

山西沁水盆地柿庄北区块3#煤层注入埋藏CO₂提高煤层气采收率试验和评价

叶建平¹, 张兵¹, Sam Wong²

(1. 中联煤层气有限责任公司, 北京 100011; 2. 阿尔伯达技术研究, 埃德蒙顿, 加拿大 T6N1E4)

[摘要] 对沁水盆地南部柿庄北区块进行了深煤层注入地质和工程评价, 认为柿庄北区块适合进行深煤层注入CO₂开采煤层气技术的应用; 通过SX-001井的微型先导性试验, 对SX-001井的注入前后产气量与产水量、气体成分变化和井底压力变化规律进行了总结。通过现场试验, 注入CO₂后SX-001井的产气量是注入前的2.45倍; 在小于煤岩破裂压力的条件下, 每天注入20t的CO₂能够实现顺利注入, 并且压力上升速度较慢; 注入CO₂后, 煤岩发生膨胀, 局部煤层的渗透率降低, 排采一段时间后恢复; 在目的煤层中注入的CO₂的影响范围内, 烃类气体总的置换效率达到14.18 cm³/g。该试验成果证明柿庄北区块通过注入CO₂开采煤层气实现了CO₂的埋藏, 提高了煤层气井的采收率。

[关键词] 山西沁水盆地; 注入CO₂; 煤层气; 采收率

[中图分类号] TE357 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2012)02-0038-07

1 前言

深部煤层注入/埋藏CO₂开采煤层气(CO₂-ECBM)技术是指通过向煤层中注入一定量的CO₂, 利用CO₂更容易吸附到煤层表面上的性质, 置换出更多的CH₄, 提高煤层气井的单井产量和采收率, 将大量的温室气体埋藏到煤层中。该技术能够实现CO₂埋存, 并可提高煤层气井产量。目前, 美国、加拿大、波兰、中国和日本都进行了微型先导性试验。多次试验结果表明向煤层中注入CO₂能够提高煤层气井的产量和埋存CO₂^[1~8]。2007年, 中联煤层气有限责任公司在沁水盆地柿庄北区块SX-001井开始了单井注入/埋藏CO₂提高煤层气采收率试验, 并取得了预期成果。深部煤层注入CO₂野外施工, 形成了深部煤层注入/埋藏CO₂的施工工艺, 实现CO₂的埋存210t; 同时, 向深部煤层中注入CO₂能够使煤层气井单井产量提高两倍。形成了单井注入CO₂开采煤层气数值模拟技术、工程评价技术、提高

采收率及埋存潜力的预测技术。

2 试验区地质和工程条件

本次试验之前, 对沁水盆地南部柿庄北区块进行了选区评价, 采用了地质、工程和经济3大方面17个评价指标对该区块进行了评价, 认为该区块3#煤层资源丰度高, CO₂埋藏潜力大, 注入后提高煤层气采收率的效果好。

2.1 试验区地质条件

选择区块内探井SX-001井进行试验。该井位于沁水盆地沁水复向斜东翼, 煤层厚度大, 3#煤层含气量大。构造简单, 该井周围1.5 km范围内未见大的断层, 地质条件适合CO₂的注入和埋藏。

2.1.1 构造特征

柿庄北区块呈一单斜构造, 发育有一系列规模、大小不等的次一级褶曲, 地层走向NNE、倾向NWW, 地层倾角一般小于6°, 局部受构造影响最高可达15°。区内大型断层不甚发育, 未见落差100 m

[收稿日期] 2011-08-24

[基金项目] 科技部国际科技合作项目(2007DFB60050)

[作者简介] 叶建平(1962—), 男, 浙江宁海县人, 教授级高级工程师, 博士, 长期从事煤层气勘探开发研究工作; E-mail: yejp01@163.com

以上的断层,小断层多发育于褶皱的翼部。煤层埋深总体由东向西变深,中部受褶皱影响有较大变化

(见图1)。区块西部边界已接近沁水复向斜轴部。

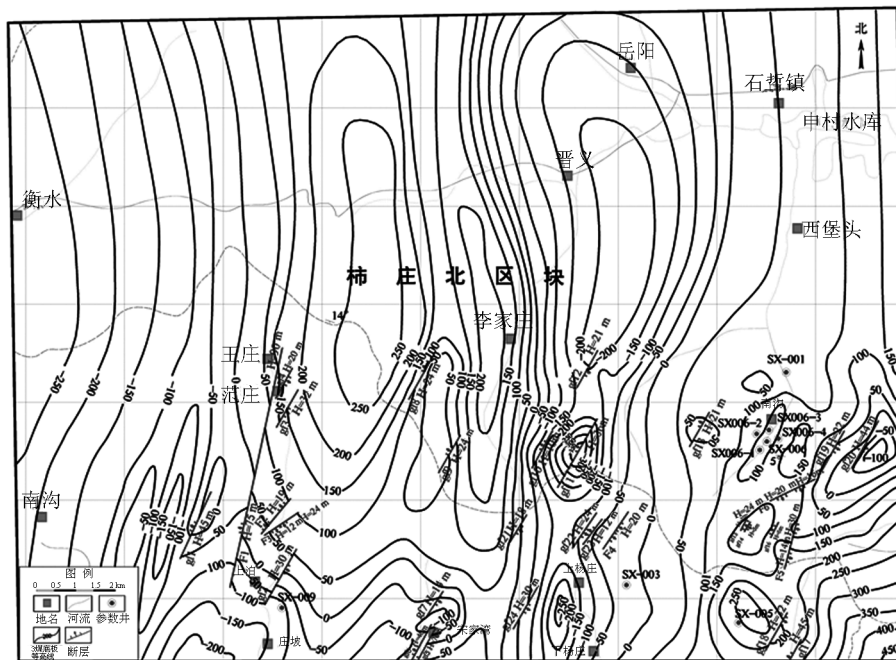


图1 柿庄北区块构造图

Fig.1 Structural map of the Shizhuang North Block

2.1.2 地层和煤层发育特征

该区主要含煤地层为二叠系下统山西组(P_1s)和石炭系上统太原组(C_3t),煤层厚度较大,分布广泛,保存完整。石炭系上统太原组,厚80~130 m,为一套海陆交互相含煤地层。二叠系下统山西组,厚45~55 m,为一套陆相含煤岩系。本区山西组3#煤层为稳定的中厚煤层,厚度在4~6 m变化。太原组15#煤层为较稳定的中厚煤层,煤层厚度在4~6.6 m之间。

3#煤层底板标高最大约350 m,位于本区东南角,最小标高约-350 m,位于区内中央向斜的核部,煤层倾向NWW,埋深随煤层倾向总体呈变深趋势,最浅约830 m,最深1600 m以上,地表标高变化对煤层埋深的影响也较明显。15#煤层底板标高最大约250 m,亦位于本区东南部,最小标高约-540 m,位于区内中央倾向向斜的核部,煤层主要是NWW倾向,埋深随煤层总体呈变深趋势,局部达1700 m以上。15#煤层位于3#煤层下部90~110 m范围,形态与3#煤层基本一致,且层间距变化不大。

2.1.3 水文地质特征

该区含水层有煤系基底的奥陶系灰岩裂隙岩溶

含水层、太原组K2和K3灰岩含水层、山西组砂岩裂隙含水层、下石盒子组和上石盒子组砂岩裂隙含水层及第四系砂砾石含水层。隔水层有煤系地层底部铝土质泥岩、下伏的奥陶系峰峰组、太原组含水层与山西组含水层之间有百米的砂泥岩互层。各地层组之间不存在水力联系。

柿庄北区块煤层埋深较大,山西组3#煤层一般在1000 m以内,断层不发育,上覆地层上下石盒子组泥岩粉砂岩比例较高,封闭性良好,同时含水层富水性弱,地下水动力条件差。有利于 CO_2 在煤层中的封存,地质埋藏安全性条件良好。

2.2 储层条件

2.2.1 煤岩煤质及含气性特征

3#、15#煤层无机组分均以粘土类为主,含少量碳酸盐类、硫化物类和氧化硅类矿物。3#煤层中上部外生裂隙不发育,内生裂隙5~8条/5 cm,下部呈粉状。15#煤层外生裂隙不发育,内生裂隙5~10条/5 cm。镜质组最大反射率,3#煤层为2.626%~2.737%,平均为2.682%;15#煤层为2.617%~2.693%,平均为2.655%。煤变质程度相当于无烟煤阶段。

煤层含气量的平面分布特征与煤层埋藏深度变化

相关,平面上存在着自盆地边缘向中深部含气量增高的特点。根据已有钻井统计,本区煤层含气量比较高,3#煤层 $17.70 \text{ m}^3/\text{t.daf}$,15#煤层 $11.97 \text{ m}^3/\text{t.daf}$ 。区内煤层气成分单一,以 CH_4 为主, CH_4 占 98 % 以上。

2.2.2 煤储层物性特征

该区块在两口井进行试井测试,3#煤层渗透率分布在 $0.8 \sim 0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。煤层渗透率变化很大,说明煤层非均质性和煤层渗透率的复杂多变性。

3#煤层的储层压力为 $2.4 \sim 6.14 \text{ MPa}$,储层压力梯度为 $5.90 \times 10^{-3} \text{ MPa/m}$ 左右,煤层属低压储层。15#煤储层压力为 6.25 MPa ,压力梯度为 $4.4 \times 10^{-3} \text{ MPa/m}$,亦表现为低压异常。

本区 3#煤层平均储层温度为 $24 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右,15#煤层平均储层温度为 $27 \text{ }^\circ\text{C}$ 左右。

2.2.3 煤层气资源潜力

根据该区已有井的数据,计算 3#煤层煤层气资源丰度 $1.24 \text{ 亿 m}^3/\text{km}^2$,15#煤层煤层气资源丰度 $0.95 \text{ 亿 m}^3/\text{km}^2$ 。

2.2.4 CO_2 的埋藏潜力

CO_2 的埋藏潜力与煤层气资源潜力有密切的关系。文章同样采用单位平方千米能够埋存 CO_2 的量来表述,以 $108 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 作为单位。

$$M_{\text{CO}_2} = A \times H \times n_c \times G_{\text{CO}_2} \times (1 - f_a - f_m)$$

式中, A 为面积,单位为 km^2 ,取 1 km^2 ; H 为煤层的有效厚度,单位为 m ; n_c 为煤的密度,单位为 t/m^3 ; f_a 为煤中的灰分占煤的质量分数(%); f_m 为煤中的水分占煤的质量分数(%); G_{CO_2} 为 CO_2 在原始储层压力下的吸附量(空气干燥基),单位为 m^3/t 。

根据试验研究,柿庄北区块的煤层中注入 CO_2 后, CH_4 的置换系数为 1.96。柿庄北区块的 3#煤层 CO_2 埋藏丰度为 $2.015 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

该区 3#煤层含气量较高,资源丰度相对较大, CO_2 的置换系数较高,分析认为该区进行注入 CO_2 提高煤层气采收率的潜力较大。

2.3 试验工程可行性

柿庄北区块位于沁水盆地南部,行政上隶属于山西省长子县,离长治市约 50 km 。柿庄北区块南邻柿庄南区块,北部和西部为沁南区块,东部为潞安煤矿区。本区内及其周围分布有多个大型燃煤发电厂,有大型化工厂及煤化工公司,产出大量 CO_2 尾气。 CO_2 的来源充足,距离相对较近,为试验的成果大规模应用提供了条件。

2006 年中联煤层气有限责任公司对柿庄北区块南部进行二维地震普查勘探,初步查明地质构造特征,初步了解 3#煤层发育形态和分布特征。目前已施工煤层气井 6 口,初步查明煤层含气性、储层特性和生产潜力。该区块勘探程度相对较高,在一定程度上降低了注入 CO_2 开采煤层气的

技术风险。

3 试验

3.1 试验装置和试验设计

试验设计主要包括注入工艺、注入设备和注入数据采集与监测。试验采用直接通过 CO_2 罐车连接 CO_2 注入泵注入的方式,注入相态为液态 CO_2 。随着温度和压力的变化,液体 CO_2 相态变化非常快,注入设备选择耐高压的管线和井口。同时,管线之间都要有相应的过压保护装置,防止压力过高造成危险。现场注入设备示意图如图 2 所示。

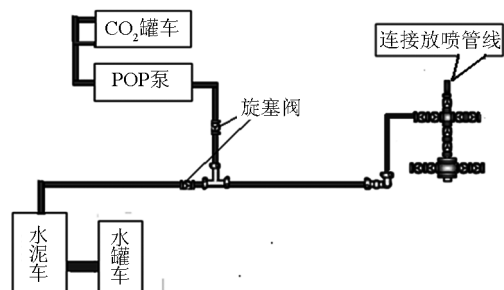


图 2 现场注入设备示意图

Fig.2 Schematic diagram of the scene injection equipment

设计试验主要报告内容分为三大部分:一是注入前的生产;二是注入施工;三是注入后的生产。其中关键技术是设计如何控制井底流压和注入速率。注入井底压力要低于煤岩的破裂压力,防止 CO_2 压裂煤层,形成高渗流通道, CO_2 进入其他岩层。另一方面,设计注入速率和注入总量,通过收集前期的生产数据,建立相关的地质和数值模型,拟合储层物性参数,应用拟合好的模型,设计预测注入 CO_2 的速率和总量。试验设计注入压力小于煤层的破裂压裂 (26.07 MPa),设计注入总量 240 t ,注入速率 20 t/d 。数据采集与监测主要对井底、井口压力与温度、气与水的产量与成分进行监测。

3.2 试验步骤

本次现场试验主要包括注入前的生产与关井测试、 CO_2 注入施工、注入后的闷井、注入后的压井、生产和关井测试。

1) 注入前的生产。进行注入 CO_2 前,需要先进行一段时间的排采,主要目的是测试储层的物性,二是为进一步生产出更多的煤层气,分析生产井的产量及产出气体成分。在生产一个月后进行关井测试,关井的主要目的是经过测试来计算储层的物性。

2) CO_2 的注入施工。从 2010 年 4 月 22 日开始,首先将生产井改为注入井,然后进行 CO_2 注入设备试压和注入施工。

3)生产和关井测试。这部分是最重要的,因为需要测试精确的压力、温度、产率和气体成分的数据来校准储层模拟器。气水生产数据应每天至少记录两次,井底压力/温度应每间隔 30 min 做一次记录。气体成分监测与便携式气相色谱仪和备份气体样品收集应当:第1天每1h收集一次,第2天每3h收集一次,第3天每6h收集一次,剩余时间每天一次。

4 试验结果

4.1 试验过程中产气量的变化

通过现场试验,该井在注入 CO₂ 后,重新进行排采,产气量有了明显的提高。注入 CO₂ 前,该井最高产气量 16 980 m³/d,稳定产气量 80 m³/d,产水量平均 18 m³/d。注入 CO₂ 后,该井最高产气量达到 421 m³/d,平均产气量 196 m³/d,平均产水量 17.51 m³/d。在整个生产过程中,产水量都比较大,分析主要原因是压裂沟通了上部砂岩含水层,导致产水量比较大。注入后平均产气量(CH₄)是注入前的 2.45 倍,充分说明注入 CO₂ 能够提高

煤层气的产量(见图3)。

4.2 注入期间井底压力的变化

本次试验井底温度和压力监测采用存储式井下压力计,井底压力数据在每个阶段完成后取出并读取。SX-001 井共计施工 17 d,注入 CO₂ 共计 233.6 t。从图 4 上可以看出,随着注入量的增大,井底压力增加幅度逐渐减缓。注入停止后,随着 CO₂ 不断地被煤层吸附,压力逐渐减小。

4.3 试验中气体成分的变化

注入后的生产前期,产出的气中 CO₂ 含量较高,主要是由于注入后残余大量的游离态的 CO₂ 产出。从 2010 年 7 月 4 日开始,随着不断生产,39 天后,CO₂ 含量从 71 % 降低到 51 %,CH₄ 含量从 29 % 上升到 49 % (见图 5)。生产 5 个月,CH₄ 含量达到 66 % 以上,CO₂ 含量降低到 32 %。CH₄ 含量逐渐的增加,但增加速度较慢,推断与前期的闷井时间有关,分析注入后气体成分变化,认为该储层需要更长的时间进行 CO₂ 置换 CH₄ 的反应。

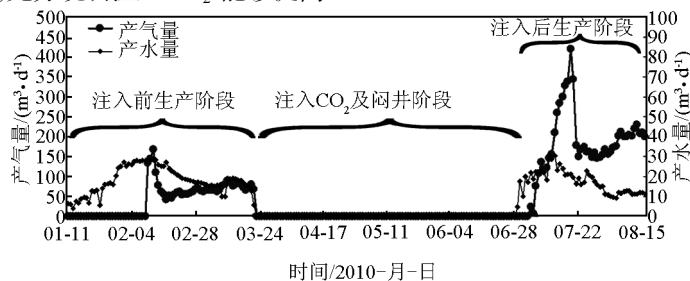


图3 整个试验阶段的产气量和产水量的变化图

Fig. 3 Gas and water production rate in the entire phase

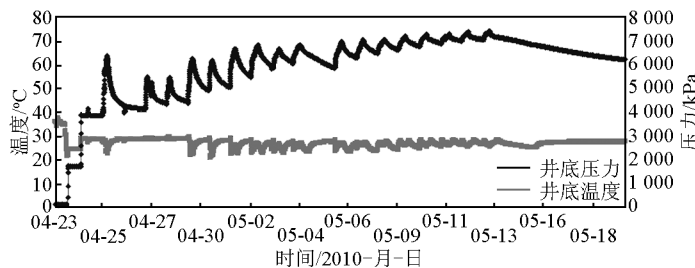


图4 注入期间井底压力变化图

Fig. 4 Bottom hole pressure changes during injection

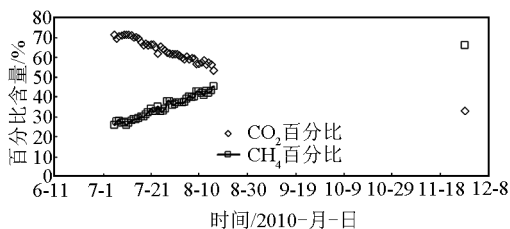


图5 注入后产出气体成分变化图

Fig. 5 The gas composition changes after injection

5 试验工程评价

柿庄北 SX-001 井深煤层注入 CO₂ 开采煤层气试验分为三个阶段,主要包括注入前的生产和关井测试阶段、注入施工和闷井阶段以及注入后的生产和关井测试阶段。在整个项目实施过程中采集了井底温度、压力、气体成分、产气量和产水量等数据。根据测试数据,对 CO₂ 注入前后的气体成分变化、

储层压力变化、储层渗透率、可注入能力、烃类置换效率和埋存能力进行了评价。

5.1 气体成分变化评价

利用 CH_4 、 CO_2 和 N_2 , Langmuir 压力和 Langmuir 体积, 结合试验过程中注入前、注入后和最终产气的气成分, 采用扩展的 Langmuir 等温吸附理论, 计算注入 CO_2 前后多组分吸附气体的吸附气摩尔分数和混合气体的 Langmuir 压力和 Langmuir 体积。

从各气体摩尔分数变化可以看出(见图6), 注入前(第一阶段), 无论吸附态还是游离态的混合气体中, CH_4 的含量都占绝对优势。同时值得注意的是, 在这个阶段, CH_4 在游离态和吸附态摩尔分数比较接近。在注入 CO_2 后(第二阶段), 大量 CO_2 进入煤层, CO_2 更容易被煤层吸附, CO_2 迅速被煤岩吸附, 同时也有大量的 CO_2 以游离态的形式出现。在这个阶段, 吸附态的比游离态的 CO_2 摩尔分数要大很多, 说明大量的游离 CO_2 被煤岩吸附。同时, CH_4 的摩尔分数降低, 尤其是吸附态 CH_4 摩尔分数降低较大。

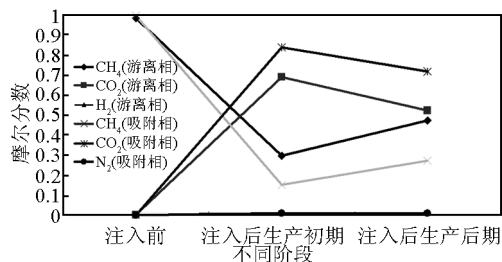


图6 CO_2 注入前后的各气体摩尔分数比例图

Fig. 6 Scale maps of the gas mole fraction before and after CO_2 injection

注入后生产一段时间(第三阶段), CO_2 的摩尔分数都有所降低, 但下降幅度不同, 游离相 CO_2 的摩尔分数下降稍大, 说明随着生产的进行, 储层压力下降, CO_2 有部分被解吸, 但是仍比 CH_4 解吸速度慢, 也造成了 CH_4 的游离态摩尔分数增幅比吸附态的要大。分析认为注入 CO_2 后, 大量的 CO_2 被吸附到煤层中, CO_2 起到了置换 CH_4 的作用。

5.2 储层压力评价

在整个试验过程中采集了三个阶段(注入前、注入中和注入后)压力的变化数据。利用初始生产、注入 CO_2 后和后期生产记录的关井压力数据, 基于对观测压力变化以及观测压力随观测时间变化函数的导数进行历史拟合。按照多流速叠加函数, 计算压力变化的导数。针对压力恢复数据建立分区域复合模型。模型将储层在平面上分为三个部分,

每一部分计算出不同的压力和渗透率(见图7)。

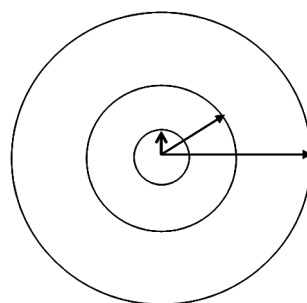


图7 分区域复合模型平面图

Fig. 7 Sub-regional plan composite model

在第一阶段生产过后, 关井 748 h, 井底流压达 3 699 kPa 仍然没有稳定。使用分区域复合模型拟合的储层压力为 5 207 kPa。主要原因是该井生产一段时间后, 近井附近储层能量较低, 压力恢复较慢。

第二阶段注入 CO_2 后, 关井 884 h。分区域复合模型拟合的储层压力为 5 079 kPa。注入 CO_2 后近井附近储层压力较大。随着 CO_2 的不断扩散和被煤岩吸附, 储层压力逐渐的降低, 从而形成了最终测试压力高于模型分析压力。

从两个阶段拟合结果来看, 模型拟合的前后更加一致。表1总结了各个阶段储层压力。基于以下各个模型的分析, 认为原始储层压力应该在 5 300 kPa 左右。第三阶段情况与第一阶段类似。

表1 各个阶段拟合的储层压力
Table 1 The fitting reservoir pressure at different stages

	关井时间/h	最终测试压力/kPa	结构模型解释/kPa
第一阶段	748	3 699	5 207
第二阶段	884	5 257	5 079
第三阶段	781	3 109	4 986

5.3 储层渗透率评价

使用结构模型, 根据试井解释的结果, 能够很好地模拟并筒周围储层的变化。从计算结果分析, 注入 CO_2 后, 不仅储层的渗透率有一定的提高, 高渗透率的范围也有了扩大。分析主要原因是注入 CO_2 过程中, 气态的 CO_2 起到的疏通煤裂隙通道的作用。在刚刚注入 CO_2 后的解释结果显示, 高渗透率的范围减小, 主要是由于远井储层煤基质吸收 CO_2 膨胀效应造成的, 待排采一段时间, 渗透率又升

高了。

表2 不同阶段储层渗透率的变化
Table 2 Reservoir permeability changes at different stages

	主要流体	有效渗透率/mD	范围/m
第一阶段	水	5.5	109
第二阶段	CO ₂	16.8	78
第三阶段	水	20	156

5.4 CO₂ 可注入量评价

评价注入压降阶段测量的井底压力及最终产量和关井测试,用来确定 CO₂ 可注入量和储层特征。

评价气体有效渗透率和 CO₂ 可注入量随 CO₂ 注入体积变化的函数关系的结论认为,在注入期间,不仅有效渗透率降低了,而且可注入量也降低了。可注入量的降低是由于渗透率的降低、近井区地层压力的增加几方面因素综合影响的结果。

在注入接近结束时,CO₂ 可注入量达到稳定状态(见图8),这是 CO₂ 连续注入时可注入量稳定性的一种表现。如果井底压力持续保持在 7 400 kPa,那么 CO₂ 将大部分处于超临界状态,大量的 CO₂ 以液态的形式保存在煤裂缝内,对置换 CH₄ 的效果目前还不清楚。

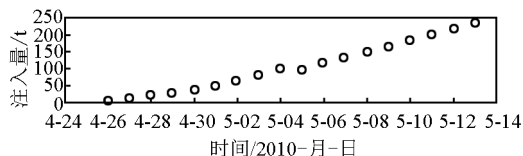


图8 CO₂ 注入量变化图

Fig. 8 The amount of CO₂ injection

5.5 CO₂ 置换 CH₄ 效率和储层埋藏 CO₂ 能力评价

试验共计注入 110 000 m³ CO₂ (标准状态下的气态体积),在后期的生产测试阶段开始,初期产出气体的成分是 CH₄ 占 29.7%、CO₂ 占 69.14%。由于煤岩对 CO₂、CH₄ 和 N₂ 的吸附能力不同,置换效率和煤层能够吸附的量也不同。第一阶段 CO₂ 的吸附量非常少,注入大量 CO₂ 后,CH₄ 的吸附量大幅度降低,说明注入 CO₂ 起到了置换 CH₄ 的作用。

采用扩展的 Langmuir 等温吸附理论计算了注入 CO₂ 前后 CH₄、CO₂ 和 N₂ 的吸附量。在注入 CO₂ 后,每吨有 14.18 m³ CH₄ 被 CO₂ 置换。在目的煤层中注入的 CO₂ 的影响范围内,烃类气体总的置换效率为 14.18 cm³/g,置换到煤储层中的 CO₂ 总量为

19.746 m³/t。本文假设 110 000 m³ 的 CO₂ 均被煤吸附,煤层厚 6.03 m,CO₂ 经过长时间的扩散均匀分布,估算 CO₂ 能够运移到距离井筒 76.2 m 处。准确的运移范围需要进行地球物理监测才能确定。

表3 原位置换效率和 CO₂ 埋存能力估算表
Table 3 Situ replacement efficiency and CO₂ sequestration capacity estimates

组分	初始储存	最终存储	差别
CH ₄	17.7	3.52	-14.18
CO ₂	0.004	19.75	19.746
N ₂	0.03	0.02	-0.01
合计	17.7	23.29	—

置换出的烃类气体与注入 CO₂ 的体积比值是 0.718,置换出的烃类气体主要分布在井筒周围。

6 问题和建议

CO₂ 是主要的温室效应气体,向煤层中注入 CO₂ 一方面能实现 CO₂ 埋存,另一方面可提高煤层气井产量。文章对沁水盆地南部柿庄北区块进行了深煤层注入地质评价,通过 SX-001 井的微型先导性试验,揭示了 SX-001 井的注入前后产气量、产水量和气体成分变化规律,总结了以下认识与建议:

1) 沁水盆地南部柿庄北区块地质和工程条件适合进行深煤层注入/埋藏 CO₂ 开采煤层气技术的应用。

2) 注入速率和注入量预测准确,在该储层条件下,每天注入 20 t 的 CO₂ 是比较合适的。

3) 向深部煤层中注入 CO₂ 能够实现煤层气井单井产量提高的目的,注入 CO₂ 后的单井平均产量是注入前的 2 倍。

4) 后期生产,CH₄ 含量上升速度较慢,在注入后需要闷井更长时间,CO₂ 才能更好地置换 CH₄。

5) 分区域符合模型能够较好地拟合井底压力,计算储层的真实压力。

6) 注入 CO₂ 后,在一定范围内储层渗透率会有所减小,经过一段时间排采,渗透率能够恢复或提高。

7) 试验置换出的烃类气体与注入 CO₂ 的体积比值是 0.718,实现了 CO₂ 置换 CH₄ 和 CO₂ 的埋藏。

在试验过程中也发现一些新问题,主要是该井压裂裂缝没有得到有效控制,直接将煤层上部砂岩含水层沟通,导致该井产水量较大,较难形成有效的压降漏斗。煤层与砂岩层沟通后,注入 CO₂ 在高压

推动下,势必有一些进入上部砂岩含水层。另外,单井注入 CO₂ 开采煤层气过程中将有部分的 CO₂ 排出,并且产量提高效果有限,需要进行多井注入试验,能够更有效地提高煤层气的产量和埋藏 CO₂。

参考文献

- [1] 叶建平,冯三利. 沁水盆地南部注二氧化碳提高煤层气采收率微型先导性试验研究[J]. 石油学报,2007(4):77-80.
- [2] 中联煤层气有限责任公司,阿尔伯达技术研究. 中国二氧化碳注入提高煤层气采收率先导性试验技术[M]. 北京:地质出版社,2008.
- [3] Scott Reeves and Anne Taillefert Advanced Resources International. Reservoir Modeling for the Design of the RECOPOL CO₂ Sequestration Project[R]. Washington DC: Department of Energy, 2002.
- [4] Van Bergen. HJM Pagnier Development of a field experiment of ECBM in the Upper Silesian Coal Basin of Poland (RECOPOL) [R]. 2003.
- [5] Mavor M J, Gunter W D, Robinson J R. Alberta Multiwell Micro - Pilot Testing for CBM Properties, Enhanced Methane Recovery and CO₂ Storage Potential Paper 412, 2004 International Coalbed Methane Symposium [R]. Tuscaloosa: University of Alabama, 2004.
- [6] Reeves S R. Oudinot The Allison Unit CO₂ - ECBM Pilot - A Reservoir and Economic Analysis. International Coalbed Methane Symposium [R]. Tuscaloosa: University of Alabama, 2005.
- [7] Oudinot A Y, Schepers K C, Reeves S R. Gas injection and breakthrough trends as observed in ECBM sequestration pilot projects and field demonstrations [R]. 2007 International Coalbed Methane Symposium, 2007.
- [8] Reeves S. Geologic Sequestration of CO₂ in Deep, Unmineable Coalbeds. An Integrated Research and Commercial - Scale Field Demonstration Project [R]. 2008.

Test of and evaluation on elevation of coalbed methane recovery ratio by injecting and burying CO₂ for 3# coal seam of north section of Shizhuang, Qingshui Basin, Shanxi

Ye Jianping¹, Zhang Bing¹, Sam Wong²

(1. China United Coalbed Methane Co., Ltd., Beijing 100011, China;

2. Alberta Research Council, Edmonton T6N1E4, Canada)

[**Abstract**] By conducting geological and engineering evaluation on deep coalbed methane injection in North Section, Shizhuang, South Qingshui Basin, methane extraction technology by deep coalbed injection of CO₂ is thought applicable for north block, Shizhuang. By miniature and pilot test for SX-001 well, change rules of gas production, water production, gas composition and well bottom pressure of the SX-001 well before and after injection are summarized. The gas production after injection is 2.45 times of that before injection as shown by on-site test. Under pressure lower than rupturing pressure for coal seam, 20 of CO₂ can be injected smoothly daily with slow elevation of pressure. After injection of CO₂, the coal rock swells and the local coal seam get less penetration ratio, which recovers after extraction for a period of time. The total replacement ratio of hydrocarbon gas reaches 14.18 cm³/g within the scope influenced by CO₂ injection in the target coal seam. The test result proves that extraction of coalbed methane by CO₂ injection can realize burial of CO₂ and elevation of recovery ratio for the coalbed methane well.

[**Key words**] Qingshui Basin, Shanxi; CO₂ injection; coalbed methane; recovery ratio