

# 一种通过数值模拟手段划分 CO<sub>2</sub> 驱替相带的新方法

## ——以高 89 块油藏为例

王杰, 谭保国, 吕广忠

中石化胜利油田分公司地质科学研究院, 山东东营 257015

**摘要** CO<sub>2</sub> 驱油提高采收率是今后发展的方向。驱油方式存在混相驱、近混相驱、非混相驱 3 种。CO<sub>2</sub> 驱油可以膨胀原油体积、降低黏度、降低界面张力, 增加注入量, 实现大幅度提高采收率。高 89 块属于低孔特低渗储层, 原油黏度低。通过对高 89 块地层油进行原油复配, 划分了 8 个拟组分。利用 PVTi 模块进行相态拟合, 拟合体积系数、密度、黏度等参数随压力变化的试验数据。该块地层油进行 CO<sub>2</sub> 驱, 原油最小混相压力为 28.94MPa。利用软件计算的最小混相压力, 与细管试验得到的最小混相压力一致。本文通过数值模拟手段调整生产指数、描述地下裂缝展布, 进行了精确历史拟合。预测测试井的井底静压与实测的压力一致, 证明了拟合的可靠性。基于高 89 油藏模型的数值模拟研究, 建立了不同驱替方式的生产气油比与压力关系的图版和识别标准。不同的驱替模式在气体饱和度、界面张力、黏度场上存在很大的差异。参考该图版评价了重点见气井的驱替模式。该方法对现场实践具有较高的指导意义。

**关键词** 数值模拟; CO<sub>2</sub> 驱; 高 89 块油藏; 最小混相压力

**中图分类号** TE357

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.09.007

## Numerical Simulation for Division of Phase Zone Displacement: With Gao89 as an example

WANG Jie, TAN Baoguo, LÜ Guangzhong

Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257015, Shandong Province, China

**Abstract** Using the CO<sub>2</sub> flooding to enhance the oil recovery is a development trend. The three displacement modes are the miscible, the near-miscible, and the non-miscible flooding modes. By means of expanding the oil volume, reducing the viscosity, decreasing the interfacial tension, and increasing the injection volume, the CO<sub>2</sub> flooding can substantially enhance the oil recovery. The reservoir in the block Gao89 is of low porosity and ultra-low permeability. The oil in the block Gao89 is divided into eight pseudo components by the crude oil compound. The phase matching is done, including the volumetric factor, the oil density, and the oil viscosity. The MMP of the oil in this area is 28.94MPa. The simulation result agrees with that of the slime-tube test. With the numerical simulation, the production index is adjusted and the fracture distribution is obtained to accurately match the production performance. The static bottom hole pressure of the prediction agrees with that of the test, which verifies the simulation. Based on the numerical simulation for the block Gao 89 reservoir model, different displacement modes are established for the production gas oil ratio, the pressure relationship correlation diagram and the identification standards, with different gas saturations, interfacial tensions, and oil viscosities in different displacement patterns. Accordingly, the displacement pattern for the key well is identified. The method can serve as a guideline for the field application.

**Keywords** numerical simulation; CO<sub>2</sub> flooding; block Gao89; minimum miscibility pressure

### 0 引言

温室气体的过量排放造成全球范围内气温变暖, 这已成

为当今最为严重的环境问题之一。CO<sub>2</sub> 驱油封存技术将是今后发展的新走向。国外很多油田已经成功地进行大规模的现

收稿日期: 2012-11-28; 修回日期: 2013-01-31

基金项目: 国家科技支撑计划项目(2012BAC24B03)

作者简介: 王杰, 工程师, 研究方向为油气田开发, 电子信箱: wangjie\_1980@126.com

场试验并取得较好的效果,证明 CO<sub>2</sub> 驱油是三次采油中最具潜力的提高采收率和大规模利用、封存 CO<sub>2</sub> 的方法之一。低渗透油藏由于渗透率低、水敏等自身特点,无法有效补充地层能量,而注气可以大大提高油藏采收率。

CO<sub>2</sub> 驱提高采收率的机制是:降低原油黏度;膨胀原油体积;蒸发原油中间烃组分;利用混相效应,降低界面张力;溶解气驱;增加注入率。非混相驱与混相驱的差别在于驱油效率,以及对残余油饱和度的影响程度<sup>[1]</sup>。

## 1 油藏状况及开发历程

高 89 区块位于山东省高青县境内正理庄油田的北部。该区含油层系位于沙四段二砂组。本区储层埋深 2800~3200m,储层平均孔隙度为 12.5%,平均渗透率  $4.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于低孔特低渗油藏。地层原始压力为 41.8MPa,目前地层压力为 24~26MPa。截至目前,共有油井 101 口,开井 96 口,日产油 2.7t,累计产油 75.2 万 t,采出程度为 5.4%。从 2008 年 1 月开始注气,注入井 9 口,累计注液 CO<sub>2</sub> 8.8 万 t。

## 2 油藏数值模型的建立

### 2.1 精细地质模型的建立

建立准确反映油藏描述成果的三维地质模型是开展数值模拟研究的基础<sup>[2-3]</sup>。为了精确描述气驱的重力超覆和黏性指进,选取注气井组建立局部模型,含油面积 4.1km<sup>2</sup>,有效厚度 10.6m,地质储量为 247 万 t。平面网格步长 30m×30m,纵向 0.5m。网格节点为 56×130×57,总网格节点为 414960。

根据原油分析资料,平均地面原油密度 0.8623g/cm<sup>3</sup>,地层原油密度 0.7386g/cm<sup>3</sup>,平均地面原油黏度为 11.83mPa·s,地下原油黏度 1.59 mPa·s。

### 2.2 相态分析与拟合

相态研究对于混相驱替过程是相当重要的<sup>[4-6]</sup>,当存在多相流动时,油气体系间会产生相间的传质和传热。当有气体注入时,流体的物理化学性质(如黏度、密度、体积系数等)均会发生变化。

PVTi 是 Eclipse 软件中的一个状态方程型的相平衡软件包。它利用油藏流体 PVT 分析数据来生成组分模型所需要的状态方程数据。其主要工作流程分为以下几部分:流体特征化、组分拟组分化(简称拟化)、PVT 实验数据的回归拟合、多次接触过程的模拟、生成相图和输出组分模拟器需要的状态方程参数等。

#### 2.2.1 拟组分的确定

相态研究的目的是为组分模拟器准备数据,由于组分模拟器中不可能含有过多的组分数,因此需要对组分进行拟化,减少组分个数。组分的拟化根据组分属性相近原则和小的摩尔分数组分归并原则进行。

由于高 89-1 块原油的组分已细分至 C29,组分数已达到 31 个,在对计算精度影响不大的前提下,为节省组分模型 Eclipses 的计算时间,需要对原油组分进行拟化,本研究确定

了 8 个拟组分,样品拟组分划分如下:

- (1) 将 N<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 2 个组分合并成第 1 个拟组分 Y1;
- (2) 由于要对高 89-1 块进行 CO<sub>2</sub> 驱模拟计算,CO<sub>2</sub> 仍作为 1 个组分 Y2;
- (3) 将 C2~C5 这 4 个组分合并成第 3 个拟组分 Y3;
- (4) 将 C6~C8 这 3 个组分合并成第 4 个拟组分 Y4;
- (5) 将 C9~C11 这 3 个组分合并成第 5 个拟组分 Y5;
- (6) 将 C12~C15 这 4 个组分合并成第 6 个拟组分 Y6;
- (7) 将 C16~C19 这 4 个组分合并成第 7 个拟组分 Y7;
- (8) 将 C20~C29 这 10 个组分合并成第 8 个拟组分 Y8。

组分的拟化完成后,输出组分模型所需的上述 8 个拟组分的相关数据。

#### 2.2.2 PVT 实验数据的回归拟合

在回归过程中,对状态方程参数进行敏感性分析,选取敏感性参数作为回归计算特性参数。通过调整状态方程参数,使流体样品中的计算结果与实验观察值更趋于一致。

流体相态模拟研究主要是确定状态方程及其参数。状态方程选择了 PR 方程,该方程考虑了分子密度对分子引力的影响,适用于含 CO 等较强极性组分体系的气液平衡计算。

而状态方程的诸多参数是通过拟合试验数据确定的。根据试验室对高 89 块进行的 PVT 实验,对如下实验结果进行拟合:

- (1) 两相体积系数随压力的变化;
- (2) 原油密度随压力的变化;
- (3) 原油黏度随压力的变化;
- (4) 膨胀系数随注入不同量 CO<sub>2</sub> 的变化。

通过回归计算,确定了状态方程的 184 个参数。

图 1~图 3 给出了高 89 块地层油的体积系数、密度、黏度随压力的变化情况。图 4、图 5 给出了膨胀系数、饱和压力随注入不同量 CO<sub>2</sub> 的变化情况。

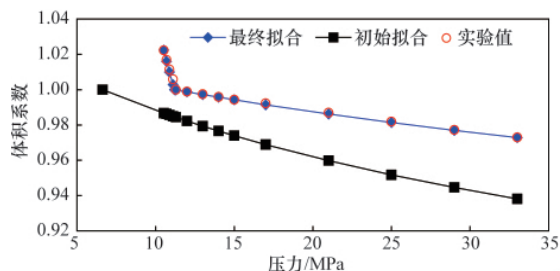


图 1 拟合体积系数随压力变化实验数据  
Fig. 1 Experimental data fitting of volume coefficient vs pressure

图中红色的点值部分为实际数据,黑色实线部分是利用状态方程隐含参数计算的原油参数,与实验值存在较大的差异,图中蓝色的实线则为通过回归计算修正状态方程参数后计算得到的原油参数,与实验值比较接近。经过对状态方程参数的调节,计算值与实验值非常接近,这说明模拟所用的参数计算出的原油性质已与地层油的性质基本一致。

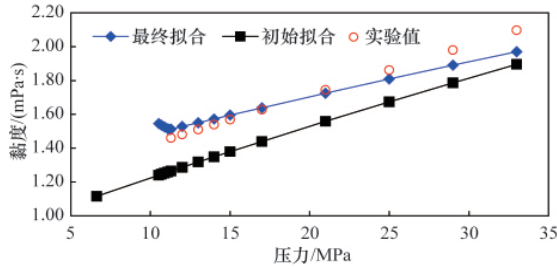


图 2 拟合黏度随压力变化实验数据  
Fig. 2 Experimental data fitting of viscosity vs pressure

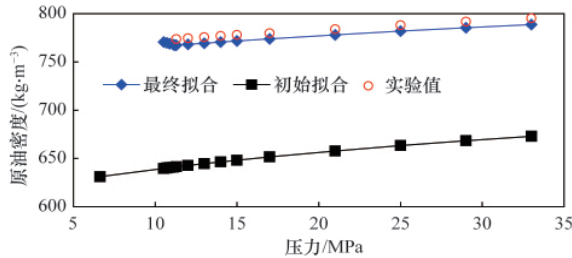


图 3 拟合密度随压力变化实验数据  
Fig. 3 Experimental data fitting of density vs pressure-depend

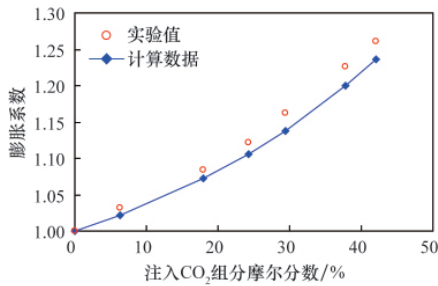


图 4 膨胀系数随注入不同量 CO₂ 的变化  
Fig. 4 Experimental data fitting of swell factor vs pressure

### 2.3 精细历史拟合

在精细地质模型的基础上,通过相态拟合原油性质。生产历史从 2004 年 2 月—2012 年 11 月,依据各井的射孔历史

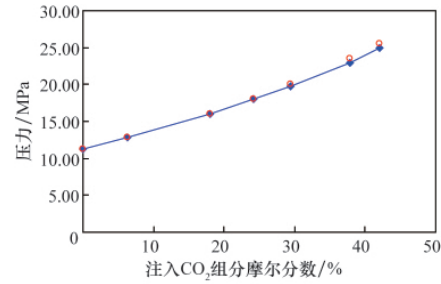


图 5 饱和压力随注入不同量 CO₂ 的变化  
Fig. 5 Experimental data fitting of saturation pressure vs. different injection rate

及油水产量数据建立动态模型。为准确反映生产历史变化,共划分时间阶段 106 个,时间步长为 1 个月。通过拟合生产指数确定压裂规模以及单井的压力变化,实现了井区气油比曲线的精确拟合与压力的有效预测。2011 年 10 月,利用模型预测高 89-S1 井的地层压力为 28.78MPa,现场测试该井的地层压力为 28.85MPa,证明了历史拟合的可靠性。

### 3 不同相带的识别标准

细管实验判别混相的准则为:(1)注入 1.2 倍孔隙体积时,驱替效率与压力关系曲线应有斜率突变现象(转折点对应着 MMP);(2)最终采收率>95%,突破晚于 0.75PV;(3)在观察窗中观察到流出物从过渡带非混相的气、液两相,逐渐达到完全混相的单相。最终确定高 89 块的地层油最小混相压力为 28.94MPa。通过数值模拟手段确定高 89 块的地层油最小混相压力位 29.03MPa,与细管试验的结果相一致,数值模拟中选择 28.94MPa 为地层原油的最小混相压力。

判别地层油与注气是否发生混相的标准是地层压力与最小混相压力的比较:地层压力大于最小混相压力时,视为混相;地层压力介于最小混相压力的 0.8~1 倍之间时,视为近混相;地层压力小于最小混相压力的 0.8 时,视为非混相。

以高 89 模型为基础,通过数值模拟与油藏工程分析,考查地层压力与气油比的变化规律,建立混相驱、近混相驱、非混相驱 3 种气油比变化的模式(图 6、图 7)。

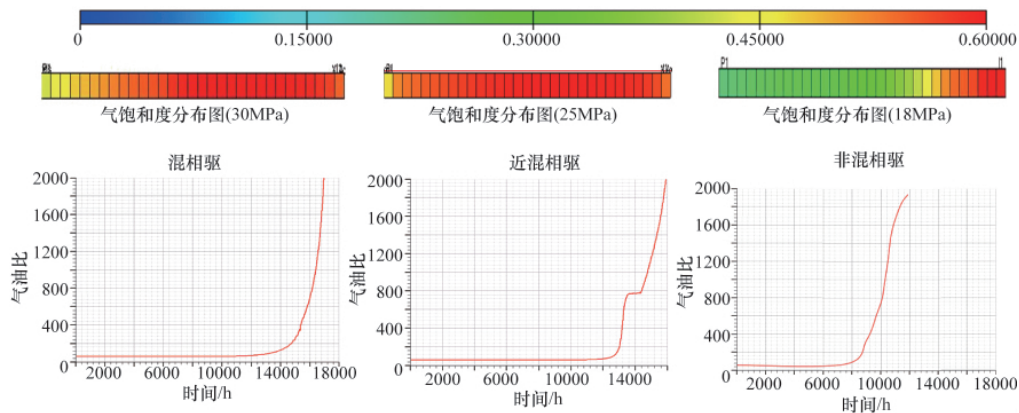


图 6 不同地层压力下生产井的气油比变化曲线  
Fig. 6 Gas-oil ratio curve for production well with different formation pressure

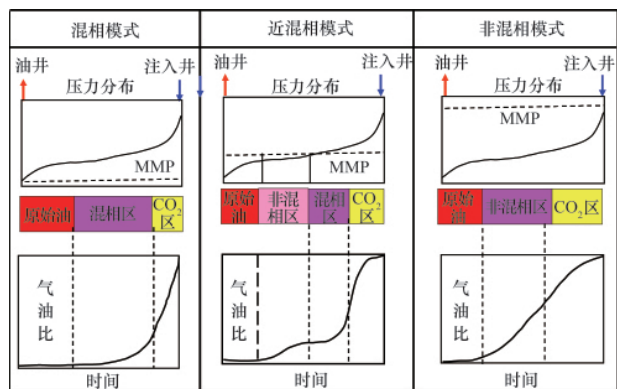


图 7 不同驱替机制压力与气油比变化模板

Fig. 7 Gas-oil ratio curve template for production well with different driving mechanism pressures

混相驱由于降低了残余油饱和度以及膨胀降黏等机制的共同作用,见气较晚,低气油比采油阶段时间长;而非混相驱相反,见气较早,低气油比采油时间短;近混相驱模式的显著特征是气油比曲线出现明显的“台阶”,利用该特征结合区块压力水平,可以判断是否存在近混相驱。通过对该区3口见气井的气油比曲线进行分析,可以得出结论:高89 1-7井属于近混相驱(图8),高89 1-7井井底附近的地层压力大于在20MPa。

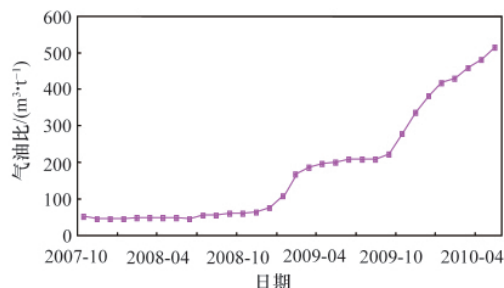


图 8 高89 1-7井近混相驱气油比曲线变化

Fig. 8 Gas-oil ratio curve of Gao89 1-7 in near-miscible mode

混相驱与非混相驱对比的其他特征在于气体饱和度场、界面张力、黏度的变化(图9),综合分析结合气油比曲线的特征,可以区分混相驱与非混相驱的驱动特征。混相驱中气体可以降低界面张力,从而导致残余油饱和度的降低,因此含气饱和度远大于非混相驱时的含气饱和度分布。CO<sub>2</sub>的膨胀降黏作用在混相驱也明显于非混相驱。从上述3个指标可以明确判断是否达到混相。

#### 4 结论

(1) 通过对高89块复配地层油的试验数据的数值模拟,拟合黏度、密度、体积系数,确定了复配地层油的184个数值模拟参数。

(2) 细管试验与数值模拟得到的最小混相压力相一致,用数值模拟手段确定了混相、近混相、非混相的气油比与压

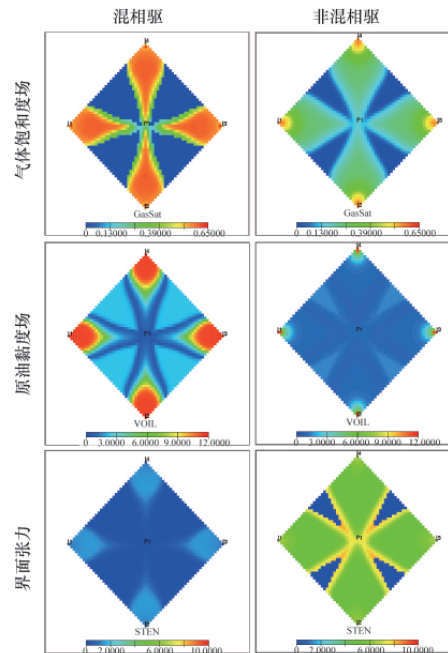


图 9 混相驱与非混相驱主要参数场对比

Fig. 9 Parameter comparative diagram between miscible and non-miscible displacement modes

力的变化模式,由此判断高89 1-7井为近混相驱。

(3) 建立了混相与非混相的气体饱和度、原油黏度、界面张力的对比模板。

#### 参考文献 (References)

- [1] 李士伦, 张正卿, 冉新权. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001.  
Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan. Development of EOR by gas injection[M]. Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 2001.
- [2] 张一伟, 熊琦华, 王志章, 等. 陆相油藏描述 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.  
Zhang Yiwei, Xiong Qihua, Wang Zhizhang, et al. Continental Reservoir Discription[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [3] 谭保国, 戴涛, 杨耀忠, 等. 精细油藏数值模拟建模技术 [C]//胜利油区勘探开发论文集:第2辑. 北京: 石油工业出版社, 1999.  
Tan Baoguo, Dai Tao, Yang Yaozhong, et al. Fine reservoir numerical simulation and Modeling technology [C]// Proceedings of Exploration and Development of Shengli Oil Field: Second Series. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.
- [4] 李允. 油藏模拟[M]. 北京: 石油大学出版社, 1999.  
Li Yun. Reservoir simulation [M]. Beijing: University of Petroleum Press, 1999.
- [5] 孙业恒, 吕广忠, 王廷芳, 等. 确定 CO<sub>2</sub> 最小混相压力的状态方程法[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(1): 82-84.  
Sun Yeheng, Lü Guangzhong, Wang Tingfang, et al. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(1): 82-84.
- [6] 苏玉亮, 吴晓东, 侯艳红, 等. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 混相驱油机制及影响因素[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(3): 99-102.  
Su Yuliang, Wu Xiaodong, Hou Yanhong, et al. Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition, 2011, 35(3): 99-102.

(责任编辑 齐志红)