

◀ 钻井与完井 ▶

地层温度确定的新方法及实际指导意义探讨

贾虎¹ 杨宪民¹ 韦龙贵² 梁晨辉¹ 杨谋¹ 蔡茂³

(1. 西南石油大学 CNPC 完井技术中心, 四川 成都 610500; 2. 中海石油监督监理分公司 钻完井中心, 广东 湛江 524057; 3. 中国石化江汉油田分公司 勘探开发研究院, 湖北 潜江 433124)

摘要: 在稠油油藏老区块钻调整井过程中, 提前停注高压蒸汽井的温度场在一定时间内会继续热传递, 从而使储层的温度有所升高。在油气田开发中, 尤其是在二次采油和三次采油过程中, 在许多情况下都要遇到地下热力学问题。储层温度的确定是制订油气田开发方案的一个重要参数, 如何预测储层温度尤为重要。通过分析克拉玛依某热采区块水平井钻井中钻井液与地层的热传导特点, 结合传热学的基本原理, 提出了一种简易实用的确定地层温度的新方法。实例计算结果表明, 利用该新方法计算出的地层温度与实测地层温度较吻合, 证明提出的方法可行、可靠。最后分析了储层温度对确定储层保护技术措施的指导作用。

关键词: 稠油油藏; 热对流; 地层温度; 防止地层损害

中图分类号: TE21 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2009)03-0045-03

老区块的二次开发, 需要钻很多调整井。由于老区块储层的压力、温度和物性等随着长期的开采会发生较大变化, 所以如果继续沿用以往资料, 势必会影响开发方案的制定, 导致整体开发效果不理想。油气藏温度^[1-2]既是地层流体的状态参数, 也是注水、注蒸汽开采时水(汽)驱前缘的判定资料, 一般是选定桩子井测取, 但不能完全真实反映区块储层温度。特别是对于注蒸汽开发的油藏, 在钻调整井前, 虽邻井大都已停注停采, 但地层中由高压蒸汽产生的残余热量依然在一定时间和空间内传导着。2001年, C. H. Moore 等人^[3]进行了砂岩稠油油藏温度场的改变对储层损害的模拟研究, 结果表明, 沿垂直方向的热损失梯度较水平方向大。2006年, 王炳印等人^[4-6]指出钻井及循环过程中, 地层和钻井液之间进行热交换, 井壁温度不断变化, 而孔隙压力和井壁温度的变化会改变井周有效应力的分布规律, 从而影响泥页岩地层的井壁稳定性。因此, 有必要进一步研究老区块井壁周围的温度特征, 为现场作业提供更好的指导。

1 地层热效应传导特征

一般认为, 水平井钻井过程中钻井液的流动状态是层流(平板型层流), 流速相对缓慢, 流体将分层沿平行于壁面的方向流动, 宏观上层与层之间互不混合, 因此垂直于流动方向上的热量传递主要靠分子扩散(即导热)。为简化问题, 笔者只研究了钻井

液层流状态下的导热模型。

2 模型的确定

假设井壁岩石温度均匀(即为等壁温边界), 根据牛顿冷却公式^[7], 所研究的整个岩石表面积 A 上的总对流换热流量可写成:

$$\Phi = Ah(t_w - t_f) \quad (1)$$

式中, Φ 为岩石壁面总对流换热流量, kJ; t_w 为岩石壁面的平均温度(地层实际温度), °C; t_f 为钻井液平均温度, °C; h 为岩石表面的平均表面传热系数, W/(m² • °C)。

水平钻进时的钻井液可认为是常物性、无内热源、不可压缩的牛顿流体, 根据强迫对流换热的边界层理论, 进入水平钻杆内的钻井液与钻杆可看成一个恒温系统, 发生热交换的只是环空中的钻井液。暂不考虑复杂情况下和形成泥饼时的钻井液损失。则一定时间内钻井液的平均温度为:

$$t_f = \frac{T_1 + T_2}{2} \quad (2)$$

式中, T_1 、 T_2 分别为钻井液的入口和出口温度, °C。

钻水平井时, 钻井液中加了润滑剂, 而且大都采

收稿日期: 2008-05-30; 改回日期: 2009-03-30

作者简介: 贾虎(1984—), 男, 湖北武汉人, 2006年毕业于长江大学石油工程专业, 在读硕士研究生。

联系电话: (028)83030610

用了保护储层的钻井完井液技术,可形成薄而韧的泥饼,因此,可将井壁周围假想成光滑的管壁,与钻杆构成光滑管道系统。对于常物性流体管内充分发展的层流换热,其努塞尔数 Nu_f 为常数,大小与雷诺数 Re 无关,由井筒形成的圆形截面等壁温边界的 Nu_f 等于 4.36。为满足水平井的携岩效果,环空中为平板型层流。当钻完水泥塞准备水平钻进时,由于一定时间内的钻进距离相对于井眼直径较大,故可不考虑进口段的影响。

井壁的表面传热系数为:

$$h = \frac{\lambda_f}{D-d} Nu_f \quad (3)$$

式中, λ_f 为钻井液热导率, $W/(m \cdot ^\circ C)$; D 为井眼直径, m ; d 为钻杆外径, m ; Nu_f 为努塞尔数。

钻井液的换热量 Q 为:

$$Q = c_p \rho V (T_2 - T_1) \quad (4)$$

式中, Q 为钻井液总对流换热量, kJ ; ρ 为钻井液密度, $10^3 kg/m^3$; V 为钻井液循环总体积, m^3 ; c_p 为钻井液比热容, $kJ/(kg \cdot ^\circ C)$ 。

所研究的整个井壁表面积 A 上的总对流换热流量可写成:

$$\Phi = \pi D l h (t_w - t_f) \quad (5)$$

式中, l 为钻进距离, m 。

综上可得:

$$t_w = \frac{c_p \rho V (T_2 - T_1) (D - d)}{4.36 \pi D l \lambda_f} + \frac{T_1 + T_2}{2} \quad (6)$$

地层处于大的地热场中,钻井液对地层的冷却作用只是有限的(偶尔的瞬时温度改变),通过该方法可以近似计算出地层的实际温度。

3 实例计算

以克拉玛依某热采区块浅层所钻调整井为例,基本参数:地质资料中的储层温度 $30 \sim 40^\circ C$; 井深 $500 \sim 800 m$, 水平段三开井径为 $0.2159 m$; 钻柱外径 $0.127 m$, 钻进距离以一根钻杆长度 $9.8 m$ 为标准; 该地区使用水基聚合物钻井液, 其比热容 c_p 为 $1.675 kJ/(kg \cdot ^\circ C)$, 热导率 λ_f 为 $1.0 W/(m \cdot ^\circ C)$, 钻进储层时钻井液密度 ρ 为 $1.55 \times 10^3 kg/m^3$; 钻井液入口温度 T_1 为 $20^\circ C$, 各调整井的钻井液出口温度和钻井液循环总量见表 1。

将上述参数代入式(6)计算地层温度,并将计算结果与地质资料和实际测量结果对比,对比情况见表 2。

表 1 克拉玛依某热采区块钻井参数

井号	钻井液循环总量/ m^3	钻井液出口温度/ $^\circ C$
T72215	95	45.0
T72209	95	40.2
T6262	80	35.0
T6005	80	36.5

表 2 克拉玛依某热采区块储层温度对比

井号	资料温度/ $^\circ C$	实测温度/ $^\circ C$	计算温度/ $^\circ C$
T72215	40.0	50.2	51.4
T72209	40.0	44.3	45.4
T6262	30.0	36.6	37.1
T6005	30.0	39.0	38.8

由表 2 可知, 地质资料中的地层温度与实测地层温度和计算出的地层温度差异较大, 而计算出的地层温度与实测地层温度比较吻合。这说明, 地层温度随着长期热采发生改变, 笔者所建立的地层温度计算模型正确可靠。

4 实际指导意义

4.1 屏蔽暂堵

按照不同粒级粒子与孔喉的级配, 实施屏蔽暂堵技术时, 可变形粒子可在地层很浅的部位形成一个的堵塞带, 在地层温度条件下软化变形但不能成为流体, 所以这种微粒的使用与温度关系很大。实验发现^[8], 温度的影响主要由可变形粒子的软化点决定, 若温度低于其软化点, 呈现出温度上升堵塞效果变好的趋势; 若温度高于软化点, 则温度升高堵塞效果变差(见表 3)。因此, 为适应不同温度的油层, 必须选用不同软化点的可变形粒子。老区块的地层参数很多都发生了较大变化, 特别是注蒸汽开发的稠油油藏在钻调整井时, 虽邻井已停注, 但产生的热量传递是动态的。在克拉玛依的某热采区块钻调整井中就遇到了这种情况, 采用上述方法计算出的和现场实际测量的储层温度远远高于地质资料上的储层温度(见表 2)。而温度是影响屏蔽暂堵效果的主要因素之一。因此, 有必要通过几口试验井, 来判定储层温度的范围, 从而设计出适合该地区温度的可变形粒子, 从而更好地实施屏蔽暂堵技术。

4.2 温度敏感性试验

为评价钻完井中温度的变化对低渗砂岩渗透率

表3 温度对暂堵效果的影响

温度/℃	暂堵后 $K_1/\mu\text{m}^2$	K_1/K_0
15	12.98	0.015 00
32	9.01	0.010 00
45	4.93	0.005 70
50	0.64	0.000 74
60	2.34	0.002 70

注:岩心空气渗透率为 $865.29 \mu\text{m}^2$,孔隙度为 37.77%,孔喉直径为 $6.44 \mu\text{m}$;注入体积为 1050 mL ,粒子体系的直径为 $1.0 \sim 8.0 \mu\text{m}$,可变形粒子质量分数为 1%,可变形粒子软化点为 52°C ; K_0 为暂堵前的渗透率。

的影响,笔者选取某油田区块低渗砂岩进行了恒定应力下的温度敏感性试验。由于选择合理的温度变化区间进行试验,可以更好地反映在实际作业中储层渗透率的变化趋势。该地区储层实际测量温度 98°C ,考虑到钻完井中工作液浸泡的影响,选择试验温度变化范围为 $82 \sim 98^\circ\text{C}$,结果见图1。

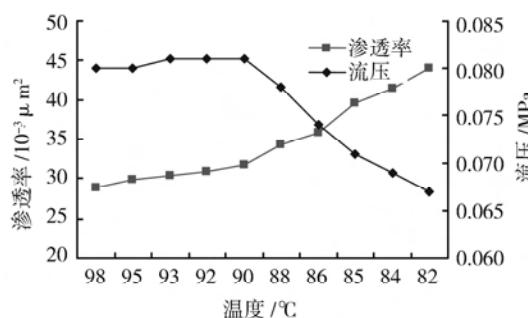


图1 某区块岩心温度敏感性

从图1可看出,随着温度降低,岩心渗透率缓慢上升,流压缓慢下降。流压反映了流体通过媒介的阻力大小,流压越高,表明岩心相对渗透率较低,反之则高。温度降低渗透率升高,意味着流体与固相

更容易进入岩石,过平衡压力钻井时工作液的压力一般都大于地层压力,所以工作液的侵入也变得更容易,如果工作液保护储层效果不理想,势必会加大储层的损害,特别是采用水基钻井液钻致密砂岩气藏,水相圈闭损害将更为严重。前面所述克拉玛依某热采区块浅层井实际井温与理论温度最高差值达 11.4°C ,应考虑温度降低给储层渗透率带来的影响,以制定相应的储层保护措施。

5 结束语

温度效应对油气田开发有很多影响,但温度的测定大都为传统方法。为此,笔者提出了一种确定地层温度的新方法。计算结果与实际测量结果较为吻合,证明笔者提出的新方法在理论上是可行的。该方法通过多个选定井求取储层温度资料,可为地层热量传递规律的研究起到一定的指导作用。

参 考 文 献

- [1] 伍友佳.油藏地质学[M].2版.北京:石油工业出版社,2000.
- [2] 凌建军,黄鹏.国外水平井稠油热力开采技术[J].石油钻探技术,1996,24(4):44-47.
- [3] Moore C H. Computer simulation of formation damage resulting from thermal recovery [R]. SPE 69716,2001.
- [4] 王炳印,邓金根,宋念友.力学温度和化学耦合作用下泥页岩地层井壁失稳研究[J].钻采工艺,2006,29(6):1-4.
- [5] 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.
- [6] 易灿,闫振来,郭磊.井下循环温度及其影响因素的数值模拟研究[J].石油钻探技术,2007,35(6):47-49.
- [7] 张学学.热工基础[M].2版.北京:高等教育出版社,2006.
- [8] 万仁溥.现代完井工程[M].2版.北京:石油工业出版社,2000.

[审稿 李相方]

A New Method of Determining Formation Temperature

Jia Hu¹ Yang Xianmin¹ Wei Longgui² Liang Chenhui¹ Yang Mou¹ Cai Mao³

(1. CNPC Well Completion Technology Center, Southwest University of Petroleum, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. Drilling & Completion Center, CNOOC Supervision & Management Branch Company, Zhanjiang, Guangdong, 524057, China; 3. Exploration & Development Academy, Jianghan Oilfield Corporation, Sinopec, Qianjiang, Hubei, 433124, China)

Abstract: During the process of drilling adjustment wells in old heavy oil reservoirs, the heat transfer of temperature field of high pressure steam wells continuously even after the injection has been stop which will increase the formation temperature. There are thermodynamics problems during oilfield development especially in secondary and tertiary recovery. Formation temperature is an important parameter in oilfield development and how to predict formation temperature is very important. Based on heat transfer features of drilling fluid and formation, a novel and practicable method has been developed to determine formation temperature. Case studies show that the theoretical temperature distribution is consistent with actual measured data and thus prove its feasibility and reliability. Finally, guidance of reservoir temperature to determine pay zone protection measurements is analyzed in this paper.

Key words: viscous oil reservoir; heat convection; formation temperature; formation damage prevention