

引用格式:杨庭宝,钟会影,夏惠芬,等.基于微观渗流特征的水驱后残余油动用机理研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):46-52.

YANG T B, ZHONG H Y, XIA H F, et al. Mechanism of residual oil mobilization after water flooding based on microscopic flow characteristics[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):46-52.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.007

基于微观渗流特征的水驱后残余油动用机理研究

杨庭宝¹,钟会影¹,夏惠芬¹,赵欣²

(1.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;

2.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)

摘要:为摸清水驱后残余油的形成机理及分布情况并挖掘残余油潜力,基于N-S方程建立了并联孔隙微观模型,运用相场法追踪驱替过程中的相界面,研究不同壁面润湿条件下的水驱后残余油分布特征,并通过聚合物驱改善流度比、表面活性剂改变界面张力或发生润湿反转等方法挖潜水驱后残余油,研究流度比及界面张力等参数对水驱后并联孔隙内残余油微观流动规律的影响。结果表明,当岩石表面表现为亲水时,水驱后残余油主要滞留在并联孔隙的大孔道内,通过聚合物驱改善流度比可以将孔道内的残余油有效动用,表现为残余油被整体驱。当岩石壁面为亲油时,水驱后残余油主要滞留在并联孔隙的壁面以及小孔道内,改善流度比对小孔道内形成的残余油很难达到动用的目的,但通过表面活性剂改变润湿性后,残余油被拉伸成油滴并聚并,最终降低残余油饱和度;流度比或界面张力越小,驱油效率越高。该研究揭示了并联孔隙内水驱后残余油分布及动用机理,为水驱油藏有效开发提供了重要的理论依据。

关键词:相场;N-S方程;孔隙尺度;润湿性;残余油

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Mechanism of residual oil mobilization after water flooding based on microscopic flow characteristics

YANG Tingbao¹, ZHONG Huiying¹, XIA Huifen¹, ZHAO Xin²

(1.Key Laboratory for Enhanced Oil & Gas Recovery of the Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, Daqing Oilfield of CNPC, Daqing, Heilongjiang 163712, China)

Abstract: In order to find out the formation mechanism and distribution of residual oil after water flooding and tap the potential of residual oil, a parallel pore micro model has been established based on N-S equation. Phase field method has been used to track the phase interface in the process of water flooding. The distribution characteristics of residual oil after water flooding under different wall wetting conditions have been studied. The residual oil after water flooding has been exploited by mobility ratio improved by polymer flooding, interfacial tension changed by surfactant or wettability inversion occurred. And the effects of different mobility ratio and interfacial tension on the micro flow of residual oil in parallel pores after water flooding have been studied. The results show that when the rock surface is water-wet, the residual oil mainly stays in the large pore channels in parallel pores after water flooding. The polymer flooding improving the mobility ratio can effectively displace the residual oil in the pore channels, entirely. When the rock surface is oil-wet, the residual oil after water flooding mainly stays in the wall of parallel pores and small channels. It is difficult to displace the residual oil in the small pore by improving the mobility ratio. However, after changing wettability by surfactant, the residual oil is stretched into oil droplets and congregated, and finally the residual oil saturation is reduced. The lower the mobility ratio or interfacial tension, the higher the oil displacement efficiency. This study reveals the distribution and displacement mechanism of residual oil in parallel pores after water flooding, and provides an important theoretical basis for the effective exploitation of reservoirs by water flooding.

Key words: phase field, N-S equation, pore scale, wettability, residual oil

收稿日期:2020-06-05。

第一作者简介:杨庭宝(1996—),男,在读硕士研究生,主要从事油气渗流理论与应用及提高采收率原理方面的研究。地址:黑龙江省大庆市高新技术产业开发区学府街99号,邮政编码:163318。E-mail:sxdtyb@163.com

通讯作者简介:钟会影(1981—),女,副教授,博士生导师,主要从事孔隙尺度微观渗流机理及油藏数值模拟研究。地址:黑龙江省大庆市高新技术产业开发区学府街99号,邮政编码:163318。E-mail:zhhy987@126.com

基金项目:中国博士后科学基金“考虑诱导裂缝闭合的黏弹性聚合物驱压力降落特征研究”(2019M661250)。

目前中国东部老油田普遍进入高含水阶段,平均采出程度在30%左右,稳产难度加大^[1-4]。当前形势下,摸清残余油形成机理及分布情况,挖潜水驱后残余油是开发的重点所在^[5-6],为此,弄清水驱后残余油分布特征以及动用水驱后残余油尤为重要^[7-8]。目前主要采用化学驱、微生物驱、热力驱及注气驱等方法来提高采收率,其中化学驱方法的应用较为广泛^[9-13],而聚合物和表面活性剂驱油是目前化学驱中应用最为广泛的方法^[14-15]。吴鹏等^[16]在高矿化度条件下对水解聚丙烯酰胺进行驱油实验,研究结果表明聚合物溶液在加入络合剂之后黏弹性更好,阻力系数以及残余阻力系数更大,驱油效果更好。王鑫^[17]引入了表面活性剂与油水混合物之间界面张力的概念,详细介绍了表面活性剂的驱油机理,就表面活性剂驱油技术对提高采收率的影响进行了分析。但现有的研究大多仅限于岩心尺度级别的物模实验,研究结果表明聚合物弹性对孔隙盲端的残余油有明显驱替效果^[18-20],而针对考虑岩石壁面润湿性质对微观孔道内残余油流动规律的理论研究较少。为此,基于N-S方程模拟两相流体在微尺度并联孔隙内的流动,运用相场法追踪驱替过程中的相界面,研究不同壁面润湿性下的水驱后残余油分布特征,从微观流动的角度研究了聚合物及表活剂驱对水驱后残余油的动用机理,给出了不同流度比及界面张力等参数对残余油挖潜的影响。该研究揭示了水驱后残余油分布及动用机理,为水驱油藏残余油挖潜方案的制订提供了重要的理论依据。

1 模型建立

1.1 物理模型

实际多孔介质十分复杂,地层非均质性强,为了研究真实孔道特征对残余油分布规律的影响,以孙羽佳^[21]的实验模型为基础,建立了并联孔隙微观模型,图1为建立的并联孔隙几何模型,网格模型均采用三角形网格。

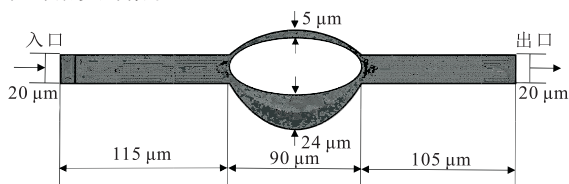


图1 并联孔隙微观模型

Fig. 1 Micro model of parallel pore

1.2 数学模型

基于有限元的多物理场耦合软件COMSOL对N-S方程与相场模型进行耦合求解,多孔介质内油水流动的连续性方程和微流道内不可压缩流体的运动方程分别为:

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \quad (1)$$

$$\rho \left[\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + (\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} \right] = -\nabla \cdot (p\mathbf{I} + \mu[\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T]) + \mathbf{F}_{st} \quad (2)$$

式(1)~式(2)中: ρ 为密度,kg/m³; \mathbf{u} 为速度,m/s; t 为时间,s; p 为压力,Pa; \mathbf{I} 为单位向量; μ 为动力黏性系数,Pa·s; \mathbf{F}_{st} 为界面张力作用项; T 表示转置。

运用相场法实时追踪驱替过程中的相界面,引入相场变量 φ 来标识不同的相区域及过渡区域,基于相场变量 φ 定义的混合能引入用来控制界面演化的对流扩散方程,该方程表示对流扩散影响下的变化量与 φ 随时间的变化量可以达到平衡:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \varphi = \nabla \cdot \frac{\gamma \lambda}{\varepsilon_{pf}^2} \nabla \psi \quad (3)$$

式中: φ 为相场变量; $\gamma = \chi \varepsilon_{pf}^2$ 为迁移调节参数,m³/kg,给定值为1; $\lambda = \frac{3\varepsilon_{pf}\sigma}{\sqrt{8}}$ 为混合能量密度,N;

$\varepsilon_{pf} = \frac{l_{pf,hmax}}{2}$ 为界面厚度控制参数,m; ψ 为相场辅助变

量($\psi = -\nabla \cdot \varepsilon_{pf}^2 \nabla \varphi + (\varphi - 1)\varphi + \frac{\varepsilon_{pf}^2}{\lambda} \partial f / \partial \varphi$)。

由于相界面区域存在对流扩散,界面自由能会产生变化,界面张力作用项 \mathbf{F}_{st} 定义为:

$$\mathbf{F}_{st} = \zeta \nabla \varphi \quad (4)$$

其中, ζ 为化学势,J/m³,可以表示为:

$$\zeta = \lambda \left[-\nabla^2 \varphi + \frac{\varphi(\varphi - 1)}{\varepsilon_{pf}^2} \right] = \frac{\lambda}{\varepsilon_{pf}^2} \psi \quad (5)$$

当系统达到平衡状态时混合自由能最小,对单位长度相界面曲线上的能量进行积分,得到界面张力的公式:

$$\sigma = \frac{3\sqrt{2}\lambda}{3\varepsilon_{pf}} \quad (6)$$

流体在岩石表面做无滑移运动时存在润湿角, $\mathbf{u} = \mathbf{u}_w$ 表示流体相对于壁面无滑移, \mathbf{u}_w 表示壁面滑移速度,m/s;润湿角 θ 由相场变量给出:

$$\mathbf{n} \cdot \varepsilon_{pf}^2 \nabla \varphi = -\varepsilon_{pf}^2 \cos(\theta) |\nabla \varphi| \quad (7)$$

式中: θ 为润湿角,°; \mathbf{n} 为界面法向。

流体驱替过程中,物性参数如密度、动力黏性系数以及饱和度也定义为相变量有关的函数:

$$\rho = V_{f,1}\rho_1 + V_{f,2}\rho_2 \quad (8)$$

$$\mu = V_{f,1}\mu_1 + V_{f,2}\mu_2 \quad (9)$$

$$V_{f,1} = \frac{1-\varphi}{2} \quad (10)$$

$$V_{f,2} = \frac{1+\varphi}{2} \quad (11)$$

$$V_{f,1} + V_{f,2} = 1 \quad (12)$$

式(8)~式(12)中: ρ_1 与 ρ_2 分别表示驱替液和被驱替液的密度, kg/m^3 ; μ_1 与 μ_2 分别表示驱替液和被驱替液的动力黏性系数, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; $V_{f,1}$ 与 $V_{f,2}$ 分别表示驱替液和被驱替液的饱和度。

研究包含两个步骤:首先是相初始化,用于初始化相场变量,使其在任何位置都平滑变化;然后为瞬态求解,同时求解N-S方程和相场方程。初始时间步长为 1×10^{-5} s,相对误差为0.005,最大迭代次数为8,时间步长采用向后差分法确定,采用PARDISO求解器进行求解。

2 水驱后残余油分布及形成机理

采用并联孔道进行微观渗流规律的数值模拟研究,研究过程中忽略多孔介质壁面粗糙度等因素的影响。

2.1 水湿壁面条件

图2给出了不同注入孔隙体积倍数(PV)下水驱油过程中的残余油饱和度,其中壁面润湿性为完全亲水,界面张力 $\sigma=0.03$ N/m,注入流量 $q=1.5\times 10^{-5}$ mL/s,水的黏度 $\mu_w=1$ mPa·s,油的黏度 $\mu_o=10$ mPa·s,驱替过程在常温常压下进行。

从图2可以看出,在水驱油过程中,由于岩石壁面为水湿,此时细毛管的毛管压力大且起到动力作用,水优先驱替小孔道内的油,形成水流的优势通道,因而水驱后在大孔道内形成残余油,此时残余油饱和度为17%。

2.2 油湿壁面条件

图3给出了润湿性为完全亲油且其他驱替条件不变时,水驱过程中的残余油饱和度变化。

从图3可以看出,在油湿壁面条件下,毛细管压力为阻力,大孔道内形成优势通道,在小孔道内以及孔道内壁上形成残余油,此时残余油饱和度为20%。

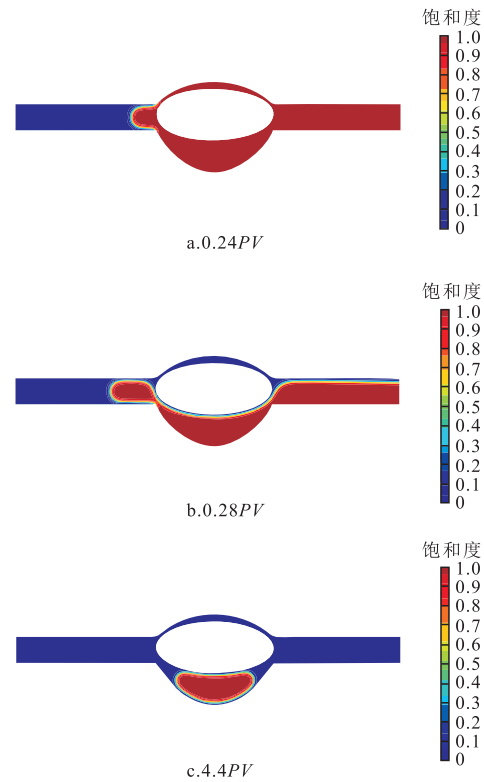


图2 完全水湿水驱油不同PV下的残余油饱和度
Fig. 2 Residual oil saturation distribution in water-wet pores of water flooding with different PV

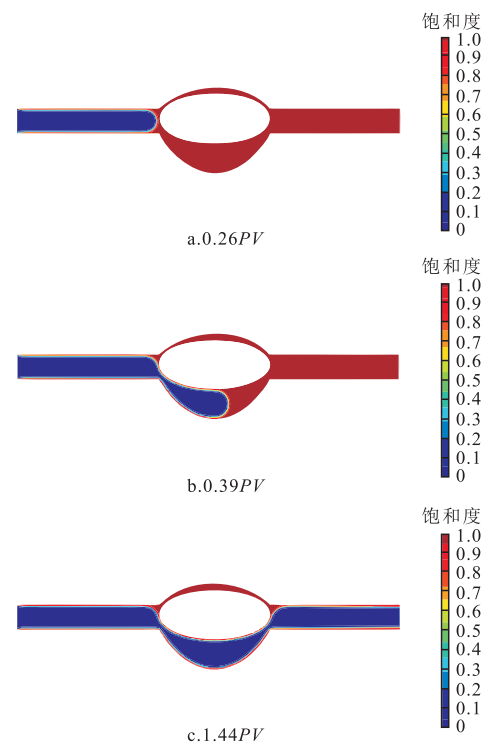


图3 完全油湿时水驱油不同PV下的残余油饱和度
Fig. 3 Residual oil saturation distribution in oil-wet pores of water flooding with different PV

孔道中油水的分布状态受驱替压差、毛细管力及润湿性等综合因素的影响,根据不考虑油水差异的并联孔道内临界流量计算^[22],考虑到计算所用微观模型,选择计算流量小于临界流量,其残余油的分布状态与文献的结论相吻合。

3 水驱后残余油挖潜研究

油藏水驱后提高原油采收率的本质是挖掘残余油潜力,对于水驱后残余油动用机理的研究,为各类增产措施提供了重要的理论及指导。

3.1 改变壁面润湿性

对于亲水壁面,在水驱后残余油的基础上进行聚合物驱油,此时聚合物溶液满足幂律特性。图4为聚合物的黏度 $\mu_p=30\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的驱替效果。

从图4可以看出,通过注入聚合物溶液能够使水驱后不可流动的残余油开始流动,由于聚合物溶液的黏性作用使驱替相与被驱替相的黏度比为有利流度比,在流动过程中聚合物与残余油滴相互作用,使得残余油滴被拉伸形成长柱状从而被整体驱替,其

驱替过程与微观模片实验的残余油流动方式吻合较好(图5)。



图5 微观模片实验的残余油流动状态^[21]

Fig. 5 Flow state of residual oil in micro experiments

而对于亲油壁面,在水驱的基础上转注聚合物,改变不同流度比条件进行模拟,小孔道内的残余油基本不发生变化,驱替结果说明聚合物驱对亲油壁面形成的残余油很难达到动用的目的。

为了进一步挖潜油湿孔道内的残余油,根据实际残余油动用手段,加入表面活性剂改变壁面润湿性,发生润湿反转,之后再行驱替,为此,改变多孔介质壁面润湿性进行模拟(图6)。

从图6可以看出,当润湿发生反转后,固体表面转化成弱亲水,残余油与孔隙壁面的接触面减小,在

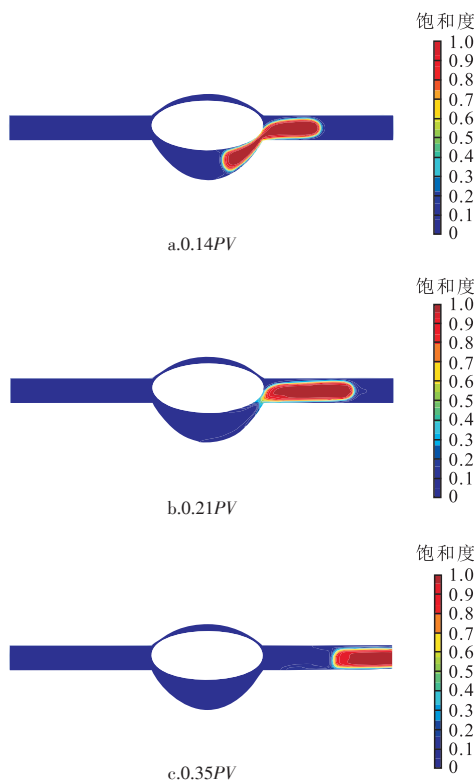


图4 完全水湿聚合物驱不同PV下的残余油饱和度
Fig. 4 Residual oil saturation distribution in water-wet pores of polymer flooding with different PV

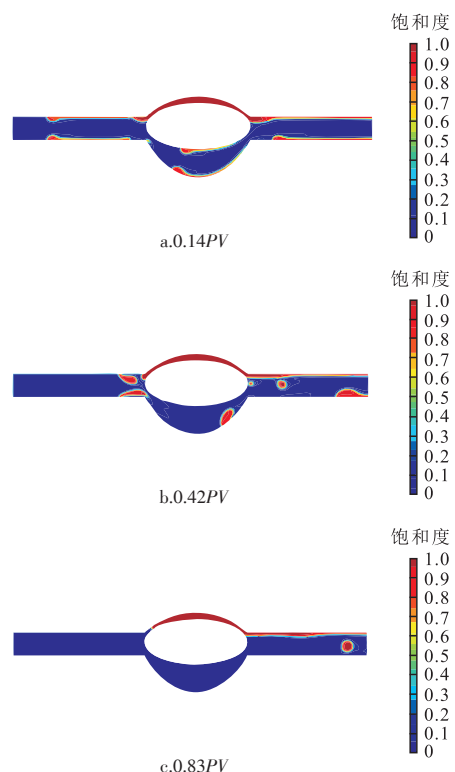


图6 润湿反转后不同PV下的残余油饱和度
Fig. 6 Residual oil saturation distribution after wettability reversal with different PV

驱替过程中,从岩石壁面洗下的油越来越多,向前移动互相碰撞形成油珠,油珠聚并最终形成油带从而使水驱后的残余油产生动用,提高了驱油效率。

图7为驱替过程中进出口压差与PV数的关系曲线。从图7可以看出,在亲水模型内,驱替初期压差较大,残余油不断被动用,当残余油到达主孔道时压差开始有所降低,随着残余油饱和度不断降低,驱替压差降低,当压差平稳后残余油不发生变化,整个驱替过程中进出口压差下降了62.7%。当岩石壁面表现为亲油时,聚合物驱无法动用水驱后残余油,由于润湿反转,当主孔道内的残余油动用后,此时驱替压差略有降低,当小孔道内残余油刚刚发生动用时,驱替压差骤增,开始动用后压差有所回落,当压差平稳后,孔隙内形成化学驱后残余油,驱替过程中进出口压差下降了35.7%。

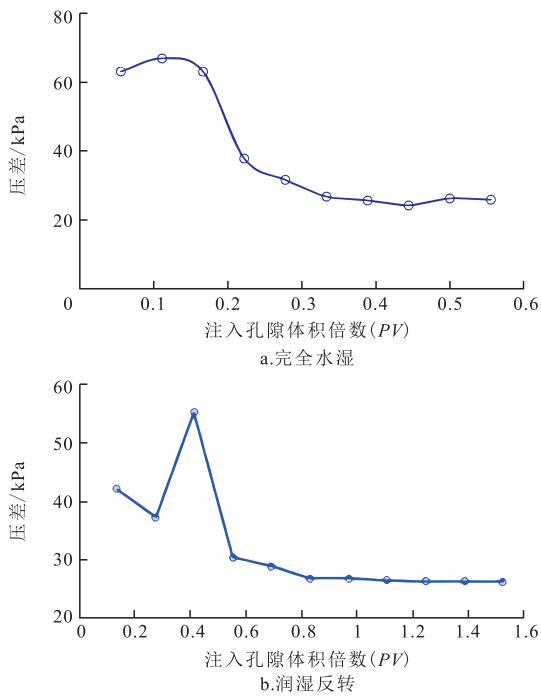


图7 进出口压差与PV关系曲线

Fig. 7 Relation between pressure difference and PV of polymer flooding

3.2 降低流度比

聚合物分子量是影响聚合物驱油的重要因素之一,高分子量的聚合物溶液在浓度相同时黏度较高,而聚合物黏度的升高会使流度比降低,图8给出了相同注入孔隙体积倍数(PV=0.12)下三种不同有利流度比M的残余油饱和度,其中润湿性为完全水湿。

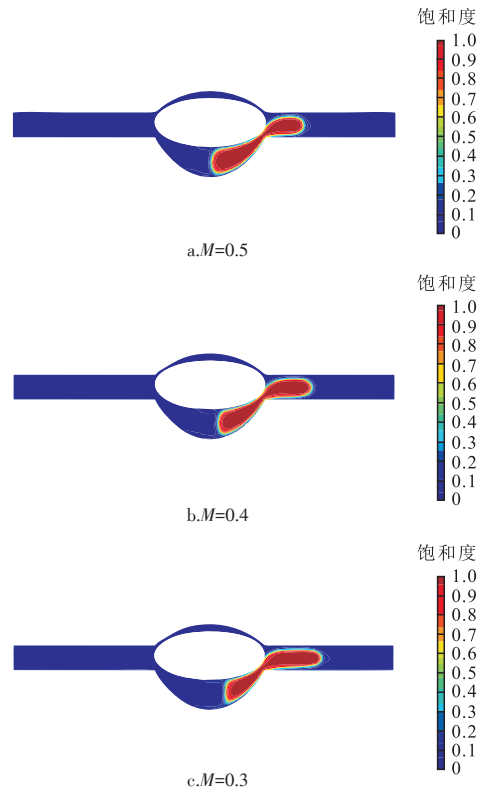


图8 不同流度比下的残余油饱和度

Fig. 8 Residual oil saturation distribution with different mobility ratio

三种流度比下的残余油在并联孔隙盲端内的饱和度分别为38.38%、31.14%、23.91%,对比不同流度比的饱和度图可以看出,在相同PV数条件下,流度比越小并联孔隙盲端内的残余油饱和度越低,油滴开始动用时间越早且整体越靠近出口,主要是由于流度比越低,在多孔介质中的驱动力越强,毛管数增加,毛管力下降,被驱替的原油流动性增大。较高黏度溶液的剪切携带能力和降低水相渗透率的能力较强,驱油效率越高。

3.3 降低界面张力

大量研究表明,表面活性剂可以降低油水界面张力至 10^{-3} mN/m数量级,以亲水岩石为例说明,图9给出了相同注入体积倍数条件(PV=0.20)下不同界面张力的残余油饱和度。

三种界面张力下的残余油在并联孔隙盲端内的饱和度分别为20.71%、19.11%、17.25%,从残余油分布对比图中可以看出,界面张力越小并联孔隙盲端中部的残余油动用时机越早,油滴越靠近出口,驱替效率有所提高,这是由于超低界面张力可以增大

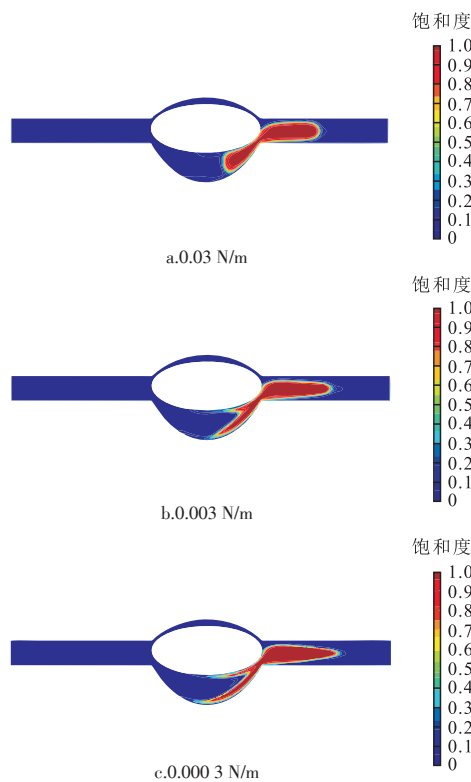


图9 不同界面张力下的残余油饱和度

Fig. 9 Residual oil saturation distribution with different interfacial tension

毛管数,油滴更容易通过细小喉道,大幅度降低了油滴变形所需的界面能,使得残余油的饱和度降低,提高驱油效率,故界面张力越小驱替效果越好。

4 结论

1) 基于N-S方程建立了并联孔隙微观模型,运用相场法追踪驱替过程中的相界面,研究了水驱后残余油形成、分布及动用机理。

2) 不同的壁面润湿性会导致水驱后残余油分布状态不同。当壁面为水湿时,水驱后残余油主要滞留在并联孔隙的大孔道内;当壁面为油湿时,在并联孔隙的壁面以及小孔道内滞留残余油。

3) 亲水壁面条件下通过聚合物驱改善流度比可以将孔道内的残余油有效动用,表现为残余油被整体驱动;壁面亲油时改善流度比对小孔道内滞留的残余油很难达到动用的目的,加入表面活性剂改变多孔介质表面润湿性后,残余油被拉伸成油滴之后聚并,最终降低残余油饱和度。

4) 在相同PV数下,流度比从0.5分别降低至0.4

和0.3,残余油在并联孔隙盲端内的饱和度分别降低了7.24%和14.47%;界面张力从0.03 N/m分别降低至0.003 N/m和0.0003 N/m,残余油在并联孔隙盲端内的饱和度分别降低了1.6%和3.46%。

参考文献

- [1] 邴绍献. 基于特高含水期油水两相渗流的水驱开发特征研究[D]. 成都:西南石油大学, 2013.
BING S X. Study on water drive development characteristics based on the oil-water two phase flow of ultra-high water cut stage[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013.
- [2] 朱丽红, 杜庆龙, 姜雪岩, 等. 陆相多层砂岩油藏特高含水期三大矛盾特征及对策[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 210-216.
ZHU L H, DU Q L, JIANG X Y, et al. Characteristics and strategies of three major contradictions for continental facies multi-layered sandstone reservoir at ultra-high water cut stage[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 210-216.
- [3] 雷群, 翁定为, 罗健辉, 等. 中国石油油气开采工程技术进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 139-145.
LEI Q, WENG D W, LUO J H, et al. Achievements and future work of oil and gas production engineering of CNPC[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 139-145.
- [4] 李爱华, 龙文达. 港中油田南一断块高含水后期提高开发效果研究[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(4): 58-60.
LI A H, LONG W D. Improving development effect of high water cut in late development stage of Nanyi fault block of Gangzhong oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(4): 58-60.
- [5] 朱光普, 姚军, 张磊, 等. 特高含水期剩余油分布及形成机理[J]. 科学通报, 2017, 62(22): 2553-2563.
ZHU G P, YAO J, ZHANG L, et al. Pore-scale investigation of residual oil distributions and formation mechanisms at the extra-high water-cut stage[J]. Chinese Science Bulletin, 2017, 62(22): 2553-2563.
- [6] 李金宜, 马奎前, 朱文森, 等. 早期注聚油藏残余油类型及影响因素实验[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(4): 515-521.
LI J Y, MA K Q, ZHU W S, et al. Experimental study on the types and influential factors of residual oil in oil reservoirs after early polymer flooding[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(4): 515-521.
- [7] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱油藏注CO₂非混相驱油机理及剩余油分布特征[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(5): 99-105.
HU W, LYU C Y, WANG R, et al. Mechanism of CO₂ immiscible flooding and distribution of remaining oil in water drive oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 99-105.
- [8] 赵柏杨, 夏连晶. 低渗透油藏内烯烃磺酸盐微乳液体系配方优选及性能评价[J]. 油田化学, 2020, 37(1): 102-108.
ZHAO B Y, XIA L J. Formula optimization and performance evaluation of internal olefin sulfonate microemulsion system used in low permeability reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(1): 102-108.
- [9] 曹静静, 杨裔琦. 国内低渗透油藏提高采收率技术现状及展

- 望[J]. 四川化工, 2017, 20(6): 17-21.
- CAO J J, YANG Y Q. The present situation and prospect of enhancing low permeability reservoir recovery technology in China[J]. Sichuan Chemical Industry, 2017, 20(6): 17-21.
- [10] 李剑, 段景杰, 姚振杰, 等. 低渗透油藏水驱后注CO₂驱提高采收率影响因素分析[J]. 非常规油气, 2017, 4(6): 45-52.
- LI J, DUAN J J, YAO Z J, et al. Analysis on influence factors of enhanced oil recovery in CO₂ flooding after water flooding in low permeability reservoir[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(6): 45-52.
- [11] 储政. 黏土稳定剂NH-FB1在低渗透油藏注水井中的应用[J]. 能源化工, 2017, 38(4): 28-31.
- CHU Z. Application of clay stabilizer NH-FB1 in water injection well of low permeability reservoir[J]. Energy Chemical Industry, 2017, 38(4): 28-31.
- [12] 吕腾. 低渗透油藏微乳液驱油提高采收率机理研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
- LYU T. Study on the mechanism of enhanced oil recovery by microemulsion flooding in Low permeability reservoirs[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [13] 刘晨, 王业飞, 于海洋, 等. 低渗透油藏表面活性剂驱油体系的室内研究[J]. 石油与天然气化工, 2011, 40(5): 486-489.
- LIU C, WANG Y F, YU H Y, et al. The laboratory study on surfactant flooding system for low permeable reservoir[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2011, 40(5): 486-489.
- [14] 赵光, 戴彩丽, 由庆. 冻胶分散体软体非均相复合驱油体系特征及驱替机理[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 464-473.
- ZHAO G, DAI C L, YOU Q. Characteristics and displacement mechanisms of the dispersed particle gel soft heterogeneous compound flooding system[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 464-473.
- [15] 王彦玲, 王刚霄, 李永飞, 等. 聚合物/表面活性剂复合体系在稠油油藏孔隙中的微观驱油过程[J]. 油田化学, 2018, 35(4): 686-690.
- WANG Y L, WANG G X, LI Y F, et al. Micro-displacement process of surfactant/polymer system in heavy oil reservoir pores[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(4): 686-690.
- [16] 吴鹏, 宋考平, 张跃, 等. 聚合物驱油体系高效络合剂研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1): 114-120.
- WU P, SONG K P, ZHANG Y, et al. High-efficiency complexing agent for polymer flooding system[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 114-120.
- [17] 王鑫. 表面活性剂驱油技术提高采收率机理及影响因素分析[J]. 石油化工应用, 2019, 38(3): 5-8.
- WANG X. Improve recovery by surfactant flooding technology and analyze its influencing factors[J]. Petrochemical Industry Application, 2019, 38(3): 5-8.
- [18] AFSHARPOOR A, MA K, DUBOIN A, et al. Micro-scale experiment and CFD modeling of viscoelastic polymer: Trapped oil displacement and deformation at the dead-end[C]// paper SPE-169037-MS presented at SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12-16 April, 2014, Tulsa, Oklahoma, USA.
- [19] WANG Z H, LIU Y, LE X P, et al. The effects and control of viscosity loss of polymer solution compounded by produced water in oilfield development[J]. International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, 2014, 7(3): 298-307.
- [20] 陈才, 卢祥国, 杨玉梅. 复配聚合物驱油效果及影响因素研究[J]. 特种油气藏, 2011, 18(5): 105-107.
- CHEN C, LU X G, YANG Y M. Displacement characteristics and affecting factors of compound polymer flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(5): 105-107.
- [21] 孙羽佳. 三元复合体系对不同润湿性简化孔隙中残余油的作用研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2016.
- SUN Y J. Research on the influence of ASP solution on the residual oil in simplified core with different wettability[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2016.
- [22] 何更生, 唐海. 油层物理[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 260.
- HE G S, TANG H. Physics of Petroleum Reservoirs[M]. Beijing: Petroleum industry press, 2011: 260.

(编辑 柳超超)