

文章编号:1673-5005(2008)04-0051-04

多裂缝储层水力裂缝扩展机理试验

周健, 陈勉, 金衍, 张广清

(中国石油大学 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

摘要:采用大尺寸真三轴试验系统,对多裂缝储层水力裂缝与多裂缝干扰后影响水力裂缝走向的各种因素进行了研究,并分析了压力曲线特征。试验结果表明:水平主应力差和逼近角是决定水力裂缝走向的主要因素,高水平应力差和高逼近角有利于水力裂缝穿过多裂缝,水平主应力差越大,水力裂缝形态越平直;天然裂缝带发育程度和天然裂缝面摩擦系数也是影响裂缝走向的主要因素,天然多裂缝越发育,越易造成压裂液大量滤失进而产生多水力裂缝,摩擦系数越小,水力裂缝越易沿天然裂缝转向;天然多裂缝带的存在,会造成水力裂缝形态的非对称性;水力裂缝的扩展具有非稳态特性。

关键词:多裂缝储层;水力压裂;裂缝形态;裂缝扩展机理

中图分类号:TE 357 **文献标识码:**A

Experiment of propagation mechanism of hydraulic fracture in multi-fracture reservoir

ZHOU Jian, CHEN Mian, JIN Yan, ZHANG Guang-qing

(MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Influences of all kinds of parameters on interaction between multiple natural fractures and hydraulic fractures were studied through a series of large-size tri-axial experiments, and the characteristics of pressure curves were analyzed. Test results show that the horizontal stress difference and approaching angle are main effecting factors on direction of hydraulic fractures propagation in multiple natural fractured reservoir. Crossing multiple fractures is easier for hydraulic fractures in the situation of high stress difference and high approaching angle. With the horizontal stress difference increasing, hydraulic fractures tend to be straighter. Growth parameters of multiple fractures and coefficient of interfacial friction are important effecting parameters, and multiple natural fractures lead to not only lots of leak-off of fracture fluid but also many branch fractures. Offset of hydraulic fractures can be easily caused by low friction coefficient. Non-symmetry of hydraulic fractures is caused by multiple natural fractures existing. Off-balance propagation of hydraulic fractures is confirmed in multi-fracture reservoir.

Key words: multi-fracture reservoir; hydraulic fracturing; fracture geometry; fracture propagation mechanism

目前裂缝性储层的水力压裂改造还存在很多问题。由于该类储层存在非连续体,主要是天然裂缝完全发育,会对水力裂缝的扩展及裂缝形态产生重要影响。研究表明^[1-3],天然裂缝的存在的确影响水压裂缝的扩展。Blanton^[4]认为水力裂缝与天然裂缝之间的干扰角度和水平主应力差是影响水力裂缝走向的主要因素,但是在他的研究中只考虑了单条裂缝对水力裂缝扩展的影响;Warpinski 和 Teufel^[5]

认为水力裂缝与天然裂缝发生干扰时,天然裂缝容易发生剪切破坏,同时也讨论了流体滤失对应力场的影响;Renshar^[6]和 Blair^[7]的研究表明,水力裂缝垂直于非连续体扩展时,流体首先会沿着界面渗透,当在界面上渗透一定距离之后,水力裂缝会突破界面沿着原方向扩展;Beugelsdijk 等^[8]的研究表明,在构造应力场下,水力裂缝更易受天然裂缝干扰;杨丽娜等^[9]采用复变函数和位错理论,对裂缝间的相互

收稿日期:2008-03-03

基金项目:国家自然科学基金项目(09510005);教育部“创新团队”项目(IRT0411)

作者简介:周健(1979-),男(汉族),江苏镇江人,博士研究生,主要从事石油工程岩石力学研究。

干扰进行了力学分析。笔者采用大尺寸真三轴试验系统^[10],对多裂缝系统对水力裂缝扩展的影响进行室内物理模拟。

1 试验材料与方法

1.1 试验的基本思路与假设

由传统压裂理论得知,水力裂缝在远场沿着垂直于最小水平主地应力方向扩展。对现场实际的模型进行简化,假设水力裂缝从直井裸眼井壁起裂,在沿着最大水平主应力方向与一组中等开度的闭合天然裂缝干扰相交(见图1),图中, θ 为逼近角, b 为同侧平行多裂缝间距; σ_H 和 σ_h 分别为水平最大主应力和最小主应力。

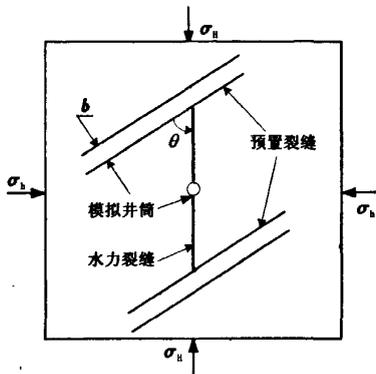


图1 人造岩样平面示意图

1.2 试样的制备及压裂液配置

试样的尺寸为0.3 m × 0.3 m × 0.3 m的立方体,岩样材质为人造混凝土,由专用模具来制作。在浇筑试样的过程中,将模拟井筒(特制钢管)预置在试样中,在井筒的下部接有长为50 mm的特制硬纸短管,以便试样凝固后在其中部形成一裸眼井段,模拟压裂时,由于该部分强度较小,将在该井段形成初始裂缝。预置的裂缝为长19.5 cm、宽10 cm的普通A4打印纸,同侧预制裂缝间距为2 cm。水力裂缝与天然裂缝的逼近角分别为30°,60°,90°(图1)。

试验测定岩样的弹性模量为8.402 GPa,泊松比为0.23,单轴抗压强度为28.34 MPa,渗透率为 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度为1.85%。采用胍胶溶液作为压裂液,粘度为100 mPa·s。此外,压裂液中添加了红色示踪剂,试验排量为4.2 mm³/s

1.3 地应力模拟及试验参数设置

水力压裂模拟试验要求模拟地层条件,其中最主要的因素之一是地应力的大小和分布。试验的应力状态设置见表1。

表1 常规状态水力压裂试验参数

试样编号	逼近角 $\theta/(^\circ)$	垂向应力 σ_v/MPa	水平最大主应力 σ_H/MPa	水平最小主应力 σ_h/MPa	水平应力差 $\Delta\sigma/\text{MPa}$
d-1	90	20	10	5	5
d-2	90	20	15	5	10
d-3	60	20	10	5	5
d-4	60	20	15	5	10
d-5	60	20	15	5	10
d-6	30	20	10	5	5
d-7	30	20	15	5	10

2 试验结果及其分析

2.1 水平主应力差、逼近角和天然裂缝系统的宏观影响

水力裂缝与单条天然裂缝发生干扰后,单条水力裂缝发生剪切破坏的应力关系^[11]为

$$\sigma_H - \sigma_h > \frac{2\tau_0 - 2p_i \mu_f}{\sin 2\theta + \mu_f \cos 2\theta - \mu_f} \quad (1)$$

式中, τ_0 为岩石的内聚力,MPa; μ_f 为天然裂缝界面摩擦系数; p_i 为相交后天然裂缝内的最大流体压力,MPa。

应力差和逼近角越大,水力裂缝越容易直接穿过单条天然裂缝,而应力差和逼近角越小,则天然裂缝越易发生剪切破坏。

试验中通过改变逼近角和水平主应力差,重点考察多裂缝条件下水力裂缝的形态和干扰后水力裂缝的走向。图2为逼近角等于90°,60°和30°的试验结果示意图。图2中,中间的黑粗线代表水力裂缝主缝,平行的黑粗线表示已经被渗透了的预制裂缝,黑色虚线代表未被渗透的预制裂缝。从试验结果可以看出:水平主应力差越大,水力裂缝相对越平直;水平主应力差越小,水力裂缝则相对弯曲。除了水平主应力差和逼近角的影响之外,天然裂缝系统也是非常重要的影响因素,例如多裂缝的密度和填充程度等。在本次试验中,由于模拟的天然裂缝属于易渗透和张开型裂缝,所以增加了流体的滤失,从而抑制了水力裂缝的扩展。

关于裂缝形态:从主缝缝宽方向来看,由于多裂缝系统的滤失,从而产生了多分支缝;从主缝缝长方向来看,当一侧的水力裂缝受多裂缝的影响较弱时,另一侧水力裂缝必然会中止于或沿着最先遇到的天然裂缝扩展(图3),从而造成了水力裂缝沿井筒两端的“长短效应”,称之为多裂缝储层水力裂缝非稳态扩展特性。

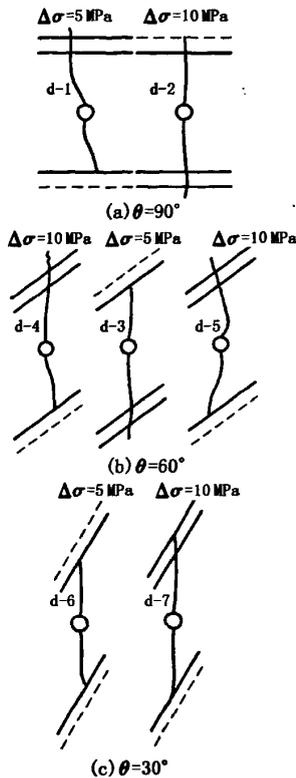


图 2 不同逼近角下的水力裂缝形态

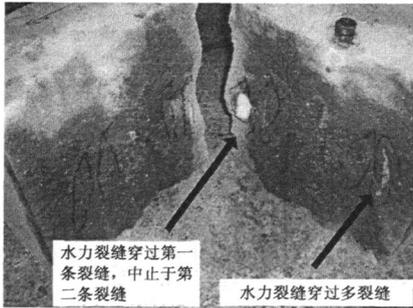


图 3 水力裂缝非稳态扩展(试样 d-4)

2.2 压裂中多裂缝系统与压力曲线之间的响应

根据水力裂缝模拟的相似理论^[12],试验中的天然裂缝发育带模拟的是裂缝性地层中与水力裂缝规模相当的自然裂缝。压裂过程中,该类型的天然裂缝发育带与水力裂缝干扰,在压力曲线上有所反映。

图 4 为一组典型的压力曲线。试样 d-1 和 d-2 的水力裂缝都是一侧穿过多裂缝,另一侧穿过单条裂缝。通过对水力裂缝形态图、试验结果实物图和对应的压力曲线的对比研究发现,虽然天然裂缝对水力裂缝的扩展方向几乎没有影响(由于逼近角

高),但是仍然造成了压裂液在其中的大量滤失,反映在压力曲线上为多次异常波动(图 4 中圈出部分),裂缝系统和压力曲线之间的响应明显。

此外,水力裂缝形态对破裂压力有一定影响。综合图 2 和图 4 来看,由于试样 d-2 的水力裂缝比较平直,压力曲线的峰值是逐渐降低的,破裂压力非常明显,为 28.91 MPa,而试样 d-1 的水力裂缝扭曲比较明显,压力曲线的峰值逐步升高,导致破裂压力难以确定。

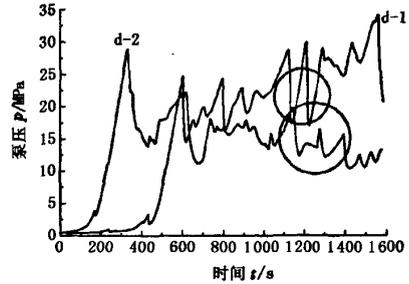


图 4 压力曲线对比(d-1 和 d-2)

2.3 天然裂缝面摩擦系数的影响

Teufel 等^[13]研究了界面的容量问题,发现它被作用于界面上的摩擦系数控制。天然裂缝界面摩擦系数对裂缝走向影响也很大。由于摩擦剪应力 $\tau = \mu_f \sigma_n$, 依赖作用于界面上的有效法向应力 σ_n , 因此在远场地应力场和逼近角不变的情况下,摩擦系数 μ_f 越小,剪切滑移越可能发生,水力裂缝越容易沿着天然裂缝扩展。式(1)则具体体现了摩擦系数的影响。

综合单裂缝和多裂缝系统的研究发现,在中等逼近角($30^\circ \leq \theta \leq 60^\circ$)情况下,天然裂缝面摩擦系数的影响尤为明显。图 5 为典型的中等逼近角(d-4)和低逼近角(d-7)的压力曲线。逼近角为中等时,水力裂缝在穿过多裂缝的同时,压裂液大量滤失,甚至会沿着天然裂缝扩展,形成多分支缝。这会导致压力曲线起伏较大,破裂压力不明显(d-4)。在低逼近角条件下,水力裂缝偶尔会穿过多裂缝,但不会很远,水力裂缝沿着天然裂缝扩展依然占主导地位。由于此时的摩擦系数较大,容易形成砂堵,从而造成泵压过高(d-7)。

在其他条件不变的情况下,天然裂缝面摩擦系数越低,水力裂缝越容易穿过多裂缝沿原方向延伸。界面摩擦系数的影响因素有很多,例如裂缝渗透率、裂缝开度及填充物质、近裂缝面的岩性等。

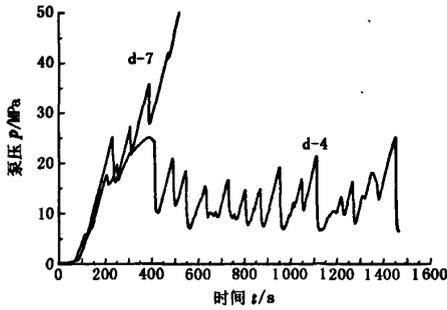


图5 压力曲线对比(d-7和d-4)

3 现场应用实例分析

对轮南 X 井 5.186~5.230 km 井段进行压裂分析,测井解释物性较好(最高孔隙度 11.7%)。该储层为裂缝-孔洞型储层,高导流能力裂缝比较发育,裂缝密度、宽度和孔隙度相对较大,最大主应力方位为北东-南西向。

研究层段水力裂缝与天然裂缝的逼近角小于 30°,水力裂缝容易沿着天然裂缝方向延伸,这说明水力裂缝只沿着某一两组天然裂缝延伸,而不能有效沟通各类天然裂缝,形成众多裂缝分支。

图 6 为现场压裂施工曲线。曲线上有两处明显的压力陡然波动(圈出部分),表明水力裂缝在上述两个时刻分别遇到相当规模的天然裂缝发育带,并沿着天然裂缝发育带延伸,这和前面的分析结果基本一致。

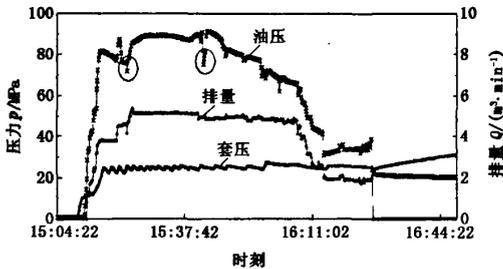


图6 轮南 X 井压裂施工曲线

4 结论

(1)水平主应力差和逼近角是影响水力裂缝扩展方向的主要因素。在高应力差和高逼近角情况下,水力裂缝易直接穿过多条天然裂缝;在低应力差或低逼近角情况下,水力裂缝易沿着天然裂缝方向延伸。

(2)水平主应力差越大,水力裂缝相对越平直;水平主应力差越小,水力裂缝则相对弯曲。

(3)天然多裂缝会导致压裂液大量滤失和多裂

缝分支产生,在中等逼近角的情况下,摩擦系数的影响尤为明显。

(4)多裂缝储层水力裂缝的扩展具有非稳态特性,容易形成水力裂缝形态沿井筒两端的“长短效应”以及多裂缝分支缝。

参考文献:

[1] DANESHY A A. Hydraulic fracture propagation in the presence of planes of weakness[R]. SPE 4852,1974.

[2] LAMONT N, JESSEN F. The effects of existing fractures in rocks on the extension of hydraulic fractures[R]. SPE 419,1961.

[3] BLANTON T L. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures [R]. SPE 10847,1982.

[4] BLANTON T L. Propagation of hydraulically and dynamically induced fractures in naturally fractured reservoirs [R]. SPE 15261,1986.

[5] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation [J]. JPT,1987,21(3):209-220.

[6] RENSHAR C E, POLLARD D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbonded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. International Journal of Rock Mechanics Mining Science and Geomechanics, 1995,32(3):237-249.

[7] BLAIR SC, THORPE R K, HEUZE F E, et al. Laboratory observations of the effect of geological discontinuities on hydrofracture propagation [C]//Proceedings 30th US Symposium on Rock Mechanics, Morgantown, WV, 19 June, 1989:433-450.

[8] REUGELSDIJK L J L, de PATER C J, SATO K. Experimental hydraulic fracture propagation in multi-fractured medium[R]. SPE 59419,2000.

[9] 杨丽娜,陈勉. 水力压裂中多裂缝间相互干扰力学分析 [J]. 石油大学学报:自然科学版, 2003,27(3):43-45. YANG Li-na, CHEN Mian. Mechanism of multi-fracture interaction in multi-layer hydraulic fracturing[J]. Journal of the University of Petroleum, China(Edition of Natural Science), 2003,27(3):43-45.

[10] 陈勉,庞飞,金衍. 大尺寸真三轴水力压裂模拟与分析[J]. 岩石力学与工程学报,2000,19(增刊):868-872. CHEN Mian, PANG Fei, JIN Yan. Experiments and analysis on hydraulic fracturing by a large-size triaxial simulator [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2000,19(sup):868-872.

(下转第 59 页)

增加,不利于起泡,但另一方面,液膜表面粘度的增大却能提高泡沫的稳定性。③ AGS 起泡剂的泡沫性能随疏水直链烷基的碳原子数目增加而增强。

3 结 论

(1) AGS 的最佳起泡温度与 Krafft 点密切相关。随着温度升高,AGS 体系泡沫性能下降,但下降趋势较平缓。

(2) 随着 AGS 浓度增加,泡沫性能先变好后变差。

(3) 分子结构中含有磺酸基、羟基和醚键的 AGS 起泡剂具有良好的抗高温、耐盐和抗油类物质污染能力,可望成为一种适合于高温、高矿化度盐水油气藏开采的高效起泡剂。

参考文献:

- [1] SHUPE Russell D. Surfactant oil recovery process usable high temperature formations containing high salinity water: US, NO4088189 [P]. 1978-05-09.
- [2] HUANG Wann-sheng, GASSMANN Zean Z. Method of improving conformance in steam floods with steam foaming agents: US, NO4540050 [P]. 1985-09-10.
- [3] TIMOTHY N T, MELVIN E M, JOSEPH T C. Salinity tolerant surfactant oil recovery process: US, NO4110228 [P]. 1978-08-29
- [4] HUETER Richard, WALDFRIEDEN Haus ANHALT Rosslau. Wetting-out, washing, cleaning, lathering, and dispersing agents: US, NO2094489 [P]. 1937-09-28.
- [5] ZHANG Xiaodong, SHAH Pravin, CHIN Jennifer. Oil-containing personal wash compositions or emulsions comprising particles of high refractive index and defined thickness, geometry and size: US, NO6780826B2 [P]. 2004-08-24.
- [6] 赵晓东,江琳,孟英峰,等. 钻井用耐盐抗高温起泡剂的制备和性能研究[J]. 西南石油学院学报,2001,23(4):46-48.

ZHAO Xiao-dong, JIANG Lin, MENG Ying-feng, et al. Preparation and performance of an anti-salt and high temperature foamer for drilling wells[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute,2001,23(4):46-48.

- [7] HERBERT C B, RICHARD M A. Steric strains as a factor in the relative stability of some etherates of boron fluoride[J]. Am Chem Soc, 1942,64(11):2257-2563.
- [8] ROBERS David W. Sulfonation technology for anionic surfactant manufacture[J]. Organic Process & Development, 1998,2:194-202.
- [9] ROBERS David W. Optimisation of the linear alkyl benzene sulfonation process for surfactant manufacture[J]. Organic Process & Development,2003,7:172-184.
- [10] 北原文雄,早野茂夫,原一郎. 表面活性剂系统分析法[M]. 毛培坤,译. 北京:轻工业出版社,1988:143-165.
- [11] SHINODA K, MASAKATA H. Krafft points of calcium dodecyl polyoxyerthelene sulfates and their mixture[J]. J Phys Chem,1973,77:379-381.
- [12] ASTM Committee. ASTM D1173-53 Standard test method for foaming properties of surface agents[S]. 1985.
- [13] 王增林,王其伟. 强化泡沫驱油体系性能研究[J]. 石油大学学报:自然科学版,2004,28(3):49-50.
WANG Zeng-lin, WANG Qi-wei. Performance of foam in the forced foam flooding system[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2004,28(3):49-50.
- [14] 王文波,刘玉芬,申书昌. 表面活性剂实用仪器分析[M]. 北京:化学工业出版社,2003:37-93.
- [15] 北原文雄,王井康腾,早野茂夫,等. 表面活性剂[M]. 毛培坤,译. 北京:化学工业出版社,2001:10-16.
- [16] ADAMSON Arthur W. Physical chemistry of surfaces [M]. New York: John Wiley & Sons Inc, 1990:540-550.

(编辑 李志芬)

(上接第54页)

- [11] 周健,陈勉,金衍,等. 裂缝性储层水力裂缝扩展机理试验研究[J]. 石油学报,2007,28(5):206-210.
ZHOU Jian, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Experimental study of mechanism of propagation of hydraulic fracture in naturally fractured reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007,28(5):206-210.
- [12] 柳贡慧,庞飞,陈治喜. 水力压裂模拟实验中的相似准则[J]. 石油大学学报:自然科学版,2000,24(5):

45-48.

- LIU Gong-hui, PANG Fei, CHEN Zhi-xi. Development of scaling laws for hydraulic fracture simulation tests [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2000,24(5):45-48.
- [13] TEUFEL L W, CLARK J A. Hydraulic fracture propagation in layered rock: experimental studies of fracture containment[R]. SPE 9878,1981.

(编辑 李志芬)