

文章编号: 1673-5005(2012)05-0105-05

高压挤注条件下水平井管外地层破坏模式及其判别方法

董长银¹, 刘春苗², 武 龙³, 冯胜利⁴, 张晓斌¹, 隆佳佳¹

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 青岛 266580; 2. 中海油能源发展股份有限公司 监督监理技术分公司, 天津 300452;
3. 川庆钻探工程有限公司 钻采工程技术研究院长庆分院, 陕西 西安 710018;
4. 青海油田公司 钻采工艺研究院, 甘肃 敦煌 736200)

摘要: 针对疏松砂岩油气藏水平井, 提出高压挤注条件下管外地层岩石的两种破坏充填模式, 即裂缝开裂破坏充填和塑性挤压破坏充填, 重点研究塑性挤压破坏充填的过程及机制。基于水平井近井地应力分布模型以及岩石强度条件, 建立套管外地层岩石破坏模式的判别方法, 计算两种破坏模式的水平井临界井底压力剖面并判断第一破坏点位置。结果表明: 地层岩石的破坏模式取决于水平井近井地应力分布、岩石强度以及施工条件; 随井底施工压力升高, 水平井井壁上径向应力首先达到岩石抗压强度时, 地层发生塑性挤压破坏; 当井壁上切向应力首先达到岩石的抗拉强度时, 地层岩石发生裂缝开裂破坏; 随井底压力升高, 胶结强度较好的砂岩, 一般首先达到裂缝开裂条件, 对于胶结较差的疏松砂岩, 一般更容易首先达到塑性挤压破坏条件, 地层岩石发生塑性挤压破坏然后被砾石充填; 由于沿水平井井身轨迹地应力及岩石参数的非均质性, 两种破坏模式的临界井底压力也表现出明显的非均匀性。

关键词: 水平井; 管外砾石充填; 岩石破坏模式; 塑性挤压破坏; 判别模型

中图分类号: TE 358.1

文献标志码: A

doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2012.05.019

Formation rock failure mode and its recognition method under high pressure squeezing condition in horizontal wells

DONG Chang-yin¹, LIU Chun-miao², WU Long³, FENG Sheng-li⁴, ZHANG Xiao-bin¹, LONG Jia-jia¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Supervision Branch Company, CNOOC Energy Resources Development Company Limited, Tianjin 300452, China;

3. Changqing Branch Institute of Research Institute of Drilling and Production Engineering, Chuanqing Drilling and Exploration Company Limited, Xi'an 710018, China;

4. Research Institute of Drilling and Production Engineering, Qinghai Oilfield, Dunhuang 736200, China)

Abstract: For the horizontal well in unconsolidated sandstone reservoir, two formation rock failure patterns were put forward, one of which is the pattern of fracture initiation and extension, another is plastic compaction packing. The process and mechanism of outside-casing plastic packing in horizontal well were analyzed. Based on the formation stress and rock strength distribution near wellbore, a formation rock failure recognition model was developed. With the model, the critical failure flowing pressure profile along the wellbore trajectory was calculated and the initial breakdown point position was determined. The results show that the rock failure pattern depends on formation stress distribution, rock strength and job parameters. With bottom hole pressure increasing, rock would be broken down by the failure pattern of plastic compaction packing when radial principal stress achieves rock anti-compressing strength firstly. Contrarily, if the wellbore tangential stress overcomes the rock anti-tensile strength firstly, the rock fracturing occurs. Under the high pressure squeezing conditions, the strong consolidated rock with high strength tends to be broken down by fracturing pattern, and the unconsolidated rock with low strength is more easily to failure by the pattern of plastic compaction packing. Due to the nonuniformity of formation stress and rock strength along wellbore, the critical broken pressures of two failure patterns show nonhomogeneity along horizontal wellbore trajectory.

收稿日期: 2011-12-29

基金项目: 国家自然科学基金项目(50704035); 国家“863”计划项目(2006AA09Z351)

作者简介: 董长银(1976-), 男(汉族), 河南卫辉人, 副教授, 博士, 从事采油工程、多相流、油气井防砂理论与技术研究。

Key words: horizontal wells; outside casing gravel packing; rock failure pattern; plastic compaction packing; recognition model

砾石充填包括管外地层砾石充填和套管内循环砾石充填,是一种效果好、有效期长的防砂完井工艺。管外砾石充填是指高压大排量条件下砾石颗粒在携砂液携带下进入地层,在管外地层中形成高渗透带。管外砾石充填技术不但具有好的防砂效果,而且还可以最大程度降低对油气井产能的伤害甚至具有增产作用^[1-3]。以上优点使得水平井管外砾石充填成为疏松砂岩水平井砾石充填防砂完井的发展方向之一,并已有少量实际应用。颗粒直径远大于地层砂粒直径的砾石颗粒进入地层意味着管外地层岩石的破坏,目前关于疏松砂岩油气藏水平井管外地层在高压挤注条件下的破坏模式及判别方法研究较少,还没有形成系统的研究模型或判别方法。笔者针对疏松砂岩油气藏水平井,提出高压挤注条件下管外地层岩石的两种破坏模式,即裂缝开裂延伸和塑性挤压破坏模式,基于水平井近井地应力分布模型以及岩石强度条件,建立一套管外地层岩石破坏模式的判别方法,并计算两种破坏模式的临界井底压力,重点研究塑性挤压破坏模式的过程及机制。

1 高压挤注条件下疏松砂岩地层岩石破坏模式

高压充填或压裂作业是疏松砂岩和低渗透致密油藏防砂或增产的主要手段和方法。在传统的疏松弱胶结岩石破坏形态计算分析中,一般认为地层岩石在高压挤压下会以裂缝开裂的形态破坏,因此采用低渗透地层裂缝开裂及延伸模型进行计算分析,这与实际施工情况并不完全相符^[4]。

砂岩岩石的胶结程度不同,在外力作用下可能发生脆性开裂或塑性破碎。根据这一现象,在高压挤注条件下,对于疏松砂岩油气藏多孔介质岩石,其破坏模式也相应的分为两种,即裂缝开裂破坏模式和塑性挤压破坏模式。

1.1 裂缝开裂破坏模式

当疏松砂岩地层岩石胶接强度较高时,岩石表现出一定的脆性。在高压挤注条件下,当携砂液排量远高于地层滤失量时井底逐步蹙压,当井底压力达到地层岩石破裂压力时,地层岩石介质在最小主应力面上起裂,形成裂缝;继续泵注固液砂浆,裂缝延伸同时被砾石支撑剂充填。此过程实质是水平井压裂过程。

1.2 塑性挤压充填模式及机制

对于胶结程度较差的砂岩岩石,在高压挤注条件下,当井底压力达到某一临界值后,岩石不是发生开裂而是整体发生塑性压缩变形,产生塑性压实破坏,即塑性挤压破坏模式。地层岩石的塑性挤压破坏过程实质是岩石微结构调整过程^[5-6],可以分为结构调整、结构再造、结构压实3个阶段:①结构调整阶段是指由于携砂液的滤失渗入,近井地带受到携砂液渗滤充填作用,地层中一些未饱和孔隙空间逐渐压实从而消除。②结构再造阶段是指近井地带地层经过初期的结构调整以后,进入结构再造阶段。随着地面施工泵压升高,近井地带岩石所受的压力增大,岩体受到压缩,其内部应力同时升高,岩体颗粒之间的胶结被破坏,颗粒间发生聚解和崩塌,粒间孔隙度减小,近井地带地层总孔隙度减小。③结构压实阶段是指经过结构再造阶段后,在携砂液的作用下近井地带地层岩体结构仅作适当的调整,以巩固平衡结构。靠近携砂液施压面的岩体已经被压实,岩体变化持续时间较长并且速度缓慢,岩体内部应力逐步达到稳定状态,近井携砂液所传递的压力由压实的疏松砂岩骨架承受。

图1为高压挤注条件下疏松砂岩地层岩石塑性挤压破坏过程典型曲线。

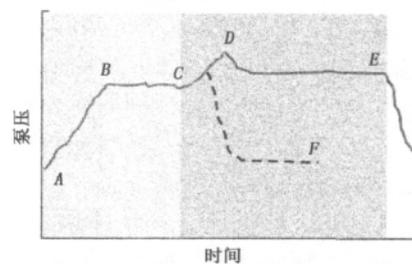


图1 高压挤压充填典型施工曲线

Fig. 1 Typical curve of high pressure squeezing gravel packing

高压挤注条件下疏松砂岩地层岩石塑性挤压破坏过程可以分为如下几个阶段:

(1) 井底蹙压阶段(AB)。携砂液以高于地层吸液能力的排量挤入地层,井底逐步蹙起高压,直至压力达到管外地层破裂压力或塑性挤压破坏临界压力。

(2) 塑性挤压充填阶段(BC)。当井底压力达到地层岩石的塑性挤压破坏临界压力后,地层产生塑性压实破坏,携砂液携带砾石进入挤压破坏让出

的空间。在整个变形过程中,地层岩石微结构调整可以分为结构调整、结构再造、结构压实 3 个阶段。

(3) 塑性挤压充填结束阶段(CF)。在塑性挤压充填过程中,泵压明显升高时,说明塑性挤压过程结束,此时可停泵完成塑性挤压充填作业。

(4) 如不停泵,继续施工,则会出现继续蹙压造缝和裂缝充填阶段(CD)。如塑性挤压充填达到饱和时而不泵继续施工,则井底压力会继续升高,直至达到裂缝开裂的临界压力条件,此时塑性压带及其外部原始地层可能会产生裂缝,即所谓的蹙压造缝。随着继续泵注,压力稳定在裂缝延伸压力下,裂缝延伸扩展,此时原来充填完毕的塑性挤压充填带会发生破坏,已充填的砾石会被携带进入裂缝(DE)。

2 高压挤注条件下地层岩石破坏模式的判别模型

2.1 水平井近井地带应力分布

柱坐标中水平井近井地带弹性区的地应力计算模型^[7-8]为

$$\begin{aligned} \sigma_r &= \frac{r_w^2}{r^2} p_w + \frac{\sigma_{xx} + \sigma_{yy}}{2} \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_{xx} - \sigma_{yy}}{2} \times \\ &\left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} - \frac{4r_w^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + \delta \left[\frac{a}{2} \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \varphi \right] (p_w - p_p), \\ \sigma_\theta &= -\frac{r_w^2}{r^2} p_w + \frac{\sigma_{xx} + \sigma_{yy}}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_{xx} - \sigma_{yy}}{2} \times \\ &\left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \delta \left[\frac{a}{2} \frac{1-2\nu}{1-\nu} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \varphi \right] (p_w - p_p), \\ \sigma_z &= \sigma_{zz} - \nu \left[2(\sigma_{xx} - \sigma_{yy}) \left(\frac{r_w}{r} \right)^2 \cos 2\theta + 4\sigma_{xy} \times \right. \\ &\left. \left(\frac{r_w}{r} \right)^2 \sin 2\theta \right] + \delta \left[\frac{a(1-2\nu)}{1-\nu} - \varphi \right] (p_w - p_p). \end{aligned}$$

其中

$$\begin{aligned} \sigma_{xx} &= \sigma_v, \\ \sigma_{yy} &= \sigma_H \sin^2 \beta + \sigma_h \cos^2 \beta, \\ \sigma_{zz} &= \sigma_H \cos^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \beta. \end{aligned}$$

式中 r 为距井眼轴线距离, m ; θ 为柱坐标系下的极角, rad ; σ_r 、 σ_θ 、 σ_z 分别为柱坐标系下弹性区径向、周向和轴向应力, MPa ; r_w 为井眼半径, m ; p_w 为井底压力, MPa ; p_p 为塑性区内半径处孔隙压力, MPa ; ν 为泊松比; a 为 Biot 弹性系数; δ 为井壁渗透性系数; φ 为地层孔隙度; σ_{xx} 、 σ_{yy} 、 σ_{zz} 为直角坐标系下正应力, MPa ; σ_v 、 σ_H 、 σ_h 分别为原始垂向、水平最大、水平最小主应力, MPa ; β 为井斜方位角, rad 。

在井壁即 $r=r_w$ 处,地层主应力 σ_1 、 σ_2 和 σ_3 可

表示为

$$\begin{cases} \sigma_1 = \sigma_r, \\ \sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) + \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + 4\sigma_{\theta z}^2}, \\ \sigma_3 = \frac{1}{2}(\sigma_\theta + \sigma_z) - \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + 4\sigma_{\theta z}^2}. \end{cases} \quad (1)$$

式中 $\sigma_{\theta z}$ 为 θz 平面上的剪应力, MPa 。

2.2 地层岩石破坏模式判别模型

水平井地层岩石在高压挤注条件下发生塑性挤压破坏,意味着地层所受径向压应力克服了岩石的抗压强度;而如果发生裂缝开裂,则意味着井壁上的切向拉应力克服岩石的抗拉强度。因此,在给定地应力分布和施工条件下,地层岩石破坏模式取决于井底压力首先达到的破坏条件。

(1) 随着井底压力升高,如果水平井井壁上径向压应力首先超过岩石抗压强度,地层岩石发生塑性挤压破坏,随着砾石泵入,发生塑性挤压充填。取 3 个主应力中的最大压应力 σ_1 或 σ_2 来判断是否发生岩石破坏。岩石破坏为塑性挤压变形的判断条件为

$$\max(\sigma_1, \sigma_2) \geq \sigma_c. \quad (2)$$

式中 σ_c 为岩石单轴抗压强度, MPa 。

(2) 随着井底压力升高,如果井壁上切向拉应力首先达到岩石的抗拉强度,则地层岩石发生裂缝开裂破坏。随着支撑剂的泵入,延伸裂缝被充填。因此,岩石以裂缝开裂形式破坏的判断条件为

$$\sigma_3 < 0, |\sigma_3| \geq \sigma_t. \quad (3)$$

式中 σ_t 为岩石单轴抗拉强度, MPa 。

由式(2)、(3)两种地层破坏模式的判别条件,建立地层破坏模式判别模型,计算流程如图 2 所示。

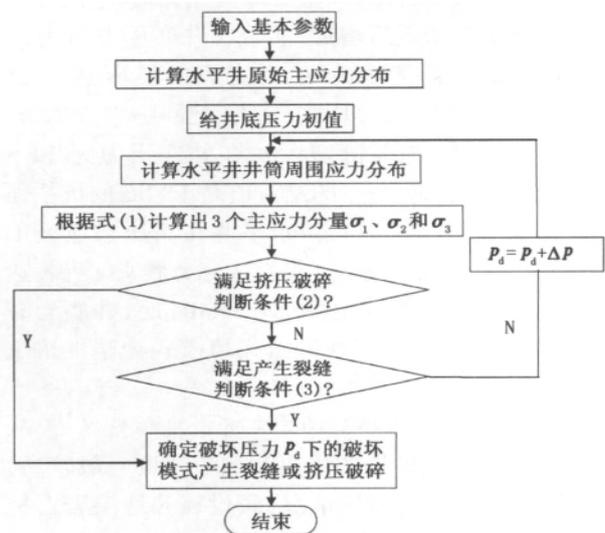


图 2 地层破坏模式判别流程

Fig. 2 Flow chart of formation failure mode recognition

3 算例分析

3.1 地层破坏模式判别

某井井眼直径为 0.24 m,最大、最小水平应力构造系数分别为 0.89 和 0.35,地层岩石平均密度为 2000 kg/m³,水平段垂深 1.0 km,水平井斜方位角 249°,最大水平主应力方位角 120°。根据式(2)、(3)两种地层破坏模式的判别条件,利用该井的基础资料,假设疏松砂岩和致密砂岩两种情况进行讨论。

3.1.1 疏松砂岩的塑性挤压充填情况

疏松砂岩地层胶结强度低,地层岩石抗压强度和抗拉强度均较低。假设该井地层岩石抗压强度和抗拉强度分别为 25 和 2.5 MPa,计算得到井壁上 3 个主应力随井底压力的变化关系如图 3 所示。

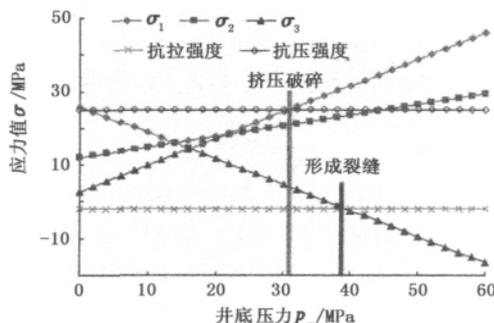


图3 疏松砂岩地层主应力随井底压力的变化曲线

Fig.3 Variation of principal stress with bottom hole pressure in unconsolidated sandstone

由图3可以看出,井壁上最大主应力 σ_1 随井底压力的增加先降低后增加,而且在井底压力为 31.3 MPa 时,最大主应力 σ_1 达到岩石的抗压强度 25 MPa;而随着井底压力增加,井壁上最小主应力 σ_3 先增加后降低(绝对值增大),在井底压力为 39.5 MPa 时,最小主应力 σ_3 的绝对值高于岩石的抗拉强度 2.5 MPa。比较可知,该水平井在高压挤注施工中,随着井底压力的升高,首先达到方程(3)所表达的条件,即当井底压力达到 31.3 MPa 时,井底岩石发生塑性挤压破坏,管外砾石充填模式为塑性挤压砾石充填。

3.1.2 低渗透致密砂岩的岩石开裂延伸情况

低渗透致密砂岩的抗压和抗拉强度一般较高,为了讨论裂缝开裂破坏情况,假设该井地层岩石抗压强度和抗拉强度分别为 45 和 4.5 MPa,计算得到井壁上 3 个主应力随井底压力的变化,结果如图 4 所示。

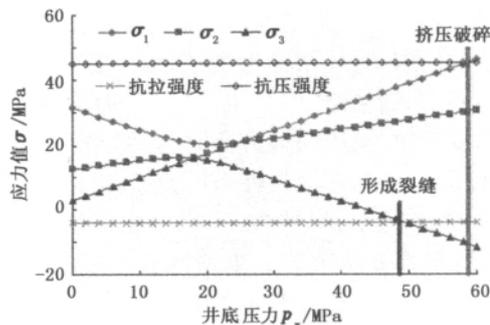


图4 低渗高强度砂岩主应力随井底压力变化关系

Fig.4 Variation of principal stress with bottom hole pressure in tight sandstone

由图4可以看出,随着井底压力增加,井壁上最小主应力 σ_3 先增加后降低(绝对值增大),在井底压力为 48.5 MPa 时,最小主应力 σ_3 的绝对值开始高于岩石的抗拉强度 4.5 MPa,达到方程(3)所表示的条件。井壁上最大主应力 σ_1 随井底压力的增加先降低后增加,直到井底压力升高到 58.5 MPa 时,最大主应力 σ_1 达到岩石的抗压强度 45 MPa。比较可知,该水平井在高压挤注施工中,随着井底压力的升高,首先达到方程(3)所表达的条件,即当井底压力达到 48.5 MPa 时,井底岩石发生裂缝开裂破坏,该水平井管外砾石充填模式为裂缝开裂延伸充填。

一般岩石的抗拉强度较岩石抗压强度小得多,抗拉强度约为抗压强度的 1/10。对于疏松砂岩情况,岩石抗压强度和抗拉强度较低,在高压作用下井底岩石容易发生挤压变形形成压实带。对于低渗透致密油藏情况,岩石抗压强度和抗拉强度均较高,在高压作用下井底岩石更容易被压裂形成裂缝。

3.2 水平井岩石临界破坏压力剖面

利用本文的模型和方法,还可以计算沿水平井井身轨迹分布的塑性挤压和裂缝开裂两种模式的临界破坏压力。方程(2)、(3)中包含有井底压力 p_w ,将方程(2)、(3)取等式,反求可得到满足两个方程对应的临界井底压力,该压力为水平井发生塑性挤压破坏或裂缝开裂破坏的临界井底压力。

根据该水平井水平段 2.1~2.2 km 井段的声波和密度测井数据计算得到岩石力学参数沿井身轨迹的分布^[9],利用上述方法计算得到了该水平井的塑性挤压和裂缝开裂破坏的临界压力沿井身轨迹的分布剖面,如图 5 所示。

从图 5 可以看出,该水平井段地层岩石裂缝开裂临界压力约为 62~67.5 MPa,沿井身轨迹变化比较平稳,2.2 km 处裂缝开裂临界压力最大。该水平井地层岩石的塑性挤压破坏的临界压力分布波动比

较明显,约为 32 ~ 57 MPa; 临界压力最低点 32 MPa,位于 2.12 km 处。总体来讲,该水平井的塑性挤压破坏临界压力低于裂缝开裂破坏临界压力,意味着当井底压力达到 32 MPa,该水平井首先在 2.12 km 处发生塑性挤压破坏,即该处为第一破坏点。随着压力升高,其他位置陆续发生塑性挤压破坏,随后发生塑性挤压砾石充填。

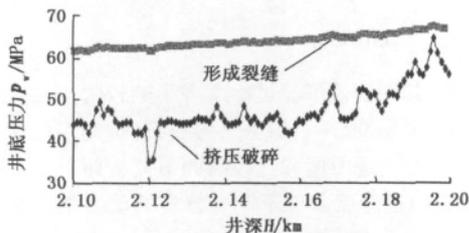


图5 水平井井壁岩石临界破裂压力分布

Fig. 5 Critical breaking pressure distribution along horizontal wellbore

4 结 论

(1) 岩石塑性挤压破坏模式的过程其实是岩石微结构调整过程,可以分为结构调整、结构再造、结构压实 3 个阶段。

(2) 由于沿水平井井身轨迹地应力及岩石参数的非均匀性,两种破坏模式的临界压力也表现出明显的非均匀性。

(3) 地层岩石的破坏模式取决于地应力分布、岩石强度以及施工条件;随井底压力升高,水平井井壁上径向应力首先达到克服岩石抗压强度时,地层发生塑性挤压破坏;当井壁上切向应力首先达到岩石的抗拉强度时,地层岩石发生裂缝开裂延伸破坏。

(4) 对于较致密砂岩,一般首先达到裂缝开裂条件,地层按照裂缝开裂延伸模式破坏;对于疏松砂岩,一般更容易达到塑性挤压破坏条件,地层岩石发生塑性挤压破坏,然后被砾石充填。

参考文献:

[1] 董长银. 油气井防砂技术 [M]. 北京: 中国石化出版社, 2009: 48-60.

[2] 董长银, 张宗元, 张琪, 等. 油井水平井防砂产能预测与评价方法研究 [J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(1): 86-92.

DONG Chang-yin, ZHANG Zong-yuan, ZHANG Qi, et al. An integral model for productivity evaluation of sand control horizontal oil wells [J]. Petroleum Geology & Oil-field Developed in Daqing, 2009, 28(1): 86-92.

[3] 董长银, 贾碧霞, 张迎春, 等. 大斜度井砾石充填机理

[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(5): 72-76.

DONG Chang-yin, JIA Bi-xia, ZHANG Ying-chun, et al. Mechanism of gravel-packing in highly deviated wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(5): 72-76.

[4] 陈勉, 陈治喜, 黄荣樽. 大斜度井水压裂缝起裂研究 [J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1995, 19(2): 30-35.

CHEN Mian, CHEN Zhi-xi, HUANG Rong-zun. Hydraulic fracturing of highly deviated wells [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1995, 19(2): 30-35.

[5] 王伟章, 闫相祯. 高压挤压防砂充填带形态仿真模拟 [J]. 潍坊学院学报, 2009, 9(2): 1-5.

WANG Wei-zhang, YAN Xiang-zhen. Numerical simulation of packing zone morphology with high pressure gravel-packing sand-prevention technology in unconsolidated sandstone [J]. Journal of Weifang University, 2009, 9(2): 1-5.

[6] 闫相祯, 王伟章, 杨秀娟, 等. 近井地带高压挤压问题的解析 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(3): 103-107.

YAN Xiang-zhen, WANG Wei-zhang, YANG Xiu-juan, et al. Analytical solution of high-pressure squeezing problems at stratum near well [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(3): 103-107.

[7] 尉亚民, 王爱萍, 董长银, 等. 基于出砂特征半径的水平井出砂临界生产压差预测模型研究 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(2): 85-90.

WEI Ya-min, WANG Ai-ping, DONG Chang-yin, et al. New model for critical sanding pressure drawdown prediction in horizontal wells based on characteristic break radius [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(2): 85-90.

[8] 董长银, 王爱萍. 出砂水平井近井塑性区出砂半径预测研究 [J]. 中国矿业大学学报, 2012, 41(4): 663-668.

DONG Chang-yin, WANG Ai-ping. Distribution of plastic stress near wellbore and prediction of sanding radius for sanding horizontal wells [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2012, 41(4): 663-668.

[9] 路保平, 鲍洪志. 岩石力学参数求取方法进展 [J]. 石油钻探技术, 2005, 33(5): 44-47.

LU Bao-ping, BAO Hong-zhi. Advances in calculation methods for rock mechanics parameters [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(5): 44-47.

(编辑 李志芬)