

特低渗透油藏油井压裂裂缝参数优化

苏玉亮¹,慕立俊²,范文敏²,李志文²,高 丽¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266555;2. 中国石油长庆油田公司油气工艺研究院,陕西西安 710021)

摘 要:油井压裂开发是目前提高特低渗透油藏开发效果的有效手段。为了充分发挥水力裂缝的作用,裂缝参数必须设计得合理。以某特低渗透油藏为例,采用矩形网格剖分与 PEBI 网格剖分相结合的方法模拟水力裂缝,在 300 m 反九点井网条件下,运用油藏数值模拟方法对裂缝方位、导流能力及裂缝穿透比进行了优化,并采用正交试验法分析了裂缝参数对特低渗透油藏开发动态的影响规律。结果表明:压裂裂缝方位应考虑井网形式与最大主应力方向;裂缝的导流能力和穿透比不是越大越好,而是存在一个最佳值;在文中特低渗透油藏条件下,裂缝方位是影响采出程度的主要参数,其余依次为裂缝的导流能力和穿透比;裂缝导流能力是影响含水率的主要参数,其余依次为裂缝的方位和穿透比。

关键词:低渗透油气藏 压裂 裂缝方位 裂缝导流能力 数值模拟

中图分类号:TE357. 2 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)06-0069-04

Optimization of Fracturing Parameters for Ultra-Low Permeability Reservoirs

Su Yuliang¹, Mu Lijun², Fan Wenmin², Li Zhiwen², Gao Li¹

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, Shandong, 266555, China; 2. Research Institute of Oil & Gas Technology, Changqing Oilfield Branch, Xi'an, Shaanxi, 710021, China)

Abstract: Hydraulic fracturing is an effective method to improve ultra-low permeability reservoir development. Proper fracturing parameters selection is required to take advantage of the fracture. Taking ultra-low permeability reservoir as an example, hydraulic fracture is simulated using rectangular and PEBI grid. Through reservoir simulation, fracture azimuth and conductivity, penetration ratio in inverted nine-spot pattern are optimized. The effect of fracture parameters on development performance of ultra-low permeability reservoir is analyzed using orthogonal experiment. The result shows that well pattern should consider fracture azimuth or the maximum horizontal stress orientation. It is not true the higher the fracture flow conductivity and penetration ratio, the better of development performance. Instead, an optimum value exists. For ultra-low permeability reservoir, the main parameter that affects recovery is fracture azimuth, followed by fracture conductivity and penetration ratio. The main parameter that affects water cut is fracture conductivity, followed by fracture azimuth and penetration ratio.

Key words: low permeability pools; fracture; fracture azimuth; fracture conductivity; numerical simulation

特低渗透油藏具有渗透率低、储层物性差、非均质性严重、层间差异大的特点,因此压裂是目前国内外开发特低渗透油藏广泛采用的改造油气层、提高油气井产量的有效措施之一^[1]。为了充分发挥水力裂缝的作用,裂缝参数优化对于特低渗透油田合理有效的开发显得尤为重要^[2]。然而现有的水力裂缝模拟研究大多采用直角网格加密方法来模拟裂缝参数,该方法虽然可以模拟裂缝的形态和方位,但在数值模拟中却不能真实反映出水力裂缝的大小和属性。为此,笔者采用矩形网格剖分与 PEBI 网格剖分相结

合方法模拟水力裂缝,探讨裂缝方位、裂缝导流能力以及裂缝穿透比对特低渗透油田开发动态的影响。

收稿日期:2011-06-14;**改回日期:**2011-10-12。

作者简介:苏玉亮(1970—),男,山东广饶人,1992年毕业于石油大学(华东)采油工程专业,1995年获石油大学油气田开发工程专业硕士学位,2005年获西安交通大学动力工程及工程热物理专业博士学位,教授,博士生导师,主要从事低渗透油藏驱替机理及开采、注气提高采收率、深水油气田开发等方面的研究。

联系方式:(0532)86983115, suyuliang@upc.edu.cn。

基金项目:中国石油重大科技专项“长庆油田油气当量上产5000万吨关键技术研究”(编号:2008E-1305)部分研究内容。

1 模型的建立及参数选取

以长庆油田某特低渗透油藏的地质模型为原型,选择油藏渗透率和孔隙度高的有利区域进行研究。油藏储层埋深 1 100~1 300 m,所选区域的面积为 1.23 km²,地质储量为 113.78×10⁴ t。油藏和流体物性参数:有效厚度 11.4 m,平均孔隙度 13.3%,平均渗透率 $2.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原始地层压力 9.13 MPa,饱和压力 6.19 MPa,原始气油比 79.1 m³/t,地层原油体积系数 1.21,地层水体积系数 1.00,地层原油黏度 1.96 mPa·s,地面原油黏度 4.85 mPa·s,地面原油密度 0.835 kg/L,地层水密度 1.000 kg/L,地层水黏度为 0.45 mPa·s,原始含油饱和度 57.3%,岩石压缩系数 $2.15 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$,原油压缩系数 $13.83 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$,地层水压缩系数 $1.00 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ 。数值模型网格取 $38 \times 36 \times 4 (x \times y \times z)$, x 、 y 方向网格步长取 30 m,深度采用变深度。油水的相对渗透率数据见图 1。

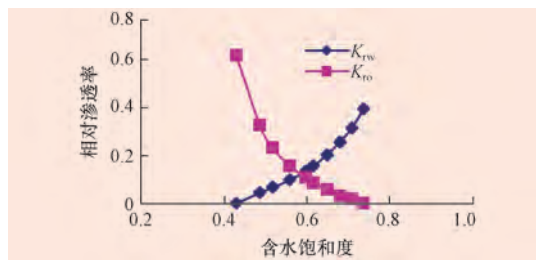


图 1 油水相对渗透率曲线

Fig. 1 Oil/water relative permeability curve

该油藏的最大主应力方向为北东方向 NE67°。井网为正方向反九点井网,井排方向为东西向,井距为 300 m×300 m。模拟计算时采油井井底流压为 3 MPa,注水井井底流压取 28 MPa,采油井压裂,注水井不压裂。

2 裂缝处理及裂缝参数优化

2.1 裂缝处理

选用数值模拟软件 Eclipse 中近井筒模块(NWM)对水力裂缝进行模拟,该模块针对油井近井地带局部物性变化进行细分计算,其网格系统包括井筒径向网格、裂缝矩形网格和裂缝与油藏连接处的 PEBI 网格。该网格划分方法具有网格划分灵活的特性,可以实现各种角度裂缝网格的划分,减少网格取向效应,从而对任意压裂裂缝的延伸方位进行模拟^[3]。

水力裂缝模型和网格剖分见图 2 和图 3。

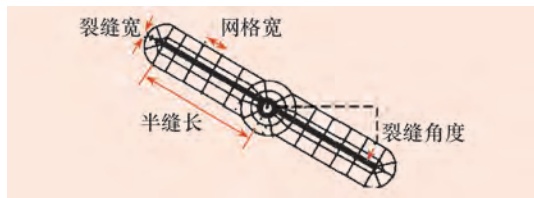


图 2 水力裂缝模拟

Fig. 2 Hydraulic fracture simulation scheme

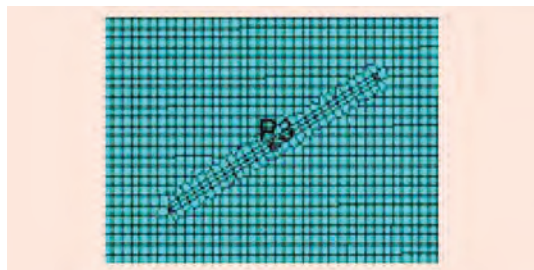


图 3 水力裂缝网格剖分示意

Fig. 3 Schematic layout of fracture mesh generation

2.2 裂缝参数优化

水力压裂参数主要包括裂缝方位(采油井排与人工裂缝的夹角)、裂缝穿透比(裂缝半长与井距的比值)和裂缝导流能力。为了分析方便,模拟是在保持缝宽不变的条件下($W=0.005 \text{ m}$),通过改变裂缝渗透率,从而改变裂缝导流能力进行的。

为了对裂缝参数进行深入分析,根据低渗透油藏开发经验选取各参数的取值,裂缝方位取 0°,23°,45°,60°和 90°,裂缝导流能力取 50×10^{-3} , 100×10^{-3} , 150×10^{-3} , 200×10^{-3} 和 $250 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$,裂缝穿透比取 0.1,0.2,0.3,0.4 和 0.5。对这 3 个参数进行随机组合,建立了 115 个非均质地质模型进行数值模拟。

2.2.1 裂缝方位

图 4 为裂缝方位与采出程度关系曲线。从图 4 可以看出,在不同裂缝穿透比和不同裂缝导流能力下,不同裂缝方位的采出程度变化趋势是相同的。从图 4 还可看出,正方形反九点井网采油井排与人工裂缝的夹角为 23°和 90°时的开发效果较好,23°略优于 90°。其原因是夹角为 23°时,首先,沿裂缝方向注水井和生产井间距离较大,不但避免了裂缝方向上采油井过早水淹,而且增大了注入水波及面积,最终采出程度高;其次,裂缝长度的可调范围变大,不会出现因穿透比过大导致相邻油井水窜的情况,同时该方向也与最大主应力方向相吻合,所以说正方向反九点井网压裂裂缝方位与最大主应力方向平行时压裂效果最好。

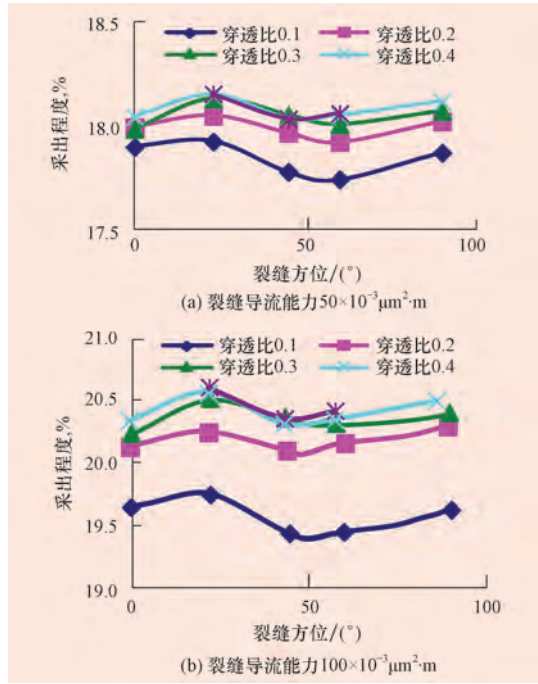


图 4 裂缝方位与采出程度的关系曲线

Fig. 4 Relationship between recovery and fracture azimuth

2.2.2 裂缝导流能力

要发挥压裂油井的潜能,就要使压裂裂缝的导流能力与地层供液能力相匹配^[4-5]。为此,笔者在不考虑导流能力失效的情况下,模拟计算了导流能力对才采出程度的影响。图 5 为裂缝方位为 23°时的模拟计算结果。

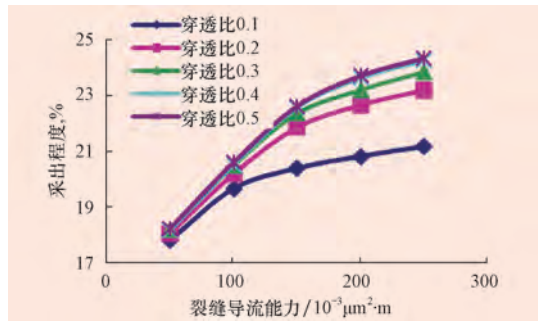


图 5 不同裂缝穿透比下导流能力与采出程度的关系

Fig. 5 Relationship between recovery and fracture conductivity under different fracture length

由图 5 可以看出,在不同穿透比下均是导流能力越高,采出程度越高,但采出程度的提高幅度随导流能力的增大不断减小,当裂缝导流能力大于 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 以后,采出程度的增幅迅速减小,采出程度直至趋于相近。增大裂缝导流能力,势必要增大压裂时的加砂量,导致成本增加。由此可看出,裂缝导流能力不是越大越好,而是存在一个最佳值。对

于文中算例,最优导流能力为 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 。

2.2.3 裂缝穿透比

为了充分发挥水力裂缝的作用,又不导致油井过早水淹或压裂裂缝过长引起水窜,需要研究水力裂缝长度对油藏的影响^[6],以便确定不同井网形式和井距下的最佳裂缝长度,从而指导油井压裂改造。以裂缝方位为 23° ,导流能力为 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 压裂井的采出程度、含水率、无水采油期、无水采出程度的变化情况为例进行分析。

图 6 为裂缝穿透比与采出程度的关系曲线。由图 6 可以看出,虽然随着裂缝穿透比的增大,采出程度也相应增大,但是采出程度并不随穿透比的增加呈线性增加,而是随着穿透比增大,采出程度的增幅迅速递减,当穿透比大于 0.3 以后,增幅趋于平缓。其原因是人工裂缝内存在一定的渗流阻力,引起了一定的压降,裂缝越长对产能的影响越大。

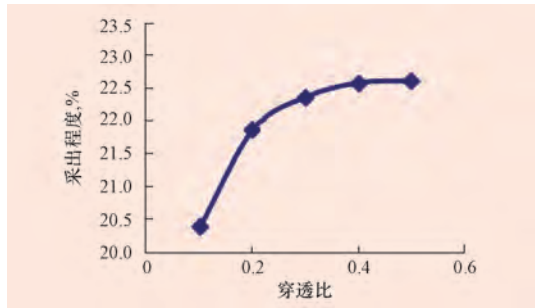


图 6 裂缝穿透比与采出程度的关系曲线

Fig. 6 Relationship between recovery and fracture length

图 7 为裂缝穿透比与含水率的关系曲线。由图 7 可知,随着裂缝穿透比的增大,油井含水率的变化趋势一般是先是无水采油期而后是平稳上升期,最后趋于稳定。

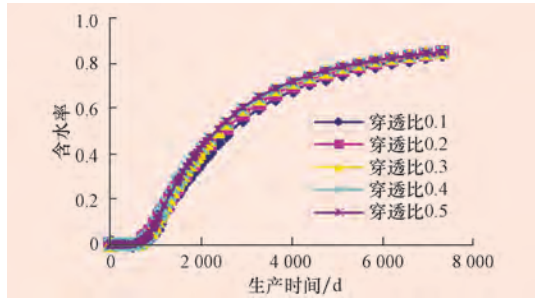


图 7 裂缝穿透比与含水率的关系曲线

Fig. 7 Relationship between water cut and fracture length

图 8 为裂缝穿透比与无水采油期、无水采出程度关系曲线。由图 8 可见:随着裂缝穿透比的增大,油井见水时间提前,这对注水开发很不利;裂缝穿透比在 0.3 时,无水采出程度达到最大,从该趋势看,

裂缝穿透比在 0.3 时最好,这与采出程度和裂缝穿透比关系的分析结果相同。

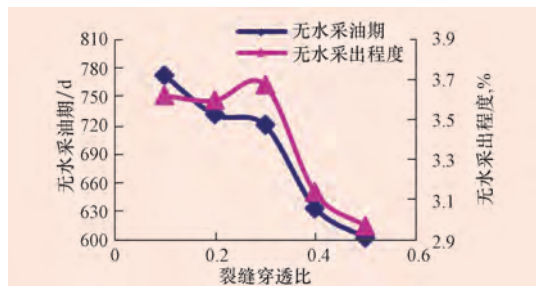


图 8 裂缝穿透比与无水采油期、无水采出程度的关系曲线
Fig. 8 Relationship between water free production period, water free recovery and fracture length

3 正交试验综合评价裂缝参数

由上述分析可以得到裂缝方位、裂缝穿透比、裂缝导流能力对开发动态的影响规律,但由于是单因素分析,无法得到各个影响因素的主次关系。为此根据正交试验设计的方法和思路,针对以上 3 个裂缝参数进行水平选择和方案设计,根据单因素分析时各个参数选取水平,设计了 $L_{25}(5^3)$ 正交试验方案,进行了 25 次数值模拟试验,结果如图 9 和图 10 所示。

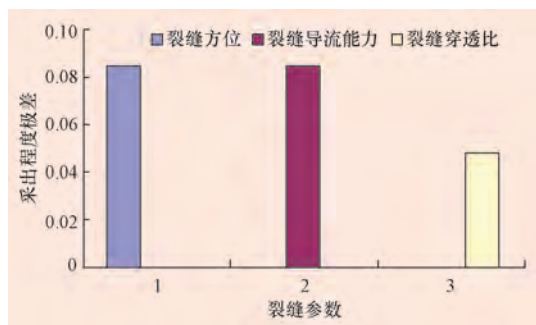


图 9 裂缝参数对采出程度影响程度的极差
Fig. 9 Histogram of recovery under different fracture parameters

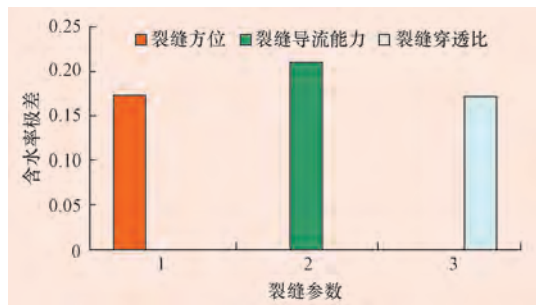


图 10 裂缝参数对含水率影响程度的极差
Fig. 10 Histogram of water cut under different fracture parameters

从图 9 可以看出,在所选的参数范围内对最终采出程度影响最大的是裂缝方位,其余依次是裂缝的导流能力和穿透比。由图 10 可知,裂缝参数中对压裂井含水率影响最大的因素是裂缝导流能力,其余依次是裂缝的方位和穿透比。

4 结 论

1) 对特低渗透油藏油井进行压裂设计时,设计裂缝方位时应考虑井网形式和最大主应力方向。文中 300 m 井距的正方向反九点井网压裂裂缝方位在 23° 即与最大主应力方向平行时,开发效果最好。

2) 裂缝导流能力、裂缝穿透比都不是越大越好,均存在一个最佳值。文中算例的最佳裂缝导流能力为 $150 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$,最佳裂缝穿透比为 0.3。

3) 在 300 m 正方向反九点井网系统下,裂缝参数中影响采出程度的主要参数为裂缝方位,其余依次为裂缝的导流能力和穿透比;影响含水率的主要参数为裂缝导流能力,其余依次为裂缝的方位和穿透比。

参 考 文 献

References

- [1] 李道品. 低渗透油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1999:25-30.
Li Daopin. The development of low permeability oilfield[M]. Beijing:Petroleum Industry Press,1999:25-30.
- [2] 吉德利. 水力压裂技术新进展[M]. 蒋圆,单文文,译. 北京:石油工业出版社,1993:223.
Gidley J L. New advances in hydraulic fracture technology [M]. Translater:Jiang Tian,Shan Wenwen. Beijing:Petroleum Industry Press,1993:223.
- [3] 魏明臻,王鸿勋,张士诚,等. 水平裂缝参数优化技术研究[J]. 断块油气田,1999,6(3):36-39.
Wei Mingzhen,Wang Hongxun,Zhang Shicheng, et al. Technology research on parameters optimization of horizontal fracture[J]. Fault-Block Oil & Gas Field,1999,6(3):36-39.
- [4] 崔显涛,马玉生,焦保富,等. 特低渗油田水力压裂参数优化研究[J]. 石油钻探技术,2001,29(5):61-63.
Cui Xiantao, Ma Yusheng, Jiao Baofu. Study on optimum hydraulic fracturing parameter in the lowest permeable reservoir [J]. Petroleum Drilling Techniques,2001,29(5):61-63.
- [5] 周琦,姜汉桥,陈民锋. 低渗油藏水井压裂增产优化研究[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,2008,23(4):43-48.
Zhou Qi, Jiang Hanqiao, Chen Minfeng. Fracturing parameter optimization of the water wells in low permeability reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition,2008,23(4):43-48.
- [6] Britt L K. Optimization oilwell fracture of moderate-permeability reservoir[R]. SPE 14371,1985.