

缝洞型油藏溶洞储集体氮气泡沫驱注入参数及机理研究

屈鸣, 侯吉瑞*, 马仕希, 王倩, 罗旻

中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249

* 通信作者, houjirui@126.com

收稿日期: 2017-03-21

国家科技重大专项“缝洞型碳酸盐岩油藏提高开发效果技术”(2016ZX05014-004-004)资助

摘要 溶洞是缝洞型油藏主要的储集空间, 受岩溶作用影响, 溶洞发育形态复杂, 注水开发过程中, 由于油水密度存在差异, 单井上部富集大量剩余油。为研究溶洞型储集体注水开发后氮气泡沫驱不同注入参数下的驱油效果, 设计制作了缝洞型油藏可视化溶洞模型进行氮气泡沫驱室内实验研究, 可以直观地展示氮气泡沫驱段塞尺寸、注入时机、注采井别的变化对驱油效果影响。实验结果表明: 溶洞储集体氮气泡沫驱存在最佳段塞尺寸范围, 最佳段塞尺寸与溶洞发育形态、剩余油分布有关; 相比转注水结束后进行氮气泡沫驱, 底水驱结束后进行氮气泡沫驱可以缩短生产井高含水期, 减少注水量, 节约注水成本; 低位井氮气泡沫驱与高位井注氮气泡沫驱剩余油分布不同, 氮气泡沫与底水产生协同效应, 改变水驱失效后部分溶洞中油水分布状态, 提高波及体积。氮气泡沫驱提高采收率的主要机理是重力分异作用和降低油水界面张力: 泡沫、油、水三相重力准数能够判断泡沫与底水协同作用的驱油效果; 降低油水界面张力可使流场重新分布。室内实验研究结果可为矿场应用氮气泡沫驱开发溶洞储集体剩余油提供参考依据。

关键词 缝洞型油藏; 溶洞储集体; 可视化模型; 氮气泡沫驱; 注入参数

碳酸盐岩油气藏是全球油气最重要的组成部分, 其油气可采储量占全球油气总可采储量一半之多^[1]。我国的碳酸盐岩油气藏主要是位于塔里木盆地的塔河油田, 塔河油田为碳酸盐岩缝洞型油藏, 奥陶系是其主力储产层, 受构造运动和成岩作用的影响, 奥陶系碳酸盐岩储集体具有很强的非均质性, 裂缝与大型溶洞并存^[2-5]。缝洞型碳酸盐岩油藏储集体形态多样, 储层空间分布极不均匀, 储集空间主要由孔、缝、洞组成, 具有极强的非均质性^[6-8]。开发初期依靠天然能量开采, 产量递减快, 注水补充能量后含水上升快, 采收率低^[9-10], 注气在矿场试验中取得一定效果, 但是容易发生气窜, 最终采收率较低^[11-12]。氮气泡沫驱在缝洞型碳酸盐岩油藏的开发方面有一定的优势^[13-14]。

这是因为: 1) 氮气泡沫遇油不稳定, 消泡后氮气在重力分异的作用下进入构造高部位并不断聚集, 形成次生气顶, 顶替出阁楼油。2) 氮气泡沫在大通道内的不断堆积增加了运移阻力并对气体产生封堵作用, 控制气体流量, 使气体界面均匀下降, 可以抑制气窜的发生。3) 氮气泡沫堆积产生的阻力可以促使液流转向, 扩大波及体积。4) 泡沫体系中的表面活性剂可以改善岩石表面的润湿性、降低界面张力、提高微观洗油效率。本文对两种溶洞发育模式下氮气泡沫驱的注入段塞尺寸、注入时机、注采井别等参数进行可视化研究, 直观展示了注入参数对缝洞型油藏驱油效果的影响, 分析了氮气泡沫驱启动剩余油的机理, 为缝洞型油藏矿场剩余油的挖掘提供理论支持。

引用格式: 屈鸣, 侯吉瑞, 马仕希, 王倩, 罗旻. 缝洞型油藏溶洞储集体氮气泡沫驱注入参数及机理研究. 石油科学通报, 2018, 01: 57-66
QU Ming, HOU Jirui, MA Shixi, WANG Qian, LUO Min. Mechanism and parameters of nitrogen foam flooding in cave reservoir bodies of fractured-cavity reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2018, 01: 57-66. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.006

1 实验模型设计制作

20世纪末缝洞单元的提出为碳酸盐岩缝洞型油藏的进一步研究提供了便利。由于碳酸盐岩缝洞型油藏缝洞系统分布复杂,缝洞内流体的流动模式呈现多样化,模型设计时同一模型无法同时满足多个相似准则,只能侧重局部流体进行相似模拟^[15-16],结合矿场实际地质资料,考虑压力与重力的关系、注入速度与采油量的关系以及溶洞的大小及发育形式等,设计制作孤立溶洞可视化物理模型。

缝洞型碳酸盐岩储层基质基本不具备渗流能力,可不考虑基质的孔隙度与渗透率,因此模型的主体是以碳酸钙为主要成分的人造胶结岩心。人造胶结岩心是将碳酸钙粉末与石英砂按一定比例混合,以有机胶为胶结物,在高压下压制而成的,其基本不具备渗透能力,润湿性为弱亲油。结合矿场实际地质资料,设计孤立溶洞可视化物理模型,刻蚀人造胶结岩心,将刻蚀出的溶洞用石蜡填充,对岩心表面使用环氧树脂对模型进行浇铸密封,按照设计进行钻井。本研究制作出孤立溶洞可视化物理模型(模型尺寸:15 cm×7 cm×0.68 cm),并对溶洞进行编号(图1)。

2 实验部分

2.1 实验材料与设备

实验用油为模拟油,由液体石蜡与煤油按一定比例配制而成,加入适量苏丹红染色剂后呈红色,25℃的黏度为23.9 mPa·s(模拟塔河油田原油地下黏度),密度为0.821 g/cm³。

实验用水为按照油田采出水样的分析结果配置的模拟地层水,加入适量亚甲基蓝染色剂后呈蓝色,黏度为1 mPa·s,密度为1 g/cm³。

氮气泡沫气液比为1:1,起泡剂为十二烷基硫酸钠,起泡剂溶液浓度为0.3%,加入质量浓度为1.5%聚合物(相对分子量600万~800万)增强泡沫稳定性。

实验设备分为3部分(图2):孤立溶洞可视化物理模型系统、实验控制系统和数据采集处理系统。

(1)孤立溶洞可视化物理模型系统由支撑平台和实验模型2部分组成。支撑平台由不锈钢条焊接而成,并用铁夹对模型进行固定,实验模型则是自主设计制作的孤立溶洞可视化物理模型。

(2)实验控制系统主要由恒压恒流计量泵(工作压力为0~30 MPa,流速范围为0.001~9.999 mL/min)、活塞

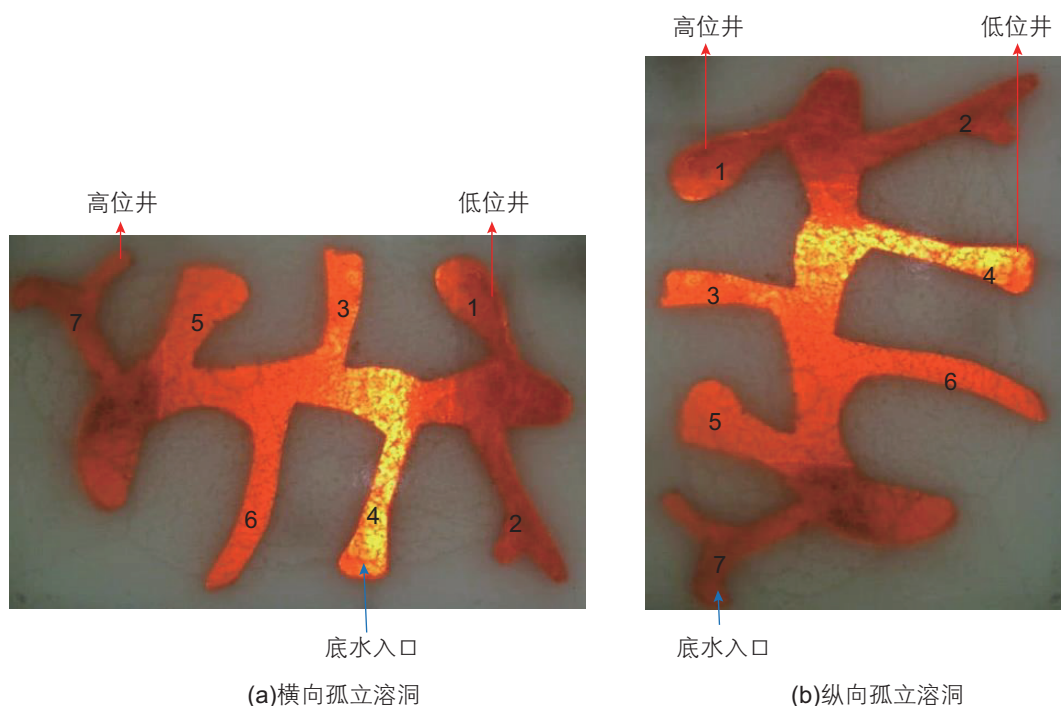


图1 孤立溶洞模型实物图及井位布置

Fig. 1 Material objects and well locations of isolated cave model

容器(500 mL, 最高工作压力 32 MPa)、恒温箱组成。

(3)数据采集处理系统包括计算机及图片数据处理软件、数据采集器、压差传感器、温度传感器、摄像设施(Logitech Pro C910, 分辨率 1920×1080)、面板光源。

2.2 实验设计与实验方案

按照相似准则确定注采参数, 研究氮气泡沫驱注入参数和机理的实验方案如下所述。

(1)注入段塞尺寸研究实验方案

转注水结束后, 注入不同段塞尺寸的氮气泡沫进

行对比实验, 研究泡沫注入段塞尺寸对驱油效果的影响(表 1)。

(2)注入时机研究实验方案

选取底水结束和转注水结束 2 个时间点进行氮气泡沫驱实验, 研究泡沫注入时机对驱油效果的影响(表 2)。

(3)注采井别研究实验方案

底水驱结束后, 分别选取低位井和高位井进行氮气泡沫驱实验, 研究泡沫注入井别对驱油效果的影响(表 3)。

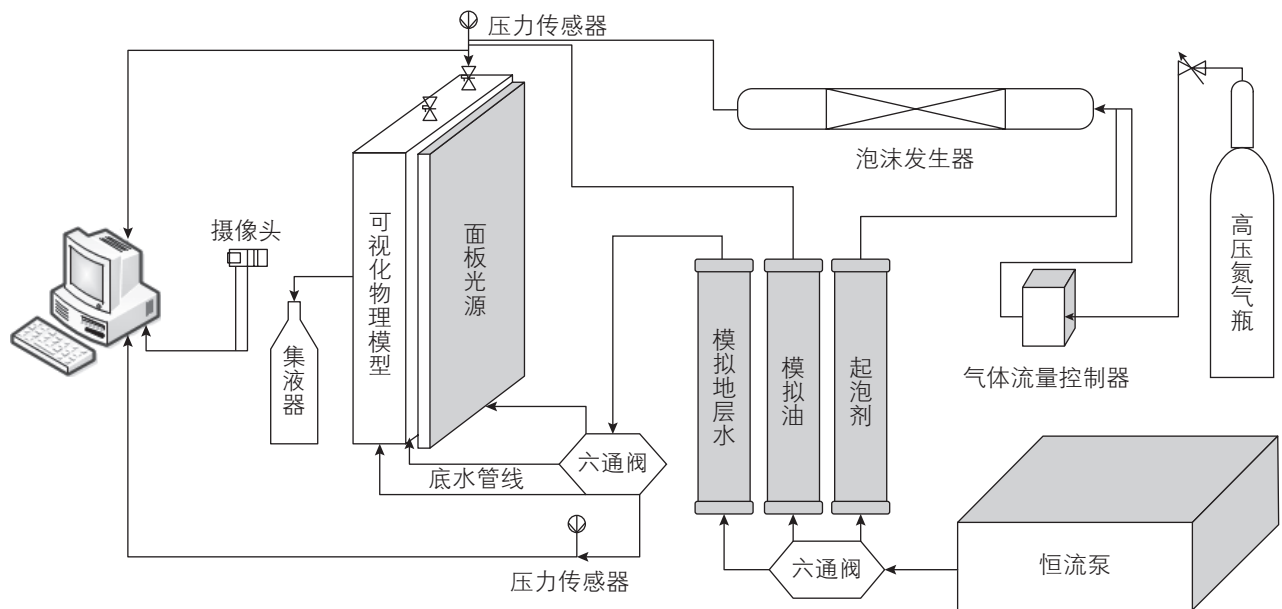


图 2 氮气泡沫驱实验流程图

Fig. 2 Experimental diagram of nitrogen foam flooding

表 1 注入段塞尺寸研究实验方案

Table 1 The experiments scheme of studies on injected slug size

编号	底水阶段		注水阶段(底水为 1 mL/min)		注泡沫阶段(底水为 1 mL/min)	
	注入速度	转注时机	注入速度	转注时机	转注井	注入段塞尺寸
A	3 mL/min	一口井	3 mL/min	另一口井	低位井	0.2 PV
B		$f_w \geq 98\%$		$f_w \geq 98\%$	低位井	0.4 PV
C					低位井	0.6 PV

表 2 注入时机研究实验方案

Table 2 The experiments scheme of studies on injection time

编号	底水阶段		转注井	注泡沫时机(底水为 1 mL/min)
	注入速度	转注时机		
A	3 mL/min	一口井	低位井	底水驱结束后注泡沫
B		$f_w \geq 98\%$	低位井	在 3 mL/min 转注水结束后注泡沫

3 实验结果

横向孤立溶洞模型与纵向孤立溶洞模型在3种不同参数条件下动态驱替特征、剩余油分布均存在差异,下文阐述不同注入参数对它们的影响。

3.1 注入段塞尺寸

3.1.1 横向孤立溶洞模型

转注水结束后(图3(a)),从1号溶洞注入泡沫,受泡沫液膜两亲性质与油-水-泡沫三相密度差异影响,泡沫在油水界面处堆积。泡沫具有“遇水稳定、遇油消泡”的性质,与油接触的泡沫缓慢消泡,消泡后气体上浮于洞顶形成气顶,置换低位井上部的“阁楼油”,油水界面下降,在此过程中采出井持续产水。待1号溶洞油水界面下降至中心溶洞时,在底水和氮气泡沫的协同作用下产出原油,氮气泡沫沿中心溶洞缓慢流向3号洞和5号洞,置换剩余油。

注入氮气泡沫段塞为0.2 PV时,只能置换出1号洞低位井上部剩余油和3号洞小部分剩余油(图3(b))。注入泡沫段塞为0.4 PV时,氮气泡沫启动1、3号洞剩余油和5号洞近一半的剩余油(图3(c))。注入泡沫的PV数达到0.6 PV时,模型中1、3、5号溶洞剩余油被完全启动(图3(d))。

3.1.2 纵向孤立溶洞模型

转注水结束后(图4(a)),泡沫从低位井注入溶洞

后与水相接触,泡沫与水存在密度差异,泡沫逐渐上浮至油水界面处堆积,与油接触逐渐消泡。消泡后的氮气进入中心溶洞上部和2号洞顶部聚集形成气顶,置换“阁楼油”,泡沫起到控制气体流度的作用,阻止氮气由中心溶洞窜流至生产井所在的1号洞。消泡后的起泡剂溶液溶解于水,进入水中的表面活性剂两亲分子吸附于油水界面上,降低3号洞、5号洞与6号洞中油水界面张力,改变模型内部流体压力场,增大水进入溶洞的体积,置换剩余油(图4(b)、图4(c)、图4(d))。

注入泡沫段塞0.2 PV,中心溶洞顶部阁楼油被完全启动,但2号洞底部残留剩余油未被波及(图4(b))。注入0.4 PV和0.6 PV泡沫段塞后,2号洞中的剩余油被完全启动(图4(c)和图4(d)),且最终采收率也基本相同。在该类油藏中,泡沫主要靠重力分异作用启动高部位剩余油,与横向孤立溶洞模型不同,纵向孤立溶洞水驱后“阁楼油”体积有限,而增大泡沫段塞也无法启动低部位剩余油,说明存在最佳的注入泡沫段塞尺寸。

3.2 注入时机

3.2.1 横向孤立溶洞模型

在底水驱结束和转注水驱结束分别进行氮气泡沫驱实验。图5为在两种不同注入时机条件下采出程度与注入体积的关系曲线,底水驱过程中采收率曲线上升较快,受泡沫堆积、压缩、消泡等影响,注泡沫阶

表3 注采井别研究实验方案

Table 3 The experiments scheme of studies on injection wells and production wells

编号	底水阶段		注水阶段(底水为1 mL/min)		注泡沫阶段(底水为1 mL/min)	
	注入速度	转注时机	注入速度	转注时机	转注井	注入段塞尺寸
A	3 mL/min	一口井	3 mL/min	另一口井	低位井	0.4 PV
B		$f_w \geq 98\%$		$f_w \geq 98\%$	高位井	

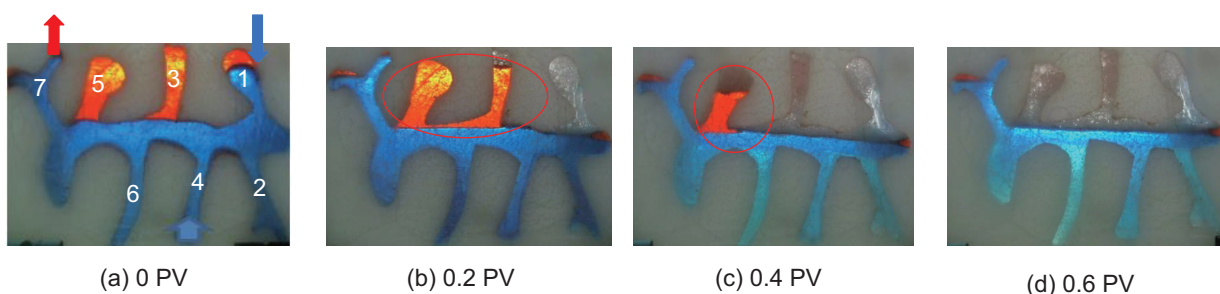


图3 横向孤立溶洞注入段塞尺寸研究实验结果图

Fig. 3 Experimental results of injected slug size studies on horizontally isolated caverns

段曲线较为平缓,但两种不同注入时机条件下最终采收率基本一致。底水驱结束后注氮气泡沫至失效时,注入流体总累积孔隙体积倍数(PV)为 1.97 PV,转注水结束后注氮气泡沫至失效,注入流体总累积孔隙体积倍数(PV)为 2.39 PV,比前者多 0.42 PV,而转注水的体积基本为 0.42 PV(图 5)。因此,无论是否转注水,在达到最终采收率时泡沫的注入PV数基本相同,选择底水驱结束后转注氮气泡沫可以加快产出井的见效时间,节省注水成本。

3.2.2 纵向孤立溶洞模型

转注水 0.48 PV,采出井发生暴性水淹,转注水仅启动 1 号溶洞中剩余油(图 6(a),图 6(b)),中心溶洞垂向水流通通道一旦形成,流场很难改变,导致 3 号溶洞、5 号溶洞、6 号溶洞中剩余油被中心溶洞中的水体封闭,在转注水过程中未能被启动。底水驱后注氮气泡沫会先启动 1 号溶洞中的剩余油,泡沫消泡后在中心溶洞和 2 号洞形成气顶,顶替出其中的剩余油,使

剩余油沿主流道产出。消泡后的起泡剂溶液溶解于水,进入水中的表面活性剂两亲分子吸附于油水界面上,降低油水界面张力,改变模型内部流体压力场,3 号溶洞、5 号溶洞、6 号溶洞中剩余油均被不同程度采出(图 6(c))。转注水后注泡沫与底水驱后注泡沫动态过程基本一致,只是转注水后 1 号洞已基本不存在待启动剩余油(图 6(b)),因此在后续注氮气泡沫时,采出井会出现一段产水期,待油水界面下降至采出井井底时才开始产油。

底水驱结束后和转注水结束后进行氮气泡沫驱效果基本一致,最终都能将中心溶洞、2 号洞和 6 号洞的剩余油驱出(图 6(c)和图 6(d))。不同的是,在转注水结束后注入泡沫,生产井增加了产水阶段,使生产井较长时间未见效,因此应在底水驱结束之后注入泡沫,可以减少注水量,节约资源,促使该类油藏高效开发。

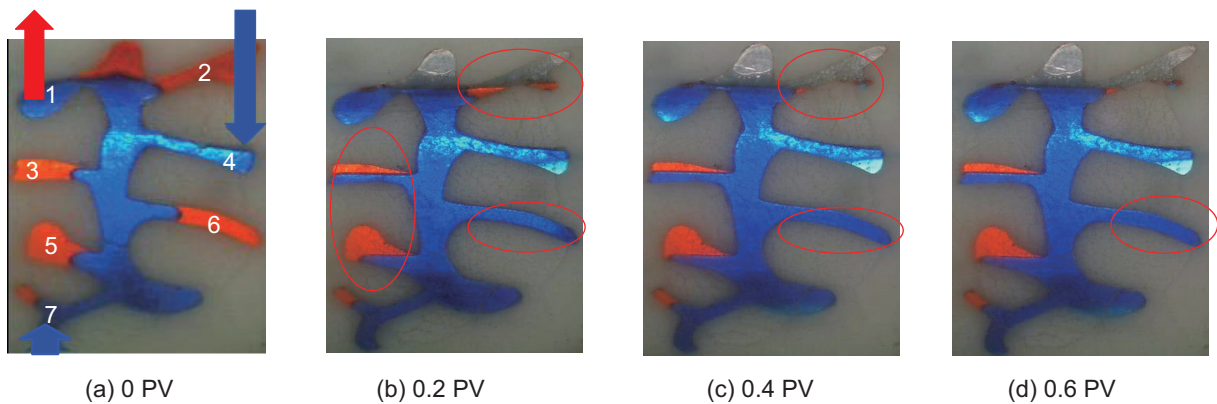


图 4 纵向孤立溶洞注入段塞尺寸研究实验结果图

Fig. 4 Experimental results of injected slug size studies on vertically isolated caverns

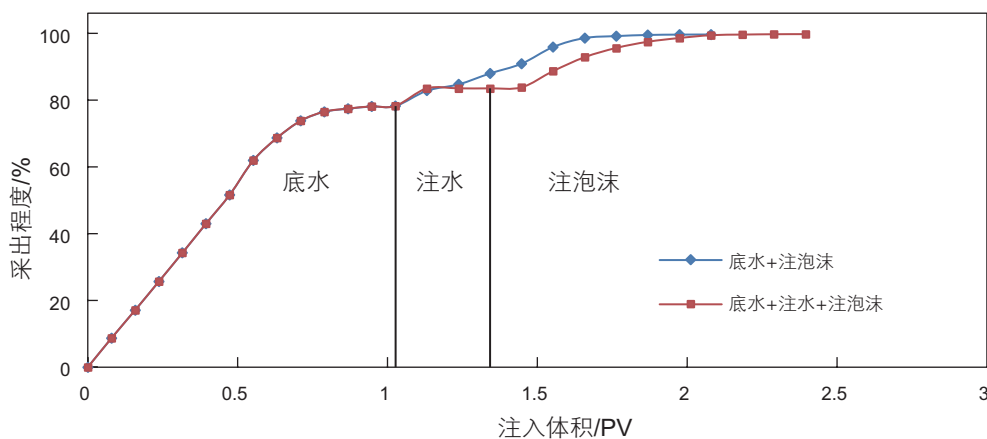


图 5 不同注入时机下采出动态曲线图

Fig. 5 Dynamic production curves at different injection time

3.3 注采井别

3.3.1 横向孤立溶洞模型

转注水结束之后,模型中的剩余油主要是分布于1、3、5号洞的“阁楼油”(图7(a))。低位井注泡沫时,泡沫在1号洞上部堆积置换“阁楼油”,并导致油水界面下降,当油水界面下降至主溶洞时,生产井开始出现油水同产,随后泡沫沿中心溶洞进入3号洞和5号洞置换剩余油,置换过程中泡沫逐渐消泡,后续注入的泡沫可补充减少的泡沫,而消泡后产生的气体则被泡沫封堵于3、5号洞顶部,形成次生气顶。当泡沫进入7号洞时,在重力分异作用下泡沫会沿7号洞右侧壁面运移至上侧分支洞,并随生产井产出,而波及不到左侧水平分支洞,导致在高位井下部会残留少量“绕流油”。泡沫形成流动通道后,在泡沫与底水共同作用下形成协同流场,部分原油被驱替至中心溶洞底部且远离协同流场,无法被波及(图7(b))。高位井注泡沫与低位井转注泡沫动态过程基本一致,但只会在低位井下部产生少量“绕流油”(图7(c))。

3.3.2 纵向孤立溶洞模型

转注水结束后,剩余油主要分布在中心溶洞顶部、

2号洞、3号洞、5号洞和6号洞(图8(a)),低位井注氮气泡沫和高位井注氮气泡沫均可以启动中心溶洞顶部、2号洞和6号洞的剩余油,且最终采收率基本一致,但两者生产动态及泡沫注入量存在差异。由图8(b)和图8(c)不同注采井别氮气泡沫驱结果可以看出,低位井泡沫注入量远低于高位井泡沫注入量,采用低位井注氮气泡沫更为经济。低位井注泡沫时,泡沫-油-水密度差导致泡沫沿溶洞上浮至中心溶洞顶部聚集,向下顶替“阁楼油”,当油水界面到达高位井井底时,高位井开始油水同产(图8(b)),驱替结束后会在2号洞残留部分“绕流油”。高位井注氮气泡沫时,氮气泡沫直接在井底堆积并逐渐运移至中心溶洞顶部,向下置换“阁楼油”,随后向2号洞运移,置换2号溶洞中的“阁楼油”,油水界面逐渐降低,在油水界面未达低位井井底时,生产井一直产水,直到油水界面位置到达生产井井底,开始油水同产,驱替结束后会在主溶洞与4号洞连接处形成“绕流油”(图8(c))。

图8(b)与图8(c)中5号溶洞内(黄色圈标记),泡沫驱后油水分布发生变化,水驱波及体积增加。分析认为,氮气泡沫消泡后表面活性剂溶于水,水中的表面活性剂分子吸附于油水界面,降低油水界面张力,

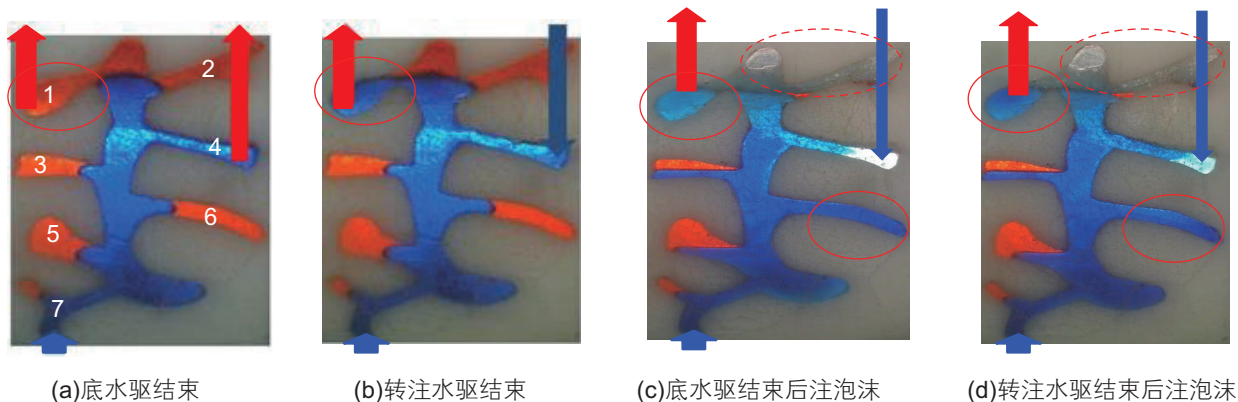


图6 不同注入时机实验结果图

Fig. 6 Experimental results at different injection time

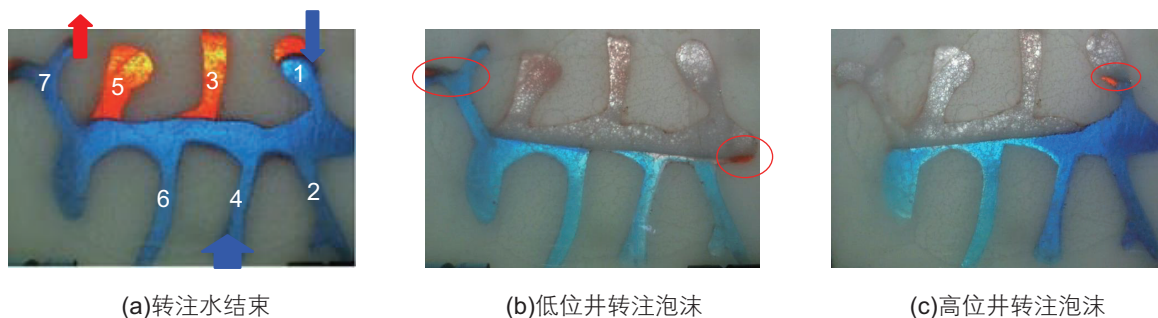


图7 横向孤立溶洞注采井别实验结果图

Fig. 7 Experimental results of different injection wells and production wells of horizontally isolated caverns

促进后续底水侵入。溶洞顶部泡沫的堆积下移与底水的向上补充形成协同作用，增加驱替动力，造成底水入侵，油水分布发生变化。

4 氮气泡沫驱机理研究

对于缝洞型油藏，氮气泡沫驱是一种有效的扩大波及体积、提高采收率的方法，其提高采收率机理包括重力分异作用、降低油水界面张力、气体流度控制、乳化、遇油消泡、遇水稳定等。本文实验研究结果表明，重力分异作用和降低油水界面张力是提高缝洞型油藏溶洞储集体石油采收率的主要机理。

4.1 重力分异作用

图 9 所示为泡沫驱重力分异作用提高采收率机理示意图。以泡沫-油界面为研究对象，进行受力分析， G_F ：泡沫重力； P_G ：气体作用于泡沫的力； P_O ：油相作用于泡沫的力； P_F ：泡沫作用于油相的力； G_O ：油相自身重力； P_w ：水相作用于油相的力。假设驱替过程中体系内处于稳定驱替状态，忽略热交换和流体膨胀，结合实验过程中流体流动情况(图 9 中蓝色箭头表示水体流动方向；白色箭头表示原油流动方向；黑色箭头表示泡沫流动方向)可得原油在驱替过程中的受力关系式：

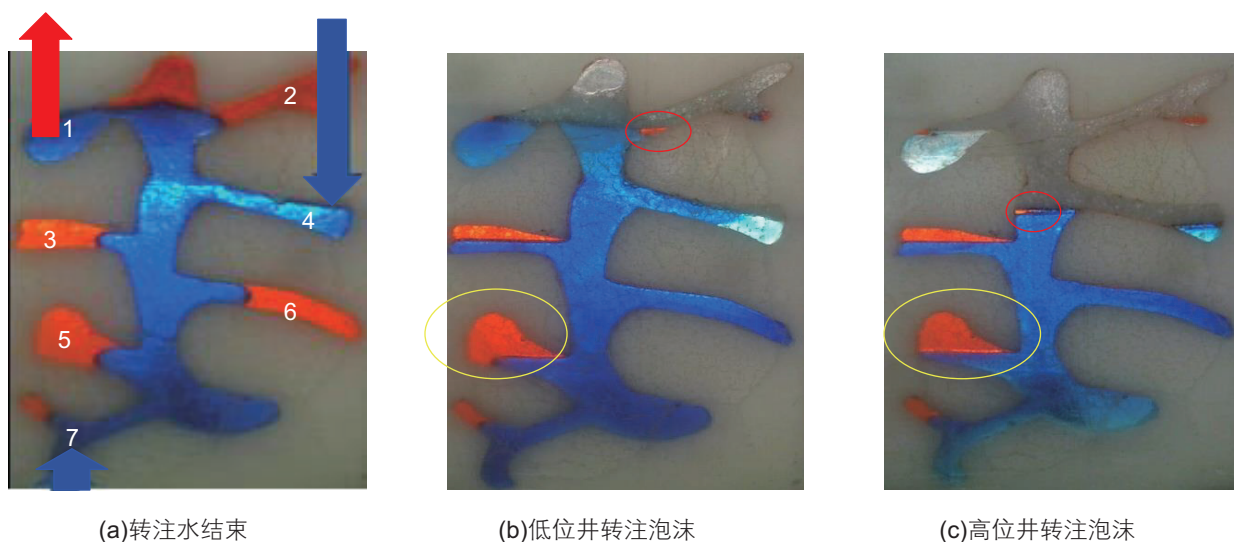


图 8 纵向孤立溶洞注采井别实验结果图

Fig. 8 Experimental results of different injection wells and production wells of vertically isolated caverns

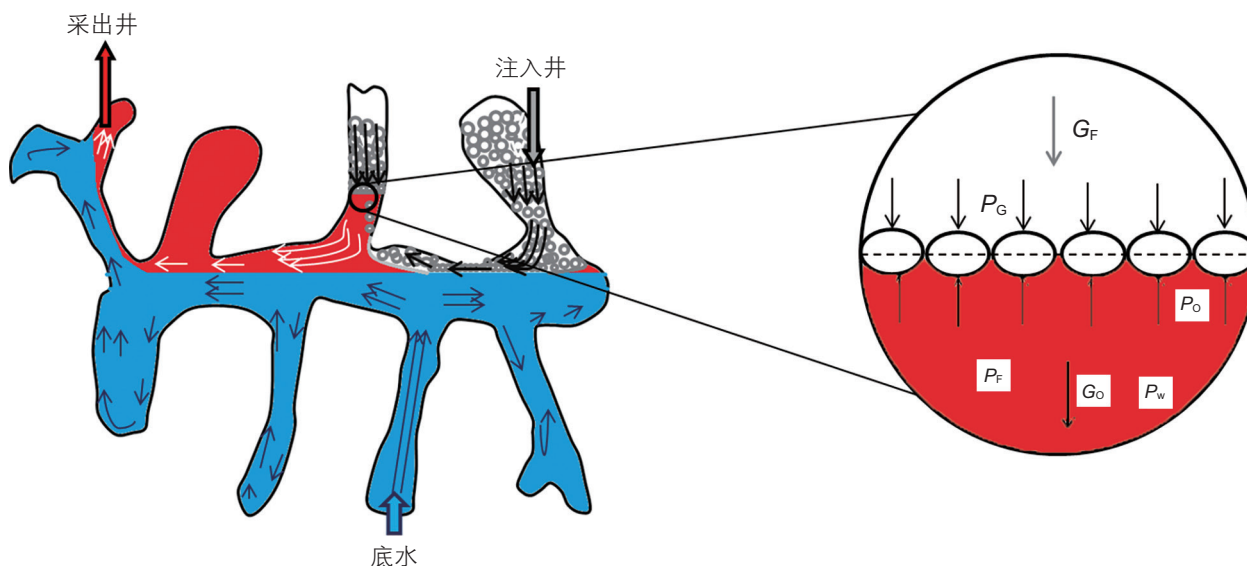


图 9 泡沫驱重力分异作用机理

Fig. 9 Gravity effect mechanisms of foam flooding

$$P_F + G_o > P_w$$

由于泡沫-油的密度差异,在重力分异作用($G_F < G_o$)下进入溶洞高部位并不断聚集,泡沫遇油不稳定,逐渐消泡形成次生气顶,置换阁楼油。

刘中春等^[17]将缝洞型油藏的等效驱替动力与油水密度差产生的重力的比值定义为重力准数,用以衡量驱替的稳定性,但该重力准数仅反映油水两相流的力学机制。笔者在其研究基础上,根据重力准数的物理意义,推导出氮气泡沫与底水共同存在情况下驱替力与重力分异产生的重力关系,即“三相重力准数”。

缝洞型油藏的等效驱替动力用式(1)计算,

$$\Delta P = \frac{\theta_o \mu_o h}{k} \quad (1)$$

油水密度差产生的重力(阻力)

$$\Delta P_w = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (2)$$

泡沫与油的密度差产生的重力(动力)

$$\Delta P_F = (\rho_o - \rho_F)gh \quad (3)$$

三相重力准数

$$N_r = \frac{\Delta P + \Delta P_F}{\Delta P_w} = \frac{\theta_o \mu_o + (\rho_o - \rho_F)g}{k(\rho_w - \rho_o)g} \quad (4)$$

式中: θ_o —油的流速, m/s; μ_o —地下原油黏度, mPa·s; k —等效渗透率, μm^2 ; g —重力加速度, m/s^2 ; ρ_w —模拟地层水密度, kg/m^3 ; ρ_F —泡沫密度,

kg/m^3 ; ρ_o —地下原油密度, kg/m^3 。

N_r 的物理意义是泡沫与底水在驱油过程中的协同效应度量。 $N_r \leq 1$ 时,驱替稳定,泡沫与底水的协同作用明显; $N_r > 1$ 时,驱替不稳定,泡沫与底水容易窜流,不利于协同作用的发挥,易在主溶洞形成绕流油。

4.2 降低油水界面张力

图10所示为泡沫驱降低油水界面张力提高采收率的机理。以油水界面为研究对象,分别对油相和水相进行受力分析,其中 ΔP :水相受到的驱替力; G_w :水相自身重力; P_o :油相作用于水相上的力; P_w :水相作用于油相上的力; G_o :油相自身重力; P_F :泡沫作用于油相上的力; P_M :封闭边界作用于油相上的力; $P_{w/o}$:界面张力引起的弯曲液面附加压力。假设驱替处于稳定状态,忽略热交换,结合实验过程中流体流动情况(图10中蓝色箭头表示水体流动方向;白色箭头表示原油流动方向;黑色箭头表示泡沫流动方向)以及油水界面形态,对5号洞中油相进行受力分析,可得到受力平衡关系式:

$$P_w = G_o + P_M + P_{w/o}$$

溶于水中的表面活性剂分子吸附于油水界面,降低油水界面张力, $P_{w/o}$ 减小,导致 $P_w > G_o + P_M + P_{w/o}$,底水二次进入5号洞置换剩余油。随着水相持续侵入, P_M 增

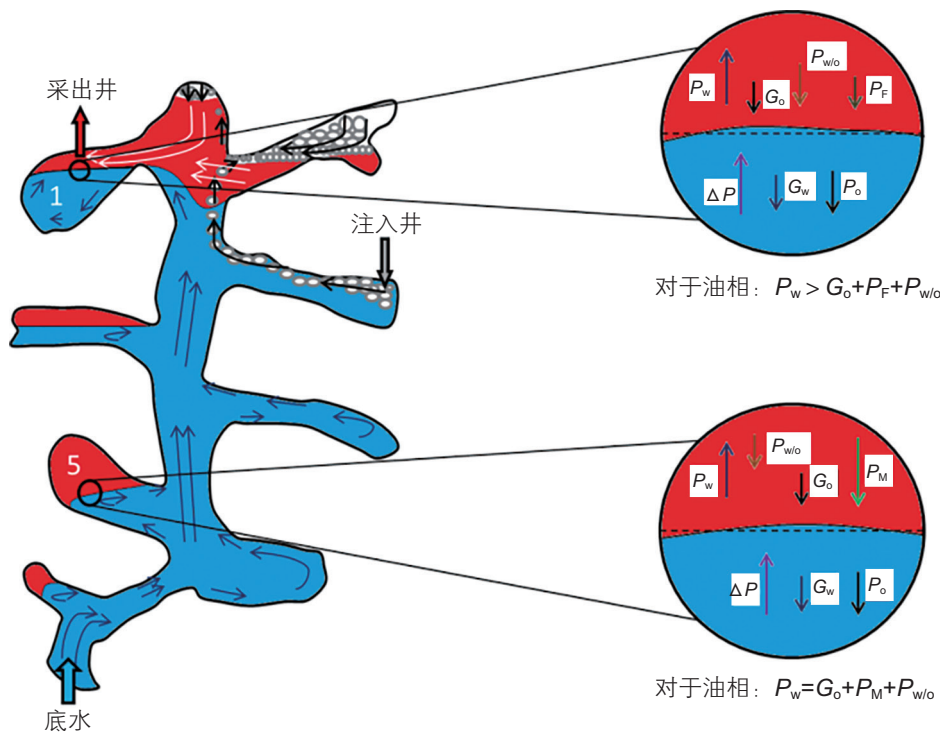


图10 泡沫驱降低油水界面张力机理

Fig. 10 Reducing oil and water interface tension mechanisms of foam flooding

加, 最终 5 号洞油相受力达到新的平衡, 原油不再被置换。

1 号洞连接采出井, 忽略边界效应, 由于采出井井深较短不考虑井底流压影响, 对 1 号洞油相进行受力分析, 并结合油、水、泡沫流动关系及油水界面形态得到受力关系式:

$$P_w > G_o + P_F + P_{w/o}$$

油水界面上表面活性剂分子吸附排列, 降低油水界面张力, $P_{w/o}$ 减小, 1 号洞油相受力维持 $P_w > G_o + P_F + P_{w/o}$ 的关系, 原油持续采出。泡沫析出液中含有表面活性剂, 其溶解于水中使油水界面张力降低, 水进入盲端洞的阻力减小, 从而改变油藏内部压力分布, 导致流场发生变化, 部分盲端洞剩余油能够被采出。

5 结论

(1) 溶洞型储集体中存在最佳注入泡沫段塞尺寸

(0.4~0.6 PV)。在注入泡沫段塞未达到最佳泡沫段塞范围时, 注入泡沫段塞尺寸越大, 最终采收率越高。最佳段塞尺寸与溶洞发育形态、剩余油分布有关。

(2) 底水驱结束后转注氮气泡沫可以缩短生产井的高含水期, 使生产井提早见效, 同时也可以减少注水量, 横向孤立溶洞可节约注水量 0.42 PV, 纵向孤立溶洞可节约注水量 0.48 PV。

(3) 注水失效后, 低位井注氮气泡沫和高位井注氮气泡沫均能影响剩余油分布, 氮气泡沫与底水产生协同效应, 改变水驱失效后部分溶洞中油水分布状态, 增加波及体积。

(4) 氮气泡沫驱提高缝洞型油藏溶洞储集体石油采收率的主要机理是重力分异作用和降低油水界面张力。重力分异作用使泡沫与底水产生协同效应, 定义了泡沫、油、水三相重力准数来判断泡沫与底水协同作用的驱油效果。油水界面张力的降低可以改变压力场, 促进底水二次侵入盲端洞以置换剩余油。

参考文献

- [1] 窦之林. 河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012. [DOU Z L. The development technology of fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.]
- [2] 丁勇. 塔河油田奥陶系岩溶型储层特征及对开发的影响[D]. 成都: 成都理工大学, 2009. [DING Y. Characteristics of Ordovician karst-type reservoir in Tahe oil field and its influence on development [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2009.]
- [3] LI M, LOU Z H, Zhu R, et al. Distribution and geochemical characteristics of fluids in Ordovician marine carbonate reservoirs of the Tahe oilfield[J]. Journal of Earth Science, 2014, 25(3): 486-494.
- [4] 闫相宾, 韩振华, 李永宏. 塔河油田奥陶系油藏的储层特征和成因机理探讨[J]. 地质论评, 2002, 48(6): 619-626. [YAN X B, HAN Z H, LI Y H. Reservoir characteristics and origin of the Ordovician reservoir in Tahe oilfield[J]. Geological Review, 2002, 48(6): 619-626.]
- [5] XU X, WEI G Q, YANG Z M. The productivity calculation method of a carbonate reservoir[J]. Petroleum Science and Technology, 2013, 31(3): 301-309.
- [6] 张洪波. 塔河油田奥陶系油藏缝洞单元的划分及开发对策[J]. 石油天然气学报, 2010(2): 204-205. [ZHANG H B. Compartmentalization of fracture-vuggy unit and development strategy of Ordovician reservoir in Tahe oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010(2): 204-205.]
- [7] 张君峰, 段晓文, 等. 论缝洞型碳酸盐岩油气藏储量评估单元划分[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(11): 1752-1756. [ZHANG J F, DUAN X W, et al. The division of reserve evaluation unit in fracture-cavity carbonate reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(11): 1752-1756.]
- [8] 曹敬华. 塔河油田 8 区奥陶系油藏缝洞单元划分及油水分布特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2007. [CAO J H. Research on compartmentalization of sew-hole unit and distribution character of oil and water of Ordovician reservoir in 8th area of Tahe oilfield[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2007.]
- [9] 吴秀美, 侯吉瑞, 郑泽宇, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏底水对后续注水注气开发的影响[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 111-115. [WU X M, HOU J R, ZHENG Z Y, et al. Effect of bottom water on subsequent water flooding and gas drive in fractured-vuggy carbonate oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(5): 111-115.]
- [10] 侯吉瑞, 李海波, 姜瑜, 等. 井缝洞单元水驱见水模式宏观三维物理模拟[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 717-722. [HOU J R, LI H B, JIANG Y, et al. Macroscopic three-dimensional physical simulation of water flooding in multi-well fracture-cavity unit[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 717-722.]
- [11] 郑泽宇, 朱尚仟, 侯吉瑞, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏注氮气驱后剩余油可视化研究[J]. 气地质与采收率, 2016, 23(2): 93-97. [ZHENG Z Y, ZHU T Q, HOU J R, et al. Visible research on remaining oil after nitrogen flooding in fractured-cavity carbonate reservoir[J].

- Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 93–97.]
- [12] 侯吉瑞, 张丽, 李海波, 等. 酸盐岩缝洞型油藏氮气驱提高采收率的影响因素[J]. 气地质与采收率, 2015, 22(5): 64–68. [HOU J R, ZHANG L, LI H B, et al. Influencing factors on EOR nitrogen flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 64–68.]
- [13] 李海波, 侯吉瑞, 李巍, 等. 酸盐岩缝洞型油藏氮气泡沫驱提高采收率机理可视化研究[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 93–96, 106. [LI H B, HOU J R, LI W, et al. Laboratory research on nitrogen foam injection in fracture-vuggy reservoir for enhanced oil recovery[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 93–96, 106.]
- [14] 苑登御, 侯吉瑞, 王志兴, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注氮气及注泡沫提高采收率研究[J]. 地质与勘探, 2016, 52(4): 791–798. [YUAN D Y, HOU J R, WANG Z X, et al. Research of N₂ flooding and N₂ foam flooding for EOR in fractured-vuggy carbonate reservoirs of the Tahe oil field[J]. Geology and Exploration, 2016, 52(4): 0791–0798.]
- [15] 王杰祥, 王腾飞, 韩蕾, 等. 特低渗油藏空气泡沫驱提高采收率实验研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2013, 35(5): 130–134. [WANG J X, WANG T F, HAN L, et al. Experimental study of improved oil recovery through air foam flooding in ultralow permeability reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2013, 35(5): 130–134.]
- [16] FARAJZADEH R, ANDRIANOV A, BRUINING H, et al. Comparative study of CO₂ and N₂ foams in porous media at low and high pressure-temperatures[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2009, 48(9): 4542–4552.
- [17] 刘中春. 塔河缝洞型油藏剩余油分析与提高采收率途径[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(2): 62–68. [LIU Z C. Analyses of the remained oil and EOR methods for the Tahe fractured-vuggy reservoirs[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 62–68.]

Mechanism and parameters of nitrogen foam flooding in cave reservoir bodies of fractured-cavity reservoirs

QU Ming, HOU Jirui, MA Shixi, WANG Qian, LUO Min

Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract Karst caves are the main storage space of fractured-cavity reservoirs. Due to karstification, the development of the caves is complicated. Because of the difference in density between oil and water, the residual oil is enriched in the upper part of single wells during water-flooding. In order to study the oil displacement effect of nitrogen foam flooding under different injection parameters after water flooding, a visual cave model of a fractured-cavity reservoir was designed and fabricated to carry out an experimental study of injection parameters of nitrogen foam flooding and visualize the oil displacement effect. The experimental results show that in terms of the cave reservoir body, there exist optimal nitrogen foam slug sizes, which vary with the characteristics of the cave and remaining oil distribution. Compared with nitrogen foam flooding after water flooding, the nitrogen foam flooding after bottom water drive could shorten the high water cut period, reduce both the water injection amount and the cost of water injection. The distribution of remaining oil after nitrogen foam flooding by a low-position well or a high-position well was different. Besides, the nitrogen foam and the bottom water could generate a synergistic effect, which changed the oil and water distribution in part of the karst cave after water flooding. The main EOR mechanism of nitrogen foam is gravity differentiation and reducing interfacial tension between oil and water. We defined a three-phase gravity criterion of foam, oil and water to describe the synergistic effect of foam and bottom water. The reduction of interfacial tension resulted in redistribution of the flow field. The results of laboratory experiments can provide reference for the development of the remaining oil in a cave body reservoir.

Keywords fractured-cavity reservoir; enhanced oil recovery; visual models; nitrogen foam flooding; injection parameters

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.01.006

(编辑 马桂霞)