

◀ 油气开采 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.02.015

# 天然气水合物藏降压开采近井储层稳定性数值模拟

沈海超<sup>1</sup>, 程远方<sup>2</sup>, 胡晓庆<sup>3</sup>

(1. 中国石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257061; 3. 中海油研究总院, 北京 100027)

**摘要:** 天然气水合物藏降压开采是一个含相态变化的非等温物理化学流固耦合渗流过程。目前有关天然气水合物藏开采的研究集中于产能模拟,且没有考虑流固耦合作用影响,有关水合物分解形成的弱胶结、低强度、高孔高渗近井储层的稳定性研究尚未开展。为此,将水合物分解效应融合到渗流场与岩土变形场的耦合作用中,建立了天然气水合物藏气、水两相非等温流固耦合数学模型,引入出砂判别准则,开发了天然气水合物藏降压开采流固耦合储层稳定性分析软件,利用该软件对天然气水合物藏降压开采近井储层稳定性的一般规律进行了分析,并建立了井壁不出砂的临界生产压差分析方法。研究表明:水合物分解效应是影响水合物分解区储层稳定性的主要因素,流固耦合作用的影响较小;近井水合物分解区储层稳定性较差,其中井壁最小水平地应力方向储层稳定性最差,是出砂的优先位置;过渡区储层稳定性介于水合物分解区与原状储层之间。

**关键词:** 天然气水合物 降压开采 出砂 流固耦合 数值模拟 临界生产压差

中图分类号: TE312 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2012)02-0076-06

## Numerical Simulation of Near Wellbore Reservoir Stability during Gas Hydrate Production by Depressurization

Shen Haichao<sup>1</sup>, Cheng Yuanfang<sup>2</sup>, Hu Xiaoqing<sup>3</sup>

(1. Sinopec International Petroleum Exploration and Development Company, Beijing, 100029, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257061, China; 3. CNOOC Research Institute, Beijing, 100027, China)

**Abstract:** Gas hydrate production from reservoir by depressurization is a non-isothermal flow process in porous medium involving hydrate phase change and fluid-solid coupling. The existing study on production of gas hydrate reservoirs is mainly limited to productivity simulation, without consideration of fluid-solid coupling effect. Due to hydrate decomposition, the near wellbore formation of hydrate bearing layers will have weak consolidation, low strength and high porosity and permeability. And the stability of the near wellbore formation shall be taken seriously but the relevant researches have not yet begun. Therefore, incorporating the effect of gas hydrate dissociation into the interaction between porous fluid flow and rock deformation, a gas-water two-phase non-isothermal fluid-solid coupling model was established and a corresponding finite element program was developed based on the sand production criterion. The general rule of the stability of near wellbore formation of hydrate reservoirs has been analyzed, and a method for critical drawdown pressure determination has been proposed. The research shows that the effect of gas hydrate dissociation is the dominant factor affecting the formation stability and the effect of the fluid-solid coupling on stability is negligible. The stability of near wellbore formation is relatively weak and the wellbore in the direction of minimum horizontal ground stress is in the worst in stability, where the sand production may occur first. The stability of the transient area is between the dissociation area and the undisturbed formation.

**Key words:** gas hydrate reservoir; depressurization; sand production; fluid-solid coupling; numerical simulation; critical production differential pressure

天然气水合物藏降压开采过程中,受水合物分解效应的影响,水合物分解区储层胶结性变差、力学强度大幅度降低<sup>[1-6]</sup>,呈现弱胶结、低强度、高孔高渗的特点,类似于疏松砂岩;与此同时,流固耦合作用导致压力波及区储层有效应力增大、强度降低,促使分解区储层稳定性变差。因此对于受井眼效应影响

收稿日期: 2011-11-05; 改回日期: 2012-02-17。

**作者简介:** 沈海超(1982—),男,安徽东至人,2004年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业,2006年获中国石油大学(华东)油气井工程专业硕士学位,2009年获中国石油大学(华东)油气工程力学专业博士学位,工程师,主要从事岩石力学及流固耦合数值模拟方面研究。

**联系方式:** haichao1982@gmail.com。

应力集中明显的近井分解区储层,开采过程中储层的稳定性值得关注。然而,目前有关天然气水合物开采的研究重点集中于产能预测<sup>[7-13]</sup>,往往忽视水合物分解带来的力学效应,有关水合物分解形成的弱胶结、低强度、高孔高渗近井储层稳定性研究尚未开展。为此,在前人研究基础,建立了水合物藏气、水两相非等温流固耦合数学模型,引入出砂判别准则,通过分析水合物藏近井储层的稳定性,建立了井壁不出砂的临界生产压差分析方法,开发了天然气水合物藏降压开采流固耦合稳定性分析软件。

## 1 流固耦合数学模型的建立

在常规油气藏开采过程中,油气的不断采出会导致储层孔隙压力降低,骨架应力重新分布,导致储层岩石骨架变形,使孔渗等物性参数发生变化,而这些变化反过来又会影响油气渗流过程,这一现象被称为流固耦合作用。

天然气水合物藏降压开采是一个多相多组分、变相态的非等温物理化学渗流过程,该过程除常规油气藏存在的渗流场与固体变形场耦合作用外,还包括水合物的相态变化(分解生成水和天然气),水合物分解会引起孔渗等储层物性参数变化、弹性模量等储层力学性质变化以及温度变化。因此,天然气水合物藏降压开采是一个受多因素影响的、复杂的热-流固耦合作用过程。

笔者将水合物分解效应融合到渗流场与岩土变形场的耦合作用中,建立了天然气水合物藏降压开采的流固耦合数学模型。

### 1.1 天然气水合物分解动力学方程

Kim-Bishnoi 天然气水合物分解动力学模型<sup>[14]</sup>为:

$$m_g = K_{rd} M_g A_{dec} (\phi_e p_e - \phi_g p_g) \quad (1)$$

式中: $m_g$  为单位体积储层中水合物分解生成天然气的速率, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ;  $A_{dec}$  为单位体积储层中水合物分解表面积, $\text{m}^{-1}$ ;  $M_g$  为天然气的摩尔质量, $\text{kg/mol}$ ;  $p_e$  为平衡压力, $\text{Pa}$ ;  $\phi_e$  为平衡压力逸度系数;  $p_g$  为当前压力, $\text{Pa}$ ;  $\phi_g$  为当前压力逸度系数;  $K_{rd}$  为水合物分解速率常数, $\text{mol}/(\text{m}^2 \cdot \text{Pa} \cdot \text{s})$ ,与温度有关。

### 1.2 气、水两相流固耦合渗流方程

水合物分解后,储层孔隙中有饱和气体、水和固相水合物,但只有水和气体可流动。根据连续性方程

及广义达西定律,推导得到气、水两相耦合渗流方程:

$$\frac{\partial(\phi \rho_g S_g)}{\partial t} - \nabla \cdot \left[ \frac{K_{rg} \rho_g}{\mu_g} \mathbf{K} (\nabla p_g + \rho_g g) \right] + (\phi \rho_g S_g) \nabla \cdot \mathbf{v}_s = m_g + q_g \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\partial t} - \nabla \cdot \left[ \frac{K_{rw} \rho_w}{\mu_w} \mathbf{K} (\nabla p_w + \rho_w g) \right] + (\phi \rho_w S_w) \nabla \cdot \mathbf{v}_s = m_w + q_w \quad (3)$$

固相水合物连续性方程为:

$$\frac{\partial(\phi \rho_h S_h)}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi \rho_h S_h \mathbf{v}_s) = -m_h \quad (4)$$

式中: $\phi$  为储层孔隙度; $\rho_g$ 、 $\rho_w$  和  $\rho_h$  分别为气相、水相和固相水合物的密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ ; $S_g$ 、 $S_w$  和  $S_h$  分别为气相、水相和固相水合物的饱和度; $\mathbf{v}_s$  为岩石骨架运动速度, $\text{m}/\text{s}$ ; $\mu_g$  和  $\mu_w$  分别为气相和水相的黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ; $K_{rg}$  和  $K_{rw}$  分别为气相和水相的相对渗透率; $q_g$ 、 $q_w$  分别为气、水相源汇项, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ; $m_w$  为单位体积储层中分解产出水的质量速率, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ; $\mathbf{K}$  为储层渗透率矩阵; $m_h$  为单位体积储层中水合物的分解速率, $\text{kg}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ 。

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{bmatrix} \quad (5)$$

### 1.3 能量守恒方程

水合物分解吸热会引起储层温度变化,而温度变化又制约着水合物的分解速率。在不考虑热辐射情况下,水合物分解时的能量守恒方程为:

$$\frac{\partial}{\partial t} [(1 - \phi) \rho_r c_r T + \phi S_h \rho_h c_h T + \phi S_g \rho_g U_g + \phi S_w \rho_w U_w] = \nabla \cdot (K_c \nabla T) - \nabla \cdot (\rho_g \mathbf{u}_g h_g + \rho_w \mathbf{u}_w h_w) + Q_{in} + Q_h \quad (6)$$

式中: $T$  为温度, $\text{K}$ ; $c$  为比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ; $U$  为热力学能, $\text{J}/\text{m}^3$ ; $h$  为焓, $\text{J}/\text{m}^3$ ; $\rho$  为密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ ; $Q_h$  为甲烷水合物分解热, $\text{J}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ; $Q_{in}$  为外界热量补给, $\text{J}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$ ; $K_c$  为水合物地层有效导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ ; $\mathbf{u}$  为渗流速度, $\text{m}/\text{s}$ ;下标 r、h、g、w 分别代表岩石、水合物、气体和水。

### 1.4 流固耦合岩土变形场方程

1) 平衡方程。

平衡方程用有效应力表示为:

$$\sigma_{ij,j} + f_i - (C_f \delta_{ij} \bar{p})_{,j} = 0 \quad (7)$$

式中: $\sigma_{ij}$  为岩石骨架有效应力张量; $f_i$  为体积力载荷; $\bar{p}$  为等效孔隙压力; $C_f$  为 Biot 系数; $\delta_{ij}$  为 Kro-

neker 函数。

### 2) 几何方程。

几何方程的张量形式:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}) \quad (8)$$

式中:  $\varepsilon_{ij}$  为应变张量;  $u$  为位移。

### 3) 本构方程。

采用弹塑性本构方程, 其增量形式为:

$$d\sigma_{ij} = D_{ijkl} d\varepsilon_{kl} \quad (9)$$

式中:  $d\sigma_{ij}$  为有效应力增量;  $D_{ijkl}$  为弹塑性矩阵;  $d\varepsilon_{kl}$  为应变增量。

由于固相天然气水合物是储层胶结成分, 其分解会导致储层力学强度明显降低, 弹性模量等力学性质发生明显变化。大量试验及数值模拟研究表明<sup>[2-4]</sup>, 水合物分解导致储层孔渗等物性参数明显增大, 弹性模量、内聚力等力学参数显著减小。

## 1.5 出砂判别准则

储层产出骨架砂是由于储层岩石结构遭破坏引起的, 防砂其实就是要防骨架砂。笔者以 Drucker-Prager 准则作为岩石屈服判别准则, 其主应力形式为:

$$\alpha I_1 - \sqrt{J_2} + k = 0 \quad (10)$$

式中:  $I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$ ;  $J_2 = \frac{1}{6}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]$ ;  $\alpha = \frac{\sin \varphi}{\sqrt{9 + 3\sin^2 \varphi}}$ ;  $k = \frac{3C\cos \varphi}{\sqrt{9 + 3\sin^2 \varphi}}$ ;  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  分别为 3 个主应力, Pa;  $C$  为岩石内聚力, Pa;  $\varphi$  为岩石内摩擦角,  $(^\circ)$ ;  $\alpha, k$  为屈服函数参数。

为分析方便, 定义储层稳定性指数为:

$$S = \alpha I_1 - \sqrt{J_2} + k \quad (11)$$

式中,  $S$  为储层稳定性指数, Pa。

当  $S > 0$  时, 储层稳定; 当  $S = 0$  时, 储层处于临界状态; 当  $S < 0$  时, 储层出砂。

## 2 流固耦合稳定性分析软件的开发

联立水合物分解动力学方程、流固耦合渗流方程、能量守恒方程及变形场方程, 再辅以相应的辅助方程、初始条件和边界条件, 即构成完整的天然气水合物藏降压开采气水两相非等温流固耦合模型, 结合出砂判别准则, 采用有限元法, 开发了天然气水合物藏降压开采流固耦合稳定性分析软件, 软件流程如图 1 所示。

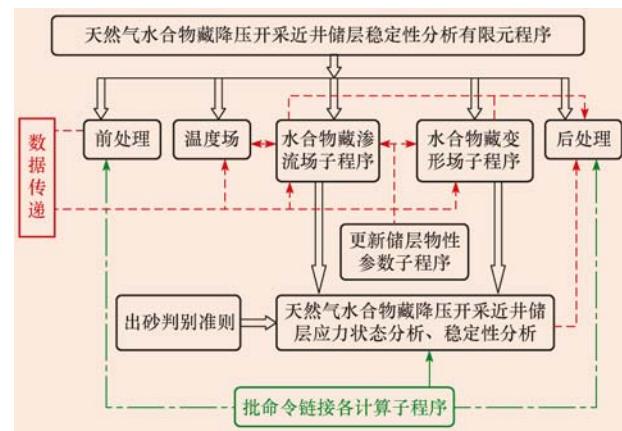


图 1 天然气水合物藏降压开采流固耦合软件流程

Fig. 1 Flow diagram of the software

## 3 降压开采近井储层稳定性分析

### 3.1 有限元模型及模拟采用的基本参数

采用平面应变模式简化模型, 有限元模型尺寸为  $10 \text{ m} \times 10 \text{ m}$ , 井眼半径为  $0.15 \text{ m}$ , 如图 2 所示, 采用墨西哥湾某甲烷水合物藏的基本参数进行模拟<sup>[15]</sup>。

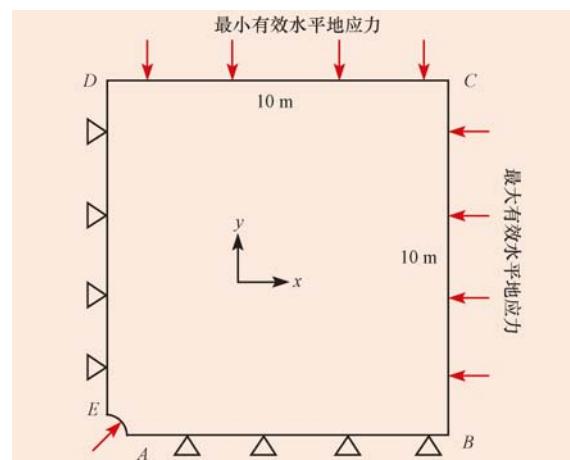


图 2 力学模型示意

Fig. 2 Schematic diagram of mechanical model

墨西哥湾某甲烷水合物藏的基本参数: 海水深度  $1310 \text{ m}$ , 水合物藏距海底  $365 \text{ m}$ ; 初始储层压力  $16.90 \text{ MPa}$ , 垂向地应力  $21.8 \text{ MPa}$ , 最大水平地应力  $20.45 \text{ MPa}$ , 最小水平地应力  $19.70 \text{ MPa}$ ; 水合物饱和度  $0.5$ , 含水饱和度  $0.4$ ; 储层孔隙度  $0.4$ , 储层渗透率  $200 \text{ mD}$ , 初始地层温度  $288 \text{ K}$ ; 水合物密度  $910 \text{ kg/m}^3$ , 甲烷水合物数  $6.0$ ; 岩石密度  $2200 \text{ kg/m}^3$ ; 储层初始弹性模量  $4845 \text{ MPa}$ , 泊松比

0.40, 内聚力 3.0 MPa, 内摩擦角 30°, Biot 系数为 1.0。

渗流场边界条件: BC 边及 CD 边为定压边界, AB 边及 DE 边为自由压力边界, AE 弧为动态孔压边界, 可根据不同情况具体设定。固体变形场边界条件: BC 边及 CD 边分别作用最大、最小有效水平地应力, AE 弧作用有效井眼液柱压力, AB 边  $y$  方向位移约束, DE 边  $x$  方向位移约束。

### 3.2 近井储层稳定性分析

根据水合物降压分解动力学理论, 降压开采过程中, 水合物分解前缘和压力波前缘将整个储层分成 3 个区<sup>[2]</sup>: 分解前缘到井眼的水合物分解区、分解前缘与压力波前缘之间的过渡区以及压力波前缘到原场的原状储层区, 后 2 个区域统称为水合物未分解区。

以孔隙压力 16.9 MPa, 井底压力 13.9 MPa 为例进行分析。开井生产 80 min 后, 整个储层的稳定性指数分布如图 3 所示; 距井眼中心 0.5 m 范围内的近井储层的稳定性指数分布如图 4 所示。

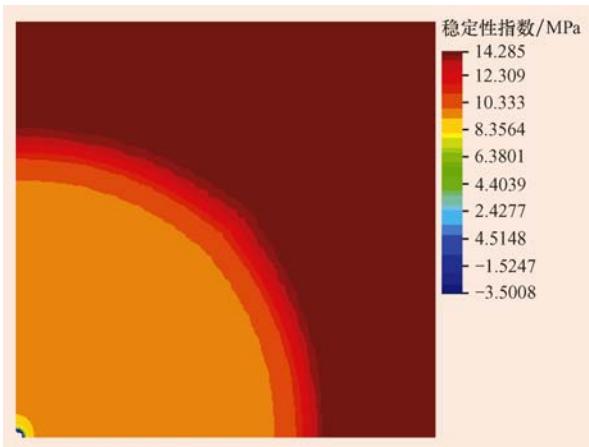


图 3 储层稳定性指数分布

Fig. 3 Distribution of stability index

由图 3 和图 4 可看出: 水合物分解区受水合物分解效应、降压开采流固耦合作用以及井眼效应这 3 个因素的影响, 稳定性指数较原状储层明显下降; 受井眼效应影响的近井分解区储层的应力水平较高, 再加上水合物分解效应、流固耦合作用的叠加影响, 整个储层稳定性较差的区域, 弹塑性边界  $A_1 E_1$  到井眼的近井储层已经塑性屈服, 其中井壁上最小水平主应力方向 E 点的稳定性最差, 稳定性指数已降至 -3.5 MPa, 是整个储层可能出砂的优先位置; 分解前缘与压力波前缘之间的过渡区储层, 主要受

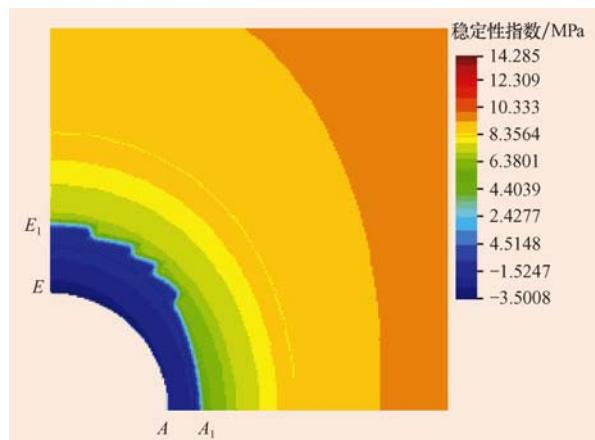


图 4 近井储层稳定性指数分布

Fig. 4 Distribution of stability index of near wellbore reservoir

流固耦合作用影响, 有效应力水平明显提高, 弹性模量虽有所增加, 但储层强度没有变化, 因此过渡区储层的稳定性指数较原状储层有所下降, 介于水合物分解区与原状储层之间; 原状储层区的应力状态及物性参数不受任何因素影响, 储层稳定性指数保持原状储层水平(14.285 MPa)。

开井生产 80 min 后, 井壁(AE 弧)上各点稳定性指数如图 5 所示。

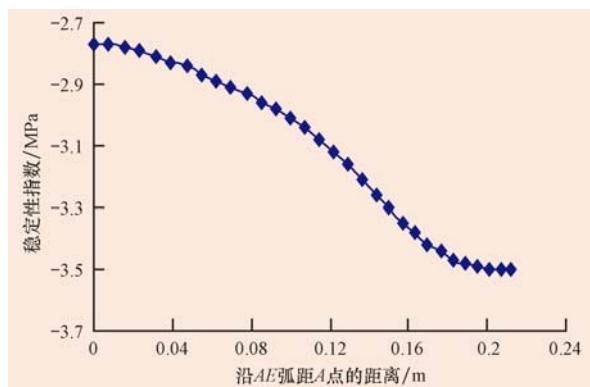


图 5 井壁 AE 弧各点的稳定性指数分布

Fig. 5 Stability index along curve AE

由图 5 可看出, 沿井壁圆弧 AE 从 A 点到 E 点, 储层稳定性指数由 -2.77 MPa 逐渐降至 -3.50 MPa, 井壁上最小水平主应力方向 E 点的稳定性指数最小。

图 6 为沿最小水平主应力方向(DE 边)储层稳定性指数分布。由图 6 可看出: 分解前缘到井眼的区域, 由于水合物分解效应及流固耦合作用等因素的综合影响, 储层稳定性指数较原状储层明显降低, 其中以近井储层降低最为显著; 井壁上最小水平主应力方向储层(E 点所在位置)的稳定性最差, 是出

砂的优先位置。

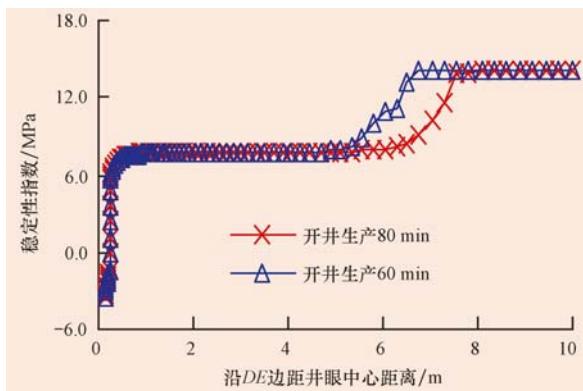


图 6 最小水平主应力方向稳定性指数

Fig. 6 Stability index along Line DE

综合上述分析,水合物分解区、过渡区以及原状储层应力状态以及力学性质的影响因素不同,且作用机理各异,导致储层各区稳定性指数差异明显。近井水合物分解区是整个储层稳定性相对较差的区域,其中井壁上最小水平主应力方向上的 E 点是整个储层出砂的优先位置。若 E 点所在位置稳定性指数高于 0,则整个储层都不会出砂,因此根据 E 点所在位置储层的稳定性可进行出砂预测以及临界生产压差分析。

### 3.3 临界生产压差分析

生产压差对储层稳定性的影响包括 2 个方面:首先,生产压差大小关系到储层孔隙压力的降低速率,生产压差越大,压力波及区储层的有效应力迅速增大并维持在较高水平,储层岩石发生结构失稳出砂的可能性增大;其次,生产压差大小影响水合物分解速率,生产压差越大,水合物分解越快,水合物分解效应影响越显著,储层稳定性指数降低范围和幅度也就越大。

保持其他参数不变,计算生产压差为 1.5, 2.0, 4.0 和 5.0 MPa 时水合物储层 E 点的稳定性指数,结果见图 7。对图 7 中的数据进行回归得到 E 点稳定性指数与生产压差的关系式为:

$$S = 0.6428 \Delta p^2 - 8.0471 \Delta p + 15.515 \quad (12)$$

由于  $S=0$  为水合物藏的临界出砂状态,因此,令式(12)等于 0,求得该水合物藏的临界生产压差为 2.38 MPa。

根据建立的临界生产压差分析方法,可进一步进行影响水合物藏近井储层稳定性因素的敏感性分析,建立不同因素影响下的临界生产压差变化规律。

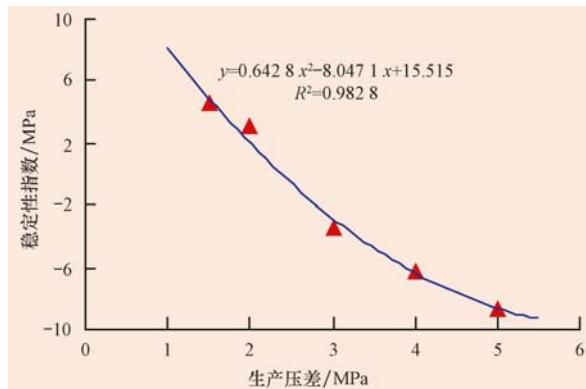


图 7 不同生产压差下稳定性指数

Fig. 7 Relationship between the stability index and drawdown pressure

## 4 结 论

1) 水合物分解效应是影响分解区储层稳定性的主要因素,受其影响,分解区储层具有弱胶结、低强度、高孔高渗的特点,其稳定性显著降低。流固耦合作用虽有助于提高分解区储层的弹性模量,但对储层强度没有直接影响,故对储层稳定性影响很小;井眼效应影响仅限于井周 5 倍井眼半径范围内的储层。

2) 近井分解区储层稳定性相对较差,而井壁最小水平地应力方向储层稳定性最差,是整个储层出砂的优先位置。

3) 受流固耦合作用影响,过渡区储层弹性模量有所提高,但储层强度没有变化,储层稳定性虽有所下降,但下降幅度不大,介于水合物分解区与原状储层之间。

4) 建议进一步开展天然气水合物藏近井储层稳定性影响因素的敏感性分析,探寻不同因素影响下水合物藏降压开采临界生产压差变化规律。

## 参 考 文 献

### References

- [1] Tan C P, Freij-Ayoub R, Clennell M B, et al. Managing wellbore instability risk in gas hydrate bearing sediments[R]. SPE 92960, 2005.
- [2] 程远方,沈海超,赵益忠,等.天然气水合物藏开采物理变化的流固耦合研究[J].石油学报,2010,31(4):607-611.  
Cheng Yuanfang, Shen Haichao, Zhao Yizhong, et al. Study on fluid-solid coupling of physical variation of gas hydrate reservoirs during natural gas development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 607-611.
- [3] 沈海超.天然气水合物藏降压开采流固耦合数值模拟研究

- [D]. 东营:中国石油大学(华东)石油工程学院,2009:58-109.  
Shen Haichao. Fluid-solid coupling numerical simulation on natural gas production from hydrate reservoir by depressurization [D]. Dongying: China University of Petroleum (Huadong), College of Petroleum Engineering, 2009:58-109.
- [4] 程远方,沈海超,赵益忠,等.多孔介质中天然气水合物降压分解有限元模拟[J].中国石油大学学报:自然科学版,2009,33(3):85-88.  
Cheng Yuanfang, Shen Haichao, Zhao Yizhong, et al. Numerical simulation with finite element method on natural gas hydrate decomposition by depressurization in porous media[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2009, 33(3): 85-88.
- [5] 宁伏龙,蒋国盛,张凌,等.影响含天然气水合物地层井壁稳定的关键因素分析[J].石油钻探技术,2008,36(3):59-61.  
Ning Fulong, Jiang Guosheng, Zhang Ling, et al. Analysis of key factors affecting wellbore stability in gas hydrate formations[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(3): 59-61.
- [6] 白玉湖,李清平,周建良,等.天然气水合物对深水钻采的潜在风险及对应性措施[J].石油钻探技术,2009,37(3):17-21.  
Bai Yuhu, Li Qingping, Zhou Jianliang, et al. The potential risk of gas hydrate to deepwater drilling and production and the corresponding strategy [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 17-21.
- [7] Holder G D, Angert P F. Simulation of gas production from a reservoir containing both gas hydrates and free natural gas [R]. SPE 11005, 1982.
- [8] Yousif M H, Abass H H, Selim M S, et al. Experimental and theoretical investigation of methane-gas-hydrate dissociation in porous media[R]. SPE 18320, 1991.
- [9] Masuda Y, Fujinaga Y, Naganawa S, et al. Modeling and experimental studies on dissociation of methane gas hydrates in Berea sandstone cores; the 3rd International Conference on Gas Hydrates, Salt Lake City, Utah, July 18-22, 1999[C].
- [10] Tsyplkin G G. Mathematical models of gas hydrates dissociation in porous media[J]. Annals New York Academy of Sciences, 2000, 912(1): 428-436.
- [11] Ji C, Ahmadi G, Smith D H. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization[J]. Chemical Engineering Science, 2001, 56(20): 5801-5814.
- [12] Ahmadi G, Ji C, Smith D H. Numerical solution for natural gas production from methane hydrate dissociation [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, 41 (10): 269-285.
- [13] Ahmadi G, Ji C, Smith D H. Production of natural gas from methane hydrate by a constant downhole pressure well [J]. Energy Conversion and Management, 2007, 48 (7): 2053-2068.
- [14] Kim H C, Bishnoi P R, Heidemann R A, et al. Kinetics of methane hydrate decomposition [J]. Chemical Engineering Science, 1987, 42(7): 1645-1653.
- [15] Freij-Ayoub R, Tan C, Clennell B, et al. A wellbore stability model for hydrate bearing sediments[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 57 (1/2): 209-220.

## 新型多频介电扫描成像测井仪

Schlumberger 公司推出的多频介电扫描成像测井仪(dielectric scanner)是石油行业第一个应用多频介电频散技术的测井仪。它能准确测量储层剩余油气体积、阿尔奇公式的中指数  $m$  和  $n$  以及储层的离子交换能力等参数,而这些参数以前只能在室内通过分析岩心得到。与传统测井方法结合,多频介电扫描成像测井能够提供更准确的储层评价和油藏描述。

Dielectric Scanner 由 1 个铰链连接的活动极板、2 根发射天线、4 根接收天线和 2 个用于测量泥饼和钻井液特性的浅探测探头组成。2 根发射天线位于活动极板中央,4 根接收天线对称排列在发射天线的两侧。该测井仪采用 4 源距发射接收模式(双发四收),在径向上可以探测不同的深度(25.4~101.6 mm),从泥饼、侵入带、过渡带到原状地层都能探测到。为减小各向异性的影响,该测井仪采用纵向和横向 2 种极化扫描模式。

Dielectric Scanner 的主要用途是进行孔隙流体分析、骨架分析和岩层结构分析。1)孔隙流体分析。根据多源距高频率测量数据,可以计算出剩余油气饱和度和侵入带地层水矿化度,还可以描述侵入剖面,即稠油储层/低侵入储层的含油饱和度剖面。2)骨架分析。根据电介质散射测量数据,可以求得碳酸盐岩地层的  $m$  和  $n$ ,以及泥质砂岩地层的离子交换能力、泥质含量和各向异性。3)岩层结构分析。根据多极化扫描资料和高分辨率测量数据,可以进行薄层分析、超薄层的各向异性分析和碳酸盐岩分类,总结地质特性。

[闫 冰 供稿]