

模拟地层条件下泥岩三轴应力实验及其油气意义

李双建¹,金之钧¹,袁玉松¹,周雁²,孙冬胜¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 100083)

摘要:泥岩的岩石力学性质既关系到它能否成为良好的盖层,也关系到它能否成为优质的页岩气储层。为了明确地层条件下泥岩岩石力学性质的变化特征及其影响因素,选取四川盆地南部典型的志留系龙马溪组泥岩,进行了20(常温),50,100,130℃四个温度点,每个温度点在0,10,20,40,60 MPa五种围压条件下的20个三轴压缩实验,获得了泥岩岩石力学参数与温度和围压的关系。实验表明:在60 MPa围压范围内,泥岩的弹性模量、泊松比、抗压强度和残余强度随着围压的增加而增加,基本呈线性关系;在130℃温度范围内,泥岩的弹性模量、泊松比、抗压强度的变化与温度变化没有明显的相关性,不同温度下,同一围压条件下,泥岩的岩石力学参数保持相对一致。这说明泥岩的岩石力学性质主要受埋藏深度(围压)的影响,温度变化对其影响不大。从岩石的应力-应变曲线上还可以看出,随着埋深的增加,即使是晚成岩阶段的泥岩也有从脆性向塑性转变的趋势。根据岩石峰值抗压强度和残余抗压强度的数学关系,计算出川南志留系龙马溪组泥岩脆延转变的临界深度约为4 200~4 400 m。作为盖层时,超过该临界深度,泥岩不容易破裂,具有优越的封闭性;作为页岩气储层,超过该临界深度,泥岩的可压性变差。

关键词:脆性;塑性;可压性;泥岩;志留系;页岩气;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Triaxial stress experiment of mudstone under simulated geological conditions and its petroleum significance

Li Shuangjian¹, Jin Zhijun¹, Yuan Yusong¹, Zhou Yan², Sun Dongsheng¹

(1. Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Accumulation Mechanism and the Effective Development, Beijing 100083, China)

Abstract: Mechanical properties of mudstone largely determines both their quality as cap rocks and the quality as shale gas reservoirs. In this study, the typical mudstone in the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin was selected for triaxial mechanical tests, so as to understand the variations of mechanical properties of the mudstone and their affecting factors. A total of 20 sets of experiments were carried out at confining pressures of 0, 10, 20, 40, and 60 MPa, and at temperatures of 20, 50, 100, and 130 °C, respectively. The relationships between the mechanical properties of mudstone, temperature, and confining pressure were established. The results showed that there is basically a positive linear relationship between the confining pressure and elastic modulus, Poisson's ratio, compressive strength, and residual strength of the mudstone within the confining pressure range of less than 60 MPa. There is no clear correlation between temperature and those mechanical properties of mudstone within the temperature range of lower than 130 °C. However, those mechanical parameters of mudstone remained relatively consistent under the same confining pressure and different temperatures, indicating that burial depth (confining pressure), instead of temperature, determines the mechanical parameters of mudstone. The stress-strain curves of mudstone also indicated that even the mudstone at the late diagenetic stage tends to transit from brittle to ductile with the increase of buried depth. According to the relationship between the peak and the residual compressive strengths, the critical burial depth for brittle-ductile transition of the Silurian mudstone in Sichuan Basin is determined approximately at 4 200–4 400 m. Beyond this critical depth, the mudstone is less prone to fracture and thus has greater sealing ability as cap rocks, while has poor fracability as shale gas reservoirs.

Key words: brittleness, ductility, fracability, mudstone, Silurian, shale gas, Sichuan Basin

收稿日期:2015-02-03;修订日期:2016-06-20。

第一作者简介:李双建(1978—),男,高级工程师,含油气盆地分析。E-mail:lishuangjian_syky@sinopec.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973计划)项目(2012CB412800);国家科技重大专项(2011ZX05005-001)。

泥岩包括页岩和粘土岩,是指超过 50% 的颗粒粒度小于 $2\ \mu\text{m}$ 的岩石^[1]。它的典型造岩矿物包括粘土矿物,如伊利石、高岭石、绿泥石、蒙脱石等;石英、长石和岩屑;方解石和白云石;黄铁矿和有机质等。基于其细粒的属性,泥岩的渗透率很低,一般在微达西—纳达西数量级。传统的石油地质,一般将泥岩作为油气盖层进行评价,将富有机质的泥岩作为烃源岩进行评价,近 10 年来,随着页岩气实现商业开发,又将泥岩作为储层进行评价,因此,泥岩对油气勘探的作用越来越重要,对它的岩石物理性质的研究也越来越深入^[2-8]。其中,泥岩的岩石力学性质决定了岩石的脆塑性及其发生破裂的难易程度,既关系到泥岩是否具有塑性,能否成为优质的盖层,又关系到它是否具有可压性,能否成为优质的页岩气开采层位^[9]。但由于泥岩的岩石力学性质在沉积之后的成岩演化过程中会发生不断的变化,其影响因素包括矿物组成、成岩演化程度、有机质含量、含水量等等^[3-5,10-12],因此关于泥岩岩石力学性质的统一认识较少。

相比其它因素,地层温压条件下岩石的力学性质对油气勘探来讲更为重要,这一点有别于传统的工程地质^[13],而且已有的研究也表明,随着埋藏深度的增加,泥岩在围压和温度都增加的条件下,岩石力学性质会发生较大变化,随着围压的增大,岩石的抗压强度会增加,但是其塑性也会增加,温度的增加也会造成岩石塑性的增强^[1,14]。但是目前为止,对泥岩进行系统的不同温压条件下的三轴应力实验较少,对深层泥岩岩石力学性质的研究不够,影响了对深层泥岩盖层封闭性和泥岩储层可压性的评价。

本文选择四川盆地典型的高演化泥岩,进行了多组不同温度和不同围压条件下的三轴力学试验,进而探讨了温压条件对泥岩韧脆性和可压性的影响,以期为深层泥岩盖层和储层的评价提供必要的依据。

1 样品制备及其岩石学特征

本次研究所用的样品来自四川盆地南部长宁县双河镇志留系龙马溪组,剖面坐标为($28^{\circ}23'54.77''$, $104^{\circ}54'22.74''$)。剖面经挖掘机深挖,露头样品比较新鲜,

未经过大规模风化,样品成层性好,无天然裂缝发育。

为了满足岩石力学试验的要求,本次取样挑选层面平整,体积大,无裂缝的 1 块泥岩,进行了集中取样,保证了将样品本身岩性和非均质性对岩石力学性质的影响降低到最低点。将本试验的岩样加工成直径 20 mm,高 45 mm 的圆柱体,试样符合《岩石物理力学性质试验规程》DY—94 对岩样尺寸的要求。试样的加工时首先用立式钻石机钻取相同直径的岩样,然后用切割机截取相同高度岩样,最后用双端面磨石机将岩样的两个端面磨平,以改善测试结果的离散性,件加工精度按照国家《岩石试验方法标准》(GB 50218—94),共计制备试样 25 块。

在进行岩石力学试验之前,首先对其微观岩石学特征进行详细观察。由于都是在一块岩石中取得的样品,所以仅对取样层位及其上下地层中的样品进行了岩石学分析和物性参数测试(表 1)。全岩 X-衍射分析表明,样品中主要矿物为粘土、石英,含少量的斜长石、方解石、白云石和黄铁矿。其中粘土含量为 45.4%,石英含量为 31.4%,斜长石含量为 6.8%,碳酸盐矿物含量为 10.8%。取样层位上下 20 m 的 10 个岩石样品的有机碳含量含量范围为 1.55%~4.53%,平均为 2.53%,龙马溪组炭质泥岩的镜质体反射率(R_o)范围为 2.5%~3.4%,平均为 3.0%,用于做试验的样品的 R_o 为 2.9%,为晚成岩阶段的泥岩。岩石的物性参数测试显示其孔渗性较差,含水量较低,作为盖层的突破压力值为 30 MPa,具有较好的封闭性。

2 高演化泥岩岩石力学测试

2.1 测试仪器

本次试验在西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室完成,样品测试仪器采用美国 GCTS 公司 RTR-1000 型静(动)三轴岩石力学测试系统,本系统可以有效的测量地层条件下测试岩石的力学参数,在石油地质、石油工程领域广泛应用。该系统的基本参数如下:最大轴向加载 1 000 kN、最大围压 140 MPa、最高加热温度 150 $^{\circ}\text{C}$;测试变形范围:轴向应变 $\pm 2.5\ \text{mm}$ 、径向应变 $\pm 2.5\ \text{mm}$;测试精度和数据采集

表 1 四川盆地南部志留系泥岩岩石组分与物性特征

Table 1 Rock composition and physical property of the Silurian mudstone in southern Sichuan Basin

矿物含量/%									物性参数				
伊利石	绿泥石	高岭石	伊/蒙混层	石英	方解石	长石	黄铁矿	有机碳	密度/ ($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	含水量/ %	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3}\ \mu\text{m}^2$	突破压力/ MPa
31.1	9.6	0	4.7	31.4	10.8	6.8	2.1	2.5	2.45	5.6	4.1	0.002 7	30

分析方法符合美国 ASTM D2664—04 标准和国际岩石力学学会 ISRM 推荐岩石三轴试验所有要求。

2.2 测试结果

本次研究采用变围压三轴压缩实验模拟地层埋藏过程中盖层的破裂过程,将地层埋藏深度折算成围压,将最大水平应力设置成轴压,通过改变围压模拟不同埋深条件,在恒定围压条件下,通过增加轴压模拟水平应力不断增大的挤压构造背景。本次试验对晚成岩阶段的泥岩进行了 20(常温),50,100,130℃ 四个温度点,每个温度点 0,10,20,40,60 MPa 五种围压条件下的 20 个三轴压缩实验,实验结果见图 1。

由泥岩的三轴应力-应变曲线可以看出,在实验范围内的温度和围压条件,泥岩的岩石力学性质都表现出一种非典型的脆性和塑性特征,属于弹-延-蠕变形曲线,应力应变曲线在低轴压时有一段近似直线,当轴压增加到一定数值时,应力应变曲线向下弯曲,而且随着轴压的增加,曲线的斜率越来越小。当轴压进一步增加到某一数值时,应力出现小幅震荡变化,应变不断增加,即样品在达到最大抗压强度后,没有立即破坏,而是经历了一系列微裂纹扩展,明显的具有变形量累加。在应力-应变曲线上表现出典型的 5 个阶段变形(图 2)。

①近似线弹性阶段:该阶段应力-应变曲线近似呈一条斜直线,随着轴向应力的增加,该阶段为

岩石压实阶段,岩石内部微裂纹闭合及微孔隙收缩。

②微裂纹演化阶段:该阶段岩石的应力-应变曲线开始偏离直线发展,轴压的进一步增加,使得岩石内部裂纹开始发育。

③裂纹非稳定扩展阶段:该阶段应力-应变曲线向下弯曲,微裂纹扩展进入到非稳态扩展阶段,在该阶段末,岩样的承载能力达到最大,即峰值强度。

④应变软化阶段:该阶段为下降曲线段,岩样承载力达到峰值后应力-应变曲线出现负刚度现象,试样承载能力迅速下降,岩石裂纹大量形成,裂纹不断扩展、延伸、交汇并形成宏观裂隙。

⑤残余强度阶段:岩样经过应变软化阶段后,轴向应力降低到一恒定的残余强度值或应力降低为零,岩样变形以裂隙岩块的错位滑移为主。

⑥塑性变形阶段:在岩石抗压强度到峰值之后,在一定形变范围内,应力变化很小能够引起较大的形变,应变曲线近于水平,该阶段岩石发生塑性变形,微裂纹增多,但整体保持完整。

图 2 可以看出,在所有温度条件下,泥岩的抗压强度均随着围压的增加而增加,低围压条件下,泥岩多表现为脆性破裂,即轴压达到岩石抗压强度之后,岩石的应变曲线迅速跌落,随着围压的增高,岩石逐渐向延性和塑性转变,即在岩石破裂之前,有明显的变形累积量,样品在应变 2.5% 时,仍不被破坏,表现出典型的蠕变特征,表明此时岩石具有较好的塑性。

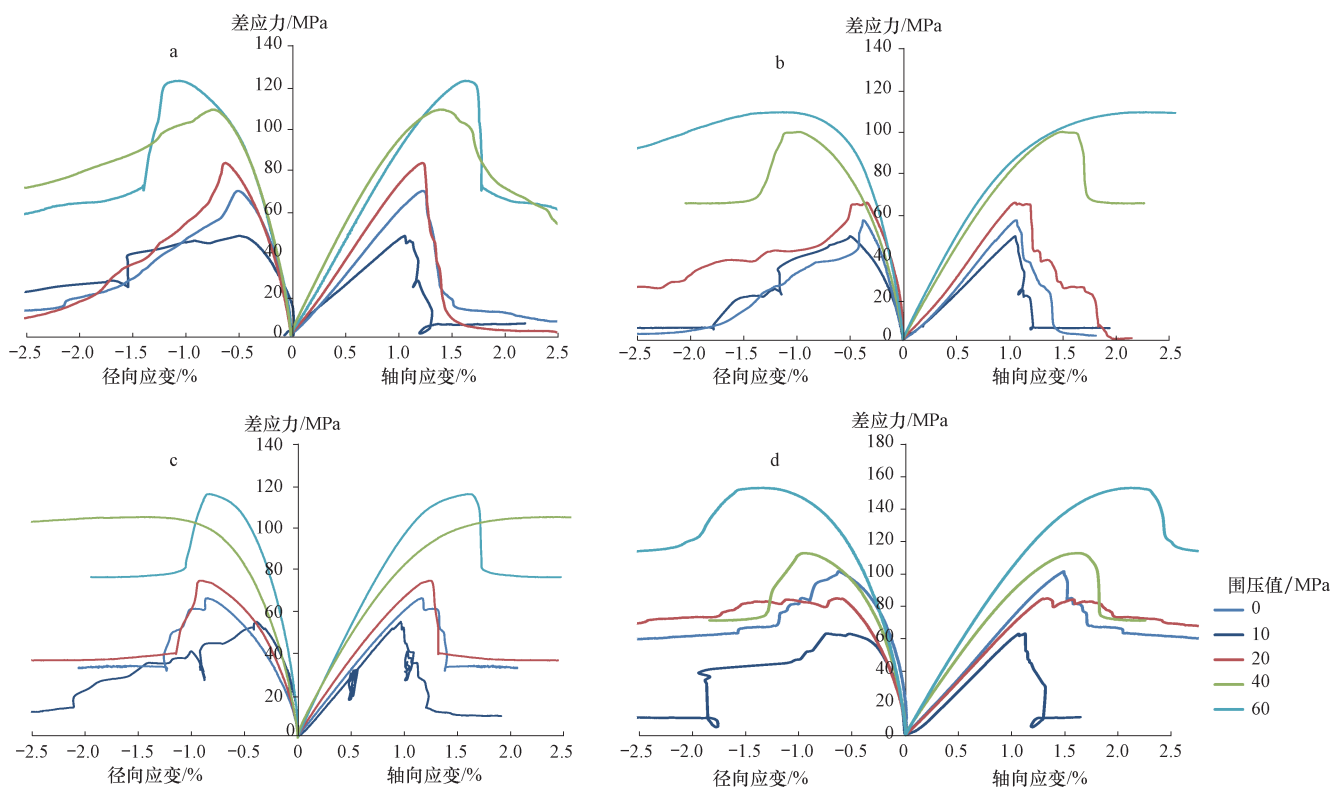


图 1 四川盆地南部志留系泥岩不同温度和围压下泥岩应力-应变曲线

Fig. 1 Stress-strain curves of mudstone under different temperatures and pressures of the Silurian mudstone in southern Sichuan Basin

a. 20℃; b. 50℃; c. 100℃; d. 130℃

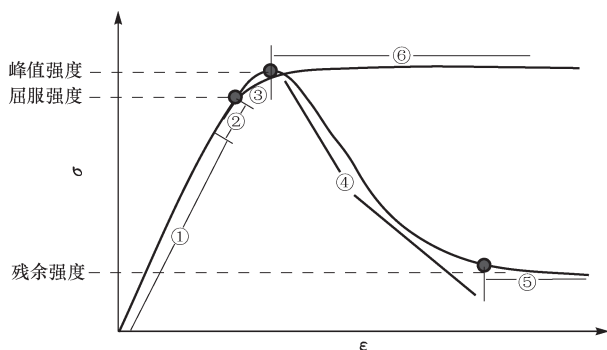


图2 四川盆地南部志留系泥岩典型应力(σ)-应变(ε)曲线阶段性变形特征

Fig. 2 Stage deformation features of typical stress-strain curves of the Silurian mudstone in southern Sichuan Basin

①弹性变形阶段;②微裂纹演化阶段;③微裂纹非稳定扩展阶段;
④应变软化阶段;⑤残余强度阶段;⑥塑性变形阶段

3 讨论

3.1 温度、压力对泥岩岩石力学性质的影响

泥岩的岩石力学性质受岩石矿物组成、孔隙大小和结构、成岩作用程度、含水量等多种因素影响,本文选择了同一块样品,做了一系列的三轴应力实验,最大程度上减小了以上由于岩石样品不同造成的误差,专门讨论了温压条件对泥岩岩石力学性质的影响,重点分析了泥岩的峰值抗压强度、残余抗压强度、弹性模量和泊松比4个参数随温压条件变化的关系。

由图3a,b可以看出,在60 MPa围压范围内,泥岩的弹性模量和泊松比随着围压的增加而增加,基本呈线性关系,说明随着围压(地层埋深)的增加,泥岩的刚性越好,越不容易变形,这与一般的岩石变形特征是一致的。但是从变化趋势上看,弹性模量和泊松比在围压由40 MPa升到60 MPa之间的增加幅度较40 MPa之前明显变缓,说明在60 MPa之后,泥岩的刚性已经趋于接近其极限,不会随围压的增大而无限的增加下去。由图3c,d可以看出岩石抗压强度随围压的变化趋势,与弹性模量和泊松比的变化趋势一致,泥岩的峰值抗压强度和残余抗压强度都随围压的增加而增加,但高围压时增加幅度变缓。这种泥岩岩石力学参数随围压变化而变化的趋势,在其他地区也有显示,澳大利亚和北海的油气探井中泥岩的三轴力学试验获得了同样的结论^[2,6],不同的是它们的峰值抗压强度和残余抗压强度更低,因为他们的成岩作用相对较弱,泥岩的塑性特征表现的更为明显。

图4显示了泥岩岩石力学参数随温度变化而变化的趋势,可以看出在试验温度范围内,泥岩的弹性模量、泊松比、抗压强度的变化与温度变化没有明显的数学关

系,不同温度下,同一围压条件下,泥岩的岩石力学参数保持相对一致。说明在150℃左右的范围内,温度对泥岩的岩石力学参数没有明显影响。Zhang Lianying (2014)^[15]通过高温试验证实,当温度达到600℃时,泥岩的矿物相会发生转变,它内部的结构随之发生明显的调整,其岩石力学性质发生彻底转变,这一温度远大于油气勘探所触及的地温范围。因此,在油气勘探深度范围内的地温条件下,泥岩的岩石力学性质主要受埋深及周围地应力变化的影响,温度的影响较小。

3.2 深埋条件下泥岩脆塑性变化的油气意义

研究泥岩岩石力学性质的一项重要任务就是评价其脆塑性,因为在油气地质和工程中,泥岩脆塑性的评价涉及到油气成藏中盖层封盖性评价、油气钻井过程中井壁稳定性的评价以及开发过程中压裂效果的评价等多个方面。

从盖层封闭性的角度来说,泥岩的脆塑性关系到了天然裂缝形成的难易程度,一般认为随着成岩作用的加深,泥岩的塑性减弱、脆性增强,不同的学者对泥岩由脆性变塑性的深度认识不一。前苏联学者F. M. 乌斯认为,埋深为4 000~6 000 m时,泥质盖层处于高温高压下发生压缩脱水作用,塑性降低,岩石变脆,产生裂缝,封闭性能减弱^[16]。付广和姜振学(1994)^[17]认为,埋深大于3 500 m,泥岩压实接近极限,进入不可压缩阶段,脆性增加,含水量减小,产生微裂缝后很难愈合,封闭性变差。张树林和田世澄(1993)^[18]认为泥岩盖层的最佳状态为其埋藏深度在1 500~3 500 m的时期。周文等(1994)^[19]认为,当泥岩埋深超过1 500 m后达到一定的成岩阶段,岩石塑性降低而脆性增加,在超压和其它地应力作用下易产生微裂缝,从而降低了其排驱压力。本文的岩石力学实验表明,即使镜质体反射率(R_o)到3.0%的晚成岩阶段的泥岩仍然具有可塑性,特别是随着埋藏深度的增加,这种可塑性逐步加强。所以,笼统的说泥岩在经过一定埋深后封闭性能变差,是不符合其岩石力学性质的论述。在深埋条件下,受侧向挤压作用时,泥岩盖层不易产生贯通性破裂,油气的渗漏主要是通过不连续的微破裂进行,这会大大降低油气藏破坏规模和破坏速度,如果盖层足够厚,这种顺层的滑动不会造成油气的渗漏。

关于泥岩脆塑性评价的另一个主要应用在页岩气的开发方面。过去的10~15年里,水平井和水力压力技术的应用,使得之前无法经济开采的页岩气资源得以大规模开发^[20]。评价页岩能否有效得到压裂的重要指标就是页岩的脆性,在页岩气地质评价中,大多数学者应用脆性矿物的含量评价页岩的脆性^[21-25],在页岩气工程压裂实施中,更多的应用弹性模量和泊松比

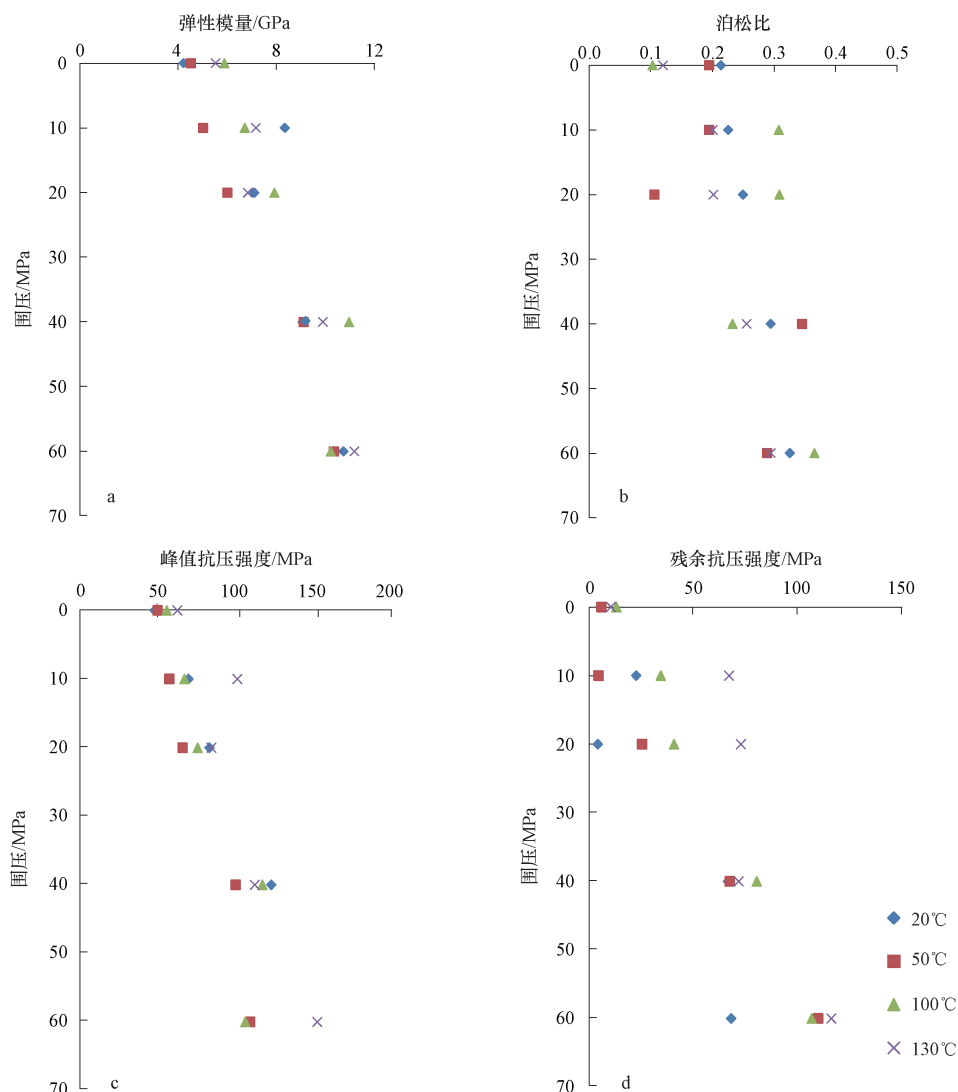


图 3 四川盆地南部志留系泥岩岩石物性与围压关系

Fig. 3 Relationships between physical properties and confining pressure of the Silurian mudstone in southern Sichuan Basin

a. 弹性模量与围压关系; b. 泊松比与围压关系; c. 峰值抗压强度与围压关系; d. 残余抗压强度与围压关系

来评价页岩的脆性^[26]。通过本实验的研究表明,应用脆性矿物含量评价页岩的可压性是片面的,因为页岩的脆性是随着埋深的增加而降低的,所以,可压性的评价必须考虑目的层的埋深。以川东志留系龙马溪组页岩气压裂为例,随着埋深的增加,地层可压性明显降低,直接表现为压裂液的反排率增加,丁页 2 井在 4 300 m 处,压裂液反排率为 37.2%,而焦页 1 井在 2 400 m 处的压裂液反排率仅为 37.6%,在原始含气量相差不大的情况下,由于丁页 2 井,压裂效果较差,其天然气产量很快由日产 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,跌落到 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以下。泥岩三轴力学试验还显示,用静态弹性模量和泊松比评价地层可压性也具有片面性,原因是泥岩的弹性模量和泊松比随埋深的增加也发生显著的变化,建议用实际地层条件下的动态弹性模量和泊松比参数进行可压性评价。

3.3 泥岩脆塑性的定量表征

目前地质和工程上用于评价岩石脆性的指标有 20 多种^[8],基于泥岩岩石力学特性,采用岩石的峰值抗压强度和残余抗压强度两个参数来表征泥岩的脆塑性,泥岩完全脆性时,其残余强度为 0,应变曲线表现为由峰值抗压强度点直接跌落,泥岩完全为塑性时,峰值抗压强度与残余强度相同,应变曲线表现为由峰值抗压强度点向残余抗压强度点水平延伸。由于峰值抗压强度和残余抗压强度均为围压的函数,且随着围压的增加,峰值抗压强度与残余抗压强度之差逐渐减小,当两者之差为 0 时,岩石表现为塑性,该点围压对应的埋藏深度即为泥岩的脆延转换点^[27]。根据对川南志留系龙马溪组泥岩的三轴应力实验结果(图 5),求得该套泥岩的脆延转化围压为 71 Ma,取四川盆地志留系上覆地层的密度为 $2.6 \sim 2.7 \text{ g/cm}^3$,地层水密度为

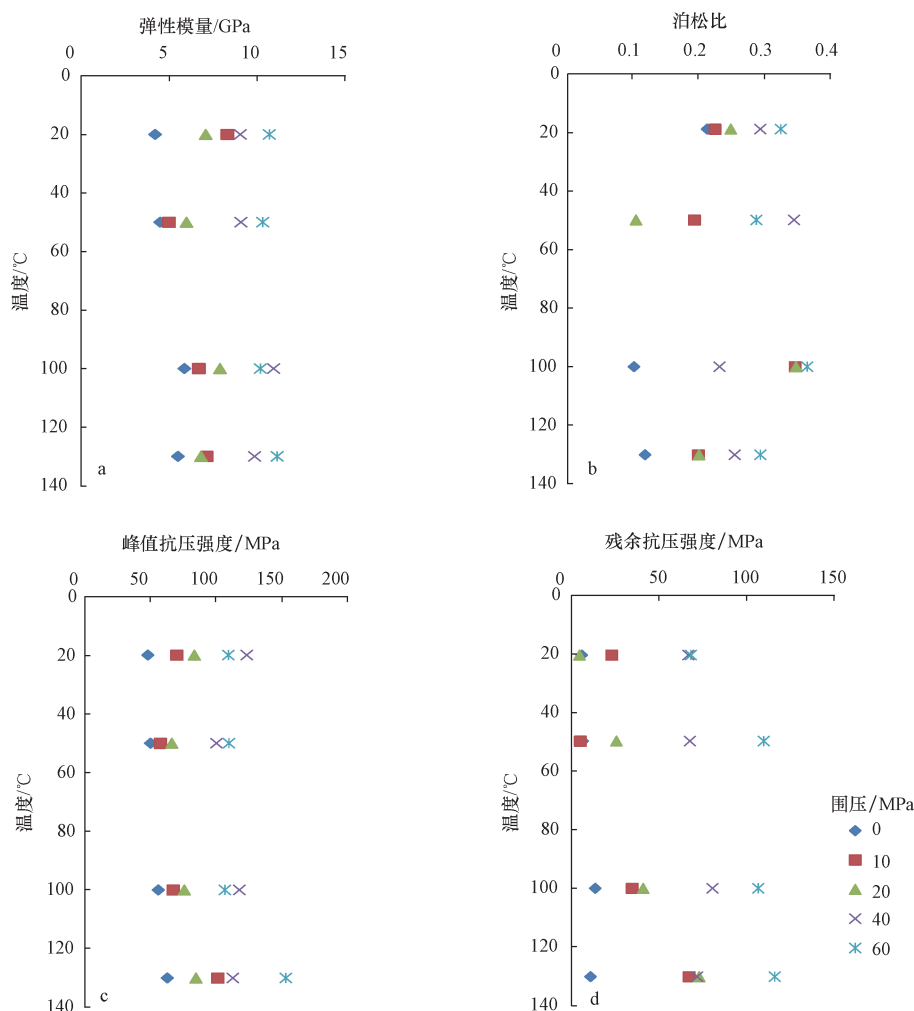


图4 四川盆地南部志留系泥岩岩石物性与温度关系

Fig. 4 Relationships between physical properties and temperatures of the Silurian mudstone in southern Sichuan Basin

a. 弹性模量与温度关系; b. 泊松比与温度关系; c. 峰值抗压强度与温度关系; d. 残余抗压强度与温度关系

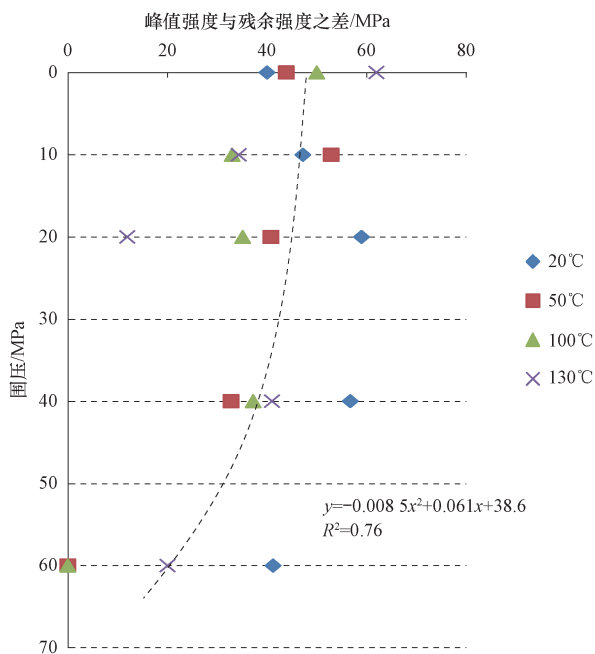


图5 四川盆地南部志留系泥岩脆-延转换围压

Fig. 5 Confining pressure for brittle-ductile transition of the Silurian mudstone in southern Sichuan Basin

1.03 g/cm³, 则志留系龙马溪组泥岩脆延转化的临界埋深为 4 180 ~ 4 430 m。

作为盖层,超过该临界深度,岩石不容易破裂,具有优越的封闭性。作为页岩气储层,超过该临界深度,岩石的可压性变差。事实上,在页岩气开发比较成熟的北美地区,页岩气井很少有超过 4 000 m 的深井,尽管 Haynesville 页岩现今的埋藏深度可达 5 000 ~ 6 000 m,而且深层存在异常超压,但是大数钻井深度在 1 500 ~ 4 000 m^[28]。深度除了增加了钻井成本以外,深部岩石的可压性变差是一个重要影响因素^[29-30]。可压性变差的另一方面原因是泥岩裂缝在深层容易闭合,本文对 4 块来自同一岩心的泥岩做了应力敏感性实验,实验结果表明,泥岩具有较强的应力敏感性,表现为无论原始裂缝开启度多大,在 20 ~ 25 MPa 的低围压状态下,即大幅度闭合,而且闭合以后,再次开启的能力较弱(图 6)。泥岩的这一特性,对压裂施工是一个不利的因素,但对油气的保存和页岩气的形成是一个有利的因素,因为泥岩能在在一次油气渗漏或者排烃之后迅速愈合,保证了下覆油气藏

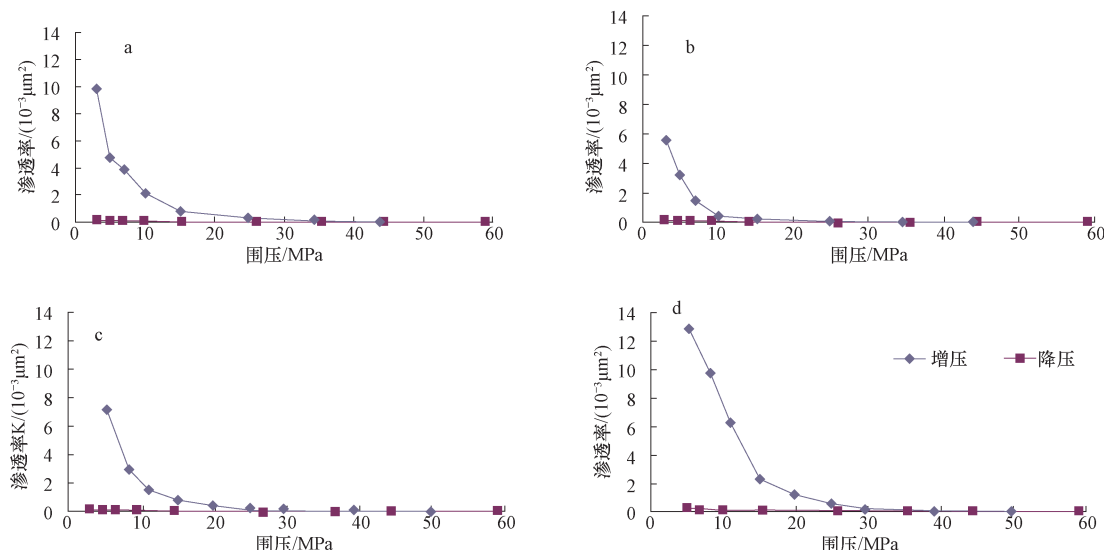


图6 四川盆地南部志留系泥岩围压-渗透率测试曲线

Fig. 6 Permeability test curves of the Silurian mudstone under confining pressure in southern Sichuan Basin

a. 岩样泥-1; b. 岩样泥-2; c. 岩样泥-3; d. 岩样泥-4

保存或自身页岩中储存大量未排出的油气,转化为页岩气勘探的物质基础。

4 结论

1) 由于泥岩由非均一矿物组成,而且不同成岩阶段的矿物组成会产生变化,因此其岩石力学性质在不同埋深的地层中有较大不同。通过不同温压条件下的三轴应力实验证实,在油气勘探的中浅层范围内,泥岩的岩石力学性质主要受埋藏深度的影响,温度变化对其影响不大。

2) 随着埋深的增加,即使是晚成岩阶段的泥岩也有从脆性向塑性转变的趋势,根据岩石峰值抗压强度和残余抗压强度的数学关系,计算出川南志留系龙马溪组泥岩脆延转变的临界深度为4 180~4 430 m。对不同矿物含量和成岩程度的泥岩,其脆延转变深度存在差异,但是针对某一特定的泥岩,其脆延转变深度应该是趋于一致的,本文所限定的泥岩脆延转变深度,对四川盆地志留系龙马溪组的盖层封闭性和页岩的可压性评价具有参考意义。

参考文献

- [1] David N D, Anthony F. Impact of fabric, micro-cracks and stress field on shale anisotropy [J]. *Geophysical Journal International*, 2006, 165 (1): 135-148.
- [2] Petley D N. Failure envelope of mud rock at high confining pressure [C]//Aplin A C, Fleet A J, Macquaker J H S. *Muds and mudstones: physical and fluid flow properties*. London: Geological Society Special Publications, 1999, 158: 61-71.
- [3] Lewis H, Olden P, Couples G D. Geomechanical simulations of top seal integrity [J]. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 2002, 11 (1): 75-87.
- [4] Dewhurst D N, Jones R M, Raven M D. Microstructural and petro-physical characterization of Muderong Shale: application to top seal risking [J]. *Petroleum Geoscience*, 2002, 8 (4): 371-383.
- [5] Dewhurst D N, Hennig A L. Geomechanical properties related to top seal leakage in the Carnarvon Basin, Northwest Shelf, Australia [J]. *Petroleum Geoscience*, 2003, 9 (3): 255-263.
- [6] Nygard R, Gutierrez M, Bratli R K, et al. Brittle-ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2006, 23 (2): 201-212.
- [7] Lash G G. Top seal development in the shale-dominated Upper Devonian Catskill Delta Complex, western New York State [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2006, 23 (3): 317-335.
- [8] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩脆性的室内评价方法及改进 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2012, 31 (8): 1680-1685.
Li Qinghui, Chen Mian, Jin Yan, et al. Indoor evaluation method for shale brittleness and improvement [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2012, 31 (8): 1680-1685.
- [9] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识 [J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35 (3): 425-430.
Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35 (3): 425-430.
- [10] 魏志红. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气的晚期逸散 [J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36 (4): 659-665.
Wei Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36 (4): 659-665.
- [11] 张军涛, 吴世祥, 李宏涛, 等. 川东南志留系泥岩盖层水岩相互作用的实验模拟及其研究意义 [J]. *石油实验地质*, 2011, 33 (1): 36-39.
Zhang Juntan, Wu Shixiang, Li Hongtao, et al. Simulation experiment of water-rock interaction in Silurian mudstone cap formation and its significance in Southeast Sichuan basin [J]. *Petroleum Geology &*

- Experiment, 2011, 33(1): 36–39.
- [12] 李荣, 孟英峰, 罗勇, 等. 泥页岩三轴蠕变实验及结果应用[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(3): 57–59.
Li Rong, Meng Yingfeng, Luo Yong, et al. Triaxial creep experiment of mudstone and applications [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(3): 57–59.
- [13] 陈勉. 中国深层岩石力学研究及在石油工程中的应用[J]. 岩石力学与工程学报, 2004, 23(14): 2455–2462.
Chen Mian. Review of study on rock mechanics at great depth and its applications to petroleum engineering of China [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2004, 23(14): 2455–2462.
- [14] 胡慧婷, 王龙, 刘岩, 等. 超压泥岩盖层中断层垂向封闭能力研究方法及其应用[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 359–364.
Hu Huiting, Wang Long, Liu Yan, et al. Research method of fault vertical sealing capacity in overpressure mudstone caprock and its application [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 359–364.
- [15] Zhang Lianying, Mao Xiaobiao, Liu Ruixue, et al. Meso-structure and fracture mechanism of mudstone at high temperature [J]. International Journal of Mining Science and Technology, 2014, 24: 433–439.
- [16] 马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 中国南方大地构造和海相油气地质 [M]. 北京: 地质出版社, 2004: 1–867.
Ma Li, Chen Huanjiang, Gan Kewen, et al. Tectonic and marine petroleum geology of the South China [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004: 1–867.
- [17] 付广, 姜振学. 影响盖层形成和发育和地质因素分析[J]. 天然气地球科学, 1994, 5(5): 6–12.
Fu Guang, Jiang Zhenxue. Analysis of geological factors affected on the formation and evolution of caprocks [J]. Natural Gas Geoscience, 1994, 5(5): 6–12.
- [18] 张树林, 田世澄. 盖层的研究方法及其在油气勘探中的意义[J]. 地质科技情报, 1993, 12(1): 73–78.
Zhang Shulin, Tian Shicheng. Study method of cap rock and its significance in petroleum exploration [J]. Geological Science and Technology Information, 1993, 12(1): 73–78.
- [19] 周文, 刘文碧, 程光瑛. 海拉尔盆地泥岩盖层演化过程及封盖机理探讨[J]. 成都理工学院学报, 1994, 21(1): 62–70.
Zhou Wen, Liu Wenbi, Cheng Guangying. Evolution and seal mechanism of shale caps in Halaer basin [J]. Journal of Chengdu Institute of Technology, 1994, 21(1): 62–70.
- [20] Zoback M D. Reservoir Geomechanics [M]. Cambridge University Press, 2007: 1–159.
- [21] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [22] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15–18.
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoir forming mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15–18.
- [23] Kahraman S, Altindag R. A brittleness index to estimate fracture toughness [J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2004, 41: 343–348.
- [24] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(3): 289–299.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 289–299.
- [25] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南志留统龙马溪组页岩气储层特征报[J]. 岩石学报, 2012, 33(4): 551–561.
Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, Southern Sichuan [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551–561.
- [26] 袁俊亮, 邓金根, 张定宇, 等. 页岩气储层可压裂性评价技术[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 523–527.
Yuan Junliang, Deng Jingen, Zhang Dingyu, et al. Fracability evaluation of shale-gas reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 523–527.
- [27] 李双建, 周雁, 孙冬胜. 评价盖层有效性的岩石力学实验研究[J]. 石油实验地质, 2013, 35(5): 574–578.
Li Shuangjian, Zhou Yan, Sun Dongsheng. Rock mechanic experiment study of evaluation on cap rock effectiveness [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 574–578.
- [28] Hao Fang, Zou Huayao, Lu Yongchao. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8): 1325–1346.
- [29] Mark J K. Profitability assessment of Haynesville shale gas wells [J]. Energy, 2012, 38(1): 315–330.
- [30] Frank M, Akand W I, Tad W P, et al. Analysis of gas production from hydraulically fractured wells in the Haynesville Shale using scaling methods [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2015, 10(2): 11–17.

(编辑 张亚雄)