

文章编号:1673-5005(2011)01-0102-04

水力压裂参数优化的解析方法

马新仿

(中国石油大学 石油工程教育部重点实验室,北京 102249)

摘要:提出一种在支撑剂注入量受限的情况下(如海上油田的水力压裂),以无因次生产指数最大化为目标的水力压裂裂缝参数优化的解析方法。建立无因次生产指数、无因次裂缝导流能力和裂缝长度三者之间的解析关系式,用来确定最大无因次生产指数及其所对应的最佳裂缝长度。所提方法计算简单、方便、快捷。实例计算结果表明,在注入支撑剂质量和地层条件一定的情况下,水力压裂所形成的裂缝存在唯一的裂缝长度和宽度组合,使得无因次生产指数具有最大值。

关键词:水力压裂;参数优化;无因次生产指数;裂缝长度;支撑剂

中图分类号:TE 357.1

文献标志码:A

doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2011.01.020

Analytical method for parameter optimization in hydraulic fracturing

MA Xin-fang

(MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: An analytical method for optimizing fracture geometry size was presented, which can obtain the maximal dimensionless productivity index (PI) considering the limited proppant mass. The analytical expression considering the dimensionless PI, dimensionless fracture conductivity and fracture length was given, by which the optimal fracture length and the maximal dimensionless PI can be calculated. This method is more simple, more convenient and faster than simulation. The calculated results show that there is only one optimal fracture length corresponding to the maximal dimensionless PI when the mass of injected proppant is fixed in known formation.

Key words: hydraulic fracturing; parameter optimization; dimensionless productivity index; fracture length; proppant

水力压裂是油气井增产增注的主要措施,为了进一步提高压裂效果,必须优化水力压裂的裂缝参数,使油气井产能最大^[1-2]。目前水力压裂裂缝参数的优化主要以净现值(NPV)为目标,该方法的特点是为了充分发挥储层的生产潜能,一定程度上尽可能增加支撑剂的用量,以此来增加裂缝长度。但是,在某些情况下,如海洋油田的水力压裂,由于条件的限制,支撑剂的用量有限,不能象陆上油田为追求油井产能而加大支撑剂的用量,这就需要在支撑剂质量受限的情况下所形成的水力裂缝能最大程度发挥储层的产能,使油井的生产达到最优。如果支撑剂质量或体积一定,在地层中所形成的裂缝的体积是一定的。在裂缝高度一定的情况下,裂缝长度和裂缝宽度就成了裂缝体积资源的争夺者,裂缝长度越

大,则裂缝宽度越小,而不同的裂缝长度和宽度对应不同的油井产能,这就存在一个最佳的裂缝长度,使油气井的产能最优^[3-7]。笔者在引入无因次生产指数和无因次裂缝导流能力的基础上,建立无因次生产指数与无因次裂缝导流能力、裂缝长度三者之间的关系式,得到在支撑剂质量一定的情况下,以无因次生产指数最大化为优化目标的水力压裂裂缝参数优化的解析方法。

1 基本假设条件

(1)圆形封闭油藏中间一口井,生产时流体作拟稳定渗流(如图1);

(2)裂缝为垂直缝,裂缝面等效为矩形面,关于井筒对称分布,且裂缝具有有限导流能力;

收稿日期:2010-04-20

基金项目:“863”国家高科技研究发展计划项目(2006AA06Z226)

作者简介:马新仿(1972-),男(汉族),湖北天门人,副教授,博士,主要从事采油工程理论与技术以及油气藏增产改造方面的研究。

(3) 裂缝高度等于或大于油层有效厚度, 裂缝宽度为常数;

(4) 水力压裂时给定注入支撑剂的质量, 支撑剂在裂缝中的孔隙度和渗透率保持不变。

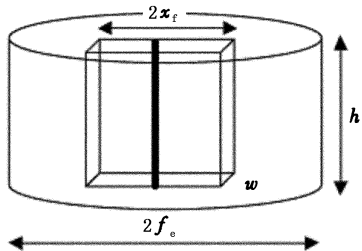


图1 油藏及垂直裂缝模型示意图

Fig.1 Sketch map for reservoir and vertical fracture model

2 计算公式推导

对于圆形封闭油藏, 即泄油边缘上没有液体流过, 拟稳态条件下的生产指数公式^[8]为

$$J = \frac{2 \pi k_o h a}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]} \quad (1)$$

式中, k_o 为油层有效渗透率, μm^2 ; B_o 为原油体积系数; h 为油层有效厚度, m ; μ_o 为地层油的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; r_e 为油井供油 (泄油) 边缘半径, m ; r_w 为井眼半径, m ; s 为表皮系数; a 为采用不同单位值的换算系数。

为了减小流体和地层性质等因素对生产指数的影响, 引入拟稳态条件下的无因次生产指数^[9], 其表达式为

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s} \quad (2)$$

对于水力压裂井, 可以把裂缝效应综合考虑到表皮效应中, 用拟表皮系数表示, 则无因次生产指数的表达式可以变为

$$J_D = \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s_f} \quad (3)$$

式中, s_f 为考虑裂缝存在时的拟表皮系数。

对式(3)进行适当的变换, 得

$$J_D = \frac{1}{\ln \left(\frac{r_e}{x_f} \right) - 0.75 + \ln \left(\frac{x_f}{r_w} \right) + s_f} \quad (4)$$

引入无因次导流能力^[9], 即

$$C_D = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (5)$$

式中, k_f 和 k 分别为裂缝和地层的渗透率, μm^2 ; x_f

和 w 为分别为裂缝的单翼缝长和缝宽, m 。

在注入支撑剂质量一定的条件下, 水力压裂所形成的裂缝体积一定。根据假设条件和实际形成的裂缝高度 h_f , 可以计算形成的单翼裂缝在油层厚度内的体积为

$$V_f = \frac{m}{(1 - \varphi_p) \rho_{\text{prop}}} \frac{h}{2h_f} = x_f w h \quad (6)$$

式中, V_f 为单翼裂缝在油层厚度内的体积, m^3 ; m 为注入支撑剂的质量, kg ; ρ_{prop} 为注入支撑剂的密度, kg/m^3 ; φ_p 为裂缝内的支撑孔隙度。

由式(5)和(6)可以得到

$$x_f = \sqrt{\frac{k_f V_f}{C_D k h}}, \quad w = \frac{V_f}{x_f h} \quad (7)$$

将式(7)代入式(4)中, 并进行适当变换, 得到无因次生产指数的最终表达式为

$$J_D = \frac{1}{\ln r_e - 0.75 - 0.5 \ln \left(\frac{k_f V_f}{k h} \right) + 0.5 \ln C_D + \ln \frac{x_f}{r_w} + s_f} \quad (8)$$

对于给定的油藏条件和注入支撑剂的质量, 式(8)中分母的前3项为常数。令函数 $F(C_D) = 0.5 \ln C_D$

$+\ln \frac{x_f}{r_w} + s_f$, 则式(8)变为

$$J_D = \frac{1}{\ln r_e - 0.75 - 0.5 \ln \left(\frac{k_f V_f}{k h} \right) + F(C_D)} \quad (9)$$

如果要求压裂后油气井的产能最大, 也就是要求压裂后的无因次生产指数 J_D 最大, 由式(8)和(9)可知, 只有函数 $F(C_D)$ 最小时才成立。

Economides 等^[9]通过对 Cinco-Ley 曲线^[10]的分析, 回归得到了如下表达式:

$$\ln \frac{x_f}{r_w} + s_f = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3} \quad (10)$$

其中

$$u = \ln C_D.$$

于是

$$F(C_D) = 0.5u + \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3} \quad (11)$$

3 函数 $F(C_D)$ 极小值的计算

3.1 无因次导流能力 C_D 取值范围的确定

要确定函数 $F(C_D)$ 的最小值, 首先要确定 C_D 的取值范围。

由式(7)可以得到

$$C_D = \frac{k_f V_f}{k h x_f^2} \quad (12)$$

由此可见, 在给定的假设条件下, C_D 的取值范围只

与裂缝半长 x_f 有关,与其他因素无关。所以裂缝半长 x_f 的取值范围决定了 C_{D} 大小。

由图 1 可知,裂缝半长 x_f 的最大范围为穿透全油藏,即最大的裂缝半长 x_f 为油藏半径 r_e 。此时有

$$\min(C_{\text{D}})=\frac{k_{\text{f}}V_{\text{f}}}{khr_{\text{e}}^2} \tag{13}$$

当裂缝半长 x_f 最小时, C_{D} 具有最大值。理论上即 $x_f=0$ 时,也就是不压裂时 C_{D} 具有最大值,即

$$\max(C_{\text{D}})=\frac{k_{\text{f}}V_{\text{f}}}{khx_{\text{f}}^2}\bigg|_{x_{\text{f}}=0}, \tag{14}$$

而实际的水力压裂施工过程中,裂缝半长不可能为 0,为了方便计算,取最小裂缝半长为井筒半径 r_w ,则

$$\max(C_{\text{D}})=\frac{k_{\text{f}}V_{\text{f}}}{khr_{\text{w}}^2} \tag{15}$$

式中, r_w 为井筒半径, m。

3.2 函数 $F(C_{\text{D}})$ 极值的确定

为了确定函数 $F(C_{\text{D}})$ 的极值,首先绘制 $F(C_{\text{D}}) \sim C_{\text{D}}$ 的半对数曲线,如图 2。

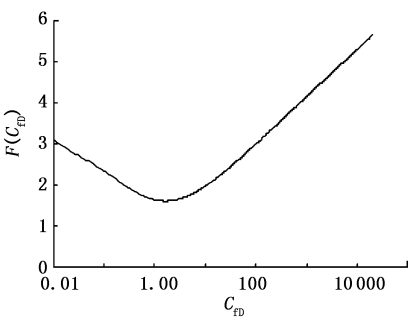


图 2 函数 $F(C_{\text{D}}) \sim C_{\text{D}}$ 的半对数曲线

Fig.2 Semi-log curve of $F(C_{\text{D}})$ function to C_{D}

从图 2 中可以看出, C_{D} 在一定范围内取值时, C_{D} 和函数 $F(C_{\text{D}})$ 呈一一对应关系,且函数 $F(C_{\text{D}})$ 具有最小值。根据式(9),函数 $F(C_{\text{D}})$ 有最小值时的 C_{D} 所对应的无因次生产指数 J_{D} 有最大值,而根据式(7)可以计算不同 C_{D} 下的裂缝长度 x_f ,说明裂缝长度和无因次生产指数之间存在一一对应关系,且存在一个最佳的裂缝长度,对应于最大的无因次生产指数。该裂缝长度即为水力压裂优化设计所需要得到的裂缝长度。

为了得到函数 $F(C_{\text{D}})$ 的最小值及所对应的 C_{D} 值,对函数 $F(C_{\text{D}})$ 进行一阶求导,并令其等于 0,即

$$F'(C_{\text{D}})=0. \tag{16}$$

求解方程(16)可以得到,在图 2 曲线范围内,当 $C_{\text{D}}=1.636$ 时,函数 $F(C_{\text{D}})$ 有最小值,其最小值为 1.619。

这说明对任何的水力压裂作业,只要其设计的

C_{D} 取值范围在图 2 曲线的取值范围内都有唯一的裂缝长度 x_f ,使得 $C_{\text{D}}=1.636$,也就是有唯一的裂缝长度满足函数 $F(C_{\text{D}})$ 的最小值 1.619,此时无因次生产指数 J_{D} 具有最大值。

4 实例计算

为了验证方法的正确性,选用具体参数进行计算。其中:油藏半径 400 m,油藏厚度 24 m,油藏渗透率 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,支撑剂质量 9 t,支撑剂密度 2650 kg/m^3 ,裂缝孔隙度 0.25,裂缝渗透率 $100 \mu\text{m}^2$,油井半径 0.1 m。

为了便于比较,这里同时对不同支撑剂质量和地层渗透率的情况进行计算。表 1 是在地层渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时不同支撑剂质量条件下的计算结果;表 2 是支撑剂质量为 9 t 时不同地层渗透率下的计算结果。

表 1 不同支撑剂质量下的计算结果

Table 1 Calculated results for different proppant mass				
支撑剂质量	C_{D} 计算	C_{D} 计算	最佳裂缝	J_{D} 计算
m/t	最小值	最大值	半长 x_{f}/m	最大值
6	0.084	13477.09	90.75	0.475
9	0.126	20215.63	111.15	0.525
12	0.168	26954.18	128.35	0.568

表 2 不同渗透率下的计算结果

Table 2 Calculated results according to different reservoir permeability					
油藏渗透率	C_{D} 计算	C_{D} 计算	最佳裂缝	J_{D} 计算	kJ_{D} 值
$k/10^{-3} \mu\text{m}^2$	最小值	最大值	半长 x_{f}/m	最大值	
0.2	0.316	50539.1	175.74	0.690	0.138
0.5	0.126	20215.6	111.15	0.525	0.262
1.0	0.063	10107.8	78.59	0.444	0.444

从表 1 和表 2 的计算结果来看, C_{D} 的取值范围均在图 2 曲线的取值范围内,说明在此条件下, C_{D} 和无因次生产指数 J_{D} 存在着一一对应关系,这说明裂缝长度 x_f 与无因次生产指数 J_{D} 之间存在唯一最佳的裂缝长度,使生产指数 J_{D} 最大。

从表 2 还可以看出,在注入支撑剂量一定的情况下,地层渗透率越大,得到的最佳裂缝越短,地层渗透率越小,裂缝长度越大。这和传统的“低渗透地层压长窄缝,高渗透地层压短宽缝”的观点一致。同时,地层渗透率越大,得到的最佳无因次生产指数越小,但渗透率与无因次生产指数的乘积 kJ_{D} 随着渗透率的增加而增加,这说明经过水力压裂后高渗透地层具有较大的产量。

为了验证在不同情况下计算的最佳裂缝长度对应的无因次生产指数最大,分别改变裂缝长度,并计算不同裂缝长度下的无因次生产指数。图 3 是在地

层渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时不同支撑剂质量下裂缝长度与无因次生产指数的关系曲线。

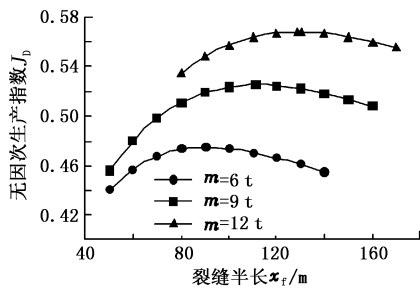


图 3 不同支撑剂质量下 x_f 与 J_D 的关系
Fig. 3 Relation between calculated x_f and J_D for different proppant mass

图 4 是支撑剂质量为 9 t 时不同地层渗透率下的裂缝长度与无因次生产指数的关系曲线。

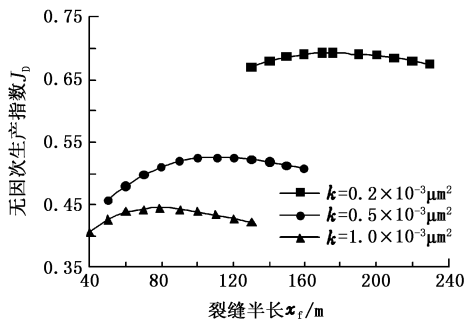


图 4 不同油藏渗透率下 x_f 与 J_D 的关系
Fig. 4 Relation between calculated x_f and J_D for different reservoir permeability

从图 3 和图 4 可以明显看出,在不同条件下,无因次生产指数最大值所对应的裂缝长度都是优化计算的最佳裂缝长度,这证明了前面理论和方法的正确性。

5 结 论

(1)建立的无因次生产指数、无因次裂缝导流能力和裂缝长度三者之间的解析关系式可以确定不同 C_{0D} 值所对应的函数 $F(C_{0D})$ 的最小值,也就是无因次生产指数 J_D 的最大值。

(2)实例计算结果表明,在注入支撑剂质量和地层条件一定的情况下,只要 C_{0D} 的值满足 $10^{-2} \sim 10^5$,水力压裂所形成的裂缝就存在唯一的裂缝长度,使得无因次生产指数具有最大值。

(3)在同等条件下,地层渗透率越大,得到的最佳无因次生产指数越小,但渗透率与无因次生产指数的乘积 kJ_D 随着渗透率的增加而增加,说明经过水力

压裂后高渗透地层比低渗透地层具有较大的产量。

(4)该方法和常用的数值模拟方法相比,具有计算简单、方便、快捷的特点。由于该方法考虑了支撑剂注入质量的限制,因此对受施工环境和条件限制的海洋低渗透油气田的水力压裂优化设计有较好的实用性。

参考文献:

[1] 蒋廷学,王宝峰,单文文,等. 整体压裂优化方案设计的理论模式[J]. 石油学报,2001,22(5):58-62.
JIANG Ting-xue, WANG Bao-feng, SHAN Wen-wen, et al. Theoretical model of overall fracturing optimization plan[J]. Acta Petrolei Sinica,2001,22(5):58-62.

[2] 衣同春,陈喜民,王鸿勋. 水平裂缝压裂工艺参数优选[J]. 石油钻采工艺,1989,11(3):55-64.
YI Tong-chun, CHEN Xi-min, WANG Hong-xun. Parameters optimization for horizontal fracture in hydraulic fracture[J]. Oil Drilling and Production Technology, 1989,11(3):55-64.

[3] ROMERO Diego J, VALKO Peter P, ECONOMIDES Michael J. Optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins[R]. SPE 81908,2002.

[4] ECONOMIDES Michael J, DEMERCHOS A S, RUEDA J M, et al. Pushing the limits of hydraulic fracturing in Russia[R]. SPE 90357,2004.

[5] DIYASHEV Iskander R, ECONOMIDES Michael J. The dimensionless productivity index as a general approach to well evaluation[R]. SPE 94644, 2005.

[6] MARONGIU-PORCU M, ECONOMIDES J, HOLDITCH S A. Economic and physical optimization of hydraulic fracturing[R]. SPE 111793, 2008.

[7] MARONGIU-PORCU Matteo, WANG Xiuli, ECONOMIDES M J. Delineation of application: physical and economic optimization of fractured gas well[R]. SPE 12014,2009.

[8] 张琪. 采油工程原理与设计[M]. 东营:中国石油大学出版社,2000:3-5.

[9] ECONOMIDES Michael J, OLIGNEY R E, VALKO Peter P. Unified fracture design[M]. Houston: Orsa Press, 2002.

[10] CINCO-LEY H, SAMANIEGO F. Transient pressure analysis: finite conductivity fracture case versus damage fracture case[R]. SPE 10179,1981.

(编辑 修荣荣)