

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司  
胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司胜利采油厂

二〇二二年一月



# 目 录

1 企业概况 .....	1
2 地勘资料 .....	2
2.1 地质信息 .....	2
2.2 水文 .....	2
3 单位生产及污染防治情况 .....	7
3.1 单位生产概况 .....	7
3.2 单位总平面布置 .....	8
3.3 各重点场所、重点设施设备情况 .....	10
3.4 以往监测情况 .....	41
4 重点监测单元识别与分类 .....	46
4.1 重点单元情况 .....	46
4.2 识别/分类结果及原因 .....	46
4.3 关注污染物 .....	46
5 监测点位布设方案 .....	47
5.1 监测点位布设 .....	47
5.2 各点位监测指标及选取原因 .....	56
5.3 各点位监测频次 .....	56
5.4 监测方案变更 .....	56
6 样品采集、保存、流转与制备 .....	57
6.1 现场采样位置、数量和深度 .....	57
6.2 采样方法及程序 .....	58
6.3 样品分析 .....	60
7 质量保证与质量控制 .....	64
7.1 自行监测质量体系 .....	64
7.2 监测方案制定的质量保证与控制 .....	64
7.3 样品采集、保存、流转、制备与分析的质量保证与控制 .....	64



## 1 企业概况

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司胜利采油厂（以下简称“胜利采油厂”）成立于 1964 年，是中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司所属从事石油天然气勘探开发的二级单位，油区位于山东省东营市东营区、垦利区、利津县行政区域之内，勘探开发区域构造上处于济阳坳陷东营凹陷北部陡坡带宁海-坨庄-胜利村-永安镇断裂构造带，先后发现并投入开发了胜坨、宁海、王庄等油田。历史用地以农用地和荒地为主。截至 2021 年 12 月 31 日，胜利采油厂共有各类油井、注水井、注聚井 5479 口，其中在运行 3248 口。胜利采油厂在运行井中，包含油井 2171 口，注水井 1027 口，注聚井 50 口。2021 年全年原油产量  $151.9 \times 10^4 \text{t}$ ，天然气产量  $9392 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

胜利采油厂油田分布图见附图1，企业基本信息见表1.1-1。

表 1.1-1 企业基本信息一览表

建设单位名称	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司胜利采油厂				
组织机构代码	91370500864731185C	法人代表	袁杰		
单位所在地	山东省东营市东营区西四路 213 号 北纬 37° 26' 5.4594" 东经 118° 30' 34.7754"				
联系电话	0546-8623092	传真	8553322	联系人	张鹏
行业类别	原油开采	行业代码	B0710		
建厂时间	1964 年 1 月	最新改扩建时间	胜利采油厂一般固废暂存间建设工程		
厂区面积	1.96hm <sup>2</sup>	从业人数	4601 人		
企业规模	胜利采油厂成立于 1964 年，是中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司所属从事石油天然气勘探开发的二级单位，油区位于山东省东营市东营区、垦利区、利津县行政区域之内，勘探开发区域构造上处于济阳坳陷东营凹陷北部陡坡带宁海-坨庄-胜利村-永安镇断裂构造带，先后发现并投入开发了胜坨、宁海、王庄等油田。截至 2021 年 12 月 31 日，胜利采油厂共有各类油井、注水井、注聚井 5479 口，其中在运行 3248 口。胜利采油厂在运行井中，包含油井 2171 口，注水井 1027 口，注聚井 50 口。2021 年全年原油产量 $151.9 \times 10^4 \text{t}$ ，天然气产量 $9392 \times 10^4 \text{m}^3$ 。				
上级或所属集团	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司				

## 2 地勘资料

### 2.1 地质信息

#### 2.1.1 地质

垦利区位于济阳拗陷东部，自北向南，纵跨孤岛凸起、沾化凹陷，陈家庄凸起和东营凹陷各次级构造之东部或北部。境内广为第四系积散堆积物覆盖，无基岩出露。区域内可划分为3个部分，中间为凸起，南北两侧为凹陷。境内断裂构造十分发育，表现为断裂多，活动强度大。

#### 2.1.2 地形地貌

东营市地势沿黄河走向自西南向东北倾斜。西南部最高高程为28m（大沽高程，下同），东北部最低高程1m，自然比降为1/8000~1/12000；西部最高高程为11m，东部最低高程1m，自然比降为1/7000。黄河穿境而过，背河方向近河高、远河低，背河自然比降为1/7000，河滩地高于背河地2m~4m，形成“地上悬河”。东营市微地貌有5种类型：古河滩高地，占东营市总面积的4.15%，主要分布于黄河决口扇面上游；河滩高地，占东营市总面积的3.58%，主要分布于黄河河道至大堤之间；微斜平地，占东营市总面积的54.54%，是岗、洼过渡地带；浅平洼地，占东营市总面积的10.68%，小清河以南主要分布于古河滩高地之间，小清河以北主要分布于微斜平地之中、缓岗之间和黄河故道低洼处；海滩地，占东营市总面积的27.05%，与海岸线平行呈带状分布。

垦利区由于历史上黄河尾闾段常常左右摆动，多次溃决、漫溢、泛滥等冲积、淤垫，垦利区形成了典型的三角洲地貌，地势自西南至东北呈扇形微倾斜。防潮坝以内海拔最高点为11.61m，最低点为2m以下，整个地貌比降为1/8000，东北部为1/100000~1/12000。

### 2.2 水文

#### 2.2.1 地表水

本项目周边唯一的自然河流为黄河，黄河东营段上起滨州界，自西南向东北贯穿东营市全境，在垦利区东北部注入渤海，全长138km。黄河水径流量年际变化大，年内分配不均，含沙量大。据利津水文站1950年~2001年实测资料，黄河年均径流量 $332.6 \times 10^8 \text{m}^3$ ，最大 $973.1 \times 10^8 \text{m}^3$ （1964年），最小 $18.8 \times 10^8 \text{m}^3$ （1997年）；最大流量为 $10400 \text{m}^3/\text{s}$ （1958年7月），最小流量为断流干河；年

均输沙量  $8.36 \times 10^8 \text{t}$ ，最大  $21 \times 10^8 \text{t}$ （1958 年），最小  $0.15 \times 10^8 \text{t}$ （1997 年）。90 年代以来黄河年径流量减少，经常出现断流。1999 年后，黄河水利委员会加大对沿黄地区引水的管理力度，断流现象趋缓，2000 年~2006 年实现不断流。2006 年，利津站实测径流量（报讯值） $191.88 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，比多年平均值少 40%；输沙量  $1.546 \times 10^8 \text{t}/\text{a}$ ，比多年平均值少 80%。

垦利区全区有骨干排水河道 10 条，分别是六干排、溢洪河、永丰河、张镇河、小岛河、五六干合排、广蒲沟、广利河、清户沟、三排沟，总长 288.6km，区境内 230.92km，呈东西方向均匀分布。

### 2.2.2 地下水

垦利区境内地下水在成陆过程中，一面受黄河泥沙淤淀，一面受海水浸渍，深层土壤为含盐度很高的重盐土，无淡水资源。从整个东营市层面来看，浅层底下除黄河故道部分地段埋有少量淡水外，其余绝大部分为中强矿化度水，其中一部分为围堰水和高浓度盐水区。总的趋势是由南向北，矿化度逐渐升高，距海越近矿化度越高。其中：淡水区主要分布在黄河故道部分地段，矿化度  $< 0.5 \text{g/L}$ ，面积仅有约  $2.5 \times 10^6 \text{m}^2$ 。弱矿化度区主要分布于沿黄河故道地区，矿化度  $0.5 \text{g/L} \sim 2 \text{g/L}$ ，面积  $63 \times 10^6 \text{m}^2$ 。中矿化度区，分布在境内西部和东部古道、仙河地区，矿化度  $2 \text{g/L} \sim 5 \text{g/L}$ ，面积  $120 \times 10^6 \text{m}^2$ 。强矿化度区，分布在境内中部，矿化度  $5 \text{g/L} \sim 10 \text{g/L}$ ，面积  $260 \times 10^6 \text{m}^2$ 。盐水区呈带状分布于境内北部、东部沿海地区，矿化度  $10 \text{g/L} \sim 30 \text{g/L}$ ，面积近  $1060 \times 10^6 \text{m}^2$ 。高浓度盐水区，分布在沿海滩涂，潜水埋藏浅，矿化度  $> 30 \text{g/L}$ ，最高可达  $109 \text{g/L}$ ，面积约  $860 \times 10^6 \text{m}^2$ 。

境内地下水潜水埋藏较浅，小于 1m 的地区约  $140 \times 10^6 \text{m}^2$ ，1m~2m 的地区约  $1000 \times 10^6 \text{m}^2$ 。2m~5m 的地区约  $1200 \times 10^6 \text{m}^2$ 。5m~7m 的地方约  $25 \times 10^6 \text{m}^2$ 。地下水流向由南向北，与地面坡降一致，地下水一年的变化规律为：1 月份在上年秋季的基础上，浅水位缓慢下降；2 月份~3 月份随气温的增高，蒸发加强，潜水位下降速度加快；4 月份以后，灌区春灌，潜水位上升较稳定，5 月份下旬到 6 月，由于地面蒸发强烈失水，潜水位又迅速下降，进入一年中的第二次枯水期；7 月份至 9 月份下旬，雨季到来，潜水位达到一年中的最高位，因潜水被淡化，虽水位较高，但对返盐威胁不大；10 月份以后，潜水位又进入下降阶段。

一般年份潜水埋深变幅在 1.2m~1.5m。地下潜水主要受大气降水影响，由于当地植被少，土壤盐渍化严重，降水对土壤有淋洗作用，致使地下水矿化度很

高，一般为 10g/L 左右，大部分没有工农业使用价值。

项目所在区域地下水类型属第四系孔隙潜水。由于场地内地面平坦，包气带岩性主要为粉土，结构松散，大气降水入渗和蒸发正是该区地下水的主要补给和排泄方式。另外，当周围地表水体水位高于地下水位时，地下水还接受周围地表水体的补给；反之，地下水向周围地表水体排泄。

东营市水系图见图 2.2-1，水文地质图见图 2.2-2。



图 2.2-1 东营市水系图

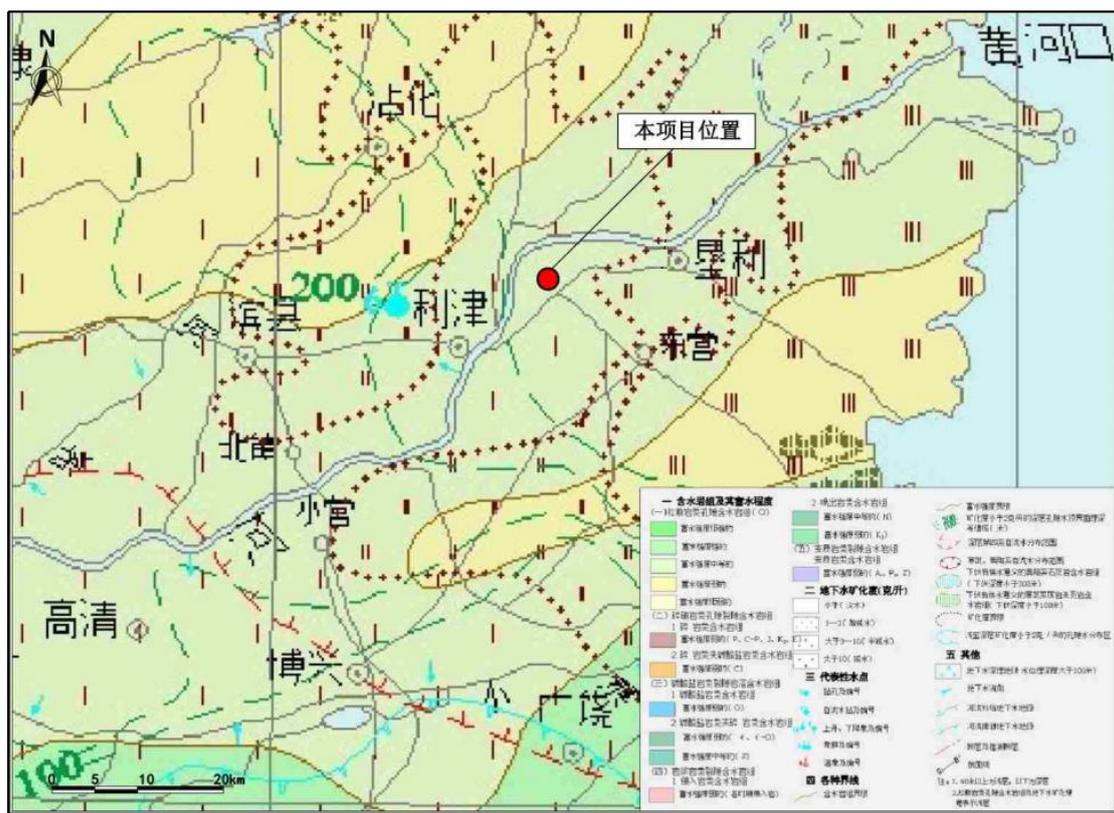


图 2.2-2 企业所在地水文地质图

### 3 单位生产及污染防治情况

#### 3.1 单位生产概况

胜利采油厂目前现有开发区域分布于山东省东营市东营区文汇街道、垦利区胜坨镇和垦利街道。利津县盐窝镇开发区块属于胜利油田于 2021 年由滨南采油厂划分至胜利采油厂管理的区块，目前胜利采油厂在该区块内无生产设施。根据建设单位提供资料，开发区域涉及 3 个油田，分别为胜坨油田、宁海油田、王庄油田。截止到 2021 年 12 月 31 日，胜利采油厂已运行项目工程组成情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 胜利采油厂已运行项目工程组成一览表

项目组成	工程分类	工程名称	工程规模
主体工程	生产井	油井	总井 3605 口，其中开井 2171 口
		注水井	总井 1799 口，其中开井 1027 口
		注聚井	总井 75 口，其中开井 50 口
	油气集输	单井拉油井场	1 座，现有 40m <sup>3</sup> 电加热高架罐 1 座
		计量站	195 座
		单井集油管线	461.922km
		集油干线	82.81km
		集油支干线	108.23km
		油井掺水管线	65.54km
		输气管线	19.27km
		注水工程	配水间
	单井注水管线		497.745km
	注水干线		114.70km
	注水支干线		56.354km
	洗井回水管线		21.51km
	注聚工程	注聚站	6 座
		单井注聚管线	46.82km
		注聚干线	5.43km
		注聚支干线	9.08km
	站场工程	联合站	7 座：坨一联合站、坨二联合站、坨三联合站、坨四联合站、坨五联合站、坨六联合站、宁海联合站
		注水站	16 座：其中离心泵站 8 座，分别为宁海注水站、胜一注水站、胜四注水站、胜五注水站、胜六注水站、胜七注水站、胜八注水站、胜九注水站；柱塞泵站 8 座，分别为 S229 注水站、坨 143 注水站、坨 142 注水站、坨 123 注水站、坨 128 南注水站、坨 128 北注水站、坨 76 注水

项目组成	工程分类	工程名称	工程规模
			站、坨 121 注水站
		配注站	4 座：分别为 2#配注站、4#配注站、6#配注站、坨 28 配注站
		配气站	8 座：其中 7 座分别位于坨一联合站、坨二联合站、坨三联合站、坨四联合站、坨五联合站、坨六联合站、宁海联合站内，另 1 座为天然气管队内中心配气站
		油管厂	1 座
环保工程	环保设施	采出水处理站	7 座：坨一采出水处理站、坨二采出水处理站、坨三采出水处理站、坨四采出水处理站、坨五采出水处理站、坨六采出水处理站、宁海采出水处理站，除坨三采出水处理站外，均位于联合站内
		废液处理站	1 座：坨三废液处理站
		沉积物贮存池	4 座：坨三污沉积物贮存池、坨四沉积物贮存池、坨五沉积物贮存池、宁海沉积物贮存池，除坨三污沉积物贮存池外，均位于联合站内
		天然气脱硫装置	4 套，分别位于宁海联合站、坨一联合站、坨二联合站、坨四联合站内
		VOCs 气体处理装置	2 套，均位于胜利采油厂油管厂内

### 3.2 单位总平面布置

根据建设单位提供资料，开发区域涉及 3 个油田，分别为胜坨油田、宁海油田、王庄油田。具体油区分布见图 3.2-1。

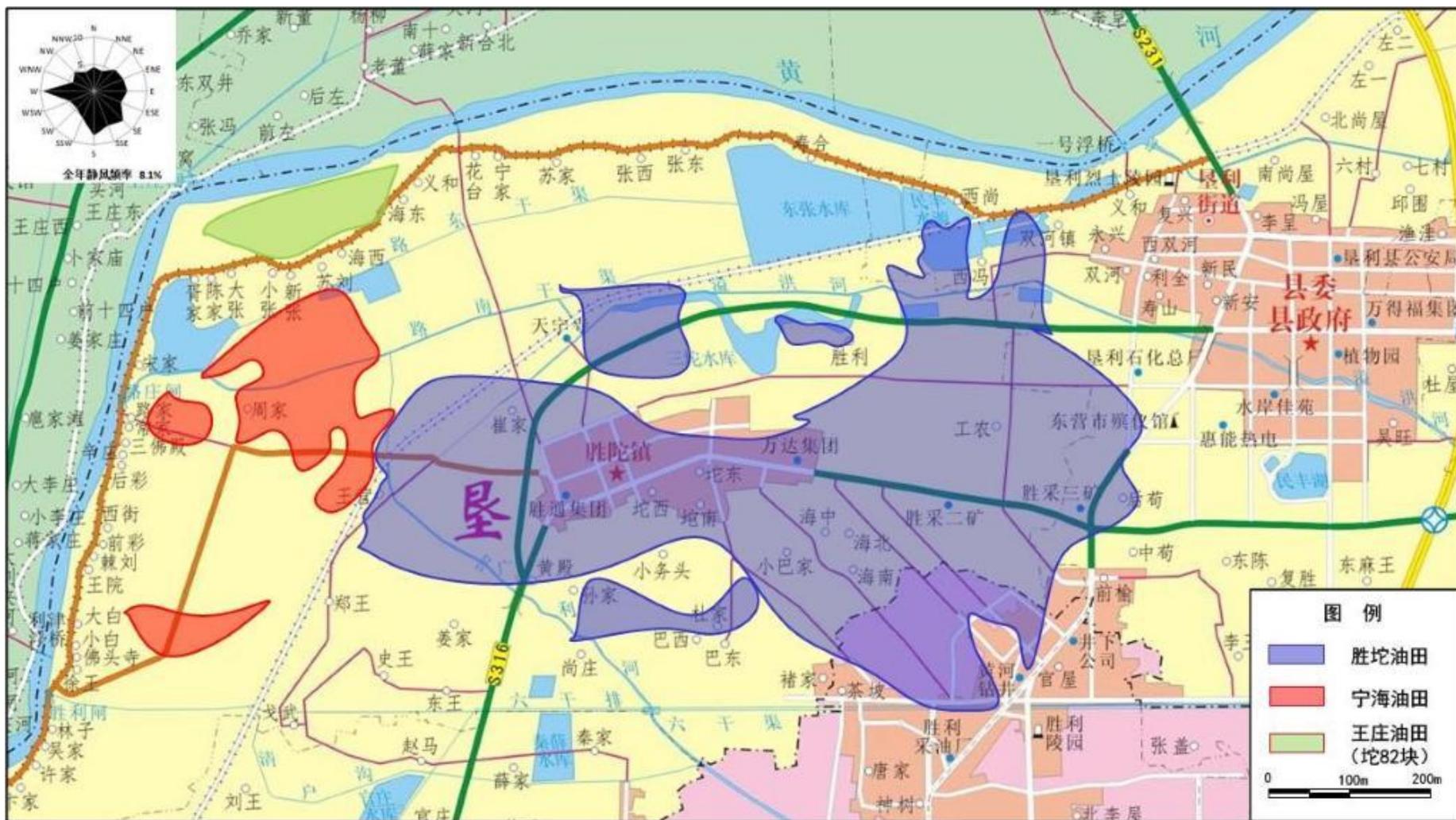


图 3.2-1 胜利采油厂油区分布图

### 3.3 各重点场所、重点设施设备情况

#### 3.3.1 生产井

截至 2021 年 12 月 31 日，胜利采油厂（东营地区）共有各类油井、注水井、注聚井 5479 口，其中在运行 3248 口。胜利采油厂在运行井中，包含油井 2171 口，注水井 1027 口，注聚井 50 口。胜利采油厂各类生产井照片见图 3.3-1。

	
<p>油井（游梁式）</p>	<p>油井（皮带式）</p>
	
<p>油井（电泵井）</p>	<p>油井（自喷井）</p>



图3.3-1 胜利采油厂各类生产井照片

### 3.3.2 油气集输

根据建设单位提供资料，截至2021年12月31日，胜利采油厂（东营地区）共有油井3605口，其中在运行油井2171口。

目前由胜利采油厂负责运行管理的共有1座单井拉油井场，井场内建设有1座40m<sup>3</sup>电加热高架罐，油井采出液通过罐车拉运的方式，定期拉运至联合站进行后续处理。其余油井均采用密闭集输工艺，现有单井集油管线461.922km，集油干线82.81km，集油支干线108.23km。部分稠油区油井采用密闭掺水集输工艺，现有油井掺水管线65.54km。采出液密闭管输各计量站初步计量后，再管输至周边各联合站，在站内进行三相分离及后续处理。油气集输流程示意图见图3.3-2，全厂主要原油集输管网分布示意图见图

3.3-3。

胜利采油厂现有天然气配气站 8 座，其中 7 座位于现有联合站内，通过天然气集输干线汇入胜利采油厂天然气管理队中心配气站，最终外输至东营压气站。天然气集输流程示意图见图 3.3-4，全厂天然气集输干线示意图见图 3.3-5。

全厂主要集输管线穿跨越情况及管理措施见表 3.3-3。

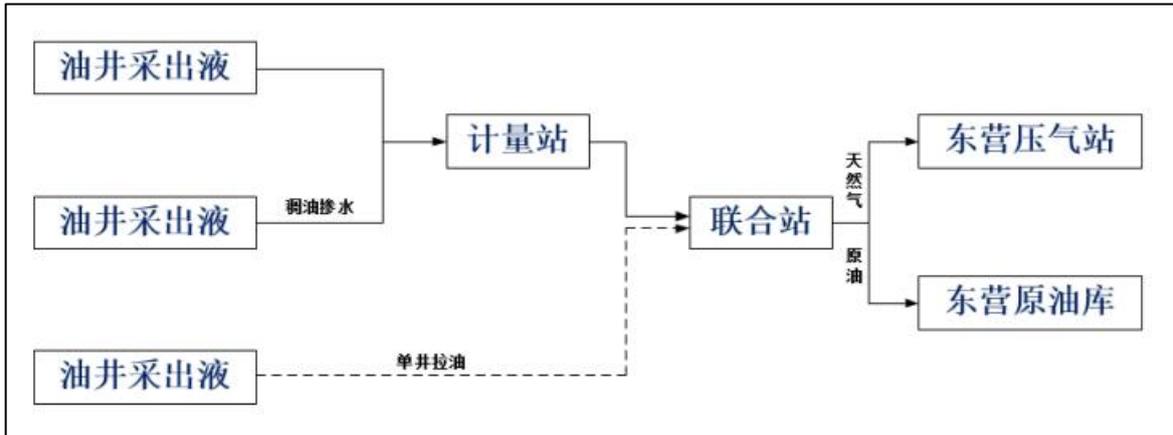


图3.3-2 油气集输流程示意图

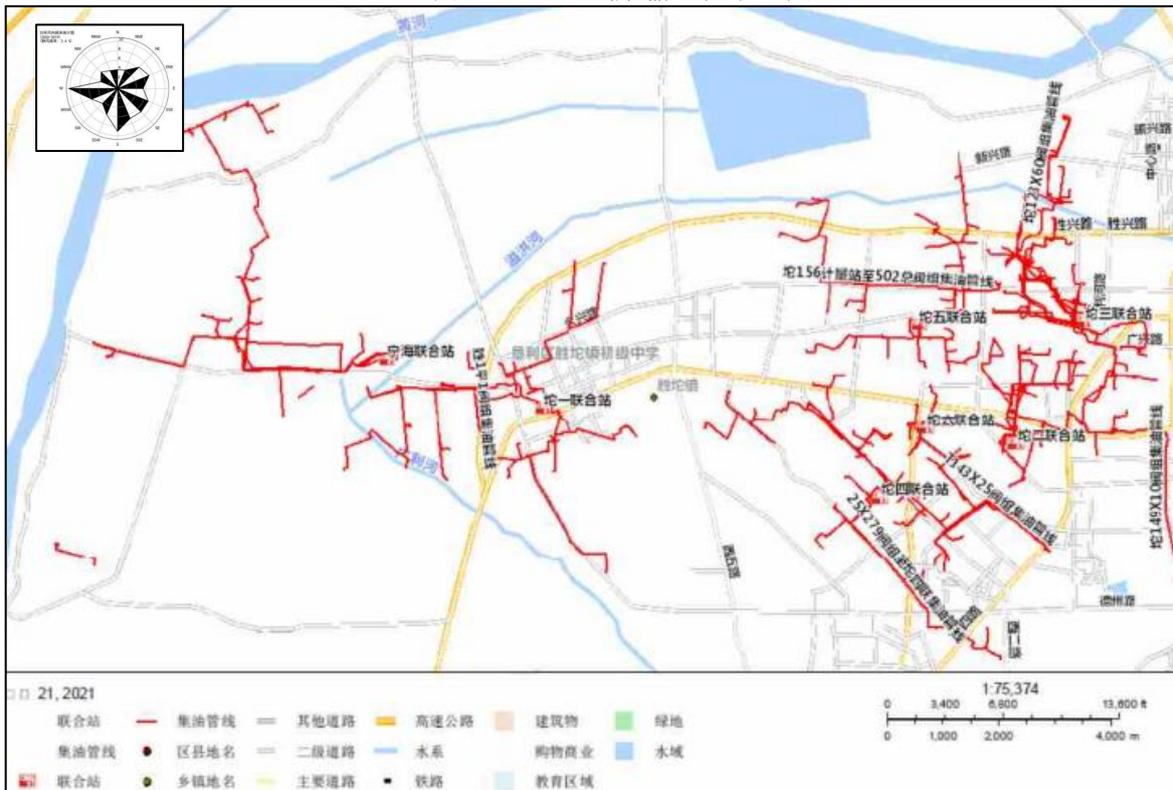


图3.3-3 全厂主要原油集输管网分布示意图

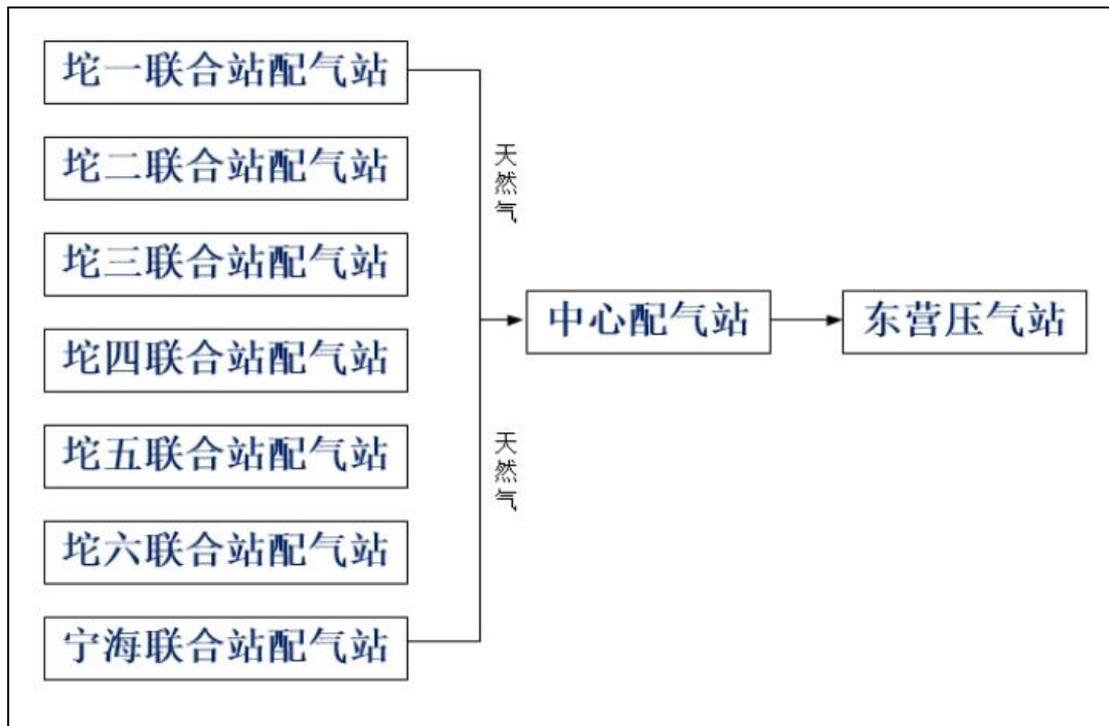


图3.3-4 天然气集输流程示意图

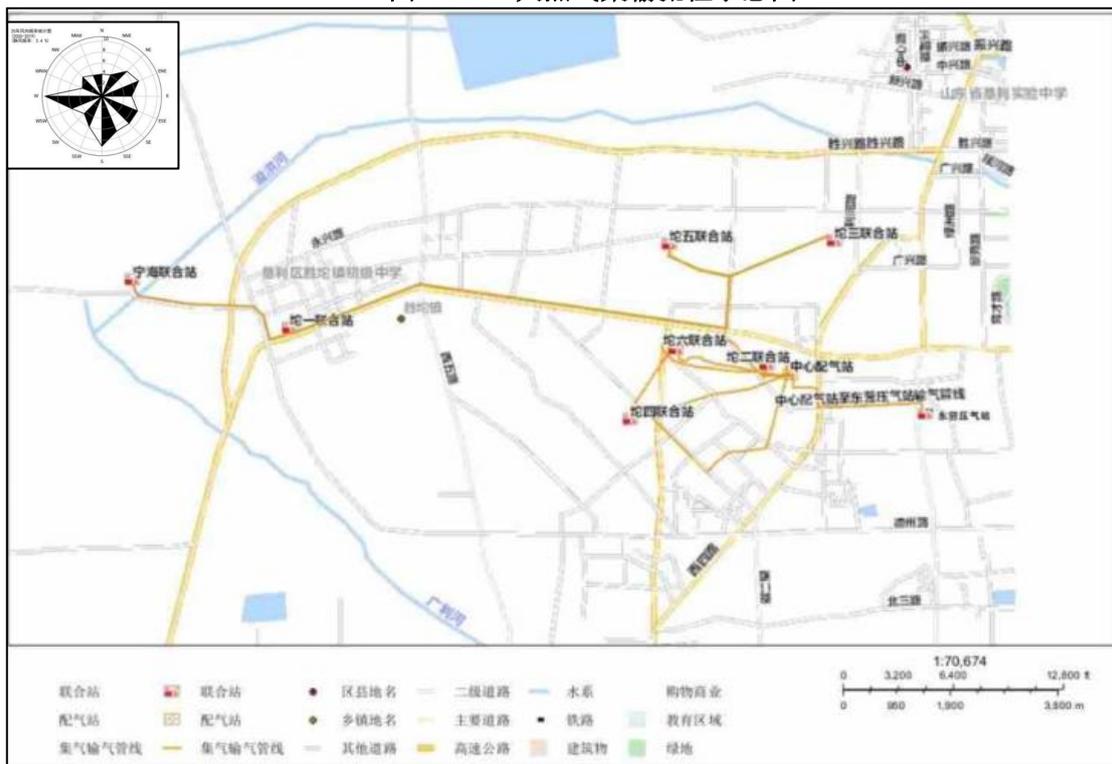


图3.3-5 全厂主要集气管网分布示意图

表3.3-3 全厂主要集输管线穿跨越情况及管理措施

序号	穿越水体	管线名称	采取保护措施/管理措施
1	广利河	159 集油干线	加装保护套管、加强巡检
2	广利河	铁桥管排集油干线	加装保护套管、加强巡检
3	胜景河	T11X13 集油干线	加装保护套管、加强巡检
4	广利河干渠	1312 外输集油干线	加装保护套管、加强巡检

序号	穿越水体	管线名称	采取保护措施/管理措施
5	广利河	T82X1 集油干线	加装保护套管、加强巡检
6	溢洪河	T103-1 集油干线	加装保护套管、加强巡检
7	溢洪河	T103-2 集油干线	加装保护套管、加强巡检
8	溢洪河	T103-5 集油干线	加装保护套管、加强巡检
9	溢洪河	T103-9 集油干线	加装保护套管、加强巡检
10	溢洪河	T170 集油干线	加装保护套管、加强巡检
11	广利河干渠	1134 集油干线	加装保护套管、加强巡检
12	六干排、六干渠	24X320 至 24X328 集油干线	加装保护套管、加强巡检
13	六干排、六干渠	24X328-坨四集油干线	加装保护套管、加强巡检
14	六干排、六干渠	四排东干线-25274 配水间	加装保护套管、加强巡检
15	溢洪河	坨 123 集油干线	加强巡检
16	溢洪河	坨 123 斜 11 集油干线	加装保护套管，加强巡检
17	溢洪河	坨 123-5 集油干线	加强巡检
18	溢洪河	坨 123-10 集油干线	加装保护套管、加强巡检
19	溢洪河	T124 集油干线	加装保护套管、围坝、加强巡检
20	溢洪河	T125-6 集油干线	加装保护套管、围坝、加强巡检
21	溢洪河	T119-2 集油干线	加装保护套管、围坝、加强巡检
22	溢洪河	125-3 集油干线	加装保护套管、围坝、加强巡检
23	溢洪河	125X18 集油干线	加装保护套管、围坝、加强巡检
24	溢洪河	125-15 集油干线	加装保护套管、围坝、加强巡检
25	溢洪河	T121 集油干线	加装保护套管、围坝、加强巡检
26	灌溉水库	38132 集油干线	加强巡检
27	灌溉水库	310C188 集油干线	加强巡检
28	灌溉水库	39206 集油干线	加强巡检
29	灌溉水库	39154 集油干线	加强巡检
30	灌溉水库	39149 集油干线	加强巡检
31	灌溉水库	39201 集油干线	加强巡检
32	灌溉水库	36280 集油干线	加强巡检
33	工农灌渠	351 集油干线	加强巡检
34	茶坡水库	胜利采油厂原油外输管线	加装保护套管、围坝、加强巡检
35	六干渠	胜利采油厂原油外输管线	加装保护套管、围坝、加强巡检
36	溢洪河	宁海-坨一集气干线	加强巡检

### 3.3.3 注水工程

根据建设单位提供资料，截至 2021 年 12 月 31 日，胜利采油厂共有注水井 1799 口，其中在运行注水井 1027 口。注水水源包含清水或各采出水处理站处理后的各类废水，通过注水站分配至各配水间（全厂共 189 座），再通过注水管线密闭汇入注水井口，回注地层。目前全厂现有单井注水管线 497.745km，注水干线 114.70km，注水支干线

56.354km。

注水流程示意图见图 3.3-6，全厂主要注水管网分布示意图见图 3.3-7，全厂主要注水管线穿越水体情况及管理措施见表 3.3-4。



图 3.3-6 注水流程示意图

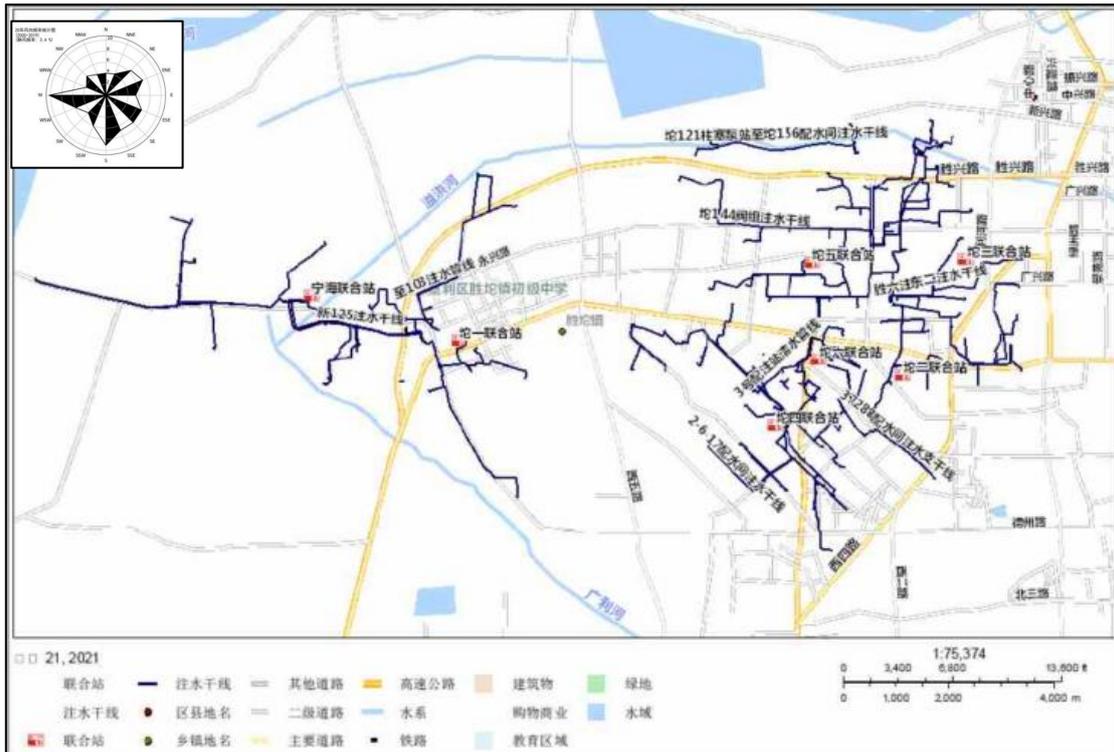


图 3.3-7 全厂主要注水管网分布示意图

表 3.3-4 全厂主要注水管线穿越情况及管理措施

序号	穿越河流/道路	管线名称	采取保护措施/管理措施
1	广利河干渠	1311 注水干线	加装保护套管，加强巡检
2	溢洪河	注水干线	加装保护套管，加强巡检
3	溢洪河	坨 123 注水干线	加装保护套管，加强巡检
4	溢洪河	坨 128 斜 7 注水干线	加装保护套管，加强巡检
5	溢洪河	T125 注水干线	加装保护套管、围坝、加强巡检

### 3.3.4 注聚工程

根据建设单位提供资料，截至 2021 年 12 月 31 日，胜利采油厂共有注聚井 75 口，其中在运行注聚井 50 口。在各配注站内进行注聚液的配置，密闭管输至各注聚站（全厂共 6 座），再通过注聚管线密闭输送至注聚井口，注入地层，达到驱油的效果。目前全厂现有单井注聚管线 46.82km，注聚干线 5.43km，注聚支干线 9.08km。

注聚流程示意图见图 3.3-8。

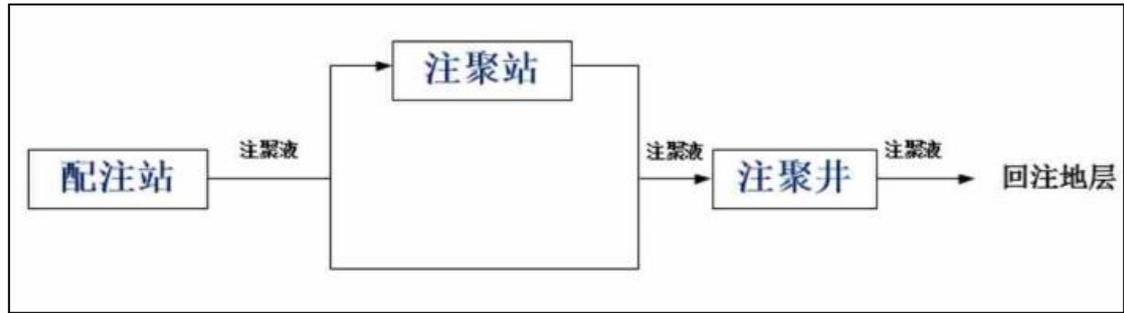


图3.3-8 注聚流程图示意图

### 3.3.5 站场工程

#### 3.3.5.1 联合站、接转站

胜利采油厂现有联合站7座，分别为坨一联合站、坨二联合站、坨三联合站、坨四联合站、坨五联合站、坨六联合站、宁海联合站。接转站1座，即宁海坨82接转站。各站场设计采出液处理能力为 $9252 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油处理能力 $702 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油接转能力 $180 \times 10^4 \text{t/a}$ 。2021年全厂处理原油 $151.9 \times 10^4 \text{t}$ 。

各联合站、接转站基本信息详见表3.3-5，各站场平面布置示意图、工艺流程图详见图3.3-9~图3.3-24，典型照片见图3.3-25。

表3.3-5 胜利采油厂联合站、接转站基本情况统计表

序号	站场名称	处理工艺	经度	纬度	采出液设计处理量 (10 <sup>4</sup> t/a)	采出液实际处理量 (10 <sup>4</sup> t/a)	原油设计处理量 (10 <sup>4</sup> t/a)	原油实际处理量 (10 <sup>4</sup> t/a)	站场基本情况
1	宁海联合站	掺稀+热化学+重力沉降	118° 23' 14.07"E	37° 33' 14.22"N	360	171	72	9.96	投产于1986年，承担宁海油田、王庄油田采出液脱水、采出水处理、天然气脱硫任务、天然气外输任务
2	坨一联合站	化学+重力沉降	118° 25' 05.92"E	37° 32' 49.86"N	864	316	60	18	投产于1965年，承担胜坨油田胜一区采出液脱水、采出水处理、天然气脱硫、天然气外输任务
3	坨二联合站	热化学+重力沉降	118° 30' 52.47"E	37° 32' 25.70"N	1728	659	110	29.5	投产于1965年，承担胜坨油田胜三区采出液脱水、采出水处理任务、天然气外输任务
4	坨三联合站	热化学+重力沉降	118° 31' 38.17"E	37° 33' 35.39"N	2016	1054	150	27.59	投产于1965年，承担胜坨油田胜三区采出液脱水、采出水处理、天然气脱硫、天然气外输任务
5	坨四联合站	热化学+重力沉降	118° 29' 09.27"E	37° 31' 56.46"N	1980	870	140	29.5	投产于1964年，承担胜坨油田胜二区采出液脱水、采出水处理、原油外输、天然气脱硫、天然气外输任务
6	坨五联合站	热化学+重力沉降	118° 29' 43.56"E	37° 33' 34.86"N	1152	451	85	19.65	投产于1968年，承担胜坨油田胜三区采出液脱水、采出水处理、天然气外输任务
7	坨六联合站	热化学+重力沉降	118° 29' 43.32"E	37° 32' 34.15"N	1152	619	85	17.7	投产于1973年，承担胜坨油田胜三区采出液脱水、采出水处理、天然气外输任务

注：原油实际处理量为2021年各站场实际处理、接转量，目前站内均无在运行加热炉。

### 1) 宁海联合站

宁海联合站投产于 1986 年，承担宁海油田、王庄油田采出液脱水、采出水处理、天然气脱硫任务、天然气外输任务。采出液处理采用“热化学+二级重力沉降”工艺，设计采出液处理能力  $360 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $171 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油处理能力为  $72 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $9.96 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

宁海联合站平面布置图见图 3.3-9，工艺流程图见图 3.3-10。

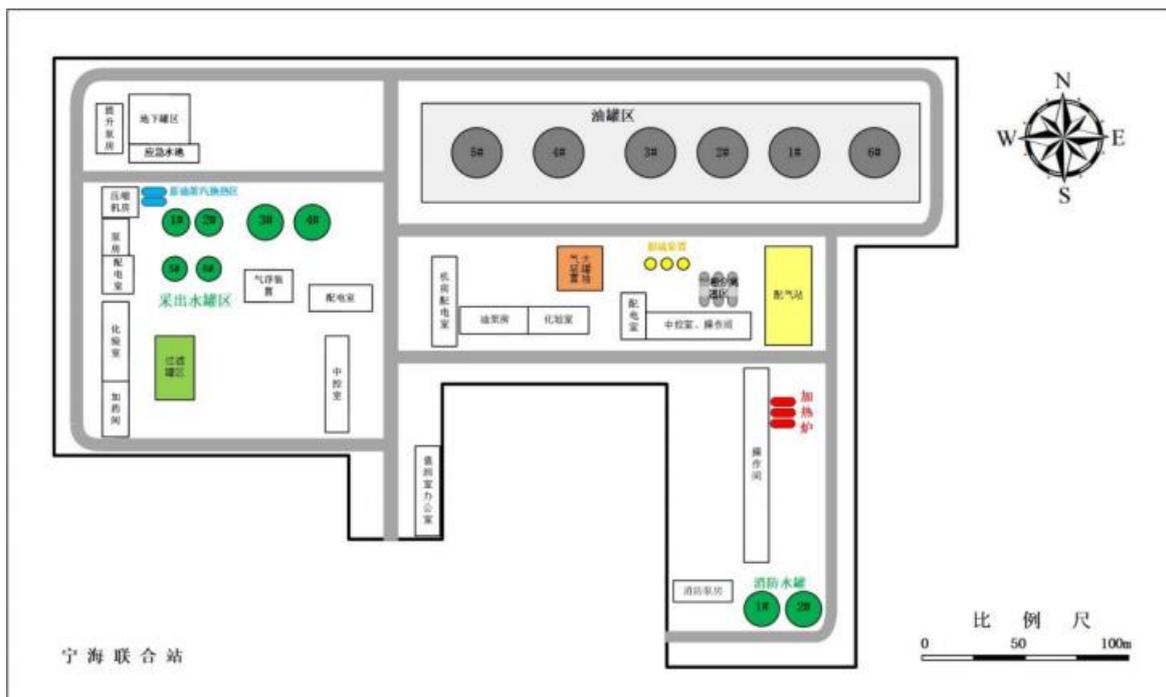


图3.3-9 宁海联合站平面布置图



图3.3-10 宁海联合站工艺流程图

### 2) 坨一联合站

坨一联合站投产于 1965 年，承担胜坨油田胜一区采出液脱水、采出水处理、天然气脱硫、天然气外输任务。采出液处理采用“热化学+二级重力沉降”工艺，设计采出

液处理能力  $864 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $316 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油处理能力为  $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $18 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

坨一联合站平面布置图见图 3.3-11，工艺流程图见图 3.3-12。

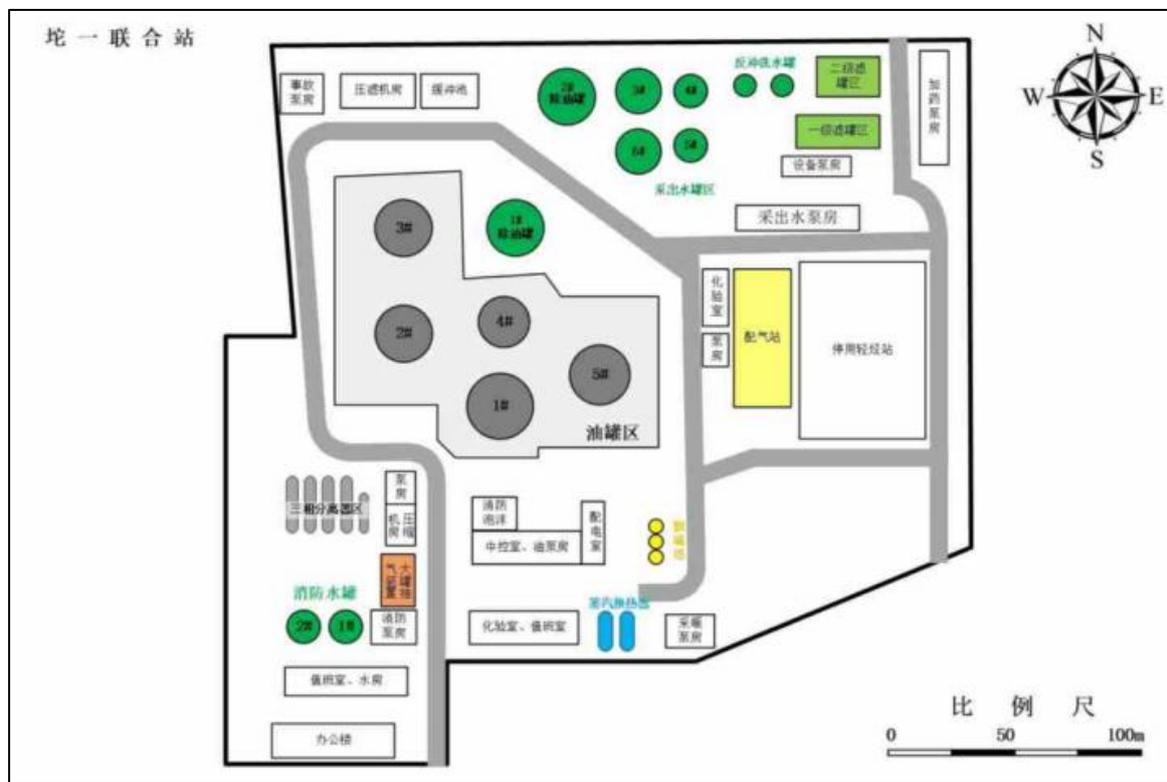


图3.3-11 坨一联合站平面布置图



图3.3-12 坨一联合站工艺流程图

### 3) 坨二联合站

坨二联合站投产于 1965 年，承担胜坨油田该区块内采出液脱水、采出水处理、天然气外输等任务。采出液处理采用“热化学+二级重力沉降”工艺，设计采出液处理能

力  $1728 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $659 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油处理能力为  $110 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $29.50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

坨二联合站平面布置图见图 3.3-13，工艺流程图见图 3.3-14。

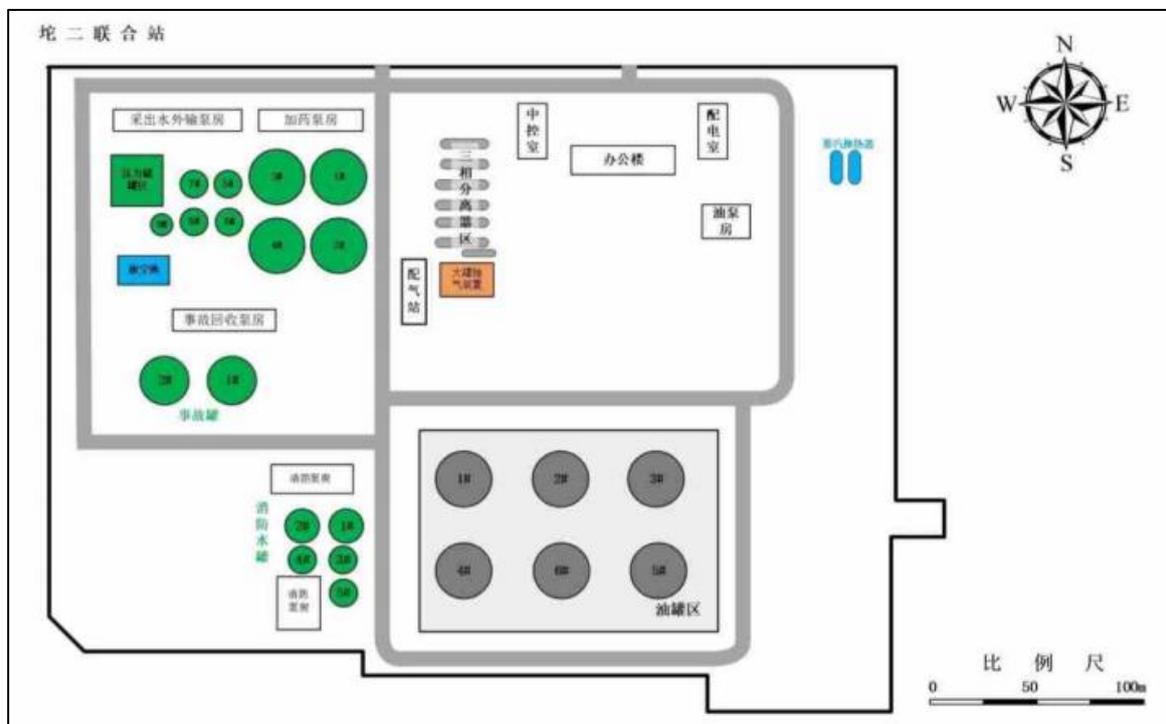


图3.3-13 坨二联合站平面布置图

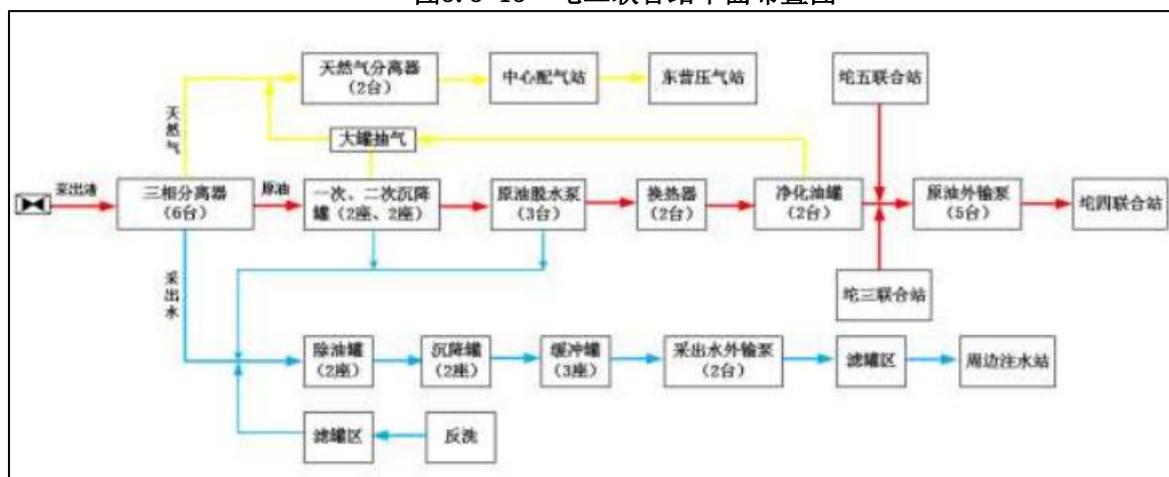


图3.3-14 坨二联合站工艺流程图

#### 4) 坨三联合站

坨三联合站投产于 1965 年，承担胜坨油田该区块内采出液脱水、采出水处理、天然气脱硫、天然气外输等任务。采出液处理采用“热化学+二级重力沉降”工艺，设计采出液处理能力  $2016 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $1054 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油处理能力为  $150 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $27.59 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

坨三联合站平面布置图见图 3.3-15，工艺流程图见图 3.3-16。

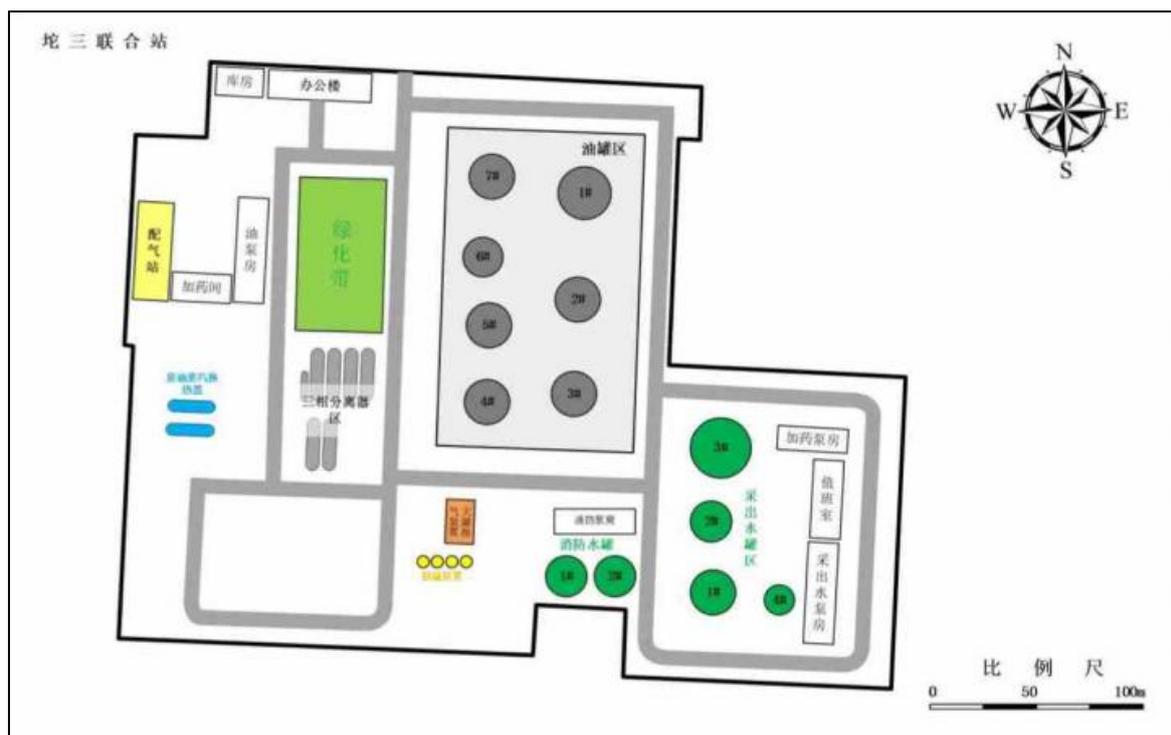


图3.3-15 坨三联合站平面布置图

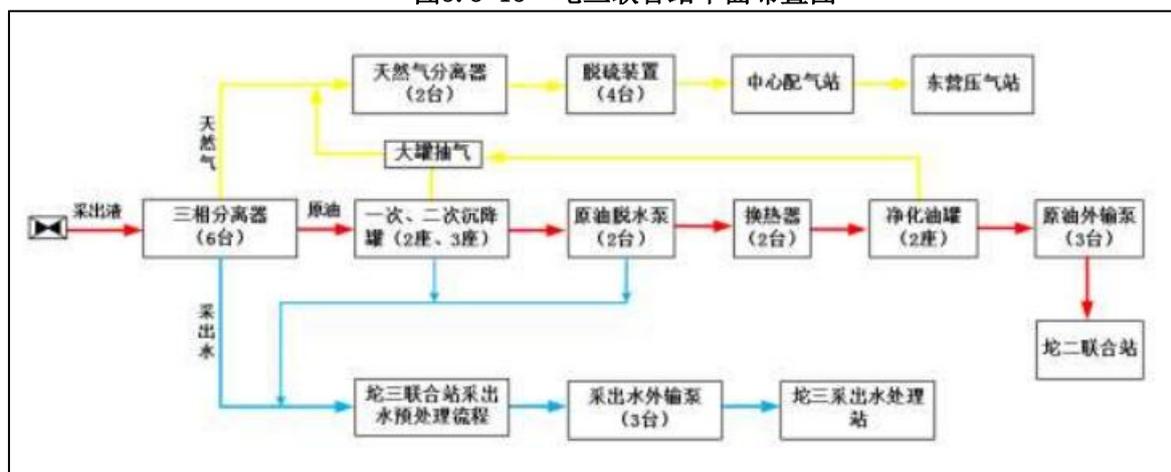


图3.3-16 坨三联合站工艺流程图

### 5) 坨四联合站

坨四联合站投产于1964年，承担胜坨油田该区块采出液脱水、采出水处理、原油外输、天然气脱硫、天然气外输任务。采出液处理采用“热化学+二级重力沉降”工艺，设计采出液处理能力 $1980 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为 $870 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油处理能力为 $140 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为 $29.50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

坨四联合站平面布置图见图3.3-17，工艺流程图见图3.3-18。

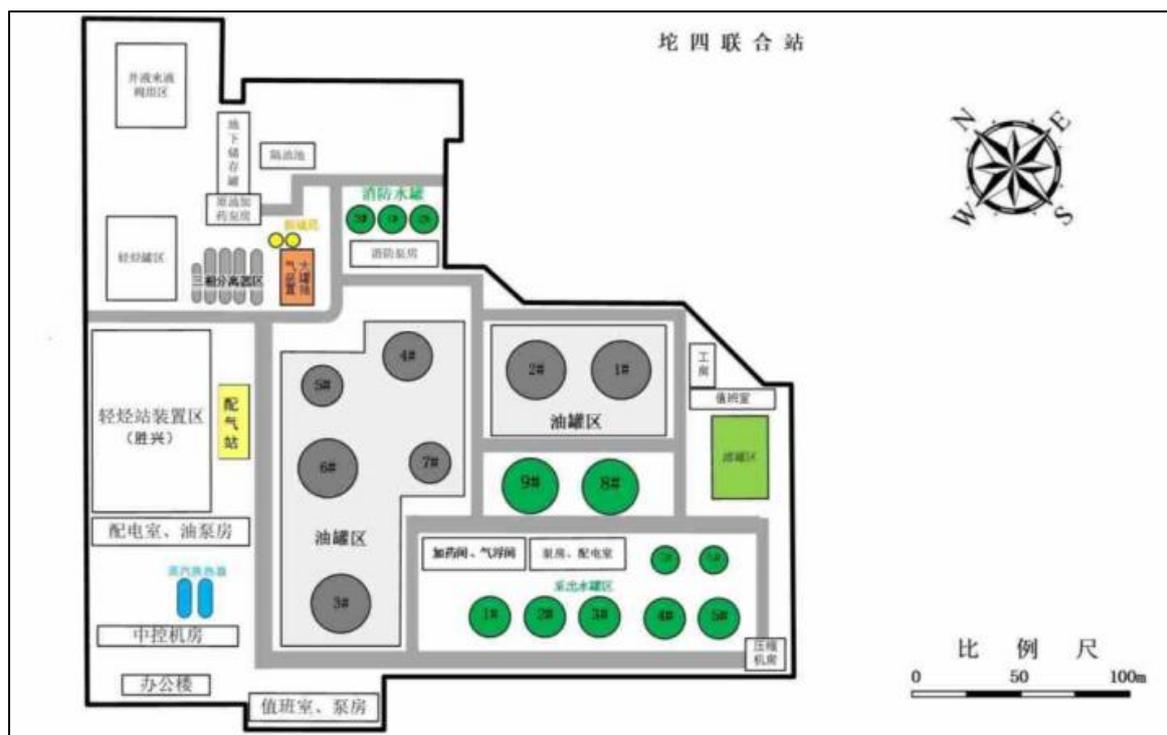


图3.3-17 坨四联合站平面布置图



图3.3-18 坨四联合站工艺流程图

### 6) 坨五联合站

坨二联合站投产于1968年，承担胜坨油田胜三区采出液脱水、采出水处理、天然气外输任务。采出液处理采用“热化学+二级重力沉降”工艺，设计采出液处理能力 $1152 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为 $451 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油处理能力为 $85 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为 $19.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

坨五联合站平面布置图见图3.3-19，工艺流程图见图3.3-20。

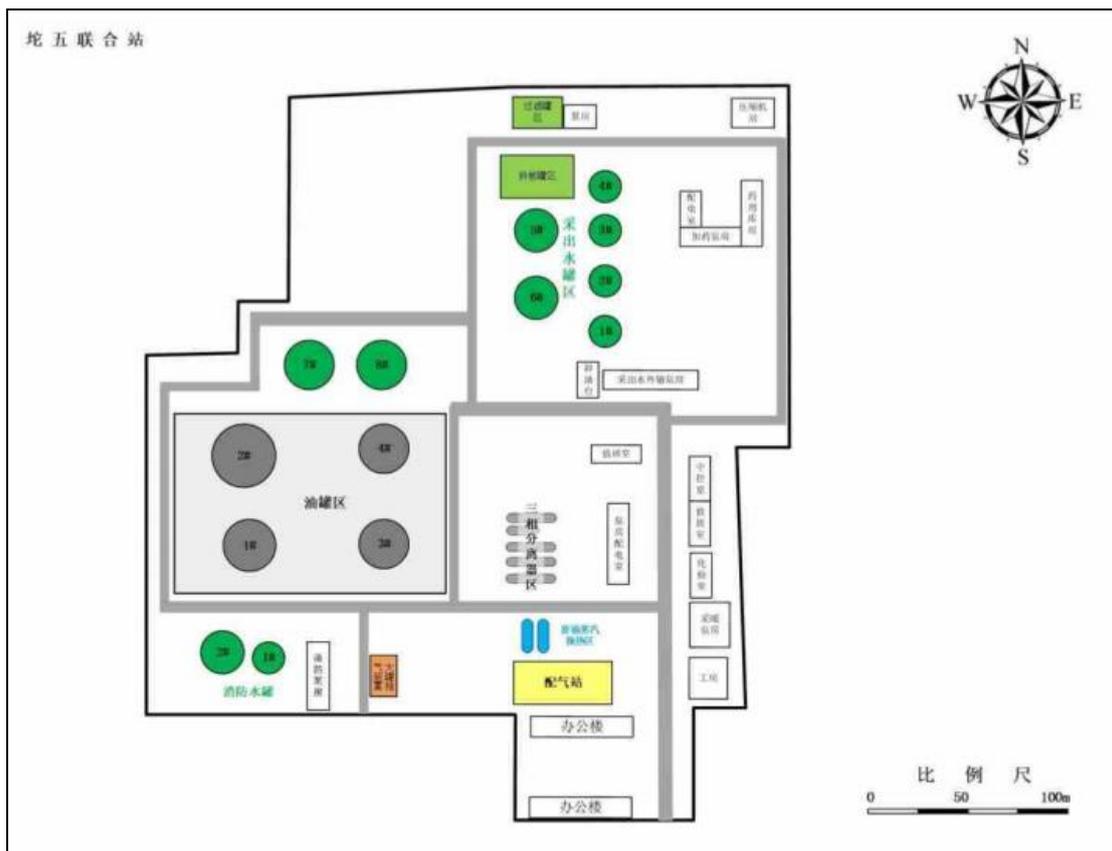


图3.3-19 坨五联合站平面布置图



图3.3-20 坨五联合站工艺流程图

7) 坨六联合站

坨六联合站投产于 1973 年，承担胜坨油田胜三区采出液脱水、采出水处理、天然气外输任务。采出液处理采用“热化学+二级重力沉降”工艺，设计采出液处理能力  $1152 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $619 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油处理能力为  $85 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为  $17.70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

坨六联合站平面布置图见图 3.3-21，工艺流程图见图 3.3-22。

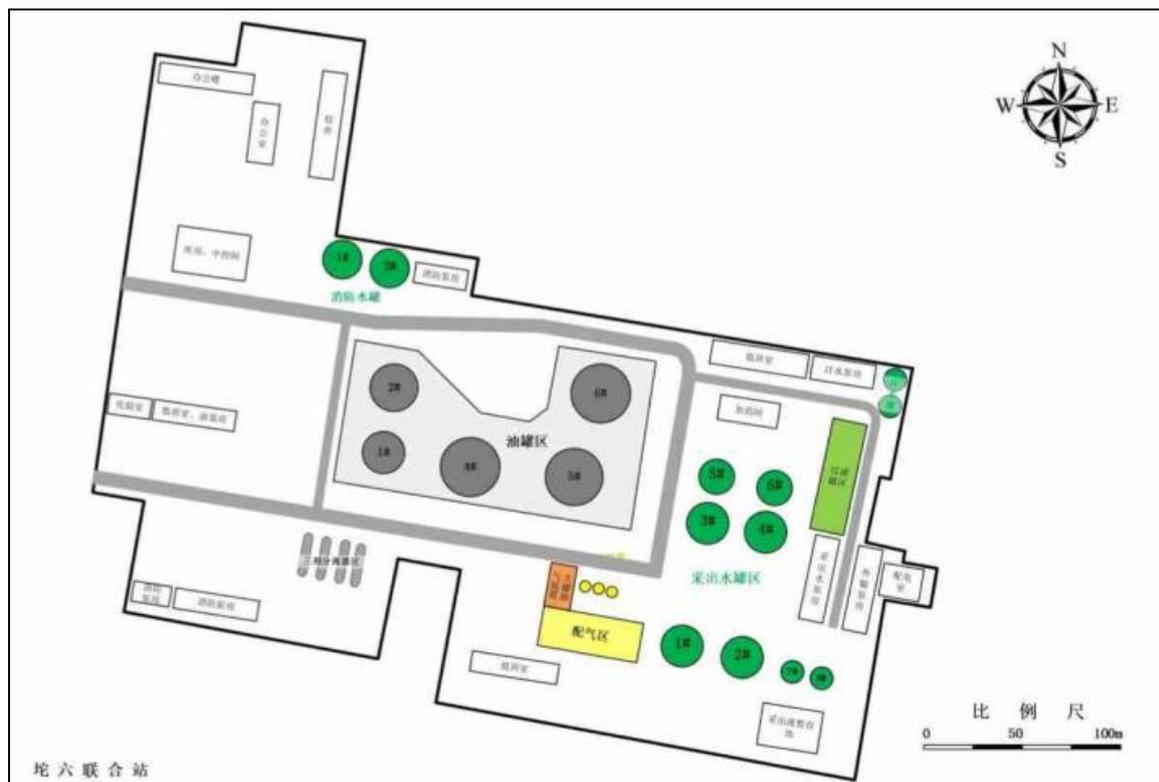


图3.3-21 坨六联合站平面布置图



图3.3-22 坨六联合站工艺流程图

### 8) 宁海坨 82 接转站

宁海坨 82 接转站投产于 2004 年，承担宁海油田、王庄油田采出液接转、掺水配水外输任务。设计采出液接转能力  $180 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际接转量为  $91 \times 10^4 \text{t/a}$ ，设计原油接转能力为  $180 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际接转量为  $6.50 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

宁海坨 82 接转站平面布置图见图 3.3-23，工艺流程图见图 3.3-24。

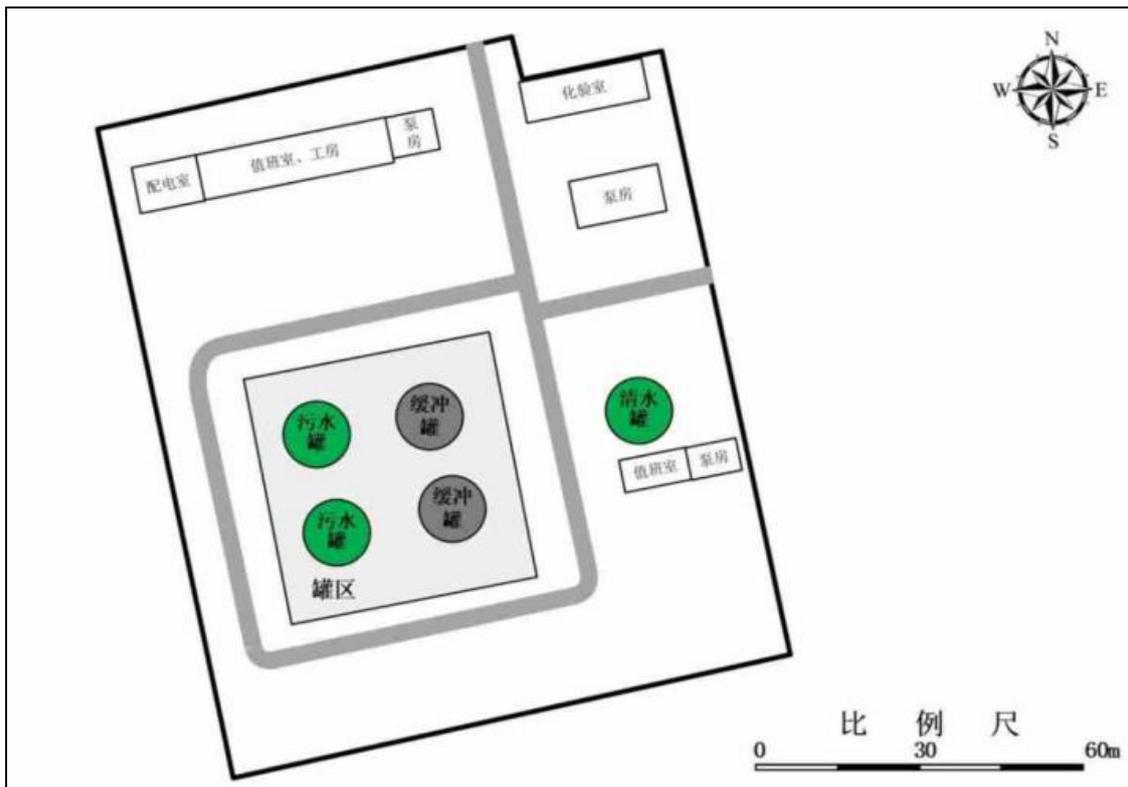


图3.3-23 宁海坨28接转站平面布置图

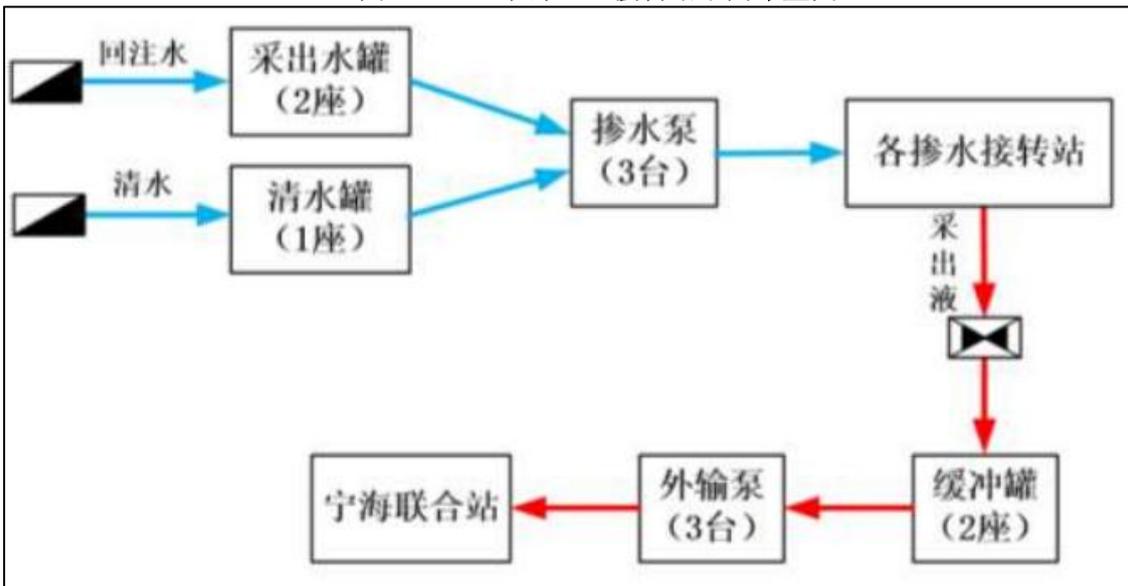


图3.3-24 宁海坨28接转站工艺流程图



图 3.3-25 联合站典型设备照片

### 3.3.5.2 注水站

现有注水站共 16 座, 合计设计注水能力  $19.252 \times 10^4 \text{t/d}$ , 2020 年实际注水量  $13.846 \times 10^4 \text{t/d}$ , 胜利采油厂现有注水站基本情况详见表 3.3-6, 典型注水站照片见图 3.3-26。

表3.3-6 胜利采油厂现有注水站基本情况统计表

序号	注水站	设计注水能力 (t/d)	实际注水量 (t/d)	泵站类型
1	宁海注水站	11520	4000	离心泵站
2	胜一注水站	9600	8400	
3	胜四注水站	24000	12000	
4	胜五注水站	33000	32000	
5	胜六注水站	24000	23500	
6	胜七注水站	21000	18000	
7	胜八注水站	36000	17000	
8	胜九注水站	24000	17000	
9	S229 注水站	1000	760	柱塞泵站

胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

序号	注水站	设计注水能力 (t/d)	实际注水量 (t/d)	泵站类型
10	坨 143 注水站	2100	1500	
11	坨 142 注水站	1100	700	
12	坨 123 注水站	1200	900	
13	坨 128 南注水站	1400	800	
14	坨 128 北注水站	1200	1050	
15	坨 76 注水站	400	200	
16	坨 121 注水站	1000	650	
合计		192520	138460	—



图 3.3-26 典型注水站照片

### 3.3.5.3 配注站

现有配注站共 4 座，合计设计配聚能力 5740t/d，2020 年实际配聚量 5380t/d，胜利采油厂现有配注站本情况详见表 3.3-7，典型配注站照片见图 3.3-27。

表3.3-7 胜利采油厂现有配注站本情况统计表

序号	站场名称	投产时间	设计配聚能力(t/d)	实际配聚量(t/d)
1	2#配注站	2007.02	1200	950

序号	站场名称	投产时间	设计配聚能力(t/d)	实际配聚量(t/d)
2	4#配注站	2012. 10	920	860
3	6#配注站	2011. 04	3100	2780
4	坨 28 配注站	2007. 03	840	790
合计			5740	5380



图 3.3-27 典型配注站照片

### 3.3.5.4 配气站

胜利采油厂现有 8 座配气站，其中的 7 座分别位于坨一联合站、坨二联合站、坨三联合站、坨四联合站、坨五联合站、坨六联合站、宁海联合站内，另 1 座为天然气管理队内中心配气站，位于坨二联合站东侧 230m 处。配气站内均建设有气液分离器，全厂各联合站分离处理后的天然气通过输气干线最终均汇总至中心配气站，再进入东营压气站。

天然气管理队中心配气站平面布置示意图见图 3.3-28。

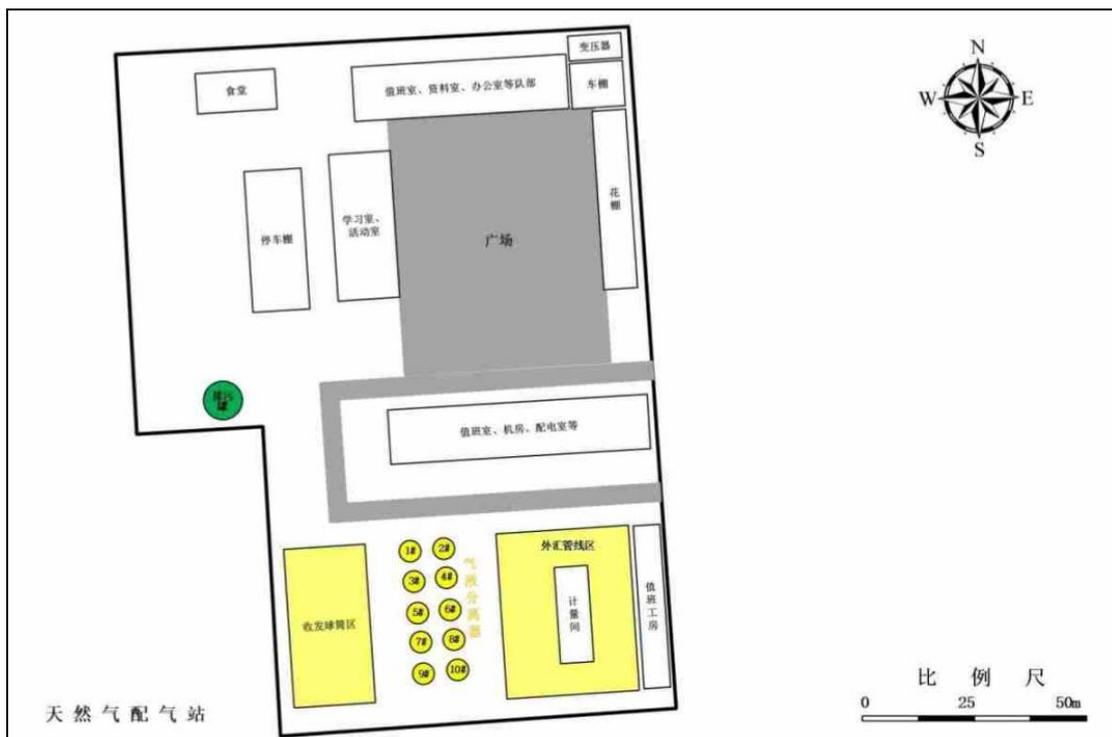


图 3.3-28 天然气管理队中心配气站平面布置示意图

### 3.3.5.5 油管厂

胜利采油厂油管厂组建于 1987 年 9 月，位于东营区柴坡村东侧胜利采油厂准备大队厂区内。油管厂作为胜利油田成立最早的专业油管杆修复队伍，主要开展胜利采油厂作业油管的回收、清洗、修复及发放工作，现有南、北 2 条油管修复线。油管厂于 2019 年开展了《胜利采油厂油管厂升级改造工程》（东环建审[2019]5102 号），对油管厂部分设施进行技术改造。

油管修复流程主要包括初选、清洗、内清洗/通畅、探伤、螺纹（接箍）检查、车扣/换箍、试压、成品排放等工序，无法修复使用的油管报废处理。油管厂修复工艺流程图见图 3.3-29，平面布置图见图 3.3-30，油管厂部分设备照片详见图 3.3-31。

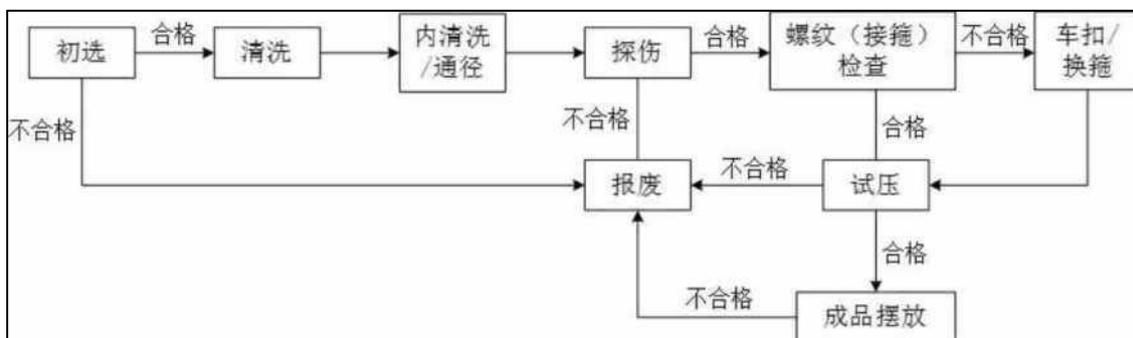


图 3.3-29 油管厂修复工艺流程图

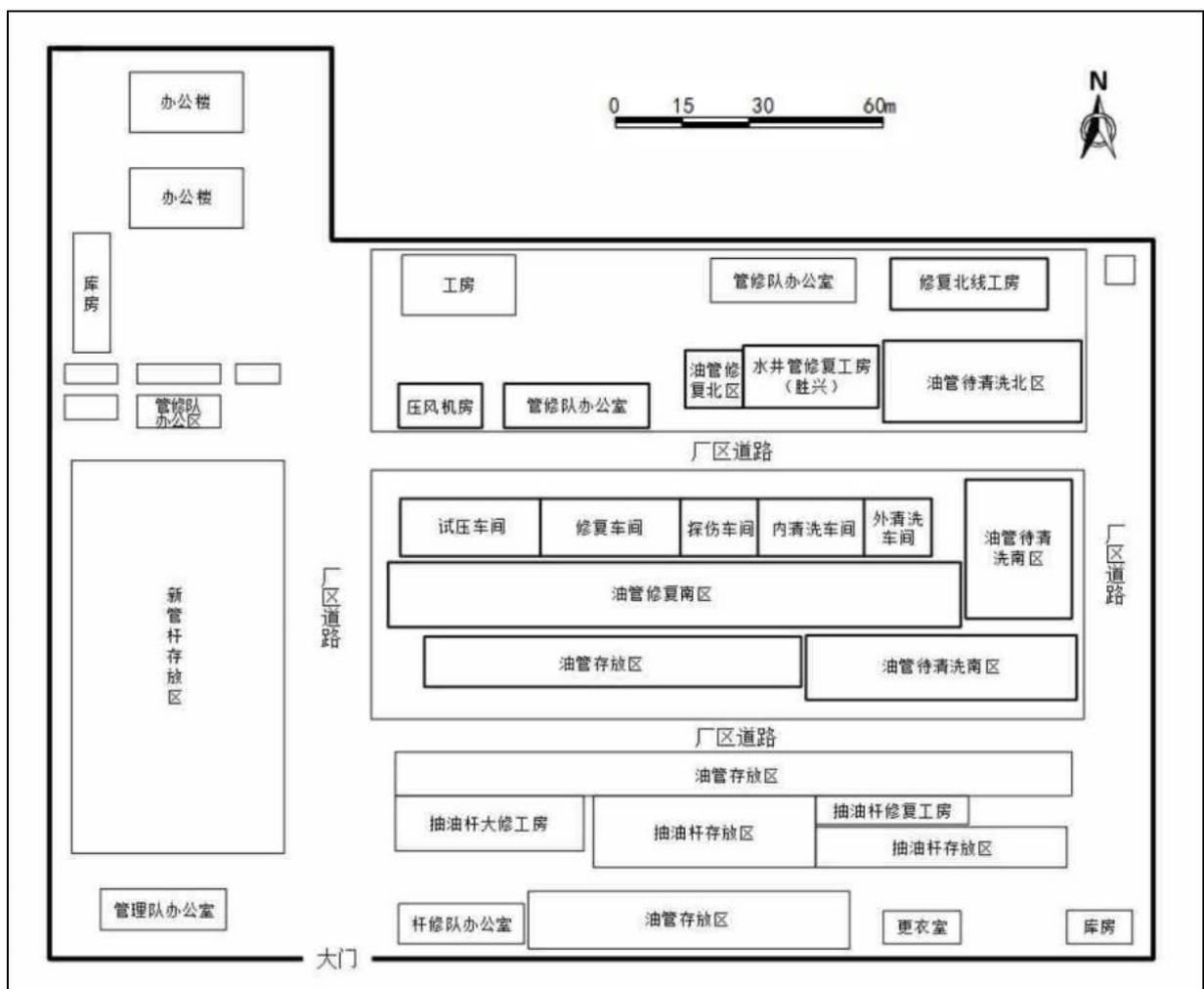
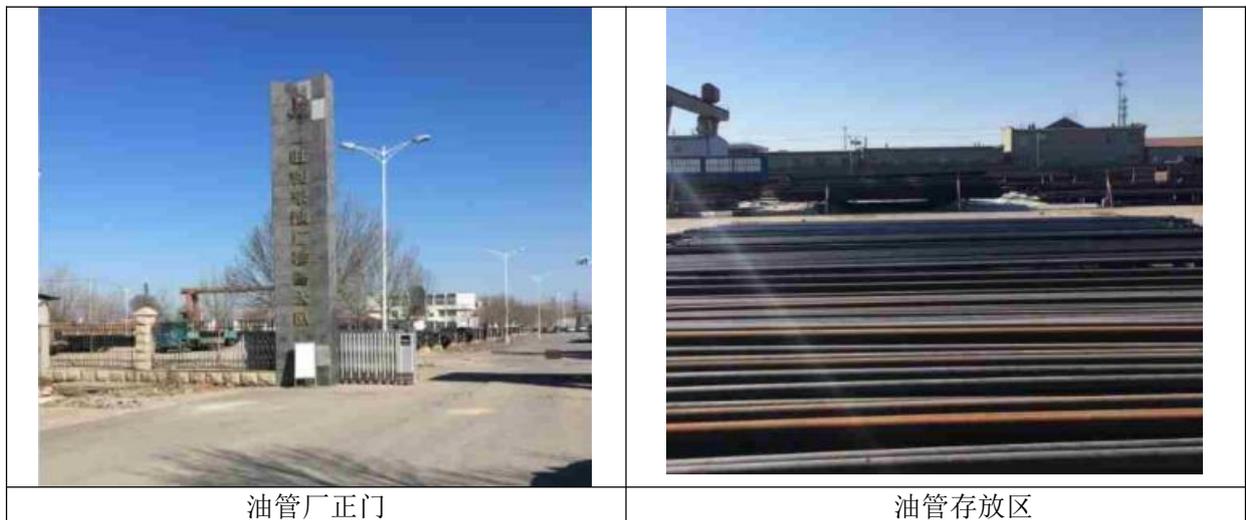


图 3.3-30 油管厂平面布置图



油管厂正门

油管存放区



图 3.3-31 油管厂部分设备照片

油管厂厂区内有组织排放源包含修复南线、修复北线清洗装置的共 10 台加热炉，南线 2 台采暖炉，加热介质均为热水，燃料采用外购天然气；修复南线、修复北线各 1 台 VOCs 气体回收装置，采用“碱洗喷淋+降温除湿+活性炭吸附”工艺用来收集清洗装置内的有机废气。油管厂内有组织废气排放口情况详见表 3.3-8。

表 3.3-8 油管厂内有组织废气排放口一览表

序号	设备名称	设备编号	排放口编号	备注
1	北线清洗装置 250kW 加热炉 1	MF001	DA001	8m 排气筒, 低氮燃烧器
2	北线清洗装置 250kW 加热炉 2	MF002	DA002	8m 排气筒, 低氮燃烧器
3	北线清洗装置 250kW 加热炉 3	MF003	DA003	8m 排气筒, 低氮燃烧器
4	北线清洗装置 250kW 加热炉 4	MF004	DA004	8m 排气筒, 低氮燃烧器
5	南线清洗装置 250kW 加热炉 1	MF005	DA005	8m 排气筒, 低氮燃烧器
6	南线清洗装置 250kW 加热炉 2	MF006	DA006	8m 排气筒, 低氮燃烧器
7	南线清洗装置 250kW 加热炉 3	MF007	DA007	8m 排气筒, 低氮燃烧器
8	南线清洗装置 250kW 加热炉 4	MF008	DA008	8m 排气筒, 低氮燃烧器

序号	设备名称	设备编号	排放口编号	备注
9	南线内洗装置 250kW 加热炉 1	MF009	DA009	8m 排气筒, 低氮燃烧器
10	南线内洗装置 250kW 加热炉 2	MF010	DA010	8m 排气筒, 低氮燃烧器
11	南线采暖 300kW 加热炉 1	MF011	DA011	8m 高排气筒
12	南线采暖 300kW 加热炉 2	MF012	DA012	8m 高排气筒
13	北线 VOCs 气体回收装置	MF013	DA013	15m 高排气筒
14	南线 VOCs 气体回收装置	MF014	DA014	15m 高排气筒

### 3.3.6 环保工程

目前全厂共有采出水处理站 7 座, 废液处理站 1 座, 沉积物贮存池 4 座。另外在坨一联合站、坨三联合站、坨四联合站、宁海联合站等 4 个联合站内还设置有天然气脱硫装置。

#### 3.3.6.1 采出水处理站

采出水处理站共有 7 座, 分别为坨一采出水处理站、坨二采出水处理站、坨三采出水处理站、坨四采出水处理站、坨五采出水处理站、坨六采出水处理站、宁海采出水处理站, 除坨三采出水处理站外, 其余采出水处理站均与联合站合建。

各采出水处理站设计最大处理能力为  $17.4 \times 10^4 \text{t/d}$ , 根据建设单位提供的资料, 目前实际处理量为  $14.26 \times 10^4 \text{t/d}$ 。处理后的水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中推荐水质标准后回注地层, 用于油田注水开发。

各采出水处理站基本情况详见表 3.3-9, 工艺流程示意图详见图 3.3-32~图 3.3-38。

表 3.3-9 胜利采油厂采出水处理站基本情况一览表

序号	站场名称	处理工艺	经度	纬度	设计处理量 (10 <sup>4</sup> t/d)	实际处理量 (10 <sup>4</sup> t/d)	排污许可证污染 防治设施编号
1	坨一采出水处理站	二级沉降+二级过滤	118° 25' 08.39"E	37° 32' 52.31"N	1.00	0.63	TW001
2	坨二采出水处理站	重力混凝沉降+过滤	118° 30' 44.78"E	37° 32' 27.52"N	2.40	2.38	TW003
3	坨三采出水处理站	重力除油+混凝沉降+过滤	118° 30' 34.86"E	37° 33' 08.18"N	4.60	4.20	TW007
4	坨四采出水处理站	重力沉降+过滤	118° 29' 13.55"E	37° 31' 49.87"N	4.00	2.96	TW009
5	坨五采出水处理站	重力沉降+压力除油+过滤	118° 29' 41.46"E	37° 33' 37.49"N	2.50	1.91	TW011
6	坨六采出水处理站	重力除油+混凝沉降+过滤	118° 29' 48.29"E	37° 32' 33.83"N	2.20	1.62	TW013
7	宁海采出水处理站	自然沉降+过滤	118° 23' 09.05"E	37° 33' 20.82"N	0.70	0.56	TW015
合计					17.40	14.26	--

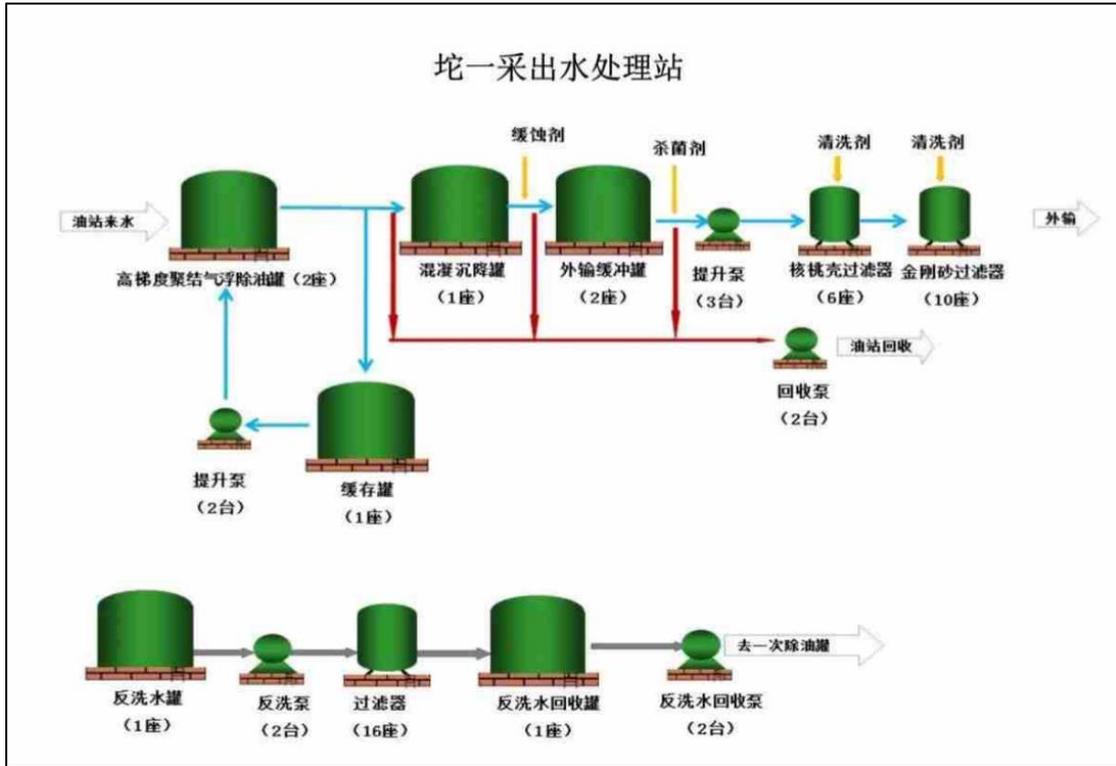


图 3.3-32 坨一采出水处理站工艺流程图

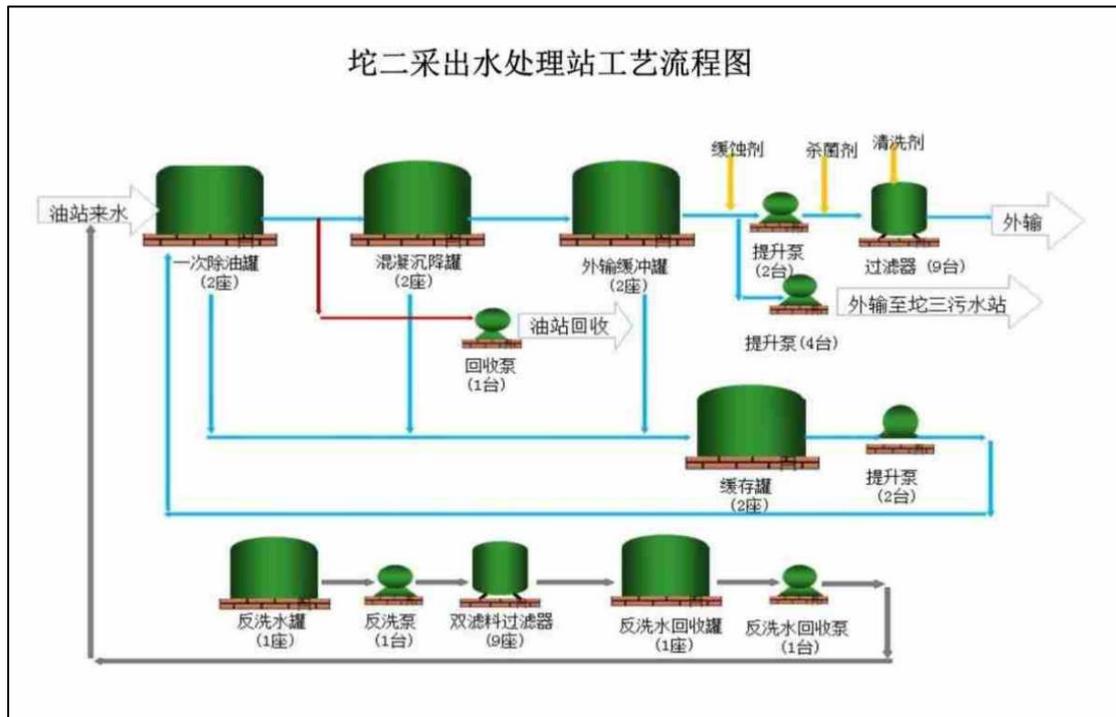


图3. 3-33 坨二采出水处理站工艺流程图

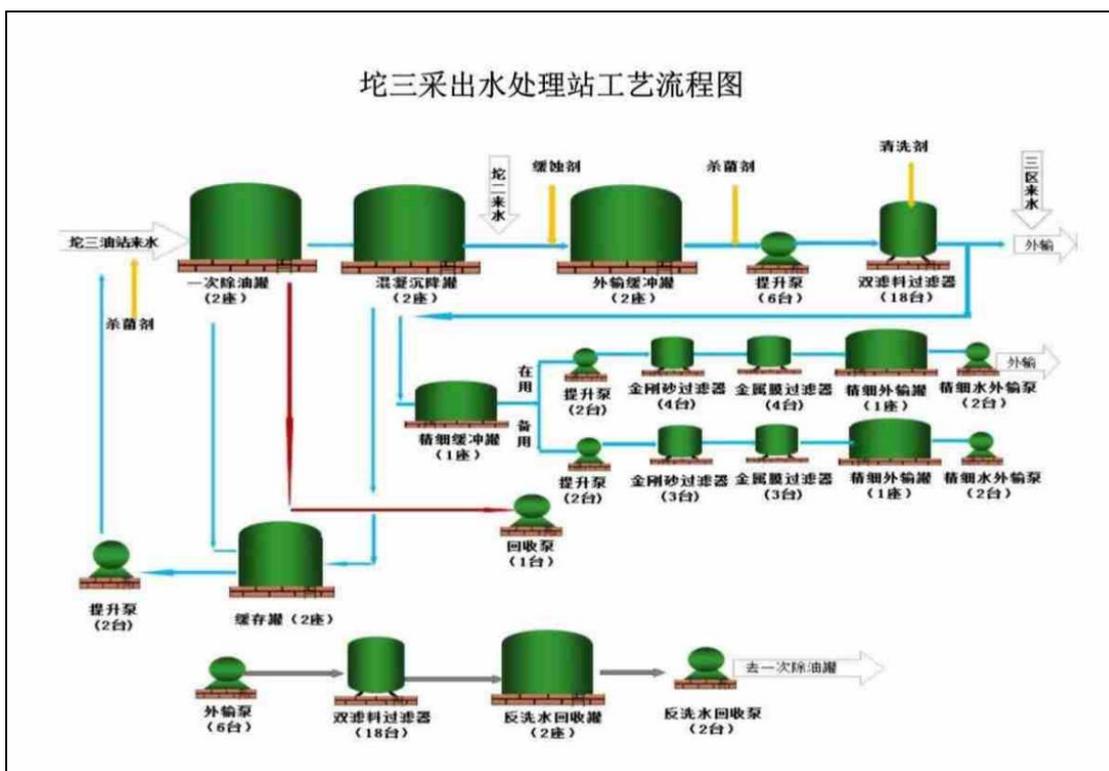


图3.3-34 坨三采出水处理站工艺流程图

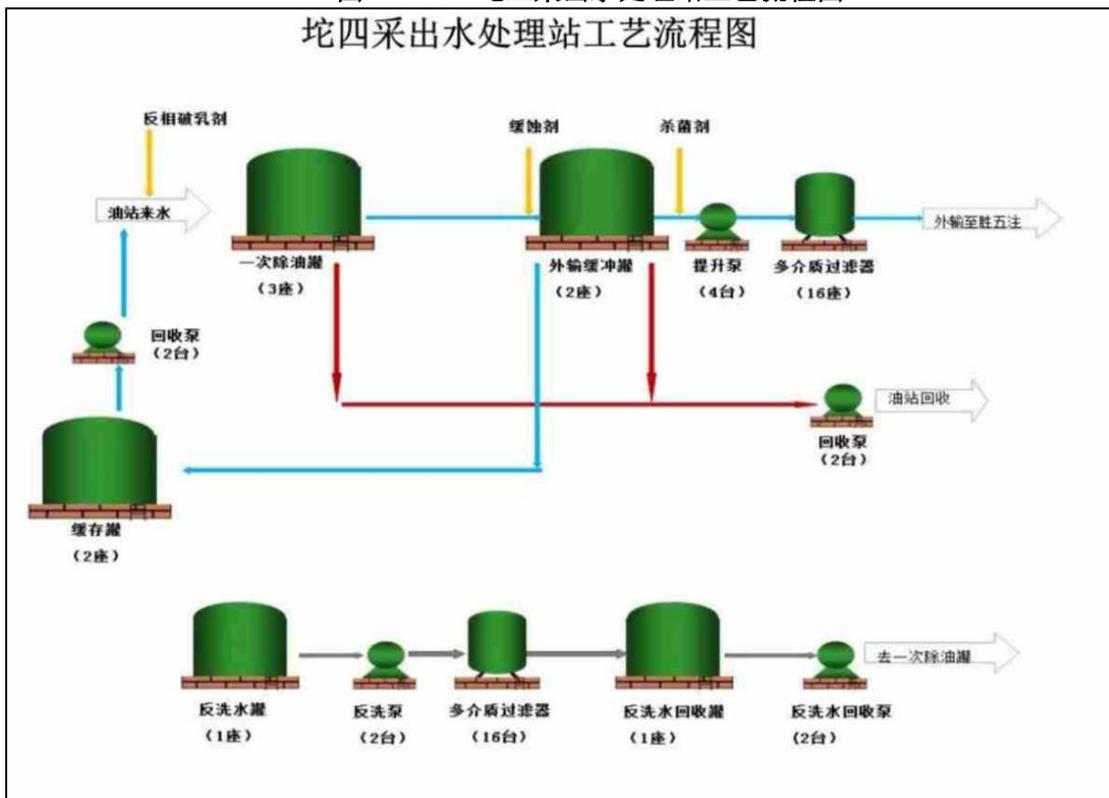


图3.3-35 坨四采出水处理站工艺流程图

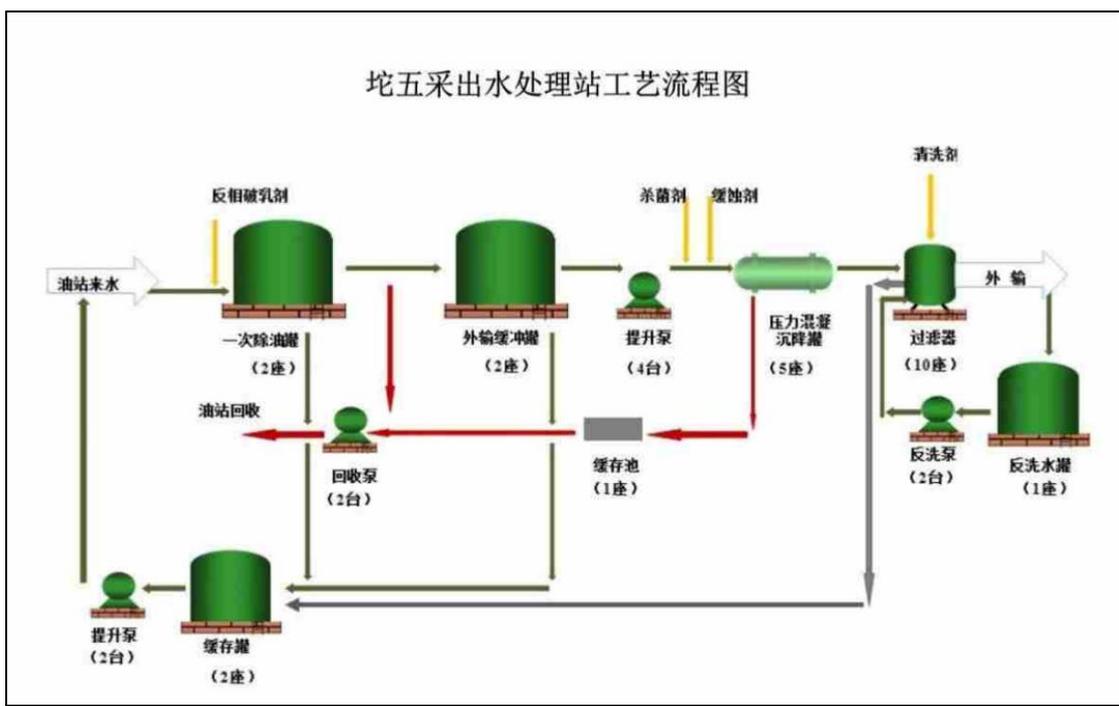


图3.3-36 坨五采出水处理站工艺流程图

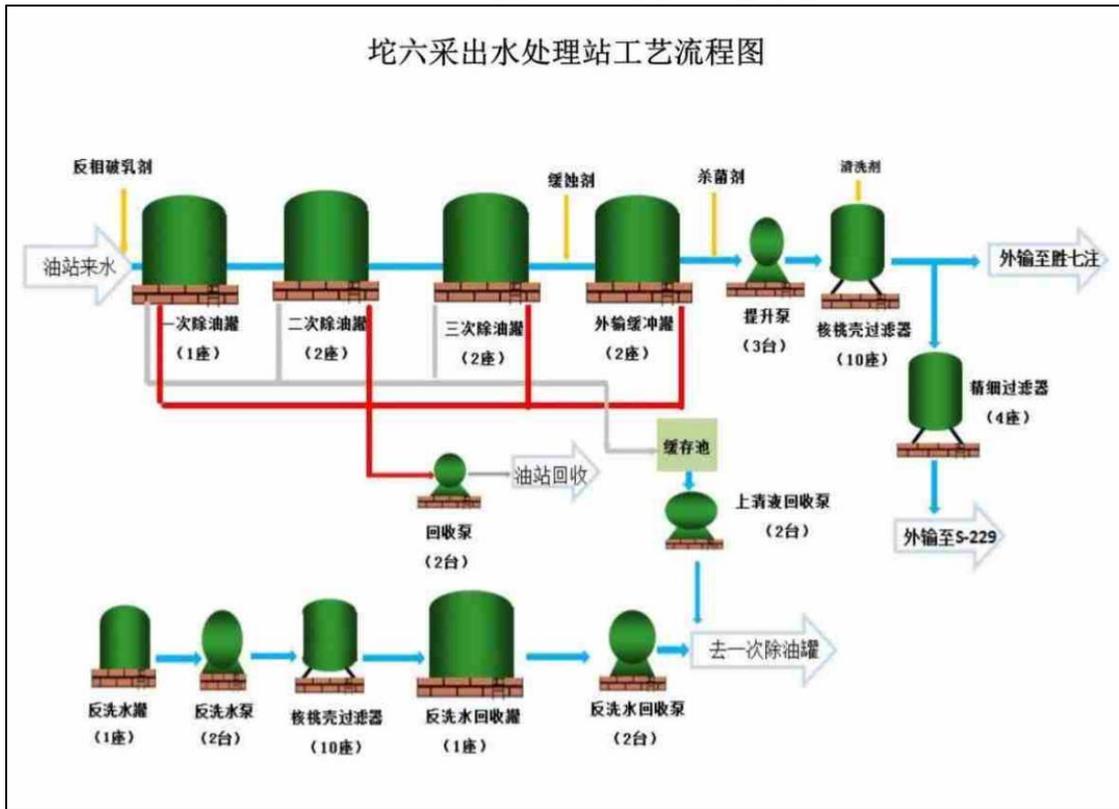


图3.3-37 坨六采出水处理站工艺流程图

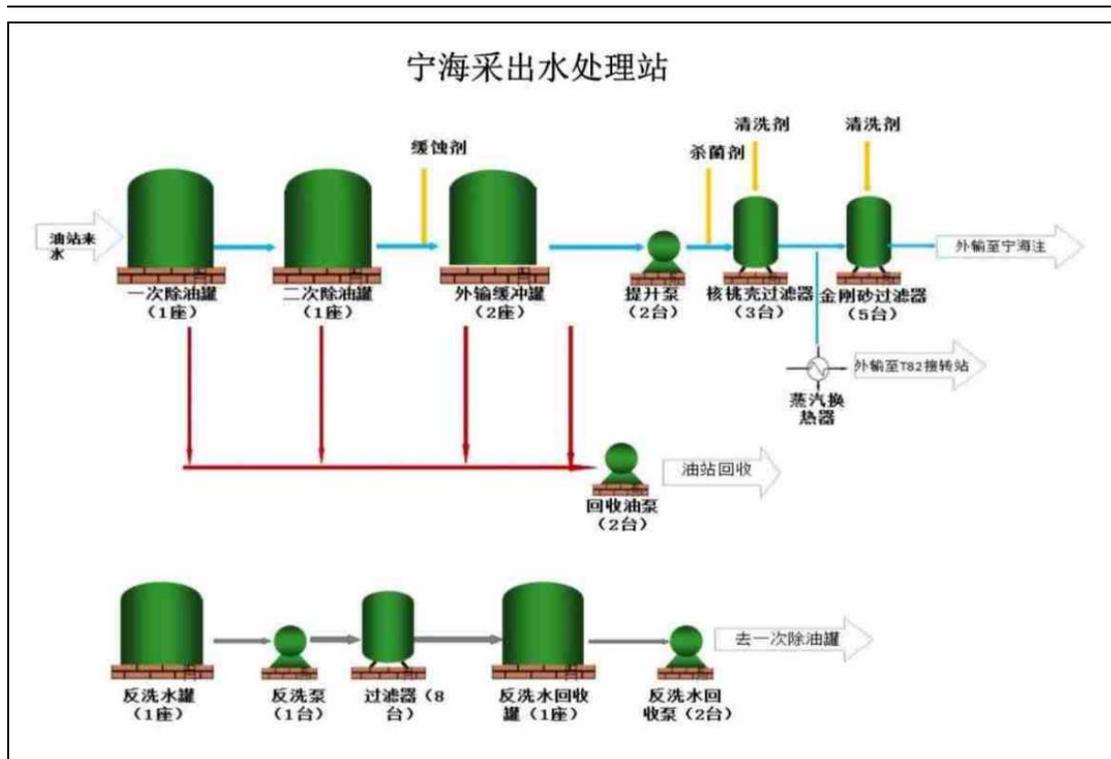


图3.3-38 宁海采出水处理站工艺流程图

### 3.3.6.2 废液处理站

胜利采油厂仅有1座废液处理站，即坨三废液处理站(TW005)，与坨三采出水处理站合建。主要接收钻井废水、施工作业废液、酸化返排液、压裂返排液、井下作业废水等，对各类废液进行预处理后，输送至坨三采出水处理站，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质标准后回注地层，用于油田注水开发。坨三废液处理站采用“pH调节+机械强化破胶+化学破稳+沉降分离”处理工艺，设计处理能力360m<sup>3</sup>/d，根据建设单位提供资料，目前实际处理量为22m<sup>3</sup>/d。坨三废液处理站工艺流程图见图3.3-39。

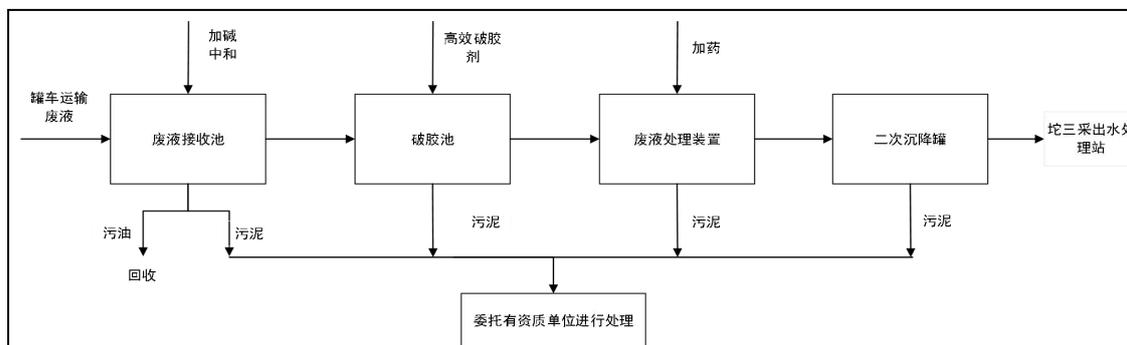


图3.3-39 坨三废液处理站工艺流程图

### 3.3.6.3 沉积物贮存池

胜利采油厂建有4座沉积物贮存池，分别为宁海沉积物贮存池、坨三污沉积物贮存池、坨四沉积物贮存池、坨五沉积物贮存池，除坨三污沉积物贮存池外，

其余均与联合站合建。危险废物均委托有资质单位进行无害化处理。沉积物贮存池基本情况详见表 3.3-10。

表3.3-10 胜利采油厂沉积物贮存池基本情况一览表

序号	沉积物贮存池名称	贮存规模 (t)
1	宁海沉积物贮存池	600
2	坨四沉积物贮存池	700
3	坨三污沉积物贮存池	2000
4	坨五沉积物贮存池	4000
合计		7300

根据《关于印发〈胜利油田固体废物依法合规整治工作方案〉的通知》（胜油QHSE[2021]53号），2022年胜利油田危险废物贮存比低于5%，贮存时间小于30天；试点单位危废随产随清。

胜利采油厂为试点单位，目前已做到危险废物随产随清，不再进行临时贮存。目前坨三污沉积物贮存池、坨四沉积物贮存池、坨五沉积物贮存池、宁海沉积物贮存池均已全面清理，不再贮存危险废物。详见图 3.3-40。



图3.3-40 沉积物贮存池现状

### 3.3.6.4 脱硫装置

胜利采油厂部分开发层位在沙三下、沙四段的油井，伴生气可能含有硫化氢，该区域油井采出液在联合站进行三相分离后，分离出的天然气需进行脱硫处理。含硫化氢天然气站内处理流程见图 3.3-41。

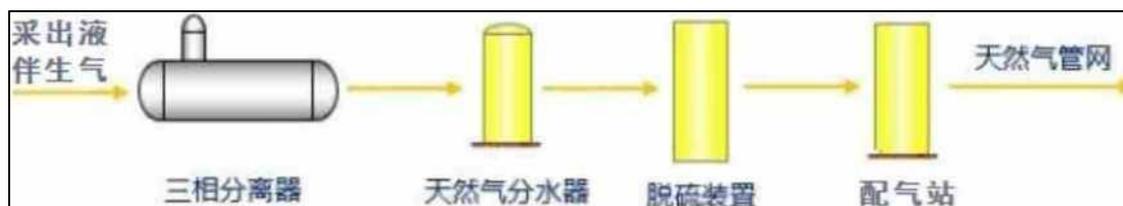


图2.2-41 含硫化氢天然气站内处理流程

根据开发区块油藏特征，目前在坨一、坨三、坨四、宁海站内设置有脱硫装置，采用干法脱硫工艺，脱硫剂主要成分为无定型羟基氧化铁，该物质在脱硫过程中与天然气中的硫化氢反应，生成硫化铁，从而将天然气中的硫化氢脱除，运行一段时间后，脱硫剂会丧失脱硫能力，由厂家回收处理。根据胜利采油厂 2021 年生产运行情况，联合站脱硫塔天然气中 H<sub>2</sub>S 处理情况见表 3.3-11。

表3.3-11 胜利采油厂联合站脱硫塔天然气中H<sub>2</sub>S处理情况一览表

序号	脱硫设施	处理气量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	进气硫化氢含量均值 (mg/m <sup>3</sup> )	出口硫化氢含量均值 (mg/m <sup>3</sup> )
1	坨一联合站脱硫塔 (3套)	1015.75	34	未检出
2	坨三联合站脱硫塔 (4套)	1943.36	105	12
3	坨四联合站脱硫塔 (2套)	1660.03	87	11
4	宁海联合站脱硫塔 (3套)	205.16	42	2

### 3.3.6.5 联合站大罐抽气装置

胜利采油厂在坨一联合站、坨二联合站、坨三联合站、坨四联合站、坨五联合站、坨六联合站和宁海联合站等 7 座联合站油罐区均设置有大罐抽气装置，共 7 套。大罐抽气装置可有效收集联合站油罐区常压储罐中天然气，经大罐抽气装置收集后的储罐中原油挥发气体，通过罐顶管线引出汇合后，进入站内天然气处理装置，再经过过滤计量后进入天然气外输干线外输至中心压气站。

### 3.3.6.6 VOCs 气体处理装置

胜利采油厂油管厂油管修复南线、修复北线各建设有 1 套 VOCs 气体处理装置，用于收集清洗装置进出料口、缓冲池、通径内洗机内挥发性有机废气，挥发性气体处理装置采用“碱洗喷淋+降温除湿+活性炭吸附”的工艺方式实现挥发性气体的无害化处理。其原理是将废气由引风机引入喷淋塔喷淋碱液，吸附净化气体中的有机物质，气体通过喷淋塔后，气体中的有机物质被旋流水而截留，把有机气体进行催化分解，微量硫化氢分解与活性碱融合融入水中，达到净化气体的目的。再引入冷却吸收塔冷凝，同时为气体减低温度和湿度。将低温不凝气送入活性炭吸附系统，吸附达标后排放。冷凝水回收利用；最后将低温不凝气复热后送入活性炭吸附系统，最终残余少量有机废气通过 15m 高、内径 0.2m 排气筒排放。设备气体回收率和净化效率均可达到 95%以上。

胜利采油厂部分环保工程照片见图 3.3-42。



图3. 3-42 胜利采油厂部分环保工程照片

## 3.4 以往监测情况

1) 历史土壤和地下水环境检测情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 历史土壤和地下水监测信息汇总表

年度	检测点位		检测内容	监测结果	备注
2015 年	土壤	T82 管输井场、 T179 单井拉油井场、坨六联合站	pH、石油烃类、铅、镉、汞、砷、铬、铜、锌、镍、阳离子交换量	各类井组、站场内外土壤中各项监测指标符合《土壤环境质量标准》(GB15618—1995)中二级土壤标准,其中石油烃类符合《关于印发〈全国土壤污染状况评价技术规定〉》(环发[2008]39号)中表2规定的标准。通过对比监测数据可以看出,井组、站场内外土壤监测数据差别不大,说明胜利采油厂建设未对土壤造成较大影响。	胜利采油厂2015-2017年老区滚动开发建设项目环境影响评价报告书
	地下水	周家村、胜坨镇、工农村、南井村	pH、挥发酚、砷、六价铬、总硬度、铜、氟化物、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、石油类、井深、水位埋深、水温	胜利采油厂所在地各地下水监测点总硬度、锰、溶解性固体、硫酸盐和氯化物存在不同程度的超标,最大超标倍数分别为2.363、2.4、4.84、2.594和9.8。经分析,总硬度、锰、溶解性固体、硫酸盐和氯化物超标与该地区浅层地下水水文地质化学本底值偏高有关。	
2018 年	土壤	NHT82P33 井 NHT90X14/X16/X202 井台	pH、石油烃类、铅、镉、汞、砷、铬、锌	开发区域典型井场内土壤质量符合《土壤环境质量标准》(GB15618-1995),开发区域土壤质量可以满足农业生产、维护人体健康的要求。石油烃类符合《全国土壤污染状况评价技术规定》(环发[2008]39号)中土壤环境质量评价标准值。说明项目的开发建设对周边土壤环境影响较小。	胜利采油厂2015-2017年老区滚动开发建设项目竣工环境保护验收调

胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

	地下水	周家村、胜坨镇、工农村、张东新村、小务头村、南京村、前王村	pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、氟化物、硫酸盐、六价铬、石油类、井深、水位埋深、水温	2018年胜利采油厂开发区域地下水的总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物超过《地下水环境质量标准》中的III类标准，其余指标基本能够达到《地下水环境质量标准》中的III类标准，这与本地区的水质有关，说明项目建成投产后对周围地下水环境质量影响较小。	查报告
2020年	土壤	坨四联沉积物贮存池 坨三污沉积物贮存池 宁海联沉积物贮存池 各贮存池东、南、西、北四个边界取上中下三层样品	pH、矿物油、铅、镉、总汞、总砷、铜、镍	2020年胜利采油厂各沉积物贮存池周围的土壤均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表1基本项目风险筛选值的要求；矿物油监测结果满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表2其他项目风险筛选值的要求。	定期监测
2021年	土壤	联合站	坨一联合站、坨二联、坨三联、坨四联、坨五联、坨六联、宁海联重点装置区中心区域及厂界五个监测点位，每个点位选取两个层位。	井场土壤监测 pH和《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中46项污染物，共47项监测项目	2021年胜利采油厂各土壤监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表1基本项目风险筛选值的要求；石油烃监测结果满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表2其他项目风险筛选值的要求。
		沉积物贮存池	宁海联沉积物贮存池、坨三污沉积物贮存池、坨四联沉积物贮存池、坨五联沉积物贮存池 每个区域不少于4个监测点（每边1个），每个点位选取三个层位。		
		退役井场	管理一区 NHT96井、管理一区 ST1-2-151 距井场 3m、10m、15m 处不同方向布设三个采样点，每个点位选取两个层位。	石油烃	
		敏感点井场	管理一区 NHT206X1、管理一区 NHT82P21、管理一区 NHT82P6 距井场 3m、10m、15m 处不同方向布设三个采样点，每个点位选取两个层位。		

胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

		<p>S3 点: 项目中存在污染风险的井场, 选取三个层位 (37.543147° N, 118.487203° E) S6 点: 背景值, 选取表层样 (37.604234° N, 118.283488° E)</p>		<p>井场土壤监测 pH 和《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018) 中 46 项污染物, 共 47 项监测项目</p>	<p>项目所在区域建设用地监测点土壤各项监测指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018) 中第二类用地的筛选值要求。</p>	<p>胜利采油厂 2021 年产能建设项目环境影响报告书</p>
2021 年 3-4 月	地下水	重点场地	坨二联(ZC016/ZC017)、采油管理三区 2322 阀组	<p>监测项目为 pH、氯化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、氨氮、氰化物、阴离子表面活性剂、硫化物、氟化物、高锰酸盐指数(耗氧量)、溶解性总固体、总硬度、挥发酚、钠、铁、锰、铜、铬(六价)、镍、锌、铅、镉、砷、汞、石油类、苯、甲苯、四氯化碳、氯仿</p>	<p>监测点位地下水中氯化物、总硬度、铁、锰、溶解性总固体超标, 地下水水质不能满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III 类标准。经分析, 超标项目主要与当地浅层地下水水文地质化学本底值偏高有关。油田开发的特征污染物石油类标准参考《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006), 在各监测点数值均不超标 (<math>\leq 0.3\text{mg/L}</math>), 表明周边地下水水质受油田开发的影响较小。</p>	定期监测
		联合站	坨一联合站、坨二联、坨三联、坨四联、坨五联、坨六联、宁海联			
		沉积物贮存池	宁海联沉积物贮存池、坨三污沉积物贮存池、坨四联沉积物贮存池、坨五联沉积物贮存池			
		典型井场	管理一区 NHT82p12 井场、管理五区 ST3-7XN133 井场			
		典型区域	管理二区 SC-U03、SC-C01、SC-D02、管理一区 SC-U01、管理二区 SC-U02、SC-C02、SC-C03、SC-C04、SC-D01、SC-D03、SC-M01、SC-M02 等等地下水监测井 20 个层位			
		接转站	集输大队坨 82 掺水接转站			
		计量站	管理三区 N212 计量站			
		回注调剖井井场	管理三区 ST2-3XN180 井场、管理六区 ST3-10-282 井场、管理三区 ST2-4-259 井场、管理四区 ST2-2N189 井场、管理三区 STS2-72 井场、管理六区 ST3-4-17 井场			

胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

2021 年	地下水	选取了 12 个水质监测点，分布于王庄油田、宁海油田、胜坨油田等区块的上游、下游及井场内	钾离子、钠离子、钙离子、镁离子、碳酸根离子、碳酸氢根离子、氯离子、硫酸根离子、pH、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类、氯化物、总硬度、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、石油类	监测点位地下水中氯化物、总硬度、铁、锰、溶解性总固体超标，最大超标倍数分别为 25.320、21.444、0.433、69.100、11.300，说明地下水水质不能满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准。经分析，超标项目主要与当地浅层地下水水文地质化学本底值偏高有关。油田开发的特征污染物石油类标准参考《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006），在各监测点数值均不超标（≤ 0.3mg/L），表明周边地下水水质受油田开发的影响较小。	胜利采油厂 2021 年产能建设项目环境影响报告书
--------	-----	--	--	--	---------------------------

从表 3.4-1 中可以看出，胜利油田分公司和胜利采油厂都随着国家法律和法规的变化，在不断地完善定期监测的项目、点位和频次；胜利采油厂 2021 年的定期监测加上《胜利采油厂 2021 年产能建设项目环境影响报告书》中的监测数据，能够满足《东营市生态环境局 关于加强土壤污染重点监管单位监督管理有关工作的通知》（东环字〔2021〕21 号）的监测要求；但《胜利采油厂 2021 年产能建设项目环境影响报告书》监测的地下水井并未保留，则胜利采油厂地下水井的点位布设不足，部分重点监管场所缺少外部区域的对照点。

2) 历年土壤和地下水特征污染物监测结果对比评价情况见表 3.4-2。

表 3.4-2 历年土壤和地下水特征污染物监测结果对比表

监测年限及类型	土壤石油烃类检测结果（目前限值 4500mg/kg）		地下水石油类检测结果（目前限值 0.03mg/L）	
	监测点位	监测结果	监测点位	监测结果
2015 年、2018 年环评文件	典型井场	最大值：15.7mg/kg	胜利采油厂开采区域周边敏感村庄	均低于检出限
	典型联合站	最大值：5.5mg/kg		
2020 年和 2021 年定期监测	重点井场	17-33mg/kg	重点井场	0.02-0.159mg/L
	所有联合站	6-971mg/kg	所有的联合站	0.03-0.095mg/L
	所有沉积物贮存池	6-489mg/kg	所有沉积物贮存池	0.015-0.097mg/L
2021 年环评报文件	存在污染风险的井场	44-119mg/kg	开采区域上游（对照点），开采区域下游	0.01-0.08mg/L

从以上比较结果及检测数据可以看出：

历史土壤和地下水的监测结果都能满足当时现行的土壤环境质量要求。

监测结果按照年份纵向比较，2020年和2021年的土壤和地下水监测数据均比2015年和2018年较高。但不同年份的检测要求不同，以及监测机构不同，选取的点位也不同，数据的可比性较差。

2021年横向比较，对照井地下水石油类的监测结果同其他井位监测结果相当。但监测隐患较高的联合站和沉积物贮存池的土壤检测结果较井场高；同样的联合站和沉积物贮存池各自比较，监测情况也是有的高有的低，如坨二联合站重点装置及厂界土壤石油烃类检测结果为63-108mg/kg，但坨四联合站土壤监测结果为124-780mg/kg。

综上，胜利采油厂在石油开采过程中，对周边的土壤和地下水还是存在一定的影响的，但是通过加强管理，开展土壤污染隐患排查，及时发现土壤污染（隐患），及早采取措施消除隐患或开展管控风险，防止造成土壤污染或者污染扩散和加重，降低后期土壤风险管控或修复成本。

## 4 重点监测单元识别与分类

### 4.1 重点单元情况

胜利采油厂为典型的陆地石油天然气开采企业，根据调查，采油厂占地面积较大，主要占地情况为：井场、联合站。胜利采油厂油区自行监测主要在联合站沉积物贮存池等重点点位布点监测。

### 4.2 识别/分类结果及原因

根据《工业企业土壤和地下水自行检测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021），识别企业的重点监测单元如下表。

表 4.2-1 重点监测单元的识别与分类表

单元类别	包括区域	划分原因
一类单元	宁海联合站、坨一联合站、坨二联合站、坨三联合站、坨四联合站、坨五联合站、坨六联合站、宁海沉积物贮存池、坨三污沉积物贮存池、坨四沉积物贮存池、坨五沉积物贮存池	该部分区域贮存液量较大，装置比较密集，以接地储罐、接地池体为主，沉积物贮存池为半地下池体
二类单元	拉油井场	储油罐为高架罐

### 4.3 关注污染物

胜利采油厂为典型的陆地石油天然气开采企业，其污染土壤的主要污染物为原油。

## 5 监测点位布设方案

### 5.1 监测点位布设

根据《工业企业土壤和地下水自行检测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021），胜利采油厂监测点位布设情况如下表。具体点位布设见图 5.1-1~5.1-7。

表 5.1-1 监测点位布设表

检测项目	单元类别	监测点位	布设原因
土壤	一类单元	宁海联合站	一类单元涉及的每个隐蔽性重点设施设备周边原则上均应布设至少 1 个深层土壤监测点,单元内部或周边还应布设至少 1 个表层土壤监测点
		坨一联合站	
		坨二联合站	
		坨三联合站	
		坨四联合站	
		坨五联合站	
		坨六联合站	
		宁海沉积物贮存池	
		坨三污沉积物贮存池	
		坨四沉积物贮存池	
	坨五沉积物贮存池		
二类单元	典型井场	每个二类单元内部或周边原则上均应布设至少 1 个表层土壤监测点	
地下水	/	对照井	每个重点单元对应的地下水监测井不应少于 1 个。每个企业地下水监测井(含对照点)总数原则上不应少于 3 个,且尽量避免在同一直线上
	一类单元	宁海联合站	
		坨一联合站	
		坨二联合站	
		坨三联合站	
		采出液处理站	
		坨四联合站	
		坨五联合站	
		坨六联合站	
		宁海沉积物贮存池	
		坨三污沉积物贮存池	
		坨四沉积物贮存池	
		坨五沉积物贮存池	
		二类单元	



图 5.1-1 宁海联监测点位布设图



图 5.1-2 坨一联监测点位布设图

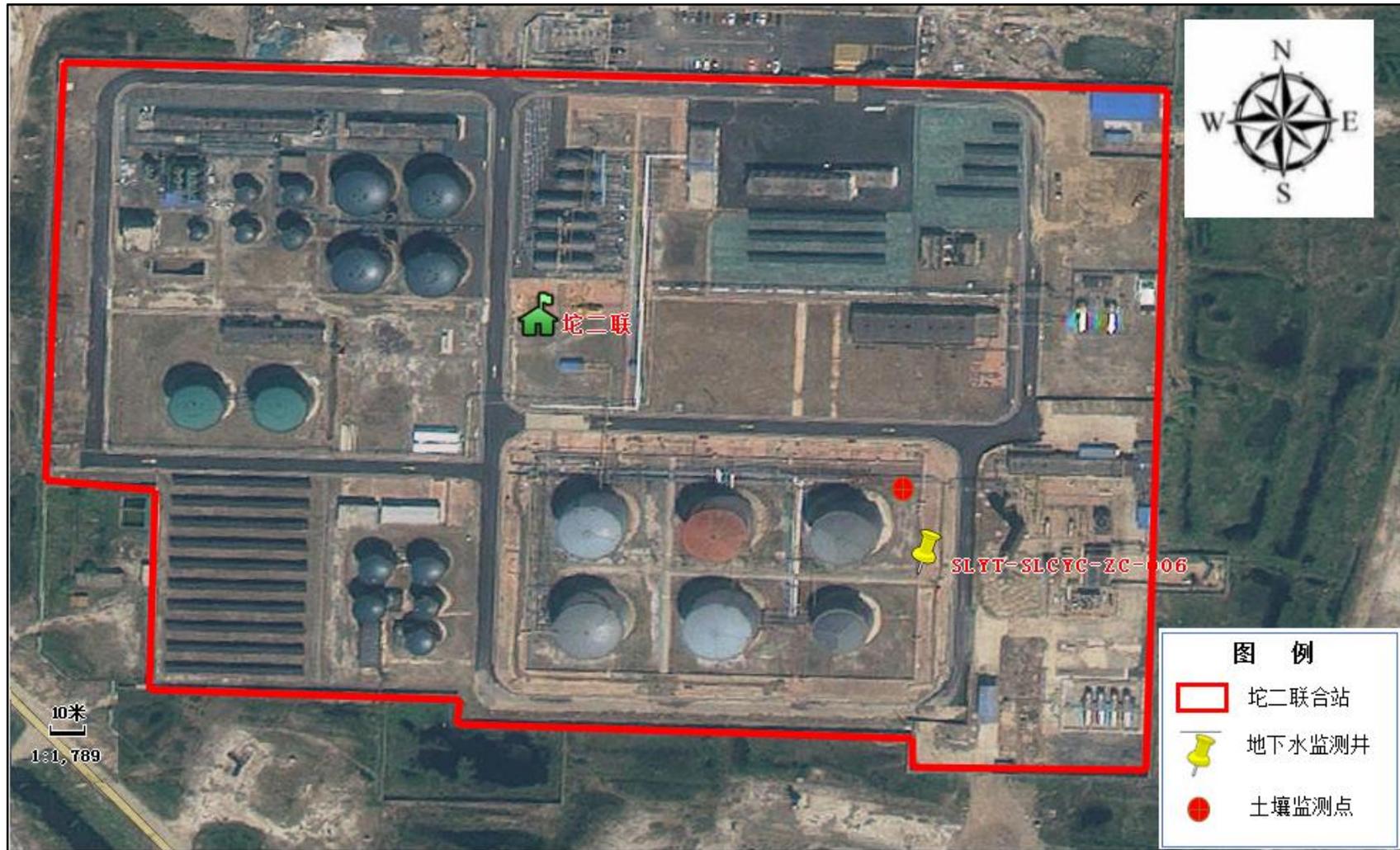


图 5.1-3 坨二联监测点位布设图



图 5.1-4 坨三联监测点位布设图



图 5.1-5 采出液处理站监测点位布设图



图 5.1-6 坨四联监测点位布设图

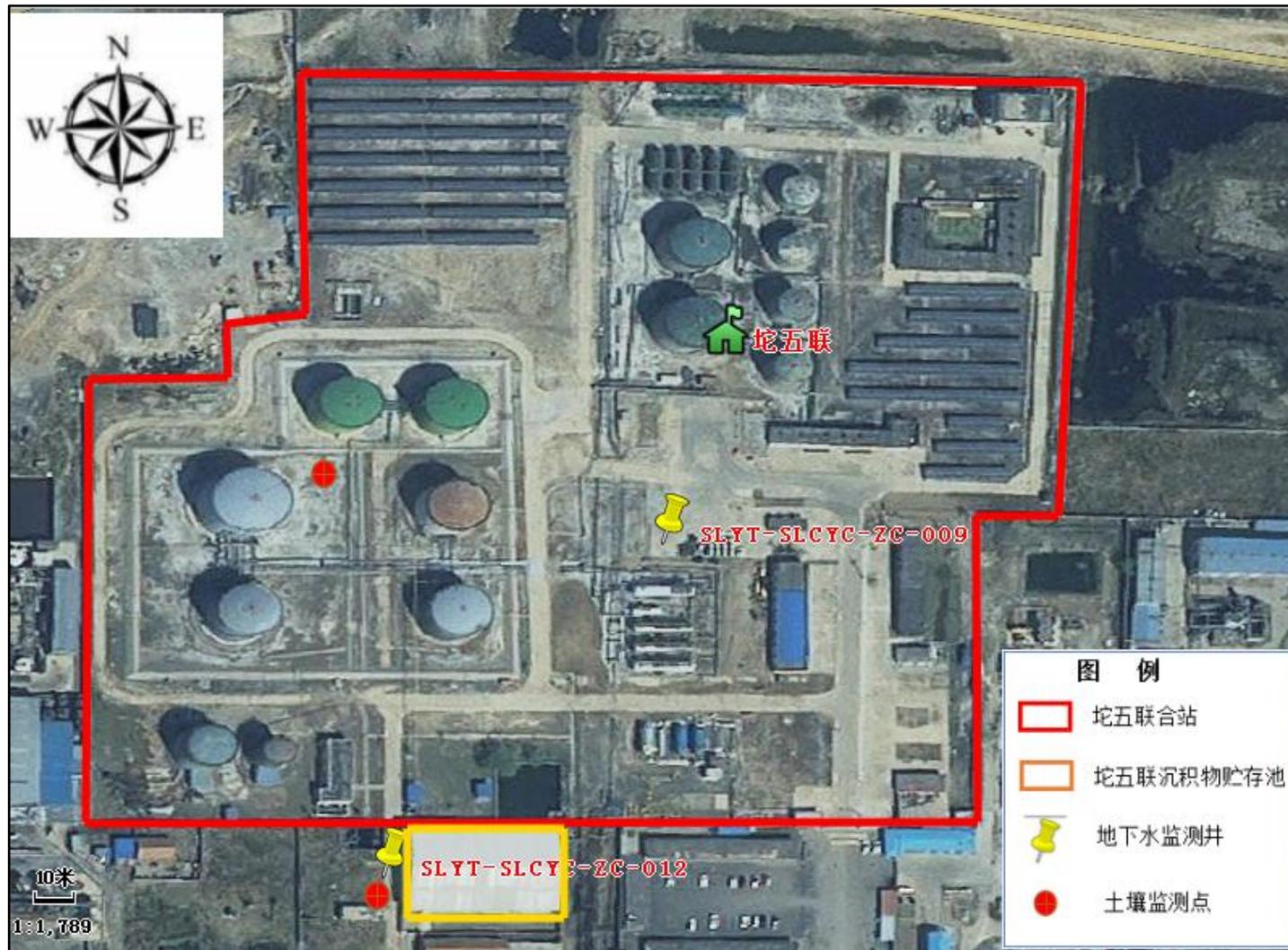


图 5.1-7 坨五联监测点位布设图



图 5.1-8 坨六联监测点位布设图

## 5.2 各点位监测指标及选取原因

根据《工业企业土壤和地下水自行检测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021），胜利采油厂土壤和地下水检测指标见表 5.2-1，监测频次见表 5.2-2。

表 5.2-1 土壤和地下水监测指标

监测项目	初次监测指标	后续监测指标
土壤	基本因子包括 GB36600 表 1 基本项目、石油烃，共 46 项	石油烃、前期监测中曾超标的污染物（受地质背景等因素影响造成超标的可不监测）
地下水	GB/T 14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）、石油类，共 36 项	石油类、前期监测中曾超标的污染物（受地质背景等因素影响造成超标的可不监测）

## 5.3 各点位监测频次

各点位监测频次见表 5.3-1。

5.3-1 自行监测频次

监测对象		监测频次
土壤	表层土壤	年
	深层土壤	3 年
地下水	一类单元	枯水期、丰水期各一次
	二类单元	年

## 5.4 监测方案变更

除下列情况外，监测方案不宜随意变更：

- （1）国家 相关法律法规或标准发生变化；
- （2）企业的重点场所或重点设施设备位置、功能、生产工艺等发生变动；
- （3）企业在原有 基础上增加监测点位、监测指标或监测频次。

## 6 样品采集、保存、流转与制备

### 6.1 现场采样位置、数量和深度

根据《工业企业土壤和地下水自行检测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）和胜利采油厂监测点位布设情况现场采样位置、数量和深度见表 6.1-1。

表 6.1-1 现场采样位置、数量和深度表

检测项目	单元类别	监测点位	采样点位	采样深度	布设原因
土壤	一类单元	宁海联合站	油罐区	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	表层土壤监测点采样深度应为 0-0.5m；深层土壤监测点采样深度应略低于其对应的隐蔽性重点设施设备底部与土壤接触面。各联合站接地储罐基础均高于地面，沉积物贮存池为半地下池
		坨一联合站	油罐区	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		坨二联合站	油罐区	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		坨三联合站	油罐区	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		坨四联合站	油罐区	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		坨五联合站	油罐区	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		坨六联合站	油罐区	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		宁海沉积物贮存池	东北	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		坨三污沉积物贮存池	西南	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
		坨四沉积物贮存池	南	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m	
	坨五沉积物贮存池	西	1 个浅层土壤监测点 0-0.5m 1 个深层土壤监测点 0.5-2.0m		
	二类单元	典型井场	井场内	浅层土壤监测点 0-0.5m	表层土壤监测点采样深度应为 0-0.5m
地下水	一类单元	宁海联合站	已有监测井	潜水	本企业不涉及地下取水，只调查潜水
		坨一联合站	已有监测井	潜水	
		坨二联合站	已有监测井	潜水	
		坨三联合站	已有监测井	潜水	
		采出液处理站	已有监测井	潜水	
		坨四联合站	已有监测井	潜水	

胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

	坨五联合站	已有监测井	潜水
	坨六联合站	已有监测井	潜水
	宁海沉积物 贮存池	已有监测井	潜水
	坨三污沉积 物贮存池	已有监测井	潜水
	坨四沉积物 贮存池	已有监测井	潜水
	坨五沉积物 贮存池	已有监测井	潜水
二类 单元	典型井场	已有监测井	潜水

## 6.2 采样方法及程序

### 6.2.1 样品采集

土壤样品采集方法按照 HJ 25.2、HJ/T 166 和 HJ 1019 的要求进行。

地下水采样前应进行洗井，洗井方法按照 HJ 164 的要求进行。地下水样品采集方法按照 HJ 164、HJ1019 的要求进行。

#### 6.2.1.1 土壤样品采样与保存

由于 VOCs 样品的敏感性，取样时严格按照取样规范进行操作，以采集到具有代表性的样品。现场采集 VOCs 样品分为以下 3 步：

(1) 剖制取样面：在进行 VOCs 土样取样前，用刀片刮去表层约 1 cm 厚土壤，防止表层土壤因接触空气造成的 VOCs 流失。

(2) 取样：迅速使用针管取样器进行取样，取样量为 5g 左右，取两次分别转移至加有甲醇保护液的 VOCs 样品瓶和转子瓶中，进行封装。

(3) 为延缓 VOCs 的损失，土壤样品通常在 4℃ 下保存。

#### 6.2.1.2 地下水样品采样与保存

##### (1) 地下水监测井安装

地下水监测井是在机械钻孔后，通过安装井管、滤料和防护层形成的。钻孔完成后，安装一根封底的内径 50mm、外径 60mm 的 PVC 井管，PVC 井管由底端密闭的沉沙管，中部开口的滤水管和延伸到地表面的白管组成。滤水管部分为切割了水平进水细缝（缝宽 0.25 mm）的 PVC 管。监测井的深度和滤水管的安装位置，由现场专业人员根据钻探期间的初见地下

水位，和各监测井的不同监测要求综合考虑后设定。

监测井滤水管外侧周围，用粒径 $\geq 0.25$  mm 的清洁石英砂回填作为滤水层，石英砂从孔底一直回填至筛管顶端以上约 0.5m 处，然后再回填入不透水的膨润土封孔。

### (2) 洗井

监测井安装后，进行监测井清洗，目的是清洗钻孔与装井过程中混入整个井筒中的土壤，防止井管堵塞，提高监测井与周边地下水水力联系。洗井设备采用吊桶(Bailer 管)，人工进行洗井，洗井至井内抽出的地下水不再混浊，或洗井抽取的水量 5 倍井筒容积后，完成监测井清洗。

### (3) 现场测量

现场所有监测点在监测井安装完成后，使用手持式 GPS 对每一个监测点进行了定位，记录 GPS 坐标。在取样前使用电子水位计对监测井的水位进行了测量，同时对地下水特征参数进行测试。

### (4) 地下水样品采集

为采集有代表性的地下水样品，采样前对监测井进行适当清洗，在现场使用便携式水质测定仪每间隔 5~15min 后测定出水水质，清洗直到至少以下 3 项检测指标连续三次测定的变化达到以下条件，待水位恢复后进行地下水样的采集：

pH 变化范围为+0.1；

温度变化范围为+0.5℃ 以内；

电导率变化范围为+10%以内；

氧化还原 电位变化范围为 10mV 以内，或在土 10%以内；

溶解氧变化范围为+0.3mg/L 以内，或在土 10%以内；

浊度变化范围为+10NTU 以内，或在+10%以内。

若长时间洗井后 pH、电导率等参数依然无法满足上述要求，则洗井体积已达到井管的 3~5 倍体积，也可结束洗井。

采集地下水样品时，使用对应于每口监测井的一次性吊桶进行取样。采样过程中佩戴一次性丁腈手套，防止直接接触采样设备和样品瓶造成采集的地下水样品受到交叉污染，也避免样品瓶中加的酸碱保护液因失

飞溅出伤到手部。对应不同的分析参数,实验室配有装有不同保护剂的样品瓶。在按要求采集地下水样品后,详细记录采样期间的观察发现,样品瓶编号及数量,并置于低温保温箱中保存。地下水的样品采集、样品运输和质量保证等,按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)执行。

### 6.2.2 清样与流转

土壤样品的保存、流转和制备按照 GB/T 32722、HJ 25.2、HJ/T 166 和拟选取分析方法的要求进行。

地下水样品的保存和流转按照 HJ 164、HJ 1019 和拟选取分析方法的要求进行。

#### (1) 清样

现场采样完成后,为防止或纠正样品记录错误,及时对样品进行了整理清点。样品清点至少由 2 人完成,一人负责样品清点,一人负责核对原始记录。清样人按样品上的标签逐个读出当天采集的样品编号,记录人核查采样记录单上对应信息无误后,将样品分类、整理和包装。

#### (2) 样品流转单

清样完成无误后,按照采样原始记录和调查分析方案填写样品流转单。样品流转单填写内容包括客户信息、样品编号、采样时间、样品容器规格数量、分析参数和测试方法要求、分析时限要求等,样品流转单正确填写并核对无误后,送样人员签名确认,然后放于样品箱中,随样品一起流转 to 实验室。

#### (3) 样品寄送

将完成清样并放入样品流转单的样品箱密封后,当然采集样品当天送到分析实验室。样品运输过程中采用保温箱保存,保温箱内放置足量冰冻蓝冰,以保证运送过程中温度的要求,且严防样品的损失、混淆和玷污,直至样品送达分析实验室,完成样品交接。

### 6.3 样品分析

样品分析方法的选用应充分考虑污染物性质及所采用分析方法的检出限和干扰等因素。具体情况见表 6.2-1 和表 6.2-2。

表 6.2-1 土壤样品分析表

序号	监测因子	方法	方法来源	检出限
1	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	气相色谱法	HJ 1021-2019	6mg/kg
2	铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
3	镉	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.01mg/kg
4	六价铬	碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ 1082-2019	0.5mg/kg
5	镍	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg
6	铅	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.1mg/kg
7	汞	微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.002mg/kg
8	砷	微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.01 mg/kg
9	四氯化碳	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
10	氯仿	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
11	氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
12	1, 1-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
13	1, 2-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
14	苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.9μg/kg
15	1, 1-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
16	顺-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
17	反-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
18	二氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
19	1, 2-二氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
20	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
21	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
22	四氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
23	1, 1, 1-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
24	1, 1, 2-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
25	三氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
26	1, 2, 3-三氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
27	氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
28	氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg

胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

序号	监测因子	方法	方法来源	检出限
29	1,2-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5 $\mu$ g/kg
30	1,4-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5 $\mu$ g/kg
31	乙苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2 $\mu$ g/kg
32	邻二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2 $\mu$ g/kg
33	苯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1 $\mu$ g/kg
34	甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3 $\mu$ g/kg
35	间二甲苯+对二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2 $\mu$ g/kg
36	硝基苯	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
37	苯胺	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.08mg/kg
38	2-氯酚	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.06mg/kg
39	苯并[a]蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
40	苯并[a]芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
41	苯并[b]荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.2mg/kg
42	苯并[k]荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
43	蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
44	二苯并[a, h]蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
45	茚并[1,2,3-cd]芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
46	萘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg

表 6.2-2 地下水样品分析表

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	色	铂钴标准比色法	/
2	嗅和味	嗅气和尝味法	/
3	肉眼可见物	直接观察法	/
4	浊度	散射法	/
5	pH 值	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法	/
6	总硬度	GB/T 5750.4-2006 生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标(7.1 总硬度 乙二胺四乙酸二钠滴定法)	0.2mg/L
7	溶解性总固体	GB/T 5750.4-2006 生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标(8.1 溶解性总固体 称重法)	/
8	硫酸盐	HJ 84-2016 水质 无机阴离子的测定 离子色谱法	0.018mg/L
9	氯化物	HJ 84-2016 水质 无机阴离子的测定 离子色谱法	0.007mg/L
10	铁	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标	0.08mg/L

胜利采油厂土壤和地下水自行监测方案

		(2.1 铁 原子吸收分光光度法)	
11	锰	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 (3.1 锰 原子吸收分光光度法)	0.02mg/L
12	铜	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 (4.1 铜 无火焰原子吸收分光光度法)	1 μg/L
13	锌	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 (5.1 锌 原子吸收分光光度法)	0.01mg/L
14	钼	电感耦合等离子体原子发射光谱法	/
15	挥发性酚类	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (方法 1 萃取分光光度法)	0.0003mg/L
16	阴离子表面活性剂	分光光度法	
17	耗氧量	GB/T 5750.7-2006 生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标(1.2 耗氧量 碱性高锰酸钾滴定法)	0.01mg/L
18	氨氮	HJ 535-2009 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	0.025mg/L
19	硫化物	GB/T 5750.5-2006 生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标(6.1 硫化物 N,N-二乙基对苯二胺分光光度法)	0.005mg/L
20	钠	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 (22.1 钠 火焰原子吸收分光光度法)	0.002mg/L
21	亚硝酸盐(氮)	GB/T 5750.5-2006 生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标(10.1 亚硝酸盐氮 重氮偶合分光光度法)	0.0002mg/L
22	亚硝酸盐(氮)	GB/T 5750.5-2006 生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标(10.1 亚硝酸盐氮 重氮偶合分光光度法)	0.0002mg/L
23	氰化物	GB/T 5750.5-2006 生活饮用水标准检验方法 无机非金属指(4.1 氰化物 异烟酸-吡啶酮分光光度法)	0.0005mg/L
24	氟化物	GB/T 5750.5-2006 生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标(3.1 氟化物 离子选择电极法)	0.05mg/L
25	碘化物	分光光度法	/
26	汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铍和锑的测定 原子荧光法	0.04 μg/L
27	砷	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 (6.1 砷 氢化物原子荧光法)	0.2 μg/L
28	硒	原子荧光光谱法	
29	镉	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 (9.1 镉 无火焰原子吸收分光光度法)	0.1 μg/L
30	铬	分光光度法	
31	铅	GB/T 5750.6-2006 生活饮用水标准检验方法 金属指标 (11.1 铅 无火焰原子吸收分光光度法)	0.6 μg/L
32	三氯甲烷	吹扫-捕集/气相色谱-质谱法	/
33	四氯化碳		/
34	苯		/
35	甲苯		/
36	石油类	HJ 970-2018 水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)	0.01mg/L

## 7 质量保证与质量控制

### 7.1 自行监测质量体系

为了确保自行监测所得数据的代表性、完整性和准确性。自行监测的质量保证严格按照质量体系要求，对监测全过程（包括布点、采样、样品贮运、实验室分析、数据处理等）进行了质量控制。

（1）现场采样和测试严格按验收监测方案进行，采样人员严格遵照采样技术规范进行，认真填写采样记录，按规定保存、运输样品。

（2）采用国家的标准分析方法分析；所有监测仪器、量具均经过计量部门检定合格并在有效期内使用。

（3）监测数据和报告实行三级审核。

### 7.2 监测方案制定的质量保证与控制

自行监测方案严格按照《工业企业土壤和地下水自行检测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）的要求进行编制。

### 7.3 样品采集、保存、流转、制备与分析的质量保证与控制

为了保证土壤和地下水自行监测的质量，调查采样、样品运输以及分析过程中进行了全过程的质量控制。主要包括采取以下质控措施：

#### （1）设备校正和清洗

现场人员在设备使用前预先进行了校正。采样钻探前以及不同的监测点钻探采样间，对钻探设备和采样工具都进行了清洗，以防止交叉污染。

#### （2）样品采集

在土壤和地下水样品采集过程中均使用一次性丁腈手套，另外采用一次性水样采样吊桶采集地下水样品，防止样品交叉污染。

#### （3）质控样品

现场工作期间，为确保样品采集、运输、贮存过程都在质控之下，监测在现场采样过程中采集了现场质量控制样品，包括：

采集土壤平行样 1 个；

由实验室制备的 1 组运输空白水样，伴随整个采样、运输及分析过

程；

现场采集 1 组取样空白。

#### (4) 实验室质控

土壤和地下水自行监测均委托第三方检测机构进行，检测公司实验室均已通过 CMA 认证，同时为了保证分析样品的准确性，除仪器按照规定定期校正外，在进行样品分析时还对各环节进行质量控制，包括实验室平行样、空白样、加标空白样等，随时检查和发现分析测试数据是否受控。