

文章编号:1009-9603(2020)01-0120-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.018

利用试井技术确定低渗透油藏CO₂驱替前缘的方法

李友全, 阎燕, 于伟杰

(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要:为了认识CO₂驱替过程中压力响应特征,确定驱替前缘位置,进行了CO₂驱替前缘试井解释方法研究。考虑CO₂驱油机理、低渗透油藏启动压力梯度、储层非均质性等因素的影响,建立了低渗透油藏多组分CO₂驱试井模型。采用非结构化网格进行网格剖分,基于有限体积方法,利用牛顿迭代进行全隐式求解。根据流动形态特征,将试井曲线划分为井筒存储段、过渡段、CO₂区平面径向流动段、CO₂波及区流动段和CO₂未波及区流动段等5个主要阶段。通过追踪流体性质变化对试井曲线的影响,进一步研究了CO₂浓度变化对压力的影响,建立了驱替前缘确定方法。矿场应用实践表明,该方法可分析CO₂驱替前缘位置,预测前缘推进状况,为认识低渗透油藏CO₂驱开发规律和优化开发方案提供了有效手段。

关键词:CO₂驱;试井模型;数值试井;压力监测;驱替前缘;低渗透油藏

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Study on method of determining CO₂ flooding displacement front in low-permeability reservoirs using well testing technology

LI Youquan, YAN Yan, YU Weijie

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: In order to understand the pressure response characteristics during the CO₂ flooding process and determine the location of the displacement front, a well testing interpretation method for the CO₂ flooding displacement front is studied. Considering the effects of CO₂ flooding mechanism, start-up pressure gradient, and heterogeneity characteristics of the low-permeability reservoirs, a multi-component well testing model for CO₂ flooding wells in low permeability reservoirs is set up. Based on the unstructured grid generation technique and the finite volume method, the nonlinear algebraic equations are solved by the Newton-Raphson method. According to the characteristics of the flow pattern, the well testing curves are divided into five sections: the wellbore storage section, transitional section, radial flow section of pure CO₂ zone, flow section of CO₂ swept zone and flow section of CO₂ unswept zone. By tracing the effect of fluid property changes on the well testing curves, the effect of CO₂ concentration changes on the pressure is further studied, and a method for determining the flooding displacement front is established. The field application practice shows that this method can be used to analyze the location of the displacement front, predict the advancement of the front, and provide an effective means for understanding the development law and optimizing the development scheme of CO₂ flooding in low-permeability reservoirs.

Key words: CO₂ flooding; well test interpretation model; numerical well testing; pressure monitoring; displacement front; low-permeability reservoirs

CO₂驱在中外油田中具有应用范围广、驱油效率高、成本低等特点^[1-6]。CO₂驱开采过程中,确定其前缘位置非常重要。但因CO₂与原油间的相互作

用,使CO₂驱渗流规律较复杂^[7-10],确定CO₂驱替前缘位置难度较大;数值模拟、试井分析等能在一定程度上解决该类问题^[11-14]。目前,中外针对CO₂驱

收稿日期:2019-10-25。

作者简介:李友全(1970—),男,山东青州人,高级工程师,从事气驱油藏工程研究工作。E-mail:liyquan@sinopec.com。

基金项目:中国石化重大项目“示范区跟踪调控与综合评价研究”(P18088-6),国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05011)。

试井分析的研究较少,且未有完善的试井模型。对于CO₂驱试井理论研究成果主要集中在多区复合试井模型方面^[15-21],CO₂驱低界面张力、降黏和原油膨胀等复杂的驱油机理未得到充分考虑,忽略了启动压力梯度的影响,难以真实地反映驱替过程中的压力动态。为此,笔者建立了低渗透油藏多组分CO₂驱试井模型,采用有限体积法进行求解,分析了CO₂驱试井曲线特征及曲线变化规律,实现了对CO₂驱油藏动态参数的解释。

1 CO₂驱数值试井模型

由于CO₂驱油机理较复杂,使得地层中的流体性质及相态分布也变得复杂,进而对试井曲线产生较大影响。为准确认识试井曲线特征,采用状态方程、相平衡方程以及闪蒸计算描述气液两相间的传质现象及相态变化,基于组分模型建立CO₂驱数值试井模型。

1.1 地质模型

基于胜利油田储层特征,建立单井及井网数值试井地质模型的主要步骤包括:①建立二维层模型。将沉积环境细分到微相单元,控制住砂体的几何形态;根据钻遇率确定砂体的分布面积;综合应用沉积、钻井、地震、测井和试井等多种方法确定砂体的厚度变化,从而确定砂体结构。②建立井模型。把各种储层信息转换成开发地质特征参数,在单井模型基础上得到该井的有效厚度、平均渗透率、平均孔隙度等参数,利用Lawson算法实现De-launay三角剖分。③进行参数导入。根据网格剖分的坐标确定单井及储层渗透率、有效厚度和孔隙度等的相关参数,综合考虑计算速度和精度,如直井在模型的计算过程中优选出井筒周围的网格大小为0.5 m,而压裂直井在模型的计算过程中优选裂缝网格大小为1 m作为剖分标准。

1.2 数学模型

1.2.1 基本假设

油藏中存在油、气、水三相流体, n_c 个组分(包含CO₂);烃组分只分布在油相和气相中,水组分只存在于水相中;油藏处于恒温状态,流体流动处于热力学平衡状态;油、水两相渗流过程中考虑启动压力梯度的影响,符合非达西渗流特征,忽略气相中的启动压力梯度;岩石可压缩,且各向异性。

1.2.2 基本方程

通过物质质量守恒,可得每个组分所对应的质量守恒方程为:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \sum_{j=1}^{n_p} x_{i,j} \rho_j S_j \right) + \nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} x_{i,j} \rho_j u_j = - \sum_{j=1}^{n_p} x_{i,j} \rho_j q_j \quad (1)$$

对于油水两相,考虑启动压力梯度的运动方程为:

$$v_\beta = \begin{cases} -\frac{KK_{r\beta}}{\mu_\beta} \left(1 - \frac{G}{|\nabla p|} \right) \nabla p & |\nabla p| > G \\ 0 & |\nabla p| \leq G \end{cases} \quad (2)$$

将(2)式代入(1)式可得:

$$\begin{cases} -\nabla \cdot (\rho_o x_i v_o + \rho_g y_i v_g) + q_i = \frac{\partial [\phi (\rho_o S_o x_i + \rho_g S_g y_i)]}{\partial t} \\ -\nabla \cdot (\rho_w v_w) + q_w = \frac{\partial (\phi \rho_w S_w)}{\partial t} \end{cases} \quad (3)$$

1.2.3 辅助方程

假设组分在相间的分布瞬间达到平衡,则可采用逸度守恒方程描述组分在相间的热力学平衡状态为:

$$f_i^L = f_i^V \quad (4)$$

液相和气相的逸度系数分别为:

$$\varphi_i^L = \frac{f_i^L}{x_i P} \quad (5)$$

$$\varphi_i^V = \frac{f_i^V}{y_i P} \quad (6)$$

(4)式也可写为:

$$\varphi_i^L x_i = \varphi_i^V y_i \quad (7)$$

为闭合方程系统引入约束方程式:

$$\sum_{i=1}^{n_c} x_{i,j} = 1 \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^{n_c} y_{i,j} = 1 \quad (9)$$

$$\sum_{j=1}^{n_p} S_j = 1 \quad (10)$$

1.2.4 内边界条件

在数学模型求解过程中,对井筒的模拟采用井筒存储系数模型:

$$q_b = WI \sum_{j=1}^{n_p} \rho_j \frac{KK_{rj}}{\mu_j} \quad (11)$$

$$\frac{q}{M_i} - q_b = \rho_i C \frac{\partial p_{wf}}{\partial t} \quad (12)$$

1.3 模型求解

1.3.1 基于有限体积方法的方程离散

在利用有限体积方法求解数学模型时,首先要对实际的连续介质进行离散化处理,即网格剖分,

为了满足计算速度和精度的要求,对网格的形状、大小和数目等均进行优选。为考虑油藏及裂缝面的不同复杂边界,采用一维线网格描述裂缝,二维三角形网格描述油藏,即混合网格,采用二维非结构化网格对地质模型进行剖分。对模型求解区域进行网格剖分,离散得到若干子区域;把节点看作控制体积,控制体积上的物理量定义并存储在该节点上,并通过网格对数值模型进行离散化处理。

1.3.2 组分模型数值求解

组分模型的求解方法主要包括自然变量和摩尔变量2种。由于自然变量求解方法的未知量物理意义明确,编程实现方便,故基于自然变量对数值模型进行求解。

由组分模型可知,总共有 $2n_c+4$ 个方程,变量个数为 $2n_c+4$ 个,包括 $x_1, x_2, \dots, x_{n_c}, y_1, y_2, \dots, y_{n_c}, p, S_g, S_o, S_w$ 。为降低矩阵的维度,将方程分为主方程和辅助方程,将变量分为主变量和辅助变量,数值求解过程中,先通过求解主方程得到主变量,然后通过辅助方程获得辅助变量。

主方程为(1)式,主变量为 $y_3, \dots, y_{n_c}, p, S_g, S_o$ 。辅助方程包括(4)式,(8)式,(9)式和(10)式,辅助变量为 $x_1, \dots, x_{n_c}, y_1, y_2, S_w$ 。

求解时基于非结构化网格对主方程进行离散,采用牛顿迭代法对非线性方程组进行全隐式求解。

1.3.3 闪蒸计算

组分数值模拟求解过程中,需要基于吉布斯能最小化原理判断单相是否稳定,若单相不稳定,则需要闪蒸计算,得到组分在油气相中的摩尔分数及油气饱和度。求解过程中,先通过二分法确定气液平衡常数的初始值,然后通过牛顿迭代法直接求解逸度守恒方程和摩尔分数的约束方程。求解过程中,逸度系数对 x_i 和 y_i 的导数需通过状态方程求取。实际闪蒸计算过程中,为了避免牛顿迭代法易造成局部收敛,难以得到精确解的问题,先通过逐次替换法逼近精确解,然后通过牛顿迭代法加快收敛速度。

2 压力响应规律分析

2.1 压力响应曲线特征

通过建立数值试井模型,求解得到了注入井降压试井压力动态曲线(图1)。从图1可以看出,在不同的渗流区域内曲线呈不同的延展规律。根据压力导数曲线的形态变化,将曲线分为5段:①井筒存

储段。表征续流段影响,压力和压力导数曲线重合,斜率为1。②过渡段。井筒存储段结束后,受表皮效应影响,压力导数曲线出现峰值后下降,是压力波向 CO_2 区传播的过渡段。③ CO_2 区平面径向流阶段,压力导数曲线表现为水平。④ CO_2 波及区流动段。压力导数曲线先上升后略有下降,造成压力导数曲线下降的原因是,关井导致井底压力在极短时间内变化较大;由于 CO_2 黏度随着压力降低而降低, CO_2 波及区内的平均流度降低,最终引起压力导数曲线下降。⑤ CO_2 未波及区流动段。由于该段流度小于 CO_2 波及区,压力导数先上升,若油藏面积足够大,则 CO_2 波及区和非波及区的流度相差较大,最终压力导数曲线将趋于平缓。

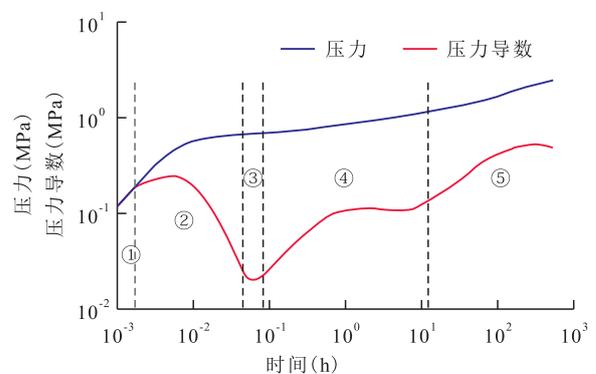


图1 注入井降压试井压力动态曲线

Fig.1 Pressure behavior of drawdown well testing of injection well

2.2 CO_2 驱替前缘确定方法

为了更好地分析 CO_2 含量在某个方向上的变化及其在压力特征曲线上的反映,采用矩形网格进行模拟,油藏尺寸为 $600\text{ m} \times 600\text{ m}$,网格为 $30\text{ m} \times 30\text{ m}$,见图2。

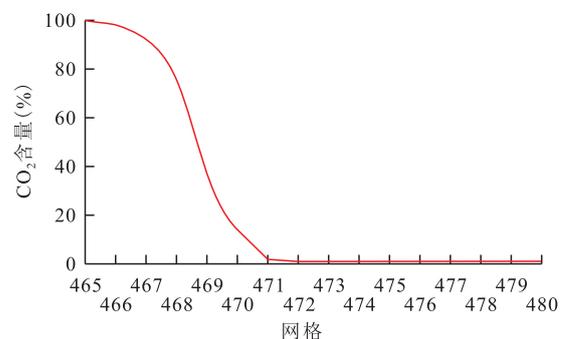


图2 CO_2 含量分布

Fig.2 CO_2 content distribution

将网格点放大且标识每个网格,对应分析压力以及试井曲线的关系。试井曲线对应分析法的主要流程包括:①通过求解数值试井模型,可获得试井过程中每个网格的压力变化(图3a);②将网格压力开始下降的时间作为该网格的岩石与流体性质

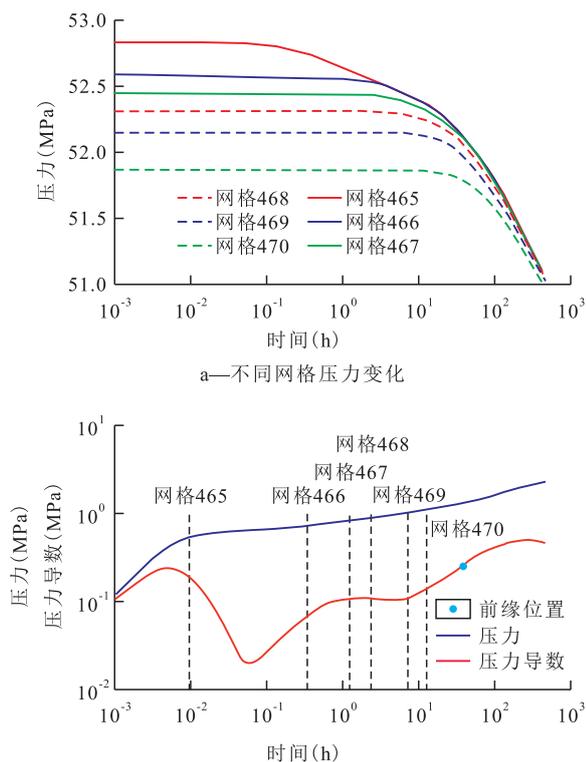


图3 不同网格压力变化与双对数曲线的对应关系
Fig.3 Relationship between pressure change and log-log plot of different grids

(即流度)对试井曲线产生影响的时间;③通过分析试井过程中的岩石与流体性质分布,可以追踪油藏中岩石与流体变化对试井曲线的影响(图3b)。

网格465为CO₂注入井所在网格,其CO₂含量为100%;从网格466开始,CO₂浓度逐渐降低,地层流体黏度逐渐增大,流度逐渐减小,压力导数曲线先上升后略有下降;从网格469开始,CO₂含量进一步降低,流度大幅度减小,流度对压力导数曲线的影响占主导作用,使得压力导数曲线开始上翘;网格470为CO₂驱替前缘。为了确定驱替前缘位置,在压力导数曲线后期阶段,于压力导数曲线近似直线处,作压力导数曲线的切线,切线与压力导数曲线开始相交处即为前缘位置。

2.3 参数敏感性分析

注入时间 由图4可以看出,随着注入时间的增加,压力及压力导数曲线向右平移,CO₂未波及区流动段的开始时间向后延迟;随着注入时间的增加,CO₂波及区后期水平段、CO₂未波及区水平段向下移动,说明注入时间越长,对油藏流体的降黏效果越明显,CO₂波及区越大;另外,随着注入时间的线性增加,达到CO₂未波及区的时间推迟,但推迟时间非线性增加,增加幅度越来越小。

渗透率 由图5可以看出,随着渗透率的增大,

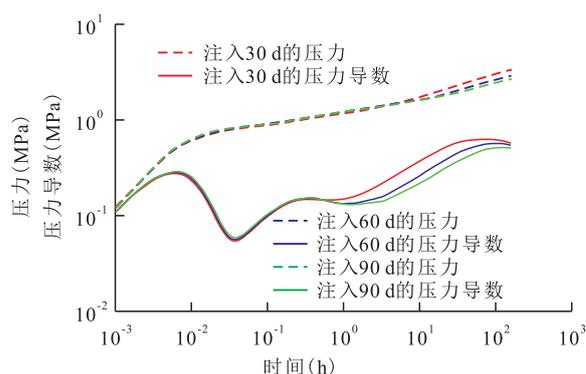


图4 不同注入时间试井曲线对比
Fig.4 Well testing curves at different injection time

压力及压力导数曲线向下移动,说明地层压力降低;CO₂未波及区流动段的开始时间提前,说明地层未波及区减小;随着渗透率的线性增加,压力下降幅度逐渐减小,压力导数曲线在CO₂波及区的下降幅度减小。

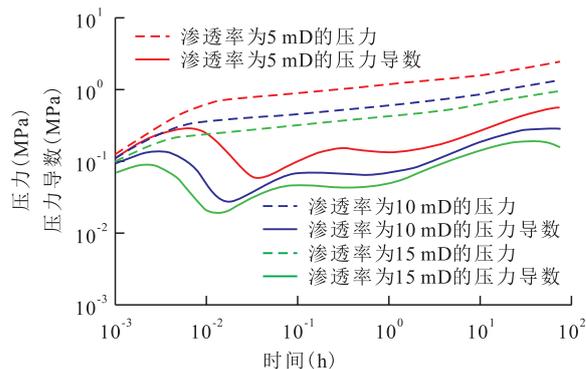


图5 不同渗透率试井曲线对比
Fig.5 Well testing curves with different permeability

3 实例分析

胜利油区樊142-7-斜4井组于2013年6月开始实施CO₂驱实验。该井组位于樊142-10单元东北部,属于滩坝砂沉积、低孔特低渗透储层,该井组包括1口注入井(樊142-7-斜4井)和6口生产井(樊142-6-2、樊142-6-3、樊141-1、樊142-8-斜4、樊142-8-3和樊142-7-3井)。利用注入井降压试井测试数据,通过模型拟合分析解释得到CO₂驱替前缘位置即CO₂波及区半径为79 m,表皮系数为0.1,井筒储集系数为1.4 m³/MPa,渗透率为0.15 mD,启动压力梯度为0.009 MPa/m,该解释结果反映了测试时刻CO₂驱替前缘的推进状况。双对数曲线拟合情况见图6,拟合效果良好。

根据数值试井模型、注水井及生产井的压力测试,对驱替前缘推进进行了跟踪预测。CO₂注入初始阶段驱替前缘推进较缓慢,随着CO₂注入量的增

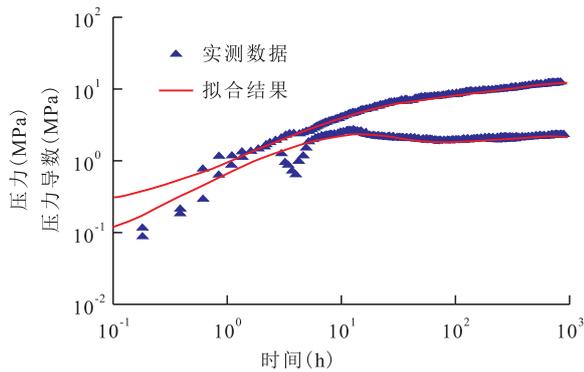


图6 注入井降压试井曲线拟合结果

Fig.6 Log-log match result of drawdown test of injection well

加,经过430 d后,CO₂驱替前缘推进速度加快,于630 d后到达樊141-1井,利用该预测结果设计了樊141-1井的开井时间(图7)。该井于设计开井时间试产,稳定产油量由注气前2.0 t/d(泵抽)提高到5.2 t/d(自喷),CO₂含量为48%,生产效果较好,进一步验证了试井解释结果的可靠性。

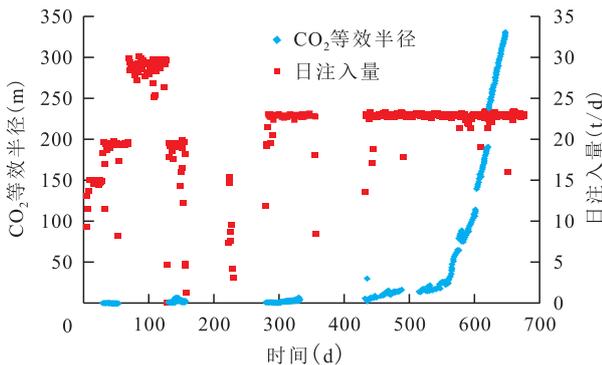


图7 樊141-1井CO₂驱替前缘推进预测

Fig.7 Well F141-1 CO₂ flooding displacement front predicting result

4 结论

基于组分模型建立了低渗透油藏CO₂驱数值试井模型。通过数值求解绘制出CO₂驱油藏试井典型曲线,曲线呈现井筒存储段、过渡段、CO₂区平面径向流阶段、CO₂波及区流动段和CO₂未波及区流动段等5个主要流动段。分析了注入参数和渗透率等对曲线的影响规律。矿场应用表明,提出的CO₂驱替前缘试井分析方法不仅能确定油藏渗透率,而且能有效确定驱替前缘位置,并可以进行驱替前缘推进情况预测。该方法对同类油田实施CO₂驱动态监测有借鉴和指导作用。

符号解释

ϕ ——孔隙度,%; n_p ——相数量; i ——序列号,其值为1,2,3,⋯, n_c ; $x_{i,j}$ ——第*i*个组分在第*j*相中的摩尔分数; ρ_j ——

第*j*相的摩尔密度,g/mol; S_j ——第*j*相的饱和度,%; t ——时间,s; u_j ——第*j*相的速度,m/s; q_j ——源汇项; n_c ——组分数; v_β ——流体的渗流速度,m/s; β ——油相或水相; K ——油藏渗透率,mD; K_{β} ——油相或水相相对渗透率,无量纲; μ_β ——流体黏度,mPa·s; G ——低渗透油藏中流体的启动压力梯度,Pa/m; ∇p ——压力梯度,Pa/m; ρ ——摩尔密度,g/mol; x_i ——油相摩尔分数; y_i ——气相摩尔分数; q_i ——第*i*组分的摩尔流量,mol/s; S ——饱和度,%; o, w, g ——油、水、气相; f_i^L ——组分*i*呈液相的逸度,MPa; f_i^V ——组分*i*呈气相的逸度,MPa; φ_i^L ——组分*i*的液相逸度系数,无量纲; φ_i^V ——组分*i*的气相逸度系数,无量纲; p ——体系的平衡压力,MPa; q_b ——从地层流入井底的摩尔流量,mol/s; WI ——井的生产指数,m³/(d·MPa); K_{vj} ——油相、水相或气相相对渗透率,无量纲; μ_j ——第*j*相的黏度,mPa·s; q ——井筒到地面的质量流量,g/s; M_i ——井筒混合物的摩尔质量,g/mol; ρ_i ——井筒混合物的摩尔密度,g/mol; C ——井筒存储系数,m³/MPa; p_{wf} ——井底流压,MPa。

参考文献

- [1] 曹学良,郭平,杨学峰,等.低渗透油藏注气提高采收率前景分析[J].天然气工业,2006,26(3):100-102.
CAO Xueliang, GUO Ping, YANG Xuefeng, et al. An analysis of prospect of EOR by gas injection in low-permeability oil reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(3): 100-102.
- [2] 李士伦,郭平,戴磊,等.发展注气提高采收率技术[J].西南石油学院学报,2000,22(3):41-45.
LI Shilun, GUO Ping, DAI Lei, et al. Strengthen gas injection for enhanced oil recovery [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000, 22(3): 41-45.
- [3] 赵凤兰,席园园,侯吉瑞,等.缝洞型碳酸盐岩油藏CO₂注入方式及部位优化[J].油气地质与采收率,2017,24(2):67-72.
ZHAO Fenglan, XI Yuanyuan, HOU Jirui, et al. Optimization of injection manners and injection positions of CO₂ huff and puff in fractured-vuggy carbonate reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(2): 67-72.
- [4] 何秋轩,王志伟.低渗透油田注气开发的探讨[J].油气地质与采收率,2002,9(6):38-40.
HE Qiuxuan, WANG Zhiwei. Discussion on gas injection development in low-permeability oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002, 9(6): 38-40.
- [5] 谢尚贤,韩培慧,钱昱.大庆油田萨南东部过渡带注CO₂驱油先导性矿场试验研究[J].油气采收率技术,1997,4(3):13-19.
XIE Shangxian, HAN Peihui, QIAN Yu. A pilot test and research on oil displacement by injecting CO₂ in eastern Sanan of Daqing oilfield [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 1997, 4(3): 13-19.
- [6] 高慧梅,何应付,周锡生.注二氧化碳提高原油采收率技术研究进展[J].特种油气藏,2009,16(1):6-12.
GAO Huimei, HE Yingfu, ZHOU Xisheng. Research progress on CO₂ EOR technology [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(1): 6-12.

- [7] 赵永攀,赵习森,李剑,等.特低渗透油藏CO₂驱油室内实验与矿场应用[J].大庆石油地质与开发,2018,37(1):128-133.
ZHAO Yongpan, ZHAO Xisen, LI Jian, et al. Indoor experiment and field application of CO₂ flooding in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1): 128-133.
- [8] 国殿斌,徐怀民.深层高压低渗油藏CO₂驱室内实验研究——以中原油田胡96块为例[J].石油实验地质,2014,36(1):102-105.
GUO Dianbin, XU Huaimin. Laboratory experiments of CO₂ flooding in deep-buried high-pressure low-permeability reservoirs: A case study of block Hu96 in Zhongyuan Oilfield[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(1): 102-105.
- [9] 章星,杨胜来,文博,等.低渗油藏CO₂混相驱启动压力梯度实验研究[J].石油实验地质,2013,35(5):583-586.
ZHANG Xing, YANG Shenglai, WEN Bo, et al. Experimental study on threshold pressure gradient of CO₂ miscible flooding in low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 583-586.
- [10] 李承龙.特低渗透油藏二氧化碳驱气窜影响因素及规律[J].特种油气藏,2018,25(3):82-86.
LI Chenglong. Gas channeling influencing factors and patterns of CO₂-flooding in ultra-low permeability oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 82-86.
- [11] HOLM LW, JOSENDEL V A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide [J]. Journal of Petroleum Technology, 1974, 26(12): 1 427-1 438.
- [12] 凌璐璐,许雅琴,王永胜,等.数值模拟在CO₂地质封存示范项目中的应用[J].岩土力学,2013,34(7):2 017-2 022,2030.
LING Lulu, XU Yaqin, WANG Yongsheng, et al. Application of numerical simulation to pilot project of CO₂ geological sequestration [J]. Rock and Soil Mechanics, 2013, 34(7): 2 017-2 022, 2030.
- [13] 薄其众,戴涛,杨勇,等.胜利油田樊142块特低渗透油藏CO₂驱油储层压力动态变化研究[J].石油钻探技术,2016,44(6):93-98.
BO Qizhong, DAI Tao, YANG Yong, et al. Research on the changes in formation pressure performance of CO₂ flooding in the ultra-low permeability oil reservoir: Block Fan142 of the Shengli Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(6): 93-98.
- [14] 王敬瑶.二氧化碳驱试验区试井测试资料分析及应用[J].大庆石油学院学报,2011,35(3):85-90.
WANG Jingyao. Analysis of well testing data of carbon dioxide flooding zone and its application [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(3): 85-90.
- [15] 李友全,孟凡坤,阎燕,等.考虑流体非均质性的低渗透油藏CO₂驱试井分析[J].岩性油气藏,2016,28(4):106-112.
LI Youquan, MENG Fankun, YAN Yan, et al. Pressure transient analysis on CO₂ flooding in low permeability reservoirs considering fluid heterogeneity [J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(4): 106-112.
- [16] 姜瑞忠,张海涛,张伟,等.CO₂驱三区复合油藏水平井压力动态分析[J].油气地质与采收率,2018,25(6):63-70.
JIANG Ruizhong, ZHANG Haitao, ZHANG Wei, et al. Dynamic pressure analysis of three-zone composite horizontal well in oil reservoirs for CO₂ flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6): 63-70.
- [17] TANG R W, AMBASTHA A K. Analysis of CO₂ pressure transient data with two- and three-region analytical radial composite model [R]. SPE 18275, 1988: 143-152.
- [18] AMBASTHA A K, RAMERY H J. Pressure transient analysis for a three region composite reservoir [R]. SPE 24378, 1992: 589-598.
- [19] CAO Hui. Development of techniques for general purpose simulators [D]. Stanford: Stanford University, 2002: 31-37.
- [20] AZIZ K, WONG T W. Considerations in the development of multipurpose reservoir simulation models [C]. Alpbach: Proceedings of the 1st and 2nd International Forum on Reservoir Simulation, 1988.
- [21] 朱建伟,邵长金,廖新维,等.注二氧化碳混相驱试井模型及压力分析[J].油气井测试,2011,20(4):1-4.
ZHU Jianwei, SHAO Changjin, LIAO Xinwei, et al. Miscible flooding well test model with carbon dioxide injection and its pressure analysis [J]. Well Testing, 2011, 20(4): 1-4.

编辑 王星