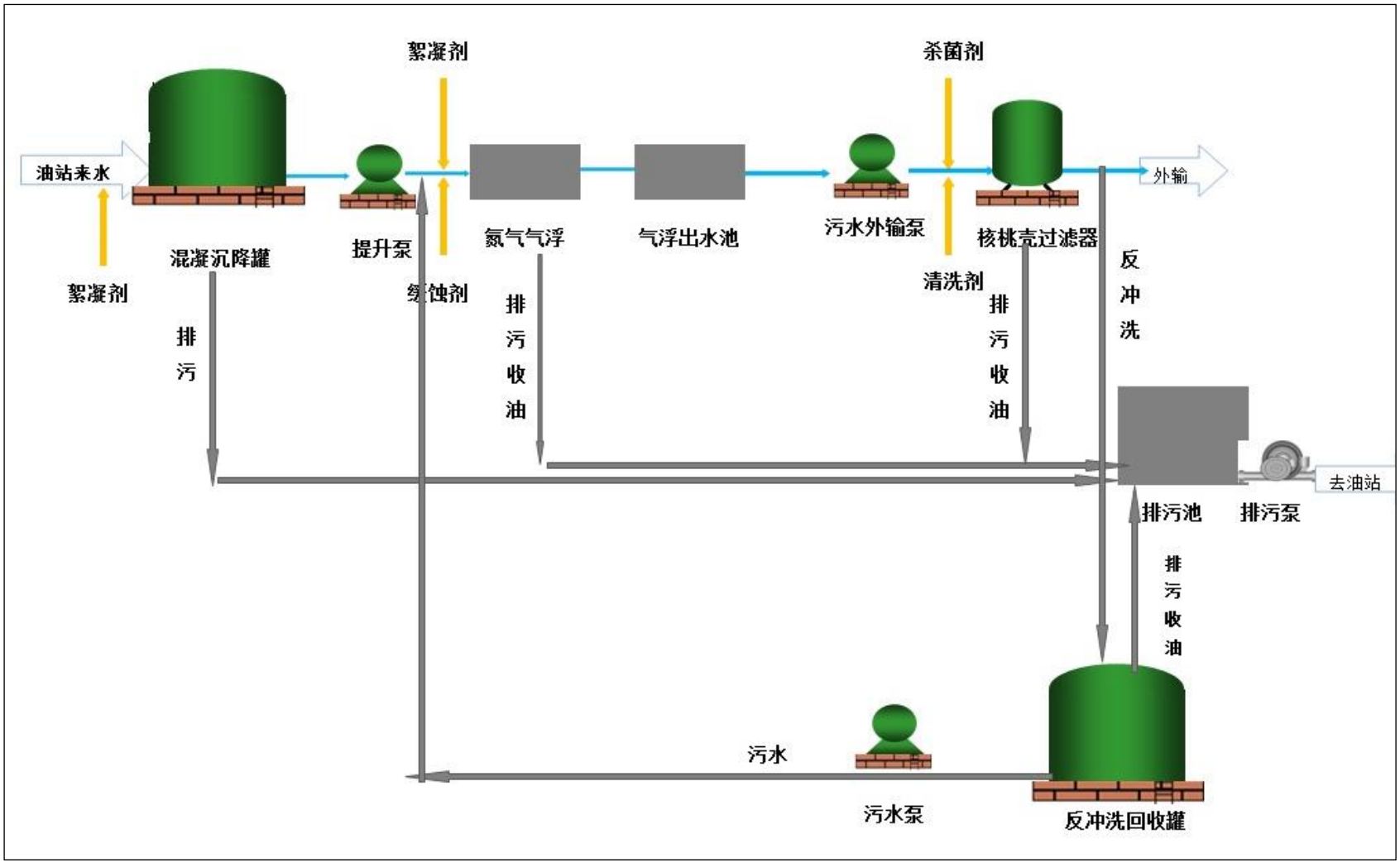


图 4.2-2　桩 106 接转站污水处理流程图

②桩 106 接转站污水处理能力

桩 106 接转站设计处理能力及见表 4.2-4。

表 4.2-4　桩 106 接转站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	18000	9092.96	可行
原油处理 t/d	4800	262.50	可行
油田采出水处理 m^3/d	15000	1256.64	可行

根据表 4.2-4 桩 106 接转站油田采出水设计处理能力为 $1.5\times10^4m^3/d$，可满足相关要求。

（3）桩西联合站

①油田采出水处理工艺

桩西联合站投产于 1992 年 10 月，目前采用“重力沉降+压力过滤”污水处理工艺。设计能力 $2.0\times10^4m^3/d$，主要功能设置“采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输”。桩西联合站污水处理工艺流程见图 4.2-3。

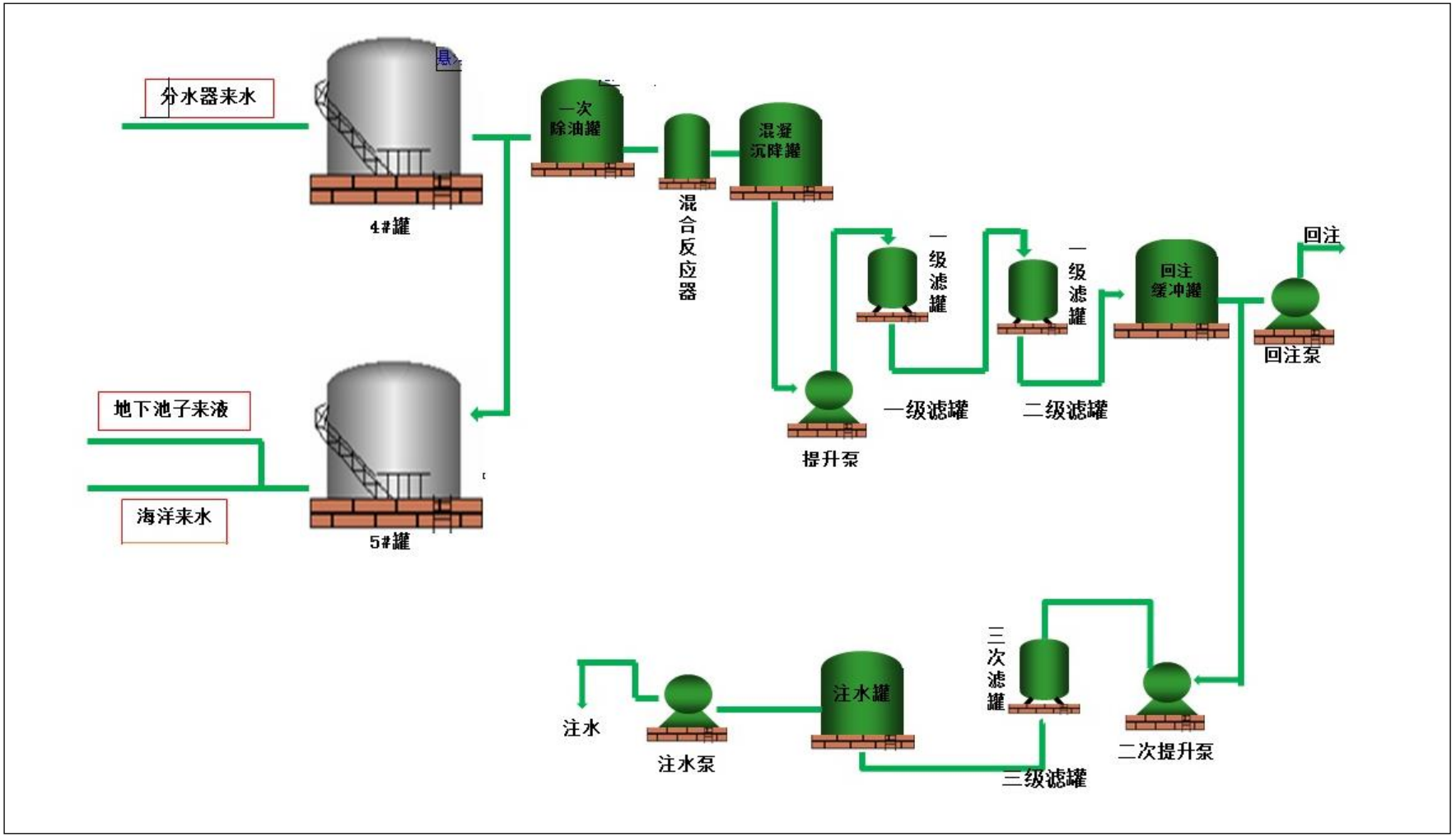


图 4.2-3　桩西联合站污水处理流程图

②桩西联合站污水处理能力

桩西联合站设计处理能力及见表 4.2-5。

表 4.2-5　桩西联合站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	24000	10151.07	可行
原油处理 t/d	4000	451.44	可行
油田采出水处理 m^3/d	20000	9699.63	可行

根据表 4.2-5 桩西联合站油田采出水设计处理能力为 $2.0\times10^4m^3/d$，可满足相关要求。

（4）孤东三号联合站

①油田采出水处理工艺

孤东三号联合站投产于 1992 年 9 月，目前采用“气浮+重力沉降+曝氧+除氧”污水处理工艺。设计能力 $4.0\times10^4m^3/d$，主要功能设置“采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输、注水”。孤东三号联合站污水处理工艺流程见图 4.2-4。

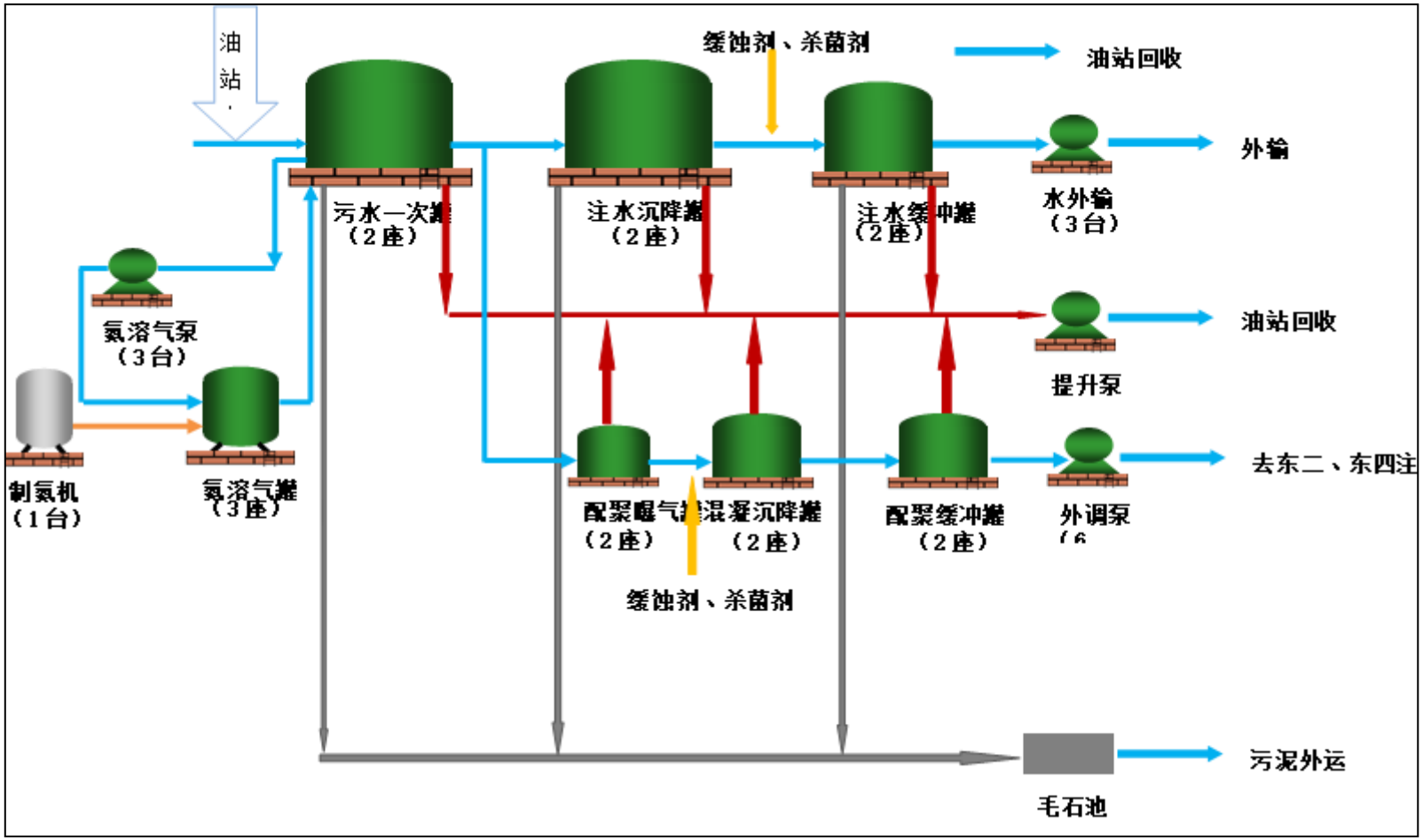


图 4.2-4　孤东三号联合站污水处理流程图

②孤东三号联合站污水处理能力

孤东三号联合站设计处理能力及见表 4.2-6。

表 4.2-6　孤东三号联合站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	42859	735.39	可行
原油处理 t/d	4110	36.55	可行
油田采出水处理 m^3/d	40000	727.48	可行

根据表 4.2-6 孤东三号联合站油田采出水设计处理能力为 $4.0\times10^4m^3/d$，可满足相关要求。

（5）孤东四号联合站

①油田采出水处理工艺

孤东四号联合站投产于 1995 年 11 月，目前采用“重力沉降”污水处理工艺。设计能力 $2.5\times10^4m^3/d$，主要功能设置“采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输、注水”。孤东四号联合站污水处理工艺流程见图 4.2-5。

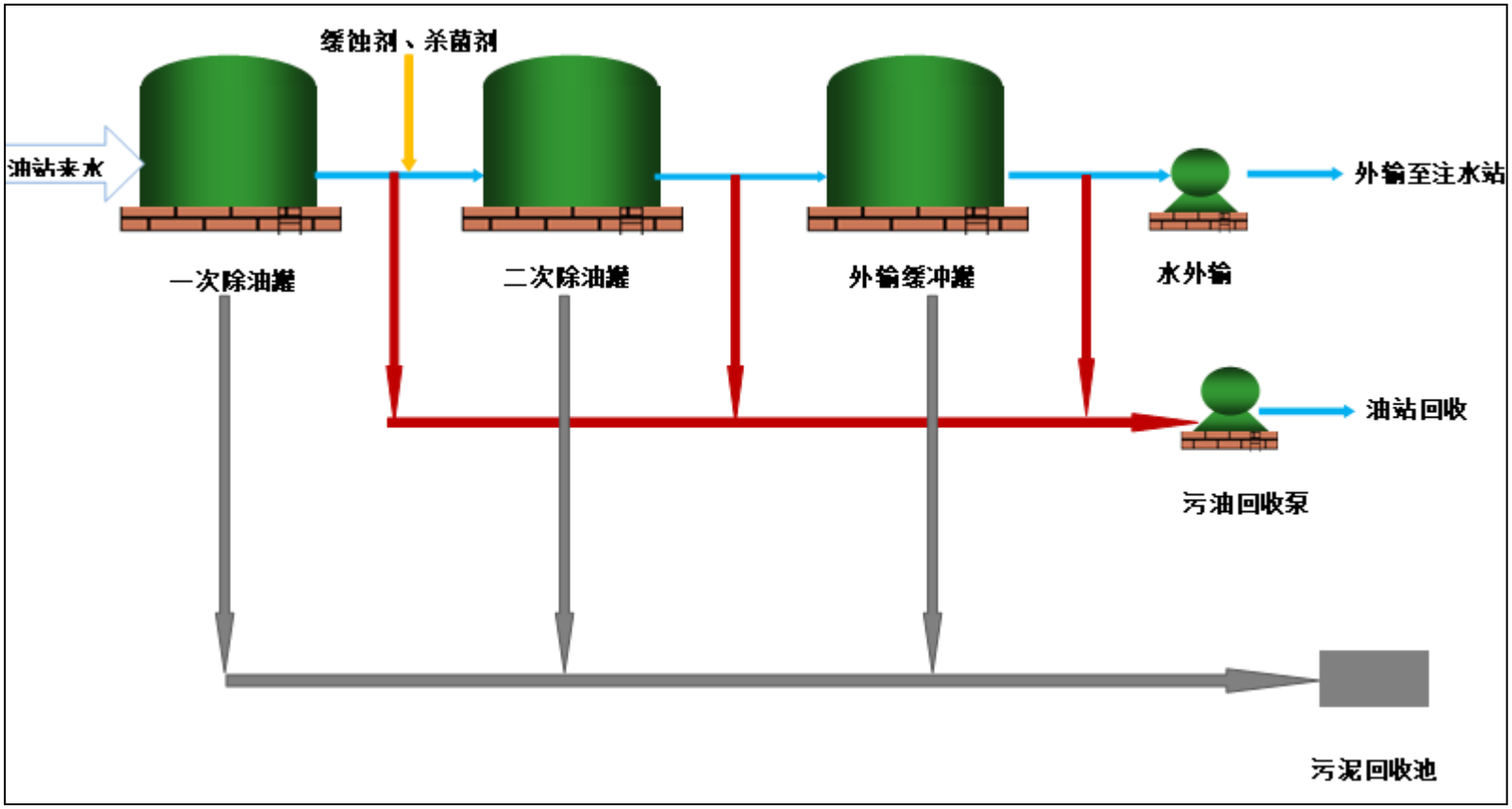


图 4.2-5　孤东四号联合站污水处理流程图

②孤东四号联合站污水处理能力

孤东四号联合站设计处理能力及见表 4.2-7。

表 4.2-7　孤东四号联合站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	26850	2502.26	可行
原油处理 t/d	2100	100.54	可行
油田采出水处理 m^3/d	25000	2401.72	可行

根据表 4.2-7 孤东四号联合站油田采出水设计处理能力为 $2.5\times10^4m^3/d$，可满足相关要求。

（6）新滩联合站

①油田采出水处理工艺

新滩联合站投产于 2003 年 11 月，目前采用“重力沉降+混凝沉降”污水处理工艺。设计能力 $0.99\times10^4m^3/d$，主要功能设置“采出液油水初步分离、油田采出水处理、原油外输”。新滩联合站污水处理工艺流程见图 4.2-6。

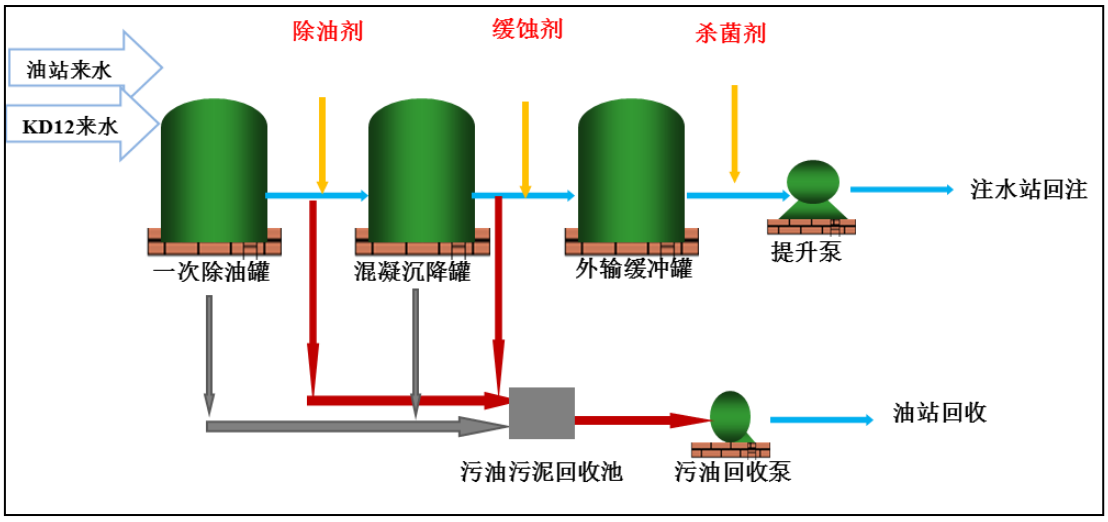


图 4.2-6　新滩联合接转站污水处理流程图

②新滩联合站污水处理能力

新滩联合站设计处理能力及见表 4.2-8。

表 4.2-8　新滩联合站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	12000	1713.04	可行
原油处理 t/d	2191	89.30	可行
油田采出水处理 m^3/d	9900	284.44	可行

根据新滩联合站油田采出水设计处理能力为 0.99×10^4㎥/d，可满足相关要求。

2）作业废水处理

井下作业废水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。

飞雁滩油田油产生的作业废水通过集输流程进入飞雁滩污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

老河口、桩西油田产生的作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

孤东油田产生的作业废水通过集输流程进入东三污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

红柳油田产生的作业废水通过集输流程进入东四污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

新滩油田产生的作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托东四污水站、部分新滩污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海。

3）生活污水

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒制。桩西油田在桩斜 139 井台上食宿，其余油田均不设食宿。桩斜 139 井台食宿的生活污水部分储存于污水池，泵送至集输流程；其余生活污水依托旱厕，拉运至保护区外。

5）油泥砂处理措施

（1）技术可靠性分析

①飞雁滩油田

飞雁滩油田产生的油泥砂拉运到河口采油厂义和站油泥砂贮存场，临时贮存，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置。

义和站油泥砂贮存场设计容积为 1000㎥，油泥砂贮存池池底和池壁均采取防渗措施，贮存池顶部设有防雨棚。池内铺设厚度大于 0.5㎜ 的防渗膜，防渗系数＜10^{-7}cm/s，满足防渗要求。义和站油泥砂砂贮存池仅作为暂存，待暂存量至一定程度后，委托胜利油田金岛实业有限责任公司拉运、处置，能够满足要求。

胜利油田金岛实业有限责任公司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，现有职工 1200 人，企业注册资本 4221.97 万元，拥有多年的油田环保工作经验。胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂清洗项目位于东营市河口区孤岛镇孤岛采油厂孤四联合站北部，用海面积 11600㎡，主要有出砂器、洗砂器、搅拌罐、

气浮罐、沉降罐等设备，采用加热均混、强力剪切、净化分离等工艺，年处理油泥砂3万余方。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危险废物经营许可证编号为鲁危证 0027，经营危险废物的类别为HW08。

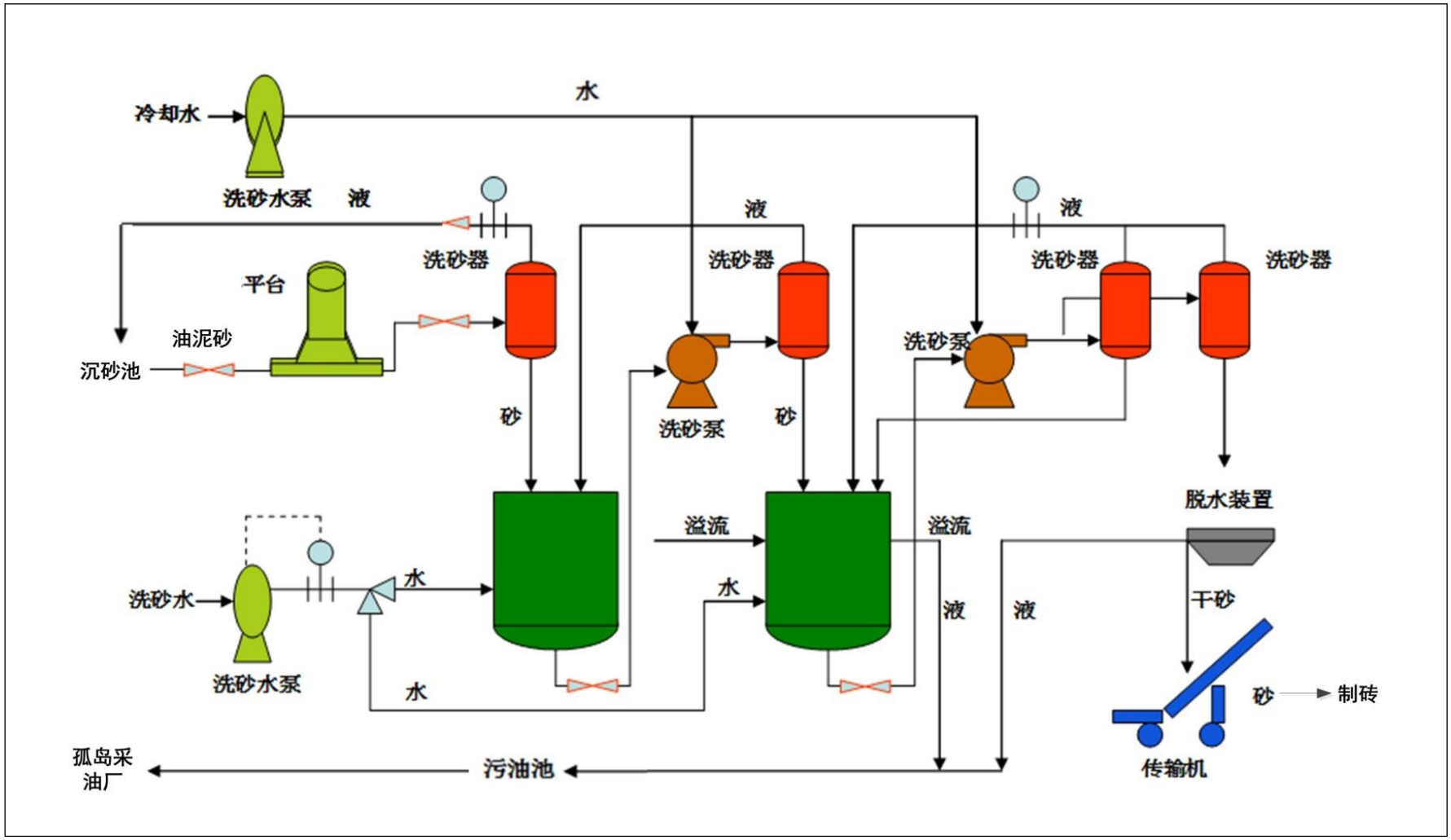


图 4.2-7　胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂处理流程示意图

因此，本工程飞雁滩油田产生的油泥砂委托胜利油田金岛实业有限责任公司（已签订协议）综合利用，无论在技术上还是环境保护方面都是可行的。

②老河口、桩西油田

老河口、桩西油田产生的油泥砂拉运到桩西油泥砂贮存池，临时贮存，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置。

桩西油泥砂贮存场设计容积为 2700m^3，油泥砂贮存池池底和池壁均采取防渗措施，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^{-7}cm/s，满足防渗要求。桩西油泥砂砂贮存池仅作为暂存，待暂存量至一定程度后，委托胜利油田金岛实业有限责任公司拉运、处置，能够满足要求。

因此，本工程老河口、桩西油田产生的油泥砂委托胜利油田金岛实业有限责任公司（已签订协议）综合利用，无论在技术上还是环境保护方面都是可行的。

③孤东、红柳、新滩油田

孤东、红柳、新滩油田产生的油泥砂拉运到孤东 2 号油泥砂贮存场，临时贮存，最终委托东营华新环保技术有限公司处理进行无害化处置。

孤东 2 号油泥砂贮存场设计容积为 4000m^3，油泥砂贮存池池底和池壁均采取防渗措施，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^{-7}cm/s，满足防渗要求。孤东 2 号油泥砂砂贮存池仅作为暂存，待暂存量至一定程度后，委托东营华新环保技术有限公司拉运、处置，能够满足要求。

东营华新环保技术有限公司成立于 2006 年，是胜利油田油泥砂无害化处理的骨干企业之一，该公司以油泥砂为主要燃料，少量伴烧水煤浆，通过公司与上海交通大学联合研发的悬浮流化焚烧法，生产蒸汽，并将其直接输送至胜利发电厂，为其提供部分蒸汽动力，每年可为电厂节约减少煤炭消耗 1.7×10^4t 标准煤，彻底实现了对油田生产过程中的油泥砂的无害化处置和资源化利用。东营华新环保技术有限公司许可证编号为鲁危证 0046，经营危险废物的类别为 HW08。

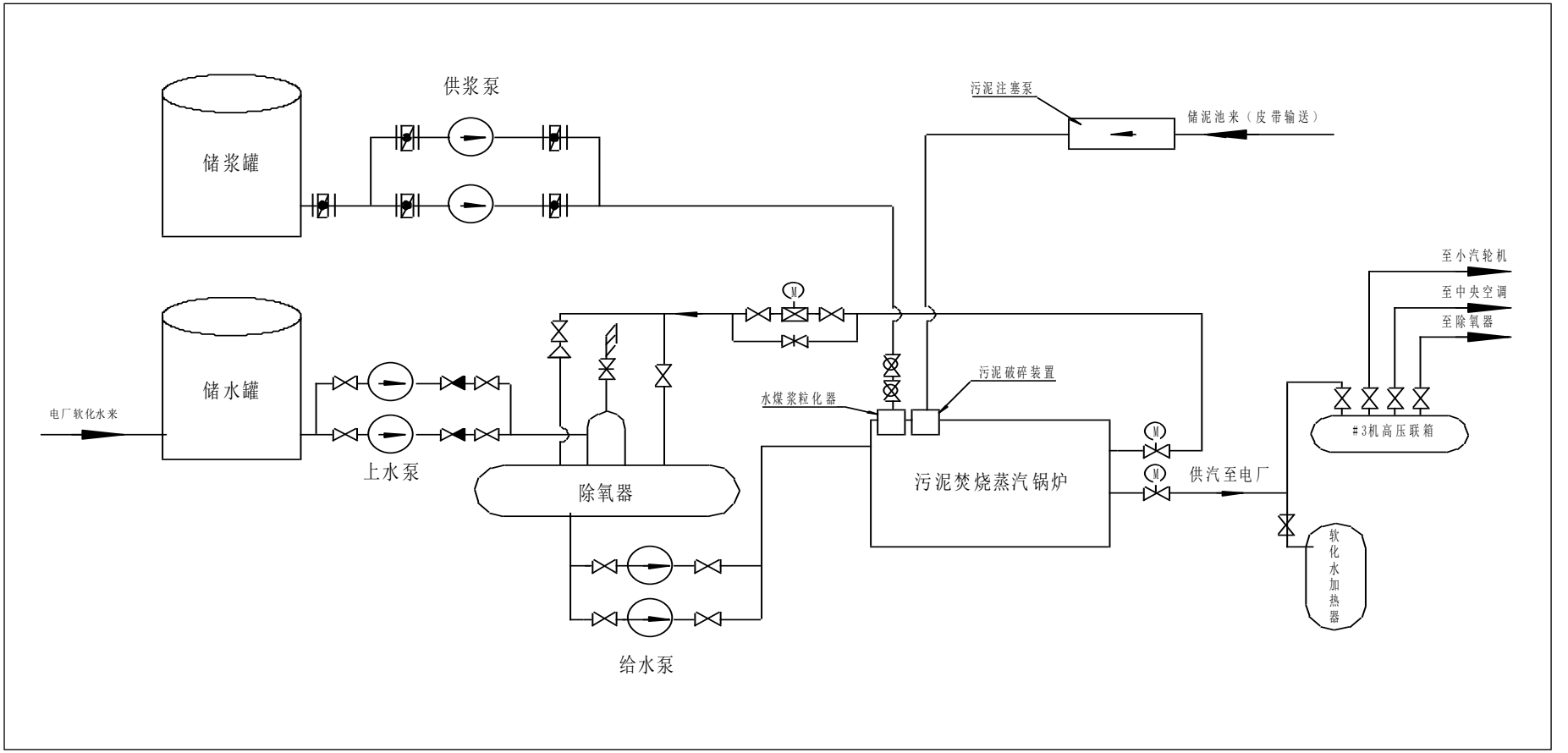


图 4.2-8　东营华新环保技术有限公司油泥砂处理流程示意图

因此，本工程孤东、红柳、新滩油田产生的油泥砂委托东营华新环保技术有限公司（已签订协议）综合利用，无论在技术上还是环境保护方面都是可行的。

（2）经济可行性分析

油泥砂处置费用为 110 元/t，按油泥砂产生量 1676.73t/a 计，每年油泥砂处理费用为 18.43 万元，油泥砂处置费用投资较小，在经济上是可行的。各油田油泥砂处理费用具体见表 4.2-9。

表 4.2-9　各油田油泥砂处理费用一览表

油田	油泥砂量（t/a）	处理费用（元）	总费用（万元）
飞雁滩	287.62	110	3.16
老河口	628.59	110	6.91
桩西	193.94	110	2.13
孤东	131.98	110	1.45
红柳	62.83	110	0.69
新滩	371.77	110	4.09
总计	1676.73	/	18.43

6）生活垃圾

本工程产生的生活垃圾收集后由环卫部门统一处理。

7）噪声环保措施

本工程对噪声主要采取控制噪声源与隔断噪声传播途径相结合的办法，以控制噪声对厂界外声环境的影响，主要控制措施如下：

（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。

8）生态环保措施

（1）加强对油气集输管线和油气储存设备的巡查、检测、维修，采取有效的防腐措施，防止油气泄漏事故发生，污染周围土壤、植被。

（2）要严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小，减少环境污染和产量损失。

4.2.2 达标情况

1）飞雁滩联合站污水处理系统达标情况

根据飞雁滩联合站 2016 年～2018 年运行数据，可知飞雁滩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/T 5329-2012）中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

表 4.2-10　飞雁滩联合站含油生产水监测结果

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
2016 年	1 月	50	28.9	达标	30	21.1	达标	25	23	达标	0.076	0.011	达标	5	2.9	达标
	2 月	50	28.6	达标	30	29.3	达标	25	25	达标	0.076	0.024	达标	5	2.9	达标
	3 月	50	25.7	达标	30	27.9	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	5	4.0	达标
	4 月	50	28.8	达标	30	28.7	达标	25	25	达标	0.076	0.009	达标	5	3.9	达标
	5 月	50	27.5	达标	30	25.6	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	5	3.2	达标
	6 月	50	29.9	达标	30	28.1	达标	25	25	达标	0.076	0.038	达标	5	3.2	达标
	7 月	50	26.4	达标	30	27.2	达标	25	25	达标	0.076	0.032	达标	5	4.2	达标
	8 月	50	22.5	达标	30	23.5	达标	25	25	达标	0.076	0.029	达标	5	4.5	达标
	9 月	50	20.9	达标	30	27.2	达标	25	25	达标	0.076	0.035	达标	5	4.2	达标
	10 月	50	25.4	达标	30	15.5	达标	25	25	达标	0.076	0.042	达标	5	4.5	达标
	11 月	50	27.8	达标	30	25.1	达标	25	25	达标	0.076	0.051	达标	5	4.7	达标
	12 月	50	25.9	达标	30	13.8	达标	25	25	达标	0.076	0.047	达标	5	4.3	达标
2017 年	1 月	50	24.69	达标	30	3.75	达标	25	18	达标	0.076	0.023	达标	5	4.5	达标
	2 月	50	25.34	达标	30	2.67	达标	25	25	达标	0.076	0.049	达标	5	4.7	达标

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
	3 月	50	23.73	达标	30	2.34	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	5	3.9	达标
	4 月	50	18.49	达标	30	5.45	达标	25	25	达标	0.076	0.033	达标	5	4.6	达标
	5 月	50	30.87	达标	30	8.55	达标	25	25	达标	0.076	0.037	达标	5	3.9	达标
	6 月	50	31.74	达标	30	10.34	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	5	4.2	达标
	7 月	50	24.31	达标	30	5.71	达标	25	9	达标	0.076	0.038	达标	5	4.3	达标
	8 月	50	29.96	达标	30	11.22	达标	25	25	达标	0.076	0.043	达标	5	2.5	达标
	9 月	50	9.14	达标	30	5.16	达标	25	25	达标	0.076	0.037	达标	5	3.9	达标
	10 月	50	14.76	达标	30	14	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	5	4.2	达标
	11 月	50	17.57	达标	30	3.85	达标	25	9	达标	0.076	0.038	达标	5	4.3	达标
	12 月	50	8.89	达标	30	5.88	达标	25	25	达标	0.076	0.043	达标	5	2.5	达标
2018 年	1 月	50	2.37	达标	30	3.33	达标	25	23	达标	0.076	0.018	达标	5	3.8	达标
	2 月	50	31.66	达标	30	5.56	达标	25	20	达标	0.076	0.046	达标	5	3.3	达标
	3 月	50	28.8	达标	30	4.00	达标	25	22	达标	0.076	0.007	达标	5	3.2	达标
	4 月	50	12.52	达标	30	4.29	达标	25	24	达标	0.076	0.006	达标	5	2.5	达标
	5 月	50	24.91	达标	30	8.28	达标	25	23	达标	0.076	0.021	达标	5	3.3	达标
	6 月	50	11.91	达标	30	5.49	达标	25	25	达标	0.076	0.008	达标	5	3.2	达标
	7 月	50	30.48	达标	30	4.67	达标	25	22	达标	0.076	0.007	达标	5	3.1	达标
	8 月	50	25.07	达标	30	6.4	达标	25	25	达标	0.076	0.051	达标	5	2.6	达标

2）桩 106 接转站污水处理系统达标情况

根据桩 106 接转站 2016 年～2018 年运行数据，可知桩 106 接转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/T 5329-2012）中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

表 4.2-11　桩 106 接转站含油生产水监测结果

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
2016 年	1 月	30	1.6	达标	10	4.3	达标	25	25	达标	0.076	0.019	达标	4.0	1.8	达标
	2 月	30	0.7	达标	10	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.028	达标	4.0	2.0	达标
	3 月	30	0.6	达标	10	1.2	达标	25	25	达标	0.076	0.013	达标	4.0	1.5	达标
	4 月	30	1.2	达标	10	5.8	达标	25	25	达标	0.076	0.031	达标	4.0	2.2	达标
	5 月	30	1.5	达标	10	4.2	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	4.0	1.7	达标
	6 月	30	1.8	达标	10	8.2	达标	25	20	达标	0.076	0.008	达标	4.0	1.6	达标
	7 月	30	0.9	达标	10	1.1	达标	25	20	达标	0.076	0.015	达标	4.0	2.4	达标
	8 月	30	2.5	达标	10	5.4	达标	25	2.5	达标	0.076	0.010	达标	4.0	1.5	达标
	9 月	30	0.8	达标	10	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.005	达标	4.0	1.6	达标
	10 月	30	1.0	达标	10	1.5	达标	25	25	达标	0.076	0.009	达标	4.0	1.5	达标
	11 月	30	1.5	达标	10	0.9	达标	25	25	达标	0.076	0.047	达标	4.0	1.5	达标
	12 月	30	1.8	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	4.0	2.0	达标
2017 年	1 月	30	1.6	达标	10	3.0	达标	25	25	达标	0.076	0.072	达标	4.0	2.0	达标
	2 月	30	1.1	达标	10	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	4.0	2.0	达标

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
	3 月	30	0.6	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.032	达标	4.0	1.5	达标
	4 月	30	12.3	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.013	达标	4.0	2.2	达标
	5 月	30	3.0	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.007	达标	4.0	1.4	达标
	6 月	30	0.9	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	4.0	2.2	达标
	7 月	30	6.1	达标	10	9.4	达标	25	25	达标	0.076	0.045	达标	4.0	2.3	达标
	8 月	30	4.6	达标	10	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.024	达标	4.0	1.4	达标
	9 月	30	2.7	达标	10	5.4	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	4.0	1.6	达标
	10 月	30	1.9	达标	10	3.0	达标	25	24	达标	0.076	0.021	达标	4.0	1.4	达标
	11 月	30	1.5	达标	10	1.6	达标	25	22	达标	0.076	0.023	达标	4.0	1.4	达标
	12 月	30	0.5	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.026	达标	4.0	1.4	达标
2018 年	1 月	30	1.8	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.026	达标	4.0	3.1	达标
	2 月	30	8.2	达标	10	2.2	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	4.0	3.7	达标
	3 月	30	10.6	达标	10	3.4	达标	25	23	达标	0.076	0.019	达标	4.0	3.8	达标
	4 月	30	15.4	达标	10	8.6	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	4.0	3.2	达标
	5 月	30	0.5	达标	10	0.3	达标	25	24	达标	0.076	0.033	达标	4.0	3.7	达标
	6 月	30	12.1	达标	10	7.0	达标	25	25	达标	0.076	0.016	达标	4.0	3.8	达标
	7 月	30	15.5	达标	10	4.5	达标	25	25	达标	0.076	0.010	达标	4.0	3.6	达标

3）桩西联合站污水处理系统达标情况

根据桩西联合站 2016 年～2018 年运行数据，可知桩西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/T 5329-2012）中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

表 4.2-12　桩西联合站含油生产水监测结果

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
2016 年	1 月	15	2.3	达标	5	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	3.0	1.4	达标
	2 月	15	2.6	达标	5	2.8	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	3.0	1.3	达标
	3 月	15	1.0	达标	5	2.3	达标	25	6	达标	0.076	0.011	达标	3.0	1.4	达标
	4 月	15	0.7	达标	5	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	3.0	1.3	达标
	5 月	15	5.5	达标	5	3.0	达标	25	25	达标	0.076	0.007	达标	3.0	1.6	达标
	6 月	15	2.0	达标	5	2.8	达标	25	6	达标	0.076	0.005	达标	3.0	1.5	达标
	7 月	15	1.3	达标	5	3.0	达标	25	25	达标	0.076	0.002	达标	3.0	1.5	达标
	8 月	15	0.4	达标	5	3.5	达标	25	25	达标	0.076	0.024	达标	3.0	1.7	达标
	9 月	15	3.7	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.021	达标	3.0	1.8	达标
	10 月	15	1.6	达标	5	1.7	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	3.0	1.4	达标
	11 月	15	0.6	达标	5	0.6	达标	25	25	达标	0.076	0.051	达标	3.0	1.7	达标
	12 月	15	2.4	达标	5	2.2	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	3.0	1.7	达标
2017 年	1 月	15	1.7	达标	5	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	3.0	1.5	达标
	2 月	15	1.5	达标	5	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.008	达标	3.0	1.4	达标
	3 月	15	0.6	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.014	达标	3.0	1.7	达标

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
	4 月	15	0.4	达标	5	0.6	达标	25	25	达标	0.076	0.071	达标	3.0	1.7	达标
	5 月	15	3.9	达标	5	2.2	达标	25	25	达标	0.076	0.066	达标	3.0	1.6	达标
	6 月	15	1.4	达标	5	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.032	达标	3.0	1.7	达标
	7 月	15	0.4	达标	5	3.8	达标	25	25	达标	0.076	0.025	达标	3.0	1.7	达标
	8 月	15	3.1	达标	5	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.026	达标	3.0	1.3	达标
	9 月	15	1.0	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	3.0	1.6	达标
	10 月	15	0.6	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.019	达标	3.0	1.0	达标
	11 月	15	0.5	达标	5	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	3.0	1.4	达标
	12 月	15	0.5	达标	5	0.6	达标	25	25	达标	0.076	0.059	达标	3.0	1.3	达标
2018 年	1 月	15	0.4	达标	5	1.1	达标	25	6	达标	0.076	0.015	达标	3.0	1.2	达标
	2 月	15	3.1	达标	5	1.1	达标	25	25	达标	0.076	0.012	达标	3.0	2.5	达标
	3 月	15	2.0	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	3.0	1.6	达标
	4 月	15	1.6	达标	5	1.3	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	3.0	1.4	达标
	5 月	15	1.3	达标	5	1.2	达标	25	25	达标	0.076	0.031	达标	3.0	1.4	达标
	6 月	15	0.5	达标	5	1.6	达标	25	25	达标	0.076	0.045	达标	3.0	1.5	达标
	7 月	15	2.1	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.046	达标	3.0	1.5	达标

4）孤东三号联合站污水处理系统达标情况

根据孤东三号联合站 2016 年～2018 年运行数据，可知孤东三号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/T 5329-2012）中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

表 4.2-13　孤东三号联合站含油生产水监测结果

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
2016 年	1 月	50	27.5	达标	30	21.1	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	5	2.9	达标
	2 月	50	22.6	达标	30	20.2	达标	25	25	达标	0.076	0.026	达标	5	2.9	达标
	3 月	50	29.7	达标	30	27.9	达标	25	25	达标	0.076	0.025	达标	5	4.0	达标
	4 月	50	29.8	达标	30	28.7	达标	25	25	达标	0.076	0.010	达标	5	3.9	达标
	5 月	50	21.6	达标	30	25.6	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	5	3.2	达标
	6 月	50	29.6	达标	30	29.5	达标	25	25	达标	0.076	0.038	达标	5	3.2	达标
	7 月	50	26.4	达标	30	29.5	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	5	4.2	达标
	8 月	50	22.2	达标	30	27.5	达标	25	25	达标	0.076	0.019	达标	5	4.5	达标
	9 月	50	20.9	达标	30	10.7	达标	25	25	达标	0.076	0.042	达标	5	4.2	达标
	10 月	50	24.7	达标	30	15.5	达标	25	25	达标	0.076	0.017	达标	5	4.5	达标
	11 月	50	29.8	达标	30	24.0	达标	25	25	达标	0.076	0.059	达标	5	4.7	达标
	12 月	50	25.5	达标	30	13.8	达标	25	25	达标	0.076	0.040	达标	5	4.3	达标
2017 年	1 月	50	21.3	达标	30	21.6	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	5	4.2	达标
	2 月	50	17.1	达标	30	18.6	达标	25	25	达标	0.076	0.059	达标	5	4.3	达标
	3 月	50	22.6	达标	30	12.6	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	5	4.3	达标

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
	4 月	50	28.9	达标	30	24.2	达标	25	25	达标	0.076	0.033	达标	5	4.6	达标
	5 月	50	23.3	达标	30	16.4	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	5	3.9	达标
	6 月	50	28.2	达标	30	15.8	达标	25	25	达标	0.076	0.038	达标	5	4.2	达标
	7 月	50	28.4	达标	30	23.2	达标	25	6	达标	0.076	0.039	达标	5	4.3	达标
	8 月	50	27.3	达标	30	14.0	达标	25	25	达标	0.076	0.047	达标	5	2.5	达标
	9 月	50	27.7	达标	30	17.8	达标	25	25	达标	0.076	0.031	达标	5	3.7	达标
	10 月	50	37.1	达标	30	21.9	达标	25	25	达标	0.076	0.063	达标	5	3.2	达标
	11 月	50	16.8	达标	30	9.5	达标	25	25	达标	0.076	0.040	达标	5	3.6	达标
	12 月	50	10.8	达标	30	7.9	达标	25	25	达标	0.076	0.042	达标	5	2.9	达标
2018 年	1 月	50	22.1	达标	30	9.8	达标	25	25	达标	0.076	0.044	达标	5	2.3	达标
	2 月	50	28.3	达标	30	15.4	达标	25	25	达标	0.076	0.061	达标	5	2.8	达标
	3 月	50	28.0	达标	30	28.1	达标	25	25	达标	0.076	0.044	达标	5	3.2	达标
	4 月	50	17.7	达标	30	21.8	达标	25	25	达标	0.076	0.040	达标	5	3.8	达标
	5 月	50	20.9	达标	30	17.6	达标	25	25	达标	0.076	0.024	达标	5	3.8	达标
	6 月	50	28.6	达标	30	19.4	达标	25	25	达标	0.076	0.057	达标	5	3.7	达标

5）孤东四号联合站污水处理系统达标情况

根据孤东四号联合站 2016 年～2018 年运行数据，可知孤东四号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/T 5329-2012）中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

表 4.2-14　孤东四号联合站含油生产水监测结果

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
2016 年	1 月	50	26.8	达标	30	25.2	达标	25	25	达标	0.076	0.025	达标	5	4.1	达标
	2 月	50	24.9	达标	30	28.8	达标	25	25	达标	0.076	0.008	达标	5	4.2	达标
	3 月	50	25.2	达标	30	28.6	达标	25	25	达标	0.076	0.067	达标	5	4.5	达标
	4 月	50	28.6	达标	30	26.5	达标	25	25	达标	0.076	0.072	达标	5	4.4	达标
	5 月	50	22.9	达标	30	21.6	达标	25	25	达标	0.076	0.073	达标	5	4.4	达标
	6 月	50	23.4	达标	30	23.0	达标	25	25	达标	0.076	0.046	达标	5	4.4	达标
	7 月	50	25.7	达标	30	23.0	达标	25	25	达标	0.076	0.060	达标	5	4.8	达标
	8 月	50	24.2	达标	30	22.6	达标	25	25	达标	0.076	0.028	达标	5	4.6	达标
	9 月	50	22.2	达标	30	17.0	达标	25	25	达标	0.076	0.031	达标	5	3.4	达标
	10 月	50	24.4	达标	30	23.0	达标	25	25	达标	0.076	0.062	达标	5	3.4	达标
	11 月	50	25.8	达标	30	24.0	达标	25	25	达标	0.076	0.062	达标	5	3.3	达标
	12 月	50	25.2	达标	30	23.3	达标	25	25	达标	0.076	0.060	达标	5	3.6	达标
2017 年	1 月	50	24.2	达标	30	16.3	达标	25	25	达标	0.076	0.047	达标	5	4.5	达标
	2 月	50	22.4	达标	30	16.2	达标	25	25	达标	0.076	0.042	达标	5	4.8	达标
	3 月	50	25.7	达标	30	16.8	达标	25	25	达标	0.076	0.042	达标	5	4.1	达标

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μm	μm	
	4 月	50	22.5	达标	30	17.4	达标	25	25	达标	0.076	0.063	达标	5	4.4	达标
	5 月	50	22.2	达标	30	17.7	达标	25	25	达标	0.076	0.072	达标	5	4.1	达标
	6 月	50	28.0	达标	30	13.9	达标	25	20	达标	0.076	0.049	达标	5	4.8	达标
	7 月	50	25.9	达标	30	24.1	达标	25	25	达标	0.076	0.036	达标	5	4.8	达标
	8 月	50	18.6	达标	30	24.6	达标	25	25	达标	0.076	0.061	达标	5	4.8	达标
	9 月	50	22.7	达标	30	14.7	达标	25	25	达标	0.076	0.044	达标	5	4.7	达标
	10 月	50	20.2	达标	30	26.9	达标	25	25	达标	0.076	0.036	达标	5	3.6	达标
	11 月	50	22.5	达标	30	26.3	达标	25	25	达标	0.076	0.069	达标	5	3.7	达标
	12 月	50	13.5	达标	30	22.7	达标	25	25	达标	0.076	0.055	达标	5	4.2	达标
2018 年	1 月	50	25.1	达标	30	18.8	达标	25	25	达标	0.076	0.067	达标	5	4.6	达标
	2 月	50	37.3	达标	30	12.6	达标	25	25	达标	0.076	0.058	达标	5	4.5	达标
	3 月	50	42.8	达标	30	24.9	达标	25	25	达标	0.076	0.045	达标	5	4.6	达标
	4 月	50	29.2	达标	30	15.6	达标	25	25	达标	0.076	0.053	达标	5	3.6	达标
	5 月	50	36.6	达标	30	17.8	达标	25	25	达标	0.076	0.043	达标	5	3.6	达标
	6 月	50	35.5	达标	30	29.2	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	5	4.6	达标

6）新滩联合站污水处理系统达标情况

根据新滩联合站 2016 年～2018 年运行数据，可知新滩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/T 5329-2012）中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

表 4.2-15　新滩联合转站含油生产水监测结果

年份	月份	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		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标率	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a	%	μm	μm	
2016 年	1 月	50	17.3	达标	30	4.5	达标	25	20	达标	0.076	0.043	达标	5	2.7	达标
	2 月	50	9.3	达标	30	10.8	达标	25	20	达标	0.076	0.051	达标	5	2.9	达标
	3 月	50	19.1	达标	30	8.6	达标	25	25	达标	0.076	0.035	达标	5	3.4	达标
	4 月	50	28.4	达标	30	8.2	达标	25	20	达标	0.076	0.037	达标	5	2.4	达标
	5 月	50	12.7	达标	30	4.6	达标	25	25	达标	0.076	0.022	达标	5	1.9	达标
	6 月	50	4.8	达标	30	8.0	达标	25	25	达标	0.076	0.042	达标	5	3.4	达标
	7 月	50	14.0	达标	30	6.2	达标	25	25	达标	0.076	0.021	达标	5	2.6	达标
	8 月	50	16.5	达标	30	6.7	达标	25	25	达标	0.076	0.049	达标	5	3.3	达标
	9 月	50	29.6	达标	30	4.2	达标	25	6	达标	0.076	0.027	达标	5	3.4	达标
	10 月	50	22.9	达标	30	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.036	达标	5	1.6	达标
	11 月	50	2.0	达标	30	3.4	达标	25	6	达标	0.076	0.033	达标	5	3.0	达标
	12 月	50	4.8	达标	30	3.8	达标	25	25	达标	0.076	0.024	达标	5	2.8	达标
2017 年	1 月	50	4.8	达标	30	2.7	达标	25	25	达标	0.076	0.003	达标	5	2.4	达标
	2 月	50	22.0	达标	30	6.6	达标	25	6	达标	0.076	0.013	达标	5	2.5	达标
	3 月	50	10.9	达标	30	3.8	达标	25	25	达标	0.076	0.062	达标	5	2.4	达标

	4 月	50	5.6	达标	30	2.7	达标	25	20	达标	0.076	0.041	达标	5	2.5	达标
	5 月	50	14.0	达标	30	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	5	1.8	达标
	6 月	50	5.9	达标	30	3.5	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	5	2.8	达标
	7 月	50	6.5	达标	30	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.045	达标	5	2.9	达标
	8 月	50	8.7	达标	30	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	5	1.7	达标
	9 月	50	3.8	达标	30	3.8	达标	25	25	达标	0.076	0.033	达标	5	1.4	达标
	10 月	50	24.5	达标	30	4.5	达标	25	6	达标	0.076	0.021	达标	5	2.1	达标
	11 月	50	3.6	达标	30	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.069	达标	5	1.7	达标
	12 月	50	7.6	达标	30	2.6	达标	25	6	达标	0.076	0.003	达标	5	2.0	达标
2018 年	1 月	50	12.9	达标	30	3.0	达标	25	6	达标	0.076	0.029	达标	5	3.2	达标
	2 月	50	3.5	达标	30	0.6	达标	25	6	达标	0.076	0.005	达标	5	2.2	达标
	3 月	50	2.7	达标	30	4.9	达标	25	6	达标	0.076	0.009	达标	5	2.7	达标
	4 月	50	6.2	达标	30	1.6	达标	25	25	达标	0.076	0.002	达标	5	2.3	达标
	5 月	50	1.6	达标	30	0.4	达标	25	25	达标	0.076	0.038	达标	5	2.3	达标
	6 月	50	4.6	达标	30	3.7	达标	25	25	达标	0.076	0.013	达标	5	1.6	达标

4.2.3 环保设施存在的问题及整改方案和整改时限

目前各环保设施运行情况稳定，建议建设单位加强设备维护，及时对设备进行巡检，提高人员的管理水平和操作技能。

4.3 生产工艺先进性回顾评价（清洁生产回顾性评价）

4.3.1 钻井工程生产工艺先进性回顾

1）资源能源利用

随着胜利油田分公司的发展，水基型钻井泥浆逐渐替代了油基泥浆，不含重金属和难降解无机物，减少了对环境的影响；提高了泥浆循环再利用率，可达到 90%，减少配置泥浆的新鲜水消耗；严格控制柴油发动机油耗。

2）生产工艺与设备

随着电力设备的快速发展，目前胜利油田分公司多采用网电钻机，减少柴油的使用量，进而降低燃油过程对周围环境的影响；采用钢制泥浆配置池，防止泄漏对土壤产生影响；选用质量合格的井身及固井设备。

3）生产过程

采用丛式井布置，减少项目施工占地，降低项目对生态环境的影响。例如：桩西油田桩斜 139 井台采用的丛式井布置，井台上共设置 55 口井，极大地减少了项目占地。

4）污染物产生

提高泥浆再循环利用率，从而相应的减少钻井废水和钻井固废的产生量；同时，将保护区内的不含油钻井废弃泥浆、岩屑拉运至保护区外附近的新钻井井场的泥浆池中固化处理，含油钻井固废委托有危废处理资质的单位处理，极大地减小了对保护区内生态环境的影响。

5）废物处理与综合利用

钻井废水、管道试压废水、由罐车拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；船舶机舱含油污水运回陆上处理；生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外，零排放；不含油钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于 0.5㎜ 的防渗膜，待完井后拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋处置，含油钻井固废委托有危废处理资质的单位处理，零排放；施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理，零排放。

6）环境管理

污染物达标排放；制定了污染应急预案；设有兼职环保管理人员；环境管理制度健全，原始记录及统计数据齐全有效。

本工程钻井过程清洁生产技术指标见表 4.3-1。

表 4.3-1　钻井工程清洁生产技术指标

清洁生产指标等级	一级	二级	三级	飞雁滩油田	老河口油田	桩西油田	孤东、红柳、新滩油田
一、生产工艺与装备要求							
1、使用的钻井液	使用环境无害化钻井液	使用低毒钻井液	不使用混油钻井液	使用环境无害化钻井液			
2、钻井液循环系统	具备，且配有专门泥浆罐，泥浆不落地	具备	具备	具备，且配有专门泥浆罐，泥浆不落地			
3、井身质量合格率	100%	/	/	100%			
4、固井质量合格率	100%	/	/	100%			
5、井控装置	具备，包括全套封井器	具备	具备	具备，包括全套封井器			
二、资源能源利用指标							
1、油耗（kg/m 进尺）	≤30	≤35	≤40	≤30			
2、新鲜水消耗（t/100m 进尺）	≤15	≤20	≤30	≤20			
三、污染物产生指标							
1、钻井废水（t/100m 进尺）	≤20	≤25	≤35	≤20			
2、废弃泥浆（t/100m 进尺）	≤10	≤12	≤15	≤12			
四、废物回收利用							
1、泥浆再利用率	≥50%	≥30%	≥20%	≥60%			
2、泥浆无害化处理率	≥80%	≥50%	≥30%	100%			

从表 4.3-1 可知，本工程钻井工程除新鲜水消耗、废弃泥浆产生指标达到集团公司清洁生产二级水平外，其余指标均达到集团公司清洁生产一级水平。

4.3.2 采油工程生产工艺先进性回顾

1）资源能源利用

采用 700 型皮带抽油机，该设备机采效率高；全部采用污水站处理达标的油田采出水回注驱油，不涉及新鲜水耗。

2）生产工艺与设备

采用防泄漏监控系统，有效防止泄漏并及时发现；绝大部分的原油采用密闭集输流程（仅有极少量的油井采用单井拉油：其中老河口油田：2 口；桩西油田：1 口）。

3）生产过程

随着胜利油田分公司四化建设的推进，基本实现无人值守，节省了人力、物力消耗。

4）污染物产生

多功能罐、加热炉采用清洁燃料（低硫伴生气），相应减少了污染物的排放。

5）废物处理与综合利用

采油现场无可见落地油污；作业废水、油田采出水均经处理达标后全部回注，不排海；生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外，不排海；油泥砂全部委托有危废处理资质的单位处理，不排海；生活垃圾委托当地环卫部门处理，不排海。

6）环境管理

污染物达标排放；制定了污染应急预案；设有兼职环保管理人员；环境管理制度健全，原始记录及统计数据齐全有效。

本工程采油工程清洁生产指标见表 4.3-2。

表 4.3-2　采油清洁生产技术指标考核表

指标	一级	二级	三级	飞雁滩油田	老河口油田	桩西油田	孤东、红柳、新滩油田
一、生产工艺与装备要求							
1、防泄漏监控系统	所有生产干线	重点生产干线		所有生产干线			
2、原油集输流程	密闭		半密闭	密闭	半密闭	半密闭	密闭
二、资源能源利用指标							
1、机采系统效率	≥28%	26%～27%	24%～25%	26%～27%			
2、加热炉平均效率	≥78%	75%～77%	72%～74%	≥80%			
3、新鲜水耗（t/t 原油）	≤3.0	≤5.0	≤7.0	0			
4、油气生产综合能耗（kg 标煤/t 采出液）	≤35	≤40	≤50	≤35			
三、污染物产生指标							
1、COD 排放量（kg/10^4t 油）	≤10	≤50	≤100	0			
2、石油类排放量（kg/10^4t 油）	≤1	≤5	≤10	0			
四、废物回收利用指标							
1、落地油回收	现场无可见落地油污	现场有零星油渍	现场无浸没油污	现场无可见落地油污			

根据表 4.3-2，本工程采油工程除机采系统效率指标达到集团公司清洁生产二级水平外，其余指标均达到集团公司清洁生产一级水平。

4.3.3 集输系统生产工艺先进性回顾

1）资源能源利用

采用单管加热密闭集输工艺，不采用掺水输送集输，加热炉平均效率 80%，不涉及新鲜水耗。

2）生产工艺与设备

采用密闭流程，单井拉油量小于总油量 5%；随着胜利油田分公司四化建设的推进，井台、配水间等全部装置运营有自动化控制系统，采用示功图计量，节省人力、

物力消耗；具备不外排生产条件和工艺。

3）生产过程

采用密闭流程，原油损耗低。

4）污染物产生

采用单管加热密闭集输工艺，减少井口非甲烷总烃挥发量，原油损耗较小；多功能罐、加热炉采用清洁燃料（低硫伴生气），相应减少了污染物的排放；作业废水、油田采出水经处理达标后全部回注，不排海；生活污水排入旱厕，收集后拉运至保护区外，不排海。

5）废物处理与综合利用

油田采出水回注率100%;油泥砂全部委托有资质单位处理,不排海,处理率100%。

6）环境管理

定期巡线，对存在泄漏隐患的管线及时更换，将对环境的影响降至最低。

本工程集输系统清洁生产指标见表4.3-3。

表4.3-3　集输系统清洁生产技术指标考核表

清洁生产指标等级	一级	二级	三级	飞雁滩油田	老河口油田	桩西油田	孤东、红柳、新滩油田
一、生产工艺与装备要求							
1、原油集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	密闭流程，部分有轻烃回收装置，单井拉油量小于总油量5%	密闭流程，部分有轻烃回收装置，单井拉油量小于总油量10%	全密闭流程	密闭流程，单井拉油量小于总油量5%	密闭流程，单井拉油量小于总油量5%	全密闭流程
2、设备	全部装置运营有自动化控制系统	主体部分自动化运营	小部分设施能自动化运营	全部装置运营有自动化控制系统			
3、污染防治措施	具备不外排生产条件和工艺	基本具备	具备污染处理措施	具备不外排生产条件和工艺			
二、资源能源利用指标							
1、加热炉平均效率	≥78%	75～77%	72～74%	≥80%			
2、清水用量（$m^3/10^4t$	＜100	＜150	＜200	0			

清洁生产指标等级	一级	二级	三级	飞雁滩油田	老河口油田	桩西油田	孤东、红柳、新滩油田
油）							
三、污染物产生指标							
1、原油损耗率	≤0.4%	≤0.45%	≤0.5%	≤0.45%			
2、COD 排放量（kg/10^4t 油）	≤10	≤50	≤100	0			
3、石油类排放量（kg/10^4t 油）	≤1	≤5	≤10	0			
4、SO_2排放量（kg/10^4t 油）	＜1	＜10	＜100	＜1			
5、噪声排放	符合相关标准			达标排放			
四、废物回收利用							
1、可回收轻烃利用率	≥90%	≥80%	≥70%	100%			
2、含油污水回注率	≥99.9%	≥99.5%	≥99%	100%			
3、油泥沙无害化处理率	100%			100%			

根据表 4.3-3，本工程集输系统除原油损耗率指标达到集团公司清洁生产二级水平外，其余指标均达到集团公司清洁生产一级水平。

4.3.4 小结

1）结论

本工程在钻井、采油、集输等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备，减少了资源、能源的消耗，削减了废物的产生量，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础；在环境管理方面，项目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；建立并运营了健康、安全和环境（HSE）管理体系。

本工程的清洁生产各项评定指标，绝大多数可以达到一级水平，全部达到清洁生产二级以上水平，表明本工程的清洁生产水平属于国内清洁生产先进水平。

2）建议

根据项目生产实际及有关清洁生产指标的要求（废弃泥浆产生、机采系统效率

等两项指标达到二级水平），针对性的提出以下清洁生产措施，加强节能降耗：

（1）管线外作保温，减少热能损失；

（2）选用高效加热炉，降低能源消耗；

（3）变压器安装于负荷中心位置，采用低损耗变压器，减少变压损耗；

（4）合理确定供配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗；

（5）采用高效节能灯，选择类型、额定功率合适的电机，达到节省电能的目的；

（6）散热器选用符合国家现行标准的节能型产品。

5 区域自然环境概况

6 环境现状调查与评价

7 环境影响预测与评价

7.1 水文动力环境影响预测评价

7.1.1 水动力计算模型

潮流是最重要的水动力因素，潮流数值计算是研究评价海域现状潮流场及预测潮流场分布的一个重要手段，是海洋环境影响评价工作的基础。在此基础上可以预测水体污染和溢油事故。

评价采用由美籍华人陈长胜博士所领导的美国麻省理工学院达特茅斯校区的海洋生态动力模型实验室和美国伍兹霍尔海洋研究所的 Beardsley 博士共同开发出来的三维有限体积海岸、海洋数值模式 FVCOM（An Unstructured Grid，Finite-Volume Coastal Ocean Model）。该模式在水平方向上采用无结构化的三角形网格，垂直方向采用坐标变换，数值方法采用有限体积法（finite-volume），可以对自由表面的三维原始控制方程进行模拟。FVCOM 的主要控制方程包括动量方程、连续方程、盐度扩散方程、温度扩散方程、状态方程等，采用 Mellor-Yamada 2.5 阶湍封闭方案用于计算垂直混合，采用 Smagorinsky 湍封闭模式用于计算水平混合。另外 FVCOM 还包含三维干/湿网格处理模块，质点跟踪模块，以及泥沙输运模块等。

该工程所在海域岸线曲折，采用 FVCOM 能较好地拟合岸线。

7.1.1.1 模型控制方程

本模型垂向采用坐标变换，坐标变换被定义为：

$$\sigma = \frac{z - \zeta}{H + \zeta} = \frac{z - \zeta}{D} \qquad (7.1\text{-}1)$$

在 σ 坐标变换下，模式的控制方程组可写为：

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{\partial Du}{\partial x} + \frac{\partial Dv}{\partial y} + \frac{\partial \omega}{\partial \sigma} = 0 \qquad (7.1\text{-}2)$$

$$\frac{\partial \mathrm{D}}{\partial \mathrm{t}}+\frac{\partial \mathrm{u}^{2} \mathrm{D}}{\partial \mathrm{x}}+\frac{\partial \mathrm{uvD}}{\partial \mathrm{y}}+\frac{\partial \mathrm{u} \omega}{\partial \sigma}-\mathrm{fvD}$$
$$=-\mathrm{gD} \frac{\partial \zeta}{\partial \mathrm{x}}-\frac{\mathrm{gD}}{\rho_{0}}[\frac{\partial}{\partial \mathrm{x}}(\mathrm{D} \int_{\sigma}^{0} \rho \mathrm{d} \sigma^{'})+\sigma \rho \frac{\partial \mathrm{D}}{\partial \mathrm{x}}]+\frac{1}{\mathrm{D}} \frac{\partial}{\partial \sigma}(\mathrm{K}_{\mathrm{m}} \frac{\partial \mathrm{u}}{\partial \sigma})+\mathrm{DF}_{\mathrm{x}} \quad (7.1\text{-}3)$$

$$\frac{\partial \mathrm{vD}}{\partial \mathrm{t}}+\frac{\partial \mathrm{uvD}}{\partial \mathrm{x}}+\frac{\partial \mathrm{v}^{2} \mathrm{D}}{\partial \mathrm{y}}+\frac{\partial \mathrm{v} \omega}{\partial \sigma}+\mathrm{fuD}$$
$$=-\mathrm{gD} \frac{\partial \zeta}{\partial \mathrm{y}}-\frac{\mathrm{gD}}{\rho_{0}}[\frac{\partial}{\partial \mathrm{y}}(D \int_{\sigma}^{0} \rho d \sigma^{'})+\sigma \rho \frac{\partial D}{\partial y}]+\frac{1}{D} \frac{\partial}{\partial \sigma}(K_{m} \frac{\partial v}{\partial \sigma})+D F_{y} \quad (7.1\text{-}4)$$

$$\frac{\partial \theta \mathrm{D}}{\partial \mathrm{t}}+\frac{\partial \theta \mathrm{uD}}{\partial \mathrm{x}}+\frac{\partial \theta \mathrm{vD}}{\partial \mathrm{y}}+\frac{\partial \theta \omega}{\partial \sigma}=\frac{1}{\mathrm{D}} \frac{\partial}{\partial \sigma}(\mathrm{K}_{\mathrm{h}} \frac{\partial \theta}{\partial \sigma})+\mathrm{D} \hat{\mathrm{H}}+\mathrm{DF}_{\theta} \quad (7.1\text{-}5)$$

$$\frac{\partial \mathrm{sD}}{\partial \mathrm{t}}+\frac{\partial \mathrm{suD}}{\partial \mathrm{x}}+\frac{\partial \mathrm{svD}}{\partial \mathrm{y}}+\frac{\partial \mathrm{s} \omega}{\partial \sigma}=\frac{1}{\mathrm{D}} \frac{\partial}{\partial \sigma}(\mathrm{K}_{\mathrm{h}} \frac{\partial \mathrm{s}}{\partial \sigma})+\mathrm{DF}_{\mathrm{s}} \quad (7.1\text{-}6)$$

$$\rho=\rho(\theta, \mathrm{s}) \quad (7.1\text{-}7)$$

其中水平扩散项被定义为：

$$DF_{x} \approx \frac{\partial}{\partial x}[2 A_{m} H \frac{\partial u}{\partial x}]+\frac{\partial}{\partial y}[A_{m} H(\frac{\partial u}{\partial y}+\frac{\partial v}{\partial x})] \quad (7.1\text{-}8)$$

$$DF_{y} \approx \frac{\partial}{\partial x}[A_{m} H(\frac{\partial u}{\partial y}+\frac{\partial v}{\partial x})]+\frac{\partial}{\partial y}[2 A_{m} H \frac{\partial v}{\partial y}] \quad (7.1\text{-}9)$$

$$D(F_{\theta}, F_{s}, F_{q^{2}}, F_{q^{2} l}) \approx[\frac{\partial}{\partial x}(A_{h} H \frac{\partial}{\partial x})+\frac{\partial}{\partial y}(A_{h} H \frac{\partial}{\partial y})](\theta, s, q^{2}, q^{2} l) \quad (7.1\text{-}10)$$

式中，A_{m}、A_{h} 分别为水平涡动粘性系数和热扩散系数；$D=H+\zeta$；f 为科氏参数K_{m}为垂向湍粘滞系数；ω为坐标变换后的垂向速度。

1）湍封闭方案

（1）水平涡动粘性系数和热扩散系数

$$A_{m}=0.5 C \Omega^{u} \sqrt{(\frac{\partial u}{\partial x})^{2}+0.5(\frac{\partial v}{\partial x}+\frac{\partial u}{\partial y})^{2}+(\frac{\partial v}{\partial y})^{2}} \quad (7.1\text{-}11)$$

$$A_h = \frac{0.5C\Omega^{\zeta}}{P_r}\sqrt{(\frac{\partial u}{\partial x})^2 + 0.5(\frac{\partial v}{\partial x}+\frac{\partial u}{\partial y})^2 + (\frac{\partial v}{\partial y})^2} \qquad (7.1\text{-}12)$$

（2）垂直涡动粘性系数和热扩散系数的确定

MY-2.5 模型：

$$\frac{\partial q^2 D}{\partial t}+\frac{\partial uq^2 D}{\partial x}+\frac{\partial vq^2 D}{\partial y}+\frac{\partial \omega q^2 D}{\partial \sigma}=\frac{\partial}{\partial \sigma}\left(\frac{K_q}{D}\frac{\partial q^2}{\partial \sigma}\right)+\frac{2K_M}{D}$$
$$\left[\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}\right)^2+\left(\frac{\partial v}{\partial \sigma}\right)^2\right]+\frac{2g}{\rho_0}K_H\frac{\partial \rho}{\partial \sigma}-\frac{2Dq^2}{A_1}+\frac{\partial}{\partial x}\left(DA_H\frac{\partial q^2}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(DA_H\frac{\partial q^2}{\partial y}\right) \qquad (7.1\text{-}13)$$

$$\frac{\partial q^2 lD}{\partial t}+\frac{\partial uq^2 lD}{\partial x}+\frac{\partial vq^2 lD}{\partial y}+\frac{\partial \omega q^2 D}{\partial \sigma}=\frac{\partial}{\partial \sigma}\left(\frac{K_q}{D}\frac{\partial q^2 l}{\partial \sigma}\right)+\frac{E_1 lK_M}{D}$$
$$\left[\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}\right)^2+\left(\frac{\partial v}{\partial \sigma}\right)^2\right]+\frac{lE_1 g}{\rho_0}K_H\frac{\partial \rho}{\partial \sigma}-\frac{Dq^3}{B_1}\overline{W}+\frac{\partial}{\partial x}\left(DA_H\frac{\partial q^2 l}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(DA_H\frac{\partial q^2 l}{\partial y}\right) \qquad (7.1\text{-}14)$$

式中，$q^2/2$ 为湍流动能；l 为湍流宏观尺度。

2）差分方法

对潮汐、潮流的模拟，FVCOM 模式采用有限体积的方法，FVCOM 用积分的方式通过计算非重叠水平三角形控制体的通量来解控制方程，这种有限体积方法很好地将有限元（finite-element）方法处理海湾岸边界复杂曲折的优点和有限差分方法简单的离散结构、高效的计算效率结合起来，并且对于近岸、河口具有复杂地形、岸界的区域来说，它更好的保证了质量、动量、盐度和热量的守恒性。

3）边界和自由条件

（1）自由表面边界条件 $\sigma \to 0$

$$(\frac{\partial u}{\partial \sigma},\frac{\partial v}{\partial \sigma})=\frac{D}{\rho_0 K_m}(\tau_{sx},\tau_{sy}),\omega=0,\frac{\partial \theta}{\partial \sigma}=\frac{D}{\rho c_p K_h}[Q_n(x,y,t)-SW(x,y,0,t)]$$
$$\frac{\partial s}{\partial \sigma}=-\frac{s(P-E)D}{K_h} \qquad (7.1\text{-}15)$$

对于纯天文潮，风应力 $\vec{\tau}_s=0$，表面热通量 $Q_n(x,y,t)=0$，短波辐射 $SW(x,y,0,t)=0$，蒸发 E=0，降水 P=0。

（2）在近海底处边界条件 $\sigma=-1$

$$(\frac{\partial u}{\partial \sigma},\frac{\partial v}{\partial \sigma})=\frac{D}{\rho_0 K_m}(\tau_{bx},\tau_{by}),\omega=0,\frac{\partial \theta}{\partial \sigma}=\frac{A_H D\tan\alpha}{K_h-A_h\tan^2\alpha}\frac{\partial \theta}{\partial n}$$

$$\frac{\partial S}{\partial \sigma}=\frac{A_H D\tan\alpha}{K_h-A_H\tan^2\alpha}\frac{\partial S}{\partial n} \qquad (7.1\text{-}16)$$

式中，$(\tau_{bx},\tau_{by})=C_d\sqrt{u^2+v^2}(u,v)$，其中 $C_d=\max\left(\frac{\kappa^2}{(\ln(z_{ab}/z_0))^2},0.0025\right)$，$\kappa=0.4$ 是 Karman 常数，z_0 是海底粗糙度，z_{ab} 是离海底最近网格与海底的距离。

（3）岸边界条件

$$V_{\vec{n}}(x,y,\sigma,t)=0;\frac{\partial \theta}{\partial n}=0;\frac{\partial s}{\partial n}=0 \qquad (7.1\text{-}17)$$

其中，$\vec{n}$ 为岸线外法线方向。

7.1.1.2 模型设置

1）计算域

模型模拟的渤海海域具体范围如图 7.1－1 所示。

2）网格设置

水动力模型采用无结构的三角形网格系统，考虑到实测的流速数据，将垂直方向分为 5 层，大海域网格系统如图 7.1－1 所示。

模型采用三角形网格剖分计算域，本项目工程岸线段网格分辨率最小为 32m（见图 7.1－2）。大海域计算域内共有21292个结点(node)，37882个三角形单元(cell)，具体见图 7.1－3。

3）水深和岸界

海域的岸线和水深地形充分考虑了近年来工程建设对岸线和水深变化的影响，主要依据为中国人民解放军司令部航海保证部的海图数据，大海域水深地形见图 7.1－3，项目所处区域水深地形见图 7.1－4。

4）大海域模型水边界输入

边界上采用潮汐调和常数预报开边界水位，为了与实测资料对比，数值模型计算时间涵盖了现场观测时段。

图 7.1-1　大海域计算网格

图 7.1-2　北实验区现状海域网格

图 7.1-3　大海域水深地形图

图 7.1-4　调查海域现状水深地形图

针对本海区的特点选取 M2、S2、K1、O1 四大主要分潮预报的边界潮位来驱动模式，计算公式如下：

$$\eta = \sum_{i=1}^{4} f_i h_i \cos(\omega_i t + v_{0i} + u_i - g_i, i = 1,2,3,4$$

其中，η 为水位，h_i、g_i 为第 i 个分潮的调和常数，ω_i 为分潮的角速度，t 为时间，f_i 为分潮的交点因子，v_{0i} 为分潮的天文初位相，u_i 为分潮的交点订正角。

5）初始条件

模式为正压，水温场和盐度场取为常数，分别为 20℃和 32PSU。初始的水位场和流速场均为 0。

6）计算时间步长

在工程岸线段，水平分辨率最小可以达到 30m，为使模式稳定，需要满足 CFL 条件，选取外模时间步长：1.0s，内模时间步长为 10s。为了配合模型结果与两组观测资料（大潮期）进行验证，模型计算的时间分别设置为 2009 年 4 月 23 日 9 时至 2015 年 4 月 28 日 8 时以及 2015 年 7 月 27 日 16 时至 2015 年 8 月 1 日 15 时，每 6 分钟输出一组数据。前 4 天用于数值模式的稳定时间，输出后面的数据进行分析、计算与验证。

在本次数值模拟中，蒸发、降水、径流量等因素没有虑及。

7）潮流潮位验证

为验证所建潮流模型的模拟精度，采用的验证资料有两部分：

1） 2009 年 4 月 27 日 9:00～4 月 28 日 8:00 在东营市邻近海域设置的 5 个潮流监测点位以及 1 个潮位监测点（图 7.1-5）；

2） 2015 年 7 月 31 日 16：00～8 月 1 日 15:00 在东营市邻近海域设置的 6 个潮流监测点位以及 1 个潮位监测点（图 7.1-6）。由 11 个点位的潮流、2 个点位的潮位验证结果（图 7.1－7）可以得出，模拟海域潮流与实测潮流之间吻合良好。对比可知观测期间计算潮流与实测潮流在各个时刻均有良好的一致性。验证表明模型能够较准确的模拟出最大流发生时刻、转流时间以及潮流性质，潮流场模拟的重现度良好。计算潮流流速和流向变化趋势与实测潮流一致，但也有一定的差异，造成这种差异的原因有两个方面：一是因为计算潮流只能反映计算网格（水体柱）的流速，虽然三角形网格相对于正交网格可以更为接近实测流点，但仍然与其空间位置存在偏差；二是实测资料包含了风及温盐等动力过程，而模式仅为潮汐过程，并没有考虑表面风和斜压所造成的流动。通过流速流向图的比较表明潮流模式的计算结果是可信的，模拟结果能较好地体现该海域的潮汐潮流特征。

图 7.1-5 2009 年 4 月潮流潮位验证点

图 7.1-6 2015 年 7 月潮流潮位验证点

图 7.1－7 潮流、潮位验证

7.1.2 潮流场分析

图 7.1－8～图 7.1－13 分别为本工程调查海域涨急和落急潮流场。

由图 7.1－8～图 7.1－10 可见，涨急时，潮流自东南向西北方向流动，流向为 NW 向，东营港南北防波堤、大唐电厂取水渠等非透水性构筑物向海一侧端头处的流速较大；从图中可以看出，大部分海域的涨急流速在 0.8m/s 左右，老河口 819 计量站北侧海域的潮流流速最大，可达 1.28m/s，近岸区域的潮流大多小于 20cm/s，二、三突堤及南、北防波堤围成的港池内大部分海域的流速小于 5cm/s。老河口 292-斜 3 井台、桩西 139-x10 井台、老河口 819 计量站附近海域的流速在 0.15m/s 左右；孤

东 01#～75#计量站附近海域的流速较小，最大不超过 2cm/s；飞雁滩埕 126-斜 7 井台附近海域潮滩涨潮时处于裸露状态，无流速。

由图 7.1－11～图 7.1－13 可见，落急时，潮流流向与涨急时刻相反，为 SE 向，东营港南北防波堤、大唐电厂取水渠等非透水性构筑物向海一侧端头处的流速较大；从图中可以看出，大部分海域的落急流速在 0.7m/s 左右，其中老河口 819 计量站北侧海域的潮流流速最大，可达 0.97m/s，近岸区域的潮流大多小于 20cm/s，二、三突堤及南、北防波堤围成的港池内大部分海域的流速小于 5cm/s。飞雁滩埕 126-斜 7 井台、老河口 292-斜 3 井台、桩西 139-x10 井台、孤东 01#～75#计量站附近海域的流速在 0.15m/s 左右；老河口 819 计量站附近海域的流速最大，可达 0.32m/s。

图 7.1－8　北实验区涨急潮流场示意图

图 7.1－9　北实验区涨急潮流场示意图（局部放大）

图 7.1－10　南实验区涨急潮流场示意图

图 7.1-11　北实验区落急潮流场示意图

图 7.1-12　北实验区落急潮流场示意图（局部放大）

图 7.1－13　南实验区落急潮流场示意图

7.1.3 工程对流场的影响分析

本项目包含油水井 460 口及附属设施，均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内，项目工程与主要构筑物关系见图 7.1－14。

图 7.1－14　项目工程与主要构筑物关系图

本工程所处海域潮流形态主要为往复流，并且为不规则半日潮区。所有工程内容均位于已趋于平衡稳定的黄河三角洲陆上三角洲平原，周围已建有防潮破浪设施，因此，本项目运行对海洋流场的影响较小。

7.2 地形地貌与冲淤环境影响预测评价

7.2.1 海岸带泥沙运动的一般规律

海岸带附近泥沙来源有四个方面①河流来沙：②由邻近岸滩搬运而来；③由当地崖岸侵蚀而成；④海底来沙。

沙质海岸的泥沙运移形态有推移和悬移两种。淤泥沙海岸的泥沙运移形态以悬移为主，底部可能有浮泥运动或推移运动。海岸带泥沙运动方式可分为与海岸线垂直的纵向运动和与海岸线平等的横向运动。

7.2.2 沿岸海域泥沙运移趋势

波浪、海流是造成泥沙运动的主要动力。大部分泥沙运动发生在波浪破碎区内，波浪破碎可以卷跃、崩顶、激散或坍滚方式发生。当波浪的传播方向与海岸斜交时，波浪破碎后所产生的沿岸流将带动泥沙顺岸移动。顺岸输沙方向直接与波浪行进方向和到达海滨所成的角度有关，顺岸输沙率取决于波浪行进角度和能量。

从黄河口近年来岸滩演变情况可以看出，黄河口近年来演变主要由于城镇化进程、东营港建设与发展。本工程大多数井台建于已趋于平衡稳定的黄河三角洲陆上三角洲平原，不会对黄河三角洲总体冲淤形势造成影响，对局部区域地形地貌的影响相对黄河三角洲大尺度泥沙堆积和侵蚀态势来说可忽略。

根据第 6 章对本工程所处海域地形地貌与冲淤环境的现状评价，表明建设之初（1985年)所处海域基本形成了原始滩涂形态，东营港平均潮高1.8m，高高潮为2.6m，最大高潮线近似为岸线所在位置，即如图 7.2－1 所示。周围海域的地形地貌已趋于平衡状态，不会对项目周边海域地形地貌与冲淤造成影响。

图 7.2－1　工程所处海域地形示意图

表 7.2－1　东营港潮信表

7.3 海水水质环境影响预测与评价

本工程施工期间产生悬浮泥沙的环节主要为块石抛填、港池疏浚和围填溢流。工程施工期时，会造成海水短时间混浊。悬浮泥沙在海洋水动力的作用下扩散、输运和

沉降，形成浓度场，对海域环境产生影响。通过预测求得悬浮泥沙的浓度场后，即可依据海水水质标准，分析论证其对周围环境的影响程度。

7.3.1 悬浮物扩散迁移的数学模式

悬浮物在海水中的沉降、迁移、扩散过程，可以由二维对流、扩散方程表示：

$$\frac{\partial SD}{\partial t}+\frac{\partial SUD}{\partial x}+\frac{\partial SVD}{\partial y}=\frac{\partial}{\partial x}(DK_X\frac{\partial S}{\partial x})+\frac{\partial}{\partial y}(DKy\frac{\partial S}{\partial y})-\alpha\omega_s S+Q$$

式中：S 为悬浮泥沙浓度；k_x、k_y 为水平紊流扩散系数；ω_s 为泥沙平均沉降速度；α 为泥沙沉降机率；Q 为源强度。

1）边界条件

在闭边界上没有物质通量，即 $\frac{\partial s}{\partial n}=0$

在开边界上满足 $\frac{\partial P}{\partial t}+V_n\frac{\partial P}{\partial n}=0$

流入边界清洁水满足 $s(x,y,k,t)=0$

2）输入参数

（1）源强

本工程陆域回填区域采用先围后填，进井路采用块石抛填方式。抛石一方面由于细颗粒泥沙带入水中增加水体悬浮物浓度，另一方面抛石挤出的泥沙清除过程也产生颗粒悬浮物。对于前者由于本工程填海采用抛大块石挤淤，故细颗粒泥沙含量极小，而且当填筑高程高于地面时，填筑料对水体影响更小，故这里不计抛石直接带入水中的泥沙。根据《水运工程技术四十年》（人民交通出版社，1996 年），抛石挤淤形成的颗粒物悬浮源强按下式计算：

$$S=(1-\theta_i)\bullet\rho_i\bullet\alpha_i\bullet P$$

式中，S 为抛石挤淤的悬浮物源强（kg/s），θ_i 为沉积物天然含水率（%），ρ_i 为淤泥中颗粒物湿密度（g/cm^3），α_i 为泥沙中悬浮物颗粒所占百分比（%），P 为平均挤淤强度。本次评价选取 θ_i=40%，ρ_i=1400kg/m^3，α_i=45%，P=0.0075（m^3/s），计算得 S=（1-0.4）×1400×0.45×0.0075=2.8kg/s。根据计算，本工程抛石点源的悬浮泥沙平均源强约为 2.8kg/s。

（2）模拟时间

为了得到悬浮泥沙可能达到的最大面积，我们考虑工程连续施工 12 小时的泥沙

扩散情况。

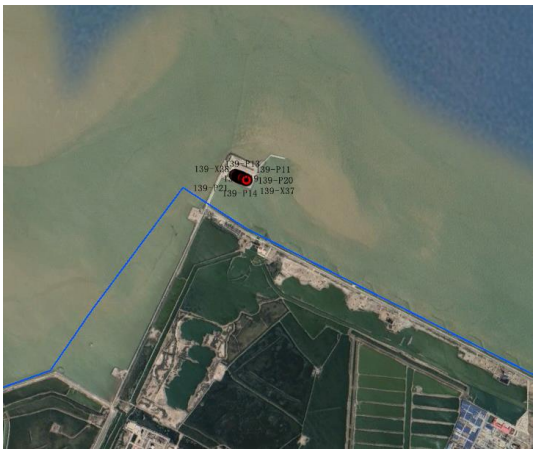
对悬浮泥沙的模拟是模拟计算海水悬浮泥沙的增加值。根据《海水水质标准》（GB3097-1997）中规定一类类水质标准，悬浮物质人为增加量不得高于 10mg/L，所以模拟临界值定为 10mg/L。由于潮流的周期运动影响到浓度场的不断变化，将模拟区域每个格点悬浮泥沙浓度值等于或超过 10mg/L 定义为对该点有影响，将每个格点出现的最大浓度定义为该点的最大浓度。

7.3.2 施工期对水质环境影响评价

7.3.2.1 工程建设悬浮泥沙对水环境影响

图 7.3－1～图 7.3－4 为井台搭建时块石抛填在低潮时、高潮时、落急时和涨急时悬浮泥沙影响最大范围包络线。

桩 139 号、桩 123 号、老 163 号和垦东 401 号平台的 10mg/l 包络线最大面积分别为 22.86km^2、19.21km^2、43.46km^2 和 20.33km^2。由图可知在潮流作用下，泥沙主要向桩 139 号、桩 123 号、老 163 号和垦东 401 号平台工程进井路工程疏浚区东南向、西向、北向三侧扩散为主。10mg/L 等值线的扩散范围以扩散点为中心，桩 139 号平台悬浮泥沙向 SE 方向扩散距离约为 3.98km，桩 123 号工程向 NW 方向扩散距离约为 3.19km，老 163 号向 N 方向扩散距离约为 6.31km，垦东 401 号平台向 E 方向扩散距离约为 3.54km。



井台位置



井台周边

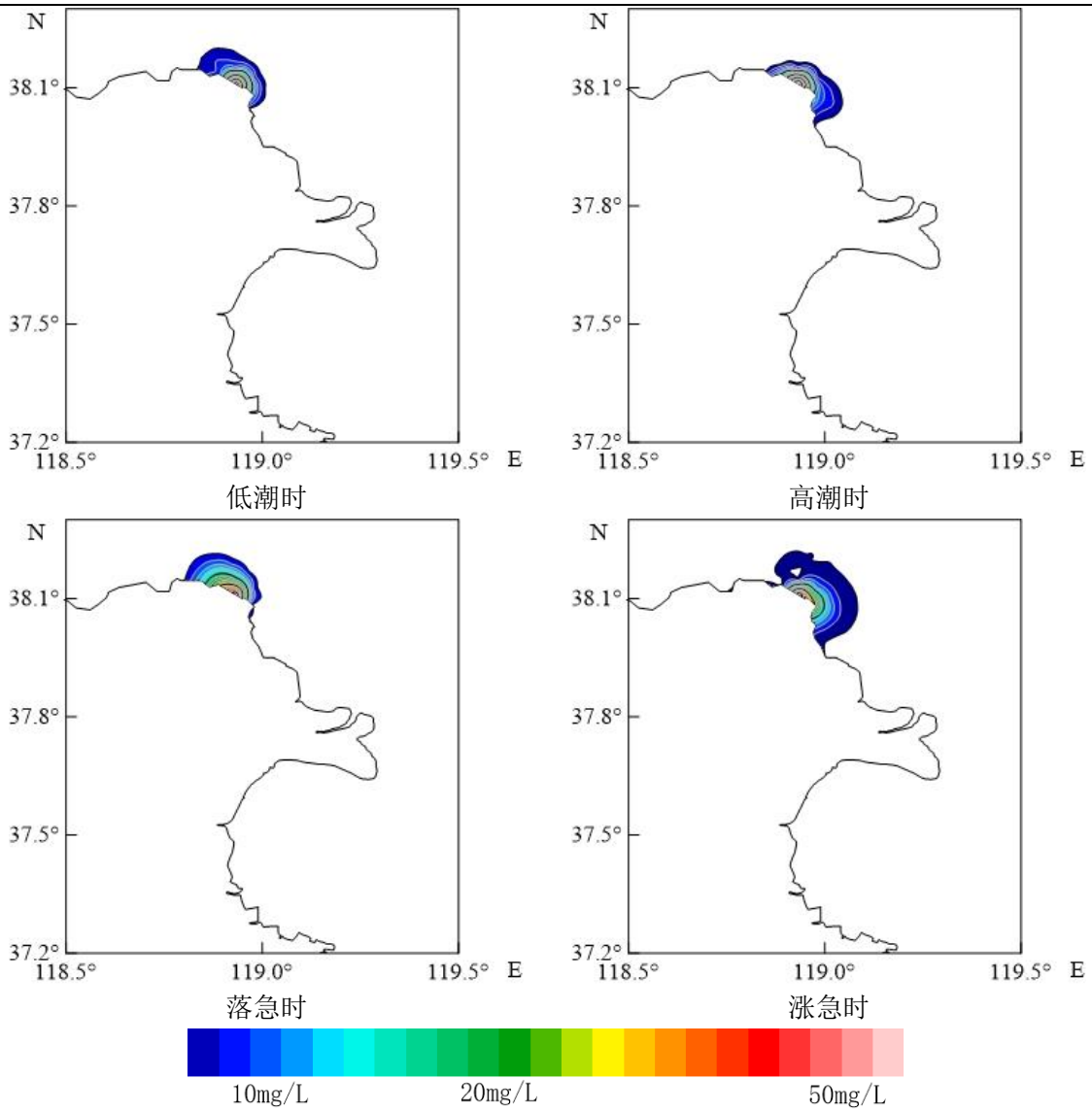


图 7.3-1　桩 139 号井台施工期间悬浮泥沙影响范围



井台位置



井台周边

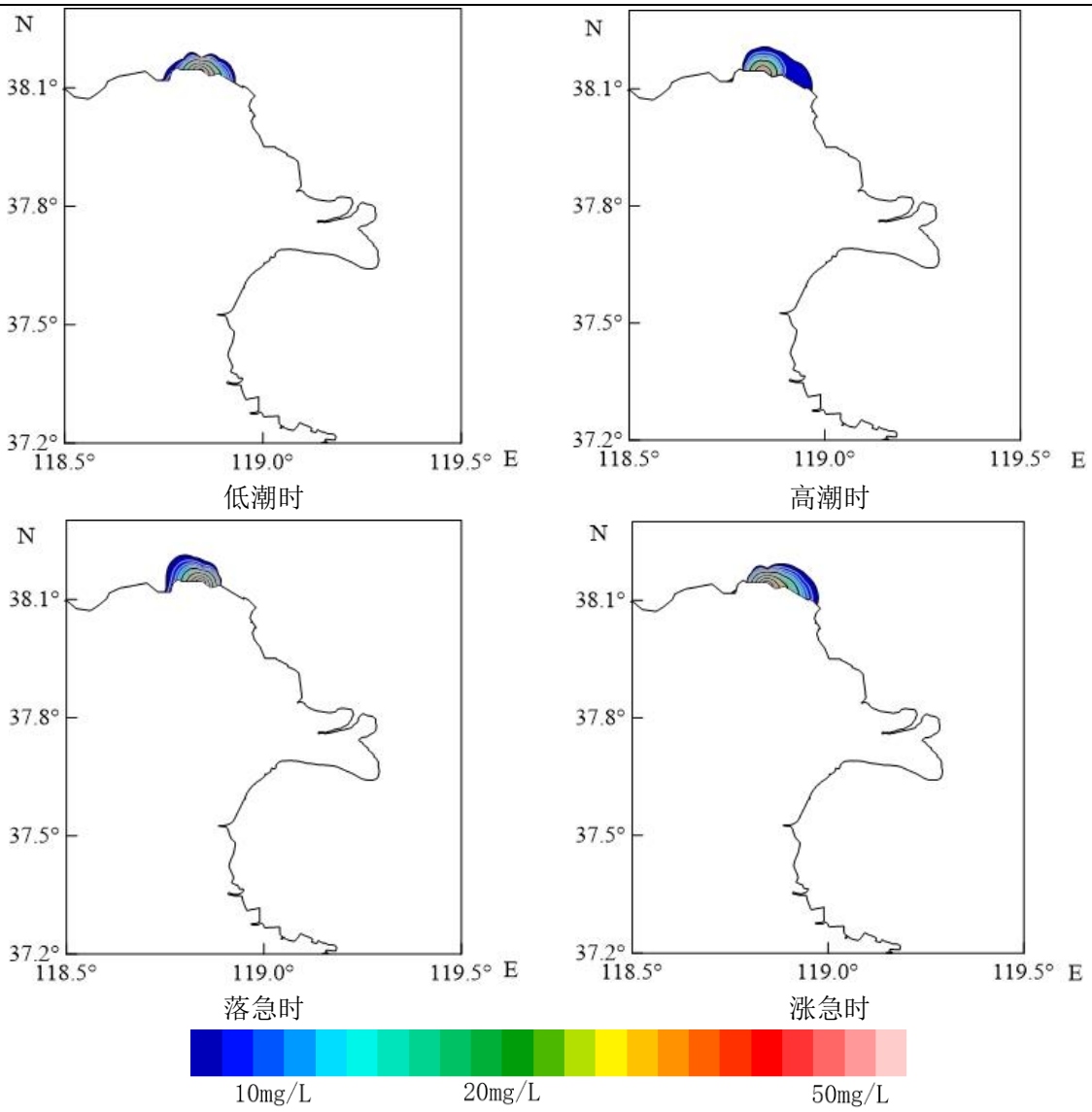
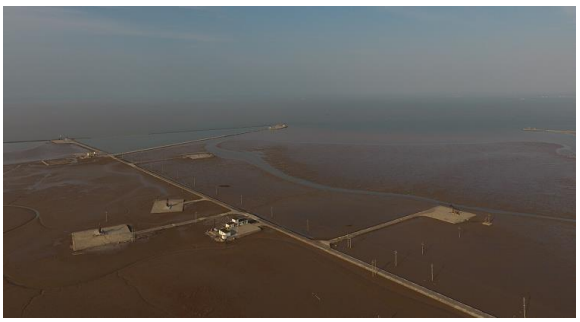


图 7.3-2 桩 123 号井台施工期间悬浮泥沙影响范围



井台位置



井台周边

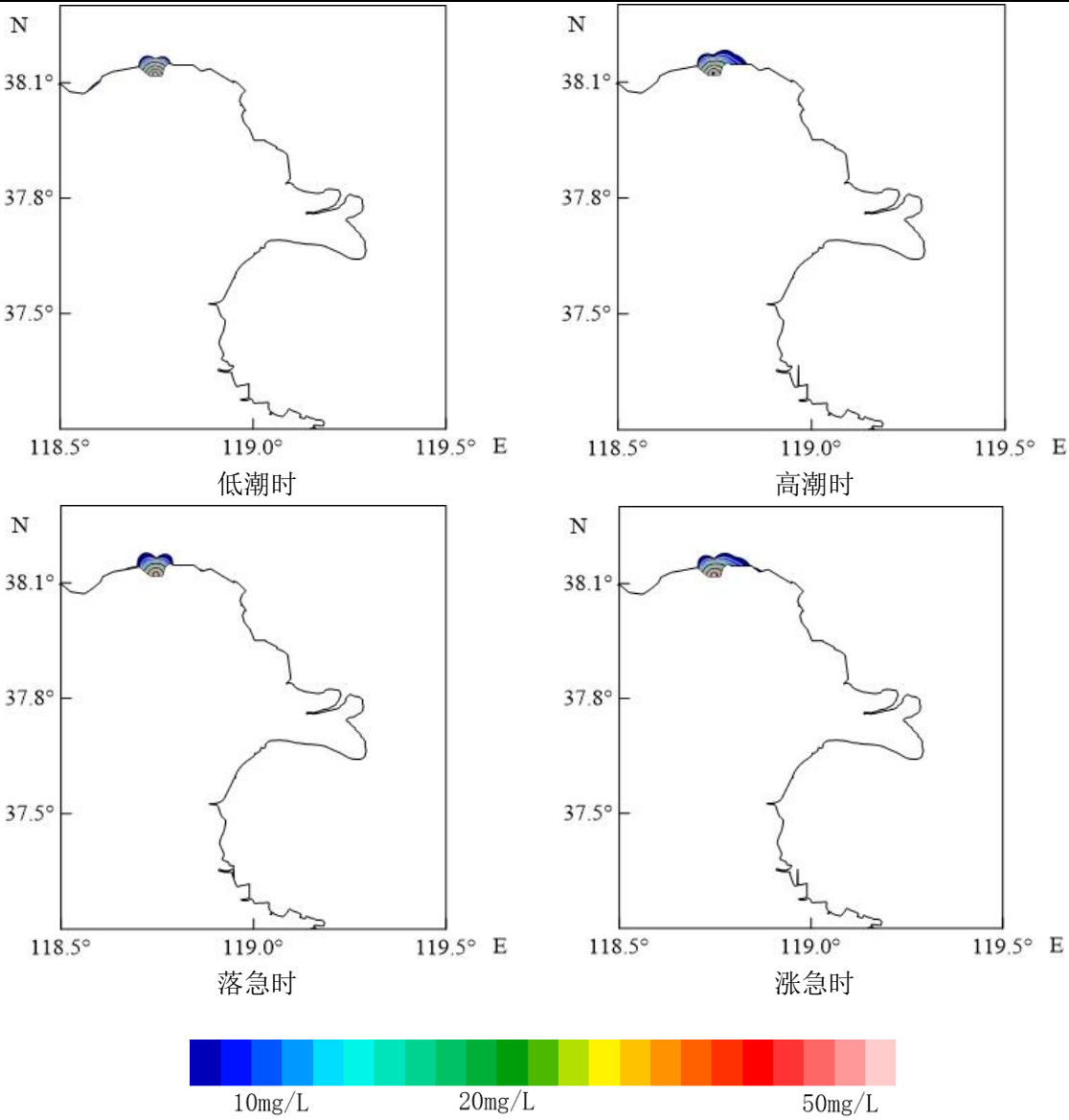


图 7.3-3　老 163 号井台施工期间悬浮泥沙影响范围



井台位置



井台周边

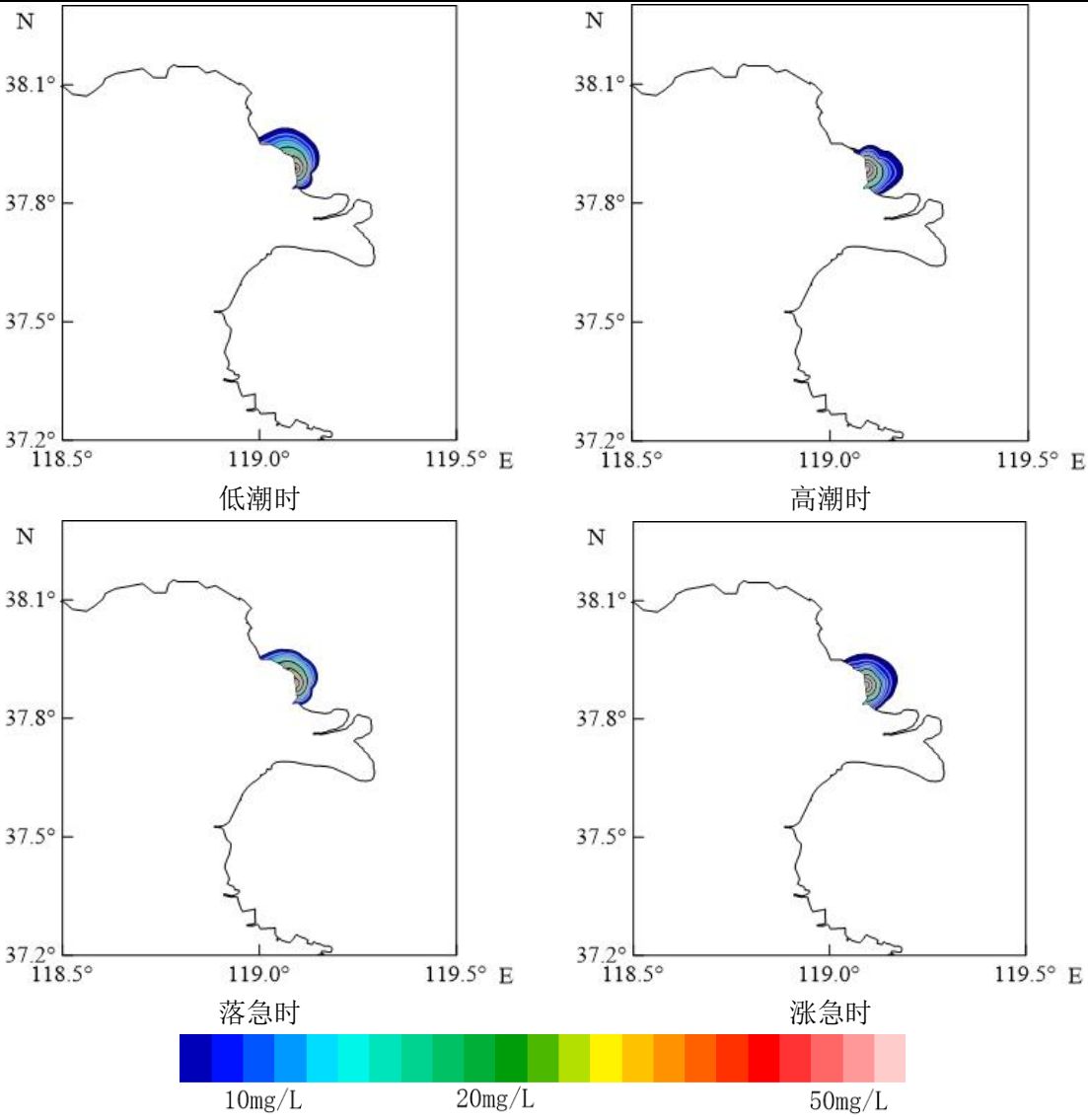


图 7.3-4　垦东 401 平台施工期间悬浮泥沙影响范围

7.3.2.2 工程施工产污对水环境影响分析

施工期钻井过程中产生的钻井废水、管道试压废水均处理达标后回注用于油田注水开发，不排海；海上施工产生的船舶机舱含油污水运回陆上接收处理，不排海；生活污水排入临时旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海。

施工期产生的废水均不排海，且施工期均已结束，从现状调查结果来看，工程施工期对周边海水水质影响较小。

7.3.3 运营期对水质环境影响评价

工程运营阶段产生的作业废水、油田采出水通过集输流程进入飞雁滩联合站污

水处理系统、桩西联污水站和桩 106 污水站，以及东三污水站、东四污水站和新滩污水站后回注地层用于油田注水开发，不排海；压裂废液、酸化废液收集后外运至清河采油厂井下作业配液站内废液处理站处理，最终处理达标后回注用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，定期清掏用作农肥。

受台风“温比亚”影响，2018 年 8 月 18 日 12 时至 20 日 06 时发生强降雨和风暴潮，导致地势低洼处积水严重，行洪压力大，泄洪困难，站台稍受影响，但预警之前已做好关井措施，不会对水环境造成影响。从现状调查结果来看，正常状况下对工程周边的海水水质环境不产生影响。

7.4 海洋沉积物环境影响预测与评价

本工程绝大多数设施位于沿海陆域或滩涂，仅部分滩海陆岸井台位于海域，但生产设施均位于人工陆地范围内，无新增涉海建设工程内容，对工程周边海域的沉积物环境不产生影响。

1）本工程主要是通过填海方式建设井台和道路设施等，工程部分陆域回填所需土石料来源于当地石料厂，土石料应经监测其有毒有害和放射性等污染物符合相关标准要求，对海洋沉积物资源不会产生明显影，吹填土来源于附近港池航道疏浚土，不会对海洋沉积物资源产生影响。

2）工程施工悬浮物影响范围内的悬浮泥沙将会沉积到海底，由于悬浮泥沙主要来源于原有的海底沉积物、数量较少且持续时间较短，施工产生的悬浮泥沙与影响范围内的沉积物理化指标基本相同，对比工程建设前后的沉积物调查数据显示，调查海域沉积物中各项指标均满足一类标准要求。由此表明施工期产生的悬浮泥沙对工程海域沉积物环境质量未造成显著的影响，未明显改变周边影响区域内的沉积物的质量。

3）管道防腐对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极金属中的锌释放，本工程管道多使用铝阳极。锌在氧化还原反应后，将以溶解状态的锌离子形态存在。由于阳极块间隔较远，重金属离子释放不考虑相互叠加，可以把每个阳极块当作一个点释放源。单个点源平均重量为 40kg，则每个阳极的锌含量最大为 1.36kg，管道设计使用寿命按 20 年计，考虑到阳极使用寿命的裕量，则单个阳极每年释放到环境中的锌小于 0.068kg，每个点源影响范围按半径 5m，影响深度 1.5m 计算，则在不考虑自然降解的情况下，管道对周边沉积物中锌含量的每年增加值为 0.218×10^{-6}，叠加沉积物现状调查的锌平均背景值 50.84×10^{-6}，项目运营数年后，管道周边沉积物环境质量仍小于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6}，因此管道防腐采用的牺牲阳极

不会引起沉积物中的锌污染。

4）根据工程分析，工程运营期产生的油田采出水输送到陆上处理，整个生产过程生产废水不排海。运营期产生的油泥砂运回陆地委托有资质的单位进行处理，生活垃圾委托环卫部门处理，生活污水依托旱厕，拉运至保护区外处理。

7.5 海洋生态环境与生物资源影响预测与评价

本工程对生态环境的影响包括井台、进井路敷设产生悬浮物对浮游生物、渔业资源等的影响以及井台、进井路和井场道路永久占地对底栖生物、潮间带生物造成的影响。工程运营期生产活动均在人工陆地内进行，产生的各类污染物均采取妥善的处理和处置措施，不排海，运营阶段对工程所在海域生态环境影响较小。

7.5.1 海洋生态环境的影响分析

本工程对生态环境的影响包括井台、进井路敷设产生悬浮物对浮游生物、底栖生物、渔业资源等的影响以及井台、进井路和井场道路永久占地对底栖生物、潮间带生物造成的影响。工程运营期生产活动均在人工陆地内进行，产生的各类污染物均采取妥善的处理和处置措施，不排海，运营阶段对工程所在海域生态环境影响较小。

7.5.1.1 工程对浮游生物的影响

工程井台、进井路抛石、管道开挖等活动引起海底泥沙再悬浮，吹填排水中也含有高浓度悬浮物，使施工作业点、排水点周围水体中产生大量的悬浮物，形成一定范围的悬浮物高密度分布区域，从而引起水体悬浮物浓度增加，降低水体透光率，造成水体浮游植物生产 力下降。从食物链角度看，初级生产力下降，必将影响正常食物链的传递，最终导致水域可利用生物资源量下降。一般而言，悬浮物的浓度增加量10mg/L 以下时，水体中的浮游植物不会受到影响；当悬浮物的浓度增加量在 10mg/L～50mg/L 时，浮游植物将会受到轻微的影响；而当悬浮物浓度增加量在 50mg/L 以上时，浮游植物会受到较大的影响，特别是中心区域，悬浮物含量较高，海水透光性极差，浮游植物生长将受显著抑制。

徐兆礼等对悬沙影响浮游植物的问题进行了多项研究，其中长江口悬沙牟氏角毛藻 生长影响的动态试验和静态试验研究结果表明：牟氏角毛藻的生长速度随悬沙浓度增大而逐渐减少，悬沙对浮游植物的影响非常显著，而且悬沙一旦产生，即便是浓度不大，也影响水体的透明度，从而影响浮游植物的光合作用，对浮游植物生长起到抑制作用。徐兆礼等人的研究结果还表明：悬沙对浮游植物的影响有两个方面，一

是悬沙影响水体的透明度，从而影响浮游植物的光合作用，对浮游植物生长起到抑制作用；二是底泥中存在的污染物，这些污染物从底泥中析出，造成水体二次污染，进而对浮游植物生长产生影响。根据徐兆礼开展的实验研究，长江口疏浚弃土悬沙对微绿球藻和牟氏角毛藻的生长有一定的抑制作用，试验结果表明，当水体中含沙量持续96h达到3g/L时，藻类生长速率降低20%～30%。但当作业停止，悬沙迅速沉淀，水体变清，藻类生长可恢复正常。

同样，施工作业对浮游动物最主要影响是水体中增加的悬浮物，水体的浑浊度增大。悬浮物对浮游动物的影响与悬浮物的粒径、浓度等有关。具体影响反映在浮游动物的生长率、存活率、摄食率、丰度、生产量及群落结构等方面。浮游动物受影响程度和范围与浮游植物相似。

李纯厚等所做的悬浮物毒性试验表明，悬浮相对浮游甲壳类的致毒效应明显。22.0℃～24.0℃试验水温时，悬浮相对卤虫无节幼体和浮游桡足类的急性毒性试验结果分别 为：96hLC_{50}为71.6mg/L（卤虫无节幼体），48hLC_{50}为61.3mg/L（浮游桡足类）。

王金秋等研究表明，培养液中加入7mg/mL～9mg/mL的弃土悬沙，褶皱臂尾轮虫种群的存活率呈显著和极显著差异，即高浓度的悬沙，可降低该轮虫的存活率，从而导致其种群增长率显著和极显著地降低，说明该浓度弃土悬沙是该轮虫的敏感浓度阈值，低于这一浓度则对该轮虫无显著影响。

施工过程引起的入海悬浮泥沙是暂时的。随着工程施工结束，泥沙通过沉降作用，水质逐渐恢复，浮游生物会逐渐恢复正常。

7.5.1.2 对底栖生物的影响

本工程建设对底栖生物最主要的影响是井台、进井路、管道建设等工程毁坏了底栖生物的栖息地，使底栖生物栖息环境受到了影响，并且可直接导致底栖生物死亡。桩西油田、孤东油田部分井台、道路位于海域，永久性占用所在海域，在导致当年该区域及附近一定范围内底栖生物全部损失的同时，长期占用该水域底栖生物的生存空间，导致一定区域范围内底栖生物的永久损失。本工程永久占用海域导致底栖生物全部损失的面积统计见表 7.5-1。

表 7.5-1　本工程永久占用海域的设施统计

油田	工程内容	海域（m^2）
桩西油田	井台	66475
孤东油田	井台	5720

	道路	22256①

注：①孤东油田进井道路部分位于滩涂区域，部分位于海域。

7.5.1.3 对潮间带生物的影响

本工程建设对潮间带生物最主要的影响是站场、井台、进井路、管线等工程毁坏了潮间带生物的栖息地，使潮间带生物栖息环境受到了影响，并且可直接导致潮间带生物死亡。本工程飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田、孤东油田、红柳油田、新滩油田大部分井台、道路位于滩涂，改工程对该区域的占用导致当年该区域及附近一定范围内潮间带生物全部损失，并长期占用该区域潮间带生物的生存空间，导致该部分区域范围内潮间带生物的永久损失。本工程永久占用滩涂导致潮间带生物全部损失的面积统计见表 7.5-2。

表 7.5-2　本工程永久占用滩涂的设施统计

油田	工程内容	滩涂（m^2）
飞雁滩油田	井台	10500
	计量站	54300
老河口油田	井台	264858
	道路	17920
桩西油田	井台	17296
	道路	5920①
孤东油田	道路	22256②
红柳油田	计量站	1865
	道路	25064
新滩油田	井台	31000
	道路	253816③

注：①桩西油田进井道路部分位于沿海陆域，部分位于滩涂区域；②孤东油田进井道路部分位于滩涂区域，部分位于海域；③新滩油田进井道路部分位于沿海陆域，部分位于滩涂区域。

7.5.1.4 对渔业资源的影响

井台建设、道路建设、管线敷设等工程施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡。对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和

初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

此外，施工对渔业的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力，施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响，严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食，而且这些种类多为定置性种类，活动能力较弱，工程施工期就会对其生长产生不利影响。因此，从食物链的角度考虑，施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生明显的抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

项目继续运行阶段不会新增新的用海工程，污染物均得到妥善回收或合理处置，不会产生新的海洋生态环境影响，但是目前存在的对海洋生态环境影响将持续存在。

7.5.2 海洋生物资源损害评估

7.5.2.1 生物损失量评估方法

生物量损失计算参照中华人民共和国农业部发布的水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）中的有关规定进行。

1）占用水域造成的生物资源损失

工程建设需要占用渔业水域，使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失。各种类生物资源损害量评估按以下公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

W_i——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾、个、千克（kg）；

D_i——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km^2]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km^3]、千克每平方千米（kg/km^2）；

S_i——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km^2）或立方千米（km^3）。

2）悬浮泥沙造成的生物资源损失

污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间少于 15 天的按一次性平均受损量评估。

悬浮泥沙对海洋生物资源损害，按以下公式计算：

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

式中：W_i——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为（尾）、个、千克（kg）；

D_{ij}——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/ km^2）、个平方千米（个/km^2）、千克平方千米（kg/km^2）；

S_j——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km^2）；

K_{ij}——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；生物资源损失率取值参见表 7.5-3。

n——某一污染物浓度增量分区总数

施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间多于 15 天的按持续性累计受损量评估，计算以年为单位。

$$M_i = W_i \times T$$

式中:

M_i—第 i 种类生物资源累计损害量，单位为（尾）、个、千克（kg）；

W_i--第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为（尾）、个、千克（kg）；

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

本工程污染物对各类生物损失率见表 7.5-3。

表 7.5-3 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标倍数（Bi）	各类生物损失率（%）		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
$B_i \leqslant 1$倍	5	1	5
$1 < B_i \leqslant 4$倍	10	5	10
$4 < B_i \leqslant 9$倍	30	10	30
$B_i \geqslant 9$倍	50	20	50

7.5.2.2 海洋生物资源损失计算参数

根据现状调查及海域历史调查资料收集情况，本次评价选取全海域的调查结果代表工程区及其周边的生物现状。计算水深取 3m，详细计算参数见表 7.5-4。

表 7.5-4 项目海洋生物资源损失计算参数

种类	调查时间	密度或生物量	计算取值

		属性	单位	数量	
底栖生物①	春季	生物量	g/m^2	4.18	14.305
	春季	生物量	g/m^2	28.35	
	春季	生物量	g/m^2	6.19	
	秋季	生物量	g/m^2	18.5	
潮间带生物	/	生物量	g/m^2	37.41	37.41
鱼卵	春季	密度	粒/m^3	3.81	2.012
	春季、秋季	密度	粒/m^3	0.214	
仔稚鱼	春季	密度	尾/m^3	0.02	0.051
	秋季	密度	尾/m^3	0.082	
幼鱼②	春季、秋季	密度	尾/km^2	6338	6338
鱼类成体	秋季	重量密度	kg/km^2	48.54	48.54
软体动物	秋季	重量密度	kg/km^2	43.49	43.49
甲壳类	秋季	重量密度	kg/km^2	49.99	49.99

备注：①底栖生物选取 2015 年春季、2016 年春季（5 月、6 月两次调查）、2017 年秋季调查结果的平均值作为生态损失的计算依据；②由于现状调查无幼鱼资料，本次选取 2013 年春、秋两季的平均值作为生态损失的计算依据。

7.5.2.3 工程占用海域造成的海洋生物资源损失

本工程占用潮间带及水域，其中的海洋生物资源因海洋生物栖息地被破坏而死亡，因此损失率均按 100%计算。据统计，本工程占用海域面积为 799246m^2，其中占用潮间带面积 704795m^2，占用水域面积 94451m^2。工程占海面积统计情况见表 7.5-5。

表 7.5-5　工程占海面积

油田名称	潮间带（m^2）	水域（m^2）
飞雁滩油田	64800	0
老河口油田	282778	0
桩西油田	23216	66475
孤东油田	22256	27976
红柳油田	26929	0
新滩油田	284816	0
小计	704795	94451
合计	799246	

工程占用海域造成的海洋生物资源损失量计算见表 7.5-6。

表 7.5-6　工程占用海域造成的海洋生物资源损失量

种类	密度		影响面积（10^4m^2）	损失量	
	单位	数量		单位	数量
底栖生物	g/m^2	14.305	9.4451	t	1.35
鱼卵	粒/m^3	2.012	79.9246	10^4粒	482.42
仔稚鱼	尾/m^3	0.051		10^4尾	12.23
幼鱼	尾/km^2	6338		10^4尾	1.52
鱼类成体	kg/ km^2	48.54		kg	38.80
软体动物	kg/ km^2	43.49		kg	34.76
甲壳类	kg/ km^2	49.99		kg	39.95
潮间带生物	g/m^2	37.41	70.4795	t	26.37

根据表 7.5-6 中数据，工程占用海域造成底栖生物损失量 1.35t，造成潮间带生物损失量 26.37t，造成鱼卵损失量 482.42×10^4粒，造成仔稚鱼损失量 12.23×10^4尾，造成幼鱼损失量 1.52×10^4尾，造成鱼类、软体动物、加壳类损失量分别为 38.80kg、34.76kg、39.95kg。

7.5.2.4 悬浮泥沙造成的海洋生物资源损失

一般而言，悬浮物含量增加量≤10mg/L 时，悬浮物超过《海水水质标准》（GB 3097-1997）一、二类标准值 0～1 倍，该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 5%计算，渔业资源按照 1%计算；悬浮物含量增加量为 10mg/L～50mg/L 时，超过《海水水质标准》（GB 3097-1997）一、二类标准值 1～4 倍，该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 10%计算，渔业资源按照 5%计算；悬浮物含量增加量为 50mg/L～100mg/L 时，超过《海水水质标准》（GB 3097-1997）一、二类标准值 4～9 倍，该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 30%计算，渔业资源按照 10%计算；悬浮物含量增加量为＞100mg/L 时，超过《海水水质标准》（GB 3097-1997）一、二类标准值＞9，该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 50%计算，渔业资源按照 20%计算。

类比类似工程情况，本工程施工期悬浮物含量增加量≤10mg/L 的面积为 0.942km^2，悬浮物含量增加量为 10mg/L～50mg/L 的面积为 0.417km^2，悬浮物含量增加量为 50mg/L～100mg/L 时，影响范围最大距离约为 320m，面积为 0.274km^2；悬浮物含量增加量为＞100mg/L 时悬浮物影响范围最大近距离约为 250m，面积为 0.235km^2。

按公式估算本工程施工过程中悬浮泥沙扩散对海洋生物资源造成的损失见表 7.5-7。

表 7.5-7　施工悬浮泥沙造成的海洋生物资源损失量

种类	影响面积（km^2）		生物密度		损失率（%）	损失量	
			单位	数量		损失量	合计
鱼卵	≤10mg/L	0.942	粒/m^3	2.012	5	284295.6	174.14×10^4粒
	（10～50）mg/L	0.417			10	251701.2	
	（50～100）mg/L	0.274			30	496159.2	
	＞100mg/L	0.235			50	709230	
仔稚鱼	≤10mg/L	0.942	尾/m^3	0.051	5	7206.3	4.41×10^4尾
	（10～50）mg/L	0.417			10	6380.1	
	（50～100）mg/L	0.274			30	12576.6	
	＞100mg/L	0.235			50	17977.5	
幼鱼	≤10mg/L	0.942	尾/km^2	6338	5	29851.98	18.29×10^4尾
	（10～50）mg/L	0.417			10	26429.46	
	（50～100）mg/L	0.274			30	52098.36	
	＞100mg/L	0.235			50	74471.5	
鱼类成体	≤10mg/L	0.942	kg/km^2	48.54	1	137.17	1524.20kg
	（10～50）mg/L	0.417			5	303.62	
	（50～100）mg/L	0.274			10	399.00	
	＞100mg/L	0.235			20	684.41	
软体动物	≤10mg/L	0.942	kg/km^2	43.49	1	122.90	1365.63kg
	（10～50）mg/L	0.417			5	272.03	
	（50～100）mg/L	0.274			10	357.49	
	＞100mg/L	0.235			20	613.21	
甲壳类	≤10mg/L	0.942	kg/km^2	49.99	1	141.27	1569.74kg
	（10～50）mg/L	0.417			5	312.69	
	（50～100）mg/L	0.274			10	410.92	
	＞100mg/L	0.235			20	704.86	

本工程运营期正常工况下无污染物排放入海，因此按照以上计算结果，工程造成的海洋生物资源损失量为：鱼卵损失量 174.14×10^4粒、仔稚鱼损失量 4.41×10^4尾、幼鱼损失量 18.29×10^4尾、鱼类成体损失量 1524.20kg、软体动物损失量 1365.63kg、甲壳类损失量 1569.74kg。

7.5.3 小结

综上，本工程造成的海洋生物资源损失总量如表 7.5-8 所示，其中，底栖生物损失总量 1.35t，潮间带生物损失总量 26.37t，鱼卵损失总量 656.56×10^4粒、仔稚

鱼损失总量21.91×10^4尾、幼鱼损失总量20.47×10^4尾、鱼类成体损失总量1579.73kg、软体动物损失总量1415.38kg、甲壳类损失量1626.93kg。

表 7.5-8　海洋生物资源损失总量

种类	单位	占用海域损失	悬浮泥沙	合计
底栖生物	t	1.35	/	1.35
鱼卵	10^4粒	482.42	174.14	656.56
仔稚鱼	10^4尾	12.23	4.41	16.64
幼鱼	10^4尾	1.52	18.29	19.80
鱼类成体	kg	38.80	1524.20	1563.00
软体动物	kg	34.76	1365.63	1400.39
甲壳类	kg	39.95	1569.74	1609.69
潮间带生物	t	26.37	/	26.37

7.6 主要环境敏感区和海洋功能区环境影响预测与评价

7.6.1 山东黄河三角洲国家级自然保护区

7.6.1.1 与敏感区位置关系

本工程所有生产设施均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内。

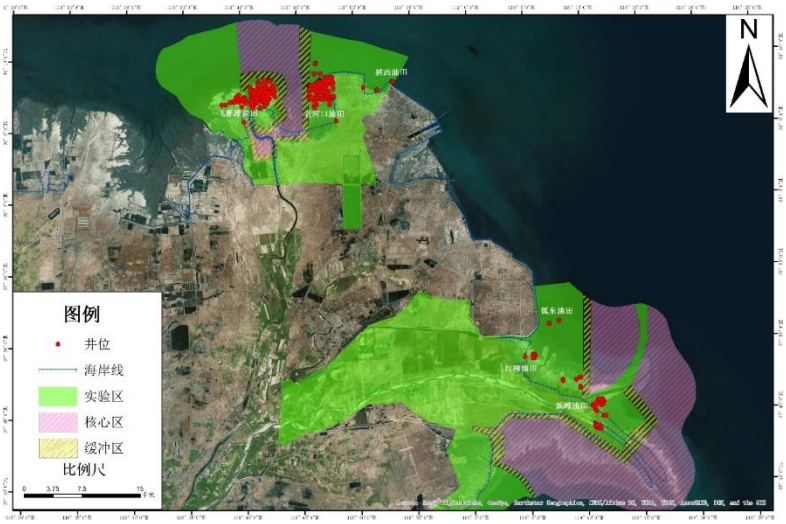


图 7.6-1　本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区的井位地理位置图

7.6.1.2 生态环境相关区划与规划

保护区性质：山东黄河三角洲国家级自然保护区于 1990 年经东营市人民政府批准建立，1991 年经山东省人民政府批准建立省级自然保护区，1992 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区。

保护对象：保护区的主要保护对象为新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类。

1）项目所在位置在《全国生态功能区划（修编版）》（2015 年）中的定位

根据《全国生态功能区划（修编版）》（2015 年），全国生态功能区划包括生态功能大类（3 类）、生态功能类型（9 类）、生态功能区（242 个）。评价区位于山东省东营市境内的山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内，该区为黄河三角洲湿地生物多样性保护重要区，是 63 个重要生态系统服务功能区之一，评价区生态功能区划属于：

I 生态调节功能区

I-02 生物多样性保护功能区

I-02-07 黄河三角洲湿地生物多样性保护功能区

该类型区的主要生态问题：

人口增加以及农业和城镇扩张，交通、水电水利设施建设、矿产资源开发，过度放牧、生物资源过度利用，外来物种入侵等，导致生物资源退化，以及森林、草原、湿地等自然栖息地遭到破坏，栖息地破碎化严重；生物多样性受到严重威胁，部分野生动植物物种濒临灭绝。

该类型区生态保护的主要方向：

①开展生物多样性资源调查与监测，评估生物多样性保护状况、受威胁原因。

②禁止对野生动植物进行滥捕、乱采、乱猎。

③保护自然生态系统与重要物种栖息地，限制或禁止各种损害栖息地的经济社会活动和生产方式，如无序采矿、毁林开荒、湿地和草地开垦、道路建设等。防止生态建设导致栖息环境的改变。

④加强对外来物种入侵的控制，禁止在生物多样性保护功能区引进外来物种。

⑤实施国家生物多样性保护重大工程，以生物多样性重要功能区为基础，完善自然保护区体系与保护区群的建设。

2）项目所在位置在《山东生态省建设规划纲要》（鲁政发[2003]119 号）中的定位

根据《山东生态省建设规划纲要》（鲁政发[2003]119 号），评价区属于鲁北平原和黄河三角洲生态区，该区地貌上为华北大平原的一部分，降水少，蒸发强，是全省大陆性最强的地区，土壤为潮土和盐化潮土，自然植被以盐生灌丛和草甸为主。本区的主导生态功能是维持黄河三角洲天然湿地，防治土壤盐渍化、沙化和干旱。主要的生态问题一是气候干旱和水资源短缺；二是土壤盐渍化与沙化严重；三是超采深层地下水造成漏斗区不断扩大，引起部分区域的地面沉降；四是水污染严重。

生态保护和发展的主要方向和任务：

（1）建设好自然保护区；

（2）利用生物、土壤、工程等措施治理和改造盐渍土和沙化土壤；

（3）加大农田林网和农林间作建设，营造生态防护林、名优经济林和工业原料林；

（4）发展节水农业，发挥粮、棉优势；

（5）重点发展黄河三角洲地区的石油天然气开采、石油化工等主导产业，综合发展其他产业，加快基础设施建设；

（6）加快滩涂与荒地开发，建设以粮、棉、牧、渔为特色的综合农业基地和以速生林为主的林纸一体化基地。

在保护的前提下，依托自然保护区，发展独具特色的湿地生态旅游业。

3）项目所在位置在《山东省重点生态功能保护区规划（2008-2020）》中的定位

根据《山东省重点生态功能保护区规划（2008-2020）》，评价区属于生物多样性保护生态功能保护区，该区主导功能是生物多样性保护，是东北亚内陆和环太平洋鸟类迁徙的重要停歇地和越冬地。

该类型区存在的主要问题：生态环境脆弱；原发性自然灾害没有得到根本治理；保护与开发的矛盾突出。

该类型区主要建设任务：

（1）恢复与重建湿地生态系统；

（2）加强生物多样性保护；

（3）禁止在湿地内开垦或随意变更土地用途的行为，防止农业对自然保护区的蚕食以及石油资源开发和生产对湿地资源的污染。

4）项目所在位置在《东营生态市建设总体规划（2003-2020）》中的定位

项目所在位置位于山东黄河三角洲国家级自然保护区内，属于《东营生态市建设总体规划（2003-2020）》中的滨海潮滩、新生湿地资源保育与自然保护区。评价区所在区域是世界上最年轻的湿地，处于相对原生状态，环境独特，物种丰富。植被的萌生演替基本在自然状态下进行，并且是东北亚内陆和环西太平洋候鸟迁徙的重要中转站、越冬栖息地和繁殖地。

该区域的主要生态问题：①湿地萎缩退化；②土壤盐渍化日益加重；③保护与开发的矛盾突出。

该区域的主要生态保护方向：

①恢复与重建湿地生态系统；②加强生物多样性保护；③禁止在湿地内开垦或随意变更土地用途的行为，防止农业对自然保护区的蚕食以及石油资源开发和生产对湿地资源的污染。

综上，根据评价区在山东省生态规划以及经济发展中的定位，该区域当前的生态保护方向包括：保护黄河口新生湿地，恢复与重建湿地生态系统；加强生物多样性保护；利用生物、土壤、工程等措施治理和改造盐渍土和沙化土壤等。

7.6.1.3 保护区生态现状调查

1）生态系统类型

山东黄河三角洲国家级自然保护区主要保护黄河口新生湿地生态系统及其生物多样性，是集自然保护、科学研究、宣传教育、生态旅游于一体的综合性湿地生态系统类型的自然保护区。根据《全国湿地资源调查技术规程（试行）》（林湿发[2008]265号）的规定，山东黄河三角洲自然保护区的湿地分为近海与海岸湿地、河流湿地、沼泽湿地及人工湿地 4 类。各类湿地分类和划分标准如表 7.6-1。

表 7.6-1　黄河三角洲自然保护区湿地分类表

湿地类	湿地型	划分标准
近海与海岸湿地	浅海水域	浅海湿地中，湿地底部基质为无机部分组成，植被盖度＜30%的区域，多数情况下低潮时水深小于 6m。包括海湾、海峡
	淤泥质海滩	由淤泥质组成的植被盖度＜30%的淤泥质海滩
	潮间盐水沼泽	潮间地带形成的植被盖度≥30%的潮间沼泽，包括盐碱沼泽、盐水草地和海滩盐沼
	河口水域	从近口段的潮区界（潮差为零）至口外海滨段的淡水舌锋缘之间的永久性水域
	三角洲/沙洲/沙岛	河口系统四周冲积的泥/沙滩，沙州、沙岛（包括水下部分）植被盖度＜30%

湿地类	湿地型	划分标准
河流湿地	永久性河流	常年有河水径流的河流，仅包括河床部分
沼泽湿地	草本沼泽	由水生和沼生的草本植物组成优势群落的淡水沼泽
	灌丛沼泽	以灌丛植物为优势群落的淡水沼泽
人工湿地	库塘	为蓄水、发电、农业灌溉、城市景观、农村生活为主要目的而建造的，面积不小于 8hm^2 的蓄水区
	运河、输水河	为输水或水运而建造的人工河流湿地，包括灌溉为主要目的的沟、渠
	水产养殖场	以水产养殖为主要目的而修建的人工湿地
	盐田	为获取盐业资源而修建的晒盐场所或盐池，包括盐池、盐水泉

根据黄河三角洲自然保护区管理局相关统计数据，自然保护区总面积 15.3×10^{4}hm^2，其中，各类湿地总面积为 11.31×10^{4}hm^2，占自然保护区总面积的 74.0%。四种湿地类中，近海与海岸湿地面积 65109hm^2，占湿地总面积的 57.58%，面积最大，而淤泥质海滩是其中面积最大的湿地类型；河流湿地 2536hm^2，占湿地总面积的 2.24%，面积最小；沼泽湿地 29889hm^2，占湿地总面积的 26.43%，面积第二，而草本沼泽是其中面积最大的湿地型；人工湿地 15550hm^2，占湿地总面积的 13.75%，面积第三，水产养殖场是其中面积最大的湿地类型。

2）生态系统的结构

①生态系统的成分

黄河三角洲自然保护区是以新生河口湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主的多功能的湿地生态类型自然保护区，其组成成份除了阳光、水分、土壤等非生物成份外，还包括陆生动植物、水生生物等生物成份。在滨水岸带内，植物种群依水深程度不同而平行分布挺水植物、浮叶植物、漂浮和沉水植物。

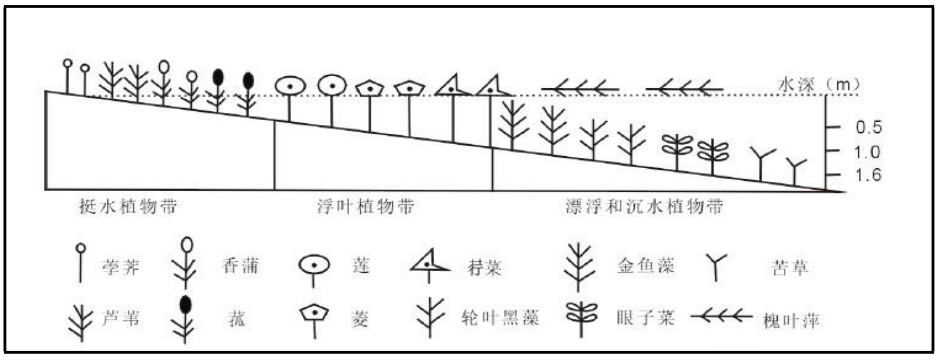


图 7.6-2　黄河三角洲湿地水生生物系列带分布图

②生态系统的营养结构

挺水植物、浮游植物、漂浮植物和沉水植物是黄河三角洲湿地生态系统的初级生产者，主要消费者是浮游动物、鱼类、底栖动物、鸟类和其它兽类，细菌和真菌为主的微生物是系统的分解者。在湿地底部有机物质和腐屑颗粒不断沉积。水生植物群落是黄河三角洲湿地生物的食饵，其生态指标关系到黄河三角洲湿地生物的生存状况。

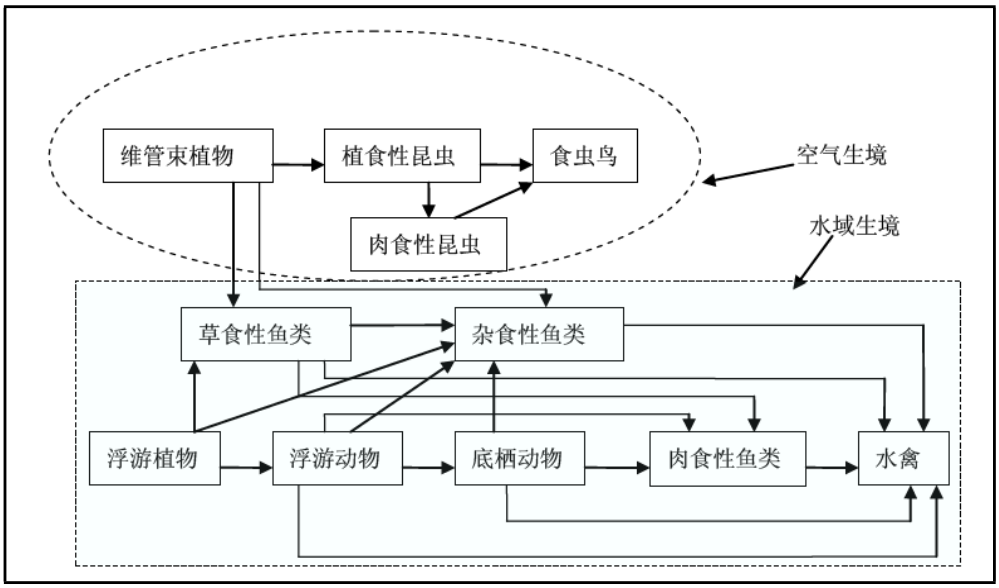


图 7.6-3　黄河三角洲湿地生态系统食物网示意图

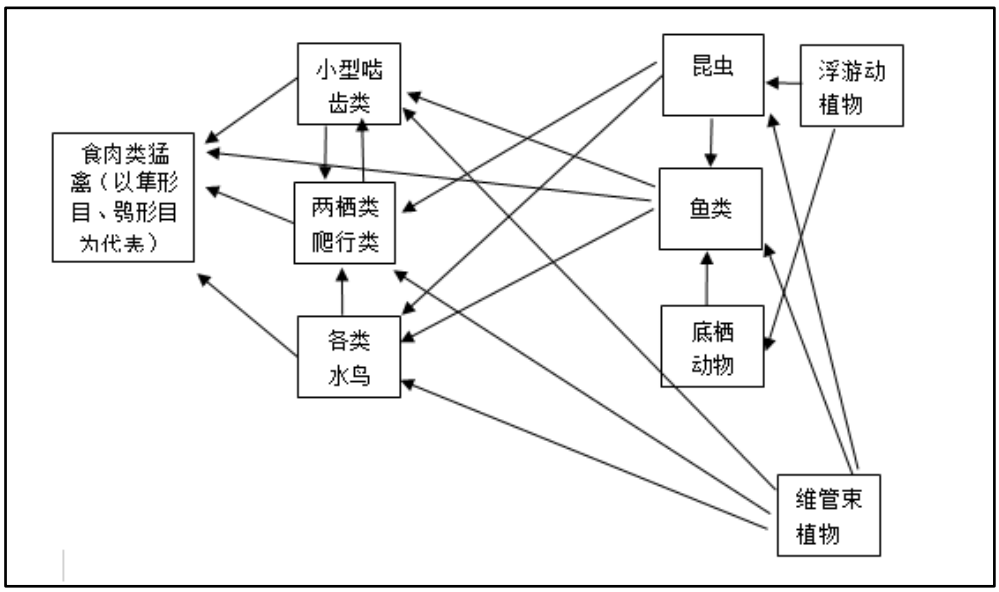


图 7.6-4　黄河三角洲湿地生态系统食物网示意图

3）生态系统的功能

黄河三角洲湿地生态系统主要功能如下：

①保护生物多样性：黄河三角洲湿地是众多鸟类栖息、繁衍的优良场所，也是众多水鸟迁徙的主要驿站，共有野生动物 1626 种。

②净化环境：黄河三角洲湿地有大面积的芦苇、草甸和沼泽具有净化水质、降解内陆各河流污染物质的功能，从而减轻渤海的污染。

③调蓄洪水：黄河三角洲湿地中沼泽、沟渠和水库湿地是一个巨大的天然蓄水库，可在河流涨水期或暴雨期储存过量的的降水，减少洪水径流，具有强大的蓄水调洪功能。另外，滨海湿地在调节黄河下游平原各河流水位与水量平衡中起重要作用。

④调节气候：黄河三角洲湿地的蒸发作用可以保持周边地区的湿度和降水量，调节局部区域的温度，同时自然保护区植被覆盖范围广阔，生物量巨大，种类丰富，大面积绿色植物进行光合作用，吸收二氧化碳，释放氧气，对当地气候调节有重大意义。

⑤提供水源：黄河为三角洲地区带来充沛的水量，据统计，东营市 90%以上的水来自黄河，10%来自地下水，水力资源较为充足，同时黄河三角洲湿地可补给东营地区地下水。

⑥保护土壤：黄河三角洲湿地因其具有特殊的植被和特殊的潮湿环境，具有防止土壤流失的功能。

4）生态系统的特征

受黄河三角洲形成过程及其特定的自然条件等方面制约，黄河三角洲湿地生态系统具有以下特点：

①分布不平衡

在黄河三角洲东部，滨海滩涂湿地、黄河现行水河道与故道的河口湿地、黄河现行水河道漫滩湿地等分布集中，面积大；而在西部由于距海远、地势高、人类开发等原因，仅有一些河道、低洼地、坑塘、水库、稻田等湿地，湿地少且分布零星分散。

②水分补给条件差

除海潮可波及的湿地和常年行水、蓄水的河流、水库湿地常年积水外，大部分湿地为季节性或短暂性积水，仅表现为地表过湿。地下水埋深一般在 0m～1m 之间。随着近 20 多年来黄河来水的减少、黄河断流的加剧，受黄河直接补给、间接补给的湿地其水分状况日趋恶化。

③动植物残体分解快，土壤有机质含量低

湿地的土壤潜育化程度低，动植物残体分解快，土壤有机质含量低。据测定土壤有机质最高值为 4.52%，一般在 1.5%以下。这种状况明显区别于典型的湿地生态系统。

④持水能力差

除河流水面、水库湿地外，大部分湿地所处地貌过于平坦，水分补给条件的变化在其积水状况上反映敏感；湿地成土母质较粗，多为沙壤土，少为壤土、粘土；另外动植物残体和土壤有机质少，这均导致湿地的持水能力弱。

⑤植物群落建群种少，结构简单

植物群落建群种贫乏，主要有盐地碱蓬、獐茅、罗布麻、芦苇、碱蓬、茵陈蒿、白蒿、二色补血草、拂子茅、香蒲等，它们常组成单优势群落、群落内种的饱和度小，每平方米至多仅有 2～3 个种。植物生长低矮稀疏，结构上分层不明显，一般 1 层～2 层。群落内水分分布不均，常呈小群分布。群落内层片少，多为 1 个～2 个。群落覆盖度季节变化大，夏、秋季高达 50%～60%以上，而春节多在 10%～30%。在同一地段常由于微地貌变化，而引起水分条件和土壤盐渍化程度的差异，致使植物群落因处境不同有一定变化。如柳树群落中，盐分较重处有盐地碱蓬小群聚，呈红色；而盐分较轻处则为白茅小群聚，呈灰白色，红白相间甚为明显。水分条件的季节变化，各种植物物候期的差异，是植物群落相更替的主要原因。春季，獐茅植物正值花期显得突出；夏秋季节水分较多，罗布麻、芦苇、柽柳、盐地碱蓬等开花结果，红、白、绿各色争艳。

⑥生物多样性较高

黄河三角洲海岸湿地有浮游植物 110 多种，浮游动物近 80 种，底栖动物有 220 多种，潮间带动物有 190 多种，鱼类有 193 种，还有国家二级重点保护海洋动物 5 种，在整个渤海海域属于生物多样性较高的区域。

⑦生态系统脆弱

湿地特殊的水文条件决定了湿地生态系统易受自然及人为活动干扰，生态系统极易受破坏，且受破坏后难以恢复。黄河三角洲湿地本身就是一个脆弱的生态系统，其水分补给条件差、持水能力差，植物建群种少，食物网不复杂，且受海潮、风暴潮等自然灾害威胁较大。加之黄河三角洲处于海陆生态环境过渡带，成陆时间短，在生态系统的稳定性上，在抵御外部干扰的能力上，在对全球变化的反应上，都表现出相当突出的脆弱性。

5）生态系统的完整性

生态系统的生产能力是由生物生产力来度量的。生物生产力是指生物在单位面积和单位时间所产生的有机物质的数量，目前，全面测量生物的生产力，还存在较大困难。经前期文献调研可知，一般以自然植被净第一生产力（NPP）来反映自然体系的生产力。参考《黄河三角洲自然保护区湿地生态价值与生态补偿研究》(硕士论文)（于佳,2015年)的研究成果,保护区自然植被净第一生产力NPP为9.16t/(hm^2·a)，即2.51g/（m^2·d)。

根据奥德姆(Odum,1959)将地球上生态系统按照生产力的高低划分的四个等级，即：

①最低：荒漠和深海，生产力最低，通常小于0.5g/m^2·d。

②较低：山地森林、热带稀树草原、某些农耕地、半干旱草原、深湖和大陆架，平均生产力约为0.5g/m^2·d～3.0g/m^2·d。

③较高：热带雨林、农耕地和浅湖，平均生产力为3g/m^2·d～10g/m^2·d。

④最高：少数特殊的生态系统，如农业高产田、河漫滩、三角洲、珊瑚礁、红树林，生产力约10g/m^2·d～20g/m^2·d，最高可以达到25g。

按照奥德姆的等级划分，评价区内生态系统净第一性生产力本底值处于较低（0.5g/m^2·d～3.0g/m^2·d）水平。与评价区三角洲地区本底的自然生产力低值10g/（m^2·d）相比，现状值远低于低于评价区生态系统生产力的本底值，这说明自然保护区内的自然生态系统完整性在久远的历史进程中已遭到人类的干扰和破坏。

6）生态系统的现状

①生态系统现场调查照片

经实地调查，评价区内生态系统现状情况见图 7.6－5。



自然保护区北部滩涂



自然保护区北部沿海陆域植被



自然保护区北部海域



自然保护区南部海域



自然保护区南部滩涂



自然保护区南部湿地河流



自然保护区南部沿海陆域植被



自然保护区南部沿海陆域植被

图 7.6-5 评价区生态现状照片

②生态系统保护现状

黄河三角洲自然保护区内重点实施了黄河河口湿地淡水补给、刁口河流路湿地补水、黄河口安全防护等生态保护工程。

黄河河口湿地淡水补给工程：由国家发改委、国家林业局批复立项，总投资 2991 万元，分二期建设。2012 年完成第一期，投资 1840 万元，建设补水设施、管护设施，实施植被恢复和鸟类栖息地保护与生境改善工程。

刁口河流路湿地补水项目：总投资 675 万元，建设挡水坝、隔坝、生态岛、闸门等，有效实现了水系良性循环，湿地质量明显提高。

黄河口安全防护工程：总投资 1300 万元，完成护坡长度 1.42km，动用土方 2.5×$10^4$$m^3$，修建道路 2.5km，建设截止闸 2 座，确保了黄河现行流路稳定和湿地生态安全。

（3）区域生产力分析

生态系统的生产能力是由生物生产力来度量的。生物生产力是指生物在单位面积和单位时间所产生的有机物质的数量，目前，全面测量生物的生产力，还存在较大困难。经前期文献调研可知，一般以自然植被净第一生产力（NPP）来反映自然体系的生产力。参考《黄河三角洲自然保护区湿地生态价值与生态补偿研究》（硕士论文）（于佳，2015 年）的研究成果，自然保护区自然植被净第一生产力 NPP 为 9.16t/（hm^2·a），即 2.51g/（m^2·d）。

根据奥德姆（Odum，1959）将地球上生态系统按照生产力的高低划分的四个等级，即：

①最低：荒漠和深海，生产力最低，通常小于 0.5g/m^2·d。

②较低：山地森林、热带稀树草原、某些农耕地、半干旱草原、深湖和大陆架，平均生产力约为（0.5～3.0）g/（m^2·d）。

③较高：热带雨林、农耕地和浅湖，平均生产力为（3～10）g/（m^2·d）。

④最高：少数特殊的生态系统，如农业高产田、河漫滩、三角洲、珊瑚礁、红树林，生产力约（10～20）g/（m^2·d），最高可以达到 25g/（m^2·d）。

按照奥德姆的等级划分，评价区内生态系统净第一性生产力本底值较低（0.5～3.0）g/（m^2·d），区域生态系统质量一般。

7.6.1.4 植被及植被多样性调查

1）植被调查

2）调查方法

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），采取了遥感解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。

①遥感解译

本次调查通过对评价区 2015 年 10 月 landsat 8 遥感数据（分辨率 15m）进行进行初步目视手工解译，待现场踏勘完成后对解译结果进行核实和更正。

②现场踏勘

根据遥感影像初步解译结果，选择典型植被类型及存疑的植被进行现场校验，并记录经纬度和准确的植被信息。

③样方调查

根据《生态环境状况评价技术规范》（HJ 192-2015）及《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1-2014）等标准规范的要求的要求，本次调查共设置了 45 个样方，记录每个样方的坐标、面积、群落类型、植物种类、盖度、平均高度、坡度等信息。根据群落实际情况，一般草本样方面积取 1m×1m，灌木样方面积取 5m×5m，乔木样方面积取 10m×10m。沿线共选择 45 个样方，样方分布情况见图 7.6-6。

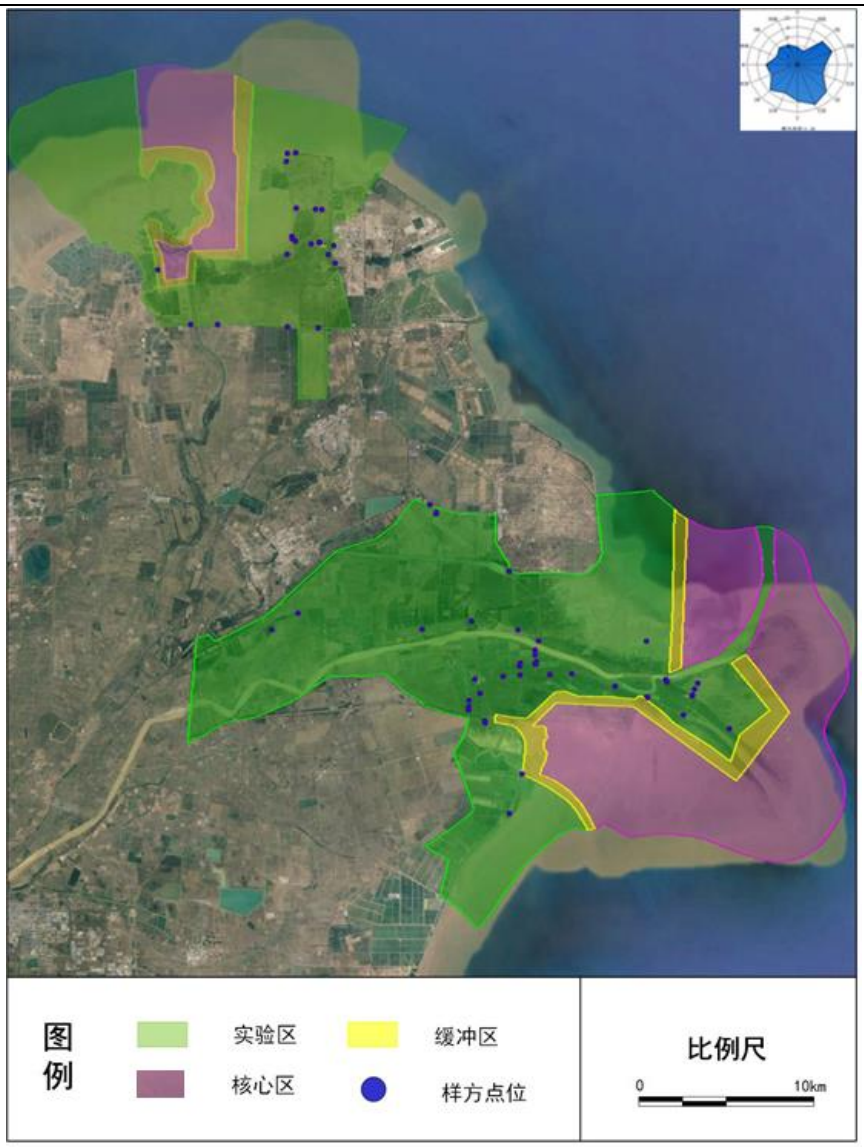


图 7.6-6 样方点位分布图

④群落生物量

参考《黄河三角洲自然保护区湿地生态价值与生态补偿》研究成果：芦苇地单位面积生物量为 7.9t/（hm^2·a），灌草地单位面积生物量为 6.01t/（hm^2·a），林地单位面积生物量为 5.7t/（hm^2·a），碱蓬地单位面积生物量为 6.22t/（hm^2·a）。

保护区内植物以草本植物为主，在保护区内占优势地位，但草本植物生物量偏低， 这是由于草本植物群落基本都是当年的生物量，而不是多年的积累，其生物量相当于 当年的净初级生产力。

（2）植物区系成分分析

山东黄河三角洲国家级自然保护区内自然分布维管束植物有46科128属195种，详见表 7.6-2。

表 7.6-2　黄河三角洲自然保护区植物区系组成成分

类别	科数（科）	占总科数（%）	属（属）	占总属数（%）	种数（种）	占总种数（%）
蕨类植物	1	2.17	1	0.78	2	1.03
裸子植物	2	4.35	2	1.56	2	1.03
被子植物	43	93.48	125	97.66	191	97.94
总计	46	100	128	100	195	100

从表 7.6-2 可以看出，自然保护区内植物以被子植物为主，科、属、种分别占植物总数的 93.48%、97.66%、97.94%，说明被子植物对黄河三角洲自然保护区的植物区系组成起决定性的作用。

（3）植被分布

在黄河三角洲地区，由于河流淡水和海水的交互作用，各种环境条件存在明显的梯度分异性。从河岸高地到潮间带，随着 Cl^-、Na^+、Mg^{2+}、SO_4^{2-}、Cl/Br、TDS 的梯度增高，淡水湿地逐渐转变为咸水湿地。由于各种植物只能在一定的环境条件范围内存活，环境梯度的存在使黄河三角洲植被具有明显的带状分布的特点，从河岸高地到潮间带依次分布有芦苇、柽柳、碱蓬和光滩裸地。在靠近黄河河岸的生境中，由于淡水供应充足，土壤盐分较低，因此该区域聚集大量的中生和湿生植被，植被盖度大。而在靠近海滩的区域，由于地势低洼，受海水影响强烈，土壤盐度较高，该区域内仅有少量耐盐植物能够存活。在从河岸到海滩的过渡区域，群落组成和结构特点差异非常明显。

水深（或地下水埋深）与土壤盐分的交互作用是黄河三角洲湿地植被演替的主要动力。黄河三角洲湿地生态恢复工程所带来的人为正干扰是黄河三角洲湿地植被演替的另一主要动力。

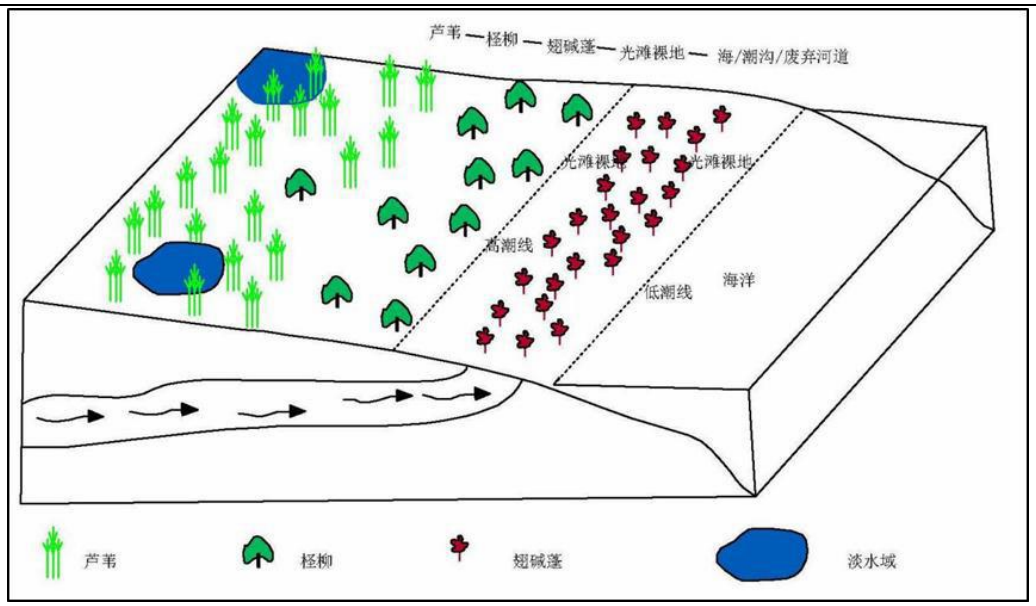


图 7.6-7　自然保护区植被群落类型分布模式

①湿地植被演替模式

黄河三角洲是黄河从中游黄土高原地区携带来的大量泥沙在黄河口淤积造陆所形成的。在泥沙淤积形成的新滩地区，由于土壤贫瘠，且受海洋潮汐作用频繁，一般不存在大面积分布的高等植物，地面光秃，只有零星稀少的斑块状芦苇群落或低等藻类分布，这即是黄河三角洲湿地植被演替的初级阶段；随着离海距离的增加，高潮滩滩涂的土壤盐分增大，受海洋潮汐作用频次减小，滩涂地区开始分布一些耐盐植物翅碱蓬和柽柳，该地区水分饱和，土壤含盐量相对较高；离海距离进一步增加，内陆地区原本是土壤盐碱化现象十分严重，但由于近年来湿地生态恢复工程的开展，人为将黄河水引入该地区，使该地区年均水深达 0.3m～1.5m，土壤盐碱化现象随着黄河淡水的引入而消失，盐碱旱地植物群落也逐渐以芦苇、香蒲、穗状狐尾藻等为主的湿地植物群落所替代，这即是在人为干扰作用下，黄河三角洲湿地植被演替的终极阶段。

黄河三角洲湿地植被演替遵循自海向陆从滩涂淤积沙地→翅碱蓬、碱蓬、柽柳群落→芦苇群落的基本模式。但在人为干扰作用下，水深（或地下水埋深）与土壤盐分的交互作用形成了黄河三角洲湿地植被自海向陆从滩涂淤积沙地→翅碱蓬群落（柽柳群落）→芦苇群落（狐尾藻群落）的主要演替规律。但由于石油开采、农业垦殖的深入发展，局部地区甚至出现了大面积自然生态环境遭到严重破坏的显现，导致了植被演替过程停滞甚至逆转。

②植被类型的演替规律

黄河三角洲植被演替主要是从水域开始。首先出现水生植物群落，依次为沼生植物群落、盐生草甸、落叶阔叶林。柽柳属于泌盐植物，由于柽柳特殊的生物学特性和适应能力，在演替上，它处在盐生草甸的过程中。另外，若受大海潮的影响，最初呈现裸露的光板地，继而可发展为盐化草甸。1997 年保护区一千二管理站遭受了百年不遇“风暴潮”的袭击，海水倒灌浸泡，使大片粮田变成了重盐碱地。经过 8 年时间，现已演化成为盐化草甸，生长了大片的天然柽柳灌木林。地势较高的地方已能生长农作物。

③水生和沼生植物群落的演替

水生植被和沼生植被密切相关，其演替的主导因素为水深的变化。水深由深变浅时，水生植物群落向沼生植物群落演替。水生植被组成种类中的挺水植物，大多为沼生植物，往往也是沼泽植被的组成成分。分布在沿岸浅水带，植物的水生形态不发达的群落，一般为沼生植被；分布在水较深处，植物的水生形态发达的群落，一般为水生植被。沼泽植被在长期积水过多的条件下，向水生植被演替；水分减少，导致中生植物侵入，则向草甸方向发展。

④盐生植被（草甸、灌丛）的演替

在黄河新淤积成陆地带，由于基底为含盐物质，在高矿化度潜水和海水影响下，盐生植物群落最早发育。高度耐盐、耐涝的盐地碱蓬、獐毛、柽柳从侵入、定居到竞争。开始密度不大，盖度甚小，以后由开敞的群落发展到郁闭的群落。随着群落的发展，它们能大量吸收盐分，逐渐使土壤脱盐、有机质提高，以后必然会被中度耐盐和轻度耐盐的植物群落所代替。当含盐量减少到 0.1%～0.3%时，则可能胜场白茅、拂子茅等群落，成为盐生草甸、灌丛植被演替相对稳定的群落，最后将向本地带的顶级群落落叶阔叶林发展。因此，盐生植物群落的演替动力主要是土壤盐分变化。

在积水洼地处，首先发育为芦苇群落、狭叶香蒲群落，随着积水消退，发展为白茅、拂子茅为主的群落，最后向顶级群落落叶阔叶林发展。正常情况下，湿地生态系统如上述过程进行演替，若受自然因素或人为活动的干扰，生态系统可发生跳跃或逆转演替。

（4）植被类型

①自然植被类型

按照《中国植被》1980 年的分类系统，黄河三角洲自然保护区的植被划分为 5 个植被型组、9 个植被型、31 个群系，详见表 7.6-3。

表 7.6-3　黄河三角洲自然保护区自然植被分类系统

植被型组	植被型	群系
阔叶林	落叶阔叶林	刺槐林、白蜡林、白杨林、天然柳林
灌丛	盐生灌丛	柽柳灌丛
草甸	典型草甸	白毛草甸、野大豆草甸、茵陈蒿草甸、假苇拂子茅草甸
	盐生草甸	翅碱蓬草甸、碱蓬草甸、獐茅草甸、罗布麻草甸、补血草草甸、蒙古鸦葱草甸、盐生芦苇草甸
	湿盐生草甸	湿盐生芦苇草甸、湿盐生翅碱蓬草甸、盐角草草甸、互花米草草甸
沼泽植被	草本沼泽	芦苇沼泽、荻沼泽、酸模叶蓼沼泽
水生植被	沉水水生植被	狐尾藻群落、眼子菜群落、菹草群落、川蔓藻群落
	浮水水生植被	浮萍-品藻群落、紫萍-浮萍群落
	挺水水生植被	莲群落、香蒲群落

②栽培作物植被类型

按照中国植被栽培植被分类系统，将黄河三角洲自然保护区内的栽培植被分为 1 个型、2 个亚型和 3 个组合型，详见表 7.6-4。

表 7.6-4　黄河三角洲自然保护区内栽培植被分类

型	亚型	组合型
大田作物型	旱地作物亚型	一年一熟作物组合型 二年三熟作物组合型
	水田作物亚型	一年一熟作物组合型

③遥感解译

根据本次遥感解译结果，山东黄河三角洲国家级自然保护区内植被类型主要有阔叶林、灌丛及灌草丛、农作物，其中人工植被农作物面积最大，所占比例为 14.36%，其次为自然植被灌丛及灌草丛，所占比例为 13.38%，面积最小的植被类型为自然植被阔叶林，所占比例为 2.89%。

表 7.6-5　山东黄河三角洲国家级自然保护区植被类型面积统计结果

序号	类型	面积（hm^2）	占地比例（%）
1	阔叶林	4426.68	2.89
2	灌丛及灌草丛	20466.06	13.38
3	水域	62127.34	40.61
4	建设用地	1502.27	0.98
5	农作物	21967.82	14.36
6	其他用地	42509.82	27.78
7	合计	153000	100

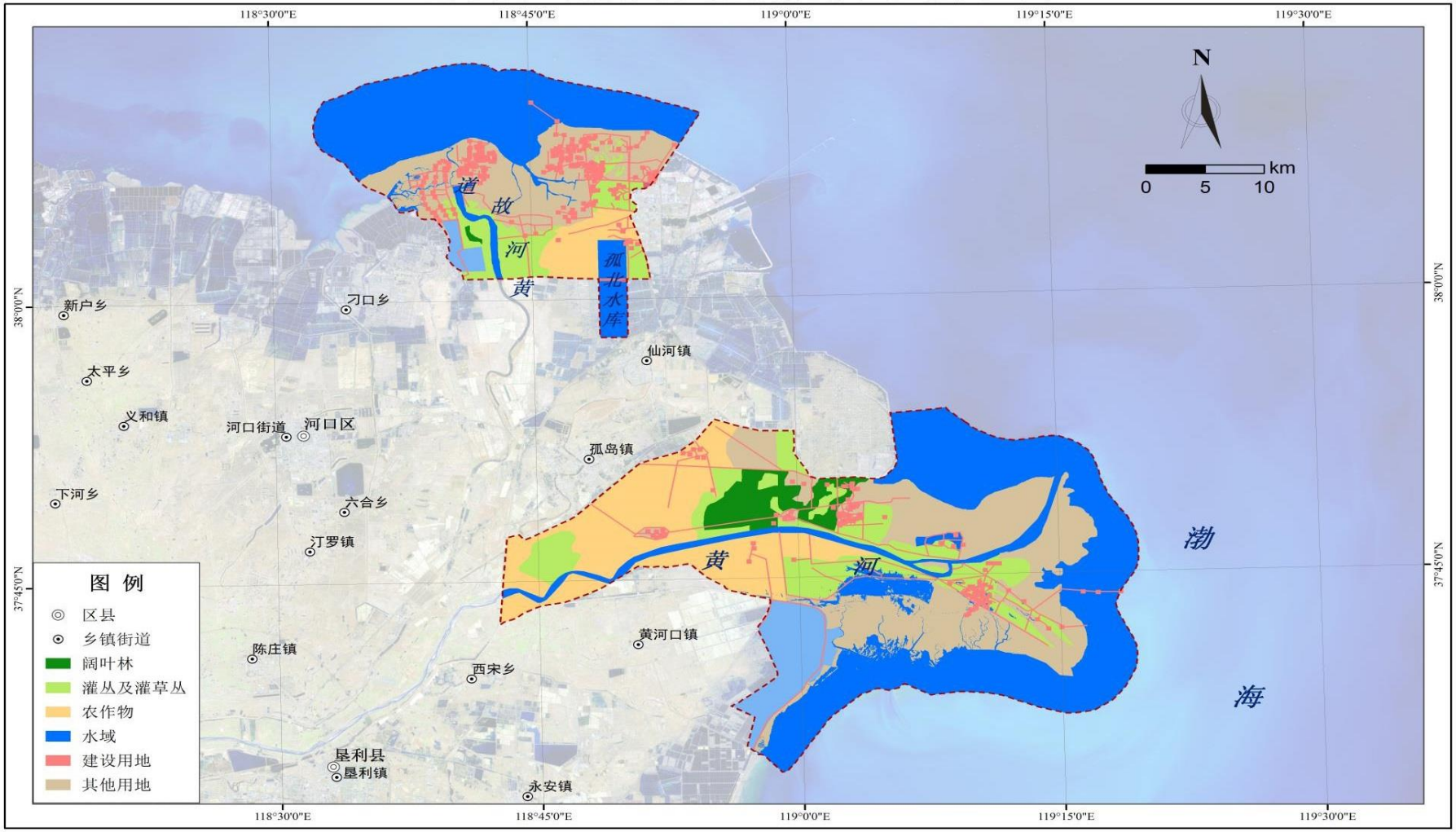


图 7.6-8 黄河三角洲自然保护区植被类型图（遥感解译图）

（5）典型植物群落特征及多样性

根据调查资料，黄河三角洲自然保护区植被包括人工植被和天然植被，其中，人工植被以刺槐林为主；天然植被有湿生植被和盐生植被，包括 10 余种群落。湿生植被主要由一些耐水湿、耐盐碱植物为建群种构成，主要群落为沼生芦苇群落；盐生植被物种组成约 70 余种，但建群植物仅 10 余种，由盐生植物为建群种构成的群落主要有碱蓬群落、柽柳群落、獐毛群落、中华补血草群落等类型。该区天然植被的主要群落类型有如下几种：

①芦苇群落

芦苇群落的生态适应幅度极广，在黄河三角洲可分为四种主要生态型：内陆淡水芦苇群落、滨海咸水芦苇群落、低盐沙地芦苇群落和高盐荒地芦苇群落。

内陆淡水芦苇群落：主要分布在内陆湿地引黄恢复区。年均水深 20cm～40cm，土壤以淤泥沼泽土为主，土壤盐分含量在 2g/kg 以下。株高一般为 2.2m～3.0m，少数植株可达 4m 以上。群落盖度一般达 90%以上。

低盐沙地芦苇群落：主要分布在黄河两岸沙质高地，该地区地表季节性积水，年均水深-150cm～-30cm，土壤为沉积沙质土，土壤盐分含量在 2g/kg 以下。株高一般为 1.7m～2.2m，群落盖度达 80%以上。

高盐荒地芦苇群落：主要分布在黄河三角洲重度盐渍化的盐荒地上，该地区常年地表不积水，地下水埋深-250cm～-70cm，土壤以重度盐土为主，土壤盐分含量高达 15g/kg～30g/kg。株高一般不超过 1m，群落盖度为 50%～80%。

滨海咸水芦苇群落：主要分布在黄河入海口滨海滩涂地区，该地区常年受海潮侵袭和海水淹没作用，年均水深-20cm～-10cm，土壤以一般为滨海盐土，土壤盐分含量 1g/kg～15g/kg。株高一般 1.3m～2.0m，群落盖度高达 90%以上。

②碱蓬群落

碱蓬群落是淤泥质潮滩和重盐碱地段的先锋植物，生境一般比较低洼。地下水埋深一般 0.5m～3m，或常有季节性积水；土壤多为滨海盐土或盐土母质，土壤盐分较重。群落总盖度因土壤含盐量和地下水埋深的变化而有很大差异，在滩涂和轻度盐渍土环境常零星分布，群落盖度不足 5%，而在盐分含量较高的环境中，则常常形成碱蓬纯群落，盖度可达 100%。群落种类组成比较单调，一般为 2-3 种，主要是柽柳和芦苇，群落高度 15cm～50cm。

③柽柳群落

柽柳群落主要分布于潮上带以上，与碱蓬群落、芦苇群落呈复区分布或交错分布，土壤多为滨海盐土，地面开始抬高，地下水埋深约 1.5～2.5m，土壤含盐量 0.249%～2.757%。群落总盖度变化很大，低者仅有 5%，高者可达 100%，一般 65%左右。建群种为中国柽柳，群落种类组成也有很大差异，少则 2～3 种，多者达 10 余种，一般不超过 10 种，主要有柽柳、碱蓬、芦苇、羊角草、鹅绒藤、狗尾草、蒿、獐毛、补血草等。群落高度一般 110cm 以上。

④獐毛群落

獐毛群落分布较零散，生境土壤比较疏松，土壤含盐量较低，是盐渍土脱盐得到初步改良的指示性植物群落。獐毛纯群落面积一般都较小，常见的是獐毛与柽柳形成獐毛—柽柳双种优势植物群落，群落盖度较高，多在 80%以上，伴生种主要有补血草、柽柳、茵陈蒿等。

⑤中华补血草群落

补血草群落主要分布在黄河三角洲滨海滩涂和重盐碱化地区。常零散分布于柽柳灌丛分布区内。补血草生境土壤一般为盐化草甸土，地下水埋深一般为 0～1.5m；土壤盐分含量较高，可达 20kg～30g/kg。群落结构简单，以补血草为单优势种，盖度常在 80%以上，高约 20cm～60cm。主要伴生种有芦苇、翅碱蓬、碱蓬、柽柳等。

2）植被多样性调查

（1）主要植物物种

经查阅资料、现场调查、访问专家，评价区内高等植物约有 46 科 128 属 195 种。

（2）国家重点保护野生植物

①生态特征

黄河三角洲自然保护区内有国家二级重点保护植物野大豆，约有 43km^2，分布广泛。重点保护植物野大豆，一年生草本，茎缠绕、细弱，生有稀疏的黄褐色长硬毛。叶为羽状复叶，有 3 枚小叶，卵圆形、卵状椭圆形或卵状披针形。花淡紫红色，苞片披针形，花萼钟状。荚果狭长圆形或镰刀形，密生黄色长硬毛，两侧稍扁，长 7mm～23mm，宽 4mm～5mm，种子间有缢缩。每枚荚果有种子 3 粒，种子长圆形、椭圆形或近球形或稍扁，褐色、黑褐色、黄色、绿色或呈黄黑双色。

野大豆分布在我国从寒温带到亚热带广大地区，喜水耐湿，多生于山野以及河流沿岸、湿草地、湖边、沼泽附近或灌丛中，稀见于林内和风沙干旱的沙荒地。山地、丘陵、平原及沿海滩涂或岛屿可见其缠绕它物生长。野大豆还具有耐盐碱性及抗寒性，在土壤 pH 值 9.18～9.23 的盐碱地上可良好生长，零下 41℃的低温下还能安全越冬。花期 5 月～6 月，果期 9 月～10 月。

野大豆属渐危种，在中国从南到北都有生长，甚至沙漠边缘地区也有其踪迹，但都是零散分布。中国野大豆虽资源丰富，但近年来某些地区由于大规模的开荒、放牧、农田改造、兴修水利以及基本建设等原因，植被破坏严重，致使野大豆自然分布区日益缩减。野大豆具有许多优良形状，如耐盐碱、抗寒、抗病等，与大豆是近缘种，而大豆又是我国主要的油料及粮食作物、故在农业育种上可利用野大豆进一步培育优良的大豆品种。野大豆营养价值高，又是牛、马、羊等各种牲畜喜食的牧草。因此对我国拥有丰富的野大豆种质资源，必须引起应有的重视，并加以保护。

②保护工程

保护区内有野大豆保护基地 700hm^2，其中黄河口管理站 200hm^2，位于六号路南 100hm^2，中心路西 100hm^2；大汶流管理站 300hm^2，管理站东 100hm^2，油田 451 附近 100hm^2，一号防台附近 100hm^2；一千二管理站 200hm^2，位于一千二盐场东。

7.6.1.5 动物多样性调查

动物多样性调查采用现场调查和收集资料相结合的方式开展，动物资源的现状调查资料主要来源于《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划》。

自然保护区内动物资源丰富，共有各种野生动物 1626 种。其中，鱼类 19 目、58 科、191 种；哺乳动物 7 目、15 科、25 种；两栖动物 3 科、6 种；爬行动物 6 科、10 种；鸟类 19 目、64 科、367 种。在鸟类中属国家一级保护的有丹顶鹤、白头鹤、白鹤、大鸨、东方白鹳、黑鹳、金雕、白肩雕、白尾海雕、玉带海雕、中华秋沙鸭、遗鸥 12 种，属国家二级保护的有灰鹤、大天鹅、鸳鸯等 51 种。

1）鸟类专项调查

（1）鸟类种类组成

根据《山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整科学考察报告》（2010 年），自然保护区内共有鸟类 296 种，占全国鸟类总种数 1371 种的 21.6%，主要以旅鸟为主，旅鸟有 142 种，占总种数的 53.6%；古北界鸟类最多有 183 种，占

总种数的 69.1%，典型的古北界鸟类有东方白鹳、大天鹅等；除去旅鸟、冬候鸟，保护区内共有繁殖鸟 95 种。保护区鸟类以广布种和古北界鸟类为主，东洋界成分也占有较大比重，带有明显的两界过度特征。

自然保护区湿地鸟类共有 171 种，占自然保护区鸟类种数的 57.8%，在 171 种湿地鸟类中，属于国家级重点保护鸟类 32 种，占本地区国家重点保护鸟类的 80%，其中国家一级重点保护鸟类 6 种，有东方白鹳、中华秋沙鸭、白尾海雕、金雕、丹顶鹤、白头鹤；国家二级重点保护鸟类 26 种，有大天鹅等。在众多水鸟中，鹤类资源最为突出，世界上有 15 种，中国有 9 种，黄河三角洲自然保护区内有 7 种，分别为丹顶鹤、白鹤、白头鹤、白枕鹤、灰鹤、沙丘鹤、衰羽鹤。其中种群数量较大的有灰鹤和丹顶鹤，灰鹤每年冬季在保护区越冬的数量超过 2000 只。部分丹顶鹤在保护区越冬，每年有 200 只在此越冬栖息。

表 7.6-6　黄河三角洲鸟类种类统计表

类别	留鸟	夏候鸟	冬候鸟	旅鸟	迷鸟	总计
种数	45	61	54	202	5	367
百分比（%）	12.26	16.62	14.71	55.04	1.37	100

（2）鸟类群落结构及分布规律

根据黄河三角洲湿地不同植被类型中鸟类的种类和数量，将自然保护区鸟类共划分为 6 个分布区：农田苇沟区、芦苇沼泽区、草甸区、柽柳灌丛区、水域区、翅碱蓬滩涂区。黄河三角洲自然保护区内鸟类生境分布情况见表 7.6-7。

表 7.6-7　黄河三角洲自然保护区内鸟类生境分布情况

生境	生境特征	鸟类分布
农田苇沟区	种植大豆、小麦、水稻的农田生境，周边一般有苇沟，存在柳林、杨树等防护林。	云雀、豆雁、鹌鹑、灰沙燕、麻雀、大杜鹃、大白鹭、灰鹤、白枕鹤、白头鹤、丹顶鹤、大鸨、草鹭、家燕等鸟类。
芦苇沼泽区	以芦苇为主要植被地区，伴生植物有野大豆等，部分区域还有旱柳与芦苇、荻、野大豆等混生。该区人类活动较少，是鸟类栖息、繁殖的良好环境。	家燕、稀缺、绿头鸭、普通秋沙鸭、豆雁、黑嘴鸥、海鸥、苍鹭、草鹭、白鹭、灰鹤等鸟类。
草甸区	主要指白茅草甸、拂子茅草甸、獐茅草甸、罗布麻草甸等类型，该区人类活动较少，是鸟类栖息的良好环境。	云雀、小沙百灵、家燕、白鹭、银鸥、苍鹭、绿头鸭、白尾鹞、灰鹤、丹顶鹤、鹌鹑等鸟类。

生境	生境特征	鸟类分布
柽柳灌丛区	以柽柳为主要植被的地区，该区常大面积连片分布，伴生草本植物有翅碱蓬、獐茅、芦苇、罗布麻、白茅等。	家燕、金腰燕、灰沙燕、麻雀、普通燕鸥、白翅浮鸥、黑尾鸥、草鹭、鹌鹑、苍鹰、白尾鹞、金雕等鸟类。
水域区	指湿地内的河流、池塘、水库、鱼池、虾池、盐池等。	豆雁、灰雁、大天鹅、小天鹅、赤麻鸭、针尾鸭、罗纹鸭、白眉鸭、苍鹭、草鹭、翘嘴鸭、家燕等。
滩涂区	黄河三角洲湿地滩涂区面积大，近陆区域生长着大片翅碱蓬，鸟类资源丰富、人类活动少，是目前黄河三角洲湿地受破坏最小的自然湿地环境。	环颈鸻、红胸鸻、蒙古沙鸻、海鸥、红嘴鸥、黑嘴鸥、大滨鹬、小青脚鹬等鹬鸻类-鸥类混群栖息地。

①农田苇沟区

农田苇沟区是指黄河三角洲湿地种植大豆、小麦、水稻的农田生境，周边一般有苇沟存在，同时农田周边存在柳林、杨树等农田防护林，故称为农田苇沟区。由于该类区域鸟类生境季节变化明显，因此，分布于该区的鸟类也有明显的季节性变化。主要分布着云雀、小沙百灵、豆雁、鹌鹑、家燕、金腰燕、灰沙燕、金翅雀、大苇莺、麻雀、白鹡鸰、灰鹡鸰、大杜鹃、戴胜、环颈鸻、凤头麦鸡、灰头麦鸡、普通燕鸻、白尾鹞、鹊鹞、大鵟、游隼、须浮鸥、白翅浮鸥、白额燕鸥、普通燕鸥、草鹭、大白鹭、灰鹤、白枕鹤、白头鹤、丹顶鹤、大鸨等鸟类。

②芦苇沼泽区

芦苇沼泽区系指黄河三角洲湿地以芦苇为主要植被的地区，主要伴生植物种有荻、野大豆等，部分区域还有旱柳与芦苇、荻、野大豆等混生。该区域沼泽、苇塘、 裸地相间分布，人类活动较少，是鸟类栖息、繁殖的良好环境。主要分布家燕、金腰 燕、小沙百灵、云雀、棕头鸦雀、震旦鸦雀、灰鹡鸰、白鹡鸰、灰鹡鸰、喜鹊、苇鸦、 芦鸦、黄胸鸦、斑嘴鸭、绿头鸭、普通秋沙鸭、琵嘴鸭、豆雁、须浮鸥、白额燕鸥、 黑嘴鸥、海鸥、银鸥、普通燕鸥、鸥嘴噪鸥、草鹭、苍鹭、白鹭、大白鹭、夜鹭、环 颈鸻、普通燕鸻、黑翅长脚鹬、鹤鹬、白尾鹞、大杜鹃、鸬鹚、小鸊鹈、灰鹤等鸟类。

③草甸区

草甸区系指黄河三角洲湿地的白茅草甸、茵陈蒿草甸、拂子茅草甸、狗牙根草甸、獐茅草甸、马唐、画眉草草甸、罗布麻草甸等类型。该区域植物种类丰富，面积较大，生态类型多样，人类活动较少，为鸟类提供了良好的栖息环境。主要分布着云雀、小沙百灵、家燕、金腰燕、大苇莺、环颈鸻、普通燕鸻、小杓鹬、

中杓鹬、黑翅长脚鹬、红脚鹬、大沙锥、针尾沙锥、扇尾沙锥、普通燕鸥、黑嘴鸥、银鸥、海鸥、苍鹭、草 鹭、白鹭、绿头鸭、白尾鹞、大鵟、普通鵟、灰背隼、灰鹤、丹顶鹤、鹌鹑等鸟类。

④柽柳灌丛区

柽柳灌丛区系指黄河三角洲湿地以柽柳为主要植被的地区，该类区域常大面积连片分布，伴生的草本植物有翅碱蓬、獐茅、芦苇、罗布麻、白茅、茵陈蒿等。主要分布着家燕、金腰燕、灰沙燕、云雀、小沙百灵、麻雀、金翅雀、白鹡鸰、环颈鸻、普 通燕鸻、青脚鹬、普通燕鸥、须浮鸥、白翅浮鸥、黑尾鸥、黑翅长脚鹬、白腰草鹬、大杜鹃、草鹭、鹌鹑、苍鹰、大鵟、白尾鹞、普通鵟、金雕、红隼、游隼、灰背隼等鸟类。

⑤水域区

水域区系指黄河三角洲湿地内的河流、池塘、水库、鱼池、虾池、盐池等。其中，淡水池塘的主要植被有金鱼藻-黑藻群落、浮萍-品藻群落、紫萍-浮萍群落，在废弃的盐池等水域中，主要植被为川蔓藻群落。水域区分布的主要鸟类有豆雁、白额雁、灰雁、大天鹅、小天鹅、赤麻鸭、翘鼻麻鸭、针尾鸭、绿翅鸭、花脸鸭、罗纹鸭、绿头鸭、斑嘴鸭、赤膀鸭、赤颈鸭、白眉鸭、琵嘴鸭、红头潜鸭、青头潜鸭、凤头潜鸭、斑背潜鸭、鸳鸯、鹊鸭、斑头秋沙鸭、普通秋沙鸭、小鸊鹈、凤头鸊鹈、苍鹭、草鹭、白骨顶、环颈鸻、鹤鹬、泽鹬、青脚鹬、翘嘴鸭、红腹滨鹬、红胸滨鹬、尖尾滨鹬、 黑翅长脚鹬、斑尾塍鹬、黑尾塍鹬、家燕、金腰燕等鸟类。

⑥滩涂区

黄河三角洲湿地滩涂区面积大，近陆区域生长着大片的翅碱蓬。此区域无脊椎动物丰富，鸟类食物资源充足，人类活动少，是目前黄河三角洲湿地受破坏最小的自然湿地环境。

滩涂区分布的鸟类有蛎鹬、环颈鸻、灰斑鸻、红胸鸻、蒙古沙鸻、铁嘴沙鸻、中杓鹬、红腰杓鹬、白腰杓鹬、黑尾塍鹬、斑尾塍鹬、鹤鹬、红脚鹬、泽鹬、青脚鹬、小青脚鹬、翘嘴鹬、翻石鹬、红胸滨鹬、红腹滨鹬、大滨鹬、乌脚滨鹬、尖尾滨鹬、黑腹滨鹬、弯嘴滨鹬、阔嘴鹬、反嘴鹬、半蹼鹬、黑翅长脚鹬、长趾滨鹬、流苏鹬、红颈半蹼鹬、金眶鸻、灰鹬、黑尾鸥、海鸥、银鸥、红嘴鸥、黑嘴鸥、鸥嘴噪鸥、普通燕鸥、白额燕鸥、红嘴巨鸥、小鸊鹈、鸬鹚、苍鹭、池鹭、大白鹭、翘鼻麻鸭、针尾鸭、绿翅鸭、罗纹鸭等鸟类。

（3）鸟类迁徙规律

黄河三角洲鸟类的迁徙发生在春秋两季，表现为每年春秋季的旅鸟最多，其次是夏候鸟，冬候鸟种类较少。鸟类组成具有较大的季节性波动，每一阶段的优势种不尽相同。

①旅鸟迁徙规律

黄河三角洲鸟类中旅鸟的种类最多，数量较大，在春、秋迁徙经过黄河三角洲湿地，并在湿地内停留，补充营养，然后继续迁徙。旅鸟迁徙时间见表 7.6-8。春季最先迁徙到黄河三角洲湿地的鸟类为豆雁、鸿雁、苍鹭、东方白鹳、灰鹤等雁形目和鹳形目鸟类，一般在 2 月下旬即迁徙到达黄河三角洲湿地，在湿地内取食 10 天左右，然后再继续迁徙，4 月中旬基本迁徙完毕；鸻形目鸟类春季迁徙最先达到黄河三角洲湿地的物种为环颈鸻、尖尾滨鹬等，一般在 3 月上旬到达黄河三角洲湿地，最晚迁出黄河三角洲湿地的种类为白腰杓鹬、灰斑鸻等大型鸻形目鸟类，鸻形目鸟类的春季迁徙期较集中，主要集中于 3 月下旬至 5 月上旬。高峰期为 4 月上旬至 4 月末。隼形目鸟类春季一般在 3 月中旬至 5 月中旬迁徙经过黄河三角洲湿地，但由于数量较少，并且各自有一定的活动范围，分布较均匀，因此，其迁徙高峰期不明显。黄胸鹀、白头鹀、芦鹀等雀形目鸟类一般在 4 月份迁徙经过黄河三角洲湿地。

秋季最先迁徙到达黄河三角洲湿地的鸟类为雀形目鸟类、鸻形目鸟类，最早出现在黄河三角洲湿地的种类为北灰鹟、灰纹鹟、尖尾滨鹬、青脚鹬等小型雀形目和鸻形目鸟类，最晚迁出黄河三角洲湿地的种类为白腰杓鹬、大滨鹬、凤头麦鸡等大中型鸻形目鸟类。鸻形目鸟类秋季迁徙期持续时间较长，从 8 月上旬至 11 月下旬约 4 个半月，高峰期为 8 月上旬至 9 月上旬。黄胸鹀、芦鹀等雀形目鸟类一般在 10 月上、中 旬迁徙经过黄河三角洲湿地。隼形目鸟类则在 9～10 月集中迁徙经过黄河三角洲湿地，并作较长时间的停留。雁形目鸟类在 10 月下旬至 12 月迁徙经过黄河三角洲湿地，并在湿地内停留较长时间的停留，如果在此期间冷空气侵袭，且持续时间较长，则其在黄河三角洲湿地停留时间较短；如果天气变化不大，气候较温暖，则其在黄河三角洲湿地停留时间较长，有的种群不继续南迁，而在黄河三角洲湿地内越冬。鹤形目鸟类在 11～12 月迁徙经过黄河三角洲湿地，并作较长时间的停留，其迁徙后期迁出黄河三角洲湿地的情况与雁形目鸟类相似。

自然保护区在鸟类迁徙路线中具有优越的地理位置和重要保护价值。在国际重要的 8 条鸟类迁徙路线中，中国有 3 条，其中自然保护区横跨东北亚内陆—环

西太平洋地区和东亚—澳大利西亚迁徙路线，是鸟类迁徙路线上重要的中转站、越冬地和繁殖地，被鸟类专家誉为“鸟类国际机场”。

东亚—澳大利西亚涉禽迁徙路线中有 65 种、400 万只鸟类利用此路线进行迁徙停歇，其中有 48 种、100 余万只鸟类迁徙栖息在自然保护区，是东亚—澳大利西亚涉禽迁徙网络的重要网络地点。亚洲有 9 种鹤，自然保护区出现 7 种，是东北亚鹤类保护网络的重要地点；自然保护区内有 35 种雁鸭类，是东北亚雁鸭保护网络重要的保护地点。

黄河三角洲旅鸟迁徙时间见表 7.6-8。

表 7.6-8　黄河三角洲旅鸟迁徙时间一览表

种类		春季迁徙时间	秋季迁徙时间
雁形目	豆雁、鸿雁、苍鹭、东方白鹳、灰鹤等	2 月下旬开始 4 月中旬结束	10 月～12 月
鹳形目		2 月下旬开始 4 月中旬结束	10 月～12 月
鸻形目	环颈鸻、灰斑鸻等	3 月上旬开始 5 月上旬结束	8 月上旬开始 11 月下旬结束
隼形目		3 月中旬开始 5 月中旬结束	9 月开始 10 月结束
雀形目	黄胸鹀、白头鹀、芦鹀等	4 月份	10 月上、中旬
鹤形目			11 月～12 月

②夏候鸟迁徙规律

夏候鸟最早迁徙到黄河三角洲湿地的种类为鹭类、鹬类、鸥类。3 月初即有苍鹭、凤头䴙䴘、蛎鹬、普通燕鸥、白额燕鸥等鸟类出现，但数量较少。4 月份是鸟类迁徙的高峰期，大多数迁徙鸟类开始大规模地迁来。此时各种鸟类数量最大，黄河三角洲湿地内各种鸟类种类最多，生物多样性最丰富。5 月份开始，大部分夏候鸟已经全部迁来，开始配对繁殖。较早迁徙来的鸟类如环颈鸻，有的已经产下 4～5 枚卵，并开始孵化幼鸟。至 5 月中旬迁徙来的主要有大杜鹃等鸟类，进入繁殖期较晚。

夏候鸟迁走时间，从 8 月中旬开始，最早迁走的是普通燕鸻、白额燕鸥、草鹭等中小型鸟类，至 12 月上旬已基本南迁结束。大部分夏候鸟自 10 月中旬开始大数量地南迁，结束南迁的时间为 12 月上旬。普通鸬鹚在 10 月初开始南迁，至 11 月底结束。苍鹭、凤头䴙䴘、黑水鸡等南迁时间较晚，至 12 月末还有在水面或芦苇沼泽中活动的个体或群体。鸟类南迁时间持续时间较长，自 8 月中旬开始至 12 月中旬结束，约经历 4 个半月时间。

③冬候鸟迁徙规律

黄河三角洲冬候鸟的迁徙高峰期一般在 11 月上、中旬，此时迁徙的鸟类主要为雁形目鸟类、鹤形目鸟类。黄河三角洲冬候鸟主要为雁形目鸟类、鹤形目鸟类、雀形目鸟类和少量的鸻形目鸟类、隼形目鸟类。雀形目鸟类迁徙到黄河三角洲时间自 8 月中旬开始至 10 月中、下旬结束；雁形目鸟类迁徙到黄河三角洲时间自 10 月下旬开始，11 月中旬为雁形目鸟类迁徙的高峰期，至 12 月中旬迁徙结束；鹤形目鸟类迁徙到黄河三角洲时间自 11 月初开始，11 月上、中旬为鹤形目鸟类迁徙的高峰期，迁徙期的长短受气候因素的影响较大；隼形目鸟类种类和数量均较少，一般与 11 月下旬迁徙到黄河三角洲湿地，迁徙期较集中，迁徙期较短。冬候鸟迁出的时间一般在 3 月上旬开始，3 月中、下旬为高峰期，4 月中旬迁徙完毕。

（4）重要保护鸟类特征

保护区鸟类资源丰富，珍稀濒危鸟类众多。自然保护区内共有鸟类 367 种，属于国家Ⅰ级保护鸟类有丹顶鹤、白头鹤、白鹤、大鸨、东方白鹳、黑鹳、金雕、白肩雕、白尾海雕、玉带海鵰、中华秋沙鸭、遗鸥 12 种；属于国家Ⅱ级保护鸟类有卷羽鹈鹕、海鸬鹚、白额雁、大天鹅、小天鹅、鸳鸯、雀鹰、松雀鹰、苍鹰、赤腹鹰、白尾鹞、鹊鹞、凤头蜂鹰、黑鸢、栗鸢、大鵟、灰脸鵟鹰、红隼、红脚隼、燕隼、灰鹤、白枕鹤、蓑羽鹤、小杓鹬、小青脚鹬、长耳鸮、短耳鸮、红角鸮、纵纹腹小鸮等 51 种。在《濒危野生动植物种国际贸易公约》中，属附录Ⅰ的种类有 7 种，属附录Ⅱ的种类有 26 种，属于附录Ⅲ的种类有 7 种。在《中澳保护候鸟及其栖息环境的协定》中，保护鸟类 84 种，自然保护区内有 53 种。在《中日保护候鸟及其栖息环境的协定》中，保护鸟类 227 种，自然保护区内有 155 种。

①丹顶鹤（*Grus japonensis*）

鹤形目（*Gruiformes*） 鹤科（*Gruidae*） 鹤属（*Grus*）



丹顶鹤是鹤类中的一种，因头顶有“红肉冠”而得名。它是东亚地区所特有的鸟种，因体态优雅、颜色分明，在这一地区的文化中具有吉祥、忠贞、长寿的象征，是国家一级保护动物。丹顶鹤具备鹤类的特征，即三长——嘴长、颈长、腿长。成鸟除颈部 和飞羽后端为黑色外，全身洁白，头顶皮肤裸露，呈鲜红色。

丹顶鹤成鸟每年换羽两次。有高亢、宏亮的鸣叫声。排成“人”字形成群结队迁飞。舞姿优美，舞蹈动作有明确目的。属单配制鸟。

丹顶鹤为杂食性。春季以草籽及作物种子为食，夏季食物较杂，动物性食物较多，主要动物性食物有小型鱼类、甲壳类、螺类、昆虫及其幼虫等，也食蛙类和小型鼠类，植物型食物有芦苇的嫩芽和野草种子等。丹顶鹤属于单配制鸟，若无特殊情况可维持一生。每年的繁殖期从 3 月开始，持续 6 个月，到 9 月结束。它们在浅水处或有水湿地上营巢，巢材多是芦苇等禾本科植物。丹顶鹤每年产一窝卵，产卵一般 2～4 枚。孵卵由雌雄鸟轮流进行，孵化期 31～32 天。雏鸟属早成雏。繁殖期求偶伴随舞蹈、鸣叫，营巢于具一定水深的卤芦苇丛、草丛中，每产 1～2 卵，孵化期 30～33 天，早成鸟，2 岁性成熟，寿命可达 50～60 年。丹顶鹤繁殖地在中国的长江下游的江苏盐城、东北平原的松嫩平原（黑龙江扎龙湿地自然保护区、吉林向海自然保护区）和三江平原（黑龙江洪河自然保护区）、在云南也有少量野生种群分布俄罗斯的远东和日本等地。它在中国东南沿海各地及长江下游、朝鲜海湾、日本等地越冬。

丹顶鹤在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于四河四段屋子、四河东沿、一千二北坝湿地恢复区、远望楼南侧实验区芦苇荡。

②白头鹤（*Grus monacha*）

鹤形目（*Gruiformes*） 鹤科（*Gruidae*） 鹤属（*Grus*）



白头鹤为大型涉禽，灰衣素裳，头颈雪白，体长 92cm～97cm，体重 3284g～4870g。通体大都呈石板灰色，眼睛前面和额部密被黑色的刚毛，头顶上的皮肤裸露无羽，呈鲜艳的红色，其余头部和颈的上部为白色。两个翅膀为灰黑色，次级和三级飞羽延长，弯曲成弓状，覆盖于尾羽上，羽枝松散，似毛发状。虹膜深褐色，嘴黄绿色，胫的裸 出部、跗跖和趾为黑色。

白头鹤常成对或成家族群活动，有时也见有单独活动和由家族群组成的松散群体活动，常边走边在泥地上挖掘觅食。冬季也常到栖息地附近的农田活动和觅食。在没有干扰的情况下，栖息和觅食的地点均较为固定。性情机警，活动和觅食的时候常不断地抬头观望，有危险时就鼓翼起飞，在空中盘旋，并且不停地鸣叫。飞翔时常排列成“人”字或“一”形。

白头鹤主要以甲壳类、小鱼、软体动物、多足类以及直翅目、鳞翅目、蜻蜓目等昆虫和幼虫为食，也吃苔草、苗蓼、眼子菜等植物嫩叶、块根，小麦、稻谷等植物性食物和农作物。

白头鹤栖息于河流、湖泊的岸边泥滩、沼泽和芦苇沼泽及湿草地中，也出现于泰加林的林缘和林中的开阔沼泽地上。春季迁徙时间多在 3 月末至 4 月末，到达繁殖地的时间多在 4 月末 5 月初；秋季从 10 月 11 日至 11 月 7 日，迁徙时间较为集中。到达越冬地的时间多在 11 月末。在中国内蒙古、乌苏里江流域繁殖；长江下游越冬。

③大鸨（*Otis tarda*）

鹤形目（*Gruiformes*）鸨科（*Otididae*）鸨属（*Otis*）



大鸨是大型地栖鸟类。翅长超过 400mm。嘴短，头长、基部宽大于高。翅大而圆，第 3 枚初级飞羽最长。无冠羽或皱领，雄鸟在喉部两侧有刚毛状的须状羽，其上 生有少量的羽瓣。跗蹠等于翅长的 1/4。雄鸟的头、颈及前胸灰色，其余下体栗棕色，密布宽阔的黑色横斑。下体灰白色，颏下有细长向两侧伸出的须状纤羽。雌雄鸟的两翅覆羽均为白色，在翅上形成大的白斑，飞翔时十分明显。

大鸨性耐寒、机警，很难靠近，善奔走、不鸣叫，非迁徙时的飞行高度不超过 200m，飞行高度不算太高，但飞行能力很强，在迁徙的途中常采用翱翔的方式，所以它也是当今世界上最大的飞行鸟类之一。

大鸨以植物性食物为主的杂食性鸟类，主食植物和无脊椎动物，偶食小型脊椎动物如蛙、小鱼等。绿色植物中对紫花苜蓿取食量大，种子中偏向小麦和大麦种子。

大鸨栖息于沙漠、稀树平原、干旱草原、湿地，越冬时多于农耕地，偏爱收割后未翻耕的农田地。大鸨分布于欧洲、西北非至中东、中亚及中国北方。在国内，指名亚种 tarda 为新疆地区的留鸟，亚种 dybowskii 繁殖于内蒙古、黑龙江等地，越冬于我国中东部地区。

大鸨在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于一千二管理站南部的农田。

④东方白鹳（*Ciconia boyciana*）

鹳形目（*Ciconiiformes*）鹳科（*Ciconiidae*）鹳属（*Ciconia*）



东方白鹳属于大型涉禽，是国家一级保护动物。长而粗壮的嘴十分坚硬，呈黑色，仅基部缀有淡紫色或深红色。嘴的基部较厚，往尖端逐渐变细，并且略微向上翘。眼睛周围、眼线和喉部的裸露皮肤都是朱红色，眼睛内的虹膜为粉红色，外圈为黑色。身体上的羽毛主要为纯白色。翅膀宽而长，上面的大覆羽、初级覆羽、初级飞羽和次级飞羽均为黑色，并具有绿色或紫色的光泽。初级飞羽的基部为白色，内侧初级飞羽和次级飞羽的外除羽缘和羽尖外，均为银灰色，向内逐渐转为黑色。前颈的下部有呈披针形的长羽，在求偶炫耀的时候能竖直起来。腿、脚甚长，为鲜红色。

东方白鹳除了在繁殖期成对活动外，其他季节大多组成群体活动，特别是迁徙季节，常常聚集成数十只，甚至上百只的大群。性情机警而胆怯，常常避开人群。

东方白鹳主要以鱼为食。也吃蛙、小型啮齿类、蛇、蜥蜴、软体动物、蜗牛、节肢动物、甲壳类、环节动物、昆虫和昆虫幼虫，以及雏鸟等其他动物性食物。偶食少量植物叶、苔藓和种子等植物性食物。

东方白鹳主要栖息于开阔而偏僻的平原、草地和沼泽地带，特别是有稀疏树木生长的河流、湖泊、水塘及水渠岸边和沼泽地上。有时也栖息和活动在远离居民点，具有岸边树木的水稻田地带。

东方白鹳主要在俄罗斯和我国东北繁殖，近年来在江西、安徽和山东等地有繁殖群体出现。越冬于江西鄱阳湖、湖南洞庭湖、湖北沉湖、洪湖、长湖、安徽升金湖、江苏沿海湿地。

东方白鹳在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于湿地恢复区、孤北水库四周芦苇沼泽。

⑤黑脸琵鹭（*Platalea minor*）

鹳形目（*Ciconiiformes*）鹮科（*Ciconiidae*）琵鹭属（*Platalea*）



黑脸琵鹭中型涉禽，体长 60cm～78cm。嘴长而直，黑色，上下扁平，先端扩大成匙状。脚较长，黑色，胫下部裸出。额、喉、脸、眼周和眼先全为黑色，且与嘴之黑色融为一体。其余全身白色，繁殖期间头后枕部有长而呈发丝状的黄色冠羽，前颈下部有黄色颈圈。通体白色，嘴基、额、脸、眼先、眼周，往下一直到喉全裸露无羽，黑色。嘴长而直，上下扁平，先端扩大成匙状，黑色，且和头前部黑色连为一体。繁殖期间头后枕部有长而呈发丝状的金黄色冠羽，前颈下面和上胸有一条宽的黄色颈环；非繁殖期冠羽较短，不为黄色，前颈下部亦无黄色颈环。虹膜深红色或血红色，嘴和脚黑色。

黑脸琵鹭常单独或呈小群在海边潮间地带及红树林和内陆水域岸边浅水处活动。性沉着机警，人难于接近。主要以小鱼、虾、蟹、昆虫、昆虫幼虫以及软体动物和甲壳类动物为食。单独或成小群觅食，觅食活动主要在白天，多在水边浅水处觅食。

黑脸琵鹭栖息于内陆湖泊、水塘、河口、芦苇沼泽、水稻田、沿海及其岛屿和海 边芦苇沼泽地带。

黑脸琵鹭繁殖于俄罗斯、韩国、朝鲜以及我国的辽宁，主要在我国东南沿海越冬。

黑脸琵鹭在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于黄河入海口、黄河口芦苇养殖区、大汶流湿地生态恢复区。

⑥中华秋沙鸭（*Mergus squamatus*）

雁形目（*Anseriforme*）鸭科（*Anatidae*）秋沙鸭属（*Mergus*）



中华秋沙鸭全长约 49cm～63cm。嘴长而窄，呈红色；鼻孔位于嘴峰中部，羽冠长而明显，成双冠状。雄鸟的头和上背及肩羽黑色；下背、腰和尾上覆羽白色，杂以黑色斑纹；尾灰色；大覆羽、三级飞羽和初级飞羽组成的翼镜白色；长而窄近红色的嘴，嘴形侧扁，前端尖出，其尖端具钩，与鸭科其它种类具有平扁的喙形不同。黑色的头 部具厚实的羽冠。下体近白色，两胁羽片白色而羽缘及羽轴黑色形成特征性鳞状纹。脚红色。胸白而别于红胸秋沙鸭，体侧具鳞状纹有异于普通秋沙鸭。

中华秋沙鸭通常都是以家族方式活动，只在迁徙前才集成大的群体。潜水捕食鱼类，此外还食石蚕科的蛾及甲虫等。性机警，稍有惊动就昂首缩颈不动，随即起飞或急剧游至隐蔽处。常成 3～5 只小群活动，有时和鸳鸯混在一起。很少鸣叫，身体流线型结构，飞行迅速。

中华秋沙鸭栖息于林区内的湍急河流，有时在开阔湖泊。繁殖于西伯利亚，朝鲜以及我国东北等地，主要越冬于我国长江以南地区。

中华秋沙鸭在山东黄河三角洲国家级 自然保护区内分布于湿地恢复区芦苇沼泽、黄河入海口两侧滩涂潮沟及水库周边地区。

⑦黑嘴鸥（*Larus saundersi*）

鸻形目（*Charadriiformes*）鸥科（*Laridae*）鸥属（*Larus*）



黑嘴鸥雌雄鸟体色相似。夏羽头及颈上部黑色。颈下部、上背、肩、尾上覆羽，尾羽和下体白色。下背、腰、三级飞羽和翅上覆羽灰色，翅前缘、外侧边缘白色。第一至三枚初级飞羽外翈白色，内翈灰色或灰白色具宽阔的黑色边缘和黑色尖端，内侧初级飞羽灰色，尖端具黑色斑点，次级飞羽灰色具宽阔的白色先端。眼上下缘具星月形白斑，并在眼后相连。冬羽和夏羽大致相似，但头白色，眼后耳区有黑色斑点，头顶缀有淡褐色。

黑嘴鸥主要以鱼、虾、甲壳类及水生昆虫等为食，冬季常见在船只云集的码头拣食掉入海面的鱼及食物。有蹼但不下水游弋，具有较强的飞行能力，飞行姿态优美，叫声为尖厉的 eek eek 叫声。

黑嘴鸥主要栖息于沿海滩涂、沼泽及河口地带。常成小群活动，多出入于开阔的海边盐碱地和沼泽地上，特别是生长有矮小盐碱植物的泥质滩涂。也频繁的在附近水域上空飞翔。有时也出现于内陆湖泊。

黑嘴鸥主要繁殖于辽宁南部盘锦、河北、山东渤海湾沿岸以及江苏盐城沿海等东部沿海地区，越冬于长江下游，福建、广东、香港、台湾和海南鸟。

黑嘴鸥在山黄河三角洲国家级自然保护区内分布于一千二北坝、湿地恢复区、黄河入海口两侧泥质滩涂。

⑧大天鹅（*Cygnus cygnus*）

雁形目（*Anseriforme*）鸭科（*Anatidae*）天鹅属（*Cygnus*）



大天鹅全身的羽毛均为雪白的颜色，雌雄同色，雌略较雄小，全身洁白，仅头稍沾棕黄色。虹膜暗褐色，嘴黑色，上嘴基部黄色，此黄斑沿两侧向前延伸至鼻孔之下，形成一喇叭形。嘴端黑色。跗蹠、蹼、爪亦为黑色。幼鸟全身灰褐色，头和颈部较暗，下体、尾和飞羽较淡，嘴基部粉红色，嘴端黑色。

大天鹅主要以水生植物的叶、茎、种子和根茎为食，也食少量蠕虫、软体动物和水生昆虫等动物性食物。性喜集群，胆小，警惕性高，视力好，善游泳，一般不潜水。游泳缓慢从容，姿势优美。体躯大而笨重很少起飞。叫声单调粗哑，似喇叭声。

大天鹅在繁殖期喜欢栖息在开阔的、食物丰富的浅水水域中，如富有水生植物的湖泊、水塘和流速缓慢的河流，特别是在针叶林带，最喜桦树林带和无林的高原湖泊与水塘，冬季则主要栖息在多草的大型湖泊、水库、水塘、河流、海滩和开阔的农田地带。

大天鹅分布于北欧和亚洲北部。通常繁殖于北方湖泊的苇地，结群南迁越冬。

大天鹅在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于大水库、黄河河道、大水面芦苇沼泽，迁徙期（11 月）在黄河入海口近海滩涂集大群。

⑨小天鹅（*Cygnus columbianus*）

雁形目（*Anseriforme*）鸭科（*Anatidae*）天鹅属（*Cygnus*）



小天鹅为大型水禽，体重 4kg～7kg，体长 110cm～135cm。全身洁白，上嘴基部两侧黄斑向前延伸最多仅及鼻孔；跗蹠、蹼和爪黑色，外形和大天鹅非常相似，但体型明显较大天鹅小，颈和嘴亦较大天鹅短，嘴上黑斑大，黄斑小，黄斑仅限于嘴基两侧，沿嘴缘不前伸于鼻孔之下；鸣声清脆，有似“Kou kou”的哨声，而不像大天鹅的喇叭声。

小天鹅主要以水生植物的叶、根、茎和种子等为食，也吃少量螺类、软体动物、水生昆虫和其他小型水生动物，有时还吃农作物的种子、幼苗和粮食。性喜集群，呈小群或家族群活动。行动谨慎，远离人群和其他危险物。性活泼，游泳时颈部垂直竖立。鸣声高而清脆，常常显得有些嘈杂。

小天鹅栖息于开阔的湖泊、水塘、沼泽、水流缓慢的河流和邻近的苔原低地和苔原沼泽地上，也出现在湿草地和水淹平原、沼泽、海滩及河口地带。偶尔出现在农田原野。

小天鹅分布于北欧及亚洲北部，在欧洲、中亚、中国及日本越冬。

小天鹅在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于大水库、黄河河道、大水面芦苇沼泽，黄河入海口近海滩涂等地。

⑩小杓鹬（*Numenius minutus*）

鸻形目（*Charadriiformes*）鹬科（*Scolopacidae*）杓鹬属（*Numenius*）



小杓鹬属小型涉禽，它的嘴长而向下弯曲，呈肉红色，前头、头顶和后头黑褐色；眼上粗著的眉纹和中央冠纹淡黄色。头侧和颈黄灰色，散布暗褐色条纹。一条黑纹穿过眼到眼后。上体黑褐色，羽缘有沙黄色缺刻。下背、腰和尾上覆羽黑褐色，有灰白色横斑。飞羽、初级覆羽、小覆羽黑褐色；尾羽灰褐色，有黑褐色横斑。颏和喉白色或沾土黄色。胸部充满沙黄色，多褐色斑纹；腹部及尾下覆羽奶白色，或略沾黄色；胁具黑褐色横斑。翼下覆羽、腋羽黄色，密布黑褐色细斑纹。雌雄羽色相同，雌性体型大些。亚成鸟通体更多土黄色杂斑；胸前的褐色条纹和胁的暗斑不显著或者消失。

小杓鹬啄食昆虫、昆虫幼虫、小鱼、小虾、甲壳类和软体动物等，有时也吃藻类、草籽和植物种子。平常多单独或呈小群活动，迁徙和越冬时集成大群。在海边每当潮水退后，它们就到被潮水淹没过的滩涂上觅食，涉水于浅滩淤泥中啄食。

小杓鹬繁殖期多栖息于亚高山森林及矮树丛地带，也出现在开阔的火烧迹地和砍伐后的落叶松林地上。迁徙期多在湖滨、河边沙滩、海岸沼泽以及附近的农田、耕地和草原上活动。冬季则主要栖息在沿海附近的沼泽、湿地、草原、湖泊、河流与农田地带。

小杓鹬繁殖于俄罗斯的东西伯利亚和蒙古，越冬在印度尼西亚至澳大利亚一带。迁徙时主要见于我国东北和东部沿海地区，我国新疆、青海、湖北等地亦有记录。

小杓鹬在山东黄河三角洲国家级自然保护区内主要分布于湿地恢复区、浅海滩涂、黄河入海口等地。

（5）重点鸟类保护工程

经调查可知，黄河三角洲自然保护区近年来完成了鸟类四大保护工程，一是黄河三角洲十五万亩湿地恢复工程，改善了湿地生态环境；二是十五万亩湿地蓄水改善工程；三是鸟类救护研究中心建设工程；四是对核心区及缓冲区的围栏建设，加大了区内管护力度。建设鸟类捕食区 5000 亩，建设鸟类繁殖岛 6 个，为鸟类提供充足食物来源和良好栖息环境。

①东方白鹳繁殖栖息地保护工程

a.东方白鹳种群现状

自然保护区实施湿地修复工程以来，芦苇沼泽面积增大，人为干扰因素减少，东方白鹳自 2003 年开始成为本地区的繁殖鸟，并且繁殖数量有逐年增大的趋势。但制约本地东方白鹳繁殖的主要生态因子是巢位的因素，东方白鹳主要在高大的乔木、线杆上筑巢，自然保护区内缺少高大的乔木，目前东方白鹳只在区内高大的电力线杆上筑巢繁殖，东方白鹳自 2003 年在黄河口管理站垦东五附近筑巢繁殖以来，已连续 13 年在自然保护区繁殖幼鸟，且繁殖种群数量每年呈上升趋势，2016 年达到 67 巢，自 2005 年至今累计成功繁殖雏鸟 937 只，是全国最大的东方白鹳繁殖地，为拯救该珍稀濒危物种做出重要贡献。

b.栖息地保护工程

I.栖息地保护范围

东方白鹳繁殖栖息地主要有三个重要区域。大汶流管理站东方白鹳繁殖区，以五万亩湿地修复区为中心，向四周扩展 5km，西至横店草业，东至三方台，南至大汶流海沟，北至黄河，面积约 230km^2；黄河口管理站东方白鹳繁殖区，以人工河口为中心，西至中心路，东至黄河，南至顺河路，北至孤东圈，面积约 48km^2；一千二管理站以孤北水库四周芦苇沼泽为中心，西至管理站进站公路，东至滨港路，南至高速公路，北至 106 滩涂，面积约 110km^2。东方白鹳繁殖地区域树立保护标牌 6 块，每个区域 2 块。

II.巢区营造工程

首先在东方白鹳繁殖区选择适合的位置统一设立繁殖招引巢。按照东方白鹳繁殖的需要，设计高度不低于 15m，仿树木外形，顶部设立直径约 2.5m 的由较厚钢板围成的繁殖筐，底座用水泥混凝土固定，确保牢固。繁殖招引巢应选择在芦苇沼泽水域周围的高地、人为干扰因素少、自然环境优越、又方便观察的地区设立。截至 2016 年 6 月底，共设立东方白鹳繁殖招引巢 67 个，大汶流管理站 52

巢，黄河口管理站 7 巢，一千二管理站 8 巢。

III.东方白鹳繁殖栖息地的综合治理

繁殖地的保护管理：严格控制东方白鹳繁殖栖息地内的各种生产经营活动，禁止开展破坏东方白鹳繁殖栖息地的开发活动。生产活动和隐蔽物管理：芦苇收割等生产经营活动一般安排在繁殖期以外的时间进行。合理安排芦苇收割布局，有计划地为鸟类保留一定面积的芦苇，一般在巢区和觅食地周围保留 500m 的芦苇带，提供适宜的隐蔽条件。

栖息地水位控制：保证一定的高水位，保证为东方白鹳提供充足的食物和良好的繁殖条件。

人为活动干扰管理：东方白鹳繁殖期一般在 2 月底至 7 月中旬，繁殖期内在繁殖地禁止各种干扰，严禁闲散人员在繁殖期进入该地区，为东方白鹳提供一个安静的繁殖环境。

②黑嘴鸥繁殖地保护工程

c.黑嘴鸥种群现状

据了解，黑嘴鸥为世界易危鸟类，全球数量在 14000 只以上。上世纪 90 年代初世界黑嘴鸥数量仅存 2000 多只，处于濒危灭绝的边缘。1992 年科研人员在黄河三角洲首次发现两处黑嘴鸥繁殖地，繁殖种群 543 只，繁殖巢 9 个。2006 年和 2012 年自然保护区实施湿地恢复工程、生态补水工程、鸟类栖息地改善工程，盐地碱蓬植被得以恢复，恢复区内水位适宜，鸟类食物丰富稳定，这些生态工程客观上为黑嘴鸥的繁殖提供了比较稳定的繁殖地。2013 年开始有 2500 只黑嘴鸥在此筑巢繁殖，2014 年繁殖种群数量增加到 3000 多只，2015 年有 4000 多只在此繁殖，2016 年繁殖种群增加到 5200 多只，营巢 2625 个，一千二湿地恢复区成为黄河三角洲最大最稳定的繁殖地。

d.保护工程建设

在大汶流管理站的一防台东南区的黑嘴鸥繁殖地进行保护工程的建设，面积 600hm^2。首先进行围坝及附属工程建设。自南坝向北约 2.5km，自中隔坝向东至修复 区东界约 4.3km 的范围，建设隔坝 4 条，隔坝长度 1.5km，共计 6km；其次进行生境的改造与管理，注入适量黄河水，恢复翅碱蓬群落，控制植被盖度、高度；第三加强 繁殖期栖息地管理，保证在繁殖期内繁殖地附近有充足的咸淡水资源，保持繁殖地大 部分区域水位在 0.10m 左右，保证密度较低的翅碱蓬植被存在，使附近潮沟有充足的甲壳动物作为食物，在强降雨季节能够排出多余水。

③鹤类栖息地保护工程

e.鹤类种群现状

亚洲有 9 种鹤，自然保护区有丹顶鹤、白头鹤、白鹤、白枕鹤、灰鹤、蓑羽鹤、沙丘鹤 7 种，在我国及东北亚鹤类保护网络中占有非常重要的地位，1997 年被批准加入东北亚鹤类自然保护区网络，成为首批 16 个国际成员单位之一。丹顶鹤等鹤类在迁徙和越冬时主要依赖芦苇沼泽、滩涂和农田栖息地生存，而近几年由于农业结构调整，以前种植物大豆和冬小麦为主的农田转变为种植速生杨、棉花，而这类农田鹤类很难利用，尤其是在封冻期，越冬期鹤类主要依赖农田栖息地的谷物种子、麦苗等植物性食物为食。鹤类农田栖息地的丧失，是使迁徙鹤类尤其是越冬鹤类种类和数量 逐年减少的主要原因。

f.栖息地保护工程

I.鹤类重要保护区域

大汶流管理站油田 451 井至 70 井公路两侧区域、五万亩湿地修复区周围；黄河口管理站人工河两侧西至中心路，东至黄河，垦东六油田南河滩地；一千二管理站河口苇场、四河故道两侧、孤北水库周围、106 滩涂。

II.扩大鹤类适宜的农田栖息地面积

重点扩大适合鹤类取食作物的农田种植面积。在大汶流管理站东黄河滩地恢复农田面积 450hm^2，黄河口管理站在垦东六及苏家屋子附近的黄河滩地恢复农田种植面积 300hm^2，一千二管理站站南恢复农田面积 350hm^2。

III.冬季设立鸟类投食区

投食时间为 11 月至翌年 2 月。投食时要进行必要的防护、卫生检疫、隐蔽、安全等设施建设。严格操作规程，保证在健康卫生的情况下投食一些玉米、大豆，扩大和稳定鹤类迁徙和越冬种群数量。大汶流管理站在一号方台西适当位置和五万亩湿地 恢复区中部南地势较高区域各建立投食区 1 处；黄河口管理站在垦东六南部和垦东五检查站东部各设立投食区 1 处；一千二管理站在站南、北和孤北水库北各设立投食区 1 处，每个投食区每日每处各投食 500kg。

IV.鹤类栖息地改善和管理

每年 11 月至翌年 3 月是鹤类迁徙和越冬的主要时间。在鹤类迁徙和越冬期内，禁止在划定的鹤类重要保护区域、投食区内进行任何生产活动，并要严格控制该区域内的人员进出。控制芦苇收割方式、规模、时间和人数等，芦苇收割应逐步实现机械化作业，收割时间限定在每年 12 月下旬至翌年 2 月中旬。

在鹤类重要保护区域对油田开发活动要严格控制，加强管理，油田打井要采取新技术、新工艺，多打丛式井组，电线、电缆和油气管线必须埋设在地下，尽量减少对鹤类栖息地的破坏。

④天鹅类越冬地保护工程

g.天鹅种群现状

山东黄河三角洲国家级自然保护区是天鹅的重要越冬地和迁徙栖息地，中国有三种天鹅，分别为大天鹅、小天鹅和疣鼻天鹅，2001 年以前自然保护区内主要以大天鹅为主，小天鹅数量稀少。近几年随着自然保护区湿地修复工程的实施，自然保护区的生态环境不断改善，2001 年春在自然保护区内首次出现疣鼻天鹅，数量由最初发现的 8 只，2006 年增加到 73 只，2004 年自然保护区小天鹅数量增至 3000 只。

h.越冬地保护工程

I.重要保护区域

天鹅越冬栖息主要地点在一千二管理站四河及附近区域、黄河口管理站的六号路附近水域、大汶流管理站五万亩湿地修复区、油田 29 井至 121 井之间浅海滩涂和三个管理站的农田。

II.栖息环境改造工程

扩建一千二管理站飞雁滩路泄水闸，拆除四河公路桥下的漫水坝，控制四河流域河水的水位，保持一定的深度，保证鱼类等动物性食物和水藻等植物的生长，为天鹅 提供充足的食物来源。

对四河瞭望塔以北至四河拐弯处河道进行清淤改造，增加此处水的深度，使水深达到 2m～3m；其次扩大该地区水域面积，向四周扩展 500m。管理站南部大天鹅淡水栖息地修建引水渠 15km，保证淡水供应。

在黄河口管理站六号路附近水域，六号路东部水面开阔处向南扩展 1000m，扩大面积 50hm^2，保证充足的水源供应，保持水深 2m～3m。

在大汶流管理站五万亩湿地修复区内，冬季要保持足够的水面，保持 2m～3m 的水位，水面附近 50m 范围内保留一定面积的芦苇保护带。

III.栖息地保护管理

每年 10 月下旬至翌年 3 月底为天鹅迁徙和越冬期。在划定的天鹅栖息地加强栖息地的保护管理工作，严格控制人员进出该区域，避免人为干扰。

⑤小杓鹬迁徙栖息地保护工程

i.小杓鹬种群现状

小杓鹬为自然保护区的一种重要迁徙鸟类，世界数量约 18 万只，在自然保护区内迁徙数量达 3 万只，约占世界总数量的 16.7%，为迄今为止发现的世界最大的唯一中转栖息地，在小杓鹬的保护上具有重要地位。小杓鹬主要栖息地为低矮茅草草地，其次为低矮灌丛和带有部分荒地的粗放型管理农田。

j.栖息地保护工程

I.保护工程范围

大汶流分布区以大汶流管理站站址为中心南至青坨农场，北至黄河，东至一号方台，西至建林村。一千二分布区以四河桥为中心，向北至管理站，向南至东港高速公路，向西至刁口乡，向东至海港。

II.主要保护措施

主要保护目的为改造、恢复和重建其适宜栖息地。通过扩大草原面积，对破坏的草地采用工程和生物措施进行修复，通过灌溉等手段适当控制草的高度，保持草地的 生长状态。此外，加强迁徙期内对小杓鹬栖息地的保护管理，控制人为活动，减少人为干扰。

⑥大鸨越冬地保护工程

k.大鸨种群现状

大鸨为国家一级重点保护鸟类，在 1997 年以前在自然保护区内越冬数量达 600 余只。自 1997 年风暴潮后，一千二管理站南部的农田和草地全部丧失，大鸨失去适宜的栖息地，此后大鸨数量仅维持在 20 只左右。自 2003 年农民在原农田进行复垦后，随着农田面积的增加，近几年又出现了群体性大鸨。

l.越冬地保护工程

I.保护工程范围

一千二以管理站南农田为中心，面积约 12km^2。大汶流管理管理站以管理站址为中心东北一号台，西至建林浮桥，南至小岛河，北至黄河，面积约 120km^2。黄河口管理站以垦东六圈为中心，东至中心路，西至西河口，南至黄河，北至边界，面积约 60km^2。

II.栖息地改造

主要在一千二管理站通过引水压碱等工程措施恢复原废弃的农田，保留部分草地，农田中主要种植大豆和冬小麦，为大鸨越冬提供适宜的生存环境。

III.栖息地管理

加强栖息地管理，严格控制和限制农田种植区内农药和化肥的使用种类和数量，规定农田种植区内的种植模式和种类，以及种植时间和收割时间等。加强大鸨越冬地的保护与管理，在越冬期禁止一切人类活动干扰。

⑦鸟类捕食区工程

通过近几年的调查研究，根据自然保护区内鸟类的种类、数量与分布情况，不同的鸟类对食物的要求等实际情况，在不同地点对不同鸟类应当建立鸟类补食区。分别在鹤类与雁鸭类较为集中的一千二、黄河口和大汶流三个管理站的适当位置建设以豆 科植物、冬小麦为主的农作物补给区，在鹤类、鹭类等集中的大汶流和黄河口二个管理站建立鱼、虾等水生生物补给区。

m.农作物补给区工程

自然保护区内共建设 1180hm^{2}的农作物鸟类捕食区，其中一千二管理站南部建设农作物捕食区 150hm^2，黄河口管理站垦六南部建设农作物捕食区 450hm2，大汶流管理站东部和一号方台西部建设农作物捕食区 300hm^{2}和 280hm^2。

n.水生生物补给区工程

自然保护区内共建设 90hm^{2}的水生生物补给区，分布在一千二管理站孤北水库北、黄河口管理站的六号路南和大汶流管理站五万亩湿地修复区西部各建设水生生物 补给区 30hm^2。

2）其他动物多样性调查

自然保护区内有两栖类动物 6 种，爬行类动物 10 种，哺乳类动物 26 种。

（1）两栖类

两栖类动物有 6 种，隶属于 1 目 3 科 3 属，其中古北种 2 种，占 33.3%；广布种 3 种，占 50%；东洋种 1 种，占 16.7%。蟾蜍科、蛙科、姬蛙科部分种类在本地区分布。优势种全为广布种，有黑斑蛙、中华大蟾蜍，普通种有华背蟾蜍。

（2）爬行类

爬行类动物有 10 种，隶属于 3 目 6 科 9 属，龟鳖目 3 种，蜥蜴目 5 种，蛇形目 5 种。蛇形目的优势种为虎斑游蛇、黄脊游蛇。爬行动物中，古北界 4 种，占 40%；广布种 5 种，占 50%；东洋种 1 种，占 10%。

（3）哺乳类

哺乳动物分为陆栖和海洋哺乳动物，陆栖动物有 5 目，其中食虫目 4 种、翼

手目 3 种、食肉目 5 种、兔形目 1 种、齧齿目 8 种。齧齿目构成本地区兽类的主体。草兔是本地区的优势种。海洋兽类有两目，其中鳍足目 1 种、鲸目 4 种，仅季节性出现在自然保护区海域内。

陆栖哺乳动物有 6 种省级重点保护兽类，如赤狐、黄鼬等，而 5 种海洋兽类全部为国家二级重点保护动物，如伪虎鲸、海豹等。

（4）其他类动物

自然保护区内有原生动物 19 种、原腔动物 50 种、腔肠动物 24 种、甲壳动物 148 种、软体动物 109 种、环毛动物 85 种、扁形动物 17 种、节肢动物 68 种、棘皮动物 9 种。

7.6.1.6 水生生物调查

山东黄河三角洲国家级自然保护区独特的新生湿地生态系统、丰富的淡咸水资源、繁盛的浮游生物资源孕育了种类丰富的鱼类资源，种群构成复杂。据统计资料，自然保护区有鱼类 16 目 55 科 197 种，在所有目中，鲤形目鱼类种数最多，达 75 种，占总种数的 38.1%；鲈形目种类 48 种，占总种数的 24.4%；其次为鲽形目 11 种，鲱形目 9 种，鲀形目 9 种。在 55 科中，鲤科有 62 种，占总种数的 31.5%，是淡水鱼类的主体。自然保护区内有国家重点Ⅰ级保护鱼类 2 种，为达氏鲟和白鲟；国家重点Ⅱ级保护鱼类 1 种，松江鲈。

7.6.1.7 地质遗迹调查

山东黄河三角洲国家级自然保护区与黄河三角洲国家地质公园范围一致，面积均为 $15.3\times10^{4}hm^{2}$，黄河三角洲国家地质公园内的主要地质遗迹有：河流地貌景观、沉积构造以及古海陆交互线遗迹。河流地貌景观主要有河成高地、边滩、心滩、黄河各期流路、天然堤、决口扇、沉积层序剖面等；沉积构造主要有流水作用形成的波痕、流痕、水位痕，冲刷作用形成的冲坑、冲槽，风化作用形成的风成构造，生物作用形成的虫迹泥球，以及其他作用形成的干裂、气胀气泄、喷出等构造;区内分布着两条重要的古海陆交互线(贝壳堤)，一条形成于 5000 年～6000 年以前，一条形成于 1855 年以前。

7.6.1.8 土地利用调查

根据遥感解译结果，山东黄河三角洲国家级自然保护区内土地利用类型有林地、草地、耕地、水域、建设用地、沿海滩涂，自然保护区各土地利用类型面积统计详见表 7.6-9、图 7.6－9。

表 7.6-9　黄河三角洲自然保护区土地利用现状表

序号	土地利用类型	面积（hm^2）	面积百分比（%）
1	有林地	4426.68	2.89
2	灌木林地	5274.63	3.45
3	其他林地	1049.59	0.69
4	草地	14141.84	9.24
5	耕地	21967.82	14.36
6	水域（包括海域、坑塘水面、河流等）	62127.34	40.61
7	建设用地	1502.27	0.98
8	沿海滩涂	42509.82	27.78
9	合计	153000	100

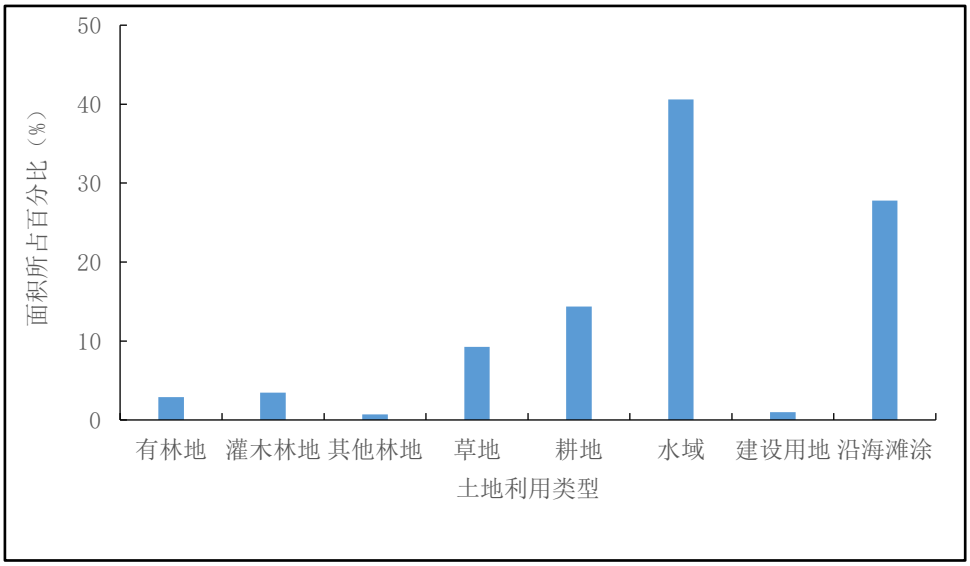


图 7.6-9　山东黄河三角洲国家级自然保护区土地利用现状结构（%）

从土地利用类型现状解译结果可以看出，黄河三角洲自然保护区土地利用类型以水域、沿海滩涂为主，水域面积为 62127.34hm^2，占评价区总面积的 40.61%，沿海滩涂面积 42509.82hm^2，占评价区总面积的 27.78%；其次是耕地和草地，耕地面积为 21967.82hm^2，占评价区总面积的 14.36%，草地面积 14141.84hm^2，占评价区总面积的 9.24%；再次为林地，包括有林地、灌木林和其他林地，总面积约为 10750.9hm^2，占评价区总面积的 7.03%；保护区内建设用地面积最小，面积为 1502.27hm^2，占评价区总面积的 0.98%。

7.6.2 本工程对黄河三角洲保护区的影响

7.6.2.1 保护区既有建设项目调查

1）既有项目调查

通过调查，近十年来保护区内建设的既有项目主要分为两类科普教育类和生态保护类，部分已建成，保护区内的科普教育类和生态保护类建设项目见表 7.6-10 和表 7.6-11。

表 7.6-10　山东黄河三角洲国家级自然保护区科普教育类项目一览表

序号	项目名称	项目地点	项目概况	建设时间	环保审批手续	所在区域	备注
1	黄河口生态旅游区湿地植物园项目（一期）	大汶流管理站顺河路北侧	建设天然柳林景区、湿地航道区、科研工作区、鸟类繁育和野化区及相应配套服务设施等	2010 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
2	黄河口生态旅游区黄河口旅游港建设项目（一期）及配套服务设施	黄河入海口南岸	建设游船外码头及护坡、木栈道、游客服务中心等	2010 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
3	黄河口生态旅游区游客服务中心项目	大汶流管理站西侧	建设旅游区游客服务中心	2012 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
4	黄河口生态旅游区生态停车场项目	黄河口生态旅游区游客服务中心项目西侧	建设停车位及配套设施等	2012 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
5	黄河口鸟类科普园项目	距黄河入海口西南约 15km	建设科普区、生态保育区等	2012 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
6	科普走廊项目	大汶流顺河路南侧	建设木栈道，参观者木质休息亭等	2004 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
7	自然保护区黄河北岸道路工程	连接黄河口管理站瞭望塔的道路	道路建设	2012 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
8	S228 新博路飞机场至黄河口镇段公路 K31+100～K35+117 路段工程	东营市垦利区境内	道路建设	2011 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后

表 7.6-11　山东黄河三角洲国家级自然保护区生态保护类项目一览表

序号	项目名称	项目地点	项目概况	建设时间	环保审批手续	所在区域	备注
1	国家级示范自然保护区一期建设项目	大汶流管理站及黄河口管理站辖区	建设湿地修复工程、生态补水工程等	2004 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
2	黄河三角洲自然保护区围栏工程	在自然芦苇沼泽生态系统和农田系统的分界处建设	建设围栏、交通桥等	2007 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
3	黄河口清 8 河段畸形河湾调整应急工程	黄河口清 8 河段	引河开挖工程	2011 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
4	黄河口鸟类救护科普中心项目	距黄河入海口西南方向约 15km，北为湿地公园，东为鸟类科普园	建设鸟类饲养区、及科研救护中心区等。	2012 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
5	黄河河口湿地保护淡水补给工程	大汶流管理站及黄河口管理站辖区	建设补水工程、植被恢复工程、鸟类栖息地保护与生境改善工程等	2010 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
6	中国科学院黄河三角洲滨海湿地生态试验站项目	大汶流管理站西侧	建设科研办公、盐生作物与盐碱地改良试验区、湿地模拟试验区等	2011 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
7	黄河三角洲湿地农业环境科学观测试验站项目	中国科学院黄河三角洲滨海湿地生态试验站西侧	建设湿地长期原位观测区、长期定位科学实验区等	2013 年	环保手续齐全	实验区	建于保护区建区后
8	山东黄河三角洲国家级自然保护区一千二管理站东部湿地恢复区工程	一千二管理站实验区的东部边界，地处桩埕路以北省道 S310 两侧，东邻东营港经济开发区	建设湿地恢复区，包括引水补源河道疏浚、水系沟通、边界隔离水域底泥清理、湿地生态保护隔离带等	2016 年至 2019 年		实验区	建于保护区建区后

2）既有项目对保护区的影响调查

山东黄河三角洲国家级自然保护区科普教育类项目（8 项）、生态保护类项目（7 项），于 2004 年起实施，位于调整后的自然保护区实验区内。科普教育类项目，将自然保护区的特色资源有机连接成一体，实现各景点的资源互补、旅游和科普宣传相结合。生态保护类项目以改善和修复湿地生态系统为主要内容，保护珍惜鸟类的生存环境和自然保护区的生态系统。

生态旅游产业被称为无烟工业，实践证明，在生态环境敏感、生物多样性丰富地区开展适度的生态旅游活动，在实施科普教育、生态旅游项目建设时，既可保护游览对象的自然完整性，更可寓教于游，将生态环境科普教育作为游览的核心内容贯穿始终，使旅游者潜移默化地接收环境科普知识，并通过生态旅游收益反哺自然保护区，确保相当部分的旅游收入用于资源保护，可以有效减缓自然保护区资源利用与保护的矛盾，是实现保护与发展双赢的最成功措施之一。通过开发自然保护区的科普教育活动和生态旅游活动，完善自然保护区的基础设施建设，对促进保护区及周边社区社会、经济、文化的发展、增强保护区的旅游收益、宣传保护黄河三角洲保护区内自然生态系统及众多的珍稀濒危野生动植物具有重要意义。

上述项目的实施，在湿地保护、鸟类栖息地改善、生物多样性丰富等方面取得了一定的成效。项目建设遵循资源开发与保护相协调的可持续发展指导思想，本着在开发中保护、在保护中开发的原则，项目依托生态旅游资源配套和规范基础设施的建设，项目在建设过程中加强生态环境保护措施后，对生态环境影响很小，不会对区域生态环境功能造成明显生改变和退化。

7.6.2.2 对生态系统的影响

1）对生态系统完整性的影响

（1）影响生态系统完整性的途经

油田设施建设活动等对湿地生态系统结构干扰的途径主要有改变动植物生境、生态结构、生物地球化学循环等途径。本工程对湿地生态系统结构的干扰方式属于通过改变保护区内土地利用类型从而改变保护区内部生境，即油田滩海设施的建设将原有滩海湿地生境改变成建设用地，使部分生物的生境丧失。

同时，由于生境的破坏又使得原来适应于该地生存的生物物种变得不适应，从而引起物种的迁移甚至消失，进而导致湿地生态系统局部的结构，水文调节、

水质净化等功能日益减弱。此外，人类活动还会导致野生动物物种间相互作用改变，空间分布变化，种群数量下降。

（2）对土地利用格局的影响

①海域占用情况

山东黄河三角洲国家自然保护区包括陆域和海域两部分，本次评价只对胜利油田在自然保护区实验区海域范围内的油田设施进行评价。

山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区总面积为82348hm^2，本工程占整个保护区实验区面积的比重为 0.455%。根据胜利油田规划，自然保护区实验区内不再部署新井，加大对保护区实验区内已有生产设施的隐患治理力度，目前保护区内不会有大规模的开发活动。

②占用海域的影响分析

运营期，井场、站场等油田设施部分占地类型属于海岸线范围内的滩涂，滩涂湿地分布有芦苇、盐地碱蓬、柽柳等原生植被遭到破坏，但相比评价范围连片的景观分布，项目永久性占用的面积比例仅占保护区实验区的0.455%，不足1%，未改变当地景观基质和用海格局。

经现场调查可知，黄河口管理站范围内的滩海油田设施开发区域经过多年淤积，大片滩涂已形成新生陆地，该区域涨潮时海水基本已不能覆盖到现有勘探开发区域；一千二管理站内的滩海油田设施部分布在光滩区及浅海水域内，植被覆盖率较低，只有淤泥质海滩有少量植被生长。胜利油田对破坏的植被已采取生态补偿及植被恢复措施，同时近些年保护区内实施了湿地恢复工程，生态环境改善，油田开发对滩涂湿地的影响在可接受范围内。

（3）对景观结构的影响分析

根据《油气田建设项目对自然保护区生态环境影响及案例研究》（南京师范大学硕士论文，2010年）的研究成果，建设项目对国家级自然保护区结构和功能影响的可行性判别依据：占用国家级自然保护区面积比例≤3%时，说明项目建设对保护区影响在可接受范围内。本工程在自然保护区内总占地面积为375.33hm^2，仅占保护区总面积的0.455%，远小于3%。且油田设施占地为非连续点状占用，不会造成地理隔离，因此工程本身不具备动态控制能力，对生态调控作用几乎可以忽略不计，尚不构成对生态系统结构影响的决定性因素。

由表 7.6-9 中数据可知，从1995年到2016年，评价区域内面积最大的景观类型是水域景观，其次是沿海滩涂景观，在景观要素构成中，由水域和沿海滩

涂组成的湿地景观所占面积比例虽然有所下降，但仍然处于绝对优势地位，两者所占面积比例保持在68%以上，其余景观类型所占比例均较低，这表明水域和沿海滩涂仍是评价范围内主要的景观类型，即湿地仍为评价范围背景地块，景观连通程度仍较好，对景观的稳定性和动态起着主导作用，对评价范围生态系统的功能和稳定性具有较强的调控能力。说明这些景观类型整体变化趋势与保护区的大地域生态环境紧密相关，而油田开发和建设没有从根本上改变评价范围以水域和沿海滩涂景观占主导的景观结构，对保护区景观类型的影响在可接受范围内。

2）对生态系统功能的影响

（1）对生物多样性的影响

本工程施工期对海洋生物的影响主要为施工引起的悬浮物浓度增加、振动、施工噪声等干扰，其影响时暂时和局部的，对保护区生物多样性影响小。本工程运营期对海洋生物的影响主要是永久占地导致占用区域底栖生物潮间带生物、渔业资源的损失。由于本工程站场、井台、进井路等永久占地区域内海洋生物种类组成与周边海域种类基本相同，根据海洋生态现状调查结果，工程建设前后区域底栖生物、潮间带生物多样性变化不大，且工程投产后采取了相应的增殖放流生态补偿和修复措施，降低对区域生物多样性的影响。

根据黄河三角洲自然保护区管理局提供数据，与1995年相比，目前黄河三角洲自然保护区内生物种类有所增加，其中鸟类种类增加102种，植物种类增加292种，鱼类增加4种。目前，油田开发处于正常生产期，对保护区内生物多样性影响较小。

（2）对生态系统服务功能的影响

海洋生态系统服务功能是指生态系统与生态过程所形成及维持的人类赖以生存的自然环境条件与效用。工程建设对海洋生态和渔业资源的影响最终体现在造成部分生态系统服务功能的破坏或丧失。项目建设所在海域的生态系统服务功能可划分为物种栖息地、净化环境、调蓄洪水、调节气候等4个方面的主导功能。

①物种栖息地

工程建设所在海域是部分水生动物栖息、繁殖场所，也是候鸟的迁徙区，施工期对该区域的水生动物栖息、觅食产生一定的干扰，对幼体造成一定程度的伤害，对成体造成回避。运营期工程进井道路、井台等永久占用沿海陆域、滩涂、浅海海域，造成鸟类觅食面积减少，对鸟类的觅食范围产生一定影响。

②净化环境

黄河三角洲湿地有大面积的芦苇、草甸和沼泽具有净化水质、降解内陆各河流污染物质的功能，从而减轻渤海的污染。

本工程施工期使海域悬浮泥沙增加，光合作用减弱，对污染物净化功能会产生一定影响，但影响时间短暂。在运营期项目不排污，不会明显改变海域的潮流场特征，同时也不会改变海域污染物负荷，不会产生悬浮物，因此也不会对保护区海域污染物净化功能造成明显改变。

③调蓄洪水

黄河三角洲湿地中沼泽、沟渠和水库湿地是一个巨大的天然蓄水库，可在河流涨水期或暴雨期储存过量的降水，减少洪水径流，具有强大的蓄水调洪功能。另外，滨海湿地在调节黄河下游平原各河流水位与水量平衡中起重要作用。本工程建设不占用沼泽、沟渠和水库，对区域调蓄洪水影响较小。

④调节气候

黄河三角洲湿地的蒸发作用可以保持周边地区的湿度和降水量，调节局部区域的温度，同时自然保护区植被覆盖范围广阔，生物量巨大，种类丰富，大面积绿色植物进行光合作用，吸收二氧化碳，释放氧气，对当地气候调节有重大意义。

本工程施工引起海底泥沙再悬浮，在施工作业点周围水体中产生大量的悬浮沙，形成一定范围的悬浮物高密度分布区域，从而引起水体悬浮物浓度增加，降低水体透光率，对浮游植物的生长起到抑制作用。施工期对水质的影响属于短期环境效应，随着工程施工结束，水质逐渐恢复，随之而来的便是生物的重新植入。浮游生物和游泳生物群落的重新建立所需的时间较短，有资料表明，浮游生物群落的重新建立只需几周时间。浮游生物群落的重新建立，主要靠海水的运动将其它地方的浮游生物带入作业点及其附近海域，很快就会恢复到与周围海域基本一致的水平。因此，工程建设对黄河三角洲调节气候功能影响较小。

7.6.2.3 对鸟类的影响分析

1）工程施工期对鸟类的影响回顾

本工程施工期对鸟类产生影响的因素有进井道路、井台的施工。施工期间，由于人类活动、交通运输工具与施工机械的机械运动，相应施工过程中产生的噪声、灯光等对在施工区及邻近地区栖息和觅食的鸟类产生一定的影响，使区域中分布的鸟类数量减少、多样性降低。

①施工噪声

施工期间的噪声主要来源于：施工机械和船舶作业时产生的机械噪声，其噪

声特点为不规则、不连续、高强度。鸟类对于噪声有规避性。通过选用低噪声设备，并加强设备的维护和保养，施工机械设备、船舶对区域鸟类繁殖、栖息活动影响较小。

②灯光

由于许多鸟类是在夜间迁徙，有时会把灯光当成黎明的光线，这种趋光性造成许多鸟在夜间撞上量着灯光的建筑物或车辆。本工程施工期禁止夜间施工，通过查询工程档案、咨询自然保护区管理部门及建设单位、走访当地居民，施工期未发生鸟类撞击建构筑物和车辆事件。

③人为捕杀

施工期施工人员和车船的进入，鸟类伤亡的风险增大；施工的车辆在行驶过程中有可能会撞上正在觅食或飞行的鸟类，另外存在人为捕杀的可能。通过查询工程档案、咨询自然保护区管理部门及建设单位、走访当地居民，施工期通过加强对施工人员的宣传教育，未发生施工人员猎杀鸟类、取食鸟蛋事件。

④施工悬浮物

根据类似工程经验，进井路、滩海陆岸井台施工引起悬浮泥沙对水质的影响延续 4h～5h 后，对水质的影响基本消除，施工对水质的影响属于短期环境效应。随着施工作业的结束，水质逐渐恢复，随之而来的便是生物的重新植入。浮游生物和游泳生物群落的重新建立所需的时间较短，有资料表明，浮游生物群落的重新建立只需几周时间。浮游生物群落的重新建立，主要靠海水的运动将其它地方的浮游生物带入作业点及其附近海域，并且很快就会恢复到与周围海域基本一致的水平。因此填筑漫水路、井台和插板作业施工过程的悬浮泥沙入海对海水水质和海洋生态环境影响较小，施工悬浮物对鸟类影响较小。

⑤破坏底栖生物

滩海陆岸井台、进井路等作业施工破坏施工海域的底栖生物，以底栖生物为饵料的鸟类也受到影响。根据前文分析，工程占用海域底栖生物多样性指数在整个调查海域中处于相对较小水平，工程建设对底栖生物多样性指数较高的分布区影响相对较小，对整个海域底栖生物多样性影响不大，因此工程施工对底栖生物影响较小，工程施工造成底栖生物的破坏对鸟类影响较小。

⑥对鸟类迁徙、栖息和觅食的影响

本工程所在自然保护区共有湿地鸟类 171 种，春季迁徙期 3～5 月、秋季迁徙期 8 月底至 11 月底，候鸟迁徙通道距地面高度大约 100m～1000m，施工船舶

和施工机械均不高，对候鸟的迁徙影响较小。评价区越冬的重点鸟类有丹顶鹤、白头鹤、东方白鹳、大鸨、小天鹅、大天鹅、黑面琵鹭、小杓鹬、黑嘴鸥、中华秋沙鸭等。由于工程施工过程的悬浮泥沙入海、破坏底栖生物对鸟类的栖息和觅食产生一定影响，本工程施工期采取了尽量避开鸟类的越冬期和迁徙期，工程施工对迁徙、栖息和觅食影响较小。

2）工程运营阶段对鸟类的影响分析

①对鸟类生境的影响

候鸟迁徙通道距地面高度大约 100m～1000m，进海井路、井台等构筑物不会影响候鸟的迁徙。

根据自然保护区鸟类群落结构和分布规律，工程占用的沿海陆域、滩涂是目前黄河三角洲湿地受破坏最小的自然湿地环境，是鸟类的主要栖息地之一。进井道路及井台等作业会使鸟类丧失部分栖息地，同时会改变原有的生境。

针对本工程区域，鸟类的主要生境为沿海陆域芦苇沼泽区、滩涂、近岸海域、三角洲/沙洲/沙岛、灌木林地、草甸区、农田苇沟等，工程进海井路、井台等作业区主要占用滩涂、浅海水域，不占用水域、芦苇沼泽区、灌木林地、草甸区、农田苇沟，本工程周围占用滩涂、水域在保护区同类生境的占比较小，鸟类可选择本工程周围广袤的滩涂、海域等进行栖息。参考《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生 境关系分析》研究成果：在一千二、大汶流和黄河口 3 个管理站，40 个调查样点（一千二管理站有泗河和湿地恢复区 2 个观测区、2 条样线、4 个观测点，黄河口管理站有鸟类投食区、黄河口湿地恢复区和黄河入海口 3 个观测区、3 条样线、17 个观测点，大汶流管理站有五万亩湿地恢复区、十万亩湿地恢复区和近海滩涂 3 个观测区、3 条样线、19 个观测点）进行鸟类调查，秋季迁徙期（2014 年 10 月～2014 年 12 月中旬），水鸟在潮间带滩涂有 34 种 16686 只，在天然水域有 38 种 65065 只，芦苇沼泽有 28 种 12996 只，农田林地有 17 种 8184 只，人工水域有 22 种 3023 只，天然水域和潮间带滩涂水鸟种类、数量最多，潮间带滩涂主要鸟类有鹤科、鹳类，鹭科、鸥类、鸻鹬科、鸻鹬类，天然水域主要鸟类有鹳类、鹭科、鸥类；冬季越冬期（2014 年 12 月下旬～2015 年 1 月），水鸟在潮间带滩涂有 22 种 1422 只，在天然水域有 28 种 12396 只，芦苇沼泽有 14 种 552 只，农田林地有 6 种 3772 只，人工水域有 21 种 2514 只，天然水域和潮间带滩涂水鸟种类最多，潮间带滩涂主要鸟类有鹤科、鸥类，天然水域主要鸟类有鹤科、鸥类。可见，本工程所在的潮间带滩涂、天然水域水鸟群落

多样性、种群数量较高，工程对鸟类生境影响不大。

②对鸟类多样性的影响

黄河三角洲自然保护区内鸟类种类较多，还包括多种国家重点保护鸟类，《黄河三角洲自然保护区科学考察集》（1995 年）中提供数据：1995 年保护区内鸟类有 265 种；《山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整科学考察报告》（2010 年）中提供数据：2010 年保护区内有鸟类 296 种；根据黄河三角洲自然保护区管理局提供的最新调查数据，保护区内目前有鸟类 367 种，鸟类种数比 1995 年增加 102 种。鸟类居留型数量对比详见表 7.6-12。

表 7.6-12　黄河三角洲自然保护区内鸟类居留型数量对比一览表

项目	年份	种数	百分比（%）
留鸟	1995	32	12.10
	目前	45	12.26
夏候鸟	1995	63	23.80
	目前	61	16.62
冬候鸟	1995	28	10.50
	目前	54	14.71
旅鸟	1995	142	53.60
	目前	202	55.04
迷鸟	1995	0	0
	目前	5	1.37
总计	1995	265	100
	目前	367	100

由表 7.6-12 可知，从 1995 年至今，保护区内鸟类种类整体呈增加趋势，留鸟、冬候鸟和旅鸟分别增加 13 种、26 种、60 种，夏候鸟减少 2 种。但保护区新增一种鸟类为迷鸟，种数有 5 种。由此说明，经过多年的自然因素和人为活动影响，保护区内鸟类资源仍比较丰富，区内鸟类仍以旅鸟为主，其种数分别占鸟类总数的 53.6%（1995 年）、55.04%（目前），这与近些年保护区内实施的湿地恢复工程、鸟类栖息地保护工程密切相关，滩海油田开发导致的生态破坏进行了生态补偿，在保护区生态保护方面做了很多工作，尽力降低油田开发对生态影响的程度，近些年经过油地双方的努力，使保护区内鸟类种类和数量逐年增加。因此，滩海油田生产设施的建设对保护区鸟类种类的影响在可接受范围内。

3）对重点鸟类的影响分析

参考《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》研究成果：2014 年 10 月～2015 年 1 月秋季迁徙期和冬季越冬期调查中，共记录国家一级保护鸟类 5 种 301 只，分别为丹顶鹤、白头鹤、白枕鹤、白鹤、黑鹳；国家二级保护动物 8 种 9716 只，分别为大天鹅、小天鹅、疣鼻天鹅、灰鹤、小杓鹬、小青脚鹬、白琵鹭等，记录列入《世界自然保护联盟濒危物种红色名录》的鸟类 57 种。根据调查，本工程所在区域与大鸨、鹤类等水鸟的冬季栖息地有重叠。

（1）对鹤类的影响分析

①对东方白鹳的影响

薛委委（2010 年）的研究结果：保护区五万亩湿地恢复区是东方白鹳全年一个重要的栖息觅食地，在不同时期东方白鹳会根据当时能提供的栖息地类型来选择适合生存的栖息地，这也是对环境变化的一种适应，尤其是在繁殖期，由于水位和芦苇生长等原因，东方白鹳会选择在非繁殖期因为干扰大的而不选择的巢区附近的公路水沟觅食，这说明东方白鹳对当地强人为干扰的适应。

段玉宝（2010 年）研究结果：东方白鹳距轻度干扰距离＞300m，油田作业区属于重度干扰源，即使区域有良好的食物和水资源，附近很少有东方白鹳筑巢。这与丹顶鹤的生态习性相似，王红等（2012 年）提出：芦苇沼泽和潮间带是鹤类选择的主要生境类型，但丹顶鹤食性很复杂，能够在多种生境类型中生存，当生境类型发生改变时鹤类会自主选择更为适宜的生境。黑嘴鸥的适宜生境为翅碱蓬滩涂、河口交汇处的滩地。

②对丹顶鹤的影响

作为国家一级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》调查中，丹顶鹤累计记录总数 236 只，其中 2014 年 10 月秋季 150 只，2015 年 1 月冬季 86 只。从实际观察可发现，芦苇沼泽、滩涂和农田栖息地是其主要的出现环境。根据相关资料和历史数据，黄河三角洲自然保护区为著名的丹顶鹤的重要越冬地。从实际观测的结果来看，丹顶鹤在本工程附近区域中出现的概率一般，其分布区域并没有因为本工程建设发生大的变化，所以本工程建设对其影响较小。黄河三角洲自然保护区作为其重要的迁徙过境区域，需要对该片区域内出现的丹顶鹤需要提高重视程度，并予以保护。

③对黑鹳的影响

作为国家一级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落

组成与生境关系分析》调查中，黑鹳累计记录总数 5 只，仅在 2014 年 10 月秋季有记录。从实际观察可发现，东方白鹳出现的主要生境是湿地恢复区和芦苇沼泽。其在本工程区域中出现的概率非常低，所以本工程营运期对其影响较小。但不排除黑鹳迁飞时经过工程区域。作为国家一级保护鸟类，国际易危物种，黄河三角洲自然保护区作为其重要的迁徙过境区，需要对工程区域内出现的黑鹳需要提高重视程度，并予以保护。

④对白枕鹤的影响

作为国家一级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》调查中，白枕鹤累计记录总数 46 只，仅在 2014 年 10 月秋季有记录。根据相关资料和历史数据，黄河三角洲自然保护区为白枕鹤的重要迁徙、越冬地。从实际观测的结果来看，白枕鹤在本工程附近区域中出现的概率一般，其分布区域并 没有因为本工程建设发生大的变化，所以本工程建设对其影响较小。黄河三角洲自然 保护区作为其重要的迁徙过境区域，需要对该片区域内出现的白枕鹤需要提高重视程度，并予以保护。

⑤对灰鹤的影响

作为国家二级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》调查中，灰鹤累计记录总数 3375 只，其中 2014 年 10 月秋季 2360 只；2015 年 1 月冬季 1015 只。根据相关资料和历史数据，黄河三角洲自然保护区为灰鹤的重要繁殖地和越冬地，芦苇沼泽是其主要的出现环境。其在本工程区域中出现的概率非常低，所以本工程营运期对其影响较小。但不排除灰鹤迁飞时经过工程区域。作为国家二级鸟类，黄河三角洲自然保护区作为其重要的繁殖地和越冬地，需要对工 程区域内出现的灰鹤需要提高重视程度，并予以保护。

由以上资料可知，鹤类水鸟的栖息地主要为具备一定植被条件的芦苇沼泽等湿地环境，并且当生境类型发生改变时鹤类会自主选择更为适宜的生境。本工程所处的滩涂区域和浅海水域区域植被稀少，本身不具备成为鹤类等水鸟集中筑巢的条件，在新生陆地区域的少量设施也多沿路分布，干扰较大，鸟类分布较少。

（2）对大鸨的影响分析

大鸨多选择在低洼地、河谷、起伏开阔的旷野栖息。夏季栖息地多选择草高密的草原地带，而冬季栖息地多选择生长稀疏茅草的草原或撂荒地。越冬栖息地与该区域冬季的生态环境有密切关系，需要有能满足大鸨越冬期间觅食与营养需

求的充足食物，同时具有平坦、视野开阔的地貌环境，利于发现险情并及时躲避。且大鸨有从草原栖息地向开阔农耕地转移的趋势，在 1997 年以前在自然保护区内越冬数量达 600 余只，自 1997 年风暴潮后，一千二管理站南部的农田和草地全部丧失，大鸨失去适宜的栖息地，此后大鸨数量仅维持在 20 只左右。自 2003 年农民在原农田进行复垦后，随着农田面积的增加，近几年又出现了群体性大鸨。可以看出，虽然油田开发对大鸨栖息地造成一定的影响，但影响大鸨种群决定性因素在于农田和草地等适宜栖息地的面积。目前保护区已开展的大鸨越冬地保护工程已经有效实现了大鸨种群的保护与增殖。

（3）对其他鸟类的影响分析

①对小杓鹬的影响

作为国家二级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》调查中，小杓鹬累计记录总数 190 只，仅在 2014 年 10 月秋季有记录。其在调查地区为过境候鸟，其中湿地恢复区、潮间带滩涂、黄河入海口是其重要的过境停歇点。从实际观测的结果来看，小杓鹤在本工程附近区域中出现的概率一般，其分布区域并没有因为本工程建设发生大的变化，所以本工程建设对其影响较小。但不排除小青脚鹬迁飞时经过工程区域。黄河三角洲自然保护区作为其重要的迁徙过境区域，需要对该片区域内出现的小杓鹬需要提高重视程度，并予以保护。

②对小天鹅的影响

作为国家二级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》调查中，小天鹅累计记录总数 1042 只，其中 2014 年 10 月秋季 971 只；2015 年 1 月冬季 71 只。根据相关资料和历史数据，小天鹅在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于大水库、黄河河道、大水面芦苇沼泽，黄河入海口近海滩涂等地，黄河三角洲自然保护区为小天鹤的重要繁殖地和越冬地。从实际观测的结果来看，小天鹅在本工程附近区域中出现的概率一般，其分布区域并没有因为本工程建设发生大的变化，所以本工程建设对其影响较小。黄河三角洲自然保护区作为其重要的越冬地和迁徙栖息地，需要对该片区域内出现的小天鹅需要提高重视程度，并予以保护。

③对疣鼻天鹅的影响

作为国家二级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》调查中，疣鼻天鹅累计记录总数 395 只，其中 2014 年 10

月秋季 151 只；2015 年 1 月冬季 244 只。根据相关资料和历史数据，2001 年春在自然保护区内首次出现疣鼻天鹅，其在山东黄河三角洲国家级自然保护区内分布于大水库、黄河河道、大水面芦苇沼泽，黄河入海口近海滩涂等地，黄河三角洲自然保护区为疣鼻天鹤的重要繁殖地和越冬地。从实际观测的结果来看，疣鼻天鹅在本工程附近区域中出现的概率很小，所以本工程营运期对其影响较小。但不排除疣鼻天鹅迁飞时经过工程区域。作为国家二级保护鸟类 ，黄河三角洲自然保护区作为其重要的繁殖地和越冬地，需要对工程区域内出现的疣鼻天鹅需要提高重视程度，并予以保护。

④对白琵鹭的影响

作为国家二级保护动物，在孙孝平《黄河三角洲自然保护区秋冬季水鸟群落组成与生境关系分析》调查中，白琵鹭累计记录总数 79 只，仅在 2014 年 10 月秋季有记录。其在调查地区为过境候鸟，其中湿地恢复区、芦苇沼泽、黄河入海口是其重要的过境停歇点。从实际观测的结果来看，白琵鹭在本工程附近区域中出现的概率很小，所以本工程营运期对其影响较小。但不排除白琵鹭迁飞时经过工程区域。黄河三角洲自然保护区作为其重要的迁徙过境区域，需要对该片区域内出现的白琵鹭需要提高重视程度，并予以保护。

（4）对重点鸟类种类及数量的影响

经资料调研可知，1998 年～2008 年保护区内丹顶鹤和东方白鹳等重点鸟类的数量呈现先减少后增加，然后再减少的变化趋势，导致这种变化的原因是多方面的，主要原因是黄河下游断流的影响和人类活动的干扰，使保护区湿地景观遭到破坏。

由《山东省黄河三角洲国家级自然保护区功能区调整科学考察报告》（2010 年）可知，近些年东营市和保护区管理局积极推进自然保护区的建设与管理、湿地保护与恢复，其中 2000 年～2002 年间黄河实施了三次大的调水调沙实验，使保护区湿地有了充足的淡水资源，湿地的质量明显改善。2002 年和 2006 年的五万亩和十万亩湿地生态恢复区的建立也为水鸟的栖息提供了大面积的芦苇沼泽，自然保护区生态环境得到明显改善，生态功能显著增强，湿地景观得到有效的恢复和改善，区内鸟类种类和数量明显增加。由黄河三角洲国家级自然保护区管理局提供的最新数据，保护区内珍稀濒危鸟类保护成效显著，东方白鹳达到 350 只，占全球总数的 11.7%；丹顶鹤 380 只，占全球总数的 15.2%；黑嘴鸥 1500 只，占全球总数的 18.8%，是中国三大繁殖地之一。

从山东黄河三角洲自然保护区管理局官方网站得知，2016 年 4 月 18 日湿地国际-中国办事处在山东黄河三角洲自然保护区进行水鸟同步调查，本次调查共记录到 67 种水鸟，总数 139078 只，与 1997 年调查（126979 只）相比，数量基本保持稳定，种类增加 3 种。

上述统计数据说明，近 20 年的滩海油田开发工程虽然对当地鸟类产生了一定的影响，但总体来讲保护区内的鸟类种类和数量均基本保持稳定，人为影响得到了有效控制。

7.6.2.4 对其他动物多样性影响分析

1）景观变化对野生动物影响分析

项目运营初期，在评价区原有的区块内增加一些新的油田建筑景观，对附近动物造成一定的干扰。但评价区两栖类和爬行类均为当地常见和广布种，一般体形较小，数量不多，分布广泛，生存能力较强，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物，因此油田开发活动不会对区内野生动物构成直接影响，不会使整个评价区动物种类组成发生明显变化，也不会造成某一动物物种的消失。

2）噪声对野生动物影响分析

运营期噪声主要是抽油机噪声、油田巡线车辆噪声，抽油机噪声属低频稳态噪声，油田巡线车流量较小，噪声影响贡献程度较低，因此不会对其他野生动物产生明显的干扰。

7.6.2.5 对水生生物影响分析

1）水生生物情况回顾

根据“第六章”海洋环境现状评价及回顾性评价可知，2012～2017 年间叶绿素 a 浓度在 0.6mg/m^3～4.5mg/m^{3}之间变动，除 2017 年秋季调查出现明显高值外，浮游植物、浮游动物和底栖生物种类分别在 30 种～60 种左右、20 种～40 种左右、20 种～55 种左右变动，各特征值基本平稳。从 2012～2017 年的调查资料来看，渔业资源总体呈现上升趋势。从 2012 年～2016 年的调查结果来看，调查海区海域生物质量环境良好，除个别年份的个别指标外，鱼类、甲壳类和软体动物体内的各项指标均符合一类海洋生物质量标准和《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》（1986 年）标准。

从变化趋势来看，各调查指标基本呈现平稳震荡状态，调查海域生物质量稳定。

2）水生生物环境影响分析

油田运营期作业、修井等环节是油田开发必不可少的过程，这些环节都可能产生落地油和生产废水，如不能及时回收处理，随降雨形成的地表径流进入地表水体，影响鱼类等水生生物的生长。2013 年胜利油田全面开展污水减排和治理攻坚，投资建设了 60 多座污水处理站，将油田采出水净化处理达标后回注，工业污水在 2013 年底实现“零排放”。

本工程运营期产生的作业废水、油田采出水均通过集输流程进入各油田联合站污水处理系统或污水站进行处理，经处理后回注地层用于油田注水开发，不排海；在保护区内的生活污水依托旱厕，拉运至保护区外进行处理，无污水排海，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，也不具备影响水生生物的途径。因此，本工程运营阶段对水生生物的影响较小。

7.6.2.6 对植被及植物多样性影响分析

1）对植被的影响分析

（1）浅海海域内设施对植被的影响

位于海域内的设施主要分布在桩西油田、五号桩油田、飞雁滩油田和孤东油田，该类井场属于人工吹填浅海形成，四周始终被海水包围，井场四周和地面均已硬化，各井场之间由道路相连接。浅海海域内设施现状及周边环境情况见图 7.6－10。

	
海域内设施	海域内设施及其周边环境



海域内井场现场情况



进井道路及周边海域

图 7.6－10　浅海海域内井的场及周边环境现状

从现场调查情况可知，井周围的 30m×40m 为采油井场的永久征地，因防海潮需要井场范围已硬化，无陆生植被生长。根据海洋生态调查结果：对比 2009 年、2011 年两次秋季调查，2011 年 9 月调查的浮游植物种类数、个体数量和丰度平均值均高于 2009 年 12 月调查结果，分析原因可能与调查月份有关；对比 2010 年、2013 年两次春季调查结果，2013 年 5 月调查的浮游植物个体数量、多样性和均匀度平均值均高于 2010 年 5 月调查结果，种类数和丰度平均值保持一致。总体而言，2010～2013 年两次调查浮游植物的生态状况较 2009～2011 年两次调查无明显变化，工程建设对区域植物和植物多样性影响较小。

（2）滩涂区域内设施对植被的影响

从现场调查可知，滩涂区内的油田设施部分主要分布在飞雁滩油田、老河口油田、新滩油田、红柳油田光滩区内，只有零星植被分布，植物群落结构比较简单，大部分地段很少或根本无植物生长，景观单调，项目区的植被利用价值低。潮水退去时，光滩区内大部分沉积物裸露出水面，深浅不等的潮沟纵横交错。自然保护区南部部分站场位于高潮期可淹没的滩涂区域，为防止海潮侵袭，站场地面均进行了抬高和硬化，这部分区域内的站场外种植大量花草树木，精心设计、精心施工、精心养护，通过植被恢复已经与周边景观融为一体。基于区域原生植被稀少，滩海油田开发对植被影响轻微，滩涂区域内设施周边环境情况见图 7.6－11。



分布于滩涂区域内的井场（航拍）



井场周边的滩涂环境



自然保护区北部滩涂区域内的站场



自然保护区北部站场周围环境现状



自然保护区南部位于滩涂区域的站场



自然保护区南部站场周围环境现状

图 7.6－11　一千二管理站滩涂内的井场及周边环境现状

（3）沿海陆域内设施对植被的影响

通过现场调查可知，随着黄河口泥沙的逐渐淤积，海岸线以内的部分滩涂区域已经逐渐转化为新生陆地，成为在高潮期海水也不能完全覆盖的区域，在工程建设开发过程中，建设单位重视生态保护和生态恢复，在这部分区域油田设施井场、站场四周进行了绿化，植物生长状况良好，与周边未进行油田开发的区域无明显区别；在管线施工完成后，及时进行平整以恢复地貌和植被，在不同的地形

或土壤条件下，埋设管线的临时占地植被自然恢复速度及效果有所不同。经过多年恢复，已经很难看出埋设管线的痕迹，管线周围已恢复原有植被；说明油田作业区对植被影响较小，沿海陆域内设施现状及植被恢复情况见图 7.6－12。



沿海陆域井场现状



沿海陆域井场周围植被



自然保护区南部位于沿海陆域的站场



沿海陆域的站场周围环境现状



集输管线恢复情况



集输管线恢复情况

图 7.6－12　沿海陆域内设施现状

2）对植物多样性的影响分析

（1）对植物区系组成的影响

①历史文献统计资料分析

黄河三角洲保护区内自然植被种类较多，分布较广，参考《黄河三角洲自然保护区科学考察集》（1995 年）和《山东黄河三角洲自然保护区详细规划（2014-2020 年）》,对比保护区内植物种类的变化,1995 年保护区内自然植被有 193 种，而 2014 年保护区内植物种类有 195 种，植物种类增多。自然分布维管束植物详见表 7.6-13。

表 7.6-13　1995 年和 2014 年黄河三角洲自然保护区植物区系组成成分对比一览表

项目	科数		占总科数（%）		属		占总属数（%）		种数		占总种数（%）	
	1995	2014	1995	2014	1995	2014	1995	2014	1995	2014	1995	2014
蕨类植物	3	1	6.98	2.17	3	1	2.44	0.78	4	2	2.07	1.03
裸子植物	1	2	2.33	4.35	1	2	0.81	1.56	1	2	0.52	1.03
被子植物	39	43	90.7	93.48	119	125	96.75	97.66	188	191	97.41	97.95
总计	43	46	100	100	123	128	100	100	193	195	100	100

从表 7.6-13 可知，1995 年～2014 年的 19 年时间，保护区内自然分布的植物物种数量有所增加，种类、属、科数分别增加 2 种、5 属、3 科，除蕨类植物种类有所减少，裸子植物和被子植物种类都有增加。由此说明，在近 20 年的自然因素和人为活动影响下，保护区内植物多样性大体仍保持在同一水平，工程的建设对植物区系组成成分方面未有明显影响，区内植物仍以被子植物为主,其种数分别占植物总数的 97.41%（1995 年）、97.95%（2014 年），被子植物对黄河三角洲自然保护区的植物区系组成起决定性的作用。

（2）对植被格局的影响分析

参考《黄河三角洲自然保护区植被格局时空动态分析》(宋创业等,2007 年)，该论文以 1986 年、1993 年、1996 年、1999 年、2005 年五期 Landsat TM 影像为数据源，运用景观生态学中的景观指数来描述植被格局的变化，研究结果表明：刺槐群落、柽柳群落、芦苇群落和翅碱蓬群落是黄河三角洲自然保护区四种分布最为广泛的植被类型。与 1986 年相比,2005 年植被覆盖面积减少了 14851.31hm^2，植被覆盖率从 33.35%下降到 23.27%，植被斑块数量增加，斑块平均面积减小，

植被格局向斑块化、细碎化发展，黄河来水量的减少以及人为活动的干扰对植被格局的变化有重要影响。

根据《山东黄河三角洲国家级自然保护区详细规划（2014-2020 年）》，自然保护区内自然分布的植物仍以草本植物为主，草本植物中以盐地碱蓬、芦苇、白茅等为主构成了自然保护区的草甸层。

综上可知，虽然保护区内植被覆盖面积有所减少，但保护区内自然分布的植物仍以草本植物为主，说明油田设施的建设没有改变保护区主要植被的地位。关元秀（2000 年）指出影响现代黄河三角洲新生湿地植被演替的因素很多，最主要最直接的影响因素是土壤盐分和土壤水分，而油田开发仅是其中一部分因素。

（3）小结

据蔡利山（2003 年）调查，胜利油田附近的草场面积已不足 60 年代的 30%。说明油田开发对的植被影响较大，使得开采区内及周围附近植被的覆盖度和生物量均有所降低，植被破坏后发生退化，与油田开发区外低覆盖度典型植被生物量基本相当，分析植被退化的原因：

①油田开发的施工期钻井过程中各种工程车辆较多，每个钻井井场多达 30 辆～40 辆，车辆在井场附近作业，对地表植被反复碾压，造成植被的明显破坏，甚至会造成植被在短期内难于恢复，即使恢复后质量也明显下降。正常生产期，修井、洗井等作业工程车辆也较频繁，虽对井场及附近的植被破坏程度比施工期轻，但这些作业活动贯穿于油田生产的始终，因此对地表植被的影响时间较长。可见油田开发生产活动是造成井场附近植被退化的重要原因之一。

②由于多年人类不合理开发，湿地植被严重破坏，使湿地生物量下降。

综上分析，油田开发区内地表植被的退化主要是由于地表人为活动造成的。油田开发对植被的影响主要体现在施工期基础设施的建设过程，运营期主要为植被恢复过程，只要严格按照规程进行采油、巡线，不会造成植被破坏。油田设施永久占地面积小，占用植被类型主要为草丛、旱地等非重点保护性的植物种，在保护区内分布范围比较广泛，局部的干扰和破坏不至于造成整体不可逆性影响。经现场调查，井场、站场及管线周围植被已恢复，生长状况良好，保护区植物种类增加，植物区系组成成分没有显著变化，说明油田开发建设对保护区植被的影响在可接受范围内。

7.6.2.7 景观生态完整性影响分析

1）对景观的影响分析

本工程所有设施均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区，对保护区景观生态完整性影响主要包括井台、进井道路、站场等占地。

（1）景观评价指数选取

①景观破碎化数选取

斑块密度（*PD*）指单位公顷土地上斑块数量，用于描绘土地利用类型的破碎程度。

$$PD = {n_i}/{A}$$

式中：*A* 为区域总面积，hm^2。

平均斑块面积（*AREA_MN*）用于分析每个土地利用类型中斑块的平均面积，用于描绘一个土地利用类型中斑 块的平均面积大小。

$$AREA\_MN = A/n$$

式中：*A* 为景观的总面积；*n* 为斑块总数量。

景观分维度指数（*DIVISION*）：景观分离度指某一景观类型中不同斑块个体分布的分离程度。

$$DIVISION = \left[1 - \sum_{j=1}^{n}\left(\frac{a_{ij}}{A}\right)^2\right]$$

式中：*DIVISION* 为景观分维度指数；a_{ij} 为斑块 ij 的面积；A 为景观的总面积。

最大斑块指数（*LPI*）用来测定最大的斑块在整个景观中所占的比例。

$$LPI = \frac{\max_{j=1}^{n}(a_{ij})}{A}$$

式中：a_{ij} 表示斑块面积；*A* 表示总面积。

②景观形状指数

边缘密度（*ED*）

$$ED = \frac{}{A}\sum_{i=}^{m}\sum_{j=}^{m} p_{ij} \quad (j\neq 1)$$

式中：*m* 为研究范围内某一空间分辨率上景观要素类型总数，P_{ij} 为景观中第 i 类景观斑块与相邻第 j 类景观要素斑块间的边界长度。

景观形状指数（*LSI*）用来测定其形状的复杂程度。

$$LSI = 0.25E/\sqrt{A}$$

式中：*E*为景观中所有斑块边界的总长度。

景观蔓延度指数（*CONTAG*）用于描述景观不同类型的聚集和延展程度，高蔓延度表明景观中存在连通性较好的某种优势斑块类型，反之则表明景观由连结性较差的多种斑块类型所组成，景观破碎化。

$$CONTAG = \left[1 + \frac{\sum_{i=1}^{m}\sum_{k=1}^{m}\left[(P_i)\frac{g_{ik}}{\sum_{k=1}^{m} g_{ik}}\right]\bullet\left[(\ln P_i)\frac{g_{ik}}{\sum_{k=1}^{m} g_{ik}}\right]}{2\ln m}\right] \Big/ 100$$

式中：*m*，*k*为斑块类型数；P_i为斑块类型 i 所占景观面积的比例；g_{ik}为斑块类型 i 和 k 之间相邻的格网单元数。

周长—面积指数（*PAFRAC*）

$$PAFRAC = \frac{2}{\left[n_i\sum_{j=1}^{n}(\ln P_{ij}\cdot\ln A_{ij})\right] - \left[\left(\sum_{j=1}^{a}\ln P_{ij}\right)\left(\sum_{j=1}^{n}\ln A_{ij}\right)\right]}{\left(n_i\sum_{j=1}^{n}\ln P_{ij}^{\ 2}\right) - \left(\sum_{j=1}^{n}\ln P_{ij}\right)^2}$$

式中：A_{ij}为斑块 ij 面积；P_{ij}为斑块 ij 周长；n_i为斑块数量。

③景观多样性指数

修正 *Simpson* 多样性指数 *MSIDI*

$$MSIDI = -\ln\sum_{i=1}^{m} P_i^2$$

式中：P_i为斑块类型 i 在景观中的面积比例。

修正 *Simpson* 均匀度指数 *MSIEI*

$$MSIEI = \frac{-\ln\sum_{i=1}^{m} P_i^2}{\ln m}$$

式中：P_i为斑块类型 i 在景观中的面积比例；*m*为斑块总数量。

（2）景观评价指数计算结果

将遥感解译结果转换为栅格为 4m×4m 的栅格数据进行景观指数计算。井台、进井路、站场施工结束后占地范围土地利用不会恢复为原有土地利用类型，为永久占用。

表 7.6-14 景观破碎化指数计算结果

景观指数		*PD*	*AREA_MN*	*DIVISION*	*LPI*
计算结果	建设前	0.110	909.535	0.738	37.800
	建设后	0.156	801.486	0.948	37.800

表 7.6-15 景观形状指数计算结果

景观指数		*ED*	*LSI*	*CONTAG*	*PAFRAC*
计算结果	建设前	5.090	6.370	76.146	1.191
	建设后	5.093	6.373	77.237	1.192

表 7.6-16 景观多样性指数计算结果

景观指数		*MSIDI*	*MSIEI*
计算结果	建设前	0.648	0.295
	建设后	0.648	0.281

（3）景观生态完整性影响评价

由景观破碎化指数、景观形状指数和景观多样性指数计算结果可得，由于进井道路、井台、站场建设，部分滩涂、灌木林地斑块被建设用地分割，景观破碎化程度有所提高，斑块密度（PD）、景观分维度指数（DIVISION）有所增加，平均斑块面积（AREA_MN）有所减少。最大斑块面积指数（LPI）未发生变化。工程实施过程中随着景观破碎化程度的提高，边缘密度（ED，m/km^2）景观形状指数（LSI）有所增加，周长一面积指数（PAFRAC）变化不大，表示景观连通程度的景观蔓延度指数（CONTAG）有所减小。随着工程的实施，修正 Simpson 多样性指数 MSID 有微小的增加，而修正 Simpson 均匀度指数 MSIEI 则呈现下降趋势。

（4）道路对景观的影响分析

道路的建设将原有景观格局分割成零散的地块，导致斑块数目增加，最终引起景观破碎度的增加，本工程道路两侧的景观现状见图 7.6－13。从现场调查和图 7.6－13 可知，道路两侧景观截然不同，保护区内道路对景观起到一种分割作用，造成空间上的非连续性，并形成廊道效应，导致景观连通性降低。道路分割作用对植物的生长和繁殖有较大的影响，但对动物的隔离作用较小。



图 7.6－13　自然保护区北部道路两侧的景观现状

（5）井场和站场对景观影响调查

自然保护区北部井场和站场现状见图 7.6－14。油田开发尤其是在开发初期井场、站场等基础设施的建立，打破了保护区原有景观格局，进入运营期后，由于井场、站场占地面积小，呈点状分布，并没有造成对保护区景观基质的切割并形成廊道效应，自然本底基质空间上是连续的，因此对景观连通性影响较为轻微。但人工勘探开发设施与周围景观仍然产生强烈的对比冲突，与周围景观基质协调性较差。因此，对于自然保护区北部浅海滩涂区域的站场和井场等设施应采取植树种草等生态恢复措施，提高区域植被覆盖率，尽可能使本工程对保护区的景观影响在可接受范围内。

自然保护区南部井井场和站场在设计上充分考虑了景观效应，井场内的抽油机、加热炉等均漆成绿色，减小与周围景观产生强烈的对比冲突；井场和站场周围采取绿化措施，区域植被覆盖率较高，植被生长状况较好，与周围景观相协调。在采取了以上措施后，对保护区的景观影响在可接受范围内。


自然保护区北部井场


自然保护区北部站场


自然保护区北部井场


自然保护区北部站场

图 7.6－14　一千二管理站内井场和站场现状

总体而言，随着工程进井道路、井台、站场的建设，本工程评价区景观破碎化程度有所提高，景观连通性有所减小，景观多样性有所提高。

2）对区域生态完整性影响分析

油田开发建设加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然生态系统向人工生态系统演替的趋势，工程建设期使保护区各种景观拼块类型面积发生变化。因此，油田设施建设对生态完整性产生一定影响，这种影响由评价区的生产能力和稳定状况的改变而决定的。

评价范围的景观模地是由沿海陆域、滩涂和海域组成的湿地景观，工程建设和运营后，湿地景观从 1995 年到 2016 年减少了 5948.84hm^2，即减少了 5%，但二者面积合计占评价范围总面积的 68%以上，仍然维持在较高水平，可见油田设施建设虽使评价范围自然体系的景观质量呈下降趋势，但没有根本上改变评价范围的生态体系质量和以湿地景观为主的景观结构，因此工程建设对评价范围自然体系的景观异质化程度和阻抗能力影响不大。

保护区实验区内油田设施永久占地类型主要以沿海陆域、浅海滩涂为主，油田设施呈点状分布，仅占保护区实验区总面积的 0.455%，单个井场、站场占地面积小，设施建设没有造成大面积的沿海陆域、浅海滩涂破坏，就整个区域而言设施占地不会对动植物物种间基因交流产生显著影响。目前油田处于稳定生产期，井场、站场及各类集输管线处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响，通过在施工后期和运营期初期采取植树种草等生态恢复措施，破坏的植物已经恢复原状，对评价区内自然体系的平均生产能力影响得到进一步减缓，因此本工程对该保护区自然体系恢复稳定性的影响不大。

通过对生态系统的影响分析可知，1992 年～2014 年的 22 年时间，保护区实验区内油田面积和分布变化不大，保护区内生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此，油田开发建设对区域内生态系统完整性影响在可接受范围内。

7.6.3 对其他环境敏感区的影响评价

7.6.3.1 对莱州湾国家级水产种质资源保护区的影响评价

1）与保护区位置关系

本工程孤东油田、新滩油田、红柳油田位于莱州湾国家级水产种质资源保护区内，其余井与莱州湾国家级水产种质资源保护区的最近距离为 16.78km。

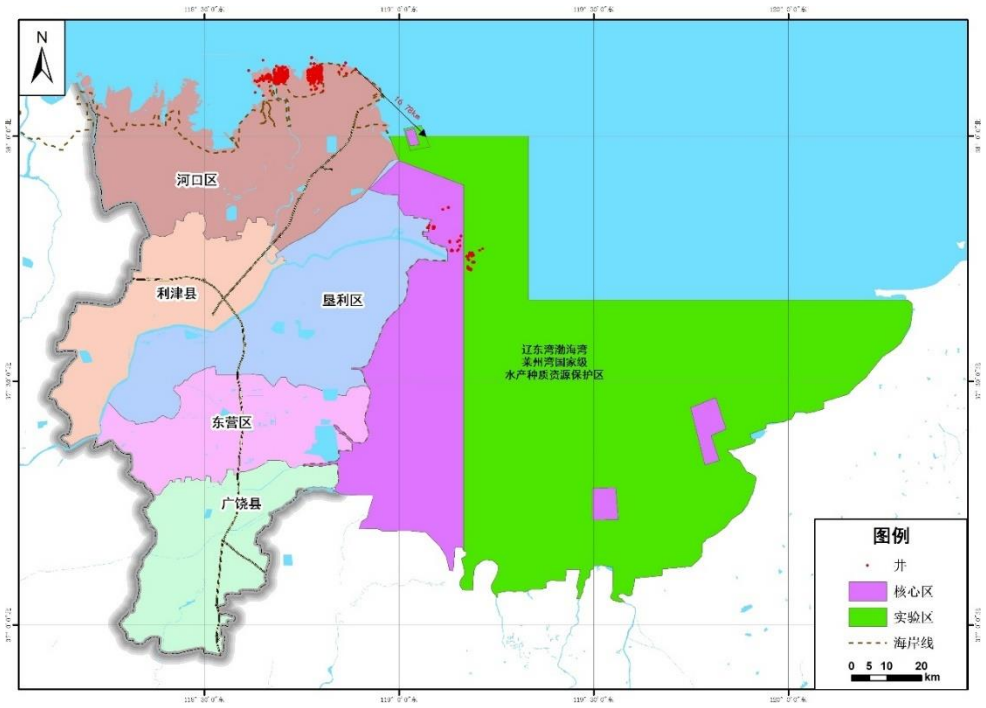


图 7.6－15　本工程与莱州湾国家级水产种质资源保护区的地理位置关系图

2）对保护区影响分析

本工程运营期间采取了一系列防止生态破坏和环境污染的防治措施。运营期产生的作业废水、油田采出水等均拉运至陆上处理达标后回注，生活污水进入旱厕，拉运至保护区外；油泥砂委托有资质的单位进行无害化处置，生活垃圾依托当地环卫部门处置。运营期产生的污染物均得到妥善处理和处置，正常状况下不会对莱州湾国家级水产种质资源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。

7.6.3.2 对黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的影响评价

1）与保护区位置关系

本工程与黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的最近距离为1.23km。

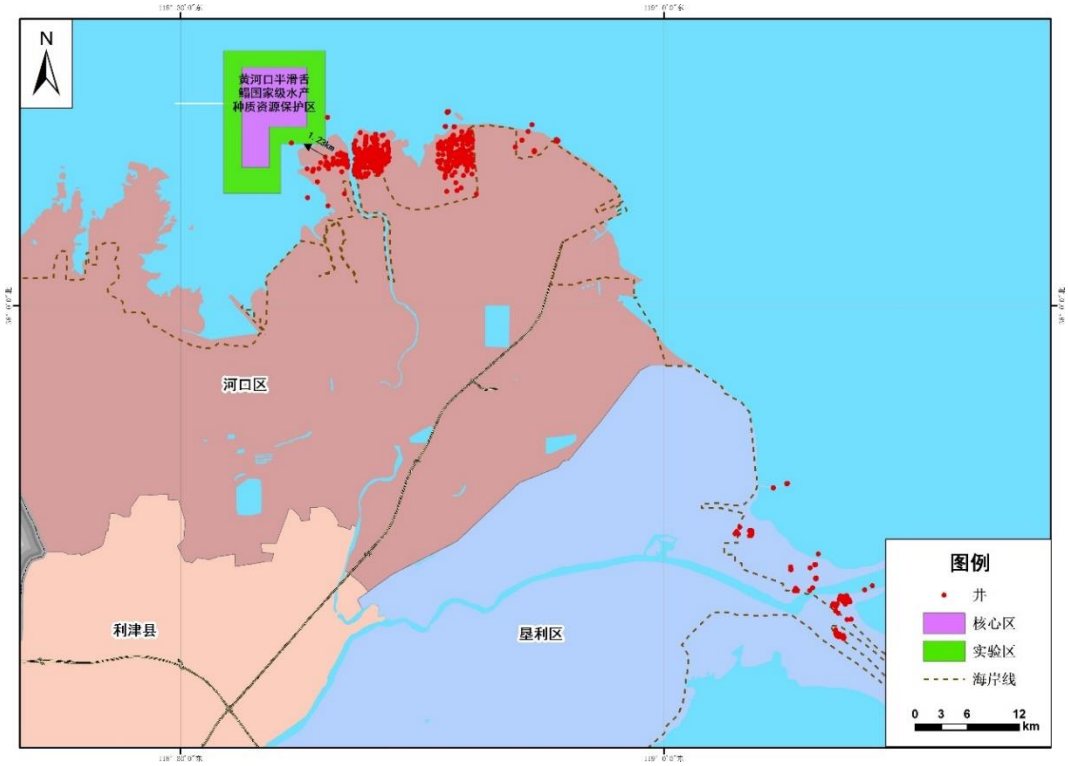


图 7.6－16　本工程与黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的地理位置关系图

2）对保护区影响分析

本工程运营期间采取了一系列防止生态破坏和环境污染的防治措施。运营期产生的作业废水、油田采出水等均拉运至陆上处理达标后回注，生活污水进入旱

厕，拉运至保护区外；油泥砂委托有资质的单位进行无害化处置，生活垃圾依托当地环卫部门处置。运营期产生的污染物均得到妥善处理和处置，正常状况下不会对黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源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。

7.6.3.3 对海水养殖区的影响评价

1）与养殖区位置关系

本工程位于河口-利津养殖区，本工程与河口-利津养殖区的距离和方位见表7.6-17、图 7.6－17。

表 7.6-17　本工程行政区划内养殖功能区情况一览表

序号	功能区代码	养殖区名称	方位	km
1	A1-2-3	河口-利津养殖区	N	6.3

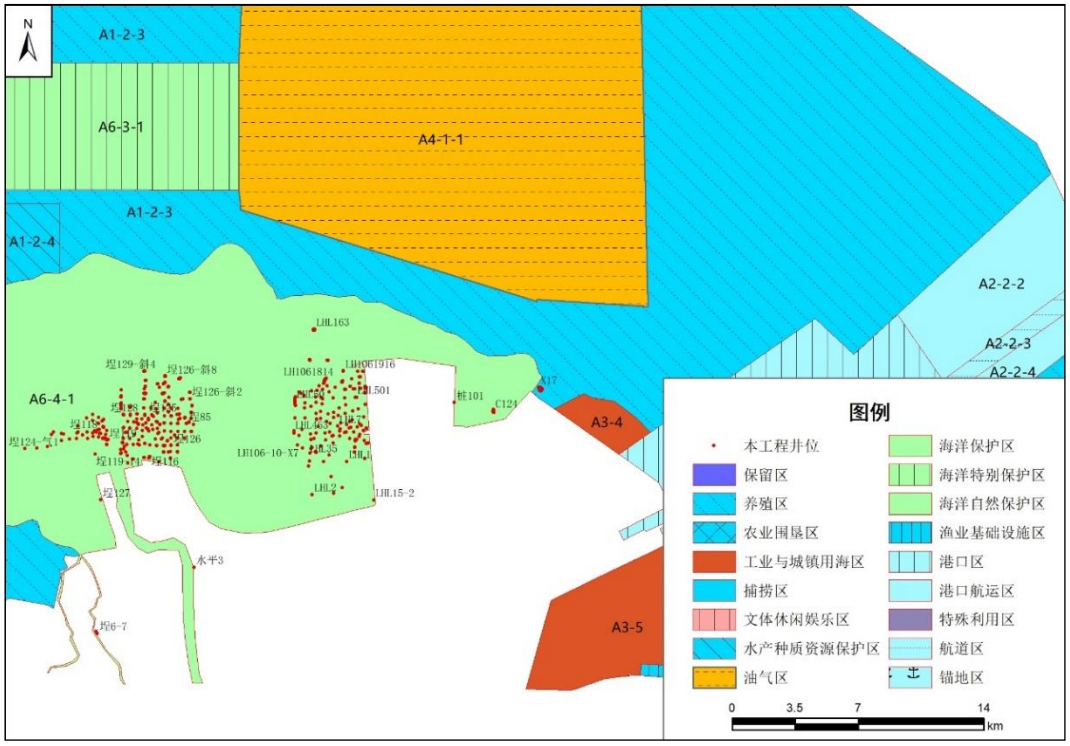


图 7.6－17　本工程位于河口-利津养殖区的井位地理位置图

2）对养殖区影响分析

本工程运营期间采取了一系列防止生态破坏和环境污染的防治措施。运营期

产生的作业废水、油田采出水等均拉运至陆上处理达标后回注，生活污水进入旱厕，拉运至保护区外；油泥砂委托有资质的单位进行无害化处置，生活垃圾依托当地环卫部门处置。运营期产生的污染物均得到妥善处理和处置，正常状况下不会对养殖区产生影响。

7.7 其它环境影响分析

7.7.1 固体废弃物环境影响分析

本工程建设运行阶段产生一定的生活垃圾、油泥砂，将其分类收集，油泥砂运回陆地交由有资质的单位处理，生活垃圾委托环卫部门处理，对海洋环境影响较小。

7.7.2 声环境影响预测与评价

本工程位置远离陆地居民区，噪声主要对操作人员有一定影响。生产过程中产生的噪声主要为稳态噪声，根据同类项目噪声监测数据，运行期间机械噪声一般为 50dB（A）～90dB（A），符合《工艺企业设计卫生标准》（GB Z1-2002）。操作人员主要以巡检为主，在噪声环境中所处时间很短，并且配有耳罩等防护工具，因此噪声对人员影响很小。

8 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）（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。根据《实施方案》中的相关要求，本工程生态文明建设方案从以下几个方面进行阐述。

8.1 生态建设方案

8.1.1 与规划顶层设计相符合

根据工程与《全国海洋功能区划功能区划（2011-2020）》（2012 年）、《山东省海洋功能区划（2011-2020）》（国函[2012]165 号）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年修订）、《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）（鲁政发[2017]22 号）、在《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）、《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）、《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）、《山东半岛蓝色经济区发展规划》与《山东省海洋经济“十三五”发展规划》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兼容，符合其海域使用管理要求，符合国家产业政策，不占用海洋生态红线区，与其规划的相关定位相符合。

8.1.2 污染物源头控制及有效处置

本工程已投入运营，根据污染物处置方式调研情况可知，本工程施工期、运营期均不向海洋排放污染物。

施工期产生的钻井废水、管道试压废水、生活污水、钻井固废、生活垃圾均不直接外排海域。钻井废水、管道试压废水等均处理达标后用于油田注水开发；生活污水进入旱厕，拉运至保护区外；一般不含油钻井固废拉运至保护区外同期新钻井井场泥浆池固化填埋处置，含油钻井固废委托有危废处理资质的单位处置；生活垃圾收集拉运至保护区外并依托当地环卫部门处置。

运营期产生的油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾均不直接外排海域。油田采出水、作业废水等均处理达标后用于油田注水开发；生活污

水进入旱厕，拉运至保护区外；油泥砂委托有资质的单位处理；生活垃圾收集拉运至保护区外并依托当地环卫部门处置。

综上所述，本工程施工期、运营期产生的污染物均得到了妥善的处理与处置，不向工程所在海域排放污染物，实现了污染物源头控制要求。

8.1.3 项目用海的生态适宜性

本工程已运行多年，工程用海类型主要为沿岸海域。工程用海总面积为375.33×10^4㎡，工程占用面积较小。

表 8.1-1　工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿海陆域（m^2）
飞雁滩油田	河口采油厂	井台	150200
		计量站	8100
		配水间	3600
		集气站	2000
		注水站	10000
		变电所	400
		道路	301180
		管线	655345
老河口油田	桩西采油厂	井台	619854
		计量站	3633.9
		注水站/注聚站	41365
		道路	382680
		队部	10240
		管线	713085
桩西油田	桩西采油厂	井台	87856
		道路	5920
		管线	38200
孤东油田	孤东采油厂	井台	10670
		道路	22256
		管线	62150
红柳油田	孤东采油厂	井台	22870
		计量站	1865
		道路	25064
		管线	18935
新滩油田	孤东采油厂	井台	123340
		计量站	8392
		道路	253816
		管线	170295
合计			3753311.9
占实验区比例（%）			0.455

8.1.4 溢油应急响应

本工程老河口油田、桩西油田、孤东油田、红柳油田、新滩油田开发区域绝大多数设施位于滩涂内，工程周围主要环境保护目标主要为工程海域周围的滩涂和浅海水产养殖区等环境敏感区。即使工程开发过程中发生溢油，由于工程距离海水较远，工程溢油后影响海域的可能性较小。

飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田、孤东油田部分滩海陆岸井台位于海域。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，编写了溢油应急计划并取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。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》，建设单位应当对溢油应急计划进行修编，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划重新上报海洋主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急计划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。

8.1.5 海洋环境监测

1）海洋环境质量回顾

本次评估收集了 1989 年 5 月和 8 月两个航次浅海水质调查、沉积物调查、生物生态现状调查、6 月一次滩涂调查的结果及上世纪 80 年代渔业资源现状调查资料，作为工程建设前的本底数据。

本次评估还收集了近三年工程海域海水水质、沉积物、生物生态的调查数据及渔业资源、水文动力、地形地貌与冲淤等历史资料，作为工程运营过程中的数据资料。

2）海洋现状监测

本次评估于 2017 年 9 月对工程海域环境质量进行了秋季现状调查。调查内容包括海域水质、沉积物、潮间带生物、海洋生物生态、海洋生物质量、渔业资源、水文动力、地形地貌与冲淤，调查单位为中国海洋大学，并编制了环境质量现状调查与分析报告，用以说明本工程评估期间海洋环境现状。

3）跟踪监测

（1）监测范围及站位布设

根据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》，布点如下：

断面布设：垂直于纵向（潮流主流方向）设 6 个断面，其中经过飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田所处海域中心点为 1#主断面，经过新滩油田、红柳油田所处海域中心点为 2#主断面，在主断面两侧各设 1 个断面。

站位布设：在每个断面上设测站 4～5 个，共计 43 个测站，其中 1#主断面上设连续测站 4 个，2#主断面上设连续测站 3 个。

表 8.1-2　跟踪监测调查要素及调查项目

序号	单项环境要素	调查站位/断面数量	调查项目
1	海洋水质	24	水温、pH、盐度、溶解氧、悬浮物、化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、挥发酚、硫化物、重金属（总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷）、阴离子表面活性剂、多环芳烃
2	海洋沉积物	12	有机碳、硫化物、石油类、重金属（铜、铅、锌、铬、总汞、镉、砷、硒）、挥发酚、粒度
3	海洋生物生态环境	16	叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物（含鱼卵、仔稚鱼）、底栖生物
4	海洋生物体质量	16	鱼类、甲壳类、双壳贝类、软体类优势种体内石油烃、重金属（Cr、Pb、As、Hg、Cu、Zn、Cd）
5	渔业资源现状	16	鱼类、虾类、蟹类、头足类、鱼卵和仔鱼的种类、数量分布优势种；渔业捕捞种类组成、数量分布、生态类群、主要种类组成及生物学特征、主要经济幼鱼比例、渔获量、资源密度及现存资源量；调查附近海域的渔业生产现状
6	潮间带	2	潮间带生物种类、优势种、生物量、密度、物种多样性

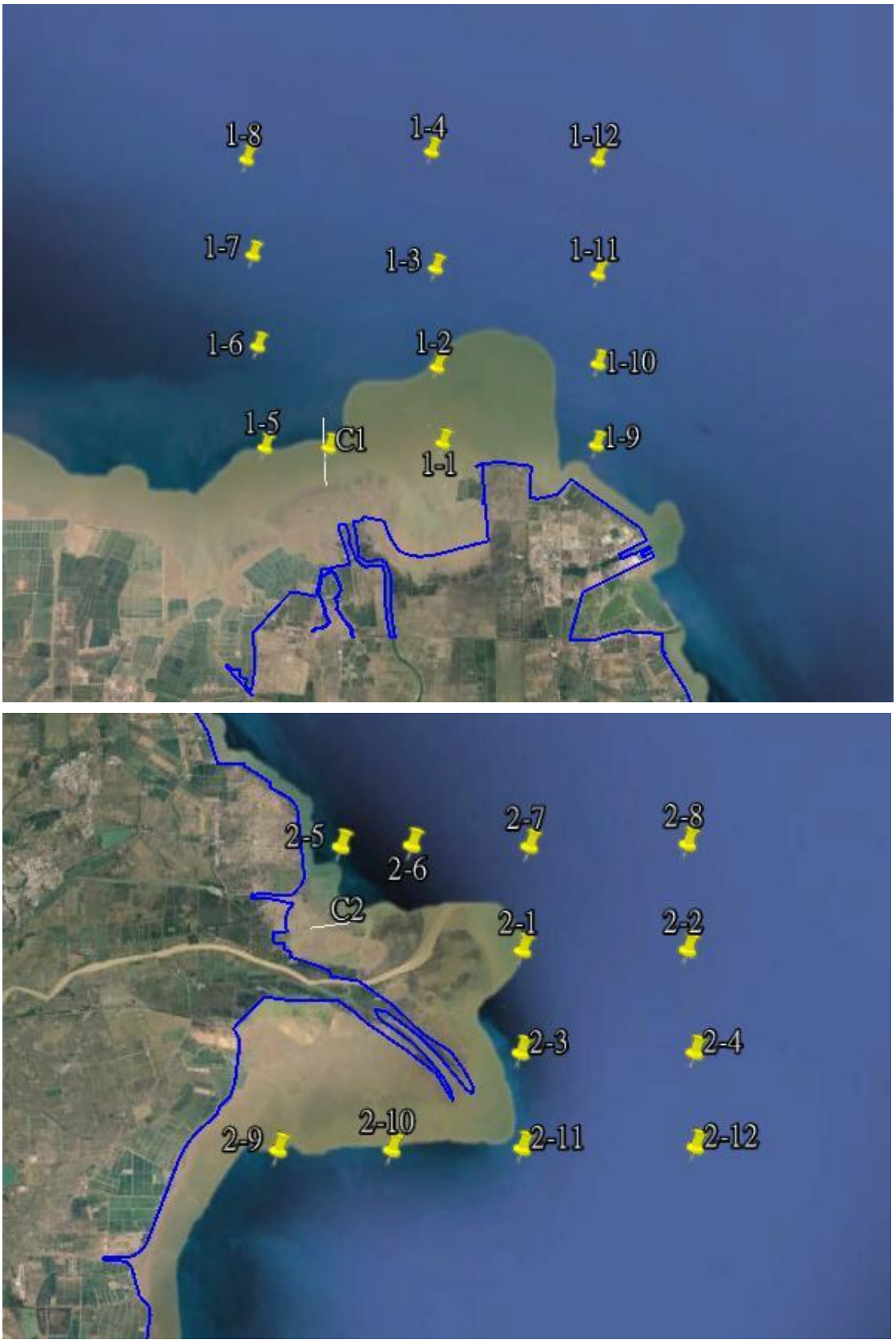


图 8.1-1　跟踪监测站位分布图

（2）监测内容

水质：水温、pH、盐度、溶解氧、悬浮物、化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、挥发酚、硫化物、重金属（总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷）。

沉积物：有机碳、硫化物、石油类、重金属（铜、铅、锌、铬、总汞、镉、砷、硒）、挥发酚、粒度。

海洋生态环境：叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物（含鱼卵、仔稚鱼）、底栖生物。

生物质量：鱼类、甲壳类、双壳贝类、软体类优势种体内石油烃、重金属（Cr、Pb、As、Hg、Cu、Zn、Cd）。

潮间带：潮间带生物种类、优势种、生物量、密度、物种多样性。

（3）监测方法与频次

跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）和《海洋监测规范》（GB 17378-2007）执行；建议按照《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》，以及《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年）对于监测频次的要求，每 3 年开展一次。

（4）监测单位资质要求：海洋环境跟踪监测应选择有资质单位进行，提交有 CMA 认证的监测报告。

8.2 海洋生态损害评估

8.2.1 海洋生态损害分析

本次评估所涉及的工程内容已全部建成投产，根据 2013 年 8 月海洋局颁布的《海洋生态损害评估技术指南》（试行）中的相关阐述，本工程施工期对海洋生态损害进行回顾性分析，主要体现在以下方面：

1）工程占用海域、施工期悬浮泥沙对水质、沉积物的影响，从而导致海洋生物资源损失。

工程施工期间，滩海陆岸井台及道路等的建设使周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

施工阶段海水浑浊度的增加，也会减少透光层的厚度，使生物合成量减少，

同时对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。

工程施工改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地，对鱼卵、仔稚鱼、幼鱼、头足类幼体、虾类幼体和蟹类幼体及渔业资源成体造成的生物量损失。

2）油田开发工程形成后造成海洋服务功能（环境容量）的损失。

根据《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T 28058-2011），海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共4个部分。海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给（养殖生产、捕捞生产）和氧气生产，本工程处于滩涂及极浅海区域，周边主要为浅海水产养殖区；海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理，本工程废弃物均不排至海域；休闲娱乐服务评估主要考虑评估海域以自然海洋景观为主体的海洋旅游景区，本工程飞雁滩油田、老河口油田、桩西油田及孤东油田均不处于旅游景区，新滩油田、红柳油田位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区，为游览区，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地；海洋支持服务评估内容主要考虑物种多样性维持、生态系统多样性维持，本工程占用海域面积较小，不会对海洋物种多样性造成较大影响。

8.2.2 海洋生态损失补偿评估

本次海洋生态损失计算方法主要依据为《用海建设项目海洋生态损失补偿评估技术导则》（DB37/T 1448-2015）。

8.2.2.1 受损海域

本工程 460 口油气水井及其附属设施均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内，建设区域主要为滩涂，工程建设对邻近海域的影响较小，根据实际情况，在核算本工程海洋生态损失及生态补偿金时不予以考虑邻近海域的影响，只考虑本工程占用海域。

本工程占用海域面积 375.33 公顷。

8.2.2.2 海洋生态资本基准值

本工程所在海域均属东营海域，东营海域海洋生物资源基准值 0.0080 万元/公顷，海洋生态系统服务基准值 1.6500 万元/公顷。

表 8.2-1　本工程涉及海域海洋生态资本基准值

评价海区	东营海区
海洋生物资源基准值（万元/公顷）	0.008
海洋生态系统服务基准值（万元/公顷年）	1.65

8.2.2.3 损害系数

本工程建设设施属于不透水构筑物，施工期和使用期生物资源损害系数和生态系统服务损害系数均取 1.0，详见表 8.2-2。

表 8.2-2　本工程施工期和使用期建设项目占用海域生态损害系数

时期	生物资源损害系数	生态系统服务损害系数
施工期	1.00	1.00
使用期	1.00	1.00

8.2.2.4 损害期限

本工程损害期限包括施工期和使用期，分别为 0.17 年（60 天）和 19.83 年。

8.2.2.5 海洋生态损失

1）占用海域生态损失评估

占用海域生态损失：$EL_0 = LLR_0 + LES_0$

占用生物资源损失：$LLR_0 = S_0 \times VLR_0 \times DLR_0$

占用生态系统服务损失：$LES_0 = S_0 \times VES_0 \times DES_0 \times T_0$

式中：

LLR_0——用海建设项目占用海域生物资源损失，单位：万元；

LES_0——用海建设项目占用海域生态系统服务损失，单位：万元；

S_0——用海建设项目占用海域面积，单位：公顷；

VLR_0 ——用海建设项目占用海域生物资源基准值，单位：万元/公顷；

DLR_0 ——用海建设项目占用海域生物资源损害系数，无量纲；

VES_0——用海建设项目占用海域生态系统服务基准值，单位：万元/公顷·年；

DES_0——用海建设项目占用海域生态系统服务损害系数，无量纲；

T_0——占用海域损害期限，单位：年。

经测算本工程占用海域生态损失为 8327.5883 万元。

表 8.2-3　本工程占用海域生态损失估算表

项目	符号	单位	自然保护区实验区
本工程占用海域	SO	公顷	375.33
占用海域生物资源基准值	VLRO	万元/公顷	0.008
占用海域生物资源损害系数	DLRO		1
占用生物资源损失	LLRO	万元	3.0026
占用海域生态系统服务基准值	VESO	万元/公顷	1.65
占用海域生态系统服务损害系数	DESO		1
占用损害期限	TO	年	20
占用生态系统服务损失	LESO	万元	12385.89
海域生态损失	ELO	万元	12388.8926

2）临近影响海域生态损失评估

本工程不考虑邻近海域的影响，邻近影响海域生态损失为 0。

3）总生态损失

用海建设项目的总生态损失包括占用海域生态损失和邻近影响海域生态损失。

$EL_T = EL_0 + EL_I$

式中：

EL_T ——总生态损失，单位：万元；

EL_0 ——建设项目占用海域生态损失，单位：万元；

EL_I ——建设项目邻近影响海域生态损失，单位：万元。

因此，本工程总生态损失为占用海域生态损失，核算金额为 12388.8926 万元。

8.2.2.6 综合补偿系数

用海建设项目的综合补偿系数等于基准补偿系数、政策调整系数和附加补偿系数之和。

$CC = C_B + C_P + C_E$

式中：

CC ——综合补偿系数，无量纲；

C_B ——基准补偿系数，无量纲；

C_P ——政策调整系数，无量纲；

C_E ——附加补偿系数，无量纲。

本工程用海属于海洋油气业用海，基准补偿系数为 0.35；本工程属于鼓励类，政策调整系数为-0.1；本工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区内，附加补偿系数为 0.5。因此，本工程综合补偿系数为 0.75。

表 8.2-4　本工程附加补偿系数

项目	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区
基准补偿系数	0.35
政策调整系数	-0.1
附加补偿系数	0.5
综合补偿系数	0.75

8.2.2.7 海洋生态损失补偿资金

本次生态损失补偿资金失计算方法主要依据为《用海建设项目海洋生态损失补偿 评估技术导则》（DB37/T 1448-2015）。

用海建设项目的生态损失补偿资金等于总生态损失乘以综合补偿系数。计算公式如下：

$$EC = EL_T \times CC$$

式中：

EC ——生态损失补偿资金，单位：万元；

EL_T ——总生态损失，单位：万元；

CC ——综合补偿系数，无量纲。

本工程生态补偿金为海洋生态损失乘以综合补偿系数，合计为 9291.67 万元。

表 8.2-5　本工程生态损失补偿资金

项目	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区	合计
综合补偿系数	0.75	——
海域生态损失（万元）	12388.89	12388.89
生态损失补偿资金（万元）	9291.70	9291.70

各采油厂生态损失补偿资金统计清单如下，其中桩西采油厂补偿资金为 4710.66 万元，属于山东黄河三角洲国家级自然保护区生态损失补偿；河口采油厂补偿资金为 2799.47 万元，属于山东黄河三角洲国家级自然保护区生态损失补

偿；孤东采油厂补偿资金为1781.57万元，属于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区生态损失补偿。

表 8.2-6　各采油厂生态损失补偿资金统计清单

采油厂	油田	占用自然保护区实验区面积（hm^2）	生态损失补偿资金（万元）	各采油厂小计（万元）
桩西采油厂	老河口油田	177.08579	4383.94	4710.66
	桩西油田	13.1976	326.72	
河口采油厂	飞雁滩油田	113.0825	2799.47	2799.47
孤东采油厂	孤东油田	9.5076	235.37	1781.57
	红柳油田	6.8734	170.16	
	新滩油田	55.5843	1376.04	
合计				9291.7

根据各二级单位财务统计，截至目前桩西采油厂已向东营市海洋与渔业局上缴海洋生态损失补偿费157.1643万元、海域使用金1388.17万元；河口采油厂已向东营市海洋与渔业局上缴海洋生态损失补偿费共1424.75万元；孤东采油厂已向国土部门上缴植被恢复费45.891万元，向东营市海洋与渔业局上缴海洋生态损失补偿费共47.136万元，共计93.027万元。共计已缴各类生态补偿费3122.3793万元。

表 8.2-7　已交纳的补偿资金情况统计

序号	二级单位	补偿费用（万元）		
		补偿项目	费用明细	小计
1	桩西采油厂	洋生态损失补偿费	157.1643	1545.3343
		海域使用金	1388.17	
2	河口采油厂		1424.745	1424.745
3	孤东采油厂		152.3	152.3
合计			3122.3793	3122.3793

8.3 生态补偿

8.3.1 海洋生态保护及修复措施

本工程所有设施均位于山东黄河三角洲国家级自然保护区内，胜利油田滩海区域自上世纪开发至今，已采取了大量的生态恢复与修复措施；另外，胜利油田按照国家相关生态补偿相关规定向山东黄河三角洲国家级自然保护区管理部门

交纳部分补偿费，由黄河三角洲自然保护区管理局将此费用用于加强保护区生态建设、湿地修复等。

8.3.1.1 常规生态恢复措施

山东黄河三角洲国家级自然保护区属于鲁北平原和黄河三角洲生态区，主导生态功能是维持黄河三角洲天然湿地和生物多样性保护。因此，本工程绝大多数设施位于沿海陆域及滩涂，胜利油田一直致力于依托油田勘探开发过程，重新建设一个稳定的生态系统，以更好地发挥其保护湿地和生物多样性的生态功能。油田设施施工结束后和退役期设施拆除完毕后，及时对临时占地破坏区进行植被恢复。评价区生态系统恢复重建的对策建议如下：

1）恢复原则

（1）因地制宜原则，对植被破坏区立地条件进行分析，布置合适的林草种类。

（2）物种选择原则，恢复植被可选当地植物，选择与周围景观类型相同或相似的植物开展种植。

（3）保障管道安全原则，严格执行管道保护有关条例，管道中心线左右 5m 范围内不得种植深根植物。

2）植被恢复区

井场防火范围以外、泥浆池、站场周围、管道中心两侧。

3）植被恢复方式

采用撒播草籽或移栽方式。

4）植被选择

（1）滩涂区域

在布局上应考虑多种植物的交错分布，既提高植物种类的多样性又不至于从根本上改变原来的生态系统组分，增强其稳定性。

湿地植物：芦苇、柽柳等当地适生植物。

（2）盐碱地区域

根据油田开发后不同土地条件（盐碱化、石油污染），采用不同的技术措施：对于轻中度盐碱地实施种植优质牧草，并与发展养殖业结合起来，实现盐碱地资源的转化和增值；重度盐碱化草地实施种植耐盐碱性强的植物。

耐盐碱植物：翅碱蓬、芦苇、黄须菜、柽柳等。

（3）草地区域

井场周围经常受落地油泥污染，建议在植被选择时，可选择当地的耐油污植物。

耐油污植物：芦苇、碱蓬、黄须菜。

5）工程结束后，湿地生态系统的结构和功能均受到较大扰动，辅助一定的人工措施，加快生态系统的恢复。例如采取投食的方法招引由于施工干扰而转移的鸟类回归。

6）部分位于海域的井台退役过程中对渔业资源可能产生的损失，施工作业应避开保护区主要保护物种的繁育期和敏感期。建设单位和有关主管部门应协商解决具体补偿金额和补偿方案。

8.3.1.2 湿地修复与重建工程

近年来由于黄河调水调沙，河底下降和黄河两岸工农业用水剧增，使黄河注入黄河口湿地的水量骤减。黄河水在自然状态下，已不能满足湿地生态系统的需要。再加上海水入侵和风暴潮的影响，导致淡水湿地面积逐年减少，湿地质量不断下降，许多依赖湿地生存的动植物的数量不断减少。借鉴自然保护区二期工程湿地修复的经验，通过在适宜地方修筑围堤，修筑引水渠，在雨季蓄积雨水、在黄河丰水期大量引蓄黄河水，采取蓄淡压碱等工程措施，恢复被破坏的湿地生态系统，扩大和恢复湿地资源，提高湿地质量，提高湿地的生产力，改善自然保护区内湿地的生态功能，保护生物多样性，为鸟类创造良好的栖息环境，有效遏制海水入侵。

湿地修复区内建设水位调节系统，配套建设引水闸和泄水闸及有关沟渠网络，根据鸟类的繁殖地及对水位的要求设立深水区、浅水区和裸水区三种类型的水位监测点，能够根据鸟类的生理需要适时地调节水位、水量和水面面积。规划湿地修复总面积 20396hm^2。

1）大汶流湿地修复工程（保护区南部）

（1）土建工程建设。

规划面积 8683hm^2，位于 1996 年黄河故道两侧，原黄河导流堤内侧，一号方台至三号方台之间区域，面积 3350hm^2；位于大汶流南大坝南 2000hm^2；位于 1996 年黄河故道，原顺河路以南，面积为 2000hm^2；451 以东面积 1333hm^2。共需修筑围堤 67km，水渠 59km，土方量 380×10^{4}m^3。挖掘引水渠 12 条 85km，修建扬水站 9 座，修筑桥（管）涵 66 座。

（2）生物工程建设。

在湿地修复区条件合适，人为干扰较少的地方，进行生物工程建设，保护不同的植物群落和动物种群，为鸟类和植物提供适宜的繁殖栖息地和生长条件，满足不同生物的生活需要，增加生境的多样性。重点恢复与重建芦苇群落、香蒲群落、獐茅草甸、柽柳群落、罗布麻群落、酸模叶蓼群落等植被。根据地形、地势特点、水源条件等在水域四周或水域中建设一些长短不一、大小不一、形状不规划的鸟类繁殖岛，附近水深一般在 0.3m 左右，繁殖岛高度一般控制在高出水面 0.1m～0.5m，宽度一般不超过 10m，长度不限，为草鹭、白骨顶、斑嘴鸭、东方白鹳、黑嘴鸥、普通燕鸥、普通燕鸻等鸟类提供适宜的繁殖栖息地。要求在水深超过 10cm，水面面积超过 0.2hm^2 的水域必须建设一个以上的鸟类繁殖岛，繁殖岛面积总和不小于 50m^2；面积超过 1hm^2 的水面，建设繁殖岛的面积不小于水面面积的 2%。

2）黄河口湿地修复工程（保护区南部）

（1）土建工程建设。

规划修复湿地面积 6693hm^2，位于人工河以东，顺河路以北区域，面积 3360hm^2；位于黄河口管理站六号路两侧区域，面积 3333hm^2。共修筑围堤 51km，水渠 65km，土方量 350×10^{4}m^3。挖掘引水渠 10 条 53km，修建扬水站 7 座，修筑桥（管）涵 64 座。

（2）生物工程建设。

在湿地修复区条件合适，人为干扰较少的地方，进行生物工程建设，保护不同的植物群落和动物种群，为鸟类和植物提供适宜的繁殖栖息地和生长条件，满足不同生物的生活需要，增加生境的多样性。重点恢复与重建芦苇群落、香蒲群落、茵陈蒿草甸、柽柳群落、罗布麻群落、狗牙根草甸、沉水水生植被和浮水水生等植被。根据地形特点、水源条件在水域四周或水域中等建设一些长短不一、大小不一、形状不规则的鸟类繁殖岛，附近水深一般在 0.3m 左右，繁殖岛高度一般控制在高出水面 0.1m，宽度一般不超过 10m，长度不限，为草鹭、斑嘴鸭、东方白鹳、普通燕鸥、普通燕鸻等鸟类提供适宜的繁殖栖息地。要求在水深超过 10cm，水面面积超过 0.2hm^2 的水域必须建设一个以上的鸟类繁殖岛，繁殖岛面积总和不小于 50m^2；面积超过 1hm^2 的水面，建设繁殖岛的面积不小于水面面积的 2%。

3）一千二湿地修复工程（保护区北部）

（1）土建工程建设。

规划修复湿地面积 5020hm^2，位于一千二管理站桩埕路以北至老董屋子区域，面积 3350hm^2；位于一千二管理站站址北，自三河检查站向东至渔港村区域，面积 1670hm^2。共修筑围堤 65km，水渠 80km，土方量 310×10^{4}m^3。需挖掘引水渠 10 条 99km，修建扬水站 5 座，修筑桥（管）涵 52 座。

（2）生物工程建设。

在湿地修复区条件合适，人为干扰较少的地方，进行生物工程建设，保护不同的植物群落和动物种群，为鸟类和植物提供适宜的繁殖栖息地和生长条件，满足不同生物的生活需要，增加生境的多样性。重点恢复与重建芦苇群落、香蒲群落、獐茅草甸、柽柳群落、罗布麻群落、翅碱蓬群落等植被。根据地形特点、水源条件等在水域四周或水域中建设一些人工的长短不一、大小不一、形状不规则的鸟类繁殖岛，附近水深一般在 0.3m 左右，岛屿高度一般控制在高出水面 0.1m～0.5m，宽度一般不超过 10m，长度不限，为草鹭、斑嘴鸭、东方白鹳、黑翅长脚鹬、须浮鸥、震旦鸦雀、普通燕鸥等鸟类提供适宜的繁殖栖息地。要求在水深超过 10cm，水面面积超过 0.2hm^2 的水域必须建设一个以上的鸟类繁殖岛，繁殖岛面积总和不小于 50m^2；面积超过 1hm^2 的水面，建设繁殖岛的面积不小于水面面积的 2%。

4）原湿地修复区完善提高工程

（1）围坝和隔坝维修加固工程。

目前实施完成的 1×10^{4}hm^2 湿地修复区，特别是 2002 年至 2004 年实施完成的大汶流管理站五万亩湿地修复区，由于受资金和施工难度大等条件的限制，施工标准低。经过 3 年时间雨水冲刷、海潮侵袭，原来建设的围坝、隔坝出现不同程度的毁坏，需要进行维修加固。共需维修湿地修复区 1×10^{4}hm^2，维修围堤 38km，水渠 36km，土方量 190×10^{4}m^3，挖掘引水渠 6 条 65km，修建扬水站 5 座，维修筑桥（管）涵 35 座。

（2）恢复区鸟类繁殖栖息地保护工程。

经过近几年的蓄水压碱工作，湿地得到很大程度的恢复与提高，鸟类种类与数量大大增加，出现了许多鸟类在修复区内繁殖。但也出现了一个突出问题，就是湿地修复区在黄河水充足，需要提水的时候，往往正是鸟类已经完成筑巢准备繁殖的时候，注水后有的鸟巢被淹没在水面以下，影响了鸟类的繁殖；湿地修复区水位抬高后，相对的高地或土坝被水淹没，大多数鸟类没有了繁殖栖息地。为了增加鸟类的繁殖数量，提高鸟类的繁殖成功率，为鸟类繁殖提供足够多的适宜

繁殖地，有必要开展鸟类繁殖岛建设。

根据地形特点、水源条件等在水域四周或水域中建设一些人工的长短不一、大小不一、形状不规则的鸟类繁殖岛，附近水深一般在 0.3m 左右，岛屿高度一般控制在高出水面 0.1m～0.5m，宽度一般不超过 10m，长度不限，为草鹭、斑嘴鸭、东方白鹳、震旦鸦雀、普通燕鸥等鸟类提供适宜的繁殖栖息地。要求在水深超过 10cm，水面面积超过 0.2hm^2 的水域必须建设一个以上的鸟类繁殖岛，繁殖岛面积总和不小于 50m^2；面积超过 1hm^2 的水面，建设繁殖岛的面积不小于水面面积的 2%。

控制引水时间，一般在 4 月份以前调足黄河水。此外在繁殖期内适当控制湿地修复区的水位，为鸟类繁殖期提供适宜的觅食环境。同时加强对周围环境的保护管理，控制各项开发和生产活动，禁止捕鱼等活动，控制进入该区域的人数，减少人类活动干扰。

（3）湿地修复区水系建设

原湿地修复区由于建设资金短缺，没有建设完善的水系，导致引水和排水不畅，不能及时地调节湿地水位，满足湿地生态的需要，建立完善的主支水系和生态蓄水池。在湿地修复区建设主渠道约 66km，分渠道 72km；建设机械引水口 2 个，自流引水口 3 个；建设蓄水池 1 座，位于封育沟以东，靠近南坝位置，面积 190hm^2，蓄水 190×10^{4}m^3。

5）油田开发区湿地保护示范工程

黄河三角洲湿地野生动植物资源丰富，是多种珍稀鸟类如丹顶鹤、黑嘴鸥等的越冬地和繁殖地。黄河三角洲地下油气资源丰富，油田开发过程中修建道路等工程建设、生产过程中排放的油污对湿地土壤污染严重，降低了湿地生态系统的生态服务功能，破坏了动植物的栖息生存环境，导致湿地功能退化、生物多样性降低，迫切需要开展湿地保护示范工程。

确定对油田开发区分三种类型进行保护示范工程，恢复湿地的生态功能，增加生物多样性。项目成功后，再进行推广。三个区域是一千二管理站 106 高潮滩涂湿地 900hm^2、黄河管理站红柳油田芦苇沼泽湿地 900hm^2、大汶流管理站 231 柽柳芦苇湿地 1200hm^2。

开展的主要工程内容有区域湿地本底情况调查，研究油田开发区湿地的演变；开展污染及受威胁状况调查；环境监测网络建设，保护宣传、教育及技术交流；示范区湿地环境污染治理；湿地资源恢复工程。

6）道路改造工程

黄河口和大汶流顺河路（土路）原为黄河部门为治理黄河，实施截支强干而实施的水利工程，即通过把黄河流入沿岸湿地小的支流人为截断，将全部黄河水束缚于黄河主河道中，人为增强黄河主河道的流量，强力冲沙清淤，降低黄河河槽高度。工程实施后，隔断了黄河与黄河沿岸湿地水体之间的天然联系，导致湿地水文变化，功能下降，湿地消失。失去了黄河水的补给，淡咸水平衡失调，海水入侵，湿地质量下降，土地盐碱化加剧，生物多样性减少。在顺河路基础上修建沥青路过程中，也没有充分考虑到湿地生态保护的需要，几乎没有预留桥涵等排水设施。

根据湿地生态需水量的大小，参考顺河路没修建前黄河支流的多少，确定在道路上每间隔 1.5km，修建一个桥涵，并开挖引水渠，以保证在黄河水充足时，能有足够的黄河水自然流入新生湿地中，进行淡水的自然补充，共需修建桥涵 40 个，引水渠 72km。

8.3.1.3 重点生态区域保护工程

山东黄河三角洲国家级自然保护区内有许多特殊的保护群落生长在一定的区域内，代表着自然保护区内的特殊演替阶段，具有生态代表性、景观代表性、群落特殊性、价值特殊性等特点，是自然保护区内最有价值、最有代表性的区域，需要特别加强保护，根据其生态特点进行一些利于其发展、演替的生物工程措施。在自然保护重要区域设立警示牌、宣传牌，明确区域范围和管理要求，在必要的地区设置隔离网。一般禁止在该区域内开展开发利用等破坏活动，禁止人为活动干扰，加强该区域的巡逻与管理，进行严格的保护管理。特殊情况需要开发利用时，需要进行严格的审批，进行严格的环境影响评估，采取污染防治措施，进行生态恢复。

1）大汶流鸟类重要分布区保护工程

范围自浮桥向东至 70 井，北至海。该区域保存原始、人为干扰破坏少、景观秀丽，具有沿海滩涂特有的植被特色，是沿海植被演替的典型性区域，并且该区域是丹顶鹤、白鹤等鹤类和鹭类、鸥类、鹬类、天鹅等雁鸭类等众多鸟类栖息和取食的重要地点，秋冬季节形成群鸟齐飞、遮天蔽日的壮丽景观，最能体现自然保护区鸟类资源的生物多样性，是自然保护区生态系统、植物群落和鸟类保护的重要区域。

2）大汶流自然滩涂及鹬类栖息地重要分布区保护工程

范围以防潮堤为界，南自小岛河，向北至大汶流海沟之间的滩涂湿地。该区域是自然保护区内自然滩涂保存较为完整，人为干扰破坏少，滩涂发育较为成熟，底栖生物较为丰富的区域，为滩涂湿地的典型代表。该区域还是鹬类、鹤类等鸟类的集中分布区，每年春秋季节有数十万只鹬类栖息在该区域取食活动。

3）人工河口翅碱蓬群落重要生态区保护工程

范围为自垦东五检查站以东，人工河口两侧范围。该区域为黄河口最大的翅碱蓬群落的集中分布区，保存原始，形成了蔚蔚壮观的“红地毯”景观，是开展生态旅游观赏自然风光，欣赏大自然魅力的代表性区域之一。在生态退化区域根据实际情况，采用简单整地等工程措施，采集翅碱蓬种子补充种源。采用育草补植等人工辅助自然恢复。在缺少水源的情况下，可以采用工程措施，挖掘引水渠适量补充淡水，恢复翅碱蓬种群。

4）黄河口新生湿地重要生态区保护工程

范围自新滩浮桥向西至导流堤，南至黄河，向北至海的区域。该区域南部为近几年黄河水量充足时，黄河水自然漫流至湿地，自然改造形成的天然湿地，其中水量充足，植被生长茂盛，生物多样性丰富，是鸟类的集中分布区。北部为黄河新生湿地，保存完好，面积广阔。该区域保存原始，为自然保护区新生湿地的重要本底资料，对于自然保护区开展湿地的修复工作，具有十分重要的参考价值。

5）一千二滩涂及鸟类重要分布区保护工程

范围位于 106 滩涂南部区域，东、南、北以公路为界，西至缓冲区。该区域滩涂原始，底栖生物丰富，为鹤类和鹳类的重要取食、活动区。

6）浅海滩涂重要生态区保护工程

自然保护区浅海面积为 $3.2\times10^4hm^2$，滩涂面积为 $3.8\times10^4hm^2$，浅海滩涂面积大，保存较为完整。对核心区、缓冲区浅海滩涂实行绝对保护，禁止任何开发活动。在实验区浅海滩涂由自然保护区统一办理海域使用证，实行统一管理。对划定的重点物种和重要生态区域保护区域范围内的浅海滩涂，应按区域保护的要求进行海域保护与恢复休养等活动，其它海域的开发活动，只可进行护养等开发形式的利用活动，避免对海域造成破坏。

7）缓冲区和核心区隔离网工程

缓冲区与核心区为自然保护区严格保护的区域。为了加强该区域的保护，防止人为破坏，采用机械和生物相结合的方法，进行隔离网工程建设。在缓冲区和核心区确有必要的区域，设置隔离网。自然保护区缓冲区与实验区的分界线总长

度为 115km。

8）野大豆保护工程

野大豆为国家二级重点保护植物，建立针对该物种的特殊保护基地，开展野大豆的就地保护，扩大野大豆的野生种群，开展野大豆生物学研究。规划野大豆保护基地 800hm^2，其中一千二管理站 200hm^2，位于一千二盐场东；黄河口管理站 300hm^2，位于六号路南 100hm^2，中心路西 100hm^2，苏家屋子附近 100hm^2；大汶流管理站 300hm^2，畜牧中心东 100hm^2，油田 451 附近 100hm^2，一号方台附近 100hm^2。

8.3.1.4 其他生态保护及恢复措施

1）支持保护区的基础建设

本工程附近有多个海洋保护区，距离工程区较近的保护区主要是：山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区、东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等，建议建设单位积极参与相关保护区的基础设施建设，包括保护区内各类保护物种的监视、监测功能建设、种苗繁育中心建设、保护区科研交流中心建设等。

2）支持海洋生态环境基础科学研究

鉴于项目所在海域属于中上层鱼类产卵场、底层鱼类产卵场、绵鳚产卵场、三疣梭子蟹索饵场、毛虾产卵场，建议建设单位与相关大学和科研机构进行合作，积极支持、资助与海洋生态环境保护的相关基础科学研究，包括海洋生态系统研究、海洋生态功能研究、海洋生态多样性研究、海洋生态环境调查等基础科研课题与工作，从基础科研角度对海洋生态环境进行保护。

3）支持海洋主管部门生态保护宣传教育基地的建设

近年来，由于海洋渔业的过度开发捕捞、各种非法及违规捕捞作业的屡禁不止、水产养殖业的不规范生产管理以及对海洋资源的无序无度开发等原因，造成许多鱼种的野生鱼苗数量急剧下降，滨海湿地环境受到严重破坏等。为提高海洋生态保护意识，普及相关法律法规知识，建议建设单位支持海洋主管部门建立海洋生态保护宣传教育基地，开展以海洋生态环境保护为主题的宣传教育活动，向公众介绍保护区、保护物种的科普知识、宣传海洋生态保护相关的法律、法规及生物多样性保护的重要性，唤起社会各阶层广泛参与水生野生动物的保护工作，提高公众的海洋生态环境保护意识。

4）对海洋生物修复采取增殖放流的措施进行

建设单位还应根据工程建设对海洋生态环境可能造成的影响，结合工程所在

海域的海洋生物种类分布特征和目前人工育苗、增殖放流技术，对工程附近海域损失的海洋生物资源投入资金加以修复。建议按照等量生态补偿原则，损失多少补偿多少，主要采取增殖放流进行生态补偿。增殖放流工作应坚持增殖与保护并重的原则，增殖放流品种的选择应遵循生物多样性、生物安全、技术可行和兼顾效益原则。设增殖放流领导小组，根据农业部水生生物增殖放流规划、资金安排等，结合山东省省渔业环境容量、苗种供应等实际，组织相关部门拟定增殖放流计划。增值放流的主要品种、数量和规格、季节、地点等将根据最终的渔业增殖放流实施方案来确定。

8.3.2 海洋生态补偿措施

基于上述分析，本工程设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态等损失进行补偿，并纳入胜利油田环保投资，主要用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理、人工鱼礁及相关研究、监测工作等，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

9 环境风险事故防范及应急措施分析

9.1 环境风险事故防范及应急措施分析

9.1.1 概述

9.1.1.1 评价说明

本工程部分位于沿海陆域/滩涂，部分位于海域，因此，本工程按照沿海陆域/滩涂和海域分别进行预测评价。

9.1.1.2 评价目的

本工程环境风险评价的主要目的为：

1）回顾工程施工和运营期间发生的风险事故，并分析事故产生的原因及根据事故所采取的防范措施，对其有效性进行评价。

2）分析可能遇到的环境风险，并对其影响进行预测分析。

3）对风险防范措施的可行性进行分析。

9.1.1.3 评价等级、范围及保护目标

1）重大危险源辨识

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004），结合本工程特点，将本工程截止阀之间管存量最大的外输管段、桩 101 井的 40m³ 多功能罐分别进行重大危险源辨识，分别见表 9.1-1、表 9.1-2。

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009），本工程原油临界量为 1000t，天然气临界量为 50t。

表 9.1-1　井场重大危险源辨识结果一览表

名称	纯原油量（t）	风险物质	临界量（t）	q/Q	是否构成重大危险源
单井拉油井场	15.3	原油	1000	0.015	否

由表 9.1-1 可知，单井拉油井场未构成重大危险源。

表 9.1-2　管线重大危险源辨识结果一览表

管线名称	管道内介质	风险物质	在线量（t）	临界量（t）	q/Q	是否构成重大危险源
46#阀组-接转站集油干线	采出液	原油	65.45	1000	0.07	否
垦东计量站- 76#计量站集气支干线	伴生气	天然气	2.54	50	0.05	否

注：上表中 46#阀组-接转站集油干线在线量为纯原油量。

由表 9.1-2 可知，本工程管线均未构成重大危险源。

2）评价等级

（1）工作等级划分标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）规定，风险评价的级别划分主要依据评价项目的物质危险性和功能单元中的重大危险源判定结果以及项目所在地环境敏感程度等因素，按表 9.1-3 划分。

表 9.1-3　环境风险评价工作级别

项目	剧毒危险性物质	一般毒性危险物质	可燃易燃危险性物质	爆炸危险性物质
重大危险源	一	二	一	一
非重大危险源	二	二	二	二
环境敏感地区	一	一	一	一

（2）本工程评价工作等级判定

根据本工程涉及易燃物质原油和伴生天然气，且项目位于自然保护区，因此，本工程环境风险评价等级为一级。

3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）要求，环境风险一级评价范围为距离源点不低于 5km 的范围，因此，本工程环境风险评价范围是以各井场为中心点，各自外延半径 5km，所形成的圆形区域作为本次风险评价的评价范围。

4）环境保护目标

本工程环境保护目标详见 1.9 章。

9.1.2 工程风险事故回顾

本工程自运营以来，未发生井喷事故。由于管线腐蚀穿孔等原因，偶有采出液泄漏事故发生，泄漏范围均控制在井场范围之内，未对海域环境造成影响。管线泄漏事故统计见表 9.1-4。

表 9.1-4　溢油事故统计

序号	单位名称	事故名称	事故地点	事故发生时间	事故描述及原因	事故的后果及处置
1	桩西采油厂	桩 139-P2 单井管线渗漏溢油	桩 139 站台上、桩 139-P2 井口向南 5m	2013 年 9 月 27 日 13:00～14：30，泄漏时间约为 1.5h	因管线腐蚀有砂眼造成渗漏	泄露采出液量约 0.15m^3，对泄露采出液进行回收，并对管线进行了补漏恢复
2		桩 106-18-11 单井管线穿孔溢油	桩 106-18-11 井场内	2016 年 12 月 20 日 10～12，泄漏时间约为 2h	单井管线在井场上穿孔造成溢油	溢油量为 0.25t，溢油后启动环境应急预案，对溢油进行回收，并对管线进行了补漏恢复
3	河口采油厂	站后治污染	36#站后	2018 年 8 月 26 日 15:00～16：30，泄漏时间约为 1.5h	部分管线老化溢油造成局部污染	溢油面积为 6m^2，对溢油及时进行回收，并对管线进行了局部更换
4		井口有油污	CDC116	2018 年 9 月 20 日 10:40～11:40，泄漏时间约为 1h	由于盘根、光杆腐蚀造成井口漏油	溢油量为 2m^2，井口漏油采取更换盘根措施
5		井口法兰渗漏	CDC126-8-6	2018 年 10 月 11 日 12:40～14:40，泄漏时间 2h	由于盘根老化造成井口漏油	溢油量为 1.5m^2，溢油后及时进行清理油污，并采取更换盘根措施
6		井口漏油	埕 118 一 9	2018 年 11 月 11 日 13:10～15:30，泄漏时间 2.2h	由于盘根老化造成井口漏油	溢油量为 2.0m^2，溢油后埕进行敲漆、擦井、刷漆后，并采取更换盘根措施

9.1.3 工程环境风险预测分析

9.1.3.1 风险识别

本工程所处滩海区域，在每年的不同季节分别为贝类和各种鱼类的产卵区，附近海水水域分布众多海产养殖，滩海油区中有国家级自然保护区，山东黄河三角洲国家级自然保护区内有众多稀有鸟类。一旦发生溢油污染，若不能及时控制就会对生态环境、海洋资源造成较大影响。

1）物质风险识别

本工程所涉及的主要物质包括原油（以采出液形式存在）、原油伴生气，其危险有害特性及安全技术分析详见表 9.1-5。

表 9.1-5　本工程危险化学品危险类别一览表

序号	危险化学品名称	危险货物编号	物质危险性
1	原油	1267	第 3 类易燃液体
2	原油伴生气	1971	第 2.1 项易燃气体

2）生产过程风险识别

（1）作业过程风险识别

生产阶段在修井作业中，尤其是对地层压力较高的井进行作业时，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发火灾、爆炸。

在修井作业时重型物体坠落砸、碰采油树或井口等设施或者管线老化、保养不当等也容易造成井喷或井口失控。

除此之外，井下作业废液的泄漏事故也会造成井场附近局部的环境污染。

（2）储油过程风险识别

桩西油田桩 101 井为单井拉油，井场设置多功能罐。一旦多功能罐燃烧、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。其中多功能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罐造成威胁，有可能导致储油罐破裂，如台风、地震和风暴潮等。

（3）集输过程风险识别

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。

油田内部采用的油气集输管道系统受环境中各种自然因素的作用，同时管道本身从管材制造、制管、施工、运行操作和管理等都可能有缺陷和失误，当其作用效果超过一定限度时，就可能导致事故的发生。

集输过程中常见的事故有集油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。泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。

因管线及设备腐蚀穿孔引起的油、水管线泄漏事故多发生在油田投产若干年后，发生事故时，将有一定量的原油、含油污水溢出，造成环境污染。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。

（4）注水过程风险识别

注水是采用高压泵通过注水井把水注入油层以保持油层压力，并达到以水驱油，提高采收率的目的。注水系统发生事故一般分两种情况，一是管道、设备因腐蚀穿孔造成泄漏，二是注水井井壁因固井质量不好或腐蚀穿孔使注入水漏失到地下水层。

（5）罐车拉运过程风险识别

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。泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。

（6）溢油入海风险识别

井涌或井喷、油气管线泄漏、油罐车泄漏、含油污水泄漏，可能流至海域，污染海洋环境，对海洋资源造成较大影响。

3）风险类型

本工程主要事故风险类型、来源及危害见表 9.1-6。

表 9.1-6　本工程主要事故风险类型、来源及环境影响

事故类型	来源	主要污染物	环境影响
井涌或井喷	井下作业	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对生态环境、海洋资源造成较大影响； 对海水水质造成影响
油气管线泄漏	油气集输管线、储油设施	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对生态环境、海洋资源造成较大影响； 对海水水质造成影响
油罐车泄漏	单井油罐车	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对生态环境、海洋资源造成较大影响； 对海水水质造成影响
火灾爆炸	油气集输管线	CO、SO_2	污染大气； 破坏植被； 伴生气及泄漏物质不完全燃烧产生的有害气体可能对附近人群、动植物造成危害
含油污水泄漏	注水管线、注水井	石油类	对生态环境、海洋资源造成影响； 对海水水质造成影响
溢油入海	井涌或井喷、油气管线泄漏、油罐车泄漏、含油污水泄漏	石油类	污染海洋环境，对海洋资源造成较大影响

9.1.3.2 源项分析

1）最大可信事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）定义，最大可信事故是指在所有预测的概率不为零的事故中，对环境（或健康）危害最严重的重大事故；重大事故是指导致有毒有害物泄漏的火灾、爆炸和有毒有害物泄漏事故，给公众带来严重危害。

通过危险因素识别和分析，确定最大可信事故：井涌或井喷、采出液管线泄漏事故、多功能罐泄漏及火灾。

2）事故概率

（1）井涌或井喷事故概率

生产阶段在修井过程中，存在发生井涌和井喷的可能性。当地层压力过高且防井喷措施不当时，首先出现井涌现象，一旦控制不当，将有大量原油和天然气

喷出，引发井喷。井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。

挪威科学和工业研究基金会（SINTEF）海洋石油井喷数据库（SINTEF Offshore Blowout Database）统计分析了从1980年1月1日到2005年1月1日在美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海洋石油开发过程中发生的事故数据。常规井的井涌或井喷概率见表 9.1-7。

表 9.1-7　常规井的井涌或井喷概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

本工程共有油气生产井333口（在用油井322口，在用气井11），水井127口。本工程发生井涌或井喷的概率主要考虑风险最高年份，具体见表 9.1-8。

表 9.1-8　本工程常规井的井涌或井喷概率

井别	井数	事故概率（次/年）	
		井涌	井喷
生产井	333	9.66×10^{-4}	8.66×10^{-4}
注水井	127	-	3.05×10^{-4}

井喷事故一旦发生，其后果往往无法预料，而且对周围生态环境及人群生命健康产生严重威胁，可能会导致严重环境污染事故。

我国自1966年至2004年底先后在渤海、东海、南海钻井2112口，仅在钻勘探井时发生过4次井喷，在生产井中尚未发生过井喷事故。本工程运营期间井下作业可能发生井喷事故，因此生产井的井喷事故概率应至少低一个数量级，因此生产井的井喷事故概率小于8.66×10^{-5}。按照对环境的影响程度，环境风险级别依次分为A、B、C、D四级。A级表示对环境影响严重，其次为B和C，D级表示对环境无影响。井喷事故环境风险分析树见图 9.1-1。

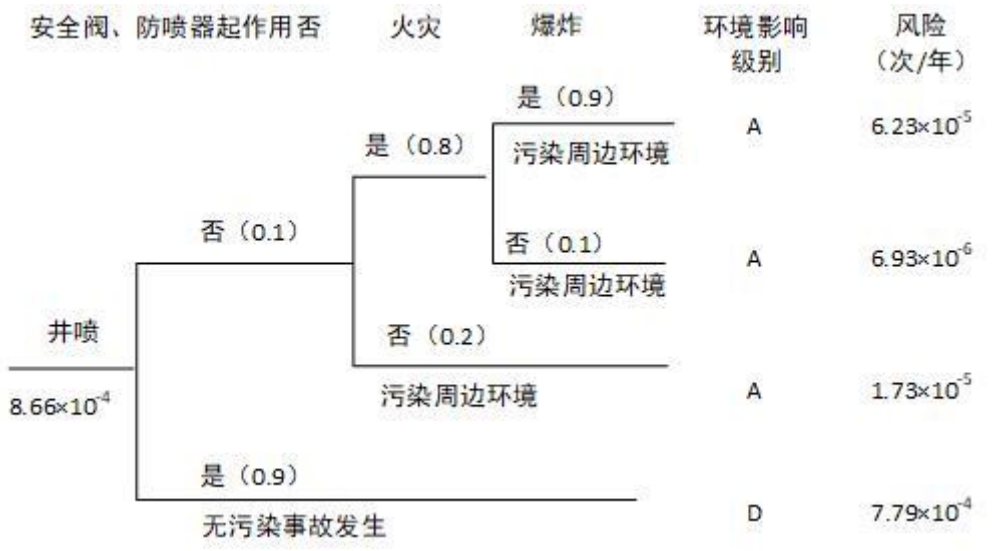


图 9.1-1　井喷事故环境风险分析树

在井喷事故中，大多数情况下，井下安全阀、井口防喷器都起到了防止事故性溢油的作用，此时环境影响级别为 D 级，即无污染事故发生，在发生井喷而未发生火灾情况下，井喷物将污染周边环境，故环境风险级别为 A。当井喷引起火灾和爆炸事故时，虽然部分井喷物被燃烧，减少了进入大气和海洋的总量，但是火灾和爆炸事故将可能引起事故升级，因此井喷而导致火灾和爆炸时的环境风险级别也为 A。

通过图 9.1-1 的井喷事故风险树分析得出，井喷事故发生率为 8.66×10^{-4} 次。而且在井喷事故中，大多数情况下（90%），井下安全阀、井口防喷器都起到了防止事故性溢油的作用，其风险发生次数为 7.79×10^{-4} 次/a。发生 A 级环境风险事故的次数为 8.66×10^{-5} 次/a。

由于工程位于滩涂及海域，发生井喷时会对周边滩涂环境造成影响，也可能造成海洋污染，但是由于胜利油田已经在东营经营多年，对油层压力分布规律已掌握，储层物性及基本特征已基本清楚。所以该开发区井喷溢油造成的环境污染的风险概率低于上述数据。

（2）集输管线泄漏概率

管线泄漏事故主要指的是油气在集输过程中因为管线自身腐蚀、人为破坏等原因造成的管线破裂、油气泄漏。

美国的管道事故数据包括液体、输气和配气管道。根据 DOT 对重大管道事故的统计数据，2005 年～2010 年每 1000km 管道年均事故率为：液体管道 0.42 次、

输气管道 0.17 次、配气管道 0.02 次。加拿大 CPEA 的油气管道统计数据表明，2006 年～2011 年 1000km 管道年均事故率为 0.177 次。欧洲 EGIG 对其所辖输气管道泄漏事故的统计数据表明，2006 年～2010 年每 1000km 管道年均事故率为 0.162 次。Concawe 对其所辖的输油管道泄漏事的统计数据表明，2006 年～2010 年每 1000km 管道年均事故率为 0.25。管理泄漏事故概率见表 9.1-9。

表 9.1-9　管道泄漏概率（次/（1000km·a））

类别	美国重大管道事故（DOT2005～2010）	欧洲管道泄漏事故（EGIG，oncawe 2006～2010）	加拿大管道事故（CPEA 2006～2011）	Concawe（2006～2011）	平均
输油管道	0.42	0.25	0.177	0.25	0.27
输气管道	0.17	0.162	0.177	——	0.17

由于我国管道安全发展水平较发达国家水平有一定差距，但本工程均为短距离运输，所以取其平均值为本工程管线泄漏发生概率：输油管道为 0.27 次/（1000km·a），输气管道为 0.17 次/（1000km·a）。

本工程共有油气管线 171.568km，其中采出液管线 166.168km，输气管线 5.4km。本工程管线泄漏概率具体见表 9.1-10。

表 9.1-10　本工程管线泄漏概率

管道类型	泄漏概率（次/（1000km·a））	管线长度（km）	泄漏概率（次/a）
采出液管道	0.27	166.168	4.49×10^{-2}
输气管道	0.17	5.4	9.18×10^{-4}
合计	——	171.568	4.58×10^{-2}

管线破裂事故一旦发生，其后果往往无法预料，而且对周围生态环境产生严重威胁，同时也会对导致严重环境污染事故。管线泄漏事故环境风险分析树见图 9.1-2。

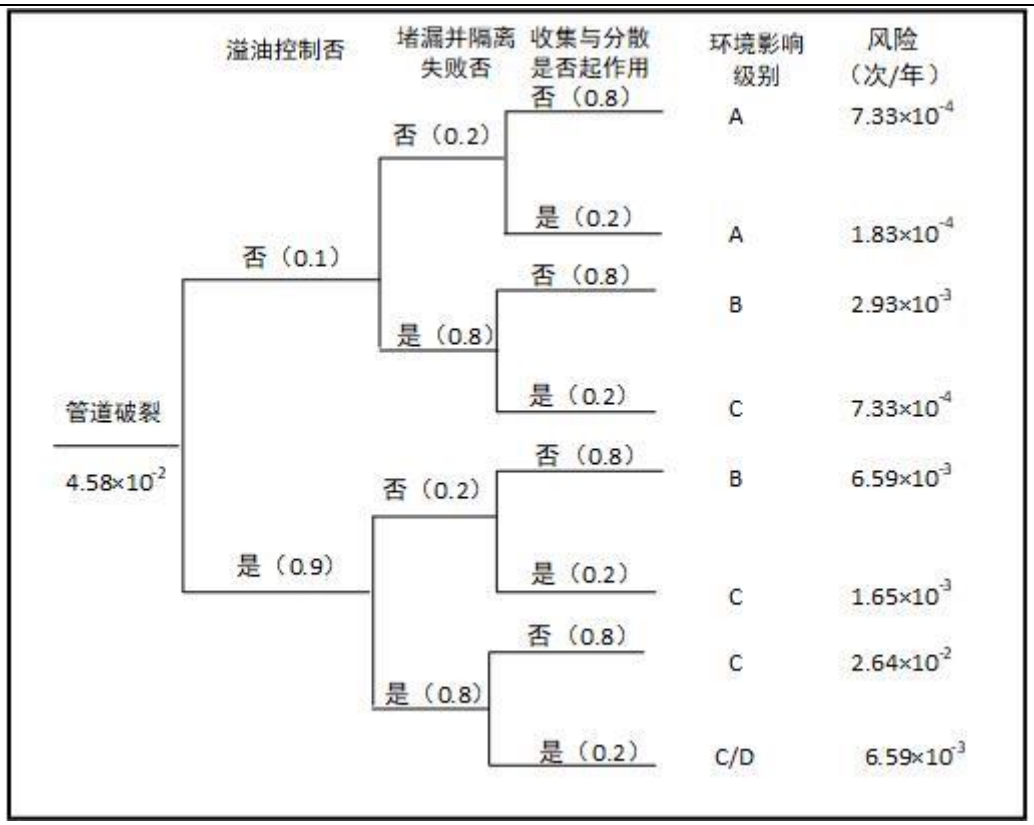


图 9.1-2　管线泄漏事故环境风险分析树

由图 9.1-2 可知，风险分析树给出了最大泄漏风险下的环境污染情况，管道泄漏介质主要为原油、天然气。溢油如不及时进行控制有可能发生火灾、爆炸，可能对周边环境造成程度较大的影响。多数情况下堵漏和隔离措施能够起到控制原油扩散的作用，当堵漏与隔离不起作用时才会出现 A 级环境风险，如果泄漏得不到控制，会出现 A 级环境风险，其风险概率为 9.16×10^{-4} 次/年。

（3）多功能罐泄漏概率

本次环评事故发生概率类比《建设项目环境风险评价技术导则》（2019 年 3 月 1 日）中附录 E 中提供的事故概率推荐值，详见表 9.1-11。

表 9.1-11　用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
反应器/工艺储罐/气体储罐/塔器	泄漏孔径 10mm 10min 内储罐泄露完 储罐全破裂	1.00×10^{-4}/a 5.00×10^{-6}/a 5.00×10^{-6}/a
内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 全管径泄漏	5.0×10^{-6}（/m·a） 1.0×10^{-6}（/m·a）
75mm＜内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 全管径泄漏	2.0×10^{-6}（/m·a） 3.0×10^{-7}（/m·a）
内径＞150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm） 全管径泄漏	1.10×10^{-5}（/m·a） 8.80×10^{-8}（/m·a）

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（2019 年 3 月 1 日）中附录 E，多功能罐属压力容器，按储罐全破裂考虑，概率为 5.00×10^{-6}/年。

3）风险源项

（1）沿海陆域/滩涂工程源项

①井喷、管线溢油、多功能罐泄漏位置的选择

A．选择管径最大，长度最长，管输量较大，风险事故发生概率较大的雁滩油田 46#阀组-接转站集油干线作为管线溢油点。

B．选择距离海洋较近、含油率较高的单井拉油井场桩西油田桩 101 井场作为多功能罐泄漏点。

②采出液管线泄漏

A．泄漏物质选取

本工程管线发生泄漏时泄漏的物质包括原油（采出液）和伴生气，设定最大可信事故为原油(采出液)泄漏事故,同时会有原油伴生气随泄漏原油一起释放。

B.泄漏源、泄漏方式及泄漏事故规模的选取

a.泄漏源：原油（采出液）输送管道。

b.泄漏方式：连续性液态泄漏。

c.泄漏事故规模：根据同类工程泄漏事故案例及风险评价指导原则，假定全管径泄漏。

C.泄漏时运行状态的选取

根据本工程特点，假定管线正在满负荷输送采出液，即输送管道内充满采出液。

D.泄漏速率及泄漏量计算

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，关停时间一般不超过 30min。

一般发生此类事故的处理措施：管线发生泄漏时可迅速关停采油机，并关停管段间的阀门以阻止泄漏点上游原油继续输送，且避免下游原油倒流。

综上，本次风险评价管线发生泄漏时采出液的泄漏量包括两部分：

a.30min 内管线输送液量 Q_1

管线输送量为 9000m^3/d。管线发生泄漏时，30min 内采出液泄漏量为 187.5t，含油率为 3.28%，则泄漏纯原油量为 6.15t。

b.管段内存采出液的泄漏量 Q_2

本次评价的破裂管线内径 0.257m，长 3.3km，根据实际运营经验，该尺寸的管道全管径破裂时其内采出液 30min 内可全部泄漏出。采出液密度约为 850kg/m^3，则采出液泄漏量为 145.43t，含油率为 3.28%，其中纯原油泄漏量为 4.77t。

因此，本工程最大可信事故发生时，30min 内发现并采取控制措施后，泄漏至环境的纯原油量为 10.92t，详见表 9.1-12。

表 9.1-12　泄漏量模拟计算结果

项目	假定事故发生后至关停时间（min）	截断之前泄漏量 Q_1（t）	关停后集油干线管存量 Q_2（t）	管道总泄漏量 Q_1+Q_2（t）
采出液	30	187.50	145.43	332.93
纯原油	30	6.15	4.77	10.92

从上表中可以看出，管道一旦发生泄漏事故，会有原油以采出液形式泄漏出来，这些物料会在地面流淌并扩散，既对环境造成污染，也对人体健康造成危害，也会为火灾事故的发生埋下隐患。

同时，原油伴生气会随着原油泄漏而释放至地面，考虑到地面空气扩散，释放至地面的原油伴生气不可能大量聚集，但会对事故现场空气环境产生一定影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多。但产生火灾爆炸的可能性极小，建设单位必须对此可能性风险制定相应防范措施。

③多功能罐泄漏及火灾次生污染物

A.多功能罐位置

桩西油田桩 101 井场。

B.泄漏量

多功能罐容量为 40m^3，最大泄漏量为 40m^3。

C.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 78.1kg/（m^2•h），汽油的燃烧速率为 92kg/（m^2•h），两项取均值为 85kg/（m^2•h）。

本工程原油的性质与重油相似，燃烧速率按重油的燃烧速率，为 78.1kg/（m^2•h）考虑。根据表 9.1-17，原油泄漏后的污染面积为 1711.47m^2，纯原油量为 15.3t，多功能罐泄漏后发生火灾事故时，原油燃烧速度约为 133.67t/h，燃烧时间为 7min。

D.次生 CO 产生量计算模式及产生量

根据《环境风险评价导则（征求意见稿）》，火灾伴生/次生中一氧化碳产生量的计算公式如下：

G_{CO}=2330×q×C

式中：

G_{CO}——一氧化碳的产生量，g/kg；

C——物质中碳的质量百分比含量，%，取 85%；

q——化学不完全燃烧值，%，取 5%～20%。

根据上述公示计算 CO 的产生量：

G_{CO}=2330×q×C=2330×85%×10%=198.1g/kg

纯原油量为 15.3t，所以产生的 CO 量=15300×198.1/1000=3030.17kg

则多功能罐泄漏发生火灾事故后产生 CO 量为 3030.17kg。

E.次生 SO_2的产生量计算模式及产生量

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（征求意见稿），火灾伴生/次生中 SO_2产生量的计算公式如下：

G_{SO2}=2BS

式中：

G_{SO2}——SO_2排放速率，kg/h；

B——物质燃烧量，kg/h；

S——物质硫含量，%。

该区块原油硫含量 0.37%，原油罐泄漏引发火灾次生 SO_2产生量：

G_{SO2}=2BC=2×133670×0.37%=989.1kg/h。

（2）海域工程风险源项

①井喷、管线溢油、多功能罐泄漏位置的选择

A.选择距离海洋较近，产能高的埕 126-斜 7、埕 126-斜 5、LHL163-X4、老 292-斜 3、139-X10、KD401NX1 井作为井喷事故点。

B.选择距离海洋较近，长度较长，风险事故发生概率较大的 126-X1 井台集油管线（井组-72#计量站）、809 计量站外输油管线、桩 139 井台外输油管线、01#计量站至 75#计量站输油管线作为管线溢油点。考虑到管线近海域侧风险事故影响范围较大，因此选择管线近海洋处作为溢油预测点。

C.选择距离海洋较近的单井拉油井场老 292 井台作为多功能罐泄漏点。

②源强

A.井喷事故源强：油井井涌/井喷事故溢油量参照 2016 年胜利油田环境风险评估和隐患排查，井涌/井喷泄漏至环境的采出液约为 1～101t，本次评估考虑最不利影响，按井涌/井喷泄漏量 101t 考虑，井喷位置及源强见表 9.1-13。

B.管道事故溢油源强：源强计算方法同滩涂管道泄漏源强，管线溢油位置及源强见表 9.1-14。

表 9.1-13　井喷位置及源强

油田	井台	井号	经度	纬度	含油率	采出液泄漏量（t）	进入环境的量（t）
飞雁滩油田	126-x7 井台	埕 126-斜 7	118° 42′ 9.08″	38° 8′ 25.22″	16.49%	101	16.7
飞雁滩油田	126-x1 井台	埕 126-斜 5	118° 42′ 35.07″	38° 8′ 21.86″	4.31%	101	4.4
老河口油田	老 163 井台	LHL163-X4	118° 46′ 38.24″	38° 9′ 31.88″	4.09%	101	4.1
老河口油田	老 292 井台	老 292-斜 3	118° 51′ 49.48″	38° 8′ 52.73″	5.57%	101	5.6
桩西油田	桩 139 井台	139-X10	118° 53′ 25.93″	38° 8′ 8.20″	34.50%	101	34.8
孤东油田	KD401 井台	KD401NX1	119° 7′ 40.94″	37° 51′ 15.67″	3.00%	101	3.0

表 9.1-14　管道溢油位置和溢油源强的选取

油田	管线名称	经度	纬度	含油率	采出液泄漏量（t）	溢油量（t）
飞雁滩油田	126-X1 井台集油管线（井组-72#计量站）	118° 42′ 33.02″	38° 8′ 21.37″	3.28%	62.58	2.05
老河口油田	809 计量站外输油管线	118° 46′ 12.87″	38° 9′ 48.63″	5.75%	170.28	9.79
桩西油田	桩 139 井台外输油管线	118° 53′ 18.19″	38° 8′ 6.86″	7.77%	57.58	4.47
孤东油田	01#计量站至75#计量站输油管线	119° 7′ 36.02″	37° 51′ 15.63″	3.00%	238.76	7.16

注：本工程原油密度取 850kg/m^3。

C.多功能罐泄漏源强

a.多功能罐位置：老河口油田老 292 井台。

b.泄漏量：多功能罐容量为 40m^3，采出液最大泄漏量为 40m^3。

表 9.1-15　多功能罐溢油位置和溢油源强的选取

油田	井场名称	经度	纬度	含油率	采出液泄漏量（m^3）	溢油量（t）
老河口油田	老 292 井台	118° 51′ 51.25″	38° 8′ 52.57″	5.75%	40	1.96

注：本工程原油密度取 850kg/m^3。

9.1.3.3 沿海陆域/滩涂工程事故影响分析

1）管线泄漏影响分析

（1）对环境空气的影响分析

采出液管线泄漏事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目区域常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。

泄漏的原油一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO_2、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

（2）对土壤的污染和影响

管线泄漏出的是原油和水混合物，由于原油会渗透到土壤中，杀死土壤中的

微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。因此，一旦出现管线泄漏要及时清理被污染的土壤。

（3）对水环境的影响分析

管线泄漏事故发生时，在非雨天且泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的粘稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。在本工程中，可以认为原油泄漏事故对地表水体影响较小，不进行定量分析。

原油泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，事故产生的油泥砂交由有资质单位处理。因为处理时间短，产生的影响小，不进行定量分析。

（4）溢油对海域的影响

本工程滩涂油田开发工程位于滩涂，即使工程开发过程中发生溢油，由于工程距离海水较远，工程溢油后影响海域的可能性较小。

（5）对生态的影响分析

本工程滩涂工程位于山东黄河三角洲国家级自然保护区内，原油大规模泄漏可影响保护区内生态系统，降低水域生产力，危害动物与植物生长。其中，对植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。总之，采出液泄漏会引起植被退化，会改变生态系统各组成成份的生态位置，改变群落组成、生态系统结构及对人类的服务功能，对生态系统产生显在与潜在的累积影响。需要对事故采出液污染扩散面积进行定量测算。

采用渗透性地表扩散模式（aisbeck 和 Mohtadi，1975）计算污染面积，如下式所示：

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

式中：α——土壤阻隔系数，取 1.2；

S——污染面积，m^2；

V——泄漏体积，m^3。

泄漏污染面积如表 9.1-16 所示。

表 9.1-16　采出液管线泄漏污染面积

管线名称	管线类型	采出液泄漏量（t）	污染面积（m^2）	污染半径（m）
飞雁滩油田 46#阀组-接转站集油干线	采出液管线	332.93	11283.27	59.94

从表 9.1-16 中数据可以看出，原油污染半径为59.94m、污染面积11283.27m^2。滩涂原油管线位于山东黄河三角洲国家级自然保护区，原油泄漏会对保护区内的湿地生态系统、珍稀濒危鸟类等产生不利影响。

采出液管道泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关井、关泵，采取现场污染物治理措施，将受污染的土壤委托有危废处理资质的单位进行无害化处置，可将对保护区的影响降至最低。

（6）对滩涂的影响

当管线泄漏时，原油及采出液对滩涂养殖造成影响，重者造成养殖生物病害死亡，轻者影响海产品的品质，通过食物链危害人类健康。

2）井喷事故影响分析

（1）对环境空气的影响分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有压井液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的压井液，将危害保护区内的新生湿地生态系统、珍稀濒危鸟类等。

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

（2）对土壤的污染和影响

若井喷喷出的是原油和水混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

（3）对保护区的污染和影响

本工程滩涂工程主要位于山东黄河三角洲国家级自然保护区，当井喷发生时，一般都会喷出一定量的压井液，使放喷口周边的植物受到一定程度的污染；对喷出的伴生气进行点火燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的植物受到灼伤。

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；石油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使保护区内湿地的生物群落组成发生变化。

（4）对水环境的影响分析

井喷事故发生时，在非雨天且泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的粘稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。在本工程中，可以认为原油泄漏事故对地表水体影响较小。

（5）溢油对海域的影响

本工程部分开发工程位于滩涂，即使工程开发过程中发生溢油，由于工程距离海水较远，工程溢油后影响海域的可能性较小。

（6）对滩涂的影响

当井喷发生时，喷出的压井液，对滩涂养殖造成影响，重者造成养殖生物病害死亡，轻者影响海产品的品质，通过食物链危害人类健康。

3）多功能罐泄漏事故影响分析

（1）对环境空气的影响分析

多功能罐泄漏事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为工程区域常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。

（2）对海域及保护区的影响分析

多功能罐位于井场，采用渗透性地表扩散模式（aisbeck 和 Mohtadi，1975）计算污染面积，如下式所示：

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

式中：α——土壤阻隔系数，取 1.2；

S——污染面积，m^2；

V——泄漏体积，m^3。

泄漏污染面积如表 9.1-17 所示，多功能罐周边环境见图 9.1-3。



图 9.1-3　多功能罐周边环境情况图

表 9.1-17　多功能罐泄漏污染面积

井场名称	采出液泄漏量（m^3）	污染面积（m^2）	污染半径（m）
桩 101 井场	40	1711.47	23.35

从表 9.1-17 中数据可以看出，原油污染半径为23.35m、污染面积1711.47m^2。多功能罐与井场边界最近距离为 27m，因此，泄漏后对保护区、海域造成污染的可能性较小。

（3）对滩涂的影响

当多功能罐泄漏时，采出液可能会流至井场外，对滩涂养殖造成影响，海产品通过食物链危害人类健康。

4）多功能罐泄漏火灾次生污染物影响分析

（1）CO、SO_2在大气中的扩散预测模式

CO、SO_2在大气中的扩散采用《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）中多烟团模式，对设定事故状态下的各污染物在不同风向风速和稳定度下的浓度分布进行预测。

$$C(x,y,o)=\frac{2Q}{(2\pi)^{3/2}\sigma_x\sigma_y\sigma_z}\exp\left[-\frac{(x-x_o)^2}{2\sigma_x^2}\right]\exp\left[-\frac{(y-y_o)^2}{2\sigma_y^2}\right]\exp\left[-\frac{z_o^2}{2\sigma_z^2}\right]$$

式中：$C(x.y.o)$--下风向地面（x，y）坐标处的空气中污染物浓度（mg/m^3）；

x_0，y_0，z_0--t 时刻烟团中心坐标；

Q--事故期间烟团的排放量；

σ_X、σ_y、σ_z——为 X、Y、Z 方向的扩散参数（m）。常取 $\sigma_X=\sigma_y$。

（2）CO 在大气中的扩散预测

①预测参数

火灾事故次生 CO 在大气中的扩散预测参数见表 9.1-18。

表 9.1-18　次生 CO 在大气中的扩散预测参数

类型	排放速率（kg/s）	废气温度（℃）	持续排放时间（min）	面源有效高度（m）
面源	7.35	800	30	1.4
预测模型	烟团间隔时间（s）	环境温度（℃）	大气压力（Pa）	半致死浓度（mg/m^3）
多烟团	10	25	101325	2069
立即威胁生命和健康浓度 IDLH（mg/m^3）	短时间接触容许浓度 PC-stel（mg/m^3）			
1700	30			

③预测结果

出现事故后，在不同风速、稳定度、时间条件下，多功能罐火灾事故次生 CO 预测浓度情况见表 9.1-19。

表 9.1-19　次生 CO 的影响范围（事故后 30min）

天气条件	最大落地浓度（mg/m³）	最大落地浓度出现距离（m）	半致死浓度范围（m）	短时间接触容许浓度 Pc-stel 范围	立即威胁生命和健康浓度 IDLH 范围（m）
D 稳定度静小风（0.5m/s）	450078.27	3.9	89.6	97.6	283
E 稳定度静小风（0.5m/s）	494969.61	3.4	105.7	113.7	271.3
F 稳定度静小风（0.5m/s）	317331.19	3.9	119.4	127.7	282.1
D 稳定度有风（1.5m/s）	194259.05	10.9	314.1	324.8	445.1
E 稳定度有风（1.5m/s）	3290.29	505.1	712.5	760.1	970.7
F 稳定度有风（1.5m/s）	2108.90	804	832.4	953.2	1252.6
D 稳定度平均风速（3.4m/s）	63278.49	24.6	216	247.3	878.8
E 稳定度平均风速（3.4m/s）	148169.16	20.6	411.7	472.3	732.8

由表 9.1-19 可知，多功能罐泄漏时，原油不完全燃烧产生的 CO，产生的半致死浓度范围半径是 832.4m,紧急撤离半径为 953.2m,应急监测半径为 1252.6m。紧急撤离范围内无住户。多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 CO 环境风险防范区域详见图 9.1-4。

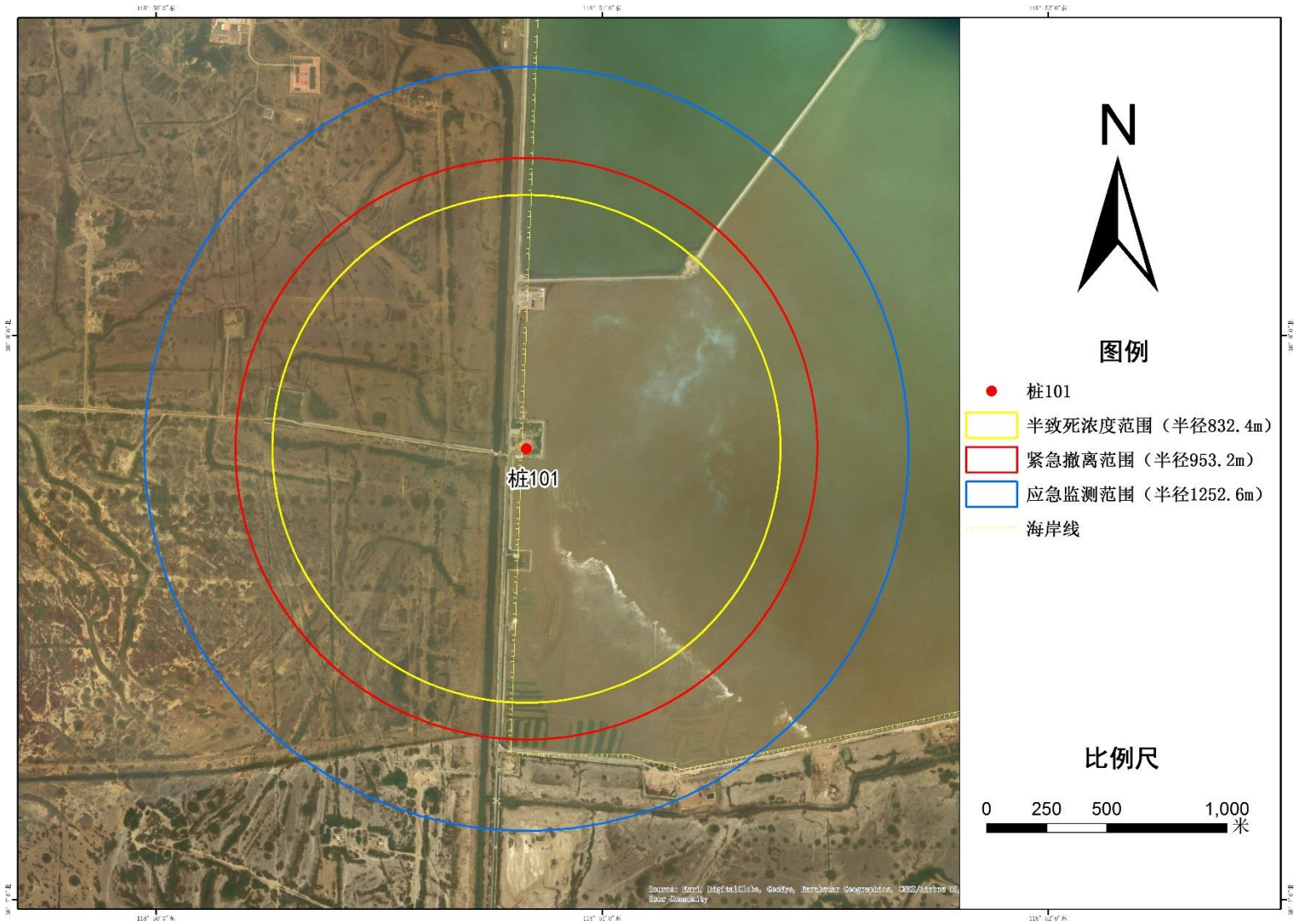


图 9.1-4　多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 CO 环境风险防范区域图

（3）SO_2在大气中的扩散预测

①预测参数

火灾事故次生 SO_2在大气中的扩散预测参数见表 9.1-20。

表 9.1-20　次生 SO_2在大气中的扩散预测参数

类型	排放速率（kg/s）	废气温度（℃）	持续排放时间（min）	面源有效高度（m）
面源	2.40	800	30	1.4
预测模型	烟团间隔时间（s）	环境温度（℃）	大气压力（Pa）	半致死浓度（mg/m^3）
多烟团	10	25	101325	6600
立即威胁生命和健康浓度 IDLH（mg/m^3）	短时间接触容许浓度 PC-stel（mg/m^3）			
270	10			

②预测结果

出现事故后，在不同风速、稳定度、时间条件下，多功能罐火灾事故次生 SO_2预测浓度情况见表 9.1-21。

表 9.1-21　火灾次生 SO_2的影响范围（事故后 30min）

天气条件	最大落地浓度（mg/m^3）	最大落地浓度出现距离（m）	半致死浓度范围（m）	立即威胁生命和健康浓度 IDLH 范围（m）	短时间接触容许浓度 PC-stel 范围
D 稳定度静小风（0.5m/s）	18064.37	3.9	9.9	51.8	188.6
E 稳定度静小风（0.5m/s）	19866.13	3.4	11.3	64	194.5
F 稳定度静小风（0.5m/s）	12736.42	3.9	12.7	74.3	207.7
D 稳定度有风（1.5m/s）	7796.79	10.9	11.9	167	391.1
E 稳定度有风（1.5m/s）	14517.12	9.1	18.7	263.7	324.9
F 稳定度有风（1.5m/s）	16493.20	9.1	19.3	272.3	320.1
D 稳定度平均风速（3.4m/s）	2539.75	24.6		85.5	715.1
E 稳定度平均风速（3.4m/s）	5946.93	20.6		167.5	668.5
F 稳定度平均风速（3.4m/s）	7244.29	20.6	21.4	197.2	670.7

由表 9.1-21 可知，多功能罐泄漏时，原油燃烧产生的 SO_2，产生的最大半致死浓度范围半径是 21.4m，紧急撤离半径为 272.3m，应急监测半径为 715.1m。紧急撤离范围内无住户。多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 SO_2环境风险防范区域详见图 9.1-5。

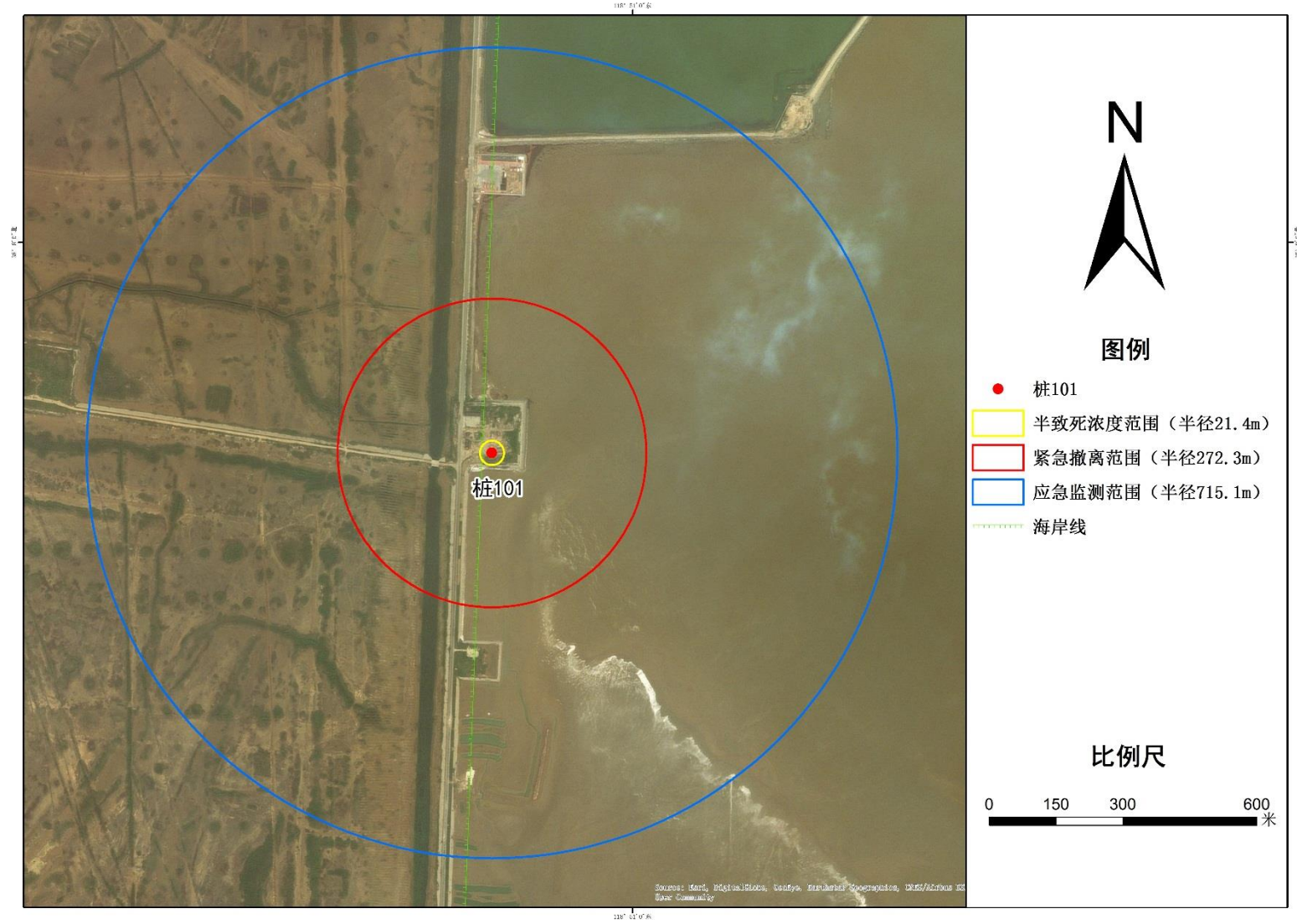


图 9.1-5　多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 SO_2 环境风险防范区域图

（4）多功能罐泄漏、火灾次生污染物对保护区内动植物的影响分析

①泄漏对动植物的影响

由于多功能罐位于井场，可能会泄漏至区外，对井场周围动植物造成一定的影响。

②火灾次生污染物对植物的影响

火灾次生污染物 SO_2 在一定程度上影响植被生长。若 SO_2 浓度过高，与水反应生成亚硫酸盐的速度超过植物细胞将其氧化成硫酸盐的速度，就会引起植物的急性伤害，造成植物枯死。在雨天高浓度的 SO_2 还可能形成酸雨，对植物造成更大的危害。但事故发生后即采取措施，影响时间较短，且保护区内常年风速较高，污染物较容易扩散，因此对植被影响较小。

③火灾次生污染物对动物的影响

由于 CO 会结合血红蛋白生成碳氧血红蛋白，动物吸入后会造成血缺氧，可能会导致保护区内昏迷和死亡。由于 SO_2 易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸，因此动物吸入后对其呼吸道粘膜有强烈的刺激作用，大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。但事故发生后即采取措施，影响时间较短，且保护区内常年风速较高，污染物较容易扩散，因此对动物影响较小。

9.1.3.4 环境风险值的计算

本工程多功能罐原油火灾不完全燃烧产生的 CO、SO_2，最大的半致死浓度范围半径是 286.6m，紧急撤离半径为 389.9m，应急监测半径为 2836.10m。井场北侧 445m 处为老 292 生活点（4 人），多功能罐发生火灾时，应进行应急监测。井场半致死浓度范围内无住户，因此，本工程滩涂工程事故风险水平可控。

9.1.3.5 海域工程风险预测分析

1）溢油风险事故影响评估

（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 的溢油在几小时与一天的时间内会蒸发掉。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 130000～170000㎜^{2}/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：

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

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 cm 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；蒸发和其它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

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：$\vec{V}_{水流}$=（1.2～1.3）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：

$$\vec{U}_L = \left[\vec{X}(\vec{x}_0, t+T) - \vec{X}(\vec{x}_0, t_0)\right] / T = \frac{1}{T}\int_{t_0}^{t_{0+}+T} U_L(\vec{x}_0, t)dt \quad (4.4.4)$$

点位代表油膜中心位置，计算公式为：

$$X_i(t_N) = X_i(t_{N-1}) \int_{t_{N-1}}^{t_N} \{U_e[X_i(t_{N-1}), t] + \int_{t_{N-1}}^{t_N} U_e[X_i(t_{n-1}), t']dt' \cdot \nabla U_e[X_i(t_{N-1}), t]\}dt \quad (7.1.2.4)$$

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，㎥。

（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；

④粒子扩展尺度的期望值；

⑤用于统计油粒子数的网格空间不长；

⑥溢油量；

⑦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。

（4）溢油初始参数设置与条件

模型的初始参数设置包括动力参数、油品参数设置、溢油位置选取等。动力参数设置主要包括风应力系数及风偏向角的取值，其中，风应力系数的取值一般

在 2%～6%之间，而风偏向角的取值范围为 10°～40°。此外，风偏向角还应依赖于模拟海域的科氏力效应，鉴于本次计算海域纬度跨度较小，科氏力效应对风偏向角的影响可忽略不计，因此，在计算过程中，将风偏向角设为常数。

油品参数设置主要确定油品的初始属性值，包括倾点、密度、粘度、API 以及油品在蒸馏曲线中的蒸发百分比及其相应的组分沸点温度，这部分的资料主要参考 ADIOS2 中的油品数据库。

通过潮流模型，预测出研究海域的潮流场，为溢油模拟预测提供水动力条件，选择高潮和低潮 2 个具有代表性的时刻作为溢油初始时间。

①溢油事故位置

根据前述源项分析章节，溢油事故发生的具体位置见图 9.1-6。

②溢油事故源强

各溢油事故发生点的源强见表 9.1-22。

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）、ESE（不利风）、SE（不利风）、NW（不利风）、WNW（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 9.1-22。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。按照风潮组合情况共 36 种预测方案。此外，本海区年平均气温为 15.0° C。

事故模拟情景见表 9.1-22。

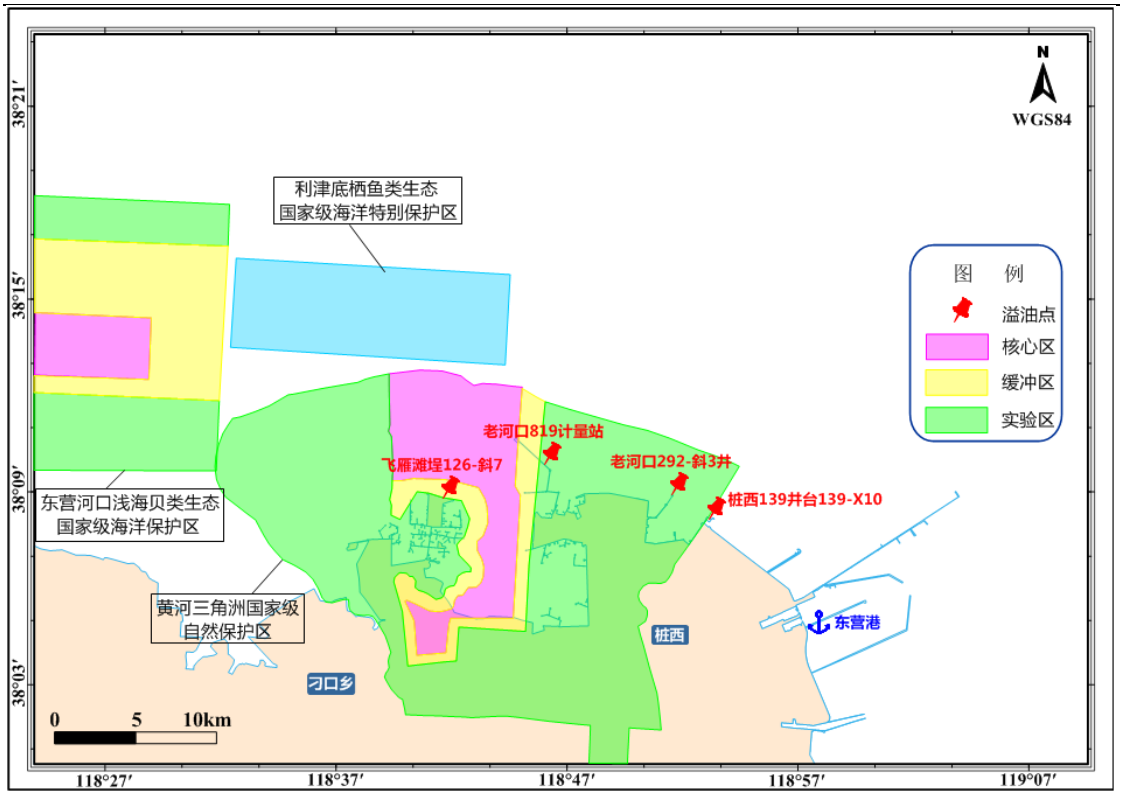


图 9.1-6a 溢油点和敏感目标分布

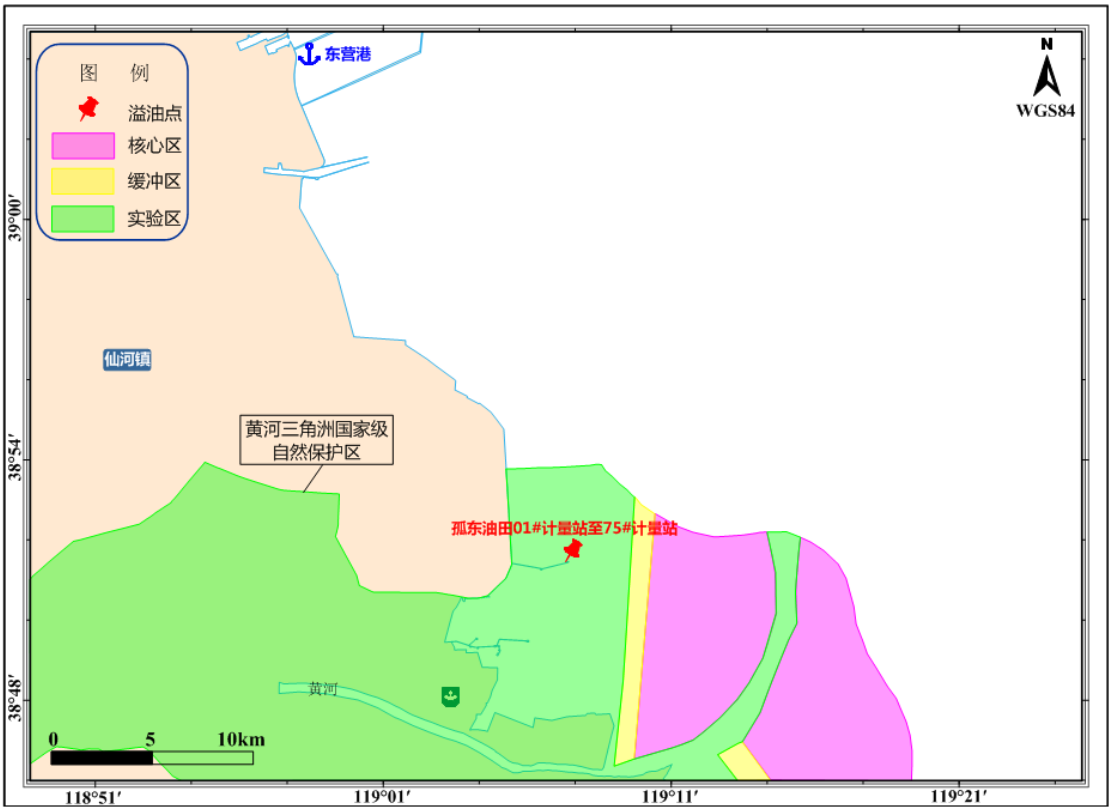


图 9.1-6b 溢油点和敏感目标分布

表 9.1-22　事故模拟情景及参数表

源强信息	潮时	高、低潮	高、低潮	高、低潮	高、低潮	高、低潮
	泄漏量	16.7t	45.04t	5.6t	34.8t	4.68t
	泄漏点	飞雁滩堤 126-斜 7	老河口 819 计量站	老河口 292-斜 3 井	桩西 139 井台 139-X10	孤东油田 01#计量站至 75#计量站
气象海况条件	不利风向	ESE	SE	SE	SE	WNW
	风速	14.7m/s	17.0m/s	17.0m/s	17.0m/s	15.3m/s
	定常风向	静风			SSE	
	风速	0.0m/s			4.3 m/s	
	平均温度	15.0℃				
油品属性参数	密度	850kg/m^3（20℃）				
	API	24.5				
	运动粘度	130mm^2/s				
	相对温度	38℃				
	倾点	7.0℃				
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，而这些过程又与石油类的性质、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。

（5）飞雁滩堤 126-斜 7 井台溢油事故预测与分析

①高潮时溢油

A.高潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-7 所示，溢油发生后，溢油在落潮潮流和 SSE 风的共同作用下在溢油点附近的山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；8 小时时进入该敏感目标的核心区并在该区运动近 3 小时后进入实验区内；16 小时时复又进入核心区内；约 19 小时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区并在该区运动近 13 小时后逸出。

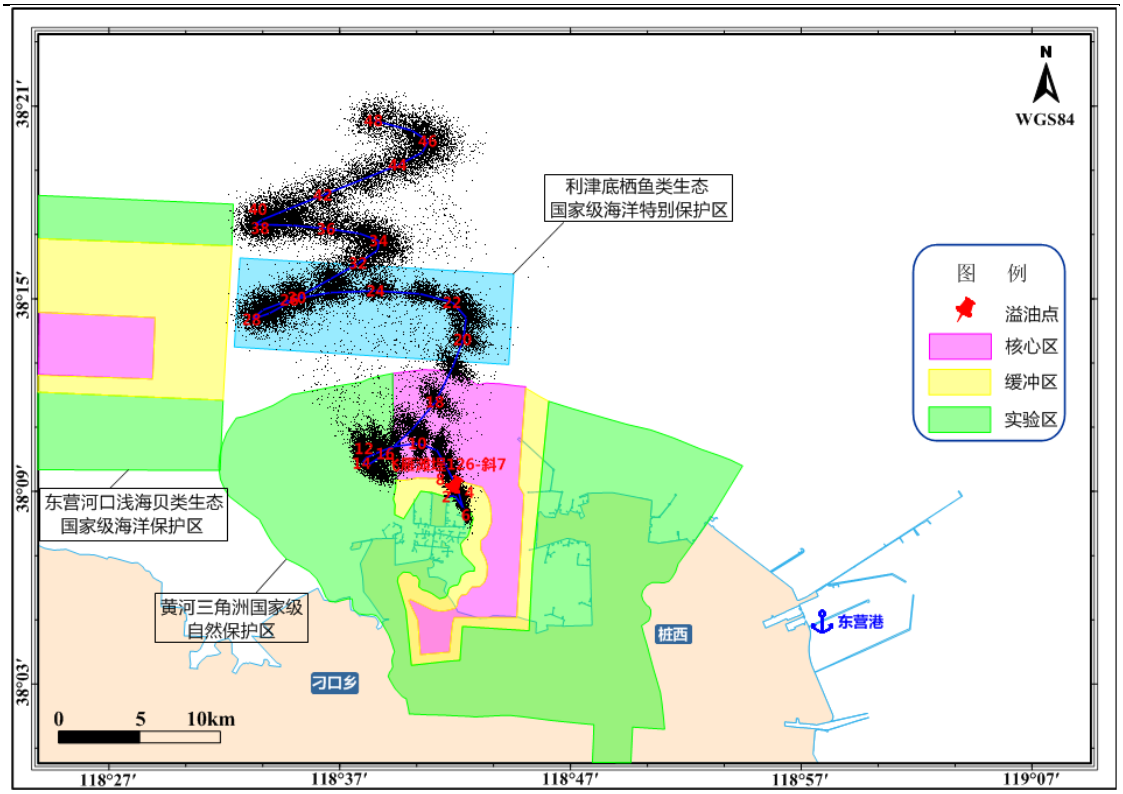


图 9.1-7 飞雁滩埕 126-斜 7 井台 SSE 高潮时溢油轨迹

B. 高潮时 ESE 风向下溢油

如图 9.1-8 所示，在 ESE 风和流的共同作用下，溢油在前 4 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；随后，在 ESE 强风的拖曳作用下，溢油于 5 小时时进入核心区，9 小时时逸出；约 13.5 小时时进入东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区（缓冲区）内并运动近 6.5 小时后进入该敏感目标的实验区内；溢油于 25 小时时逸出西部评价区域。

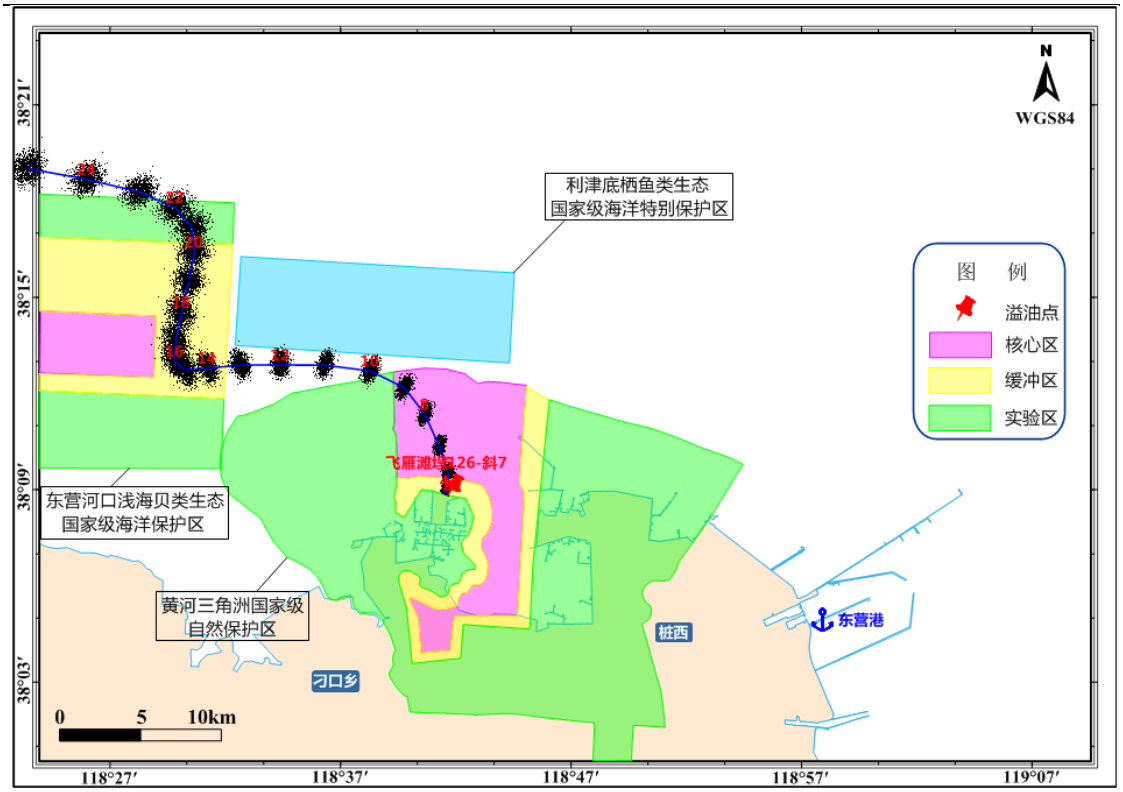


图 9.1-8 飞雁滩埕 126-斜 7 井台 ESE（不利风向）高潮时溢油轨迹

C.高潮时静风条件下溢油

从图 9.1-9 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北至南轴线上 6.00km 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。从图中可以看出，绝大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区内运动；极小部分溢油可进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区内，但不会对其造成影响。

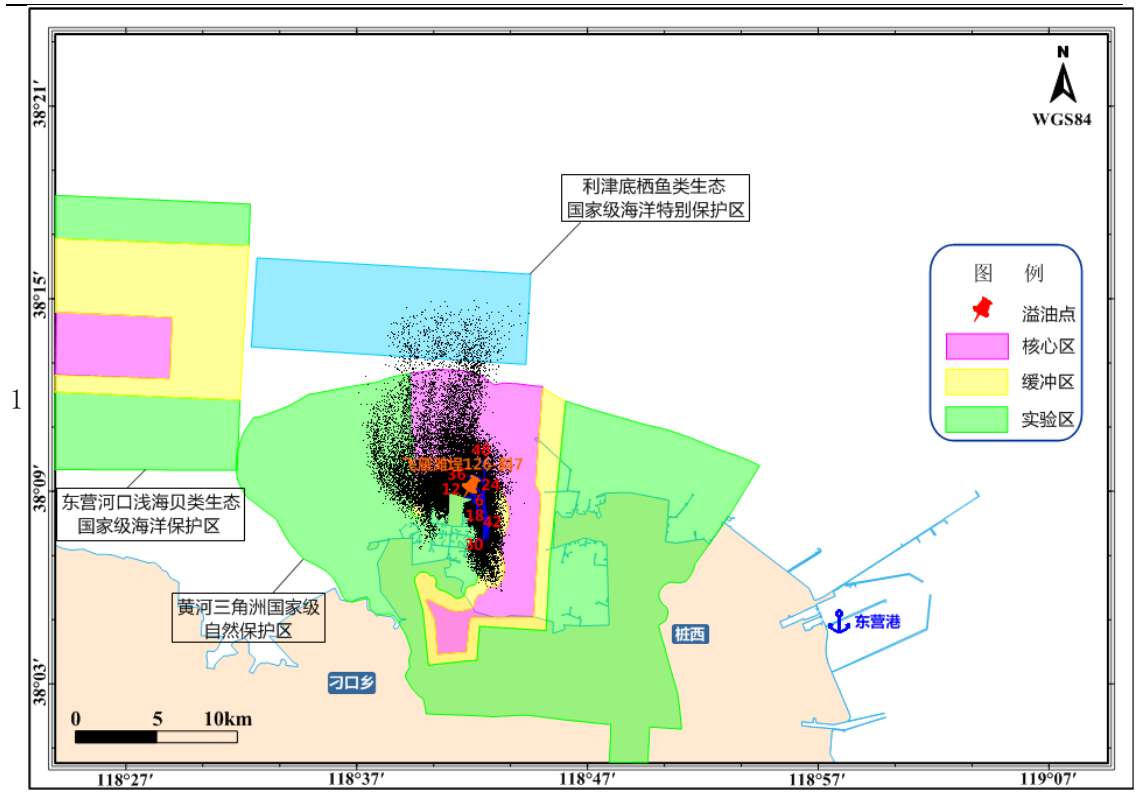


图 9.1-9 飞雁滩埕 126-斜 7 井台静风高潮时溢油轨迹

②低潮时溢油

A.低潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-10 所示，溢油发生后，溢油在涨潮潮流和 SSE 风的共同作用下前 1 个小时内溢油点附近的山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；2 小时后进入该敏感目标的核心区并在该区运动近 5 小时后进入实验区内；12 小时时复又进入核心区内；约 13 小时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区并在该区运动近 13 小时后逸出。

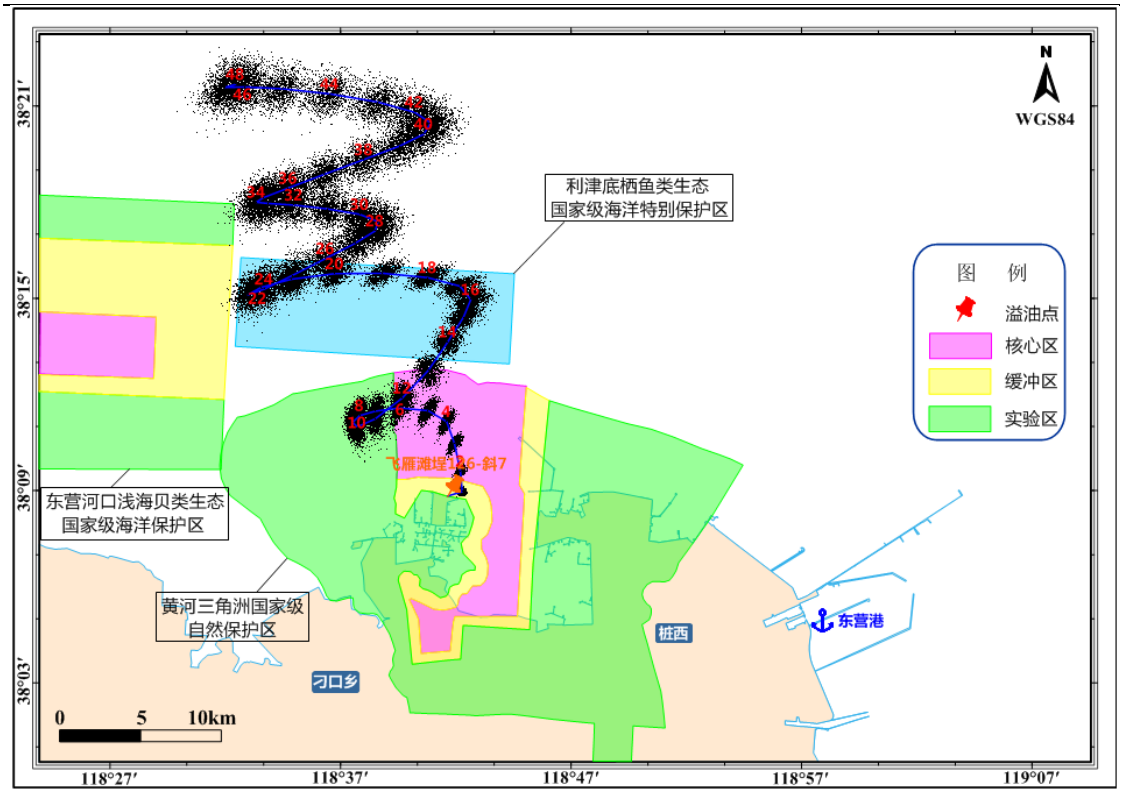


图 9.1-10 飞雁滩埕 126-斜 7 井台 SSE 低潮时溢油轨迹

B. 低潮时 ESE 风向下溢油

如图 9.1-11 所示，在 ESE 风和涨潮潮流流的共同作用下，溢油在前 1.5 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；随后，在 ESE 强风的拖曳作用下，溢油于 2 小时时进入核心区，4 小时时逸出并进入其实验区内；约 8.5 小时时进入东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区（缓冲区）内并运动近 6.5 小时后进入该敏感目标的实验区内；溢油于 20 小时时逸出西部评价区域。

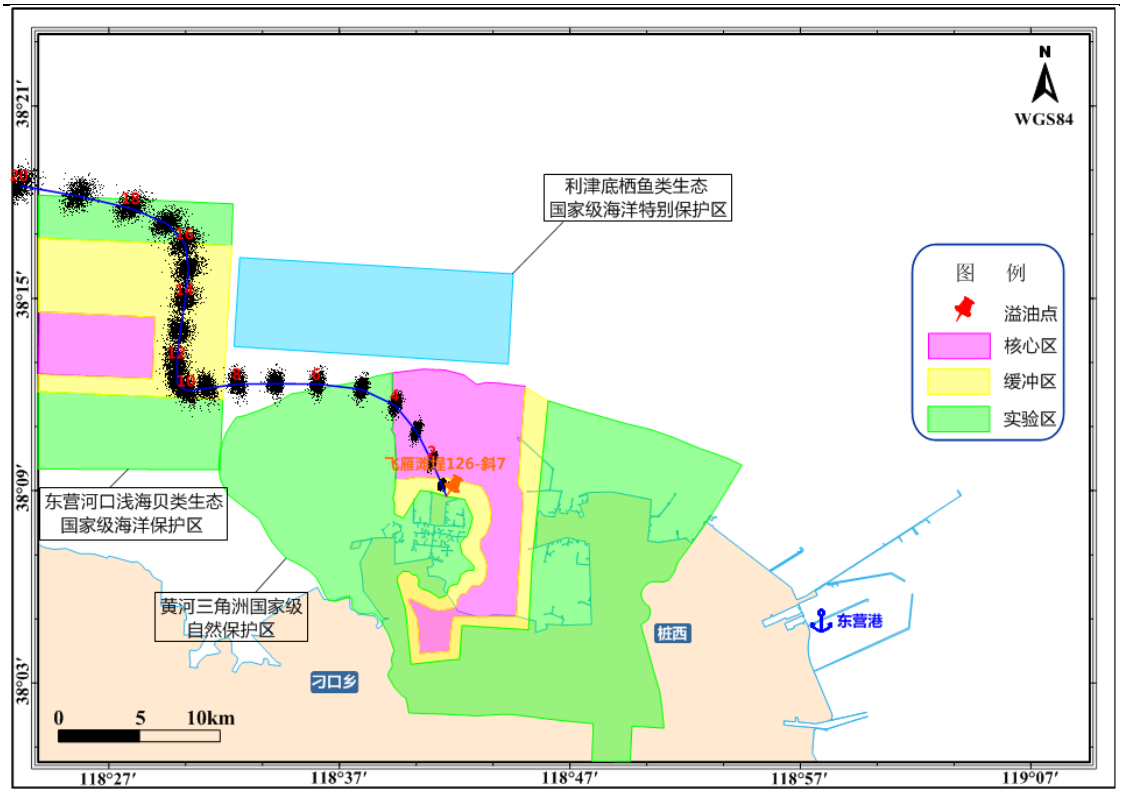


图 9.1-11 飞雁滩堤 126-斜 7 井台 ESE（不利风向）低潮时航道溢油轨迹

C.低潮时静风条件下溢油

从图 9.1-12 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北至南轴线上 6.70km 范围内往复运动。从图中可以看出，绝大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区内运动；极小部分溢油可进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区内，但不会对其造成影响。

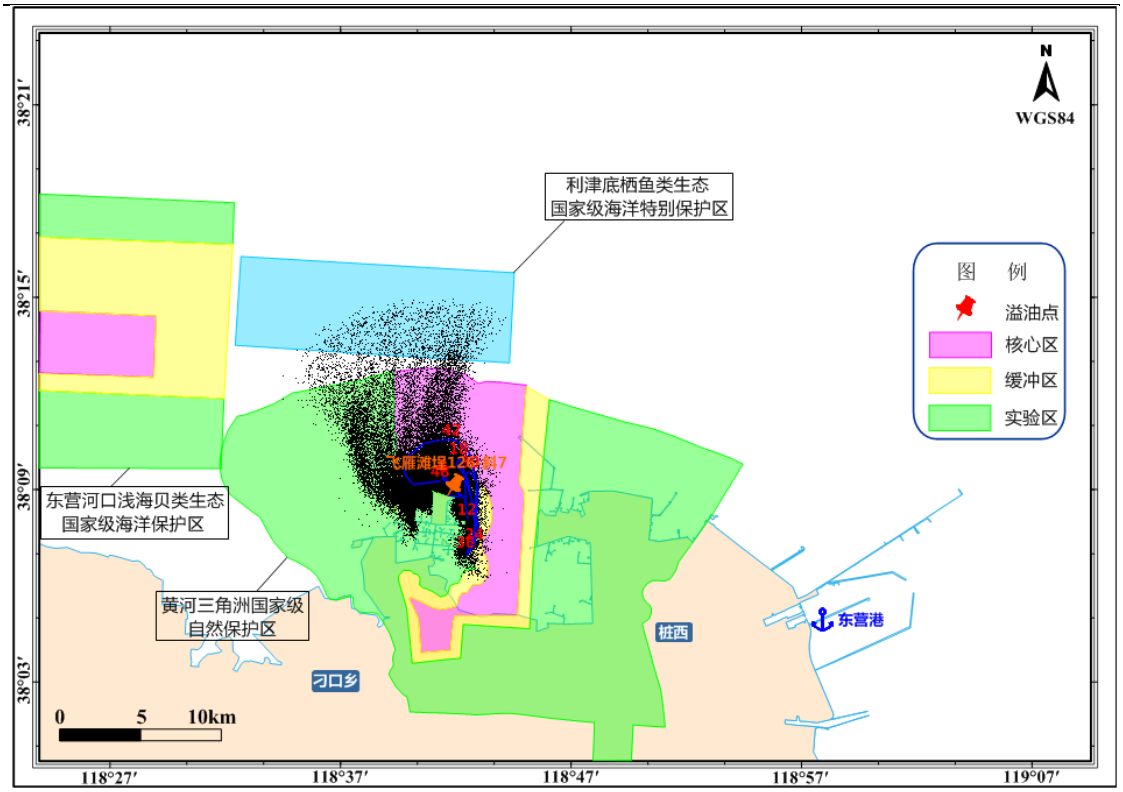


图 9.1-12 飞雁滩堤 126-斜 7 井台静风低潮时溢油轨迹

（6）老河口 819 计量站外输油管线溢油事故预测与分析

①高潮时溢油

A. 高潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-13 所示，溢油发生后，溢油在落潮潮流和 SSE 风的共同作用下受防波堤的阻隔作用在前 4 个小时内顺堤在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）运动；5 小时后进入该敏感目标的实验区并在该区运动近 6 小时后复又进入核心区内；24 小时时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区。

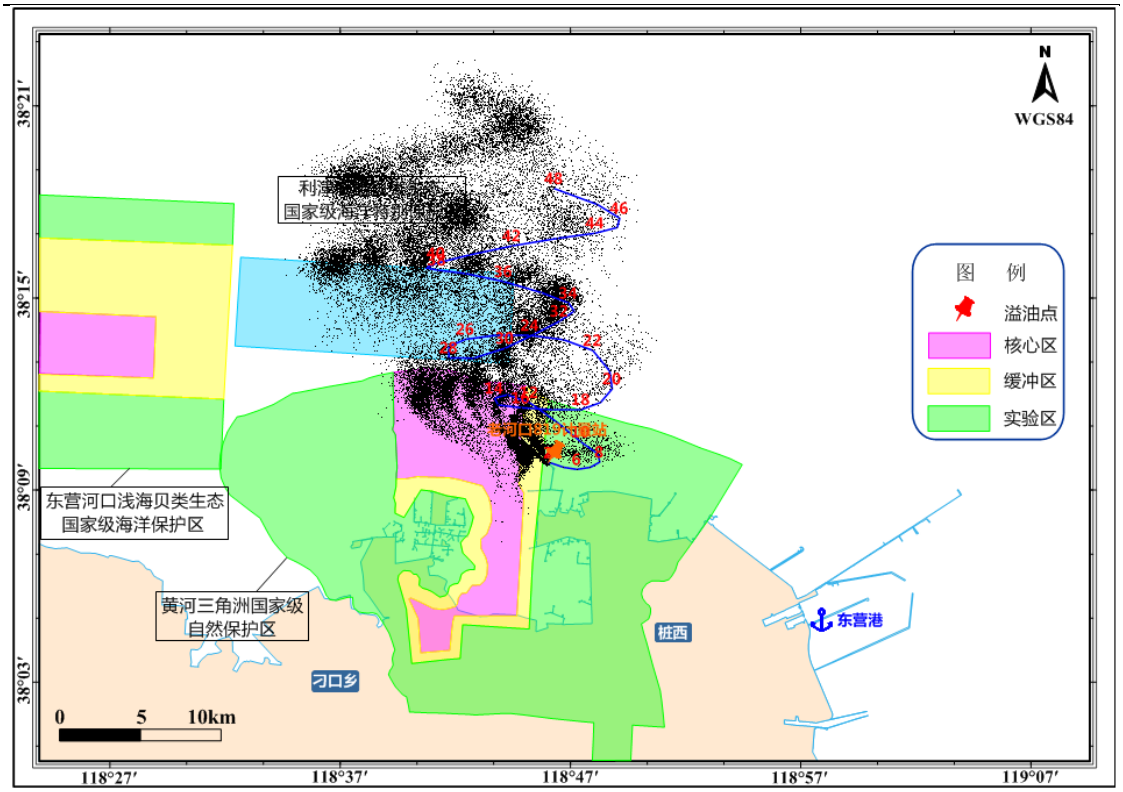


图 9.1-13 老河口 819 计量站 SSE 高潮时溢油轨迹

B. 高潮时 SE 风向下溢油

如图 9.1-14 所示，在 SE 风和流的共同作用下，主体部分溢油在前 4 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；随后，在 ESE 强风的拖曳作用下，溢油于 5 小时时进入核心区，8.5 小时时逸出；约 9 小时时进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区；溢油于 23 小时时逸出北部评价区域。

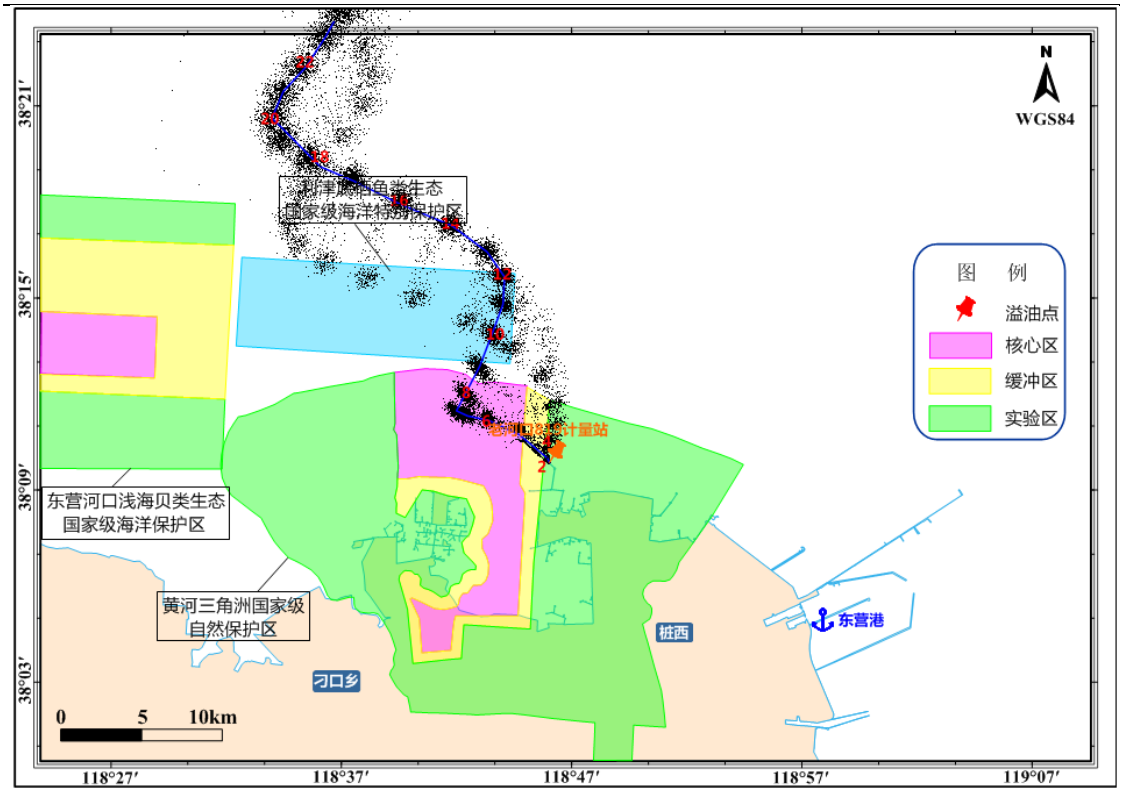


图 9.1-14 老河口 819 计量站 SE（不利风向）高潮时溢油轨迹

C.高潮时静风条件下溢油

从图 9.1-15 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顺着防波堤往复运动。从图中可以看出，大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区内运动；小部分溢油可进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区内，但不会对其造成影响。

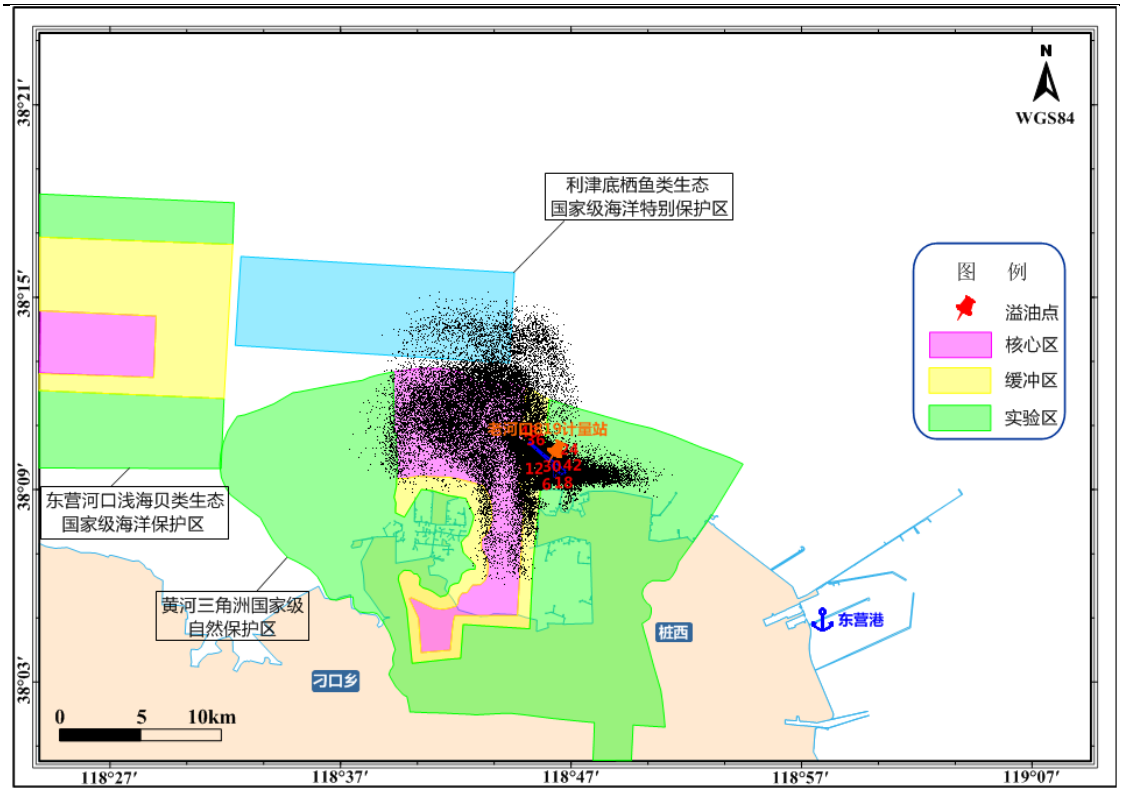


图 9.1-15 老河口 819 计量站静风高潮时航道溢油轨迹

②低潮时溢油

A.低潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-16 所示，溢油发生后，溢油在涨潮潮流和 SSE 风的共同作用下前 5 个小时内在溢油点附近的山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；6 小时后进入该敏感目标的核心区并在该区运动近 5 小时后进入缓冲区内；约 19 小时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区并在该区运动近 15 小时后逸出。

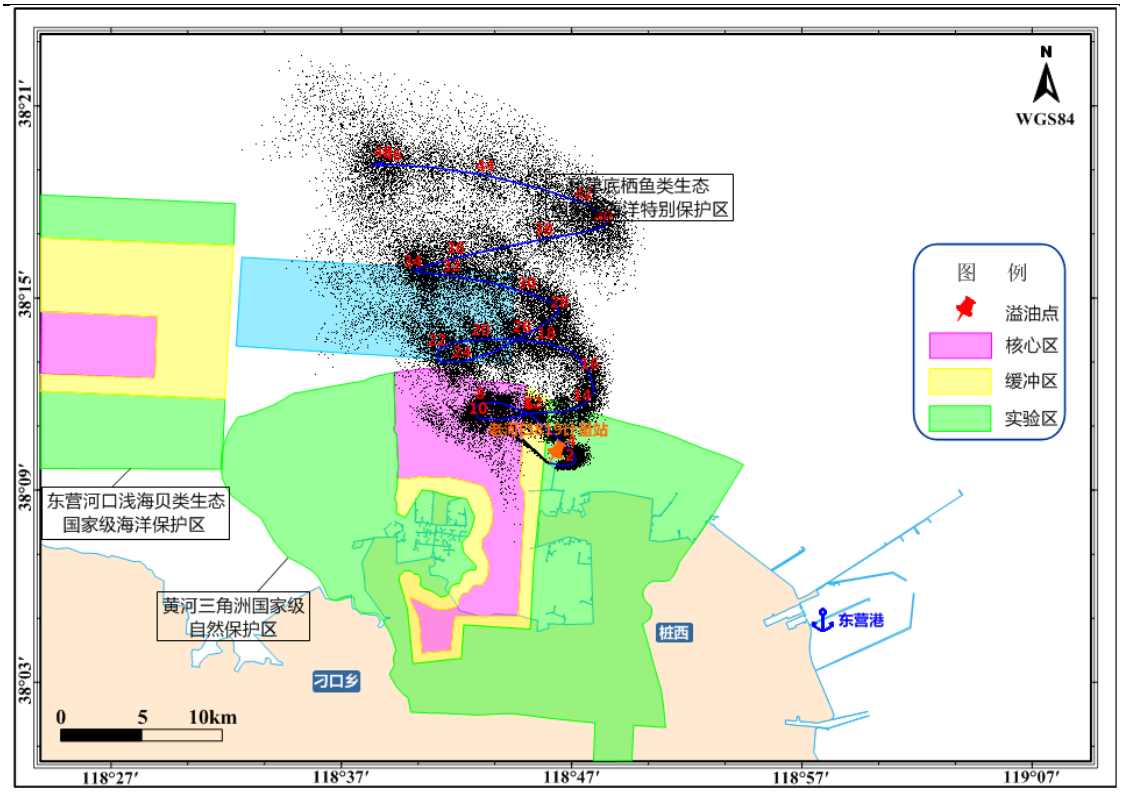


图 9.1-16 老河口 819 计量站 SSE 低潮时溢油轨迹

B. 低潮时 SE 风向下溢油

如图 9.1-17 所示，在 SE 风和涨潮潮流流的共同作用下，溢油在前 1.5 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；随后，在 SE 强风的拖曳作用下，溢油于 2 小时时进入缓冲区；约 5 小时时进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区内并运动近 5 小时后逸出；溢油于 18 小时时逸出北部评价区域。

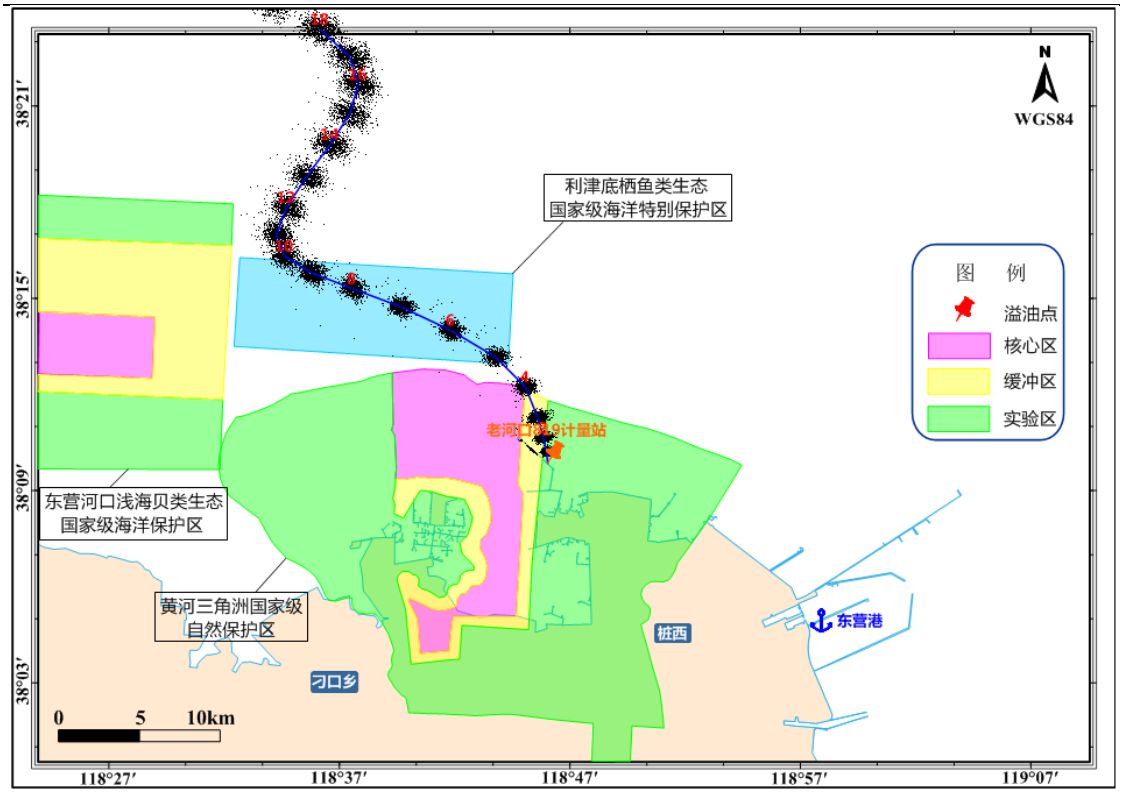


图 9.1-17 老河口 819 计量站 SE（不利风向）低潮时溢油轨迹

C.低潮时静风条件下溢油

从图 9.1-18 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 7.50km 范围内运动。溢油轨迹呈现“问号”状，大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区内运动；小部分溢油可进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区内，但不会对其造成影响。

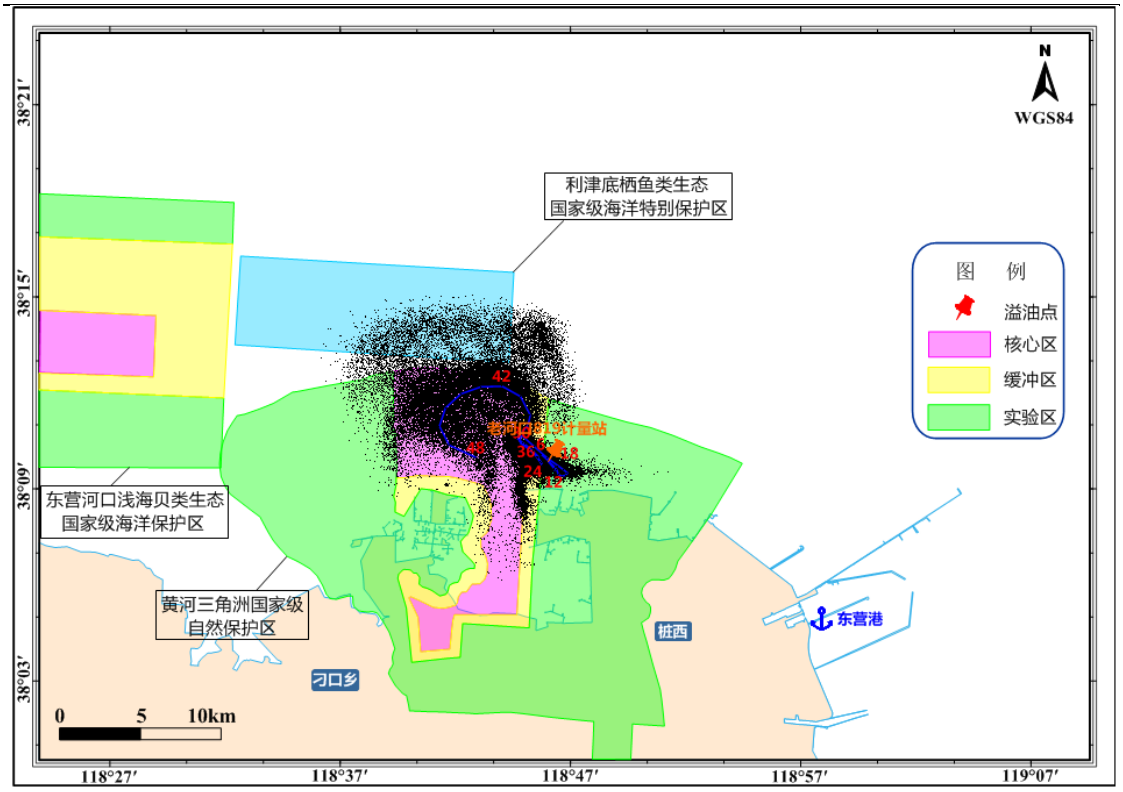


图 9.1-18 老河口 819 计量站静风低潮时溢油轨迹

（7）老河口 292-斜 3 井台溢油事故预测与分析

①. 高潮时溢油

A. 高潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-19 所示，溢油发生后，溢油在落潮潮流和 SSE 风的共同作用下在前 6 个小时内在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）运动；28 小时时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区东北角，但是影响的面积较为有限，为 1.6km^2。

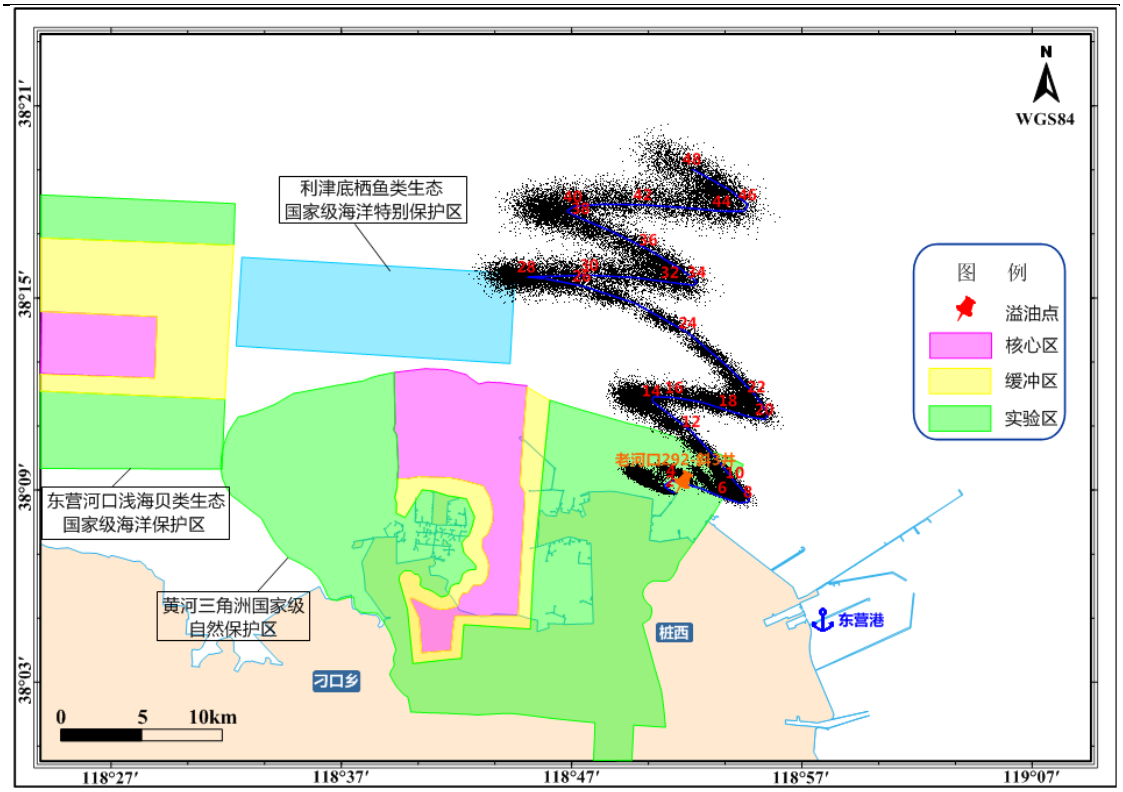


图 9.1-19 老河口 292 井台 SSE 高潮时溢油轨迹

B. 高潮时 SE 风向下溢油

如图 9.1-20 所示，在 SE 强风的拖曳作用下，溢油在前 8 小时内在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内径直向西北方向运动；8 小时发生转向，溢油于 24 小时时逸出北部评价区域。

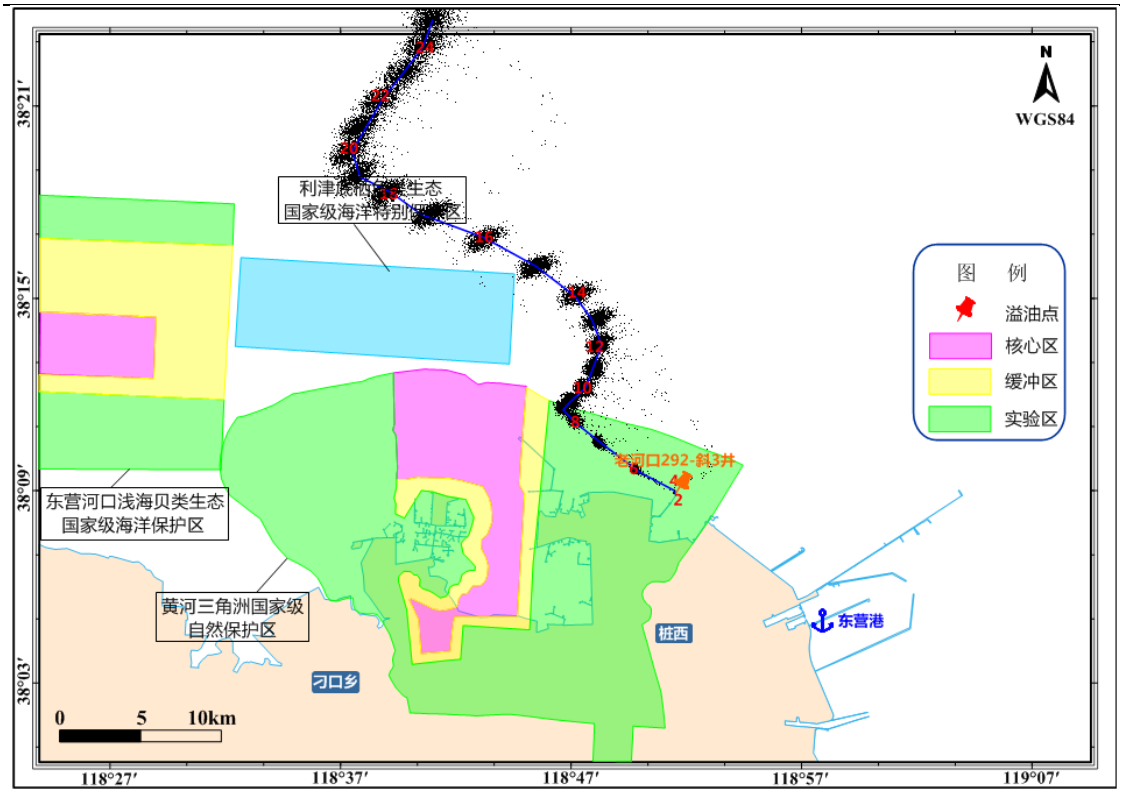


图 9.1-20 老河口 292 井台 SE（不利风向）高潮时溢油轨迹

C.高潮时静风条件下溢油

从图 9.1-21 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点西北至东南轴线方向上往复运动，运动的范围在 10km 左右。从图中可以看出，溢油仅在山东黄河三角洲国家级自然保护区内（实验区）内运动；溢油不会对其他敏感目标造成污染。

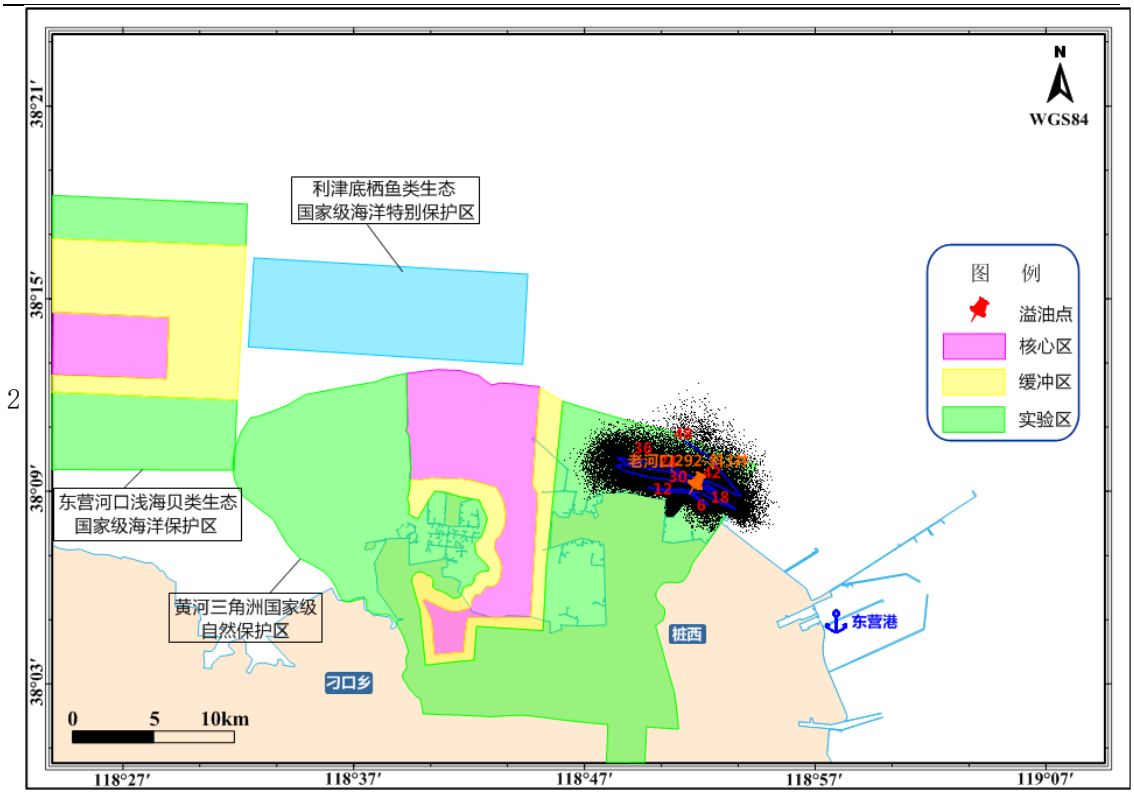


图 9.1-21 老河口 292 井台静风高潮时溢油轨迹

②. 低潮时溢油

A. 低潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-22 所示，总体上，溢油蜿蜒曲折地朝西北方向运动。前 8 小时内，溢油在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；约 21 小时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区东北角，影响面积为 6.9km^2。

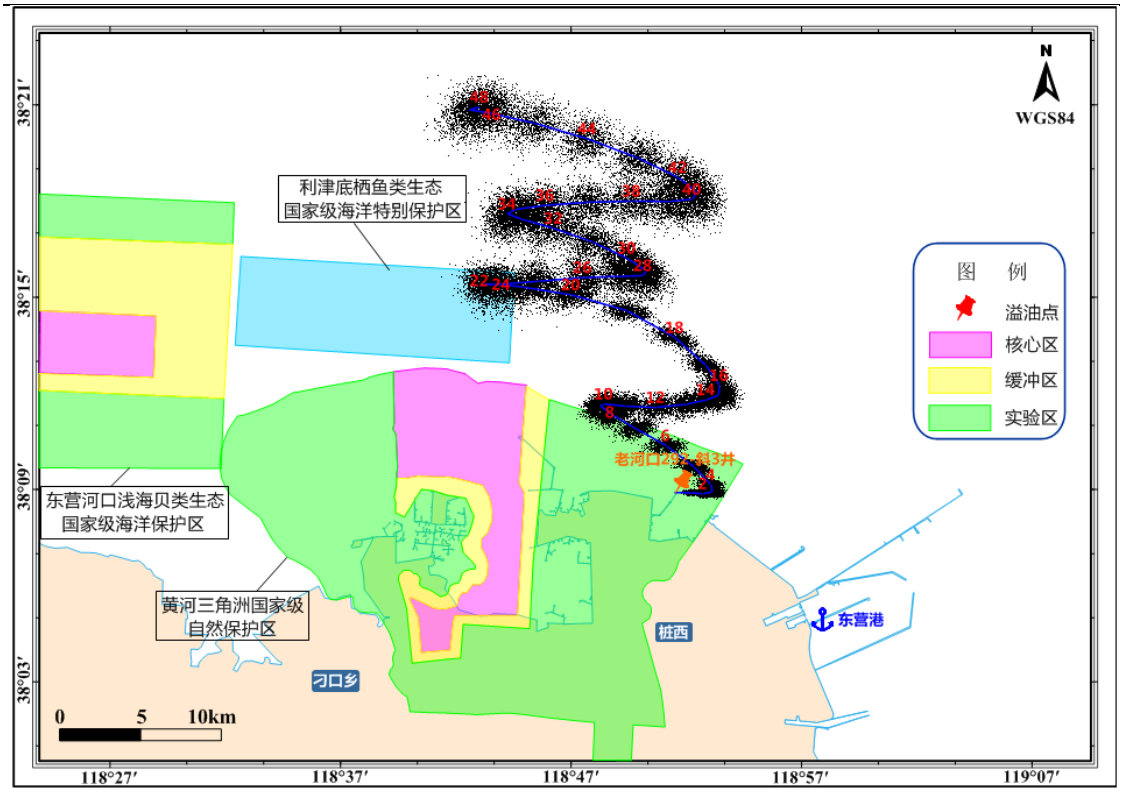


图 9.1-22 老河口 292 井台 SSE 低潮时溢油轨迹

B. 低潮时 SE 风向下溢油

如图 9.1-23 所示，在 SE 风和涨潮潮流流的共同作用下，溢油在前 2 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；随后，溢油在 8 小时时进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区内并运动近 3 小时后逸出；溢油于 20 小时时逸出北部评价区域。

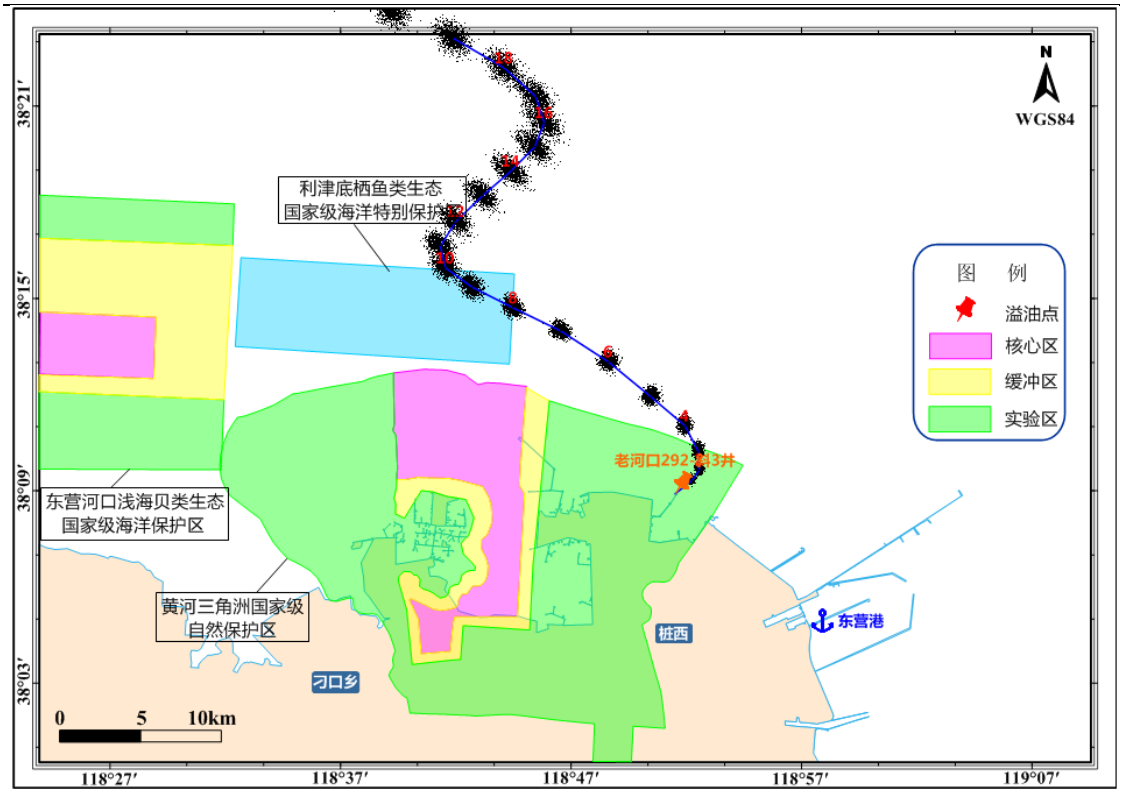


图 9.1-23 老河口 292 井台 SE（不利风向）低潮时溢油轨迹

C.低潮时静风条件下溢油

从图 9.1-24 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 11.1km 的范围内往复运动。溢油只影响山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区。

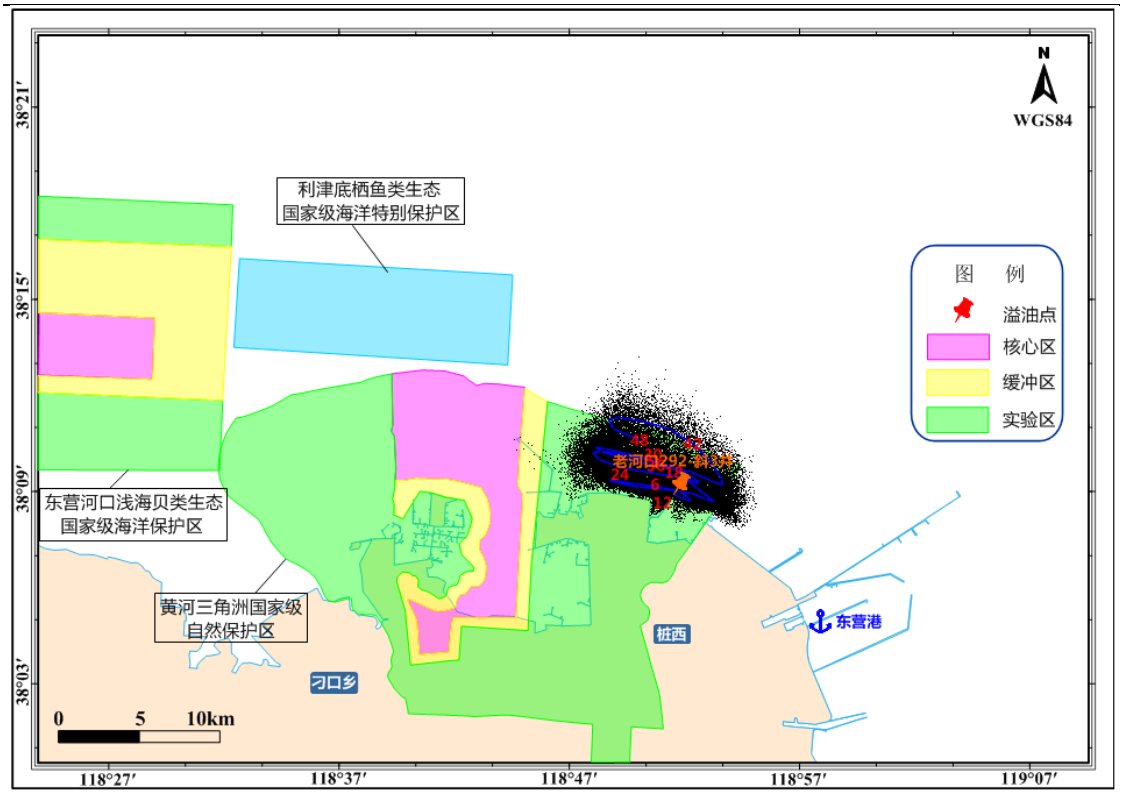


图 9.1-24 老河口 292 井台静风低潮时溢油轨迹

（8）桩西 139-x10 井台溢油事故预测与分析

①高潮时溢油

A.高潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-25 所示，溢油发生后的前 12 小时内基本在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）东北角附近运动；溢油不会对其他敏感目标造成影响。

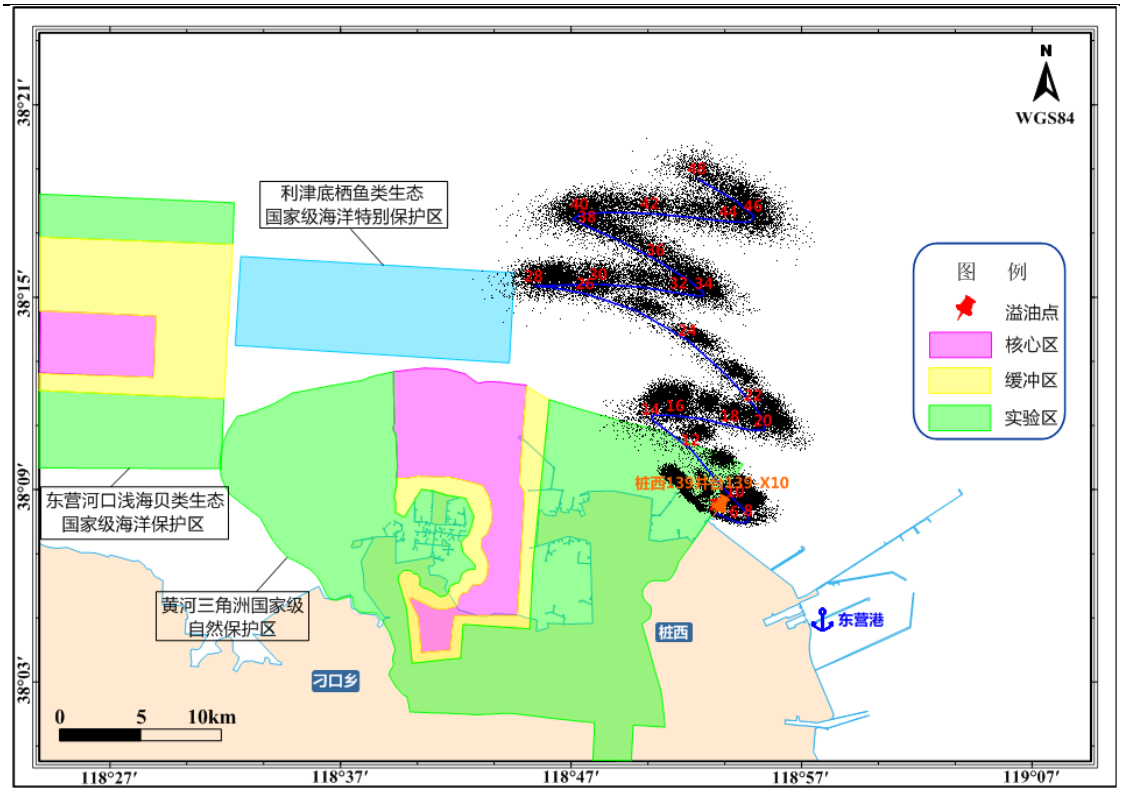


图 9.1-25 桩西 139-x10 井台 SSE 高潮时溢油轨迹

B. 高潮时 SE 风向下溢油

如图 9.1-26 所示，在 SE 风和流的共同作用下，溢油在前 8 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；随后发生转向，小部分溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区，但不会对其造成污染；溢油于 25 小时时逸出西部评价区域。

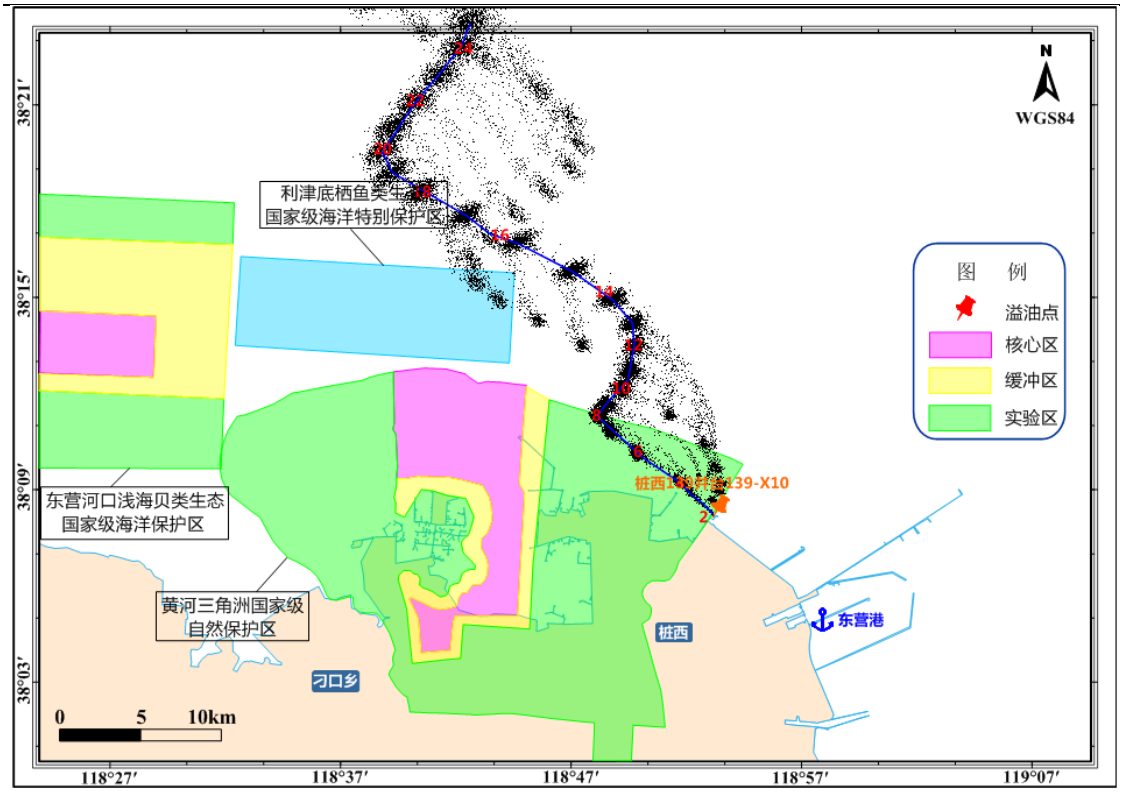


图 9.1-26 桩西 139-x10 井台 SE（不利风向）高潮时溢油轨迹

C．高潮时静风条件下溢油

从图 9.1-27 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西部 7.50km 范围内往复运动。从图中可以看出，绝大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区内（实验区）运动，溢油影响该区的面积可达 48km^2。

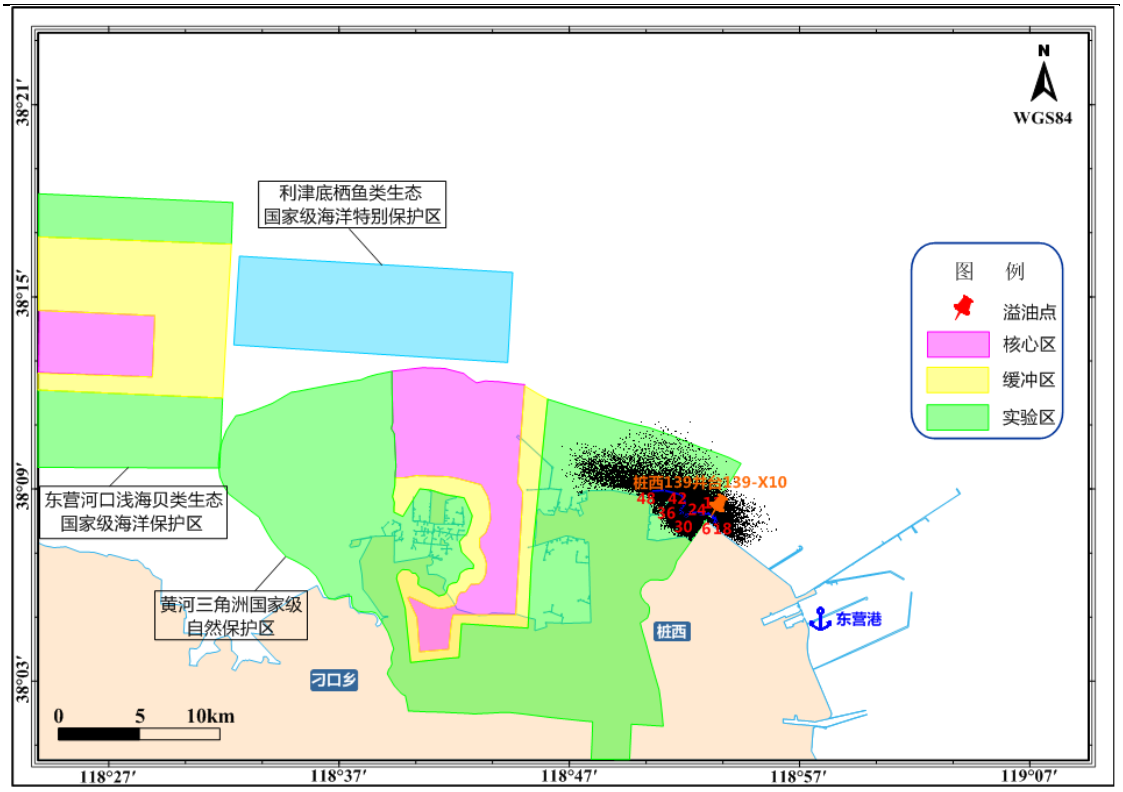


图 9.1-27 桩西 139-x10 井台静风高潮时溢油轨迹

②低潮时溢油

A.低潮时 SSE 风向下溢油

从图 9.1-28 显示的溢油轨迹来看，溢油在 SSE 风和潮流的共同作用下大致朝西北方向运动。其中，溢油于 4 小时时进入山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内，运动 6 小时后逸出；溢油约 22 小时时可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区，但影响的范围较为有限。

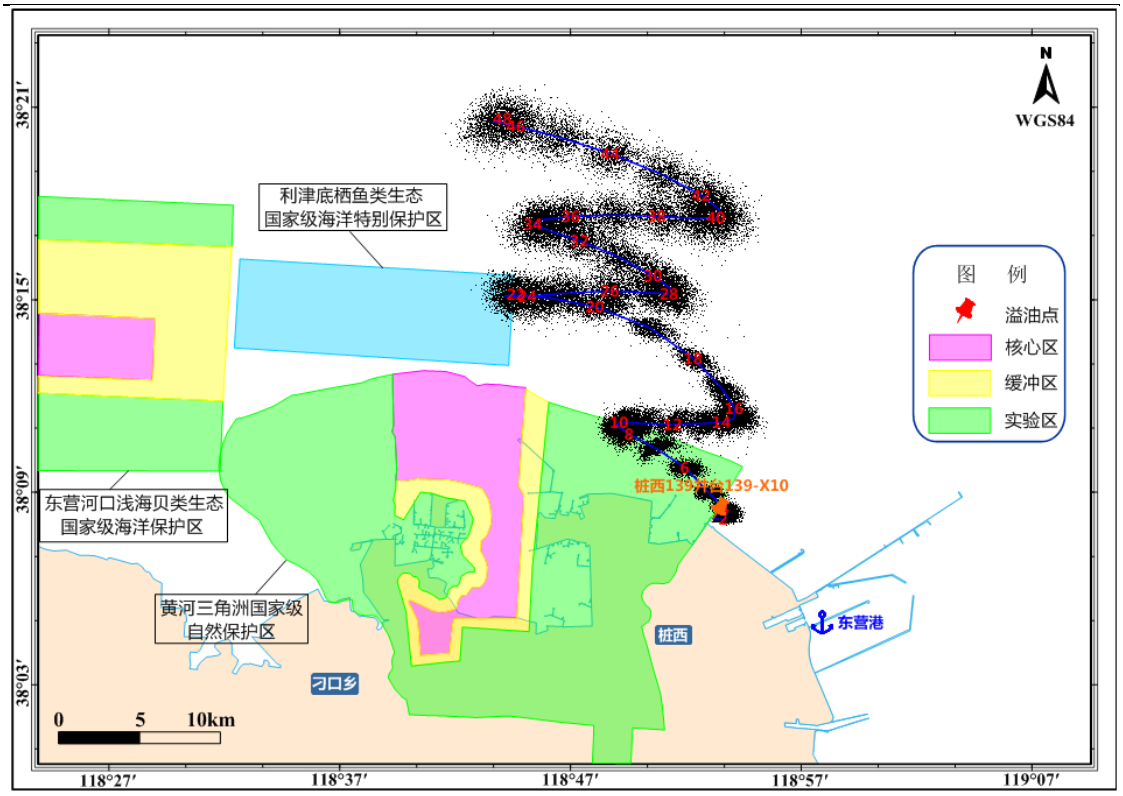


图 9.1-28 桩西 139-x10 井台 SSE 低潮时溢油轨迹

B.低潮时 SE 风向下溢油

如图 9.1-29 所示，在 SE 风和涨潮潮流流的共同作用下，溢油在前 4 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；约 8.5 小时时进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区；溢油于 21 小时时逸出北部评价区域。

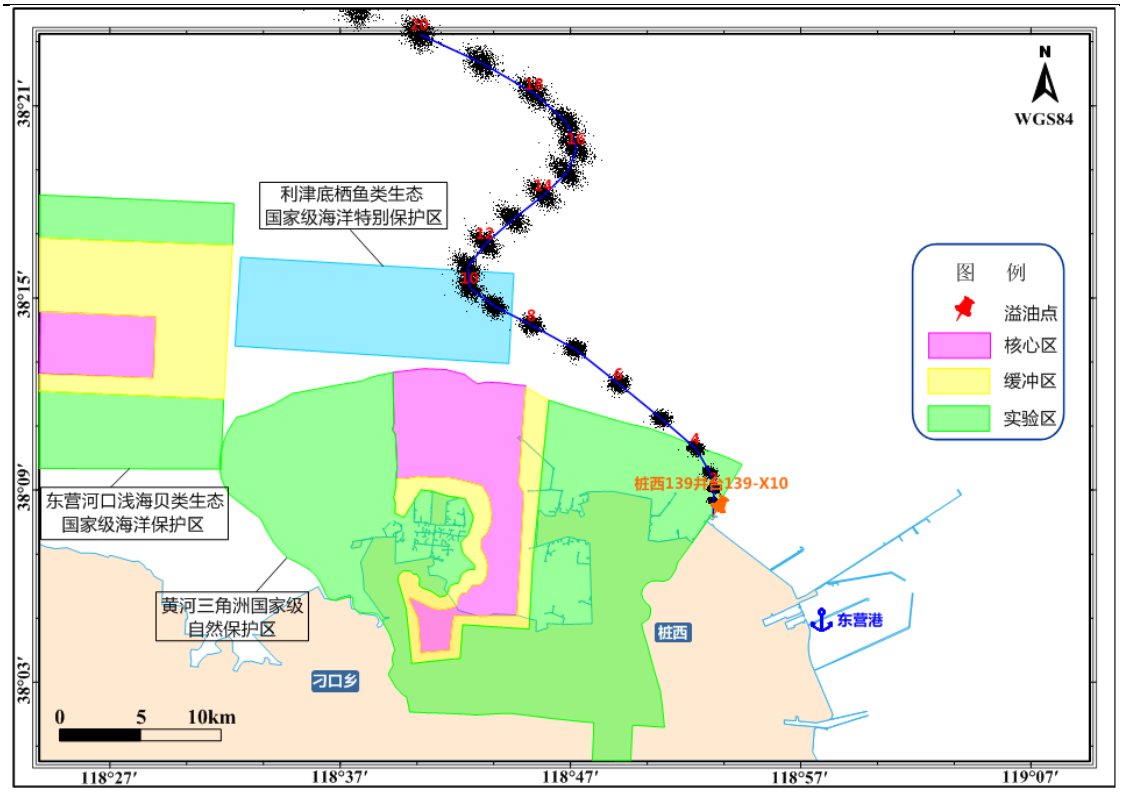


图 9.1-29 桩西 139-x10 井台 SE（不利风向）低潮时溢油轨迹

C.低潮时静风条件下溢油

从图 9.1-30 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西部 8.70km 范围内往复运动。从图中可以看出，绝大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动，溢油影响该区的面积可达 33.7km^2。

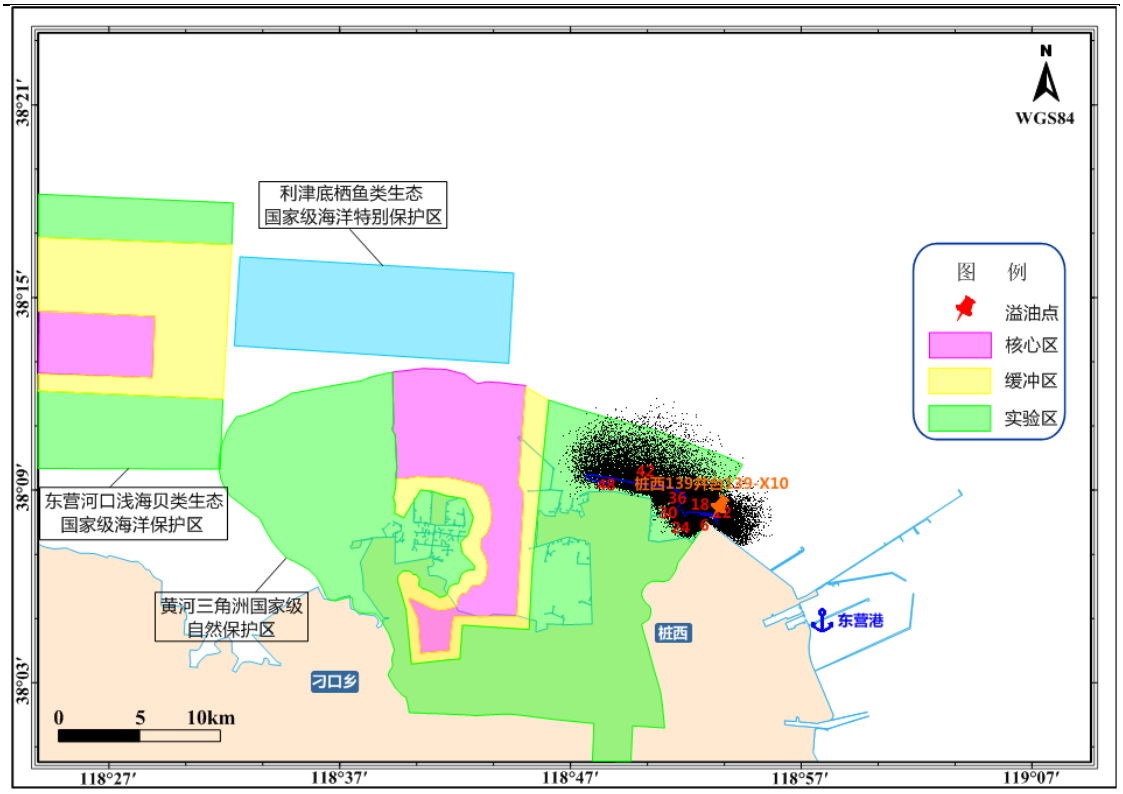


图 9.1-30 桩西 139-x10 井台静风低潮时溢油轨迹

（9）孤东 01#～75#计量站输油管线溢油事故预测与分析

①高潮时溢油

A. 高潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-31 所示，受 SSE 的作用，主体部分溢油可在 1 小时抵岸；其他部分溢油可继续朝溢油点北部海域运动。从图中可以看出，因溢油发生点的位置关系，溢油仅在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动。

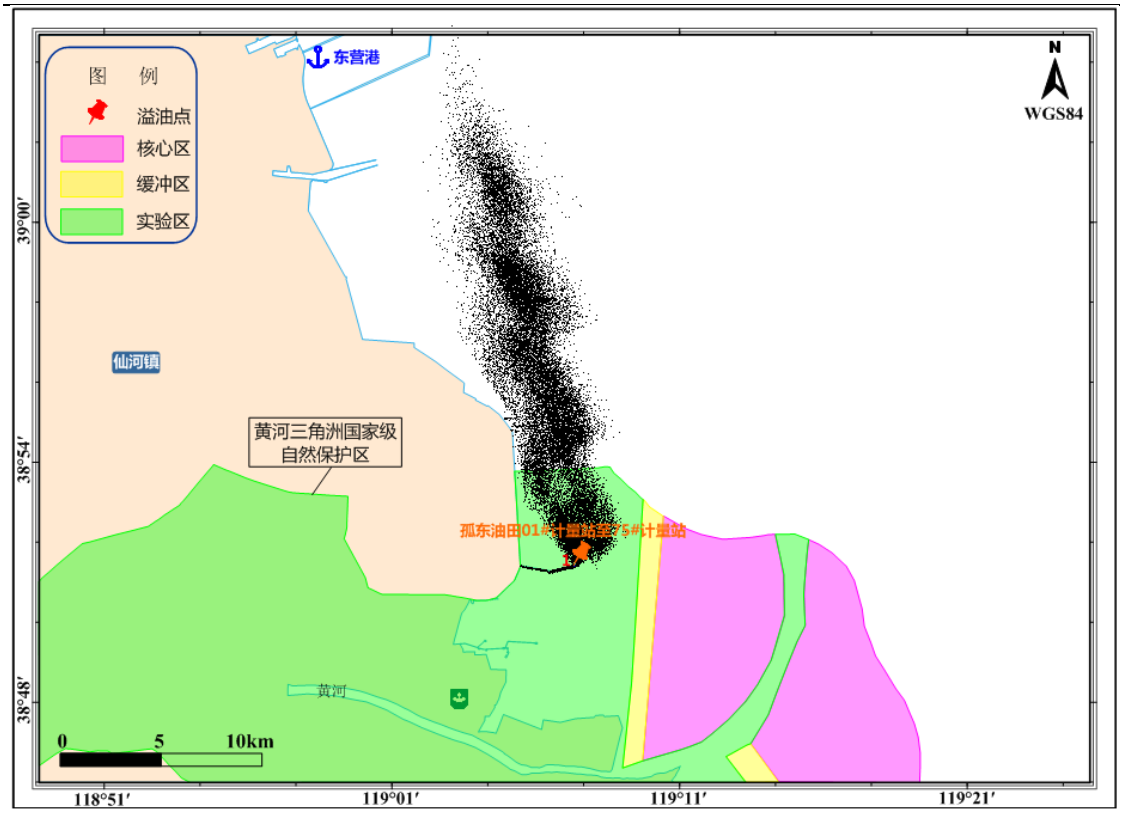


图 9.1-31 孤东 01#～75#计量站 SSE 高潮时溢油轨迹

B. 高潮时 NWW 风向下溢油

如图 9.1-32 所示，在 NWW 风和流的共同作用下，溢油大致朝东南方向运动；溢油于 2 小时、3 小时先后抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区、核心区，并于 8 小时时复又进入核心区 5 小时后逸出；20 小时时溢油逸出东南角评价区域。

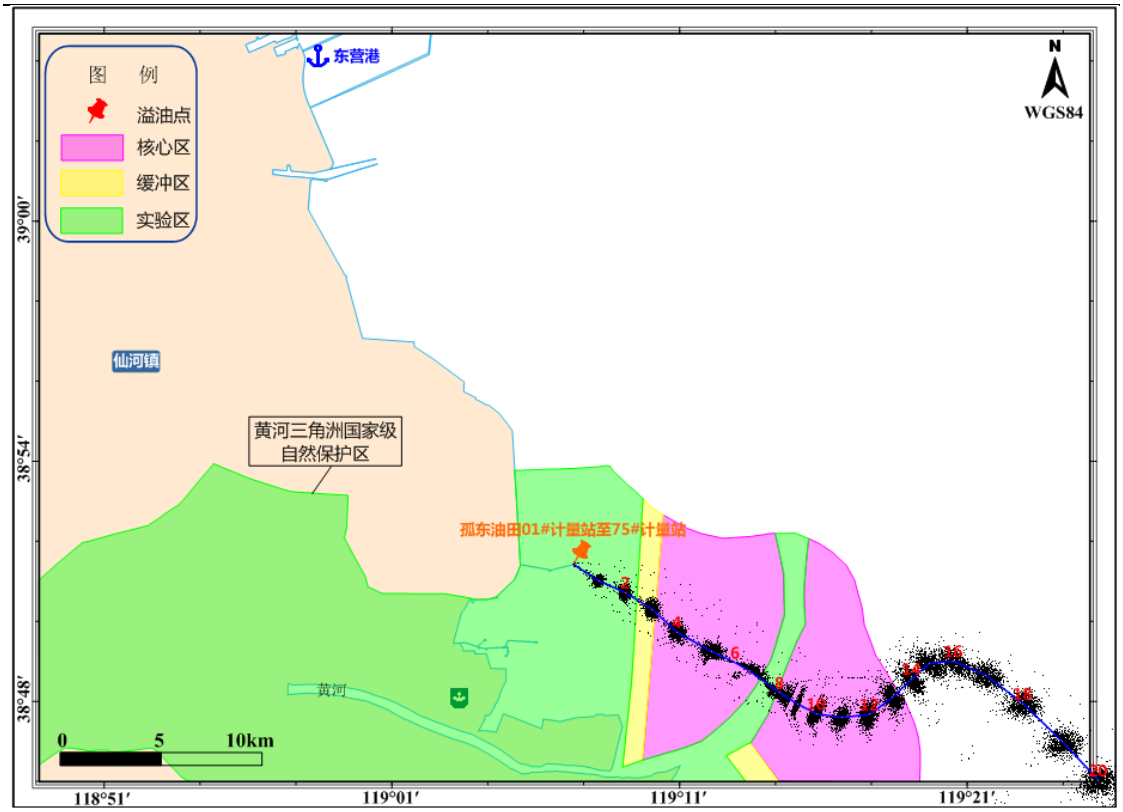


图 9.1-32 孤东 01#～75#计量站 NWW（不利风向）高潮时溢油轨迹

C.高潮时静风条件下溢油

从图 9.1-33 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以溢油发生点为半径的 3.70km 范围内运动。从图中可以看出，绝大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；极小部分溢油可进入缓冲区内，但对其造成的影响较为有限。

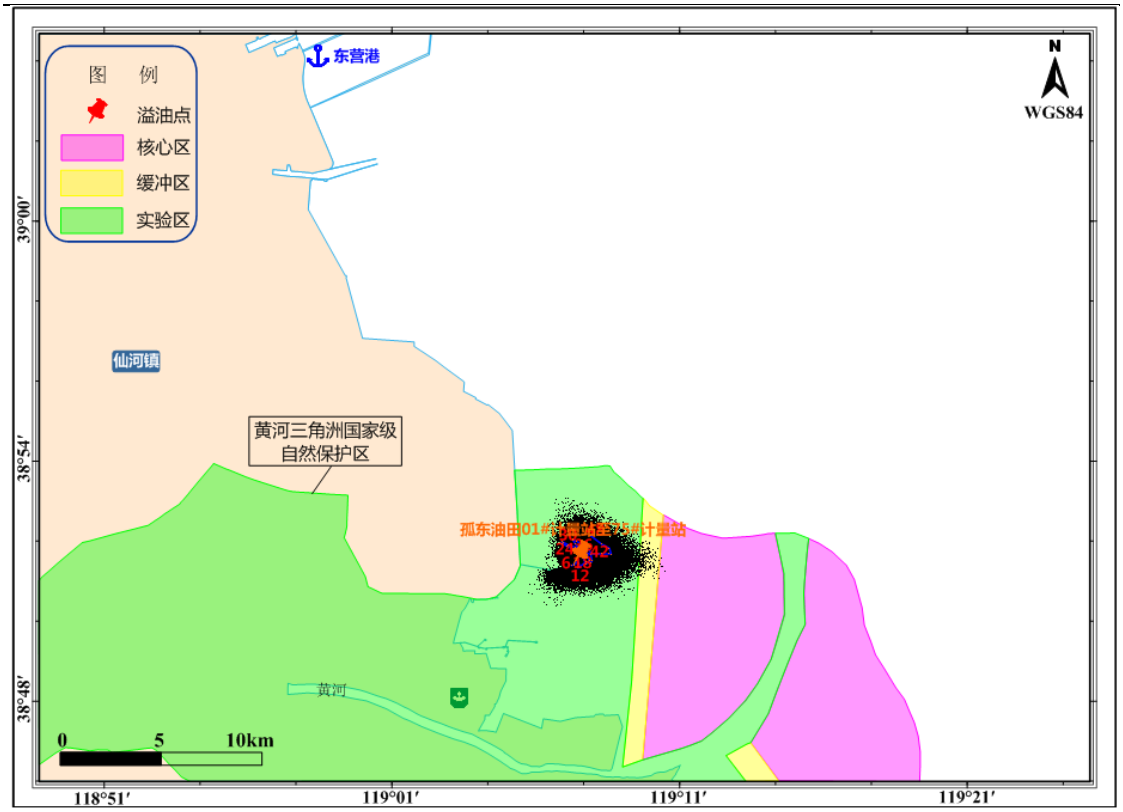


图 9.1-33 孤东 01#～75#计量站静风高潮时溢油轨迹

②. 低潮时溢油

A. 低潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-34 所示，与高潮时类似，主体部分溢油可在 1 小时抵岸；其他部分溢油可继续朝溢油点北部海域运动。溢油仅在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动。

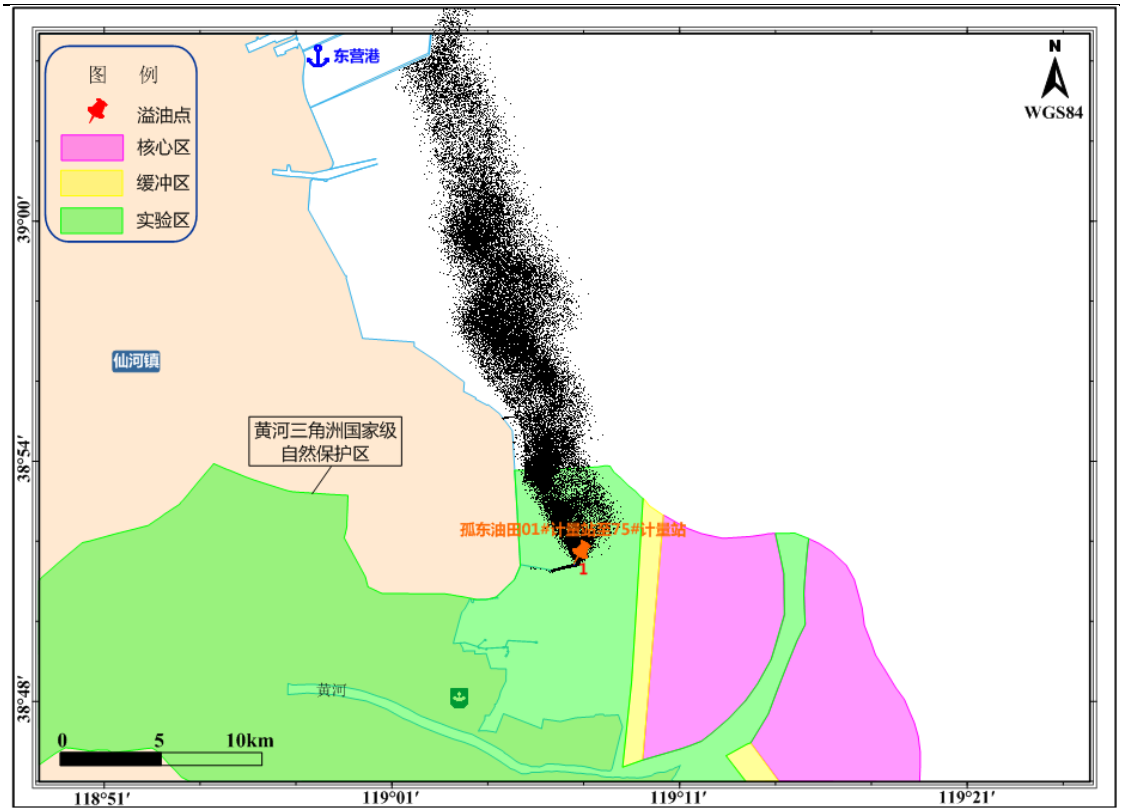


图 9.1-34 孤东 01#～75#计量站 SSE 低潮时溢油轨迹

B.低潮时 NWW 风向下溢油

如图 9.1-35 所示，在 NWW 风和流的共同作用下，溢油大致朝东南方向运动；溢油于 2 小时、3 小时先后抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区、核心区，并于 8 小时时复又进入核心区；主体部分溢油可在 9 小时时抵达黄河沿岸滩涂并不再运动，其他部分溢油可继续朝东部方向运动，20 小时后逸出东部评价区域。

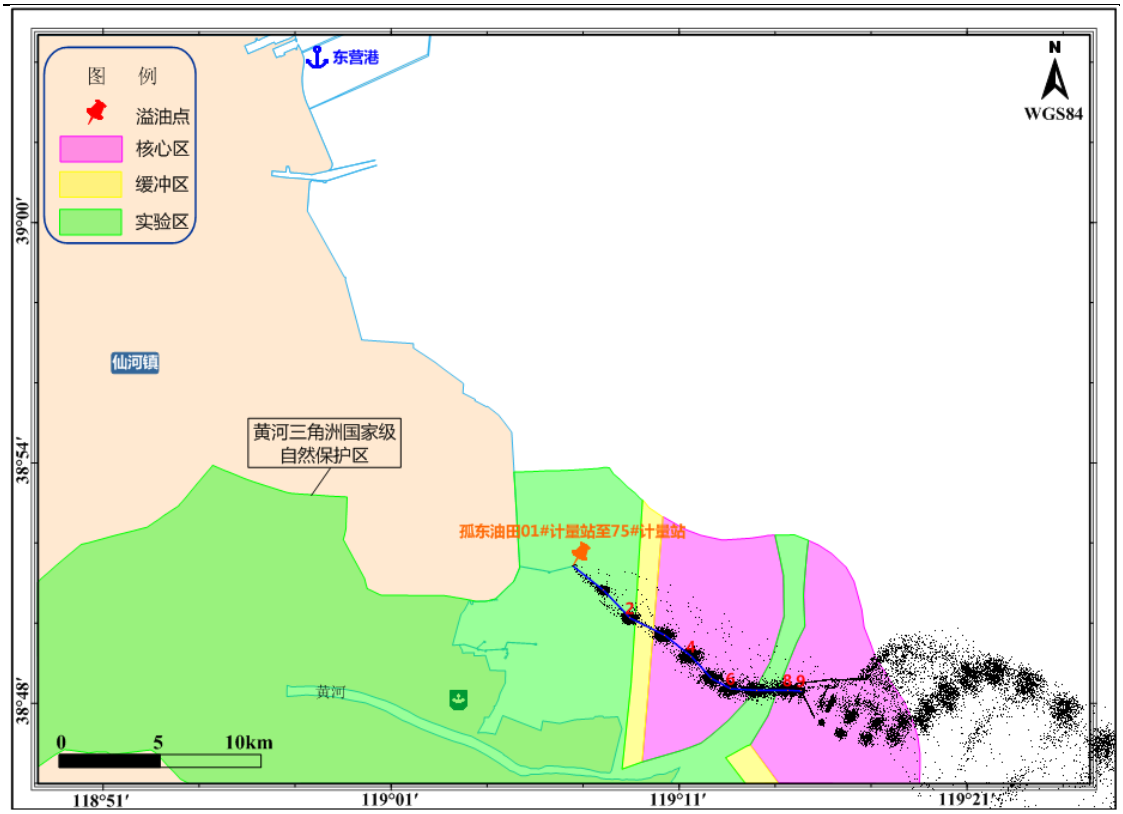


图 9.1-35 孤东 01#～75#计量站 NWW（不利风向）低潮时溢油轨迹

C.低潮时静风条件下溢油

与高潮时类似，油膜运动轨迹整体上在以溢油发生点为半径的 3.70km 范围内运动。从图 9.1-36 中可以看出，绝大部分溢油只在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；极小部分溢油可进入缓冲区内，但对其造成的影响较为有限。

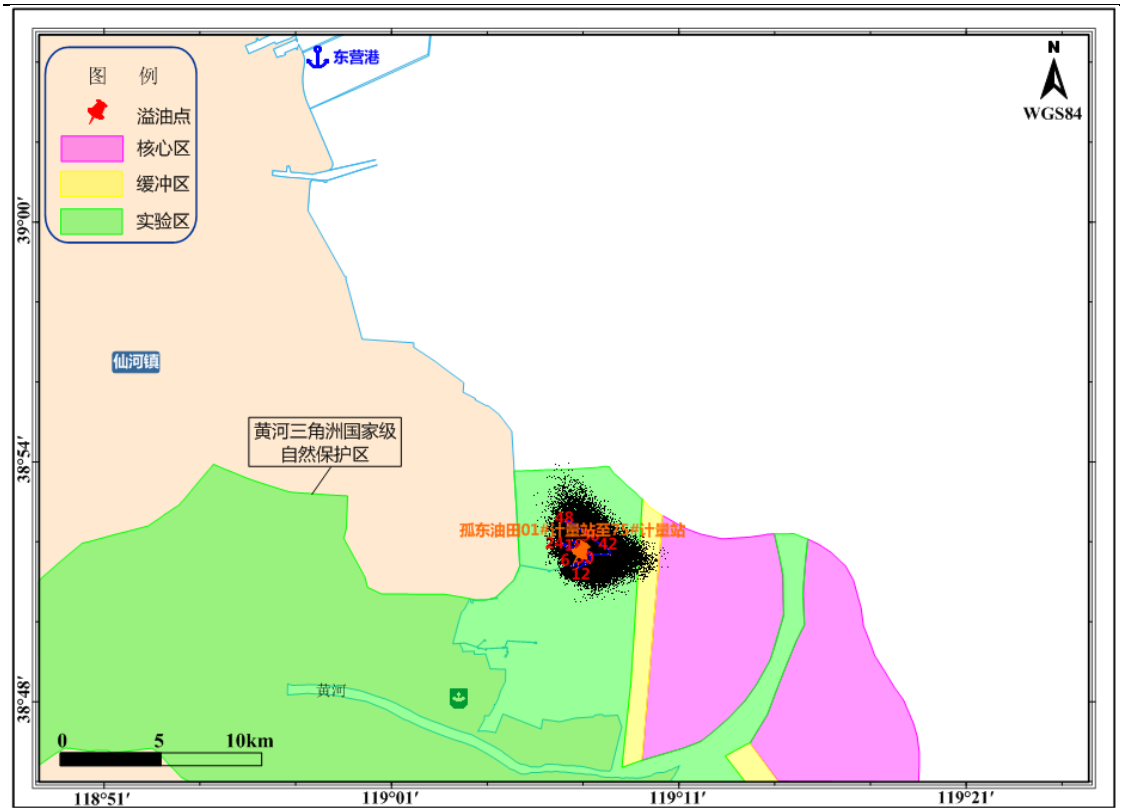


图 9.1-36 孤东 01#～75#计量站静风低潮时溢油轨迹

（10）溢油路径和扫海面积

海上溢油在运动的同时还进行着蒸发、溶解、乳化、沉降以及浮油和海岸线的相互作用等过程，溢油的总量、组成、性质均发生着变化。其中蒸发是溢油质量传输过程的主要部分，特别是轻质原油或成品油如汽油、柴油等。蒸发与油膜的性质、扩散面积有关，也跟风速、海况、海—气温差以及太阳辐射强度有关，结合溢油性质、风况以及溢油的扩展面积计算溢油的残油量。

不同事故情境下航道溢油残油量、油膜厚度扫海面积变化见表 9.1-23～表 9.1-32。

本次模拟将溢油的非动力过程与溢油的动力过程紧密联系，如蒸发和溶解模型就需要任何时刻油膜的面积，而面积的计算就是根据动力过程计算所得的粒子位置通过一定的算法计算得来，此外，密度、粘度的变化也是溢油计算中不可忽略的过程。

根据表 9.1-23～表 9.1-32 的结果，本次溢油预测的燃油为炼油，因此蒸发和垂向分散为溢油损失的关键过程。但是随着时间的增长，单位时间内的蒸发损失量也随之减少，这是可能由两个原因造成。第一，乳化过程导致溢油粘度的

猛增，使得溢油形成油-水乳状物和水-油乳状物，进而使溢油的蒸发暴露程度减小，也即暴露面积减小，从而使得蒸发损失量变小；其次，蒸发损失量在前十几个小时之内，增加较快，随后其曲线增加的趋势减缓，这可能是由溢油中可蒸发损失组分减小造成的。而相比于炼油，蒸发百分比总体较小的原因则与其组分构成有关。从航道发生的溢油在各种工况下的静风和其他风向下溢油的残余量对比中可以看出，在相同海水温度下，溢油在海面上的衰减最敏感的因素是风速，风速增加则物质转移系数增大，溢油的蒸发量也随之加大。其次，影响蒸发的另一主要因素为单位时间内的瞬时扩展面积。

在本模式中考虑了另一风化过程——溶解过程，其是在一定能量的搅动下，溢油中的一些石油烃组分进入海水中的过程。溶解量和速率取决于石油的组成和物理性质、油膜扩展度、水温和水的湍流度以及油的乳化程度等。在影响溶解的环境因素中，风速和海况显得尤为重要。但溶解量较蒸发量小得多，通常仅是蒸发量的百分之几。溶解是溢油发生后活动最短的过程，明显有效时间主要在一小时左右。其后相对蒸发而言是可以忽略的。

此外，综合表 9.1-23～表 9.1-32 中的数据还可以看出，溢油的扫海面积除了受海况影响之外（例如风和流的夹角等），还与起始溢油量有关。

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。

表 9.1-23　飞雁滩埕 126-斜 7 井台溢油残油量和扫海面积随时间的变化（高潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			ESE（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	16.70	0	0	16.70	0	0	16.70	0	0
	1	16.03	0.11	379.50	15.34	0.11	435.91	14.63	0.11	415.81
	2	15.49	0.11	305.54	14.69	0.11	289.78	13.94	0.11	274.94
	4	14.77	0.42	74.80	13.79	0.51	55.86	13.01	0.33	43.93
	6	13.03	2.04	8.52	12.15	1.91	9.34	11.38	2.11	9.92
	8	11.93	4.74	4.00	11.04	6.21	3.52	10.54	7.80	6.56
	10	11.13	8.30	2.31	10.20	13.61	1.96	9.95	16.87	4.48
	12	10.56	12.15	1.94	9.60	24.79	1.70	9.50	29.36	3.36
	14	10.14	15.57	1.72	9.15	30.48	1.36	9.14	40.61	2.60
	16	9.79	19.98	1.36	8.79	32.26	1.21	8.77	47.11	1.91
	18	9.45	21.84	0.97	8.47	42.09	1.04	8.47	54.56	1.73
	20	9.05	28.57	0.64	8.21	59.85	1.04	8.22	64.89	1.71
	22	8.65	38.40	0.49	7.99	69.45	1.01	8.02	74.24	1.61
	24	8.30	51.63	0.46	7.81	87.65	1.04	7.85	90.24	1.40
	26	8.03	63.51	0.47	7.65	110.82	0.85	——	——	——
	28	7.82	69.88	0.55	7.49	126.79	0.67	——	——	——
	30	7.66	74.18	0.47	7.32	133.72	0.62	——	——	——
	32	7.49	74.60	0.39	7.18	147.81	0.65	——	——	——
	34	7.33	75.86	0.33	7.06	159.39	0.62	——	——	——
	36	7.18	77.48	0.32	6.96	171.36	0.58	——	——	——
	38	7.05	80.21	0.35	6.85	187.15	0.54	——	——	——
	40	6.95	82.75	0.34	6.76	192.78	0.53	——	——	——
	42	6.84	84.03	0.29	6.67	202.99	0.49	——	——	——
	44	6.74	88.87	0.24	6.59	224.72	0.49	——	——	——
	46	6.63	99.78	0.22	6.51	245.28	0.48	——	——	——
	48	6.53	113.93	0.21	6.45	262.58	0.46	——	——	——
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。										

表 9.1-24　飞雁滩埕 126-斜 7 井台溢油残油量和扫海面积随时间的变化（低潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			ESE（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	16.70	0	0	16.70	0	0	16.70	0	0
	1	15.15	0.60	69.42	14.05	0.85	47.52	13.21	0.83	39.09
	2	14.00	1.59	18.83	12.95	2.36	19.15	12.12	2.63	18.39
	4	12.36	5.96	5.11	11.63	8.28	7.14	10.83	9.74	6.27
	6	11.37	12.30	2.56	10.75	17.84	3.51	9.99	21.91	4.08
	8	10.68	17.52	1.97	10.12	26.23	2.70	9.43	34.78	2.87
	10	10.16	22.34	1.75	9.67	28.84	2.43	8.98	44.10	2.55
	12	9.70	25.20	1.20	9.29	30.57	1.93	8.59	49.34	1.87
	14	9.19	28.59	0.73	8.97	41.35	2.06	8.27	58.86	1.83
	16	8.64	35.84	0.51	8.73	49.63	2.08	8.02	68.89	1.64
	18	8.14	49.59	0.44	8.55	58.68	1.96	7.80	81.35	1.64
	20	7.71	65.00	0.40	8.37	73.61	1.59	7.60	94.99	1.46
	22	7.40	76.09	0.45	8.19	87.76	1.27	——	——	——
	24	7.18	81.13	0.45	8.00	92.60	1.09	——	——	——
	26	6.96	83.58	0.37	7.83	97.17	1.04	——	——	——
	28	6.74	84.66	0.31	7.69	105.90	1.04	——	——	——
	30	6.54	85.94	0.27	7.56	112.31	1.00	——	——	——
	32	6.37	87.07	0.29	7.44	126.73	0.91	——	——	——
	34	6.23	89.52	0.30	7.33	136.36	0.85	——	——	——
	36	6.11	91.61	0.26	7.23	139.80	0.83	——	——	——
	38	5.98	93.25	0.23	7.14	153.09	0.76	——	——	——
	40	5.86	102.45	0.19	7.05	167.22	0.71	——	——	——
	42	5.74	113.77	0.18	6.97	175.61	0.68	——	——	——
	44	5.63	125.94	0.18	6.89	195.81	0.66	——	——	——
	46	5.54	138.49	0.20	6.82	218.24	0.61	——	——	——
	48	5.47	143.98	0.21	6.74	226.14	0.57	——	——	——
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。										

表 9.1-25　老河口 819 计量站外输油管线溢油残油量和扫海面积随时间的变化（高潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			SE（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	45.04	0	0	45.04	0	0	45.04	0	0
	1	40.28	0.87	92.30	37.33	1.14	64.67	34.07	2.25	41.02
	2	37.04	1.73	33.21	33.88	2.52	22.53	30.78	4.77	16.26
	4	33.51	3.87	12.12	30.19	5.94	8.49	26.99	9.40	5.21
	6	31.11	7.74	7.01	27.75	11.27	4.77	24.15	25.26	2.70
	8	29.23	11.54	4.34	25.97	16.74	3.65	22.20	50.98	2.44
	10	27.78	14.62	3.74	24.45	29.67	2.62	20.75	66.62	1.98
	12	26.63	20.56	3.16	23.08	50.42	1.91	19.55	98.16	1.65
	14	25.66	27.06	2.82	21.78	66.17	1.50	18.52	142.65	1.46
	16	24.81	33.86	2.27	20.65	71.70	1.32	17.63	168.26	1.35
	18	24.01	37.50	1.81	19.71	85.13	1.15	16.85	185.64	1.17
	20	23.20	46.30	1.40	18.86	111.36	0.97	16.19	208.23	1.13
	22	22.37	59.76	1.15	18.10	128.05	0.93	15.62	212.71	1.06
	24	21.66	73.05	1.16	17.46	153.12	0.83	——	——	——
	26	21.08	85.69	1.12	16.88	188.23	0.74	——	——	——
	28	20.57	99.03	1.01	16.33	212.77	0.64	——	——	——
	30	20.08	111.00	0.84	15.83	218.20	0.59	——	——	——
	32	19.60	113.57	0.75	15.40	229.94	0.59	——	——	——
	34	19.16	115.21	0.68	15.02	242.60	0.55	——	——	——
	36	18.77	118.04	0.63	14.68	254.46	0.53	——	——	——
	38	18.40	124.39	0.59	14.37	271.20	0.49	——	——	——
	40	18.07	131.41	0.56	14.09	278.22	0.48	——	——	——
	42	17.77	134.92	0.53	13.83	288.32	0.47	——	——	——
	44	17.49	148.84	0.48	13.60	329.39	0.44	——	——	——
	46	17.22	158.87	0.48	13.39	360.84	0.43	——	——	——
	48	16.99	172.48	0.47	13.19	377.31	0.42	——	——	——
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。										

表 9.1-26　老河口 819 计量站外输油管线溢油残油量和扫海面积随时间的变化（低潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			SE（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	45.04	0	0	45.04	0	0	45.04	0	0
	1	40.10	1.10	86.31	37.57	1.14	77.36	35.05	1.32	68.22
	2	36.92	2.11	29.52	34.43	2.16	29.11	32.11	3.39	32.76
	4	33.10	4.11	10.64	30.74	5.67	9.73	28.56	11.81	11.57
	6	30.79	7.49	6.60	27.96	18.24	4.46	26.46	23.69	7.69
	8	29.18	11.63	5.02	25.91	30.64	3.05	25.00	38.02	6.05
	10	27.90	17.25	4.29	24.23	39.33	2.28	23.84	49.70	4.95
	12	26.80	22.34	3.30	22.89	43.17	1.99	22.86	60.18	4.09
	14	25.69	25.47	2.37	21.67	61.98	1.42	22.05	77.64	3.84
	16	24.66	37.28	1.95	20.48	79.15	1.17	21.38	93.93	3.58
	18	23.75	48.37	1.78	19.56	94.67	1.27	20.82	102.79	3.36
	20	23.02	61.78	1.65	18.80	123.33	1.05	——	——	——
	22	22.37	77.84	1.48	18.10	151.92	0.93	——	——	——
	24	21.79	89.32	1.34	17.43	166.21	0.80	——	——	——
	26	21.25	95.10	1.21	16.85	171.74	0.77	——	——	——
	28	20.75	96.92	1.07	16.37	186.70	0.77	——	——	——
	30	20.31	99.17	1.05	15.94	196.98	0.75	——	——	——
	32	19.91	103.31	0.91	15.57	208.95	0.66	——	——	——
	34	19.53	109.05	0.88	15.23	222.94	0.64	——	——	——
	36	19.21	114.20	0.86	14.91	228.09	0.62	——	——	——
	38	18.91	123.38	0.83	14.63	257.54	0.58	——	——	——
	40	18.65	138.58	0.84	14.38	303.07	0.58	——	——	——
	42	18.41	150.73	0.82	14.15	318.19	0.55	——	——	——
	44	18.20	165.20	0.79	13.94	335.11	0.54	——	——	——
	46	17.98	180.27	0.67	13.74	365.93	0.52	——	——	——
	48	17.77	187.13	0.63	13.56	379.76	0.50	——	——	——
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。										

表 9.1-27　老河口 292-斜 3 井台溢油残油量和扫海面积随时间的变化（高潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			SE（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	5.60	0	0	5.60	0	0	5.60	0	0
	1	4.94	0.60	18.01	4.52	0.94	9.88	4.13	1.93	7.43
	2	4.56	1.01	7.71	4.06	2.07	3.16	3.75	4.47	3.13
	4	4.15	1.59	3.23	3.60	4.90	1.38	3.33	9.40	1.46
	6	3.87	3.48	1.63	3.31	11.72	1.03	3.03	18.31	0.84
	8	3.61	4.86	1.01	3.14	16.02	1.03	2.81	31.05	0.63
	10	3.40	7.11	0.66	3.01	18.31	0.82	2.62	45.85	0.53
	12	3.19	12.66	0.38	2.87	26.61	0.61	2.47	65.90	0.44
	14	2.98	16.51	0.31	2.74	34.83	0.52	2.33	88.93	0.35
	16	2.82	17.50	0.30	2.63	38.18	0.46	2.22	104.61	0.31
	18	2.70	20.27	0.32	2.55	45.96	0.52	2.11	119.39	0.30
	20	2.61	23.35	0.27	2.48	52.53	0.48	2.02	137.41	0.25
	22	2.51	25.74	0.21	2.42	57.93	0.42	1.95	141.78	0.23
	24	2.40	33.21	0.14	2.36	69.21	0.38	1.88	143.22	0.23
	26	2.29	42.30	0.13	2.31	84.61	0.30	——	——	——
	28	2.21	45.24	0.14	2.25	94.31	0.26	——	——	——
	30	2.14	45.99	0.14	2.19	99.17	0.23	——	——	——
	32	2.09	47.76	0.15	2.14	111.52	0.23	——	——	——
	34	2.04	48.46	0.13	2.10	119.01	0.23	——	——	——
	36	1.99	48.84	0.10	2.06	126.97	0.21	——	——	——
	38	1.95	50.58	0.10	2.03	141.28	0.20	——	——	——
	40	1.91	51.12	0.10	1.99	148.01	0.17	——	——	——
	42	1.87	53.30	0.11	1.96	159.48	0.17	——	——	——
	44	1.84	58.18	0.10	1.93	178.47	0.16	——	——	——
	46	1.82	61.17	0.08	1.91	188.84	0.15	——	——	——
	48	1.78	70.71	0.07	1.88	200.72	0.15	——	——	——
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。										

表 9.1-28　老河口 292-斜 3 井台溢油残油量和扫海面积随时间的变化（低潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			SE（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	5.60	0	0	5.60	0	0	5.60	0	0
	1	4.87	0.81	13.06	4.58	0.85	13.84	4.32	1.08	16.16
	2	4.48	1.46	5.41	4.21	1.55	6.22	3.99	1.91	8.43
	4	4.02	2.67	2.09	3.76	3.66	2.06	3.54	5.62	2.47
	6	3.68	6.52	0.82	3.45	11.13	1.07	3.23	15.84	1.46
	8	3.39	11.76	0.53	3.21	21.33	0.91	3.05	26.23	1.38
	10	3.15	13.86	0.46	3.04	25.20	0.75	2.89	35.30	0.86
	12	2.98	15.05	0.44	2.90	29.27	0.68	2.74	43.85	0.64
	14	2.85	18.90	0.45	2.79	35.91	0.69	2.61	59.44	0.58
	16	2.74	20.85	0.35	2.70	40.36	0.61	2.50	73.10	0.48
	18	2.61	26.43	0.20	2.62	49.72	0.54	2.40	84.25	0.44
	20	2.46	35.55	0.16	2.54	65.85	0.40	——	——	——
	22	2.34	42.05	0.17	2.46	81.33	0.34	——	——	——
	24	2.25	43.29	0.19	2.38	86.89	0.27	——	——	——
	26	2.18	43.98	0.19	2.31	95.05	0.27	——	——	——
	28	2.13	45.42	0.19	2.25	107.43	0.27	——	——	——
	30	2.07	46.01	0.14	2.20	112.26	0.23	——	——	——
	32	2.01	47.13	0.13	2.16	124.07	0.23	——	——	——
	34	1.96	48.75	0.13	2.11	135.95	0.21	——	——	——
	36	1.92	49.63	0.13	2.07	141.64	0.20	——	——	——
	38	1.89	53.07	0.13	2.04	158.87	0.20	——	——	——
	40	1.85	56.11	0.12	2.01	176.47	0.19	——	——	——
	42	1.82	61.85	0.09	1.98	183.17	0.18	——	——	——
	44	1.78	72.24	0.08	1.95	202.38	0.16	——	——	——
	46	1.75	81.87	0.09	1.92	229.26	0.16	——	——	——
	48	1.73	83.49	0.09	1.90	238.76	0.15	——	——	——
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。										

表 9.1-29　桩西 139-x10 井台溢油残油量和扫海面积随时间的变化（高潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			SE（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	34.80	0	0	34.80	0	0	34.80	0	0
	1	30.76	0.94	70.49	28.41	1.17	53.11	25.84	2.38	29.37
	2	28.26	1.77	27.88	25.67	2.94	15.50	23.02	6.30	10.32
	4	25.53	3.12	11.24	22.49	6.43	5.42	20.25	12.84	4.66
	6	23.61	6.05	5.23	20.65	14.22	3.86	18.41	27.04	3.01
	8	22.10	7.87	3.90	19.39	18.33	3.29	16.97	44.32	2.15
	10	20.99	8.95	3.39	18.36	21.64	2.47	15.84	61.47	1.83
	12	20.07	12.48	2.62	17.37	36.06	1.83	14.85	87.34	1.57
	14	19.26	16.15	2.21	16.45	52.20	1.47	14.03	119.15	1.38
	16	18.56	17.86	2.19	15.68	57.21	1.49	13.29	141.64	1.10
	18	17.99	20.52	1.90	15.11	65.43	1.63	12.63	161.33	0.97
	20	17.47	22.72	1.65	14.67	72.40	1.58	12.04	196.44	0.88
	22	16.99	23.55	1.47	14.28	78.72	1.45	11.52	211.99	0.81
	24	16.52	27.72	1.16	13.94	95.84	1.35	11.08	217.86	0.76
	26	16.04	36.87	0.99	13.62	116.40	1.21	——	——	——
	28	15.64	39.96	1.03	13.30	129.70	1.07	——	——	——
	30	15.30	41.85	1.01	13.01	136.27	1.01	——	——	——
	32	15.03	42.72	1.04	12.77	147.96	1.04	——	——	——
	34	14.79	42.95	0.98	12.55	155.12	0.98	——	——	——
	36	14.53	43.80	0.78	12.35	165.98	0.88	——	——	——
	38	14.28	46.14	0.72	12.16	184.74	0.87	——	——	——
	40	14.06	47.43	0.73	11.99	193.77	0.84	——	——	——
	42	13.88	49.29	0.78	11.82	205.13	0.79	——	——	——
	44	13.72	51.05	0.77	11.67	223.64	0.76	——	——	——
	46	13.56	53.39	0.62	11.52	234.10	0.72	——	——	——
	48	13.37	59.60	0.50	11.39	248.14	0.73	——	——	——
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。										

表 9.1-30　桩西 139-x10 井台溢油残油量和扫海面积随时间的变化（低潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			SE（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	34.80	0	0	34.80	0	0	34.80	0	0
	1	30.91	0.90	77.04	29.12	0.74	79.56	27.08	1.01	71.25
	2	28.49	1.50	31.81	26.64	1.32	29.20	24.89	2.09	36.82
	4	25.92	2.34	14.58	23.73	3.73	9.61	22.38	6.61	12.59
	6	24.41	4.52	10.64	21.74	12.15	4.58	20.60	18.02	6.90
	8	23.15	8.32	5.04	20.13	25.69	3.42	19.42	30.57	6.35
	10	21.82	10.95	3.56	18.99	31.29	3.03	18.47	40.47	4.31
	12	20.84	13.77	3.28	18.11	36.29	2.63	17.60	50.73	3.71
	14	20.04	17.16	2.62	17.43	44.61	2.92	16.90	67.07	3.20
	16	19.29	18.85	2.19	16.92	50.37	2.57	16.30	81.58	2.88
	18	18.61	20.38	1.76	16.47	61.02	2.50	15.79	93.46	2.52
	20	17.91	30.28	1.24	16.04	78.32	2.00	15.31	110.33	2.20
	22	17.23	38.45	1.13	15.61	95.14	1.62	——	——	——
	24	16.70	40.61	1.14	15.18	101.33	1.36	——	——	——
	26	16.28	42.30	1.24	14.79	110.69	1.37	——	——	——
	28	15.94	43.04	1.20	14.47	122.99	1.30	——	——	——
	30	15.61	43.51	0.98	14.19	127.90	1.32	——	——	——
	32	15.26	46.39	0.77	13.93	142.16	1.17	——	——	——
	34	14.93	48.91	0.75	13.68	155.66	1.07	——	——	——
	36	14.66	51.09	0.80	13.45	162.02	1.01	——	——	——
	38	14.44	54.22	0.85	13.25	179.03	0.97	——	——	——
	40	14.25	55.82	0.78	13.06	197.50	0.89	——	——	——
	42	14.04	58.86	0.57	12.88	205.15	0.88	——	——	——
	44	13.80	68.37	0.48	12.71	227.67	0.85	——	——	——
	46	13.58	77.46	0.50	12.56	257.81	0.79	——	——	——
	48	13.41	79.73	0.54	12.41	268.77	0.75	——	——	——
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。										

表 9.1-31　孤东 01#～75#计量站输油管线溢油残油量和扫海面积随时间的变化（高潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			WNW（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	4.68	0	0	4.68	0	0	4.68	0	0
	1	4.15	0.49	15.92	3.88	0.60	13.45	3.53	1.30	8.09
	2	3.84	0.87	5.98	——	——	——	3.21	3.12	3.28
	4	3.48	1.75	2.82	——	——	——	2.84	8.12	1.17
	6	3.25	2.34	1.70	——	——	——	2.59	14.58	0.92
	8	3.09	3.26	1.12	——	——	——	2.43	20.36	0.79
	10	2.96	3.93	0.94	——	——	——	2.32	26.95	0.65
	12	2.85	4.86	0.85	——	——	——	2.22	34.83	0.58
	14	2.75	5.89	0.71	——	——	——	2.13	43.71	0.46
	16	2.67	6.32	0.59	——	——	——	2.04	53.16	0.40
	18	2.59	8.07	0.51	——	——	——	1.97	65.22	0.35
	20	2.52	10.28	0.49	——	——	——	1.90	83.02	0.32
	22	2.46	11.09	0.42	——	——	——	——	——	——
	24	2.41	11.85	0.37	——	——	——	——	——	——
	26	2.36	14.28	0.34	——	——	——	——	——	——
	28	2.31	15.66	0.31	——	——	——	——	——	——
	30	2.27	16.06	0.29	——	——	——	——	——	——
	32	2.23	16.65	0.26	——	——	——	——	——	——
	34	2.19	17.50	0.25	——	——	——	——	——	——
	36	2.16	18.40	0.25	——	——	——	——	——	——
	38	2.13	19.53	0.24	——	——	——	——	——	——
	40	2.11	20.13	0.22	——	——	——	——	——	——
	42	2.08	20.36	0.22	——	——	——	——	——	——
	44	2.06	22.29	0.20	——	——	——	——	——	——
	46	2.04	23.22	0.20	——	——	——	——	——	——
	48	2.02	23.89	0.19	——	——	——	——	——	——

表 9.1-32　孤东 01#～75#计量站输油管线溢油残油量和扫海面积随时间的变化（低潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			WNW（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	4.68	0	0	4.68	0	0	4.68	0	0
	1	4.13	0.56	13.96	3.87	0.54	13.09	3.52	1.50	7.04
	2	3.81	0.99	5.64	——	——	——	3.17	4.16	2.76
	4	3.46	1.84	2.51	——	——	——	2.79	10.21	0.99
	6	3.24	2.65	1.84	——	——	——	2.53	14.87	0.69
	8	3.08	3.89	1.15	——	——	——	2.36	20.11	0.57
	10	2.94	4.81	0.89	——	——	——	——	——	——
	12	2.82	5.85	0.74	——	——	——	——	——	——
	14	2.72	8.14	0.58	——	——	——	——	——	——
	16	2.63	9.58	0.59	——	——	——	——	——	——
	18	2.56	10.28	0.52	——	——	——	——	——	——
	20	2.49	11.76	0.46	——	——	——	——	——	——
	22	2.43	14.06	0.42	——	——	——	——	——	——
	24	2.38	14.55	0.37	——	——	——	——	——	——
	26	2.33	14.69	0.32	——	——	——	——	——	——
	28	2.29	15.18	0.31	——	——	——	——	——	——
	30	2.25	16.44	0.30	——	——	——	——	——	——
	32	2.21	16.98	0.29	——	——	——	——	——	——
	34	2.18	18.04	0.28	——	——	——	——	——	——
	36	2.15	18.33	0.26	——	——	——	——	——	——
	38	2.12	19.28	0.27	——	——	——	——	——	——
	40	2.10	20.85	0.24	——	——	——	——	——	——
	42	2.08	21.30	0.23	——	——	——	——	——	——
	44	2.06	22.38	0.23	——	——	——	——	——	——
	46	2.03	25.56	0.21	——	——	——	——	——	——
	48	2.01	26.70	0.19	——	——	——	——	——	——

2）溢油污染事故对水生生态的影响

国内外许多的研究表明高浓度的石油会使鱼卵、仔幼鱼短时间内中毒死亡，低浓度的长期亚急性毒性可干扰鱼类摄食和繁殖，其毒性随石油组分的不同而有差异。

（1）对鱼类的急性毒性测试

根据近年来对几种不同的长江鱼类仔鱼的毒性试验结果表明，石油类对鲤鱼仔鱼 96h LC50 值为 0.5mg/L～3.0mg/L，因此污染带瞬时高浓度排放（即事故性排放）可导致急性中毒死鱼事故。

（2）石油类在鱼体内的蓄积残留分析

污染因子石油类在鱼体中的积累和残留可引起鱼类慢性中毒而带来长效应的污染影响，这种影响不仅可引起鱼类资源的变动，甚至会引起鱼类种质的变异。鱼类一旦与油分子接触就会在短时间内发生油臭，从而影响其食用价值。以 20 号燃料油为例，当石油类浓度为 0.01mg/L 时，7 天之内就能对大部分的鱼、虾产生油味，30 天内会使绝大多数鱼类产生异味。

（3）对浮游植物的影响

实验证明石油会破坏浮游植物细胞，损坏叶绿素及干扰气体交换，从而妨碍它们的光合作用。这种破坏作用程度取决于石油的类型、浓度及浮游植物的种类。根据国内外许多毒性实验结果表明，作为鱼、虾类饵料基础的浮游植物，对各类石油类的耐受能力都很低。一般浮游植物石油急性中毒致死浓度为 0.1mg/L～10.0mg/L，一般为 1.0mg/L～3.6mg/L，对于更敏感的种类，油浓度低于 0.1mg/L 时，也会妨碍细胞的分裂和生长的速率。

（4）对浮游动物的影响

浮游动物石油急性中毒致死浓度范围一般为 0.1mg/L～15mg/L，而且通过不同浓度的石油类环境对桡足类幼体的影响实验表明，永久性（终生性）浮游动物幼体的敏感性大于阶段性（临时性）的底栖生物幼体，而它们各自的幼体的敏感性又大于成体。

根据所述，石油类对水生生物产生中毒影响的浓度阈值普遍较低，因此项目营运期一旦发生溢油污染，将会造成污染水域内鱼类急性中毒和鱼的致突变性等，对浮游植物和动物也会产生一定的中毒影响，严重的影响将会造成部分鱼类、水生动植物中毒死亡事故。

3）溢油事故对山东黄河三角洲国家级自然保护区的影响

黄河三角洲自然保护区位于山东省东营市的黄河人海口处，北临渤海，东靠莱州湾，介于东北亚内陆和江淮平原之间，1992 年经国务院批准建立的国家级自然保护区，设一千二、黄河口、大汶流三个管理站。地理坐标为东经 118° 33′ ～119° 207′，北纬 37° 35′ ～38° 12′ ，包括黄河入海口和 1976 年以前引洪的黄河故道两部分。总面积 15.3×10^4ha，其中核心区 5.8×10^4ha，缓冲区 1.3×10^4ha，实验区 8.2×10^4ha。分为南北两个区域，南部区域（见图 9.1-6b）位于现行黄河入海口，面积 10.45×10^4ha；北部区域（见图 9.1-6a）位于 1976 年改道后的黄河故道入海口，面积 4.85×10^4ha。

黄河三角洲自然保护区是中国最大的一块新生湿地，区内动物分为陆生动物生态群和海洋动物生态群，共记录野生动物 1524 种。陆生脊椎动物 300 种，无脊椎动物 583 种；陆生性水生动物 223 种，海洋性水生动物 418 种。保护区是东北亚内陆和环西太平洋鸟类迁徙重要的“中转站”，越冬地和繁殖地。鸟类资源丰富，珍稀濒危鸟类众多。自然保护区内共有鸟类 265 种，其中属国家一级重点保护鸟类有：白鹳、中华秋沙鸭、白尾海雕、金雕、丹顶鹤白头鹤、大鸨 7 种，属国家二级重点保护的鸟类有海鸬鹚、大天鹅、灰鹤、白尾鹞等 33 种。此外，保护区内还分布其他陆生脊椎动物 35 种，陆生无脊椎动物 583 种，水生动物 641 种，其中国家一级重点保护动物有：白鲟、达氏鲟 2 种，属国家二级重点保护动物有江豚、宽吻海豚、松江鲈鱼等 7 种。保护区内有各类植物 393 种（含变种）。

本工程井站和输油管线广泛分布于黄河三角洲自然保护区内，本次溢油预测环境影响评估选用的溢油点与保护区内的相对位置分布见图 9.1-6。从图中可以看出，各溢油点皆处于黄河三角洲自然保护区内。

从预测结果可以看出，溢油点一旦发生溢油事故，皆对黄河三角洲自然保护区造成重大污染。飞雁滩埕 126-斜 7 井台和老河口 819 计量站外输油管线发生的溢油事故溢油对黄河三角洲自然保护区（核心区）的危害程度较大，涉及的范围也较广，最大污染（油膜厚度≥4um）范围可达 11km^2，占核心区总面积（北部）的 14%；最大影响（4um＞油膜厚度≥1um）面积可达 12km^2，约占核心区总面积（北部）的 15%；老河口 292-斜 3 井台和桩西 139 井台发生的溢油事故溢油主要危害黄河三角洲自然保护区（实验区），最大污染（油膜厚度≥4um）范围可达 4km^2。孤东 01#～75#计量站输油管线溢油最短可在 3 小时进入山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区内，鉴于溢油量少，不会对其造成污染，受影响（4um＞油膜

厚度≥1um）的核心区面积约为 16km^2。

考虑到本工程大部分井台和输油管线广泛分布于山东黄河三角洲国家级自然保护区内，有必要在重大溢油风险源位置（如飞雁滩埕 126-斜 7 井台、老河口 819 计量站）等位置储备一定量的吸油毡、围油栏等，以便溢油一旦发生可在较短时间内做出溢油控制措施。

4）溢油事故环境影响后果分析

以溢油对水域环境（海面和水体）及岸线的污染作为石油类的代表性环境风险，根据海面油膜厚度、水体油品含量和着岸溢油量作为的评价指标，采用《中国海上船舶溢油应急计划》研究中的影响评价指标判断影响程度（表 9.1-33），进行环境风险定性、定量评价。

表 9.1-33　溢油归宿状态六级环境污染影响程度的评价指标

影响程度 归宿状态		极重污染	严重污染	中度污染	轻度污染	一般影响	轻度影响
海面油膜厚度	μm	＞50	25～50	8～25	4～8	2～4	1～2
	颜色	深色	暗色-较深色	亮带-浅暗色	能分辨轮廓	银屏色	难分辨

各预测方案下溢油事故对周围环境中敏感目标的危害程度如表 9.1-34～表 9.1-38 所示。

海洋保护目标的具体位置分布如图 9.1-6 所示。本次溢油预测损害评估采用 6 种风向、36 种工况计算溢油对敏感目标的污染和危害。

纵观表 9.1-34～表 9.1-38 所示的溢油事故影响统计结果：

（1）因选取的溢油点均处于山东黄河三角洲国家级自然保护区内，该敏感目标受污染的概率为 100%，受危害的程度最大可达极重污染，但因项目溢油量较小，山东黄河三角洲国家级自然保护区受极重污染的范围较小；

（2）飞雁滩埕 126-斜 7 井台和老河口 819 计量站外输油管线发生溢油事故时溢油污染的敏感目标较多、危害程度较高，主要污染的敏感目标包括山东黄河三角洲国家级自然保护区、利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区、东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区；

（3）从溢油抵达敏感目标的时间来看，溢油点溢油事故甫一发生即可抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区，抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区和东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区缓冲区的最短时间分别为 5 小时、

8.5 小时，工况为老河口 819 计量站外输油管线 SE 低潮时、飞雁滩埕 126-斜 7 井台 ESE 低潮时，危害程度为中度污染、一般影响。

因本工程大部分井台和输油管线位于山东黄河三角洲国家级自然保护区内，一旦溢油事故发生，其对该敏感目标的危害是较为重大的，因此，应当尽最大程度杜绝溢油事故发生。项目溢油危害的主要对象为山东黄河三角洲国家级自然保护区，为保护其生物及生态环境，应禁止使用化学分散剂处理溢油。此外，项目溢油的性质为原油，极易形成乳状物，长时间未对溢油进行处理会使其粘度增大，增加收油机的回收难度。建议业主单位建立一套系统且快速的溢油应急机制，包括建立快速应急反应设备储备库、快速溢油应急反应预案，最大化地减少溢油对敏感目标的危害。

表 9.1-34　飞雁滩埕 126-斜 7 井台溢油事故环境影响统计

风向	溢油时刻	抵达地点	影响环境敏感区	抵达敏感目标后油膜厚度（μm）	危害程度
SSE	高潮时	8 小时后进入山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区；11 小时时进入实验区内；约 19 小时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区并在该区运动近 13 小时后逸出	山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区/核心区/实验区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/3.52/1.86/1.04	极重污染/一般影响/轻度影响/轻度影响
	低潮时	前 1 个小时在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；2 小时后进入该敏感目标的核心区；7 小时进入实验区；约 13 小时溢油可抵达利津底栖鱼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缓冲区/核心区/实验区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/19.15/3.14/2.01	极重污染/中度污染/一般影响/一般影响
ESE	高潮时	在前 4 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；5 小时时进入核心区；约 13.5 小时时进入东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区（缓冲区）；20 小时时进入实验区内；	山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区/核心区/东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区缓冲区/实验区	＞50/21.54/2.86/1.71	极重污染/中度污染/一般影响/轻度影响
	低潮时	在前 1.5 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；2 小时时进入核心区；4 小时时进入其实验区内；8.5 小时时进入东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区（缓冲区）；15 小时时进入实验区	山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区/核心区/实验区/东营河口浅海贝类生态国家级海洋保护区缓冲区/实验区	＞50/18.39/6.27/2.81/1.70	极重污染/中度污染/轻度污染/一般影响/轻度影响
静风	高潮时	在溢油发生点北至南轴线上 6.00km 范围内往复运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区	＞50	极重污染
	低潮时	整体上在溢油发生点北至南轴线上 6.70km 范围内往复运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/＜1	极重污染/无影响

表 9.1-35　老河口 819 计量站外输油管线溢油事故环境影响统计

风向	溢油时刻	抵达地点	影响环境敏感区	抵达敏感目标后油膜厚度（μm）	危害程度
SSE	高潮时	在前 4 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；溢油于 5 小时时进入其核心区；约 9 小时时进入利津底栖鱼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缓冲区/核心区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/5.89/3.12	极重污染/轻度污染/一般影响
	低潮时	前 5 个小时内在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；6 小时时进入其核心区；11 小时进入其缓冲区；约 19 小时时进入利津底栖鱼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实验区/核心区/缓冲区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/4.46/2.15/1.18	极重污染/轻度污染/一般影响/轻度影响
SE	高潮时	在前 4 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内运动；5 小时时进入其核心区；约 9 小时时进入利津底栖鱼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缓冲区/核心区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/4.01/2.21	极重污染/轻度污染/一般影响
	低潮时	在前 1.5 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；2 小时时进入其缓冲区；5 小时时进入利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区内	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区/缓冲区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/32.76/10.25	极重污染/严重污染/中度污染
静风	高潮时	整体上顺着防波堤往复运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/1.2	极重污染/轻度影响
	低潮时	在溢油发生点周围 7.50km 范围内运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/1.5	极重污染/轻度影响

表 9.1-36　老河口 292-斜 3 井台溢油事故环境影响统计

风向	溢油时刻	抵达地点	影响环境敏感区	抵达敏感目标后油膜厚度（μm）	危害程度
SSE	高潮时	在前 6 个小时内在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）运动；28 小时时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区东北角	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/0.26	极重污染/无影响
	低潮时	在前 8 个小时内在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）运动；21 小时时溢油可抵达利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区东北角	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/0.32	极重污染/无影响
SE	高潮时	在前 8 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；	山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区实验区	＞50	极重污染
	低潮时	在前 2 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；8 小时时进入利津底栖鱼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实验区/利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/1.38	极重污染/轻度影响
静风	高潮时	整体上在溢油点西北至东南轴线方向上往复运动，运动的范围在 10km 左右	山东黄河三角洲国家级自然保护区内（实验区）	＞50	极重污染
	低潮时	整体上在溢油发生点周围 11.1km 的范围内往复运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区	＞50	极重污染

表 9.1-37　桩西 139-x10 井台溢油事故环境影响统计

风向	溢油时刻	抵达地点	影响环境敏感区	抵达敏感目标后油膜厚度（μm）	危害程度
SSE	高潮时	前 12 小时内基本在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）东北角附近运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）	＞50	极重污染
	低潮时	溢油于 4 小时时进入山东黄河三角洲国家级自然保护区（缓冲区）内；约 22 小时时可抵达利津底栖鱼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（缓冲区）/ 利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/1.62	极重污染/轻度影响
SE	高潮时	在前 8 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；	山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）/ 利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/＜1	极重污染/无影响
	低潮时	在前 4 小时内主要在山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）内运动；约 8.5 小时时进入利津底栖鱼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（实验区）/ 利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	＞50/6.01	极重污染/轻度污染
静风	高潮时	整体上在溢油发生点西部 7.50km 范围内往复运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区内（实验区）	＞50	极重污染
	低潮时	整体上在溢油发生点西部 8.70km 范围内往复运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）	＞50	极重污染

表 9.1-38　孤东 01#～75#计量站输油管线溢油事故环境影响统计

风向	溢油时刻	抵达地点	影响环境敏感区	抵达敏感目标后油膜厚度（μm）	危害程度
SSE	高潮时	主体部分溢油可在 1 小时抵岸	山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）	＞50	极重污染
	低潮时	主体部分溢油可在 1 小时抵岸	山东黄河三角洲国家级自然保护区（实验区）	＞50	极重污染
NWW	高潮时	溢油于 2 小时、3 小时先后抵达黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区、核心区	山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区/核心区	＞50/3.28/2.14	极重污染/一般影响/一般影响
	低潮时	溢油于 2 小时、3 小时先后抵达黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区、核心区	山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区/核心区	＞50/2.76/1.58	极重污染/一般影响/一般影响
静风	高潮时	整体上在以溢油发生点为半径的 3.70km 范围内运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区/缓冲区	＞50	极重污染
	低潮时	油膜运动轨迹整体上在以溢油发生点为半径的 3.70km 范围内运动	山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区/缓冲区	＞50	极重污染

9.1.4 工程环境风险防范措施可行性分析

9.1.4.1 工程环境风险防范措施

1）环境风险防范措施

（1）选址、总图布置

本工程位于自然保护区，本工程 8km 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行。

（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。

（5）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。

（6）管线、多功能罐泄漏防范措施

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

A. 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。

B．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。

C．加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

D．按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

E．为防止老 292 井场单井拉油罐泄漏至外环境，井场周围设置高 50cm 围堰。

②加强防腐措施

A．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。

B．外输管线采用扩口连接环氧粉末内防腐，管线局部加保护套管，套管防腐采用特加强防腐沥青。

C．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。

（7）注水风险防范措施

本工程存在注水风险的地方：注水站、配水间、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二个方面：①超压运行；②站内流程腐蚀严重。

①注水站风险

A．超压运行

注水泵站超压运行易造成管线穿孔、设备损坏、房屋受损、水体污染等情况，存在较大的安全环保隐患。

控制措施：现对所有注水站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。

B．站内流程腐蚀严重

部分注水站由于投产时间长，设备仪表老化，流程腐蚀严重，频繁穿孔，如控制不当极易造成房屋受损、水体污染等情况。

控制措施：一是及时对腐蚀严重管线及闸门进行更换，二是加强巡检力度，杜绝出现安全环保事故。

②配水间风险

A．超压运行

配水间超压运行易造成管线穿孔、设备损坏、房屋受损、水体污染等情况，存在较大的安全环保隐患。

控制措施：现对所有配水间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。

B．站内流程腐蚀严重

部分配水间由于投产时间长，设备仪表老化，流程腐蚀严重，频繁穿孔，如控制不当极易造成房屋受损、水体污染和流程穿孔等情况。

控制措施：一是及时对腐蚀严重管线及闸门进行更换，二是加强巡检力度，杜绝出现安全环保事故。

③注水管线风险

A．超压运行

注水管网超压运行易造成管线穿孔、房屋受损、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。

B．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。部分管网由于养殖开发，目前多处悬空，有的被养殖池占压，造成维护困难，安全隐患大。

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。

2）溢油事故应急处理措施

（1）制定溢油应急预案

本工程开发生产期间的海上溢油应急力量由胜利油田组织并实施。

桩西采油厂、孤东采油厂、河口采油厂按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了海洋石油生产溢油应急计划，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。溢油应急计划已在国家海洋局北海分局进行备案，详见附件。

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》，建设单位应当对溢油应急计划进行修编，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划重新上报海洋主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急计划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。

（2）组织机构

胜利油田应急指挥中心是海上石油开发生产期间的海上溢油应急处置与应急管理的最高指挥决策机构，负责指挥溢油事故的处置和应急管理工作。

海上石油生产作业的溢油应急组织机构组成如图 9.1-37 所示，由胜利油田溢油应急指挥中心、现场应急指挥部、现场溢油应急小组三级组成。

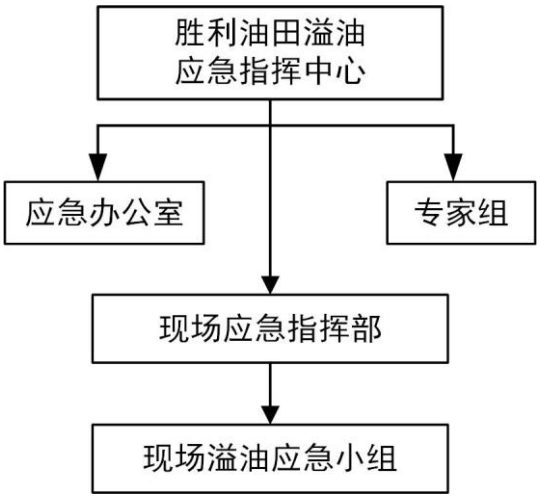


图 9.1-37　溢油应急组织机构框图

（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 9.1-38。

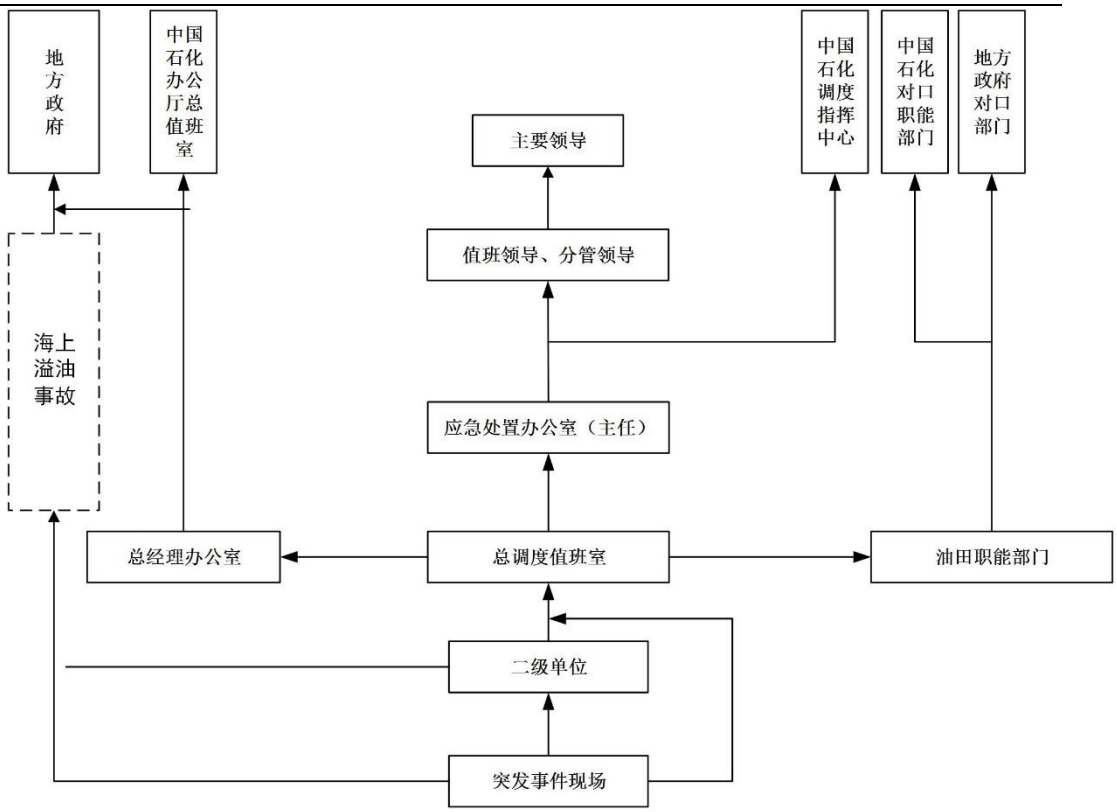


图 9.1-38 溢油事故报告程序图

（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。

（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；重物垂在垂帘下面，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。

A．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。

B．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。

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、木丝绵和麦杆等，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，这在海洋油污染使用上是一个缺陷。

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。

（6）滩海溢油的处理

①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。如果溢出有毒石油类，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。

②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）油田自身溢油应急能力

①河口采油厂

河口采油厂溢油应急物资配备情况见表 9.1-39。

表 9.1-39　河口采油厂溢油应急物资配备情况

序号	应急物资名称	单位	数量
1	堵漏工具	套	25
2	围油栏	m	49
3	带压补漏卡子	套	54
4	毛毡	张	510
5	救生衣（单）	件	65
6	救生衣（保温）	箱	20
7	大隔油栏	m	500
8	轻隔油栏	m	24
9	吸油棉	捆	1
10	收油机	台	1
11	滩海应急灯	个	13
12	污油袋	包	若干
13	潜水泵	台	2
14	拦油栅	m	50

②桩西采油厂

桩西采油厂溢油应急物资配备情况见表 9.1-40。

表 9.1-40　桩西采油厂溢油应急物资配备情况

序号	名称	单位	数量
31	吸油毡	包	5
42	围油栏	m	40
53	救生圈	个	20
64	救生衣	件	20
75	潜水泵	台	3
86	抽水泵	台	2

③孤东采油厂

孤东采油厂溢油应急物资配备情况见表 9.1-41。

表 9.1-41　孤东采油厂溢油应急救援物资配备情况

序号	名称	单位	数量
1	橡胶围油栏	m	1660
2	吸油毡	kg	1900
3	救生衣	套	204
4	双层编织袋	条	1150
5	车载式回收装置	台	5
6	PVC 围油栏	m	490

（8）外借溢油应急能力

①胜利油田海洋应急中心

胜利油田海洋应急中心应急物资配备情况见表 9.1-42。

表 9.1-42　胜利油田海洋应急中心应急救援物资与装备保障配置

序号	名　称	型 号	数量
1	滩海盘式收油机	OP18	5 台
2	浮油回收船	GML-8	1 艘
3	下行带式收油机	DXS15	2 台
4	溢油与垃圾回收模块	MS200	1 台/套
5	多功能收油机	LMS	1 台
6	侧挂式收油机	LSC-3C	1 台
7	海洋鬼怪收油机	HU/0400-050	2 台
8	微型真空系统	CS/5195-012	3 台
9	岩石收油机	LRC	3 台
10	外海收油机	LFF-2C	1 台
11	劳模船用侧挂式收油机	LSC-3C	1 台
12	动态斜面侧挂式收油机	DIP402	1 台
13	充气式围油栏	QW2000	1000m
14	充气式围油栏	QW2000	400m
15	橡胶充气式围油栏	WX1500	400m
16	柔性快速布放围油栏	WGV900R	400m
17	固体式围油栏	GW1500	600m
18	固体式围油栏	GW900	480m
19	防火围油栏	FW900	920m
20	远海 2000 充气式围油栏	远海 2000	800m
21	滩涂式围油栏系统	WQJ900T	1200m

序号	名　称	型 号	数量
22	岸滩围油栏	WQV-600T	1000m
23	大型远海充气式围油栏	WQJ2000	2000m
24	格栅型围油栏	BOM301	1200m
25	胜利油田海域溢油应急预测预警系统		1 台/套
26	溢油定位跟踪浮标及远程溢油监视系统	OSSBS	1 台/套
27	清洗车	4203V	2 台
28	清洗车	5003V	1 台
29	清洗车	38A2VA	1 台
30	清洗车	BLG STAR-C	2 台
31	高温高压清洗机	IDAC 473560PTIMA CMP 1714	2 台
32	多功能电加热即热式融冰污油清洗蒸汽机	QXCY-8	4 台
33	喷洒机	PSC40	2 台
34	喷洒机	PSC40	2 台
35	喷洒机	PSC40	2 台
36	喷洒机	PSC40	10 台
37	喷洒机	PSD40	5 台
38	喷洒臂	PSB80	1 台
39	喷洒臂	PSB150	2 台
40	喷洒臂	PSBD150	2 台
41	叉车	CPCD80-2	1 台
42	牵引车	Q25A	1 台
43	牵引车	QD50	1 台
44	内燃平衡重式叉车	CPCD120	1 台
45	内燃牵引车	QYCD60	1 台
46	平板拖车	TCP100	1 台
47	真空泵	M25D	1 台
48	全方位自动遥控升降工作灯	CQY6801	1 台/套
49	轻便储油罐	QG3	1 套
50	浮动储油囊	FN15	2 套
51	浮动油囊	FN5	4 套
52	轻便储油罐	QG9	5 套
53	轻便储油罐	QG9	2 套
54	液压潜水泵	KMA333	1 台/套
55	复合式气体检测报警仪	PGM4	1 台
56	复合式智能型检测报警仪	MX2100	1 台

序号	名　称	型 号	数量
57	手动叉车	2T	1 台
58	手动叉车	2.5T	3 台
59	手动叉车	1.5T	1 台
60	压榨设备	NEWPIG RNG202	2 套

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 9.1-43），起到了重要的物质保证作用。专职溢油回收船-胜利 212 船、胜利 241 船、胜利 503 船的溢油应急设备分别见表 9.1-44～表 9.1-46。

表 9.1-43　海洋石油船舶中心溢油应急船舶的配置

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	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 SL252 SL251	14 14 14	3.00 3.00 3.37	4.00 4.00 4.00	2400 2400 2400	近海 近海 近海	拖轮 拖轮 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

表 9.1-44　胜利 212 船溢油应急设备明细

序号	设备名称	设备型号	数量
1	吸油毡	PT-2	200kg
2	吸油拖栏	XTL-Y220	200kg
3	溢油分散剂	GM-2	100kg

表 9.1-45　胜利 241 船溢油应急设备明细

序号	设备名称	设备型号	数量
1	吸油毡	PT-2	200kg
2	吸油拖栏	XTL-Y220	200kg
3	溢油分散剂	GM-2	100kg
4	侧挂式收油机	LSC-3C	1 台/套
5	柔性围油栏	WGV900R	1 台/套
6	轻便储油罐	QG9	2 套

表 9.1-46　胜利 503 船溢油应急设备明细

序号	设备名称	设备型号	数量
1	吸油毡	PT-2	200kg
2	吸油拖栏	XTL-Y220	200kg
3	溢油分散剂	GM-2	100kg
4	溢油与垃圾回收模块	MS200	1 台/套

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 9.1-47）、中国石油海上应急救援响应中心等单位。

表 9.1-47　中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	存放地
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	1 套	80m^3/h	塘沽基地
2	撇油器	LAMOR 公司	Minimax10	1 套	10m^3/h	塘沽基地
3	撇油器	LAMOR 公司	Minimax100	1 套	100m^3/h	塘沽基地
4	撇油器	RO-CLEAN 公司	ALLIGATOR100	1 套	60m^3/h	塘沽基地

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	存放地
5	撇油器	青岛光明	ZK30 真空式	1 套	大于 3m³/h	塘沽基地
6	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	2 套	功率 53kW，风冷柴油机	塘沽基地
7	动力装置	LAMOR 公司	LPP20	1 套	功率 21kW，风冷柴油机	塘沽基地
8	动力装置	LAMOR 公司	LPP6	1 套	功率 4.6kW，风冷柴油机	塘沽基地
9	动力装置	RO-CLEAN 公司	DSPP50	1 套	功率 50kW，风冷柴油机	塘沽基地
10	围油栏	DESMI 公司	RO-BOOM1500	400m	吃水 0.7m，干舷 0.5m	塘沽基地
11	围油栏	LAMOR 公司	FOB1000	400m	吃水 0.35m，干舷 0.65m	塘沽基地
12	消油剂喷洒装置	青岛光明	PSB80	2 套	喷洒 4.8m³/h	塘沽基地
13	储油囊	DESMI 公司	10m³	1 套	储油 10m³/套	塘沽基地
14	储油罐	LAMOR 公司	9m³	2 套	储油 9m³/套	塘沽基地
15	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油囊	1 套	储油 10m³/套	塘沽基地
16	储油罐	青岛光明	QG5	2 套	储油 5m³/套	塘沽基地
17	储油罐	青岛光明	QG9	2 套	储油 9m³/套	塘沽基地
18	储油罐	大港泓锋泰公司	HFT007L	5 套	储油 7m³/套	塘沽基地
19	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	2 套	产生高压热水或蒸汽	塘沽基地
20	吸油拖栏	青岛华海	XTL-Y220	200m	吸油能力 22kg/m	塘沽基地
21	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	1 套	60m³/h	龙口基地
22	撇油器	LAMOR 公司	Minimax20	1 套	20m³/h	龙口基地
23	撇油器	青岛光明	ZK30 真空式	1 套	大于 3m³/h	龙口基地
24	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	1 套	功率 53kW，风冷柴油机	龙口基地
25	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	1 套	功率 35kW，风冷柴油机	龙口基地
26	围油栏	青岛光明	QW1500	400m	吃水 0.75m，干舷 0.50m	龙口基地
27	围油栏	青岛光明	GWJ800	200m	吃水 0.28m，干舷 0.45m	龙口基地
28	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油囊	3 套	储油 10m³/套	龙口基地
29	储油囊	青岛光明	FN5 浮动油囊	1 套	储油 5m³/套	龙口基地
30	储油罐	青岛光明	QG5	1 套	储油 5m³/套	龙口基地
31	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或蒸汽	龙口基地

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	存放地
32	消油剂喷洒装置	青岛光明	PSB40	1 套	喷洒 2.4 吨/H	龙口基地
33	储油罐	大港泓锋泰公司	HFT007L	3 套	储油 7m³/套	龙口基地
34	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	1 套	80m³/h	绥中基地
35	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	1 套	60m³/h	绥中基地
36	撇油器	LAMOR 公司	Minimax10	1 套	10m³/h	绥中基地
37	撇油器	VIKOMA 公司	MINI-VAC	1 套	11m³/h	绥中基地
38	围油栏	汉海公司	HRA1500	400m	吃水 0.7m，干舷 0.5m	绥中基地
39	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	1 套	功率 35kW，风冷柴油机	绥中基地
40	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	1 套	功率 53kW，风冷柴油机	绥中基地
41	动力装置	LAMOR 公司	LPP50D	2 套	功率 53kW，风冷柴油机	绥中基地
42	动力装置	LAMOR 公司	LPP6	1 套	功率 4.6kW，风冷柴油机	绥中基地
43	围油栏	青岛光明	GWJ800	200m	吃水 0.28m，干舷 0.45m	绥中基地
44	消油剂喷洒装置	青岛华海	PS80	1 套	喷洒 4.8m³/h	绥中基地
45	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或蒸汽	绥中基地
46	储油罐	青岛光明	QG5	2 套	储油 5m³/套	绥中基地
47	吸油拖栏	青岛华海	XTL-Y220	200m	吸油能力 22kg/m	绥中基地

（9）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“SL 212 船”和“SL 503 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。

9.1.4.2 风险防范措施可行性分析

本工程主要潜在风险事故为火灾、井喷、管道泄漏等。桩西采油厂、孤东采油厂、河口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，运营期间未发生环境污染事故,风险防范措施基本可行。

9.2 地质性溢油风险事故防范及应急措施分析

9.2.1 钻井过程溢油风险因素及防范措施回顾

钻井过程是易发生溢油事故的主要阶段之一。在钻井工程方面，溢油的风险主要来自于钻碰邻井套管、表套深度与套管完好性、水泥返高及固井质量等方面。认清钻井过程中的风险因素，制定一个严谨科学的钻井设计和施工方案，同时，严格执行井控操作规范、规章制度，是顺利施工的重要保证。

9.2.1.1 钻井过程中的风险因素

1）井涌和井喷

井喷主要是在钻井作业过程中，地层流体（石油、天然气、水等）的压力大于井内压力而大量涌入井筒，并从井口无控制地喷出的现象。钻井时要把泥浆注入井筒来平衡地下地层对油气的压力，如果勘测时对地下压力测试不准、注入泥浆密度较低或施工操作不规范，就会造成井底压力小于地层压力，地层油气流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时如果对地下油、气压力的控制措施不当，不能及时发现和处理溢流，就会造成油、气、钻井液迅速喷到地面，即发生井喷。

2）井漏

井漏是在钻进过程中钻井液设计不合理或对地层认识不清，导致钻井液漏入地层的现象，不仅对油层产生污染影响产能，而且严重影响固井质量、造成固井质量不合格；同时，由于泥浆漏失严重或者泥浆失重，将可能使井筒内液柱压力与地层压力不平衡而引发溢流及井喷失控。

3）油水窜层

在未进行油气田开发的地区，地下埋藏的油气水资源按所处地层和埋藏条件在一定的范围内达到动态平衡，各自有其埋藏部位运移通道。它们在地下所处的地层大都由不透水层隔开，没有外来动力，一般不会使其发生窜层物流交换。

钻井破坏了圈闭内的动力平衡，也为浅层地层和深层地层之间建立了联系的通路。如果固井质量不好，油气可能进入水层地层而随浅层中的潜水运移流动。潜水的液面和大气是连通的，进入浅层地层中的油随时随处可能溢出地面，也可随潜水的流向流动，在较大的范围内传播，使得所有和该处潜水连通的下游地层都有可能受到油气污染的影响。因地下水受到污染多是由地下水循环引起的。保

持原有浅层可用地下水的埋藏条件和循环运移通路不受干扰，油田开发就不会对地下水环境带来不利影响。

9.2.1.2 分油田钻井过程中溢油风险防范措施

在钻井过程中依据油藏特征和海洋石油作业法规的要求，对井身结构、钻井液、固井及钻井工程配套方案进行严谨的设计，制定钻井过程中井控管理措施和应急预案，确保钻井过程中的溢油发生。通过调研，几个油田钻井过程中未发生过溢油事故。

1）飞雁滩油田

本次评价的飞雁滩油田处于自然保护区内的油水井共计 148 口，全部为河口采油厂管辖。分布在飞雁滩油田下的 7 个开发区块中，以埕 126 块、埕 118 块、埕 119 块为主（图 9.2-1）。

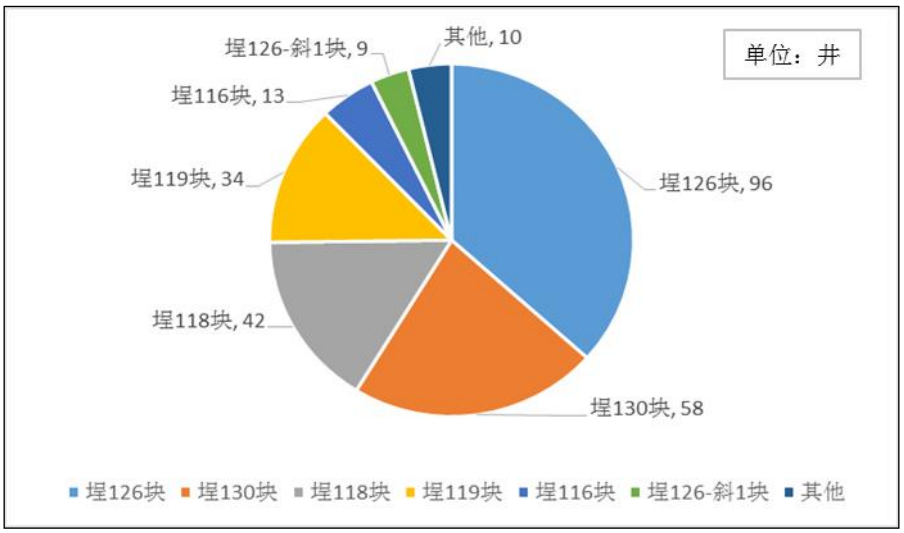


图 9.2-1　飞雁滩油田各区块井数构成图

飞雁滩油田经过多年的开发，在钻井、完井技术方面不断完善提高，形成了一套适用于本区油藏类型的技术体系，能够有效防范各类工程风险。

（1）井身结构设计中的溢油风险防范

飞雁滩油田的井型包括直井、定向井、水平井三种类型，不同井型的井身结构存在差异。近年来，随着钻井工艺技术的进步以及对经济效益重视程度的提高，井身结构也随之发生了相应的变化。

常规直、定向井：油田开发早期，重点考虑保障井下安全为主，采用二开井

身结构，下入Φ339.7mm 表层套管+Φ139.7mm 油层套管结构。2004 年后为了提升开发效益、节约成本，Φ339.7mm 的表层套管逐渐被Φ273.1mm 套管替代，油层套管仍采用Φ139.7mm 的规格（图 9.2-2 图 a、图 b）。

水平井：初期由于水平井技术处于研究阶段，井下工具复杂且落后，采用的井身结构保证井下安全为主：结构为Φ339.7mm 表层套管+Φ244.5mm 技术套管+Φ139.7mm 油层套管。2003 年后，由于定向螺杆钻具技术和无线随钻定向技术的发展，井下工具得以简化，随之井身结构精减为：Φ339.7mm 表层套管+Φ139.7mm 油层套管+Φ139.7mm 滤砂管（图 9.2-2 图 c）。

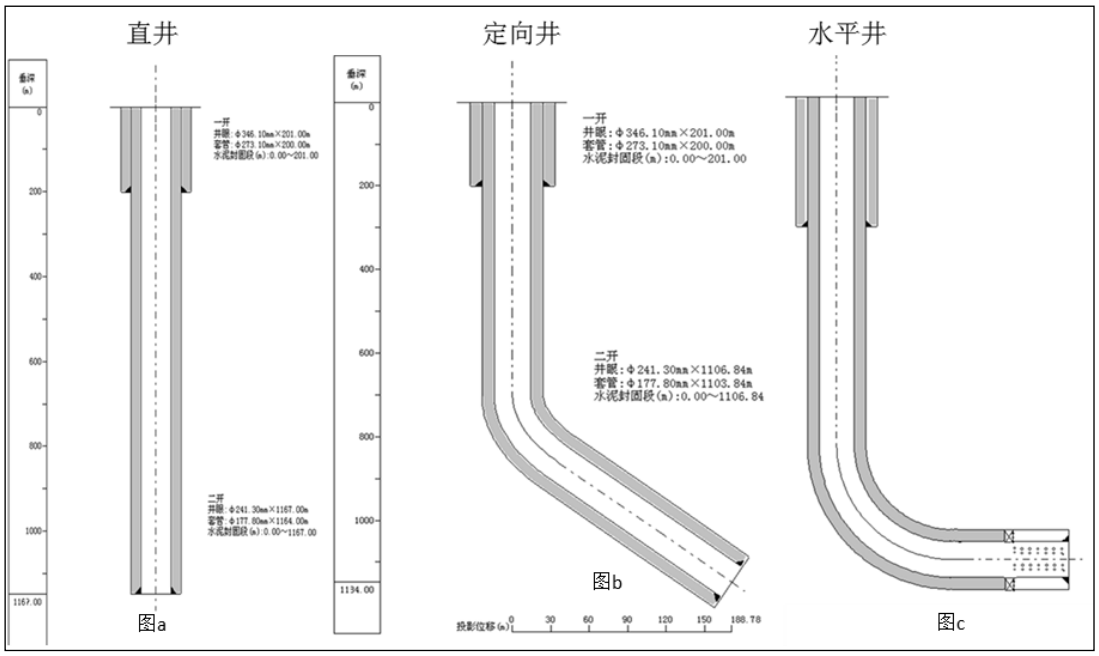


图 9.2-2　飞雁滩油田目前不同井型井身结构示意图

（2）钻井液体系设计中的溢油风险防范

飞雁滩油田属常压系统，钻井液密度一般为 1.05g/cm^3～1.15g/cm^{3}之间。油田开发初期，钻井液采用铵盐体系，后逐渐被聚合物防塌钻井液体系替代。实践证明，聚合物防塌钻井液体系能够满足保护油气层、稳定井壁和快速钻进的要求。

（3）固井质量设计中的溢油风险防范

飞雁滩油田常规直井、定向井采用常规固井技术。水平井采用筛管顶部注水泥技术；该固井技术的特点是油层段采用滤砂管，油层顶部使用盲板和管外封隔器密闭油层环空，上部采用分级箍循环注水泥固井。水泥返高一般返至 800m 以上（表 9.2-1），即油层顶或气层顶 200m 以上；“十二五”以来所钻的开发井，

绝大多数井水泥返高至地面；固井质量均为合格或优（表 9.2-1）。

表 9.2-1　飞雁滩油田固井质量统计表

序号	井号	井别	投产时间	水泥返高（m）	固井质量
1	埕 116	油井	1996/9/19	689	合格
2	埕 116-斜 8	油井	1995/2/24	541	合格
3	埕 116-斜 9	注水井	1999/2/3	739	合格
4	埕 118-10	注水井	1997/7/10	449	合格
5	埕 118-11	油井	1993/12/1	550	合格
6	埕 118-13	注水井	1996/2/9	419	合格
7	埕 118-14	油井	1992/12/1	364	合格
8	埕 118-15	油井	1993/5/30	490	合格
9	埕 118-17	注水井	2002/2/3	481	合格
10	埕 118-20	注水井	2001/3/2	535	合格
11	埕 118-21	油井	1994/1/7	556	合格
12	埕 118-23	油井	2007/7/29	172	合格
13	埕 118-34	油井	1995/9/1	0	合格
14	埕 118-35	注水井	2002/1/27	0	合格
15	埕 118-40	气井	1996/2/1	0	合格
16	埕 118-43	油井	2002/4/1	171	合格
17	埕 118-5	注水井	1996/8/1	280	合格
18	埕 118-9	油井	2002/5/12	0	合格
19	埕 118-更 1	油井	2002/9/1	215	合格
20	埕 118-更 2	注水井	2000/7/14	0	合格
21	埕 118-气 1	注水井	2001/10/10	601	合格
22	埕 118-斜 2	气井	1992/2/3	241	合格
23	埕 118-斜 7	注水井	1995/3/13	409	优
24	埕 119-10	油井	1995/1/21	550	合格
25	埕 119-11	油井	1995/6/22	0	合格
26	埕 119-13	注水井	2001/6/27	469	合格
27	埕 119-131	油井	2004/11/12	157	合格
28	埕 119-15	油井	2006/5/2	391	合格
29	埕 119-16	气井	1994/12/16	0	合格
30	埕 119-17	油井	1992/12/1	266	合格
31	埕 119-22	油井	1999/9/8	506	合格
32	埕 119-3	油井	1995/6/22	1105	合格
33	埕 119-7	注水井	1995/2/19	1344	合格
34	埕 119-72	注水井	1993/7/1	674	合格
35	埕 119-73	注水井	1997/9/22	515	合格
36	埕 119-更 131	气井	2002/12/18	219	合格
37	埕 119-斜 51	油井	1989/1/1	290	合格
38	埕 119-斜 6	注水井	2001/3/21	339	合格

序号	井号	井别	投产时间	水泥返高（m）	固井质量
39	埕 119-斜 61	油井	2003/1/5	600	合格
40	埕 119-斜 71	油井	1995/8/25	487	合格
41	埕 119-斜 8	油井	1995/5/1	712	合格
42	埕 119-斜 9	油井	1996/6/1	0	合格
43	埕 119-斜更 211	注水井	2011/6/14	313	合格
44	埕 122	油井	1999/5/1	829	合格
45	埕 124-气 3	气井	1999/6/16	0	合格
46	埕 126	油井	1992/1/1	321	合格
47	埕 126-0-6	油井	2002-05-08	394	合格
48	埕 126-10-10	注水井	2001/7/24	455	合格
49	埕 126-10-6	注水井	1994/9/1	115	合格
50	埕 126-10-9	注水井	2001/7/10	169	合格
51	埕 126-10-斜 4	油井	2003/1/14	456	合格
52	埕 126-10-斜 5	注水井	1998/8/9	217	合格
53	埕 126-11-6	注水井	1995/5/1	190	优
54	埕 126-11-斜 8	注水井	2004/8/29	0	合格
55	埕 126-1-5	油井	1992/2/1	470	合格
56	埕 126-1-更 6	气井	2001/7/30	432	合格
57	埕 126-2-6	注水井	1998/9/9	385	合格
58	埕 126-2-61	油井	1990/9/1	380	合格
59	埕 126-2-7	气井	1993/6/1	0	合格
60	埕 126-2-更 61	气井	2001/8/1	362	合格
61	埕 126-3-4	注水井	2001/7/15	241	合格
62	埕 126-3-41	油井	2001/7/27	220	合格
63	埕 126-3-6	注水井	2001/7/29	154	合格
64	埕 126-3-61	注水井	2002/1/10	110	合格
65	埕 126-3-7	注水井	1994/2/19	0	合格
66	埕 126-3-8	油井	2001/12/1	0	合格
67	埕 126-3-91	油井	1992/2/1	0	合格
68	埕 126-3-侧 71	油井	1990/8/1	0	合格
69	埕 126-3-更 9	注水井	2003/1/29	228	合格
70	埕 126-4-2	油井	1993/12/1	494	合格
71	埕 126-4-5	油井	2003/10/15	578	合格
72	埕 126-4-71	油井	1991/2/1	430	合格
73	埕 126-4-81	注水井	2001/3/26	0	合格
74	埕 126-4-9	油井	1990/8/1	407	合格
75	埕 126-4-更 8	注水井	2002/9/24	283	合格
76	埕 126-4-斜更 3	注水井	2011-08-12	392	合格
77	埕 126-5-10	注水井	1989/12/1	260	合格
78	埕 126-5-2	注水井	2002/4/24	588	合格
79	埕 126-5-4	油井	1990/9/1	0	合格

序号	井号	井别	投产时间	水泥返高（m）	固井质量
80	埕 126-5-6	油井	1989/12/1	190	合格
81	埕 126-5-8	注水井	1988/5/1	477	合格
82	埕 126-5-侧 101	注水井	2001/2/11	0	合格
83	埕 126-5-更 12	注水井	2006/2/19	0	合格
84	埕 126-5-更 9	注水井	2004/7/24	229	合格
85	埕 126-5-斜 13	油井	2002/9/1	461	合格
86	埕 126-5-斜 3	油井	2009/2/1	485	合格
87	埕 126-5-斜 71	油井	2002/3/17	490	合格
88	埕 126-5-斜更 3	油井	2005/7/30	0	合格
89	埕 126-6-13	油井	1991/9/1	261	合格
90	埕 126-6-2	油井	2001/7/8	630	合格
91	埕 126-6-4	注水井	2000/12/18	425	合格
92	埕 126-6-6	注水井	2000/12/16	514	合格
93	埕 126-6-61	油井	1992/1/1	380	合格
94	埕 126-6-9	油井	2003/12/1	349	合格
95	埕 126-6-更 B11	注水井	2010/10/5	435	合格
96	埕 126-6-斜 3	注水井	2002/2/3	550	合格
97	埕 126-6-斜 7	注水井	2002/9/1	670	合格
98	埕 126-7-13	油井	1995/6/1	395	合格
99	埕 126-7-2	注水井	2001/12/31	760	合格
100	埕 126-7-6	油井	2002/1/6	230	合格
101	埕 126-7-61	注水井	2000/12/2	180	合格
102	埕 126-7-81	注水井	1996/5/1	360	合格
103	埕 126-7-9	注水井	2001/6/8	0	合格
104	埕 126-7-斜 10	油井	2000/12/25	0	合格
105	埕 126-7-斜 11	油井	2002/5/21	459	合格
106	埕 126-7-斜 5	注水井	2002/3/29	480	合格
107	埕 126-7-斜 7	油井	2000/9/4	427	合格
108	埕 126-7-斜 8	油井	1994/12/1	354	合格
109	埕 126-8-2	油井	2002/4/27	143	合格
110	埕 126-8-6	油井	1995/3/1	484	合格
111	埕 126-8-61	油井	2000/5/9	220	合格
112	埕 126-8-更 6	油井	2000/9/9	322	合格
113	埕 126-8-斜 3	注水井	2000/11/24	243	合格
114	埕 126-8-斜 4	油井	2002/4/21	288	合格
115	埕 126-8-斜 5	注水井	1995/10/6	0	合格
116	埕 126-8-斜 7	注水井	2001/7/13	140	合格
117	埕 126-8-斜 8	油井	2001/9/12	470	合格
118	埕 126-8-斜更 10	注水井	2012/6/7	0	合格
119	埕 126-9-6	油井	1988/1/1	695	合格
120	埕 126-9-9	油井	2001/7/8	584	合格

序号	井号	井别	投产时间	水泥返高（m）	固井质量
121	埕 126-9-更 7	油井	2003/1/18	186	合格
122	埕 126-9-斜 10	油井	1990/9/1	527	合格
123	埕 126-9-斜 11	油井	1996/10/1	338	合格
124	埕 126-9-斜 4	注水井	1994/5/22	374	合格
125	埕 126-9-斜 8	注水井	1996/4/17	332	合格
126	埕 126-平 1	油井	2003/1/18	350	合格
127	埕 126-平 2	油井	2008/7/19	652	合格
128	埕 126-斜 1	注水井	2001/8/19	378	合格
129	埕 126-斜 10	油井	2003/1/24	298	合格
130	埕 126-斜 2	油井	2001/11/22	462	合格
131	埕 126-斜 5	油井	2002/6/22	340	合格
132	埕 126-斜 6	注水井	2002/6/26	294	合格
133	埕 126-斜 7	油井	2002/7/13	314	合格
134	埕 126-斜 9	油井	2003/1/11	158	合格
135	埕 127	气井	2004/12/2	103	合格
136	埕 128-1	油井	1991/5/1	0	合格
137	埕 128-2	油井	2002/8/20	417	合格
138	埕 128-3	注水井	1993/9/1	500	合格
139	埕 128-5	油井	2004/1/6	345	合格
140	埕 128-6	气井	1993/11/11	0	合格
141	埕 128-71	油井	1996/3/1	462	合格
142	埕 128-8	气井	1994/11/16	471	合格
143	埕 128-更 11	油井	1992/1/1	0	合格
144	埕 128-更 4	注水井	2001/6/1	738	合格
145	埕 128-斜更 9	注水井	2012/5/26	0	合格
146	埕 130	油井	2006/4/18	255	合格
147	埕 133	油井	1988/6/1	485	合格
148	埕 134	油井	2002/6/1	158	合格

多年的钻井工程实践显示，本次评价的飞雁滩油田的油、水、气井，在井身结构、钻井液体系及固井工艺设计和实施中已充分考虑了本区油藏地质特征，钻进及生产过程中均未发生溢油等异常事故。

2）孤东油田

本次评价涉及孤东油田的井 15 口，全部属于孤东采油厂管辖；分布在垦东 401 块、垦东 405 扩、垦东斜 411 块，以垦东 401 块为主。

（1）井身结构设计中的溢油风险防范

孤东油田的 15 口井，其中 11 口定向井，3 口水平井，1 口直井。钻井方案

设计中，直井（图 9.2-3 图 a）、定向井（图 9.2-3 图 b）、水平井（图 9.2-3 图 c）均采用二开井身结构，其中一开前下入导管封隔上部疏松地层，为表层定向创造条件；一开均采用Φ273.1mm 表层套管，二开下入Φ177.8mm（采油井）、Φ139.7mm（注水井）生产套管。

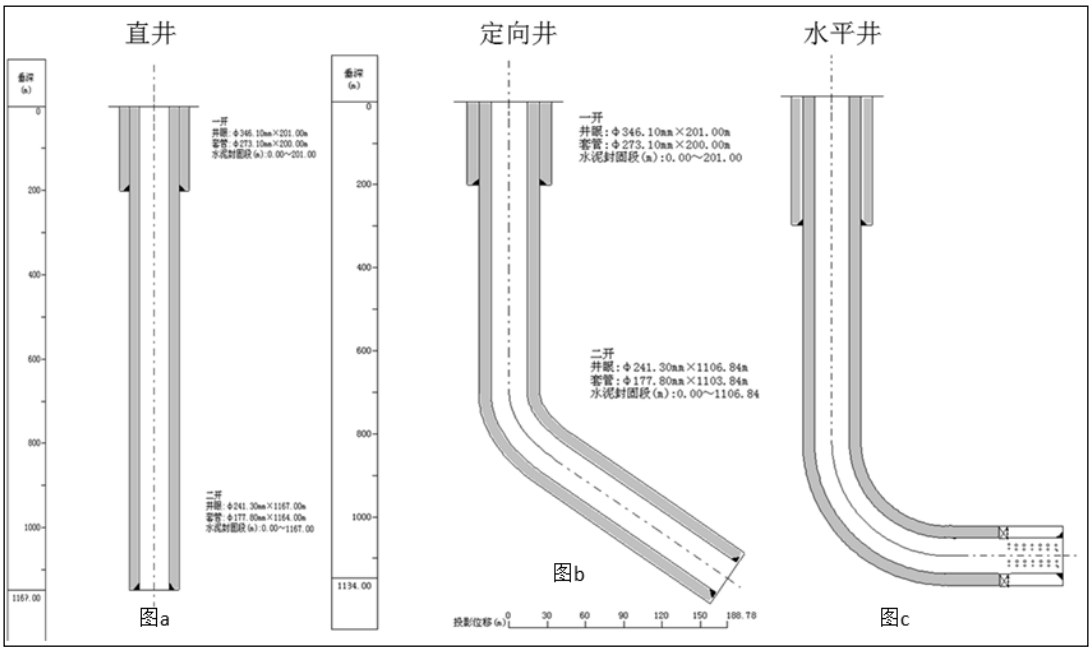


图 9.2-3　孤东油田井身结构示意图

（2）钻井液体现计中的溢油风险防范

钻井过程中一方面要防止地层坍塌而采用较高密度的钻井液体系，同时也要尽量避免因钻井液密度过大而造成的油层污染。钻井中根据纵向上压力剖面的变化，适时调整钻进工艺及钻井液体系。钻井液采用聚合物润滑防塌钻井液体系，油层段采用屏蔽暂堵技术；目的层段（馆陶组）采用密度为 1.45g/cm^3～1.55g/cm^{3}的钻井液，目的层段之前钻遇的表层、明化镇组均采用密度为 1.05g/cm^3～1.10g/cm^{3}的钻井液；完井液密度的附加值为 0.05g/cm^3～0.10g/cm^3。

（3）固井质量设计中的溢油风险防范

固井方式主要根据油层的岩性特征、储集性质及采油工艺的要求进行选择，一般根据该区的地质特点优化选择能够尽量减少油气层伤害，提高采油井产能，延长采油井寿命。孤东油田油水井均采用套管完井，为提高固井质量，采用 G 级抗高温水泥固井，同时固井中采用油层部位每 20m、其余部位每 50m 加一个弹性扶正器的方式以提高固井质量。

本次评价的 15 口井水泥返高深度为 0m～744m，平均水泥返高为 293m。其

中，水泥返高至井口的 3 口（表 9.2-2）；固井质量均为合格。

表 9.2-2　孤东油田固井质量统计表

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
1	垦东 401	油井	2002/01/01	300	合格
2	垦东 401-更斜 1	油井	2005/01/01	218	合格
3	垦东 401-平 2	油井	2002/12/31	409	合格
4	垦东 401-斜 2	油井	2002/12/31	219	合格
5	垦东 401-斜 3	油井	2009/07/06	357	合格
6	垦东 401-斜 4	油井	2009/09/01	482	合格
7	垦东 401-斜 5	油井	2011/06/17	210	合格
8	垦东 401-斜 6（侧）	油井	2011/07/07	110	合格
9	垦东 405-平 1	油井	2004/10/11	340	合格
10	垦东 405-斜 1	油井	2004/10/12	744	合格
11	垦东 405-斜 2	油井	2006/10/1	516	合格
12	垦东 405-斜 3	油井	2006/10/2	495	合格
13	垦东 401-斜 11	油井	2011/04/25	0	合格
14	垦东 411-平 1	油井	2009/7/23	0	合格
15	垦东斜 411	油井	2009/5/7	0	合格

多年的钻井工程实践显示，本次评价的自然保区内孤东油田的油水井，在井身结构、钻井液体系及固井工艺设计和实施中已充分考虑了本区油藏特征，钻进及生产过程中均未发生溢油等异常事故。

3）红柳油田

本次评价涉及红柳油田的井 9 口，均为采油井，全部属于孤东采油厂管辖。红柳油田主要含油层系为馆陶组和东营组，储层岩性以粉质砂岩为主，胶结疏松，砂体在平面上多呈“条带”状分布。经过多年发展完善，钻井与完井工艺、采油工艺形成系列，基本满足了油田开发需要。

（1）井身结构设计中的溢油风险防范

油井二开井身结构，采用Φ339.7mm 的表层套管（一开）＋Φ177.8mm（二开）的油层套管；常规注水井井身结构采用Φ339.7mm 的表层套管＋Φ139.7mm 的油层套管，热采井采用抗高温性能好的 TP110H 套管（图 9.2-4）。

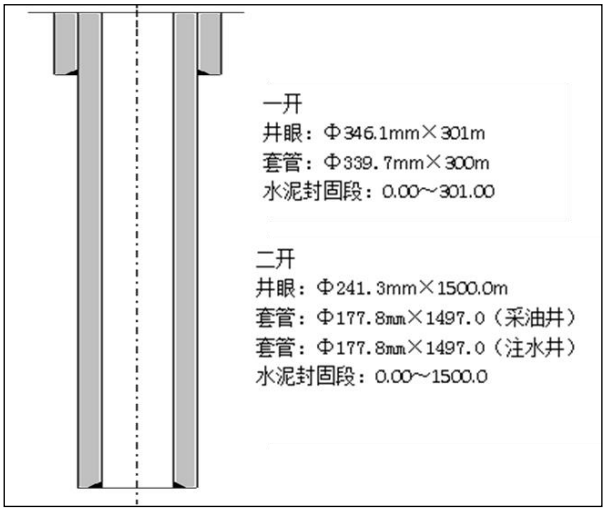


图 9.2-4　红柳油田井身结构示意图

（2）钻井液体现计中的溢油风险防范

1986 年红柳油田应用分散钻井液体系，不利于油层保护；为保护油气层，1994 年应用了抑制性聚合物钻井液、屏蔽暂堵技术、近平衡钻井技术；1995 年采用超细碳酸钙+磺化沥青粉作为暂堵剂阻止固相颗粒进入油层；1997 年改进为油溶树脂屏蔽暂堵剂；2000 年推广聚合醇类防塌屏蔽剂，在稳定井壁的基础上实现暂堵功能；2003 年后引进阳离子乳化沥青油层保护剂和非渗透油层保护剂，用于油气层保护工作；目前以密度为 1.05g/cm^3～1.1g/cm^3 的聚合物润滑钻井液体系为主，该体系具有良好的润滑性能和较低的滤失量，能够提高钻进效率的同时对油气层也起到保护作用。

（3）固井质量设计中的溢油风险防范

常规稀油区块（东营组），为常规固井。垦东 521 块、垦东 53 块、垦 92 块（馆陶组）为稠油热采区块，采用热采固井，采用高强度抗、拉伸套管，水泥返高至地面。本次评价的 9 口井中，水泥返高至井口的 2 口井，返高至 100～300m 的 2 口井，返高至 500～800m 的 4 口井，返高深度大于 800m 的 1 口，9 口井固井质量均达到合格或优的水平（表 9.2-3）。

表 9.2-3　红柳油田固井质量统计表

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
1	垦东 55-6	采油井	1998/03/16	679	优
2	垦东 55-斜 7	采油井	1998/05/20	178	合格
3	垦东 55-10	采油井	1998/08/14	506	优
4	垦东 55-斜 9	采油井	1998/08/16	619	合格
5	垦东 55-斜 11（侧）	采油井	1998/08/18	237	合格
6	垦东 55-平 1	采油井	2002/02/12	0	合格
7	垦东 55-13	采油井	2000/10/14	888	合格
8	垦东 55-8（侧）	采油井	2011/11/10	0	合格
9	垦东斜 552	采油井	1997/12/16	600	合格

多年的钻井工程实践显示，本次评价的红柳油田的油井，在井身结构、钻井液体系及固井工艺设计和实施中已充分考虑了本区油藏特征，钻进及生产过程中均未发生溢油等异常事故。

4）新滩油田

本次评价涉及新滩油田的井总计 54 口，其中采油井 49 口，其余 5 口均为污水回注井。采油井分布在垦东 191～192 区块、垦东 18 块，含 4 口稠油井、垦东 29 块、垦东 32 块以及新滩试采区等 5 个区块。

本次评价的新滩油田属于高孔高渗油藏，主要含油层系为馆陶组上段，所受上覆压力小，成岩作用弱，岩性以细砂岩、分砂岩和含砾砂岩为主，胶结比较疏松，易出砂。经过多年发展完善，钻井、采油、注汽工艺形成一系列成熟的技术，基本满足了油田开发需要。

（1）井身结构设计中的溢油风险防范

垦东 191～192 块、垦东 18 块、垦东 29 块、垦东 32 块及试采区钻井中，常规采油井均采用二开井身结构套管完井，一开下入 Φ273.1mm 或 Φ339.7mm 表层套管，二开下入 Φ177.8mm 的油层套管；常规注水井亦采用二开井身结构，一开下入 Φ339.7mm 表层套管，二开下入 Φ177.8mm 的油层套管（图 9.2-5 图 a）。

水平井采用二开井身结构，水平段采用筛管顶部注水泥防砂工艺完井，一开下入Φ339.7mm 的表层套管过造斜段，二开下入套管规格与常规油井井一致。考虑本区未自然保护区滩海地带，为降低套管破损、变形等造成的溢油风险，所有热采井油层套管均选择抗压级别更高、抗高温更好的 P110 的套管（图 9.2-5 图 b）。

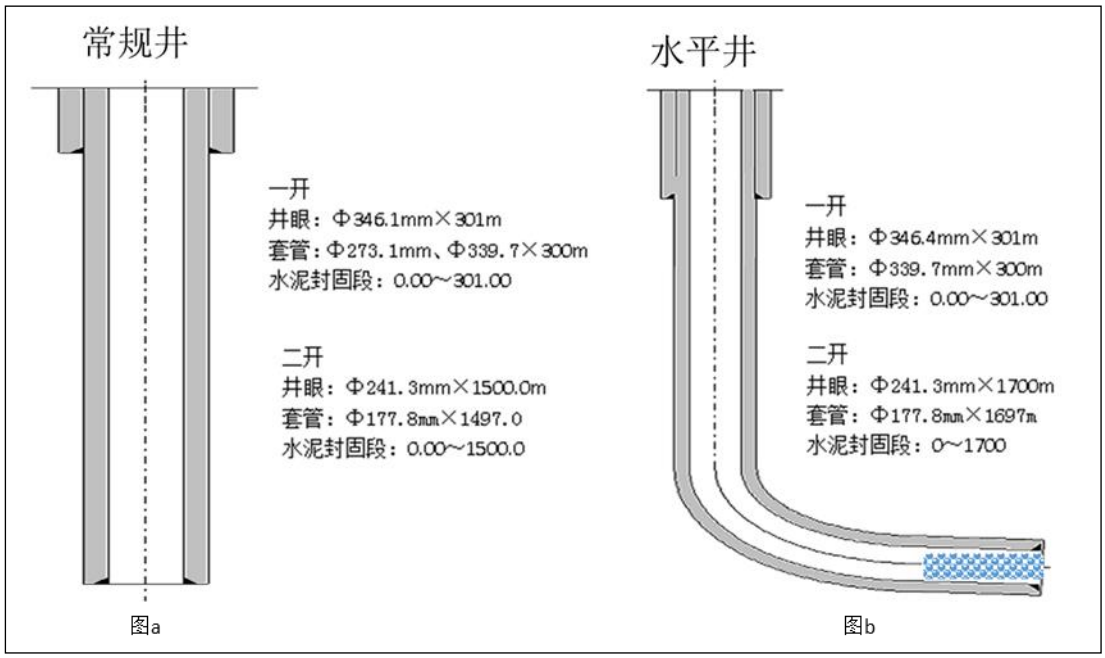


图 9.2-5　本工程新滩油田井身结构示意图

（2）钻井液体现计中的溢油风险防范

油田开发初期，采用分散钻井液体系，不利于油层保护。1997 年改进为油溶树脂屏蔽暂堵剂；2000 年推广聚合醇类防塌屏蔽剂，在稳定井壁的基础上实现暂堵功能；2003 年引进阳离子乳化沥青油层保护剂和非渗透油层保护剂，用于油气层保护工作；目前，针对新滩油田地层岩性胶结疏松，易发生坍塌的特点，目的层段钻井液已推广采用聚合物润滑钻井液体系，目的层以上的表层采用膨润土浆、明化镇组采用聚合物钻井液体系。主要作用一方面是抑制地层粘土造浆，满足快速钻进的需要；另一方面易于控制固相含量和滤失量，以防止地层坍塌和保护油气层。

（3）固井质量设计中的溢油风险防范

由于新滩油田采用常规注水与蒸汽吞吐热采相结合的开采方式。在靠近边水附近的井为常规开发井，水泥返高至 500m 左右；中心区域以热采为主，采用热采固井，采用高强度抗、拉伸套管，水泥返高至地面。

本次评价涉及新滩油田的 54 口在用油水中水泥返高至井口的井有 40 口，占本次评价新滩油田总井数的 74.1%。其他 16 口井平均水泥返高深度 271m，最深的为 623m（表 9.2-4）；固井质量评价显示 4 口井固井质量为优，其他井均为合格。

表 9.2-4　新滩油田固井情况统计表

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
1	垦东 162	采油井	1998/9/27	0	合格
2	垦东 162-1	采油井	2002/7/3	0	合格
3	垦东 162-斜 2	采油井	2005/7/14	0	合格
4	垦东 18-17-4	采油井	2001/6/23	0	合格
5	垦东 18-18-5（侧）	采油井	2001/8/4	10	合格
6	垦东 182	采油井	2005/7/10	0	合格
7	垦东 18-20-12	采油井	2001/8/14	58	合格
8	垦东 182-1	采油井	2006/1/17	0	合格
9	垦东 182-2	注水井	2006/4/10	0	合格
10	垦东 182-斜 3	采油井	2007/7/28	0	合格
11	垦东 18-3	注水井	1998/2/20	0	合格
12	垦东 18-6	注水井	2004/3/31	0	合格
13	垦东 18-平 2	采油井	2008/10/10	0	合格
14	垦东 18-平 5	采油井	2010/1/12	0	合格
15	垦东 191	采油井	2005/2/18	210	合格
16	垦东 191-斜 10	采油井	2011/1/2	0	合格
17	垦东 191-斜 3	采油井	2006/7/6	0	合格
18	垦东 191-斜 5	采油井	2006/7/7	0	合格
19	垦东 191-斜 6	采油井	2006/8/28	0	合格
20	垦东 191-斜 9	采油井	2008/12/28	0	合格
21	垦东 192	采油井	2006/2/22	0	合格
22	垦东 192-平 1	采油井	2008/3/24	0	合格
23	垦东 192-平 2	采油井	1998/3/30	0	合格
24	垦东 192-平 3	采油井	2008/1/19	0	合格
25	垦东 192-斜 3	采油井	2008/1/17	0	合格
26	垦东 192-斜 4	采油井	1998/1/30	0	合格
27	垦东 29	采油井	1989/3/21	617	优
28	垦东 29-1	采油井	1990/8/22	620	优
29	垦东 29-11	采油井	2001/12/1	0	合格
30	垦东 29-12	采油井	2001/12/31	50	合格
31	垦东 29-13	采油井	2001/10/27	22	合格
32	垦东 29-14（侧）	采油井	2001/9/20	20	合格
33	垦东 29-2	采油井	1992/4/13	500	优
34	垦东 29-6	采油井	2001/7/2	180	合格
35	垦东 29-7	采油井	2001/7/6	0	合格
36	垦东 29-8	采油井	2001/7/19	150	合格
37	垦东 29-9（侧）	采油井	2001/10/1	0	合格
38	垦东 29-斜 16	注水井	2007/12/3	0	合格
39	垦东 29-斜 18	采油井	2012/1/1	0	合格

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
40	垦东 29-斜 19	采油井	2012/2/2	0	合格
41	垦东 29-斜 3	采油井	1994/3/10	0	合格
42	垦东 29-斜 4	采油井	1993/8/6	0	合格
43	垦东 29-斜 5	采油井	1993/10/4	156	合格
44	垦东 32-1	采油井	1998/4/11	623	合格
45	垦东 32-17-10	采油井	1999/5/12	0	合格
46	垦东 32-17-11	采油井	2001/9/10	0	合格
47	垦东 32-18-11	采油井	1999/9/11	0	合格
48	垦东 32-18-12	采油井	2007/12/21	0	合格
49	垦东 32-平 2	采油井	2007/6/8	0	合格
50	垦东 32-平 29	采油井	2010/9/23	0	合格
51	垦东 32-平 3	采油井	2007/11/2	0	合格
52	垦东 32-平 4	采油井	2008/3/25	0	合格
53	垦东 32-平 7	采油井	2008/2/27	0	合格
54	垦东 45	注水井	2005/12/9	579	优

多年的钻井工程实践显示，本次评价的自然保区内隶属新滩油田的油水井，在井身结构、钻井液体系及固井工艺设计和实施中已充分考虑了本区油藏地质特征，钻进及生产过程中均未发生溢油等异常事故。

5）桩西油田

本次评价涉及桩西油田的井 69 口，采油井 67 口，注水井 2 口，均为桩西采油厂管辖。

（1）井身结构设计中的溢油风险防范

井身结构设计以平衡地层孔隙压力、防止压漏地层封住必封层及保护储层为原则。针对该油田的储层特征，采取了不同的井身结构。

完钻井深小于 2000m 的直井或定向井，采用 Φ339.7mm 表层套管+Φ177.8mm 的油层套管（图 9.2-6）。对于井深 2900m～3500m 的井，采用Φ339.7mm 表层套管+Φ139.7mm 的油层套管（图 9.2-6）。对于较深大位移井，为确保施工安全顺利，采用Φ508mm 导管+Φ339.7mm 表层套管+Φ244.5mm 技术套管+Φ139.7mm 油层套管（图 9.2-8）。为节约钻井成本，后期一般大位移井采用Φ508 表层套管+Φ273mm 技术套管+Φ177.8mm 油层套管。1993 年以来，桩西古潜山钻井采用四开挂尾管（筛管）井身结构，即Φ508.0mm 导管+Φ339.7mm 表层套管+Φ177.8mm 技术套管+Φ139.7mm 尾管或筛管的井深结构（图 9.2-8）。

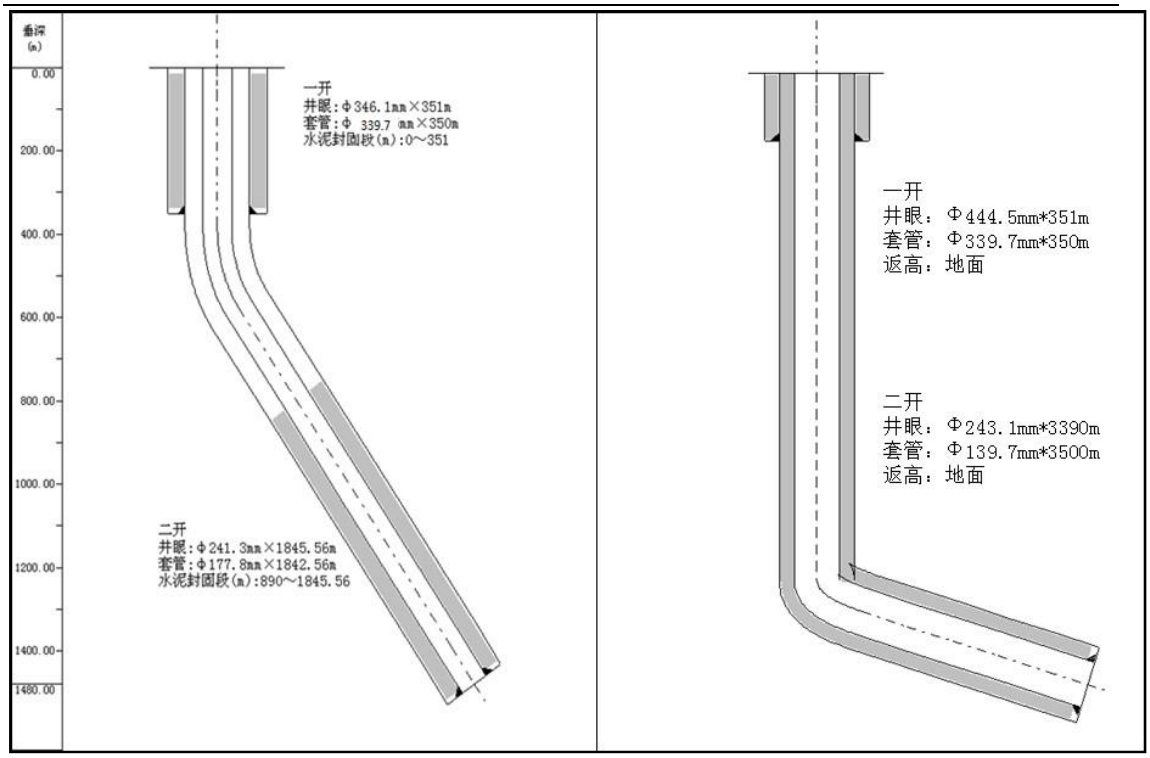


图 9.2-6　井深小于 2000m 井井身结构　图 9.2-7　井深大于 2900m 井井身结构

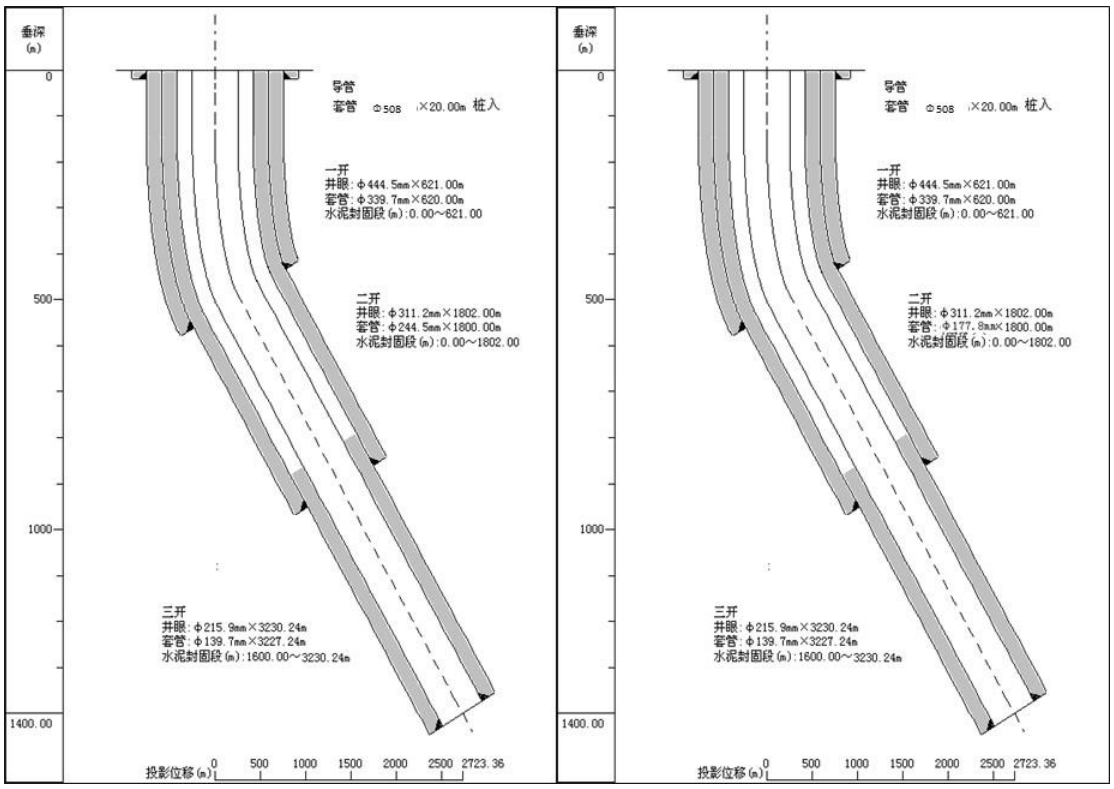


图 9.2-8　较深大位移井井身结构示意图　图 9.2-9　一般大位移井井身结构示意图

（2）钻井液体系中的溢油风险防范

钻井过程中一方面要防止地层坍塌而采用较高密度的钻井液体系，同时也要尽量避免因钻井液密度过大而造成的油层污染。

为降低油气层损害程度，初期该油田主要采用油溶树脂保护剂，打开油层前100m 加入，对油层起到了屏蔽暂堵作用，有效地保护油层。1997 年在中、深井推广应用聚合醇防塌钻井液体系钻井液，不仅在防塌、稳定井壁方面显示了较好的优越性，提高了钻井速度，而且在抑制储层中粘土分散，防止水锁造成的油气层污染问题等方面，取得较好的效果。2001 年 11 月推广应用了新型的阳离子乳化沥青保护剂，提高了井壁泥饼的质量，起到了封堵、桥架、防塌、防膨、降失水的作用，减少了油气层的损害程度。2003 年以来，发展应用了聚合物防塌泥浆体系，不仅保证了井眼稳定、钻井顺利施工，而且有效地提高了油层保护效果。

（3）固井设计中的溢油风险防范

桩西油田多采用常规固井方式，随着水平井、大位移井等特殊工艺井提高固井质量、保护油气层的需要，采用了分级、低密度、大位移等固井技术。

本次评价涉及的桩西油田 69 口井中，水泥返高至井口的有 49 口井，占评价总井数的 71.0%；固井质量合格率 100%（表 9.2-5）。

表 9.2-5　桩西油田固井质量统计表

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
1	桩 101	采油井	1985/9/20	0	合格
2	桩 123-斜 2	采油井	2013/1/30	346	合格
3	桩 123-斜 3	采油井	2013/1/30	268	合格
4	桩 123-斜 4	采油井	2013/1/30	313	合格
5	桩 123-斜 5	采油井	2013/1/30	0	合格
6	桩 123-斜 6	采油井	2013/1/30	1289	合格
7	桩 123-斜 7	采油井	2013/1/30	0	合格
8	桩 139-平 13	采油井	2014/5/2	0	合格
9	桩 139-平 1	采油井	2003/10/9	0	合格
10	桩 139-平 10	采油井	2013/8/17	90	合格
11	桩 139-平 11	采油井	2014/1/24	0	合格
12	桩 139-平 12	采油井	2014/8/2	0	合格
13	桩 139-平 14	采油井	2014/7/11	20	合格
14	桩 139-平 16	采油井	2013/9/22	0	合格
15	桩 139-平 17	采油井	2013/8/21	0	合格
16	桩 139-平 18	采油井	2013/7/28	0	合格
17	桩 139-平 19	采油井	2014/6/13	0	合格
18	桩 139-平 2	采油井	2003/11/23	446	合格

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
19	桩 139-平 20	采油井	2014/2/25	8	合格
20	桩 139-平 21	采油井	2014/5/23	0	合格
21	桩 139-平 3	采油井	2010/11/18	0	合格
22	桩 139-平 5	采油井	2013/9/12	0	合格
23	桩 139-平 6	采油井	2014/8/21	0	合格
24	桩 139-平 7	采油井	2013/7/28	0	合格
25	桩 139-平 8	采油井	2014/9/10	0	合格
26	桩 139-平 9	采油井	2013/7/5	0	合格
27	桩 139-斜 1	采油井	2012/8/11	0	合格
28	桩 139-斜 10	采油井	2004/2/5	0	合格
29	桩 139-斜 11	采油井	2004/3/28	0	合格
30	桩 139-斜 12	采油井	2006/1/17	0	合格
31	桩 139-斜 13	采油井	2004/8/8	0	合格
32	桩 139-斜 14	采油井	2003/8/17	0	合格
33	桩 139-斜 15	采油井	2003/10/25	0	合格
34	桩 139-斜 16	采油井	2003/10/21	0	合格
35	桩 139-斜 17	采油井	2003/8/16	0	合格
36	桩 139-斜 18	采油井	2004/3/19	0	合格
37	桩 139-斜 19	采油井	2004/7/8	0	合格
38	桩 139-斜 2	采油井	2005/10/27	0	合格
39	桩 139-斜 20	采油井	2004/3/6	0	合格
40	桩 139-斜 21	采油井	2005/5/19	0	合格
41	桩 139-斜 22	采油井	2004/12/19	0	合格
42	桩 139-斜 3	采油井	2004/3/31	0	合格
43	桩 139-斜 32	采油井	2004/9/10	0	合格
44	桩 139-斜 33	采油井	2004/11/10	0	合格
45	桩 139-斜 34	采油井	2013/12/5	0	合格
46	桩 139-斜 35	采油井	2013/11/16	0	合格
47	桩 139-斜 36	采油井	2005/8/14	0	合格
48	桩 139-斜 37	采油井	2014/1/2	0	合格
49	桩 139-斜 38	采油井	2014/4/15	0	合格
50	桩 139-斜 39	采油井	2014/3/25	0	合格
51	桩 139-斜 4	采油井	2003/10/5	0	合格
52	桩 139-斜 5	采油井	2005/4/26	0	合格
53	桩 139-斜 6	采油井	2005/1/14	0	合格
54	桩 139-斜 7	采油井	2005/6/18	0	合格
55	桩 139-斜 8	采油井	2004/7/21	0	合格
56	桩 139-斜 9	采油井	2004/2/14	0	合格
57	桩 148-斜 3	采油井	2008/10/28	1707	合格
58	桩 148-斜 4	采油井	2008/10/28	1108	合格
59	桩 148-斜 5	采油井	2008/10/28	1175	合格

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
60	桩 148-斜 6	注水井	2008/10/28	2311	合格
61	桩 148-斜 7	采油井	2008/10/28	1772	合格
62	桩 161-斜 2	采油井	2008/10/28	876	合格
63	桩 161-斜 3	采油井	2008/10/28	821	合格
64	桩 161-斜 4	采油井	2008/10/28	596	合格
65	桩 161-斜 5	注水井	2013/1/30	216	合格
66	桩斜 123	采油井	2008/10/28	1108	合格
67	桩斜 138	采油井	2000/5/12	444	合格
68	桩斜 166	采油井	2011/4/7	8	合格
69	桩斜 17	采油井	2003/6/2	0	合格

多年的钻井工程实践显示，本次评价涉及桩西油田的油水井，在井身结构、钻井液体系及固井工艺设计和实施中已充分考虑了本区油藏特征，钻进及生产过程中均未发生溢油等异常事故。

6）老河口油田

本次评价涉及老河口油田的井 165 口，其中采油井 103 口，注水井 62 口，均为桩西采油厂管辖。

（1）井身结构设计中的溢油风险防范

老河口地处滩海地区，为实现海油陆采目的和受地面条件的限制、不能打直井开采的油层，采用了定向钻井技术。随着钻井技术的不断进步，油田进入高含水开发期，挖潜油层层内、层间、平面上相对剩余油富集区，提高采收率，应用了水平井钻井工艺。

井身结构设计以平衡地层孔隙压力、防止压漏地层封住必封层及保护储层为原则。馆陶组疏松砂岩油藏，直井或定向井采用 Φ339.7mm 表层套管+Φ177.8mm 的油层套管。大位移斜井采用 Φ508mm 导管+Φ273mm 技术套管+Φ177.8mm 油层套管。针对馆陶组油藏疏松出砂严重，油层开采部位上下易发生套变的情况，1998 年起特别规定要求油层部位上下 200m 下入厚度大（9.19mm）、强度高（P110）进口油层套管。沙河街组油藏采用 Φ339.7mm 表层套管+Φ139.7mm 的油层套管，典型井井身结构示意图见图 9.2-10。该井身结构设计能够有效防止地层坍塌或出砂，在钻进和后期生产过程中未发生溢油等异常事故。

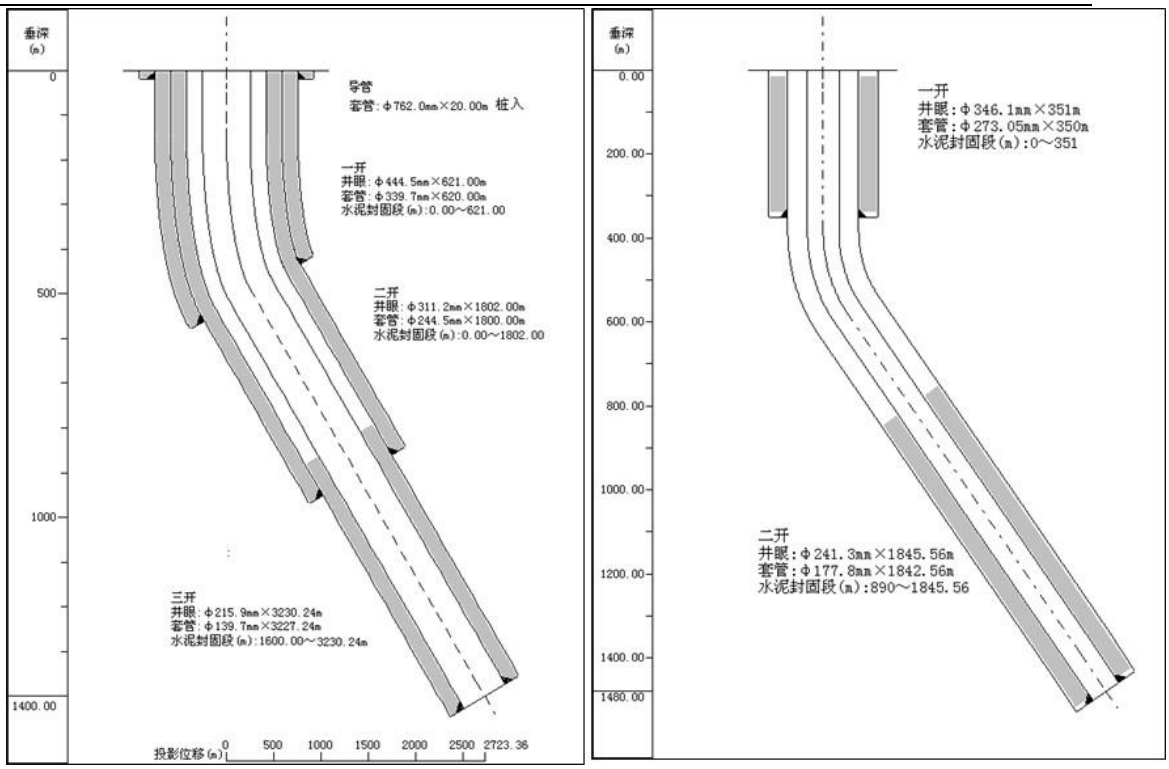


图 9.2-10　三开及二开井井身结构示意图

（2）钻井液设计中的溢油风险防范

钻井过程中一方面要防止地层坍塌而采用较高密度的钻井液体系，同时也要尽量避免因钻井液密度过大而造成的油层污染。

老河口油田开发初期采用油溶树脂保护剂，钻至油层上部 100m 处加入，对油层起到了屏蔽暂堵作用，有效地保护油层。1997 年在中、深井推广应用聚合醇防塌钻井液体系钻井液，不仅在防塌、稳定井壁方面显示了较好的优越性，提高了钻井速度，而且在抑制储层中粘土分散，防止水锁造成的油气层污染问题等方面，取得较好的效果。2001 年 11 月推广应用了新型的阳离子乳化沥青保护剂，提高了井壁泥饼的质量，起到了封堵、桥架、防塌、防膨、降失水的作用，减少了油气层的损害程度。2003 年，发展应用了聚合物防塌钻井液体系，不仅保证了井眼稳定、钻井顺利施工，而且有效地提高了油层保护效果。

（3）固井设计中的溢油风险防范

老河口油田在开发过程中，根据不同井深、不同井型、不同油气藏类型采用不同的固井技术及完井技术。

在固井方面多采用常规固井方式，随着水平井、大位移井等特殊工艺井增加和提高固井质量、保护油气层的需要，采用了分级、大位移等固井技术。为满足

深井，由于裸井段的油层分布距离长，长段水泥浆封固的要求，且随着定向井、水平井钻井位移的不断增加，研究应用了套管扶正器和漂浮接箍、新型水泥浆体系、紊流与塞流复合顶替等工艺技术措施，满足了固井质量的要求。

本次评价的 165 口井中固井质量合格的有 148 口，固井质量优量有 17 口。

表 9.2-6　老河口油田固井质量统计表

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
1	桩 106-23-斜 13	采油井	1999/12/16	313	合格
2	桩 106-15-斜 9	采油井	1997/9/4	615	合格
3	桩 106-16-斜 16	采油井	1997/1/8	216	合格
4	桩 106-18-斜 15	采油井	1997/1/8	269	合格
5	桩 106-20-斜 12	采油井	1997/6/29	659	合格
6	桩 106-20-斜 15	采油井	1998/6/11	302	合格
7	桩 106-67	采油井	1995/8/12	79	合格
8	桩 106-69	采油井	1996/4/19	598	合格
9	桩 106-14-10	采油井	1997/8/12	518	合格
10	桩 106-16-10	采油井	1997/9/4	1258	合格
11	桩 106-16-斜 15	采油井	2011/12/15	0	合格
12	桩 106-16-斜 8	采油井	2013/6/22	0	合格
13	桩 106-17-斜 8	采油井	1997/6/29	0	合格
14	桩 106-18-斜 13	采油井	1997/6/29	359	合格
15	桩 106-19-15	采油井	1998/6/11	497	合格
16	桩 106-19-侧 14	采油井	1997/6/29	802	合格
17	桩 106-20-斜 10	采油井	2000/12/1	214	合格
18	桩 106-21-斜 22	采油井	1997/6/29	410	合格
19	桩 106-22-斜 12	采油井	1999/12/16	229	合格
20	桩 106-22-斜 13	采油井	1999/12/16	0	合格
21	桩 106-22-斜 14	采油井	1999/12/16	319	合格
22	桩 106-24-斜 12	采油井	2000/12/1	660	合格
23	桩 106-更 65	采油井	2003/5/3	459	合格
24	桩 106-54	采油井	1995/6/10	446	合格
25	桩 106-55	采油井	1994/12/4	430	合格
26	桩 106-更 21	采油井	1994/12/7	455	合格
27	桩 106-更 37	采油井	1994/11/20	375	合格
28	桩 106-更 40	采油井	1994/12/16	0	合格
29	桩 106-更 53	采油井	1997/1/20	599	合格
30	桩 106-更 60	采油井	2003/6/17	581	合格
31	桩 106-更平 9	采油井	2014/8/20	0	合格
32	桩 106-平 12	采油井	2011/7/27	166	合格
33	桩 106-平 20	采油井	2013/3/7	0	合格
34	桩 106-平 8	采油井	2008/2/24	468	合格

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
35	桩 106-平 1-侧平 1	采油井	1999/11/10	0	合格
36	桩 106-斜 71	采油井	2011/5/9	0	合格
37	桩 106-11-11	采油井	1996/3/27	658	合格
38	桩 106-11-12	采油井	1996/5/11	298	合格
39	桩 106-12-12	采油井	1995/12/11	0	合格
40	桩 106-13-15	采油井	1996/4/29	574	合格
41	桩 106-14-12	采油井	2002/6/1	604	合格
42	桩 106-14-13	采油井	2011/6/1	0	合格
43	桩 106-15-11	采油井	1997/11/18	284	合格
44	桩 106-15-12	采油井	1997/9/1	254	合格
45	桩 106-15-16	采油井	1997/4/17	593	合格
46	桩 106-17-12	采油井	1996/6/3	668	合格
47	桩 106-17-14	采油井	1997/6/4	305	合格
48	桩 106-17-17	采油井	1997/6/16	259	合格
49	桩 106-17-19	采油井	2011/12/15	0	合格
50	桩 106-18-11	采油井	2002/8/30	230	合格
51	桩 106-18-12	采油井	1998/2/21	542	合格
52	桩 106-18-16	采油井	1998/6/11	438	合格
53	桩 106-18-侧 14	采油井	1997/6/29	0	合格
54	桩 106-21-13	采油井	1999/12/16	259	合格
55	桩 106-22-斜 9	采油井	2000/12/1	364	合格
56	桩 106-38	采油井	1990/8/5	707	合格
57	桩 106-43	采油井	1994/5/14	186	合格
58	桩 106-72	采油井	1994/5/4	0	合格
59	桩 106-更 38	采油井	2011/9/12	745	合格
60	桩 106-平 15	采油井	1997/9/4	0	合格
61	桩 106-平 16	采油井	1997/9/4	0	合格
62	桩 106-平 17	采油井	1997/9/4	0	合格
63	桩 106-平 18	采油井	1997/9/4	0	合格
64	桩 106-平 19	采油井	1997/9/4	0	合格
65	桩 106-平 6	采油井	2005/7/14	233	合格
66	老 163-斜 1	采油井	2005/9/1	580	合格
67	老 163-斜 10	采油井	2005/9/1	410	合格
68	老 163-斜 12	采油井	2005/9/1	420	合格
69	老 163-斜 13	采油井	2005/9/1	296	合格
70	老 163-斜 14	采油井	2005/9/1	656	合格
71	老 163-斜 16	采油井	2005/9/1	395	合格
72	老 163-斜 19	采油井	2005/9/1	340	合格
73	老 163-斜 20	采油井	2000/12/1	580	合格
74	老 163-斜 25	采油井	2005/9/1	779	合格
75	老 163-斜 26	采油井	2005/9/1	0	合格

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
76	老 163-斜 28	采油井	2000/12/1	917	合格
77	老 163-斜 4	采油井	2005/9/1	410	合格
78	老 163-斜 6	采油井	2005/9/1	350	合格
79	老 163-斜 7	采油井	2005/9/1	328	合格
80	老 163-斜 8	采油井	2005/9/1	649	合格
81	老 451	采油井	1996/11/29	903	合格
82	老 451-4	采油井	2001/5/24	1815	合格
83	老 451-6	采油井	2007/7/28	0	合格
84	老 451-斜 7	采油井	2008/1/4	1741	合格
85	老 453	采油井	2005/6/4	510	合格
86	老 454-斜 2	采油井	2009/9/22	899	合格
87	老 50	采油井	1997/9/4	1950	合格
88	老 50-斜 1	采油井	1997/9/4	662	合格
89	老斜 167	采油井	2005/9/1	5	合格
90	老斜 454	采油井	2008/5/12	855	合格
91	老斜 455	采油井	1997/9/4	1330	合格
92	老斜 51	采油井	2005/12/8	5	合格
93	桩 106-16-14	采油井	1997/4/22	615	合格
94	老 163-斜 15	采油井	2005/9/1	120	合格
95	老 163-斜 17	采油井	2005/9/1	5	合格
96	桩 106-17-斜 9	注水井	1997/9/4	320	合格
97	桩 106-19-更斜 15	注水井	1997/1/8	320	合格
98	桩 106-15-斜 8	注水井	2007/2/26	0	合格
99	桩 106-11-10	注水井	1997/12/12	489	合格
100	桩 106-16-斜更 11	注水井	2013/6/13	0	合格
101	桩 106-17-斜更 18	注水井	2013/11/11	0	合格
102	桩 106-19-斜 12	注水井	1997/6/29	427	合格
103	桩 106-19-16	注水井	1998/6/11	464	合格
104	桩 106-20-14	注水井	1999/12/16	1569	合格
105	桩 106-20-16	注水井	1998/6/11	449	合格
106	桩 106-21-斜 14	注水井	1999/12/16	255	合格
107	桩 106-23-斜 14	注水井	1999/12/16	466	合格
108	桩 106-斜更 35	注水井	2003/5/21	468	合格
109	桩 106-19-斜 20	注水井	1997/6/29	442	合格
110	桩 106-更 70	注水井	2010/11/19	460	合格
111	桩 106-12-15	注水井	1997/12/19	255	合格
112	桩 106-12-18	注水井	1996/6/16	482	合格
113	桩 106-13-13	注水井	1997/12/17	542	合格
114	桩 106-13-16	注水井	2005/10/24	282	合格
115	桩 106-14-16	注水井	1998/4/24	440	合格
116	桩 106-14-18	注水井	1997/5/28	463	合格

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
117	桩 106-14-22	注水井	2011/11/30	0	合格
118	桩 106-14-斜 14	注水井	2012/12/10	0	合格
119	桩 106-15-15	注水井	1998/10/12	365	合格
120	桩 106-16-13	注水井	1996/3/27	420	合格
121	桩 106-17-15	注水井	2008/10/19	643	合格
122	桩 106-17-侧 11	注水井	2014/9/29	0	合格
123	桩 106-17-斜 13	注水井	1997/6/29	506	合格
124	桩 106-21-10	注水井	2000/3/26	361	合格
125	桩 106-8-8	注水井	2008/2/14	366	合格
126	桩 106-50	注水井	1995/8/30	629	合格
127	桩 106-56	注水井	1995/4/20	513	合格
128	桩 106-66	注水井	1998/3/18	384	合格
129	桩 106-平 7	注水井	2012/8/15	0	合格
130	老 163	注水井	2005/9/1	400	合格
131	老 163-斜 11	注水井	2005/9/1	580	合格
132	老 163-斜 2	注水井	2000/12/1	144	合格
133	老 163-斜 24	注水井	2005/9/1	346	合格
134	老 163-斜 27	注水井	2000/12/1	473	合格
135	老 163-斜 29	注水井	2005/9/1	608	合格
136	老 163-斜 3	注水井	2005/9/1	480	合格
137	老 163-斜 5	注水井	2005/9/1	199	合格
138	老 163-斜 9	注水井	2005/9/1	450	合格
139	老 451-斜 8	注水井	2008/1/4	1503	合格
140	老 163-斜 18	注水井	2005/9/1	305	合格
141	老 163-斜 21	注水井	2005/9/1	5	合格
142	老 163-斜 23	注水井	2000/12/1	5	合格
143	老 163-斜 30	注水井	2005/9/1	0	合格
144	老 50-斜 2	注水井	1997/9/4	922	合格
145	桩 106-16-侧 11	注水井	2001/9/5	259	合格
146	桩 106-16-斜 7	注水井	2013/6/3	0	合格
147	桩 106-70	注水井	2002/5/10	925	合格
148	桩 106-更 24	注水井	1996/6/12	403	合格
149	桩 106-11-18	采油井	1997/3/6	448	优
150	桩 106-12-19	采油井	1997/12/5	493	优
151	桩 106-13-19	采油井	1997/6/28	412	优
152	桩 106-17-10	采油井	1998/2/16	583	优
153	桩 106-18-18	采油井	1997/9/20	307	优
154	桩 106-24	采油井	1998/9/20	285	优
155	桩 106-28	采油井	1988/12/20	267	优
156	老 15-2	采油井	1990/9/26	2011	优
157	桩 106-17-18	注水井	1997/9/23	428	优

序号	井号	井别	建成时间	水泥返高（m）	固井质量
158	桩 106-20-斜 13	注水井	1999/12/16	863	优
159	桩 106-16-斜 9	注水井	1997/9/21	315	优
160	桩 106-14-19	注水井	1997/3/31	475	优
161	桩 106-14-20	注水井	1997/11/13	144	优
162	桩 106-24-13	注水井	1999/7/26	385	优
163	桩 106-21	注水井	1988/12/23	736	优
164	桩 106-32	注水井	1995/8/26	419	优
165	桩 106-68	注水井	1998/3/29	115	优

多年的钻井工程实践显示，本次评价涉及老河口油田的油水井，在井身结构、钻井液体系及固井工艺设计和实施中已充分考虑了本区油藏特征，钻进及生产过程中均未发生溢油等异常事故。

9.2.2 开发过程中地质溢油风险及防范措施

9.2.2.1 开发过程中地质溢油风险

1）断裂系统

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。

开发过程中，如果油藏注水开发，且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。所以，油藏在开发过程中应避免断层附近部署注水井，一般距离断层 100m 之外。

2）储层特征

储层对溢油的影响是多方面的。

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。理论上盖层厚度对封闭作用不是主要因素，起主导作用的是排替压力的大小和裂缝的发育程度。但从保存油气的角度分析，厚度

大的盖层一般分布比较稳定，易形成区域性的盖层；盖层厚度大，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海底，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，注水开发开发效果较好，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，会增加地质性溢油的风险。

3）压力水平

地层压力保持水平是反应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有助于取得较高的采收率，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，主要包括以下几个方面：一是注水水质。在注水过程中，如果回注水达不到与地质特征相匹配的标准，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，从而发生地质性溢油事故；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，从而发生地质性溢油事故；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，发生地质性溢油污染。

4）浅层气

渤海湾区域浅层气纵向上一般分布在明化镇组、馆陶组，埋深一般为 600～1280m。浅层气的存在对开发过程中形成地质性溢油存在一定的风险。气藏过度开采可能引起地层坍塌诱发构造应力变化进而导致深部原油溢出。

本次评价的 6 个涉海油田仅飞雁滩油田发育规模的浅层气藏。

9.2.2.2 与溢油相关的地质因素及防范措施

1）飞雁滩油田

（1）断裂系统及开发井网

本次评价涉及飞雁滩油田的148口井，分布于油田主体部位，包括埕116块、埕118块、埕119块、埕126块及埕128块等区块，主要生产层位为馆陶组。飞雁滩油田馆陶组地质构造较为简单，呈单斜构造，主体内部断层较少（图 9.2-11）。

区域内断层具有延伸长、断距大、活动时间长且可能有溢油风险的断层有 2 条，埕南断层和雁南断层。埕南大断层位于飞雁滩油田南部，距油田主体部位 0.8～8km。走向近北西向，断距 400～1000m，断面倾角约 55°，倾向东南，平面延伸长度达到 15km，纵向向上延伸至明化镇内部，与滩海地表纵向距离超过 800m。雁南断层为飞雁滩油田内部控藏断层，紧靠油田主体，该断层走向近东西向，断距 40m 左右，断面倾角约 50°，区内延伸长度大于 8km，形成于东营组时期，主要发育时期为馆陶组，断层纵向上切割至馆陶组上部，距离滩海地表距离超过 1000m。通过对断层进行排查，两条主断层纵向延伸至馆陶组和明化镇组，距离滩海地表距离超过800m，另外埕南大断层距离油田主体部位位置较远。

统计飞雁滩油田在用注水井 58 口，所有注水井距离断层最小距离均大于200m（最小距离为埕 119-斜更 211 井距断层 212m）。由此可见，现有注水井均远离断层，不存在断层因注水造成的溢油风险。

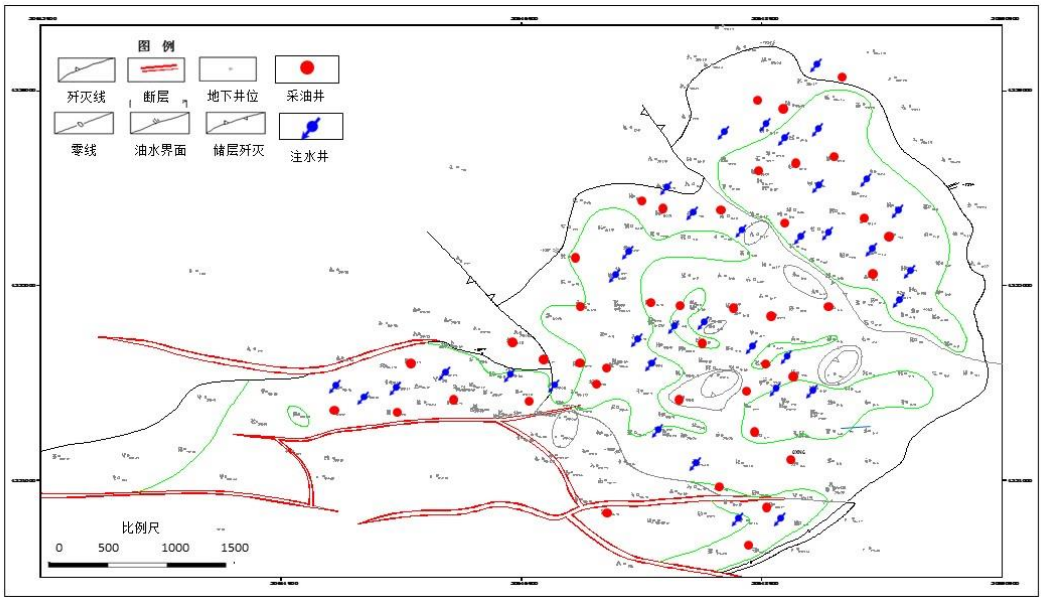


图 9.2-11　飞雁滩油田馆陶组构造井位图

表 9.2-7　飞雁滩油田注水井与断层距离表

序号	二级单位名称	油田名称	井号	距断层距离（m）
1	河口采油厂	飞雁滩	埕 116-斜 9	408
2	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-10	408
3	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-13	245
4	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-17	375
5	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-20	375
6	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-35	424
7	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-更 2	391
8	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-气 1	440
9	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-斜 7	571
10	河口采油厂	飞雁滩	埕 119-72	456
11	河口采油厂	飞雁滩	埕 119-13	734
12	河口采油厂	飞雁滩	埕 119-73	310
13	河口采油厂	飞雁滩	埕 119-7	489
14	河口采油厂	飞雁滩	埕 119-斜更 211	212
15	河口采油厂	飞雁滩	埕 119-斜 6	228
16	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-10-10	2934
17	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-10-9	2934
18	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-10-6	2608
19	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-10-斜 5	2934
20	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-11-6	2771

序号	二级单位名称	油田名称	井号	距断层距离（m）
21	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-斜 6	4238
22	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-2-6	1793
23	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-3-4	2445
24	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-3-61	1956
25	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-3-6	1793
26	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-3-7	1467
27	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-3-更 9	1304
28	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-4-更 8	2445
29	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-4-81	1467
30	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-4-斜更 3	3097
31	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-5-2	3260
32	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-5-8	1630
33	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-5-侧 101	978
34	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-5-更 12	1304
35	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-5-更 9	2119
36	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-6-更 B11	1630
37	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-6-斜 3	3097
38	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-6-4	2771
39	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-6-6	2119
40	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-6-斜 7	2119
41	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-7-2	3423
42	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-7-61	2527
43	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-7-81	2119
44	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-7-斜 5	2771
45	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-7-9	1956
46	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-8-斜 3	3423
47	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-8-斜 7	2445
48	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-8-斜 5	2934
49	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-8-斜更 10	2119
50	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-9-斜 4	3260
51	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-9-斜 8	2608
52	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-斜 1	4075
53	河口采油厂	飞雁滩	埕 128-3	489
54	河口采油厂	飞雁滩	埕 128-更 4	571
55	河口采油厂	飞雁滩	埕 128-斜更 9	897
56	河口采油厂	飞雁滩	埕 118-5	408
57	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-11-斜 8	3097
58	河口采油厂	飞雁滩	埕 126-5-10	1304

（2）储层特征

生储盖组合：该区紧邻埕北凹陷，油源条件较好，其中沙三段和东营组下段为主力生油层，烃源岩厚度大、有机碳含量高、干酪根类型好，具有较强的生烃能力，为该区馆陶组油藏堤供了丰富的油源；馆陶组为该区储集层，油气通过深大断裂和不整合面运移到馆陶组。馆下段为河流相砂泥岩组合，由下向上砂岩含量逐渐减少，泥岩含量逐渐增大；馆上段整体上为“泥包砂”沉积，有利于油气的封堵成藏；明化镇组与下伏的馆陶组地层连续沉积，发育泛滥平原沉积。岩性以棕红色泥岩为主，夹薄层透镜状砂岩及细砂岩，地层厚度约 650m，砂岩含量小于 10%，可以作为良好的区域盖层，有效的阻止了油气向上运移，不存在溢油风险。

储层物性及连续性：油气主要分布在第三系地层中，纵向上含油层系单一、厚度较小，储层以河流相沉积的粉砂岩、粉细砂岩为主。储层的孔渗性较好，孔隙度在33%～37%之间,空气渗透率一般在$1000\times10^{-3}\mu m^2$以上,为高孔高渗储层。油田初期采用天然能量开发，目前埕 118 块、埕 119、埕 126 块、埕 126-斜 1 块等区块采用注水开发，储层连通性好，不会形成异常高压区

（3）地层压力

飞雁滩油田上世纪九十年代初以来先后投入开发了埕 116 块、埕 118 块、埕 119、埕 126 块、埕 126-斜 1 块、埕 130 块等区块，采用 300m 的基准井距注水开发。1997 年～2006 年开展聚合物驱，2006 年后转入后续注水开发阶段。

本次评价的隶属飞雁滩油田在用注水井 58 口。从注水井情况来看（表 9.2-8），干线压力平均 12.1MPa，注水油压平均为 10.1MPa，平均单价日配注水量 119m3，实际日注水量 115m3。总体来看，当前干线压力条件下，注水井注水状况良好，能够满足油田注水开发的需要，注水过程中也未曾发生过溢油等异常事故。

表 9.2-8　飞雁滩油田注水井生产情况统计表（2017 年 8 月）

序号	井号	干线压力（MPa）	油压（MPa）	套压（MPa）	日配注水量（m^3）	日注水量（m^3）	配注完成率（%）
1	埕 116-斜 9	12.8	11.4	10.4	30	30	100
2	埕 118-10	12	9	/	80	82	103
3	埕 118-13	12	5.3	4.9	40	44	110
4	埕 118-17	12	12	8.6	150	120	80
5	埕 118-20	12	8	6	60	61	102
6	埕 118-35	12	11.4	10.4	40	42	105
7	埕 118-5	12	11.4	10.4	35	42	120

序号	井号	干线压力（MPa）	油压（MPa）	套压（MPa）	日配注水量（m^3）	日注水量（m^3）	配注完成率（%）
8	埕 118-更 2	12	12	11.6	100	65	65
9	埕 118-气 1	12	10.5	9.2	50	56	112
10	埕 118-斜 7	12	11.4	10.4	40	41	103
11	埕 119-13	12.8	11.4	10.4	100	98	98
12	埕 119-7	12.8	11.5	8	150	152	101
13	埕 119-72	12.8	11.8	11.1	60	59	98
14	埕 119-73	12.8	8	6.2	80	86	108
15	埕 119-斜 6	12.8	9.8	8.7	50	49	98
16	埕 119-斜更 211	12.8	12.6	11.5	150	102	68
17	埕 126-10-10	12.3	6.5	5.8	50	53	106
18	埕 126-10-6	11.3	7	5	120	122	102
19	埕 126-10-9	12.1	8.6	8	100	104	104
20	埕 126-10-斜 5	12.3	10.5	9.2	200	203	102
21	埕 126-11-6	12.8	11.4	10.4	80	81	101
22	埕 126-11-斜 8	12.1	8.6	8	90	91	101
23	埕 126-2-6	16.6	16	16	150	154	103
24	埕 126-3-4	11.8	9.5	9.3	180	186	103
25	埕 126-3-6	11.4	9.8	7.9	100	105	105
26	埕 126-3-61	11.8	9.8	9.1	300	305	102
27	埕 126-3-7	12.2	8.8	8.3	250	258	103
28	埕 126-3-更 9	12.3	10.5	9.2	180	185	103
29	埕 126-4-81	12.3	11.3	8.3	150	154	103
30	埕 126-4-更 8	12.3	12.3	11.8	180	152	84
31	埕 126-4-斜更 3	11.4	11.4	11.1	120	74	62
32	埕 126-5-10	12.3	12.3	11.8	110	110	100
33	埕 126-5-2	11.4	10.5	8.1	120	127	106
34	埕 126-5-8	11.4	11.4	11.1	120	110	92
35	埕 126-5-侧 101	12.3	12.3	11.8	130	115	88
36	埕 126-5-更 12	11.4	10.5	8.1	120	120	100
37	埕 126-5-更 9	12.3	12.3	11.8	80	80	100
38	埕 126-6-4	11.4	11.3	10.5	250	228	91
39	埕 126-6-6	17.2	11.2	/	50	52	104
40	埕 126-6-更 B11	11.4	10.5	8.1	60	61	102
41	埕 126-6-斜 3	11.4	11.4	10.8	150	47	31
42	埕 126-6-斜 7	12.2	8.8	8.3	120	130	108
43	埕 126-7-2	11.4	11.3	10	250	249	100
44	埕 126-7-61	11.3	5.7	4.9	140	145	104
45	埕 126-7-81	12.3	9.2	6	150	153	102
46	埕 126-7-9	12.1	11.3	10	150	112	75
47	埕 126-7-斜 5	12.3	8.2	7.7	50	55	110

序号	井号	干线压力（MPa）	油压（MPa）	套压（MPa）	日配注水量（m^3）	日注水量（m^3）	配注完成率（%）
48	埕 126-8-斜 3	11.4	9.2	7	150	148	99
49	埕 126-8-斜 5	11.3	5.7	4.9	250	254	102
50	埕 126-8-斜 7	11.3	9.2	3.2	230	239	104
51	埕 126-8-斜更 10	11.4	10.5	10	180	182	101
52	埕 126-9-斜 4	11.3	6.9	/	70	71	101
53	埕 126-9-斜 8	11.3	10.3	10	40	40	100
54	埕 126-斜 1	11.3	9.4	7	150	154	103
55	埕 126-斜 6	11.3	8.5	7.6	30	33	110
56	埕 128-3	12.8	6.6	5.2	140	142	101
57	埕 128-更 4	12.3	10.1	7.6	50	54	108
58	埕 128-斜更 9	17.2	13.6	12.2	100	94	94
合计		12.2	10.1	8.9	119	115	96

本区油层物性好，目的层单一，注采井网完善且连通性好，采油井能够有效泄压。从采油井的油层压力测试资料来看，目前飞雁滩油田主力开发区块（埕 118 块、埕 126 块、埕 130 块等）的油层中部压力呈现逐渐降低的趋势，见图 9.2-12～图 9.2-14。

注聚前长期采用低注采比注水，累积注采比 0.83；2009 年以来通过提高注水量使地层压力有所恢复，平均动液面由 815m 上升到 721m，但目前地层累积亏空 $265\times10^4m^3$，地层压降高达 2.3MPa（图 9.2-15）。综上，经过多年的开发生产，飞雁滩油田整体上地层压力低于原始地层压力，目前的注采井网条件下不会形成局部异常高压区，不存在溢油风险。

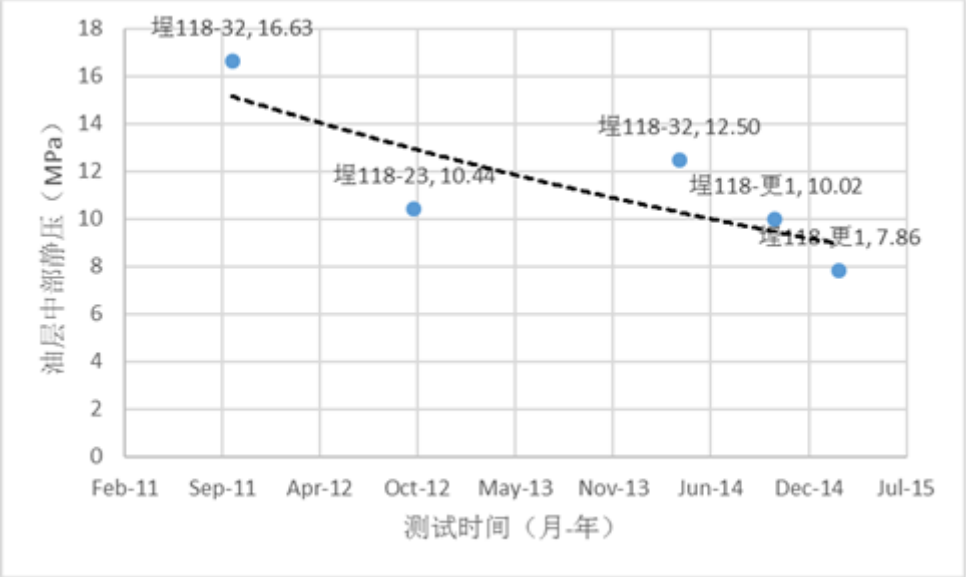


图 9.2-12　飞雁滩油田埕 118 块地层历年静压监测情况统计图

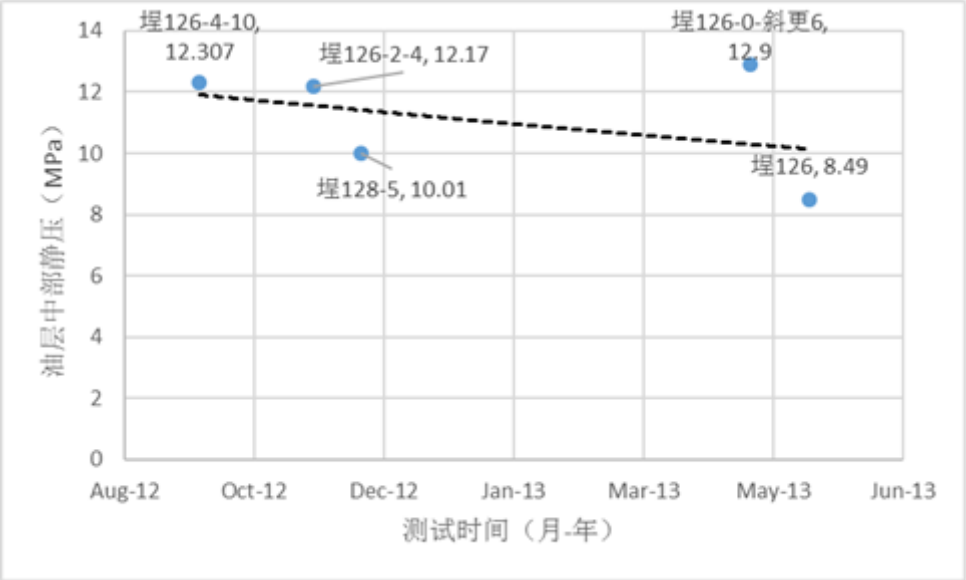


图 9.2-13　飞雁滩油田埕 126 块地层历年静压监测情况统计图

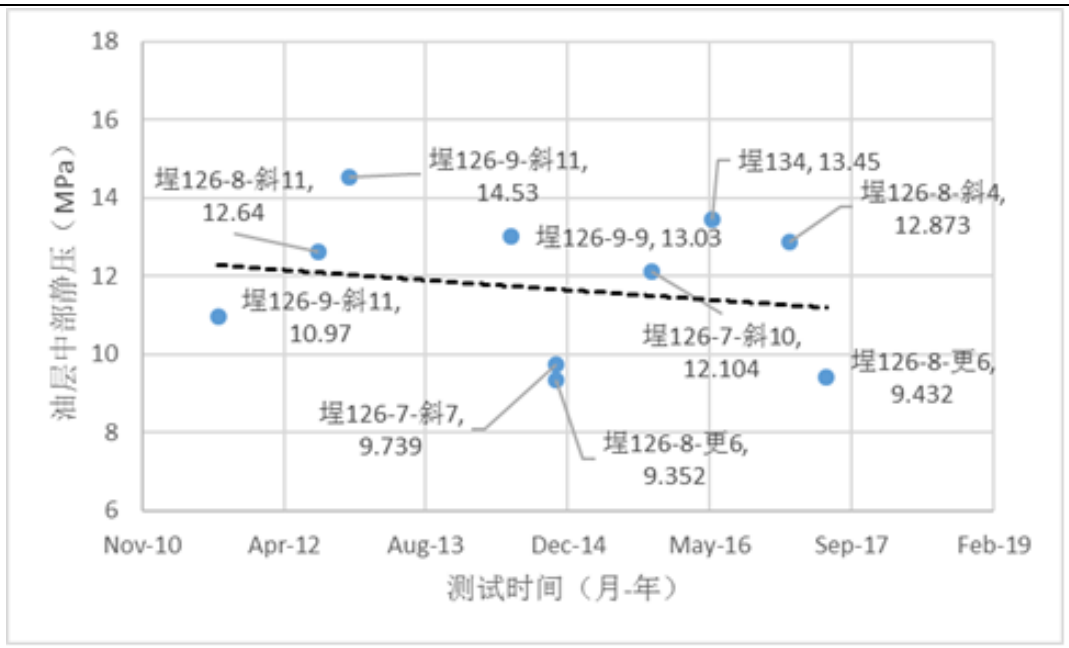


图 9.2-14　飞雁滩油田埕 130 块地层历年静压监测情况统计图

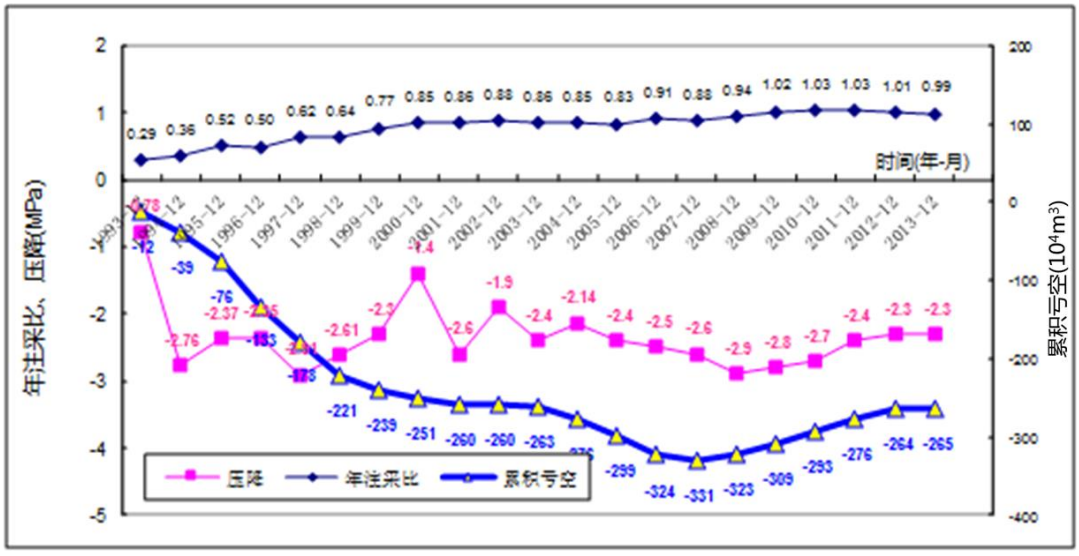


图 9.2-15　飞雁滩油田历年压降、累积亏空、年注采比关系图

浅层气

飞雁滩气田目的层位为明化镇组、馆陶组，气藏埋深 600m～1280m，原始地层压力 10.99MPa，原始压力系数 0.8～1.6，平均为 1.2；1992 年上报地质储量 $10.18\times10^8m^3$，1992 年开始生产天然气，累计投入采气井 22 口，采用天然能量开发，截止 2017 年 12 月，有生产气井 11 口，开气井 2 口，累计采天然气 $1.5322\times10^8m^3$，采出程度 15.05%，地层平均静压 8.58MPa，压力系数 0.8～1.2。

详见图 9.2-16、图 9.2-17。

由此可见，天然气的采出程度不高，仅为 15.05%，地层压力保持水平为原始地层压力的 85%以上，且现有的在用采气井仅开井 2 口，处于低产低速开采阶段，浅层气开发不足以引起地层大幅度亏空造成构造应力的变化，深部原油不存在因采气导致的溢油风险。

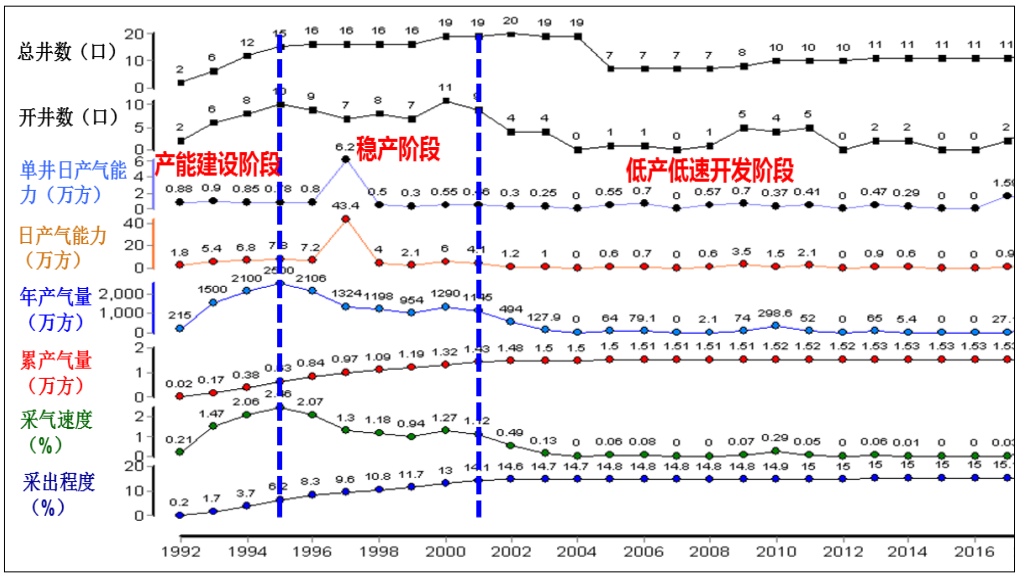


图 9.2-16　飞雁滩油田浅层气开发曲线

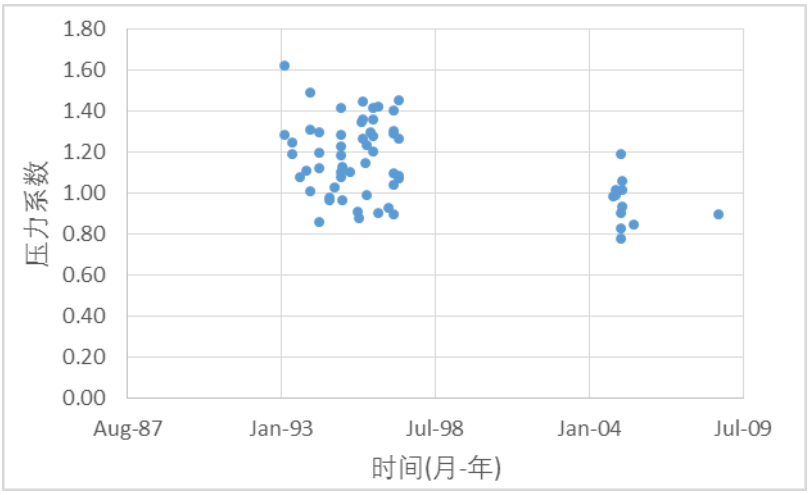


图 9.2-17　飞雁滩油田浅层气藏地层压力系数变化图

2）孤东油田

（1）断裂系统及开发井网

本次评价涉及孤东油田的 15 口井，位于孤东油田东南角垦东 401 井区。包括垦东 401、垦东 405（图 9.2-18）。断裂系统较为简单，主要发育两条断层—垦东断层、垦东 401 断层。垦东断层为一继承性同生断层，在垦东 401 井区断层北东倾，断层延伸长、活动时间长、断距大，含油层段断距 60～100m，断距向东逐渐减小，该断层控制了本区的地层发育和油气聚集。断层顶部与滩海地表的距离在 1000m 以上，未形成“通天断层”，并且目前区块所有井均停产，因此不存在地质性溢油风险。

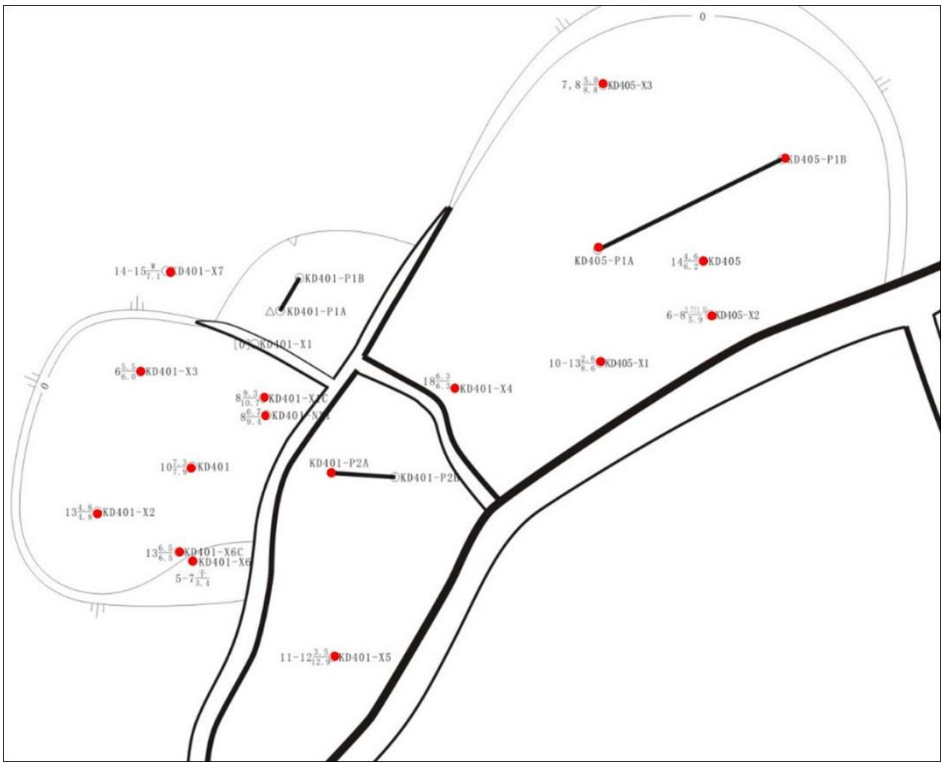


图 9.2-18　孤东油田垦东 401 井区构造井位图

（2）储层特征

该区西南为孤南洼陷，西北为桩西洼陷，东北与桩东凹陷相邻。古近系沙河街组沙一段岩性组合为油页岩、油泥岩、暗色泥岩及少量灰质岩，为良好生油层；油气通过断层和不整合面纵向运聚于馆陶组，主力含油层系馆陶组是新近纪早期广泛发育的河流相背景上沉积发育起来的一套碎屑沉积。主要发育砂岩、粉砂岩及泥质岩类，属于典型的河流相沉积；含油层系上覆的新近系明化镇组地层岩性以泥岩为主，夹细砂岩透镜体及少量粉砂岩，地层厚度 770m～850m，在整个油田均有分布，是一套区域盖层。另外，馆陶组本身为砂泥岩互层，总体上泥岩厚度

远大于砂层厚度且顶部发育稳定泥岩，连续性相对较好，也可视为该区的良好盖层，有效的阻止了油气向上运移，不存在溢油风险。

（3）地层压力

本次评价涉海油田的井分布在垦东 401 块、垦东 405 扩、垦东斜 411 块。上述各区块均未注水，利用天然能量开发。从采油井的地层静压监测资料可以看出，15 口井中的 14 口井有测压资料，测试平均油层中部压力 11.12MPa，平均压力系数 0.96（表 9.2-9）。

伴随着开发生产的延续，地层亏空体积逐渐增加，地层压力呈现逐渐下降的趋势（图 9.2-19、图 9.2-20）。截至 2017 年 8 月底，地层亏空累积高达 $180\times10^4m^3$，目前的地层压力远低于原始地层压力，不存在局部高压异常区带来的溢油风险。

表 9.2-9　孤东油田采油井地层静压测试资料统计表

序号	井号	投产时间	末次测压时间	油层中深（m）	测试油层中部压力（MPa）	压力系数
1	垦东 401	2002/01/01	2003/01/09	1181.75	11.25	0.95
2	垦东 401-更斜 1	2005/01/01	2010/11/20	1184.85	11.02	0.93
3	垦东 401-平 2	2002/12/31	2003/01/17	1178.05	11.51	0.98
4	垦东 401-斜 10	2011/05/24	2011/07/05	1079.23	10.64	0.99
5	垦东 401-斜 11	2011/04/25	2011/06/17	1089.13	10.43	0.96
6	垦东 401-斜 12（侧）	2011/05/08	2011/06/08	1075.96	10.73	1.00
7	垦东 401-斜 3	2009/07/06	2009/09/28	1077.99	10.47	0.97
8	垦东 401-斜 4	2003/01/01	2003/01/13	1184.80	11.56	0.98
9	垦东 401-斜 5	2003/03/07	2007/03/17	1174.20	11.17	0.95
10	垦东 401-斜 6（侧）	2003/04/08	2005/01/22	1174.50	11.27	0.96
11	垦东 401-斜 7	2002/12/30	2003/06/10	1192.90	11.30	0.95
12	垦东 405-平 1	2004/10/11	2006/09/21	1201.00	11.43	0.95
13	垦东 405-斜 1	2006/10/01	2006/09/25	1179.78	11.72	0.99
14	垦东 405-斜 2	2006/10/01	2011/07/09	1197.40	10.91	0.91
15	垦东 405-斜 3	2006/10/02	2006/10/04	1192.25	11.37	0.95
16	垦东 411-平 1	2009/07/23	2010/08/25	1139.70	10.84	0.95
平均				1156.47	11.10	0.96

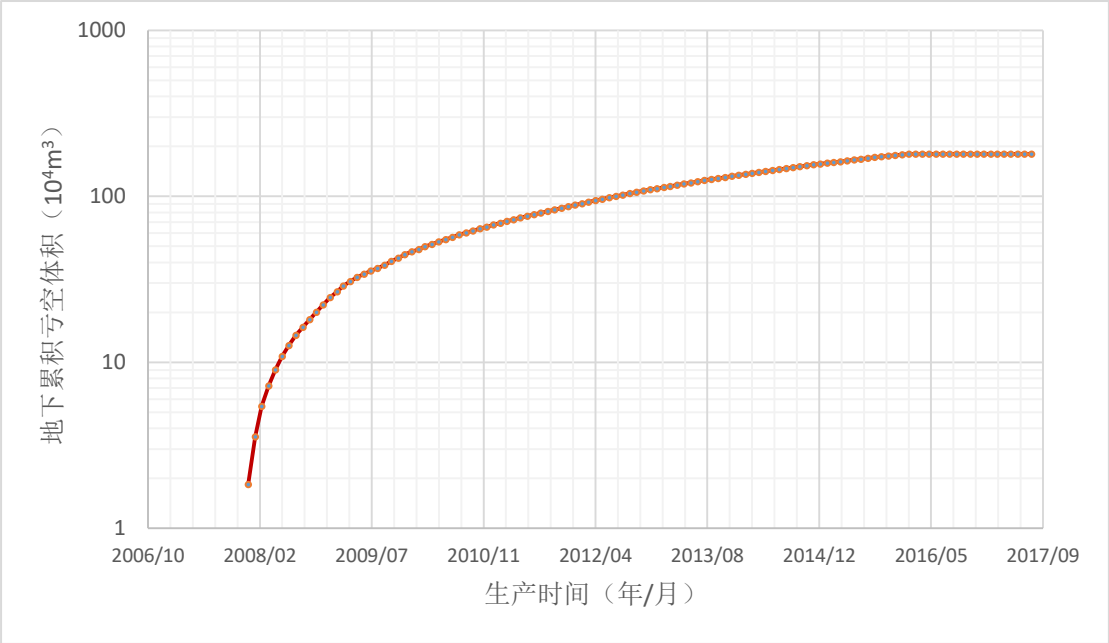


图 9.2-19　地下累积亏空体积变化趋势图

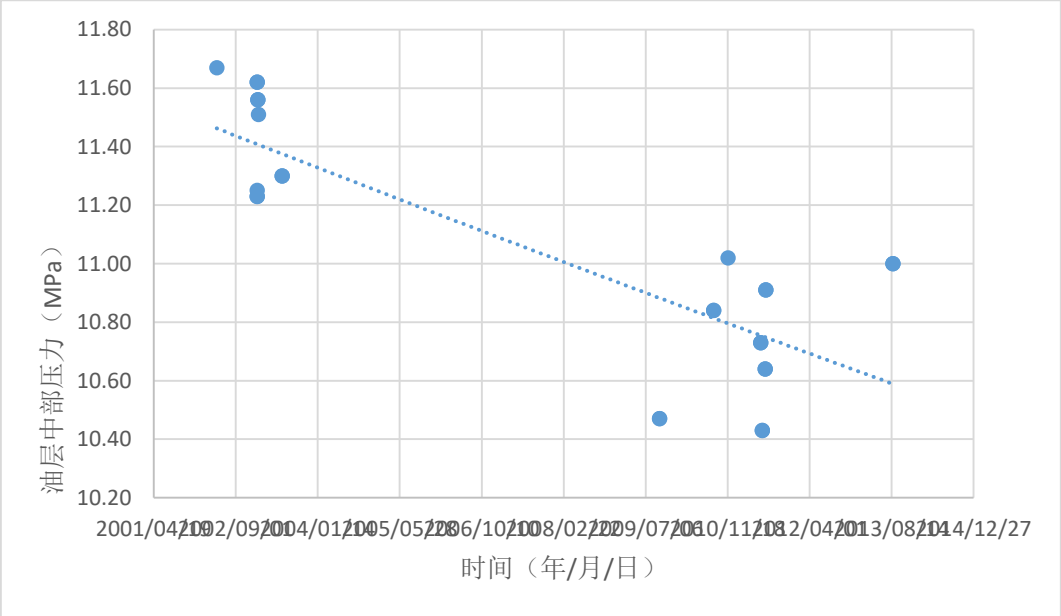


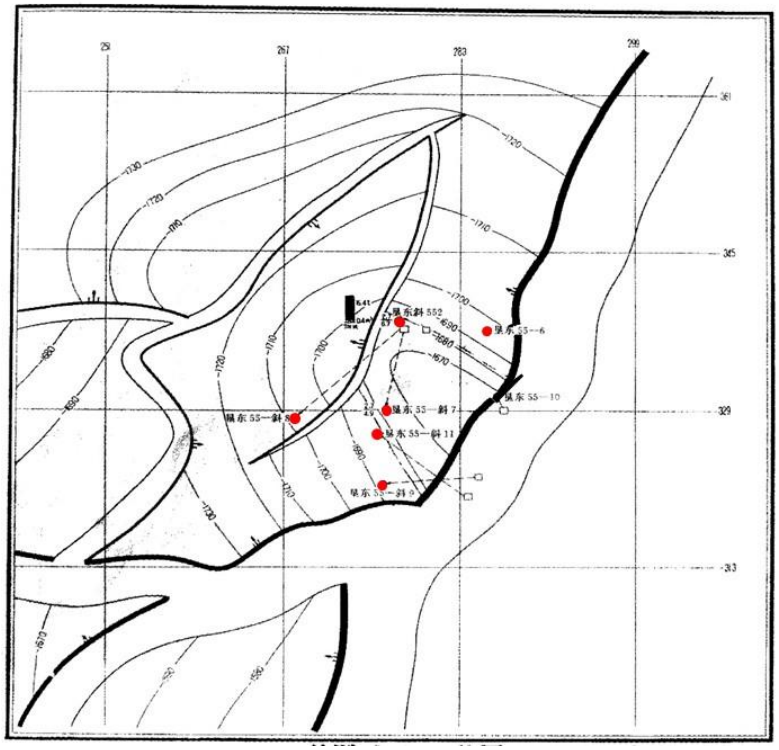
图 9.2-20　油层中部压力与采出程度随时间变化图

3）红柳油田

（1）断裂系统及开发井网

本次评价涉及红柳油田的 9 口井，位于红柳油田东部，断块区内的垦东斜

552 断层走向为北北东向，为东南部大断层的伴生断层，断距约 100m((图 9.2-21)。断层纵向上发育于馆陶组地层内部，上覆的明化镇组和平原组地层厚度近 1200m，未形成“通天断层”。区块均为油井，距离断层在 100m 以外，因此，不存在通过断层溢油风险。


29
261
283
299
361
365
329
-333
-1720
-1730
-1710
-1700
-1690
-1680
-1670
-1660
-1650
-1640
-1630
-1620
-1610
-1600
-1590
-1580
-1570
-1560
-1550
-1540
-1530
-1520
-1510
-1500
-1490
-1480
-1470
-1460
-1450
-1440
-1430
-1420
-1410
-1400
-1390
-1380
-1370
-1360
-1350
-1340
-1330
-1320
-1310
-1300
-1290
-1280
-1270
-1260
-1250
-1240
-1230
-1220
-1210
-1200
-1190
-1180
-1170
-1160
-1150
-1140
-1130
-1120
-1110
-1100
-1090
-1080
-1070
-1060
-1050
-1040
-1030
-1020
-1010
-1000
-990
-980
-970
-960
-950
-940
-930
-920
-910
-900
-890
-880
-870
-860
-850
-840
-830
-820
-810
-800
-790
-780
-770
-760
-750
-740
-730
-720
-710
-700
-690
-680
-670
-660
-650
-640
-630
-620
-610
-600
-590
-580
-570
-560
-550
-540
-530
-520
-510
-500
-490
-480
-470
-460
-450
-440
-430
-420
-410
-400
-390
-380
-370
-360
-350
-340
-330
-320
-310
-300
-290
-280
-270
-260
-250
-240
-230
-220
-210
-200
-190
-180
-170
-160
-150
-140
-130
-120
-110
-100
-90
-80
-70
-60
-50
-40
-30
-20
-10
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100
110
120
130
140
150
160
170
180
190
200
210
220
230
240
250
260
270
280
290
300
310
320
330
340
350
360
370
380
390

的生油岩，以披覆构造和牵引构造油气藏为主，油气藏埋藏较浅，油质较重，多属于次生油气藏；下部储盖组合本身发育有生油岩，属于“自生自储”型储盖组合。其中上部的明化镇组地层岩性以泥岩为主，夹细砂岩透镜体及少量粉砂岩，地层厚度约 800m 且广泛分布，为一套良好的区域盖层。有效的阻止了油气向上运移，不存在溢油风险。

（3）地层压力

本次评价涉及红柳油田的井 9 口，全部为采油井，主要分布在油田东部的垦东斜 552 块和西部的垦东 55 斜 5 两个断块。。

东营组油层利用天然能量开发，无注水井。原始地层压力 18.2MPa，压力系数 1.0，地层温度 83℃，属正常温度压力系统。由历年的地层静压监测资料可以看出，随着采出程度的提高地层压力系数低于原始状态（图 9.2-22），不会因压力过高发生溢油。

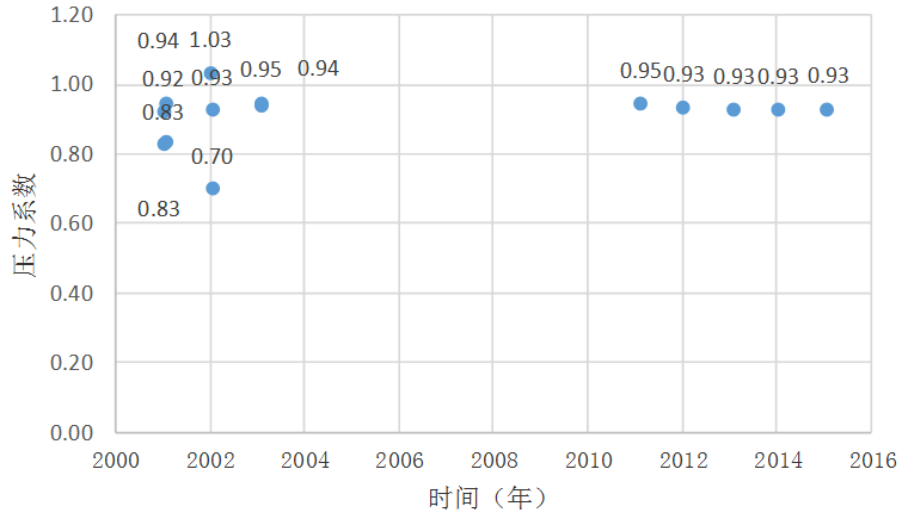


图 9.2-22　红柳油田历年油层压力变化趋势图

4）新滩油田

（1）断裂系统及开发井网

本次评价涉及新滩油田的 54 口井，主要分布于新滩油田中西部的垦东 191、垦东 29、垦东 18 和垦东 32 等区块。其中垦东 18 块和垦东 32 块是该油田的主力生产区块。

以黄河故道中心线为界，北侧为垦东 18 块，南侧为垦东 32 块。构造上处于

垦东凸起中部。馆上段继承了前第三系潜山顶面形态，形成了南高北低的格局。区内发育了两组小断层，一组近北东走向，一组近东西走向，断层规模较小，断距一般不超过 30m，延伸 1km～5km（图 9.2-23）。这些断层一般消失于馆上段内部，距离滩海地表约 1000m，发生地质性溢油的可能性极小。

该油田主要是蒸汽吞吐开发，大部分是油井，只有 5 口消化污水井，远离断层 200m 以上，不会因注水压力高导致断层开启，引起地质溢油。

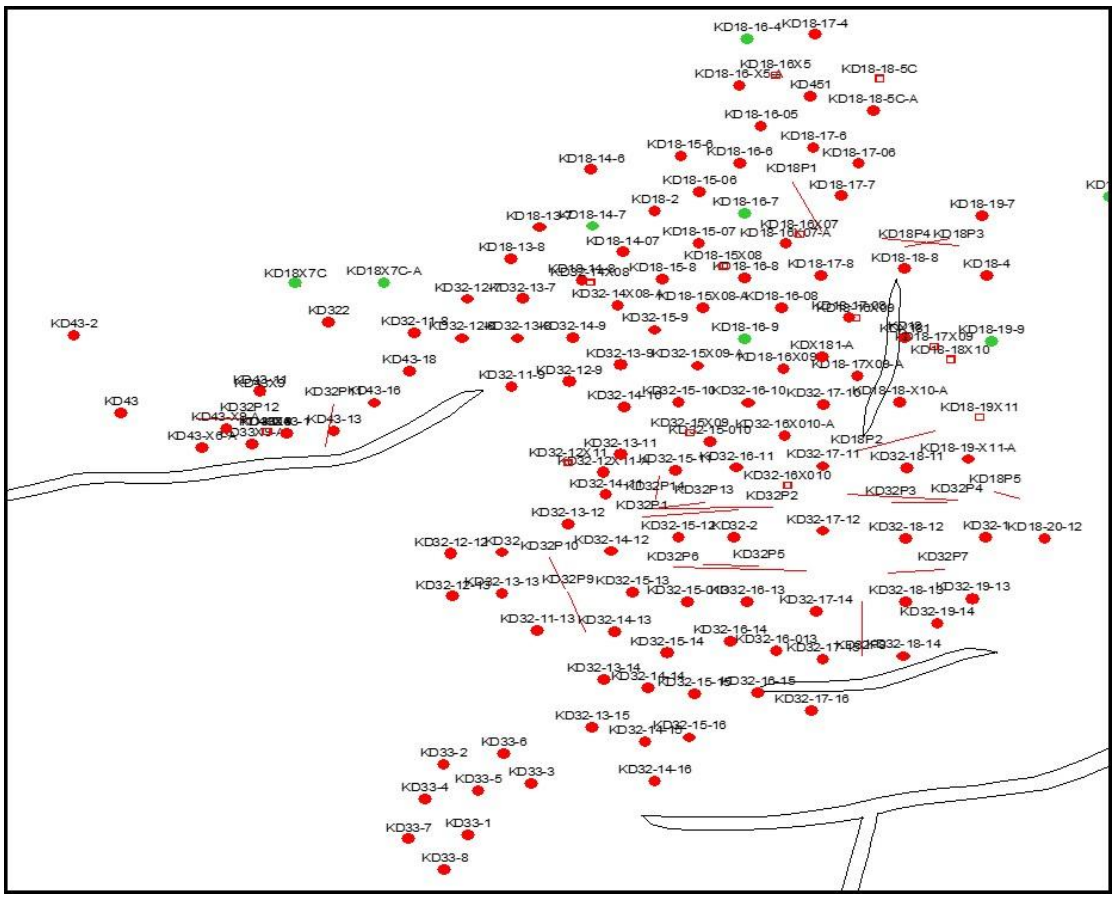


图 9.2-23　新滩油田垦东 18 块构造井位图

（2）储层特征

该区四周为凹陷所包围，其北面为桩东凹陷，东为莱洲湾凹陷，南为青东凹陷，西为富林洼陷，良好的油源及运移条件是新滩油田形成的基础。根据垦东凸起原油与周边凹陷烃源岩地化特征对比结果，该区油源主要来自于桩东凹陷。凹陷内沙河街组烃源岩厚度大、有机碳含量高、干酪根类型好具有较强的生烃能力，为第三系油藏堤供了丰富的油源；该区主力含油层系馆上段地层属于河流相沉积，

与馆下段相比为流速相对较慢的曲流河相，由深至浅沉积物逐渐变细，岩性以砂岩、细砂岩和粉砂岩为主，为良好的储集层；馆上段储盖组合配置有利，砂泥互层，加上明化镇组泥岩沉积稳定、厚度大且区域广泛分布，可作为良好盖层。有效的阻止了油气向上运移，不存在溢油风险。

（3）地层压力

本次评价涉及新滩油田的井井 54 口，采油井 49 口，回注污水井 5 口。主要分布于新滩油田中西部的垦东 191、垦东 29、垦东 18 和垦东 32 一带，以垦东 18 块、垦东 32 块、垦东 191 块为主。

新滩油田原油物粘度高，比重大，储层物性好，开发初期方案设计注水开发，后期常规注水开发效果差，增加了部分蒸汽吞吐热采井，目前主要依靠天然能量开发，以蒸汽吞吐热采为主。新滩油田主力含油层位馆陶组开发初期（1990 年前后）原始地层压力 10.8MPa，压力系数 1.0；从历年地层压力监测结果显示，随着开发时间的延长、采出程度的增加，地层压力呈现逐渐下降的趋势，至 2017 年地层压力逐渐将至 10.2MPa 以下，压力系数约为 0.92，故不会出现局部异常高压区，溢油风险低（图 9.2-24）。

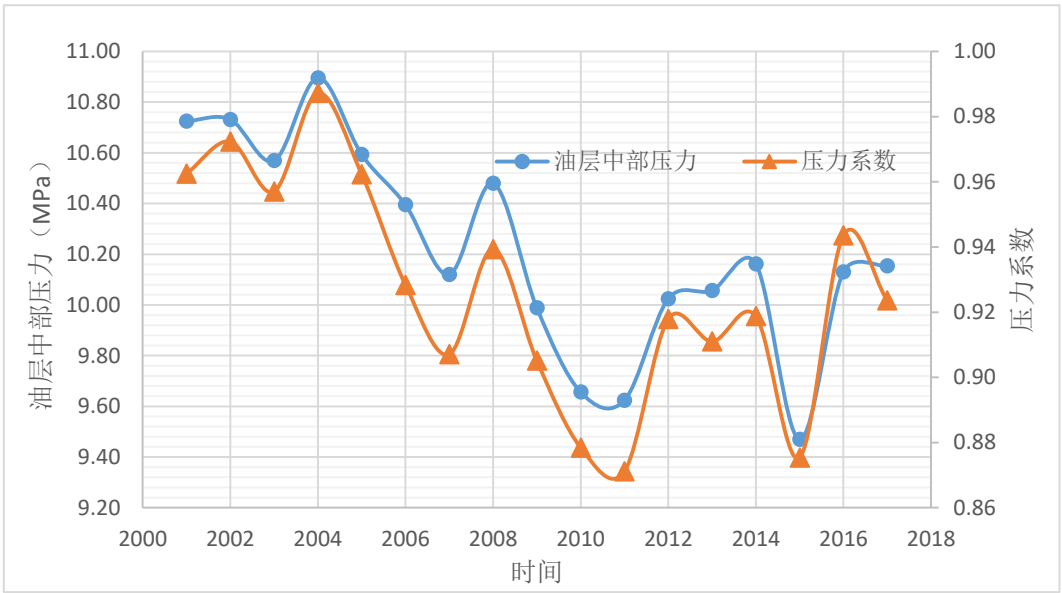


图 9.2-24　新滩油田历年地层压力监测情况

5）桩西油田

（1）断裂系统及开发井网

本次评价涉及桩西油田的区块主要分布在桩西油田北部桩139块、桩148块、桩161块，开发层位主要是馆陶组、沙河街组油层。区域内新生界由下至上由于底部沙河街的沉积超覆和后期构造活动的减弱，构造幅度越来越小，至沙一段底部构造幅度为100～150m，馆陶组底部构造幅度减少至150m左右，到明化镇组底部构造已基本夷平，断层纵向上活跃至明化镇组底消亡，距离滩海地表距离超过1000m，距离地表较远；注水井距离断层100m以外（图 9.2-25），因而，不存在断层溢油风险。

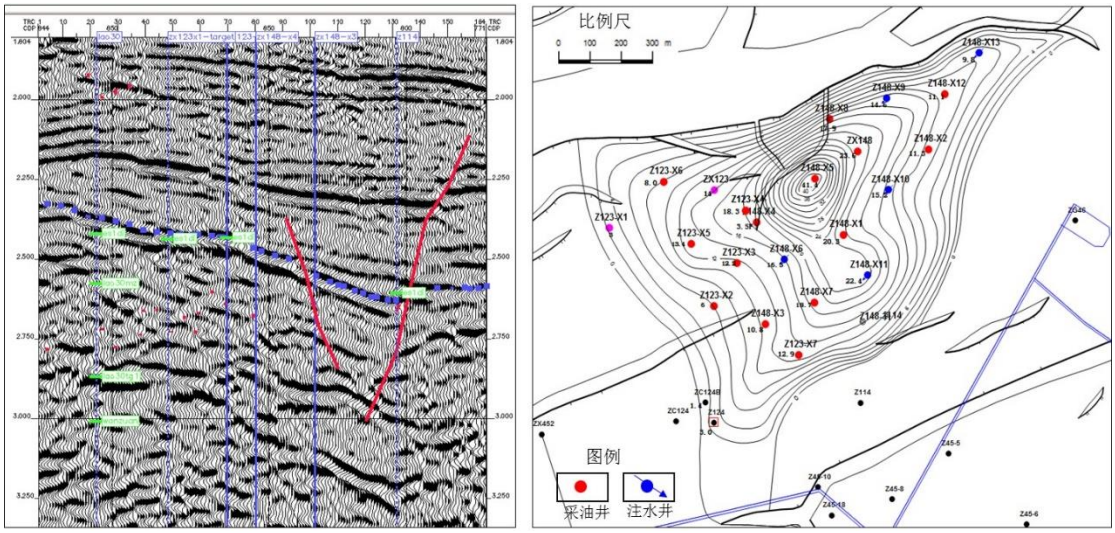


图 9.2-25　桩西油田桩148块南北向地震剖面图（左）和构造井位图（右）

表 4-2-5　桩西油田断层附近注水井距断层距离统计表

序号	二级单位	油田	井名	井别	距离断层距离（m）
1	桩西采油厂	桩西油田	桩148-斜6	注水井	210
2	桩西采油厂	桩西油田	桩148-斜9	注水井	140
3	桩西采油厂	桩西油田	桩148-斜10	注水井	300
4	桩西采油厂	桩西油田	桩148-斜13	注水井	106
5	桩西采油厂	桩西油田	桩161-斜5	注水井	120

（2）储层特征

该区东邻长堤潜山，油源丰富；沙三段是一套深水湖相暗色泥岩沉积，全区分布，但厚度变化较大，由四周的400m向潜山顶部减薄至50m左右。沙二段为滨浅湖相砂、泥沉积，地层厚度和岩性变化都较大，四周低部位厚，岩性粗，向

潜山顶部薄岩性变细，泥质增多，地层厚度由几十米减薄至几米，接近尖灭区相变为灰质砂岩或生物介壳灰岩。沙一段全区分布，厚度一般在 20m～50m，为深水湖相暗色泥质岩沉积，下部由油页岩、灰质泥岩、夹薄层白云岩组成特殊岩性段，构造顶部发育生物灰岩或粒屑灰岩。沙一段顶部为该区良好的区域盖层，岩性以泥岩为主，地层厚度一般在 300m～400m，有效的阻止了油气的向上运移，不存在溢油的风险。

（3）地层压力

压力保持状况：桩西油田原始地层压力系数 0.9～1.09，为常压系统。开发井主要蒸汽吞吐，目前地层压力压力保持水平 41.0%～94.3%之间（表 9.2-10），整体处于低压常压区，无异常高压区，地质性溢油风险低。

表 9.2-10　桩西油田压力统计表

井号	层位	目前压力（MPa）	原始地层压力（MPa）	压力保持水平（%）
桩 148-斜 8	S2	15.95	38.9	41.0
桩 139-平 2	$Ng7^1$	15.56	16.5	94.3
桩 139-斜 3	$Ng6^3$	12.32	16.5	74.7
桩 139-斜 13	$Ng6^3$	12.95	16.5	78.5
桩 139-斜 2	$Ng6^3$	13.43	16.5	81.4
桩 139-斜 4	$Ng6^3$	13.47	16.5	81.6
桩 139-平 11	$Ng7^1$	15.47	16.5	93.8
桩 139-平 5	$Ng6^6$	15.19	16.5	92.1
桩 139-平 10	Ng71	15.24	16.5	92.4
桩 148-斜 8	S2	15.95	38.9	41.0

注水压力：目前区域内 2 口水井，最低注水压力 9.6MPa，最高注水压力 29.3MPa（表 9.2-11），折算最高井底流压 57.5MPa，低于地层破裂压力 63.5MPa。因此注水过程中不会造成地层破裂，不存在溢油风险。

表 9.2-11　桩西油田注水井情况统计表

井号	年月	泵压（MPa）	油压（MPa）	套压（MPa）	日配注（m^3）	日注水平（m^3）
桩 161-斜 5	201708	9.6	9.6	7.8	300	337
桩 148-斜 6	201708	29.3	29.3	28	7	7

6）老河口油田

（1）断裂系统及开发井网

本次评价涉及老河口油田的区块几乎包括了老河口油田桩106块、老163块、老451块、老50块、老292块，构造上处于埕东断层的上升盘，开发层位主要是馆陶组、沙河街组、古生界油层。

从老河口油田的南北向地震剖面（图 9.2-26）来看，老河口油田处于埕东潜山北部斜坡带，埕北凹陷的南部。埕东断层为老河口油田东界断层，北东走向，南北延伸19km，沙河街组顶断距达到400m以上，发育于古生代，消失于上新世。在地震剖面上显示断层在距地表0.8s处消失，折算深度将近850m，未通至地表。在该断层的上、下盘发现沙河街组、馆陶组、中生界含油区块，说明该断层具有封堵性，并且注水区块断层不发育（图 9.2-27），因此断层不存在溢油风险。

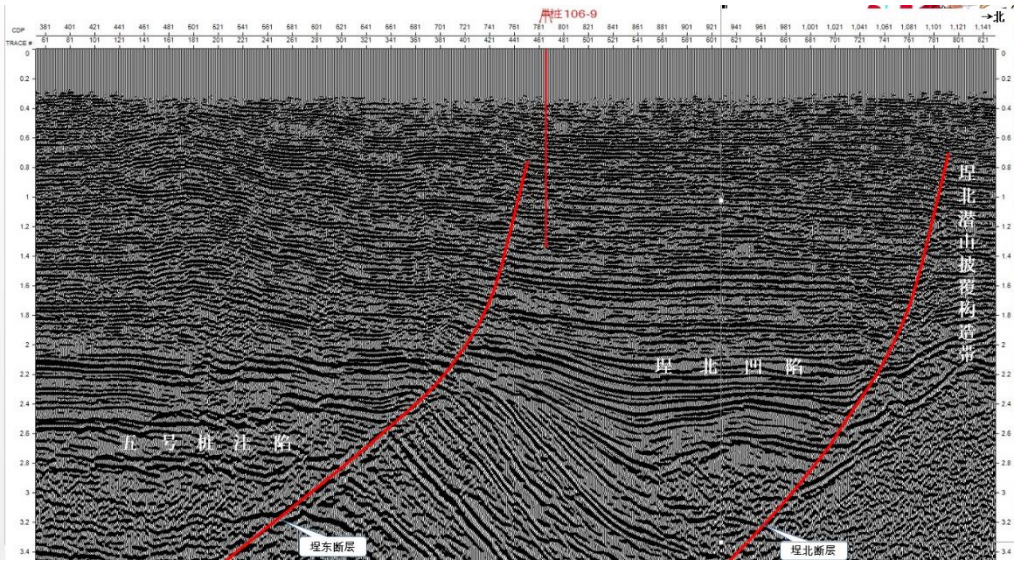


图 9.2-26　过老河口油田的南北向地震剖面

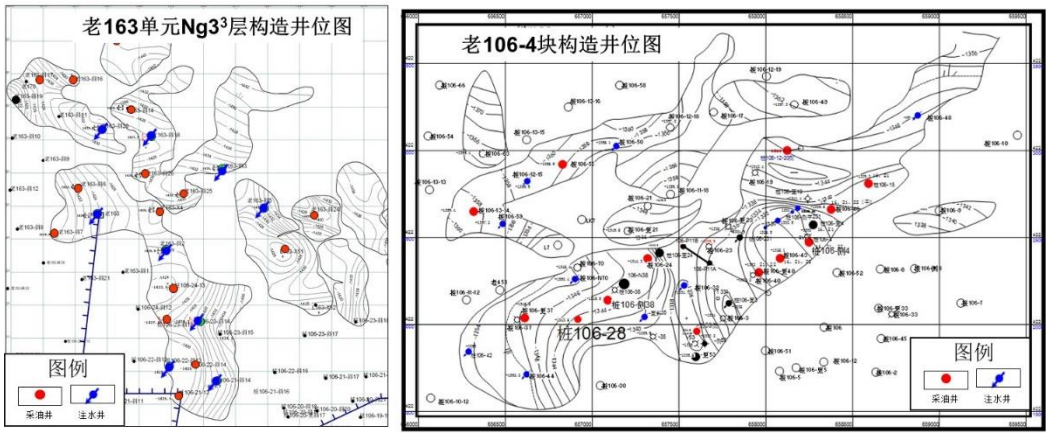


图 9.2-27　老河口油田主要注水区块构造井位图

（2）储层特征

该区北邻埕北凹陷，油源丰富；馆上段为河流相“泥包砂”沉积，砂岩储层物性良好；馆下段厚层砂岩与断层匹配，为良好油源通道；明化镇组厚层泥岩为区域性盖层。

明化镇组为该区良好的区域盖层，岩性以棕红色泥岩为主，夹薄层透镜状粉砂岩及细砂岩，地层厚度一般在 800m～900m，其下部为一套粉砂岩，厚度一般在 10m～20m。明化镇组与馆陶组呈整合接触，有效的阻止了油气的向上运移，不存在溢油的风险。

（3）地层压力

老河口油田主要开发层系馆陶组和深层沙河街组，1988 年 12 月开始注水，2005 年以前注采比在 0.6 左右，2006 年之后注采比提高到 0.8 左右，目前累计注采比在 0.8 以下（图 9.2-28）。地层压力变化和注采比变化具有密切的关系。2005 年以前，注采较低时，区块压力埕下降趋势；2006 年后随着注采比的提高，地层压力回升，当注采比保持在 0.8 左右时，地层压力也保持了相对稳定，地层压力保持水平 60%～90%（图 9.2-29），区域整体处于低压常压区，无异常高压区，地质性溢油风险低。

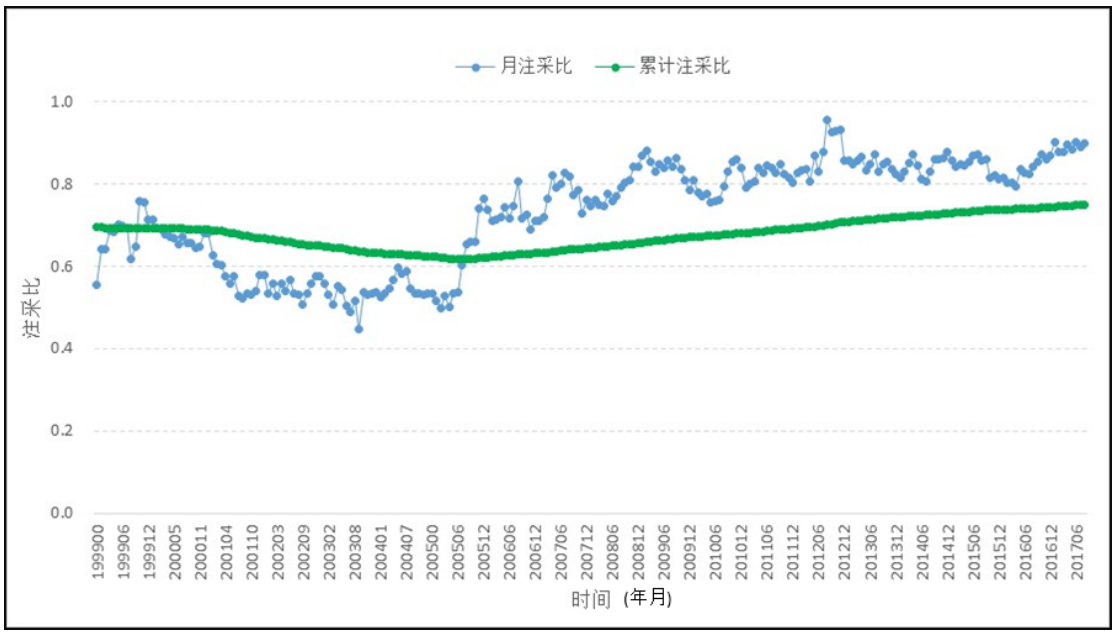


图 9.2-28　老河口油田注采比随时间变化曲线



图 9.2-29　老河口油田近几年压力随时间变化曲线

目前老河口油田开水井 54 口（表 9.2-12），均是注水馆陶组，注入压力 5.1MPa～15.8MPa，馆陶组的原始地层压力 13.5MPa 左右，根据目前压力折算为注水井井底流压，最低井底流压为 17.7MPa，最高井底流压为 29.3MPa。该区的平均地层破裂压力为 32.3MPa，最高井底流压 29.3MPa 低于破裂压力 3MPa。因此注水过程中不会造成地层破裂，不存在溢油风险。

表 9.2-12　老河口油田目前注水井统计表

井号	泵压（MPa）	油压（MPa）	日配注水量（m^3）	日注水量（m3）	备注
桩 106-19-15	15.8	15.8	100	21	欠注
桩 106-19-16	15.6	15.6	100	12	欠注
桩 106-19 斜 20	15.2	14.9	120	106	合格
桩 106-14-16	14.7	14.6	250	228	合格
桩 106-14-18	14.7	14.6	80	77	合格
桩 106-66	15.3	14.3	150	46	欠注
桩 106-14-22	15.5	13.7	20	19	合格
桩 106-14-斜 14	13.8	13.7	80	57	合格
桩 106-13-13	13.8	13.7	120	9	欠注
桩 106-20-16	13.9	13.5	120	121	合格
桩 106-17-侧 11	14.2	13.4	80	57	合格
桩 106-32	15.2	13.3	100	100	合格
桩 106-20-14	15.3	13.1	120	93	欠注

井号	泵压（MPa）	油压（MPa）	日配注水量（m^3）	日注水量（m3）	备注
桩 106-17 斜更 18	15.5	13.0	140	113	合格
桩 106-17-15	14.7	12.9	100	104	合格
桩 106-17-斜 13	15.2	12.9	30	30	合格
桩 106-50	15	12.9	200	165	合格
桩 106-更 70	15.2	12.7	140	124	合格
桩 106-12-15	15	11.8	120	137	合格
桩 106-24-13	15.3	11.7	200	225	合格
桩 106-8-8	13.8	11.5	180	187	合格
桩 106-平 7	14.7	11.3	50	53	合格
老 163	11.4	11.1	130	132	合格
老 163-斜 30	11.4	10.8	90	68	欠注
桩 106-14-19	13	10.5	80	80	合格
桩 106-斜 35	15.3	10.5	70	76	合格
桩 106-14-20	12.8	10.3	80	80	合格
老 163-斜 9	11.4	10.3	60	66	合格
老 163-斜 23	11.5	10.2	60	55	合格
老 163-斜 11	11.4	9.9	150	146	合格
老 163-斜 27	11.5	9.9	80	94	合格
老 163-斜 29	11.1	9.8	100	94	合格
桩 106-12-18	15.3	9.7	120	113	合格
桩 106-169	14.2	9.6	100	100	合格
桩 106-21	14.5	9.5	40	41	合格
桩 106-16 斜更 11	14.3	9.4	60	60	合格
桩 106-16-13	15.3	9.4	120	91	欠注
桩 106-21-10	11.5	9.2	70	69	合格
桩 106-21-14	15.3	9.2	175	196	合格
桩 106-56	15.2	9.0	200	252	超注
桩 106-13-16	15	9.0	250	246	合格
桩 106-68	15.3	9.0	60	60	合格
桩 106-19-12	15.3	8.8	140	114	合格
老 163-斜 3	11.4	8.8	50	52	合格
桩 1061110	13.8	8.7	190	195	合格
老 163-斜 2	11.5	8.3	60	46	欠注
桩 106-23-14	15.3	7.8	180	209	合格
桩 106-20-13	15.3	7.6	80	33	欠注
老 163-斜 24	11.4	7.1	110	125	合格

井号	泵压（MPa）	油压（MPa）	日配注水量（m^3）	日注水量（m3）	备注
桩 106-15-15	15.3	6.7	300	315	合格
老 163-斜 5	11.4	6.6	80	80	合格
老 163-斜 21	11.4	5.9	70	74	合格
老 451-斜 8	13.8	4.0	90	93	合格
老 163-斜 18	11.4	5.1	100	99	合格

9.2.3 小结

通过对飞雁滩油田、孤东油田、红柳油田、新滩油田、桩西油田、老河口油田 6 个油田历史钻井过程中溢油风险防范措施的回顾和目前注水及地层压力状况的分析，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地质条件、油藏特征，制定了针对性的井身结构、钻井液体系和固井方案，所有固井质量均达到合格或优，钻井过程中未发生过溢油等异常、复杂事故。

2）断裂系统

油气最高运移至东营组，且上浮盖层多为厚层泥岩、油泥岩，封闭性好；加之上部东营组、馆陶组、名化镇组、平原组泥岩发育，地层厚度达 2700m。区域内断层活跃至东下段消亡，距滩海地表跨度超过 1200m，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，且厚度大，不会被小断层错断或者形成连通的微裂缝。

4）压力状况

本次评价涉及的 6 个油田中各开发区块地层压力均处于低压或常压水平，在多年的开发过程不断进行注采调整，不存在局部异常高压区；并对套漏井采取封井措施，地质溢油风险较小；部分注水区块井底流压小于地层的破裂压力，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。

5）在开发生产管理中，每个油田均制定年度油水井的动态监测方案，以便掌握地层压力的变化；同时加强日常管线和井的巡护，掌握各井的运行状态，能够及时发现并解决问题。

总之，通过对本次评价涉及的 6 个油田的地质特征和压力状况分析，认为断层和储层条件不存在地质溢油的条件；油田整体处于低压或常压状况，不存在异常高压造成地质溢油的风险；并且每个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。

10 总量控制、环境管理与环境监测计划

10.1 总量控制

10.1.1 排污总量控制制度

排污总量控制（或简称为总量控制），是指根据一个地区的自然环境特点和自净能力，依据环境质量标准，控制污染源的排放总量，把污染物负荷总量控制在自然环境的承载能力范围之内。《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 253 号）第三条规定：“建设产生污染的建设项目，必须遵守污染物排放的国家标准和地方标准；在实施重点污染物排放总量控制的区域内，还必须符合重点污染物排放总量控制的要求。

国家提出的“总量控制”实际上是区域性的，当局部不可避免地增加污染物排放时，应对同行业或区域内进行污染物排放量削减，使区域内污染源排放负荷控制在一定数量内，使污染物的受纳水体、空气等的环境质量可达到规定的环境目标。

实施污染物总量控制是考核各级政府和企业环境保护目标责任制的重要指标，也是改善环境质量的具体措施之一。目前，国家实施污染物总量控制的基本原则是：由各级政府层层分界、下达区域控制指标，各级政府在根据辖区内企业发展状况和污染防治规划情况，给企业分解、下达具体控制指标。

10.1.2 污染物排放情况

根据工程污染物产生及处置情况，确定本工程运营期主要污染物排放种类、排放方式和排放量，详见表 10.1-1。

表 10.1-1 运营期污染物产生与排放情况一览表

运行时段	污染物类型	污染物种类	产生量	处理方式和去向	削减量	排放量
运营期	废气	非甲烷总烃	6.479t/a	加强日常运行管理	0	6.479t/a
		SO_2	2.755t/a	加热炉、多功能罐均采用清洁能源天然气为燃料	0	2.755t/a
		NOx	7.778t/a		0	7.778t/a
		烟尘	0.583/a		0	0.583/a
	废水	作业废水	13800m^3/a	处理达标后回注地层用于油田注水开发	13800m^3/a	0
		油田采出水	（487.4483～735.717）×10^4t		（487.4483～735.717）×10^4t	0
		生活污水	3406.45m^3/a	桩斜 139 井台的生活污水部分进入污水池后由泵打入干线进入流程；其余进入旱厕，拉运至保护区外处理	3406.45m^3/a	0
	固废	油泥砂	1676.73t/a	暂存于各油泥沙贮存池，最终委托有资质的单位进行无害化处理	1676.73t/a	0
		生活垃圾	56.77t/a	收集后委托当地环卫部门统一处理	56.77t/a	0

10.1.3 总量控制污染物筛选

海洋环境保护法中规定，在重点海域建立并实施排污总量控制制度，确定主要污染物排海总量控制指标，并对主要污染源分配排放控制数量。但尚没有具体实施办法和方案。因此，本工程参照陆域总量控制的受控污染物种类。

根据本工程的特征污染物和所在海域环境现状，选择海域总量控制的受控污染物为二氧化硫、氮氧化物、烟尘、挥发性有机物。

10.1.4 排污总量控制分析

根据以上分析内容，本工程运营期总量控制污染物均来自加热炉、多功能罐、锅炉燃烧天然气排放 SO_2、NO_X、烟尘及无组织排放的挥发性有机物，SO_2、NO_X、烟尘、挥发性有机物的排放量分别为 2.775t/a、7.778t/a、0.583t/a、6.479t/a。

10.2 工程环境管理与环境监测计划

10.2.1 环境保护管理

10.2.1.1 现有环境管理机构及人员设置

本工程勘探开发区域涉及中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂、河口采油厂、孤东采油厂 3 家二级单位。胜利油田分公司非常重视环保工作，分公司把保护环境、实现绿色低碳发展作为提升核心竞争力的主要措施来抓，建立了环保管理、监管、督查、检测的全覆盖网络。油田成立了由党政主要领导任组长的 QHSE 委员会，成员为油田分管领导和机关部门负责人，设立污染治理与减排项目组、海上管理与应急项目组和清洁生产领导小组，统筹负责油田环境保护工作的管理；油田不断健全环保监管机构，理顺规范职能，设立安全环保处作为环保监管机构，下设环境管理科、污染治理科、海上管理科（负责海上安全环保）等 3 个环保业务科室,专业管理人员 10 人。为加强油田环保督查力度，油田成立安全环保督查中心，成员 30 人，主要负责对油田生产现场环保管理情况进行监督检查，并对查出问题提出整改时限和要求。各二级单位（采油厂或者油公司）设有 QHSE 管理科，配备专职环保管理人员，成立安全环保监督站，负责本单位生产现场日常环保检查。根据目前运行实际情况来看，上述人员配备基本能够满足要求，现有的环境管理机构基本能够满足日常工作和环境管理要求。

老河口油田由中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂下属

采油管理四区负责管理，桩西油田由采油管理三区负责管理，其监测项目列入桩西采油厂环境年度监测计划。

孤东油田由中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司孤东采油厂下属采油管理一区负责管理，新滩油田、红柳油田由采油管理五区负责管理，其监测项目列入孤东采油厂环境年度监测计划。

飞雁滩油田由中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司河口采油厂下属采油管理一区负责管理，其监测项目列入河口采油厂环境年度监测计划。

10.2.1.2 环保管理机构的职责

1）运营期的环境管理职责

（1）贯彻执行国家、海洋局及油田有关部门和地方政府有关环境保护的方针、政策、法律和法规，制定环境保护管理制度，环境保护责任落实到各基层部门，并监督执行；

（2）根据实际需要，组织和配合编制环境保护规划，制定年度环保工作计划并组织实施；

（3）认真执行建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，并对执行情况负责。监督项目建设过程中环境工程的实施情况，必要时向上级提出报告；

（4）组织环境监测，掌握建设项目周边的生态和环境演变趋势，提出防治建议并上报上级；

（5）监督检查本工程各区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

（6）建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

（7）负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

（8）组织环境保护宣传活动，推广先进技术和管理经验，提高全体职工的环境意识。

2）开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，建筑垃圾外运出环境敏感区，恢复海洋环境。

10.2.1.3 环境管理制度

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂、河口采油厂、孤东采油厂等均根据国家和地方的有关环保政策和要求建立并执行下列环保管理制度：

1）环保会议制度

每季度末召开 1 次环保会议，听取 HSE 重点工作汇报和专业委员会履职尽责情况，研究决策重大 HSE 事项。每月召开一次安全环保例会，分析总结安全生产和安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，制定相应的安全环保措施；传达上级有关指示和安全、防火及环保等方面的文件。

2）环保宣传教育制度

充分利用各种宣传工具，通过各种渠道，积极及时地宣传国家有关安全环保管理规定和安全环保知识，对所有工作人员进行安全环保知识教育，提出安全环保要求，讲清注意事项。

3）环保检查制度

采油厂每月对海上生产设施进行安全环保抽查，各部门不定期地进行安全生产和环境保护自检，检查存在的隐患和问题，及时加以妥善处理或向有关领导汇报，提出整改措施和计划。每年都采取综合检查和专项检查相结合、监督检查与自我检查相结合、定期检查与动态检查相结合等方式，进行全方位、全过程的安全环保监管。综合检查方面，落实巡回检查、“日、周、月”检、夜查、要害部位专项检查和节前检查。突出抓好问题整改复查为主要内容的检查，促进了安全环保管理整体水平的提升。

4）环境保护千分制风险管控责任考核制度

构建“经营绩效+风险管控责任”绩效管理机制的统一部署，参考集团公司《企业环境绩效评价工作指南（试行）》，结合胜利油田环境保护工作实际，制订了环境保护千分制风险管控责任考核办法，对油田二级单位环境管理做到了全覆盖考核。

5）报表制度

（1）对油田采出水、其他生产废水和生活污水收集处理后达标回注，建立报表制度，严格污水处理的管理。防止污水未经处理或超标回注。

（2）勘探石油要按规程操作，若出现异常情况，要及时检查、检修，并作

相应记录。

以上各项的记录报表要归档，以备检查。

6）事故风险的预防与监控制度

包括制定事故应急预案，对事故隐患进行监控，强化专业人员岗位职能培训，建立安全信息系统等。

7）执行岗位责任制度

细化岗位责任，并按岗位职责定期检查、总结，并提出整改措施。

8）其他制度

建设项目环评及“三同时”管理、污染物治理等制度。

10.2.2 环境监测

10.2.2.1 现有环境监测计划

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，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，但是针对自然保护区、海上设施的监测计划内容较少。

10.2.2.2 环境监测计划

本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》制定。

1）污染源监测计划

本工程所有污水均不排海。油田采出水等生产废水均依托陆地现有设施处理达标后回注用于油田注水开发，生活污水均收集拉运至保护区外。

2）环境质量监测计划

由于本工程已运行多年，所有污水均不排海，根据工程特点，本次评价主要针对海水水质、生态环境、沉积物环境、地形地貌与冲淤环境制定监测计划。监测项目、监测范围和站位布设原则根据本工程现状调查进行（不包括加密站位），海洋环境质量监测单位应选择国家海洋行政主管部门认可的监测单位。

3）事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油事故时除在常规监测站位进行水质监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，

站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

11 结论

11.1 工程概况

本次评价涉及中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司飞雁滩油田、桩西油田、老河口油田、孤东油田、红柳油田、新滩油田共 6 个油田、各类井 460 口（其中在用油井 319 口、在用注水井 130 口、在用气井 11 口）、站场 75 座（在用计量站/混输泵站 43 座、在用配水间 22 座、注水站 3 座、集气站 2 座、注聚站 2 座、变电所 1 座、队部/生活点 2 处）、管线 331.602km（油气集输管线 171.568km、注水/污水管线 159.234km、注汽/清水管线 0.8km）、道路 130.572km、电力线/电缆 296.38km。

11.2 工程符合性分析结论

1）本工程符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）的要求；

2）本工程符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（鲁字[2015]290 号）等海洋功能区划要求；

3）本工程产生的污染物均得以妥善的处置，不排海，符合《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）；

4）本工程产生的废水、固废等污染物均不排海，符合《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）的要求；

5）本工程为《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）中鼓励类项目，符合国家产业政策；

6）本工程符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）、《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）、《山东省“十三五”海洋经济发展规划》（鲁发改农经[2016]1320 号）、《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》（发改地区[2009]3027 号）等相关规划的要求；

7）本工程符合《关于进一步加强涉及自然保护区开发建设活动监督管理的通知》（环发[2015]57 号）、《国务院办公厅关于批准山东黄河三角洲自然保护区功能区调整方案的通知》（国办函［2001］46 号）等其他相关文件要要求。

11.3 工程回顾性评价结论

11.3.1 污染物处置方式

11.3.1.1 飞雁滩油田

飞雁滩油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至埕东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海；生活污水排入旱厕，拉运至保护区外处理；不含油的一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；含油钻井固废委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置处置；建筑垃圾和施工废料部分回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

飞雁滩油田运营期产生的油田采出水、作业废水依托飞雁滩联合站污水处理系统处理后回注，不排海；生活污水排至旱厕，拉运至保护区外处理；油泥砂暂存于河口采油厂义和站油泥砂贮存场，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置；生活垃圾由环卫部门统一处置；加热炉采用原油伴生气为燃料，燃烧废气不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m^3，NO_X 50mg/m^3，烟尘 5mg/m^3），能够达标排放根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加热炉改电，改造完成后，不排放污染物；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.1.2 老河口油田

老河口油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；船舶机舱含油污水运回陆上接收处理；生活污水排入旱厕，拉运至保护区外处理；不含油的一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

老河口油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注地层用于油田注

水开发，不排海；生活污水依托旱厕，拉运至保护区外处理；油泥砂暂存于桩西油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置；生活垃圾由河口环卫部门统一处置；加热炉及锅炉采用原油伴生气为燃料，燃烧废气不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m^3，NO_X 50mg/m^3，烟尘 5mg/m^3），能够达标排放根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加热炉改电，改造完成后，不排放污染物；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.1.3 桩西油田

桩西油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；船舶机舱含油污水运回陆上接收处理；生活污水排入旱厕，拉运至保护区外处理；不含油的一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

桩西油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海；桩斜 139 井台食宿的生活污水部分储存于污水池，泵送至集输流程；其余生活污水依托旱厕，拉运至保护区外处理；油泥砂暂存于桩西油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置；生活垃圾由河口环卫部门统一处置；加热炉、多功能罐采用原油伴生气为燃料，燃烧废气不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m^3，NO_X 50mg/m^3，烟尘 5mg/m^3），能够达标排放根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加热炉改电，改造完成后，不排放污染物；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.1.4 孤东油田

孤东油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；船舶机

舱含油污水运回陆上接收处理；生活污水排入旱厕，拉运至保护区外处理；不含油的一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；含油钻井固废收集后委托东营华新环保技术有限公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

孤东油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入东三污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水依托旱厕，拉运至保护区外处理；油泥砂暂存于孤东 2 号油泥砂贮存场，最终委托东营华新环保技术有限公司处理进行无害化处置；生活垃圾收集后由河口环卫部门统一处置；烃类无组织挥发量较小，对环境的影响很小；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.1.5 红柳油田

红柳油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水排入旱厕，拉运至保护区外处理；不含油的一般钻井固废拉运到保护区外同期新钻井井场固化填埋；含油钻井固废收集后委托东营华新环保技术有限公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

红柳油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入东四污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水依托旱厕，拉运至保护区外处理；油泥砂暂存于孤东 2 号油泥砂贮存场，最终委托东营华新环保技术有限公司处理进行无害化处置；生活垃圾收集后由河口环卫部门统一处置；烃类无组织挥发量较小，对环境的影响很小；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.1.6 新滩油田

新滩油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至孤东废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水排入旱厕，拉运至保护区外处理；不含油的一般钻井固废拉运到保护区外同期

新钻井井场固化填埋；含油钻井固废收集后委托东营华新环保技术有限公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

新滩油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托东四污水站、部分新滩污水站）处理后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水依托旱厕，拉运至保护区外处理；油泥砂暂存于孤东 2 号油泥砂贮存场，最终委托东营华新环保技术有限公司处理进行无害化处置；生活垃圾收集后由河口环卫部门统一处置；加热炉采用原油伴生气为燃料，燃烧废气不满足《山东省区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/ 2376-2013）表 2 中核心控制区标准（SO_2 35mg/m^3，NO_X 50mg/m^3，烟尘 5mg/m^3），能够达标排放根据胜利油田分公司的统一部署，计划于 2019 年 6 月底完成加热炉改电，改造完成后，不排放污染物；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.2 环保设施运行情况

1）根据工程回顾性评价可知，本工程施工期、运营期产生的污染物均能得到妥善处理和处置，环保措施可行。

2）根据飞雁滩联合站、桩 106 接转站、桩西联合站、孤东三号联合站、孤东四号联合站、新滩联合站的 2016 年～2018 年运行数据，可知飞雁滩联合站、桩 106 接转站、桩西联合站、孤东三号联合站、孤东四号联合站、新滩联合站的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/T 5329-2012）中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

3）目前各环保设施运行情况稳定，建议建设单位加强设备维护，及时对设备进行巡检，提高人员的管理水平和操作技能。

11.3.3 生产工艺先进性回顾评价

本工程在钻井、采油、集输等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备，减少了资源、能源的消耗，削减了废物的产生量，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础；在环境管理方面，项目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；建立并运营了健康、安全和环境（HSE）管理体系。本工程的清洁生产各项评定指标绝大多数可以达到一级水平，全部达到清洁生产二级以上水平，表明本工程的清洁生产水平属于国内清洁生产先进水平。

11.4 海洋环境质量现状及回顾性评价结论

11.4.1 海洋水文动力环境现状调查与评价

本工程建设前后对邻近海域的水动力影响基本上是一致的，所以本工程对海洋水文动力环境的影响是可接受的。

11.4.2 海洋水环境现状调查与评价

冬季水质现状：调查中水质 pH、DO、COD、磷酸盐、硫化物以及重金属（铜、镉、砷、、汞、锌、铅）标准指数均小于 1，符合各站位相应海水水质标准。无机氮的调查中在 3#、14#站位标准指数大于 1，超标率为 2.99%。金属铬在 49 站位出现超标，超标倍数为 1.01，其超标率都是 1.49%。石油烃在 1#、13#和 57#站位标准指数大于 1，超标率为 5.97%。

整体来看，评价海域海水质量整体上看满足海域使用功能要求，评价海域的水质质量状况良好。

秋季水质现状：其中 9、11 号站执行三类水质标准，1～8 号、10 号、12～19 号站执行一类标准，其他站位执行二类水质标准。

调查中水质 pH、DO、COD、营养盐（氮、磷）、石油类标准指数均小于 1，符合各站位相应海水水质标准。整体来看，评价海域海水质量整体上看满足海域使用功能要求，评价海域的水质质量状况良好。

11.4.3 海洋生物质量现状调查与评价

冬季生物质量现状：海洋贝类（双壳类）评价，采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）中相应的类别标准进行评价。软体动物、鱼类、甲壳类、头足类体内污染物质含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》(1986 年）和《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（1997 年）中规定的生物质量标准。

秋季生物质量现状：评价结果表明绝大部分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，仅有 Cr 在皮氏叫姑鱼（15#）、半滑舌鳎（26#）、鹰爪虾（33#）和鲜明鼓虾（38#）中检出，超标率为 5.26%；Cu 在皮氏叫姑鱼（15#）、日本关公蟹（43#）和焦氏舌鳎（54#）中检出超标（超标率为 3.95%）以及金属 Pb 在焦氏舌鳎（13#）、隆线强蟹（33#）和斑尾复虾虎鱼（43#）中超标（超标率为 3.95%）；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。

11.4.4 海洋渔业资源现状调查与评价

冬季渔业资源：调查内容包括鱼卵和仔稚鱼种类组成和数量分布，渔获物种类组成、渔获物生物学特征、优势种分布、渔获量分布和资源密度（生物量资源密度单位为 kg/km^2、丰度资源密度单位为 $10^3ind./km^2$）以及鱼类浮游生物种类组成。

11.4.5 海洋沉积物现状调查与评价

秋季现状调查的除个别站位因子，如 Cu 在 10#站位评价因子为 1.10，超标率为 3.4%；Cd 在 10#站位评价因子为 1.14，超标率为 3.4%；Cr 在 53#站位评价因子为 1.02，超标率为 3.4%，其它站位评价因子均小于 1，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。

11.5 环境影响预测与评价

11.5.1 水文动力环境影响预测评价

本工程所处海域潮流形态主要为往复流，并且为不规则半日潮区。所有工程内容均位于已趋于平衡稳定的黄河三角洲陆上三角洲平原，周围已建有防潮破浪设施，因此，本项目运行对海洋流场的影响较小。

11.5.2 地形地貌与冲淤环境影响预测评价

根据第 6 章对本工程所处海域地形地貌与冲淤环境的现状评价，表明建设之初（1985 年）所处海域基本形成了原始滩涂形态，东营港平均潮高 1.8m，高高潮为 2.6m，最大高潮线近似为岸线所在位置。周围海域的地形地貌已趋于平衡状态，不会对项目周边海域地形地貌与冲淤造成影响。

11.5.3 海水水质环境影响预测评价

本工程施工期间产生悬浮泥沙的环节主要为块石抛填、港池疏浚和围填溢流。工程施工期时，会造成海水短时间混浊。悬浮泥沙在海洋水动力的作用下扩散、输运和沉降，形成浓度场，对海域环境产生影响。通过预测求得悬浮泥沙的浓度场后，即可依据海水水质标准，分析论证其对周围环境的影响程度。

11.5.4 海洋沉积物环境影响评分析结论

施工期产生的悬浮泥沙对工程海域沉积物环境质量未造成显著的影响，未明显改变周边影响区域内的沉积物的质量；管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染；本工程绝大多数设施位于沿海陆域或滩涂，仅部分滩海陆岸井台位于海域，但生产设施均位于人工陆地范围内，无新增涉海建设工程内容，对工程周边海域的沉积物环境不产生影响。

11.5.5 海洋生态环境与生物资源影响预测与评价

1)本工程对生态环境的影响包括井台、进井路敷设产生悬浮物对浮游生物、渔业资源等的影响以及井台、进井路和井场道路永久占地对底栖生物、潮间带生物造成的影响。工程运营期生产活动均在人工陆地内进行，产生的各类污染物均采取妥善的处理和处置措施，不排海，运营阶段对工程所在海域生态环境影响较小。

2）本工程造成的底栖生物损失总量 1.35t，潮间带生物损失总量 26.37t，鱼卵损失总量 656.56×10^4 粒、仔稚鱼损失总量 21.91×10^4 尾、幼鱼损失总量 20.47×10^4 尾、鱼类成体损失总量 1579.73kg、软体动物损失总量 1415.38kg、甲壳类损失量 1626.93kg。

11.5.6 对山东黄河三角洲国家级自然保护区的影响分析结论

1）对生态系统的影响分析

本工程在自然保护区内总占地面积为 375.33hm^2，仅占保护区总面积的 0.455%，，且油田设施占地为非连续点状占用，不会造成地理隔离，工程本身不具备动态控制能力，对生态调控作用几乎可以忽略不计，尚不构成对生态系统结构影响的决定性因素。

2）对鸟类的影响分析

工程施工期间由于人类活动、交通运输工具与施工机械的机械运动，相应施工过程中产生的噪声、灯光等对在施工区及邻近地区栖息和觅食的鸟类产生一定的影响，使区域中分布的鸟类数量减少、多样性降低。

从 1995 年至今，保护区内鸟类种类整体呈增加趋势，这与近些年保护区内实施的湿地恢复工程、鸟类栖息地保护工程密切相关，滩海油田开发导致的生态破坏进行了生态补偿，在保护区生态保护方面做了很多工作，尽力降低油田开发对生态影响的程度。因此，滩海油田生产设施的建设对保护区鸟类种类的影响在

可接受范围内。统计数据说明，近 20 年的滩海油田开发工程虽然对当地鸟类产生了一定的影响，但总体来讲保护区内的鸟类种类和数量均基本保持稳定，人为影响得到了有效控制。

3）对其他动物多样性的影响分析

油田开发活动不会对区内野生动物构成直接影响，不会使整个评价区动物种类组成发生明显变化，也不会造成某一动物物种的消失。运营期抽油机噪声属低频稳态噪声，油田巡线车流量较小，噪声影响贡献程度较低，不会对其他野生动物产生明显的干扰。

4）对水生生物的影响分析

根据海洋环境现状评价及回顾性评价可知，叶绿素 a 浓度、浮游植物、浮游动物、底栖生物、渔业资源、海域生物质量等各调查指标基本呈现平稳震荡状态，调查海域生物质量稳定。

本工程无污染物排海，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，也不具备影响水生生物的途径，本工程运营期对水生生物的影响较小。

5）对植被多样性影响分析

油田开发对植被的影响主要体现在施工期基础设施的建设过程，运营期主要为植被恢复过程。经现场调查，井场、站场及管线周围植被已恢复，生长状况良好，保护区植物种类增加，植物区系组成成分没有显著变化，说明油田开发建设对保护区植被的影响在可接受范围内。

6）对景观生态完整性影响分析

随着工程进井道路、井台、站场的建设，本工程评价区景观破碎化程度有所提高，景观连通性有所减小，景观多样性有所提高。因此，油田开发建设对区域内生态系统完整性影响在可接受范围内。

11.5.7 对其他环境敏感区的影响分析结论

1）本工程孤东油田、新滩油田、红柳油田位于莱州湾国家级水产种质资源保护区内，其余井与莱州湾国家级水产种质资源保护区的最近距离为 16.78km；飞雁滩油田与黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的最近距离为 1.23km；另外，工程附近存在养殖区。

2）本工程运营期间采取了一系列防止生态破坏和环境污染的防治措施。运营期产生的污染物均得到妥善处理和处置，正常状况下不会对莱州湾国家级水产

种质资源保护区、黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区等所在海域海水水质、沉积物、海洋生物质量、海洋生态（含渔业资源）产生影响。

11.5.8 其他环境影响分析结论

根据分析，本工程建设、运营阶段将产生的固体废物均得到了妥善的处理和处置，对海洋环境影响较小；本工程位置远离陆地居民区，运营期间机械噪声符合《工艺企业设计卫生标准》（GB Z1-2002），对环境影响很小。

11.6 生态建设方案结论

1）本工程与工程所在海域的功能定位兼容，符合其海域使用管理要求，符合国家产业政策，不占用海洋生态红线区，与其规划的相关定位相符合。

2）本工程施工期、运营期产生的污染物均得到了妥善的处理与处置，不向工程所在海域排放污染物，实现了污染物源头控制要求。

3）本工程已运行多年，工程用海类型为沿岸海域。工程用海总面积为 375.33 $\times 10^4 m^2$，工程占用面积较小。

4）本工程制定了有效的溢油应急计划，应急计划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。

5）本工程制订了跟踪监测方案，监测内容包括海水水质、沉积物、海洋生态环境、生物质量及潮间带生物等。

6）根据计算分析，本工程生态补偿金为为 8327.5883 万元。桩西采油厂补偿资金为 4710.66 万元，属于山东黄河三角洲国家级自然保护区生态损失补偿；河口采油厂补偿资金为 2799.47 万元，属于山东黄河三角洲国家级自然保护区生态损失补偿；孤东采油厂补偿资金为 1781.57 万元，属于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区生态损失补偿。

7）本工程设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态等损失进行补偿，并纳入工程环保投资，主要用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理、人工鱼礁及相关研究、监测工作等，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

11.7 风险事故防范及应急措施分析结论

11.7.1 环境风险事故防范及应急措施分析

1）本工程涉及易燃易爆物质主要为原油和伴生气，不构成重大危险源。环

境风险评价等级为一级，评价范围为工程周边外延半径 5km 的圆形叠加区域。

2）本工程主要潜在风险事故为井喷、井漏、管道泄漏、火灾等。河口采油厂、桩西采油厂、孤东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，能满足本工程的环境风险要求。

3）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水体造成污染，通过各项事故防范措施，可以减小事故概率及环境影响；胜利油田分公司及各采油厂/油公司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，运营期间未发生环境污染事故,风险防范措施基本可行。

11.7.2 地质性溢油风险分析与评价结论

通过对本次现评价涉及的飞雁滩油田、桩西油田、老河口油田、孤东油田、新滩油田、红柳油田 6 个油田历史钻井过程中溢油风险防范措施的回顾和目前注水及地层压力状况的分析，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地质条件、油藏特征，制定了针对性的井身结构、钻井液体系和固井方案，所有固井质量均达到合格或优，钻井过程中未发生过溢油等异常、复杂事故。

2）断裂系统

油气最高运移至东营组，且上浮盖层多为厚层泥岩、油泥岩，封闭性好；加之上部东营组、馆陶组、名化镇组、平原组泥岩发育，地层厚度达 2700m。区域内断层活跃至东下段消亡，距滩海地表跨度超过 1200m，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，且厚度大，不会被小断层错断或者形成连通的微裂缝。

4）压力状况

本次评价涉及的 6 个油田中各开发区块地层压力均处于低压或常压水平，在多年的开发过程不断进行注采调整，不存在局部异常高压区；并对套漏井采取封

井措施，地质溢油风险较小；部分注水区块井底流压小于地层的破裂压力，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。

5）在开发生产管理中，每个油田均制定年度油水井的动态监测方案，以便掌握地层压力的变化；同时加强日常管线和井的巡护，掌握各井的运行状态，能够及时发现并解决问题。

总之，通过对本次评价涉及的飞雁滩油田、桩西油田、老河口油田、孤东油田、新滩油田、红柳油田 6 个油田的地质特征和压力状况分析，认为断层和储层条件不存在地质溢油的条件；油田整体处于低压或常压状况，不存在异常高压造成地质溢油的风险；并且每个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。

11.8 总量控制、环境管理与环境监测计划结论

11.8.1 总量控制结论

根据工程分析，本工程运营期总量控制污染物均来自加热炉、多功能罐、锅炉燃烧天然气排放 SO_2、NO_X、烟尘及无组织排放的挥发性有机物，SO_2、NO_X、烟尘、挥发性有机物的排放量分别为 2.775t/a、7.778t/a、0.583t/a、6.479t/a。

11.8.2 环境管理结论

1）老河口油田由中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂下属采油管理四区负责管理，桩西油田由采油管理三区负责管理，其监测项目列入桩西采油厂环境年度监测计划。

孤东油田由中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司孤东采油厂下属采油管理一区负责管理，新滩油田、红柳油田由采油管理五区负责管理，其监测项目列入孤东采油厂环境年度监测计划。

飞雁滩油田由中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司河口采油厂下属采油管理一区负责管理，其监测项目列入河口采油厂环境年度监测计划。

2）中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂、河口采油厂、孤东采油厂等均根据国家和地方的有关环保政策和要求建立并执行下列环保管理制度：环保会议制度、环保宣传教育制度、环保检查制度、环境保护千分制风险管控责任考核制度、报表制度、事故风险的预防与监控制度、执行岗位责任制度等。

11.8.3 环境监测计划结论

1）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，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。

2）本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》制定，主要包括污染源监测计划、环境质量监测计划、事故监测计划。

11.9 公众参与

建设单位于 2018 年 9 月 26 日～2018 年 10 月 12 在山东在线网站进行了第一次公示（网址：http://www.onlinesd.cn/sy/2018-09-26/75722.html）；于 2018 年 9 月 28 日于山东科技报进行了第一次公示；于 2018 年 9 月 30 日在周边村庄进行了现场公示。

建设单位于 2018 年 10 月 18 日～2018 年 10 月 31 日在齐鲁晚报网站进行了第二次公示（网址：http://dezhou.qlwb.com.cn/2018/1018/1356161.shtml），于 2018 年 10 月 18 日于山东法制报进行了第二次公示；于 2018 年 11 月 9 日在周边村庄进行了现场公示，同期进行了公众参与调查工作。

本次公众参与采取网络公示、现场公示及发放公众参与调查表的方式开展，同时保持信息反馈通道处于公开畅通状态。被调查者基本可以反映建设地区周边群众的意见，受调查的公众 100%支持工程运营。本次调查过程中，未收到公众提出的意见和建议。

11.10 结论

本项目选址符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东海洋主体功能区规划》（鲁政发[2017]22 号）、《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。项目选址总体上与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》相协调。经调查，施工期未发生污染物超标排放现象；工程产生的污染物均得以妥善的处置，不排海；工程采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求，海洋环境影响可接受，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行

完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目继续运营是可行的。

12 附件