

低渗储层压驱设计数值模拟研究

张华丽,金智荣,马 巍

(中国石化江苏油田分公司石油工程技术研究院,江苏 扬州 225009)

摘要:研究了室内驱替实验的岩心渗流特征及驱油规律,建立考虑压驱注水驱油机理的纯基质系统油藏数值模型,实现了考虑压驱过程基质渗透率变化的油藏压驱数值模拟方法。基于以上方法,研究了一般低渗、特低渗、超低渗油藏不同注入排量、注入总量、压驱时机、压驱方式、注采比对压驱增产的影响规律,明确不同压驱参数对油藏采油速度和最终采收率影响规律,初步给定储层最优的压驱工艺参数组合。

关键词:低渗储层;压驱工艺;数值模拟;注入参数;优化参数

中图分类号:TE348 **文献标志码:**A

Numerical simulation of pressure flooding design for low-permeability reservoirs

ZHANG Huali, JIN Zhirong, MA Wei

(Petroleum Engineering Technology Research Institute of Jiangsu Oilfield Company, SINOPEC, Yangzhou 225009, China)

Abstract: The seepage characteristics of the core and the rules of oil displacement in laboratory displacement experiments were studied. It was established a numerical model of a pure matrix system reservoir considering the mechanism of oil displacement by pressure-drive water injection, and it was realized a numerical simulation method of pressure flooding in reservoirs considering the change of matrix permeability in the process of pressure-driving. Based on the above method, the influences of different injection rates, total injection volume, pressure-drive timing, pressure-drive mode, and injection-production ratio on a pressure-drive production increase in general low-permeability, extra-low-permeability, and ultra-low-permeability reservoirs were studied. The influences of different pressure-drive parameters on the oil recovery rate and ultimate recovery efficiency were clarified, so that the optimal combination of pressure-drive parameters for the reservoir could be determined preliminarily.

Key words: low permeability reservoir; pressure-drive technology; numerical simulation; injection parameters; optimization parameter

引用格式:张华丽,金智荣,马巍. 低渗储层压驱设计数值模拟研究[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(3): 347-351.

ZHANG Huali, JIN Zhirong, MA Wei. Numerical simulation of pressure flooding design for low-permeability reservoirs[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(3): 347-351.

对低渗透油田进行压驱注水开发的主要目的是建立有效的水动力驱替系统,并为井组对应油井提供能量^[1],提高井组开发效果。因此,对注入排量、注入总量、压驱时机、压驱方式及注采比等参数进行优化,建立一套最佳的压驱注采工艺方案^[2],有利于最大限度发挥采油井生产能力,使油藏获得较高采收率。考虑压驱注水驱油机理,利用CMG油藏数值模拟软件,分析不同参数对开发效果的影响规律,并与室内驱替实验对比验证,探索考虑压驱过程基质渗透率变化的油藏压驱数值模拟方法,为后续储层压驱参数及注采制度优化提供手段。

1 压驱油藏数值模拟建模

基于室内驱替实验的岩心渗流特征及驱油规律,建立考虑压驱注水驱油机理的纯基质系统和裂缝—基质系统两类油藏数值模型(见图1),开展不同参数对最终开发效果的影响规律分析与室内驱替实验的对比验证,形成压驱油藏数值模拟方法。

收稿日期:2023-04-11;改回日期:2023-06-14。

第一作者简介:张华丽(1982—),副研究员。主要从事储层改造压裂技术理论研究及现场技术服务工作。E-mail: zhanghli.jsyt@sinopec.com。

1.1 数值模型的建立

建立 63×63×1 的网格系统,设置正方形网格,单个网格长度为 8 m。储层厚度设置为 10 m,区域面积为 0.254 km²。模拟区块布置 5 口井,其中 1 口注入井,4 口生产井,构建的井位模型如图 1 所示。

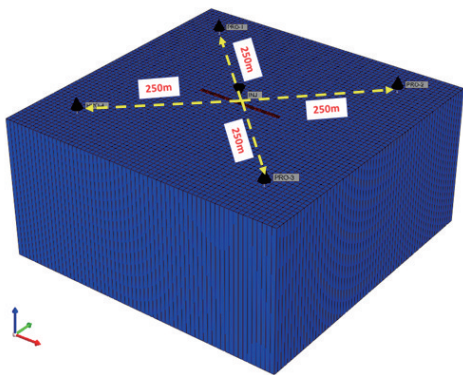


图1 压驱油藏数值模型

1.2 模拟参数设定

压驱油藏数值模拟采用有限元压驱增渗数值模拟部分的相关地质参数,油藏基本性质如表 1 所示,储层目前的地层压力为 10 MPa,原始含水饱和度 25%,模拟储层为油水两相流动情况,无自由气,无边、底水等。

表 1 数值模拟参数设置

参数类型	值
模型长度×宽度×厚度	500 m×500 m×10 m
油藏初始含水饱和度	75%
油藏初始压力	10 000 kPa
岩石压缩系数	7×10 ⁻⁶ kPa ⁻¹
原油密度	899 kg/m ³
水密度	1 000 kg/m ³

模型中裂缝和基质有着不同的渗流特征,模拟过程中基质使用的相渗曲线是由高压驱替实验处理得到(见图 2),而裂缝的相渗曲线采用标准裂缝相渗曲线(见图 3)。

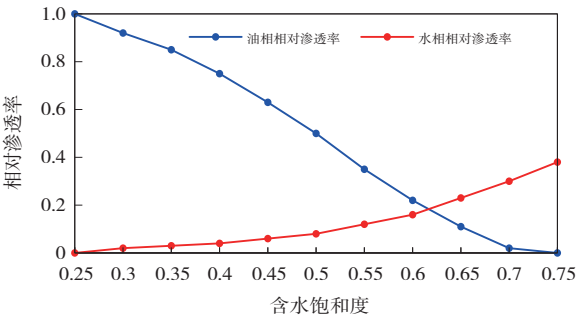


图2 基质区域相渗曲线

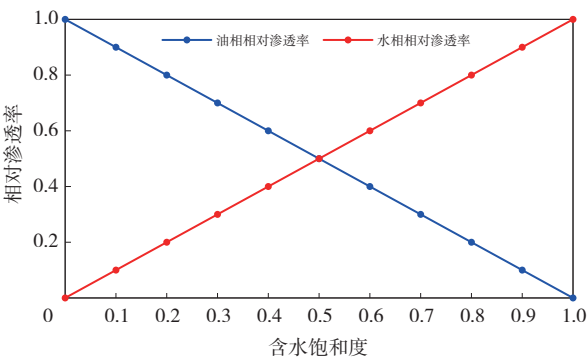


图3 裂缝区域相渗曲线

油藏中毛管力与地层孔隙度有很大相关性,孔隙度越大毛管力作用越小。低渗油藏由于基质岩石孔隙度与渗透率都非常低,具有很大的毛管力,而对于导流能力较高的水力裂缝,其毛管力作用微弱,可以忽略不计。压驱油藏数值模型中岩石基质的毛管力曲线如图 4 所示。闷井过程中基质毛管力是自发渗吸的动力,注入结束后,注入流体滞留于裂缝网络内部,在高毛管力的作用下,注入流体渗吸进入岩石基质。毛管力越大,渗吸能力越强^[3]。因此数值模拟中通过毛管力曲线设置来模拟渗吸过程,裂缝中不存在毛管力,没有渗吸作用,而岩石基质中的毛管力很大,渗吸作用很强^[4]。

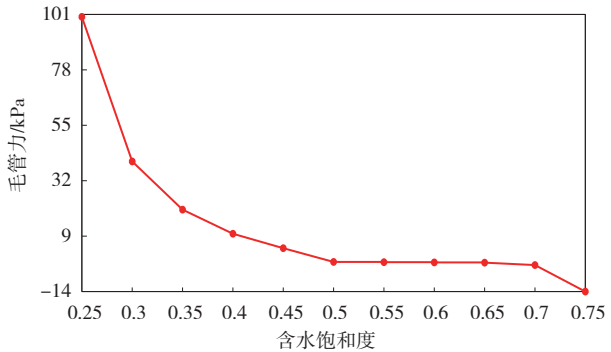


图4 毛管力曲线

1.3 数值模拟方案设计

利用数值模拟的方法对 3 类渗透率储层(超低渗、特低渗、一般低渗)压驱注水工艺参数进行优化研究,整个数值模拟分为 3 个阶段:

(1)注入阶段:注入井定流量注入、生产井关闭;

(2)闷井阶段:注入井和生产井均关闭,闷井一定天数;

(3)生产阶段:注入井定流量注入,生产井定流量生产,进行 20 年开发指标预测。

具体的数值模拟方案如表 2 所示。

表2 数值模拟方案

优化参数	参数取值	优化参数	参数取值
压驱排量	300 m³/d	压驱总量	3 000 m³
	400 m³/d		5 000 m³
	500 m³/d		7 000 m³
	600 m³/d		9 000 m³
	700 m³/d		11 000 m³
	800 m³/d		13 000 m³
	900 m³/d		15 000 m³
压驱方式	递增排量式	基于优选的三四个排量组合为不同的压驱方式	
	递减排量式		
	交替排量式		
压驱时机	地层无亏空	20 MPa	
	地层亏空	15 MPa	
	地层亏空	10 MPa	
	地层亏空	5 MPa	
注采比	1.2、1.4、1.6、1.8、2		

2 压驱方案设计优化

通过构建的压驱注水油藏数值模型,评价压驱参数(压驱总量、压驱排量、压驱方式、压驱时机)及后续注采制度(维持注采比平衡)等对最终采收率的影响规律,初步明确适用于各设定条件储层的最

佳压驱注采工艺方案。

2.1 注入排量优化

在其他压驱注水参数不变的情况下,分别设置注入排量为300、400、500、600、700、800、900 m³/d共7个方案进行20年开发指标预测,得到3种渗透率级别对应模型下不同注入排量的生产开发结果。

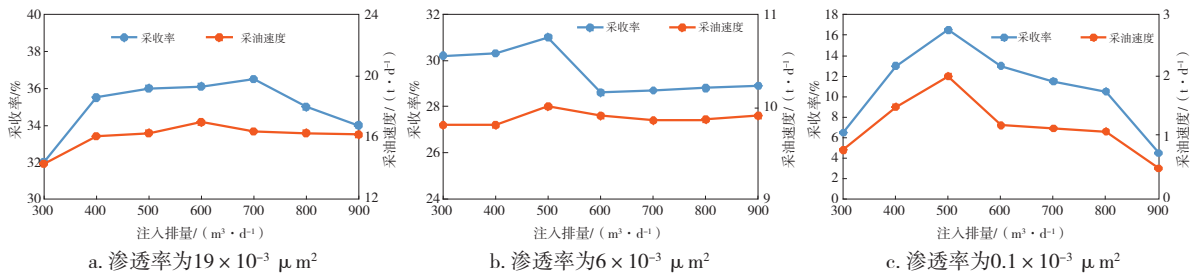


图5 采出程度、采油速度随注入排量的变化

由图5可知,当注入排量增加时,采收程度、采油速度呈现先增大后减小的趋势,但是两者的变化幅度较小,这说明压驱过程中注入排量对开发效果影响较小;3种渗透率级别对应模型的最优注入排量分别为700、500、500 m³/d,采收率分别可达到36.71%、30.97%、16.21%。

2.2 注入总量优化

在其他压驱注水参数保持不变的情况下,分别设置注入总量为3 000、5 000、7 000、9 000、11 000、13 000、15 000 m³共7个方案进行20年开发指标预测,得到3种渗透率级别对应模型下不同注入总量的生产开发结果(见图6)。

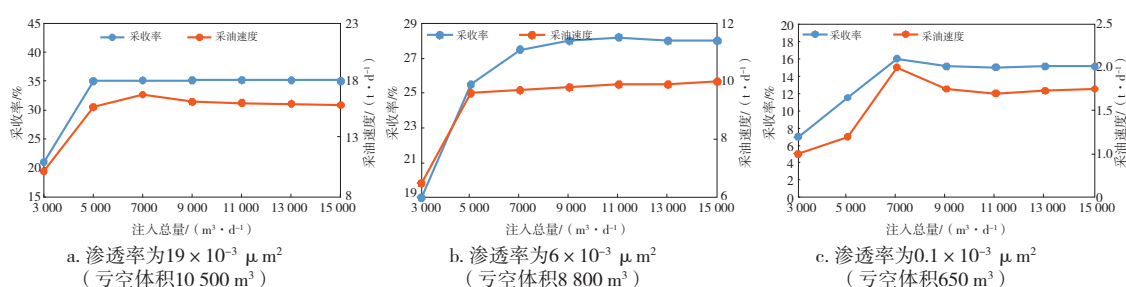


图6 采出程度、采油速度随注入总量的变化

由图6可知,随着注入总量的增加,采收程度、采油速度呈现先迅速增大后缓慢减小的规律;3种渗透率级别对应模型的最优注入总量分别为12 000、11 000、7 000 m^3 ,分别对应储层亏空体积倍数为1.15、1.25、1.1,采收率分别可达到37.05%、27.91%、16.49%。

综上所述,压驱注入量不宜过大,建议维持在

储层亏空量的1.1~1.25倍。

2.3 压驱时机优化

在其他压驱注水参数保持不变的情况下,分别设置压驱时机为5、10、15、20 MPa共4个方案进行20年开发指标预测,得到3种渗透率级别对应模型下不同压驱时机的生产开发结果(见图7)。

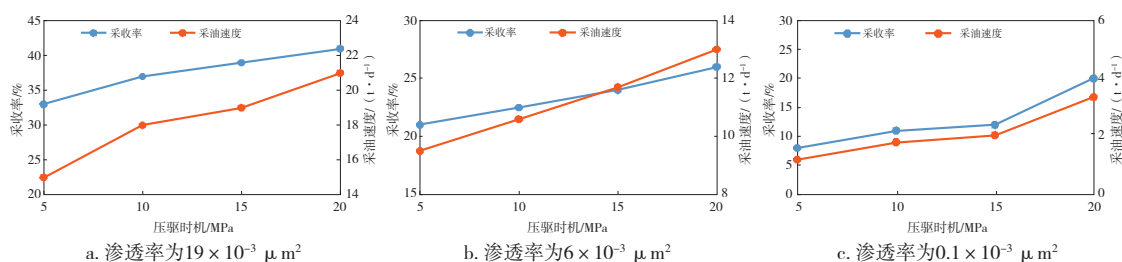


图7 采出程度、采油速度随压驱时机的变化

由图7可知,随着转压驱注水前地层压力水平的提高,采出程度、采油速度均呈现单调递增趋势;3种渗透率级别对应模型的最优压驱时机均为20 MPa,采收率分别可达到41.60%、26.40%、20.14%。

综上所述,压驱时机越早,储层弹性能量释放越少,补充的能量可快速发挥驱油作用,有效提高

原油采出程度。

2.4 压驱方式优化

在其他压驱注水参数保持不变的情况下,分别设置压驱方式为恒定排量式、递增排量式、递减排量式、交替排量式共4个方案进行20年开发指标预测,得到3种渗透率级别对应模型下不同压驱方式的生产开发结果(见图8)。

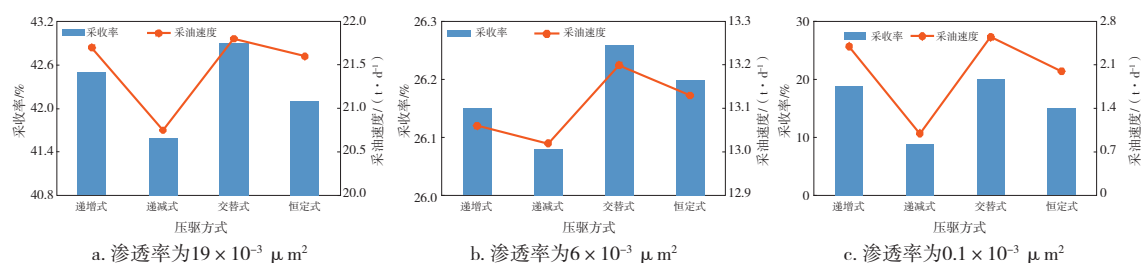


图8 采出程度、采油速度随压驱方式的变化

由图8可知,在4种压驱方式中,交替排量式对应的开发效果最好,递减排量式对应的开发效果最差;在交替排量式条件下,3种渗透率级别对应模型的采收率分别为42.81%、26.27%、20.46%。

综上所述,相较于其他压驱方式,交替排量注入能够增加能量扩散范围,有效提高原油采收率。

2.5 注采比优化

在压驱注水参数保持不变的情况下,在生产阶段分别设置注采比为1.0、1.2、1.4、1.6、1.8、2.0共6个方案进行20年开发指标预测,得到3种渗透率级别对应模型下不同注采比的生产开发结果(见图9)。

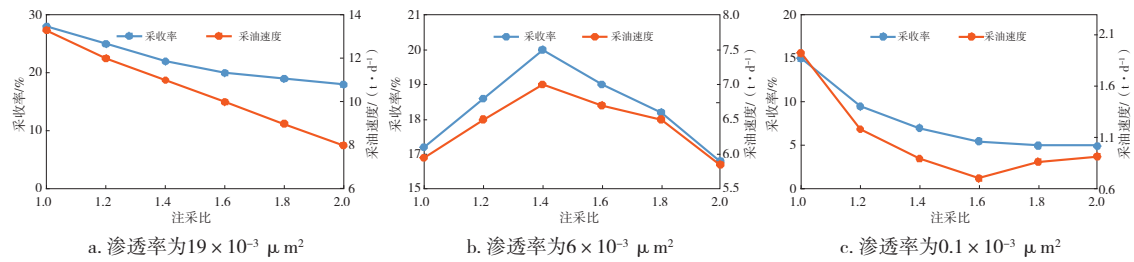


图9 采出程度、采油速度随注采比的变化

由图9可知,随着注采比的增加,渗透率为 $19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的模型采出程度、采收率呈单调递减趋势, $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的模型采出程度、采收率先增大后减小;3种渗透率级别对应模型的最优注采比分别为1.0、1.4、1.0,采收率分别可达到27.62%、20.14%、15.27%。

综上所述,注采比过大,会导致油井过早见水,不利于实际生产,建议将注采比维持在1.0~1.4,能够为储层提供充足水驱能量。

3 总结

(1)基于考虑压驱过程基质渗透率变化的油藏压驱数值模拟方法,初步明确了适用于各设定条件储层的最佳压驱注采工艺方案。

(2)基于数值模拟结果,通过增产效果统计分析,初步明确不同参数对压驱增产的影响规律,并根据分析结果给定最优的压驱参数范围。

(3)增渗程度随注入排量的增大而增加,但也会使油井过早见水从而降低采收率,应优选合理的注入排量。

(4)压驱注入量维持在储层亏空的1.1~1.25倍。

(5)交替排量注入能够增加能量扩散范围,有效提高原油采收率。

(6)压驱时机越早,储层弹性能量释放越少,补充的能量可快速发挥驱油作用。

(7)注采比维持在1.1~1.2,能够为储层提供充足水驱能量。

参考文献:

[1] 佚名.大庆喇嘛甸油田聚驱后压驱试验首战告捷[J].录井工程,2017,28(4):39.

[2] 王静,蒋明,向洪,等.鄯善油田三类油层压驱新工艺的研究与应用[J].石油工业技术监督,2020,36(12):6-9.

[3] 单连同.致密油藏微纳米孔隙渗吸作用与驱油机理研究[D].北京:中国地质大学,2021.

[4] 徐冰.中低渗透层压裂渗滤强化采油机理及数学模型研究[D].大庆:东北石油大学,2019.

(编辑 韩 枫)