

基于应力反演的页岩可压性评价方法

刘尧文 卞晓冰 李双明 蒋廷学 张驰

An Evaluation Method of Shale Fracability Based on Stress Inversion

LIU Yaowen, BIAN Xiaobing, LI Shuangming, JIANG Tingxue, ZHANG Chi

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021098>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

应力对泥页岩储层脆性影响的试验分析及应用

Experimental Analysis of the Effect of Stress on Shale Reservoir Brittleness and Its Application

石油钻探技术. 2017, 45(3): 113–120 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201703020>

基于CQ指标的长庆油田长6—长8段致密油储层划分标准研究

The Standard Division of Tight Oil Reservoirs in Chang 6–8 Members of Changqing Oilfield based on CQ Index

石油钻探技术. 2020, 48(3): 114–119 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020064>

济阳坳陷泥灰质纹层页岩脆性各向异性数值模拟研究

Numerical Simulation of the Brittleness Anisotropy of Laminated Argillaceous Limestone Facies Shale in the Jiyang Depression

石油钻探技术. 2021, 49(4): 78–84 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021086>

川渝地区龙马溪组页岩储层水化特征评价方法

A New Method for Evaluating the Characteristics of Hydration in the Longmaxi Shale Gas Reservoir in Sichuan–Chongqing Area

石油钻探技术. 2018, 46(3): 20–26 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018089>

滑脱和应力敏感效应对页岩气开发动态影响的数值模拟研究

Numerical Simulation on the Effects of Slippage and Stress Sensibility on the Performance of Shale Gas Development

石油钻探技术. 2017, 45(1): 83–90 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201701015>

基于测井资料的TIV地层水平地应力计算方法

A Logging Data–Based Calculation Method for the Horizontal TIV Formation In–Situ Stress

石油钻探技术. 2019, 47(6): 67–72 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019130>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021098

引用格式: 刘尧文, 卞晓冰, 李双明, 等. 基于应力反演的页岩可压性评价方法 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(1): 82-88.

LIU Yaowen, BIAN Xiaobing, LI Shuangming, et al. An evaluation method of shale fracability based on stress inversion [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(1): 82-88.

基于应力反演的页岩可压性评价方法

刘尧文¹, 卞晓冰^{2,3}, 李双明^{2,3}, 蒋廷学^{2,3}, 张 驰¹

(1. 中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司, 重庆 408014; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206; 3. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 102206)

摘 要: 地应力求取及可压性评价是进行页岩压裂设计的基础, 由于页岩构造和组分的特殊性, 目前尚未建立统一的页岩可压性评价方法。为此, 以川东南某页岩气区块为研究对象, 基于该页岩气区块十余口压裂井 196 段施工数据, 在建立井口压力与井底压力实时转换模型的基础上, 反演了该区块储层的破裂压力和水平主应力, 反演结果与岩心测试结果相对误差低于 10%; 综合考虑储层岩石特性和施工参数, 选取脆性指数、最小水平主应力梯度、储层破裂压力梯度、两向水平主应力差异系数、综合砂液比、滑溜水占比、40/70 目和 30/50 目支撑剂占比等 7 个参数作为评价参数, 通过变异系数法获得各评价参数的权重, 建立了基于应力反演的页岩可压性评价方法。利用该方法计算了目标区块 4 口放喷测试井的综合可压性指数, 发现综合可压性指数与测试产量具有较好的正相关性。其中 1 口井一些层段在利用该方法计算地质特征相似已压裂层段综合可压性指数的基础上, 通过调整施工参数, 使综合可压性指数提高。研究表明, 基于应力反演的页岩可压性评价方法可充分利用施工数据, 指导页岩气井压裂施工, 对于实现页岩气井“一段一策、精细压裂”, 提高单井产能及区块整体开发效果具有重要意义。

关键词: 页岩; 地应力; 脆性指数; 可压性; 变异系数

中图分类号: TE357.1[†] 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2022)01-0082-07

An Evaluation Method of Shale Fracability Based on Stress Inversion

LIU Yaowen¹, BIAN Xiaobing^{2,3}, LI Shuangming^{2,3}, JIANG Tingxue^{2,3}, ZHANG Chi¹

(1. Sinopec Chongqing Fuling Shale Gas Exploration and Development Co. Ltd., Chongqing 408014, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 102206, China; 3. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 102206, China)

Abstract: The evaluation of in-situ stresses and fracability is the basis of shale fracturing design. However, it is still challenging to establish a unified fracability evaluation method due to the unique structure and composition of shale. A new evaluation method of shale fracability based on stresses inversion was developed in this paper with a southeastern Sichuanshale block as the research object. The inversions of break down pressure and horizontal principal stresses were performed for reservoirs in the block with the fracturing data of 196 intervals of more than 10 wells after establishing a real-time conversion model for wellhead and bottom hole pressure. The relative error between inversion results and core test results was less than 10%. Depending on the comprehensive consideration of rock characteristics and fracturing parameters of the reservoirs, seven evaluation parameters were selected: the brittleness index, minimum horizontal principal stress gradient, fracture pressure gradient, difference coefficient of minimum and maximum horizontal stresses, comprehensive sand to liquid ratio, proportion of slick water, and proportion of 40/70-mesh and 30/50-mesh proppant. The weight of each evaluation parameter was determined by the coefficient-of-variation method. The resulting evaluation method for shale fracability was implemented to calculate the comprehensive fracability indexes of four wells subjected to blowout test wells in the target block, and comprehensive fracability index was found to be positively correlated well with test production. Specifically, comprehensive evaluation parameters were improved with respect to intervals of one well after the adjustment of fracturing parameters based on the evaluation and calculation of the comprehensive fracability index of fractured intervals with similar geological characteristics. The

收稿日期: 2021-02-16; 改回日期: 2021-09-21。

作者简介: 刘尧文 (1967—), 男, 湖南浏阳人, 1988 年毕业于西安石油学院应用化学专业, 2008 年获长江大学石油与天然气工程专业工程硕士学位, 高级工程师, 主要从事油气田开发工作。E-mail: jhyt_lyw@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究”(编号: U19B6003) 资助。

research shows that the new approach, which is an evaluation method of shale fracability based on stress inversion, can make full use of fracturing data to guide the fracturing of shale gas wells. It is of great significance for carrying out "one interval one scheme, fine fracturing" to increase the productivity of single well, and to enhance the overall development effect of the block.

Key words: shale gas; in-situ stress; brittleness index; fracability; coefficient of variation

我国页岩油气藏埋深可达 2 100~4 500 m, 温度、压力和构造运动等都会引起页岩力学性能发生变化, 难以建立统一的可压性评价标准^[1-4]。而页岩地应力及可压性评价对压裂设计尤为重要, 是建立压裂裂缝起裂与扩展模型的基础, 也是选择压裂装备、地面管汇和压裂材料等的依据。获得地应力的方法有资料分析法、有孔应力测量、岩心分析法等^[5], 其中通过水力压裂测量到的地应力比较精确。国内外对页岩可压性的研究主要集中在脆性指数计算方面, 目前计算脆性指数的方法很多, 但只用脆性指数不能全面评价页岩的可压性。此外, 还有学者提出了基于施工压力反演评价页岩可压性的方法, 但页岩压裂过程中有时很难精确识别破裂点, 导致该方法具有一定的经验性。对于静态地质指标(如孔隙度、渗透率、含油气饱和度、总有机碳含量、含气性等)分布稳定的页岩气区域, 形成相互连通且长效支撑的复杂裂缝系统是压裂改造的目标。为实现该目标, 需要准确评价页岩的可压性。因此, 笔者基于页岩多簇裂缝起裂扩展物理模拟试验, 分析了影响多簇裂缝起裂与扩展的关键因素, 通过反演川东南某页岩气区块十余口压裂水平井的地层破裂压力及水平主应力, 初步建立了应力参数之间的关系, 并综合考虑储层脆塑性、应力特性和施工参数, 通过变异系数法建立了综合可压性指数模型, 计算结果与压裂井测试产量关联性较高, 研究得到了该区块地应力场分布情况, 为页岩储层综合可压性评

价提供了新思路。

1 页岩多簇裂缝起裂扩展物理模拟试验

近年来, 国内页岩气水平井单段压裂簇数逐渐增多, 为了直观地获得多簇射孔裂缝起裂与扩展规律, 采用 600 mm×300 mm×300 mm 的岩样, 同时对三向加载系统进行改造, 使其满足 600 mm×300 mm×300 mm 岩样双簇射孔物理模拟试验的要求; 采用真三轴模型试验机模拟施加三向应力, 伺服泵压系统控制压裂液排量; 采用 Disp 声发射测试系统监测水力压裂裂缝起裂。采用压裂液中添加示踪剂的方式, 观察模拟试验中双簇裂缝的萌生、扩展、转向。

所选岩样为目标区块龙马溪组露头, 总有机碳含量 2.6%~3.0%、硅质含量 48%~50%、孔隙度 3.6%~3.8%、含气饱和度 65%, 表明页岩品质稳定; 页岩平均力学性能参数: 弹性模量 25.1 GPa、泊松比 0.208、抗拉强度 8.762 MPa、断裂韧性 0.957 MPa·m^{1/2}。基于现场压裂施工数据, 根据相似性准则确定基础试验参数: σ_H 为 6.3 MPa, σ_h 为 4.9 MPa, σ_v 为 5.8 MPa, 排量为 0.1~2.0 mL/s, 压裂液黏度为 90~1 000 mPa·s。

进行了 25 组页岩试样在不同簇间距、泵注排量、泵注液体黏度、泵注液量等条件下的双簇射孔物理模拟试验, 典型试验结果见图 1。

观察剖切后的压裂试样和统计声发射结果发现: 52% 的岩样裂缝只在一个射孔簇位置起裂与延伸,

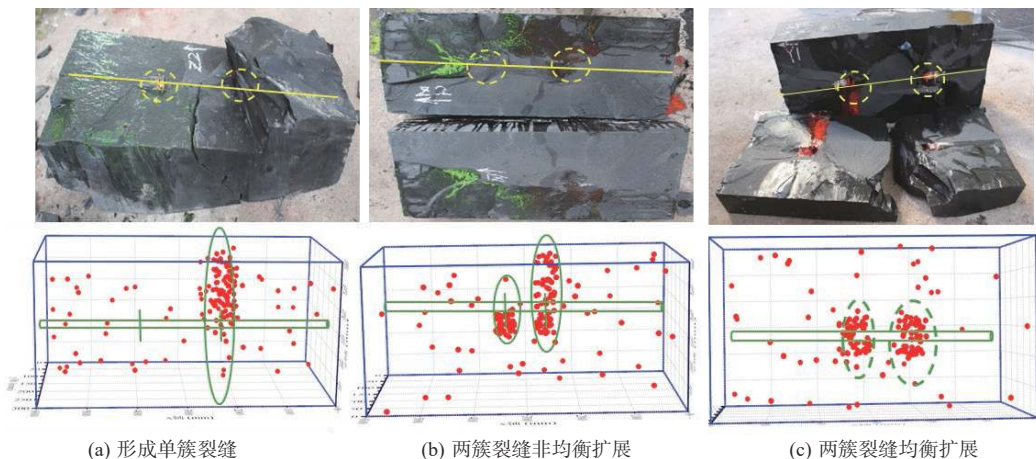


图 1 双簇射孔裂缝起裂与扩展物理模拟试验结果

Fig.1 Physical simulation experiment results of initiation and propagation of two-cluster perforation fracture

另一个射孔簇未起裂或起裂后未明显扩展,最终只形成单簇裂缝;36%的岩样形成了双簇裂缝,但只有一簇裂缝扩展较为充分,另外一簇裂缝的延伸受限,两簇裂缝不均衡非对称扩展;12%的岩样形成了均衡扩展的双簇裂缝。分析认为,在裂缝的起裂和延伸阶段,影响多簇裂缝演化的关键因素除了页岩本体的应力和脆性,还取决于影响裂缝内净压力的液体黏度,即压裂液类型。因此,可将页岩气井压裂中滑溜水和胶液的比例作为可压性评价指标之一。

2 页岩储层力学参数反演

2.1 储层破裂压力反演

压裂施工记录的压力是井口压力,需消除井筒摩阻和携砂液密度差对其的影响,转换为井底压力,以利于快速识别井底压力/净压力动态,为判断地层破裂、延伸及砂堵预警等提供依据。在页岩气井压裂施工过程中可直接观测到地层破裂压力点,在施工曲线上表现为排量不变而施工压力迅速下降,尤其在前置液阶段往往会有多个破裂事件发生。井口压力与井底压力之间的关系式为:

$$p_b = p_w + p_h - p \quad (1)$$

式中: p_b 为井底压力, MPa; p_w 为井口压力, MPa; p_h 为净液柱压力, MPa; p 为井筒摩阻, MPa。可采用文献 [6] 提出的无因次摩阻方法计算井筒摩阻:

$$\Delta p_f = 1.012 605 \Delta \rho_r^{0.699 473} \quad (2)$$

式中: Δp_f 为无因次摩阻, 其为混砂浆井筒摩阻与纯携砂液井筒摩阻的比; $\Delta \rho_r$ 为无因次密度, 其为混砂浆密度与纯携砂液密度的比。

根据式(1)对川东南某区块 196 段的压裂施工曲线进行了反演,反演出该区块井底破裂压力梯度为 0.019 5~0.040 4 MPa/m, 均值 μ 为 0.028 7 MPa/m、标准差 σ 为 0.004 86 MPa/m, 区间 $(\mu-\sigma, \mu+\sigma)$ 面积占比 72.45%(标准正态分布为 68.27%), 区间数据点的分布符合标准正态分布规律。从频率分布直方图(见图 2)可以看出,井底破裂压力梯度主要分布在 0.030~0.032 MPa/m(占比 20% 以上)。

2.2 最大水平主应力反演

基于停泵后的压力曲线可反演出地层闭合压力,将其近似为最小水平主应力,再根据文献 [7] 中计算地层破裂压力的公式计算出最大水平主应力。

$$p_f = \frac{9\sigma_H - 3\sigma_v - \sigma_h + 2\nu(\sigma_v - \sigma_H) - \phi \frac{1-2\nu}{1-\nu} p_p + \sigma_f}{4 + \phi_c - \phi \frac{1-2\nu}{1-\nu}} \quad (3)$$

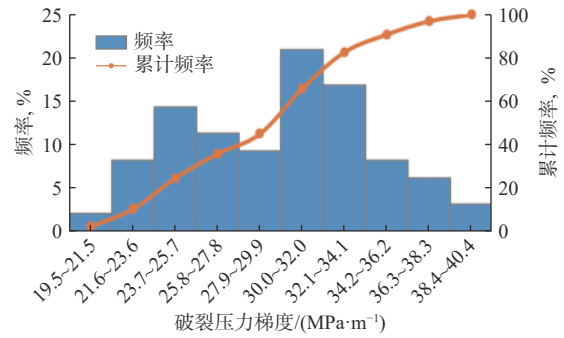


图 2 储层破裂压力梯度频率分布统计结果

Fig. 2 Statistical results of frequency distribution of fracture pressure gradient of reservoirs

式中: σ_H 为最大水平主应力, MPa; σ_h 为最小水平主应力, MPa; σ_v 为垂向应力, MPa; ν 为岩石泊松比; p_p 为地层压力, MPa; p_f 为地层破裂压力, MPa; σ_f 为岩石抗张强度, MPa; ϕ 为岩石孔隙度; ϕ_c 为岩石触点孔隙度。

川东南某区块的基础数据为:垂向应力梯度 0.025~0.027 MPa/m, 岩石泊松比 0.19~0.21;地层压力系数 1.5 左右;岩石抗张强度 8~12 MPa;岩石孔隙度 3.6%~4.2%, 岩石触点孔隙度取 0.5。为了验证水平地应力梯度反演拟合的准确性,以 H8 井为例,根据其 20 段压裂施工数据,反演最大和最小水平主应力的梯度,结果见表 1。

表 1 H8 井 20 段水平主应力梯度反演结果

Table 1 Inversion results of horizontal principal stress gradient for 20 sections of Well H8

| 段号 | 层位 | 水平主应力梯度/(MPa·m ⁻¹) | |
|----|----|--------------------------------|---------|
| | | 最小 | 最大 |
| 1 | ③ | 0.021 8 | 0.027 1 |
| 2 | ③ | 0.021 8 | 0.026 5 |
| 3 | ③ | 0.022 6 | 0.024 9 |
| 4 | ③ | 0.022 3 | 0.025 0 |
| 5 | ③ | 0.023 5 | 0.024 4 |
| 6 | ③ | 0.018 4 | 0.026 1 |
| 7 | ③ | 0.022 6 | 0.025 9 |
| 8 | ③ | 0.021 8 | 0.025 8 |
| 9 | ③ | 0.022 2 | 0.026 3 |
| 10 | ③ | 0.023 3 | 0.026 9 |
| 11 | ③ | 0.018 1 | 0.024 3 |
| 12 | ③ | 0.017 9 | 0.025 1 |
| 13 | ②③ | 0.019 0 | 0.025 7 |
| 14 | ②③ | 0.020 5 | 0.025 8 |
| 15 | ③ | 0.021 3 | 0.024 1 |
| 16 | ③ | 0.021 6 | 0.025 1 |
| 17 | ③ | 0.022 5 | 0.025 3 |
| 18 | ③ | 0.022 7 | 0.025 6 |
| 19 | ③④ | 0.015 8 | 0.024 2 |
| 20 | ⑤ | 0.022 0 | 0.025 2 |
| 平均 | | 0.021 1 | 0.025 5 |

由表 1 可以看出, 最大水平主应力梯度和最小水平主应力梯度平均值分别为 0.025 5 和 0.021 1 MPa/m。根据该井 2 686.79~2 686.95 m 井段岩心地应力测试结果可知, 该井最大和最小水平主应力梯度平均值分别为 0.023 2 和 0.020 3 MPa/m。可以看出, 反演结果与岩心测试结果的相对误差分别为 9.78% 和 3.81%, 因此该区块的地应力梯度反演结果是可靠的。

页岩储层破裂压力是储层力学特性及施工参数的综合反映, 其影响因素众多, 很难用单一因素预测出储层破裂压力, 目前可利用有限元方法建立页岩非线性本构模型提高储层破裂压力预测精度^[8]。图 3 为最小水平主应力梯度与井底破裂压力梯度的交会图。由图 3 可以看出, 最小水平主应力梯度越大, 地层破裂压力梯度也相对越大, 两者具有一定的正相关性。图 4 为最大和最小水平主应力梯度交会图。由图 4 可以看出, 最大和最小水平主应力梯度的正相关性较强, 可以根据两者拟合的公式(式 4)校正测井解释出的地应力, 为压裂方案优化设计提供依据。

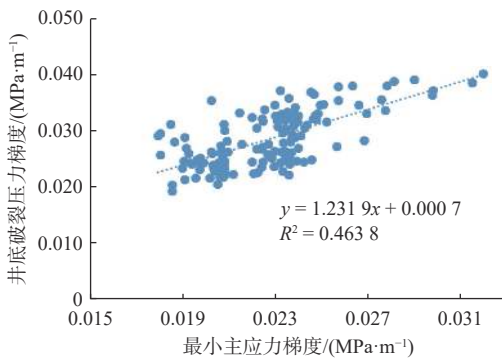


图 3 最小水平主应力梯度与储层破裂压力梯度交会图
Fig. 3 Cross plot of minimum horizontal principal stress gradient and fracture pressure gradient of reservoirs

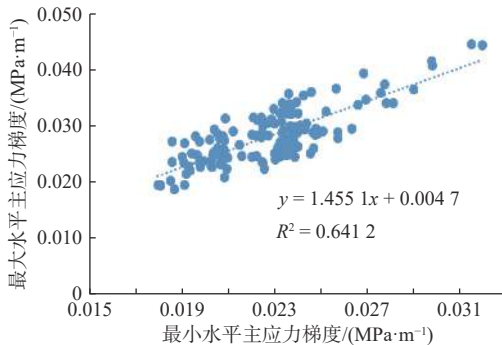


图 4 最小和最大水平主应力梯度交会图
Fig. 4 Cross plot of minimum and maximum horizontal principal stress gradients

$$\sigma_H = 1.4551\sigma_h - 0.0047 \quad (4)$$

3 可压性评价方法

3.1 基于施工曲线的脆性指数评价

脆性是评价页岩可压性的重要指标, 它不仅反映了页岩压裂的难易程度, 同时反映了沟通层理、增加缝网复杂度的可能性。目前计算页岩脆性指数的方法有 20 余种, 但主要是基于室内岩心分析或测井方法进行静态评价^[7,9-10], 不能表征岩石破裂的动态过程, 评价结果不可避免具有一定片面性。文献[10]提出了一种通过现场观测破裂压力点, 利用页岩破裂后施工压力曲线降幅程度计算脆性指数的方法, 计算公式为:

$$I_B = \frac{E_p - E_b}{E_p} \quad (5)$$

式中: I_B 为页岩脆性指数; E_p 为完全塑性页岩破裂后消耗的能量, J; E_b 为实际页岩破裂后消耗的能量, J。 E_p 和 E_b 通过井底施工压力与排量的乘积对时间进行积分求得。

利用式(5)计算了川东南某区块已施工井的脆性指数, 统计了频率分布, 结果见图 5。由图 5 可以看出, 该区块脆性指数分布在 21.61%~80.44%, 集中在 45%~51%, 均值 μ 为 48.97%、标准差 σ 为 10.57%, 区间 $(\mu - \sigma, \mu + \sigma)$ 面积占比 74.26% (标准正态分布为 68.27%), 区间数据点的分布接近标准正态分布规律。

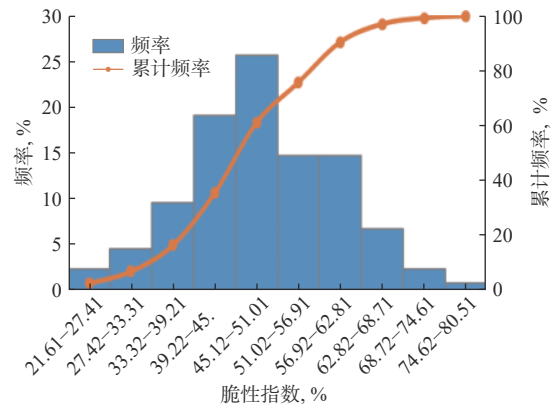


图 5 脆性指数频率分布统计结果
Fig. 5 Statistical results of frequency distribution of the brittleness index

3.2 页岩可压性评价新方法

近年来, 人们对页岩压裂裂缝的认识也从“缝网”拓展至“多尺度裂缝”, 逐渐开始量化描述裂缝尺寸并优选与之匹配的支撑剂进行充填^[10-20]。但页岩气井压裂后用于评价压裂改造效果的手段比

较少,在没有微地震监测和产出剖面测试等资料时,缺少利用压裂施工资料评价页岩压裂改造效果的有效方法^[21-27]。现有页岩可压性评价方法主要以地质甜点评价为主,基于施工参数的可压性评价方法研究较少,且研究时只考虑了折算砂液比这一个因素^[10-11]。鉴于页岩可压性是储层岩石特性和施工参数的综合表征,笔者综合考虑储层岩石特性和施工参数,从裂缝破裂、延伸、充填的角度出发,提出了一种评价页岩可压性的新方法。该方法选取的关键评价参数:1)脆性指数。基于施工参数计算出的脆性指数不但能反映地层破裂的难易程度,而且能反映地层温度、压力等因素的影响。2)地应力特征参数。其包括最小水平主应力梯度、储层破裂压力梯度、两向水平应力差异系数,可在一定程度上反映出地层裂缝扩展情况及形成复杂缝的概率。对于深层页岩储层,地应力特征对可压性的影响更大。3)施工参数。其包括综合砂液比、滑溜水占比(滑溜水用量与总用液量的比)、40/70目和30/50目支撑剂占比(40/70目和30/50目支撑剂用量与总支撑剂用量的比,下文称为中砂以上占比),这些参数主要反映压裂施工难易程度、改造体积及缝内有效支

撑情况。

以川东南某区块参数反演结果为基础,对上述3类7个参数进行归一化处理,利用变异系数法求取这7个参数的权重,结果见表2。利用变异系数法求取各参数权重的公式为:

$$w_i = \frac{C_i}{\sum_{i=1}^m C_i} \quad (6)$$

$$C_i = \frac{\sigma_i}{\mu_i} \quad (7)$$

$$\mu_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n r_{ij} \quad (8)$$

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (r_{ij} - \mu_i)^2}{(n-1)}} \quad (9)$$

式中: $i=1, \dots, m; j=1, \dots, n; m$ 为待确定权重的评价指标总数; n 为每个评价指标的样本数量; w 为权重; C 为变异系数; σ 为标准差; μ 为平均值; r 为评价指标样本矩阵。

表 2 变异系数法计算的各参数权重

Table 2 Weight of each parameter calculated by the coefficient-of-variation method

| 参数 | 脆性指数 | 最小水平主应力梯度 | 储层破裂压力梯度 | 两向水平应力差异系数 | 综合砂液比 | 滑溜水占比 | 中砂以上占比 |
|------|-------|-----------|----------|------------|-------|-------|--------|
| 标准偏差 | 0.106 | 0.167 | 0.232 | 0.246 | 0.220 | 0.306 | 0.232 |
| 平均值 | 0.490 | 0.571 | 0.562 | 0.548 | 0.448 | 0.709 | 0.594 |
| 变异系数 | 0.216 | 0.293 | 0.413 | 0.449 | 0.490 | 0.431 | 0.390 |
| 权重 | 0.080 | 0.109 | 0.154 | 0.167 | 0.182 | 0.161 | 0.146 |

由表2可以看出,相较于脆性指数和地应力特征参数,施工参数是影响页岩可压性的显著因素。

页岩综合可压性指数为:

$$I_{CF} = \sum_{i=1}^m x_i w_i \quad (10)$$

式中: I_{CF} 为综合可压性指数; x 为归一化后的各评价指标。

4 现场应用

根据目标区块4口放喷测试井的压裂施工参数反演了地应力参数,计算了各井的脆性指数和综合可压性指数,结果见表3。由表3可以看出,综合可

压性指数与测试产量具有较好的正相关性。页岩气水平井多段压裂施工过程中,为了提高每一压裂段的产量贡献率,可以基于已施工段数据实时反演页岩储层力学参数,在页岩储层地应力参数不变的情况下调整施工参数,提高待压层的综合可压性指数。

以H2井为例,计算出第12段压裂施工后的综合可压性指数为0.6,待施工的第13段井眼轨迹穿行地层的特征与第12段类似,同样处于张性应力区。由于第12段压裂施工过程中压力上涨快、波动大,在此基础上,通过增加小粒径支撑剂用量提高综合砂液比,采用变粒径降滤失促缝工艺提高多级压裂缝支撑效果,保持全缝长范围内的净压力,促进末端裂缝延伸。经过调整施工参数和优化施工工艺,第13段综合可压性指数提高到了0.64。通过总

表 3 已施工井单井参数及页岩综合可压性指数

Table 3 Parameters and shale comprehensive fracability index of fractured single wells

| 井号 | 脆性指数 | 最小水平主应力 梯度/(MPa·m ⁻¹) | 破裂压力梯度/ (MPa·m ⁻¹) | 两向应力 差异系数 | 综合砂液 比, % | 滑溜水占 比, % | 中砂以上 占比, % | 综合可压 性指数 | 最高测试产量/ (10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹) |
|----|------|--------------------------------------|-----------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|-------------|---|
| H1 | 0.50 | 0.026 | 0.035 | 0.234 | 3.42 | 82.0 | 77.7 | 0.453 | 14.32 |
| H2 | 0.49 | 0.019 | 0.025 | 0.254 | 3.11 | 84.3 | 69.1 | 0.533 | 21.01 |
| H3 | 0.52 | 0.023 | 0.028 | 0.257 | 2.86 | 99.6 | 64.3 | 0.557 | 32.68 |
| H4 | 0.50 | 0.021 | 0.025 | 0.225 | 2.89 | 99.7 | 60.2 | 0.589 | 45.21 |

结评价每一段的可压性,做到“一段一策、精细压裂”,H2井其他待压段也通过调整施工参数和优化施工工艺,使其综合可压指数呈增大趋势(见图6)。其他页岩气区块可以利用已压裂层段施工参数反演储层力学参数计算已压裂层段的综合可压性指数,若待压层段与已压裂层段的地质特征类似,可以通过调整施工参数和优化施工工艺提高综合可压性指数,以充分挖掘单井生产潜力,提高区块整体的开发效果。

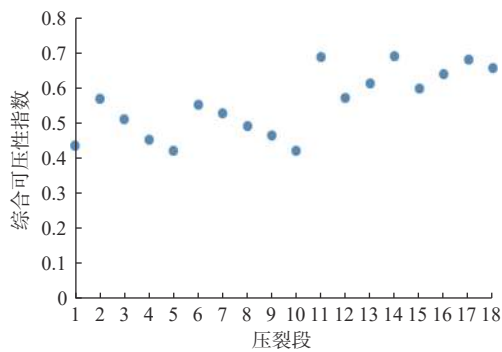


图 6 H2 井 18 段综合可压性指数

Fig.6 Comprehensive fracability index of 18 sections of Well H2

5 结论

1)建立了井底施工压力预测模型,利用该模型可实现井口压力与井底压力的实时转换,可为现场判断施工净压力、预测地层破裂与裂缝延伸和砂堵预警等情况提供依据。

2)储层破裂压力和水平主应力反演结果表明,页岩储层非均质性较强,大量数据呈现出正态分布规律,可以根据已压裂井的反演结果对邻井进行预判性指导,提高压裂设计的有效性。

3)从岩石破裂、延伸及填充的角度,建立了体现裂缝演化周期的页岩综合可压性评价模型,利用变异系数法获得各评价参数的权重,计算出的综合

可压性指数与测试产量正相关性较强。

4)建议利用矿场实际数据反演结果,进一步建立其与水平段测井数据之间的映射关系,修正测井解释结果,建立力学参数解释新模型。

参 考 文 献

References

- [1] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [2] 邹才能,翟光明,张光亚,等.全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J].石油勘探与开发,2015,42(1):13-25.
ZOU Caineng, ZHAI Guangming, ZHANG Guangya, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 13-25.
- [3] 邹才能,赵群,董大忠,等.页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J].天然气地球科学,2017,28(12):1781-1796.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [4] 路保平,丁士东.中国石化页岩气工程技术新进展与发展展望[J].石油钻探技术,2018,46(1):1-9.
LU Baoping, DING Shidong. New progress and development prospect in shale gas engineering technologies of Sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 1-9.
- [5] 陈勉,金衍,张广清.石油工程岩石力学[M].北京:科学出版社,2008:69.
CHEN Mian, JIN Yan, ZHANG Guangqing. Petroleum engineering rock mechanics [M]. Beijing: Science Press, 2008: 69.
- [6] 蒋廷学.压裂施工中井底压力的计算方法及其应用[J].天然气工业,1997,17(5):82-84.
JIANG Tingxue. A method to calculate bottom hole pressure during fracturing and its application[J]. Natural Gas Industry, 1997, 17(5): 82-84.
- [7] 李培超.水平井地层破裂压力的解析公式[J].上海工程技术大学学报,2011,25(1):41-45.
LI Peichao. Analytical formula of formation breakdown pressure for

- horizontal well[J]. *Journal of Shanghai University of Engineering Science*, 2011, 25(1): 41–45.
- [8] 曾义金, 陈作, 卞晓冰. 川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J]. *天然气工业*, 2016, 36(1): 61–67.
ZENG Yijin, CHEN Zuo, BIAN Xiaobing, et al. Breakthrough in staged fracturing technology for deep shale gas reservoirs in SE Sichuan Basin and its implications[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(1): 61–67.
- [9] 苏生瑞, 黄润秋, 王士天. 断裂构造对地应力场的影响及其工程应用[M]. 北京: 科学出版社, 2002: 2–5.
SU Shengrui, HUANG Runqiu, WANG Shitian. Influence of fault structure on stress field and its engineering application[M]. Beijing: Science Press, 2002: 2–5.
- [10] 蒋廷学, 卞晓冰, 苏媛, 等. 页岩可压性指数评价新方法及应用[J]. *石油钻探技术*, 2014, 42(5): 16–20.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, SU Yuan, et al. A new method for evaluating shale fracability index and its application[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(5): 16–20.
- [11] 卞晓冰, 蒋廷学, 贾长贵, 等. 基于施工曲线的页岩气井压后评估新方法[J]. *天然气工业*, 2016, 36(2): 60–65.
BIAN Xiaobing, JIANG Tingxue, JIA Changgui, et al. A new post-fracturing evaluation method for shale gas wells based on fracturing curves[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(2): 60–65.
- [12] HOWELL J V. Glossary of geology and related sciences[M]. Washington: American Geological Institute, 1957: 99–102.
- [13] JARVIE D. Finding bypassed or overlooked pay zones using geochemistry techniques[R]. IPTC 12918, 2008.
- [14] WANG F P, REED R M. Pore networks and fluid flow in gas shales[R]. SPE 124253, 2009.
- [15] RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J 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.
- [16] 蒋廷学, 卞晓冰. 页岩气储层评价新技术: 甜度评价方法[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(4): 1–6.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing. The novel technology of shale gas play evaluation: sweetness calculation method[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(4): 1–6.
- [17] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩气储层岩石力学特性及脆性评价[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(4): 17–22.
LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Rock mechanical properties and brittleness evaluation of shale gas reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(4): 17–22.
- [18] 田福春, 刘学伟, 张胜传, 等. 大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(4): 118–124.
TIAN Fuchun, LIU Xuwei, ZHANG Shengchuan, et al. Continuous sand fracturing technology with slick water for continental shale oil in the Dagang Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(4): 118–124.
- [19] 王兴文, 何颂根, 林立世, 等. 威荣区块深层页岩气井体积压裂技术[J]. *断块油气田*, 2021, 28(6): 745–749.
WANG Xingwen, HE Songgen, LIN Lishi, et al. Volume fracturing technology of deep shale gas well in Weirong Block[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(6): 745–749.
- [20] 李杉杉, 孙虎, 张冕, 等. 长庆油田陇东地区页岩油水平井细分切割压裂技术[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(4): 92–98.
LI Shanshan, SUN Hu, ZHANG Mian, et al. Subdivision cutting fracturing technology for horizontal shale oil wells in the Longdong Area of the Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(4): 92–98.
- [21] QUINN J B, QUINN G D. Indentation brittleness of ceramics: a fresh approach[J]. *Journal of Materials Science*, 1997, 32(16): 4331–4346.
- [22] 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.
- [23] 黄进, 吴雷泽, 游园, 等. 涪陵页岩气水平井工程甜点评价与应用[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(3): 16–20.
HUANG Jin, WU Leize, YOU Yuan, et al. The evaluation and application of engineering sweet spots in a horizontal well in the Fuling Shale Gas Reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(3): 16–20.
- [24] 王汉青, 陈军斌, 张杰, 等. 基于权重分配的页岩气储层可压性评价新方法[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(3): 88–94.
WANG Hanqing, CHEN Junbin, ZHANG Jie, et al. A new method of fracability evaluation of shale gas reservoir based on weight allocation[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(3): 88–94.
- [25] 赖富强, 罗涵, 覃栋优, 等. 基于层次分析法的页岩气储层可压裂性评价研究[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(3): 154–159.
LAI Fuqiang, LUO Han, QIN Dongyou, et al. Crushability evaluation of shale Gas reservoir based on analytic hierarchy process[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(3): 154–159.
- [26] 吕照, 刘叶轩, 陈希, 等. 页岩油储层可压性分析及指数预测[J]. *断块油气田*, 2021, 28(6): 739–744.
LYU Zhao, LIU Yexuan, CHEN Xi, et al. The fracability analysis and index prediction of shale oil reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(6): 739–744.
- [27] 郝丽华, 甘仁忠, 潘丽燕, 等. 玛湖凹陷风城组页岩油巨厚储层直井体积压裂关键技术[J]. *石油钻探技术*, 2021, 49(4): 99–105.
HAO Lihua, GAN Renzhong, PAN Liyan, et al. Key technology of volumetric fracturing in vertical wells of hugely thick shale oil reservoirs in the Fengcheng Formation of the Mahu Sag[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(4): 99–105.

[编辑 刘文臣]