

低温 CO₂ 驱替含沥青质原油模型化研究

贾英¹ 黄磊² 孙雷³ 石志良¹

1. 中国石化勘探开发研究院, 北京 100083 2. 中国石油勘探开发科学研究院, 北京 100083

3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500

摘要:

为进一步了解 CO₂ 注入过程中含沥青质原油在注气井近井地带中的渗流规律和温度变化对沥青质沉淀的影响, 在前人研究的基础上, 综合考虑沥青质的沉积、能量的转化及 CO₂ 温度的变化, 建立了注 CO₂ 含沥青质原油数值模型。以某实例油田为例, 将该模型应用于注气井近井地带模拟, 结果表明: 低温 CO₂ 驱油过程存在液相驱替, 并随注气压力的增大, 温度的影响范围不断扩大; 沥青质沉积主要发生在近井地带; 低温 CO₂ 引发的沥青质沉淀比模拟的常温 CO₂ 引发的沥青质沉淀小。在模型计算过程中, 将低温 CO₂ 驱油效率分两方面讨论, 作出四类基本低温驱油机理图, 认识到合理的注入参数选取是关键。

关键词:

沥青质; 注 CO₂; 数值模拟; 温度变化

文献标识码: A

文章编号: 1006-5539(2011)04-0044-06

0 前言

注气提高采收率在国内发展很快, 已成为提高原油采收率最有效的方法之一^[1]。然而, 注气有可能引起沥青质沉积, 严重影响生产。国外生产实践表明, 在注气驱油过程中, 注入的气体极易引发含沥青质原油中沥青质、胶质等有机物的沉积, 堵塞储集层和采油设备, 降低油井的产能, 进而增加生产和作业成本^[2-5]。

另外, 在实际生产中, 为运输及存储的方便, 通常注入的 CO₂ 并非以气态而是液态的形式注入, 然而, 目前关于液态 CO₂ 与原油接触动态、驱替效率及对固相沉积影响的研究较少。因此, 结合注液态 CO₂ 的实际情况, 建立注液态 CO₂ 过程中含沥青质原油的数学

模型, 用于描述油藏中液态 CO₂ 的温度变化、渗流特征和沥青质沉积规律, 对提出注气方案、防止或减少沥青质沉积具有十分重要的意义。

1 注 CO₂ 过程中含沥青质原油模型的建立

本文模型除满足基本组分模型的假设条件外, 添加如下假设条件: 渗流过程为非等温过程; 油气体系存在 n_c 个固定烃类拟组分, 其中第 n_c 个组分表示沥青质组分; 沥青质组分 n_c 包含非沉淀组分和沉淀组分; 组成油气烃类的各个组分在渗流过程中会发生相间传质, 但其相平衡瞬间完成; 水组分具有独立的相态, 不参与油、气相间的传质; 使用气-液-沥青质三相平衡闪蒸计算求沉淀沥青质量^[6]。

收稿日期:

2011-03-18

基金项目:

国家重点基础研究发展计划“973计划”资助项目(2006CB70580)

作者简介:

贾英(1980-), 女, 四川南充人, 工程师, 博士, 主要从事油气藏相态、注气提高采收率及数值模拟研究。

1.1 渗流方程

烃组分 1, ..., n_c 方程:

$$\nabla \left[\frac{KK_{ro}}{\mu_o} \rho_o (y_{io} + y_{isf}) f_l |\nabla p_o| \nabla p_o \right] + \nabla \left[\frac{KK_{rg}}{\mu_g} \rho_g y_{ig} \nabla p_g \right] + q_i - \frac{\partial N_i}{\partial t} = 0 \quad (1)$$

水方程:

$$\nabla \left[\frac{KK_{rw}}{\mu_w} \rho_w \nabla p_w \right] + q_w - \frac{\partial N_w}{\partial t} = 0 \quad (2)$$

总烃方程:

$$\nabla \left[\frac{KK_{ro}}{\mu_o} \rho_o f_l |\nabla p_o| \nabla p_o \right] + \nabla \left[\frac{KK_{rg}}{\mu_g} \rho_g \nabla p_g \right] + \nabla \left[\frac{KK_{m}}{\mu_n} \rho_o y_{n, sf} f_l |\nabla p_o| \nabla p_o \right] + q_t - \frac{\partial (N_o + N_g + N_s)}{\partial t} = 0 \quad (3)$$

$i \neq n_c$ 时, $y_{isf} = 0$; $i = n_c$ 时, $y_{isf} = N_{sf} / N_o$

式中 ρ ——摩尔密度, mol/m³;

K_r ——相对渗透率;

K ——渗透率, mD;

N_i ——摩尔数, mol;

∇p ——压力梯度, MPa/m;

y_i ——组分 i 中的总摩尔分数;

t ——时间, d;

下标 o——油相;

g——气相;

w——水相;

s——固相;

sf——悬浮在液相中的固相;

t——总烃;

i ——组分气相 1, ..., n_c 。

1.2 能量守恒方程

1.2.1 流体的能量守恒方程

由于热源作用使单元体内内热变化的能量可根据 Fourier 定律计算:

$$Q_k = -k_j \nabla T \quad (4)$$

在 Δt 时间内, 流动相 j 温度变化产生的热能:

$$W_j = (\rho C) T \quad (5)$$

又根据热容关系式可得:

$$\frac{\partial (\rho_j C_j T)}{\partial t} = \frac{\partial (\rho_j U_j)}{\partial t} \quad (6)$$

同时, 本文认为类固相沥青质不参与流动中的能量交换, 但是也会由于温度变化引起热能变化:

$$W_s = C_s U_s \quad (7)$$

将式(4)~(7)代入流体能量连续性方程式可得流

体的能量渗流方程:

$$\nabla \left[\sum_j \frac{KK_{rj}}{\mu_j} \rho_j H_j \nabla \Phi_j \right] + k_j \nabla T - \frac{\partial [\phi_f \sum_j \rho_j S_j U_j + (1 - \phi_f) C_s U_s]}{\partial t} = 0, j = o, g, w \quad (8)$$

式中 C ——热容, J/K;

k ——热传导系数;

T ——温度, °C;

W ——热能, J;

U ——内能, J;

Q_j —— j 相单位横截面积能量变化量, J/kg·m²·s;

H_j —— j 相的焓;

Φ ——压力势, MPa;

ϕ ——孔隙度, %;

ρ ——摩尔密度, mol/m³;

S ——饱和度, %;

j ——相, o, g, w

1.2.2 岩心基质的能量守恒方程

同理, 可以推导岩心基质的能量守恒方程为:

$$k_r \nabla T - \frac{\partial U_r}{\partial t} = 0 \quad (9)$$

1.2.3 井源/汇项的能量守恒方程

井源/汇项的产量/注入量的能量为:

$$\rho_w Q_{wk} H_w + \rho_o Q_{ok} H_o + \rho_g Q_{gk} H_g + \rho_s Q_{sk} H_s$$

1.2.4 总的能量守恒方程

本文认为网格块由五部分构成: 基质固相(r)、沥青质固相(s)、水相(w)、油相(o)及气相(g)。将以上的流体岩心基质的能量方程通过各自占据的孔隙空间加权联立并考虑井源/汇项的能量变化, 得总的能量守恒方程为:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi_f \left(\sum_j \rho_j S_j U_j \right) + \phi_v C_s U_s + (1 - \phi_v) U_r \right] + \nabla \left[\sum_j \frac{KK_{rj}}{\mu_j} \rho_j H_j \nabla \Phi_j \right] + \sum_j k_j \nabla T + \sum_j \rho_j Q_{jk} H_j + \rho_s Q_{sk} H_s + H_{sr} + W_w \quad (10)$$

模型中共有 $(2n_c + 4)$ 个未知数。即为: $T, p, N_1, N_2, \dots, N_{n_c}, N_w, N_{1g}, N_{2g}, \dots, N_{n_c g}, N_s$ 。

要求解上述方程, 仅有上面 $(n_c + 3)$ 个方程是不够的, 必须应用平衡方程、补充方程和定解条件, 才能使问题求解, 具体添加方程见参考文献^[6-7]。

2 模型的求解

2.1 井筒到地层的热传导系数的确定

当注入液态 CO₂ 时, 与井筒及地层流体之间存在

温度差,注入CO₂从注入井筒通过射孔井段到达地层必然存在热传导。因此,要分析液态CO₂驱替效率,并筒到地层热传导系数的确定至关重要。

由前述模型可知,由于热源作用使单元体内内热变化的能量可根据Fourier定律计算:

$$Q_k = -k \nabla T$$

本文采用线性混合法则分析热传导系数 k :

$$k = \phi \cdot (S_w k_w + S_o k_o + S_g k_g) + (1 - \phi) \cdot k_r$$

2.2 组分模型的自适应隐式方法求解

将上述 $2^n + 4$ 差分方程展开,形成带有 $2^n + 4$ 个未知变量代数方程组,求解变量方程为 $T, p, N_1, N_2, \dots, N_n, N_w, N_{lg}, N_{2g}, \dots, N_{ng}, N_s$,整个体系等式通过Newton法求解。

3 模型的应用

3.1 注气井径向模型的建立

3.1.1 模型假设

CO₂驱替过程为非等温过程;每个网格孔隙度及渗透率都设为定值;注入气体与油藏流体中不存在液体的漏失;考虑CO₂的超临界作用;不考虑注入CO₂到射孔井段管流温度变化规律。

3.1.2 模型描述

建立注气井径向模型,网格数为 $20 \times 1 \times 12$,渗透率设为10 mD,垂向渗透率为1 mD,纵向各网格厚各5 m。孔隙度为12.38%。初始原油的饱和度为0.525,纵向上中间10层均射孔。油管柱内径0.031 m、油管柱外径0.037 m、套管内径0.081 m、套管外径0.089 m及井筒半径0.124 m。近井地带流体基质热传导系数见表1。

3.2 注气井近井地带温度场变化趋势

在实际生产中,为了运输及存储的方便,通常注入液态CO₂,CO₂注入时的温度通常为-17℃。以某实

表1 近井地带流体基质热传导系数表

传导系数	数据
油藏中基质的体积热容/ $J \cdot (m^3 \cdot ^\circ C)^{-1}$	2.31378×10^6
油藏岩石的热传导率/ $J \cdot (m \cdot d \cdot ^\circ C)^{-1}$	2.377614×10^5
油藏水的热传导率/ $J \cdot (m \cdot d \cdot ^\circ C)^{-1}$	5.59512×10^4
油藏油的热传导率/ $J \cdot (m \cdot d \cdot ^\circ C)^{-1}$	1.040518×10^4
CO ₂ 的热传导率/ $J \cdot (m \cdot d \cdot ^\circ C)^{-1}$	6312.35

例油田为例,注CO₂前地层内的温度较高为66℃,井底压力为15 MPa。当CO₂注入时,CO₂会急速汽化,汽化过程中强制性吸收大量的热量,使近井地带储层的温度快速下降。与CO₂汽化所需的大量热量相比,井周地层的供热很难保障这一汽化过程,因此当CO₂注入一定体积后,再注入的CO₂就不能汽化了,而是以液态形式注入。

在计算过程中未考虑CO₂到达射孔井段之前井筒中管流的传热传质过程,仅考虑当CO₂到达射孔井段时近井地带温度场的变化,用以分析低温CO₂在与地层原油接触过程中的相态变化规律及对沥青质沉积的影响。分三种情况讨论CO₂注入地层过程中温度场的变化规律:a)CO₂到达射孔井段的温度为35℃;b)CO₂到达射孔井段的温度为0℃;c)CO₂到达射孔井段的温度为25℃。

3.2.1 CO₂到达射孔井段的温度为35℃

图1为CO₂到达射孔井段的温度为35℃时,CO₂与地层原油接触后的近井地带周围温度分布图。从图1可以看出,随着注入时间的增加,低温影响范围不断扩大,当低温CO₂刚与地层原油接触时,仅射孔井段周围温度骤降,随着时间推移,注入CO₂两个月后,其影响范围已经到达近井地带周围5~7 m的范围。此时,CO₂到达射孔井段的温度已经较高,在与地层原油接触的过程中已经为气态。该现象对应于注入初期的

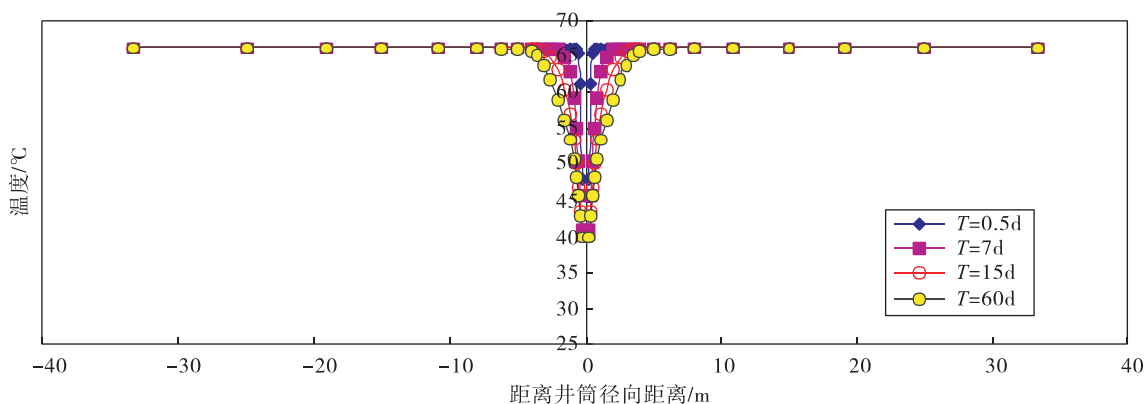


图1 射孔井段温度变化分布图(CO₂到达射孔井段的温度为35℃)

液态 CO_2 温度分布规律。

3.2.2 CO_2 到达射孔井段的温度为 0°C

图 2 为 CO_2 到达射孔井段温度为 0°C 时, CO_2 与地层原油接触后的近井地带温度分布图。与图 1 相比, 近井地带周围温度降低得更剧烈, 但其温度影响

范围并不比 CO_2 到达射孔井段温度为 35°C 时更广。同时, 大量 CO_2 的温度处于 31.05°C 之下, 这表明与地层原油接触的过程中有一部分 CO_2 呈现为液态, 并且随时间推移与地层原油接触的液态 CO_2 不断增加。这种现象对应于注入液态 CO_2 的中后期。

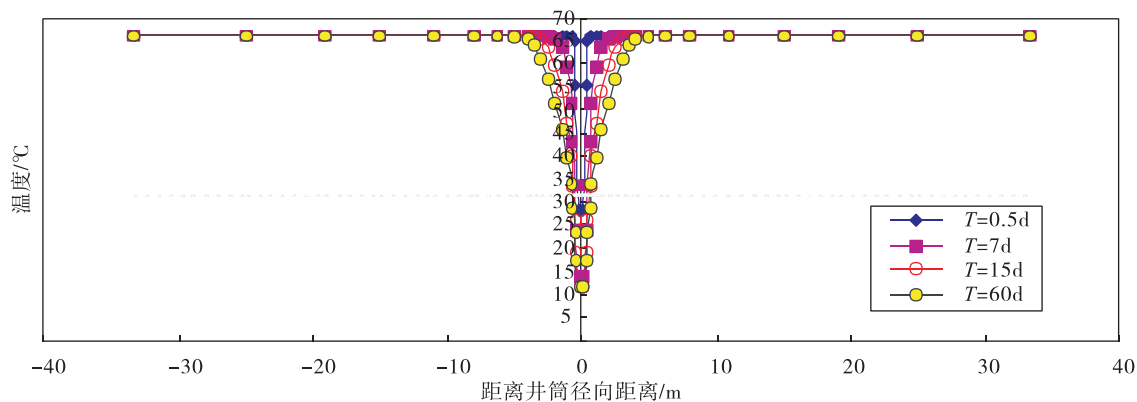


图 2 射孔井段温度变化分布图 (CO_2 到达射孔井段的温度为 0°C)

3.2.3 CO_2 到达射孔井段的温度为 25°C

图 3 为以较低压力 (22 MPa) 注入液态 CO_2 , 且 CO_2 到达射孔井段的温度为 25°C 时, CO_2 与地层原油接触后的近井地带温度分布图, 近井地带温度分布规律与图 1 相似。当提高注入压力 (40 MPa) 时,

对比图 3~4 可知, CO_2 温度降低得更剧烈, 并且出现液态 CO_2 。同时, 温度的影响范围扩大得更远。注入 CO_2 两个月后, 其影响范围已经从井周的 5~7 m 扩展到 10 m 左右, 提高压力扩大了近井地带低温 CO_2 区域。

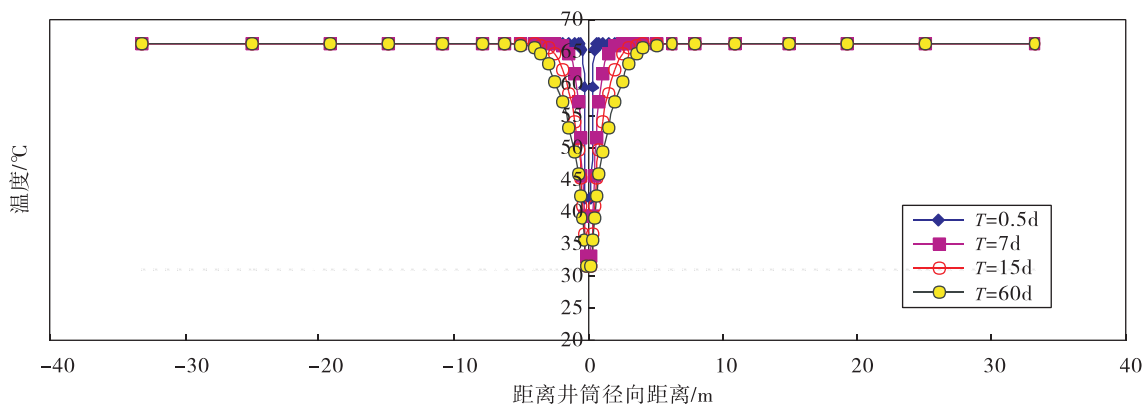


图 3 射孔井段温度变化分布图 (CO_2 到达射孔井段的温度为 25°C , 井底流压 22 MPa)

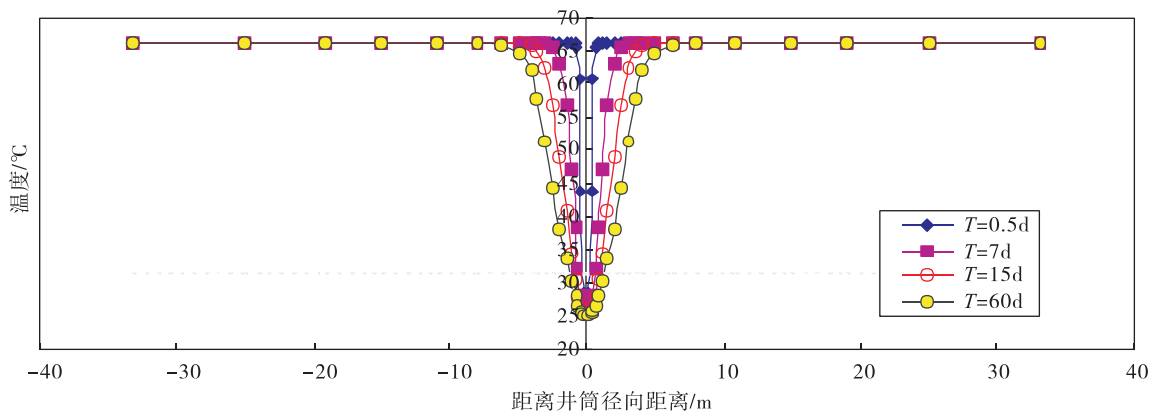


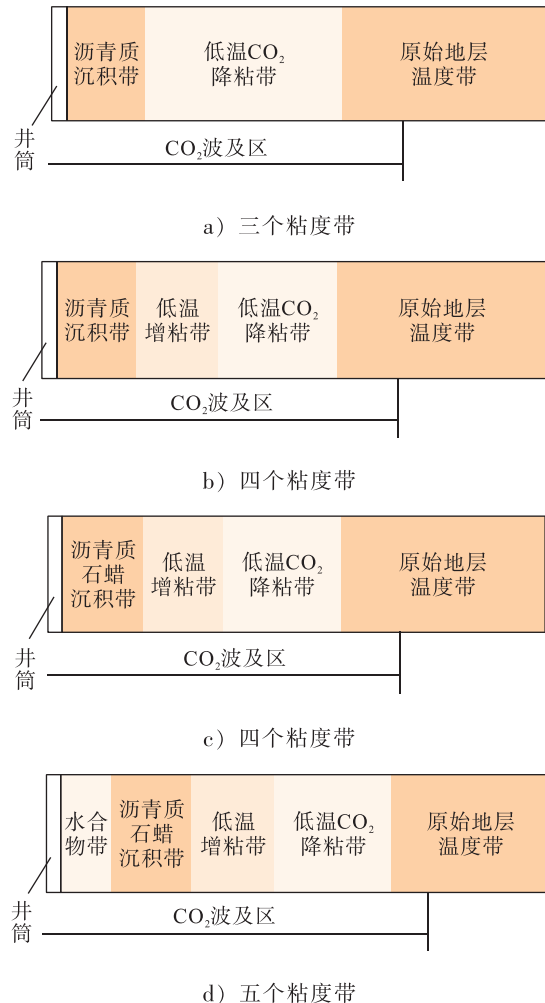
图 4 射孔井段温度变化分布图 (CO_2 到达射孔井段的温度为 25°C , 井底流压 40 MPa)

3.2.4 计算结果分析

低温气态 CO_2 驱油要分两方面进行讨论。温度降低,一方面增加 CO_2 密度,与原油混溶更容易;另一方面,由于温度的降低,也导致原油粘度增加。因此,如果当 CO_2 降低油层温度接近且略低于原始油层温度时,虽然降温使原油增粘,但 CO_2 与原油互溶的效果比低温原油增粘效果显著时,总的驱油效率增加,形成如图 5a 所示的三个粘度带(沥青质沉积带、 CO_2 降粘带、原始粘度带),此种情况最为理想。但是,当 CO_2 降低油层温度低于油层原始温度,但高于原始凝固粘度($20\sim 30\text{ }^\circ\text{C}$)时,温度的降低会明显增加原油的粘度,出现低温增粘带,见图 5 b),且低温增粘带半径越大对 CO_2 驱油增产越不利。

液态 CO_2 与气态 CO_2 驱油机理不尽相同。 CO_2 液体具有与原油更强的溶解能力,不容易超覆原油,不易形成气窜的优势。同时,当液态 CO_2 转变为气态 CO_2 过程中, CO_2 的超临界作用也不容忽视。处于超临界状态的流体具有良好的传质特性;而密度却和液体接近,并且具有很强的溶解能力,大多数固体有机化合物都可以溶解。已有研究表明^[8],在注入液体 CO_2 过程中添加化学助剂可以利用 CO_2 的超临界抽提作用,抽提原油中的沥青质。然而,如果原油含有蜡质有机固相成分时,当温度低于析蜡点时,可能导致原油中石蜡的析出并沉积堵塞在近井地带及井筒中,造成油井产量的降低。同时,石蜡析出可能捕获部分沥青质,使其一起沉积。因此,如果注入的 CO_2 到达射孔井段温度太低,在近井地带还存在着石蜡及沥青质共存带,见图 5 c)。如果最低温度低于 $10\text{ }^\circ\text{C}$ (CO_2 -水合物的生成温度)时,这是一种极端的情况,近井地带还会出现水合物带,见图 5 d)。总之,由于温度降低引发近井地带石蜡沉积和水合物的形成对 CO_2 驱油增产非常不利。

因此,合理注入参数的选取是关键,确保井底最低油层温度不能太低,最好在注气过程中形成图 5 a)

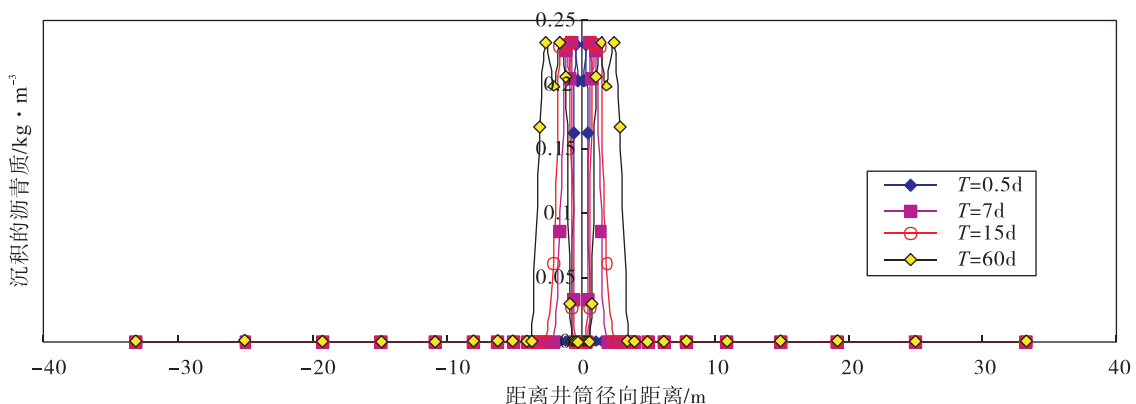
图 5 低温 CO_2 驱替示意图 I, II, III, IV

所示的温度带,特别要杜绝出现图 5d)所示的情况,防止注液态 CO_2 形成的冷伤害。

3.3 注气井近井地带沥青质沉积趋势分析

3.3.1 不考虑温度变化

图 6 和图 7 分别为注入压力为 22 MPa 及 40 MPa 近井地带射孔井段沥青质沉积分布图,从图 6~7 中可以看出,沥青质主要沉积在注入井近井地带的储层中,随着注入时间的推移,沥青质的沉积范围不断扩大。并

图 6 射孔井段沉积沥青质分布图(井底流压 22 MPa)

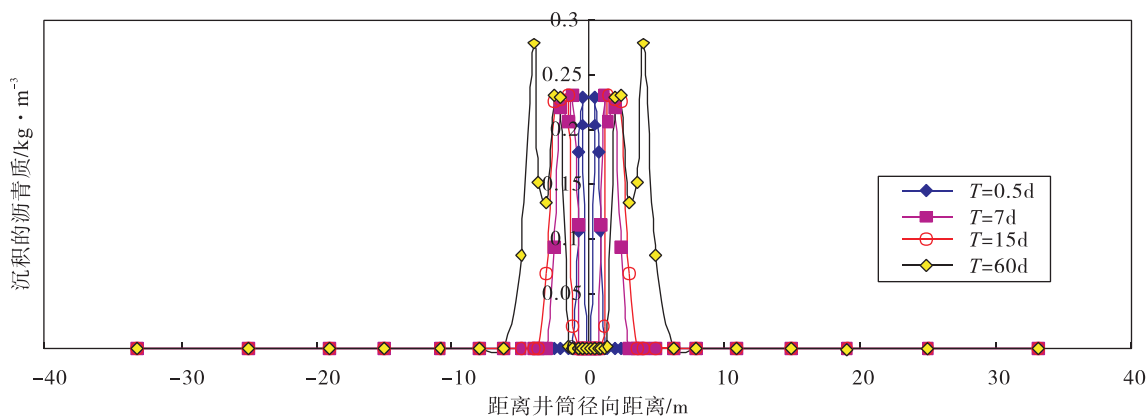


图 7 射孔井段沉积沥青质分布图 (井底流压 40 MPa)

且,随着压力升高,沥青质沉积范围也在不断扩大。

3.3.2 温度变化的影响

一直以来,温度对沥青质沉积的影响存在两种观点,一种观点认为温度对沥青质沉淀并无直接的影响;另一种观点认为温度的改变可通过扰乱沥青质与胶质之间的分子作用力间接地导致原油中沥青质不稳定,从而导致沥青质沉淀。

本文计算了注气井近井地带沥青质沉积量,从图 8 可以看出注液态 CO_2 引发的近井地带沥青质沉淀量比注 CO_2 气体引发的沥青质沉淀量更小。

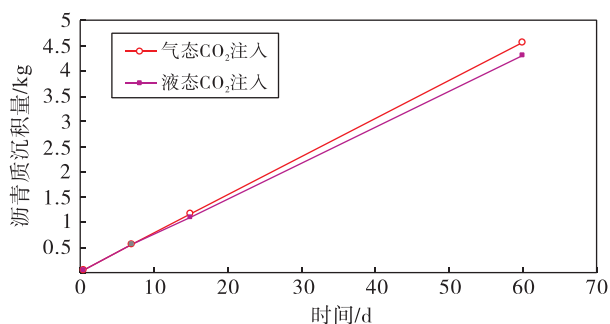


图 8 注气井近井地带沥青质沉积量

本文认为与气态 CO_2 驱相比,液态 CO_2 温度较低,在 CO_2 从液相转变为气相这个过程中,由于 CO_2 汽化,要大量地吸热,使地层中的温度骤降,温度降低相对减缓了沥青质的沉淀。同时,液体 CO_2 驱油不像气态 CO_2 那样不断地抽提轻烃组分,对沥青质沉淀的影响也相对较小。因此,注液态 CO_2 能减缓沥青质的沉淀,从而减少沥青质在储层中沉积。

4 结论

综合考虑沥青质的沉积、能量的转化及 CO_2 温

度的变化,建立了注 CO_2 含沥青质原油数值模型。以某实例油田为例,将该模型应用于注气井近井地带模拟,结果表明:低温 CO_2 驱油过程存在液相驱替,并随注气压力的增大,温度的影响范围不断扩大;沥青质沉积主要发生在近井地带;低温 CO_2 引发的沥青质沉淀比模拟的常温 CO_2 引发的沥青质沉淀小。

参考文献:

- [1] 李士伦, 张正卿, 冉新权, 等. 注气提高石油采收率技术 [M]. 成都:四川科学技术出版社,2001.
- [2] Danesh A D, Krinis G, D. Henderson, et al. Asphaltene Deposition in Miscible Gas Flooding of Oil Reservoir [J]. Chem. Eng. Res. Des, 1988, (66): 339-344.
- [3] Monger T G, Trujillo D E. Organic Deposition during CO_2 and Rich-Gas Flooding [C]. SPE 18063, 1998.
- [4] Wolcott J M, Monger T G, Sassen R. The Effects of CO_2 Flooding on Reservoir Mineral Properties [C]. SPE 18467, 1989.
- [5] Srivastava R K, Huang S S, Dyer S B, et al. Quantification of Asphaltene Flocculation During Miscible CO_2 Flooding in the Weyburn Reservoir [J]. JCPT, 1995, (354): 31-42.
- [6] 贾英. CO_2 驱替含沥青质原油固相沉积机理及开发应用研究 [D]. 成都:西南石油大学, 2007.
- [7] Jia Ying, Sun Lei, Huang Lei, et al. The Research on Asphaltene Deposition Mechanism and Its Influence on Development During CO_2 Injection [C]. SPE 104417, 2007.
- [8] Hwang R J, Ortiz J. 2000. Migration of Asphaltic Deposition During CO_2 Flood by Enhancing CO_2 Solvency with Chemical modifiers [J]. Org. Geochem, 2000, (31): 1451-1462.