

文章编号:1009-9603(2020)01-0107-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.01.016

CO₂驱合理注入量计算方法

张东¹,刘显太²,刘彦东³,刘启玲⁴

(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.中国石化胜利油田分公司,山东东营257001;3.中国石化胜利工程公司黄河钻井总公司,山东东营257000;4.中国石油新疆油田分公司风城油田作业区,新疆克拉玛依834000)

摘要:确定CO₂合理注入量对CO₂驱油藏工程设计及动态调整至关重要。考虑CO₂驱替特征,将CO₂驱过程划分为3个带——纯CO₂流动带、CO₂-原油混合带和纯原油流动带,基于该模式建立CO₂驱合理注入量计算模型,结合FICK定律和室内实验结果,计算模型的关键参数,实现模型求解,建立不同产水率下CO₂驱注采质量比随压力水平变化图版。研究发现,在保持一定地层压力的情况下,产出原油、CO₂与水的地下体积等于纯CO₂流动带中CO₂占据的孔隙体积与CO₂-原油混合带中原油膨胀体积之和;CO₂-原油混合带内,混相驱CO₂扩散速度呈现先快后慢的特点;随压力水平的升高,注采质量比逐渐增大,但增大趋势变缓;产水率越高,注采质量比越低;结合矿场试验数据验证了研究的可靠性。应用研究成果,可方便准确地计算CO₂驱油藏合理注入量,指导CO₂驱方案设计和动态跟踪调控。

关键词:CO₂驱;合理注入量;扩散;注采质量比;CO₂组分前缘

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Calculation method of reasonable injection amount of CO₂ flooding

ZHANG Dong¹, LIU Xiantai², LIU Yandong³, LIU Qiling⁴

(1.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2.Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China; 3.Huanghe River Drilling Corporation, Shengli Engineering Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 4.Fengcheng Oilfield, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Determining a reasonable amount of CO₂ injection is critical to the reservoir engineering design and dynamic adjustment of CO₂ flooding reservoirs. Considering the characteristics of CO₂ flooding, the process of CO₂ flooding is divided into three zones: CO₂ flow zone, CO₂-oil mixed zone and oil flow zone. Based on this model, a calculation model for the reasonable injection amount of CO₂ flooding is established. Combining FICK law and laboratory experimental results, the key parameters of the model are calculated and the model is solved. The CO₂ flooding charts of injection-production quality ratio with pressure level under different water production rate are established. It is found that, while maintaining a certain formation pressure, the underground volume of produced oil, CO₂ and water is equal to the sum of the pore volume occupied by CO₂ in the pure CO₂ flow zone and the expansion volume of oil in the CO₂-oil mixed zone. In the CO₂-oil mixed zone, the diffusion rate of CO₂ of miscible flooding is first fast and then slow. With the increase of pressure level, the injection-production quality ratio increases gradually, but the increasing trend became slower. The higher the water production rate, the lower the injection-production quality ratio. The reliability of this study is verified by combining with field test data. The reasonable injection amount of CO₂ flooding reservoirs can be conveniently and accurately calculated with the research results, and which can guide the design of CO₂ flooding scheme and dynamic tracking control.

Key words: CO₂ flooding; reasonable injection amount; diffusion; injection-production quality ratio; CO₂ component front

收稿日期:2019-11-29。

作者简介:张东(1983—),男,山东蓬莱人,副研究员,博士,从事CO₂驱提高采收率方面的工作。E-mail:zhangdong572.slyt@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),中国博士后科学基金面上二等资助“特低渗透油藏CO₂驱前缘预测技术”(第63批,2018M632717),中国石化重大示范工程项目课题二“低丰度特低渗透油藏CO₂驱技术研究示范”(P18088-2),胜利油田博士后工作站项目“特低渗透油藏CO₂驱前缘预测技术研究”(YKB1710)。

随着中国CO₂驱开发的不断推广^[1-2],需对其关键注采参数进行进一步深化研究。比如CO₂注入量,如果不考虑CO₂在地层流体中的溶解,根据CO₂相特征,其密度大约为0.5~0.7 g/cm³,1 t的CO₂注入地层,折算地下体积为1.4~1.7 m³,即地下体积能够增加1.4~1.7 m³;如果考虑CO₂在地层流体中全部溶解,根据室内实验结果,地层油溶解1 t的CO₂,其体积膨胀60%~80%,即地下体积能够增加0.6~0.8 m³。注入地下的CO₂有多少以游离态存在,有多少溶解于地层原油,注入1 t的CO₂,地下体积如何变化?这个问题决定如何确定CO₂驱合理注入量,对油藏工程设计和动态调整至关重要。

中外学者主要针对注气速度、注入时机、段塞大小等注采参数进行了优化^[3-8],对合理注入量的优化较少见。油藏数值模拟虽能计算得到合理注入量,但需要提前做好地质建模、相态拟合、历史拟合和优化预测等工作,过程较繁琐,目前缺乏一种相对简便的CO₂驱合理注入量确定方法。

考虑CO₂驱替特征,建立CO₂驱合理注入量计算模型,结合FICK定律^[9]和室内实验结果,计算模型的关键参数,实现模型求解,在此基础上建立不同产水率下CO₂驱注采质量比随压力水平变化图版,实现CO₂驱合理注入量的准确计算,为CO₂驱方案编制及动态分析提供技术支撑。

1 计算模型的建立

为便于油藏工程计算,从注气井一端,可以理想化地将CO₂驱过程划分为3个带——纯CO₂流动带、CO₂-原油混合带和纯原油流动带(图1),随着驱替的进行,纯CO₂流动带与CO₂-原油混合带体积不断扩大。纯CO₂流动带中的CO₂体积取决于含油饱和度与CO₂驱油效率,混相驱驱油效率高,纯CO₂流动带中原油饱和度很低(约为10%),非混相驱驱油效率低,纯CO₂流动带中原油饱和度较高(>30%),由于CO₂与原油间的界面张力无法降到0,考虑纯CO₂流动带中残余油主要赋存于小孔隙,且无法流

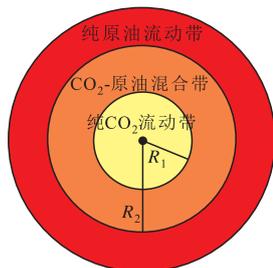


图1 CO₂驱过程区带划分平面示意
Fig.1 Zone division plan in CO₂ flooding process

动,仅存在CO₂在大孔隙中流动,由于CO₂占据了孔隙体积,从而增加了地层能量。CO₂-原油混合带中由于CO₂溶解于原油中或CO₂抽提原油中轻质组分,其中CO₂含量向注气井方向逐渐(连续)(混相驱)或不连续(非混相驱)增加(图2a,2c),使原油体积膨胀,增加了地层能量。当CO₂-原油混合带未到达油井时(图2a),上述2部分地层能量的增加促使原油与水采出,即在保持一定地层压力的情况下,产出原油与水的地下体积等于纯CO₂流动带中CO₂占据的孔隙体积与CO₂-原油混合带中原油膨胀体积之和,其表达式为:

$$Q_o + Q_w = V_{CO_2} + \Delta V_o \quad (1)$$

当CO₂-原油混合带到达油井后(图2b),上述2部分地层能量的增加促使了原油、CO₂与水的采出,即在保持一定地层压力的情况下,产出原油、CO₂与水的地下体积等于纯CO₂流动带中CO₂占据的孔隙体积与CO₂-原油混合带中原油膨胀体积之和,其表达式为:

$$Q_o + Q_{CO_2} + Q_w = V_{CO_2} + \Delta V_o \quad (2)$$

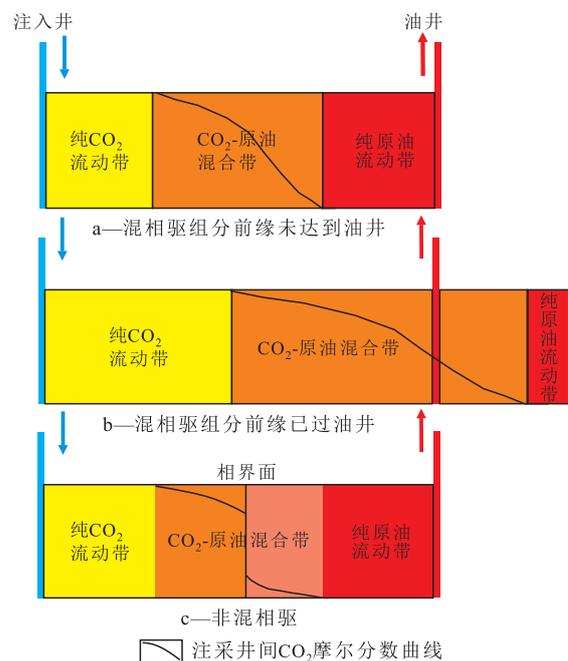


图2 CO₂驱过程区带划分剖面示意

Fig.2 Zone division profile in CO₂ flooding process

由于CO₂在地层水中的溶解度远低于其在原油中的溶解度,油藏工程计算时考虑溶解于地层水中CO₂的地下体积,其表达式为:

$$V_{w-solution} = \pi R_2^2 h \phi (1 - S_{oi}) \omega \quad (3)$$

忽略地层水溶解CO₂后的膨胀体积,整个过程注入的CO₂体积为:

$$V_{CO_2总} = V_{CO_2} + V_{o-solution} + V_{w-solution} \quad (4)$$

不同压力下CO₂在地层水中的溶解度可参考经验值或通过实验测得。

纯CO₂流动带中CO₂占据的孔隙体积为:

$$V_{CO_2} = \pi R_1^2 h \phi S_{oi} E_D \quad (5)$$

CO₂-原油混合带中原油膨胀体积为:

$$\Delta V_o = (\pi R_2^2 - \pi R_1^2) h \phi S_{oi} \frac{\gamma}{1 + \gamma} \quad (6)$$

其中体积膨胀倍数定义为溶解CO₂的原油膨胀体积与原油的原始体积(泡点压力下)之比。

2 关键参数确定方法

2.1 CO₂-原油混合带宽度

为便于油藏工程计算,考虑CO₂驱替过程中,混相驱/非混相驱的驱油效率瞬间达到峰值(混相驱驱油效率为90%,非混相驱油效率小于70%)^[10],认为CO₂相波及到的区域即为纯CO₂流动带,而CO₂-原油混合带主要由于分子扩散作用形成。因此,考虑通过FICK定律确定CO₂-原油混合带宽度(R₂ - R₁),FICK定律为:

$$v = \varepsilon \frac{dc}{dx} \quad (7)$$

对于混相驱,CO₂-原油混合带为单相,依据FICK定律,组分扩散速度与组分摩尔分数梯度呈线性关系,摩尔分数梯度越大,组分扩散速度越快。

通过扩散运移的组分体积可表示为:

$$Q = cvs\phi\Delta t \quad (8)$$

对(8)式进行求导得:

$$\frac{dQ}{dt} = cvs\phi \quad (9)$$

由(7)和(9)式可得:

$$\frac{dQ}{dt} = c\varepsilon s\phi \frac{dc}{dx} \quad (10)$$

第1个网格处扩散物质摩尔分数认为是1,则组分摩尔分数可表示为:

$$c = \begin{cases} 1 & i = 1 \\ \frac{Q\rho}{M} & i > 1 \\ \frac{Q\rho}{M} + \alpha & \end{cases} \quad (11)$$

考虑扩散系数为2×10⁻⁷ m²/s,联立(10)和(11)式并进行数值求解,可以得到混相驱条件下CO₂摩尔分数随时间和距离的分布规律(图3)。取CO₂摩尔分数较小(c=5%)时,不同扩散时间对应的扩散距离即可近似为CO₂-原油混合带宽度:

$$R_2 - R_1 = 14.049\ln t + 19.768 \quad (12)$$

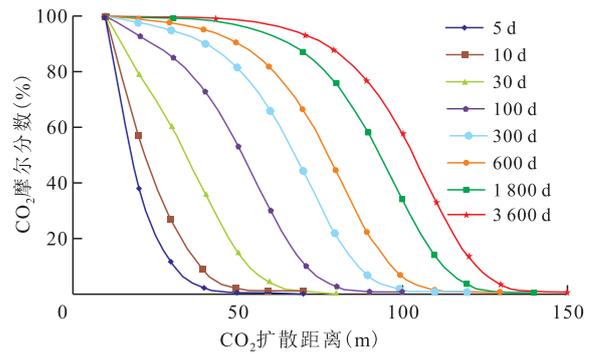


图3 不同时间CO₂摩尔分数分布(ε=2×10⁻⁷)

Fig.3 Distribution of CO₂ concentration at different time(ε=2×10⁻⁷)

研究发现(图4),CO₂扩散速度呈现先快后慢的特点,CO₂-原油混合带宽度随时间的变化符合对数变化规律。

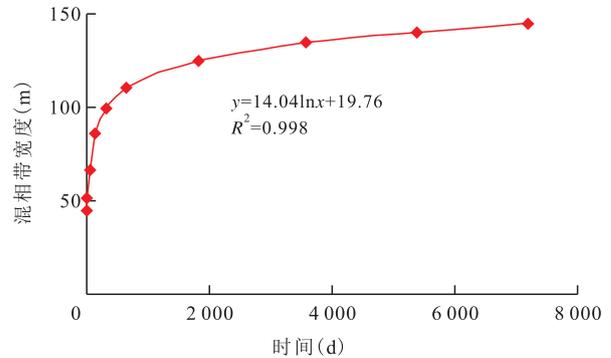


图4 CO₂-原油混合带宽度变化(ε=2×10⁻⁷)

Fig.4 Width variation of CO₂-oil mixed zone(ε=2×10⁻⁷)

在非混相驱过程中,CO₂-原油混合带为两相,靠近纯CO₂流动带的流体近似为气相,抽提了少量的轻烃组分,靠近纯原油带的流体是液相,溶解了一定量的CO₂,在相界面处出现CO₂摩尔分数的不连续(图2c),主要受到平衡常数(某组分气相摩尔组成与液相摩尔组成之比)的控制。在各相中,CO₂摩尔分数分布仍然遵循FICK定律。

定义油藏压力与最小混相压力的比值为混相能力^[11]:

$$\lambda = \frac{P}{P_{MM}} \quad (13)$$

当λ≥1时为混相状态,CO₂-原油混合带为单相,其宽度可通过(12)式求解;当λ<1时为非(近)混相状态,且混相程度越低,CO₂-原油混合带中气相抽提轻烃能力越低,液相溶解CO₂能力越低,即CO₂-原油混合带越窄。因此,对于非混相驱,其CO₂-原油混合带宽度可近似通过混相能力加权计算:

$$(R_2 - R_1)_{\text{非混相}} = (R_2 - R_1)_{\text{混相}} \times \lambda \quad (14)$$

2.2 CO₂-原油体系体积膨胀倍数

原油膨胀实验主要通过向原油中加入不同量的CO₂,测定CO₂-原油体系的泡点压力,确定CO₂溶解后原油的体积膨胀倍数等参数。由胜利油田某区块原油的膨胀实验结果(图5)可见,随着地层压力增加,CO₂溶解量不断增加,原油的体积膨胀倍数不断增加。通过气相色谱分析实验,可以确定原油组成,计算原油摩尔质量(M_o),进而计算不同溶解度下CO₂-原油体系的CO₂摩尔分数(图6)。通过上述实验,可以确定CO₂-原油体系的体积膨胀倍数随CO₂溶解气油比或地层压力的变化关系,这里的CO₂-原油体系是饱和CO₂的,而在实际的CO₂-原油混合带中,大部分区域是非饱和状态的,靠近纯原油流动带的部分属于未饱和状态,靠近纯CO₂流动带的部分属于气相,CO₂含量较高(图3),可近似认为这一部分属于“过饱和状态”,因此,需要探索CO₂-原油体系的体积膨胀倍数的确定方法。

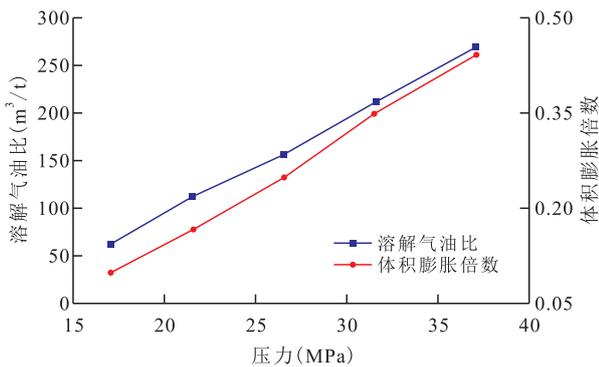


图5 胜利油田某区块原油的膨胀实验结果

Fig.5 Expansion test results of crude oil from a block of Shengli Oilfield

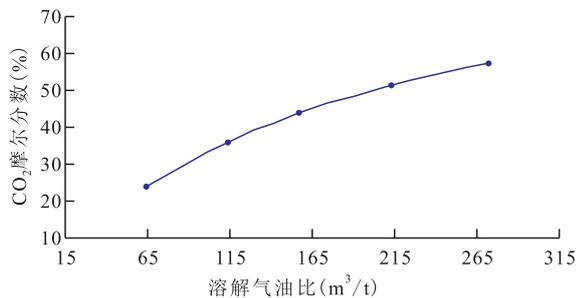


图6 溶解不同量CO₂的原油中CO₂摩尔分数变化曲线

Fig.6 Variation of molar content of CO₂ in crude oil with different dissolved quantity of CO₂

分析混相驱时CO₂-原油体系CO₂摩尔分数分布规律发现,摩尔分数分布曲线关于50%呈近似对称分布,通过计算,CO₂-原油体系内CO₂平均摩尔分数为50%左右,因此可以考虑用CO₂摩尔分数为50%时饱和CO₂的原油的体积膨胀倍数表示混相驱时CO₂-原油体系的体积膨胀倍数,即:

$$\gamma_{\text{混相}} = \gamma_{50\%CO_2} \quad (15)$$

以胜利油田某区块原油为例,CO₂摩尔分数为50%时,其CO₂溶解气油比为200 m³/t,其对应的饱和压力和压力为30 MPa,其对应的体积膨胀倍数为0.34。对于非混相驱,由于溶解气油比和体积膨胀倍数与压力的关系都成近似线性关系,因此,其CO₂-原油体系的膨胀倍数也可近似通过混相程度加权计算:

$$\gamma_{\text{非混相}} = \gamma_{\text{混相}} \times \lambda \quad (16)$$

2.3 其他关键参数的求解

对某个具体油藏,其静态参数 h, ϕ, S_{oi} 已知;结合该油藏室内实验数据, E_D 和 $\gamma_{50\%CO_2}$ 已知;根据油藏生产动态, Q_o, Q_{CO_2}, Q_w 和 t 已知;联立(2),(5),(6),(12),(15)式,即可得到混相驱条件下的 $V_{CO_2}, \Delta V_o, R_1$ 和 R_2 。同样,联立(2),(5),(6),(12),(13),(14),(15),(16)式,即可得到非混相驱条件下的 $V_{CO_2}, \Delta V_o, R_1$ 和 R_2 。

在推导过程中,用CO₂摩尔分数为50%时饱和CO₂的原油的体积膨胀倍数表示混相驱时CO₂-原油体系的体积膨胀倍数,因此可认为在CO₂-原油混合带中,CO₂的摩尔数与原油的摩尔数相等,对于(4)式中溶解于原油中的CO₂地下体积 $V_{o-solution}$ 可描述为

$$V_{o-solution} = \frac{V_o \rho_o}{M_o} \cdot \frac{M_{CO_2}}{\rho_{CO_2}} \quad (17)$$

其中CO₂-原油混合带中,原始原油地下体积 V_o 可描述为:

$$V_o = (\pi R_2^2 - \pi R_1^2) h \phi S_{oi} - \Delta V_o \quad (18)$$

联立(3),(4),(5)和(17)式,即可得到保持一定地层压力条件下的CO₂注入量($V_{CO_2\text{总}}$),也可称为CO₂驱合理注入量。

3 计算模型的应用

通过上述计算模型,可以计算CO₂驱合理注入量,也可以粗略估算注气前期CO₂组分前缘的运移位置。

3.1 CO₂驱合理注入量的确定

通过计算,可以确定保持一定地层压力条件下CO₂注入量 $V_{CO_2\text{总}}$ 与采出流体地下体积 Q_o, Q_{CO_2}, Q_w 。矿场应用时,CO₂的密度受温度和压力影响较大,CO₂地下体积常需要查表后计算获得,采出流体的地下体积往往也需要通过计算确定,为便于矿场应用,将注入和采出的油气水地下体积转换为质量,采出水的地上体积和地下体积相差不大,可以用地下体积表示地上体积,原油体积系数可通过高压物

性实验获得。其他注入和采出流体的质量转换为：

$$m_{CO_2} = \rho_{CO_2} \cdot V_{CO_2总} \quad (19)$$

$$N_o = \frac{Q_o \cdot \rho_o地面}{B_o} \quad (20)$$

$$N_{CO_2} = N_o \cdot \frac{G_g - G_o}{s} = \rho_{CO_2} \cdot Q_{CO_2} \quad (21)$$

$$N_w = Q_w \cdot \rho_w \quad (22)$$

矿场实施过程中, m_{CO_2} , N_o , G_g , Q_w 往往是可以直接矿场计量获取的。结合胜利油田某区块参数, 计算不同压力保持水平、不同产水率条件下, 累积注入 CO₂ 质量与累积采出流体质量的比值 $m_{CO_2}/(N_o + N_{CO_2} + N_w)$ (称为注采质量比 K), 并绘制成图版(图7), 可用于计算保持一定地层压力(注采平衡)条件下 CO₂ 驱合理注入量:

$$m_{CO_2} = K(N_o + N_{CO_2} + N_w) \quad (23)$$

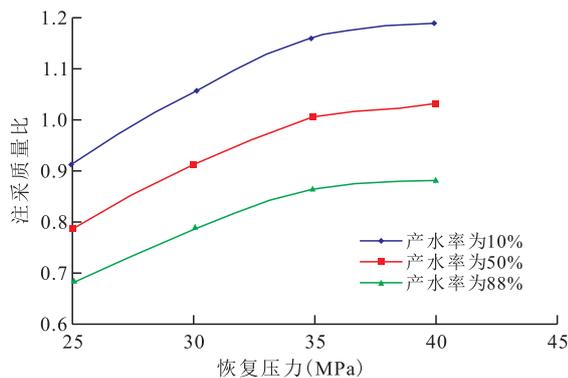


图7 不同产水率注采质量比随压力水平变化图版

Fig.7 Variation of injection production quality ratios with pressure level at different water production rates

研究发现, 随压力水平的升高, 注采质量比逐渐增大, 但增大趋势变缓, 产水率越高, 注采质量比越低。应用图7可实现合理配产配注, 也可以用于计算注 CO₂ 恢复地层压力时的注入量, 注入 CO₂ 使地层压力从目前压力水平升高至合理地层压力水平(压力保持水平), 所需注入的 CO₂ 质量计算式为:

$$m_{CO_2} = \frac{(K_{低} + K_{高})(N_o + N_{CO_2} + N_w)}{2} \quad (24)$$

(24)式中的采出流体质量 $N_o + N_{CO_2} + N_w$ 为地层压力从合理地层压力水平降至目前压力水平时的净亏空量。

3.2 CO₂组分前缘的运移位置

在注气前期, 由于 CO₂ 主要在注气井周围对流扩散, 此时可以用计算模型大致预测纯 CO₂ 边界 (R_1) 和 CO₂ 组分前缘 ($c=5\%$) 位置 (R_2)。注气后期, 由于 CO₂ 组分向油井方向(高势差方向)运移, 本方法计算误差增大, 应借助其他方法(如数值模拟)预

测 CO₂ 组分前缘运移规律。

4 应用实例分析

胜利油田樊 142 块井组为特低渗透油藏, 前期以弹性开发为主, 后期见效的 3 口油井累积采液量为 2.25×10^4 t, 产水率约为 10%, 地层压力由初始 45 MPa 降低至注气前 17 MPa, 压降为 28 MPa。为提高该类油藏采收率, 在该井组实施注 CO₂ 恢复地层能量的先导试验。樊 142 块井组地层原油与 CO₂ 的混相压力为 31.6 MPa, 优化合理压力水平为 1.3 MMP (41 MPa), 需要恢复地层压力 24 MPa, 折算补充净亏空量 1.93×10^4 t。根据计算模型及图 7, 目前地层压力对应的注采质量比为 0.8, 合理地层压力对应的注采质量比为 1.2, 因此, 恢复地层压力过程选用注采质量比为 1, 即将地层压力从目前水平(17 MPa)恢复至合理地层压力水平(41 MPa), 需要补充注入 CO₂ 1.93×10^4 t。

樊 142 块井组油井下入压力计监测地层压力恢复状况, 其中见效 3 口油井平均地层压力在 2016 年底接近 40 MPa, 此时井组已经累积注入 CO₂ 1.9×10^4 t。计算注入量与实际注入量相差无几, 验证了本文研究内容的可靠性。

5 结论

建立了 CO₂ 驱合理注入量计算模型, 论证了模型关键参数求解方法, 研究了模型的用途。研究发现, 在保持一定地层压力的情况下, 产出原油、CO₂ 与水的地下体积等于纯 CO₂ 流动带中 CO₂ 占据的孔隙体积与 CO₂-原油混合带中原油膨胀体积之和; 对于混相驱, CO₂-原油混合带宽度随时间的变化符合对数变化规律, CO₂ 扩散速度呈现先快后慢的特点, 对于非混相驱, CO₂-原油混合带宽度可近似通过混相程度加权计算; 用 CO₂ 摩尔分数为 50% 时饱和 CO₂ 的原油的体积膨胀倍数表示混相驱时 CO₂-原油体系的体积膨胀倍数, 对于非混相驱, 其 CO₂-原油体系的体积膨胀倍数也可近似通过混相程度加权计算; 所建立的模型可以用于计算 CO₂ 驱合理注入量, 也可以估算注气前期 CO₂ 组分前缘的运移位置; 随压力水平的升高, 注采质量比逐渐升高, 产水率越高, 注采质量比越低。

综合利用油藏工程、室内实验方法, 建立了一种 CO₂ 驱合理注入量的计算方法, 并绘制了 CO₂ 驱注采质量比随压力水平变化图版, 研究成果可用于

方便准确地计算 CO₂ 驱油藏合理注入量, 指导 CO₂ 驱方案设计和动态跟踪调控。

符号解释

R_1 ——纯 CO₂ 流动带等效半径, m; R_2 ——CO₂-原油混合带外边界半径, m; Q_o ——产出原油的地下体积, m³; Q_w ——产出水的地下体积, m³; V_{CO_2} ——纯 CO₂ 流动带中 CO₂ 占据的孔隙体积, m³; ΔV_o ——CO₂-原油混合带中原油膨胀体积, m³; Q_{CO_2} ——产出 CO₂ 的地下体积, m³; $V_{w-solution}$ ——溶解于地层水中的 CO₂ 地下体积, m³; h ——油藏厚度, m; ϕ ——油藏孔隙度; S_{oi} ——油藏原始含油饱和度; ω ——CO₂ 在地层水中的溶解度, m³/m³; $V_{CO_2总}$ ——注入的 CO₂ 地下体积, m³; $V_{o-solution}$ ——溶解于原油中的 CO₂ 地下体积, m³; E_D ——CO₂ 驱油效率; γ ——CO₂-原油体系体积膨胀倍数; v ——组分扩散速度, m/s; ε ——扩散系数, m²/s; c ——组分摩尔分数, %; x ——扩散方向的距离, m; Q ——扩散运移的组分体积(地下条件), m³; s ——扩散面积, m²; t ——扩散时间, d; i ——网格步长; ρ ——地下条件扩散物质的密度, kg/m³; M ——扩散物质的摩尔质量, g/mol; α ——网格中原油的摩尔数, mol; λ ——混相能力; p ——油藏压力, MPa; p_{MM} ——最小混相压力, MPa; M_o ——原油的摩尔质量, g/mol; $\gamma_{混相}$ ——混相驱时 CO₂-原油体系的体积膨胀倍数; $\gamma_{50\%CO_2}$ ——CO₂ 摩尔分数为 50% 时饱和 CO₂ 的原油的体积膨胀倍数; $\gamma_{非混相}$ ——非混相驱时 CO₂-原油体系的体积膨胀倍数; V_o ——原始原油地下体积, m³; ρ_o ——地下原油密度, kg/m³; M_{CO_2} ——CO₂ 摩尔质量, g/mol, 可查表获得; ρ_{CO_2} ——地下条件下 CO₂ 密度, kg/m³, 可查表获得; m_{CO_2} ——地面累积注入的 CO₂ 质量, t; N_o ——地面累积采油质量, t; $\rho_{o地面}$ ——地面原油密度, kg/m³; B_o ——原油体积系数; N_{CO_2} ——地面累积采出的 CO₂ 气体质量, t; G_g ——采出原油的生产气油比, 采出气包含 CO₂ 与轻烃, m³/t; G_o ——原油的初始溶解气油比, 采出气仅包含轻烃, m³/t; s ——地面条件下 CO₂ 质量与体积换算系数, 其值为 500~550, m³/t; N_w ——地面累积采水质量, t; ρ_w ——地面水的密度, kg/m³; K ——注采质量比; $K_{低}$ ——目前地层压力(低压下)对应的注采质量比; $K_{高}$ ——合理地层压力(高压下)对应的注采质量比。

参考文献

- [1] 王业飞, 高苗, 谭龙, 等. 裂缝-基质模型 CO₂ 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 CO₂ injection for enhanced oil recovery in fracture-matrix model[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 87-92.
- [2] 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.

- [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] 钱坤, 杨胜来, 马轩, 等. 超低渗透油藏 CO₂ 吞吐利用率实验研究[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(6): 77-81.
QIAN Kun, YANG Shenglai, MA Xuan, et al. CO₂ utilization ratio simulation during a CO₂ huff-and-puff process in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(6): 77-81.
- [5] 王欢, 廖新维, 赵晓亮. 特低渗透油藏注 CO₂ 驱参数优化研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2014, 36(6): 95-104.
WANG Huan, LIAO Xinwei, ZHAO Xiaoliang. Research on CO₂ flooding parameters optimization of extra-low permeability reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(6): 95-104.
- [6] 何应付, 李敏, 周锡生, 等. 特低渗透油藏注 CO₂ 驱油井网优化设计[J]. 大庆石油学院学报, 2011, 35(4): 54-57, 66.
HE Yingfu, LI Min, ZHOU Xisheng, et al. Well pattern optimization design for low permeability reservoirs injected by CO₂[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(4): 54-57, 66.
- [7] 唐人选, 唐小立, 秦红祥. 注 CO₂ 混相驱油藏合理采收率确定[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 112-115.
TANG Renxuan, TANG Xiaoli, QIN Hongxiang. Determination of reasonable recovery ratio with CO₂ miscible flooding in reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 112-115.
- [8] 庄永涛, 刘鹏程, 张婧瑶, 等. 大庆外围油田 CO₂ 驱注采参数优化研究[J]. 钻采工艺, 2014, 37(1): 42-46.
ZHUANG Yongtao, LIU Pengcheng, ZHANG Jingyao, et al. Optimization of injection and production parameters of CO₂ flooding in Daqing Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(1): 42-46.
- [9] 李菊花, 杨红梅, 刘滨, 等. 油藏注气混相驱考虑扩散作用的数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(6): 54-57.
LI Juhua, YANG Hongmei, LIU Bin, et al. Numerical simulation study of miscible driving considering dispersion for the gas injection reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 54-57.
- [10] 李向良. 温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 84-87, 92.
LI Xiangliang. Experimental study on the effect of temperature and injection pressure on CO₂ flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 84-87, 92.
- [11] 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.

编辑 刘北羿