

# 非均质性致密砂岩油藏 CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能预测

王玉霞<sup>1</sup>, 尚庆华<sup>2</sup>

1. 西北大学地质学系 陕西西安 710069  
2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院 陕西西安 710065

通讯作者: Email: sqhsuc1984@126.com  
项目支持: 国家重点研发计划“CO<sub>2</sub> 驱油技术及地质封存安全监测”(2018YFB0605500)

引用: 王玉霞, 尚庆华. 非均质性致密砂岩油藏 CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能预测[J]. 油气井测试, 2021, 30(4): 1-6.  
Cite: WANG Yuxia, SHANG Qinghua. Productivity prediction of CO<sub>2</sub> miscible flooding wells in heterogeneous tight sandstone reservoir [J]. Well Testing, 2021, 30(4): 1-6.

**摘要** 为建立更加符合油藏实际的产能计算方法, 分析致密砂岩油藏 CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能影响因素及规律, 基于混相驱机理, 考虑平面非均质性、启动压力梯度等因素的影响, 建立了五点井网下的 CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能预测模型。通过对平面非均质性的可微处理, 推导了产能方程解析解, 并进行了实例模拟计算。模拟结果表明, 受混相程度及混相带大小的影响, 混相带突破后的产能是突破前的 1.6 倍; 依据储层物性选择合理的注采方式可有效避免产能损失。该产能预测方法为致密砂岩油藏实施 CO<sub>2</sub> 混相驱提供了相应技术支撑。

**关键词** 致密砂岩油藏; CO<sub>2</sub> 混相驱; 产能预测; 平面非均质性; 启动压力梯度; 注采方式

**中图分类号**: TE32      **文献标识码**: A      **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.04.001

## Productivity prediction of CO<sub>2</sub> miscible flooding wells in heterogeneous tight sandstone reservoir

WANG Yuxia<sup>1</sup>, SHANG Qinghua<sup>2</sup>

1. Department of Geology, Northwestern University, Xi'an, Shaanxi 710069, China  
2. Research Institute, Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710065, China

**Abstract:** In order to establish a more practical productivity calculation method and analyze the influencing factors and laws of CO<sub>2</sub> miscible flooding oil well productivity in tight sandstone reservoir, based on the miscible flooding mechanism, considering the influence of plane heterogeneity, start-up pressure gradient and other factors, a CO<sub>2</sub> miscible flooding oil well productivity prediction model under five-point well pattern is established. Through the differentiable treatment of plane heterogeneity, the analytical solution of productivity equation is derived, and an example is simulated. The simulation results show that the productivity after the breakthrough is 1.6 times higher than that before the breakthrough, which is affected by the degree of miscibility and the size of miscible zone; According to the physical properties of the reservoir, the reasonable injection production mode can effectively avoid the production loss. This productivity prediction method provides technical support for CO<sub>2</sub> miscible flooding in tight sandstone reservoirs.

**Keywords:** tight sandstone reservoir; CO<sub>2</sub> miscible flooding; capacity forecast; plane heterogeneity; start-up pressure gradient; injection-production mode

CO<sub>2</sub> 驱油技术凭借其良好的注入性、较高的驱油效率等优势, 在国内外发展迅速, 尤其是 CO<sub>2</sub> 混相驱, 已成为改善油藏开发效果、提高油藏采收率的一项关键技术<sup>[1-4]</sup>。对于致密油藏, 水驱开发常面临着要么注不进、要么一注就窜的难题, 注 CO<sub>2</sub> 提高采收率技术成为最佳选择之一<sup>[5-6]</sup>。近年来, 随着对石油需求的快速增加和 CO<sub>2</sub> 规模化减排的迫切需要, 我国先后在胜利、吉林、中原、延长等石

油企业程度不等地开展了 CO<sub>2</sub> 驱油技术示范, 且在 CO<sub>2</sub> 驱替机理、注采参数优化、开发效果及影响因素等方面开展了广泛的研究<sup>[7-10]</sup>, 取得了较大进展。CO<sub>2</sub> 驱产能预测作为开发效果评价、注采方案编制及油井举升工艺优化的基础, 目前相关性的研究还非常少见。李承龙等<sup>[11]</sup>通过理论推导和矿场数据分析, 建立了一种 CO<sub>2</sub> 驱特征曲线, 为采收率预测和效果评价提供了技术手段, 但其无法预测油井单

井产能,且需要在矿场数据比较充分的条件下才能应用。尚庆华等<sup>[12]</sup>考虑了  $\text{CO}_2$  含量对油井产能的影响,综合数值模拟和正交试验建立了一种  $\text{CO}_2$  驱油井产能预测方法,但没有考虑  $\text{CO}_2$  的驱替模式和驱油机理,未能充分体现混相驱和非混相驱的特点。王玉霞等<sup>[13]</sup>考虑混相带、累积注气量及注采关系等因素对油井产能的影响,建立了一维和二维条件下  $\text{CO}_2$  混相驱的油井产能动态预测模型,但没有考虑储层非均质性,同时也忽略了低渗油藏中流体渗流已不再符合传统意义上的达西流。而已有研究表明,储层非均质性对  $\text{CO}_2$  驱油效果存在重要影响<sup>[14-16]</sup>;且致密储层渗流为存在启动压力梯度的非线性渗流也不容忽视<sup>[17-18]</sup>。为能更加真实反映致

密砂岩油藏  $\text{CO}_2$  混相驱油井产能,在前述研究的基础上,建立了同时考虑平面非均质性和致密储层流体渗流机理的  $\text{CO}_2$  混相驱油井产能预测模型,以期致密砂岩油藏实施  $\text{CO}_2$  混相驱提供相应技术支持。

## 1 物理模型

图 1a 代表了一等厚、等温的非均质致密砂岩油藏五点井网的一个井组。根据油藏开发实际,同时为了便于研究,假定以下 3 个条件:(1) 注气井定压注入,生产井定流压生产;(2)  $\text{CO}_2$  注入后与原油形成一次混相,且流体均匀稳定的向生产井推进;(3) 混相后地层分为 3 个区域: $\text{CO}_2$  区,混相区,地层原油区。

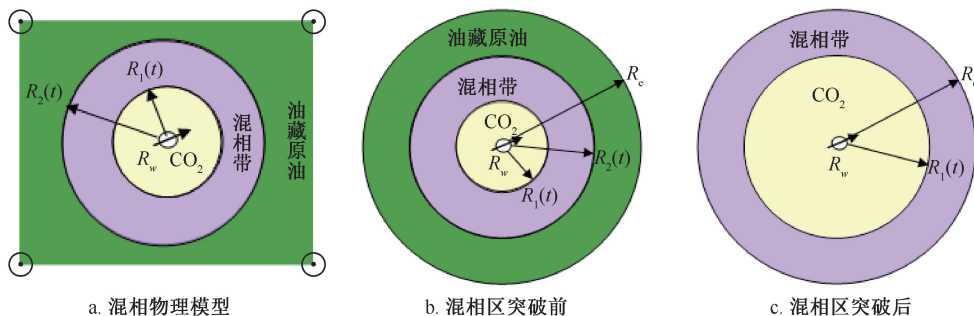


图 1 五点法井网物理模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of physical model of five-point well pattern

根据以上假设条件,基于压力、产量等效原理,将图 1a 等效为图 1b 所示的物理模型,即外边界转化为定井底流压、产量等同于 4 口油井产量之和的排液边界。若注采井距为  $a$ ,等效后油藏半径  $R_e = a/\sqrt{\pi}$ 。图 1c 为混相区突破后的物理模型,模型中原油区消失,混相带外边界为定值  $R_e$ ,内边界仍随生产时间向生产井推进。

## 2 数学模型

基于广义达西定律,应用气体稳定渗流和液体稳定渗流等渗流力学理论,建立  $\text{CO}_2$  混相驱各区域的渗流微分方程。同时,通过对平面渗透率的可微化处理,结合初始条件和边界条件,推导求解产能方程的解析解。

### 2.1 渗流微分方程

考虑启动压力梯度的广义达西定律适合致密砂岩油藏,假定  $\text{CO}_2$  超临界区服从气体稳定渗流规律,混相区及地层原油服从液体稳定渗流规律,可得到 3 个区域分别对应的压力微分方程,即

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dp_1'}{dr} - G_g \right) = 0 \quad R_w \leq r \leq R_1(t) \quad (1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dp_2}{dr} - G_m \right) = 0 \quad R_1(t) < r \leq R_2(t) \quad (2)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dp_3}{dr} - G_o \right) = 0 \quad R_2(t) < r \leq R_e \quad (3)$$

上式中  $p_1'$  为  $\text{CO}_2$  超临界区的压力函数形式,满足如下关系式,即

$$dp_1' = \rho dp_1 = \frac{Z_a T_a \rho_a}{\bar{Z} T_r} \frac{p}{p_a} dp_1$$

式中:  $p_1'$  为  $\text{CO}_2$  超临界区压力函数,  $\text{Pa} \cdot \text{kg}/\text{m}^3$ ;  $p_1, p_2, p_3$  分别为超临界区、混相区和油区压力,  $\text{Pa}$ ;  $r$  为油藏径向半径,  $\text{m}$ ;  $G_o, G_m, G_g$  分别为油区、混相区和超临界区启动压力梯度,  $\text{Pa}/\text{m}$ ;  $R_w, R_e$  分别为井、油藏半径,  $\text{m}$ ;  $R_1(t), R_2(t)$  分别为混相段塞内、外边界位置,  $\text{m}$ ;  $\rho$  为  $\text{CO}_2$  超临界区的密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $Z_a$  为标准状态下  $\text{CO}_2$  偏差因子;  $p_a$  为标准状态下压力,  $\text{Pa}$ ;  $T_a$  为标准状态下温度,  $\text{K}$ ;  $\rho_a$  为标准状态下  $\text{CO}_2$  密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $\bar{Z}$  为油藏条件下  $\text{CO}_2$  平均压缩因子;  $T_r$  为油藏温度,  $\text{K}$ 。

## 2.2 平面渗透率变化方程处理

由于受沉积环境、成岩作用和构造活动的影响,储层非均质性是渐进变化的。为方便求解和满

足工程需要,渗透率可微处理采用文献[19]中的方法,将平面上渗透率大小简化为连续变化的线性关系,如图2所示。

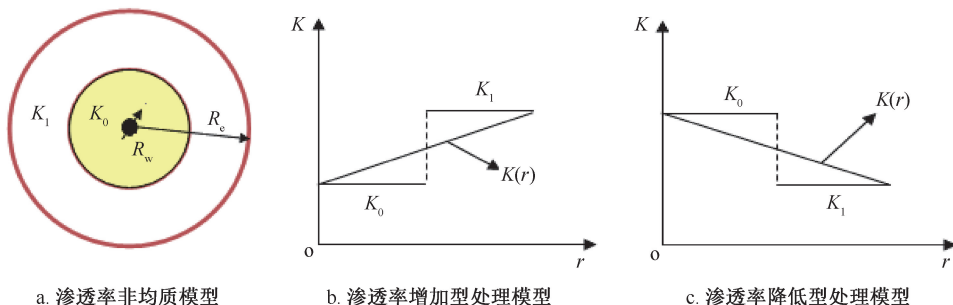


图2 平面非均质储层渗透率可微处理示意图

Fig. 2 Schematic diagram of permeability micro processing in plane heterogeneous reservoir

处理后的渗透率表达式为

$$K(r) = a_K r + K_0$$

$$\begin{cases} a_K > 0 & (\text{从注入井到生产井渗透率逐渐增大}) \\ a_K = 0 & (\text{渗透率不变,储层均质}) \\ a_K < 0 & (\text{从注入井到生产井渗透率逐渐减小}) \end{cases} \quad (4)$$

式中: $a_K$ 为渗透率变化斜率,mD/m; $K_0$ 为近注入井地带渗透率,mD。

## 2.3 模型求解

压力边界条件:

$$r = R_w, p = p_i; r = R_e, p = p_{wf} \quad (5)$$

$t$ 时刻,段塞内边界上有条件:

$$\frac{K}{\mu_2} \frac{dp_1'}{dr} = -\frac{G(t)}{A_1 \rho_1} = \frac{K}{\mu_2} \frac{dp_2}{dr} = -\frac{Q(t)}{A_1} \quad (6)$$

$$p_1 = p_2, \quad A_1 = 2\pi R_1(t)h$$

$t$ 时刻,段塞外边界上有条件:

$$\frac{K}{\mu_2} \frac{dp_2}{dr} = \frac{K}{\mu_3} \frac{dp_3}{dr} = -\frac{Q(t)}{A_2} \quad (7)$$

$$p_2 = p_3, \quad A_2 = 2\pi R_2(t)h$$

式中: $p_i, p_{wf}$ 分别为注入井和生产井井底压力,Pa; $K$ 为储层渗透率, $10^{-15}$  mD; $\mu_1, \mu_2, \mu_3$ 分别为超临界区、混相区流体和原油黏度,Pa·s; $h$ 为油藏厚度,m; $A_1$ 为CO<sub>2</sub>超临界区和混相区接触面,m<sup>2</sup>;  $A_2$ 为混相区和原油区接触面,m<sup>2</sup>。

联立式(4)~(7),对式(1)~(3)进行求解,可得 $t$ 时刻CO<sub>2</sub>混相驱的流动方程,即

$$AQ^2 + BQ + C = 0 \quad (8)$$

其中

$$A = \left\{ \frac{\mu_2 \ln \left[ \frac{[a_K R_1(t) + K_0] R_2(t)}{[a_K R_2(t) + K_0] R_1(t)} + \mu_3 \ln \left[ \frac{[a_K R_2(t) + K_0] R_e}{[a_K R_e + K_0] R_2(t)} \right] \right\}}{2\pi K_0 h} \right\} \quad (9)$$

$$B = 2\sqrt{A} [p_{wf} - G_m(R_2 - R_1) - G_o(R_e - R_2)] + \frac{\mu_1 \bar{Z} T_r p_a}{\pi K_0 h Z_a T_a \rho_a} \ln \frac{[a_K R_w + K_0] R_1}{[a_K R_1 + K_0] R_w} \quad (10)$$

$$C = [p_{wf} - G_m(R_2 - R_1) - G_o(R_e - R_2)]^2 - p_i^2 - \frac{2G \bar{Z} T_r p_a}{Z_a T_a \rho_a} (R_1 - R_w) \quad (11)$$

$$Q = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad (12)$$

设定混相段塞长度为 $L$ ,则 $t$ 时刻CO<sub>2</sub>与原油混相区内、外边界的位置分别为

$$R_1(t) = \sqrt{\frac{N_p B_o}{\pi h \phi (1 - S_{wc} - S_{or})}} \quad (13)$$

$$R_2(t) = R_1(t) + L \quad (14)$$

式中: $\phi$ 为储层孔隙度,%; $h$ 为储层厚度,m; $N_p$ 为累计产油量,m<sup>3</sup>;  $B_o$ 为原油体积系数; $S_{wc}$ 为油藏束缚水饱和度; $S_{or}$ 为油藏残余油饱和度。

式(8)~(14)组成非均质致密砂岩油藏五点法井网条件下CO<sub>2</sub>混相驱油井产能动态预测模型。当井底流压低于饱和压力时,即 $p_{wf} < p_b$ 时,采用文献[15]中的产能修正方法,引入修正参数 $\alpha$ 对产能模型进行修正,即

$$Q_{ob}(t) = Q_o(t) / \alpha^{(p_b - p_{wf})} \quad (15)$$

式中: $Q_{ob}(t)$ 为井底流压低于饱和压力时经修正后的油井产量,m<sup>3</sup>/d;  $Q_o$ 为未考虑油井井底脱气时油井的产量,m<sup>3</sup>/d。

## 3 实例计算及开采特征分析

某致密砂岩油藏进行过CO<sub>2</sub>驱的相关室内研究,具备产能模拟计算的条件。其相关具体参数分

别为:油藏压力 14 MPa,油藏温度 60 ℃,储层厚度 10 m,注采井距 200 m,平均渗透率 0.3 mD,平均孔隙度 21%,饱和压力 5.4 MPa,原油体积系数 1.153,原油黏度 2.38 Pa·s,油藏束缚水饱和度 0.39,油藏残余油饱和度 0.34,CO<sub>2</sub> 与原油最小混相压力 17 MPa。在上述油藏参数背景的基础上,对其进行产能预测和分析。

### 3.1 产能预测及变化特征

致密砂岩油藏的开采通常会将油井进行压裂,为符合油藏实际,以从注入井到生产井渗透率逐渐增大为例,对混相区突破前后油井产能变化规律进行模拟计算,结果如图 3 所示。

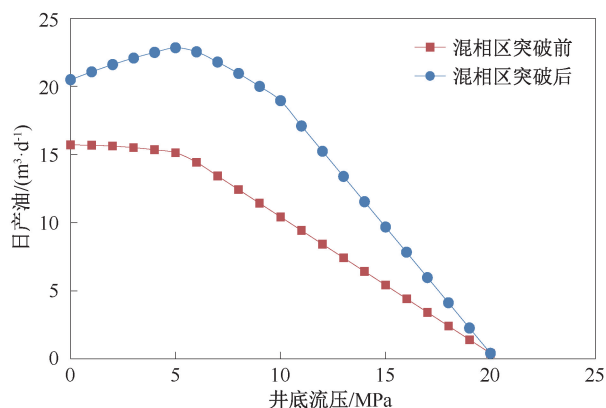


图 3 CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能变化曲线

Fig. 3 Productivity curve of CO<sub>2</sub> miscible flooding well

从图中可以看出,混相区突破前,井流体为单一液相。直至井底流压降低至饱和压力,井流体为单一液相向油气两相转变,流体渗流阻力增强。而放大压差的贡献仍然超过阻力增加带来的不利影响,产量仍随流压降低而增大,而增加幅度较小。由此,在混相区突破前,产能曲线在饱和压力附近出现一个拐点,这与常规水驱产能特征基本一致,只是产能大小有区别。混相区突破后油井产能有了较大提升,这主要是由于注采系统渗流阻力大大减小引起的。注入井定压注入,生产井产能通常会随井底流压降低而增大。但图 3 所示的混相区突破后的产能变化规律有别于常规水驱。混相区外边界到达生产井底后,随着流压降低,井流体成分历经单一油相→油、CO<sub>2</sub> 气→油、CO<sub>2</sub> 气、溶解烃类气的变化过程,当井底脱气后,使得流体渗流阻力不断增大。当大量的气体析出,井底流压降低到一定程度,放大压差的贡献低于阻力增加带来的不利影响时,油井产能呈下降趋势。即混相区突破后,产能曲线出现两个拐点,而在饱和压力附近,出现某

一井底流压,使油井产能达到最大。

为分析储层非均质性对 CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能的影响,设置 3 种非均质类型储层:①渗透率增加型,注入井到生产井,渗透率由 0.1 mD 增加至 0.5 mD;②均质地层,渗透率为 0.3 mD;③渗透率降低型,注入井到生产井,渗透率由 0.5 mD 降低至 0.1 mD。模拟计算 3 种储层的油井产能并进行对比,结果如图 4 所示。

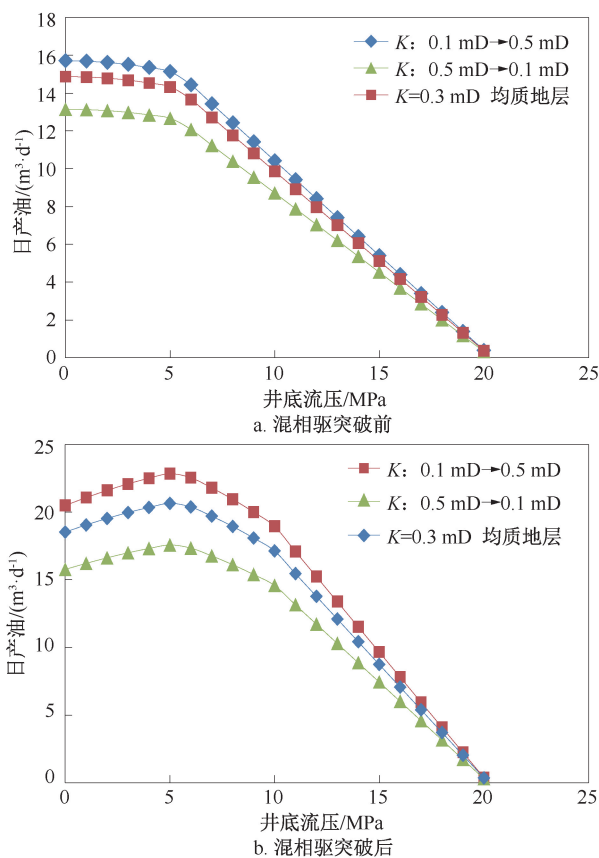


图 4 不同非均质条件下油井产能曲线

Fig. 4 Oil well productivity curve under different heterogeneous conditions

模拟结果显示,定压差生产时,非均质渗透率增加型的储层产能高于均质储层,而均质储层产能高于非均质渗透率降低型储层。无论是突破前还是突破后非均质增加型储层的开采方式远优越于其余两种。

以地层平均渗透率 0.3 mD 为对比基准,分别将其余两种开采方式与其做差,对比非均质性对储层产能影响程度。结果显示,渗透率增加型储层较均质储层产能增加幅度在突破前为 0~0.84 m<sup>3</sup>/d,突破后为 0~2.18 m<sup>3</sup>/d;渗透率降低型储层较均质储层产能降低幅度在突破前为 0~1.72 m<sup>3</sup>/d,突破后为 0~3.08 m<sup>3</sup>/d,如图 5 所示。由图 5 可以看出,



虽然储层平均渗透率相同,但不同储层非均质类型的产能差别非常明显,尤其是随井底流压的降低,差别呈扩大趋势。因此,储层物性的选择将对 CO<sub>2</sub> 混相驱油效果具有重要影响。所以搞清储层物性,合理的选择开采方式,是避免产能损失的关键所在。

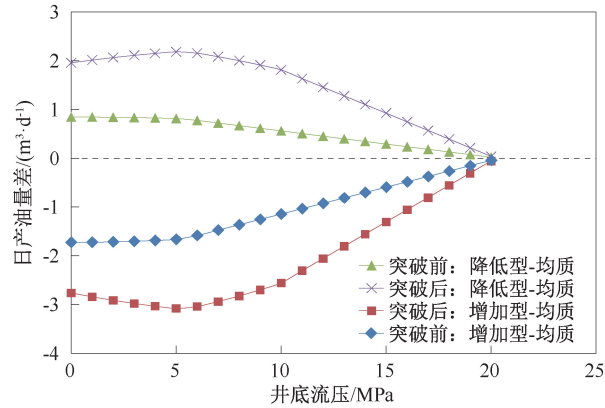


图 5 非均质与均质储层产能差曲线图  
Fig. 5 Productivity difference curve of heterogeneous and homogeneous reservoirs

3.2 压力分布特征和变化规律

非均质对产能的影响,归根到底是渗透率差异对压力传播的影响。压力传播除了与储层物性有关,储层中流体性质同样对其有影响。通过模拟计算,获得不同类型的非均质储层压力及压力梯度的变化规律如图 6 和图 7 所示。

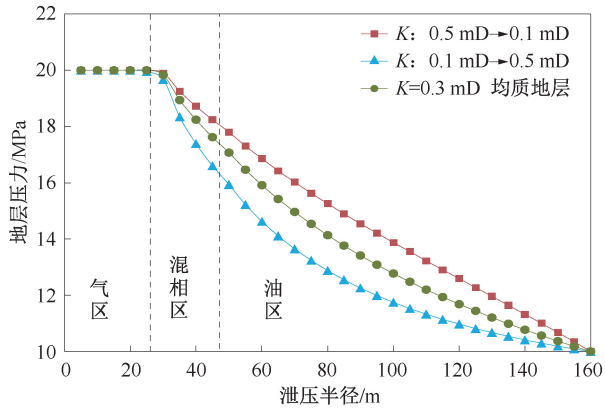


图 6 CO<sub>2</sub> 混相驱压力分布图  
Fig. 6 Pressure distribution of CO<sub>2</sub> miscible flooding

由图 6 可以看出,定压条件下的 CO<sub>2</sub> 混相驱注采井间压力分布呈现以下特点:气区压力损耗较小;混相区内边界至生产井井底,压力逐渐降低且随泄压半径增大,压力降落幅度减小;渗透率增加型储层的压力曲线在整个泄压半径范围内均落在其余两种储层的压力曲线下。气相与液相相比,在储层中具有渗流阻力小、压力传播速度快的优势,因此在气区压力降落不明显。液相区压力主要

消耗在近注入井地带的液相区内端,且渗透率增加型储层泄压效果好,产量高。

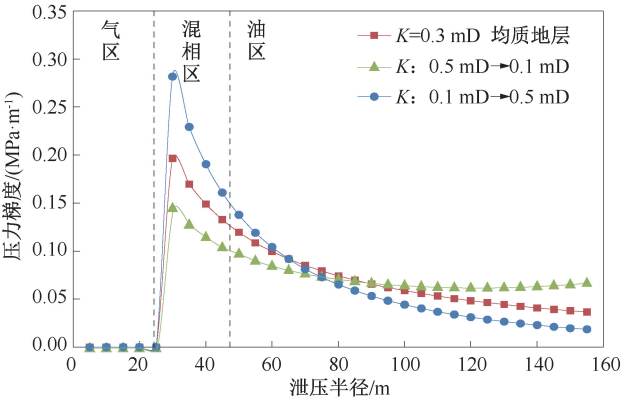


图 7 CO<sub>2</sub> 混相驱压力梯度分布图  
Fig. 7 Pressure gradient distribution of CO<sub>2</sub> miscible flooding

由图 7 可以看出,压力梯度变化规律表现为,突变发生在气区和混相区的交界区,混相区的压力梯度最大。在近注入井地带,压力梯度从高到低依次为渗透率增加型储层、均质储层、渗透率降低型储层。因为渗透率低,必然导致能量损耗大,在驱替压差既定的情况下,导致驱动压力梯度大。而在近生产井附近,此规律恰好反转。因此,近井地带储层物性是除原油物性之外的又一个决定 CO<sub>2</sub> 混相驱油效果的关键因素,可以通过酸化等措施提高油井近井地带渗透率,进一步提高 CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能。

4 结论

- (1)CO<sub>2</sub> 驱是有效改善致密油藏开发效果的提高采收率技术。其产能预测模型的建立为开发效果评价、注采方案编制及油井举升工艺优化等提供了简便有效技术手段,具有重要应用价值和意义。
- (2)本文产能预测模型严格意义上适用于致密油藏 CO<sub>2</sub> 一次接触混相驱。建立考虑多次接触混相机理,以及近混相机理产能预测方法和模型可进一步完善该理论体系,是该技术领域发展重要方向。
- (3)致密储层非均质性对油井产能具有重要影响,主要归因于渗透率不同导致的压力消耗差异。因此,依据储层物性选择合理的注采方式可有效避免产能损失。

致谢:感谢西北大学、延长石油研究院同意本论文公开发表。

参考文献

[1] 江怀友,沈平平,卢颖,等. CO<sub>2</sub> 提高世界油气资源采收率现状研究[J]. 特种油气藏,2010,17(2):5-10.  
JIANG Huaiyou, SHEN Pingping, LU Ying, et al. Present

- situation of enhancing hydrocarbon recovery factor by CO<sub>2</sub> [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010, 17(2): 5-10.
- [2] JABLONOWSKI C, SINGH A. A survey of CO<sub>2</sub>-EOR and CO<sub>2</sub> storage project costs [C]. SPE 139669, 2010.
- [3] KOOTTUNGAL L. 2014 worldwide EOR survey [J]. Oil & Gas Journal, 2014, 112(4): 79-91.
- [4] CLARKSON C R, PEDERSEN P K. Production analysis of western Canadian unconventional light oil plays [C]. SPE 149005, 2011.
- [5] 张君峰, 毕海滨, 许浩, 等. 国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 127-137.  
ZHANG Junfeng, BI Haibin, XU Hao, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137.
- [6] 林森虎, 邹才能, 袁选俊, 等. 美国致密油开发现状及启示[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 25-30, 64.  
LIN Senhu, ZOU Caineng, YUAN Xuanjun, et al. Status of tight oil exploitation in the United States and its implication [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 25-30, 64.
- [7] 李南, 田冀, 任仲瑛, 等. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱开发效果影响因素分析[J]. 油气井测试, 2015, 24(4): 7-10.  
LI Nan, TIAN Ji, REN Zhongying, et al. Analysis of influence factors for development effect of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs [J]. Well Testing, 2015, 24(4): 7-10.
- [8] 刘华, 李相方, 李朋, 等. 腰英台特低渗油田 CO<sub>2</sub> 驱油参数优化研究[J]. 油气井测试, 2016, 25(3): 7-11.  
LIU Hua, LI Xiangfang, LI Peng, et al. Parameters optimization of CO<sub>2</sub> flooding in Yaoyingtai ultra-low permeability oilfield [J]. Well Testing, 2016, 25(3): 7-11.
- [9] 李金志. 胜利油田低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 混相驱合理注采井距研究[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(3): 64-68.  
LI Jinzhi. Reasonable well spacing for CO<sub>2</sub> miscible flooding in low-permeability reservoirs of Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(3): 64-68.
- [10] 张忠林, 王伟, 赵习森, 等. 注 CO<sub>2</sub> 对延长化子坪原油物性的影响[J]. 油田化学, 2019, 36(4): 646-649.  
ZHANG Zhonglin, WANG Wei, ZHAO Xisen, et al. Effect of CO<sub>2</sub> Injection on physical properties of Huaziping crude oil in Yanchang Oilfield [J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(4): 646-649.
- [11] 李承龙, 迟博. 一种新型二氧化碳驱特征曲线的建立与应用[J]. 特种油气藏, 2020, 27(2): 98-102.  
LI Chenglong, CHI Bo. A new characteristic curve of CO<sub>2</sub> flooding and its application [J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2020, 27(2): 98-102.
- [12] 尚庆华, 吴晓东, 韩国庆, 等. CO<sub>2</sub> 驱油井产能及影响因素敏感性分析[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(1): 83-88.  
SHANG Qinghua, WU Xiaodong, HAN Guoqing, et al. CO<sub>2</sub> flooding well productivity and its impacting factor sensitivity analysis [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 83-88.
- [13] 王玉霞, 尚庆华, 王艳霞. CO<sub>2</sub> 混相驱油井产能预测方法[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(1): 97-103.  
WANG Yuxia, SHANG Qinghua, WANG Yanxia. Well productivity prediction research for CO<sub>2</sub> miscible flooding [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(1): 97-103.
- [14] 李南, 田冀, 任仲瑛. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 混相区域波及规律研究[J]. 油气井测试, 2014, 23(4): 1-7.  
LI Nan, TIAN Ji, REN Zhongying. The research on spread rule of CO<sub>2</sub> miscible region in low permeability reservoir [J]. Well Testing, 2014, 23(4): 1-7.
- [15] 林玉保, 刘春林, 卫秀芬, 等. 特低渗透储层油水渗流特征研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24(6): 42-44.  
LIN Yubao, LIU Chunlin, WEI Xiufen, et al. Oil and water flow characteristics in ultra-low permeable reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2005, 24(6): 42-44.
- [16] 朱维耀, 孙玉凯, 王世虎, 等. 特低渗透油藏有效开发渗流理论和方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 53-54.
- [17] 王晓冬, 侯晓春, 郝明强, 等. 低渗透介质有启动压力梯度的不稳态压力分析[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 847-851.  
WANG Xiaodong, HOU Xiaochun, HAO Mingqiang, et al. Pressure transient analysis in low-permeable media with threshold gradients [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 847-851.
- [18] 张小龙, 杨志兴. 启动压力梯度对低渗气藏不稳定渗流特征的影响[J]. 油气井测试, 2018, 27(3): 7-13.  
ZHANG Xiaolong, YANG Zhixing. Impacts of start-up pressure gradient on features of transient seepage flow in low-permeability gas reservoirs [J]. Well Testing, 2018, 27(3): 7-13.

编辑 王 军

**第一作者简介:** 王玉霞, 女, 1985 年出生, 西北大学地质学系在站博士后, 2019 年毕业于西北大学地质学系, 主要从事油气田开发地质方面的研究工作。电话: 029-89853914; Email: wang0xia1@126.com。通信地址: 陕西省西安市碑林区太白北路 229 号西北大学地质学系, 邮政编码: 710069。