

文章编号: 1001-6112(2007)01-0108-03

微裂缝低渗透岩石渗透率随围压变化实验研究

薛永超^{1,2}, 程林松^{1,2}

(1. 教育部石油工程重点实验室, 北京 102200; 2. 中国石油大学 石油天然气工程学院, 北京 102249)

摘要: 低渗透油藏的开发日益受到重视, 然而由于其成岩作用强烈、岩性致密、微裂缝普遍发育等特点, 使得渗透率这一关键表征参数具有较强的应力敏感性。针对该问题, 从理论研究出发, 在一定假设条件下, 研究得到了微裂缝低渗透岩石渗透率随围压变化的理论关系式, 并在该关系式指导下, 选取某油田发育不同程度天然微裂缝的 3 块低渗透岩心开展室内实验研究。通过对实验数据的分析整理, 拟合得出实验关系曲线, 从而确定了理论关系式中的待定系数, 进而得到了发育微裂缝低渗透岩石渗透率随围压变化定量关系式。

关键词: 微裂缝; 低渗透岩石; 渗透率; 围压; 实验研究; 定量关系

中图分类号: TE311

文献标识码: A

EXPERIMENTAL STUDY ON PERMEABILITY VARIATION WITH CONFINING PRESSURE IN MICRO-FRACTURE AND LOW-PERMEABILITY ROCK

Xue Yongchao^{1,2}, Cheng Linsong^{1,2}

(1. The Key Laboratory of Petroleum Engineering, Ministry of Education, Beijing 102200, China;
2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: The development of the reservoir with low-permeability is becoming increasingly important. But its strong diagenesis, fine and close lithology and general development of micro-fractures make permeability, the key symptomatic parameter, has strong stress sensitivity. In order to get the quantitative relation between permeability and confined pressure in micro-fracture and low-permeability rocks, a theoretical relation was attained based on theoretical research and some hypothesis. With this guidance, an experimental study was carried out on three low-permeability cores with natural micro-fracture from an oil field. Through analyzing the experimental data and matching work, a relation curve was acquired from the experiment by which we can get the undetermined coefficient of the theoretical relation and finally obtain the quantitative relation between permeability and confined pressure in the micro-fracture and low-permeability rocks.

Key words: micro-fracture; low-permeability rock; confining pressure; experimental study; quantitative relation

近年探明储量中, 大约 60%~70% 为低渗透储量, 预计今后发现的储量仍将以低渗透储量为主, 低渗透油藏开发正日益受到重视^[1~4]。然而对于低渗透油藏, 往往不同程度地发育微裂缝, 且裂缝开度随围压变化而急剧变化, 故其渗透率变化也较大。因此, 对于微裂缝发育的低渗透油藏, 渗透

率变化非常复杂, 渗流过程异常特殊。针对这一情况, 开展了微裂缝低渗透油藏渗透率随围压变化的实验研究。

1 微裂缝流量公式

为了便于问题研究, 作如下假设: 流体在岩心

收稿日期: 2006-02-26; 修订日期: 2006-11-29。

作者简介: 薛永超(1975—), 男(汉族), 河南新郑人, 讲师, 主要从事油气田开发教学研究。

基金项目: 高等学校博士学科点专项科研项目(20060425001)。

中的流动通道是独立的,孔洞之间由细长的平板缝连接,渗透率主要与平板缝几何尺寸及流体性质有关,平板缝入口的表面粗糙度对渗透率的影响忽略不计,岩石特性通过经典弹性力学得出。

研究表明,当裂缝开度 h 小于某一临界值 H_0 ($h < H_0$) 时,牛顿流体的流动就表现出非牛顿流体的特征。实验显示:在温度为 32.85, 39.85, 49.85, 59.85 °C 时,对牛顿原油来说,其临界值 H_0 相应为 130, 115, 100, 90 μm ; 而当 $h > H_0$ 时,液体性质的这种变化就不复存在^[5,6]。为了确定液体在开度 $h < H_0$ 的裂缝中的流量和速度分布,利用下列微分方程和边界条件^[7~9]来描述粘塑性流体的流动:

$$\frac{d^2 v}{dx^2} = -\frac{\Delta p}{\eta_h} \quad (1)$$

$$x = h_0, v = v_0; \quad x = h, v = 0; \quad \left. \frac{dv}{dx} \right|_{x=h_0} = 0 \quad (2)$$

$$2h_0 \omega \Delta p = 2\omega l \tau_{oh} \quad (3)$$

式中: Δp 为裂缝长度 l 上的压差, MPa; η_h 为裂缝中流体结构粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; h_0 为流核宽度, m; v_0 为流核速度, m/s; h 为裂缝开度, m; ω 为裂缝宽度, m; l 为裂缝长度, m; τ_{oh} 为裂缝中流体的极限切变应力, MPa; H_0 为微裂缝内流体性质发生变化时微裂缝极限开度, m。

利用式(2)和式(3)求解方程(1)得:

$$v = \frac{\Delta p}{2\eta_h l} (h-x)(h+x-2h_0) \quad (4)$$

$$v_0 = \frac{\Delta p}{2\eta_h l} (h-h_0) \quad (5)$$

$$h_0 = \frac{l\tau_{oh}}{\Delta p} \quad (6)$$

则裂缝中流体流量为:

$$Q = 2\omega \frac{\Delta p h^3}{3\eta_h l} \left[1 - \frac{3h_0}{2h} + \frac{1}{2} \left(\frac{h_0}{h} \right)^3 \right] \quad (7)$$

2 微裂缝渗透率随围压变化的关系式

对式(7)微分,则可得到通过变形平板缝总的流量为:

$$Q = \frac{2\Delta p}{3\eta_h} \int_0^{\omega} \left(d^3 - \frac{3}{2} h_0 d^2 + \frac{1}{2} h_0^3 \right) dx \quad (8)$$

积分得:

$$Q = \frac{2\Delta p}{3\eta_h l} \left[\begin{aligned} & H_0^3 \omega - \frac{3}{2} h_0 H_0^2 \omega + \frac{h_0^3}{2} \omega + \\ & \left[\frac{H_0 h_0 \frac{2}{23E I_y} \omega^5}{10} - \frac{H_0^2 \frac{2}{23E I_y} \omega^5}{10} \right] p_c + \\ & \left[\frac{H_0 \left(\frac{2}{23E I_y} \right)^2 \omega^9}{210} - \frac{h_0 \left(\frac{2}{23E I_y} \right)^2 \omega^9}{420} \right] p_c^2 - \\ & \frac{\left(\frac{2}{23E I_y} \right)^3 \omega^3}{12012} p_c^3 \end{aligned} \right] \quad (9)$$

式中: d 为任一点缝高, m; E 为杨氏模量; I_y 为惯性矩, cm^4 。

对于给定的岩心,方程(9)所有的系数均为常数,故方程可写为:

$$Q = (C + A_1 p_c + A_2 p_c^2 + A_3 p_c^3) \frac{2\Delta p}{3\eta_h l} \quad (10)$$

式中: Q 为流量, m^3 ; p_c 为围压, MPa; A_1, A_2, A_3, C 为待定系数,对于确定的裂缝,其为常数。

根据渗透率定义,即可由式(10)得到当微裂缝中的牛顿流体呈非牛顿流体特征时渗透率与围压的关系式:

$$k = (C + A_1 p_c + A_2 p_c^2 + A_3 p_c^3) \quad (11)$$

式(11)就是通过理论推导得到的利用围压计算渗透率的关系式,其中的系数可以根据渗透率与围压关系的实验数据确定。

3 多项式系数确定的实验方法

3.1 岩心制备与实验方法

选取我国某油田 3 块发育天然微裂缝的岩心开展实验研究。所选 3 块岩心均为粉砂岩,埋深大约在 1 850 m,均不同程度地发育微裂缝。岩心观察显示,微裂缝都不同程度地被充填。其中 w-1 号岩心裂缝充填程度相对较弱,物性相对较好; w-2 号岩心次之; w-3 号岩心充填较严重,物性相对较差。

具体实验步骤如下:1)将岩心切割成所需形状;2)用 1:3 的酒精+苯溶液,在索氏抽提器中连续抽提 7d,直到从虹吸管流出的溶液变为无色透明之后,取出岩样;3)在实验室温度下(25 °C),放置岩样直到岩心中的有机溶剂挥发;再将岩样置于 105 °C 条件下的恒温箱内连续烘干 48 h;测量岩样参数(直径、长度),结果见表 1;4)利用改进的岩心夹持器,通过分别改变岩心两端压力和岩心四周围

表1 实验岩心规格及测定结果

Table1 The scale of core and the results of experiment

岩心编号	岩心长度/cm	岩心直径/cm	压力/MPa	有效围压/MPa	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
w-1	2.464	4.168	0.003	20.40	7.00
			0.005	34.00	4.00
			0.007	47.60	3.55
			0.01	68.00	3.49
w-2	2.472	4.644	0.003	20.40	4.20
			0.005	34.00	2.40
			0.007	47.60	1.69
			0.01	68.00	1.30
w-3	2.478	4.852	0.003	20.40	0.87
			0.005	34.00	0.33
			0.007	47.60	0.12
			0.01	68.00	0.15

岩测量岩心的渗透率,结果见表1;5)对实验数据进行处理分析。

3.2 实验结果

图1分别为w-1、w-2、w-3号岩心微裂缝渗透率与围压关系实验曲线和三次多项式拟合曲线,拟合公式如下。

w-1号岩心拟合公式:

$$K = -0.0001 p_c^3 + 0.0198 p_c^2 - 1.0099 p_c + 20.448$$

w-2号岩心拟合公式:

$$K = -4E-05 p_c^3 + 0.0069 p_c^2 - 0.4185 p_c + 10.202$$

w-3号岩心拟合公式:

$$K = -1E-05 p_c^3 + 0.002 p_c^2 - 0.1254 p_c + 2.6725$$

对比结果可以看出,三次多项式很好的吻合了微裂缝渗透率与围压的实验曲线。

4 结论

1)随着围压的增加,当微裂缝的开度小于某一临界值时,微裂缝中的牛顿流体表现出非牛顿流体的特征。

2)理论研究和实验结果均表明,微裂缝渗透率随围压呈三次多项式关系。

参考文献:

- 1 裘怿楠.低渗透砂岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1998.23~25
- 2 冠永强.大型压裂技术在特低渗透薄互层油藏的应用[J].油气地质与采收率,2004,11(3):61~62
- 3 谈士海.低渗透砂岩油藏暂堵重复压裂技术研究[J].石油实验地质,2006,28(3):307~310
- 4 李红南,徐怀民,许宁.低渗透储层非均质模式与剩余油分布[J].石油实验地质,2006,28(4):404~408
- 5 孙卫,曲志浩,李劲峰.安塞特低渗透油田见水后的水驱油机理及开发效果分析[J].石油实验地质,1999,21(3):256~260
- 6 韩大匡,陈钦雷,闫存章.油藏数值模拟基础[M].北京:石油工业出版社,1993.126~142
- 7 Perez J M, Poston S W, Edwards C M. The Effect of microfractures on oil recovery from low permeability reservoirs[A]. In: SPE, ed. Joint Rocky Mountain Regional and Low Permeability Reservoir Symposium[C], Denver: SPE, 1993. 114~122
- 8 Capuano R M. Evidence of fluid flow in microfracture in geopressured shales[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(8): 1303~1314
- 9 Alghamdi, Ershaghi I. Pressure transient analysis of dually fractured reservoirs[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1996, 3: 93~100

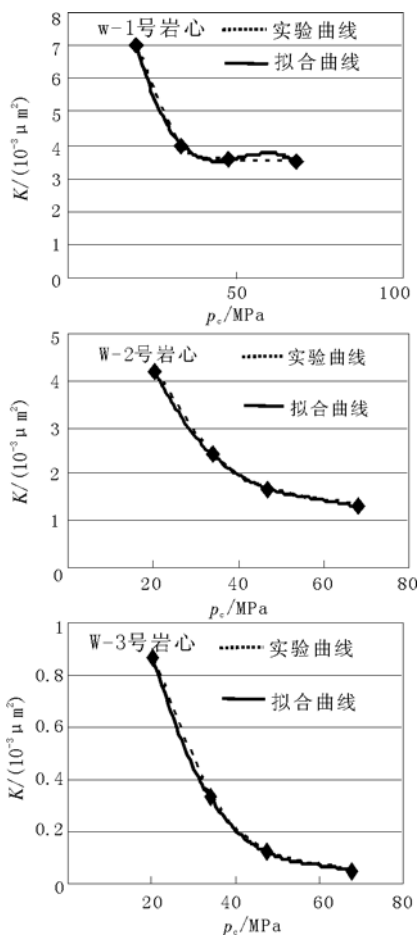


图1 微裂缝低渗透岩心渗透率与围压关系曲线

Fig.1 Curves showing the relationship between permeability and confined pressure of micro-fracture and low-permeability rock