

应力敏感碳酸盐岩复合气藏生产动态特征分析

孟凡坤¹,雷 群¹,徐 伟²,何东博¹,闫海军¹,邓 惠²

(1.中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

(2.中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院,四川 成都 610051)

摘要:针对碳酸盐岩气藏平面非均质严重、应力敏感性强的特点,基于近井带裂缝—溶洞发育、远井带基质广泛展布的地质特征,将储层划分为内、外2个区,内区为三重孔隙介质,外区为单重孔隙介质;通过开展应力敏感性试验,确定内区裂缝渗透率应力敏感性变化规律,并引入拟压力及拟时间函数加以描述,建立考虑储层应力敏感特性的碳酸盐岩复合气藏渗流数学模型。应用 Laplace 变换及 Stehfest 数值反演方法,并结合气藏物质平衡方程,迭代求取定产压力解和定压产量解。采用矿场实际储层、流体及生产数据,对模型的有效性进行验证。分析不同应力敏感系数、内区裂缝渗透率及外区基质渗透率等对生产动态的影响特征,研究结果表明气井初始产量及生产后期压力随应力敏感系数的增大而减小,相比与内区裂缝渗透率,外区基质渗透率决定气井产气能力、井底流压大小与下降速率。

关键词:碳酸盐岩气藏;复合模型;应力敏感;裂缝渗透率;基质渗透率;生产动态

中图分类号:TE371

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2018)03-0429-08

引用格式:Meng Fankun, Lei Qun, Xu Wei, *et al.* Production performance analysis for stress-sensitive and composite carbonate gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(3): 429-436. [孟凡坤, 雷群, 徐伟, 等. 应力敏感碳酸盐岩复合气藏生产动态特征分析[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(3): 429-436.]

0 引言

碳酸盐岩气藏平面非均质严重,储层应力敏感性强,导致不同气井生产动态差异较大,具体表现为部分气井初期高产,但随之压力或产量快速下降,致使生产动态难以准确描述与预测^[1-4]。以近期开发的高石梯—磨溪区块震旦系气藏为例,高石7井在2016年3月投入试采,初期日产可达 $50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,而目前仅稳定在 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,油压由初始的40MPa下降为20MPa左右,储层描述和试井解释结果认为其近井带缝、洞发育,渗透性好,而远井带储层致密,气体渗流能力差,储层分布呈现复合气藏特征,即储层类型沿径向发生突变,内区为裂缝—孔洞型,外区为基质孔隙型。

针对应力敏感性碳酸盐岩复合气藏生产动态的分析,其难点在于复合气藏模型的数学描述与储层应力敏感性的考虑。对于内区、外区介质不同的复合储层描述,国内外学者开展了大量的研究,通过建立内区双重—外区均质、内区三重—外区均质及内区三重—外区双重介质等不同内区、外区孔隙介质的组合模式与数学模型,分析试井或生产动态曲线的变化规律与特征,但研究过程中普遍缺乏对储层应力敏感性的考虑^[5-12]。而另一方面,在渗流模型中考虑储层应力敏感特性,给方程的求解带来较大困难,目前其求解方法主要有2种:一为采用有限差分或有限元等数值方法对方程离散,构建矩阵方程进行计算,求解过程复杂且难度较大^[13-16];二为应用摄动变换技术,将强非线性方程转换为线性方程后求解,但对渗透率变

收稿日期:2017-11-24;修回日期:2018-02-06.

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“深层碳酸盐岩气藏高效开发技术”(编号:2016ZX05015-003);中国石油集团重大科技专项“川中地区灯四气藏规模有效开发关键技术研究与应用”(编号:2016E-0606)联合资助。

作者简介:孟凡坤(1990-),男,山东阳信人,博士研究生,主要从事碳酸盐岩气藏产能评价与数值模拟、注气提高采收率研究。

E-mail: mengfk09021021@163.com.

化形式及应力敏感系数大小有严格的限制^[17-21]。此外,还有学者提出拟变量函数法,通过定义拟压力、拟时间函数来近似考虑储层参数应力敏感特性,但其研究对象主要为单一均匀介质油气藏,且没有给出较为详细、合理的求解步骤与方法^[22-25]。

基于研究区域碳酸盐岩气藏储层的地质特征,同时考虑到该类气藏生产动态描述研究中存在的不足,在划分近井带及远井带储层类型基础上,运用实验方法获取内区裂缝渗透率应力敏感变化关系式,引入修正的拟压力、拟时间函数考虑渗透率的变化,建立应力敏感性碳酸盐岩复合气藏渗流数学模型,在定压或定产生条件下,通过与矿场实际生产数据相对比,验证模型有效性,以此分析描述气井生产动态变化规律。

1 物理模型描述及应力敏感性分析

1.1 物理模型

研究区域碳酸盐岩气藏储层精细描述显示,近井带缝、洞较为发育,储层类型为裂缝—孔洞型,孔隙及溶洞为主要的储集空间,裂缝为主要的渗流通道,流体渗流能力及应力敏感性较强;远井带储层致密,储层类型为基质孔隙型,裂缝及溶洞欠发育,孔隙既为储集空间也是主要的渗流通道,流体可动性差^[1,2]。从试井解释结果来看,也呈现复合气藏模型的渗流特征。根据以上对储层的地质认识,将储层划分为内、外2个区域,内区为孔—缝—洞三重孔隙介质,半径为 R_1 ,外区为基质孔隙单一介质,半径为 R_c ,如图1所示。

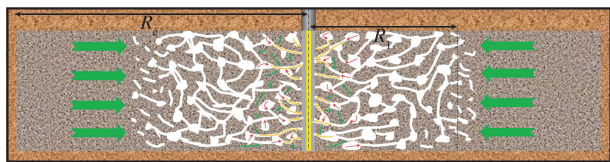


图1 应力敏感性碳酸盐岩复合气藏示意

Fig.1 Schematic for stress-sensitive and composite carbonate gas reservoir

1.2 应力敏感性分析

由于内区裂缝—孔洞型地层应力敏感性较强,因此,选取该储层类型岩心,利用异常高压岩心驱替装置,在室温条件下,开展岩石裂缝渗透率的应力敏感性实验。测定时围压保持恒定,以5MPa为间隔逐渐降低内压,模拟气藏降压开采过程,测试不同有效应力(净压力)岩石裂缝渗透率。定义无因次渗透率(各测试点渗透率与初始测定渗透率的比值),绘制岩心无因次渗透率与有效应力间的关系曲线

(图2),分别运用幂函数与指数函数进行曲线的回归,拟合结果表明相比与指数函数,幂函数拟合效果较好,根据量纲一致性原则,对回归公式进行处理^[26],则无因次渗透率与有效应力变化关系式为:

$$\frac{k_f}{k_{fi}} = \left(\frac{\sigma_s - p}{\sigma_s - p_i} \right)^{-\alpha} \quad (1)$$

式中: p 为实验流压,MPa; σ_s 、 p_i 分别为实验围压及初始流压,MPa; k_f 为岩石裂缝渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_{fi} 为初始流压下测定的岩石裂缝渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;拟合结果表明,应力敏感系数 α 为0.738。在实际气藏开发过程中,实验围压、流压分别表征气藏实际上覆岩层压力及气藏地层压力,初始流压对应原始地层压力。

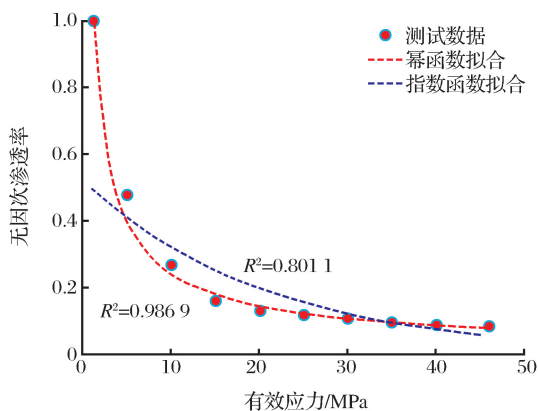


图2 储层无因次渗透率随有效应力变化

Fig.2 The relation between formation dimensionless permeability and effective stress

2 渗流数学模型

基于1.1中对物理模型描述,做出如下假设:
①地层水平等厚,内区储层为孔—缝—洞三重孔隙介质,外区为孔隙型均匀介质;②气井生产前,地层各处压力均为原始地层压力;③考虑气体为可压缩性流体,复合气藏内、外区均忽略岩石的压缩性;④单相气体流动符合达西定律,忽略重力、毛管力的作用;⑤内区基质、溶洞为主要的储集空间,裂缝为主要的渗流通道,溶洞、基质向裂缝为拟稳态窜流;⑥考虑裂缝渗透率的应力敏感效应。

依据以上假设,可以建立复合气藏渗流数学模型,如下:

$$\begin{aligned} \text{裂缝: } \frac{\partial^2 m_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m_f}{\partial r} &= \frac{1}{a_i} \frac{\varphi_i \mu_{gi} C_{ti}}{k_{fi}} \frac{\partial m_f}{\partial t_p} \\ \alpha_m \frac{k_{mi}}{k_{fi}} (m_{m1} - m_f) - \alpha_c \frac{k_{ci}}{k_{fi}} (m_c - m_f) & \\ (r_w \leq r \leq R_1) & \end{aligned} \quad (2)$$

$$m_f = \frac{\mu_{gi} z_i}{p_i k_{fi}} \int_{p_0}^{p_f} \frac{k_f p}{\mu_g z} dp, m_{m1} = \frac{\mu_{gi} z_i}{p_i k_{fi}} \int_{p_0}^{p_{m1}} \frac{k_f p}{\mu_g z} dp,$$

$$m_c = \frac{\mu_{gi} z_i}{p_i k_{fi}} \int_{p_0}^{p_c} \frac{k_f p}{\mu_g z} dp, C_{tf} = C_{gi}(1 - S_{wfi}) \quad (3)$$

值得说明的是在式(2)及以后方程推导过程中,已做如下近似:

$$\frac{k_m}{k_f} \approx \frac{k_{mi}}{k_{fi}}, \frac{k_c}{k_f} \approx \frac{k_{ci}}{k_{fi}}, t_p = \frac{\mu_{gi} C_{gi}}{k_{fi}} \int_0^t \frac{k_f}{\mu_g C_g} dt \approx$$

$$\frac{\mu_{gi} C_{gi}}{k_{fi}} \int_0^t \frac{k_f(p_{avg})}{\mu_g(p_{avg}) C_g(p_{avg})} dt \quad (4)$$

式(2)一式(4)中: φ_f 为裂缝孔隙度,%; C_g 为气体压缩系数, MPa^{-1} ; C_{gi} 为原始状态下气体压缩系数, MPa^{-1} ; C_{tf} 为裂缝综合压缩系数, MPa^{-1} ; S_{wfi} 为裂缝中原始含水饱和度,% ,设为0; μ_g 为气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; μ_{gi} 为原始地层压力下气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; z_i 为原始地层压力下气体偏差因子,无因次; z 为气体偏差因子,无因次; k_m 、 k_c 分别为基质、溶洞渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; k_{fi} 、 k_{mi} 和 k_{ci} 分别为原始地层压力下裂缝、基质和溶洞渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; α_m 、 α_c 为基质、溶洞形状因子, $1/\text{m}^2$; r_w 为井径,m; R_1 为内区半径,m; r 为半径,m; p 为压力,MPa; p_0 为标准状况压力,0.101MPa; p_f 、 p_{m1} 、 p_c 和 p_{avg} 分别为裂缝、内区基质、溶洞和气藏平均地层压力,MPa; m_f 、 m_{m1} 和 m_c 分别为裂缝、内区基质和溶洞系统的拟压力,MPa; t 为时间,d; t_p 为拟时间,d; a_t 为单位换算系数,取值为0.086 4。

内区基质:

$$\frac{\varphi_{m1} \mu_{gi} C_{tm1}}{a_t} \frac{\partial m_{m1}}{\partial t_p} + \alpha_m k_{mi} (m_{m1} - m_f) = 0 \quad (5)$$

溶洞:

$$\frac{\varphi_c \mu_{gi} C_{tc}}{a_t} \frac{\partial m_c}{\partial t_p} + \alpha_c k_{ci} (m_c - m_f) = 0 \quad (6)$$

外区基质:

$$\frac{\partial^2 m_{m2}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m_{m2}}{\partial r} = \frac{1}{a_t} \frac{\varphi_{m2} \mu_{gi} C_{tm2}}{k_{mi}} \frac{\partial m_{m2}}{\partial t_p} \quad (R_1 \leq r \leq R_e) \quad (7)$$

$$m_{m2} = \frac{\mu_{gi} z_i}{p_i k_{fi}} \int_{p_0}^{p_{m2}} \frac{k_f p}{\mu_g z} dp, C_{tm1} = C_{gi}(1 - S_{wmi}),$$

$$C_{tc} = C_{gi}(1 - S_{wci}), C_{tm2} = C_{tm1} \quad (8)$$

式(5)一式(8)中: p_{m2} 和 m_{m2} 为外区基质系统的压力和拟压力,MPa; φ_{m1} 、 φ_c 和 φ_{m2} 分别为内区基质、溶洞和外区基质孔隙度,%; C_{tm1} 、 C_{tc} 和 C_{tm2} 分别定义为内区基质、溶洞和外区基质综合压缩系数, MPa^{-1} ; S_{wmi} 、 S_{wci} 为基质、溶洞原始含水饱和度,% , S_{wci} 取0; R_e 为储层半径,m。

初始条件:

$$m_f = m_{m1} = m_c = m_{m2} = m_{pi}, t = 0,$$

$$m_{pi} = \frac{\mu_{gi} z_i}{p_i k_{fi}} \int_{p_0}^{p_i} \frac{k_f p}{\mu_g z} dp \quad (9)$$

内边界条件(定压生产):

$$r \frac{\partial m_f}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \frac{a_p q_g \mu_{gi} B_{gi}}{k_{fi} h} \quad (10)$$

外边界条件:

$$\frac{\partial m_f}{\partial r} \Big|_{r=R_e} = 0 \quad (11)$$

衔接条件:

$$m_f = m_{m2}, \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial m_f}{\partial r} = \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial m_{m2}}{\partial r} \quad (r = R_1) \quad (12)$$

式(9)一式(12)中: B_{gi} 为原始条件下气体体积系数; q_g 为标准状况下气井产量, m^3/d ; h 为地层厚度,m; p_i 、 m_{pi} 分别为原始地层压力及其对应的拟压力,MPa; a_p 为单位换算系数,取值为1.842。

为便于对方程进行求解,对式(2)、式(5)一式(7)及式(9)一式(12)分别进行无因次化:

$$\frac{\partial^2 m_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial m_{fD}}{\partial r_D} = (1 - \omega_c - \omega_m) \frac{\partial m_{fD}}{\partial t_D} -$$

$$\lambda_m (m_{m1D} - m_{fD}) - \lambda_c (m_{cD} - m_{fD})$$

$$(1 \leq r_D \leq R_{1D}) \quad (13)$$

$$\omega_m \frac{\partial m_{m1D}}{\partial t_D} + \lambda_m (m_{m1D} - m_{fD}) = 0,$$

$$\omega_c \frac{\partial m_{cD}}{\partial t_D} + \lambda_c (m_{cD} - m_{fD}) = 0 \quad (14)$$

$$\frac{\partial^2 m_{m2D}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial m_{m2D}}{\partial r_D} = \eta \frac{\partial m_{m2D}}{\partial t_D}$$

$$(R_{1D} \leq r_D \leq R_{eD}) \quad (15)$$

$$m_{fD} = m_{m1D} = m_{cD} = m_{m2D} = 0 \quad (t_D = 0) \quad (16)$$

$$\frac{\partial m_{fD}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} = -1 \quad (17)$$

$$\frac{\partial m_{m2D}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=R_{eD}} = 0 \quad (18)$$

$$m_{fD} = m_{m2D}, \frac{\partial m_{fD}}{\partial r_D} = M \frac{\partial m_{m2D}}{\partial r_D} \quad (r_D = R_{1D}) \quad (19)$$

式(13)一式(19)中无因次变量定义式为:

$$m_{fD} = \frac{k_{fi} h [m_{pi} - m_f(p)]}{a_p q_g B_{gi} \mu_{gi}},$$

$$m_{m1D} = \frac{k_{fi} h [m_{pi} - m_{m1}(p)]}{a_p q_g B_{gi} \mu_{gi}},$$

$$m_{cD} = \frac{k_{fi} h [m_{pi} - m_c(p)]}{a_p q_g B_{gi} \mu_{gi}},$$

$$m_{m2D} = \frac{k_{fi} h [m_{pi} - m_{m2}(p)]}{a_p q_g B_{gi} \mu_{gi}},$$

$$\begin{aligned}
 t_D &= \frac{a_i k_{fi} t_p}{(\varphi_f C_{tf} + \varphi_{m1} C_{tm1} + \varphi_c C_{tc}) \mu_{gi} r_w^2}, \\
 r_D &= r/r_w, R_{1D} = R_1/r_w, R_{eD} = R_e/r_w, \\
 \omega_m &= \frac{\varphi_{m1} C_{tm1}}{\varphi_f C_{tf} + \varphi_{m1} C_{tm1} + \varphi_c C_{tc}}, \\
 \omega_c &= \frac{\varphi_c C_{tc}}{\varphi_f C_{tf} + \varphi_{m1} C_{tm1} + \varphi_c C_{tc}}, \\
 \omega_f &= 1 - \omega_m - \omega_c, \lambda_m = \alpha_m \frac{k_{mi}}{k_{fi}} r_w^2, \lambda_c = \alpha_c \frac{k_{ci}}{k_{fi}} r_w^2, \\
 \eta &= \frac{k_{fi}/(\varphi_{m1} \mu_{gi} C_{tm1} + \varphi_f \mu_{gi} C_{tf} + \varphi_c \mu_{gi} C_{tc})}{k_{mi}/(\varphi_{m2} \mu_{gi} C_{tm2})}, \\
 M &= \frac{(k_m/\mu_g)_2}{(k_f/\mu_g)_1} = \frac{k_{mi}}{k_{fi}}
 \end{aligned}$$

式(13)一式(19)中: m_{fD} 、 m_{m1D} 、 m_{cD} 和 m_{m2D} 分别为裂缝、内区基质、溶洞和外区基质无因次拟压力; t_D 为无因次拟时间; r_D 为无因次半径; R_{1D} 、 R_{eD} 分别为内区、储层无因次半径; ω_m 、 ω_c 和 ω_f 分别为内区基质、溶洞及裂缝储容比; λ_m 、 λ_c 分别为内区基质、溶洞窜流系数; η 为内区与外区孔隙介质储容比; M 为外区与内区流体流度比。

3 模型的求解与验证

3.1 模型的求解

对数学模型[式(13)一式(19)]进行拉氏变换, 可得到内区、外区无因次拟压力拉氏空间解:

$$\bar{m}_{fD} = AI_0(\sqrt{s f(s)} r_D) + BK_0(\sqrt{s f(s)} r_D) \quad (1 \leq r_D \leq R_{1D}) \quad (20)$$

$$\bar{m}_{m2D} = CI_0(\sqrt{s \eta} r_D) + DK_0(\sqrt{s \eta} r_D) \quad (R_{1D} \leq r_D \leq R_{eD}) \quad (21)$$

$$f(s) = (1 - \omega_c - \omega_m) + \frac{\lambda_m \omega_m}{\lambda_m + \omega_m s} + \frac{\lambda_c \omega_c}{\lambda_c + \omega_c s} \quad (22)$$

$$\begin{aligned}
 \bar{m}_{wD} &= AI_0(\sqrt{s f(s)}) + BK_0(\sqrt{s f(s)}), \\
 m_{wD} &= \frac{k_{fi} h [m_f(p_i) - m_w(p_{wf})]}{a_p q_g B_{gi} \mu_{gi}} \quad (23)
 \end{aligned}$$

式中: \bar{m}_{fD} 、 \bar{m}_{m2D} 和 \bar{m}_{wD} 分别为内区裂缝、外区基质和井底拉氏空间无因次拟压力; s 表示拉氏变量; m_{wD} 为无因次井底拟压力; p_{wf} 、 m_w 分别为井底流压及其拟压力, MPa; A 、 B 、 C 、 D 为待定系数, 将式(20)一式(21)代入拉氏变换后的边界条件[式(17)一式(19)]可构建系数矩阵, 求得 A 、 B 值。Van Everdingen 等^[27]指出, 根据叠加原理, 定压产量解及定压压力解间有如下关系:

$$\bar{q}_{wD} = \frac{1}{s^2 \bar{m}_{wD}}, \bar{q}_{wD} = \frac{a_p q_g(t) B_{gi} \mu_{gi}}{k_{fi} h [m_f(p_i) - m_w(p_{wf})]} \quad (24)$$

式中: q_{wD} 、 \bar{q}_{wD} 分别为真实及拉氏空间无因次产量, 将求得的 A 、 B 值分别代入式(23)、式(24), 运用 Stehfest 数值反演方法^[28], 即可求得无因次井底流压与无因次产量, 有因次化后, 可获得实际井底流压和产气量大小。

拟压力函数中考虑了气体性质、储层渗透率等随压力的变化[式(3)], 有较强的非线性, 因此, 采用数值积分法构造数值表, 再通过线性插值可确定拟压力对应的压力大小。在此, 气体黏度、压缩因子分别采用 Lee-Gonzalez-Eakin 半经验公式法和 Hall-Yarborough 方法计算^[29,30], 渗透率变化可用式(1)描述。拟时间函数的计算需结合物质平衡方程, 作为中间变量, 在整个数学模型求解过程通过数值积分求得^[31]。其中, 压缩系数可运用 D-A-K 方法计算^[32]。

数学模型求解步骤为: ① 计算定产生产[式(25)]或定压生产[式(26)]累积产气量; ② 求解物质平衡方程[式(27)], 插值求取每一时间步气藏平均压力; ③ 计算气体黏度、压缩系数等 PVT 参数, 根据式(4)计算拟时间 t_p ; ④ 对拟时间进行无因次化, 代入式(24)计算定压生产日产气量或代入式(23)插值求取定产生产井底流压, 返回①, 进行下一时间步的迭代计算。

$$G_p(t_j) = G_p(t_{j-1}) + q_g \Delta t \quad (25)$$

$$\begin{aligned}
 G_p(p_{avg}^j) - G_p(p_{avg}^{j-1}) &= \int_{t_{j-1}}^{t_j} q_g(\tau) d\tau \approx \\
 &\frac{1}{2} [q_g(p_{avg}^j) + q_g(p_{avg}^{j-1})] \times (t_j - t_{j-1}) \quad (26)
 \end{aligned}$$

$$\frac{p_{avg}}{z(p_{avg})} = \frac{p_i}{z(p_i)} \left(1 - \frac{G_p}{G_{sc}} \right) \quad (27)$$

式(25)一式(27)中: Δt 为时间间隔, 在此取 1d; p_{avg}^{j-1} 、 p_{avg}^j 分别为第 $j-1$ 、 j 时间步的气藏平均压力, MPa; G_p 为累积产气量, m^3 , G_{sc} 为气藏地质储量, 单位为 m^3 , 可由容积法计算求得。

3.2 模型有效性验证

选取高石梯—磨溪区块震旦系气藏一口定压生产井和一口定产生产井, 综合试井、测井、室内试验及生产动态等数据资料, 确定其储层及生产参数, 同时, 综合两者获得敏感性分析的基础参数, 分别如表 1 中 1~3 列所示。依据图 2 曲线拟合结果, 应力敏感系数在此均取 0.738。对于流体属性, 2 口井的采出气组成相近, 气体相对密度为 0.59, 临界压力为 4.82MPa, 临界温度为 199.3K。将 2 口生产井的实际储层及流体参数代入建立的模型进行计算, 与实际生产数据进行对比(图 3)。

观察图 3 计算与实际生产数据对比情况可发现,

在生产初期,由于数学模型中没有考虑井储和表皮伤害等复杂因素的影响,计算井底流压和气井产量均高于实际值,但随生产时间的增加,上述因素影响程度

减弱,拟合程度变好。从整体来看,计算值与生产数据间吻合较好,验证了建立模型的有效性,表明该模型可较为准确地描述与预测气井的生产动态。

表 1 碳酸盐岩气藏储层及流体参数
Table 1 Formation and fluids parameters of carbonate gas reservoirs

参数	取值			参数	取值		
	定产	定压	综合		定产	定压	综合
内区半径/m	92	8	50	裂缝孔隙度/%	0.11	0.10	0.1
井控半径/m	711.5	478.3	600	溶洞孔隙度/%	1.91	1.83	1.9
地层厚度/m	88.93	48.5	50	基质含水饱和度/%	15.98	15.78	15
裂缝初始渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	9.35	0.18	2	初始气藏压力/MPa	42.4	56.1	50
基质初始渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.07	0.067	0.01	上覆岩层压力/MPa	139.5	139.2	135
基质—裂缝窜流系数(λ_m)	1×10^{-6}	1×10^{-6}	1×10^{-6}	气藏温度/ $^{\circ}\text{C}$	154.8	154.6	150
溶洞—裂缝窜流系数(λ_c)	1×10^{-4}	1×10^{-4}	1×10^{-4}	气井产量/(m^3/d)	200 000	/	25 000
内区基质孔隙度/%	1.52	1.45	1.5	井底流压/MPa	/	40.14	30
外区基质孔隙度/%	3.29	3.29	3.3	生产时间/d	107	115	1 000

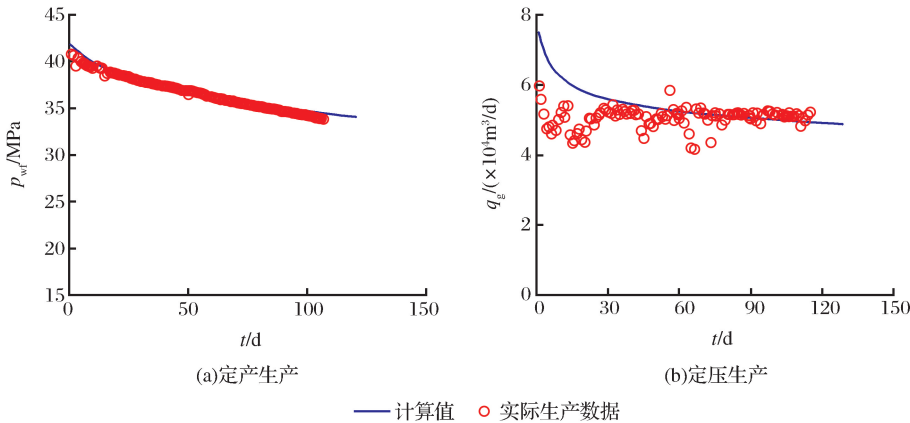


图 3 模型计算与矿场实际生产数据对比
Fig.3 Production performance comparison between calculated results and field data

4 储层参数敏感性分析

4.1 应力敏感系数

设定不同的应力敏感系数,计算定产生产井底流压与定压生产气井产量,绘制其随时间变化曲线(图 4)。为清晰地反映早期日产气量变化规律,对于定压生产井日产气及累产气随时间变化曲线采用半对数坐标。对于定产生产井,由于生产初期采出气量较少,但内区缝、洞发育,供气能力较强,导致气藏平均压力下降幅度较小,不同应力敏感系数下的裂缝渗透率近似相等、井底流压变化曲线近乎重合;但当内区气藏储量开采到一定程度后,由于外区储层致密,供气能力较弱,使得气藏平均压力产生较大变化,不同应力敏感系数下的裂缝渗透率间产生较大差距,进而导致应力敏感系数越大,则井底流压越

低。对于定压生产井,气井初期产量较高,内区缝、洞储层内天然气快速产出,而外区供气能力较差,导致气藏平均压力快速下降,因而使得不同应力敏感系数下裂缝渗透率初始就产生较大差异,应力敏感系数大的地层裂缝渗透率下降幅度较大,产气量较低,但当裂缝闭合到一定程度,不同应力敏感系数下裂缝渗透率变化程度较小,趋于一致,因此也使得产气量趋于相同。

4.2 内区裂缝渗透率

观察不同裂缝渗透率下气井生产动态变化规律(图 5),可发现对于定产生产井,裂缝渗透率越小,则井底流压越低,但总体差别不大,表明裂缝渗透率对井底流压影响相对较小;而对于定压生产井,生产初期,裂缝渗透率越大,则气井产量越高,但下降速率较快,最终不同裂缝渗透率气井产量趋于相同。出现上

述变化规律的主要原因为裂缝作为主要的渗流通道，其渗透率大小仅反映气体渗流能力的高低，裂缝渗透率越高，则裂缝向井筒的供气能力越强，气井产量也越高；但由于初始采出气主要来源于井周围的缝洞介质，有较强的供气能力，但基质渗透率较低，供气能力

较弱，因此随着缝洞体内气量的采出，逐渐出现裂缝向井筒和基质向裂缝供气能力的不匹配，造成气井产量大幅下降，不同裂缝渗透率产气量趋于一致。

4.3 外区基质渗透率

图 6 为不同外区基质渗透率气井生产动态变化

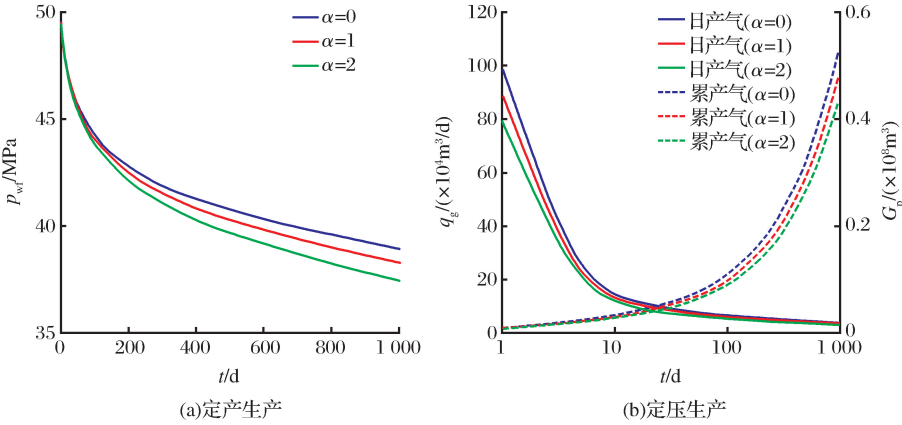


图 4 不同应力敏感系数气井生产动态

Fig.4 Production performance for different stress-sensitive factors

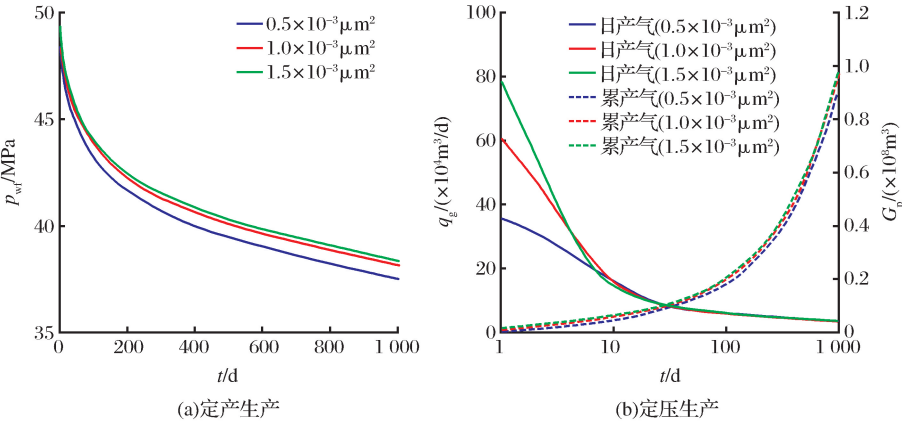


图 5 不同裂缝渗透率气井生产动态

Fig.5 Production performance for different natural fractures permeability

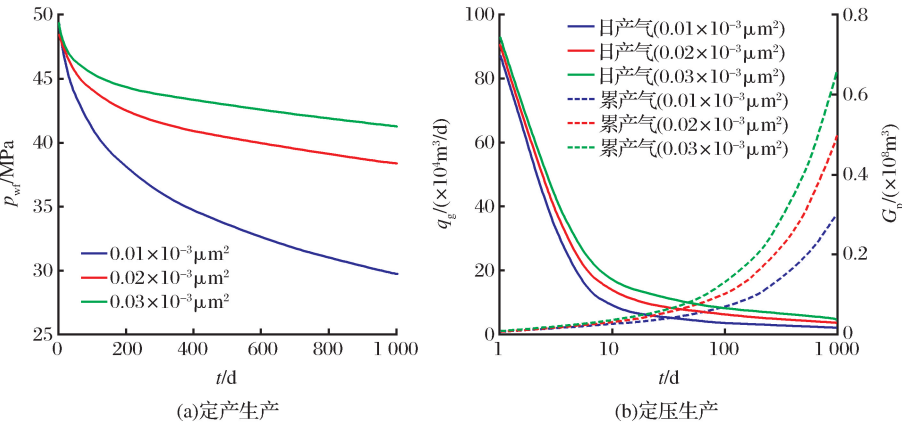


图 6 不同外区基质渗透率气井生产动态

Fig.6 Production performance for different matrix permeability of outer region

曲线,结合图 5 进行对比分析,由图 5 中看出对于定产生井,外区基质渗透率越小,则井底流压越低,且下降速率越大;相比与内区裂缝渗透率,外区基质渗透率对气井井底流压影响较大,表明内区裂缝作为主要渗流通道,储气能力较小,对气井产气能力贡献程度有限,气井产量大小主要依赖于外区基质的供气能力,在定压生产井动态曲线上也可反映这一特征。因初始产气主要来自于内区,故不同外区基质渗透率下日产气、累产气差别不大,曲线重合,但随时间增加,不同外区基质渗透率下气井日产及累产气量差距不断增大,外区基质渗透率越大,则气井日产、累产气量越高。

5 结论

(1)碳酸盐岩气藏岩石应力敏感性实验及曲线拟合结果表明,岩石裂缝渗透率有较强的应力敏感特性,但不遵从指数变化,而呈现幂函数变化规律。

(2)综合考虑研究区储层地质特征和渗透率应力敏感特性,建立了内区三重介质—外区均质的应力敏感性碳酸盐岩复合气藏模型,通过计算结果与矿场定压生产井及定产生井生产动态数据的对比,验证了模型的有效性,为生产动态的准确预测奠定了基础。

(3)内区裂缝渗透率对定压生产井初期产量影响较大,而外区基质渗透率决定气井产气能力、定产生井的井底流压大小及下降速率,应力敏感对定产生井后期影响程度较大,因此需合理配产,防止生产后期压力的快速降低。

参考文献(References)

- [1] Yu Zhongren, Yang Yu, Xiao Yao, *et al.* High-yield well modes and production practices in the Longwangmiao Formation gas reservoirs, Anyue Gasfield, central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(9): 69-79.
余忠仁, 杨雨, 肖尧, 等. 安岳气田龙王庙组气藏高产井模式研究与生产实践[J]. *天然气工业*, 2016, 36(9): 69-79.
- [2] Li Xizhe, Guo Zhenhua, Wan Yujin, *et al.* Geological features of and development strategies for Cambrian Longwangmiao Formation gas reservoir in Anyue Gasfield, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(3): 1-9.
李熙喆, 郭振华, 万玉金, 等. 安岳气田龙王庙组气藏地质特征与开发技术政策[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(3): 1-9.
- [3] Wang Haiqiang, Li Yong, Liu Zhaowei. New method of an integrated dynamic characterization of carbonate gas condensate reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(5): 1032-1036.
王海强, 李勇, 刘照伟. 碳酸盐岩凝析气藏动态综合描述新方法[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(5): 1032-1036.
- [4] Zhang Lin, Wan Yujin, Yang Hongzhi, *et al.* The type and combination pattern of karst vuggy reservoir in the fourth member of the Dengying Formation of Gaoshiti structure in Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(8): 1191-1198.
张林, 万玉金, 杨洪志, 等. 四川盆地高石梯构造灯影组四段溶蚀孔洞型储层类型及组合模式[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(8): 1191-1198.
- [5] Prado L R, Da G. An analytical solution for unsteady liquid flow in a reservoir with a uniformly fractured zone around the well[C]// SPE/DOE Low Permeability Reservoirs Symposium. Denver, Colorado: Society of Petroleum Engineers, 1987: 35-47.
- [6] Guo Jianguo, Yang Xuewen, Wang Yan, *et al.* Typical testing curves analysis of radial compound reservoir with dual porosity medium[J]. *Well Testing*, 2001, 10(4): 18-20.
郭建国, 杨学文, 王岩, 等. 双孔均质介质径向复合油藏典型试井曲线分析[J]. *油气井测试*, 2001, 10(4): 18-20.
- [7] Kikani J, Walkup Jr G W. Analysis of pressure-transient tests for composite naturally fractured reservoirs[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1991, 6(2): 176-182.
- [8] Satman A. Pressure-transient analysis of a composite naturally fractured reservoir[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1991, 6(2): 169-175.
- [9] Chen Fangfang, Jia Yonglu, Huo Jin, *et al.* The flow model of the triple-medium composite reservoirs and the type curves[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2008, 32(6): 64-67.
陈方方, 贾永禄, 霍进, 等. 三孔均质径向复合油藏模型与试井样板曲线[J]. *东北石油大学学报*, 2008, 32(6): 64-67.
- [10] Chen Fangfang, Jia Yonglu. The model of the triple-double porosity radial composite reservoir and the type of curve[J]. *Well Testing*, 2008, 17(4): 1-4.
陈方方, 贾永禄. 三孔双孔介质径向复合油藏模型与试井曲线[J]. *油气井测试*, 2008, 17(4): 1-4.
- [11] Olarewaju J S, Lee J W, Lancaster D E. Type and decline-curve analysis with composite models[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1991, 6(1): 79-85.
- [12] Zhao Haiyang, Jia Yonglu, Wang Dongquan. Study of production decline model for dual porosity-homogeneous composite reservoir[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2010, 31(1): 63-65.
赵海洋, 贾永禄, 王东权. 双重—均质复合油藏产量递减模型研究[J]. *新疆石油地质*, 2010, 31(1): 63-65.
- [13] Chin L Y, Raghavan R, Thomas L K. Fully coupled analysis of well responses in stress-sensitive reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2000, 3(5): 435-443.
- [14] Raghavan R, Scorer J D T, Miller F G. An investigation by numerical methods of the effect of pressure-dependent rock and fluid properties on well flow tests[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1972, 12(3): 267-275.
- [15] Zhang M Y, Ambastha A K. New insights in pressure-transient analysis for stress-sensitive reservoirs[C]// SPE 89th Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, LA: Society of Petroleum Engineers, 1994: 617-628.
- [16] Zhang Lei, Tong Dengke, Ma Xiaodan. Pressure dynamic analysis of triple permeability model in deformed triple porosity reservoirs[J]. *Engineering Mechanics*, 2008, 25(10): 103-109.
张磊, 同登科, 马晓丹. 变形三重介质三渗模型的压力动态分析[J]. *工程力学*, 2008, 25(10): 103-109.
- [17] Pedrosa Jr O A. Pressure transient response in stress-sensitive formations[C]// 56th California Regional Meeting. Oakland, CA: Society of Petroleum Engineers, 1986: 203-210.
- [18] Kikani J, Pedrosa O A. Perturbation analysis of stress-sensitive reservoirs[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1991, 6(3): 379-386.

- [19] Wang Wenhuan. Three-zone composite well test model of condensate gas reservoir in stress-sensitive sandstone[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(3): 117-119.
王文环. 应力敏感砂岩地层三区复合凝析气藏不稳定试井模型[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(3): 117-119.
- [20] Ning Zhengfu, Liao Xinwei, Gao Wanglai, *et al.* Pressure transient response in deep-seated geothermal stress-sensitive fissured composite gas reservoir[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2004, 28(2): 34-36.
宁正福, 廖新维, 高旺来, 等. 应力敏感裂缝性双区复合气藏压力动态特征[J]. *东北石油大学学报*, 2004, 28(2): 34-36.
- [21] Liao Xinwei, Feng Jilei. Well test model of stress-sensitive gas reservoirs with super-high pressure and low permeability[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(2): 110-112.
廖新维, 冯积累. 超高压低渗气藏应力敏感试井模型研究[J]. *天然气工业*, 2005, 25(2): 110-112.
- [22] Ji B Y, Li L, Zheng X B, *et al.* A new production model by considering the pressure sensitivity of permeability in oil reservoirs[C] // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE; Society of Petroleum Engineers, 2012: 1-10.
- [23] Tabatabaie S H, Pooladi-Darvish M, Mattar L, *et al.* Analytical modeling of linear flow in pressure-sensitive formations [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2016, 20(1): 216; 227.
- [24] Samaniego V, Cinco L. Production rate decline in pressure-sensitive reservoirs[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1980, 19(3): 75-86.
- [25] Fang Y, Yang B. Application of new pseudo-pressure for deliverability test analysis in stress-sensitive gas reservoir[C] // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia; Society of Petroleum Engineers, 2009: 1-7.
- [26] Meng Fankun, Lei Qun, Yan Haijun, *et al.* Deliverability evaluation for inclined well in Gaoshiti-Moxi carbonate gas reservoir[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2017, 24(5): 111-115.
孟凡坤, 雷群, 闫海军, 等. 高石梯—磨溪碳酸盐岩气藏斜井产能评价[J]. *特种油气藏*, 2017, 24(5): 111-115.
- [27] Van Everdingen A F V, Hurst W. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1949, 1(12): 305-324.
- [28] Stehfest H. Algorithm 368: Numerical inversion of Laplace transforms[J]. *Communications of the ACM*, 1970, 13(1): 47-49.
- [29] Lee A, Gonzalez M, Eakin B. The viscosity of natural gases [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1966, 18(8): 997-1000.
- [30] Hall K R, Yarborough L. A new equation of state for Z-factor calculations[J]. *Oil and Gas Journal*, 1973, 71(7): 82-92.
- [31] Ye P, Luis F A H. A density-diffusivity approach for the unsteady state analysis of natural gas reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2012, 7(3): 22-34.
- [32] Dranchuk M, Purvis A, Robinson D B. Computer Calculation of Natural Gas Compressibility Factors using the Standing and Katz Correlation[R]. Edmonton; Petroleum Society of Canada, 1973.

Production performance analysis for stress-sensitive and composite carbonate gas reservoirs

Meng Fan-kun¹, Lei Qun¹, Xu Wei², He Dong-bo¹, Yan Hai-jun¹, Deng Hui²

(1. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China*;

2. *Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610041, China*)

Abstract: In carbonate reservoirs, the formation heterogeneity and stress-sensitivity effects are so strong that it is difficult to predict well production performance accurately. It was believed that fractures and vugs were abundant around wellbore, while the places far from wellbore contained matrix only. Therefore, the reservoirs could be divided into two regions, inner region and outer region, which could be represented by triple and single porosity media. The relationship between natural fractures permeability and effective stress could be determined through laboratory experiments, and pseudo-pressure and pseudo-time were introduced to consider this effect. Then a semi-analytical model was proposed to evaluate the production performance in stress-sensitive and composite carbonate gas reservoirs. The methods of Laplace transformation, Stehfest numerical inversion and material balance equation of gas reservoirs were used to compute the bottom-hole pressure and production rate for wells with constant production rate or bottom-hole pressure. The validity of the model was verified by comparing the calculated results and field data for two cases. The effects of stress-sensitive factors, natural fractures permeability and matrix permeability of outer region on production performance were analyzed. The results demonstrate that the initial production rate and bottom-hole pressure in later period decrease with the stress-sensitive factors. Compared with fracture permeability, the matrix permeability of outer region have significant impacts on gas well productivity, the level and the decline rate of bottom-hole pressure.

Key words: Carbonate gas reservoirs; Composite model; Stress sensitivity; Natural fractures permeability; Matrix permeability; Production performance