

引用格式:刘学利,郑小杰,窦莲,等.薄层强底水多韵律层砂岩油藏高精度数值模拟研究——以塔河9区下油组油藏为例[J].油气藏评价与开发,2022,12(2):391-398.

LIU Xueli, ZHENG Xiaojie, DOU Lian, et al. High precision numerical simulation of thin sandstone reservoir with sufficient bottom water and multiple cyclothem: A case study on lower formation of 9th block of Tahe Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 391-398.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.02.015

薄层强底水多韵律层砂岩油藏高精度数值模拟研究

——以塔河9区下油组油藏为例

刘学利^{1,2}, 郑小杰^{1,2}, 窦莲^{1,2}, 谢爽^{1,2}, 彭小龙³, 朱苏阳³

(1. 中国石化西北油田分公司勘探开发研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011; 2. 中国石化碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆 乌鲁木齐 830011; 3. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500)

摘要:对于塔河9区下油组油藏,充足的底水能量和复杂的韵律层分布,导致了常规数值模拟技术难以表征复杂的底水上升规律和油藏提高采收率措施的效果。以塔河9区三叠系下油组油藏为例,介绍了不粗化地质模型背景下的高精细数值模拟技术,通过早期可动水模拟、单一隔板绕流和多重隔板绕流以及动态相渗3个技术进行油藏历史拟合研究,油藏整体产量拟合程度达到95.23%。同时,采用高精度数值模拟技术对现场提液和注气措施进行了预测,与现场生产效果保持了高度的一致性。在高精度数值模拟过程中,水平井的见水模式由常规模拟中的水脊,转变为“点出水”模式,流场的主控因素为压力场和物性参数场协同控制。

关键词:塔河油田;强底水;薄层;多韵律;高精度数值模拟

中图分类号:TE155

文献标识码:A

High precision numerical simulation of thin sandstone reservoir with sufficient bottom water and multiple cyclothem: A case study on lower formation of 9th block of Tahe Oilfield

LIU Xueli^{1,2}, ZHENG Xiaojie^{1,2}, DOU Lian^{1,2}, XIE Shuang^{1,2}, PENG Xiaolong³, ZHU Suyang³

(1. Sinopec Northwest Oilfield Branch Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China; 2. Sinopec Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery for Carbonate fractured-vuggy Reservoirs, Urumqi, Xinjiang 830011, China; 3. State Key Laboratory on Oil & Gas Geology exploration and exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The sufficient bottom water energy and complex rhythmic layer distribution in the lower oil formation reservoir of 9th block of Tahe Oilfield lead to the great difficulties of the conventional numerical simulation technology to characterize the complex bottom water rising regulation and the effect of EOR measures. Taking the lower Triassic oil formation reservoir in 9th block of Tahe Oilfield as an example, the high-precision numerical simulation technology under the background of non up-scaling geological model is introduced. By the early movable water simulation, single diaphragm flow, multiple diaphragm flow and dynamic relative permeability techniques are deployed. Then, the reservoir history matching research is carried out, and the overall production matching degree of the reservoir reaches 95.23%. At the same time, the high precision numerical simulation technology is used to predict the field rate enhancement and gas injection measures, which is highly consistent with the field production effect. In the process of high-precision numerical simulation, the water breakthrough mode of horizontal well is changed from water ridge in conventional simulation to “water-breakthrough at point” mode. The main controlling factor of flow field is the collaborative control of pressure field and physical parameter field.

Keywords: Tahe Oilfield, sufficient bottom water, thin layer, multiple cyclothem, fine numerical simulation

收稿日期:2021-04-25。

第一作者简介:刘学利(1974—),男,博士,教授级高级工程师,主要从事碳酸盐岩缝洞型油气藏开发理论研究。地址:新疆乌鲁木齐市春南路466号中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,邮政编码:830011。E-mail:lucas2000_swpi@126.com

基金项目:“十三五”国家科技油气重大专项“缝洞型油藏注气方式和技术政策研究”(2016ZX05053-09)。

高精度数值模拟技术是解决砂岩油藏中后期精细化挖潜和提高采收率方法验证的有效手段^[1-4]。近年来,随着计算能力的增加和并行计算效率的提高,在不粗化的地质模型上直接开展数值模拟研究的期望得以实现^[5-7]。不粗化的地质模型不仅保留了最精细的地质信息,还保留了原始的物性参数级差等地质信息序列,对高精度的油藏数值模拟具有重要意义^[8-12]。

塔河9区三叠系下油组油藏属于强底水薄层砂岩油藏^[13],开发20多年,目前油藏压力平均下降不到1 MPa,充足的底水能量使得油藏下部冲刷较为完善^[14],但油藏的横向波及效果差^[15]。另外,该油藏油柱高度小于10 m,可以分为4个小型的正韵律层^[16-17],每个韵律层间的低渗层形成了类似挡水隔层的作用^[18],油藏生产过程中出现了大量的单隔板和多个隔板导致的底水绕流现象。多韵律层和强底水的特点导致了该油藏的水淹规律复杂,薄层的特点则导致了高精度网格的需求,这些特点反映了常规数值模拟技术难以对该油藏的生产过程进行准确描述,也无法对提高采收率方式进行预测。

研究以塔河9区三叠系下油组油藏为例,介绍了不粗化地质模型背景下的高精度数值模拟技术,通过高精度的油藏历史拟合研究,并对提液以及注气增产措施进行模拟预测,与现场生产效果保持了高度的一致性,克服了常规数值模拟存在的问题,进一步指导了塔河9区三叠系下油组油藏注气增产及高效开发。

1 塔河9区下油组开发现状以及常规拟合的问题

1.1 开发现状

塔河油9区三叠系下油组油藏S95井区与TK918井区合计探明含油面积10.2 km²,原油地质储量844.6×10⁴t。截至2014年9月底,累计产油193.65×10⁴t,采出程度22.9%。尽管总体开发效果较好,生产仍存在如下问题:

1) 储层纵向非均质性较强,各油层段动用不均

据本区纵向取心井段较全的S-a井和S100井渗透率表明:下段平均渗透率(121.0~136.3)×10⁻³ μm²,上段平均渗透率(445.45~766.49)×10⁻³ μm²,层内渗透率差异性较大,具有较强的非均质性;下段上部渗透

度变异系数0.965,非均质程度严重。各层段采出状况差异大,储量动用不均。

2) 储层横向变化快,连通性复杂

本区下油组沉积环境相对稳定,储层较厚,平面分布范围较广,物性参数平面变化较为平稳,从不同井点下油组平均渗透率值来看,平面渗透率级差达到了4.99,显示了平面上具有一定的非均质性,而纵向渗透率极差达到923,显示了较强的非均质性。

3) 夹层分布复杂

前期研究中,下油组储层中共识别出3套,共20余个对开发有影响的夹层(图1)。本区最大的难点是夹层的类型为物性夹层,即夹层本身并非完全的泥质挡水层,仅仅是由渗透率级差导致的挡水作用。该区块共有35口井钻遇了夹层。各夹层分布位置、规模等均有不同。由于夹层的存在,底(边)水侵入路线及规模也受到影响。

4) 水淹情况不均匀、开发调整难度大

9区驱动类型为天然底水驱为主,有夹层遮挡的区域底水锥进受到夹层抑制,造成平面上水淹状况不均匀;油藏水淹形式以局部底水不均匀锥进为主,强水淹区呈点状零散分布。水驱开发后期剩余油预测难度较大,剩余油挖潜及调整难度大。

1.2 常规数值模拟存在的问题

常规数值模拟技术,通常要对地质模型进行粗化,而粗化的过程虽然不会改变地质信息的序列,但是会明显改变物性的级差,弱化模型的非均质性。然而,这种粗化后的网格,在较大的生产压差条件下,通常会被底水击穿,从而无法起到挡水的作用,高渗导流的效果也没有那么明显,最终,淹没部分挡水隔层和高渗层在油藏生产过程中起到的作用。

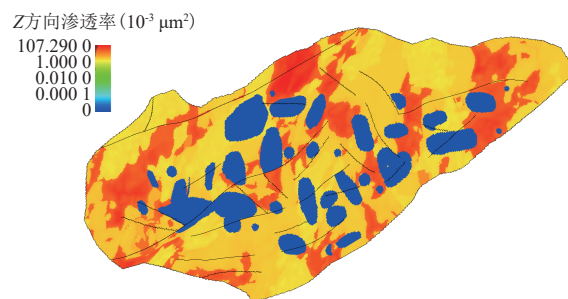


图1 塔河9区下油组物性夹层统计成果

Fig. 1 Results of physical property barriers in Lower Oil Formation of 9th block of Tahe Oilfield

以S-a井为例,在没有进行任何历史拟合操作的时候,在未粗化地质模型上直接进行模拟,模拟数据虽然并没有完全符合产液量的数值,但是含水上升趋势基本一致(图2a)。在此模型上,仅仅将纵向网格从0.15 m粗化至0.90 m,进行数值模拟之后,可以发现模拟的产水量已经呈现明显的底水暴性水淹规律(图2b),这是因为粗化后的网格,不再具有高渗层导水或是低渗层隔水的作用,底水在模型中形成了较为完整的水锥,导致了常规的底水上升规律。

对于常规的油藏数值模拟而言,0.9 m的纵向网格厚度已经非常精细。然而现场产水量说明S-a井与底水之间,存在明显的挡水层,形成了明显的绕流效应。因此,常规模拟方法,受限于网格精度导致的流动现象描述精度,如果强行进行历史拟合,只能最大程度地对底水上升进行等效模拟。此时,模型在生产后期,难以再次等效提液或是注气过程中的流场状态。综上所述,常规数值模拟技术已难以解决此类问题,需要引入高精度数值模拟方法进行研究。

2 高精度数值模拟技术流程

塔河9区下油组40余口生产井的数值模拟中,建立10 m×10 m×0.15 m的网格,共693.23万个。为了快速计算,研究采用商业数值模拟软件tNavigator中的GPU计算技术,在工作站配置为RTX6000计算卡(显存24 GB,显存位宽384 bit)和双路W-3175X处理器(28核56线程,3.8 GHz),以及128 GB内存的计算带宽的条件下,模拟20 a生产需要5.5 h。

高精度数值模拟的关键在于高精度数值模型,

高精度数值模拟首先体现在网格精细程度上,对于地质模型中的网格系统进行平面和纵向、油藏和水体网格进行粗化测试,测试发现油藏中的网格平面粗化和纵向粗化都会明显改变油井的产水动态。因此,在高精度数值模拟研究中,该模型的油藏网格不能进行粗化。在网格和属性模型的基础上,通过实验以及油藏工程方法,设置油藏的水体参数以及相渗曲线等参数。

2.1 可动水模拟技术

塔河9区油藏属于中孔高渗砂岩油藏,同类型岩石的毛管压力和稳态相渗表明,岩石的束缚水饱和度通常在20%~30%左右,然而油藏初始含水饱和度高达40%,说明油藏初期存在可动水。油田生产过程中,部分生产井在生产初期(一周内)即见水,说明油藏中确实存在可动水的影响,需要在模型中进行针对性模拟。

常规数值模拟方法通常采用端点校正,或是在油藏中部设置零星解析水体的方式,这种方法可以等效早期产水,但难以表征油藏中的油水分布以及中后期的冲刷倍数。在高精度数值模拟研究中,可以采取适当放大毛管压力曲线并降低束缚水饱和度的方式,使得模型既通过零平衡检查,保持地质模型中初始含水饱和度不变,同时在模拟初期存在可动水(在生产压差大于毛管压力后,被毛管压力固定的水变为可动水),以拟合油藏初期的层内水产量。

2.2 单一隔板绕流模拟技术与多重隔板绕流技术

塔河9区下油组油藏多数井生产过程中,并没有

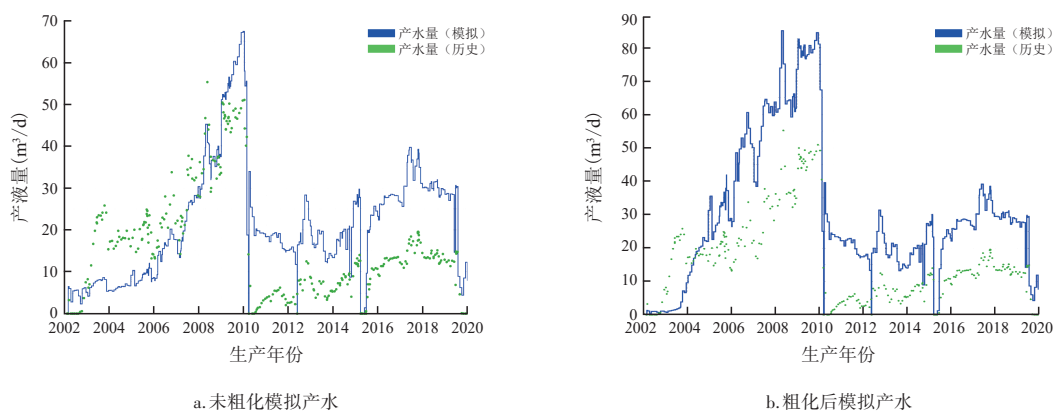


图2 S-a井在两种网格尺寸下的产水模拟

Fig. 2 Water content simulation under two grid sizes of Well-S-a

出现底水暴性水淹的动态,而是类似于边水的阶梯式上升,这种现象主要来自韵律层之间低渗层的挡水作用。在常规数值模拟内,通常采用人工打隔板,或者调低油井下方渗透率的方式进行拟合。这种拟合方式没有充分的理论依据,且会破坏模型中的地质信息序列。地质信息序列指高渗和低渗的序列关系,地质模型中,某一层的渗透率序列是绝对准确的,但是渗透率绝对值则不一定准确,是可以调整的,但不能改变地质序列,即高渗仍然是高渗,低渗仍然是低渗,但是高渗或是低渗的程度可以修改。

因此,在高精细的地质模型的基础上,低渗挡水层的位置是明确的,而挡水层的展布情况是不确定的。在高精度历史拟合过程中,隔层的分布大小可以进行调整。模型中仅仅通过传导率调整的方式,调整单井落实的低渗挡水的展布大小,不再对另外的参数进行调整。针对9区特殊的强底水多隔层的流动特点,可以仅仅对隔夹层的大小进行调整,以实现单重隔板和多重隔板对底水的绕流模拟,实现高精度的历史拟合研究。

2.3 动态相渗技术

实验和现场研究均已证实,砂岩的相渗曲线在长期冲刷之后,会发生变化,即相渗随着过水倍数改变。由于底水能量较强,9区的过水倍数较大,以网格体系为例,平均冲刷倍数在362倍,同一口井前期和后期的油水相渗规律发生的明显的变化。因此,需要采用动态相渗方法进行拟合中后期产水规律。

模型中的高过水倍数是网格尺寸过小导致的,目前对于PV数的尺度升级方法,研究尚不完善,也没有对9区的岩心进行过长期冲刷相渗实验。因此,

历史拟合过程中,只能选取典型井的生产动态,通过产油量、产水量和井底流压的关系,通过稳态产能公式反演不同开发阶段的相渗曲线(图3)。

图3中的相渗曲线由稳态产能方程反演得到,由于9区底水能量强,油井基本以稳态条件生产,通过生产历史反演得到的动态相渗准确度较高。利用tNavigator的相关算法进行该油藏的动态相渗的计算,可以在SCHEDULE文件中补充了动态相渗的计算方法。

3 结果与讨论

3.1 高精度历史拟合效果

图4a为未采用可动水条件技术的生产动态,采用油藏工程计算得到的水体倍数可以较好地拟合中

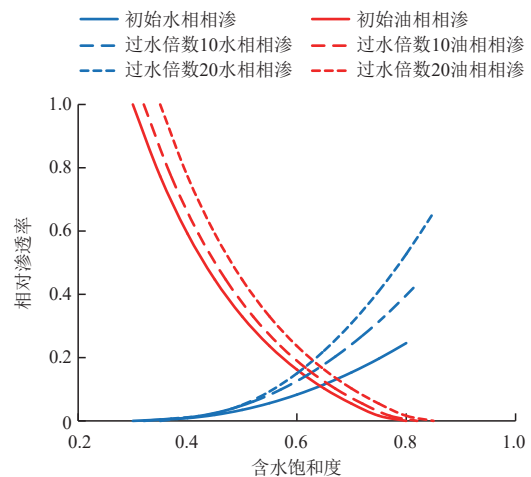


图3 塔河9区油藏动态反演动态相渗数据
Fig. 3 Dynamic relative permeability using production history in 9th block of Tahe Oilfield

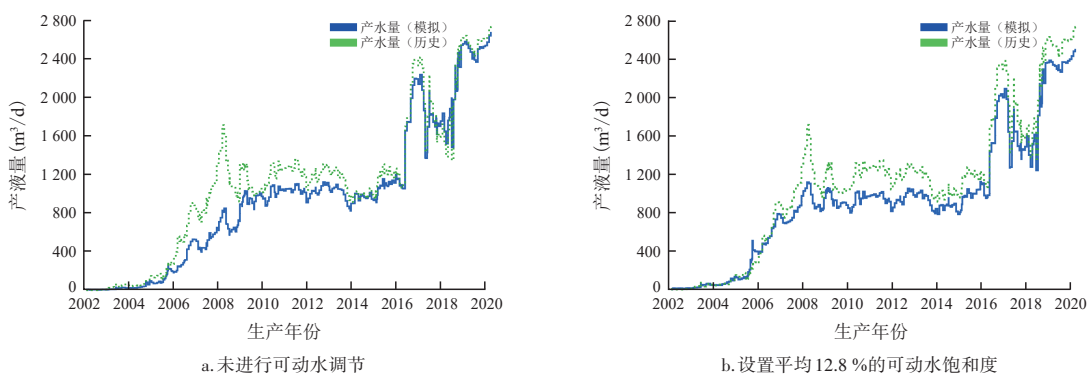


图4 可动水调节技术在9区产水拟合中的应用

Fig. 4 Application of movable water technique in history matching of water production in 9th block of Tahe Oilfield

后期的产水特征,但是早期的生产动态并没有很好的拟合。采取可动水调整技术后,通过毛管压力的设置,导致油藏中存在 12.8 %的可动水饱和度,油藏的前期产水得到了较好的拟合(图 4b)。

此时,生产中期的产水量出现较大偏差,因此,对每口井的生产情况进行精细化拟合。以 S-a 井为例,该井本身落实一层 0.15 m 厚的低渗挡水层,然而不论如何调整该挡水层的大小,均难以实现历史拟合(图 5a)。因此,考虑 S-a 井的底水上升路线上并不只存在一个挡水层,从邻井 TK-a 井处可以落实一条仅有 0.15 m 厚度的低渗挡水层,通过调整 S-a 井和 TK-a 井落实的两个低渗层的展布,则可以将 S-a 井的拟合程度提高至 92.2 % (图 5b)。

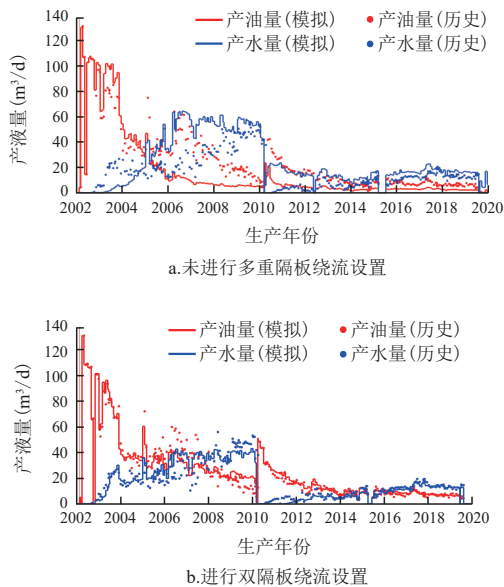


图5 多重隔板绕流技术在S-a产水历史拟合中的应用
Fig. 5 Application of multi-barrier setting in history matching of water production in 9th block of Tahe Oilfield

因此,S-a井的水淹过程可以表现为两条挡水层对底水的绕流作用,产生了早期见水后,产水维持稳定,后期才快速突破的接替式底水上升模式。在精细化调整每口井的生产动态后,对油藏整体采用动态相渗模拟方式,将图4的动态相渗曲线应用于油藏数值模拟,结合3种历史拟合技术,得到了较好的拟合效果(图6),油藏的整体产量曲线拟合程度达到95.23%,远远超过常规数值模拟方法可以达到的指标。

3.2 现场措施验证与机理研究

1) 提液增产

由于油藏物性条件较好,且能量充足,因此,塔河9区下油组油藏广泛进行了提液措施,以降低油井的含水率,提高底水的波及效率,然而提液作业在9区油藏的应用效果并不统一。根据提液有效井和图1夹层位置的统计分析可知,生产井下方存在夹层,或者井附近存在封闭断层的井,提液可以取得较好的效果。这是由于渗流阻隔层,放大了提液对主流线的扩散作用(图7)。

以TK-d井为例,该井下方存在低渗隔层(图7a),

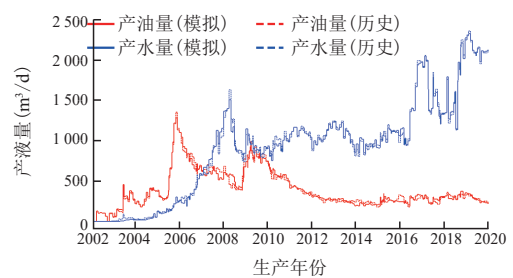


图6 动态相渗技术在9区产水拟合中的应用
Fig. 6 Application of dynamic relative permeability technique of water production in 9th block of Tahe Oilfield

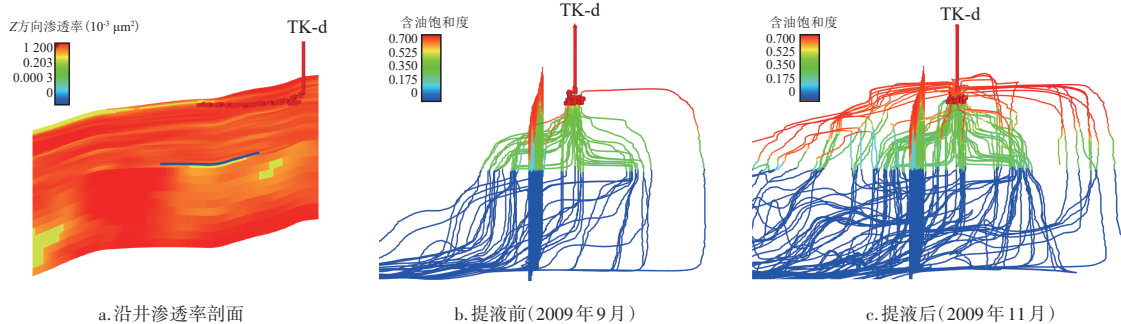


图7 TK-d井提液前后的流线分布情况

Fig. 7 Steam line distribution of Well-TK-d before and after rate enhancement

2009年10月进行提液作业。提液前(2009年8月),从水平井的横剖面看,主流线绕过挡水隔板,由底水进入油井(图7b);提液后仅一个月(2009年11月),主流线由于挡水隔板的作用,流线扩散效果非常明显,波及效果明显增加(图7c)。

由此可知,高精度数值模拟研究可以通过保留精细的地质信息序列,从而准确地表征挡水层的存在,预测油井提液的明显效果,尤其是薄层低渗段对底水上升的绕流作用,这是常规数值模拟方法难以实现的。

2) 注气增产

TK-e于平均日注气量为 $4.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,3个月累计注气量为 $363.53 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计伴水 $5\,546.25 \text{ m}^3$,但是邻井尚未见效。在常规数值模拟研究中,注气3个月邻井没有见效,则说明井间连通性较差。然而,通过高精度数值模拟研究,发现TK-e井注气之所以尚未见效,是因为第一韵律段和第二韵律段之间的一个薄夹层导致的(图8a),该夹层使得注入气体一分为二,分别在第一韵律段和第二韵律段进行驱替。

然而TK-e井组中,一口注气井、四口受效井,而且受效井都是水平井,所以第一韵律段难以形成有效驱替压差,波及效果较差。图8b表明开始注气时,注入的气体主要进入水平段后部所在的第二韵律层,并形成横向驱替。注气3个月后,第二韵律段的气体已经形成了波及,但是第一韵律段的气体,由于生产压差问题,波及效率较差。注入气体总量的62.4%进入水平段后部的第二韵律段,延迟了受效时间。

在精细数值模拟计算中,该井组的各井间连通性较好,连续注气条件下,邻井受效时间最快为TK-f井,需要6个月的时间方可见效。

3.3 高精度油藏数值模拟的意义和价值

油藏数值模拟研究中,数值模型的精度很大程度上受到地质模型的精度控制。纵向上,数值模型的精度受限于测井解释的精度,因此,网格精度的上限就是 $0.125 \sim 0.15 \text{ m}$;平面上,数值模型受限于地质以及沉积微相的解释精度,因此,模拟所采用的网格尺寸基本属于高精度数值模型的上限。

常规数值模拟中粗化后的地质模型,与原地质模型拥有相同的物性分布规律,然而粗化后的模型会极大地影响原地质模型中级差参数。高精度的数值模型,储层的非均质性极强,储层物性的级差接近油藏真实情况;越低精度的数值模型,在粗化之后,非均质性越弱,储层物性的级差减小。因此,在常规数值模拟中,注入流体通常驱替前缘较为均匀,底水锥进过程中,水锥形态较为规整(图9a)。水锥形态和油藏工程中的解析模型基本保持一致,这是典型的压力场控的结果。

在精细数值模拟研究中,水锥不再是锥进、舌进或是脊进,而是受到明显的物性参数控制,呈现纵向高渗窜进的特征。以TK-g和TK-h井的数值模拟为例,前人的研究对TK-g井的底水上升规律进行了模拟研究,底水呈现明显的水脊上升规律(图9a),这是明显的压力场控制流动场的体现。而在高精度数值模拟研究中,塔河9区下油组油藏的多数水平井呈现明显的点出水的特征(图9b),流动场受到参数场的控制效果更加突出。现场堵水作业说明,常规油藏的水平井堵水效果通常较差,但是9区的一部分水平井堵水效果极佳。这是由于这些水平井的产水模式,是以参数场控为主,底水沿着高渗通道进入水平井,在水平段形成了“点出水”的效果(图9b),因此,

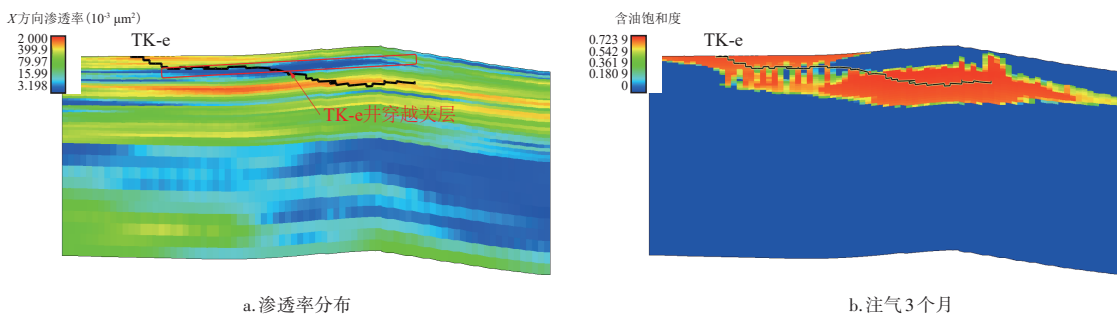


图8 TK-e井注气过程问题分析

Fig. 8 Analysis of problems in gas injection process of Well-TK-e

堵水效果远远好于其他油藏。

由于高精度数值模拟研究中,数值模型保留了最原始的渗透率级差,导致了油藏中0.15 m的低渗夹层就可以有效延缓底水侵入,同时,0.15 m的高渗层也可以导致注入气体的提前气窜。以CO₂注入数值模拟为例,前期的实验研究表明,CO₂在塔河9区下油组的温度压力条件下可以形成超临界的混相驱替,超临界条件下的CO₂密度高于原油,低于地层水。当注入井(TK-i井)附近孔渗条件较为均匀时,CO₂沉入油藏的中下部位,可以较为均匀的驱替油藏中部分的富集剩余油(图10a)。当注入井(TK-j井)附近非均质性较强,渗透率级差较大时,CO₂在油藏的中下部位沿着高渗通道窜进(图10b)。超临界的CO₂流动特征接近气体,但是密度更接近液体,因此,高渗层的气窜极大地降低了CO₂的驱替效果,油藏的物性场显著影响了注入气体的流动通道。

综上所述,高精度数值模型是高精度数值模拟研究的地质基础,其重要意义不仅在于数值模型保留最精细的地质信息,还在于流场主控因素的转变。在精细数值模拟研究中,油藏流动的主控因素从压力场控,明显转变为压力场和物性参数场协同控

制,从而可以更加准确地预测增产措施在油藏中应用的效果。

4 结论

通过早期可动水模拟、单一隔板绕流和多重隔板绕流以及动态相渗3项技术进行油藏历史拟合研究,并对提液、注气增产措施以及水平井见水情况进行模拟预测,得到如下结论:

1) 常规数值模拟方式难以应用于9区的历史拟合研究,在高精度的地质模型基础上,绕流模拟技术使得历史拟合过程中的地质信息序列得到了最大程度的保留,仅通过调整隔层的大小,就可以满足复杂底水上升规律的拟合;而动态相渗技术可以有效拟合中后期油藏的产水规律。

2) 在精细数值模拟过程中,现场提液效果由生产井附近的挡水层决定,挡水层的存在使得提液措施显著强化了主流线的扩散作用,而没有挡水层的油井提液,效果则仅仅是增加流速改变相渗,没有对波及效率起到显著的影响。

3) 在精细数值模拟过程中,现场注气效果得

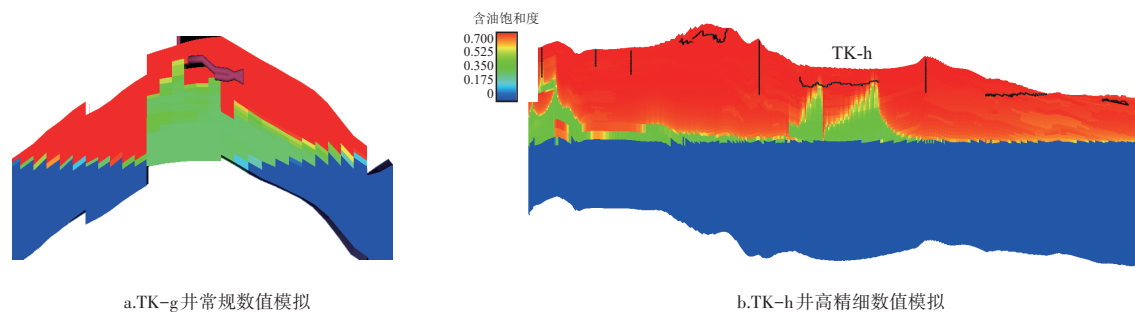


图9 TK-g井和TK-h井底水上升特征对比
Fig. 9 Rising regulation compare of bottom water in Well-TK-g and Well-TK-h

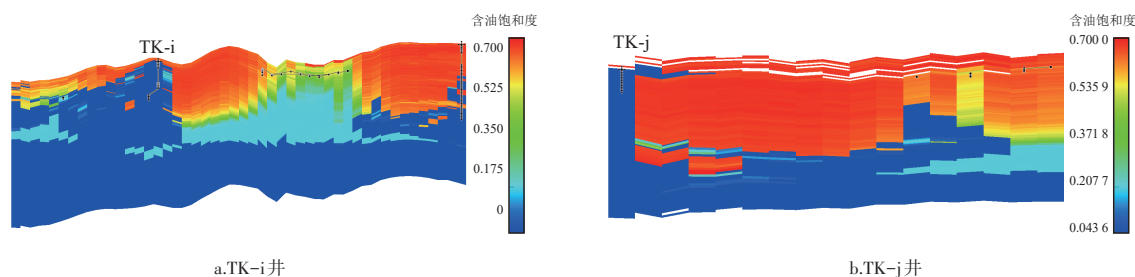


图10 TK-i井和TK-j井CO₂注入特征对比
Fig. 10 Compare of CO₂ injection regulation between Well-TK-i and Well-TK-j

到了精细的表征,水平井和直井穿过的薄夹层不仅分隔了注气量,与临井的注采关系也分隔了生产压差,延长了注气见效时间,这是常规数值模拟难以实现的生产动态。

4) 不粗化的地质模型不仅保留了精细的地质信息,还保留了最原始的地质信息序列,越高精度的模型,非均质性越强,水锥不再是锥进、舌进或是脊进形式(压力场控制),而是受明显的物性参数场控制。

参考文献

- [1] DELSHAD M, WHEELER M F. Parallel numerical reservoir simulations of nonisothermal compositional flow and chemistry [J]. SPE Journal, 2011, 16(2): 239–248.
- [2] LI H, DURLOFSKY L J. Upscaling for compositional reservoir simulation[J]. SPE Journal, 2015, 21(03): 873–887.
- [3] MASCHIO C, SCHIOZER D J. A new upscaling technique based on Dykstra–Parsons coefficient: evaluation with streamline reservoir simulation[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2003, 40(1–2): 27–36.
- [4] SHARIFI M, KELKAR M. New upgridding method to capture the dynamic performance of the fine scale heterogeneous reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 86–87: 225–236.
- [5] HEMMINGSEN C S, GLIMBERG S L, QUADRIO N, et al. Multiphase coupling of a reservoir simulator and computational fluid dynamics for accurate near-well flow[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 178: 517–527.
- [6] HAO J M, WU J, ZHANG H W. Study on fine reservoir modeling and distribution of remaining oil with data of horizontal wells[J]. Petroleum Exploration & Development, 2009, 36(6): 730–736.
- [7] 王睿思,曾庆桥,黄埔,等.潜山油藏注气重力驱高精度数值模拟[J].新疆石油地质, 2020, 41(2): 180–187.
WANG Ruisi, ZENG Qingqiao, HUANG Pu, et al. High-resolution numerical simulation for gas injection gravity drainage in buried-hill reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(2): 180–187.
- [8] 朱舟元,李明辉,雷征东,等.基于高阶格式的高精度化学驱模拟[J].石油科学通报, 2018, 3(2): 215–231.
ZHU Zhouyuan, LI Minghui, LEI Zhengdong, et al. High resolution chemically enhanced oil recovery simulation using higher order differential schemes[J]. Petroleum Science Bulletin, 2018, 3(2): 215–231.
- [9] ZHANG N, YAN B C, SUN Q, et al. Improving multiscale mixed finite element method for flow simulation in highly heterogeneous reservoir using adaptivity[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2017, 154: 382–388.
- [10] PANG Z X, LIU H Q, GE P Y, et al. Physical simulation and fine digital study of thermal foam compound flooding[J]. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(6): 791–797.
- [11] ZHAO L, WANG J C, LI C, et al. Influences of delta sandstone architecture on waterflooding sweep characteristics: A case study of layer J–II of Kumkol South oilfield in South Turgay Basin, Kazakstan[J]. Petroleum Exploration & Development, 2017, 44(3): 437–445.
- [12] DING D Y. Modeling formation damage for flow simulations at reservoir scale[J]. SPE Journal, 2010, 15(3): 737–750.
- [13] 赵磊,段太忠,张文彪,等.辫状河三角洲储层表征与建模——以塔河油田9区为例[C].第十五届全国古地理学及沉积学学术会议摘要集, 2018.
ZHAO Lei, TAI Zhong, ZHANG Wenbiao, et al. Reservoir characterization and modeling of braided river delta: A case study of Block 9, Tahe Oilfield[C]. Summaries of the 15th National Conference on Palaeogeography and Sedimentology, 2018.
- [14] 李肃,刘永辉,李满亮.塔河9区三叠系底水砂岩油藏水平井边部提液实践及认识[J].化工管理, 2014, (30): 169.
LI Su, LIU Yonghui, LI Manliang. Practice and understanding of horizontal well edge extraction in Triassic bottom-water sandstone reservoir in 9th block of the Tahe Oilfield[J]. Chemical Enterprise Management, 2014, (30): 169.
- [15] 付国民,周丽梅,刘蕊,等.塔河三叠系下油组河流相储层夹层成因类型及其分布规律[J].地球科学与环境学报, 2009, 31(3): 260–264.
FU Guomin, ZHOU Limei, LIU Rui, et al. Fluvial facies reservoir interbed genesis category and distribution characteristic in low oil group Triassic Tahe Oilfield[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2009, 31(3): 260–264.
- [16] 张浩,周吉春,余瑞艳,等.塔河9区油气层合采分层储量计算方法[J].长江大学学报(自科版), 2016, 13(10): 12–16.
ZHANG hao, ZHOU Jichun, YU Ruiyan, et al. Method for calculating zonal reserves in gas and oil reservoir commingled production of 9th block of the Tahe Oilfield[J]. Journal of Yangtze University (Nature Science Edition), 2016, 13(10): 12–16.
- [17] 张鹏,闫长辉,姚华弟,等.底水砂岩油藏水平井水驱曲线特殊性分析——以塔河9区为例[J].科技资讯, 2012, 20(24): 65–66.
ZHANG Peng, YAN Changhui, YAO Huadi, et al. Particular analysis of horizontal well water drive curve in bottom water sandstone reservoir: a case study of 9th block of the Tahe Oilfield[J]. Science & Technology Information, 2012, 20(24): 65–66.
- [18] 刘鸿博,周文,郑军,等.塔河9区三叠系下油组油藏精细地质建模[J].物探与化探, 2010, 34(2): 242–245.
LIU Hongbo, ZHOU Jun, ZHENG Jun, et al. 3D fine geological modeling of Triassic lower oil formation in 9th block of the Tahe Oilfield[J]. Geophysical & Geochemical Exploration, 2010, 34(2): 242–245.

(编辑 徐佩)