

# 基于有限元数值模拟的致密储层体积压裂 效果影响参数分析

冯福平<sup>1</sup>, 雷扬<sup>1</sup>, 陈顶峰<sup>2</sup>, 胡超洋<sup>1</sup>, 王胡振<sup>1,3</sup>, 黄芮<sup>1</sup>

(1. 东北石油大学石油工程学院, 黑龙江 大庆 163318; 2. 中国石油吉林油田扶余采油厂, 吉林 松原 138000;  
3. 中国石油天然气集团有限公司油气藏改造试井与评价重点实验室, 黑龙江 大庆 163318)

**摘要:**致密储层体积压裂作业后形成复杂裂缝网络,通过改变压裂井附近的渗流场来增大水平井产量,目前针对致密储层体积压裂影响参数对水平井投产后不同时间段压裂效果影响的权重分析较少。通过建立适用于致密油藏油水两相有限元方程对复杂裂缝网络进行有限元数值模拟,采用正交实验与灰色关联法分析水平井体积压裂影响参数在油井投产10年内对产能的影响程度。研究结果表明,裂缝导流能力决定水平井压裂初期产能,裂缝长度决定水平井日产量的递减速度以及后期阶段稳产的产量水平,随着压裂井生产不断进行,裂缝长度取代裂缝导流能力成为影响产量的关键性因素。水平井投产不同时间段内各影响参数对压裂效果的影响程度研究可以为致密储层体积压裂水平井施工设计提供理论支持。

**关键词:**致密油藏;影响参数;体积压裂;有限元数值模拟;复杂裂缝

中图分类号: TE377

文献标识码: A

## Parameter analysis of SRV fracturing effect of tight reservoirs based on finite element numerical simulation

Feng Fuping<sup>1</sup>, Lei Yang<sup>1</sup>, Chen Dingfeng<sup>2</sup>, Hu Chaoyang<sup>1</sup>, Wang Huzhen<sup>1,3</sup> and Huang Rui<sup>1</sup>

(1. Petroleum Engineering School, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. Fuyu Oil Production Plant, Jilin Oilfield, PetroChina, Songyuan, Jilin 138000, China; 3. Key Laboratory for Well Test and Evaluation of Oil and Gas Reservoir Reconstruction, China National Petroleum Corporation LTD., Daqing, Heilongjiang 163318, China)

**Abstract:** In general, complex fracture network was formed after SRV fracturing operation in tight reservoirs, and the horizontal well yield was increased by changing the seepage field near the fracturing wells. At present, there was few weight analysis about the influence of SRV fracturing influence parameters of tight reservoirs on fracturing effect at different periods after the production of horizontal wells. By establishing the two-phase finite element equation which was applicable to the tight oil reservoir and water, finite element numerical simulation of complex fracture network was carried out, and the orthogonal experiment and grey correlation method were adopted to analyze the influence degree of horizontal well volume fracturing influence parameters on productivity of oil wells within 10 years. The results showed that the fracture conductivity determines the initial fracturing productivity of horizontal wells, and the fracture length determined the decline rate of daily production of horizontal wells and the level of steady production in the later stage. With the continuous production of fracturing wells, the fracture length replaced the fracture conductivity and became a key factor affecting the yield. The research on the influence degree of each influence parameter on the fracturing effect in different periods in which horizontal wells could provide theoretical support for the construction and design of SRV fracturing horizontal wells in tight reservoirs.

**Key words:** tight reservoir, influence parameters, volume fracturing, finite element numerical simulation, complex fracture

致密储层具有孔隙结构复杂、喉道细微、渗透率低、渗流阻力大等特点,常规压裂技术很难达到预期的增产效果,通过国内外非常规油气藏的开发实践证明可知体积压裂现已成为开发致密油藏的有效手

收稿日期:2018-01-03。

第一作者简介:冯福平(1982—),男,博士,教授,油气井工程力学。

基金项目:黑龙江省普通本科高等学校青年创新人才培养计划“致密储层压裂效果评价机理及量仪表征方法研究”(UNPYSCT-2016127)。

段<sup>[1]</sup>。体积压裂技术通过形成一条或多条主裂缝延伸来沟通多条次生裂缝形成复杂裂缝网络,从而提高单井产量<sup>[2-3]</sup>,合理设计压裂影响参数有助于提高体积压裂的压裂效果<sup>[4]</sup>。因此,所压裂缝的各项参数对压裂效果的影响程度研究现已成为体积压裂工艺改进的重点<sup>[5-7]</sup>。人们对致密储层体积压裂影响参数进行分析时,通常只是确定同一参数下不同数值中的最佳方案<sup>[8-13]</sup>,这种单一性分析方法忽略了各个影响参数对产能的不同影响程度以及因时间效应造成的各个影响参数对产能影响程度的变化。本文应用有限元数值模拟,利用正交实验法对不同方案下致密储层体积压裂水平井产能进行模拟研究,结合灰色关联分析法确定压裂井投产10年内各影响参数权重,为致密储层体积压裂水平井相关参数的优化设计提供理论依据。

## 1 体积压裂理论模型建立

### 1.1 油水两相渗流有限元方程建立

本文模型假设油藏中存在油水两相渗流,油藏为非均质各向异性,考虑毛细管力的影响,渗流规律满足低速非达西渗流定律。

针对致密油藏油相渗流的微分方程为

$$\nabla \left[ \rho_o \frac{KK_{ro}}{\mu_o} (\nabla p_o - G_o) \right] + q_o = - \frac{\partial(\phi S_o \rho_o)}{\partial t} \quad (1)$$

水相渗流的微分方程为

$$\nabla \left[ \rho_w \frac{KK_{rw}}{\mu_w} (\nabla p_w - G_w) \right] + q_w = - \frac{\partial(\phi S_w \rho_w)}{\partial t} \quad (2)$$

式中:  $K_r$  为相对渗透率;  $p$  为压力, MPa;  $\mu$  为流体黏度, mPa·s;  $G$  为启动压力梯度, MPa/m;  $q$  为流量, m<sup>3</sup>/d;  $\phi$  为孔隙度, f;  $S$  为饱和度, f;  $t$  为时间, s;  $\rho$  为密度, kg/m<sup>3</sup>; 下标 o, w 分别为油相, 水相。

辅助方程:

$$\rho_o = \rho_o(p_o), \rho_w = \rho_w(p_w), K_{ro} = K_{ro}(S_o), K_{rw} = K_{rw}(S_w),$$

$$\phi = \phi(p_o), p_c = p_c(S_w) = p_o - p_w, S_o + S_w = 1$$

式中:  $p_c$  为毛管力, MPa。

初始条件:

$$p_o|_{(t=0)} = p_{oi}, S_w|_{(t=0)} = S_{wi}$$

外边界条件:

$$\frac{\partial p_o}{\partial n}|_{r_1} = 0, \frac{\partial S_w}{\partial n}|_{r_2} = 0$$

内边界条件:

$$p_o|_{r_3} = p_{oi}, S_w|_{r_4} = p_{wi}$$

基于式(1)和式(2)分别可得油相压力方程和水相饱和度方程。油相压力方程为:

$$\nabla \left[ \left( \frac{KK_{ro}}{\mu_o} + \frac{KK_{rw}}{\mu_w} \right) \nabla p_o - \frac{KK_{rw}}{\mu_w} \nabla p_c(S_w) - \frac{KK_{rw}}{\mu_w} G_w - \frac{KK_{ro}}{\mu_o} G_o \right] + \frac{q_o}{\rho_o} + \frac{q_w}{\rho_w} = \phi C_i \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3)$$

式中:  $C_i$  为压缩系数。

水相饱和度方程为:

$$\nabla \left[ \frac{KK_{rw}}{\mu_w} (\nabla p_o - G_w) - \frac{KK_{rw}}{\mu_w} \nabla p_c(S_w) \right] + \frac{q_w}{\rho_w} = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (4)$$

通过对式(3)在每个单元内进行积分后化为弱解形式,经过推导得出油相压力方程的矩阵形式:

$$\left[ \int_e B^T (T_o + T_w) B dx dy + \oint_{\Gamma_1} N^T (T_{o\tau} + T_{w\tau}) B d\Gamma \right] P + \left( \int_e \phi C_i N^T N dx dy \right) \frac{\partial P}{\partial t} = \oint_{\Gamma_2} N^T (q_{oi} + q_{wi}) d\Gamma + \oint_{\Gamma_1} N^T (v_o + v_w) d\Gamma + \int_e B^T T_w B dx dy P_c(S_w) \quad (5)$$

式中:  $N$  为形函数向量;  $B$ 、 $T$ 、 $P$  均为弱解形式矩阵。

同理可得水相饱和度方程的矩阵形式:

$$\left( \int_e N^T N \phi dx dy \right) \frac{\partial S}{\partial t} - \int_e B^T T B dx dy S = - \left( \int_e B^T T_w B dx dy + \oint_{\Gamma_1} N^T T_{w\tau} B d\Gamma \right) P + \oint_{\Gamma_1} N^T v_w d\Gamma + \int_e B^T T_w B dx dy P_c(S_w) - \int_e B^T T B dx dy S^n + \oint_{\Gamma_2} N^T q_{wi} d\Gamma \quad (6)$$

式中:  $S$  为弱解形式的展开矩阵。

油相压力的有限元平衡方程为

$$K_{ep} P + C_{ep} \frac{\partial P}{\partial t} = F_{ep} \quad (7)$$

式中:  $C_{ep} = \int_e \phi C_i N^T N dx dy$ ;

$$F_{ep} = \oint_{\Gamma_1} N^T (v_o + v_w) d\Gamma + \oint_{\Gamma_2} N^T (q_o + q_w) d\Gamma + \int_e B^T T_w B dx dy p_c(S_w);$$

$$K_{ep} = \int_e B^T (T_o + T_w) B dx dy + \oint_{\Gamma_1} N^T (T_o + T_w) B d\Gamma$$

水相饱和度的有限元平衡方程为

$$C_{es} \frac{\partial S}{\partial t} + K_{es} S = F_{es} \quad (8)$$

式中:

$$F_{es} = - \left( \int_e B^T T_w B dx dy + \oint_{\Gamma_1} N^T T_w B d\Gamma \right) P + \oint_{\Gamma_1} N^T v_w d\Gamma +$$

$$\int_e B^T T_w B dx dy p_c(S_w) + \oint_{\Gamma_2} N^T q_w d\Gamma;$$

$$C_{es} = \iint_{\Omega} \phi N^T N dx dy; K_{es} = - \iint_{\Omega} B^T T B dx dy$$

## 1.2 裂缝处理

在有限元法油藏数值模拟计算中,不能将每处裂缝都作为一个整体的结构单元,为了不影响有限元数值模拟网格划分,本文将裂缝线单元隐藏在基质单元中来对裂缝的导流作用进行分析,此时裂缝线单元与基质单元的划分同时进行,但必须将隐式裂缝线单元的刚度矩阵转换到岩体单元中,其转换公式表示为:

$$[N]^T [K_c] [N] = [K_F] \quad (9)$$

式中:[N]为形函数矩阵;[K<sub>c</sub>]为裂缝线单元的刚度矩阵;[K<sub>F</sub>]为基质单元的刚度矩阵。

## 2 模拟分析

### 2.1 方案设计

为研究各影响参数对体积压裂水平井压裂效果的影响,本文将裂缝长度、裂缝密度、裂缝导流能力3个因素作为研究重点,设计正交方案进行模拟研究,每个参数设计3个水平,共设计9种实验方案(表1),探究各个影响参数的不同数值组合方案对压裂效果的影响。

表1 正交设计方案

Table 1 Orthogonal design scheme

方案 序号	裂缝半长/ m	裂缝密度/ (每1 000 m裂缝条数)	裂缝导流能力/ ( $\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ )
1	150	10	15
2	200	10	20
3	250	10	25
4	150	13	20
5	200	13	25
6	250	13	15
7	150	16	25
8	200	16	15
9	250	16	20

### 2.2 复杂裂缝网络模型建立

混合单元有限元法能够灵活剖分网格,具有易于处理复杂边界的优势。因此,尤其适合处理复杂裂缝系统的渗流问题。本文采用混合单元有限元法建立更符合实际的树状缝网模型,树状缝网模型能

够较真实地反映缝内多级裂缝形态。通过对裂缝生长过程的经验式概括,建立体积压裂中非对称、不规则的复杂裂缝网络,该模型满足裂缝非对称,内部分支缝间距不同的实际缝网形态,符合体积压裂微地震的测试结果<sup>[14]</sup>。本文假设支撑剂主要分布在主裂缝中,次裂缝因自身剪切错位和支撑剂局部支撑而具有相应的导流能力,因此,主裂缝导流能力较高,此时分支缝导流能力仅为主裂缝导流能力的1/10<sup>[15]</sup>。裂缝网格剖分见图1,裂缝和地层分别采用线单元和任意三角形单元描述的方法,通过适用于本文理论模型的油藏数值模拟器对任意复杂裂缝系统进行数值模拟研究,完成各影响参数对体积压裂效果的评估实验。

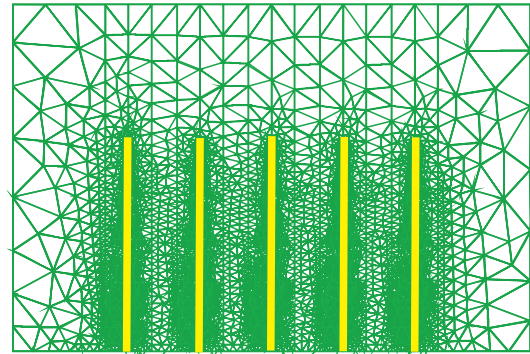


图1 网格剖分

Fig. 1 Gridding subdivision

### 2.3 压裂效果分析

A致密油藏体积压裂水平井所处储层地层压力40 MPa,渗透率为 $0.025 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,油黏度为10 mPa·s,水黏度为0.5 mPa·s,地层孔隙度为10.9%,岩石压缩系数为 $0.45 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ ,油压缩系数为 $12.1 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ ,水压缩系数 $4.5 \times 10^{-4} \text{MPa}^{-1}$ ,将9种设计方案的裂缝参数及地层物性等数据分别代入本文模型,研究不同裂缝参数对压裂效果的影响规律。

9种设计方案下裂缝参数对产能的影响见图2,为方便区分各设计方案的计算结果,图例中的各个方案以最大日产量进行排序,方案1最大日产量最小,方案7最大日产量最大。水平井投产初期,方案1、方案6、方案8产油量较低,3种方案均存在导流能力较低的特点,对比发现产油量较高的方案3、方案5、方案7中,裂缝导流能力均高于产油量低的方案,压裂井生产初期,地层压力下降迅速导致油井日产

量快速下降,各方案下日产量在投产一年后逐渐趋于平稳。

方案3、5、7,方案2、4、9,方案1、6、8导流能力依次为 $25 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 、 $20 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ 、 $15 \mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$ ,从图3中可以看出导流能力越大,其累积产量也相对越高。方案7在压裂井投产七年内累积产量最高,七年后方案3累积产量最高,在导流能力相同的条件下虽然方案7裂缝密度远高于方案3,但裂缝长度明显低于方案3,这说明由于储层可动用面积有限,随着生产不断进行储层内原油大部分已被采出,造成裂缝密度在中后期对产能的影响不再显著。各方案下累积产量的增长趋势各不相同,其中以方案3、方案6、方案9增长趋势更为明显,通过表1可以看出三种方案的裂缝半长均为250 m,说明裂缝长度通过增大储层可动用面积降低日产量的递减速度,对压裂水平井中后期产能影响显著。

各方案下水平井生产10年后含水率计算结果见表2。

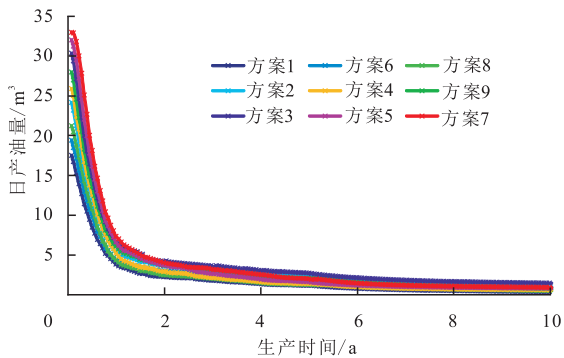


图2 各方案日产量对比

Fig. 2 Comparison of daily oil production comparison of each program

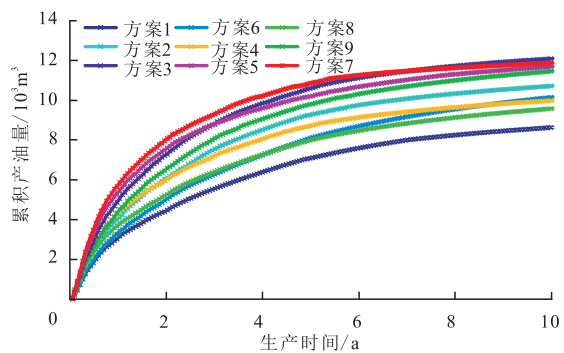


图3 各方案累积产油量对比

Fig. 3 Comparison of cumulative oil production comparison of each program

表2 各方案含水率对比

Table 2 Comparison of water content of each scheme

方案1	方案2	方案3	方案4	方案5	方案6	方案7	方案8	方案9
0.471	0.505	0.532	0.488	0.518	0.492	0.524	0.497	0.519

根据表2可以看出,方案3在10年后的含水率最高,方案1在10年后的含水率最低,生产初期产量较高的方案在10年后含水率也相对较高,各方案在导流能力相同的情况下裂缝长度越大,累积产油量越高,同时含水率也相对较高,通过各方案下水平井生产10年后含水率对比可以发现各方案下含水率相差不到10%,累产高的水平井虽含水率相对较高,但相较累产低的水平井含水率上升幅度不大。

#### 2.4 裂缝参数影响程度分析

灰色关联度能够反映各影响因素对目标函数的重要性,通过关联度得出各个影响参数权重,权重越高则与产量相关性越好,通过对9种方案进行灰色关联分析,确定各因素对产能影响的主次关系。

##### 1) 确定参考数列和比较数列

在进行致密储层体积压裂产能影响因素分析时,将9种方案下的产量计算结果作为参考数列,影响因素作为比较数列。

##### 2) 指标数据无量纲化处理

因考虑的影响因素类别不同,各个因素的单位也不同,在进行各因素的比较过程中应消除单位对其的影响,因此,需要对数据进行无量纲处理,其公式如下:

$$x_i(k) = \frac{x'_i(k)}{x'_i(1)} \quad (10)$$

3) 计算比较数列与参考数列对应元素的绝对差值,即:

$$|x_0(k) - x_i(k)| \quad (11)$$

##### 4) 确定*i*行*k*列矩阵中的最小值与最大值

$$\begin{cases} \min_{i=1}^n \min_{k=1}^m |x_0(k) - x_i(k)| \\ \max_{i=1}^n \max_{k=1}^m |x_0(k) - x_i(k)| \end{cases} \quad (12)$$

##### 5) 计算关联系数,其计算公式为:

$$\xi_i(k) = \frac{\min_i \min_k |x_0(k) - x_i(k)| + \rho \max_i \max_k |x_0(k) - x_i(k)|}{|x_0(k) - x_i(k)| + \rho \max_i \max_k |x_0(k) - x_i(k)|} \quad (13)$$

表3 各影响参数权重分析  
Table 3 Weight analysis of each influencing parameter

生产时间	日产油量			累积产油量		
	裂缝长度	裂缝密度	裂缝导流能力	裂缝长度	裂缝密度	裂缝导流能力
最大日产量	0.300	0.333	0.367	0.300	0.333	0.367
第一年	0.311	0.330	0.359	0.307	0.326	0.366
第二年	0.335	0.327	0.338	0.320	0.320	0.360
第三年	0.351	0.324	0.325	0.330	0.316	0.354
第四年	0.362	0.325	0.313	0.337	0.313	0.350
第五年	0.371	0.326	0.303	0.341	0.311	0.348
第六年	0.376	0.326	0.298	0.343	0.310	0.347
第七年	0.380	0.325	0.295	0.345	0.309	0.346
第八年	0.382	0.324	0.294	0.346	0.308	0.346
第九年	0.383	0.324	0.294	0.346	0.308	0.345
第十年	0.383	0.323	0.294	0.347	0.308	0.345

#### 6) 计算关联度

通过计算各关联系数的平均值来反映各评价对象与参考数列间的关系,所得出的结果即为关联度。

$$r_i = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m \zeta_i(k) \quad (14)$$

根据以上步骤可以得出各个影响参数对致密储层体积压裂水平井产能的关联度,根据关联度确定各个参数的权重,计算结果见表3。

体积压裂通过在近井地层中留下高导流能力的渗流通道,便于流体从远井地带流到井底,由表3可知,生产初期裂缝导流能力对产量的影响程度明显高于裂缝长度、裂缝密度对产量的影响,裂缝对于储层和井筒之间起到不可代替的通道运移作用,裂缝导流能力实质为单位压力梯度下储层内部流体可由裂缝输送的流量,只有流体进入裂缝的流量越大,压裂井的产量才会越高,虽然随生产时间的增加地层压力衰减,孔隙度和渗透率下降导致导流能力衰减使得对产量的影响下降,但通过累积产量可知裂缝导流能力对产能仍有重要影响。随着生产不断进行,裂缝间形成低压区,该区域内可采出油量有限,因此,裂缝密度对产量的影响逐渐减小,而裂缝长度通过增大储层泄油面积成为影响产量的关键性裂缝参数。开采初期,裂缝导流能力成为制约产量的关键性因素,开采中后期,裂缝长度成为影响产量的关键性因素,在实际施工设计时,考虑各裂缝参数对压裂井投产不同时间段压裂效果的影响可以更有助于提高致密储层体积压裂的增产效果。

## 3 结论

1) 通过建立适用于致密储层体积压裂的理论模型与复杂裂缝模型,运用正交实验法和灰色关联分析法完成水平井投产10年内各影响参数对产能的影响程度研究,裂缝导流能力决定水平井压裂初期产能,裂缝长度决定水平井日产量的递减速度以及后期阶段稳产的产量水平。

2) 生产初期各参数对日产量的影响程度排序为:裂缝导流能力 > 裂缝密度 > 裂缝长度,随着生产不断进行,裂缝密度、裂缝导流能力对产能的影响逐渐减小,最终各参数对日产量的影响程度排序为:裂缝长度 > 裂缝密度 > 裂缝导流能力。从累积产油量方面考虑,增大裂缝导流能力和裂缝长度对致密储层体积压裂增产效果影响显著。

3) 致密储层体积压裂实际施工过程中,在保证方案可行性的前提下对于压裂相关参数的设计可以采取尽量提高裂缝长度和裂缝导流能力的方案,通过提高压裂施工排量来促进裂缝延伸,优选压裂液来提高裂缝导流能力,选择适当类型的支撑剂,将生产过程中的压力损失降低到最低水平,维持导流能力效果。

#### 参考文献

- [1] 苏玉亮,袁彬,李硕轩,等.盒8致密气储层水平井体积压裂增产影响因素[J].科技导报,2013,31(19):20-25.

(下转第50页)