

含裂缝混合岩性致密油储层压裂裂缝起裂与扩展实验研究

张然¹, 李根生^{1*}, 郭建春²

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500

* 通信作者, ligs@cup.edu.cn

收稿日期: 2016-10-08

国家自然科学基金国际合作项目(51210006), 国家自然科学基金重点项目(51234006) 和国家杰出青年基金项目(51525404) 联合资助

摘要 我国部分含天然裂缝的混合岩性致密油储层受岩石非均质性的影响, 压裂裂缝起裂与延伸规律复杂, 裂缝形态认识不清, 采用北美缝网压裂思路进行增产改造后产量差异较大。为此, 本文采用岩性复杂、天然裂缝发育的大港油田沧东孔二段致密油储层井下岩样, 进行三轴力学测试、矿物组分测试和CT扫描, 对储层岩样的力学参数、矿物组分和天然裂缝展布情况进行了分析, 选取其中含有水平、低角度、高角度和复杂天然裂缝的井下岩样进行真三轴压裂实验, 并采用CT扫描对压裂裂缝进行监测, 以研究含天然裂缝的混合岩性致密油储层压裂裂缝起裂与扩展规律。实验结果表明: (1) 根据对压裂效果的有利程度, 可将压后裂缝形态分为以下3类: 水力单缝、沿天然裂缝开启和复杂裂缝; (2) 天然裂缝是压后裂缝形态的主要控制因素; (3) 实验中, 水力裂缝遭遇天然裂缝时出现3种延伸模式: 沿天然裂缝张开、穿过天然裂缝(直接穿过、转向后穿过)、被天然裂缝阻断, 应力差大小决定了以上3种延伸模式; (4) 天然裂缝发育程度严重影响破裂压力和压裂液滤失量。实验结果对认识含天然裂缝的混合岩性致密油储层压裂裂缝形态, 评价此类储层缝网压裂效果提供了依据。

关键词 致密油压裂; 天然裂缝; 裂缝形态; CT扫描; 缝网压裂; 真三轴压裂实验

0 引言

在我国部分致密油储层中, 存在微裂缝发育和岩性复杂等特点。发育的微裂缝可为油气提供充足的储集空间, 也可为油气提供运移通道, 更能有效提高油气的产量。近年来不少学者的研究表明, 储层中岩石脆性和天然裂缝对水力裂缝的延伸形态有着显著的影响^[1-6]。因此, 在含裂缝混合岩性致密油储层的压裂中, 受非均质性的影响, 裂缝起裂与扩展是一个复杂的过程。

由于现场压裂施工中难以有效监测地下储层压裂裂缝, 基于理想化假设的裂缝性储层压裂数值模拟研究则较难反映真实储层压裂裂缝的起裂和延伸规律,

因此水力压裂模拟实验是研究裂缝起裂与延伸规律最为有效、可靠的方法。国外学者通过一系列研究^[7-10], 认为水力裂缝遇到天然裂缝后常表现出3种行为: ①穿过天然裂缝; ②张开天然裂缝; ③沿着天然滑移面延伸, 并提出了交叉准则。国内以陈勉、张广清、周健为代表的学者通过真三轴水力压裂实验和声发射监测等手段, 分别研究了水平井主应力差、水平井筒与主应力方向夹角及天然裂缝对裂缝形态的影响^[11-13], 但上述研究未阐述各影响因素之间的关系和敏感程度。张士诚等人引入了高能CT扫描对露头岩样天然裂缝进行定位, 从而研究了天然裂缝原始胶结状态、水平地应力差及排量、压裂液黏度的对裂缝形态的影响^[14], 但是忽略了岩石脆性以及天然裂缝与地应力夹角的重

引用格式: 张然, 李根生, 郭建春. 含裂缝混合岩性致密油储层压裂裂缝起裂与扩展实验研究. 石油科学通报, 2016, 03: 353-362

ZHANG Ran, LI Gensheng, GUO Jianchun. Experimental research into fracture propagation of complex lithologies in fractured tight oil reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2016, 03: 353-362. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.03.030

大影响。本文针对含裂缝混合岩性的致密油储层,利用大港油田沧东凹陷孔二段井下岩心,开展了真三轴水力压裂模拟实验,使用岩石力学测试仪和XRD全岩矿物测试手段分析岩样脆性,采用CT扫描对岩样压裂前后的天然裂缝和水力裂缝进行监测,研究了岩石矿物组分、力学脆性、应力差、天然裂缝展布情况对压裂裂缝扩展形态的影响,以及各因素之间的关系。

1 沧东孔二段储层的特征

本文选用大港油田沧东凹陷孔二段致密区井下岩心,包括泥页岩类、砂岩类、碳酸盐岩类和过渡混合岩类,岩性复杂多变,非均质性强,非砂岩类以过渡岩类占主导,发育有一定的层理和天然裂缝。储集空间包括裂缝和孔隙。储层岩石以中~低孔-特低~超低渗储集层为主,孔隙度5.09%~10.51%,渗透率0.44~6.84 mD,其中渗透率小于1 mD占30%,泥质含量11.46%~41.50%。

1.1 岩石矿物组成特征

本文选用42组孔二段储层井下岩样进行矿物组成分析,结果显示,将该致密砂岩中主要矿物分为以下几类:石英矿物(27.14%)最多,其次为斜长石(17.57%)、粘土矿物(16.85%),白云石(14.26%),方解石(10.77%),黄铁矿的含量最少。储层岩石石英含量相对较均衡,粘土、长石、碳酸盐矿物整体分布差异性较大,存在较多的高值和低值,可见孔二段岩石的

岩性复杂,非均质性较强。

1.2 岩石力学特征

由三轴抗压实验的结果得到,孔二段岩石的弹性模量在4.734~54.502 GPa间,平均值为17.743 GPa,泊松比在0.118~0.446之间,平均值为0.267,抗压强度在141.0~365.5 MPa之间,平均值为209.9 MPa。在同一围压下,杨氏模量、泊松比和抗压强度均差异不大,整体分布比较均衡。由Rickman脆性评价方法得到平均脆性指数为0.431,脆性指数分布如图1所示。

1.3 天然裂缝发育特征

天然裂缝是存在于低渗透介质中的高渗透性通道。在水力压裂中,天然裂缝是沟通储层的关键性因素。水力裂缝沟通天然裂缝,会大大增加储层与井筒的接触面积,实现储层的有效增产改造。

对天然裂缝的描述通常包括开度、长度、倾角、方位角、孔隙度等参数。其中,在水力压裂中,天然裂缝的倾角和方位角是2个关键的参数,决定着天然裂缝是否能够被水力压裂激活。天然裂缝从倾角上可以分为4种:垂直缝、高角度缝、低角度缝和水平缝。

图2所示为本文实验岩样天然裂缝CT扫描结果。根据岩心裂缝的观察描述和统计可以看出,孔二段裂缝产状主要以水平缝和低角度裂缝为主,高角度裂缝和垂直缝次之,裂缝走向以NW和NE向为主。根据该区块进行的地应力方向测试得到现今水平最大主应力方向总体近SN方向,最小水平主应力近EW方向。由此可

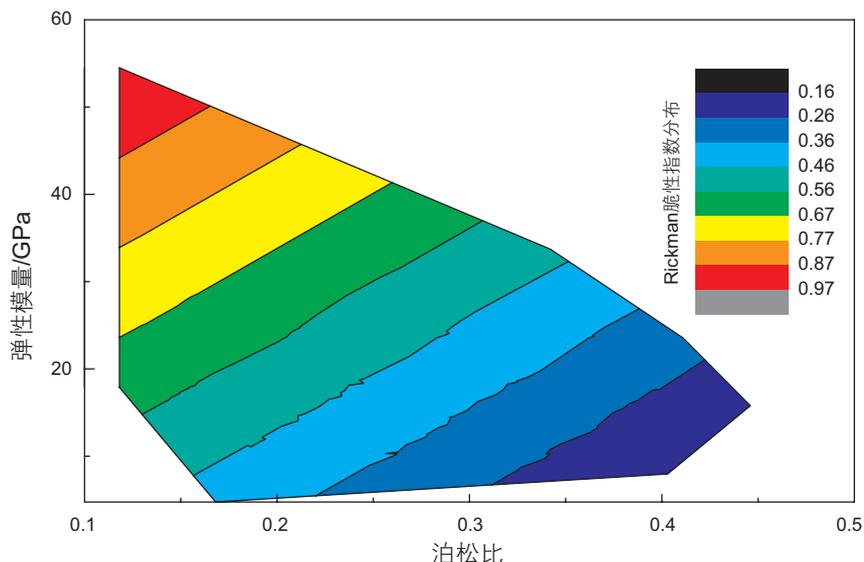


图1 Rickman 脆性指数分布

Fig. 1 Distribution of Rickman brittleness index

可以看出，裂缝较发育的方位总体分布在最大水平主应力的左右两侧，具有一定的夹角。如图 3 所示，岩心天然裂缝平均倾角为 24°，倾角小于 45°的裂缝达到了 81.5%。对裂缝面充填物及充填程度的描述和统计表明大部分天然裂缝均有明显的充填特征，含有不同程度的石英和方解石充填。根据统计的岩心走向角发现(以最大水平主应力方向为准)，走向与最大水平主应力之间的夹角较小，平均走向角为 34.8°(见图 4)。

根据统计结果分析，孔二段储层天然裂缝比较发育，主要以水平缝和低角度裂缝为主，高角度裂缝和

垂直缝次之，走向与水平最大主应力的夹角较小，天然裂缝的产状有利于被水力裂缝沟通。天然裂缝的存在会诱发并改变了人工裂缝在岩石中的延伸方向，由于人工裂缝与天然裂缝的交互作用，裂缝在储层中可能进行非对称、分支的延伸，从而有利于复杂裂缝网络的形成。

2 真三轴压裂模拟实验方案

为了认识压裂裂缝几何形态和扩展过程，室内水

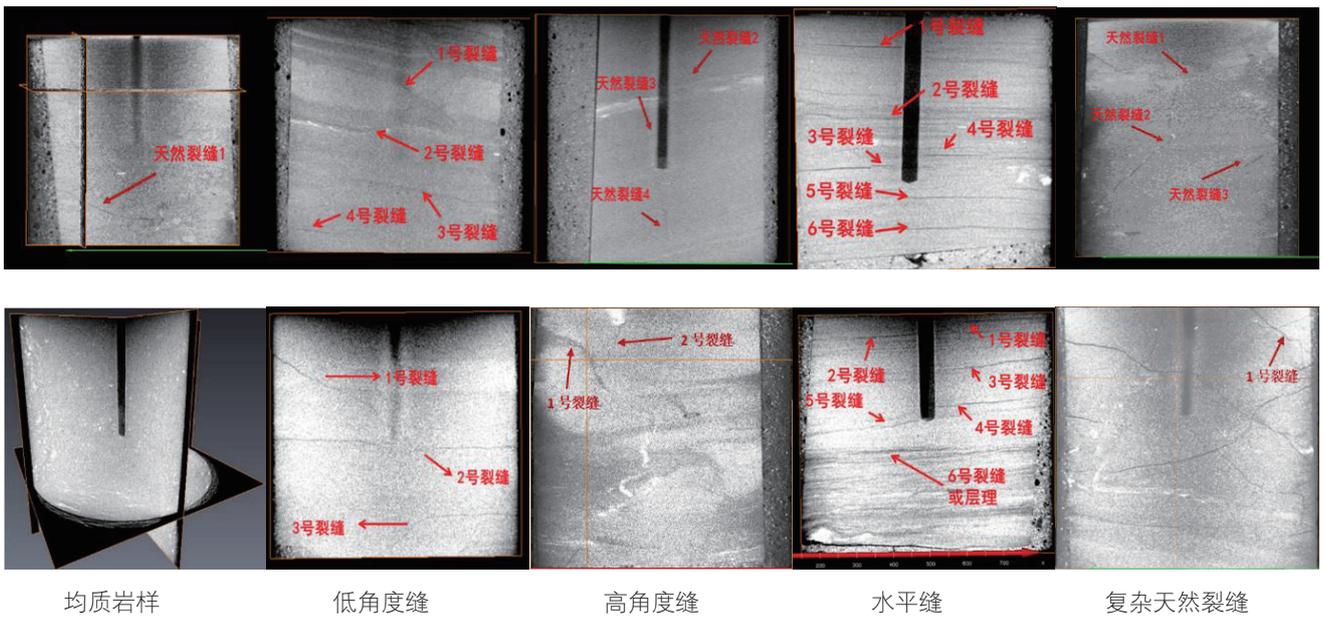


图 2 实验岩样天然裂缝 CT 扫描结果
Fig. 2 CT scan of natural fractures

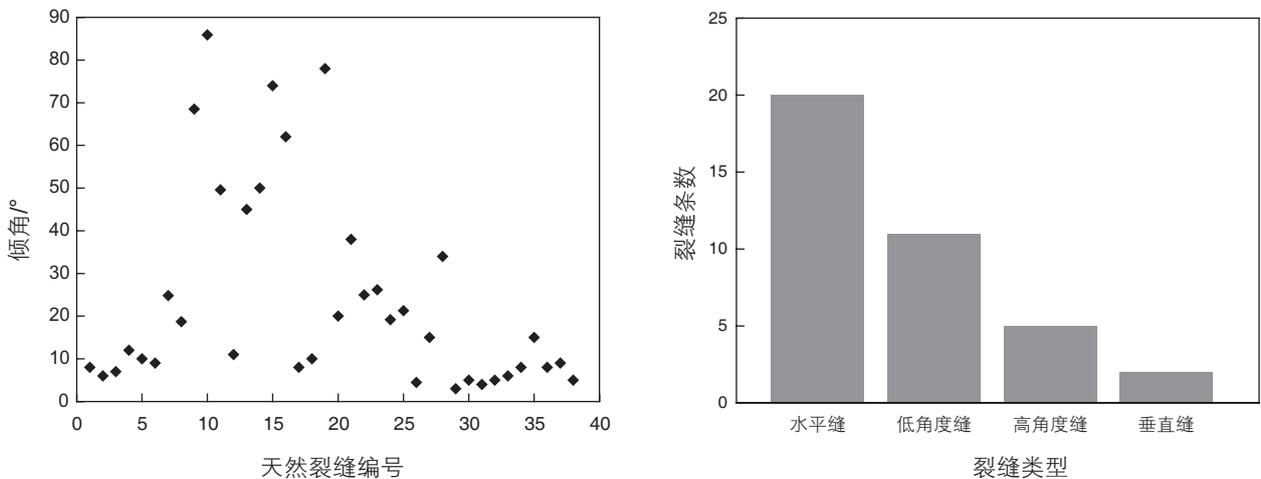


图 3 天然裂缝倾角分布
Fig. 3 Dips distribution of natural fractures

力压裂物理模拟实验是一种可靠、有效的手段。本文采用真三轴模拟试验系统模拟地层三向应力,根据岩样脆性、矿物组分、天然裂缝空间角度的差异,施加不同的应力差,分组开展压裂模拟实验。通过对压裂前后的岩样进行工业CT扫描及在压裂液中添加示踪剂等方法,对水力压裂裂缝扩展形态进行表征,从而对压裂过程中裂缝延伸形态及影响因素进行分析。

2.1 实验装置与岩样制备

(1) 实验设备

实验采用的真三轴压裂物理模拟实验系统如图5所示,可在三维空间中三个正交方向独立加载应力,最大有效应力为20 MPa。模拟井眼位于岩样顶部,通

过平流泵泵入压裂液。

采用X射线工业CT检测系统(ICT)对压裂前后的岩样进行三维扫描,如图6所示。结合三维数字图像处理技术,通过裂缝识别程序与三维重构软件,可以描述真实岩心内部裂缝在三维空间中的分布,从而识别裂缝的条数和密度、展布方向和角度。

(2) 岩样制备

实验采用大港油田沧东凹陷孔二段致密储层压裂段井下取芯岩样,尺寸受取芯筒限制,一般为直径102 mm的圆柱。为使岩心适应真三轴模拟实验系统,必须在岩心外侧包裹一层水泥,将其制成尺寸为105×105×93 mm、中心钻孔的方形岩样试件,以满足测试要求,如图7所示。

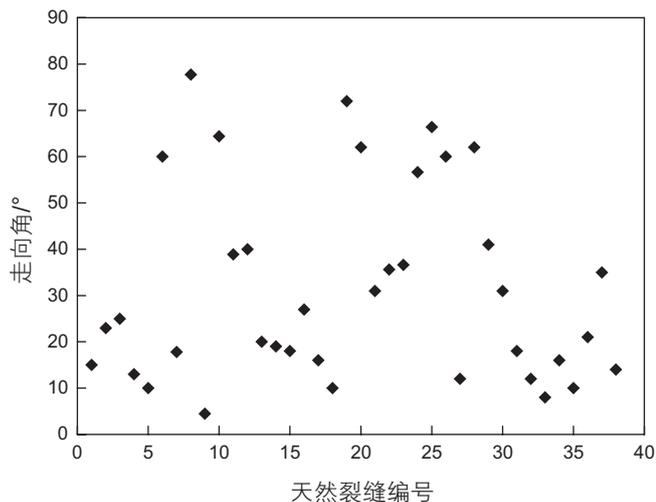


图4 天然裂缝走向角分布

Fig. 4 Strike angle distribution of natural fractures

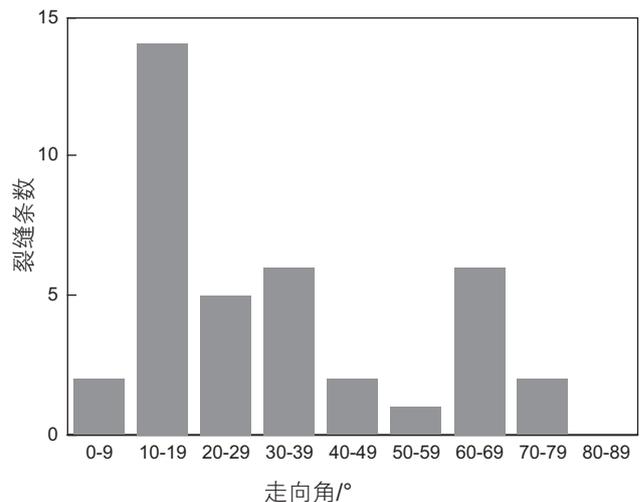


图5 真三轴模拟实验系统照片

Fig. 5 Fracturing simulation experiment system

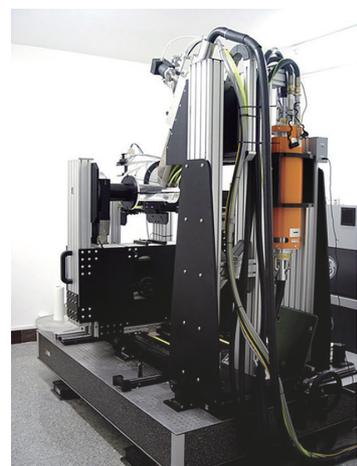


图6 X射线工业CT检测系统照片

Fig. 6 ICT detection system

2.2 实验参数

实验中共有 10 块岩样, 根据岩石力学测试结果发现 Rickman 脆性指数相差不大, 因此以天然裂缝发育情况和空间展布为主要变量分为 5 类岩样, 施加不同应力差及不同的应力方向。具体实验参数如表 1 所示。

3 实验结果分析

3.1 天然裂缝对裂缝形态的影响

在不同的岩石脆性、矿物组分、三轴应力和天然裂缝的共同作用下, 岩样裂缝形成、扩展及形态差异很大, 为充分认识裂缝的空间形态, 利用工业 CT 检测系统对 10 块岩样进行了三维扫描。如表 2 所示, 裂缝扫描与岩心剖切显示, 实验结果主要分为以下 3 类裂缝形态:

(1) 水力单缝: 水力裂缝沿垂直最小应力方向在岩石基质上起裂并延伸, 形成单一裂缝, 未沟通天然裂

缝;

(2) 沿天然裂缝开启: 水力裂缝沿天然裂缝延伸, 形成以一条或两条天然裂缝为主体的单一方向裂缝, 难以形成水力裂缝以沟通更多的天然裂缝;

(3) 复杂裂缝: 形成多条水力裂缝, 或水力裂缝穿过多条天然裂缝并同时开启天然裂缝, 形成复杂裂缝网络。

实验结果显示, 裂缝在岩石基质中的延伸主要受地应力控制, 裂缝面基本沿最小主应力垂直方向延伸, 由于实验中最小主应力方向均施加于水平方向, 因此岩石基质上的初始裂缝均为垂直缝。如 1 号岩样, 通过 CT 扫描可见岩样内部无天然裂缝, 均质性强, 因此压裂后在垂直最小主应力方向产生较为规则的垂直双翼裂缝。

但当岩样中存在天然裂缝时, 岩样在压后出现了不同角度甚至多裂缝的情况, 根据实验结果分析, 天然裂缝的存在直接影响了压裂裂缝的延伸形态。如表 2 可见, 当岩样中存在高角度天然裂缝时, 更易直接开启天然裂缝, 难以产生新的人工裂缝。而当天然

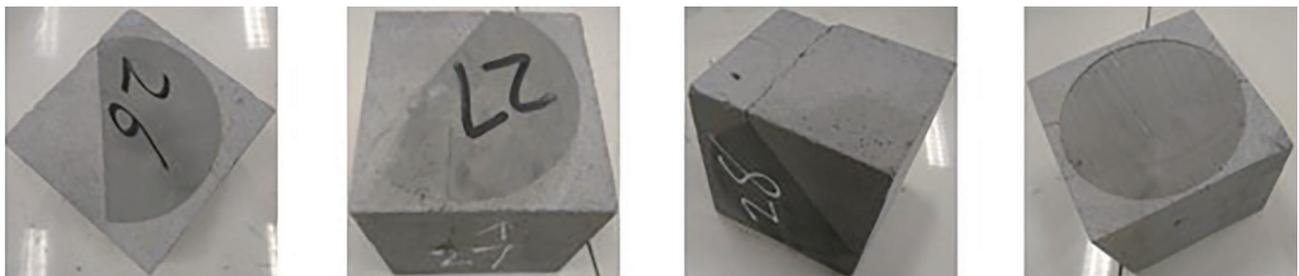


图 7 真三轴岩石破裂实验制成岩样

Fig. 7 The experimental samples

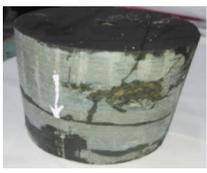
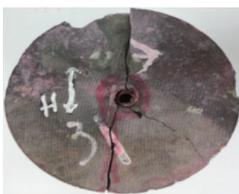
表 1 水力压裂模拟实验参数

Table 1 Testing parameters for hydraulic fracture

岩心 编号	Rickman 脆性指数	石英矿物 含量/%	碳酸盐矿 物含量/%	天然裂缝情况	应力加载条件/MPa	应力差/MPa	最大主应力与 天然裂缝夹角
1	0.56	30	39	无	$\sigma_H=10$, $\sigma_h=6$, $\sigma_v=16$	4.0	-
2	0.66	29	22	高角度缝	$\sigma_H=15$, $\sigma_h=11$, $\sigma_v=14$	3.0	72°
3	0.80	30	26		$\sigma_H=10$, $\sigma_h=6$, $\sigma_v=16$	4.0	60°
4	0.60	34	28		$\sigma_H=15$, $\sigma_h=13.5$, $\sigma_v=14$	0.5	65°
5	0.69	24	45	低角度缝	$\sigma_H=15$, $\sigma_h=11$, $\sigma_v=14$	3.0	<15°
6	0.60	25	28		$\sigma_H=10$, $\sigma_h=6$, $\sigma_v=16$	4.0	90°
7	0.76	38	25	水平缝	$\sigma_H=8$, $\sigma_h=6$, $\sigma_v=16$	2.0	80°
8	0.61	18	20		$\sigma_H=8$, $\sigma_h=6$, $\sigma_v=16$	2.0	90°
9	0.61	18	20		$\sigma_H=6$, $\sigma_h=6$, $\sigma_v=16$	0.0	90°
10	0.56	22	33	复杂裂缝	$\sigma_H=10$, $\sigma_h=6$, $\sigma_v=16$	4.0	4°~36°

表2 实验结果分类

Table 2 Classification of experimental results

岩心编号	天然裂缝情况		应力差/MPa	压裂裂缝描述	压裂裂缝形态	裂缝形态展示
1	无	无裂缝	4.0	水力裂缝1条	水力单缝	
2	低角度缝2条 高角度缝1条	高角度缝	4.0	水力裂缝1条		
3	水平缝1条 高角度缝3条		4.0	天然裂缝1条	沿天然裂缝开启	
4	低角度缝2条 高角度缝2条		0.5	天然裂缝1条		
5	水平缝2条 高角度缝1条		4.0	天然裂缝2条		
6	低角度缝1条	低角度缝	4.0	水力裂缝4条	复杂裂缝	
7	水平缝3条 低角度缝1条	水平缝	2.0	水力裂缝2条		
8	水平缝6条		2.0	天然裂缝4条		
9	水平缝6条		0.0	水力裂缝2条 天然裂缝2条		
10	低角度缝6条	复杂裂缝	4.0	天然裂缝6条		

裂缝趋向于低角度缝或者水平缝时,则更容易产生人工裂缝和天然裂缝交错的复杂裂缝形态。

3.2 水力裂缝遭遇天然裂缝的3种延伸模式

本文设计了多组不同逼近角和应力差条件下的水力裂缝遭遇天然裂缝的对比实验,以研究水力裂缝遭遇天然裂缝时的延伸模式和控制因素。实验结果主要出现了以下3种模式:

①沿天然裂缝张开:天然裂缝被彻底打开,水力裂缝沿天然裂缝转向,不再形成新的水力裂缝,如图8(a);

②沿天然裂缝转向后穿过:如图8(b)所示,水力裂缝首先沿天然裂缝转向,在天然裂缝中延伸一定距离,在初始交互位置继续形成人工裂缝穿过天然裂缝,形成工字形缝,或在新的位置产生人工裂缝穿过天然裂缝,形成台阶状缝;

③被天然裂缝阻断:水力裂缝延伸至天然裂缝处,无法张开或者穿过天然裂缝,如图8(c)。

3.2.1 沿天然裂缝张开(模式①)的控制因素

通过对CT扫描和压后岩心观察发现,3、4、5号岩样属于沿天然裂缝张开的破裂模式。从表3中的控制因素对比可知,当应力差小于4 MPa、逼近角低

于65°均会导致裂缝沿天然裂缝开启并延伸。而2号岩样在4 MPa应力差条件下,未能张开天然裂缝,可见逼近角大小是裂缝沿天然裂缝延伸的主要控制因素。

3.2.2 高逼近角条件下水力裂缝穿过天然裂缝能力的控制因素

研究发现,高逼近角条件下难以张开的天然裂缝,则可能出现水力裂缝穿过天然裂缝(模式②)或被天然裂缝阻断(模式③)两种破坏模式,于是选取高逼近角条件下的4组岩样进行对比,如表4所示。

通过条件对比发现,在高逼近角条件下,其中6、7、8号岩心应力差为10 MPa,水力裂缝表现出穿过天然裂缝的情况,而应力差仅为4 MPa的2号岩心水力裂缝没有穿过天然裂缝,而是向远离天然裂缝一侧延伸,表现出被天然裂缝阻断的情况,即模式③。

同时观察到6号岩样水力裂缝为直接穿过天然裂缝;8号岩样水力裂缝穿过天然裂缝的同时,部分打开天然裂缝,出现工字状缝;7号岩样则表现为打开部分天然裂缝并延伸一定距离后,在新的位置重新开裂穿过天然裂缝沿原始路径继续延伸,出现台阶状缝。因此对该储层岩石,最大最小主应力差值在10 MPa左右,更易形成台阶状或工字状的复杂裂缝。

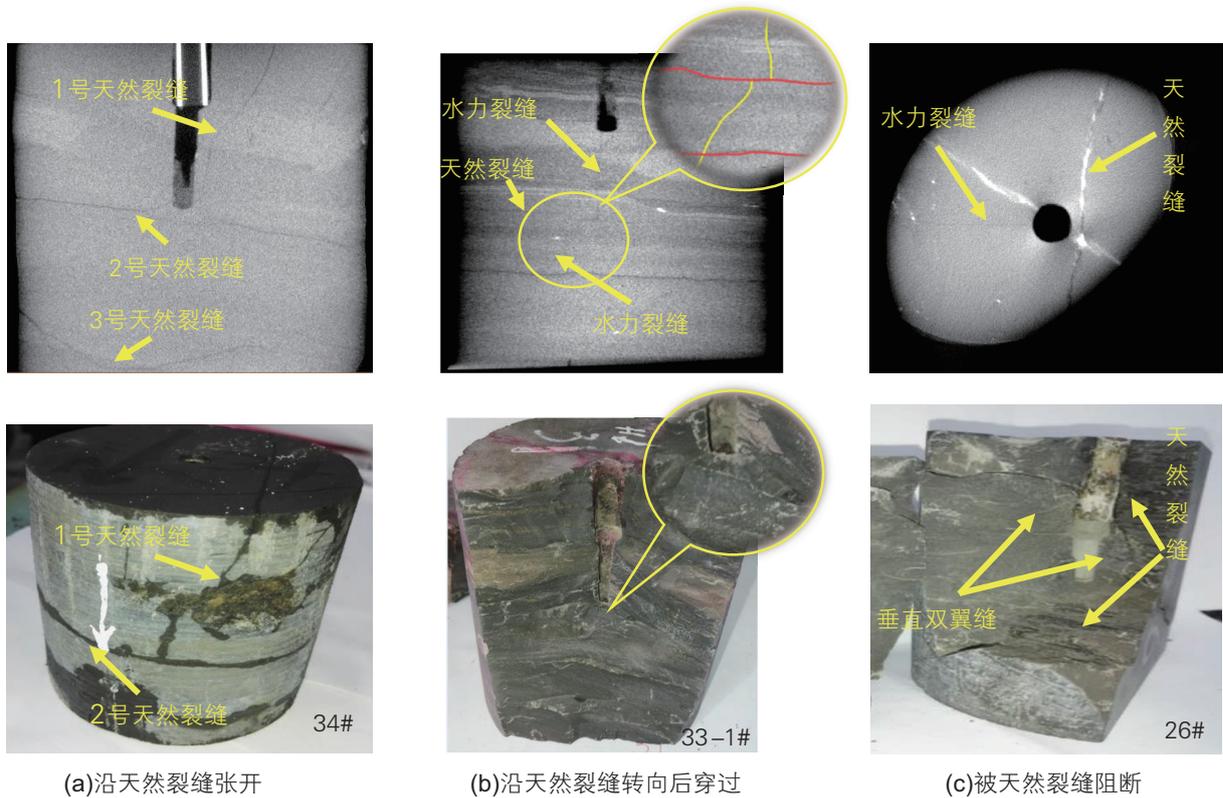


图 8 水力裂缝遭遇天然裂缝的 3 种延伸模式

Fig. 8 Three extension modes of hydraulic fracture encountering natural fractures

表 3 沿天然裂缝张开模式的控制因素对比

Table 3 Controlling factors of fracture opening

岩样编号	黏土矿物/%	石英/%	长石类/%	碳酸盐矿物/%	力学脆性	逼近角/ $^{\circ}$	最大最小主应力差/MPa	是否张开天然裂缝
2	18	31	29	22	0.60	72	4.0	未张开
3	16	28	30	26	0.80	65	4.0	张开
4	13	34	25	28	0.76	65	0.5	张开
5	13	24	18	45	0.69	15	4.0	张开

表 4 水力裂缝穿过天然裂缝能力的控制因素对比

Table 4 Controlling factors of hydraulic fracture crossing natural fractures

岩样编号	黏土矿物/%	石英/%	长石类/%	碳酸盐矿物/%	力学脆性	可压性指数	逼近角/ $^{\circ}$	最大最小主应力差/MPa	是否穿过天然裂缝
2	18	31	29	22	0.60	0.21	72	4	未穿过
6	13	34	25	28	0.60	0.43	80	10	穿过
7	12	25	38	25	0.76	0.45	90	10	穿过
8	19	18	43	20	0.61	0.45	90	10	穿过

因此,在高逼近角条件下,最大最小主应力差是水力裂缝能否穿过天然裂缝控制因素,即出现模式②或模式③的判断条件。

3.3 天然裂缝对工程参数的影响

由上述研究可知,天然裂缝对裂缝延伸形态有重

大的影响,必然也对工程参数产生一定的影响,通过对比研究发现,天然裂缝主要对破裂、延伸压力以及滤失量有较大影响。

当天然裂缝直接与井筒沟通时,此时井筒上存在薄弱点,必然从天然裂缝与井筒相交处开始破裂,且此类岩样的破裂压力远远低于天然裂缝与井筒不交叉

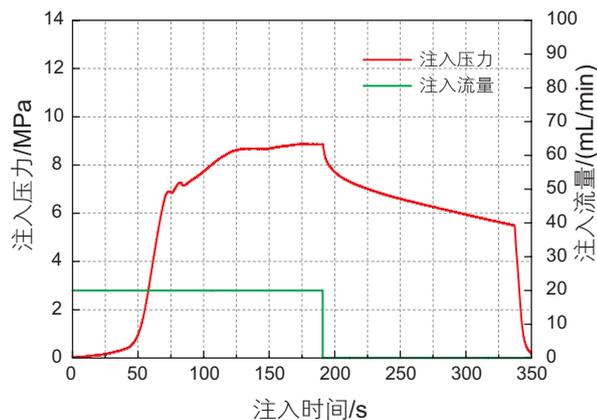
的岩样,如表5所示。

对天然裂缝极其发育的岩样,压裂液的滤失量较大,难以形成新的人工裂缝。以10号岩样为例,采用20、30、40 mL/min的注入排量进行实验,压裂液均从天然裂缝大量滤失。从压裂曲线上分析(图9),破裂延伸压力极低,难以积聚足够能量在岩石基质上

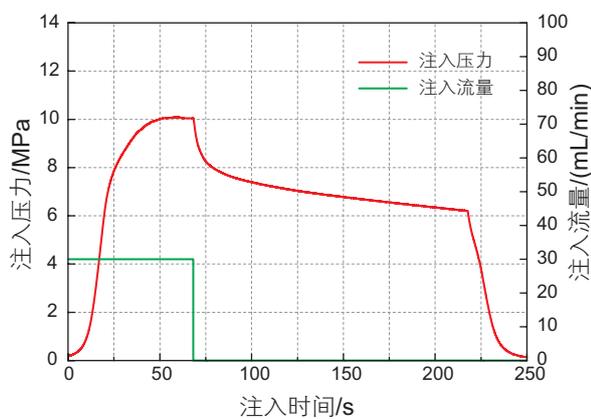
表5 天然裂缝与破裂压力的关系

Table 5 Effect of natural fractures on fracture pressure

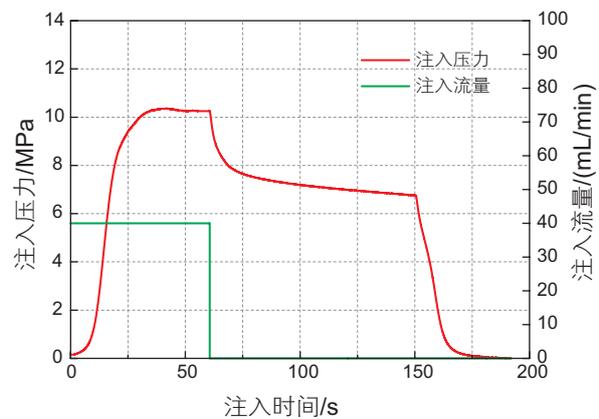
岩样编号	最小水平地应力/MPa	破裂压力/MPa	天然裂缝是否沟通井筒
3	10.0	10.6	沟通
4	13.5	13.8	沟通
5	11.0	11.4	沟通
10	6.0	8.9	沟通
1	6.0	25.9	未沟通
2	11.0	29.5	未沟通
6	6.0	17.3	未沟通
7	6.0	24.1	未沟通
8	6.0	28.2	未沟通
9	6.0	26.4	未沟通



(a)排量20 mL/min



(b)排量30 mL/min



(c)排量40 mL/min

图9 不同排量下实验泵注压力曲线

Fig. 9 Pressure curve of different displacement

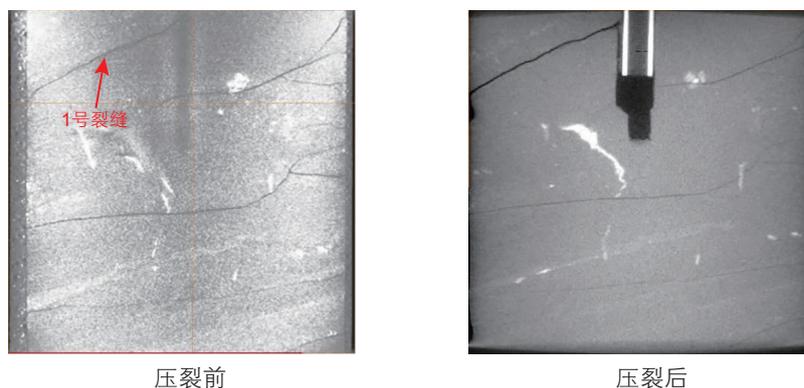


图 10 裂缝发育岩样压裂前后 CT 扫描对比

Fig. 10 Comparison of fractures by CT scan before and after experiment

起裂，CT扫描结果证明无新的人工裂缝产生(图 10)。对于需要造高导流能力主裂缝的致密油储层而言，裂缝发育地层，滤失量过大，提高排量、增大液量可以充分沟通天然裂缝，但仍需重点考虑降滤失措施。

4 结论

(1) 通过 XRD 矿物组分测试和岩心 CT 扫描，认识到大港油田沧东凹陷孔二段储层岩性复杂，天然裂缝发育，裂缝产状主要以水平缝和低角度裂缝为主，高角度裂缝和垂直缝次之；

(2) 在均质的岩石基质中，水力裂缝形态受地应力状态控制，沿垂直最小水平主应力方向扩展；存在天

然裂缝的情况下，裂缝的延伸主要受天然裂缝和地应力共同控制；

(3) 水力裂缝遭遇天然裂缝时，主要存在沿天然裂缝张开、沿天然裂缝转向后穿过、被天然裂缝阻断 3 种延伸模式，逼近角和最大最小主应力差是 3 种模式的主要控制因素；

(4) 在天然裂缝与井筒相交的情况下，天然裂缝与井筒相交处成为井壁薄弱面，直接开启天然裂缝，其破裂压力远低于未沟通天然裂缝的岩样；

(5) 裂缝发育地层，滤失量过大，提高排量、增大液量可以充分沟通天然裂缝，但仍需采用降滤失措施以提高致密油储层压裂施工效果。

参考文献

- [1] DENNEY D. Thirty years of gas-shale fracturing: what have we learned[J]. Journal of Petroleum Technology, 2015, 62(11): 88-90.
- [2] SONDERGELD C H, NEWSHAM K E, COMISKY J T, et al. Petrophysical consideration in evaluating and producing shale gas resources[R]. SPE 131768. 2010.
- [3] MATTHEWS H L, SCHEIN G W, MALONE M R. Stimulation of gas shales: They're all the same right[C]// SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2013.
- [4] BRITT L K, SCHOEFFLER J. The geomechanics of a shale play: What makes a shale prospective[J]. Spe Eastern Regional Meeting, 2009.
- [5] KASSIS S M, SONDERGELD C H. Gas shale permeability: Effects of roughness, proppant, fracture offset, and confining pressure[R]. SPE 131376, 2010.
- [6] RICKMAN R, MULLEN M J, PETRE J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the barnett shale[C]// SPE technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2008.
- [7] BLANTON T, BLANTON T. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures[J]. Soc. Pet. Eng. AIME, Pap.; (United States), 1982, SPE/doi 10847.
- [8] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. J. Pet. Technol.; (United States), 1984, 39(2): 209-220.
- [9] RENSHAW C E, POLLARD D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Science & Geomechanics Abstracts, 1995, 32(3): 237-249.
- [10] POTLURI N K, ZHU D, HILL A D. The effect of natural fractures on hydraulic fracture propagation[C]// paper 94568-MS presented at

- the SPE European formation damage conference, 25-27 May 2005, Scheveningen, the Netherlands. New York: SPE, 2005.
- [11] 程万, 金衍, 陈勉, 等. 三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则[J]. 石油勘探与开发, 2014(3): 336-340. [CHENG W, JIN Y, CHEN M, et al. A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014(3): 336-340.]
- [12] ZHOU J, JIN Y, CHEN M. Experimental investigation of hydraulic fracturing in random naturally fractured blocks[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2010, 47(7): 1 193-1 199.
- [13] ZHOU J, CHEN M, JIN Y, et al. Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2008, 45(7): 1 143-1 152.
- [14] 张士诚, 郭天魁, 周彤, 等. 天然页岩压裂裂缝扩展机理试验[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 496-503. [ZHANG S C, GUO T K, ZHOU T, et al. Fracture propagation mechanism experiment of hydraulic fracturing in natural shale[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3):496-503.]

Experimental research into fracture propagation of complex lithologies in fractured tight oil reservoirs

ZHANG Ran¹, LI Gensheng¹, GUO Jianchun²

1 State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

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

Abstract In the Cangdong Depression of the Dagang Oilfield, the lithology of tight oil reservoirs in the Kong-2 member of the Kongdian Formation includes shales, sandstones, carbonate rocks and transitional migmaites. Its lithology is complex and variable, with strong heterogeneity. The reservoirs are mainly middle-porosity to low-porosity, and extra-low to ultra-low permeability, which have developed certain stratification and natural fractures. Previously, the concept of network fracturing was introduced. This led to the effective implementation of combined fracturing fluids and multiple sand fracturing techniques, which achieved some progress in tight oil fracturing. However, due to the heterogeneity of reservoir rocks, there is a lack of understanding on the ability of each layer to form fracture networks. This has resulted in significant differences in the effectiveness of different well fractures. In view of this, downhole rock specimens from Cangdong tight oil reservoirs were used for triaxial mechanical testing, mineral composition testing, and CT scanning. Based on these tests, the mechanical parameters, mineral composition and natural fracture distribution of the reservoir rock specimens were analyzed. Rock specimens with either horizontal, low-angle, high-angle or complex natural fractures were selected for true triaxial fracture testing. In addition, CT scans were performed to monitor the fractures. Our aim was to investigate the patterns of fracture initiation and propagation in the tight oil reservoirs of the Cangdong Sag. The experimental results show that: (1) Based on the effectiveness of fracturing, the fractures can be categorized into three forms: single hydraulic fractures, initiation along natural fractures, and complex fractures. (2) The primary factor controlling the pattern of hydraulic fracturing is the natural fractures in the Kong-2 member of the Kongdian Formation. (3) In the experiments, when hydraulic fractures encountered natural fractures, there were three propagation modes: opening along natural fractures, penetration through natural fractures (direct penetration or penetration after changing direction), and obstruction by natural fractures. The difference in principal stress determines the mode for fracture propagation. (4) The development degree of natural fractures significantly influenced the fracturing pressure and fracture-fluid loss. These results can serve as a reliable basis to understand the fracture patterns of tight oil reservoirs in the Cangdong Depression of the Dagang Oilfield, and to assess the effectiveness of network fracturing techniques in reservoirs.

Keywords tight oil fracturing; natural fractures; fracture patterns; CT scan; network fracturing techniques; true triaxial fracture testing

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.03.030

(编辑 马桂霞)