

·油气采收率·

考虑毛管滞后的周期注水作用机理数值模拟

姜瑞忠¹, 卫喜辉^{1,2}, 王世朝¹, 姜宇³, 单理军¹, 王睿恒¹

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2.中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东广州 510240; 3.中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580)

摘要:目前大多数周期注水开发油藏数值模拟计算的开发效果都好于实际油藏周期注水的开发效果。采用数值模拟方法,对周期注水中的毛管滞后现象和考虑毛管滞后的周期注水作用机理进行了研究。结果表明,周期注水时,含水饱和度变化方向发生周期性变化,其原因是油藏驱替过程中驱替和吸入交替进行,进而导致毛管滞后;毛管滞后将产生新的毛管压力曲线,它位于驱替毛管压力曲线和吸入毛管压力曲线之间。周期注水中毛管压力是主要的作用力,考虑毛管滞后时高、低渗透层间流体交渗量和高、低渗透网格间油的交渗量都小于不考虑毛管滞后(采用驱替毛管压力曲线)时的交渗量。考虑毛管滞后的周期注水数值模拟的开发效果较符合油田开发实际。

关键词:周期注水 毛管滞后 数值模拟 作用机理 毛管压力

中图分类号: TE319

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)04-0049-04

周期注水作为油田开发中后期常用的水动力学调整方法,广泛适用于各类油藏^[1-4]。周期注水时,在高、低渗透层间压差的作用下,弹性力排油和强化毛管压力吸水排油作用引起高、低渗透层间油水交渗,使高渗透层中的水更多地流向低渗透层,低渗透层的油流向高渗透层并由高渗透层流至井筒,提高了注入水波及系数,改善了开发效果^[5-8]。常用数值模拟方法对不同周期注水参数的开发效果进行评价,优选合理的注水参数。周期注水数值模拟主要存在2种情况:①毛管压力虽是周期注水的主要作用力,但因没有毛管压力资料,数值模拟中未予以考虑,此时与常规注水相比,周期注水计算的采出程度偏小;②数值模拟中虽考虑了毛管压力(采用驱替毛管压力曲线),但未考虑毛管滞后,水湿油藏采出程度增加值大于实际油藏周期注水增加值^[9],夸大了周期注水开发效果,严重影响注水参数优选和方案经济评价。因此,笔者对周期注水中毛管滞后、毛管压力和弹性力的作用机理以及毛管滞后对周期注水的影响进行分析,以为周期注水数值模拟研究提供参考。

1 毛管滞后原理

毛管滞后是指毛管中吸入液柱高度小于驱替

液柱高度的现象,通常与润湿滞后和孔隙几何形态(如毛管半径的突变或渐变)有关^[10-11]。在周期注水油藏概念模型中最初是常规注水,然后转周期注水,先停注90 d,然后注水90 d,即注水周期为180 d。由概念模型中网格含水饱和度随时间的变化(图1)可以看出,在周期注水的停注阶段,含水饱和度减小;注水阶段,含水饱和度增大。在周期注水过程中,网格含水饱和度的变化并不是从初始含水饱和度一直增至最大含水饱和度,而是经过反复多次滞后,含水饱和度周期性的增大和减小。含水饱和度变化,意味着地层中的驱替方式(驱替(油驱水)和吸入(水驱油))发生周期性的变化,这种周期性的驱替和吸入导致了毛管滞后。由于毛管压力是周期注水的主要作用力,而周期注水中广泛存在

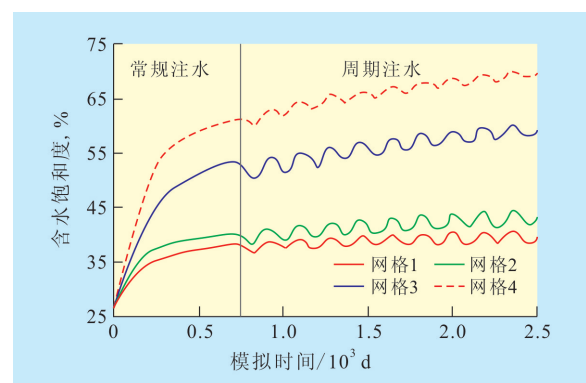


图1 周期注水油藏概念模型中网格含水饱和度

收稿日期:2013-05-20。

作者简介:姜瑞忠,男,教授,博士,从事油气田开发方面的教学和科研工作。联系电话:13706368368, E-mail: jrzhong@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2008ZX05013-002)。

毛管滞后现象,毛管滞后将导致毛管压力曲线形态发生变化,所以须考虑毛管滞后对周期注水的影响。

从亲水油藏数值模拟考虑毛管滞后时,毛管压力随含水饱和度的变化(图2)可知,ADB是驱替毛管压力曲线,BGC是吸入毛管压力曲线,假设从A点开始驱替并在D点处转为吸入,则毛管压力沿曲线DE变化;若在F点处再次转为驱替,数值模拟中毛管压力可沿曲线FF₁D,也可沿曲线FF₂D变化。在吸入过程中发生滞后引起的毛管压力变化与驱替过程的类似。纯油藏开始进行常规注水开发,毛管压力沿吸入曲线BGC变化,当转为周期注水后,假设在G点处发生第1个停注阶段的毛管滞后,则毛管压力沿曲线GHB变化;若在H点处开始下一个增注阶段,则毛管压力沿曲线HH₁G或HH₂G变化,此后若在I点处开始下一个停注阶段,则在I点处产生的毛管压力曲线类同于G点处的毛管压力曲线,之后依此类推。此外,亲油地层中同样存在着毛管滞后现象^[12-14],油湿油层的毛管滞后处理过程和水湿油层相似。

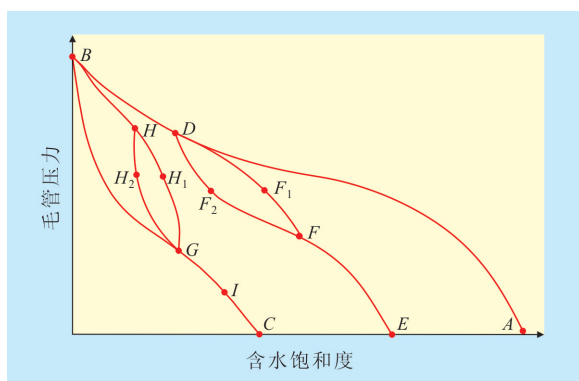


图2 亲水油藏数值模拟毛管滞后示意

2 周期注水作用机理

以大港油田孔二北断块油藏为例,建立五点井网正韵律油藏概念模型,在常规注水含水率达到70%时,转入周期注水,注水半周期为90 d,定液量生产,单井产液量为30 m³/d,并保证1个注水周期内累积注水量和常规注水的相等,考虑毛管滞后对周期注水的影响,模拟计算时间相同。

2.1 层间流体交渗

考虑毛管压力时,不论是常规注水还是周期注水,水从高渗透层流向低渗透层,而油从低渗透层流向高渗透层,但是周期注水增大了低渗透层流向高渗透层的油量,层间流体交渗量增加,使低渗透

层中更多的油经高渗透层流出。

2.2 毛管压力作用

常规注水阶段均考虑毛管滞后,周期注水阶段分4种情况进行模拟研究:①考虑毛管滞后;②不考虑毛管滞后,采用驱替毛管压力曲线;③不考虑毛管滞后,采用吸入毛管压力曲线;④不考虑毛管压力。结果表明,常规注水时,采出程度为25.94%;4种周期注水的采出程度分别为26.93%,27.78%,24.87%和22.71%,与常规注水相比,增加值分别为0.99%,1.84%,-1.07%和-3.23%。由此可以看出:周期注水阶段不考虑毛管压力时,采出程度比常规注水的小,所以毛管压力在周期注水期间起着重要作用。不考虑毛管滞后,采用驱替毛管应力曲线计算的采出程度增加值是考虑毛管滞后的近2倍,夸大了周期注水效果。同时,考虑毛管滞后产生新的毛管压力曲线位于驱替曲线和吸入曲线之间(图2),由周期注水阶段4种情况的毛管压力和采出程度增加值的对应关系可知:亲水油藏中毛管压力较大时,周期注水的效果较好。

常规注水时,累积油水交渗量一直增大,说明在毛管压力和重力作用下,油从低渗透层流向高渗透层(交渗量为正),而水从高渗透层流向低渗透层(交渗量为负)(图3)。转入周期注水后,不考虑毛管压力时层间累积油水交渗量减小,说明在重力作用下水向下流动而油向上流动,即水从低渗透层流向高渗透层(交渗量为正),而油从高渗透层流向低渗透层(交渗量为负),最终导致低渗透层油聚集而难以采出,而高渗透层水淹程度持续增大,开发效果变差;而考虑毛管压力时,累积油水交渗量都持续增大,说明在毛管压力作用下油从低渗透层流向高层,水从高渗透层流向低渗透层,但是考虑毛管

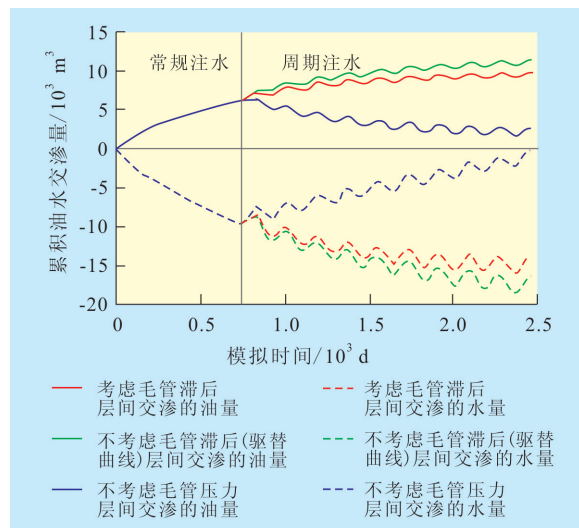


图3 高、低渗透层间的油水交渗量变化

滞后的油水交渗量小于不考虑毛管滞后(采用驱替毛管压力曲线)的油水交渗量,导致考虑毛管滞后的周期注水比不考虑毛管滞后的周期注水的效果差。这种高、低渗透层间的油水交渗运动,最终增大了低渗透层的波及系数,使得油向高渗透层流动,并且经高渗透层采出,改善了开发效果。

常规注水转入周期注水后开始是一个停注阶段,考虑毛管压力时,此阶段流体均从低渗透网格块流向高渗透网格块,由于低渗透网格块含水饱和度低,所以有相当多的油从低渗透网格块流到高渗透网格块(图4);注水阶段,油水从高渗透网格块流向低渗透网格块,由于高渗透网格块含水饱和度高,所以主要是水从高渗透网格块流到低渗透网格块。总的来说,在一个注水周期内水从高渗透网格块流向低渗透网格块,而油的流动方向则相反。在停注阶段,考虑毛管滞后的低、高渗透网格块间油的交渗量比不考虑毛管滞后(采用驱替毛管压力曲线)的交渗量小,这是由于考虑毛管滞后时,相同含水饱和度下的毛管压力小,导致吸水排油作用减弱。

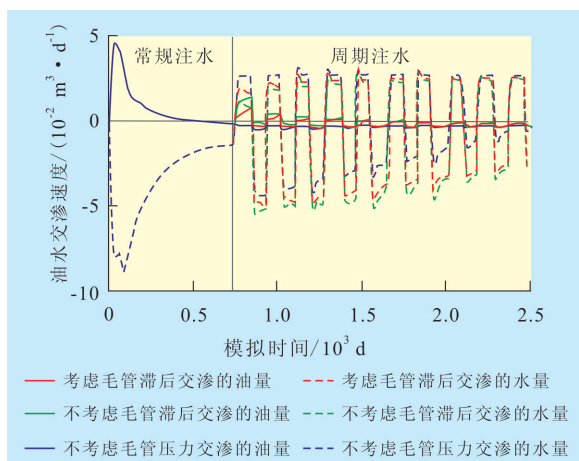


图4 毛管压力对高、低渗透网格块间油水交渗速度的影响

不考虑毛管压力作用时,停注阶段,低渗透网格块压力高于高渗透网格块压力,在压差和重力分异作用下,水从低渗透网格块流向高渗透网格块,而油主要在重力分异作用下从高渗透网格块流向低渗透网格块;注水阶段,高渗透网格块压力大于低渗透网格块压力,在压差和重力分异作用下,油从高渗透网格块流向低渗透网格块,水主要在压差作用下从高渗透网格块流向低渗透网格块。总的来说,在一个周期注水阶段,油从高渗透网格块流向低渗透网格块,而水则从低渗透网格块流向高渗透网格块。这是因为不考虑毛管压力时,不能发挥毛管压力的自发吸水排油作用,导致周期注水的效果变差。

2.3 弹性力作用

弹性力作用主要体现在地层压力变化时,由于储层岩石和流体具有弹性,造成岩石孔隙体积收缩(或膨胀)和流体膨胀(或收缩)而排除(或吸纳)液体,在常规注水和周期注水都不考虑毛管压力时,研究弹性力对周期注水驱替机理的影响。

常规注水时,高、低渗透网格块间交渗的油量几乎为0,而水从低渗透网格块流向高渗透网格块(图5)。转入周期注水后,先停注90 d,然后注水90 d,即进行注水周期为180 d的对称周期注水。在第1个停注阶段,低渗透网格块压力高于高渗透网格块压力,油水都从低渗透网格块流向高渗透网格块;在第1个注水阶段内,高渗透网格块压力高于低渗透网格块压力,油水从高渗透网格块流向低渗透网格块。由于高渗透网格块含水饱和度高,低渗透网格块含水饱和度低,所以在最初的注水周期内,水从高渗透网格块流向低渗透网格块,而油从低渗透网格块流向高渗透网格块。随着注水周期的延长,油的交渗量越来越小,水则从低渗透网格块流向高渗透网格块,这时层间交渗意义不大。同时,模拟计算常规注水不考虑毛管压力时,采出程度为18.39%,周期注水阶段不考虑毛管压力时,采出程度为20.22%,而周期注水阶段考虑毛管滞后的采出程度为26.75%,说明毛管压力在周期注水中起主要作用,而弹性力作用是次要的。

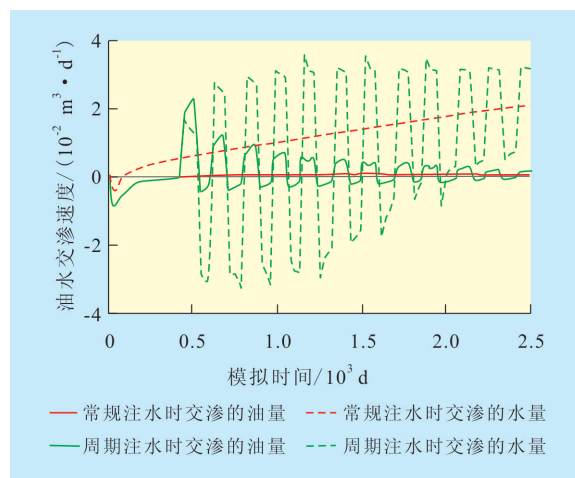


图5 不考虑毛管压力时高、低渗透网格块间油水交渗速度变化

3 应用实例

孔二北断块油藏主要含油层位是NgIII和NgII油组,平均孔隙度为31.8%,渗透率大于 $2\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,油藏为正常压力系统且发育边底水。1975年

投入开发,初期依靠天然水驱,1979年转注水开发,历经了打新井、油井补层、卡水、提排、转注和水井补孔、分注、调剖等措施,井网完善程度得到提高。目前,沿断层基本布置了3排井,边部为注水井,腰部一排生产井夹有注水井,靠近断层顶部为一排生产井。井网的不完善性造成断层一侧油井长期单向受效,导致剩余油主要富集在断层附近,即构造高部位。目前油田正在进行周期注水先导试验,试验方案1为常规注水;方案2—方案9为周期注水,注水过程中,低含水油井一直采油,高含水油井在注水时停产、停注时采油,其具体方案为:方案2为平面同步注水,注150 d、停150 d;方案3为平面同步注水,注120 d、停180 d;方案4为平面异步注水,注150 d、停150 d;方案5为平面异步注水,注120 d、停180 d;方案6为纵向异步注水,注150 d、停150 d;方案7为纵向异步注水,注120 d、停180 d;方案8为平面纵向异步交叉注水,注150 d、停150 d;方案9为平面纵向异步交叉注水,注120 d、停180 d。数值模拟结果(表1)表明,不考虑毛管滞后的周期注水采出程度增加值约为3%,而考虑毛管滞后时,其增加值约为1%,与大多数断块油藏实际周期注水开发提高采出程度1%~2%的结果比较符合。

方案编号	考虑毛管滞后		不考虑毛管滞后	
	采出程度	采出程度增加值	采出程度	采出程度增加值
1	34.38			
2	35.53	1.15	37.34	2.96
3	35.44	1.06	37.25	2.87
4	35.26	0.88	37.06	2.68
5	35.23	0.85	37.05	2.67
6	35.5	1.12	37.31	2.93
7	35.45	1.07	37.26	2.88
8	35.27	0.89	37.11	2.72
9	35.21	0.83	37.04	2.66

4 结束语

与以前用理论方法分析周期注水的作用机理

不同,采用数值模拟方法,可直观分析周期注水中高、低渗透层间的油水交渗运动。周期注水中普遍存在毛管滞后现象,毛管滞后导致毛管压力及其曲线形态发生变化,考虑毛管滞后的周期注水数值模拟结果比较符合油田实际的开发效果。

不论进行何种目的的油藏数值模拟,都应分析开发过程中油藏的主要渗流机理和驱替现象,只有充分考虑这些主要的渗流机理和驱替现象,才能得到比较合理的预测结果。

参考文献:

- [1] 东晓虎,刘慧卿,张红玲,等.稠油油藏注蒸汽开发后转热水驱实验与数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(2):50-53.
- [2] 胡景双,邵先杰,马平华,等.复杂小断块油田中高含水期开发调整实践[J].断块油气田,2010,17(2):202-205.
- [3] 王立军,朱铭,尚彦鹏.水平井井区不稳定注水数值模拟——以敖南油田M72水平井井区为例[J].油气地质与采收率,2011,18(1):67-69,73.
- [4] 冯瑞林,李仰民,李凤群,等.普通稠油油藏周期注水提高水驱效率技术研究与应[J].石油钻采工艺,2001,23(1):63-66.
- [5] 赵春森,吕建荣,杨大刚.大庆油田葡北二断块南部周期注水应用方法研究[J].油气地质与采收率,2008,15(6):76-79.
- [6] 白凤坤,刘文业.胜坨油田聚合物驱转后续水驱油藏管理对策[J].油气地质与采收率,2011,18(4):65-67.
- [7] 俞启泰,张素芳.周期注水的油藏数值模拟研究[J].石油勘探与开发,1993,20(6):46-53.
- [8] 张继春,柏松章,张亚娟,等.周期注水实验及增油机理研究[J].石油学报,2003,24(2):76-80.
- [9] 殷代印.高含水期砂岩油田周期注水机理及应用研究[D].大庆:大庆石油学院,2001.
- [10] 秦积舜,李爱芬.油层物理学[M].东营:中国石油大学出版社,2006:218.
- [11] 张福青,牟学益,马洪飞,等.桩西油田桩45-1块周期注水实践与认识[J].油气地质与采收率,2003,10(1):47-49.
- [12] Altundas Y B, Ramakrishnan T S, Nikita Chugunov, et al. Retardation of CO₂ due to capillary pressure hysteresis: A new CO₂ trapping mechanism[C]. SPE 139641, 2010.
- [13] Wang Chunhong, Li Gaoming. Huff and puff recovery technique on waterout horizontal wells[C]. SPE 104491, 2006.
- [14] Hammerfold W L. Capillary pressure scanning curves by the micropore membrane technique [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998, 20(3/4):253-258.

编辑 武云云