

CO₂ 地质埋存渗漏风险及补救对策

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

内容提要: 目前, 将 CO₂ 埋存于地下深部地质构造(如油气藏、煤层、地下含水层及岩溶盐腔)的减排方案能有效地减缓温室效应而备受关注。无论什么储集体, 我们都希望 CO₂ 在地下埋存的时间越长越好。然而, 对于一项具体工程的实施, 必然存在一些客观和主观因素造成 CO₂ 渗漏, 比如废弃井的不完善或不合理处理、地层断裂系统和水动力系统以及地震所造成的渗漏等等。存在渗漏就可能会对周围人和生态环境造成危害。因此, 进行 CO₂ 地质埋存的风险评估是相当有必要的, 是我们能长期有效安全地进行该项减排方案必不可少的基础和保证。本文即想从建立一套完整的风险评估、管理和监测体系的角度并以加拿大 Weyburn 油田为例, 深入分析 CO₂ 地质埋存中可能存在的渗漏风险和途径, 建立 CO₂ 渗漏风险评估机制, 并针对具体的渗漏可能性提出相应的补救对策, 为全球范围内, 尤其对我国刚刚开展 CO₂ 地质埋存研究工作提供一些有益的思路。

关键词: CO₂; 地质埋存; 渗漏风险; 补救对策

CO₂ 地质埋存是将 CO₂ 点源所产生的 CO₂ 气体, 通过压缩、运输和注入的方式, 埋存在地下深部的地质构造中, 以达到 CO₂ 减排, 减缓温室效应的目的。CO₂ 点源主要包括大型化石燃料或生物能源设施、主要 CO₂ 排放型工业、天然气生产、合成燃料工厂以及基于化石燃料的制氢工厂等等(表 1)(Bert Metz et al., 2005)。潜在的地质构造主要包括石油和天然气藏、不可开采的煤田以及地下(咸)含水层等。

目前, CO₂ 地质埋存因为在实现 CO₂ 减排的同时, 又可以提高油气采收率, 实现双赢而备受世人注目。然而, CO₂ 地质埋存过程是相当复杂的: 从 CO₂ 获取、压缩、运输和注入到 CO₂ 地质埋存及对 CO₂ 在地下的运移情况的监测。然而, CO₂ 地质埋存涉及多种因素的渗漏风险。例如, ① 作为 CO₂ 埋存的有效储集体, 虽然整体上可以有效地阻止 CO₂ 向空中或海洋扩散、运移和逃逸。然而, 如果局部小范围内 CO₂ 通过废弃井渗漏, 那么将可能导致 CO₂ 在废弃井周围聚集, 可能形成更大的无法控制的渗漏风险, 对周围的生态环境造成灾难; ② 如果 CO₂ 通过海洋或淡水系统渗漏, 那么将在一定程度上影响周围海水或淡水的动、植物生态环境; ③ 如果直接通过陆地系统进行渗漏, 那么 CO₂ 将破坏

盖层的完整性、改变地下水的运移方向, 并影响地下水的水质, 给人类和动物的健康带来危害; ④ 由于 CO₂ 为酸性气体, 当注入点或埋存点的 CO₂ 浓度很高时, 酸化作用程度也较高; ⑤ 由于生物化学的作用, CO₂ 浓度的增加将改变当地土壤的 pH 值、微生物种类以及营养物质的供应。在这种环境下, 生物的多样性和物种的复杂性将受到严重影响。因此, 如何有效地控制和减少(或减轻)这种风险造成的危害, 就必须首先细化每一个地质埋存的环节, 对每一个环节进行合理的风险评估, 并针对渗漏或突发事件能提供有效的防护措施和应对方案, 使 CO₂ 地质埋存更安全、更稳定、更持久, 存在的可能性风险和危害更小。

本文即想从建立一套完整的风险评估、管理和监测体系的角度, 深入分析 CO₂ 地质埋存中可能存在的渗漏风险和途径, 建立 CO₂ 渗漏风险评估机制, 并针对具体的渗漏可能性提出相应的补救对策, 为全球范围内, 尤其我国开展 CO₂ 地质埋存工程提供有益的思路。

当然, 这种评估还需要综合考虑经济和社会等客观因素。如果只考虑技术上的因素, 而忽视经济的承受能力、法律的约束和公众的支持, 那么, 这些所谓的风险评估都是不完善的。

注: 本文为国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(编号 2006CB765802)的成果。

收稿日期: 2007-08-02; 改回日期: 2007-11-22; 责任编辑: 章雨旭。

作者简介: 许志刚, 男, 1977 年生。博士研究生。主要从事 CO₂ 地质埋存和油气储层描述等方面的研究。通讯地址: 100029, 北京市朝阳区北土城西路 19 号油气资源室; 电话: 010-82998114; Email: x_zhigang@126.com。

表 1 世界范围内每年 CO₂ 排放量在 10 万吨以上的
并可作为 CO₂ 大固定源的工业活动概况

Table 1 Worldwide industrial activities of large stationary CO₂ sources
with emissions of more than 0.1 million tonnes of CO₂ per year

	CO ₂ 点源	源的个数	排放量
			($\frac{\times 10^6 \text{ t CO}_2}{\text{年}}$)
化石燃料	能源(煤、燃气、石油及其他)	4942	10539
	水泥工业	1175	932
	炼油厂	638	798
	钢铁工业	269	646
	石化工业	470	379
	石油与天然气加工	不祥	50
	其他源	90	33
	生物质	生物乙醇和生物能	303
总计		7887	13466

1 CO₂ 渗漏途径和过程

进行 CO₂ 地质埋存的最大好处是可以把 CO₂ 有效地隔离在地球深处,但随着地球内部温度和压力的变化以及构造的活动所引发的突发事件(如地震),以及人为因素(如废弃井的不封闭处理)的影响,CO₂ 渗漏和逃逸的风险依然存在。CO₂ 可以通过以下途径和方式渗漏:①如果 CO₂ 能突破盖层毛细管的吸附压力,那么 CO₂ 可以通过盖层(如低渗透率的页岩)的孔隙系统渗漏;②通过盖层中断层和裂缝通道系统渗漏;③通过人为因素如对废弃井或现有钻井的不封闭处理进行渗漏;④通过储集层与周围岩层的水文动力系统进行渗漏。

对于靠近滨岸的储集体(一般指油气藏),渗漏的 CO₂ 将极有可能进入潜水层并运移至渗流带(vadose zone),这期间 CO₂ 会与我们日常饮用的淡水和周围岩石矿物接触产生一些化学变化,污染淡水资源。另外,渗流带中的孔隙一部分被水充填,另一部分充填壤气(soil gas)。由于 CO₂ 的密度比空气重,因此当 CO₂ 进入渗流带后,将驱替孔隙中的壤气,导致局部渗流带 CO₂ 浓度急剧升高,形成 CO₂ 流。虽然, Oldenburg and Unger, 2003 等人认为这种驱散作用所形成的影响将会在上覆地层压力的控制下被分散和消除。但是,如果该渗流带处于浅层,那么 CO₂ 的这种驱散作用将直接导致渗漏风险的产生。一旦 CO₂ 突破渗流带的束缚,进入更浅的地层或直接逃逸至大气中。渗漏的地方因 CO₂ 的聚集,极易与周围空气形成地面风和涡流,其浓度也随之扩散和减少,但暂时会严重影响在此生活的

穴居动物(Oldenburg and Unger, 2004)。

对于地下煤田储集体,当 CO₂ 处于没有被煤层吸附的游离态时,是比较容易逃逸的(Wo and Liang, 2005; Wo et al., 2005)。一般情况下,如果 CO₂ 已经被煤层牢固地吸附,那么即使上覆没有盖层的遮挡,CO₂ 也是很难逃逸的,除非煤层的压力减少。压力和温度的变化将直接导致煤层最大吸附量的变化。如果压力急剧下降,CO₂ 将极大可能从煤层中析离出来,以游离态的形式在煤层中流动或逃逸。

对注入井和废弃井的不封闭处理被认为是造成 CO₂ 渗漏最主要的途径之一(图 1)(Gasda et al., 2004; Benson, 2005)。在油田有很多由于没有油气显示而被废弃的干井或空井。多数情况下它们也不经过防渗漏或封闭处理,从而成为联系地表与地下的通道。同时,在钻井的过程中,一些钻井物质如水泥和套管等设备也被遗弃至地下。一方面钻井破坏了地下整个盖层和储层的完整性,另一方面,被遗弃的钻井设施,尤其化学物质会与地层中的岩石成分发生物理和化学等反应,形成腐蚀、酸化或碱化而破坏原有地层的稳定性。另外,随着油田勘探开发程度越来越高,钻井的数量也日趋庞大。比如在加拿大西部油田 Alberta 盆地有将近 350000 口钻井,并以每年 20000 口的速度增加,而大部分井都比较集中,平均每千米有 4 口井(Gasda et al., 2004)。密度之高、范围之大都将严重影响储体和盖层的完整性,从而影响 CO₂ 在地质埋存过程中的安全性和稳定性。这些因素都需要重点考虑。

2 CO₂ 渗漏可能性分析

无论什么储集体,我们都希望 CO₂ 在地下埋存的时间越长越好。然而,对于一项具体工程的实施必然存在一些客观因素造成 CO₂ 渗漏(表 2),比如废弃井的不完善或不合理处理、地层断裂系统和水动力系统以及地震所造成的渗漏等问题。但我们需要尽可能地分析这种可能性并将这种渗漏风险控制在一一定的程度之下,至少让 CO₂ 在地下储集体的存储时间达到地质埋存时间规模(比如几百万年或更长)。本节将从自然系统、工程系统、地层捕获机制、模拟技术、储体稳定性等几个方面综合分析 CO₂ 渗漏的可能性。

2.1 自然系统和工程系统

一个储体对 CO₂ 的存储能力更大程度上取决

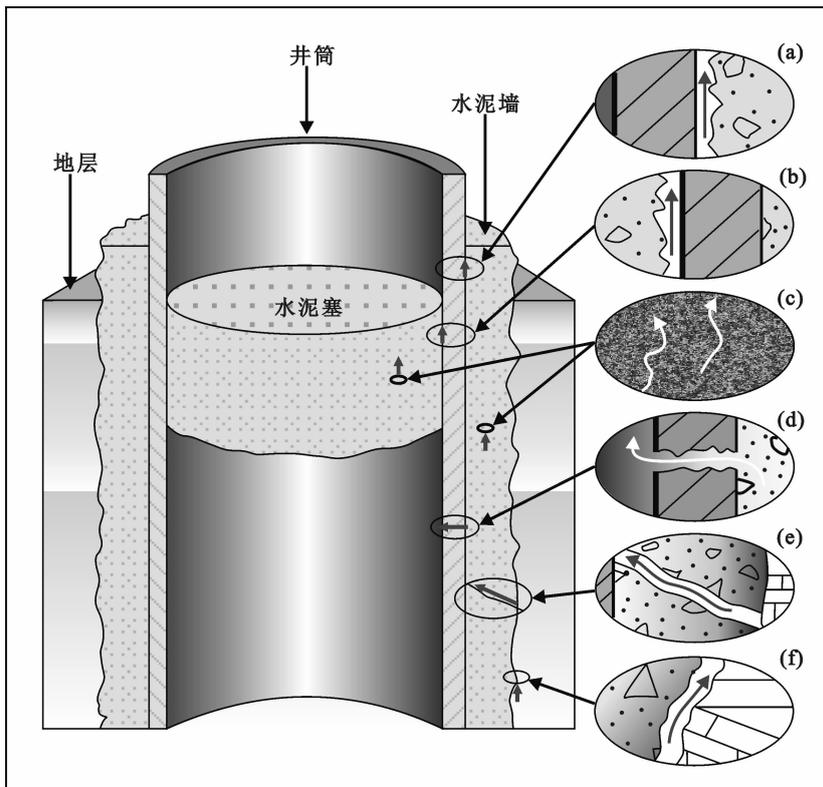


图 1 通过废弃井潜在的泄漏途径

Fig. 1 Possible leakage pathways in an abandoned well

(a)一通过套管与水泥墙之间；(b)一通过套管和水泥塞之间；(c)一通过水泥塞；
(d)一通过套管；(e)一通过水泥墙；(f)一通过水泥墙与岩石之间

(a) and (b)—between casing and cement wall and plug, respectively; (c)—through cement plugs; (d)—through casing; (e)—through cement wall; (f)—between the cement wall and rock

于储体本身的自然系统(natural systems)。所谓自然系统是指在自然状态下,一定地质时期内,储集体本身所具备可容纳和封存的能力系统,并在一定条

表 2 全世界对 CO₂ 渗漏和滞留情况统计表(Bert Metz et al., 2005)

Table 2 Summary of CO₂ retention and release rates in different geologic storage media

数据来源	每年平均渗漏量	代表性文献
原始地层	对于原始地层(至少 10 Ma),CO ₂ 在沉积盆地的平均渗漏量不足 10 ⁻⁷ t/a; 对于裂缝发育的火山系统,其渗漏速率则快几个数量级。	Stevens et al., 2001a; Baines and Worden, 2001
油气藏	地层封盖系统能有效地把因浮力造成 CO ₂ 渗漏的速率控制在 10 ⁻⁷ t/a 以下。	Bradshaw et al., 2005
天然气藏	每年具备可用于 CO ₂ 有效埋存的天然气藏达 1000 个,并证实这些气藏可将天然气渗漏速率控制在 10 ⁻⁴ ~10 ⁻⁶ t/a。	Lippmann and Benson, 2003; Perry, 2005
提高原油采收率	目前,至少有 10 ⁶ 吨 CO ₂ 用于提高原油采收率。从几个油田的地表监测结果表明,CO ₂ 渗漏量几乎为零。	Moritis, 2002; Klusman, 2003
模拟流体通过未扰动的地层	多数模拟表明:CO ₂ 通过未扰动的地层的渗漏量几乎为零,在少数几个样点其渗漏量也小于 10 ⁻⁶ 吨(可能有估算误差)。	Walton et al., 2005; Zhou et al., 2005; Lindeberg and Bergmo, 2003; Cawley et al., 2005
模拟流体通过钻井	从一些监测数据表明,现有油田通过废弃井泄漏的 CO ₂ 量估计在 10 ⁻⁵ ~10 ⁻⁷ t/a;如果井完全敞开,则渗漏量为 10 ⁻² t/a。	Walton et al., 2005; Zhou et al., 2005; Nordbotten et al., 2005b
目前开展的 CO ₂ 埋存工程	虽然根据目前的监测技术基本可以检测出 CO ₂ 的渗漏情况,但由于监控时间短,监测点有限,很难就此判断整个埋存工程 CO ₂ 的渗漏情况。	Wilson and Monea, 2005; Arts et al., 2005; Chadwick et al., 2005

件下(比如遭受一定程度地破坏等),具备自我恢复和控制的能力。多数油气藏,作为最主要的 CO₂ 地质埋存的储集体,通常情况下都具备比较稳定的自然系统。在此系统下,CO₂ 一般都可以在地质时期内安全稳定地埋存。因为,该自然系统的形成或者油气的聚集成藏已经经历了很长的地质时间,同时也具备足够大的空间,尤其在油气被开采之后。例如,位于密西西比河东北部的 Pisgah 背斜圈闭,存储了近 200 万吨 CO₂,该圈闭大概形成于晚白垩世,距今已经有 6500 万年(Studlick et al., 1990);而世界范围内,多数油气藏形成时间至少都在 1000 万年之上(Bradshaw et al., 2005)。因此,在此自然系统下进行 CO₂ 地质埋存,只要这种自然系统没有完全被破坏或超过自然系统的自我恢复和控制能力,原则上是非常安全稳定,并可以持续几百万年或更久(段振豪等, 2004)。

然而,与之相对的是工程系统(engineer systems)往往破坏自然系统的完整性。这里所指的工程系统更多地是指在油气田或煤田所进行的一些钻井、录井或其他等工程活动。相对于 CO₂ 地质埋存工程

而言,工程系统就像一把双刃剑,工程建设必不可少,却对于其产生的破坏影响又无法避免。当然,如果我们能合理地进行工程系统的建设,并采取相应的管理监控技术,是可以将这种破坏性降低到最低的。例如,在美国,目前有470个天然气储集场所,大概可以储集160万吨天然气。然而通过最新的监测管理,发现共有9处渗漏事件,其中有5处直接与井筒的完整性有关,有3处由于上覆盖层封闭不严密(其中2处已经被修复,1处直接导致工程报废),还有1处则与早期错误选择了存储点有关。目前,还没有迹象表明大量CO₂会从该储集体渗漏(Perry, 2005)。但是,发生在Kansas地区的严重钻井渗漏事件,直接导致3000吨CO₂渗漏到大气中让人触目惊心(lee, 2001)。经调查,Kansas地区至少有470个钻井设施服务年龄已经超过25年。说明钻井设施的陈旧老化直接导致了渗漏风险的产生,同时也警示我们,在进行工程系统建设时一定要加强对钻井,尤其废弃井的监控和封闭处理。

2.2 CO₂ 捕获机制及计算机模拟

CO₂的捕获机制涉及CO₂的存储原理。通常情况下,通过物理(主要包括地层捕获、构造捕获和水动力捕获)和地球化学(主要包括溶解捕获和矿化捕获)的捕获机理以及煤层吸附作用的捕获,CO₂是可以长期有效地存储的(许志刚等,2007)。当然这需要综合考虑很多因素,如储集体的物性特征、区域整体构造特征、盖层的封盖性以及水文地质条件等等。例如,在含水层或油气储层,只要具备一定的盐度,大量的CO₂将会溶解于咸水中(即溶解捕获)。溶解所需的时间远远小于CO₂从储体运移的时间。一旦CO₂被溶解,CO₂将随着盆地循环系统从注入点向盆地周围运移,但是这种运移至少需要上百万年,我们几乎可以忽略它所带来的渗漏风险(Lindeberg and Bergmo, 2003; Walton et al., 2005)。

由于我们期望CO₂地质存储时间规模较长(至少需要几百万年),在这么长的时间范围内要想成功进行CO₂渗漏风险可能性的有效评估,就必须借助于计算机模拟技术等手段。通过计算机模拟方法,可以直观地展现CO₂在地下储体的运移、分布状态以及潜在的可能渗漏风险。在北海Forties油田,Cawley et al., 2005等人通过实验和计算机模拟CO₂在突破盖层毛细管压力后在盖层和含水层中的运移状况,研究表明即使经过1000年,也只有不到0.2%的CO₂(相对于整个CO₂储量)进入到上覆

地层。同样,Lindeberg and Bergmo, 2003等人也在Sleipner等地开展了相关的实验研究,研究表明如果每年将有10⁻⁶吨的CO₂渗漏,那么即使经过10万年,甚至100万年,CO₂也不可能从Sleipner渗漏至北海。在加拿大Weyburn油田,Walton et al., 2005采用一种全概率的模拟方法(a fully probabilistic model),用一个简易装置代表CO₂的运移途径,通过计算机模拟CO₂通过裂缝向大气地渗漏过程。他们发现:5000年后,CO₂累积渗漏量占CO₂存储总量大于或小于0.1%的概率基本相当,并发现小于总量1%的概率达到95%。这说明CO₂累积渗漏量总体很小且比较稳定,其渗漏量基本维持在0.1%左右,CO₂大量渗漏的风险比较小;Zhou et al., 2005也将这种全概率模拟方法运用到废弃井,他们发现:假设CO₂一直通过裂缝缓慢渗漏,5000年后其平均渗漏量也只占储层总量的0.001%,最大可达0.14%,总体渗漏量还是比较小的。

3 CO₂ 渗漏风险影响

CO₂渗漏所引发的风险可分为两大类:全球风险和局部风险。全球风险是指由于地震、火山喷发等突发事件,导致大量埋存的CO₂释放到大气中,可能引发全球显著地气候和环境变化,形成灾难性后果。局部风险则指由于微地震、废弃井等因素造成局部范围内CO₂逃逸至地表水进入淡水循环系统或直接逃逸到大气中,对当地环境和动植物及人类的健康和安全带来危害。

关于全球风险,通过上节对目前CO₂埋存地点、自然系统、工程系统和计算机模拟地观测和分析,保留在经过适当选择和管理的储层中达100年之久的部分很可能超过99%(Bert Metz et al., 2005)。被埋存的部分可能会经历更长的时间,因为随着时间的推移,渗漏的风险预计会减少,而其他的物理和地球化学捕获机理也有利于CO₂长期有效地埋存。

关于局部风险,有两种情况可能发生渗漏。①注入井破裂或废弃油气井泄漏有可能造成CO₂突然快速地释放。如果使用当今技术来控制油气井的井喷,则可以快速检测并阻止这种释放。与这种释放有关的灾害,将主要影响事发地附近的工人或前来控制井喷的人员。因为空气中CO₂的浓度大于7%~10%时,将立刻危害人的健康和安全。控制这种释放可能需要数小时乃至数天,但与注入的总量

相比,所释放的 CO₂ 总量仍然很小。另外,在石油和天然气行业,采用工程和行政控制措施能定期对这些灾害进行有效地管理。② 通过未被发现的断层、裂缝或泄漏的油气井发生渗漏,释放的 CO₂ 在地面缓慢地扩散。在此情况下,灾害主要影响饮用蓄水层和周围的生态系统,因为 CO₂ 主要聚集在地面与地下水上部之间的区域。另外,在注入的过程中,直接渗漏到含水层的 CO₂ 和进入含水层的盐水都能影响地下水水质。此外,如果在无风的低洼地区或位于渗漏上方的蓄水池和地下室发生渗漏,也没有检测到该渗漏现象,则人和动物将受到伤害。

3.1 人类健康和安全的潜在危险

如果渗漏点或周围 CO₂ 浓度偏高将会对人类的健康和安全造成危害。一般而言,当 CO₂ 浓度超过 2%,将会严重影响人的呼吸系统;如果浓度为 7%~10%,那么将会使人失去意识,造成死亡。但是,通过野外实验表明,当 CO₂ 浓度小于 1%时,没有证据表明对人有危害的影响(Bert Metz et al., 2005)。由于 CO₂ 的密度比空气重近 50%,当 CO₂ 逃逸出地表后,将在重力和大气流(如风)的作用下,沿着地表并在比较浅的洼地聚集,使局部地区浓度偏高。如果人或动物在此活动,危险也随着产生。因此,一方面 CO₂ 浓度的高低主要取决于周围地形和大气环境的影响,另一方面我们也需要弄清楚 CO₂ 在地表的运聚过程和作用机理。只有两者,尤其后者,如果我们能很好的掌握,那么将可以有效地降低 CO₂ 对人和动物健康和安全的危险性。

3.2 地下水污染

含水层中 CO₂ 的溶解量增加,将会降低地层水的 pH 值,许多微量元素在地下水中的富集程度随着酸度的增加而增加。通常会形成一些有机酸,增加一些有毒重金属如铅、硫酸盐和氯化物的活动性,从而有可能改变地层水的颜色、气味和味道(曾荣树等,2004)。如果这些重金属或各种化合物的浓度聚集到一定程度,将会严重影响人类工业、农业和生活用水的安全和健康。同时,地下水中含有多种组分,存在多种可能的污染物,如微量元素、有机酸、石油、有机气体和液体石油等等。随着 CO₂ 渗漏一起移动的污染物对地下水质量的影响主要包括以下几个方面:① 在陆地上储存 CO₂ 时,最可能出现的问题是由于渗漏导致 CO₂ 进入饮用地下水的补给层;② 碳酸盐矿物和铁氧化物对砂岩和碳酸盐含水层的地下水质量有重要的控制作用;③ CO₂ 渗漏可能引起重金属污染物从矿体进入附近的饮用地下水

补给层;④ 即使从地下储藏点渗漏出少量的 CO₂,也可能造成饮用地下水质量的重大破坏;⑤ 大量 CO₂ 被注入将改变地层中的孔隙流体压力,使原有孔隙流体被 CO₂ 挤出或置换,从而改变地层水的盐度,盐度较高的地层水则通过裂缝或钻井向浅部地层运移,将对浅部地层水造成污染。Wang and Jaffe,2004 采用一种化学模拟的方法,将 CO₂ 从深度 100m 处向浅部含水层运移,含水层中富含一定浓度的有毒矿物质硫化铅。研究发现,在缺少束缚的条件下,大量可运移的 CO₂ 充分溶解,然而造成以 CO₂ 点源为中心,方圆几百米内的地层水受到了严重污染。分析其原因可能是由于 CO₂ 的大量溶解,导致地层水中大量有害的矿物质硫化铅从溶液中析出,污染了地层水。

因此,在综合评估硫化铅对地层水的危害时,我们需要详细掌握古含水层和现在的补给区、排泄区以及含水层与 CO₂ 储层的连通状况,以有效地降低类似的风险。

3.3 陆地和海洋生态系统的危害性

在高 CO₂ 浓度和高温条件下,植物的光合作用将会增加,同时由于高温,生物呼吸作用可能加快。在这种“CO₂ 施肥效应^①”和高温影响下,有可能导致生态系统代谢加快,从而改变陆地土壤和海洋生态系统的有机质平衡(于贵瑞,2003)。

三十年前,一些被称为“极端生物”的微生物重新生活在一些被认为不可能生存的地区,现在它们在海底的洞穴中随处可见。这些微生物通常由于营养供应不足,其代谢速度往往很低(D'Hondt et al., 2002)。而近期有些学者(Haveman et al., 2001; Orphan et al., 2000 和 Parkes et al., 2000)在 CO₂ 封存工程的 850m 深海底的盐水层和油气藏附近发现这种微生物大量繁殖,其数量十分庞大。除非采取限制措施,否则这种生物将可能在 CO₂ 存储深度,即 800~1000m 附近的地层中大量繁殖。很显然,这可能与 CO₂ 的注入和渗漏有关。

低 pH 值和高 CO₂ 浓度环境一方面可促使一部分生物大量繁殖,尤其一些低等生物,而另一方面,导致另外一部分生物由于自然竞争的优胜劣汰而逐渐萎缩甚至消失。渗漏的 CO₂ 将促进局部地区植物大量繁殖,因为高浓度 CO₂ 将加快周围植物的生长,土壤中的 CO₂ 的含量也随着增加,但增加到一定程度后,CO₂ 将反过来抑制植物的生长。一般土壤壤气里 CO₂ 的正常含量应该维持在 0.2%~4%,当含量增加到 5%时将植物的生长产生不利

的影响,当上升至 20% 时,CO₂ 将变成有毒物质 (Bert Metz et al., 2005)。因此,长期存在 CO₂ 渗漏的陆地表面附近,植物一般很难生长。典型例子是发生在 20 世纪 90 年代美国内华达州 Dixie 峡谷地区,由于该地区深 3000m 附近存在一个近 62MW 的地热资源,每年不断向地表释放大量 CO₂,平均每天释放 7g/m²,最大可达到每天 570g/m²,使地表附近植物彻底消亡。直到 1999 年,随着监测的 CO₂ 浓度的降低,植物才开始慢慢地恢复生长 (Bert Metz et al., 2005)。

3.4 诱发地震的风险

将 CO₂ 注入岩层孔隙,使地层压力增加,如果注入压力超过地层压力,将可能诱发地层裂缝地产生和断层地移动。它将产生两方面的风险:一方面,由于高压所形成的破碎带和与之相联系的微地震将提高破碎带的渗透率,从而为 CO₂ 渗漏提供通道;另一方面,高压导致断层活动,原则上将诱发地震,从而产生更大的危害。地震的产生,总是伴随着一系列裂缝产生和断层的活动,其诱发机制也相当复杂。

通常情况下,深井注入能削弱断层强度,成为断层移动的驱动力,从而导致地震产生。高压下,通过岩层或断层之间的应力—应变变化关系可以比较清楚的认识这一点(图 2)。随着 CO₂ 注入,地层压力逐渐增加,在应力平衡条件下,岩层的轴向压力和侧限压力 (confining pressure) 相应减少(图 2a),当整个岩层力学系统无法维持这种平衡时,必将导致断层活动,从而诱发地震。Jürgen et al., 2004 通过“摩尔圆”(Mohr's circle)的方法,详细解释了孔隙流体压力的变化与断层稳定性之间的关系(图 2b)。岩层间的有效作用力随孔隙流体压力增加而降低,当孔隙流体压力增加到一定程度时,将分别导致断层的封闭作用和岩层间的相互作用失效。从而可能导致原有封闭系统的整体失效。

在临界条件下,CO₂ 的密度只有 0.60~0.75g/ml,而地层水的密度为 1.05~1.30g/ml,高密度差使 CO₂ 流体向上移动,并最终在上覆盖层底部聚集。随着 CO₂ 量的增加,盖层的负荷压增加,将极有可能诱发裂缝和断层的产生。同时,低粘度和低密度 CO₂ 将更有利于溶解岩层中的矿物成分,解除岩层对矿物的束缚,并增加矿物的流动性。这无疑将会导致岩层间作用强度降低和水力压裂 (hydraulic fracturing) 程度增加。另外,由于 CO₂ 与地层水的物性差异,CO₂ 的大量溶解必会使地层

水中的一些矿物沉淀或析出,堵塞孔隙通道,使岩层孔隙度和渗透率降低,从而导致一些异常压力产生。并且这些沉淀或析出的矿物质极有可能会沿着断裂带分布,更增加裂缝和断层活动产生的可能性(图 3)。

在美国科罗拉多州 Rangely 油田,就发生过因为向孔隙中注入流体而导致微地震产生的事件 (Gibbs et al., 1973)。德国大陆深钻工程 (Shapiro et al., 1997) 和加拿大艾伯特冷湖油田 (Talebi et al., 1998) 都因为向深部钻井中注入废水 (waste fluids) 而频繁诱发中等级别的地震 (M_L) 的发生。较引人注目的是,发生在美国 1967 年和 1986~1987 年分别发生的 5.3 级 Denver 地震和 4.9 级 Ohio 地震,而且表明与向孔隙中注入流体相关 (Bert Metz et al., 2005)。Talebi et al., 1998 等人通过研究表明:在靠近震源附近,如果向孔隙中注入流体,将极易诱发地震的产生。

因此,在实施 CO₂ 地质埋存工程时,要密切监测注入井周围孔隙流体压力是否超过地层压力。目前,声换能器 (acoustic transducers) 能有效地记录发生在注入井周围的微地震事件,从而实时控制注入压力以维持不发生微地震的程度。另外,通过计算机模拟技术和一系列监控技术都可以很好的控制地震的发生。

3.5 其他渗漏风险

如果注入的 CO₂ 纯度不是很高,在一些特定的环境下,H₂S、SO₂、NO₂ 和其他等气体将会和 CO₂ 一起埋存在储集体中,从而带来一些潜在的风险。比如,当发生井喷的时候,渗漏出的 H₂S 的毒性显然要比渗漏 CO₂ 的毒性大得多;同样,当 SO₂ 溶解于地层水时,所造成酸的影响程度显然要比 CO₂ 强烈,这无疑将增加各种重金属的活动性(增加化学反应机会),导致更加严重的危害性。

4 CO₂ 地质埋存渗漏风险的评估方法以及补救对策

渗漏风险评估的主要目的是为了识别和量化由于 CO₂ 被注入和渗漏所造成的潜在危险。这些风险可能是几种因素和事件发生的协同作用,也可能就是一个事件产生的原因。风险评估应该是一个完整的体系,包括地点的选择、储集体的沉积和构造特征、埋存模式和监测管理,同时也包括一些补救对策等等。

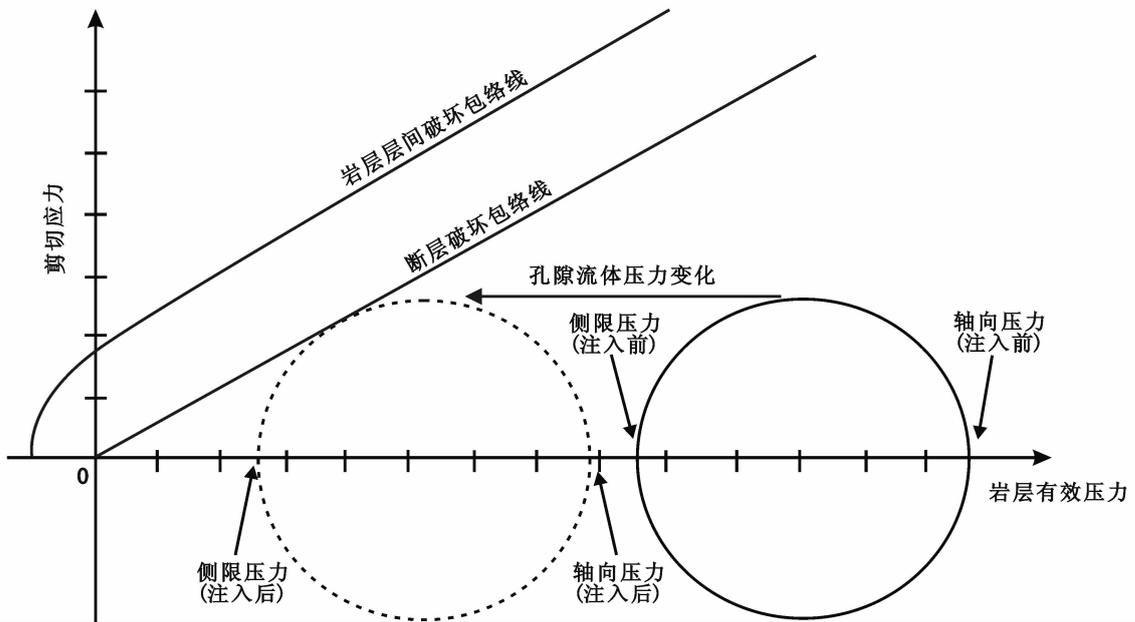
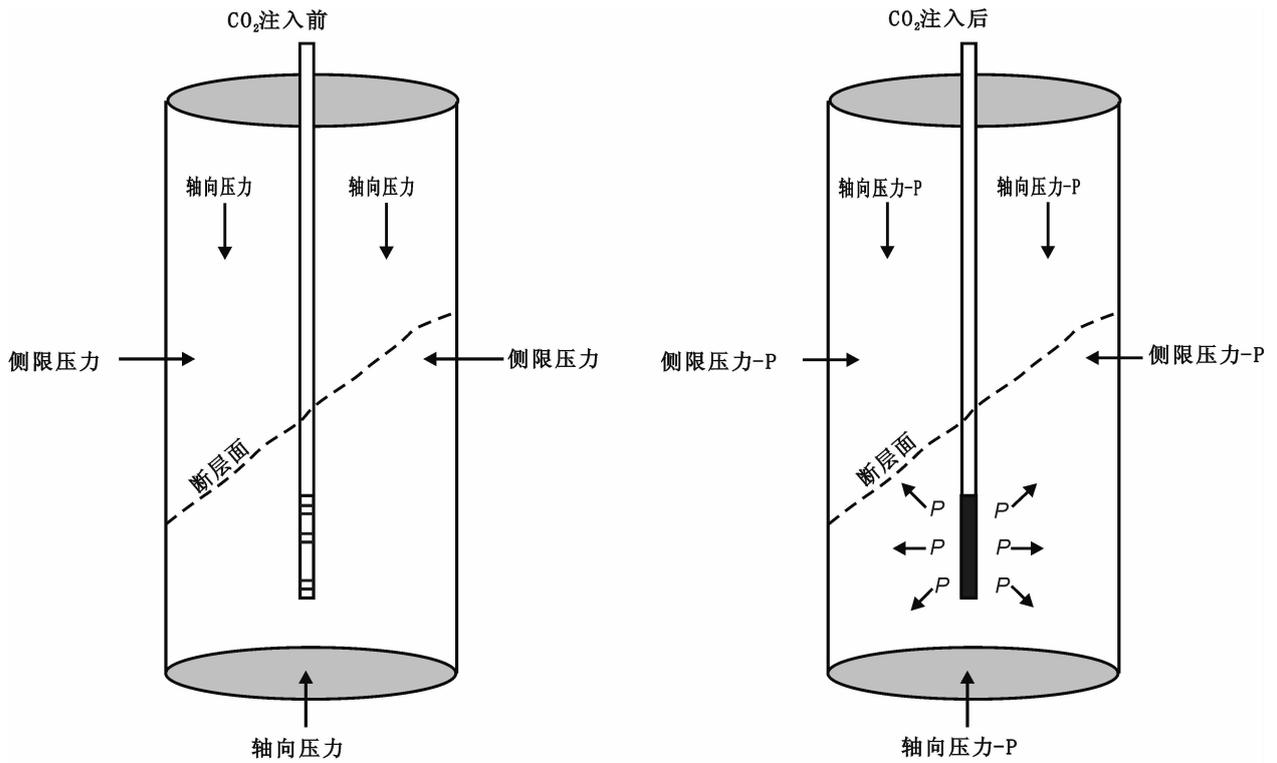


图 2 断层稳定性随孔隙流体压力变化图

Fig. 2 Diagram showing the influence of fluid pressure on fault stability

4.1 渗漏风险的评估方法

进行 CO₂ 地质埋存的风险评估主要分为地上和地下两个方面。地上的风险主要来源于地面工程,主要包括管道、压缩仪和钻井设备。这类风险评估在油气田比较常见,一旦出现危险就可以立刻采取相应的应对方案,评价方法也较成熟。然而,地面

上的风险评估体系显然不太适合对地下 CO₂ 埋存状况的风险评估,因为后者包含更多不确定因素,而且需要风险评估的周期更长、更有效,因此需要综合多种风险评估方法。由于目前进行 CO₂ 地质埋存方案仍然是一项并不完善和成熟的技术,其风险评估的方法也是随着问题的出现而出现。因此,各类

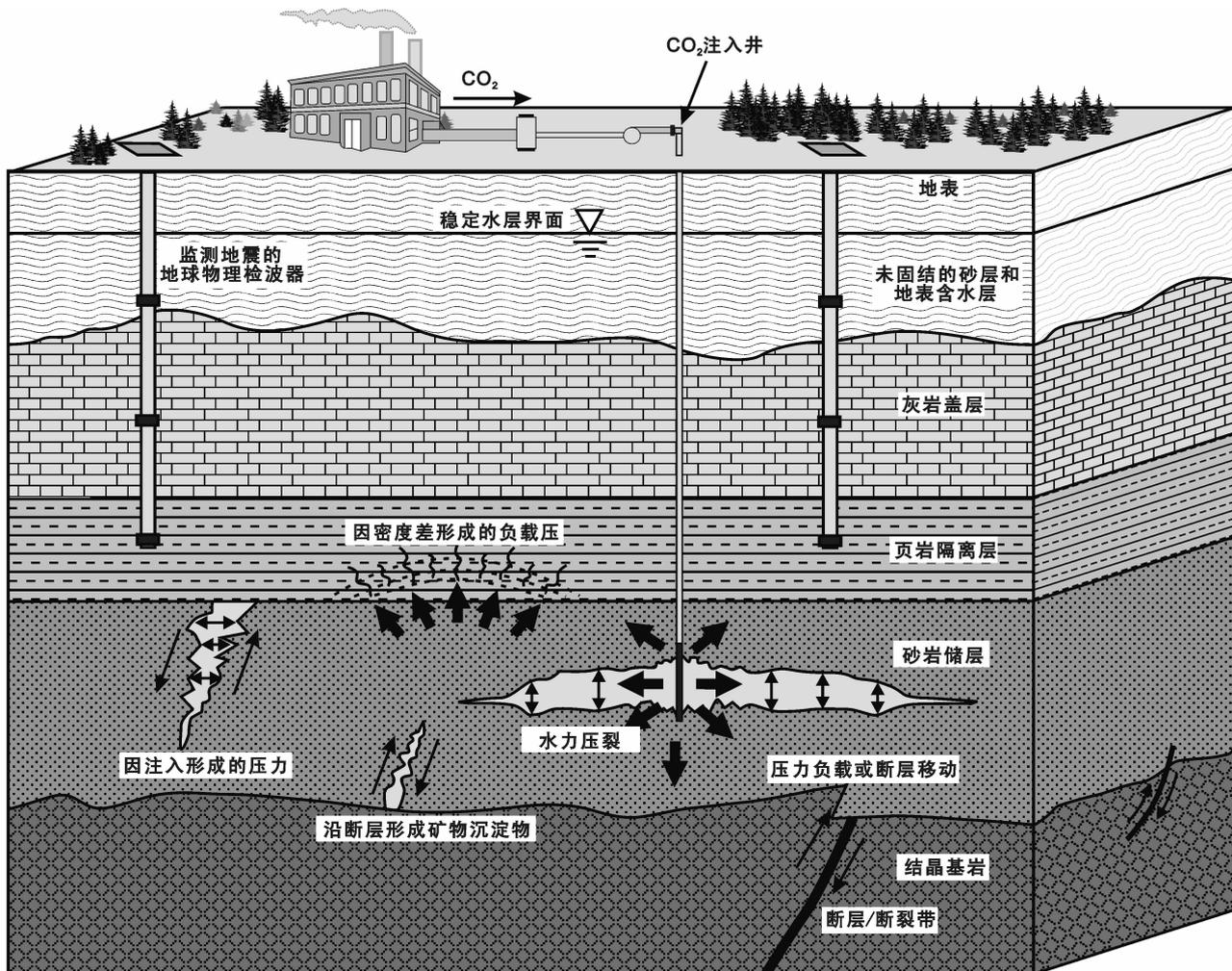


图 3 潜在的地震诱发机制简图

Fig. 3 Conceptual model illustrating some potential seismic activity induced by underground injection wells

评估方法各不相同,很难统一,它们一般都具有很强的实时性和针对性等特点。

风险产生的原因和过程是我们建立完整风险评估体系的基础。目前全世界正在实施的各种风险评估方案往往都是先充分考虑各种因素,然后进行筛选和剔除,运用特征(Features)、事件(Events)和过程(Processes)(简称FEP)的方法进行(Bert Metz et al., 2005)。这里所谓的“特征”包括一些主要参数,比如储层的渗透率、盖层厚度和注入井的数量等;“事件”主要包括一些地震、井喷和新钻井穿透储集层等;“过程”主要是指物理和化学过程,比如流体的相态变化、流体与围岩、地层水的化学反应以及由于地质力学的改变所引起的压力变化对储体容量和安全性的影响。根据产生的可能性、空间规模和时间规模等几方面,将众多单一的FEP方案组建成

FEP数据库。在CO₂地质埋存工程的实施过程中,大多数风险评估都涉及到一个具体的方案,该方案将会描述产生风险的原因和可能性的结果。每个方案可认为是FEP数据库中可供选择数据的集合。因此,可将FEP数据库中各个方案产生风险的相似性归纳在一起,方便调出和建立补救方案。

每个方案其实都涉及如何选择和开发什么样的数学-物理模型,要综合评价必须包括一些有代表性的因素,如埋存的CO₂、储层、盖层、土壤和大气环境等等。现在许多用于风险评估的流体运移模型大部分来自于油气田和地下水管理工程。而我们目前在废弃井方面所开展的风险评估方法,尤其在高CO₂浓度环境下如何完成钻井的建设工程以及如何将地球力学、地球化学和流体运移机制与井筒仿真模型有机结合起来,是相当欠缺的(Scherer et al., 2005; Wilson and Monea, 2005)。如果能够把

几种好的模型结合起来,并建立全新的数据库,那么将促使以物理为基础的井筒效能预测模型变得更完善、涉及范围更广,同时也将促使更多涉及钻井风险的评估方法变得更加系统化。

4.2 补救对策

将 CO₂ 隔离在地球深处,就是为了降低 CO₂ 渗漏的风险。通过以上章节分析,很多渗漏风险是无法避免的。因此,我们必须采取相应的补救对策。总体而言,当风险产生时,要么停止注入 CO₂,要么采取相应的补救对策阻止渗漏对人和生态环境的影响。其补救对策必须得到社会公众的认可。目前,由于工作井和废弃井存在的渗漏风险最大,认识也最薄弱,因此相应的补救方案也更重要。针对 CO₂ 渗漏的各种途径所采取的补救对策详情如表 3 (Benson, and Hepple, 2005)。

表 3 CO₂ 地质埋存工程中 CO₂ 渗漏的各种途径以及补救对策
Table 3 Remediation options for geological CO₂ storage projects

方案	补救对策
从断层、裂缝和溢出点渗漏	<ul style="list-style-type: none"> —— 降低注入压力(通过降低注入速度或增加钻井数量) —— 降低储层压力(从储层构造中移出地层水或其他流体) —— 在渗漏点附近用抽水井横断渗漏部位 —— 增加水压阻力(通过增加渗漏点上方的储层压力) —— 降低储层压力(通过增加新的储层空间,分散储层压力) —— 停止注入,加强工程的稳定性 —— 停止注入,把从储层中返回的 CO₂ 重新注入至更稳定的储体中
从工作井和废弃井渗漏	<ul style="list-style-type: none"> —— 修复渗漏井(以标准井的标准去修复,比如取代注入管道和堵塞器) —— 修复渗漏井(在井筒的后面挤压水泥,封堵套管后的渗漏点) —— 如果用上两种方法仍然无法修复,就放弃和彻底关闭该井
CO ₂ 在渗流带和壤气中聚集	<ul style="list-style-type: none"> —— 聚集在地层水中以气态为主的 CO₂ 要么能够被移出,要么能够被固定在那里。通过钻井横断聚集层并抽出 CO₂,将抽出的 CO₂ 重新注入到合适的储集体中 —— 移出被困闭的剩余 CO₂(以不可动的气相为主),用水溶解或通过抽水井抽出 —— 如果溶解于浅层地层水的 CO₂ 能够移动,那么可将此地表水抽出或让地下水通风使 CO₂ 逃逸,抽出的地下水可以直接利用或回注至地层 —— 如果金属或其他痕量污染物能够通过酸化地层水使之移动,那么可采用泵吸挤压的办法移走它们。另外,可以通过稳定的注入量和抽水井形成水压隔层,阻止污染物向上移动同时也会滞纳污染物 —— 在水平和垂直井通过标准的蒸汽抽提技术将 CO₂ 从渗流带和壤气中抽出 —— 利用盖层气障(vapour barriers)作用,可阻止聚集在渗流带的 CO₂ 进一步向地表渗漏。采用泵吸的方法也可以去除聚集在渗流带的 CO₂
CO ₂ 在壤气中聚集从渗流带渗漏	<ul style="list-style-type: none"> —— 由于 CO₂ 密度比空气高,渗漏的 CO₂ 将在一些地势低的地方聚集,可采用抽吸的方式将 CO₂ 排放至大气或回注至地下 —— 抽吸的方法只适用于 CO₂ 已经在渗流带中聚集了一段时间,而对正处于渗漏的渗流带,则不适用,毕竟渗漏过程是十分缓慢的 —— 对于因 CO₂ 所导致的土壤酸化问题,可通过灌溉和排水等方式补救,或者向土壤中撒适量的石灰中和酸化的土壤
大量的 CO ₂ 逃逸至大气中	<ul style="list-style-type: none"> —— 对于渗漏至室内聚集的 CO₂,可采用大的排风扇将 CO₂ 浓度很快稀释 —— 对于正在向空中渗漏 CO₂ 的地带,尤其一些有限空间如地窖,或一些空气流动十分缓慢的地区,排风扇必须保证足够的空气流通率以充分有效地稀释高浓度 CO₂
CO ₂ 以非常缓慢的速度在室内环境下聚集	<ul style="list-style-type: none"> —— 在室内散发氨和挥发性有机化合物,能有效地减低稀释的 CO₂ 对室内环境的影响
CO ₂ 在表层水中聚集	<ul style="list-style-type: none"> —— 对于浅层的表层水,可以很快地通过浅湖或溪流将 CO₂ 溶解,在散逸至大气中。

5 案例分析

本文选用加拿大 Weyburn 油田开展 CO₂ 地质埋存为例,一方面由于我国正开展的国家重点基础研究发展计划(973 计划)“温室气体提高石油采收率的资源化利用及地下埋存”课题涉及 CO₂ 渗漏的风险评估部分正处于研究中,另一方面加拿大 Weyburn 油田从 2000 年实施注 CO₂ 提高油气采收率和 CO₂ 地质埋存工程,至今已发展成为一项比较成熟的技术。尤其在进行 CO₂ 渗漏风险评估方面,开展了非常详细的研究工作。作为一个较成功的案例,值得我们去借鉴和学习。

加拿大 Weyburn 油田位于加拿大东南部萨斯喀彻温(Saskatchewan)地区,面积为 180km²。1954 年开发,从一次开发到二次注水采油,已累计产油约

5200×10⁴ m³, 目前产量正在下滑, 估计 80% 的可采储量已被开采。从 2000 年 7 月开始实施注 CO₂ 提高原油采收率(即 CO₂-EOR), 目前每天可增产约 1600m³ 原油, 同时在设计年限内(20~25 年)将有 2000 万吨 CO₂ 被埋存在地下。该油田油气主要储层位于~1450m, 厚度 11~32m, 以中-低孔隙度、低渗透率浅海碳酸盐岩沉积为主。CO₂ 气源则来自美国北部达科他州 Beulah 城的达科他合成燃料厂, 通过 320km 长的管线来输送。为了有效避免和降低 CO₂ 渗漏的风险, Weyburn 油田开展了非常详细地研究工作。一方面, 在地面工程建设, 尤其对废弃井的处理和周边环境、地下水的监测等方面开展详细的实际调查和研究工作; 另一方面, 充分利用油田地质、地球物理和水文等资料, 借助计算机建立储体存储系统、盖层封盖系统以及水文流体系统的模型, 分析潜在的渗漏途径。由于资料繁杂, 本文将节选钻井设备和环境影响的渗漏风险评估这两个在实施 CO₂ 地质埋存过程中非常重要的环节, 详细阐述加拿大 Weyburn 油田所开展的 CO₂ 渗漏风险评估的部分定性和定量的研究工作 (Wilson M and Monea M, 2005)。

5.1 钻井设备渗漏风险评估

地面工程中, 注入井和废弃井是 CO₂ 渗漏的主要途径之一, 因此存在较大的潜在风险。目前, Weyburn 油田注 CO₂ 工区内共有 1072 口井, 其中垂直油井 660 口、水平油井 200 口、垂直注入井 197 口和 15 口水平注入井。而在工区周围还分布着

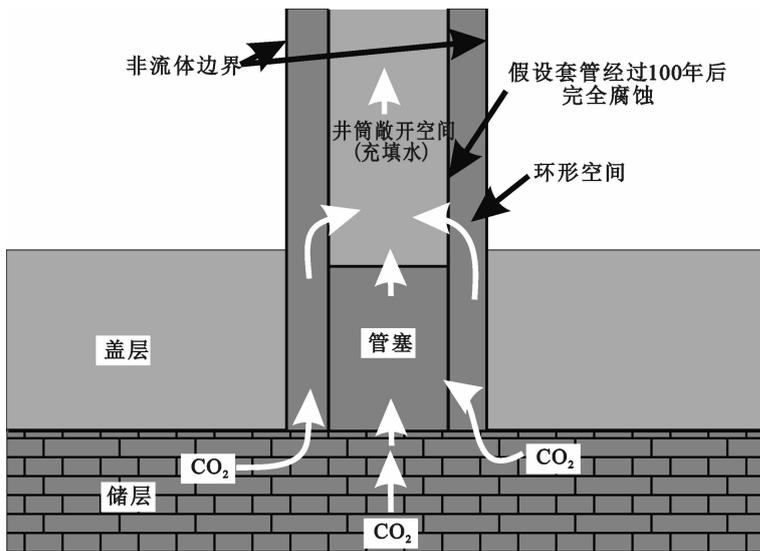


图 4 单井模型简图

Fig. 4 The "Unit Cell" model assessing leakage of CO₂ via abandoned wells

2200 多口井。井网密度较大, 为充分、有效和简化评估钻井的渗漏风险, Weyburn 油田建立钻井评估模型(Well Assessment Model)。该模型首先以建立单井模型(Unit Cell Model)为基础, 单井包含单个井和周围储体的地质信息, 其空间大小取工区内钻井体积的平均值(图 4)。然后, 通过该模型进行相应的模拟和假设: ① 降低钻井中水泥层的封堵性能, 使其渗透率从最初的 0.001mD 增加到 1mD, 持续时间 100 年(Chalaturnyk et al., 2003); ② 在这 100 年期间, 假设套管部分或完全遭受腐蚀, 已经完全不可能成为隔档层; ③ 注入的 CO₂ 大部分滞留在储集层及钻井周围的地层中; ④ 一旦钻井不密封, CO₂ 能快速运移或渗漏。同时, 单井模型中, 套管中的水泥最初也假设处于水饱和静水压力状态下; 储层的初始条件和空间大小也从研究工区随机抽取, 使建立的单井模型的储层条件更符合真实的地质储层条件。而在 Weyburn 油田, 研究人员先期根据数字模拟结果将注 CO₂ 工区范围按照流体性质和能量的不同共划分出 6075 个格子(Grid Block), 其中有 287 个格子内有钻井、高浓度 CO₂ 富集井有较高的渗透率。单井模型将以这 287 个格子的数据(主要包括饱和度、成分含量和渗透率)并进行单个程序运算, 获得每个区域 CO₂ 的渗漏率。计算结果表明: ① 工区大范围内存在一定的渗漏率; ② 最大渗漏率范围为 0~0.016kg/d; ③ 达到最大渗漏率的时间也各不相同。图 5 显示 CO₂ 渗漏率为 5%、平均值、95% 以及最大渗漏率和选取部分井随时间变化趋势。从图中可以看出, 最初 100 年内, CO₂ 渗漏率增加幅度较大, 异常明显, 随后趋于平稳。说明 CO₂ 渗漏风险在初期较高, 后期则维持在一个较高的风险层次; 通过废弃井累积渗漏量随时间变化也十分明显(图 6)。进一步研究表明: 如果水泥的渗透率较低(≤1mD), 它对渗漏率有最终的控制作用; 如果水泥的渗透率超过 10mD, CO₂ 渗漏率和累积渗漏量都会增加。

5.2 环境影响风险评估

CO₂ 渗漏对人类健康、生态环境和安全的风险评估通常可以直接测定渗漏至地表或室内空气中 CO₂ 的浓度, 对照安全指标可以较明显地识别。如何测定室内空气中渗漏的 CO₂ 浓度? Weyburn 油田研究人员建立如下方程:

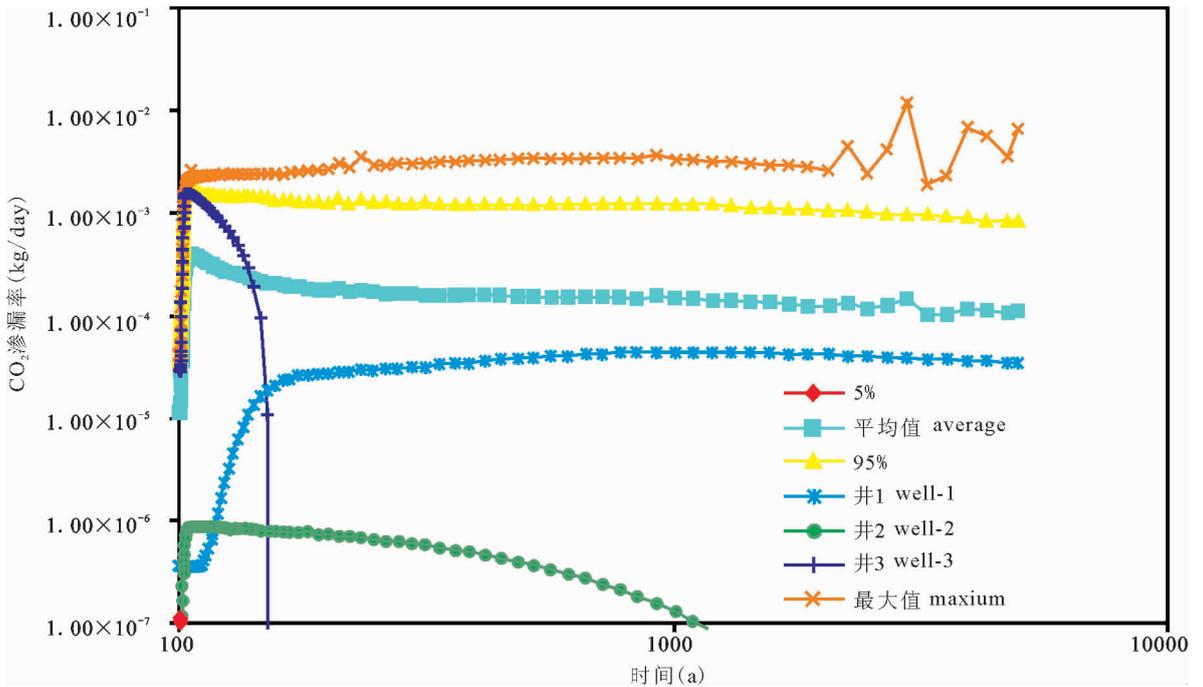


图 5 单井模型预测随时间变化 CO₂ 渗漏率变化曲线
 Fig. 5 Stochastic results of CO₂ leakage rates as a function of time, predicted Using the “Unit Cell” model with stochastic treatment

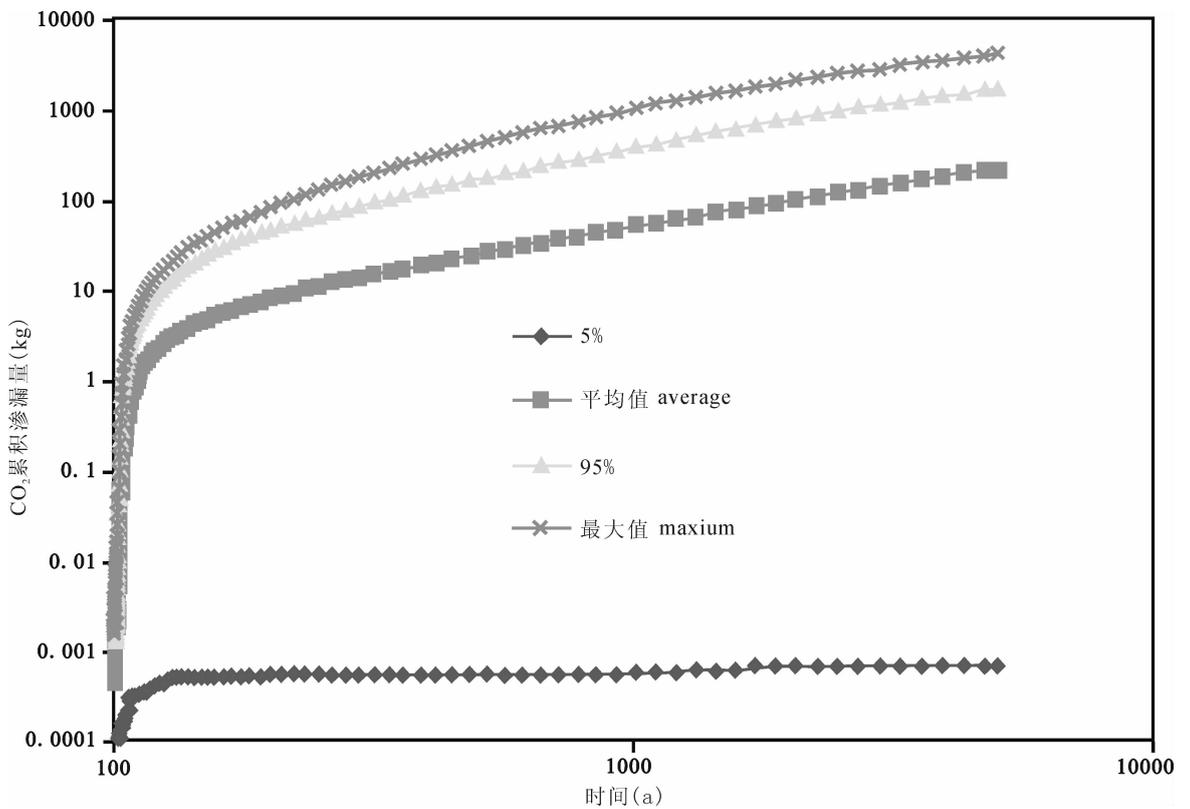


图 6 单井模型预测随时间变化 CO₂ 从废弃井累积渗漏量
 Fig. 6 Stochastic results of cumulative leakages of CO₂ through abandoned wells

$$C_{\text{CO}_2} = \frac{XA}{\lambda V} \times 100$$

其中, C_{CO_2} 表示室内 CO_2 的浓度(%); X 表示 CO_2 从地质体渗漏的渗漏量 [$\text{m}^3/(\text{m}^2\text{a})$]; A 表示 CO_2 渗漏点源面积, 比如钻井的面积 (m^2); λ 表示室内外气体交换率(空气流通量/年); V 表示室内体积 (m^3)。

根据公式, Weyburn 油田从钻井入手, 统计取心井直径平均值为 228mm, 相当于点源面积为 408 cm^2 。通过 Kozak et al. (2000) 等前期的研究成果, 取 $\lambda = 8800\text{a}^{-1}$ (~ 1 空气交换量/小时) 和 $V = 250\text{m}^3$ (室内体积只表示单层体积)。根据上述公式如果 CO_2 的渗漏率达到 $1 \text{ m}^3/(\text{m}^2\text{a})$, 那么室内 CO_2 的浓度将达到 1.9×10^{-8} 。由于目前国际上尚未统一确定室内 CO_2 浓度安全指标, 所以 Weyburn 油田参考了 1997 年美国职业安全与卫生研究所 (NIOSH)、1989 年加拿大健康署 (Health Canada) 以及 Rice (2003) 和 Snodgrass (1992) 等相关机构和学者的研究成果, 选取 0.35% 作为室内空气中 CO_2 浓度安全值。把此值代入公式中计算 CO_2 的渗漏率(其他值不变), 结果为 $2.4 \times 10^4 \text{ m}^3/(\text{m}^2\text{a})$; 如果假设空气的流通量为 1140a^{-1} (Shaw, 1987), 则 CO_2 每天的渗漏量将达到 $\sim 1.3 \times 10^5 \text{ g/m}^2$ 。

以上通过建立单井模型和数学公式, 在一定程度上可以定性和定量地分析注 CO_2 工区 CO_2 渗漏的风险程度, 从而有利于开展相应的应对和补救措施。

6 结论

无论什么储集体, 在实施 CO_2 地质埋存的减排方案时, 必然存在一些客观和主观因素造成 CO_2 渗漏, 比如废弃井的不完善或不合理处理、储体断裂和水动力系统以及地震所造成的渗漏等问题。存在渗漏就可能会对周围人和生态环境造成危害。因此, 深入分析渗漏风险的途径、可能性以及诱发机制, 在此基础上建立 CO_2 渗漏风险评估体系, 并针对具体的渗漏风险提出相应的补救对策, 显得尤为重要。本文在此思路基础上, 着重对废弃井渗漏和地震诱发机制进行了详细分析, 因为它们是目前实施 CO_2 地质埋存过程中最薄弱也是最让人担忧的环节。虽然, 全球范围内, 目前所开展的 CO_2 地质埋存工程中, 存在 CO_2 渗漏的事件还是相当少, 对人和生态环境的影响程度也很小, 但由于 CO_2 地质埋存是一项非常长期的工程, 需要我们长期地、持续不断地对潜在的渗漏风险进行跟踪、观察和监测。只有这样,

才能使该减排方案更安全、更稳定、更有效。

注 释 / Notes

- ① CO_2 施肥效应 (CO_2 fertilizing effects): 在全球变化条件下, 大气 CO_2 浓度升高可能对生态系统中的植物光合作用产生影响, 增大生态系统的第一生产力, 这种影响具有与给植物进行 CO_2 施肥有相同的效果, 因此被称为全球变化的 CO_2 施肥效应。

参 考 文 献 / References

- 段振豪, 孙枢, 张弛, 曾荣树, 朱井泉, 胡文宣, 张毅刚, 罗小荣. 2004. 减少温室气体向大气层的排放—— CO_2 地下储藏研究. 地质论评, 50(5): 514~519.
- 许志刚, 陈代钊, 曾荣树. 2007. CO_2 的地质埋存与资源化利用进展. 地球科学进展, 22(7): 698~707.
- 于贵瑞. 2003. 全球变化与陆地生态系统碳循环和碳蓄积. 气象出版社, 北京, 72~73.
- 曾荣树, 孙枢, 陈代钊, 等. 2004. 减少 CO_2 向大气层的排放. 中国科学基金, 196~200.
- Benson S M, Hepple R P. 2005. Prospects for early detection and options for remediation of leakage from CO_2 storage projects. In: Benson S M. ed. CO_2 Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO_2 Capture Project, Vol. 2: Geologic Storage of CO_2 with Monitoring and Verification. London: Elsevier, 1189~1204.
- Benson S M. 2005. Lessons learned from industrial and natural analogs for health, safety and environmental risk assessment for geologic storage of CO_2 . In: Benson S M. ed. CO_2 Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO_2 Capture Project, Vol. 2: Geologic Storage of CO_2 with Monitoring and Verification. London: Elsevier, 1133~1141.
- Bert Metz, Ogunlade D, Heleen D C, et al. 2005. IPCC special report on CO_2 capture and storage. Cambridge University Press, 195~276.
- Bradshaw J B, Dance T. 2005. Mapping geological storage prospectivity of CO_2 for the world sedimentary basins and regional source to sink matching. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT ~ 7), September 5 ~ 9, 2004, Vancouver, Canada, 583~592.
- Cawley S, Saunders M, Le Gallo Y, et al. 2005. The NGCAS Project — Assessing the potential for EOR and CO_2 storage at the Forties Oil field, Offshore UK. In: Benson S M. ed. CO_2 Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO_2 Capture Project, Vol. 2: Geologic Storage of CO_2 with Monitoring and Verification. London: Elsevier, 1163~1188.
- Chalaturnyk R, Moreno F, Jimenez J, et al. 2003. Assessment of wellbore transport properties — Weyburn CO_2 Storage and Monitoring Project, 2003 Report: 3.4.2.
- D'Hondt S, Rutherford S, Spivack A J. 2002. Metabolic activity of subsurface life in deep-sea sediments. Science, 295: 2067~2070.
- Gasda S E, Bachu S, Celia M A. 2004. The potential for CO_2 leakage from storage sites in geological media: analysis of well distribution in mature sedimentary basins. Environmental Geology, 46(6~7): 707~720.

- Gibbs J F, Healy J H, Raleigh C B, et al. 1973. Seismicity in the Rangely, Colorado area; 1962 ~ 1970. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 63; 1557~1570.
- Haveman S A, Pedersen K. 2001. Distribution of culturable microorganisms in fennoscandian shield groundwater. *FEMS Microbiology Ecology*, 39(2); 129~137.
- Jürgen E S, Richard R H. 2004. Estimating fault stability and sustainable fluid pressures for underground storage of CO₂ in porous rock. *Energy*, 29; 1445~1456.
- Kozak M W, Stenhouse M J, Little R H. 2000. Reference activity levels for disposal of Ontario Power Generation's low level waste. Ontario Power Generation Technical Report 05386-REP-03469.3-10000-R00. OPG, Toronto, Ontario, Canada.
- Lee A M. 2003. The Hutchinson Gas Explosions; Unravelling a Geologic Mystery, Kansas Bar Association. 26th Annual KBA/KIOGA Oil and Gas Law Conference, 3~29.
- Lindeberg E, Bergmo P. 2003. The long-term fate of CO₂ injected into an aquifer. In: Gale J and Kaya Y. eds. *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, 1~4, October 2002. Kyoto, Japan; Pergamon, 489~494.
- Oldenburg C M, Unger A J. 2003. On leakage and seepage from geologic carbon sequestration sites; unsaturated zone attenuation. *Vadose Zone Journal*, 2; 287~296.
- Oldenburg C M, Unger A J. 2004. Coupled subsurface — surface layer gas transport for geologic carbon sequestration seepage simulation. *Vadose Zone Journal*, 3; 848~857.
- Orphan V J, Taylor L T, Hafenbradl D, et al. 2000. Culture-dependent and culture-independent characterization of microbial assemblages associated with high-temperature petroleum reservoirs. *Applied and Environmental Microbiology*, 66(2); 700~711.
- Parkes R J, Cragg B A, Wellsbury P. 2000. Recent studies on bacterial populations and processes in seafloor sediments; a review. *Hydrogeology Journal*, 8(1); 11~28.
- Perry K F. 2005. Natural gas storage industry experience and technology: Potential application to CO₂ geological storage. In: Benson S M. ed. *CO₂ Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO₂ Capture Project*, Vol. 2; Geologic Storage of CO₂ with Monitoring and Verification. London; Elsevier, 815~826.
- Scherer G W, Celia M A, Prevost J H, et al. 2005. Leakage of CO₂ through Abandoned Wells; Role of Corrosion of Cement. In: Benson S M. ed. *CO₂ Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO₂ Capture Project*, Vol. 2; Geologic Storage of CO₂ with Monitoring and Verification. London; Elsevier, 827~850.
- Shapiro S A, Huenges E, Borm G. 1997. Estimating the crust permeability from fluid-injection-induced seismic emission at the KTB site. *Geophysical Journal International*, 131; F15~F18.
- Studlick J R J, Shew R D, Basye G L, et al. 1990. A giant CO₂ accumulation in the Norphlet Formation, Pisgah Anticline, Mississippi. In: Barwis J H, McPherson J G and Studlick J R J. eds. *Sandstone Petroleum Reservoirs*. New York; Springer Verlag, 181~203.
- Talebi S, Boone T J, Eastwood J E. 1998. Injection induced microseismicity in Colorado shales. *Pure and Applied Geophysics*, 153; 95~111.
- Walton F C, Tait J C, LeNeveu D, et al. 2005. Geological storage of CO₂: A statistical approach to assessing performance and risk. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, September 5~9, 2004, Vancouver, Canada, 693~700.
- Wang S, Jaffé P R. 2004. Dissolution of trace metals in potable aquifers due to CO₂ releases from deep formations. *Energy Conversion and Management*, 2833~2848.
- Wilson M, Monea M. 2005. IEA GHG Weyburn Monitoring and Storage Project, Summary Report, 2000 ~ 2004. Petroleum Technology Research Center, Regina SK, Canada. In: *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, Vol. III, September 5~9, Vancouver, Canada.
- Wo S, Liang J T, Myer L R. 2005. CO₂ storage in coalbeds; Risk assessment of CO₂ and methane leakage. In: Benson S M. ed. *CO₂ Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO₂ Capture Project*, Vol. 2; Geologic Storage of CO₂ with Monitoring and Verification. London; Elsevier, 1263 ~ 1292.
- Wo S, Liang J T. 2005. CO₂ storage in coalbeds; CO₂/N₂ injection and outcrop seepage modeling, CO₂ Capture for Storage in Deep Geologic Formations. In: Benson S M. ed. *CO₂ Capture for Storage in Deep Geologic Formations — Results from the CO₂ Capture Project*, Vol. 2; Geologic Storage of CO₂ with Monitoring and Verification. London; Elsevier, 897~924.
- Zhou W, Stenhouse M J, Arthur S R, et al. 2005. The IEA Weyburn CO₂ monitoring and storage project — Modeling of the long-term migration of CO₂ from Weyburn. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, September 5~9, 2004, Vancouver, Canada, 721~730.

The Leakage Risk Assessment and Remediation Options of CO₂ Geological Storage

XU Zhigang, CHEN Daizhao, ZENG Rongshu

Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing, 100029

Abstract: At present, injecting CO₂ into the subsurface oil and gas reservoirs, deep saline aquifers, disused coal-beds and salt caverns, to store CO₂ in subsurface is the most valid and economic choice in reducing the CO₂ emission into the atmosphere. No matter what reservoirs will be chosen to the subsurface

geological storage of CO₂, we all wish the time scale of CO₂ geologic storage will be longer and longer. However, due to some objective and subjective factors during the engineer operation, such as the abandoned wells without any confined treating, the fault-fractured system and the hydrodynamic system and induced seismic, the leakage risks are inevitable. They might be harm to the human and local environment. Thus, it is necessary to the leakage risk assessment of CO₂ geologic storage, which is the indispensable basis and guarantee to safely and effectively geological storage CO₂ for a long term. This paper aims to establish a series of integrated leakage risk assessment system through deeply analyzing the possibilities of releasing risk and pathways during the geological storage of CO₂, and provides some relevant remediation options according to different leakage risks and pathways, which will promote the global development of CO₂ geological storage, especially in our country.

Key words: CO₂; Geological storage; Leakage risk assessment; Remediation options

河南省地热资源形势及开发利用潜力分析

张满波

河南省地质矿产局地球物理勘探队, 郑州, 450053

地热资源是指在某一未来时间内能被经济而合理地取出来的地球表面以下的地下热能, 其表现形式可为蒸汽、热水及高温岩体等。河南省目前开发利用以地下热水为主。地下热水形成需有热储层、盖层、流通通道及热源 4 个因素; 可划分隆起带地下热水和沉降带地下热水 2 种成固类型。

1 地热资源开发利用的意义

目前全世界煤、石油、天然气三大资源, 随着国民经济发展和人民生活水平的提高, 会越来越, 最终会枯竭耗尽; 而地热资源在地下蕴藏十分巨大, 几乎用之不尽, 因此, 继风能、水力资源、太阳能等新能源之后成为全世界重视和关注的主要能源之一。地热资源开发利用具有以下几点特殊意义。

1.1 城市建设的需要

随着国家宏观战略的西部转移, 我省市场经济迅速发展, 为改善城市投资环境, 提高城市档次, 开发地热资源意义深远。

1.2 市场发展的需要

(1) 合理开发利用地热资源, 可以促进发展地热农业, 带动高科技生态农业的快速发展。

河南省为农业大省, 开发地热资源, 既能节约能源, 又开辟了新的水源。同时利用地热水种植和养殖可生产绿色食品, 发展高产农业及养殖业。地热资源利用可为河南省稳定长远发展起到巨大作用。

(2) 地热资源可为旅游、娱乐、保健、餐饮业及城镇化建设服务。地热水埋藏较深, 受污染小, 若能成为矿泉水, 可直接灌装或生产矿泉水饮料、啤酒等, 也可利用地热水发展旅游业, 建温泉游泳池、浴池。疗养院等。例如: 临汝温泉镇旅游区、百泉旅游区、安阳珍珠泉旅游区等均是在地下热水开发利用的基础上建立的, 为当地经济增长带来显著的效益。

(3) 地热资源的开发利用可带来巨大的经济效益, 还可带动水利设施与工程水泵、水表、热泵等相关产业的发展, 解决社会就业难题。

1.3 能源开发的需要

地热资源属可再生能源, 其开发利用可缓解我省目前能源紧张的局面。中央关于“十五”计划的建议中明确提到要“发展新能源与可再生能源”, 这为开发能源指明了方向和任务, 地热资源也被提上了日程。

1.4 改善生态环境的需要

我省为煤矿大省, 目前我省大多数煤矿区出现地面塌陷。沉降、地裂缝等地质灾害, 对当地生态环境造成极大破坏, 已危及到人民群众的根本利益和社会稳定, 地热资源的开发利用可较好地解决这一问题。同时利用地热资源供暖可减轻大气污染、改善生态环境。因此, 研究我省地热资源储存情况具有重大的现实意义和长远的影响。

2 河南省地下热水储存特征

河南省虽然地处欧亚大陆的内缘, 但部分地段仍有地壳活动存在, 与地球内部也有地热联系, 根据地热形成地质作用及所储存的地质构造形态, 可将河南省地下热水分为以下二种基本类型。

(1) 隆起带地下热水: 主要分布在由岩浆岩、变质岩和古生代沉积地层形成的基岩隆起带。热储形式主要是基岩裂隙水和孔隙—溶洞水, 盖层由页岩、泥岩组成。断裂和裂隙带是控制这类地下热水的重要因素, 地下热水的形成是现代大气降水经深部渗透循环, 在一定条件下沿导水断裂或构造裂隙上升, 流至地表形成了承压裂隙状地下热水——温泉。其化学成分决定于地下热水循环途径的岩石性质和成分。例如: 栾川汤池寺, 鲁山上、中、下汤, 临汝县温泉街, 陕县温塘, 商城县汤泉池, 洛阳龙门, 郑州三李, 堰师县寺沟, 济源县省庄等地下热水均属此类, 均受近东西向或北东向断裂控制, 地热水沿构造带呈线状分布。

(2) 沉降带地下热水: 主要分布在黄淮平原、南阳盆地等中—新生代沉积盆地中, 热储类型主要是层状孔隙水, 盖层由巨厚粘土层组成。构成局部地热异常因素主要是中—新生代沉积厚度、岩土变化及基底起伏状况。

