

体积压裂水平井三线性流模型与布缝策略

苏玉亮¹, 王文东¹, 周诗雨¹, 李晓慧², 慕立俊³, 鲁明晶¹, 盛广龙¹

(1. 中国石油大学 石油工程学院 山东 青岛 266580; 2. 中国石化 华北分公司 第一采气厂, 河南 郑州 450006;

3. 中国石油 长庆油田 油气工艺研究院, 陕西 西安 710021)

摘要:低渗透致密储层进行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,通过有效的方法对压裂水平井裂缝分布评价、压裂改造体积及压裂后产能预测对压裂施工效果分析具有重要意义。为此,在充分结合致密油储层特点和压裂改造设计思路的基础上,针对压裂措施后形成的分级多簇的裂缝排布及裂缝有限导流渗流特征,建立了水平井体积压裂三线性流数学模型,应用 Laplace 变换,求得定产条件下封闭边界单条裂缝的拉氏空间解;通过 Stehfest 数值反演及多裂缝叠加原理,得到了体积压裂水平井井底压力和产量的表达式;同时,结合美国巴肯致密油储层生产特征参数对模型的正确性进行了验证。对产能影响因素研究结果表明,裂缝排布方式对储层改造体积影响较大,级簇比越大累积产油量越高;增加裂缝条数可以有效提高储层动用效率,在进行水平井体积压裂措施设计时应充分考虑裂缝级数或簇数增加导致产量下降问题。研究结果对致密油储层水平井体积压裂设计及产能评价具有重要意义。

关键词:布缝策略;储层改造体积;体积压裂水平井;三线性流模型;产能预测

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Trilinear flow model and fracture arrangement of volume-fractured horizontal well

Su Yuliang¹, Wang Wendong¹, Zhou Shiyu¹, Li Xiaohui², Mu Lijun³, Lu Mingjing¹, Sheng Guanglong¹

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China; 2. No. 1 Natural Gas Production Plant, North China Branch Company, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450006, China; 3. Research Institute of Oil and Gas Technology, Changqing Oilfield, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710021, China)

Abstract: For low-permeability tight oil/gas reservoirs, economic development is viable only after high-volume hydraulic fracturing which can create multiple fractures and complex network consisting of natural and induced hydraulic fractures. Consequently, fracture arrangement evaluation, prediction of stimulated reservoir volume and well productivity are critical to well stimulation analysis. In combination with the characteristics of tight reservoir and the basics of hydraulic fracture design, we proposed a trilinear flow mathematical model for volume-fractured horizontal wells which can reflect the finite conductivity flow behavior inside hydraulic fractures and massive fractures arrangement. The solution of single fracture at closed boundary condition can be obtained through Laplace transformation. Meanwhile, Stehfest numerical inversion and fracture superposition principle were applied to get formulas of bottom hole pressure and well production for volume-fractured horizontal wells. The model has been valid by using Bakken tight oil production curves. Sensitivity to various parameters such as fracture arrangement, stimulated reservoir volume, number of fractures have been investigated. The result shows that the pattern of fracture distribution has a great influence on the stimulated reservoir volume; the higher ratio of fracture stage and cluster is, the higher the cumulative oil production of fractured horizontal well is; increasing the numbers of fractures can improve producing efficiency, however, interference between fractures possibly cause the decrease of production. The study results are of great significance for the volume-fracturing design and well productivity evaluation of horizontal wells in tight oil reservoirs.

Key words: fracture arrangement, fractured reservoir volume, volume-fractured horizontal well, trilinear flow model, well productivity prediction

致密油气藏具有渗透率超低、天然裂缝发育的特点,常规单一裂缝的压裂方式难以获得较好的增产效

收稿日期:2013-12-30;修订日期:2014-04-20。

第一作者简介:苏玉亮,(1970—),男,教授、博士生导师,低渗油藏驱替机理及开采、注气提高采收率、深水油气田开发等。E-mail: suyuliang@upc.edu.cn。

基金项目:长庆油田油气当量上产5 000万吨关键技术研究(2008E-1305);长江学者和创新团队发展计划(IRT1294)。

果^[1-4]。水平体积改造技术采用分段多簇射孔及多段压裂的模式利用缝间干扰,促使产生复杂裂缝网络,从而增大了储层的改造体积和裂缝网络的导流能力^[5-10]。McGuire 和 Sikora^[11]在1960年提出了经典的垂直裂缝井产能的计算方法,证实单井产能与裂缝长度和导流能力呈正相关关系;1981年,Cinco-Ley等^[12]首次提出了无限大油藏无限导流能力垂直裂缝井的双线性流模型;Lee 和 Brockenbrough^[13-14]提出了基于无限大油藏有限导流垂直裂缝井三线性流模型,该类流动模型常被用来作为试井曲线分析^[15-18]。2009年,Ozkan等^[19]将三线性流模型引入到压裂水平井模型中并通过试井曲线分析了模型的正确性。Meyer等^[20]2010年将建立的分段压裂水平井三线性流模型与E. P. Lolon等^[21]三维数值模拟模型进行了对比,验证了三线性流模型的正确性,后者以井点为研究单元对压裂水平井井距、裂缝形态、裂缝导流能力等因素进行了优化,但是没有研究体积压裂布缝方式以及改造体积的对产能的影响。致密油气藏体积改造早在2002年由国外学者提出,认为形成的复杂缝网提高了储层的渗透率,并且裂缝网络“带宽”越长,增产及稳产效果越好^[22-26]。本文在Lee 和 Brockenbrough (1986)提出三线性流模型的基础上,建立了体积压裂水平井渗流数学模型,并对其进行了解析求解,实现了多条不等间距裂缝非稳态产能计算,最后通过分析裂缝排布方式和储层改造体积对开发效果的影响,给出了致密油储层水平井体积压裂的最优布缝策略。

1 致密油储层体积压裂井三线性流数学模型的建立

1.1 物理模型

体积压裂水平井三线性流模型将油藏系统中的流

体流动划分为三部分,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有限导流能力垂直人工裂缝,裂缝不可变形完全穿透储层,裂缝高度等于油藏厚度;③水力裂缝以井轴对称,并且垂直于水平井筒;④水平井段的压力损失忽略不计。如图1所示,区域A为地层线性流动,平行于裂缝方向的远井流动区域;区域B裂缝间线性流动,基质向裂缝流动区域;区域C为人工裂缝内部的线性流动区域。在地层流动达到拟稳态状态之前,流体由区域A流入区域B、经由区域B向裂缝区域C流动、最后从区域C流向水平井井筒。

1.2 数学模型的建立

为了方便,将三线性流模型以国际单位制及无因次变量的形式进行推导,无因次压力 p_D 及时间 t_D 的如式(1),(2)所示;其中,1,2,3分别代表代表区域A、区域B、区域C。

$$p_{nD} = \frac{kh(p_i - p)}{q\mu}, \quad n = 1, 2, 3 \quad (1)$$

式中: q 为水平井单条裂缝地面产量, cm^3/s ; μ 为原油粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; k 为油藏平均渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; p_{nD} ($n = 1, 2, 3$)分别代表区域A、B、C的压力,MPa; h 代表储层厚度,m; p_i 为初始地层压力,MPa。

$$t_D = \frac{kt}{\Phi\mu c_i x_f^2} \quad (2)$$

式中: Φ 为储层孔隙度,%; c_i 为储层综合压缩系数, MPa^{-1} ; x_f 为主裂缝长度,m; t_D 为无因次时间; t 为时间,s。

x 方向与 y 方向的无因次距离分别定义为,

$$x_D = x/x_f \quad (3)$$

式中: x_D 为 x 方向的无因次距离; x 为距离裂缝中线的长度,m;

$$y_D = y/y_f \quad (4)$$

式中: y_D 为 y 方向的无因次距离; y 为距离井筒中线的长度,m。

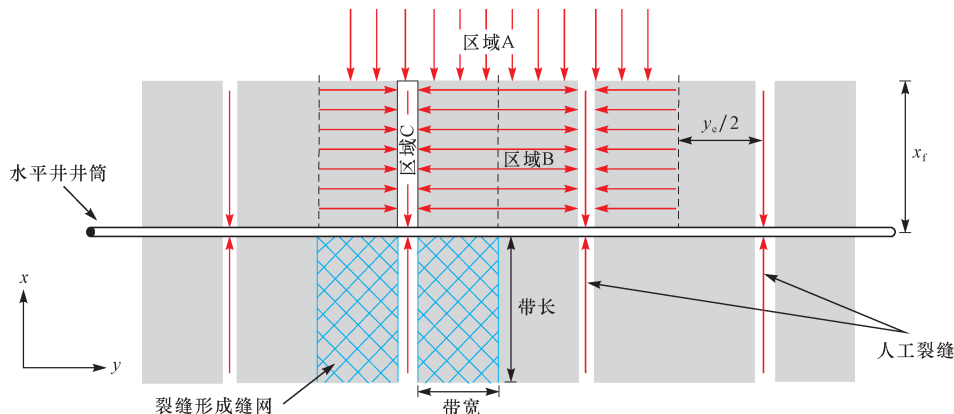


图1 水平井体积压裂三线性流模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of trilinear flow model of volume-fractured horizontal well

无因次油藏边界的距离定义为 x_{eD}, y_{eD} , 无因次裂缝形状因子 l , 裂缝无因次导流能力 C_{fD} , 无因次井筒存储系数 C_{Df} , 其他无因次参数定义如下:

$$C_{fD} = \frac{k_f w_f}{k_m x_f} \quad (5)$$

$$C_l = \frac{1}{\eta_f} = \frac{k_m \Phi_f c_{fD}}{k_f \phi c_l} \quad (6)$$

$$C_{Df} = \frac{C}{2\pi \Phi c_l h x_f^2} \quad (7)$$

$$a = \frac{2}{C_{fD}} \quad (8)$$

$$b = -\frac{\pi}{C_{fD}} \quad (9)$$

式中: k_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_m 为储层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; w_f 裂缝宽度, m ; Φ_f 为裂缝孔隙度; c_{fD} 为裂缝综合压缩系数, MPa^{-1} ; C 为井筒存储系数, m^3/MPa ; a 为无因次定义系数; b 为无因次定义系数。

由于整个裂缝系统的对称性, 仅取人工裂缝矩形改造泄油区的四分之一作为研究对象, 如图1。从油藏外界到内部改造油藏及人工裂缝, 各区域解通过边界连接处的压力相等条件进行耦合。区域A为油藏外封闭边界与改造后油藏外边界的范围, 该区域的拉氏空间扩散方程, 初始条件及边界条件如式(10)~式(13)。可以看出式(13)假设为不流动边界, 该边界条件表明, 在两口平行的体积压裂水平井的泄油边界附近存在一个不渗透边界。

$$\frac{\partial^2 p_{1D}}{\partial x_D^2} + a \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=0} = C_l \frac{\partial p_{1D}}{\partial t_D} \quad (10)$$

$$p_{1D} \Big|_{t_D=0} = 0 \quad (11)$$

$$\frac{\partial p_{1D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=0} = b \left(1 - C_{Df} \frac{\partial p_{wD}}{\partial t_D} \right) \quad (12)$$

$$\frac{\partial p_{1D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=x_{eD}} = 0 \quad (13)$$

区域B代表了两条相邻裂缝间的线性流动, 如

$$\Psi = \left\{ -\frac{a \sqrt{s - \sqrt{s}T} \left(\exp\left(-\frac{2l}{\lambda} \sqrt{s - \sqrt{s}T} - 1\right) \right)}{\left[1 + \exp\left(-\frac{2l}{\lambda} \sqrt{s - \sqrt{s}T}\right) - S \sqrt{s - \sqrt{s}T} \exp\left(-\frac{2l}{\lambda} \sqrt{s - \sqrt{s}T}\right) + S \sqrt{s - \sqrt{s}T} \right]} \right\}^{1/2}, T = \frac{1 - \exp[2\sqrt{s}(l-1)]}{1 + \exp[2\sqrt{s}(l-1)]}$$

可以看出当忽略表皮系数和井筒储存效应时, 无因次形状参数 l 对裂缝产量的影响较大。通过 Stehfest 数值反演计算得出对于任意一个无因次时间点 t_D 所对应的无因次产量, $\bar{Q}$ 为日产油量的拉氏空间表达式。

$$Q(t_D) = \frac{\ln 2}{t_D} \sum_{i=1}^N V_i \bar{Q}\left(\frac{\ln 2}{t_D} i\right) \quad (23)$$

其中

$$V_i = (-1)^{\frac{N}{2}+} \sum_{k=\left[\frac{i+1}{2}\right]}^{\min\left(i, \frac{N}{2}\right)} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{\left(\frac{N}{2}-k\right)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \quad (24)$$

图1所示, 从外界区域油藏流入到区域B的线性流是 x 方向, 而从内界油藏及B区流入人工裂缝的是 y 方向的线性流。因此, B区渗流扩散方程可写为式(14), 由于裂缝对称分布, 即考虑每两条裂缝之间存在不渗透边界。

$$\frac{\partial^2 p_{2D}}{\partial y_D^2} + \frac{\partial p_{3D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=1} = \frac{\partial p_{2D}}{\partial t_D} \quad (14)$$

$$p_{1D} = p_{2D} \Big|_{y_D=0} - S \frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=0} = 0 \quad (15)$$

$$p_{2D} \Big|_{t_D=0} = 0 \quad (16)$$

$$\frac{\partial p_{2D}}{\partial y_D} \Big|_{y_D=y_e} = 0 \quad (17)$$

区域C为 x 方向人工裂缝内部的线性流动, 不考虑裂缝表皮和井筒存储, 流体由裂缝直接流向井底, 其渗流扩散方程和边界条件为式(18)~式(21)。

$$\frac{\partial p_{3D}}{\partial t_D} = \frac{\partial^2 p_{3D}}{\partial x_D^2} \quad (18)$$

$$p_{3D} \Big|_{t_D=0} = 0 \quad (19)$$

$$p_{2D} \Big|_{x_D=1} = p_{3D} \Big|_{x_D=1} \quad (20)$$

$$\frac{\partial p_{3D}}{\partial x_D} \Big|_{x_D=l} = 0 \quad (21)$$

式中: x_e 为油藏半宽度, m ; y_e 为裂缝半间距, m 。

2 流动模型的求解及验证

2.1 方程求解

3个区域方程及边界条件已经给出, 根据 Laplace 变换, 求出定产量生产条件下, 矩形封闭边界单一裂缝三线性流模型拉氏空间解, 结合定产量与定压力生产之间关系式表达式^[10], 解出定压条件下的拉氏产量解:

$$\bar{q}_D(s) = -\frac{\Psi}{sb} \tan(h\Psi) \quad (22)$$

其中

2.2 多裂缝叠加处理

基于裂缝产量叠加法^[9], 建立水平井分级多簇压裂产能预测模型(图2), 得到定压生产时的产量为:

$$q_D = q_D(t_D, \lambda_e)(nc-1)ns + q_D(t_D, \lambda_i)(ns-1) + q_D(t_D, \lambda_e) \quad (25)$$

1) 裂缝在水平井段均布时, 即 $\lambda_i = \lambda_e$, 式(25)

为:

$$q_D = q_D(t_D, \lambda_e, l)(ns \cdot nc - 1) + q_D(t_D, \lambda_e, l) \quad (26)$$

2) 裂缝完全均布时, 即 $\lambda_i = \lambda_e = \lambda_c$, 式(25)为:

$$q_D = q_D(t_D, \lambda_e, l) N \tag{27}$$

从公式中可以明显看出,当 x_e 不变 λ 越大时,单一裂缝的泄油面积越小,即裂缝排列越密集时单一裂缝的泄油面积越小,裂缝之间的干扰越强烈。

上式中致密储层的长为 l_b (m),宽为 l_a (m),水平井段长 l_h (m),为体积压裂级数为 ns ,簇数为 nc 。边部裂缝距油藏边界的长度为 $\Delta y_e/2$,簇内裂缝的间距为 Δy_c ,级间裂缝间距为 Δy_i 。

可得:

$$l_b = \Delta y_c(nc - 1)ns + \Delta y_i(ns - 1) + \Delta y_e \tag{28}$$

其中: $\Delta y_c = l_h/(N - 1)$ $\Delta y_e = y_e - l_h$ $\tag{29}$

不同位置处的裂缝形状参数为:

簇内部裂缝: $\lambda_c = x_e/\Delta y_c$ $\tag{30}$

级两端裂缝: $\lambda_i = x_e/\Delta y_i$ $\tag{31}$

端部裂缝: $\lambda_e = x_e/\Delta y_e$ $\tag{32}$

2.3 模型验证

文中以美国巴肯致密油储层条件及分段压裂水平井参数为基础,将体积压裂水平井三线性流模型与 E. P. Lolon 等^[14]的三维数值模拟模型的数据结果进行了对比,可以看出在不同裂缝分布时的拟合效果,验证了三线性流模型的正确性(图 3)。

3 产能影响因素

水平井体积压裂开发效果受到很多因素的影响,针对不同的布缝方式和裂缝特点,以及各因素对水平井产能的影响程度不同,基于三线性流水平井体积压裂产能模型研究了储层改造体积、裂缝条数、裂缝间距对压裂水平井开发效果的影响。以长庆某致密油储层为例,油藏面积为 $1.9\text{ km} \times 1.15\text{ km}$,油层厚度 10 m ,平均渗透率 $0.3 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,孔隙度 10% ,原油粘度 $1.46\text{ mPa} \cdot \text{s}$,密度 0.75 g/cm^3 ,原油体积系数 1.21 ,原油压缩系数 $1.383 \times 10^{-3}\text{ MPa}^{-1}$,岩石压缩系数 $7.135 \times 10^{-4}\text{ MPa}^{-1}$ 。水平井长度 1 500 m ,裂缝导流能力 $200 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 。

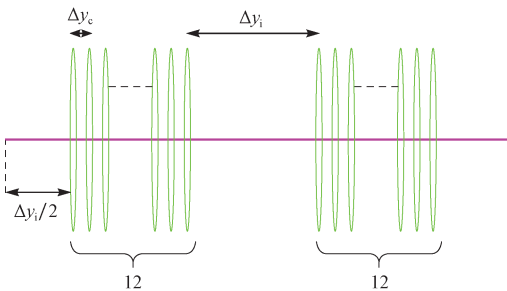


图 2 水平井体积压裂裂缝分布示意图

Fig. 2 Fracture distribution of volume-fractured horizontal well

3.1 储层改造体积

设计水平体积压裂裂缝布置方案如表 1 所示,其中体积压裂单条裂缝的改造体积为改造后形成的缝网带宽 $\times$ 带长 $\times$ 缝网高度。由于在一定的储层条件下缝网改造的范围受到多方面因素控制,这里考虑采用相同的压裂工艺措施,单条裂缝的储层改造范围为 $SRV = 60\text{ m} \times 400\text{ m} \times 10\text{ m} = 24 \times 10^4\text{ m}^3$,当裂缝间距较小时,改造范围将会发生叠置,导致裂缝附近改造范围缩小,以 2 级 12 簇压裂方式来说, $SRV = (11 \times 20 + 60) \times 2 \times 400 \times 10 = 4.44 \times 10^6\text{ m}^3$ 。

由图 4 可见,当裂缝条数相同时不同裂缝排布方式下随着裂缝级簇比逐渐增大,储层改造体积线性增加。级簇比越大,相邻裂缝间叠置区域越小,储层改造范围越大,裂缝间生产干扰越小。而当储层改造体积逐渐增加,不同裂缝排布方式下累积产油量却呈现出先增大后增加幅度逐渐趋于平缓的趋势,当储层改造体积为 $3.2 \times 10^6\text{ m}^3$ 时可以取得最优值。这是因为体积压裂过程中,单条裂缝的改造范围很大程度上决定了单井的最终产量,压裂过程中既要兼顾能够大幅度提高单井裂缝的储层横向动用程度,还需要考虑裂缝之间相互干扰的情况。当裂缝级数较小时,级平均裂缝条数较多,各裂缝簇之间的生产干扰较为严重,储层

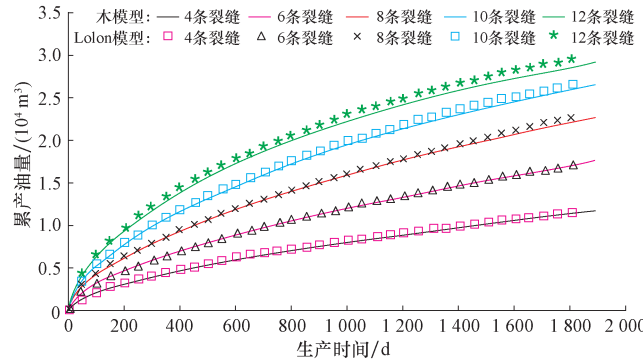


图 3 文中模型与 Lolon 三维数值模拟模型累积产油量对比
Fig. 3 Comparison of cumulative production between the proposed model and Lolon 3D numerical simulation model

表 1 裂缝条数相等布缝方案设计表

Table 1 Fracture arrangement design for fracturing with the same fracture number in each stage

方案	裂缝级数 (簇)	级间距 Δy_i / m	储层改造体积/ (10^6 m^3)	产量/ (10^4 m^3)
①	2(12)	225	2.24	1.65
②	3(8)	185	2.4	1.75
③	4(6)	150	2.56	1.90
④	6(4)	115	2.88	2.02
⑤	8/3	97.5	3.20	2.05
⑥	12(2)	80	3.84	2.13

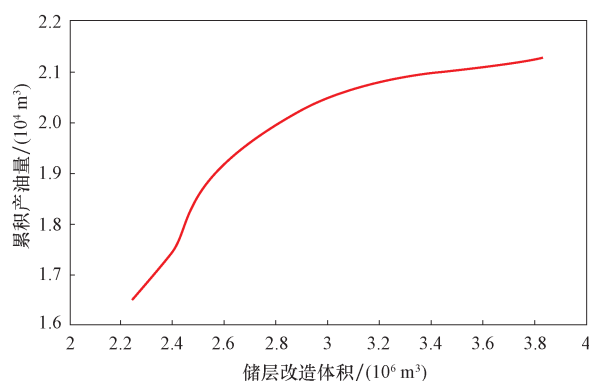


图4 不同储层改造体积累产油量变化曲线

Fig. 4 Cumulative production vs. different stimulated reservoir volume

动用程度及泄油面积也随之减小;反之裂缝压裂簇数较大时,相邻两端供油区域逐渐减小,而是储层整体的泄油面积增大,同时裂缝之间产量不会受到太大的影响。因此可以看出,在单条裂缝改造范围不可能无限增大的前提下,适当的调整裂缝排布及布置方式,可以有效地提高整个储层的动用效率,从而达到提高单井产能的目的。

3.2 裂缝条数

图5和图6为不同裂缝条数时,不同裂缝排布组合储层改造体积,其中 X 代表随着裂缝条数增加裂缝级数或裂缝簇数而增大的数值,如 X 级4簇,所对应24条裂缝即为6级4簇。从图中可以看出,相同裂缝排布方式,水平井体积压裂裂缝条数逐渐增大可以有效地提高储层改造体积和单井累积产量。当裂缝条数增加,储层改造体与裂缝级簇比呈正相关关系,级簇比越大储层改造体积也随之增加,12级2簇储层改造体积达到了 $5.76 \times 10^6 \text{ m}^3$;累积产油量也随着裂缝条数的增加逐渐增大,值得注意的是当裂缝条数增大到一定程度后,累积产油量的增幅逐渐变小,这是因为无论是裂缝级数或者裂缝簇数增加,裂缝的实际储层动用范围及泄油区域在不断减小,裂缝间排布过于密集导致生产干扰产量不断降低。

4 结论

1) 利用三线性流模型,建立了体积压裂水平井不稳定渗流数学模型,并利用Laplace变化和Stehfest反演得到了裂缝的压力和产量表达式。根据体积改造方式的特点,提出了压裂水平井储层改造体积的计算方法。

2) 对体积压裂水平井不同裂缝排布方式下的储层改造体积、裂缝条数影响因素进行了研究,对压裂水平井的产能变化规律进行了分析,给出了不同裂缝排

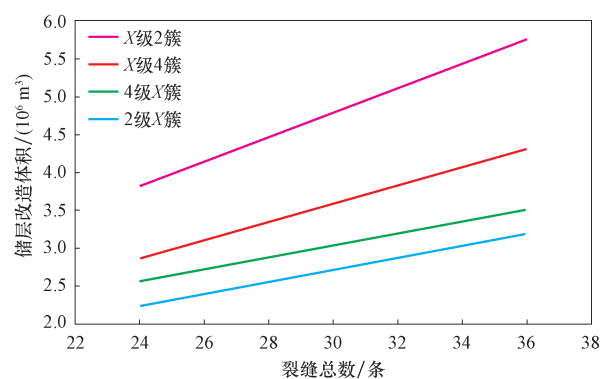


图5 不同裂缝条数下储层改造体积变化规律

Fig. 5 Stimulated reservoir volume vs. different number of fractures

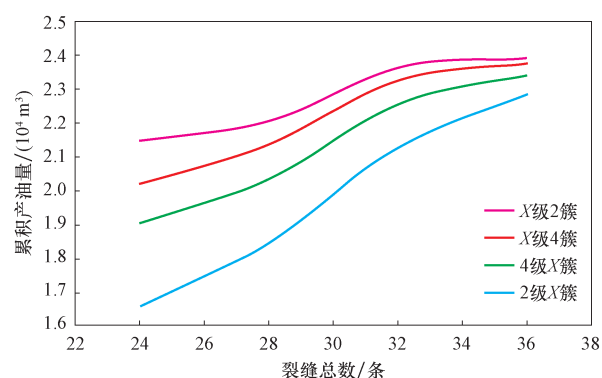


图6 不同裂缝条数下数累积产油量变化曲线

Fig. 6 Cumulative production vs. different number of fractures

布条件下的最优布缝方案。

3) 结果表明,裂缝排布方式对储层改造体积影响较大,级簇比越大累积产油量越高,单井累积产量在储层改造体积为 $3.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ 时可以取得最优值。增加裂缝条数可以有效提高储层动用效率,在进行水平井体积压裂措施设计时应充分考虑裂缝级数或簇数增加导致产能下降的问题。

参 考 文 献

- [1] 周庆凡,杨国丰. 致密油与页岩油的概念与应用[J]. 石油与天然气地质,2012,33(4):541-544.
Zhou Qingfan, Yang Guofeng. Definition and application of tight oil and shale oil terms[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(4): 541-544.
- [2] 牛小兵,冯胜斌,刘飞,等. 低渗透致密砂岩储层中石油微观赋存状态与油源关系——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组为例[J]. 石油与天然气地质,2013,34(3):288-293.
Niu Xiaobing, Feng Shengbin, Liu Fei, et al. Microscopic occurrence of oil in tight sandstones and its relation with oil sources—a case study from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 288-293.
- [3] 时保宏,姚涇利,张艳,等. 鄂尔多斯盆地延长组长9油层组成藏地质条件[J]. 石油与天然气地质,2013,34(3):294-300.
Shi Baohong, Yao Jingli, Zhang Yan, et al. Geologic conditions for hydrocarbon accumulation in Chang9 oil reservoir of the Yanchang For-

- mation, Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34 (3): 294–300.
- [4] 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.
- [5] 吴奇, 胥云, 刘玉章, 等. 美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 1–7.
- Wu Qi, Xu Yun, Liu Yuzhang, et al. The current situation of stimulated reservoir volume for shale in U. S. and its inspiration to China. [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(2): 1–7.
- [6] 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.
- [7] 孙海成, 汤达祯. 四川盆地南部构造页岩气储层压裂改造技术[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2011, 41(S1): 34–39.
- Sun Haicheng, Tang Dazhen. Shale gas formation fracture stimulation in the South Sichuan Basin[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2011, 41(S1): 34–39, 68.
- [8] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术——内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352–358.
- Wu Qi, Xu Yun, Wang Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs; connotation, optimization design and implementation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352–358.
- [9] 魏子超, 蔡殿生, 孙兆旭, 等. 体积压裂技术在低孔致密油藏的应用[J]. 油气井测试, 2013, 22(04): 50–52.
- Wei Zichao, Qi Diansheng, Sun Zhaoxu, et al. Application of fracturing technology in low pore volume density of reservoir. [J]. Well Testing, 2013, 22(4): 50–52.
- [10] 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.
- [11] McGuire W J, Sikora V J. “The effect of vertical fracture on well productivity” [J]. SPE 1618–G–403, 1960.
- [12] Cinco-Ley H, Samaniego V. “Transient pressure analysis: finite conductivity fracture case versus damaged fracture case” [J]. SPE 10179, 1981.
- [13] Lee, S T, Brockenbrough, J R. A new analytical solution for finite conductivity vertical fractures with real time and Laplace space parameter estimation[J]. SPE 12013, 1983.
- [14] Lee, S T, Brockenbrough, J R. A new approximate analytical solution for finite conductivity vertical fractures[J]. SPE 12013–PA, 1986.
- [15] 陈安乐. 凝析气在垂直裂缝地层中的三线性渗流模型[J]. 大庆石油学院学报, 2003, 27(3): 20–22.
- Chen Anle. A condensate gas model of three linear filtering in vertical fractured reservoir and its applications[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2003, 27(3): 20–22.
- [16] 严涛, 贾永禄. 考虑表皮和井筒存储效应的有限导流垂直裂缝井三线性流动模型试井分析[J]. 油气井测试, 2004, 13(1): 1–3.
- Yan Tao, Jia Yonglu. Well test analysis for tri-line flow model in limit conductivity vertical fracture wells with skin factor and well bore storage[J]. Well Testing, 2004, 13(1): 1–3.
- [17] 赵志成. 基于三线性模型的垂直裂缝井采油指数研究[J]. 企业科技与发展, 2009, 264(18): 48–50.
- Zhao Zhicheng. A study on oil productivity index of wells with vertical fracture based on model for measuring flow by using 3–pendulum wires[J]. Enterprise Science and Technology & Development, 2009, 264(18): 48–50.
- [18] 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.
- [19] Brown M, Ozkan E. Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs[J]. SPE 125043, 2009.
- [20] Bruce R, Meyer. Optimization multiple transverse hydraulic fractures in horizontal well bores[J]. SPE 131732, 2010.
- [21] Lolon E P, Cipolla C L, Weijers, et al. Evaluating horizontal well placement and hydraulic fracture spacing/conductivity in the Bakken Formation, North Dakota[J]. SPE 124905, 2009.
- [22] Fisher M K, Heinze J R, Harris C D, et al. Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett Shale using microseismic fracture mapping[J]. SPE 90051–MS, 2004.
- [23] Mayerhofer M J, Lolon E P, Youngblood J E, et al. Integration of microseismic fracture mapping results with numerical fracture network production modeling in the Barnett Shale[J]. SPE 102103–MS, 2006.
- [24] 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. The Evolution of stimulated theory-introduction of volume fracturing technology[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7–12.
- [25] Fisher M K, Wright C A, Davidson B M. Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations in the Barnett Shale [J]. SPE 77441–MS, 2002.
- [26] Fisher M K, Heinze J R, Harris C D. Optimizing horizontal completion techniques in the Barnett Shale Using Microseismic Fracture Mapping [J]. SPE 90051–MS, 2004.

(编辑 张亚雄)