

液氢加氢站冷能回收流程设计与优化

李光让*

(浙江省石油股份有限公司, 浙江 杭州 310050)

摘要:针对液氢在加氢站再气化过程中, 释放的大量高品位冷能直接耗散在环境中被损失浪费, 提出了一种基于有机朗肯循环与直接膨胀发电的液氢加氢站冷能回收流程。该流程主要包括氢气膨胀发电、燃料电池发电和有机朗肯循环发电。采用 Aspen HYSYS 软件对流程进行了模拟, 以净回收功最大为目标函数对关键参数进行优化, 并对流程进行能量分析和焓分析。结果表明, 优化后流程的净回收功率为 14.22 kW, 系统热效率、冷能利用率和焓效率分别为 34.97%、35.42% 和 16.43%, 该流程具有设计简单、综合性能好等优点, 可为未来液氢加氢站的优化设计提供一种参考。

关键词:液氢加氢站; 液氢再气化; 冷能回收; 冷能发电; 焓分析

中图分类号: TK91; U473.2; TB61

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2026)03-0236-06

DOI: 10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2026.03.038

Design and optimization of cold energy recovery process for liquid hydrogen refueling station

LI Guang-rang*

(Zhejiang Provincial Petroleum Co., Ltd., Hangzhou 310050, China)

Abstract: During the regasification of liquid hydrogen in the hydrogen refueling station, a large amount of high-grade cold energy released is directly dissipated and wasted in the environment. A cold energy recovery process for liquid hydrogen refueling station based on organic Rankine cycle (ORC) and direct expansion power generation is proposed. The process mainly includes hydrogen expansion power generation, fuel cell power generation and ORC power generation. Aspen HYSYS software was used to simulate the process, and the key parameters were optimized with the maximum net recovery work of the process as the objective function, and the energy analysis and exergy analysis of the process were carried out. The results show that the net recovery power of the optimized process is 14.22 kW, and the thermal efficiency, cold energy utilization rate and exergy efficiency of the system are 34.97%, 35.42% and 16.43%, respectively. The process has the advantages of simple design and good comprehensive performance, which can provide a reference for the optimal design of liquid hydrogen refueling station in the future.

Key words: liquid hydrogen refueling station; liquid hydrogen regasification; cold energy recovery; cold energy generation; exergy analysis

氢气作为一种无碳绿色能源载体, 是未来交通运输行业实现低碳转型的有效途径。加氢站作为氢能与交通融合发展的新型基础设施, 既是氢消费端和生产端之间的纽带, 也是燃料电池汽车规模化发展的保障。国家《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》明确提出, 到2025年我国燃料电池车辆保有量约5万辆, 部署建设一批加氢站, 有力支撑碳达峰目标实现^[1]。截至2024年底, 我国已推广燃料电池汽车约2.4万辆, 建成加氢站超540座, 占全球加氢站总数的45%^[2]。按照加氢站内氢气的相态不同, 加氢站分为气氢加氢站和液氢加氢站^[3]。与气氢相比, 液氢具有更高的体积密度和更大的存储容量(液氢密度分别是45 MPa和87.5 MPa高压气氢的2.17倍和1.36倍), 且运输成本对距离不敏感^[4-5]。典型的气氢加氢站存储容量一般为100~500 kg/d, 而液氢加氢站的存储容量

超过1 000 kg/d^[6]。因此, 液氢加氢站更适用于重型运输车和长途商用车, 也更有利于燃料电池汽车的商业化推广^[2]。

然而, 液氢在加氢站再气化过程中, 释放的大量高品位冷能直接耗散在环境中被损失浪费^[5,7], 回收利用该部分低温冷能, 可有效降低液氢加氢站的运行成本, 促进液氢供应链降本增效快速发展。氢气在加注过程中, 车载气瓶内的温度和压力会快速上升, 为了确保加注过程安全, 根据SAE J2601加氢协议的要求, 加注的氢气温度应为-40℃^[5,7-8]。董林鑫^[8]提出了基于超高压液氢泵的直接混合型加氢流程, 即液氢从储罐中通过液氢泵增压至90 MPa后分流为2路, 一部分维持低温(冷路), 另一部分进入换热器复温(暖路), 2路氢气混合后达到氢气预冷目的, 以满足氢气加注的温度要求。林德公司已成功应用直接混合型加氢流程, 通过混合液氢泵

收稿日期: 2025-05-28; 修回日期: 2025-12-31

作者简介: 李光让(1988-), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为油气储运与氢能技术, 通讯联系人, 0571-56663545, 804610796@qq.com。

能耗;余热为朗肯循环供热,提高发电效率。

朗肯循环发电:工质 a 经换热器(HX1)冷却后,由气相变为液相(物流 b),进入泵(P2)增压(物流 c);然后在换热器(HX2、HX3)中吸热蒸发,由液相变为气相(物流 e),进入膨胀机(EX2)膨胀做功带动发电机发电;膨胀降温后的工质(物流 f)在换热器(HX2、HX1)中放热冷凝进入下一循环。丙烷是液氢加氢站朗肯循环工质的较佳选择^[12],为了提高膨胀机(EX2)做功能力,利用燃料电池反应余热(Gas-in)将丙烷(物流 d)加热,使温度高于其临界温度(96.74℃)^[6,13]。

1.2 流程参数设定

由于 Aspen HYSYS 软件在稳态模式下无法模拟间断工况^[6],本文中假设液氢加氢站连续运行。利用 Aspen HYSYS 软件对液氢加氢站冷能回收流程(图 1)进行模拟,选择 Peng-Robinson 状态方程进行热力学计算,流程的设计参数见表 2^[6-7,11-12]。

表 2 流程设计参数

参数	数值	参数	数值
液氢泵绝热效率/%	85	膨胀机等熵效率/%	80
丙烷泵绝热效率/%	80	换热器压降/kPa	5

2 氢气液化流程优化与分析

2.1 流程关键参数设定

由于燃料电池发电量为恒值,且可抵消流程中液氢增压泵的能耗。因此,本流程的目标函数仅考虑朗肯循环和膨胀发电流程的净回收功,其大小主要取决于膨胀机(EX1、EX2)的做功能力以及丙烷泵(P2)的能耗。由于氢气特性,其在控制阀中由 90 MPa 等焓降至 70 MPa 的过程中会因 J-T 效应引起温度上升^[5,14],本流程先用膨胀机(EX1)将氢气降压至 75 MPa 左右,再由控制阀(VLV)降至 70 MPa,以使氢气温度满足加注要求(-40℃)的同时,回收部分压力能;膨胀机(EX1)压力差越大做功越多,为了同时保障加氢站加注效率,本流程参照文献[11],将膨胀机出口压力设定为 75 MPa 左右。

2.2 流程关键参数优化

朗肯循环发电功率的影响因素主要有物流 a 的质量流量,b、d、e 的温度和 c 的压力。其中,a 的质量流量主要影响丙烷泵(P2)的输入功和换热器(HX1)中氢气(物流 3)的出口温度;e 的温度主要影响膨胀机(EX2)的输出功;c 的压力主要影响丙烷泵(P2)的输入功和膨胀机(EX2)的输出功;同

时,b、d、e 的温度还影响换热器(HX1、HX2)的最小温差。因此,对上述参数(变量)进行优化,目标函数按照公式(1)计算。

$$f(X) = \max(W_{\text{Rec}}), W_{\text{Rec}} = \sum (W_e - W_p) \quad (1)$$

式中, $f(X)$ 为目标函数; W_{Rec} 为净回收功,kW; W_e 为膨胀机输出功,kW; W_p 为泵输入功,kW。

Aspen HYSYS 中内置了一个多变量稳态优化器,可对流程相关参数(变量)进行优化,求得目标函数的最大或最小值^[15]。本文中选择优化器 Original 优化模式,流程变量和约束如表 3 所示。

表 3 流程变量和约束

项目	设置
丙烷 a 质量流量/(kg·h ⁻¹)	100~300
丙烷 b 温度/℃	-196~-100
丙烷 d 温度/℃	-50~30
丙烷 e 温度/℃	100~200
丙烷 c 压力/kPa	1000~10000
氢气 5 压力/kPa	75000~80000
换热器 HX1、HX2 最小温差/℃	1~3
膨胀机入口 e 气相分率	1

2.3 流程优化结果分析

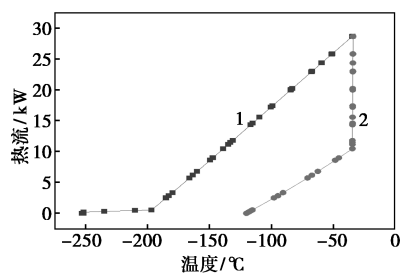
利用 Aspen HYSYS 优化器对各变量进行优化,结果如表 4 所示。由表 4 可知,优化后朗肯循环发电回收了 12.023 kW 的净功,氢气由 90 MPa 膨胀

表 4 参数优化结果

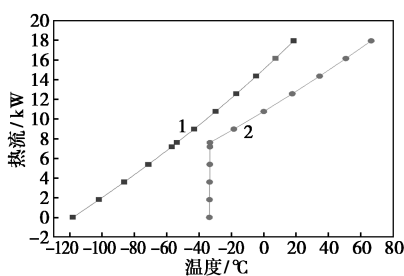
参数	初始值	优化值	调整值	变化率
丙烷 a 质量流量/(kg·h ⁻¹)	222.1	241.9	19.8	8.91%
丙烷 b 温度/℃	-120	-195.4	-75.4	62.83%
丙烷 d 温度/℃	18.5	18.9	0.4	2.16%
丙烷 e 温度/℃	185	200	15	8.11%
丙烷 c 压力/kPa	5000	10000	5000	100.00%
氢气 5 压力/kPa	75000	76000	1000	1.33%
换热器 HX1 最小温差/℃	0.323	0.435	0.112	34.67%
换热器 HX2 最小温差/℃	20.355	1.055	-19.3	-94.82%
燃料电池发电 Power/kW	15.8	15.8		
液氢泵输入功/kW	15.21	15.21		
氢气膨胀机 EX1 输出功/kW	2.363	2.201	-0.162	-6.86%
丙烷膨胀机 EX2 输出功/kW	11.21	13.17	1.96	17.48%
丙烷泵输入功/kW	0.564	1.147	0.583	103.37%
流程净回收功/kW	13.01	14.22	1.21	9.30%
站点总输出功/kW	13.60	14.81	1.21	8.90%

至 76 MPa, 回收了 2.201 kW 的净功, 合计回收 14.22 kW 的净功, 增长了 9.3%。朗肯循环回收功的增加, 主要因为随着丙烷压力的升高(物流 a)和温度的升高(物流 e), 膨胀做功能力增强, 虽然丙烷泵输入功增加了 0.583 kW, 但丙烷膨胀机输出功增加了 1.96 kW; 氢气膨胀发电回收功的减少, 主要是为了增加换热器最小温差, 并维持 -40°C 的氢气加注温度。对于整个加氢站点, 如考虑燃料电池发电和液氢泵输出功, 则本站点总输出功为 14.81 kW, 不仅满足站内用电需求, 多余的电量还可用于电动汽车充电等对外供电。

如图 2 和图 3 所示, 优化后换热器 HX1 的最小温差按照约束函数的要求有所调增, 由于丙烷 a 处于气液两相区, 限制了温度的进一步升高, 换热器的 HX1 最小温差收敛于 0.435°C 。通过优化丙烷 d 的温度, 使得换热器 HX2 的最小温差由 20.355°C 降至 1.055°C 。优化后换热器 HX1 和 HX2 的冷热侧复合曲线更加吻合, 提高了换热效率。



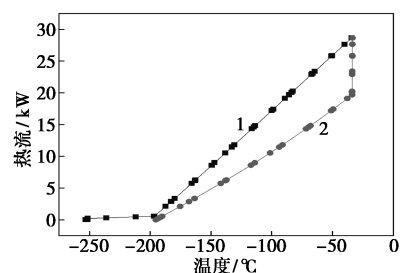
(a) HX1



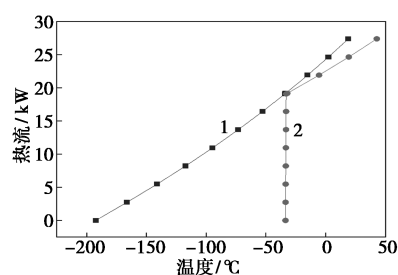
(b) HX2

1—冷侧复合曲线; 2—热侧复合曲线

图 2 优化前换热器 HX1 和 HX2 最小温差



(a) HX1



(b) HX2

1—冷侧复合曲线; 2—热侧复合曲线

图 3 优化后换热器 HX1 和 HX2 最小温差

2.4 能量分析

为了更好地评估系统热力学性能, 引入热效率、冷能利用率、焓效率等指标对系统进行能量分析, 并计算各设备焓损的分布情况, 各指标计算公式见式(2)~式(8)^[3,11,13,16-20]。

$$\eta_t = (W_{\text{Rec}}/Q_{\text{in}}) \times 100\% \quad (2)$$

$$Q_{\text{in}} = m_{\text{C}_3\text{H}_8}(h_e - h_d) = m_{\text{Gas}}(h_{\text{Gas-in}} - h_{\text{Gas-out}}) \quad (3)$$

$$\eta_{\text{H}_2} = (W_{\text{Rec}}/Q_{\text{H}_2}) \times 100\% \quad (4)$$

$$Q_{\text{H}_2} = m_{\text{GH}_2}(h_{\text{GH}_2} - h_1) \quad (5)$$

$$\eta_{\text{ex}} = \{W_{\text{Rec}}/[(E_1 - E_{\text{GH}_2}) + (E_{\text{Gas-in}} - E_{\text{Gas-out}})]\} \times 100\% \quad (6)$$

$$E_x = m_x [(h_x - h_{0x}) - T_0 (s_x - s_{0x})] / 3600 \quad (7)$$

$$\Delta E_x = E_{x\text{in}} - E_{x\text{out}} + W_{\text{in}} - W_{\text{out}} \quad (8)$$

式中, η_t 为系统的热效率, %; η_{H_2} 为液氢冷能利用率, %; η_{ex} 为系统的焓效率, %; W_{Rec} 为净回收功, kW; Q_{in} 为系统输入热量, kW; Q_{H_2} 为液氢提供的冷能, kW; m 为工质的质量流量, kg/h; T_0 为环境温度, K; h 为工质的质量焓, kJ/kg; h_0 为工质在 T_0 温度、环境压力下的质量焓, kJ/kg; s 为工质的质量熵, kJ/(kg·K); s_0 为工质在 T_0 温度、环境压力下的质量熵, kJ/(kg·K); E_x 为工质的焓值, kW; ΔE_x 为设备的焓损, kW; $E_{x\text{in}}$ 为流入设备的焓值, kW; $E_{x\text{out}}$ 为流出设备的焓值, kW; W_{in} 为设备输入功, kW; W_{out} 为设备输出功, kW。

根据式(2)~式(5), 通过计算得出, 优化前系统输入热量为 39.30 kW, 氢气提供冷量为 39.95 kW, 优化前系统热效率和冷能利用率分别为 33.11%、32.57%; 优化后系统输入热量为 40.68 kW, 氢气提供冷量为 40.15 kW, 优化后系统热效率和冷能利用率分别为 34.97%、35.42%, 分别提升了 5.62%、8.75%。

根据式(6)~式(8), 通过计算得出氢气、丙烷和余热的焓值, 以及各设备的焓损, 结果见表 5。

表 5 流体焓及设备焓损计算结果

物流	焓/kW		设备	焓损/kW	
	优化前	优化后		优化前	优化后
LH ₂	162.8		TEE	0	0
BOG	6.187		P1	40.35	40.35
1	156.6		P2	0.265	0.997
2	131.5		HX1	27.44	15.48
3	99.80	99.79	HX2	4.211	14.60
4	99.80	99.70	HX3	17.40	16.30
5	96.65	96.86	Tank	0	0
GH ₂	95.27	95.22	EX1	0.778	0.721
a	3.709	6.685	EX2	2.555	3.254
b	13.73	28.68	VLV	1.38	1.647
c	14.03	28.83	合计	94.38	93.35
d	7.743	9.050	其中,泵	40.615	41.347
e	15.40	17.93	换热器	49.051	46.38
f	1.629	1.511	膨胀机	3.333	3.975
Gas-in	25.55	25.52			
Gas-out	0.498	0.338			

通过计算,优化前设备焓损 94.38 kW,系统焓效率为 15.06%;优化后设备焓损 93.35 kW,系统焓效率为 16.43%,提升了 9.1%。

如表 5 所示,焓损主要发生在液氢泵和换热器上,约占总焓损的 93%。其中,液氢泵(P1)焓损最高,为 40.35 kW,主要原因是进口处的液氢冷能品位高,经泵增压后部分温度焓转化为压力焓,随着温度的升高导致液氢冷能品位下降,致使焓损较大^[20];换热器 HX3、HX1 和 HX2 的焓损也较高,分别为 16.3、15.48、14.6 kW,主要原因是冷热流体温度区间跨度大,导致冷热流体品位相差大^[16,20];膨胀机、控制阀、丙烷泵等焓损则相对较低。优化后,换热器 HX1 的冷热侧复合曲线更加吻合,提高了换热效率,换热器焓损降低了 43.59%;由于换热器 HX2 的冷侧流体温度区间跨度进一步变大(优化前为-118.1~18.5℃,优化后为-192.4~18.9℃),导致焓损增加了约 2.5 倍,但 HX2 的最小温差由 20.355℃降至 1.055℃,换热效率大幅提高。

2.5 流程性能比较分析

液氢加氢站属于新型产业,其冷能回收等相关研究尚处于起步阶段,可对比的流程较少,且各流程研究侧重点不同。文献[6]侧重于研究回收液氢冷能用于预冷加注端氢气,因此液氢被气化加热至

25℃(加注端再预冷至-40℃),使得朗肯循环可以回收更多的冷能做功,单位氢气净回收功为 15.40 W/kg,稍高于本流程;但由于液氢泵、加热器能耗高,导致加氢站整体能耗为 68.93 W/kg,远高于本流程。文献[11]与本流程类似,侧重于研究回收液氢冷能用于发电,因此液氢被气化至-40℃,限制了朗肯循环对冷能的回收利用,导致单位氢气净回收功较少(8.89 W/kg),低于本流程;由于采用了燃料电池(发电效率 68%)回收 BOG 发电,使得加氢站整体实现了对外供电,为 27.65 W/kg,高于本流程;如燃料电池发电效率按照本流程的 30%折算,则对外供电能力低于本流程。

综上,在相同加注能力下,与参考文献的流程相比,本流程具有结构简单,综合性能好等优点,可为未来液氢加氢站的优化设计提供一种参考(表 6)。

表 6 液氢加氢站冷能回收流程对比

回收工艺	液氢流量/ (kg·d ⁻¹)	单位氢气净回收功/ (W·kg ⁻¹)	站点单位氢气能耗/ (W·kg ⁻¹)
朗肯循环+直接膨胀(本流程)	962.0	14.78	-15.40
朗肯循环+预冷换热 ^[6]	985.0	15.40	68.93
两级朗肯循环 ^[11]	1940.4	8.89	-27.65

3 结论

针对液氢在加氢站再气化过程中释放的大量高品位冷能直接耗散在环境中被损失浪费,设计了一种基于有机朗肯循环与直接膨胀发电的液氢加氢站冷能回收流程,该流程主要包括氢气膨胀发电、燃料电池发电和有机朗肯循环发电。采用 Aspen HYSYS 软件对流程进行了模拟,以流程净回收功最大为目标函数对关键参数进行优化,并对流程进行能量分析和焓分析,得出以下结论。

(1) 相比于优化前,优化后的流程净回收功为 14.22 kW,增长了 9.3%,有效地回收了液氢冷能;利用燃料电池回收氢气闪蒸气,在产生电能的同时,可产生热量为有机朗肯循环提供热源,提高发电效率。

(2) 本流程优化后系统热效率、冷能利用率和焓效率分别为 34.97%、35.42% 和 16.43%,分别提升了 5.62%、8.75% 和 9.1%;焓损主要发生在液氢泵和换热器上,约占总焓损的 93%;优化后,换热器的冷热侧复合曲线更加吻合,提高了换热效率。

(3) 经对比,在相同加注能力下,本流程具有设

计简单、综合性能好等优点,可为未来液氢加氢站的优化设计提供一种参考。

参考文献

- [1] 国家发展改革委,国家能源局.氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)[EB/OL].(2022-03-23)[2025-05-04].https://www.gov.cn/xinwen/2022-03/24/content_5680975.htm.
- [2] 国家能源局.中国氢能发展报告(2025)[EB/OL].(2025-04-30)[2025-05-04].<https://www.nea.gov.cn/20250430/96022785b3a747248288ad1e57d3a025/c.html>.
- [3] 崔胜民.氢能技术:制备、储运与应用[M].北京:化学工业出版社,2024:202-203.
- [4] Tian Z, Lv H, Zhou W, *et al.* Review on equipment configuration and operation process optimization of hydrogen refueling station[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(5): 3033-3053.
- [5] 冯一宁,朱绍伟,薛明喆,等.液氢加氢站加注过程焓分析[J].真空与低温,2024,30(4):417-423.
- [6] Gong C, Na H, Yun S, *et al.* Liquid hydrogen refueling stations as an alternative to gaseous hydrogen refueling stations: Process development and integrative analyses[J]. *eTransportation*, 2025, 23: 100386.
- [7] Gong C, Na H, Kim H, *et al.* Energy-efficient and sustainable design of a hydrogen refueling station utilizing the cold energy of liquid hydrogen[J]. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 2024, 12(37): 13763-13773.
- [8] 董林鑫.基于不同增压方式的液氢加氢站加氢流程研究[D].杭州:浙江大学,2023.
- [9] 韩冰川,陈永东,吴晓红,等.液氢加氢站热管理系统与核心装备技术分析[J].流体机械,2025,53(2):23-31.
- [10] Hu R Z, Yang B, Shi C Y, *et al.* Cryogenic cold energy recovery in liquid hydrogen refueling station with double-pipe heat exchanger[J]. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2023, 15(5): 054102.
- [11] Kang D, Mun H, Park J, *et al.* System design and economic evaluation of a liquid hydrogen superstation[J]. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2025, 42: 233-255.
- [12] 王荧光,蔡旭东,梁勇,等.循环工质对LNG冷能发电系统性能的影响[J].低碳化学与化工,2024,49(10):113-122.
- [13] 万腾,周卫红.液化天然气冷能回收系统的设计与优化分析[J].低碳化学与化工,2024,49(5):123-132.
- [14] Ghorbani B, Zengehboudi S, Saady N M, *et al.* Strategies to improve the performance of hydrogen storage systems by liquefaction methods: A comprehensive review[J]. *ACS Omega*, 2023, 8: 18358-18399.
- [15] 孙兰义,刘立新,薄守石,等.过程模拟实训——Aspen HYSYS教程[M].2版.北京:中国石化出版社,2018:374-378.
- [16] 李光让,马倩倩,魏瑾,等.基于LNG接收站的氢气液化流程设计与优化[J].低碳化学与化工,2024,49(9):113-122.
- [17] Mun H, Park S, Lee I. Liquid hydrogen cold energy recovery to enhance sustainability: Optimal design of dual-stage power generation cycles[J]. *Energy*, 2023, 284: 129229.
- [18] Joy J, Chowdhury K. Enhancing generation of green power from the cold of vaporizing LNG at 30 bar by optimising heat exchanger surface area in a multi-staged organic Rankine cycle[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2021, 43: 100930.
- [19] 杨键萍,潘振,张丽,等.基于太阳能和LNG冷能的朗肯循环系统热力学分析[J].辽宁石油化工大学学报,2019,39(2):47-53.
- [20] 刘梅梅.中小型LNG气化站冷能利用研究[D].荆州:长江大学,2020.■
- (上接第235页)
- [3] 阳平坚,彭栓,王静,等.碳捕集、利用和封存(CCUS)技术发展现状及应用展望[J].中国环境科学,2024,44(1):404-416.
- [4] 赵志强,张贺,焦畅,等.全球CCUS技术和应用现状分析[J].现代化工,2021,41(4):5-10.
- [5] Zhu D, Peng S, Zhao S, *et al.* Comprehensive review of sealant materials for leakage remediation technology in geological CO₂ capture and storage process[J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(6): 4711-4742.
- [6] 周新媛,唐国强,赵连增,等.二氧化碳封存现状及经济性初探[J].油气与新能源,2022,34(6):20-28,49.
- [7] Alcalde J, Flude S, Wilkinson M, *et al.* Estimating geological CO₂ storage security to deliver on climate mitigation[J]. *Nature Communications*, 2018, 9(1): 2201.
- [8] 姜睿.二氧化碳封存技术在油气行业应用进展[J].当代石油石化,2022,30(2):34-38.
- [9] Zhou X, Wu Y S, Chen H, *et al.* Review of carbon dioxide utilization and sequestration in depleted oil reservoirs[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024, 202: 114646.
- [10] Wei B, Wang B, Li X, *et al.* CO₂ storage in depleted oil and gas reservoirs: A review[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2023, 9(2): 76-93.
- [11] Cao C, Liu H, Hou Z, *et al.* A review of CO₂ storage in view of safety and cost-effectiveness[J]. *Energies*, 2020, 13(3): 600.
- [12] Kim Y, Jang H, Kim J, *et al.* Prediction of storage efficiency on CO₂ sequestration in deep saline aquifers using artificial neural network[J]. *Applied Energy*, 2017, 185: 916-928.
- [13] Liu M, Li Z, Qi J, *et al.* Prediction of CO₂ storage in different geological conditions based on machine learning[J]. *Energy & Fuels*, 2024, 38(22): 22340-22350.
- [14] Yamada K, Fernandes B R B, Kalamkar A, *et al.* Development of a hydrate risk assessment tool based on machine learning for CO₂ storage in depleted gas reservoirs[J]. *Fuel*, 2024, 357: 129670.
- [15] Vo Thanh H, Sugai Y, Sasaki K. Application of artificial neural network for predicting the performance of CO₂ enhanced oil recovery and storage in residual oil zones[J]. *Scientific Reports*, 2020, 10(1): 18204.
- [16] Abdulwarith A, Ammar M, Dindoruk B. Prediction/Assessment of CO₂ EOR and storage efficiency in residual oil zones using machine learning techniques[C]. *Proceedings of the 2024 Carbon Capture, Utilization, and Storage Conference (SPE/AAPG/SEG)*. Houston, USA, 2024-03-11—2024-03-13.
- [17] Metz B, Davidson O, De Coninck H, *et al.* IPCC special report on carbon dioxide capture and storage[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- [18] Nghiem L, Shrivastava V, Tran D, *et al.* Simulation of CO₂ storage in saline aquifers[C]. *SPE/EAGE Reservoir Characterization & Simulation Conference*. Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2009.■