

现代煤化工较高浓度 CO₂ 用于 强化采油过程的初步研究

赵兴雷*

(北京低碳清洁能源研究所,北京 102209)

摘要:鄂尔多斯盆地某现代煤化工企业排放的较高浓度 CO₂ 约为 1 309 万 t/a, 而该盆地内所有油田可封存的 CO₂ 总量约为 37 700 万 t, 可增加原油产量约 13 700 万 t。对油田与 CO₂ 气源之间驱油供应链的研究表明, 较高浓度 CO₂ 提纯过程采用低温闪蒸工艺优于膜分离等其他工艺。对 300 km 输送距离的 CO₂ 驱油供应链进行了工程案例设计, 表明 150 万 t/a 驱油供应链示范装置的综合成本约为 31.1 美元/t, 有效碳减排系数为 77.54%。

关键词:现代煤化工; CO₂; 驱油; 供应链; 碳减排; 模拟; 温室气体

中图分类号: TQ028.1+30

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2015)05-0155-04

Preliminary study on enhancing oil recovery by using high concentrated CO₂ from modern coal chemical industry

ZHAO Xing-lei*

(National Institute of Clean-and-Low-Carbon Energy, Beijing 102209, China)

Abstract: 1.309 × 10⁷ t/a high concentrated CO₂ is released from a modern coal chemical company in Ordos basin. And CO₂ storage capacity in Ordos basin is 3.77 × 10⁸ t, which will lead to the corresponding increase in crude oil production to 1.37 × 10⁸ t. Based on the study of CO₂-EOR supply chain between CO₂ source and oil field, the method of low temperature flash for CO₂ purification is better than membrane separation and distillation. The demo example of CO₂-EOR supply chain with 300 km transportation via pipeline is designed. The overall cost is about \$31.1 per ton CO₂ for the scale of 1.5 × 10⁶ t CO₂ per year and the effective factor of CO₂ emission reduction is 77.54%.

Key words: modern coal chemical industry; carbon dioxide; enhanced oil recovery (EOR); supply chain; carbon emission reduction; simulation; greenhouse

近年来以煤制油与煤制烯烃等为代表的现代煤化工在国内得到了的大力发展, 由此富集了大量的较高浓度的 CO₂^[1-2]。积极开发利用这些高浓度 CO₂ 气体, 不仅能缓解我国面临的碳减排压力, 还有望带来一定的经济收益。

调研发现, 在目前所有的 CO₂ 大规模利用技术里, CO₂ 驱油技术(CO₂-EOR)是唯一在国外大规模推广并带来显著经济效益的技术(carbon dioxide capture, utilization & sequestration, CCUS)。美国是世界上 CO₂ 驱油技术工业应用最多的国家。2011 年美国约有 6 500 万 t CO₂ 用于驱油过程, 增产原油 1 500 万 t 左右^[3-4]。相比之下, 中国在 CO₂-EOR 方面的发展现状是尝试虽多, 但规模尚小^[5-6]。随着我国原油对外依存度越来越高及 CO₂-EOR 技术在国内越来越多的成功试验, 加速 CO₂-EOR 技术在我国更大规模地推广应用显得极其必要。

本文中首先以某煤化工企业为例, 介绍了其煤化工高浓度 CO₂ 排放源的分布, 探讨了周边油田采用 CO₂ 驱提高原油采收率的能力, 在此基础上对某

油田与煤化工之间的 CO₂ 驱油供应链过程进行了初步设计与优化, 最后结合工程应用案例探讨了该过程的投资、成本及有效碳减排, 从而为实现 CO₂ 在驱油方面的规模利用提供有益的参考。

1 现代典型煤化工较高浓度 CO₂ 排放源的分布

神华集团是我国现代煤化工发展较为成功的典型案例。表 1 结合吴秀章博士^[7]的报告, 列出了 2012 年该公司主要煤化工排放的较高浓度 CO₂ 气体。从表 1 中数据可以看出, 神华煤化工每年排放的 CO₂ 总量大约为 1 309 万 t, 气体中 CO₂ 的体积分数大于 80%, 其排放源主要包括以煤制油与煤制烯烃为代表的目前效益较好的现代煤化工。

国外大规模驱油项目对 CO₂ 气源的基本要求是 CO₂ 体积分数不小于 95%。结合神华煤化工所处的地理位置分析, 比较适合开展 CO₂ 驱油的几个排放源依次为表 1 所列的前 3 个子公司, 这里以神华鄂尔多斯煤制油公司的较高浓度 CO₂ 为潜在 CO₂

来源,研究将其用于驱油的可行性。神华宁夏煤业等 CO₂ 排放源的利用可参考该数据进行。

表 1 某现代煤化工企业较高浓度 CO₂ 的排放现状

序号	企业名称	气源行业	地理位置	CO ₂ 排放量/ (万 t·a ⁻¹)	CO ₂ 排放体积 分数/%
1	神华煤制油鄂尔多斯公司	100 万 t/a 直接液化	内蒙古鄂尔多斯	274	87.6
2	神华煤制油神木化学	60 万 t/a 甲醇	陕西榆林	124	80~99
3	神华煤制油包头公司	60 万 t/a 烯烃	内蒙古包头	360	88
4	神华宁夏煤业	60 万 t/a 甲醇、5 万 t/a 烯烃	宁夏银川	427	80~99
5	神华煤制油咸阳化工	60 万 t/a 甲醇	陕西咸阳渭城	124	87.9
总				1309	

注:高浓度 CO₂ 排放量由装置规模乘以排放因子获得。

2 较高浓度 CO₂ 周边油田驱油潜能的研究

鄂尔多斯盆地的油田属于典型的低渗透、低压、低产的“三低”油田,尤其是低渗透,大多数油田的储层渗透率最低仅为 1 mD,开采难度很大,而超临界 CO₂ 驱在处理低渗透油田方面具有独特的优势。

2.1 含油储层 CO₂ 驱提高采收率评价方法

CO₂ 驱提高采收率评价指标主要包括储层的 CO₂ 封存容量、提高采收率的幅度及有效增油量。

结合美国、加拿大等国家和地区在过去数十年中在 CO₂-EOR 工程领域的丰富经验,基于相似原理,采用了仅需要很少的数据的储油层封存容量估算方法^[8]。

$$M_e = 10^{-6} N_p R_{CO_2}$$

式中, N_p 为通过注入 CO₂ 能够额外实现的原油产量, m³; R_{CO_2} 为 CO₂ 利用系数,指 CO₂ 注入量与原油产出量之间的比值, t/m³。

CO₂ 利用系数 R_{CO_2} 可以通过参考国外已有的 EOR 示范或商业项目的经验数据进行估测,这里将含油储层的 CO₂ 利用系数分为高、中、低 3 档,各档对应的 CO₂ 利用系数分别为 5.0、3.0、1.0 t/m³。

储油层通过注入 CO₂ 能够额外实现的原油产量可以通过下式进行估算:

$$N_p = E_{re} N_0 C$$

式中, E_{re} 为注入 CO₂ 能够使该油层原油采收率的提高幅度,%; N_0 为探明原油储量, 10⁹ m³; C 为 CO₂ 与原油之间密度的换算系数,取 0.75。

CO₂ 驱提高原油采收率的效果选用改进的分流理论确定。该理论综合考虑了包括油藏孔隙度、渗

透率、饱和度、原油黏度、原油密度、相对渗透率、井网类型、注入方式、注入时间等油藏的物性参数^[9]。

2.2 CO₂ 驱油潜能分析

采用前面提出的评价方法,对鄂尔多斯盆地主要油田的 CO₂ 驱油性能进行评价。采用 CO₂-EOR 技术后,各油田原油采收率最高增加 14.1%, CO₂ 可埋存量最高达 6 000 万 t,单个油田增油量最高为 2 000 万 t。鄂尔多斯盆地如果全面推广 CO₂ 驱油技术,可累计封存 CO₂ 约为 37 700 万 t,增加原油产量 13 700 万 t。从地理位置分布上看,这些油田均在距该现代煤化工企业较高浓度 CO₂ 气源的 500 km 范围内。CO₂ 驱油项目的选址应针对具体的排放源优先选择 CO₂ 输送距离较近、可埋存量潜力巨大与原油采收率提高显著的油田,而对目标油田与 CO₂ 排放源之间的驱油供应链进行合理地设计与优化是实现 CO₂ 驱油项目的关键。

3 较高浓度 CO₂ 驱油供应链的设计与优化

CO₂ 驱油供应链是指较高浓度的 CO₂ 气体经过压缩、提纯、脱水后满足驱油对其组成的要求,并运输到油田 CO₂ 驱注入点的过程。利用 Aspen Plus 软件开发的 CO₂ 驱油供应链系统如图 1 所示,主要包括杂质去除、CO₂ 压缩、脱水、提纯和输送过程。首先考察了不同提纯工艺对于处理典型高浓度 CO₂ 排放源满足驱油目的的适用性,接着探讨了 CO₂ 管道输送过程中物性参数的变化,最后研究了 CO₂ 气体压力对于驱油供应链过程的影响。

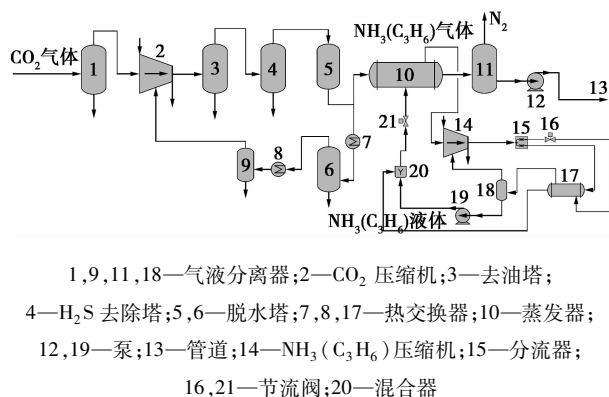


图 1 CO₂ 驱油供应链流程图

3.1 CO₂ 提纯工艺的选择

目前,从较高浓度 CO₂ 排放源获得食品级 CO₂ 的主要方法是低温蒸馏。由于 EOR 所需 CO₂ 体积分数约为 95%,所以需要考察不同技术对这一过程的适用性。这里采用如图 1 所示的 ASPEN 模型,考察了低温闪蒸(low temperature flash)、低温精馏(low temperature distillation)与膜分离(membrane separa-

tion)等分离方法的操作成本,结果如表2所示。

表2 不同分离方法运行成本的比较

分离方法	低温闪蒸	低温精馏	膜分离
运行成本/(美元·t ⁻¹)	8.07	10.23	11.25

由表2可见,当CO₂体积分数由初始时的88%提纯至95%时,利用低温闪蒸工艺的操作成本最低,而膜分离提纯工艺的成本最高。其主要原因是对于膜分离而言,CO₂提纯分离的驱动力来自膜两侧的压差,提纯后得到的CO₂压力较低。要进一步液化CO₂,必须进行二次压缩,从而增加了操作成本。当前,CO₂膜分离技术尚不成熟,需要在膜材料及工程放大等方面做深入探讨。低温精馏的成本略高于低温闪蒸的主要原因是维持精馏塔的正常工,必须要维持一定的回流量,增加了塔底再沸器的加热负荷。当需要的CO₂最终体积分数为95%时,推荐使用低温闪蒸技术。

3.2 CO₂ 管道输送过程的模拟

管道输送是目前大规模运输流体物质的常用办法。对于大规模的CO₂长距离输送,国外也普遍采用管道输送。在管道设计过程中,为了将来操作方便,在不会大幅增加投资成本的前提下,可以通过适当增加管道直径减少阻力,省去管道输送过程中间加压泵站的使用。这里采用Apsen Plus里的PIPE模型对CO₂管道输送过程进行模拟,该模型的准确性也得到了管道压降公式的验证^[10]。假设CO₂管道输送量与Weyburn规模相等为1500万t/a^[11],管道长度为120 km,CO₂进口压力与温度分别为15 MPa与40℃,周围土壤的温度为20℃^[12]。因为CO₂的临界温度和压力分别为31.1℃与7.39 MPa,所以管道入口侧CO₂属于超临界状态。通过调整管道直径满足EOR或地质封存要求的CO₂注入压力不小于10 MPa。

CO₂管道输送过程物性参数变化的模拟结果如表3所示。随着输送距离的增加,CO₂的温度和压力逐渐下降。当输送距离约为90 km时,CO₂的温度降至临界温度以下,CO₂的相态由超临界变为液体,实现了相态的转变。因此,在设计CO₂输送管

表3 CO₂ 管道输送过程物性变化

管道长度/ km	压力/ MPa	温度/ ℃	管道长度/ km	压力/ MPa	温度/ ℃
0	15.00	48.78	75	13.13	32.34
15	14.63	43.95	90	12.76	30.59
30	14.26	40.10	105	12.38	29.11
45	13.88	36.98	120	12.01	27.83
60	13.51	34.42			

道时,应考虑这一变化可能带来的影响。在条件允许的情况下优先选择液体CO₂的管道输送。

综上所述,在设计CO₂驱油供应链时,采用低温闪蒸提纯能明显降低驱油供应链过程的操作成本。为了减少相变对管道输送稳定性的影响,优先选择液体CO₂的管道输送工艺。

4 工程应用案例探讨

4.1 CO₂ 驱油供应链的投资、成本与效益

综合考虑驱替类别、运输距离、CO₂埋存潜力、原油采收率及增油量等因素,以神华鄂尔多斯煤制油CO₂气体为高浓度CO₂来源,选取周围大约300 km的某油田为驱油示范区,探讨了CO₂输送量为150万t/a的驱油供应链过程的投资与操作成本,其结果如表4所示。其中CO₂长距离输送管道壁厚的计算参考Douglas等^[13]的研究报告。目前国外CO₂输送管线普遍采用的材料是X65钢管,其在中国市场的售价约为1460美元/t。

表4 1500万t/a CO₂ 输送量的驱油供应链项目的投资、成本与收益

项目	投资/ 万美元	年运行 成本/ 万美元	单位CO ₂ 供应链成本/ (美元·t ⁻¹)	高纯CO ₂ 售价/ (美元·t ⁻¹)	年均 收益/ 万美元	CO ₂ 供应 链投资收 益率/%
数据	21600	4660	31.1	47.6	2480	11.5

由表4中的数据可知,该驱油供应链项目的总投资大约为21600万美元,将每吨CO₂提纯并输送到油田井口的驱油供应链的综合成本大约为31.1美元。若油田井口CO₂的售价为47.6美元/t,该项目的年均收益约为2480万美元,该项目的年投资收益率为11.5%。

4.2 CO₂ 驱油供应链的有效碳减排

CO₂驱油的主要目的是减少CO₂排放的同时增加原油产量带来收益,但在实现CO₂驱油供应链的过程中不可避免地会产生投资与运行消耗,由此也会造成CO₂的排放。客观公正地评价该过程的有效碳减排,有利于CO₂驱油产业的良性发展。

以管道为例,在设备投资费用里,造成CO₂排放的主要环节包括钢材的生产、管道加工、辅料生产与使用、建筑安装与征地等过程。这里主要考察钢材制造过程中产生的CO₂排放,由于管道加工、辅料生产与使用、建筑安装与征地过程等其他环节所造成的CO₂排放系数暂无文献支持,这里暂取其他环节的CO₂排放量为钢材生产过程排放量的30%。

在本文中研究的150万t/a的300 km输送管

道投资中(CO₂ 纯化工艺类似处理),管道所消耗的钢材量为 1 496 t,每吨钢材生产过程中的碳排放量为 2.12 t^[14],由此计算出因钢材折旧每年的排放的 CO₂ 量为 3 115 t。加上其他环节,由于管道投资而每年均摊的 CO₂ 排放量为 4 362 t。采用类似方法,得出纯化部分因投资而每年均摊的 CO₂ 排放量为 2 965 t。因此,整个驱油供应链的投资所造成的每年碳排放量为 7 326 t,换算成驱油供应链投资对应的碳排放系数为 4.88%。

操作消耗主要包括电耗、循环水耗及蒸汽消耗,产生这些能源的过程中也会带来 CO₂ 的排放。循环水耗暂只考虑循环水泵的电耗,已将其列入电耗中。

模拟结果表明,该驱油供应链过程得到每吨产品 CO₂ 的操作电耗 0.49 GJ,发电过程中 CO₂ 排放系数为 0.217 t/GJ^[15],由此计算出操作电耗带来的 CO₂ 排放量为 0.106 t。

本研究采用的蒸汽为 4.2 MPa 的饱和蒸汽,其热值是 2 801.7 kJ/kg。标准煤的热值为 29.307 6 GJ/t,由此计算出每吨 CO₂ 所需蒸汽的原料煤耗量为 0.5 kg,标煤的 CO₂ 排放量为 2.467 kg/kg,则产生蒸汽过程中排放的 CO₂ 量为 1.234 kg。由此计算出操作消耗所引起的每吨 CO₂ 产品对应的 CO₂ 排放系数为:

$$0.106 + 1.234/1000 = 10.72\%$$

由表 4 中的数据可知,在将 CO₂ 体积分数由 88% 提纯至 95% 时,由于同时伴有低浓度的 CO₂ 气体排放,得到的产品收率为 0.936。因此为了得到管道输送需要的 CO₂,在将 CO₂ 排放源进行提纯过程产生的碳排放系数为:

$$(1 - 0.936)/0.936 = 6.84\%$$

根据以上各环节 CO₂ 排放,计算出 CO₂ 驱油供应链的有效碳减排系数为:

$$1 - 4.88\% - 10.72\% - 6.84\% = 77.54\%$$

因此,输送距离为 300 km、输送量为 150 万 t/a 的驱油供应链过程的有效碳减排量为:

$$150 \text{ 万 t/a} \times 77.54\% = 116.3 \text{ 万 t/a}$$

以上数据说明,由于投资、操作能耗及低浓度 CO₂ 排放使得驱油供应链实现过程产生了新的 CO₂ 排放。当每年将 150 万 t 的 CO₂ 输送到目标油田时,扣除各项新排放后的净 CO₂ 输送量为 116.3 万 t。

5 结论

(1) 某现代煤化工企业的较高浓度 CO₂ 主要分布在鄂尔多斯盆地,排放量约为 1 309 万 t/a。鄂尔多斯盆地总的 CO₂ 可封存量约为 37 700 万 t,增加

原油产量约 13 700 万 t。CO₂ 驱油供应链的研究结果表明,CO₂ 提纯过程采用低温闪蒸工艺优于膜分离等其他工艺,管道输送优先选用液体输送。

(2) 将某现代煤化工高浓度 CO₂ 用于附近 300 km 某油田驱油过程时,150 万 t/a 的驱油供应链示范过程的综合成本约为 31.1 美元/t。当油田井口 CO₂ 的售价为 47.6 美元/t 时,该项目的年均收益约为 2 480 万美元,投资收益率为 11.5%。其有效碳减排系数为 77.54%,实际 CO₂ 减排量为 116.3 万 t/a。

(3) 结合某现代煤化工企业高浓度 CO₂ 排放源的分布及周边油田 CO₂ 驱油的潜力,探讨了驱油过程的工艺设计与有效碳减排,其研究成果为现代煤化工企业与油田考虑较高浓度 CO₂ 排放源用于驱油等资源化利用提供了有益的参考。

参考文献

- [1] 金涌,周禹成,胡山鹰. 低碳理念指导的煤化工产业发展探讨[J]. 化工学报,2012,63(1):3-8.
- [2] 苏喜明. 现代煤化工产业发展模式探析[J]. 煤炭技术,2012,31(6):243-245.
- [3] Leena Koottungal. 2008 Worldwide EOR Survey[J]. Oil and Gas Journal,2008,106(15):47-59.
- [4] Mafiz U, Alireza J, Ernie P. Effects of mechanical dispersion on CO₂ storage in Weyburn CO₂-EOR field-Numerical history match and prediction[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control,2013,16(s1):35-49.
- [5] 程杰成,雷友忠,朱维耀. 大庆长垣外围特低渗透扶余油层 CO₂ 驱油试验研究[J]. 天然气地球科学,2008,19(3):402-409.
- [6] 陈欢庆,胡永乐,田昌炳. CO₂ 驱油与埋存研究进展[J]. 油田化学,2012,29(1):116-127.
- [7] 吴秀章. 典型煤炭清洁转化过程的二氧化碳排放[C]. 北京:中国工程院国家能源局第二届能源论坛,2012.
- [8] 沈平平,廖新维,刘庆杰. 二氧化碳在油藏中埋存量计算方法[J]. 石油勘探与开发,2009,36(2):216-220.
- [9] 赵晓亮,廖新维,王万福,等. 二氧化碳埋存潜力评价模型与关键参数的确定[J]. 特种油气藏,2013,20(6):72-75.
- [10] 中国石油天然气管道局. 油气管道工程概论[M]. 北京:化学工业出版社,1993:36-38.
- [11] 喻西崇,李志军,郑晓鹏,等. CO₂ 地面处理、液化和运输技术[J]. 天然气工业,2008,28(8):99-102.
- [12] McCollum D L, Ogden J M. Techno-Economic Models for CO₂ Compression, Transport, and Storage[R]. Davis: University of California, 2006.
- [13] Douglas J, Nyman J, Steve D, et al. Carbon dioxide capture and transportation options in the Illinois Basin (Task 3)[R]. Illinois: Midwest Geological Sequestration Consortium, 2004.
- [14] 张杰,张富信,费欣田. 研究开发和推广应用节能减排技术降低冶金行业碳排放[J]. 冶金设备,2010,(2):184-186.
- [15] 宾婵佳,朱骥,齐永青,等. 我国电力行业 CO₂ 排放系数和 CO₂ 排放时空特征[J]. 资源开发与市场,2013,29(1):52-56. ■