页岩气体积压裂数值模拟研究

张娅妮 马新仿

中国石油大学(北京),北京 102249

摘 要:为建立合理的页岩气体积压裂水平井产能模拟模型,同时研究压裂裂缝参数及地层性 质对压裂井产能的影响,通过油藏数值模拟的方法,以某口页岩气井基本参数为基础,利用椭球体状 的线网模型模拟复杂的裂缝网络,并利用不可流动油中的溶解气模拟页岩中的吸附气,建立页岩气 体积压裂水平井的产能预测模型。在建立模型的基础上分析页岩气体积压裂水平井储层改造体积、 网状裂缝导流能力、改造体积的复杂程度等参数对产能的影响,并研究了地层渗透率非均质性等对 改造井的影响。结果表明,所建模型能高效模拟实际页岩气体积压裂水平井产能。研究显示改造体积 越大,裂缝的导流能力越强,主、次裂缝的间距越小,页岩气体积压裂水平井的产能越高。地层渗透率 各向异性对气井产能的影响较小。所建模型对页岩气体积压裂开发效果的预测有积极意义。

关键词:页岩气;产能预测;线网模型;裂缝参数优化;地层参数

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2015.01.012

0 前言

页岩气特指赋存于页岩中的非常规天然气,目前全世界已探明的页岩气储量巨大^[1]。因为页岩的基质渗透率非常低,所以必须采用体积压裂的完井方式才能实现页岩气的商业开采^[2]。页岩储层中存在一定的天然裂缝,人工裂缝和这些天然裂缝之间的交互作用使得压裂后裂缝扩展为复杂的裂缝网络结构^[3]。同时页岩气具有特殊的赋存方式,气体主要以吸附状存在于页岩表面^[4]。本文在充分考虑裂缝复杂性和气体解吸附的基础上,建立合理的页岩气体积压裂数值模拟模型,以日产量和累积产量为指标分析体积压裂裂缝参数对产能的影响^[5],研究体积改造效果对地层参数的敏感性。

1 裂缝网络的模拟方法

体积压裂是指在水力压裂产生多条主缝的同时,使 天然裂缝不断扩张和脆性岩石产生剪切滑移,形成天然 裂缝与人工裂缝相互交错的裂缝网络,从而增加储层和 裂缝壁面的接触面积,提高产能^[6]。目前模拟这种复杂裂 缝网络的模型主要有线网模型和非常规裂缝模型^[7]。线 网模型将裂缝网络简化为沿井筒正交对称的两组平行、 间距一致裂缝面组成的椭球体(见图 1)^[8],模型的计算过



收稿日期:2014-09-20 基金项目:国家科技重大专项"页岩气勘探开发关键技术"资助(2012 ZX 05018-004)。 作者简介:张娅妮(1987-),女,陕西榆林人,硕士,主要从事水力压裂理论及方案优化设计的研究。 程以压裂施工时物质守恒作为基础条件,应用岩石力学 的方法考虑压裂过程中椭球体的实时扩展,并计算了支 撑剂在裂缝网络中的分布情况。非常规裂缝模型考虑了 天然裂缝的影响,研究储层的应力分布和力学性质对裂 缝扩展形态的影响,可以模拟不对称、不规则的网状裂 缝扩展¹⁹,但其不足在于天然裂缝的分布依赖于地质建 模的结果,对输入参数的精确性要求较高。本文应用线 网模型进行复杂裂缝网络的模拟。

2 体积压裂数值模型的建立

2.1 基本模型

以某口页岩气井实际参数为基础,运用数值模拟软件 Eclipse 的黑油模块建立 1 000 m×1 000 m×100 m 规模的页岩气体积压裂水平井理论模型。页岩气井实际参数:储层深度 H 2 100 m,地层渗透率 K 0.000 1×10⁻³µm², 孔隙度 ϕ 4%, 原始含水饱和度 S_w 30%, 地层压力 p 26 MPa, 吸附气 Langmuir 体积 V_L 4.25 m³/t, Langmuir 压力 P_L 5.86 MPa。压裂水平井长度 L 700 m,共进行三段压裂。采用线网模型和网格局部加密的方法模拟压裂后的复杂裂缝网络。通过水平方向上改变加密网格的渗透率, 垂直方向上改变裂缝缝高穿透的条数来实现裂缝椭球体的形态。

2.2 页岩气吸附等效模拟

当页岩中存在高导流能力裂缝时,可以假定裂缝中 压力降低时气体从基质表面释放到裂缝的过程是瞬间 完成的。在此前提下,气体在页岩表面的吸附可用气体 在不可流动油中的溶解来进行模拟,即在给定压力下, 页岩中吸附的气体量等于相应压力下油中溶解的气体 量。将页岩中的 Langmuir 吸附曲线视为常规黑油油藏中 的溶解气油比曲线,从而实现模拟¹⁰⁰。在模型中引入油 相后,需要增加页岩的孔隙度,降低气和水的饱和度降 低,同时气水相对渗透率曲线也要进行适当修改,且须 综合考虑不流动油的流体性质。

为了保证质量守恒,模型的饱和度孔隙度和实际页 岩中的饱和度孔隙度满足式(1)~(2)的关系:

$$S_{\rm gm}\phi_{\rm m}=S_{\rm g}\phi \tag{1}$$

$$S_{wm}\phi_{m}=S_{w}\phi \tag{2}$$

两式相加有:

$$(S_{\rm wm}+S_{\rm gm})\phi_{\rm m}=(S_{\rm w}+S_{\rm g})\phi \tag{3}$$

式中:S_{gm}为模型中含气饱和度,%;S_{wm}为模型中含水饱 和度,%;S_g为实际含气饱和度,%;S_w为实际含水饱和 度,%;**o**m为模型孔隙度,%;**o**为实际孔隙度,%。

模型和实际页岩层中均满足各项饱和度之和等于 1,即:

$$S_{\rm wm} + S_{\rm gm} + S_{\rm om} = 1 \tag{4}$$

第33卷 第1期

(5)

OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT 油气田开发 55

$$S_{w}+S_{g}=1$$

式中:Som为模型中含油饱和度,%。

$$(1-S_{\rm om})\phi_{\rm m}=\phi \tag{6}$$

方程将实际页岩孔隙度与模型孔隙度联系起来。由 此可知:

$$(1-S_{\rm om})S_{\rm g} = S_{\rm gm} \tag{7}$$

$$(1-S_{\rm om})S_{\rm w}=S_{\rm wm} \tag{8}$$

应用以上方程将实际的气水相对渗透率曲线进行 修改。

在模型中可以将油相的相对渗透率设为零或者黏 度设为很大,那么模型在计算过程中油相就可以认为是 不流动的。

实际页岩中,单位体积页岩中所吸附的气量为:

$$\frac{V_{\rm m}\rho_{\rm B}bp}{(1+bp)} \tag{9}$$

页岩模型中,同样单位体积中所溶解的气量为:

$$\frac{R_{\rm s}\,\phi_{\rm m}\,S_{\rm om}}{B_{\rm c}}\tag{10}$$

式中: V_m 为 Langmuir 等温常数,m³/t;b为 Langmuir 压力 常数,MPa⁻¹; ρ_B 为页岩密度,g/cm³; p为压力,MPa; R_S 为 溶解气油比; B_0 为原油体积系数。

为保证整个模拟过程中质量守恒,Bo必须为常数。 为简单起见,对计算中所有的Bo取1。因此吸附在单位 体积页岩中的气量与溶解在相同体积不流动油中的气 量可以用式(11)来表示:

$$R_{\rm s} = \frac{V_{\rm m} \rho_{\rm B} bp}{\phi_{\rm m} S_{\rm om} (1+bp)} \tag{11}$$

从而可以将页岩中的吸附气转化为不流动油中的 溶解气来进行模拟。

2.3 模型计算结果

运用建立的模型进行模拟计算,从而得到气井体积 压裂3年后的产能。对比模拟计算结果及实测数据可知 建立的理想模型较好地模拟了实际压裂水平井的生产 情况。图2显示了模型运行3年后水平井所在层压力分 布状况。



- 体积压裂参数优化分析 3
- 3.1 体积压裂裂缝参数的优化分析
- 3.1.1 SRV 的大小对产能的影响

体积改造后人工裂缝与天然裂缝交互形成的复杂 裂缝网络用改造体积 SRV (Stimulated Reservoir Volume) 来描述,SRV的大小决定了泄气面积的范围。表1共设 了5组不同改造体积大小的对比方案,其中a、b、h分别 代表椭球体的短轴、长轴和高,V为椭球体的体积。图3 中显示了模型中 a、b、h 所指的因素。

表 1 不同 SRV 体积参数方案

参数	SRV1	SRV2	SRV3	SRV4	SRV5
<i>a</i> /m	110	90	70	50	30
b/m	230	190	150	110	70
h/m	100	100	100	100	100
SRV/m ³	1.59×10^{7}	1.07×10^{7}	6.6×10^{6}	3.46×10^{6}	1.32×10^{6}



图 3 模型中线网模型俯视图 (左) 及侧视图 (右)

根据已经建立的基本模型,用线网模型模拟复杂裂 缝网络,平行于井筒方向次级缝导流能力 0.000 8 µm²·cm, 垂直于井筒方向主缝导流能力 0.12 μm²·cm, 地层渗透 率 0.000 1×10⁻³ µm²。分别计算不同改造体积下页岩气井 的产能,包括3a内的日产量和累积产量,见图4。分析可 知 SRV 的体积越大,日产量越高,累积产量也越大,在初 期尤其明显。

3.1.2 裂缝网络导流能力对产能的影响

体积压裂后,虽然可通过微地震监测得到裂缝扩展 的区域,但是却无法确定支撑剂分布及裂缝网络的导流 能力。模型中垂直井筒方向的裂缝为主缝,平行井筒方 向的裂缝为次缝。以下面两种假设来分析裂缝网络导流 能力的影响:1)支撑剂均匀分布在主次缝中,即主次缝 导流能力一致;2)支撑剂主要分布在主缝中,而次缝中 很少,即主缝形成极高导流能力。表2对以上两种情况 各列出了6组对比方案:1)假设主、次缝导流能力一致, 分别取由低到高的6种导流能力值;2) 假设次缝导流能 力不变均为一个较小值 0.000 8 µm²·cm, 主缝则分别取 6 种高导流能力值。根据已经建立的基本模型,用线网模



图 4 页岩气不同改造体积下产气量对比

型模拟复杂裂缝网络,SRV体积 6.6×10⁶ m³,地层渗透率 0.000 1×10⁻³µm²。计算并对比表 2 所示各组对比方案下 页岩气井3a后的累积产能,见图5。分析可知导流能力 对产能的影响很大,随着导流能力的增大产能增加。且 主缝高导流能力时的累积产量远大于主次缝一致时的 累积产量。因此,在压裂设计中要致力于形成高导流能 力的主缝。

表 2 不同主次缝导流能力对比方案

2 不同主次缝导流能刀对比方系 μn							
项目	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4	方案 5	方案6	
主次缝一致 导流能力	0.02	0.04	0.08	0.12	0.20	0.40	
主缝高导流 能力	0.20	0.60	1.20	2.40	4.80	9.60	
16] _▲ 主次缝一致导流能力							





第 33 卷 第 1 期 OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT 油气田开发

3.1.3 SRV 的复杂程度对产能的影响

体积改造所形成的裂缝网络中主、次缝的间距代表 SRV 的复杂程度,间距越小则越复杂。根据已经建立的 基本模型,用线网模型模拟复杂裂缝网络,设定主、次缝 具有一致导流能力 0.16 μm²·cm,SRV 体积 6.6×10⁶ m³, 地层渗透率 0.000 1×10⁻³ μm²。分别取主、次缝间距为 10、 20、30、40、50、60 m 进行模拟,来研究 SRV 复杂程度对产 能的影响,结果见图 6。计算可知 SRV 复杂程度对产能 的影响很大,SRV 越复杂,日产量和累积产量越大。分析 认为:由于主次缝间距减小后裂缝网络沟通了储层更多 的区域,增加了泄气面积,增产效果良好。



图 6 页岩气不同主、次缝间距下产能预测结果

3.2 地层渗透率各向异性对产能的影响

地层渗透率各向异性反应了地层非均质性,其定义 为地层垂向渗透率与水平渗透率之比。分别计算地层渗 透率各向异性为 0.1、0.2、0.4、0.6、0.8、1 和 1.2 下压裂井 增产倍数。根据已经建立的基本模型,用线网模型模拟 复杂裂缝网络,次缝导流能力 0.000 8 μm²·cm,主缝导流 能力 0.12 μm²·cm,SRV 体积 6.6×10⁶ m³, 地层水平渗透 率 0.000 1×10⁻³ μm²,计算结果见图 7。可知地层渗透率各 向异性对气井产能的影响较小。



图 7 页岩气不同地层渗透率各向异性下压裂井增产倍数

4 结论

1)以某口实际页岩气压裂井为例,进行模拟计算。
 计算结果显示模型较好地模拟实际页岩气井的产能,实现了页岩气水平井体积压裂的模拟。

2)根据所建立的模拟模型来分析体积压裂裂缝参数对产能的影响。模拟结果显示,裂缝参数对产能的影响。模拟结果显示,裂缝参数对产能的影响很大。研究表明,线网模型所代表的改造体积越大,主裂缝的高导流能力越强,主次裂缝的间距越小,页岩气体积压裂气井的产能越高。

3)根据所建立的模拟模型来分析地层渗透率非均 质性对页岩气体积压裂井的产能影响。模拟结果显示, 地层渗透率各向异性对气井产能的影响较小。

4)建立的模型能够较好地模拟实际页岩体积压裂水平井的生产状况,对页岩气体积压裂开发效果的预测 有积极意义。应用所建立的模型对体积压裂裂缝参数进 行优化分析,其结果在实际压裂施工方案设计中具有积极作用。

参考文献:

- [1]黄 鑫,董秀成,肖春跃,等.非常规油气勘探开发现状及 发展前景[J]. 天然气与石油,2012,30(6):38-41.
 Huang Xin, Dong Xiucheng, Xiao Chunyue, et al. Present Situation and Development Prospect of Unconventional Oil and Gas Exploration and Development [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(6):38-41.
- [2] 刘洪林,王 莉,王红岩,等.中国页岩气勘探开发适用技术探讨[J]. 油气井测试, 2009,18(4):68-71.
 Liu Honglin, Wang Li, Wang Hongyan, et al. Discussion on Applicable Technology for Exploration and Development of Shale Gas in China [J]. Well Testing, 2009,18(4):68-71.
- [3] King G E. Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned [C]. Paper 133456 Presented at Annual Technical

57

Conference and Exhibition, 19–22 September 2010. Florence, Italy. New York: SPE, 2010.

- [4] Dahaghi A K. Numerical Simulation and Modeling of Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration in Shale Gas Reservoirs: A Feasibility Study [C]. Paper 139701 Presented at International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Uti– lization, 10–12 November 2010. New Orleans, Louisiana, USA. New York: SPE, 2010.
- [5] 李林地,张士诚,马新仿,等. 气井压裂裂缝参数优化设计
 [J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 104-107.
 Li Lindi, Zhang Shicheng, Ma Xinfang, et al. Optimization
 Design of Gas Well Fracture Parameters [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(5): 104-107.
- [6] 贾利春,陈 勉,金 衍. 国外页岩气井水力压裂裂缝监测 技术进展[J]. 天然气与石油, 2012, 30(1):44-47.
 Jia Lichun, Chen Mian, Jin Yan. Technical Progress in Overseas Hydraulic Fracture Monitoring Techniques for Shale Gas Well [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(1):44-47.
- [7] Cipolla C L, Williams M J, Weng X, et al. Hydraulic Fracture Monitoring to Reservoir Simulation: Maximizing Value [C].

Paper 133877 Presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19–22 September 2010. Florence, Italy. New York: SPE, 2010.

- [8] Xu W, Thiercelin M, Le Calvez J, et al. Fracture Network Development and Proppant Placement during Slickwater Fracturing Treatment of Barnett Shale Laterals [C]. Paper 135484 Presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19–22 September 2010. Florence, Italy. New York: SPE, 2010.
- [9] Cipolla C L, Weng X, Mack M G, et al. Integrating Microseismic Mapping and Complex Fracture Modeling to Characterize Fracture Complexity[C]. Paper 140185 Presented at SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 24–26 January 2011. The Woodlands, Texas, USA. New York: SPE, 2011.
- [10] Saldle J P, Arri L E. Use of Conventional Reservoir Models for Coalbed Methane Simulation [C]. Paper 90118 Presented at Petroleum Society of CIM and the Society of Petroleum Engineers, 10–13 June 1990. Calgary, Canada. New York: SPE, 1990.

西南油气田新井日产量突破1000×104 m3

2014年11月以来,西南油气田新井天然气日产量连续半个月超1000×10⁴m³,截至11月17日,油气田2014年 已投产新井75口,日产气1120×10⁴m³,年度累计产气12×10⁸m³,比去年同期增长66%。

2014年,西南油气田计划新建天然气产能46×108m3,共计划部署天然气钻井88口,重点在磨溪区块龙王庙组气藏,川东、蜀南二、三叠系、石炭系气藏,须家河组气藏等区域开展产能建设。

油气田立足"早部署、早运行、早见效"原则,不断优化井位部署,合理调配钻机运行,高效组织,快速推进,保 证新井生产时效;加强气藏精细描述和生产动态研究,优先部署有利区块;围绕重点上产区或、重点井位、重点环节, 深入施工现场,加强协调、监督和管理工作,各专业通力协作,工作做到无缝衔接。

截至10月底,油气田2014年开发井累计开钻井44口,完钻井49口,试油结束井51口,获气井48口,成功率 94.12%、较去年同期提高6.91%,井均测试产量50.49×10⁴m³、较去年同期增加27.03×10⁴m³。其中安岳须家河开发井 实施效果良好,完成试油井8口,获工业气井7口,成功率87.5%,井均测试日产量18.05×10⁴m³。合川须二气藏完成 试油井14口,获工业气井14口,成功率100%,井均测试日产气量22.03×10⁴m³。川东二、三叠系滚动勘探开发完成 试油井4口,获工业气井4口,成功率100%,测试日产量144.88×10⁴m³,井均测试产量36.22×10⁴m³。

天然气产能建设主攻战场——龙王庙组气藏,2014年1至10月完成试油8口,获工业气井8口,成功率100%,测试日产量1415.71×10⁴m³,井均测试产量176.96×10⁴m³。2014年成功投运单井12口,平均单井日产量84×10⁴m³,"少井高产"的发展势头良好;近期新投的磨溪008-7-H1井效果较好,日产天然气100×10⁴m³。

(兰 洁 摘自《中国石油报》)