

缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后注氮气驱油特征实验研究

严华荣^{1,2,3,4*}, 潘昭才^{1,2,3,4}, 张宝^{1,2,3,4}, 孟祥娟^{1,2,3,4}, 何剑锋^{1,2,3,4}, 刘迎斌^{1,2,3,4}, 四郎洛加⁵

1 中国石油天然气集团有限公司超深层复杂油气藏勘探开发技术研发中心, 库尔勒 841000

2 新疆维吾尔自治区超深层复杂油气藏勘探开发工程研究中心, 库尔勒 841000

3 新疆超深油气重点实验室, 库尔勒 841000

4 中国石油塔里木油田公司, 库尔勒 841000

5 西南石油大学石油与天然气工程学院, 成都 610500

* 通信作者, yanhr-tlm@petrochina.com.cn

收稿日期: 2025-03-26; 修回日期: 2025-04-27

摘要 缝洞型碳酸盐岩油藏区别于普通油藏, 具有储集体空间分布不连续、有效储集空间尺度差异大、内部结构与缝洞接触关系复杂、不同储集单元存在不同的油水分布关系、内部油气渗流规律复杂等特点, 而注水和注气方式是高效开发缝洞型碳酸盐岩油藏的重要方式, 针对缝洞型碳酸盐油藏注水、注气转换时机不清, 导致现场注气开发过程中无法有效确定注气时机的问题。国内外缝洞型碳酸盐岩油藏物理模拟研究采用的模型存在只能在可视化与高温高压中取其, 研究角度不够全面的问题。本文针对上述问题, 基于相似原则自主研制了高温高压二维缝洞型油藏可视化物理模型, 采用该模型开展注水与注气驱油实验, 探究注水、注气驱油过程中缝洞模型内部油-气-水渗流规律, 评价不同注水、注气转换时机与不同注水位置对实验驱替效率的影响, 厘清注水与注气关系, 明确注气转注时机与剩余油空间展布特征。实验结果表明: 1) 通过缝洞型可视化模型注水转注氮气开发实验研究, 明确注水转注氮气开发方式是缝洞型油藏有效的开发方式, 在水驱作用特征及氮气气顶驱机理的协同作用下, 获得较高的驱油效率, 达到 67.67%。2) 通过不同注采方式实验研究, 研究表明缝洞油藏注水驱开发过程中, 与高注低采开发方式相比较, 低注高采开发方式水驱波及面积更大, 水驱作用发挥更充分, 获取更高的驱油效率, 整体驱油效率提高了 2%~4%。3) 对比不同注氮气转注时机驱油效果, 优选注采方式为低注高采, 氮气转注时机为注水 1 PV 后转注氮气, 获得最高的驱油效率。4) 缝洞型储集体水驱开发结束后, 剩余油分布形式主要以“油膜”、“阁楼油”、“绕流油”为主; 气驱阶段结束后, 剩余油分布形式主要以“界面油”、“绕流油”与“油膜”分布为主。本研究成果有助于探究缝洞型碳酸盐岩油藏注水与注气提采机理, 明确转注时机与剩余油分布规律, 为缝洞型油藏气驱开发方案优化、剩余油挖潜提供理论依据。

关键词 缝洞型油藏; 高温高压可视化; 注气时机; 驱油特征; 剩余油空间展布

中图分类号: TE327; P618.13

引用格式: 严华荣, 潘昭才, 张宝, 孟祥娟, 何剑锋, 刘迎斌, 四郎洛加. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后注氮气驱油特征实验研究. 石油科学通报, 2025, 10(03): 565–574

YAN Huarong, PAN Zhaocai, ZHANG Bao, MENG Xiangjuan, HE Jianfeng, LIUYingbin, SI Langluojia. Visualization experimental study on the gas injection for oil recovery in fractured-vuggy carbonate reservoirs after waterflooding. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(03): 565–574. DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.01.012

Experimental study on the characteristics of nitrogen injection process applied in the fractured-vuggy carbonate reservoirs after waterflooding

YAN Huarong^{1,2,3,4}, PAN Zhaocai^{1,2,3,4}, ZHANG Bao^{1,2,3,4}, MENG Xiangjuan^{1,2,3,4}, HE Jianfeng^{1,2,3,4}, LIU Yingbin^{1,2,3,4}, SI Langluojia⁵

1 R&D Center for Ultra-Deep Complex oil and gas Reservoir Exploration and Development, CNPC, Korla 841000, China

2 Engineering Research Center for Ultra-deep Complex Reservoir Exploration and Development, Korla 841000, China

3 Xinjiang Key Laboratory of Ultra-deep Oil and Gas, Korla 841000, China

4 PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China

5 Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

Received: 2025-03-26; Revised: 2025-04-27

Abstract Fractured-vuggy carbonate reservoirs differ from conventional reservoirs by exhibiting characteristics such as discontinuous spatial distribution of reservoir bodies, significant variations in effective storage space scale, complex internal structures and fracture-cavity connectivity, heterogeneous oil-water distribution relationships among different reservoir units, and complicated hydrocarbon flow mechanisms. Water flooding and gas injection serve as important methods for efficient development of fractured-vuggy carbonate reservoirs. However, the unclear timing for switching between water flooding and gas injection in fractured-vuggy carbonate reservoirs leads to difficulties in determining the optimal gas injection timing during field gas injection operations. Meanwhile, existing physical simulation models for fractured-vuggy carbonate reservoirs worldwide can only achieve either visualization or high-temperature-high-pressure conditions, resulting in insufficiently comprehensive research perspectives. To address these issues, this study independently developed a high-temperature-high-pressure two-dimensional visual physical model of fractured-vuggy reservoirs based on similarity principles. Using this model, we conducted water flooding and gas displacement experiments to investigate oil-gas-water flow mechanisms during the displacement process in fracture-cavity systems, evaluate the effects of different water-gas switching timings and various water injection positions on displacement efficiency, clarify the relationship between water and gas injection, and determine the optimal gas injection timing and spatial distribution characteristics of remaining oil. The experimental results show that: 1) Through water flooding followed by nitrogen injection experiments in the visual fractured-vuggy model, we confirmed that this method represents an effective development approach for fractured-vuggy reservoirs. Under the synergistic effects of water flooding characteristics and nitrogen gas-cap drive mechanisms, a high displacement efficiency of 67.67% was achieved. 2) Comparative experiments on different injection-production methods demonstrated that during water flooding development of fractured-vuggy reservoirs, the low-injection-high-production method provided larger water flooding sweep area and more effective water flooding performance compared with the high-injection-low-production method, resulting in 2%~4% higher overall displacement efficiency. 3) By comparing oil displacement effects under different nitrogen injection timings, the optimal development method was determined to be low-injection-high-production with nitrogen injection initiated after 1 PV of water flooding, which yielded the highest displacement efficiency. 4) After water flooding development in fractured-vuggy reservoirs, remaining oil primarily distributed as “oil films,” “attic oil,” and “bypassed oil.” Following gas flooding, the main remaining oil distribution patterns were “interfacial oil,” “bypassed oil,” and “oil films.” These research findings contribute to understanding the enhanced oil recovery mechanisms of water and gas injection in fractured-vuggy carbonate reservoirs, clarifying the optimal switching timing and remaining oil distribution patterns, and providing theoretical guidance for optimizing gas flooding development plans and remaining oil potential exploitation in fractured-vuggy reservoirs.

Keywords fractured-vuggy reservoir; high temperature high pressure visual model; timing of gas injection; flooding characters; distribution of residual oil

DOI: 10.3969/j.issn.2096-1693.2025.01.012

0 引言

碳酸盐岩油藏储量占全球已探明石油地质储量的 52%，其产量占全球油气总产量的 60%。我国拥有丰

富的碳酸盐岩油藏储量，其中 2/3 的探明储量为缝洞型碳酸盐岩油藏，具有较好的开发前景^[1-3]。缝洞型油藏区别于普通油藏，具有储集体空间分布不连续、有效储集空间尺度差异大、内部结构与缝洞接触关系复

杂、不同储集单元存在不同的油水分布关系、内部油气渗流规律复杂等特点^[2,4-5],导致常规开发方式不能满足缝洞型油藏的开发需求^[6-7]。

研究区块富满油田发育孔洞、裂缝,储层以洞穴型为主。油藏中深温度 146.93~153.86 °C,中深压力 82.35~84.82 MPa。基于缝洞型油藏地质特点,注水开发是重要的开发方式之一。但是缝洞型油藏经过长期注水开发,会导致单井注水替油置换率不断降低,并组注水开发水窜问题不断加剧,故注水失效后转注气是目前主要的提采技术手段。针对类似的问题,国内外学者在这方面开展了相应的研究,主要采用室内物理模拟^[8-10]与数值模拟研究方法^[11-12],其中物理模拟采用的模型种类有玻璃刻蚀模型、3D 打印模型、全直径岩心模型等,但这些物理模型基本都只能在可视化与高温高压中取其一,研究角度不够全面^[13-14]。现有研究主要关注了缝洞型储集体油-气-水渗流规律^[15-17],缝洞型油藏注水、注气提采机理^[18-20],驱油效果影响因素^[21-24],剩余油分布规律^[25-27]以及现场应用效果评价^[28-31]等方面。但是对缝洞型油藏注水、注气转注时机的优选研究相对较少,导致现场注气开发过程中无法有效确定注气时机。

针对上述问题,本研究自主研制了一种高温高压缝洞型油藏可视化物理模型装置,达到兼顾可视化与高温高压条件的测试条件。基于该装置,开展注水与注气驱油实验,模拟缝洞型油藏地下开采特征。厘清油藏条件下注水与注气关系,明确注气转注时机与剩余油空间展布特征,为油田现场气驱开发方案优化、剩余油挖潜提供理论依据。

1 高温高压可视化物理模型

1.1 缝洞型油藏可视化物理模型

基于研究区块缝洞型油藏缝-洞构型,根据相似准则确定缝洞型储集体可视化物理模型尺寸参数和实验条件,确保可视化模型与油田现场具有等比例相似性。采用构图软件构建可视化缝-洞模型设计图,明确各缝洞结构形状与参数。模型材料选用耐高温优质亚克力板(化学成分为聚甲基丙烯酸甲酯),以最大限度地模仿油藏缝洞及裂缝结构特征进行图形描绘,不同深度采用不同刀具进行数控精细加工雕刻,制作成缝洞型储集体可视化物理模型,如图 1 所示。物理模型外观尺寸为 15 cm×7.5 cm×7.5 cm,溶洞刻蚀深度为 0~2.5 cm,裂缝刻蚀深度为 1~2 mm。

1.2 高温高压缝洞型油藏可视化物理模型构建

常规缝洞型可视化模型承压低,不利于模拟油藏条件下注水、注气开发特征。为了构建适用于测试高温高压条件下注水、注气可视化模型,测试系统配置高温高压可视化围压夹持器。将可视化物理模型置于围压夹持器中固定,通过向围压腔内注水加压,使可视化模型内部承压能力提高,可模拟油藏条件下油气水流动特征。

2 缝洞型油藏可视化实验准备

2.1 实验材料

实验材料主要包括:研究区块地层油(50 °C 地面原油平均黏度为 2.346 mPa·s,地层条件下原油饱和压力 29.19 MPa,溶解汽油比 319.7 Sm³/m³),复配地层水,高纯度氮气(浓度>99%);实验温度为 150 °C,压力为 30 MPa(高于地层原油饱和压力)。

2.2 实验装置

实验装置包括可视化缝洞模型(孔隙体积为 23.5 mL)、驱替泵、围压泵和回压泵 3 套、高精度恒温控制箱、回压阀、压力传感器、油气分离器、气体流量计、高清摄像头、LED 光板和计算机等。产出流体采用量程为 1 mL 的微量程量筒(分度值 0.01 mL)进行计量,实验装置如图 2 所示。

2.3 实验步骤

本研究开展缝洞型油藏高温高压可视化物理模型注水与注气驱油实验研究,探究注水、注气驱油过程中缝-洞模型内部油-气-水渗流规律,评价不同注



图 1 缝洞型储集体可视化物理模型图

Fig. 1 Visualization physical model of fracture-cavity reservoir

水、注气转换时机与不同注水位置对实验驱替效率的影响。实验步骤如下：①根据现场井位与油藏深度关系，设定模型井眼位置，从底部注入地层水模拟地层环境；②将可视化模型垂直于水平面固定于围压夹持器中，模拟油藏注介质过程中重力分异作用的影响；③放置平行光源并将实验装置置于恒温环境中，采用高纯氮气检验装置的密封性后抽真空 40 min，将模型与管线加热并保持在 150 ℃的初始地层温度；④在模型中分别饱和复配地层水与原油，建立初始含油饱和度；⑤开展水驱油实验，以 1 mL/min 的流量注水驱油直至出口端含水率达到 80%；⑥当注水至一定体积时以 1 mL/min 的流量转注氮气，直至出口端没有油产出。通过缝洞型油藏注水、注氮气开发实验研究，明确气顶形成规律、界面演化规律及剩余油空间展布

特征。

3 缝洞型油藏可视化实验结果分析

3.1 不同注水位置对驱油效率的影响

为了探明缝洞型油藏注水开发过程中不同注水位置及转注气时机对开发效果的影响，本研究依托高温高压可视化实验装置，开展了不同注水位置(高注低采、低注高采)、不同注气位置(顶部注气、底部注气)与不同注气时机(注水 0.25 PV、0.5 PV、0.75 PV 及含水率 80%)条件下的驱替实验，实验方案设计及实验结果如表 1 所示。实验结果表明，在油、气、水重力分异作用下，采用无填充的可视化模型获得了较高的驱油效率，驱油效率均达到 60% 以上，略高于缝洞型

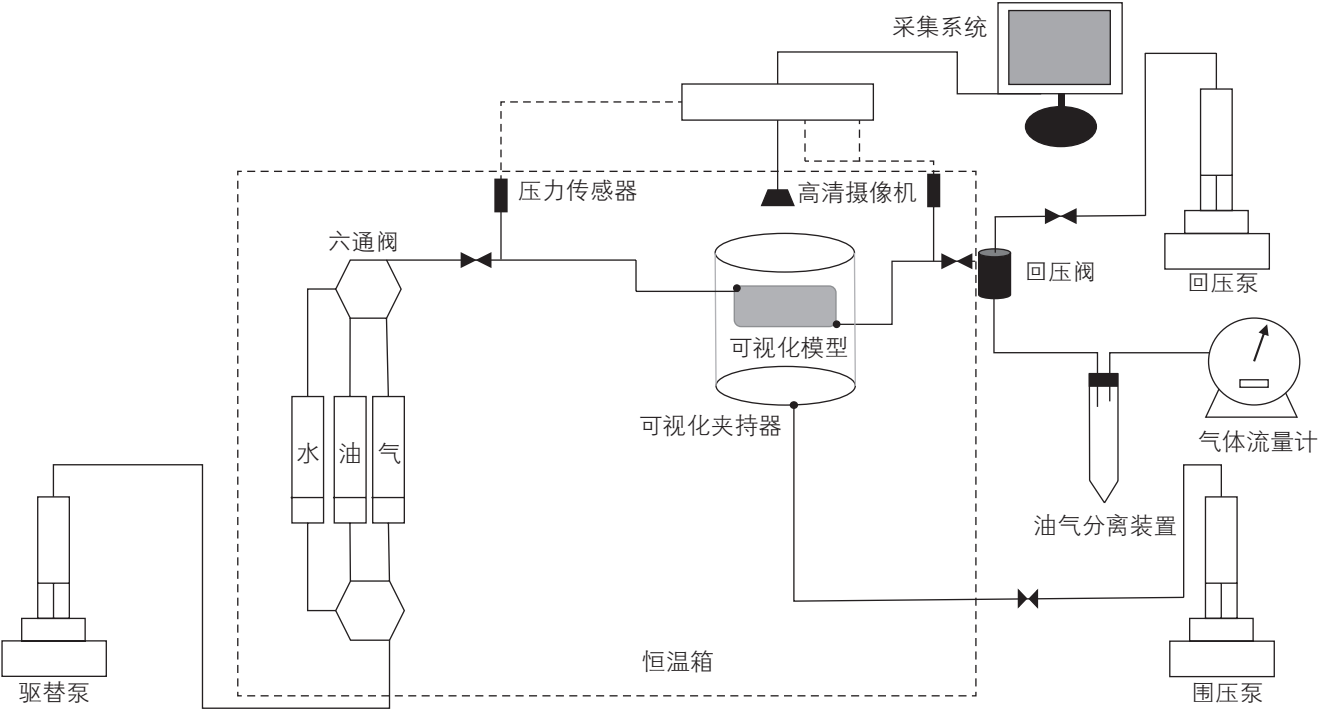


图 2 缝洞型油藏注气驱油物理模型实验流程

Fig. 2 Schematic of experimental setup for nitrogen gas injection in fracture-cavity reservoir physical model

表 1 实验设计方案与实验结果统计表

Table 1 Details of the experiments and the experimental results

方案序号	注水位置	注气位置	注气时机	累积驱油效率/%
1	高注低采(端口 1 为注入端; 端口 2 为生产端)	顶部注气	含水率>80%	63.56
2		底部注气	含水率>80%	62.60
3	低注高采(端口 1 为生产端; 端口 2 为注入端)	顶部注气	注水 1 PV	67.67
4			注水 0.75 PV	66.16
5			注水 0.5 PV	66.02
6			注水 0.25 PV	65.75

碳酸盐岩油藏现场实际采收率,主要是由于模型中未充填填充物,注介质后渗流阻力较小,驱油效率较高。总体而言,注水高注低采开发方式下的驱油效率低于低注高采开发方式下的驱油效率,主要是由于注水后,注入水在重力分异作用下向油藏底部运移,使处于油藏底部的生产井过早见水。虽然在后续注气形成气顶的作用下,原油向生产井运移,但是整个驱替过程含水率均较高。对于低注高采开发方式而言,生产井位于油藏顶部,注水后注入水将原油驱替至生产井,采收率较高,并且含水率较低,无水产油期较长。注气后在生产井附近形成气顶,一定程度上减缓了原油的产出,但是在注气膨胀作用下,部分原油仍然被采出,使得驱油效率较高。

实验方案 1(高注低采)注介质驱开发特征,如图 3 所示。实验结果表明,缝洞型油藏注介质开发主要分为 3 个阶段。阶段一为无水产油期,该阶段时间较短,注入水从油藏顶部注入油藏,注入水在原油中呈水滴的形式向油藏底部运移,由于外部能量的注入使原油

发生流动,驱油效率逐渐提高,注入水在重力分异作用下逐渐在油藏底部发生聚集。阶段二为含水开发期,当注入水聚集在油藏底部时生产井发生水淹,产出液含水率陡然上升,驱油效率缓慢上升。当含水率达到 80%以后,改为注气开发,注入氮气溶解于原油在一定程度上使原油体积膨胀,并且注入氮气对油藏起到了提供地层能量的作用。前期注入的水在驱替作用下由生产井产出,产出液含水率仍然较高,没有水的持续注入,含水率逐渐减小。阶段三为气顶驱开发期,由于气液重力分异作用,注入气在油藏顶部形成气顶。在持续增大的气顶作用下,前期注入油藏中的水被驱替出油藏,原油在气顶作用下被驱替至生产井采出,剩余油主要为分布在模型边壁的油膜。由于模型中没有填充物的影响,原油流动阻力小,驱替效率持续增大,并未出现多孔介质中产油速度锐减的现象。

实验方案 3(低注高采)注介质驱开发特征,如图 4 所示。从实验结果可以看出,第一阶段无水产油期较长,而第二阶段含水开发期产油极短,生产井在见

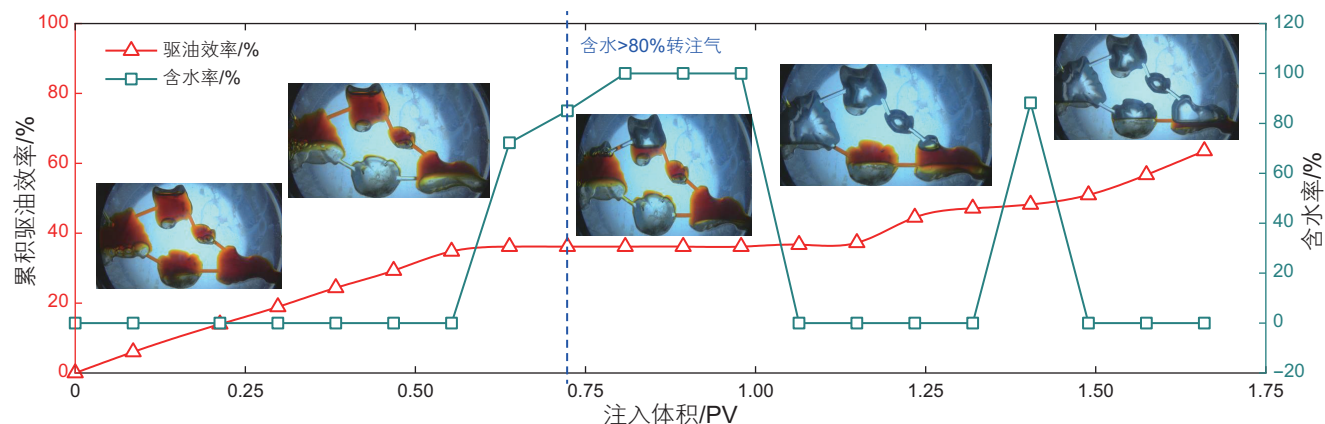


图 3 实验方案 1(高注低采)注介质驱替开发特征图

Fig. 3 Media flooding characteristics plots for experiment scheme 1 (top injection and bottom production)

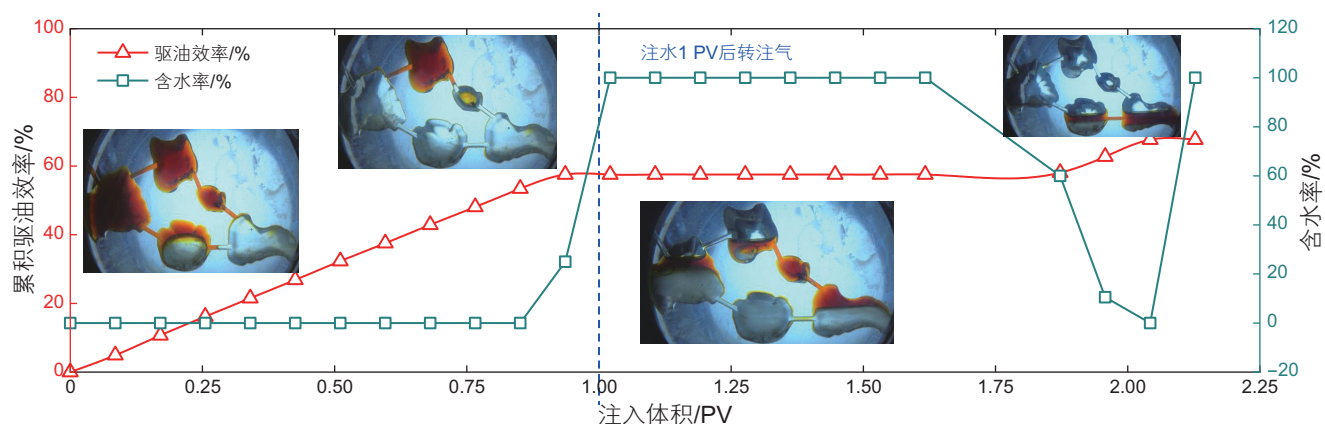


图 4 实验方案 3(低注高采)注介质驱特征曲线图

Fig. 4 Media flooding characteristics plots for experiment scheme 3 (bottom injection and top production)

水后迅速发生水淹，含水率急速上升至 80% 以上。第三阶段为气顶驱开发期，在这一阶段油水界面下降至出口端，出口含水率逐渐降低，进入较短的稳产阶段，驱油效率也随之稳步上涨，直至驱出所有剩余可动油。

方案 1 与方案 3 注气转注时机不同，驱替开发特征有别，方案 3 无水产油期较长，见水较晚，这是由于低注高采开发方式下的注入水，在重力分异作用下从溶洞底部逐步将油水界面向上稳步推进。高注低采开发方式使注入水在原油中呈水滴的形式，向油藏底部运移并聚集在最下方几个溶洞里，原油一直处于水层上方，仅能通过注入水携带出一部分原油，如图 5 所示。

方案 1 与方案 3 阶段驱油效率结果如表 2 所示。方案 3 水驱阶段驱油效率为 57.53%，方案 1 水驱阶段驱油效率仅有 36.16%，表明低注高采开发方式(方案 3)在水驱开发过程中，驱油效率更高。高注低采开发方式(方案 1)易形成水淹，使得方案 1 最终累积驱油效率低于方案 3。

方案 1 与方案 3 驱替过程中剩余油分布对比结果，如图 6 所示。方案 1 由于水驱过程中，过早形成了优势通道，故水驱剩余油分布远高于方案 3。大部分溶洞尤其是处于模型构造高部位的溶洞内的剩余油较多，基本未能实现有效驱替，形成了大量的“阁楼型”剩

余油，且溶洞内形成的“油膜”型剩余油也明显比方案 3 同一位置处更多更厚。

3.2 注气时机对驱油效率的影响

对于不同转注时机而言，缝洞型油藏驱油效率如图 7 所示。由于可视化模型未填充多孔介质，使得油藏注介质后驱油效率曲线呈线性上升。在注入水运移至生产井后，产出液含水率上升，油藏驱油效率曲线出现拐点。对于不同的注气转注时机而言，可视化模型累积驱油效率：方案 3>方案 4>方案 5>方案 6，即注水采取低注高采，注水 1 PV 后转注气获得了最高的驱油效率。

从不同注气时机方案各阶段驱油效率对比发现：方案 4、5、6 显示每 0.25 PV 的注水可以获得大约 16% 的驱油效率，而注水 1 PV 仅获得 57.53% 的驱油效率，证明此时已充分发挥水驱作用，故方案 3 整体驱油效率最高。这是因为随着转注气时机从注水 0.25 PV 增大到注水 1 PV，累积驱油效率呈现持续增长的趋势。因此，当其他条件一定时，存在一个最佳注气时机。这是因为注气时机过早时，没有充分发挥水驱作用；注气过晚时，生产井水淹，无法进一步提高驱油效率。水驱有效阶段注入水形成了刚性水驱特征，而注水 0.25 PV、0.5 PV 与 0.75 PV 时，产油量约等于注水量，明显此时还处于水驱有效阶段，而注水 1 PV 时，此时的产油量远小于注水量，此时已无法进一步发挥水驱开发作用，如表 3 所示。

表 2 方案 1 与方案 3 不同阶段驱油效率对比
Table 2 Comparison of oil displacement efficiency results for scenario 1 and scenario 3 at different stages

参数	方案 1	方案 3
注水方式	高注低采	低注高采
注气位置	顶部注气	顶部注气
水驱驱油效率/%	36.16	57.53
气驱驱油效率/%	27.40	10.14
累积驱油效率/%	63.56	67.67

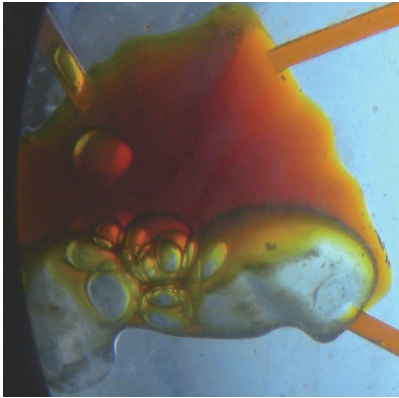


图 5 方案 1 局部水驱特征图
Fig. 5 Local waterflooding characteristics of scenario 1

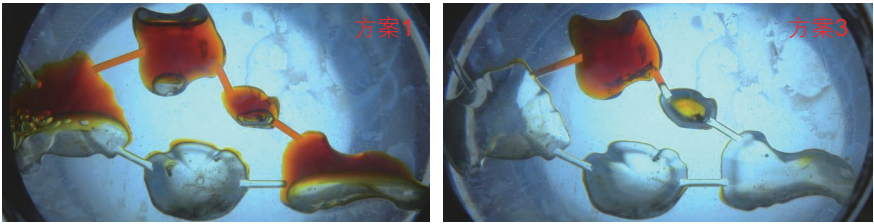


图 6 方案 1 与方案 3 水驱阶段剩余油分布对比图
Fig. 6 Comparison of remaining oil distribution during waterflooding phase between scenario 1 and scenario 3

3.3 剩余油空间展布规律

缝洞组合模型水驱阶段典型剩余油分布状态，如图 8 所示。从图中可以看出，水驱后剩余油分布主要有 3 种：“阁楼油”、“油膜”、“绕流油”。

“阁楼油”型剩余油，主要是由于在重力分异作用下，缝洞型油藏内部各个溶洞会形成上油下水的分布。在注水驱油过程中，注入水会优先聚集在构造底部。随着注水量增加，油水界面被逐步抬升。当油水界面

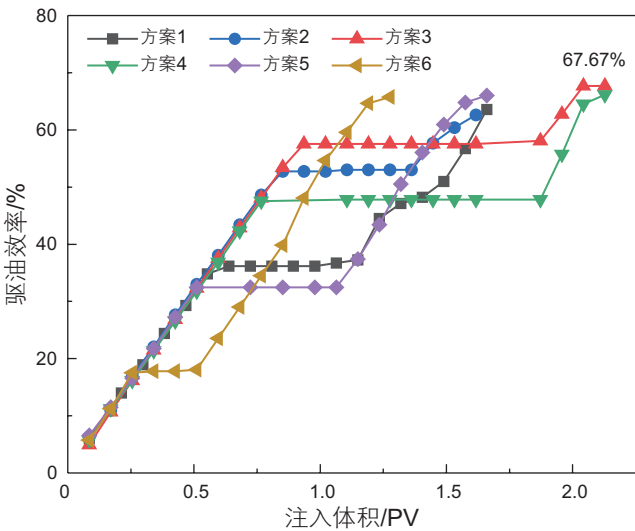


图 7 不同方案驱油效率曲线对比图
Fig. 7 Comparison of oil displacement efficiency curves for different scheme

表 3 不同注气时机方案各阶段驱油效率对比

Table 3 Comparison of oil displacement efficiency at different stages for various gas injection timing scenarios

参数	方案 3	方案 4	方案 5	方案 6
注气时机	注水 1 PV	注水 0.75 PV	注水 0.5 PV	注水 0.25 PV
水驱驱油效率 /%	57.53	47.53	32.46	17.53
气驱驱油效率 /%	10.14	18.63	33.56	48.22
累积驱油效率 /%	67.67	66.16	66.02	65.75

到达出口端时，注入水突破形成水驱优势通道，而处于上方溶洞内部的原油就会残留在油水界面上方，形成“阁楼型”剩余油，这种剩余油含量取决于油水密度差及缝洞型储集体构型。

“油膜”型剩余油，是由于溶洞壁面和油相之间的黏滞力在壁面形成的膜状剩余油，与岩石润湿性以及水对油的驱替方式有关。

“绕流油”型剩余油，形成于形态复杂的溶洞体，一般位于溶洞凸起或凹陷的角隅处，此类剩余油受油水黏度及密度差影响。越复杂的缝洞结构，就会形成越多的“绕流油”。通过调整注水速度与注水方式可以减少此类剩余油分布。

缝洞组合模型气驱阶段典型剩余油分布形式，如图 9 所示。从图中可以看出，气驱结束后剩余油分布有 3 种：“界面油”、“绕流油”与“油膜”。

“界面油”的成因有两种，第一种为水驱结束后处于气驱出口端下方的原油，因为气驱主要针对阁楼油，其驱油机理为通过形成气顶处于出口端上方的原油下压至出口处，而处于产出端下方的油在气驱结束后仍处于产出段端下方。第二种因为气驱速度过大，当注入气形成气顶将上方原油下压至出口端，此时出口端产油速度慢于油气界面下压速度，过早形成气窜，而被下压至出口端下方的原油无法被驱出。通过二次水驱、调整注采井开发顺序与注气速度可在一定程度上减少该类剩余油分布。

“绕流油”与“油膜”为水驱阶段形成的剩余油，

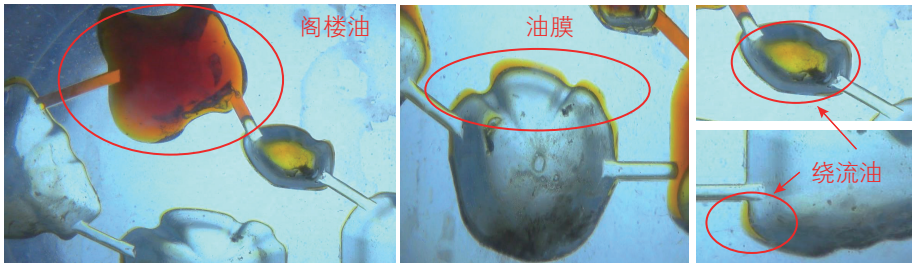


图 8 水驱阶段剩余油分布主要形式
Fig. 8 Main patterns of remaining oil distribution during waterflooding phase

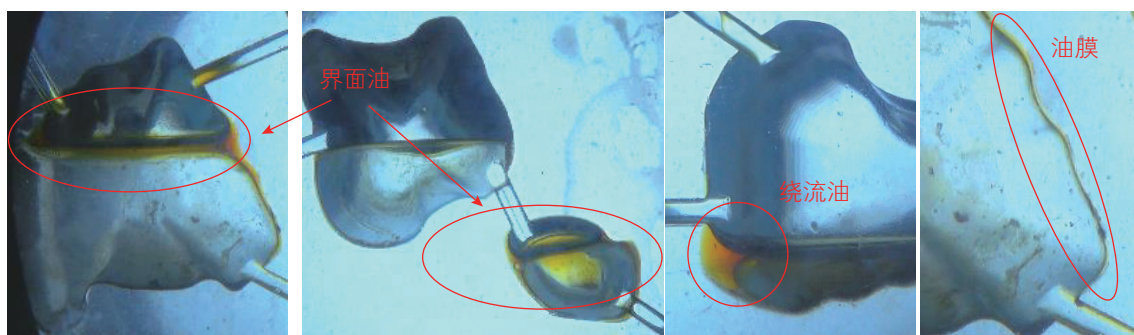


图 9 气驱阶段剩余油分布主要形式

Fig. 9 Main patterns of remaining oil distribution during gas flooding phase

气驱过程难以将这部分剩余油驱出。

缝洞型油藏水驱阶段, 注入水对原油起到了“冲刷”作用, 剩余油在模型壁面与注入水间形成“油膜”。由于“油膜”主要与油水黏度有关, 水驱阶段越久, 形成的“油膜”范围越大, 如图 10 所示。注水 0.5 PV 时, “油膜”分布均匀; 注水 1 PV 时, “油膜”出现聚集的现象, 呈现局部段塞式油膜分布。这主要是由于随着注入水体积的增大, 均匀分散的“油膜”被后续注入水“冲刷”、聚集后形成局部油滴的现象。在持续注水驱替的条件下, 这些油滴将成为潜在被动用的原油。

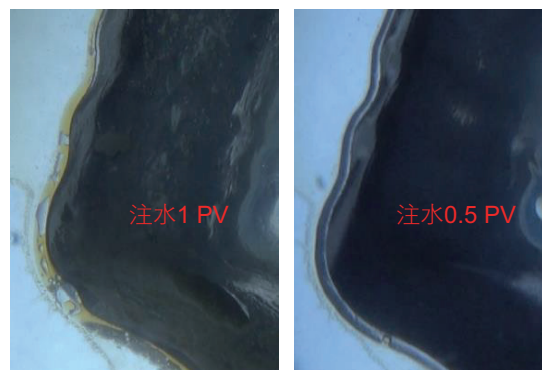


图 10 不同方案油膜剩余油分布对比

Fig. 10 Comparison of remaining oil film distribution for different schemes

4 结论

1) 通过缝洞型可视化模型注水转注氮气开发实验研究, 明确注水转注氮气开发方式是缝洞型油藏有效的开发方式, 在水驱作用特征及氮气的顶驱机理的协同作用下, 获得较高的驱油效率, 达到 67.67%。

2) 通过不同注采方式实验的研究表明缝洞油藏注水驱开发过程中, 与高注低采开发方式相比, 低注高采开发方式水驱波及面积更大, 水驱作用发挥更充

分, 能够获取更高的驱油效率, 整体驱油效率提高了 2%~4%。

3) 对比不同注氮气转注时机驱油效果, 优选注采方式为低注高采, 氮气转注时机为注水 1 PV 后转注氮气, 能够获得最高的驱油效率。

4) 缝洞型储集体水驱剩余油分布以“油膜”、“阁楼油”、“绕流油”为主, 氮气驱剩余油分布以“界面油”、“绕流油”和“油膜”为主。

参考文献

- [1] 杨景斌, 侯吉瑞. 缝洞型碳酸盐岩油藏岩溶储集体注氮气提高采收率实验[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(6): 107-114. [YANG J B, HOU J R. Experimental study on enhanced oil recovery by nitrogen injection in karst reservoirs of fractured-carbonate oilfields[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(6): 107-114.]
- [2] 李阳, 康志江, 薛兆杰, 等. 碳酸盐岩深层油气开发技术助推我国石油工业快速发展[J]. 石油科技论坛, 2021, 40(3): 33-42. [LI Y, KANG Z J, XUE Z J, et al. Deep carbonate oil and gas development technology fuels China's petroleum industry development [J]. Oil Forum, 2021, 40(3): 33-42.]
- [3] XU G H, YIN H J, ZHANG D Y, et al. Numerical well test model of oil-water two-phase flow in fractured and vuggy carbonate reservoir[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2023, 10(2): 91-103.
- [4] 戴彩丽, 方吉超, 焦保雷, 等. 中国碳酸盐岩缝洞型油藏提高采收率研究进展[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2018, 42(6): 67-78. [DAI C L, FANG J C, JIAO B L, et al. Advances in enhanced oil recovery for fractured-carbonate reservoirs in China[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2018, 42(6): 67-78.]

- [5] DIAZ-ACOSTA A, BOUCHAALA F, TADAHIRO K, et al. Investigation of fractured carbonate reservoirs by applying shear-wave splitting concept[J]. *Advances in Geo-Energy Research*, 2023, 7(2): 99–110.
- [6] 苏伟. 缝洞型碳酸盐岩油藏注气提高采收率方法及其适应性界限[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018. [SU W. Gas Injection methods and applicability for enhanced oil recovery in fractured-carbonate oil reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2018.]
- [7] 苑登御. 缝洞型碳酸盐岩油藏注气提高采收率技术与相关机理研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016. [YUAN D Y. Gas injection technologies and mechanisms for enhanced oil recovery in fractured-carbonate oil reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2016.]
- [8] 谭涛, 郭臣, 陈勇, 等. 高温高压缝洞型油藏注 N_2 驱提高采收率机理研究及实践[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(2): 60–64. [TAN T, GUO C, CHEN Y, et al. Study and practice on mechanism of EOR by N_2 flooding in fractured-vuggy reservoirs with high temperature and high pressure[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(2): 60–64.]
- [9] 徐善志. 孔隙型碳酸盐岩油藏顶部注气重力驱开发效果实验研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020. [XU S Z. Experimental investigation on the effect of top gas injection-assisted gravity drainage in porous carbonate reservoir [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2020.]
- [10] 刘子恒. 碳酸盐岩顶部注气重力驱提高采收率实验研究[J]. *石油化工高等学校学报*, 2021, 34(2): 42–46. [LIU Z H. Experimental Research on improving recovery efficiency with gas injection gravity flooding at the top of carbonate[J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2021, 34(2): 42–46.]
- [11] 袁士宝, 刘文强, 蒋海岩, 等. 基于储层特性的碳酸盐岩缝洞型油藏开发方式[J]. *油气地质与采收率*, 2021, 28(1): 80–87. [YUAN S B, LIU W Q, JIANG H Y, et al. Investigation into development modes of fracture-cavity carbonate reservoirs based on reservoir characteristics[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(1): 80–87.]
- [12] 李小波, 魏学刚, 刘学利, 等. 顺北油田超深断控缝洞型油藏注水开发实践[J]. *新疆石油地质*, 2023, 44(6): 702–710. [LI X B, WEI X G, LIU X L, et al. Practice of water injection development in ultra-deep fault-controlled fractured-vuggy reservoirs in Shunbei oilfield[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2023, 44(6): 702–710.]
- [13] 曹飞, 侯吉瑞, 闻宇晨, 等. 缝洞型油藏泡沫驱效果及缝洞结构动用机理[J]. *科学技术与工程*, 2022, 22(29): 12813–12825. [CAO F, HOU J R, WEN Y C, et al. Foam flooding effect and displacement mechanism of fracture-vuggy structure in fracture-vuggy reservoir[J]. *Science Technology and Engineering*, 2022, 22(29): 12813–12825.]
- [14] 陈方方, 彭得兵, 王娜, 等. 英买2缝洞型油藏注水及注气提高采收率研究[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 46(4): 149–158. [CHEN F F, PENG D B, WANG N, et al. Water injection and gas injection to enhance oil recovery in Yingmai2 fracture-vuggy reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2024, 46(4): 149–158.]
- [15] 闻宇晨, 屈鸣, 侯吉瑞, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏裂缝中的 N_2 运移特征[J]. *油田化学*, 2019, 36(2): 291–296, 347. [WEN Y C, QU M, HOU J R, et al. Migration characteristics of N_2 in fractures of fractured-carbonate reservoirs [J]. *Oilfield Chemistry*, 2019, 36(2): 291–296, 347.]
- [16] 汪勇. 缝洞型碳酸盐岩油藏油-水、油-气两相流动规律研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018. [WANG Y. study on two-phase flow of oil-water and oil-gas in fractured-carbonate oil reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2018.]
- [17] XU S Q, MOGENSEN K, SHEHHI B, et al. Miscible N_2 EOR in a giant high temperature complex carbonate reservoir[C]. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 2019.
- [18] 张慧, 刘中春, 吕心瑞. 塔河油田缝洞型油藏注气提高采收率机理研究[J]. *中国矿业*, 2016, 25(S1): 455–459. [ZHANG H, LIU Z C, LV X R. Mechanism of gas injection for enhanced oil recovery in fractured-carbonate oil reservoirs in the Tahe oilfield [J]. *China Mining Magazine*, 2016, 25(S1): 455–459.]
- [19] 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 of gas-driven oil recovery in fractured-carbonate oil reservoirs in the Tahe oilfield [J]. *Drilling and Production Technology*, 2013, 36(2): 55–57.]
- [20] NGUYEN D, BALSAMO V, PHAN J. Effect of diluents and asphaltenes on interfacial properties and steam-assisted gravity drainage emulsion stability: Interfacial rheology and wettability[J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(3): 1641–1651.
- [21] 张明明. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏注气方式及技术政策研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017. [ZHANG M M. Study on gas injection methods and technical policies for fractured-carbonate oil reservoirs in the Tahe oilfield [D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2017.]
- [22] 赵青, 张建军, 丁保东, 等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏注气提高采收率物理模拟[J]. *科学技术与工程*, 2017, 17(18): 55–62. [ZHAO Q, ZHANG J J, DING B D, et al. Physical simulation of gas enhanced oil recovery for fractured-vuggy carbonate reservoirs in the Tahe oilfield [J]. *Science Technology and Engineering*, 2017, 17(18): 55–62.]
- [23] 谭力. 碳酸盐岩油藏复合气驱驱油机理及开发参数优化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020. [TAN L. Mechanism and development parameter optimization of composite gas injection in carbonate oil reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum,

- 2020.]
- [24] 杜山山. 碳酸盐岩油藏注气吞吐优化设计研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2016. [DU S S. Optimization design of gas huff-n-puff in carbonate oil reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2016.]
- [25] 王敬, 徐智远, 刘俊源, 等. 断控缝洞型油藏底水驱剩余油分布规律及挖潜策略[J]. 石油勘探与开发. 2024, 51(5): 1101–1113. [WANG J, XU Z Y, LIU J Y, et al. Distribution rules of remaining oil by bottom water flooding and potential exploitation strategy in fault-controlled fractured-vuggy reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 1101–1113.]
- [26] WANG J, QI X S, LIU H Q, et al. Mechanisms of remaining oil formation by water flooding and enhanced oil recovery by reversing water injection in fractured-vuggy reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 1110–1125.
- [27] 程晓军. 缝洞型油藏注烃气提高采收率参数优化数值模拟研究[J]. 油气藏评价与开发. 2022, 12(6): 902–909. [CHENG X J. Enhanced oil recovery and parameter optimization of hydrocarbon injection in fractured-cavity reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(6): 902–909.]
- [28] 计秉玉, 郑松青, 顾浩. 缝洞型碳酸盐岩油藏开发技术的认识与思考——以塔河油田和顺北油气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1459–1465. [JI B Y, ZHENG S Q, GU H. Insights and considerations on development technology for fractured-carbonate oil reservoirs: A case study of the Tahe oilfield and Shunbei oil and gas field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 43(6): 1459–1465.]
- [29] 苏伟, 侯吉瑞, 刘娟, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏注气吞吐 EOR 效果评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(1): 133–139. [SU W, HOU J R, LIU J, et al. Evaluation of EOR effect of gas huff-n-puff in fractured vuggy carbonate reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2017, 39(1): 133–139.]
- [30] 陈志海, 刘常红, 杨坚, 等. 缝洞性碳酸盐岩油气藏开发对策——以塔河油田主体开发区奥陶系油气藏为例[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 623–629. [CHEN Z H, LIU C H, YANG J, et al. Development strategies for fractured-carbonate oil and gas reservoirs: A case study of the Tahe oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 26(5): 623–629.]
- [31] 谭聪. 塔河 4 区碳酸盐岩缝洞型油藏注气方案研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015. [TAN C. Study on gas injection schemes for fractured-carbonate oil reservoirs in the Tahe oilfield [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.]

(编辑 付娟娟)

第一作者及通信作者: 严华荣(1995 年—), 硕士研究生, 工程师, 从事采油气工艺、注气提高采收率等方面研究, yanhr-tlm@petrochina.com.cn。