

文章编号: 0253-2697(2015)02-0224-08 DOI: 10. 7623/syxb201502012

页岩应力敏感实验与机理

张 睿 宁正福 杨 峰 赵华伟

(中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室 中国石油大学石油工程教育部重点实验室 北京 102249)

摘要: 为了研究页岩渗透率的应力敏感现象及其机理,从毛细管、平板裂缝和双重孔隙介质的渗透率应力敏感机理出发,得到了多孔介质渗透率应力敏感系数的通用表达式,并结合下志留统龙马溪组、下寒武统牛蹄塘组页岩岩心的覆压孔渗联测实验,分析了页岩应力敏感的机理。实验结果表明:渗透率应力敏感系数为孔渗幂指数与孔隙压缩系数的乘积,孔渗幂指数表示孔隙的几何特征,孔隙压缩系数反映岩石力学参数和孔隙形状的影响。页岩岩心微裂缝较发育,微裂缝尺度与孔隙尺度相当的岩心孔渗幂指数小于 3,微裂缝尺度远大于孔隙尺度岩心的孔渗幂指数大于 3;与砂岩相比,实验所用页岩具有较低的孔渗幂指数,但孔隙压缩系数较高,因此页岩的应力敏感较强。

关键词: 页岩;应力敏感;孔渗幂指数;孔隙压缩系数;微裂缝

中图分类号: T E 312

文献标识码: A

Shale stress sensitivity experiment and mechanism

Zhang Rui Ning Zhengfu Yang Feng Zhao Huawei

(State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum; Key Laboratory of Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: To study the stress sensitivity phenomenon and mechanism of shale permeability, a common expression of the stress sensitivity coefficient of porous medium permeability was obtained based on the permeability stress sensitivity mechanism of capillary, planar crack and dual porosity media. In combination with overburden-pressure porosity-permeability experiments of shale cores in Longmaxi Formation and Niutitang Formation, the mechanism of shale stress sensitivity was analyzed in this study. The experimental results indicate that the permeability stress sensitivity coefficient is the product of porosity-permeability power exponent and pore compressibility, of which porosity-permeability power exponent represents the geometric characteristics of pores, and pore compressibility reflects the influence of rock mechanics parameters and pore shapes. Micro-cracks are relatively developed in shale cores, and the porosity-permeability power exponent of core with micro-crack size equivalent to pore size is less than 3, while that with micro-crack size much larger than pore size is greater than 3. Compared with sandstone, the shale for experiments has a lower porosity-permeability power exponent, but higher pore compressibility, leading to stronger shale stress sensitivity.

Key words: shale; stress sensitivity; porosity-permeability power exponent; pore compressibility; microcrack

引用:张睿,宁正福,杨峰,赵华伟.页岩应力敏感实验与机理[J].石油学报,2015,36(2):224-231,237.

Cite:Zhang Rui,Ning Zhengfu,Yang Feng,Zhao Huawei. Shale stress sensitivity experiment and mechanism[J]. Acta Petrolei Sinica,2015,36(2):224-231,237.

在页岩气井生产过程中,初期产量高但下降快,这是由于初期主要开采人工裂缝中的游离气,中后期则主要开采由基质向裂缝缓慢渗流的解吸气^[1]。由于页岩储层具有比常规储层更大的比表面积与丰富的有机质^[2-4],且页岩储层有可观的吸附气量,因此在开发中后期的很长一段时间,主要依靠页岩基质孔隙及微裂缝表面甲烷气的解吸附作用来保证页岩气井具有稳定的产能。在这一过程中,由于自由气与吸附气被不断

采出,使得页岩基质岩块受到的有效应力逐渐增加,从而影响已解吸附的甲烷气在基质中向裂缝网络流动的渗透率,最终影响页岩气井的产量,因此有必要对页岩基质渗透率的应力敏感现象及其机理做进一步的研究。

国内外学者对页岩基质的应力敏感问题进行了许多不同程度的研究。Chalmers^[5]和 Bustin^[6]等使用脉冲法,通过改变上覆压力使有效应力变化的测量结果

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 51274214)、教育部科学技术研究重大项目(No. 311008)和高等学校博士学科点专项科研基金项目(20120007110012)资助。

第一作者:张睿,男,1986年1月生,2009年获中国石油大学(北京)学士学位,现为中国石油大学(北京)油气田开发工程专业博士研究生,主要从事非常规油气开发方面研究。Email: vvvbst2005@163.com

通信作者:宁正福,男,1965年10月生,1987年毕业于华东石油学院采油专业,2002年获石油大学(北京)油气田开发专业博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师,主要从事油气藏工程和非常规油气开发方面研究。Email: nzf@cup.edu.cn

表明页岩具有强应力敏感性;Kwon^[7]和郭为^[8]等采用脉冲法研究了内外压力变化对页岩应力敏感的影响;Reyes^[9]等采用稳态法测量了 Oklahoma 地区 4 块页岩岩心,其结果显示页岩的应力敏感与 Mckee^[10]的指数式拟合程度最高。由于测试方法和岩心获取存在诸多困难,国内外目前针对页岩的应力敏感实验研究有限,且多为直观分析实验结果,对微观孔隙结构、岩石压缩性、岩石力学性质在内的诸多影响因素分析相对较少。笔者从渗透率应力敏感系数的物理概念出发,基于泊肃叶理论建立了多孔介质渗透率应力敏感系数的通用表达式,对影响页岩应力敏感的因素进行了分析,并结合覆压孔渗联测实验结果对理论分析结果进行了验证。

1 岩石应力敏感数学模型

1.1 渗透率应力敏感系数

目前针对应力敏感的评价方法多采用渗透率损害率评价法^[11]。该方法的优点是只关注初始与末端渗透率,使用方便;缺点是对有效应力变化的整个过程中的渗透率变化规律认识不足。针对上述问题,很多学者提出采用渗透率模量来表征渗透率应力敏感程度^[12,13]:

$$\gamma = -\frac{1}{K} \frac{dK}{d\sigma} \quad (1)$$

式中:K 为渗透率,mD; σ 为有效应力,MPa。

渗透率模量的定义说明渗透率随有效应力的变化符合指数关系,而这种指数关系在许多页岩应力敏感实验中都得到了验证^[5,8,9]。同时,Mckee^[10]还从孔隙压缩系数的定义出发,从理论上推导出了渗透率随有效应力变化的指数式关系。这种指数式能很好地描述渗透率随应力的变化过程,加之形式简洁,所以在工程中得到广泛的应用^[13]。渗透率模量 γ 反映了渗透率随有效应力的动态变化关系,David^[12]将其称为应力敏感系数,并指出应力敏感系数越高,渗透率随有效应力下降越明显。

1.2 渗透率应力敏感数学模型

多孔介质的渗透率主要由其孔隙控制,孔隙的形状和大小决定了多孔介质的渗流能力,页岩岩心中常见的孔隙类型主要有^[2]:有机质纳米孔、溶蚀孔、粒间孔以及矿物节理缝、层间缝等。为了研究方便,笔者将上述孔隙类型做简化处理,分别用 Kozeny 毛管模型和平板裂缝模型代表圆形/椭圆形孔隙和板片状裂缝孔隙,由二者组成的双重孔隙模型代表页岩岩心中各种孔隙类型的组合(图 1)。

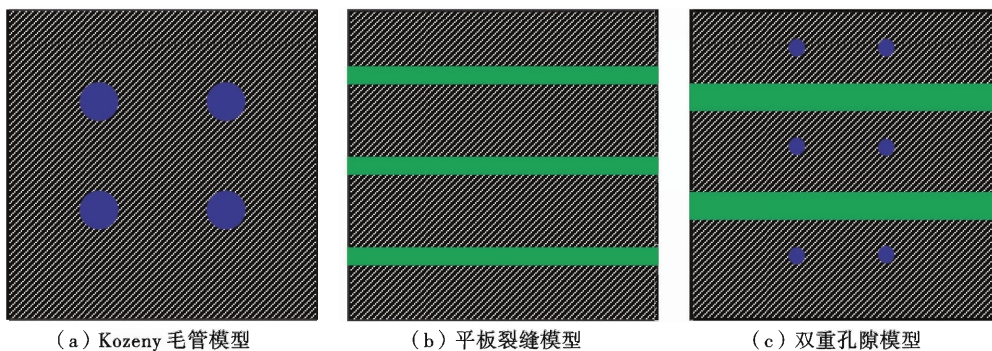


图 1 多孔介质模型

Fig. 1 Porous media model

1.2.1 Kozeny 毛细管模型

定义岩石的孔隙压缩系数为^[12,14,15]:

$$C_\phi = -\frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{d\sigma} = -\frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp_c} \quad (2)$$

式中: ϕ 为孔隙度; p_c 为围压,MPa。

当孔隙压力不变时,有效应力的变化量等于围压的变化量。假设岩石颗粒不可压缩,则式(2)与文献[13]中所定义孔隙压缩系数的转换关系为:

$$\begin{aligned} C_p &= -\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{d\sigma} = -\frac{1}{V_b \phi} \frac{d(V_b \phi)}{d\sigma} = \\ &= -\frac{1}{V_b \phi} \frac{\phi dV_b + V_b d\phi}{d\sigma} = -\frac{1}{V_b} \frac{dV_b}{d\sigma} - \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{d\sigma} = \\ &= -\frac{1}{V_b} \frac{d(V_g + V_p)}{d\sigma} - \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{d\sigma} = -\frac{1}{V_b} \frac{dV_p}{d\sigma} + C_\phi \quad (3) \end{aligned}$$

式中: C_p 为文献[13]中所定义孔隙压缩系数; V_p 为岩石的孔隙体积, cm^3 ; V_b 为岩石的外观体积, cm^3 ; V_g 为岩石的骨架体积, cm^3 。

根据岩石压缩系数等于 $C_p \phi$ ^[15],通过变形得:

$$C_\phi = (1 - \phi) C_p \quad (4)$$

在致密储层中,孔隙度往往小于 0.1,因此可认为 C_ϕ 与 C_p 近似相等。

在 Kozeny 毛管模型中[图 1(a)],渗透率和孔隙度的表达式分别为:

$$K = \frac{\phi r^2}{8} \quad (5)$$

$$\phi = n \pi r^2 \quad (6)$$

式中: r 为毛管半径, μm ; n 为单位面积上的毛管数, n

$= N/A$; N 为假想岩石的毛管数; A 为流体流过假想岩石的截面积, cm^2 。

联立式(1)和式(5),有:

$$\gamma = C_\phi - \frac{2}{r} \frac{dr}{d\sigma} \quad (7)$$

对式(6)求导得:

$$C_\phi = -\frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{d\sigma} = -\frac{2}{r} \frac{dr}{d\sigma} \quad (8)$$

联立式(7)和式(8)得:

$$\gamma = 2C_\phi \quad (9)$$

将式(1)和式(2)积分,并与式(9)联立:

$$\phi = \phi_0 e^{-C_\phi \sigma} \quad (10)$$

$$K = K_0 e^{-2C_\phi \sigma} \quad (11)$$

式中: K_0 为初始状态时的渗透率, mD ; ϕ_0 为初始状态时的孔隙度。

1.2.2 平板裂缝模型

对平板状裂缝系统[图 1(b)]有:

$$K = \frac{\phi w^2}{12} \quad (12)$$

$$\phi = \frac{mlw}{A} \quad (13)$$

式中: w 为裂缝缝宽, cm ; l 为缝长, cm ; m 为岩石截面上的裂缝条数。

联立式(1)、式(2)、式(12)和式(13)得:

$$\gamma = 3C_\phi \quad (14)$$

式(14)与式(1)联立,于是有:

$$K = K_0 e^{-3C_\phi \sigma} \quad (15)$$

从式(11)和式(15)可以看出:对于不同的孔隙系统而言,其应力敏感系数 γ 不同,但都是孔隙压缩系数 C_ϕ 的倍数,可用 α 表示这个倍数。从公式的推导过程不难看出, α 反映了多孔介质孔隙形态特征对应力敏感的影响,因此指数式可写为:

$$K = K_0 e^{-\alpha C_\phi \sigma} \quad (16)$$

进一步联立式(10)和式(16)有:

$$K = K_0 (\phi/\phi_0)^\alpha \quad (17)$$

式(17)即为渗透率随孔隙度变化的孔渗关系式,这个关系式在很多学者的理论和实验研究中均已得到证明^[16,17],其中 α 被称为孔渗幂指数,正如上述分析, α 取值大小与孔隙形态相关。则应力敏感系数可表示为:

$$\gamma = \alpha C_\phi \quad (18)$$

对于毛细管模型 $\alpha = 2$, 裂缝系统 $\alpha = 3$ 。由于裂缝系统在有效应力作用下孔隙更容易被压缩,且裂缝孔隙发生微小变形就能引起渗透率发生剧烈变化,因此,裂缝系统的孔渗幂指数大于毛管模型。而且孔渗幂指

数的大小与孔隙的几何形状有关,孔隙的分布特征、形状和大小决定了孔渗幂指数的大小。

1.2.3 双重孔隙模型

对于基质-裂缝双重孔隙系统,其渗透率可表示为:

$$K_t = K_m + K_f \quad (19)$$

式中: K_t 为系统的总渗透率, mD ; K_m 为基质系统的渗透率, mD ; K_f 为裂缝系统的渗透率, mD 。

以平板裂缝系统的双重孔隙模型[图 1(c)]为例,基质渗透率与裂缝渗透率的计算公式为:

$$K_m = \frac{\phi_m r^2}{8} \quad (20)$$

$$\phi_m = n\pi r^2 \quad (21)$$

$$K_f = \frac{\phi_f w^2}{12} \quad (22)$$

$$\phi_f = \frac{mlw}{A} \quad (23)$$

式中: ϕ_m 和 ϕ_f 分别为基质孔隙和裂缝孔隙的孔隙度。

基质、裂缝、基质-裂缝系统的孔隙压缩系数分别表示为:

$$C_m = -\frac{1}{\phi_m} \frac{d\phi_m}{d\sigma} \quad (24)$$

$$C_f = -\frac{1}{\phi_f} \frac{d\phi_f}{d\sigma} \quad (25)$$

$$C_\phi = -\frac{1}{\phi_m + \phi_f} \frac{d(\phi_m + \phi_f)}{d\sigma} \quad (26)$$

联立式(24)一式(26)得:

$$C_\phi = \frac{\phi_m C_m + \phi_f C_f}{\phi_m + \phi_f} \quad (27)$$

式中: C_m 与 C_f 分别为基质孔隙与裂缝孔隙的孔隙压缩系数。

基质-裂缝系统综合应力敏感系数的表达式为:

$$\gamma = -\frac{1}{K_t} \frac{dK_t}{d\sigma} \quad (28)$$

联立式(19)一式(23),对式(28)求微分得:

$$\gamma = -\frac{24}{3r^2 \phi_m + 2w^2 \phi_f} \left(\frac{r^2}{8} \frac{d\phi_m}{d\sigma} + \frac{r\phi_m}{4} \frac{dr}{d\sigma} + \frac{w^2}{12} \frac{d\phi_f}{d\sigma} + \frac{w\phi_f}{6} \frac{dw}{d\sigma} \right) \quad (29)$$

结合式(21),对基质系统有:

$$\frac{dr}{d\sigma} = \frac{r}{2\phi_m} \frac{d\phi_m}{d\sigma} \quad (30)$$

结合式(23),对裂缝系统有:

$$\frac{dw}{d\sigma} = \frac{w}{\phi_f} \frac{d\phi_f}{d\sigma} \quad (31)$$

将式(24)、式(25)、式(30)和式(31)代入式(29),则有:

$$\gamma = \frac{6r^2 \phi_m C_m + 6w^2 \phi_f C_f}{3r^2 \phi_m + 2w^2 \phi_f} \quad (32)$$

联立式(18)、式(27)和式(32)得双重孔隙系统的孔渗幂指数为:

$$\alpha = \frac{(\phi_m + \phi_f)}{(\phi_m C_m + \phi_f C_f)} \frac{(6r^2 \phi_m C_m + 6\omega^2 \phi_f C_f)}{(3r^2 \phi_m + 2\omega^2 \phi_f)} \quad (33)$$

式(33)中,令 ϕ_f 时,则有 $\alpha = 2$,即为毛细管模型;令 $\phi_m = 0$,则有 $\alpha = 3$,即为平行裂缝系统模型。这与前文中分析相符。对于基质-裂缝系统而言,由于式(33)为复杂多项式,需要进一步化简来讨论 α 值大小。化简过程依据裂缝与基质孔隙的相对尺度,第一种讨论情况为基质孔隙半径与缝宽近似相等,即 $r \approx \omega$,此时式(33)化简为:

$$\alpha = \frac{6(\phi_m + \phi_f)}{3\phi_m + 2\phi_f} = 2 + \frac{2\phi_f}{3\phi_m + 2\phi_f} \quad (34)$$

观察式(34)不难发现: $2 < \alpha < 3$ 。其说明在孔隙半径与缝宽尺度相近的情况下,孔渗幂指数取决于基质和裂缝孔隙度的比值。

另一种情况在双重孔隙介质当中极为常见,即裂缝尺度远大于基质孔隙尺度。此时有 $\omega \gg r$,将式(33)右边项中含 r^2 的项消去得:

$$\alpha \approx 3C_f \frac{\phi_m + \phi_f}{\phi_m C_m + \phi_f C_f} \quad (35)$$

将式(35)进一步变形得:

$$\alpha \approx 3 \left[1 + \frac{\phi_m (C_f - C_m)}{\phi_m C_m + \phi_f C_f} \right] \quad (36)$$

由于裂缝宽度远大于基质系统的孔喉半径,因此裂缝的压缩系数大于基质孔隙的压缩系数,即 $C_f > C_m$,因此有 $\alpha > 3$ 。

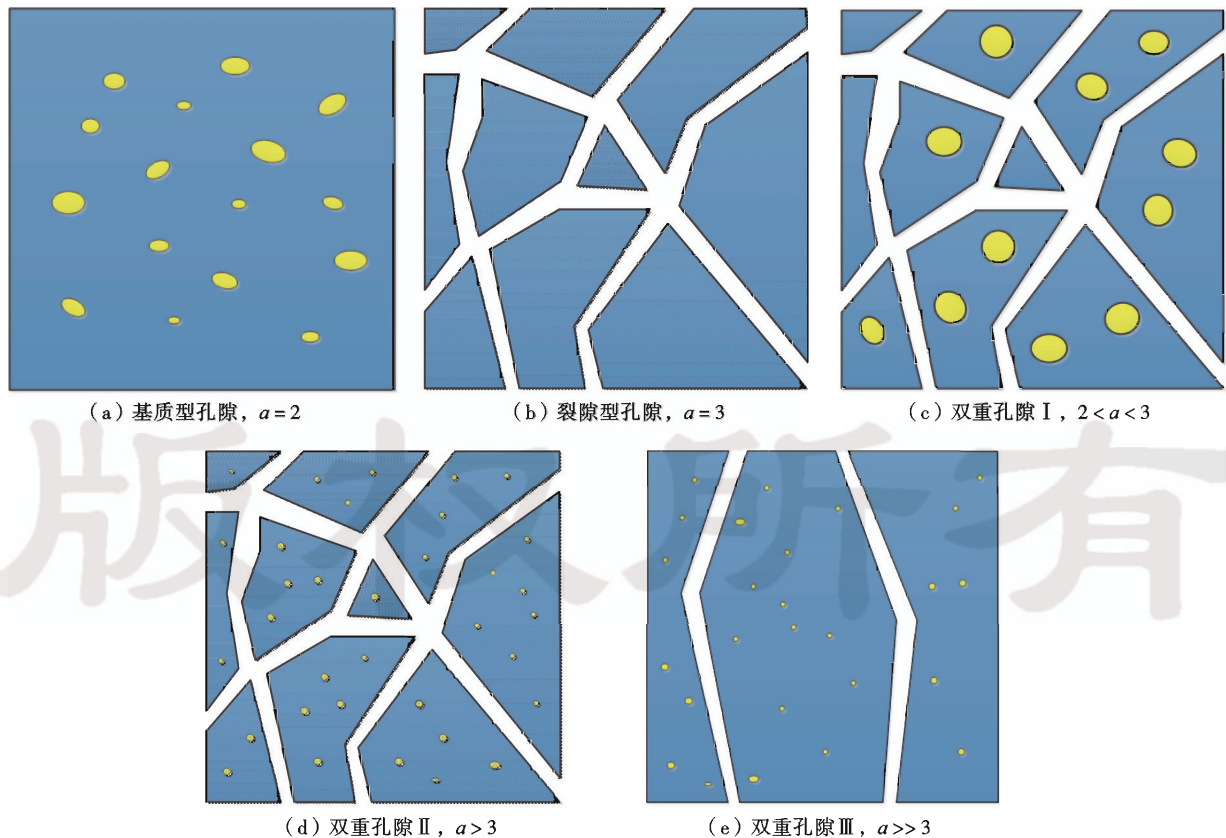
将式(36)做进一步变形,有:

$$\alpha = \frac{3(\phi_m + \phi_f)}{\phi_m (C_m/C_f) + \phi_f} \quad (37)$$

由于孔隙压缩系数与孔隙纵横比成反比^[10],而裂缝纵横比远小于圆形孔隙,因此有 $C_f \gg C_m$,则有:

$$\alpha = 3 \left(1 + \frac{\phi_m}{\phi_f} \right) \quad (38)$$

式(38)说明,在双重孔隙介质中,孔渗幂指数的大小取决于基质孔隙度和裂缝孔隙度的比值,而这一比值既与裂缝系统的尺度有关,也与裂缝系统的数量有关。如前文分析,就裂缝系统的尺度性而言,当裂缝尺度远大于孔隙尺度时,孔渗幂指数大于 3 的情况才有可能出现[图 2(d),图 2(e)]。也就是说,此时裂缝系统对整个系统渗透率的贡献起到了主导作用,基质孔隙虽然在总孔隙体积中占有一定比重,但对总渗透率的贡献并不大,当岩心受压时,孔隙度的降低主要由一



注:图中蓝色、白色、黄色分别表示基质、裂缝和孔隙。

图 2 储层孔隙结构
Fig. 2 Pore geometry types

些裂缝孔隙度的降低引起,而基质孔隙度变化并不大,但由裂缝控制的渗透率却因为裂缝孔隙度的降低而发生很大变化。因此与图 2(b)相比,图 2(d)与图 2(e)的渗透率相对总孔隙度而言更加敏感,所以孔渗幂指数大于 3;而图 2(c)由于基质孔隙与裂缝尺度相当,两种孔隙共同控制渗透率,渗透率相对总孔隙度的变化不如图 2(b)敏感,因此孔渗幂指数小于 3;就裂缝系统的数量性而言,当裂缝数量较少时[图 2(e)],岩石受压后系统的总孔隙度变化比图 2(d)少,但由于整个系统的渗透率主要由少量裂缝控制,因此图 2(e)渗透率对孔隙度的变化更敏感,其孔渗幂指数也就大于图 2(d)。

综上所述,影响岩石应力敏感系数的因素主要为孔渗幂指数和孔隙压缩系数。前者反映岩石孔隙几何特征,后者反映岩石孔隙压缩特征,岩石孔隙的几何特征和压缩特征共同影响岩石的渗透率应力敏感性。

2 页岩孔渗联测实验

2.1 实验方法及岩心参数

页岩储层渗透率极低,而用脉冲法测试渗透率可

表 1 岩心基础数据

Table 1 Lithologic and geochemical parameters of shale samples

岩样编号	层位	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/mD	TOC/%
CY-1	下寒武统牛蹄塘组	3.512	2.534	0.17	0.00024	6.69
Y008-1	下志留统龙马溪组	3.701	2.534	2.57	0.00051	1.06
LMX-H	下志留统龙马溪组	4.117	2.535	4.41	0.00037	3.13
LMX-V	下志留统龙马溪组	3.802	2.535	4.52	0.00020	3.13
MK-64	下寒武统牛蹄塘组	4.193	2.536	0.61	0.00260	2.67

如表 1 所示,实验所用岩心主要取自下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组,5 块岩样均体现出低孔、低渗特征,有机碳含量(TOC)为 1.06%~6.69%,孔隙度为 0.17%~4.52%,渗透率为 0.0002~0.0026 mD,其中 LMX-H 和 LMX-V 取自同一块大岩心,岩心轴向分别平行和垂直于层理方向。

2.2 实验结果及分析

2.2.1 应力敏感系数

测试得到的页岩渗透率应力敏感曲线及其指数式拟合结果如图 3 所示,拟合参数见表 2。指数式拟合的相关系数达到了 0.94 以上,页岩应力敏感系数为 $(4.89\sim 12.31)\times 10^{-2}\text{MPa}^{-1}$ 。表 2 同时还列出了前人对致密砂岩的应力敏感测试结果,从表 2 可以看出,笔者实验中页岩岩心的应力敏感系数比文献中砂岩的应力敏感系数普遍高出一个数量级,说明页岩岩心具有比致密砂岩岩心更高的应力敏感性。

2.2.2 孔渗幂指数

前文中已提到,孔渗幂指数反映了储层孔隙几何

以更精确、更快速地测定页岩的渗透率^[5,8,18]。实验采用 PoroPDP-200 型覆压孔渗仪,测定了不同有效应力条件下页岩岩心的孔隙度和渗透率。孔隙度测试气体为氦气,渗透率测试气体为氮气。定义岩样所受到的有效应力为:

$$\sigma_{\text{eff}} = p_c - n_k p_p \quad (39)$$

式中: p_p 为孔隙压力,MPa; n_k 为有效应力系数,反映的是岩石渗透率随外压与孔隙压力变化的不同敏感程度。

国内外学者对渗透率有效应力系数的研究表明^[7,19-23],渗透率有效应力系数随岩样性质、孔隙类型等因素的不同而不同。其中 Kwon 等^[7]对页岩有效应力系数的实验研究表明,页岩有效应力系数近似为 1。笔者为了研究方便,有效应力系数近似取 1,即有效应力为围压与孔隙压力的差值。

实验设定孔隙压力为 7 MPa,通过逐步增加围压,使岩心所受有效应力分别为 2 MPa、5 MPa、10 MPa、15 MPa、25 MPa。实验所用页岩岩心的基础数据见表 1。

特征,其作用相当于几何形状因子,孔渗幂指数越大,表明孔隙几何形状改变后对渗透率的影响性越大。由前文分析可知:毛细管模型孔隙形状发生径向改变后对渗透率产生的影响小于平板裂缝模型孔隙改变后对渗透率的影响,这说明裂隙型孔隙对渗透率的控制作用要大于基质型圆孔或椭圆孔隙。根据实验测定龙马溪组与牛蹄塘组 2 套页岩岩心的孔隙度、渗透率数据,

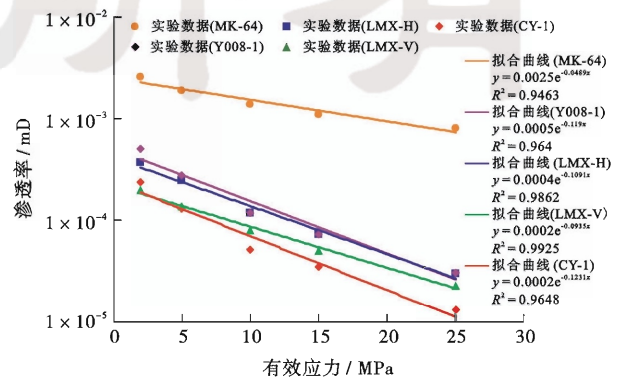


图 3 渗透率应力敏感曲线

Fig. 3 Stress-dependent permeability curves

表 2 参数拟合结果与砂岩对比

Table 2 Experimental data of shales and published data of different tight sandstones

实验	岩样编号 / 研究者	应力敏感系数 / $(10^{-2} \text{MPa}^{-1})$	孔渗幂指数	取样层位 / 地点
本文页岩实验	CY-1	12.31	3.1885	牛蹄塘组
	Y008-1	11.90	4.9052	龙马溪组
	LMX-H	10.91	2.3750	龙马溪组
	LMX-V	9.35	1.7694	龙马溪组
	MK-64	4.89	22.1100	牛蹄塘组
致密砂岩实验		1.240	25.4	Adamswiller
		0.981	20.1	Fontainebleau
	C. David ^[12]	0.990	14.7	Berea
		1.810	18.2	Rothbach
		0.662	4.6	Boise
	张浩 ^[24]	4.50~8.33	18.082~40.992	鄂尔多斯盆地塔巴庙
	焦春艳 ^[25]	0.43~1.09		鄂尔多斯盆地三叠系
	李闯 ^[26]	0.33~2.40	2.53~10.00	
	Yale ^[27]	3.8~6.3	5~25	
	Bernabe ^[28]		10-25	

按照式(12)作孔渗双对数曲线(图 4),由曲线拟合得到的页岩孔渗幂指数见表 2,表 2 中同时给出了国内外致密砂岩孔渗幂指数。由表 2 可知,致密砂岩的孔渗幂指数普遍较大,由前文分析可知,相关文献^[12-24]中致密砂岩岩心可能发育天然裂缝,且天然裂缝的尺度远大于孔隙尺度。与低渗透致密砂岩相比,页岩岩心的孔渗幂指数普遍偏低,为 1.7694~22.1100,其中龙马溪组 2 块页岩岩心的孔渗幂指数

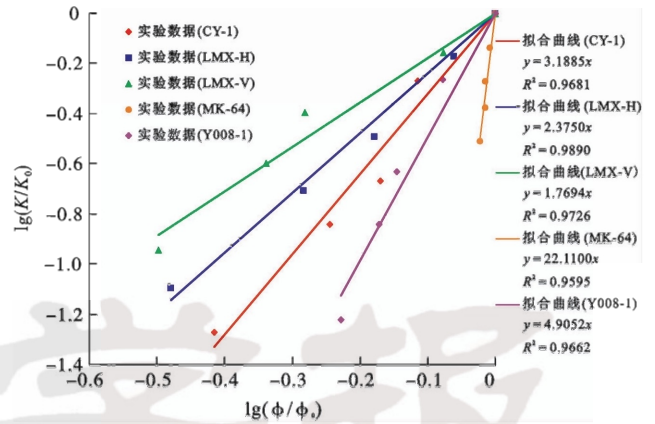
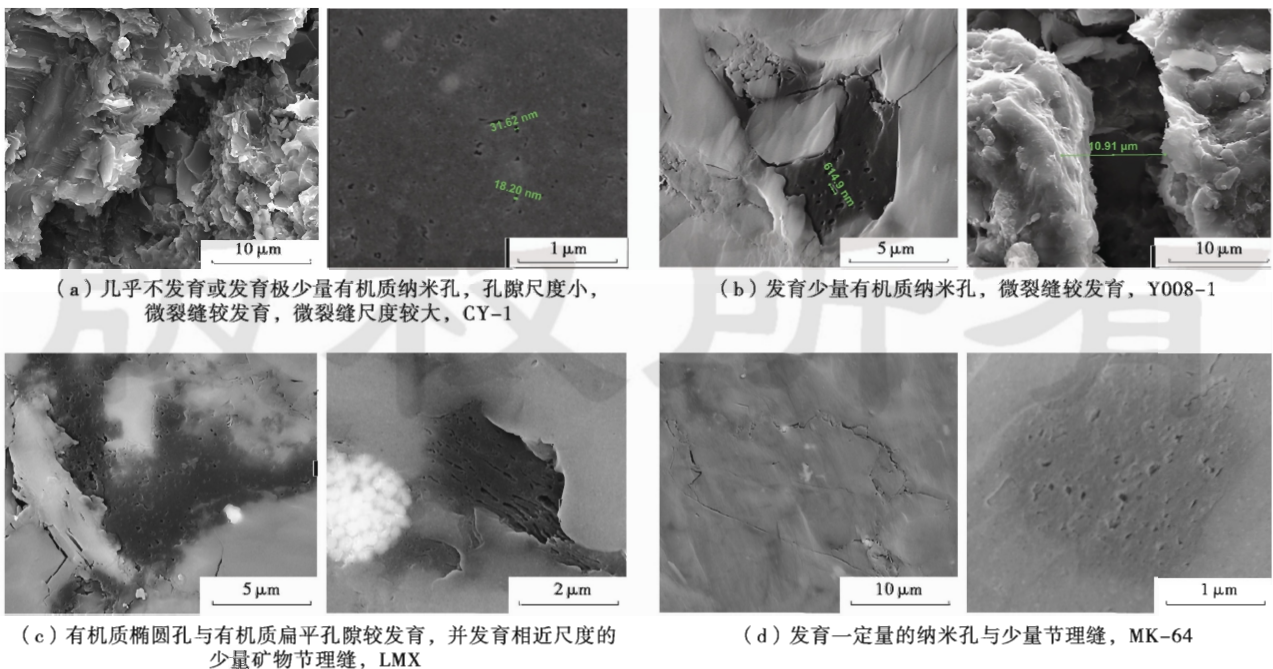


图 4 页岩孔渗双对数曲线

Fig. 4 Log-log plot of porosity and permeability of the shale cores

都小于 3 接近 2,说明该页岩岩心中的微裂缝尺度与孔隙尺度相近。

图 5 为经过氩离子抛光处理的页岩样品与自然断面的页岩样品的场发射扫描电镜图像。由于有机质成熟度较低,CY-1 与 MK-64 仅发育少量有机质纳米孔,且孔隙尺度较小,同时 2 块样品发育少量矿物节理缝与骨架矿物溶蚀形成的微裂缝。MK-64 的孔渗幂指数大于 CY-1 的原因是其有机质纳米孔隙稍多而微裂缝发育不明显,孔隙对总孔隙度的贡献大于裂缝,少量微裂缝则控制渗透率。Y008-1 和 LMX 的有机质孔隙与微裂缝均较发育,其中 LMX 微裂缝尺度与纳米孔隙尺度相当,对渗透率的控制作用不明显,因此孔渗幂指数接近 2。



(a) 几乎不发育或发育极少量有机质纳米孔,孔隙尺度小,微裂缝较发育,微裂缝尺度较大,CY-1

(b) 发育少量有机质纳米孔,微裂缝较发育,Y008-1

(c) 有机质椭圆孔与有机质扁平孔隙较发育,并发育相近尺度的少量矿物节理缝,LMX

(d) 发育一定量的纳米孔与少量节理缝,MK-64

图 5 岩样扫描电镜图像

Fig. 5 SEM images of shale samples

2.2.3 孔隙压缩系数

由式(5)可知,岩石孔隙压缩系数为孔隙度应力敏感曲线的常系数项。孔隙度随有效应力变化的半对数曲线如图6所示,拟合得到的孔隙压缩系数见表3。龙马溪组与牛蹄塘组2套页岩岩心的孔隙压缩系数较大,与前人研究的砂岩孔隙压缩系数相比要高出1~2个数量级^[12,24-29]。由于具有较大的压缩系数,因此即使本文实验页岩岩心的孔渗幂指数小于砂岩,但其渗透率应力敏感系数仍然较大。造成本文中页岩孔隙压缩系数远大于前人的砂岩实验结果的原因主要有2点:①页岩为细粒沉积岩,富含脆性细粒矿物(如硅质、砂质等),在构造运动和沉积作用下容易形成微米尺度裂缝与纳米尺度扁平孔隙,在受压过程中,微裂缝和扁平形孔隙的压缩性更强。②与中—粗粒砂岩相比,粉—细粒沉积岩含有更多的黏土成分,也即“粉砂质泥岩”,广义上的页岩也属于细粒粉砂质泥岩一类;与石英、长石、碳酸盐岩等脆性矿物不同,黏土矿物粒度小(小于3.9 μm),在页岩当中多以片状结晶分布于骨架矿物中、以丝状和棉絮状结晶分布于孔隙和喉道表面,具有较高的压缩性质,因而影响页岩的力学性能,在压

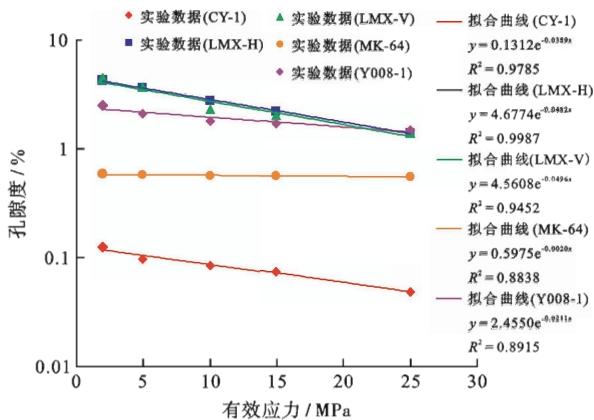


图6 孔隙度应力敏感曲线

Fig. 6 Porosity sensitivity with stress of shale cores

表3 孔隙压缩系数拟合结果与前人研究结果

Table 3 Tested data and published data of pore compressibility

实验	岩样编号/ 研究者	孔隙压缩系数/ (10^{-2}MPa^{-1})	岩性
本文 页岩 实验	CY-1	3.89	页岩
	Y008-1	2.11	页岩
	LMX-H	4.82	页岩
	LMX-V	4.96	页岩
	MK-64	0.20	页岩
前人 实验 结果	C. David ^[12]	0.044	砂岩
		0.330	砂岩
	张浩 ^[24]	0.14~0.21	砂岩
	李闯 ^[26]	0.13~0.24	砂岩
	刘荣和 ^[29]	0.046~0.051	低渗透砂岩
	李传亮 ^[30]	0.0014	砂岩

缩过程中表现出不同于常规砂岩的力学特征。基于上述分析,可以椭圆孔的平面应变问题来进一步阐述造成页岩高孔隙压缩系数的原因。

依照式(6),在假想岩石中,椭圆孔的孔隙度为:

$$\phi_c = n\pi ab \quad (40)$$

式中: a 、 b 分别为椭圆孔长、短半轴长, μm 。

将式(2)与式(40)联立得:

$$C_\phi = -\left(\frac{1}{a} \frac{da}{d\sigma} + \frac{1}{b} \frac{db}{d\sigma}\right) \quad (41)$$

式(41)表明:椭圆孔隙的压缩系数为长、短轴压缩系数之和。Bernabe^[31]给出了平面应变条件下椭圆孔长、短轴随孔压和围压变化的关系式:

$$\begin{cases} \frac{\partial a}{\partial p_c} = -\frac{b(1-\nu)}{G} \\ \frac{\partial a}{\partial p_p} = -\frac{\partial a}{\partial p_c} - \frac{a(1-2\nu)}{2G} \\ \frac{\partial b}{\partial p_c} = -\frac{a(1-\nu)}{G} \\ \frac{\partial b}{\partial p_p} = -\frac{\partial b}{\partial p_c} - \frac{b(1-2\nu)}{2G} \end{cases} \quad (42)$$

式中: ν 为岩石的泊松比; G 为岩石的剪切模量,MPa,其表达式为 $G = E/[2(1+\nu)]$, E 为岩石的杨氏模量,MPa。

将式(42)代入式(41)整理得:

$$C_\phi = \frac{2(1+\nu)}{E} [(1-\nu)(\epsilon + \frac{1}{\epsilon}) - (1-2\nu)] \quad (43)$$

式(43)即为平面应变条件下椭圆孔孔隙压缩系数的通用表达式,式中 ϵ 为孔隙纵横比($0 < \epsilon < 1$),扁平型孔隙纵横比为孔隙短轴与长轴的比值,当纵横比较小时孔隙可看作裂缝,此时纵横比为裂缝高度与裂缝长度的比值,当 $0 < \epsilon < 1$ 时,孔隙压缩系数是 ϵ 的单调减函数,纵横比越小,孔隙压缩系数越大。由式(43)可以看出,岩石的压缩系数主要由纵横比 ϵ 和杨氏模量 E (由于泊松比的差别不大,忽略泊松比影响)两个因素控制。纵横比 ϵ 反映孔隙几何结构的影响,杨氏模量 E 反映岩石力学性质的影响。由式(43)可知纵横比越小,孔隙形状越接近裂缝,孔隙压缩系数越大。因此本文页岩岩心压缩系数较大的原因主要是由于:①页岩岩心中发育的微裂缝和纳米级扁平型孔隙导致纵横比 ϵ 较小,这些孔隙受压后首先被压缩^[32],所以孔隙压缩系数大;②由于实验岩心中2套页岩均含有丰富的泥质成分,因此其杨氏模量较硬质砂岩更小。综上所述,页岩中发育的天然微裂缝和泥质含量使页岩具有较高的孔隙压缩系数。

3 结论

(1) 通过推导应力敏感系数的通用表达式,发现

孔渗指数和孔隙压缩系数是影响应力敏感的主要因素。前者主要由孔隙几何形状、孔隙的尺度和数量决定,后者主要由孔隙几何形状和岩石力学性质决定。孔渗指数与孔隙压缩系数越大,渗透率应力敏感越强烈;反之,应力敏感越弱。

(2) 页岩岩心应力敏感的孔渗联测实验结果表明,本文页岩岩心的应力敏感系数普遍高于相关文献中的致密砂岩。页岩岩心中广泛发育微裂缝及纳米级扁平孔隙,当此类裂缝型孔隙尺度与基质型孔隙尺度相当时,孔渗指数小于3,接近毛管模型的孔渗指数2;当此类裂缝型孔隙尺度远大于基质型孔隙尺度时,孔渗指数大于3,但整体上比砂岩的孔渗指数小。与此同时,由于页岩中的微裂缝与纳米级扁平孔隙的压缩性极强,加之黏土矿物的高压缩性,使页岩的孔隙压缩系数远大于砂岩,因此整体上页岩呈现了强应力敏感性。

参 考 文 献

- [1] Li Chunlou, LaFollette R, Sookprasong A, et al. Characterization of hydraulic fracture geometry in shale gas reservoirs using early production data[R]. IPTC 16896, 2013.
- [2] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301-311.
Yang Feng, Ning Zhengfu, Hu Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 301-311.
- [3] 韩辉, 李大华, 马勇, 等. 四川盆地东北地区下寒武统海相页岩气成因: 来自气体组分和碳同位素组成的启示[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 453-459.
Han Hui, Li Dahua, Ma Yong, et al. The origin of marine shale gas in the northeastern Sichuan Basin, China: implications from chemical composition and stable carbon isotope of desorbed gas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 453-459.
- [4] 林拓, 张金川, 李博, 等. 湘西北常页1井下寒武统牛蹄塘组页岩气聚集条件及含气特征[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 839-846.
Lin Tuo, Zhang Jinchuan, Li Bo, et al. Shale gas accumulation conditions and gas-bearing properties of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Well Changye 1, northwestern Hunan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 839-846.
- [5] Chalmers G R L, Ross D J K, Bustin R M. Geological controls on matrix permeability of Devonian Gas Shales in the Horn River and Liard basins, northeastern British Columbia, Canada[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 120-131.
- [6] Bustin A M M, Bustin R M, Cui Xiaojun. Importance of fabric on the production of gas shales[R]. SPE 114167, 2008.
- [7] Kwon O, Kronenberg A K, Gangi A F, et al. Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2001, 106(B9): 19339-19353.
- [8] 郭为, 熊伟, 高树生. 页岩气藏应力敏感效应实验研究[J]. 特种油气藏, 2012, 19(1): 95-97.
Guo Wei, Xiong Wei, Gao Shusheng. Experimental study on stress sensitivity of shale gas reservoirs[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2012, 19(1): 95-97.
- [9] Reyes L, Osisanya S O. Empirical correlation of effective stress dependent shale rock properties[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(12): 47-53.
- [10] McKee C R, Bumb A C, Koenig R A. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations[R]. SPE 12858, 1988.
- [11] Zhao Lun, Chen Yefei, Ning Zhengfu, et al. Stress sensitive experiments for abnormal overpressure carbonate reservoirs: a case from the Kenkiyak low-permeability fractured-porous oilfield in the littoral Caspian Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 208-215.
- [12] David C, Wong T F, Zhu Wenlu, et al. Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust[J]. Pure and Applied Geophysics, 1994, 143(1/3): 425-456.
- [13] Kikani J, Pedrosa Jr. O A. Perturbation analysis of stress-sensitive reservoirs[R]. SPE 20053, 1991.
- [14] Jabbari H, Zeng Zhengwen, Ostadhassan M. Impact of in-situ stress change on fracture conductivity in naturally fractured reservoirs: Bakken case study[R]. ARMA 11-239, 2011.
- [15] 秦积舜, 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 石油大学出版社, 2003.
Qin Jishun, Li Aifen. Reservoir physics[M]. Dongying: University of Petroleum Press, 2003.
- [16] Faruk C. Predictability of porosity and permeability alterations by geochemical and geomechanical rock and fluid interactions[R]. SPE 58746, 2000.
- [17] Petunin V V, Yin Xiaolong, Tutuncu A N. Porosity and permeability changes in sandstones and carbonates under stress and their correlation to rock texture[R]. SPE 147401, 2011.
- [18] Jones S C. A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks[R]. SPE 28450, 1997.
- [19] Zoback M D, Byerlee J D. Permeability and effective stress: geologic notes[J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(1): 154-158.
- [20] Al-Wardy W, Zimmermann R W. Effective stress law for the permeability of clay-rich sandstones[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2004, 109(B4): 1-10.
- [21] Ghabezloo S, Sulem J, Guédon S, et al. Effective stress law for the permeability of a limestone[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2009, 46(2): 297-306.
- [22] Li M, Bernabé Y, Xiao W L, et al. Effective pressure law for permeability of E-bei sandstones[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2009, 114(B7): 1-13.
- [23] Li M, Xiao W L, Bernabé Y, et al. Nonlinear effective pressure law for permeability[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2014, 119(1): 302-318.
- [24] 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): 482-486.
Zhang Hao, Kang Yili, Chen Yijian, et al. Deformation theory and stress sensitivity of tight sandstones reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(5): 482-486.

国石油大学(华东)石油工程学院,2007.

Gao Yonghai. Study on multiphase flow in wellbore and well control in deepwater drilling[D]. Dongying:China University of Petroleum (East China),College of Petroleum Engineering,2007.

[16] Johnson M B. New mud supply process saves time and expense in riserless deepwater drilling[J]. World Oil, 2002, 223(9): 69-74.

[17] Grinred M, Haaland O, Ellingsen B. A shallow gas research program[R]. SPE 17256, 1988.

[18] Santos O L A. A study on blowouts in ultra deep waters[R]. SPE 69530, 2001.

[19] 徐鹏,孙宝江,董玉杰,等. 用于处理深水浅层气的动力压井方法研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(1): 11-15.

Xu Peng, Sun Baojiang, Dong Yujie, et al. Dynamic well kill

method for shallow gas pockets in deep water[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(1): 11-15.

[20] Beall J. Riserless shallow blowout-control method is safe and effective[J]. Oil & Gas Journal, 1976, 8(2): 125-129.

[21] Strickler R, Moore D D, Solano P. Simultaneous dynamic killing and cementing of a live well[R]. SPE 98440, 2006.

[22] Kouba G E, MacDougall G R, Schumacher B W. Advancements in dynamic kill calculations for blowout wells[R]. SPE 22559, 1993.

[23] Abel L W, Shackelford D W. Comparison of steady state and transient analysis dynamic kill models for prediction of pumping requirements[R]. SPE 35120, 1996.

(收稿日期 2014-07-30 改回日期 2014-11-12 编辑 宋宁)

(上接第 231 页)

[25] 焦春艳,何顺利,谢全,等. 超低渗透砂岩储层应力敏感性实验[J]. 石油学报, 2011, 32(3): 489-494.

Jiao Chunyan, He Shunli, Xie Quan, et al. An experimental study on stress-dependent sensitivity of ultra-low permeability sandstone reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(3): 489-494.

[26] 李闽,乔国安,陈昊. 低渗砂岩储层岩石应力敏感实验与理论研究[J]. 钻采工艺, 2006, 29(4): 91-93.

Li Min, Qiao Guo'an, Chen Hao. Experimental and theoretical study on rock stress-sensitivities in low permeability sandstone [J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(4): 91-93.

[27] Yale D P, Nur A P. Network modeling of flow, storage, and deformation in porous rocks[R]. SEG 1985-0091, 1985.

[28] Bernabé Y, Mok U, Evans B. Permeability-porosity relationships in rocks subjected to various evolution processes[J]. Pure and Applied Geophysics, 2003, 160(5/6): 937-960.

[29] 刘荣和,冯文光,龙玲,等. 岩石孔隙体积压缩系数实验研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 79-82.

Liu Ronghe, Feng Wenguang, Long Ling, et al. Experimental study on rock pore volume compressibility[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 79-82.

[30] 李传亮. 岩石压缩系数测量新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(3): 53-54.

Li Chuanliang. A new measurement method of rock compressibility[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(3): 53-54.

[31] Bernabé Y, Brace W F, Evans B. Permeability, porosity and pore geometry of hot-pressed calcite [J]. Mechanics of Materials, 1982, 1(3): 173-183.

[32] 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.

Ruan Min, Wang Liangang. Low-permeability oilfield development and pressure-sensitive effect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(3): 73-76.

(收稿日期 2014-08-21 改回日期 2014-12-17 编辑 王培玺)

《石油学报》2015 年第 3 期部分文章预告

渤海大中型潜山油气田形成机理与勘探实践	邓运华
全球海平面变化指标及海相构造层序研究方法——以塔里木盆地奥陶系为例	赵宗举
郑庐断裂带辽东凸起的形成与古辽中洼陷的瓦解	彭靖淞等
四川盆地震旦纪末期—寒武纪早期台盆的形成与演化	周慧等
火山地层界面地质属性、地质内涵和储层意义	衣健等
利用快弯曲波方位差异判断各向异性类型的方法及其应用	曾富强等
苏里格低渗致密气藏阈压效应	杨朝蓬等
超稠油改质降黏分子模拟及机理	吴川等
基于数字岩心技术的气体解析/扩散格子 Boltzmann 模拟	张磊等
巨厚砾岩层气体钻井井眼特征	狄勤丰等
页岩储层温敏型 P(NIPAm-co-AA)/nano-SiO ₂ 复合封堵剂的制备及特性	王伟吉等