

中国石油化工股份有限公司
胜利油田分公司滨南采油厂自行监测方案

胜利油田分公司滨南采油厂
2026 年 1 月

1 企业情况

1.1 企业基本情况

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司滨南采油厂位于山东省滨州市，所属行业为石油和天然气开采业，排污许可证状态为简化、登记管理，主要污染物类别包括废气、废水、工业固废、噪声。

表 1 企业基本情况

企业名称	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司滨南采油厂		
地址	滨州市黄河六路 531 号		
注册类型	股份有限公司	企业规模	大型
所在地经度	<u>118, 13, 45. 37</u>	纬度	<u>37, 30, 23. 18</u>
法人代表	霍爱民	统一社会信用代码	91371600866907375X
联系人	封双海	邮政编码	256600
所属行业	石油和天然气开采业	投运时间	1968 年
排污许可证状态	已办理	类别	简化、登记管理
主要污染物类别	废气、废水、工业固废、噪声		

1.2 生产信息基本情况

滨南采油厂隶属于中国石化胜利油田分公司，成立于 1968 年，主要承担滨南、平方王、尚店、利津、单家寺、林樊家、王庄和平南八个油田的油气开采工作，共有联合站、接转站场、采油井场、注水井场等 4 种地块类型。采油厂油区分布较为广泛，主要分布在滨州市滨城区区和东营市垦利区等，共有原油联合站 6 座，接转站 5 座，原油产量达 192 万吨/年。

联合站、接转站等站场有加热炉、工业窑炉 15 台，井场有加热炉、工业窑炉 205 台。采出水处理设施 5 套，均为固定集中式处理装置，采出水处理达标后回注，不外排，现有地下水监测井 31 口。

2 废气、废水和噪声监测（污染源监测）

2.1 废气监测

2.1.1 有组织废气

加热炉烟气监测主要包括 NO_x、颗粒物、SO₂、林格曼黑度等 4 项指标；加热炉废气污染物排放执行《锅炉大气污染物排放标准》(DB 37/2374-2018)。

VOCs 治理设施排气筒监测非甲烷总烃；非甲烷总烃执行《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》(DB37/ 2801.7-2019) 中表 1 中 II 时段排放限值。

表 2 有组织废气监测

类别	场所	标准名称及级(类)别	监测因子	标准值
锅炉废气	锅炉排口	《锅炉大气污染物排放标准》 (DB 37/2374—2018)	颗粒物	10mg/m ³
			二氧化硫	50mg/m ³
			氮氧化物	100mg/m ³
			烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	<1
有机废气	有机废气处理设施排放口	《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》(DB37/ 2801.7-2019)	非甲烷总烃	60mg/m ³

(1) 有组织废气监测点位及示意图

监测点位示意图详见图 1。



图 1 滨一联合站有组织废气监测点位图

企业自行监测点位基本信息如下表所示：

表 3 滨南采油厂有组织废气监测点位基本信息表

序号	站所(井场)	GPS 坐标	点位名称	额定出力 (MW)	点位类别	备注
1	采油管理一区 林一接转站	东经 117° 45' 4" 北纬 37° 23' 28"	林一接转站 3 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
2	采油管理一区 林一接转站	东经 117° 45' 4" 北纬 37° 23' 28"	林一接转站 4 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
4	采油管理一区 林一注水站	东经 117° 45' 4" 北纬 37° 23' 28"	林一注水站 1 号 45kW 加热炉	0.045	手动	10%抽测； 24、25 年均 进行检测
5	采油管理一区 林一注水站	东经 117° 45' 4" 北纬 37° 23' 28"	林一注水站 2 号 45kW 加热炉	0.045	手动	10%抽测； 24、25 年均 进行检测
6	采油管理一区 林一注水站	东经 117° 45' 4" 北纬 37° 23' 28"	林一注水站 3 号 45kW 加热炉	0.045	手动	10%抽测； 24、25 年均 进行检测
7	采油管理二区 39 号站	东经 117° 54' 31" 北纬 37° 26' 00"	39 号站 2 号 230kW 加 热炉	0.23	手动	10%抽测； 24、25 年均 进行检测
8	采油管理二区 39 号站	东经 117° 54' 31" 北纬 37° 26' 00"	39 号站 3 号 230kW 加 热炉	0.23	手动	10%抽测； 24、25 年均

序号	站所(井场)	GPS 坐标	点位名称	额定出力(MW)	点位类别	备注
						进行检测
9	采油管理二区 39 号站	东经 117° 54' 31" 北纬 37° 26' 00"	39 号站 4 号 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
10	采油管理二区 BNB348P9 井场	东经 117° 54' 39.1091" 北纬 37° 25' 53.4480"	BNB348P9 多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
11	采油管理三区 173 站	东经 117° 91' 75" 北纬 37° 27' 45"	173 站 1 号多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
12	采油管理三区 173 站	东经 117° 91' 75" 北纬 37° 27' 45"	173 站 2 号多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
13	采油管理三区 173 站	东经 117° 91' 75" 北纬 37° 27' 45"	173 站 1 号 200kW 加热炉	0.2	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
14	采油管理三区 173 站	东经 117° 91' 75" 北纬 37° 27' 45"	173 站 2 号 200kW 加热炉	0.2	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
15	采油管理三区 173 站	东经 117° 91' 75" 北纬 37° 27' 45"	173 站 3 号 200kW 加热炉	0.2	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
16	采油管理三区 173 站	东经 117° 91' 75" 北纬 37° 27' 45"	436 站多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
17	采油管理三区 FJB173X11 井场	东经 117° 93' 78" 北纬 37° 27' 00"	FJB173X11 加热炉	0.045	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
18	采油管理三区 FJB173X20 井场	东经 117° 92' 08" 北纬 37° 28' 27"	FJB173X20 加热炉	0.2	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
19	采油管理三区 PFB182X1 井场	东经 117° 99' 28" 北纬 37° 32' 79"	PFB182X1 多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
20	采油管理三区 PFB242-12 井场	东经 117° 94' 68.17" 北纬 37° 31' 82.46"	PFB242-12 多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
21	采油管理三区 PFBU7 井场	东经 117° 95' 04.55" 北纬 37° 30' 98.71"	PFBU7 多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
22	采油管理三区 PFBX178 井场	东经 117° 96' 03" 北纬 37° 29' 92"	PFBX178 多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
23	采油管理三区 PNBU24X10 井场	东经 117° 89' 81" 北纬 37° 28' 72"	PNBU24X10 多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测

序号	站所(井场)	GPS 坐标	点位名称	额定出力(MW)	点位类别	备注
24	采油管理三区 PFB182X1 井场	东经 117° 99' 28" 北纬 37° 32' 79"	PFB182X1 加热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
25	采油管理三区 436 井场	东经 118° 04' 43" 北纬 37° 35' 10"	436 井场加热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
26	采油管理三区 PFBX178 井场	东经 117° 96' 03" 北纬 37° 29' 92"	PFBX178 加热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
27	采油管理三区 PFB169X7 井场	东经 117° 95' 92" 北纬 37° 29' 82"	PFB169X7 多功能罐	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
28	采油管理三区 PFB188X1 井场	东经 117° 97' 53" 北纬 37° 32' 74"	PFB188X1 加热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
29	采油管理三区 PFB242-22 井场	东经 117° 93' 96.94" 北纬 37° 30' 91.33"	PFB242-22 加热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
30	采油管理三区 PNBUX28 井场	东经 117° 90' 38" 北纬 37° 27' 68"	PNBUX28 井场 1 号加 热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
31	采油管理三区 PNBUX28 井场	东经 117° 89' 98" 北纬 37° 28' 31"	PNBUX28 井场 2 号加 热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
32	采油管理四区 滨二接转站	东经 118° 4' 5" 北纬 37° 26' 14"	滨二接转站 3 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
33	采油管理四区 滨二接转站	东经 118° 4' 5" 北纬 37° 26' 14"	滨二接转站 4 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
34	采油管理四区 滨二接转站	东经 118° 4' 5" 北纬 37° 26' 14"	滨二接转站 800kW 热水 罐加热炉	0.8	手动	必检
35	采油管理四区 滨七接转站	东经 118° 1' 18" 北纬 37° 26' 23"	滨七接转站 1 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
36	采油管理四区 滨七接转站	东经 118° 1' 18" 北纬 37° 26' 23"	滨七接转站 2 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
37	采油管理四区 滨七接转站	东经 118° 1' 18" 北纬 37° 26' 23"	滨七接转站 3 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
38	采油管理四区 白鹭湖井工厂	东经 118° 3' 24" 北纬 37° 25' 11"	白鹭湖井工厂 500kW 加 热炉	0.5	手动	必检
39	采油管理四区 182 北站	东经 118° 2' 24" 北纬 37° 22' 12"	182 北站 200kW 加热炉	0.2	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
40	采油管理四区 滨 649 站	东经 118° 0' 41.922" 北纬 37° 25' 6.078"	滨 679 站 150kW 加热 炉	0.15	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
41	采油管理四区 滨 363-13 井场	东经 118° 2' 30.9732" 北纬 37° 25' 36.156"	BNB363-13 井 100kW 加热炉	0.1	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测

序号	站所(井场)	GPS 坐标	点位名称	额定出力(MW)	点位类别	备注
42	采油管理四区 648 二号台	东经 118° 0' 46" 北纬 37° 26' 22"	648 二号台井场 100kW 加热炉	0.1	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
43	采油管理四区 滨 6X16 井场	东经 118° 5' 38" 北纬 37° 25' 50"	滨 6X16 井场 45kW 加热 炉	0.045	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
44	采油管理五区 16 号站	东经 118° 07' 20" 北纬 37° 26' 33"	16 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
45	采油管理五区 21 号站	东经 118° 06' 09" 北纬 37° 28' 20"	21 号站 45kW 加热炉	0.045	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
46	采油管理五区 滨 659 东扩井场	东经 118° 6' 34.3593" 北纬 37° 26' 1.8477"	滨 659 东扩井场 50kW 加 热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
47	采油管理五区滨 660-5 井场	东经 118° 07' 13" 北纬 37° 27' 04"	滨 660-5 井场 45kW 加热 炉	0.045	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
48	采油管理五区 滨 660-11 井场	东经 118° 07' 20" 北纬 37° 27' 05"	滨 660-11 井场 45kW 加 热炉	0.045	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
49	采油管理五区 滨 41 井组	东经 118° 07' 24" 北纬 37° 27' 42"	滨 41 井组 200kW 加热炉	0.2	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
50	采油管理五区 20 号站	东经 118° 06' 53" 北纬 37° 26' 59"	20 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
51	采油管理五区 19 号站	东经 118° 07' 23" 北纬 37° 26' 57"	19 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
52	采油管理五区 6 号站	东经 118° 07' 36" 北纬 37° 27' 20"	6 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
53	采油管理五区 23 号站	东经 118° 07' 57" 北纬 37° 25' 49"	23 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
54	采油管理五区 8 号站	东经 118° 9' 14" 北纬 37° 28' 3"	8 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
55	采油管理五区 682 号站	东经 118° 10' 15" 北纬 37° 27' 11"	682 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
56	采油管理七区 热水锅炉	东经 118° 7' 35" 北纬 37° 29' 39"	热水锅炉	4.2	手动	必检
57	采油管理八区 LJL988X8 井场	东经 118° 17' 43" 北纬 37° 32' 23"	LJL988X8 井场 500kW 加 热炉	0.5	手动	必检
58	采油管理八区利	东经 118° 13' 23.38"	利 853 块 2 号台 300kW	0.3	手动	10%抽测;

序号	站所(井场)	GPS 坐标	点位名称	额定出力(MW)	点位类别	备注
	853 块 2 号台	北纬 37° 32' 38.94"	加热炉			24、25 年均进行检测
59	采油管理八区 32 号站	东经 118° 18' 41.77" 北纬 37° 32' 46.62"	32 号站 300kW 加热炉	0.3	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
60	采油管理八区 利 567 井组	东经 118° 18' 41.77" 北纬 37° 32' 46.62"	利 567 井组 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
61	采油管理八区 567X7 扩 1 号台	东经 118° 15' 31.79" 北纬 37° 33' 12.56"	567X7 扩 1 号台 100kW 加热炉	0.1	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
62	采油管理八区 利 34 号站	东经 118° 12' 12.82" 北纬 37° 30' 35.61"	利 34 号站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
63	采油管理八区 利 36 号站增压站	东经 118° 13' 49.43" 北纬 37° 32' 22.34"	利 36 号站增压站 230kW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
64	采油管理八区 利 30 号站	东经 118° 11' 13.82 " 北纬 37° 30' 32.79"	利 30 号站 500kW 加热炉	0.5	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
65	采油管理八区利 853 块 1 号台井场	东经 118° 13' 23.28" 北纬 37° 32' 2.93"	利 853 块 1 号台 300kW 加热炉	0.3	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
66	采油管理八区 LJLX917 井场	东经 118° 16' 23" 北纬 37° 32' 50"	LJLX917 井场 400kW 加热炉	0.4	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
67	采油管理八区 LJB689CHF 井场	东经 118° 13' 29.77" 北纬 37° 28' 51.76"	LJB689CHF 井场 300KW 加热炉	0.3	手动	10%抽测; 25 年进行检测
68	采油管理八区 利页 104HF 井场	东经 118° 17' 35" 北纬 37° 31' 30"	利页 104HF 井场 300KW 加热炉	0.3	手动	10%抽测; 25 年进行检测
69	采油管理八区 利 7 号站	东经 118° 13' 31" 北纬 37° 29' 32"	利 7 号站 230KW 加热炉	0.23	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
70	采油管理八区 LJL567X18 井组	东经 118° 15' 47" 北纬 37° 34' 29"	LJL567X18 井组 100KW 加热炉	0.1	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
71	机采装备服务部油 管清洗装置	东经 118° 2' 44.27" 北纬 37° 32' 2.93"	油管清洗装置 50kW 加热炉	0.05	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
72	机采装备服务部抽 油杆清洗装置	东经 118° 13' 23.28" 北纬 37° 25' 48.81"	抽油杆清洗装置 40kW 加热炉	0.04	手动	10%抽测; 24、25 年均进行检测
73	采油管理三区 滨二首站	东经 117° 58' 1.74" 北纬 37° 21' 31.46"	滨二首站 5 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
74	采油管理三区	东经 117° 58' 1.74"	滨二首站 7 号 1750kW 加	1.75	手动	必检

序号	站所(井场)	GPS 坐标	点位名称	额定出力(MW)	点位类别	备注
	滨二首站	北纬 37° 21' 31.46"	热炉			
75	油气集输管理中心 滨五联合站	东经 117° 52' 16.57" 北纬 37° 23' 27.44"	滨五联合站 1 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
76	油气集输管理中心 滨五联合站	东经 117° 52' 16.48" 北纬 37° 23' 27.29"	滨五联合站 2 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
77	油气集输管理中心 滨五联合站	东经 117° 52' 16.50" 北纬 37° 23' 27.13"	滨五联合站 3 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
78	油气集输管理中心 滨五联合站	东经 117° 52' 16.44" 北纬 37° 23' 26.97"	滨五联合站 4 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
79	油气集输管理中心 滨五联合站	东经 117° 52' 16.42" 北纬 37° 23' 26.84"	滨五联合站 5 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
80	采油管理九区 郑王接转站	东经 118° 20' 17.16" 北纬 37° 36' 18.72"	郑王接转站 1 号 2000kW 加热炉	2	手动	必检
81	采油管理九区 郑王接转站	东经 118° 20' 17.16" 北纬 37° 36' 18.72"	郑王接转站 2 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
82	采油管理九区 郑王接转站	东经 118° 20' 17.16" 北纬 37° 36' 18.72"	郑王接转站 3 号 2000kW 加热炉	2	手动	必检
83	采油管理九区 郑王接转站	东经 118° 20' 17.16" 北纬 37° 36' 18.72"	郑王接转站 4 号 2000kW 加热炉	2	手动	必检
84	采油管理九区 郑王接转站	东经 118° 20' 17.15" 北纬 37° 36' 18.72"	郑王接转站 300kW 加热 炉	0.3	手动	10%抽测; 24、25 年均 进行检测
85	采油管理九区 29 号站	东经 118° 16' 39.96" 北纬 37° 36' 34.15"	29 号站 1 号 800kW 加热 炉	0.8	手动	必检
86	采油管理九区 29 号站	东经 118° 16' 39.96" 北纬 37° 36' 34.15"	29 号站 2 号 800kW 加热 炉	0.8	手动	必检
87	采油管理九区 29 号站	东经 118° 16' 39.96" 北纬 37° 36' 34.15"	29 号站 3 号 800kW 加热 炉	0.8	手动	必检
88	采油管理九区郑 366 井组 3 号台	东经 118° 22' 13" 北纬 37° 36' 52"	366 井组 3 号台 300kW 加热炉	0.3	手动	10%抽测, 预计 26 年 投产
89	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 1 号 1750kW 加 热炉	1.75	手动	必检
90	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 2 号 1750kW 加 热炉	1.75	手动	必检
91	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 3 号 1750kW 加 热炉	1.75	手动	必检
92	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 4 号 1750kW 加 热炉	1.75	手动	必检
93	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 6 号 1750kW 加 热炉	1.75	手动	必检
94	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 10 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
95	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 11 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
96	油气集输管理中心 稠油首站	东经 118° 8' 5.96" 北纬 37° 28' 24.2"	稠油首站 12 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检

序号	站所(井场)	GPS 坐标	点位名称	额定出力 (MW)	点位类别	备注
97	油气集输管理中心 滨一联合站	东经 118° 8' 26.89" 北纬 37° 26' 54.70"	滨一联合站 1 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
98	油气集输管理中心 滨一联合站	东经 118° 8' 26.89" 北纬 37° 26' 54.70"	滨一联合站 2 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
99	油气集输管理中心 滨一联合站	东经 118° 8' 26.89" 北纬 37° 26' 54.70"	滨一联合站 3 号 800kW 加热炉	0.8	手动	必检
100	油气集输管理中心 利津联合站	东经 118° 14' 3.44" 北纬 37° 30' 22.81"	利津联合站 1 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
101	油气集输管理中心 利津联合站	东经 118° 14' 3.44" 北纬 37° 30' 22.81"	利津联合站 2 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
102	油气集输管理中心 利津联合站	东经 118° 14' 3.44" 北纬 37° 30' 22.81"	利津联合站 3 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
103	油气集输管理中心 利津联合站	东经 118° 14' 3.44" 北纬 37° 30' 22.81"	利津联合站 4 号 1750kW 加热炉	1.75	手动	必检
104	油气集输管理中心 利津联合站	东经 118° 14' 3.44" 北纬 37° 30' 22.81"	利津联合站 7 号 2000kW 加热炉	2	手动	必检
105	油气集输管理中心 利津联合站	东经 118° 14' 3.44" 北纬 37° 30' 22.81"	利津联合站 8 号 2000kW 加热炉	2	手动	必检
106	油气集输管理中心 稠油末站	东经 118° 21' 42.52" 北纬 37° 25' 18.46"	稠油末站 1 号 1750kW 加 热炉	1.75	手动	必检
107	油气集输管理中心 滨五联合站	东经 117° 52' 16.57" 北纬 37° 23' 27.44"	滨五联合站油气回收装 置	/	/	租借集输 总厂，由采 油厂进行 检测



2) 有组织废气监测指标、频次及分析方法

表 4 有组织废气监测频次

类别	额定功率	监测点位	监测指标及监测频次	
加热炉	单台额定功率 0.5MW~14MW	排气筒，共 44 处	氮氧化物	1 次/年
			二氧化硫	1 次/年
			颗粒物	1 次/年
			林格曼黑度	1 次/年
加热炉	单台额定功率 <0.5MW	排气筒（每年抽测 10%），共 62 处	氮氧化物	1 次/年
			二氧化硫	1 次/年
			颗粒物	1 次/年
			林格曼黑度	1 次/年
有机废气排气筒	/	排气筒（有污染物去除效率要求的监测进出口）	非甲烷总烃	1 次/半年

表 6 检测仪器及分析方法

检测项目	检测仪器	仪器溯源方式	分析及来源	检出限 mg/m ³
氮氧化物	ZR-3260D 型低浓度自动烟尘烟气综合测试仪	校准	《固定污染源废气氮氧化物的测定 定电位电解法》HJ 693-2014	3

二氧化硫	ZR-3260D 型 低浓度自动烟尘烟气综合测试仪	校准	《固定污染源废气二氧化硫的测定 定电位电解法》HJ 57-2017	3
低浓度颗粒物	ZR-3260D 型 低浓度自动烟尘烟气综合测试仪	校准	《固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》HJ 836-2017	1
	MS105 十万分之一分析天平	检定		
烟气黑度	QT203M 林格曼黑度图	/	《固定污染源排放 烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法》HJ/T 398-2007	/
VOCs	GC-2014C 气相色谱仪	/	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》HJ 604-2017	0.07

(3) 有组织废气监测的样品采集和样品保存方法

1) 监测依据

《固定污染源废气氮氧化物的测定 定电位电解法》HJ 693-2014

《固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法》HJ 57-2017

《固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》HJ 836-2017

《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》GBT16157-1996

《固定源废气监测技术规范》HJ/T 397-2007

《固定污染源排放 烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法》HJ/T 398-2007

《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》HJ 604-2017

2) 采样准备（颗粒物采样）

烟气采样前，仪器设备计算测定示值误差，并检查仪器的系统偏差，每个月至少进行一次测定前后的零点漂移、量程漂移检查。

颗粒物采样前，按照 HJT 48 中流量准确度的要求对颗粒物采样装置瞬时流量准确度、累计流量准确度进行校准。对于组合式采样管皮托管系数，应保证每半年校准一次，当皮托管外形发生明显变化时，应及时检查校准或更换。

确定现场工况、采样点位和采样孔、采样平台、安全设施符合监测要求。

3) 样品采集

检查系统是否漏气，检漏应符合 GB/T 16157 中系统现场检漏的要求。

烟气采集过程按照 HJ 693-2014、HJ 57-2017 的标准要求执行。

颗粒物采样过程中采样嘴的吸气速度与测点处的气流速度应基本相等，相对误差小于 10%。

结束采样后，取下采样头，用聚四氟乙烯材质堵套塞好采样嘴，将采样头放入防静电的盒或密封袋内，再放入样品箱。

采集全程序空白。采样过程中，采样嘴应背对废气气流方向，采样管在烟道中放置时间和移动方式与实际采样相同。全程序空白应在每次测量系列过程中进行一次，并保证至少一天一次。

样品应妥善保存，避免污染。

2.1.2 无组织废气

厂界无组织废气主要污染物：非甲烷总烃、硫化氢等。

执行标准：《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-1993)《挥发性有机物排放标准第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7—2019）。

设备与管件组件密封点泄漏废气主要污染物：挥发性有机物 VOCs。

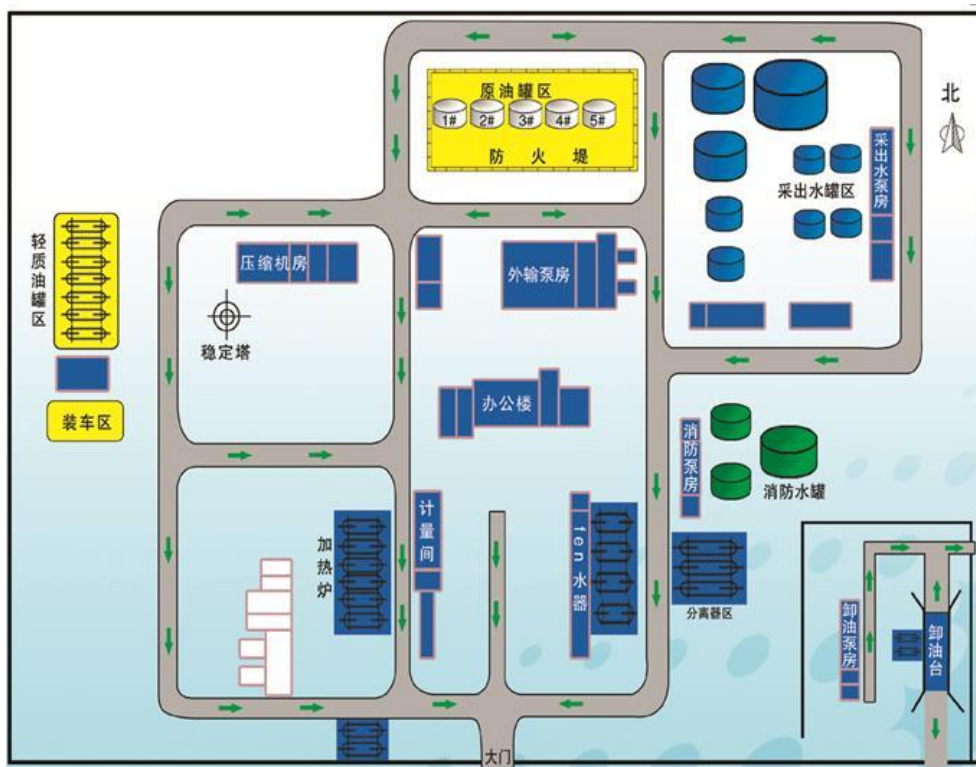
执行标准：

表 7 无组织废气监测排放标准

无组织排放	污染物种类	国家或地方污染物排放标准	
		名称	浓度限值
厂界	硫化氢	《恶臭污染物排放标准》GB 14554-1993	0.06mg/m ³
厂界	非甲烷总烃	《挥发性有机物排放标准第 7 部分：其他行业》（DB37/ 2801.7-2019）	2.0mg/m ³
设备与管线组件密封点	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》GB 39728-2020	2000 μmol/mol

(1) 无组织废气监测点位及示意图

监测点位示意图详见图 3。



利津联合站生产厂区总平面布置图

图 3 无组织废气监测点

(2) 无组织废气监测频次及分析方法

表 7 厂界无组织废气监测指标和监测频次

污染源类别	监测点位	监测指标	监测频次
厂界无组织废气	滨五联合站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	滨二首站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	滨二接转站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	滨七接转站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	单 56 接转站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度

污染源类别	监测点位	监测指标	监测频次
厂界无组织废气	滨一联合站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	稠油首站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	利津联合站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	郑王接转站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	稠油末站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	林一接转站	厂界非甲烷总烃	1 次/季度
		厂界硫化氢	1 次/季度
	机采装备服务部	厂界非甲烷总烃	1 次/季度

表 8 设备与管线组件密封点无组织废气监测指标和监测频次

污染源类别	监测地点	监测点位	监测指标	监测频次
设备与管线组件密封点无组织废气	滨五联合站	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	1 次/半年
	滨二首站	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	1 次/半年
	滨一联合站	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	1 次/半年
	稠油末站	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口	泄漏检测值	1 次/半年

污染源类别	监测地点	监测点位	监测指标	监测频次
		阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统、法兰及其他连接件、其他密封设备		
	稠油首站	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	1 次/半年
	利津联合站	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	1 次/半年
VOCs 泄漏检测	在用工艺池	机械呼吸阀、阻火器、检测仪表、取样口、玻璃钢盖板、水泥盖板等	泄漏检测值	1 次/季度

表 9 检测仪器及分析方法

样品类型	检测项目	分析及来源
无组织废气	厂界硫化氢	《空气和废气监测分析方法》（第四版增补版）中国环境科学出版社（2003 年）第三篇 第一章 十一、硫化氢（二）亚甲基蓝分光光度法（B）
	厂界非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》HJ 604-2017
	泄漏检测值	《泄漏和敞开液面排放的挥发性有机物检测技术导则》HJ 733-2014

无组织废气监测的样品采集和样品保存方法

1) 监测依据

《空气和废气监测分析方法》（第四版增补版）中国环境科学出版社（2003 年）第三篇第一章十一、硫化氢（二）亚甲基蓝分光光度法（B）

《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法》HJ 604-2017

《泄漏和敞开液面排放的挥发性有机物检测技术导则》HJ 733-2014

2) 样品采集

环境空气按照 HJ194 和 HJ664 的相关规定布点和采样;污染源无组织排放监控点空气按照 HJ/T 55 或者其他相关标准布点和采样。采样容器经现场空气清洗至少 3 次后采样。以玻璃注射器满刻度采集空气样品,用惰性密封头密封;以气袋采集样品的,用真空气体采样箱(6.2)将空气样品引入气袋,至最大体积的 80% 左右,立刻密封。

运输空白,将注入除烃空气(5.1)的采样容器带至采样现场,与同批次采集的样品一起送回实验室分析。

3) 样品保存

采集样品的玻璃注射器应小心轻放,防止破损,保持针头端向下状态放入样品箱内保存和运送。

样品常温避光保存,采样后尽快完成分析。玻璃注射器保存的样品,放置时间不超过 8h; 气袋保存的样品,放置时间不超过 48h, 甲烷测定,应在 7d 内完成。

氨氮采样后尽快完成分析,以防止吸收空气中的氨。若不能立即分析, 2-5℃ 可保存 7d。

2.2 噪声监测

1、厂界环境噪声

(1) 噪声监测点位及示意图

监测点位详见 10、监测点位示意图见图 5。

表 10 厂界环境噪声监测点位、监测指标及频次

类别	单位名称	监测点位	执行标准	监测指标	监测频次
站场	油气集输管理中心	滨二首站	《工业企业厂界噪声排放标准》 (GB12348-2008)	等效连续 A 声级 (Leq) (昼夜) 限值: 昼间 60 dB (A), 夜间 50 dB (A)	1 次/季度
	油气集输管理中心	滨五联合站			
	油气集输管理中心	稠油首站			
	油气集输管理中心	滨一联合站			
	油气集输管理	利津联合站			

类别	单位名称	监测点位	执行标准	监测指标	监测频次
	中心				
	油气集输管理中心	稠油末站			
井场	采油管理一区	林一接转站	《工业企业厂界噪声排放标准》 (GB12348-2008)	等效连续 A 声级 (Leq) (昼夜) 限值: 昼间 60 dB (A), 夜间 50 dB (A)	1 次/季度
	采油管理二区	滨六注水站			
	采油管理二区	21 号配注站			
	采油管理三区	滨四注水站			
	采油管理四区	滨二注水站			
	采油管理四区	滨二接转站			
	采油管理四区	滨七接转站			
	采油管理四区	白莲湖井工厂			
	采油管理五区	滨一注水站			
	采油管理七区	单 56 接转站			
	采油管理七区	单 12 注水站			
	采油管理七区	单 14 注水站			
	采油管理七区	单 83 注水站			
	采油管理八区	60 号计量站			
	采油管理八区	利津注水站			
	采油管理九区	郑王接转站			
	采油管理九区	29 号站			
	采油管理九区	46 号站			
	采油管理九区	52 号站			
	机采装备服务部	院内			

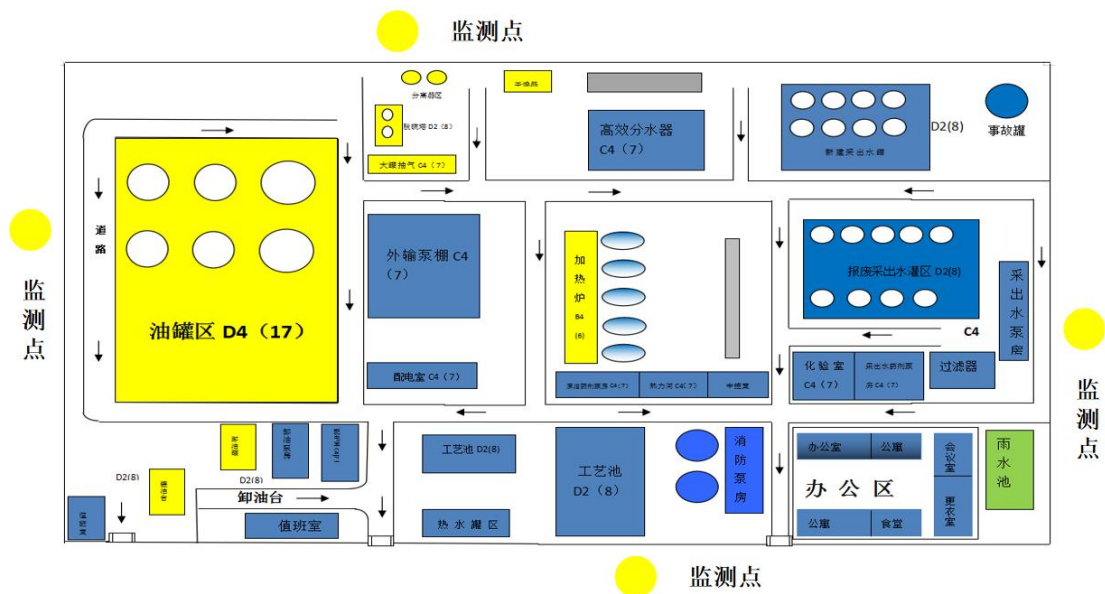


图 5 厂界噪声监测点位图

2、施工场界噪声

由施工单位负责组织开展场界环境噪声监测，记录监测过程资料，建立场界环境噪声监测台账，资料和台账定期上交至本单位技术部门留存。

执行标准：《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

浓度限值：昼间 70 dB（A），夜间 55 dB（A）。

3 土壤和地下水监测（环境质量监测）

3.1 土壤与地下水执行限值

土壤执行 GB36600-2018《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》中“第二类用地”风险筛选值，石油类和石油烃（C₆-C₉）暂无执行限值；地下水执行 GB14848-2017《地下水质量标准》中“III类水”限值，石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、pH 和土壤盐分含量暂无执行限值，详细限值见下表。

表 16 土壤污染物及浓度限值

序号	污染物名称	单位	浓度限值	序号	污染物名称	单位	浓度限值
1	苯	mg/kg	≤70	26	1,2-二氯丙烷	μg/kg	≤5000
2	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	≤15	27	三氯乙烯	μg/kg	≤2800
3	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	≤1.5	28	苯	μg/kg	≤4000
4	蒽	mg/kg	≤1293	29	1,2-二氯乙烷	μg/kg	≤5000
5	苯并[k]荧蒽	mg/kg	≤151	30	四氯化碳	μg/kg	≤2800
6	苯并[b]荧蒽	mg/kg	≤15	31	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	≤840000
7	苯并[a]芘	mg/kg	≤1.5	32	氯仿	μg/kg	≤900
8	苯并[a]蒽	mg/kg	≤15	33	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	≤596000
9	2-氯苯酚	mg/kg	≤2256	34	1,1-二氯乙烷	μg/kg	≤9000
10	苯胺	mg/kg	≤260	35	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	≤54000
11	硝基苯	mg/kg	≤76	36	二氯甲烷	μg/kg	≤616000
12	氯甲烷	μg/kg	≤37000	37	1,1-二氯乙烯	μg/kg	≤66000
13	1,2-二氯苯	μg/kg	≤560000	38	氯乙烯	μg/kg	≤430
14	1,4-二氯苯	μg/kg	≤20000	39	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	≤4500
15	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	≤500	40	六价铬	mg/kg	≤5.7
16	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	≤6800	41	镍	mg/kg	≤900
17	苯乙烯	μg/kg	≤1290000	42	镉	mg/kg	≤65
18	邻二甲苯	μg/kg	≤640000	43	铅	mg/kg	≤800
19	间,对二甲苯	μg/kg	≤570000	44	铜	mg/kg	≤18000
20	乙苯	μg/kg	≤28000	45	总砷	mg/kg	≤60
21	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	≤10000	46	总汞	mg/kg	≤38
22	氯苯	μg/kg	≤270000	47	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	mg/kg	—
23	四氯乙烯	μg/kg	≤53000	48	石油类	mg/kg	—
24	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	≤2800	49	pH	无量纲	—

序号	污染物名称	单位	浓度限值	序号	污染物名称	单位	浓度限值
25	甲苯	μg/kg	≤1200000	50	土壤盐分含量	g/kg	—

表 17 地下水污染物及浓度限值

序号	污染物名称	单位	浓度限值	序号	污染物名称	单位	浓度限值
1	溶解性总固体	mg/L	≤1000	21	氰化物	mg/L	≤0.05
2	甲苯	μg/L	≤700	22	氟化物	mg/L	≤1.0
3	苯	μg/L	≤10.0	23	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00
4	四氯化碳	μg/L	≤2.0	24	氨氮	mg/L	≤0.5
5	三氯甲烷	μg/L	≤60	25	高锰酸盐指数	mg/L	≤3.0
6	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	—	26	硫酸盐 (SO ₄ ²⁻)	mg/L	≤250
7	锰	mg/L	≤0.10	27	总硬度	mg/L	≤450
8	铁	mg/L	≤0.3	28	氯化物	mg/L	≤250
9	镉	μg/L	≤5.0	29	pH	无量纲	6.5~8.5
10	锌	mg/L	≤1.00	30	浊度	度	≤3
11	铅	μg/L	≤10.0	31	色度	度	≤15
12	铜	mg/L	≤1.00	32	硝酸盐氮	mg/L	≤20.0
13	钠	mg/L	≤200	33	臭和味	—	无
14	汞	μg/L	≤1.0	34	肉眼可见物	—	无
15	砷	μg/L	≤10.0	35	硒	μg/L	≤10
16	六价铬	mg/L	≤0.05	36	铝	mg/L	≤0.20
17	石油类	mg/L	—	37	碘化物	mg/L	≤0.08
18	硫化物	mg/L	≤0.02	38	石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/L	—
19	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3				
20	挥发酚	mg/L	≤0.002				

3.2 重点监测单元的识别与分类

依据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》确定重点场所和重点设施设备，并结合《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209—2021）要求将其中可能通过渗漏、流失、扬散等途径导致土壤或地下水污染的场所或设施设备识别为重点监测单元。将滨南采油厂各站库进行识别分类，详见下表。

表 18 滨南采油厂各站点重点监测单元划分

序号	站所	划分单元	设施名称
1	稠油首站	一类单元	油罐区
		一类单元	采出水处理区
		一类单元	泵房区
		二类单元	消防区
		二类单元	加热炉区
		二类单元	分离器区
2	利津联合站	一类单元	油罐区
		一类单元	采出水处理区
		一类单元	泵房区
		二类单元	分离器区
		二类单元	消防区
		二类单元	加热炉区
3	稠油末站	一类单元	油罐区
		一类单元	泵房区
		二类单元	消防区
		二类单元	加热炉区
4	滨一联合站	一类单元	油罐区
		一类单元	采出水处理区
		一类单元	废液池
		一类单元	泵房区
		一类单元	卸油区
		二类单元	消防区
		二类单元	加热炉区
		二类单元	分离器区
5	滨五联合站	一类单元	油罐区
		一类单元	卸油区
		一类单元	采出水处理区
		二类单元	分离器区
		二类单元	脱硫塔区
		二类单元	加热炉区
6	滨二首站	一类单元	油罐区
		一类单元	卸油区
		一类单元	采出水处理区
		二类单元	消防区
		二类单元	分离器区
		二类单元	加热炉区

3.3 监测点位及示意图

根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209—2021）和油田环境监测管理计划要求，在井场、场站土壤地下水重点监测单元布设土壤和地下水监测点位，详见表 19 和图 6。

表 19 土壤和地下水监测点位统计表

站名	类别	点位编号	位置	坐标	备注
滨一联合站	土壤	T1	油罐区	118.14011343°E 37.44903639°N	浅层、深层
	土壤	T2	分离器区	118.14130155°E 37.44783983° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-001	对照点	118.134110° E 37.446013 °N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-002	泵房区	118.135223°E 37.447077° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-003	采出水处理区	118.133865°E 37.447424 °N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-012	油泥砂贮存区	118.135376°E 37.448869° N	
稠油首站	土壤	T3	油罐区	118.14250890°E 37.47374141° N	浅层、深层
	土壤	T4	分离器区	118.14099965°E 37.47461222° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-006	油罐区	118.14255178°E 37.47427793° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-018	对照点	118.14034108°E 37.47293950° N	
利津联合站	土壤	T5	油罐区	118.23421651°E 37.50779872° N	浅层、深层
	土壤	T6	分离器区	118.23376377°E 37.50676689° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-007	泵房区	118.23617969°E 37.50700343° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-019	对照点	118.23399402°E 37.50615377° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-020	油罐区	118.23582089°E 37.50805502° N	
稠油末站	土壤	T7	油罐区	118.36288113°E 37.42304882° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-008	油罐区	118.36292944°E 37.42266108° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-021	对照点	118.36168811°E 37.42163200° N	
滨五联合站	土壤	T8	油罐区	117.87014815°E 37.39099210° N	浅层、深层
	土壤	T9	分离器区	117.87096184°E 37.39145573° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-	采出水处理	117.87170587°E	

站名	类别	点位编号	位置	坐标	备注
		ZC-005	区	37.39122876° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-011	油泥砂池	117.87070478°E 37.39041573° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-022	对照点	117.87284598°E 37.39026366° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-023	油罐区	117.86887963°E 37.39147140° N	
滨二首站	土壤	T10	油罐区	117.96582471°E 37.35835793° N	浅层、深层
	土壤	T11	分离器区	117.96720689°E 37.35887315° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-004	对照点	117.96634614°E 37.35642677° N	
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-024X	油罐区	117.96474897°E 37.35653388° N	
林一接转站	土壤	T12	油罐区	117.75795055°E 37.39095452° N	浅层、深层
	土壤	T13	分离器区	117.75812755°E 37.39132119° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-015	油罐区	117.758001°E 37.391220° N	
滨二接转站	土壤	T14	油罐区	118.06799112°E 37.43737519° N	浅层、深层
	土壤	T15	分离器区	118.06856333°E 37.43789592° N	浅层、深层
	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-014	油罐区	118.068286°E 37.436715° N	
管理二区注采1站	地下水	SLYT-BNCCYC-ZC-017	/	117.842317°E 37.391522° N	
管理七区 SJ6-18-10	地下水	SLYT-BNCCYC-JC-008	/	118.054691°E 37.470867° N	
管理八区 LJL25X1	地下水	SLYT-BNCCYC-JC-007	/	118.272981°E 37.515324° N	
机采装备服务部	土壤 地下水	T16 SLYT-BNCCYC-ZC-009	/	118.038492°E 37.428537° N	
管理九区院内油泥砂贮存池	土壤 地下水	T17 SLYT-BNCCYC-ZC-010	/	118.285147°E 37.598708° N	
管理七区23号站油泥砂贮存池	土壤 地下水	T18 SLYT-BNCCYC-ZC-013	/	118.058191°E 37.472538° N	
管理七区 SJSH83X111井场	地下水	SLYT-BNCCYC-JC-001	/	118.142501°E 37.511724° N	
管理二区 SDB79-斜65井场	地下水	SLYT-BNCCYC-JC-006	/	117.915300°E 37.369500° N	
管理三区 PF4-10N111	地下水	SLYT-BNCCYC-JC-002	/	117.963388 °E 37.329703° N	

站名	类别	点位编号	位置	坐标	备注
井场					
管理二区 SDS3X171 井场	地下水	SLYT-BNCYC-J C-003	/	117.832717°E 37.385334° N	
管理二区 SDS7X311 井场	地下水	SLYT-BNCYC-J C-004	/	117.858864°E 37.392884° N	
管理七区 SJ2-29-25 井 场	地下水	SLYT-BNCYC-J C-005	/	118.126941°E 37.475187° N	
管理二区 BNB674-12 井场	地下水 土壤	SLYT-BNCYC-J C-006 T16	/	117.911972°E 37.445311° N	典型井 场
管理二区 PF4-5-41 井场	土壤	T19	/	117.940677°E 37.342625° N	典型井 场
管理一区 LFLN3X015 井场	土壤	T20	/	117.7967280°E 37.3952706° N	典型井 场
管理七区 SJSH83-042 井场	地下水 土壤	SLYT-BNCYC-J C-007 T21	/	118.156723°E 37.521519° N	典型井 场
管理七区 SJSH119 井 场	土壤	T22	/	118.043357°E 37.484551° N	典型井 场
管理七区 SJSH62-1 井 场	土壤	T23	/	118.030514°E 37.486644° N	典型井 场
管理八区 LJL25-10 井 场	土壤	T24	/	118.26012650°E 37.51444365° N	典型井 场
管理九区 WZZ14-16 井场	土壤	T25	/	118.290738°E 37.598243° N	典型井 场
管理九区 WZZ14-2 井 场	土壤	T26	/	118.301289°E 37.598701° N	典型井 场
管理九区 WZZ36-1 井 场	土壤	T27	/	118.3738888°E 37.6063888° N	典型井 场
管理九区 WZZ36-6X6 1 井场	土壤	T28	/	118.3788888°E 37.6077777° N	典型井 场



图 6 滨一联合站土壤、地下水监测点位布设图



图 7 稠油首站土壤、地下水监测点位布设图

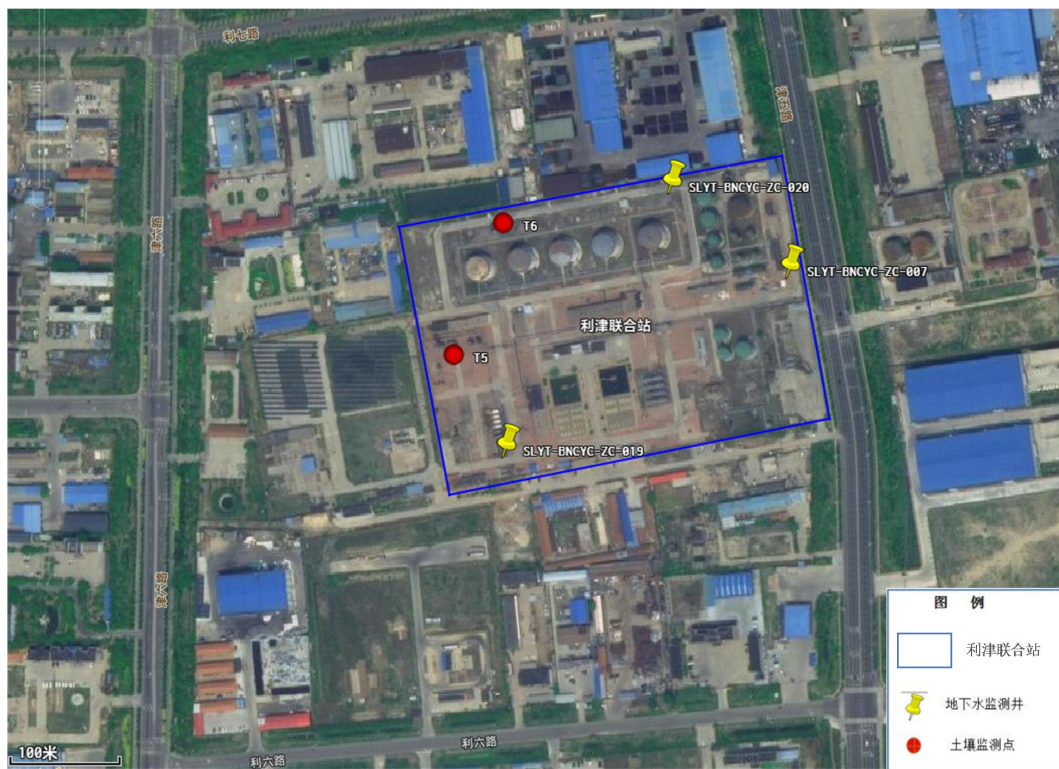


图 8 利津联合站土壤、地下水监测点位布设图

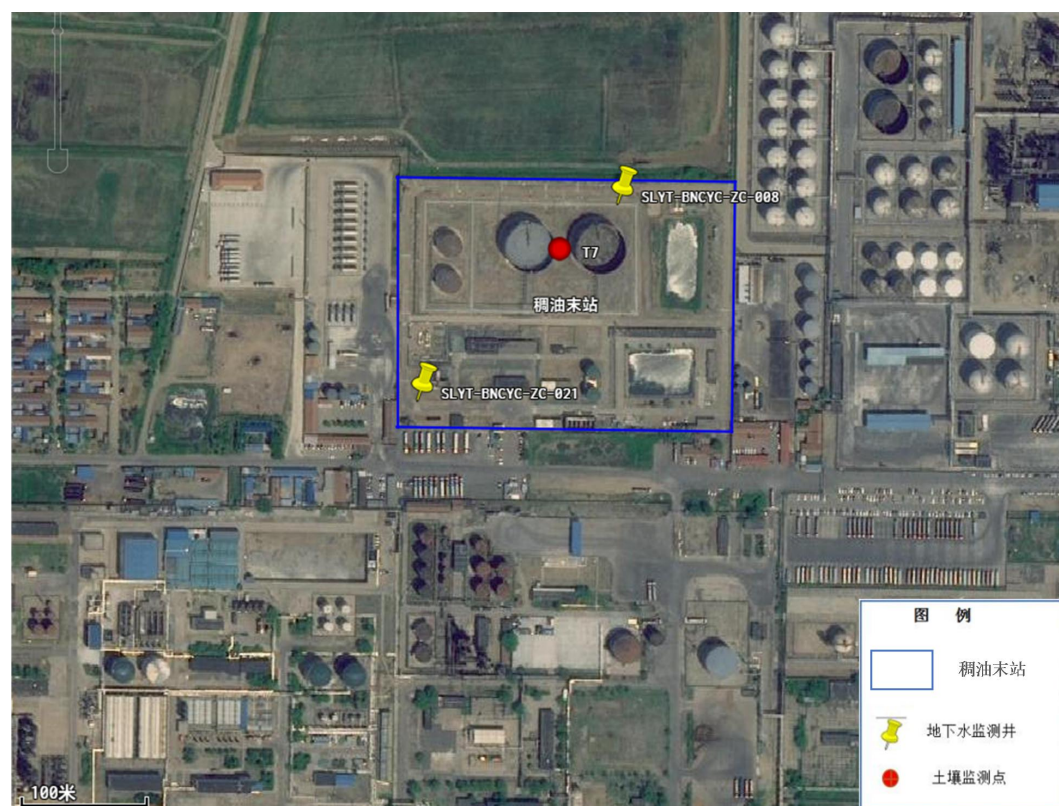


图 9 稠油末站土壤、地下水监测点位布设图



图 10 滨五联合站土壤、地下水监测点位布设图

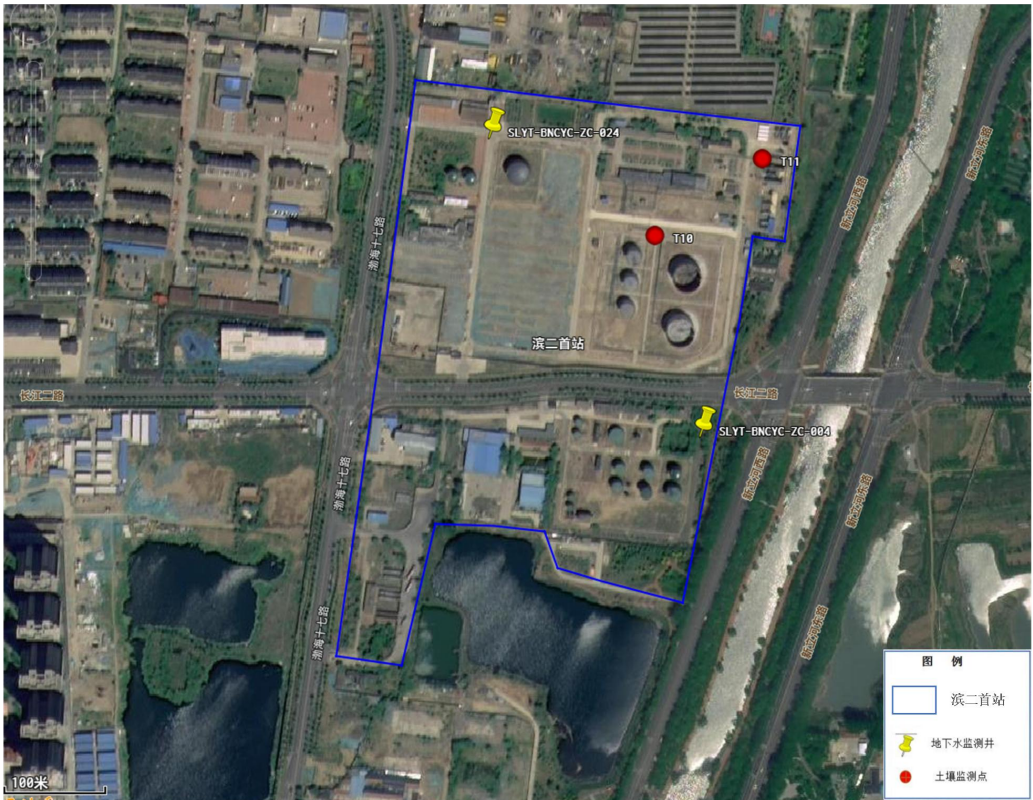


图 11 滨二首站土壤、地下水监测点位布设图



图 12 林一接转站土壤、地下水监测点位布设图



图 13 滨二接转站土壤、地下水监测点位布设图

3.4 监测指标及批次

3.4.1 土壤

依据《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，监测项目为 45 项基本项目、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、pH 和土壤盐分含量，共 50 项，具体见表 20。

监测频次：1 次/年。

表 20 本年度土壤监测指标

序号	指标类别	具体项目	指标数量
1	挥发性有机物（VOCs）	苯、甲苯、乙苯、苯乙烯、氯乙烯、1, 1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1, 2-二氯乙烯、1, 1-二氯乙烷、顺-1, 2-二氯乙烯、氯仿、1, 1, 1-三氯乙烷、四氯化碳、1, 2-二氯乙烷、三氯乙烯、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、间, 对-二甲苯、邻二甲苯、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、1, 2, 3-三氯丙烷、1, 4-二氯苯、1, 2-二氯苯、氯甲烷	27
2	半挥发性有机物（SVOCs）	硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘	11
3	特征污染物	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油类、	3
4	重金属	总汞、总砷、铜、镍、铅、镉、六价铬	7
5	其他（抽测）	pH、土壤盐分含量	2

3.4.2 地下水

依据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（试行）（HJ1209-2021）标准规范要求，监测项目共 38 项，具体见表 21。

监测频次：2 次/年。

表 21 本年度地下水监测指标

序号	指标类别	具体项目	指标数量
1	感官性状及一般化学指标	色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量（CODMn 法）、氨氮、硫化物、钠	20
2	毒理学指标	亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、	15

		砷、硒、镉、铬（六价）、铅、三氯甲烷、四氯化碳、 苯、甲苯	
3	特征污染物	石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 石油类	3

3.5 分析方法

3.5.1 土壤

根据《土壤环境质量建设用地风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）所列检测方法，结合国际上采用较为成熟的检测土壤样品中石油烃和挥发性有机物（VOCs）、半挥发有机物（SVOCs）等拟采用如下检测方法：

表 22 土壤检测方法

序号	检测指标	检测分析方法
1	萘	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
2	茚并[1,2,3-cd]芘	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
3	二苯并[a,h]蒽	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
4	蒽	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
5	苯并[k]荧蒽	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
6	苯并[b]荧蒽	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
7	苯并[a]芘	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
8	苯并[a]蒽	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
9	2-氯苯酚	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
10	苯胺	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
11	硝基苯	HJ834-2017（土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法）
12	氯甲烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
13	1,2-二氯苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
14	1,4-二氯苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
15	1,2,3-三氯丙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
16	1,1,2,2-四氯乙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
17	苯乙烯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
18	邻二甲苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
19	间，对二甲苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
20	乙苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）

21	1,1,1,2-四氯乙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
22	氯苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
23	四氯乙烯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
24	1,1,2-三氯乙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
25	甲苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
26	1,2-二氯丙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
27	三氯乙烯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
28	苯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
29	1,2-二氯乙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
30	四氯化碳	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
31	1,1,1-三氯乙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
32	氯仿	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
33	顺-1,2-二氯乙烯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
34	1,1-二氯乙烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
35	反-1,2-二氯乙烯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
36	二氯甲烷	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
37	1,1-二氯乙烯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
38	氯乙烯	HJ605-2011（吹扫捕集/气相色谱-质谱法）
39	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	HJ 1021-2019（气相色谱法）
40	六价铬	HJ1082-2019（碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法）
41	镍	HJ491-2019（火焰原子吸收分光光度法）
42	镉	GB/T17141-1997（石墨炉原子吸收分光光度法）
43	铅	GB/T17141-1997（石墨炉原子吸收分光光度法）
44	铜	HJ491-2019（火焰原子吸收分光光度法）
45	总砷	GB/T22105.2-2008（原子荧光法）
46	总汞	GB/T22105.1-2008（原子荧光法）
47	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	HJ1020-2019（吹扫捕集/气相色谱法）
48	石油类	HJ1051-2019（红外分光光度法）
49	pH	HJ962-2018(土壤 pH 的测定 电极法)
50	土壤盐分含量	NYT1121.16-2006 土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定

3.5.2 地下水

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）要求的常规指标，及《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》，考虑到油田的行业特征，拟采用如下检测方法：

表 23 地下水监测方法一览表

序号	检测指标	检测分析方法
1	溶解性总固体	《水和废水监测分析方法（第四版）》（重量法）
2	甲苯	HJ 810-2016（顶空/气相色谱-质谱法）
3	苯	HJ 810-2016（顶空/气相色谱-质谱法）
4	四氯化碳	HJ 810-2016（顶空/气相色谱-质谱法）
5	三氯甲烷	HJ 810-2016（顶空/气相色谱-质谱法）
6	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	HJ894-2017（气相色谱法）

7	锰	GB/T11911-1989（火焰原子吸收分光光度法）
8	铁	GB/T 11911-1989（火焰原子吸收分光光度法）
9	镉	《水和废水监测分析方法（第四版）》（石墨炉原子吸收法）
10	锌	GB/T 7475-1987（原子吸收分光光度法）
11	铅	《水和废水监测分析方法（第四版）》（石墨炉原子吸收法）
12	铜	GB/T 7475-1987（原子吸收分光光度法）
13	钠	HJ 812-2016（离子色谱法）
14	汞	HJ 694-2014（原子荧光法）
15	砷	HJ 694-2014（原子荧光法）
16	六价铬	GB/T 7467-1987（二苯碳酰二肼分光光度法）
17	石油类	HJ 970-2018（紫外分光光度法）
18	硫化物	HJ 1226-2021(亚甲基蓝分光光度法)
19	阴离子表面活性剂	GB/T 7494-1987（亚甲蓝分光光度法）
20	挥发酚	HJ 503-2009（4-氨基安替比林分光光度法 -萃取法）
21	氰化物	HJ 484-2009（异烟酸-吡啶啉酮分光光度法）
22	氟化物	GB/T7484-1987（离子选择电极法）
23	亚硝酸盐氮	HJ/T 197-2005（气相分子吸收光谱法）
24	氨氮	HJ535-2009（纳氏试剂分光光度法）
25	高锰酸盐指数	GB/T11892-1989（高锰酸钾氧化法）
26	硫酸盐(SO ₄ ²⁻)	HJ 84-2016（离子色谱法）
27	总硬度	GB/T 7477-1987（EDTA 滴定法）
28	氯化物	GB/T 11896-1989（硝酸银滴定法）
29	pH	HJ1147-2020（电极法）
30	浊度	GB/T 13200-1991（分光光度法）
31	色度	GB/T 11903-1989（铂钴比色法）
32	铝	GB/T 5750.6-2023（铬天青 S 分光光度法）
33	碘化物	HJ 778-2015（离子色谱法）
34	硒	HJ 694-2014（原子荧光法）
35	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	HJ 893-2017（吹扫捕集/气相色谱法）
36	臭和味	GB/T 5750.4-2023（嗅气和尝味法）
37	肉眼可见物	GB/T 5750.4-2023（直接观察法）
38	硝酸盐氮	HJ/T 198-2005（气相分子吸收光谱法）

4 生态

监测项目	监测布点	监测频次	执行标准	环评
植物群落及分布、生境质量、生态修复效果等	小开河引黄干渠林地	1 次/3 年	参考《生物多样性观测技术导则陆生维管植物》 (HJ710.1-2014)	滨南采油厂滨州区域 2023 年产能建设工程
	新建单井管线施工作业带内	1 次/年		滨南采油厂 2023 年东营区域产能建设工程
	新建单井管线施工作业带内	1 次/年		滨南采油厂 2024 年东营区域产能建设工程

4 质量保证和质量控制

根据自行监测方案，建立自行监测质量管理制度，按照相关技术规范要求做监测质量保证与质量控制。

监测数据记录、整理、存档要求：建立环境监测台账管理制度，设置（专）职人员进行检测报告的管理，（原始记录）整理，维护和管理，检测报告、原始记录保存期限不得少于五年，并依据相关法规向社会公开监测结果。

各类污染物采用国家和山东省相关污染物排放标准、现行的生态环境部发布的国家或行业环境监测方法标准和技术规范规定的监测方法开展监测。本企业委托有资质的监测机构开展手工监测，严格遵从《环境监测质量管理技术导则》HJ630-2011。手工监测的质量控制措施主要为以下几项：

1、严格执行监测方案。公司自行监测方案中要求委托方认真如实填写各项自行监测记录及检验记录，并妥善保存好相关记录和台账，包括采样记录、样品保存及运输流转记录、分析测试记录、监测报告等。

2、监测数据质量保证和质量控制严格执行国家及生态环境部门的环境监测技术规范和环境监测质量管理规定，实行全过程的质量控制措施。委托方所使用的仪器设备均需按要求取得检定或校准证书后方可使用，并将证书复印件交由我公司存档保存。

3、若委托方（第三方检测公司）在监测过程中存在需要分包的项目需要向我公司提交书面申请，并将分包方的资质及其它相关材料随监测报告一同交由我公司保存。

4、委托方（第三方检测公司）需严格按照国家和生态环境部对监测数据实行质量保证和控制措施。对实验室分析质量控制还需要进行内部质量控制，监测人员应执行相应监测方法中的质量保证与质量控制规定，此外还需实行采取以下内部质量控制措施。

空白样品（包括全程序空白、采样器具空白、运输空白、现场空白和实验室空白等）测定结果一般应低于方法检出限。一般情况下，不应从样品测定结果中扣除全程序空白样品的测定结果。

校准曲线采用校准曲线法进行定量分析时，仅限在其线性范围内使用。必要时，对校准曲线的相关性、精密度和置信区间进行统计分析，检验斜率、截距和相关系数是否满足标准方法的要求。若不满足，需从分析方法、仪器设备、量器、试剂和操作等方面查找原因，改进后重新绘制校准曲线。校准曲线不得长期使用，不得相互借用。一般情况下，校准曲线应与样品测定同时进行。

方法检出限和测定下限 开展监测项目前，应通过实验确定方法检出限，并满足方法要求。方法检出限和测定下限的计算方法执行《环境监测分析方法标准制修订技术导则》 HJ 168-2010 中的相关规定。

平行样测定应按方法要求随机抽取一定比例的样品做平行样品测定，在采集的一批样品内，平行样数量至少占采样总数量的 10%以上。

加标回收率测定加标回收实验包括空白加标、基体加标及基体加标平行等。空白加标在与样品相同的前处理和测定条件下进行分析。基体加标和基体加标平行是在样品前处理之前加标，加标样品与样品在相同的前处理和测定条件下进行分析。在实际应用时应注意加标物质的形态、加标量和加标的基体。加标量一般为样品浓度的 0.5~3 倍，且加标后的总浓度不应超过分析方法的测定上限。样品中待测物浓度在方法检出限附近时，加标量应控制在校准曲线的低浓度范围。加标后样品体积应无显著变化，否则应在计算回收率时考虑这项因素。每批相同基体类型的样品应随机抽取一定比例样品进行加标回收及其平行样测定。

标准样品/有证标准物质测定监测工作中应使用标准样品/有证标准物质或能够溯源到国家基准的物质。应有标准样品/有证标准物质的管理程序，对其购置、核查、使用、运输、存储和安全处置等进行规定。标准样品/有证标准物质应与样品同步测定。进行质量控制时，标准样品/有证标准物质不应与绘制校准曲线的标准溶液来源相同。应尽可能选择与样品基体类似的标准样品/有证标准物质进行测定，用于评价分析方法的准确度或检查实验室（或操作人员）是否存在系统误差。

方法比对或仪器比对对同一样品或一组样品可用不同的方法或不同的仪器进行比对测定分析，以检查分析结果的一致性。

5 监测信息记录及保存

按照要求建立完整的监测档案信息管理制度，保存原始监测记录和监测数据报告，监测期间生产记录以及企业委托手工监测或第三方运维自动监测设备的委托合同、承担委托任务单位的资质和单位基本情况等资料。由我公司相关部门专人保管保存五年以上。

自行监测记录主要有：

1、实验室监测记录包括:采样及样品流转记录、检测分析原始记录、分析质量控制记录、监测报告以及仪器设备的使用维护记录、日常工作和安全管理记录等。

2、委托监测记录包括：委托协议、采样记录、监测结果报告等。

3、自动监测记录包括：包含监测各环节的原始记录、委托监测相关记录、自动监测设备运维记录等、各类原始记录内容完整并有相关人员签字。

6 信息公开要求

6.1 公开方式

- 1、排污单位必须按要求及时在《全国污染源监测信息管理与共享平台》填报自行监测数据等信息，并在当地市级生态环境部门自行监测信息发布平台向社会公开自行监测数据等信息。
- 2、排污单位还应通过对外网站或厂区外的电子屏幕等便于公众知晓的方式同步公开自行监测信息。

6.2 公开内容

- 1、基础信息：排污单位名称、法定代表人，所属行业、地理位置、生产周期、联系方式、接受委托的社会环境监测单位名称等；
- 2、自行监测方案（排污单位基础信息、自行监测内容如有变更，排污单位应重新编制自行监测方案，在当地生态环境部门重新备案并公布）；
- 3、自行监测结果：全部监测点位、监测时间、污染物种类及浓度、标准限值、达标情况、超标倍数、污染物排放方式及排放去向；
- 4、未开展自行监测的原因；
- 5、自行监测年度报告；
- 6、其他需要公开的内容。

6.3 公开时限

- 1、排污单位基础信息与自行监测方案一同公布。
- 2、手工监测数据应于每次监测完成后及时公开，公开日期不得跨越监测周期；

3、2026 年 1 月底前公布 2025 年度自行监测报告。