

泥页岩脆-延转化带及其在页岩气勘探中的意义

袁玉松¹, 刘俊新², 周雁¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 西南科技大学 土木工程与建筑学院, 四川 绵阳 621010)

摘要:泥页岩的脆-延性在页岩气勘探开发中备受关注, 如何确定泥页岩脆-延转化深度是页岩气保存条件和水力压裂评价的关键问题。基于岩石力学试验, 建立了一套泥页岩脆-延转化带确定方法。通过单轴应变试验确定名义固结压力、三轴压缩试验确定泥页岩超固结比(*OCR*)门限值和脆-延转化临界围压。依据最大古埋深和 *OCR* 门限值确定脆性带底界深度。由脆-延转化临界围压确定延性带顶界深度。脆-延转化带即脆性带底界和延性带顶界之间的深度带。按照以上方法确定的泥页岩脆性带、延性带和脆-延转化带, 可用于页岩气保存条件和水力压裂评价。在脆性带内, 页岩气保存条件不好, 构造作用下易于发生脆性破裂。在延性带内, 水力压裂效果不好, 压裂裂缝容易闭合。在脆-延转化带内, 不仅页岩气保存环境较好, 而且泥页岩又具有较好的可压性。脆-延转化带是中国南方海相页岩气勘探开发的最佳深度带。勘探实践表明, 志留系龙马溪组页岩气高产稳产探井产层的埋深位于按此方法所确定的脆-延转化带之内。

关键词:泥页岩脆性; 超固结比; 脆-延转化带; 龙马溪组; 志留系; 页岩气; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Brittle-ductile transition zone of shale and its implications in shale gas exploration

Yuan Yusong¹, Liu Junxin², Zhou Yan¹

(1. *Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China*; 2. *School of Civil Engineering and Architecture, Southwest University of Science and Technology, Mianyang, Sichuan 621010, China*)

Abstract: Shale brittleness and ductility always attract much attention in shale gas exploration and development. The determination of the depth interval of brittle-ductile transition of shale is key to the evaluation of shale gas preservation and hydraulic fracturing. Based on rock mechanics tests, we established a set of methods for determining the brittle-ductile transition zone of shale. The pre-consolidation pressure was determined through uniaxial strain test, and the threshold of over-consolidation ratio (*OCR*) and the critical confining pressure of brittle-ductile transition of shales were defined via triaxial compression test. And in turn, the bottom boundary of brittle zone was determined according to the maximum palaeo-depth combined with the *OCR* threshold, while the top boundary of ductile zone was determined by the critical confining pressure of brittle-ductile transition. The brittle-ductile transition zone is the depth interval between the bottom boundary of brittle zone and the top boundary of ductile zone. The shale brittle zone, ductile zone and brittle-ductile transition zone defined by the above methods can be used for evaluations of shale gas preservation conditions and hydraulic fracturing. The results show that (1) in the brittle zone, the shale gas is not well preserved as brittle fractures are easy to occur under tectonic events; (2) in the ductile zone, the hydraulic fracturing does not work well because the hydraulic fractures are easy to close; but (3) in the brittle-ductile transition zone, the shales are not only more favorable for shale gas preservation but also better in fracturability. Therefore, the brittle-ductile transition zone is the best interval for the exploration and development of marine shale gas in southern China. The exploration practice indicates that the burial depth of the shale gas play zones with high and stable yield in the Silurian Longmaxi Formation is just within the brittle-ductile transition zone determined by the methods proposed in this study.

Key words: shale brittleness, *OCR*, brittle-ductile transition zone, Longmaxi Formation, Silurian, shale gas, Sichuan Basin

收稿日期: 2018-01-10; 修订日期: 2018-07-11。

第一作者简介: 袁玉松(1967—), 男, 博士、研究员, 沉积盆地构造热演化和盖层封闭性。E-mail: yuanys.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家重点研发计划项目(2017YFC0603105)。

中国近期页岩气勘探开发正在快速推进,取得了多领域页岩气勘探突破,实现了跨越式发展^[1-2]。在页岩气勘探开发中,泥页岩的脆-延性备受关注^[3-4]。泥页岩天然裂隙发育特征^[5-6]、人工水力压裂效果^[7-8]、页岩气探井钻井工程^[9-11]以及页岩气保存环境^[12-16]等均与泥页岩脆-延性密切相关。脆-延性特征是页岩气勘探开发中地质评价和工程评价重要的力学参数^[17-18]。脆性泥页岩更可能形成天然裂缝,水力压裂也更容易产生网状裂缝,从而压裂效果更好^[19]。天然裂缝可以为页岩气提供一定的储集空间,但也可能破坏保存条件,导致页岩气渗漏散失^[13]。可见,泥页岩脆-延性对页岩气保存和水力压裂具有重要影响。岩石脆性大小通常用脆性指数来衡量。脆性指数目前存在多种定义和指标,如内聚力、断裂力学特征^[20]、应力-应变关系^[21]等。在页岩气勘探开发中,杨氏模量和泊松比以及脆性矿物含量经常用于评价泥页岩的脆性。泊松比越小,脆性越大;随着杨氏模量的增加,脆性增加^[22]。石英、长石和碳酸盐岩矿物为泥页岩中常见的脆性矿物组分,脆性矿物含量越高,脆性越大^[23]。然而,脆性并非完全由泥页岩本身决定,除了岩性特征、矿物组成、总有机碳(TOC)含量、成岩作用、热成熟度、孔隙度等因素之外,还受有效应力、温度、流体和埋深(围压)等多种因素的影响^[24-26]。比如,具有同样矿物组成的高成岩演化泥页岩在不同的围压条件下可能为脆性、半脆性甚至延性。极端地,即使脆性矿物含量高达90%的泥页岩,在深埋条件下也可以是延性的。沉积盆地中泥页岩的脆性和延性随着埋藏深度的变化可以相互转化。可见,如果忽略了埋藏深度这个参数,完全采用脆性矿物含量或泊松比等参数来评价泥页岩的脆性大小,有时可能会出错。对于一定范围内指定的泥页岩,岩性特征、矿物组成、总有机碳(TOC)含量、成岩作用、热成熟度、孔隙度等基本一致,且沉积盆地油气勘探领域之内,温度(小于200°)对岩石力学性质虽然有一定影响,但远远小于围压的影响^[27]。因此,评价地下泥页岩的脆-延性时,埋藏深度是首先要考虑的参数。如何定量评价埋藏深度对泥页岩脆-延性的影响,是本文关注的焦点。

中国南方海相层系发育多套富有机质泥页岩,其中志留系龙马溪组是目前的页岩气勘探开发的主要对象^[28-30]。龙马溪组泥页岩成岩演化程度高,经历过早期埋深和晚期抬升过程,现今的埋藏深度并非在地质历史时期的最大埋深。在本文中,我们在岩石力学试验基础上建立了一套技术方法,用于确定这类经过复

杂构造改造的高演化泥页岩的脆-延转化深度,目的是为页岩气保存和水力压裂评价提供关键参数指标,以降低页岩气勘探开发的地质风险和工程风险。

1 确定泥页岩脆-延转化带的基本思路

文中泥页岩脆-延转化带指脆性带底界和延性带顶界之间的深度带。脆性带底界采用超固结比门限值确定;延性带的顶界依据脆延转化临界围压确定。

如果泥页岩现今埋深为整个地质历史过程中的最大埋深(没有经历抬升与剥蚀作用),这样的泥页岩称为正常固结的泥页岩(NC Shale)。由于抬升剥蚀作用,地层现今埋深并非地质历史时期的最大埋深,现今的垂直有效压力小于最大埋深时的垂直有效压力。也就是说,在地质历史时期经历过更高的固结压力。经历过比现今更高固结压力的泥页岩称之为超固结泥页岩(OC shale)。岩土力学中通常采用超固结比(OCR)衡量超固结程度。超固结比指泥页岩在地质历史时期所经受的最大垂直有效压力(σ'_{vmax})与现今垂直有效压力(σ'_v)之比^[31]。正常固结泥页岩OCR等于1,超固结泥页岩OCR大于1。抬升剥蚀越大,OCR越大,泥页岩脆性越大。当OCR达到某一门限值时,泥页岩完全转变为脆性^[32]。因此,确定了OCR门限值,再依据OCR的定义,就可以确定出脆性带底界深度。三轴压缩试验表明,岩石在低围压下表现为脆性,随着围压的升高,逐渐向延性转化^[33-34]。当围压达到某一临界值时,泥页岩完全转变为延性。将三轴压缩试验条件与实际地质条件类比可以推断:随着埋深的增加,静岩压力增加,垂直有效应力增加,围压亦增加,岩石脆性降低、延性增加。当埋深到达某一临界深度时,泥页岩完全转变为延性。因此,可以采用脆-延转化临界围压确定延性带的顶界。确定了脆性带底界和延性带顶界,就可以确定出脆-延转化带的深度区间。具体技术流程见图1。

2 脆性带底界的确定

基于OCR门限值确定脆性带底界的具体过程包括:①单轴应变试验确定前期固结压力(亦称名义固结压力);②三轴压缩试验计算不同围压下的OCR值,数学拟合确定OCR门限值;③确定脆性带底界深度。

2.1 单轴应变试验

利用单轴应变试验确定前期固结压力。在单轴应

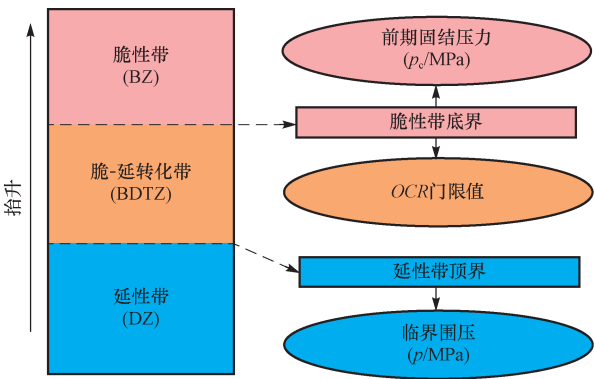


图 1 泥页岩脆-延转化带确定方法流程

Fig. 1 Schematic diagram showing the workflow of determining brittle-ductile transition zone of shales

变试验中,采用壁厚为 12 mm,内径 23.24 mm,外径 35.5 mm,高度 140 mm 的钢质模具(45 号钢)对试样的侧向变形进行约束。在实验过程中采用位移加载,位移加载速率为 0.001 mm/s,同时在钢质套筒的外壁中部沿环向均匀地粘贴 6 个应变片测量套筒的环向变形。通过所测钢质模具外侧的环向变形,可以计算作用在试样侧壁的侧向应力,计算公式如下:

表 1 川东-鄂西地区泥页岩单轴应变试验测试结果

序号	时代	地层	高度/mm	直径/mm	质量/g	密度/(g·cm ⁻³)	p _c /MPa	矿物含量/%		
								粘土	石英	其他
S ₁ -1	志留纪	龙马溪组	99.00	46.94	455.36	2.66	155.5	50	36	14
S ₁ -2	志留纪	龙马溪组	99.31	47.01	456.61	2.65	154.1	50	36	14
J ₁ -1	侏罗纪	桐竹园组	99.10	46.62	442.52	2.62	25.8	50	40	10
J ₁ -2	侏罗纪	桐竹园组	99.52	46.91	446.47	2.60	25.3	50	40	10

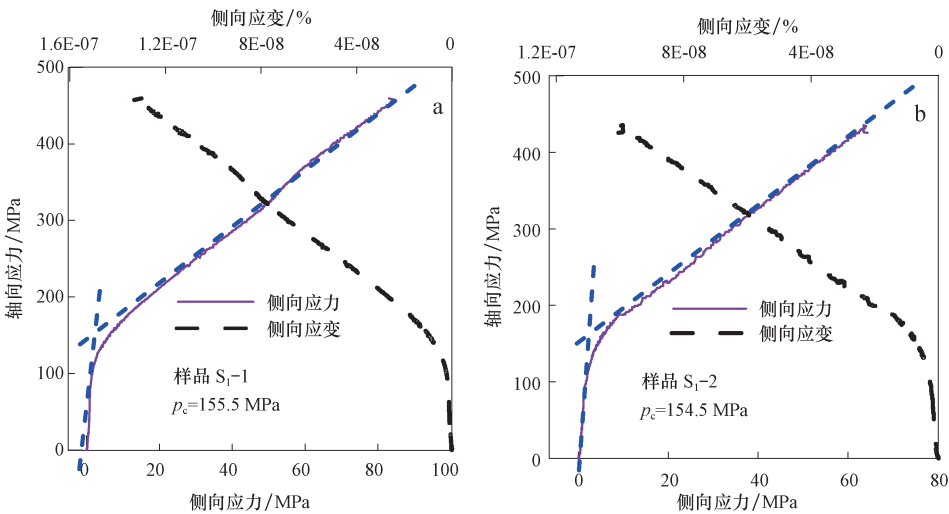


图 2 川东-鄂西地区志留系龙马溪组侧向应力-轴向应力交会图

Fig. 2 Crossplot of the lateral stress and axial stress of the Silurian Longmaxi Formation in eastern Sichuan-western Hubei area

a. 龙马溪组 1 号样品(样品 S₁-1)名义固结压力 p_c 为 155.5 MPa;b. 龙马溪组 2 号样品(样品 S₁-2)名义固结压力 p_c 为 154.5 MPa

$$p_1 = \frac{b^2 - a^2}{2a^2} E_1 \varepsilon_\theta \quad (1)$$

式中: p₁ 为作用在内壁上的压力, Pa; a, b, E₁ 分别为钢质模具的内、外半径和钢的杨氏模量, 分别为 23.24 mm, 35.50 mm 和 2.20 × 10¹¹ Pa; ε_θ 为钢质模具外侧测量的环向变形, %。

选取中国南方川东-鄂西地区志留系龙马溪组和侏罗系桐竹园组两种不同时代的泥页岩样品用于单轴应变试验, 每种样品各钻取两件, 测试结果见表 1。

虽然两种样品成岩演化程度不同, 但 XRD 分析得到的矿物组分基本一致。志留系龙马溪组石英和粘土的含量分别为 36% 和 50%, 其余矿物占 14%。侏罗系桐竹园组泥页岩的石英和粘土矿物含量分别为 40% 和 50%, 其余占 10%。利用公式(1)计算获得侧向应力, 编制轴向应力-侧向应力交会图(图 2, 图 3), 交会图上曲线斜率发生转折点所对应的轴向应力就是前期固结压力^[35-36]。志留系龙马溪组和侏罗系桐竹园组的前期固结压力平均值分别为 155 MPa 和 26 MPa。可见成岩演化程度更高, 古埋深更大的志留系龙马溪组泥页岩具有更高的前期固结压力。

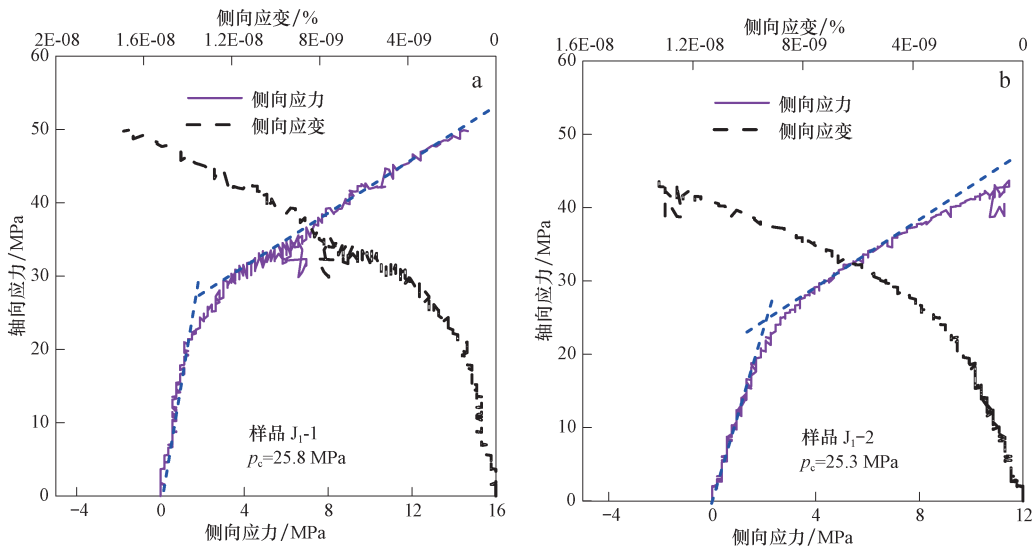


图 3 川东 - 鄂西地区侏罗系桐竹园组侧向应力 - 轴向应力交会图

Fig. 3 Crossplot of lateral stress and axial stress of the Jurassic Tongzhuyuan Formation in eastern Sichuan-western Hubei area
a. 桐竹园组 1 号样品 (样品 J₁-1), 名义固结压力 p_c 为 25.85 MPa; b. 桐竹园组 2 号样品 (样品 J₁-2), 名义固结压力 p_c 为 25.3 MPa

2.2 三轴压缩试验

三轴压缩试验的目的是确定 OCR 门限值。 OCR 可以反映泥页岩的脆性, OCR 越大, 脆性越大^[32,37]。那么 OCR 达到多大值时, 泥页岩完全转化为脆性, 这是问题的关键。本文将泥页岩完全转变为脆性时的 OCR 值定义为 OCR 门限值 ($OCR_{门限值}$)。

在三轴压缩试验中, 给定了一系列围压值 (对应于实际地质条件下的不同埋深), 测试不同围压下的峰值强度和残余强度参数, 再结合名义固结压力, 得到不同围压下的一系列 OCR 值, 相当于得到了抬升过程中不同剥蚀量情况下的 OCR 值。即:

$$OCR = \sigma'_{vmax} / \sigma'_v = p_c / \sigma_3 \tag{2}$$

式中: OCR 为超固结比, 无量纲; σ'_{vmax} 为最大垂直有效压力, MPa; σ'_v 为现今垂直有效压力, MPa; p_c 为名义固结压力, MPa; σ_3 为围压, MPa。

三轴压缩试验在长春新特实验机械厂和中国科学院武汉岩土力学研究所共同研制的 XTR01 型微机控制电液伺服岩石三轴实验仪上完成。样品采自与单轴应变试验样品相同地点的志留系龙马溪组泥页岩。三轴压缩试验数据及 OCR 计算结果见表 2。

在表 2 中, 峰值应力即三轴压缩试验泥页岩样品破坏时的轴向应力, 围压即与轴向应力垂直方向的应力, 主应力差即峰值应力与围压之差。归一化主应力差即主应力差与围压之比。由名义固结压力与围压之比, 即得到该围压下的 OCR 值。由表 2 可知, 随着围压的降低, OCR 增大, 意味着随着抬升剥蚀的增加, 泥页岩的 OCR 增大。

表 2 川东 - 鄂西地区志留系龙马溪组三轴压缩试验数据及 OCR 计算结果

Table 2 Triaxial compression test data and calculated OCR of samples collected from the Silurian Longmaxi Formation in eastern Sichuan-western Hubei area

样品号	峰值应力/ MPa	围压/ MPa	应力差/ MPa	标准化应力差	OCR
1	59.42	1.93	57.49	29.78	80.3
2	76.27	7.69	68.58	8.92	20.2
3	82.36	7.69	74.67	9.71	20.2
4	112.13	15.49	96.65	6.24	10.0
5	149.09	30.98	118.11	3.81	5.0
6	173.87	45.99	127.88	2.78	3.4

泥页岩的 OCR 不仅能反映泥页岩的脆性, 而且能反映泥页岩的抗剪强度^[38]。 OCR 与归一化抗剪强度 (q_u / σ_3) 之间存在如下关系^[32]

$$q_u / \sigma_3 = a \times OCR^b \tag{3}$$

式中: q_u 为三轴试验中对应的主应力差, MPa; σ_3 为三轴试验中对应的围压, MPa; 经验系数 a 相当于正常固结泥页岩 ($OCR = 1$) 的归一化抗剪强度, b 为拟合参数。可见, OCR 越大, 泥页岩的归一化抗剪强度也越大。

如果将超固结比 (OCR) 与脆性指数 (BRI) 关联^[17], 则有:

$$\frac{(q_u / \sigma_3)_{OC}}{(q_u / \sigma_3)_{NC}} \approx \frac{(\sigma_c)_{OC}}{(\sigma_c)_{NC}} = BRI = (OCR)^b \tag{4}$$

BRI 越大, 脆性越大, 当 $BRI > 2$ 时, 泥页岩完全变成脆性^[17]。因此, 可将 $OCR^b = 2$ 时的 OCR 值, 作为泥页岩的脆性破裂门限值, 其中 b 为经验系数, 由归一化抗剪强度与 OCR 数据拟合得到。由表 2 中的归一化

主应力差和 OCR 数据绘制交会图(图4)。通过数据拟合,得到归一化主应力差与 OCR 之间的函数关系为: $y = 2.472 3x^{0.728 5}$, $R^2 = 0.992 7$, 拟合程度非常高。可见,拟合系数 $b = 0.73$,再由 $OCR^b = 2$,得到 OCR 的门限值为 2.6。即当志留系龙马溪组的 OCR 达到 2.6 时,将变为脆性。

2.3 脆性带底界深度

在获得 OCR 门限值之后,结合最大垂直有效压力,便可计算脆性带底界深度。地下泥页岩最大垂直有效压力可以通过埋藏史恢复得到。由埋藏史恢复得到最大古埋深,由最大古埋深计算最大垂直有效压力。由 OCR 的定义可知:

$$OCR = \frac{\sigma'_{vmax}}{\sigma'_v} \approx \frac{(\rho_1 - 1.07)H_{max}}{(\rho_2 - 1.07)H_{present}} \quad (5)$$

式中: ρ_1 为最大埋深时上覆地层平均密度, g/cm^3 ; ρ_2 为现今上覆地层平均密度, g/cm^3 ; H_{max} , 最大古埋深, m ; $H_{present}$ 为现今埋深, m 。

当 OCR 达到门限值时的埋深,即为脆性带底界深度(H_b):

$$H_b \approx \frac{H_{max}}{OCR_{门限值}} \quad (6)$$

以中国南方川东-鄂西地区焦页1井、河页1井、建深1井、丁页1HF和丁页2HF为例,采用回剥法^[39]恢复埋藏史,得到最大古埋深 H_{max} 。由志留系底界最大古埋深和龙马溪组泥页岩 OCR 门限值 2.6,即可计算脆性带的底界深度,计算结果见表3。由表3可知,川东-鄂西地区志留系龙马溪组脆性带底界埋深变化于 1 940 ~ 2 763 m 。脆性带的底界深度随最大古埋深的变化而变化,最大古埋深越大,脆性带的底界深度也越大。

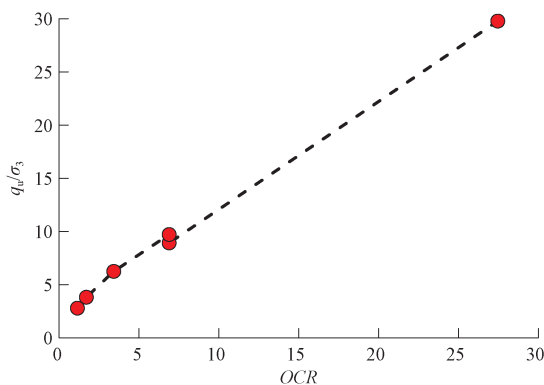


图4 川东-鄂西地区志留系龙马溪组泥页岩 OCR 与归一化最大主应力差交会图

Fig. 4 Crossplot of normalized principal stress difference and OCR of the Silurian Longmaxi Formation shales in eastern Sichuan-western Hubei area

表3 川东-鄂西地区志留系泥页岩脆性带底界埋深计算结果

Table 3 Calculated burial depth of bottom boundary of the brittle zone in the Silurian shales in eastern Sichuan-western Hubei area

井名	最大埋深/m	现今埋深/m	脆性带底界埋深/m
焦页1井	5 708	2 409	2 195
河页1井	6 461	2 162	2 485
建深1井	7 184	4 986	2 763
丁页1HF井	5 045	2 050	1 940
丁页2HF井	6 354	4 359	2 443

3 延性带顶界的确定

延性带顶界由脆-延转化临界围压折算成深度获得。通常认为,当三轴压缩试验的峰后应力-应变曲线反映完全塑性特征时的围压为脆-延转化临界围压^[40]。利用三轴压缩试验获得的峰值强度与残余强度数据,计算残余强度与峰值强度之比,编制围压和残余强度与峰值强度之比交会图(图5),线性拟合得到泥页岩的围压与残余强度/峰值强度之间的数学模型。当残余强度/峰值强度为1时对应的围压,即为泥页岩脆延转化临界围压。

由图5可知,随着围压的增加,残余强度/峰值强度也增大,二者之间呈高度线性相关性($y = ax - b$)。那么,当 $x = 1$ 时, $y = a - b$ 即为临界围压。由脆-延转化的临界围压所折算的深度,即为延性带顶界深度。即:

$$H_d = 100(a - b)/(\rho - 1.07) \quad (7)$$

式中: H_d 为延性带顶界深度, m ; ρ 为上覆地层密度, g/cm^3 ; a 和 b 为拟合常数。

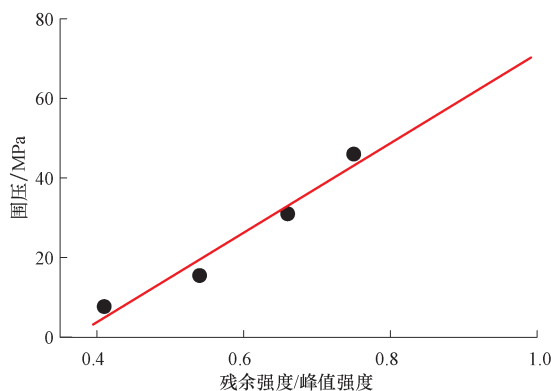


图5 川东-鄂西地区志留系龙马溪组泥页岩残余强度/峰值强度随围压变化关系

Fig. 5 Variation of residual strength/peak intensity with the confining pressure of the Longmaxi Formation shales in eastern Sichuan-western Hubei area

表4 川东-鄂西地区志留系龙马溪组泥页岩延性带
顶界计算结果

Table 4 Calculated top boundary of the ductile zone of
the Silurian Longmaxi Formation shales in eastern
Sichuan-western Hubei area

井名	上覆地层平均密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	密度标准偏差/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	延性带顶界深度/m	深度标准偏差/m
焦页1井	2.67	0.078	4 464	319
焦页11-4井	2.67	0.038	4 466	109
河页1井	2.68	0.049	4 428	184
建深1井	2.64	0.082	4 545	252
丁页1HF	2.67	0.098	4 492	411
丁页2HF	2.68	0.043	4 438	132
总体平均	2.67	0.065	4 470	230

由图5得到的线性拟合关系式为 $y = 112.66x - 41.415$, 可以计算得到志留系龙马溪组的脆-延转化临界围压为 71.2 MPa。由密度测井曲线计算获得上覆地层的平均密度。地层水的密度取 1.07 g/cm^3 , 将脆-延转化临界围压和密度结合, 得到川东-鄂西地区代表性页岩气探井志留系龙马溪组泥页岩延性带的顶界深度为 $4\,470 \text{ m} \pm 230 \text{ m}$ (表4), 也就是说, 在川东-鄂西地区, 当志留系龙马溪组泥页岩的埋深超过 $4\,470 \text{ m} \pm 230 \text{ m}$, 就转变为延性。

4 泥页岩脆-延转化带及其意义

4.1 脆-延转化带

在抬升过程中由围压控制的脆-延转化不是突变的而是逐渐转化的。在完全脆性和完全延性之间存在一个脆-延转化带。在确定了脆性带底界和延性带顶界之后, 二者之间的过渡带即为脆-延转化带。川东-鄂西地区焦页1井、河页1井、丁页2HF井和建深1井志留系龙马溪组泥页岩的脆性带底界深度分别为 2 195, 2 485, 2 443 和 2 763 m, 延性带顶界深度分别为 4 464, 4 428, 4 438 和 4 545 m, 那么, 脆-延转化带的深度区间分别为: 2 195 ~ 4 464, 2 485 ~ 4 428, 2 443 ~ 4 438 和 2 763 ~ 4 545 m。

由于不同地区某套泥页岩的最大古埋深不同, 抬升剥蚀程度不同, 所受最大垂直有效压力也不同, 因此, 脆性带底界深度也不同。虽然对于给定泥页岩的脆-延转化临界围压相同, 但由于上覆地层密度的差异性, 导致延性带的顶界也存在一定的差别。因此, 同一套泥页岩的脆-延转化带在不同地区也相应地存在一定的差别。计算结果显示, 河页1井、焦页1井和丁

页2HF井志留系龙马溪组泥页岩分别处于脆性带、脆-延转化带和延性带。

4.2 脆-延转化带的地质意义

由本文建立的技术方法所确定的脆-延转化带可以作为我国南方复杂构造改造区页岩气保存条件评价的关键参数, 并且对水力压裂效果评价也具有重要参考价值。

泥页岩的脆-延性特征与天然裂缝发育及裂缝性质密切相关, 从而控制页岩气保存条件、影响泥页岩储集性能和可压性。在构造应力作用下, 脆性泥页岩容易发生脆性破裂, 产生开启裂缝, 导致其封闭能力显著降低^[32]。处于脆性带的泥页岩, 虽然脆性好, 可压性好, 但在构造应力或隆升剥蚀过程产生的张性裂缝导致保存条件变差, 引起泥页岩中游离气大量散失。处于延性带的泥页岩, 虽然延性好, 不容易发生脆性破裂, 保存条件好, 但是水力压裂时可压性差, 高围压下裂缝又容易发生闭合。而处于脆-延转化带的泥页岩, 既具有较好的可压性、又可以形成一定的天然微裂缝且不破坏保存条件, 因此, 对储集空间发育和页岩气保存都有利。

目的层处于脆性带之内的探井, 由于保存条件被破坏, 往往不具备工业产能, 且页岩气组分以吸附气为主, 游离气含量很低。鄂西地区的河页1井志留系龙马溪组位于脆性带, 压裂未获气流, 仅在泥页岩岩芯表面见零星状气泡, 做浸水试验无气泡逸出, 地层呈正常压力变化, 压力系数约为 1.0。在河页1井井深 2 156.22 m 和 2 163.87 m 处的含气量测试显示总含气量分别为 $0.74 \text{ m}^3/\text{t}$ 和 $0.86 \text{ m}^3/\text{t}$, 以吸附气为主。

目的层处于延性带之内的探井, 由于水力压裂裂缝容易闭合, 即使初产产量高, 但难以稳产。川东南地区的丁页2HF井志留系龙马溪组接近于延性带, 最高初产达 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 但很快降至 $2.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

目的层处于脆-延转化带的探井虽然不一定高产稳产(因为除了脆-延性和保存条件之外, 页岩气富集成藏还受有机碳含量(TOC)、镜质体反射率(R_o)、孔隙度等其他很多因素控制), 但高产稳产井通常位于脆-延转化带之内。川东礁石坝地区的探井志留系龙马溪组位于脆-延转化带, 既高产又稳产(因断层破坏除外)。焦页1井初产气产量 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 稳产 $(6 \sim 6.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 游离气含量超过 50%。

以上钻井的页岩气产量高低、稳产时间、吸附气与游离气含量之间的巨大差别, 并非烃源条件、储集条件等成藏要素的控制, 而是受保存条件和水力压裂效果

控制。河页1井和焦页1井的 TOC 及 R_o 基本一致。河页1井志留系龙马溪组有 TOC 介于 $1.28\% \sim 5.28\%$, 平均为 2.54% ; R_o 为 $2.6\% \sim 2.8\%$, 平均值 2.7% 。焦页1井龙马溪组泥页岩 TOC 为 $0.8\% \sim 5.8\%$, 平均为 2.5% ; R_o 为 $2.5\% \sim 3.1\%$ 。但前者失利, 后者为工业页岩气井, 其主要原因可能在于河页1井抬升剥蚀大, 志留系龙马溪组泥页岩处于脆性带, 保存条件遭受破坏。河页1井志留系龙马溪组不仅含气量低, 且以吸附气为主, 说明游离气已经大量散失, 地层压力系数为 1.0 , 保存条件较差可能是主要原因。焦页1井志留系龙马溪组泥页岩压力系数为 1.45 [41], 页岩气中游离气含量高, 表明保存条件良好。丁页2HF井志留系龙马溪组泥页岩接近于延性带, 虽然保存条件好, 初产高, 但泥页岩延性大, 水利压裂裂缝在高围压下容易闭合, 导致产量快速降低。

鉴于以上页岩气探井具有很好的代表性, 因此, 由本文提出的研究思路和技术方法所确定的脆-延转化带可以作为我国南方复杂构造改造区海相页岩气保存条件和水力压裂评价的关键参数。

5 结论

1) 泥页岩脆性带底界可以依据名义固结压力和 OCR 门限值确定; 延性带的顶界可根据脆-延转化临界围压确定。脆性带底界深度随最大古埋深的变化而变化, 最大古埋深越大, 脆性带的底界深度也越大。延性带的顶界受脆延转化临界围压和上覆地层密度共同控制。

2) 川东-鄂西地区志留系龙马溪组泥页岩脆性带底界深度介于 $1\,940\text{ m} \sim 2\,763\text{ m}$, 延性带顶界深度大约为 $4\,470\text{ m} \pm 230\text{ m}$ 。

3) 脆-延转化带可以作为我国南方复杂构造改造区页岩气保存条件和水力压裂评价的关键参数。脆性带通常保存条件不好, 延性带往往压裂效果不好, 脆-延转化带既具有一定的保存条件, 又具有较好的可压性, 是我国南方海相页岩气勘探开发的最佳深度带。

参 考 文 献

- [1] 龙胜祥, 曹艳, 朱杰, 等. 中国页岩气发展前景及相关问题初探[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 847-853.
Long Shengxiang, Cao Yan, Zhu Jie, et al. A preliminary study on prospects for shale gas industry in China and relevant issue[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 847-853.
- [2] 董大忠, 王玉满, 李新景, 等. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 19-36.
Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 19-36.
- [3] 袁玉松, 周雁, 邱登峰, 等. 埋藏过程中泥页岩非构造裂缝的形成演化模式[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 822-827.
Yuan Yusong, Zhou Yan, Qiu Dengfeng, et al. Evolutionary patterns of non-tectonic fractures in shale during burial[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 822-827.
- [4] Wong T, Baud P. The brittle-ductile transition in porous rock: A review[J]. Journal of Structural Geology, 2012, 44: 25-53.
- [5] Ding W, Li C, Li C, et al. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation[J]. Geoscience Frontiers, 2012, 3(1): 97-105.
- [6] Olson J E, Laubach S E, Lander R H. Natural fracture characterization in tight gas sandstones: Integrating mechanics and diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1535-1549.
- [7] Holt R M, Fjær E, Stenebråten J F, et al. Brittleness of shales: Relevance to borehole collapse and hydraulic fracturing[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 131(1): 200-209.
- [8] 衡帅, 杨春和, 郭印同, 等. 层理对页岩水力裂缝扩展的影响研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2015, 34(2): 228-237.
Heng Shuai, Yang Chunhe, Guo Yintong, et al. Influence of bedding planes on hydraulic fracture propagation in shale formations[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2015, 34(2): 228-237.
- [9] Eshkalak M O, Aybar U, Sepehrnoori K. On the feasibility of re-stimulation of shale wells[J]. Petroleum Science, 2015, 12(3): 553-559.
- [10] Zeng Y J, Zhang X, Zhang B P. Stress redistribution in multi-stage hydraulic fracturing of horizontal wells in shales[J]. Petroleum Science, 2015, 12(4): 628-635.
- [11] 程远方, 黄荣樽. 钻井工程中泥页岩井壁稳定的力学分析[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1993, 17(4): 35-39.
Cheng Yuanfang, Huang Rongzun. Mechanical analysis of borehole stability in shale formation in drilling[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1993, 17(4): 35-39.
- [12] Yerali O, Kahraman S. The drillability assessment of rocks using the different brittleness values[J]. Tunnelling and Underground Space Technology, 2011, 26(2): 406-414.
- [13] Gale J F W, Laubach S E, Olson J E, et al. Natural fractures in shale: A review and new observations[J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(11): 2165-2216.
- [14] Hu Q, Liu X, Gao Z, et al. Pore structure and tracer migration behavior of typical American and Chinese shales[J]. Petroleum Science, 2015, 12(4): 651-663.
- [15] Liu Z, Sun Z. New brittleness indexes and their application in shale/clay gas reservoir prediction[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 129-137.
- [16] 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及对产能的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 799-808.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 799-808.
- [17] Ingram G M, Urai J L. Top-seal leakage through faults and fractures;

- the role of mudrock properties [M]. London: Geological Society, 1999.
- [18] Hu D, Zhang H, Ni K, et al. Preservation conditions for marine shale gas at the southeastern margin of the Sichuan Basin and their controlling factors [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 1(2): 178–184.
- [19] Nobakht M, Clarkson C R, Kaviani D. New type curves for analyzing horizontal well with multiple fractures in shale gas reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2013, 10: 99–112.
- [20] 曹言光, 刘长松, 林平, 等. 应用断裂力学理论建立油气井压裂时岩石破裂压力计算模型 [J]. *西安石油学院学报: 自然科学版*, 2003, 18(4): 36–39.
- Cao Yanguang, Liu Changsong, Lin Ping, et al. Establishing the model for calculating the fracturing pressure of formation rock during oil/gas wells fracturing by using fracture mechanics theory [J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute (Natural Science Edition)*, 2003, 18(4): 36–39.
- [21] Kias E, Maharidge R, Hurt R. Mechanical versus mineralogical brittleness indices across various shale plays [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: SPE, 2015.
- [22] Rickman R, Mullen M, Petre E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: SPE, 2008.
- [23] Labani M M, Rezaee R. The importance of geochemical parameters and shale composition on rock mechanical properties of gas shale reservoirs: A case study from the Kooka shale and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia [J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2015, 48(3): 1249–1257.
- [24] Wang F P, Gale J F. Screening criteria for shale-gas systems [J]. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 2009, 59: 779–793.
- [25] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力 [J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(6): 641–653.
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(6): 641–653.
- [26] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究 [J]. *地学前缘*, 2012, 19(3): 280–294.
- Nie Haikuan, Bao Shujing, Gao Bo, et al. A study of shale gas preservation condition for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(3): 280–294.
- [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 Shuangjiang, Zhou Yan, Sun Dongsheng. Rock mechanic experiment study of evaluation on cap rock effectiveness [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(5): 574–578.
- [28] 陈泽明, 雍自权, 朱杰平, 等. 四川盆地东南部南川地区五峰组—龙马溪组页岩特征 [J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2013, 40(6): 696–702.
- Chen Zeming, Yong Ziquan, Zhu Jieping, et al. Features of Wufeng Formation and Longmaxi Formation shale in Nanchuan, southeast of Sichuan, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2013, 40(6): 696–702.
- [29] 刘树根, 王世玉, 孙玮, 等. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组黑色页岩特征 [J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2013, 40(6): 621–639.
- Liu Shugen, Wang Shiyu, Sun Wei, et al. Characteristics of black shale in Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2013, 40(6): 621–639.
- [30] 何治亮, 金晓辉, 沃玉进, 等. 中国海相超深层碳酸盐岩油气成藏特点及勘探领域 [J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(1): 3–14.
- He Zhiliang, Jin Xiaohui, Wo Yujin, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration domains of ultra-deep marine carbonates in China [J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(1): 3–14.
- [31] Babanouri N, Karimi Nasab S, Baghbanan A, et al. Over-consolidation effect on shear behavior of rock joints [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011, 48(8): 1283–1291.
- [32] Nygård 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.
- [33] 陈劲人, 彭秀美. 从三轴抗剪抗压实验看埋深对区域盖层遮挡性能的影响 [J]. *石油实验地质*, 1994, 16(3): 282–289.
- Chen Jinren, Peng Xiumei. Influence of buried depth on the properties of regional covering strata with an experimental analysis of triaxial resistance to shearing and compressing [J]. *Experimental Petroleum Geology*, 1994, 16(3): 282–289.
- [34] 李双建, 金之钧, 袁玉松, 等. 模拟地层条件下泥岩三轴应力实验及其油气意义 [J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(4): 598–605.
- Li Shuangjiang, Jin Zhijun, Yuan Yusong, et al. Triaxial stress experiment of mudstone under simulated geological conditions and its petroleum significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(4): 598–605.
- [35] Addis M A. Mechanisms for sediment compaction responsible for oil field subsidence [D]. UK: University of London, 1987.
- [36] 刘俊新, 杨春和, 刘伟, 等. 泥质岩盖层前期名义固结压力及封闭特性研究 [J]. *岩石力学与工程学报*, 2015(12): 2377–2387.
- Liu Junxin, Yang Chunhe, Liu Wei, et al. Apparent preconsolidation stress and sealing characteristics of argillaceous cap rocks [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2015, 34(12): 2377–2387.
- [37] Stróżyk J, Tankiewicz M. The undrained shear strength of over-consolidated Clays [J]. *Procedia Engineering*, 2014, 91(10): 317–321.
- [38] Nygård R, Gutierrez M, Gautam R, et al. Compaction behavior of argillaceous sediments as function of diagenesis [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2004, 21(3): 349–362.
- [39] Springer J. Deconsolidation and backstripping with regard to erosion, salt movement, and interlayered bedding [J]. *Computers & Geosciences*, 1993, 19(8): 1115–1125.
- [40] Mogi K. Deformation and fracture of rocks under confining pressure elasticity and plasticity of some rocks [J]. *Bulletin Earthquake Research Institute, Tokyo University*, 1965, 43: 349–379.
- [41] Guo T, Zhang H. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 31–40.