

文章编号: 0253-2697(2013)02-0340-06 DOI: 10. 7623/syxb201302017

利用 CT 技术研究重力稳定注气提高采收率机理

冷振鹏 吕伟峰 马德胜 刘庆杰 严守国 李 彤

(中国石油勘探开发研究院提高石油采收率国家重点实验室 北京 100083)

摘要:重力稳定注气(GAGD)已被证明是一种低成本且能大幅提高采收率的有效技术。笔者以 80~200 目石英砂混填制作的填砂模型为研究对象,利用 CT 扫描测量三相流体饱和度技术,开展了高含水后期重力稳定注气提高采收率实验研究。实验结果表明,水驱后采用顶部垂直注气方式能进一步提高采收率 7.45% 以上。通过 CT 扫描测量流体饱和度方法可以观察到,由于气液之间的重力差异,注入气驱扫区域内的液体持续向下运移,致使之前水驱形成的残余油“聚并”而形成“富集带”,随着注入气逐渐向底部推进。

关键词:重力稳定注气;CT 扫描;三相流体饱和度;提高采收率;油墙

中图分类号:TE313.7

文献标识码:A

Research of enhancing oil recovery mechanism of GAGD using CT scanning method

LENG Zhenpeng LÜ Weifeng MA Desheng LIU Qingjie YAN Shouguo LI Tong

(State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery,

PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Gas assisted gravity drainage (GAGD) has been proved an effective EOR technology with low cost and high recovery percentage. In this paper we carried out an experimental investigation on the enhanced oil recovery mechanism of GAGD in high water-cut stage by means of three-phase saturation measurements based on CT scanning, which was conducted with a sand model randomly filled with 80-200 mesh quartz sands. Experimental results suggested that GAGD in high water-cut stage could enhance oil recovery at least by 7.45%. Due to the gravity difference between gas and liquid, the residual oil previously formed by waterflooding accumulating into an “oil bank”, the oil enrichment zone and advance of “oil bank” by injection gas could be observed through threephase saturation measurement using CT scanning method.

Key words: gas assisted gravity drainage (GAGD); CT scanning; three-phase fluid saturation; enhanced oil recovery (EOR); oil bank

自从 1965 年进行了第一次顶部垂直注气的工业性试验以来,重力稳定注气技术便伴随着注气提高采收率技术的发展而同时发展^[1-3]。我国注气提高采收率方面的工作主要集中在 CO₂ 和烃类气体混相和非混相驱方面^[4-5],但由于 CO₂ 的气源和腐蚀性以及天然气需求增加,氮气以其广泛的来源和低廉的价格在注气驱提高采收率的应用中越来越受到人们的重视,在美国和加拿大已有 33 个油气田投入注氮气开发^[6-7]。早在 1951 年, Terwilliger 等人提出过高的注气速度不利于整体采收率的提高^[8]。Amit 等人首次利用无量纲的分析思路建立了非混相条件下采收率与重力数之间的关系,并发现混相条件下数据位于以上关系曲线的延长线上,进而揭示了非混相气驱与混相

气驱的统一性^[9]。笔者以混填制作的填砂模型为研究对象,利用 CT 扫描测量三相流体饱和度技术,开展了高含水后期重力稳定注气提高采收率实验研究。通过对驱替过程中三相流体饱和度实时在线测量,揭示重力稳定注气驱油提高采收率机理,证明了高含水后期该类提高采收率方法的可行性。

1 重力稳定注气技术

近年来,国内外注气提高采收率技术发展迅速,利用注气技术提高采收率目前已占据所有提高采收率产量的 48%,在轻质油中比例更高^[10],已成为继热采之后发展较快的提高采收率方法^[11]。但在气驱过程中,不利的流度比常常会导致较为严重的黏性指进。采用

基金项目:国家高技术研究发展计划(863)项目(2013AA061102)、中国石油天然气集团公司科研项目(2011A-1003)和国家重点基础研究发展计划(973)项目(2011CB707302)资助。

第一作者及通讯作者:冷振鹏,男,1989 年 2 月生,2010 年毕业于东北石油大学石油工程专业,现为中国石油勘探开发研究院硕士研究生,主要从事油层物理与渗流力学方面的研究工作。Email: lengzp1989@163.com

重力稳定注气可以利用注入气与原油的密度差来抑制黏性指进,进而大幅度提高采收率^[12]。根据美国加州1940—1960年重力稳定注气驱的统计可以看出,利用重力分异能有效地控制或减少开发过程中注入气的指进和锥进,从而获得较高的油藏采收率^[13]。在现场实际应用中,多采用顶部若干口直井注气,底部数排水平井采油的模式配合重力稳定注气技术开采^[14],此种模式最大限度地防止了气体过早突破,避免整体采收率偏低。

2 CT扫描测量三相流体饱和度原理

CT扫描岩石的基本原理:CT机内X射线管产生的X射线束从多个方向沿着岩石某个选定的断层层面进行照射,通过测定透过的X射线量,数字化后经过计算得出该层面组织各单位体积的衰减系数,这些衰减系数可构成不同的数字矩阵。通过数模转换,可以在屏幕上显示,重建的图像还能够给出每一个像素X射线的衰减系数,通常用CT值表示^[15]。由于不同的物质具有不同的CT值,从而可以对岩心不同流体的饱和度进行识别。

在利用CT扫描测量流体饱和度的过程中,对于两相的模型,由于只涉及到两个未知数,只需要一种扫描条件就能计算出各相流体的饱和度。对于三相流体,要计算出各相流体的饱和度,则必须在两相的基础上增加一组方程。由于发射能量不同,流体的CT值也不同,基于此原理,采用双能同步扫描(DESS)的实验方法测量三相流体饱和度。对于岩石的一个断层层面,在E1和E2能量下,分别进行CT扫描可得到

$$CT_{E1dry} = (1 - \phi)CT_{E1grain} + \phi CT_{E1g} \quad (1)$$

$$CT_{E2dry} = (1 - \phi)CT_{E2grain} + \phi CT_{E2g} \quad (2)$$

$$CT_{E1waterwet} = (1 - \phi)CT_{E1grain} + \phi CT_{E1w} \quad (3)$$

$$CT_{E2waterwet} = (1 - \phi)CT_{E2grain} + \phi CT_{E2w} \quad (4)$$

$$CT_{E1t} = (1 - \phi)CT_{E1grain} + \phi(S_g CT_{E1g} + S_w CT_{E1w} + S_o CT_{E1o}) \quad (5)$$

$$CT_{E2t} = (1 - \phi)CT_{E2grain} + \phi(S_g CT_{E2g} + S_w CT_{E2w} + S_o CT_{E2o}) \quad (6)$$

式中: $CT_{E1grain}$ 、 $CT_{E2grain}$ 分别为E1和E2能量下岩石骨架的CT值,无量纲; CT_{E1w} 、 CT_{E2w} 分别为E1和E2能量下实验用水的CT值,无量纲; CT_{E1o} 、 CT_{E2o} 分别为E1和E2能量下实验用油的CT值,无量纲; CT_{E1g} 、 CT_{E2g} 分别为E1和E2能量下气体的CT值,无量纲; CT_{E1dry} 和 CT_{E2dry} 分别为E1和E2能量下干岩石断层面的CT值,无量纲; $CT_{E1waterwet}$ 和 $CT_{E2waterwet}$ 分别为E1

和E2能量下岩石100%饱和水后断层面的CT值,无量纲; CT_{E1t} 、 CT_{E2t} 分别为E1和E2能量下三相流体饱和岩石 t 时刻对应断层面的CT值,无量纲; ϕ 为该岩石断层面的孔隙度,无量纲; S_w 、 S_o 和 S_g 分别为含水饱和度、含油饱和度和含气饱和度,无量纲。

一般情况下,气体的CT值在任何介质及能量下都为定值,因而 $CT_{E1g} = CT_{E2g}$ 。当初始用油饱和岩石时, $CT_{E1oilwet}$ 和 $CT_{E2oilwet}$ 的表达式与式(3)和式(4)类似。在E1能量下,利用式(1)、式(3)和式(5), $(CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}) / (CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry})$ 可表示为

$$\frac{CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}}{CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry}} = \frac{(1 - S_w)CT_{E1w} - S_g CT_{E1g} - S_o CT_{E1o}}{CT_{E1w} - CT_{E1g}} \quad (7)$$

考虑到各相流体饱和度之和等于1,即

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

代入式(7)可得

$$\frac{CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}}{CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry}} = \frac{CT_{E1w} - CT_{E1o}}{CT_{E1w} - CT_{E1g}} S_o + S_g \quad (8)$$

在E2能量下,同理可得

$$\frac{CT_{E2waterwet} - CT_{E2t}}{CT_{E2waterwet} - CT_{E2dry}} = \frac{CT_{E2w} - CT_{E2o}}{CT_{E2w} - CT_{E2g}} S_o + S_g \quad (9)$$

由式(8)和式(9)组成关于 S_o 和 S_g 的二元一次方程组,联立求解可得

$$S_o = \left(\frac{CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}}{CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry}} - \frac{CT_{E2waterwet} - CT_{E2t}}{CT_{E2waterwet} - CT_{E2dry}} \right) / \left(\frac{CT_{E1w} - CT_{E1o}}{CT_{E1w} - CT_{E1g}} - \frac{CT_{E2w} - CT_{E2o}}{CT_{E2w} - CT_{E2g}} \right) \quad (10)$$

$$S_g = \frac{CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}}{CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry}} - \frac{CT_{E1w} - CT_{E1o}}{CT_{E1w} - CT_{E1g}} \cdot \left(\frac{CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}}{CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry}} - \frac{CT_{E2waterwet} - CT_{E2t}}{CT_{E2waterwet} - CT_{E2dry}} \right) / \left(\frac{CT_{E1w} - CT_{E1o}}{CT_{E1w} - CT_{E1g}} - \frac{CT_{E2w} - CT_{E2o}}{CT_{E2w} - CT_{E2g}} \right) \quad (11)$$

将式(10)和式(11)代入 $S_w + S_o + S_g = 1$,可得

$$S_w = 1 - \frac{CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}}{CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry}} - \frac{CT_{E1o} - CT_{E1g}}{CT_{E1w} - CT_{E1g}} \cdot \left(\frac{CT_{E1waterwet} - CT_{E1t}}{CT_{E1waterwet} - CT_{E1dry}} - \frac{CT_{E2waterwet} - CT_{E2t}}{CT_{E2waterwet} - CT_{E2dry}} \right) / \left(\frac{CT_{E1w} - CT_{E1o}}{CT_{E1w} - CT_{E1g}} - \frac{CT_{E2w} - CT_{E2o}}{CT_{E2w} - CT_{E2g}} \right) \quad (12)$$

应用DESS实验方法,只需测量E1、E2两种能量下干岩心、饱和水岩心(或饱和油岩心)及 t 时刻三相流体饱和岩心的CT值,结合对应能量下油、水、气的CT值,就能通过式(10)、式(11)和式(12)计算出 t 时刻岩心中各相流体饱和度。

3 实验

3.1 实验装置

实验装置采用基于 CT 扫描的岩心驱替系统。该测试系统对驱替过程进行实时 CT 扫描,全过程采集进、出口压力,获得全程流体饱和度数据。其主要组成部分包括 CT 扫描系统、注入系统、围压与温度控制系统、回压控制系统、影像传输与数据采集系统以及特制岩心夹持器等(图 1)。实验温度为 24℃,低能量下,扫描电压为 120 kV,扫描电流为 200 mA;高能量下,扫描电压为 140 kV,扫描电流为 200 mA。

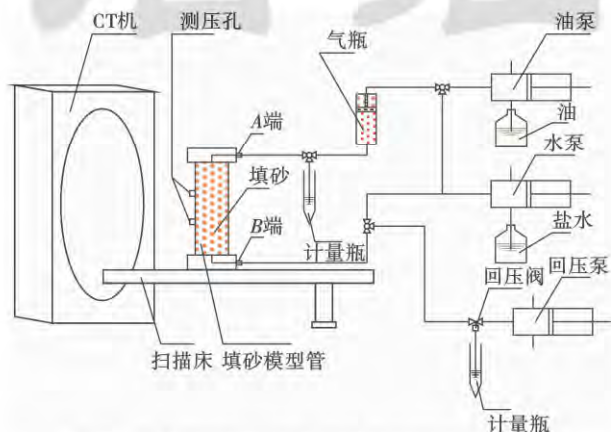


图 1 基于 CT 扫描的重力稳定注气实验流程

Fig. 1 Flow diagram of GAGD experiment based on CT scanning

3.2 填砂模型

为了模拟油层的非均质特征,采用 80~200 目的石英砂混填制作填砂模型。本实验填砂模型长为 30 cm,内直径为 4.5 cm。完全饱和油后,测得纯油相的渗透率为 855.32 mD,孔隙体积为 161.67 cm³,平均孔隙度为 33.88%。

3.3 实验流体

实验用油为调制的白油模拟油,在实验温度下,黏度为 10.72 mPa·s,在低能量下,其 CT 值为 -258,在高能量下,CT 值为 -195;实验用水为 4% 的标准盐水,含 2% NaI 作为水相 CT 增强剂,在实验温度下,黏度为 0.980 1 mPa·s,在低能量下扫描,其 CT 值为 324,在高能量下,其 CT 值为 276。

3.4 实验步骤

(1) 前期准备:配油、配水并测定其黏度、制作填砂模型等。

(2) CT 轴向垂直干扫,扫描条件为双能电压 120 kV 和 140 kV,电流为 200 mA,扫描层厚为 2.5 mm,获取 CT_{E1dry} 和 CT_{E2dry} 。

(3) 用真空泵将填砂模型抽真空,用模拟油饱和填砂模型(在油、水黏度相差较大的情况下,填砂模型

采用先饱和水、再强制驱替至束缚水状态,束缚水饱和度很低,与直接用模拟油饱和类似),根据饱和压入的模拟油量,可以计算出孔隙体积为 161.67 cm³,平均孔隙度为 33.88%;用油泵以 0.5 mL/min 的流速单相驱替一段时间,待驱替压差稳定后,测取相关参数计算纯油相的渗透率;CT 轴向垂直湿扫,扫描条件同上,获取 $CT_{E1oilwet}$ 和 $CT_{E2oilwet}$ 。

(4) 水泵采用 0.5 mL/min 的流速从底部注入进行驱替,同时每隔 20 min 进行一次 CT 轴向垂直扫描,扫描条件同上,获取水驱过程中 t 时刻的对应断层面的 CT 值 CT_{E1wft} 和 CT_{E2wft} ;驱替至含水 98% 以上,累计产油为 116.27 mL,水驱结束后平均残余油饱和度为 28.08%。

(5) 以 0.05 mL/min 的流速进行顶部气驱,同时每隔 20 min 进行一次 CT 轴向垂直扫描,扫描条件同上,获取气驱过程中 t 时刻的对应断层面的 CT 值 CT_{E1gft} 和 CT_{E2gft} ;驱替至出口端不再产液并且注入压力平稳不再波动,累计产油为 12.05 mL,提高采收率为 7.45%。

(6) 实验结束。卸回压时有少量油喷出,拆开填砂模型时,底部含油饱和度明显高于顶部。

3.5 实验结果及讨论

3.5.1 填砂模型孔隙分布表征

本实验采用 80~200 目的石英砂混填制作填砂模型,目的是使填砂模型具备一定的非均质性。利用 CT 扫描获取的干模型(CT_{E1dry} 或 CT_{E2dry})和湿模型($CT_{E1oilwet}$ 或 $CT_{E2oilwet}$),可以计算出填砂模型整体平均孔隙度以及各扫描切片上孔隙度分布。通过计算,填砂模型平均孔隙度为 33.25%,与通过抽真空饱和液相计算的平均孔隙度(33.88%)十分接近,误差在 1% 以内。由此说明,CT 扫描测量多孔介质孔隙度具有相当高的精度。图 2 为利用 CT 扫描获取的填砂模型

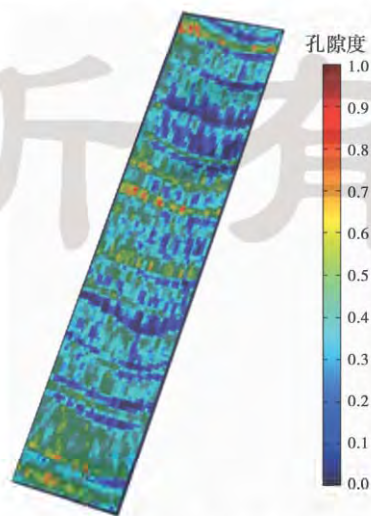


图 2 填砂模型中间扫描切片孔隙分布示意图

Fig. 2 Porosity distribution of middle slice of sand model

中间扫描切片孔隙分布图,该切片上不同位置处的孔隙度与对应位置处的颜色直接对应,具体值与图2中的色标对应。从图2中可以看出,该切片的孔隙分布无规律,呈现出较强的非均质性。

3.5.2 水驱过程

在实验过程中,先将填砂模型饱和油,然后通过底部注水驱替至高含水阶段。在水驱过程中,水驱开始后的相当长时间内,出口端持续产油,该阶段占累计产油量的75%以上;出口端开始油水同产,含水率不断上升,与常规中高渗砂岩岩样不同,该阶段的含水率上升得特别快;进入高含水阶段后,出口端基本不再产油。水驱的全过程总体相当于一个活塞式驱替。

利用CT扫描获取的干模型(CT_{E1dry} 或 CT_{E2dry}),湿模型($CT_{E1oilwet}$ 或 $CT_{E2oilwet}$)以及中间模型(CT_{E1wlr} 或 CT_{E2wlr})可以计算出水驱过程中任意一扫描时刻下填砂模型整体的平均含油饱和度和含油饱和度沿程分布。图3和图4分别为水驱过程中部分时刻中间扫描切片的CT扫描图和通过CT值计算获取的水驱过程中不同时刻含油饱和度沿程分布。图3中各种颜色的差异代表CT差值的差异,CT差值由小变大,其对应颜色变化从蓝到绿,再到红。从图3中可以看出,由于填砂模型的非均质特性,水驱初始时刻各处的颜色不

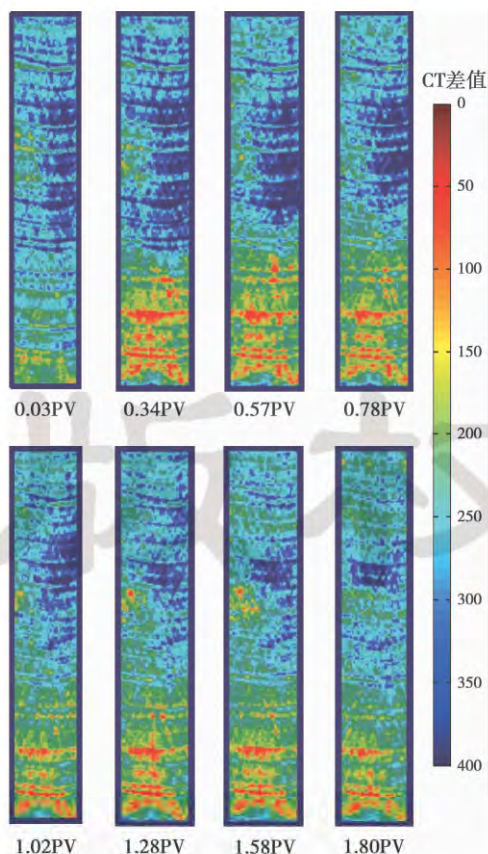


图3 水驱过程部分时刻的CT扫描图

Fig. 3 CT scan pictures during water flooding

尽相同;当水相侵入模型底部,底部的颜色开始由绿变红;随着水相的持续注入,从下到上各处的颜色逐渐朝着CT差值增大的方向变化。这是由于水相的CT值高于油相的CT值,同时这也说明水相正由下往上逐步推进;驱替至1.28PV后,CT扫描图不再有很大的变化,这说明此后模型纵向上的饱和度分布基本不再变化。

从图4中可以看出,水驱开始后,水相波及到的区域含油饱和度迅速下降;随着水相的持续注入,水相波及前缘不断向出口端推进,其推进规律类似于B-L方程中的饱和度前缘推进。本模型水驱过程中饱和度前缘基本呈活塞式推进,这是由于模型渗透率偏大以及驱替过程中油水密度差异等因素所致。同时,在水驱结束时刻,含油饱和度的沿程分布基本维持在28%~30%,分布在真实平均残余油饱和度附近。模型的非均质性减弱,这可能是由于砂粒运移所致。

根据水驱结束时刻中间模型整体的CT均值,结合干模型与湿模型整体的CT均值,可以计算出水驱结束时刻模型整体含油饱和度为28.25%。与出口端产出数据反推的含油饱和度(28.08%)十分接近,误差在1%以内。

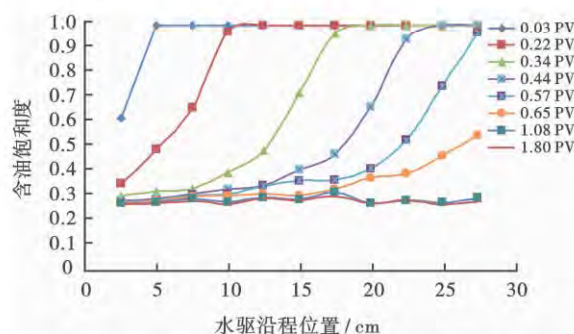


图4 水驱过程不同时刻含油饱和度沿程分布

Fig. 4 Oil saturation distribution curves along water flooding

3.5.3 气驱过程

水驱结束后,反向憋回压至8MPa,然后从模型顶部垂直注入氮气,开始阶段出口端持续产水;累积注入0.1PV氮气之后,出口端开始油水同产,不过此时仍以产水为主;随着氮气的连续注入,出口端含水率逐渐降低,产油高峰期出现在氮气累积注入PV数0.15~0.18的区间段,该阶段占累计产油量的80%以上;之后出口端油、水、气三相同产,随着时间的推移,出口端产液率不断下降,产气率急剧上升,至氮气累积注入0.2PV左右,气相完全突破,油水基本不再产出;驱替至出口端不再产液且注入压力平稳不再波动,累积产油为12.05mL,提高采收率为7.45%。

利用CT扫描获取的干模型(CT_{E1dry} 和 CT_{E2dry}),

湿模型($CT_{E1oilwet}$ 和 $CT_{E2oilwet}$)以及气驱过程中的中间模型(CT_{E1gfr} 和 CT_{E2gfr})可以计算出气驱过程中任意一扫描时刻下填砂模型整体的平均含油饱和度和含油饱和度沿程分布。气驱过程中部分时刻中间扫描切片的 CT 扫描图以及不同时刻含油饱和度沿程分布分别如图 5、图 6 所示。从图 5 中可以看出,由于三相流体自身 CT 值的差异,气驱时各扫描图中各位置处颜色差异极大。这一方面说明了模型存在一定的非均质性,从另一方面也说明了各相流体在分布上差异巨大。但各时刻的 CT 扫描图随着气体注入,模型顶部及中部位置处图像的颜色朝着 CT 差值减小的方向变化,而模型底部位置处图像的颜色朝着 CT 差值增大的方向变化,由于油、水相的 CT 值明显高于气相的 CT 值,以上现象也一定程度上说明气相从模型顶部朝底部推进的过程中,模型顶部与中部被气相驱扫得较彻底,同时有相当数量的液相在模型底部“堆积”;驱替至 0.2325 PV 后,CT 扫描图不再有大的变化,这说明此后模型纵向上的饱和度分布基本不再变化。

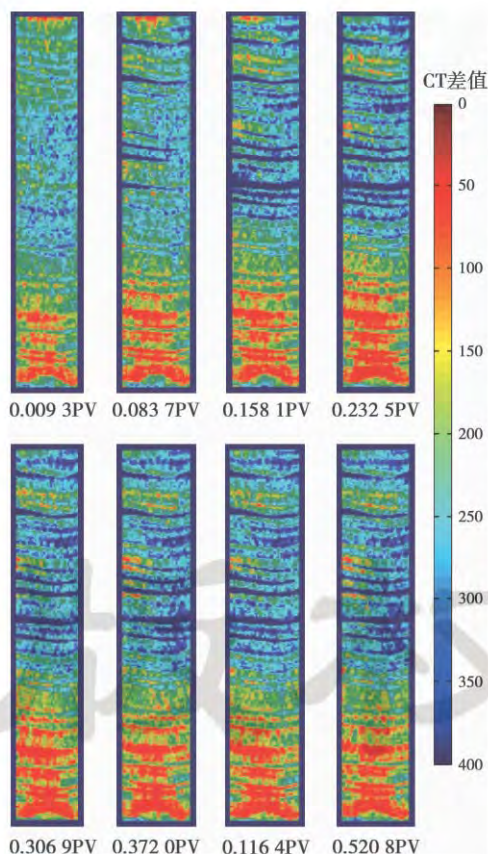


图 5 气驱过程部分时刻的 CT 扫描图

Fig. 5 CT scan pictures during gas flooding

对于整体润湿性为水湿的填砂模型,水驱后的残余油多为孔隙中间的“孤滴状”分布;由于气体相比油为非润湿相,因此注入气更趋于占据驱扫区域内孔隙

中间的空间,之前水驱形成的残余油将被迫“启动”向下运移;在运移的过程中,原本不同位置处的残余油将发生“聚并”形成“富集带”;由于气液之间的重力差异,“富集带”将随着注入气逐渐向底部出口端推进,同时逐步“聚并”驱扫区域内的残余油,变得越宽越大。如图 6 所示,含油饱和度沿程分布曲线表现为出现饱和度增加区段,并且该区段随着注入 PV 数逐步向出口端推进,同时该区段逐渐变宽,区段内饱和度峰值也在不断增大,就如同在气体推进前缘存在一个“油相富集带”,不断富集沿途的残余油,导致“富集带”逐渐变宽,含油量也逐渐上升(相当于 Kantzas 等人提出的油墙^[16]);当“油相富集带”推进至模型底部出口端时,油相开始在出口端附近“堆积”,最后在模型底部位置处呈现出越靠近出口端,其油相饱和度越高,此时气相开始大规模突破,之后含油饱和度沿程分布不再剧变;实验结束卸回压时,有少量油喷出,拆开填砂模型时底部含油饱和度明显高于顶部,也可以证实上述结果。

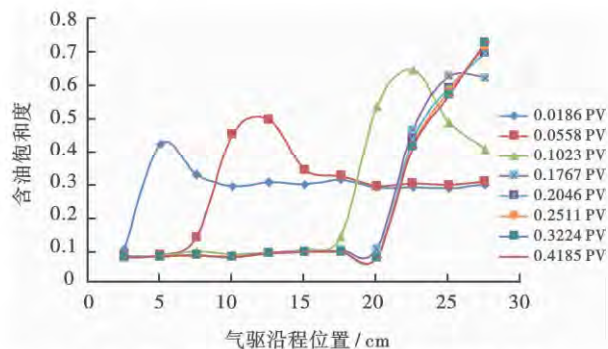


图 6 气驱过程不同时刻含油饱和度沿程分布

Fig. 6 Oil saturation distribution curves along gas flooding

4 结 论

(1) CT 扫描测量流体饱和度是一种实时在线测量流体饱和度的有效手段。此方法精度较高,误差在 1% 以内。

(2) 高含水后期采用重力稳定注气技术能较大幅度提高采收率。这是由于不同流体之间对岩石相对润湿的差异,致使之前水驱形成的残余油被注入气“启动”向下运移,“聚并”形成“富集带”,并随着注入气逐渐向底部推进而拓宽增大。

(3) 实验中由于模型底部出口端导流槽设计的缺陷,导致气相过早突破,从而造成大量可动油在出口端附近“堆积”。因此,在油田现场采用顶部直井注气、底部水平井采油的开采模式能较好地克服本实验中出现的可动油“堆积”问题,从而更大幅度地提高采收率。

参考文献

- [1] 高振环,刘中春,杜兴家.油田注气开采技术[M].北京:石油工业出版社,1994:1-2.
Gao Zhenhuan, Liu Zhongchun, Du Xingjia. Gas injection technology in oilfields[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 1-2.
- [2] 何江川,廖广志,王正茂.油田开发战略与接替技术[J].石油学报,2012,33(3):519-525.
He Jiangchuan, Liao Guangzhi, Wang Zhengmao. Oilfield development strategy and replacement techniques[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 519-525.
- [3] Soroush H, Saidi A M. Vertical gas-oil displacements in low permeability long core at different rates and pressure below MMP [R]. SPE 53221, 1999.
- [4] 沈平平,陈兴隆,秦积舜. CO₂ 驱替实验压力变化特征[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 211-212.
Shen Pingping, Chen Xinglong, Qin Jishun. Pressure characteristics in CO₂ flooding experiments[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(2): 211-212.
- [5] 秦积舜,张可,陈兴隆.高含水后 CO₂ 驱油机理的探讨[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 797-800.
Qin Jishun, Zhang Ke, Chen Xinglong. Mechanism of the CO₂ flooding as reservoirs containing high water[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 797-800.
- [6] Sanhita T, Kumar M S. Nitrogen injection for simultaneous exploitation of gas gap[R]. SPE 68169, 2001.
- [7] Mahmoud T N, Rao D N. Range of operability of gas-assisted gravity drainage process[R]. SPE 113474, 2008.
- [8] Terwilliger P L, Wilsey L E, Hall H N, et al. An experimental and theoretical investigation of gravity drainage performance[J]. AIME Trans, 1951, 39(11): 284-285.
- [9] Sharma A P, Rao D N. Scaled physical model experiments to characterize the gas-assisted gravity drainage EOR process [R]. SPE 113424, 2008.
- [10] Rao D N, Ayirala S C, Kulkarni M M, et al. Development of gas assisted gravity drainage(GAGD) process for improved light oil recovery[R]. SPE 89357, 2004.
- [11] Jadhawar P S, Sarma H K. Numerical simulation and sensitivity analysis of gas-oil gravity drainage process of enhanced oil recovery[R]. SPE 133373, 2010.
- [12] Rao D N, Ayirala S C, Kulkarni M M, et al. Development of gas assisted gravity drainage(GAGD) process for improved light oil recovery[R]. SPE 89357, 2004.
- [13] Babson E C. A review of gas injection projects in california[R]. SPE 18769, 1989.
- [14] Edwards J T, Honarpour M M, Hazlett R D, et al. Validation of gravity-dominated relative permeability and residual oil saturation in a giant oil reservoir[R]. SPE 49316, 1998.
- [15] 王家禄,高建,刘莉.应用CT技术研究岩石孔隙变化特征[J].石油学报,2009,30(6):887-893.
Wang Jialu, Gao Jian, Liu Li. Porosity characteristics of sandstone by X-ray CT scanning system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 887-893.
- [16] Kantzas A, Chatzis I, Dullien F A L. Mechanisms of capillary displacement of residual oil by gravity-assisted inert gas injection [R]. SPE 17506, 1988.

(收稿日期 2012-09-16 改回日期 2012-12-30 责任编辑 黄小娟)

版权所有