doi: 10.11720/wtyht.2026.0018
丁娱娇, 沈金松, 刘树文, 等. 基于脆性、断裂韧性和抗压强度的可压裂性评价模型及应用[J]. 物探与化探, 2026, 50(3): 489-499. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.0018
Ding Y J, Shen J S, Liu S W, et al. A fractureability evaluation model based on brittleness, fracture toughness, and compressive strength and its application[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2026, 50(3): 489-499. https://doi.org/10.11720/wtyht.2026.0018

基于脆性、断裂韧性和抗压强度的可压裂性评价模型及应用

丁娱娇[1], 沈金松[2], 刘树文[2], 孙帅[2], 金凤鸣[3], 蒲秀刚[1]
(1. 中石油大港油田研究院, 天津 300280; 2. 中国石油大学(北京)地球物理学院, 北京 102249; 3. 中石油大港油田分公司, 天津 300280)

摘 要: 可压裂性是衡量非常规油气储层是否易于通过压裂实现增产的关键性能指标, 也是页岩油井评价的重要参数。目前可压裂性评价主要采用基于岩性或岩石弹性特性的脆性指数, 但由于岩性与孔隙组合的多样性, 相同岩性条件下储层的弹性和可压裂性可能存在显著差异。为了解决这一问题, 本研究针对渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油储层岩性复杂性和孔隙多样性的特点, 提出了一种综合弹性脆性指数、抗压强度和断裂韧性的储层可压裂性评价模型。首先,利用阵列声波测井资料, 用速度与密度计算弹性参数、泊松比、杨氏模量等弹性力学参数; 其次, 结合实验室测试结果, 构建静态与动态弹性模量的关系, 获得弹性参数、岩石力学参数和弹性脆性指数; 再次, 对于缺乏剪切波信息的常规测井资料的井区, 基于 Xu-White、孔隙度和页岩中不同矿物含量, 建立估算页岩与砂岩横波速度的方法, 实现储层工程甜点参数的计算; 最后, 选取研究区的典型井, 计算其可压裂性指数 *FI* 并进行分级评价。研究结果表明: 该区域 *FI*<0.45 为可压裂性差, 0.45≤*FI*<0.55 为可压裂性适中, *FI*≥0.55 为可压裂性好; 根据该标准划分的区域与实际水力压裂效果一致。研究结果为页岩油勘探的工程甜点评价提供了新思路和技术手段。

关键词: 工程甜点; 脆性指数; 弹性参数; 断裂韧性; 可压裂性指数
中图分类号: P631.4; P31 **文献标识码:** A **文章编号:** 1000-8918(2026)03-0489-11

0 引言

由于多级水力压裂、水平井钻井等增产技术的快速发展, 非常规油气资源的开采取得了重大突破, 页岩油已成为非常规油气藏开发的新亮点[1-4]。与传统储层相比,页岩油储层的孔隙度和渗透率较低, 通常需要通过水力压裂技术来建立裂缝网络, 以提升储层渗透能力和单井产能。而压裂缝网的有效建立与储层的可压裂性密切相关。因此, 可压裂性评价与优选压裂层段成为压裂成功的关键环节[5]。

Jin 等[6] 和 Yuan 等[7] 从脆性矿物指数、弹性脆性指数等方面进行可压性评价, 并利用可压裂性指数*FI*的大小优选压裂层段。然而, 由于岩性和孔隙结构的多样性, 以及同一岩性层中弹性力学特性和可压裂性具有差异较大的现象, 仅以单一脆性指标(如矿物脆性指数或弹性脆性指数)评价储层的可压裂性存在明显不足。例如, 在致密页岩中, 尽管白云质页岩的脆性指数较高, 但其断裂韧性可能大于灰质页岩, 导致其可压裂性反而较低。其次, 在页岩油储层的水平井开发中, 由于缺乏完整的测井数据, 有时难以同时获取脆性矿物指数、弹性脆性指数和断裂韧性指数这 3 类参数, 通常仅能获得其中一类或两类参数[8-9]。针对上述问题, 研究者们提出了多种改进的可压裂性评价方法。例如, 刘坤[10] 提出了一种综合评估模型, 将弹性脆性指数*BI*、I 型和 II 型断

收稿日期: 2026-01-19; **修回日期:** 2026-04-17
基金项目: 国家自然科学基金面上项目“非常规储层水力压裂电磁监测方法与导电支撑剂反演成像研究”(42074127); 大港油田页岩油科技项目“陆相页岩油规模增储上产与勘探开发关键技术研究”(2023ZZ15YJ02)
第一作者: 丁娱娇(1974-), 女, 高级工程师, 硕士, 从事测井资料处理解释与地层评价工作。Email: 414733250@qq.com
通讯作者: 沈金松(1964-), 男, 教授, 博导, 长期从事地球物理测井的教学与研究工作。Email: shenjinsong@cup.edu.cn

裂韧性（K_{IC}和K_{IIC}）以及单轴抗压强度（USC）结合，计算FI值，并将$FI>0.55$的页岩层段定义为最佳可压裂性层段；Sui 等[11] 提出了几种综合脆性、现场应力和岩石力学参数的可压裂性评估模型；Jin 等[6] 用脆性、断裂韧性和力学性能评估了页岩的可压裂性，将FI值低于截止值的层段当成裂缝屏障，而将FI较高的层段定义为优质压裂性层段；Wu 等[12] 根据具体研究的页岩对象，将FI截止值定义为 0.598。在实际应用中，FI的截止值通常是通过统计实测层段FI计算值的分布来确定，通过FI计算结果与截止值的对比，可优选出易于压裂的储层层段[13-14]。然而，这些方法多侧重于个别参数的影响，尚缺乏综合考虑弹性参数、断裂韧性和岩石抗压强度等多因素的评价模型，尤其是在实际测井数据不完整的情况下，可压裂性参数计算的适用性和推广性亟需进一步优化。

本文基于阵列声波测井和实验数据，建立了一套适用于渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油储层的综合弹性脆性指数、断裂韧性及岩石抗压强度的三参数可压裂性定量评价模型。该模型不仅综合考虑弹性脆性指数、断裂韧性及岩石抗压强度的影响因素，而且适用于缺乏横波信息的井区。

1 基于脆性指数定义的可压裂性指数及评价方法

1.1 经典可压裂性定义

Chong 等[15] 首次定义了可压裂性为储层有效压裂的能力。在断裂力学研究中，Griffith[16] 提出了基于经典力学和能量理论的断裂扩展准则。Irwin[17] 添加了表面能和释放的机械能之间的平衡关系，扩展了 Griffith 的能量平衡理论，并提出了关于理想脆性断裂扩展的热力学准则。基于 Griffith 准则，Palaniswamy 等[18] 提出了裂缝倾向于沿最大能量释放率方向扩展的认识，即当能量释放率达到临界值时，断裂开始扩展，且定义应变能量释放率为新裂缝形成过程中单位表面积的能量耗散，在水力压裂中裂缝表面积远大于横截面积，大部分能量被消耗在新的断裂面产生的区域。在一定的能量下，临界应变能释放的速率越低，产生的裂缝表面积就越大。根据文献 [6]，临界应变能释放速率为：

$$G_C=\left(1-\nu^2\right)(0.313\pm0.021\times E)^2/E\times10^3, \quad (1)$$

式中：G_C为临界应变能释放速率；ν 为泊松比；E 为杨氏模量，GPa。

富含有机质的致密页岩储层，具有孔隙度和渗透率都比较低的特点，需要借助水力压裂建立和连接复杂的裂缝网络，实现有效生产，因此可压裂性评价是致密页岩油气储层有利层段评价的关键因素。通常认为理想的水力压裂优选区具有相对较高的脆性和较低的临界应变能释放率，因此，导出经典的可压裂性 FI 评价模型：

$$FI_1=w\times BI_n+(1-w)\times G_{C_n}, \quad (2)$$

$$BI_n=(BI-BI_{min})(BI_{max}-BI_{min}), \quad (3)$$

$$G_{C_n}=(G_{C_max}-G_C)/(G_{C_max}-G_{C_min})。 \quad (4)$$

式中：FI_1为可压裂性指数；BI 为脆性指数；G_C 为临界应变能释放率；角标 n 表示归一化数据；角标 max、min 分别表示最大值和最小值；w 取 0.5。

1.2 脆性矿物比例定义的脆性指数

岩石脆性是描述岩石抵御外力作用而不至于破裂的临界强度，它与材料的类型及强度密切相关。与韧性材料相比，脆性材料在荷载作用下的塑性变形区间相对较短[17-18]，页岩的脆性越强，水力压裂后更容易扩展成复杂的连通裂缝网络，表现出良好的可压裂性。目前，常用的脆性评价方法有矿物组分法和弹性参数法。最初，矿物脆性指数仅用石英的重量百分比定义，Jarvie 等[19] 使用石英与岩石样品中石英、黏土和方解石体积之和计算脆性指数：

$$BI_{Jarvie}=W_Q/W_{Tot}。 \quad (5)$$

之后，Wang 等[20] 认识到白云石的存在会增加页岩层的脆性，将矿物脆性指数公式改写为：

$$BI_{wang}=(W_Q+W_D)/(W_{Tot}), \quad (6)$$

式中：W_Q、W_D分别为石英和白云石的百分含量；W_{Tot}为矿物的总含量。

随着生产时间经验的积累，人们认识到除了白云石外，其他碳酸盐矿物（如方解石）也比黏土更脆。因此，Jin 等[6] 根据岩石矿物组成定义了新的脆性指数，将页岩中最脆的矿物（如石英、长石和白云石等）百分比之和除以岩石样品中矿物含量的总和：

$$BI_{Jin}=(W_Q+W_F+W_M+W_D+W_C)/(W_{Tot}), \quad (7)$$

式中：W_F、W_M、W_C分别为长石、云母和方解石的百分含量。

1.3 弹性参数定义的脆性指数

前人研究表明，页岩储层矿物组分十分复杂[20]，要获取页岩储层的所有矿物成分仍存在较大难度。除了矿物组分测井，还需依赖昂贵的岩心扫描技术[20-21]。为了节约成本，油气业界通过研究岩性的脆性与弹性参数之间的关系，用弹性参数定义了弹性脆性指数。弹性脆性指数不仅能反映矿物成分、成

藏条件及孔缝结构等因素的综合影响, 还可以通过声波测井数据推算得到[21-22]。弹性脆性指数定义中常用泊松比和杨氏模量作为关键指标, 而且, 常有高杨氏模量和低泊松比表征好的脆性, 本研究用 Rickman 的弹性脆性指数 (BI) 定义[23]:

$$\begin{cases} BI = (\nu_{\mathrm{n}} + E_{\mathrm{n}})/2, \\ \nu_{\mathrm{n}} = (\nu_{\max} - \nu)/(\nu_{\max} - \nu_{\min}), \\ E_{\mathrm{n}} = (E - E_{\min})/(E_{\max} - E_{\min})。 \end{cases} \tag{8}$$

尽管已有多种岩石脆性指数计算方法在生产实践中有效指导了水力压裂工程并取得一定成效, 但单一脆性指数的定义有时无法准确反映实际储层的水力压裂特性[18-20]。例如, 杨氏模量过高则岩石比较硬, 难以被压开, 而杨氏模量较低的层段裂缝虽容易形成, 但难以保持张开状态; 这两类层段均不能成为最优压裂层段。事实上, 可压裂性良好的储层不仅需要能够形成复杂的裂缝网络, 还需保证裂缝具有较强的向前穿透能力、保持张开状态和足够的张开范围, 这是压裂效果评价的关键指标。裂缝的穿透能力则取决于岩石抵抗裂缝扩展的能力, 即断裂韧性。断裂韧性值越小, 裂缝越容易穿透更远, 并与天然裂缝连通, 从而形成复杂的裂缝网络。因此, 在优选可压裂性良好的层段时, 需要综合考虑岩石的脆性、裂缝扩展能力和裂缝维持张开的能力, 才能更科学地评价储层的压裂潜力。

2　综合弹性脆性指数与断裂韧性的可压裂性评价方法

经典的压裂评价方法基于“地层越脆, 就越容易断裂且形成复杂的断裂网络”的认识, 许多学者也试图通过脆性指数来评估地层破裂的能力。然而, 实践证明部分地层具有高脆性, 但难以进行水力压裂, 因为岩石脆性不是岩石强度的指示, 脆性岩石具有较短的塑性变形区间, 并且不一定比韧性岩石更容易断裂, 它可能比韧性地层具有更大的强度[22]。因此, 需要综合考虑岩石的脆性与断裂韧性, 用于更完善地评价页岩储层的可压裂性。

2.1　基于声波测井响应的岩石弹性力学参数计算

根据前文的岩石弹性脆性指数定义, 计算页岩储层的弹性脆性指数需要杨氏模量与泊松比两类参数。由于实际生产中, 多数页岩油气井缺乏横波测井资料, 因此, 对于没有横波资料的常规测井序列, 本文采用 Xu-White 模型[24] 及其改进公式, 应用于研究区的纵横波速度重构, 进而计算页岩地层的杨氏模量和泊松比。根据 Keys 等[25] 对 Xu-White 模型的改进版本, 可以得到如下计算纵横波速度即杨氏模量与泊松比的关系。

1)对于干岩石, 用 K-T 模型计算干岩石的体积模量和剪切模量[26]:

$$\begin{cases} K_{\mathrm{d}}(\varphi) = K_0(1-\varphi)^p, \\ \mu_{\mathrm{d}}(\varphi) = \mu_0(1-\varphi)^q, \end{cases} \tag{9}$$

式中: $K_{\mathrm{d}}(\varphi)$、$\mu_{\mathrm{d}}(\varphi)$分别为干岩石在孔隙度$\varphi$时的体积模量和剪切模量; K_0、μ_0分别为骨架岩石的体积模量和剪切模量; p、q 分别为干岩石孔隙对体积模量和剪切模量的影响因子, 且 $p = 1/3\sum_{l=S,C}\nu_l T_{iijj}(\alpha_l)$, $q = 1/5\sum_{l=S,C}\nu_l F(\alpha_l)$; 此外, α_S 和 α_C 是坚硬和柔韧孔隙的尺寸比; $T_{iijj}(\alpha_l)$和 $F(\alpha_l)$是由张量 T_{ijkl} 推导出的孔隙比函数, 该张量将无限远处的均匀应变场与弹性椭球形夹层内的应变场联系起来。

2)对于饱和流体岩石, 其弹性模量是岩石骨架、岩石基质以及孔隙流体体积模量的函数, 采用 Gassman 方程[27] 得到饱和孔隙流体岩石的体积模量和剪切模量:

$$\begin{cases} K_{\mathrm{s}} = \dfrac{K_{\mathrm{d}} + (1 - K_{\mathrm{d}}/K_0)^2}{\varphi/K_{\mathrm{f}} + (1-\varphi)/K_0 - K_{\mathrm{d}}/K_0^2}, \\ \mu_{\mathrm{s}} = \mu_{\mathrm{d}}。 \end{cases} \tag{10}$$

根据弹性模量和密度可以计算得到波速:

$$\begin{cases} v_{\mathrm{P}} = \sqrt{(K_{\mathrm{s}} + 4\mu_{\mathrm{s}}/3)/\rho}, \\ v_{\mathrm{S}} = \sqrt{\mu_{\mathrm{s}}/\rho}, \end{cases} \tag{11}$$

式中: v_{P}、v_{S}分别为纵波速度和横波速度, m/s; K_{s}、K_{f}、K_{d}分别为孔隙饱含流体的体积模量、流体体积模量以及排水体积模量, GPa; μ_{s}、μ_{d}分别为对应的剪切模量。相应地, 由声波纵、横波速度计算的动态杨氏模量和泊松比为

$$\begin{cases} E_{\mathrm{d}} = \rho v_{\mathrm{S}}^2(3v_{\mathrm{P}}^2 - 4v_{\mathrm{S}}^2)/(v_{\mathrm{P}}^2 - v_{\mathrm{S}}^2), \\ \nu_{\mathrm{d}} = \left[2 - (v_{\mathrm{P}}/v_{\mathrm{S}})^2\right]/2\left[1 - (v_{\mathrm{P}}/v_{\mathrm{S}})^2\right], \end{cases} \tag{12}$$

式中: E_{d}为动态杨氏模量, GPa; ν_{d}为动态泊松比。

图 1 是中国东部 DG 油田 A 地区 GD17X1 井和 GD24 井某段计算的纵、横波速度与阵列声波实测的纵、横波速度的部分对比结果。GD17X1 井v_{P} 的决定系数$R^2 = 0.984\,6$(计算值平方和和测量值平方和的比值), v_{S}的$R^2 = 0.813\,0$; GD24 井v_{P}的$R^2 = 0.949\,0$, v_{S}的$R^2 = 0.850\,5$。对比结果表明, 文中重构模型计算的纵横波速度与实测结果吻合较好, 初步验证了所建立的岩石物理弹性参数预测模型的有效性与适应性。

鉴于在应力计算中, 需要用岩石力学实验数据进行标定, 将测井计算的动态岩石力学参数换算为静态的岩石力学参数。因此, 本研究采用唐颖等[28]

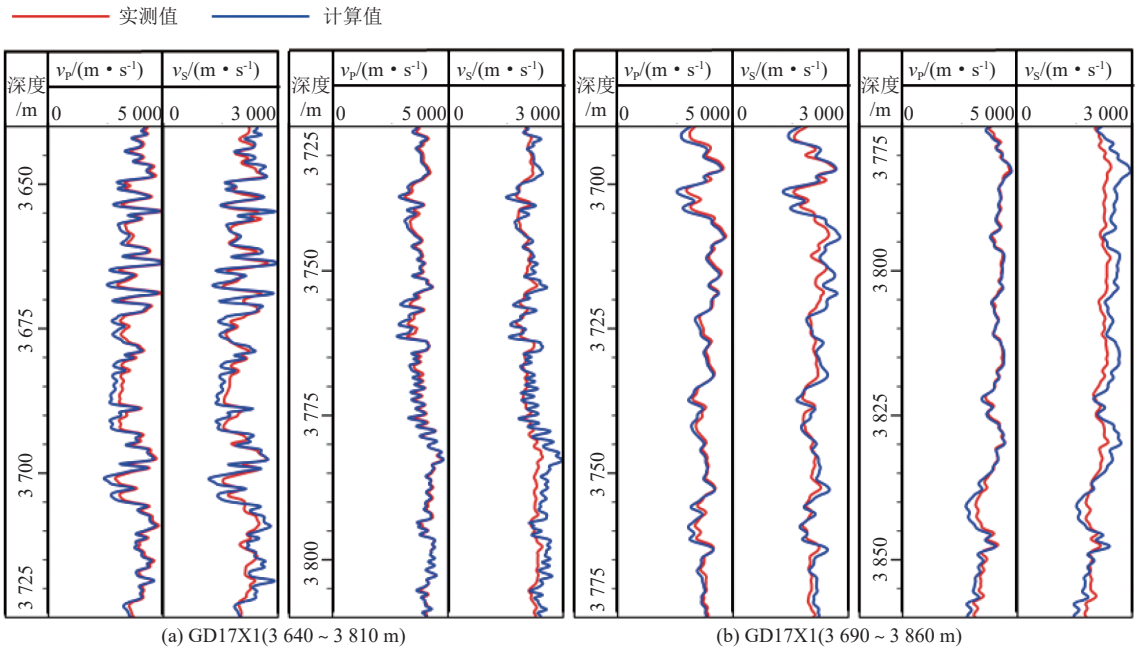


图 1　部分井段纵、横波速度预测结果与实测结果对比

Fig. 1　Comparisons of v_P and v_S derived from field measurement and that of the estimated from Xu-White mode

的方法，计算了 GD17X1 井和 GD24 井某井段的动态岩石力学参数，同时与力学实验静态测量数据进行交汇，得到图 2 所示的动态参数到静态参数的转换关系：

$$\begin{cases} E_{sta} = 1.121\,03E_d - 2.748\,87, (R^2 = 0.941\,93); \\ \nu_{sta} = 0.201\,6\ln(\nu_d) + 0.544\,5, (R^2 = 0.808\,1)。 \end{cases} \quad (13)$$

式中：E_{sta}表示静态杨氏模量，GPa；ν_{sta}为静态泊松比。

2.2　断裂韧性指数的计算方法

储层岩石的断裂韧性是地层抵抗压裂裂缝扩展的能力，用于表征储层改造时的困难程度[29]。实验证明，断裂韧性越大，水力压裂时所需要的击穿压力越高。断裂韧性与储层岩石的岩性、孔隙结构等多个因素相关，是一个多因素影响的综合指标，综合反映了裂缝在压裂过程中保持向前延伸的能力。在非常规油气储层开发中，将需要消耗更多水力压裂总能量的层段定义为裂缝屏障，在优选压裂层段时应尽力避开该层段。

2.2.1　地层压力与水平应力的计算

在页岩储层水力压裂过程中，诱发裂缝主要为Ⅰ型和Ⅱ型裂缝。断裂韧性的大小反映了裂纹扩展的难度，断裂韧性值越大，裂纹扩展就越困难。为了获得更大的储层压裂体积，当致密砂岩水力压裂操作保持不变时，必须考虑其他影响因素，如裂缝扩展的临界应变能释放率和最小水平主应力的影响。

若地层最小水平主应力处于较低值时，裂缝很容易扩展，从而通过水力压裂产生较大的储层压裂

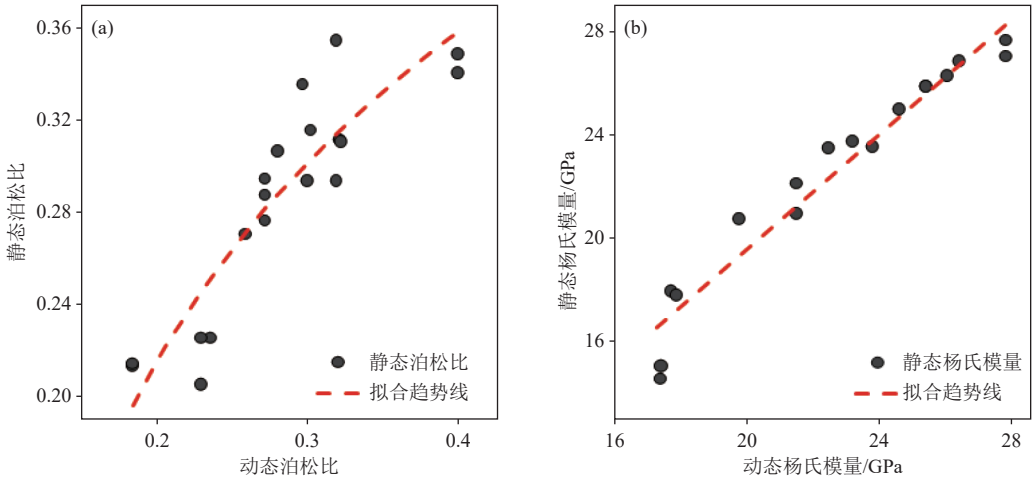


图 2　泊松比(a)和杨氏模量(b)的动态、静态参数转换关系

Fig. 2　The transformation relationship between dynamic and static Poison's ratio(a) and Young's module(b)

缝体积。这将导致围压和裂缝闭合压力水平较低, 裂缝相对较宽, 导致岩层的电导率相对较高。最小水平主应力值越小, 储层围压越小, 岩石脆性越大。对于低抗压强度的致密油藏, 这种影响显然很大[30-31]。此外, 较小的最小水平主应力导致断裂韧性和临界应变能释放率较小, 这有利于裂缝的扩展。本文关于地应力的计算选用了组合弹簧模型[32]:

$$\sigma_{\mathrm{h}}=\nu_{\mathrm{sta}}(\sigma_v-\alpha P_{\mathrm{P}})/(1-\nu_{\mathrm{sta}})+\beta_{\mathrm{H}}E_{\mathrm{sta}}/\left(1-\nu_{\mathrm{sta}}^2\right)+\beta_{\mathrm{h}}E_{\mathrm{sta}}\nu_{\mathrm{sta}}/\left(1-\nu_{\mathrm{sta}}^2\right)+\alpha P_{\mathrm{P}},\tag{14}$$

$$\sigma_{\mathrm{H}}=\nu_{\mathrm{sta}}(\sigma_v-\alpha P_{\mathrm{P}})/(1-\nu_{\mathrm{sta}})+\beta_{\mathrm{h}}E_{\mathrm{sta}}/\left(1-\nu_{\mathrm{sta}}^2\right)+\beta_{\mathrm{H}}E_{\mathrm{sta}}\nu_{\mathrm{sta}}/\left(1-\nu_{\mathrm{sta}}^2\right)+\alpha P_{\mathrm{P}},\tag{15}$$

$$I_{\mathrm{GR}}=(GR-GR_{\min})/(GR_{\max}-GR_{\min}),\tag{16}$$

$$V_{\mathrm{sh}}=\left(2^{\mathrm{GCUR}\cdot I_{\mathrm{GR}}}-1\right)/\left(2^{\mathrm{GCUR}}-1\right),\tag{17}$$

$$P_{\mathrm{C}}=\sigma_{\mathrm{h}}-\alpha P_{\mathrm{P}},\tag{18}$$

$$UCS=[0.004\,5E_{\mathrm{d}}(1-V_{\mathrm{sh}})+0.008\cdot E_{\mathrm{d}}\cdot V_{\mathrm{sh}}]。\tag{19}$$

式中: σ_{h}、σ_{H}分别为最小水平应力和最大水平应力, MPa; σ_v为上覆地层压力, MPa; P_{P}为孔隙压力, MPa; P_{C}为围岩压力, MPa; α为 Biot 系数; UCS 为单轴抗压强度, MPa; β_{H}、β_{h}分别为最大、最小构造应力系数, 其在不同地区是有区别的, 对于本研究区, $\beta_{\mathrm{H}}=0.001\,374$, $\beta_{\mathrm{h}}=0.001\,239$; I_{GR}为泥质指数; GR 为自然伽马值, API; $GR_{\min}$为纯泥岩层自然伽马值; $GR_{\max}$为纯砂岩层自然伽马值; V_{sh}为泥质体积含量; GCUR 为希尔奇指数, 与地质年龄有关, 可以根据岩心分析数据和自然伽马测井统计值来确定, 对于古近系以后地层, 其 GCUR 值为 3.7, 对于较老的地层, GCUR 值为 2。

由于静态 Biot 系数求取方法需要借助于核磁测井, 当核磁测井资料缺乏时, 利用干岩石的体积模量和剪切模量可以将 Biot 系数表示为[33]:

$$\alpha=1-K_{\mathrm{d}}/K_0。\tag{20}$$

由文献 [32], 孔隙压力与上覆地层压力存在关系:

$$\begin{cases}P_{\mathrm{P}}=P_{\mathrm{v}}-(P_{\mathrm{v}}-P_{\mathrm{n}})(\Delta t_{\mathrm{n}}/\Delta t)^3,\\ P_{\mathrm{v}}=\overline{\rho}h_0g+\int_{h_0}^{h}\rho g\mathrm{d}h,\\ P_{\mathrm{n}}=\int_0^{h}\rho_{\mathrm{w}}g\mathrm{d}h,\end{cases}\tag{21}$$

式中: P_{P}为孔隙压力, MPa; P_{v}为上覆地层压力, MPa; P_{n}为静水柱压力, MPa; ρ_{w}为静水密度, 取1.03 g/cm^3; Δt和Δt_{n}分别为测井所得声波时差以及正常压实情况下的声波时差, μs/m。

2.2.2　Ⅰ型和Ⅱ型裂缝的断裂韧性指数计算

得到地层围岩压力等参数后, 就可以利用金衍等[33] 建立的不同类型裂缝断裂韧性指数的计算方法计算不同类型裂缝的断裂韧性指数。定义 I 型为张开或拉伸型裂缝, 其位移垂直于裂缝表面; II 型为滑移或剪切型裂缝, 其位移平行于裂缝面并垂直于裂缝扩展前缘[8,34]。那么, 断裂韧性指数可以表示为地层围岩压力、单轴抗压或抗强度 UCS 的函数, Ⅰ型和Ⅱ型断裂韧性指数计算关系为:

$$\begin{cases}K_{\mathrm{IC}}=0.217\,6\times P_{\mathrm{c}}+0.005\,9\times TSTR^3+\\ \quad 0.092\,3\times TSTR^2+0.517\times TSTR-0.332\,2,\\ K_{\mathrm{IIC}}=0.095\,6\times P_{\mathrm{c}}+0.138\,3\times TSTR-0.082,\\ TSTR=UCS/K。\end{cases}\tag{22}$$

式中: K_{IC}、K_{IIC}为 I、II 型断裂韧性, MPa·$\sqrt{\mathrm{m}}$; P_{c}为围岩压力, MPa; $TSTR$ 为抗拉强度, MPa; K为抗压—抗拉强度比, 通过岩心测量数据拟合, 该研究区 K=12。

3　弹性脆性指数与断裂韧性指数可压裂性综合评价模型

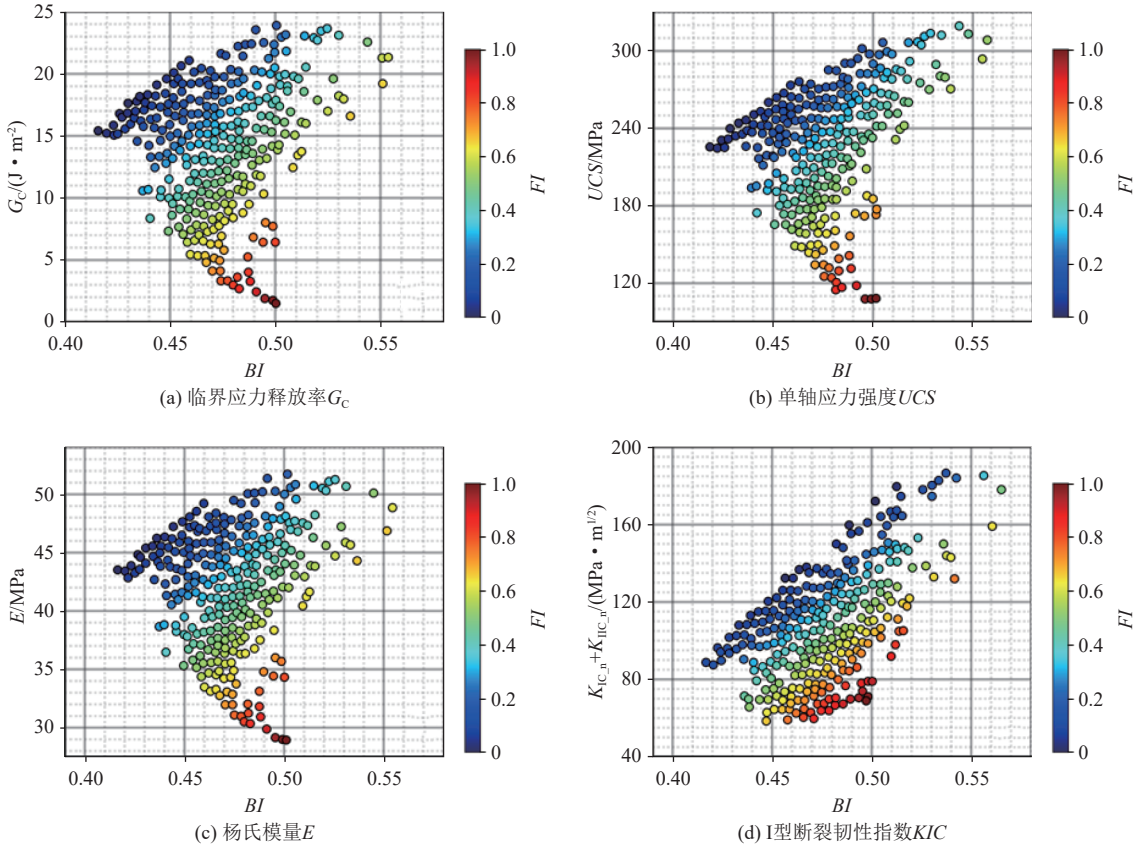
页岩储层改造的效果取决于裂缝网络的复杂性和裂缝在储层中发育的规模, 且裂缝网络的复杂性与地层中岩石的脆性和岩石结构特征密切相关。当岩石中的薄弱结构面已经发育时, 岩石的脆性将更高, 且在岩层中形成的裂缝网络将更复杂, 岩层的断裂韧性也是储层压裂改造体积大小的关键因素之一。通常, 断裂韧性越小, 岩石在水力压裂过程中的扩缝能力就越强, 获得储层改造的体积更大。

图 3 为脆性指数与临界应力释放率、杨氏模量、单轴抗压强度和断裂韧性的交汇图。可以看出: 一方面, 各单一影响因素的变化趋势与前文讨论一致, 杨氏模量、断裂韧性、临界应力释放率以及单轴抗压强度越小, 可压裂性指数越大; 另一方面, 脆性指数越大时, 杨氏模量、断裂韧性、临界应力释放率和单轴抗压强度的值也随之增大。此外, 图 3a 和图 3c 高度一致, 说明在计算可压裂性指数 FI 时, 可以用杨氏模量E_{n}代替临界应变能释放率。综合岩石脆性指数与归一化杨氏模量, 得到脆性指数计算关系:

$$FI_1=w\cdot BI_{\mathrm{n}}+(1-w)\cdot E_{\mathrm{n}},\tag{23}$$

$$E_{\mathrm{n}}=(E_{\max}-E)/(E_{\max}-E_{\min})。\tag{24}$$

前文曾指出, 临界应变能释放率G_{C}随断裂韧性的增加而增加, 并且根据图 3d 也可以看出断裂韧性越小地层可压裂性指数越大, 因为较高的断裂韧性对应较高的破裂压力。原因在于较低的断裂韧性对应较低的破裂压力, 更容易实现裂缝的形成和扩展。同时, 断裂韧性越小, 创建新的破裂面所需的应变释放能也越低。因此, 采用断裂韧性指数来定义



(a) 临界应力释放率G_c　(b) 单轴应力强度*UCS*

(c) 杨氏模量*E*　(d) I型断裂韧性指数*KIC*

图 3　脆性指数 *BI* 与 4 个可压性相关参数的交会

Fig. 3　The cross-plots of brittleness and four parameters related to fracturing ability

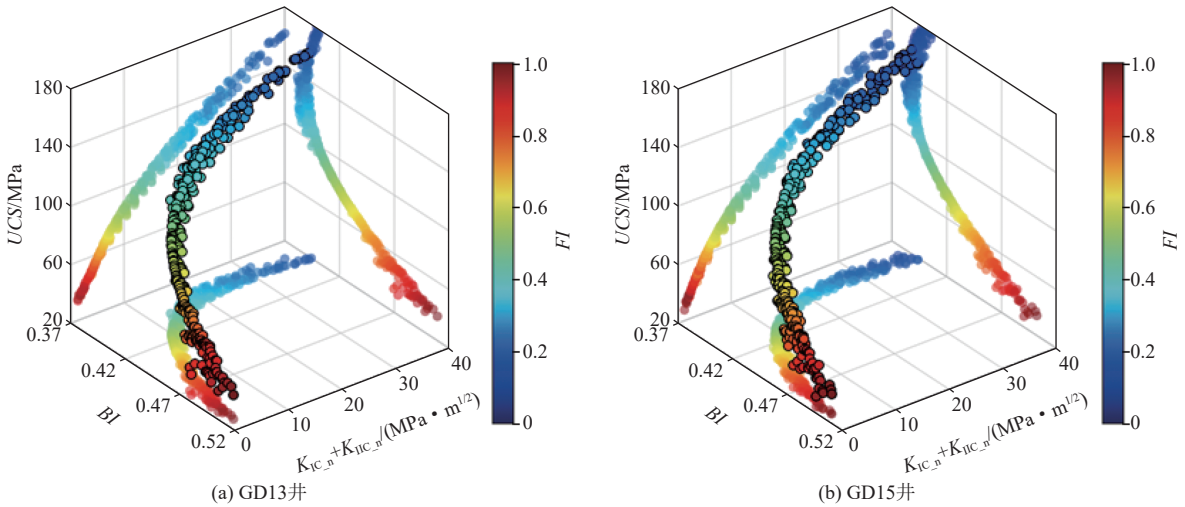
可压裂性指数 *FI* 是合理且有效的。对于Ⅰ型和Ⅱ型裂缝分别进行归一化处理，可以得到如下可压裂性评价模型：

$$\begin{cases} K_{IC_n}=(K_{IC_max}-K_{IC})/(K_{IC_max}-K_{IC_min}), \\ FI_2=w\cdot BI_n+(1-w)\cdot K_{IC_n}, \end{cases} \tag{25}$$

$$\begin{cases} K_{IIC_n}=(K_{IIC_max}-K_{IIC})/(K_{IIC_max}-K_{IIC_min}), \\ FI_3=w\cdot BI_n+(1-w)\cdot K_{IIC_n}。 \end{cases} \tag{26}$$

式中：FI_2、FI_3 分别为综合脆性与Ⅰ型、Ⅱ型断裂韧性的可压裂性指数；K_{IC_max}、K_{IC_min} 分别表示Ⅰ型最大、最小断裂韧性；K_{IIC_max}、K_{IIC_min} 分别表示Ⅱ型最大、最小断裂韧性；w=0.5。

图 4 给出了脆性、断裂韧性、单轴抗压强度与可压裂性关系，其中脆性指数高、抗压强度低、断裂韧性低的地层是可压裂性优选区。根据摩尔—库伦准则，岩石单轴抗压强度小，则岩石形成裂缝所需的



(a) GD13井　(b) GD15井

图 4　脆性、断裂韧性、单轴抗压强度与可压裂性关系

Fig. 4　The distribution graphs of brittleness, fracture toughness, strength of pressure resistance and fractability in wells

应力越小, 最后得到综合考虑脆性、断裂韧性和单轴抗压强三参数的可压裂性评价模型:

$$UCS_{\mathrm{n}} = (UCS_{\max} - UCS)/(UCS_{\max} - UCS_{\min}), \tag{27}$$

$$FI_4 = \frac{BI_{\mathrm{n}}}{3} + \frac{K_{\mathrm{IC_n}} + K_{\mathrm{IIC_n}}}{3} + \frac{UCS_{\mathrm{n}}}{3}。 \tag{28}$$

式中: UCS 为抗压强度; FI_4 为综合考虑脆性、断裂韧性和单轴抗压强三参数的可压裂性指数。

图 5 为 GD1608 井可压性指数计算方法对比结果, 地层 C2 为长英质含量较高的泥质砂岩。采用 FI_1、FI_2 和 FI_3 计算模型进行评价时, 由于泥质含量较高, 计算得到的可压性指标在黄色虚框区域内明显偏高。此外, 长英质组分通常对应较高的杨氏模量, 使得 FI_2 和 FI_3 计算结果在粉色虚框区域内偏低。上述现象表明, 在岩性较为复杂的地层中, 综合多参数构建的可压性评价模型具有更强的适用性。与常规单参数或双参数评价模型相比, 该综合模型在非甜点区储层中给出的可压性指数 FI 整体偏低, 而在甜点区储层中则表现出更高的 FI 值, 从而能更有效地区分储层压裂潜力的差异。

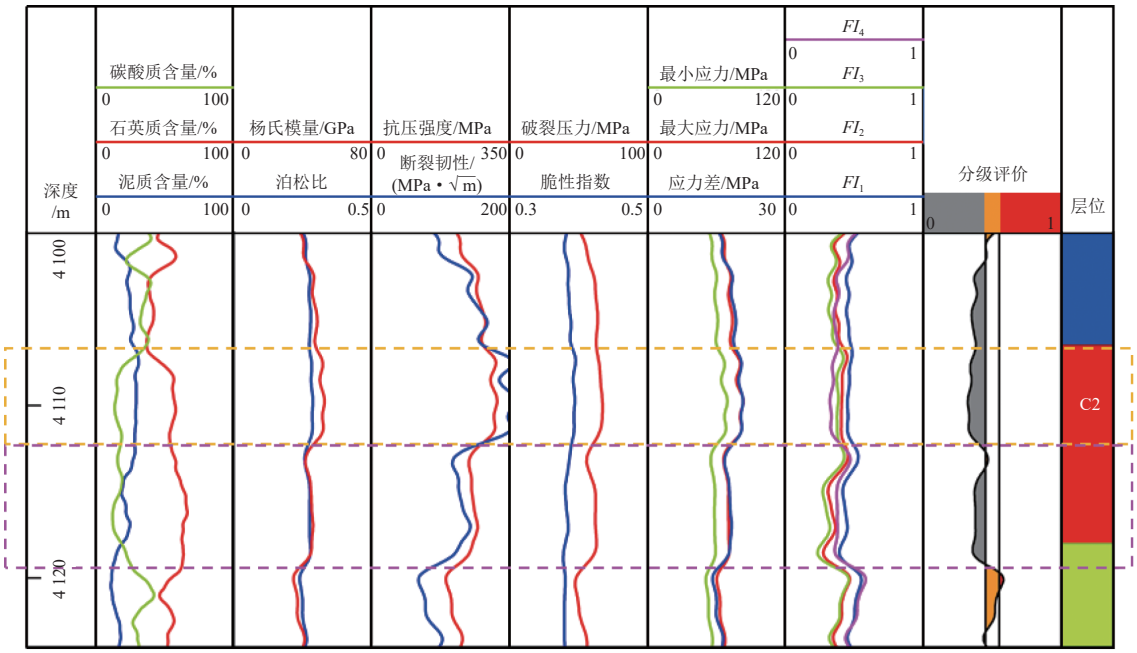


图 5　GD1608 井可压性指数计算方法对比

Fig. 5　Comparison of calculation methods for compressibility index of well GD16084

4　应用结果分析

水力压裂设计的目标是通过筛选具有最高可压裂性的优选区来最大限度地提高储层油气的采收率。将前文建立的三参数可压裂性评价模型应用于 DG 油田沧东凹陷部分井, 并将评价结果与压裂产能结果对比, 以检验三参数评价模型有效性和适应性。对生产区和非生产区分别用黄色和灰色表示, 黄色双箭头表示压裂性较好, 灰色箭头表示断裂屏障; 定义 FI<0.45 为可压裂性差, 0.45≤FI<0.55 为可压裂性适中, FI≥0.55 为可压裂性好。

图 6 为 GD13 井可压裂性评价结果, 其中第一道为深度; 第二道给出自然伽马与岩性密度的电子截面指数 PE; 第三道为有效孔隙度 POR-e 与总孔隙度 POR-t; 第四道为 M4R9 为阵列感应电阻率测井的原始输出曲线, 其中 M 表示阵列通道级别, R 表示电阻率曲线编号, M4R9 对应低分辨率、深探测深度的感应电阻率曲线, 用来表示真实地层电阻率; 第五道为声波、中子和密度响应; 第六道为纵波与横波速度; 第七道为杨氏模量 E 与泊松比 ν; 第八道为单轴应力强度与 I 型断裂韧性指数; 第九道为岩性与弹性计算的脆性指数; 第十道为可压裂性指数 FI 与区域统计确定的压裂阈值曲线。由图 5 的 GD13 井可压裂性评价结果看到, 在 4 005~4 095 m 深度范围内综合可压裂性指数较大的有利层段为黄色蒙板所示的 F1 和 F2 两个段, 其中 F2 厚度达 40 m, 标注 Bar1、Bar2 和 Bar3 的层段为渗流屏障。实际施工时对该段进行水力压裂, 获日产油 10.5 t。

图 7 给出 GD14 井 4 050~4 150 m 的可压裂性评价结果, 图中看到黄色蒙板所示的 F1、F2 两段压裂有利区, 标注 Bar1、Bar2 和 Bar3 的层段为渗流屏

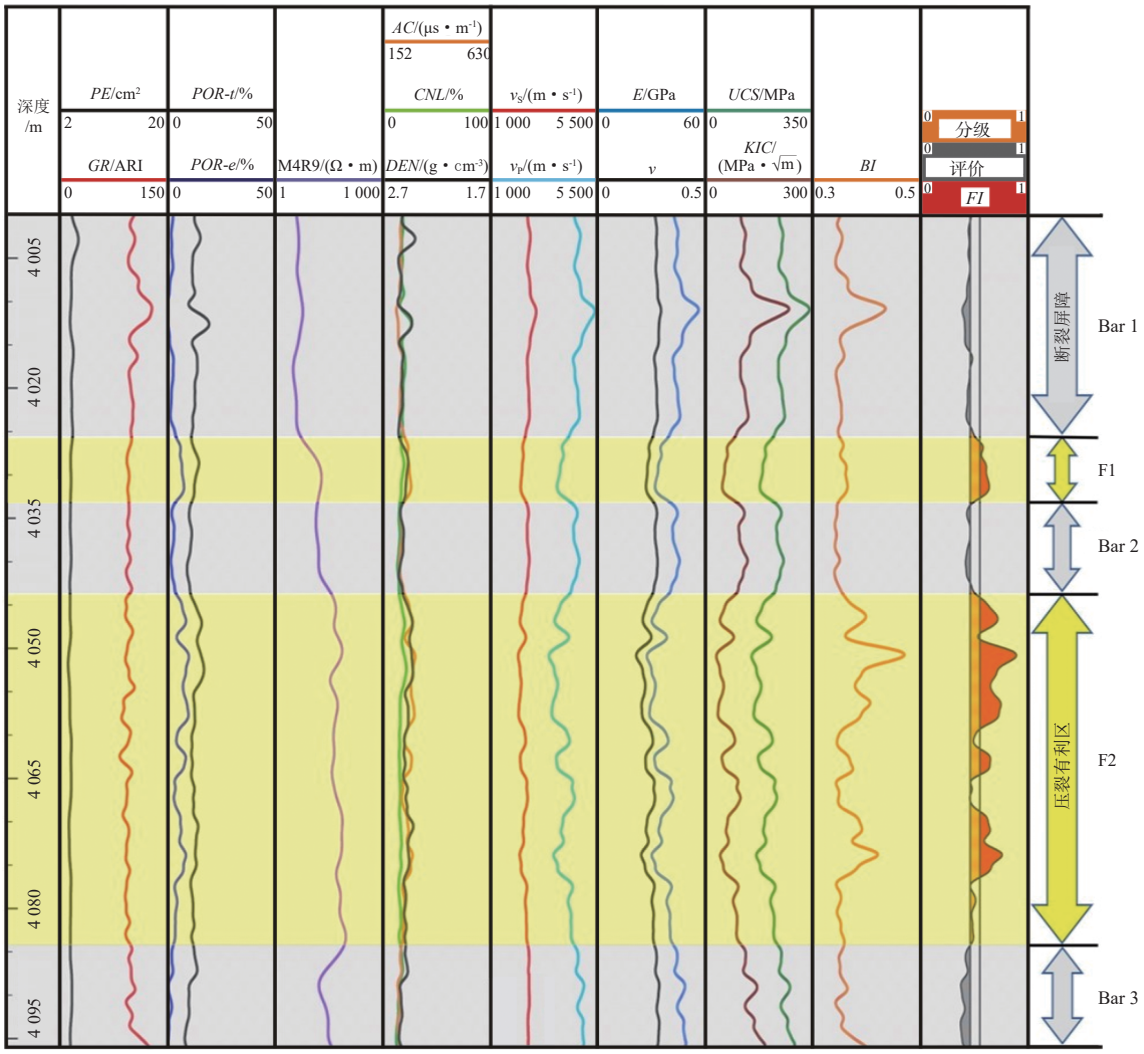


图 6　GD13 井压裂分级评价

Fig. 6　Graded assessment graphs of fractability in well GD13

障, 且 Bar2 层段较厚, F1、F2 上下两个层同时压裂时, 难以同时压开。因此, 实际施工时只对上部的 F1 一个层段进行射孔压裂, 对 4 096~4 126 m 层段进行射孔压裂, 压裂用液 761.7 m^3, 日产油 4.94 t。

表 1 给出了其他 4 口井采用文中所建立的可压裂性评价模型得到的有利压裂段的厚度与压裂后日产油量。可以看到: GD15 井评价的一类可压裂性层段 17 m, 压裂后日产油 8.81 t; G1608 井评价的一类可压裂性层段 45 m, 压裂后日产油 47.1 t, 也是研究区产油量最高的井; GD6X1 井评价的一类可压裂性层段 8 m, 压裂后日产油 28.49 t; X3-33-1 井评价的一类可压裂性层段 30 m, 压裂后日产油 7.07 t。换算成每米日产油吨数, 则 GD6X1 井是最佳的产油井。由此可知, 页岩油储层的产油性能影响因素较多, 除了文中研究的可压性外, 其他工程甜点参数和地质甜点参数同样是影响产能的关键因素, 需要在日后开展综合研究。

5　讨论

本文计算的可压裂性指数(*FI*)实质上是针对研究区域的相对评价结果, 其应用效果在不同储层条件下可能有所差异。具体而言, 当研究区域内储层的整体可压裂性均满足压裂要求时, 计算得到的 *FI* 值仅具有相对评价的参考意义, 而非绝对的优选指标。在这种情况下, 压裂层段的选择更应侧重于地质甜点的分布, 如有利的孔隙结构、裂缝发育区及储层物性好的层段, 而不应仅依赖 *FI* 进行层段优选; 在整体储层可压裂性较差的区域, 即使计算得出的“可压裂性较好”层段, 也可能由于压裂施工难度大、裂缝网络形成受限等因素, 存在较高的施工风险。因此, 在此类区域, *FI* 的应用需结合其他参数(如地层压力、孔隙压力、天然裂缝发育情况等), 并加强对压裂层段的工程可行性评估; *FI* 的意义高度

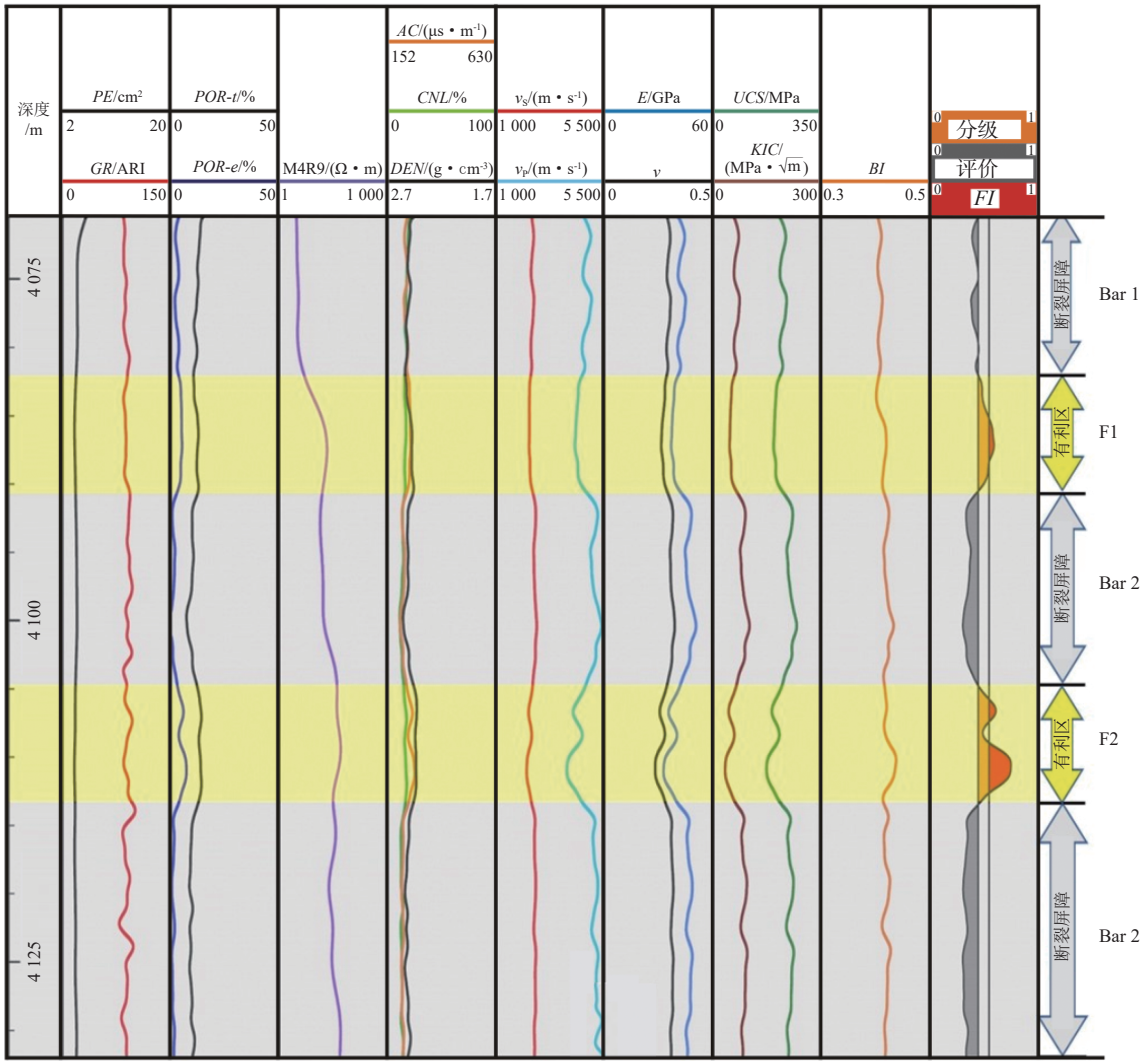


图 7　GD14 井压裂分级评价

Fig. 7　Graded assessment graphs of fractability in well GD14

表 1　有利压裂段的厚度与压裂后日产油量

Table 1　Thickness of favorable fracturing sections and daily oil production after fracturing

井号	压裂有利区厚度/m	日产油/t
GD15	17	8.81
G1608	45	47.1
GD6X1	8	28.49
X3-33-1	30	7.07

依赖于研究区域的整体可压裂性水平。在实际应用中, 应首先对区域储层的整体可压裂性情况进行评价, 明确是以“优选层段”还是“筛选甜点”为主要目标, 进而合理应用 *FI* 开展压裂层段的选择和设计。

综上所述, 从所处理的 6 口井的统计结果可以知道, 页岩油储层的产油性能影响因素较多, 除了文中研究的可压性外, 其他工程甜点参数和地质甜点参数同样是影响产能的关键因素, 因此, 页岩油储层的测井评价, 除了可压裂性指数 *FI* 外, 需结合区域油藏地质背景和储层工程条件, 避免盲目依赖单一指数。只有在明确区域整体可压裂性基础上, 综合考虑地质、工程和经济因素, 才能充分发挥 *FI* 在页岩油储层开发中的指导作用。

6　结论

本文针对页岩油储层岩性复杂、孔隙结构多样性及现有脆性指数评价方法的不足, 提出了一种综合弹性脆性指数、断裂韧性和岩石抗压强度的三参数储层可压裂性定量评价模型, 研究结果主要体现在以下几点:

1) 页岩油储层岩性复杂、孔隙类型多样, 单一的矿物脆性指数或弹性脆性指数难以全面反映储层的可压裂性特征。

2) 脆性指数较高、断裂韧性和单轴抗压强度较低的地层能够形成复杂裂缝网络, 是优选的压裂层

段。本文提出的三参数综合评价模型有效克服了单一脆性指数评价的不足,可通过阵列声波测井及常规测井数据进行储层综合可压裂性评价,兼顾弹性参数、力学参数与储层特性,具备较强适用性。

3)针对渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油储层,建立了适用于阵列声波与常规补偿声波两类测井系列的三参数可压裂性评价模型。综合可压裂性指数(FI)分级结果具有显著的指导意义,当$FI<0.45$时为可压裂性差的层段,$0.45\leqslant FI<0.55$时为可压裂性适中的层段,$FI\geqslant 0.55$时为最佳可压裂性层段,实际水力压裂监测结果证实了该模型的准确性,优选出的压裂层段与后期钻探成果高度吻合。

本文提出的基于弹性脆性指数、断裂韧性和抗压强度指数的三参数可压裂性评价模型,弥补了现有矿物脆性指数或弹性脆性指数评价方法的不足,为页岩油勘探开发的工程甜点评价提供了新的理论和方法支持。在黄骅坳陷页岩油气储层的综合评价中,该方法有效指导了甜点优选和水平井钻井部署,为类似地质条件的页岩油气储层评价提供了参考,对其他探区的页岩油气勘探开发也具有重要的借鉴意义。

参考文献(References):

[1] Feng Q H, Xu S Q, Xing X D, et al. Advances and challenges in shale oil development: A critical review[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4(4): 406−418.

[2] Hu S Y, Zhao W Z, Hou L H, et al. Development potential and technical strategy of continental shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4): 877−887.

[3] Zou C N, Yang Z, He D B, et al. Theory, technology and prospects of conventional and unconventional natural gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 604−618.

[4] Lei Q, Weng D W, Xiong S C, et al. Progress and development directions of shale oil reservoir stimulation technology of China National Petroleum Corporation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(5): 1198−1207.

[5] Wang X Q, Ge H K, Han P. A new model for fracability evaluation with consideration of natural cracks[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2018, 15(4): 1492−1505.

[6] Jin X C, Shah S N, Roegiers J C, et al. Fracability evaluation in shale reservoirs - an integrated petrophysics and geomechanics approach[C]//Woodlands: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, Society of Petroleum Engineers, 2014: SPE 168589-MS.

[7] Yuan J L, Zhou J L, Liu S J, et al. An improved fracability-evaluation method for shale reservoirs based on new fracture toughness-prediction models[J]. SPE Journal, 2017, 22(5): 1704−1713.

[8] Wang X Q, Ge H K, Wang D B, et al. A comprehensive method for the fracability evaluation of shale combined with brittleness and stress sensitivity[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2017, 14(6): 1420−1429.

[9] Zhao X Z, Pu X G, Han W Z, et al. A new method for lithology identification of fine grained deposits and reservoir sweet spot analysis: A case study of Kong 2 Member in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 524−534.

[10] 刘坤. A区页岩气储层含气性和岩石力学特性测井综合评价 [D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2018.
Liu K. Gas-bearing and rock mechanical properties logging comprehensive evaluation of shale gas reservoirs in a area[D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), 2018.

[11] Sui H Y, Gao W, Hu R L. A new evaluation method for the fracability of a shale reservoir based on the structural properties[J]. Geofluids, 2019: 2079458.

[12] Wu J J, Zhang S H, Cao H, et al. Fracability evaluation of shale gas reservoir-a case study in the Lower Cambrian Niutitang formation, northwestern Hunan, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 164: 675−684.

[13] Dou L B, Zuo X D, Qu L, et al. A new method of quantitatively evaluating fracability of tight sandstone reservoirs using geomechanics characteristics and in situ stress field[J]. Processes, 2022, 10(5): 1040.

[14] Iyare U C, Blake O O, Ramsook R. Fracability evaluation of the Upper Cretaceous naparima hill formation, Trinidad[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 208: 109599.

[15] Chong K K, Grieser W V, Passman A, et al. A completions guide book to shale-play development: A review of successful approaches towards shale-play stimulation in the last two decades[C]//Calgary: Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference,Society of Petroleum Engineers, 2010: SPE 133874-MS.

[16] Griffith A A. VI. The phenomena of rupture and flow in solids[J]. Philosophical Transactions of the Royal Society of London Series A, Containing Papers of a Mathematical or Physical Character, 1921, 221(582-593): 163−198.

[17] Irwin G R. Analysis of stresses and strains near the end of a crack traversing a plate[J]. Journal of Applied Mechanics, 1957, 24(3): 361−364.

[18] Palaniswamy K, Knauss W G. On the problem of crack extension in brittle solids under general loading[M]//Mechanics today. Amsterdam: Elsevier1978: 87-148.

[19] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475−499.

[20] Wang F P, Gale J F W. Screening criteria for shale-gas systems[J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2009, 59: 779−793.

[21] 姚东华, 周立宏, 王文革, 等. 页岩油综合甜点测井评价——以沧东凹陷孔店组二段为例 [J]. 石油学报, 2022, 43(7): 912−924.
Yao D H, Zhou L H, Wang W G, et al. Logging evaluation of composite sweet spots for shale oil: A case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(7): 912−924.

[22] Bai M. Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoirs[J]. Petroleum, 2016, 2(1): 1−19.

[23] 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]//Denver:SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2008: SPE 115258-MS.

[24] Xu S Y, White R E. A physical model for shear-wave velocity prediction[J]. Geophysical Prospecting, 1996, 44(4): 687−717.

[25] Keys R G, Xu S Y. An approximation for the Xu-White velocity model[J]. Geophysics, 2002, 67(5): 1406−1414.

[26] Kuster G T, Toksoz M N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media; Part I, Theoretical formulations[J]. Geophysics, 1974, 39(5): 587−606.

[27] Gassmann F. Über die elastizität poröser medien: Vierteljahrss-chrift der Naturforschenden[J]. Gesellschaft in Zurich., 1951, 96(2): 1−23.

[28] 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]. 地学前缘, 2012, 19(5): 356−363.
Tang Y, Xing Y, Li Y Z, et al. Influence factors and evaluation methods of the gas shale fracability[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 356−363.

[29] Liu J G, Qu L S, Song Z Y, et al. Fracability evaluation method and influencing factors of the tight sandstone reservoir[J]. Geofluids, 2021: 7092143.

[30] Ju W, Shen J, Qin Y, et al. In-situ stress state in the Linxing region, eastern Ordos Basin, China: Implications for unconventional gas exploration and production[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 86: 66−78.

[31] Brooke-Barnett S, Flottmann T, Paul P K, et al. Influence of basement structures on in situ stresses over the Surat Basin, southeast Queensland[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2015, 120(7): 4946−4965.

[32] Eaton B A. The equation for geopressure prediction from well logs[C]//Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1975: SPE 5544-MS.

[33] 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(S2): 3630−3635.
Jin Y, Chen M, Wang H Y, 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(S2): 3630−3635.

[34] Deere D U, Miller R. Engineering classification and index properties for intact rock [R]. Techinical Report, No. AFWL-TR-65-116, USA, 1966: 1−290.

A fractureability evaluation model based on brittleness, fracture toughness, and compressive strength and its application

DING Yu-Jiao[1], SHEN Jin-Song[2], LIU Shu-Wen[2], SUN Shuai[2], JIN Feng-Ming[3], PU Xiu-Gang[1]

(1. *Dagang Oilfield Exploration and Development Research Institute*, *CNPC*, *Tianjin* 300280, *China*; 2. *College of Geophysics*,*China Petroleum University*(*Beijing*), *Beijing* 102249, *China*; 3. *Dagang Oilfield*, *CNPC*, *Tianjin* 300280, *China*)

Abstract: Fracability serves as a critical indicator for assessing whether the production of unconventional oil and gas reservoirs can be increased by fracturing. Besides, it also represents a key parameter for evaluating shale oil wells. Currently, fracability evaluation is primarily conducted using the brittleness index based on the lithology or rock elasticity. However, due to the diversity of lithology and pore combinations, the elasticity and fracability of reservoirs may vary significantly even under identical lithological conditions. To address this issue, targeting the complex lithologies and diverse pores of shale oil reservoirs in the second member of the Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, this study proposes a reservoir fracability evaluation model that integrates the elastic-based brittleness index, compressive strength, and fault toughness. First, using the velocity and density data in array acoustic log data, elastic mechanical parameters, including the elastic modulus, Poisson's ratio, and Young's modulus, are calculated. Second, in combination with laboratory test results, the relationship between static and dynamic elastic moduli is established. Accordingly, elastic parameters, rock mechanics parameters, and the elastic-based brittleness index are determined. Third, for well blocks lacking shear wave information in conventional log data, a method for estimating the shear wave velocities of shales and sandstones is developed based on the Xu-White model, porosity, and contents of various minerals in shales. This model enables the calculation of parameters for the engineering sweet spots of reservoirs. Finally, a typical well in the study area is selected to calculate its fracability index (*FI*), followed by a grading evaluation. The results of this study indicate that *FI* values of < 0.45, 0.45~0.55, and ≥ 0.55 represent a low, moderate, and high fracability, respectively. The zones with low, moderate, and high fracability delineated in the study area agree well with the actual hydraulic fracturing results. This study provides a novel thought and technical approach for evaluating engineering sweet spots in shale oil exploration.

Key words: engineering sweetness spot; brittleness index; elastic parameters; fracturing toughness; fracability index

（本文编辑: 叶佩, 沈效群）