

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2019092

塔河油田溶洞型碳酸盐岩油藏注入氮气 垂向分异速度及横向波及范围研究

刘中云¹, 赵海洋^{2,3}, 王建海^{2,3}, 丁保东^{2,3}

(1. 中国石油化工集团有限公司, 北京 100728; 2. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 830011; 3. 中国石化溶洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆乌鲁木齐 830011)

摘 要: 塔河油田溶洞型碳酸盐岩油藏的溶洞发育规模及形态不确定性大, 非均质性强, 注水开发效果越来越差。为了给注气开发提供依据, 分析了该类油藏注入氮气的垂向分异速度和横向波及范围。根据力学关系, 建立了溶洞条件下氮气垂向分异速度解析式; 采用 3D 打印技术制作了物理试验模型, 基于物理模拟试验, 验证了数值模拟的正确性; 结合数值模拟, 研究了氮气注入速度、原油黏度、油水界面和气水比对氮气在溶洞型油藏中横向展布的影响。研究表明, 气体横向波及范围会随着注气速度增大、原油黏度降低、油水界面升高而增大, 但气水比对气体横向波及范围的影响无明显规律。

关键词: 溶洞型油藏; 碳酸盐岩油藏; 注气开发; 氮气; 注入速度; 垂向分异; 横向波及; 塔河油田

中图分类号: TE357.7

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)04-0075-08

Study on Vertical Differential Velocity and Transverse Scope of Nitrogen Injection in Carbonate Reservoirs with Fractures and Vugs in the Tahe Oilfield

LIU Zhongyun¹, ZHAO Haiyang^{2,3}, WANG Jianhai^{2,3}, DING Baodong^{2,3}

(1. China Petrochemical Corporation, Beijing, 100728, China; 2. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec Northwest Oilfield Branch, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. Sinopec Key Laboratory for Enhanced Oil Recovery in Fractured and Vuggy Reservoirs, Urumqi, Xinjiang, 830011, China)

Abstract: The fractured and vuggy carbonate reservoirs of the Tahe Oilfield suffer a deteriorating water flooding development due to the large development scale and pattern uncertainty of fractures and vugs, coupled with a high degree of heterogeneity. In order to provide references for gas injection development, the vertical differentiation velocity after nitrogen injection in those reservoirs and its effect were analyzed. Based on the mechanical relationship, the vertical differentiation velocity analytical equation of nitrogen was established under the conditions of fractures and vugs. A physical test model was constructed from 3D printing technology, and the verification of numerical simulation was based on the physical simulation test. The influences of nitrogen injection rate, crude oil viscosity, oil-water interface, and gas-water ratio on the lateral distribution of nitrogen in reservoirs with fractures and vugs were studied in combination with numerical simulation. The study results suggested that lateral sweepage area of gas will increase with the increase of injection rate, along with a decrease of crude oil viscosity and the elevation of oil-water interface. However, the effect of gas-water ratio on the lateral sweepage area of gas is irregular.

Key words: vuggy reservoir; carbonate reservoir; gas injection development; nitrogen; injection rate; vertical variation; transverse scope; Tahe Oilfield

我国西部碳酸盐岩油气资源丰富, 其中缝洞型碳酸盐岩油藏约占 2/3, 是增储上产的主要区域^[1-3]。通过注气保持和补充地层压力的方式始于 20 世纪初, 目前已经成为开发溶洞型碳酸盐岩油气藏的重要方式, 其中美国和加拿大的气驱技术处于世界领先水平。相比于国外, 我国注气开发方面的研究起步较

收稿日期: 2019-05-29; 改回日期: 2019-07-05。

作者简介: 刘中云 (1963—), 男, 湖北钟祥人, 1983 年毕业于江汉石油学院采油工程专业, 2003 年获中国科学院广州地球化学研究所地球化学专业博士学位, 教授级高级工程师, 主要从事油气田开发方面的研究及管理工作。E-mail: ylp.dolly.happy@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(编号: 2016ZX05053) 资助。

晚:华北雁翔油田于1994年底—1995年在油藏构造顶部进行了注氮气试验,累计注气 $0.21 \times 10^8 \text{ m}^3$,综合含水率下降8.8%,累计生产原油 $2.02 \times 10^4 \text{ t}$,采出程度增幅为5%~8%^[4];克拉玛依油田于1997年选取16口井实施了氮气吞吐先导性试验,其中7口井呈现出增产效果,累计产油量达 $0.42 \times 10^4 \text{ t}$,采收率提高幅度达45%^[5];江汉油田于2010年在盐间泥质白云岩油藏进行了连续注氮气矿场先导性试验,受效井产油量增加、产出油中轻质组分增加,起到了较好的注气增产效果^[6];塔河油田于2012年在TK404井进行了注氮气试验,首轮累计注液氮 778 m^3 ,周期产油量 $0.27 \times 10^4 \text{ t}$,采出程度提高了0.53%,证明注氮气是溶洞型碳酸盐岩油藏提高采收率的有效方式^[7]。为了给塔河油田溶洞型碳酸盐岩油藏注气开发提供依据,笔者针对油藏特点,分析了注入氮气速度、原油黏度、油水界面,以及气水比对氮气在油藏中横向展布的影响,推导了溶洞条件下气体垂向分异速度公式,并将其解析解与数值模拟结果进行对比,验证了解析解的准确性和可靠性,然后结合数值模拟分析了各因素对氮气横向波及范围的影响。

1 气体垂向分异速度公式

1.1 力学模型的建立

为便于研究溶洞条件下气体垂向分异速度,确定分异速度公式,建立了物理模型:向注气井内注气,注入的气体通过射孔孔眼进入溶洞,通过射孔孔眼时,气泡产生横向运移速度。在物理模型的基础上,分析了气泡在受到浮力、重力和粘滞力作用下的运动规律。注气气泡的运移轨迹和受力分析如图1和图2所示。

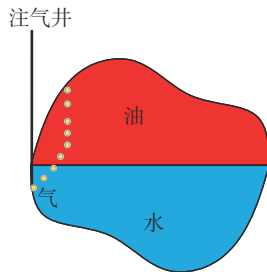


图1 注气气泡运移轨迹示意图

Fig.1 Schematic diagram of bubble migration trajectory during gas injection

1.2 数学模型的建立

假设条件:气体从井筒出来后以气泡形式存在,

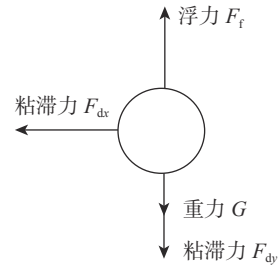


图2 气泡上升受力分析示意图

Fig.2 Schematic diagram of force analysis while bubble ascending

气泡直径是相同的;注气过程为连续气泡上升过程;忽略气泡的变形和融合破裂过程。基于此,笔者推导了相关公式。

水平方向粘滞力方程:

$$m \frac{du_x}{dt} = F_{dx} = -\frac{\pi r^2 \rho_l C_{dh} u_x^2}{2} \quad (1)$$

垂直方向粘滞力方程:

$$m \frac{du_y}{dt} = F_f + G + F_{dy} = \frac{4\pi r^3 (\rho_l - \rho_g) g}{3} - \frac{\pi r^2 \rho_l C_{dv} u_y^2}{2} \quad (2)$$

式中: m 为气泡质量, g ; u_x 为水平方向上达到力平衡时的气泡运移速度, m/s ; u_y 为垂直方向上达到力平衡时的气泡运移速度, m/s ; t 为气泡运移时间, s ; F_{dx} 为气泡在水平方向上所受粘滞力, N ; F_{dy} 为气泡在垂直方向上所受粘滞力, N ; r 为气泡半径, m ; ρ_l 为液体密度, kg/m^3 ; ρ_g 为气体密度, kg/m^3 ; C_{dh} 为气泡在水平方向运移的阻力系数; C_{dv} 为气泡在垂直方向运移的阻力系数; F_f 为气泡所受浮力, N ; G 为气泡所受重力, N ; g 为重力加速度, m/s^2 。其中, C_{dh} 和 C_{dv} 的计算公式及相关取值见文献[8-10]。

为简化公式,令:

$$\begin{cases} a = \frac{4\pi r^3 (\rho_l - \rho_g) g}{3} \\ b = \frac{\pi r^2 \rho_l C_{dh}}{2} \\ c = \frac{\pi r^2 \rho_l C_{dv}}{2} \end{cases} \quad (3)$$

则水平方向的气泡运移速度为:

$$u_x = \frac{mu_0}{bmu_0 t + m} \quad (4)$$

垂直方向的气泡运移速度为:

$$u_y = \frac{\sqrt{a} \tan\left(\frac{t\sqrt{a}}{m}\right)}{c} \quad (5)$$

联立上述各式解微分方程,可以得到气泡水平方向和垂直方向的运移距离。水平方向位移为:

$$L = \frac{m \ln(bu_0 t + m)}{b} - \frac{m \ln m}{b} \quad (6)$$

垂直方向位移为:

$$H = \frac{m \ln \left[\cosh \left(\frac{\sqrt{ac}}{m} t \right) \right]}{c} - \frac{m \ln \left(\cosh \frac{\sqrt{ac}}{10^6 m} \right)}{c} \quad (7)$$

式中: L 为气泡在水平方向上的位移, m ; H 为气泡在垂直方向上的位移, m ; u_0 为初始注入时的气泡运移速度, m/s 。

1.3 参数的选取及公式的确立

根据塔河油田的油藏条件, 在 60 MPa、120 °C 条件下, 取压缩因子 $Z=1.16$, 由气体状态方程求得氮气密度为 4.43 kg/m^3 , 原油密度为 870 kg/m^3 , 假设一个射孔段有 10 个直径 20 mm 的孔眼, 根据氮气注入速度计算初始注入时的气泡运移速度:

$$u_0 = \frac{v_{inj}}{36\,000\pi r^2} \quad (8)$$

式中: v_{inj} 为氮气注入速度, m^3/h 。

气泡半径为:

$$\frac{40\pi r^3}{3} = \frac{v_{inj}}{3\,600} \quad (9)$$

当垂直方向上速度持续增加, 粘滞力会不断增大, 最终与浮力达到平衡, 气泡在垂直方向上最终呈匀速直线运动。设氮气经过射孔孔眼进入溶洞后, 气泡垂直向上的运移速度为 v_1 , 计算公式为:

$$\begin{cases} \frac{4\pi r^3(\rho_l - \rho_g)}{3} - \frac{1}{2}\pi r^2 C_{dv} v_1^2 = 0 \\ C_{dv} = \frac{aRe^b + c}{Re} \\ Re = \frac{2\rho_l v_1 r}{\mu_l} \end{cases} \quad (10)$$

式中: μ_l 为氮气的黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; v_1 为气泡垂直向上的运移速度, m/s 。

2 注氮气物理模拟试验

采用 3D 打印技术制作典型溶洞单元进行物理模拟试验, 以验证数学模型的正确性。

2.1 试验模型制作

采用 3D 打印技术制作具有典型溶洞单元的物理模型, 具体制作过程为: 1) 用 3D 软件 (Rhino) 设计出典型溶洞的立体形状, 如图 3 所示; 2) 利

用 magic 软件处理模型的 3D 形状文件, 生成模型形状的切片文件; 3) 利用 Arps 软件, 将切片文件生成激光轨迹文件, 然后利用自动成型系统 AFSrp 控制 3D 打印机制作模型。

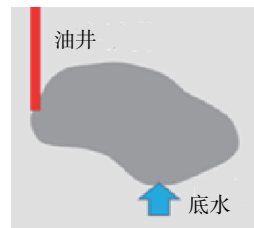


图 3 用 3D 软件设计的溶洞立体形状

Fig. 3 Three-dimensional shape of a cave designed with 3D software

利用自动成型系统 AFSrp 控制 3D 打印机制作模型的操作流程为: 给滚筒铺粉, 激光按照设计扫描, 扫描到的粉末烧结成型, 未扫描到的粉末不改变; 当完成一层制作后, 成型活塞下降一层; 铺粉滚筒再次铺粉、烧结; 直到最后一层, 三维实体模型制作完成。打印制作成的模型进行清砂 (清除未固结孔隙中的散砂)、过火 (使表变硬化, 以增加模型硬度)、烘烤 (使整个模型固结) 和表面涂胶 (降低基质渗透性) 等后期处理。

3D 打印用原料为覆膜树脂砂。覆膜树脂砂具有热膨胀系数小、透气性好和耐温高等特点, 调整砂粒粗细, 可改变模型孔隙度和渗透率; 覆膜砂的粒度以过 140/70 目筛为最佳; 基质孔渗等物理性质可根据实际油藏调整。内部溶孔、溶洞、裂缝的形态和尺寸精准可控; 模型尺寸任意, 可更好地模拟溶洞发育的真实形态。

2.2 模拟试验过程

试验温度为 20 °C。试验用油由一定比例的纯煤油和真空泵油制成, 用适量苏丹红 III 对其进行染色, 以便试验中更好地地区分油和水。试验用油密度 0.8 kg/L , 黏度 $1.2 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。试验用水为蒸馏水, 密度为 1.0 kg/L , 黏度为 $1.0 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。试验仪器为平流泵、压力表、油水分离器和秒表。

试验总体流程为: 先进行单井采油试验 (有底水能量补充), 等油井见水后再注气焖井, 最后进行生产。具体过程为: 1) 以 5 mL/min 的流速从注水井向模型底水部分注水, 模拟实际油藏的底水驱, 分析底水驱后的剩余油分布; 2) 从生产井向模型内注气, 观察注气驱替剩余油效果; 3) 进行第二次水驱试验。试验装置如图 4 所示, 试验过程如图 5 所示。

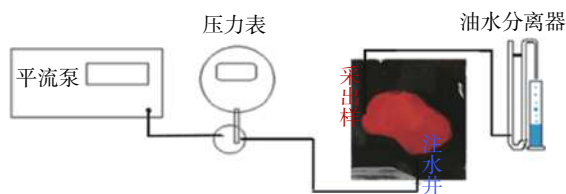


图4 试验装置示意

Fig. 4 Schematic diagram of test devices

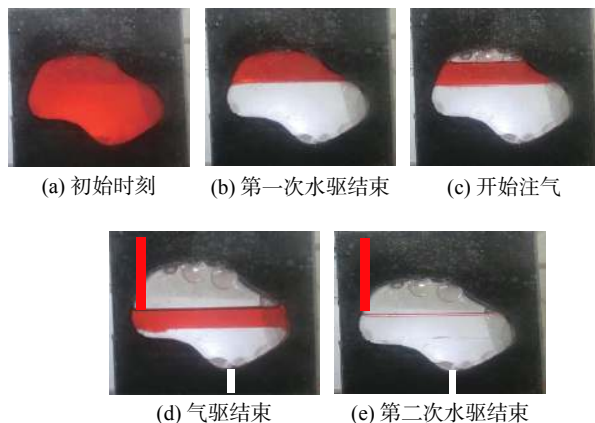


图5 物理模拟试验过程

Fig. 5 Physical simulation test process

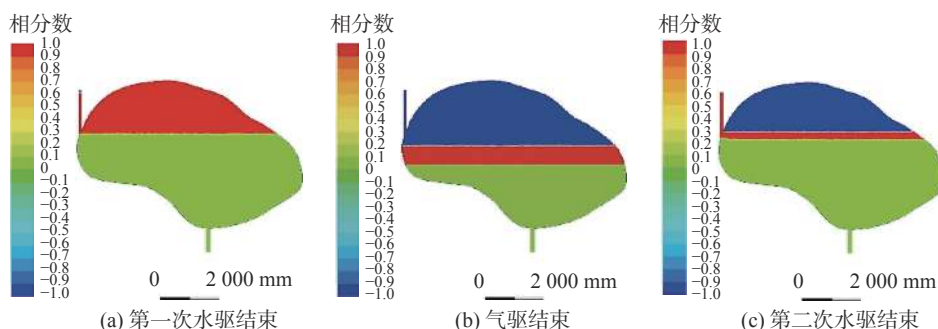


图6 数值模拟结果

Fig. 6 Numerical simulation results

置1口注气井,井口直径0.2 m。溶洞封闭,初始含有油水两相,地层压力60 MPa,温度120℃。结合实际工况条件,考虑油、气、水三相的压缩性,由井

口向溶洞内注氮气进行注气数值模拟。基于数值模拟,分析氮气注入速度、原油黏度和油水界面对氮气在溶洞中横向展布的影响。

3.1 原油黏度一定、注气速度不同

用氮气的饱和度描述其在溶洞中的展布。设原油黏度为20 mPa·s,模拟不同注气速度下氮气在溶洞中的横向展布,结果见图8。

不同注气速度下氮气横向位移的解析解如图9所示。不同注气速度下氮气横向位移的数值解如图10所示。

由图9和图10可知:随着注气速度增大,气泡的横向波及范围也会增大;数模结果与解析解的变

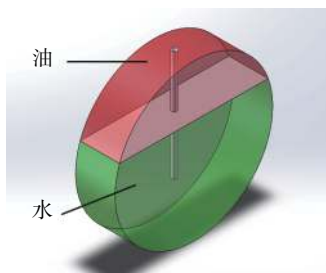


图7 单溶洞油藏模型示意

Fig. 7 Schematic diagram of reservoir with single vug

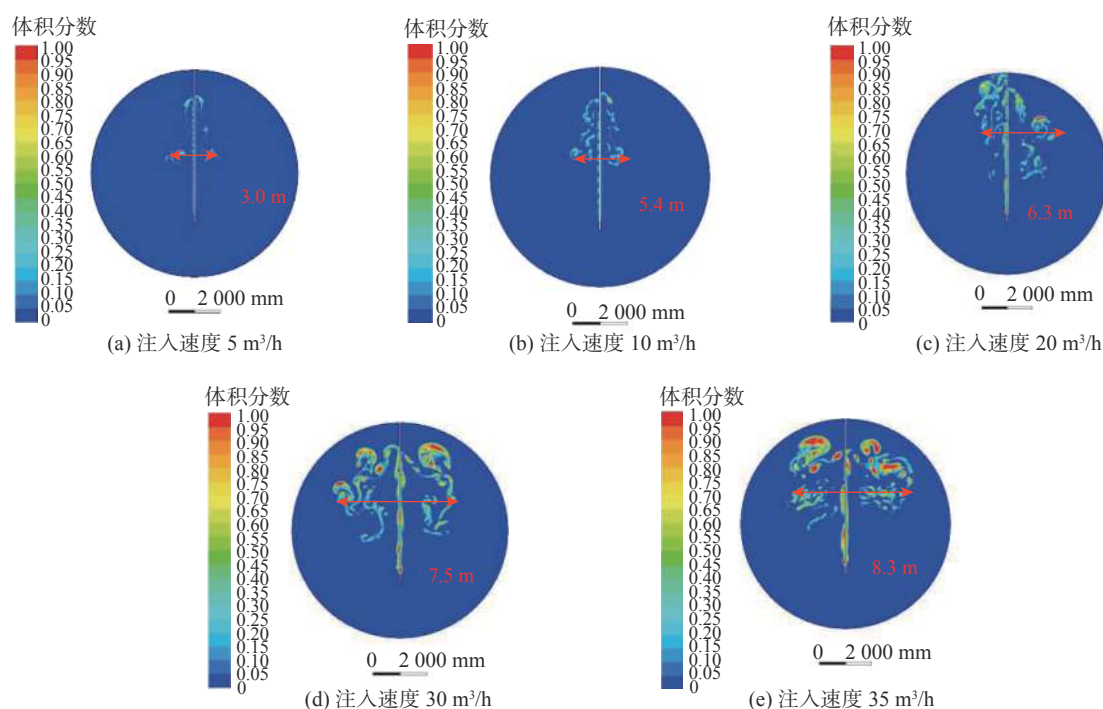


图 8 不同注气速度下的氮气展布

Fig.8 Nitrogen distribution at different gas injection rates

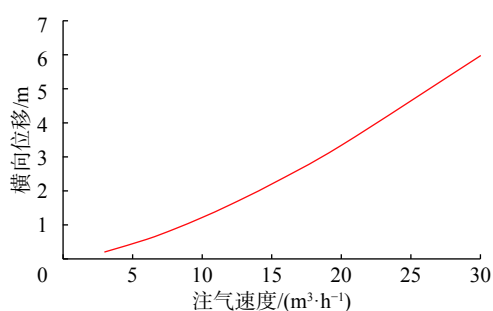


图 9 不同注气速度下氮气横向位移的解析解

Fig.9 Analytical solution of nitrogen lateral displacement at gas injection rate

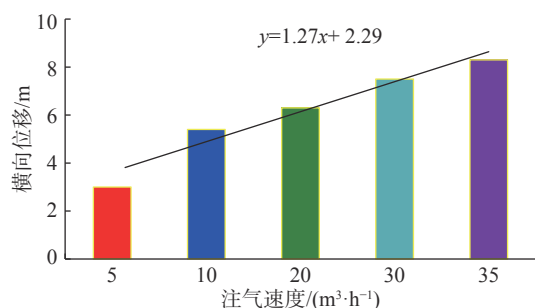


图 10 不同注气速度下氮气横向位移的数值解

Fig.10 Numerical solution of nitrogen lateral displacement at gas injection rate

化趋势基本一致,数值上的差别主要来自于解析解的简化假设(未考虑运移过程中气泡的合并,事实

上气泡的合并导致界面张力能量的释放,进而扰动周边流场,扩大了横向和纵向波及范围)。

3.2 注气速度一定、原油黏度不同

设注入速度为 $20 \text{ m}^3/\text{h}$, 模拟不同原油黏度下氮气在溶洞中的横向展布, 结果见图 11。

不同原油黏度下氮气横向位移的解析解如图 12 所示。不同原油黏度下氮气横向位移的数值解如图 13 所示。

由图 12 和图 13 可知: 随着原油黏度升高, 气泡的横向波及范围会减小; 数值模拟结果与解析解的变化趋势基本一致, 但数值上有所差别, 主要原因是在实际生产过程中气泡会不断产生合并和破裂, 造成局部流场不稳定, 形成较大的波及范围, 尤其是在流体黏度较高时, 气泡的横向扩展受到的影响更大(因此, 可采用间歇式注气或水气混注方式)。

3.3 注气速度和原油黏度一定、油水界面不同

设注气速度为 $20 \text{ m}^3/\text{h}$, 水黏度为 $1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 原油黏度为 $20 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 模拟不同油水界面下氮气在溶洞中的横向展布, 结果见图 14。

不同油水界面高度下氮气横向位移的解析解如图 15 所示。不同油水界面高度下氮气横向位移的数值解如图 16 所示。

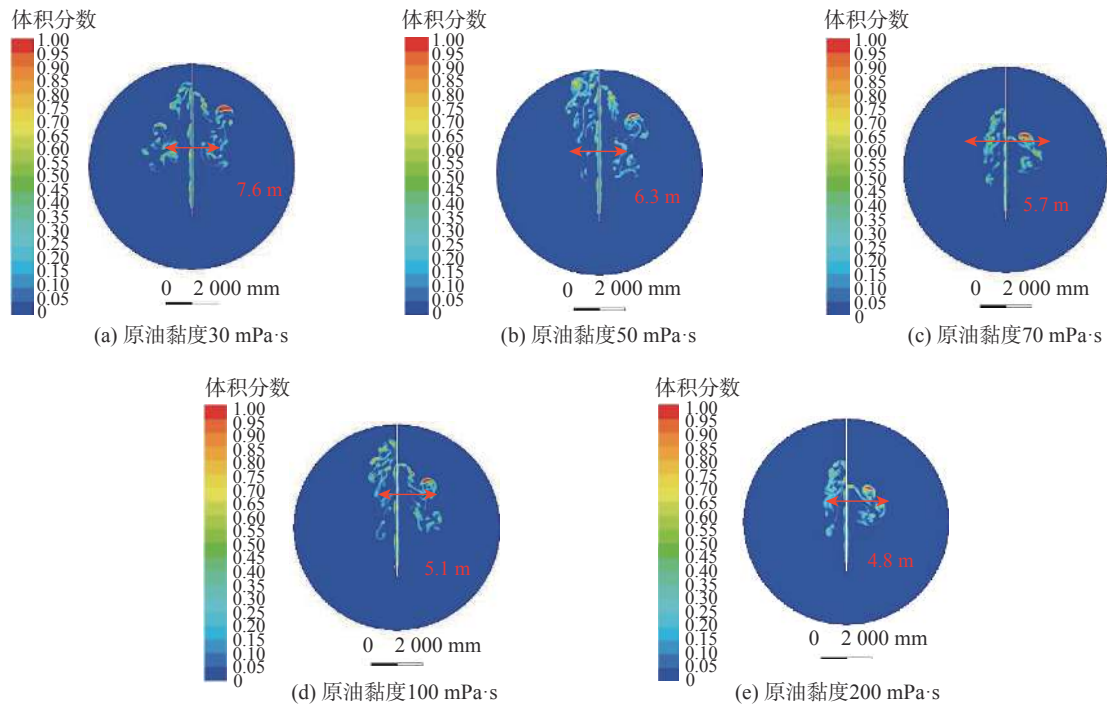


图 11 不同原油黏度下氮气的横向展布

Fig.11 Horizontal distribution of nitrogen under different crude oil viscosities

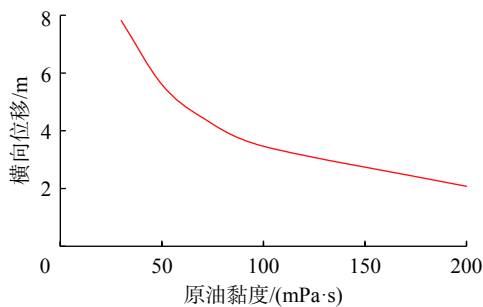


图 12 不同原油黏度下氮气横向位移的解析解

Fig. 12 Analytical solution of nitrogen lateral displacement under crude oil viscosity

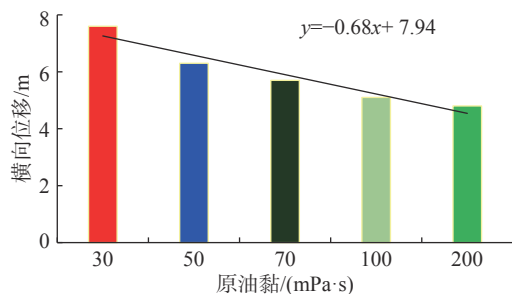


图 13 不同原油黏度下氮气横向位移的数值解

Fig. 13 Numerical solution of nitrogen lateral displacement under crude oil viscosity

由图 15 和图 16 可知: 注气速度与原油黏度一定时, 随着油水界面升高, 气泡的横向波及范围会

增大; 数值模拟结果与解析解的变化趋势基本一致, 但数值上有一定差别, 主要原因是实际生产过程中气泡会不断合并和破裂, 造成局部流场不稳定, 形成了较大的波及范围。

3.4 注气速度一定、气水比不同

设注气速度为 $20 \text{ m}^3/\text{h}$, 水黏度为 $1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 原油黏度为 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 模拟不同气水比下氮气在溶洞中的横向展布, 结果见图 17。

不同气水比下氮气横向位移的数值解如图 18 所示。

从图 18 可以看出, 注气速度与原油黏度一定、气水比为 $1:1$ 时, 气泡的横向位移最远, 波及范围最大; 随着气水比增大, 气体的波及范围会越来越均衡, 且存在一个最优值。

4 结 论

1) 针对溶洞型碳酸盐岩油藏特点, 建立了气体垂向分异速度解析式, 采用激光烧结 3D 打印技术制作物理试验模型, 模拟了底水驱、注气、焖井、开采过程, 将物理试验结果与数值模拟结果进行对比, 拟合优度高。

2) 数值模拟结果表明: 随着注气速度增大, 气

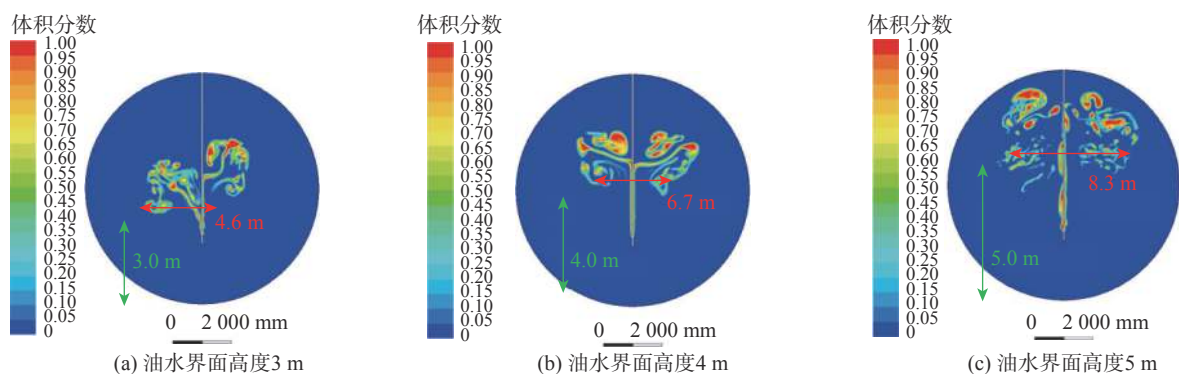


图 14 不同油水界面下氮气的横向展布

Fig.14 Horizontal distribution of nitrogen under different oil-water interfaces

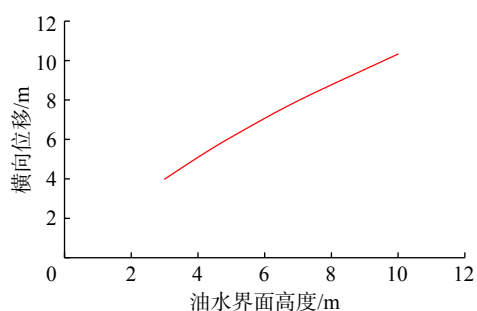


图 15 不同油水界面高度下氮气横向位移的解析解

Fig.15 Analytical solution of nitrogen lateral displacement under oil-water interface height

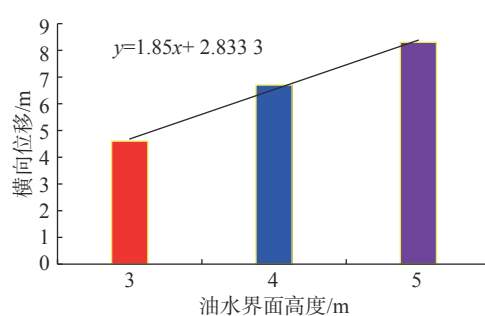


图 16 不同油水界面高度下氮气横向位移的数值解

Fig.16 Numerical solution of nitrogen lateral displacement under oil-water interface height

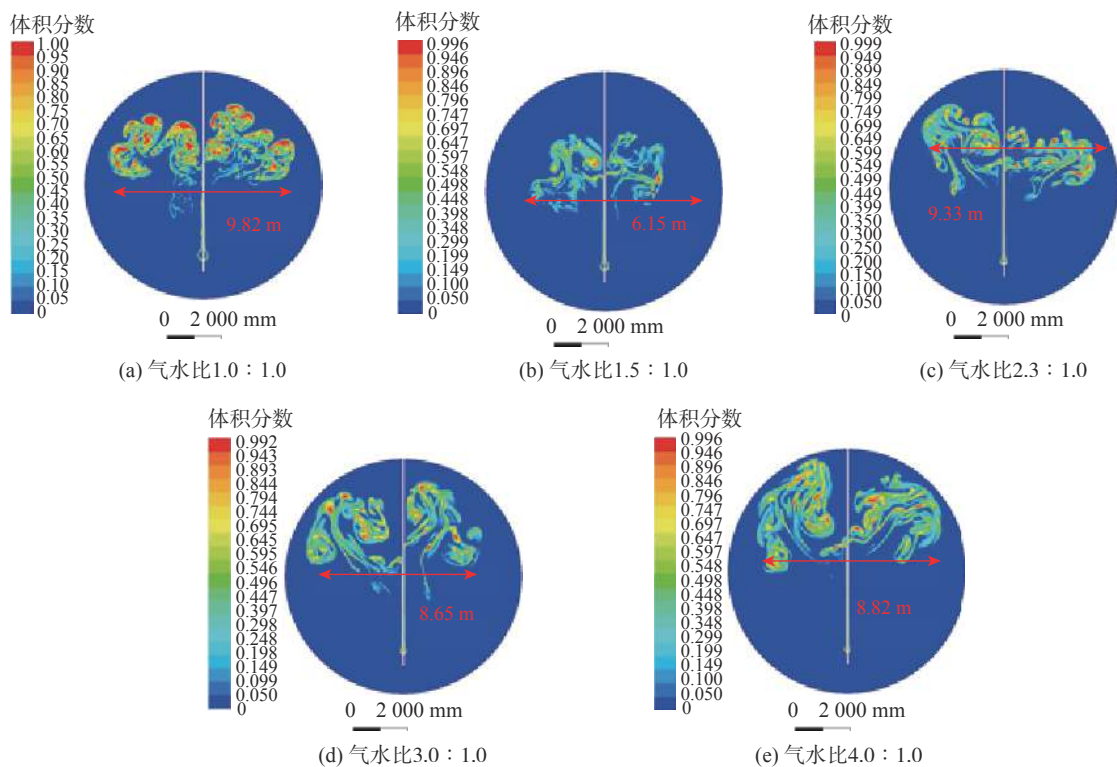


图 17 不同气水下氮气的横向展布

Fig.17 Horizontal distribution of nitrogen at different gas-water ratios

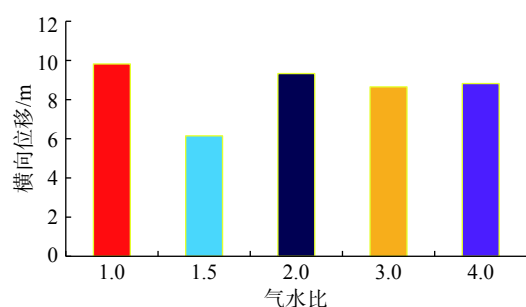


图 18 不同气水比下氮气横向位移的数值解

Fig. 18 Numerical solution of gas-water ratio and nitrogen lateral displacement

泡的横向波及范围也会增加;随着原油黏度增大,气泡的横向波及范围会减小;对于不同高度的油水界面,由于气泡在水中的运动粘滞系数小,故注气位置与初始油水界面距离越大,横向波及范围越大;随着气水比增大,气体的波及范围会越来越均衡,且存在一个最优值。

3)数值模拟结果与解析解的变化趋势基本一致,数值上的差别主要是求解析解时未考虑气泡在运移过程中的合并与破裂。事实上,气泡的合并导致界面张力能量释放,进而扰动周边流场,扩大了横向和纵向波及范围。

4)注气开发溶洞型碳酸盐岩油藏时,宜采用高注气速度,增大注入端与油水界面高度,对于高黏度原油,可采用间歇性注气和气水混注的方式。

参考文献

References

- [1] 李阳,康志江,薛兆杰,等.中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):669-678.
LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Theory and practice of carbonate reservoir development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 669-678.
- [2] 金强,田飞.塔河油田岩溶型碳酸盐岩溶洞结构研究[J].中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(5):15-21.
JIN Qiang, TIAN Fei. Investigation of fracture-cave constructions of karsted carbonate reservoirs of Ordovician in Tahe Oilfield, Tarim Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of

Natural Science), 2013, 37(5): 15-21.

- [3] 唐洪,谢琳,苏波,等.塔中奥陶系碳酸盐岩储层溶洞特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(2):7-13.
TANG Hong, XIE Lin, SU Bo, et al. Fracture and vug character of Ordovician carbonate reservoir in Tazhong Oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(2): 7-13.
- [4] 李东.塔河溶洞型超稠油油藏注气提高采收率实验研究[D].成都:西南石油大学,2016.
LI Dong. Experimental study on gas injection to enhance oil recovery for fractured-cavity ultra-heavy oil reservoir of Tahe Oilfield[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [5] 张旭,刘建仪,孙良田,等.克拉玛依油田五2西克下组T2K1块注气提高采收率实验研究[J].特种油气藏,2004,11(6):95-97.
ZHANG Xu, LIU Jianyi, SUN Liangtian, et al. Experimental study of improving recovery factor by gas injection in T2K1 Block, Kexia Formation, Wu2xi, Karamay Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2004, 11(6): 95-97.
- [6] 郭平,罗玉琼,何建华,等.注水开发油田进行注气开发的可行性研究[J].西南石油学院学报,2003,25(4):37-40.
GUO Ping, LUO Yuqiong, HE Jianhua, et al. A feasibility study of gas injection for oil reservoirs after waterflooding[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003, 25(4): 37-40.
- [7] 惠健,刘学利,汪洋,等.塔河油田溶洞型油藏注气替油机理研究[J].钻采工艺,2013,36(2):55-57.
HUI Jian, LIU Xueli, WANG Yang, et al. Mechanism research on gas injection to displace the oil remaining in fractured-vuggy reservoirs of Tahe Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(2): 55-57.
- [8] 刘柳.垂直上升管中气泡动力学特性实验研究[D].长沙:中南大学,2013.
LIU Liu. Experimental study of bubble dynamic characteristics in vertical upward pipe[D]. Changsha: Central South University, 2013.
- [9] 鞠花,陈刚,李国栋.静水中气泡上升运动特性的数值模拟研究[J].西安理工大学学报,2011,27(3):344-349.
JU Hua, CHEN Gang, LI Guodong. Research on numerical simulation of motion behaviors of single bubble rising in still water[J]. Journal of Xi'an University of Technology, 2011, 27(3): 344-349.
- [10] 蒋炎坤.水下排气气泡运动特性及其数值模拟研究[J].华中科技大学学报(自然科学版),2004,32(10):49-50.
JIANG Yankun. Movement characteristic of exhaust bubble in water and its numerical simulation[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2004, 32(10): 49-50.

[编辑 令文学]