

文章编号: 1000-0550 (2005) 04-0620-06

异常高压气藏储层参数应力敏感性研究

黄继新¹ 彭仕宓¹ 黄述旺¹ 肖 昆²

1 (中国石油大学资源与信息学院 北京 102249) 2 (中国海洋石油股份有限公司天津分公司技术部 天津 300452)

摘要 异常高压气藏开采过程中,由于流体的产出,使储层岩石受力发生改变并使储层岩石发生弹塑性变形;而弹塑性变形反过来又影响到储层的孔隙度和渗透率,因此研究储层孔隙度和渗透率应力敏感性具有极其重要的意义。基于岩石力学的基本理论,推导出异常高压气藏岩石变形规律及变形方程,以此理论推导指导试验,将理论研究与实验规律相结合,在模拟地层条件下,对实际岩心样品进行了储层应力敏感性实验研究。实验研究表明,该方法能精确的描述储层孔隙度和渗透率应力敏感性,实验结果与理论推导结果完全吻合,进一步证明了理论推导的正确。

关键字 异常高压 储层 应力敏感性 体积应变

第一作者简介 黄继新 男 1977 年出生 博士研究生 地质资源与地质工程

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

1 引言

异常高压气藏是一类特殊的气藏,在世界上分布极广,如四川泸州的阳高寺气藏,川东大池干井气藏、塔里木克拉 2 气藏等都是典型的异常高压气藏。

异常高压气藏具有地压系数高、压力高的特点,故在衰竭式开采过程中,随着气藏的压力下降,气藏的岩石骨架要承受比常规气藏大得多的净上覆压力^[1,2],结果会使岩石发生显著的弹塑性形变和岩石渗透率、孔隙度和岩石压缩系数等物性参数减小,这种性质叫做储层的应力敏感性^[3,4],因而影响气藏的开发效果。据此,研究气藏开发过程中岩石形变对储层的影响是一个非常重要的课题。

2 异常高压气藏岩石变形的理论研究

运用岩石力学理论、多孔介质中的渗流力学理论^[5-7],从理论上导出了岩石孔隙度、渗透率随压力变化的函数关系式,并作了进一步理论计算、分析,得出了异常高压气藏岩石变形的规律及变形方程。

2.1 根据岩石孔隙度变化确定岩石渗透率变化的研究

运用三轴压缩仪测定储层岩石孔隙体积的变化是比较容易的,但在渗流时,不仅要知道孔隙度的变化。更要知道渗透率的变化,本文从理论上推导了孔隙度、渗透率之间的变化关系式。

a 储层岩石地质模型的简化

在储层岩石中取一小方块来进行研究;将真实储层岩石简化成为由一系列的毛管束组成,如图 1 所示。

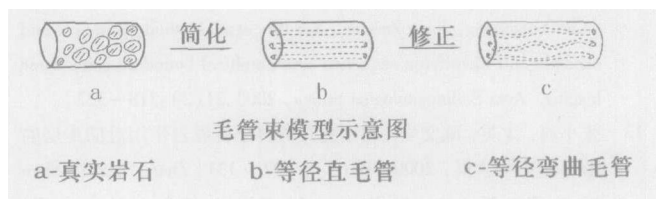


图 1 岩石简化模型

Fig 1 Simplified models of rock

b 渗透率与孔隙度和比面之间的关系式

设在初始应力状态 σ_0 、 σ_0 、 σ_0 作用下,岩块的横切面积是 A ,长度为 L ,单位面积的毛细管根数为 n ,每根毛细管的弯曲度是 r ,那么,在该状态下,储层岩石的孔隙度是 ϕ_0

$$\phi_0 = \frac{\text{孔隙体积}}{\text{岩石总体积}} = \frac{A \cdot n \cdot r^2 L}{A \cdot L} = r^2 \quad (1)$$

比面 S_0 为:

$$S_0 = \frac{\text{岩石孔隙表面积}}{\text{岩石总体积}} = \frac{A \cdot n \cdot 2rL}{AL} = 2rn \quad (2)$$

由 (1) 和 (2) 可以得:

$$S_0 = \frac{2\phi_0}{\sqrt{\phi_0 / (n \cdot r)}} \quad (3)$$

由毛管束渗流公式和整个岩芯的达西公式及等效渗流阻力原理导出渗透率、孔隙度和比面之间关系式为:

$$K = \frac{\phi_0^3}{2^2 S_0^2} \quad (4)$$

2.2 孔隙度、渗透率与体积应变之间的关系

上述岩块在新的应力状态 $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ 下,若岩块的体积应变^[8]为 ϵ_v 并假设在岩块发生体积应变后,其岩块毛管束的迂回度 S_0 不发生变化,若在原始应力状态下,岩石体积为 V_t ,孔隙度为 ϕ_0 ,那么,其孔隙体积为 $V_t \phi_0$,则孔隙度随体积应变的函数关系式为:

$$\frac{\phi}{\phi_0} = \frac{1 - \epsilon_v / \phi_0}{1 - \epsilon_v} \quad (5)$$

渗透率与体积应变之间的关系式为:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^2 = \left(\frac{1 - \epsilon_v / \phi_0}{1 - \epsilon_v} \right)^2 \quad (6)$$

由(6)式可以定量分析渗透率随体积之间应力的变化情况。

2.3 体积应变与应力之间的关系

a 线弹性介质体积应变与应力之间的关系分析

对于弹性介质,体积应变与应力之间的关系可由广义虎克定律求得,即:

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_x &= \frac{1}{E} [\sigma_x - \mu(\sigma_y + \sigma_z)] \\ \epsilon_y &= \frac{1}{E} [\sigma_y - \mu(\sigma_x + \sigma_z)] \\ \epsilon_z &= \frac{1}{E} [\sigma_z - \mu(\sigma_y + \sigma_x)] \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

式中: $\epsilon_x, \epsilon_y, \epsilon_z$ 沿 x, y, z 轴的相对变形;

$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ 是 x, y, z 方向上的应力;

μ 为泊松比; E 为杨氏模量;

那么,体积应变 ϵ_v 为:

$$\epsilon_v = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z \quad (8)$$

结合(8)和(9)式,可得:

$$\epsilon_v = \frac{1 - 2\mu}{E} (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z) \quad (9)$$

b 非线性弹性介质体积应变与应力之间的关系分析

研究表明,对于大多数储层岩石而言,在一个较大的应力变化范围内,岩石的杨氏模量 E 并非是非常数,而随着应力的增大而增大,并由实验得知满足如下的变化关系式:

$$E = \frac{d}{d} = b(\sigma)^q \quad (10)$$

根据弹性力学理论可知:

$$d_x = \frac{d_x}{E_x} - \mu \frac{d_y}{E_y} - \mu \frac{d_z}{E_z} \quad (11)$$

由(11)得:

$$E_y = b(\sigma_y)^q \quad (12)$$

$$E_z = b(\sigma_z)^q \quad (13)$$

对(12)、(13)代入(11)中可得:

$$d_x = \frac{1}{b} [\sigma_x^{-q} d_x - \sigma_y^{-q} d_y - \sigma_z^{-q} d_z] \quad (14)$$

对(14)式两端进行积分,可得:

$$\sigma_x = \frac{1}{b} \frac{1}{1 - q} [\sigma_x^{-q} - \mu(\sigma_y^{-q} + \sigma_z^{-q})] \quad (15)$$

同理可得:

$$\sigma_y = \frac{1}{b} \frac{1}{1 - q} [\sigma_y^{-q} - \mu(\sigma_z^{-q} + \sigma_x^{-q})] \quad (16)$$

$$\sigma_z = \frac{1}{b} \frac{1}{1 - q} [\sigma_z^{-q} - \mu(\sigma_x^{-q} + \sigma_y^{-q})] \quad (17)$$

由此可以导出体积应变为:

$$\epsilon_v = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z \quad (18)$$

将 $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ 值代入上式中,经整理得:

$$\epsilon_v = \frac{1 - 2\mu}{b(1 - q)} (\sigma_x^{-q} + \sigma_y^{-q} + \sigma_z^{-q}) \quad (19)$$

(19)式就是非线性弹性介质体积应变与应力之间的关系式。

有了体积应变与应力之间的表达式,即可求得弹性介质在不同应力作用下渗透率的变化之值。

2.4 储层岩石渗透率下降与应力之间的关系分析

为研究储层岩石渗透率下降与应力之间的关系,这里以储层岩石受各种应力状态的情况来进行分析。

a 线性弹性岩石渗透率下降与应力之间的关系:

考虑 $\sigma_x = \sigma_y$ 为常数,而 σ_z 变化的情况,即 σ_x, σ_y 方向上的应力相等,而 σ_z 方向上的应力改变。根据(6)、(9)式计算,表 1 列出了 σ_z 改变时,体积应变、有效渗透率值的变化情况。

将 σ_z 之值渗透率进行回归,可得如下的计算回归方程:

$$K = 3.1451 \exp(-0.00193599 \sigma_z) \quad (20)$$

回归相关系数为 0.999 987。可见,在只改变一个方向的应力时,渗透率与应力满足指数变化关系。

b 非线性弹性介质储层岩石渗透下降与应力之间的关系。

表 1 线性体积应变与有效渗透率随 σ_z 的变化Table 1 Linear volumetric strain and effective permeability vs σ_z

σ_z	体积应变	渗透率 / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	K/K_0	渗透率下降 百分率 / %	备 注
5	0.01015	3.112247	0.7780617	22.1938	线弹性模型
15	0.01085	3.0545	0.7636249	23.63751	孔隙度 = $\phi_0 8\%$
25	0.01155	2.997212	0.7493031	25.06969	渗透率 $K_0 = 4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
35	0.01225	2.940387	0.7350968	26.49032	$E = 1 \times 10^4 \text{MPa}$
45	0.01295	2.884027	0.7210067	27.89933	泊松比 $\mu = 0.15$
55	0.01365	2.828133	0.7070332	29.29668	$\sigma_x = 70 \text{MPa}$
65	0.01435	2.772797	0.6931768	30.68232	$\sigma_y = 70 \text{MPa}$
75	0.01505	2.717753	0.6794382	32.05618	

表 2 非线性弹性介质储层岩石应力与储层渗透率之间的关系

Table 2 nonlinear elastic medium reservoir rock stress vs reservoir permeability

σ_z	体积应变	渗透率 / ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	K/K_0	渗透率下降 百分率 / %	备 注
5	1.85E-03	3.831202	0.9578006	4.219943	非线性弹性模型
15	3.99E-03	3.639579	0.909848	9.010517	孔隙度 $\phi_0 = 8\%$
25	5.71E-03	3.489026	0.8722565	12.77435	渗透率 $K_0 = 4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
35	7.23E-03	3.358251	0.8395627	16.04373	$b = 5000 \quad q = 0.3$
45	6.18E-04	3.240237	0.8100594	18.99406	泊松比 $\mu = 0.15$
55	9.92E-03	3.131523	0.7828808	21.71192	$\sigma_x = 70 \text{MPa}$
65	1.11E-02	3.030069	0.7575172	21.24828	$\sigma_y = 70 \text{MPa}$
75	1.23E-02	2.934539	0.7336348	26.63652	

非线性弹性介质储层岩石体积应变和应力之间满足 (19) 式的表达式。运用该表达式, 结合 (6) 式, 计算非线性弹性介质, 储层岩石渗透率下降应力之间的关系。计算结果如表 2 所示。

将表 2 中的数据点进行回归分析, 得出回归方程为:

$$K = 3.84835 \exp(-0.003718 \sigma_z) \quad (21)$$

在只改变 σ_z 方向的应力时, 同样满足指数变化关系。

根据上述几种情况的计算表明, 不管是线弹性介质岩石还是非线性弹性介质岩石, 其渗透率随应力的变化均满足指数关系。

3 实测岩心变形试验数据分析

3.1 实测岩石孔隙变化研究渗透率的变化

a 实测基岩变形试验数据

实验所用的岩石取自某砂岩气藏一口井 (K12 井) 的真实岩芯, 岩石主要为细粉晶白云岩岩石块。既存在孔隙, 又存在少许裂缝, 采用进口实验装置, 对岩芯进行测量, 测量结果如表 3 所示。

b 数据的分析处理

压缩系数与围压的变化规律

从表 3 上可见, 随着岩石净围压的增加, 岩石的压缩系数逐渐减小, 如 K12 井, 当净围压为 1.5 MPa 时, 岩石的总压缩系数是 $32.16 \times 10^{-4} 1/\text{MPa}$, 但当净围压增加到 65.38 MPa 时, 岩石的总压缩系数 $5.83 \times 10^{-4} 1/\text{MPa}$, 净围压增加了 63.88 MPa, 岩石的总压缩系数减少了 $26.33 \times 10^{-4} 1/\text{MPa}$ 。

表 3 K12 井岩心测试结果

Table 3 Core test result of K12 Well

净围压 /MPa	压缩系数 / ($10^{-4} 1/\text{MPa}$)	孔隙体积 / cm^3
1.5	32.16	2.054
3.56	29.5	2.035
10.35	22.08	1.976
21.36	15.32	1.916
34.36	11.69	1.861
49.22	9.52	1.815
65.38	5.83	1.785

为寻找岩石总压缩系数与净围压之关系, 采用线性回归、指数回归、对数回归和乘幂回归四种关系式处理, 处理结果详见表 4 所示。

根据表 4 的数据可知, 在岩石实测数据中指数回

表 4 K12井岩石总压缩系数与净围压之关系

Table 4 relationship between rock compressibility and net confined pressure of K12 Well

回归关系	回归表达式	相关系数	总残差平方和
线性回归	$C = (26.33 - 0.3476P) \times 10^{-4}$	0.905516	65.9357×10^{-4}
对数回归	$C = (-8.0325 \lg(P) + 40.131) \times 10^{-4}$	0.964683	23.8111×10^{-4}
乘幂回归	$C = (65.995P^{-0.5171}) \times 10^{-4}$	0.880126	469.5094×10^{-4}
指数回归	$C = (28.966 \exp(-0.0245P)) \times 10^{-4}$	0.988547	22.8736×10^{-4}

归效果很好,相关系数最高,总残差平方和最小,回归曲线与实测完全吻合。可见岩石压缩系数与围压的关系满足指数关系。

为了研究渗透率随围压的变化,这里利用上面的计算方法进行了计算,计算结果如表 5 所示。

表 5 实测岩心不同围压下的体积应变及渗透率变化

Table 5 volumetric strain and permeability under different confined pressure of actually measured core

净围压 /MPa	孔隙体积 /cm ³	体积应变	渗透率比值	下降百分数
1.5	2.054	4.86E-08	1	0
10.35	1.976	3.96E-02	0.651152	34.99668
21.36	1.916	7.17E-02	0.433696	56.98203
34.36	1.861	0.1028647	0.267411	73.62672
49.22	1.815	0.1307648	0.162321	84.26399
65.38	1.785	0.1497342	0.101937	89.8065

表 6 实测岩心孔隙度、渗透率变化关系

Table 6 Changes of permeability of actually measured core

净围压 P/Pa	岩样编号: R138 岩性:砂岩			岩样编号: R263 岩性:砂岩			岩样编号: R128 岩性:砂岩		
	孔隙度 1 /%	渗透率 1 $K/10^{-3} \mu m^2$	孔隙体积 1 V/cm^3	孔隙度 2 /%	渗透率 2 $K/10^{-3} \mu m^2$	孔隙体积 2 V/cm^3	孔隙度 3 /%	渗透率 3 $K/10^{-3} \mu m^2$	孔隙体积 3 V/cm^3
505	10.1	28	2.538	8.1	11.95	1.991	5.9	11.3	1.435
1103	9.9	13	2.411	7.9	4.98	1.756	5.7	5.01	1.374
1779	9.8	8.11	2.362	7.6	2.97	1.709	5.5	2.97	1.246
2520	9.6	7.08	2.316	7.5	2.03	1.683	5.4	1.89	1.197
3087	9.4	5.1	2.264	7.4	1.66	1.648	5.2	1.28	1.152
3764	9.4	4.76	2.214	7.2	1.45	1.639	5.2	0.94	1.147
4463	9.4	4.21	2.196	7.1	1.28	1.632	5.1	0.784	1.133
5106	9.3	3.84	2.173	7.1	1.13	1.619	5	0.627	1.121

利用同样的方法,对砂岩岩样进行了实验,得出净围压与渗透率之间的相关关系(图 4)。从图中可以看出,二者之间变化具有非常好的相关性,其变化规律与前人的研究结果吻合。

3.4 不同围压下孔隙度与渗透率之间的关系

多孔介质的孔隙性和渗透性之间存在密切的关

将表中的数据进行回归分析,得到回归方程为:

$$K/K_0 = 0.9539 \exp(-0.0353 z) \quad (22)$$

相关系数为 0.9975,残差平方和为 0.005619

可见渗透率与围压的关系也满足指数关系。

3.2 围压变化对变形介质孔隙的影响

在气藏条件下,多孔介质的变形主要是在开发过程中由于压力的变化而引起的,实验室采用增加岩样的净围压来模拟压力的变化,并测得孔隙体积、孔隙度及渗透率随压力而变化的情况。

根据实验室对多个砂岩岩样的实验研究,测得岩样的孔隙体积及孔隙度的变化值,得出它们的变化与围压变化之间的相关关系(图 2,图 3)。以实验数据 1(表 6)为例。

实验数据 1:

从图中可以看出,随着压力的增加,岩样的孔隙体积及孔隙度都有所降低,且净围压与孔隙体积、孔隙度都具有相关性非常好的指数关系,这说明在压力变化的初期,对孔隙体积和孔隙度的影响很大,随着围压进一步增加,孔隙体积及孔隙度的降低趋向缓和。

3.3 围压变化对多孔介质渗透率的影响

一些学者的实验表明^[9],当岩石骨架压缩压力等于 102MPa 时,其渗透率比不加时减少了 11~41%。在压缩压力变化范围为 0.1 至 20MPa 时,渗透率下降很明显。继续加压,渗透率的下降不大。

系。没有孔隙性,就不可能有渗透性,而没有渗透性,其孔隙性也失去意义。因而孔隙度和渗透率作为二者的度量,必然存在一定的相关关系。

由于变形而引起孔隙体积缩小,使得孔隙度也降低,多孔介质的渗透性也因之受到影响而使渗透率降低(图 5)。从图 5 中可以看出,渗透率降低的幅度要

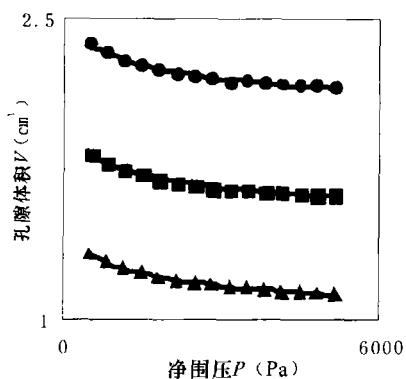


图 2 净围压与孔隙体积变化关系图

Fig 2 Pore volume vs net confined pressure

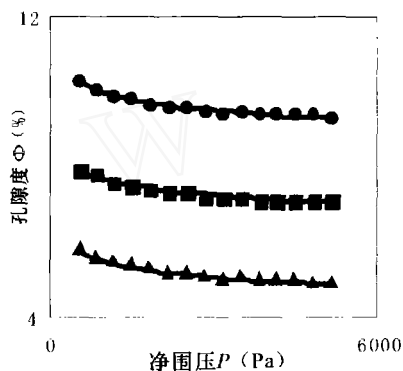


图 3 净围压与孔隙度变化关系图

Fig 3 Porosity vs net confined pressure

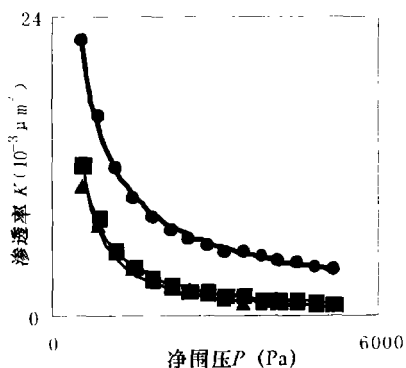


图 4 净围压与渗透率变化关系图

Fig 4 Permeability vs net confined pressure

大于孔隙度,说明渗透率受压力的影响更明显。

4 结论

(1) 理论推导表明:不管是线弹性介质岩石还是非线性弹性介质岩石,其渗透率随应力的变化均满足指数关系。

(2) 实验研究证实了,在岩石实测数据中指数回

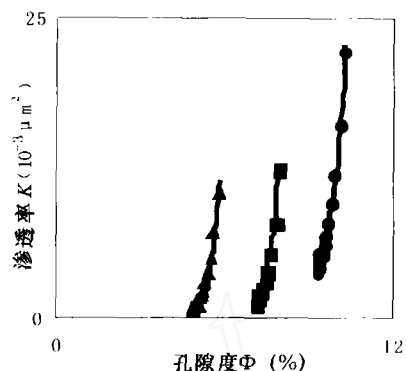


图 5 变形条件下孔隙度与渗透率之间的关系

Fig 5 Permeability vs porosity under deformed condition

归效果很好,相关系数最高,总残差平方和最小,回归曲线与实测完全吻合。可见渗透率与围压的关系也满足指数关系。

(3) 随着压力的增加,岩样的孔隙体积及孔隙度都有所降低,渗透率对应力的敏感性要比孔隙度对应力的敏感性大得多。低渗透率岩石渗透对应力的敏感性要比高渗透岩石大得多,但对孔隙度而言,高、低渗透率岩石对应力的敏感性没有太明显的差别。在压力变化的初期,对孔隙体积和孔隙度的影响很大,随着围压进一步增加,孔隙体积及孔隙度的降低趋向缓和。

参考文献 (References)

- Geertsma J. The effect of pressure decline on volumetric changes of porous rocks. *Petroleum Transport A ME*, 1957, 210: 331 ~ 340
- Vairogs J, Heam C L, Daring D W, Rhoades V W. Effect of rock stress on gas production from low permeability from reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1971, 9: 1161 ~ 1167
- 杨满平,王正茂,李治平. 影响变形介质气藏储层渗透率变化的主要因素. *天然气地球科学*, 2003, 14 (5): 386 ~ 388 [Yang Mianping, Wang Zhengmao, Li Zhiping. The influence factors for permeability of deformed media gas reservoir. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14 (5): 386 ~ 388]
- 苏玉亮,栾志安,张永高. 变形介质油藏开发特征. *石油学报*, 2000, 21 (2): 51 ~ 55 [Su Yuliang, Luan Zhi'an, Zhang Yonggao. A study on development characteristics for deformed reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21 (2): 51 ~ 55]
- Jehmet T A, Selseng H. Permeability function describes core permeability in stress-sensitive rocks. *Oil & Gas Journal*, 1998, 12 (7): 60 ~ 63
- Bai M, Meng F. Improved determination of stress-dependent permeability for anisotropic formations. *SPE78188*, 2002
- Jennifer L. Analysis of hydrocarbon production in a critically-stressed reservoir. *SPE84457*, 2003
- 冉启全,李士伦. 流固耦合油藏数值模拟中物性参数动态模型研

究. 石油勘探与开发, 1997, 24 (3): 61 ~ 65 [Ran Qiquan, Li Shilun. Study on dynamic models of reservoir parameters in the coupled simulation of multiphase flow and reservoir deformation. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24 (3): 61 ~ 65]

9 葛家理. 油气层渗流力学. 北京:石油工业出版社, 1982. 231 ~ 235 [Ge Jiali. Reservoir Fluid Mechanics in Porous Medium. Beijing: Petroleum Industry Press, 1982. 231 ~ 235]

Research of Reservoir Property Stress Sensibility of Abnormal High Pressure Gas Reservoir

HUANG Ji-xin¹ PENG Shim¹ HUANG Shu-wang¹ XIAO Kun²

1(Resource and Information Academy, China University of Petroleum, Beijing 102249)

2(Technical Department of CNOOC Ltd, Tianjin 300452)

Abstract In the developing of abnormal high pressure gas reservoir, the stress of reservoir rock will be changed by out-flow of the gas, and the rock will have elastoplastic deformation, on the contrary, the deformation influence porosity and permeability of reservoir. Therefore, it has important significance to study the porosity and permeability stress sensibility. This paper presents the reservoir stress sensibility model in theory based on the theory of rock mechanics and brings forward a buckling equation then takes it as a method to evaluate reservoir stress sensibility. This paper put theory and experiment rule together, prove the theory to be true by the experiment of reservoir stress sensibility under the simulating formation situation. The relational expressions between the porosity and the permeability of reservoir rock and the reservoir pressure are derived based on the theory of rock mechanics and the theory of seepage flow in porous media. And the sensibility of actual cores to the simulated formation stress is studied in laboratory. The varying laws of the porosity and the permeability of reservoir rock with confined pressure are obtained. The effect of the stress sensibility of reservoir on the development of gas reservoir is also discussed. The deformation of abnormal high pressure reservoir rock decreases the porosity and permeability of reservoir, Changes the seepage flowing ability of the reservoir, and increases the elastic energy of gas-bearing reservoir. Therefore, in the development process of the deformable gas reservoirs, the maintenance of the original pressure inside the gas reservoir is important to getting and maintaining high output and lasting the production time of the gas reservoir.

Key words abnormal high pressure, reservoir, stress sensibility, volumetric strain