

文章编号:0253-9985(2012)02-0302-05

普通稠油油藏渗流特征实验研究

——以新疆油田九₄区齐古组油藏为例王子强¹, 张代燕², 杨 军³, 寇 根¹, 杨 飞⁴

(1. 中国石油 新疆油田公司 实验检测研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 西南石油大学 石油工程学院, 四川 成都 610500;
3. 中国石油 新疆油田公司 风城油田作业区, 新疆 克拉玛依 834000;
4. 中法渤海地质服务有限公司, 天津 300452)

摘要:稠油油藏原油粘度高, 流体渗流不符合达西定律, 其流动时存在启动压力。根据稠油油藏渗流特点, 设计了合理确定稠油启动压力的实验测试方法。通过对新疆油田稠油油藏不同原油粘度、不同渗透率、不同温度条件下天然岩心的渗流实验, 研究了束缚水饱和度下油相启动压力梯度及流速-压差关系, 并对实验数据进行回归, 得到了启动压力梯度、流速-压差曲线参数与岩石气测渗透率、流体粘度关系的经验公式。实验结果表明, 利用该测试方法能快速、准确地测定稠油油藏的启动压力。原油粘度对稠油启动压力梯度的影响大于储集层物性的影响。稠油启动压力梯度及描述流速-压差曲线的参数和岩石气测渗透率与流体粘度比值有很好的相关性。

关键词:非达西流; 启动压力梯度; 实验研究; 稠油油藏; 新疆油田

中图分类号: TE312

文献标识码: A

Experimentals study on percolation characteristics of ordinary heavy oil reservoirs: a case study from the Qigu Formation reservoir in Nine-4 Block of Xinjiang oilfield

Wang Ziqiang¹, Zhang Daiyan², Yang Jun³, Kou Gen¹ and Yang Fei⁴

(1. Research Institute of Experiment and Detection, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;
2. Faculty of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;
3. Fengcheng Oilfield Area, Petrochina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;
4. China-France Bohai Geoservices Co., Ltd, Tianjin 300452, China)

Abstract: Heavy oil reservoirs feature in high viscosity, non-Darcy flow, and the existence of start-up pressure. According to the percolation characteristics of heavy oil reservoir, a reasonable method for measuring the start-up pressure was designed. The start-up pressure gradient of oil phase and the relationships between velocity and pressure gradient under irreducible water saturation was studied through various percolation experiments at different viscosity, permeability and temperatures conditions with the natural cores from Xinjiang oilfield. The experimental formulas of start-up pressure gradient, velocity-differential pressure curve parameters, mud logging-derived permeability, and fluid viscosity were established through experimental data regression. These experiments indicate that the start-up pressure of heavy oil reservoir can be determined rapidly and accurately with the experimental method. The influences of oil viscosity on start-up pressure gradient are greater than that of reservoir physical properties. The start-up pressure gradient and velocity-pressure curve parameters are well correlated with the ratio of mud logging-derived permeability to fluid viscosity.

Key words: non-darcy flow; start-up pressure gradient; experimental study; heavy oil reservoir; Xinjiang oilfield

收稿日期: 2011-12-10; 修订日期: 2012-03-14。

第一作者简介: 王子强(1981—), 男, 工程师, 油藏开发。

稠油因其粘度高、流动性能差,在一般油层条件下不能流动,只有当驱替压力梯度大于初始压力梯度时,稠油才开始流动,这是造成稠油油藏采油速度低、采收率低的重要原因^[1]。20世纪60年代,前苏联学者提出稠油在地下渗流时表现出非牛顿渗流特性^[2],并存在启动压力梯度^[3-9]。

国内外学者对稠油油藏渗流规律进行了探索性的研究。孙建芳^[10]对稠油渗流规律展开研究,给出稠油的渗流形态以及影响稠油启动压力梯度的因素;许家峰等^[11]利用微观尺度渗流模型,给出启动压力梯度的计算方法;张跃雷、田冀等^[12-13]通过细管模型和填沙管模型模拟稠油在孔喉中的流动,但由于实际油藏中孔喉半径均为微米级且孔喉关系复杂,因此实验结果不能很好反映实际油藏的渗流规律。本文利用新疆油田九₄区齐古组油藏天然岩心研究了束缚水下油相的启动压力梯度及流量—压差关系,对实验数据进行回归,得出了最小启动压力梯度、拟启动压力梯度、最大启动压力梯度及描述渗流曲线参数的经验表达式,实现了对稠油油藏渗流规律的定量描述。

1 稠油非达西渗流特征

在多孔介质条件下,稠油油藏与低渗透油藏相似,都是具有启动压力梯度的非达西渗流。低渗透油藏启动压力梯度主要是渗透率低造成的,而稠油油藏则是由于原油粘度高,渗流阻力大,液固界面及液液界面的相互作用力大造成的,导致稠油渗流规律产生变化而偏离达西定律。当驱动压力梯度超过其初始压力梯度时,稠油才开始流

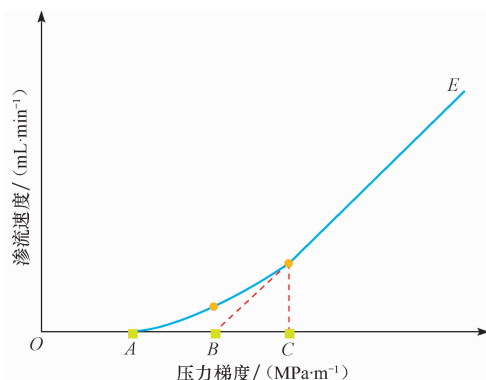


图1 非达西渗流动态曲线

Fig. 1 Dynamic curve of non-darcy flow

动,其渗流特征如图1所示。其中,A为最小启动压力梯度,高于此点对应的压力梯度稠油才开始流动;C点为最大启动压力梯度或临界压力梯度,当压力梯度增大到此值后渗流速度呈现线性增加;B点为平均启动压力梯度或称拟启动压力梯度。

2 稠油渗流运动方程与启动压力梯度

描述岩心渗流规律的方法很多^[14-15],结合上面的分析给出稠油渗流时的运动方程为:

$$v = 0, \frac{\Delta p}{\Delta x} \leq A \quad (1)$$

$$v = a \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)^2 + b \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right) + c, A \leq \frac{\Delta p}{\Delta x} \leq C \quad (2)$$

$$v = \frac{K_e}{\mu_o} \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} - B \right), \frac{\Delta p}{\Delta x} \geq C \quad (3)$$

式中: v 为原油的渗流速度, mL/min; $\frac{\Delta p}{\Delta x}$ 为外加压力梯度, MPa/m; A 为最小启动压力梯度, MPa/m; B 为拟启动压力梯度, MPa/m; C 为临界启动压力梯度, MPa/m; K_e 为线性渗流段岩石的拟绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_o 为原油粘度, mPa·s; a, b, c 为与岩石渗透率、流体粘度有关的常数。

3 稠油启动压力梯度实验

实验选用九₄区齐古组油藏地面稠油和地层水,岩心样品直径3.80 cm。驱替装置为高温高压驱替系统,最高压力80 MPa;高压计量泵,最小精度为0.001 mL/min,泵速由计算机控制;实验压力用传感器和计算机自动计量,误差小于0.05%。实验过程参考SY/T6315—2006有关实验方法,进行不同温度下的稠油启动压力及渗流规律研究。

3.1 实验装置

利用法国ST公司的高温相对渗透率实验装置,通过大量实验建立了测定稠油启动压力梯度的方法,实验装置如图2示。

虚线框为带玻璃面板恒温箱,便于观察毛细管中气柱的移动;毛细管水平放置,充满煤油,红色段代表气柱,并且与大气连通。夹持器带加热

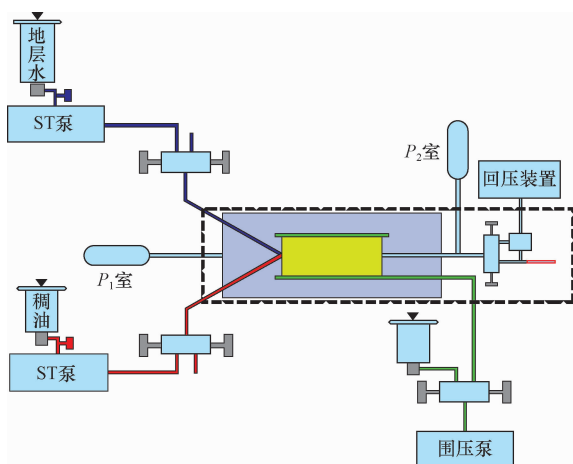


图2 启动压力梯度测定实验装置

Fig. 2 Experimental apparatus for measuring start-up pressure gradient

(p₁, p₂ 分别为进口、出口压力)

装置,最高加热温度为 200 ℃,利用回压装置来控制液体的汽化。

3.2 实验原理与步骤

基本原理是使岩心中流体从不流动状态到流动状态,然后再回到不流动状态,利用平衡法测出启动压力梯度。该测试方法为动态的,符合油田生产实际资料。

实验过程中,对饱和地层水样品油驱至束缚水状态,以 0.01 mL/min 的速度向岩心中注入流体,观测出口端毛细管中气柱移动情况(判断驱动压力是否已克服岩心启动压力,以确定启动压力大小范围,有效缩短测定时间),测量岩心封闭端的压力衰减曲线和稳定后岩心两端的压差,即可确定启动压力。测完启动压力后,测量不同流速稳定后岩心两端的压差,绘制流速-压差关系曲线。改变实验温度,进行不同温度下的启动压力测试。

3.3 稠油渗流规律实验结果

3.3.1 束缚水下油相最小启动压力实验结果

在 50 ℃ 温度下,测定了 6 块岩心束缚水下油相的最小启动压力梯度,实验结果如表 1 所示。

束缚水下油相最小启动压力梯度与样品气测渗透率和油的粘度比值 K_g/μ_o 的关系如图 3 示,当 $K_g/\mu_o < 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ 时,最小启动压力梯度随 K_g/μ_o 的减小迅速增大。

3.3.2 束缚水饱和度下油相流速压差实验结果

在 50, 100, 150 ℃ 下测定了 6 块岩心束缚水饱和度下油相的启动压力及流速-压差关系。每条曲线非线性渗流段用公式(2)表示,直线段用公式(4)表示:

$$v_o = \frac{K_e}{\mu_o} \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} - B \right) = \alpha \frac{\Delta p}{\Delta x} - \beta \quad (4)$$

描述流速-压差关系参数及实测启动压力见表 2。

不同温度下,束缚水下油相的流速-压差关系曲线如图 4 所示。可以看出,当渗透率保持不变时,随着温度的降低,曲线向右下方偏移,非线性渗流段持续的压力梯度范围增大。温度不变时随渗透率的降低,曲线向右下方的偏移程度小于渗透率不变时随温度降低的曲线偏移程度。这表明稠油油藏启动压力梯度主要受储层物性和原油粘度影响;随着物性的变差,油藏启动压力梯度是上升的,其上升幅度又主要受控制孔隙喉道影响;随着原油粘度的增大,启动压力梯度增大,并且原油粘度的影响大于储层物性的影响。

表 1 束缚水下油相最小启动压力梯度测定结果

Table 1 The minimum start-up pressure gradient of oil phase measured under irreducible water saturation

样品号	气体渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	长度/ cm	粘度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	最小启动压力梯 度/($\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)
1-1	346	5.131	865	1.103
2-1	489	5.123	865	0.794
3-1	806	5.314	865	0.543
4-1	1 089	4.981	865	0.412
5-1	1 358	5.112	865	0.211
6-1	1 566	5.231	865	0.146

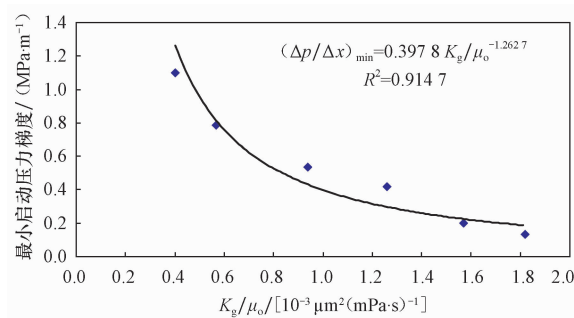
图3 束缚水下油相最小启动压力梯度与 K_g/μ_o 的关系Fig. 3 Relationship between the minimum oil start-up pressure gradient and K_g/μ_o at irreducible water saturation

表2 不同温度时束缚水下油相最小启动压力梯度及流速-压差关系测定结果

Table 2 The minimum start-up pressure gradient of oil phase and velocity vs. differential pressure measured under irreducible water saturation at different temperatures

样品号	气体渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	长度/ cm	温度/ ℃	粘度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	最小启动压力 梯度/($\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	非线性渗流段参数			线性渗流段参数	
						a	b	c	α	β
1-1	346	5.131	50	865.00	1.103	0.000 115	0.038 1	-0.042 0	0.075 7	0.217 1
1-2	346	5.131	100	88.50	0.421	0.472	-0.366	0.070 3	0.260 1	0.166 3
1-3	346	5.131	150	23.10	0.180	1.028	-0.014 1	0.030 8	0.437 5	0.097 4
4-1	1 089	4.981	50	865.00	0.411	0.060 1	0.029 8	-0.022 3	0.249 4	0.298 9
4-2	1 089	4.981	100	88.50	0.120	0.500	0.370	-0.051 6	0.978 8	0.207 6
4-3	108 9	4.981	150	23.10	0.041	50.000	-2.150	0.004 10	2.845 2	0.159 5

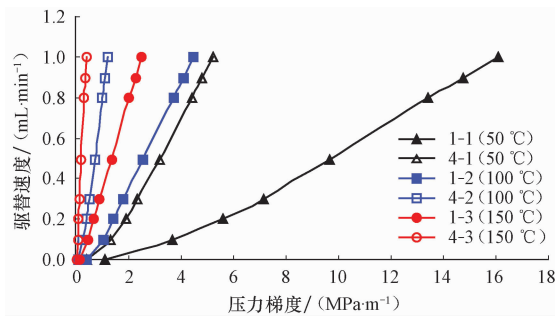


图4 束缚水饱和度下油相的流速-压差关系曲线

Fig. 4 Velocity vs. differential pressure of oil phase under irreducible water saturation

1) 拟启动压力梯度 B 及拟绝对渗透率 k_e 的确定

流速-压差关系的线性渗流段表达式为:

$$v = \alpha \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right) - \beta = \frac{K_e}{\mu_o} \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} - B \right) \quad (5)$$

则拟启动压力梯度为:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)_{\text{拟}} = B = \frac{\beta}{\alpha} \quad (6)$$

油相的拟绝对渗透率:

$$K_e = \alpha \mu_o \quad (7)$$

2) 最大启动压力梯度的确定

流速-压差关系曲线上,在最大启动压力梯度处,非线性段与线性段的斜率相同,即:

$$2a \left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)_{\text{max}} + b = \alpha \quad (8)$$

进一步求出最大启动压力梯度为:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)_{\text{max}} = \frac{\alpha - b}{2a} \quad (9)$$

3) 参数回归方法

启动压力梯度及曲线的形状与岩石的气体渗透率及流体粘度有关,因此,将参数 a, b, c , 最小、最大和拟启动压力梯度对 K_g/μ_o 绘图,可得上述参数的回归公式,如表3所示。可以看出,稠油最小、最大和拟启动压力梯度随 K_g/μ_o 呈幂函数形式降低,参数 a, b, c 与 K_g/μ_o 也有很好的相关性。

表3 束缚水下油相渗流特性参数回归公式

Table 3 Regression formulas for seepage flow parameters of oil phase under irreducible water saturation

描述参数	回归公式	相关系数
最小启动压力梯度/($\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	$\left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)_{\text{min}} = 0.397 8 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right)^{-1.262 7}$	$R^2 = 0.914 7$
最大启动压力梯度/($\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	$\left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)_{\text{max}} = 11.196 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right)^{-1.458 2}$	$R^2 = 0.860 7$
拟启动压力梯度/($\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1}$)	$\left(\frac{\Delta p}{\Delta x} \right)_{\text{拟}} = 1.542 6 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right)^{-0.794 9}$	$R^2 = 0.983 0$
非线性渗流段系数	$a = 0.030 9 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right)^2 - 0.409 6 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right) + 0.683 7$	$R^2 = 0.999 3$
	$b = -0.001 8 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right)^2 - 0.041 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right) + 0.118 5$	$R^2 = 0.939 8$
	$c = -0.000 1 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right)^2 + 0.006 3 \left(\frac{K_g}{\mu_o} \right) + 0.037 6$	$R^2 = 0.965 3$

4 结论

1) 设计了测定普通稠油启动压力的实验方法,该方法能准确快速的测定稠油的启动压力梯度。

2) 当岩石气测渗透率与原油粘度的比值 k_g/μ_o 小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 (\text{mPa} \cdot \text{s})^{-1}$ 时,束缚水下油相最小启动压力梯度随 K_g/μ_o 的减小迅速增大,稠油最小、最大、拟启动压力梯度随 K_g/μ_o 均呈幂函数规律降低,建立了稠油最小启动压力梯度、拟启动压力梯度、最大启动压力梯度及描述其渗流曲线参数的经验表达式。

3) 稠油启动压力梯度主要受储层物性和原油粘度影响,原油粘度的影响大于储层物性的影响。

4) 启动压力梯度表征了储集层的非线性程度和渗流能力,建议借助核磁共振、恒速压汞,建立启动压力梯度与可动流体饱和度、主流喉道半径的经验表达式,以深入的研究启动压力梯度,明确其物理意义。

参 考 文 献

- [1] 王步娥,郑惠光.改善稠油渗流变性的试验[J].石油与天然气地质,2005,26(3):370-373.
Wang Bu'e, Zheng Huiguang. Experimental study of improving rheological characteristics of heavy oil's percolation flow[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(3): 370-373.
- [2] 吴淑红,张锐.稠油非牛顿渗流的数值模拟研究[J].特种油气藏,1999,6(3):25-28.
Wu Shuhong, Zhang Rui. Study of numerical simulation on non Newtonian percolation of heavy oil[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 1999, 6(3): 25-28.
- [3] 许进进,徐旭辉,凡哲元,等.考虑启动压力梯度下的火山岩气藏数值模拟研究[J].石油与天然气地质,2010,31(2):240-243,259.
Xu Jinjin, Xu Xuhui, Fan Zheyuan, et al. A numerical simulation of volcanic gas reservoirs under consideration of start-up pressure gradient[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2): 240-243, 259.
- [4] 郭永华,周心怀,李建平,等.渤海海域新近系稠油油藏原油特征及形成机制[J].石油与天然气地质,2010,31(3):375-380,385.
Guo Yonghua, Zhou Xinhuai, Li Jiangping, et al. Crude features and origins of the Neogene heavy oil reservoirs in the Bohai Bay[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 375-380, 385.
- [5] Magomadov A S. Viscosity and thermal conductivity of heavy oils in the region of high temperatures and pressures[J]. High Temperature, 2004, 42(2): 238-241.
- [6] 王昔彬,刘传喜,郑荣臣.大牛地致密低渗透气藏启动压力梯度及应用[J].石油与天然气地质,2005,26(5):698-702.
Wang Xibin, Liu Chuanxi, Zheng Rongchen. Start-up pressure gradient of tight gas reservoirs in Daniudi gas field and its application method[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 698-702.
- [7] 王文环.提高薄互层低渗透砂岩油藏采收率的有效开发技术[J].石油与天然气地质,2006,27(5):660-674.
Wang Wenhuan. Technology of effectively enhancing recovery efficiency in thin-interbedding reservoirs of low-permeability sandstone[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(5): 660-674.
- [8] Wang S J, Huang Y Z, Civan F. Experimental and theoretical investigation of the Zaoyuan field heavy oil flow through porous media[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 50(2): 83-101.
- [9] David Poon, Ken Kisman. Non-newtonian effects on the primary production of heavy oil reservoirs[J]. JPT, 1992, 31(7): 55-59.
- [10] 孙建芳.胜利油区稠油非达西渗流启动压力梯度研究[J].油气地质与采收率,2010,17(6):74-77.
Sun Jianfang. Threshold pressure gradient study on non-Newtonian flow of heavy oil reservoirs in Shengli oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 74-77.
- [11] 许家峰,程林松,李春兰,等.普通稠油油藏启动压力梯度求解方法与应用[J].特种油气藏,2006,13(4):53-57.
Xu Jiafeng, Cheng Linsong, Li Chunlan, et al. Starting pressure gradient calculation and its application in conventional heavy oil reservoir[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2006, 13(4): 53-57.
- [12] 张跃雷,程林松,李春兰,等.稠油流变性及启动压力梯度的实验研究[J].新疆石油天然气,2007,3(3):28-30.
Zhang Yuele, Cheng Linsong, Li Chunlan, et al. Experimental study on rheological property and threshold pressure gradient of heavy oil[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2007, 3(3): 28-30.
- [13] 田冀,许家峰,程林松.普通稠油启动压力梯度表征及物理模拟方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2009,31(3):158-162.
Tian Ji, Xu Jiafeng, Cheng Linsong. The characterization and physical simulation method of conventional heavy oil start-up pressure gradient[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(3): 158-162.
- [14] 徐运亭,徐启,郭永贵,等.低渗透油藏渗流机理研究及应用[M].北京:石油工业出版社,2006:47-57.
Xu Yunting, Xu Qi, Guo Yonggui, et al. The research and application of flow mechanism of low-permeability oil reservoir[M]. Bei Jing. Petroleum Industry Press, 2006: 47-57.
- [15] 黄廷章.低渗透油层渗流机理[M].北京:石油工业出版社,1998:21-95.
Huang Yanzhang. The flow mechanism of low-permeability oil reservoir[M]. Bei Jing: Petroleum Industry Press, 1998: 21-95.

(编辑 董立)