

文章编号: 1001-8166(2007)07-0698-10

CO₂ 的地质埋存与资源化利用进展^{*}

许志刚, 陈代钊, 曾荣树

(中国科学院地质与地球物理研究所, 北京 100029)

摘 要 把 CO₂ 注入油气藏、煤层提高油气采收率的方法 (CO₂-EOR、CO₂-EGR、CO₂-ECBM), 因其在提高石油、天然气和煤层气采收率的同时, 又能使一部分 CO₂ 永久地埋存于地下, 实现油气增产和 CO₂ 减排的双赢效果, 而成为当今 CO₂ 减排最具潜力的现实选择。CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery) 方法适用于油田开发晚期, 通过把 CO₂ 注入到比较稳定的油藏, 一般可提高油藏采收率达 10% ~ 15%; 另外把 CO₂ 注入到气田中, 实施 CO₂-EGR (Enhanced Gas Recovery)。一方面, 接近枯竭的气田在没有地层水入侵之前具有巨大的埋存能力, 为 CO₂ 提供巨大的埋存空间; 另一方面注入 CO₂ 后, 使地层重新增压保持储层中原始的压力, 可以保持储层的完整性和安全性。同时, 原有的油气圈闭可作为良好的埋存箱能有效地阻止 CO₂ 泄漏, 使部分 CO₂ 能永久地埋存于地下。此外, 也可以把 CO₂ 注入到煤层中, 实施 CO₂-ECBM (Enhanced Coalbed Methane Recovery), 利用煤层对 CO₂ 和煤层气 (主要为甲烷) 吸附能力的差异, 实现 CO₂ 排替 CH₄, 提高 CH₄ 的采收率。

关 键 词: CO₂; 油气藏; 煤层; 地质埋存; 采收率

中图分类号 P5 **文献标识码** A

1 引 言

目前, 人类要想保持经济活动的快速增长, 离不开对化石燃料 (煤、石油和天然气) 的依赖。而 CO₂ 是其主要的最终产物, 全球 CO₂ 正以每年约 60 亿吨的量增加。CO₂ 作为产生温室效应最主要的温室气体, 它所带来的全球变暖问题, 正日益受到世界各国的广泛关注。

CO₂-EOR、CO₂-EGR 和 CO₂-ECBM 等 CO₂ 地质埋存方法, 一方面可以减少 CO₂ 向空中排放, 降低了 CO₂ 的处置费用, 减缓温室效应给人类带来的负面影响; 另一方面提高石油、天然气、煤层气的采收率, 实现油气增产与环境保护的双赢局面。

把 CO₂ 埋存在已开采的油气储层中, 是一项比较成熟的技术。从 20 世纪 70 年代开始该方法已经在商业上开始运作, 但由于提高油田采收率的收入

几乎与购买、捕获和注入 CO₂ 的支出费用相当^[1], 利润空间相当有限。另外, 多数油田采用注入 CO₂ 的方法, 其主要目的是驱油, 提高采收率, 而非埋存; 同时 CO₂ 往往会重复循环使用, 所以 CO₂ 的埋存规模比较有限。把 CO₂ 注入到煤层, 也因为技术、认识方法上的不成熟, 尤其对混合气体的分离处理、控制 CO₂ 泄漏等技术问题, 使该方法目前仍然处于尝试摸索阶段。要想实现油气增产和环境保护的双赢效果, 就必须努力降低捕获、处置 CO₂ 的费用并对注入 CO₂ 后的地层进行合理的风险评估与防泄漏处理等。只有这样才能更大程度地埋存 CO₂, 更好地提高油、气、煤田的采收率。这类问题也正是世界范围内进行 CO₂ 地下埋存研究急需解决的问题。为此, 我国也开展了相关课题的研究, 国家重点基础研究发展计划项目“温室气体提高石油采收率的资源化利用及地下埋存”已进入实质运行阶段。本文

* 收稿日期 2007-03-12 修回日期 2007-05-18.

* 基金项目 国家重点基础研究发展计划项目“温室气体提高石油采收率的资源化利用及地下埋存”(编号 2006CB765800) 资助.

作者简介 许志刚 (1977-), 男, 湖北汉川人, 博士研究生, 主要从事 CO₂ 地质存储、油气储层描述等方面的研究.

E-mail: x_zhigang@126.com

试图对这一问题进行一些探讨。

2 CO₂ 典型物理特性

在通常情况下,CO₂ 是一种无色、无味的气体。根据 2005 年美国国家海洋及大气管理局初步测算结果显示,2005 年大气中 CO₂ 浓度达到了 381×10^{-6} (0.0381%),而 2004 年约为 378.4×10^{-6} ,提高了 2.6×10^{-6} 。在工业革命前的 40 万年间,CO₂ 在大气中的浓度约为 $180 \times 10^{-6} \sim 280 \times 10^{-6}$ 。但从工业革命后,CO₂ 浓度不断上升,致使 20 世纪,全球气温上升了大约 0.6℃。其主要原因是人类大量使用化石燃料(煤、石油和天然气)而未经处理直接排放到大气中。而在油田,CO₂ 驱最主要的优点是 CO₂ 容易达到超临界状态。当温度高于临界温度 31.1℃和压力高于临界压力 7.38 MPa 状态下,CO₂ 就处于超临界状态^[3](图 1)。此时 CO₂ 仍然呈气态,但不会液化,只是密度增大,具有类似液态的性质,同时还保留气体的性能。典型物理特性如下:①密度近于液体,是气体的几百倍;②粘度近于气体,与液体相比,要小 2 个数量级;③扩散系数介于气体和液体之间,约为气体的 1/100,比液体大几百倍,因而具有较大的溶解能力。在临界温度和压力以下,CO₂ 可以是液态也可以为气态。那么在 CO₂ 地下埋存过程中,可以通过改变温度和压力,对 CO₂

实施不同状态的埋存(气态或液态或超临界状态)。
超临界状态时 CO₂ 溶解度增加,有利于提高总的传质速率,而油层的结构有利于增加内扩散与外扩散,使 CO₂ 与原油接触机会增加而易于混相,所以 CO₂ 混相驱可以满足一些油田对注入溶剂的苛刻要求^[4]。

3 CO₂ 注入至油气藏

不管是废弃的油气藏或者正在开发的油气藏,还是已经不可开采的煤层都有储存空间埋存 CO₂。直接注入到废弃的油气藏或不可开采的煤层中埋存,CO₂ 就会部分永久的埋存于地下,虽然这样可以大量埋存 CO₂,缓解 CO₂ 向空中排放的压力,但对油气藏(或煤田)采收率贡献比较有限,产生的经济效益甚微;或直接注入到正在开发的油气藏或煤田中(图 2^[5]),提高油(EOR)、气(EGR 或 ECBM)采收率,达到油气增产和 CO₂ 埋存的双赢,给油田和相关企业带来可观的经济效益。

3.1 提高石油采收率(CO₂-EOR)

在原油生产的第一阶段(一次采油),一般是利用天然能量进行开采,其最终采收率一般只能达到 15% 左右。当天然能量衰竭时,通过向油层注水补充能量,即原油开采的第二阶段(二次采油),最终采收率通常为 30% ~ 40%。当该油田的油水比接近作业的经济极限时,即产出油的价值与水处理及其注入费用相差很小时,则进入了三次采油阶段,这个阶段被称为“提高原油采收率”或“强化开采”(Enhanced Oil Recovery,EOR)。由于一次采油和二次采油方法采出的原油总量一般小于原始地质储量的 40%,地下还有至少 60% 的储量等待开采,因而提高采收率方法,目前备受国内外重视^[6]。从 20 世纪 70 年代起,CO₂ 驱油作为三次采油的一种重要手段,已在实验室和现场进行了相当规模的研究和应用。

CO₂-EOR 技术能持续有效的提高原油采收率,主要机理如下^[7-11]:

- (1) 当 CO₂ 溶于原油时,油的粘度会降低,改善了流度比,从而使原油产量增加。
- (2) 当油中溶入了 CO₂ 后,使原油体积膨胀,膨胀作用越大,油层中残存的油量就越少,溶胀的油滴将水挤出孔隙空间,使水湿系统形成一种排水而不是吸水的过程。其体积膨胀的大小取决于压力、温度及溶解气量。
- (3) 通过 CO₂ 和原油多次接触达到混相,形成

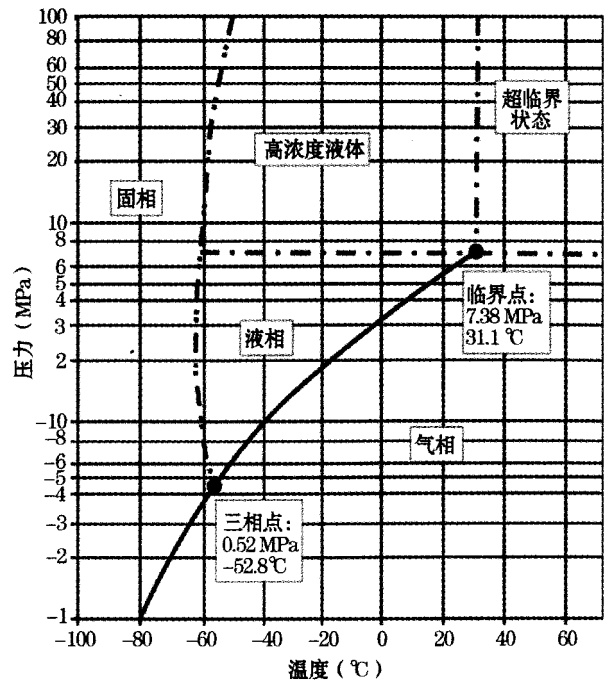


图 1 CO₂ 相态变化图^[3]
Fig.1 Carbon dioxide phase diagram

很小的界面张力。随着 CO₂ 注入量的增加,油、水界面张力下降,从而提高驱油效率。

(4) CO₂ 溶于地层水后形成的混合物呈酸性,与地层基质会发生反应。在碳酸盐岩中,生成的酸性碳酸盐易溶于水,可提高碳酸盐岩的渗透率,最终提高采收率。

通过 CO₂-EOR 技术(混相驱),原油采收率比注水方法提高约 30% ~ 40%。对于重质油藏,CO₂-EOR 技术(非混相驱)一次开采采收率可达原始地质储量的 20% 以上^[12]。根据油田地质和沉积类型的不同以及认识程度的差异,其增产幅度可以提高到 25% ~ 100% (图 3^[13])。

据 Moritis^[14] 研究,2003 年美国采用 CO₂-EOR 技术后,原油产量提高到每天 20.6 万桶,占美国

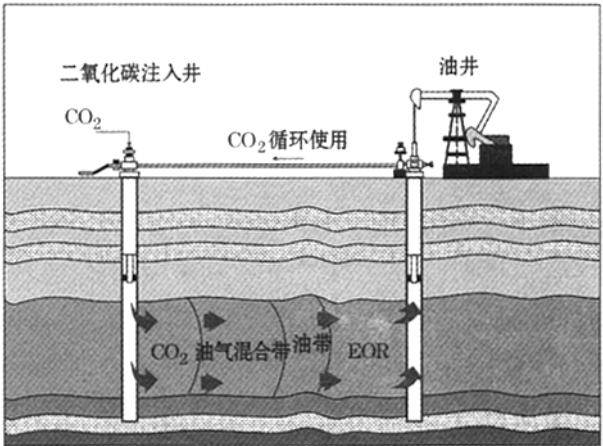


图 2 CO₂-EOR 技术操作简易图^[5]

Fig. 2 Simplified diagram showing CO₂-EOR operation

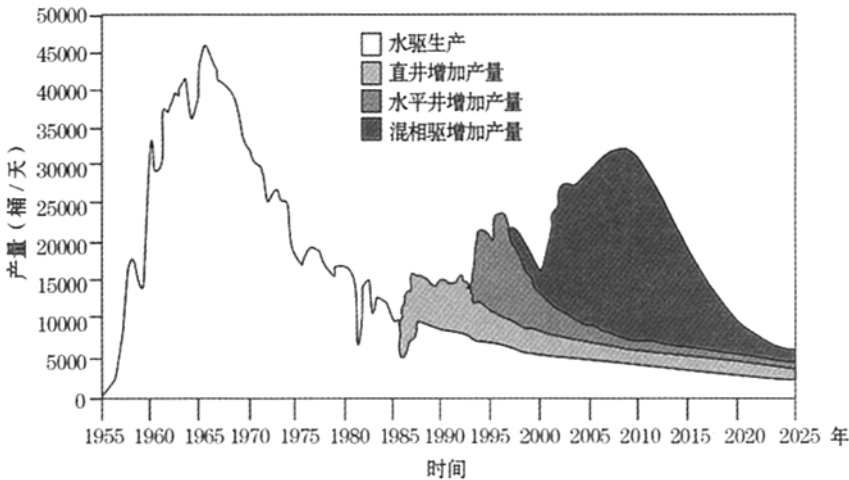


图 3 加拿大 Weyburn 油田采用 CO₂-EOR 技术提高采收率图^[13]

Fig. 3 Diagram showing CO₂-EOR in Weyburn oil field in Canada

EOR 产量的 31%, 占全球 0. 25%。共使用了 CO₂ 达 4 300 万 t, 其中 3 200 万 t 从自然资源中获取, 而另外 1 100 万 t CO₂ 则通过对工业废气的循环利用而获得。

但这项技术并不适用于所有油田, 主要受下列因素的制约^[15~25] :

(1) 注入 CO₂ 的方式虽然能大大降低原油的粘度, 改善原油的流动特性。但在实际运用时, 因 CO₂ 粘度低 (处于超临界状态时, 粘度小于 0. 1 m Pa · S), 容易造成气体向油层深部窜流, 虽然有利于形成更深的过渡带, 有利于原油的采出, 但是大量 CO₂ 比较容易形成连续相 (气窜), 隔层太薄很可能被注入的 CO₂ 气体突破。因此, 在注气工艺上, 必须在保证 CO₂ 注入速度的前提下, 有效控制 CO₂ 的

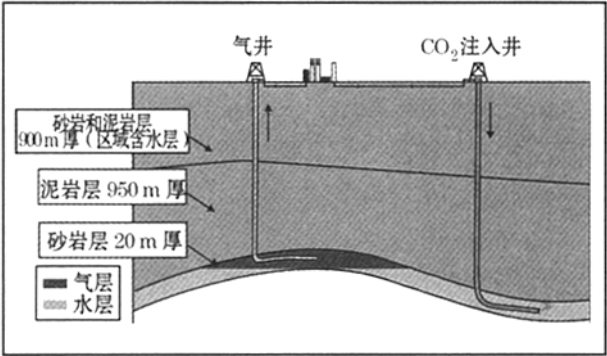


图 4 阿尔及利亚因萨拉赫油田 CO₂-EGR 技术操作简易图^[24]

Fig. 4 Simplified diagram of a CO₂-EGR operation In Salah oilfield in AlgeriaCO₂-EGR

波及体积。

(2) 孔喉大小分布、重力影响、润湿性、水锁现象等因素会影响 CO₂-EOR 技术的效果。因此在设计注 CO₂ 的过程中要特别注意界面张力、流度比和孔喉大小分布 3 种因素的协调。只有这样才能获得高的注气效率和原油采收率。

(3) 目前,比较成功的 CO₂-EOR 技术是在距地面 800 m 或更深的地方,原油为轻质油(至少 23° API,相当于密度为 0.91 g/cm³),油层压力远大于最小混相压力(MMP)^①,砂岩油层净厚度要小于 20 m;储集层均质性强。因此该技术不适宜在以重质油或油砂为主的油藏中使用。

(4) 油田要处于三次采油阶段,其残余油饱和度应大于 25% ~ 30%。而目前很多油田未达到此阶段。

(5) 有气顶(a large gas cap)的油藏,不适宜进行 CO₂-EOR 作业。

(6) 裂缝发育的油藏不适合 CO₂-EOR 技术。

(7) 垂直渗透率/水平渗透率比值、孔隙度越大,越不利于 CO₂-EOR 的实施。

(8) CO₂ 混相驱^②可以形成稳定的混相带前缘,该前缘作为单相流体移动并有效地把原油驱替到生产井^[4](图 2)。微观驱替效率接近 100%。该方法通常用于原油相对密度小于 0.89 g/cm³,油层温度小于 120℃,地层压力大于 9.6 MPa 的油层。因此,CO₂ 混相驱仅适用于油藏压力大于或等于混相压力的油藏,一般情况下,适用于中、深层油藏。而非混相驱适用于相对密度高(0.91 ~ 0.95 g/cm³)的原油。

(9) 存在经济气源。CO₂ 点源(供应点)与油气藏之间的距离对 CO₂-EOR 技术所产生的效益有直接的影响。两者之间距离越短,那么获取、运输和处理 CO₂ 所需的费用就越低。

(10) 油藏经天然能量驱和人工水驱开发后,原始状态下地层流体的平衡状态完全被打破,形成十分复杂的不稳定分布状态;储层结构、流体性质、压力场、流体与储层结构的相互作用关系等均与原始状态有很大差别。因此在实施 CO₂-EOR 技术前,需要更详尽的地质资料。

3.2 提高天然气采收率(CO₂-EGR)

CO₂-EGR 技术的主要原理是剩余天然气恢复压力法,即将 CO₂ 高压注入地层并恢复地层压力。在地层条件下,CO₂ 一般处于超临界状态,粘度和密度远大于甲烷。随着注入量的增加,使 CO₂ 向下运

移,取代甲烷,并恢复地层压力^[26]。如果把 CO₂ 注入气藏的底部,将会促使甲烷向顶部运移使之产出,这样可以稳定地将甲烷驱替出来,并可避免坍塌、沉淀和水侵等现象发生(图 4)。

随着天然气的开采,地层压力将下降至废弃压力,成为废弃气藏,已经不可能再进行自然衰竭的开采。那么,此时可以注入 CO₂ 恢复地层压力,从而提高采气量。并随着天然气的大量采出,一部分 CO₂ 将会滞留在地层中,永久埋存。另外,天然气可以和 CO₂ 随意混合,在气藏中容易形成 CO₂-CH₄ 混合体系。由于两种气体的物理性质存在比较明显的差异,将更有利于提高气藏采收率。这些差异性主要体现在^[27]: (1) 在一般地层静水压力条件下,CO₂ 的密度是 CH₄ 气体的 2 ~ 6 倍; (2) CO₂ 在地层水中具有更高的溶解性,那么在相同压力条件下,CH₄ 气体更容易从地层水中逸出; (3) 与 CH₄ 相比,CO₂ 更容易达到超临界状态,在此状态下,CO₂ 这种高密度、低粘度、低扩散、高溶解性的属性将更有利于提高气藏采收率。

据 Clemens^[28] 研究表明: ①如果地层初始压力为 12 MPa,那么可以通过注入 CO₂ 将 5% ~ 15% 的天然气驱替出来,具体的数量将取决于气田的地质构造以及采用何种仪器分离 CO₂; ②如果 CO₂ 充填整个气藏,并且使压力恢复到原始地层压力,那么每吨 CO₂ 将会增产 1.8 × 10⁹ t 天然气。

在实施 CO₂-EGR 技术应该注意如下几个方面:

(1) 在向废弃的油藏或气藏中注入 CO₂ 时,其油气藏的盖层能够保证长期有效的埋存 CO₂^[29],同时要防止通过废弃井^[30] 以及构造运动和 pH 值等物理和化学的变化,使其泄漏。

(2) 要保证注入 CO₂ 的纯度。如果注入气体中杂质(主要为氮气、氧气)含量越高,扩散系数越高,CO₂ 突破越早,则采出气中的 CO₂ 含量越高。CO₂ 纯度越高,密度和粘度就越高,越有利于驱替。当然,高压下的 CO₂ 和 CH₄ 存在高密度差,造成的重力效应将有可能阻止 CO₂ 和 CH₄ 的混合^[27]。

(3) CO₂ 注入的时间要合理。Torsten Clemens

① 最小混相压力(MMP)是指油水间的界面张力(IFT)变为 0 时的压力,也是注入气和油相互混相时的最小压力。

② 混相驱是在地层高温条件下,原油中轻质烃类分子被 CO₂ 析取到气相中,形成富含烃类的气相和溶解 CO₂ 的液相(原油)两种状态,当压力足够高时,CO₂ 析出原油中的轻质组分后,原油溶解沥青、石蜡的能力下降,重质成分从原油中析出,原油粘度大幅度下降,达到混相驱油的目的。

等^[31]通过实验研究表明:在气藏自然衰竭至废弃压力时,此时注入 CO_2 将可以取得最高采收率和最大地下埋存量;相反,越早注入将会导致过量的 CO_2 与 CH_4 混合,采收率降低。

(4) CO_2 注入速率因素。 CO_2 注入速率与气体有效利用率和注入设备密切相关,并直接影响项目效益。 CO_2 注入速率高虽然能提高采气量,但 CO_2 突破也早,同时采出气中 CO_2 含量也高;如果注入速度太低,将对提高采收率几乎没有影响^[27]。

3.3 提高煤层气采收率(CO_2 -ECBM)

CO_2 -ECBM 的技术原理与 CO_2 -EOR 有些不同,但与 CO_2 -EGR 比较相似。煤层因其表面孔隙具有不饱和能,易与非极性分子之间产生范德华力,从而具有吸附气体的能力^[32]。根据煤对不同气体吸附能力的差异,来实施 CO_2 -ECBM。其简易操作见图 5。

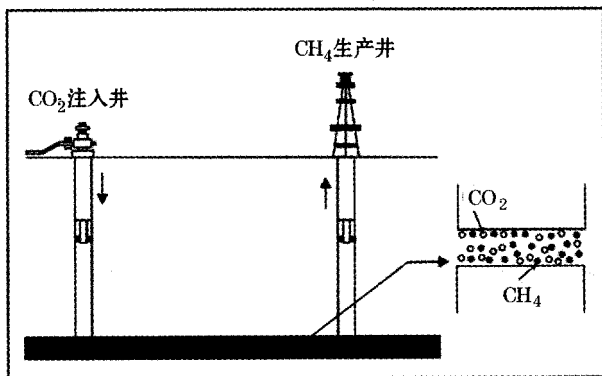


图 5 CO_2 -ECBM 过程示意图^[34]

Fig. 5 Simplified diagram showing CO_2 -ECBM operation

Schreurs 等^[33]通过实验表明,在一定的温度和压力条件下,每个吸附的 CH_4 分子至少可以被 2 个 CO_2 分子所置换。Zuber 等^[34]也证实了在煤层中注入 CO_2 使得 CH_4 气产率增大。但注入的 CO_2 会在一定程度上和 CH_4 气体进行混合,造成人为的污染^[35]。然而通过 Oldenburg^[26]和 Benson^[18]等研究表明:由于 CO_2 的密度和粘度要高于 CH_4 气体,一定程度上易于分离。因此,在保持煤层压力不变的情况下,可以通过注入低吸附率的惰性气体(如 N_2)或者高吸附率的气体(如 CO_2),来置换 CH_4 气体,提高 CH_4 的采收率^[36]。因为 CO_2 气体是高吸附率的气体,它可以取代吸附的甲烷,反之,惰性气体 N_2 也能够冲掉 CO_2 和 CH_4 气体。 CO_2 比 CH_4 更容易被吸附(图 6^[37])。同时,注入 CO_2 提高 CH_4 气体的生产速度要比注入 N_2 显得更稳定更持久(图 7^[38])。因此,如果把 CO_2 注入到煤层中,可以取代原来吸附

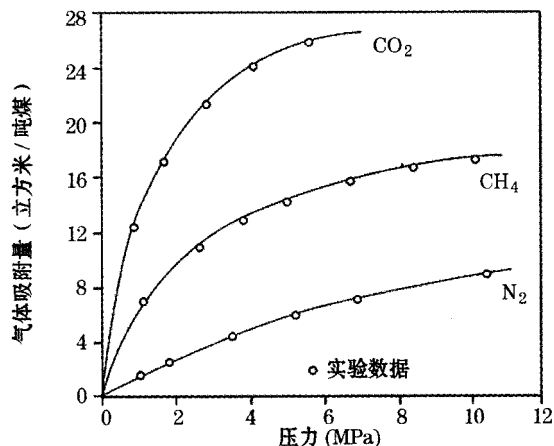


图 6 CO_2 、 CH_4 和 N_2 吸附量等值线图^[37]

(吸附压力应大于 7.38 MPa^[37])

Fig. 6 Adsorption isotherms for CO_2 , CH_4 and N_2 on coal (Limited data is available for CO_2 adsorption at pressures in excess of 7.38 MPa)

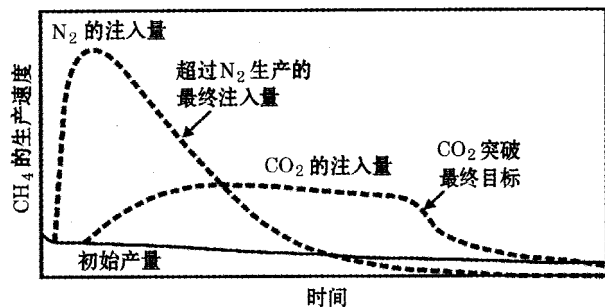


图 7 CO_2 -ECBM 和 N_2 -ECBM 煤层气生产过程比较图^[38]

Fig. 7 Contrast to produce methane between CO_2 -ECBM and N_2 -ECBM

的 CH_4 ,将更有效地提高煤层气的采收率。

然而,由于不同的煤层吸附 CH_4 的能力相差很大,受多种因素,如煤变质、煤岩成分、孔表面积、孔体积、水分、压力、温度等影响^[32]。因此在实施 CO_2 -ECBM 技术前必须首先了解煤对 CH_4 的吸附情况,然后才能有针对性地注入 CO_2 ,目前,这方面资料比较欠缺。另外,Fokker 等^[39]研究表明:(1)如果持续地注入 CO_2 ,会使注入井周围煤层内生裂隙系统的渗透率下降;(2)通常情况下,解吸后的 CH_4 会使煤岩组分收缩,使裂隙张开, CO_2 的注入率也会升高。然而同时,驱替 CH_4 后的 CO_2 将再次使煤岩膨胀,部分裂隙关闭,产生不利的影响。通过 Fokker 等^[39,40]深入研究,提出了一个可能的解决办法:取得一个合适的 CO_2 注入率,这样的注入率能使注入井周围裂隙系统的气体压力超过水力破裂压力(hy-

draulic fracturing pressure), 这样就不会因为 CH₄ 气体被取代而造成煤岩地过度收缩或膨胀。但是, Gale^[41] 指出, 如果该水力破裂压力体系与周围的钻井和渗透性的煤层相互连通, 那么当注入井周围裂隙系统的气体压力超过水力破裂压力时, 将会造成 CO₂ 通过钻井和渗透性的煤层泄漏, 产生不利的影响。

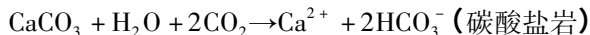
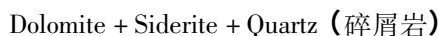
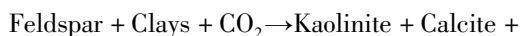
4 CO₂ 的地质埋存(油气藏和煤田)

4.1 CO₂ 地质埋存基本原理

CO₂ 地质埋存的原理都是将 CO₂ 压缩液注入到地下岩石构造中。含流体或曾经含流体(如天然气和石油)的多孔岩石构造(如废弃的油气储层)都是潜在的埋存 CO₂ 地点的选择对象。对于煤床, 如果渗透性较高且这些煤炭以后不可能开采, 那么该煤层也可能用于埋存 CO₂。只是在煤层中埋存 CO₂ 并提高 CH₄ 生产率(CO₂-ECBM)的方案仍处于示范阶段。

CO₂ 一旦注入到埋存构造中, 保留在地下的部分将取决于物理和地球化学的俘获机理^[22]。储层构造上方的厚层页岩和泥岩能有效地阻挡 CO₂ 向上流动。另外毛细管提供的其他物理俘获作用也可将 CO₂ 滞留在储层构造的孔隙中。然而, 在许多情况下, 储层构造的一侧或多侧保持开口, 将有利于 CO₂ 在盖层下侧向流动。另外水动力捕获也是 CO₂ 地下物理埋存一个主要方法^[42], 当 CO₂ 被注入到深部储层中, 部分 CO₂ 将溶解于地层水中, 并以溶解态的方式通过分子扩散(diffusion)、弥散(dispersion)和对流(convection)进行运移, 极低的地层水运移速率可以确保 CO₂ 在地层中长期(地质时间尺度)埋存。但在油气藏中, 由于地层水的运移速度相对较快, 当生产井处于压力(或破裂)释放时, 将会有一部分 CO₂ 气体通过钻井返回地面, 造成 CO₂ 泄漏。

随着 CO₂ 与地层流体或岩石发生化学反应, 就出现所谓的地质化学俘获机理。首先, CO₂ 在地层水中溶解。通过长时间的作用(几百年或几千年内), 充满 CO₂ 的水就变得越来越粘稠, 很容易储存在地层中而不再向上运移。其次, 溶解的 CO₂ 与岩石中的矿物质发生化学反应形成离子类物质, 经过数百万年, 部分注入的 CO₂ 将转化为坚固的碳酸盐矿物(碎屑岩储层)或 HCO₃⁻ 离子(碳酸盐岩储层), 从而将 CO₂ 永久地埋存起来。化学反应式如下:



因此, 碎屑岩储层在对 CO₂ 埋存方面一般要比碳酸盐储层优越, 但由于碳酸盐储层并不由纯的碳酸盐矿物组成, 上述 2 种化学反应方式都有可能发生。而且也是 CO₂-EOR(或 EGR) 技术方法中最主要的 CO₂ 埋存原理和方式。

在煤层中, 利用煤层对 CO₂ 和甲烷吸附能力的差异, 当 CO₂ 开始置换甲烷气体时, 只要压力和温度保持稳定, 那么 CO₂ 将长期保持俘获状态。

4.2 CO₂ 地质埋存基本条件

与开采油气从地下向地面输出过程不同, CO₂ 是一个输入的过程。把油气藏和煤层作为 CO₂ 地下地质埋存最现实最具潜力的选择, 不仅仅因为通过注 CO₂ 提高了油气采收率, 产生了最直接最现实的经济效益, 更主要的是油气藏和煤层在前期勘探与开发过程中, 已经获得了很多有关地下岩石学特征、储盖结构以及水文地质等相关信息, 这无疑为 CO₂ 的地下埋存研究提供了比较便利的研究资料和成果。

虽然注入至储层后的 CO₂ 与油气或其他气体可能会共同埋存于一个储层, 但由于 CO₂ 比较特殊的物理和化学性质, 会使原有的储层、盖层以及水文地质情况产生一些变化, 如储盖结构、流体性质、压力场以及流体和储层之间的联系等方面的影响等。另外地质储层中涉及 CO₂ 埋存渗漏所引发的风险和环境等问题, 尤其值得关注和更进一步的详细研究。因此在选取 CO₂ 作为地下地质埋存地点时, 一些比较重要的条件是需要保证的。

(1) CO₂ 埋存地点的静水压力和温度必须达到或超过 CO₂ 临界流体的压力和温度, 即 CO₂ 地质埋藏深度必须达到 800 m 以上, 在这种条件下, CO₂ 就会以与水密度相当的超临界流体存在。当埋深超过 3 500 m 时, CO₂ 的密度可与海水相当。

(2) 埋存点附近必须有可供进行大规模 CO₂ 埋存的储存空间(有效的圈闭条件)。

(3) 储层的区域性渗透率不能太高, 以保证 CO₂ 在地下有足够长的滞留时间。

(4) 储层之上必须有稳定的区域性盖层或隔水层。

(5) 埋存的封存箱(compartment)应该是相当稳定的^①。

① 主要包括: ①盖层的岩石力学性质与整体完整性; ②作业区断裂系统分布、性质及对埋存一封盖系统的影响; ③作业区油气生产井、废弃井的分布。

- (6) 具备合适的水文地质条件^①。
- (7) 潜在的泄漏、运移途径,如断层、裂缝不发育或发育较少。

4.3 CO₂ 地质埋存潜力

实际上,注入 CO₂ 提高油气采收率的过程,也是 CO₂ 进行地质埋存的过程。限于目前技术不成熟和成本较高等问题,实施 CO₂-EOR、CO₂-EGR 和 CO₂-ECBM 等技术时,油气田和煤田更多关注其采收率,因此 CO₂ 的埋存量就相对有限。但可观的经济效益,使该类地质埋存方法获得了更多的关注和经济支持。近 10 年来,全球相继开展了一系列 CO₂

地质埋存项目,多数以实施 EOR、EGR 和 ECBM 项目为主(表 1)。从加拿大韦本(Weyburn)油田实施 CO₂-EOR 技术以及阿尔及利亚因萨拉赫(In Salah)地区实施 CO₂-EGR 技术研究情况来看,每天大约以 3 000~5 000 t CO₂ 的注入速度,10 年内两者累积最终可埋存 CO₂ 量估计可达到 3 700 万 t 左右,该值相当于 1996—1997 年中国 CO₂ 排放总量的 1/72 (1996—1997 年中国 CO₂ 排放量为 266 798 万 t^[42])。伴随着更多 CO₂-EOR 和 CO₂-EGR 项目的实施,CO₂ 地下地质埋存量将会更大。

根据 2005 年政府间气候变化专门委员会统计

表 1 目前全球正在开展 CO₂ 地下地质埋存(CO₂-EOR、CO₂-EGR 和 CO₂-ECBM)项目统计表^[23] ①
Table 1 A selection of current geological storage projects(CO₂-EOR、CO₂-EGR and CO₂-ECBM)

项目名称	国家	开始井下注入时间	日平均井下注入的大致速度(吨 CO ₂ /d)	(规划的)埋存总量(CO ₂ 吨)	埋存层的类型
韦本(Weyburn)	加拿大	2000	3 000~5 000	20 000 000	EOR
因萨拉赫(In Salah)	阿尔及利亚	2004	3 000~4 000	17 000 000	EGR
芬恩(Fenn)大山谷	加拿大	1998	50	200	ECBM
沁水流域	中国	2003	30	150	ECBM
夕张(Yubari)	日本	2004	10	200	ECBM
Recopol	波兰	2003	1	10	ECBM

表 2 EOR(或 EGR)与 ECBM 地质埋存 CO₂ 能力比较^[23]

Table 2 Storage capacity for several geological storage options(CO₂-EOR、CO₂-EGR and CO₂-ECBM)

储层类型	埋存能力的低估值 埋存能力的高估值	
	(千兆吨 CO ₂)	(千兆吨 CO ₂)
油气田(EOR 或 EGR)	675 *	900 *
不可开采的煤层(ECBM)	3~15	200

* 如果评估中包括“未被发现的油气田”,那么上述估值将增加 25%

数据表明(表 2),现有油气藏可埋存 CO₂ 量可达到 675~900 千兆吨。因此油气藏具备较大的埋存潜力,为未来地下地质埋存 CO₂ 最主要的埋存场所。另外,中国、日本、加拿大、波兰等国家也相继开展了

CO₂-ECBM 项目的研究,尽管 CO₂ 注入速度和埋存能力都相对有限,但伴随着全球煤矿大量开采,其地下潜在的埋存空间仍具有相当的潜力。

5 结 论

目前实施 CO₂-EOR、CO₂-EGR 和 CO₂-ECBM 技术的项目比较有限(表 1),一方面该技术均不成熟,对地质结构尤其 CO₂ 在地下的俘获机理、对原始地层压力和构造的影响因素认知不够;另一方面,目前,捕获、压缩、运输、注入 CO₂ 的成本都很高(表 3)以及对注入 CO₂ 后的监测(防止泄漏)、管理、风险评估以及公众的反应等方面都需要做更进一步的分析 and 研究。不过把 CO₂ 的埋存与 EOR、EGR 和 ECBM 相结合,就可降低捕集和埋存的成本。在一定程度上,可以促进这 3 种技术方法的运用。

① 主要包括:①区域性含水层与隔水层的分布;②含水层的物性特点;③地层水成分、流速与方向以及流动单元的确立;④地表水系分布与深部含水层的潜在联系;⑤浅、深部断裂系统的性质(压性或张性)、分布与流体潜在的输导体系等。

表 3 注入 CO₂ 提高油气藏和煤田采收率特征表^[21]
Table 3 Characteristics of CO₂-enhanced fossil fuel production

技术方案	EOR	EGR	ECBM
评价指标			
技术应用情况	证 实	推 测	推 测
费用	5 ~ 20 美元/吨 CO ₂	5 ~ 20 美元/吨 CO ₂	10 ~ 75 美元/吨 CO ₂
收入 ^①	0.25 ~ 0.5 吨原油/吨 CO ₂ ^②	0.03 ~ 0.05 吨甲烷/吨 CO ₂	0.08 ~ 0.2 吨甲烷/吨 CO ₂
	15 美元/每桶	0.5 ~ 3 美元/千兆吨	0.5 ~ 3 美元/千兆吨
	25 ~ 55 美元/吨 CO ₂	1 ~ 8 美元/吨 CO ₂	0.5 ~ 3 美元/吨 CO ₂
限制条件	• 原油重度至少 25 API • 运用于油田一次开发和二次开发之后 • 无“气顶” • 原油储层深度至少 600 m • 附近有 CO₂ 点源	• 主要适用于废弃的气田 • 附近有 CO₂ 点源	• 废弃的煤田(煤已经不能在被开采) • 较高的渗透率 • 煤层深度至少 2 000 m • 附近有 CO₂ 点源
储存潜力	所有废弃的油藏	所有废弃的气藏	不可开采的煤层
累积 储存 量	2010—2020 年	350 亿吨	80 亿吨
	2030—2050 年	100 ~ 120 亿吨	700 ~ 800 亿吨
	20 亿吨	20 亿吨	20 亿吨

注 ①该收入不包括钻井(注 CO₂ 井和提高采收率的生产井)费用、CO₂ 循环使用费用以及气体埋存的费用;燃料价格为出井后的价格
②指注入 CO₂ 量

参考文献(References)：

[1] Jessen Kristian, Anthony R, Fronklin M, *et al.* Incresing CO₂ storage in oil recovery [J]. *Energy*,2005,CA :293311.

[2] IPCC. Report of the Twentieth Session of the International Panel on Climate Change [R]. Paris, France,2003.

[3] Kross BM, van Bergen F, Gensterblum Y, *et al.* High-pressure methane and carbon dioxide adsorption on dry and moisture-equilibrate pennsylvanian coals [J]. *International Journal of Coal Geology*,2002, 51 :89-92.

[4] Li Mengtao, Shan Wenwen, Liu Xiangui, *et al.* Laboratory study on miscible oil displacement mechanism of supercritical carbon dioxide [J]. *Acta Petrologica Sinica*,2006,27 (3) :80-83. [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.]

[5] International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme [EB/OL]. <http://www.ieagreen.org.uk>,1991.

[6] Sun Chao, Zhang Jingong. Research review way to enhance oil recovery [J]. *Northwestern Geology*,2000,33 (2) :32-37. [孙超,张金功. 提高石油采收率方法研究现状 [J]. 西北地质,2000,33 (2) :32-37.]

[7] Wu Wenyong, Zhang Lihua, Chen Wenbin. Feasibility of improving the development efficiency of low permeable oil field using CO₂ huff and puff [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*,2001,20 (6) :51-53. [吴文有,张丽华,陈文彬. CO₂ 吞吐改善低渗透油田开发效果可行性研究 [J]. 大庆石油地质与开发,2001,20 (6) :51-53.]

[8] Tan Shihai, Zhang Wenzheng. Application of immiscible flood oil by injecting CO₂ to enhance oil recovery [J]. *Petroleum Drilling Techniques*,2001,29 (2) :58-60. [谈士海,张文正. 非混相 CO₂ 驱油在油田增产中的应用 [J]. 石油钻探技术,2001,29 (2) :58-60.]

[9] Su Chang, Sun Lei, Li Shilun. Mechenism of CO₂ miscible flooding during mulitiple contact procedure [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*,2001,23 (2) :33-36. [苏畅,孙雷,李士伦. CO₂ 混相驱多级接触过程机理研究 [J]. 西南石油学院学报,2001,23 (2) :33-36.]

[10] Shen Dehuang, Zhang Yitang, Zhang Xia, *et al.* Study on cyclic carbon dioxide injection after steam soak in heavy oil reservoir [J]. *Acta Petrologica Sinica*,2005,26 (1) :83-86. [沈德煌,张义堂,张霞,等. 稠油油藏蒸汽吞吐后转注 CO₂ 吞吐开采研究 [J]. 石油学报,2005,26 (1) :83-86.]

[11] Li Shilun, Zhou Shouxin, Du Jianfen, *et al.* Review and prospects for the development of EOR by gas injection at home and abroad [J]. *PGRE*,2002,9 (2) :1-5. [李士伦,周守信,杜建芬,等. 国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望 [J]. 油气地质与采收率,2002,9 (2) :1-5.]

[12] Davison J, Freund P, Smith A. Putting Carbon Back in the Ground [R]. IEA Greenhouse Gas R&D Programme,2001.

[13] Sam Wong. Economic Considerations for CO₂ Stroage [R]. Beijing CO₂ Capture and Storage Technologies Seminar, October 24-25, 2006.

[14] Moritis G. EOR continues to unlock oil resources [J]. *Oil & Gas Journal*,2004, 4 (12) :53-65.

[15] Zeng Rongshu, Sun Shu, Chen Daizhao, *et al.* Decrease carbon dioxide emission into the atmosphere-underground disposal of carbon dioxide [J]. *Bulletin of National Natural Science Foundation of China*,2004,18 (4) :196-200. [曾荣树,孙枢,陈代钊,段振豪. 减少二氧化碳向大气层排放 [J]. 中国科学基金,2004,18

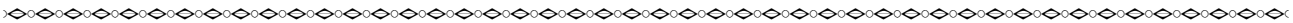
- (4) 196-200.]
- [16] Wang Yijian, Zhao Kangtai. Development and study of EOR technology [J]. *Offshore Oil*, 1999, 2 (9): 16. [汪一笕, 赵康泰. 提高采收率(EOR)技术的发展及研究[J]. 海洋石油, 1999, 2 (9): 16.]
 - [17] Gentzis T. Subsurface sequestration of carbon dioxide-an overview from an Alberta (Canada) perspective [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2000, 43 : 287-305.
 - [18] Benson S, Hepple R, Apps J, *et al.* Comparative Evaluation of Risk Assessment-Management and Mitigation Approaches for Deep Geologic Storage of CO₂ [M]. E. O. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2000, LBNL-51170.
 - [19] Aycaguer A, Lev-On M, Winer A M. Reducing carbon dioxide emissions with enhanced oil recovery projects : A life cycle assessment approach [J]. *Energy and Fuels*, 2001, 15 : 303-308.
 - [20] Bachu S. Identification of best sites and means for CO₂ sequestration in the alberta basin, Canada [R]. Association of Petroleum Geologists 2001 Annual Meeting and Annual Meeting Expanded Abstracts-American Association of Petroleum Geologists in American, 2001.
 - [21] IEA. Energy Technology Analysis-Prospects for CO₂ Capture and Storage [R]. France : Paris, 2004.
 - [22] IPCC. CO₂ Capture and Storage [R]. 2005. [IPCC. IPCC 关于二氧化碳捕获和埋存的特别报告[R]. 2005.]
 - [23] Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, *et al.* IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage [R]. 2005.
 - [24] IPCC. Report of the Twentieth Session of the International Panel on Climate Change [R]. France : Paris, 2003.
 - [25] Danae A, Voormeij, Georag J, *et al.* Geological and Mineral CO₂ Sequestration Options : A Technical Review [C] // Geological Fieldwork 2002, 2003 : 265-273.
 - [26] Oldenburg C, Pruess K, Benson S. Process modeling of CO₂ injection into national gas reservoirs for carbon sequestration and enhanced gas recovery [J]. *Energy & Fuels*, 2001, 15 : 293-298.
 - [27] Xu Hongjun, Sun Lei, Chang Zhiqiang. CO₂ injection to improve recovery factor of gas reservoir [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2006, 29 (3) : 40-42. [胥洪俊, 孙雷, 常志强. 注 CO₂ 提高气藏采收率[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29 (3) : 40-42.]
 - [28] Clemens T. Zero emission power generation-power plant concepts and CO₂ injection into gas fields [R]. Report EP-2001-5403, Rijswijk, Shell Technology EP, 2001, in Netherlands.
 - [29] Bauer C. Overview-Mineral Carbonation Workshop [EB/OL]. <http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/minecarb/Bauer.pdf>, 2001.
 - [30] Hitchon B, Gunter W, Gentzis T, *et al.* Sedimentary basins and greenhouse gases : A Serendipitous association [J]. *Energy Conversion & Management*, 1999, 40 (8) : 825-843.
 - [31] Torsten C, Krijin W. CO₂ enhanced gas recovery studied for example gas reservoir [Z]. SPE 77348, 2002.
 - [32] Zhong Lingwen. Adsorptive capacity of coals and its affecting factors [J]. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 2004, 29 (3) : 327-332. [钟玲文. 煤的吸附性能及影响因素[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2004, 29 (3) : 327-332.]
 - [33] Schreurs H C E. Feasibility for enhanced coalbed methane in the Netherlands-potential and economic evaluation [C] // Proceedings of the Third International CBM/CMM Symposium in China. Xuzhou : China University of Mining and Technology Press, 2002 : 79-87.
 - [34] Liu Yanfeng, Li Xiaochun, Bai Bing. Preliminary estimation of CO₂ storage capacity of coalbeds in China [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2005, 24 (16) : 947-2 951. [刘延锋, 李小春, 白冰. 中国 CO₂ 煤层储存容量初步评价[J]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24 (16) : 947-2 951.]
 - [35] Stevens S, Kuuskraa V, Gale J. Sequestration of CO₂ in Depleted Oil&Gas Fields : Global Capacity, Costs and Barriers [R]. Proceedings from the 5th Greenhouse Gas Control Technologies, Elsevier, London UK, 2000.
 - [36] Zhang Xiaoyu, Cheng Jianmei, Liu Jun, *et al.* An overview of underground sequestration of carbon dioxide [J]. *Hydrogeology and Engineering Geology*, 2006, 4 (21) : 84-89. [张晓宇, 成建梅, 刘军, 等. CO₂ 地质处置研究进展[J]. 水文地质工程地质, 2006, 4 (21) : 84-89.]
 - [37] Arri L E, Yee D, Morgan W D, *et al.* Modeling Coalbed Methane Production with Binary Gas Sorption [C] // Society of Petroleum Engineers Paper, NO 24363, SPE Rocky Mountain Regional Meeting. Casper, Wyoming, 1992 : 459-472.
 - [38] Sam Wong, Bill gunter. Case study : Enhanced CBM in the Anthracitic Coals of the Qinshui Basin, Shanxi Province, China [R]. Beijing : CO₂ Capture and Storage Technologies Seminar, 2006.
 - [39] Fokker P, Vander Meer L. The Injectivity of Coalbed CO₂ Injection Wells [R]. London : Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Elsevier, 2002.
 - [40] Shi J, Durucan S, Sinka I. Key Parameters controlling coalbed methane cavity well performance [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2002, 49 : 19-31.
 - [41] Gale J. Geological Storage of CO₂ What 's Known, Where Are the Gaps and What More Needs to be Done [R]. Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. London : Elsevier, 2002.
 - [42] World Resources Institute. World Resources 1996-1997 [M]. London : Oxford University Press, 2002 : 326-327.

Geological Storage of CO₂ and Commercial Utilization

XU Zhi-gang, CHEN Dai-zhao, ZENG Rong-shu
(Institute of Geology and Geophysics, CAS, Beijing 100029, China)

Abstract : Injecting CO₂ into the subsurface oil and gas reservoirs and coal-beds, at the moment, is the most realistic choice in reducing the CO₂ emission into the atmosphere, which can not only enhance the recoveries of the oil and gas, and coal bed methane, but also can sequestrate partial CO₂ within the subsurface reservoirs and coal beds permanently. CO₂ enhanced oil recovery (CO₂-EOR) is generally performed in the late stage of oil exploration and development, by which CO₂ is injected into the oil reservoirs to enhance the oil recoveries, in general, up to 10-15% by volume. Similarly, CO₂ enhanced gas recovery (CO₂-EGR) is to inject the CO₂ into the gas reservoirs to enhance the gas recoveries. The extracted gas reservoirs can provide voluminous pore spaces for CO₂ storage prior to flooding by formation waters. In this case, Injecting CO₂ into the subsurface gas reservoirs would increase the reservoir pressure and maintain the primary formation pressure, which can keep the integrity and reduce the damage of reservoirs. In the meantime, the traps of oil and gas pools are also good compartments from which leakage of injected CO₂ is prevented, such that the CO₂ is sequestrate in the subsurface permanently. In addition, the CO₂ can also be used to enhance the recovery of coalbed methane by injecting CO₂ into the coalbeds (CO₂-ECBM), due to the differences in coal adsorption for CO₂ and CH₄. Higher absorption of CO₂ related to CH₄ by coals would result in the displacement of CH₄ by CO₂ in place, thereby enhancing the recovery of coalbed methane when the CO₂ is injected into the CH₄-bearing coalbeds.

Key words : CO₂ Oil and gas reservoir Coalbed Geological storage Recovery.



2007 年第 8 期要目

气候变化对江河流域变化趋势影响研究进展	刘春蓁
用转换函数研究珠峰站地壳结构	苏有亮,郭志,王卫民,高星
全球变化中的北极碳汇:现状与未来	高众勇,陈立奇,CAI Wei-jun, WANG Yong-chen
大气水文模式耦合研究综述	杨传国,林朝晖,郝振纯,余钟波,刘少峰