

# 考虑压力拱效应的应力敏感实验

王钊濂<sup>1</sup>, 李相方<sup>1</sup>, 韩彬<sup>2</sup>, 张新<sup>3</sup>, 李莹莹<sup>1</sup>, 赵晶晶<sup>1,4</sup>

1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249
2. 中国石油勘探开发研究院开发所, 北京 100083
3. 中国石油吐哈油田分公司, 新疆哈密 839009
4. 中国石化股份有限公司江苏油田分公司试采一厂, 江苏扬州 225264

**摘要** 低渗储层一般具有较强的应力敏感性, 目前进行应力敏感实验研究时, 均假设上覆压力不变。事实上, 油气开采时, 上覆岩层中会产生压力拱效应, 作用于储层的上覆压力减少, 从而影响力敏感实验结果。以压力拱理论为基础, 计算了苏里格气田不同形状储层的压力拱比, 确立了苏里格气田气藏开采时的上覆压力和有效应力表达式, 首次将该理论应用于应力敏感实验, 得到了苏里格气田不同形状储层以及不同渗透率级别条件下的应力敏感特征。结果表明, 苏里格近椭圆柱体储层和近饼形储层的压力拱比分别为 0.12 和 0.28, 与常规应力敏感实验相比, 考虑压力拱效应时, 测试渗透率高于常规实验渗透率, 应力敏感程度降低。流体压力降低 25MPa, 初始渗透率  $\leq 0.1\text{mD}$  的低渗致密储层, 压力拱比分别为 0.12 和 0.28 时, 对应的渗透率分别为常规应力敏感实验渗透率的 1.2 和 1.5 倍; 初始渗透率在 10~50mD, 压力拱比分别为 0.12 和 0.28 时, 对应的渗透率分别为常规实验渗透率的 1.01 和 1.02 倍。低渗透储层受压力拱的影响程度大于高渗储层。

**关键词** 上覆压力; 有效应力; 压力拱效应; 压力拱比; 苏里格气田; 应力敏感

中图分类号 F407.22

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.19.003

## Stress Sensitivity Experiment under Consideration of Stress Arching Effect

WANG Fanliao<sup>1</sup>, LI Xiangfang<sup>1</sup>, HAN Bin<sup>2</sup>, ZHANG Xin<sup>3</sup>, LI Yingying<sup>1</sup>, ZHAO Jingjing<sup>1,4</sup>

1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development in China, Beijing 100083, China
3. Company of China Petroleum in Tuha Oilfield, Hami 839009, Xinjiang Uygur Autonomous Region, China
4. No. 1 Oil Production Plant of Jiangsu Oil Field Branch, Sinopec Co., Ltd., Yangzhou 225264, Jiangsu Province, China

**Abstract** Low Permeability reservoir is quite sensible to the effective stress. Current all sensitive experiments suppose that the overburden pressure is a constant during the production. Actually, during oil and gas exploitation, a stress arching effect comes into play in the overburden, reducing the overburden pressure acting on the reservoir. Based on the theory of the stress arching, the stress-to-arching ratio, overburden pressure, and effective stress expression in Su Lige gas field are calculated. It is the first time that the theory is applied to the stress sensitive experiments. The experiments take the reservoir shape and different range of initial permeability into consideration. The results show that the stress-to-arching ratios are 0.12 and 0.28, respectively for the elliptic cylinder reservoir and penny-shaped reservoir in Su Lige gas field. Comparing with the conventional experiments, under the same condition, the measured permeability is usually higher and the degree of the sensitivity is smaller. When the pressure drops 25MPa, for the stress-arching-ratios of 0.12 and 0.28, the measured permeability are 1.2 and 1.5 times of the permeability value obtained by conventional experiments for the reservoir with low permeability, which initial permeability is smaller than 0.1mD. However, when the initial permeability is between 10mD and 50mD and stress-to-arch ratios are 0.12 and 0.28, respectively, the corresponding permeability are 1.01 and 1.02 times of the permeability got by the conventional experiments. The low permeability gas reservoir is more sensitive to the stress arching than the high permeability gas reservoir.

**Keywords** overburden pressure; effective stress; stress arching effect; stress-to-arch ratio; Su Lige gas field; stress sensitivity

收稿日期: 2012-12-12; 修回日期: 2013-03-25

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目(2007CB209506, 2009CB219606); 国家科技重大专项(2011ZX05038-4)

作者简介: 王钊濂, 博士研究生, 研究方向为天然气开发, 电子信箱: wangfanliao@163.com; 李相方(通信作者), 教授, 研究方向为油气田开发, 电子信箱: lxfang@263.net

## 0 引言

目前国内外对低渗透致密储层渗透率应力敏感性进行了大量的研究, 应力敏感实验根据实验加载应力条件分为3种<sup>[1,2]</sup>: 围压敏感实验<sup>[3,4]</sup>、气藏内压应力敏感性实验<sup>[5-7]</sup>和变出口端应力敏感实验<sup>[8,9]</sup>, 均以上覆岩层重力全部作用于储层为基础来研究应力敏感效应, 得到的低渗透储层应力敏感伤害程度高, 且认为低渗透致密油气藏应使用控压方式进行生产。实际上, 在钻井及油气开采过程中, 初始地应力状态发生变化, 地应力重新分布, 上覆岩层中产生压力拱效应, 压力拱可以抵消一部分上覆岩层的重量, 使得作用于储层的上覆压力降低<sup>[10-13]</sup>。实验室以上覆压力不变为基础, 得到的结果不能真实反映油气开采时储层岩石的变形特征。本文以压力拱理论为基础, 首次将其应用于应力敏感实验中, 并以苏里格气田不同形状储层为例进行了实验, 得到不同形状储层, 不同渗透率级别条件下, 考虑压力拱效应的应力敏感特征。

## 1 常规上覆压力计算公式

任意深度岩层的上覆压力是指上覆岩层的岩石骨架及孔隙中流体的总重量产生的压力, 方向竖直向下, 用  $\sigma_0$  表示, 单位为 MPa<sup>[14,15]</sup>。

$$\sigma_0 = \int_0^z \{ [1 - \phi(z)] \rho_c(z) + \phi(z) \rho_f(z) \} g dz \quad (1)$$

式中,  $z$  为目标层深度, m;  $\phi(z)$  为深度  $z$  处孔隙度;  $\rho_c(z)$  为深度  $z$  处岩石骨架密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\rho_f(z)$  为深度  $z$  处孔隙流体密度, kg/m<sup>3</sup>;  $g$  为重力加速度, 9.8m/s<sup>2</sup>。

式(1)现广泛应用于钻井、油藏、采油等许多领域, 一般认为上覆压力在油气田开发过程中是一成不变的。式(1)具有一定的适应条件, 当上覆岩层全部为流体时, 用式(1)计算比较准确; 当上覆岩层为自由体时, 储层孔隙流体压力变化只会导致储层的压缩或膨胀, 岩石处于单轴应力状态, 式(1)具有适应性。

对应的有效应力公式为

$$\sigma' = \sigma_0 - \alpha p \quad (2)$$

式中,  $\alpha$  为 Biot 系数, 一般假设为 1<sup>[16]</sup>;  $p$  为孔隙流体压力, MPa。

## 2 考虑压力拱效应的上覆压力计算

### 2.1 压力拱效应介绍

事实上, 上覆岩层压力不是一成不变的, 由于储层与周围岩层(包括上覆岩层, 储层外围岩层, 下伏岩层)之间相互制约、相互影响, 储层中孔隙流体压力在井筒附近压降大, 远井地带压降小, 且基本呈漏斗型分布, 这种不均匀的孔隙流体压力分布将导致储层及上覆岩层应力分布不均, 从而产生不均匀变形, 上覆岩层将会产生压力拱效应。上覆岩层形成压力拱后, 岩石承受荷载的传递路径也将发生变化, 主应力场将发生偏转。上覆岩层的重量将通过压力平衡拱, 沿主应力线方向传至压力拱以外的岩层中, 并形成应力集中区, 此

时储层与外围岩层的也由原来的整体压缩变形而发生变化<sup>[17-19]</sup>, 总结起来, 可以分为4个变形区域, 如图1所示。A为靠近井筒附近的储层岩石发生压缩变形, 地层沉降  $\Delta Z$ ; B为储层压缩区域对应的上覆岩层中, 表现为垂向应力降低, 降低量为  $\Delta\sigma_v$ , 水平应力增大, 增加量为  $\Delta\sigma_h$ , 产生拉伸变形; C为该区域剪切力增大, 增加量为  $\Delta\tau$ , 在层间摩擦力, 结构力的作用下, 上覆岩层部分重量通过压力拱向远离井筒的方向传递, 主要表现为剪切变形; D为储层外围边界处, 上覆岩层和储层岩石中, 表现为垂向应力增大, 增加量为  $\Delta\sigma_v$ , 水平应力减小, 降低量为  $\Delta\sigma_h$ , 发生压缩变形, 值得说明的是各个区域不同方向的应力变化量是不同的。

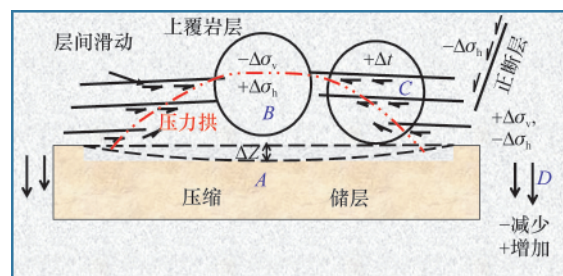


图1 流体生产过程中储层、围岩层及上覆岩层变形示意  
Fig. 1 Deformation sketch of reservoir, surrounding rock and cap rock during the fluid production

### 2.2 形成压力拱后上覆压力表达式

当储层上覆岩层中产生压力拱效应时, 储层受到垂向应力(即上覆压力)的变化表达式为<sup>[10-13]</sup>

$$\Delta\sigma = \Delta\sigma' + \alpha\Delta p \quad (3)$$

式中,  $\Delta\sigma$  为上覆压力的变化量, MPa;  $\Delta\sigma'$  为有效应力的变化量, MPa;  $\Delta p$  为孔隙流体变化值, MPa, 流体流出为负, 流体注入为正, 这里只考虑油气开采时上覆岩层压力变化情况。

为了反映上覆压力的变化, 压力拱比 (stress arching ratio) 定义为<sup>[10-13]</sup>

$$\gamma = \frac{\Delta\sigma}{\alpha\Delta p} \quad (4)$$

压力拱比  $\gamma$  反映了压力拱的发育程度,  $\gamma$  越大, 压力拱越容易形成, 反之压力拱越不容易形成。

考虑压力拱效应时, 对应的上覆压力和有效应力则变为

$$\sigma = \sigma_0 - \gamma\alpha\Delta p \quad (5)$$

$$\sigma' = \sigma_0 - \gamma\alpha\Delta p - \alpha\bar{p} \quad (6)$$

其中,  $\bar{p}$  为当前平均地层压力, MPa。

可见, 上覆压力和有效应力的变化均与压力拱比有关, 压力拱比主要通过应力测试获得。Kenter<sup>[20]</sup>针对 Shearwater 高压高温气藏进行了应力分析, 上覆压力拱比为 0.2-0.3; Mulders<sup>[21]</sup>认为储层规模小, 较外围岩层强度低的储层压力拱比近似为 0.5; Soltanzadeh<sup>[22]</sup>于 2009 年针对储层纵横比  $e$  (储层厚度与宽度比值) 为 0.04, 储层与外围岩层剪切模量比  $R_\mu$  为 0.1 的 Ekofisk 背斜油藏进行应力分析, 发现储层形状为椭圆柱体







时,压力拱比为 0.18,形状为扁球体时,压力拱比为 0.26; Soltanzadeh<sup>[13]</sup>同时也针对 Zama 碳酸盐岩储层进行了研究,当  $e$  为 0.28 时,压力拱比为 0.15~0.27。

压力拱比与储层的形状、储层的剪切模量  $\mu^*$  (GPa)、泊松比  $\nu^*$ , 外围非储层的剪切模量  $\mu$  (GPa)、泊松比  $\nu$ , 剪切模量比

值  $R_\mu$ , 储层纵横比  $e$  以及深度参数  $n$  (储层半宽  $W/2$  (m) 与储层深度  $H$  (m) 的比值) 有关。当储层的深度参数  $n < 0.1$  时, 可以忽略深度的影响。一般储层的埋深较大, 常忽略深度参数  $n$  的影响。当地层压力处处相等, 且下降均匀时, 不同形状储层压力拱比如表 1<sup>[12]</sup> 所示。

表 1 不同形状储层包裹体理论及非均质理论求出的压力拱比

Table 1 Stress-to-arch ratios for different shaped reservoirs using the theory of inclusion and inhomogeneity

形状	包裹体理论	非均质理论
 扁球体	$\gamma = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left[ \frac{\text{earccose}}{(1-e^2)^{3/2}} - \frac{e^2}{1-e^2} \right]$	当储层与非储层的泊松比相同时, 有 $\gamma = B_1/B_2$ , $B_1 = (1+\nu)[1-(R_\mu-1)X_1-X_2]+R_\mu[(1-\nu)X_4+2\nu X_3]$ , $B_2 = (1+\nu)[(R_\mu-1)^2X_1+(R_\mu-1)X_2+1]$ , $X_1 = (S_{1111}+S_{1122})S_{3333}-2S_{3311}S_{1133}$ , $X_2 = S_{1111}+S_{1122}+S_{3333}$ , $X_3 = S_{3333}-S_{1133}$ , $X_4 = S_{1111}+S_{1122}-2S_{3311}$
 长球体	$\gamma = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left[ \frac{e^2}{e^2-1} - \frac{\text{earcoshe}}{(e^2-1)^{3/2}} \right]$	
 球体	$\gamma = \frac{2(1-2\nu)}{3(1-\nu)}$	$\gamma = \frac{2(1-2\nu^*)}{R_\mu(1+\nu^*)+2(1-2\nu^*)}$
 饼状体	$\gamma = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \frac{\pi e}{2}$	当储层和非储层的泊松比相同时, 有 $\gamma = C_1/C_2$ 。其中, $C_1 = \pi e(1-2\nu)[\pi e(1-R_\mu)(1+\nu)-2R_\mu(1-2\nu)-2]$ , $C_2 = (R_\mu-1)\pi e\{(1-2\nu)[2-\pi e(1-R_\mu)(1+\nu)]-R_\mu(3-4\nu)(1+\nu)\}-8R_\mu(1-\nu)^2$
 椭圆柱	$\gamma = \frac{1-2\nu}{1-\nu} \frac{e}{1+e}$	$\gamma = A_1/A_2$ , $A_1 = (1-2\nu^*)\{R_\mu[2e(1-\nu)+1-2\nu]+1\}e$ , $A_2 = R_\mu[2(1+e)^2(1-\nu)(1-\nu^*)-2e\nu^*(1-2\nu)+R_\mu e(3-4\nu)]+e(1-2\nu^*)$
 圆柱	$\gamma = \frac{1}{2} \frac{1-2\nu}{1-\nu}$	$\gamma = \frac{1-2\nu^*}{R_\mu+1-2\nu^*}$
无限大	$\gamma=0$	$\gamma=0$

包裹体理论假设储层与外围岩层岩石力学性质(剪切模量, 泊松比)相同, 非均质理论假设储层与外围岩层岩石力学性质不同。表 1 中不同形状下 Eshelby 的张量  $S_{ijkl}$  见表 2<sup>[9]</sup>。

对于纵横比较大, 储层泊松比小, 且相对于外围储层较软(储层剪切模量小)的储层, 压力拱比较大( $\gamma=1$ ), 此时大部分上覆岩层的重量会通过压力拱传递到周围的非储层当中; 而对于纵横比小, 泊松比大, 且坚硬的储层, 往往压力拱比较小( $\gamma=0$ ), 此时上覆岩层中将不会产生压力拱效应, 上覆岩层的全部重量会作用于储层, 且上覆岩层压力在油气开发过程中始终保持不变。

### 3 考虑压力拱效应的应力敏感实验方法

#### 3.1 试验装置

采用美国岩芯公司高温高压流动实验仪(温度 200°C, 压力 70MPa)。实验测试流程如图 2。

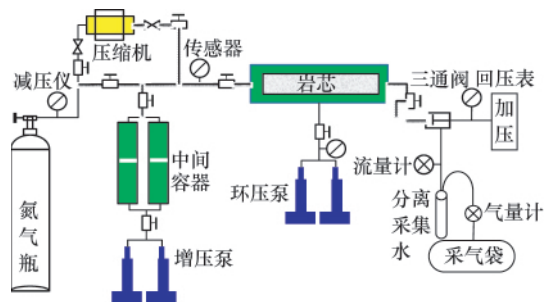


图 2 实验装置示意

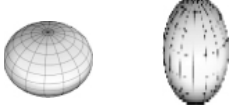



Fig. 2 Scheme of the experiment

#### 3.2 实验步骤

考虑压力拱效应时, 实验步骤如下。

- 1) 确定储层岩石初始地层压力  $p_0$ 、初始上覆压力  $\sigma_0$ 。  
 $P_0$  是由岩石孔隙流体质量所产生的压力, 一般通过实测

表 2 不同形状储层的 Eshelby 张量  
Table 2 Eshelby tensors for different shaped of reservoirs

Eshelby 张量	球状体 	球体 	饼状体 	椭圆柱 
$S_{1111}$	$\frac{3}{8(1-\nu)} \left[ 1 - \frac{1+3F}{2(e^2-1)} \right] + \frac{1-2\nu}{4(1-\nu)} (1+F)$	$\frac{7-5\nu}{15(1-\nu)}$	$\frac{13-8\nu}{32(1-\nu)} \pi e$	$\frac{1}{2(1-\nu)} \left[ \frac{e^2+2e}{(1+e)^2} - (1-2\nu) \frac{e}{1+e} \right]$
$S_{1122}$	$\frac{1}{8(1-\nu)} \left[ 1 - \frac{1+3F}{2(e^2-1)} \right] - \frac{1-2\nu}{4(1-\nu)} (1+F)$	$\frac{5\nu-1}{15(1-\nu)}$	$\frac{8\nu-1}{32(1-\nu)} \pi e$	$\frac{1}{2(1-\nu)} \left[ \frac{e^2}{(1+e)^2} - (1-2\nu) \frac{e}{1+e} \right]$
$S_{1133}$	$\frac{1}{4(1-\nu)} \frac{e^2(1+3F)}{e^2-1} - \frac{1-2\nu}{4(1-\nu)} (1+F)$	$S_{1122}$	$\frac{2\nu-1}{8(1-\nu)} \pi e$	$\frac{\nu}{1-\nu} \frac{e}{1+e}$
$S_{2211}$	$S_{1122}$	$S_{1122}$	$S_{1122}$	$\frac{1}{2(1-\nu)} \left[ \frac{1+2e}{(1+e)^2} - (1-2\nu) \frac{1}{1+e} \right]$
$S_{2222}$	$S_{1111}$	$S_{1111}$	$S_{1111}$	$\frac{1}{2(1-\nu)} \left[ \frac{1+2e}{(1+e)^2} + (1-2\nu) \frac{1}{1+e} \right]$
$S_{2233}$	$S_{1133}$	$S_{1122}$	$S_{1133}$	$\frac{\nu}{1-\nu} \frac{1}{1+e}$
$S_{3311}$	$\frac{1}{4(1-\nu)} \frac{1+3F}{(e^2-1)} + \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} F$	$S_{1122}$	$\frac{\nu}{1-\nu} \left( 1 - \frac{4\nu+1}{8\nu} \pi e \right)$	0
$S_{3322}$	$S_{3311}$	$S_{1122}$	$S_{3311}$	0
$S_{3333}$	$\frac{1}{2(1-\nu)} \left[ 1 - \frac{e^2(1+3F)}{(e^2-1)} \right] - \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} F$	$S_{1111}$	$1 - \frac{1-2\nu}{1-\nu} \frac{\pi e}{4}$	0
说明	$e > 1$ , 长球体 $F = 1/(e^2-1) - (e \arccoshe)/(e^2-1)^{3/2}$ $e < 1$ , 扁球体 $F = 1/(e^2-1) + (e \operatorname{arccose})/(1-e^2)^{3/2}$	$e = 1$	$e \leq 0.2$	平面应变条件

求取,或者根据静水压力梯度计算,其计算公式为

$$p_0 = \rho_l h g \quad (7)$$

式中,  $\rho_l$  为孔隙流体的密度,  $g/cm^3$ ;  $h$  为储层埋深,  $km$ 。

储层的初始上覆压力  $\sigma_0$ , 主要通过式(1)计算。

2) 确定储层的形状及压力拱相关参数。

(1) 根据地质资料得到储层的形状, 储层的纵横比  $e$ , 深度参数  $n$ 。

(2) 根据表 1 计算不同形状储层压力拱比  $\gamma$ 。

(3) 确定油气开采时上覆压力的表达式和有效应力表达式, 如式(5)和式(6)。

(4) 储层原始应力和流体压力的恢复。

以模拟储层原始条件下岩石所受的上覆压力和孔隙流体压力为研究起点, 具体步骤如下:

(1) 岩芯干燥后称重, 抽真空饱和地层水 24h, 然后用称

重法建立束缚水饱和度;

(2) 将岩芯放入夹持器中, 加围压 2MPa, 并将回压阀压力设置为储层原始孔隙流体压力;

(3) 缓慢增加孔隙流体压力, 初始压力 0.5MPa, 同时围压增加 0.5MPa, 待岩芯内部流体压力达到 0.5MPa 稳定后, 同时增加围压、流体压力各 0.5MPa, 逐步提高岩芯孔隙流体压力至原始地层压力, 然后将围压增至原始上覆岩层压力。

5) 模拟储层在开采过程中的应力敏感。

(1) 降低回压, 使得上下游压差为 1.5~2MPa, 并保持不变, 实验压差不能太大, 防止出现高速非达西渗流, 逐步降低回压至设计值, 并根据式(5)调整围压为平均流体压力对应的上覆压力值, 平均流体压力为上、下游压力的代数平均值。

(2) 每一压力点持续 30min 后, 按照时间间隔 (5min) 测量压力、流量、时间及温度, 待流动状态趋于稳定之后, 记录

检测数据,计算流体的渗透率。

(3) 不断地改变流体压力点,进行测试重复步骤(1)。

## 4 结果与分析

### 4.1 苏里格气田有效应力表达式

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地,勘探范围约  $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,属于大型岩性圈闭气藏。苏里格气田主力产层段为二叠系下石盒子组盒8段和山西组山1段河流相—三角洲砂岩储层。图3为苏里格气田盒8段砂层厚度与沉积相图,从砂层分布图上可以看出,有效砂体以孤立状为主,占70%。



图3 苏里格气田盒8砂层厚度与沉积相图  
Fig. 3 Thickness and sedimentary facies for under He 8 in Su Lige gas field

地质统计反映,苏里格气田有效砂体宽度主要分布在300~500m之间,平均值为400m,砂体纵向叠置,压裂可以沟通纵向砂体,储层的有效厚度为10~80m,苏里格储层可以近似为饼状体储层和椭圆柱体储层,根据表1计算得出,两种形状储层的最大压力拱比分别为0.28和0.12,实测得到的计算参数如表3所示。

因此,符合苏里格气田特征的上覆压力和有效应力表达式为

$$\sigma = \sigma_0 - \gamma \alpha \Delta p = 62.22 - \gamma \Delta p \quad (8)$$

$$\sigma' = \sigma_0 - \gamma \alpha \Delta p - \alpha p = 62.22 - \gamma \Delta p - p \quad (9)$$

表3 苏里格气田基本参数

Table 3 Basic parameters for Su Lige gas field

参数	值
地层初始压力 $p_i/\text{MPa}$	31.01
孔隙度 $\varphi$	0.1
储层深度 $H/\text{m}$	2980.0
储层宽度 $W/\text{m}$	400
储层厚度 $h/\text{m}$	10~80
剪切模量比 $R_\mu$	0.75
纵横比 $e$	0.0235~0.23
储层岩石密度 $\rho/(\text{cm}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	2.247
储层泊松比 $\nu^*$	0.2
非储层泊松比 $\nu$	0.2
Biot 固结系数 $\alpha$	1
深度参数 $n$	0.0707

### 4.2 常规应力敏感实验渗透率的变化规律

为了更好地反映渗透率的应力敏感特性,将渗透率进行归一化处理。基准值为原始地层压力条件下的初始渗透率。常规应力敏感实验,不考虑压力拱效应( $\gamma=0$ ),其归一化渗透率随着孔隙流体压力降的变化关系如图4所示。

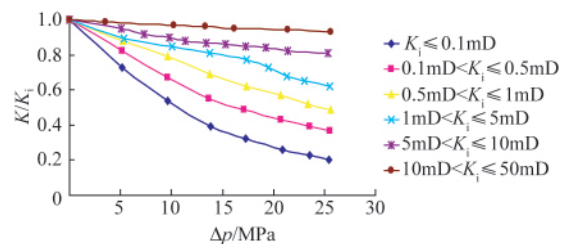


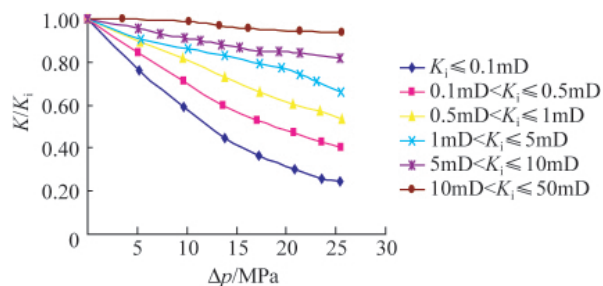
图4 无因次渗透率随孔隙流体压力降的变化  
Fig. 4 Relationship between normalized permeability and pore fluid pressure drop

根据初始渗透率  $K_i$  以及应力敏感曲线特征,主要分为6个区间:  $K_i \leq 0.1\text{mD}$ ,  $0.1\text{mD} < K_i \leq 0.5\text{mD}$ ,  $0.5\text{mD} < K_i \leq 1\text{mD}$ ,  $1\text{mD} < K_i \leq 5\text{mD}$ ,  $5\text{mD} < K_i \leq 10\text{mD}$  和  $10\text{mD} < K_i \leq 50\text{mD}$ 。当孔隙流体压力降低25MPa时,对应的渗透率分别下降80%、63%、51%、38%、19%和7%。可见,当孔隙流体压力降增大时,渗透率下降,不同渗透率区间下渗透率的应力敏感程度不同,初始渗透率越低,应力敏感程度越强,反之,则越低。

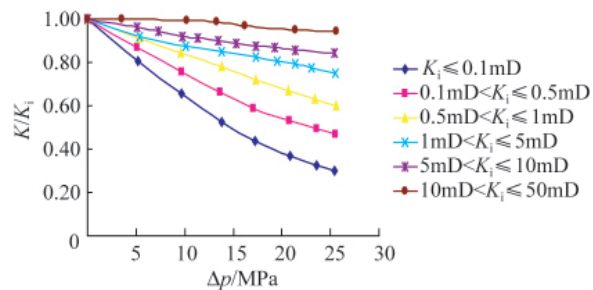
### 4.3 考虑压力拱效应的实验渗透率的变化规律

苏里格气田近饼状体储层的最大压力拱比为0.28,近椭圆柱体的最大压力拱比为0.12,考虑压力拱时,同一个全直径岩芯上柱塞岩样的渗透率随孔隙流体压力降的变化规律如图5所示。

回归不同压力拱比条件下,无因次渗透率与孔隙流体压力降之间的关系如表4所示。



(a)  $\gamma=0.12$



(b)  $\gamma=0.28$

图 5 不同压力拱比渗透率随着孔隙流体压力降的变化  
Fig. 5 Relationship between permeability and pore fluid pressure drop with different stress-to-arch ratios

表 4 不同压力拱比时无因次渗透率与孔隙流体压力降的关系  
Table 4 Relationship between normalized permeability and pore fluid pressure drop with different stress-to-arch ratios

$K_i$ /mD	$\gamma=K/K_i(\gamma=0)$	$\gamma=K/K_i(\gamma=0.12)$	$\gamma=K/K_i(\gamma=0.28)$
$K_i \leq 0.1$	$\gamma=0.9902e^{-0.0635\Delta p}$ $R^2=0.9972$	$\gamma=1.0042e^{-0.057\Delta p}$ $R^2=0.9975$	$\gamma=1.0216e^{-0.0483\Delta p}$ $R^2=0.9988$
$0.1 < K_i \leq 0.5$	$\gamma=0.9864e^{-0.0397\Delta p}$ $R^2=0.9957$	$\gamma=0.9985e^{-0.0361\Delta p}$ $R^2=0.998$	$\gamma=1.0075e^{-0.0304\Delta p}$ $R^2=0.9984$
$0.5 < K_i \leq 1$	$\gamma=1.0168e^{-0.0283\Delta p}$ $R^2=0.9981$	$\gamma=1.0167e^{-0.0248\Delta p}$ $R^2=0.9977$	$\gamma=1.0149e^{-0.0201\Delta p}$ $R^2=0.9969$
$1 < K_i \leq 5$	$\gamma=1.0098e^{-0.018\Delta p}$ $R^2=0.9704$	$\gamma=0.9997e^{-0.0146\Delta p}$ $R^2=0.9726$	$\gamma=0.985e^{-0.0105\Delta p}$ $R^2=0.9897$
$5 < K_i \leq 10$	$\gamma=0.9831e^{-0.0084\Delta p}$ $R^2=0.9707$	$\gamma=0.989e^{-0.008\Delta p}$ $R^2=0.9781$	$\gamma=0.9925e^{-0.0069\Delta p}$ $R^2=0.9821$
$10 < K_i \leq 50$	$\gamma=0.999e^{-0.0029\Delta p}$ $R^2=0.9946$	$\gamma=1.0063e^{-0.0028\Delta p}$ $R^2=0.9486$	$\gamma=1.0085e^{-0.0024\Delta p}$ $R^2=0.9003$

可见,考虑压力拱效应时,无因次渗透率与孔隙流体压力降仍成负指数关系。随着压力拱比的增加以及原始渗透率的增大,指数系数绝对值降低,更重要的是指数系数与压力拱比成线性关系。孔隙流体压力降低 25MPa 时,无因次渗透率随压力拱比的变化如表 5 所示。

表 5 孔隙流体压力降低 25MPa 时不同压力拱比下无因次渗透率

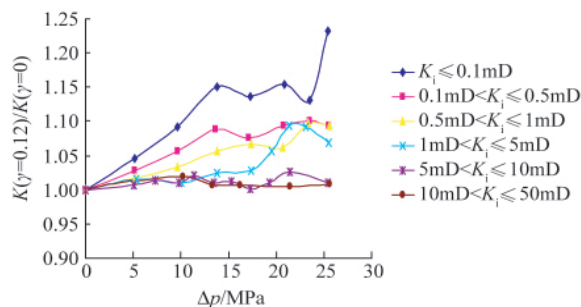
Table 5 Normalized permeability with different stress-to-arch ratios when pore fluid pressure drops 25MPa

$K_i$ /mD	渗透率 $K(\Delta p=25\text{MPa})/\text{mD}$		
	$\gamma=0$	$\gamma=0.12$	$\gamma=0.28$
$K_i \leq 0.1$	0.2	0.25	0.30
$0.1 < K_i \leq 0.5$	0.37	0.40	0.47
$0.5 < K_i \leq 1$	0.49	0.54	0.60
$1 < K_i \leq 5$	0.62	0.66	0.75
$5 < K_i \leq 10$	0.81	0.82	0.84
$10 < K_i \leq 50$	0.93	0.94	0.95

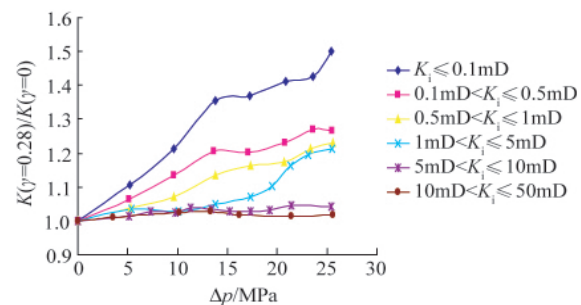
渗透率增大的主要原因是随着压力拱比的增大,压力拱效应越明显,更多的上覆岩层重量将被传递到储层外围岩层以及下覆岩层中,作用于储层的上覆压力和有效应力降低。因此考虑压力拱效应时,测试渗透率比常规应力敏感实验得到的渗透率高。

#### 4.4 应力敏感实验评价

为了分析新实验与常规实验的差别,将相同流体压力降条件下,压力拱效应和常规实验获得的渗透率的比值定义为渗透率修正系数,则不同流体压力降下苏里格气田渗透率修正系数如图 6 所示。



(a)  $\gamma=0.12$



(b)  $\gamma=0.28$

图 6 不同压力拱比下渗透率修正系数随流体压力降的变化  
Fig. 6 Relationship between permeability modified factors and fluid pressure drops with different stress-to-arch ratios

可见,不同压力拱比条件下渗透率的修正系数差异较大,随着压力拱比的增大,修正系数亦增大,且不同级别渗透率的修正系数也不同。对于初始渗透率为  $K_i \leq 0.1 \text{mD}$  的致密储层,孔隙流体压力降低 25MPa,压力拱比为 0.12 和 0.28 时,渗透率修正系数分别为 1.23 和 1.50;而对于渗透率为  $10 \text{mD} < K_i \leq 50 \text{mD}$  的高渗储层,孔隙流体压力降低 25MPa,压力拱比为 0.12 和 0.28 时,渗透率修正系数为 1.01 和 1.02。由此可见,压力拱对低渗储层影响较大,同时如果应力敏感实验忽略压力拱效应将会产生较大的误差,影响油气田开发策略的制定。

## 5 结论

(1) 本文基于压力拱理论确定了苏里格气田不同形状储层的压力拱比,上覆压力以及有效应力表达式,并首次提出和设计了考虑压力拱效应的应力敏感实验。

(2) 苏里格气田储层可以简化为近椭圆柱体储层和近饼状体储层,对应的压力拱比分别为 0.12 和 0.28。

(3) 考虑压力拱效应上覆岩层压力不是一成不变的,而是随着孔隙流体压力而发生变化的,且与压力拱比成线性关系,压力拱比越大,油气开采时,上覆压力降低幅度越大。

(4) 与常规应力敏感实验相比,考虑压力拱效应时的渗透率比常规实验渗透率普遍偏大,且初始渗透率不同时,变化特征亦有所差异。地层压力降低 25MPa 时,对于  $K_i \leq 0.1 \text{mD}$  的低渗致密储层,压力拱比为 0.12 和 0.28 时,渗透率修正系数分别为 1.2 和 1.5。对于渗透率为  $10 \text{mD} < K_i \leq 50 \text{mD}$  的高渗储层,孔隙流体压力降低 25MPa,压力拱比为 0.12 和 0.28 时,渗透率修正系数为 1.01 和 1.02。低渗储层受压力拱效应的影响大于高渗储层。压力拱比为 0 时,渗透率变化特征和常规实验结果相同。

## 参考文献 (References)

- [1] 郑荣臣,王昔彬,刘传喜.致密低渗气藏储集层应力敏感性试验[J].新疆石油地质,2006,27(3):345-347.  
Zheng Rongchen, Wang Xibin, Liu Chuanxi. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(3): 345-347.
- [2] 中华人民共和国行业标准编写组. SY/T 5358—2002 储层敏感性流动实验评价方法[S].北京:石油工业出版社,2002.  
The Professional Standards Compilation Group of People's Republic of China. SY/T5358-2002 Formation damage evaluation by flow test [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [3] Fatt I, Davis T H. The reduction in permeability with overburden pressure [J]. Journal of Petroleum Technology, 1952, 4(12): 195-211.
- [4] Jones F O, Owens W W. A laboratory study of low-permeability gas sands [J]. Journal of Petroleum Technology, 1980, 32(9): 1631-1640.
- [5] Davies J P, Holditch S A. Stress-dependent permeability in low permeability Gas reservoirs: Travis peak formation, East Texas [C]. SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, USA, April 5-8, 1998.
- [6] Rhett D W, Teufel L W. Effect of reservoir stress path on compressibility and permeability of sandstones [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington DC, USA, October 4-7, 1992.
- [7] Dautriat J, Gland N, Youssef S, et al. Stress-dependent directional permeabilities of two analog reservoir rocks: A prospective study on contribution of  $\mu$ -tomography and pore network models[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(2): 297-310.
- [8] 罗瑞兰.关于低渗致密储层岩石的应力敏感问题 [J].石油钻采工艺,2010,32(2):126-130.  
Luo Ruilan. Oil Drilling and Production Technology, 2010, 32 (2): 126-130.
- [9] 窦宏恩,白喜俊.低渗透和高渗透储层都存在应力感性 [J].石油钻采工艺,2009,31(2):121-124.  
Dou Hongen, Bai Xijun. Oil Drilling and Production Technology, 2009, 31(2): 121-124.
- [10] Soltanzadeh H, Hawkes C D, Sharma J. Closed-form solutions for production-and injection-induced stresses in plane-strain reservoirs with elastic properties different from the surrounding rock [J]. International Journal of Geomechanics, 2007, 7(5): 353-361.
- [11] Soltanzadeh H, Hawkes C D. Semi-analytical models for stress change and fault reactivation induced by reservoir production and injection[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2008, 60(2): 71-85.
- [12] Soltanzadeh H, Hawkes C D. Induced poroelastic and thermoelastic stress changes within reservoirs during fluid injection and production [M]/Acosta J L, Camacho A F. Porous Media: Heat and Mass Transfer, Transport and Mechanics. Hauppauge: Nova Science Publishers, Inc, 2009: 27-57.
- [13] Soltanzadeh H, Hawkes C D, McLellan P J, et al. Poroelastic modelling of production and injection-Induced stress changes in a pinnacle reef [C]. The 3rd CANUS Rock Mechanics Symposium, Toronto, Canada. May9-15, 2009.
- [14] 李克向.钻井手册(甲方)(上册)[M].北京:石油工业出版社,1990:39.  
Li Kexiang. Handbook of drilling technology (Volume 1) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990: 39.
- [15] 刘宝和.中国石油勘探开发百科全书(工程卷)[M].北京:石油工业出版社,2008:125-127.  
Liu Baohe. Encyclopedia of China petroleum exploration and development (Project Volume)[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008: 125-127.
- [16] Biot M A, Willis D G. The elastic coefficients of the theory of consolidation [J]. ASME Journal of Applied Mechanics, 1957, 24(2): 594-601.
- [17] Dusseault M B. Geomechanical challenges in petroleum reservoir exploitation[J]. Journal of Civil Engineering, 2011, 15(4): 669-678.
- [18] Hansford J, Fisher Q. The Influence of fracture closure from petroleum production from naturally fractured reservoirs: A simulation modelling approach [C]. The Oral Presentation at AAPG Annual Convention, Denver, Colorado, USA, June 7-10, 2009.
- [19] Kristiansen T G, Barkved O I, Buer K, et al. Production Induced Deformations Outside the Reservoir and Their Impact on 4D Seismic[C]. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, November 21-23, 2005.
- [20] Kenter C J, Blanton T L, Schreppers G M A, et al. Compaction study for Shearwater Field [C]. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway, July 8-10, 1998.
- [21] Mulders F M M. Modelling of stress development and fault slip in and around a producing gas reservoir [D]. Delft: Technische Universiteit Delft, 2003.
- [22] Mura T. Micromechanics of defects in solids [M]. Hague: Martinus Nijhoff Publishers, 1982: 354-372.

(责任编辑 吴晓丽)