

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025253

融合地应力特征的致密储层压裂缝长机器学习预测

陆雪皎^{1,2}, 李洪畅^{1,2}, 李宇征^{1,2}, 王思仪^{1,2}, 王晶^{1,2}, 杨焕英^{1,2}, 平义^{1,2}

(1. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018; 2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018)

摘要:为解决鄂尔多斯盆地华庆油田致密油藏开发中面临的天然裂缝预测精度低、人工压裂设计缺乏理论支撑等关键问题,采用多学科融合的裂缝网络表征与压裂计算方法,基于452口井的成像测井、岩心资料和岩石力学实验数据,构建了“测井响应-地应力场-裂缝参数”的多元耦合模型,建立了考虑电阻率降幅大于30%、声波时差增幅大于10%等定量指标的天然裂缝识别标准。通过序贯高斯模拟与Oda(离散裂缝网络随机建模)算法,实现了研究区三维裂缝网络重构(北东60°~90°走向占比66.7%,长度5~95 m,渗透率0~18×10⁻³ μm²),模型验证吻合度达近90%。在地应力场表征方面,采用修正Eaton(伊顿)法反演得到水平主应力差4~8 MPa(最大水平主应力为北东75°)。基于天然裂缝及地应力场的研究,研发了融合PKN/P3D(珀金斯-克恩-诺德伦德/拟三维)模型与XGBoost(极端梯度提升)算法的压裂缝长预测系统,关键创新点为结合经典压裂模型PKN/P3D模型,同时考虑PKN/P3D模型中部分参数现场获取困难,将研究区部分井利用成熟商业软件Kinetix(一款动态压裂模拟软件)计算的压裂缝作为机器学习样本,从而得到该研究区所有井及邻近井区的压裂缝计算。现场应用表明:预测结果较微地震监测数据平均误差仅7.2%,利用研究成果指导B195-100X井重复压裂后产量提升42%。该研究形成了1套适用于无地震资料区的致密油藏“裂缝识别-地应力表征-缝长预测-压裂优化”的一体化技术路径,为鄂尔多斯盆地及类似地质条件的致密油藏高效开发提供了可复制的理论方法和技术范式。

关键词:致密油藏;大斜度;天然裂缝展布;压裂缝;机器学习;地应力

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Machine learning prediction of fracture length in tight reservoirs by integrating geostress characteristics

LU Xuejiao^{1,2}, LI Hongchang^{1,2}, LI Yuzheng^{1,2}, WANG Siyi^{1,2}, WANG Jing^{1,2}, YANG Huanying^{1,2}, PING Yi^{1,2}

(1. Exploration and Development Research Institute of China Petroleum Changqing Oilfield Branch, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 2. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: In order to solve the key problems of low prediction accuracy of natural fractures and lack of theoretical support for artificial fracturing design in the development of tight oil reservoirs in Huaqing Oilfield, Ordos Basin, a multidisciplinary fusion of fracture network characterization and fracturing calculation method was adopted. Based on imaging logging data, core data, and rock mechanics experimental data of 452 wells, a multivariate coupling model of "logging response geostress field fracture parameters" was constructed, and a natural fracture identification standard considering quantitative indicators such as resistivity reduction > 30% and acoustic time difference increase > 10% was established. By using sequential Gaussian simulation and Oda algorithm, the three-dimensional fracture network reconstruction in the study area was achieved (with a NE60°~90° orientation accounting for 66.7%, a length of 5 m to 95 m, and a permeability of 0~18×10⁻³ μm²), and the model validation agreement reached nearly 90%. In terms of characterizing the geostress field, the modified Eaton method was used to invert the horizontal principal stress difference of 4~8 MPa (σ_H=NE75°). Based on the study of natural fractures and geostress fields, a fracturing fracture length prediction system was developed by integrating the PKN/P3D model and XGBoost algorithm. The key innovations include: combining the classic fracturing model PKN/P3D model, while considering the difficulty of obtaining some parameters in the PKN/P3D model on site, the fracturing fractures calculated using the mature commercial software Kinetix for some wells in this study area were used as machine learning samples to obtain fracturing calculations for all wells and adjacent well areas in the study area. On site applications have shown that the prediction results have an average error of only 7.2% compared to microseismic monitoring data. Using research results

收稿日期:2025-05-28。

第一作者简介:陆雪皎(1988—),女,硕士,高级工程师,主要从事油藏渗流力学、油田开发与提高采收率工作。地址:陕西省西安市未央区凤城四路长庆科技楼,邮政编码710018。E-mail: lxj2016_cq@petrochina.com.cn。

to guide the B195-100X well to increase production by 42% after repeated fracturing. This study has developed an integrated technical pathway for "fracture identification geostress characterization fracture length prediction fracturing optimization" in tight oil reservoirs suitable for areas without seismic data, providing replicable theoretical methods and technical paradigms for efficient development of tight oil reservoirs in the Ordos Basin and similar geological conditions.

Keywords: tight oil reservoir; high inclination; natural fracture distribution; pressure fracture; machine learning; geostress

致密油藏是全球油气增储上产的重要接替领域,但其超低孔渗特性导致开发难度大、递减快;天然裂缝的分布直接决定储层渗流能力,而人工压裂缝的几何形态又受地应力、岩性及工程参数多重约束,二者耦合关系复杂,尤其在构造复杂的大斜度区,裂缝展布规律及水窜机理尚缺乏系统性认识^[1]。邹才能等^[2]提出了非常规油气地质理论与“人工造缝+天然裂缝”的协同开发模式。现有裂缝识别技术依赖地震属性或成像测井,在地震资料缺失区域难以实现精细表征;同时,天然裂缝与人工裂缝间的相互作用机制仍缺少可现场推广的预测模型^[3]。

针对上述难题,该研究以鄂尔多斯盆地华庆油田L183区块为靶区,聚焦“天然裂缝-人工裂缝-应力场”的耦合机制及其对水窜的影响,研究整合成像测井、常规测井与岩石力学试验数据,构建天然裂缝与地应力三维模型,并融合经典压裂理论与机器学习算法,将地应力参数作为机器学习模型的重要输入变量,提出了1套适用于无地震资料区的人工裂缝长度快速预测方法,为致密油藏压裂优化与动态调配提供理论与技术支撑。通过地应力与裂缝网络表征,为天然裂缝与人工裂缝间的相互作用机制提供地质与力学基础。

1 研究区概况及存在问题

华庆油田L183区块位于鄂尔多斯盆地中部,主力油层为长 6_3 段,储层物性较低,岩心平均孔隙度为11.6%,平均渗透率为 $0.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的低孔致密型油藏;研究区水平最大主应力为NE75°,地层压力介于15~18 MPa,天然微裂缝较为发育。

L183区块共439口油井,注水井202口,单井平均日产量2.3 t,综合含水率达48%,吸水不均井占比59.4%,总体开发效果未达预期,注采关系复杂,见水井44口,其中22口油井受天然缝、压裂缝和动态缝影响裂缝型见水,占比50%。见水后表现为液量上升,但同步含水大幅度上升,导致油量急剧下降。需针对区块油层裂缝特征,对压裂施工进行优化设计以提高油井产能。

近年来,国内外许多学者基于勘探开发裂缝油藏的实践,逐步摸索出了1套识别裂缝、预测裂缝分布规律的技术,包括:裂缝的识别方法(对野外露头裂缝的识别、对岩心裂缝的识别、用常规测井的方法识别裂缝、用成像测

井的方法识别裂缝)与裂缝分布预测方法(地震相分析方法、相干数据体方法、地震属性参数提取等方法)。但由于裂缝分布的复杂性,其研究难度仍很大,尤其是没有地震资料的情况下如何建立准确的裂缝模型对于不同的研究区仍需进一步开展攻关研究^[4-15]。同时,针对现场微地震资料匮乏,以及横波测井资料缺失,如何研究地应力及压裂缝也亟需加强研究^[16-20]。

2 基于应力的致密油藏天然裂缝预测及压裂缝计算

2.1 天然裂缝研究

研究区B193-107井的成像测井(FMI)处理成果图表明:B193-107井长 6_3 层段平均发育15条高角度裂缝($65.1^\circ \sim 89.1^\circ$),优势走向北东 $60^\circ \sim 90^\circ$ (图1)。为研究区天然裂缝的倾角、倾向和发育密度提供了最直接的观测依据,是标定常规测井响应特征的基准。

无岩心资料,借鉴邻区取心资料(图2)。

通过对试验区附近6口井的岩心观察,并结合古地磁等资料综合分析,天然裂缝在北东 $45^\circ \sim 60^\circ$ 、北东 $70^\circ \sim 80^\circ$ 均有一定的分布,天然裂缝发育且呈多方向性。

由于研究区地震资料缺失,天然裂缝识别主要基于单井成像测井及岩心标定,更主要是依赖常规测井数据。

图2a为邻区取心井的岩心照片,清晰显示了高角度天然裂缝的实际发育情况,验证了测井解释的可靠性。图2b的裂缝玫瑰花图综合了岩心和成像测井解释结果,定量揭示了研究区天然裂缝的优势发育方向为北东 $60^\circ \sim 90^\circ$,这一认识对理解地下流体优势渗流方向和人工裂缝扩展轨迹至关重要。

根据邻区2口实钻井岩心分析数据,L183井长 6_3 层段实测裂缝密度为8~10条/m(表1);从2口井测井分析可知在裂缝发育段电阻率降幅介于30%~32%(深侧向电阻率从 $120 \Omega \cdot \text{m}$ 降至 $78 \Omega \cdot \text{m}$),声波时差增幅介于11%~13%(从 $65 \mu\text{s}/\text{ft}$ 增至 $75 \mu\text{s}/\text{ft}$, $1 \text{ ft} = 0.3048 \text{ m}$)。

基于452口井测井数据综合分析,天然裂缝在测井曲线上具有典型响应特征:裂缝发育层段在声波时差测井中表现为时差值增大(因裂缝增加孔隙度导致波速下降),在电阻率测井中呈现低阻特征。鉴于裂缝性储层强非均质性特点,单一测井参数解释存在局限性,通过岩心

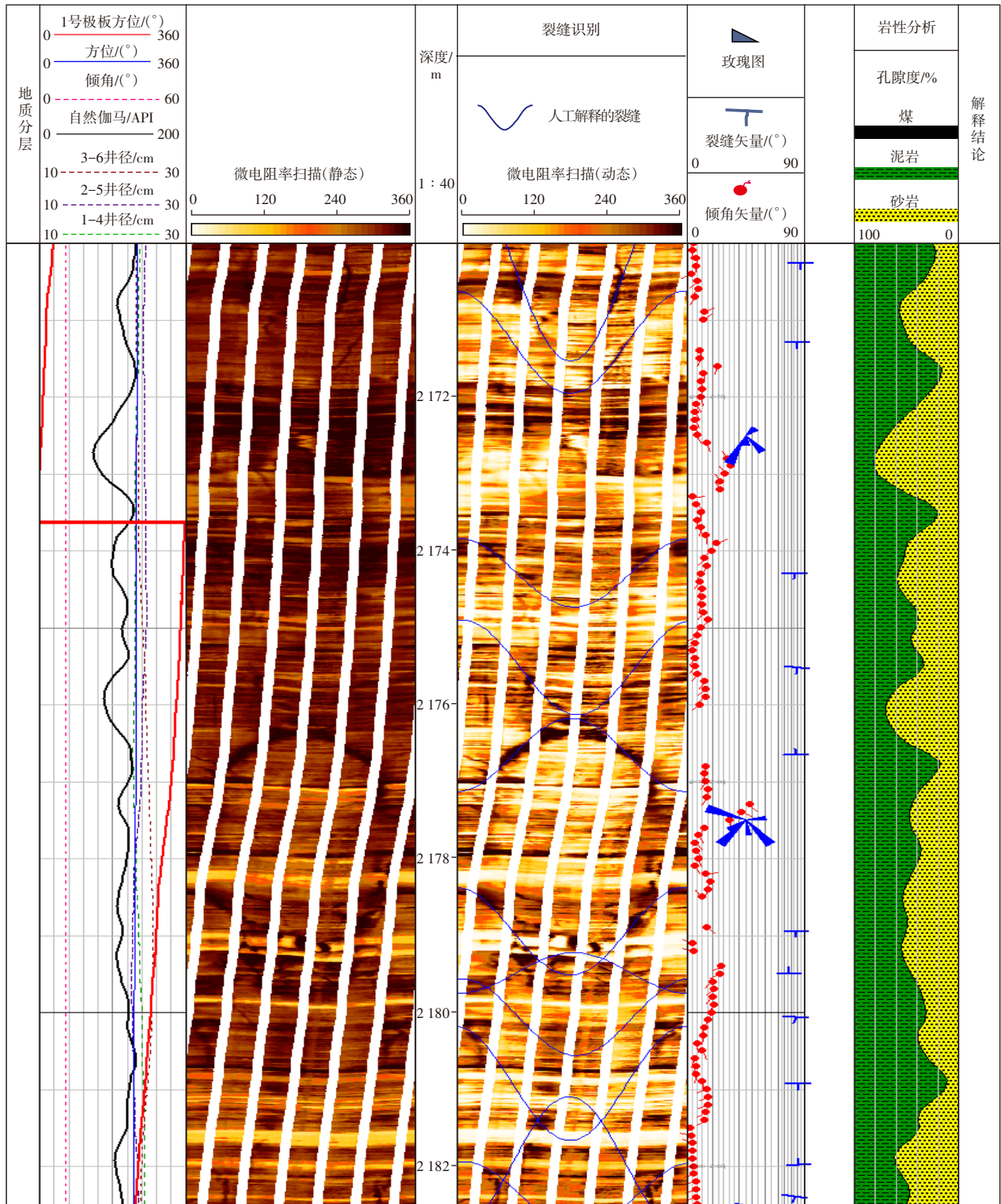


图1 华庆油田L183区块B193-107井成像测井裂缝特征

Fig. 1 Fracture characteristics from imaging logs of Well B193-107, Block L183, Huaqing Oilfield

成像测井标定,综合声学、电学及岩石物性参数,建立了适用于该区的多参数融合的裂缝响应阈值。

在利用测井曲线进行裂缝识别时,采用了以下量化标准:双侧向测井显示电阻率降低幅度需达到30%以上;微侧向测井中,电阻率下降需超过 $20 \Omega \cdot m$;声波测井表现为纵波时差增加10%以上,同时横波时差显著增大

或横波振幅基本消失;补偿密度测井中,曲线值需大于 0.18 g/cm^3 ;自然伽马测井中,自然伽马值降低幅度需超过10%;井径测井中,井径扩大比例需达到10%以上。

基于以上标准,应用灰色理论计算井点裂缝发育强度,构建井点处裂缝发育强度曲线,同时结合成像测井分析及岩心分析资料将天然裂缝划分为不同组系,利用序

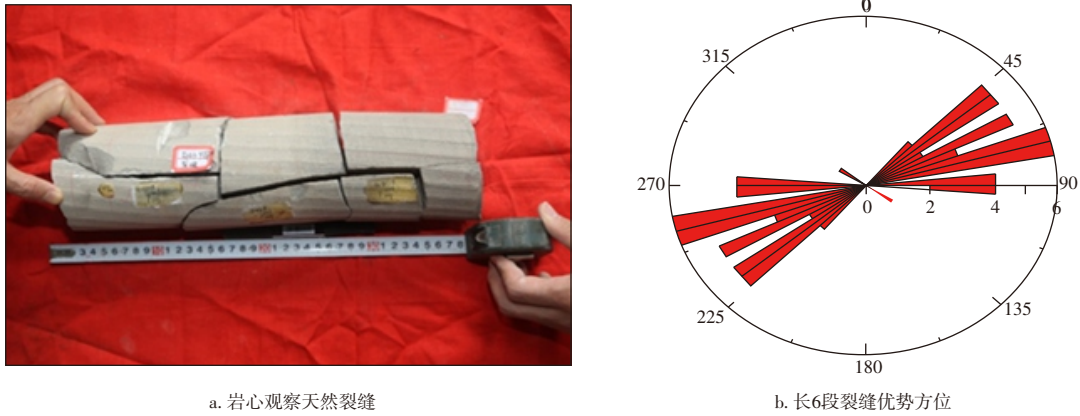


图2 华庆油田L183区块岩心观察天然裂缝及长6段裂缝优势方位

Fig. 2 Natural fractures from core observation and interpretation of dominant fracture orientation in the Chang 6³ member, Block L183, Huaqing Oilfield.

表1 华庆油田L183区块岩心裂缝响应标定数据

Table 1 Calibration Data of Core Fracture Responses in Block L183 of Huaqing Oilfield

井号	岩心深度/ m	实测裂缝密度/(条/m)	电阻率降幅/%	声波时差增幅/%	裂缝类型
L183-45X	1 920.3~1 921.1	10	32	11	高角度剪切缝
B170-110X	2 105.2~2 106.0	8	30	13	张性裂缝

贯高斯随机模拟方法,建立裂缝发育强度模型,同时基于研究区裂缝发育地质资料,建立机理模型,通过改变裂缝参数,绘制应力应变曲线图。建立模型及曲线数据库,使用所预测储层的应力应变曲线与数据库中的曲线图版进行拟合,找到拟合效果最佳的图(图3a),综合预测储层裂缝分布范围。

图3b展示了将目标储层的实际力学响应曲线与图版库进行拟合的过程。通过寻找最佳匹配的曲线,可以反推出储层的等效裂缝发育参数(如密度、开度),这是一种基于岩石力学原理的、间接预测裂缝分布的物理模拟方法,是对随机统计建模的重要补充和约束。

通过序贯高斯模拟和Oda(离散裂缝网络随机建模)算法生成的B193-107井周边的离散裂缝网络(DFN)模

型(图4)。

图4a为剖面图,显示了模拟出的裂缝在井壁的空间展布。图4b为该井区的三维DFN模型立体显示。模型预测该井发育17条裂缝,与成像测井统计的15条高度吻合(吻合度近90%),有效验证了建模算法的准确性,为后续的压裂模拟提供了可靠的地质模型基础。据此,可认为该研究建立的裂缝模型可靠程度高。

模型预测研究天然裂缝长度介于0.5~95.0 m之间,渗透率约介于 $0\sim 18\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。天然裂缝对储层渗透率有一定的改善,但由于天然裂缝长度较短且渗透率仍较低,对储层的改善程度一般,故研究区的井通常是压裂建产的,但天然裂缝和地应力会影响压裂缝的形态及展布^[21-25]。

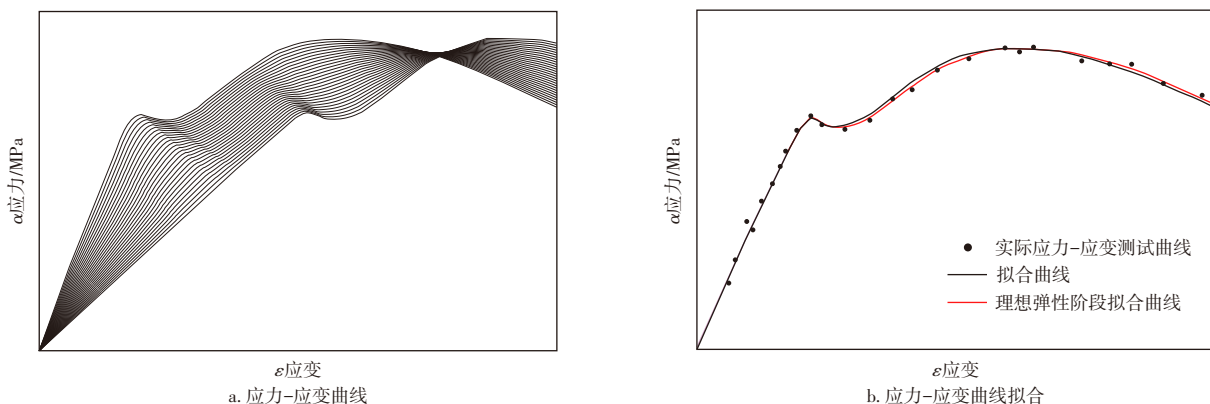


图3 应力-应变行为表征与模型构建

Fig. 3 Characterization and modeling of the stress-strain behavior.

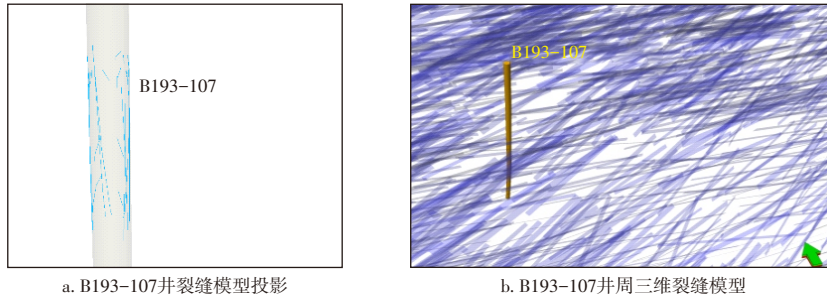


图4 华庆油田L183区块B193-107井裂缝模型投影及三维裂缝模型

Fig. 4 Fracture Model Projection and 3D Fracture Model of Well B193-107 in Block L183 of Huaqing Oilfield

2.2 地应力研究

地应力是控制天然与人工裂缝展布的关键因素。古构造应力场决定了天然裂缝的生成与分布,现代应力场则影响天然裂缝的开启状态和人工裂缝的延伸方向。地应力的大小和方向共同控制裂缝的形态、渗透率及各向异性特征。

压裂过程中,人工裂缝通常沿现代最大水平主应力方向扩展。若该方向与天然裂缝斜交或正交,易形成复杂缝网,提高储层渗流能力。垂向与水平主应力的相对大小控制裂缝产状:垂向应力小于水平应力时易形成水平缝,反之形成垂直缝。水平主应力差是促使天然裂缝剪切破裂并与人工裂缝沟通的关键,直接影响缝网的形成。

基于岩石力学实验、地应力测试及测井数据,建立了研究区的岩石力学参数与应力剖面模型。结合 Petrel VISAGE 模块,利用地质、力学及工程数据,构建了地应力模型。结果显示,研究区泊松比平均0.26,杨氏模量平均29.7 GPa。裂缝与主应力方向斜交时,会引起局部应力偏转,使最小主应力方向偏离区域背景场^[26-30]。

综上所述,地应力显著影响天然与人工裂缝的形成、延伸及缝网构建。

图5显示天然裂缝周围最小水平主应力方向发生偏转,偏转角最大达42°(表2),表明裂缝对局部应力场

具有显著扰动作用。天然裂缝对地应力场的扰动具有局部性、方向性和非对称性。应力扰动区域:天然裂缝附近水平最小主应力方向会发生显著偏转,远离裂缝后逐渐恢复原始方向;裂缝倾角越大,扰动区域越小;主应力偏转角度可达42°,尤其在裂缝密度高、间距小、逼近角越大时更显著;应力阴影叠加效应会使裂缝间区域应力方向发生系统性旋转,形成“应力走廊”或“应力屏障”。

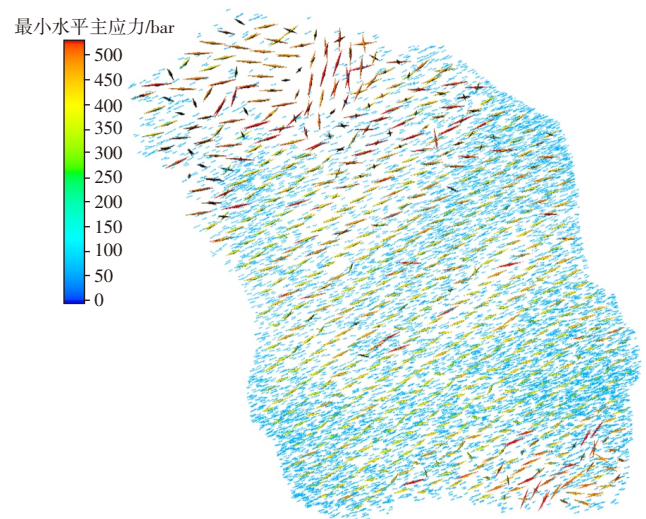


图5 天然裂缝及天然裂缝影响下主应力偏转

Fig. 5 Diagram of Minimum Horizontal Principal Stress Deviation under the Influence of Natural fractures and Natural fractures

表2 主应力偏转实测数据

Table 2 Measured Data of Principal Stress Deflection

井号	测试方法	裂缝密度/(条/m)	偏转角/(°)	数据来源
B170-110X	微压裂测试	12	42	微压裂压力曲线
L183-45X	井壁崩落分析	8	35	FMI成像测井
B193-107	井下微地震	6	28	微地震事件定位

从研究区块岩石力学性质的分布特征分析表明,水平最大主应力(σ_H)与最小主应力(σ_h)的分布与岩性具有显著的相关性。通过建立基于岩相控制的岩石力学参数三维分布模型,能够准确表征不同岩性单元对地应力

场的控制作用。该模型可为后续水力压裂模拟研究提供关键的基础数据支撑,具体体现在:①为压裂裂缝扩展方向的预测提供应力场约束条件;②为不同岩性层段的压裂施工参数优化提供力学依据;③为评估天然裂缝与人

工裂缝的相互作用机制奠定理论基础。

2.3 人工压裂缝研究

裂缝长度是压裂设计的核心依据,直接影响泵注参数、液体类型和支撑剂用量的优化。结合裂缝高度与导流能力,可准确预测产能,避免压裂不足或过度。此外,精确的缝长计算有助于科学部署井距、优化开发方案,是评估施工效果、控制开发风险、提升经济效益的关键。缝长计算需综合考量储层特性、岩石力学参数及施工参数等多重因素。

2.3.1 人工压裂缝的主控因素

岩性、地应力差、流体压力、工程工艺参数等是影响裂缝扩展的重要因素;射孔可以降低破裂压力,影响裂缝的起裂和扩展方式及水力裂缝的弯曲程度。

裂缝沿着垂直于最小地应力方向的平面延伸。裂缝垂向上的延伸情况受岩石属性和垂向地应力分布控制。由于水力压裂面垂直于水平最小主应力,裂缝高度的延伸主要受垂向的水平最小主应力分布情况控制。

2.3.2 人工压裂缝的表征模型及计算公式

水力压裂裂缝的几何参数(如长度、宽度、高度和形态)是评价压裂效果的关键指标。目前行业普遍采用PKN(珀金斯-克恩-诺德格恩)、KGD(克里斯蒂安诺维奇-盖尔马特-日尔塔诺夫)等经典模型及其扩展形式进行预测,这些模型基于弹性力学和流体力学原理,并考虑了岩石性质、注入压力及排量等关键参数。

然而,此类模型公式复杂、参数众多,且部分参数在现场难以准确获取。此外,模型在不同地质区域需进行针对性修正。为提高复杂地质条件下的预测精度,该研究引入监督学习算法(如随机森林、梯度提升树或神经网络),通过训练历史压裂数据建立非线性映射关系,实现裂缝几何参数的精准预测。

PKN模型计算公式如下:

$$L = 0.654 \left(\frac{GQ^3}{(1-\nu)\mu h^4} \right)^{1/5} t^{4/5} \quad (1)$$

式中: L 为裂缝半长,单位m; ν 为岩石泊松比; μ 为流体黏度,单位mPa·s; E 为杨氏模量,单位GPa; Q 为泵入排量,单位m³/min; t 为施工时间,单位min; h 为缝高,单位m。

P3D模型的假设:①最小地应力在垂直方向上的分布是均匀的;②裂缝的延伸扩展遵循椭圆形状;③压裂液无滤失。P3D模型计算公式如下:

$$R = 0.536 \left(\frac{GQ^3}{\mu} \right)^{1/9} t^{1/9} \quad (5)$$

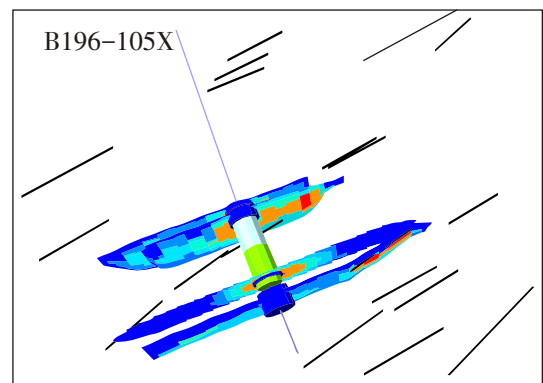
式中: R 为裂缝的半缝长,单位m。

根据P3D模型计算B170-110X井,第1段~第6段裂缝缝长分别为268.0、284.0、220.1、216.2、259.8、270.0m,与微地震误差15.4%;PKN计算裂缝缝长分别为287.6、294.2、236.2、221.2、271.4、289.2m,与微地震误差21.66%。公式法一般计算的是对称双翼缝。

基于Kinetix软件对四百余口井的压裂模拟,获取了超两千段裂缝的缝长数据。将获取的裂缝缝长数据与研究区内获取到较为齐全的测井资料及工程参数,包括:测井数据:电阻率、声波时差、泥质含量、孔隙度、渗透率;压裂施工参数:砂量、砂比、入地液量、施工排量,地质力学参数:动态弹性模量、应力比等进行机器学习训练。模型训练过程中采用主成分分析法筛选敏感性参数,通过交叉验证及现场微地震监测数据对比,确保模型泛化能力。

2.3.3 天然裂缝对人工裂缝扩展的影响机制

人工裂缝在地层中的扩展受到天然裂缝系统的强烈影响。该研究通过地应力模型与三维裂缝网络模型的耦合分析,揭示了天然裂缝影响人工裂缝扩展的3种主要机制(图6):



注:彩色网状部分为模拟的水力压裂裂缝,黑色线段为天然裂缝。

图6 华庆油田L183区块B196-105X井压裂裂缝与天然裂缝耦合表征

Fig. 6 Coupling Characterization of Hydraulic and Natural Fractures in Well B196-105X, Block L183, Huaqing Oilfield

图6展示了压裂模拟与天然裂缝模型的耦合结果,彩色网状部分为模拟的水力压裂裂缝,黑色线段为天然裂缝。二者夹角验证了人工裂缝沿最大水平主应力方向(北东75°)扩展的规律,长度对比显示天然裂缝远短于人工裂缝。空间上可见人工裂缝与天然裂缝相交并激活后者,形成“人工+天然”一体化缝网,印证了地应力控制裂缝方向、天然裂缝增加复杂性的认识。

1) 应力阴影与局部应力场偏转

天然裂缝与岩石基质的力学差异引起应力阴影效应。如图5所示,人工裂缝接近天然裂缝时,最小水平主

应力方向可偏转达 42° ,导致裂缝转向或分叉,提升缝网复杂度。裂缝密度越高,与主应力夹角越大,效应越显著。

2) 裂缝捕获与沟通效应

人工裂缝与高导流天然裂缝相交时可能出现2种情形:①沟通效应:天然裂缝开启且内压较低时,压裂液进入并激活天然裂缝,增大改造体积;②捕获效应:天然裂缝规模大或泄压明显时,压裂液被捕获,能量耗散,抑制主裂缝延伸。

3) 裂缝转向与终止

高强度或大角度天然裂缝可成为力学屏障,使人工裂缝终止或转向延伸,控制最终缝网形态。区内天然裂缝对人工裂缝长度影响较小。

研究建立的耦合模型显示,天然裂缝走向(北东 $60^\circ\sim 90^\circ$)与现代最大水平主应力方向(北东 75°)呈小角度相交($0^\circ\sim 15^\circ$),有利于形成复杂缝网。然而,天然裂缝长度多小于95 m、渗透率较低,需依靠人工主干裂缝串联天然裂缝,才能充分发挥混合缝网的导流能力。

基于上述研究,采用机器学习方法对未模拟井进行压裂裂缝计算,得出裂缝长度介于85~418 m(平均246 m)。编制的小程序可用于快速估算新井及邻区相似储层的裂缝长度。与B170-110X井微地震数据对比(表3),误差小于10%,表明方法可靠,可为研究区裂缝分析提供技术支持。

表3 软件计算方法(机器学习)与微地震方法裂缝缝长对比
Table 3 Comparison of fracture Length between Software Calculation Method (Machine Learning) and Microseismic Method

B170-110X井 井段	裂缝网络长/m			计算的裂 缝缝长/m	和微地震 误差/%
	西翼	东翼	总长		
第1段	132	87	219	216.58	-11.00
第2段	147	106	253	240.40	-4.98
第3段	112	75	187	196.20	4.92
第4段	100	83	183	195.94	7.07
第5段	137	104	241	246.00	0.25
第6段	163	73	236	215.90	-8.52

该研究编制软件模块采用公式法与机器学习相结合的方法,实现对人工裂缝的高效计算与预测。公式法基于经典断裂力学理论,软件实现了2种主流裂缝扩展模型:PKN模型适用于长而窄的裂缝,假设裂缝高度固定,通过流体体积平衡与弹性力学方程计算裂缝长度、宽度及净压力;P3D(拟三维)模型在PKN模型基础上引入裂缝高度动态扩展机制,适用于多层应力差异显著的地层,可更精确地模拟裂缝垂向延伸行为。公式法依赖关键输入参数,包括:岩石力学参数(杨氏模量、泊松比、断裂韧

性(平面应变断裂韧性),地应力场(水平最小主应力、应力梯度),压裂施工参数(注入流量、流体黏度、施工时间),在现场参数获取较为齐全的区域具有计算效率高,适用于参数明确的均质地层快速评估的特点。机器学习法适用于非均质性强、天然裂缝发育的储层,可捕捉传统模型难以描述的复杂非线性关系。混合策略通过公式法提供物理约束,结合机器学习校正偏差,实现高精度预测(如:PKN+机器学习耦合框架)。

下步还可以持续开展实时反演,利用施工压力数据动态更新机器学习模型,实现自适应调整。

结合L183区块储层特征,建立压裂模型,开展模拟,优化参数。施工排量:张开天然裂缝、控制缝高扩展,优化排量介于 $4\sim 6\text{ m}^3/\text{min}$;入地液量:结合300 m正方形井网,优化入地液量介于 $400\sim 500\text{ m}^3$;段间距:根据前期压裂微地震测试结果,优化段间距介于 $15\sim 20\text{ m}$ 。

基于地质模型分析,建议在天然裂缝欠发育、杨氏模量较高或泊松比较大的区域实施重复压裂。这些区域初次压裂效果常受限于岩石高强度导致的裂缝扩展不足,或高泊松比引起的裂缝闭合倾向。

图7为天然裂缝密度模型与岩石泊松比属性模型的叠合图,用于优化重复压裂选井。红色区域(高泊松比且低裂缝密度)指示了岩石塑性性强、天然渗流能力差的区域,是初次压裂可能未充分改造的“潜力区”,被筛选为重复压裂的有利目标。叠合图用于筛选重复压裂候选井,如B195-100X井,泊松比大于0.29且裂缝密度小于5条/m为工程推荐区。B195-100X井在进行重复压裂后取得了较好的效果,见图8。

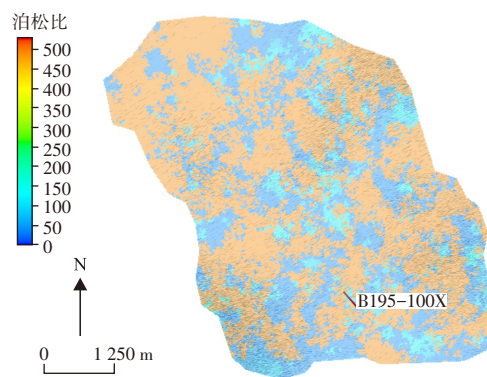


图7 华庆油田L183区块天然裂缝模型+泊松比模型叠合
Fig. 7 Composite Map of Natural Fracture Model and Poisson's Ratio Model in Block L183, Huaqing Oilfield

图8的生产动态曲线验证了该方法的有效性:B195-100X井在经过优化设计的重复压裂后,日产油量显著提升,含水率得到有效控制,增产效果达42%,证明了该研究成果具备良好的现场应用价值。

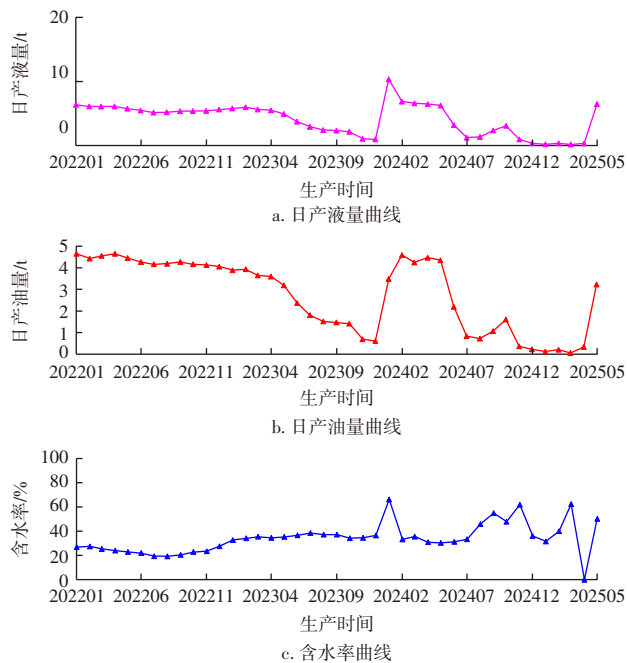


图8 华庆油田L183区块B195-100X井重复压裂前后生产曲线对比

Fig. 8 Comparison of Production Curves for Well B195-100X in Block L183, Huaqing Oilfield, Before and After Re-fracturing

3 结论

该研究提出了一套无地震资料区致密油藏缝网表征与缝长预测的综合方法体系,主要包括:基于多测井参数融合的天然裂缝识别标准(电阻率降幅 $>30\%$ + 声波时差增幅 $>10\%$);融合序贯高斯模拟与Oda算法的三维裂缝网络建模技术,吻合度近 90% ;首次将地应力场参数融入XGBoost(极端梯度提升)机器学习模型,实现压裂缝长的高精度预测(平均误差 7.2%),显著优于传统PKN/P3D模型。

明确了华庆油田L183区块天然裂缝以北东 $60^\circ\sim 90^\circ$ 为主导方向(占比 66.7%),长度介于 $5\sim 95\text{ m}$,渗透率介于 $0\sim 18\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$;揭示了天然裂缝对地应力场的局部扰动机制,最大偏转角达 42° ,为缝网形成提供力学解释;提出基于“裂缝密度+泊松比”叠合的重复压裂选井准则,现场应用增产 42% 。

形成“识别预测优化”一体化技术路径,为鄂尔多斯盆地及类似致密油藏的高效开发提供了可复制范式。

参考文献

[1] CLARKSON C R, PEDERSEN P K, QANBARI F, et al. A comprehensive review of liquid-rich shale production mechanisms and enhanced-oil-recovery methods[J]. Fuel, 2022, 310: 122235.
 [2] 邹才能,董大忠,张琴,等. 中国海陆过渡相页岩气形成、潜力与挑战[J]. 地球科学, 2025.

ZOU Caineng, DONG Dazhong, ZHANG Qin, et al. Formation, Potential, and Challenges of Marine-Continental Transitional Shale Gas in China[J]. Earth Science, 2025.
 [3] ZENG L, SU H, TANG X, et al. Multi-scale characterization of natural fractures in tight reservoirs: A review[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 133: 105263.
 [4] 郭旭洋,金衍,黄雷,等. 页岩油气藏水平井井间干扰研究现状和讨论[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(3): 348-367.
 GUO Xuyang, JIN Yan, HUANG Lei, et al. Research status and discussion of horizontal well interference in shale oil and gas reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(3): 348-367.
 [5] CIEZOBKA J, REEVES S. Overview of hydraulic fracturing test sites (HFTS) in the Permian Basin and summary of selected results: HFTS-I in Midland and HFTS-II in Delaware[C]//Unconventional Resources Technology Conference. 2020: URTEC-2020-1544-MS.
 [6] GALE J F W, ELLIOTT S J, LAUBACH S E. Hydraulic fractures in core from stimulated reservoirs: Core fracture description of HFTS slant core, Midland Basin, West Texas[C]//Unconventional Resources Technology Conference. 2018: URTEC-290264-MS.
 [7] 蔡文军,冯永存,闫伟,等. 玛131井区百口泉组砾岩储层可压性评价[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(2): 194-199.
 CAI Wenjun, FENG Yongcun, YAN Wei, et al. Fracability evaluation of conglomerate reservoirs in Baikouquan Formation of Well Block Ma131[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(2): 194-199.
 [8] 苏涛,王寄任,谢正森,等. 水平井保形取心技术在马02井的应用[J]. 新疆石油天然气, 2022, 18(3): 60-64.
 SU Tao, WANG Jiren, XIE Zhengsen, et al. Application of horizontal well conformal coring technology in Well Ma02[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2022, 18(3): 60-64.
 [9] 崔明明,李进步,王宗秀,等. 辫状河三角洲前缘致密砂岩储层特征及优质储层控制因素:以苏里格气田西南部石盒子组8段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(3): 279-294.
 CUI Mingming, LI Jinbu, WANG Zongxiu, et al. Characteristics of tight sand reservoir and controlling factors of high-quality reservoir at braided delta front: A case study from Member 8 of Shihezi Formation in southwestern Sulige gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(3): 279-294.
 [10] 赵金洲,任岚,蒋廷学,等. 中国页岩气压裂十年:回顾与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 121-142.
 ZHAO Jinzhou, REN Lan, JIANG Tingxue, et al. Ten years of shale gas fracturing in China: Review and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 121-142.
 [11] 蒋廷学,贾长贵,王海涛. 页岩气水平井体积压裂技术[M]. 北京: 科学出版社, 2017.
 JIANG Tingxue, JIA Changgui, WANG Haitao. Stimulated reservoir volume fracturing technology for shale gas horizontal wells[M]. Beijing: Science Press, 2017.
 [12] ZHU J, FORREST J, XIONG H, et al. Cluster spacing and well spacing optimization using multi-well simulation for the Lower Spraberry shale in Midland Basin[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2017: SPE-187485-MS.
 [13] 邹才能,赵群,王红岩,等. 非常规油气勘探开发理论技术助力我

- 国油气增储上产[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 72-79.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. Unconventional oil & gas theory and technology supporting reserve and production growth in China[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2021, 40(3): 72-79.
- [14] 付金华, 范立勇, 刘新社, 等. 苏里格气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2019, 40(2): 240-256.
- FU Jinhua, FAN Liyong, LIU Xinshe, et al. Gas accumulation conditions and key exploration & development technologies in Sulige gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(2): 240-256.
- [15] 李进步, 付斌, 赵忠军, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏储层表征技术及其发展展望[J]. 天然气工业, 2015, 35(12): 35-41.
- LI Jinbu, FU Bin, ZHAO Zhongjun, et al. Characterization technology for tight sandstone gas reservoirs in Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(12): 35-41.
- [16] MASTERS J A. Elsworth: Case study of a deep basin gas field[M]. Tulsa: AAPG, 1984.
- [17] 余浩杰, 王振嘉, 李进步, 等. 鄂尔多斯盆地长庆气区复杂致密砂岩气藏开发关键技术进展及攻关方向[J]. 石油学报, 2023, 44(4): 698-712.
- YU Haojie, WANG Zhenjia, LI Jinbu, et al. Key technological progress and breakthrough directions for developing complex tight sandstone gas reservoirs in Changqing Gas Field, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(4): 698-712.
- [18] 卢涛, 张吉, 李跃刚, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏水平井开发技术及展望[J]. 天然气工业, 2013, 33(8): 38-43.
- LU Tao, ZHANG Ji, LI Yuegang, et al. Horizontal well development technology for tight sandstone gas reservoirs in Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(8): 38-43.
- [19] 付锁堂, 张矿生, 唐梅荣, 等. 致密油层多簇裂缝扩展缝内注入压力与缝间应力场耦合响应研究[J]. 中国海上油气, 2020, 32(6): 116-121.
- FU Suotang, ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong, et al. Coupled response of multi-cluster fracture propagation injection pressure and inter-fracture stress field in tight reservoirs[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 116-121.
- [20] 李宪文, 李喆, 肖元相, 等. 苏里格致密气水平井完井压裂技术对比研究[J]. 石油钻采工艺, 2021, 43(1): 48-53.
- LI Xianwen, LI Zhe, XIAO Yuanxiang, et al. Comparative study on completion and fracturing technologies for tight-gas horizontal wells in Sulige Gas Field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(1): 48-53.
- [21] 杨华, 付金华, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界致密气成藏条件与勘探开发[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 295-303.
- YANG Hua, FU Jinhua, LIU Xinshe, et al. Accumulation conditions and exploration and development of tight gas in the Upper Paleozoic of Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 295-303.
- [22] 朱亚军, 李进步, 陈龙, 等. 苏里格气田大井组立体开发关键技术[J]. 石油学报, 2018, 39(2): 208-215.
- ZHU Yajun, LI Jinbu, CHEN Long, et al. Key technology of large-well-group stereoscopic development in Sulige Gas Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(2): 208-215.
- [23] 李建龙, 王维平, 王龙, 等. 古地貌恢复及其对三角洲前缘沉积砂体的控制作用: 以鄂尔多斯盆地庆阳气田二叠系山西组1~3亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1136-1145.
- LI Jianlong, WANG Weiping, WANG Long, et al. Paleogeomorphologic restoration and its controlling effect on delta-front sand bodies: A case study of Sub-members 1-3 of Permian Shanxi Formation in Qingyang Gas Field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1136-1145.
- [24] 王万庆, 石仲元, 付任骞. G0-7三维水平井井组工厂化钻井工艺[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(2): 27-31.
- WANG Wanqing, SHI Zhongyuan, FU Renqian. Factory drilling technology for G0-7 3D horizontal well group[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(2): 27-31.
- [25] 马新华. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气特点与成藏机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 230-236.
- MA Xinhua. Discussion on characteristics and reservoir-forming mechanism of deep basin gas in Upper Paleozoic of Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 230-236.
- [26] 凌云, 李宪文, 慕立俊, 等. 苏里格气田致密砂岩气藏压裂技术新进展[J]. 天然气工业, 2014, 34(11): 66-72.
- LING Yun, LI Xianwen, MU Lijun, et al. New progress in fracturing technologies for tight sandstone gas reservoirs in Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(11): 66-72.
- [27] 慕立俊, 赵振峰, 李宪文, 等. 鄂尔多斯盆地页岩油水平井精细切割体积压裂技术[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 626-635.
- MU Lijun, ZHAO Zhenfeng, LI Xianwen, et al. Fracturing technology of stimulated reservoir volume with subdivision cutting for shale oil horizontal wells in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 626-635.
- [28] 刘忠群. 鄂尔多斯盆地大牛地致密砂岩气田水平井开发气藏工程优化技术[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 261-266.
- LIU Zhongqun. Engineering optimization technology for horizontal well development in Daniudi tight sandstone gas field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 261-266.
- [29] 陈奎, 任广磊, 杨文娟, 等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田盒1段储层应力敏感性及对水平井开发的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 267-271.
- CHEN Kui, REN Guanglei, YANG Wenjuan, et al. Stress sensitivity of He 1 Member and its influence on horizontal well development in Daniudi Gas Field, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 267-271.
- [30] 郭建春, 陶亮, 曾凡辉. 致密油储集层水平井重复压裂时机优化: 以松辽盆地白垩系青山口组为例[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 146-154.
- GUO Jianchun, TAO Liang, ZENG Fanhui. Optimization of refracturing timing for horizontal wells in tight oil reservoirs: A case study of Cretaceous Qingshankou Formation in Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 146-154.