

考虑注水温度及储层堵塞的注水破裂压力计算

孙金¹, 彭成勇², 蔚宝华¹, 邓金根¹

1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249
2. 中海油研究总院, 北京 100027

摘要 长期注水造成的储层温度变化和堵塞都会影响注水破裂压力。基于多孔介质弹性力学理论, 得到了考虑储层温度变化及堵塞时的井壁处有效应力分布规律, 建立了相应的注水破裂压力计算模型, 并分析了储层温度变化及堵塞程度对注水破裂压力的影响规律。计算结果表明: 注水破裂压力随注水温度的降低而降低, 且成线性变化关系, 弹性模量和线膨胀系数越大, 注水破裂压力的变化幅度越大; 与储层内部的污染带相比, 滤饼厚度及其渗透率对破裂压力的影响更大, 随着滤饼厚度的增加及其渗透率的降低, 破裂压力将会升高; 井壁存在滤饼时, 污染带范围的增加将降低破裂压力, 而其渗透率对破裂压力则影响很小, 当滤饼不存在时, 储层内部污染带不会影响注水破裂压力。

关键词 破裂压力; 储层堵塞; 注水温度; 滤饼

中图分类号 TE341

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.12.005

Calculation of fracturing pressure during waterflooding with considerations of water temperature and reservoir plugging

SUN Jin¹, PENG Chengyong², YU Baohua¹, DENG Jingen¹

1. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
2. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China

Abstract The fracturing pressure is affected by the reservoir temperature change and the formation plugging during the long-term water injection. However, the two influencing factors have not been considered in the existing fracturing pressure calculation model. So it is necessary to incorporate the two factors into the model. Based on the poroelasticity theory, the stresses induced by the in-situ stress and the fluid flow are calculated. And the temperature stresses are calculated based on the theory of elasticity. According to the superposition principal, the effective stresses on the borehole wall are obtained. With the considerations of the reservoir temperature and the plugging, a fracturing pressure analytical model during the waterflooding is established. This analytical model is verified by the conventional calculation model. The influences of the reservoir temperature and the plugging are analyzed. It is shown that the fracturing pressure decreases linearly with the decrease of the water temperature. And with the increase of the elastic modulus and the coefficient of linear expansion, the change extent of fracturing pressure is getting larger. Compared with the formation plugging zone, the filter cake thickness and the permeability have a greater impact. With the increase of the filter cake thickness and the decrease of its permeability, the fracturing pressure would increase. If the filter cake exists, the fracturing pressure decreases with the increase of the plugging zone radius. However, the permeability of the plugging zone has little impact on the fracturing pressure. And the plugging zone in the formation would not affect the fracturing pressure if the filter cake does not exist.

Keywords fracturing pressure; reservoir plugging; injected water temperature; filter cake

收稿日期: 2015-03-09; 修回日期: 2015-04-21

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05009-005)

作者简介: 孙金, 博士研究生, 研究方向为油气井岩石力学与工程, 电子邮箱: sunjin19870216@126.com

引用格式: 孙金, 彭成勇, 蔚宝华, 等. 考虑注水温度及储层堵塞的注水破裂压力计算[J]. 科技导报, 2015, 33(12): 33-37.

油田注水实践表明,当井底注入压力超过储层破裂压力时,将引发诸多问题^[1-4],如降低油藏波及系数、注入水窜入泥页岩层导致套管损坏、注水突破断层等,因此在注水开发过程中,一个关键的问题就是确定储层的注水破裂压力。

目前,国内外关于注水条件下的储层破裂压力计算多采用钻井或压裂过程中使用的破裂压力计算公式^[5,6],但由于注水和钻井以及压裂施工工况存在一定的差异,比如长期的注水冲刷会降低储层岩石强度、注水井近井地带堵塞、注水导致的储层温度变化,实际上不能照搬这些经典的公式。Wang^[7]、邓金根等^[8]建立了钻进时的考虑温度影响的破裂压力计算公式,但不能直接应用在注水开发方面,李勇明等^[9]建立了考虑储层污染后的破裂压力计算模型,但推导方法缺乏严谨的力学支持,且没有考虑储层温度变化的影响。鉴于此,本文建立考虑储层温度变化和堵塞的注水破裂压力计算模型,以为油田制订合理的注水制度提供指导。

1 注水井周围应力分布

直井的井眼受力模型可用图1描述:在无限大平面上,圆孔受均匀的内压,而在这个平面的无限远处受2个水平地应力的作用,在垂向上受上覆岩层压力作用。

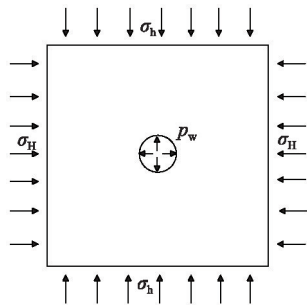


图1 井眼受力模型

Fig. 1 Mechanical model of borehole

注入水向储层中渗流将产生渗流附加应力,储层温度变化将产生温变应力。假设地层为多孔线弹性介质,因此井眼周围的应力满足叠加原理,井眼周围的总应力应该是地应力、井底注入压力、渗流附加应力和温变应力之和。

基于多孔介质弹性力学理论,可以得到柱坐标系下由地应力和井底注水压力引起的径向应力和周向应力

$$\sigma_r^1 = \frac{r_w^2}{r^2} p_w + \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} + \left(1 - 4\frac{r_w^2}{r^2} + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta \quad (1)$$

$$\sigma_\theta^1 = -\frac{r_w^2}{r^2} p_w + \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - \left(1 + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta \quad (2)$$

式中, r_w 为井眼半径; p_w 为井底注水压力; σ_H 和 σ_h 为最大和最小水平地应力; θ 为井周角。

1.1 渗流附加应力的计算

直井周围由于注水渗流造成的附加应力具有轴对称性,对

于饱和流体的多孔介质,用有效应力表示的力学平衡方程为

$$\frac{d\sigma_r'}{dr} + \frac{\sigma_r' - \sigma_\theta'}{r} + \alpha \frac{dp}{dr} = 0 \quad (3)$$

式中, α 为Biot系数; p 为储层孔隙压力。

由于远场地应力保持不变,而且井壁上径向应力保持为井底注水压力,渗流造成的附加应力的应力边界条件为

$$\text{井壁: } \sigma_r'(r_w) = 0, r = r_w \quad (4)$$

$$\text{远场: } \sigma_r'(b) = 0, r = b \quad (5)$$

将几何方程、广义Hooke定律以及边界条件代入力学平衡方程,可以得到渗流引起的径向应力和周向应力:

$$\sigma_r' = \frac{2\eta}{r^2} \left[\int_{r_w}^r r' \Delta p dr' - \frac{r^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2} \int_{r_c}^b r' \Delta p dr' \right] \quad (6)$$

$$\sigma_\theta' = -\frac{2\eta}{r^2} \left[\int_{r_w}^r r' \Delta p dr' - r^2 \Delta p + \frac{r^2 - r_w^2}{b^2 - r_w^2} \int_{r_c}^b r' \Delta p dr' \right] \quad (7)$$

其中,

$$\Delta p = p(r) - p_0 \quad \eta = \frac{1 - 2\nu}{2(1 - \nu)}$$

式中, b 为油藏外边界半径; $p(r)$ 为半径 r 处的孔隙压力; p_0 为原始地层孔隙压力; ν 为泊松比。

1.2 温变应力

实际注水过程中,注水温度往往与实际储层温度有差别,储层温度的下降或升高将引起储层岩石发生一定程度的收缩或膨胀,从而产生温度附加应力^[10]。

径向和周向温变应力可以表示为

$$\sigma_r^3 = \frac{E\alpha_s}{1 - \nu} \frac{1}{r^2} \int_{r_c}^r \Delta T(\xi, t) \xi d\xi_0 \quad (8)$$

$$\sigma_\theta^3 = \frac{E\alpha_s}{1 - \nu} \left[\Delta T(r) - \frac{1}{r^2} \int_{r_c}^r \Delta T(\xi, t) \xi d\xi \right] \quad (9)$$

式中, $\Delta T(r) = T(r) - T_0$; E 为弹性模量; α_s 为线膨胀系数; $T(r)$ 为半径 r 处的储层温度; T_0 为原始地层温度。

1.3 井眼周围的总有效应力分布

井眼周围的应力满足叠加原理,根据式(1)、式(2)、式(6)~式(9)可得到井眼周围径向和周向有效应力分布:

$$\begin{aligned} \sigma_r' = & \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} + \left(1 - 4\frac{r_w^2}{r^2} + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta \\ & + \frac{r_w^2}{r^2} p_w + \frac{2\eta}{r^2} \left[\int_{r_w}^r r' \Delta p dr' - \frac{r^2 - r_w^2}{r_c^2 - r_w^2} \int_{r_c}^b r' \Delta p dr' \right] \\ & + \frac{E\alpha_s}{1 - \nu} \frac{1}{r^2} \int_{r_c}^r \Delta T(\xi, t) \xi d\xi_0 - \alpha p(r) \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta' = & \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} - \left(1 + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \cos 2\theta \\ & - \frac{r_w^2}{r^2} p_w - \frac{2\eta}{r^2} \left[\int_{r_w}^r r' \Delta p dr' - r^2 \Delta p + \frac{r^2 - r_w^2}{b^2 - r_w^2} \int_{r_c}^b r' \Delta p dr' \right] \\ & + \frac{E\alpha_s}{1 - \nu} \left[\Delta T(r, t) - \frac{1}{r^2} \int_{r_c}^r \Delta T(\xi, t) \xi d\xi \right] - \alpha p(r) \end{aligned} \quad (11)$$

2 近井地带堵塞后的储层孔压场分布

长期注水后,储层孔压场达到稳态,不考虑重力作用,并假设渗流符合达西定律,则稳态条件下的流体连续性方程为

$$\frac{k}{\mu} \nabla^2 p = 0 \quad (12)$$

式中, k 为渗透率; μ 为黏度。

实际上,目前油田注入水多为处理后的采出水,水中不可避免地含有各种杂质,导致近井地带储层在注水过程中发生堵塞,因此应考虑堵塞后的注水井周围孔压场的分布。这里可将堵塞后的近井地带划分为井壁上的外滤饼、储层污染带和原始储层^[13]3个区域,为了得到孔压分布的解析解,这里认为滤饼、污染带和原始储层的渗透率均匀分布,相应的渗透率分别为 k_1 , k_2 和 k_3 。对应的边界条件为

$$p = p_w \quad r = r_w - h \quad (13)$$

$$p = p_0 \quad r = b \quad (14)$$

式中, h 为外滤饼的厚度。

此外,在2个界面上流量和孔压满足连续条件,从而可求3个区域的孔压分布

$$p_1(r) = p_w - A \ln \frac{r}{r_w - h} \quad (15)$$

$$p_2(r) = p_a - B \ln \frac{r}{r_w} \quad (16)$$

$$p_3(r) = p_0 - C \ln \frac{r}{b} \quad (17)$$

$$p_a = p_w - A \ln \frac{r_w}{r_w - h} \quad (18)$$

其中, $A = \frac{p_w - p_0}{\ln \frac{r_w}{r_w - h} + \frac{k_1}{k_2} \ln \frac{r_1}{r_w} - \frac{k_1}{k_3} \ln \frac{r_1}{b}}$, $B = \frac{k_1}{k_2} A$, $C = \frac{k_1}{k_3} A$;

$p_1(r)$ 、 $p_2(r)$ 、 $p_3(r)$ 分别为外滤饼、储层污染带、原始地层的孔压; r_1 为污染带外半径; p_a 为井壁处的孔压。

3 注水破裂压力计算模型

当井壁处的有效拉应力超过岩石的抗拉强度时,此时的井底注入压力即为注水破裂压力,根据式(10)和式(11),令 $r = r_w$,则井壁处的有效应力可表示为

$$\sigma'_r = p_w - \alpha p(r_w) \quad (19)$$

$$\sigma'_\theta = -p_w + \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta + 2\eta \Delta p + \frac{E\alpha_s}{1-\nu} \Delta T(r, t) - \alpha p(r_w) \quad (20)$$

由于外滤饼的存在,井壁处的孔压 $p(r_w)$ 并不等于井底注水压力 p_w ,此时 $p(r_w)$ 应取 p_a ,而 p_a 的求解见式(18)。

当 $\theta = 0^\circ$ 时,最大水平地应力方位处的周向有效应力最小,最有可能发生拉伸破坏。当周向有效应力达到抗拉强度 S_t 时,此时的井底注入压力 p_w 即为注水破裂压力。

令 $\sigma'_\theta = -S_t$,得注水破裂压力为

$$p_t = \frac{3\sigma_h - \sigma_H + S_t - 2\eta p_0 + \frac{E\alpha_s}{1-\nu}(T_w - T_0) + \beta p_0}{1 + \alpha - 2\eta + \beta} \quad (21)$$

$$\text{其中, } \beta = \frac{(2\eta - \alpha) \ln \frac{r_w}{r_w - h}}{\ln \frac{r_w}{r_w - h} + \frac{k_1}{k_2} \ln \frac{r_1}{r_w} - \frac{k_1}{k_3} \ln \frac{r_1}{b}} \circ$$

当不考虑渗透作用和温变应力时(此时 $p_a = p_0$, $T_w = T_0$),式(21)即变为经典的破裂压力计算公式,即

$$p_t = 3\sigma_h - \sigma_H - \alpha p_0 + S_t \quad (22)$$

4 注水温度和地层堵塞程度对注水破裂压力的影响分析

某储层中部深度3000 m,油藏外边界半径100 m,井眼直径0.1651 m,原始地层孔隙压力为30.5 MPa,储层温度90°C,上覆岩层压力为66.2 MPa,最大水平主应力和最小水平主应力分别为58.2和47.8 MPa,储层岩石弹性模量为10 GPa,泊松比为0.27,储层岩石抗拉强度5 MPa,Biot系数为0.85。

4.1 注水温度对注水破裂压力的影响

不考虑地层堵塞的影响,此时井壁处的孔压等于井底注入压力,取3种不同的岩石线膨胀系数 3.5×10^{-6} 、 6.5×10^{-6} 和 $10 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$,研究井底注水温度的变化对注水破裂压力的影响。

由图2可见,随着井底注水温度的升高,注水破裂压力成线性增加趋势,当井底注水温度等于储层温度(90°C)时,3条曲线交于一点,此时破裂压力为没有温度变化时的破裂压力(58.2 MPa)。而不同的线膨胀系数对应的破裂压力的变化程度是不同的,线膨胀系数分别为 3.5×10^{-6} 、 6.5×10^{-6} 和 $10 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ 时(储层岩石弹性模量为10 GPa),每改变单位注水温度,注水破裂压力分别变化0.04、0.073和0.11 MPa,可见随着储层岩石线膨胀系数的增加,注水温度对破裂压力的影响也越明显。此外,由式(21)看出,弹性模量也将在很大程度上影响注水温度对破裂压力影响,图3为线膨胀系数为 $6.5 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ 时不同弹性模量下井底注水温度的变化对注水破裂压力的影响。

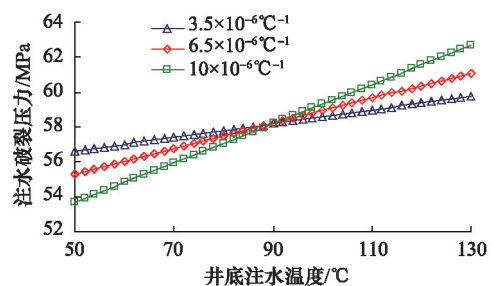


图2 不同线膨胀系数下注水破裂压力随井底注水温度的变化
Fig. 2 Fracturing pressure at different injected water temperatures with different coefficients of linear expansion

由图3可见,随着岩石弹性模量的增加,破裂压力随注水温度的变化越来越快,说明岩石弹性模量的增加将使注水温度对破裂压力的影响越来越明显,弹性模量分别为6、10和

20 GPa时(储层岩石线膨胀系数为 $6.5 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$),每改变单位注水温度,注水破裂压力分别变化0.044、0.073和0.15 MPa。

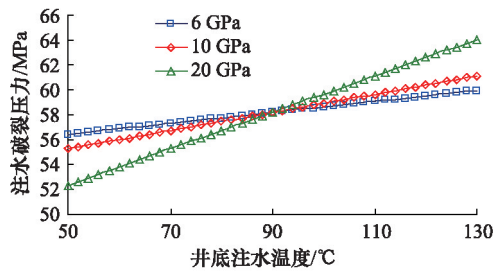


图3 不同弹性模量下注水破裂压力随井底注水温度的变化
Fig. 3 Fracturing pressure at different injected water temperatures with different elasticity moduli

注水温度的降低将减小破裂压力,这是因为,温度的降低减小了井壁上的周向有效应力,所以为了减小储层破裂的可能,应避免在注水开发过程中注入过冷的水。

4.2 储层堵塞对注水破裂压力的影响

储层堵塞后将改变井壁处的孔压,从而影响井壁处的周向有效应力,最终将改变储层注水破裂压力,而在井底注入压力 p_w 和原始储层孔压保持不变的情况下,储层堵塞后井壁处的孔压 p_a 与滤饼厚度、污染带半径以及堵塞程度有关,这说明注水破裂压力与这些因素有密切关系。

1) 滤饼厚度和污染带半径对注水破裂压力的影响。取 $k_1/k_2 = 0.01$, $k_2/k_3 = 0.1$,且不考虑注水温度的变化,然后分析滤饼厚度和污染带半径对注水破裂压力的影响,计算结果见图4。

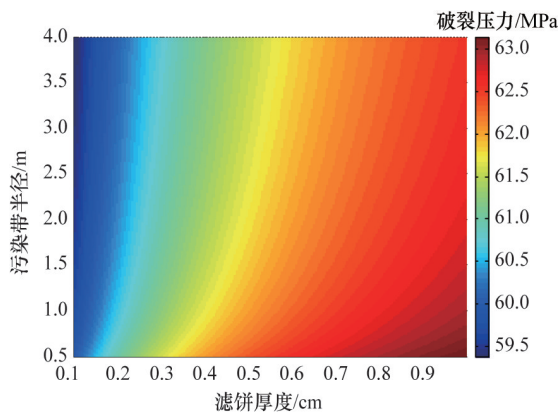


图4 不同滤饼厚度和污染带半径时的破裂压力
Fig. 4 Fracturing pressure at different filter cake thicknesses and radii of plugging zone

计算结果表明,滤饼厚度和污染带半径都会影响注水破裂压力的大小,但是滤饼厚度的影响要远大于污染带半径的影响。随着滤饼厚度的增加,注水破裂压力也将提高,比如当污染带半径为0.5 m时,由图4可见,滤饼厚度为0.1 cm时的破裂压力为60 MPa,而当滤饼厚度增到1 cm时,破裂压力

升高到63.17 MPa,提高幅度达3.17 MPa;当滤饼厚度不变时,随着污染带半径的增加,注水破裂压力将降低,比如当滤饼厚度为0.3 cm时,污染带半径为0.5 m时的破裂压力为61.6 MPa,而当污染带半径增加到4 m时,破裂压力降低为60.8 MPa,约降低了0.8 MPa,造成这种现象的原因是与原始储层渗透率相比,污染带内的渗透率与滤饼渗透率更加接近,污染带越大,计算得到的井壁处的孔压越大,井壁处的周向有效应力越小,注水破裂压力越低。

2) 堵塞程度对注水破裂压力的影响。堵塞程度用外滤饼与污染带渗透率之比 k_1/k_2 以及污染带渗透率与原始地层率之比 k_2/k_3 表征。

取滤饼厚度为0.5 cm,污染带半径为1 m,根据式(21)计算不同 k_1/k_2 以及 k_2/k_3 时的注水破裂压力,计算结果见图5。

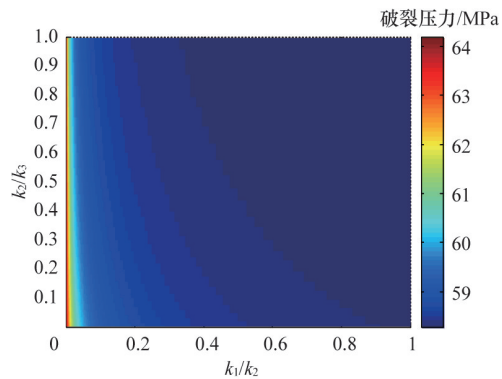


图5 不同 k_1/k_2 和 k_2/k_3 时的破裂压力
Fig. 5 Fracturing pressure at different k_1/k_2 and k_2/k_3

由图5可见,注水破裂压力主要受外滤饼与污染带渗透率之比 k_1/k_2 的影响,而污染带渗透率与原始地层率之比 k_2/k_3 对其影响很小。随着 k_1/k_2 的减小,注水破裂压力将随之增加,比如当 k_2/k_3 为0.2时,当 k_1/k_2 由1变化到0.001时,破裂压力由58.3 MPa升高到64.2 MPa,升高幅度达5.9 MPa,由 k_2/k_3 从1变化到0.001时的变化造成的破裂压力的差异仅为0.1 MPa,影响可以忽略。此外,由图5还可以看出,当 k_1/k_2 和 k_2/k_3 均为1时,这时的破裂压力为58.2 MPa,此时的破裂压力为储层未堵塞时的破裂压力,而当 k_1/k_2 和 k_2/k_3 接近于0时,这时的破裂压力为64.2 MPa,相当于井壁完全不渗透时的破裂压力,与经典式(22)的计算结果相同。

综上所述,影响注水破裂压力的主要因素是滤饼厚度及其渗透率,长期注水在井壁处形成的滤饼将提高储层破裂压力,而污染带对破裂压力的影响很小。如果注水仅产生污染带而没有形成外滤饼,则堵塞对破裂压力没有影响。

5 结论

1) 注水破裂压力随注水温度的降低而降低,且成线性变化关系,弹性模量和线膨胀系数越大,注水破裂压力的变化幅度越大,为了减小储层破裂的可能,应避免在注水开发过

程中注入过冷的水。

2) 长期注水造成的地层堵塞将增加注水破裂压力,而其中最主要的影响因素是滤饼厚度及其渗透率,泥饼厚度的增加和渗透率的降低将提高注水破裂压力。

3) 当滤饼厚度和渗透率不变时,污染带范围的增加将减小储层注水破裂压力,而污染带的渗透率对破裂压力的影响很小。

4) 当井壁没有外滤饼时,即使地层内部存在污染带,也不会影响注水破裂压力。

参考文献(References)

- [1] 李远兵, 崔体江, 孙江成, 等. 特高压注水技术在中原油田的研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(6): 1-73.
Li Yuanbing, Cui Tijiang, Sun Jiangcheng, et al. Study and application of extremely highpressure water injection technology in Zhongyuan oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(6): 71-73.
- [2] 张志全, 游园, 何永明, 等. 注水开发引起泥岩层套管损坏机理研究[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(5): 102-104.
Zhang Zhiquan, You Yuan, He Yongming, et al. Mechanism study on casing failure of mudstone layers caused by waterflooding development [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(5): 102-104.
- [3] Lavrov A, Cerasi P. Numerical modeling of tensile thermal stresses in rock around a cased well caused by injection of a cold fluid[C]. 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, CA, USA, June 23-26, 2013.
- [4] Settari A, Walters D A, Behie G A. Use of coupled reservoir and geomechanical modelling for integrated reservoir analysis and management[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2001, 40 (12): 55-61.
- [5] Hoek E, Martin C D. Fracture initiation and propagation in intact rock: A review[J]. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 2014(6): 287-300.
- [6] 郭建春, 辛军, 赵金洲, 等. 酸处理降低地层破裂压力的计算分析[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(2): 83-86.
Guo Jianchun, Xin Jun, Zhao Jinzhou, et al. The Calculation analysis of decreasing formation fracturing pressure by acidizing pretreatment[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2008, 30(2): 83-86.
- [7] Wang Y, Dusseault M B. A coupled conductive-convective thermo-poroelastic solution and implications for wellbore stability[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 38(3-4): 187-198.
- [8] 李嗣贵, 邓金根, 蔚宝华, 等. 高温井地层破裂压力计算技术[J]. 岩石力学与工程学报, 2005, 24(增2): 5669-5672.
Li Sigui, Deng Jingen, Yu Baohua, et al. Formation fracture pressure calculation in hightemperatures wells[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2005, 24(Suppl 2): 5669-5672.
- [9] 李勇明, 岳迎春, 郭建春, 等. 考虑储层污染的破裂压力计算新方法[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(5): 108-112.
Li Yongming, Yue Yingchun, Guo Jianchun, et al. A new method for fracturing pressure considering the effect of reservoir plugging[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(5): 108-112.
- [10] Sun J, Deng J, Yu B, et al. Model for fracture initiation and propagation pressure calculation in poorly consolidated sandstone during waterflooding[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 22(1): 279-291.
- [11] Moghadasi J, Steinhagen H M, Jamialahmada M, et al. Theoretical and experimental study of particle movement and deposition in porous media during water injection[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, 43(3-4): 163-181.

(责任编辑 刘志远)

·学术动态·



第14届全国肿瘤药理与化疗学术会议在沈阳召开

2015年4月24—27日,由中国工程院医药卫生学部、中国抗癌协会抗癌药物专业委员会、中国药理学会肿瘤药理专业委员会主办的2015医学前沿论坛暨第14届全国肿瘤药理与化疗学术会议在沈阳召开。

会议邀请中国工程院院士丁健作“精确医疗时代的抗肿瘤药物研发”报告,中国工程院院士甄永苏作“抗肿瘤抗体偶联药物(ADC)的研究进展与策略思考”报告,中国科学院上海生命科学研究院教授时玉舫作“Mesenchymal stem cells and tumor progression”报告,厦门大学生物医学研究院教授张晓坤作“核受体非基因型作用机制及其在药物开发中的应用”报告,美国梅奥医学中心教授Tamas Ordog作“Mechanisms of disease persistence in gastrointestinal stromal tumors”报告。

目前,分子靶向抗肿瘤药物研究研发与治疗应用飞速发展,转化医学理念不断深入人心,个体化治疗应用日趋广泛。分子靶向治疗已成为临床肿瘤治疗中非常重要的组成部分。分子靶向治疗为肿瘤治疗带来了前所未有的革命性变化,但同时也出现了很多新问题。例如,分子靶向药物的耐药性,如何提高该类药物的临床获益度包括延长患者生命或无病生存期等,如何利用分子标志筛选合适治疗对象、监控疗效和毒性以及老药新用与药物再评价等,愈来愈受到广泛关注。

详见中国科协网<http://www.cast.org.cn/n35081/n35548/n38620/16369119.html>。