

非常规天然气

页岩气储层可压性评价新方法

赵金洲¹, 许文俊¹, 李勇明¹, 胡晋阳¹, 李晋秦²

(1. 西南石油大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2. 宝石机械成都装备制造分公司, 四川 成都 610051)

摘要:可压性是表征页岩储层能被有效改造的难易程度。根据页岩储层缝网压裂施工实践,通过具体化页岩储层“有效压裂”概念,明确了页岩储层可压性的实际意义,即在相同压裂工艺技术条件下,页岩气储层中形成复杂裂缝网络并获得足够大的储层改造体积的概率以及获取高经济效益的能力。现有评价方法由于分析因素不够全面导致评价效果不理想。通过综合页岩脆性、断裂韧性和天然弱面3个方面特性,提出了能全面、科学表征页岩气可压性的评价方法,摒弃了现有方法的不足。基于储层各参数特征,可将该方法的可压性程度分为三级:可压性系数介于0~0.225之间,可压性程度较低,压裂效果差;可压性系数介于0.225~0.5之间,可压性程度一般,压裂效果较好;可压性系数介于0.5~0.8之间,可压性程度较高,缝网压裂效果理想。采用新的评价方法计算得出四川盆地下志留统龙马溪组页岩可压性系数为0.3928,可压性程度一般,与该区域页岩气井缝网压裂改造时的微地震监测结果一致,说明新方法计算准确,现场应用方便,可为压裂选井、选层提供前期指导。

关键词:页岩气;可压性评价;脆性;断裂韧性;天然弱面;可压性系数

中图分类号:TE132.2 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2015)06-1165-08

引用格式:Zhou Jinzhou, Xu Wenjun, Li Yongming, *et al.* A new method for fracability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6): 1165-1172. [赵金洲, 许文俊, 李勇明, 等. 页岩气储层可压性评价新方法[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(6): 1165-1172.]

0 引言

尽管我国页岩气可采储量约为 $25 \times 10^{12} \text{ m}^3$,但由于国内页岩气勘探开发起步较晚,技术和经验不足,进行全国性大规模商业开采尚需时日。页岩气属于低孔、低渗—超低渗储层,90%以上的页岩气井需要经过压裂改造才能实现商业开采^[1-3]。因此,为了取得好的储层压裂改造效果,避免盲目压裂,必须先对页岩气储层的可压性进行科学评价。

可压性评价方法主要有实验评价法和系数评价法。采用地层岩心进行模拟实验的实验评价法,对于非均质性较强的页岩地层准确度不高,且操作相

对复杂、工作量大,不利于现场应用。目前常用的脆性系数法与可压性系数法均属于系数评价法。但现有的系数法评价模型都存在一定的缺陷,主要是对影响因素考虑不够全面,难以准确评价页岩储层可压性。因此,亟需一种全面、科学的页岩气储层可压性评价方法,以便为选井、选层提供指导。

1 基本概念

Chong 等^[4]、唐颖等^[5]首次将页岩储层在水力压裂过程中具有能够被有效压裂从而获得增产能力的性质定义为可压性。但是,该定义较为模糊,并未给出“有效压裂”的准确解释。由于页岩储层具有低

收稿日期:2014-09-01;修回日期:2014-10-30.

基金项目:新世纪优秀人才支持计划(编号:NCET-11-1062);国家重点基础研究发展计划(“973”)项目(编号:2013CB228004);四川省杰出青年学术技术带头人资助计划(编号:2012JQ0010)联合资助。

作者简介:赵金洲(1962-),男,湖北仙桃人,教授,博士生导师,主要从事油气藏增产理论与新技术研究。E-mail:zhaojz@swpu.edu.cn.

通讯作者:许文俊(1991-),男,湖北仙桃人,硕士研究生,主要从事水力压裂裂缝扩展形态研究。E-mail:746929967@qq.com.

孔隙度和超低渗透一致密的特点,孔隙度一般为4%~6%^[6],未经压裂的页岩基质渗透率一般为 $10^{-4} \sim 10^{-9} \mu\text{m}^2$ ^[7-8],且页岩储层内天然弱面较为发育,微地震监测表明页岩储层压裂改造后形成的是复杂的裂缝网络,因此常规的单、双翼缝理论模型已很难满足页岩气井压裂改造的需求。

缝网压裂技术是页岩气储层改造的重要手段,即有意识地利用水力裂缝沟通页岩储层中的天然裂缝等地质弱面,使其闭合的部分重新开启,开启的部分又相互连通,从而形成复杂的裂缝网络^[9-10]。若仅在近井地带形成复杂的裂缝网络,获得的储层改造体积(SRV)较小,增产作用有限(图1)。

页岩储层缝网压裂的理想效果应该是即形成了复杂的裂缝网络又获得了足够大的储层改造体积,并能获取高经济效益,页岩可压性越好取得理想压裂效果的概率越大。页岩压裂效果除与页岩地质、储层特征相关外,还取决于采用的压裂工艺技术,但可压性反映地是页岩地质、储层在水力压裂过程中的综合特征,与压裂工艺无关。因此页岩气储层可压性可描述为在相同压裂工艺技术条件下,储层中形成复杂裂缝网络并获得足够大的储层改造体积的概率以及获取高经济效益的能力。

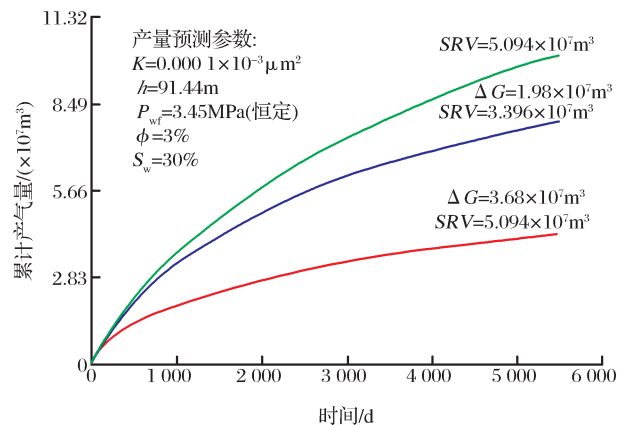


图1 SRV值与气井累计产气量的关系示意^[11]

Fig. 1 The relationship between the accumulative gas production rate of gas wells and the SRV value

2 可压性影响因素

可压性是页岩地质、储层特征的综合反映,影响因素众多。Enderlin等^[12]认为页岩可压性与材料脆性和韧性有关,可以通过杨氏模量和泊松比来表征,除此之外,还可以使用无侧限抗压强度和内摩擦角来反映。Mullen等^[13]较系统地总结出了页岩气储层可压性影响因素,主要包括沉积构造、地层性

质、矿物组成与分布、天然弱面(天然裂缝、沉积层理、解理、断层)的发育及产状等。唐颖等^[5]则认为其主要影响因素除了页岩脆性、石英含量、天然裂缝及成岩作用,还包括地应力、沉积环境、内部构造等其他因素。基于国内外研究进展及国内页岩气勘探开发实践,并充分考虑了各因素之间的相互关系,认为页岩储层可压性主要影响因素为页岩脆性、断裂韧性、天然弱面特征,其他影响因素都包含于其中。

2.1 页岩脆性

岩石的脆性是岩石在外力作用下直至破碎而无明显的形状改变,是反映岩石破碎前不可逆形变中没有明显吸收机械能量,即没有明显的塑性变形的特性^[14]。脆性页岩在压裂时容易破碎而形成复杂裂缝,而塑性岩石则会发生塑性变形,不易产生裂缝,即使形成了人工裂缝,在裂缝闭合阶段也会发生支撑剂嵌入的情况,使人工裂缝的导流能力严重下降,大大降低增产效果。因此,页岩的脆性越高,储层形成复杂的裂缝网络的概率越大。

根据国内外对页岩气储层可压性的评价经验,可以应用脆性指数来代替页岩脆性来表示压裂的难易程度^[5,12-13,15-16]。目前常用的页岩脆性指数计算方法主要包括矿物组成含量法[式(1)]和岩石力学参数法[式(2)]。矿物组成含量法利用页岩中脆性矿物的含量占总矿物量的百分比来表征脆性指数,起初仅石英被当成脆性矿物,后经进一步的研究证明除石英外页岩储层中的脆性矿物还包括长石、云母和碳酸盐岩矿物等^[16]。杨氏模量和泊松比是表征页岩脆性的主要岩石力学参数,杨氏模量反映了页岩被压裂后保持裂缝的能力,泊松比反映了页岩在压力下破裂的能力,页岩杨氏模量越高、泊松比越低,脆性越强^[5]。绝大多数情况下上述2种方法计算结果基本一致^[16],但后者资料获取简单,与现场结合更为紧密,应用更为广泛。

$$B_{rit} = (W_{QFR} + W_{Carb}) / W_{Tot} \quad (1)$$

$$\begin{cases} YM_{BRIT} = \frac{YM - YM_{cmin}}{YM_{cmax} - YM_{cmin}} \times 100\% \\ PR_{BRIT} = \frac{PR - PR_{cmin}}{PR_{cmax} - PR_{cmin}} \times 100\% \\ B_{rit} = \frac{YM_{BRIT} + PR_{BRIT}}{2} \end{cases} \quad (2)$$

式(1)~(2)中: B_{rit} 为脆性指数,0~1; W_{QFR} 为石英、长石和云母的总含量; W_{Carb} 为碳酸盐矿物含量(主要包括白云石、方解石和其他碳酸盐组分); W_{Tot} 为总矿物量; YM 为静态杨氏模量, YM_{cmax} 与 YM_{cmin}

分别为区域最大、最小静态杨氏模量 GPa; YM_{BRIT} 为归一化的杨氏模量, $0 \sim 1$; PR 为静态泊松比, PR_{max} 与 PR_{min} 为区域内最大、最小静态泊松比, 无因次; PR_{BRIT} 为归一化的泊松比, $0 \sim 1$ 。

2.2 断裂韧性

断裂韧性是一项表征储层改造难易程度的重要因素, 反映了压裂过程中, 裂缝形成后维持裂缝向前延伸的能力^[15]。地层断裂韧性值越小, 水力裂缝对地层岩石的穿透能力越强, 储层改造体积越大。当地层断裂韧性较小时, 不在水力裂缝延伸路径上的天然裂缝极有可能在水力裂缝的诱导应力作用下发生剪切破坏, 一旦水力裂缝有效地沟通天然裂缝就会形成复杂的裂缝网络。因此, 地层的断裂韧性值越小, 地层的可压性程度越高。

在线弹性断裂力学中, 根据裂缝前缘邻域的变形情况将裂缝分为 3 类(图 2)。在页岩储层缝网压裂过程中, 裂缝破坏以 I 型和 II 型为主, I 型、II 型断裂韧性值可以通过实验测得, 但操作十分复杂。针对这种情况, 金衍等^[17-18]根据大量实验建立了关于 I 型、II 型断裂韧性的等效计算方法:

$$K_{\text{Ic}} = 0.2176P_c + 0.0059S_t^3 + 0.0923S_t^2 + 0.5175S_t - 0.3322 \quad (3)$$

$$K_{\text{IIc}} = 0.0956P_c + 0.1383S_t - 0.082 \quad (4)$$

$$P_c = \sigma_h - \alpha P_p \quad (5)$$

式中: K_{Ic} 为 I 型裂缝断裂韧性; K_{IIc} 为 II 型裂缝断裂韧性; S_t 为岩石抗拉强度, MPa; P_c 为围压, MPa; α 为有效应力系数, $0 \sim 1$; P_p 为孔隙压力, MPa; σ_h 为水平最小地应力, MPa。

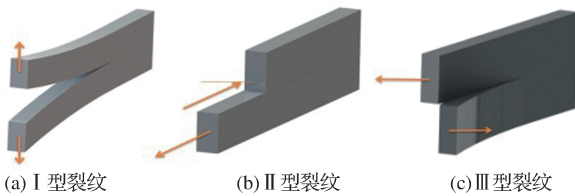


图 2 裂缝前缘的 3 种变形状态

Fig. 2 Three kinds of deformation condition of the Crack front

2.3 天然弱面

天然弱面主要包括节理、裂缝、断层和沉积层理面。一般的页岩储层中天然弱面都较发育, 它是页岩储层形成复杂裂缝网络的基本条件。在地应力作用下, 天然弱面一般都处于闭合或是被充填状态。页岩储层中天然裂缝较为发育且多数处于闭合状态, 本文主要考虑天然裂缝对页岩储层可压性的

影响。

贾长贵等^[19]认为网络裂缝扩展经历 2 个阶段: 近井带多裂缝和远井带网络裂缝, 由井筒延伸出的主裂缝应具有一定的穿透能力, 能够突破近井多裂缝带的束缚, 在远井区形成缝网, 这样才能保证获得较大的储层改造体积, 取得好的压裂效果。GU 等^[20]发现压裂液滞后现象导致水力裂缝与天然裂缝相交初期只存在 2 种情况: 情况一: 水力裂缝未能穿过天然裂缝, 导致水力裂缝沿着天然裂缝延伸 [图 3(a), 图 3(b), 图 3(d)]; 情况二: 水力裂缝直接穿过闭合天然裂缝向前延伸, 当压裂液进入天然裂缝且缝内压力超过壁面正应力时, 天然裂缝会开启成为水力裂缝的分支, 反之则天然裂缝保持闭合 [图 3(a), 图 3(c)、图 3(e), 图 3(f)]。根据 GU 等^[20]和程万等^[21]建立的穿过准则知, 水力裂缝延伸过程中能否穿过天然裂缝由天然裂缝自身性质决定, 与缝内压力基本无关。天然裂缝的开启则由缝内液压决定, 与水力裂缝是否穿过天然裂缝并不相关。

显然第二种情况下水力压裂波及区域更大, 若天然裂缝内压力足以撑开天然裂缝, 此时由于水力裂缝有效地沟通了天然裂缝, 且水力裂缝波及面积大, 因此既能形成复杂的裂缝网络又能获得足够大的储层改造体积, 对应的可压性要远高于情况一。因此, 压裂目的层中水力裂缝主缝能够穿透天然裂缝且天然裂缝越容易开启, 储层的可压性越好。

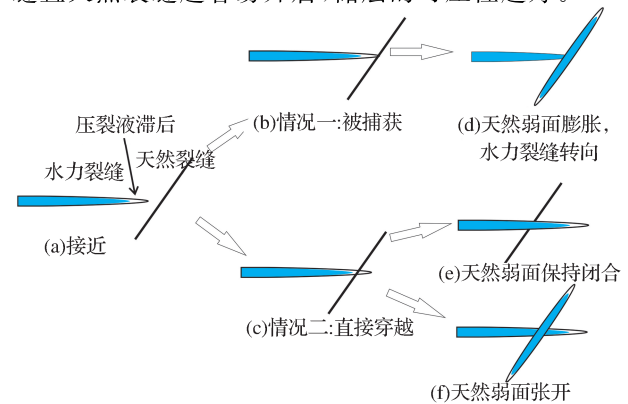


图 3 水力裂缝与天然弱面相交作用示意

Fig. 3 Breakdown of interaction process between hydraulic fracture and natural fracture

水力裂缝能否直接穿透闭合的天然裂缝以及天然裂缝重新开启的难易程度主要取决于: 空间三向主应力大小分布、天然裂缝产状、摩擦系数、内聚力、地层岩石的抗张强度等性质。具体的判别方法如下式所示:

$$n = [\cos\gamma, \sin\gamma\sin\beta, \sin\gamma\cos\beta] \quad (6)$$

$$\sigma_n = n \begin{pmatrix} \sigma_v \\ \sigma_H \\ \sigma_h \end{pmatrix} \mathbf{n}^T = \sigma_v \cos^2 \gamma + \sigma_H \sin^2 \gamma \sin^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \gamma \cos^2 \beta \quad (7)$$

当天然裂缝内压力大于 $|\sigma_n|$ 时天然弱面会重新开启,此处以天然弱面开启临界缝内压力值来表征天然弱面开启的难易程度,如下式:

$$P = |\sigma_n| \quad (8)$$

由程万等^[21]建立的三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则知,在 $\varphi = \theta$ 与 $\varphi = \theta - \pi$ 都满足式(9)–(11)的情况下水力裂缝能直接穿越天然弱面。

$$\mathbf{a} = \left(\frac{\sigma_v - \sigma_n \cos \gamma}{\tau} \cos \gamma, \frac{\sigma_H - \sigma_n \sin \gamma \sin \beta}{\tau} \sin \gamma \sin \beta, \frac{\sigma_h - \sigma_n \sin \gamma \cos \beta}{\tau} \right) \quad (9)$$

$$\mathbf{b} = \left[-\frac{\sin \gamma \sin \beta}{\sqrt{\cos^2 \gamma + \sin^2 \gamma \sin^2 \beta}}, \frac{\cos \gamma}{\sqrt{\cos^2 \gamma + \sin^2 \gamma \sin^2 \beta}}, 0 \right] \quad (10)$$

$$\begin{cases} \left| |\vec{\tau} + \vec{\sigma}_\tau| \right| \leq S_0 - u \left[K \cos^3 \frac{\varphi}{2} + \sigma_n \right] \\ \tau = \sqrt{\sigma_v^2 \cos^2 \gamma + \sigma_H^2 \sin^2 \gamma \sin^2 \beta + \sigma_h^2 \sin^2 \gamma \cos^2 \beta - \sigma_n^2} \\ \sigma_\tau = \frac{1}{2} K \cos \frac{\varphi}{2} \sin \varphi \\ K = T_0 - \sigma_n \\ \theta = \arccos(\sin \gamma \cos \beta) \end{cases} \quad (11)$$

式(6)–(11)中: \mathbf{n} 为空间三维裂缝面单位法向矢量; γ 为天然弱面倾角, $0^\circ \sim 90^\circ$; β 为天然弱面与水平最大水平主应力的夹角, $0^\circ \sim 90^\circ$; P 为天然弱面开启的临界缝内压力,MPa; τ 为天然弱面壁面受到远场地应力作用下的剪应力,MPa; \mathbf{a} 为矢量 $\vec{\tau}$ 的方向矢量; σ_τ 为天然弱面壁面受到水力裂缝尖端应力场作用下的剪应力,MPa; \mathbf{b} 为矢量 $\vec{\sigma}_\tau$ 的方向矢量; σ_h 为水平最小主应力,MPa; σ_H 为水平最大主应力,MPa; σ_v 为垂向主应力,MPa; θ 为水力裂缝逼近天然弱面的逼近角, $0^\circ \sim 90^\circ$; T_0 为基质岩石的抗张强度,MPa; S_0 为天然弱面的黏聚力,MPa; u 为天然弱面壁面的摩擦系数, $0 \sim 1$ 。计算时压应力为负,拉应力与剪切应力都为正。

3 建立新的评价方法

现有的页岩储层可压性评价方法可分为定性的

实验评价法和定量的系数评价法两大类。实验评价法就是对页岩进行一系列室内实验,仔细观察记录实验现象与结果,并将获得的一系列实验参数与北美页岩参数进行对比,从而对目标区域的页岩进行可压性评价,这种方法具有一定的准确性,但是操作复杂、耗时耗力,不适合在现场推广。系数评价法则又可细分为脆性系数法与可压性系数法,其中脆性系数法应用最广。它采用页岩脆性指数来表征可压性,考虑因素过于单一,忽略了页岩储层缝网改造除了要求形成复杂的裂缝网络外,还要获得足够大改造体积的实质,不能全面地反映页岩储层的可压性。可压性系数法则是将多种影响因素通过一定的数学方法进行整合,最终得出一个系数值来评价储层的可压性,这种方法直观有效、操作简单适合在现场应用,但现有的可压性系数评价法同样存在因素考虑单一或简单的多因素叠加的不足。现有的可压性评价法都不能全面、科学地表征页岩可压性。

因此,基于国内外研究进展及国内页岩气勘探开发实践,综合脆性指数、断裂韧性与天然弱面特征,建立了一种能够对页岩气储层可压性进行全面、科学的评价方法。

页岩储层改造效果取决于裂缝网络的复杂程度和获得的储层改造体积大小。此处引入形成复杂裂缝网络的概率指数和获得较大储层改造体积的概率指数,再对两者进行平均得到最终的可压性系数值。地层中形成裂缝网络的复杂程度与地层岩石的脆性和天然弱面的发育情况密切相关。地层岩石脆性越高,天然弱面发育,且压裂时闭合的天然弱面越易开启,则地层中形成的裂缝网络就越复杂。储层改造体积大小则主要取决于岩石断裂韧性和天然弱面被穿透性质,断裂韧性值越小,且初次相交时天然弱面能被水力裂缝穿透,则获得较大储层改造体积的概率就越大。页岩气井的产量不仅取决于储层改造体积,同时受到形成裂缝网络的复杂程度的影响。只有储层改造体积和裂缝网络复杂程度均处于最优状态时,压裂改造效果才会最好,才能获取较高的经济效益。

依据上述原理,本文建立新评价模型如下:

$$\begin{cases} F_{cf} = \frac{B_{rit} + P_n}{2} \\ F_{srv} = \frac{K_n + C_n}{2} \\ FI = \frac{F_{cf} + F_{srv}}{2} \end{cases} \quad (12)$$

$$P_n = \frac{P_{max} - P}{P_{max} - P_{min}} \quad (13)$$

$$\begin{cases} K_{I Cn} = \frac{K_{I Cmax} - K_{I C}}{K_{I Cmax} - K_{I Cmin}} \\ K_{II Cn} = \frac{K_{II Cmax} - K_{II C}}{K_{II Cmax} - K_{II Cmin}} \end{cases} \quad (14)$$

$$\begin{cases} K_n = \frac{K_{I Cn} + K_{II Cn}}{2} \\ C_n = 1; \text{ 水力裂缝直接穿透} \\ C_n = 0; \text{ 水力裂缝被捕获} \end{cases} \quad (15)$$

式(12)–(15)中: F_{cf} 为复杂裂缝网络概率指数; F_{srv} 获得较大储层改造体积的概率指数; FI 为可压性系数; B_{rit} 为脆性指数, 见式(2); P_n 为天然弱面张开的难易指数; K_n 为断裂韧性指数; C_n 水力裂缝被穿透指数; P 为天然弱面张开的临界缝内压力, P_{max} 、 P_{min} 分别为任意产状天然弱面张开的最大、最

小临界缝内压力, 一般取该目的层的最大、最小地应力, MPa; K_{IC} 为 I 型断裂韧性值, $K_{I Cmax}$ 、 $K_{I Cmin}$ 为区域最大、最小 I 型断裂韧性值, $MPa \cdot m^{1/2}$; $K_{I Cn}$ 为 I 型断裂韧性值断裂韧性归一化指数; $K_{II C}$ 为 II 型断裂韧性值, $K_{II Cmax}$ 、 $K_{II Cmin}$ 为区域最大、最小 II 型断裂韧性值, $MPa \cdot m^{1/2}$; $K_{I Cn}$ 为 I 型断裂韧性值归一化指数。 $K_{II Cn}$ 为 II 型断裂韧性值归一化指数。以上未注明单位的参数都为无量纲, 取值范围都为 0~1。

根据储层参数特征和计算模型特点, 将可压性分为 3 个等级, 见表 1。建议页岩压裂最好选在可压性系数大于 0.5 的页岩层, 如果不存在这样的区域, 也应尽量选在可压性系数大的区域。在相同的缝网压裂工艺技术条件下, 可压性好的地层与可压性差的地层形成的缝网会有明显区别, 如图 4。

表 1 不同级别可压性页岩储层特征

Table 1 Characteristics of shale reservoirs with different fracability levels

可压性级别	复杂裂缝网络			储层改造体积			可压性系数	可压性程度
	脆性指数	天然弱面张开难易指数	复杂裂缝网络概率	断裂韧性指数	被穿透指数	较大储层改造体积概率		
I	0~30%	0~30%	0~0.3	0~30%	0	0~0.15	0~0.225	低
II	30%~50%	30%~50%	0.3~0.5	30%~70%	0 或 1	0.15~0.5	0.225~0.5	一般
III	50%~70%	50%~80%	0.5~0.75	30%~70%	1	0.5~0.85	0.5~0.8	高

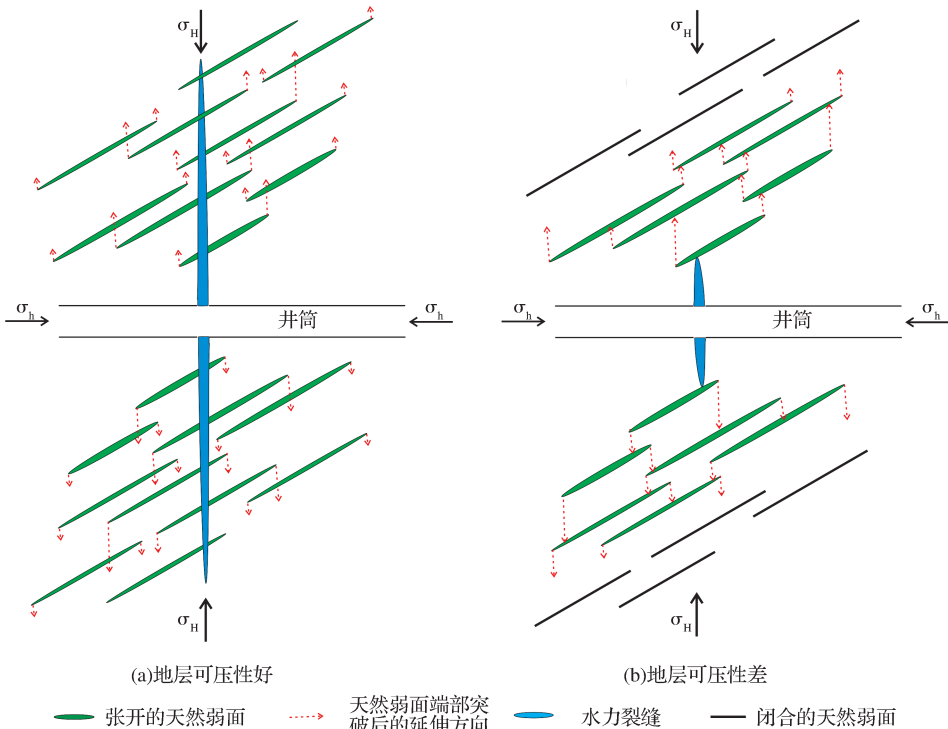


图 4 页岩气水平井压裂裂缝网络示意

Fig. 4 Sketh of forming fracture network in shale gas reservoir

4 实例分析

以四川盆地下志留统龙马溪组某一区块的页岩气储层为例,具体的储层地质参数如表 2 所示。

将上述参数带入上述模型中计算得:

$$B_{\text{rit}}=0.5853, P_n=0.7317, F_{\text{cf}}=0.6585; K_n=0.2539, C_n=0, F_{\text{srv}}=0.1270; FI=0.3928。$$

由计算结果知该区域的页岩储层具有较高的脆性,天然弱面容易开启(图 5),形成复杂裂缝网络的

概率较大,但是水力裂缝不能穿透天然弱面,且目的层断裂韧性指数值较小,水力裂缝在基质岩石中延伸的难度也较大,说明了该区域页岩储层水力压裂后难以获得较大的储层改造体积,整体而言可压性一般。图 6 是该区域某水平井进行体积压裂后的微地震监测图,微地震事件点较密集且主要分布在水平面上而不是沿着垂直于最小水平地应力的平面分布,虽形成了复杂的裂缝网络,但获得的储层改造体积并不理想,目的储层的可压性一般,与本文模型计

表 2 页岩气储层地质参数
Table 2 Shale gas reservoir geologic parameters

储层埋深	2 400~2 525m	岩石抗张强度	6.5MPa
上覆岩层压力梯度	2.0MPa/100m	天然弱面发育情况	发育一组层理缝
最小水平应力梯度	1.9MPa/100m	天然弱面倾角	9°
最大水平应力梯度	2.3MPa/100m	天然弱面走向	25°
弹性模量	36.5GPa	弱面摩擦系数	0.61
泊松比	0.21	弱面黏聚力	2MPa
岩石内摩擦系数	0.7	水平最大地应力方向	115°

注:龙马溪组页岩弹性模量介于 8~56GPa 之间,泊松比介于 0.1~0.36 之间,单轴抗张强度介于 0~8MPa 之间

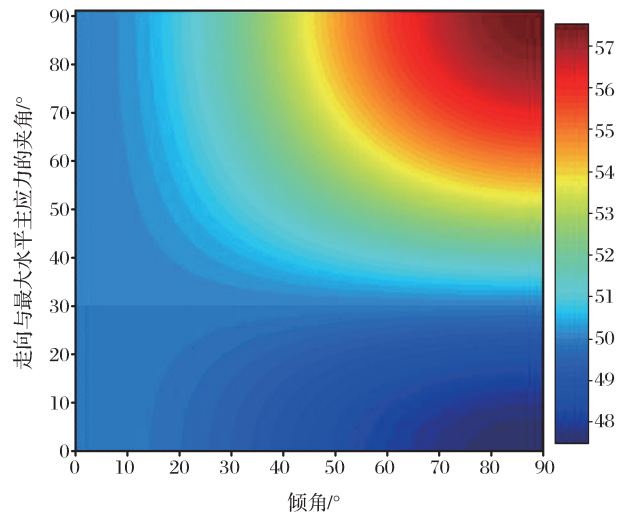


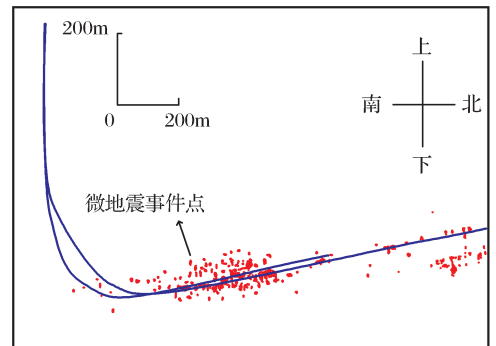
图 5 龙马溪组页岩中不同产状天然弱面开启的临界缝内压力值

Fig. 5 The opening pressures of natural planes of weakness with different occurrences in Longmaxi shale formation

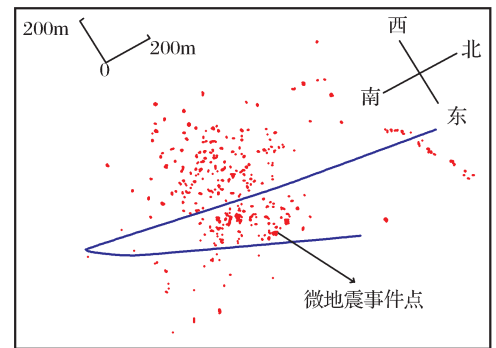
算结果完全吻合。

5 结论

(1)基于缝网压裂理论和国内外页岩气的勘探开发实践,对页岩气储层可压性进行了重新描述。页岩气储层可压性是在相同压裂工艺技术条件下,储层中形成复杂裂缝网络并获得足够大的储层改造



(a)测视图



(b)俯视图

图 6 龙马溪组某井微地震裂缝监测解释^[21]

Fig. 6 Map view of the induced hydraulic fracture system as mapped using borehole-based microseismic monitoring^[21]

体积的概率以及获取高经济效益的能力。主要影响因素为页岩脆性、断裂韧性、天然弱面特征,其他影

响因素都包含于其中。

(2)页岩脆性指数越小,断裂韧性越小、水力裂缝能穿透天然弱面且缝内压力能撑开天然弱面,则可压性越好。据此思路,建立了一种可压性评价新模型。根据储层各参数特征将可压性分为3个级别:可压性系数介于0~0.225之间,可压性差,体积压裂效果差;可压性系数介于0.225~0.5之间,可压性中等,体积压裂效果较好;可压性系数介于0.5~0.8之间,可压性好,体积压裂效果理想。建议体积压裂最好选在可压性系数大于0.5的页岩层,如果不存在这样的区域,也应尽量选在可压性系数大的区域。

(3)采用该模型计算四川盆地下志留统龙马溪组某一区块页岩复杂裂缝网络概率为0.5853,获得较大储层改造体积的概率为0.2539,可压性系数为0.3928,说明该页岩中能形成较复杂的裂缝网络,但难以获得较大的储层改造体积,整体而言可压性一般。评价结果与现场微地震监测结果一致。说明新方法计算准确,现场应用方便,可为压裂选井、选层提供前期指导。

参考文献(References):

- [1] Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, *et al.* Feature of muddy shale fissure and its effect for shale gas exploration and development[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(3): 525-532. [龙鹏宇, 张金川, 唐玄, 等. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 525-532.]
- [2] Cheng Yuanfang, Chang Xin, Sun Yuanwei, *et al.* Research on fracture network propagation pattern of shale reservoir base on fracture mechanics[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(4): 603-611. [程远方, 常鑫, 孙元伟, 等. 基于断裂力学的页岩储层缝网延伸形态研究[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(4): 603-611.]
- [3] Zhao Jinzhou, Yang Hai, Li Yongming, *et al.* Stability of the natural fracture when the hydraulic fracture is approaching [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(3): 402-408. [赵金洲, 杨海, 李勇明, 等. 水力裂缝逼近时天然裂缝稳定性分析[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(3): 402-408.]
- [4] Chong K K, Grieser W V, Passman A. A completions guide book to shale-play stimulation in the last two decades[C] // Proceedings of Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October, SPE 133874. Calgary, Alberta, Canada; CSUG/SPE, 2010.
- [5] Tang Ying, Xing Yun, Li Lezhong, *et al.* Influence factors and evaluation methods of the gas shale fracability[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 356-363. [唐颖, 邢云, 李乐忠, 等. 页岩储层可压裂性影响因素及评价方法[J]. *地质前缘*, 2012, 19(5): 356-363.]
- [6] Zhou Caineng, Dong Dazhong, Yang Hua, *et al.* Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(12): 26-39. [邹才能, 董大忠, 杨桦, 等. 中国页岩气形成条件及勘探实践[J]. *天然气工业*, 2011, 31(12): 26-39.]
- [7] Bustin R M, Bustin A M M, Cui A, *et al.* Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics[C]//Paper 142890-MS Presented at the 2008 SPE Shale Gas Production Conference held in Fort Worth, Texas, U. S. A., 16-18 November 2008. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/119892-MS>.
- [8] Zou Caineng. Unconventional Oil and Gas Geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2013: 127-167. [邹才能. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2013: 127-167.]
- [9] Mayerhofer M J, Lolon E, Warpinski N R, *et al.* What is stimulated rock volume[C]//Paper 119890-MS Presented at the 2008 SPE Shale Gas Production Conference held in Fort Worth, Texas, U. S. A., 16-18 November 2008. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/119890-MS>.
- [10] King G E. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned[C]//Paper 133456-MS Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/133456-MS>.
- [11] Chen Zuo, Xue Chengjin, Jiang Tingxue, *et al.* Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume (SRV) in shale gas wells in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(10): 30-32. [陈作, 薛承瑾, 蒋廷学, 等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. *天然气工业*, 2010, 30(10): 30-32.]
- [12] Enderlin M, Alsleben H, Beyer J A. Predicting fracability in Shale Reservoirs[C]//AAPG Annual Convention and Exhibition. Houston, Texas, USA, 2011: 10-13.
- [13] Mullen M, Enderlin M. Fracability Index-More Than Just Calculating Rock Properties, SPE 159755[C]//Paper 159755-MS Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8-10 October 2012.
- [14] Beugelsdijk L J L, De Pater C J, Sato K. Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium[C]//Paper 59419-MS Presented at the 2000 SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management held in Yokohama, Japan, 25-26 April 2000. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/59419-MS>.
- [15] Yuan Junliang, Deng Jingen, Zhang Dingyu, *et al.* Fracability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 523-527. [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.]
- [16] Zhang B, Roegiers J C, Jin X, *et al.* Fracability evaluation in shale reservoirs-an integrated petrophysics and geomechanics approach[C]//Paper 168589-MS Presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Wood-

- lands, Texas, USA, 4-6 February 2014. DOI; <http://dx.doi.org/10.2118/168589-MS>.
- [17] Jin Yan, Chen Mian, Zhang Xudong. Determination of fracture toughness for deep well rock with geophysical logging data [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2001, 20(4): 454-456. [金衍, 陈勉, 张旭东. 利用测井资料预测深部地层岩石断裂韧性[J]. 岩石力学与工程学报, 2001, 20(4): 454-456.]
- [18] Jin Yan, Chen Mian, Wang Huaiying, *et al.* Study on prediction method of fracture toughness of rock mode II by logging data [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27(2): 3630-3635. [金衍, 陈勉, 王怀英, 等. 利用测井资料预测岩石 II 型断裂韧性的方法研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2008, 27(2): 3630-3635.]
- [19] Jia Changgui, Li Shuangming, Wang Haitao, *et al.* Shale reservoir network fracturing technology research and experiment [J]. China Engineering Science, 2012, 14(6): 106-112. [贾长贵, 李双明, 王海涛, 等. 页岩储层网络压裂技术研究 with 试验 [J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 106-112.]
- [20] Gu H, Weng X, Lund J B, *et al.* Hydraulic fracture crossing natural fracture at nonorthogonal angles: a criterion and its validation [J]. SPE Production & Operations, 2012, 27(1): 20-26.
- [21] Cheng Wan, Jin Yan, Chen Mian, *et al.* A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 336-340. [程万, 金衍, 陈勉, 等. 三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则 [J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 336-340.]

A New Method for Fracability Evaluation of Shale-gas Reservoirs

ZHAO Jin-zhou¹, XU Wen-jun¹, LI Yong-ming¹, HU Jin-yang¹, LI Jin-qin²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation,
Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Gem machinery Chengdu Equipment Manufacturing Branch Company, Chengdu 610051, China)

Abstract: Fracability is the capability of the shale that can be fractured effectively during hydraulic fracturing. According to the network fracturing construction practice of shale reservoir, by externalizing shale reservoir “effective fracturing” concept, the practical significance of fracability evaluation of shale-gas reservoirs has been clarified. So this can be described as the probability to create a complexity fracture network and large stimulated reservoir volume in shale gas reservoir to obtain high economic benefits under the same condition fracturing technology. The consideration of the existing evaluation methods for many reasons influencing fracability was not quite comprehensive, which leads to the inaccuracy. Proposing a new method to evaluate the fracability of shale-gas reservoirs by taking into consideration of the factors of brittleness, fracture toughness and natural planes of weakness, is more comprehensive and scientific than before. Shale fracability can be divided into three levels according to the reservoir parameters. Shale with low fracability (fracability index of 0-0.225) couldn't be stimulated effectively. Shale with medium fracability (fracability index is 0.225-0.5) could be stimulated effectively but the effect is actually modest. Shale with high fracability (fracability index of 0.5-0.8) is the best choice to be fractured. It is better to choose shale with fracability index above 0.5. The new method was applied to Longmaxi shale in the Sichuan Basin. The fracability index is 0.3928 and the fracability is modest, which agrees with result of microseismic monitoring. Applications in the Longmaxi shale show that the results of calculation are correct and soundly based and that the suggested method is practicable for use, which can be used in the selection of wells or layers for fracturing.

Key words: Shale gas; Fracability; Brittleness; Fracture toughness; Natural planes of weakness; Fracability index