

文章编号:1009-9603(2021)04-0131-09

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.04.016

# 低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型

张传宝<sup>1,2</sup>

(1.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东 东营 257015;  
2.山东省非常规油气勘探开发重点实验室(筹),山东 东营 257015)

**摘要:**经过多年开发实践,针对低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率作用机理等方面的研究已相对成熟,但油藏工程理论研究尚不完善,目前尚无针对低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价的理论模型。基于低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率作用机理,利用广义油藏工程方法,筛选用于CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论研究的基本相似准则及关键参数,建立能够表征低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发特点和提高采收率作用机理的主控因素表征函数,构建低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型。依据代表性低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发实际参数,应用单因素虚拟开发模拟方法求解出该模型的各项系数。利用多因素虚拟开发模拟方法分析该模型的适用性,通过对比油藏实际采收率与理论模型公式计算采收率验证该模型的可靠性。研究表明,低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型具有较好的适用性和较强的可靠性,对定量评价低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发效果、完善低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱评价方法和油藏工程理论研究提供了理论依据和技术支持。

**关键词:**CO<sub>2</sub>驱;采收率;理论模型;表征函数;低渗透油藏

中图分类号:TE341

文献标识码:A

## Study on theoretical model for recovery evaluation of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs

ZHANG Chuanbao<sup>1,2</sup>

(1.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2.Key Laboratory on Exploration and Development for Unconventional Oil and Gas(Preparation), Shandong Province, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

**Abstract:** Years of development practice have witnessed the maturity of research on the mechanism of enhanced oil recovery (EOR) with CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs in China. However, the theoretical research on reservoir engineering was not sufficient and the theoretical model for the recovery evaluation of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs was not available. Based on the EOR mechanism of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs, the basic similarity criteria and key parameters for the theoretical research on the recovery evaluation of CO<sub>2</sub> flooding were selected with the generalized reservoir engineering method. The main-factor characterization functions were created to characterize the development characteristics and EOR mechanism of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs. A theoretical model for the recovery evaluation of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs was constructed. According to the actual development parameters of CO<sub>2</sub> flooding in representative low permeability reservoirs in China, the coefficients of the model were solved by the single-factor virtual development method of numerical simulation. The applicability of the theoretical model was analyzed by the multi-factor virtual development method of numerical simulation. The reliability of the theoretical model was verified by comparing the actual recovery with the calculated result by the theoretical model. The results show that the proposed model is applicable and reliable and provides theoretical basis and technical support for quantitatively evaluating CO<sub>2</sub> flooding development and improving the evaluation method of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs and the theoretical research on reservoir engineering.

收稿日期:2021-05-31。

作者简介:张传宝(1970—),男,山东日照人,高级工程师,硕士,从事油气田开发工程方面研究。E-mail:zhangchb891.slyt@sinopec.com。  
基金项目:中国石化重点科技项目“低丰度特低渗透滩坝砂油藏CO<sub>2</sub>驱技术研究与示范”(P18088-2)。

**Key words:** CO<sub>2</sub> flooding; recovery evaluation; theoretical model; characterization function; low permeability reservoir

中国低渗透油藏探明储量占剩余石油资源总量的60%,开发潜力较大<sup>[1]</sup>。低渗透油藏普遍具有储层物性差、孔隙度低、渗透率低、非均质性严重和含油饱和度低等地质特征和流体特征,导致水驱开发效果差,通常表现出产量递减快、地层压力下降快和水驱采收率低等开发特点<sup>[2-3]</sup>。中外开发实践表明,CO<sub>2</sub>驱有助于提高低渗透油藏的开发效果,能较好地满足其注入性和驱油效率的要求<sup>[4-10]</sup>。

中国从20世纪60年代初开始关注CO<sub>2</sub>驱油理论和技术,20世纪80年代起,新疆、华北、胜利、江苏、吉林等油田陆续开展了低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱室内实验和矿场试验<sup>[1-2]</sup>,对CO<sub>2</sub>驱油提高采收率作用机理等方面的理论研究已相对成熟,但针对CO<sub>2</sub>驱油藏工程理论方法研究尚不完善。目前针对CO<sub>2</sub>驱采收率评价方法和潜力预测等方面的相关研究主要借助油藏数值模拟、室内物理实验、水驱曲线分析、经验公式和BP神经网络等方法来实现<sup>[11-18]</sup>,还未从油藏工程理论分析的角度,形成一套专门针对CO<sub>2</sub>驱采收率评价的理论模型和评价方法。

基于低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率作用机理,利用广义油藏工程方法,筛选CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论研究的基本相似准则及关键参数,建立能够描述低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱的油藏属性、渗流特性、开发特征及提高采收率作用机理等方面主控因素的表征函数,构建低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型。形成了一套低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价油藏工程研究方法,为定量评价低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发效果提供科学依据与技术支撑。

## 1 现有采收率评价方法存在的问题

中外现有的采收率评价方法有静态法、动态法和静动结合法等3大类型<sup>[19]</sup>。静态法主要包括理论公式法、经验公式法、类比法;动态法主要包括童氏图版法、水驱曲线法、产量递减法、室内实验法;静动结合法主要包括油藏数值模拟法和BP神经网络法。

最常用的采收率评价方法主要包括<sup>[11-18]</sup>:①油藏数值模拟法。该方法既需要大量具有一定精度的地质数据和动态数据作为基础,又需要研究人员具备较高的地质建模和动态拟合水平,两者缺一不可。否则,该方法预测结果的可靠性将会受到明显

影响。②室内实验法。该方法通过室内岩心驱替实验来实现。由于低渗透油藏岩心的室内物理性质,相较于地下原始状态已发生较大改变,导致室内实验结果的可靠性普遍较差。③水驱曲线法。该方法通过分析动态水驱曲线来实现。由于低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发的作用机理与低渗透油藏水驱开发的作用机理具有较大差异,因此CO<sub>2</sub>驱替过程将会导致水驱曲线变化规律更加复杂,增加了水驱曲线法分析结果的不确定性。④经验公式法。该方法由于考虑因素和适用条件存在差异,使得不同来源的经验关系式普遍具有较强的局限性,导致该方法预测结果的准确性降低。⑤BP神经网络法。该方法具有较强的自学习、自适应、自调整能力,预测精度较高。但预测模型拓扑结构建立的合理性,以及输入学习样本来源的可靠性,受研究人员人为因素的影响较大。因此,该方法的使用条件具有一定的选择性。

综上所述,中外现有的采收率评价方法均存在一定的局限性,需要满足一定的适用条件,到目前为止还没有针对低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱的采收率评价理论模型和油藏工程研究方法。为此,笔者基于低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率作用机理,利用广义油藏工程方法,开展低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价相关研究。

## 2 基本相似准则及关键参数筛选

低渗透油藏通常是指储层渗透率低、油藏物性较差、单井产能较低的油藏。目前中国把渗透率为10~50 mD的油藏定义为低渗透油藏,渗透率为1~10 mD的油藏定义为特低渗透油藏,渗透率小于1 mD的油藏定义为超低渗透油藏<sup>[1]</sup>。低渗透油藏的渗流规律往往不符合达西定律,导致水驱开发存在以下主要问题<sup>[1-2]</sup>:①地层压力保持率低、天然能量消耗较快。②压力传导性差,增大生产压差提高产液能力的效果十分有限。③储层非均质性强,裂缝内易发生窜流,基质中原油难以动用。④吸水能力弱,注水开发见效慢。

CO<sub>2</sub>驱是提高低渗透油藏采收率的一种有效且环保的开发方式。相较于其他气驱(氮气、烟道气、天然气等)开发,CO<sub>2</sub>气体膨胀系数最大,相同条件下最小混相压力最小,所以CO<sub>2</sub>驱对低渗透油藏提

高采收率具有较好的应用前景。目前CO<sub>2</sub>驱主要包括连续注入CO<sub>2</sub>、注入CO<sub>2</sub>水溶液、水和CO<sub>2</sub>段塞交替注入、CO<sub>2</sub>和水同时混注等4种注入方式。CO<sub>2</sub>驱提高低渗透油藏采收率的作用机理差异较小,主要包括降低原油黏度、改善油水流动度比、降低界面张力、使原油体积膨胀增加地层弹性能量、CO<sub>2</sub>溶于原油具有溶解气驱作用、CO<sub>2</sub>与原油相溶形成混相效应、萃取和汽化原油中的轻烃促进CO<sub>2</sub>混相驱、CO<sub>2</sub>溶于水后酸化具有疏通解堵和改善地层渗透率的作用<sup>[20]</sup>。

基于低渗透油藏的储层特征和流体特征,综合考虑中国低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发特点和提高采收率作用机理,利用广义油藏工程方法对比分析现有采收率评价方法,筛选出7项对低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率影响较大的基本相似准则及关键参数<sup>[21-25]</sup>,作为构建低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型的基础。所筛选的7项关键参数分别为:垂向非均质系数、储层平均渗透率、地层压力、流度比、井网密度、最小混相压力、注入体积占总孔隙体积的比值。其中,垂向非均质系数、储层平均渗透率和地层压力反映储层特征,流度比反映流体特征,井网密度用来描述开发特征,最小混相压力、注入体积占总孔隙体积的比值用来描述CO<sub>2</sub>驱提高采收率作用机理。

### 3 评价理论模型建立

#### 3.1 理论模型

在明确低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发特征和提高采收率作用机理的基础上,根据前面确定的基本相似准则和关键参数建立5项低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率主控因素的特征函数:垂向非均质影响校正、渗透率与流度比协同参数校正、井网影响因子、地层压力影响校正、注入体积对采收率影响校正。

垂向非均质影响校正的特征函数为:

$$f(V_k) = (1 - aV_k^b) \quad (1)$$

渗透率与流度比协同参数校正的特征函数为:

$$f(K, M) = \left(1 + c \ln \frac{K}{M}\right) \quad (2)$$

井网影响因子的特征函数为:

$$f\left(n, \frac{K}{M}\right) = e^{-\frac{d}{n} \left(\frac{K}{M}\right)^e} \quad (3)$$

地层压力影响校正的特征函数为:

$$E_p = f\left(\frac{P}{P_{MMP}}\right) \quad (4)$$

注入体积对采收率影响校正的特征函数为:

$$E_{PV} = f(PV) \quad (5)$$

联立(1)式—(5)式,低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型公式为:

$$E_R = m(1 - aV_k^b) \left(1 + c \ln \frac{K}{M}\right) e^{-\frac{d}{n} \left(\frac{K}{M}\right)^e} E_p E_{PV} \quad (6)$$

#### 3.2 理论模型系数求解

求解表征函数的系数一般采用2种方法:①根据已经开发废弃的区块资料进行归纳总结;②利用油藏数值模拟建立具有代表性的地质模型,进行虚拟开发。由于第1种方法具有较强的局限性,本次研究的目标油藏不具备类似条件,因此考虑采用第2种方法,即利用油藏数值模拟虚拟开发方法,求解出低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率各主控因素特征函数的系数。

已知胜利油田某油藏储层平均渗透率为5 mD,平均孔隙度为0.2,垂向非均质系数为0.2,流度比为34,原始地层压力为35 MPa,实验测得该区CO<sub>2</sub>驱最小混相压力为32 MPa。该油藏自2011年底开始注气,采用五点井网开发方式,连续注入CO<sub>2</sub>,平均井距为250 m,井网密度为16口/km<sup>2</sup>,至2019年底累积注入CO<sub>2</sub>气体为0.28 PV。以该油藏的实际储层物性参数、流体参数和开发参数为依据,建立五点井网典型模型(表1)。

由(6)式可以看出,低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型中涉及到多个未知系数求解的问题。因此,在求解每项特征函数的未知系数时,对该项特征函数的关键参数设计了多组水平模拟方案,同时其他项特征函数的关键参数则取默认值,以确保求解结果的稳定性。其中,注采井距与井网密度是一一对应的关系,注气速度与注入体积占总孔隙体积的比值也是一一对应的关系。因此,通过调整模型的注采井距来实现对井网影响因子特征函数系数的拟合,通过调整模型的注气速度来实现注入体积对采收率影响校正特征函数系数的拟合。

根据近年来胜利油田低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发实践,在实际油藏参数的基础上,设计关键参数合理取值范围,以实际油藏参数中值作为默认值,依据表2进行数值模拟方案虚拟开发。

开发过程中CO<sub>2</sub>以连续注入的方式,自投产开始就进行CO<sub>2</sub>驱,直至开发过程结束。通过拟合每

表 1 五点井网典型模型基本参数  
Table1 Basic parameters of typical five-point well pattern model

| 参数名称及单位                    | 参数取值       | 参数名称及单位                                 | 参数取值   |
|----------------------------|------------|---|--------|
| 模型/m×m×m                   | 800×800×10 | 地层水黏度/(mPa·s)                           | 0.3    |
| 网格/m×m×m                   | 20×20×1    | 地层原油黏度/(mPa·s)                          | 3      |
| 垂向非均质系数/f                  | 0.3        | 注采井距/m                                  | 250    |
| 储层平均渗透率/mD                 | 5          | 井网密度/(口·km <sup>-2</sup> )              | 16     |
| 原始地层压力/MPa                 | 35         | 注气速度/(m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> ) | 15 000 |
| CO <sub>2</sub> 最小混相压力/MPa | 32         | 注入压力上限/MPa                              | 65     |
| 流度比/f                      | 34         | 采出压力下限/MPa                              | 15     |

表 2 关键参数模拟方案取值  
Table2 Key parameters in numerical simulation schemes

| 参数名称及单位                                 | 参数水平                          | 默认值    |
|---|-------------------------------|--------|
| 垂向非均质系数/f                               | 0, 0.3, 0.5, 0.8              | 0.3    |
| 储层平均渗透率/mD                              | 1, 5, 10, 50                  | 5      |
| 注采井距/m                                  | 100, 200, 300, 400            | 250    |
| 井网密度/(口·km <sup>-2</sup> )              | 100, 25, 11, 6.25             | 16     |
| 原始地层压力/MPa                              | 20, 30, 40, 50                | 35     |
| 注气速度/(m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> ) | 5 000, 10 000, 15 000, 20 000 | 15 000 |

项关键参数变化与数值模拟预测采收率之间的函数曲线,求得理论模型系数  $a$  为 0.98,  $b$  为 1.244 4,  $c$  为 0.019 14,  $d$  为 0.396 5,  $g$  为 0.296,  $m$  为 1.2, 最终确定出低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱采收率评价理论模型公式中的各项系数和函数关系分别为:

$$f(V_k) = (1 - 0.98V_k^{1.2444}) \quad (7)$$

$$f(K, M) = \left(1 + 0.01914 \ln \frac{K}{M}\right) \quad (8)$$

$$f\left(n, \frac{K}{M}\right) = e^{\frac{-0.3965}{n} \left(\frac{K}{M}\right)^{0.296}} \quad (9)$$

$$E_p = \begin{cases} 1.7611 \ln \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right) + 1.0447 & \frac{P}{P_{MMP}} < 0.78 \\ -0.9633 \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right)^2 + 2.3558 \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right) - 0.6426 & 0.78 \leq \frac{P}{P_{MMP}} < 1.25 \\ 0.6274 \ln \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right) + 0.47 & \frac{P}{P_{MMP}} \geq 1.25 \end{cases} \quad (10)$$

$$E_{PV} = 0.3872(PV)^3 - 1.2521(PV)^2 + 1.763PV + 0.0136 \quad (11)$$

将上述拟合结果代入(6)式中,得到低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱采收率评价理论模型公式的完整表达式为:

$$\left\{ \begin{aligned} E_R &= 1.2 \left(1 - 0.98V_k^{1.2444}\right) \times \\ &\quad \left(1 + 0.01914 \ln \frac{K}{M}\right) e^{\frac{-0.3965}{n} \left(\frac{K}{M}\right)^{0.296}} E_p E_{PV} \\ E_p &= \begin{cases} 1.7611 \ln \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right) + 1.0447 & \frac{P}{P_{MMP}} < 0.78 \\ -0.9633 \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right)^2 + 2.3558 \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right) - 0.6426 & 0.78 \leq \frac{P}{P_{MMP}} < 1.25 \\ 0.6274 \ln \left(\frac{P}{P_{MMP}}\right) + 0.47 & \frac{P}{P_{MMP}} \geq 1.25 \end{cases} \\ E_{PV} &= 0.3872(PV)^3 - 1.2521(PV)^2 + 1.763PV + 0.0136 \end{aligned} \right. \quad (12)$$

#### 4 评价理论模型验证

在理论模型系数求解过程中,油藏数值模拟采用的是单因素虚拟开发(模拟任意一项关键参数表征函数系数时,仅考虑该参数设置的水平变化,其他参数均取默认值)的模拟方式。为了研究本文所建立的低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱采收率评价理论模型的准确性,需要借助多因素虚拟开发的模拟方法来验证。

针对模型中考虑参数水平的6项关键参数,选取注采井距和井网密度作为基准考察因素,然后分别以其他关键参数作为次级考察因素。即垂向非均质系数、储层平均渗透率、原始地层压力、注气速

度每项关键参数在进行虚拟开发验证时,分别需要模拟16组方案。

垂向非均质系数 从图1可以看出,不同注采井距和垂向非均质系数条件下,理论模型公式拟合效果较好。随着垂向非均质系数不断增加,CO<sub>2</sub>驱采收率逐渐降低。当垂向非均质系数小于0.2和垂向非均质系数大于0.8时,数值模拟采收率与理论模型公式计算采收率的差距逐渐增大。表明理论模型计算公式对于垂向非均质系数小于0.2和垂向非均质系数大于0.8的低渗透油藏的采收率评价将会产生较大的误差。由于中国绝大多数低渗透油藏的垂向非均质系数为0.2~0.8,因此理论模型公式的适用条件基本符合中国低渗透油藏的储层物性特征,发生较大误差的概率极低,可以正常使用。

储层平均渗透率 从图2可以看出,不同注采井距和储层平均渗透率条件下,理论模型公式拟合效果较好。随着储层平均渗透率不断增加,CO<sub>2</sub>驱采收率略有增加但总体变化不大。当注采井距大于100 m时,随着储层平均渗透率不断增加,CO<sub>2</sub>驱采收率变化不明显。当注采井距等于100 m时,随着储层平均渗透率(大于50 mD)不断增加,数值模

拟采收率与理论模型公式计算采收率的差距逐渐增大。表明当储层平均渗透率大于低渗透油藏范围时,理论模型计算公式对于小井距注采井网系统的采收率评价不适用,但对于200 m及以上井距的注采井网系统仍然可以使用。

地层压力 从图3可以看出,不同注采井距和地层压力条件下,理论模型公式拟合效果较好,随着地层压力不断增加,CO<sub>2</sub>驱采收率逐渐增加并趋于平缓。当注采井距等于100 m时,随着地层压力不断增加,数值模拟采收率与理论模型公式计算采收率的差距逐渐增大。当注采井距等于400 m时,随着地层压力不断减小,数值模拟采收率与理论模型公式计算采收率的差距逐渐增大。表明理论模型计算公式对于地层压力较大(大于40 MPa)的小井距注采井网系统和地层压力较小(小于30 MPa)的大井距注采井网系统的采收率评价将会产生较大的误差。由于低渗透油藏通常压力保持程度较低且井距不会过大,因此上述2种情况在开发实践中极少出现,发生较大误差的概率较低,理论模型公式可以正常使用。

注气速度 从图4可以看出,不同注采井距和

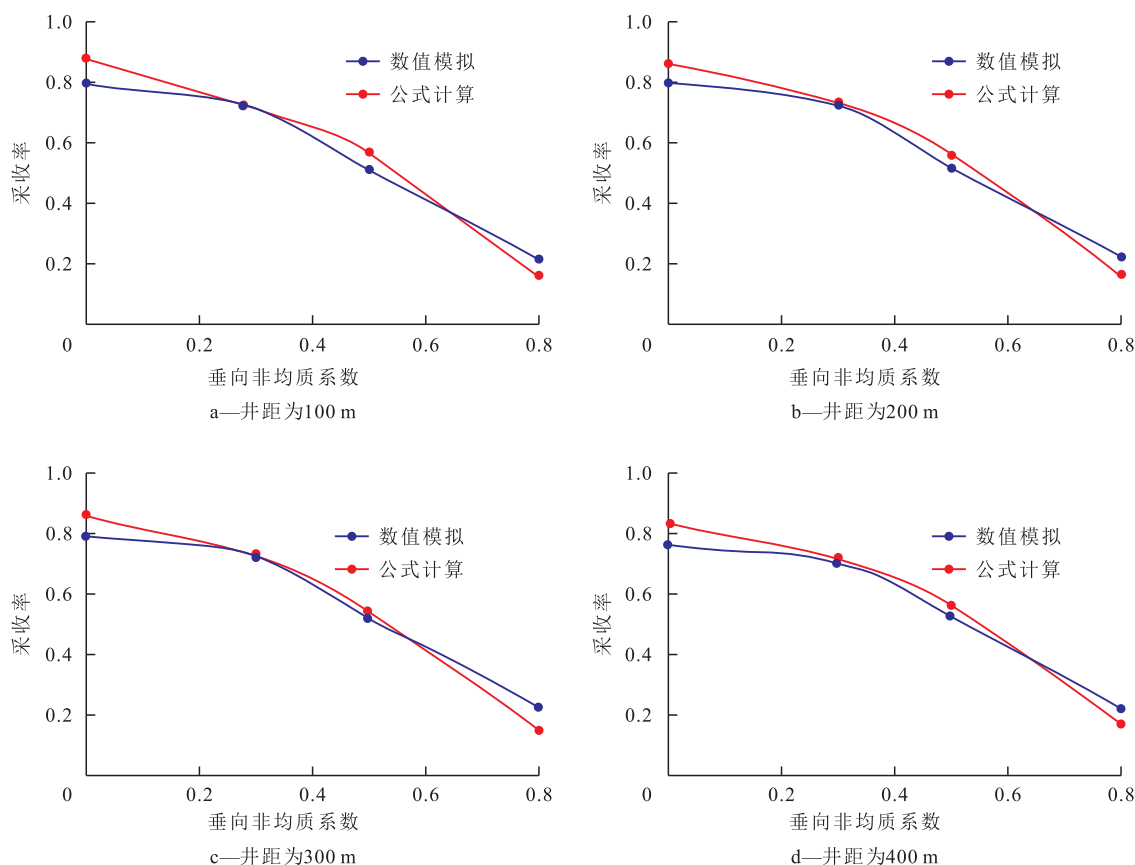


图1 不同注采井距和垂向非均质系数条件下的采收率对比

Fig.1 Recovery comparison with different injection-production well spacings and vertical heterogeneity coefficients

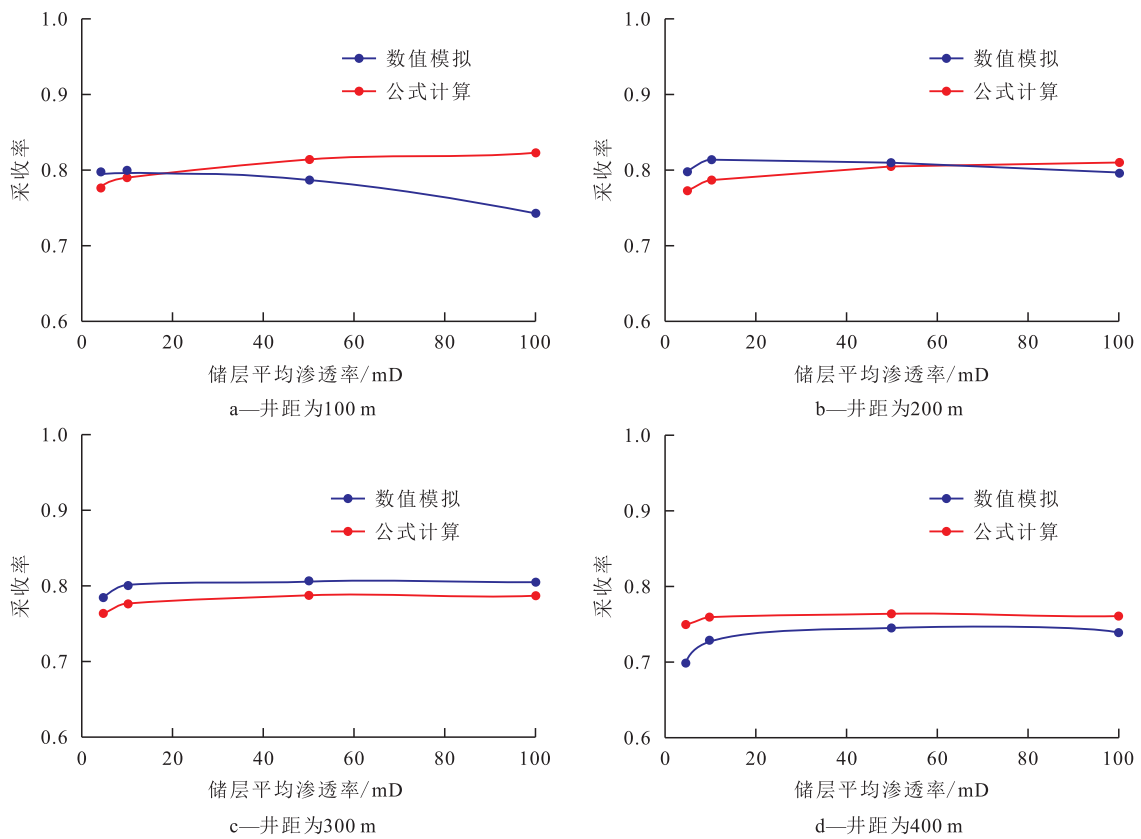


图2 不同注采井距和储层平均渗透率条件下的采收率对比

Fig.2 Recovery comparison with different injection-production well spacings and average reservoir permeabilities

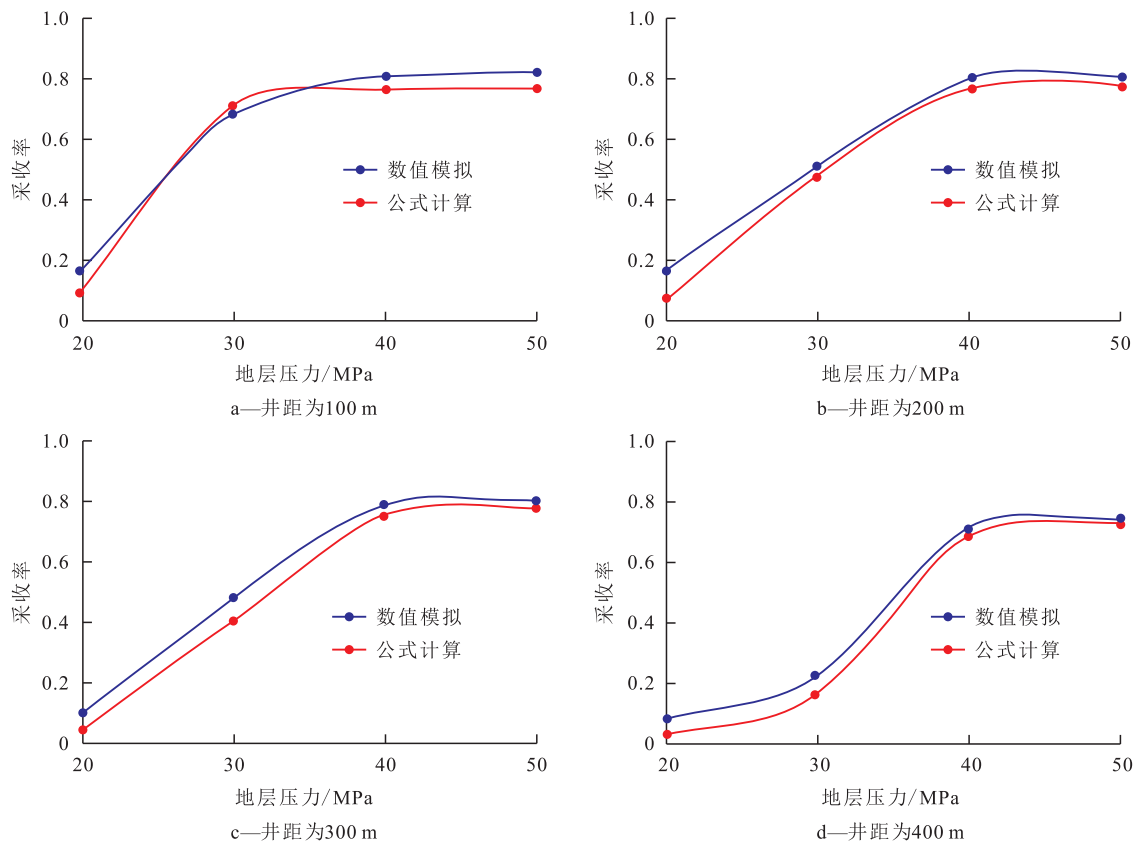


图3 不同注采井距和地层压力条件下的采收率对比

Fig.3 Recovery comparison with different injection-production well spacings and formation pressures

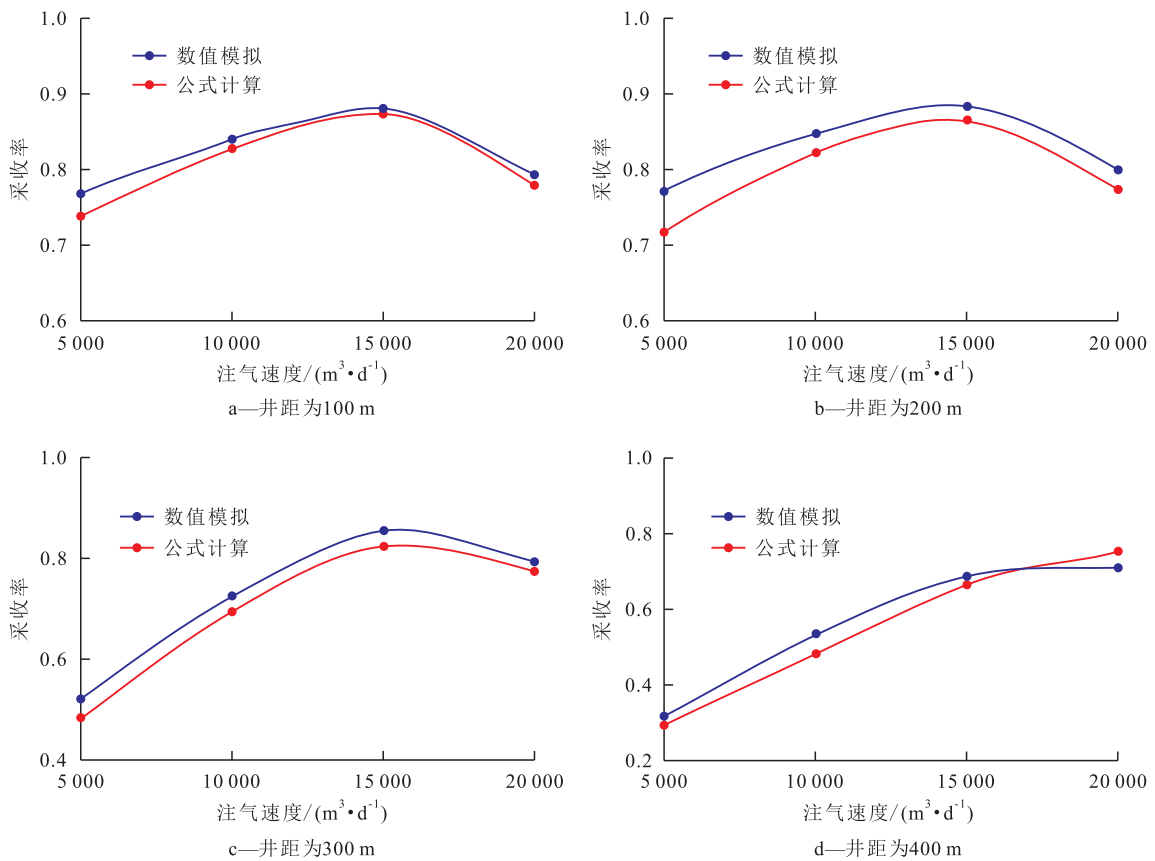


图4 不同注采井距和注气速度条件下的采收率对比

Fig.4 Recovery comparison with different injection-production well spacings and gas injection rates

注气速度条件下,理论模型公式拟合效果较好,随着注气速度不断增加,CO<sub>2</sub>驱采收率先增加后降低,存在一个最优值。当注采井距小于400 m时,数值模拟采收率与理论模型公式计算采收率的差距较小。当注采井距为400 m时,随着注气速度增大,数值模拟采收率出现先增后降的变化趋势,而理论模型公式计算采收率在水平取值范围内仍然保持上升趋势。表明理论模型计算公式对于注气速度较大(大于20 000 m<sup>3</sup>/d)的大井距注采井网系统的采收率评价,将会产生较大的误差。由于低渗透油藏开发通常井距不会过大,因此上述情况在开发实践中很少出现,发生较大误差的概率较低,理论模型公式可以正常使用。

为验证本文建立的低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型在实际应用中的可靠性,将油藏实际采收率与理论模型公式计算采收率进行对比。从图5中可以看出,油藏实际采收率与理论模型计算采收率差异较小,吻合度较高,可靠性较强。

### 5 结论

基于低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率作用机理,

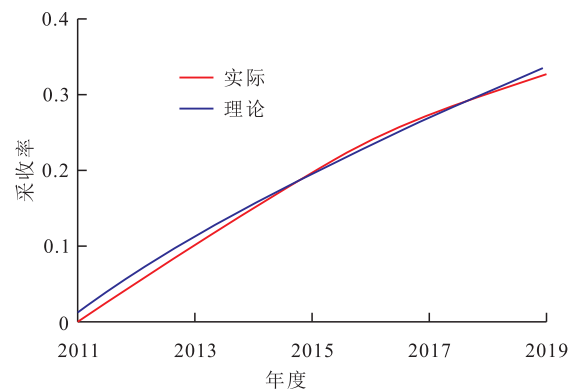


图5 实际采收率与理论模型计算采收率对比

Fig.5 Comparison between actual recovery and calculated recovery by the theoretical model

利用广义油藏工程方法,构建了一套低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价理论模型。该模型通过建立垂向非均质影响校正、渗透率与流度比协同参数校正、井网影响因子、地层压力影响校正、注入体积对采收率影响校正等采收率主控因素的表征函数,首次实现对低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发特点和提高采收率作用机理的综合表征,形成了一套低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率评价油藏工程研究方法。通过数值模拟理论分析和油藏实例采收率计算对比验证,表明该模

型具有较好的适用性和较强的可靠性。一方面,实现了低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发效果的快速分析和定量评价,有助于完善低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱开发效果评价方法和评价体系;另一方面,为同类研究提供了思路借鉴和技术支持,有助于完善油藏工程理论基础。

### 符号解释

- $a, b, c, d, g$ ——表征函数系数,  $f$ ;  
 $E_p$ ——地层压力影响校正表征函数,  $f$ ;  
 $E_{PV}$ ——注入体积对采收率影响校正表征函数,  $f$ ;  
 $E_R$ ——低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱采收率,  $f$ ;  
 $K$ ——储层平均渗透率, mD;  
 $m$ ——评价模型系数,  $f$ ;  
 $M$ ——流度比,  $f$ ;  
 $n$ ——井网密度, 口/km<sup>2</sup>;  
 $p$ ——地层压力, MPa;  
 $PV$ ——注入体积占总孔隙体积的比值,  $f$ ;  
 $p_{MMP}$ ——最小混相压力, MPa;  
 $V_k$ ——垂向非均质系数,  $f$ 。

### 参考文献

- [1] 宋扬. 大庆油田扶扶油层CO<sub>2</sub>驱油开发效果评价[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016.  
 SONG Yang. Evaluation of oil displacement effect by CO<sub>2</sub> flooding of Fuyang reservoirs in Daqing Oilfield[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2016.
- [2] 吴昊. 低渗透油藏水驱后注CO<sub>2</sub>开发效果评价[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.  
 WU Hao. Exploitation effect evaluation of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoir after waterflooding[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.
- [3] 何应付, 赵淑霞, 计秉玉, 等. 砂岩油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率油藏筛选与潜力评价[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 140-145.  
 HE Yingfu, ZHAO Shuxia, JI Bingyu, et al. Screening method and potential evaluation for EOR by CO<sub>2</sub> flooding in sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 140-145.
- [4] 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 CO<sub>2</sub> EOR technology [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(1): 6-12.
- [5] 赵永攀, 赵习森, 李剑, 等. 特低渗透油藏CO<sub>2</sub>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 CO<sub>2</sub> flooding in ultra-low permeability oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1): 128-133.
- [6] 史云清, 贾英, 潘伟义, 等. 致密低渗透气藏注CO<sub>2</sub>提高采收率潜力评价[J]. 天然气工业, 2017, 37(3): 62-69.  
 SHI Yunqing, JIA Ying, PAN Weiyi, et al. Potential evaluation on CO<sub>2</sub>-EGR in tight and low-permeability reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(3): 62-69.
- [7] 杨红, 王宏, 南宇峰, 等. 油藏CO<sub>2</sub>驱油提高采收率适宜性评价[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(3): 140-146.  
 YANG Hong, WANG Hong, NAN Yufeng, et al. Suitability evaluation of enhanced oil recovery by CO<sub>2</sub> flooding [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(3): 140-146.
- [8] BIKKINA P, WAN J, KIM Y, et al. Influence of wettability and permeability heterogeneity on miscible CO<sub>2</sub> flooding efficiency [J]. Fuel, 2016, 166: 219-226.
- [9] FIROUZ A Q, TORABI F. Utilization of carbon dioxide and methane in huff-and-puff injection scheme to improve heavy oil recovery [J]. Fuel, 2014, 117: 966-973.
- [10] PU W, WEI B, JIN F, et al. Experimental investigation of CO<sub>2</sub> huff-and-puff process for enhancing oil recovery in tight reservoirs [J]. Chemical Engineering Research & Design, 2016, 111: 269-276.
- [11] 敖文君, 赵仁保, 杨晓盈, 等. 水驱后油藏CO<sub>2</sub>驱提高采收率评价研究[J]. 石油化工应用, 2014, 33(2): 13-17.  
 AO Wenjun, ZHAO Renbao, YANG Xiaoying, et al. Research and evaluation of CO<sub>2</sub> injection in waterflooding reservoirs [J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33(2): 13-17.
- [12] 王业飞, 高苗, 谭龙, 等. 裂缝-基质模型CO<sub>2</sub>混相注入提高原油采收率[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 87-92.  
 WANG Yefei, GAO Miao, TAN Long, et al. Experimental investigation of miscible CO<sub>2</sub> injection for enhanced oil recovery in fracture-matrix model [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 87-92.
- [13] 陈志豪, 郝永卯, 季迎春, 等. CO<sub>2</sub>-原油混相带形成机理与表征方法[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 57-61.  
 CHEN Zhihao, HAO Yongmao, JI Yingchun, et al. Formation mechanism and characterization method of CO<sub>2</sub>-crude oil miscible zone [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 57-61.
- [14] 曹小朋, 冯其红, 杨勇, 等. CO<sub>2</sub>-原油混相带运移规律及其对开发效果的影响[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(1): 137-143.  
 CAO Xiaopeng, FENG Qihong, YANG Yong, et al. Migration law of CO<sub>2</sub>-crude oil miscible zone and its influence on development effect [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(1): 137-143.
- [15] 毕卫宇, 张攀峰, 章杨, 等. 低渗透油田用CO<sub>2</sub>气溶性泡沫体系研发及性能评价[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(6): 71-77.  
 BI Weiyu, ZHANG Panfeng, ZHANG Yang, et al. Development and performance evaluation on CO<sub>2</sub>-soluble surfactant foam system for low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6): 71-77.
- [16] 李承龙, 韩昊. 用灰色模糊综合评估法识别注气初期CO<sub>2</sub>气窜通道[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(6): 116-120.  
 LI Chenglong, HAN Hao. Identification of the gas channeling by



- grey-fuzzy complex judging method at the early stage of CO<sub>2</sub> flooding[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2018,37(6):116-120.
- [17] 王涛.神经网络在CO<sub>2</sub>驱采收率预测中的应用[J].特种油气藏,2011,18(4):77-79.
- WANG Tao.Application of artificial neural network in recovery factor forecast of carbon dioxide flooding[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2011,18(4):77-79.
- [18] 熊钰,孙良田,孙雷,等.基于模糊层次分析法的注CO<sub>2</sub>混相驱油藏综合评价方法[J].石油学报,2002,23(6):60-62.
- XIONG Yu,SUN Liangtian,SUN Lei, et al.A new integrative evaluation way for candidate of carbon dioxide miscible flooding reservoirs based on fuzzy analytical hierarchy process[J].Acta Petrolei Sinica,2002,23(6):60-62.
- [19] 吕恒宇,胡永乐,邹存友.高含水油藏“二三结合”优化技术研究进展[J].科学技术与工程,2018,18(4):210-220.
- LÜ Hengyu,HU Yongle,ZOU Cunyou.Research progress on optimization technologies of secondary-tertiary combination in high water cut reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2018,18(4):210-220.
- [20] 祝春生,程林松.低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱提高原油采收率评价研究[J].钻采工艺,2007,30(6):55-57,60.
- ZHU Chunsheng,CHENG Linsong.Research on CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoir[J].Drilling & Production Technology, 2007,30(6):55-57,60.
- [21] 李士伦.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.EOR with gas injection[M].Chengdu:Sichuan Science and Technology Press,2001.
- [22] 俞凯,刘伟,陈祖华.陆相低渗透油藏CO<sub>2</sub>混相驱技术[M].北京:中国石化出版社,2016.
- YU Kai,LIU Wei,CHEN Zhuhua.CO<sub>2</sub> miscible flooding technology in continental low permeability reservoir [M]. Beijing: China Petrochemical Press,2016.
- [23] 王晓雯.致密油藏储层敏感性评价及主控因素研究[J].特种油气藏,2021,28(1):103-110.
- WANG Xiaowen.Study on reservoir sensitivity evaluation and key control factors of tight oil reservoirs [J].Special Oil & Gas Reservoirs,2021,28(1):103-110.
- [24] 于友,魏建光,张宝忠,等.低渗透油藏常规水驱与二氧化碳驱井距界限研究[J].特种油气藏,2021,28(2):120-125.
- YU You,WEI Jianguang,ZHANG Baozhong, et al.Study on well spacing limit for conventional water flooding and carbon dioxide flooding in low-permeability reservoirs [J].Special Oil & Gas Reservoirs,2021,28(2):120-125.
- [25] 张阳,芦凤明,李际,等.中低渗透层物性特征对水驱油效率的定量影响[J].断块油气田,2021,28(1):94-99.
- ZHANG Yang,LU Fengming,LI Ji, et al.Quantitative effect of physical characteristics of medium and low permeability reservoirs on water flooding efficiency [J].Fault-Block Oil and Gas Field,2021,28(1):94-99.

编辑 王星