文章编号:1673-5005(2009)06-0061-05

高压气井压井井筒温度场预测与影响因素分析

李 吴1,孙宝江1,赵欣欣1,路继臣2,王志远1,马永乾1

(1. 中国石油大学 石油工程学院,山东 东营 257061;2. 中国石油集团 海洋工程有限公司,北京 100176)

摘要:从反循环压井工艺特点出发,以质量守恒、动量守恒和能量守恒为理论基础,推导出反循环压井过程井筒温度 场计算模型,并对压井液入口温度、压井液密度、循环时间、压井液排量、压井液导热系数、井深等对反循环压井过程 中井筒温度场的影响进行分析。结果表明:随井深增加、压井液人口温度提高、压井液排量减小、循环时间缩短、压 井液导热系数增大、压井液密度减小,井筒温度线向高温偏移,反之井筒温度线向低温偏移;调整压井液排量和压井 液入口温度是改善井筒温度场最有效的途径。

关键词:高压气井;反循环压井;井筒温度场 中图分类号:TE 37 文献标识码:A

Prediction of wellbore temperature field and analysis of influence factor for high-pressure gas well kill

LI Hao¹, SUN Bao-jiang¹, ZHAO Xin-xin¹, LU Ji-chen², WANG Zhi-yuan¹, MA Yong-qian¹

College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, China;
 China National Petroleum Offshore Engineering Company Limited, Beijing 100176, China)

Abstract: According to the characteristics of reverse circulation kill and the basic principle of conservation of mass, momentum and energy, a calculation model of wellbore temperature field of reverse circulation kill process was established. The effects of inlet temperature, density, circulation time, flow rate, thermal conductivity of kill fluid and well depth on the wellbore temperature field were analyzed. The results show that with the well depth, inlet temperature and thermal conductivity of kill fluid increasing, and flow rate, circulation time, density of kill fluid decreasing, the wellbore temperature line is shifting to high temperature, otherwise the wellbore temperature line is shifting to low temperature. The wellbore temperature distribution can be improved by adjusting the flow rate and inlet temperature of kill fluid.

Key words: high-pressure gas well; reverse circulation kill; wellbore temperature field

随着油气勘探开发领域的不断延伸,高温高压 气藏已成为重要的接替能源。该类气藏埋藏较深, 井涌时气侵量很大,常规压井技术很难正常压 井^[1],且该类气藏地层破裂压力对温度极为敏感, 极易因井筒内温度变化而引起井壁失稳^[2]。反循 环压井是一种主要针对高压气层的特殊压井方法, 与常规压井方法相比,具有最大套压低、压井液池增 量小、排出溢流迅速、压井时间短等特点^[3]。高压 地层流体进入井筒后,其相态转变会导致温度场及 井筒压力分布改变,从而影响和改变井筒中流体的 流动特性和过程,井筒内流场的温度和压力高度耦 合,因此要精确预测井筒温度分布,就必须考虑井筒 压力对井筒温度的影响。为了更准确地描述压井过 程中井筒内的流动规律,避免预测产生较大误差,建 立考虑相变影响的反循环压井井筒温度预测的多相 流数学模型,并对其影响因素进行分析。

1 反循环压井井筒温度场预测模型

在反循环压井过程中,压井液由地面到环空经 钻柱返回地面的循环过程中不断与地层发生热交

收稿日期:2009-06-11

基金项目:"十一五"国家科技支撑计划(2008BAB37B02);山东省自然科学基金项目(Y2007A32)

作者简介:李吴(1978-),男(汉族),北京人,博士研究生,主要研究方向为油气井流体力学与工程。

换。压井液在井眼中的循环分为3个过程:由地面 进入环空向下流动的过程;压井液在井底通过钻头 由环空进入钻柱的过程;压井液通过钻柱向上流动 到达地面的过程。以上3个过程井筒中都属于不稳 定的气液两相流动,温度压力高度耦合^[4-5]。从井筒 气液两相流动质量守恒方程、动量守恒方程以及能 量守恒方程出发,建立井筒压力和温度的预测模型, 通过数值求解预测反循环压井井筒温度分布。图1 为反循环压井井筒能量守恒物理模型。在井眼与钻 杆之间的环空中取长度为 ds 的单元体作为研究对 象,与垂直方向的夹角为 α。



图1 反循环压井井筒能量守恒物理模型

Fig. 1 Physical energy conservation model of reverse circulation kill

1.1 质量守恒方程

取井口为坐标原点,向下为正。考虑油相、气相 发生相间传质,由质量守恒原理,建立气-油-压井液 体系质量守恒方程。

气相:

$$\frac{\partial(\rho_{g}\varphi_{g}A(1-y_{c}))}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi_{g}A\rho_{g}v_{g})(1-y_{c})}{\partial s} + \frac{\partial(R_{sk}\rho_{kg}v_{k}\varphi_{k}A)}{\partial s} = \lambda q_{pg};$$
油相:

$$\frac{\partial(\rho_{o}\varphi_{o}A)}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi_{o}A\rho_{o}v_{o})}{\partial s} + \frac{\partial(\rho_{g}\varphi_{g}Ay_{c})}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi_{g}A\rho_{g}v_{g})}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi_{g}A\rho_{g}v_{g})}{\partial s} = 0;$$
压井液相:

$$\frac{\partial(A\varphi_{k}\rho_{k})}{\partial t} + \frac{\partial(A\varphi_{k}\rho_{k}v_{k})}{\partial s} - \frac{\partial(R_{sk}\rho_{kg}v_{k}\varphi_{k}A)}{\partial s} = 0;$$

其中

$$q_{pg} = 8.8 k \rho_{gsc} (p_e^2 - p_{wf}^2) / (T \mu_g Z \ln \frac{r_e}{r_w}).$$

式中,下标i = g, o, k分别表示气、油、压井液; q_{pg} 为 单位时间单位厚度气侵质量, $kg/(s \cdot m); \rho$ 为相密 度, $g/cm^3; \varphi$ 为相体积分数; R_{so} 为气体在油中的溶 解度; R_{sk} 为气体在压井液中的溶解度;v 为相速度, m/s;A 为环空截面积, m^2 ; y_e 为该单元体温度压力条 件下单位物质的量自由气相中所含可凝析液相的摩 尔含量; q_g 为天然气流入质量流量, $kg/(s \cdot m)$; ρ_{gsc} 为 0.1 MPa,20 ℃ 时的天然气密度, kg/m^3 ; μ_g 为天 然气黏度,mPa · s;Z 为天然气压缩系数;T 为气层 温度,K; r_e 为供油半径,m; r_w 为井眼半径,m; p_e 为供 油压力,MPa; p_{wf} 为井底流压,MPa;h 为油层厚度, m;k 为气体渗透率, μm^2 ; λ 为是否在产层的标志, λ = 1 为产层, $\lambda0$ 为非产层。

1.2 动量方程

井筒环空中,气相动量变化为

$$\frac{\partial((1-y_{c})\varphi_{g}A\rho_{g}v_{g}^{2})}{\partial s} + \frac{\partial(R_{so}\rho_{og}\varphi_{o}Av_{o}^{2})}{\partial s} + \frac{\partial(R_{so}\rho_{og}\varphi_{o}Av_{o}^{2})}{\partial s} + \frac{\partial((1-y_{c})\varphi_{g}A\rho_{g}v_{g})}{\partial t} = M_{g};$$
油相动量变化为

$$\frac{\partial(\varphi_{o}A\rho_{o}v_{o})}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi_{o}A\rho_{o}v_{o}^{2})}{\partial s} + \frac{\partial(y_{c}\varphi_{g}A\rho_{g}v_{g})}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi_{o}A\rho_{o}v_{o}^{2})}{\partial t} + \frac{\partial(\varphi_{o}A\rho_{o}v_{o}^{2})}{\partial s} = M_{o};$$
压井液动量变化为

$$\frac{\partial(A\varphi_{k}\rho_{k}v_{k}^{2})}{\partial s} + \frac{\partial(A\varphi_{k}\rho_{k}v_{k})}{\partial t} - \frac{\partial(R_{sk}\rho_{kg}v_{k}^{2}\varphi_{k}A)}{\partial s} = M_{k}.$$
井筒内流体动量方程为

$$M_{g} + M_{o} + M_{k} + Ag\cos\alpha(\varphi_{g}\rho_{g} + \varphi_{o}\rho_{o} + \varphi_{k}\rho_{k}) + \frac{\partial(A\rho_{k}\rho_{k}}{\partial s} = 0.$$

式中,g 为重力加速度,m/s²;p 为压力,MPa;M 为动 量变化。

1.3 能量方程

反循环压井井筒能量方程的建立须考虑井筒气 液相变。在气相变为液相或液相变为气相的过程中, 释放或吸收热量,该热量称为"相变潜热"R。气相在 沿井筒向下流动过程中,所受压力逐渐增加,可能凝 析成液相释放出热量;液相在沿井筒上升过程中,所 受压力逐渐减小,可蒸发成气相吸收热量。考虑相变 潜热,根据能量守恒原理,气相能量方程为

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_{g}\varphi_{g}C_{pg}T_{a})A + \frac{\partial(w_{g}C_{pg}T_{a})}{\partial s} = \frac{Q_{f,g} - Q_{ta,g}}{ds}; \quad (1)$$

油相能量方程为

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_{o}\varphi_{o}C_{po}T_{a})A + \frac{\partial(w_{o}C_{po}T_{a})}{\partial s} = \frac{Q_{f,o} - Q_{ta,o}}{ds}; \quad (2)$$

压井液能量方程为

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_{k}\varphi_{k}C_{pk}T_{a})A + \frac{\partial(w_{k}C_{pk}T_{a})}{\partial s} = \frac{Q_{f,k} - Q_{ta,k}}{ds}.$$
 (3)
其中

 $w_i = \rho_i \varphi_i v_i A(i = g, o, k).$

式中, w_i 为各相质量流量, $kg/s; C_{pi=g,o,k}$ 为各相比热 容, $kJ/(kg \cdot K); Q_{f,i=g,o,k}$ 为单位时间流体与环空外边 界换热量, $J/s; Q_{ia}$ 为单位时间环空流体与钻杆之间 的换热量, $J/s; T_a$ 为环空内流体温度, K_o

气液相变释放或吸收的热量为 $\frac{\partial(\rho,\varphi,R)}{\partial t}$ 。将式 (1)~(3)相加,得到环空中气液混合物流动的能量 守恒方程为

$$\sum_{i=g,o,k} \left\{ \frac{\partial}{\partial t} \left[\left(\rho_i \varphi_i C_{pi} T_a \right) \right] A + \frac{\partial \left(w_i C_{pi} T_a \right)}{\partial s} \right\}^{-} \frac{\partial \left(\rho_o \varphi_o R \right)}{\partial t} = \sum_{i=g,o,k} \frac{Q_{f,i} - Q_{la,i}}{ds}.$$
(4)

钻柱内的能量平衡方程为

$$\frac{\sum_{i=g,o,k} \left\{ \frac{\partial}{\partial t} \left[\left(\rho_i \varphi_i C_{pi} T_i \right) \right] \overline{A} - \frac{\partial \left(w_{i,i} C_{pi} T_i \right)}{\partial s} \right\} - \frac{\partial \left(\rho_o \varphi_o R \right)}{\partial t} = \sum_{i=g,o,k} \frac{Q_{ia,i}}{ds} .$$

式中, T_i 为钻柱内的流体温度, $K;\bar{A}$ 为钻杆截面积, m²。

由于流体混合物焓和内能差别很小,为简化方 程,用焓代替内能,即将式(4)中的内能变为焓 h,包 括内能和压能两部分,则式(4)变为

$$\frac{\sum_{i=g,o,k} \left\{ \frac{\partial}{\partial t} \left[\left(\rho_i \varphi_i h_i \right) \right] A + \frac{\partial \left(w_i h_i \right)}{\partial s} \right\}}{\frac{\partial \left(\rho_o \varphi_o R \right)}{\partial t}} = \sum_{i=g,o,k} \frac{Q_{i,i} - Q_{u,i}}{ds}.$$

1.4 方程组的离散求解

上述数学模型是一组非线性方程组,由于油、气、 压井液混合物的物性参数随压力、温度变化,因此须 对方程进行离散、迭代求解。空间导数和时间导数的 差分格式分别为

$$\frac{\partial U}{\partial s_i} = \frac{U_{j+1}^{n+1} - U_j^{n+1}}{\Delta s};$$
$$\frac{\partial U}{\partial t} = \frac{U_{j+1}^{n+1} + U_j^{n+1} - U_{j+1}^n - U_j^n}{2\Delta t}$$

具体的求解步骤如下:① 输入已知条件和初边 值条件;② 对定解域进行离散;③ 假定每一节点处的 气体密度;④ 假定每一节点处的空隙度;⑤ 由质量守 恒方程计算气相和液相折算速度,由动量守恒方程计 算每一节点处的压力,由能量守恒方程计算每一节点 处的温度;⑥ 根据得到的压力、温度和折算速度等参 数计算流体物性参数;⑦判断流型并根据流型计算空 隙度;⑧比较④和⑦两步的空隙度,判断是否满足 精度要求,若不满足,将⑦得到的空隙度作为计算初 值,回到⑤重新计算,否则继续;⑨根据得到的压力 和温度计算气相密度,并与③中的密度进行比较,满 足要求继续,若不满足,将计算得到的密度作为初值 返回步骤④重新计算直至结束。

2 井筒温度的影响因素

算例井采用直井井身结构,基本参数为:井深3 km;钻杆内径为0.05 m,外径为0.063 m;套管内径为 0.23 m,外径为0.25 m;水泥环直径为0.3 m。地层比 热容为0.83 kJ/(kg·K),导热系数为2.2 W/(m· K),密度为2.64 g/cm³;压井液密度为2.29 g/cm³,比 热容为1.68 J/(g·K),热传导系数为1.732 W/(m²· K),排量为0.036 m³/s。

将井筒和整个循环系统看作一个热动力系统,根 据能量守恒原理,压井作业时已经停钻,向该系统输 入能量主要是通过压井液泵完成的。在此过程中可以 控制的因素包括:压井液入口温度、压井液密度、压井 液传热性质以及循环排量等参数^[6-7]。井筒温度还会 受到环境温度、井眼结构等因素的影响。

2.1 压井液入口温度

图 2 为一定排量下不同压井液入口温度对应的 反循环压井井筒温度变化曲线。从图 2 中可以看出, 当压井液入口温度从15 ℃ 上升到45 ℃ 时,井底压井 液温度增加了4 ℃ 左右。提高压井液注入温度,就相 当于增加了向井筒内泵入的能量,可使井底温度增 加,增加幅度与压井液入口温度增加幅度有关。



Fig. 2 Influence of inlet temperature of kill fluid on wellbore temperature

2.2 压井液密度

图 3 为压井液排量、循环时间等参数不变的条件下,不同密度压井液下的井筒温度变化曲线。部分 温度差异可以用流动摩擦较大来解释,与1.2 g/cm³ 的压井液相比,使用 1.6 g/cm³的压井液时由于压 井液密度较大,要向系统施加额外的能量,增加较大 的功率最终产生较高的井底温度。除了这个原因,压 井液密度的增加主要通过增加压井液中重晶石的含 量,重晶石的增加会降低压井液的比热容,而比热容 的降低会导致压井液温度升高。



2.3 压井液导热系数

图 4 为压井液排量、比热容和循环时间等参数 不变的条件下,导热系数不同的压井液对应的井筒 温度变化曲线。导热系数反映了压井液在轴向和径 向上的导热热阻。随着导热系数的增大,越靠近井底 温度越高,当导热系数变化幅度为 50% 左右时,井 筒环空温度发生了较为明显的变化。由此可见,压井 液导热系数的变化对井筒温度分布有重要影响。图 4 表明,在井筒上部井内温度较低时,热量传递主要 以对流为主,压井液导热对井内温度分布影响较小; 在井筒下部井内温度较高时,因导热传递的热量越来 越大,从而影响整个井筒的温度分布。因而,要准确预 测井内温度,压井液导热系数和压井液的对流传热系 数一样重要,应该引起足够的重视,否则将给温度的 预测结果带来较大误差。





Fig. 4 Influence of thermal conductivity of kill fluid on wellbore temperature

2.4 压井液排量

图 5 为不同压井液排量下得到的井筒温度变化 曲线。从图 5 可看出: 排量较低的情况下, 井筒内温 度受环境温度影响较为明显, 因此排量较低会导致 井筒温度比高排量情况下更接近于环境温度; 随着 排量的增加, 压井液与环境之间的对流换热时间减 少, 环空流速加大, 压井液受高温地层加热的时间减 少, 最终导致井底循环温度降低。



2.5 压井液循环时间

排量对并筒温度有显著影响,因此在裸眼井段循 环时间也会是影响井筒温度的因素^[89]。图6为不同 循环时间下井筒温度变化曲线。从图6可以看出,在 较短的循环时间里井筒温度较高,这是因为随着循环 时间的增加,井筒周围地层的温度也会降低,井筒与 地层之间的热交换趋于稳定,井筒温度也较低。



图 6 压井液循环时间对井筒温度的影响 Fig. 6 Influence of circulation time of kill fluid on wellbore temperature

2.6 井 深

图7为不同井深下得到的井筒温度曲线。从图7 可以看出,井底温度与地温之间的温差随着深度的 加深而显著增加。也就是说井越深,由压井液循环导 致的冷却效应越显著,根据蔚宝华等^[10]的研究成 果,这种冷却效应最终会导致地层破裂压力降低。在 压井过程中破裂压力的降低有可能导致严重井漏事 故的发生,因此在深井反循环压井过程中,要重视井 筒温度的变化。



图 7 井深对井筒温度的影响 Fig. 7 Influence of well depth on wellbore temperature

3 井筒温度场对井控压井的影响

井筒温度对侵入井筒内的流体属性具有较明显 的影响。随着温度的不断升高,压井液的黏度下降, 密度降低。在高温高压条件下,天然气在井筒中往往 处于超临界态,气侵后压井液处于过饱和状态,即使 压力已降至饱和压力以下,压井液中的溶解气也长 时间不能分离出来。若压井液黏度降低,气体在高雷 诺数条件下更易溶于压井液之中而难于分离出来, 最终导致压井液中的天然气的含量升高。当接近地 面时,其体积不断膨胀,给压井工作带来一定困难。

相对于正循环压井,反循环压井中,由于钻杆内 的循环摩阳会累积施加在套管鞋处,套管鞋处井壁的 稳定性是反循环压井要着重考虑的环节^[11]。井筒温 度是影响井内压井液流变性、流态、井筒压力、井壁稳 定性的一个重要因素,较低的井筒温度可能会由于压 井液密度增加、流动阻力大等造成上部低压层段发生 漏失,导致井喷等复杂情况和事故发生,出现既要压 井又要堵漏的被动局面。因此,在反循环压井过程中 应针对地层有效破裂压力,通过有效措施适当提高压 井液的循环温度,一定程度上可避免压井过程中因使 用较高密度压井液压漏地层情况的发生。

4 结 论

(1)压井液入口温度、压井液密度、循环时间以及压井液排量都对井筒温度场有一定影响。压井液 入口温度越高、压井液排量越小、循环时间越短、压 井液密度越小,井筒温度线越向高温偏移。

(2) 压井液排量作为一个易于调节的因素对井 筒温度有着直接的影响,是调节井下温度最直接的 手段,应在井场布置压井液温控设备。 (3)本文中方法对高压气藏压井具有一定的参考价值,但由于对某些实际问题进行了简化处理,因 此方法的可靠性还有待于进一步研究与验证。

参考文献:

- 都俊芳,唐林,伍贤柱.反循环压井方法[J].西南石油 学院学报,1995,17(2):65-71.
 HAO Jun-fang, TANG Lin, WU Xian-zhu. Reverse circulation kill method[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1995,17(2):65-71.
- [2] 袁波,刘刚,王果,等. 高压气井压井方法的机理及优选[J]. 中国海洋平台,2007,22(6):43-45.
 YUAN Bo, LIU Gang, WANG Guo, et al. The optimization theory about the well killing methods of HP gas wells
 [J]. China Offshore Platform,2007,22(6):43-45.
- [3] 王兴隆,程远方,赵益忠.钻井作业中泥页岩地层井壁 稳定受温度影响的规律研究[J].石油钻探技术, 2007,35(2):42-45.
 WANG Xing-long, CHENG Yuan-fang, ZHAO Yi-zhong. The effect of temperature on wellbore stability in shales during drilling[J]. Petroleum Drilling Techniques,2007, 35(2):42-45.
- [4] 吴晓东,王庆,何岩峰.考虑相态变化的注 CO₂ 井井筒 温度压力场耦合计算模型[J].中国石油大学学报:自 然科学版,2009,33(1):73-77.
 WU Xiao-dong, WANG Qing, HE Yan-feng. Temperature-pressure field coupling calculation model considering phase behavior change in CO₂ injection well borehole[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science),2009,33(1):73-77.
- [5] 朱得利,梅海燕,张茂林,等.酸性气藏井筒温度压力 计算[J].天然气勘探与开发,2008,31(3):42-45.
 ZHU De-li, MEI Hai-yan, ZHANG Mao-lin, et al. Acid gas reservoir wellbore temperature and pressure calculation [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2008,31(3):42-45.
- [6] 苏堪华,管志川,周广陈. 水平井压井立压控制误差分 析与井口套压预测[J].中国石油大学学报:自然科学 版,2008,32(1):51-55. SU Kan-hua, GUAN Zhi-chuan, ZHOU Guang-chen. Error analysis of stand-pipe pressure control and prediction of surface casing pressure for horizontal well killing process[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science),2008,32(1):51-55.
- [7] MANUEL Eduardo Gonzalez. Increasing effective fracture gradients by managing wellbore temperatures [R]. SPE 87217-MS,2004.

(下转第86页)

[M]. 北京:石油工业出版社,2001

- [12] 徐运亭,徐启,郭永贵,等.低渗透油藏渗流机理研究 及应用[M].北京:石油工业出版社,2006.
- [13] 李松泉,程林松,李秀生,等.特低渗透油藏非线性渗 流模型[J].石油勘探与开发,2008,35(5):706-806.
 LI Song-quan, CHENG Lin-song, LI Xiu-sheng, et al. Non-linear seepage flow models of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008,35(5):706-806.

(上接第65页)

- [8] KABIR C S, HASAN A R, KOUBA G E, et al. Determining circulating fluid temperature in drilling, work-over, and well-control operations [R]. SPE 24581, 1996.
- [9] HASAN A R, KABIR C S. Heat transfer during two phase flow in wellbores, part II wellbore fluid temperatures [R]. SPE 22948, 1991.
- [10] 蔚宝华,卢晓峰,王炳印,等.高温井地层温度变化对 井壁稳定性影响规律研究[J].钻井液与完井液, 2004,21(6):15-18.
 WEI Bao-hua, LU Xiao-feng, WANG Bing-yin, et al.

(上接第70页)

[8] 高海红,程林松,赵梅,等. 稠油油藏蒸汽驱筛选的模 糊综合评判[J]. 西南石油大学学报,2007,29(3):53-56.

GAO Hai-hong, CHENG Lin-song, ZHAO Mei, et al. Fuzzy comprehensive evalution of steam flooding sorting heavy oil reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007,29(3):53-56.

(上接第76页)

- [2] ALHUTHALI A H, ARAMCO S, DATTA-GUPTA A, et al. Optimal rate control under geologic uncertainty [R]. SPE 113628, 2008.
- [3] SAPUTELLI L, NIKOLAOU M, ECONOMIDES M J. Real-time reservoir management: a multi-scale adaptive optimization and control approach[J]. Computational Geosciences, 2005,10(1):61-96.
- [4] LIEN M, BROUWER D R, MANSETH T, et al. Multiscale regularization of flooding optimization for smart field management[R]. SPE 99728, 2006.
- [5] NAUS Mmjj, DOLLE N, JANSEN J D. Optimization of commingled production using infinitely variable inflow control valves [R]. SPE 90959, 2006.
- [6] AZIZ K, SETTARI A. Fundamentals of reservoir simulation[M]. New York: Elsevier Applied Science Publishers, 1986; 102-103.
- [7] 方涵先,王廷芳,黄思训,变分伴随方法应用于大气 化学初值和参数反演研究[J].南京气象学院学报,

[14] 刘辉,何顺利,李俊键,等.特低渗油藏水驱开发效果
 评价方法研究[J].西南石油大学学报,2009,31
 (1):28-29.

LIU Hui, HE Shun-li, LI Jun-jian, et al. Study of methods evaluating water-drive development in ultra-low permeability reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2009,31(1):28-29.

(编辑 李志芬)

Stability of well wall influenced by formation temperature change in high temperature well[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2004,21(6):15-18.

[11] 朱平,马永乾,李昊. 附加流速法压井的模拟计算 [J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(3): 68-70.

> ZHU Ping, MA Yong-qian, LI Hao. Simulated calculation of well killing by additional flow rate method [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(3):68-70.

> > (编辑 李志芬)

[9] 石启新,方开璞. 注蒸汽开发经济极限油汽比及经济 可采储量的计算方法及应用[J]. 石油勘探与开发, 2001,28(4):97-98.

SHI Qi-xin, FANG Kai-pu. The calculating method and application of economic limiting steam/oil ratio for steam flood and steam soak [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001,28(4):97-98.

(编辑 李志芬)

2007,2(30):216-223.

FANG Han-xian, WANG Ting-fang, HUANG Si-xun. Retrieval of the initial values and parameters in atmospheric chemistry by the variational adjoint method [J]. Journal of Nanjing Institute of Meteorology, 2007,2(30); 216-223.

- [8] BROUWER D R, JANSEN J D, VAN D. Recovery increase through water flooding with smart well technology [R]. SPE 68979,2004.
- [9] SARMA P, DURLOFSKY L J, AZIZ K. Efficient closedloop production optimization under uncertainty [R]. SPE 94241, 2005.
- [10] 刘慧卿. 油藏数值模拟方法专题[M]. 东营:石油大 学出版社,2001:90-102.
- [11] WANG Chunhong, LI Gaoming, REYNOLDS A C. Production optimization in closed-loop reservoir management [R]. SPE 109805, 2007.

(编辑 李志芬)