

南海珠江口盆地海相砂岩油藏高倍数水驱驱替特征

张伟¹,曹仁义²,罗东红¹,孙常伟^{1,2},李伟¹

(1.中海石油(中国)有限公司深圳分公司,广东 深圳 518067; 2.中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249)

摘要:中国南海珠江口盆地海相砂岩油藏边底水能量强,采油速度高,驱替强度大,现有的常规实验规范无法准确描述此类油藏的驱替特征。为此,基于西江24-3油田密闭取心资料,完善高倍数水驱油实验流程,将水驱倍数由常规的30 PV增至2 000 PV,模拟此类油藏高倍数水驱的实际生产情况,从矿物成分、孔喉结构、润湿性、相对渗透率曲线、残余油饱和度和驱油效率6个方面,系统剖析高倍数水驱后油藏物性和剩余油的变化特征,形成了此类油藏极限驱油效率的表征方法和数值模拟方法。结果表明,高倍数水驱后岩心微观孔喉结构和矿物成分均发生变化,进而影响岩心的润湿性和相对渗透率曲线特征,并最终对残余油饱和度和驱油效率造成影响,其具体过程是:高倍数水驱使油藏物性朝着有利于驱油的方向转变,油藏的残余油饱和度显著下降,驱油效率显著提高。

关键词:高倍数水驱 极限驱油效率 残余油饱和度 驱替特征 数值模拟 西江24-3油田

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Displacement characteristics of high-multiple water drive in marine sandstone reservoirs in the Pearl River Mouth Basin, South China Sea

ZHANG Wei¹, CAO Renyi², LUO Donghong¹, SUN Changwei^{1,2}, LI Wei¹

(1.Shenzhen Branch Company, CNOOC, Shenzhen City, Guangdong Province, 518067, China; 2.College of
Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China)

Abstract: The marine sandstone reservoirs are characterized with strong energy of edge and bottom water. Conventional experimental standards barely reveal reservoir percolation characteristics under high oil recovery rate after high intensity water flooding. The experiment process of the high-multiple water drive was improved based on sealed coring data of Xijiang 24-3 Oilfield. The actual situation was simulated after water injection multiple was increased from conventional 30 PV to 2 000 PV. The variation of physical properties and remaining oil in marine sandstone reservoir after high-multiple water drive were analyzed systematically from six aspects, including mineral composition, pore-throat structure, wettability, oil-water relative permeability curve, residual oil saturation and oil displacement efficiency. Therefore, the characterization method and numerical simulation method were established for obtaining the ultimate displacement efficiency of this type of reservoir. The results show that microscopic pore-throat structure and mineral composition both change after the high-multiple water drive, which has an impact on the wettability and relative permeability curves as well as the residual oil saturation and oil displacement efficiency. The change of physical properties of the oil reservoir is favorable to oil displacement, the residual oil saturation dropped obviously and the oil displacement efficiency was enhanced obviously.

Key words: high-multiple water drive; ultimate displacement efficiency; residual oil saturation; displacement characteristics; numerical simulation; Xijiang24-3 Oilfield

收稿日期:2017-12-03。

作者简介:张伟(1973—),男,四川成都人,高级工程师,硕士,从事油气田开发工程方面的研究。联系电话:(0755)26023065, E-mail:Zhangwei1@cnooc.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“多孔介质中泡沫微观运移机理及数学模型”(E040351304220),国家科技重大专项“超重油油藏水平井冷采油藏工程评价方法研究”(2016ZX05031001-001-004),中国石油大学(北京)科学基金“超低渗透油藏非线性渗流机理及影响因素”(2462015YQ0206)。

南海珠江口盆地海相砂岩油藏边底水能量充足^[1],储层非均质性弱,储层物性较好,孔隙度为25%,渗透率为500~2 500 mD,属于高孔高渗透砂岩油藏。采用天然能量水驱开发,大排量生产,采油速度达4%,采出程度高达50%。西江24-3油田属于此类代表性油田之一,自2014年起该油田已进入特高含水期,采出程度已超过60%,但仍有较强的生产能力,目前开发条件下采出程度还在进一步提高。而利用常规实验规范和常规采收率评价方法对该油田进行评价,其采收率仅为40%。这与实际数据相差较大,即在现有资料和技术条件下无法分析和预测油田的极限采收率^[2],未来潜力不明确。因此,急需探索此类油田的采收率评价方法,重新认识其渗流规律,以期为该类油田的高速、高效开发和下一步挖潜提供参考和依据。

围绕海上砂岩油藏采收率问题,对西江24-3油田开展了系统性的取心工作。取心资料显示,经过长时间开发,储层中残余油饱和度远低于油田整体开发方案制定时期室内一维驱油实验结果。基于常规认识,驱油效率在水驱开发后一般被认为是定值^[3]。按照常规实验规范,当水驱油实验驱替到含水率为99.95%或者驱替30 PV后得到的岩心采出程度为驱油效率,但对于海上高孔高透渗油藏,在高强度、高倍数水驱过程中,水驱倍数很大(远超过30 PV),并且随着驱替倍数的增加,岩心采出程度将不断增大,利用常规实验规范很难获得高倍数水驱条件下的驱油效率。大庆喇萨杏油田以及国外北海的一些油田也发现相似特征,强水洗油层的剩余油饱和度低于室内实验评价结果^[3-7]。纪淑红等研究认为,在整个水驱开发过程中,水驱残余油饱和度不是一个常数,开发初期实验室测定的驱油效率不代表极限采收率,高孔隙体积倍数注入水的冲刷会使储层临界毛管数降低,进而提高驱油效率^[3]。为此,利用西江24-3油田的全井筒取心资料,改进常规水驱油实验方法,将水驱倍数由常规的30 PV增至2 000 PV,从矿物成分、孔喉结构、润湿性、相对渗透率曲线特征、残余油饱和度和驱油效率6个方面,系统描述高倍数水驱驱替特征,以期重新认识和剖析海上砂岩油藏高倍数水驱极限驱油效率的概念。

1 实验方案设计及思路

极限驱油效率可理解为某特定条件下的驱油效率,例如高含水或特高含水阶段测得的驱油效率或特定注入孔隙体积下的驱油效率,其数值根据实

际驱替情况计算获得。针对目标油田强边底水和大排量生产等特点,研究高倍数水驱条件下的极限驱油效率问题。

要研究高倍数水驱极限驱油效率的特征,需要分析其影响机理和因素。通过前期调研^[4-14]可知,矿物成分、孔喉结构和润湿性是影响驱油效率的关键因素,即高倍数水驱前后的矿物成分、孔喉结构和润湿性的变化程度决定了相对渗透率曲线特征、残余油饱和度和驱油效率的变化幅度。因此,笔者针对目标油田岩心展开高倍数水驱实验,实验的总体目标是探讨高倍数水驱前后矿物成分、孔喉结构、润湿性、相对渗透率曲线、残余油饱和度和驱油效率的变化特征。

1.1 实验方案设计

按照实验类别,将矿物成分、孔喉结构、润湿性、相对渗透率曲线、残余油饱和度和驱油效率6个方面分成3个驱替系列。通过单相水驱,研究不同驱替条件下矿物成分和孔喉结构的变化特征;通过自吸吸入法和接触角测量法,研究不同驱替条件下润湿性的变化特征;通过水驱油实验,研究不同驱替条件下相对渗透率曲线、残余油饱和度和驱油效率的变化特征。

为减小实验误差,要求每个驱替系列设立3组平行实验。实验设备和实验流程参照SY/T 5345—2007^[15],但水驱倍数与行业规范不同。

1.2 水驱倍数的确定

由于实际油藏在不同开发时间、不同位置处冲刷强度和驱替速度不同,因此,实验中模拟地层的冲刷程度时,应根据岩心长度、模拟位置计算水驱倍数和驱替速度。而实际油藏中流体渗流特征与驱替类型(边水驱、底水驱、注水驱)、井型和注采井网有关,因此,应通过相应的理论计算得到实验模拟的驱替速度和水驱倍数。

以西江24-3底水油藏某水平井为例,说明实验水驱倍数的确定思路和流程。根据实际生产数据,产液量取平均值,为1 270 m³/d,距底水高度为8 m,水平井段长度为313 m,生产时间为5 a。利用岩心进行室内实验,模拟地层的强冲刷现象。实验岩心直径为2.5 cm,岩心长度为5 cm,孔隙度为23.7%。应用渗流力学理论,计算利用此岩心模拟地层高倍数水驱时岩心的驱替速度和水驱倍数。计算结果如图1所示。实验模拟水平井主流线位置处的高倍数水驱现象时,考虑到室内实验的可操作性,实验条件为:驱替速度为1.0 mL/min左右,水驱倍数为2 000 PV。相对于常规行业规范(30 PV),本实验大

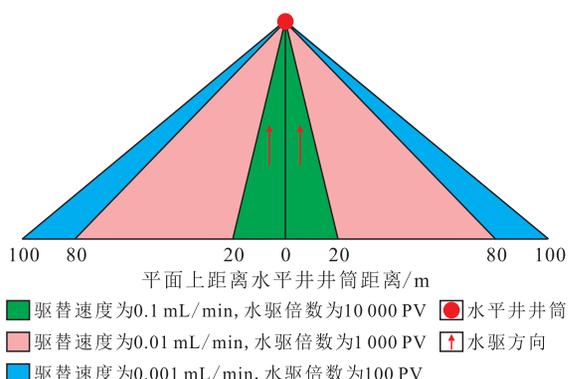


图1 油藏不同位置处驱替速度和水驱倍数计算结果
Fig.1 Calculation results of water injection multiple and displacement rate of water drive at different positions of the reservoir

幅度提高了模拟水驱倍数,能够准确反映实际地层的冲刷强度。

2 高倍数水驱前后储层特征变化

2.1 矿物成分变化

矿物成分决定了岩石的润湿性,进而影响残余油饱和度和驱油效率。在水驱过程中,随着水驱倍数的增加,砂岩中的胶结物不断被冲刷带出^[7],胶结物含量逐渐减少。高倍数水驱前后岩石中蒙脱石、伊/蒙混层和粘土矿物总量的变化结果^[9]表明,长期水驱后粘土矿物总量减少。高倍数水驱过程中,这些油湿性矿物成分的减少提高了岩石水湿程度。另外,孔隙间胶结物脱落,增强了孔隙间连通性,也可进一步提高驱油效率。

目标油藏岩心驱替2 000 PV后,利用X衍射实验测定水驱前后粘土矿物、伊利石、高岭石和绿泥石绝对量变化,结果(图2)表明,粘土矿物含量减少约40%~50%,伊利石含量减少约20%~70%,高岭石含量减少约10%~30%,绿泥石含量减少约20%~40%。高倍数水驱后,粘土矿物在整个矿物成分中所占比例减小,能够形成阳离子交换的伊利石及抗机械力弱的高岭石含量降低^[10],富含铁的绿泥石含量变化不大。矿物成分的变化是引起高倍数水驱

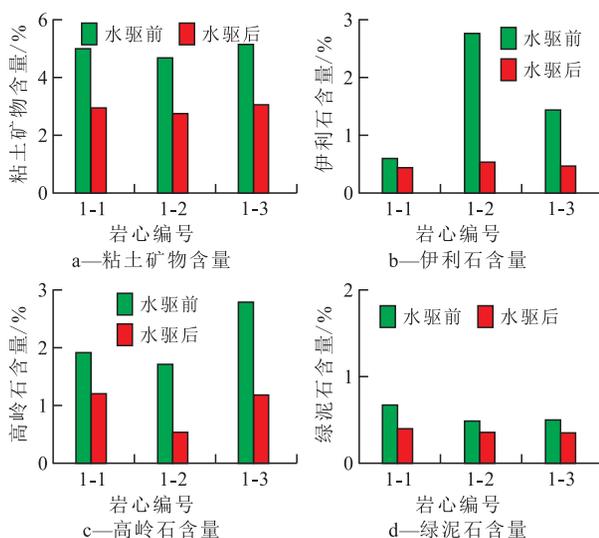


图2 高倍数水驱前后矿物成分变化

Fig.2 Changes of mineral composition before and after high-multiple water drive

后驱油效率大幅度提高的主要机理和因素。

2.2 孔喉结构变化

岩心经高倍数水驱后,粘土矿物含量减少,引起填隙物含量减小,薄片面孔率增大,配位数增大,水驱油通道改善。驱替2 000 PV后,填隙物含量减少约40%~70%(图3a),面孔率增大约10%~50%(图3b),岩心2-2面孔率变化规律反常,可能由实验测量误差所致。这些变化会引起孔喉结构的变化。

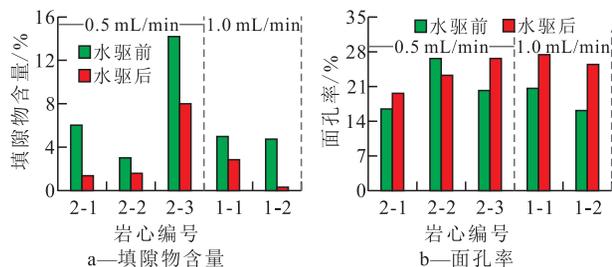


图3 高倍数水驱前后填隙物含量及面孔率变化

Fig.3 Changes in interstitial material content and plane porosity before and after high-multiple water drive

采用压汞实验法^[9-10]研究高倍数水驱后孔喉结构的变化规律。实验结果(图4,图5)表明,目标油藏岩心经过2 000 PV的高倍数水驱后,孔隙度增大约8%~10%,渗透率增大约20%~150%,中值压力

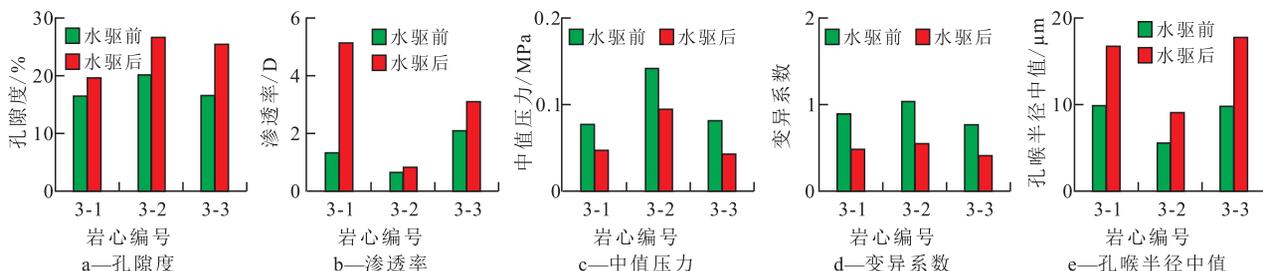


图4 高倍数水驱前后岩心孔喉参数变化

Fig.4 Changes of pore and throat parameters before and after high-multiple water drive

减小约20%~50%,变异系数减小约40%~50%,孔喉半径中值增大约60%~90%,排驱压力减小约20%~40%,最大汞饱和度减小约2%~3%,最小湿相饱和度增大约100%~200%。

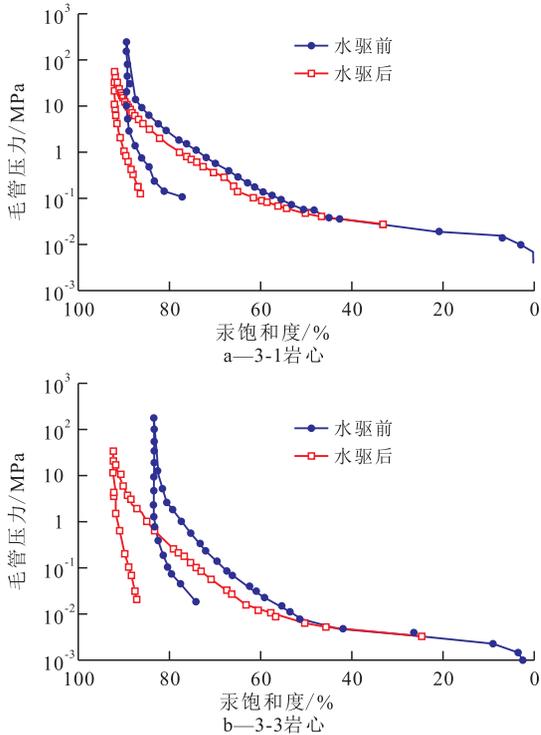


图5 高倍数水驱前后岩心压汞曲线

Fig.5 Mercury injection curves before and after high-multiple water drive

2.3 润湿性变化

高倍数水驱后,矿物成分和孔喉结构的变化引起润湿性的改变,然而润湿性变化程度需要进行定量评价。采用自吸吸入法和接触角测量法^[16]评价岩心润湿性。

2.3.1 自吸吸入法评价岩心润湿性

对岩心进行高倍数水驱实验,并通过自吸吸入法计算不同水驱倍数时岩心的水润湿指数、油润湿

指数和相对润湿指数,评价其润湿性的变化。结果(表1)表明,随着水驱倍数的增加,岩石的水润湿指数增大,油润湿指数减小,相对润湿指数增大,岩心润湿性发生改变,亲水性逐渐增强。实验统计结果表明,西江24-3油田取心岩样经过长期水驱后,与常规水驱相比,水润湿指数增大约0.2~3倍,油润湿指数减小约70%~80%,相对润湿指数增大约0.3~10倍。

表1 不同水驱倍数下砂岩的水、油润湿指数变化
Table1 Wettability index changes of sandstone under different water injection multiples

岩心编号	水驱倍数/PV	润 湿 指 数		相对润湿指数	润湿类型
		水	油		
4-1	30	0.80	0.09	0.72	强亲水
4-1	1 000	0.87	0.07	0.81	强亲水
4-1	2 000	0.89	0.05	0.84	强亲水
4-2	30	0.74	0.13	0.61	亲水
4-2	1 000	0.79	0.07	0.73	强亲水
4-2	2 000	0.92	0.02	0.90	强亲水
4-3	30	0.63	0.12	0.52	亲水
4-3	1 000	0.70	0.09	0.61	亲水
4-3	2 000	0.77	0.04	0.73	亲水

2.3.2 接触角测量法评价岩心润湿性

对岩心5-1,5-2,5-3和5-4进行高倍水驱实验,分别在水驱倍数为0,30,100,500,1 000和2 000 PV时取岩心切割成薄片,并测定不同水驱倍数下的接触角。实验结果(表2)表明,随着水驱倍数的增加,岩心由亲油性向中性润湿性转变,并呈逐渐向亲水性转化的趋势。岩心润湿性由油湿向水湿的转变,引起残余油饱和度的降低,可提高驱油效率。

2.4 相对渗透率曲线及残余油饱和度变化

采用目标油藏岩心进行一维驱替实验,记录实验过程中累积产油量、累积产液量及驱替压差,绘

表2 不同水驱倍数下接触角变化
Table2 Contact angle changes under different water injection multiples

岩心编号	0		30 PV		100 PV		500 PV		1 000 PV		2 000 PV	
	接触角/(°)	图片	接触角/(°)	图片	接触角/(°)	图片	接触角/(°)	图片	接触角/(°)	图片	接触角/(°)	图片
5-1	132.8		115.4		113.2		112.1		101.6		87.8	
5-2	143.4		142.3		140.4		136.3		135.5		129.9	
5-3	148.5		142.7		141.7		137.8		133.3		岩心破碎	
5-4	146.7		140		136.7		122.9		99.2		岩心破碎	

制油水相对渗透率曲线,研究不同水驱倍数下相对渗透率曲线特征。实验结果(图6,图7)表明:高倍数驱替相比于低倍数驱替,岩心的残余油饱和度大

幅下降,约15%;高倍数水驱岩心重新饱和油驱替2 000 PV后,等渗点向右偏移,说明水湿性增强,有利于水驱。

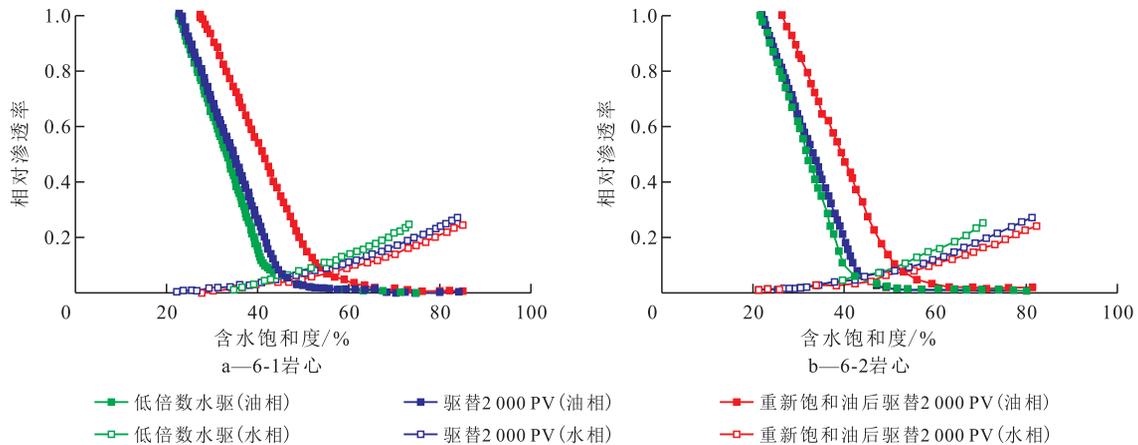


图6 驱替速度为0.5 mL/min时不同水驱倍数相对渗透率曲线特征

Fig.6 Relative permeability curves under different water injection multiples at displacement rate of 0.5 mL/min

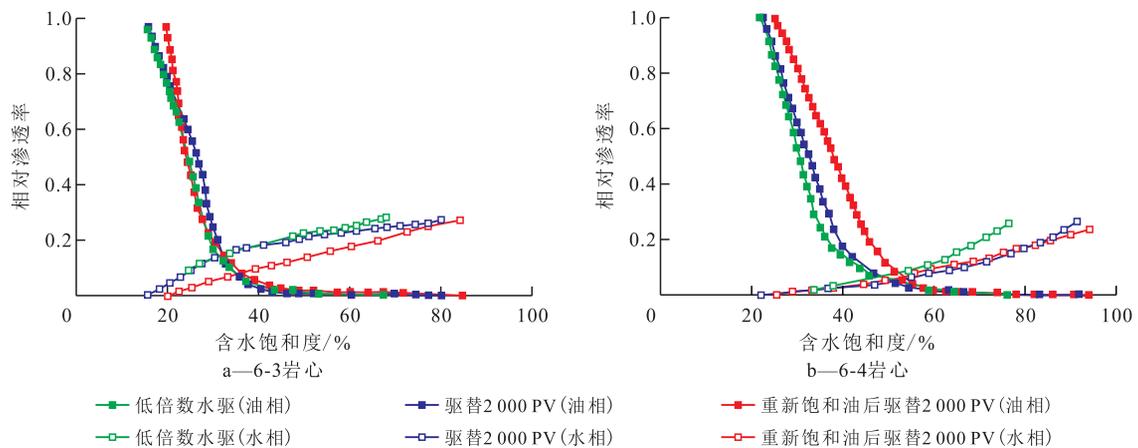


图7 驱替速度为1.0 mL/min时不同水驱倍数相对渗透率曲线特征

Fig.7 Relative permeability curves under different water injection multiples at displacement rate of 1.0 mL/min

岩心驱替至不同水驱倍数时残余油饱和度测定结果(图8)表明:高倍数水驱与低倍数水驱相比,残余油饱和度绝对量减小约10%~15%;当驱替速度一定时,随着水驱倍数的增加,残余油饱和度明显降低,驱油效率明显提高;岩心重新饱和油后,除岩心7-3与驱替2 000 PV时残余油饱和度相等外,

其他岩心残余油饱和度最低,表明岩心经过高倍数水驱后润湿性发生变化,驱油效率提高。

2.5 驱油效率变化

采用目标油藏岩心进行一维驱替实验,对8组天然岩心持续驱替至2 000 PV,记录实验过程中累积产油量、累积产液量及驱替压差,分别绘制驱油效率与水驱倍数和含水率的关系曲线。

实验结果(图9)表明:高倍数水驱条件下,随着水驱倍数的增加,驱油效率不断提高,说明长期水驱可以提高油藏采收率;低水驱倍数下驱油效率提高的速率显著高于高水驱倍数时的速率,说明很大一部分油在高含水时期被采出,这一点也可从含水率与驱油效率关系曲线看出。在含水率高于90%的高含水时期,仍有很大一部分油被采出,说明可以通过提液的方式提高强边底水海相砂岩油藏的最终采收率。

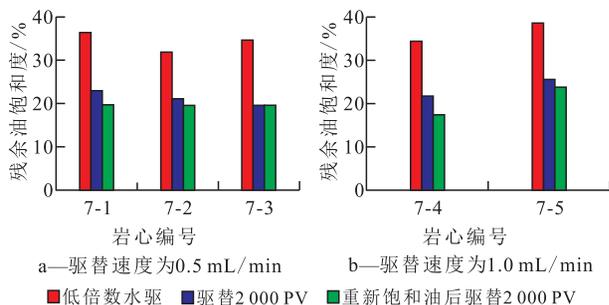


图8 不同水驱倍数时残余油饱和度对比

Fig.8 Comparison of residual oil saturation under different water injection multiples

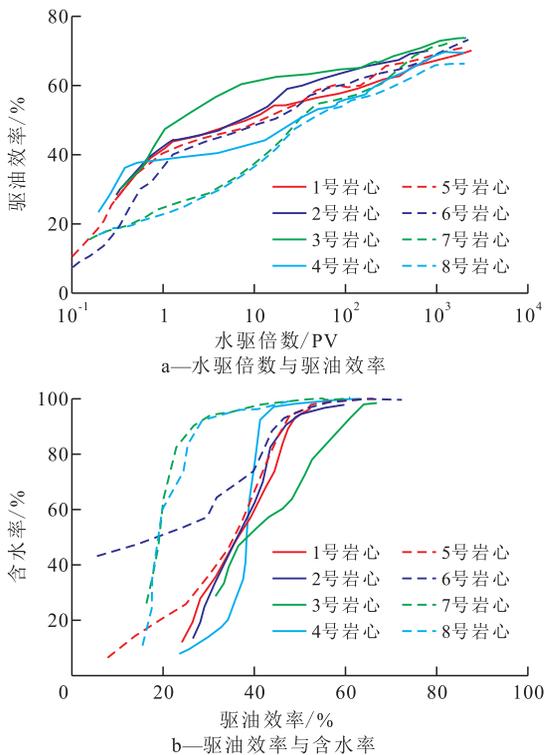


图9 高倍数水驱条件下岩心驱替特征
 Fig.9 Characteristics of core displacement under high-multiple water drive

3 强边底水油藏提高采收率的新认识

3.1 高倍数水驱主控因素与宏观表征关系

在矿物成分、孔喉结构、润湿性、残余油饱和度、相对渗透率曲线和驱油效率6个主控因素的相互关系中,矿物成分、孔喉结构和润湿性决定了高倍数水驱实验的残余油饱和度、相对渗透率曲线和驱油效率,因此,矿物成分、孔喉结构和润湿性是微观主控因素,残余油饱和度、相对渗透率曲线和驱油效率是其宏观体现。矿物成分通过五敏性对驱油效率、残余油饱和度及相对渗透率曲线形态造成影响;润湿性影响油水两相在孔喉中的微观分布、毛管压力的大小及方向,润湿性改变导致流体饱和度变化;孔喉结构直接影响岩石的渗透性、毛管压力和最小湿相饱和度等因素,同样影响驱油效率、残余油饱和度及相对渗透率曲线形态。

与常规实验规范的水驱倍数(小于100 PV)相比,高倍数水驱在矿物成分、孔喉结构及润湿性上有很大区别。岩心经高倍数水驱后,填隙物、伊/蒙混层、伊利石、高岭石和绿泥石等呈减少趋势,面孔率和孔喉半径明显增大,连通性和亲水性明显增强。与低倍数水驱相比,矿物成分、孔喉结构和润

湿性在高倍数水驱后的显著变化,导致驱油效率显著提高,残余油饱和度显著降低。这5个因素的变化又可同时体现在相对渗透率曲线中,表现为等渗点逐渐右移,等渗点对应含水饱和度平均增大约5%~9%。

分析实验结果发现,随着水驱倍数的逐渐增加,岩心孔喉结构朝着更适合水驱的方向转变,面孔率增大,岩心水湿性提高,最终使岩心驱油效率显著提高,而岩心初始渗透率较高,使得流体在孔隙中相对于低渗透岩心流动更快,岩心物性更易在水驱过程中发生改变。将以上变化趋势推广至实际强边底水中高渗透砂岩油藏可知,该类油藏在开发后期能够达到很高的水洗程度,孔渗性和水湿性等能随着水驱倍数增加而大幅提高,孔喉结构更有利于流体流动,从而大幅度提高驱油效率。因此,对于原始孔渗性好的强边底水中高渗透砂岩油藏,采取大排量生产是提高产量和采收率的有效方法之一。

3.2 极限驱油效率的表征及数值模拟的实现方法

常规实验规范的水驱倍数一般为30 PV左右,因此获得的相对渗透率数据不再适用于长期高倍数水驱。对于珠江口盆地海相砂岩油藏,驱油效率随水驱倍数呈半对数增大关系,含水率随驱油效率呈线性降低关系(图10)。因此也可以用这一关系

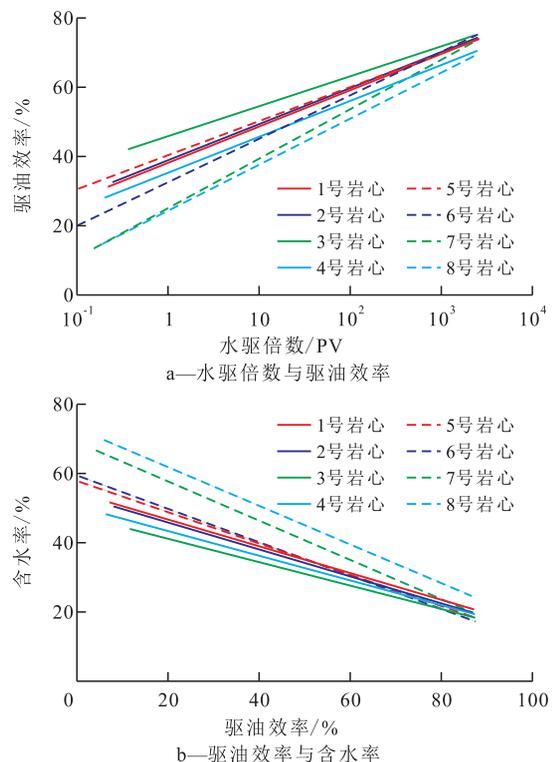


图10 极限驱油效率与水驱倍数和含水率的关系
 Fig.10 Relationship between ultimate displacement efficiency and water cut and water injection multiple

来研究极限驱油效率。

高倍数水驱引起孔隙结构和润湿性变化,从而导致残余油饱和度的变化。在Eclipse黑油模型E100中,通常调用一条长期水驱相对渗透率曲线。由巴克利—莱福里特方程,易知含水率是渗流速度及驱替时间的函数^[16-18]。底水油藏主流线方向渗流速度最大,随着与水平井距离的增加渗流速度逐渐减小。单位面积水驱倍数越高,冲刷强度越大,从而影响到含水饱和度的变化,又因为含水饱和度与油水相对渗透率存在一定的函数关系,所以不同的单位面积水驱倍数对应不同的油水相对渗透率。

数值模拟Eclipse软件中对残余油饱和度设定关键字进行端点标定^[19],因此可以依据已获得的高倍数水驱相对渗透率曲线结果,直接代入不同水驱倍数下的相对渗透率曲线,并进行不同水驱倍数下的相对渗透率参数标定,即由以前的低倍数驱替的相对渗透率曲线变成高倍数水驱的相对渗透率曲线。

另外,高倍数水驱实验相对渗透率曲线是从室内物理模拟实验中获得,与真实地质条件有着显著差别,无法准确模拟真实油藏的开发动态,故实验得到的相对渗透率曲线无法直接运用在数值模拟研究中,必须先经过一系列校正才能符合数值模拟的要求。

注意到实验相对渗透率曲线的等渗点代表了真实岩心的初始润湿性,其同样对真实油藏的润湿性有一定适用性。由此,基于保证初始润湿性原则,对相对渗透率曲线进行校正,校正后的相对渗透率曲线如图11所示。具体校正方法为:①建立一维高强度水驱实验模型,调整相对渗透率曲线以期较好地拟合驱油效率与含水率关系。②拟合过程中,相对渗透率曲线本着尽可能不调整端点值原则,重新代入相对渗透率曲线,保持等渗点在合理范围内变化,微调油水相对渗透率。

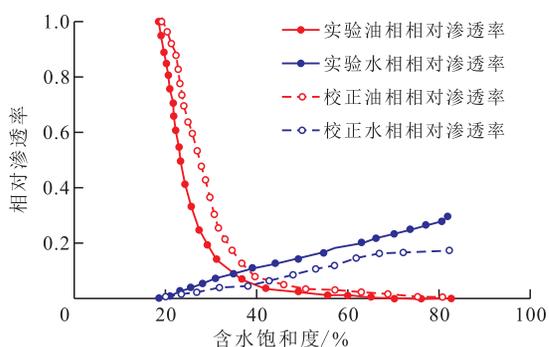


图11 相对渗透率曲线校正前后对比

Fig.11 Comparison of relative permeability curves before and after adjustment

4 结论

利用西江24-3油田的全井筒取心资料,改进了常规水驱油实验方法,分析了矿物成分、孔喉结构、润湿性微观参数与相对渗透率、残余油饱和度、驱油效率宏观表征间相互关系,矿物成分、孔喉结构和润湿性是微观主控因素,残余油饱和度、相对渗透率曲线和驱油效率是其宏观体现,矿物成分、孔喉结构和润湿性决定了高倍数水驱实验的残余油饱和度、相对渗透率曲线和驱油效率。在高强度水驱条件下,与常规认识的驱油效率和残余油饱和度不同,其不是一个固定值,而是随着水驱程度的增加而不断变化的,即存在某一开采条件下的极限驱油效率和极限残余油饱和度。基于高倍数水驱实验,得到了极限驱油效率和残余油饱和度与驱替倍数的半定量关系。

对于南海西江油田,高倍数水驱(2 000 PV)条件下驱油效率可由低倍数水驱(100 PV)条件下的60.76%提高至71.27%,残余油饱和度由29.56%降为21.72%,说明西江油田仍有很大的开采潜力,可通过大排量生产进一步提高采收率。

参考文献:

- [1] 杨海长,陈莹,纪沫,等.珠江口盆地深水区构造演化差异性油气勘探意义[J].中国石油勘探,2017,22(6):59-68.
YANG Haizhang, CHEN Ying, JI Mo, et al. Structural evolution difference and the significance for oil and gas exploration in the deep water area of the Pearl River Mouth Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(6): 59-68.
- [2] 胡世莱,李继强,戚志林,等.基于相渗曲线的油藏注入水利用状况评价方法[J].大庆石油地质与开发,2017,36(4):52-57.
HU Shilai, LI Jiqiang, QI Zhilin, et al. Evaluating method of the injected water utilization conditions for the oil reservoir based on the relative permeability curves [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(4): 52-57.
- [3] 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 high water-cut stage [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 338-345.
- [4] 邓森,王怒涛,孟令强,等.高含水期两种新型水驱特征曲线的建立与应用[J].大庆石油地质与开发,2017,36(4):58-63.
DENG Sen, WANG Nutao, MENG Lingqiang, et al. Establishment and application of the new two-type water-flooding characteristic curves at high watercut stage [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(4): 58-63.

- [5] 程佳,张伟,宁玉萍,等.长期水驱后强非均质性油藏动态相渗曲线计算方法研究[J].石油化工应用,2015,34(11):39-42.
CHENG Jia,ZHANG Wei,NING Yuping,et al.A study on the calculation of dynamic relative permeability curve in strong heterogeneity reservoir after long term water driving[J].Petrochemical Industry Application,2015,34(11):39-42.
- [6] 兰玉波,赵永胜,魏国章.矿场密闭取心与室内模拟的驱油效率分析[J].大庆石油学院学报,2005,29(4):43-45.
LAN Yubo,ZHAO Yongsheng,WEI Guozhang.Analysis of displacement efficiency of field pressure coring and lab test[J].Journal of Daqing Petroleum Institute,2005,29(4):43-45.
- [7] JAYASEKERA A J.Improved hydrocarbon recovery in the United Kingdom continental shelf: Past, present and future [R].SPE 75171,2002.
- [8] 王大鹏,陆红梅,陈小亮,等.海相碳酸盐岩大中型油气田成藏体系及分布特征[J].石油与天然气地质,2016,37(2):363-371.
WANG Dapeng,LU Hongmei,CHEN Xiaoliang,et al.Petroleum accumulation systems and distribution of medium to large marine carbonate fields[J].Oil & Gas Geology,2016,37(2):363-371.
- [9] 于金彪.油藏数值模拟历史拟合分析方法[J].油气地质与采收率,2017,24(3):66-70.
YU Jinbiao.History matching analysis method on reservoir numerical simulation [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(3):66-70.
- [10] 王尤富,鲍颖.油层岩石的孔隙结构与驱油效率的关系[J].河南石油,1999,13(1):23-25.
WANG Youfu,BAO Ying.Relationship between reservoir pore structure and displacement efficiency [J].Henan Petroleum,1999,13(1):23-25.
- [11] 庞河清,曾焱,刘成川,等.川西坳陷须五段储层微观孔隙结构特征及其控制因素[J].中国石油勘探,2017,22(4):48-60.
PANG Heqing,ZENG Yan,LIU Chengchuan,et al.Characteristics and controlling factors of micro-pore structure of Xu 5 reservoir in western Sichuan depression [J].China Petroleum Exploration,2017,22(4):48-60.
- [12] 蔡忠.储集层孔隙结构与驱油效率关系研究[J].石油勘探与开发,2000,27(6):45-46,49.
CAI Zhong.The study on the relationship between pore structure and displacement efficiency [J].Petroleum Exploration and Development,2000,27(6):45-46,49.
- [13] 张绍东,王绍兰,李琴,等.孤岛油田储层微观结构特征及其对驱油效率的影响[J].石油大学学报:自然科学版,2002,26(3):47-51,54.
ZHANG Shaodong,WANG Shaolan,LI Qin,et al.Microstructural characteristics of reservoir and their effects on oil displacement efficiency in Gudao oilfield [J].Journal of the University of Petroleum,China: Edition of Natural Science,2002,26(3):47-51,54.
- [14] 尉鹏飞,张金川,隆帅,等.四川盆地及周缘地区龙马溪组页岩微孔孔隙结构及其发育主控因素[J].中国石油勘探,2016,21(5):42-51.
WEI Pengfei,ZHANG Jinchuan,LONG Shuai,et al.Characteristics and controlling factors of microscopic pore structure of Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery [J].China Petroleum Exploration,2016,21(5):42-51.
- [15] 张祖波,罗蔓莉,洪颖,等.岩石中两相流体相对渗透率测定方法:SY/T 5345—2007[S].北京:石油工业出版社,2008.
ZHANG Zubo,LUO Manli,HONG Ying,et al.Test method for two phase relative permeability in rock:SY/T 5345—2007[S].Beijing:Petroleum Industry Press,2008.
- [16] 于清艳,刘鹏程,李勇,等.底水油藏水体及储层参数定量评价[J].油气地质与采收率,2017,24(3):85-90.
YU Qingyan,LIU Pengcheng,LI Yong,et al.Quantitative research of aquifer and reservoir parameters for reservoirs with edge/bottom water [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(3):85-90.
- [17] 刘敏.埕岛油田馆陶组上段油藏合理产液量及注水量矢量优化方法[J].油气地质与采收率,2017,24(3):105-109.
LIU Min.Vector optimization method for reasonable fluid production and water injection rate of reservoir in the Upper Guantao Formation, Chengdao oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(3):105-109.
- [18] 杨新平,陈光喜,姜瑞忠,等.砾岩油藏采收率理论公式推导与应用[J].特种油气藏,2016,23(5):96-99.
YANG Xinping,CHEN Guangxi,JIANG Ruizhong,et al.Derivation and application of theoretical recovery factor formula in conglomerate reservoir [J].Special Oil & Gas Reservoirs,2016,23(5):96-99.
- [19] 冯汝勇,王华.油藏数值模拟中饱和度端点标定技术应用[J].新疆石油天然气,2009,5(3):28-29.
FENG Ruyong,WANG Hua.The application of saturation table end-point scaling technology in reservoir simulation [J].Xingjiang Oil & Gas,2009,5(3):28-29.

编辑 常迎梅