

胜利油田河口采油厂首站余热回收系统浅析

孙 霖 孙灵念

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司河口采油厂, 山东 东营 257200

摘 要:浅层地热能是一种分布广泛、开采容易、具有一定可再生能力的低焓能源,在我国已得到了广泛使用。大力开发使用浅层地热能对于节能减排、改善环境、降低供冷/供热成本意义重大,利国利民。余热回收系统是一种利用人工再生水源(工业废水、地热尾水)供热或制冷的高效节能系统。胜利油田河口采油厂首站有丰富的地下水资源,水温较高。根据对采油厂可回收余热的调查分析,引进了余热利用的离心高温蓄能热泵,辅助现有的燃气锅炉,每年可节约资金 17 万元。余热回收系统的运用大大降低了矿物能源的使用,节能环保且经济效益显著,可在各类联合站处理装置中推广应用。

关键词:余热回收;利用;离心高温蓄能热泵;蓄能

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2019.03.020

Analysis on Waste Heat Recovery System of Shengli Oilfield Hekou Oil Production Plant Initial Station

Sun Lin, Sun Lingnian

Sinopec Shengli Oilfield Company Hekou Oil Production Plant, Dongying, Shandong, 257200, China

Abstract: Shallow geothermal energy is a kind of low enthalpy energy with wide distribution, easy exploitation and renewable ability, which has been widely used in China. Developing and using shallow geothermal energy is of great significance for energy saving and emission reduction, improving the environment, reducing the cost of cooling and heating, and benefiting the country and the people. Waste heat recovery system is an efficient energy-saving system which can provide heat and refrigeration by using artificial reclaimed water sources (industrial wastewater, geothermal tail water). The initial station of Hekou oil production plant in Shengli oilfield has abundant groundwater resources with higher water temperature. Based on the investigation and analysis of recoverable waste heat in oil production plants, a high-temp centrifugal energy-storage heat pump for waste heat utilization is introduced to work with the existing gas boiler, which saves 170,000 yuan annually. The application of waste heat recovery system greatly reduces the use of mineral energy, saves energy, protects the environment and has remarkable economic benefits as well. It can be promoted and applied in all kinds of treatment devices of joint station.

Keywords: Waste heat recovery; Utilization; High-temp centrifugal energy-storage heat pump; Energy storage

收稿日期:2018-11-26

基金项目:中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司“河口采油厂集输大队首站余热代气项目”(2017 ZX 05030002)

作者简介:孙 霖(1995-),男,山东东营人,助理工程师,学士,主要从事油气储运相关工作。

0 前言

在油气生产过程中,油、气、水三相分离和原油脱水、外输、掺水加热及站内供暖都需要消耗大量的热能,目前基本采用传统的燃油、燃煤、燃气锅炉进行供热,不仅效率低、费用高,还消耗大量的一次能源,加剧了环境污染^[1-5]。余热回收系统主要从生产工艺上来提高能源利用效率,通过改善工艺结构和增加节能装置以最大限度地利用生产过程中产生的势能和废热、余热等。这些多余、废弃的能源包括高温废气余热、废气废水余热、冷却介质余热和废料余热等^[5-20]。随着“十二五”期间国家重点节能工程的开展,高效换热器、高效热泵、蓄能技术等相关的技术应用正日渐成熟并得到逐步推广,为采油厂余热回收系统的应用提供了很好的技术支持。

1 胜利油田河口采油厂首站基本情况

胜利油田河口采油厂首站担负着河口采油厂原油综合处理的任务,目前以天然气为能源,采用 6 台燃气锅炉为外输原油和来油加热。据现有资料可知,该站年用电量为 $320 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$,年用气量为 $364 \times 10 \text{ m}^3$,首站工艺流程见图 1。

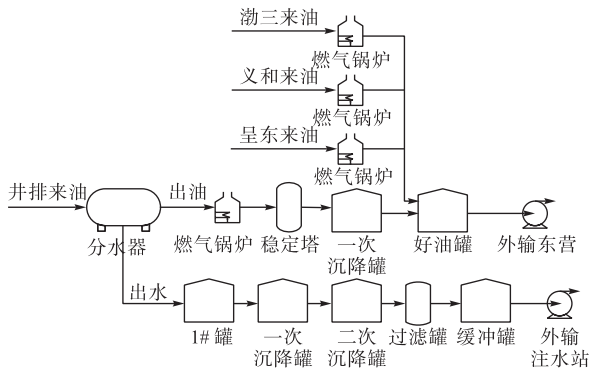


图 1 首站工艺流程

表 1 峰价时的供热负荷

负荷类型	被加热介质	日流量 / ($\text{t} \cdot \text{d}^{-1}$)	小时流量 / ($\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$)	比热 / ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$)	初始温度 / $^\circ\text{C}$	需要加热 / $^\circ\text{C}$	能够加热 / $^\circ\text{C}$	负荷 /kW
稀油进站	稀油	1 680	84.0	4 200	55.0	85.0	70.0	1 470.0
外输油加热	原油	2 400	120.0	4 200	55.0	75.0	70.0	2 100.0
合计	-	-	-	-	-	-	-	3 570.0

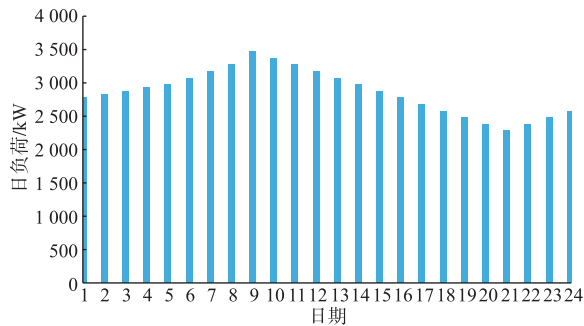


图 3 1月典型负荷日负荷

该站现有加热系统存在如下问题:

- 1)当地地下有丰富的地下热水资源未被利用。
- 2)原油生产工艺需要消耗大量热能,目前采用的加热炉主要为燃气水套加热炉的形式,能量利用方式是采用燃烧高品位能源获得低品位热能,一次能源效率较低。

2 胜利油田河口采油厂首站能源现状

据现有资料,河口采油厂首站地下水温度较高。该地区燃气暂时按东营市非民用燃气价格 $2.8 \text{ 元} / \text{m}^3$ 计算,供热周期为全年,实行峰谷电价,全天峰谷电价见图 2。

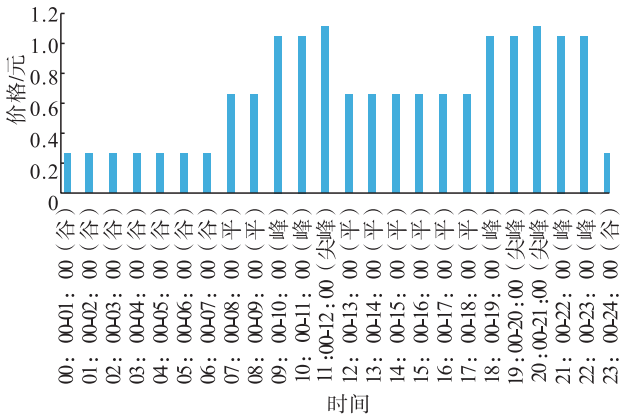


图 2 全天峰谷电价

3 供热负荷估算

通过计算可得峰价时的供热负荷,见表 1。

日负荷特点:冬季及过渡季全天加热原油,1月典型负荷日负荷见图 3。

年负荷特点:运行加热时间约为全年,逐月负荷统计见表 2。

4 系统流程介绍

一般把地下 200 m 以内的地热能叫做浅层地热能。浅层地热能是一种分布广泛、开采容易、具有一定再生能力的低焓能源,在我国已得到了广泛的推广使用。大力开发使用浅层地热能对于节能减排、改善环境、降低供冷 / 供热成本意义重大,利国利民。余热回收系统就是有效利用浅层地热能的最佳工程系统。

表 2 逐月负荷统计

月份	月最大峰 值 /kW	月最大日负 荷 /kW·h	外输油 / t	西线来 油 /t	月累计 / kW·h
1	3 560	73 056	2 300	1 580	2 123 581
2	3 352	61 241	2 071	1 324	1 937 490
3	3 264	65 280	2 194	1 536	1 976 250
4	3 106	62 118	2 088	1 462	1 819 170
5	2 953	59 058	1 985	1 390	1 783 368
6	2 795	55 896	1 879	1 315	1 632 510
7	2 790	55 794	1 875	1 313	1 682 286
8	2 948	58 956	1 982	1 387	1 780 206
9	3 101	62 016	2 085	1 459	1 816 110
10	3 259	65 178	2 191	1 534	1 973 088
11	3 415	68 255	2 294	1 606	2 002 270
12	3 571	71 400	2 411	1 680	2 165 945
合计	-	-	-	-	22 735 188

东营地区有丰富的地下热水资源可供使用。胜利油田河口采油厂首站地热代气项目的基本原理为抽取地下底层 200 m 地下热水,利用 6 组钛合金换热器将站内埕东、义和、采暖等 3 套用热需求为 70 ℃ 的流程进行换热,将 40 ℃ 的原油加热至 70 ℃。

与此同时,对于需要高温 80 ℃ 的稳定原油,首先利用燃气锅炉加热软化水至 90 ℃ 以上,用 90 ℃ 的软化水对 70 ℃ 的地下水进行一次换热至 90 ℃ 以上,利用升温后的二次地下水对稳定原油进行换热,保持稳定原油温度在 85 ℃ 以上。

由于首站为工业用热,实行峰谷电价,故采用蓄能系统,将低温污水作为高温热泵热源,为原油加热提供热量。峰电时由蓄能罐向原油加热系统提供热量,谷电时高温热泵全负荷运行进行蓄能,可最大限度降低运行费用。

本系统特点为:

1) 由于采用了蓄能系统,在峰值负荷时段负荷是由高温热泵主机 + 蓄能罐共同承担的,因此本系统的高温

热泵主机装机容量小于峰值负荷。

2) 未配置常规水蓄能系统所需要的换热器,系统简单,且节省了水泵运行功耗,系统效率高。

3) 可利用温差大,蓄热温差为 10 ℃,蓄热效率高。

4) 由于配置相当容量的蓄能罐,高温热泵主机基本在所有时段都处于满负荷状态运行,比如在峰电时段可以减少高温热泵主机的开启数量,负荷不足部分由蓄能罐补充,在平电时段高温热泵主机可以最大容量(满负荷)运行,超过负荷的部分蓄存至蓄能罐,因此高温热泵主机运行效率高。

5 设备投资及运行费用

采用不同高温热泵主机,对系统投资有较大影响,为了更加全面地分析投资和运行情况,进行了多种系统比较。

5.1 离心高温蓄能热泵系统

该系统的设备投资估算清单见表 3,全年运行能耗费用见表 4。

表 3 设备投资估算清单

投资项目	投资估算 / 万元	比例 / (%)	指标 / (元·W ⁻¹)
热泵	630.00	21.53	1.76
水泵	27.47	0.94	0.08
换热器	832.56	28.45	2.33
蓄能罐	336.00	11.48	0.94
水处理	7.50	0.26	0.02
配电、自控	231.69	7.92	0.65
机房	97.50	3.33	0.27
施工	353.13	12.07	0.99
其他	410.79	14.04	1.15
合计	2 926.65	100.00	8.20

表 4 全年运行能耗费用

月份	天数 /d	日耗电 /(kW·h)	日运行费用 /元	日耗气 /m ³	月运行费用 /元	月耗电 /(kW·h)	月耗气 /m ³	月耗热 /(kW·h)
1	31	19 522	7 778	0	241 348	606 676	0	2 168 132
2	29	18 704	7 239	0	209 933	542 408	0	1 937 490
3	31	17 876	6 692	0	207 464	554 170	0	1 979 412
4	30	17 048	6 149	0	184 464	511 434	0	1 820 700
5	31	16 221	5 610	0	173 913	502 837	0	1 786 530
6	30	15 204	4 951	0	148 536	456 120	0	1 634 040
7	31	15 114	4 951	0	153 487	471 324	0	1 679 022
8	31	16 085	5 522	0	171 167	498 650	0	1 777 044
9	30	17 048	6 149	0	184 464	511 434	0	1 814 580
10	31	17 741	6 604	0	204 718	549 983	0	1 969 926
11	30	18 704	7 239	0	217 172	561 111	0	2 001 240
12	31	19 500	7 778	0	241 118	604 876	0	2 162 808
合计	366	-	-	-	2 337 557	6 369 223	0	22 731 924

5.2 氨高温蓄能热泵系统

该系统的设备投资估算清单见表 5, 全年能耗运行费用估算见表 6。

表 5 设备投资估算清单

投资项目	投资估算 / 万元	比例 / (%)	指标 / (元 · W ⁻¹)
热泵	974.61	37.58	2.73
水泵	18.00	0.69	0.05
换热器	444.05	17.12	1.24
蓄能罐	144.00	5.55	0.40
水处理	7.50	0.29	0.02
配电、自控	141.76	5.47	0.40
机房	144.00	5.55	0.40
施工	324.49	12.51	0.91
其他	394.92	15.23	1.11
合计	2 593.33	100.00	7.26

表 6 全年运行能耗费用

月份	天数 / d	日耗电 / (kW·h)	日运行费用 / 元	日耗气 / m ³	月运行费用 / 元	月耗电 / (kW·h)	月耗气 / m ³	月耗热 / (kW·h)
1	31	21 832	11 949	0	370 415	676 807	0	2 169 132
2	29	21 058	11 135	0	322 929	610 687	0	1 937 490
3	31	20 153	10 190	0	315 882	624 753	0	1 979 412
4	30	19 112	9 113	0	273 388	573 368	0	1 820 700
5	31	18 207	8 375	0	259 623	564 430	0	1 786 530
6	30	17 166	7 600	0	230 998	514 991	0	1 634 040
7	31	17 155	7 711	0	238 698	532 157	0	1 679 022
8	31	17 961	8 213	0	254 609	556 788	0	1 777 044
9	30	19 112	9 113	0	273 388	573 368	0	1 814 580
10	31	19 907	9 931	0	307 860	617 111	0	1 969 926
11	30	21 058	11 135	0	334 064	631 745	0	2 001 240
12	31	21 832	11 949	0	370 415	676 807	0	2 162 808
合计	366	—	—	—	3 552 271	7 153 013	0	22 731 924

表 7 设备投资估算清单

投资项目	投资估算 / 万元	比例 / (%)	指标 / (元 · W ⁻¹)
热泵	449.82	20.98	1.26
水泵	18.00	0.84	0.05
换热器	595.98	27.80	1.67
蓄能罐	144.00	6.72	0.40
水处理	7.50	0.35	0.02
配电、自控	142.60	6.65	0.40
机房	144.00	6.72	0.40
施工	268.69	12.53	0.75
其他	373.53	17.42	1.05
合计	2 144.12	100.00	6.01

5.3 国产高温蓄能热泵系统

该系统的设备投资估算清单见表 7, 全年运行能耗费用估算见表 8。

6 经济性

为了全面分析各种系统的优劣, 对比了多个系统的投资、运行费用及投资回收期, 见表 9。

考虑到资金的时间价值, 进行了动态投资分析, 进一步考察项目在整个寿命期内收入与支出情况, 使方案更为科学、全面。动态经济分析的计算条件如下: 运营年限为 15 年; 基准收益率为 0.08; 折旧年限为 12 年; 运营模式为 EMC 模式; 营业税为免征营业税; 1~3 年企业所得税为 0.125, 4~15 年企业所得税为 0.25。由此得到不同运营年限 - 内部收益率对照表, 见图 4; 不同运营年限 - 投资回收期对照表见图 5。

7 环境效益

用高温热泵代替传统燃气锅炉, 不仅经济效益得到大大提高, 还具有很好的环境效益、社会效益。节约能源消耗及二氧化碳减排量分析见表 10、图 6。由表 10 可知, 离心高温蓄能热泵、氨高温蓄能热泵、国产高温热泵比燃气锅炉减少的能量消耗分别为 1 265、983、930 t, 减少消耗占比分别为 35.6%、27.6%、26.1%; 离心高温蓄能热泵、氨高温蓄能热泵、国产高温热泵比燃气锅炉减少的二氧化碳排放量分别为 220、-542、-685 t, 占比分别为 3.4%、-8.5%、-10.7%。

8 投产前后对比

余热回收系统投产后燃气锅炉燃气消耗量与投产前的对比情况见表 11。

表 8 全年运行能耗费用

月份	天数 /d	日耗电 /(kW·h)	日运行费用 /元	日耗气 /m ³	月运行费用 /元	月耗电 /(kW·h)	月耗气 /m ³	月耗热 /(kW·h)
1	31	22 280	12 192	0	377 964	690 695	0	2 169 132
2	29	21 490	11 362	0	329 504	623 215	0	1 937 490
3	31	20 566	10 397	0	322 294	637 559	0	1 979 412
4	30	19 504	9 298	0	278 930	585 128	0	1 820 700
5	31	18 581	8 544	0	264 867	575 996	0	1 786 530
6	30	17 518	7 825	0	235 659	525 551	0	1 634 040
7	31	17 338	7 855	0	243 514	543 069	0	1 679 022
8	31	18 329	8 379	0	259 750	568 196	0	1 777 044
9	30	19 504	9 298	0	278 930	585 128	0	1 814 580
10	31	20 315	10 132	0	314 107	629 759	0	1 969 926
11	30	21 490	11 362	0	340 866	644 705	0	2 001 240
12	31	23 380	12 111	0	377 544	690 695	0	2 162 808
合计	366	-	-	-	3 624 349	7 299 696	0	22 731 924

表 9 不同系统形势对比表

系统形式	总投资 /万元	电费、燃料费 /万元	基本电费 /万元	维护费 /万元	年费用 /万元	/10 年寿命期内投资折旧	10 年寿命期内年均费用	10 年寿命期内年均费用	现有系统运行费 /万元	改造方案运行费 /万元	税费支出 /万元	静态投资回收期 /a
离心高温蓄能热泵	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6	2 926.6
氨高温蓄能热泵	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3	2 593.3
国产高温蓄能热泵	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1	2 144.1
燃气锅炉	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1	833.1

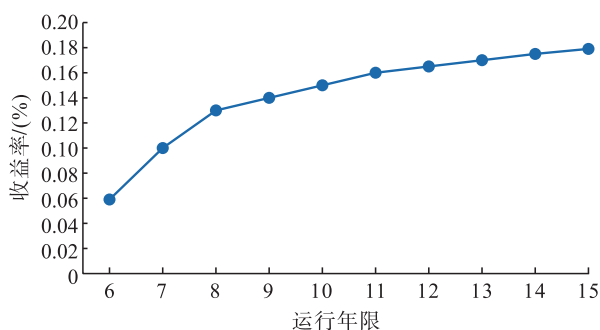


图 4 运营年限 - 内部收益率对照表

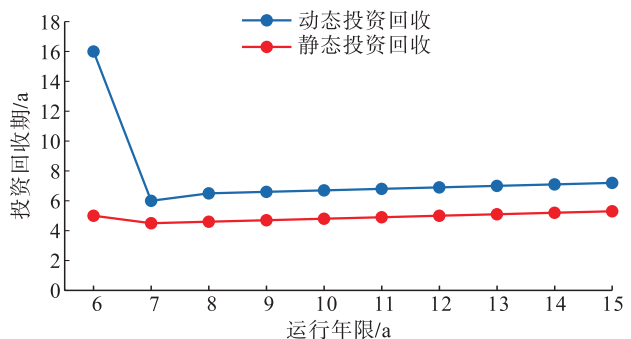


图 5 运营年限 - 投资回收期对比表

表 10 能源消耗及二氧化碳排放量

系统形式	能源消耗			折合标准煤 /t				二氧化碳排放量 /t			
	电 /(kW·h)	燃油 /t	燃气 /m ³	电	燃油	燃气	合计	电	燃油	燃气	合计
离心高温蓄能热泵	6 369 223	0	0	2 293	0	0	2 293	6 191	0	0	6 191
氨高温蓄能热泵	7 153 013	0	0	2 575	0	0	2 575	6 953	0	0	6 953
国产高温热泵	7 299 696	0	0	2 628	0	0	2 628	7 095	0	0	7 095
燃气锅炉	159 630	0	2 882 697	58	0	3 500	3 558	155	0	6 255	6410

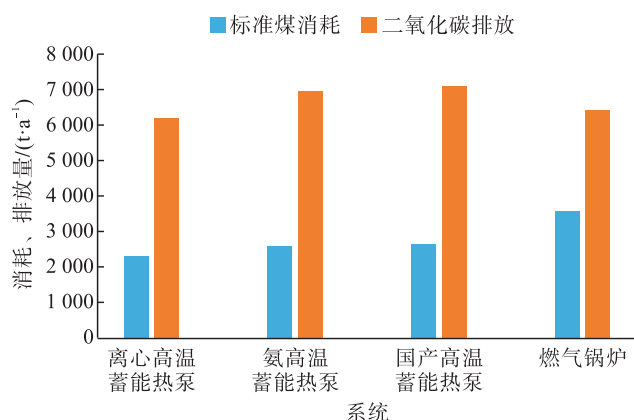


图 6 各种系统折合标准煤消耗、二氧化碳排放对比

表 11 投产前后加热炉耗气量对比表

投产前 时间	加热炉燃气 消耗量 /m ³	投产后 时间	加热炉燃气 消耗量 /m ³	减少 率 / (%)	减少量 折合标 准煤 /t
2017.1	499 517	2018.1	254 754	49	326
2017.2	217 601	2018.2	117 505	46	133
2017.3	416 011	2018.3	216 326	48	265
2017.4	329 409	2018.4	174 587	47	206
2017.5	53 731	2018.5	29 552	45	32
2017.6	108 080	2018.6	62 574	42	60
2017.7	119 635	2018.7	61 607	48	77
2017.8	79 234	2018.8	41 390	47	50
2017.9	93 263	2018.9	42 025	54	68
2017.10	168 926	2018.10	83 077	50	114

9 结论

1) 本系统节能改造的优势有:用热点的设备压力较低,只有 0.6 MPa,便于选择换热器;用热周期长,为全年加热,热回收量大。

2) 经济性方面,三种方案差异不大。节能减排方面,相对于清洁能源的燃气来说,效率较低的热泵系统在减少碳排放方面没有优势;就安全、稳定、可靠、经济合理、环境保护而言,最终采用安装离心高温蓄能热泵系统。

3) 胜利油田河口采油厂首站余热回收系统为辅助加热炉而建设投产。该项目建成后,与去年未投产时相比,燃气消耗量下降 50 %,节能效果显著,减少了燃料的消耗,同时减少污染物的排放,对绿色环保的进一步推荐有借鉴意义,对其它联合站有示范作用。

参考文献:

- [1] 章熙民,任泽霁,梅飞鸣. 传热学[M]. 3 版. 北京:中国建筑工业出版社,1993.
Zhang Ximin, Ren Zepei, Mei Feiming. Heat Transfer [M]. 3rd ed. Beijing: China Architecture & Building Press, 1993.

- [2] 尹 军,陈 雷,王鹤立. 城市污水的资源再生及热能回收利用[M]. 北京:化学工业出版社,2003.

Yin Jun, Chen Lei, Wang Heli. Resource Regeneration and Heat Energy Recovery of Urban Sewage [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2003.

- [3] 茹慧灵,闫宝东. 输油管道节能技术概论[M]. 北京:石油工业出版社,2000.

Ru Huiling, Yan Baodong. Conspectus of Energy-saving Technology of Oil Pipeline [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.

- [4] 冯叔初,郭揆常,王学敏. 油气集输[M]. 东营:中国石油大学出版社,2006.

Feng Shuchu, Guo Kuichang, Wang Xuemin. Oil and Gas Gathering and Transportation [M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006.

- [5] 王荣庆. 石油集输系统节能技术的应用[J]. 内江科技, 2004, (5): 68-69.

Wang Rongqing. Application of Energy-saving Technology in Petroleum Gathering and Transportation System [J]. Neijiang Science and Technology, 2004, (5): 68-69.

- [6] 杨德伟,宋文霞,卢洪刚,等. 油田开发后期联合站的节能降耗[J]. 油气储运,1998,17(9):45-48.

Yang Dewei, Song Wenxia, Lu Honggang, et al. Energy Saving and Consumption Cut-down at a Combined Station in Later Stage of Oil Field Production [J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 1998, 17 (9): 45-48.

- [7] 周文忠,李建兴,涂光备. 污水源热泵系统和污水冷热能利用和前景分析[J]. 暖通空调,2004,34(8):25-29.

Zhou Wenzhong, Li Jianxing, Tu Guangbei. Prospect of Sewage Source Heat Pump Systems and Cooling and Heating Energy Utilization of Sewage [J]. HV & AC, 2004, 34 (8): 25-29.

- [8] 崔福义,李晓明,周 红. 污水资源及其在热泵供热中的应用[J]. 低温建筑技术,2005,(1):96-97.

Cui Fuyi, Li Xiaoming, Zhou Hong. Sewage Resource and Its Utilization in the Heating [J]. Low Temperature Architecture Technology, 2005, (1): 96-97.

- [9] 裴亦楠,薛叔浩. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,2004.

Qiu Yanan, Xue Shuhao. Oil and Gas Reservoir Evaluation Technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

- [10] 徐同台,赵 敏,熊发明. 保护油气层技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997.

Xu Tongtai, Zhao Min, Xiong Youming. Oil and Gas Reservoir Protection Technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.

- [11] 林 建,工庆峰,朱秀峰,等. 油田储罐防腐涂料的设计与施工[J]. 油气田地面工程,2001,20(6):50.

Lin Jian, Gong Qingfeng, Zhu Xiufeng, et al. Design and

- Construction of Anticorrosion Coating for Oilfield Storage Tank [J]. Oil-Gas Field Surface Engineering, 2001, 20 (6): 50.
- [12] 赵俊兴,陈洪德. 鄂尔多斯盆地侏罗纪早中期甘陕古河的演化变迁[J]. 石油与天然气地质学, 2006, 27(2): 152-158.
- Zhao Junxing, Chen Hongde. Evolution of Gansu-Shaanxi Paleochannel During Early and Middle Jurassic in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27 (2): 152-158.
- [13] 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 4版. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology [M]. 4th ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [14] 王星源. 高温水源热泵机组在油田污水余热回收利用中的应用[J]. 石油石化节能, 2017, 7(2): 8-9.
- Wang Xingyuan. Application of High Temperature Water Source Heat Pump Units in the Waste Heat Recovery and Utilization of Waste Water in the Oilfield [J]. Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry, 2017, 7 (2): 8-9.
- [15] 李海燕,刘 静. 低品位余热利用技术的研究现状、困境和新策略[J]. 科技导报, 2010, 28(17): 112-117.
- Li Haiyan, Liu Jing. Current Research Status, Difficulties and New Strategy in Utilization of Low Grade Heat [J]. Science & Technology Review, 2010, 28 (17): 112-117.
- [16] 邓寿禄,黄学义. 油田联合站利用污水余热供暖的可行性分析[J]. 区域供热, 2009, (5): 25-28.
- Deng Shoulu, Huang Xueyi. The Feasibility Analysis of Sewage Discharged Heat Supply for Oil-Gas Processing Plant of Oil-Gas Gathering and Delivering System [J]. District Heating, 2009, (5): 25-28.
- [17] 程学峰,李 琛,管 新,等. 北马庄-黑龙江地区低孔低渗透层特征及勘探潜力[J]. 河南石油, 2003, 17(1): 17-19.
- Cheng Xuefeng, Li Chen, Zan Xin, et al. Features of Low Porosity and Low Permeability Reservoirs in Beimazhuang-Heilongmiao Area and Exploration Potential [J]. Henan Petroleum, 2003, 17 (1): 17-19.
- [18] 朱正茂,李国良. 南阳凹陷近岸水下扇沉积特征及沉积模式[J]. 内江科技, 2003, 30(2): 116.
- Zhu Zhengmao, Li Guoliang. Sedimentary Characteristics and Sedimentary Model of Offshore Subaqueous Fan in Nanyang Depression [J]. Neijiang Science and Technology, 2003, 30 (2): 116.
- [19] 李孟涛,单文文,刘先贵,等. 超临界二氧化碳混相驱油机理实验研究[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 80-83.
- Li Mengtao, Shan Wenwen, Liu Xiangui, et al. Laboratory Study on Miscible Oil Displacement Mechanism of Supercritical Carbon Dioxide [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27 (3): 80-83.
- [20] 李菊花,姜 涛,高文君,等. 气水交替驱油藏注入能力分析 & 优化[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(6): 121-125.
- Li Juhua, Jiang Tao, Gao Wenjun, et al. Analysis and Optimization of Injectivity by Gas-alternating-water Flooding in Reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2008, 30 (6): 121-125.

我大陆最长海底成品油管道定向穿越成功

2019年5月27日,中国石化宣布,我国大陆地区最长的海底成品油管道——湛江至北海管道工程,在通明海峡定向穿越成功。

通明海峡定向穿越是中科炼化一体化配套成品油管道工程的核心工程,始点为湛江市东海岛,终点为对岸陆地上的湖光镇;具有工程地质复杂、环保要求高、预制场地受限等技术难点;穿越总长4 071 m,创我国大陆海底成品油管道定向钻穿越长度之最。

中科炼化配套成品油管道全长248 km,建成后将推动我国西南省份成品油管道高效运行,破解管输油品资源不足、沿海资源难以调入的瓶颈,保障广东和西南地区成品油供应。此次定向钻穿越成功,不仅为管道如期完工投油奠定了基础,也为成品油管道长距离海底穿越施工积累了宝贵经验。

为确保穿越成功,管道建设方中国石化销售华南分公司先后五次召开海域穿越方案专家论证会,邀请国内穿越顶尖专家,对关键技术进行多次现场踏勘和技术论证。项目采用高精度导向对接系统,确保对接一次成功;采用全封闭泥浆处理系统,确保废弃泥浆“零污染零排放”;采用先进的包覆防腐蚀技术,有效应对海域腐蚀的复杂环境。

(曾 妍 摘自中国石油网)