

引用格式: 孔祥伟, 许洪星, 时贤, 等. 致密砂岩气藏暂堵压裂裂缝起裂扩展实验模拟[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 391-401.
KONG Xiangwei, XU Hongxing, SHI Xian, et al. Experimental simulation of fracture initiation and morphology in tight sandstone gas reservoirs temporary plugging fracturing[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 391-401.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.009

致密砂岩气藏暂堵压裂裂缝起裂扩展实验模拟

孔祥伟^{1,2}, 许洪星³, 时贤⁴, 陈杭⁵

(1. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100; 2. 油气钻采工程湖北省重点实验室(长江大学), 湖北 武汉 430100;
3. 中国石油川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 陕西 西安 710000; 4. 中国石油大学(华东)石油工程学院,
山东 青岛 266000; 5. 中国石油长庆油田分公司第十采油厂, 甘肃 庆阳 745100)

摘要: 针对鄂尔多斯盆地SD区块盒8段储层低孔低渗、非均质性强、常规压裂裂缝形态单一等问题, 基于断裂力学理论, 考虑缝内流体压降, 结合盒8段储层岩石力学参数, 开展暂堵压裂裂缝与初次压裂裂缝在整个接触过程中的相互作用力学研究。计算分析了不同裂缝走向、井斜角、方位角等参数对压裂裂缝参数的影响规律, 起裂压力随井斜角和方位角的增加而减小; 起裂角随井斜角增加而减小直至为 0° , 随方位角先增加而后减小。通过制备人工水泥试样, 利用大尺寸真三轴物模实验系统模拟了暂堵压裂中新缝起裂及其转向行为, 评价了不同井斜角、方位角下新缝起裂、转向及延伸行为和起裂压力及裂缝改造面积等参数。实验结果表明: 井斜角增大, 初次及二次起裂压力呈减小的趋势, 裂缝更易转向且改造面积越大。井斜角相同时, 裂缝起裂压力随井筒方位角增加而逐渐减小, 裂缝改造面积随方位角增加而增大。方位角 90° 螺旋射孔相比方位角 0° 螺旋射孔形成的裂缝更为复杂, 定面射孔可调控水平井破裂压力及初始破裂位置, 初始破裂产生于射孔井筒界面、孔道中部等不同位置, 控制射孔射角介于 $75^{\circ}\sim 90^{\circ}$ 。研究结果为低渗透致密砂岩气藏暂堵压裂设计提供了依据。

关键词: 真三轴; 暂堵压裂; 起裂扩展; 破裂压力; 起裂角; 裂缝改造面积

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Experimental simulation of fracture initiation and morphology in tight sandstone gas reservoirs temporary plugging fracturing

KONG Xiangwei^{1,2}, XU Hongxing³, SHI Xian⁴, CHEN Hang⁵

(1. School of petroleum engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China;
2. Hubei Key Laboratory of Oil and Gas Drilling and Production Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China;
3. CCDC Changqing Downhole Technology Company, Xi'an, Shaanxi 710000, China;
4. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266000, China;
5. The 10th Oil Production Plant of PetroChina Changqing Oilfield Branch, Qingyang, Gansu 745100, China)

Abstract: This study addresses the challenges presented by the reservoirs in He-8 member in SD block of Ordos Basin, characterized by low porosity, low permeability, strong heterogeneity, and conventional fracturing fracture shapes. Utilizing fracture mechanics, this research examines the interactions between temporarily blocked fractures and the initial fracture throughout their entire contact period. Key considerations include fluid pressure drop within the fracture and the rock mechanics parameters of the reservoirs in He-8 member. The study systematically analyzes the influence of various parameters such as fracture strike, well deviation angle, and azimuth angle on fracturing fracture parameters. Notable findings include: Fracturing pressure decreases with increasing well deviation angle and azimuth angle. The initiation angle diminishes as well inclination increases, reaching a nadir before decreasing further with azimuth angle adjustments. Using artificial cement samples and a large-scale experimental system with realistic triaxial physical models, the study simulates the initiation, turning, and propagation behaviors of new fractures in

收稿日期: 2023-06-13。

第一作者简介: 孔祥伟(1982—), 博士, 教授, 从事油气井力学、非常规油气关键开发技术等研究。地址: 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号, 邮政编码: 430100。E-mail: kongxw_yangtze@163.com

基金项目: 国家自然科学基金项目“页岩油立体井网 CO_2 增能压裂空间应力场重构和裂缝扩展规律研究”(52374027); 国家自然科学基金项目“高温高压气井环空压力动态预测及安全评价研究”(52074018); 中国石化科技部项目“川西中浅层致密砂岩气藏体积压裂关键技术研究”(P22047)。

temporary plugging fracturing. The behaviors of initiation, steering and extension of newly formed fractures at different well inclination and azimuth angles were evaluated along with the parameters such as fracture initiation pressure and fracture stimulated area. The experimental results reveal: Both initial and secondary fracture pressures tend to decrease as well inclination increases, making fractures more prone to turning and significantly enlarging the modifiable area. With consistent trap inclination, fracture initiation pressure decreases and the fracture modification area expands as bore azimuth increases. Fractures resulting from azimuthal 90° spiral perforation exhibit greater complexity compared to those from azimuthal 0° spiral perforation. Additionally, fixed surface perforation techniques can regulate fracture pressure and the initial fracture positions in horizontal wells, recommending a perforation angle between 75° and 90°. These findings offer valuable insights for the design of temporary plugs and fracturing strategies in low-permeability tight sandstone oil and gas reservoirs.

Keywords: true triaxial; temporary plugging fracturing; fracture initiation and morphology; breakdown pressure; fracturing angle; fracture stimulation surface area

鄂尔多斯盆地是中国大型含油气盆地,北部已发现苏里格、榆林、长北、大牛地等气田,2019年盆地致密气产量达 $256 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。鄂尔多斯盆地上古生界盒8段气藏是典型的非常规致密砂岩气藏,储层特征表现为低孔低渗、非均质性强,产量受裂缝和有效储层控制^[1-3]。随着大型压裂改造技术的进步和规模化应用,实现了单井产量提高和开发成本降低^[4]。水力压裂技术是高效开发非常规油气藏的重要手段之一,油气井的生命周期随油气田持续高速开发而大大缩短,为使其长时间保持经济开发效益,往往进行暂堵压裂改造油气藏。暂堵压裂裂缝穿越井筒附近污染带,形成井筒与储层之间多条高导流通道,扩大改造范围,进一步提高油气采收率。

暂堵压裂技术室内研究和现场试验始于20世纪50年代,在暂堵压裂机理、压裂材料、数值模拟、压裂设计及施工等方面取得很多认识^[5-8]。室内实验和现场试验表明^[9-12]:初次人工裂缝、长期生产导致储层孔隙压力与温度场变化、邻井人工裂缝及其生产或注入活动等将改变原地应力场大小和方向。因此,对发生应力重定向的储层开展暂堵压裂可能发生新裂缝重新定向,即沿与初次裂缝不同的方向起裂和延伸。国内确立了以缝内转向压裂为主的低渗油田老井重复改造技术,已成为挖潜、稳产的主导技术^[13-19]。建立应力场及裂缝扩展数值模型,根据不同地质特征及压裂设计参数得到暂堵压裂产生的新缝扩展行为和最佳压裂时机^[20-25]。相比理论计算和数值模拟,裂缝扩展实验更具真实性和直观性,开展真三轴实验研究压裂裂缝扩展行为,揭示了影响压裂裂缝形态变化的地质和工程等因素^[26-32]。张旭等^[33]利用大型真三轴模拟实验认为射孔孔眼改变井周地应力分布,进而影响压裂裂缝起裂及扩展。汪道兵

等^[34]利用真三轴实验装置验证了纤维暂堵剂暂堵压裂裂缝并使其转向延伸。吴越等^[35]通过真三轴物模实验研究了不同地应力差下射孔参数对压裂裂缝起裂及扩展的影响,从而优化了提高改造效率的射孔参数。李越等^[36]利用CT扫描技术描述大物模实验模拟一次压裂和暂堵压裂后的裂缝形态,分析了地应力差、天然裂缝和压裂液黏度对裂缝形态的影响,并探讨了暂堵起裂理论。上述研究工作在暂堵压裂造缝机理、裂缝模拟、工艺技术等方面取得了认识,有效指导了暂堵压裂技术现场试验。由于影响裂缝起裂转向因素的多样性,使得新缝起裂及转向的影响因素不完善,未充分考虑井斜角、方位角等地质因素和压裂设计参数对新缝起裂转向的影响。

基于水力裂缝相互作用判别准则,根据SD区块盒8段储层岩石力学参数,数值模拟了不同裂缝走向、井斜角、方位角等参数下的裂缝起裂压力及起裂角变化规律,利用大尺寸真三轴物模实验系统模拟验证了暂堵压裂中新缝起裂及延伸行为,分析了不同井斜角、方位角和泵注排量下新缝起裂压力、裂缝改造面积变化,明确了新缝起裂及延伸规律,有助于指导致密砂岩气藏暂堵压裂设计参数优化。

1 盒8段储层物性及岩石力学特征

1.1 储层物性

上古生界石盒子组盒8段为盆地低渗致密气藏的主力产层,属辫状河三角洲沉积体系。盒8段砂体总体上呈北东—南西方向展布,主力河道砂体多期叠置,心滩主体部位和河道交汇处砂体最厚,大部分复合砂体厚度大于25 m,最大砂体厚度大于50 m。纵向上单个小层砂体厚度一般介于2~5 m,宽介于

400~1 000 m,横向连通差,呈透镜状^[37]。盒8段储层埋深介于3 000~3 590 m,厚度约30~75 m,主要为1套灰黑色、凝灰质泥岩、深灰-灰黑色粉砂质泥岩、灰色、深灰色中细砂岩和灰色、浅灰色含砾中粗砂岩^[1]。孔隙类型以岩屑溶孔、晶间孔和粒间孔为主,平均喉道半径为0.69 μm,平均孔隙半径为134.5 μm,孔隙度介于5%~12%,平均6.87%;渗透率介于(0.06~6)×10⁻³ μm²,平均3.28×10⁻³ μm²。

1.2 岩石力学特征

根据SD区块盒8段储层岩石力学参数测试实验,得到了盒8段层位平均抗压强度92.545 MPa,平均弹性模量17.137 9 GPa,平均泊松比0.191,平均黏聚力12.86 MPa,平均内摩擦角39.65°(表1)。

2 暂堵压裂新缝起裂力学模型

2.1 暂堵压裂裂缝延伸力学分析

基于断裂力学理论,考虑缝内流体压降,开展暂堵压裂裂缝与初次压裂裂缝在整个接触过程中的相互作用力学研究,分析了暂堵压裂裂缝与初次裂缝相互作用后的扩展延伸方向,明确了形成复杂裂缝网络的力学条件^[38-39]。初次压裂裂缝开启后,其缝内流体的流动考虑为平板流动,缝内流体净压力为:

$$p_{\text{net}} = p(x) - \sigma_n(x) \quad (1)$$

式中: p_{net} 为缝内流体净压力,单位MPa; p 为缝内流体压力,单位MPa; σ_n 为作用于裂缝上的法向应力,单位MPa。

初次压裂裂缝法向应力 $\sigma_n(x)$:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_y + \sigma_x}{2} + \frac{\sigma_y - \sigma_x}{2} \cos 2\theta \quad (2)$$

式中: σ_x 为远场 x 方向主应力,单位Pa; σ_y 为远场 y 方向主应力,单位Pa; θ 为裂缝面与 x 轴的夹角,单位(°)。

缝内流体压降方程:

$$\frac{d(p_{\text{net}})}{dx} = -\frac{64q\mu}{\pi h_f w^3} \quad (3)$$

式中: q 为裂缝横截面上的流体流量,单位m³/min; μ 为流体黏度,单位mPa·s; h_f 为裂缝高度,单位m; w 为裂缝宽度,单位m。

根据ENGLAND和GREEN提出的缝宽方程^[40],忽略流体垂向上的压力变化,则将裂缝延伸方向假设为 x 方向,则初次压裂裂缝中心缝宽:

$$w(x) = \frac{(1 - \mu)h_f p_{\text{net}}}{G} \quad (4)$$

式中: G 为能量释放率。

将式(4)代入式(3)中,则初次压裂裂缝内流体压降方程:

$$\frac{d(p_{\text{net}})}{dx} = -\frac{64q\mu G^3}{\pi h_f [(1 - \mu)h_f p_{\text{net}}]^3} \quad (5)$$

对上式积分得到:

$$p_{\text{net}} = \sqrt[4]{-\frac{256q\mu G^3 x}{\pi h_f^4 (1 - \mu)^3}} \quad (6)$$

暂堵压裂裂缝穿过初次压裂裂缝需满足初次压裂裂缝面上最大主应力大于岩石抗拉强度:

$$\sigma_{\text{max}} = T_0 \quad (7)$$

式中: σ_{max} 为初次压裂裂缝面上最大主应力,单位

表1 SD区块盒8段储层岩石力学参数测试结果

Table 1 Test results of rock mechanical parameters of reservoirs in He-8 member of SD block

井号	岩性	井深/m	密度/ (g/cm ³)	围压/ MPa	抗压强度/ MPa	弹性模量/ GPa	泊松比	黏聚力/ MPa	内摩擦角/ (°)
SD-A	灰色砂岩	3 078.35 ~ 3 078.50	2.51	0	29.021	12.405 3	0.215	6.66	40.70
			2.51	15	100.260	14.105 2	0.205		
SD-B	灰色细砂岩	2 911.89~2 911.99	2.64	0	117.394	23.730 9	0.132	30.69	34.80
			2.65	15	172.275	27.224 2	0.195		
SD-C	灰色砂岩	3 000.50~3 000.80	2.48	0	39.564	12.281 0	0.176	7.51	40.44
			2.52	15	143.732	21.041 2	0.186		
SD-D	灰色砂岩	3 120.39~3 120.49	2.54	0	30.040	11.931 5	0.218	6.59	42.65
			2.56	15	108.070	14.384 0	0.198		
平均值					92.545	17.137 9	0.191	12.86	39.65

MPa; T_0 为岩石抗拉强度,单位MPa。

当暂堵压裂裂缝与初次压裂裂缝相交时,其相互作用后会产生2种结果:①暂堵压裂裂缝沿初次压裂裂缝剪切滑移;②暂堵压裂裂缝直接穿过初次压裂裂缝。当暂堵压裂裂缝穿过初次压裂裂缝时,由于相交点处暂堵压裂裂缝尖端最大主应力大于初次压裂裂缝壁面的抗拉强度,因此,会在初次压裂裂缝壁面发生起裂延伸。当暂堵压裂裂缝不能穿过初次压裂裂缝时,暂堵压裂裂缝内流体持续进入初次压裂裂缝,导致相交点处流体压力升高,直至流体压力大于初次压裂裂缝壁面正应力时,初次压裂裂缝便会被打开,暂堵压裂裂缝沿初次压裂裂缝延伸。

2.2 新裂缝起裂分析

2.2.1 闭合压力系数及闭合压力变化

图1为SD区块盒8段储层裂缝闭合压力及其系数随裂缝起裂角变化规律。SD区块盒8段储层水平井裂缝的起裂状态为张开裂缝的起裂,随着裂缝倾角的增大,闭合压力呈现减小趋势。随着裂缝走向增加,裂缝面闭合应力从最小水平主应力逐渐增加到最大水平主应力。当SD区块盒8段储层倾角为 0° 时,闭合压力为52.26 MPa,达到最大峰值。当SD区块盒8段储层倾角 90° 时,闭合压力为43.39 MPa,达到最小峰值。

2.2.2 井斜角与起裂压力的关系

图2为SD区块盒8段储层裂缝起裂角与井斜角的关系曲线,图3为SD区块盒8段储层起裂规律分析井斜角与起裂压力的关系曲线。起裂角随井斜角

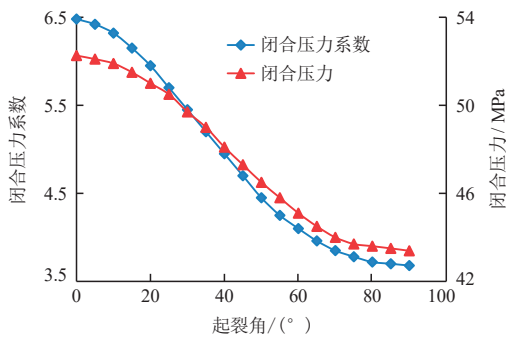


图1 裂缝闭合压力及系数随裂缝起裂角变化关系曲线
Fig. 1 Relationship between fracture closure pressure and coefficient with changes in fracture initiation angle

(Φ)增加而减小,直至为 0° ,在一定的方位角度上起裂角可能存在最大的峰值。井斜角低于 45° 时,起裂压力随井斜角增加而变化不明显,介于46.5~47.5 MPa。当井斜角大于 45° 后,起裂压力随井斜角增加而缓慢减小。

2.2.3 方位角与起裂压力的关系

图4为SD区块盒8段储层裂缝起裂方位角(α)与起裂角之间的变化关系。当外部应力高于岩石起裂所需的临界应力,起裂偏转角将随应力提高逐渐减小,最后趋于沿裂缝原有的方向扩展,起裂角随方位角的增大而先增加后减小;当方位角增加到约为 $60^\circ\sim 70^\circ$ 时,对应起裂角最大,而后随方位角的继续增加而减小直至为 0° 。裂缝起裂压力随方位角的增加呈缓慢减小的趋势,当方位角增加到约为 $60^\circ\sim 70^\circ$ 时,起裂压力接近最小值,方位角继续增加,裂缝起裂压力变化平缓(图5)。

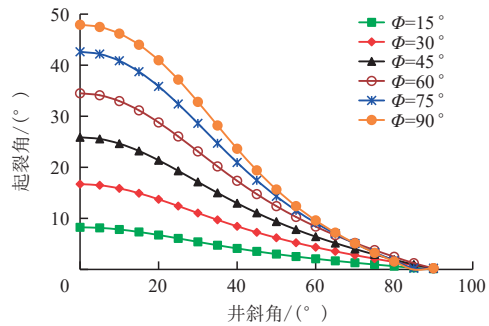


图2 裂缝起裂角与井斜角的关系曲线
Fig. 2 Relationship between fracture initiation angle and angle of inclination

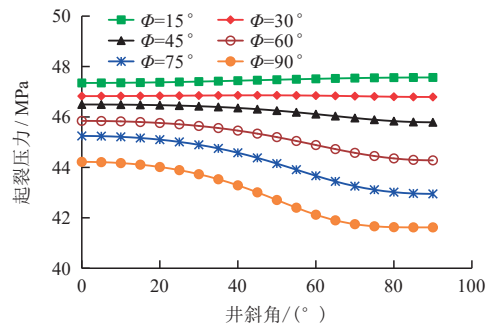


图3 裂缝起裂压力与井斜角的关系曲线
Fig. 3 Relationship between fracture initiation pressure and well inclination angle

3 实验系统与方案

新缝起裂力学模型分析了裂缝起裂角及起裂压力随井筒井斜角和方位角改变而变化的规律,对于新裂缝起裂及形态复杂程度需开展物模实验进一步评价描述,同时考虑实验方便可操作性,开展了模拟方位角为 0° 、 90° ,设计井斜角分别为 0° 、 45° 、 90° 下的真三轴大物模压裂裂缝起裂模拟实验。

3.1 真三轴大物模实验系统

该实验装置模型尺寸最大 $400\text{ mm}\times 400\text{ mm}\times 400\text{ mm}$,尽量避免由于模型小所产生的边界效应。真三轴围压装置来模拟岩石地应力环境,三轴独立设计并可分别改变三轴压力来模拟三向主应力,用于研究不同方向压力与裂缝扩展的关系。采用MTS伺服增压泵和油水分离器向模拟井眼泵注高压液体。MTS增压泵具有程序控制器,可实现恒定排量和变排量泵注液体。MTS数据采集系统可记录压裂液压力、

排量等参数。隔离器容积为 $1\ 000\text{ mL}$,承压能力为 60 MPa ,满足模拟压裂实验要求。

3.2 试样制备及岩石力学参数测试

3.2.1 试样制备

水泥试样采用水泥砂浆在 $400\text{ mm}\times 400\text{ mm}\times 400\text{ mm}$ 专用模具中制备。按致密砂岩储层特征预制孔隙度为 6.9% 、渗透率为 $3.28\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,通过设定的水泥砂浆比例使其符合致密砂岩储层特征。先采用验证实验得出的水泥砂浆配比制成水泥砂浆,再将其注入模具中;当高度达到模具高度 $2/3$ 时,安装固定模拟井筒;继续注入水泥砂浆,并用振动棒不断搅动,均匀充填模具直至充满;最后磨平压实并完成水泥试样的浇筑。在潮湿环境静置养护以防止水泥试样开裂,待水泥试样在模具中成型后脱模,继续养护 $7\sim 14\text{ d}$ 至实验强度,最终人工水泥试样制作完成(图6a)。

3.2.2 岩石力学参数测试

预先试做6块力学小试样进行验证实验(图6b),测试小试样的抗压强度,采用强度验证确定压裂水泥试样的配比和强度范围,试样的破坏形式有脆性破坏和塑性破坏,使室内压裂试验更符合低渗储层压裂的真实性。根据表1得到的SD区块盒8段储层岩石力学参数测试实验结果,采用验证实验确定压裂水泥试样的配比和强度范围;校核了6块小试样岩石力学,使室内压裂实验更符合盒8段压裂的真实性,水泥石小样力学测试结果见表2。

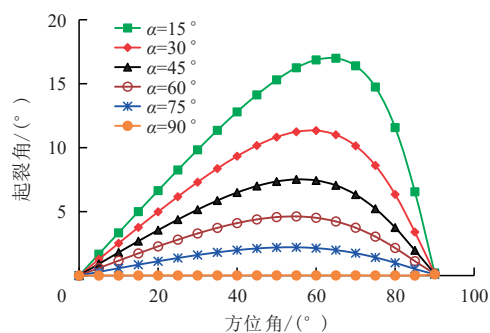


图4 裂缝起裂角与方位角的关系曲线

Fig. 4 Relationship between fracture initiation angle and azimuth

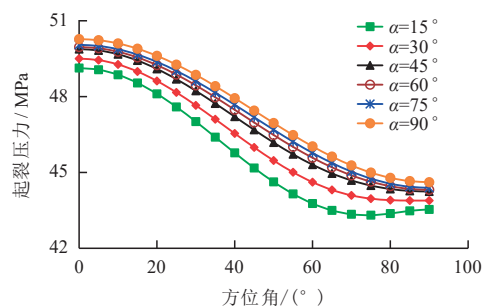


图5 裂缝起裂压力与方位角的关系曲线

Fig. 5 Relationship between fracture initiation pressure and azimuth



a. 人工水泥石小试样

b. 小试样强度测试

图6 水泥石小试样及验证测试

Fig. 6 Small cement stone samples and validation tests

3.3 实验方案

1) 实验流程

利用不锈钢模具制成4簇射孔模拟,其中模拟

相位90°螺旋射孔、射孔孔眼直径2.0 mm、射孔深度40 mm(图7)。模拟不同井型因素的暂堵压裂工艺下新压裂裂缝起裂及扩展形态特征。

2) 实验设计

表3为暂堵压裂新缝起裂物理模拟主要实验参数,实验完成后,沿表面裂缝对试样进行剖切可观察水力裂缝形态特征。为便于观察物模实验试样中裂缝扩展行为,在不同实验阶段加注不同颜色的染色

剂从而标注先后形成的裂缝,橙色裂缝为初次压裂形成的裂缝,蓝色和绿色裂缝为加入暂堵剂后形成的压裂裂缝。

4 实验结果与讨论

4.1 井斜角0°、45°、90°(方位角0°)起裂分析

图8—图10为暂堵压裂裂缝起裂及暂堵转向变化趋势,以泵注排量5 mL/min对试样进行初次压裂直至压开试样(橙色裂缝面)。切换泵注排量10 mL/min

表2 6块水泥石小样试样强度测试结果
Table 2 Strength test results of six small cement stone samples

序号	抗压强度/MPa	抗拉强度/MPa
试样1	93.60	8.12
试样2	89.80	7.23
试样3	96.52	9.35
试样4	87.81	5.63
试样5	88.58	5.24
试样6	92.12	9.21

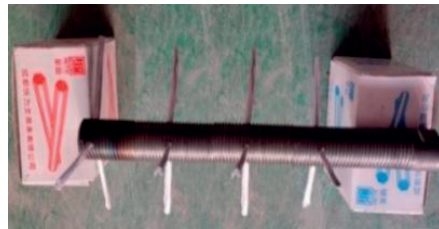
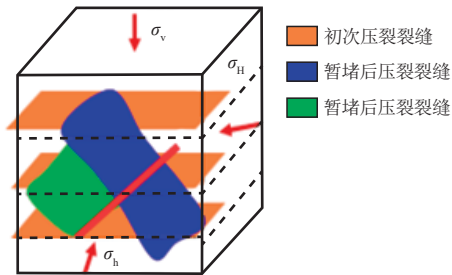


图7 多簇射孔模拟井筒实物
Fig. 7 Multi-cluster perforation simulation wellbore

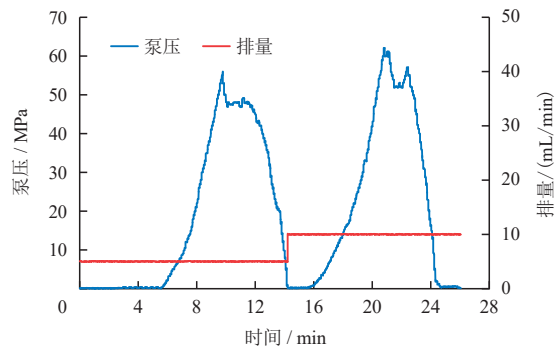
表3 水力压裂物理模拟主要实验参数
Table 3 Main experimental parameters of hydraulic fracturing physical simulation

组别	序号	井斜角/方位角	模拟地应力($\sigma_H/\sigma_h/\sigma_v$)/MPa	泵注排量/(mL/min)	备注
一	试样1	0°/0°	55.80/47.75/66.84	5 mL/min 上升到 10 mL/min (泵注暂堵剂)	切换泵注排量前加注 暂堵剂实施暂堵
	试样2	45°/0°	55.80/47.75/66.84		
	试样3	90°/0°	55.80/47.75/66.84		
二	试样4	0°/90°	55.80/47.75/66.84	5 mL/min 上升到 10 mL/min (泵注暂堵剂)	切换泵注排量前加注 暂堵剂实施暂堵
	试样5	45°/90°	55.80/47.75/66.84		
	试样6	90°/90°	55.80/47.75/66.84		

注: σ_H 为最大水平主应力,单位MPa; σ_h 为最小水平主应力,单位MPa; σ_v 为垂向应力,单位MPa。



a. 重复压裂裂缝起裂及延伸重构示意图



b. 压裂过程中泵压随排量变化

图8 试样1重复压裂实验模拟结果(井斜角0°、方位角0°)

Fig. 8 Simulation results of repeated fracturing experiment for sample 1(The angle of inclination is 0°; The azimuth angle is 0°)

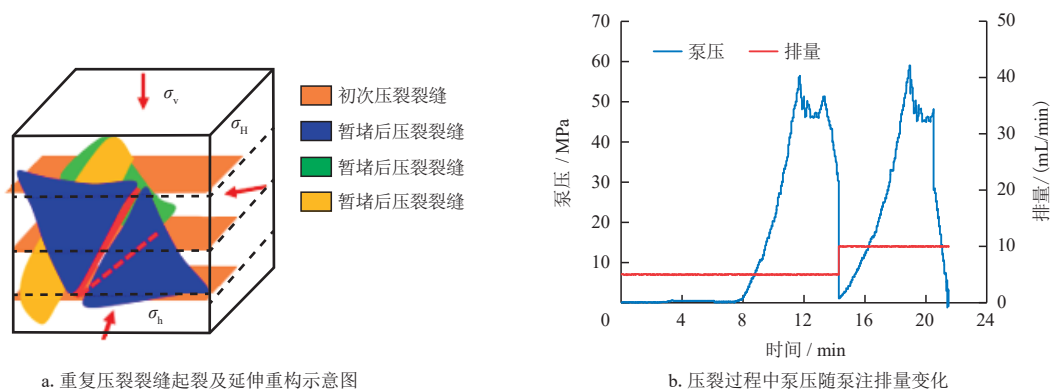


图9 试样2重复压裂实验模拟结果(井斜角45°、方位角0°)

Fig. 9 Simulation results of repeated fracturing experiment for sample 2(The angle of inclination is 45°; The azimuth angle is 0°)

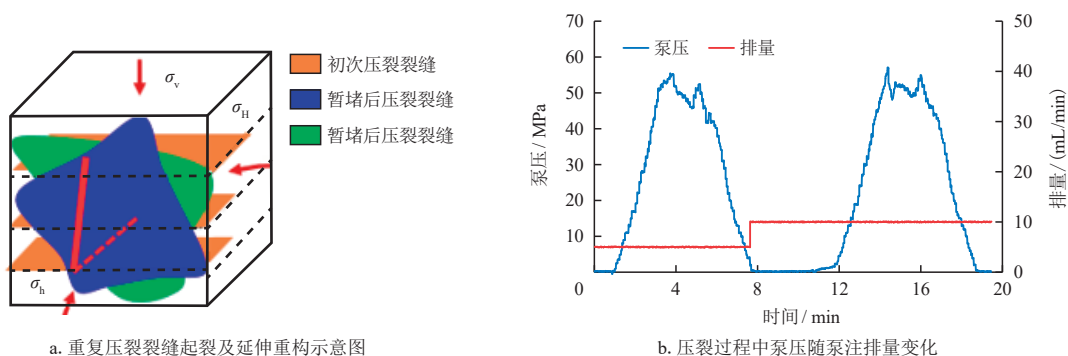


图10 试样3重复压裂实验模拟结果(井斜角90°、方位角0°)

Fig. 10 Simulation results of repeated fracturing experiment for sample 3(The angle of inclination is 90°; The azimuth angle is 0°)

并伴注暂堵剂进行第二次压裂,当暂堵剂堆积与初次裂缝形成可承压的致密暂堵层,泵压再度上升并高于初次泵压峰值,直至压开试样形成新裂缝(蓝色和绿色裂缝面)。实验结果表明:泵注暂堵剂前压开试样的泵压峰值低于暂堵后压开试样的泵压峰值,并且剖开试样明显发现新缝转向,说明达到了暂堵转向效果。

图8为试样1实物图及暂堵压裂过程起裂压力变化趋势(泵注排量5 mL/min升至10 mL/min),通过物模模拟选择90°方位角,与射孔相位为0°相比,射孔相位为90°形成的单一平整裂缝扩展面及改造波及范围更大,同时岩石起裂压力更小^[41],有利于新缝产生。0°井斜角时,裂缝均沿井筒上侧射孔井筒起裂,并转向最大水平主应力方向;当井斜角大于45°时,裂缝难以沿井筒下侧井筒起裂,产生多条新裂缝;90°井斜角时,出现扭转裂缝、平面裂缝、水平缝

和T型缝,压裂裂缝难以沿射孔井筒方向起裂。井斜角越大,越易产生多条裂缝;井斜角越小,越易形成平面裂缝,且越易发生串联。实验结果表明(表4):井斜角0°、45°、90°时,对应初次及二次压裂的泵压峰值减小,且二次压裂的泵压峰值较初次压裂的泵压峰值高约4.7~6.0 MPa,说明加入暂堵剂后形成的暂堵层封堵住了试样初次裂缝,需更高泵压才能使新裂缝起裂,达到裂缝转向的目的,同时相应的裂缝改造面积也逐渐增大,说明井斜角的增加有助于裂缝起裂和形成复杂裂缝。

4.2 井斜角0°、45°、90°(方位角90°)起裂分析

图11—图13为方位角90°下不同井斜角的试样起裂扩展及压力变化。结果表明:井斜角增大,试样的裂缝起裂压力呈减小趋势,且井斜角越大,井筒水平程度越好,定面射孔的裂缝起裂压力越低。比较

表4 暂堵压裂新裂缝参数对比

Table 4 Comparison of new fracture parameters of temporary plugging fracturing

序号	井斜角/ 方位角	初次压裂裂缝参数			二次起裂裂缝参数		
		泵注排量/ (mL/min)	泵压峰值/ MPa	裂缝改造面积/ cm ²	泵注排量/ (mL/min)	泵压峰值/ MPa	裂缝改造面积/ cm ²
试样1	0°/0°	5.0	56.0	1 053.83	10.0	62.0	972.23
试样2	45°/0°		54.2	1 238.81		59.0	1 167.58
试样3	90°/0°		52.3	1 609.61		57.0	1 442.43
试样4	0°/90°		50.9	1 102.37		57.0	1 093.45
试样5	45°/90°		45.7	1 365.13		55.1	1 294.31
试样6	90°/90°		41.3	1 782.93		49.9	1 532.22

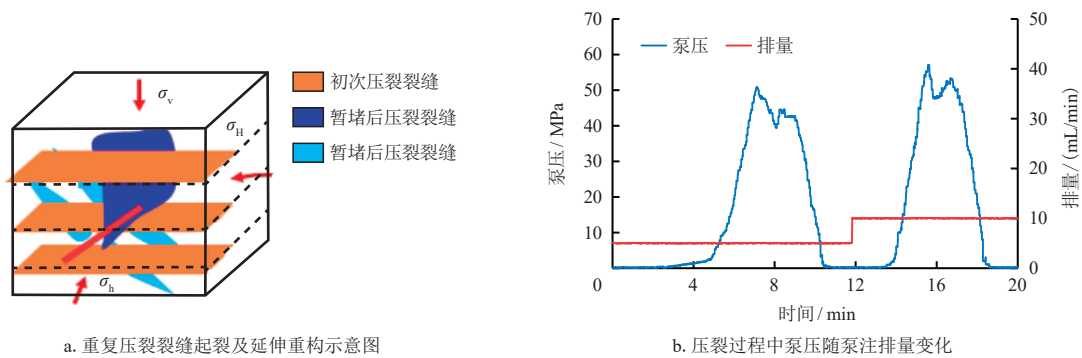


图11 试样4重复压裂实验模拟结果(井斜角0°、方位角90°)

Fig. 11 Simulation results of repeated fracturing experiment for sample 4 (The angle of inclination is 0°; The azimuth angle is 90°)

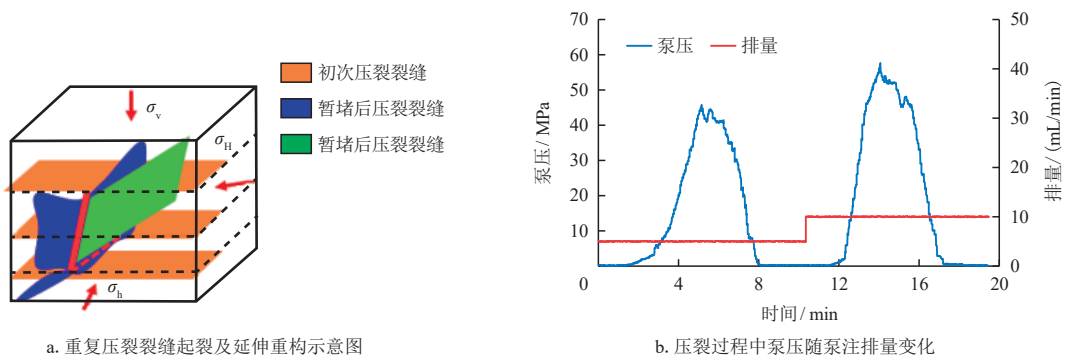


图12 试样5重复压裂实验模拟结果(井斜角45°、方位角90°)

Fig. 12 Simulation results of repeated fracturing experiment for sample 5 (The angle of inclination is 45°; The azimuth angle is 90°)

试样4号与试样5号,排量增大,使压裂液泵注滤失平衡压力增大。暂堵压裂诱导应力的出现,导致最大泵注压力呈增加的趋势^[42]。根据实验结果,认为试样中的模拟裂缝使得沿缝面的岩石产生了受压的诱导应力场,需增大泵注压力才能压开岩石,不利于新裂缝沿原裂缝面起裂,从而导致暂堵后的第二次

起裂对应的泵注压力峰值均高于第一次起裂的压力值。

分析表4实验结果,方位角为0°,井斜角分别为0°、45°、90°时对应的泵压峰值(起裂压力)分别为56.0、54.2、52.3 MPa,说明泵压峰值即起裂压力随井斜角的增加而减小。对比相同井斜角下,不同方位

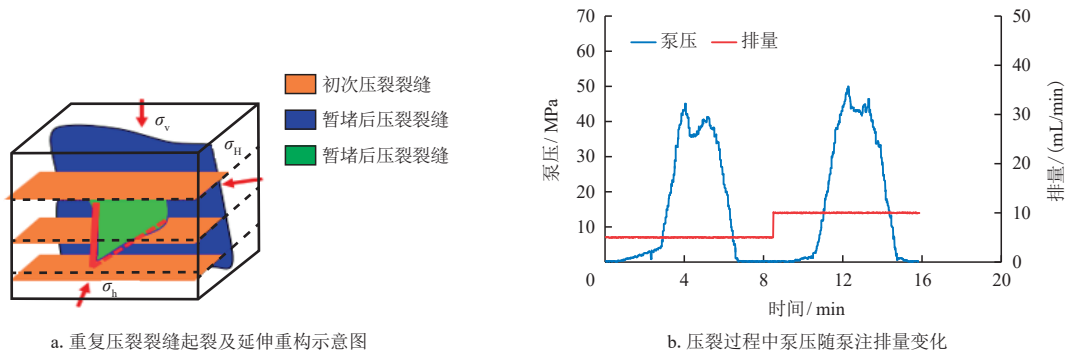


图13 试样6重复压裂实验模拟结果(井斜角90°、方位角90°)

Fig. 13 Simulation results of repeated fracturing experiment for sample 6(The angle of inclination is 90°; The azimuth angle is 90°)

角下的泵压峰值即起裂压力,其随方位角的增加而减小。

5 结论

1) 基于断裂力学理论,考虑缝内流体压降,根据SD区块盒8段储层岩石力学参数,开展暂堵压裂裂缝与初次压裂裂缝在整个接触过程中的相互作用力学研究,分析了暂堵压裂裂缝与初次裂缝相互作用后的扩展延伸方向,明确了不同裂缝走向、井斜角、方位角等不同参数下的裂缝起裂压力变化规律:裂缝起裂压力随裂缝倾角、井斜角和方位角的增大而减小。裂缝起裂角随井斜角增加而减小直至为0°,随方位角的增大呈现先增加而后减小的趋势。

2) 大物模实验结果表明:井斜角增大,初次及二次起裂压力呈减小的趋势,新裂缝更易起裂且改造面积越大。井斜角相同时,裂缝起裂压力随井筒方位角增加而逐渐减小,裂缝改造面积随方位角增加而增大,有助于新裂缝起裂。

3) 方位角对螺旋射孔下的起裂压力变化不大,方位角90°螺旋射孔相比方位角0°螺旋射孔,形成裂缝更为复杂;定面射孔可调控水平井破裂压力及初始破裂位置,随射孔转角、射角改变,孔道破裂压力变化显著。初始破裂产生于射孔井筒界面、孔道中部等不同位置,控制射孔射角介于75°~90°。

参考文献

[1] 张国生, 赵文智, 杨涛, 等. 我国致密砂岩气资源潜力、分布与未来发展地位[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 87-93.
ZHANG Guosheng, ZHAO Wenzhi, YANG Tao, et al. Resource evaluation, position and distribution of tight sandstone gas in

China[J]. Chinese Engineering Science, 2012, 14(6): 87-93.
[2] 刘晓鹏, 刘燕, 陈娟萍, 等. 鄂尔多斯盆地盒8段致密砂岩气藏微观孔隙结构及渗流特征[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1225-1234.
LIU Xiaopeng, LIU Yan, CHEN Juanping, et al. Characteristics of micro pore structure and seepage in tight sandstone gas reservoir of the 8th section of Shihezi Formation in Ordos Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(7): 1225-1234.
[3] 李国欣, 朱如凯. 中国石油非常规油气发展现状、挑战与关注问题[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 1-13.
LI Guoxin, ZHU Rukai. Progress, challenges and key issues of unconventional oil and gas development of CNPC[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 1-13.
[4] 张凤琼, 肖晖, 陈依, 等. 川东地区凉高山组致密砂岩压裂工艺优选研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 117-125.
ZHANG Fengqiong, XIAO Hui, CHEN Yi, et al. Study on fracturing technology optimization of tight sandstone in Lianggaoshan Formation in eastern Sichuan area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 117-125.
[5] LINDSAY G J, WHITE D J, MILLER G A, et al. Understanding the applicability and economic viability of refracturing horizontal wells in unconventional plays[C]// Paper SPE-179113-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2016.
[6] BARREE R D, MISKIMINS J L, SVATEK K J. Reservoir and completion considerations for the refracturing of horizontal wells [J]. SPE Production & Operations, 2018, 33(1): 1-11.
[7] GOEHTZ F, EVERS S C, PROMMERSBERGER K J. Re-fracture of the distal radius with lying palmar plate[J]. Handchirurgie, Mikrochirurgie, Plastische Chirurgie, 2020, 52(3): 218-219.
[8] NOLAN E K, CHEN H Y. A comparison of the Cox model to the Fine-Gray model for survival analyses of re-fracture rates[J]. Archives of Osteoporosis, 2020, 15: 1-8.
[9] ARTUN E, KULGA B. Selection of candidate wells for re-fracturing in tight gas sand reservoirs using fuzzy inference[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 413-420.

- [10] SINGH A, BIERRUM W R N, WORMALD J C R, et al. Non-operative versus operative management of open fractures in the paediatric population: A systematic review and meta-analysis of the adverse outcomes[J]. *Injury*, 2020, 51(7): 1477-1488.
- [11] MENG L D, ZHANG X L, JIN Y J, et al. Numerical simulation of fracture temperature field distribution during oil and gas reservoir hydraulic fracturing based on unsteady wellbore temperature field model[J]. *Geophysics*, 2023, 89(1): 1-15.
- [12] SHAMMAM F O, ALKINANI H H, AL-HAMEEDI A T, et al. Assessment of the production gain from refractured wells in the major shale plays in the United States[C]// Paper ARMA-2021-1431 presented at the 55th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Virtual, June 2021.
- [13] ZHANG J J, WHITE M, McEWEN J, et al. Investigating near-wellbore diversion methods for refracturing horizontal wells[J]. *SPE Production & Operations*, 2020, 35(4): 836-851.
- [14] 张广清, 陈勉. 定向射孔水力压裂复杂裂缝形态[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 13(1): 1121-1135.
ZHANG Guangqing, CHEN Mian. Complex fracture shapes in hydraulic fracturing with orientated perforations[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 13(1): 1121-1135.
- [15] 姜浒, 陈勉, 张广清, 等. 定向射孔对水力裂缝起裂与延伸的影响[J]. *岩石力学与工程学报*, 2009, 28(7): 1321-1326.
JIANG Hu, CHEN Mian, ZHANG Guangqing, et al. Impact of oriented perforation on hydraulic fracture initiation and propagation[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2009, 28(7): 1321-1326.
- [16] 朱海燕, 邓金根, 刘书杰, 等. 定向射孔水力压裂起裂压力的预测模型[J]. *石油学报*, 2013, 34(3): 556-562.
ZHU Haiyan, DENG Jingen, LIU Shujie, et al. A prediction model for the hydraulic fracture initiation pressure in oriented perforation[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(3): 556-562.
- [17] GUO T K, LIU B Y, QU Z Q, et al. Study on initiation mechanisms of hydraulic fracture guided by vertical multi-radial boreholes[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2017, 50(7): 1767-1785.
- [18] 杨兆中, 李扬, 李小刚, 等. 气体水平井重复压裂关键技术进展及启示[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 41(6): 75-86.
YANG Zhaozhong, LI Yang, LI Xiaogang, et al. Key technology progress and enlightenment in fracturing of shale gas horizontal wells[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2019, 41(6): 75-86.
- [19] 王艳玲. CCL油田老井重复压裂工艺技术研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2019, 9(6): 61-64.
WANG Yanling. Repetitive fracturing technology for old wells in CCL oilfield[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019, 9(6): 61-64.
- [20] ZHU X H, CHENG F L, SHI C S, et al. Mechanical plugging-solid expandable tubular refracturing technology[J]. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 2020, 34: 2357-2364.
- [21] 刘洪, 胡永全, 赵金洲, 等. 重复压裂气井诱导应力场模拟研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2004, 23(23): 4022-4027.
LIU Hong, HU Yongquan, ZHAO Jinzhou, et al. Simulation study of induced stress field in refracturing gas well[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2004, 23(23): 4022-4027.
- [22] 张广清, 陈勉, 姚飞, 等. 各向异性地层重复压裂最优时机及影响因素分析[J]. *石油学报*, 2008, 29(6): 885-889.
ZHANG Guangqing, CHEN Mian, YAO Fei, et al. Study on optimal re-fracturing timing in anisotropic formation and its influencing factors[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, 29(6): 885-889.
- [23] 何青琴, 杨永全, 何世明, 等. 低渗透油气田重复压裂诱导应力场模拟研究[J]. *天然气技术*, 2010, 4(1): 30-33.
HE Qingqin, YANG Yongquan, HE Shiming, et al. Refracturing-induced stress field simulation of low-permeability oil and gas fields[J]. *Natural Gas Technology*, 2010, 4(1): 30-33.
- [24] 张广明, 熊春明, 刘合, 等. 复杂断块地应力场数值模拟方法研究[J]. *断块油气田*, 2011, 18(6): 710-713.
ZHANG Guangming, XIONG Chunming, LIU He, et al. Numerical simulation method for in-situ stress field in complex fault block[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2011, 18(6): 710-713.
- [25] 董光, 邓金根, 朱海燕, 等. 重复压裂前的地应力场分析[J]. *断块油气田*, 2012, 19(4): 485-488.
DONG Guang, DENG Jingen, ZHU Haiyan, et al. Analysis of stress field before refracture treatment[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2012, 19(4): 485-488.
- [26] 孔祥伟, 严仁田, 张思琦, 等. 真三轴大物模水力压裂裂缝起裂及扩展模拟实验[J]. *石油与天然气化工*, 2023, 52(3): 97-102.
KONG Xiangwei, YAN Rentian, ZHANG Siqi, et al. Simulation experimental study on fracture initiation and propagation of hydraulic fracturing with true triaxial large physical model[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2023, 52(3): 97-102.
- [27] 雷洋洋, 王辉, 武鑫, 等. 砾岩致密油藏直井重复压裂裂缝形态分析[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(5): 782-792.
LEI Yangyang, WANG Hui, WU Xin, et al. Analysis of fracture geometry for refractured vertical wells in tight conglomerate reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(5): 782-792.
- [28] 侯振坤, 杨春和, 王磊, 等. 大尺寸真三轴页岩水平井水力压裂物理模拟试验与裂缝延伸规律分析[J]. *岩土力学*, 2016, 37(2): 407-414.
HOU Zhenkun, YANG Chunhe, WANG Lei, et al. Hydraulic fracture propagation of shale horizontal well by large-scale true triaxial physical simulation test[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 2016, 37(2): 407-414.
- [29] 侯冰, 陈勉, 程万, 等. 页岩气储层变排量压裂的造缝机制[J]. *岩土工程学报*, 2014, 36(11): 2149-2152.
HOU Bing, CHEN Mian, CHENG Wan, et al. Fracture mechanism on shale gas reservoir fracturing with variable pump rate[J]. *Chinese Journal of Geotechnical Engineering*, 2014, 36(11): 2149-2152.
- [30] 盛广龙, 鲁明晶. 真三轴重复压裂裂缝扩展实时监测教学演示实验研究[J]. *山东化工*, 2021, 50(4): 211-213.
SHENG Guanglong, LU Mingjing. Experimental research on real-time AE monitoring fracture propagation in true-triaxial refracturing treatment[J]. *Shandong Chemical Industry*, 2021, 50

- (4): 211-213.
- [31] 孔祥伟, 严仁田, 许洪星, 等. 基于真三轴物理模拟多簇裂缝均衡起裂及延伸规律实验[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(7): 1123-1136.
KONG Xiangwei, YAN Rentian, XU Hongxing, et al. Experiment on equilibrium initiation and extension of multiple clusters of fractures based on true triaxial physical simulation [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(7): 1123-1136.
- [32] 冯欣雨, 肖晖, 李泉辉, 等. 致密砂岩水力裂缝特征实验研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(4): 132-138.
FENG Xinyu, XIAO Hui, LI Quanhui, et al. Experimental study on hydraulic fracture characteristics of tight sandstone[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(4): 132-138.
- [33] 张旭, 蒋廷学, 贾长贵, 等. 页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 70-74.
ZHANG Xu, JIANG Tingxue, JIA Changui, et al. Physical simulation of hydraulic fracturing of shale gas reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 70-74.
- [34] 汪道兵, 周福建, 葛洪魁, 等. 纤维强制裂缝转向规律实验及现场试验[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(3): 80-88.
WANG Daobing, ZHOU Fujian, GE Hongkui, et al. Experimental study on the fiber-based diverting fracturing technology of artificial fractures and its field application[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016, 40(3): 80-88.
- [35] 吴越, 侯冰, 韩慧芬, 等. 高水平应力差下水平井螺旋射孔参数优化研究[J]. 地下空间与工程学报, 2019, 15(1): 226-231.
WU Yue, HOU Bing, HAN Huifen, et al. Study on the optimization of helical perforation parameters for horizontal wells in the condition of high horizontal stress difference[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2019, 15(1): 226-231.
- [36] 李越, 牟建业, 揭琼, 等. 碳酸盐岩缝内暂堵转向压裂裂缝扩展规律实验[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(2): 204-210.
LI Yue, MOU Jianye, JIE Qiong, et al. Experimental study on fracture propagation during in-fracture temporary plugging and diverting fracturing in carbonate rock[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(2): 204-210.
- [37] 马尚伟, 魏丽, 王一军, 等. 鄂尔多斯盆地南部盒8段致密砂岩储层微观孔隙结构表征与评价[J]. 地质与勘探, 2022, 58(6): 1321-1330.
MA Shangwei, WEI Li, WANG Yijun, et al. Characterization and evaluation of microscopic pore structures of tight sandstone reservoir in the 8th member of Shihezi Formation in southern Ordos Basin[J]. Geology and Exploration, 2022, 58(6): 1321-1330.
- [38] 赵金洲, 赵金, 胡永全, 等. 水力压裂裂缝应力场变化规律[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(12): 1677-1683.
ZHAO Jinzhou, ZHAO Jin, HU Yongquan, et al. Study on stress field distribution of hydraulic fracturing[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1677-1683.
- [39] 蒲春生, 郑恒, 杨兆平, 等. 水平井分段体积压裂复杂裂缝形成机制研究现状与发展趋势[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1734-1743.
PU Chunsheng, ZHENG Heng, YANG Zhaoping, et al. Research status and development trend of the formation mechanism of complex fractures by staged volume fracturing in horizontal wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1734-1743.
- [40] ENGLAND A H, GREEN A E. Some two-dimensional punch and crack problems in classical elasticity[J]. Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society, 1963, 59(2): 489.
- [41] 张滨海, 张朝举, 陈峥嵘, 等. 东海低渗储层压裂高起裂压力规律分析[J]. 应用力学学报, 2022, 39(2): 403-408.
ZHANG Binhai, ZHANG Chaoju, CHEN Zhengrong, et al. Analysis of high fracturing initiation pressure in low permeability reservoirs in the East China Sea[J]. Chinese journal of applied mechanics, 2022, 39(2): 403-408.
- [42] 罗天雨, 刘元爽. 应力诱导对压裂裂缝延伸的复杂影响研究[J]. 广东石油化工学院学报, 2019, 29(6): 10-15.
LUO Tianyu, LIU Yuanshuang. Study on the complex influence of stress induction on fracture extension in fracturing[J]. Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology, 2019, 29(6): 10-15.

(编辑 尹淑容)

(上接第390页)

- [23] OLSON J E, LAUBACH S E, LANDER R H. Natural fracture characterization in tight gas sandstones: Integrating mechanics and diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1535-1549.
- [24] 王历历, 李宪文, 何平, 等. 致密砂岩变黏滑溜水体系的研制与应用[J]. 石油与天然气化工, 2022, 51(5): 87-91.
WANG Lili, LI Xianwen, HE Ping, et al. Research and application of a variable viscosity slick water fracturing system in tight sandstone gas reservoirs[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2022, 51(5): 87-91.
- [25] MA X H, JIA A L, TAN J, et al. Tight sand gas development technology and practices in China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(5): 611-618.
- [26] 曹丽娜. 致密气藏不稳定渗流理论及产量递减动态研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
CAO Lina. Research on unsteady percolation theory and rate transient analysis in tight gas reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [27] 袁淋. 致密砂岩气藏气水同产水平井稳态产能研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.
YUAN Lin. Study on steady-state productivity of gas-water horizontal well in tight sandstone gas reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

(编辑 李青)