

文章编号: 0253-9985(2007)04-0535-04

有效压力对低渗透变形介质油藏物性影响的研究

黄 辉

(中国石油大学, 北京 102249)

摘要: 通过文东地区岩心模拟实验, 对低渗透变形介质油藏岩石渗流特性、变形特征进行了系统研究。表明压力高低、加压速度快慢、加压方式等对油藏渗流和变形产生显著影响。常规“渗透率”是与驱动压差和有效压力相关的变量。压力初始变化和幅度严重影响储层变形程度, 因此开采初期合理控制压差对油藏最终采收率的提高至关重要。

关键词: 有效压力; 低渗透; 变形介质; 岩心实验; 岩石物性

中图分类号: TE349 **文献标识码:** A

Influences of effective pressure on petrophysics of low-permeability reservoirs with deformable medium

Huang Hui

(China University of Petroleum, Beijing 102249)

Abstract A systematic study of percolation behaviors and deformation characteristics in low-permeability reservoirs with deformable medium is carried out through simulated test on core samples from Wendong area. The result suggests that pressure magnitude, pressurizing velocity and manner, and etc., play important roles in percolation and deformation of reservoirs. The regular permeability is a variable relating to driving pressure difference and effective pressure. The initial pressure difference and its amplitude exert tremendous influence upon the reservoir deformation. Therefore the enhancement of oil recovery relies heavily upon a rational control of the initial pressure difference.

Key words effective pressure; low-permeability; deformation media; core test; petrophysics

异常高压油藏是岩石压力增加而地层流体不能流出而形成的, 由于流体压力的平衡作用, 地层发生欠压实现象。在开采过程中随着孔隙压力的降低, 地层有效应力增大, 储层发生变形, 直接影响孔隙度、渗透率和压缩系数等, 因而它属于一种变形介质油藏。而目前在油藏工程计算中渗透率都假定是一个常数, 这样会造成较大的误差, 甚至得到面目全非的结果。前人进行了大量的研究, 取得丰硕的研究成果^[1~7, 11~14]。但对与压力相关的外部条件, 如加压速度快慢、加压方式等对油藏渗流和变形的影响研究相对较少。针对文 13 西块油藏 (压力系数 1.69~1.88) 开展了大量的岩心渗流和物性随有效压力变化的实验, 为该低渗透变形介质油藏的有效开发和科学调整提供理论基础。

1 基本原理

当渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时定义其为低渗透油藏。流体渗流具有启动压力梯度, 呈非达西渗流特征, 即渗透率是个变量。另外渗透率越低, 采收率越低。^[1~2]

储层岩石的变形特性是通过“应力-应变”之间的关系试验根据虎克定律来确定。当在虎克定律有效范围内应变时, 岩石孔隙度和渗透率的变化具有可逆的特征, 当应力超过岩石的弹性极限时, 它们的变化就不可逆^[3]。

一般情况下, 岩石颗粒尤其是胶结物质, 都是由弹性和粘性 (塑性) 碎屑组成。在加压时, 岩石

收稿日期: 2007-05-15

作者简介: 黄辉 (1961—), 男, 博士研究生, 油气田开发

形变可以是弹性的,也可以是塑性的。随着应力增加,岩石产生形变,岩石内部孔隙体积、岩石颗粒大小、岩石颗粒的相对滑移、矿物晶体格架中原子、离子间距等均会产生改变。由于岩石骨架的变形一般非常微小,通常忽略不计。而孔隙变形引起的孔隙和喉道体积缩小却不能忽视,尤其渗透率受影响的程度更大。大多情况下储层物性变化与有效压力之间呈指数关系。当岩石骨架压缩压力 102 MPa 时,渗透率减少 11% ~ 41%^[3]。在压缩压力变化 0.1 ~ 20 MPa 时,渗透率下降很明显。继续加压,渗透率的下降不大^[4~7]。

2 渗流和变形实验

2.1 实验准备

岩心准备过程:钻取、洗油(酒精、苯体积比 1:3)、测量、烘干、抽空饱和地层水、称重等^[8]。

主要检测仪器:高压岩心夹持器、皂沫流量计、112 型高低渗透率仪、JB-80 高压计量泵。

2.2 有效压力模拟

有效压力模拟是根据文 13 西块油藏实际压力数据确定。按深度 3 400 m,岩石平均密度 2.25 g/cm³ 计算的上覆压力为 76.5 MPa 原始地层压力 55 ~ 68 MPa 饱和压力 29.7 ~ 35.1 MPa 这样,原始条件下油藏有效压力约 8.5 ~ 21.5 MPa 开采到饱和压力时为 41.4 ~ 46.8 MPa 因此确定有效压力为 1.5 5.0 10.0 15.0 20.0 25.0 30.0 35.0 40.0 45.0 MPa 采用氮气和地层水测试岩心渗透率,并进行逆向实验^[9]。

在渗透率较高的砂岩地层中,形变在地层压力变化后 10 ~ 40 min 就终止了,而在低渗透岩石中(泥岩、致密石灰岩和砂岩)形变能持续 20 ~ 40 h^[3]。本次选用沙河街组三段中段第 5 砂组文 13-358(4-1)岩心(克氏渗透率为 $41.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)进行加压和卸压稳定时间实验。结果表明在有效压力 20 和 40 MPa 时,其稳定时间为 2.5 ~ 5.0 h。

2.3 岩石渗流和变形实验

1)采用岩石力学三轴实验仪,围压模拟地层水平应力,孔隙压力模拟油藏压力,轴向压力模拟上覆岩层压力,测试并计算岩石杨氏模量、泊松比

和抗压强度等^[10]。

2)改变环压,采用气体和地层水作为流动介质进行岩心孔隙度和渗透率测试,模拟在有效压力变化的情况下,岩石中流体的渗流和变形过程。

3 实验结果分析

3.1 岩石渗流特征

由于气体滑脱效应的存在,低渗透油藏渗透性的表征必须进行克氏校正。在 5 个不同上流压力下,测试氮气渗透率,求得克氏渗透率。6 个层位 60 块岩心克氏渗透率为 $6.5 \times 10^{-3} \sim 45.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明该油藏属于典型的低渗透油藏。

在 3 个有效压力为 1.5 20.0 40.0 MPa 下,进行了 6 块岩心渗流曲线测试,由文 204(2-2)岩心试验可以看出视渗透率是一个变量,随压力梯度的增大而增大,同时也随有效压力的增大而减小(图 1)。可见低渗透变形介质油藏的渗透率是一个与驱动压力梯度和有效压力同时相关的变量,随不同的动力学条件而发生变化。因此以往常用的“渗透率”恒定值无法准确表征该类储层物性的动态变化规律。

3.2 岩石变形特征

1)随孔隙压力降低,有效压力增大,岩石体积应变明显,变形程度加大。

通过 3 组 9 块岩心在 60 30 0 MPa 不同孔隙压力下岩样体积应变-围压关系的测试,发现随孔隙压力降低,岩样体积应变逐渐增大。当围压 75 MPa 时,孔隙压力分别为 60 30 0 MPa 随孔隙压力降低,体积应变为 0.009 0.013 0.016 (图 2)。

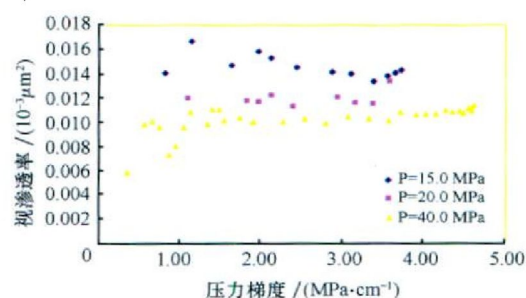


图 1 文 204(2-2)岩心视渗透率随压力梯度变化

Fig. 1 Curves showing apparent permeability of core sample Wen 204(2-2) changing with pressure gradient

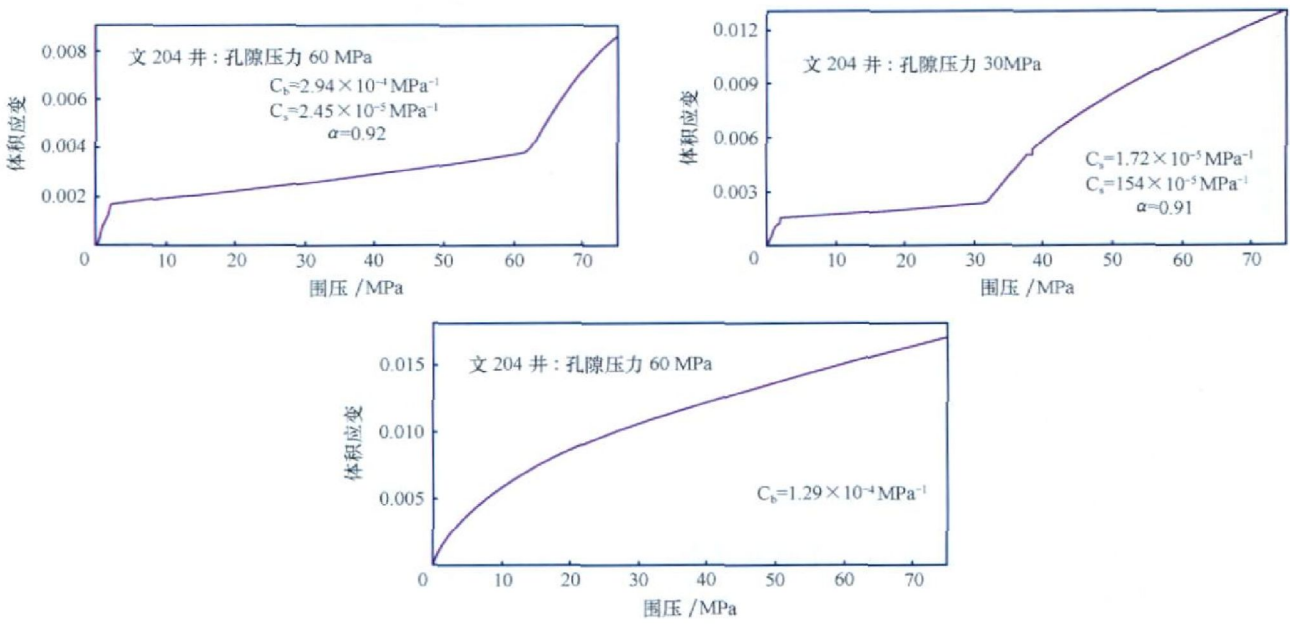


图 2 不同孔隙压力岩样体积应变-围压关系

Fig. 2 Volumetric strain vs confinement pressure in core samples of different pore pressures

注: C_b ·体积压缩系数 (MPa^{-1}); C_s ·颗粒压缩系数 (MPa^{-1}); α ·孔隙弹性系数

2)储层渗透率随有效压力的增大呈非线性递减

通过 14块样品实验,发现随有效应力增大,渗透率都有一定程度下降。在有效压力 20 MPa 之前下降较快,之后趋向稳定。与初始压力时相比,有效压力 20 MPa时,渗透率值减少 6.7% ~ 18.4%, 40 MPa时渗透率损失 8.5% ~ 22.4%。(图 3)。

3)储层原始渗透率越低,渗透率的压力敏感性越强,恢复程度越差

11块岩心气测渗透率压敏实验结果,渗透率为 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品,加压后渗透率损失率 10.3% ~ 22.4%,恢复到初始状态后,渗

透率恢复值与原始值差 3.7% ~ 11.8%。而 $10 \times 10^{-3} \sim 53.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品,渗透率损失率 8.9% ~ 14.7%,渗透率恢复值与原始值差 1.8% ~ 9.3%。说明渗透率越低,加压后渗透率损失越大,渗透率恢复越差(表 1)。

4)有效压力增加速度越快,岩心渗透率损失越大

采用文 13- 281井同一深度 2块岩心进行快慢速加压实验。加压 40 MPa后,快速与慢速渗透率损失率分别为 13.3%和 12.2%,可逆实验渗透率损失为 7.7%和 4.6%。可见有效压力增加速度越快,岩心视渗透率损失越大(图 4)。

表 1 岩心压敏实验结果

Table 1 Core physical property test under effective pressure

井 号	岩心编号	渗透率 / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	40 MPa时渗 透率损失, %	恢复值与原 始值差, %
文 13- 358	6- 1	1.0	20.5	8.5
文 13- 358	7- 1	1.2	15.7	3.7
文 13- 358	1- 2	1.6	21.6	7.5
文 204	3- 2	6.5	10.3	4.3
文 13- 85	6- 1	10.8	22.4	11.8
文 13- 85	6- 2	15.7	13.5	7.5
文 13- 85	3- 1	16.7	10.0	5.0
文 203- 15	2- 1	19.0	14.7	3.3
文 13- 358	3- 1	20.3	8.5	1.8
文 13- 281	2- 2	39.5	12.2	4.6
文 13- 358	4- 2	53.8	8.9	5.8

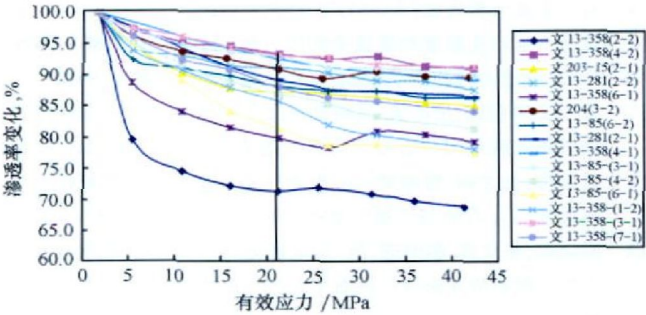


图 3 岩石渗透率随有效应力的变化曲线

Fig. 3 Curves showing core permeability changing with effective pressure

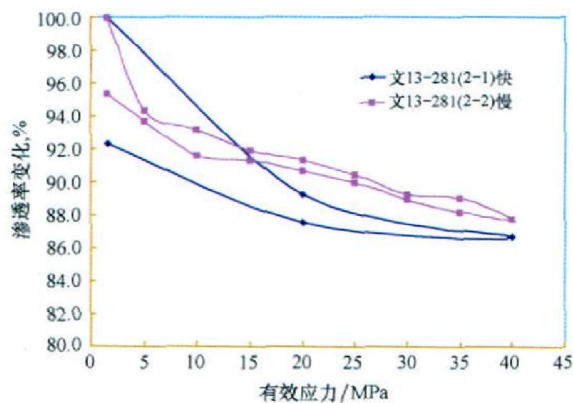


图 4 岩心物性变化与加压快慢关系实验曲线

Fig. 4 Curves showing physical properties of cores changing with different pressurizing methods

5) 重复和多次变形时, 渗透率下降幅度逐渐减小, 初始变形影响大

6 块岩心二次循环加压地层水渗透率测试, 发现第一次循环压实, 样品表现出明显的机械滞后现象, 渗透率不能有效恢复; 第二次循环压实, 渗透率变化也小, 滞后程度也减小。文 138-85(5-1) 岩心第一次渗透率恢复值与原始差值 20.1%, 第二次差值仅 5.6% (图 5)。2 块岩心进行的连续循环加压, 也表明初期渗透率下降幅度大, 随围压循环数不断增加, 渗透率下降幅度逐渐减小。另外整个过程渗透率的损失比单次或两次循环都小。文 203-35(2-2) 岩心加压到 30 MPa 后, 其渗透率差值 9.2% (图 6)。因此岩石压实具有一定的可逆性, 呈现弱塑性变形特征。

4 结论

1) 通过低渗透变形介质油藏岩石渗流、变形多项试验系统研究, 表明压力高低、加压速度快慢、加

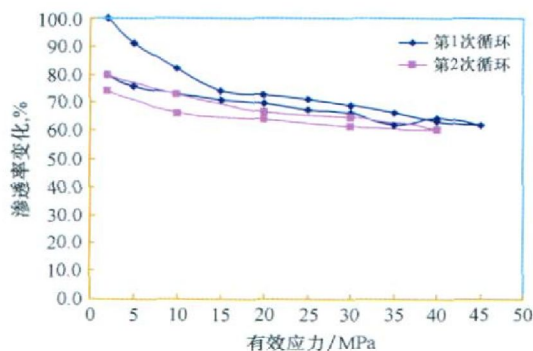


图 5 文 13-85(5-1) 岩心重复变形实验曲线

Fig. 5 Repeated core deformation test upon core sample 13-85(5-1)

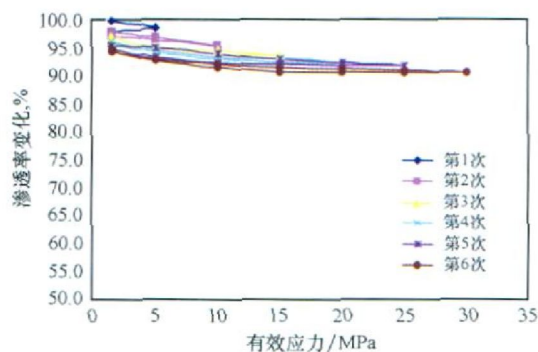


图 6 文 203-35(2-2) 岩心连续循环变形实验曲线

Fig. 6 Continuous cyclic core deformation test upon core sample 203-35(2-2)

压方式等与压力相关的外部条件对渗流和变形产生显著影响。压力增加幅度越大, 增加速度越快, 岩心视渗透率降低幅度越大, 渗透率损失越大。

2) 油藏开采过程中, 岩石视渗透率不是一个定值, 而是一个与驱动压差和有效压力相关的变量。

3) 压力初始的变化和幅度严重影响储层变形和恢复程度, 在开采初期控制合理压差对此类油藏采收率的提高至关重要。

参 考 文 献

- 1 李道品. 低渗透砂岩油田开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 2 黄延章. 低渗透油层渗流机理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998
- 3 戈尔布诺夫 A T. 异常油田开发 [M]. 张树宝译. 北京: 石油工业出版社, 1987
- 4 阮敏. 压敏效应对低渗透油田开发的影响 [J]. 西安石油学院学报, 2001, 16(4): 40~45
- 5 秦积舜. 变围压条件下低渗砂岩储层渗透率变化规律研究 [J]. 西安石油学院学报, 2002, 17(4): 28~35
- 6 郝春山, 李治平, 杨满平, 等. 变形介质的变形机理及物性特征研究 [J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(4): 19~33
- 7 张浩, 康毅力, 陈一健, 等. 致密砂岩油气储层岩石变形理论与应力敏感性 [J]. 天然气地球科学, 2004, 15(5): 482~485
- 8 岩心常规分析方法 [S]. SY/T, 5336~1996
- 9 覆压下岩石孔隙度和渗透率测定方法 [S]. SY/T, 6385~1999
- 10 陈顺. 地壳岩石的力学性能 [M]. 北京: 地震出版社, 1988
- 11 朱玉双, 李庆印, 王小孟. 马岭油田北三区延 10 油层注水开发中储层伤害研究 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 263~268
- 12 宫秀梅, 金之钧, 曾溅辉, 等. 渤海洼陷深层油气成藏特征及主控因素 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(4): 473~479
- 13 罗晓容, 张立宽, 廖前进, 等. 埕北断阶带沙河街组油气运移动力学过程模拟方法 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 191~197
- 14 宋子齐, 程国建, 杨立雷, 等. 利用测井资料精细评价特低渗透储层的方法 [J]. 石油实验地质, 2006, 28(6): 595~599

(编辑 陈喜禄)