

引用格式:王翔,张贵才,蒋平,等.计算注水开发不同阶段体积波及系数的新方法[J].油气地质与采收率,2024,31(1):145-152.

WANG Xiang, ZHANG Guicai, JIANG Ping, et al. A new method for calculating volume sweep coefficient at different stages of water injection development[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(1): 145-152.

计算注水开发不同阶段体积波及系数的新方法

王翔,张贵才,蒋平,裴海华,冯可心
(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580)

摘要:体积波及系数是油田评价开发效果、制定开发调整方案的重要依据。为了研究注水开发不同阶段体积波及系数的变化规律,从注入孔隙体积倍数角度出发,根据油水相对渗流理论与油藏工程原理,提出了驱油效率与注入孔隙体积倍数的计算模型,建立了体积波及系数计算方法,并以胜利油田3个试验区为例进行了计算与分析。结果表明:驱油效率与注入孔隙体积倍数之间满足指数方程,二者关系曲线呈上凸型;随着注入孔隙体积倍数的增大,驱油效率由最小驱油效率逐渐增大,并趋近于最大驱油效率;对驱油效率计算模型进行验证,预测值与实测值的平均相对误差仅为1.90%;水驱开发过程中体积波及系数与注入孔隙体积倍数关系曲线整体呈快升-缓升-近平台状演变趋势,计算结果能够指导开发调整措施的效果评价;3个试验区目前体积波及系数接近90%,波及区内存在大量剩余油,亟需开展波及区内主体剩余油的描述与启动方法研究。

关键词:水驱;注入孔隙体积倍数;驱油效率;体积波及系数;开发效果

文章编号:1009-9603(2024)01-0145-08

DOI:10.13673/j.pgre.202211027

中图分类号:TE33+1

文献标识码:A

A new method for calculating volume sweep coefficient at different stages of water injection development

WANG Xiang, ZHANG Guicai, JIANG Ping, PEI Haihua, FENG Kexin
(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China),
Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

Abstract: The volume sweep coefficient is essential for evaluating the development effect and formulating development adjustment plans for oil fields. This paper aims to study the variation law of volume sweep coefficient in different stages of water injection development. From the perspective of the injection pore volume multiple, a calculation model is built of displacement efficiency and injection pore volume multiple, and a calculation method of volume sweep coefficient is proposed based on oil-water relative flow theory and reservoir engineering principle. In addition, three test areas of Shengli Oilfield are taken as examples for calculation and analysis. The results show that the relationship between the displacement efficiency and the injection pore volume multiple satisfies an exponential equation, and the relationship curve between the two is upward convex. As the injection pore volume multiple increases, the displacement efficiency gradually increases from the minimum displacement efficiency and approaches the maximum displacement efficiency. The displacement efficiency calculation model is verified, and the average relative error between the predicted and measured values is only 1.90%. During the water flooding development, the relationship curve between the volume sweep coefficient and the injection pore volume multiple shows an evolution trend of fast rising, slow rising, and near platform. The calculation results can guide the effect evaluation of development adjustment measures. At present, the volume sweep coefficient

收稿日期:2022-11-28。

作者简介:王翔(1998—),男,山东潍坊人,在读博士研究生,从事油气田开发方向研究。E-mail:wxiang9898@163.com。

通信作者:张贵才(1966—),男,山东东营人,教授,博导。E-mail:13706368080@VIP.163.com。

基金项目:国家重点研发计划项目“稠油化学复合冷采基础研究及工业示范”(2018YFA0702400),山东省自然科学基金项目“纳米颗粒稳定乳状液在油藏孔隙介质中形成条件及流度控制机理研究”(ZR2019MEE085)。

cient of the three test areas is about 90%. There is a large amount of remaining oil in the swept area. It is urgent to study the description and start-up method of the main remaining oil in the swept area.

Key words: water flooding; injection pore volume multiple; displacement efficiency; volume sweep coefficient; development effect

对于注水开发油田,体积波及系数是指注入水波及到的油藏体积与油藏总体积之比。在开发过程中,体积波及系数是动态变化的,可以直接反映出水驱油田的开发状况以及储层非均质性对开发的影响^[1-4]。大量开发实践也证明,水驱体积波及系数在提高采收率过程中占主导地位,水驱油田提高采收率的主攻方向应以提高注入水波及体积为主^[5-6]。因此,体积波及系数是油田评价开发效果、制定开发调整方案的重要依据,准确表征体积波及系数在开发过程中的变化规律对于指导油田开发具有重要意义。

自1933年起,国外学者通过室内实验开展水驱油动态波及规律的影响因素研究,在此基础上,通过统计学方法建立了一系列计算注水开发不同阶段体积波及系数的经验公式与图版^[7]。前人研究发现油水黏度比差异、储层宏观和微观非均质性、岩石润湿性、注水倍数、井网布局、井型等均可导致储层注入水波及和驱油不充分。研究结果对于认识储层波及规律具有理论指导意义,但由于中国陆相碎屑岩沉积储层非均质性强,实验手段难以模拟储层条件,导致经验公式方法难以满足矿场实际需求。

中国石油科技工作者根据中国注水开发油田的实际情况,开展储层体积波及系数动态计算方法的研究,主要包括水驱特征曲线法与可采储量采出程度法^[8-9]。2001年,陈元千将丙型水驱曲线与威布尔(Weibull)预测模型相结合得到水驱体积波及系数与开发时间和含水率的关系式^[10]。此后20年间,大量学者运用渗流力学理论及油藏工程方法,利用油田生产动态数据并考虑水驱过程中驱油效率的变化,结合水驱特征曲线建立体积波及系数动态计算方法,表示为体积波及系数与含水率的关系^[11-12]。由于水驱特征曲线使用的阶段性^[13-15]、开发过程中含水率受开发调整措施影响波动幅度大^[16-17]等原因,水驱特征曲线法适用于计算油田进入中高含水阶段后相对稳定生产时的体积波及系数。2004年,相天章等从可采储量采出程度角度出发,根据B-L理论建立了体积波及系数与可采储量采出程度的计算公式^[18],但油田可采储量随着经济技术条件不断变化,难以确定。

注入孔隙体积倍数是反映注水开发不同阶段

的另一个角度,该概念不仅引入了生产时间,同时将注水量与油藏体积结合起来,相当于一个无因次时间^[19-20]。因此,笔者从注入孔隙体积倍数角度出发,通过分析取心井岩心非稳态相对渗透率实验数据,提出驱油效率与注入孔隙体积倍数的计算模型并进行验证,进而根据油藏工程基本原理,建立了水驱油田不同开发阶段体积波及系数计算方法,并以胜利油田3个试验区为例进行计算与分析。

1 体积波及系数计算方法

油田注水开发过程中,随着注入孔隙体积倍数的不断增大,油藏的驱油效率和体积波及系数动态变化。根据油藏工程基本原理,注水体积波及系数即为采收率与驱油效率之比,计算公式为:

$$E_v = \frac{E_R}{E_D} \quad (1)$$

因此,只要能够计算不同注入孔隙体积倍数下的驱油效率和采收率,即可反推体积波及系数,从而建立水驱油田不同开发阶段体积波及系数的计算方法。针对实际油田而言,不同开发时间原油采收率可用累积采油量和地质储量计算:

$$E_R = \frac{N_p}{N} \quad (2)$$

统计整理油田生产动态数据,结合储层物性参数与流体物性参数,能够直接计算不同注入孔隙体积倍数下的采收率。地质储量是油田制订开发方案的基本参数,可通过容积法计算得到^[21]。

1.1 驱油效率与注入孔隙体积倍数关系

水驱油过程中,驱油效率动态变化,影响驱油效率变化规律的因素可分为内在因素与外在因素^[22]。内在因素起决定性作用,主要包括渗透率、孔隙结构、岩石润湿性等。外在因素主要为注入孔隙体积倍数、水驱速度、油水黏度比等;在外在因素的长期作用下,驱油效率逐渐增大并趋近于极限驱油效率。

为实现不同开发阶段驱油效率的准确表征,驱油效率与注入孔隙体积倍数关系模型需尽可能全面地考虑影响因素。常规水驱油田在开发期内水驱速度变化幅度较小,可以认为是一恒定值,油田取心井岩心可以真实反映储层渗透率及孔隙结构,

采用非稳态法测定岩心油水两相相对渗透率数据时,最大程度地保证了实验条件与地层条件(如岩石润湿性、油水黏度、温度、压力等)相一致,所获得的实验数据能更好地反映地层油水变化特征。因此,油田密闭取心井岩心相对渗透率实验数据是深入剖析油层驱替状况最真实且可靠的资料,是驱油效率变化规律研究的有效分析依据。部分研究人员^[17, 23]已利用油水两相相对渗透率测试数据,结合B-L理论及Welge方程,建立了驱油效率与注入孔隙体积倍数的关系式。

1.2 模型建立

基于油水相对渗流理论,水驱油过程中存在最小驱油效率和最大驱油效率。最小驱油效率为水驱前缘驱油效率,可通过相对渗透率数据和以下公式获得,表达式为:

$$E_D^{\min} = \frac{S_{wf} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (3)$$

最大驱油效率为水驱至残余油饱和度时的驱油效率,即极限驱油效率,计算公式为:

$$E_D^{\max} = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \quad (4)$$

相对渗透率曲线测定实验中,在水驱前缘突破前,根据B-L理论,波及区内驱油效率为一定值,即最小驱油效率;当出口端含水饱和度大于前缘含水饱和度时,可认为波及系数等于1.0^[24],此时驱油效率在数值上等于采收率。利用埕东、胜坨、孤东、孤岛4个油田18口取心井(渗透率为225~21 500 mD,地层原油黏度为46~65.64 mPa·s)相对渗透率实验数据,整理计算后得到岩心注入孔隙体积倍数与驱油效率的对应数据并绘制曲线(图1)。为了清晰反映其变化规律,图1只显示了8个样本,可以看出,对于不同渗透率的岩心,驱油效率均随着注入孔隙体积倍数的增大而不断增大,二者之间满足指

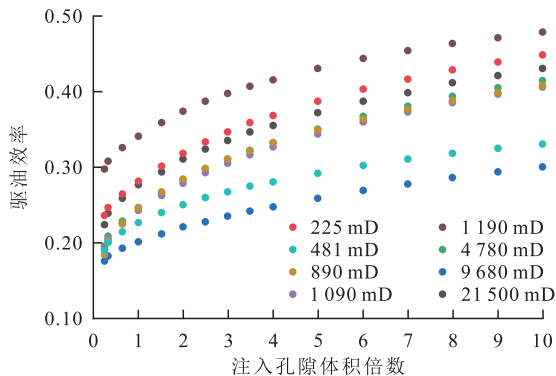


图1 驱油效率随注入孔隙体积倍数的变化规律
Fig.1 Variation pattern of displacement efficiency with injection pore volume multiple

数方程,这与文献[17]、文献[23]推导建立的驱油效率与注入孔隙体积倍数的关系式相一致。相同注入孔隙体积倍数下,不同岩心的驱油效率与渗透率无明确的相关关系,这是因为渗透率是驱油效率的影响因素,但不是唯一影响因素。不同区块、不同物性的岩心驱油效率与注入孔隙体积倍数变化关系曲线呈上凸型,驱油效率最低值逼近于最小驱油效率。随着注入孔隙体积倍数的增大,驱油效率增大趋势逐渐减缓,趋近于最大驱油效率。

结合相对渗流理论((3)–(4)式),总结提出驱油效率与注入孔隙体积倍数的关系模型,表达式为:

$$E_D = E_D^{\min} + \frac{E_D^{\max} - E_D^{\min}}{1 + aPV^b} \quad (5)$$

该模型方程形式简单,且全面地考虑了驱油效率的影响因素,其中最小驱油效率与最大驱油效率表征了内在因素与储层流体物性的影响,注入孔隙体积倍数则反映了长期的水驱过程。(5)式可进一步变换为:

$$\log \frac{E_D^{\max} - E_D}{E_D - E_D^{\min}} = b \log PV + \log a \quad (6)$$

且 $\log \frac{E_D^{\max} - E_D}{E_D - E_D^{\min}}$ 与 $\log PV$ 满足线性关系。

1.3 实例验证

(6)式中 E_D^{\max} 和 E_D^{\min} 可利用取心井岩心相对渗透率数据(束缚水饱和度、水驱前缘含水饱和度、残余油饱和度)求取,也可使用各种静态经验公式或动态预测法确定。 a, b 可通过室内岩心水驱油实验数据按(6)式拟合确定。在实际应用过程中,确定以上参数所需要的岩心有3项基本要求:一是岩心来自于区块主要含油层位;二是岩心渗透率、孔隙度与区块油层平均渗透率、孔隙度接近;三是岩心相对渗透率曲线与区块油层平均相对渗透率曲线接近。平均相对渗透率曲线的获取方法可采用相对渗透率曲线无因次归一化平均方法^[24]。

室内岩心水驱油实验装置示意如图2所示。主要实验步骤如下:①将岩样洗净烘干,计量尺寸及干重。②将岩样抽空饱和地层水,称重法测定孔隙度,放置在恒温箱内的岩心夹持器中,恒温至地层温度并施加与地层压力同等大小的围压。③以恒定的速度(0.05 mL/min)向岩样中注入原油,直至出口端产出水的体积不再变化,并老化24 h,初始含油饱和度为产水体积与孔隙体积之比。④老化后,以恒定的速度(利用油田实际注水速度经相似准则换算得到)向岩样中注入地层水,并记录不同注入孔

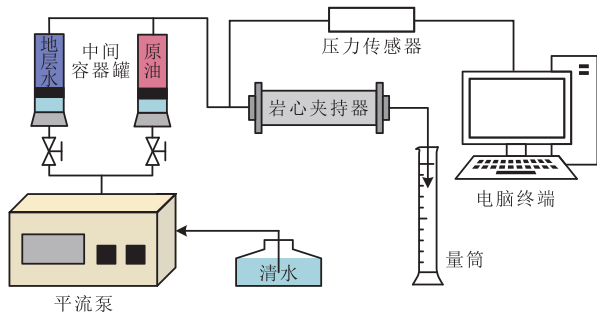


图2 室内岩心水驱油实验装置示意

Fig.2 Setup of indoor core water flooding experiment

隙体积倍数下的产油、产水体积,采收率为累积产油体积与饱和油体积的比值。

设定岩心注入孔隙体积倍数大于1.0时注入水体积波及系数为1.0,即注入孔隙体积倍数大于1.0时采收率在数值上等于驱油效率。按(6)式作 $\log \frac{E_D^{\max} - E_D}{E_D - E_D^{\min}} - \log PV$ 图,呈线性关系,直线段斜率为 b ,截距为 $\log a$,通过线性回归得到直线的斜率和截距,进而确定 a 和 b 。由此可建立区块驱油效率与注入孔隙体积倍数的关系式。

选择孤东7-29-J246-7岩心为孤东油田七区堵调试验区代表岩心。岩心孔隙度为37.5%,束缚水饱和度为0.189,残余油饱和度为0.212,前缘含水饱和度为0.330。由(3)式和(4)式计算得到试验区水驱最小驱油效率为0.174,水驱最大驱油效率为0.739。

岩心恒速驱替采油数据见表1。作 $\log \frac{E_D^{\max} - E_D}{E_D - E_D^{\min}} - \log PV$ 图(图3)并线性回归求得 $a=6.0827, b=-0.6659$,由此获得孤东油田七区堵调试验区驱油效率与注入孔隙体积倍数的关系式:

$$E_D = E_D^{\min} + \frac{E_D^{\max} - E_D^{\min}}{1 + aPV^b} = 0.174 + \frac{0.565}{1 + 6.0827PV^{-0.6659}} \quad (7)$$

按(6)式计算得到不同注入孔隙体积倍数时的驱油效率(表1)。计算不同注入孔隙体积倍数时的实测驱油效率(采收率)与计算驱油效率的相对偏差为:

$$\omega = \left| \frac{E_R - E_D^*}{E_R} \right| \times 100 \quad (8)$$

可以看出,注入孔隙体积倍数大于1.0的11个点实测驱油效率与计算驱油效率的相对偏差为0.55%~3.70%,平均值为1.41%。按上述方法计算埕东、胜坨、孤东、孤岛油田不同渗透率岩心注入孔隙体积倍数大于1.0的平均相对偏差为1.37%~2.96%,平均值为1.90%,说明建立的驱油效率计算方程是准确可信的。

2 体积波及系数计算与分析

2.1 体积波及系数计算与对比

以孤东油田七区堵调试验区、孤岛油田中区聚

表1 孤东7-29-J246-7岩心水驱油实验与分析数据
Table1 Water flooding experiment and analysis data of Gudong 7-29-J246-7 core

注入孔隙体积倍数	累积产油量/ mL	含水率	采收率	$\log \frac{E_D^{\max} - E_D}{E_D - E_D^{\min}}$	$\log PV$	驱油效率	相对 偏差/%
0	0	0	0			0.174	
0.319	1.0	0.624	0.148			0.214	
0.408	1.2	0.764	0.174			0.221	
0.529	1.4	0.843	0.197			0.229	
0.745	1.6	0.898	0.224			0.241	
1.204	1.8	0.939	0.259	0.752	0.081	0.263	1.40
2.119	2.1	0.965	0.298	0.549	0.326	0.295	1.18
3.393	2.3	0.978	0.333	0.408	0.531	0.327	1.85
5.608	2.6	0.986	0.371	0.271	0.749	0.367	1.12
10.861	3.0	0.992	0.423	0.1034	1.036	0.426	0.70
17.064	3.2	0.995	0.461	-0.014	1.232	0.468	1.59
24.818	3.5	0.996	0.500	-0.133	1.395	0.503	0.83
40.325	3.8	0.998	0.538	-0.257	1.606	0.546	1.49
55.333	4.0	0.998	0.575	-0.387	1.743	0.572	0.55
82.346	4.3	0.999	0.608	-0.520	1.916	0.601	1.11
113.362	4.5	0.999	0.646	-0.706	2.054	0.622	3.70

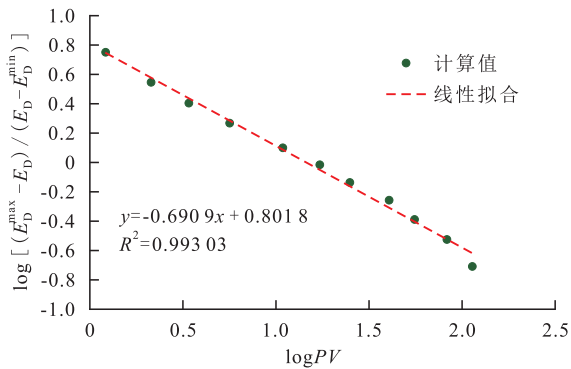


图3 $\log \frac{E_D^{\max} - E_D}{E_D - E_D^{\min}}$ 与 $\log PV$ 关系曲线

Fig.3 $\log \frac{E_D^{\max} - E_D}{E_D - E_D^{\min}}$ - $\log PV$ relationship curve

合物驱试验区 and 埕东油田西区南块水驱试验区为研究对象,通过求取各试验区驱油效率与注入孔隙体积倍数关系模型特征值,得到驱油效率计算公式。孤岛油田中区聚合物驱试验区驱油效率计算公式为:

$$E_D = E_D^{\min} + \frac{E_D^{\max} - E_D^{\min}}{1 + aPV^b} = 0.4323 + \frac{0.2704}{1 + 5.67PV^{-1.1202}} \quad (9)$$

埕东油田西区南块水驱试验区驱油效率计算公式为:

$$E_D = E_D^{\min} + \frac{E_D^{\max} - E_D^{\min}}{1 + a(PV)^b} = 0.222 + \frac{0.423}{1 + 5.995PV^{-0.8414}} \quad (10)$$

将3个试验区驱油效率计算公式分别与(2)式联立,求得各试验区注水开发过程中不同注入孔隙体积倍数下的体积波及系数(简称“新建方法”),并与文献[10]的方法(简称“CHB-2法”)和文献[18]的方法(简称“X-L法”)进行对比分析。由新建方法与2种已有方法计算的体积波及系数对比(图4)可知,3种方法的计算结果增长趋势相近,说明新建方法的可靠性。应用CHB-2在计算现场实例时,体积波及系数随含水率的增大而增大,但实际油田开发过程中含水率曲线易受开发调整措施的影响出现明显波动,由此计算的体积波及系数曲线亦明显波动,这与实际情况不符。因此,在应用水驱特征曲线法时需要适时调整曲线拟合参数。否则计算结果会产生偏差。

孤岛油田中区聚合物驱试验区经历注水开发及聚合物驱开发,目前为聚合物驱后水驱开发阶段。由图4b可以直观看出,孤岛油田中区聚合物驱试验区初始水驱至注入孔隙体积倍数为1.4时,体积波及系数达到0.6且上升速度缓慢。由水驱转聚合物驱后,聚合物可通过减小水油流度比增加波及系数,从而提高原油采收率。新建方法曲线在转入聚合物驱后体积波及系数上升速度明显增大,说明新建方法能够辅助开发调整措施效果评价。但也应注意到,本文在计算孤岛油田中区聚合物驱试验

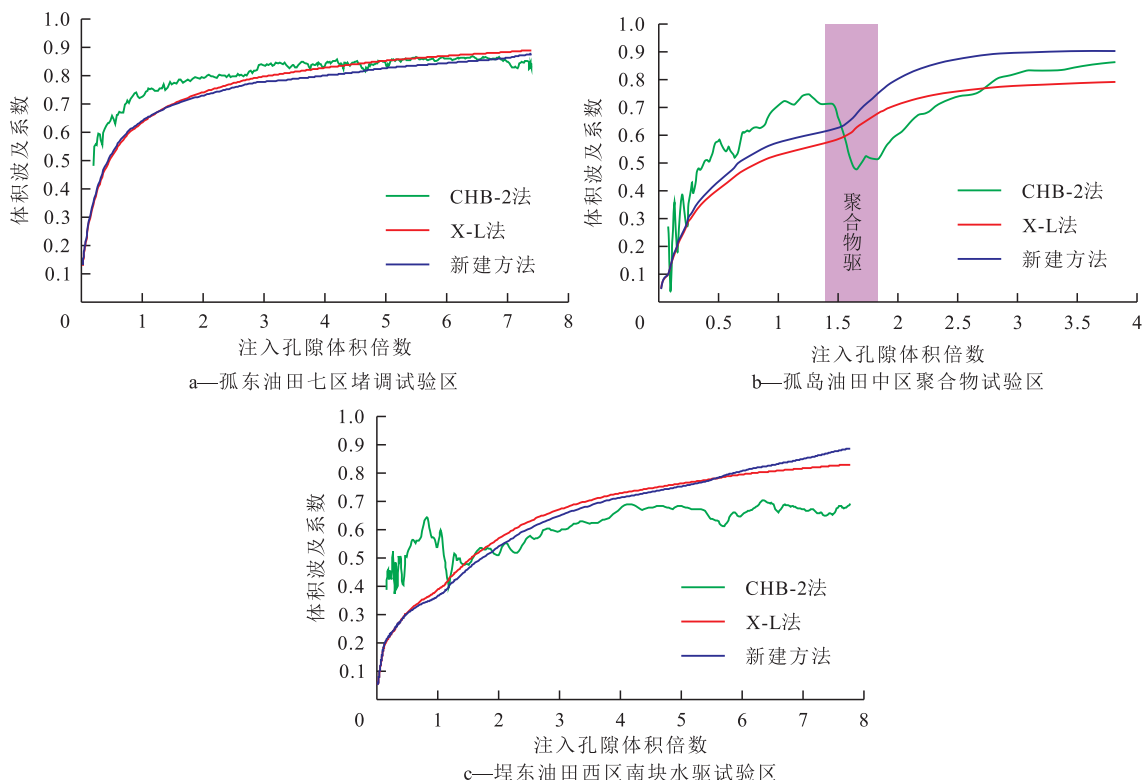


图4 体积波及系数与注入孔隙体积倍数关系曲线

Fig.4 Relationship between volume sweep coefficient and injection pore volume multiple

区体积波及系数时,考虑到聚合物驱油过程相对渗透率规律的复杂性,将水驱试验参数直接应用于聚合物驱,这使得计算出的体积波及系数偏大。

埕东油田西区南块水驱试验区于1995年(对应于图4c中注入孔隙体积倍数约为1)进行井网加密调整以提高水驱控制程度。由图4c可见,应用新建方法,在注入孔隙体积倍数为1.1时体积波及系数上升速度增大,说明新建方法计算结果能够辅助开发调整措施的效果评价。

此外,受限于注水劈分以及油井劈产方法的准确性,目前应用过程中计算的注水开发不同阶段体积波及系数反映的是区块整体的平均结果。若能准确计算注水井注入水在受效油井的分流量,可实现以油井为中心的井组体积波及系数计算,进一步,在准确计算注水劈分与油井不同方向劈产的基础上,可实现注采井间体积波及系数演变规律定量评价。这对于矿场动态分析、油藏精细描述以及差异化精细调整策略的制定具有重要指导意义^[24-26]。

2.2 体积波及系数变化规律

新建方法从注入孔隙体积倍数角度描述实际水驱油田开发过程中的体积波及系数变化规律,从图4中的曲线趋势可看出,3个试验区水驱开发过程中体积波及系数与注入孔隙体积倍数关系曲线整体呈快速上升-缓慢上升-近平台状演变趋势。在注入孔隙体积倍数小于1时,体积波及系数随着注入孔隙体积倍数的增加快速升高,水驱效率最高;当注入孔隙体积倍数为1~3时,体积波及系数随着注入孔隙体积倍数的增加上升速度减小;当注入孔隙体积倍数大于3时,油藏逐渐进入高含水阶段,由于含水饱和度的不同而引起储层不同区域油水相对流动能力差异显著增大^[27-29],注入水趋向于定区域“惯性”流动,在体积波及系数与注入孔隙体积倍数关系曲线上表现为上升速度缓慢^[30-33]。目前3个试验区已进入特高含水后期开发阶段(含水率>95%),经过多年的注水开发以及多轮次的综合调整,体积波及系数均接近90%。

3 结论

根据油藏工程基本原理,提供了一种新的水驱油田不同开发阶段体积波及系数计算思路与方法。首先,建立了驱油效率与注入孔隙体积倍数的数学模型,并通过岩心水驱油实验数据验证了所建模型的准确性。其次,用新建方法对孤东油田七区堵

调、孤岛油田中区聚合物驱和埕东油田西区南块水驱3个试验区开发至今体积波及系数进行了计算,水驱开发过程中体积波及系数与注入孔隙体积倍数关系曲线整体呈快速上升-缓慢上升-近平台状演变趋势。新建方法的计算结果能够指导开发调整措施的实施与效果评价,3个试验区目前体积波及系数均接近90%,波及区内存在着大量处于被水圈闭状态的剩余油,亟需开展剩余油赋存特征、形成机制、空间分布以及启动机制等的系统研究,并据此进行经济开采方案优化,可通过深部液流转向与调驱技术实现波及区内剩余油的启动。

符号注释

- a, b ——驱油效率模型特征参数,常数;
 E_D ——驱油效率;
 E_D^* ——驱油效率计算值;
 E_D^{\min} ——最小驱油效率;
 E_D^{\max} ——最大驱油效率;
 E_R ——采收率;
 E_V ——体积波及系数;
 N ——原油地质储量, 10^4 t;
 N_p ——累积采油量, 10^4 t;
 PV ——注入孔隙体积倍数;
 S_{or} ——残余油饱和度;
 S_{wf} ——水驱前缘含水饱和度;
 S_{wi} ——束缚水饱和度;
 ω ——相对偏差, %。

参考文献

- [1] 孙焕泉, 杨勇, 王海涛, 等. 特高含水油藏剩余油分布特征与提高采收率新技术[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2023, 47(5): 90-102.
SUN Huanquan, YANG Yong, WANG Haitao, et al. Distribution characteristics of remaining oil in extra-high water cut reservoirs and new technologies for enhancing oil recovery[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2023, 47(5): 90-102.
- [2] 吕晓光, 李伟. 水驱油藏特高含水阶段提高采收率可行性研究及技术对策[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(6): 130-137.
LÜ Xiaoguang, LI Wei. Feasibility and technologies for improving recovery at extra-high water cut development stage in waterflooding reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(6): 130-137.
- [3] 王增林, 张贵才, 靳彦欣, 等. 特高含水整装油田不同级次水驱带划分标准与体积计算方法[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(5): 75-82.
WANG Zenglin, ZHANG Guicai, JIN Yanxin, et al. Classification criteria and volume calculation method for different graded

- waterflooding zones of uncompartimentalized oilfields at ultra-high water cut stage[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(5): 75-82.
- [4] 姚秀田, 苏鑫坤, 郑昕, 等. 特高含水期油藏井网调整开发效果三维物理模拟实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 139-145.
YAO Xiutian, SU Xinkun, ZHENG Xin, et al. 3D physical simulation experiments of development effects after well pattern adjustment in extra-high water cut reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 139-145.
- [5] 袁庆峰, 朱丽莉, 陆会民, 等. 水驱油田晚期开发特征及提高采收率主攻方向[J]. *大庆石油地质与开发*, 2019, 38(5): 34-40.
YUAN Qingfeng, ZHU Lili, LU Huimin, et al. Development characteristics and main tackled EOR research direction for the waterflooded oilfield at the late stage[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(5): 34-40.
- [6] 袁庆峰, 庞彦明, 杜庆龙, 等. 砂岩油田特高含水期开发规律[J]. *大庆石油地质与开发*, 2017, 36(3): 49-55.
YUAN Qingfeng, PANG Yanming, DU Qinglong, et al. Development laws of the sandstone oilfields at extra-high watercut stage[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(3): 49-55.
- [7] 克雷格 F F. 油田注水开发工程方法[M]. 北京: 石油化学工业出版社, 1977.
CRAIG F F. The reservoir engineering aspects of waterflooding [M]. Beijing: Petrochemical Industry Press, 1977.
- [8] 赵国忠, 李承龙, 何鑫, 等. 陆相砂岩油藏特高含水期开发指标变化规律[J]. *大庆石油地质与开发*, 2023, 42(6): 50-58.
ZHAO Guozhong, LI Chenglong, HE Xin, et al. Development indexes variation law of continental sandstone reservoirs in ultra-high water cut stage[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(6): 50-58.
- [9] 刘晨, 张金庆, 李文忠, 等. 基于近似理论水驱曲线的油藏水驱体积波及系数动态计算方法[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(5): 112-118.
LIU Chen, ZHANG Jinqing, LI Wenzhong, et al. A new dynamic calculation method of volume sweep coefficient of water drive reservoir based on approximate theoretical water drive curve[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(5): 112-118.
- [10] 陈元千. 水驱体积波及系数变化关系的研究[J]. *油气地质与采收率*, 2001, 8(6): 49-51.
CHEN Yuanqian. A study on the changing relation of the water flooding volumetric sweep factor[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2001, 8(6): 49-51.
- [11] 杨明, 陈存良, 王雨, 等. 中轻质油藏高含水期注水体积波及系数研究[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(6): 93-97.
YANG Ming, CHEN Cunliang, WANG Yu, et al. Injected water volume sweep efficiency of high water-cut stage in medium-light oil reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(6): 93-97.
- [12] 杜晓康, 李治平, 田丰, 等. 水驱油田高含水期体积波及系数预测方法[J]. *大庆石油地质与开发*, 2018, 37(1): 83-87.
DU Xiaokang, LI Zhiping, TIAN Feng, et al. Predicting method of the volumetric swept coefficient for high-watercut waterflooded oilfields[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2018, 37(1): 83-87.
- [13] 李传亮, 王凤兰, 杜庆龙, 等. 砂岩油藏特高含水期的水驱特征[J]. *岩性油气藏*, 2021, 33(5): 163-171.
LI Chuanliang, WANG Fenglan, DU Qinglong, et al. Water displacement rules of sandstone reservoirs at extra-high water-cut stage[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2021, 33(5): 163-171.
- [14] 窦宏恩, 张虎俊, 沈思博. 对水驱特征曲线的正确理解与使用[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(4): 755-762.
DOU Hongen, ZHANG Hujun, SHEN Sibao. Correct understanding and application of waterflooding characteristic curve[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(4): 755-762.
- [15] 朱圣举, 张文博, 朱洁. 基于甲型水驱曲线的体积波及系数变化规律[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(4): 95-98.
ZHU Shengju, ZHANG Wenbo, ZHU Jie. Change laws of volumetric sweep efficiency based on type A waterflood curve[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(4): 95-98.
- [16] 薛江堂, 刘珍, 薛龙龙, 等. 水驱开发油藏高含水期驱替程度和波及系数变化规律[J]. *新疆石油地质*, 2018, 39(5): 573-577.
XUN Jiangtang, LIU Zhen, XUE Longlong, et al. Study on displacement degree and sweep efficiency variation of water-drive reservoirs at high water-cut stage[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2018, 39(5): 573-577.
- [17] 张东, 侯亚伟, 张墨, 等. 基于 Logistic 模型的驱油效率与注入倍数关系定量表征方法[J]. *石油化工高等学校学报*, 2017, 30(5): 50-54.
ZHANG Dong, HOU Yawei, ZHANG Mo, et al. Quantitative research of relationship between oil displacement efficiency and pore volume injection ratio based on logistic model[J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2017, 30(5): 50-54.
- [18] 相天章, 李鲁斌. 驱油效率和体积波及系数的确定[J]. *新疆石油地质*, 2004, 25(2): 202-203.
XIANG Tianzhang, LI Lubin. Determination of displacement efficiency and volumetric sweep efficiency[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2004, 25(2): 202-203.
- [19] 王增林, 张贵才, 靳彦欣, 等. 水驱油田采收率与注入孔隙体积的定量关系[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2021, 45(1): 94-100.
WANG Zenglin, ZHANG Guicai, JIN Yanxin, et al. Quantitative characterization of oil recovery and pore volume of water injected in water flooding[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2021, 45(1): 94-100.
- [20] 张继凤. 水驱油田开发效果评价方法综述及发展趋势[J]. *岩性油气藏*, 2012, 24(3): 118-122.
ZHANG Jifeng. Evaluation methods of development effect for water drive oilfield and development trend[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2012, 24(3): 118-122.
- [21] 康志勇, 王永祥, 谢开宁, 等. 容积法储量计算方程合理性分

- 析[J]. 特种油气藏, 2012, 19(3): 31-34.
- KANG Zhiyong, WANG Yongxiang, XIE Kaining, et al. Rationality analysis of volumetric reserve estimation equations[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2012, 19(3): 31-34.
- [22] 纪淑红, 田昌炳, 石成方, 等. 高含水阶段重新认识水驱油效率[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 338-345.
- Ji Shuhong, TIAN Changbing, SHI Chengfang, et al. New understanding on water-oil displacement efficiency in a high water-cut stage[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(3): 338-345.
- [23] 张顺康, 徐建军. 基于油水相参数数据的驱油效率计算方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(3): 70-72.
- ZHANG Shunkang, XU Jianjun. Calculating method of the oil displaced efficiency based on the oil and water relative permeability data[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(3): 70-72.
- [24] 汪洋, 黄延明, 同鑫, 等. 剩余油研究方法综述[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 14-21.
- WANG Yang, HUANG Yanming, TONG Xin, et al. Review of remaining oil research methods[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(1): 14-21.
- [25] 罗云龙, 卢祥国, 曹豹, 等. 智能分注分采技术改善水驱开发效果评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(2): 119-126.
- LUO Yunlong, LU Xiangguo, CAO Bao, et al. Evaluation method of intelligent separate injection-production technique for improving water-flooding development effect[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(2): 119-126.
- [26] 李祯, 郭奇, 庄天琳, 等. 高含水期油藏油井开发效果评价[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(2): 85-93.
- LI Zhen, GUO Qi, ZHUANG Tianlin, et al. Evaluation method of producer development effect in high water-cut reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(2): 85-93.
- [27] 崔传智, 韩兴源, 邴绍献, 等. 水驱油藏高含水期耗水条带表征指标及分级方法[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(3): 85-91.
- CUI Chuanzhi, HAN Xingyuan, BING Shaoxian, et al. Characterization indexes and grading method of water-consumption zones in waterflooding oil reservoirs during high water cut period [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(3): 85-91.
- [28] 马奎前, 蔡晖, 高岳, 等. 一种基于油通比的油藏优势流场表征新方法[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(6): 113-120.
- MA Kuiqian, CAI Hui, GAO Yue, et al. A new characterization method for predominant flow field of reservoirs based on oil-to-flux ratio[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(6): 113-120.
- [29] 刘丽杰, 张先敏, 魏祥祥, 等. 特高含水期剩余油分类评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(5): 83-90.
- LIU Lijie, ZHANG Xianmin, WEI Xiangxiang, et al. Classification and evaluation method of remaining oil in ultra-high water cut stage[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(5): 83-90.
- [30] 张莉, 岳湘安, 王友启. 特高含水后期提高采收率物理模拟实验[J]. 石油钻采工艺, 2020, 42(3): 363-368.
- ZHANG Li, YUE Xiang'an, WANG Youqi. Physical simulation experimental study on the enhanced oil recovery in the late stage of ultra-high water cut[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2020, 42(3): 363-368.
- [31] 赵文景, 王敬, 钱其豪, 等. 非均质油藏水驱优势渗流通道演化规律[J]. 断块油气田, 2023, 30(5): 847-857.
- ZHAO Wenjing, WANG Jing, QIAN Qihao, et al. Evolution law of dominant flow channels of water flooding in heterogeneous reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(5): 847-857.
- [32] 吴宽宽, 冯其红, 张先敏, 等. 多层水驱油藏均衡驱替注采参数协同优化方法[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(5): 67-75.
- WU Kuankuan, FENG Qihong, ZHANG Xianmin, et al. Collaborative optimization method of injection and production parameters for multi-layer reservoirs based on balanced water flooding[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(5): 67-75.
- [33] 刘国超, 曹瑞波, 闫伟, 等. 聚驱后油层优势渗流通道参数计算方法及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(5): 90-98.
- LIU Guochao, CAO Ruibo, YAN Wei, et al. Calculation method and its application of reservoir dominant flow path parameters after polymer flooding[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2023, 42(5): 90-98.

编辑 林 璐