

引用格式:张墨习,陈兴隆,伍家忠,等.CO₂微气泡对孔隙内油膜作用机理研究[J].油气地质与采收率,2024,31(2):86-95.
ZHANG Moxi, CHEN Xinglong, WU Jiazhong, et al. Research on effect of CO₂ microbubbles on oil film in pores[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 86-95.

CO₂微气泡对孔隙内油膜作用机理研究

张墨习^{1,2,3}, 陈兴隆^{2,3}, 伍家忠^{2,3}, 吕伟峰^{2,3}, 丁奎升⁴

(1. 中国科学院大学, 北京 100190; 2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007;

3. 中国石油勘探开发研究院提高油气采收率全国重点实验室, 北京 100083; 4. 北京瀚能烃源科技有限公司, 北京 102400)

摘要:水气分散体系驱油技术是针对低渗透油田采出程度低研发的新型提高采收率技术, 目前已在长庆油田取得明显增油效果, 但分散体系中微气泡与孔隙作用复杂, 对其微观驱油机理的研究正逐步深入。根据低渗透、非均质岩心的特点, 制作边长为 1.5 cm 的玻璃刻蚀模型, 在油藏温压条件下, 进行 CO₂-水分散体系渗流实验。通过观察微气泡与油、水、岩石相互作用过程, 获取气泡吸附能力、推动油膜能力、气泡弹性能量等数据, 进而定量表征分析驱油效果。实验结果表明: 微气泡与油界面结合, 具有特殊的吸附油膜现象, 与水驱、气驱等作用机理显著不同。驱替过程相邻气泡间的合并也促进了油膜汇聚, 同时微气泡的合并有助于气泡的流动, 使吸附在气泡表面的油膜随气泡运移。微气泡运移时, 气泡体积因压力降低而膨胀, 所释放的弹性能量能够推动吸附在壁面的油膜运移。此外, 采用 Volume of Fluid 多相流模型, 对水气分散体系中微气泡推动油膜的运移过程进行模拟及分析, 得到驱替油膜的主要因素是微气泡形变产生的弹性能量和微气泡自身的能量。气泡的能量作用在气泡前缘, 通过与油膜表面接触产生推动作用。

关键词:水气分散体系; CO₂; 弹性能量; 吸附效应; 多相流模拟

文章编号: 1009-9603(2024)02-0086-10

DOI: 10.13673/j.pgre.202306012

中图分类号: TE3

文献标识码: A

Research on effect of CO₂ microbubbles on oil film in pores

ZHANG Moxi^{1,2,3}, CHEN Xinglong^{2,3}, WU Jiazhong^{2,3}, LÜ Weifeng^{2,3}, DING Kuisheng⁴

(1. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing City, 100190, China; 2. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang City, Hebei Province, 065007, China; 3. State Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 4. Beijing Hanneng Hydrocarbon Source Technology Co., Ltd., Beijing City, 102400, China)

Abstract: The oil displacement technology of the water and gas dispersion system is a new enhanced oil recovery technology developed for low-permeability oilfields with low recoveries, which has obviously increased oil production in Changqing Oilfield. However, the effects among microbubbles in the dispersion system and pores are complex, and the research on its microscopic oil displacement mechanism is gradually deepening. According to the characteristics of heterogeneous low permeability core, a glass etching model with a side length of 1.5 cm was made, and the flow experiment of the CO₂-water dispersion system was carried out under the conditions of reservoir temperature and pressure. The data such as bubble adsorption capacity, oil film pushing capacity, and bubble elastic energy were obtained by observing the interaction processes among microbubbles and oil, water, and rocks, and then the oil displacement effects were quantitatively characterized and analyzed. The experimental results show that the microbubble combines with the oil interface, to form a special oil adsorption film, which is significantly different from the mechanisms of water

收稿日期: 2023-06-12。

作者简介: 张墨习(1999—), 女, 河北辛集人, 在读硕士研究生, 从事油气渗流机理研究。E-mail: zhangmoxi21@mails.ucas.ac.cn。

通信作者: 吕伟峰(1979—), 男, 辽宁大连人, 教授, 博士。E-mail: lweifeng@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油股份公司重大专项“功能性水驱关键技术研究”(2021DJ1302), 提高油气采收率全国重点实验室开放课题“水气分散体系在管道空间和油藏孔隙内的流动模拟研究”(2022-KFKT-01)。

flooding and gas flooding. The merging of adjacent bubbles in the displacement process also promotes the convergence of oil films, and the merging of microbubbles helps the flow of bubbles so that the oil film adsorbed on the surface of the bubbles moves with the bubbles. The bubble volume expands due to the decrease in pressure, and the elastic energy released can promote the migration of the oil film adsorbed on the wall when the microbubble is transported. In addition, the oil film migration process of the microbubbles in the water and gas dispersion system was simulated and analyzed with the Volume of Fluid multiphase flow model, and the main factors that displace the oil film were obtained, which are the elastic energy generated by the deformation of the microbubbles and the energy of the microbubbles themselves. The energy of the bubble acts on the leading edge of the bubble and the bubble is pushed by contact with the surface of the oil film.

Key words: water and gas dispersion system; CO₂; elastic energy; adsorption effect; multiphase flow simulation

中国低渗透油藏在已探明的油藏中占比达46%,是目前油田开发的主体^[1-8]。气驱是针对低渗透油藏的有效开发方式,目前N₂驱、CO₂驱等技术已广泛应用。水驱因成本低仍是目前低渗透油藏开发的主要驱替技术,但随着开采时间增长,低渗透油藏含水率上升,水驱面临着注入压力大、非均质性较强、油藏易发生水窜等问题^[9-13]。由于低渗透油藏非均质性强,气驱过程中容易发生气窜现象^[14-23],CO₂混相驱替可提高低渗透油藏小、微孔隙的原油采收率^[10-12],但由于中国低渗透油藏多为陆相沉积的低渗透储层,最小混相压力多接近或高于20 MPa,难以实现混相驱^[13]。

针对水驱、气驱中的窜流现象,利用微气泡实现可调阻力的思路,研发以水相为连续相,气相为分散相的水气分散体系,即气相以微气泡状态分散在水中的均匀体系^[24],形成了针对低渗透油藏开发的水气分散体系驱油技术。不同于泡沫驱的化学生泡稳泡方法^[25],水气分散体系驱油技术的生成方法是采用纯物理的生泡方法,且生成的微气泡群泡径小,无需添加稳泡剂即可保持稳定的性能。气泡直径为0.1~200 μm,可调控,气液比小于1。气源可选择CO₂、N₂等气体,CO₂微气泡形成的水气分散体系与原油作用能力更强,且CO₂微气泡能进入更细小的孔隙中,增油效果更为明显。微米级孔隙模型可视实验表明,微气泡具有增加微裂缝及窜流通道阻力的特点,进而使注入流体改变流向,扩大了驱替体系的波及范围^[26-27]。中国石油水气分散体系项目组在生成方法、机理研究等方面取得了一定进展^[28-29],分散体系在长庆油田某试验区进行了现场试验,16注60采规模,中心井保持日增油量为2 t/d,长达2 a以上,但在水气分散体系的微观结构方面仍需进一步研究。

为此,以微观实验为基础,结合数值模拟研究,由微观驱替实验观察驱替过程中微气泡对油相的作用现象,对实验中的典型现象,应用fluent软件中

的流体体积法(VOF)^[30-35]进行分析研究。据此认识微气泡在多孔介质中的驱油特点,从微米尺度参数研究水气分散体系的驱油机理。

1 水气分散体系微观驱替实验

微观驱替实验是观察多孔介质中流体运动以及界面作用的有效手段,根据试验区地层孔隙结构特点及地层温压条件设计玻璃刻蚀孔隙模型,同时以实际水气分散体系注入参数为依据,进行水气分散体系驱油可视化实验,重点研究水气分散体系驱油过程中的油/气/固三相间的相互作用。

1.1 实验装置与材料

实验装置主要包括分散体系生泡装置(最高温度为150 °C,最高压力为70 MPa)、以Quizix5210驱替泵(精度达0.1 μL/min)为核心的动力装置、以ZEISS V8体视显微镜为核心的观察装置、以FASTCAM Mini高速摄像机(拍摄频率达2 000 帧/s)为核心的图像采集及存储装置(图1)。

试验区地层孔隙度为12.2%,渗透率为3.3 mD,经Kozeny公式计算岩石的平均孔隙半径为0.5 μm,该孔隙尺度的刻蚀模型不仅制作难度大,而且对观察技术要求更高。因实验主要观察微气泡在孔隙结构与油相的界面作用,对孔隙尺度不做真实模拟要求,所以选择保持孔隙结构特点的等比例放大模型。模型有效孔隙边界尺寸为1.5 cm×1.5 cm,最小喉道尺寸为94 μm(图2)。油样选用航空煤油,黏度为1.25 mPa·s(25 °C,0.1 MPa)。水气分散体系中的气源选用纯度不小于99.999%的CO₂,采用孔板生泡法,生成的气泡直径为90~110 μm,进入扁平的孔隙模型后变为102~122 μm,在孔隙中经过合并、卡断后呈现的直径为5~300 μm。

1.2 实验步骤

具体实验步骤包括:①实验准备。先将实验装置按照图1连接起来,再将玻璃模型安装在高压可

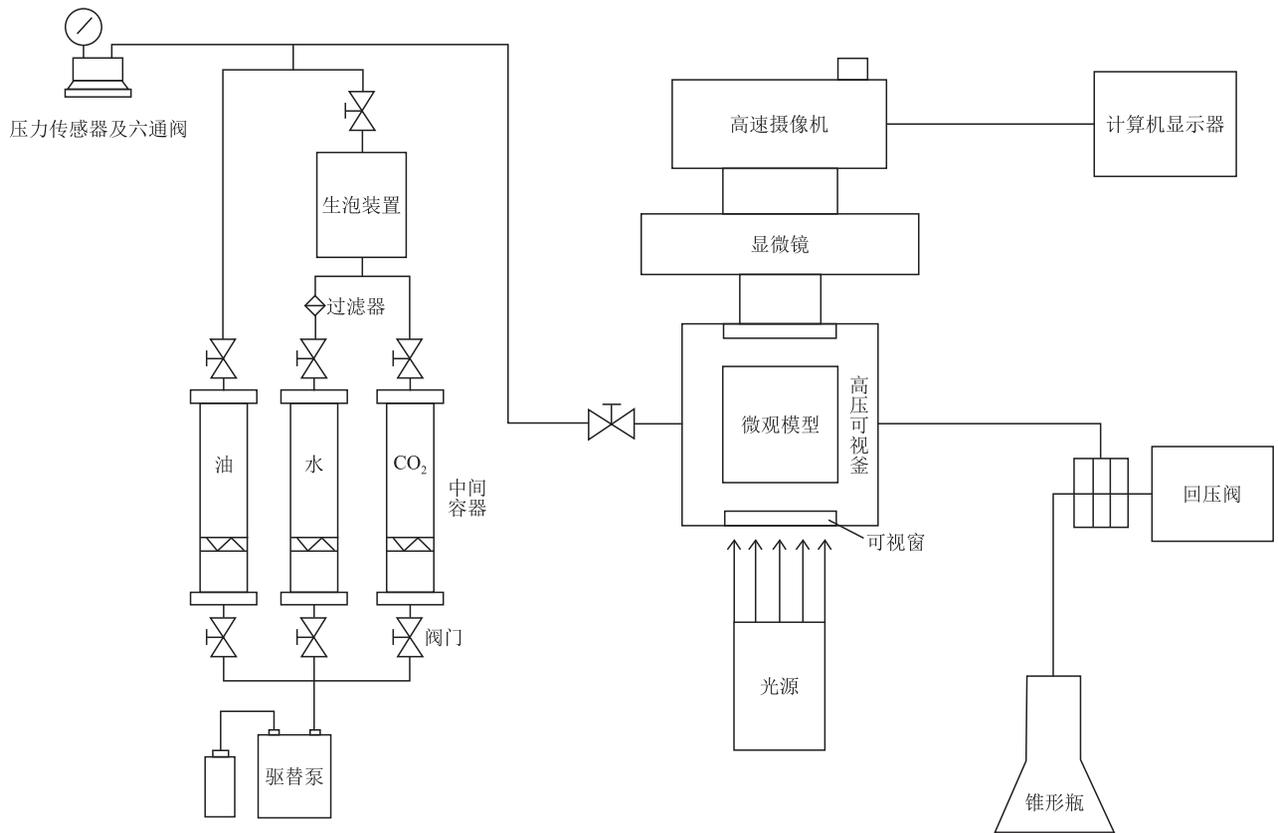
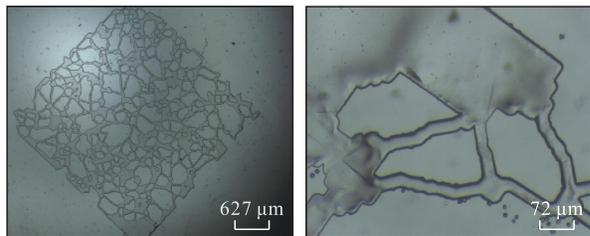


图1 微观驱替实验流程

Fig.1 Microscopic displacement experiment



a—模型整体图像

b—局部放大图像

图2 玻璃刻蚀模型

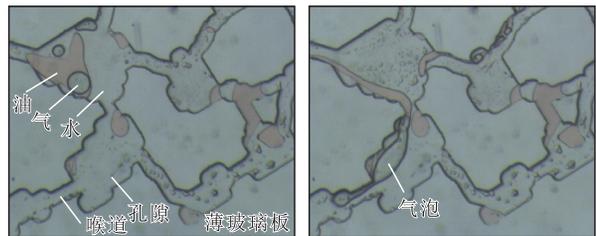
Fig.2 Glass etching models

视釜中,加入围压液并升温至 50 °C。采用 0.5 倍的物镜镜头,调整显微镜焦距和放大倍数,高速摄像机帧率调至 1 000 帧/s,使模型孔喉边界成像清晰。为方便观察,采用中性红色色素对航空煤油进行染色。②饱和油。将回压阀调至 10 MPa,驱替泵以 0.2 mL/min 的速度恒速饱和油,使其充满模型孔隙,饱和油过程结束。③水气分散体系驱油。在分散装置内部设置孔径为 0.5 μm 的微孔板,孔板两侧分别是水和 CO₂,在 0.5 MPa 压力条件下 CO₂ 通过微孔,生成气泡直径为 90~110 μm 的微气泡群。将生成的分散体系以 0.3 mL/min 的速度对模型中的油样进行驱替,驱替过程中回压阀保持 10 MPa 的压力,温度维持 50 °C 的恒温状态。模型中的剩余油形态不再发生变化时,驱替过程结束。驱替过程中,

高速摄像机实时采集数据并存储,用于后续分析。

2 实验结果与分析

在实验分析之前,首先对实验获得的图像数据进行解释说明,如图 3a 中实线勾勒的连通区域为模型的孔隙结构,孔隙结构中分布有油/气/水三相流体。受到壁面的挤压、吸附等作用,气泡形态不尽相同(图 3)。



a—圆形气泡

b—长条形气泡

图3 气泡形态示意

Fig.3 Illustration of bubble shapes

2.1 微气泡对油膜的吸附作用

实验过程中观察到微气泡对黏附在壁面的油膜产生吸附作用(图 4)。图 4a 中气泡后缘吸附油膜,图 4b 可明显看出气泡拖拽油膜在喉道内运动,至图 4c 所示位置时由于孔隙尺寸突然增大,气泡运

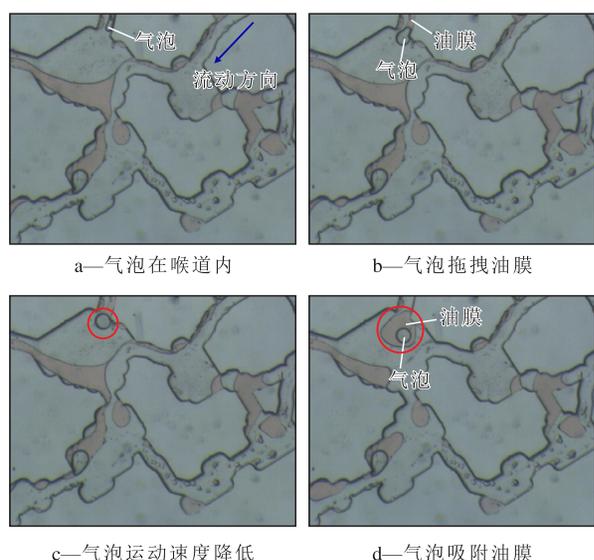


图4 气泡吸附油膜过程

Fig.4 Oil film adsorption of bubble

动速度降低。受到惯性、界面张力以及水流携带作用,拖拽的油膜以气泡为核心开始聚集,图4c为聚集的初始时刻,图4d显示气泡逐渐将油膜吸附在外围,形成油包气形态。

油膜的吸附过程可以表示为:

$$U_{II} - U_I = Q - A \quad (1)$$

实验恒温进行,因此界面转换时的能量差全部对外做功,即 Q 为0, ΔU 和 A 数值大小相等。在实验条件下, CO_2 与油/水界面张力分别为3.5和20 mN/m,气泡周长为302 μm ,气泡/油相和气泡/水相的界面能分别为 1×10^9 和 2×10^9 J。气体与油相结合较气体与水相结合的界面能量低,因此微气泡对油膜显示吸附效应。2种界面的能量差为 1×10^9 J,由于气泡/油相界面能比气泡/水相界面能小,其能量差使油膜沿气泡表面吸附聚集,气泡与吸附油膜体积比为4:1。

2.2 微气泡合并及分裂对驱替油膜的作用

实验显示,微气泡在多孔介质中渗流时会发生合并、分裂现象(图5)。图5a中气泡2经过喉道进入孔隙后靠近静止的气泡1,在水流的携带作用以及气泡2自身能量的作用下,两气泡接触合并,且其吸附的油膜呈聚集趋势(图5b)。图5c中气泡完成合并吸附,并有向喉道运移的趋势。气泡1直径为96 μm ,周长为302 μm 。合并后的气泡直径变大,与水流的接触面积增大,水流作用在气泡上的力也变大,从而能够克服壁面对气泡1的黏附力在孔隙中流动。大气泡在孔隙中运移,在水流的携带作用下有通过窄小喉道的趋势(图5d)。由于喉道尺寸缩

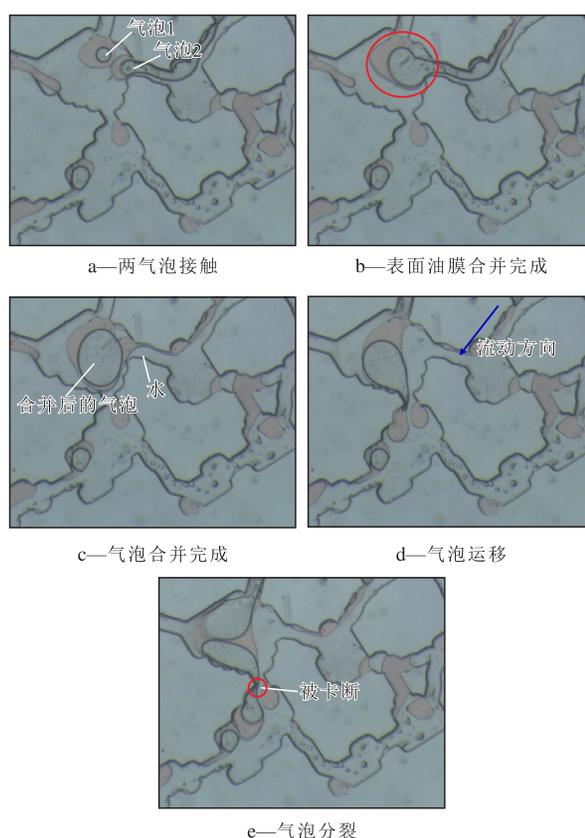


图5 微气泡合并及分裂的过程

Fig.5 Merging and splitting of microbubbles

小,气泡前缘进入喉道后速度迅速变大,发生拉伸形变,气泡前缘通过喉道后速度减缓,但气泡受水流作用向2个孔隙运移,气泡位于喉道部分的直径逐渐变小,直至被喉道壁面卡断(图5e)。吸附油膜的较大气泡运移速度较慢,气泡相遇后接触时间较长,促使油膜及气泡间的合并。同时在孔隙结构孔隙收缩程度和水流速度等综合作用下,易发生分裂。

气泡合并过程使各自吸附的油膜聚集,促使油膜向游离态发展并以油滴形式被驱替,显示了微气泡剥离油膜提高驱油效率机理。合并后的大气泡在孔隙直径缩小处卡断并再次形成微气泡,继续发挥吸附油膜的作用。持续的合并与分裂过程在宏观上显示出增油效果。

2.3 微气泡释放弹性能量对油膜的剥离作用

实验中显著的现象之一是驱替压差产生的微气泡膨胀,继而推动油膜运动的现象(图6)。图6a中油膜吸附在孔隙壁面,在水流的作用下保持静止。图6b中气泡体积增大,与油膜的接触面也增大,推动油膜进入喉道。由于孔隙直径突然缩小,气泡在喉道内的速度迅速增大,推动油膜通过喉道。在气泡进入大孔隙时速度减缓,由于惯性作用,气泡发生形变(图6c)。

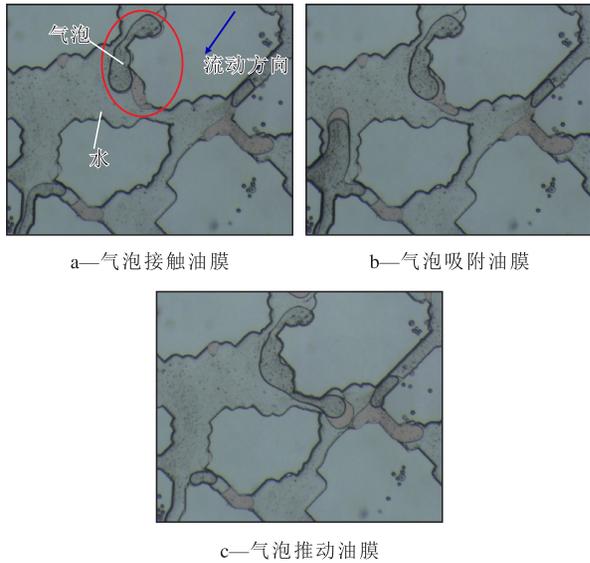


图6 微气泡膨胀推动油膜的过程

Fig.6 Oil film pushed by expanded microbubbles

由气泡膨胀的体积可计算气泡受到的压强,其表达式为:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad (2)$$

利用(2)式可以计算图6a和图6c状态下的压差和体积差, ΔP 为 -57.3 kPa, ΔV 为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 。据此计算气泡对油膜做的功为:

$$W = FS \quad (3)$$

通过(3)式可计算体积为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 的气泡膨胀时对体积为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 油膜表面做的功,为 $0.2 \times 10^{-6} \text{J}$ 。

根据上述认识,水气分散体系中众多分散的微气泡可视为具有不同弹性能量的个体,在压降条件下,会分别释放出能量,该能量对其接触的油膜产生剥离、驱动等作用。微气泡分散在孔隙内部,能够动用更多边角处的剩余油,且动用量与微气泡的数量具有一定关系。尽管单一微气泡释放的弹性能量微弱,但仍能推动油膜,使整体能量得到高效利用。

2.4 微气泡对油膜作用的数值模拟

由2.3实验中气泡膨胀剥离油膜可知,微气泡驱动油膜过程中,相邻孔隙内的水流理论上仍会对气泡及油膜产生一定的携带能力。为判断微气泡推动作用和水流携带作用对驱动油膜的贡献程度,以fluent软件中的Volume of Fluid多相流模型为手段,采用数值模拟方法进行深度分析。

对图6中的实际孔隙结构进行简化,设计了图7所示的2种模型。其边界分别设置为速度入口、压力出口和壁面,压力出口均保持大气压,气泡及油膜的体积设置模拟了实验中的体积,气泡的体积

为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$,油膜的体积为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$,分别与直径为120和60 μm 的球体体积相等。2种模型的网格划分方式存在差异,水流携带作用模型以模型边界做构造线划分网格,而微气泡推动作用模型通过在模型内部增加构造线的方式提高网格划分精度。

上述模型在数值模拟时需要根据流动形态选择计算方程,以雷诺数 Re 为判断准则。 $Re < 2000$ 时为层流^[36],选用Laminar层流模型; $Re \geq 2000$ 时为湍流,选用湍流模型中适合墙壁束缚流动和自由剪切流动的k-omega模型^[37]。

Laminar模型的输运方程为:

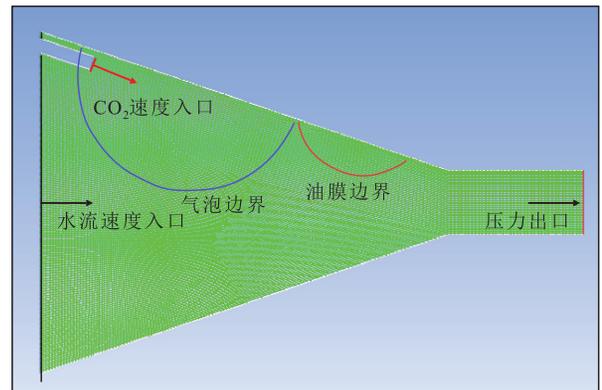
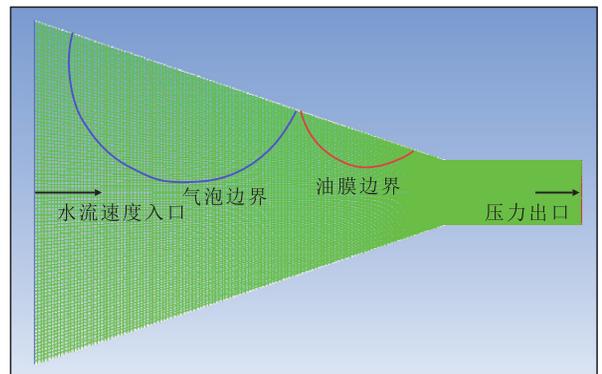
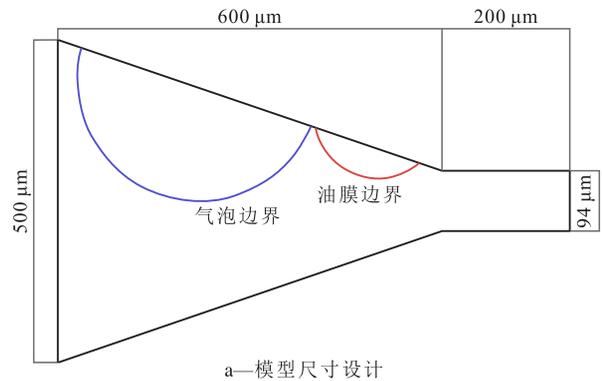


图7 数值模拟模型尺寸及网格划分

Fig.7 Numerical simulation of model size and grid division

$$\frac{\partial V}{\partial t} + (V \cdot \nabla)V = f - \frac{1}{\rho} \nabla p + \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 V \quad (4)$$

k-omega模型的输运方程为:

$$\rho \frac{dk}{dt} + \rho \frac{\partial(ku_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k - Y_k + S_k \quad (5)$$

$$\rho \frac{d\omega}{dt} + \rho \frac{\partial(\omega u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_\omega \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right) + G_\omega - Y_\omega + S_\omega \quad (6)$$

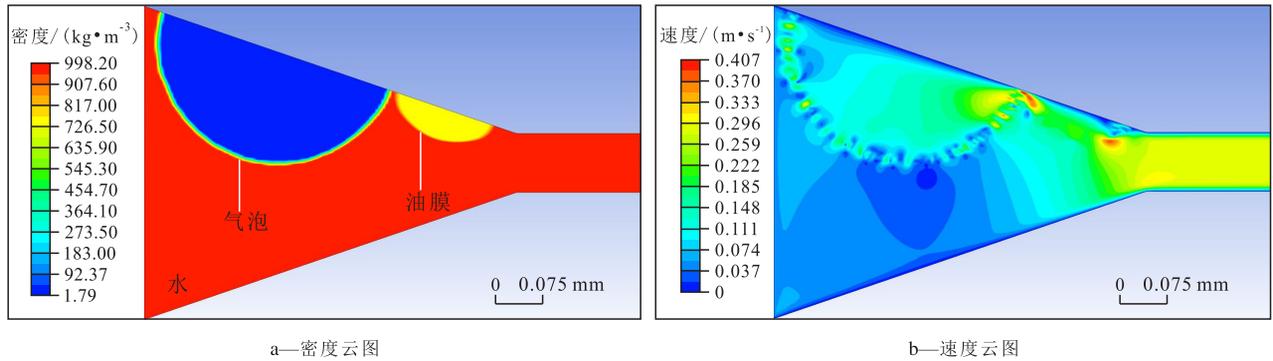


图8 水流速度为50 mm/s 运移时长为0.02 ms时刻云图

Fig.8 Cloud atlases at water flow velocity of 50 mm/s and migration time of 0.02 ms

对水流携带作用进行模拟,当水流速度逐渐升至50 mm/s时,油膜开始移动,即得到水流携带油膜运移的临界速度为50 mm/s(图9)。图9a中微气泡和油膜底部为水流主要通道,出口位置因截面而收缩,水流速度大幅升高。微气泡左侧明显受到水流推力,而底部受黏滞力影响,被慢速水流携带。以推力为主使气泡前缘速度较大,进而推动油膜,接触位置的油膜速度达到400 mm/s。水流在油膜表面的速度低于内部速度,因而黏滞力携带作用不明显。因气泡的可压缩性较强,水流推力作用使得微气泡形变严重(图9b)。至1.4 ms,气泡产生形变,弦长由380 μm缩短至320 μm,弦高由180 μm增至200 μm(图9c)。形变过程使气泡与油膜接触面积逐渐增加,由点接触过渡为面接触,面积增至1×10⁻³ mm²,截面接触长度达68 μm。该过程油膜位置移动很小,从速度分布可以看出,水流在油膜表面的速度明显提高,最大速度达360 mm/s,相应的黏滞力作用程度提高,但携带效果不明显。图9d是油膜进入小孔喉时的状态,气泡前缘推动油膜的速度达到极大值2 000 mm/s。由油膜表面及内部速度可知,水流携带作用不明显。微气泡表面及内部流速也显示气泡受水流推动及携带作用不强,因而认为气泡前缘产生的高速运动是气泡形变后聚集的弹性能量快速释放的结果。

由9组数据(有1组数据油膜未运移,运移时长无限长,未在图上标出)模拟效果分析得到水流携

带过程的共同特点,即水流对油膜的携带作用不强,水流作用只能通过微气泡弹性推动作用间接作用于油膜,使之运移。由模拟数据的水流速度与油膜运移时长关系(图10)可知:当水流速度小于50 mm/s时,油膜保持静止;当水流速度为50~130 mm/s时,油膜运移时长随水流速度增加快速缩短,而水流速度继续增加,油膜运移时长降幅微弱,这种规律也是水流对油膜的携带作用不强的体现。水流作用推动微气泡产生形变,推动能量聚集在微气泡边界形变及内部压缩,在50~130 mm/s速度区间内,水流速度增加,微气泡形变速度快速增加,且达到最大,对应的微气泡聚集的能量达到最大,能量释放后油膜速度最大。当水流速度大于130 mm/s时,微气泡形变速度增幅微弱,油膜运移速度受水流携带作用程度弱,因而油膜运移速度不再提高。

由图6可知,微气泡体积是逐渐增加的,因而除考虑水流速度对微气泡产生形变的影响外,还应考虑微气泡自身能量对油膜的推动作用。为提高模拟效率,采用向微气泡内补充气体的方式为微气泡提供能量。以实验参数为依据,分析不同直径的气泡对油膜的推动作用。图11是对体积为0.5×10⁻³ μL气泡和体积为0.1×10⁻³ μL油膜的模拟过程示例。

图11a为初始状态,油膜内部速度显著高于外部。原因是气泡前缘快速与油膜接触并起推动作用。图11b中气泡与油膜接触面积增加,油膜运移加速度升高。油膜内部速度线性分布,说明推动作

用的共同特点,即水流对油膜的携带作用不强,水流作用只能通过微气泡弹性推动作用间接作用于油膜,使之运移。由模拟数据的水流速度与油膜运移时长关系(图10)可知:当水流速度小于50 mm/s时,油膜保持静止;当水流速度为50~130 mm/s时,油膜运移时长随水流速度增加快速缩短,而水流速度继续增加,油膜运移时长降幅微弱,这种规律也是水流对油膜的携带作用不强的体现。水流作用推动微气泡产生形变,推动能量聚集在微气泡边界形变及内部压缩,在50~130 mm/s速度区间内,水流速度增加,微气泡形变速度快速增加,且达到最大,对应的微气泡聚集的能量达到最大,能量释放后油膜速度最大。当水流速度大于130 mm/s时,微气泡形变速度增幅微弱,油膜运移速度受水流携带作用程度弱,因而油膜运移速度不再提高。

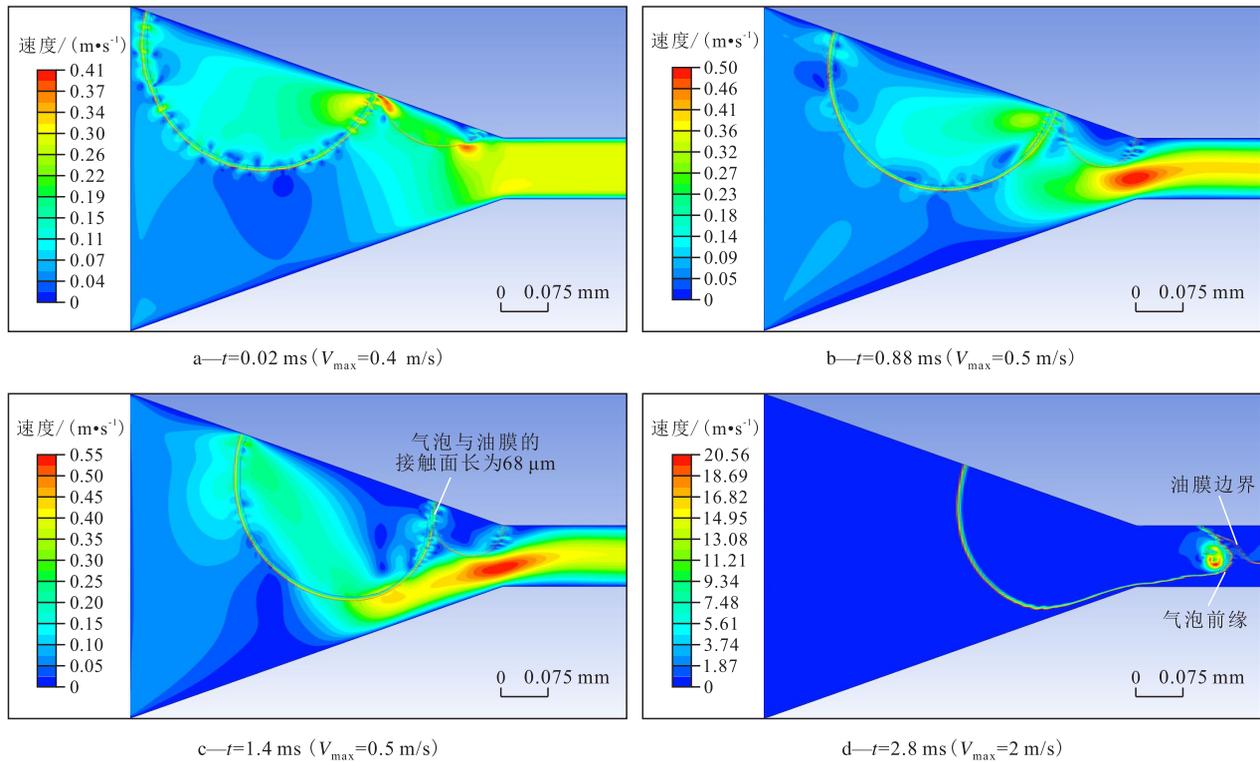


图9 水流速度为50 mm/s时水流携带作用模拟的速度云图与密度云图叠加结果

Fig.9 Simulated velocity and density cloud atlases of water flow carrying effect at water flow velocity of 50 mm/s

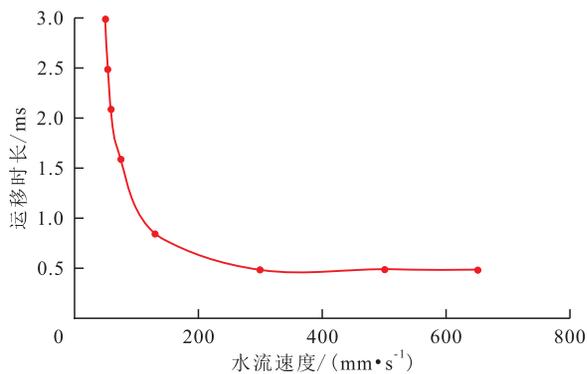


图10 不同水流速度下油膜运移时长

Fig.10 Time of oil film migration at different water flow velocities

用起主要作用,水流携带作用微弱。图11c显示气泡与油膜接触面积减小,且气泡前缘速度降强。该现象充分反映了气泡弹性能量的释放特点,即快速膨胀时,释放能量超过补充能量速度,因而出现前缘的速度降低。油膜在运移惯性作用下,运移速度超过气泡前缘,因而接触面积减小。当能量补充后,气泡前缘运移再加速,继续推动油膜(图11d)。

在实验模型尺度内,改变初始气泡直径对同一油膜进行模拟,分析气泡体积对油膜推动作用的影响。由图12可知,该孔隙内气泡在满足驱动油膜的前提下,初始气泡直径越小,驱替油膜所需时间越短。当气泡直径超过一定数值后,驱替时间不再增

加。这说明在特定孔隙结构和压差条件下,存在与驱替效率对应的最佳气泡直径。

以上模拟结果验证了2.3中的油膜剥离是由微气泡释放的弹性能量产生的。在水气分散体系驱油过程中,水流的携带作用弱,微气泡对剥离油膜、提高剩余油动用程度起主要作用。

在现场试验中,采用的水气分散体系的气泡直径为90~110 μm ,即单气泡体积约为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 。按照油田单井日注水量为36 m^3/d ,日注气量为12 m^3/d (地下体积)计算,微气泡的数量为 3×10^{13} 个。经微观实验统计,有60%的气泡对孔隙壁面的残余油具有推动能力。按照上述数值模拟分析结果估算,注入水气分散体系后单井可至少提高日产油量0.5 m^3/d 。在水驱的基础上,水气分散体系驱能够提高采收率达15.5百分点。

3 结论

通过微观驱替实验,结合数值模拟研究,在微气泡对油膜的作用机理上得到了新的认识。

实验中观察到以微气泡为核心的油膜聚集现象。分析认为,气体与油相结合较气体与水相结合的界面能量低,是微气泡吸附油膜的原因。实验中气泡与吸附油膜的体积比可达4:1。微气泡群在多

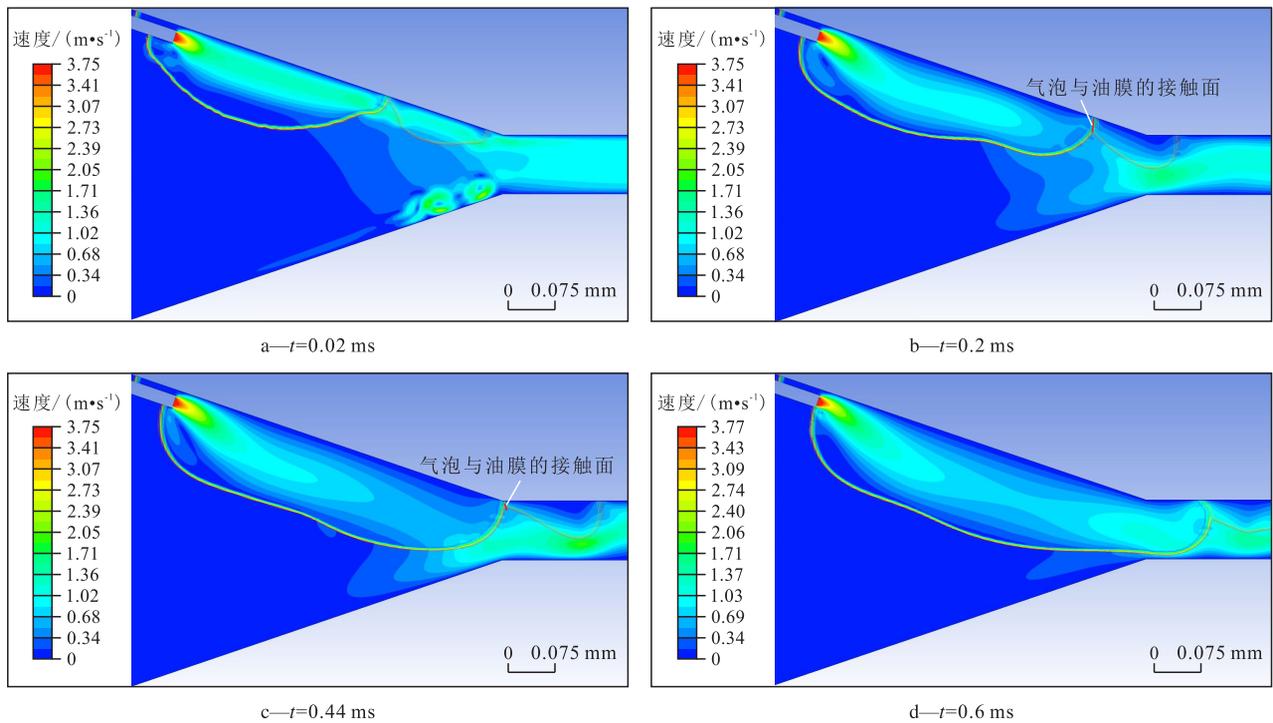


图11 体积为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 气泡驱替体积为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 油膜过程模拟结果

Fig.11 Simulation results of oil film with volume of $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ displaced by bubble with volume of $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{L}$

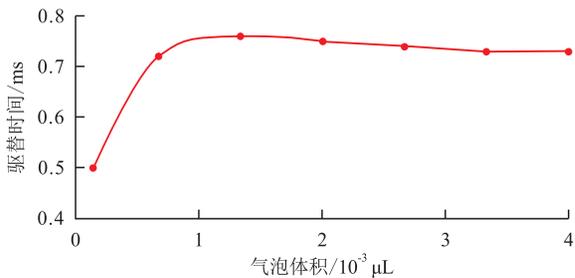


图12 不同直径气泡驱替 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 油膜的模拟结果

Fig.12 Simulation results of oil film of $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ displaced by bubbles with different diameters

孔介质内易发生合并和分裂,气泡合并可以聚集油膜,使驱替油膜的体积增加,而气泡分裂后的小气泡可以再次吸附油膜。同时气泡的合并使得气泡的流动性增强,使油膜由吸附态变为游离态,宏观上显著增加产量。

微气泡受压差影响体积微增,气泡释放弹性能量推动油膜运移,起到剥离油膜的作用。实验中体积为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 的气泡推动了 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{L}$ 的油膜,按照油田注入参数计算,理论上水驱后水气分散体系驱能够提高采收率达15.5百分点。数值模拟结果显示,水流速度为实验水流速度时,油膜未被驱替,水流的携带作用仅使气泡产生了微量的形变。而微气泡以能量补充的方式膨胀,能够缓慢地驱替油膜。

综上所述,水气分散体系驱油时,微气泡对油

相的作用是提高采收率的关键因素。本文的研究可以针对油田地层特点,改变水气分散体系注入参数,从而调整微气泡的数量、直径等以匹配孔隙结构,提高油田产量。未来可以针对某一特定的孔隙,对不同直径的分散体系驱替特点进行分析。

符号解释

- A —— 气/水结合转为油/气结合时对外做的功, J;
- f —— 单位体积流体受的外力, N;
- F —— 微气泡推动油膜时作用在油膜上的力, N;
- G_k —— 由层流速度梯度产生的湍流动能, J;
- G_ω —— 由耗散率产生的湍流动能, J;
- i —— 流体运动方向;
- j —— 垂直流体运动方向;
- k —— 湍流动能, J;
- p —— 压强, Pa;
- P_1 —— 微气泡体积增大前内部的压强, kPa;
- P_2 —— 微气泡体积增大后内部的压强, kPa;
- ΔP —— P_2 和 P_1 的差值, kPa;
- Q —— 油膜聚集气泡表面过程中产生的热量, J;
- Re —— 雷诺数;
- S —— 图6油膜移动的距离, m;
- S_k, S_ω —— 源项;
- t —— 时间, ms;
- u_i —— 流体运动方向上的速度, m/s;
- U_1 —— 气/水结合时的能量, J;

U_{II} —— 气/油结合时的能量, J;
 ΔU —— U_{II} 和 U_I 的差值, J;
 V —— 速度矢量;
 V_1 —— 微气泡体积增大前的体积, μL ;
 V_2 —— 微气泡体积增大后的体积, μL ;
 ΔV —— V_2 和 V_1 的差值, μL ;
 W —— 微气泡体积增大推动油膜做的功, J;
 x_i —— 流体运动方向上的位移;
 x_j —— 垂直流体运动方向上的位移;
 Y_k —— k 在湍流作用下的耗散能, J;
 Y_ω —— ω 在湍流作用下的耗散能, J;
 Γ_k —— k 的扩散率, m^2/s ;
 Γ_ω —— ω 的扩散率, m^2/s ;
 μ —— 动力黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$;
 ρ —— 流体密度, kg/m^3 ;
 ω —— 耗散率。

参考文献

- [1] 李道品. 低渗透油田概念及我国储量分布状况[J]. 低渗透油气田, 1996, 1(1): 8.
 LI Daopin. The concept of low permeability oilfield and the distribution of reserves in China [J]. Low Permeability Oil and Gas Fields, 1996, 1(1): 8.
- [2] 王永祥, 杨涛, 鞠秀娟, 等. 中国油气探明经济可采储量状况分析[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(1): 26-37.
 WANG Yongxiang, YANG Tao, JU Xiujuan, et al. Analysis of proven economic recoverable reserves of oil and gas in China [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(1): 26-37.
- [3] 李道品, 罗迪强, 刘雨芬, 等. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 352-355.
 LI Daopin, LUO Diqiang, LIU Yufen, et al. Development of low permeability sandstone oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 352-355.
- [4] 凡玉梅. 基于开发技术的低渗透油藏未动用储量分类评价[J]. 石油实验地质, 2022, 44(2): 337-341.
 FAN Yumei. Classification and evaluation of unused reserves in low permeability reservoirs based on development technology [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(2): 337-341.
- [5] 王哲, 曹广胜, 白玉杰, 等. 低渗透油藏提高采收率技术现状及展望[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 1-13.
 WANG Zhe, CAO Guangsheng, BAI Yujie, et al. Current status and prospect of enhanced oil recovery technology in low permeability reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 1-13.
- [6] ADMINISTRATION U S E I. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States [N/OL]. U. S. Energy Information Administration, 2013-06-10 (13) [2015-03-09]. <https://www.eia.gov/>.
- [7] 王成俊, 洪玲, 高瑞民, 等. 低渗透油藏提高采收率技术现状与挑战[J]. 非常规油气, 2018, 5(3): 102-108.
 WANG Chengjun, HONG Ling, GAO Ruimin, et al. Current status and challenges of enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs [J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(3): 102-108.
- [8] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来[J]. 中国工程科学, 2009, 11(8): 29-37.
 HU Wenrui. Current situation and future of low permeability oil and gas in China [J]. Engineering Sciences, 2009, 11(8): 29-37.
- [9] 熊伟, 朱志强, 高树生, 等. 应用核磁共振技术评价水驱开发效果[J]. 科技导报, 2011, 29(26): 34-37.
 XIONG Wei, ZHU Zhiqiang, GAO Shusheng, et al. Nuclear magnetic resonance technology was used to evaluate the development effect of water flooding [J]. Science & Technology Review, 2011, 29(26): 34-37.
- [10] 张赫, 单高军, 杜庆龙, 等. 大庆长垣油田特高含水后期水驱开发技术难题及其对策[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(4): 60-66.
 ZHANG He, SHAN Gaojun, DU Qinglong, et al. Technical problems and countermeasures for the development of water flooding in the late stage of ultra-high water cut in Daqing Changyuan Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(4): 60-66.
- [11] 徐庆岩, 杨正明, 何英, 等. 特低渗透多层油藏水驱前缘研究[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(2): 74-76, 116.
 XU Qingyan, YANG Zhengming, HE Ying, et al. Study on the leading edge of water flooding in ultra-low permeability multi-layer reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 74-76, 116.
- [12] 韩德金, 张凤莲, 周锡生, 等. 大庆外围低渗透油藏注水开发调整技术研究[J]. 石油学报, 2007, 28(1): 83-86, 91.
 HAN Dejin, ZHANG Fenglian, ZHOU Xisheng, et al. Research on water injection development and adjustment technology of low permeability reservoir in Daqing periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(1): 83-86, 91.
- [13] 吕晓光, 李伟. 水驱油藏特高含水阶段提高采收率可行性研究及技术对策[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(6): 130-137.
 LÜ Xiaoguang, LI Wei. Feasibility study and technical countermeasures for enhanced oil recovery in the ultra-high water cut stage of flooded reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(6): 130-137.
- [14] 陈兴隆, 韩海水, 李实, 等. CO_2 启动盲端孔隙残余油的微观特征[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 50-56.
 CHEN Xinglong, HAN Haishui, LI Shi, et al. Microscopic characteristics of blind end pore residual oil in CO_2 -starting [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 50-56.
- [15] 秦积舜, 张可, 陈兴隆. 高含水后 CO_2 驱油机理的探讨[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 797-800.
 QIN Jishun, ZHANG Ke, CHEN Xinglong. Discussion on the mechanism of CO_2 oil displacement after high water content [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(5): 797-800.
- [16] 鞠斌山, 于金彪, 吕广忠, 等. 低渗透油藏 CO_2 驱油数值模拟方

- 法与应用[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 126-133.
- JU Binshan, YU Jinbiao, LÜ Guangzhong, et al. Numerical simulation method and application of CO₂ flooding in low permeability reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 126-133.
- [17] 郭平, 李苗. 低渗透砂岩油藏注CO₂混相条件研究[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(5): 687-692.
- GUO Ping, LI Miao. Low permeability sandstone reservoir injection CO₂ Mixed-phase condition studies [J]. *Oil & Gas Geology*, 2007, 28(5): 687-692.
- [18] 郭平, 张万博, JIA Na, 等. 降低CO₂-原油最小混相压力的助混剂研究进展[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(5): 726-733.
- GUO Ping, ZHANG Wanbo, JIA Na, et al. Research progress of blending additive to reduce minimum miscible pressure of CO₂-crude oil [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(5): 726-733.
- [19] 李士伦, 周守信, 杜建芬, 等. 国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(2): 1-5.
- LI Shilun, ZHOU Shouxin, DU Jianfen, et al. Review and prospect of enhanced oil recovery technology by gas injection at home and abroad [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2002, 9(2): 1-5.
- [20] 李阳. 低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 1-10.
- LI Yang. Technological progress and prospect of enhanced oil recovery technology for CO₂ flooding in low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(1): 1-10.
- [21] SHIMIZU T, TAKAHASHI K. Application of hydrocarbon gas miscible flooding for water flooded reservoir [C]. SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, October 25-26, 1999, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [22] CUI M, WANG R, LÜ C, et al. Research on microscopic oil displacement mechanism of CO₂ EOR in extra-high water cut reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 154: 315-321.
- [23] TANG Y, HOU C, HE Y, et al. Review on pore structure characterization and microscopic flow mechanism of CO₂ flooding in porous media [J]. *Energy Technology*, 2021, 9(1): 2000787.
- [24] 俞宏伟, 马德胜, 李实, 等. 水气分散体系提高采收率实验研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(33): 9 946-9 949.
- YU Hongwei, MA Desheng, LI Shi, et al. Experimental study on enhanced oil recovery of water and gas dispersion system [J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(33): 9 946-9 949.
- [25] 吕春阳, 赵凤兰, 侯吉瑞, 等. 泡沫驱前调剖提高采收率室内实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(5): 69-73, 78.
- LÜ Chunyang, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Indoor experiment on enhanced oil recovery by foam flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 69-73, 78.
- [26] CHEN D, CHEN Z, ZHAO Z, et al. The local resistance of gas-liquid two phase flow through an orifice [J]. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 1986, 7(3): 231-238.
- [27] WANG K, LI X, SUN S, et al. The screening of oil resistant foaming agents and oil displacement effect evaluation of foam flooding [J]. *Applied Mechanics & Materials*, 2014, 694: 354-358.
- [28] 陈兴隆, 伍家忠, 韩海水, 等. 水气分散体系的超声波振荡生成方法及驱油实验研究[J]. 天然气与石油, 2021, 39(4): 48-52.
- CHEN Xinglong, WU Jiazhong, HAN Haishui, et al. Ultrasonic oscillation generation method and experimental study of oil displacement of water and gas dispersion system [J]. *Natural Gas and Petroleum*, 2021, 39(4): 48-52.
- [29] 俞宏伟, 李实, 陈兴隆, 等. 微分散驱油体系流动性能实验评价[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(22): 6 426-6 429.
- YU Hongwei, LI Shi, CHEN Xinglong, et al. Experimental evaluation of flow performance of microdisperse oil flooding system [J]. *Science Technology and Engineering*, 2013, 13(22): 6 426-6 429.
- [30] SUNDER S, TOMAR G. Numerical simulations of bubble formation from submerged needles under non-uniform direct current electric field [J]. *Physics of Fluids*, 2013, 25(10): 102-104.
- [31] DAS A K, DAS P K. Bubble evolution and necking at a submerged orifice for the complete range of orifice tilt [J]. *Aiche Journal*, 2013, 59(2): 630-642.
- [32] ZHANG A, SUN P, MING F. An SPH modeling of bubble rising and coalescing in three dimensions [J]. *Computer Methods in Applied Mechanics & Engineering*, 2015, 294(1): 189-209.
- [33] NAGRATH S, JANSEN K E, LAHEY J R R T. Computation of incompressible bubble dynamics with a stabilized finite Element level set method [J]. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2005, 194(42/44): 4 565-4 587.
- [34] BARI S D, ROBINSON A J. Experimental study of gas injected bubble growth from submerged orifices [J]. *Experimental Thermal & Fluid Science*, 2013, 44(1): 124-137.
- [35] ISLAM M T, GANESAN P B, SAHU J N, et al. Effect of orifice size and bond number on bubble formation characteristics: A CFD study [J]. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2015, 93(10): 1 869-1 879.
- [36] 袁恩熙. 工程流体力学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1986: 83-84.
- YUAN Enxi. *Engineering fluid mechanics* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1986: 83-84.
- [37] 郭曼丽, 王园丁, 谭俊杰, 等. N-S方程耦合雷诺平均湍流模型无网格算法研究[J]. 南京理工大学学报, 2019, 43(5): 548-555.
- GUO Manli, WANG Yuanding, TAN Junjie, et al. Meshless method coupled with different Reynolds average turbulence model for solving Navier-Stokes equation [J]. *Journal of Nanjing University of Science and Technology*, 2019, 43(5): 548-555.