

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组含油页岩 岩石力学特性及可压裂性评价

王小军¹, 梁利喜², 赵 龙¹, 刘向君², 秦志军¹, 李 玮²

(1. 中国石油 新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 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)

摘要:页岩油储层具有油气丰度低、渗透能力差、单井无自然产能或自然产能低于工业油流下限、能量衰减快等特点,在水平井或多分支井的基础上实施高效的压裂改造是实现页岩油效益开采的关键。围绕吉木萨尔凹陷芦草沟组含油页岩储层的可压裂性评价,实验测试与理论分析相结合,研究认识了岩石的变形破坏特征、力学强度特性及其纵向分布特征;在芦草沟组页岩储层可压裂性影响因素分析的基础上,建立了可压裂性指数评价方法。结果表明:芦草沟组含油页岩的变形破坏呈现显著的脆性特征,且层理、微裂缝等结构面发育,具备压裂改造形成复杂缝网的内在地质力学条件;芦草沟组页岩储层间存在岩石力学强度、地应力相对较高的隔层,对该类型储集体的压裂过程中在兼顾裂缝网络复杂化的同时还应强化压裂缝对上下储层的沟通能力,实现压裂改造有效体积的最大化;综合脆性指数、水平应力差、层间应力差以及断裂韧性等指标,建立了可同时表征水平井体积压裂缝网形成难易与压裂缝穿越隔层沟通纵向储层能力的可压裂性评价方法;基于微地震压裂监测结果的验证分析表明所建立的可压裂性指数评价方法在以吉木萨尔凹陷油页岩为代表的薄互层状页岩地层中具有较好适用性。

关键词:脆性;可压裂性指数;体积压裂;岩石力学;页岩油;芦草沟组;吉木萨尔凹陷;准噶尔盆地

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Rock mechanics and fracability evaluation of the Lucaogou Formation oil shales in Jimusaer sag, Junggar Basin

Wang Xiaojun¹, Liang Lixi², Zhao Long¹, Liu Xiangjun², Qin Zhijun¹, Li Wei²

(1. Exploration and Development Research Institute of Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University,
Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The shale oil reservoirs are characterized by low oil and gas abundance, poor permeability, no natural productivity or lower natural production capacity in single wells compared with the lower limit of commercial oil flow, and fast energy decay, etc. The application of efficient volumetric fracturing technique to horizontal or multi-lateral wells is the key to achieving efficient development of shale oils. In order to evaluate the fracability of the shale oil reservoir in the Lucaogou Formation in Jimusaer sag, sufficient experimental and theoretical studies were carried out. The characteristics of deformation and failure, mechanical strength and their lateral variations in the Lucaogou oil-bearing reservoir in Jimusaer sag were recognized. And a new method for evaluating the fracability indexes was established based on the analysis of the factors influencing the shale reservoir fracability in the Lucaogou Formation. The results show that due to the significant brittleness of shale under deformation and the well development of fabric planes such as bedding and micro-fractures, the intrinsic geological and mechanical conditions of the Lucaogou Formation are favorable for the formation of complex fracture networks under fracturing. There are interlayers characterized by high rock mechanical strength and in-situ stress in the Lucaogou shale reservoir. Therefore, to maximize the effective volume of fracturing in such reservoir, the artificial fractures

收稿日期:2019-02-12;修订日期:2019-03-16。

第一作者简介:王小军(1973—),男,高级工程师,石油地质。E-mail:wxiaojun@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:梁利喜(1976—),男,博士后,副教授,石油工程岩石力学。E-mail:liangzby@163.com。

基金项目:国家基础研究发展计划(973计划)项目(2015CB250906);国家油气重大专项(2016ZX05046-006);中国石油重大科技专项(2017E-0402)。

should be designed to increase the connectivity between upper and lower reservoirs, while the fracture networks should be as complicated as possible. Besides, a new fracability evaluation method was established using brittleness index, horizontal stress difference, interlayer stress difference and fracture ductility, which can simultaneously characterize the ability of volumetric fracturing network in horizontal wells and the vertical connectivity of artificial fractures. The analysis based on microseismic fracturing monitoring shows that the fracability index evaluation method is very suitable to evaluate thin alternating shale formations typically shown in the oil shales in Jimusaer sag.

Key words: brittleness, fracability index, volumetric fracturing, rock mechanics, shale oil, Lucaogou Formation, Jimusaer sag, Junggar Basin

世界石油工业正在从常规油气向非常规油气跨越。目前页岩气已成为全球非常规天然气勘探开发的热点,页岩油的相关研究也正在兴起^[1-2]。受页岩油丰度低、储层渗流能力差等地质特征制约,与页岩气相同,页岩油储层单井一般无自然产能或自然产能低于工业油流下限,且储层能量衰减快、补给困难^[3-5]。以地质工程一体化理念为指导,通过对岩性、物性、地应力、脆性等多信息的大数据分析,实现“甜点区”的科学系统评价,以及水平井或多支井体积压裂等技术实现“人造高渗区、重构渗流场”等技术体系的建立是破解页岩油经济开采困局、实现工业效益开采的有效途径^[6-7]。

储层可压裂性是表征储层具有能够被有效压裂改造而增产的性质,是储层固有的地质力学属性。通常,可压裂性较强的储层,更容易实施压裂、且能够更有效的沟通储层孔隙、微裂缝,提高泄流面积、达到预期的压裂增产效果。储层可压裂性评价已成为页岩油气为代表的非常规油气的“甜点”评价、压裂工程设计的重要技术支撑。长期以来,普遍采用脆性指数表征页岩储层的可压裂性,并取得了良好的应用效果,但已有工程实践也同时显示,大量具有较高脆性的页岩储层,压裂改造效果并不理想。鉴于此,国内外学者针对页岩储层可压裂性,开展了大量研究,已有形成的评价指标与评价方法可归纳为3大类^[8-13]:①基于力学指标的可压裂性评价。该方法针对脆性指数物理意义不够明确,且考虑因素单一的局限性,采用脆性指数、断裂韧性、地应力等力学参数其中的一个或多个指标组合进行可压裂性评价。②基于储层力学指标与地质指标的可压裂性评价。基于页岩压裂缝网形成机制,考虑储层裂缝、层理等结构特征以及脆性矿物等地质因素对压裂缝网的影响,综合脆性指数、断裂韧性、地应力等力学指标与矿物组成、天然软弱结构面(微裂缝、层理)等地质指标进行可压裂性评价。③基于地质指标与工程指标的可压裂性评价。该类基于储层可压裂性不仅反映储层压裂难易程度、压裂缝形态,同时还应反映压裂后的油气产出能力即可生产性、可持续性的认

识,在地质参数和力学参数的基础上,考虑固井质量、水平井井段长度、射孔方式以及支撑剂量、压裂液量等压裂工程参数实现储层可压裂性评价,从而将储层可压裂性的概念推广至反映容易压裂和能够达到预期的压裂效果可压裂性与可生产性、可持续性的评价指标。然而,由于储层岩性、物性特征以及压裂改造目标的不同,目前尚未形成统一的储层可压裂性评价方法体系。

准噶尔盆地东部二叠系芦草沟组是中国最为古老的陆相液态烃页岩层系之一,是近海咸化湖盆混积岩沉积,具有源储一体、薄层叠置、厚度较大、整体含油、连续分布的典型特征^[3]。2012年以来,准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油勘探取得重大突破,并在勘探开发实践过程中取得水平井加体积压裂是该套储层合理开发方式的认识^[7]。本研究针对芦草沟组油页岩储层,研究认识储层的岩石力学特征,建立适用于芦草沟组页岩油开发的可压裂性评价方法,为工程甜点评价以及压裂工程设计提供参考。

1 岩石力学特性

1.1 三轴压缩力学特性

1.1.1 试样制备及实验过程

考虑到页岩粘土含量高、易水化的特征,岩样制备过程中采用液氮冷却,并严格参照《工程岩体试验方法标准(GB/T 50266—2013)》的相关要求对岩样进行切割、打磨,保证岩心圆柱试样与加载压头(承压板)的直径之比为0.96~1.00,圆柱形岩心试样高度与直径之比为2.0~2.5。

实验过程中,首先对热塑管封装的圆柱形试样以每秒0.05 MPa的加载速率同步加载围压及轴向压力至预定的测试围压,保持围压在后续实验中恒定,然后以每秒0.5~1.0 MPa的加载速度施加轴向载荷,直至试件破坏,并同步监测记录轴向载荷、轴向变形及应变、径向变形及应变。

1.1.2 三轴压缩条件下的变形破坏特征

不同围压下,单轴及三轴压缩加载对应的应力-应变曲线如图1所示,分析可知:①岩石强度受围压影响显著,主要表现为随围压增大(0,15,20,35,45 MPa),峰值强度、弹性模量增大,泊松比降低;②在单轴与三轴(围压分别为15和35 MPa)压缩条件下,在轴向载荷未达到峰值强度时,试样主要呈现为弹性变形;峰值强度后,应力随应变迅速跌落。该现象表明压缩条件下试样呈现出较强的脆性特征;③分析压缩实验后的试样破裂可知(图2),单轴条件下试样破坏主要表现为沿加载方向的贯穿裂缝,即呈现张性劈裂破坏;随围压增大,试样破坏逐渐呈现为单剪切破坏,且碎裂程度降低;同时,部分试样受层理、微裂缝等天然结构面影响,即便在高围压条件下,试样破坏也较为破碎。

综上实验,芦草沟组的变形破坏呈现出典型的脆性特征,且其力学特征受围压影响显著,表现为低围压下抗压强度低、破坏碎裂程度高、裂缝复杂等特征。同时,层理、微裂缝等结构面的发育将加剧试样的破碎程度。结合芦草沟组的薄互层特征,层理面发育将有助于压裂缝形态的复杂化。

此外,高阳等^[14]实验研究表明芦草沟组储层层理发育导致的岩石抗压强度各向异性特征,表现为水平方向的杨氏模量大于垂直方向,而抗压强度的各向异性特征不显著。因此,岩石力学强度的各向异性将导致沿不同方向进行压裂的难易程度有所不同。

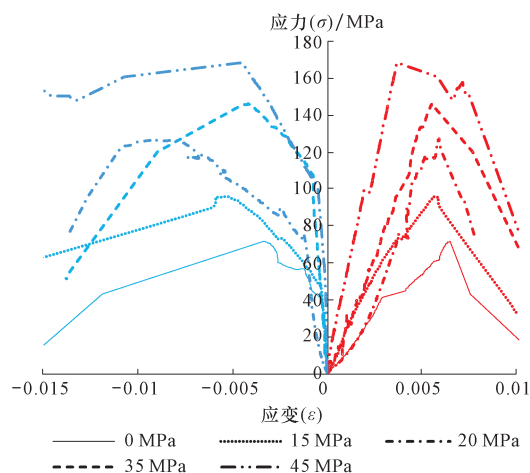


图1 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组岩心三轴压缩应力-应变曲线

Fig. 1 Stress-strain curves during triaxial compression of the core in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag (红色为轴向应变;蓝色为径向应变。)

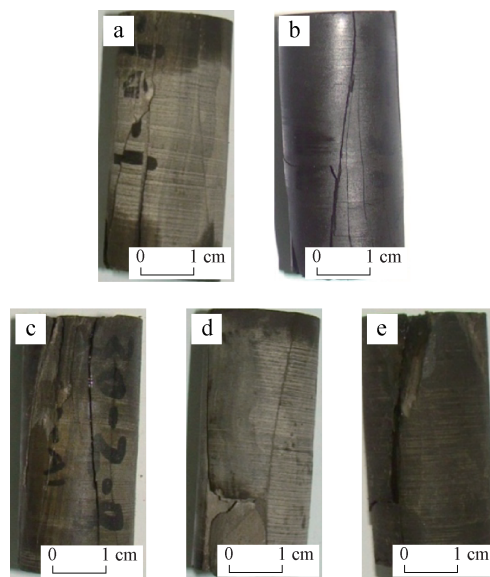


图2 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组岩心压缩实验后的破裂形态

Fig. 2 Triaxial compression test induced fracture geometry of shale cores in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag
a. 围压 0 MPa; b. 围压 15 MPa; c. 围压 20 MPa; d. 围压 35 MPa; e. 围压 45 MPa

1.2 抗张强度特征

抗张强度是影响地层压裂难易程度的重要强度参数,可通过对高度与直径比值为0.25~0.75的圆柱试样进行巴西劈裂测试得到。

受层理发育的影响,页岩抗张强度呈现横观各向同性的特征,即当圆柱试样轴线垂直于层理面,通过巴西劈裂测得的平行于层理的抗张强度为各向同性;而当圆柱试样轴线与层理面平行时,基于巴西劈裂测得的抗张强度与加载方向相关,表现为随加载方向与层理之间角度的增大,抗张强度呈增趋势。并且,基于经典弹性力学导出的各向同性岩石巴西劈裂抗张强度理论计算模型不再适用,需采用针对横观各向同性体的巴西劈裂计算模型^[15-16]。

本研究过程中,为了便于对不同岩性地层抗张强度的对比分析,对芦草沟组岩心均沿正交于层理方向钻取直径2.5 cm,厚度为0.25~0.75倍直径的圆柱形试样,且保证试样两端平整度不超过0.1 mm,端面垂直于试样轴线。各试样的抗张强度测试结果如图3所示。可看出,所取试样的抗张强度分布范围为3.16~11.04 MPa,受抗张强度差异的影响,相同的地应力及压裂施工条件下,地层的起裂压力不同,压裂难易度也不同。鉴于此,本研究结合测井数据进一步分析了芦草沟组岩石力学特性的纵向分布差异。

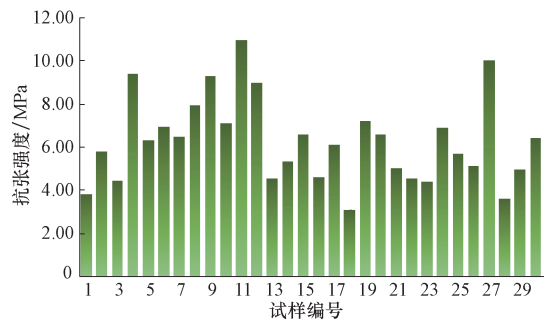


图3 吉木尔凹陷二叠系芦草沟组岩心抗张强度测试结果
Fig. 3 Test results showing the tensile strength of the shale cores in the Permian Lucaogou Formation, Jimusaer sag

1.3 岩石力学与地应力纵向分布特征

在岩石力学试验分析基础上,分析岩石力学参数与同步测试得到的声波、密度等岩石物理信息的关系,通过统计、拟合及实测数据校验,建立岩石力学参数预测模型。

$$E_s = 0.925E_d - 10\,882 \quad R^2 = 0.650\,8 \quad (1)$$

$$C_o = 43.057\text{Exp}(3E^{-05}E_s) \quad R^2 = 0.605\,2 \quad (2)$$

$$S_t = 0.028\,2(\rho/AC)^{2.844} \quad R^2 = 0.735\,8 \quad (3)$$

式中: E_s, E_d, C_o, S_t 分别为静态弹性模量、动态弹性模量、抗压强度、抗张强度,MPa; ρ 为体积密度, g/cm^3 ; AC 为纵波时差, $\mu\text{s}/\text{m}$ 。

基于上述模型及地应力的组合弹簧评价模型,根据测井资料对芦草沟组进行岩石力学参数、地应力纵向分布特征计算分析。由图4可知,储层段杨氏模量为25 000~30 000 MPa,隔层段杨氏模量为28 000~35 000 MPa;储层段泊松比为0.26~0.28,隔层泊松比为0.30~0.34;储层段抗张强度为3~10 MPa,隔层段为8~18 MPa,储层段水平最小主应力为71~78 MPa,隔层段为78~89 MPa。对比可知,在储隔层交互发育层段,隔层不仅具有较大的岩石力学强度,同时也具有较高的地应力。黄波等^[17]综合矿物组成测试与三轴压缩实验分析取得了与本研究相同的认识:认为不同岩性地层岩石力学强度差异显著,其中白云质含量高的页岩呈现极高的抗压强度。

由于纵向上各岩性地层存在显著的岩石力学与地应力差异,在该储层中进行压裂改造,压裂裂缝纵向延伸将可能受到高强度、高应力隔层的阻挡,从而降低裂缝的纵向沟通能力、限制储层压裂改造体积,难以达到

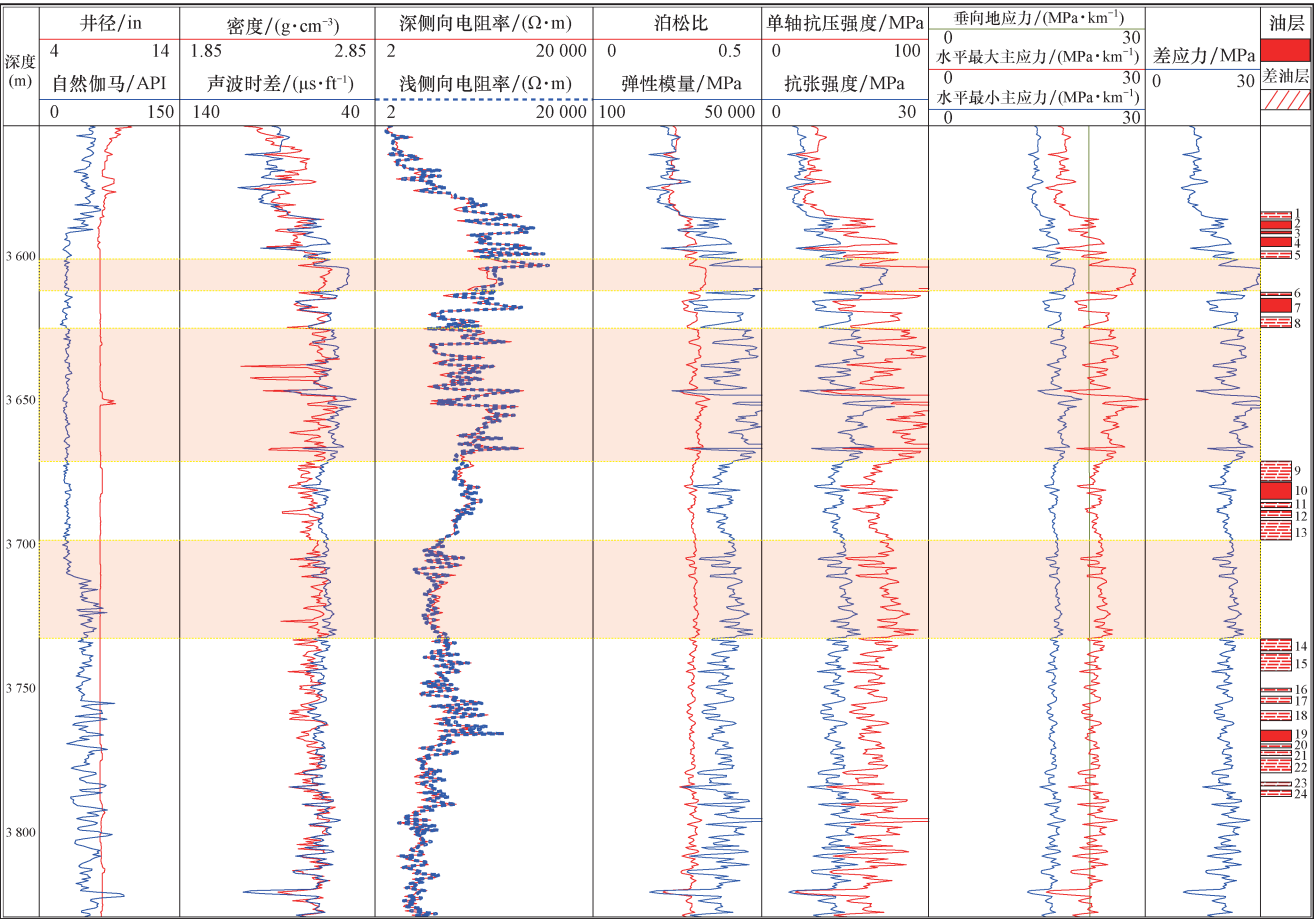


图4 吉木尔凹陷 J251 井的主要岩石力学特性与地应力纵向分布特征

Fig. 4 The main rock mechanical properties and the lateral distribution of geostress in Well J251, Jimusaer sag

预期压裂效果。因此,可压裂性评价及压裂设计时,应对压裂缝的纵向沟通能力进行评价、认识。

2 储层可压裂性评价

吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为中低孔、特低渗储层,孔隙以微纳米级为主,类型多样,主要有粒间孔(隙)、粒间溶孔、晶间孔及微裂隙等^[18]。针对该类储层的油气资源开采,水平井体积压裂已被证实是较为有效的技术手段,其中,压裂形成复杂缝网对实现油井工业化生产尤为关键。同时,考虑到甜点区的薄互层特征以及纵向上高强度、高应力隔层发育的特点,水平井压裂缝最大程度沟通纵向储层、实现压裂改造体积最大化,对保持油井长期稳产、最大程度提高原油采出也十分重要^[10,17]。因此,芦草沟组的可压裂性不仅应能够反映水平井体积压裂的缝网形成难易,同时还应能表征压裂缝穿越隔层沟通纵向储层能力。

2.1 页岩压裂缝网形成影响因素

通过压裂改造最大规模形成复杂连通缝网是实现页岩油等非常规油气工业化开采的关键。其中,压裂缝的起裂、扩展行为特征是影响压裂缝网规模及其复杂度最为重要因素。

针对页岩的已有大量研究表明^[19-26],页岩压裂缝的起裂与扩展涉及张性破坏、剪切滑移、错断等复杂的综合力学行为,除了受压裂液粘度、射孔参数、压裂施工排量等工程因素显著影响外,主要受控于地应力、岩石的力学性质、天然弱结构面(微裂缝、层理等)发育程度及脆性特征等地质力学因素。目前研究认为^[27]:脆性矿物含量高、岩石脆性强、水平最大主应力与水平最小主应力差小、天然结构面(裂缝、层理等)适度发育的地层,更易实施体积压裂,并可充分形成复杂缝网,即具有较高可压裂性。这也是现有研究主要通过地层脆性指数、断裂韧性、地应力等进行页岩地层缝网可压裂性评价的主要原因。

2.2 压裂缝纵向穿层延伸影响因素

芦草沟组“甜点体”横向展布较为稳定。每个“甜点”中发育页岩、泥岩、粉细砂岩与碳酸盐等多种岩性,且多呈互层状。此类地层中压裂缝纵向扩展行为复杂,将经历如下阶段:①裂缝在储层内扩展至储层-隔层界面;②裂缝延伸至地层界面,其可能的扩展模式为:裂缝在地层界面处止裂、沿地层界面转向扩展、沿地层界面滑移后穿越地层界面、直接穿越地层界面;

③穿越地层界面的裂缝在隔层中的扩展,其可能扩展模式为:止裂于隔层、扩展并穿越隔层。其中,裂缝能够穿越地层界面与隔层,有效沟通邻近储层是储层压裂缝有效高度最大化与压裂改造体积最大化的关键。

压裂缝在薄互层中的扩展模式除了与压裂施工排量、压裂液粘度等因素密切相关外,还主要受层间地应力差、地层断裂韧性、弹性模量、地层界面强度以及隔层厚度等地质力学因素影响^[28-30]。通常,层间应力差低,地层断裂韧性小,弹性模量高、隔层厚度小的地层组合更利于压裂缝的纵向穿层扩展,具有更好的可压裂性。

2.3 储层可压裂性评价模型

根据上述分析,针对芦草沟组交互的特低渗储层,从形成复杂可连通压裂缝网及压裂改造体积最大化两个方面,建立综合可压裂性指数(FI)如下:

$$FI = F_{SRV} F_{fr} \quad (4)$$

式中: FI 为综合可压裂性指数; F_{fr} 为表征形成复杂可连通压裂缝网的可压裂性指数,依据页岩压裂缝网形成影响因素分析,用脆性指数与应力差进行表征; F_{SRV} 为表征裂缝能够穿越隔层实现压裂改造体积最大化的可压裂性指数,依据压裂缝纵向穿层延伸影响因素分析,用层间应力差、断裂韧性以及抗张强度表征。

$$F_{fr} = \frac{B_{IN}}{\sigma_{HD}} \quad (5)$$

$$F_{SRV} = \frac{S_{TB}}{\sigma_{ID} K_{IC}} \quad (6)$$

公式(5)和(6)中: B_{IN} 为脆性指数; σ_{HD} 为储层内水平最大主应力与水平最小主应力之差,MPa; σ_{ID} 为层间水平最小主应力之差,MPa; K_{IC} 为断裂韧性; S_{TB} 为层界面抗张强度,MPa。

其中,针对脆性指数,国内外已建立了大量的评价方法、计算模型,本研究综合芦草沟的地层岩性、力学特征及现场评价的需要,采用计算模型如下^[31]:

$$B_{IN} = -77.982\rho - 1.94\Phi + 0.00049E_s + 216.079 \quad (7)$$

式中: ρ 为岩石密度, g/cm^3 ; Φ 为岩石孔隙度,%;

断裂韧性计算采用如下关系式^[32-33]:

$$K_{IC} = 0.2176p_c + 0.0059S_t^3 + 0.0923S_t^2 + 0.517S_t - 0.3322 \quad (8)$$

式中: p_c 为围压,MPa,其数值大小等于有效水平最小主应力,即:

$$p_c = \sigma_h - ap_p \quad (9)$$

式中: a 为孔隙弹性系数,是0~1的小数; p_p 为地层孔隙压力,MPa; σ_h 为水平最小主应力,MPa。

2.4 可压裂性评价方法的可靠性

利用本文所建立的可压裂性评价模型、方法对 JHW020 水平井段进行可压裂性指数计算评价,并结合微地震监测结果验证本文所建可压裂性评价方法的可靠性。

对 JHW020 井水平井段 3 458.2 ~ 4 763.0 m, 分 17 段共 33 簇实施了体积压裂改造,采用固井完井 + 速钻桥塞多簇射孔联作分级压裂工艺,具有大排量、大液量、大规模压裂加砂的施工特点。所用压裂液总量为 23 992.3 m³,其中各级总液量为 1 147 ~ 1 677.4 m³;总加砂量为 1 288.34 m³,各级加砂量为 60.28 ~ 100.3 m³。微地震压裂监测结果表明:所形成的各级压裂缝网高为 44 ~ 89 m,各级缝网长为 169 ~ 467 m。

基于微地震压裂监测结果,统计各级的缝网体积 SRV 以及反映各级压裂缝网复杂度的微地震事件数,进而分析缝网体积 SRV 与可压裂性指数的关系、微地震事件数与可压裂性指数的关系(图 7,图 8),可看出缝网体积 SRV、微地震事件数与可压裂性指数都呈现较好的相关性。该结果表明,本文所建立的可压裂性

指数评价模型适用于芦草沟组页岩油储层,分析结果具有一定可靠性,可为地质工程“甜点”区综合评价以及压裂选层、水平段分段分簇等压裂设计提供基础参考。

3 结论

1) 基于三轴压缩岩石力学实验分析可知,芦草沟组含油页岩在轴向载荷未达到峰值强度时,试样主要呈现为弹性变形,峰值强度后,应力随应变迅速即跌落,其变形破坏呈现出显著的脆性特征;且层理、微裂缝等结构面发育以及低围压条件都将加剧岩石破坏的碎裂程度。具备压裂改造形成复杂缝网的内在地质力学条件。

2) 纵向上,芦草沟组各岩性地层的岩石力学特性与地应力存在显著差异,即储层间存在岩石力学强度、地应力相对较高的隔层。针对此类储集体实施压裂,除了保证形成复杂压裂缝网外,还同时应强化压裂缝的纵向沟通能力,合理增大缝高,实现压裂改造有效体积的最大化。

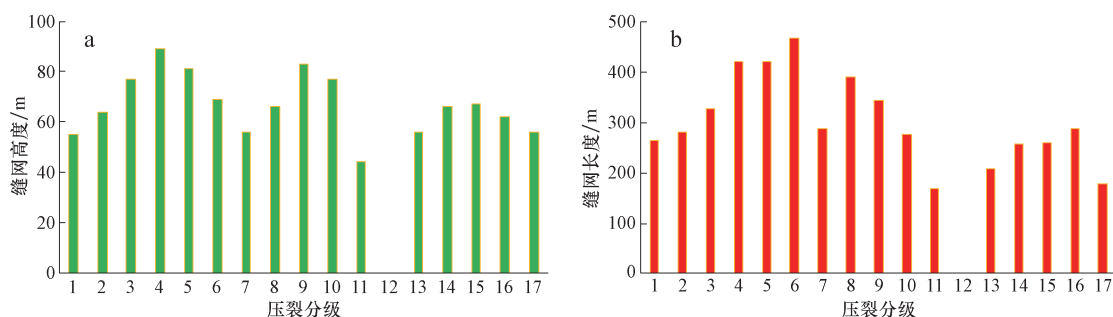


图5 吉木萨尔凹陷 JHW020 井各级压裂的缝网长度与缝网高度

Fig. 5 The length and height of fracture networks at various levels in Well JHW020, Jimusaer sag

a. 缝网高度; b. 缝网长度

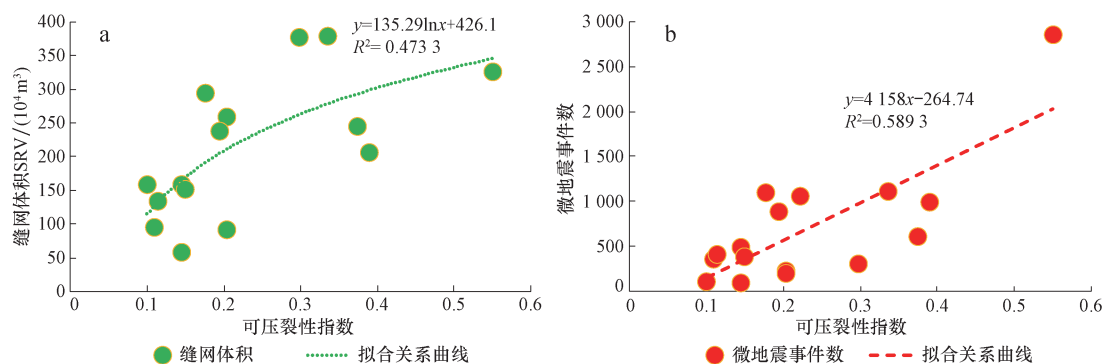


图6 吉木萨尔凹陷 JHW020 井的缝网体积、微地震事件数与可压裂性指数的关系

Fig. 6 The relationship of fracture network volume, number of microseismic events and fracability index in Well JHW020

a. 缝网体积与可压裂性指数的关系; b. 微地震事件数与可压裂性指数的关系

3) 针对芦草沟组储层中低孔、特低渗的物性特征以及纵向上高强度、高应力隔层发育的特点,建立了可同时表征水平井体积压裂缝网形成难易与压裂缝穿越隔层沟通纵向储层能力的可压裂性评价方法。

4) 基于微地震压裂监测分析得到的压裂缝网体积SRV、微地震事件数与利用本文方法分析得到的可压裂性指数具有较强的相关性,表明本文所建立的可压裂性指数评价方法在以吉木萨尔凹陷油页岩为代表的薄互层状页岩地层中具有较好的适用性。

参 考 文 献

- [1] 邹才能,杨智,崔景伟,等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发,2013,40(1):14-26.
Zou Caineng, Yang Zhi, Cui Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in china [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013,40(1):14-26.
- [2] Zou C N, Yang Z, Tao S Z. Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: the ordos basin, north-central china [J]. Earth-Science Reviews, 2013, 126:358-369.
- [3] 杨智,侯连华,林森虎,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油、页岩油地质特征与勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(4): 76-85.
Yang Zhi, Hou Lianhua, Lin Senhu, et al. Geologic characteristics and exploration potential of tight oil and shale oil in lucaogou formation in jimsar sag [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(4): 76-85.
- [4] 姜在兴,张文昭,梁超,等. 页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 184-196.
Jiang Zaixing, Zhang Wenzhao, Liang Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 184-196.
- [5] 卢双舫,李俊乾,张鹏飞,等. 页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 436-444.
Lu Shuangfang, Li Junqian, Zhang Pengfei, et al. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 436-444.
- [6] 邹才能,丁云宏,卢拥军,等. “人工油气藏”理论、技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 144-154.
Zou Caineng, Ding Yunhong, Lu Yongjun, et al. Concept, technology and practice of “man-made reservoirs” development [J]. Petroleum Exploration And Development, 2017, 44(1): 144-154.
- [7] 匡立春,王霞田,郭旭光,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油地质特征与勘探实践[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(6): 629-634.
Kuang Lichun, Wang Xiatian, Guo Xuguang, et al. Geological characteristics and exploration practice of tight oil of lucaogou formation in jimsar sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(6): 629-634.
- [8] 侯冰,陈勉,王凯,等. 页岩储层可压性评价关键指标体系[J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27(6): 42-49.
Hou Bing, Chen Mian, Wang Kai, et al. 2014. The key index system of fracability evaluation in gas shale reservoir [J]. Journal of Petrochemical Universities (in Chinese), 27(6): 42-49.
- [9] Chong K K, Grieser W V, Passman A, et al. A completions guidebook to shale-play development: A review of successful approaches towards shale-play stimulation in the last two decades [C]. The Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canada. 19-21 October 2010. CSUG/SPE 133874
- [10] 任岩,曹宏,姚逢昌,等. 吉木萨尔致密油储层脆性及可压裂性预测[J]. 石油地球物理勘探, 2018, 53(3): 3-4, 511-519.
Ren Yan, Cao Hong, Yao Fengchang, et al. Brittleness and fracability prediction for tight oil reservoir in jimsar sag, junggar basin [J]. OGP, 2018, 53(3): 511-519.
- [11] 高辉,张晓,何梦卿,等. 基于测井数据体的页岩油储层可压裂性评价研究. 地球物理学进展, 2018, 33(2): 0603-0612.
Gao Hui, Zhang Xiao, He Mengqing, et al. Study on evaluation of shale oil reservoir fracability based on well logging data volume [J]. Progress In geophysics (In Chinese), 2018, 33(2): 0603-0612.
- [12] 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.
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.
- [13] 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.
- [14] 高阳,王英伟,王玉多,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密储集层岩石力学特征[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(2): 158-162.
Gao Yang, Wang Yingwei, Wang Yuduo, et al. Rock mechanics characteristics of lucaogou tight oil reservoir in jimusaer sag, junggar basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(2): 158-162.
- [15] Claesson J, Bohloli B. Brazilian test: stress field and tensile strength of anisotropic rocks using an analytical solution [J]. International Journal Rock Mechanics And Mining Sciences, 2002, 39(8): 991-1004.
- [16] 杨志鹏,何柏,谢凌志,等. 基于巴西劈裂试验的页岩强度与破坏模式研究[J]. 岩土力学, 2015, 36(12): 3447-3455.
Yang Zhipeng, He Bai, Xie Lingzhi, et al. Strength and failure modes of shale based on brazilian test [J]. Rock And Soil Mechanics, 2015, 36(12): 3447-3455.
- [17] 黄波,谢斌,李佳琦,等. 吉木萨尔二叠系致密油岩石力学特性参数分析与压裂对策[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(25): 67-74.
Huang Bo, Xie Bin, Li Jiaqi, et al. Rock mechanical parameters analysis of permian tight formations at jimusaer in xinjiang and the related measures for fracturing [J]. Science Technology and Engineering, 2016, 16(25): 67-74.
- [18] 靳军,杨召,依力哈木·尔西丁,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷致密油储层纳米孔隙特征及其含油性[J]. 地球科学, 2018, 43(5): 1594-1601.
Jin Jun, Yang Zhao, Yilihamu · Erxiding, et al. Nanopore characteristics and oil-bearing properties of tight oil reservoirs in jimsar sag,

- juggar basin[J]. Earth Science, 2018, 43(5): 1594–1601.
- [19] 梁利喜, 黄静, 刘向君, 等. 天然裂缝对页岩储层网状诱导缝的控制作用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2016, 43(6): 696–702.
- Liang Lixi, Huang Jing, Liu Xiangjun. Formation and control effect of natural fracture on network induced fracture in shale reservoir[J]. Journal of ChengDu University of Technology (Science & Technology Edition), 2016, 43(6): 696–702.
- [20] 蒋廷学, 周健, 张旭, 等. 深层页岩气井裂缝扩展及导流特性研究及展望[J]. 中国科学: 物理学力学天文学, 2017, 47(11): 33–40.
- Jiang Tingxue, Zhou Jian, Zhang Xu, et al. Over view and prospect of fracture propagation and conductivity characteristics in deep shale gas wells[J]. Scientia Sinica Physica, Mechanica & Astronomica, 2017, 47(11): 33–40.
- [21] Nagel NB, Gil I, Sanchez-Nagel M, et al. Simulating hydraulic fracturing in real fractured rocks-overcoming the limits of pseudo 3D models[C]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA. 24–26 January 2011. SPE140480
- [22] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 88–94.
- Chen Mian. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(5): 88–94.
- [23] Gu HR, Weng X, Lund JB, et al. Hydraulic fracture crossing natural fracture at nonorthogonal angles: a criterion and its validation[J]. SPE Production & Operations, 2012, 27(1): 20–26.
- [24] Meyer B R, Bazan L W. A Discrete fracture network model for hydraulically induced fractures: theory, parametric and case studies[J]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas, USA. 24–26 January 2011. SPE140514
- [25] Nagel NB, Sanchez MA, Lee B. Gas shale hydraulic fracturing: A numerical evaluation of the effect of geomechanical parameters[C]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA. 6–8 February 2012. SPE152192
- [26] Warpinski N R, Mayerhofer M J, Vincent M C, et al. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(10): 39–51.
- [27] 赵金洲, 任岚, 沈聘, 等. 页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J]. 天然气工业, 2018, 38(3): 1–14.
- Zhao Jinzhou, Ren Lan, Shen Cheng, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(3): 1–14.
- [28] 闫相祯, 宋根才, 王同涛, 等. 低渗透薄互层砂岩油藏大型压裂裂缝扩展模拟[J]. 岩石力学与工程学报, 2009, 28(7): 1425–1431.
- Yan Xiangzhen, Song Gencai, Wang Tongtao, et al. Simulation of fracture propagation in large-scale reservoir with low permeability and thin interbedded sandstone[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2009, 28(7): 1425–1431.
- [29] 高英. 薄互层低渗透油藏压裂开发裂缝扩展规律及产能预测研究[D]. 北京: 北京科技大学, 2015.
- Gao Ying. Productivity prediction of fractured well and propagation law of hydraulic fractures in thin inter-bedded low permeability reservoirs[D]. University of Science and Technology Beijing, 2015.
- [30] 赵海峰, 陈勉, 金衍. 水力裂缝在地层界面的扩展行为[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 450–454.
- Zhao Haifeng, Chen Mian, Jin Yan. Extending behavior of hydraulic fracture on formation interface[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 450–454.
- [31] 刘向君, 梁利喜. 油气工程测井理论与应用[M]. 北京: 科学出版社, 2015: 38–44
- Liu xiangjun, Liang lixi. Theory and application of oil and gas engineering logging[M]. Beijing: Science Press, 2015: 38–44.
- [32] 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.
- 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.
- [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(2): 3630–3635.
- 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.

(编辑 张玉银)