

# 水平井整体压裂裂缝参数优化设计

曲占庆, 赵英杰, 温庆志, 于娇娇, 刘广忠

(中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266555)

**摘要:** 水平井压裂已成为低渗透油气藏开发的一项前沿技术,但目前该技术仅仅立足于单井压裂,没有考虑井网的影响。为此以提高整个区块的采收率为目标,以油藏整体为研究对象,提出了水平井整体压裂裂缝参数优化的基本思路。在优选水平井整体压裂井网的基础上,考虑水平井压裂裂缝形态,对缝长、裂缝条数、裂缝角度、缝宽、裂缝非均匀性和裂缝间距等参数进行了优化,预测了压裂水平井的生产动态,并制定了适合压裂水平井的生产制度。通过分析每个裂缝参数对油井累积产油量的影响程度,得到了影响压裂后水平井产能的裂缝主要参数和次要参数,在此基础上寻求裂缝参数的最优组合,为解决水平井整体压裂裂缝参数的优选问题提供了思路和借鉴。

**关键词:** 水平井 整体压裂 数值模拟 裂缝参数 优化设计

中图分类号: TE357.11

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)04-0106-05

整体压裂改造技术是低渗透油气藏注水开发的有效方法,实施整体压裂改造的关键之一是在储层中根据设计要求造缝并对裂缝参数进行优化<sup>[1]</sup>。迄今为止,对直井注采井网整体压裂裂缝参数优化设计已开展了大量研究<sup>[2-7]</sup>,并取得了一定的成果。水平井开发作为一种提高单井产油量和油气藏综合开发效益的有效手段,越来越受到重视,水平井压裂技术现已成为低渗透油气藏开发的一项前沿技术<sup>[8]</sup>。而对于水平井注采井网,由于其布井方式的特殊性,对其进行整体的压裂优化研究比较困难,所以与此相关的研究成果较少。为此,笔者应用自行开发的水平井整体压裂裂缝参数优化设计系统,对特定井网内水平井进行裂缝参数优化,提出了裂缝参数优化的基本方法,得到了特定井网下裂缝参数的最优值,以期对现场施工提供指导。

## 1 数学模型的建立

### 1.1 油藏模型

假设条件:油藏为三维两相系统,油层水平,等厚;油藏是非均质的,渗透率各向异性;油藏流体可微压缩,且压缩系数不变;考虑油藏的启动压力梯度;考虑重力和毛管压力影响;水平井井筒为套管完井,不考虑井筒本身对产油量的影响,仅依赖于射孔孔眼或裂缝生产;油井定压生产,水井定井底流压或

定注入流量(便于计算)。

油藏的基本数学模型为

$$\begin{cases} \nabla \cdot \left[ \frac{KK_{rw}}{B_w \mu_w} \nabla (p_w - \rho_w g D) \right] + q_{vw} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \\ \nabla \cdot \left[ \frac{KK_{ro}}{B_o \mu_o} \nabla (p_o - \rho_o g D) \right] + q_{vo} = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $K$  为油藏基质渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $K_{rw}$  为水相相对渗透率;  $B_w$  为水相体积系数;  $\mu_w$  为地层水粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $p_w$  为水相压力,  $\text{MPa}$ ;  $\rho_w$  为地层水密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $g$  为重力加速度,  $\text{m}/\text{s}^2$ ;  $D$  为地层厚度,  $\text{m}$ ;  $q_{vw}$  为标准条件下注入水的体积,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $\phi$  为孔隙度;  $S_w$  为含水饱和度;  $t$  为生产时间,  $\text{d}$ ;  $K_{ro}$  为油相相对渗透率;  $B_o$  为油相体积系数;  $\mu_o$  为地层原油粘度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $p_o$  为油相压力,  $\text{MPa}$ ;  $\rho_o$  为地层原油密度,  $\text{g}/\text{cm}^3$ ;  $q_{vo}$  为标准条件下的产油量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $S_o$  为含油饱和度。

辅助方程为

$$\begin{cases} S_o + S_w = 1 \\ p_o = p_w \\ K_{ro} = K_{ro}(S_o) \\ K_{rw} = K_{rw}(S_w) \\ \phi = \phi_0 [1 + C_f(p - p_i)] \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $\phi_0$  为地层原始孔隙度;  $C_f$  为地层综合压缩

收稿日期: 2012-05-11。

作者简介: 曲占庆,男,教授,博士,从事采油工程技术研究。联系电话: 13730981171, E-mail: quzhiq@hdpu.edu.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2011ZX05051)。

系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $p$  为油藏中任意点处的压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_i$  为原始地层压力,  $\text{MPa}$ 。

### 1.2 裂缝模型

由于垂直缝宽很小, 在研究水力裂缝时须建立两维两相模型。将裂缝模型假设为长方体, 以便于划分裂缝网格, 使之与油藏网格相对应。

假设条件包括: 裂缝是垂直裂缝, 形状为长方体; 裂缝是均质的, 渗透率各向同性; 裂缝可微压缩; 流体在裂缝中的流动为达西流动; 考虑裂缝随时间延长的失效性, 即考虑裂缝导流能力的衰减; 考虑裂缝内相对渗透率曲线及导压系数等对油藏渗流的影响; 考虑重力和毛管压力的影响。

裂缝模型<sup>[9]</sup> 包括油相和水相的连续性方程, 其表达式分别为

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \rho_o \frac{K}{\mu_o} \times \frac{\partial p_R}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \rho_o \frac{K}{\mu_o} \times \frac{\partial p_R}{\partial z} \right) + q_{of} = \phi S_o \rho_o (C_f + C_o) \frac{\partial p_o}{\partial t} + \phi \rho_o \frac{\partial S_o}{\partial t} \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \rho_w \frac{K}{\mu_w} \times \frac{\partial p_R}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \rho_w \frac{K}{\mu_w} \times \frac{\partial p_R}{\partial z} \right) + q_{wf} = \phi S_w \rho_w (C_f + C_w) \frac{\partial p_w}{\partial t} + \phi \rho_w \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (4)$$

式中:  $x$  为裂缝中任意点沿缝长方向距井底的距离,  $\text{m}$ ;  $p_R$  为地层压力,  $\text{MPa}$ ;  $z$  为裂缝中任意点沿缝高方向距井轴的距离,  $\text{m}$ ;  $q_{of}$  为从油藏流向裂缝的地层原油流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $C_o$  为油相压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ ;  $q_{wf}$  为从油藏流向裂缝的地层水流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $C_w$  为水相压缩系数,  $\text{MPa}^{-1}$ 。

辅助方程为

$$\begin{cases} S_o + S_w = 1 \\ p_o = p_w \end{cases} \quad (5)$$

### 1.3 边界条件

油藏外边界条件为

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{x=0} = 0, \left. \frac{\partial p}{\partial x} \right|_{x=L} = 0 \\ \left. \frac{\partial p}{\partial y} \right|_{y=0} = 0, \left. \frac{\partial p}{\partial y} \right|_{y=L} = 0 \\ \left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{z=0} = 0, \left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{z=L} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $L$  为所取油藏模型的长度,  $\text{m}$ ;  $y$  为裂缝中任意点沿缝宽方向距井轴的距离,  $\text{m}$ 。

油藏内边界条件为

$$p_{wf} = C \quad (7)$$

式中:  $p_{wf}$  为生产井井底流压,  $\text{MPa}$ ;  $C$  为生产井井底压力,  $\text{MPa}$ 。

裂缝外边界条件为

$$\begin{cases} \left. \frac{\partial p_f}{\partial x} \right|_{x=0} = 0, \left. \frac{\partial p_f}{\partial x} \right|_{x=\frac{L_x}{2}} = 0 \\ \left. \frac{\partial p_f}{\partial y} \right|_{y=0} = 0, \left. \frac{\partial p_f}{\partial y} \right|_{y=\frac{L_y}{2}} = 0 \\ \left. \frac{\partial p_f}{\partial z} \right|_{z=0} = 0, \left. \frac{\partial p_f}{\partial z} \right|_{z=\frac{L_z}{2}} = 0 \end{cases} \quad (8)$$

式中:  $p_f$  为裂缝中任意点处的压力,  $\text{MPa}$ ;  $L_x$  为缝长,  $\text{m}$ ;  $L_y$  为缝宽,  $\text{m}$ ;  $L_z$  为缝高,  $\text{m}$ 。

当  $y = L_y/2$  时, 油藏与裂缝之间的地层流体交换量相同, 即

$$\begin{cases} q_{fi} = q_{fi} \\ p_f(i, j, k) = p_f(i, k) \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $q_{fi}$  为从油藏流向裂缝的地层流体流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $i$  为缝长方向网格编号, 其值为  $1, 2, 3, \dots, n_x$ ,  $n_x$  为缝长方向网格总数;  $q_{fi}$  为从裂缝流向油藏的地层流体流量,  $\text{m}^3/\text{d}$ ;  $p_f$  为对应网格块内油藏压力,  $\text{MPa}$ ;  $j$  为缝宽方向网格编号, 其值为  $1, 2, 3, \dots, n_y$ ,  $n_y$  为缝宽方向网格总数;  $k$  为缝高方向网格编号, 其值为  $1, 2, 3, \dots, n_z$ ,  $n_z$  为缝高方向网格总数。

裂缝内边界条件为: 采油井井底流压保持不变。

## 2 裂缝参数优化算例

基于所建数学模型, 应用自行开发的水平井整体压裂优化设计软件对主要裂缝参数进行优化。为保证软件计算数据的可比性, 采用控制变量法研究某一裂缝参数对生产数据的影响, 算例中油藏基本参数取自赵凹油田某区块。

油藏基本参数包括: 地层厚度为  $27.2 \text{ m}$ , 油相体积系数为  $1.58$ , 地层水平渗透率为  $0.018 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 地层原油密度为  $0.8 \text{ g/cm}^3$ , 垂向渗透率与水平渗透率的比值为  $1.1$ , 地层原油粘度为  $1.4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ ; 原始地层压力为  $25.35 \text{ MPa}$ , 油相压缩系数为  $0.3003743 \text{ MPa}^{-1}$ ; 孔隙度为  $0.1453$ , 地层压缩系数为  $0.0006 \text{ MPa}^{-1}$ , 表皮系数为  $0$ , 地层水密度为  $1 \text{ g/cm}^3$ , 地层水粘度为  $1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ , 地层水压缩系数为

0.000 56 MPa<sup>-1</sup>, 初始含水饱和度为 0.30 残余油饱和度和为 0.34。油水两相相对渗透率数据如表 1 所示。

$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$
0.491	1.000	0
0.504	0.832	0.009
0.517	0.677	0.020
0.531	0.536	0.033
0.544	0.409	0.046
0.556	0.309	0.058
0.569	0.208	0.073
0.583	0.122	0.090
0.597	0.060	0.105
0.610	0.018	0.121
0.623	0	0.137

计算时,只考虑由裂缝向井筒的渗流,不考虑由油藏单元直接渗入井筒这一过程。由于井径相对油藏单元格来说非常小,含水平井井筒的油藏单元格可忽略水平井井筒对产能的影响。利用水平井整体压裂优化设计软件,模拟 10 a 生产井的生产情况,对影响压裂水平井产能的主要裂缝参数<sup>[10]</sup>进行分析,从而得到最优的裂缝参数组合。

### 2.1 注水井缝长

分析不同缝长时生产 10 a 后油藏的含水率和采出程度发现,累积产油量均在  $55 \times 10^4 \text{ m}^3$  左右,说明注水井缝长对累积产油量影响不大,但缝长为 80 m 时的含水率最低,采出程度最高。由此确定最佳注水井缝长为 80 m。

### 2.2 生产井裂缝参数

#### 2.2.1 缝长

生产井缝长是影响压裂水平井生产动态的一个重要因素。在施工过程中,受沿水平井井筒地应力的分布、压裂方法的限制以及天然裂缝密集带分布不均匀的影响,压开的各条缝长可能不同,有必要分析缝长对压裂井产能的影响。

经计算可知:生产井缝长不同时油藏的含水率基本相同;缝长为 120 和 140 m 时,采出程度分别为 21.93% 和 22.01%,两者相差不大。缝长为 160 和 180 m 时,采出程度分别为 22.45% 和 22.42%,增加缝长对采出程度提高不明显。综合油藏累积产油量并考虑到成本,确定最优生产井缝长为 120 m。

#### 2.2.2 裂缝条数

随着压开的裂缝条数的增多,油井累积产油量会发生变化,当裂缝条数过多时,裂缝之间会发生干

扰。由图 1 可见,当裂缝条数由 3 条增至 4 条时,累积产油量增加幅度变缓,说明裂缝间已经开始产生干扰。综合经济因素,裂缝条数为 3 条时最优。

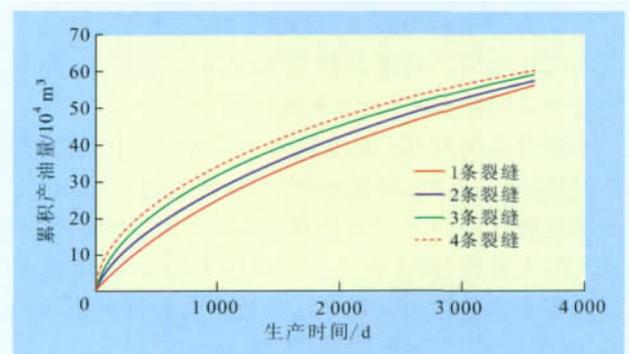


图 1 不同裂缝条数下的累积产油量

#### 2.2.3 裂缝角度

在进行压裂时,裂缝的延伸方向总是垂直于最小主应力方向,但是受钻井及地质条件的影响,水平井井筒方向不一定沿最小主应力方向,因此裂缝方向会与井筒方向成一定的角度。

从图 2 可以看出,累积产油量随裂缝角度的增大而增加,这是因为随着裂缝与水平井井筒夹角的增大,各条裂缝之间的垂直距离变大,因而各条裂缝之间的相互干扰减小,有效泄油面积增大。但当裂缝角度为 45°、60° 和 90° 时,井网的累积产油量相差不大。在现场实践中裂缝与井筒垂直时施工工艺相对简单,因此裂缝角度的最优值为 90°。

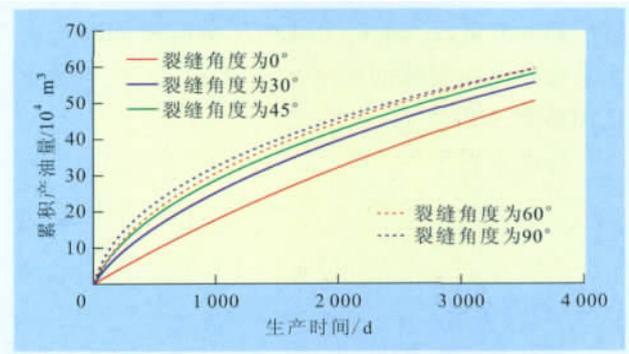


图 2 不同裂缝角度下的累积产油量

#### 2.2.4 缝宽

因为支撑剂选用的种类不同,缝宽不尽相同,导致裂缝导流能力存在差异。当缝宽分别为 0.006, 0.008 和 0.01 m 时,油藏含水率均为 24.85%,采出程度分别为 20.85%, 21.09% 和 21.32%,累积产油量分别为  $55.226 \times 10^4$ ,  $55.854 \times 10^4$  和  $56.471 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。结果表明,缝宽对油藏含水率基本无影响,对采出程度的提高幅度也不大。综合考虑成本等因

素,选择缝宽最优值为0.006 m。

### 2.2.5 裂缝非均匀性

裂缝的非均匀性主要是指裂缝间距、裂缝分布和缝长的非均匀性。

**非均匀裂缝间距** 为研究裂缝间距的非均匀性对水平井整体压裂的影响,在两端裂缝间距一定的情况下,设计4种方案进行计算。假设水平井井筒上有4条裂缝,方案I,间距分别为50,200和50 m;方案II,间距均为100 m;方案III,间距分别为120,60和120 m;方案IV,间距分别为200,50和50 m。由图3可以看出,方案I累积产油量最低,方案II和方案III累积产油量相当,方案IV累积产油量最高。由此表明,两端裂缝对累积产油量的影响比中间裂缝的影响大很多。需要指出的是,这与井网中井位的布置密切相关,在所用井网中,注水井对两端裂缝的影响要比对中间裂缝的影响大得多。

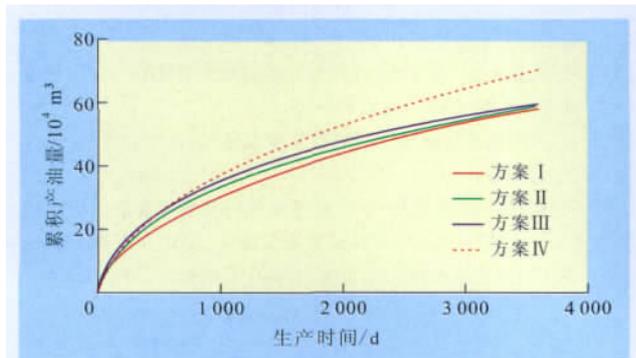


图3 不同非均匀裂缝间距下的累积产油量

**非均匀裂缝分布** 受压裂技术的限制以及地层压力分布的影响,进行压裂施工时并不能保证裂缝的分布是均匀的,为研究裂缝分布的非均匀性对井网累积产油量的影响,设计4种方案进行模拟计算,假设水平井井筒上有3条裂缝,裂缝夹角均为90°。方案I,3条裂缝向下延伸长度大于向上延伸长度;方案II,两端裂缝向上延伸长度大于向下延伸长度,中间裂缝则相反;方案III,右端裂缝向下延伸长度大于向上延伸长度,其他2条裂缝与之相反;方案IV,3条裂缝上下延伸长度相同。计算得出4种方案累积产油量基本相同,由此可见,裂缝分布的非均匀性对累积产油量的影响不大。

**非均匀缝长** 在水平井压裂中,沿井筒会分布几条裂缝,哪些裂缝对产油量的影响最大一直是研究者比较关心的问题。设计了3种方案进行计算,假设水平井井筒上均有3条裂缝。方案I,3条裂缝等长;方案II,中间缝长大于两端缝长;方案III,中

间缝长小于两端缝长。由图4可以看出,方案II累积产油量最低,方案I累积产油量最高。这也证明了两端裂缝对中间裂缝有一定的屏蔽作用。经计算,方案I的含水率比方案III的含水率高3.11%,因此在施工中应减小中间裂缝的长度,这样既可以保证有较高的累积产油量,又可以减小含水率的上升,节约成本。

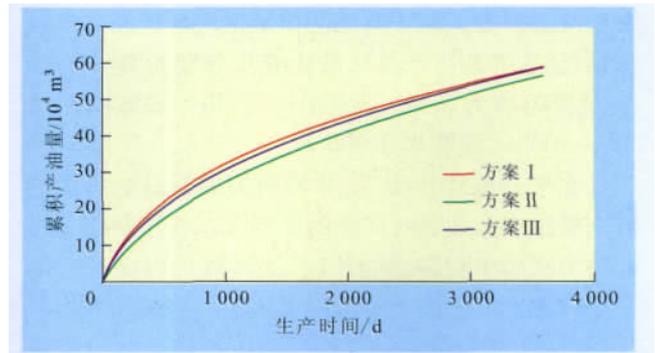


图4 不同非均匀缝长下的累积产油量

### 2.2.6 裂缝间距

在缝长相等的情况下,由不同裂缝间距时的累积产油量(图5)可见,当裂缝间距为200 m时,干扰作用已经减弱,累积产油量上升较为明显;裂缝间距从200 m增至300 m,累积产油量的增加相对明显;继续增加裂缝间距,300 m与400 m时累积产油量基本相同。对不同裂缝间距时的采出程度及含水率进行分析可知,当裂缝间距大于300 m后,若继续增大裂缝间距,油藏的采出程度及含水率基本保持不变。因此,最佳的裂缝间距为200~300 m。

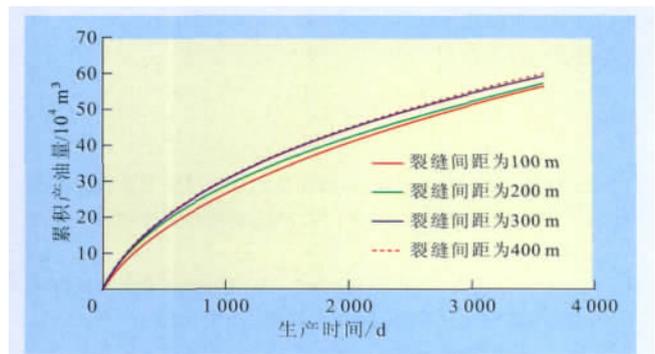


图5 不同裂缝间距下的累积产油量

当裂缝参数取不同值时,采出程度的最大值与最小值之差与平均采出程度的比值不同。笔者利用该值考察裂缝参数对采出程度的影响程度。结果表明,裂缝参数对采出程度的影响程度从大到小依次为:裂缝条数(16.89%)、裂缝角度(14.65%)、缝宽(12.51%)、非均匀裂缝间距(9.82%)、裂缝间距

(9.68%)、生产井缝长(8.36%)、非均匀缝长(4.17%)、注水井缝长(3.14%)、非均匀裂缝分布(无影响)。

### 3 结 论

对于一定的油藏和裂缝性质,存在相对最优的裂缝形态参数。对于赵凹油田某区块最佳裂缝参数包括:注水井和生产井的最优缝长分别为 80 和 120 m,裂缝条数为 3 条,裂缝角度为  $90^\circ$ ,裂缝间距为 200~300 m,缝宽为 0.006 m。

水平井整体压裂后,井筒两端的裂缝对产能的影响要比中间裂缝对产能的影响大。在压裂施工时应适当减小中间裂缝的长度,这样既可以保证产能又可以在一定程度上降低施工成本。裂缝的非均匀性对产能的影响相对较弱一些,压裂设计时可以将这些因素放在次要位置。

通过分析裂缝参数对采出程度的影响程度,得到裂缝参数对水平井压裂产能的影响程度,从大到小依次为:裂缝条数、裂缝角度、缝宽、非均匀裂缝间距、裂缝间距、生产井缝长、非均匀缝长、注水井缝长、非均匀裂缝分布。为使水平井生产和经济效益最佳,在压裂设计前,必须首先明确水平井压裂最优裂缝条数和缝长。找出影响水平井整体压裂产能的主要因素和次要因素,在此基础上寻求裂缝参数的

最优组合,即可解决水平井整体压裂裂缝参数的优选问题。

#### 参考文献:

- [1] 李宗田,李凤霞,黄志文.水力压裂在油气田勘探开发中的关键作用[J].油气地质与采收率,2010,17(5):76-79.
- [2] 温庆志,蒲春生,曲占庆,等.低渗透、特低渗透油藏非达西渗流整体压裂优化设计[J].油气地质与采收率,2009,16(6):102-104,107.
- [3] 王明,朱维耀.低渗透油藏五点法井网压裂产能计算及其影响因素[J].油气地质与采收率,2010,17(3):83-85,89.
- [4] 于永波.新站低渗透油田裂缝参数优化设计[J].大庆石油学院学报,2005,29(4):23-25.
- [5] 张士诚,温庆志,王凤和,等.水平缝四点井网整体压裂裂缝参数优化设计[J].石油学报,2004,25(1):74-78.
- [6] 黄波,曾晓慧,屈怀林,等.水平裂缝油藏整体压裂改造数值模拟研究[J].西南石油学院学报,2006,28(3):8-10.
- [7] 杨能宇,张士诚,王鸿勋.整体压裂水力裂缝参数对采收率的影响[J].石油学报,1995,16(3):70-76.
- [8] 王雷,张士诚.水力压裂水平井产能预测数值模拟[J].油气地质与采收率,2010,17(5):95-98.
- [9] 连小华.低渗油藏整体压裂数值模拟研究[D].东营:中国石油大学,2008.
- [10] 王欣,段瑶瑶,郝雪梅.水平井注采井网及裂缝参数优化研究[C]//中国石油油气藏改造重点实验室.2008年低渗透油气藏压裂酸化技术新进展.北京:石油工业出版社,2008:11-19.

编辑 常迎梅

(上接第 105 页)

#### 参考文献:

- [1] 王艳忠,操应长,李永新.东营凹陷北带沙四段上亚段近岸水下扇砂砾岩储集物性对比[J].油气地质与采收率,2010,17(4):9-12.
- [2] 刘建伟,王宇宾,王树军,等.红台 204 井致密气藏大型压裂技术应用实践[J].石油钻采工艺,2004,26(2):62-65.
- [3] 李文洪,刘建伟,王辉,等.红台 2-17 低压气藏水平井大型压裂实践[J].新疆石油天然气,2008,4(增刊):133-136.
- [4] 虞建业,沈飞,顾庆宏,等.水平井射孔参数对压裂起裂压力的影响[J].油气地质与采收率,2011,18(1):105-107,110.
- [5] Medlin W L, Flitch J L. Abnormal treating pressures in massive hydraulic fracturing treatments[J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40(5):633-642.
- [6] Lei Qun, Jiang Tingxue, Xu Yun, et al. The study and application of low-damage and massive hydraulic fracturing technique in tight gas formations with high temperature and high pressure[R]. SPE 114303, 2008.
- [7] 温庆志,罗明良,李加娜,等.压裂支撑剂在裂缝中的沉降规律[J].油气地质与采收率,2009,16(3):100-103.
- [8] 郭建春,卢聪,赵金洲,等.支撑剂嵌入程度的实验研究[J].煤炭学报,2008,33(6):661-664.
- [9] 卢聪,郭建春,王文耀,等.支撑剂嵌入及对裂缝导流能力损害的实验[J].天然气工业,2008,28(2):99-101.
- [10] 寇永强.大型压裂技术在特低渗透薄互层油藏的应用——以梁家楼油田梁 112 块为例[J].油气地质与采收率,2004,11(3):61-62.
- [11] 黄成江.试井资料在低渗透油藏评价中的应用[J].油气地质与采收率,2011,18(2):83-86.

编辑 常迎梅

**Ma Kuiqian, Liu Yingxian, Zhang Jun et al. Study of harmonic decline equation considering power law fluid feature for heavy oil reservoir. *PGRE*, 2012, 119(4):97–98.**

**Abstract:** It is obvious that there is power law feature for heavy oil, but the normal Aprs decline equation can not describe the power law feature for heavy oil. Aiming at this phenomenon, we conducted the harmonic decline equation based on the production equation and relative permeability curve of heavy oil reservoir. By means of this new equation, we can analyze the production of heavy oil reservoir, and we also can forecast the production decline rule. The solution of the study shows that the power law feature of the heavy oil effects the production decline law obviously, the higher of the power low index, the lower of the production, so, the power law feature should be considered when we forecast the production of the heavy reservoir, so as to make sure that the result of the forecast is reasonable.

**Key words:** heavy oil; power law; harmonic decline; production equation; relative permeability curve; decline law

**Ma Kuiqian,** Tianjin Branch company of CCLT, Tianjin City, 300452, China

**Zhou Peng, Chen Xiaofan, Yue Ping et al. Establishment of a new type of water drive characteristic curve. *PGRE*, 2012, 19(4):99–102.**

**Abstract:** In the analysis and prediction of water drive performance of reservoirs, water–drive characteristic curves used to predict recoverable reserves, recovery efficiency and evaluate reservoir performance in a water–drive oilfield, so, its characteristic curves are widely used in study and field application, but it can only correspond a single relationship between water cut and reserves recovery percent. In order to better reflect and describe the different types of the rising trend of water cut of water drive reservoir, a new type of water drive characteristic curves has been established based on the two existed double logarithmic water flooding characteristic curves. Accordingly, the water cut and degree of recovery can be obtained and then it is taken as a function of style to draw the convex function, S, concave curve type of diagram of this function. The new drive characteristic curves of water has been used in a real field case, by choosing different parameters to predict recoverable reserves in this block, comparing with the actual value and selecting the one with smaller error, we build the best expression of the water drive curve to predict the rising trend of water cut in this block. Through comparative analysis of two instances, the new water drive characteristic curve is more suitable in medium–high water stage, but low feasibility for high and higher water cut stage.

**Key words:** water drive characteristic curve; recoverable reserves; water cut; recovery percentage of reserves; water drive reservoir

**Zhou Peng,** State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China

**Lu Cong, Guo Jianchun, Wang Jian et al. Study and application of massive hydraulic fracturing technique in Y104–1C well conglomerate formation. *PGRE*, 2012, 19(4):103–105.**

**Abstract:** Aiming at the fact that the southern areas of Bohai conglomerate reservoir natural capacity is low, without obvious inter-layer, filter lost badly, and conventional hydraulic fracturing is low in production stimulation, this paper conducted the research and application of technology on Y104–1C well. According to the reservoir geological characteristics and well conditions, the paper studied the fracturing scale, the perforating section, and the optimization of fracturing material selection, as well as field application. We completed the fluid injection into well up to 1000 m<sup>3</sup> with proppant of 120 m<sup>3</sup> at pump displacement rate of 7.2 m<sup>3</sup>/min. After treatment, average fluid flowing production achieved 45.2 t/d, average daily oil production at 31.7 t, and the stimulation performance and the economic benefit are remarkable. This well fracturing technique, the successful application in the southern areas of Bohai conglomerate reservoir, is a significant breakthrough, and has provided valuable experience.

**Key words:** conglomerate; massive hydraulic fracture; perforation; proppant; Bonan area

**Lu Cong,** State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China

**Qu Zhanqing, Zhao Yingjie, Wen Qingzhi et al. Fracture parameters optimization in integral fracturing of horizontal well. *PGRE*, 2012, 19(4):106–110.**

**Abstract:** Horizontal well fracturing technology has been widely used, and greatly improved low–permeability reservoir production and recovery, it has become a cutting–edge technology of developing low permeability reservoirs. However, the fracturing technology is now only based on the single well fracturing, without considering the impact of well network. This paper studied the entire target block to enhance the recovery of the reservoir, and proposed the basic idea for fracturing parameters optimization design of horizontal well fracturing. Based on the optimization of horizontal well fracturing well pattern, and considering the parameters of horizontal well fracturing, such as the number of fractures, length, spacing, distribution, and angle, we predict the production performance of fractured horizontal wells. By analyzing the impact of each parameter on the cumulative production of oil wells, we got the degree of influence of fracture parameters for the fracturing horizontal well capacity, and got the main factors and secondary factors. On this basis, we obtained the optimized combination of fracture parameters, and achieved a good solution to the problem of a horizon well overall fracturing parameter optimization.

**Key words:** horizontal wells; integral fracturing; numerical simulation; fracture parameters; optimization design

**Qu Zhanqing,** School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China