

文章编号: 0253-2697(2009)02-0237-05

# 用于提高低-特低渗透油气藏改造效果的 缝网压裂技术

雷群<sup>1</sup> 胥云<sup>1</sup> 蒋廷学<sup>1,2</sup> 丁宏<sup>1</sup> 王晓泉<sup>3</sup> 卢海兵<sup>1</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 河北廊坊 065007; 2. 中国地质大学 北京 100083;  
3. 中国石油天然气股份有限公司采油采气处 北京 100011)

**摘要:** 在对低孔隙度、低渗透-特低渗透砂岩油气藏压裂中,由于储层基质向裂缝的供油气能力较差,仅靠单一的压裂主缝(不管缝有多长、导流能力有多高)很难取得预期的增产效果。因此,提出了适合低孔隙度、低渗透、不含天然裂缝储层的“缝网压裂”技术。其核心思想是利用储层两个水平主应力差值与裂缝延伸净压力的关系,实现远井地带(而不仅仅局限于近井筒区域)的“缝网”效果,增加储层基质向人工裂缝供油气能力,提高压裂增产改造效果。论述了“缝网压裂”技术的适用条件、工艺设计思路及应用方法。在此基础上,对“缝网压裂”的实现途径进行了探索,包括水平井及应用“层内液体爆炸”技术等。缝网压裂技术对理论和现场施工有重要的参考价值。

**关键词:** 低渗透-特低渗透油气藏; 砂岩油气藏; 油气藏改造; 水力压裂; 缝网压裂技术

中图分类号: TE357.1 文献标识码: A

## “Fracture network” fracturing technique for improving post-fracturing performance of low and ultra-low permeability reservoirs

LEI Qun<sup>1</sup> XU Yun<sup>1</sup> JIANG Tingxue<sup>1,2</sup> DING Yunhong<sup>1</sup> WANG Xiaoquan<sup>3</sup> LU Haibing<sup>1</sup>

(1. Langfang Branch, PetroChina Exploration and Development Research Institution, Langfang 065007, China;  
2. China University of Geosciences, Beijing 100083, China;  
3. Department of Oil-Gas Production, PetroChina Company Limited, Beijing 100011, China)

**Abstract:** During the fracturing of oil and gas reservoirs with low porosity, low and ultra-low permeability, it is very difficult to get an expected post-fracturing performance because of low seepage capacity of oil and gas flowing from reservoir matrix to the hydraulic fracture, though the fracture is longer enough and conductivity is high enough under the condition of single fracture. Therefore, a new concept of “fracture network” fracturing technique was put forward for the reservoirs with low porosity, low permeability and without natural fractures in this paper. The adaptable conditions, technical guidelines and applicable method of this technique were discussed. The relationship between the difference of two horizontal stresses and the net pressure for fracture extension was applied to ensure creation of multiple fractures far from wellbore region (including near wellbore region) and enhance the seepage flowing capacity from reservoir matrix to the hydraulic fractures and further to improve post-fracturing performance. The other new methods including multiple transverse fractures in horizontal wells and “liquid explosion within the formation” techniques were studied in details. The “fracture network” fracturing technique enlarges the technical connotation of hydraulic fracturing and provides a good reference in theory and field application.

**Key words:** low and ultra-low permeability reservoir; sandstone hydrocarbon reservoir; reservoir reconstruction; hydraulic fracturing; “fracture network” fracturing technique

在低孔隙度、低-特低渗透、低压等特定储层条件下,由于储层基质向裂缝供油气能力太差,仅靠单一的压裂主缝很难取得预期的增产效果,因此,必须采用压裂措施产生多裂缝。由于近井筒处裂缝净压力高,近

井筒处出现多裂缝的概率也高。如果设计的压裂液黏度足够低,净压力在整个裂缝长度范围内差别不大,就可能实现全缝长范围内的多裂缝系统。为此笔者初步探索了“缝网”压裂技术的适用条件及工艺设计思路。

基金项目: 国家科技支撑计划项目“复杂油气田高效开发技术研究”(2006BA03B03)资助。

作者简介: 雷群,男,1963年8月生,2004年获石油大学(北京)油气田开发专业博士学位,现任中国石油勘探开发研究院副院长及廊坊分院院长,主要从事低渗透储层改造方面的研究。E-mail: lgn\_828@163.com

### 1 “缝网”压裂的概念

水力压裂过程中,当裂缝延伸净压力大于两个水平主应力的差值与岩石的抗张强度之和时,容易产生分叉缝,多个分叉缝就会形成“缝网”系统,其中,以主裂缝为“缝网”系统的主干,分叉缝可能在距离主缝延伸一定长度后,又恢复到原来的裂缝方位,最终形成以主裂缝为主干的纵横“网状缝”系统,这种实现“网状”裂缝系统效果的压裂技术称为“缝网压裂”技术(图1)。其中,人工裂缝与井网匹配研究仅是“开发压裂”技术中的一项研究,不能称为“缝网压裂”。

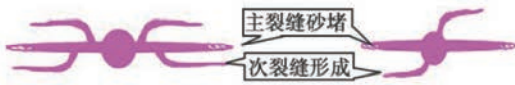


图1 “缝网”系统形成示意图  
Fig. 1 The formation of “fracture network” system

### 2 “缝网”压裂的作用机制

“缝网”系统的形成是基于裂缝破裂与扩展总沿垂直于最小水平主应力的原理。重复压裂中研究与应用的暂堵剂转向压裂技术也是基于同样的力学原理。

为简便起见,假设二维垂直裂缝如图2所示。

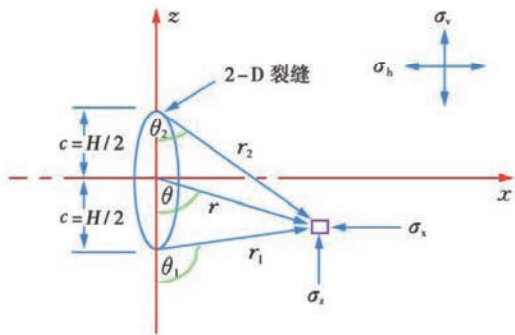


图2 二维垂直裂缝示意图  
Fig. 2 The vertical 2D-fracture

二维垂直裂缝所诱导的应力场为

$$\sigma_x = p \frac{r}{c} \left[ \frac{c^2}{r_1 r_2} \right]^{\frac{1}{2}} \sin \theta \sin \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) + p \left[ \frac{r}{(r_1 r_2)^{\frac{1}{2}}} \cos \left( \theta - \frac{1}{2}\theta_1 - \frac{1}{2}\theta_2 \right) - 1 \right] \quad (1)$$

$$\sigma_z = -p \frac{r}{c} \left[ \frac{c^2}{r_1 r_2} \right]^{\frac{1}{2}} \sin \theta \sin \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) + p \left[ \frac{r}{(r_1 r_2)^{\frac{1}{2}}} \cos \left( \theta - \frac{1}{2}\theta_1 - \frac{1}{2}\theta_2 \right) - 1 \right] \quad (2)$$

$$\tau_{xz} = p \frac{r}{c} \left[ \frac{c^2}{r_1 r_2} \right]^{\frac{1}{2}} \sin \theta \cos \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \quad (3)$$

由虎克定律得

$$\alpha_y = \nu(\alpha_x + \alpha_z) \quad (4)$$

式中:  $p$  为裂缝面上的压力, MPa;  $c$  为裂缝高度  $H$  的一半, m。

各几何参数间存在以下关系

$$\begin{cases} r = \sqrt{x^2 + y^2} \\ r_1 = \sqrt{x^2 + (y + c)^2} \\ r_2 = \sqrt{x^2 + (y - c)^2} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} \theta = \arctan(x/y) \\ \theta_1 = \arctan[x/(-y - c)] \\ \theta_2 = \arctan[x/(c - y)] \end{cases} \quad (6)$$

如果  $\theta, \theta_1$  和  $\theta_2$  为负值,那么应分别用  $\theta + 180^\circ, \theta_1 + 180^\circ$  和  $\theta_2 + 180^\circ$  来代替。利用式(1)一式(6)可以计算裂缝诱导应力大小,计算结果表明:①诱导应力大小随到裂缝面距离增大而减小;②垂直于裂缝方向所诱导的水平应力最大,在裂缝方向上所诱导的水平应力最小。

由于产生的水力裂缝在地层中产生了诱导应力场,在原来的应力上均附加诱导应力。并且由于在垂直于裂缝方向附加的诱导应力大,在裂缝方向上附加的诱导应力小,因此有可能使原来的最小水平主应力大于原来的最大水平主应力,从而改变以前的应力状态。但随着裂缝距离的增加,诱导应力迅速减小,距离裂缝一定距离后,地应力场仍为初始状态。

在裂缝破裂及延伸过程中,如产生分叉缝,则符合裸眼条件下的破裂条件。由文献[1]至文献[6]得

$$p_f = \frac{3\alpha_h - \sigma_H + \alpha_v - 2\eta p_0}{1 + \phi_c - 2\eta} \quad (7)$$

$$\eta = \frac{\phi(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)} \quad (8)$$

式中:  $p_f$  为井底破裂压力, MPa;  $p_0$  为孔隙流体压力, MPa;  $\alpha_h$  为地层最小水平主应力, MPa;  $\sigma_H$  为地层最大水平主应力, MPa;  $\alpha_v$  为岩石抗张强度, MPa;  $\phi_c$  为岩石触点孔隙度, 小数;  $\phi$  为岩石孔隙度, 小数;  $\nu$  为泊松比, 小数。

由诱导应力的计算,可以算出压裂过程中两个水平主应力的变化,由破裂压力的计算公式,可以计算何时分叉缝开始破裂。

由最大水平主应力公式可推导出储层两个水平主应力差值  $\Delta\sigma_h$  的计算公式为

$$\begin{aligned} \sigma_H &= 3\alpha_h - p_i - p_f + \alpha_v \\ \Delta\sigma_h &= 2\sigma_h - p_i - p_f + \alpha_v \end{aligned} \quad (9)$$

式中:  $p_i$  为地层压力, MPa。

由式(9)可以计算储层两个水平主应力差值,结合

裂缝扩展模型中的净压力模拟计算,可判断能否实现“缝网”系统。

一般情况下,近井筒处的净压力最高,即近井筒处出现多裂缝的概率最高。但如果仅是近井筒出现多裂缝,对增加产量的影响可能不如预期的大。为此,必须研究延伸净压力沿缝长方向的分布,如缝端净压力与近井筒差别不大,则一旦近井筒处出现多裂缝,则整个主缝范围内出现多裂缝的概率就会非常大,由此可形成真正意义上的“缝网”系统,实现最大的压裂增产改造效果。

以二维PK模型为例,裂缝内流动的压力梯度方程如下<sup>[7]</sup>

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{64q\mu}{\pi H w^3} \quad (10)$$

式中:  $q$  为压裂注入排量,  $m^3/s$ ;  $\mu$  为缝内压裂液的黏度,  $mPa \cdot s$ ;  $w$  为裂缝造缝宽度,  $mm$ 。

由式(10)可见,压裂液黏度越低,缝内压力变化越小。而在施工后期,压裂液黏度越来越低(一般通过降低交联比和增大破胶剂浓度来实现,施工规模大时,也可换用更低浓度稠化剂),一旦近井筒出现缝网,则远井地带出现缝网的概率很高。

### 3 “缝网”压裂适合的储层条件

“缝网”压裂的改造对象是基质孔隙性储层,天然裂缝不发育、低-特低渗透砂岩油气藏。这类油气藏的压裂裂缝仅扩大了井控面积,但由于垂直于人工裂缝壁面方向的渗透性很差,不足以提供有效的垂向渗流能力,导致压裂产量低或压后产量递减快等问题。通过“缝网”压裂在垂直于主裂缝方向形成“人工多裂缝”,改善了储层的渗流特征,提高了储层改造效果和增产有效期。但是,当裂缝延伸净压力大于两个水平主应力的差值与岩石抗张强度之和才能实现通过压裂本身实现“缝网”的目的。

## 4 “缝网”压裂的实现途径分析

### 4.1 控制主裂缝净压力

当储层条件满足“缝网”压裂要求时,可通过精细优化及控制主裂缝的净压力来实现主缝满足预期目标缝长条件下的“缝网”系统。净压力的大小主要与地层破裂与主缝延伸控制方法、压裂液黏度、施工排量及砂液比等因素相关。通过净压力影响因素的敏感性分析,控制不同的影响因素,以实现“缝网”的目的。

### 4.2 “端部脱砂”压裂技术

储层条件不满足要求,可通过实施“端部脱砂”压裂技术实现“缝网”系统。

按上述储层条件要求,可能只有部分储层能实现“缝网”的目标。即使储层条件满足上述要求,在很多情况下,主裂缝的净压力与施工排量并不敏感(在施工中黏度可能已经固定,能调控的只有施工排量),可能是由于排量的变化,仅导致了缝高或缝长的变化,而缝宽变化不大,因此,净压力变化幅度不大。

因此,可通过端部脱砂设计,使主裂缝净压力大幅度增加,最终也能达到“缝网”压裂的要求。端部脱砂压裂设计步骤<sup>[8]</sup>:

(1) 根据开发生产要求与条件预设一个缝长  $X$ 。

(2) 按常规压裂计算到达缝长  $X$  时所需要的时间  $t_{s0}$  和当时的压裂液效率  $e_{s0}$ ; 此时,计算出的  $t_{s0}$  和  $e_{s0}$  是第一批以低砂比泵注的第一颗支撑剂到达裂缝端部的时间与压裂液效率。

(3) 计算开始泵注低砂比的初始时间  $t_{is}$  为

$$t_{is} = t_{s0}[(1 - e_{s0}) + S_f] \quad (11)$$

式中:  $S_f$  为保证压裂流体安全的附加量,如压裂前置液量较少,  $S_f$  可取 0.03~0.05。

(4) 规定施工结束时间  $t_{coj}$ , 并估算此时的压裂液效率  $e_{coj}$ , 则第一批高砂比携砂液到达裂缝端部的时间  $t_{ms}$ , 即为施工结束时的时间  $t_{coj}$ , 即

$$t_{ms} = t_{coj}[(1 - e_{coj})^2 + S_f] \quad (12)$$

泵注低砂比液所需的总时间  $t$  为

$$t = t_{ms} - t_{is} \quad (13)$$

借助施工结束时间  $t_{coj}$  计算出低砂比液的泵注时间  $t_{ms}$ , 该时刻即为高砂比液开始向缝中注入的起始点。

(5) 计算高砂比泵注时需要的支撑剂总量  $M$  为

$$M = q(t_{coj} - t_{ms}) C_{dmax} / a \quad (14)$$

式中:  $C_{dmax}$  为最高携砂浓度,  $kg/m^3$ ;  $a$  为压裂液效率, 小数。

$$a = (1 - e_{coj} - F_d) / e_{coj}$$

式中:  $e_{coj}$  为施工结束时的压裂液效率, 小数;  $F_d$  为携砂液形状系数,  $0.03 < F_d < 0.05$ 。

(6) 计算砂堵过程中的压力升值  $\Delta p$  为

$$\Delta p = \Delta V_f S \quad (15)$$

式中:  $\Delta V_f$  为形成砂堵后的裂缝体积,  $m^3$ ;  $S$  为裂缝韧性,  $MPa/m^3$ 。

$$S = \frac{E'}{\pi H^2 X_f} \quad (16)$$

式中:  $E'$  为储层岩石的剪切模量,  $MPa$ ;  $X_f$  为裂缝支撑半长,  $m$ 。

(7) 检查设计实施的可行性,必要时予以修正。

压裂液的黏度与滤失是端部脱砂压裂设计与实施的关键。保持一定的黏度是为了便于携砂、提高滤失

量则为便于脱砂,两者集合在同一压裂液中,应找出它们之间的平衡点。推荐采用压裂液黏度约为 $50 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,综合滤失系数约为 $10^{-3} \text{ m}/\text{min}^{0.5}$ (比常规大一个数量级),以求得最佳支撑点。

与常规压裂比较,须提前开始加砂,且多以小于10%的砂液比起步。一般泵注排量低于常规压裂,目的是延缓缝长、缝高在水平与垂向上的延伸速度,以便于适时脱砂。

#### 4.3 其他实现“缝网”压裂的途径

低-特低渗透油气藏中,水平井的应用力度逐年加大,而当渗透率相对较低时,水平井筒沿最小水平主应力布井时的横向多裂缝压裂对提高增产效果尤其明显。这种情况其实是“缝网”压裂的另一种实现形态。这是由于水平井筒相当于垂直主裂缝系统。只要针对特定储层,进行针对性优化设计,就可实现低渗透-特低渗透油气藏的长期有效开发。水平井多段压裂技术主要有有限流、封隔器、液体胶塞及水力喷射等技术。其中,以水力喷射技术应用前景最为广泛。

另外一个途径是“层内液体爆炸”压裂技术<sup>[9]</sup>,它首先通过水力压裂形成一条主缝,然后将含能敏感压裂液作为携砂液注入裂缝内,顶替液是特种火药,作为点火剂但不爆炸。通过控制爆炸时间,可在预定时间内形成以水力主缝为主的多裂缝网络系统。

含能敏感压裂液是结合了常规压裂液和火药性质特点的特种压裂液,该压裂液除了能够满足油气层深部造缝所要求的流变、滤失、破胶伤害等性质,还满足了层内爆炸所须要携带火药并使其连续分布的性质要求。该技术目前主要是室内研究成果,现场应用的主要担心是安全问题。

## 5 矿场应用实例

进行“缝网”压裂的切实可行方法是主缝净压力控制方法、端部脱砂压裂方法及水平井横切缝多段压裂技术等,笔者从净压力控制及端部脱砂压裂的角度,研究了“缝网”压裂的概念设计方法:①首先是储层的精细评价:包括地应力大小、方位及两个水平主应力的差值及其横向展布规律研究,渗透率各向异性研究以及地层滤失性的精细评价等。②进行主裂缝支撑缝长设计、主裂缝的缝内净压力优化与控制(排量、黏度及流量敏感性分析及其组合优化)、分叉缝延伸距离及其再次转向的可能性分析、缝网次生缝的油气藏模拟优化及工艺参数初步优化等。

### 5.1 二连低孔隙度特低渗透油藏赛79井

该井所在的储层为低孔、特低渗透的含砾砂岩,孔隙度为7.4%,地层测试解释有效渗透率为 $0.0036 \times$

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,目的层井段为1986~1993 m,层位为腾一段,砂层厚度为7.0 m,无天然裂缝发育。地层温度为 $69^\circ\text{C}$ ,孔隙压力20 MPa,闭合应力为42 MPa。三轴杨氏模量为17640 MPa,泊松比为0.31。

2006年10月,对本井腾一段1986~1993 m进行了压裂施工。总用量为 $3080 \text{ m}^3$ ,前置液量为 $157.43 \text{ m}^3$ ;加砂量为 $46.75 \text{ m}^3$ ,其中,小粒径段塞打磨 $3.02 \text{ m}^3$ ;平均砂液比为29.05%。排量在前置液为 $2.99 \text{ m}^3/\text{min}$ ,携砂液为 $3.31 \text{ m}^3/\text{min}$ ,顶替为 $3.52 \text{ m}^3/\text{min}$ ;压力右前置液段为29.21 MPa,携砂液段为31.64 MPa,顶替段为30.58 MPa。

裂缝转向的讨论:先期不转向,后转向。两个水平应力差值5.6 MPa,通过排量的提升,后期净压力达到6.3 MPa,出现了转向(图3)。但开始时前60 min并没有转向,也可解释 $0.0036 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 地层压裂后获得 $18.74 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产油的重要原因。

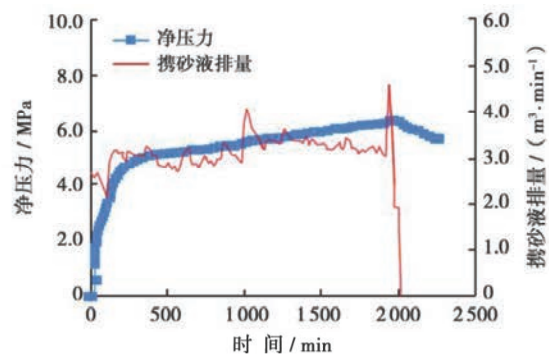


图3 赛79井净压力变化拟合

Fig. 3 The net-pressure curve of Well Sai79

### 5.2 四川须家河组低渗透砂岩气藏包27井

以该井须二段储层参数为例,井段为1690~1717 m,24 m,孔隙度为9%,有效渗透率为 $0.195 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,地层孔隙压力为17.0 MPa,杨氏模量为33310 MPa,泊松比为0.26,最小水平主应力为44.02 MPa,抗张强度为5 MPa。动态缝高为37.2 m,造缝半长为124.9 m,平均造缝宽度为1.3 cm。

地层破裂压力为59.7 MPa,裂缝平均净压力为5.7 MPa,按式(1)一式(6),最小水平主应力平均增加3.2 MPa,最大水平主应力平均增加0.5 MPa,如要产生新缝,则新的地层破裂压力必须达到65.9 MPa。而实际施工时,净压力约上升3.0 MPa(图4),远小于需要的破裂压力上升值,本次压裂施工,没有通过压裂施工产生新的分叉缝。

如果该井实施端部脱砂压裂,则到达需要的缝长时,按式(15)一式(16)计算,净压力上升值可达9.1 MPa,这样就超过了两个破裂压力的差值。如能

成功实施端部脱砂压裂,就可产生分叉缝,甚至可能部分产生“缝网”效果。

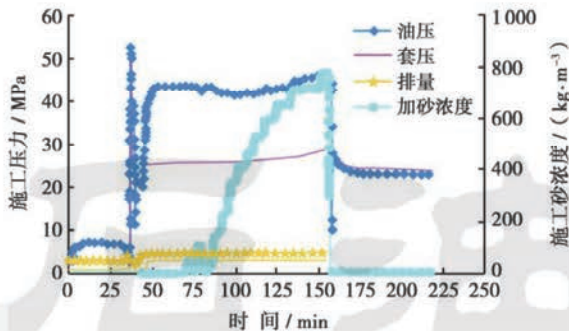


图 4 包 27 井须二段加砂压裂施工曲线

Fig. 4 Fracturing curve of the second member of Xujiacha Formation in Well Bao27

从压裂后效果看,该井段根据 2006 年 1 月测试结果折算单井产能,计算稳定产气量为  $1.83 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,产油量为  $0.5 \text{ m}^3/\text{d}$ ,产水量为  $18.81 \text{ m}^3/\text{d}$ ;且下降也快,综合分析认为,由于没有成功实施端部脱砂压裂,没有产生新缝,效果不佳。

## 6 结 论

(1) 提出了“缝网”压裂的概念、作用机制、适合的储层条件、工艺设计思路及现场实现途径,包括净压力控制方法、端部脱砂压裂方法、水平井横切缝多段压裂及层内液体爆炸压裂技术等,这为今后“缝网”压裂技术的完善与现场规模化应用,奠定了坚实的理论基础。

(2) 浅层油气藏在水平方向的挤压作用小,两个水平主应力差异可能不大;同时,因井口施工压力低,允许的压力上升空间较大,这对实施端部脱砂转向压裂从而形成“缝网”系统,提供了极大可能性;同时,现场可操作性也相对较强。

### 参 考 文 献

[1] 李传亮. 射孔完井条件下的岩石破裂压力计算公式[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(2): 37-38.

Li Chuanliang. Rock breakdown pressure calculation equations under perforation completion condition[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(2): 37-38.

[2] 李传亮,孔祥言. 油井压裂过程中岩石破裂压力计算公式的理论研究[J]. 石油钻采工艺, 2000, 22(2): 54-56.

Li Chuanliang, Kong Xiangyan. A theoretical study on rock breakdown pressure calculation equations of fracturing process[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2000, 22(2): 54-56.

[3] 曹言光,刘长松,林平等. 应用断裂力学理论建立油气井压裂时岩石破裂压力计算模型[J]. 西安石油学院学报:自然科学版, 2003, 18(4): 36-39.

Cao Yanguang, Liu Changsong, Lin Ping, et al. Establishing the model for calculating the fracturing pressure of formation rock during oil/gas wells fracturing by using fracture mechanics theory[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2003, 18(4): 36-39.

[4] 蔡明金,贾永禄,王永恒,等. 低渗透双重介质油藏垂直裂缝井压力动态分析[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 723-726, 733.

Cai Mingjin, Jia Yonglu, Wang Yongheng, et al. Dynamic pressure analysis on wells with vertical fractures in low permeability dual porosity reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(5): 723-726, 733.

[5] 张广清,陈勉,殷有泉,等. 射孔对地层破裂压力的影响研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2003, 22(1): 40-44.

Zhang Guangqing, Chen Mian, Yin Youquan, et al. Study on influence of perforation fracturing pressure[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2003, 22(1): 40-44.

[6] 胡永全,赵金洲,曾庆坤,等. 计算射孔井水力压裂破裂压力的有限元方法[J]. 天然气工业, 2003, 23(2): 58-59.

Hu Yongquan, Zhao Jinzhou, Zeng Qingkun, et al. Finite element method to calculate fracture pressure of perforated well hydrofrac[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(2): 58-59.

[7] Economides M J, Nolte K G. Reservoir stimulation[M]. 3rd ed. Houston: Schlumberger Educational Services, 1987: 5-16.

[8] Martins J P, Leung K H, Jackson M R, et al. Tip screen out fracturing applied to the Ravenspurth south gas field development[R]. SPE 19766, 1992.

[9] Cui Mingyue, Shan Wenwen, Jin Liang, et al. In fracture explosive hydraulic fracturing fluid and its rheological study[R]. SPE 103807, 2006.

(收稿日期 2008-03-19 改回日期 2008-09-10 编辑 黄小娟)