

## 附件 1 现有工程及其环境保护情况

### 1.1 现有工程环保审批情况

表1-1 现有工程环保手续履行情况表

序号	项目名称	批准文号	日期
1	临江地区三501区块扶余油层扩边工程	环境影响评价：《关于大庆油田有限责任公司第十采油厂临江地区三501区块扶余油层扩边工程环境影响报告书审批意见的复函》（黑环函〔2005〕25号）	2005年2月4日
		竣工环境保护验收：《关于大庆油田有限责任公司第十采油厂临江地区三501区块扶余油层扩边开发项目竣工环境保护验收意见的函》（绥环函〔2017〕96号）	2017年5月4号
2	大庆油田有限责任公司第十采油厂临江地区双301区块产能建设工程	环境影响评价：《关于大庆油田有限责任公司第十采油厂临江地区双301区块产能建设工程环境影响报告书的批复》（黑环函〔2007〕272号）	2007年9月4日
		竣工环境保护验收：（自主验收）	2024年1月

### 1.2 现有工程建设现状

第十采油厂江心岛区域已建联合站 2 座，分别为双一联站和双二联站，已建油井 163 口、水井 110 口、集油阀组间 5 座、配水间 3 座。江心岛区域地面系统布局示意图见图 1-1。



图 1-1 江心岛区域地面系统布局示意图

(1) 双一联脱水站

双一联脱水站于 2003 年投产，站内采用“五合一”处理工艺，目前按转油站运行，含水油外输至双二联后，与双二联产液串接输至肇东一联。

(2) 双二联转油站

双二联转油站于 2005 年投产，站内采用“四合一”处理工艺，站外系统采用单管环状掺水集油流程，含水原油外输至肇东一联转油站。

(3) 双一联注水站

双一联注水站于 2003 年投产，采用“柱塞泵”增压工艺，设有主水泵 4 台，泵出口压力 20MPa，注水站设计规模 1224m<sup>3</sup>/d，实际注水量为 315m<sup>3</sup>/d，负荷率为 25.7%。

(4) 双二联注水站

双二联注水站于 2005 年投产，采用“柱塞泵”增压工艺，设有主水泵 4 台，泵出口压力 18MPa，注水站设计规模 2400m<sup>3</sup>/d，实际注水量为 600m<sup>3</sup>/d，负荷率为 25%。

### 1.3 外输线建设现状

外输线建设现状：江心岛区域双一联、双二联共建有各种外输管道 6 条，其中双一联输油、输水、输气的 3 条管道同沟敷设、同一处穿江；双二联 1 号外输线与双二气管道同沟敷设、同一处穿江，双二联 1 号外输线单独敷设、单独穿江，目前双二联 1 号外输线输水，2 号外输线输含水油。

双一联外输油管道建于 2007 年，规格为  $\Phi 114 \times 4.5$ -5.7km，设计压力 4.0MPa，管道检测异常有 32 处，该管道失效率 0.35 次/（km•a）。双二联外输管道负责外输双一联区域产液、双二联区域产液和双三联区域产液，管道检测异常有 16 处。两条外输管线检测异常处分布比较分散，且管道有多处穿江，大部分管道位于江心岛内，为行洪区，岛外地势低洼，沟渠水田纵横交错，管道极易腐蚀，存在安全隐患。外输系统已建管道现状见表 1-2。

表 1-2 江心岛区域外输系统已建管道现状表

序号	工区	管道名称	管道长度 (km)	管道规格 (mm)	输送介质	敷设及穿江形式	投用时间
1	双二联	双二联 1#外输管道	7.97	$\phi 114 \times 4.5$	含水油(目前输水)	同沟，一同穿江	200506
	肇东一联	肇东一联至双二联转油站输气管道	7.97	$\phi 159 \times 6$	干气		200510
2	双二联	双二联 2#外输管道	8.32	$\phi 114 \times 4.5$	含水油	单独定向钻穿江	201007
3	双一联	双一联外输管道	5.70	$\phi 114 \times 4.5$	含水油	同沟，一同穿江	200410
	双二联	双二转油站至双一转油站输气管道	5.28	$\phi 159 \times 6$	干气		200710
	双一联	双一至双二供水管道	5.70	$\phi 219 \times 7$	地下水		200710

### 1.4 注水线建设现状

注水系统干线、支干线、单井管线现状统计见表 1-3 所示。

表 1-3 注水系统干线、支干线更换管道现状表

序号	管道起点	管道终点	介质	管道规格 ( $\phi$ )	管道长度 (km)	近三年穿孔次数	所属注水站
----	------	------	----	-----------------	-----------	---------	-------

1	3#间分水点	3#间新 7#平台分水闸门	清水	φ89×9	2.11	19	双一注
2	3#间分水点	3#间老 4#平台分水闸门	清水	φ89×9	0.69	7	双一注
3	3#间分水点	3#间老 10#平台东 50米	清水	φ89×9	0.27	5	双一注
4	新 9 号平台	7#平台干线分支点	清水	φ60×6	0.32	6	双一注
5	双二注水站	3#间注水干线闸门	清水	φ114×11	1.97	30	双二注
6	3#间注水干线闸	3#间 1#平台分水闸门	清水	φ114×11	2.56	9	双二注

表 1-4 单井更换管道现状统计表

序号	管道起点	管道终点	介质	管道规格 (φ)	管道长度 (km)	近三年穿孔次数	所属注水站
1	3#间老 3#平台分水闸门	双φ 82-38	清水	φ48×5	0.16	6	双一注
2	3#间新 6#平台分水闸门	双新 186-352	清水	φ48×5	0.26	3	双一注
3	3#间新 9#平台分水闸门	双新 182-斜 350	清水	φ48×5	0.08	3	双一注
4	1#间 3#平台分水闸门	双 48-斜 36	清水	φ48×5	0.05	4	双一注
5	2#间 10#平台分水闸门	双 56-24	清水	φ48×5	0.29	3	双二注
6	双 28-定 32 注水管道 340 米处	双 32-定 36	清水	φ48×5	0.02	3	双二注
7	1#间 6#平台分水闸门	双 24-定 24	清水	φ60×6	0.26	4	双二注
8	双 24-定 24 注水管道 240 米处	双 20-定 20	清水	φ48×5	0.02	3	双二注
9	1#间 9#平台分水闸门	双 16-定 32	清水	φ48×5	0.35	4	双二注
10	1#间 5#平台分水闸门	双 16-24	清水	φ48×5	0.33	3	双二注
11	1#间 2#平台分水闸门	双 14-26	清水	φ48×5	0.32	4	双二注

### 1.5 集油系统

第十采油厂江心岛区域已建油井 163 口，集油掺水管道 112.1km，根据开发安排，目前有 55 口油井已报废或转注水井，已经或计划转提捞油井 12 口，由于开发调整已建集油系统对开发适应性变差，亟需对集油系统进行优化调整。

### 1.6 注水系统存在的问题

部分已建注水管道穿孔严重，近三年，江心岛区域注水管道失效率 0.57 次/（公里.年），存在安全隐患，且影响正常生产。

### 1.7 环境污染及安全隐患问题

工程内容中部分集油环和注水管道位于黑龙江拉林河口湿地自然保护区缓冲区和实验区，环境敏感。一旦穿孔泄漏将对环境产生污染，存在较大的环境污染风险隐患。

## 1.8 环境保护措施

### 一、水环境

施工期：①施工期间现场设置了防渗旱厕，定期清掏做农肥，施工结束后进行了消毒和回填；②施工车辆和设备定期进行了检修和保养；③钻井液采用了低毒的水基泥浆；④在钻井过程中使用双层套管；钻井过程中采取了固井施，固井完成后进行检测，能够满足要求；⑤钻井泥浆外送泥浆固化点统一进行处理。

运行期：①项目产液在脱水站处理后所有含油污水均送含油污水处理站进行处理；②作业污水均用罐车收集，送至含油污水处理站进行处理后用于回注；③在油井作业前，作业人员首先在现场空闲场地铺设防渗布，防渗布四周设置围堰，防止污油、污泥溢流，铺设完防渗布后再进行作业，管道、含油机械等均放置于防渗布上；④建设单位制定完善的生产管理制度和环保管理制度，确保含油污水不外排，现场落地油的回收率达到 100%；⑤现场设置专人定期检查油井井场、多功能储罐以及蜡油储罐，确保设备性能。⑥生活污水排入防渗化粪池，定期清掏，用作农肥，不外排。

### 二、环境空气

施工期：①风速大于四级时，现场停止土方施工；②车辆驶出工地前进行除泥降尘（清扫作业）；③尽量选择距离敏感点较远的运输路线，经过敏感区时控制车速；④施工场地干燥时进行洒水抑尘，建材堆放定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等。经调查，项目施工期间未发生污染投诉。

运行期：①建设单位制定管理制度定期对井场设备进行维修保养，减少烃类物质挥发。②油井盘根采用合格质量的产品；③站场均采用天然气作为能源，经对加热炉烟气采样分析，氮氧化物、二氧化硫、颗粒物可以满足标准要求。④定期对站场的设备进行检查和检修保养；⑤依托各站场均制定有相应的管理制度；⑥油气密闭集输，大大降低了非甲烷总烃气体的挥发量；井口作业产生的落地油实现了 100%回收；⑦加强了采油井的井口密封性，定期检查和更换井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出。

### 三、声环境

施工期：①施工期间控制同时作业的施工机械数量；②施工期定期对设备进行维修保养；③钻井井场布置合理，施工临建布置在远离敏感点一侧；④站场施工均未在夜间施工，井场附近无居住区等敏感目标；施工期间未发生环境投诉事件。

运行期：①井场电机选用了低噪声设备；②工作人员定期对设备进行维修保养。

### 四、固体废物

施工期：①钻井过程中产生的废弃钻井液、岩屑及射孔废液等废弃物外送天然坑内泥浆固化点统一固化处理，现场踏泥浆固化点已覆土、恢复檀皮。经取掸监测，满足《废辨战液处理规范》（DB23/T693-2000）要求；②施工场地恢复情况良好。③施工期胜活垃圾集中清运至城市生活垃圾处理站进行处理。

运行期：项目产生的落地油及油泥全部送至含油污泥处理站处理。

### 五、生态

施工期：①现场踏泥浆固化点已覆上、恢复植被。经取样监测，满足《废弃钻井液理规范》（DB23/T693-2000）要求；②施工场地恢复情况良好；②施工单位进行施工前设备保养到位，加强施工期间检查，未发生跑冒滴漏；建设单位制定管理制度要求作业期间严格控制油水井作业施工的占地，普通井下作业不新征临时占地；③临时占地恢复植被。④现场施工结束后清理了井场的施工废弃物，并对井场进行平整及恢复；⑤项目油井全部采用丛式井场；⑥项目新建的道路未对周边的水体造成切断的影响。

运行期：①建设单位制定有设备检查管理制度及监控措施，本项目油水井作业严格控制占地面积；②建设单位制定有管理制度，要求落地油·100%回收；③项目井场进行了夯实；④施工结束后各临时地均进行了生态恢复，恢复效果与周边环境无明显差异。