

文章编号:1009-9603(2020)03-0064-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.03.008

胜利油田低渗透油藏CO₂混相驱合理注采井距研究

李金志

(中国石化胜利油田分公司 油气开发管理中心,山东 东营 257001)

摘要:针对利用组分数值模拟优化井距复杂、常规技术极限井距计算方法不能考虑储层非均质性和CO₂驱原油黏度随空间变化的问题,通过大量室内实验,回归得到胜利油田低渗透油藏启动压力梯度与储层空气渗透率的关系式;基于非达西渗流理论,考虑储层非均质性、CO₂降低原油黏度、对流、扩散、吸附等特性,建立了CO₂混相驱直线井排注采压差数学模型,进而建立了临界流动井距和产量合理井距的确定方法。以胜利油田某低渗透油藏为例,计算其临界流动井距。研究表明,当空气渗透率增大到一定值后,随着渗透率的增大,启动压力梯度逐渐减小,且变化平稳,当空气渗透率减小到一定值后,随着渗透率的减小,启动压力梯度急剧增大。对于胜利油田某低渗透油藏,随着注采压差的增大,产量合理井距逐步增大,计算的产量合理井距与实际注采井距较为吻合,验证了本文计算方法的可靠性。

关键词:低渗透油藏;启动压力梯度;CO₂驱;混相驱;注采井距

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Reasonable well spacing for CO₂ miscible flooding in low-permeability reservoirs of Shengli Oilfield

LI Jinzhi

(Oil and Gas Development Management Center, Shengli Oilfield Company,
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China)

Abstract: Considering the complexity of optimizing well spacing with component numerical simulation, and the insufficiency of capturing reservoir heterogeneity and oil viscosity changing with space in CO₂ flooding with conventional well spacing calculation methods, through a large number of experiments, the relationship between the threshold pressure gradient (TPG) and the permeability of low-permeability reservoir in Shengli Oilfield is obtained by regression. Based on the non-Darcy theory and considering the reservoir heterogeneity, reduced viscosity of crude oil by CO₂ flooding, convection, diffusion and adsorption, a mathematical model of injector-producer pressure difference of line well pattern in CO₂ miscible flooding is established, and methods to determine the critical flow well spacing and the reasonable production well spacing are proposed. Taking a low-permeability reservoir in Shengli Oilfield as an example, the critical flow well spacing for CO₂ miscible flooding is calculated. The results indicate that when the permeability increases to a certain value, TPG stably decreases with the increase of permeability. When the apparent permeability decreases to a certain value, TPG sharply increases with the decrease of permeability. For the low-permeability reservoirs in Shengli Oilfield, with the increase of injector-producer pressure difference, the reasonable production well spacing gradually increases, and the calculated reasonable production well spacing is consistent with the actual injector-producer well spacing, which verifies the reliability of the calculation method in this paper.

Key words: low permeability reservoirs; threshold pressure gradient; CO₂ flooding; miscible flooding; well spacing

胜利油田低渗透油藏资源丰富,探明地质储量 (占胜利油田总探明地质储量的22%)和控制地质

收稿日期:2020-03-28。

作者简介:李金志(1968—),男,山东曹县人,高级工程师,硕士,从事提高油气采收率方面的研究。E-mail:lijinzhislyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾盆地济阳坳陷致密油开发示范工程”(2017ZX05072),中国石化重大示范工程课题“低丰度特低渗透坝砂油藏CO₂驱技术研究与示范”(P18088-2)。

储量均具有较大规模。受目前开发技术、注采工艺水平等制约,许多新发现的低渗透油藏无法效益开发,造成动用程度较低;已开发的低渗透油藏以水驱为主,“注不进、采不出”矛盾突出,开发中面临注水压力高、注入能力低、单井产液量低(小于10 t/d)、单井产油量低(小于3 t/d)和最终采收率低等问题,采收率仅为20%左右。为保证低渗透油藏稳产上产,亟需开发接替技术,以提高单井产能、储量动用率和采收率。

超临界CO₂具有黏度低(油藏条件下黏度为0.02~0.08 mPa·s)、与原油混溶性好等特点,使得CO₂具有良好的注入能力,并能降低油气界面张力、提高驱油效率、降低原油黏度和提高原油流动性等,因此CO₂驱可用于提高低渗透油藏采收率和单井产量^[1-5]。目前,国外CO₂驱技术在北美地区发展迅速^[6-8],提高采收率技术相对成熟,已经实现规模化应用。特别是在美国和加拿大的CO₂-EOR项目取得了较好的效果,其中,美国CO₂驱项目数已经超过热采,成为目前应用最多的提高采收率技术,2014年美国CO₂驱项目数已达到120个,年产油量超过1 300×10⁴ t。受油藏地质条件复杂和CO₂气源等限制,中国CO₂驱以深化理论研究和关键技术攻关配套为主,处于先导试验或扩大试验阶段,近年来中国石化的吉林油田和中国石化的胜利油田等开展了低渗透油田CO₂驱矿场试验,取得较好开发效果,例如胜利油田建成的中外首个燃煤电厂烟气CO₂捕集与驱油示范工程,试验区CO₂累积注入量为30×10⁴ t,增产原油6.9×10⁴ t。矿场实践表明,CO₂驱可以大幅提高原油采收率,应用前景广阔^[9-10]。

近年来,许多学者开展了CO₂驱提高采收率室内实验研究,为CO₂驱矿场试验提供了理论基础。而在矿场实践方面,石油工程师们在设计CO₂驱方案时,CO₂混相驱井距是首先考虑的关键问题之一,合理的CO₂驱注采井距不仅影响开发投资和油井产能,而且影响CO₂驱的波及系数,最终影响原油采出程度。然而,在低渗透油藏CO₂混相驱井距定量计算的理论和方法等研究领域尚缺乏可靠的理论支撑和有效的计算方法,有待于深入研究。

与注水开发相似,低渗透油藏CO₂驱同样存在启动压力梯度,在注采压差一定的情况下,过大的注采井距使得注采井间的油层不能形成有效的驱替系统。在给定的注采压差下,只有注采井距减小到某一个确定值时,井间的压力梯度恰好大于启动压力梯度,流体开始流动,此时的井距称为临界流动井距。理论上,临界流动井距对应的产量趋近于

0,如果要满足合理产量要求,需进一步减小井距,直到满足给定压差下的产量,此时的井距称为产量合理井距。在油田注采井开钻之前,须计算临界流动井距和产量合理井距,为钻前井距设计提供参考依据,否则可能影响将来油田的开发效果。可见建立低渗透油藏CO₂驱临界流动井距和产量合理井距计算方法,对CO₂驱高效开发具有重要的理论意义和实用价值。

对于低渗透油藏井距计算理论与方法领域,学者们对注水驱油井距的研究较多,主要以驱动压力梯度大于启动压力梯度为依据,计算方法和实现过程相对简单。CO₂驱与水驱不同的是:在CO₂驱过程中,混溶作用改变了原油的性质,尤其是降低了原油黏度,引起渗流阻力变化,会对驱油过程中渗流产生明显影响,因此,CO₂波及区域的渗流阻力不仅受到储层固有渗透率和流体性质的影响,还受到原油黏度变化的影响,渗流机理比水驱复杂。目前CO₂驱合理井距确定主要是利用油藏数值模拟技术,同时,一些学者借鉴低渗透油藏水驱技术极限井距计算方法,通过利用含CO₂原油黏度代替原油黏度,推导得到低渗透油藏CO₂驱技术极限井距计算公式,但该计算方法没有考虑储层非均质性、原油黏度沿井间变化以及开发阶段对井距的影响,在矿场应用中存在局限性。为此,笔者基于非达西混相渗流理论,在综合考虑低渗透油藏渗流启动压力梯度、储层非均质性、原油黏度变化及其对渗流的影响等因素,提出了确定CO₂混相驱临界流动井距与产量合理井距的理论和方法,以期为该油藏CO₂混相驱井距的定量计算提供一种新方法。

1 直线井排注采压差数学模型

1.1 假设条件

为建立低渗透油藏CO₂混相驱渗流模型,假设条件如下:①忽略油层岩石和流体的压缩性;②假设储层低渗透且非均质;③存在启动压力,渗流符合非达西渗流;④假设注采为直线井排;⑤地层压力高于CO₂-原油最小混相压力;⑥地层水饱和度为束缚水饱和度;⑦流过过流断面的流量相等;⑧不考虑CO₂在束缚水中的溶解。

1.2 储层渗透率和流体黏度对启动压力梯度的影响

影响低渗透油藏启动压力梯度的因素主要有储层物性和流体物性。对渗流而言,储层物性主要是指渗透率,流体物性主要是指流体的黏度,而流

度能反映这两方面的特征。根据油田实际区块岩心启动压力梯度物理模拟实验结果,在双对数坐标上(图1),得到启动压力梯度与流度的关系式为:

$$\ln G = a - b \ln \frac{K}{\mu} \quad (1)$$

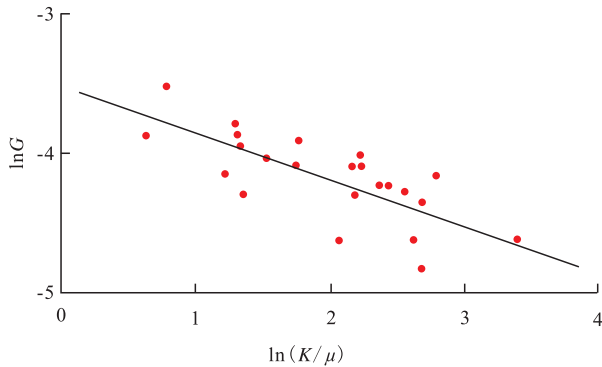


图1 启动压力梯度与流度的双对数关系

Fig.1 Log-log relationship between threshold pressure gradient and mobility

对于低渗透低黏度油藏,渗透率变化幅度较大,为0.1~50 mD,原油黏度变化较小,多数油藏为1~2 mPa·s,因此,本次主要考虑渗透率对启动压力梯度的影响。通过总结分析大量低渗透油藏室内实验成果,建立低渗透低黏度油藏启动压力梯度与储层空气渗透率的经验公式为:

$$G = cK^{-n} \quad (2)$$

对不同区块储层,只要确定相应的回归系数,就可以确定该区块启动压力梯度与储层空气渗透率的关系式。针对胜利油田低渗透油藏,通过大量的室内实验,回归得到其启动压力梯度与储层空气渗透率的表达式为:

$$G = \frac{K^{-0.865}}{3.596} \quad (3)$$

对于低渗透油藏,空气渗透率对启动压力梯度的影响显著。当岩心渗透率增大到一定值后,随着渗透率的增大,启动压力梯度逐渐减小,而且变化平稳;当岩心渗透率降低到一定值后,随着渗透率的降低,启动压力梯度急剧上升,尤其是当渗透率低于1 mD时,启动压力梯度急剧变化。

1.3 数学模型建立

将直线注采井排等效成油层厚度为 H ,宽度为 W ,长度为 L 的长方体,假定左端为 CO_2 注入端,右端为产出端,根据流体的分布特征,将注、采井间地层分为2个渗流带,即从注入端位置到 CO_2 浓度前缘所在的位置(X_{aco_2})的 CO_2 波及区和从 X_{aco_2} 到产出端的 CO_2 未波及区。由于 CO_2 波及区和未波及区内流体的黏度不同,其渗流阻力存在差异,因此分别建

立压力梯度和压差计算方法。

1.3.1 CO_2 波及区

在 CO_2 波及区内,考虑油藏存在启动压力梯度,对达西定律进行改进后,则通过任意截面的总流量为:

$$q_o = \frac{K_o A}{\mu_o \text{CO}_2} \left(\frac{dp}{dx} - G \right) \quad (4)$$

对于常规稀油油藏,溶解 CO_2 后的原油- CO_2 混合体系的黏度计算公式为:

$$\mu_o \text{CO}_2 = \mu_o \text{CO}_2 C_{\text{CO}_2} + \mu_o (1 - C_{\text{CO}_2}) \quad (5)$$

在 CO_2 波及区内部,不同位置 CO_2 溶解于原油中的摩尔分数不同,混合体系黏度也不同。因此要求解溶解 CO_2 后原油的黏度,需先求 CO_2 的摩尔分数分布,这就需要建立 CO_2 驱油的摩尔分数方程。 CO_2 在混相驱油过程中的传质规律,可以用对流—扩散—吸附数学模型^[11]来描述,即:

$$\frac{\partial C_{\text{CO}_2}}{\partial t} = -v \frac{\partial C_{\text{CO}_2}}{\partial x} + D \frac{\partial^2 C_{\text{CO}_2}}{\partial x^2} - \beta C_{\text{CO}_2} \quad (6)$$

初始条件为:

$$x \geq 0, \quad C_{\text{CO}_2} = 0 \quad (t = 0) \quad (7)$$

边界条件为:

$$x = 0, \quad C_{\text{CO}_2} = C_{\text{CO}_2,0} \quad (t > 0) \quad (8)$$

v 与 q_o 的关系为:

$$v = \frac{q_o}{A} \quad (9)$$

用拉氏变换求得的解析解^[11]为:

$$C_{\text{CO}_2}(x, t) = \frac{C_{\text{CO}_2,0}}{2} e^{\frac{vx}{2D}} \cdot e^{-\theta x} \cdot \left[\operatorname{erfc} \frac{x - \sqrt{v^2 + 4\beta D} \cdot t}{2\sqrt{Dt}} + \operatorname{erfc} \frac{x + \sqrt{v^2 + 4\beta D} \cdot t}{2\sqrt{Dt}} \right] \quad (10)$$

在 CO_2 波及区内,基于(4)式,可以推导出任意位置的有效压力梯度为:

$$\operatorname{grad} p_e = \left(\frac{dp}{dx} - G \right) = \frac{q_o \mu_o \text{CO}_2}{K_o A} \quad (11)$$

当产量趋近于0时,压力梯度 dp/dx 趋近于启动压力梯度,该压力梯度为流体流动的临界压力梯度,可以表述为:

$$\frac{dp}{dx} = G \quad (12)$$

当保持产量为 q_o 生产时,压力梯度的表达式为:

$$\frac{dp}{dx} = G + \frac{q_o \mu_o \text{CO}_2}{K_o A} \quad (13)$$

因此,CO₂波及区两端的压差可通过对(13)式积分后得:

$$\Delta p_{\text{波及}} = \int_0^{x_{\text{aco}_2}} dp = \int_0^{x_{\text{aco}_2}} \left(G + \frac{q_o \mu_{o\text{CO}_2}}{K_o A} \right) dx \quad (14)$$

1.3.2 CO₂未波及区

在CO₂未波及区内为原油单相流动,通过任意截面的总流量为:

$$q_o = \frac{K_o A}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dx} - G \right) \quad (15)$$

类似于CO₂波及区,通过在 x_{aco_2} 和生产端的距离内积分,得到CO₂未波及区两端的压差为:

$$\Delta p_{\text{未波及}} = \int_{x_{\text{aco}_2}}^L dp = \int_{x_{\text{aco}_2}}^L \left(G + \frac{q_o \mu_o}{K_o A} \right) dx \quad (16)$$

注采压差由CO₂波及区和未波及区2部分的压差组成,即:

$$\Delta p_{\text{总}} = \Delta p_{\text{波及}} + \Delta p_{\text{未波及}} = \int_0^{x_{\text{aco}_2}} \left(G + \frac{q_o \mu_{o\text{CO}_2}}{K_o A} \right) dx + \int_{x_{\text{aco}_2}}^L \left(G + \frac{q_o \mu_o}{K_o A} \right) dx \quad (17)$$

当 q_o 趋近于0时,即流体处于恰好能流动的状态,由(17)式得到临界启动压差为:

$$\Delta p_{\text{临界}} = \int_0^{x_{\text{aco}_2}} G dx + \int_{x_{\text{aco}_2}}^L G dx = \int_0^L G dx \quad (18)$$

2 临界流动井距的确定方法

实际生产过程中,低渗透油藏注采压差常处于某一固定范围(胜利油田低渗透油藏注采压差一般为30~40 MPa),在给定的注采压差下,对于某一注采井距,当其注采压差恰好能够克服流体的启动压力,此时的注采井距即为临界流动井距:

$$\Delta p_{\text{总}} = \int_0^{L_x} G(K) dx \quad (19)$$

对于非均质油藏,临界流动井距可通过数值积分求取;对于均质油藏,启动压力梯度为常数,临界流动井距为:

$$L_x = \frac{\Delta p_{\text{总}}}{G} \quad (20)$$

临界流动井距是指CO₂注入初期,CO₂驱能够实现油藏动用的最大井距,当设计井距大于临界流动井距,CO₂驱难以实现油藏动用。由于在注入初期地下流体是原油,因此CO₂驱临界流动井距对应的启动压力梯度是原油的启动压力梯度,当储层渗透率与原油黏度一定时,启动压力梯度为定值。

临界流动井距在油藏工程设计中主要用于判断油藏的动用情况,难以作为井距设计的参考标准。结合临界流动井距可用于判断设计井距的油藏动用范围,判断哪些非主流线可以被动用,再根据非主流线对应的面积,确定波及体积。

油藏工程设计需要满足一定的原油产量,设计的井距对应的压力梯度必须使流体以一定速度流动,而不是恰好能够克服启动压力梯度。为此,需要确定CO₂驱产量合理井距。

3 产量合理井距的确定方法

在给定的注采压差下,对于某一注采井距,其原油产量刚好能达到预期产量,此时的注采井距即为产量合理井距。对于CO₂混相驱,不同开发阶段,其注采井间流体黏度不同,因此其产量合理井距也不同。

在CO₂混相驱的3个阶段,即注CO₂初期、中期(波及区为 $L/2$)和后期(波及区为 L ,即突破时刻),分别建立产量合理井距的确定方法。由(10)式计算得到CO₂驱不同阶段CO₂摩尔分数分布(图2)。

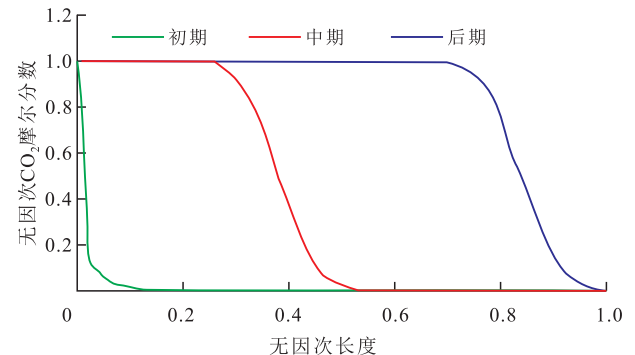


图2 CO₂驱不同阶段CO₂摩尔分数分布

Fig.2 Distribution of CO₂ concentration at different time in CO₂ flooding

注CO₂初期 在注CO₂初期,注采井间流体是原油,认为注采井间 $[0, L_y]$ 范围内,通过任意截面的原油产量可由(15)式计算,产量合理井距与注采压差之间的关系可表示为:

$$\Delta p_{\text{总}} = \int_0^{L_y} \left(\frac{q_o \mu_o}{K_o A} + G \right) dx \quad (21)$$

当预期产量为 q_o ,注采压差为 $\Delta p_{\text{总}}$ 时,原油黏度和渗透率及渗流面积都是确定的,启动压力梯度是渗透率的函数,可用(3)式计算。(21)式中只有 L_y 为未知数,对于非均质油藏可通过数值积分求解,对于均质油藏可直接求解。

注CO₂后期(突破时) 在注CO₂突破时,认为

注采井间 $[0, L_y]$ 范围内,井间流体是 CO_2 -原油体系,则通过任意截面的原油产量可通过(4)式计算,产量合理井距与注采压差之间的关系可表示为:

$$\Delta p_{\text{总}} = \int_0^{L_y} \left(\frac{q_o \mu_{o\text{CO}_2}}{K_o A} + G \right) dx \quad (22)$$

与注 CO_2 初期不同的是溶解 CO_2 的原油的黏度不是常数,可用(5)式求解, CO_2 摩尔分数可以用(10)式求解,产量合理井距可通过数值积分求解。

注 CO_2 中期 在注 CO_2 中期,注采井间 $[0, L_y/2]$ 范围属于 CO_2 波及区,该范围内原油黏度是变量,而在 $[L_y/2, L_y]$ 范围内, CO_2 未波及,原油黏度是常数,参考注 CO_2 初期和后期2种情况,产量合理井距与注采压差之间的关系可表示为:

$$\Delta p_{\text{总}} = \int_0^{L_y/2} \left(\frac{q_o \mu_{o\text{CO}_2}}{K_o A} + G \right) dx + \int_{L_y/2}^{L_y} \left(\frac{q_o \mu_o}{K_o A} + G \right) dx \quad (23)$$

(23)式可分别采用注 CO_2 初期和后期2种情况的求解方法,如将(23)式中的 $L_y/2$ 换成注采井间任意位置,即可求解 CO_2 前缘任意位置处对应的产量合理井距。

随着驱替的进行,注采井间 CO_2 摩尔分数不断升高,流体黏度不断降低,因此,产量合理井距也不断增大,即注 CO_2 后期的产量合理井距 $>$ 注 CO_2 中期的产量合理井距 $>$ 注 CO_2 初期的产量合理井距。

未动用油田刚投入开发时,地层流体是原油,开展油藏工程井距设计应参考注 CO_2 初期的产量合理井距,设计井距应小于注 CO_2 初期的产量合理井距。对于已注气开发的油田进行井网调整时,地层流体为原油与 CO_2 的混合体系,开展油藏工程井网、井距评价应参考注 CO_2 中期、后期的产量合理井距,一般可以采取层系井网调整来拉大井距,延缓气体突破时间,避免气油比大规模上升。

4 应用实例

应用本文建立的方法,对胜利油田某一低渗透井组的产量合理井距进行了计算。该井组油藏埋深为3 000~3 200 m,油层平均有效厚度为5.4 m,储层孔隙度为12.5%,储层渗透率为2 mD,地层原油密度为0.746 3 g/cm³,地层原油黏度为1.2 mPa·s,油藏原始压力系数为1.3,含油饱和度为0.62,考虑其 CO_2 驱波及宽度为65 m。

通过(21)式计算该井组不同产量下的 CO_2 驱产量合理井距,随注采压差增大,产量合理井距逐步

增大;相同注采压差下,产量越高,产量合理井距越小(图3)。

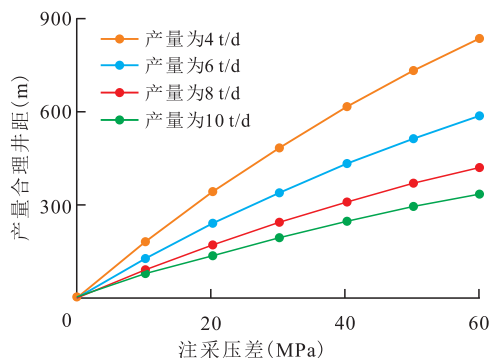


图3 某低渗透井组产量合理井距和注采压差的关系

Fig.3 Relationship between reasonable production well space and the pressure difference

在 CO_2 驱投产初期,该井组有2口油井自喷,产量分别为5.6和4.3 t/d,注气井油压为28 MPa,折算注采压差为29 MPa。由图3可知,注采压差为30 MPa时产量为6 t/d对应的产量合理井距为338 m,4 t/d对应的产量合理井距为483 m,这2个井距和井组实际的注采井距较为吻合(产量为5.6 t/d油井注采井距为330 m,产量为4.3 t/d油井注采井距为495 m),从而验证了计算方法的可靠性。

5 结论

渗透率是影响低渗透低黏度油藏启动压力梯度的主控因素,当空气渗透率增大到一定值后,随着渗透率的增大,启动压力梯度逐渐减小,而且变化平稳;当空气渗透率减小到一定值后,随着渗透率的减小,启动压力梯度急剧增大。

基于非达西渗流理论,考虑对流、扩散、吸附模型,建立了 CO_2 混相驱直线井排注采压差数学模型,进而建立了临界流动井距和产量合理井距的确定方法。临界流动井距和产量合理井距都是基于低渗透油藏非线性渗流理论推导得到的。临界流动井距主要用于判断设计井距的油藏动用情况和波及体积,产量合理井距主要用于指导油藏工程井距设计与评价。临界流动井距大于注 CO_2 初期的产量合理井距,注 CO_2 后期的产量合理井距 $>$ 注 CO_2 中期的产量合理井距 $>$ 注 CO_2 初期的产量合理井距。

以胜利油田储层渗透率为2 mD的某低渗透井组为例,计算其注 CO_2 初期的产量合理井距,随着注采压差的增大,产量合理井距逐步增大;相同注采压差下,产量越高,产量合理井距越小;计算的产量合理井距与实际的注采井距较为吻合,验证了本文

计算方法的可靠性。

符号解释

G ——启动压力梯度, MPa/m; a, b ——常数, 不同的油样数值不同; K ——储层空气渗透率, mD; μ ——黏度, mPa·s; c, n ——常数, 各油田的储层物性不同, 取值不同; X_{dCO_2} ——CO₂浓度前缘所在的位置, m; q_0 ——总流量, m³/s; K_0 ——油相渗透率, mD; A ——渗流面积, m²; μ_{ocO_2} ——溶解CO₂后的原油-CO₂混合体系的黏度, mPa·s; p ——压力, MPa; x ——驱替方向长度, m; μ_{CO_2} ——CO₂的黏度, mPa·s; C_{CO_2} ——油相中CO₂的摩尔分数, %; μ_0 ——原油的黏度, mPa·s; t ——CO₂注入的时间, s; v ——流动原油的真实速度, m/s; D ——CO₂在原油中的综合扩散系数, m²/s; β ——微粒在岩石表面的吸附速度系数, 1/s; $C_{\text{CO}_2,0}$ ——初始CO₂摩尔分数, %; ϑ ——常数; $\text{grad}p_e$ ——有效压力梯度, MPa/m; $\Delta p_{\text{波及}}$ ——CO₂波及区两端的压差, MPa; $\Delta p_{\text{未波及}}$ ——未波及区两端的压差, MPa; L ——注采井距, m; $\Delta p_{\text{总}}$ ——CO₂波及区和未波及区两端的总压差, MPa; $\Delta p_{\text{临界}}$ ——临界启动压差, MPa; L_x ——临界流动井距, m; L_y ——产量合理井距, m。

参考文献

- [1] NOVAK K, MALVIC T, SIMON K. Increased hydrocarbon recovery and CO₂ management, a Croatian example [J]. *Environmental Earth Sciences*, 2013, 68(4): 1 187-1 197.
- [2] 江怀友, 沈平平, 陈立滇, 等. 北美石油工业CO₂提高采收率现状研究[J]. *中国能源*, 2007, 29(7): 29-33.
JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, CHEN Lidian, et al. Study on the present situation of CO₂ EOR in North American petroleum industry [J]. *Energy of China*, 2007, 29(7): 29-33.
- [3] 吕广忠, 李振泉, 李向良, 等. 燃煤电厂CO₂捕集驱油封存技术及应用[J]. *科技导报*, 2014, 32(1): 40-45.
LÜ Guangzhong, LI Zhenquan, LI Xiangliang, et al. Technology and application of CO₂ capture, utilization and storage for coal-fired power plant [J]. *Science & Technology Review*, 2014, 32(1): 40-45.
- [4] 苑志旺. 低渗透油藏CO₂驱合理技术注采井距探讨[J]. *钻采工艺*, 2018, 41(3): 45-47.
- [5] 秦积舜, 李永亮, 吴德斌, 等. CCUS全球进展与中国对策建议[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 20-28.
QIN Jishun, LI Yongliang, WU Debin, et al. CCUS global progress and China's policy suggestions [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 20-28.
- [6] 杨勇. 胜利油田特低渗透油藏CO₂驱技术研究与实践[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 11-19.
YANG Yong. Research and application of CO₂ flooding technology in extra-low permeability reservoirs of Shengli Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 11-19.
- [7] 李阳. 低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 1-10.
LI Yang. Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 1-10.
- [8] 张世明. 低渗透油藏CO₂驱气窜通道识别方法[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 101-106.
ZHANG Shiming. Study on identification method for gas channeling of CO₂ flooding in low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 101-106.
- [9] 张东, 刘显太, 刘彦东, 等. CO₂驱合理注入量计算方法[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 107-112.
ZHANG Dong, LIU Xiantai, LIU Yandong, et al. Calculation method of reasonable injection amount of CO₂ flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 107-112.
- [10] 李友全, 阎燕, 于伟杰. 利用试井技术确定低渗透油藏CO₂驱替前缘的方法[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(1): 120-125.
LI Youquan, YAN Yan, YU Weijie. Study on method of determining CO₂ flooding displacement front in low-permeability reservoirs using well testing technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 120-125.
- [11] 吕成远, 王建, 孙志刚. 低渗透砂岩油藏渗流启动压力梯度实验研究[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(2): 86-89.
LÜ Chengyuan, WANG Jian, SUN Zhigang. An experimental study on starting pressure gradient of fluids flow in low permeability sandstone porous media [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(2): 86-89.

编辑 经雅丽