

非常规天然气

页岩气藏综合渗流模型及压力动态分析

杜殿发,王妍妍,张琼,乔妮,刘洋
(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580)

摘要:区别于常规气藏,页岩气藏渗流主要受解吸、扩散、窜流和常规达西流动控制,机理复杂。考虑到基质和裂缝系统之间存在的压力差,在将气藏看成是双孔单渗介质的基础上,新增加了一个扩散以外的窜流流动,通过引入2个新的参数分别表征扩散和窜流2个因素的影响,建立了页岩气藏含有多条横向裂缝的压裂水平井的渗流数学模型。在此基础上,基于源函数理论,采用镜像反应和叠加原理,得到了地层中任意一点的压力表达式,通过 Laplace 变换和 Stehfest 数值反演得到水平井井底压力解,绘制了不同条件下的压力动态曲线,并与目前存在的渗流数学模型进行了对比,为页岩气藏的试井分析和不稳态产能评价提供了理论依据。

关键词:页岩气;解吸;扩散;窜流;储容比;压裂水平井;压力动态

中图分类号:TE33⁺2

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2014)04-0612-06

引用格式:Du Dianfa, Wang Yanyan, Zhang Qiong, *et al.* A comprehensive seepage model of shale gas reservoir and pressure behavior analysis[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(4): 612-617.

[杜殿发,王妍妍,张琼,等.页岩气藏综合渗流模型及压力动态分析[J].天然气地球科学,2014,25(4):612-617.]

0 引言

目前有关页岩气藏渗流理论的研究比较少,已有的渗流数学模型对页岩气藏进行压力动态分析或产能研究,得到了比较符合页岩气藏渗流规律的结果^[1-3]。但这些模型仍存在着一些问题:第一,有的模型直接忽略了基质向裂缝的窜流,认为解吸下来的气体仅在浓度差的作用下扩散到裂缝中,而忽略了在压力差的作用下窜流进入裂缝的那部分气体量;第二,解吸扩散项经常被考虑成等温压缩系数的变化,造成在模型的求解时,内在的影响机理就不是很明确;第三,由于目前对于页岩气藏介质的多重性存在很大的争议,不能将无机孔隙和有机孔隙全部考虑在内,而扩散和窜流各自在流动中所占的比例也无法描述。而且对于页岩气藏普遍采用的压裂水平井后的情况研究比较少。针对这些问题,笔者从页岩气藏独特的渗流机理出发,综合窜流、解吸、扩

散等各种因素,建立了更加适用于页岩气藏的渗流数学模型,并通过定义2个新的无因次参数,使得扩散、窜流2种渗流机理分别得以表征,求解得到了地层压力。另外,模型还结合了压裂水平井得到了井底压力的解。

1 页岩气藏独特渗流机理

页岩气藏的渗流受常规流动、窜流、解吸和扩散等多个方面的影响,不同于常规的天然气藏^[4-5],大量的气体以吸附状态存储在页岩气藏的有机质表面^[6],在气藏中存在着基质(包括无机孔隙和有机质孔隙)和裂缝介质系统。在开采过程中,随着地层压力下降,原有的吸附平衡被打破,解吸作用开始出现。气体从有机质表面解吸下来以后,解吸下来的气体存在于基质岩块孔隙中,另外,基质系统中还存在着一定量的游离气。基质系统和裂缝系统存在着一定的压力差和浓度差,因此会发生窜流和扩散

现象。

解吸下来的气体量一般采用 Langmuir 等温吸附式进行描述,结合拟压力的表达式,气藏中的等温吸附式可以表示为:

$$V_E = \frac{V_L \psi}{\psi_L + \psi} \quad (1)$$

$$\psi = \frac{\mu_i Z_i}{p_i} \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad (2)$$

解吸下来的气体与游离气混合,一部分在压差的作用下窜流进入裂缝,窜流方程为:

$$q = \frac{\alpha \rho}{\mu} (P_m - P_f) \quad (3)$$

$$\varphi_m C_m \frac{\partial P_m}{\partial t} + \frac{\alpha}{\mu} (P_m - P_f) = 0 \quad (4)$$

另一部分解吸下来的气体与游离气在浓度差作用下扩散进入裂缝,采用 FICK 定律进行描述^[7]:

$$\frac{\partial V}{\partial t} = \frac{6\pi^2 D}{R^2} (V_E - V) \quad (5)$$

式(1)一式(5)中: V_E 为平衡时气藏中的气体浓度, sm^2/m^3 ; V_L 为 Langmuir 体积, sm^3/m^3 ; ψ_L 为 Langmuir 拟压力, $(\text{Pa})^2/(\text{Pa} \cdot \text{s})$; p_0 为参考压力, Pa ; ψ 为拟压力, $(\text{Pa})^2/(\text{Pa} \cdot \text{s})$; Z_i 、 Z 分别为初始压力或任意压力下的气体偏差因子; D 为解吸系数

m^2/s ; R 为球体半径, m ; t 为时间, s ; q 为窜流量, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$; α 为由岩块特征量和固有属性决定的系数; μ 为气体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; P_m 、 P_f 分别为岩块和裂缝压力系统压力, Pa 。

在气藏开采时多采用压裂水平井技术以沟通多条天然裂缝^[8],增大地层的渗透率,而压裂水平井的存在使地层的渗流更为复杂。

2 渗流数学模型

2.1 物理模型

模型的假设条件主要包括:①油藏上下为不渗透边界,外边界封闭;②一口水平井(长度为 L)被不可变形的横向裂缝(条数 n ,且为单数)垂直贯穿,缝端封闭,缝长为 y_f ,裂缝对称并均匀分布于井轴,并且完全压开气层,缝高等于气层厚度,裂缝形式为无限导流能力裂缝;③在基质表面存在吸附解吸现象,且符合 Langmuir 等温吸附方程,解吸作用仅发生在基质表面,忽略裂缝表面的解吸;④基质中的气体通过窜流和扩散方式进入裂缝,且扩散满足 FICK 定律,扩散形式为拟稳态扩散;⑤页岩气藏微可压缩;⑥气体单相渗流,渗流过程等温;⑦忽略重力和毛细管力影响(图 1)。

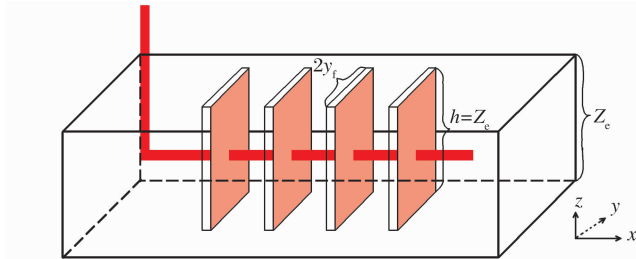


图 1 压裂水平井及坐标建立示意

Fig. 1 Diagram of multi-stage fractured horizontal wells and corresponding coordinates

2.2 点源解

建立数学模型时,需要在已有模型基础上^[9],将基质中气体扩散、窜流进入裂缝的气体考虑在综合微分方程中,最终结果如下:

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \psi_f}{\partial r} \right) = & \frac{\varphi_f \mu C_f}{k_f} \frac{\mu \psi_f}{\partial t} + \frac{P_{sc} T}{K_f T_{sc}} \frac{\mu_i Z_i}{P_i} \frac{\partial V}{\partial t} \\ & + \frac{\varphi_m \mu C_{mg}}{k_f} \frac{\mu \psi_m}{\partial t} \end{aligned} \quad (6)$$

定义如下无因次化形式:

无因次拟压力:

$$\psi_{Dj} = \frac{k_j Z_e}{1.842 \times 10^{-3} q_{sc} B_{gi} \mu_i} (\psi_i - \psi_j)$$

$$j = f, m;$$

无因次距离:

$$l_D = \frac{l}{y_f};$$

无因次产量:

$$q_D = \frac{1.842 \times 10^{-3} q_{sc} B_{gi} \mu_i}{kh(\psi_i - \psi_w)};$$

无因次井筒存储系数:

$$C_D = \frac{0.159C}{\varphi_f C_{fg} Z_{eD} y_f^2};$$

无因次浓度:

$$V_D = V - V_i;$$

裂缝弹性储容比:

$$\omega_1 = \frac{\varphi_f \mu C_{fg}}{\Lambda};$$

基质弹性储容比:

$$\omega_2 = \frac{k_f \varphi_m \mu C_{mg}}{k_m \Lambda};$$

无因次时间:

$$t_D = \frac{3.6kt}{\Lambda L_{ref}^2},$$

$$\Lambda = \varphi_f \mu C_{fg} + \frac{k_f TZ_i Z_{eD} P_{sc}}{1.842 \times 10^{-3} q_{sc} T_{sc} B_{gi} P_i} + \varphi_m \mu C_{mg};$$

窜流系数:

$$\lambda = \alpha_0 \frac{k_m}{k_f} L_{ref}^2;$$

无因次解吸时间:

$$\lambda' = \frac{3.6k\tau}{\Lambda L_{ref}^2}, \tau = \frac{R^2}{6\pi^2 D};$$

解吸系数:

$$\alpha = \frac{1.842 \times 10^{-3} q_{sc} B_{gi} \mu_i}{k Z_e} \frac{V_L \psi_L}{(\psi_L + \phi)(\psi_L + \phi_i)}.$$

将综合微分方程及式(2)一式(5)进行上述无因次化处理,并进行 Laplace 变换可得:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial \bar{\psi}_D}{\partial r_D} \right) = \omega_1 s \bar{\psi}_{fD} - (1 - \omega_1 - \omega_2) s \bar{V}_D + \omega_2 s \bar{\psi}_{mD} \quad (7)$$

$$\omega_2 s \bar{\psi}_{mD} - \lambda (\bar{\psi}_{fD} - \bar{\psi}_{mD}) = 0 \quad (8)$$

$$s \bar{V}_D = \frac{1}{\lambda'} (\bar{V}_{ED} - \bar{V}_D) \quad (9)$$

其中:

$$r_D^2 = (x_D - x'_D)^2 + (y_D - y'_D)^2,$$

$$x_D = \frac{x}{L_{ref}} \sqrt{\frac{K}{K_x}}, y_D = \frac{y}{L_{ref}} \sqrt{\frac{K}{K_y}},$$

$$z_D = \frac{z}{L_{ref}} \sqrt{\frac{K}{K_z}}, z_{eD} = \frac{z_e}{L_{ref}} \sqrt{\frac{K}{K_z}},$$

根据式(1),结合解吸系数的定义,有:

$$V_{ED} = -\alpha \psi_D \quad (10)$$

结合边界条件:

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} r_D \frac{\partial \bar{\psi}_D}{\partial r_D} = -1 \quad (11)$$

$$\bar{\psi}_D|_{r_D \rightarrow 0} = 0 \quad (12)$$

可得到 Laplace 空间中页岩气藏压裂水平井的点源解:

$$\bar{\psi}_D = \frac{1}{s} K_0 [\sqrt{sf(s)} r_D] \quad (13)$$

其中:

$$f(s) = s \frac{\omega_1 \omega_2 s + (\omega_1 + \omega_2) \lambda}{\omega_2 s + \lambda} + \frac{\alpha(1 - \omega_1 - \omega_2)}{1 + \lambda' s} \quad (14)$$

定义了2个储容比,分别代表裂缝和基质的储容能力占整个系统储容能力的百分数,分别表述出扩散和窜流的作用。如分析储容能力对页岩气藏压力动态或产能的影响,需要固定 $(\omega_1 + \omega_2)$,分别调整2个参数的比值,若要分析解吸作用的影响,需要在固定 (ω_1/ω_2) 的情况下,调整 $(\omega_1 + \omega_2)$ 的值。在式(14)中,令 $\omega_1 + \omega_2 = 1$ 便可得到仅考虑游离气窜流的模型,这种模型一般适用于页岩气藏生产后期,此时解吸、扩散作用均非常弱。或令 $\omega_2 = 0$,便可得到仅考虑解吸气扩散的模型,这种模型一般适用于生产的前期,此时解吸气所占的比例较大^[10]。因此可通过不断调整参数实现不同主控因素作用下或不同生产阶段的压力动态。

其他参数: q_{sc} 为标准状况下产量, m^3/s ; B_{gi} 为原始状况下体积系数; μ_i 为原始状况下黏度, $Pa \cdot s$; λ' 为解吸时间; V_D 为气体浓度,无因次; α 为解吸系数,无因次; ω_1 为裂缝弹性储容比,无因次; ω_2 为基质弹性储容比,无因次; λ 为窜流系数,无因次; C 为井筒存储系数, m^3/Pa ; s 为 Laplace 变量; x', y', z' 为井底位置坐标; $m; y_{WDj}, x_{WDj}$ 为第 j 条裂缝与井筒交点的坐标; K_x, K_y, K_z 分别为不同方向上的渗透率, m^2 ; x, y, z 为点源空间坐标; Z_e 为气藏厚度, m ; L_{ref} 为参考长度, m ,一般取值为 Y_f 。

2.3 压裂水平井压力响应

对于单条裂缝的情况可以通过点源解沿着缝长和缝高方向积分,即首先将 z 在 $(-Z_e/2, Z_e/2)$ 上积分,然后将 y 在 $(-y_f, y_f)$ 上进行积分,最终得到结果可以表示为如下形式:

$$\bar{\psi}_D = \int_{-1}^1 \frac{1}{2s} [K_0(R_D \sqrt{sf(s)})] d\beta \quad (15)$$

式中: $R_D = \sqrt{(y_D - y'_D - \beta)^2 + (x_D - x'_D)^2}$

多条裂缝的点源解可以通过叠加原理得到。真实空间中,第 i 条裂缝在第 j 条裂缝与水平井井筒交界产生的压力相应为:

$$\psi_{Dij} = q_{Di} \times \psi_0(R_{Dij}) \quad (16)$$

式中: $R_{Dij} = \sqrt{(y_{WDj} - y_{WDi} - \beta)^2 + (x_{WDj} - x_{WDi})^2}$

式(16)变换到拉式空间中,并根据叠加原理,得到第 j 条裂缝与水平井井筒交界处的总的压力相应为:

$$\begin{aligned}\bar{\psi}_{Dj} &= \sum_{i=1}^m \bar{\psi}_{ij} = \sum_{i=1}^m \bar{q}_{Di} \times \bar{\psi}_0(R_{Di}) \\ &= \sum_{i=1}^m \bar{q}_{Di} \int_{-1}^1 \frac{1}{2s} [K_0(R_{Di} \sqrt{s f(s)})] d\beta \quad (17)\end{aligned}$$

假设水平井为无限导流能力,且裂缝为均匀流量裂缝(对于无限导流能力裂缝的情况只需令 $y_{WDj} = 0.732$),则所有裂缝与井筒交接处的压力值相等,结合流量归一化条件,可得拉式空间中可得到如下方程组:

$$\begin{cases} \bar{\psi}_{wDi} = \bar{\psi}_{wDi+1} = C' & i = 1, 2, \dots, n-1 \\ \sum_{i=1}^n \bar{q}_{Di} = 1/s \end{cases} \quad (18)$$

解矩阵方程组,便可得到 Laplace 空间中每条裂缝的无因次流量以及井底压力值。如果需要考虑井筒存储效应和表皮系数,则可根据如下公式^[11]:

$$\bar{\psi}_{wD} = \frac{s\bar{\psi}_D + S_{skin}}{s[1 + C_D s(s\bar{\psi}_D + S_{skin})]} \quad (19)$$

通过 Stehfest 数值反演^[12],便可得到真实空间中的井底压力值。

3 压力曲线分析

3.1 压力动态曲线

通过编程可得压力曲线如图 2 所示。分析曲线可得,页岩气藏压裂水平井压力动态曲线分成 7 段:第 1 段表示井筒存储阶段,压力和压力导数曲线重合;第 2 段是井筒存储阶段向早期线性流的过渡阶段;第 3 段是早期线性流动阶段,反应的是 2 条裂缝之间平行于井筒的线性流,压力和压力导数曲线的斜率均为 1/2;第 4 阶段是裂缝之间地层拟径向流动阶段[该阶段只有在裂缝间距取得较大时出现,为一纵坐标为 $(1/2n)$ 的水平线,此处裂缝条数 $n=5$];第 5 个阶段反应的是垂直与水平井井筒的地层线性流阶段,压力和压力导数曲线斜率均是 1/2;第 6 阶段压力导数曲线出现 2 个凹子,窜流、扩散影响出现;最后一个阶段是拟径向流动阶段,压力导数趋于水平。

3.2 综合模型对比分析

图 3 显示了几种机理的对比情况,本文中提出的考虑解吸气与游离气的扩散、窜流的模型与双重介质的仅考虑窜流模型^[3]和仅考虑扩散模型^[10]在压力动态曲线的差别主要体现在曲线中期阶段,且综合模型曲线位于 2 种介质曲线的中间状态,出现 2 个凹形,与三重介质渗流特征类似,窜流和扩散分别体现在第一个和第二个凹形上,有机孔隙和无

机孔隙也分别与之对应,使得 2 种机理分别得以体现。而且通过调整参数,综合模型可以化简成为其他 2 类模型,而且通过弹性储容比的调节,可以使某一种渗流机理占主要地位,可以实现不同渗流机理的分析,即是一种最为综合的模型,可以用来分析页岩气藏不同的开采阶段,不同渗流机理控制下的压力动态分析。

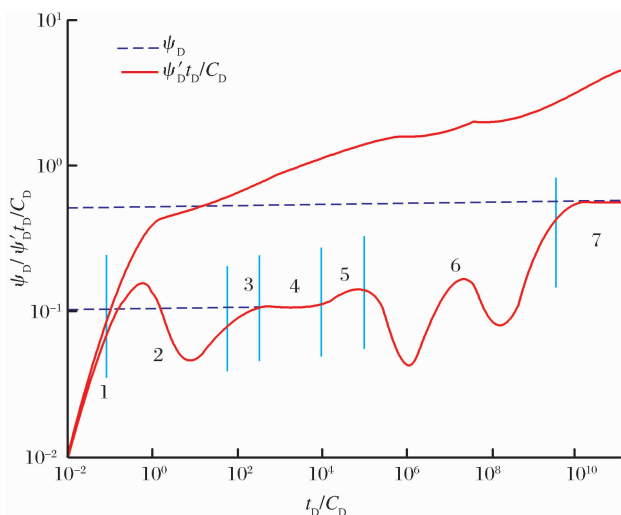


图 2 页岩气藏压裂水平井压力动态曲线

Fig. 2 Pressure responses for multi-stage fractured horizontal wells in shale reservoirs

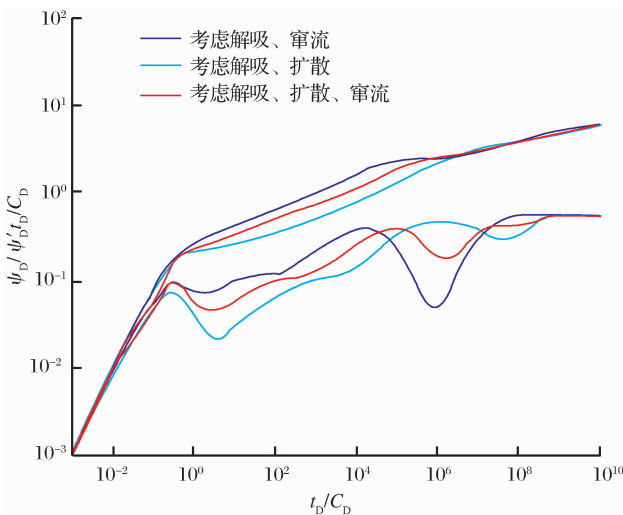


图 3 3 种机理作用下的压力动态分析对比

Fig. 3 Comparison of pressure responses for different seepage mechanisms

3.3 扩散和窜流的影响

对于裂缝长度、条数、间距和解吸系数等常规因素的分析已有学者做过分析,对于窜流和扩散的影响还需进一步说明。

首先固定 $(\omega_1 + \omega_2)$, 保证扩散对结果的影响程

度一定,通过调整 ω_1 、 ω_2 的比值分析裂缝弹性储容比对压力动态曲线的影响(图 4),分析发现弹性储容比越小,第一个凹形越深,而且窜流对过渡阶段以及早期线性流阶段也有影响;固定 (ω_1/ω_2) ,保证裂缝弹性储容比(窜流作用)对结果的影响程度一定,通过调整 $(\omega_1 + \omega_2)$ 来分析 $[1 - (\omega_1 + \omega_2)]$,即扩散作用的影响(图 5),分析发现扩散作用会影响第二个凹形的深度,扩散越强烈第二个凹形的深度越深。

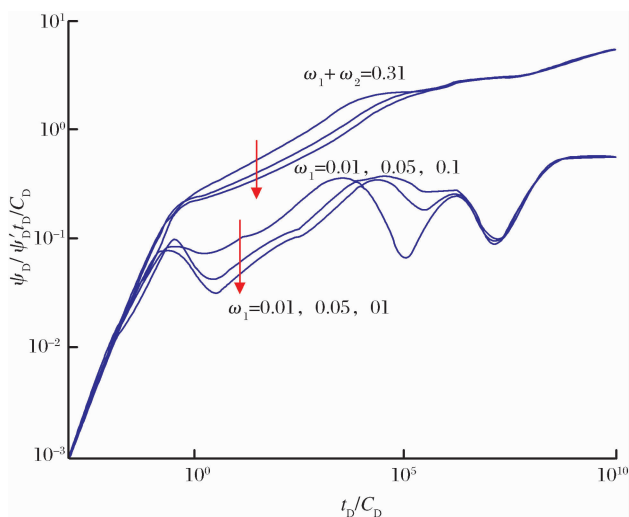


图 4 弹性储容比对压力动态影响

Fig. 4 Influence of storativity ratio on pressure responses

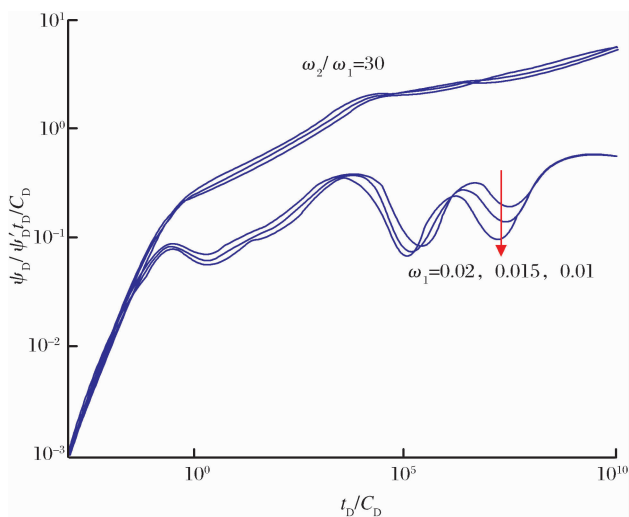


图 5 扩散作用对压力动态影响

Fig. 5 Influence of diffusion on pressure responses

4 结论

(1) 综合考虑解吸、扩散、窜流等因素建立了页岩气藏渗流数学模型,通过引入了 2 个新的储容比,将扩散、窜流 2 个方面的渗流机理分开考虑,通过调整 2 个参数的大小,可以分别侧重于不同的影响因

素,是一种更具有一般意义的模型。

(2) 该试井模型是对目前已有的页岩气藏压裂水平井试井模型的修正和完整,主要是解决了页岩气藏多种渗流机理共同存在、各种影响大小难以确定这一问题,是比较完整的模型,尤其是在目前页岩气藏本身的渗流机理的研究依然不是很明确的情况下,可以分别刻画不同的机理或者整体而又有侧重点的刻画总体渗流机理。

(3) 对比扩散和窜流 2 个方面的影响可以发现,扩散主要影响是第一个凹形的深度,而窜流主要影响第二个凹形的深度。

参考文献(References):

- [1] Liu Qingquan, Wang Xinhai, Yin Hu, *et al.* Simulation of shale-gas reservoirs and dynamic analysis of bottom hole pressure[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(1): 91-96. [李清泉, 王新海, 尹虎, 等. 页岩气藏数值模拟及井底压力动态分析[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(1): 91-96.]
- [2] Cheng Yuanfang, Dong Bingxiang, Shi Xian, *et al.* Seepage mechanism of a triple-porosity/dual permeability model for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 44-47. [程远方, 董丙响, 时贤, 等. 页岩气藏三孔双渗模型的渗流机理[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 44-47.]
- [3] Duan Yonggang, Wei Mingqiang, Li Jianqiu, *et al.* Shale gas seepage mechanism and fractured wells' production evaluation [J]. Journal of Chongqing University, 2011, 34(4): 62-66. [段永刚, 魏明强, 李建秋, 等. 页岩气藏渗流机理及压裂井产能评价[J]. 重庆大学学报, 2011, 34(4): 62-66.]
- [4] Wang Xiang, Liu Yuhua, Zhang Min, *et al.* Condition of formation and accumulation for shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(2): 350-356. [王祥, 刘玉华, 张敏, 等. 页岩气形成条件及成藏影响因素研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(2): 350-356.]
- [5] Wang Weifeng, Liu Peng, Chen Chen, *et al.* The study of shale gas reservoir theory and resources evaluation[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 429-438. [王伟峰, 刘鹏, 陈晨, 等. 页岩气成藏理论及资源评价方法[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 429-438.]
- [6] Wei Mingqiang, Duan Yonggang, Fang Quantang, *et al.* Current research situation of porosity & permeability characteristics and seepage mechanism of shale gas reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(4): 73-77. [魏明强, 段永刚, 方全堂, 等. 页岩气藏孔隙结构特征和渗流机理研究现状[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(4): 73-77.]
- [7] Deng Jia, Zhu Weiya, Liu Jinxia, *et al.* A new method of predicting gas wells' productivity of fractured horizontal well of fractured horizontal well of low-permeability tight gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 456-460. [邓佳, 朱维耀, 刘锦霞, 等. 考虑应力敏感性的页岩气产能预测模

- 型[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 456-460.]
- [8] Zheng Junwei, Sun Deqiang, Li Xiaoyan, *et al.* Shale gas technical progress of exploration and development [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 511-517. [郑军卫, 孙德强, 李小燕, 等. 页岩气勘探开发技术进展[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 511-517.]
- [9] Guo Jingjing, Zhang Liehui, Wang Haitao, *et al.* Pressure transient analysis for multi-stage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs [J]. Transport in Porous Media, 2012, 93(3): 635-653.
- [10] Guan Fujia, Wu Enjiang, Qiu Zhengke, *et al.* Effect of shale gas flow mechanism on development of gas reservoir [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2011, 30(2): 80-83. [关富佳, 吴恩江, 邱争科, 等. 页岩气渗流机理对气藏开采影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2011, 30(2): 80-83]
- [11] Brown M, Ozkan E, Raghavan R, *et al.* Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October, New Orleans, Louisiana. SPE125043. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2009: 1-18.
- [12] Tong Dengke, Chen Qinlei. Some annotation about Stehfest method of Laplace numerical inversion [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(6): 91-92. [同登科, 陈钦雷. 关于 Laplace 数值反演 Stehfest 方法的一点注记 [J]. 石油学报, 2001, 22(6): 91-92.]

A Comprehensive Seepage Model of Shale Gas Reservoir and Pressure Behavior Analysis

DU Dian-fa, WANG Yan-yan, ZHANG Qiong, QIAO Ni, LIU Yang

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: Different from conventional gas reservoir, shale reservoir's seepage mechanism is controlled by adsorption, diffusion, cross flow and Dracy flow, and consequently its seepage mechanism is very complicated. In this paper, desorption is taken into consideration. Considering the existence of pressure difference, except for diffusion, cross flow is introduced. In order to describe diffusion and cross flow respectively, two new parameters are introduced respectively to represent influences of the two factors. Then a comprehensive model for multi-stage fractured horizontal wells in shale gas reservoirs has been built. And on this basis, by means of the modified Lord Kelvin point source function and principle of superposition the expression of the solution has been obtained. Using Laplace inversion and Stehfest integral transformation, the bottomhole pressure of multi-stage fractured horizontal wells can be calculated, and the typical pressure curve and the contrast of the new and old mathematical model can be obtained, which can provide theoretical references for shale reservoir's well testing and transient production evaluation.

Key words: Shale gas; Adsorption; Diffusion; Cross flow; Storativity ratio; Multi-stage fractured horizontal well; Pressure behavior