

考虑复杂裂缝网络的致密油藏水平井 体积压裂改造效果评价

李宪文¹, 刘顺¹, 陈强¹, 苏玉亮², 盛广龙³

(1. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西西安 710018; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 3. 长江大学石油工程学院, 湖北武汉 430100)

摘要: 提高储层压裂改造效果对经济有效开发致密油藏至关重要, 评价压裂改造效果需要考虑复杂裂缝网络分布特征。基于微地震数据, 采用分形随机缝网生成算法反演得到了次生裂缝分布特征, 考虑压裂水平井近井地带的物性变化, 建立了压裂水平井多区渗流数学模型, 并进行了求解。基于该模型研究了次生裂缝复杂程度对流体流动的影响, 研究结果表明: 次生裂缝复杂程度对整个流动阶段均有较大影响, 分形维数越大, 产油量越高; 改造带宽越大, 拟稳态窜流早期线性流、双线性流持续时间越长; 次生裂缝分布的压裂改造区域是生产早中期的主力区域, 其产油量贡献度也最大; 实际生产过程中应尽量增大改造区域体积, 并使与改造区域不相邻区域的体积最小, 以提高生产井的早期产油量、最大程度地提高储层采收率。研究结果可为致密油藏体积压裂效果评价及压裂优化设计提供理论依据。

关键词: 致密油藏; 体积压裂; 裂缝网络; 分形表征; 多区流动模型; 效果评价

中图分类号: TE357.1⁺1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)06-0073-10

An Evaluation of the Stimulation Effect of Horizontal Well Volumetric Fracturing in Tight Reservoirs with Complex Fracture Networks

LI Xianwen¹, LIU Shun¹, CHEN Qiang¹, SU Yuliang², SHENG Guanglong³

(1. Research Institute of Oil & Gas Technology, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi, 710018, China;
2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong, 266580, China; 3. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei, 430100, China)

Abstract: Improvements on the effect of fracturing stimulation is essential for the economic and effective development of tight reservoirs, and it is necessary to consider the distribution characteristics of complex fracture networks while evaluating the effect of fracturing stimulation. Based on microseismic data, distribution characteristics of secondary fractures were obtained by using a fractal random fracture networks generation algorithm. By considering the physical properties variation of the near borehole region of fractured horizontal wells, a mathematical model of fluid flow in multi-zone porous media of fractured horizontal wells was established and then resolved. Based on the model, the influences of the complexity of secondary fractures on the flow were studied. The results demonstrate that the complexity of secondary fractures has a significant impact on the entire flow stage. The findings include the larger the fractal dimension, the higher the yield; the wider the stimulated zone, the longer the steady-state turbulence early linear flow and the bilinear flow will last. The fracturing stimulated area with the distributed secondary fractures is the main area in the early to middle stage of production, and it makes the largest contribution to the production. Thus, during actual production, the best approach is to increase the stimulated volume so as to improve the early production and to maximize the EOR of reservoirs. The research results can provide a theoretical basis for the evaluation of a volume fracturing effect of tight reservoirs and the optimization of fracturing design.

Key words: tight reservoirs; volume fracturing; fracture network; fractal characterization; multi-zone flow model; effect evaluation

致密油藏具有极低的渗透率和相互间不完全沟通的天然裂缝, 因此很难获得较高的产量^[1-3]。为了尽可能增大流动接触面积、提高产油量, 目前广泛采用水平井和水力压裂技术。水力压裂不仅可以产生具有高导流能力的裂缝, 还可以沟通储层内的天然裂缝, 从而产生复杂的分支缝(即次生裂缝), 形

收稿日期: 2019-03-08; 改回日期: 2019-10-17。

作者简介: 李宪文(1963—), 男, 河北沧州人, 1985年毕业于大庆石油学院采油工程专业, 2011年获西安交通大学材料科学与工程专业博士学位, 教授级高级工程师, 主要从事油气田开发方面的研究与管理工作。E-mail: lxw_cq@petrochina.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地致密油开发示范工程”(编号: 2017ZX05069)资助。

成裂缝网络,大大提高储层渗透率^[4-9]。但是,致密储层中天然裂缝分布比较复杂,且其非均质性和原位应力场使得次生裂缝的分布更加复杂,目前对于致密油藏水平井体积压裂后次生裂缝分布规律的认识尚不清楚^[7-11]。为了模拟裂缝的几何形状,学者们提出了一种非传统的裂缝模型,采用非结构网格描述主裂缝及其分支裂缝的分布,同时耦合了应力场、天然裂缝发育方向和岩石变形^[12]。然而,该模型在对储层进行一定假设的基础上,提出了理想化的裂缝网络分布,并不能表征储层的实际情况^[10-12]。

微地震是一种监测地下活动情况的手段,可以在井下监测,也可以在地面监测。井下微地震监测技术已广泛应用于非常规油藏多级压裂水平井中,以获得裂缝分布和岩石力学参数^[13-14]。井下微地震监测研究表明,水力压裂裂缝周围的裂缝网络并非无规律可循,而是可以通过使用不同类型的分形理论模型进行回归^[15-16]。Zhou Zhiwei 等人^[17-18]提出了一种基于 L-system 的方法,通过微地震数据与基于分形几何理论的 L-system 的匹配来校准裂缝的几何形状。Sheng Guanglong 等人^[19]考虑压裂水平井次生裂缝的分布特征,将该方法应用到体积压裂水平井。上述方法可以将微地震数据直接反演用来描述裂缝分布形状,进而简单方便地得到次生裂缝的分布特征,但尚无学者将次生裂缝反演与流动模拟结合应用于压裂改造体积评价。

对于体积压裂水平井的流动模拟,国外学者主要采用了线网模型、离散裂缝网络模型等数值模型和解析/半解析模型^[7, 20],其中解析/半解析模型以线性流模型为主。线性流模型从双线性流、三线性流、四区流动模型发展到了考虑实际压裂水平井复合改造特征的五区流动模型,已被国内外学者广泛应用于水平井多级压裂的流动模拟^[21-24]。基于此,笔者提出了一种致密油藏水平井体积压裂效果评价方法——将次生裂缝反演定量表征与流动模拟结合的方法。该方法利用微地震数据,通过相关算法反演得到次生裂缝分布特征,采用分形表征方法描述压裂改造区域的流体运移特征,建立压裂水平井渗流数学模型,研究压裂水平井不同流动阶段的渗流规律,以定量表征渗流场的变化规律。

1 基于微地震数据的分形裂缝表征

学者们提出将分形裂缝网络的节点与微地震数据相匹配,通过使用整数规划的方法校准裂缝几何

形状,然后将匹配问题转换为 0 和 1 的编程问题,从分形几何角度反演次生裂缝网络。Zhou Zhiwei 等人^[17-18]提出了分形裂缝网络的 4 种控制参数:1)生成度,决定水力裂缝及其分支长度;2)偏差角,子裂缝偏离主裂缝的方向;3)迭代次数,分形树生长控制的分形裂缝延伸次数;4)控制分叉生长的规则。在上述方法的基础上,Sheng Guanglong 等人^[19]引入了一个随机函数来匹配微震数据和次生裂缝生成规则,提出了分形随机缝网生成算法(FRFNA 算法)。同时提出,正向分叉(距离水力裂缝越远,次生裂缝密度越大)和反向分叉(距离次生裂缝越近,次生裂缝密度越大)2 种生长规则,进一步确定微地震数据分布特征和次生裂缝网络根部位置;考虑次生裂缝在水力裂缝壁面处进一步延伸,次生裂缝根端具有很多个。FRFNA 算法的匹配模型为^[19]:

$$Z_{in} = \sum_{i=1}^{\lambda} \sum_{j=1}^{\eta} p_{ij} l_{ij} \quad (1)$$

其限制性条件为:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{\lambda} p_{ij} = 1 \\ l_{ij} \leq \xi \\ \sum_{i=1}^{\lambda} \sum_{j=1}^{\eta} p_{ij} = \eta \end{cases} \quad (2)$$

式中: Z_{in} 为最小值函数; λ 为微地震数据点的个数; η 为次生裂缝节点数; i, j 分别代表微地震数据点和裂缝节点的序列号, p_{ij} 为二进制函数,当裂缝点与微地震点相匹配时其值为 1,不匹配时其值为 0; l_{ij} 为第 i 个微地震数据点与第 j 个裂缝节点之间的距离, m; ζ 为次生裂缝长度约束性参数, m。

将 FRFNA 算法应用到长庆油田致密油区块实施微地震监测措施的压裂水平井,并对反演次生裂缝参数进行表征,取得了较好效果。以某区块典型生产井 H₁ 井为例,由该井微震数据(见图 1)反演得到的分形次生裂缝网络分布规律如图 2 所示(不同颜色点代表不同压裂段次生裂缝)。

多级压裂水平井压裂改造区域裂缝网络分布规律表明,裂缝网络从一个水力主裂缝壁面处延伸到 2 条水力裂缝中间(见图 2)。由图 2 可见,多级压裂水平井是具有典型反向分叉特征的裂缝网络几何形状;同时,在体积压裂区域,距离水力压裂裂缝越远,次生裂缝越少,裂缝密度也越小。由 FRFNA 计算的体积压裂区域次生裂缝分布符合相关研究结论^[19]。

分析裂缝数目分布规律可知,次生裂缝数目随

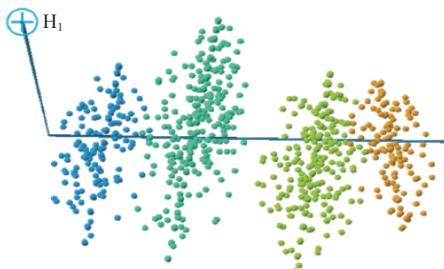
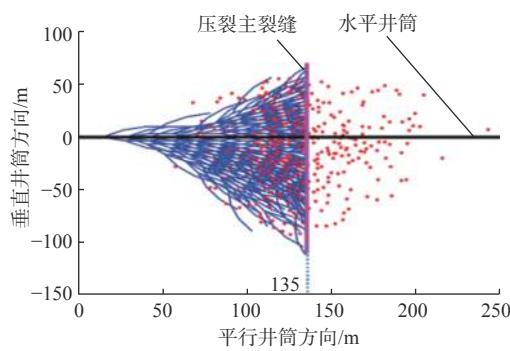


图 1 压裂水平井微地震裂缝间距数据

Fig. 1 Micro-seismic fracture spacing data of fractured horizontal wells

图 2 反演得到的 H_1 多级压裂水平井次生裂缝网络形状Fig. 2 Inversion on the shape of the secondary fracture network of H_1 staged fractured horizontal well

距离的变化符合指数变化规律, 即:

$$n(x) \propto x^{d-2} \quad (3)$$

式中: n 为次生裂缝数目; d 为裂缝数目分形维数; x 为横坐标上任意一点, m。

在得到次生裂缝网络形状后, 可采用盒维数法得到次生裂缝分形维数^[19]。不同分形维数下的次生裂缝数目分布规律如图 3 所示(图 3 中, f' 为曲线斜率, x_w 为从人工裂缝中心位置到参考点的距离, m;

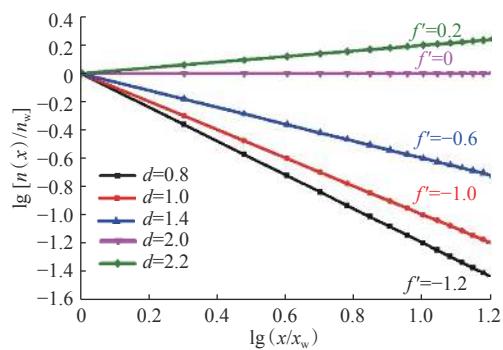


图 3 不同分形维数下的次生裂缝数目变化特征

Fig. 3 Multi-zone flow model of fractured horizontal well considering the distribution characteristics of secondary fractures

n_w 为参考点 x_w 处次生裂缝的数目)。

从图 3 可以看出: $d < 2.0$ 时, 距离参考点越远, 次生裂缝数目越小; $d = 2.0$ 时, 次生裂缝数目不随位置发生变化; $d > 2.0$ 时, 距离参考点越远, 次生裂缝数目越大。同时, 对于裂缝间距, $d < 2.0$ 时, 距离参考点越远, 次生裂缝间距越大; $d = 2.0$ 时, 裂缝间距不发生变化; $d > 2.0$ 时, 距离参考点越远, 次生裂缝间距越小。本文中采取裂缝最密集处(即水力裂缝壁面处)为参考点, 常规情况下其分形维数为 0~2.0。

2 基于分形缝网表征的致密油流动模型

2.1 物理模型

根据前文分析结果, 假设 H_1 井压裂改造特征如图 4 所示。在次生裂缝分布的压裂改造区域, 考虑次生裂缝的不均匀分布特征, 其具体分布模式可由微地震数据反演得到。物理模型基本假设为: 1) 储层外边界封闭, 均质盒状油藏, 中心一口压裂水平井; 2) 人工裂缝为有限导流能力裂缝, 与水平井眼垂直, 并完全穿透储层, 裂缝高度等于储层厚度; 3) 储层流体只能从射孔段裂缝中流入井眼; 4) 水平井段的压力损失忽略不计; 5) 水力支撑裂缝为对称的双翼裂缝。

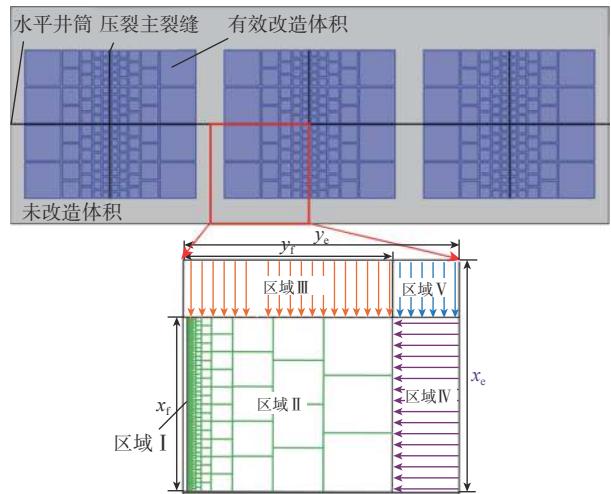


图 4 考虑次生裂缝分布特征的压裂水平井多区流动模型

Fig. 4 Multi-zone flow model of fractured horizontal well considering the distribution characteristics of secondary fractures

抽取单裂缝控制面积的 1/4 进行分析, 流动形态完全关于井筒对称, 压裂裂缝半间距为 y_e , 储层半宽为 x_e , 裂缝半长为 x_f , 储层改造半带宽为 y_f 。其中: 区域 I ($0 \leq x \leq x_f$) 为人工压裂主裂缝, 该区域采用裂缝

系统渗流方程进行描述; 区域Ⅱ($0 \leq x \leq x_f, 0 \leq y \leq y_f$)为压裂改造区, 此区域存在无机基质与裂缝网络2种介质, 采用双重介质模型描述该区域的渗流规律, 采用分形理论描述裂缝分布; 区域Ⅲ($x_f \leq x \leq x_e, 0 \leq y \leq y_f$)、区域Ⅳ($0 \leq x \leq x_f, y_f \leq y \leq y_e$)为与改造区域相邻的储层未改造区域; 区域Ⅴ($x_f \leq x \leq x_e, y_f \leq y \leq y_e$)为与改造区域不相邻的未改造区域。不同流动区域边界可基于压裂布缝位置、微地震间距数据及生产动态数据确定。在整个体系中, 流体由区域Ⅴ流入区域Ⅳ, 区域Ⅲ、Ⅳ内流体流入区域Ⅱ, 再经由区域Ⅱ向区域Ⅰ流动, 最后从区域Ⅰ流向井筒。

根据微地震数据得到的裂缝间距分布规律, 其参数变化可以表示为:

$$s_f(x) = s_{fw} \left(\frac{x}{x_w} \right)^{2-d} \quad (4)$$

式中: s_f 为次生裂缝间距, m; s_{fw} 为参考点处次生裂缝间距, m。

不考虑次生裂缝导流能力的变化, 将次生裂缝等效成狭缝, 其固有渗透率为:

$$K_{if} = \frac{s_m(x)^2}{12} \quad (5)$$

式中: s_m 为次生裂缝开度, m; K_{if} 为次生裂缝固有渗透率, m^2 。

多重介质中裂缝等效渗透率可以表征为:

$$K_f(x) = K_{if}(x) \frac{n(x)A_p(x)}{A_r} \frac{dx}{dL} = K_w \left(\frac{x}{x_w} \right)^{d-2} \left(\frac{x}{x_w} \right)^{-\theta} \quad (6)$$

式中: K_f 为体积压裂区域次生裂缝等效渗透率, m^2 ; A_p 为次生裂缝横截面积, m^2 ; A_r 为等效横截面积, m^2 ; dx 为次生裂缝流动路径, m; dL 为等效流动路径, m; K_w 为参考点处等效渗透率, m^2 ; θ 为分形指数, 代表次生裂缝迂曲程度, 特定次生裂缝形状的分形指数可采用等效渗流法计算得到^[25]。

同样的方法可以得到其等效孔隙度:

$$\phi_f = \phi_i \frac{s_m(x)}{s_m(x) + s_f(x)} = \phi_w \left(\frac{x}{x_w} \right)^{d-2} \quad (7)$$

式中: ϕ_f 为等效孔隙度; ϕ_i 为次生裂缝固有孔隙度; ϕ_w 为参考点处等效孔隙度。

2.2 数学模型

2.2.1 区域Ⅴ

区域Ⅴ为 x 方向的一维流动, 考虑致密油藏基质团块存在启动压力梯度, 其流动方程可以简化为:

$$K_m \left(\frac{\partial^2 p_5}{\partial x^2} - GC_1 \frac{\partial p_5}{\partial x} \right) = \phi_m C_{tm} \mu \frac{\partial p_5}{\partial t} \quad (8)$$

式中: K_m 为基质渗透率, m^2 ; p 为储层压力, Pa; p 的下标 5 代表区域Ⅴ(同理, 下文 p 的下标 1,2,3,4 分别代表区域Ⅰ、区域Ⅱ、区域Ⅲ和区域Ⅳ); G 为启动压力梯度, Pa/m; C_1 为致密油压缩系数, Pa^{-1} ; ϕ_m 为基质孔隙度; C_{tm} 为基质综合压缩系数, Pa^{-1} ; μ 为致密油黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; t 为生产时间, s。

考虑外边界是封闭的, 同时与区域Ⅳ交界面处的压力相等, 将式(8)无因次化后转化到 Laplace 空间, 求解可得:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{p}_{5D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=1} &= \\ \frac{r_1 \exp(r_1) - r_1 \exp[(r_1 - r_2)x_{eD} + r_2]}{\exp(r_1) - \frac{r_1}{r_2} \exp[(r_1 - r_2)x_{eD} + r_2]} \bar{p}_{4D} \Big|_{x_D=1} \end{aligned} \quad (9)$$

式中: x_{eD} 为无因次储层宽度; x_{eD} 中的下标 D 代表相应参数的无因次化形式。

$$\text{其中 } r_1 = \frac{G_D + \sqrt{G_D^2 + 4K_f \phi_m C_{tm} / [K_m(\phi C_t)_2]}}{2} \quad (10)$$

$$r_2 = \frac{G_D - \sqrt{G_D^2 + 4K_f \phi_m C_{tm} / [K_m(\phi C_t)_2]}}{2} \quad (11)$$

式中: ϕ 为储层孔隙度; C_t 为储层的综合压缩系数, Pa^{-1} 。

2.2.2 区域Ⅲ

区域Ⅲ为 x 方向的一维流动:

$$K_m \left(\frac{\partial^2 p_3}{\partial x^2} - GC_1 \frac{\partial p_3}{\partial x} \right) = \phi_m C_{tm} \mu \frac{\partial p_3}{\partial t} \quad (12)$$

同样, 对式(12)无因次化, 变换到 Laplace 空间求解, 可得:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{p}_{3D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=1} &= \\ \frac{r_{31} \exp(r_{31}) - r_{31} \exp[(r_{31} - r_{32})x_{eD} + r_{32}]}{\exp(r_{31}) - \frac{r_{31}}{r_{32}} \exp[(r_{31} - r_{32})x_{eD} + r_{32}]} \bar{p}_{fD} \Big|_{x_D=1} \end{aligned} \quad (13)$$

$$\text{其中 } r_{31} = \frac{G_D + \sqrt{G_D^2 + 4K_f \phi_m C_{tm} s / [K_m(\phi C_t)_2]}}{2} \quad (14)$$

$$r_{32} = \frac{G_D - \sqrt{G_D^2 + 4K_f \phi_m C_{tm} s / [K_m(\phi C_t)_2]}}{2} \quad (15)$$

式中: s 为 Laplace 变量。

2.2.3 区域Ⅳ

区域Ⅴ流入到该区域的流体为 x 方向, 该区域

向区域Ⅱ的流动假设为 y 方向, 因此可得:

$$K_m \left(\frac{\partial^2 p_4}{\partial x^2} - G C_1 \frac{\partial p_4}{\partial x} \right) + K_m \left(\frac{\partial^2 p_4}{\partial y^2} - G C_1 \frac{\partial p_4}{\partial y} \right) = \phi_m C_{tm} \mu \frac{\partial p_4}{\partial t} \quad (16)$$

对式(16)在 x 方向上积分, 假设井筒附近为不流动边界, 区域Ⅳ为线性流动, 由模型假设条件可得:

$$\frac{\partial \bar{p}_{4D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_{fD}} = \frac{r_{41} \exp(r_{41}y_{fD}) - r_{41} \exp[(r_{41}-r_{42})y_{eD} + r_{42}y_{fD}]}{\exp(r_{41}y_{fD}) - \frac{r_{41}}{r_{42}} \exp[(r_{41}-r_{42})y_{eD} + r_{42}y_{fD}]} \bar{p}_{2D} \Big|_{y_D=y_{fD}} \quad (19)$$

其中

$$r_{41} = \frac{G_D + \sqrt{G_D^2 + 4 \left(\frac{K_f \phi_m C_{tm}}{K_m (\phi C_t)_2} s - \frac{r_1 \exp(r_1) - r_1 \exp[(r_1-r_2)x_{eD} + r_2]}{\exp(r_1) - \frac{r_1}{r_2} \exp[(r_1-r_2)x_{eD} + r_2]} \right)}}{2} \quad (20)$$

$$r_{42} = \frac{G_D - \sqrt{G_D^2 + 4 \left(\frac{K_f \phi_m C_{tm}}{K_m (\phi C_t)_2} s - \frac{r_1 \exp(r_1) - r_1 \exp[(r_1-r_2)x_{eD} + r_2]}{\exp(r_1) - \frac{r_1}{r_2} \exp[(r_1-r_2)x_{eD} + r_2]} \right)}}{2} \quad (21)$$

2.2.4 区域Ⅱ

微裂缝连续性方程为:

$$K_f \frac{\partial^2 p_f}{\partial x^2} + K_f \left(\frac{y}{x_w} \right)^{d-\theta-2} \left(\frac{\partial^2 p_f}{\partial y^2} + \frac{d-\theta-2}{y} \frac{\partial p_f}{\partial y} \right) + \frac{\mu q''}{\rho} = \phi_f C_{tf} \mu \left(\frac{y}{x_w} \right)^{d-2} \frac{\partial p_f}{\partial t} \quad (22)$$

式中: q'' 为单位体积内基质向裂缝系统的窜流量, cm^3/s ; C_{tf} 为双重介质裂缝系统综合压缩系数, Pa^{-1} 。
 ρ 为流体密度, g/cm^3 ; ϕ_f 为双重介质裂缝系统孔隙

度; 对上述方程沿 x 方向积分, 并进行求解, 可得:

$$\frac{\partial \bar{p}_{fD}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=w_D} = \sqrt{c_2 - a_2 F_3} w_D^{\frac{\theta}{2}} \left[\frac{I_{\frac{1-d}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} w_D^{\frac{2+\theta}{2}} \right) - h_1 J_{\frac{1-d}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} w_D^{\frac{2+\theta}{2}} \right)}{I_{\frac{3-d+\theta}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} w_D^{\frac{2+\theta}{2}} \right) + h_1 J_{\frac{3-d+\theta}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} w_D^{\frac{2+\theta}{2}} \right)} \right] \bar{p}_{1D} \Big|_{y_D=w_D} \quad (23)$$

$$\text{其中 } h_1 = \frac{\sqrt{c_2 - a_2 F_3} y_{fD}^{\frac{\theta}{2}}}{b_2 F_4} I_{\frac{1-d}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} y_{fD}^{\frac{2+\theta}{2}} \right) - I_{\frac{3-d+\theta}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} y_{fD}^{\frac{2+\theta}{2}} \right) \quad (24)$$

$$h_2 = J_{\frac{3-d+\theta}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} y_{fD}^{\frac{2+\theta}{2}} \right) + \frac{\sqrt{c_2 - a_2 F_3} y_{fD}^{\frac{\theta}{2}}}{b_2 F_4} J_{\frac{1-d}{2+\theta}} \left(\frac{2\sqrt{c_2 - a_2 F_3}}{2+\theta} y_{fD}^{\frac{2+\theta}{2}} \right) \quad (25)$$

$$F_3 = \frac{r_{31} \exp(r_{31}) - r_{31} \exp[(r_{31}-r_{32})x_{eD} + r_{32}]}{\exp(r_{31}) - \frac{r_{31}}{r_{32}} \exp[(r_{31}-r_{32})x_{eD} + r_{32}]} \quad (26)$$

渗透率之比。

$$F_4 = \frac{r_{41} \exp(r_{41}y_{fD}) - r_{41} \exp[(r_{41}-r_{42})y_{eD} + r_{42}y_{fD}]}{\exp(r_{41}y_{fD}) - \frac{r_{41}}{r_{42}} \exp[(r_{41}-r_{42})x_{eD} + r_{42}y_{fD}]} \quad (27)$$

对于双重介质拟稳态窜流:

$$c_2 = s \left[\frac{(1-\omega_p) \omega_p s + \lambda_p}{\lambda_p + (1-\omega_p) s} \right] \quad (29)$$

$$a_2 = \frac{K_m}{K_f} y_D \quad (28)$$

其中

$$\omega_p = \frac{(\varphi C_t)_f}{(\varphi C_t)_f + (\varphi C_t)_m} \quad (30)$$

式中: w_D 为无因次参考位置; b_2 为基质与裂缝系统

$$\lambda_p = \alpha \frac{K_m}{K_f} x_f^2 \quad (31)$$

$$\alpha = \frac{12}{h_m^2} \quad (32)$$

式中: h_m 为缝网基质团块厚度, m。

对于双重介质非稳态窜流:

$$c_2 = s \left(1 + \sqrt{\frac{\lambda_t \omega_t}{3s}} \tanh \sqrt{\frac{3\omega_t s}{\lambda_t}} \right) \quad (33)$$

其中

$$\omega_t = \frac{(\varphi C_t)_m}{(\varphi C_t)_f} \quad (34)$$

$$\lambda_t = 12 \frac{x_f^2}{h_m^2} \frac{K_m}{K_f} \frac{h_m}{s_f} \quad (35)$$

2.2.5 区域 I

区域 I 是压裂主裂缝线性流, 不考虑主裂缝表皮效应以及井筒存储效应的影响, 则流体沿裂缝面向井底渗流数学模型的控制方程为:

$$K_1 \frac{\partial^2 p_1}{\partial x^2} + K_1 \frac{\partial^2 p_1}{\partial y^2} = \phi_1 C_{t1} \mu \frac{\partial p_1}{\partial t} \quad (36)$$

对式(36)在 y 方向上积分, 并无因次化, 可得:

$$\frac{\partial^2 p_{1D}}{\partial x_{1D}^2} + \frac{x_f K_f}{w_f K_1} \frac{\partial p_{1D}}{\partial y_{1D}} \Big|_{y_{1D}=w_{1D}} = \frac{\phi_1 C_{t1} K_f}{(\phi C_t)_2 K_1} \frac{\partial p_{1D}}{\partial t_{1D}} \quad (37)$$

式中: w_f 为压裂主裂缝半开度, cm。

定义 $a_1 = \frac{x_f K_f}{w_f K_1}$, $b_1 = \frac{\phi_1 C_{t1} K_f}{(\phi C_t)_2 K_1}$, 对式(37)进行求解, 可得:

$$p_{wD} = \frac{\ln 2}{t_{1D}} \sum_{i=1}^N (-1)^{\frac{N}{2}+1} \left\{ \begin{array}{l} \left[\sum_{k=(i+1)/2}^{\min(i, N/2)} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{(\frac{N}{2}-k)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \right] \times \\ \frac{S - \frac{c_1 s}{\tanh(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2}) \sqrt{s b_1 - a_1 F_2} s}}{S + s^2 C_D \left(S - \frac{c_1 s}{\tanh(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2}) \sqrt{s b_1 - a_1 F_2} s} \right)} \left(\frac{\ln 2}{t_{1D}} i \right) \end{array} \right\} \quad (42)$$

井底单裂缝产量计算公式(定压生产):

$$q_D = \frac{\ln 2}{t_D} \sum_{i=1}^N (-1)^{\frac{N}{2}+1} \left\{ \begin{array}{l} \left[\sum_{k=(i+1)/2}^{\min(i, N/2)} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{(\frac{N}{2}-k)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \right] \times \\ \frac{1 + s C_D \left(S - \frac{c_1 s}{\tanh(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2}) \sqrt{s b_1 - a_1 F_2} s} \right)}{S s - \frac{c_1 s^2}{\tanh(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2}) \sqrt{s b_1 - a_1 F_2} s}} \left(\frac{\ln 2}{t_D} i \right) \end{array} \right\} \quad (43)$$

式中: q_D 为无因次产量。

2.3 模型验证

基于建立的上述模型, 对长庆油田某区块实际

$$\bar{p}_{1D} \Big|_{x_{1D}=x_{rD}} = x_{rD}^{\frac{1}{2}} \left[I_{\frac{1}{2}}(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2} x_{rD}) + J_{\frac{1}{2}}(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2} x_{rD}) \right] \quad (38)$$

式中: x_{rD} 为无因次井筒半径; I, J 为贝塞尔函数。

在 Laplace 空间内, 如果考虑该井的井筒储存及表皮效应的影响, 并设无因次井筒储存常数为 C_D , 表皮因子为 S , 则井底压力为:

$$\bar{p}_{wD} = \frac{s \bar{p}_{1D} \Big|_{x_{1D}=x_{rD}} + S}{s \left[1 + s C_D (s \bar{p}_{1D} \Big|_{x_{1D}=x_{rD}} + S) \right]} \quad (39)$$

式中: \bar{p}_{wD} 为 Laplace 空间内无因次井底压力。

利用 Stehfest 数值反演, 可以将 Laplace 空间内的产量或压力反演得到真实空间内的压力及产量表达式。以求解无因次井底压力为例, 对于任意一个无因次时间点 t_D 所对应的无因次井底压力为:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{\ln 2}{t_D} \sum_{i=1}^N V_i \bar{p}_{wD} \left(\frac{\ln 2}{t_D} i \right) \quad (40)$$

式中: p_{wD} 为无因次井底压力。

其中

$$V_i = (-1)^{\frac{N}{2}+1} \sum_{k=\frac{i+1}{2}}^{\min(i, \frac{N}{2})} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{\left(\frac{N}{2} - k \right)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \quad (41)$$

N 一般取 6~18 之间的偶数, 本文计算中 N 取 8。因此, 可得井底压力计算公式(定产生产):

$$p_{wD} = \frac{\ln 2}{t_D} \sum_{i=1}^N (-1)^{\frac{N}{2}+1} \left\{ \begin{array}{l} \left[\sum_{k=(i+1)/2}^{\min(i, N/2)} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{(\frac{N}{2}-k)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \right] \times \\ \frac{S - \frac{c_1 s}{\tanh(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2}) \sqrt{s b_1 - a_1 F_2} s}}{S + s^2 C_D \left(S - \frac{c_1 s}{\tanh(\sqrt{s b_1 - a_1 F_2}) \sqrt{s b_1 - a_1 F_2} s} \right)} \left(\frac{\ln 2}{t_D} i \right) \end{array} \right\} \quad (42)$$

现场数据(见表 1)进行拟合, 验证模型的正确性。压裂水平井不同段微地震监测数据点分布具有较大相似性, 对 H₁ 井不同压裂段次生裂缝分别进行反演, 然后分别采用盒维数^[19] 和等效渗流法^[25] 计算其

次生裂缝分形维数和分形指数, 结果表明不同段分形维数和分形指数分别在 1.9 和 0.1 左右, 因而假设不同压裂段次生裂缝分形参数相同。

表 1 长庆油田某区块致密油藏相关数据

Table 1 Relevant data on tight reservoirs in a block of Changqing Oilfield

参数	数值	参数	数值
基质渗透率/mD	0.13	分形维数	1.9
基质孔隙度, %	8.0	分形指数	0.1
基质综合压缩系数/MPa ⁻¹	0.000 466	主裂缝半间距/m	11.58
水力裂缝附近裂缝系统 渗透率/mD	1 000	主裂缝导流能力/ (mD·cm)	292
裂缝系统综合 压缩系数/MPa ⁻¹	0.000 466	主裂缝半长/m	106.68
原油黏度/(mPa·s)	0.8	储层厚度/m	15.44

该区块目标井(H₁ 井)目前已生产 70 d, 产量拟合结果如图 5 所示。前 70 d 的日产油量根据实际井底压力计算得到, 采用模型计算结果与实际数据进行拟合对比, 结果表明模型计算结果与现场实际日产油量数据拟合较好; 70 d 后假设为定流压生产, 对生产井日产量进行预测, 结果表明前 200 d 日产油量下降较快, 日产油量下降速度随时间增长而逐渐减缓。由图 5 可知, 上述模型可以拟合非定井底流压生产动态, 且拟合效果良好。

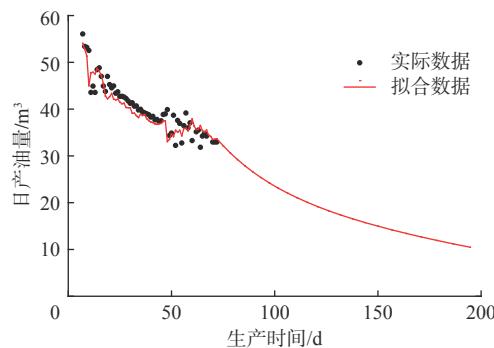


图 5 H₁ 井产量拟合结果

Fig. 5 Production fitting results of Well H₁

3 致密油藏体积压裂生产井评价

3.1 参数敏感性分析

基于上述储层参数, 分别取分形维数为 1.9, 2.0 和 2.1, 对致密油储层压裂水平井井底压力及产量进行分析, 结果如图 6 所示。

由图 6 可知, 分形维数对井底压力的影响主要表

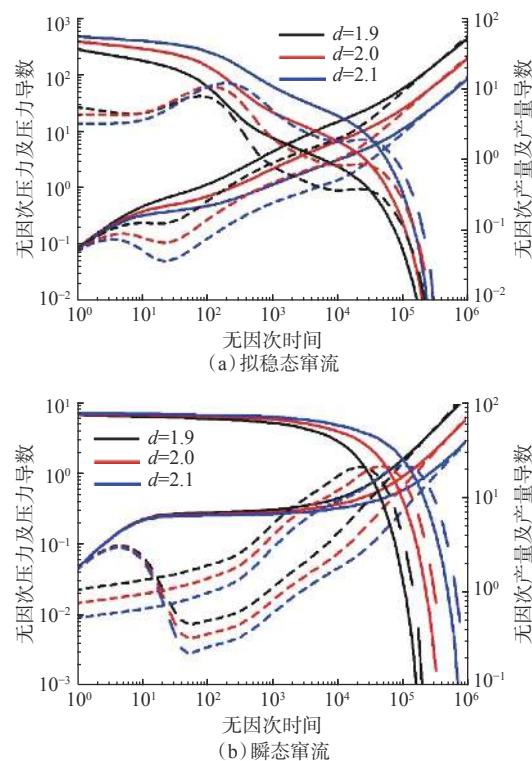


图 6 不同分形维数时的压力及产量曲线

Fig. 6 Pressure and production curves under different fractal dimensions

现在过渡流动阶段之后: 分形维数小于 2.0 时, 井筒存储阶段流动时间较长, 掩盖过渡流阶段, 表现在压力导数双对数曲线上为“上凸”部分不明显; 分形维数为 2.0 时, 分形油藏储层接近于均质油藏, 过渡流之后流体为径向流动和双线性流动; 分形维数大于 2.0 时, 天然多孔介质自相似性影响变大, 分形维数越大, 拟线性流动阶段压力曲线上翘越不明显, 拟双线性流动阶段压力曲线上翘越严重。受到边界影响后, 压裂裂缝区域分形维数越大, 无因次井底压力越小, 但对流态的影响较小。整体上来看, 分形维数对整个流动阶段均有较大影响, 分形维数越大, 产量越高; 对拟稳态窜流影响较大, 特别是生产早中期。

生产中一般定义裂缝半长为体积压裂改造带长, 改造带长分别为 50, 100 和 150 m 时, 致密油藏压裂水平井井底压力响应曲线及产量曲线分别如图 7 所示。

从图 7 可以看出, 裂缝半长影响体积压裂水平井生产的整个阶段, 早期无因次压力较低。对比拟稳态窜流与非稳态窜流, 可以看出: 拟稳态窜流时主要影响早中期, 带长越大, 早期线性流、双线性流持续时间越长; 非稳态窜流时主要影响早期和晚期, 带长越大, 早期线性流、双线性流持续时间越长, 窜流发生时间越晚, 带长对非稳态窜流影响程度更大。

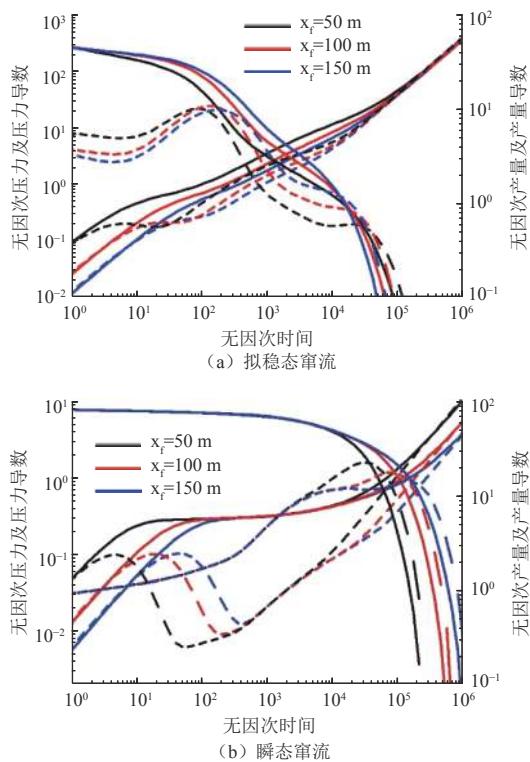


图 7 不同裂缝半长时的井底压力响应曲线及产量曲线

Fig. 7 Bottomhole pressure response and production curves under different fracture half-lengths

改造区域内缝网渗透率分别为 200, 500 和 1 000 mD 时, 致密油储层压裂水平井井底压力及产油量模拟结果如图 8 所示。

从图 8 可以看出, 缝网的渗透率主要影响生产早中期的生产压力。由于人工裂缝孔隙度小且导流能力较大, 缝网中渗透率在极短的时间内可以影响井底压力。井底无因次压力响应曲线显示, 压裂改造区域缝网渗透率越大, 缝网区域内流体可以越快补充到井底, 因而无因次井底压力越小; 从无因次压力导数曲线可以看出, 体积压裂区域裂缝渗透率越大, 生产早期压力导数曲线越低, 生产中期的前半段流动阶段压力导数曲线越高, 后半段流动阶段影响很小。分析认为, 其主要原因在于缝网渗透率相对于双重介质基质系统渗透率很大, 缝网渗透率对基质窜流影响很小, 因而对生产中期的后半流动阶段影响很小。对比拟稳态窜流与非稳态窜流, 可以看出: 拟稳态窜流时主要影响早期, 改造区域渗透率越大, 窜流量越大; 非稳态窜流时主要影响早中期; 渗透率越大, 线性流持续时间越短。

3.2 压裂水平井不同改造区域表征

通过分别计算致密储层压裂水平井不同区域产

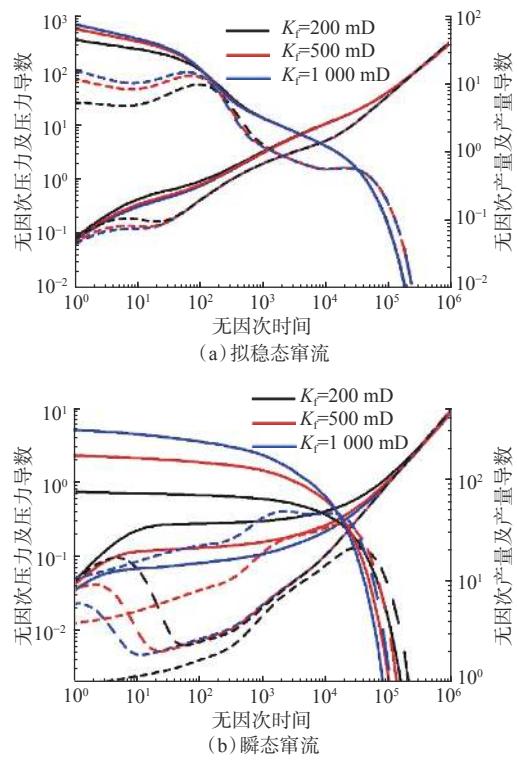


图 8 不同缝网渗透率下的井底压力响应曲线及产量曲线

Fig. 8 Bottomhole pressure response and production curves under different permeability of fracture pattern

油量贡献度, 定量表征不同改造对生产井的影响。根据致密储层压裂水平井改造特征, 划分不同渗流区域, 结合前人相关模型, 分别采用只考虑裂缝区域、考虑裂缝和体积压裂区域、考虑三区渗流(裂缝、改造区域以及外部未改造区域)、考虑四区渗流(裂缝、改造区域、外部未改造区域以及内部未改造区域)及本研究采用的五区流动模型等 5 种渗流模型, 计算定压生产时不同渗流模型井底产油量变化规律, 并处理得到各区产油量贡献度(见图 9(a))。从图 9(a)可以看出, 区域Ⅱ对井底产油量的影响主要在生产早期($t=0\sim 200$ d), 产油量大、递减快; 区域Ⅲ、Ⅳ对井底产油量的影响主要在生产早中期, 生产时间在 200~2 000 d 之间占主导地位; 区域Ⅴ对井底产油量影响主要在生产 2 000 d 之后, 对经济生产周期内的产油量影响较小。定压生产时分析不同生产时间时各区采出程度, 结果见图 9(b)。从图 9(b)可以看出, 当储层采出程度小于 2.0% 时, 区域Ⅱ是主渗流区域; 采出程度在 2.0%~7.0% 时, 与体积压裂区域相邻的区域Ⅲ、Ⅳ是主渗流区; 采出程度大于 7.0% 时, 区域Ⅴ是主渗流区域; 经济生产周期内, 各区采出程度依次是区域Ⅱ>区域Ⅳ>区域Ⅲ>区域Ⅴ。

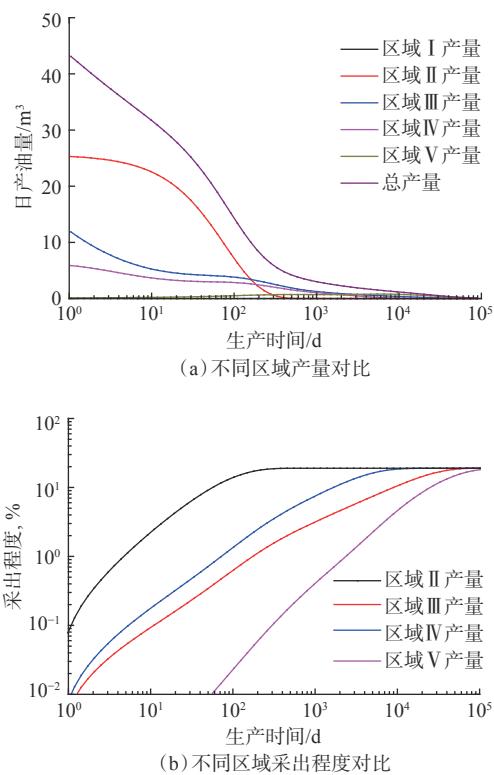


图 9 不同区域产量及采出程度对比

Fig. 9 Comparison of production and recovery degree of different regions

通过对不同区域渗流场进行分析可知, 次生裂缝分布的压裂改造区域是生产早中期的主力区域, 其产油量贡献度也最大。生产第一年, 定压生产时井底压力和产油量受其影响很大, 同时该区域流体采出程度最高, 生产一年后, 该区域对流动和产油量的贡献度可以忽略不计。该阶段单井日产油量变化较大, 由 $40 m^3$ 下降到 $5 m^3$ 左右。与改造区紧邻的 2 个区域(区域Ⅲ和区域Ⅳ)在生产 1~5 年时对产油量影响最大, 此时单井日产油量基本稳定在 $3\sim 4 m^3$ 。生产 5 年后, 最外侧不与改造区相邻的区域开始对生产井产油量和流动产生影响, 此阶段的单井产油量较低, 不具备经济生产条件, 因而该区域对产油量的贡献度可以忽略不计。因此在实际生产过程中, 应尽量增大改造区域的体积, 同时保证与改造区域不相邻区域体积最小, 以提高生产井早期产油量(尽快回收成本), 并最大程度地提高采收率(产油量最大化)。

4 结 论

1) 基于微地震数据, 采用相关算法反演得到次生裂缝分布特征, 采用分形表征手段描述压裂改

造区域的流体运移特征, 建立了压裂水平井渗流数学模型, 并利用次生裂缝反演定量表征结合流动模拟的方法对致密油藏水平井体积压裂效果进行了评价。

2) 次生裂缝复杂程度对整个流动阶段均有较大影响, 分形维数越大, 产量越高; 对拟稳态窜流影响较大。改造带宽越大, 拟稳态窜流早期线性流、双线性流持续时间越长; 窜流发生时间越晚, 带长对非稳定窜流影响程度更大。次生裂缝渗透率越高, 拟稳态窜流量越大, 非稳态窜流线性流持续时间越短。

3) 储层采出程度小于 2% 时, 区域Ⅱ是主渗流区域; 采出程度在 2%~7% 时, 与体积压裂改造区域相邻的区域Ⅲ、Ⅳ是主渗流区; 采出程度大于 7% 时, 区域Ⅴ是主渗流区域。

4) 次生裂缝分布的压裂改造区域是生产早中期的主力区域, 其产油量贡献度也最大; 与改造区紧邻区域在生产 1~5 年时对产油量影响最大; 生产 5 年之后, 最外侧不与改造区相邻的区域开始对生产井产油量和流动产生影响。

参 考 文 献

References

- [1] KANG S M, FATHI E, AMBROSE R J, et al. Carbon dioxide storage capacity of organic-rich shales[J]. *SPE Journal*, 2011, 16(4): 842–855.
- [2] YAN Bicheng, WANG Yuhe, KILLOUGH J E. Beyond dual-porosity modeling for the simulation of complex flow mechanisms in shale reservoirs[R]. SPE 163651, 2013.
- [3] WASAKI A, AKKUTLU I Y. Permeability of organic-rich shale[J]. *SPE Journal*, 2015, 20(6): 1384–1396.
- [4] 钱斌, 张俊成, 朱炬辉, 等. 四川盆地长宁地区页岩气水平井组“拉链式”压裂实践[J]. *天然气工业*, 2015, 35(1): 81–84.
- [5] QIAN Bin, ZHANG Juncheng, ZHU Juhui, et al. Application of zipper fracturing of horizontal cluster wells in the Changning shale gas pilot zone, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(1): 81–84.
- [6] LANGE T, SAUTER M, HEITFELD M, et al. Hydraulic fracturing in unconventional gas reservoirs: risks in the geological system[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2013, 70(8): 3839–3853.
- [7] SHENG Guanglong, JAVADPOUR F, SU Yuliang, et al. A semianalytic solution for temporal pressure and production rate in a shale reservoir with non-uniform distribution of induced fractures[J]. *SPE Journal*, 2019, 24(4): 1856–1883.
- [8] MAYERHOFER M J, LOLON E, WARPINSKI N R, et al. What is stimulated reservoir volume?[J]. *SPE Production & Operations*, 2010, 25(1): 89–98.
- [9] 王文东, 苏玉亮, 慕立俊, 等. 致密油藏直井体积压裂储层改造体积的影响因素 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(3):

- 93–97.
- WANG Wendong, SU Yuliang, MU Lijun, et al. Influencing factors of stimulated reservoir volume of vertical wells in tight oil reservoirs[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2013, 37(3): 93–97.
- [9] 杜保健, 程林松, 曹仁义, 等. 致密油藏体积压裂水平井开发效果[J]. *大庆石油地质与开发*, 2014, 33(1): 96–101.
- DU Baojian, CHENG Linsong, CAO Renyi, et al. Development effects of the volumetric fracturing horizontal well in tight oil reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2014, 33(1): 96–101.
- [10] XU Peng, LI Cuihong, QIU Shuxia, et al. A fractal network model for fractured porous media[J]. *Fractals*, 2016, 24(2): 1650018.
- [11] MEYER B R, BAZAN L W. A discrete fracture network model for hydraulically induced fractures-theory, parametric and case studies[R]. SPE 140514, 2011.
- [12] WENG Xiaowei, KRESSE O, COHEN C E, et al. Modeling of hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured formation[J]. *SPE Production & Operations*, 2011, 26(4): 368–380.
- [13] FISHER M K, HEINZE J R, HARRIS C D, et al. Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett shale using microseismic fracture mapping[R]. SPE 90051, 2004.
- [14] 赵博雄, 王忠仁, 刘瑞, 等. 国内外微地震监测技术综述 [J]. *地球物理学进展*, 2014, 29(4): 1882–1888.
- ZHAO Boxiong, WANG Zhongren, LIU Rui, et al. Review of microseismic monitoring technology research[J]. *Progress in Geophysics*, 2014, 29(4): 1882–1888.
- [15] CAI Jianchao, YU Boming. A discussion of the effect of tortuosity on the capillary imbibition in porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 89(2): 251–263.
- [16] SU Yuliang, SHENG Guanglong, WANG Wendong, et al. A mixed-fractal flow model for stimulated fractured vertical wells in tight oil reservoirs[J]. *Fractals*, 2016, 24(1): 1650006.
- [17] ZHOU Zhiwei, SU Yuliang, WANG Wendong, et al. Integration of microseismic and well production data for fracture network calibration with an L-system and rate transient analysis[J]. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2016, 15: 113–121.
- [18] ZHOU Zhiwei, SU Yuliang, WANG Wendong, et al. Application of the fractal geometry theory on fracture network simulation[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, 7(2): 487–496.
- [19] SHENG Guanglong, SU Yuliang, WANG Wendong, et al. Application of fractal geometry in evaluation of effective stimulated reservoir volume in shale gas reservoirs[J]. *Fractals*, 2017, 25(4): 1740007.
- [20] CIOPPOLA C L, WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J. Hydraulic fracture complexity: diagnosis, remediation, and exploitation[R]. SPE 115771, 2008.
- [21] BROWN M, OZKAN E, RAGHAVAN R, et al. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, 14(6): 663–676.
- [22] STALGOROVA E, MATTAR L. Analytical model for history matching and forecasting production in multifrac composite systems[R]. SPE 162516, 2012.
- [23] SHENG Guanglong, SU Yuliang, WANG Wendong, et al. A multiple porosity media model for multi-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 27: 1562–1573.
- [24] 苏玉亮, 盛广龙, 王文东, 等. 页岩气藏多重介质耦合流动模型[J]. *天然气工业*, 2016, 36(2): 52–59.
- SU Yuliang, SHENG Guanglong, WANG Wendong, et al. A multi-media coupling flow model for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(2): 52–59.
- [25] SHENG Guanglong, SU Yuliang, WANG Wendong. A new fractal approach for describing induced-fracture porosity/permeability/compressibility in stimulated unconventional reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 79: 855–866.

[编辑 令文学]

斯伦贝谢公司推出水平井一趟钻钻头导向系统

为了提高水平井钻井中的一趟钻能力, 斯伦贝谢公司推出了 NeoSteer 钻头导向系统 (ABSS)。该系统应用了最新的井眼轨迹算法, 具有机器学习和数据分析能力, 可大大提高其智能化水平和水平井钻井能力。同时, 该系统具有更强的探测能力、更高的弯道和侧向穿透率, 可大大改善水平井钻井效果。

NeoSteer 钻头导向系统已经在北美地区和阿根廷的非常规油藏中应用了 250 次, 总进尺超过了 792 480 m, 平均机械钻速最快达到了 159.4 m/h。

[供稿 石钻]