



裂缝性储层天然缝与水力缝开启条件及扩展规律研究

尹帅 赵军辉 刘平 沈志成

Opening Conditions and Extension Law of Natural and Hydraulic Fractures in Fractured Reservoirs

YIN Shuai, ZHAO Junhui, LIU Ping, SHEN Zhicheng

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024022>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

深层缝洞型碳酸盐岩储层水力裂缝扩展机理研究

Mechanism of Hydraulic Fracture Propagation in Deep Fracture-Cavity Carbonate Reservoirs

石油钻探技术. 2023, 51(2): 81-89 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023045>

孔洞型碳酸盐岩储层压裂裂缝转向扩展特征研究

Study on Propagation and Diversion Characteristics of Hydraulic Fractures in Vuggy Carbonate Reservoirs

石油钻探技术. 2022, 50(4): 90-96 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2022084>

昭通浅层页岩气压裂复杂裂缝扩展数值模拟研究

Numerical Simulation of Complex Fracture Propagation in Shallow Shale Gas Fracturing in Zhaotong

石油钻探技术. 2023, 51(6): 77-84 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023095>

基于相场法的深层干热岩储层水力压裂模拟研究

Simulation of Hydraulic Fracturing in Deep Hot Dry Rock Reservoir Based on Phase-Field Method

石油钻探技术. 2024, 52(2): 229-235 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024047>

可压性指数对压裂裂缝扩展规律的影响研究

Effect of Fracability Index on Fracture Propagation: A Case Study of LF Oilfield in South China Sea

石油钻探技术. 2023, 51(3): 105-112 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2023062>

东营凹陷页岩油储层层间干扰及裂缝扩展规律研究

Research on Interlayer Interference and the Fracture Propagation Law of Shale Oil Reservoirs in the Dongying Sag

石油钻探技术. 2021, 49(4): 130-138 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021094>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2024022

引用格式: 尹帅, 赵军辉, 刘平, 等. 裂缝性储层天然缝与水力缝开启条件及扩展规律研究 [J]. 石油钻探技术, 2024, 52(3): 98-105.

YIN Shuai, ZHAO Junhui, LIU Ping, et al. Opening conditions and extension law of natural and hydraulic fractures in fractured reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(3): 98-105.

裂缝性储层天然缝与水力缝开启条件及扩展规律研究

尹 帅¹, 赵军辉², 刘 平³, 沈志成⁴

(1. 西安石油大学地球科学与工程学院, 陕西西安 710065; 2. 中国石油长庆油田分公司第八采油厂, 陕西西安 710021; 3. 中国石油集团测井有限公司长庆分公司, 陕西西安 710201; 4. 中国石油长庆油田分公司第七采油厂, 陕西西安 710200)

摘 要: 为了揭示裂缝性储层天然裂缝与水力裂缝开启条件及扩展规律, 降低水窜风险, 采用地应力测试、天然裂缝观察、水力裂缝扩展试验及模拟等方法, 系统研究了天然裂缝与水力裂缝开启条件及扩展规律、水平应力差对水力裂缝扩展的影响及天然裂缝与水力裂缝相沟通的净压力。研究结果显示, 研究区的垂向应力 σ_v > 最大水平主应力 σ_H > 最小水平主应力 σ_h , 垂向应力、最大水平主应力和最小水平主应力的梯度分别为 0.025, 0.020 和 0.017 MPa/m; 研究区致密砂岩中裂缝滑动的临界压力梯度在 0.018~0.020 MPa/m, 平均为 0.019 MPa/m; 当天然裂缝内临界压力梯度超过 0.020 MPa/m 时, 无效缝均转变为有效缝。水平应力差从 0 增至 10 MPa 过程中, 水力裂缝长度逐渐增加; 10 MPa 应力差条件下所形成水力裂缝的长度约为 0 及 5 MPa 应力差条件下水力裂缝的 1.52 倍。压裂试验结果显示, 当水力裂缝遇到局部发育的砾石颗粒时会发生一定程度偏转, 之后会继续沿着原来方向延伸。研究区目的层天然缝张开形成分支裂缝条件下的裂缝沟通净压力梯度为 0.003 MPa/m, 该裂缝沟通净压力在 4.5~9.0 MPa。研究认为, 构建裂缝性储层中水力裂缝的非稳态扩展模式时, 应综合考虑水平应力差、天然裂缝发育情况、岩性特征及压裂施工条件。

关键词: 裂缝性储层; 水力裂缝; 天然裂缝; 裂缝开启; 裂缝闭合; 裂缝扩展

中图分类号: TE21

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2024)03-0098-08

Opening Conditions and Extension Law of Natural and Hydraulic Fractures in Fractured Reservoirs

YIN Shuai¹, ZHAO Junhui², LIU Ping³, SHEN Zhicheng⁴

(1. School of Earth Science and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi, 710065, China; 2. No.8 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710021, China; 3. Changqing Branch, CNPC Logging Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710201, China; 4. No.7 Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710200, China)

Abstract: In order to reveal the opening conditions and extension law of natural and hydraulic fractures in fractured reservoirs and reduce the risk of water channeling, in-situ stress test, natural fracture observation, hydraulic fracture extension test, and simulation were used. In addition, the opening conditions and extension law of natural and hydraulic fractures, the effect of horizontal stress difference on the extension of hydraulic fractures, and the net pressure of communication between natural and hydraulic fractures were systematically studied. The results show that the vertical stress σ_v in the study area is higher than the maximum horizontal principal stress σ_H , which is higher than the minimum horizontal principal stress σ_h . The gradients of vertical stress, maximum horizontal principal stress, and minimum horizontal principal stress are 0.025, 0.020, and 0.017 MPa/m, respectively. The critical pressure gradient of fracture sliding in the tight sandstone of the study area ranges from 0.018 to 0.020 MPa/m, with an average value of

收稿日期: 2024-01-06; 改回日期: 2024-05-10。

作者简介: 尹帅 (1989—), 男, 山东新泰人, 2010 年毕业于山东科技大学地质工程专业, 2014 年获成都理工大学油气田开发地质专业硕士学位, 2017 年获中国地质大学 (北京) 矿产普查与勘探专业博士学位, 副教授, 硕士生导师, 主要从事深层、超深层非常规油气地质理论及应用技术、测井解释及岩石力学基础实验研究。E-mail: speedsys@163.com。

基金项目: 陕西省自然科学基金基础研究计划项目“鄂尔多斯盆地东缘深部上古生界构造演化及断-缝联合控藏机理研究” (编号: 2023-JC-QN-0355) 资助。

0.019 MPa/m。When the critical pressure gradient in the natural fracture exceeds 0.020 MPa/m, all the ineffective fractures are transformed into effective fractures. As the horizontal stress difference increases from 0 to 10 MPa, the length of hydraulic fractures increases gradually. The length of hydraulic fractures formed under the stress difference of 10 MPa is about 1.52 times that of hydraulic fractures formed under the stress difference of 0 MPa and 5 MPa. The fracturing experiment results show that the hydraulic fracture will be deflected to a certain extent when encountering locally developed gravel particles and then continue to extend along the original direction. In the study area, the net pressure gradient of fracture communication under the condition that natural fractures in the target layer open to form branch fractures is 0.003 MPa /m, and the net pressure of fracture communication is 4.5–9.0 MPa. It is concluded that the construction of an unsteady extension mode of hydraulic fractures in fractured reservoirs should consider the horizontal stress difference, natural fracture development, lithology characteristics, and fracturing operation conditions.

Key words: fractured reservoirs; hydraulic fractures; natural fractures; fracture opening; fracture closure; fracture extension

低渗—特低渗致密砂岩储层中通常发育大量构造成因的天然裂缝^[1-2],天然裂缝的形成与构造变形或与构造活动相关^[3-4]。天然裂缝在地下通常是闭合的,但在注水或压裂过程中则会开启^[4-5]。闭合裂缝转变为开启裂缝,代表裂缝从无效缝转变为有效缝^[5-6]。天然裂缝与水力裂缝的开启及扩展是一个动态过程^[5-7]。压裂过程中,压裂液注入储层内部,岩石产生张性破裂^[8-9],水力裂缝在扩展过程中会与环境应力及天然裂缝相互耦合,进而影响储层改造体积及油气采收率^[10-11]。国内外研究表明,水力裂缝的形态可分为单一裂缝、复杂多裂缝、天然裂缝张开后的复杂裂缝、复杂的网状裂缝^[12-15]。对于裂缝性储层,裂缝能显著改变地层周围原位应力的分布状态和增强储层内部应力的各向异性。同时,随着天然裂缝发育程度增加,水力裂缝逐渐趋于向单一裂缝转变^[13, 16]。这是因为,在天然裂缝周围会产生应力阴影,降低周围岩石的应力水平,从而减少新裂缝的生成和扩展,水力裂缝更趋向于沿着天然裂缝扩展。储层压裂改造体积增大,特别是长扩展缝,可能会造成水力裂缝与天然裂缝沟通,增加水窜风险^[17-19]。要降低水窜风险,需要掌握水力裂缝与天然裂缝的开启条件及扩展规律。地应力的存在,提供了天然裂缝与水力裂缝开启及扩展的地质力学条件或基础^[20-22]。因此,深入研究地应力条件下裂缝性储层有效缝和无效缝的转变,确定压裂过程中裂缝滑移条件,可以为压裂缝网改造提供依据^[14, 16]。

泌阳凹陷东南部地区古近系裂缝性致密砂岩储层发育岩性—构造油藏,原油采收率低于 10%,天然裂缝及水力裂缝沟通引起的水窜现象严重,制约了裂缝性储层油藏的开发效果。为此,笔者以泌阳凹陷东南部地区古近系致密砂岩储层为例,研究其地

应力梯度、天然裂缝开启条件、水平应力差对水力裂缝扩展的影响、天然裂缝与水力裂缝的沟通条件,拟揭示裂缝性储层天然裂缝与水力裂缝的开启条件及扩展规律,从而为提高裂缝性致密砂岩油藏开发效果提供依据。

1 地应力梯度

地应力对水力裂缝起裂及扩展均有重要影响,因此,地应力评价是开展天然裂缝及水力裂缝耦合的首要因素。泌阳凹陷东南部地区古近系致密砂岩储层岩性主要为长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩,粒度偏细,偶见砾石颗粒,水动力较弱。矿物组分鉴定结果显示,目的层致密砂岩石英含量 53%~70%,平均为 60%;长石含量 8%~10%,平均为 9%;岩屑含量 8%~15%,平均为 14%。储层孔隙度主要分布在 2%~15%,平均为 8%;渗透率主要分布在 0.03~15.00 mD,平均为 2.00 mD,属低孔、低渗—特低渗储层。

地应力是由于岩石自身重量及横向应变所引起的岩石内应力,其在正交系统下可简化为最大水平主应力(σ_H)、最小水平主应力(σ_h)及垂向主应力(σ_v)^[13-14, 16]。岩体内部不同单元点应力的总体分布被称为应力场。大量研究表明,随着深度增加,三个方向主应力均有逐渐增加的趋势^[16-18]。但是,受区域构造的影响,地应力在不同方向的张量或扩展速度不同,进而导致应力梯度不同。

根据水力压裂试验和差应变试验所计算的现今地应力是最为准确的^[12-14],因此利用目的层岩样 12 组水力压裂试验及 11 组差应变试验的结果,计算了目的层的地应力及其梯度,结果如图 1 所示。从图 1 可以看出,各主应力随着埋深增加而呈线性增加,地应力状态为 $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$,代表弱挤压应力状

态。 σ_v 的梯度平均为 0.025 MPa/m, σ_H 的梯度平均为 0.020 MPa/m, σ_h 的梯度平均为 0.017 MPa/m。

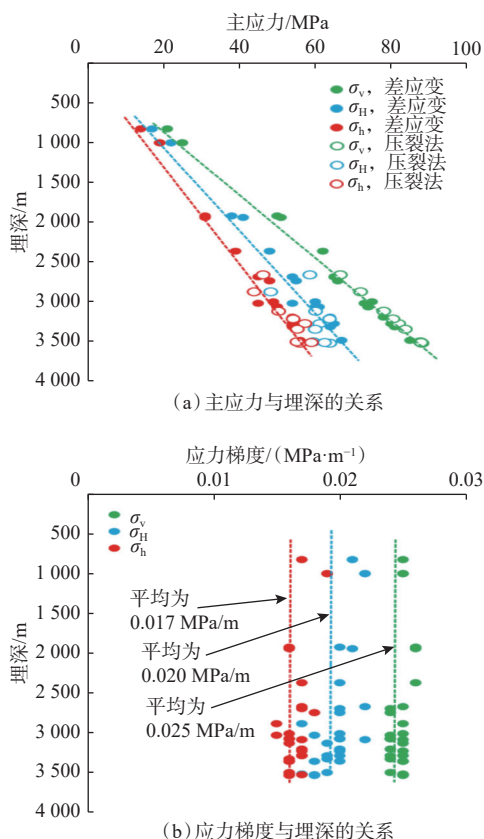


图1 研究区单井地应力及应力梯度的计算结果

Fig.1 Calculation results of in-situ stress and stress gradient of single well in study area

2 天然缝开启条件分析

天然裂缝改变了基质储层的连续性, 因而对储层压裂缝扩展具有显著的影响。研究区主要发育垂直缝(见图2), 缝面平直, 具有剪切性质, 裂缝主走向优势方位为北东及东西向^[8]。垂直缝的垂向贯通长度通常小于 6 m。事实上, 在高地应力状态下, 多数裂缝呈闭合状态, 表现为无效缝。例如, 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩也发育垂直缝, 原位应力条件下 98.7% 的裂缝为无效缝, 但无效缝可以向有效缝转变。地应力条件下, 潜在滑动的裂缝都具有一定渗透性^[12-13]。裂缝的开启、滑动与地应力条件及压裂或者注水等密切相关^[14, 16]。

深部地层的主应力通常采用张量^[13]表示:

$$S_s = \begin{pmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{pmatrix} \quad (1)$$

式中: S_s 为应力张量, MPa; S_1 , S_2 和 S_3 为正交坐标系下 3 个主方向应力张量的分量, MPa。

利用应力张量计算得到剪应力和正应力, 则裂缝的滑动条件满足:

$$\tau = \mu(\sigma_n - p) \quad (2)$$

式中: τ 为剪应力, MPa; μ 为摩擦系数; σ_n 为正应力, MPa; p 为裂缝滑动临界压力, MPa。

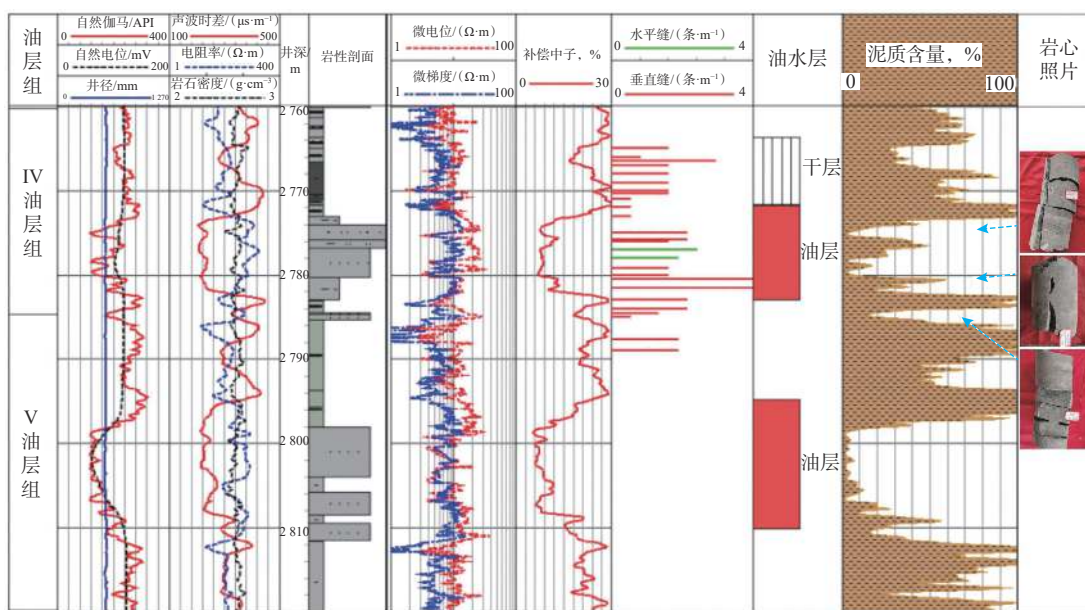


图2 A2132 井的裂缝发育特征

Fig.2 Fracture development characteristics of Well A2132

对式(2)进行变换,可得:

$$p = \frac{\tau - \mu \sigma_n}{\mu} \quad (3)$$

对于式(3)中的裂缝滑动临界压力 p , 当裂缝内压力达到临界滑动压力时, 裂缝滑动, 此时无效缝演化成为有效缝。

目的层中, 最大水平主应力梯度为 0.020 MPa/m, 最小水平主应力梯度为 0.017 MPa/m, 垂向主应力梯度为 0.025 MPa/m, 油藏孔隙压力梯度为 0.088 MPa/m。对于岩石摩擦系数, 其会随着岩石粒度减小而减小^[13]。细砂岩摩擦系数的经验值为 0.42, 而粒度更小泥质粉砂岩摩擦系数的经验值为 0.20^[13], 目的层的摩擦系数取 0.42。计算结果表明, 研究区目的层致密砂岩中裂缝滑动的临界压力梯度为 0.018~0.020 MPa/m, 平均为 0.019 MPa/m。因此, 当天然缝内临界压力梯度超过 0.020 MPa/m 时, 无效缝都会演化成有效缝。

3 水平应力差对水力缝扩展的影响

水平应力差(最大水平主应力 σ_H 与最小水平主应力 σ_h 的差)对水力缝扩展具有重要影响。通常, 水平方向最大与最小主应力的差值越小, 致密砂岩中越容易形成复杂缝网。对于裂缝性储层, 水平应力差对水力缝扩展的影响较为复杂, 随着水平应力差增大, 裂缝形态逐渐由体积裂缝转变为单一裂缝^[17]。考虑研究区目的层的实际情况, 采用基于损伤力学内聚力模型的离散元方法分析水平应力差对水力缝扩展的影响^[11]。该方法考虑了岩石压裂过程中的拉链式破坏特征, 能够较为准确地表征水力缝扩展效果。

内聚力单元满足 Quads 准则:

$$\left(\frac{\langle \varepsilon_n \rangle}{\varepsilon_n^0}\right)^2 + \left(\frac{\langle \varepsilon_s \rangle}{\varepsilon_s^0}\right)^2 + \left(\frac{\langle \varepsilon_t \rangle}{\varepsilon_t^0}\right)^2 = 1 \quad (4)$$

式中: ε_n 为挤压应力对应的挤压位移; ε_s 为剪切应力对应的剪切位移; ε_t 为张性应力对应的张性位移; ε_n^0 为挤压应力最大时的挤压位移; ε_s^0 为剪切应力最大时的剪切位移; ε_t^0 为张性应力最大时的张性位移。

流体在水力裂缝中流动并滤失到储层中, 通过流体流动可以求解孔隙压力、应力分布(牵引力)及形变。裂缝单元储层离散扩展由边界嵌入内聚力单元实现节点位移 2 维 4 节点及压力节点。该方法消除了裂缝尖端存在的应力奇点, 水力缝扩展结果可靠。所设置的模型为二维模型, 模型的长和宽分别为 50 m, 天然裂缝嵌入在模型中并沿着北东向分布, 天然裂缝密度为 1 条/m。另外, 储层基础参数设置为孔隙度 8%、渗透率 2 mD、弹性模量 30 GPa、泊松比 0.24。嵌入天然裂缝线密度为 1 条/m。此外, 差应变试验及水力压裂测试结果显示目的层水平应力差主要在 0~10 MPa, 因而将水平应力差设计为 0, 5 和 10 MPa, 模拟水平应力差对水力裂缝扩展及其长度的影响, 结果如图 3、图 4 所示, 文献[21]验证了模拟结果的合理性。从图 3 可以看出, 水平应力差从 0 增至 10 MPa 过程中, 水力压裂主要产生一条水力裂缝, 水力裂缝有沿着最大水平主应力方向扩展的趋势。从图 4 可以看出, 水平应力差从 0 增大至 10 MPa 过程中, 水力裂缝长度逐渐增加, 起初增长幅度较缓, 水平应力差从 0 增至 5 MPa 裂缝长度相差不大, 之后, 水力裂缝呈大幅增长趋势; 水平应力差 10 MPa 条件下所形成水力裂缝的长度约为水平应力差 0 及 5 MPa 条件下的 1.52 倍。虽然水平应力差为 0 及 5 MPa 条件下水力裂缝的长度较短, 但所形成的裂缝主要为宽缝, 储层改造条件较好; 而水平应力差为 10 MPa 条件下水力裂缝的长度虽然

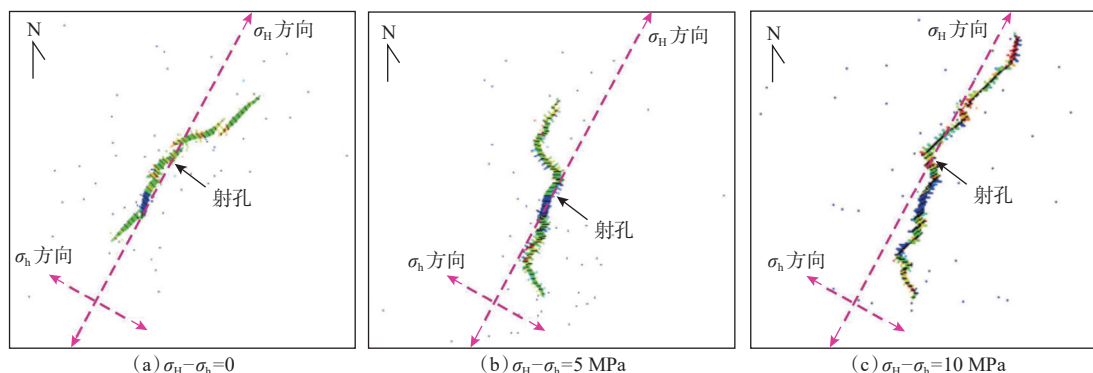


图 3 水平应力差对水力裂缝扩展的影响

Fig.3 Effect of horizontal stress difference on the extension of hydraulic fracture

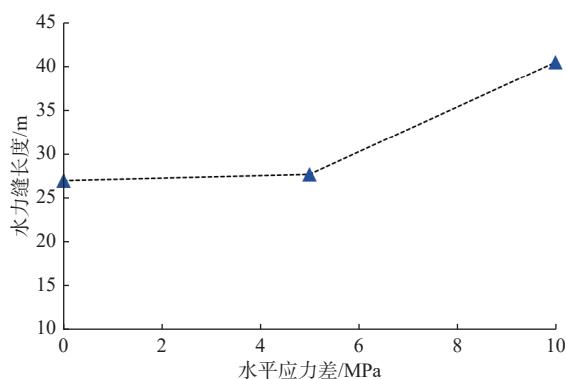


图4 水平应力差对水力裂缝长度的影响

Fig.4 Effect of horizontal stress difference on the length of hydraulic fracture

较长,但裂缝开度较小,且远端缝内支撑应力有限,裂缝易闭合。整体而言,长水力缝相对短水力缝的扩展规模较为有限,储层改造程度相对要低^[20-22]。

利用压裂物理模拟试验仪器(见图5)对取自目的层的致密砂岩岩样进行了小尺度岩样室内压裂试验。将岩样置于上下压头之间,岩样上下端面均安装透水垫,用热缩管封好后放入压力室。岩样为直径及高度均为 50.0 mm 的圆柱体,在岩样中间钻一直径为 16.0 mm 的串通孔,向孔内注水模拟压裂过程。该装置通过对岩样内部垂直贯通孔注水来模拟水力压裂过程中的张性破裂过程,进而可以观察张性裂缝的形态特征。

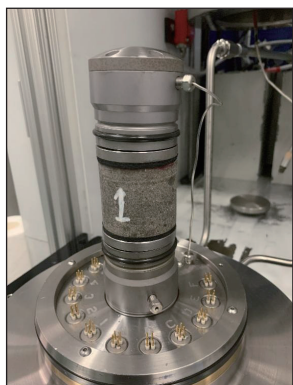


图5 水力压裂试验装置及岩样放置

Fig.5 Hydraulic fracturing experimental device and sample placement

岩样制备中,在岩样一端利用线切割装置切一条深为 10.0 mm 的预制裂缝,模拟天然裂缝。控制三轴试验机,首先加载轴压 4 MPa,稳定后加载孔隙压力,加载速度为 6 mL/min,观察并记录孔隙压力随时间的变化(见图6)。当观察到孔隙压力下降时,说明岩样产生裂缝,随即停止试验。岩样压裂试验结束后的外观如图7所示。

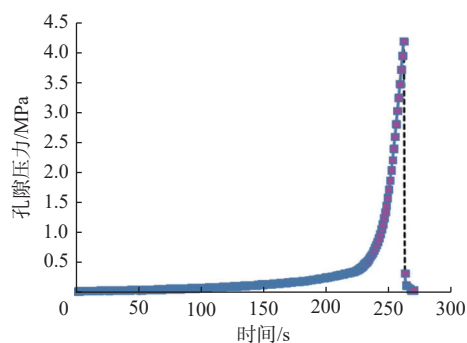


图6 岩样孔隙压力随时间的变化

Fig.6 Variation of pore pressure of sample with time

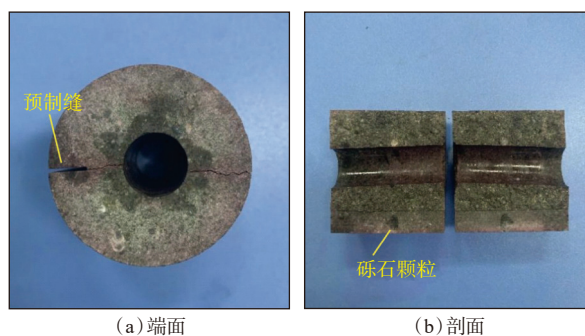


图7 岩样压裂试验结束后的外观

Fig.7 Appearance of sample after fracturing

从图7可以看出,岩样整体沿着中心注水孔向外形成2条张性裂缝,裂缝夹角180°。因此,目的层压裂主要产生一条长裂缝,该试验结果与微地震监测及模拟结果均一致。孔隙压力达到 4.3 MPa 时,突破了致密砂岩强度极限,发生破裂,破裂沿着预制裂缝方向扩展,并与其串通(见图7(a));当水力裂缝遇到硬度更大的砾石颗粒时,会发生一定程度偏转,但之后会继续沿着原来的方向延伸(见图7(b))。

4 天然裂缝与水力裂缝的沟通条件

目的层主要发育垂直缝,因而采用 Warpinski 与 Teufel 准则^[17-18]来描述水力裂缝与天然裂缝的沟通条件。该准则可以准确描述天然裂缝为垂直裂缝时水力裂缝的扩展规律^[17-18]。同时,该准则较好地考虑了水力裂缝沿天然裂缝剪切滑移导致的过度滤失^[23-24]。

裂缝在地层中呈分散状态,并非所有裂缝都连接在一起,沟通分散天然裂缝的方式有2种^[17-19]:一种是通过水力压裂的方式沟通天然裂缝;另一种是注水,通过增强岩石渗透性来沟通天然裂缝(见图8;图中, σ_H 及 σ_h 分别为最大水平及最小水平主应力,

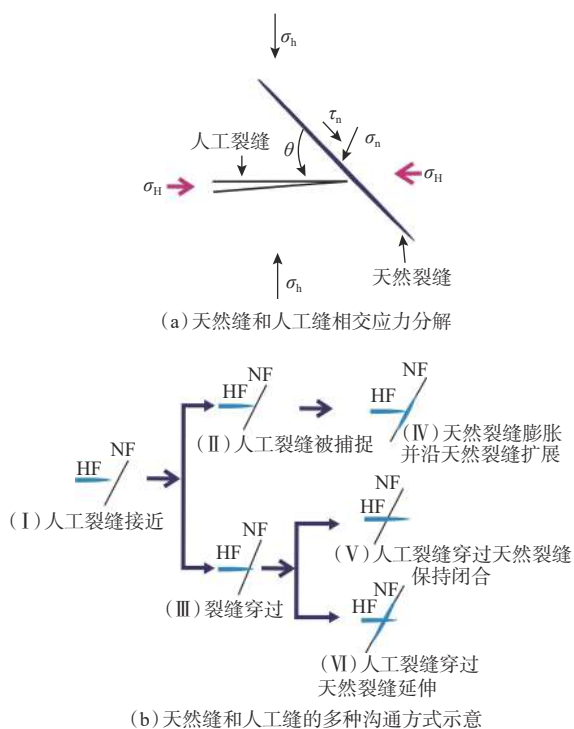


图 8 天然裂缝和水力裂缝的耦合关系

Fig.8 Coupling relationship of natural and hydraulic fractures

MPa; θ 为逼近角, ($^{\circ}$); τ_n 为剪应力, MPa; σ_n 为正应力, MPa; HF 为水力裂缝; NF 为天然裂缝)。研究区目的层发育致密油层, 油井压裂投产, 故而通过水力压裂的方式沟通了天然裂缝^[25-27]。

压裂过程中, 水力裂缝接近天然裂缝后会出现 2 种沟通方式^[17-19]: 一是天然裂缝滑移, 水力裂缝被捕获 (见 图 8(b)-II)。而如果天然裂缝开启, 则水力裂缝会沿着天然裂缝继续延伸 (见 图 8(b)-IV)。二是水力裂缝穿过天然裂缝 (见 图 8(b)-III)。如果天然裂缝开启, 水力裂缝穿过后, 压裂液进入天然裂缝使其继续延伸 (见 图 8(b)-VI); 否则, 天然裂缝保持闭合, 水力缝继续向前延伸 (见 图 8(b)-V)。

根据 Warpinski 与 Teufel 准则, 当天然裂缝张开并扩展时满足^[17-18]:

$$|\tau| = \tau_0 + \mu(\sigma_n - p_p) \quad (5)$$

式中: p_p 为天然缝近壁面的孔隙压力, MPa。

当作用于天然裂缝的剪应力过大, 则天然裂缝容易发生剪切滑移, 此时可得:

$$|\tau| = \tau_0 + \mu(\sigma_n - p) \quad (6)$$

式中: τ_0 为天然裂缝内岩石的内聚力, MPa; μ 为摩擦系数。

根据二维线弹性理论, 剪应力和正应力可以表

示为^[17-18]:

$$\tau = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \sin 2\theta \quad (0 < \theta < \pi/2) \quad (7)$$

$$\sigma_n = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta \quad (8)$$

当 2 条裂缝相交后, 由于水力裂缝缝端已经和天然裂缝连通, 压裂液大量进入天然裂缝, 天然裂缝内的净压力可以表示为:

$$p_{\text{net}}(x, t) > \frac{1}{\mu} \left[\tau_0 + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} (\mu - \sin 2\theta - \mu \cos 2\theta) \right] \quad (9)$$

式中: p_{net} 为裂缝内净压力, MPa。

岩石发生剪切破裂时的最大应力 τ_{max} ^[15-16] 为:

$$\tau_{\text{max}} = \frac{\tau_0}{K_f} + (\sigma_H - \sigma_h) \quad (10)$$

式中: τ_{max} 为岩石剪切破裂时的最大应力, MPa; K_f 为天然裂缝面的摩擦系数。

实际上, 天然裂缝分为胶结型天然裂缝和摩擦型天然裂缝。通常, 发生一定程度胶结作用的天然裂缝的 τ_0 不为 0。研究区目的层中主要发育剪切裂缝, 这些裂缝是基质岩石所受剪切应力超过其自身抗剪强度极限而产生的^[12]。观察岩心发现, 目的层中发育的天然裂缝几乎均为未充填裂缝, 不含胶结物, 因而其 τ_0 近似为 0。即使对于强胶结型天然裂缝, 其缝面抗剪强度通常仅为基质岩石抗剪强度的十分之一, 而弱胶结型天然裂缝缝面抗剪强度则更低。饱和水条件下目的层基质岩石的抗剪强度通常小于 30 MPa, 因而可以忽略未充填天然裂缝缝面的抗剪强度^[3]。

目的层天然裂缝的 τ_0 为 0, 因此, 天然裂缝或者地层弱面发生剪切断裂的最大极限应力为水平主应力差。进而, 在裂缝性储层中, 使天然裂缝张形成分支裂缝的力学条件是压裂时缝内净压力超过储层水平主应力差。另外, 研究区最小水平主应力梯度为 0.017 MPa/m, 最大水平主应力梯度为 0.020 MPa/m, 因此使裂缝沟通的净压力梯度为 0.003 MPa/m。目的层埋深普遍在 1 500~3 000 m, 因而, 裂缝沟通净压力在 4.5~9.0 MPa。整体研究认为, 构建裂缝性储层中水力裂缝的非稳态扩展模式时, 应综合考虑水平主应力差、天然裂缝的发育规律、岩性特征及压裂施工条件。

5 结 论

1) 泌阳凹陷古近系致密砂岩的应力状态满足

垂向应力 σ_v > 最大水平主应力 σ_H > 最小水平主应力 σ_h , 垂向应力、最大水平主应力、最小水平主应力的梯度分别为 0.025, 0.020 和 0.017 MPa/m。

2) 研究区目的层致密砂岩中裂缝滑动的临界压力梯度在 0.018~0.020 MPa/m, 当天然裂缝内临界压力梯度大于 0.020 MPa/m 时, 无效缝均转变成有效缝。随着水平应力差增大, 水力裂缝长度逐渐增长。长水力裂缝相对短水力裂缝的扩展规模较为有限, 储层改造程度相对低一些。

3) 压裂试验结果表明, 当水力裂缝遇到砾石颗粒时会发生一定程度偏转, 之后会继续沿着原来方向延伸。研究区目的层天然裂缝张开形成分支裂缝条件下的裂缝沟通净压力梯度为 0.003 MPa/m, 沟通净压力在 4.5~9.0 MPa。

参考文献

References

- [1] 朱圣举, 赵向原, 张皎生, 等. 低渗透砂岩油藏天然裂缝开启压力及影响因素[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2016, 46(4): 573-578.
ZHU Shengju, ZHAO Xiangyuan, ZHANG Jiaosheng, et al. Fracture opening pressure and its influence factors in low-permeability sandstone reservoirs[J]. Journal of Northwest University(Natural Science Edition), 2016, 46(4): 573-578.
- [2] 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 direction for the development of complex tight gas reservoirs in Changqing Gas Field, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(4): 698-712.
- [3] 刘照义. 基于有限-离散元方法的裂缝性储层压裂裂缝起裂扩展规律研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2022: 1-10.
LIU Zhaoyi. Study on fractures' initiation and propagation law and optimization of fractured reservoirs in Songliao Basin based on finite-discrete element method[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2022: 1-10.
- [4] 蔡玎宁, 程时清, 李依吉川, 等. 阶梯泵注-压降测试确定压裂后地层裂缝形态[J]. 石油钻采工艺, 2023, 45(6): 748-755.
CAI Dingning, CHENG Shiqing, LI Yijichuan, et al. Step pump injection pressure drop test to determine the morphology of formation fractures after fracturing[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(6): 748-755.
- [5] 肖广锐, 李尧, 张羽茹, 等. 绕射波成像在潜山裂缝储层预测中的应用: 以渤中 A 气田为例[J]. 石油物探, 2022, 61(5): 812-820.
XIAO Guangrui, LI Yao, ZHANG Yuru, et al. Application of diffraction wave imaging for fractured reservoir prediction of buried hill: a case study of BZ-A Oilfield[J]. Geophysical Prospecting Petroleum, 2022, 61(5): 812-820.
- [6] 张村, 刘晨熙, 王永乐, 等. 有效应力恢复条件下水力压裂后煤层气分区渗流特征[J]. 天然气工业, 2024, 44(3): 152-163.
ZHANG Cun, LIU Chenxi, WANG Yongle, et al. CBM flow behaviors in fracture zones induced by hydraulic fracturing under effective stress recovery conditions[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 152-163.
- [7] 吴百烈, 彭成勇, 武广媛, 等. 可压性指数对压裂裂缝扩展规律的影响研究: 以南海 LF 油田为例[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(3): 105-112.
WU Bailie, PENG Chengyong, WU Guang'ai, et al. Effect of fracability index on fracture propagation: a case study of LF Oilfield in South China Sea[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(3): 105-112.
- [8] 章新文, 王优先, 王根林, 等. 河南省南襄盆地泌阳凹陷古近系核桃园组湖相页岩油储集层特征[J]. 古地理学报, 2015, 17(1): 107-118.
ZHANG Xinwen, WANG Youxian, WANG Genlin, et al. Reservoir characteristics of lacustrine shale oil of the Paleogene Hetaoyuan Formation in Biyang Sag of Nanxiang Basin, Henan Province[J]. Journal of Palaeogeography(Chinese Edition), 2015, 17(1): 107-118.
- [9] 尹帅, 孙晓光, 郭忠虎, 等. 鄂尔多斯盆地东北缘上古生界构造演化及裂缝耦合控气作用[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3724-3737.
YIN Shuai, SUN Xiaoguang, WU Zhonghu, et al. Coupling control of tectonic evolution and fractures on the Upper Paleozoic gas reservoirs in the northeastern margin of the Ordos Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3724-3737.
- [10] 邹雨时, 石善志, 张士诚, 等. 致密砾岩加砂压裂与裂缝导流能力实验: 以准噶尔盆地玛湖致密砾岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1202-1209.
ZOU Yushi, SHI Shanzhi, ZHANG Shicheng, et al. Experimental modeling of sanding fracturing and conductivity of propped fractures in conglomerate: a case study of tight conglomerate of Mahu Sag in Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1202-1209.
- [11] 位云生, 林铁军, 于浩, 等. 基于嵌入黏聚单元法的页岩储层压裂缝网扩展规律[J]. 天然气工业, 2022, 42(10): 74-83.
WEI Yunsheng, LIN Tiejun, YU Hao. Propagation law of fracture network in shale reservoirs based on the embedded cohesive unit method[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(10): 74-83.
- [12] 高艳霞. 川西致密储层岩石力学特性及裂缝应力敏感性研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2008: 1-20.
GAO Yanxia. The rock mechanical characters and fracture stress sensitivity research of dense reservoir in west Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2008: 1-20.
- [13] 雍世和, 张超谟. 测井数据处理与综合解释[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2007: 34-36.
YONG Shihe, ZHANG Chaomo. Logging data processing and comprehensive interpretation[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2007: 34-36.
- [14] 尹帅, 郭忠虎, 吴晓明, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区洪德区块侏罗系延安组油藏富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1167-1179.
YIN Shuai, WU Zhonghu, WU Xiaoming, et al. Oil enrichment law

- of the Jurassic Yan'an Formation, Hongde Block, Longdong Area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1167–1179.
- [15] 舒红林, 刘臣, 李志强, 等. 昭通浅层页岩气压裂复杂裂缝扩展数值模拟研究 [J]. *石油钻探技术*, 2023, 51(6): 77–84.
- SHU Honglin, LIU Chen, LI Zhiqiang, et al. Numerical simulation of complex fracture propagation in shallow shale gas fracturing in Zhaotong[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2023, 51(6): 77–84.
- [16] 张矿生, 薛小佳, 陶亮, 等. 页岩油水平井体积压裂缝网波及体积评价新方法及应用 [J]. *特种油气藏*, 2023, 30(5): 127–134.
- ZHANG Kuangsheng, XUE Xiaojia, TAO Liang, et al. New method for evaluating the volume fracturing fracture network sweep volume in shale oil horizontal wells and its application[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(5): 127–134.
- [17] 张广清, 周大伟, 窦金明, 等. 天然裂缝群与地应力差作用下水力裂缝扩展试验 [J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 43(5): 157–162.
- ZHANG Guangqing, ZHOU Dawei, DOU Jinming, et al. Experiments on hydraulic fracture propagation under action of natural fractures and crustal stress difference[J]. *Journal of China University of Petroleum(Science & Technology Edition)*, 2019, 43(5): 157–162.
- [18] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Laboratory measurements of the effective-stress law for carbonate rocks under deformation[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1993, 30(7): 1169–1172.
- [19] 尹帅, 丁文龙, 林利飞, 等. 鄂尔多斯盆地西部志丹-吴起地区延长组裂缝特征及其控藏作用 [J]. *地球科学*, 2023, 48(7): 2614–2629.
- YIN Shuai, DING Wenlong, LIN Lifei, et al. Characteristics and controlling effect on hydrocarbon accumulation of fractures in Yanchang Formation in Zhidan-Wuqi Area, western Ordos Basin[J]. *Earth Science*, 2023, 48(7): 2614–2629.
- [20] 徐泽昊, 刘向君, 梁利喜, 等. 砾岩油藏压裂裂缝遇砾扩展行为机理 [J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(3): 115–127.
- XU Zehao, LIU Xiangjun, LIANG Lixi, et al. Propagation mechanism of fractures caused by hydraulic fracturing when encountering gravel in conglomerate reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(3): 115–127.
- [21] 尹帅, 刘翰林, 何建华, 等. 动静态地质力学方法约束的致密油砂岩地应力综合评估 [J]. *地球科学进展*, 2023, 38(12): 1285–1296.
- YIN Shuai, LIU Hanlin, HE Jianhua, et al. Comprehensive evaluation of geo-stress in tight oil sandstone under constraints of dynamic-static geomechanical methods[J]. *Advances in Earth Science*, 2023, 38(12): 1285–1296.
- [22] 尹帅, 田涛, 李俊鹿, 等. 鄂尔多斯盆地西南缘延长组断缝体特征及对油藏的调控作用 [J]. *油气地质与采收率*, 2024, 31(1): 1–12.
- YIN Shuai, TIAN Tao, LI Junlu, et al. Fault-fracture body characteristics and their effect on hydrocarbon distribution of Yanchang Formation in southwestern margin of Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(1): 1–12.
- [23] 尹帅, 金子一, 刘程正, 等. 裂缝性储层天然缝与人工缝耦合机理及水窜预防井网调整研究 [J/OL]. *成都理工大学学报(自然科学版)*: 1-17. (2024-02-21)[2024-04-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1634.N.20240220.1346.002.html>.
- YIN Shuai, JIN Ziyi, LIU Chengzheng, et al. Study on the coupling mechanism between natural and artificial seams in fractured reservoirs and well network adjustment for water runoff prevention[J/OL]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*: 1-17. (2024-02-21)[2024-04-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1634.N.20240220.1346.002.html>.
- [24] 尹帅, 张子阳, 许广军, 等. 致密砂岩气储层孔缝特征及控储作用: 以鄂尔多斯盆地东北部下石盒子组为例 [J/OL]. *成都理工大学学报(自然科学版)*: 1-18. (2024-03-02)[2024-04-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1634.N.20240229.1402.002.html>.
- YIN Shuai, ZHANG Ziyang, XU Guangjun, et al. Reservoir characteristics and influencing factors of tight sandstone gas: A case study of Lower Permian Shihezi Formation in northeastern Ordos Basin[J/OL]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*: 1-18. (2024-03-02)[2024-04-25]<http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1634.N.20240229.1402.002.html>.
- [25] 李皋, 张毅, 杨旭. 油气勘探开发中的工程地质力学问题及研究方法 [J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 45(3): 72–80.
- LI Gao, ZHANG Yi, YANG Xu. Engineering geological mechanics issues and research methods in oil and gas exploration and development[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2023, 45(3): 72–80.
- [26] 曾波, 冯宁鑫, 姚志广, 等. 深层页岩气储层水力压裂裂缝扩展影响机理 [J]. *断块油气田*, 2024, 31(2): 246–256.
- ZENG Bo, FENG Ningxin, YAO Zhiguang, et al. Influence mechanism of hydraulic fracturing fracture propagation in deep shale gas reservoirs[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2024, 31(2): 246–256.
- [27] 吕振虎, 吕蓓, 罗垚, 等. 基于光纤监测的段内多簇暂堵方案优化 [J]. *石油钻探技术*, 2024, 52(1): 114–121.
- LYU Zhenhu, LYU Bei, LUO Yao, et al. Optimization of in-stage multi-cluster temporary plugging scheme based on optical fiber monitoring[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2024, 52(1): 114–121.

[编辑 刘文臣]