

气井系统出砂预测模型研究及应用*

董长银¹ 张启汉² 饶鹏²

(1. 中国石油大学·华东 2. 中国石油青海油田分公司钻采院)

董长银等. 气井系统出砂预测模型研究及应用. 天然气工业, 2005; 25(9): 98~100

摘要 系统出砂预测的基本内容包括定性出砂预测、出砂临界生产压差预测以及实际生产条件下的出砂半径预测。文章首先阐述了定性出砂预测方法;考虑气藏流体压力分布,建立弹性岩石材料的应变平衡方程,求解并结合弹性岩石的应力—应变方程得到地层岩石的弹性应力解;在孔壁上采用考虑孔隙压力的莫尔—库仑准则,便可预测出砂临界井底流压和生产压差;求解塑性变形区的应力平衡方程,并结合塑性区的应力—应变准则可得到塑性变形区的塑性应力解;根据弹、塑性边界的应力连续条件,建立弹、塑性边界上的径向应力平衡方程,求解可计算弹、塑性区边界半径即出砂半径。对涩北气田涩4-9井进行了系统出砂预测,与实际生产资料基本符合。

关键词 气井 出砂 压差 应力 预测 数学模型

无论从生产安全还是节约成本的角度考虑,系统的出砂预测对油气井工作制度的制定、合理防砂方法的筛选以及防砂工艺技术措施的设计等都十分重要。定性出砂预测见文献[1],笔者仅研究气井出砂临界压差和出砂半径的预测理论与方法。

一、气井出砂临界生产压差预测

1. 气藏地层流体压力分布

考虑厚度为 h 的圆性油藏中的径向流,根据考虑非达西流动的 Forchheimer 方程,得到气藏地层孔隙中的流体压力梯度方程^[2]

$$\frac{dp}{dr} = A \frac{1}{r} \frac{1}{p} + B \frac{1}{r^2} \frac{1}{p} \quad (1)$$

式中: p 为压力,MPa; r 为任一点的半径,m; A 、 B 为系数^[3]。

在计算地层应力分布时必须考虑地层孔隙流体的压力分布,而气井的情况更为复杂:由于气体的压缩性,地层流体压力梯度表达式中含有压力;高产气体的非达西流动不可忽略,压力梯度表达式中不但含有半径,而且还有其平方项 r^2 。

2. 气井弹性形变地层应力解

假设条件: 地层岩石各向同性、均质,孔隙内

充满流体;应变为平面应变,仅为径向水平应变;圆柱状地层;忽略射孔对应力分布的影响。

考虑孔隙压力影响,将方程(1)代入弹性材料的形变方程^[3,4]得到:

$$\frac{d^2 u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{du}{dr} + \left(-\frac{1}{r^2} \right) u = - \frac{1}{+2G} \left[\frac{A}{p} \frac{1}{r} + \frac{B}{p} \frac{1}{r^2} \right] \quad (2)$$

式中: ν 为 Lamé 常数; G 为切变模量,MPa; u 为形变; α 为 Biot 常数。

假设只有初始径向应变,则有 $\epsilon_r = \frac{du}{dr}$, $\epsilon_z =$

$\frac{u}{r}$, $\epsilon_z = \alpha$ 。结合方程(2)的通解可得到各有效应变:

$$\begin{aligned} \epsilon_r &= -C_2 \frac{1}{r^2} + \frac{\alpha}{2} \ln r + \frac{\alpha}{2} \\ \epsilon_z &= C_1 \frac{1}{r} + C_2 \frac{1}{r^2} + \frac{\alpha}{2} \ln r - b \frac{1}{r} \\ \epsilon_z &= \frac{\alpha - Pr}{+2G} \end{aligned} \quad (3)$$

将有效应变方程(3)代入应力—应变方程^[5],便可得到气藏弹性岩石的应力解。根据油藏的内外边界条件 $\sigma_r|_{r=r_w} = p_{wf}$, $\sigma_r|_{r=r_e} = p_e$,可确定积分常数 C_1 、 C_2 ,经简化后得到弹性应力解:

*本文系中国石油重点技术开发项目《青海涩北气田疏松砂岩气藏开发配套技术研究》的部分研究内容。

作者简介:董长银,1976年生,博士,讲师;1998年毕业于石油大学(华东)石油工程专业,2003年获石油大学(华东)油气田开发工程专业博士学位;现从事采油工程、固液两相流、油气井防砂等方面的教学与科研工作。地址:(257061)山东省东营市中国石油大学(华东)石油工程学院。电话:(0546)8393777。E-mail:dongcy@mail.hdpu.edu.cn

$$\begin{aligned}
r &= b(\sigma_r + G) \ln r - 2GC_2 \frac{1}{r^2} + 2(\sigma_r + G) C_1 + \\
&\frac{b}{2}(\sigma_r + 2G) + \frac{1}{+2G}(\sigma_z - p_r) + p \\
&= b(\sigma_r + G) \ln r + 2GC_2 \frac{1}{r^2} + 2(\sigma_r + G) C_1 + \quad (4) \\
&\frac{b}{2} + \frac{1}{+2G}(\sigma_z - p_r) + p \\
z &= b \ln r + 2 C_1 + \frac{b}{2} + (\sigma_z - p_r) + p
\end{aligned}$$

式中： C_1 、 C_2 为积分常数表达式； r^e 、 r^c 、 z^e 分别为径向、切向和垂向弹性应变； r_r 、 r_t 、 r_z 为径向、切向和垂向应力，MPa； r_e 、 r_w 为油藏和井筒半径，m； p_r 、 p_{wf} 为分别为油藏边界压力和井底流压，MPa； z_e 为远处地层垂向应力，MPa； r_e 为远处地层径向应力， $r_e = \frac{\mu}{1-\mu} z_e + \frac{1-2\mu}{1-\mu} p_r$ ，MPa； a 、 b 为方程(2)通解中的系数， $a = \frac{A}{+2G p_o}$ ， $b = -\frac{B}{+2G p_o}$ 。

3. 气井临界生产压差

使用方程(4)计算表明，在井壁上切向应力最大，径向应力最小。将 $r = r_w$ 代入切应力方程可得井壁的切应力(σ_w)，孔壁上的径向应力 $r_w = p_{wf}$ 。岩石的破坏判据采用考虑地层孔隙流体压力的莫尔—库仑破坏准则^[6]：

$$\sigma_1 - p = 2S_0 \tan \phi + (\sigma_3 - p) \tan^2 \phi \quad (5)$$

将 σ_1 用 σ_w 替换， σ_3 用 r_w 替换，可得到关于井底流压(p_{wf})的临界平衡方程，认为 $r_e \gg r_w$ ，求解得到出砂临界井底流压，进而得到出砂临界生产压差：

$$p_c = \frac{2 \left(\frac{2\mu}{1-\mu} - 1 \right) p_r - 2S_0 \tan \phi + \frac{2\mu}{1-\mu} z_e}{\frac{2\mu}{1-\mu} - 2} \quad (6)$$

式中： σ_1 、 σ_3 为莫尔—库仑准则中的最大、最小应力，MPa； σ_w 、 r_w 为井壁上的切向、径向应力，MPa； S_0 为岩石内聚力，MPa； ϕ 为岩石内摩擦角，rad； p_c 为出砂临界生产压差，MPa； μ 为岩石泊松比，无量纲。

二、实际地层出砂半径预测

1. 塑性形变地层应力解

当弹性岩石应力达到莫尔—库仑准则表示的条件后，地层岩石将由弹性转变为塑性状态，弹性解不再适用。如图 1 所示，在圆形地层中有一孔眼，靠近孔眼的地层为塑性区，外围地层为弹性区。

在弹、塑性边界地层岩石正好处于破坏临界状

态，根据莫尔—库仑破坏准则，则有：

$$\sigma_r \tan^2 \phi + (\sigma_t - 1) p - 2S_0 \tan \phi = 0 \quad (7)$$

塑性区应力平衡方程^[6]为：

$$r \frac{d\sigma_r}{dr} + \sigma_r - \sigma_t = 0 \quad (8)$$

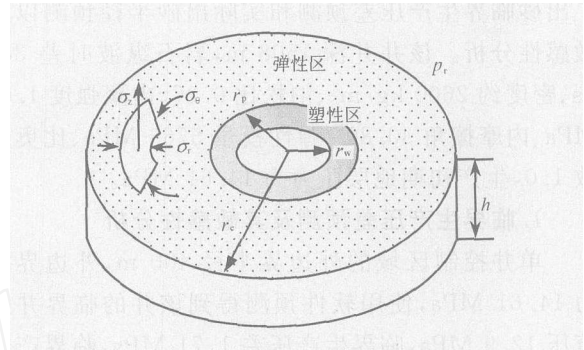


图 1 弹、塑性地层应力分布

由 Hencky 假设^[7]，得到关于 r 的微分方程，由边界条件 $r|_{r=r_w} = p_{wf}$ 求解可得塑性区应力解：

$$\begin{aligned}
r &= p_{wf} + \frac{\mu q}{2 h K_p} \ln \frac{r}{r_w} - \\
&\frac{1}{t} \left[2S_0 \tan \phi - \frac{\mu q}{2 h K_p} \right] + 2 \tan^2 \phi \frac{A_1}{V} r^t \\
&= p_{wf} + \frac{\mu q}{2 h K_p} \ln \frac{r}{r_w} - \\
&\frac{1}{t} \left[2S_0 \tan \phi - \tan^2 \phi \frac{\mu q}{2 h K_p} \right] + 2 \tan^4 \phi \frac{A_1}{V} r^t \quad (9) \\
z &= [2\mu(1 - \mu) + \mu] \left[p_{wf} + \frac{\mu q}{2 h K_p} \ln \frac{r}{r_w} \right] - \\
&\frac{\mu}{t} \left[4S_0 \tan \phi - (\tan^2 \phi + 1) \frac{\mu q}{2 h K_p} \right] + \\
&\frac{(1 + \mu)(1 - 2\mu)}{1 - \mu} (\sigma_z - p_r) + \\
&\mu(\tan^2 \phi + 1) \cdot 2 \tan^2 \phi \frac{A_1}{V} r^t
\end{aligned}$$

式中： A_1 为综合常数； K_p 为塑性区渗透率， m^2 ； q 为流体流量， m^3/s ； μ 为流体粘度， $Pa \cdot s$ ； h 为油层厚度，m； t 、 V 为中间变量， $t = \tan^2 \phi - 1$ ， $V = \tan^4 \phi + 1 - \mu(\tan^2 \phi + 1)^2$ 。

2. 塑性出砂半径的求解

设弹、塑性区边界的半径为 r_p ，弹、塑性边界处应力必须是连续的。对弹性区和塑性区的径向应力方程(4)和方程(9)使用连续条件 $r_p|_{r=r_p} = r_e|_{r=r_p}$ ，可得到关于塑性半径(r_p)的平衡方程，求解可得塑性出砂半径。引入塑性半径函数：

$$F_r(r) = (\sigma_r)_e - (\sigma_r)_p = 0 \quad (10)$$

满足方程(10)的半径 r 即为弹塑性区边界半径即出砂半径 r_p 。

三、计算实例

利用上述模型对青海涩北气田涩4-9井进行了出砂临界生产压差预测和实际出砂半径预测以及敏感性分析。该井井深1508 m,岩石纵波时差385 μ s、密度约2600 kg/m^3 、泊松比0.37、内聚强度1.07 MPa、内摩擦角30.80°、弹性模量5765 MPa、比奥特效数1.0,生产初期地层压力为14.61 MPa。

1. 临界生产压差预测及其敏感性分析

单井控制区域的外边界半径400 m,外边界压力14.61 MPa,使用软件预测得到该井的临界井底流压12.9 MPa,临界生产压差1.71 MPa,临界产气量 $3.95 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该井2001~2003年间平均产量 $5.91 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均生产压差2.4 MPa,由于突破了临界生产压差,该井投产即出砂。

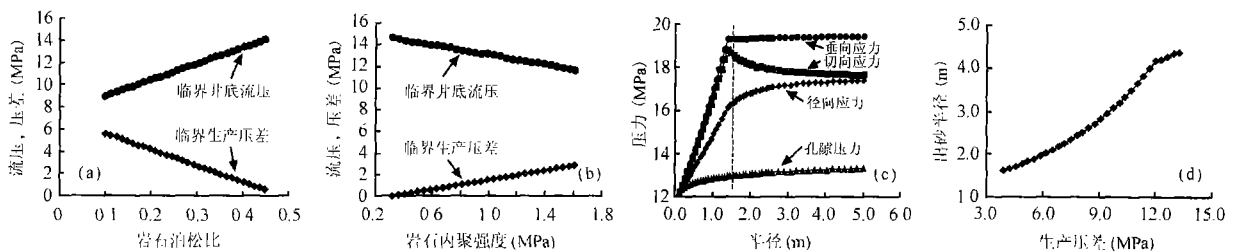


图2 青海涩北气田涩4-9井分析及预测曲线图

产压差越大,气井的出砂区域半径越大。

四、结论

(1) 系统的出砂预测应包括经验法定性出砂预测、出砂临界生产压差预测以及实际生产条件下的出砂半径预测等内容。实际应用中,应对油气井出砂情况进行全面的预测与评价。

(2) 考虑气层中地层孔隙流体的压力分布特征,根据地层未发生塑性形变时的弹性应力解和莫尔-库仑破坏准则,建立了气井出砂临界生产压差预测模型和方法,用来预测临界井底流压、压差和产量并进行敏感性分析。

(3) 建立了塑性变形区地层应力分布模型,并求解得到了其计算方法。根据弹、塑性区边界的应力连续条件,建立了弹塑性边界即出砂半径的求解方法。该方法用来预测实际生产条件下的地层应力分布和塑性出砂半径,并可进行敏感性分析。

(4) 对涩北气田涩4-9井进行了临界生产压差

对临界生产压差就岩石泊松比、内聚强度进行了敏感性分析,结果如图2-a、b所示。临界生产压差随岩石泊松比的增大而减小,随岩石内聚强度的增大而增大,变化均比较明显。

2. 实际地层应力分布及出砂半径预测

该井在防砂前曾以井底流压12.2 MPa的工作制度生产,使用软件对该情况下的地层应力分布和塑性出砂半径进行了预测。在外边界半径400 m,外边界压力14.61 MPa条件下,预测得到的地层弹、塑性区应力分布如图2-c所示。地层出砂半径随生产压差的变化曲线如图3-d所示。

图2-c中应力曲线发生转折处的半径即为弹、塑性区的边界半径,约为1.4 m。应注意,对于实际生产井,由于生产状况的波动,出砂半径的预测应使用井底流压最低时的数值计算,并且井底流压再升高后,出砂区域的范围是不可逆的。因此,对于涩4-9井,实际的出砂区域半径可能要高于1.4 m。生

预测、实际生产条件下的地层应力分布和出砂半径预测,预测结果与实际生产资料基本符合。

参考文献

- 何生厚,张琪著. 油气井防砂理论及其应用. 北京:中国石化出版社,2003
- 李士伦. 天然气工程. 北京:石油工业出版社,2000:126~129
- Rasmus Risnes. Sand stresses around a wellbore. SPE J., 1982;(12):883-898
- Wu B, C P Tan C P. Sand production prediction of gas field - Methodology and field application. SPE 78234, 2002
- 张锦宏. 利用声波测井资料预测油井出砂的问题研究. 江汉石油学院学报,2003;25(3):122~123
- 刘向君等. 岩石力学与石油工程. 北京:石油工业出版社,2004:28~29
- 段玉廷. 近井塑性带应力状态与地层损害关系. 石油勘探与开发,1998;25(1):76~79

(收稿日期 2005-06-06 编辑 韩晓渝)

mainly includes the three types of seepage by gas, crawls along pore walls and plug flow. (Financed by the National Key Basic Study Project, No. 2001CB209100)

SUBJECT HEADINGS: Condensate gas, Porous media, Microscopic structure, Model, Fluid flowing, Method

Shi Zhiliang (*post doctor*) was born in 1972. Add: China Petroleum University, Changping District, Beijing (102249), China Tel: (010) 89734340 E-mail: szl1444@yahoo.com.cn

NEW MODEL OF WELL TEST INTERPRETATION AND ITS APPLICATION FOR CONDENSATE GAS WELLS¹⁾

Liu Qiguo, Zhang Liehui (State Key Lab. of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum Institute), Feng Yu (Information Center of Talimu Oilfield Com., PCL) and Yang Xuming (Geophysical Survey Com. of Sichuan Petroleum Administration). *NATURAL GAS IND.* v. 25, no. 9, pp. 95 - 97, 9/25/2005. (ISSN 1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: In the percolation process of condensate gas, when the bottom-hole flowing pressure drops down the dew-point pressure, the variation of the mobility and storativity along with the radial distance can be described by power law in the zones where condensate oil and gas both exist, but the condensate oil can't flow. Based on the gas monophasic percolation theory, a new model of well test interpretation is established and solved for three-zone radial composite reservoirs in the transitional areas where the mobility and storativity changes by power law. With the Stehfest numerical inversion method, the typical response curves of bottom-hole pressure are calculated, and the influence of the various indexes of mobility and storativity on the performance of bottom-hole pressure is analyzed. With theoretical chart board fitting and well testing curves simulating, the changing indexes of mobility and storativity can be obtained, and the variation of mobility and storativity along with the radial distance can be determined in the transitional areas. Real cases calculating shows the model can reflect the separation and accumulation law of condensate oil in the zones near the borehole better. Also, the model can be applied for the well test analysis of gas injection wells and thermal recovery wells.

SUBJECT HEADINGS: Condensate gas well, Well test interpretation, Bottom-hole pressure, Performance analysis,

Mathematical model, Typical curve

Liu Qiguo (*Doctor, associate professor*) was born in 1969. Add: Xindu District, Chengdu, Sichuan (610500), China Tel: (028) 83033421 E-mail: liuqg2002@163.com

MODEL OF SYSTEMATIC SANDING PREDICTION AND ITS APPLICATION FOR GAS WELLS¹⁾

Dong Changyin, (1. China Petroleum University), Zhang Qihan and Rao Peng (Qinghai Oilfield Com., PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 25, no. 9, pp. 98 - 100, 9/25/2005. (ISSN 1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The basic contents of systematic sanding prediction cover the qualitative sanding prediction, the critical producing pressure drop prediction of sanding, and the sanding radius prediction under practical producing conditions. At first, the method of qualitative sanding prediction is described. According to the pressure distribution of gas reservoir fluids, the strain equilibrium equation is established for the elastic rock materials. Solving the equation and integrating the stress-strain equation of elastic rock, the elastic stress distribution of the reservoir rock can be obtained. Applying the Mohr-Coulomb criterion considering the pore pressure to the borehole surface, the critical bottom-hole flowing pressure and producing pressure drop of sanding can be predicted. Solving the stress equilibrium equation and integrating the stress-strain criterion in the plastic deforming zones, the plastic stress solution can be obtained for the plastic deforming zones. According to the stress continuous conditions of the elastic/plastic boundaries, the radial stress equilibrium equation is established at the elastic/plastic boundaries. Solving the equation, the boundary radius of elastic/plastic zones (i. e. sanding radius) can be calculated. With the method to conduct the systematic sanding prediction for Wells Se 4 - 9 of Sebei gas field, the results fit the real production data essentially.

SUBJECT HEADINGS: Gas well, Sanding, Pressure difference, Stress, Prediction, Mathematical model

Dong Changyin (*Doctor, teacher*) was born in 1976. Add: China Petroleum University, Dongying, Shandong (257061), China Tel: (0546) 8393777 E-mail: dongcy@mail.hdpu.edu.cn

EVALUATION ON SEALING ABILITY OF NEW MULTIFUNCTION COMPOSITE GEL¹⁾