文章编号:1673-5005(2009)06-0066-05

稠油油藏不同热采开发方式经济技术界限

侯 健[1], 高 达[1], 孙建芳[2], 吴光焕[2], 刘业俊[1], 宫汝祥[1]

(1 中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061; 2 中石化胜利油田 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:结合数值模拟和动态经济评价,建立稠油油藏热采开发经济技术界限研究方法。以乐安油田南区为原型确定稠油油藏直井蒸汽吞吐、直井吞吐加密、水平井蒸汽吞吐以及直井蒸汽驱等不同热采开发方式下的有效厚度、原油黏度及油价边界值等经济技术界限,并制作实用图版。结果表明:水平井吞吐对油藏有效厚度和原油黏度的适应范围最广;直井蒸汽驱具有最高的采收率,有效厚度界限也比直井吞吐加密小很多。不同热采开发方式的经济技术界限对比结果有助于选择最佳的热采开发方式对稠油油藏进行经济合理的开发。

关键词:稠油; 热采; 动态经济评价; 经济技术界限

中图分类号:TE 345 **文献标识码**:A

Economic and technical boundary values of different thermal recovery methods in heavy oil reservoir development

HOU Jian[1], GAO Da[1], SUN Jian-fang[2], WU Guang-huan[2], LIU Ye-jun[1], GONG Ru-xiang[1]

(1. *College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying* 257061, *China*;
2. *Geological Science Research Institute of Shengli Oilfield, SINOPEC, Dongying* 257015, *China*)

Abstract: Based on the numerical simulation and dynamic economic evaluation, a method for studying economic and technical boundary values in the development of heavy oil reservoir by thermal recovery methods was built. Economic and technical boundary values of different thermal recovery methods including steam soak with vertical well, infill development in steam soak with vertical well, steam soak with horizontal well and steam flooding with vertical well in southern of Le'an Oilfield were studied, which include boundary values of effective thickness, oil viscosity and oil price. Meanwhile some practical plates were made. The results show that the steam soak with horizontal well could be used more extensively in the range of reservoir effective thickness and oil viscosity than the other three thermal recovery methods. While the stream flooding with vertical well has the highest oil recovery efficiency and a smaller effective thickness boundary value than that of the infill development in steam soak with vertical well. Based on the contrast results of economic and technical boundary values of different thermal recovery methods, the optimal thermal recovery method could be chosen easily for the heavy oil reservoir economic and reasonable development.

Key words: heavy oil; thermal recovery; dynamic economic evaluation; economic and technical boundary values

稠油的胶质、沥青质含量较高,其黏度大、流动性差,用常规方法难以开采,热力采油是开采稠油的主要方法。目前直井蒸汽吞吐已经成为稠油热采的主要方法,但对于原油黏度高的特稠油、超稠油及地质条件复杂的其他稠油油藏,采用直井蒸汽吞吐经济效益差,水平井吞吐逐渐成为有效开发这类特殊稠油油藏的新途径[1-3]。蒸汽吞吐属衰竭式开采方式,而且是单井注入蒸汽又采出原油,基本不产生井间驱替作用,因此吞吐多个周期以后,由于加热半径不再扩大或天然能量下降导致蒸汽吞吐效果急剧变差,此时常通过井网加密继续吞吐或转蒸汽驱开发[4-6],以采出更多的原油。稠油油藏热采技术比普通注水采油方法复杂,成本也更高,这就决定了热采经济开发的重要性。稠油油藏能否热采经济开发的经济技术界限与油价密切相关,而且不同热采开发方式的投资支出、开发成本以及开发效果不同,经济

收稿日期:2009-04-24

基金项目:国家科技重大专项(2008ZX05001)

作者简介:侯健(1972-),男(汉族),四川隆昌人,教授,博士,主要从事三次采油方面的研究。

万方数据

技术界限也会存在很大差异[7-8]。笔者针对目前的油田开发形势,开展稠油油藏直井蒸汽吞吐、直井吞吐加密、水平井蒸汽吞吐以及直井蒸汽驱等不同热采开发方式的经济技术界限的系统研究,得出经济技术界限与油价之间的动态关系,制作简单实用的经济技术界限图版,为稠油油藏后续经济合理的开发提供依据。

1 经济技术界限研究方法

运用数值模拟方法研究得出稠油油藏不同热采开发方式在不同油藏物性参数(如有效厚度、原油黏度等)水平下的开发效果与生产动态,进行动态经济评价,得出不同油藏物性参数水平下的热采开发净现值,然后回归净现值与此物性参数之间的定量关系式,当净现值关系式的值等于零时所对应的物性参数特定值即为所要求取的经济技术界限值。通过这种方法可以求出稠油油藏不同热采开发方式下的有效厚度界限、原油黏度界限等经济技术界限值。

现金流量方法是目前项目经济评价的主要动态方法,采用动态财务净现值法来计算热采开发期末的财务净现值,为了确定合理的财务净现值表达式,假设:①现金流出量只考虑投资、生产成本和税收3项;②投资费用只考虑钻井投资和地面基建设施投资;③稠油热采井生产成本包括操作费用和燃油费用,操作费用包括材料费、动力费、工资费、福利费、井下作业费、修理费、测井试井费、油气处理费及其他开采费等9项,根据实际发生费用按单井分摊测算,燃料费所占比例较大,按实际消耗燃料测算;④原油作燃料,燃烧1 t原油产生14 t蒸汽,价格与产出价相同;⑤固定资产折旧期为6 a,开采期末回收地面设备残值。

基于以上假设,推导得到包含 n 口热采井的热采区块开发期末的财务净现值的表达式为

$$P_{all}=\sum_{i=1}^{t}\left\{\alpha Q_{oi}P_o-\left[n(DP_d+I_s+C_m)+\frac{Q_{si}P_o}{14}+\alpha(R_s+RP_o)Q_{oi}\right]\right\}(1+i_c)^{-i}+V_r. \quad (1)$$

其中

$$V_r=nI_s\left(1-\frac{t}{6}\right)(1+i_c)^{-t};t\geqslant 6\text{ 时},V_r=0.$$

式中,P_{all} 为累积财务净现值,元;α 为原油商品率,%;Q_{oi} 为第 i 年产油量,t;P_o 为原油价格,元/t;D 为完钻井深(水平井为总井身长度),m;P_d 为单位进尺钻井成本,元/m;I_s 为单井地面建设投资,元;C_m 为单井年操作费用,元;Q_{si} 为第 i 年注汽量,t;R_s 为资源税,元/t;R 为综合税率,%;i_c 为基准收益率,%;t 为生产年限,a;i 为计算时间,a;V_r 为开采期末地面设备残值的折现值,元。

不同热采开发方式下热采井的年产油量、年注汽量以及生产年限,将通过数值模拟研究得到。因此,按照不同油田的宏观技术经济条件和不同热采开发方式下的稠油热采开发效果与规律,把相关技术经济参数以及热采井组的年产油量、年注汽量以及生产年限等指标代入式(1)中,即可求得稠油油藏不同热采开发方式下开发结束时的累积财务净现值。

2 油藏数值模拟

以乐安油田南区为原型进行研究,该区位于乐安油田的构造高部位,主要含油层系为馆陶组底部砂砾岩体,储层厚度小,有效厚度为3.6~25 m,有效厚度与储层厚度的比(净总比)为65%~100%,一般大于80%,孔隙度为15%~30%,气测渗透率为4.0~6.0 μm^2,地面脱气原油密度为0.97~1.06 g/cm^3,50 ℃脱气原油黏度为10~80 Pa·s。油藏具有统一的油水系统,油水界面深960 m,无底水,边水不甚活跃。地层压力系数约为1.0,属常压系统,油层温度为50~60 ℃。

根据乐安南区稠油油藏的特点,建立了数值模拟模型。基础方案下的油藏中深843 m,有效厚度为15.0 m,净总比为0.86。油层温度下脱气原油黏度为13.6 Pa·s,相对密度为0.981。油藏的原始压力为8.6 MPa,原始含油饱和度为0.59。选用加拿大CMG软件中的STARS模型来模拟稠油油藏4种不同热采开发方式下的开发效果与规律。

(1)直井蒸汽吞吐。共模拟9口直井进行蒸汽吞吐开发,井网方式为200 m×283 m的九点法井网,模型面积为0.336 km^2。在研究过程中,假设每口井的注汽参数都相同,工作制度是同时注汽、焖井和开井生产。整个蒸汽吞吐开发的结束标准是周期油汽比低于蒸汽吞吐经济极限油汽比0.12[9]。

(2)直井吞吐加密。直井吞吐加密方案是在直井蒸汽吞吐方案吞吐4个周期后,在原有9口井的对角线中心加密4口新井。加密成井距为141 m×200 m的斜九点法井网继续蒸汽吞吐生产。新加密井的注汽参数与原有9口井的注汽参数一致。加密井周期油汽比低于0.12时开发结束。

(3)水平井吞吐。水平井蒸汽吞吐方案采用3口水平井平行布井,井距为200 m,水平段长度为200 m,模型面积为0.224 km^2。水平段设置于油层的中下部,此处吞吐过程中散入顶、底层的热损失之和最小,且有利于重力泄油,为水平井在油层中的最

万方数据

佳位置。

(4)直井蒸汽驱。直井蒸汽驱方案设定为先蒸汽吞吐 4 个周期以后转蒸汽驱开发。蒸汽驱井网为井距 141 m × 200 m 的反九点井网。中心 1 口注汽井,周围 8 口生产井,其中 4 口边井,4 口角井,注汽井与生产井之比为1:3,模型面积为 0.088 km^2。蒸汽驱过程中注采比设定为 1.2,整个蒸汽驱开发的结束标准是瞬时油汽比低于蒸汽驱经济极限油汽比 0.10。

4 种不同的热采开发方式中,直井蒸汽驱开发的采收率最高,水平井吞吐与直井吞吐加密次之,直井蒸汽吞吐最低。因为蒸汽驱通过井间驱替作用,能够最大程度地动用平面与纵向上的原油,而水平井吞吐和直井吞吐加密则分别通过水平井段加热与减小井距的方式扩大了油层加热面积,因此采收率高于直井蒸汽吞吐的。

4 种热采开发方式中,水平井吞吐的平均单井累积产油量最高,直井蒸汽驱与直井蒸汽吞吐次之,直井吞吐加密最小。主要原因是水平井吞吐的单井控制面积以及加热面积最大,加密开发则因为乐安南区稠油油藏边底水能量比较弱,天然能量不足,导致加密井的生产效果比较差,因而平均单井累积产油量最小。

3 经济技术界限计算

3.1 有效厚度界限

有效厚度越小,单井控制储量越小,且热利用效率越差,因此单井累积产油量越小,热采开发的经济效益也越差,数值模拟研究得出了不同厚度稠油油藏采用不同热采开发方式下的年产油量、年注汽量以及开发年限。根据胜利油田热采井平均投资成本构成(表 1),取井深为 900 m(水平井为 1.10 km),将相应的参数代入式(1)可计算出不同厚度稠油油藏不同热采方式开发期末的财务净现值,改变油价值,可以得到不同油价(美元/桶)下的财务净现值与有效厚度之间的关系曲线,该曲线为非常好的二次函数曲线,回归出二者间的定量关系式,定量关系式中净现值等于零时所对应的有效厚度值即为对应油价下能否热采经济开发的有效厚度界限值。

按照以上思路,可以得出不同原油黏度以及不同油价下的有效厚度界限值,绘制成标准图版,乐安南区稠油油藏不同热采开发方式下的有效厚度界限图版见图 1。可见原油黏度越小、油价越高,能够热采经济开发的有效厚度界限越小。

表 1 胜利油田热采井投资成本构成

Table 1 Constitution of investment costs of thermal recovery well in Shengli Oilfield

热采井	每米进尺成本 P_d/元	单井地面投资 I_s/万元	单井经营成本 C_m/万元	资源税率 R_s/(元·t^{-1})	原油商品率 α/%	综合税率 R/%
直井	1880	150	80	14	96	13.2
水平井	3409	191	120	14	96	13.2

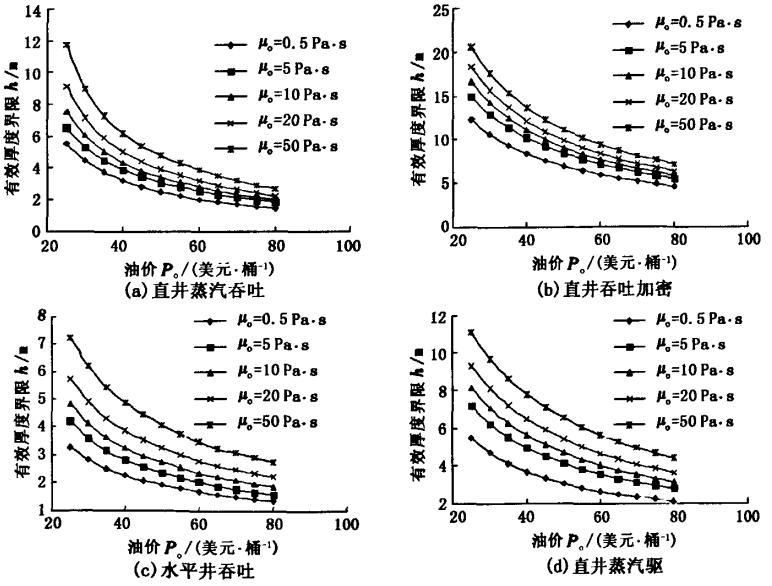

图 1 有效厚度界限图版

Fig. 1 Plates of effective thickness boundary value

万方数据

3.2 原油黏度界限

原油黏度也是影响热采开发效果的主要因素之一。原油黏度越大,流动性越差,热采采收率以及单井累积产油量越小,热采开发的经济效益越差。通过数值模拟得出了不同原油黏度稠油油藏采用不同热采开发方式下的年产油量、年注汽量以及开发年限。结合数值模拟研究以及动态经济评价,可得到一系列不同油价下不同厚度稠油油藏热采开发期末财务净现值与原油黏度之间的关系曲线,财务净现值与原油黏度在半对数坐标中呈较好的线性关系。其回归的定量关系式中净现值等于零时所对应的原油黏度值即为稠油油藏能否热采经济开发的原油黏度界限值。

绘制出乐安南区稠油油藏采用 4 种热采开发方式下的原油黏度界限值标准图版见图 2。可以看出油价越高、有效厚度越大,能否热采经济开发的原油黏度界限值越大,而且油层越薄,热采开发的原油黏度界限值与油价的关系越敏感。

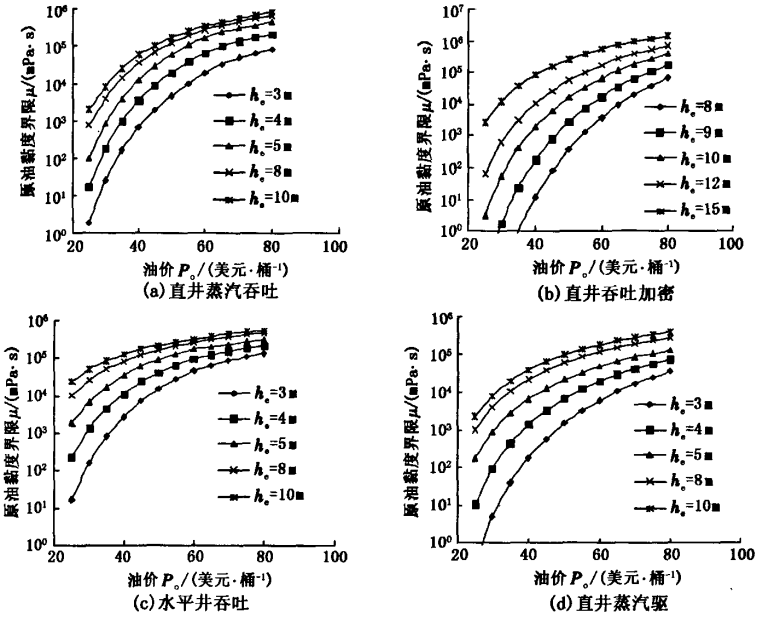

图 2 原油黏度界限图版

Fig. 2 Plates of oil viscosity boundary value

3.3 油价边界值

油价边界值是指当原油黏度和有效厚度一定时,稠油油藏能否热采经济开发的油价临界值,它可通过有效厚度界限图版反求,即曲线上某一有效厚度所对应的油价值就是此厚度和黏度下的油价边界值。原油黏度越小,有效厚度越大,能够热采经济开发的油价边界值越小。

4 经济技术界限对比

当油价为 50 美元/桶时,乐安南区稠油油藏在不同热采开发方式下的有效厚度界限及原油黏度界限见表 2。可以看出:当原油黏度一定时,水平井吞吐有效厚度界限最小;有效厚度一定时,水平井吞吐的原油黏度界限最大,主要原因是水平井吞吐的单井经济效益最好。当有效厚度大于 4.1 m 时,即可对原油黏度为 50 Pa · s 超稠油油藏进行水平井吞吐经济开发。在一定厚度和黏度范围内,蒸汽驱开发的采收率最高,但是因为蒸汽驱属于连续注汽开发,开发结束时的累积油汽比最低,注汽成本最高,且当有效厚度太薄或原油黏度太高时蒸汽驱开发效果急剧变差,所以蒸汽驱开发的有效厚度界限比较高,原油黏度界限比较小。直井吞吐加密的平均单井累积产油量最小,且加密开发导致投资与成本增加,因此它的有效厚度界限最大,原油黏度界限最小。

总之,对于地质条件复杂或原油黏度非常高的超稠油油藏,适宜采用水平井吞吐开发,可获得较好的单井经济效益;对于地质条件较好且原油黏度较低的普通稠油、特稠油油藏及一部分超稠油油藏可初期采用直井蒸汽吞吐,然后进行加密开发或转蒸

万方数据

汽驱开发,保证经济开发的同时争取达到最高的采收率效果。

表 2 不同热采开发方式的有效厚度界限与原油黏度界限对比

Table 2 Comparison of boundary values of effective thickness and oil viscosity for different thermal recovery methods

热采方式	有效厚度界限 h/m			原油黏度界限 μ/(Pa·s)		
	μ_o = 5 Pa·s	μ_o = 10 Pa·s	μ_o = 50 Pa·s	h_e = 3 m	h_e = 5 m	h_e = 8 m
直井蒸汽吞吐	3.1	3.4	4.8	4.615	60.660	121.115
直井吞吐加密	8.4	9.1	11.2	—	—	0.386
水平井吞吐	2.3	2.7	4.1	15.056	90.867	164.650
直井蒸汽驱	4.1	4.7	6.5	1.504	22.092	60.907

表 3 为不同有效厚度及原油黏度的稠油油藏在 4 种热采开发方式下的油价边界值。可见有效厚度为 3 m 的稠油油藏热采经济开发的油价边界值比有效厚度为 8 m 的高很多,原油黏度为 50 Pa·s 的超稠油热采开发的油价边界值比黏度为 5 Pa·s 的普通稠油的也要高很多。油层薄与原油稠正是稠油热采开发中面临的难题,但随着油价的逐步上涨和稠油热采技术的进步,这部分薄而稠的边际稠油油藏也将最终得到经济有效的开发。

表 3 不同热采开发方式下油价边界值对比

Table 3 Comparison of oil price boundary values for different thermal recovery methods

热采方式	原油黏度 μ_o/(Pa·s)	油价边界值 P/(美元·桶$^{-1}$)		
		h_e = 3 m	h_e = 5 m	h_e = 8 m
直井蒸汽吞吐	5	51	32	21
	10	56	36	23
	50	73	48	33
直井吞吐加密	5	119	91	53
	10	124	97	57
	50	154	120	72
水平井吞吐	5	37	20	11
	10	44	24	13
	50	72	39	22
直井蒸汽驱	5	74	39	22
	10	86	46	26
	50	132	69	38

5 结 论

(1)在直井蒸汽吞吐、直井吞吐加密、水平井吞吐以及直井蒸汽驱这 4 种不同的热采开发方式中,水平井吞吐的有效厚度界限最小,原油黏度界限最大,水平井吞吐对有效厚度和原油黏度的适应范围比其他 3 种热采方式都要广。

(2)当油价超过 69 美元/桶时,对于油层厚度大于 5 m、原油黏度小于 50 Pa·s 的稠油油藏,可先采取直井蒸汽吞吐开发然后转蒸汽驱开发。

(3)对于油层厚度小于 5 m 的稠油油藏,可通过优化布置井网,采用直井吞吐或水平井吞吐方式均可。但是当油藏物性差、边底水较活跃或超稠油油藏时,则应优先采用水平井吞吐开发。

参考文献:

[1] 刘文章. 热采稠油油藏开发模式[M]. 北京:石油工业出版社,1998:82-115.

[2] 牛嘉玉,刘尚奇,门存贵,等. 稠油资源地质与开发利用[M]. 北京:科学出版社,2002:131-213.

[3] 刘立成,姜汉桥,陈民锋,等. 小断块稠油油藏水平井蒸汽吞吐开采技术策略研究[J]. 石油天然气学报,2006,28(6):127-129.
LIU Li-cheng, JIANG Han-qiao, CHEN Min-feng, et al. Technical policy for horizontal well steam soak of viscous oil reservoirs in small fault blocks[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006,28(6):127-129.

[4] 胡常忠,刘新福,高孝田. 浅薄层稠油油藏资源二次利用的一种方法——加密井蒸汽吞吐[J]. 石油勘探与开发,1997,24(2):58-61.
HU Chang-zhong, LIU Xin-fu, GAO Xiao-tian. A secondary recovery method for shallow and thin heavy oil reservoirs: cyclic steam stimulation with infill wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 1997,24(2):58-61.

[5] 孙建芳,邱国清,吴光焕. 胜利油区稠油蒸汽吞吐开采井网加密技术经济界限评价方法[J]. 特种油气藏,2002,9(2):47-49.
SUN Jian-fang, QIU Guo-qing, WU Guang-huan. Economic limit evaluation of infill technology for cyclic steam stimulation in Shengli oil province[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2002,9(2):47-49.

[6] 陈杰,钱昱,李士平. 葡南葡浅 12 区块蒸汽驱矿场试验研究[J]. 大庆石油地质与开发,2007,26(5):68-71.
CHEN Jie, QIAN Yu, LI Shi-ping. Field test research on steam flooding in block PuQ 12 in south Putaohua area [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007,26(5):68-71.

[7] 侯健,于波,陈月明,等. 稠油热采油藏经济开发模式研究[J]. 石油勘探与开发,2002,29(3):88-90.
HOU Jian, YU Bo, CHEN Yue-ming, et al. An approach to the economical development model of thermal recovery of heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002,29(3):88-90.

(下转第 86 页)

万方数据

[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.

[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)

(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. 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)

(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.

[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)

(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. Multi-scale 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, 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 throughh water flooding with smart well technology [R]. SPE 68979,2004.

[9] SARMA P, DURLOFSKY L J, AZIZ K. Efficient closed-loop 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)

万方数据