

文章编号:1001-6112(2006)01-0091-04

# 苏北盆地 T 油田碳酸盐岩 储层压力敏感性研究

谈士海<sup>1,2,3</sup>, 韦建伟<sup>3</sup>

(1. 中国科学院 地质与地球物理研究所, 北京 100029;  
2. 西北大学, 西安 710069; 3. 中国石化 华东分公司采油厂, 江苏 泰州 225300)

**摘要:**对苏北盆地 T 油田深层石炭系低渗碳酸盐岩 24 个水平和垂直岩样进行了储层压力敏感性实验研究, 分析了有效压力与孔隙度和渗透率关系, 结果表明: 1) 石炭系储层孔隙压失量与孔隙度之间有比较好的相关性, 总体上为: 孔隙度高, 压失量低; 孔隙度低, 压失量高。2) 渗透率的压失程度与岩样孔渗条件有密切的关系, 孔渗性能好, 伤害系数小; 孔渗性能差, 伤害系数大。

**关键词:**有效压力; 孔隙度; 渗透率; 碳酸盐岩; 石炭系; 苏北盆地;  
**中图分类号:** TE311 **文献标识码:** A

储层岩石骨架通常承受很高的上覆岩层压力, 上覆岩层压力与岩石孔隙内流体压力(地层压力)之差, 称为有效压力<sup>[1,2]</sup>, 即岩石骨架所承受的压力。油层在钻井、采油过程中, 由于有效压力的变化, 会使储层的储集空间发生形变, 亦即地层压力或近井底压力下降, 将导致储层中某些裂缝或孔隙闭合, 造成地层渗透率下降, 使油井开采条件变差, 油井产能下降。同时, 这种岩石孔隙形变往往是部分不可逆的。不合理的开采所造成的渗透率下降, 通常是难以恢复的, 最终导致采收率损失。因此, 在实验室内对储层岩石进行压力敏感性研究, 测定不同有效压力作用下岩石物性参数的变化特征, 对指导异常高压、低渗碳酸盐岩油藏的开发有着重要的意义。

## 1 储层压力敏感性概述

上覆岩层的压实作用对储层岩石物性的影响, 可以在实验室里用专门的仪器对岩样进行模拟测量。一般认为, 对石英颗粒分选性较好和胶结物含量较低的砂岩而言, 孔隙度几乎不会发生不可逆的变化; 而对分选性差碎屑和胶结物含量高的砂岩以及白云岩(方解石 < 10%)、石炭岩(白云岩 < 5%), 其孔隙度会发生十分明显的不可逆变化。对不同的储层岩石, 其孔隙伤害系数的变化范围相当大, 一般可在  $0.2 \times 10^{-3} \sim 11 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$  范围变化<sup>[3]</sup>。

岩石的可逆或不可逆变形, 都将引起岩石的孔隙度和渗透率的变化。当在弹性形变范围内变化时, 岩石孔隙度和渗透率的变化都具有可逆的特征;

当应力超过岩石的弹性极限时, 渗透率和孔隙度的变化就成为不可逆的。因此, 不论是油田开发还是气田开发, 流体渗流过程中必需考虑孔隙度和渗透率的不可逆变化。尤其是异常高压油气藏, 渗透率、孔隙体积随地层压力的变化而发生的变化情况, 就成为开发过程中重要的研究对象。

根据国内外的实验测试资料表明<sup>[4~6]</sup>, 岩石有效渗透率对有效压力是十分敏感的。在地层条件下, 岩样的渗透率值可能比实验室常规测定值小 25%, 有的甚至小 50% 以上; 而岩样孔隙度的变化较小, 一般不超过 10%。因此, 在利用实验室测定的岩样特性资料进行矿场计算时, 不能忽略由于压实作用而导致的岩石渗透率的变化。T 油田石炭系碳酸盐岩油藏储层岩石主要为孔隙胶结和接触式胶结, 胶结物主要为亮晶方解石和泥晶方解石, 会发生弹-塑性变形。

## 2 储层压力敏感性实验研究

钻井、采油等都会对油藏应力状态产生扰动, 而地层渗透率、孔隙度和压缩性等都与有效应力有着直接的联系。Terzaghi (1925) 认为孔隙介质的力学性质只取决于有效压力<sup>[7]</sup>, 据此我们可得出结论: 如果周围应力和孔隙压力变化的大小、方向相同, 岩石性质将保持不变。这样, 降低孔隙压力和提高围压效果相同, 即提高围压来研究岩心渗透率降低的过程, 相当于岩石渗透率随孔隙压力(地层压力)降低而降低的过程。实际上, 通过提高围压或降低孔隙

收稿日期: 2005-07-25; 修订日期: 2005-11-25。

作者简介: 谈士海(1965—), 男(汉族), 江苏仪征人, 高级工程师、博士生, 主要从事油气勘探开发工作。

压力来增加有效应力所达到效果是一致的,并不影响岩样的压敏效应实验结果。在实验中,提高围压比降低孔隙压力更容易实现,故采用改变围压来实现有效应力的改变。

### 2.1 实验原理

在油藏开发中,随着油藏压力的下降,储层岩石各向应力会有较大变化。在常规岩心分析中,岩石渗透率是在较小的静水压力下测量的。大量的实验已经表明,轴向应力差可以进一步影响到渗透率,尤其当岩石趋于破坏时,这种影响愈明显。所以,在模拟地层地应力条件下渗透率变化的研究显得尤为重要。

为了对油藏条件下渗透率等参数的变化进行研究,应将岩石渗透率测试系统与岩石力学三轴实验测试系统很好地结合,这样可为模拟地层应力条件测量地层渗透率提供必要条件。实验采用增加围压使得地层有效应力增加的方法来模拟由于地层孔隙压力不断下降而引起岩石骨架所承受的有效应力逐渐增加,从而测得地层渗透率的变化。

### 2.2 实验流程

模拟油藏条件下渗透率试验的岩心,是在全直径岩心上垂直于层理和平等于层理方向各钻取直径为 2.5 cm,长度为 10 cm 的岩心段。两个端面平行切割后,再经过研磨达到美国材料试验学会 (ASTM) 和国际岩石力学学会 (ISRM) 的标准。

图 1 为实验装置示意图,岩样通过端帽和隔套密封,与外界围压系统隔绝,地层的水平应力由流体加围压得到,上覆层应力通过轴向活塞施加,不同的应力条件通过围压、轴压的变化得到。

T 油田石炭系碳酸盐岩油藏中部原始地层压力为 80.0 MPa,上覆岩压为 109 MPa(油层深 4 350 m,灰岩密度取 2.5 g/cm<sup>3</sup>),故原始地层条件下的有效压力为 29 MPa 左右。实验中选择最大工作压力 38 MPa。

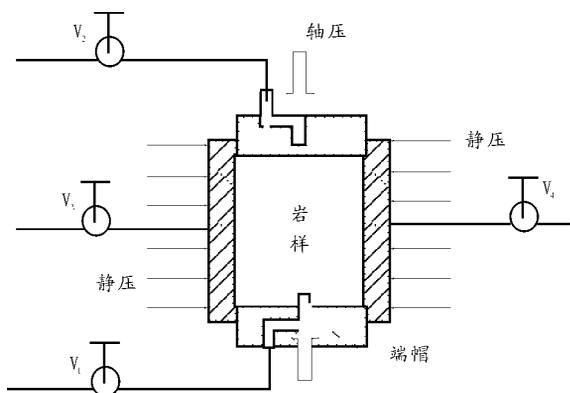


图 1 渗透率测试示意

Fig. 1 Sketch map of measuring for permeability

本实验装置可在同一应力条件下测量垂向及水平方向渗透率。首先,当应力达到某一目标值后,保持一段时间使应力达到平衡,打开阀 V<sub>1</sub>、V<sub>2</sub>,这样通过测量流体的流量即可计算出岩样垂向渗透率。同样地,关闭阀 V<sub>1</sub>、V<sub>2</sub> 而打开 V<sub>3</sub>、V<sub>4</sub>,待应力平衡后就可测得岩样水平渗透率。

## 3 实验结果及分析

根据所取岩心的有效压力实验资料分析,岩石在地层有效压力条件下,孔隙度和渗透率压敏现象比较普遍,尤其渗透率更加明显。

### 3.1 有效压力与孔隙度关系

对 12 个岩样进行了有效压力孔隙度测定实验,岩样不加有效压力时的孔隙度为 2.2%~9.7%,实验结果见表 1。在压力为 38 MPa 时,石炭系储层水平岩样孔隙度损失率为 7.6%~32.7%,孔隙度最大净压失量为 0.7~1.7%;垂直岩样孔隙度损失率为 9.0%~36.4%,孔隙度最大净压失量为 0.6~0.8%。可见,石炭系储层孔隙具有一定的压失性,而且孔隙度压失量与孔隙度之间比较好的相关关系。孔隙度高,压失量低,孔隙度低,压失量高,且在中低压阶段(有效压力 < 15 MPa),随有效压力增加,孔隙压失明显,而后期减缓(图 2)。其孔隙压失量在储量计算时应予以考虑。

孔隙压失主要发生在中低压阶段,在有效压力为 10 MPa 时已完成总压失量的 60.9%;当有效压力由 10 MPa 增至 38 MPa 时,孔隙压失量只占 39.1%;特别是当有效压力由 25 MPa 增加到 38 MPa 时,孔隙压失量只占 13.4%,进入孔隙的缓慢压失阶段。

### 3.2 有效压力与渗透率关系

对另 12 个岩样进行了有效压力与渗透率关系实验,结果如表 2。渗透率与孔隙度一样,随着围压的增大而逐渐缩小,当有效压力达到 38 MPa 时,水平岩样渗透率损失率为 50%~76.3%,平均为 65.7%;渗透率最大压失量为 (0.003~0.046) × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,平均为 0.027 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。垂直岩样渗透率损失率为 11.0%~52.9%,平均为 24.1%;渗透率最大压失量为 (0.007~0.061) × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,平均为 0.021 × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。渗透率的压失程度与岩样孔渗条件有密切的关系,总体上看,孔渗性能好,损失率小;孔渗性能差,损失率大。且在中低压阶段(有效压力 < 15 MPa 前),随有效压力增加,渗透率损失率较大(明显),而后期变缓(图 3)。

由图 3 可见,石炭系岩石渗透率有一定的压失性,而且渗透率压失量与渗透率之间有比较好的相

表 1 有效压力孔隙度分析数据表

Table 1 Analysis data of relationship between effective pressure and porosity

岩样号 <sup>1)</sup>	井深/ m	有效压力/ MPa						最大压 缩量, %	最大损失 率, %	平均孔隙度伤害系数 / MPa <sup>-1</sup>
		0	5	10	15	25	38			
孔隙度, %										
A1	4 348.28	5.2	4.9	3.8	3.7	3.6	3.5	1.7	32.7	0.008 6
A2	4 348.98	5.3	4.4	4.4	4.3	4.3	4.2	1.1	20.8	0.005 5
A3	4 353.54	3.5	2.8	2.6	2.5	2.5	2.4	1.1	31.4	0.008 3
A4	4 359.37	9.7	9.2	9.0	8.9	8.9	8.8	0.9	9.3	0.002 4
A5	4 362.64	9.2	8.9	8.8	8.7	8.6	8.5	0.7	7.6	0.002 0
A6	4 365.26	8.4	8.0	7.9	7.7	7.7	7.6	0.8	9.5	0.002 5
水平样平均值		6.9	6.4	6.1	6.0	5.9	5.8	1.1	15.9	0.004 9
B1	4 374.42	6.7	6.4	6.4	6.3	6.3	6.1	0.6	9.0	0.002 4
B2	4 400.61	5.2	5.1	4.8	4.7	4.6	4.6	0.6	11.5	0.003 0
B3	4 408.90	2.6	2.2	2.2	2.2	2.1	2.0	0.6	23.1	0.006 1
B4	4 418.14	2.9	2.6	2.3	2.2	2.2	2.1	0.8	27.6	0.007 3
B5	4 431.15	2.3	2.1	1.9	1.7	1.7	1.6	0.7	30.4	0.008 0
B6	4 435.43	2.2	1.8	1.8	1.6	1.5	1.4	0.8	36.4	0.009 6
垂直样平均值		3.7	3.4	3.2	3.1	3.1	3.0	0.7	18.9	0.006 1

1) A \*为水平样, B \*为垂直样。

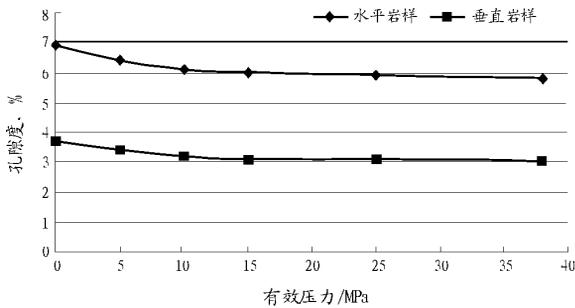


图 2 孔隙度与有效压力关系曲线

Fig. 2 Curves of relationship between porosity and effective pressure

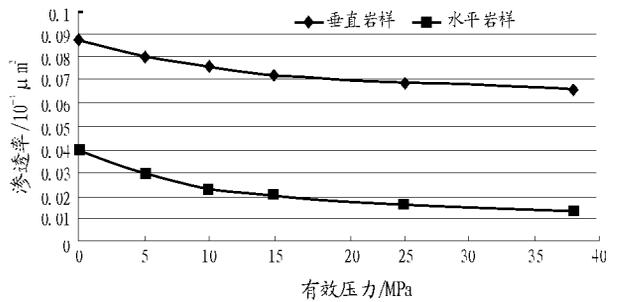


图 3 渗透率与有效压力关系曲线

Fig. 3 Curves of relationship between permeability and effective pressure

表 2 有效压力渗透率分析数据表

Table 2 Analysis data of relationship between effective pressure and permeability

岩样号 <sup>1)</sup>	井深/ m	有效压力/ MPa						最大压 缩量, %	最大损失 率, %	平均孔隙度 伤害系数 / MPa <sup>-1</sup>
		0	5	10	15	25	38			
渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>										
C1	4 421.25	0.063	0.044	0.033	0.028	0.021	0.017	0.046	73.0	0.019
C2	4 425.62	0.038	0.025	0.019	0.015	0.011	0.009	0.029	76.3	0.020
C3	4 427.29	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001	0.001	0.003	75.0	0.018
C4	4 429.97	0.042	0.034	0.030	0.027	0.023	0.020	0.022	52.4	0.014
C5	4 430.81	0.030	0.025	0.022	0.020	0.017	0.015	0.015	50.0	0.013
C6	4 432.15	0.063	0.044	0.033	0.028	0.021	0.017	0.046	73.0	0.019
水平样平均值		0.040	0.029	0.023	0.020	0.016	0.013	0.027	67.5	0.017
D1	4 306.43	0.047	0.043	0.042	0.040	0.038	0.036	0.011	23.4	0.006
D2	4 308.77	0.202	0.187	0.170	0.158	0.150	0.141	0.061	30.2	0.008
D3	4 317.31	0.048	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.007	14.6	0.004
D4	4 335.22	0.034	0.025	0.022	0.020	0.018	0.016	0.018	52.9	0.014
D5	4 355.57	0.145	0.140	0.138	0.137	0.134	0.129	0.016	11.0	0.003
D6	4 442.01	0.046	0.040	0.038	0.036	0.033	0.031	0.015	32.6	0.008
垂直样平均值		0.087	0.080	0.076	0.072	0.069	0.066	0.021	24.1	0.007

1) C \*为水平样, D \*为垂直样。

关性,渗透率高,压失量低;渗透率低,压失量高。而且,石炭系储层渗透率的压失主要发生在中低压阶段,在有效压力为 10 MPa 时平均已完成总压失量的 64.1%;当有效压力由 10 MPa 增至 38 MPa 时,压失量只占 35.9%;有效压力 > 25 MPa 以后,压失量已很少(只占 10.9%),可视为地层条件下的渗透率实际值。

总之,储层渗透率的可压失性较强,压失量比较大,在进行地下储层渗透性能评价以及油气开发动态预测中应予以重视。

#### 4 小结

1) T 油田石炭系碳酸盐岩油藏储层岩石主要为孔隙胶结和接触式胶结,胶结物主要为亮晶方解石和泥晶方解石,会发生弹-塑性变形。

2) 石炭系储层孔隙压失量与孔隙度之间有比较好的相关性,总体上为:孔隙度高,压失量低;孔隙度低,压失量高。且在中低压阶段(有效压力 < 15 MPa),随有效压力增加,孔隙度伤害系数较大(明

显),而后期减缓。

3) 渗透率的压失程度与岩样孔渗条件有密切的关系,孔渗性能好,伤害系数小;孔渗性能差,伤害系数大。且在中低压阶段(有效压力 < 15 MPa),随有效压力增加,渗透率损失率较大(明显),而后期变缓。

#### 参考文献:

- 1 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
- 2 杨满平. 低渗透变形介质油藏合理生产压差研究[J]. 油气地质与采收率,2004,11(5):41~43
- 3 阮敏,王连刚. 低渗透油田开发与压敏效应[J]. 石油学报,2002,23(3):73~76
- 4 杨满平,李治平. 油气储层多孔介质的变形理论及实验研究[J]. 天然气工业,2003,23(6):110~111
- 5 奇林格 G V. 碳酸盐岩[M]. 冯增昭译. 北京:石油工业出版社,1982
- 6 刘中春,岳湘安,王正波. 低渗透油藏岩石物性对渗流的影响分析[J]. 油气地质与采收率,2004,11(6):39~41
- 7 埃克诺米德斯 MJ. 油藏增产措施[M]. 康德泉译. 北京:石油工业出版社,1991

## PRESSURE SENSITIVITY STUDY OF HIGH PRESSURE AND LOW-PERMEABILITY CARBONATE RESERVOIR IN T OILFIELD, THE NORTH JIANGJU BASIN

Tan Shihai<sup>1,2,3</sup>, Wei Jianwei<sup>3</sup>

(1. Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China;

2. Northwest University, Xian, Shanxi 710069, China;

3. The Production of Huadong company, SINOPEC, Taizhou, Jiangsu 225300, China)

**Abstract:** The results of pressure sensitivity experiments for 24 horizontal and vertical core samples of low-permeability Carboniferous carbonate reservoir in the depth of T oilfield show that, the relationship of effective pressure and porosity, as following: 1) the pore press-lose ratio of Carboniferous carbonate reservoir correlated with their magnitude of porosity. As a whole, the higher porosity, the lower pore press-lose ratio, vice versa; 2) the permeability press-lose ratio of Carboniferous carbonate reservoir associated with their poro-permeability condition. The well poro-permeability condition, the lesser damage factor, and vice versa.

**Key words:** effective pressure; porosity; permeability; carbonate; Carboniferous; the North Jiangsu Basin