

纯液态 CO₂ 压裂非稳态过程数值模拟^{*}

陆友莲¹ 王树众¹ 沈林华¹ 宋振云² 李志航²

(1.西安交通大学动力工程多相流国家重点实验室 2.川庆钻探工程公司长庆石油勘探局工程技术研究院)

陆友莲等.纯液态 CO₂ 压裂非稳态过程数值模拟.天然气工业,2008,28(11):93-95.

摘要 为了解纯液态 CO₂ 压裂初始井底压力和温度随时间的演化规律,对压裂液初期非稳态过程进行了数值模拟。从模拟的结果看:井底液体 CO₂ 在压裂的初期会经历较大的温度和压力变化,液体 CO₂ 会因受热而发生相态的变化和体积的膨胀,最大膨胀幅度达 17.2%,而其重力压头的变化则是引起井底液体 CO₂ 压力变化的主要因素。一般在压裂 2~5 min 后井底温压即可稳定,稳定后的温度和压力以及稳定所需要的时间主要与压裂液排量、井深有关。如果气井太深,低温液体 CO₂ 会在井筒附近地层造成巨大的温度梯度,这有可能会引起井筒周围地层热应力的剧烈上升,从而有利于井筒射孔附近地层的开裂。

关键词 二氧化碳 压裂 压力 温度 数值模拟

CO₂ 能增加溶解气驱的能量,冷却储层,保证后期进入地层的压裂液所受的施工温度较低。施工结束后,注入地层中的 CO₂ 在温度作用下快速气化,溶混于水中,生成的低浓度碳酸可以降低储层黏土的膨胀率,保持地层的渗透性,还可解除残留在裂缝壁上压裂液滤饼的堵塞^[1]。与其他压裂液相比,该压裂液压裂后形成的裂缝具有较高的导流能力和较长的裂缝闭合期,油气产量要高于其他压裂液裂缝 2~4 倍,产油(气)期持续时间也要比其他压裂液裂缝长很多;同时,撤压后 CO₂ 气化膨胀的增能效应还可以大大缩短压裂液的返排时间^[2-5],可见该压裂技术在开发水敏性低渗透油气藏、高渗透多孔性被堵油气藏和低压油气藏时具有光明的应用前景。

一、问题的描述及数学模型

低温液体 CO₂ 在压裂液管路中流动时与地层之间的换热物理模型如图 1 所示。

图 1 所示物理模型的地层温度控制方程为:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) \quad (1)$$

式中: a 为地层的热扩散率, $a = \frac{k}{\rho c_p} = 2.274 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$; k 为地层的导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$; ρ 为地层的密度, kg/m^3 ; c_p 为地层的比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ 。

^{*} 本文受到国家自然科学基金(编号:90610021)的资助。

作者简介:陆友莲,女,1982年生,硕士研究生,现从事石油天然气增产改造方面研究与应用工作。地址:(710049)陕西省西安市咸宁西路28号。电话:(029)82665157。E-mail:lian3714@163.com

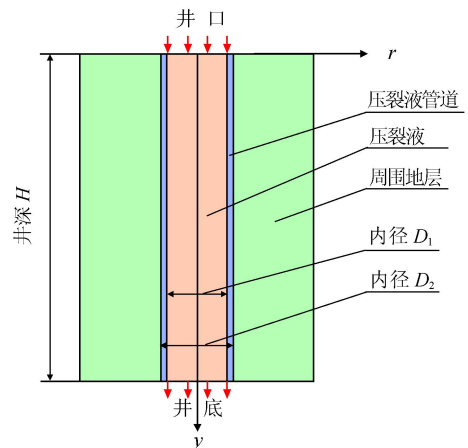


图 1 压裂液与地层之间的换热物理模型图

控制方程的初始条件为:

$$T(r, y, b) = T(y) = A + By \quad (2)$$

式中: A 、 B 分别为地层初始温度分布系数,分别取 30 和 0.03。

边界条件为:

$$(1) \text{井底、井口绝热: } \left. \frac{\partial T}{\partial y} \right|_{y=0, y=H} = 0。$$

(2)距管中心无穷远处温度不变,即

$$T(r, y, t) |_{r=\infty} = T(y)$$

本文取 $r=50 \text{ m}$ 作为无穷远处。

$$(3) \text{压裂液管壁处: } \pi D_2 k \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=D_2} = \frac{T_i - T_w}{R}。$$

式中： T_i 、 T_w 分别为管内压裂液温度和与管壁接触处的地层温度， $^{\circ}\text{C}$ ； R 为压裂液与地层之间的总热阻， K/W ， $\left[R = \frac{\ln(D_2/D_1)}{2k_o\pi l} + \frac{1}{hD_1\pi l} + \frac{R_0}{\pi l D_2} \right]$ ， k_o 为油管的导热系数， $k_o = 50.43 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ； R_0 为压裂液管壁和地层之间的接触面积热阻，取 $0.04 (\text{m}^2 \cdot \text{K})/\text{W}$ ； l 为压裂液管道长度， m ； h 为压裂液与油管之间的对流换热系数， $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ 。

对流换热系数由 Gnielinski 公式^[6]得到：

$$Nu = 0.012(Re^{0.87} - 280)Pr^{0.11} \left[1 + \left(\frac{d}{l} \right)^{2/3} \right] \left(\frac{Pr}{Pr_w} \right)^{0.11} \quad (3)$$

式中： Nu 为努塞尔数， $Nu = hl/k_i$ ； k_i 为压裂液的导热系数， $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ； Re 为雷诺数； Pr 、 Pr_w 分别为管内压裂液平均温度的普朗特数和管内压裂液管壁温度的普朗特数； d 为压裂液管道内径， m 。

本次研究径向网格步长取 0.01 m ，纵向网格步长取 1 m ，时间步长取 0.1 s 。

在纵向网格上，压裂液的物性都要根据计算出的温度和压力进行更新。其中，压力迭代更新的计算公式为：

$$p^{i+1} = p^i + \Delta p_g - \Delta p^f \quad (4)$$

式中： p^i 、 p^{i+1} 分别为上下两个网格处的压力， MPa ； Δp_g 、 Δp^f 分别为压裂液的重位压降和摩擦压降， MPa 。

摩擦压降采用达西—维斯巴赫公式：

$$\Delta p^f = \lambda \frac{l}{d} \frac{\rho u^2}{2} \quad (5)$$

式中： ρ 为压裂液的密度， kg/m^3 ； u 为管内压裂液平均流速， m/s ； λ 为摩擦阻力系数，其值根据文献^[4]的试验结果拟合而得。

摩擦阻力系数拟合公式为：

$$\lambda = 70.306 Re^{-0.5801} \quad (6)$$

压裂液温度迭代更新的计算式为：

$$Gt c_{pf} (T_i^{i+1} - T_i^i) = \frac{T_w - T_i^i}{R} \quad (7)$$

式中： Gt 为压裂液的质量流量， kg/s ； c_{pf} 为压裂液的比热容， $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ； T_i^i 、 T_i^{i+1} 分别为上、下两个网格处的温度， $^{\circ}\text{C}$ 。

CO_2 的物性参数方程详见文献^[7]。

二、计算结果及分析

CO_2 压裂技术最大的特点是用液体 CO_2 作为携砂液。由于液体 CO_2 的黏度很低，约为水的 $1/10$ ，因此其携砂能力较差，压裂时要求有严格的泵送速度和湍流度。实际的压裂作业必须综合考虑压裂液的携砂能力、用量和泵送阻力等，最佳的经济排量为 $4.77 \sim 8.7 \text{ m}^3/\text{min}$ ^[4]。排量如果太低，携砂能力会大大下降；排量如果太高，则会增加液体 CO_2 的消耗量及泵送阻力，增加压裂作业的使用费用。一般来说，实际压裂时最好使用 $\varnothing 114.3 \text{ mm}$ 或 $\varnothing 139.7 \text{ mm}$ 的压裂液管道^[8]。因此，本研究就以这两种管径的压裂液管道来模拟排量为 $5.0 \sim 9.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 的压裂初期非稳态过程。模拟结果见图 2、表 1、表 2，与文献^[3]给出的实际压裂结果非常吻合。

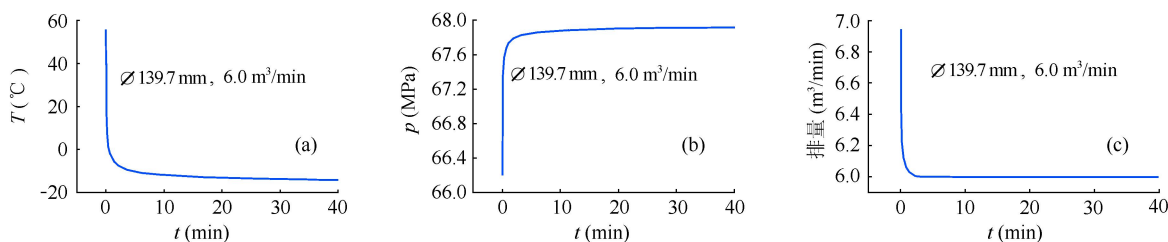


图 2 井深 2 000 m 处压裂液温度、压力、排量随时间的变化图

由图 2-a 可知，在压裂初始阶段，由于地层温度非常高，压裂液在流动的过程中会被迅速加热，到达井底时压裂液的温度已升高至 $56 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 。随着压裂的继续进行，井筒周围地层被迅速冷却，压裂液与地层之间的换热不断减弱，经过 $2 \sim 5 \text{ min}$ 后，换热过程即可达到稳定。稳定后液体 CO_2 的温度要比注入时偏高 $5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上；偏高多少主要和井深及压裂液排量有关（详见表 1、2）。由图 2-b 可以看到，压裂初期的

井底压力要明显低于压裂稳定后的井底压力。压裂液流动过程中与地层之间的换热，一方面会引起低温液体 CO_2 密度的下降和重位压头的降低，另一方面还会引起摩擦压降的改变。需要说明的一点是，摩擦压降与液体 CO_2 的体积排量及其黏度有关。液体 CO_2 受热后，体积加速膨胀，同时黏度降低，因此总的摩擦压降可能上升，也可能下降。

图 2-c 是以实际进口液体 CO_2 排量 $6.0 \text{ m}^3/\text{min}$

表1 $\varnothing 114.3$ mm 压裂液管道计算结果表

排量 (m ³ /min)	井深 (m)	初始状态		稳定状态		稳定 时间 (min)
		温度 (°C)	压力 (MPa)	温度 (°C)	压力 (MPa)	
5.0	1 000	28.2	55.51	-17.3	55.97	2.37
	1 500	45.0	58.02	-15.5	58.96	3.38
	2 000	60.0	60.38	-13.5	61.94	4.37
7.0	1 000	20.1	52.20	-18.1	52.46	1.88
	1 500	36.0	53.12	-16.8	53.69	2.65
	2 000	50.6	53.92	-15.3	54.91	3.47
9.0	1 000	14.1	48.40	-18.5	48.51	1.62
	1 500	28.9	47.50	-17.5	47.77	2.25
	2 000	42.7	46.50	-16.4	47.02	2.89

表2 $\varnothing 139.7$ mm 压裂液管道计算结果表

排量 (m ³ /min)	井深 (m)	初始状态		稳定状态		稳定 时间 (min)
		温度 (°C)	压力 (MPa)	温度 (°C)	压力 (MPa)	
5.0	1 000	28.5	58.98	-17.1	59.57	2.70
	1 500	45.4	63.18	-15.1	64.37	3.78
	2 000	60.6	67.25	-12.9	69.19	4.90
7.0	1 000	20.5	57.82	-17.9	58.25	2.17
	1 500	36.7	61.49	-16.5	62.40	3.05
	2 000	51.6	65.03	-14.9	66.55	3.98
9.0	1 000	14.7	56.44	-18.4	56.77	1.85
	1 500	29.8	59.46	-17.3	60.16	2.58
	2 000	44.1	62.37	-16.0	63.57	3.38

计算,初始时刻达到 2 000 m 地层处的排量已增加到 6.96 m³/min,膨胀率高达 17.2%。由于低温液体 CO₂ 会引起输运管道的收缩,因此无论在什么样的情况下,都必须使用压力调解采油封隔器,而不能采用应力调解采油封隔器。另外,为了保证井头分离器和采油封隔器不发生位移,必须使用 90—硬膜过氧化氢处理过的丁纳橡胶圈和封装设备。一般来说,压裂作业的失败与否和橡胶圈的使用有很大的关系^[4]。

从图 3 可以看到,井筒周围地层的温度梯度会随着井深的增加而迅速上升。在 2 000 m 处,地层

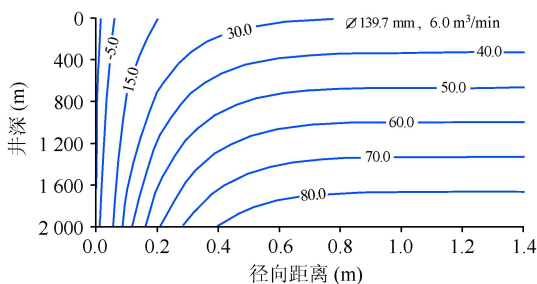


图3 稳定状态下地层的温度分布状况图

的温度梯度可引起井筒周围地层热应力的剧烈增加,从而会有利于井筒射口附近地层的开裂。

三、结 论

(1)液体 CO₂ 在压裂的初期会经历较大的温度和压力变化,一般在压裂 2~5 min 后即可达到稳定,稳定后的温度和压力以及稳定所需要的时间主要和压裂液排量及井深有关。

(2)压裂初期,受热引起的黏度变化对井底压力的影响要大于受热引起的排量变化的影响;静液柱压头对井底压力的影响要大于摩擦压降的影响;液体 CO₂ 的膨胀率高达 17.2%。因此必须使用压力调解采油封隔器和 90—硬膜过氧化氢处理过的丁纳橡胶圈及封装设备。

(3)如果油井太深,低温液体 CO₂ 会造成井筒附近地层巨大的温度梯度,这有可能会引起井筒周围地层热应力的剧烈增加,从而有利于井筒射口附近地层的开裂。

参 考 文 献

- [1] 雷群,管保山.BJ 公司压裂技术思路分析[J].天然气工业,2004,24(10):68-70.
- [2] MAZZA R L.Liquid-free CO₂/sand stimulations: an overlooked technology -production update[C]//SPE Eastern Regional Meeting .Canton,Ohio ;SPE,2001.
- [3] WILLIAMS B.Progress in IOR technology ,economics deemed critical to staving off world 's oil production peak [J].Oil & Gas Journal,2003,101(30):18-24.
- [4] CAMPBELL S M,FAIRCHILD N R,ARNOLD D L.Liquid CO₂ and sand stimulations in the lewis shale,San Juan Basin,New Mexico ;A Case Study[C].Denver,Colorado ;SPE,2000.
- [5] 段百齐,王树众,沈林华,等.干法压裂技术在实施中的经济分析[J].天然气工业,2006,26(8):104-106.
- [6] GNIELINSKI V.New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe and channel flows [J].Int Chem Eng,1976,31(16):359-368.
- [7] 居怀明.载热质热物性计算程序及数据手册[M].北京:原子能出版社,1990.
- [8] RAYMOND L M . Ready for prime time[J]. Oil & Gas Investor,1998,18(10):51-54.

(修改回稿日期 2008-08-05 编辑 韩晓渝)