

页岩裂缝系统产量预测的敏感性研究*

赵天武¹, 申永宽¹, 陈杰¹, 刘闯¹, 刘合^{1,2}, 吴恒安¹

(1. 中国科学技术大学 近代力学系, 合肥 230027;

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

(我刊编委吴恒安来稿)

摘要: 考虑气体渗流、解吸附效应、储层压缩性和滑脱效应,建立了页岩裂缝系统产能的全耦合数学模型.采用有限元方法求解基质和裂缝流场,计算结果与已有的研究结果吻合,验证了模型的正确性.在此基础上,分析了裂缝半长、条数、间距等参数对产能的影响以及解吸附效应对产能的作用.结果表明:裂缝参数之间存在相互作用.裂缝半长对产能的影响最大,裂缝条数的优化与裂缝半长有关;在生产中后期,解吸附效应可以提供相当可观的气体产量,对稳定产能有重要意义.该模型可以为页岩压裂设计提供理论指导.

关键词: 页岩气; 裂缝系统; 解吸附效应; 有限元方法

中图分类号: O357.3 **文献标志码:** A

doi: 10.21656/1000-0887.360357

引言

页岩气藏需大规模的人工水力压裂改造才能达到商业化开采水平.目前,分段压裂水平井是主要的开采方式,压裂后的人工水力裂缝和天然裂缝构成复杂的裂缝网络,该裂缝网络系统将直接影响气井产能及最终采收率.

Wu 等^[1]和孙海等^[2]对当前页岩气藏宏观流动数学模型进行了详细的讨论及综述,目前常用的页岩气数值模拟模型可分为两大类:连续介质模型和离散裂缝模型.连续介质模型主要有 4 种,分别为等效连续介质模型、双重介质模型(双孔单渗模型、双孔双渗模型)、多重介质模型.其中双重介质模型是目前应用最广泛的数学模型,该模型假设页岩储层由基质岩块和裂缝两种孔隙系统组成.基质岩块中存在游离态和吸附态两种气体,而裂缝中则仅存在游离态的气体.

目前大部分学者^[3-5]都采用 Eclipse, Tough, CMG 等商业数值模拟软件来进行页岩宏观缝网的流动模拟和油气藏产能评价研究. Cipolla 等^[5]和 Yu 等^[6]模拟了压裂水力裂缝参数对页岩气产能的影响,其中包括裂缝导流能力、裂缝间距、裂缝条数以及解吸附等对页岩气产能的影响.姚同玉等^[7]立足于吸附对页岩气渗流的影响,研究了页岩气不定常渗流耦合模型. Kalan-

* 收稿日期: 2015-12-29; 修订日期: 2016-03-02

基金项目: 国家自然科学基金(11472263; 11525211)

作者简介: 赵天武(1989—)男,硕士生(E-mail: ztwu@mail.ustc.edu.cn);

吴恒安(1975—)男,教授,博士,博士生导师(通讯作者, E-mail: wuha@ustc.edu.cn).

tari 和 Mohaghegh^[8] 还研究了地质储层参数对页岩气产能的影响,其中包括储层渗透率、孔隙度、储层厚度等对页岩气产能的影响.以上研究表明,压裂水平井产能与裂缝长度、条数、间距等参数密切相关.然而,裂缝参数众多且彼此间存在相互作用,难以综合分析.

同时,有关页岩气产能增产机理方面的研究很少.另外,之前研究者的工作更多地依赖于商业的油藏软件进行模拟.众所周知,使用这些“黑盒”软件,无法得到其具体的实现细节,这使得我们很难准确地理解各种因素的耦合关系.因此本文旨在建立一个全耦合的数学模型,这也是本文工作的一个重要意义.接着本文提出了3种增产机理,对3种裂缝参数进行了敏感性研究,给出了它们对产能影响的强弱顺序.此外,进一步研究了解吸附效应对产能的影响.

1 数学模型

产能模型研究流体从储层流入井筒的过程,主要包括基质到裂缝的流体流动,裂缝到井筒的流体流动以及气体解吸附等过程.储层中气体渗流,用 Darcy(达西)定律表征;同时 Klinkenberg 效应不能忽略.低渗透率致密油气藏中,在压力梯度低的条件下,气体渗透规律与液体不同,出现非线性流动,其对多孔介质流动影响很大.图 1 为水平井模型示意图,包含 4 条等间距的横向水力裂缝, X_f 代表裂缝半长.模型由基质和裂缝构成,为双重介质模型.

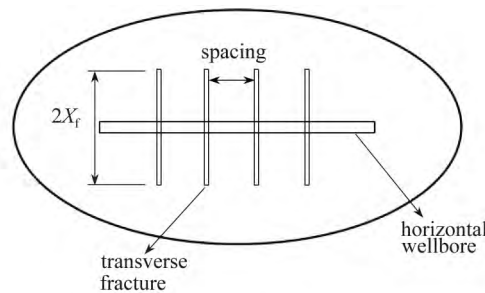


图 1 水平井 4 条垂直裂缝示意图

Fig. 1 Schematic of 4 fractures in a horizontal shale gas well

1.1 连续性方程

水力压裂改造储层中流动发生在页岩基质和水力裂缝两种介质中,多孔介质中的流动同样遵循质量守恒方程:

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_g \mathbf{v}_g) = Q, \quad (1)$$

式中, m 为单位体积气体质量 kg/m^3 ; ρ_g 为气体密度 kg/m^3 ; \mathbf{v}_g 为气相 Darcy 渗流速度 m/s .

页岩气在储层中以两种状态存在,分别是游离态和吸附态;被吸附的气体经过解吸附后可以参与气体渗流流动,于是有

$$m = m_g + m_a, \quad (2)$$

$$m_g = \rho_g \phi, \quad (3)$$

$$m_a = \rho_{gs} V_a (1 - \phi) \rho_s, \quad (4)$$

式中, m_g 为游离态气体成分 kg/m^3 ; m_a 为来自解吸附的气体成分 kg/m^3 ; ϕ 为页岩基质孔隙度; ρ_{gs} 为标准状况下的气体密度,为常数 kg/m^3 ; V_a 为压力 p 下的单位基质质量的气体吸附体积 m^3/kg ; ρ_s 为页岩基质的密度 kg/m^3 .

把式(2)~(4)代入到式(1)可以得到

$$\frac{\partial(\rho_g \phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_g \mathbf{v}_g) = - \frac{\partial(\rho_{gs} V_a (1 - \phi) \rho_s)}{\partial t} \quad (5)$$

假设气体密度和压强之间满足理想气体状态方程:

$$\rho_g = \beta p, \quad (6)$$

$$\beta = M_g / RT, \quad (7)$$

在上式中, β 为压缩因子, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{Pa})$; M_g 为气体的分子质量, kg/mol ; R 为理想气体常数, $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 为储层环境温度(视为常量) K .

1.2 储层压缩性

油气藏在开采过程中随着时间的推移,压降会从近井筒区域向储层深处扩散,此过程中压力下降幅度较大,需要考虑储层压缩性的影响,压缩性来自两部分,一部分是页岩基质固体,一部分是流体.

$$\frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} = \rho S \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (8)$$

$$S = \phi \chi_f + (1 - \phi) \chi_p, \quad (9)$$

式中, S 为储层压缩因子, Pa^{-1} ; χ_f 和 χ_p 分别为流体和固体的压缩因子, Pa^{-1} .

将式(8)代入式(5)中,得到

$$\rho_g S \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_g \mathbf{v}_g) = - \frac{\partial(\rho_{gs} V_a (1 - \phi) \rho_s)}{\partial t} \quad (10)$$

1.3 解吸附效应

Langmuir 等温线是目前最普遍用来描述气体吸附/解吸附过程的模型.固体表面吸附的气体量可以通过下面的 Langmuir 方程给出,表征某种温度下随着压强变化的物理解吸附过程^[9]:

$$V_a = V_L \frac{p}{p_L + p}, \quad (11)$$

式中, V_L 为 Langmuir 体积, m^3/kg ; p_L 为 Langmuir 压强, Pa ; p 为压强, Pa .Langmuir 体积指的是无限大压强条件下所能吸附的最大体积; Langmuir 压强指的是吸附量为二分之一 Langmuir 体积时对应的压强.Langmuir 等温吸附曲线一般由岩心样品实验获得.

将式(11)代入式(10)中,得到

$$\rho_g S \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_g \mathbf{v}_g) = - \frac{\partial(\rho_{gs} (1 - \phi) \rho_s V_L p / (p_L + p))}{\partial t} \quad (12)$$

1.4 Darcy 渗流定律

对于多孔介质中的流动, Darcy 定律可以用来描述压力梯度和流体流速之间的关系.

$$\mathbf{v}_g = - \frac{k_g}{\mu_g} \cdot \nabla p, \quad (13)$$

式中, \mathbf{v}_g 为 Darcy 渗流速度, m/s ; k_g 为页岩的气体渗透率, m^2 ; μ_g 为动力粘度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$.

将式(13)代入式(12)中,得到

$$\rho_g S \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot \left(- \rho_g \frac{k_g}{\mu_g} \cdot \nabla p \right) = - \frac{\partial(\rho_{gs} (1 - \phi) \rho_s V_L p / (p_L + p))}{\partial t} \quad (14)$$

1.5 滑脱效应

在页岩气藏中,气体分子的平均自由程与岩石孔喉平均有效半径相当,会导致孔隙表面的

分子滑移.滑移流动造成额外流量将导致测得的气体渗透率比按传统单相液相流体流过多孔介质测得的渗透率要高.这个现象可以用 Klinkenberg 方法来修正有效的渗透率^[10]:

$$k_g = k_\infty \left(1 + \frac{b}{p} \right), \quad (15)$$

式中, k_∞ 为非常大气体压强下的绝对渗透率, m^2 , 此时滑脱效应可忽略; b 为 Klinkenberg 因子, Pa, 其大小同气体分子平均自由程有关, 同时由压强、温度以及气体分子质量决定. 一般认为细粒结构低渗介质中的 Klinkenberg 效应最明显^[11]. Jones 和 Owens^[12] 发现 b 与渗透率负相关, 满足下面的关系式:

$$b = \alpha_k k_\infty^{-0.36}, \quad (16)$$

式中, α_k 为 Klinkenberg 效应系数, $\text{Pa} \cdot \text{m}^{0.72}$; 依据文献的实验数据^[13], α_k 取值为 0.251.

将式(15)代入式(14)中, 得到

$$\rho_g S \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot \left(-\rho_g \frac{k_\infty (1 + b/p)}{\mu_g} \cdot \nabla p \right) = - \frac{\partial (\rho_{gs} (1 - \phi) \rho_s V_L p / (p_L + p))}{\partial t}. \quad (17)$$

最终基于连续性方程, 得到了全耦合方程——式(17), 其中第一项代表了储层压缩性, 第二项代表了 Darcy 定律和滑脱效应, 第三项代表了解吸附效应.

经整理后式(17)可化成式(18)

$$\left(\beta S \cdot p + \frac{\rho_{gs} (1 - \phi) \rho_s V_L p_L}{(p_L + p)^2} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k_\infty \beta}{\mu_g} (b + p) \cdot \nabla^2 p - \frac{k_\infty \beta}{\mu_g} (\nabla p)^2 = 0. \quad (18)$$

至此得到了考虑 Darcy 定律, 储层压缩性, 解吸附效应和滑脱效应的全耦合偏微分方程.

1.6 初始和边界条件

假设油气藏有供水井维持稳定的压力边界, 即外边界为定压边界; 内边界只有井筒射孔处有流体流动, 设其为定压边界, 为井底流压; 井筒其余部分为封闭边界. 对于裂缝和基质交界面边界保持压力连续.

初始条件如下:

$$p = p_0. \quad (19)$$

边界条件如下:

$$\frac{\partial p}{\partial n} = 0, \quad \text{on no flow boundary}, \quad (20)$$

$$p = p_0, \quad \text{on outer boundary}, \quad (21)$$

$$p = p_{\text{BHP}}, \quad \text{on inner boundary}. \quad (22)$$

联合式(18)和初始及边界条件式(19)~(22), 即可进行有限元计算. 本文使用基于偏微分方程的通用有限元求解器 COMSOL Multiphysics^[14]进行求解.

2 模型验证

假设储层均质各向同性. 气体通过裂缝流入井筒, 基质同井筒间为封闭边界. 采用 Barnett 页岩区域的公开现场数据来检验本文模型有效性^[15]. 本例中, 水平井每段为单射孔施工, 通过井下安装的检波器可以得到裂缝分布状况, 包括每条裂缝的半长^[15], 详细的页岩气藏储层数据如表 1 所示. 使用 COMSOL Multiphysics^[14]来建立 4 段横向裂缝水平井模型并模拟气藏产能. 4 条不等长裂缝排布如图 2(a) 所示. 产能的模拟结果与文献中的计算及现场数据对比如图 2(b) 所示. 结果与文献及现场数据吻合较好. 从曲线走势可以发现每日气体产量在初期下降很

快,后面逐渐变得平稳.

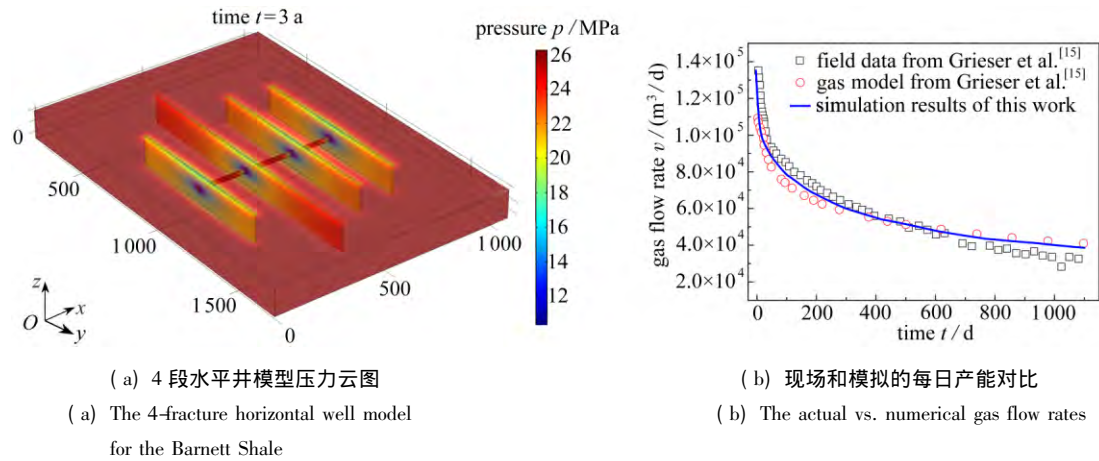


图2 现场和模拟的结果对比

Fig. 2 Comparison between actual and numerical results

表1 储层基本信息

Table 1 The basic reservoir parameters

parameter used in history matching	value
model dimension (length×width×height) ($l \times w \times h$) /m ³	1 066.8×1 524×121.9
initial reservoir pressure P_i /Pa	2.62×10^7
bottom hole pressure (BHP) P_{BHP} /Pa	1.03×10^7
production time t_p /a	3
reservoir temperature T_r /K	355
gas viscosity μ_g / (Pa·s)	2×10^{-5}
shale compressibility χ_p /Pa ⁻¹	4.35×10^{-10}
fracture conductivity η / (m ² ·m)	9.0×10^{-16}
fracture height h_f /m	121.9
matrix permeability k /m ²	3.5×10^{-19}
matrix porosity ϕ_m	0.04
horizontal wellbore length l_h /m	625.4
fracture porosity ϕ_f	0.33

3 3 种增产机理

将裂缝参数对水平井增产的作用效果分为动力和阻力两类因素,从增产机理的角度来分析水平井裂缝参数影响的强弱次序.

压裂水平井的压力场分布如图3所示,图3(a)为3条200 m的横向裂缝;图3(b)为3条300 m的横向裂缝;图3(c)为5条200 m的横向裂缝.从3张云图的差异可以看出,压力场分布随裂缝参数的变化而变化.较长的裂缝或较多的裂缝在相等等压线下拥有更多的单井控制面积,即压降扩散面积,提高单井控制面积对于提高产能具有重要意义.由图3可发现,裂缝半长对控制面积的影响大于裂缝条数.

提高裂缝与储层的接触面积也是提高油气藏产能的重要因素.随着裂缝长度或者裂缝条数增加,裂缝总长度随之增加,与储层接触面积变大.同时,更多的裂缝可以提供更多通道供气

体流入井筒.对于水平段长度一定的井,裂缝条数增加,裂缝间距变小,相邻裂缝间的干扰增强.相邻裂缝控制的泄气区域重叠造成的缝间干扰会导致页岩气藏产能下降.

基于以上裂缝参数影响分析,增大单井控制区域和裂缝与储层的接触面积可以提高产能,而相邻裂缝间的干扰则会减弱气藏的增产效应.因此,可以将增强单井控制面积和裂缝与储层的接触面积列为增产动力因素,裂缝干扰列为增产阻力因素.

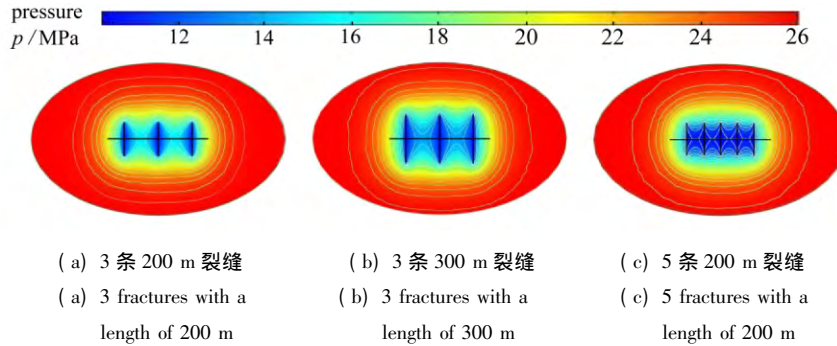


图3 压裂水平井渗透压分布

Fig. 3 The pore pressure fields of the fractured horizontal well

4 人工裂缝参数对产能的影响分析

裂缝半长、条数和间距是影响水平井产能的主要因素.定义页岩气藏 8 年的累积产能为增产动力指数.裂缝增产效率定义为多条等间距裂缝模型与单裂缝模型单日产能的比值,引入这个比值作为增产阻力指数来评估缝间干扰的影响.通过建立 2~7 条横向裂缝,裂缝半长和裂缝间距在 50~200 m 之间的一系列页岩气储层模型来研究裂缝参数的影响,进而进行参数优化(此模型中水平井长度为 800 m).

4.1 裂缝半长的影响

较长裂缝会产生更大单井控制面积和更大裂缝与储层接触面积,同时也会造成更强的缝间干扰.相同条件下,改变裂缝半长,8 年后累积产能如图 4 所示.

图 4 显示累积产能随着裂缝半长增加而线性增加,对于裂缝条数较少的情况,当裂缝半长从 50 m 增加到 200 m 时,累积产能可增加为 2.08 倍;当裂缝条数较多时,由于缝间干扰的作用,累积产能仅增加为 1.62 倍.同时从图中 6 条曲线的差异可以发现,当裂缝长度较大时,产能增量会随着裂缝条数的增加而减小.图 4 结果表明,长裂缝可以有效提高页岩储层产能,这与 Abaa 等^[16]和 Cohen 等^[17]的研究结果一致.大的压裂注入量有利于压裂过程中水力裂缝延伸.因此,大排量对提高页岩储层产能是非常有利的.

4.2 裂缝条数优化

较多裂缝会导致更大单井控制面积和裂缝与储层接触面积,同时也会导致更强的缝间干扰.相同条件下,改变裂缝条数,8 年后累积产能如图 5 所示.

图 5 显示,累积产能随着裂缝条数增加而增加,但对应的产能增量在变小.对于半长为 50 m 的裂缝而言,当裂缝条数从 2 增加到 4 时,累积产能增加为 1.64 倍;当裂缝条数从 4 增加到 7 时,产能增加为 1.14 倍.当裂缝半长为 200 m 时,裂缝条数从 2 增加到 4,累积产能增加为 1.5 倍;裂缝条数从 4 增加到 7,产能增加为 1.01 倍.产能增量变小主要原因在于水平井段长度固定,裂缝条数增加导致裂缝间距变小,这将引起更强的缝间干扰.综合分析,对于裂缝半长较小的情况,裂缝条数选择 5 或 6 较为合适;裂缝较长时,3 或 4 条为宜.此外,从图 5 可以得出,对

于此种工况, 裂缝间距在 80~200 m 之间是合适的.

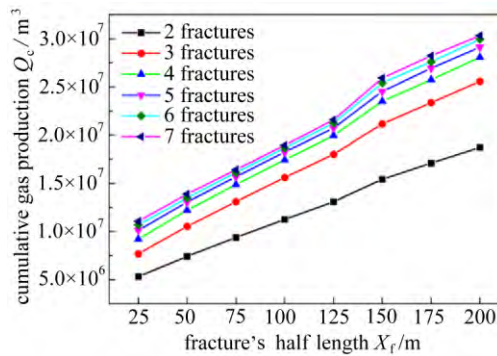


图4 不同裂缝半长对8年累积产能的影响
Fig. 4 The influence of different fractures half lengths on the cumulative gas production within 8 years

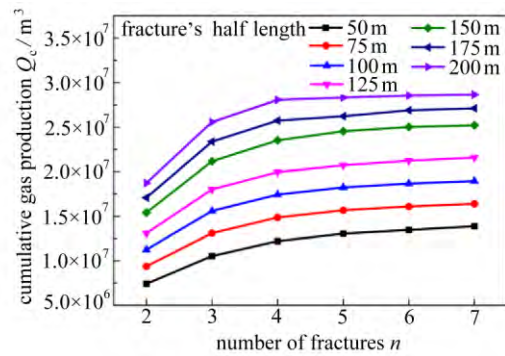


图5 不同裂缝条数对8年累积产能的影响
Fig. 5 The influence of different fracture numbers on the cumulative gas production within 8 years

4.3 裂缝间距的影响

对于一定长度的水平井而言, 裂缝间距会随着裂缝条数增多而减小. 较小的裂缝间距会引起很强的缝间干扰, 进而导致产能下降. 干扰对页岩储层产能不利. 图6为1, 2, 4, 8, 13条等间距横向裂缝压裂水平井压力场分布图. 不同的裂缝条数会导致不同的裂缝增产效率, 多条等间距裂缝模型与单裂缝模型单日产能的比值, 如图7所示. 从图中可以看出生产初期每条曲线都存在一个平台期, 这表明生产初期每条裂缝的泄气都处于没有缝间干扰的理想条件. 总初始产能随裂缝条数增加线性增加. 随后, 裂缝增产效率开始降低, 裂缝条数越多, 形成干扰区域越大, 下降越快. 把4条等间距裂缝条件下的裂缝增产效率作为缝间干扰评估指标.

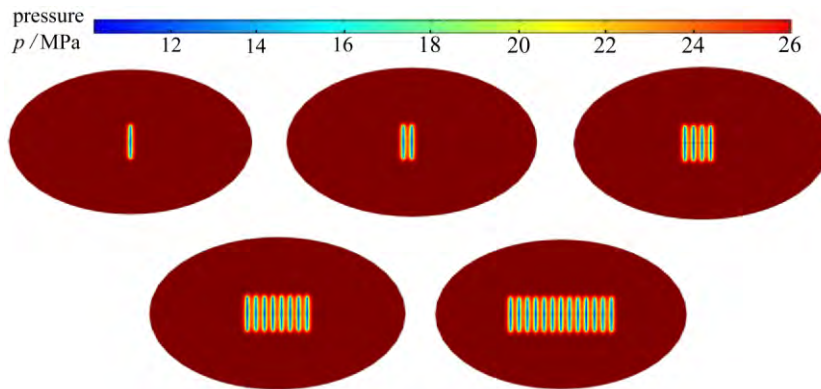


图6 等间距不同条数横向裂缝条件下压裂水平井压力场分布图
Fig. 6 The pressure fields of the horizontal well with different numbers of uniformly-spaced transverse fractures

4条等间距裂缝条件下, 改变裂缝间距会导致不同的裂缝增产效率, 如图8所示. 图中结果表明裂缝间距越大, 裂缝增产效率越高, 越接近理想条件下的增产效率(理想条件为4). 同时从4条曲线的差异可以看出: 随着裂缝半长增大, 增产效率降低. 这说明长裂缝会加剧缝间干扰.

综上所述, 根据裂缝参数对应的增产机理, 可以得到裂缝参数影响的强弱排序, 如表2所示. 裂缝半长的影响最大, 随后是裂缝条数和裂缝间距. 因此, 应尽可能地通过大排量水力压裂措施压出长横向裂缝. 如果储层的性质不适合大排量水力压裂, 也可以选择压裂更多的裂缝来

增加产能.

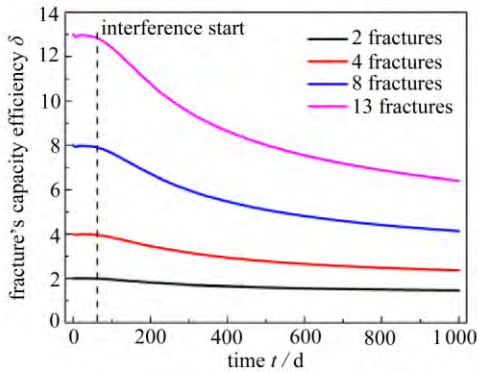


图7 不同裂缝条数下裂缝增产效率的变化
Fig. 7 The influence of the fracture number on the fractures' capacity efficiency

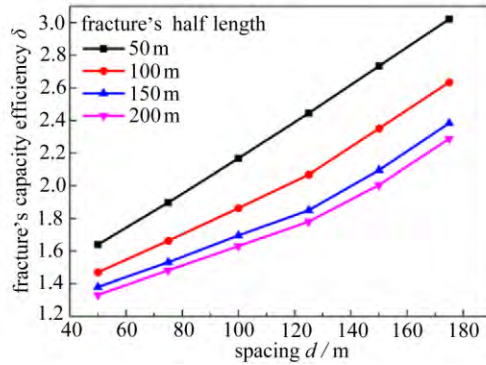


图8 4条等间距裂缝条件下不同裂缝间距对应的裂缝增产效率
Fig. 8 The influence of the spacing on the fractures' capacity efficiency for 4 equally spaced fractures

表2 裂缝参数影响增产机理的总结

Table 2 A summary of the production enhancement mechanism related to fracture parameters

fracture parameter	increasing single well control area	increasing fracture contact with reservoir area	fracture interference	comprehensive evaluation
half length χ_f	+++	+++	-	+++++
fracture number n	++	+++	--	+++
fracture spacing d	+	0	+	++

注 “+”代表增产动力,“-”代表增产阻力,“0”代表无作用

Note ‘+’ represents motivation, ‘-’ represents resistance, ‘0’ represents no effect

5 气体解吸附效应

页岩中的气体主要由天然裂缝和基质孔隙中的自由气以及吸附在页岩基质有机质表面的吸附气组成.页岩的吸附能力主要与有机质表面积大小、压强、温度、孔隙大小以及吸附亲和力有关^[18].同常规天然气藏相比,页岩气藏产出的天然气中有可观的一部分来自于解吸附^[19].对有机质含量高的储层气体解吸附是主要的产气机理之一,是提高气藏采收率的重要因素.Cipolla等^[20]指出在Barnett页岩和Marcellus页岩区块30年的生产周期中解吸附产生的气体在总气体产能中占比5%~15%.气体解吸附的影响主要在井生产后期可观测到,与储层渗透率、井底流压以及裂缝间距有关.

在上文模型中加入解吸附效应的影响.其中Langmuir体积为 $0.00272 \text{ m}^3/\text{kg}$,Langmuir压强为 4.48 MPa ,基质岩石密度为 $2.58 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$.加入解吸附效应后,产能对比曲线如图9所示.可以看出8年累计产量提高20%左右,与Cipolla等^[4]报道的结果基本一致.

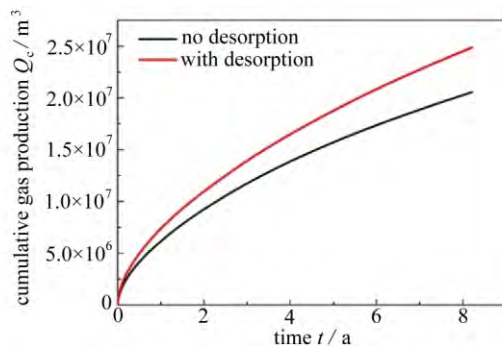


图9 解吸附效应产能示意图
Fig. 9 The effect of desorption on gas production

6 结 论

建立了气体渗流、解吸附效应、储层压缩性和滑脱效应的全耦合数学模型,通过数值模型研究了不同水力裂缝参数对压裂水平井产能的影响,得出了以下结论:

- 1) 裂缝半长对气藏增产的影响最大,其次为裂缝条数和裂缝间距。
- 2) 最优的裂缝条数与裂缝半长有关,对于短的横向裂缝而言,5或6条裂缝为宜;对于较长的横向裂缝,3或4条裂缝更为合适。
- 3) 裂缝干扰与裂缝间距关系密切。
- 4) 解吸附可以提供相当可观的气体产量,且主要体现在气藏生产中后期,对稳定产能作用很大。

参考文献(References):

- [1] WU Yu-shu, Moridis G J, BAI Bao-jun, ZHANG Ke-ni. A multi-continuum model for gas production in tight fractured reservoirs[C]//*SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. The Woodlands, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2009: SPE-118944-MS.
- [2] 孙海,姚军,孙致学,樊冬艳. 页岩气数值模拟技术进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(1): 46-49.(SUN Hai, YAO Jun, SUN Zhi-xue, FAN Dong-yan. The research situation and prospect of numerical simulation in shale gas fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(1): 46-49.(in Chinese))
- [3] ZHANG Xu, DU Chang-an, Deimbacher F, Crick M, Harikesavanallur A. Sensitivity studies of horizontal wells with hydraulic fractures in shale gas reservoirs[C]//*International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference, 2009: IPTC-13338-MS.
- [4] Cipolla C L, Lolon E, Mayerhofer M J. Reservoir modeling and production evaluation in shale-gas reservoirs[C]//*International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference, 2009: IPTC-13185-MS.
- [5] Cipolla C L, Lolon E, Mayerhofer M J, Warpinski N. Fracture design considerations in horizontal wells drilled in unconventional gas reservoirs[C]//*SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. The Woodlands, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2009: SPE-119366-MS.
- [6] YU Wei, Luo Z, Javadpour F, Varavei A, Sepehrmoori K. Sensitivity analysis of hydraulic fracture geometry in shale gas reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 113: 1-7.
- [7] 姚同玉,黄延章,李继山. 页岩中页岩气渗流系数计算模型[J]. 应用数学和力学, 2014, 35(8): 939-948.(YAO Tong-yu, HUANG Yan-zhang, LI Ji-shan. Calculation model for the permeability coefficient of shale gas in shale matrix [J]. *Applied Mathematics and Mechanics*, 2014, 35(8): 939-948.(in Chinese))
- [8] Kalantari D A, Mohaghegh S D. A new practical approach in modelling and simulation of shale gas reservoirs application to New Albany Shale[J]. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2010, 4(2): 104-133.
- [9] Langmuir I. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum [J]. *Journal of the American Chemical Society*, 1918, 40(9): 1361-1403.
- [10] Klinkenberg L J. The permeability of porous media to liquids and gases[J]. *Drilling and Production Practice*, 1941, 2(2): 200-213.
- [11] WU Yu-shu, Pruess K, Persoff P. Gas flow in porous media with Klinkenberg effects[J]. *Transport in Porous Media*, 1998, 32(1): 117-137.

-
- [12] Jones F O , Owens W W . A laboratory study of low-permeability gas sands[J]. *Journal of Petroleum Technology* , 1980 , **32**(9) : 1631-1640.
- [13] Butt S D , Frempong P K , Mukherjee C , Upshall J. Characterization of the permeability and acoustic properties of an outburst-prone sandstone [J]. *Journal of Applied Geophysics* , 2005 , **58**(1) : 1-12.
- [14] COMSOL. Comsol multiphysics user's guide [Z]. COMSOL Inc , 2012.
- [15] Grieser B , Shelley B , Soliman M. Predicting production outcome from multi-stage , horizontal Barnett completions[C]//*SPE Production and Operations Symposium*. Oklahoma City , Oklahoma: Society of Petroleum Engineers , 2009: SPE-120271-MS.
- [16] Abaa K , Wang J Y , Ityokumbul M T. Parametric study of fracture treatment parameters for ultra-tight gas reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* , 2013 , **3**(3) : 159-168.
- [17] Cohen C E , Abad C , Weng X , England K , Phatak A , Kresse O , Neuvonen O , Lafitte V , Abivin P. Analysis on the impact of fracturing treatment design and reservoir properties on production from shale gas reservoirs[C]//*International Petroleum Technology Conference*. Beijing , China: International Petroleum Technology Conference , 2013: IPTC-16400-MS.
- [18] Leahy D A , Das M , Agarwal A , Kaminsky R D. Modeling of transport phenomena and multicomponent sorption for shale gas and coalbed methane in an unstructured grid simulator [C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver , Colorado , USA: Society of Petroleum Engineers , 2009: SPE-147352-MS.
- [19] Mengal S A , Wattenbarger R A. Accounting for adsorbed gas in shale gas reservoirs[C]//*SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Manama , Bahrain: Society of Petroleum Engineers , 2011: SPE-141085-MS.
- [20] Cipolla C L , Lolon E P , Erdle J C , Rubin B. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* , 2010 , **13**(4) : 638-653.

Sensitivity Analysis of Production in Fractured Shale Gas Reservoirs

ZHAO Tian-wu¹, SHEN Yong-kuan¹, CHEN Jie¹,
LIU Chuang¹, LIU He^{1,2}, WU Heng-an¹

(1. *Department of Modern Mechanics, University of Science and
Technology of China, Hefei 230027, P.R.China;*

2. *Research Institute of Petroleum Exploration & Development,
PetroChina, Beijing 100083, P.R.China)*

(Contributed by WU Heng-an, M. AMM Editorial Board)

Abstract: In view of gas seepage and effect of desorption, shale compressibility and slippage effect, the full coupling mathematical model for production of the fracture system in shale gas reservoirs was established. The matrix and fracture flow field was solved with the finite element method. The simulation results were consistent with the published field data from the Barnett Shale in the Newark East field. Based on this model, the effects of the fracture's half length, number, spacing and gas desorption on gas production were simulated. The numerical results show that the fracture parameters are interactive. The influence of the half length on production enhancement is dominant. The optimal number of fractures is related to the fracture's half length. In the middle and late parts of the gas production period, the effect of desorption provides considerable production. The presented model makes an effective theoretical tool for the optimization of shale fracturing design.

Key words: shale gas; fracture system; effect of desorption; finite element method

Foundation item: The National Natural Science Foundation of China(11472263; 11525211)

引用本文/Cite this paper:

赵天武, 申永宽, 陈杰, 刘闯, 刘合, 吴恒安. 页岩裂缝系统产量预测的敏感性研究[J]. 应用数学和力学, 2016, 37(7): 718-728.

ZHAO Tian-wu, SHEN Yong-kuan, CHEN Jie, LIU Chuang, LIU He, WU Heng-an. Sensitivity analysis of production in fractured shale gas reservoirs[J]. *Applied Mathematics and Mechanics*, 2016, 37(7): 718-728.