

文章编号: 0253-2697(2008)02-0246-06

特低渗透油藏 CO₂ 驱油多相渗流理论模型研究及应用

程杰成¹ 朱维耀² 姜洪福¹

(1. 大庆油田有限责任公司 黑龙江大庆 163453; 2. 北京科技大学土木与环境工程学院 北京 100083)

摘要: 根据一系列实验成果,对特低渗透油藏 CO₂ 驱油渗流数学描述进行了理论研究,建立了特低渗透油藏 CO₂ 驱油渗流数学模型。该模型能反映特低渗透储层 CO₂ 混相和非混相驱油过程中油和 CO₂ 的混相作用以及水、油、溶剂(CO₂)的相互作用与传输、质量的相互转换,包括对流扩散、质量转换和气、液间的转换,并能反映各相流体的非达西渗流、相对渗透率及有效黏度等特性。运用该模型在扶杨油层进行了注 CO₂ 开发试验,取得了较好效果。

关键词: 特低渗透油藏;二氧化碳驱油;多相渗流理论;数学模型;扶杨油层;驱油试验

中图分类号: TE34 **文献标识码:** A

Study on mathematical models for multi-phase porous flow in CO₂ drive of extra-low permeability reservoir and field application

CHENG Jiecheng¹ ZHU Weiyao² JIANG Hongfu

(1. Daqing Oilfield Limited Company, Daqing 163100, China;

2. School of Civil and Environmental Engineering, Beijing University of Science Technology, Beijing 100083, China)

Abstract: The variation of multi-phase porous flow in CO₂ drive of extra-low permeability reservoir was studied on the basis of the experiment results of porous flow mechanism and property. A series of mathematical models for describing the parameters of CO₂ drive were established on the basis of porous flow mechanism, phase behavior, convection, diffusion, non-Darcy flow, transform dynamics and fluid mechanics. The theoretical models can express the physical properties such as mixed phase of oil and CO₂, interaction and conversion of water, oil and CO₂, mass transformation of gas and fluid. Those models were applied in the extra-low permeability oilfield of CO₂ drive reservoir of Fuyang Oilfield, and good results have been achieved.

Key words: extra-low permeability reservoir; CO₂ drive; multi-phase porous flow theory; mathematical model; Fuyang Oilfield; oil displacement test

由于对特低渗透性油藏在进行水驱开采时存在很大的困难,而 CO₂ 驱油是一种可行的方法^[1-2]。CO₂ 驱油是使 CO₂ 溶剂与原油融合,融合方式分为混相和非混相,混相驱可以达到更好的驱油效果;非混相也可以达到一定的驱油效果^[3-6]。室内实验结果表明:特低渗透油藏气驱与常规渗透和一般低渗透油藏气驱具有明显的不同,气相具有明显的非达西渗流特征,油、水相也具有明显的启动压力,矿场试验也显示出这一特点^[7-8]。为此,有必要建立相应的非线性渗流数学模型,开展 CO₂ 驱油渗流理论研究和数值模拟研究及其现场应用试验。大庆长垣外围特低渗透油田地层条件和流体特征均适合 CO₂ 驱油筛选标准,比烃类气驱具有更好的适应性。

1 特低渗透油藏 CO₂ 驱油的渗流数学模型

目前用于 CO₂ 驱油的数学模型有组分模型、传输—扩散模型和改进的黑油模型三大类混相驱数学模型。这些模型均未考虑流体的非达西渗流特性,更适合一般常规渗透率油气藏。基于目前特低渗透非线性实验和理论研究结果,建立适合特低渗透油气藏的一个实用的 CO₂ 混相驱渗流数学模型,通过合理假设,使模型便于求解,以利于快速预测 CO₂ 驱生产动态。

1.1 渗流数学模型的建立

CO₂ 驱油过程中油相和 CO₂ 具有混相作用,水、油、溶剂(CO₂)具有相互作用及传输,也有质量的相互

基金项目: 国家科技支撑计划“二氧化碳气驱提高采收率试验研究”(2006BAB03B06)项目资助。

作者简介: 程杰成,男,1962年9月生,2000年获大连理工大学博士学位,现为大庆油田有限责任公司副总工程师、教授级高级工程师,中国石油大学(北京)博士生导师,主要从事油田开发工作。E-mail: chengjiecheng@petrochina.com.cn

转换,即对流扩散、质量转换和气、液相间的转换。为此视流体为:①水相;②纯气相;③纯油相;④油气混合相。流体组分为3组分:①水;②油;③气(CO₂)。假设流体和岩石为不可压缩,忽略重力、毛管力的影响。全组分方程为

$$\frac{\partial W_i}{\partial t} + \nabla \cdot (\vec{F}_i + \vec{D}_i) = Q_i \quad (1)$$

其中

$$W_i = \phi \sum_{j=1}^4 \rho_j S_j C_i \quad (2)$$

$$\vec{F}_i = \sum_{j=1}^4 \rho_j \vec{u}_j C_{ij} \quad (3)$$

$$\vec{D}_i = - \sum_{j=1}^4 \rho_j \times \phi \times S_j \left[\sum_{k=1}^4 D_{kj}^i \text{grad} C_i \right] \quad (4)$$

$$Q_i = \phi \sum_{j=1}^4 \rho_j S_j r_{ij} \quad (5)$$

式中: ϕ 为孔隙度; ρ_j 为 j 相的密度; S_j 为 j 相的饱和度; u_j 为 j 相的速度; C_i 为第 i 组分; C_{ij} 为 j 相中的第 i 组分; r_{ij} 为 i 组分在 j 相中产生的质量分数; $i=1,2,3$; j 代表的是相: $j=1$ 为水相, $j=2$ 为纯气相, $j=3$ 为纯油相, $j=4$ 为油气混合相; W_i 为 i 组分的质量项; \vec{F}_i 为 i 组分的对流项; \vec{D}_i 为 i 组分的扩散项; Q_i 为 i 组源汇项; D_{kj}^i 为 i 组分在 j 相中的扩散系数; t 为时间。

对运动方程的室内实验和目前研究结果表明,特低渗透介质渗流气体具有明显的非达西渗流现象。在低速渗流时,气体分子的自由运动范围实际上受到孔隙大小的限制,孔隙直径 D 即为气体分子在孔隙内自由运动的最大距离。对于自由程大于 D 的气体分子,当其未与其他气体分子碰撞时,可能就发生了气体分子与孔隙壁的碰撞;对于自由程小于 D 的气体分子,可能发生的气体分子间的碰撞的宏观表现为“滑脱效应”。气体分子与孔隙壁的碰撞是产生非达西渗流现象的物理机制,它由多孔介质的孔隙结构和气体分子的平均自由程共同决定。因此,气体渗流流量应为包括滑脱效应在内的气体渗流流量^[1],即非线性渗流。

对于溶剂纯气相,渗流速度为

$$V_g = - \frac{K_g}{\mu_g} \left(1 + c \exp^{-\frac{D}{\lambda}} \right) \nabla p_g \quad (6)$$

式中: D 为孔隙直径, λ 为气体分子自由程, c 为常数($c \approx 0.9$)。

液体渗流规律实验结果表明,特低渗透性油气藏中水相、油相的渗流也具有非达西渗流现象。可以用非达西渗流数学模型描述。

水相运动方程为

$$V_w = - \frac{K_w}{\mu_w} (\nabla p_w - G_w) \quad (7)$$

纯油相运动方程为

$$V_o = - \frac{K_o}{\mu_o} (\nabla p_o - G_o) \quad (8)$$

混合相运动方程为

$$V_m = - \frac{K_m}{\mu_m} (\nabla p_m - G_m) \quad (9)$$

式中: V_g 、 V_w 、 V_o 和 V_m 分别为气相、水相、油相和混合相的渗流速度; K_g 、 K_w 、 K_o 和 K_m 分别为气相、水相、油相和混合相的渗透率; μ_g 、 μ_w 、 μ_o 和 μ_m 分别为气相、水相、油相和混合相的黏度; p_g 、 p_w 、 p_o 和 p_m 分别为气相、水相、油相、混合相的压力; G_g 、 G_w 、 G_o 和 G_m 分别为气相、水相、油相和混合相的启动压力梯度。

1.2 特性方程

1.2.1 饱和度方程

饱和度与各相分配有关,分别为水相(S_w)、纯气相(S_{gg})、纯油相(S_{oo})和油气混合相(S_m),方程式为

$$S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 1 \quad (10)$$

其中: $S_1 = S_w$, $S_2 = S_{gg}$, $S_3 = S_{oo}$, $S_4 = S_m$ 。

1.2.2 全组分浓度方程

水组分在水相中不参与其他相,气组分分布在纯气相和混合相中,油组分分布在纯油相和混合相中。各组分方程为

$$C_1 = C_{11} = S_w \quad (11)$$

$$C_2 = S_{gg} + S_m C_{23} \quad (12)$$

$$C_3 = S_{oo} + S_m C_{33} \quad (13)$$

1.2.3 相对渗透率

在混相状态下,混合相相对渗透率 K_m 计算式为^[8]

相对渗透率为

$$K_m = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_w - S_{orm}} K_{row} + \frac{S_g}{1 - S_w - S_{orm}} K_{rs} \quad (14)$$

式中: S_{om} 为混相条件下残余油饱和度; K_{row} 为水相条件下的油相相对渗透率; K_{rs} 为混合状态下溶剂相相对渗透率,其经验计算公式为

$$K_{rs} = K_{rsm} \left[\frac{S_g - S_{sr}}{1 - S_{wc} - S_{orm}} \right]^{n_s} \quad (15)$$

式中: S_{wc} 为束缚水饱和度; S_{sr} 为残余油饱和度; K_{rsm} 为束缚水饱和度条件下溶剂相端点相对渗透率; n_s 为溶剂相相对渗透率计算式指数。

1.2.4 有效黏度

当CO₂驱混相时,混合相黏度 μ_m 由黏度的1/4次幂混合规则确定^[8],其方程为

$$\frac{1}{\mu_m^{0.25}} = \frac{1}{1 - S_w} \left[\frac{S_o}{\mu_o^{0.25}} + \frac{S_g}{\mu_g^{0.25}} \right] \quad (16)$$

式中： μ_o 和 μ_s 分别为非混相状态下油相和溶剂的黏度。

2 特低渗透油藏 CO₂ 驱油室内实验

采用扶余油层天然岩心和现场采集的油气样品,进行了长岩心测试实验。长岩心测试实验更接近于地层的实际情况。实验中采用的岩心长度为 28.85 cm,平均空气渗透率为 $2.694 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。共完成了芳深 6 井气直接驱油实验、升气 1-4 井气直接驱油实验、升气 1-4 井气/水交替驱替实验、直接水驱实验和纯 CO₂ 驱油等 5 组长岩心实验(表 1)。

表 1 不同注入介质条件下长岩心实验结果

Table 1 The experimental data of long cores under different injection conditions

驱油方式	启动压差/ MPa	启动压力梯度/ (MPa·m ⁻¹)	突破点采收率/ %	最终采收率/ %
芳深 6 井气直接驱替	2.19	7.59	29.08	34.32
升气 1-4 井气直接驱替	2.06	7.14	27.41	32.20
升气 1-4 井气/水交替驱替	5.77	20.00	未突破	25.96
水驱实验	5.45	18.89	23.28	—

由实验结果可见:①注气直接驱替的启动压差小于注水驱及气水交替驱替方式(注气直接驱替启动压差为 2.06~2.19 MPa,注水驱及气水交替驱启动压差为 5.45~5.77 MPa),说明注气比注水驱替更容易。②升气 1-4 井气/水交替实验中,注入压力持续上升,启动压差为 5.77 MPa。当注入压力接近地层破裂压力时,水和气均未突破,采收率仅为 25.96%,说明气水交替驱效果不理想。③注气直接驱替突破点采收率为 27.41%~29.08%,注水驱突破点采收率为 23.28%。说明气水未突破前,气驱采收率高于水驱采收率。④不同压力下 CO₂ 驱长岩心实验数据表明(表 2),随着注入压力升高,采收率也升高。当注入压力由 6.0 MPa 升高到 35 MPa 时,突破点采收率由 32.61% 升高到 44.76%;最终采收率由 39.06% 升高到 56.27%。⑤在地层压力下,CO₂ 驱的突破点采收

表 2 不同压力下 CO₂ 驱长岩心实验结果

Table 2 The experimental data of CO₂ displacement under different pressure conditions for long cores

注入压力/ MPa	启动压差/ MPa	启动压力梯度/ (MPa·m ⁻¹)	突破点采收率/ %	最终采收率/ %
6.0	2.43	8.42	32.61	39.06
22.64	2.29	7.94	41.80	48.15
35.0	2.26	7.83	44.76	56.27

率为 41.80%,比芳深 6 井高 12.72%;最终采收率为 48.15%,比芳深 6 井高 13.83%,这表明 CO₂ 驱能较大幅度地提高油藏采收率(图 1)。

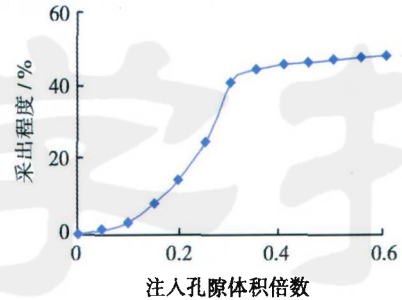


图 1 CO₂ 注入长岩心实验采收率曲线

Fig. 1 Oil recovery curve of CO₂ displacement experiment for long cores

3 数值模拟

3.1 理想模型数值模拟

3.1.1 数值模拟程序设计

采用有限差分法,对模型方程组进行全隐式差分 and 线性化处理,网格块按 D_i 方法排序,并用直接法求解数据阵。该模拟程序考虑了 CO₂ 驱油中的物理化学性能。方程的求解采用全隐式方法,具有时间步长的自动选取、数值弥散的控制等功能。程序由 CO₂.f 构成,包含了参数场初始化、CO₂ 及溶剂的物理化学性能、流体特性、井特性。输入文件 CO₂.dat。该程序能够对一般性油藏在不同开发方式进行历史拟合和动态预测。

3.1.2 地质数学模型设计

选择正韵律剖面模型,注采井为一注一采系统,地质模型分二层,渗透率从上到下分别为 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $9.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。含水率 S_w 为 34%,孔隙度为 18%,采用的网格为 $10 \times 1 \times 2$,网格步长 dx, dy, dz 分别为 30 m, 30 m, 5 m,原油物性相对渗透率曲线都取自芳 48 断块。

3.1.3 物性变化特征

流体性质改变:①原油黏度降低:模拟区原始地层压力为 20.4 MPa,原油黏度为 6.6 mPa·s,油层温度 85.9℃。将 CO₂ 注入油层后,溶解于原油中,从而使原油黏度降低。在该压力下注入 CO₂,地层原油黏度随 CO₂ 注入浓度和地层压力变化而变化。随着注入浓度和地层压力的增大,原油黏度迅速降低,最后降低为 3.1 mPa·s,黏度降低 53.0%(图 2)。②界面张力降低:CO₂ 溶解于原油后,CO₂ 和原油的性质差别减小,界面张力降低。在压力为 20.4 MPa 时初始界面张力为 26.1 mN/m,注入 CO₂ 后在 30.0 MPa 时,界面张力

为 12.1 mN/m, 当在压力达到 39.0 MPa 时, 界面张力为 5.6 mN/m。

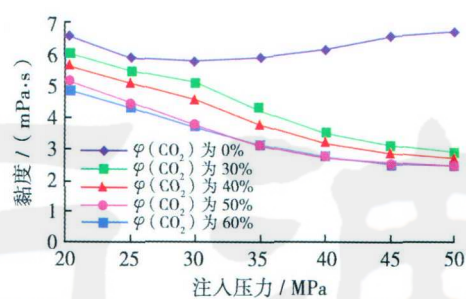


图2 注入不同 CO₂ 体积分数下的原油黏度与压力关系

Fig. 2 Oil viscosity vs pressure curve under different CO₂ concentration

注入速度对 CO₂ 驱油效果有一定影响: 在压力低于拟混相压力时, 随着压力的增加, 气体流动速度增大, 增加了 CO₂ 与原油的接触范围, 有利于 CO₂ 向原油相的传质和对流, 提高了驱油效果。当压力高于混相压力时, 随着注入速度的增大, 压力增加, 有利于 CO₂ 对原油的降黏和混相, 流体的混融性和均匀性增加, 流动阻力进一步减少。但随着注入压力的进一步增大, 在注入浓度没有明显增加的条件下, 流体的混融和流动条件并未处在最佳, 所以驱油效果有所降低。因此, 在一定的压力范围内, CO₂ 驱油可以达到较好的驱油效果(表 3)。

表 3 注入压力对 CO₂ 驱油效果的影响

Table 3 Effect of injection pressure on oil recovery of CO₂ flooding

注入压力 / MPa	最终采收率 / %
10.0	32.2
15.0	34.4
20.0	36.5
25.0	38.3
30.0	39.6
35.0	38.8
40.0	38.6

CO₂ 的注入量对采收率的影响: 当 CO₂ 体积分数达到一定值时, CO₂ 与原油可达到一次接触混相的状态。一般随着 CO₂ 体积分数增大, 驱油效果变好。模拟结果表明, 当 CO₂ 体积分数达到 0.3 时, 最终采收率可达 35.3%; 当 CO₂ 体积分数为 0.37 时, 最终采收率可达 38.5%; 当 CO₂ 体积分数达到 0.45 时, 最终采收率可达 41.5%; 当 CO₂ 体积分数达到 0.5 时, 最终采收率可达 42.8%。

3.2 试验区数值模拟

试验区含油面积为 0.43 km², 地质储量为 23 ×

10⁴ t, 平均空气渗透率为 1.4 × 10⁻³ μm², 有效孔隙度为 14.5%。地层原油密度为 0.815 t/m³, 原油黏度为 6.6 mPa·s, 饱和压力为 5.3 MPa, 体积系数为 1.089, 原始气油比为 17.5 m³/t。凝固点为 33.0℃, 含胶量 17.0%, 含蜡量 25.1%。平均总矿化度为 7 158.0 mg/L, 水型为 NaHCO₃。油层平均原始地层压力为 20.4 MPa, 油层平均温度为 85.9℃。注气目的层平均单井砂岩厚度为 8.2 m, 有效厚度为 6.6 m。

试验区在 2001 年 3 月开始捞油, 2002 年底 4 口井压裂后转抽油。初期单井产油量为 2.8 t/d, 目前平均单井产油量为 1.5 t/d。试验区累积产油量为 7 751 t, 采出程度 3.37%, 综合含水率 5.2%。2003 年 3 月芳 188-138 井开始试注 CO₂ 气, 形成一注四采试验井组。2004 年 7 月新钻加密井芳 188-137, 共形成一注五采试验区, 即: 注气井 1 口(芳 188-138 井), 采油井 5 口。其中芳 187-138 井距注气井 250 m, 190-136 井距注气井 300 m, 190-138 井距注气井 200 m, 190-140 井距注气井 300 m, 加密井芳 188-137 井距注气井 80 m。

3.2.1 历史拟合与模拟效果预测

对试验区进行了数值模拟研究, 建立 6 层地质模型 18 × 18 × 6 = 1 944 个网格节点。

在模拟各类方案前, 首先对试验区进行了水驱开采指标历史拟合和预测, 水驱历史拟合的结果与实际生产数据符合得很好(图 3), 说明地质模型建立的比较合理, 参数选择比较得当。从图 3 可以看出, 2004 年 7 月以前压裂开采, 由于油层是特低渗透油层, 生产井递减非常快, 但 CO₂ 驱油的增油效果十分明显。

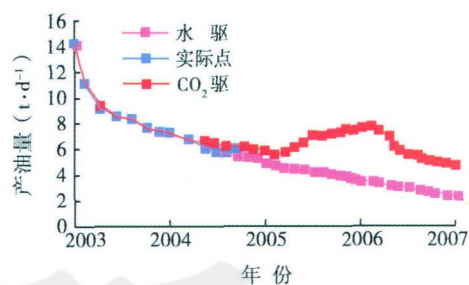


图3 试验区生产历史拟合 CO₂ 驱油与水驱效果预测对比

Fig. 3 Performance predictions of CO₂ flooding and water flooding by numerical simulation

3.2.2 方案优选

为了考察 CO₂ 混相驱油效果, 模拟研究了 CO₂ 突破后改善注气驱油效果的技术措施, 设计了 4 类共 9 种方案(表 4)。

数值模拟研究表明, 注入一定量 CO₂ 段塞后转水驱效果较好。由于储层渗透率低、地下原油黏度较高(6 mPa·s), 基础方案的产能很低, 采出程度较低; 3 个

表4 数值模拟方案设计结果

Table 4 Numerical simulation design scheme

方案类别	编号	方案描述	模拟设计方案
基础方案	1	注气井关井,油井继续生产	
气驱	2	注气井继续注气,油井继续生产	设计注液态 CO ₂ 速度分别为 4 m ³ /d、9 m ³ /d、14 m ³ /d、18 m ³ /d、27 m ³ /d
	3	脉冲注气	先进行脉冲注气,之后继续连续注气,模拟不同的脉冲交替周期对注气效果的影响
	4	注入一个水段塞后再气驱	研究水段塞大小和后续注气速度对驱替效果的影响
继续注气后改水驱	5	直接后续水驱	设计注水速度分别为 10 m ³ /d、15 m ³ /d、20 m ³ /d
	6	继续注入一定气量后再水驱	继续注入 4 000 m ³ 、6 000 m ³ 、8 000 m ³ 、10 000 m ³ 、15 000 m ³ 、25 000 m ³ 、30 000 m ³ 液态 CO ₂ 后转水驱
	7	脉冲注气后再水驱	先进行脉冲注气,之后再进行水驱
气水交替驱	8	水气交替注入后再进行水驱	模拟不同的气、水交替比例对驱替效果的影响
	9	渐缩式水气交替后进行水驱	水气比不断改变,水逐渐增多,气逐渐减少;或水逐渐减少,气逐渐增多

气驱方案气油比升高速度均较快,在 6~8 年后所有井气油比均大于 1 000 m³/m³ 而关井,采出程度较低;水气交替驱方案在矿场上因注入压力持续升高而无法实施(表 5)。因此,优选方案为注入一定量的 CO₂ 段塞后转注水驱。

3.2.3 开采效果对比和预测

数值模拟研究成果表明,采取周期注入方式效果较好,注气比例为 6:2(注气 6 个月后,突破并开井 2 个月)。2006 年改为周期注气,根据油井产量、采出气组成变化等情况,跟踪调整注气量,先后分 3 个段塞注入液态二氧化碳 5 373 t。截止 2006 年底,试验区累积注气量为 2 0373 t,注入孔隙体积为 0.407 PV(表 6)。

表5 数值模拟指标预测结果

Table 5 Numerical simulation data for different development target

方案类别	编号	预测 10 年					预测 20 年				
		累积注液 态 CO ₂ /m ³	累积注水 量/m ³	累积产油 量/t	累积增油 量/t	采出 程度/ %	累积注液 态 CO ₂ /m ³	累积注水 量/m ³	累积产油 量/t	累积增油 量/t	采出 程度/ %
基础方案	1	9 470	0	14 861	0	5.74	9 470	0	18 107	0	7.0
气驱	2	39 000	0	18 741	5 707	7.24	继续注气 6 年后油井关井				
	3	42 000	0	18 700	5 183	7.23	继续注气 7 年后油井关井				
	4	37 000	0	21 963	7 982	8.48	累积注水 5 700 m ³ ,再注气 8 年后油井关井				
继续注气后改水驱	5	9 470	29 372	20 653	5 792	7.98	9 470	53 139	27 458	9 352	10.60
	6	15 000	27 982	24 577	9 716	9.49	15 470	53 914	31 924	13 817	12.33
	7	14 500	29 545	23 855	8 994	9.22	14 500	58 047	31 422	13 315	12.14
气水交替注入驱	8	29 800	26 440	30 527	15 665	11.79	29 800	58 800	37 516	19 409	14.50
	9	25 500	19 765	23 495	8 634	9.08	25 500	36 551	28 262	10 155	10.92

表6 各阶段注入情况

Table 6 Injection data in the field

时 间	阶段注入 压力/MPa	注入时间/d	阶段累积 注入量/t	阶段平均 注入量/(t·d ⁻¹)	阶段注入孔隙 体积倍数	总累积 注入量/t	总计注入孔隙 体积倍数
2003年3月—2004年7月	13.0	182	626	3.4	0.013	626	0.013
2004年7月—2004年12月	13.0~12.5	80	4 770	60	0.095	5 396	0.108
2005年1月—2005年12月	12.5~13.0	187	9 604	51	0.192	15 000	0.300
2006年1月—2006年12月	12.5~11.5	132	5 373	41	0.107	20 373	0.407

方案实施和模拟结果还表明,CO₂ 驱比水驱取得了较好的驱油效果,从图 4 数据曲线可以看出,CO₂ 驱油驱油效果十分显著。CO₂ 驱油通过方案优化和合

理的,对特低渗透油层可以达到较好的驱油效果。

据试验区注气效果统计,井组产油量从 5.9 t/d 逐步上升到 6.6 t/d; 2005 年 3 月芳 190-136 井和芳

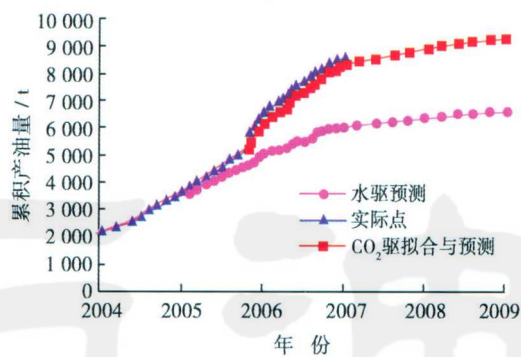


图4 试验区 CO₂ 驱油与水驱预测效果和实际效果对比

Fig. 4 The oil production contrast of CO₂ flooding and water flooding

190-140 井见气后产量略有下降,井组产油量为 5.5 t/d;随着芳 188-137 井和芳 190-138 井吞吐受效,芳 190-136 井和芳 190-140 井产量上升,井组产油量稳定在 7.0 t/d 以上。到 2006 年底,试验井组产油量为 5.0 t/d,平均单井产油量为 1.0 t/d,试验区累积产油 9 155 t,累积增油 2 200 t,采出程度 3.98%,采油速度 0.65%,综合含水率 6.0%。预计到 2008 年底 CO₂ 驱比水驱可累计增油 2 704 t,取得了较好的增油效果。

4 结 论

在系列实验成果基础上,对特低渗透油藏 CO₂ 驱油渗流数学描述模型进行了理论研究,建立了特低渗透油藏 CO₂ 驱油渗流数学模型。反映了特低渗透层 CO₂ 混相和非混相驱油过程中油和 CO₂ 混相作用以及水、油、溶剂(CO₂)相互作用与传输、质量的相互转换作用,即对流扩散、质量转换和气、液间的转换。反映了各相流体的非达西渗流、相对渗透率、有效黏度等特性。从而为今后特低渗透油藏 CO₂ 驱油数值模拟研究和现场应用提供了理论基础。

数值模拟、理论研究和试验区试验结果表明,对特低渗透油层进行 CO₂ 驱油是可行的,只要根据储层特征优化 CO₂ 驱油方案,可以达到较好的驱油效果。

数值模拟研究表明,注入一定量 CO₂ 段塞后转水驱的方案对特低渗透油藏是比较适合的。优选注入一

定量的 CO₂ 段塞后转注水驱油效果较好。

对河流相沉积的油层,注气在改善油田开发效果的同时也易形成单向突进,比注水开发调控难度大。部分油井见注入气后,造成平面上油井受效不平衡。平面上的气驱平衡是提高气驱波及系数的关键。

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,2001:11.
Li Shilun, Zhang Zhengqing, Ran Xinquan, et al. IOR technology by gas injection[M]. Chengdu: Sichuan Science and Technology Press, 2001: 11.
- [2] 郭平,罗玉琼,何建华,等. 注水开发油田进行注气开发的可行性研究[J]. 西南石油学院学报,2003,25(4):37-40.
Guo Ping, Luo Yuqiong, He Jianhua, et al. A feasibility study of gas injection for oil reservoirs after water flooding[J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2003, 25(4): 37-40.
- [3] 郭平,孙良田,李士伦,等. CO₂ 注入对原油高压物性影响的理论模拟和实验研究[J]. 天然气工业,2000,20(2):76-79.
Guo Ping, Sun Liangtian, Li Shilun, et al. Theoretical simulation and experimental study of the influence of CO₂ injection on PVT of crude oil[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(2): 76-79.
- [4] Fishlock T P, Probert C J. Waterflooding of gas-condensate reservoirs[R]. SPE 35370, 1996.
- [5] Hewett T A, Behrens R A. Conditional simulation of reservoir heterogeneity with fractal[R]. SPE 18326, 1988.
- [6] Weberk K J. How heterogeneity affects oil recovery[M]//Lake L. M., Carroll Jr H B. Reservoir characterization. New York: Academic Press, 1986: 187-544.
- [7] 赵明国,孙忠新. 气体性质对特低渗透油藏气驱效果的影响——以大庆油田芳 48 断块为例[J]. 特种油气藏, 2007, 14(4): 75-77.
Zhao Mingguo, Sun Zhongxin. Impact of gas property on gas drive in extremely low permeability oil reservoir—A case study of Block Fang 48 in Daqing Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(4): 75-77.
- [8] 王文环. 特低渗透油藏驱替及开采特征的影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 73-75.
Wang Wenhuan. Influencing factors of displacement and development characteristics in ultra-low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(6): 73-75.

(收稿日期 2007-07-06 改回日期 2007-10-10 编辑 孟伟铭)