

# 葡南三断块特高含水期油藏数值模拟精度提高方法

黄有泉<sup>1</sup>,周志军<sup>2</sup>,刘志军<sup>2</sup>,向传刚<sup>3</sup>,黄泽明<sup>4</sup>

(1.中国石油大庆油田有限责任公司 第五采油厂,黑龙江 大庆 163513; 2.东北石油大学 提高油气采收率教育部重点实验室,黑龙江 大庆 163318; 3.中国石油大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院,黑龙江 大庆 163712; 4.中国石油大庆油田有限责任公司 第一采油厂,黑龙江 大庆 163001)

**摘要:**由于常规油藏数值模拟方法不能精确刻画油水运动规律和剩余油分布,因此,在分析储层描述精度、相对渗透率曲线选取、动态数据精确性和网格精度等因素对油藏数值模拟精度影响的基础上,通过分阶段油藏数值模拟、优化油藏数值模拟启动方法、相对渗透率曲线分阶段赋值和端点值标定、特高含水期网格尺度的处理和注水井分层注水等方法提高油藏数值模拟的精度。对比分析常规油藏数值模拟方法与分阶段油藏数值模拟方法发现,分阶段模拟运算的结果更为可靠,且提高了特高含水期油藏数值模拟的精度,由于油田进入特高含水期开发阶段后,剩余油高度分散,分阶段油藏数值模拟得到的剩余油饱和度场的分布结果更为准确,更有利于指导油田后期开发。

**关键词:**特高含水期 分阶段油藏数值模拟 初始化启动方法 相对渗透率曲线 网格精度 剩余油

**中图分类号:**TE319

**文献标识码:**A

**文章编号:**1009-9603(2014)05-0065-04

油气田开发程度的提高很大程度上得益于油藏数值模拟技术的发展<sup>[1-2]</sup>。油藏数值模拟计算模型包括黑油模型、裂缝模型、组分模型、相态计算模型、热采模型、聚合物驱模型、复合驱模型、气藏模型和多功能模型等,在开发中依据不同的地层条件,使用不同的软件模型,使得油藏数值模拟能够更大程度地贴近油藏实际。

葡南三断块位于松辽盆地中央坳陷大庆长垣二级构造带南部葡萄花三级构造向南延伸部分,为东高西低、中部高、南北低的构造油藏,主要目的层为葡I组,共划分为11个小层,埋深为950~1 000 m,油层为一套细砂岩与灰绿色粉砂质泥岩组合,以三角洲内前缘亚相沉积为主。葡南三断块于1983年投入开发,目前已进入特高含水期开发阶段,随着水驱开发时间的不断增加,油田开发中存在的问题越来越突出,主要表现在:①剩余油在平面和纵向上高度分散,水驱油效果差异较大;②各套层系井网间的含水率基本接近,层系间注水结构调整的针对性较差;③受长期注水的影响,开发层内存在低效、无效循环,老井措施效果逐年变差;④新井措施效果变差,增加可采储量减少,储采失衡日趋严

重。上述问题主要是长期注水冲刷,导致储层物性、流体性质和油藏岩石相对渗透率发生变化所致。

由于受常规油藏数值模拟方法的精度所限,不能精确刻画油水运动规律和剩余油分布,且常规油藏数值模拟时未能考虑储层物性参数变化和相对渗透率曲线动态变化,同时模拟时水井为笼统注水,故对剩余油的定量描述已不能适应特高含水期开发阶段精细开发的需求,因此必须对特高含水期提高油藏数值模拟精度的方法进行探索。

## 1 油藏数值模拟精度的影响因素

储层描述精度 油藏数值模拟研究的基础是建立能精确反映储层地质特征的储层地质模型<sup>[3-6]</sup>,但在建立储层地质模型的过程中,由于受到许多不确定因素的影响,储层地质模型会出现多解性,这是影响油藏数值模拟精度的主要因素。另外,目前大庆油区已整体进入了特高含水期开发阶段,长期的注水冲刷作用导致储层物性发生明显变化,使得剩余油分布更加复杂<sup>[7-9]</sup>,而常规油藏数值模拟方法

收稿日期:2014-07-03。

作者简介:黄有泉,男,高级工程师,博士,从事油气藏开采方面的研究与管理工。联系电话:(0459)4598226,E-mail:huangyouquan@petrochina.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金“低渗透油层提高驱油效率的机理研究”(50634020),国家自然科学基金“聚合物驱热/化学复合驱提高原油采收率理论研究”(51074035),国家科技重大专项“水驱开发效果评价及措施优化方法研究”(2011ZX05052-12),国家科技重大专项“薄差油层动用条件及层系井网优化研究”(2011ZX05010-002-05)。

未考虑到储层物性参数时变现象,这在一定程度上也会影响特高含水期油藏数值模拟的精度。

**相对渗透率曲线选取** 油藏的相对渗透率不仅能够反映储层流体的渗流特征,也是影响油田含水率的重要因素<sup>[10-11]</sup>。在进行油藏数值模拟时,不同的网格、不同的油藏参数应该选择相应的相对渗透率曲线,但是还没有公认的、通用的选择标准。有些学者通过对油田所有相对渗透率曲线进行归一化处理,用一条平均效应的相对渗透率曲线来表征<sup>[11]</sup>;有些学者则采取不同沉积相带选取相应的相对渗透率曲线<sup>[6]</sup>;有些学者则根据不同储层的物性分布选取相应的相对渗透率曲线<sup>[12]</sup>。因此,油藏数值模拟结果的准确性与模拟人员的经验密切相关,相对渗透率曲线选取标准不同,导致最终所得到的剩余油分布结果也不尽相同。

**动态数据精确性** 油藏数值模拟模型动态拟合的主要依据是油田生产动态数据,由于人为因素和某些特殊原因的影响,导致动态数据不准确,在历史拟合时,将会使模拟结果偏离实际生产状况,导致油藏数值模拟精度下降。另外,在动态历史数据整合过程中,一般的注水井数据都是由全井的注水数据来整合的。在常规油藏数值模拟过程中等同于笼统注水,与现场采用分层注水不符,从而影响了油藏数值模拟的精度。

**网格精度** 在建立三维地质模型时,为了精确描述油藏特征,网格剖分时多选用小尺度网格。但在进行油藏数值模拟时,由于工作站存储能力及运行速度有限,因此,网格要进行粗化处理。在建模后期网格粗化过程中,会模糊处理储层非均质性,从而影响了油藏数值模拟的精度。

## 2 提高油藏数值模拟精度对策

### 2.1 分阶段油藏数值模拟

经过长时间的注水开发,储层物性和流体性质变化较大。因此,在油藏数值模拟时,应该将开发过程划分为不同阶段进行模拟,综合考虑储层物性及流体性质的变化。分阶段油藏数值模拟,就是将一个长时间的油藏开发阶段,根据重大开发方案调整的时期(如加密井网、调整注采系统)或开发阶段(如产量上升阶段、稳产阶段、下降阶段)等原则划分成不同的模拟阶段,采用分阶段建立地质模型及数值模型思路,综合考虑了长时间注水开发过程中储层物性和流体性质的变化,使模拟结果更符合油田开发实际<sup>[13-14]</sup>。分阶段数值模拟一般分为3

段:①中、低含水阶段模拟。根据油藏静态和动态资料,建立该阶段相对应的油藏地质及数值模型,并对该阶段的生产动态指标进行历史拟合,直到拟合结果符合预期要求,并将历史拟合后的油藏模型输出作为中、低含水阶段的最终模型。②高含水上阶段模拟。以中、低含水阶段的最终模型为基础,综合考虑储层物性、流体性质及油水分布规律等的变化,针对该阶段生产动态指标进行拟合。将历史拟合结果符合预期要求的油藏模型输出作为该阶段的最终模型。③高含水调整阶段模拟。该阶段模型以高含水上阶段模型为基础,只针对该阶段动态数据进行拟合,并输出符合拟合精度的模型作为最终模型。分阶段油藏数值模拟一方面综合考虑了油田开发过程中储层物性和流体性质的变化,可更加准确地描述油藏;另一方面又可缩短模拟运行的时间,稳定性较好,提高了工作效率。

### 2.2 优化油藏数值模拟启动方法

#### 2.2.1 初始化启动方法概述

在油藏数值模拟过程中,模型初始化包括初始压力场和初始饱和度场的分布计算。模型初始化启动有2种方法:①平衡启动方法,即通过为模型提供油水界面及油水(气)界面处参考压力来计算初始压力场和饱和度场分布。对于两相黑油模型来说,初始压力场计算是基于输入的油水界面、油和水的密度及其参考压力,根据重力分异的原则来计算;初始饱和度场计算是基于相对渗透率曲线、毛管压力曲线及压力分布来计算。若模型中有多个油水界面,可以通过平衡分区来处理。②非平衡启动法,一般采用枚举法。枚举法是显式定义各个网格初始饱和度和压力分布的方法。初始饱和度场可以通过三维地质建模依靠测井解释数据随机模拟得到,初始压力场则根据油藏原始压力及模型深度插值得到。

#### 2.2.2 初始化启动方法优化

任何一种启动方法都有其特定的适用性和局限性。平衡启动方法没有考虑油藏描述中对于油水分布特征的描述,不太适用于油水分布复杂的油藏,而且初始化计算得到的初始饱和度模型与测井解释得到的饱和度差别较大。而非平衡启动枚举法容易造成初始饱和度模型的不平衡,即初始饱和度模型中网格间存在流体流动,故一般不采用。

葡南三断块葡萄花油层为窄薄砂体油层,油藏精细描述结果认为在构造主体部位存在统一的油水界面,而测井解释结果则表明,区块的边部存在油水过渡带,油水界面并不是统一的。因此,在油

藏数值模拟中,应该首先优选平衡启动方法。为了能够利用测井解释的饱和度分布数据,将平衡启动方法进行了改动,采用毛管压力标定的平衡启动方法,即在初始化过程中,给定一个模糊的油水界面及界面处参考压力,但是在初始属性场的分布上,又硬性给定每个网格的饱和度分布,并通过给定的毛管压力曲线,来平衡每个网格的流体流动,即使相邻网格含水饱和度存在差异,也会根据毛管压力曲线和参考压力点数据自动进行插值以得到每个网格上的毛管压力,使初始网格间压力保持平衡,该方法克服了平衡启动方法和非平衡启动枚举法两者的局限性。

在分阶段历史拟合过程中,由于只有初始时间步的网格间流体流动是平衡的,因此,根据启动方法的适应性,第1个阶段的初始化启动采用毛管压力标定平衡启动,后续阶段的初始化启动采用枚举法启动。

### 2.3 相对渗透率曲线的处理

通常采用3种方法处理油水相对渗透率曲线:

①归一化法。对研究区块所有有代表性的相对渗透率曲线进行归一化处理,求取一条表征整个储层的平均相对渗透率曲线。②分区处理法。根据储层物性或沉积相带的不同赋予不同的相对渗透率曲线。③端点值标定法。对模型不同网格处的相对渗透率曲线进行标定,进而可以充分表征储层的非均质性和体现不同网格油水饱和度的分布特征。

在常规历史拟合过程中,无论归一化、分区处理还是端点标定,相对渗透率曲线都是固定不变的,而在分阶段历史拟合过程中,由于历史拟合过程具有阶段可分性,因此在数值模拟模型建立过程中,可选取不同的相对渗透率曲线。也就是说,在中、低含水期可以用中、低含水期的相对渗透率曲线,在特高含水期则用特高含水期的相对渗透率曲线。同理,根据端点值随注入水的变化特征,不同时期也可以赋予不同的相对渗透率曲线。

### 2.4 特高含水期网格尺度的处理

油藏数值模型是通过三维网格模型来表征储层物性在地下的分布,在资料允许的条件下,虽然网格步长越小,油藏的非均质性体现得越精确<sup>[15]</sup>,但若网格步长过小,将不能准确表征储层物性在地下的分布特征,且节点数也就越多,这将大大增加模型的运行时间,因此,在资料 and 分辨率允许的条件下,选取的网格步长只要能够展示目前的资料覆盖和分辨程度即可<sup>[16]</sup>。

而油田在特高含水期,由于注入水的长期冲刷

作用,部分井区在主流线部位的渗流特征更加明显,表现为主流线方向的注入水快速推进,因网格步长较大的模型无法表现这一特征,故将网格步长进一步缩小以提高数值模拟的精度。

由图1可见:当网格步长小于30 m×30 m时,运行时间将大大延长;当网格步长大于30 m×30 m时,运行时间缩短很多。因此在分阶段历史拟合过程中,建议初始阶段采用步长为50 m×50 m的网格,特高含水期开发阶段采用步长为30 m×30 m的网格。

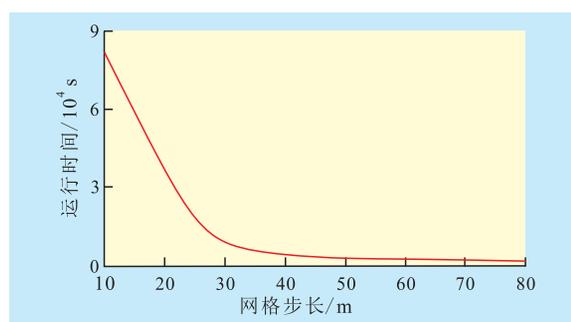


图1 油藏数值模型网格步长与运行时间的关系

### 2.5 注水井分层注水方法

在未进行分层注水拟合的油藏数值模拟中,分注井与常规井一样,均处理成一口井。模拟采用定产求压的方法,即限定每口井所有射孔层段的总注水量,各层段的注水量由数值模拟软件通过计算进行劈分<sup>[17]</sup>,总注水量是准确的,但在各个层段分配的注水量则不能保证准确,主要表现在层段注水量的模拟结果与实测资料存在明显误差,而且历史拟合中只拟合全模拟区和单井指标,不拟合单井层段和单井射孔层的指标。

注水井分层注水的目的是为减缓油层层间干扰,提高油层动用状况,分层注水对剩余油分布状况影响较大。葡南三断块采用的是分层注水方式,使用封隔器将注水井封隔为几个层段,数值模拟时将每一口实钻井分成若干个虚拟井,其井位均与实钻井相同,而射孔层分别对应一个注水层段,虚拟井的注水量根据层段的实测资料进行劈分。通过分层注水方法即可实现对整个开采历史注水井的分层井自调、重分层及笼统改分层等方案的调整。

## 3 常规与分阶段油藏数值模拟方法结果对比

计算时间 常规油藏数值模拟运行时间为1.8 h,分阶段油藏数值模拟3个阶段的运行时间分别为0.6、0.1和0.75 h,合计1.45 h,比常规油藏数值模拟

方法节省了0.35 h,主要是由于分阶段油藏数值模拟考虑了储层物性参数的变化,大大增强了模型的稳定性,从而节省了模型的运行时间。

**拟合精度** 常规和分阶段油藏数值模拟的拟合率分别为81.4%和90.5%,后者较前者提高了9.1%。这是因为:分阶段油藏数值模拟在不同阶段采用了不同的三维地质模型,物性参数发生改变,使得全部时间段的拟合状况均接近实际生产状况,尤其在高含水调整阶段,其模拟结果比常规油藏数值模拟结果更精确,更接近油田实际开采情况。

**储层动用状况** 通过对比不同有效厚度下储层动用状况(表1)发现:当有效厚度为1~2 m时,常规和分阶段油藏数值模拟方法计算的储层动用状况分别为71.0%和78.2%,而实测值为79.8%,说明分阶段模拟结果与实测值更接近;其他有效厚度区间也具有类似规律。这是因为:分阶段模拟与常规模拟过程不同,分阶段模拟采用分层注水方法,针对不同层位进行注水,使得储层动用状况与常规模拟的动用状况不同。

表1 不同油藏数值模拟方法与实测值储层动用对比 %

方法	有效厚度 / m			
	0~0.5	0.5~1	1~2	≥2
常规模拟	69.6	66.0	71.0	66.1
分阶段模拟	67.8	63.4	78.2	70.4
实测	66.5	62.8	79.8	69.7

**特高含水期剩余油饱和度场** 对比常规与分阶段油藏数值模拟拟合得到的剩余油饱和度分布(图2)可见,分阶段油藏数值模拟对特高含水期开发阶段分散的剩余油分布刻画得更为精确,常规油藏数值模拟结果显示为成片的剩余油,但在分阶段油藏数值模拟结果中,剩余油零散分布,高度分散,使调整措施更具有针对性。

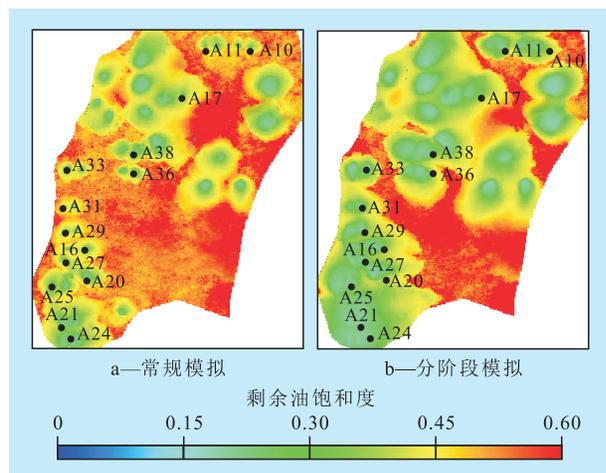


图2 葡南三断块不同油藏数值模拟方法剩余油分布对比

## 4 结束语

采用优化的油藏数值模拟启动方法、不同阶段相对渗透率曲线、不同阶段网格步长及注水井分层注水等方法,可以提高特高含水期油藏数值模拟的精度。经历长时间的注水开发,储层物性和流体性质发生了较大变化,采用分阶段数值模拟方法,可以更好地表征储层物性的变化与剩余油分布之间关系,明确影响剩余油分布的主控因素,为储层高效开发提供理论基础。

### 参考文献:

- [1] 潘举玲,黄尚军,祝杨,等.油藏数值模拟发展现状及发展趋势[J].油气地质与采收率,2002,9(4):69-71.
- [2] 冯文光.油藏数值模拟微机速算原理[M].成都:四川科学技术出版社,1991:5-6.
- [3] 裘怿楠,陈子琪.油藏描述[M].北京:石油工业出版社,1996:12-16.
- [4] 穆龙新,裘怿楠.不同开发阶段的油藏描述[M].北京:石油工业出版社,1999:27-28.
- [5] 刘显太.中高渗透砂岩油藏储层物性时变数值模拟技术[J].油气地质与采收率,2011,12(2):39-41.
- [6] 徐慧,林承焰,郑元超,等.水下分流河道砂体油藏数值模拟研究[J].特种油气藏,2013,20(4):58-61.
- [7] 梁爽,刘义坤,于倩男,等.薄差储层有效动用井距和合理井排距比研究——以大庆油区杏六东块为例[J].油气地质与采收率,2014,21(1):78-80.
- [8] 胡伟,闫超,陈正涛,等.大庆油区杏六区中部油藏三次加密合理布井方式[J].油气地质与采收率,2013,20(6):73-75.
- [9] 兰丽凤,平晓琳,白振强,等.基于小井距检查井的夹层分布特征及对剩余油分布的控制作用——以萨尔图油田北二西区为例[J].油气地质与采收率,2013,20(4):83-87.
- [10] 刘泽容,信荃麟.油藏描述原理与方法技术[M].北京:石油工业出版社,1993:105-107.
- [11] 王国先,谢建勇,李建良,等.储集层相对渗透率曲线形态及开采特征[J].新疆石油地质,2004,25(3):301-304.
- [12] 周贤文,汤达帧,张春书.精细油藏数值模拟研究现状及发展趋势[J].特种油气藏,2008,15(4):1-6,12.
- [13] 盖英杰,吕德灵,郭元灵.高含水期油藏分阶段数值模拟[J].油气采收率技术,2000,21(1):54-57.
- [14] 高博禹,彭仕宓,黄述旺.胜坨油田二区沙二段3砂层组分阶段油藏数值模拟[J].石油勘探与开发,2004,31(6):112-114.
- [15] 孙致学,鲁洪江,孙治雷.地质模型网格粗化技术[J].石油勘探与开发,1996,23(3):76-79.
- [16] 刘文岭,韩大匡,胡水清.高含水油田发展油藏地球物理技术的思考与实践[J].石油学报,2009,30(4):49-51.
- [17] 李慧,王家春,李本生.数值模拟分层注水技术研究[J].石油工业计算机应用,2005,22(3):35-37.