第517次学术讨论会·页岩气开发中的工程科学问题

页岩气组分模型产能预测及压裂优化

卢德唐^{①*}, 张龙军^{①②}, 郑德温^③, 毕全福^④, 王磊^⑤, 杨景海^⑥

① 中国科学技术大学石油天然气研究中心, 合肥 230026;

② 斯伦贝谢科技服务(北京)有限公司, 北京 100015;

③ 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007;

④ 中国石油集团西部钻探工程有限公司试油公司, 克拉玛依 834000;

⑤ 中国科学院核能安全技术研究所, 合肥 230031;

⑥ 大庆油田测试技术服务分公司, 大庆 110000

* 联系人, E-mail: dtlu@ustc.edu.cn

2015-06-23 收稿, 2015-08-07 修回, 2015-08-11 接受, 2015-10-16 网络版发表

中国石油天然气集团公司-中国科学院战略合作项目(2015A-4812)、中国科学院战略性先导科技专项(XDB10030402)和国家重大科技专项(2011ZX05009-006)资助

摘要 我国页岩、致密油气等非常规油气的储量极大, 非常规油气的开发对保障国家能源安全有重要的意义. 准确模拟预测非常规油气的流动行为是经济高效开采的关键. 不同于常规油气, 页岩气在地层中存在滑脱效应以及吸附现象, 为准确描述此类机理和现象, 本文在以非结构PEBI网格为主的混合网格的基础上建立了组分数值模型, 并对气体组分比例、吸附作用以及滑脱效应对产能的影响进行了分析. 同时, 对国内某页岩气藏水平井的压裂进行了优化. 结果表明, 页岩气产量随裂缝数量的增多以及裂缝半长的增长而增加, 但当裂缝数量达到一定数量, 裂缝半长达到一定长度时, 产量的增加不再明显. 因此, 为使页岩气的经济效益达到最大化, 应合理布置裂缝数量及裂缝半长.

关键词 页岩气, 组分模型, 产能预测, 压裂优化, 滑脱效应, 吸附作用

近几年来, 致密油气的开发得到了广泛的关注, 其中尤其以页岩气的开发最为引人注目. 2013年, 美国能源部能源信息署(EIA)评价得出: 美国页岩气产量已占据美国天然气总产量的40%; 中国页岩气可采储量世界第一. 但目前我国页岩气的年采出量却极低, 不足天然气总产量的1%. 致密储层的渗透率非常低, 一般都在0.1 mD以下, 在页岩中甚至会达到纳达西量级. 而且致密岩石中的孔隙直径也非常小, 一般在几个纳米到几百个纳米之间^[1]. 在这样的渗透率及孔隙直径下, 传统的达西定律已不能准确描述其中气体的流动规律. 由于储层渗透性差, 目前页岩气多通过水力压裂的方式进行开采, 这种方式成本较高

并且产能较低. 因此, 准确地计算并预测页岩气的产量是优化压裂开采方案及制定合理开采制度最重要的保障, 对页岩气高效经济的开采有着非常重要的意义.

Javadpour^[2]指出页岩中气体的流动存在滑脱效应及Knudsen扩散. 除此之外, 页岩中还存在大量吸附气^[3]. Javadpour将由压力驱动流量和Knudsen扩散的流量相加得出气体在页岩中的流量公式, 并对比传统达西流动公式, 定义了视渗透率公式. 其计算结果表明视渗透率与岩石固有的渗透率在不同的孔喉直径下相差一到两个数量级. Civan等人^[4]基于归一化的Hagen-Poiseuille-type公式在Beskok和Karniadakis^[5]的基础上提出了一种用Knudsen数来表达视渗透率的公

引用格式: 卢德唐, 张龙军, 郑德温, 等. 页岩气组分模型产能预测及压裂优化. 科学通报, 2016, 61: 94-101

Lu D T, Zhang L J, Zheng D W, et al. Shale productivity prediction and fracturing optimization based on compositional simulation (in Chinese). Chin Sci Bull, 2016, 61: 94-101, doi: 10.1360/N972015-00325

式,能够描述Knudsen数在 $(0, +\infty)$ 范围内的所有流动. Freeman等人^[6]利用Dusty-gas模型来描述页岩气的Knudsen扩散现象,并且将其代入TOUGH+程序来模拟页岩气的流动,他们提出了一种通过测量生产出的气体组分比例来确定页岩或者致密气藏中固有渗透率的方法. 上述研究都是针对致密储层气体流动机理来修正计算模型. 同时也有学者考虑了页岩中气体的吸附现象,对模型进行了进一步的研究修正. Clarkson等人^[7]通过Ertekin等人^[8]提出的动态滑移系数概念以及单组分吸附,建立了模拟致密气藏及页岩气藏的数值模型,并对生产数据进行了分析. Swami等人^[9]和Li等人^[10]在考虑单组分吸附的基础上将滑移及Knudsen扩散整合进了页岩气藏的数值模型中. 部分学者考虑了多组分吸附,但却忽略了流体在致密岩层中的滑移现象以及Knudsen扩散^[11,12].

截至目前,绝大部分针对致密油气藏的模拟程序均建立在规则网格的基础上. 由于页岩的开采需要大量的水力压裂,从而产生大量的人工裂缝,并且页岩中也含有许多微小的天然裂缝,而规则网格在描述这些地质特征时存在困难. 因此,为了更加准确地描述致密油气的流动,本文在以非结构PEBI (Perpendicular BIssection)网格为主的混合网格的基础上,考虑多组分吸附以及致密岩层中流体的特殊流动机理,建立针对页岩气的组分模型数值模拟器.

1 水平井多段压裂非结构PEBI网格的划分

页岩气的开采一般采用水平井多段压裂的方法,由于水平井延伸方向及裂缝走向不相同,规则网格已无法准确表征,以非结构PEBI网格为基础的混合网格系统能准确描述水平井多段压裂形态及其复杂边界、尖灭及断层等地质特征. PEBI非结构网格是一种局部正交网格,任意两个相邻网格块的交界面一定垂直平分相应网格节点的连线^[13]. 相比传统结构网格,PEBI网格存在以下优点: (1) 非常灵活,能准确描述地层中的复杂边界、尖灭、裂缝、断层等地质特征; (2) 易于局部加密,由于PEBI网格布点的随意性,在井周围等压力梯度较大的地区,对网格进行加密较为容易; (3) 网格的取向效应较小; (4) PEBI网格局部正交的特性为方程离散及求解提供了便利.

对水平井多段压裂,如果考虑复杂边界及断层,非结构PEBI网格划分是一件非常困难的事,其中关键点是PEBI网格点的布置.

如果地层中有一条垂直裂缝,采用线源乘法可以得到无量纲井底压力^[13]

$$P_{WD}(t_{Dyf}) = \sqrt{\pi t_{Dyf}} \operatorname{erf}\left(\frac{1}{2\sqrt{t_{Dyf}}}\right) - \frac{1}{2} E_i\left(-\frac{1}{4t_{Dyf}}\right), \quad (1)$$

式中, $P_{WD} = \frac{[p_i - p_{wf}(t)]kh}{1.842 \times 10^{-3} qB\mu}$ 为无量纲井底压力;

$t_{Dyf} = \frac{3.6kt}{\phi\mu C_i x_f^2}$ 为无量纲时间; p_i 为原始地层压力,

(MPa); p_{wf} 为井底流动压力, (MPa); q 为油井地面产量, (m^3/d); μ 为地层中流体黏度, ($\text{mPa} \cdot \text{s}$); B 为流体的体积系数, (m^3/m^3); k 为地层渗透率, (μm^2); h 为有效地层厚度, (m); t 为流体流动时间, (h); $-E_i(-x) = \int_x^\infty (e^{-u}/u) du$ 为指数积分函数; $\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^x e^{-u^2} du$ 为误差函数.

从式(1)可知,当时间较小时,均匀流量垂直裂缝的井底压力可以近似为

$$P_{WD}(t_{Dyf}) = \sqrt{\pi t_{Dyf}}, \quad (2)$$

当时间较大时,均匀流量垂直裂缝的井底压力可以近似为

$$P_{WD}(t_{Dyf}) = \frac{1}{2} \ln(t_{Dyf}) + \gamma. \quad (3)$$

式(2)表明在时间较小时,均匀流量垂直裂缝是线性流,但在时间较大时,均匀流量垂直裂缝达到径向流(式(3)可以得到),由于裂缝有一定的长度,地层的等压线为椭圆. 因此,裂缝附近的流动应该为线性,远离裂缝处的流动为椭圆(如图1(a)所示).

PEBI网格点是根据裂缝周围流体的流线特征进行布置,使网格走向符合流线特征. 然后根据布点情况先得出点集的Delaunay三角剖分,如图1(b)所示,再连接各三角外心形成Delaunay三角剖分的对偶形式PEBI网格,如图1(c)所示.

对于远离井的区域,PEBI网格点的布置除了符合流体的流线特征,还需自动调整相邻网格点的距离,使最终生成的PEBI网格在距离井较近的区域密集,在远离井的区域疏松,从而在保证计算精度的前提下节约计算时间^[14],如图2所示.

2 流动方程

2.1 视渗透率公式

页岩及致密岩层中除了存在由达西定律描述的

图1 (网络版彩色)单一裂缝的布点(a)、三角网格(b)及PEBI网格(c)
Figure 1 (Color online) Point arrangement of single fracture (a), triangular grid (b) and PEBI grid (c)

图2 (网络版彩色)PEBI网格在远离井区域时的分布示意图。(a)垂直井;(b)垂直裂缝井
Figure 2 (Color online) Schematic of PEBI grid distribution. (a) Vertical well; (b) vertical well with one fracture

常规流动,还会发生其他类型的流动,例如滑移流动,分子自由扩散等。因此需要对常规的达西定律做适当的修正以使其能够准确描述气体在致密储层中的流动。

Chambre和Schaaf^[15]根据Knudsen数(K_n)将流动类型划分为4种,当 K_n 分别取 >10.0 , $(0.1, 10)$, $(10^{-3}, 0.1)$, $<10^{-3}$ 时,对应的流动类型分别是自由分子流、过渡流、过渡流、常规流动。

Knudsen数是平均分子自由程与表征长度(例如,

流动管道的平均半径)的比值^[16]:

$$K_n = \frac{\lambda}{R_h}, \quad (4)$$

其中, λ 为气体平均自由程:

$$\lambda = \frac{\mu}{p} \sqrt{\frac{\pi R_g T}{2 M_g}}, \quad (5)$$

μ 为气体黏度,单位为Pa s; p 为气体压力,单位为Pa; R_g 为气体普适常数(8314 J (kmol K)); T 为温度,单位为K; M_g 为气体摩尔质量,单位为 kg/kmol; R_h 为多孔介质中流动通道的平均半径: $R_h = 2\sqrt{2\tau} \sqrt{\frac{k_0}{\phi}}$ 。其中, τ 为迂曲度; ϕ 为孔隙度; k_0 是多孔介质的固有渗透率,单位为 m^2 。

Beskok和Karniadakis于1999年提出一种用Knudsen数对介质中的固有渗透率进行修正的公式^[5]:

$$k = k_0 (1 + \alpha K_n) \left(1 + \frac{4K_n}{1 - bK_n} \right), \quad (6)$$

其中, k 为视渗透率; α 为无量纲稀薄系数; b 为滑移系数,一般取 -1 ^[5,17]; $\alpha = \alpha_0 \frac{2}{\pi} \tan^{-1} [4K_n^{0.4}]$ 是 K_n 的函数;

$$\alpha_0 = \frac{64}{3\pi} \frac{1}{1 - \frac{4}{b}}, \quad \text{当 } b = -1 \text{ 时, } \alpha_0 = \frac{64}{15\pi}.$$

对上述公式进行整理,视渗透率可表示为

$$k = k_0 \left[1 + \left(\frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1} (4K_n^{0.4}) \right) \right] \left(1 + \frac{4K_n}{1 + K_n} \right), \quad (7)$$

将上式代入组分的质量守恒方程,即可以描述气体在致密岩层中流动时发生的滑脱效应。

2.2 多组分Langmuir吸附

为准确描述页岩对不同气体吸附能力的差异性,采用多组分Langmuir等温吸附公式描述气体的吸附行为。

气体组分 i 的吸附体积可表示为

$$V_{\text{ads},i} = V_{L,i} \frac{y_i P}{P_{L,i} \left(1 + \sum_{j=1}^n y_j \frac{P}{P_{L,j}} \right)}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (8)$$

其中,将所有组分的吸附体积相加,即得到气藏气体吸附体积的总和:

$$V_{\text{ads}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{ads},i} = \sum_{i=1}^n V_{L,i} \frac{y_i P}{P_{L,i} \left(1 + \sum_{j=1}^n y_j \frac{P}{P_{L,j}} \right)}, \quad (9)$$

其中, n 为气藏中气体组分的个数.

2.3 组分模型

气体中第 i 个组分的质量守恒方程可表示为

$$\frac{\partial}{\partial t} (V \phi \rho_g y_i + V \rho_s V_{\text{ads},i} \rho_{g,\text{std}}) = \sum_l \left(T_r \frac{1}{\mu_g} \rho_g y_i \Delta \Phi_g \right) - \rho_{g,\text{std}} y_i q_{g,\text{std}}, \quad i=1, \dots, n, \quad (10)$$

其中, V 为网格体积, 单位为 m^3 ; ϕ 为孔隙度; y_i 为组分 i 所占的摩尔分数; n 为组分的总个数; ρ_s 为岩石密度, 单位为 kg/m^3 ; $\rho_{g,\text{std}}$ 为标准状态下的气体摩尔密度, 单位为 mole/m^3 ; ρ_g 为地层条件下的气体摩尔密度, 单位为 mole/m^3 ; $V_{\text{ads},i}$ 为组分 i 的吸附体积, 单位为 m^3/kg ; T_r 为两个相邻网格间的传导率; l 代表相邻的网格; μ_g 为气体黏度; $\Delta \Phi_g$ 为相邻网格间的势差; $q_{g,\text{std}}$ 为标准状态下的气体生产速率, 单位为 m^3/s .

方程(10)的左边为累积项, 包括自由气及以吸附状态存在的气体. 以吸附状态存在的气体的体积 $V_{\text{ads},i}$ 采用多组分Langmuir吸附方程(8)表示. 其中 $V_{L,i}$ 和 $P_{L,i}$ 分别是组分 i 的极限吸附体积和Langmuir压力, 两者均从纯气体 i 中测量得出; ρ_g 和 $\rho_{g,\text{std}}$ 均由 Peng-Robinson^[18] 状态方程计算得出.

方程(10)右边的第一项为流动项, 表示由邻近网格流进当前网格的气体的摩尔量; 传导率 $T_r = kA/\Delta L$; k 为视渗透率, A 为相邻网格的接触面积, ΔL 为相邻网格中心点的距离; 气体的黏度 μ_g 由 Lohrenz-Bray-Clark^[19] 关系式得到; 两个相邻网格间的势差可定义为 $\Delta \Phi_g = \Phi_m - \Phi_n = p_m - p_n - (\rho_m Z_m - \rho_n Z_n)g$, m 和 n 代表两个相邻的网格, Z 表示网格的深度.

方程(10)右边的第二项为井项, 表示气体生产或者注入的量. 此项仅对存在井的网格有效, 若网格中不存在井, 则方程(10)中的此项自动忽略.

若井为裂缝井, 水力裂缝在网格划分的过程中显示的表示出来, 如图2所示. 在考虑井储的情况下, 产量用无限传导模型来表示:

$$\frac{\sum_l \left(T_r \frac{1}{\mu_g} \rho_g \Delta \Phi_g \right)}{\rho_{g,\text{std}}} - \frac{C}{\Delta t} (p_{\text{wf}}^{T_{n+1}} - p_{\text{wf}}^{T_n}) = q_{g,\text{std}}, \quad (11)$$

其中, C 为井储系数, 单位为 m^3/MPa ; T_{n+1} 和 T_n 分别表示 $n+1$ 和 n 计算时步. 在计算的过程中, 若井的生产方式为定压力生产, 则方程(11)作为产量主方程, 计算裂缝井的产量; 若井的生产方式为定产量生产, 则方程(10)中多出一个未知数井底压力 p_{wf} , 此时方程(11)做为约束方程与方程(10)联立求解.

此数学模型基于PEBI网格^[20-23], 采用有限体积法进行离散, 对所有网格的压力及气体组分的摩尔比例利用GMRES方法进行全隐式求解.

3 计算结果及分析

利用本文提出的数值模型对页岩(致密)气藏进行计算模拟, 研究地层中不同气体组分比例、吸附气以及气体的滑脱效应对页岩(致密)气产能的影响. 所研究页岩(致密)气藏的具体参数如表1所示, 气藏中央有一口垂直井, 采用定压的方式生产, 总生产时间为3000 d.

3.1 储层中气体组分比例对产量的影响

对3种气体组分(CO_2 , CH_4 和 C_2H_6)比例不同的气藏进行模拟, 对比产量的差异. 气藏A, B, C初始所含甲烷含量分别为80%, 90%和95%, 初始所含二氧化碳的比例均为2%, 剩余气体为乙烷. 3种气体的Langmuir吸附常数 V_L 和 P_L 依次为4.1, 1.6和2.6 m^3/t , 5.76, 10.77和5.59 MPa.

图3(a)和(b)分别展示了3种气藏中所有气体以及甲烷气体的产量曲线. 可以看出地层中甲烷初始含量越低, 总气体产量越高. 这是因为相对于 CO_2 和 C_2H_6 , 地层对甲烷的吸附能力较弱, 因此甲烷含量较低说明地层中存在更多的吸附状态的 CO_2 和 C_2H_6 . 在生产过程中, 随地层压力的下降, 更多的气体被解

表1 气藏地层参数

Table 1 Formation properties of gas reservoir

名称	数值
气藏大小(m^3)	2000×2000×25
井筒半径(m)	0.1
井储(m^3/MPa)	1
井底压力(MPa)	4
渗透率(m^2)	1×10^{-18}
孔隙度	0.05
气藏温度($^\circ\text{C}$)	60
初始压力(MPa)	20
页岩密度(kg/m^3)	2500

图3 (网络版彩色)3种气藏的总气体产量(a)和甲烷气体产量(b)

Figure 3 (Color online) Total gas production rate (a) and CH₄ production rate of three gas reservoirs (b)

吸附出来,使气体产量增加,但总体来讲,3种气藏气体总产量相差不是很大,而甲烷气体的产量随其初始含量的增大而增加。

3.2 吸附气对产量的影响

在致密岩层中,尤其是页岩中,吸附气大量存在^[3],而传统气藏的产能分析却常常忽略吸附作用对产能的影响。本部分通过对比气藏B中不考虑吸附作用时气体的产量,研究吸附作用对气体产能的影响。

按照3.1节中的气体吸附参数,气藏B中吸附气含量较低,约占气体储量的20%。计算得出的气体日产量与不考虑吸附时的日产量分别如图4中带空心圆圈的实线和带空心方框的实线所示,两者几乎重合。说明在生产早期,吸附气对低吸附气藏产能的影响微乎其微。将气体的吸附参数提高,使吸附气占据气体储量的70%左右,重新计算气体产量随时间的变化关系,得出曲线如图4中虚线所示,此线与前两条曲线有明显差异,说明地层中吸附气含量越高,对产能的影响也就越大。在连续生产3000 d后,日产量及累积产量比不考虑吸附时分别高出约1.2%和1.3%。

由于压力越低,气体解吸附的量越大。因此,随着生产时间的延长,地层压力的降低,吸附气对产能的影响会越来越大。

3.3 滑脱效应对产量的影响

当多孔介质的孔喉半径很小时,气体流动会产生滑脱效应,从而使气体的流动速率加快。若不考虑气体的滑脱效应,对气藏B的产能进行计算,并与考虑滑脱效应时的产能进行对比,如图5所示。在连续

图4 (网络版彩色)吸附作用对气体产量的影响

Figure 4 (Color online) The impact of adsorption on gas production rate

生产3000 d后,不考虑滑脱效应对累积产量的预测比考虑滑脱效应的情形低18%。显然,不考虑滑脱效应将会严重低估页岩(致密)气的产能。

4 压裂规模的优化

利用本文的模拟程序,对我国某页岩气压裂进行优化设计,如图6所示。通过对该区块页岩取样,测量了其吸附曲线,并对测量数据进行了Langmuir公式拟合。拟合结果为

$$V_{\text{ads}} = 4.75 \frac{p}{p + 8.63},$$

吸附体积 V_{abs} 和压力 p 的单位分别为 m^3/t 和 MPa ,如图7所示。通过压前试气获得了气体组分,其中 N_2 0.47%, CO_2 0.69%, CH_4 95.9%, C_2H_6 2.46%, C_3H_8

图5 (网络版彩色)滑脱效应对气体日产量(a)和累积产量(b)的影响

Figure 5 (Color online) The impact of slip flow on gas production rate (a) and accumulative production (b)

图6 (网络版彩色)国内某页岩气田水平井压裂优化设计PEBI网格图

Figure 6 (Color online) PEBI grid for fracturing optimization in a shale gas play in China

0.33%以及其他气体0.15%。其他地层参数分别为：地层初始压力46 MPa、地层厚度61 m、平均温度77℃、孔隙度3.23%、渗透率 $1.75 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ 。

4.1 裂缝条数对气体产量的影响

假设水平井的总长度为1000 m，裂缝的有效半长为50 m，研究裂缝条数对气体产量的影响。

计算结果如图8所示，纵坐标为开采一年时间内的平均日产量。从图中可以看出，气体产量随裂缝条数的增加而逐渐增大，但增速逐渐放缓。说明当裂缝较少时，增加裂缝数量能显著增加气体产量；当裂缝达到一定个数时，例如本例中裂缝数量达到11~14条时，增加裂缝数量对产量的影响逐渐变小，直至不起作用。由于页岩水力压裂过程耗费巨大，因此，合理

的布置水力裂缝的数量能使页岩气的开采达到最优的经济价值。

4.2 裂缝半长对气体产量的影响

固定裂缝的数量为10条，研究裂缝半长对产量的影响，计算结果如图9所示。气体产量与裂缝半长并非线性增长关系，随裂缝半长的增大，气体产量增加的速率逐渐变小。因此，为节约压裂成本，同时尽可能增加气体产量，需要选择合适的裂缝半长。

5 结论

根据地层中流体的流线特征，研究以非结构PEBI网格为主的混合网格在井周围以及油藏其他区域的划分方法，并以此混合网格为基础，建立了针对

图7 (网络版彩色) 实测页岩气吸附曲线以及其Langmuir拟合

Figure 7 (Color online) Experimental adsorption isotherm of shale gas and its Langmuir fit

图8 页岩气产量与裂缝条数的关系

Figure 8 The relationship between shale gas production rate and fracture number

页岩(致密)气藏的多组分数值模型,整合了致密气在地层中的滑脱效应以及吸附作用等特殊机理。

图9 页岩气产量与裂缝半长的关系

Figure 9 The relationship between shale gas production rate and fracture length

本文模型计算结果表明:地层气体组分比例对气体产能的影响较小;吸附气含量越高,生产时间越长,吸附作用对产能影响越大;滑脱效应对气体产能有显著的影响,忽略此效应会导致预测的产能偏低;页岩气藏在开发初期日产量很高,但在较短的时间内,日产量急剧下降,之后日产量趋于稳定。

利用本文模型对国内某页岩气藏进行了压裂优化设计。结果表明,气体产量随裂缝数量的增多以及裂缝半长的增长而增加,但增加的幅度却在逐渐变小。因此,综合考虑压裂的成本以及气体产能的增加,在压裂的过程中,根据储层物性参数,选择合适的裂缝数量以及裂缝半长,以最大程度优化页岩(致密)气的经济价值。

参考文献

- 1 Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. AAPG Bull, 2009, 93: 329–340
- 2 Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone). J Can Petrol Technol, 2009, 48: 16–21
- 3 Hill D G, Nelson C R. Gas productive fractured shales: An over view and update. Gas TIPS, 2000, 6: 4–13
- 4 Civan F, Rai C S, Sondergeld C H. Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms. Transport Porous Med, 2011, 86: 925–944
- 5 Beskok A, Karniadakis G E. Report: A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales. Microscale Therm Eng, 1999, 3: 43–77
- 6 Freeman C, Moridis G, Blasingame T. A numerical study of microscale flow behavior in tight gas and shale gas reservoir systems. Transport Porous Med, 2011, 90: 253–268
- 7 Clarkson C R, Morteza N, Danial K, et al. Production analysis of tight-gas and shale-gas reservoirs using the dynamic-slippage concept. SPE J, 2012, 17: 230–242
- 8 Ertekin T, King G, Schwerer F. Dynamic gas slippage: A unique dual-mechanism approach to the flow of gas in tight formations. SPE Form Eval, 1986, 1: 43–52
- 9 Swami V, Javadpour F, Settari A. A numerical model for multi-mechanism flow in shale gas reservoirs with application to laboratory scale testing. In: Proceedings of 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013. London: Society of Petroleum Engineers, 2013

- 10 Li J, Wang C, Ding D, et al. A generalized framework model for simulation of gas production in unconventional gas reservoirs. In: Proceedings of 2013 SPE Reservoir Simulation Symposium. Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2013
- 11 Freeman C, Moridis G, Blasingame T. Modeling and performance interpretation of flowing gas composition changes in shale gas wells with complex fractures. In: Proceedings of International Petroleum Technology Conference. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 2013
- 12 Leahy-Dios A, Das M, Agarwal A, et al. Modeling of transport phenomena and multicomponent sorption for shale gas and coalbed methane in an unstructured grid simulator. In: Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: Society of Petroleum Engineers, 2011
- 13 Kong X Y. Advanced Fluid Flow in Porous Media. Hefei: University of Science and Technology of China Press, 2010 [孔祥言. 高等渗流力学. 合肥: 中国科学技术大学出版社, 2010]
- 14 Zhang L, Zha W, Li D, et al. Generation and application of adaptive PEBI grid for numerical well testing (NWT). In: Proceedings of Mechatronic Sciences, Electric Engineering and Computer (MEC), 2013 International Conference. Shenyang: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013
- 15 Chambre P A, Schaaf S A. Flow of Rarefied Gases. Princeton: Princeton University Press, 1961
- 16 Loeb L B. The Kinetic Theory of Gases. Dover: Courier Dover Publications, 2004
- 17 Florence F, Rushing J, Newsham K, et al. Improved permeability prediction relations for low permeability sands. In: Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver: Society of Petroleum Engineers, 2007
- 18 Walas S M. Phase Equilibria in Chemical Engineering. Boston: Butterworth Boston, 1985
- 19 Lohrenz J, Bray B, Clark C. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. J Petrol Technol, 1964, 16: 1171–1176
- 20 Zha W S. Numerical Reservoir Calculation on PEBI Grid and Implementation (in Chinese). Dissertation for Doctoral Degree. Hefei: University of Science and Technology of China, 2009 [查文舒. 基于 PEBI 网格的油藏数值模拟计算及其实现. 博士学位论文. 合肥: 中国科学技术大学, 2009]
- 21 Heinemann Z E, Brand C W. Gridding techniques in reservoir simulation. In: First and Second International Forum On Reservoir Simulation. Alpbach, 1988
- 22 Zhang L, Li D, Zha W, et al. Generation and application of adaptive PEBI grid for numerical well testing (NWT). In: Mechatronic Sciences, Electric Engineering and Computer. Shenyang, 2013
- 23 Palagi C, Aziz K. Use of Voronoi grid in reservoir simulation. SPE Adv Technol Ser, 1994, 2: 69–77

Shale productivity prediction and fracturing optimization based on compositional simulation

LU DeTang¹, ZHANG LongJun^{1,2}, ZHENG DeWen³, BI QuanFu⁴, WANG Lei⁵ & YANG JingHai⁶

¹ Oil and Gas Research Center, University of Science and Technology of China, Hefei 230026, China;

² Schlumberger Technology Services (Beijing) Ltd., Beijing 100015, China;

³ Research Institute of Petroleum Exploration & Development-LangFang, Langfang 065007, China;

⁴ Well Testing Company Xibu Drilling Engineering Inc., China National Petroleum Corporation, Karamay 834000, China;

⁵ Institute of Nuclear Energy Safety Technology, Chinese Academy of Sciences, Hefei 230031, China;

⁶ Daqing Logging & Testing Services Branch, Daqing 110000, China

The reserves of unconventional gas, such as shale and tight gas, is enormous in China. The exploitation of unconventional gas is of significance to secure our nation's energy future. Precise simulation and prediction of gas flowing behavior in such formations is the key to economic efficiency of exploitation. Different from conventional formations, in shale exist slip flow and gas adsorption. To accurately simulate gas flow in shale, we developed a compositional model based on the hybrid grid which is mainly composed by unstructured PEBI (Perpendicular Bisection) grids. Upon this model, the effects of gas composition, adsorption and slip flow on gas production are analyzed. Horizontal well fracturing in a shale gas reservoir is optimized with the help of this model. The results show that the production of shale gas increases rapidly with the number and effective half-length of fractures, and reaches a plateau when they get large or long enough. Therefore, in order to achieve the maximum economic efficiency, the fracture quantity and effective half-length should be reasonably designed.

shale gas, compositional model, productivity prediction, fracturing optimization, slip flow, gas adsorption

doi: 10.1360/N972015-00325