

缝洞型油藏氮气驱提高采收率效果及其影响因素分析

苏伟^{1,2,3}, 侯吉瑞^{1,2,3*}, 郑泽宇^{1,2,3}, 赵腾^{1,2,3}, 席园园^{1,2,3}

1 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249

2 中国石化海相油气藏开发重点实验室, 北京 100083

3 中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 北京 102249

* 通信作者, houjirui@126.com

收稿日期: 2016-11-03

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——补充能量注入体系优选实验研究”(2011ZX05014-003)和国家“973”项目“碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率基础研究——提高采收率方法研究及优化”(2011CB201006)联合资助

摘要 为了探索缝洞型碳酸盐岩油藏水驱开发后期提高采收率技术, 设计并制作了满足相似性条件的二维可视化物理模型, 在此基础上研究了水驱后剩余油类型、分布规律及注氮气启动剩余油规律, 分析了注气速度、注气方式(恒速注气、水气交替、间歇注气和脉冲注气)和注入井别共3类因素对氮气启动剩余油效果的影响。实验结果表明: 缝洞型油藏水驱后剩余油类型可分为4大类: 阁楼油、未波及区域剩余油、绕流油和油膜。注入的氮气由于重力分异作用能最大限度地替换出阁楼油, 大大提高最终采出程度。注入方式、注入井别和注入速度等因素对气驱效果也有明显影响。不稳定注气比常规恒流速注气驱油效果好, 水气交替效果尤其显著; 高注低采的驱油效果明显好于低注高采; 同时, 合理适中的注气速度有助于提高采收率。

关键词 缝洞型油藏; 氮气驱; 可视化物理模拟; 剩余油

0 引言

缝洞型碳酸盐岩油藏属于古风化壳岩溶储层, 其主要的储集空间是大型洞穴, 裂缝系统是有效的储集空间, 更是主要的渗流通道, 基质部分基本不具备储油能力^[1-2]。以我国塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏为例, 储层的非均质性极其严重, 其主要特点包括缝洞分布随机性大, 内部结构极不均匀, 溶洞—裂缝空间配置关系复杂, 内部油水分布关系和流动特征复杂等^[3-5]。这些特点使得常规砂岩储层、孔隙性碳酸盐岩储层的提高采收率技术, 如化学驱、微生物采油等不能适用于缝洞型碳酸盐岩储层。目前用于缝洞型碳酸盐岩油藏的提高采收率技术主要以注水、注气为

主^[6-8]。在开发缝洞型碳酸盐岩油藏中, 早期一般采用衰竭式开采或依靠底水能量开采, 之后注水驱油是油田增产和减缓递减的主要措施。在油田注水开采后期, 储层经过多轮次注水后, 油水界面上升, 驱油效果变差^[9-10], 底水能量充足的油井出现了底水锥进现象, 很多油井因高含水而关井停产, 但是有一大部分油残留在油井地下溶洞溢出口上部无法被采出, 形成“阁楼油”。

在注N₂开发油田方面, 美国和加拿大等北美地区国家一直处于技术领先的地位。国外于20世纪70、80年代就开始了油井注N₂技术研究。首先是利用天然气和CO₂来进行现场试验, 取得了非常满意的效果。但由于天然气和CO₂气体来源有限, 价格昂贵, 大规

引用格式: 苏伟, 侯吉瑞, 郑泽宇, 赵腾, 席园园. 缝洞型油藏氮气驱提高采收率效果及其影响因素分析. 石油科学通报, 2017, 03: 390-398
SU Wei, HOU Jirui, ZHENG Zeyu, ZHAO Teng, XI Yuanyuan. The mechanisms and influencing factors analysis of activating the remaining oil by N₂ flooding in fractured-cavity reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2017, 03: 390-398. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.036

模现场应用受到限制。20世纪80年代随着制氮技术的发展,美国恩克河油田、委内瑞拉马拉开波油田以及加拿大都大规模地开展了油井注 N_2 技术应用^[11]。我国矿场研究方面,雁翎油田于1994年进行注氮气矿场先导性实验^[12],累计增产原油20 187吨,综合含水率下降8.81%。江汉油田于2010年在盐间泥质白云岩油藏进行连续注氮气矿场先导性试验,受效井14-3井产油量增加、产出油中轻质组分增加,起到了较好的注气效果。 N_2 气驱油的主要原理是当气体注入地层后,在重力分异的作用下向高部位运移,逐渐占据溶洞上部空间,当注入量较多时形成“气顶”,驱替原油下移进入油井而被采出。同时注气可以补充地层能量,减缓由于地层能量下降造成的产量递减以及抑制底水锥进,从而提高原油采收率^[13-16]。针对上述问题笔者设计并制作了符合相似准则的缝洞型碳酸盐岩二维可视化物理模型,在可视化条件下分析底水锥进及转注水水窜后剩余油的类型、分布规律和影响因素等。

1 模型设计与制作

1.1 模型相似性设计

为了使物理模拟的实验结果更接近矿场实际条件,李海波等^[17]对二维可视化缝洞模型相似性进行了详细分析。在碳酸盐岩缝洞型油藏中,流动通道几何尺度差异较大,缝洞系统分布非常复杂,形成了多种流动模式。而在模型设计时,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^[18-19]。注水和注气补充能量实验中发现,重力分异作用对流体流动起着主要作用,而黏滞力则因缝洞型油藏中较小的渗流面积可忽略不计。因此,本文建立模型时主要针对压力与重力的关系及注入速度与采油量的关系进行相似性设计。

1.2 模型制作

采用可视化技术按照设计的剖面缝洞组合关系进行刻画,制作可视化物理模型。模型内部主体为人造胶结岩心,是用碳酸钙粉末与有机胶按一定比例混合,在高压下压制而成,岩心基质致密,渗透率小于 $2 \times 10^{-3} \mu m^2$,模型表面为弱亲油性。根据图1(a)在岩心上刻蚀出溶洞与裂缝,使用环氧树脂对模型进行浇筑密封,对密封好的模型按原先设计的位置布井。具体制作过程如下:

1)根据模型设计图1(a),以碳酸钙粉末和石英砂

为主要材料,加入一定比例的有机胶进行充分混合,置于 $30 \text{ cm} \times 30 \text{ cm} \times 4 \text{ cm}$ 的正方形岩心压制模具中。

2)根据模型设计依据,利用厚度、长度不同的金属片及长度不同、直径为2 mm的钢管,嵌入模具相应位置,得到不同长度和宽度的裂缝及高、低位置不同的两口井。

3)岩心在5 MPa压力下压制30 min后,将其取出进行自然条件下的固结。

4)按照设计好的洞体位置和大小进行洞孔的刻画,并且将压制时嵌入的金属片及钢管取出,将直径为1.5 mm的井嵌入预留井位,井周以环氧树脂密封。

5)模型灌封定型,岩心定量化工作完成后,进入到模型的灌封阶段,为防止灌封的树脂进入缝洞结构,使用石蜡对缝洞进行先期的填充,在模型灌封结束后用水浴加热的方法将石蜡除去(见图1(b))。

2 实验设计

2.1 实验材料

实验用油是根据塔河油田地层条件下原油黏度(23.4 mPa·s),用脱气原油和煤油配制而成的模拟油,25℃下黏度为24.7 mPa·s。实验用水是按油藏采出水分析结果配制的模拟地层水,矿化度为220 g/L。分别用苏丹红和甲基蓝将模拟地层水和模拟油染色,以便于观察不同实验阶段油水分布规律。

2.2 实验装置

实验装置(图2)由物理模型、动力系统、供液系统和数据采集系统共4个部分组成。主要包括:恒

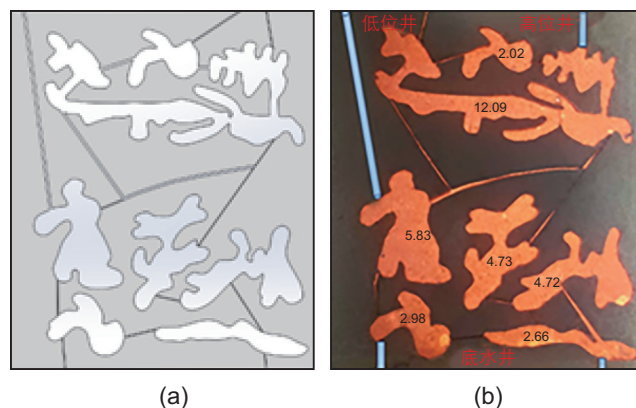


图1 缝洞模型设计图(a)和实物图(b)

Fig. 1 The designed diagram (a) and physical map (b) of the fractured-cavity model

压恒速计量泵, 工作压力 0 MPa~30 MPa, 流速范围 0.01 mL/min~10 mL/min; 活塞式中间容器, 最大工作压力 32 MPa, 容积 1 L。实验中通过连接至计算机的低压传感器记录模型中的压力变化, 同时用面板光源对模型照明, 通过 Logitech Pro C910 视频摄像头对整个实验流程进行录像, 拍摄分辨率为 1 920 × 1 080。

2.3 实验步骤

实验步骤主要包括: ①模型抽真空, 饱和模拟油, 记录饱和油量; ②安置好模型、摄像头、压力传感器等, 并连接相应管线; ③进行底水驱替实验, 底水注入速度为 2 mL/min, 当低位井含水率为 98%时, 底水驱替结束, 将低位井与注水管线相连, 进行注水补充能量实验; ④当高位井水淹后, 从低位井以 1 mL/min 的速度注氮气, 观察剩余油启动情况及分布特征; ⑤一组实验结束后将模型清洗干净; ⑥重复步骤①②③, 改变注入参数, 进行注入参数优化实验。

3 实验结果分析

3.1 剩余油类型及分布特征

整个实验过程分为 3 个阶段: 1)底水驱, 2)低位

井转注水补充能量, 3)低位井转注 N₂ 启动剩余油。各阶段油水分布如图 3 所示, 各阶段生产动态特征如图 4 所示。

可视化模型底水驱替油水流动规律及油水分布如图 3(b)所示, 低位井转注水后油水分布及剩余油类型如图 3(c)所示, 低位井转注 N₂ 后启动剩余油规律及剩余油分布如图 3(d)所示。由图 3(a)可知, 低位井连接到模型中部的 3 号溶洞, 处于较低位置, 而高位井则位于模型上部 9 号洞, 处于较高位置。底水驱阶段, 底水沿着两个底水管线从下部裂缝构造逐渐进入, 由于油水界面张力的作用, 底水入侵后在与裂缝连通的溶洞内形成小水珠分散在油中。随着底水的继续入侵, 进入溶洞内的水珠发生聚合, 初步形成连续的水相, 出现油水界面。此时底水分别沿着阻力最小的左右两个主流通道驱替原油, 其过程接近于活塞式驱替。当底水达到低位井下方时, 底水快速突进并迅速到达井口附近, 低位井见水且含水率快速上升至 98%(图 4), 此时低位井转变为注水井, 高位井含水率下降(图 4)。转注水主要波及和启动 6 号洞和 9 号洞剩余油, 高位井单井增产但很快水窜(图 4), 注水后剩余油分布如图 3(c)所示。模型内剩余油主要分为阁楼油、未波及区域剩余油、绕流油和油膜 4 类。图 3(c)中, A 为阁楼油, 一般分布在溶洞上方, 由于油水密度差底水无

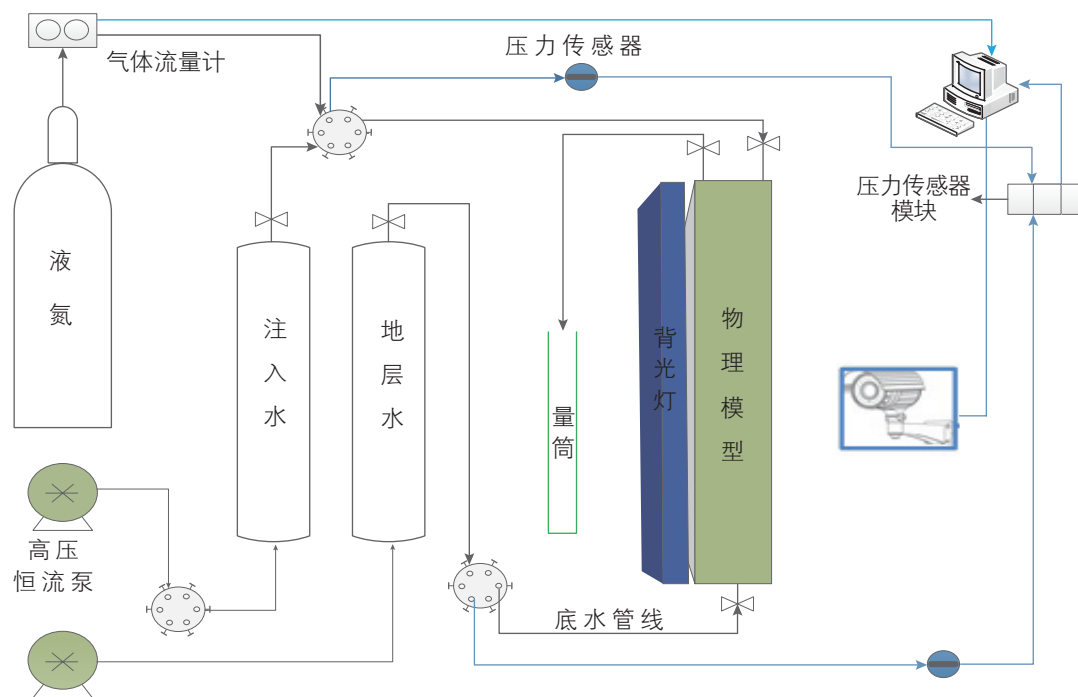


图 2 物理模拟实验流程

Fig. 2 The experimental flow chart of physical experiments

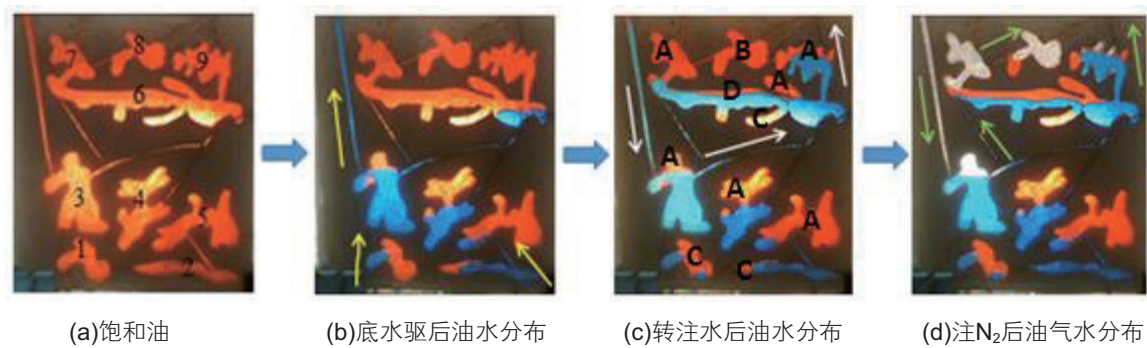


图3 不同驱替阶段油水分布

Fig. 3 Oil/water distribution at different displacing stages

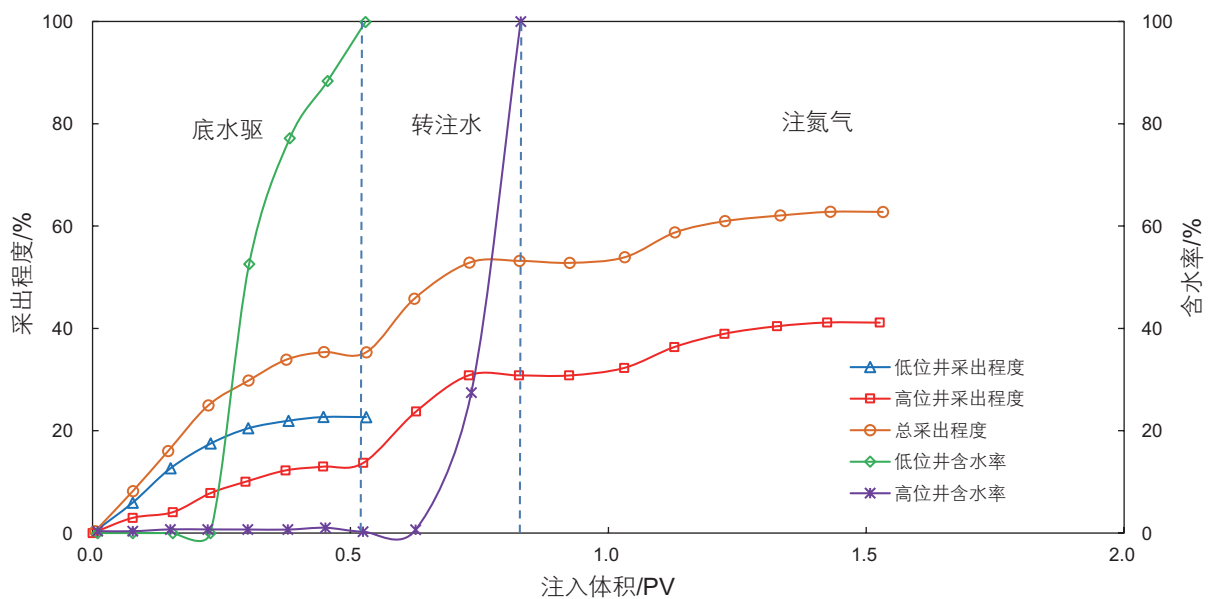


图4 底水驱、转注水和注氮气阶段生产动态曲线

Fig. 4 The production performance with bottom water injection, water injection and N₂ injection

法进入溶洞的顶部区域而形成的剩余油。B为未波及区域剩余油，位于远离主流线的溶洞内，底水沿水流通道窜逸，无法波及到的剩余油。C为绕流油，由于底水沿最低阻力方向流动形成水流通道，部分区域由于流场平衡其中的原油无法启动，此类剩余油受油水黏度以及密度的影响。D为油膜，通常呈零星膜状分布，位于溶洞与裂缝的壁面，受岩石表面润湿性、原油黏度和温度等影响。

当高位井水淹后低位井转注气，气体首先占据3号洞顶部，顶替“阁楼油”进入流动通道，进入6号洞，由于氮气密度远远小于油水密度，在重力分异作用下，气体会快速进入7号洞和8号洞，替换阁楼油，通过裂缝进入9号洞被采出。实验结束后，仍有部分剩余油残留在缝洞连通性较差、以及非主流通道的区

域。注入氮气能启动溶洞顶部残留的阁楼油，绕流油和油膜等剩余油由于氮气流量大而无法波及。

3.2 剩余油影响因素分析

(1) 注气速度

注水之后，进行缝井(低位井)注气实验，首先考察注气速度对剩余油的影响。不同注气速度下的驱替过程如图5所示。从低位井注气，注入的气体首先占据3号洞顶部阁楼空间，然后随着裂缝波及到7号洞。当注入速度较低时(1 mL/min和3 mL/min)时，注入气体能量较小，气体在重力分异作用下通过8、9号洞顶部通道驱替模拟油进入高位井；当注入速度较大时(6 mL/min和12 mL/min)，气体除了波及到模型顶部通道外，还可以部分波及到6号洞内的模拟油，在一

定程度上可以提高采收率；但是若氮气注入速度过大时(20 mL/min)，由于在6号洞中的流动阻力较低，气体优先选择6号洞通道驱替模拟油进入9号洞，并导

致气窜，使得实验结束时8号洞中仍有油无法被采出。从氮气换油率曲线(图6)可以看出，注入速度越低，注气有效期越长，整体效益较高，但是注气见效晚，



图5 不同注气速度油水分布对比
Fig. 5 Oil/water distribution comparison with N₂ injection at different speeds

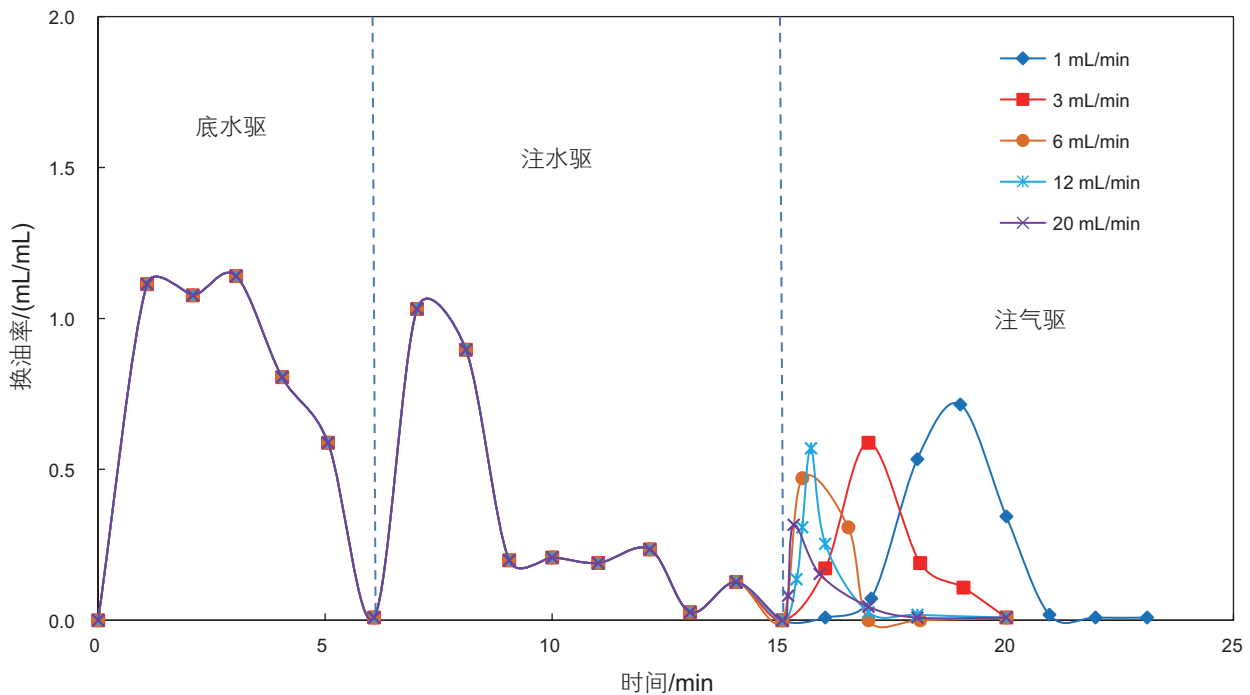


图6 不同注气速度下换油率对比
Fig. 6 Oil/gas change comparison at different N₂ injection speeds

成本回收慢。考虑到经济因素，注入速度不应过低，更不应过高。实验结果表明，最佳注入速度范围为 6 mL/min~12 mL/min，最终提高采收率约为 27.37%。

(2) 注气方式

在水驱结束后，考察了恒速注气、脉冲注气、间歇注气以及水气交替等注气方式对剩余油的影响。注气开采早期，注入的气体占据 3 号洞(图 7(a))顶部，驱替油向下运移进入主流线。当采油井只产油时，提高采收率和产油速率皆急剧上升，直到油井见气，产油速率才快速下降，提高采收率变得较为平缓。由图 8 可以看出，恒速注气见气后快速气窜，其产油速率

快速地降为 0，提高采收率程度较低。水气交替、脉冲注气和间歇注气等不稳定注入方式能够引起流场变动，扩大注入流体在缝洞连通复杂区域的波及系数，其产油速率在见气下降后波动变化，提高采收率平缓上升，但三者并不完全一致。脉冲注气和间歇注气是由于注入气体流速的变化，使得横向发育的 6 号洞可以被波及到(图 7 黄圈区域)，但是当气体波及到 9 号洞时，由于气体密度低、流量大，容易导致气窜，在 9 号洞中仍有较大量的“窜流油”，此时脉冲注气和间歇注气失效。而水气交替注入除了能扩大流体波及体积外(如图 7 中水气交替注入，6 号洞中水体明显

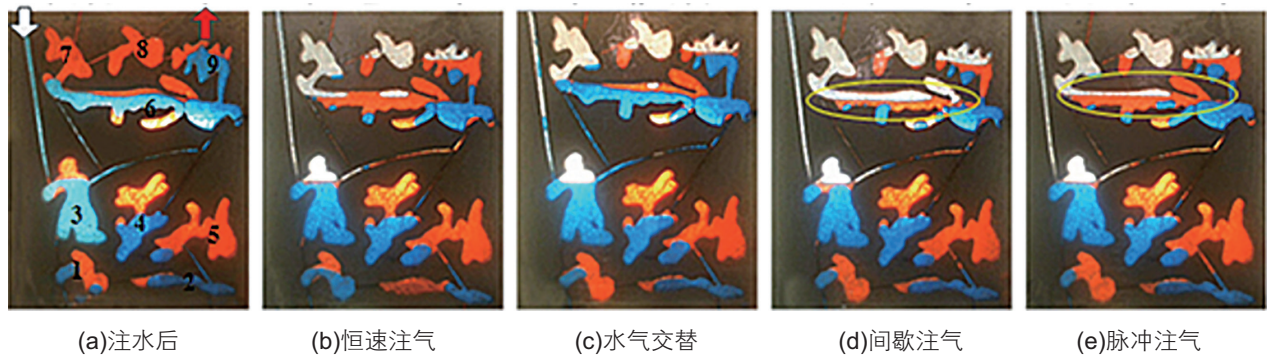


图 7 不同注气方式油水分布特征
Fig. 7 Oil/water distribution with different ways of N₂ injection

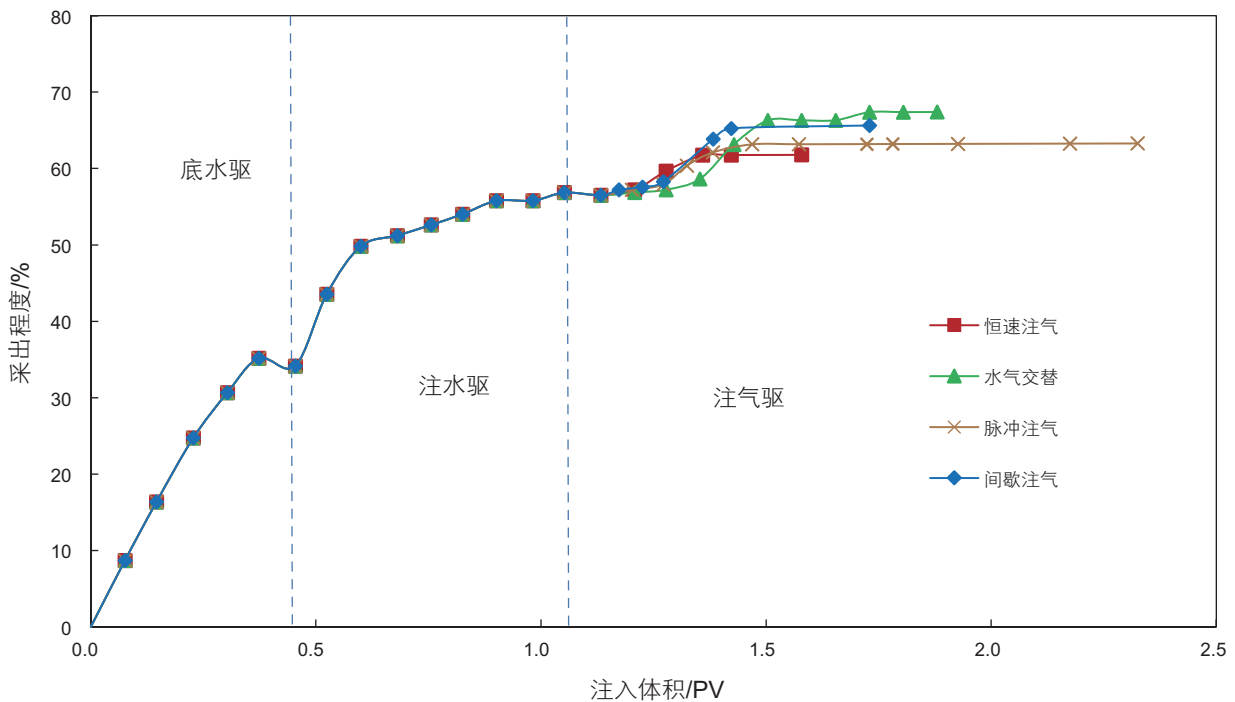


图 8 不同注气方式下采出程度对比
Fig. 8 Oil recovery comparison with different ways of N₂ injection

多于其他的注入方式), 注入的水还能驱替“窜流油”进入高位井采出, 所以其提高采收率程度最高。

(3)注入井别

在水驱结束后, 使用低位井注气与高位井注气分别进行实验(图9)。低位井注气时, 注入的气体优先占据3号洞顶部阁楼空间, 当气液界面波及到3号洞与裂缝相交的地方时, 气体沿着裂缝进入7号洞, 随

后又波及到8号洞、9号洞, 此后高位井见气, 并快速气窜, 实验结束。整个驱替过程中, 6号洞基本没有被波及到, 驱替过程为非活塞式驱替, 6号洞存在大量的绕流油。高位井注气时, 利用气体密度轻, 占据模型顶部空间的特点, 注入的气体依次波及到9号洞、8号洞、6号洞、7号洞和3号洞, 驱替过程接近活塞式驱替, 能更大程度地提高采收率(见图10)。



图9 氮气注入井别优化驱替过程

Fig. 9 Displacement and optimization processes of different wells with N₂ injection

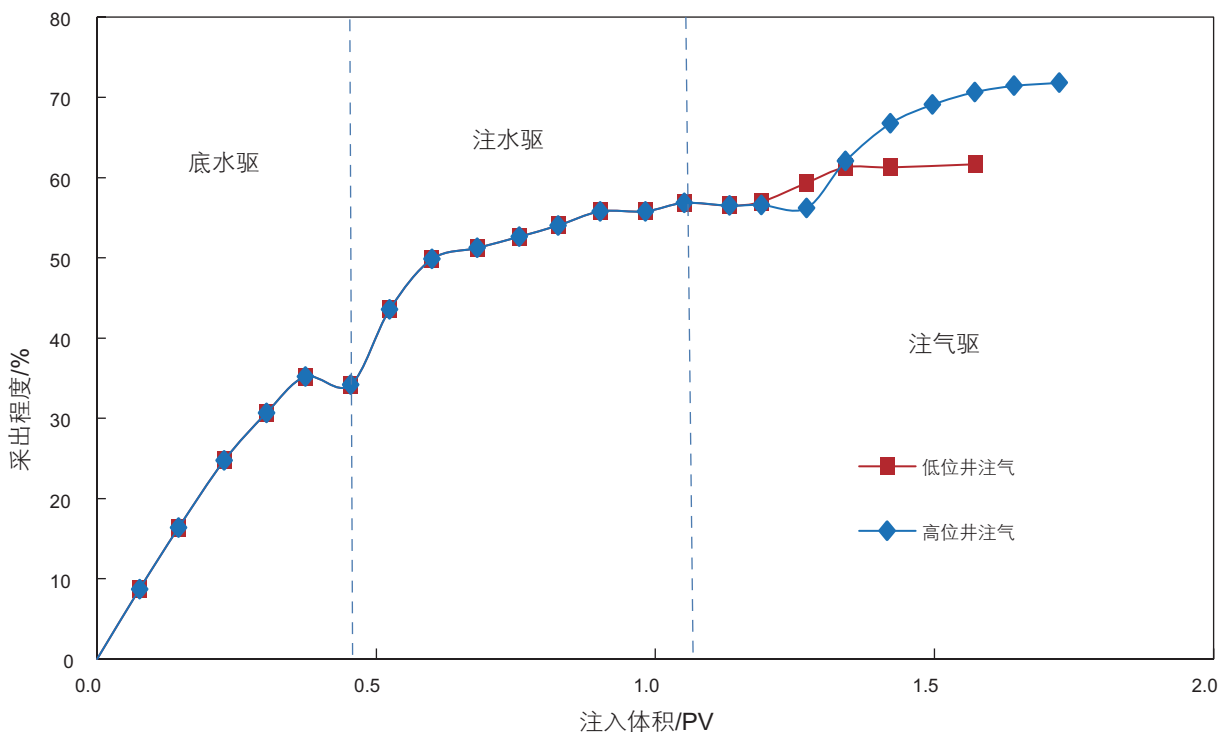


图10 不同氮气注入井别下采出动态曲线

Fig. 10 Production performance of different wells with N₂ injection

4 结论

设计并制作满足相似条件的碳酸盐岩缝洞型油藏二维可视化物理模型,直观地展示了缝洞型油藏注水后的剩余油分布及类型,分析了转注氮气后启动剩余油类型及规律。研究得出以下结论:

(1)对于一般缝洞连通情况的缝洞型油藏,水驱后剩余油类型可分为4大类:阁楼油、未波及区域剩余油、绕流油和油膜。

(2)缝洞型油藏注入的氮气由于重力分异作用能最大限度地替换出阁楼油,不能波及并替换出未波及区域剩余油、绕流油和油膜。

(3)采用不稳定注气比常规恒流速注气效果好,通过改变流场,提高注入流体的波及系数,可以提高最终采出程度,其中水气交替提高采收率程度最大。

(4)高注低采的驱油效果明显好于低注高采。同时存在一个适中的气体注入速度。过高的氮气注入速度可能会产生绕流、气窜等问题,降低注气驱油效果。过低的注气速度也会出现注气见效慢、经济效益差等问题。

参考文献

- [1] ZHANG K, WANG D. Types of karst-fractured and porous reservoirs in China carbonates and the nature of the Tahe Oilfield in the Tarim Basin[J]. ACTA GEOLOGICA SINICA-ENGLISH EDITION, 2004, 78(3): 866-872.
- [2] LV A M, YAO J, WANG W. Characteristics of oil-water relative permeability and influence mechanism in fractured-vuggy medium[J]. Procedia Engineering, 2011, 18: 175-183.
- [3] 侯吉瑞, 李海波, 姜瑜, 等. 多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.]
- [4] 李小波, 李新华, 荣元帅, 等. 地震属性在塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏连通性分析及其注水开发中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(6): 65-67. [LI X B, LI X H, RONG Y S, et al. The seismic attribute characterization of fracture-vuggy carbonate reservoir connectivity and its application in water flood development [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 65-67.]
- [5] 荣元帅, 李新华, 刘学利, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏多井缝洞单元注水开发模式[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 58-61. [RONG Y S, LI X H, LIU X L, et al. Discussion about pattern of water flooding development in multi-well fracture-cavity units of carbonate fracture-cavity reservoir in Tahe oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 58-61.]
- [6] 刘中春. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏提高采收率技术途径[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 66-68. [LIU Z C. Enhanced oil recovery in Tahe karstic/fractured carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 66-68.]
- [7] 苑登御, 侯吉瑞, 宋兆杰, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏注水方式优选及注气提高采收率实验[J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(6): 102-110. [YUAN D Y, HOU J R, SONG Z J, et al. Optimization of water flooding and gas injection experiment to improve oil recovery in fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe oil field[J]. Journal Of Northeast Petroleum University, 2015, 39(6): 102-110.]
- [8] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 116-117. [LI Y. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 116-117.]
- [9] 李培廉, 张希明, 等. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏开发[M]. 石油工业出版社, 2003, 6. [LI P L, ZHANG X M, et al. The development of Tahe Oilfield Ordovician carbonate reservoir[M]. Petroleum Industry Press, 2003, 6.]
- [10] 窦之林. 塔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, 4. [DOU Z L. The development technology of fractured-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012, 4.]
- [11] 李向良. 注 N_2 气提高低渗透油藏采收率的可行性实验研究[D]. 成都:西南石油大学, 2006. [LI X L. The experimental research on feasibility of N_2 injection to improving oil recovery in low permeable reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2006.]
- [12] 白凤瀚, 申友青, 孟庆春, 等. 雁翎油田注氮气提高采收率现场试验[J]. 石油学报, 1998(4): 61-68. [BAI F H, SHEN Y Q, MENG Q C, et al. The EOR pilot test of N_2 injection in Yanlin Oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 1998(4): 61-68.]
- [13] 孙博. 缝洞型油藏注气替油机理及优化研究[D]. 成都:西南石油大学, 2014. [SUN B. Mechanisms and optimization study on gas injection replacing oil in fractured-vuggy reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.]
- [14] 侯吉瑞, 张丽, 李海波, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏氮气驱提高采收率的影响因素[J]. 油气地质与采收率, 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.]
- [15] 秦山玉. 塔河油田缝洞油藏注 N_2 替油提高采收率机理研究[D]. 成都:西南石油大学, 2014. [QIN S Y. EOR mechanism research on N_2 injection replacing oil in Tahe fractured-vuggy reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.]
- [16] 惠健, 刘学利, 汪洋, 等. 塔河油田缝洞型油藏注气替油机理研究[J]. 钻采工艺, 2013, 36(2): 55-57. [HUI J, LIU X L, WANG Y,

- et al. Mechanism research on gas injection to displace the oil remaining in fracture-vuggy reservoirs of Tahe oilfield [J]. *Drilling & Production Technology*, 2013, 36(2): 55–57.]
- [17] 李海波, 侯吉瑞, 李巍, 等. 碳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.[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.]
- [18] ZUTA J, FJELDE I. Mechanistic modeling of CO₂-foam processes in fractured chalk rock: Effect of foam strength and gravity forces on oil recovery[C]. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, 2011, SPE 144 807.
- [19] 孙扬, 杜志敏, 孙雷, 等. 注CO₂前置段塞+N₂顶替提高采收率机理[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 3: 89–97.[SUN Y, DU Z M, SUN L, et al. Mechanism research of enhancement oil recovery by CO₂ slugs pushed by N₂[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Natural Science Edition)*, 2012, 3: 89–97.]

The mechanisms and influencing factors analysis of activating the remaining oil by N₂ flooding in fractured-cavity reservoirs

SU Wei^{1,2,3}, HOU Jirui³, ZHENG Zeyu^{1,2,3}, ZHAO Teng^{1,2,3}, XI Yuanyuan^{1,2,3}

1 Research Institute of EOR, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Key Laboratory of Marine Facies, Sinopec, Beijing 100083, China

3 State Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract A visualized 2D physical model was designed and fabricated according to similarity theory for researching the subsequent EOR methods after water flooding in fractured-cavity carbonate reservoirs. The remaining oil types and distribution after water flooding were first studied. The mechanisms of activating the remaining oil by N₂ were researched later. Three factors: gas injection rate, gas injection style (continuous gas injection, WAG, gas injection at intervals and pulse gas injection) and gas injection well types influence the EOR effect of N₂. The experimental results showed that the remaining oil after water flooding could be divided into four types including attic oil, corner oil, bypass oil and oil films. The injected N₂ could replace the attic oil as much as possible. Meanwhile, the gas injection rate, gas injection style and gas injection well have much impact on the N₂ EOR effect. An unstable gas injection method was better than continuous gas injection, and WAG is remarkable compared with other gas injection methods. The EOR effect of gas injection from a high positioned well was much better than that of gas injection from a low positioned well when there exists a reasonable gas injection rate. This study could provide a constructive guide for oil field managers to enhance oil recovery with gas drive and also after gas drive. Meanwhile, the shape of caves, the complex fractured-cavity structure and other objective factors were realized to be important points for further study.

Keywords fractured-cavity reservoir; N₂ flooding; visualized physical simulation; parameters optimization; mechanisms analysis

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.036

(编辑 马桂霞)