

不同注采方式下 CO₂ 埋存与驱油效果优化评价^{*}

张烈辉 杨军 熊钰 符奇

(“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学)

张烈辉等.不同注采方式下 CO₂ 埋存与驱油效果优化评价.天然气工业,2008,28(8):102-104.

摘要 工业和人类生活过程中产生的温室气体 CO₂ 排放量日益增加,由此导致的空气污染和温室效应正在严重地威胁着人类赖以生存的环境。实行 CO₂ 高效利用与地质埋存相结合的一体化技术思路是缓解环境污染压力、提高石油采收率的有效途径。针对这一问题,建立了目标函数,并应用商业软件对注 CO₂ 驱的 9 套注采方案进行了数值模拟对比研究。结果表明:溶剂驱比纯 CO₂ 驱的采收率更高,但减少了 CO₂ 的埋存量;进行溶剂驱或水气交替驱到 CO₂ 驱的转换可以使目标函数值更大;井控方法是 CO₂ 埋存与 EOR 的最优方法,该方法累计产油量最大,储集的 CO₂ 也最多。这些结论为油田三次采油提供了技术参考,也为减排 CO₂ 提供依据。

关键词 温室效应 注二氧化碳 提高采收率 数值模拟 目标函数 优化设计

目前,我国 CO₂ 排放量居世界第二位,并仍在快速增长^[1]。预测表明,到 2025 年前后,我国 CO₂ 排放总量很可能超过美国,居世界第一位。因此,重视和解决 CO₂ 排放问题已成为国内研究的热点和难点。把 CO₂ 埋存在已开采的油气藏中,是一项比较成熟的技术^[2]。但目前大多数油田采用注 CO₂ 方法的主要目的是驱油和提高采收率,而非埋存;另外,目前注 CO₂ 提高采收率的收入几乎与购买、捕获和注入 CO₂ 的支出费用相当,利润空间相当有限。因此,如何在提高油气采收率的同时,又能更多地埋存 CO₂,将是一项新的课题,其施工设计方案也要发生很大的变化。

一、CO₂ 的地质埋存

地质埋存 CO₂ 是一种最有效的方法,使其在一定地质时期内隔离在地下深部,既不受气候变化的影响,也不与农业、林业、渔业和其他工业产生竞争^[3]。CO₂ 的地质埋存方式主要有 3 种^[4]:①枯竭的油气藏;②深部含水层或盐水层;③深部煤层。国内外已有的研究和应用成果表明,油气藏是封闭良好的地下储气库,可以实现 CO₂ 的长期埋存;同时,如果方法应用得当,将 CO₂ 作为驱油剂将能显著提高石油采收率。其埋存机理主要是 CO₂ 溶解于剩余油或水中,或者以独立相滞留在孔隙中。油气藏储

存 CO₂ 主要有两大优势^[5-7]:一是注 CO₂ 提高采收率技术已经作为一项成熟的采油技术应用于油田生产实践,并且油田现场有现成的注入井及设备,不需要打新的注入井,可以节约操作成本;另一方面,通过注 CO₂ 提高原油采收率的收益可以补偿一部分回收、捕集 CO₂ 的成本。因此,将 CO₂ 埋存在油气藏中是减少 CO₂ 排放极具潜力、并能在经济开发与环境保护上实现双赢的有效办法。

二、CO₂ 驱提高采收率

由于 CO₂ 的黏度低,容易造成气体向油层深部窜流,形成黏性指进。目前较为成功的方法是采用气与水交替注入法(WAG),依靠注水调整 CO₂ 与原油体系的流度比。另外一种类似的方法是水驱后转 CO₂ 驱(GAW),先注水驱替一段时间,然后再连续注 CO₂,也可以有效改善体系的流度比。

还有一种思路是通过改变注入气的组成以使注入气与原油更易发生混相,即溶剂驱。该方法是在注入气中加入少部分中间组分(C₂、C₃、C₄等),根据混相原理,加入中间组分的注入气更易于与原油多次接触混相,可以显著提高采收率。

Cakici 与 Kovscek^[8]提出了一种新的优化方法,称为井控方法(well control),此方法主要是通过生产气油比来控制生产井的开与关。当生产井的气油

^{*} 本文受到中国石油天然气股份有限公司科技风险创新基金(编号:07-06D-01-04-02-01)的资助。

作者简介:张烈辉,1967年生,教授,博士;现从事油气藏渗流、油气藏工程及数值模拟等领域的教学和科研工作。地址:(610500)四川省成都市新都区。电话:(028)83032241。E-mail:zlhdyzbr@126.com

比达到一个特定值时,该井立即关闭;当注入井井底压力或平均油层压力超过预先设定的最大值时,生产井立即打开。这种方法有两个优势:一是当关闭高气油比的生产井时,可以减少 CO₂ 的循环注入量,更多的 CO₂ 被滞留在储层中;二是当关闭一部分生产井而打开其余生产井可以改变注入流体的流动路径,使流体的波及系数更大,驱替效果更好^[9]。在井控方法中,主要有 3 个井控参数:生产气油比;注入井井底压力或平均油层压力;气油比增量。气油比增量主要是用于控制生产井每次打开时气油比允许比上次增加的值。表 1 列举了这些井控参数,实际操作中可选注入井井底压力或平均油层压力作为压力的限制条件,而生产气油比和气油比增量的取值则可根据具体油藏情况选择一个合适值,文中选用方案 2。

表 1 井控参数表

方案	生产气油比 (m ³ /m ³)	注入井井底压力 (MPa)	平均油层压力 (MPa)	气油比增量 (m ³ /m ³)
1	500	35	—	250
2	500	—	30	200

三、CO₂ 埋存与驱油效果优化评价

1. 优化模型的建立

为使 CO₂ 的埋存量最大,需要将随原油采出的 CO₂ 气体循环回注。但任何气体回注之前都要通过压缩机进行增压,因此要额外消耗一部分能量,用 E 表示^[7],可换算成当量油的单位(见式 2)。将这部分油量从累产油中扣除,得到净累产油量 (N_p^*),用下式表示:

$$N_p^* = N_p - E \quad (1)$$

$$E = \frac{2.59 \times 10^{-5}}{\gamma} p_{in} Q_m \left[\left(\frac{p_{out}}{p_{in}} \right)^\gamma - 1 \right] t \quad (2)$$

式中: N_p 为累产油, m³; E 为压缩机增压所需能量折算后的油量, m³; γ 为 CO₂ 的压缩因子; Q_m 为流量, m³/d; p_{in} 和 p_{out} 分别为压缩机的入口和出口压力, MPa; t 为时间, d。

以往的 CO₂ 注入项目,主要目的是驱油,提高采收率。为了同时考虑 CO₂ 的埋存效果和驱油效果,引入目标函数 (f):

$$f = w_1 \frac{N_p^*}{OOIP} + w_2 \frac{V_{CO_2}}{PV} \quad (3)$$

式中: w_1 和 w_2 为权重, $0 \leq w_1 \leq 1, w_1 + w_2 = 1$; $OO-$

IP 为原始地质储量, m³; V_{CO_2} 为储存在储层中的 CO₂ 体积, m³; PV 为储层的总孔隙体积, m³。

式(3)右边第一项代表无因次原油采收率因子,第二项代表无因次 CO₂ 埋存率。权重的大小反映主观偏向程度。如果目标是获得最大的采收率,可取 w_1 为 1;反之则取 w_2 为 1。为了同时考虑 CO₂ 埋存和提高采收率效果,文中取等权重,即 $w_1 = w_2 = 0.5$ 。

2. CO₂ 埋存及提高采收率数值模拟研究

数值模拟是研究 CO₂ 地下埋存和 CO₂ 驱提高采收率的重要手段^[10],笔者应用国外某商用软件对 CO₂ 驱、水气交替驱、井控 CO₂ 驱等 9 套注入方案进行数值模拟,取得了较好的模拟效果。

模型的初始参数选用实例油藏 PUNQ-S3^[11],该油藏被一个活跃的水体所环绕,原始储层压力为 23.8 MPa,油藏顶部深度约为 2 340 m,平均渗透率 0.1 μm²,平均孔隙度为 0.2,网格维数为 19×28×5,其中有效网格 1 761 个,纵向上划分为 5 个小层。模拟中设计 4 口生产井和 4 口注入井,油、气、水相之间的毛细管压力假定为 0。图 1 为该油藏的原始含油饱和度 (S_{oi}) 分布状况。

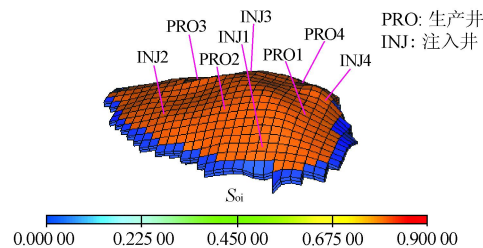


图 1 PUNQ-S3 模型原始含油饱和度分布图

由前文分析可知,注 CO₂ 驱已经提出了各种注入方案且每种方案效果会不同。因此,为综合研究 CO₂ 驱的埋存效果及驱油效果,设计了如下的注入方案(溶剂驱中注入流体的组成为 CO₂ 占 66.67%, C₂、C₃ 各占 12.5%, iC₄ 占 8.33%):

方案 a:连续注纯 CO₂ 驱。

方案 b:溶剂驱(solvent)。

方案 c:溶剂驱后转纯 CO₂ 驱(先用溶剂驱,8 000 d后转为 CO₂ 驱)。

方案 d:水气交替驱(WAG)。

方案 e:水气交替驱后转纯 CO₂ 驱(先水气交替驱,8 000 d后转为纯 CO₂ 驱)。

方案 f:水驱后转纯 CO₂ 驱(GAW,先注 0.4 PV 水,再连续注 CO₂ 驱)。

方案 g:井控—纯 CO₂ 驱(用井控注采方式连续注纯 CO₂ 驱)。

方案 h:井控—溶剂驱。

方案 i:井控—溶剂驱 4 000 d 后转纯 CO₂ 驱。

对各种方案进行模拟后,分别得到了无因次采收率因子、无因次埋存率以及目标函数(f)随时间的变化规律图(图 2、3、4)。从图中可以看出方案 i 的目标函数值最大,方案 c 和 h 次之。溶剂驱使注入流体更易与原油混相,可以显著提高采收率;但由于注入气中 CO₂ 含量减少了 1/3,因此 CO₂ 的埋存量减少了。井控注采方式优于直接注 CO₂ 驱,不仅能减少气体循环还能提高石油采收率。方案中进行溶剂驱到 CO₂ 驱的转换并确定合理的转换时间可以增大 CO₂ 的埋存量,从而使目标函数值最大。

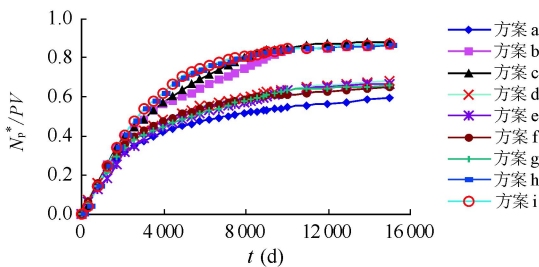


图 2 无因次采收率因子随时间变化规律图($w_1=1$)

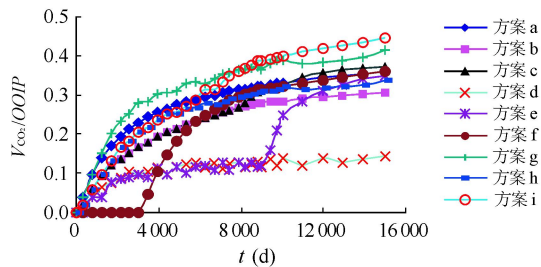


图 3 无因次 CO₂ 埋存率随时间变化规律图($w_2=1$)

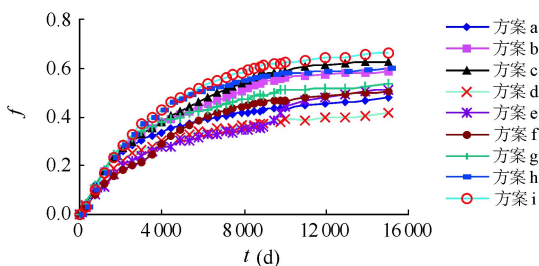


图 4 目标函数随时间变化规律图($w_1=w_2=0.5$)

四、结 论

(1)引入目标函数可以综合考虑注 CO₂ 驱的驱油效果和埋存效果。在权重值相同的情况下,目标函数值越大,方案越优。

(2)数值模拟研究表明,通过调整注入气的组成并结合井控方法注 CO₂ 驱是地质埋存 CO₂、提高石油采收率的最优方法。

(3)数值模拟结果还表明,注气提高采收率对温室气体中 CO₂ 的需求量是巨大的。随着技术的发展和应用范围的扩大,油气藏埋存 CO₂ 的量将逐渐增大,有助于减缓环境压力。

参 考 文 献

- [1] 沈平平,杨永智.温室气体在石油开采中资源化利用的科学问题[J].中国基础科学,2006(3):23-31.
- [2] 李士伦,孙雷,郭平,等.再论我国发展注气提高采收率技术[J].天然气工业,2006,26(12):30-34.
- [3] BACHU S. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: road map for site selection using the transform of the geological space into the CO₂ phase space [J]. Energy Conversion and Management, 2002,43(1):87-102.
- [4] 张炜,李义连.二氧化碳储存技术的研究现状和展望[J].环境污染与防治,2002,28(12):950-953.
- [5] BACHU S, SHAW J C. Estimation of oil recovery and CO₂ storage capacity in CO₂ EOR incorporating the effect of underlying aquifers [C]. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, SPE, 2004.
- [6] HAWKES C D, BACHU S. Geomechanical factors affecting geological storage of CO₂ in depleted oil and gas reservoirs [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2005,44(10):52-61.
- [7] 熊钰,曾明,武毅.兴北 S3 块 CO₂ 吞吐可行性及注采参数优化研究[J].西南石油学院学报,2005,27(2):34-36.
- [8] KOVSCEK A R, CAKICI M D. Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. II. Cooptimization of storage and recovery [J]. Energy Conversion and Management, 2005,46:1941-195.
- [9] 朱苏青,苏玉亮,叶惠民.低渗透油田驱替机理研究[J].西南石油学院学报,2004,26(6):39-41.
- [10] 侯天江,郑云川,孙雷,等.神经网络的 CO₂ 吞吐候选井模糊优选方法[J].西南石油学院学报,2005,27(5):33-36.
- [11] Anno. PUNQ-S3 Model [EB/OL]. <http://www.imperial.ac.uk/earthscienceandengineering/research/perm/punq-s3model>.

(修改回稿日期 2008-06-10 编辑 罗冬梅)