

风城油田重32井区2015年开发建设工程 环境影响报告书 (简本)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

环评单位：新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心

证书编号：国环评证甲字第4004号

2015年5月

目 录

1 建设项目概况	1
1.1 建设地点.....	1
1.2 项目性质、建设内容及规模.....	2
1.3 工程投资.....	14
1.4 区块开发现状及依托工程.....	14
2 建设项目周围环境现状	32
2.1 自然环境概况.....	32
2.2 社会经济环境概况.....	38
2.3 环境质量现状.....	42
2.4 环境保护目标.....	43
3 环境影响预测及拟采取的主要措施	46
3.1 污染物排放情况.....	46
3.2 环境影响预测及评价.....	49
3.3 环境保护措施.....	52
3.4 环境风险评价.....	61
3.5 环境监测计划及环境管理制度.....	64
4.公众参与	66
4.1 公开环境信息的次数、内容、方式等.....	66
4.2 公众参与调查结论.....	67
5 环境影响评价结论	69
6 联系方式	71
6.1 建设单位的名称和联系方式.....	71
6.2 环境影响评价机构的名称和联系方式.....	71

1 建设项目概况

1.1 建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市乌尔禾区境内。克拉玛依地处准噶尔盆地西缘，西北抵加依尔山前山山脚，南依天山北麓，东濒古尔班通古特沙漠。克拉玛依市东北与和布克赛尔蒙古自治县相邻；东南与沙湾县相接；西部与托里县和乌苏市毗连；南边奎屯市把独山子区隔开，使这个区成为克拉玛依市的一个重要组成部分。

风城油田位于准噶尔盆地西北缘北端，距克拉玛依市约 120km，行政隶属新疆克拉玛依市。北以哈拉阿拉特山为界，东与夏子街接壤，西邻乌尔禾区，地理位置处于东经 85°47'19"~ 85°56'23"，北纬 46°07'06"~46°10'20"，217 国道由规划区穿过，交通较为方便，建有较完善的地面系统。

风城油田重 32 井区位于准噶尔盆地西北缘风城油田西部，距克拉玛依市约 120km。该区西南邻乌尔禾乡，东南与重 1 井断块毗邻。地面海拔 335m~376m，平均 350m。217 国道从油田东部通过，交通运输较为方便。风城油田重 32 井区 2015 年开发建设工程位于重 32 井区中东部及中北部，实施区域位于 217 国道以北，西南距风城 1 号稠油联合站约 2.0km，东南距风城 2 号稠油联合站约 5.8km，项目区中心地理坐标：46° 9'58.26"N， 85° 43'54.31"E，地理位置详见见图 1，区域位置图见图 2。

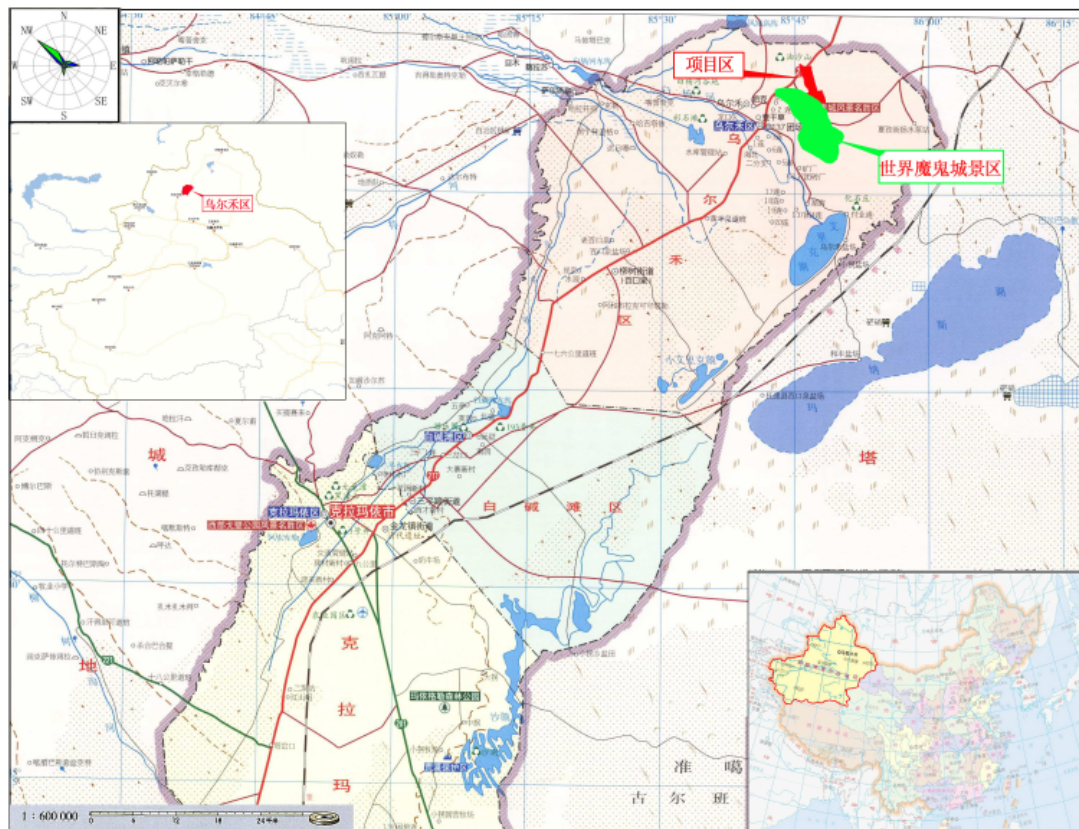


图 1 项目地理位置示意图

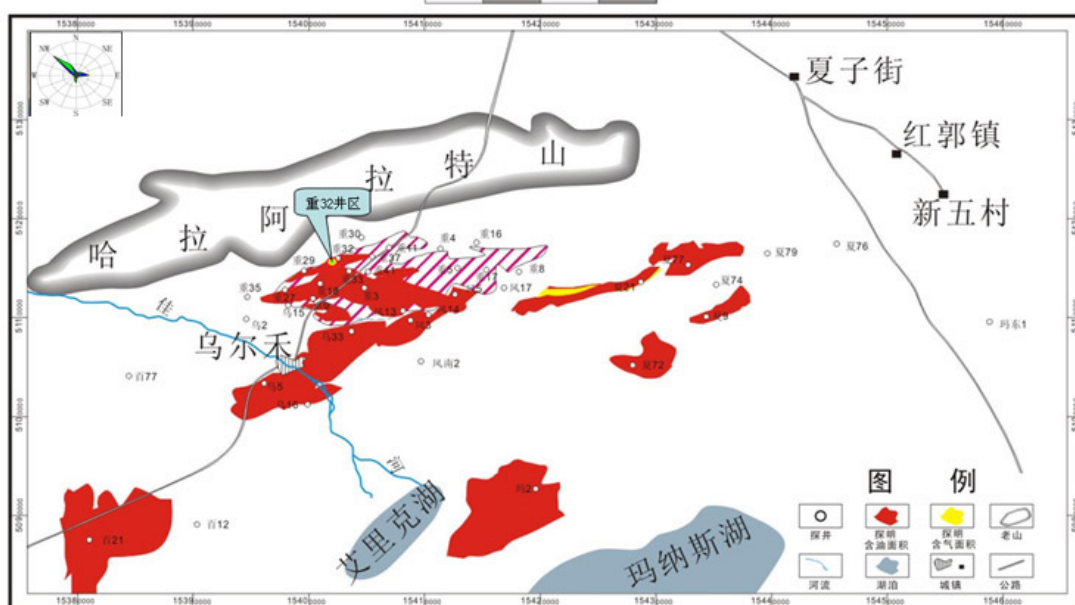


图 2 项目区域位置示意图

1.2 项目性质、建设内容及规模

(1) 主体工程

风城油田重 32 井区常规开发区实施的 31 口油井（开发控制井 10 口，直井 3 口，水平井 18 口）和 SAGD 开发区实施的 17 对水平井及相关配套工程。

常规开发工程包含 31 口油井（开发控制井 10 口，直井 3 口，水平井 18 口）、2 座 14 井式集油计量配汽管汇、集油管线（D168）3.0km，配套建设注汽管道（D114）2km，单井注采（D76~D89）合一伴热管线 7.5km，阀池（含闸阀 DN150 1 个+DN50 1 个）2 座；SAGD 开发工程包含 17 组双水平井井场、3 座 8 井式集油计量管汇、集油管道（D219~D273）共计 9.0km，单井管道（D114）5.0 km，配套建设注汽管道（D114）7.0km，锅炉改造（需对已建 4 座湿蒸汽锅炉进行改造，改为过热锅炉）。

(2) 依托工程

①常规开发依托风城 1 号稠油联合站（2012 年完成风城 1 号稠油联合站改扩建工程，扩建后原油处理能力为 $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水处理能力 $30000 \text{m}^3/\text{d}$ ，除氧及软化水处理能力 $40000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前原油处理富裕量 $101 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次工程新增原油处理量 $2.36 \times 10^4 \text{t/a}$ ）；

②SAGD 开发采出液处理依托 SAGD 高温密闭处理试验站（2014 年底风城油田 SAGD 高温密闭试验站完善工程（管网改造和增加换热设备）建设完成，试验站换热能力为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，进行预处理后进入风城 1 号稠油联合站继续处理，目前原油处理富裕量 $25.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次工程新增原油处理量 $9.90 \times 10^4 \text{t/a}$ ）；

风城油田 SAGD 循环预热采出液处理依托风城 1 号集中换热站的蒸汽分离器进行汽液分离后，去 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ SAGD 循环预热采出液试验站；

③注汽：常规开发共计 3 口直井（1 口油井，2 口观察井）、18 口水平井，实施区位于 4-4、6-5、8-7、10-8 号接转注汽站周边，目前 4 座接转站富裕汽量可满足新增产能井注汽需求，故该区注汽系统依托已建注汽系统。SAGD 开发共计 17 对水平井组，根据注汽要求，SAGD 注汽为过热蒸汽，实施区位于 4-4、6-5、重 32 井区 1、2 号注汽站，目前 4 座接转（注汽）站富裕汽量可满足新增产能井注汽需求，由于 4 座接转（注汽）站已建锅炉为湿蒸汽锅炉，故需改造 4 座湿蒸汽锅炉（燃料用量及蒸汽量不变，加装球形分离器等设备，将湿蒸汽锅炉改为过热蒸汽锅炉），满足 SAGD 进组注汽需求。

④软化水处理系统钠离子交换器再生时排放的高含盐水排至排至风城油田高含盐水排放池自然蒸发（位于 2 号站东南 13.5 公里夏子街洼地，该处无规划油田，洼地面积约 $85 \times 10^4 \text{m}^2$ ，自然地形高程 396.0m 左右），生活污水排至防渗的干化池蒸发处理；工程平面布置图及井位平面布置图见图 3.1-2，项目组成情况见表 3.1-2。

(3) 公用工程包括供配电工程、通风、道路、通信工程、仪表自动化工程等。

主要工程量见表 1。

表 1 项目组成表

序号	项目		规模	备注		
1	主体工程	井场工程	常规井	31 口	开发控制井 10 口，直井 3 口（（1 口油井，2 口观察井）），水平井 18 口	
			SAGD 采油（注汽）井	17 对		双水平井
2	原油集输工程	常规开发	集油计量配汽管汇站	2 座	14 井式	
			集油管道	3.0km	D168	
			单井注采合一伴热管线	7.5km	(D76~D89)	
		SAGD 开发	集油计量管汇站（配套称重计量橇）	3 座	8 井式多通阀	
			集油管线	9.0km	D219~ D273	
			单井管线	5.0km	D114	
3	配套工程	常规开发	注汽工程	高压注汽管道	2.0km	D114
控制工程		阀池	2 座			
5	SAGD 开发	注汽工程	高压注汽管道	7.0km	D114	
原油处理		常规井原油	200×10 ⁴ t/a	风城 1 号稠油联合站原油处理能力 200×10 ⁴ t/a。目前原油处理富裕量 101×10 ⁴ t/a，本次工程新增原油处理量 2.36×10 ⁴ t/a		
		SAGD 循环预热采出液	1000m ³ /d		托风城 1 号集中换热站的蒸汽分离器进行汽液分离后，去 6000m ³ /dSAGD 循环预热采出液试验站。	
8		SAGD 正产生产	60×10 ⁴	SAGD		

			采出液	t/a	采出液高温密闭脱水试验站（2014 年工程中进行扩能）原油处理富裕量 $25.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次工程新增原油处理量 $9.90 \times 10^4 \text{t/a}$
9		污水处理站	含油污水	$3.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	风城 1 号稠油联合站合建
10		注汽站	依托已建注气系统	改造 4	改造 4 座湿蒸汽锅炉为过热蒸汽锅炉
11		高含盐水处理工程	高含盐水排放池		高含盐水收集后由外输泵输送至风城油田高含盐水排放池，排放池坝长度分别为 360m 及 350m，最大坝高 3.0m，其中 400.0m 高程以下面积约 $91 \times 10^4 \text{m}^2$ 。按照此面积计算，区域内年最大蒸发量为 $109 \times 10^4 \text{m}^3$ ，最大渗漏量为 $29 \times 10^4 \text{m}^3$ 。
12	公用工程	供电依托			重 32 井区供电依托重 32 箱式智能变电站（主变容量 5MVA）和重 32 简易智能变电站（主变容量 2.5MVA），两座简易变最大供电能力 7400kW，截至 2008 年底重 32 井区运行负荷为 4000kW，2009 年已实施新增负荷 1878kW，目前重 32 井区负荷为 5878kW，可见重 32 井区现有两座简易变电所同时运行时基本能满足油区供电需要。 本工程新增用电负荷约 403.1W，重 32 一线和重采三线可完全满足本次新增负荷的用电需求。
13		通风			泵房采用机械通风与自然通风相结合的通风方式，正常通风次数 8 次/h，事故通风 16 次/h，采用上下排风方式，其中上排 1/3，下排 2/3，通风设备选用 DBT35-11

					型低噪声防爆轴流风机，并与房间内的气体报警装置连锁。为满足中心值班室、各接转站值班室及仪控室夏季空气调节需求，分别设柜式空调和壁挂式空调。
14	道路	巡井道路	4.0 km		为满足巡井和生产维护需要，需建道路与油田公路相连，新建简易道路 4.00km，路面宽度 6m，道肩宽 1.0m，采用砂石路面。
15	自动化				目前风城油田重 32 井区的抽油井采用常规人工巡井生产方式；计量站多为标准化橇装站，内含双容积计量装置，配有压力变送器、液位变送器(含液位开关)、温度变送器及气体流量计等仪表，现场实现就地站控自动选井计量模式，数据未实现上传功能。 本次方案中，新建计量橇、管汇橇及配水橇仍采用新疆油田标准化设计，并配多通阀控制箱、RTU 控制箱，实现就地站控的自动选井计量模式。

1.2.1 钻采工程

本次开发部署如下：在重 32 井区中北部、中东部共部署新井 65 口，其中观察井 2 口，控制井 10 口，直井 1 口，水平井 52 口（含 SAGD17 对 34 口），建产能 $12.26 \times 10^4 \text{t}$ 。其中吞吐开发集油区（常规开发）建设产能井 31 口（含控制井 10 口），新建产能 $2.36 \times 10^4 \text{t}$ ；SAGD 开发集油区实施 34 口水平井（17 对井组），新建产能 $9.90 \times 10^4 \text{t}$ 。本次开发总钻井进尺为 $3.5 \times 10^4 \text{m}$ 。直井、观察井钻井工期预计为 5d，水平井钻井工期预计为 10d，SAGD 双水平井井组钻井工期预计为 25d。钻机是推广新技术，提高钻井速度，缩短钻井周期的基本保证。根据风城油田钻井特点，选用 ZJ20 系列钻机，要求配备三级以上固控系统，以便控制和维护钻井液性能。

1.2.1.1 井身结构

(1) 直井、SAGD 观察井

一开：采用 $\Phi 381.0\text{mm}$ 钻头钻至井深 60m，下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管，固井水泥返至地面。

二开：采用 $\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 油层套管，固井水泥返至地面。

(2) 水平井

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 35~60m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，水泥浆返至地面。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至靶窗 A 点，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，悬挂 $\Phi 177.8\text{mm}$ 筛管。

(3) SAGD 水平井

一开：采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 60m，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，水泥浆返至地面。

二开：采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至靶窗 A 点，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，水泥浆返至地面。

三开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，悬挂 $\Phi 177.8\text{mm}$ 筛管。

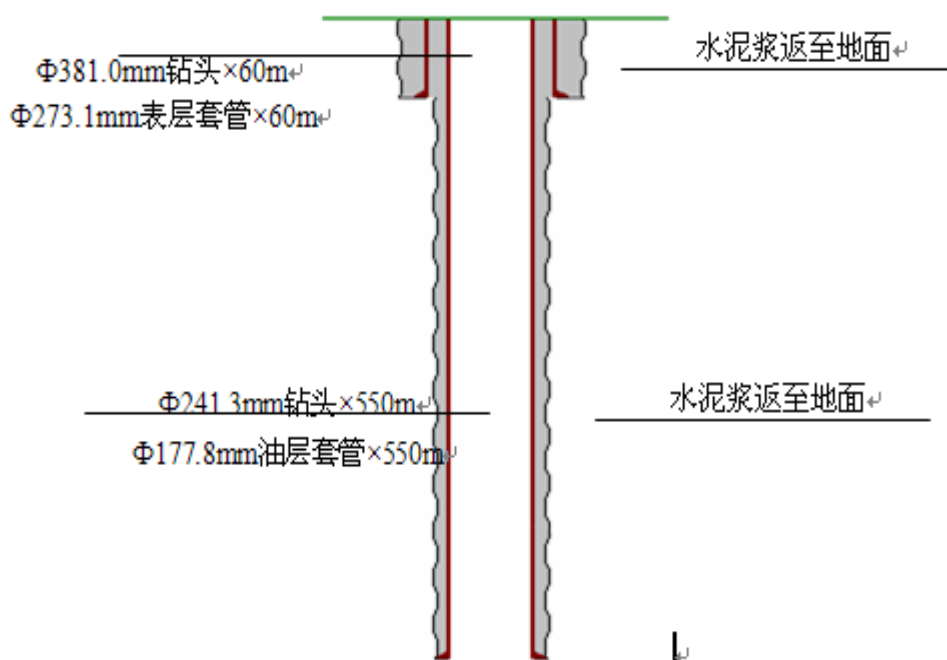


图 2 直井井身结构示意图

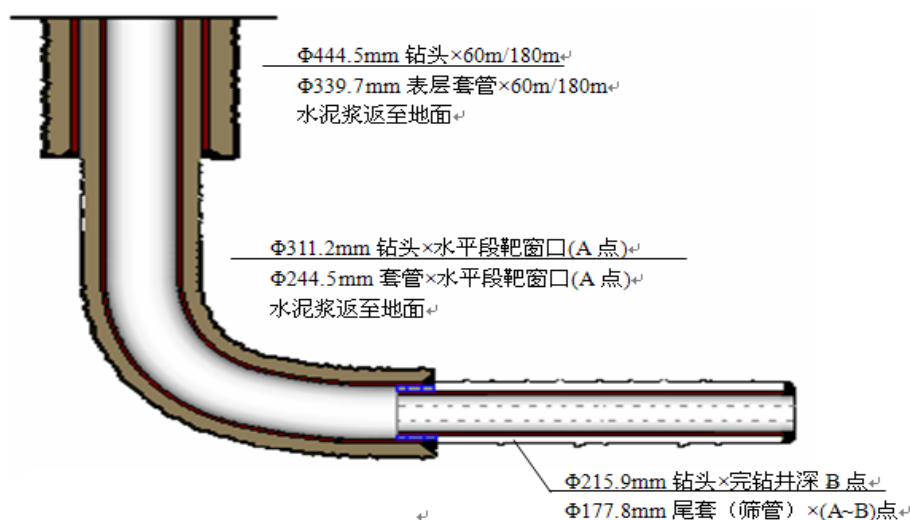


图 3 定向井井身结构示意图

1.2.1.2 钻井液

(1) 直井、控制井钻井液

①一开钻井液

钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系。

②二开钻井液

钻井完井液体系：聚合物钻井完井体系。

(2) 水平井钻井液、完井液

①一开钻井液

钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系；

②二开钻井液

钻井完井液体系：聚磺钻井液体系；

③三开钻井液

钻井完井液体系：聚磺钻井液体系。

直井一开和二开主要使用坂土-CMC 钻井液体系和聚合物钻井完井液体系，二开使用密度为 $1.07\sim 1.20\text{g/cm}^3$ 。水平井一开使用坂土-CMC 钻井液体系，二开及三开使用聚磺钻井完井液体系，二开使用密度为 $1.05\sim 1.20\text{g/cm}^3$ ，三开使用密度为 $1.07\sim 1.30\text{g/cm}^3$ 。

1.2.1.3 固井

(1) 常规直井、观察井固完井方案

一开：Φ273.1mm 表层套管下入深度 60m，采用加砂水泥常规固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ177.8mm 油层套管下入完钻井深，采用 G 级加砂抗高温水泥及预应力固井，水泥浆返至地面（定向井井斜角小于 30° 时采用预应力固井，大于 30° 时不采用预应力固井）。

(2) 常规水平井固完井方案

一开：Φ339.7mm 表层套管下入井深 60m，采用加砂水泥常规固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ244.5mm 技术套管下入 A 点，采用 G 级加砂抗高温水泥双胶塞有控固井，水泥浆返至地面。

三开：Φ177.8mm 油层尾管下入 A~B 点，尾管与技套重叠 30m，水平段下入筛管和悬挂器，顶部坐封膨胀尾管悬挂器或者耐热封隔器完井。

(3) SAGD 水平井固完井方案

一开：Φ339.7mm 表层套管下入深度 180m，采用加砂水泥、内管注水泥固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ244.5mm 技术套管下入 A 点，采用 G 级加砂抗高温水泥双胶塞有控固井，水泥浆返至地面。

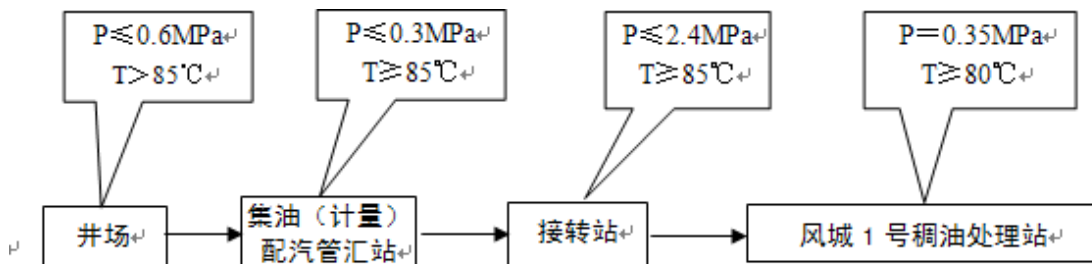
三开：Φ177.8mm 油层尾管下入 A~B 点，尾管与技套重叠 30m，水平段下入筛管和悬挂器，顶部坐封膨胀尾管悬挂器或者耐热封隔器完井。

1.2.2 原油集输工程

1.2.2.1 集输工艺

(1) 常规集输

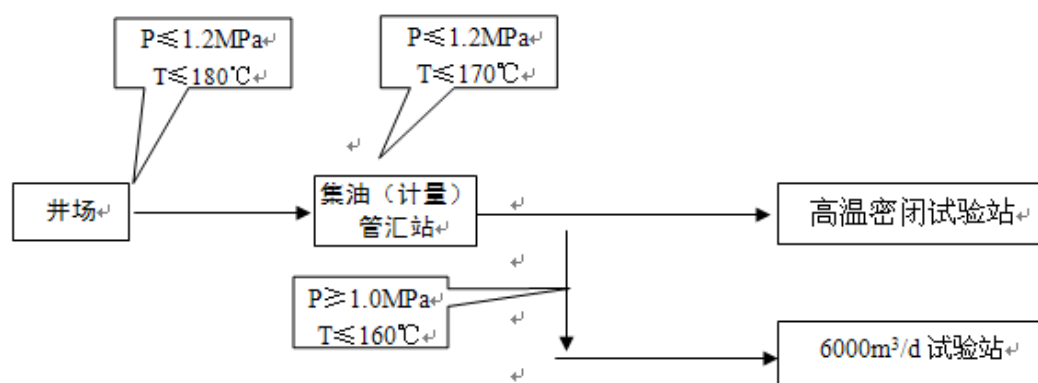
常规集输仍采用三级布站流程，即：采油井场→多通阀集油计量配汽管汇站→接转站→风城 1 号稠油联合站。



(2) SAGD 开发原油集输

采用级布站方式，充分考虑 SAGD 不同生产阶段的采出液集输要求，原油集输流程见下图。SAGD 开发包括循环预热和正常生产两个阶段；循环预热阶段采油井和注汽井均长管注汽，短管排液；SAGD 生产阶段注汽井长、短管同时注汽，生产井采用短管采油。

SAGD 循环预热采出液具有携蒸汽量大、温度高的特点，集输工艺采用“井场——计量管汇——处理站”的二级布站流程、双线集输工艺。



1.2.2.2 集输流程简述

本项目布井区域属重 32 井区（已经历连续 7 年开发），区内已建成集输干线、计量站、联合站等地面设施。常规开发集输工艺采用三级布站流程，即：采油井场→多通阀集油计量配汽管汇站→接转站→风城 1 号稠油联合站。SAGD 开发包括循环预热和正常生产两个阶段；SAGD 开发集输工艺采用“井场——计量管汇——处理站”的二级布站流程、双线集输工艺。常规开采接入 3 座新建标准化计量站计量后，采出液经重 32 接转站转液后，管输进入风城 1 号稠油联合处理站，经风城 1 号稠油联合处理站处理系统处理后，净化油经管道外输，含油污水在联合处理站污水处理系统处理；风城 1 号稠油联合处理站罐底油泥砂及污水处理站罐底油泥砂均委托博达生态环保有限公司进行处理；SAGD 开发循环预热采出液依托风城 1 号集中换热站的蒸汽分离器进行汽液分离后，去 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ SAGD 循环预热采出液试验站进行油水分离，净化油经管道外输，含油污水再输至风城 1 号联合处理站污水处理系统处理；循环预热采出液试验站及污水处理站罐底油泥砂均委托博达生态环保有限公司进行处理。SAGD 正常采出液处理依托 SAGD 高温密闭处理试验站（2014 年底风城油田 SAGD 高温密闭试验站完善工程（管网改造和增加换热设备）建设完成，试验站换热能力为 $60 \times 10^4 \text{t/a}$ ，进行预处理后进入风城 1 号稠油联合站继续处理，目前原油处理富裕量 $25.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次工

新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心 10
 中国石油新疆油田分公司开发公司

程新增原油处理量 9.90×10^4 t/

a) 进行油水分离，净化油经管道外输，含油污水再输至风城 1 号联合处理站污水处理系统处理；循环预热采出液试验站及污水处理站罐底油泥砂均委托博达生态环保有限公司进行处理。

1.2.2.3 主要工程量

风城油田重 32 井区 2015 年开发建常规开发集输系统主要工程量详表 2:

表 2 常规开发集输系统主要工程量表

序号	费用名称	数量	单位
1	5 型抽油机及井口（含机杆泵）增加油套联通自动放套气装置	1	座
2	6 型抽油机及井口（含机杆泵）增加油套联通自动放套气装置	18	座
3	14 井式集油计量配汽管汇站	2	座
4	集油线 D168×5（复合硅酸盐瓦 $\delta=85$ ）	3	km
5	单井注采合一 DN76×7 伴热 D32×3（复合硅酸盐瓦 $\delta=85$ ）	0.5	km
6	单井注采合一 DN89×8 伴热 D32×3（复合硅酸盐瓦 $\delta=85$ ）	7	km
7	阀池（含闸阀 DN150 1 个+DN50 1 个）	2	座

风城油田重 32 井区 SAGD 开发集输系统主要工程量详表 3:

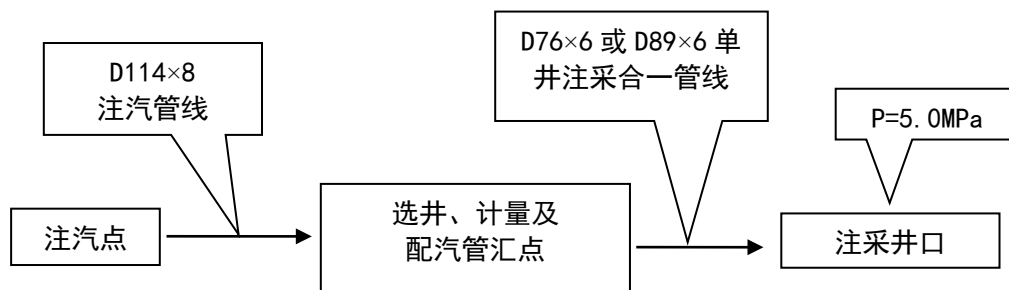
表 3 工艺部分主要工程量表

序号	费用名称	数量	单位
1	SAGD 注汽井场工艺安装	17	座
2	SAGD 采油井场(不含机、杆、泵)	17	座
3	8 井式多通阀管汇站（含多通阀管汇、称重计量仪、自动取样装置、蒸汽流量计）	3	座
4	单井管道 D114*5(硅酸盐保温瓦 85mm 埋地)	5	km
5	集油管道 D219*6(硅酸盐保温瓦 85mm 埋地)	5	km
6	集油管道 D273*7(硅酸盐保温瓦 85mm 埋地)	4	km

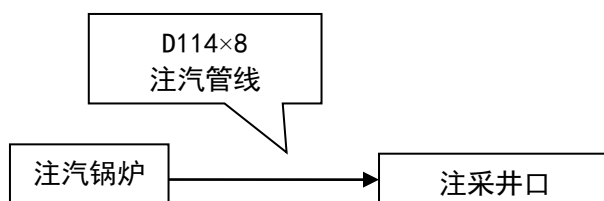
1.2.3 注气系统

1.2.3.1 注汽系统流程

油区注汽依托已建注汽系统，常规注汽流程框图。



SAGD 注汽流程框图下图。



1.2.3.2 注汽系统

(1) 锅炉改造

为满足 SAGD 双水平井注汽需求，根据核算，需对已建 4 座湿蒸汽锅炉进行改造，改为过热锅炉。

(2) 注汽管网

吞吐开发：最大工作压力为 8MPa，注汽管线管材规格选用 D114×8 无缝钢管 20G，注汽管线采用低支架架空敷设，架空高度 0.50m，采用保温型支架，管道保温采用憎水型复合硅酸盐管壳，保温厚度 $\delta=160\text{mm}$ ，保温管道外保护层采用 $\delta=0.5\text{mm}$ 镀锌铁皮。

SAGD 开发：最大工作压力为 8MPa，注汽干线管道采用 D114×8 无缝钢管，管材材质为 20G。新建注汽管线采用低支架架空敷设，架空高度 0.50m，采用保温型支架，管道保温采用 2 层憎水型复合硅酸盐瓦，每层保温厚度为 $\delta=80\text{mm}$ ，分层错缝保温，保温管道外保护层采用 $\delta=0.5\text{mm}$ 镀锌铁皮。注汽管线热补偿以补偿器补偿为主，自然补偿为辅，补偿器采用方形补偿器，补偿器及管线拐弯处均使用不小于 5D 的成品带直管段弯管或成品弯头。

(3) 主要工程量

注汽系统工程量情况详将表 4。

表 4 集油区热工部分主要工程量表

一	常规开发部分			
1	无缝钢管 DN114*8/20G (复合硅酸盐瓦 $\delta=160\text{mm}$ 镀锌铁皮)	$\delta=0.5\text{m}$	km	2
2	高温高压截止阀 J65Y-32 DN100		个	4
二	SAGD 开发部分			
1	锅炉改造		座	4
2	无缝钢管 DN114*8/20G (复合硅酸盐瓦 $\delta=160\text{mm}$ 镀锌铁皮)	$\delta=0.5\text{m}$	km	7
3	高温高压截止阀 J65Y-32 DN100		个	20

1.2.4 配套工程

1.2.4.1 供配电

重 32 井区供电依托重 32 箱式智能变电站(主变容量 5MVA)和重 32 简易智能变电站(主变容量 2.5MVA)，两座简易变最大供电能力 7400kW，截至 2008 年底重 32 井区运行负荷为 4000kW，2009 年已实施新增负荷 1878kW，目前重 32 井区负荷为 5878kW，可见重 32 井区现有两座简易变电所同时运行时基本能满足油区供电需要，但当其中一台主变故障时将难以保证油区供电的需要。

本次新建区块附近已建有两条 10kV 架空线路，1 条是重 32 简易智能变 10kV 出线重 32 一线(LGJ-95/20)，该线路最大供电能力为 1600kW(CT 变比为 100/5)，目前所带负荷约 900kW；1 条是重 32 箱式智能变 10kV 出线重采三线(LGJ-95/20)，该线路最大供电能力为 2400kW(CT 变比为 150/5)。

本工程新增用电负荷约 403.1kW，剩余供电能力为 1522kW，本次新增占剩余供电能力的 26.48%，重 32 一线和重采三线可完全满足本次新增负荷的用电需求。

1.2.4.2 通风

泵房采用机械通风与自然通风相结合的通风方式，正常通风次数 8 次/h，事故通风 16 次/h，采用上下排风方式，其中上排 1/3，下排 2/3，通风设备选用 DBT35-11 型低噪声防爆轴流风机，并与房间内的气体报警装置连锁。为满足中心值班室、各接转站值班室及仪控室夏季空气调节需求，分别设柜式空调和壁挂式空调。

1.2.4.3 道路工程

为满足巡井和生产维护需要，需建道路与油田公路相连，新建简易道路 4.00km，路面宽度 6m，道肩宽 1.0m，采用砂石路面。

1.2.4.4 通信

该井区生产方式为人工巡井模式。巡井通信为公共无线移动通信。本次工程依托现有通信网络设施即可满足通信需求。

1.2.4.5 自动化仪表系统

(1) 现状

目前风城油田重 32 井区的抽油井采用常规人工巡井生产方式；计量站多为标准化橇装站，内含双容积计量装置，配有压力变送器、液位变送器(含液位开关)、温度变送器及气体流量计等仪表，现场实现就地站控自动选井计量模式，数据未实现上传功能。

(2) 仪表方案

本次方案中，新建计量橇、管汇橇及配水橇仍采用新疆油田标准化设计，并配多通阀控制箱、RTU 控制箱，实现就地站控的自动选井计量模式。

1.3 工程投资

风城油田重 32 井区 2015 年开发建设投资 17193.2 万元（钻井投资 9040 万元、地面工程投资 8153.2 万元）。

1.4 区块开发现状及依托工程

1.4.1 重 32 井区域开发现状

风城油田位于准噶尔盆地西北缘北端，距克拉玛依市约 130km，行政隶属新疆克拉玛依市。北以哈拉阿拉特山为界，东与夏子街接壤，西邻乌尔禾区，地理位置处于东经 85°47'19"~ 85°56'23"，北纬 46°07'06"~46°10'20"，217 国道由规划区穿过，交通较为方便，建有较完善的地面系统。

风城油田重 32 井区位于准噶尔盆地西北缘风城油田西部，距克拉玛依市约 120km。该区西南邻乌尔禾乡，东南与重 1 井断块毗邻。

重 32 井区经历了 2007~2012 年五年产能建设，累计投产开发井 837

口，其中直井 594 口，水平井 243 口，累计建产能 84.74×10^4 t，动用含油面积 10.6 km^2 ，动用地质储量 2581.5×10^4 t。截至目前，累计注汽 2004×10^4 t，产液 1849×10^4 t，产油 329×10^4 t，采注比 0.92，油气比 0.164，采水率 75.8%，动用储量采出程度 12.7%。其中 2013 年产油 50.6×10^4 t，油气比 0.126。2011 年 9 月，开辟了 J3q3 层 9 个井组的小井距汽驱先导试验区，2013 年 8 月开辟了 J3q22-3 层 8 个井组 VHSD 试验区，2014 年 5 月在 J3q22-3、J3q3 层各开辟了 1 个井组水平井原井网 HHSD 试验区，截至 2014 年 7 月，累积产油 329 万吨。

风城油田超稠油油藏全生命周期开发规划区域属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，准噶尔盆地北部灌木、半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区，开发规划区内主要是荒漠戈壁景观，已开发的区块内已建成的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，井场道路地面均进行了硬化处理，此范围内的永久占地上的植被已完全清除。油区主干道路已铺设沥青，探临路铺盖砾石硬化，车辆基本沿道路行驶，零星有施工作业车辆乱开便道。

1.4.2 现状开发环境影响回顾分析

1.4.2.1 回顾性分析

(1) 生态环境影响回顾

① 植被破坏情况

已建成的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，井场道路地面均进行了硬化处理，此范围内的永久占地上的植被已完全清除。

油区主干道路已铺设沥青，探临路铺盖砾石硬化，车辆基本沿道路行驶，零星有施工作业车辆乱开便道。

评价区已开发区块扰动区域保持原有地貌，临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。极端的干旱和强烈蒸发，项目区植被恢复缓慢，经过长期的风蚀已形成砾幕结构，在零星低洼地生长有梭梭、猪毛菜等植物。

② 永久占地影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，风城油田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。

③临时占地植被恢复情况

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。风城油田超稠油油藏全生命周期开发规划区域属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，准噶尔盆地北部灌木、半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区，开发规划区内主要是荒漠戈壁景观。

(2) 环境空气影响回顾

①主要大气污染源

井区污染源主要废气污染源来自注汽站锅炉排放的 NO_2 、 SO_2 、TSP 以及原油开采集输中挥发的非甲烷总烃。

②主要污染物排放

1) 注汽锅炉

风城油田绝大多数注汽锅炉以净化处理后的天然气为燃料，天然气中不含硫，燃烧烟气中的污染物主要为 NO_x 和 TSP，完全燃烧后烟气符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 标准后排放。

2) 油气集输过程烃类挥发

风城稠油自 2011 年后，采用过热蒸汽开发，注入地层的蒸汽品质高，油井采出液温度高（ $100\sim 120^\circ\text{C}$ ）；目前现场运行的原油接转流程为开式流程，实际上形成油井高温采出液在接转站内 $2\times 100\text{m}^3$ 缓冲罐常压闪蒸分离，造成一定蒸汽的浪费和伴生气的无组织排放，既污染了环境又影响了油区工作人员和附近居民的生活、健康。

当接转站采用开式进罐流程时，造成油品蒸发，随着液相温度的升高，液相的闪蒸量也随之增大，当来液温度为 120°C 时，单座接转注汽站每天会闪蒸出 29 吨汽（气）体，闪蒸气体里携带少量轻烃组分，烃类气体泄漏率以 0.05% 计算，轻烃为 0.13 吨；每天造成一定的油气损耗及热能的浪费。

3) 已采取的环境减缓措施

采用高效注汽锅炉，使用经过净化处理的天然气，使锅炉大气污染物排放达到国家规定的排放标准；在工艺上采用密闭集输工艺流程，集油、计量、集输等全部进行密闭处理；采用拱顶罐进行储油和转油，有效减少了非甲烷总烃挥发量，合理调度油罐储油能力，减少油罐之间的传输工作和油罐大呼吸次数。

(3) 声环境影响回顾

① 正钻井声环境影响回顾性评价

钻井机械噪声源主要为井场作业的钻机、柴油发电机、泥浆泵等。根据对正钻井的噪声进行类比调查，表明正钻井厂界噪声超标，昼间距钻机 50m 处噪声值可达标，夜间 200m 处噪声值略有超标。本项目油井周边 200m 范围内没有居民和其它噪声敏感点，受影响的主要为井场作业的工作人员，因此钻井噪声没有造成扰民现象。

② 完钻井声环境影响回顾评价

井场噪声主要来自各种抽油机机泵产生的噪声，根据对生产井的噪声类比调查结果表明，生产井场界噪声一般在 37~43dB (A) 之间，场界均能满足相应的声环境质量标准，已完钻井生产后不存在噪声扰民现象。

(4) 水环境影响回顾

① 钻井期水环境影响回顾性评价

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

- 1) 机械冷却废水：包括柴油机冷却水、泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；
- 2) 冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

3) 钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

- 4) 其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

钻井废水均排入各井场废泥浆池中晾晒自然蒸发。

5) 生活污水

生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等。

由于施工现场分散，生活污水呈面源排放，均散排于施工现场周围。据现场考察，油田比较规范的钻井队均设置了可移动旱厕，生活污水和粪便均排入移动旱厕内，钻井结束后均及时填埋，不会对环境造成污染。

目前已开发油井建设期间产生的污水均采取了较为合理的处置措施，无遗留问题。

②运行期水环境影响回顾性评价

1) 主要污染物排放

A 采油废水

油田开发过程中的采油废水主要来源于注蒸汽凝结水、油藏本身的底水和边水。开采原油在 1 号、2 号稠油处理站进行油水分离，分离出的原油由管线送往克石化，而产生的采油废水则在 1 号、2 号稠油处理站配套的污水处理站处理后全部用于注水和注汽，不排入外环境。

B 注汽站含盐废水

注汽站产生的含盐废水为燃气注汽锅炉排污水。根据目前油田开发情况，含盐水含盐量较高，其它污染物很少，其 pH 值为 6~9，COD_{Cr} 浓度约 40mg/L，废水中 Cl⁻浓度小于 600mg/L。1 号稠油处理站软化水站总产生含盐废水 400m³/d，排入高含盐水排放池，排放池选址位于 2 号站东南 13.5km 处的洼地。

C 生活污水

生活废水主要来自站内的工作人员日常生活废水，稠油处理站内生活废水经化粪池处理后排入防渗干化蒸发池自然蒸发。

2) 已采取环保措施

油田开发采油废水经联合站采油污水处理系统处理后全部回用于蒸汽回注开采，1 号稠油联合站采出水处理规模 30000m³/d，2 号稠油联合站采出水处理规模 40000m³/d（一期建设规模 30000m³/d、二期规模 10000m³/d）。污水处理站处理工艺采用“离子调整旋流反应法处理技术”——重力除油+旋流反应+混凝沉降+压力过滤，该技术是以油田常用的重力流程为基础，对流程作了局部调整，配以高效水处理药剂，达到水质净化与稳定的目的。处理后的净化水含油≤2mg/L，悬浮物≤2mg/L。

根据由新疆维吾尔自治区环境监测总站编制的《新疆油田分公司风城油田重 32 井区 2008 年及 2009 年开发项目竣工环境保护调查验收报告》中对 1 号联合处理站处理后废水的监测资料：

表 5 生产废水监测结果

监测点位		监测时间	监测结果（均为日均值） 单位：mg/L（pH除外）							
			pH	悬浮物	化学需氧量	总有机碳	氨氮	挥发酚	硫化物	石油类
1 号特稠油联合站污水处理设施	进口	第一天	8.21	85	588	188	2.11	0.951	1.07	2.03×10^3
		第二天	8.20	93	544	185	2.15	1.16	1.12	2.16×10^3
	出口	第一天	8.21	<5	504	148	2.07	0.71	<0.02	10.7
		第二天	8.15	<5	526	146	2.07	0.83	<0.02	10.5
	去除率%		/	>99.9	9.01	21.18	2.81	27.04	>99.99	>99.99

由监测结果可知：1 号特稠油联合站污水处理设施对悬浮物、硫化物、石油类主要污染物去除作用明显，去除率均大于 99%。回用蒸汽注采的废水中 pH、悬浮物、硫化物、石油类最大日均浓度均可满足《稠油油田采出水用于蒸汽发生器给水处理设计规范》（SY/T0097-2000）用水水质要求。

(5) 固体废弃物影响回顾

① 钻井期固体废弃物影响回顾性评价

1) 钻井期间固体废弃物产生情况

风城油田在钻井过程中采用坂土浆钻井液、聚合物钻井液等，钻井液中不含铬等有毒有害物质。钻井泥浆 90%以上进行回收利用，完井后，泥浆池中的废弃物送风城油田废弃钻井液集中无害化处理站集中固化，并对井场进行整理、平整、压实。

管线施工弃土：主要来自于两部分，一是埋地敷设管线本身置换的土方；二是开挖造成土壤松散，回填后剩余的土方。弃土在管线施工结束后被平撒在管廊上，并实施压实平整，不产生集中弃土。

生活垃圾：钻井期间生活垃圾集中堆放后定期送往克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾卫生填埋场。

2) 钻井期固体废弃物处置措施及遗留问题

风城油田在开发过程中产生的固体废物均得到了有效的处置：经现场调查，井场周围钻井期间的泥浆池均已平整，干化后拉运至环保部门指定的风城作业区固体废物排放点存放；已开发区域内无生活垃圾乱丢弃现象；管线开挖期间产生的多余土方均平撒在管廊上，并实施压实平整。

目前已开发油井钻井期间产生的固体废物均采取了合理的处置措施，无遗留问题。

②采油期固体废物影响回顾性评价

1) 采油期间固体废物产生情况

目前油井采油期间，固体废物主要有站内的工作人员日常生活垃圾、落地原油和含油污泥。

落地原油：落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油，落地原油分为单井落地油和修井落地油两类。

含油污泥：稠油开采的油泥(砂)产生量为每口井 25t/a。

2) 采油期固体废物处置措施及遗留问题

落地原油处置措施：落地原油 100%进行回收，采油期间最终没有落地油遗留于环境中。修井采用清洁生产工艺后（厚塑料布铺垫井场），可使落地油全部得到回收，不向外环境排放落地原油。

油泥处置措施：产生的油泥（砂）定期清运至地区环保部门认可的有危废处理资质的单位代为处置。

生活垃圾处置措施：生活垃圾在场站内集中堆放，定期送往克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾卫生填埋场处理。

风城油田超稠油油藏区域油井开发至今采油期间产生的固体废物均得到了有效的处置：

落地原油采用清洁生产工艺后（厚塑料布铺垫井场），可使落地油全部得到回收，现场调查中油井周围基本无油污痕迹；

含油污泥交由博达生物科技有限公司代为妥善处置；各场站内配有生活垃圾集中堆放的垃圾箱，生活垃圾统一收集后由专用车辆定期送往克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾卫生填埋场处理。

风城油田超稠油油藏区开发油井运行至今固体废物均得到了有效的处理，现场踏勘未发现其它遗留问题。

(6) 现状污染源调查

(1) 大气环境

天然气注气站完全燃烧后烟气符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 1 标准;燃煤锅炉注汽站烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2001)中的 II 时段二类区标准;烟囱高度不得低于 45m;符合新建锅炉房烟囱周围半径 200m 距离内有建筑物时,其烟囱应高出最高建筑物 3m 以上的要求,无其它环境问题。

(2) 水环境

生活废水经化粪池处理后排入防渗干化蒸发池自然蒸发;采出水经联合站采油污水处理系统处理后全部回用于蒸汽回注,不排放,目前含盐废水全部进入蒸发池和排放池,目前排放池尚有一定的容量。无其它环境问题。

(3) 固体废物

风城油田超稠油油藏区开发油井运行至今固体废物均得到了有效的处理,现场踏勘未发现其它遗留问题。

(4) 生态

风城油田超稠油油藏全生命周期开发规划区域属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区,准噶尔盆地北部灌木、半灌木荒漠沙漠化控制生态亚区,开发规划区内主要是荒漠戈壁景观,已开发的区块内已建成的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理,井场道路地面均进行了硬化处理,此范围内的永久占地上的植被已完全清除。油区主干道路已铺设沥青,探临路铺盖砾石硬化,车辆基本沿道路行驶,零星有施工作业车辆乱开便道。

1.4.3 依托工程

1.4.3.1 风城 1、2 号稠油联合处理站

(1) 风城 1、2 号稠油联合站工程建设规模

①常规原油处理规模

根据地质预测数据,风城油田常规产油量在 2016 年达到峰值 273.4 万吨,由于每年分月产油量的波动范围较大(62%~157%),按 1.3 的波动系数,2016 年 10 月常规原油峰值约为 355.4

万吨，除去 1 号站已建的 200 万吨规模，2 号站需要常规处理能力为 155.4 万吨，因此设计规模确定为 150 万吨。配套采出水、软化水处理系统配套进行设计。电气、仪表等系统按整体 400 万吨进行设计。

2015 年 SAGD 开发产能区块循环预热阶段采出液依托 6000m³/d 的 SAGD 循环预热采出液预处理站（2014 年处理能力从 1000m³/d 扩建到 6000m³/d，本项目依托扩建后的 SAGD 循环预热采出液预处理站，占其处理能力的 15.47%，在其处理负荷之内），正常生产阶段采出液依托风城 1 号稠油联合站进行处理。

目前，风城油田 SAGD 采出液（正常生产阶段）处理可依托 SAGD 采出液高温密闭脱水试验站，SAGD 采出液高温密闭脱水试验站处理能力为 30×10⁴t/a，属风城 2 号稠油联合站管辖，2014 年进行扩能，规模为 60×10⁴t/a。

在 2008 年建成风城 1 号稠油联合站，原油处理能力 100×10⁴t/a，配套采出水处理能力 20000m³/d，除氧及软化水处理能力 30000m³/d；2012 年完成风城 1 号稠油联合站改扩建工程，扩建后原油处理能力为 200×10⁴t/a，采出水处理能力 30000m³/d，除氧及软化水处理能力 40000m³/d。

目前风城 1 号稠油联合站原油处理富裕量 101×10⁴t/a，本次工程新增原油处理量 2.36×10⁴t/a，在处理负荷范围内，占处理剩余负荷的 2.34%，可满足依托要求。

②采出水处理规模

根据最新的地质开发预测量，风城油田产水量随时间递增较快，2016 年采出水量达到 61179m³/d，2026 年采出水量达到最大为 68925m³/d，由此确定风城油田采出水处理总规模为 70000m³/d，其中 1 号稠油联合站采出水处理规模 30000m³/d，2 号稠油联合站采出水处理规模 40000m³/d（一期建设规模 30000m³/d、二期规模 10000m³/d），满足本项目处理需求。

另外根据风城油田 1 号稠油联合站和 2 号稠油联合站的污水预测量，风城 2 号稠油联合站污水量 2016 年超过设计处理规模达到 42291m³/d；为考虑稠油生产的实际波动情况，降低工程投资，1 号稠油联合站和 2 号稠油联合站之间应具备水量调配功能（二期建设）。

③软化水处理规模

结合风城油田的已建水处理能力，2013 年在 2 号稠油联合站新建 2 号集中水处理站，水处理总规模按 50000m³/d 考虑，2013 年建设一期，规模为 40000m³/d；2015 年结合实际生产情况建设二期，规模为 10000m³/d。厂房在 2013 年一次建成，二期建设时安装设备即可。软化设备按清水、净化水均可处理选择。清水软化除氧水最大用量出现在 2020 年，为 38532m³/d，处理缺口为 21252m³/d；考虑到注汽高峰与净化水产水高峰不同步，且存在夏季新井集中投产的情况，需补充大量清水，清水除氧规模按 30000 m³/d 考虑，2013 年建设 1 座规模为 30000 m³/d 的除氧间，设备分期安装。

④外输系统建设规模

将 2 号稠油联合站原油输送至 1 号稠油联合站外输首站，通过 1 号站外输泵输至炼厂。2 号站至 1 号站的输油采用掺柴油稀释输送工艺（工艺与风城稠油外输管道一致），混掺比例为 25%（质量比）。按照风城规划和最新的地质预测量，原油外输系统规模按 400×10⁴t/a 设计（混油为 500×10⁴t/a）。

（2）1 号稠油联合处理站工艺方案

①原油处理系统工艺方案

采用掺柴油降粘的两段热化学沉降脱水工艺运行，集油区来液进管汇间，经旋流除砂处理后，进入 2×25000 m³一段沉降脱水罐。脱出的游离水进入 2 座 15000 m³预除油罐预除油罐。脱出的低含水油（30%）进相变掺热装置，升温至 95℃后的原油进 10 座 10000 m³净化油罐，进行二段热化学沉降脱水，合格的净化油从罐内浮筒式收油装置进泵通过管道掺柴油外输。稠油外输以克石化柴油馏分（混掺比 25%）为稀释剂，加压外输至风城 1 号站。脱出的含油水进入预除油罐后，经预除油再进入 2 座 10000 m³调储罐。经反应提升泵提升后进入多功能污水反应罐和 2 座 3000m³混凝沉降罐，再经过滤提升泵提升进入两级过滤器，出水直接进规模为 40000m³/d 软化水处理系统。在软化水处理系统中，来水经两级钠离子交换软化处理和化学加药除氧后，作为稠油开采注汽锅炉用水。

原油罐区位于站的中部，管汇间、除砂间、加药间、原油处理大班房位于罐区东侧，综合泵房、导热油区位于站的西北侧，SAGD 二期位于站东部，临近导热油区，便于后期利用 SAGD 的热能。并在管网上预留 SAGD 接口，方便二期扩建。

②采出水处理系统工艺方案

采出水处理系统规模 3.0×10^4

m³/d，采出水处理技术沿用新疆油田公司开发研究并广泛使用的“离子调整旋流反应法处理技术”。针对风城油田稠油采出水具有的水温高、油水密度差小、乳化程度高、油珠粒径小等物性特点，选用重力除油---旋流反应---压力过滤工艺流程，使处理后净化水含油量≤2mg/L，悬浮物≤5mg/L，达标后供给风城油田注汽锅炉。

工艺流程

原油处理系统来水→2×15000m³除油罐（采出水预处理）→2×10000m³调储罐→2×2000m³缓冲水池→反应提升泵→污水反应罐→2×3000m³混凝沉降罐→2×3000 m³过滤缓冲罐→过滤提升泵→双滤料过滤器→多介质过滤器→软化水处理系统。

流程说明

原油处理系统来水（含油≤15000mg/L、悬浮物≤1000mg/L）进入 2 座 15000 m³除油罐，采出水预处理系统出水（含油≤4000mg/L、悬浮物≤500mg/L）进入 2 座 10000m³调储罐，调储罐出水（一期出水水质要求含油≤200mg/L、悬浮物≤200mg/L；二期出水水质要求含油≤1000mg/L、悬浮物≤250mg/L）；经反应提升泵提升后进入多功能污水反应罐和 2 座 3000 m³混凝沉降罐，出水（含油≤15mg/L、悬浮物≤15mg/L），经过滤提升泵提升进入两级过滤器，双滤料过滤器出水（含油≤5mg/L、悬浮物≤5mg/L），多介质过滤器出水（含油<2mg/L、悬浮物<5mg/L），过滤器出水直接进软化水处理系统。

加药：采出水处理系统预计投加 3 种净水药剂，其中在调储罐出水管线上加入 1 号药剂、在污水反应罐内加入 2 号药剂和 3 号药剂；并考虑在调储罐进口预留投加缓蚀阻垢剂加药点，药剂投加量应根据现场试验优化。药剂按一定顺序和时间间隔投加药剂，药剂与污水中的有关物质和相关离子反应，使乳化油破乳，固体微粒聚并，有害离子减少。加药量均根据水量的变化自动调节，并配套设置溶药罐、贮药罐及搅拌设备。

污油回收：2×15000m³除油罐回收的污油通过原油处理系统综合泵房的提升泵提升至原油处理系统一段沉降脱水罐处理，回收污油含水率 40~50%；采出水处理系统 2×10000 m³调储罐回收的污油经调储罐操作间的污油回收泵（1 用 1 备，单泵参数 Q=15m³/h，P=0.6MPa）提升至原油处理系统一段沉降脱水罐处理，回

收污油含水率 50~60%；反应罐、污泥沉降池回收的污油浮渣经污泥污油泵房的污油回收泵（1 用 1 备，单泵参数 Q=15

m³/h, P=0.6MPa) 提升至站外装车鹤管外运 (一期) 或老化油处理系统 (二期)。

污泥处理: 原油处理系统一段沉降脱水罐和采出水处理系统除油罐及调储罐的排泥均采用负压排泥器排泥, 储罐排泥量约 1545m³/d, 最大排泥流量 360m³/h, 除砂装置排泥 200m³/d。由于瞬时排泥量较大, 采用间歇式污泥沉降池进行污泥浓缩。在污泥沉降池中下部增加了下出水管, 通过阀门控制, 使污泥沉降池交替运行, 减少了间歇负压排泥对水面的冲击, 提高了污泥沉降效果。溢流出水可自流进入 2 座 1000 m³污水回收池, 再回收至调储罐进行处理。下出水由污水污泥泵房的污水回收泵直接提升至调储罐。底部浓缩污泥通过污水污泥泵房的污泥泵提升至离心机脱水, 脱水后干污泥交由博达环保公司进行无害化处理。

博达环保公司为解决风城油田钻修井固废、原油处理站固废、处理站废液、钻修井废液及历史遗留废弃物, 从以上废弃物中回收宝贵的燃油资源, 2012 年开始在风城油田区域新建污泥污水回收处置装置, 实现资源循环利用及再生。污泥处理采用水-助溶剂体系多级逆流洗涤、分段脱水、洗涤液充分回收利用的工艺过程, 通过均质流化、曝气气浮、自动收油排泥等工艺手段, 协同化学药剂作用使油田含油污泥中的乳化油破乳, 达到使油品与污泥中无机固形物之间破解吸附并聚结上浮的工艺目的, 减少含油污泥中的污油含量, 处理达标后的污泥装车外运至环保局指定的填埋场, 可为 2 号站的污泥处理提供良好的依托条件。

污水回收: 站内处理工艺产生的污水均考虑回收再处理, 其中原油处理系统及污水处理系统所有储罐排污回收水量约 1000m³/d 左右, 采出水处理系统过滤器产出反洗废水约 2500m³/d 左右 (一二级过滤器反洗水采用滤后水, 从 5000 m³净化水罐吸水经反冲洗水泵提升对过滤器进行反冲洗), 合计该站需回收的次流程污水量约 3500 m³/d 左右。污水储罐排污排泥均先进入站内污泥沉降池, 池内上清液自流进入污水回收池, 定期由回收水泵 (液下泵) 均匀将水送至主流程再处理; 一级过滤器和二级过滤器反洗废水直接进入污水回收池, 由回收水泵回收至主流程再处理。

1.4.3.2 风城油田 SAGD 高温密闭试验站

(1) 项目背景

①风城油田已投产 SAGD 井组 117 对, 其中 54 对已进入正常生产, 目前风

城油田 SAGD 高温密闭脱水试验日处理油量 1140m³

/d，试验站已满负荷运行；2014 年有 99 井组进入正常生产，且依托该站进行油气处理，该站处理能力不满足。

②根据股份公司意见：风城金戈壁油砂矿公司的 SAGD 开发井将依托该站的换热系统进行汽液分离（该公司 2013 年已投产 2 井组，2014 年投产 22 井组）。目前，该站的蒸汽处理系统（2009 年建设的 2 台蒸汽分离器）已超负荷运行，无法满足日益增长的液量及其他功能性要求，且存在无法维护（无备用）的问题；为满足金戈壁公司的 22 对 SAGD 井组循环预热采出液换热需求，该站需增加相应的换热设备。

③该站在投产运行一段时间后，存在进、出液管径不匹配，仪表系统不满足（量程较小）的问题，需进行优化完善。

（2）建设规模

风城油田重 18 井区 2014 年实施了 SAGD 高温密闭试验站完善工程。将原有的 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 扩能至了 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前原油处理富裕量 $25.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本次工程新增原油处理量 $9.90 \times 10^4 \text{t/a}$ ，在处理负荷范围内，占处理负荷的 38.37%，可满足依托要求。

①满足目前风城油田已投产 99 井组蒸汽分离及换热系统匹配需求；

②满足目前风城油田已投产 99 井组部分液（预计为 60 井组）进入该站进行原油处理，部分液（预计为 39 井组）经该站换热后（ 95°C ）进入风城 1 号稠油联合站常规原油处理系统处理需求；

③满足 2014 年投产的金戈壁公司 22 井组循环预热采出液分离后蒸汽在该站换热需求。

（3）2014 年工程中扩能新增主要设备

①工艺设备：蒸汽分离器 4 台（蒸汽分离）、管壳式换热器 4 台（蒸汽、采出水换热）、螺旋板换热器 6 台（采出液换热）、 100m^3 罐 2 座；

②仪表系统：气动调节阀 12 套（DN100~DN250）、流量计 4 套（DN100~DN250）；

③加药系统：加药撬 2 座；

④配套系统：配套工艺管线（8.6km）及阀门（1 系统）。

1.4.3.3 注气系统依托工程

风城油田自 2003 年以来实施蒸汽吞吐开发，已相继开发了重 32、重 43、重 3、重 18 井区，并在重 32、重 37、重 1、重 18 井区开展了 SAGD 先导试验；同时向重 18 井区推广注过热蒸汽稠油热采的方法。目前已建注汽锅炉情况详表 6。

表 6 风城稠油 2003~2014 年注汽站现状

序号	注汽站	注汽站规模	安装台数	燃料	建设年代
1	重检 3 井区	2×23t/h	2×23t/h	燃气	2003
2	重 43 井区	2×23t/h	1×23t/h	燃油、燃气	2006
3	重 32 井区 1 号	2×23t/h	2×23t/h	燃油、燃气	
4	重 32 井区 2 号	2×23t/h	2×23t/h	燃油、燃气	2007
5	重 32 井区 3 号	★1×23t/h	1×23t/h	燃煤	
6	重 32 井区 4-4 号	3×23t/h	3×23t/h	燃气	2008（7-6 号站 1 台为 2011 年 安装）
7	重 32 井区 6-5 号	3×23t/h	3×23t/h	燃气	
8	重 32 井区 7-6 号	2×23t/h	2×23t/h	燃气	
9	重 32 井区 8-7 号	3×23t/h	3×23t/h	燃气	
10	重 32 井区 10-8 号	2×23t/h	2×23t/h	燃气	
11	重 32 井区 1 号 SAGD 注汽站	☆2×20t/h	☆2×20t/h	燃气	2009（2012 年 在 11-9 扩建 1 台 22.5t/h 过热 锅炉）
12	重 32 井区 11-9 号	3×23t/h	2×23t/h+☆1×22.5t/h	燃气	
13	重 37 井区 SAGD 试验站	1×50+2×23	1×50+2×23	燃气	2010
14	重 32 井区 12-10 号	2×23t/h	2×23t/h	燃气	
15	重 32 井区 13-11 号	3×23t/h	3×23t/h	燃气	
16	重 32 井区 15-12 号	2×23t/h	2×23t/h	燃气	
17	重 18 井区 16-13 号	☆1×20+1×23t/h	☆1×20+1×23t/h	燃气	
18	重 18 井区 17-14 号	☆3×20t/h	☆3×20	燃气	2011（18-15、 19-16 在 2012 年各扩建 1 台 锅炉）
19	重 18 井区 18-15 号	☆3×20t/h	☆2×20+1×22.5t/h	燃气	
20	重 18 井区 19-16 号	☆3×20t/h	☆3×20t/h	燃气	
21	重 18 井区 20-17 号	☆3×20t/h	☆2×20	燃气	
22	重 18 井区 21-18 号	☆3×20t/h	☆2×20	燃气	
23	重 32 井区循环流化床燃煤注汽站	★1×130t/h	★1×130t/h	燃煤	2012（重 18-2 号 SAGD 注汽 站 2013 年扩建 1 台锅炉）
24	重 18 井区 24-19 号	☆3×20t/h	☆2×20+1×22.5t/h	燃气	
26	重 18 井区 25-20 号	☆3×20t/h	☆3×20t/h	燃气	
27	重 18 井区 26-21 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
28	重 18 井区 27-22 号	☆3×22.5t/h	☆3×22.5t/h	燃气	
29	重 18 井区 28-23 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
30	重 18 井区 29-24 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
31	重 18 井区 30-25 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
32	重 18 井区 31-26 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	

33	重 18 井区 32-27 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	2013
35	重 18 井区 34-28 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
36	重 32 井区 2 号 SAGD 注汽站	☆3×20+1×22.5t/h	☆3×20+1×22.5t/h	燃气	
37	重 1 井区 1 号 SAGD 注汽站	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
38	重 1 井区 2 号 SAGD 注汽站	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
39	重 18 井区 1 号 SAGD 注汽站 (薄层)	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
40	重 18 井区 2 号 SAGD 注汽站	☆3×22.5t/h	☆3×22.5t/h	燃气	
41	重 18 井区 35-29 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
42	重 18 井区 36-30 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
43	重 18 井区 37-31 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
44	重 18 井区 38-32 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
45	重 18 井区 39-33 号	☆3×22.5t/h	☆3×22.5t/h	燃气	
46	重 18 井区 40-34 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
47	重 18 井区 41-35 号	☆3×22.5t/h	☆3×22.5t/h	燃气	
48	重 18 井区 42-36 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
49	重 18 井区 43-37 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
50	重 18 井区 44-38 号	☆2×22.5t/h	☆1×22.5t/h	燃气	
51	重 18 井区 45-39 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
52	重 18 井区 46-40 号	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
53	重 18 井区 47-41 号	☆1×22.5t/h	☆1×22.5t/h	燃气	
54	重 18 井区 48-42 号	☆2×22.5t/h	☆1×22.5t/h	燃气	
55	重 1 井区 3 号 SAGD 注汽站	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
56	重 1 井区 4 号 SAGD 注汽站	☆6×22.5t/h	☆5×22.5t/h	燃气	
57	重 18 井区 3 号 SAGD 注汽站	☆3×22.5t/h	☆3×22.5t/h	燃气	
58	重 45 井区 1 号 SAGD 注汽站	☆2×22.5t/h	☆2×22.5t/h	燃气	
59	风城 1 号燃煤注汽站	☆2×130t/h	☆2×130t/h	燃煤	2014 (拟建)
60	风城 2 号燃煤注汽站	☆2×130t/h	☆2×130t/h	燃煤	
	合计		129		

注：★为 23t/h 燃煤注汽锅炉；☆为过热注汽锅炉。

其中，2011 年重 32 井区的各注汽站运行压力 12.5MPa，2012 年建设的常规开发注汽站运行压力 13.5MPa，2013、2014 年建设的常规开发注汽站运行压力 14MPa。

常规开发共计 1 口直井、18 口水平井，实施区位于 4-4、6-5、8-7、10-8 号接转注汽站周边，目前 4 座接转站富裕汽量可满足新增产能井注汽需求，故该区注汽系统依托已建注汽系统。

SAGD 开发共计 17 对水平井组，根据注汽要求，SAGD 注汽为过热蒸汽，实施区位于 4-4、6-5、重 32 井区 1、2 号注汽站，目前 4 座接转（注汽）站富裕汽量可满足新增产能井注汽需求，由于 4 座接转（注汽）站已建锅炉为湿蒸汽锅炉，故需改造 4 座湿蒸汽锅炉，满足 SAGD 进组注汽需求。

1.4.3.4 风城油田废弃钻井液集中无害化处理站

处理站选址在风城 2 号稠油处理站西北约 2.5km 处，场地中心坐标为：北纬 46°10.414'，东经 85°43.713'。处理站场主要是针对钻井废弃物的无害化治理，其功能单元主要分为两个部分，即固化处理单元、临时候凝堆放单元。场内主要设施包括 150m³固化池 3 个，8000m²堆放场 1 个，150m³应急收集池 3 个，300m³污水收集池 1 个，以及其他配套设施。

固化池作为最重要的处理单元，其主要功能在于收集并处理钻井现场转运过来的钻井废弃物。为保证机械方便作业施工，设计单体容积为 150m³的固化池 3 个，以便于固化作业及固化体倒转。考虑固化池采用机械施工，池体考虑防渗处理。池体容积：150m³。临时堆放场作为固化体的候凝堆放场地，主要功能在于提供足够的存放空间，以便固化体候凝达到回填强度。设计堆放场最大容积能力为 8000m³。

处理工艺：废泥浆（钻屑）主要采用克拉玛依市环瑞高新科技有限责任公司自主研发生产的废泥浆固化剂为固化基材，辅以 pH 调节剂等辅剂，通过物理-化学方法将废弃泥浆中的有害物质掺合并包容在密实的惰性基材中，使其稳定化，提高固化体强度，从而降低污染物质含量。

向废泥浆及岩屑中加入固化剂，当固化剂加到 10%（100kg/m³），废泥浆有增稠现象，经 7 天候凝，固化体强度满足回填要求（0.3MPa）。钻井废弃物处理工艺流程见图 4。

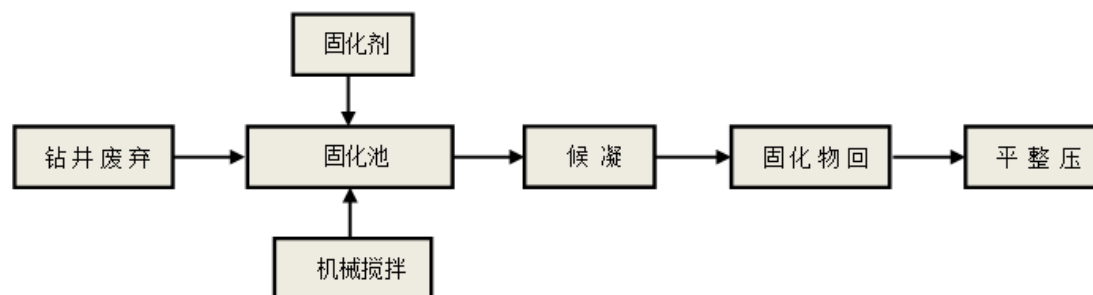


图 4 钻井废弃物处理工艺流程

克拉玛依市环保局于 2014 年 1 月 22 日以《关于风城油田废弃钻井液集中无害化处理项目环境影响报告书的批复》（克环保函[2014]54 号）对该工程环评予以批复（见附件）。该工程已投入使用，本工程新增的钻井废弃物可依托该工程处置。

1.4.3.5 生活垃圾填埋场

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾卫生填埋场位于乌尔禾镇西南方向 7km，设计处理能力为 30t/d，库容量为 240 万 m³，使用期限 30 年，实际填埋处理 48 万 m³，完全能够满足本工程产生的生活垃圾。

1.4.3.6 博达生态环保有限公司

由于本项目的原油处理依托现有设施，产生的油泥(砂)委托博达生态环保有限公司进行处理。

博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，自主研发了助溶剂体系萃取法。通过助溶剂体系萃取法处理后，油田污泥可分解为土、水和油。分离出的土可以作为绿化用土，水可以达标排放，而油可用于炼化合格原料。可以使油田污泥转化为再生资源，一年可循环利用 12.5 万吨油田污泥。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 100m³/d，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 300m³

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。

如要下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/545203120020011140>