

微裂缝发育储层分段压裂水平井裂缝参数预测

田树宝¹, 雷刚², 杨立敏¹, 饶培玉¹

[1. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 北京大学工程科学与新兴技术高精尖创新中心, 北京大学工学院, 北京 100871]

摘要:目前对微裂缝发育储层实施水平井分段压裂改造后的裂缝监测手段普遍存在监测精度低、成本高、现场实施难度大等缺点,亟需找到一种方便、快捷、现场适用的解释手段和方法。基于微裂缝发育储层多段压裂水平井三线性渗流规律,建立了多段压裂水平井渗流模型,进行 Laplace 变换,推导得到微裂缝发育储层多段压裂水平井不同特征流动段产量公式,并利用现场油井日常生产数据,分析产量变化曲线不同特征段的特点,求解得到了微裂缝发育储层多段压裂水平井裂缝参数(人工裂缝长度、人工裂缝导流能力和天然微裂缝区渗透率)。将模型计算得到的裂缝参数分别与3口水平井的现场微地震监测解释结果进行对比,验证了模型的正确性。研究表明:模型计算人工裂缝导流能力与真实值相对误差为1.9%,模型计算人工裂缝长度与微地震监测解释结果基本一致。该方法解释出的多段压裂水平井压后裂缝参数多、方便快捷、准确性高、局限性小,适合油田现场大规模推广应用,对微裂缝发育储层多段压裂压后效果评价、指导增产设计具有重要意义。

关键词:裂缝参数监测;油井生产数据;微地震监测;模型验证;多段压裂;水平井

中图分类号:TE357.2

文献标识码:A

A novel method to interpret fracture parameters of multistage fractured horizontal well in reservoirs with micro-fractures

Tian Shubao¹, Lei Gang², Yang Limin¹, Rao Peiyu¹

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. BIC-ESAT, College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China)

Abstract: Because of the disadvantages of low accuracy, high cost and inconvenience for field application of current fracture monitoring methods, it is necessary to develop a new approach to monitor the parameters of hydraulic fractures in reservoirs. Based on the theory of tri-linear fluid flow in porous media, a novel seepage model was developed for multistage-fractured horizontal wells in reservoirs with micro-fracture. Laplace transform was performed to derive well production rate formulas for different typical flowing periods. The field daily production data were used to analyze the typical characteristics of different segments of the production curve and to solve the model for fracture parameters including hydraulic fracture length, hydraulic fracture flow conductivity and permeability of natural fracture in the reservoir. The model was validated with the microseismic monitoring data of 3 horizontal wells in the field. The results show that the relative error of the hydraulic fracture flow conductivity between the prediction result and the real value is 1.9%, and the hydraulic fractures lengths from model calculation are in good agreement with the micro seismic monitoring results. With the advantages of convenience, rapid interpretation, high accuracy and good adaptability, this method proposed in the paper is helpful to the evaluation and design of horizontal well multistage-fracturing stimulation in reservoirs with well developed micro-fractures.

Key words: fracture parameter monitoring, well production data, microseismic monitoring, model validation, multistage fracturing, horizontal well

对于渗透率低、天然裂缝发育储层,常规单一裂缝的压裂方式难以获得较好的增产效果,大规模压裂改

造在地层中形成多条裂缝及复杂裂缝网络是获得经济产能的主要手段^[1-7]。多段压裂后形成的裂缝参数监

收稿日期:2015-08-06;修订日期:2017-02-20。

第一作者简介:田树宝(1970—),男,博士,讲师,油气田开发工程。E-mail:tianshubao@126.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05009-004)。

测及解释技术可分析和评估压裂施工质量,指导压裂设计,是确保压裂施工取得理想效果的关键性手段,也是水力压裂技术的最新进展和发展趋势,对提高致密油藏压裂水平和开发效果具有重要的意义。

目前现场常用的多段压裂裂缝参数解释方法主要包括井下微地震^[8-9]、压裂施工泵压分析^[10-12]、油藏数值模拟^[13]等。受到便捷性、准确性、可操作性以及费用高等因素的影响和制约,这些方法普适性不强。因此有必要建立一种快捷、实用、方便的水平井多段压裂裂缝参数解释方法。笔者基于多段压裂水平井三线性渗流模型,推导了压裂水平井不同特征流动段产量渐近公式,利用油井的生产动态数据,通过产量特征段分析,求解得到了裂缝参数(人工裂缝长度、人工裂缝导流能力和天然微裂缝区渗透率)。基于该方法,在油田现场可利用油井压裂后的生产动态数据,达到方便、快捷地监测增产改造后的裂缝参数的目的。

1 数学模型

1.1 模型假设

储层中流体流动可划分为3部分(图1),模型做出以下基本假设,①均质盒状油藏外边界封闭,中心一口压裂水平井;②压裂主裂缝垂直于水平井筒,裂缝高度等于地层厚度;③储层流体只能通过主裂缝流向水平井筒;④压裂主裂缝沿水平井筒等距分布,半间距处为不渗透边界;⑤水平井筒段的压力损失忽略不计;⑥储层为单相流体,且压缩系数为常数。

1.2 模型建立

根据三线性模型和 Laplace 变换^[14-17],可得不同区域无因次流动模型为

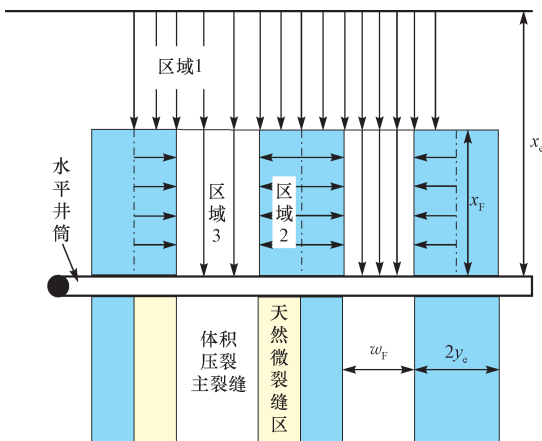


图1 多段压裂水平井三线性模型

Fig. 1 Trilinear flow model for a multistage fractured horizontal well

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{d^2 \bar{p}_{0D}}{dx_D^2} - \frac{s}{\eta_{0D}} \bar{p}_{0D} &= 0 \\ \frac{d^2 \bar{p}_{DF}}{dy_D^2} - u \bar{p}_{DF} + \frac{1}{y_{eD}} C_{0D} \frac{d\bar{p}_{0D}}{dx_D} \Big|_{x_D=1} &= 0 \\ \frac{d^2 \bar{p}_{DF}}{dx_D^2} + \frac{2}{C_{FD}} \frac{d\bar{p}_{DF}}{dy_D} \Big|_{y_D=\frac{\omega_D}{2}} &= \frac{s}{\eta} \bar{p}_{DF} \\ \frac{\partial \bar{p}_{0D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{eD}} &= 0 \\ \frac{d\bar{p}_{DF}}{dy_D} \Big|_{y_D=y_{eD}} &= \frac{d\bar{p}_{1D}}{dy_D} \Big|_{y_D=y_{eD}} \\ \frac{\partial \bar{p}_{DF}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=1} &= 0 \\ \bar{p}_{0D} \Big|_{x_D=1} &= \bar{p}_{1D} \Big|_{x_D=1} \\ \bar{p}_{DF} \Big|_{y_D=\frac{\omega_D}{2}} &= \bar{p}_{DF} \Big|_{y_D=\frac{\omega_D}{2}} \\ \frac{d\bar{p}_{DF}}{dx_D} \Big|_{x_D=0} &= -\frac{\pi}{C_{FD}s} \end{aligned} \right. \quad (1)$$

式(1)主要包括区域1、区域2和区域3在 Laplace 空间控制方程和边界条件。其中,各无因次量定义表达式为

$$\left\{ \begin{aligned} x_D &= \frac{x}{x_F} \\ x_{eD} &= \frac{x_e}{x_F} \\ y_D &= \frac{y}{x_F} \\ y_{eD} &= \frac{d}{x_F} \\ w_D &= \frac{w_F}{x_F} \\ q_D &= \frac{141.2 q \mu B}{K_n h (p_e - p_w)} \\ t_D &= 6.328 \times 10^{-3} \frac{K_n}{\mu (\Phi c_t)_n x_F^2} t \\ \omega &= \frac{\Phi_f C_f}{(\Phi c_t)_n} \\ \lambda &= \frac{\alpha K_m x_F^2}{K_n} \\ \eta_{0D} &= \frac{K_1 (\Phi c_t)_n}{K_n \Phi_1 C_{1f}} \\ \eta_{FD} &= \frac{K_F (\Phi c_t)_n}{K_n \Phi_F C_{fF}} \\ C_{0D} &= \frac{K_n x_F}{K_1 d} \\ C_{FD} &= \frac{K_F w_f}{K_n w_F} \end{aligned} \right. \quad (2)$$

求解式(1),可得 Laplace 空间油井无因次井底流压表达式为^[14-17]

$$\bar{p}_{\text{wD}} = \frac{\pi}{\sqrt{\alpha} C_{\text{FD}} s} \frac{\left\{ R \tanh \left[\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{OD}}}} (x_{\text{eD}} - 1) \right] \tanh(\sqrt{\alpha}) + \sqrt{\alpha} \right\}}{\left\{ R \tanh \left[\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{OD}}}} (x_{\text{eD}} - 1) \right] + \sqrt{\alpha} \tanh \sqrt{\alpha} \right\}} \quad (3)$$

其中

$$\begin{cases} \alpha = \frac{2\beta}{C_{\text{FD}}} + \frac{s}{\eta_{\text{FD}}} \\ \beta = \sqrt{u} \tanh \left[(\sqrt{u}(y_{\text{eD}} - w_{\text{FD}}/2)) \right] \\ u = sf(s) \\ f(s) = \frac{s\omega(1-\omega) + \lambda}{s(1-\omega) + \lambda} \\ R = 2C_{\text{OD}} \sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{OD}}}} \end{cases} \quad (4)$$

利用 Duhamel 褶积原理,可得 Laplace 空间油井无因次产量的解析表达式为

$$\bar{q}_{\text{D}} = \frac{\sqrt{\alpha} C_{\text{FD}}}{\pi s} \frac{\left\{ R \tanh \left[\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{OD}}}} (x_{\text{eD}} - 1) \right] + \sqrt{\alpha} \tanh(\sqrt{\alpha}) \right\}}{\left\{ R \tanh \left[\sqrt{\frac{s}{\eta_{\text{OD}}}} (x_{\text{eD}} - 1) \right] \tanh(\sqrt{\alpha}) + \sqrt{\alpha} \right\}} \quad (5)$$

人工裂缝线性流动段一般出现在早期^[18],此时 $f(s) \approx 1$ 且 $\tanh(\sqrt{\alpha}) \approx \sqrt{\alpha}$,由式(5)可得到实空间无因次产量表达式为

$$q_{\text{D}} = \frac{2}{\pi \sqrt{\pi t_{\text{D}}}} \quad (6)$$

根据无因次产量和无因次时间定义表达式,可得

$$\frac{31.27B\sqrt{\mu}}{m_1 h \sqrt{(\Phi c_t)_n}} = \sqrt{K_n} x_{\text{F}} \quad (7)$$

天然微裂缝线性流阶段,当满足 $\sqrt{\alpha} \geq 3$ 及 $\sqrt{\mu}(y_{\text{eD}} - w_{\text{FD}}/2) < 3$ 时^[18],满足

$$\begin{cases} \tanh(\sqrt{\alpha}) \approx 1 \\ \tanh[\sqrt{\mu}(y_{\text{eD}} - w_{\text{FD}}/2)] \approx \sqrt{\mu}(y_{\text{eD}} - w_{\text{FD}}/2) \end{cases} \quad (8)$$

此时,由式(4)可得到实空间无因次产量表达式为

$$q_{\text{D}} = \frac{\sqrt{2\omega(y_{\text{eD}} - w_{\text{FD}}/2)} C_{\text{FD}}}{\pi \sqrt{\pi t_{\text{D}}}} \quad (9)$$

将式(6)代入式(9)可得

$$\frac{44.2B\sqrt{\mu}}{m_2 h \sqrt{\omega(\Phi c_t)_n}} = \sqrt{K_{\text{F}} w_{\text{F}} y_{\text{e}}} \quad (10)$$

在微裂缝区窜流稳定段和线性段分别满足

$$\frac{99.84B\mu m_3 \sqrt{1-\omega}}{\sqrt{\lambda} h} = \frac{\sqrt{y_{\text{e}}}(k_n)^{1.5}}{\sqrt{K_{\text{F}} w_{\text{F}}}} \quad (11)$$

$$\frac{108.41B\mu}{m_4 h [\omega \mu (\Phi c_t)_n]^{0.25}} = \frac{x_{\text{F}} (K_n)^{1.25}}{\sqrt{K_{\text{F}} w_{\text{F}}}} \quad (12)$$

实际生产中,若在油井压后产量递减曲线上同时观察到人工裂缝线性流、天然微裂缝线性流和天然微裂缝区窜流稳定段,联立式(7)、式(10)和式(11)可得

$$\begin{cases} K_{\text{F}} w_{\text{F}} = \left[\frac{44.2B\sqrt{\mu}}{h \sqrt{y_{\text{e}} \omega (\Phi c_t)_n}} \frac{1}{m_2} \right]^2 \\ K_n = \left[\frac{4 \cdot 412.9B^2 \mu^{1.5} \sqrt{1-\omega}}{y_{\text{e}} h^2 \sqrt{\lambda \omega (\Phi c_t)_n}} \frac{1}{m_2 m_3} \right]^{\frac{2}{3}} \\ x_{\text{F}} = \left[\frac{6.93y_{\text{e}} B \sqrt{\lambda \omega}}{h (\Phi c_t)_n \sqrt{1-\omega}} \frac{m_2 m_3}{m_1^3} \right]^{\frac{1}{3}} \end{cases} \quad (13)$$

若在油井压后产量递减曲线上同时观察到人工裂缝线性流、天然微裂缝线性流和天然微裂缝区窜流线性段,联立式(7)、式(10)和式(12)可得

$$\begin{cases} K_{\text{F}} w_{\text{F}} = \left[\frac{44.2B\sqrt{\mu}}{h \sqrt{y_{\text{e}} \omega (\Phi c_t)_n}} \frac{1}{m_2} \right]^2 \\ K_n = \left[\frac{153.24B\mu^{0.75}}{h \omega^{0.75} (\Phi c_t)_n 0.25 y_{\text{e}}^{0.5}} \frac{m_1}{m_2 m_4} \right]^{\frac{4}{3}} \\ x_{\text{F}} = \left[\frac{1.3B y_{\text{e}} \omega^{1.5}}{h (\Phi c_t)_n} \frac{m_2^2 m_4^2}{m_1^5} \right]^{\frac{1}{3}} \end{cases} \quad (14)$$

由式(13)和式(14)可知,使用产量特征流动段分析方法可以计算出人工裂缝半长、人工裂缝导流能力和天然微裂缝区渗透率。

2 模型验证

以长庆油田合水地区微裂缝发育储层多段压裂水平井 HP-5 为例,对模型正确性进行验证。实际矿场数据如表 1 所示。根据表 1 参数及各无因次量定义表达式(2),可得模型需要的参数(表 2)。

根据表 2 中的数据,可得到该井产量递减曲线如图 2 所示。利用图中斜率为 0.5 的天然微裂缝线性流动段时间内的产量数据,绘制 $(p_{\text{e}} - p_{\text{wf}})/q$ 与 $\sqrt{t}$ 在直角坐标系下的曲线,通过计算可知曲线斜率为 $m = 3.34$ (MPa/m³/d),根据式(13)可计算人工裂缝导流能力为 $K_{\text{F}} w_{\text{F}} = 196.2$ (mD · m)。根据表 1 给出的参数,可知油藏真实人工裂缝导流能力 $K_{\text{F}} w_{\text{F}} = 200.0$ (mD · m)。计算结果与真实值相对误差为 1.9%,说明模型计算裂

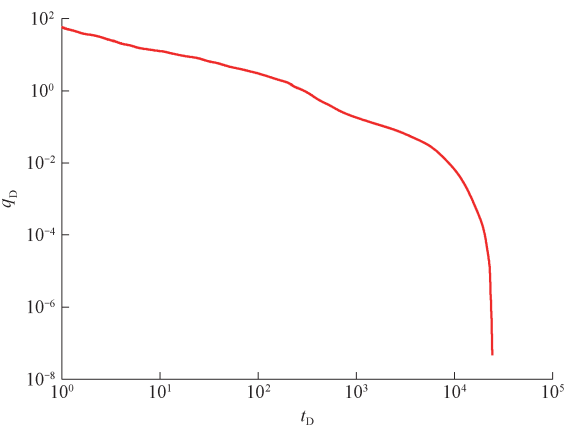


图 2 产量时间双对数曲线

Fig. 2 Log-log plot of rate vs. time

缝参数准确性和可靠性较高。

为了进一步验证模型正确性,以 3 口压裂水平井(HP-7 井、HP-8 井、HP-9 井)为例,通过微地震监测结果和模型计算结果进行对比,对模型正确性进行验证。3 口压裂水平井现场微地震监测结果如图 3 所示。通过微震监测方法解释得到 3 口压裂水平井(HP-7 井、HP-8 井和 HP-9 井)的平均人工裂缝长度分别

为 630、520 和 180m。

利用油田矿场实测的油井压后产量变化数据,进行无因次处理,可以得到 3 口压裂水平井(HP-7 井、HP-8 井和 HP-9 井)无因次产量曲线如图 4 所示。由于在产量递减曲线上能同时观察到人工裂缝线性流、天然微裂缝线性流和天然微裂缝区窜流线性段,因此采用式(4)进行裂缝参数计算。各井裂缝参数解释结果如表 3 所示。

图 5 对比分析了模型计算得到人工裂缝长与微地震监测解释人工裂缝长,由图 5 可知,模型计算结果与微地震监测解释结果具有较高一致性,验证了模型正确性。

3 结论

1) 基于压裂水平井三线性渗流规律,推导了多段压裂水平井产量公式。通过分析油井产量的变化规律并找出人工裂缝和天然裂缝的特征流动段,求解得到了微裂缝发育储层水平井压后裂缝参数(人工裂缝长度、人工裂缝导流能力和天然微裂缝区渗透率)。

表 1 长庆油田某微裂缝发育储层参数

Table 1 Parameters of a reservoir with well developed micro-fractures in Changqing oilfield Complex

参数	参数值	参数	参数值
油藏长度/m	1 600	水平井长度/m	1 200
油藏宽度/m	700	人工裂缝半长/m	200
油藏厚度/m	19	人工裂缝渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	20 000
基质渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	0. 23	原油粘度/(mPa · s)	1. 06
基质孔隙度	0. 108	原油体积系数	1. 31
初始地层压力/MPa	24	原油压缩系数/MPa ⁻¹	0. 001 4
井底流压/MPa	12	岩石压缩系数/MPa ⁻¹	0. 000 38
人工裂缝高度/m	19	原油密度/(g · cm ⁻³)	0. 75
人工裂缝宽度/m	0. 01	主裂缝压缩系数/MPa ⁻¹	0. 000 38
微裂缝压缩系数/MPa ⁻¹	0. 000 38	主裂缝条数	15
微裂缝渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	20	天然裂缝区半宽度/m	40

表 2 计算的模型参数

Table 2 Calculated model parameters

参数	参数值	参数	参数值
主裂缝无因次导流能力	0. 05	外部油藏无因次导压系数	0. 04
天然微裂缝区储容比	0. 779	无因次天然微裂缝区宽度	0. 2
天然微裂缝区窜流系数	55. 2	无因次油藏宽度	3. 5
主裂缝无因次导压系数	844. 444		

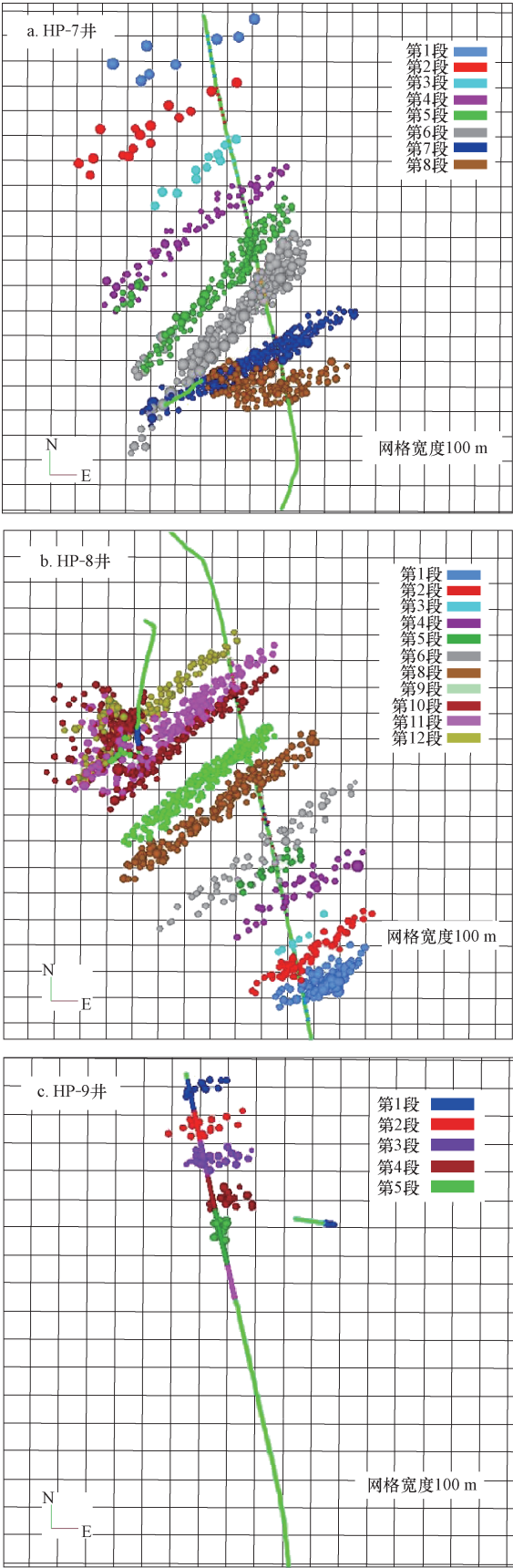


图 3 压裂水平井微地震监测图
Fig. 3 Sketch of microseismic monitoring for multistage fractured horizontal wells

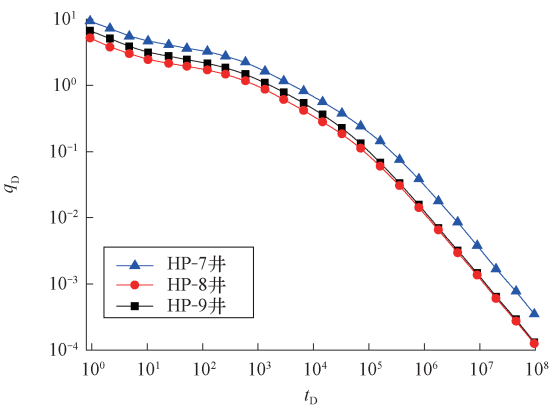


图 4 压裂水平井无因次产量曲线
Fig. 4 Dimensionless production curves for fractured horizontal wells

表 3 各井裂缝参数解释结果

裂缝参数	体积压裂水平井		
	HP-7	HP-8	HP-9
人工裂缝长/m	650	510	220
人工裂缝导流能力/(cm·μm ²)	2.46	1.94	0.82
天然微裂缝区渗透率/μm ²	0.85	0.77	0.81

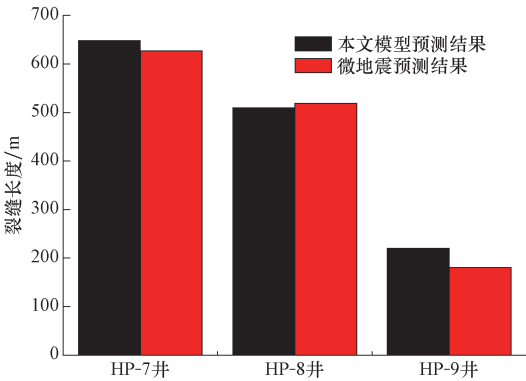


图 5 模型计算结果与微地震监测结果对比
Fig. 5 A comparison between the fracture lengths obtained from the proposed model and seismic monitor

2) 该方法在长庆油田某微裂缝发育储层的 4 口多段压裂水平井上进行了应用,对模型计算的裂缝参数值和微地震监测值进行了对比分析,结果表明利用该方法解释裂缝参数的准确性高。

3) 本文提出的利用油井产量变化特征段解释裂缝参数新方法,现场生产数据获取方便,局限性小,费用低,并且解释出的裂缝参数多,因此与微地震裂缝监测方法相比具有一定的优势,适合于油田现场推广应用。

符 号 注 释

B ——原油体积系数;
 C_t ——综合压缩系数, MPa^{-1} ;
 C_{FD} ——人工裂缝无因次导流能力;
 C_{OD} ——天然微裂缝无因次导流能力;
 d ——区域2边界, m ;
 F ——主裂缝;
 f ——天然微裂缝;
 h ——有效地层厚度, m ;
 K ——渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
 K_1 ——区域1渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
 K_n ——区域2裂缝系统渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
 K_m ——区域2基质系统渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
 K_F ——区域3人工裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
 m_1 ——直角坐标系 $(p_e - p_{\text{wf}})/q$ 与 $\sqrt{t}$ 的曲线斜率;
 m_2 ——直角坐标系 $(p_e - p_{\text{wf}})/q$ 与 $\sqrt{t}$ 的曲线斜率;
 m_3 ——直角坐标系 $(p_e - p_{\text{wf}})/q$ 的值;
 m_4 ——直角坐标系 $(p_e - p_{\text{wf}})/q$ 与 $t^{0.25}$ 曲线斜率;
 n ——天然微裂缝区;
 p ——压力, MPa ;
 p_{OD} ——区域1地层压力, MPa ;
 p_{ID} ——区域2基质系统压力, MPa ;
 p_{DF} ——区域2天然裂缝压力, MPa ;
 p_{DF} ——区域3人工裂缝压力, MPa ;
 p_e ——原始地层压力, MPa ;
 p_w ——井底压力, MPa ;
 q ——产量, m^3/d ;
 s ——Laplace 变换量;
 t ——时间, d ;
 w_F ——人工裂缝宽度, m ;
 w_f ——微裂缝宽度, m ;
 x_e ——区域1边界, m ;
 x_e ——油藏宽度, m ;
 x_F ——人工裂缝半长, m ;
 y_e ——天然微裂缝区宽度, m ;
 y_{ed} ——无因次天然微裂缝区宽度;
 η_{FD} ——人工裂缝无因次导压系数;
 η_{OD} ——外部油藏无因次导压系数;
 Φ ——孔隙度;
 Φ_1 ——区域1孔隙度;
 Φ_F ——人工裂缝孔隙度;
 μ ——粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;

ω ——天然微裂缝区储容比;
 λ ——天然微裂缝区窜流系数, m^2 ;
 上标 ——— Laplace 空间;
 下标 D——无因次;

参 考 文 献

- [1] 吴奇, 胥云, 王腾飞, 等. 增产改造理念的重大变革——体积改造技术概论[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 7-12.
Wu Qi, Xu Yun, Wang Tengfei, et al. The revolution of reservoir stimulation: an introduction of volume fracturing[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7-12.
- [2] 杨勉, 徐梓洋, 杨柏松, 等. 贝尔凹陷基岩潜山致密储层裂缝分布预测[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 253-257.
Yang Mian, Xu Ziyang, Yang Baisong, et al. Fracture prediction of bedrock buried hill tight reservoirs in Beier Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 253-257.
- [3] 雷刚, 董平川, 姚猛. 致密砂岩油藏井筒周围局部脱气压裂水平井产能计算[C]. 第十二届全国渗流力学学术会议, 青岛, 2013.
Lei Gang, Dong Pingchuan, Yao Meng. Productivity calculation for near-wellbore scale of fractured horizontal well with partial degasification[C]. The 12th National Conference on Fluid Mechanics in Porous Media, Qingdao, 2013.
- [4] 苏玉亮, 王文东, 周诗雨, 等. 体积压裂水平井三线性流模型与布缝策略[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 435-440.
Su Yuliang, Wang Wendong, Zhou Shiyu, et al. Trilinear flow model and fracture arrangement of volume-fractured horizontal well[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 435-440.
- [5] 廉黎明, 秦积舜, 杨思玉, 等. 水平井渗流模型分析评价及发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 821-827.
Lian Liming, Qin Jishun, Yang Siyu, et al. Analysis and evaluation on horizontal well seepage models and their developing trends[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(6): 821-827.
- [6] 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.
- [7] 赵立强, 刘飞, 王佩珊, 等. 复杂水力裂缝网络延伸规律研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(4): 562-569.
Zhao Liqiang, Liu Fei, Wang Peishan, et al. A review of creation and propagation of complex hydraulic fracture network[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4): 562-569.
- [8] 王爱国. 微地震监测与模拟技术在裂缝研究中的应用[D]. 山东: 中国石油大学(华东), 2008.
Wang Aiguo. Application of micro-seismic monitoring and simulation technology in the research of fracture[D]. Shandong: Doctorate dissertation of China University of Petroleum (East China), 2008.
- [9] Dong Shitai, Gao Hongxia. Microseismic monitoring technology and its application to oilfield development[J]. Petroleum Instruments, 2004,

- 18(5):5-8.
- [10] 孟维宏,王鸿勋.一种确定裂缝参数的新方法[J].石油大学学报(自然科学版),1988,12(4):70-80.
Meng Weihong, Wang Hongxun. A method for determination of fracture parameters by means of the first section of pressure decline curve [J]. 1988, 12(4):70-80.
- [11] 郭大立,吴刚,刘先灵,等.确定裂缝参数的压力递减分析方法[J].天然气工业,2003,23(4):83-85.
Guo Dali, Wu Gang, Liu Xianling, et al. Analyzing method of pressure decline to identify fracture parameters [J], Natural Gas Industry, 2003, 23(4):83-85.
- [12] 郭大立,赵金洲,刘先灵.识别水力裂缝参数的自动拟合模型和方法[J].石油钻采工艺,2003,25(1):49-52.
Guo Dali, Zhao Jinzhou, Liu Xianling et al. Automatic matching model and method for determining hydraulic fracture parameters [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2003, 25(1):49-52.
- [13] 肖晖.裂缝性储层水力裂缝动态扩展理论研究[D].成都:西南石油大学,2014.
- Xiao Hui. Research of hydraulic fracture dynamic propagation in fractured reservoirs [D]. Chengdu: Doctorate dissertation of Southwest Petroleum University, 2008.
- [14] Brown M, Ozkan E. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs [J]. SPE125043, 2009.
- [15] Bruce R, Meyer. Optimization multiple transverse hydraulic fractures in horizontal well bores [J]. SPE131732, 2010.
- [16] Lolon EP, Cipolla CL, Weijers, et al. Evaluating horizontal well placement and hydraulic fracture spacing/conductivity in the Bakken Formation, North Dakota [J]. SPE124905, 2009.
- [17] 姚军,殷修杏,樊冬艳,等.低渗透油藏的压裂水平井三线性流试井模型[J].油气井测试,2011,20(5):1-5.
Yao Jun, Yin Xiuxing, Fan Dongyan, et al. Trilinear flow model of fractured horizontal well in low permeability oil reservoirs [J]. Well Testing, 2011, 20(5):1-5.
- [18] Bello R O, Wattenbarger R A. Multi-stage hydraulically fractured shale gas rate transient analysis [J]. SPE126754, 2010.

(编辑 张亚雄)

(上接第333页)

- [21] 曲永强,王国栋,谭开俊,等.准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组次生孔隙储层的控制因素及分布特征[J].天然气地球科学,2015,26(增刊1):50-63.
Qu Yongqiang, Wang Guodong, Tan Kaijun, et al. Controlling factors and distribution characteristics of the secondary pore reservoirs of the Triassic Baikouquan Formation in the Mahu slope area, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(S1):50-63.
- [22] Walker F David L, Lee Martin R, Parsons Ian. Micropores and micro permeable texture in alkali feldspars: geochemical and geophysical implications [J]. Mineralogical Magazine, 1995, 59 (396): 505-534.
- [23] 齐雯,潘建国,王国栋,等.准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区百口泉组储层流体包裹体特征及油气充注史[J].天然气地球科学,2015,26(增刊1):64-71.
Qi Wen, Pan Jianguo, Wang Guodong, et al. Fluid inclusion and hydrocarbon charge history for reservoir of Baikouquan Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(S1):64-71.
- [24] 邱楠生,王绪龙,杨海波,等.准噶尔盆地地温分布特征[J].地质科学,2001,36(3):350-358.
Qiu Nansheng, Wang Xulong, Yang Haibo, et al. The characteristics of temperature distribution in the Junggar Basin [J]. Chinese Journal Of Geology, 2001, 36(3):350-358.
- [25] 黄思静,黄可可,冯文立,等.成岩过程中长石、高岭石、伊利石之间的物质交换与次生孔隙的形成:来自鄂尔多斯盆地上古生界和川西凹陷三叠系须家河组的研究[J].地球化学,2009,38(5):498-506.
Huang Sijing, Huang Keke, Feng Wenli, et al. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondary porosity formation in clastic diagenesis—A case study on the Upper Paleozoic Ordos Basin and Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression [J]. Geochimica, 2009, 38(5):498-506.
- [26] 刘畅,陈冬霞,董月霞,等.断层对南堡凹陷潜山油气藏的控制作用[J].石油与天然气地质,2015,36(1):43-50.
Liu Chang, Chen Dongxia, Dong Yuexia, et al. Control of faults on hydrocarbon accumulation of buried hill reservoirs in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1):43-50.
- [27] 汪新伟,孟庆强,邹长武,等.巴西大坎波斯盆地裂谷体系及其对盐下成藏的控制作用[J].石油与天然气地质,2015,36(2):193-202.
Wang Xinwei, Meng Qingqiang, Wu Changwu, et al. Rift system and its controlling effects upon pre-salt hydrocarbon accumulation in Great Campos Basin, Brazil [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(2):193-202.
- [28] 陈石,郭召杰,漆家福,等.准噶尔盆地西北缘三期走滑构造及其油气意义[J].石油与天然气地质,2016,37(2):322-331.
Chen Shi, Guo Zhaojie, Qi Jiafu, et al. Three-stage strike-slip fault systems at northwestern margin of Junggar Basin and their implications for hydrocarbon exploration [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2):322-331.

(编辑 董立)