

页岩可压性指数评价新方法及应用

蒋廷学, 卞晓冰, 苏 媛, 刘双莲, 卫 然

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要:脆性指数是评价页岩可压性的基础, 国外的脆性指数研究只局限于近井筒参数。为了更全面地表征页岩的可压性, 以压裂施工参数为基础, 从能量的角度提出了一种新的页岩脆性指数综合评价方法, 并建立了地质参数与工程参数有机结合的可压性指数综合模型; 同时应用归一化方法, 建立了利用等效支撑剂量与等效压裂液量的比值表征可压性指数的新模型。实例计算表明, 采用该方法计算的脆性指数及可压性指数与压后产气效果关联度较强, 能够准确反映裂缝的延伸性, 其值大小可作为优选压裂段簇位置的依据, 并具有较高的可信度和现场实用性。建议在现场推广应用, 以促进国内页岩气的勘探开发效果及水平。

关键词:页岩 脆性指数 可压性指数 评价方法

中图分类号: TE357.1⁺1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2014)05-0016-05

A New Method for Evaluating Shale Fracability Index and Its Application

Jiang Tingxue, Bian Xiaobing, Su Yuan, Liu Shuanglian, Wei Ran

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Brittleness evaluation is the basis for shale fracability evaluation, and the brittleness index research has been limited to near-wellbore zone in foreign studies. In order to fully describe the shale fracability, a new integrated method of shale brittleness index evaluation was proposed in view of energy based on fracturing parameters. A comprehensive model of shale fracability index was established taking into account both geology and engineering parameters. Moreover, the normalization method was adopted to establish a new model of shale fracability index which was evaluated by the ratio of equivalent proppant volume to equivalent fracturing fluid volume. Field application showed that the calculated shale brittleness index is highly correlated to fracability index and post-frac gas production, and may be used to determine the preferred fracturing position for each stage; the new method is reliable and practicable. It can be recommended for promoting shale gas exploration and development in China.

Key words: shale; brittleness index; fracability index; evaluation method

页岩裂缝的起裂与扩展是压裂的核心问题, 与钻井中岩石的可钻性相类似, 页岩压裂也存在岩石的可压性问题。国外的页岩可压性研究主要集中在页岩脆性指数的研究上: R. J. Evans 在 1990 年给出了页岩脆性的定义^[1]; J. D. Ingram 在 1992 年提出用过度胶结和正常胶结岩石的单轴抗压强度比值来表征脆性指数^[2]; D. Jarvie 在 2008 年提出用脆性矿物占总矿物组分的比例来表征脆性指数^[3]; 此后, 其他学者从岩石力学的角度来表征脆性指数^[4-7]。但上述研究都是从室内岩心分析或测井的方法出发,

反映的仅是近井筒的情况, 且获取的岩心不一定具有代表性; 测井信息反映的是动态值, 难以反映压裂的准静态过程。开发中后期的岩心及水平段测井资

收稿日期: 2014-03-25; **改回日期:** 2014-06-06。

作者简介: 蒋廷学(1969—), 男, 江苏东海人, 1991年毕业于石油大学(华东)采油工程专业, 2007年获中国科学院渗流流体力学研究所流体力学专业博士学位, 教授级高级工程师, 主要从事水力压裂机理、优化设计方法、现场试验及后评估方面的研究。系本刊编委。

联系方式: (010)84988612, lffy-jtx@sohu.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“涪陵区块页岩气层改造技术研究”资助。

料都很少,唯一可供借鉴的就是大量的压裂施工资料。鉴于此,笔者提出了基于压裂施工压力曲线求取页岩脆性指数的新方法,建立了综合性的可压性指数评价新模型;同时,考虑页岩水平井分段压裂的特殊性,即每段裂缝起裂处的岩石可压性指数也不尽相同,建立了利用每段压裂施工数据(压裂液总量及支撑剂总量)表征页岩可压性指数的评价模型。

1 页岩脆性指数

李庆辉等人^[8]总结了国外计算脆性指数的 20 种方法^[9-14],这些方法分别从岩石的强度、硬度及应力应变特征等方面表征脆性指数,虽有一定的指导性,但局限性也非常明显,各方法仅从某个角度进行分析,在同样的地层条件下计算的结果也差别很大。以彭水地区为例,按现有方法计算的页岩脆性指数最小为 40.1%,最大为 87.7%,无论取哪个值都缺乏说服力。为了充分考虑各因素的综合影响,研究了利用压裂施工时的破裂压力资料来求取脆性指数的新方法。

压裂实践表明,页岩的破裂压力与页岩的脆性指数息息相关^[15-16]。页岩的脆性指数好,在升排量压裂过程中,即使很小的排量地层也会出现破裂,达到设计排量时还会出现多次破裂现象;反之,如果页岩的塑性特征强,达到设计排量时也难以出现明显的破裂特征。

可从能量的角度来表述页岩的脆性与塑性特征。强塑性页岩地层破裂后压力几乎不变,但变形一直持续存在,此时消耗的能量是最大的,消耗的能量可简化为变形长度与变形期间基本恒定压力的乘积,用水力压裂施工参数来表示,可等效为施工压力(井口压力必须转换为井底压力)、施工排量及施工时间的乘积。考虑到在此变形期间,压力、排量等可能一直是变化的,必须采用地层破裂期间内井底施工压力与排量的乘积,并对时间进行积分来求得。为简化起见,假设地层破裂变形期间的排量是恒定的。

同样,脆性强的页岩地层破裂后,压力快速下降。显然,此时消耗的能量就相对较小。

脆性地层与塑性地层消耗的能量不同。完全塑性页岩地层破裂后,压力一直处于峰值且恒定不变,形变匀速增加,此时消耗的能量最大,以此为基数,其脆性指数为 0;而完全脆性页岩地层破裂后,压力应呈直线式下降,即压力快速降至最低值,其脆性指数为 1.0。

完全塑性页岩及完全脆性页岩是 2 个临界极值点,大部分情况下的脆性指数介于两者之间,此时脆性指数的表达式为:

$$I_B = \frac{E_p - E_b}{E_p} \quad (1)$$

式中: I_B 为页岩的脆性指数; E_p 为完全塑性页岩破裂后消耗的能量, J ; E_b 为完全脆性页岩破裂后消耗的能量, J 。

水力压裂施工时,上述能量可转变为井底施工压力与排量的乘积,并对时间进行积分,则:

$$E = \int_{t_0}^{t_c} [p(t) + p_h - p_f] Q(t) dt \quad (2)$$

按上述假设,破裂变形期间的排量保持恒定,则式(2)中与排量有关的井筒摩阻 p_f 也是恒量,式(2)可转变为:

$$E = Q \int_{t_0}^{t_c} [p(t) + p_h - p_f] dt \quad (3)$$

式中: E 为压裂消耗的能量, J ; Q 为压裂施工排量, m^3/min ; $p(t)$ 为井口施工压力, MPa ; p_h 为静液柱压力, MPa ; p_f 为井筒摩阻压力, MPa ; t_c 为地层破裂变形后压力下降至最低值时的时间, min ; t_0 为地层变形后压力上升至最高值时的时间, min 。

将式(3)代入式(1),并考虑塑性与脆性的不同特性,得:

$$I_B = \frac{(t_c - t_0)(p_{max} + p_h - p_f) - \int_{t_0}^{t_c} [p(t) + p_h - p_f] dt}{(t_c - t_0)(p_{max} + p_h - p_f)} \quad (4)$$

式中, p_{max} 为页岩塑性形变过程中井口压力升至的最高值, MPa 。

为直观起见,可用图形表示脆性指数覆盖的能量区域面积(见图 1)。

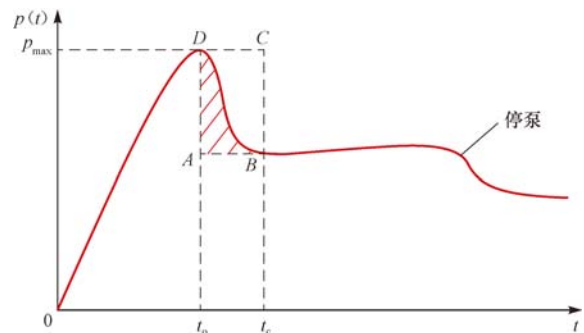


图 1 压裂施工曲线中塑性与脆性覆盖的能量区域示意
Fig. 1 Sketch map of energy zone controlled by plasticity and brittleness in fracturing operation

出现多次破裂的情况时,每次破裂情况都可按

上述方法进行处理,但因每次压裂施工排量不同,脆性覆盖的能量区域的比例也不同,不能将各次得出的脆性指数进行简单的算术平均,理想的处理方法是将各次的脆性覆盖的能量区域面积求和,再与塑性覆盖的能量区域面积之和相除,最终得出的脆性指数能够综合反映施工排量的权重因素。为直观起见,多次破裂的脆性指数求取方法如图 2 所示。

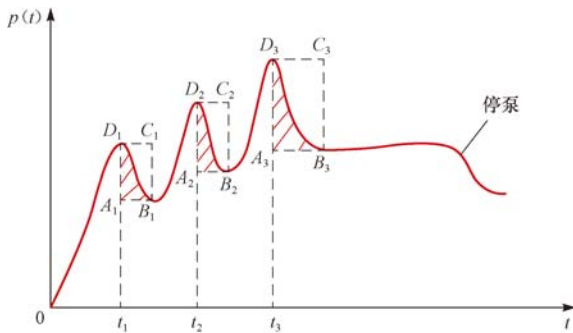


图 2 压裂施工曲线中多次破裂时塑性与脆性覆盖的能量区域示意

Fig. 2 Sketch map of energy zone controlled by plasticity and brittleness in multistage fracturing

按上述方法求取的页岩脆性指数涵盖了以往方法考虑的页岩硬度、强度及岩石力学特性等参数,在这些参数的综合作用下,在宏观上反映了压裂时的岩石变形及破裂特征。

彭水地区页岩按基于页岩破裂压力特征表征脆性指数方法计算的脆性指数为 54.8%,与现有方法计算的结果有所不同,但该结果考虑了各因素在力学宏观上的综合作用效果,更符合实际情况。

2 页岩可压性指数

2.1 基于脆性指数及地质甜点指标的页岩可压性指数评价方法

脆性指数只是可压性指数的一个方面,实际上,可压性指数还应考虑地质甜点的因素。也就是说,最终的可压性指数大小,不但要反映页岩本身的脆性(可压裂性),还要反映压裂后出气的潜力,这样的可压性指标才能作为段簇位置优选的依据,也更具有现实的指导作用。

考虑脆性指数及地质甜点指标的可压性指数模型为:

$$I_f = (S_1, S_2)(\omega_1, \omega_2)^T = \sum_{i=1}^2 S_i \omega_i \quad (5)$$

式中: I_f 为页岩可压性指数; S_1, S_2 分别为影响可压性指数的因素 1 及因素 2,此处指脆性指数及地质甜点指数; ω_1, ω_2 分别为 S_1, S_2 的权重因子。

权重因子的确定一般采用层次分析法,也可根据需要对专家评判确定,只要 2 个权重因子之和为 1.0 即可。

地质甜点是一个综合性的指标,包括热成熟度、含气丰度、吸附气饱和度或其他影响含气性的相关指标,只要满足相互独立性即可。地质甜点指数的求取方法与式(5)类似,在此不赘述。

2.2 基于压裂施工参数的页岩可压性指数评价方法

基于脆性指数及地质甜点指标的页岩可压性指数,虽然考虑的因素比较多,但仅考虑了近井筒的特性参数(包括前期的破裂压力特性,也属近井筒范畴;其他的地质甜点指标如测井和岩心分析的数据,同样是近井筒参数)。因此,该可压性指标不能反映远井的地层可压性情况。远井的地质甜点指标难以准确获取,但可以通过压裂施工参数将远井页岩本身的可压性特征反演出来。基于此,提出了利用压裂施工参数(如加砂量及压裂液量等参数)来表征远井地层可压性指数的新方法。

压裂施工中泵入地层的所有压裂液,不论是前置液、携砂液,还是段塞式加砂时的中顶液,目的都是造缝和防止砂堵,最终目的都是多加砂;同样地,压裂时泵入的所有支撑剂量反映了地层能否接纳的最大支撑剂量。该支撑剂量与泵入地层的所有压裂液量的比值大小,就反映了页岩地层压裂的难易程度。该比值越高,远井的地层可压性越好,反之越差。

由于进入地层的压裂液类型及黏度都不同,常用的有滑溜水、低黏胶液及中黏胶液,因此,将进入地层的压裂液总量采用等效的方法折算为滑溜水,此时的低黏胶液及中黏胶液的量就应当按砂液比的高低进行折算,如中黏胶液的砂液比是滑溜水的 2 倍,则其换算为滑溜水时也应将原中黏胶液体积乘以 2,其计算公式为:

$$V_f' = V_f \frac{R_l}{R_s} \quad (6)$$

式中: V_f' 为胶液折算体积, m^3 ; V_f 为胶液体积, m^3 ; R_l 为胶液砂液比; R_s 为滑溜水砂液比。

同样地,因为支撑剂的类型及粒径不同,为简便起见,仅考虑支撑剂的粒径不同,由于一般采用 40/70 目

支撑剂为主体支撑剂,为统一对比,需将 100 目的支撑剂和 30/50 目的支撑剂,折算为 40/70 目的支撑剂。折算方法是按平均粒径的比例进行计算,只是 100 目支撑剂折算后按对应比例缩小,而 30/50 目支撑剂折算后按对应的比例增大。其计算公式为:

$$V_s' = V_s \frac{\bar{\varphi}}{\varphi_{40/70}} \quad (7)$$

式中: V_s' 为折算加砂量, m^3 ; V_s 为实际加砂量, m^3 ; $\bar{\varphi}$ 为支撑剂平均粒径, mm ; $\varphi_{40/70}$ 为 40/70 目支撑剂的平均粒径, mm 。

需要指出的是,按上述方法算出来的数值可能太小,需进行归一化处理:

$$\bar{x} = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (8)$$

式中: \bar{x} 为压裂液量或支撑剂量的归一化值; x 为压裂液量或支撑剂量的原始值, m^3 ; x_{\min} , x_{\max} 分别为同一区域内压裂液量或支撑剂量的最大值和最小值, m^3 。

对压裂液量及支撑剂量都与区块的最大和最小用量为参照进行归一化处理,这样计算的可压性指数为 0~1。

3 现场应用及效果分析

涪陵焦石坝区块的主要目的层位是上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组下部页岩气层,埋深 2 330.00~2 415.00 m,为一套黑色粉砂质页岩及灰黑色碳质页岩。页岩基本参数总有机碳含量为 3.51%,镜质体反射率为 2.42,硅质含量为 30%~58%,黏土矿物含量为 15%~30%,孔隙度为 4.61%,渗透率为 0.032 3 mD,区块含气性为 4.63 m^3/t (其中吸附气占 54%),页岩弹性模量为 38.0 GPa,泊松比为 0.198。

涪陵焦石坝区块的 2 口水平井 A 井和 B 井皆位于焦石坝构造高部位,具有较好的可对比性。2 口井都进行了 15 段压裂施工,基本参数见表 1,典型施工曲线见图 3。

表 1 焦石坝区块 2 口页岩气井的施工参数

Table 1 Basic parameters of 2 shale gas wells in Jiaoshiba Block

井号	水平段长/ m	压裂段数/ 簇数	施工压力/ MPa	总液量/ m^3	总加砂量/ m^3
A	1 198.00	15/43	48~68	23 815.80	674.59
B	1 477.00	15/45	50~65	28 650.18	773.37

在此基础上,应用新方法计算了 2 口井的页岩脆性指数及综合可压性指数,结果见表 2。其中, I_{n1} 为考虑脆性指数及地质甜点指标的可压性指数

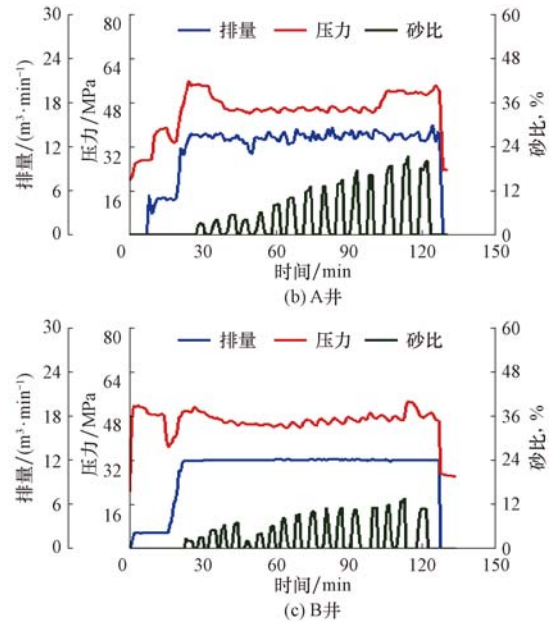


图 3 焦石坝区块 2 口页岩气井典型施工曲线

Fig. 3 Typical treatment curves of 2 shale gas wells in Jiaoshiba Block

计算结果, I_{n2} 为基于压裂施工参数的可压性指数计算结果。由表 2 可以看出,新方法计算的脆性指数和可压性指数越高,对应气井的无阻流量也越大,这表明新方法合理。以前常规方法仅考虑了近井筒参数,且不同方法的计算结果差异较大,与压后效果的关联度不高。

表 2 焦石坝区块 2 口页岩气井可压性指数及无阻流量对比
Table 2 Fracability index and open flow capacity of 2 shale gas wells in Jiaoshiba Block

井号	脆性指数	地质甜点 指数	I_{n1}	I_{n2}	无阻流量/ $(10^4 m^3 \cdot d^{-1})$
A	0.58	0.72	0.622	0.81	25.72
B	0.60	0.72	0.636	0.85	81.92

4 结论与建议

1) 在国外常规脆性指数评价方法的基础上,提出了利用压裂施工中的能量区域面积表征脆性指数的新方法。

2) 基于脆性指数新方法及地质甜点指数,同时考虑各参数的权重分配,提出了考虑页岩脆性及出气潜力的可压性指数新模型,其计算结果可作为页岩水平井分段压裂段簇位置选择的依据。

3) 基于压裂施工参数,提出了应用归一化等效支撑剂量与归一化等效压裂液量的比值大小表征可压性指数的新思路,用以表征页岩远井的可压性。

4) 现场几口井的计算结果表明, 压后产气效果与计算的脆性指数及可压性指数关联度较强, 而与以往方法的计算结果关联度不高, 表明新方法现场可操作性。

5) 建议在焦石坝等页岩气主要区块开展新方法的适应性评价和后续推广应用, 以达到页岩气开发降本增效的目的。

参 考 文 献

References

- [1] Evans R J, Klein J D, Walls J D, et al. Part Iii: the mechanics of electrical resistivity measurement on rock samples; SCA guidelines for sample preparation and porosity measurement of electrical resistivity samples[J]. The Log Analyst, 1990, 31(2): 64-67.
- [2] Ingram J D. Research in '90s[R]. SEG 1992-1396, 1992.
- [3] Jarvie D. Finding bypassed or overlooked pay zones using geochemistry techniques[R]. IPTC 12918, 2008.
- [4] Wang F P, Reed R M. Pore networks and fluid flow in gas shales[R]. SPE 124253, 2009.
- [5] 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[R]. SPE 115258, 2008.
- [6] 杨建, 付永强, 陈鸿飞, 等. 页岩储层的岩石力学特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(7): 12-14.
Yang Jian, Fu Yongqiang, Chen Hongfei, et al. Rock mechanical characteristics of shale reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(7): 12-14.
- [7] 张艺耀, 王世彬, 郭建春. 页岩地层压裂工艺新进展[J]. 断块油气田, 2013, 20(3): 278-281.
Zhang Yiyao, Wang Shibin, Guo Jianchun. New progress of hydraulic fracturing technology for shale formation[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(3): 278-281.
- [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] Hetenyi M. Handbook of experimental stress analysis[M]. New York: John Wiley, 1966: 23-25.
- [10] Lawn B R, Marshall D B. Hardness, toughness and brittleness: an indentation analysis[J]. Journal of American Ceramic Society, 1979, 62(7): 347-350.
- [11] Jesse V H. Glossary of geology and related sciences [M]. Washington: American Geological Institute, 1960: 99-102.
- [12] Quinn J B, Quinn G D. Indentation brittleness of ceramics: a fresh approach [J]. Journal of Materials Science, 1997, 32(16): 4331-4346.
- [13] Griggs David, Handin John. Rock deformation: a symposium [M]. New York: Waverly Press, 1960: 66-67.
- [14] Bishop A W. Progressive failure with special reference to the mechanism causing it [C] // Proceedings of the Geotechnical Conference, Oslo: [s. n.], 1967: 142-150.
- [15] 赵海峰, 陈勉, 金衍. 页岩气藏网状裂缝系统的演示断裂动力学[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 464-470.
Zhao Haifeng, Chen Mian, Jin Yan. Rock fracture kinetics of the fracture mesh system in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 464-470.
- [16] 尹虎, 王新海, 张芳, 等. 吸附气对气水两相流页岩气井井底压力的影响[J]. 断块油气田, 2013, 20(1): 74-76.
Yin Hu, Wang Xinhai, Zhang Fang, et al. Influence of adsorbed gas on bottomhole pressure of shale gas wells with gas-water two-phase flow[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(1): 74-76.

[编辑 滕春鸣]

吐哈油田利用新型多氢酸体系提高增注效果

为有效解决常规酸液的弊端和在注水过程中存在的储层伤害问题, 增强酸化效果, 吐哈油田自主开发了新型多氢酸体系, 形成了低排量缓速酸化工艺技术。

新型多氢酸为多级弱酸, 氢离子具有逐级缓慢释放的特点, 延缓了氢氟酸的生成速度, 从而可降低酸化反应速度, 延长酸化距离和受效时间。新型多氢酸体系具有大幅度降低酸岩反应速度、避免二次沉淀物污染等优点, 因而可有效解决常规酸液存在的一些弊端, 降低注水过程中对储层的伤害。形成的低排量缓速酸化技术, 需严格控制注酸排量及施工压力, 可提高施工成功率和增注效果; 同时, 该工艺可有效降低酸窜风险, 降低作业成本。

截至目前, 新型多氢酸体系已在吐哈油田现场应用 31 井次, 施工成功率 100%, 注水井平均单井增注 28 m³, 酸液成本降低 40%, 取得了很好的酸化和增注效果。低排量缓速酸化技术的成功应用, 为改造薄、差及敏感性区块的注水难题增添了技术手段。