

# 缝洞型碳酸盐岩油藏氮气驱效果影响因素

赵凤兰<sup>1,2</sup>, 屈 鸣<sup>1,2</sup>, 吴颀衡<sup>1,2</sup>, 侯吉瑞<sup>1,2</sup>, 汪 勇<sup>1,2</sup>

(1.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249; 2.中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249)

**摘要:**缝洞型碳酸盐岩油藏以大型溶洞、溶蚀孔洞及裂缝为主要的储集空间,具有非均质性强、缝洞结构复杂的特点,气驱是该类油藏重要的开发方式之一。为探索缝洞型碳酸盐岩油藏气驱动态特征、驱油效果的影响因素及规律,建立二维典型缝洞可视化模型,研究不同类型剩余油启动效果,并结合氮气驱物理模拟驱油效果定量对比,分析氮气驱效果的影响因素。研究表明:氮气驱可进一步启动水驱未波及区域的剩余油;氮气驱效果及油、气、水流动特征受到溶洞充填方式、原油粘度和底水能量等因素影响,溶洞充填方式主要影响流体的渗流特征,在一定程度上有利于扩大氮气驱波及范围;原油粘度和底水能量影响氮气和底水的相互作用,改变压力场的分布;在强底水作用下,水窜更为明显,但能改善氮气驱效果,提高采收率。

**关键词:**缝洞型碳酸盐岩油藏 溶洞充填 原油粘度 底水强度 氮气驱

中图分类号:TE344

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)01-0069-06

## Influencing factors of the effect of nitrogen gas drive in fractured-vuggy carbonate reservoir

Zhao Fenglan<sup>1,2</sup>, Qu Ming<sup>1,2</sup>, Wu Jieheng<sup>1,2</sup>, Hou Jirui<sup>1,2</sup>, Wang Yong<sup>1,2</sup>

(1. Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China;  
2. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China)

**Abstract:** Fractured-vuggy carbonate reservoir has the features of strong heterogeneity and complex structure, whose reservoir space is mainly large caves, solution pore and fractures. Gas flooding is one of the important methods of development in this type of oil reservoir. In order to probe dynamic features, influencing factors and rules of gas flooding in the fractured-vuggy carbonate reservoir, a typical 2D visual model of fracture-vug was built to study the development of remaining oil of various types. Physical simulation experiments of nitrogen gas flooding were carried out to study the influencing factors of the nitrogen gas drive. The research results show that the nitrogen gas drive can activate the remaining oil of unswept areas during water flooding. The effect of nitrogen gas drive and flow characteristics of oil, gas and water are influenced by cavity-filling type, crude oil viscosity and energy of bottom water. The cavity-filling type mainly affects the percolation characteristic of the fluid and is beneficial to enlarge swept volume of the nitrogen gas flooding to a certain extent. The crude oil viscosity and the energy of bottom water affect the interaction between the nitrogen gas and bottom water, which may change the distribution of pressure field. Bottom water with strong energy will accelerate water breakthrough, but it can improve the effect of the nitrogen gas drive and oil recovery.

**Key words:** fractured-vuggy carbonate reservoir; cavity filling; crude oil viscosity; bottom water intensity; nitrogen gas drive

作为全球油气最重要的组成部分,碳酸盐岩油气田的常规油气储量约占世界常规油气总储量的

60%,碳酸盐岩油气田的产量约占世界常规油气总产量的50%。缝洞型碳酸盐岩油藏是碳酸盐岩油

收稿日期:2016-10-11。

作者简介:赵凤兰(1973—),女,山东商河人,副教授,从事提高采收率与化学采油相关的科研和教学工作。联系电话:13683639583, E-mail:zhfl@cup.edu.cn。

基金项目:国家“973”计划“碳酸盐岩缝洞型油藏开采机理及提高采收率基础研究-缝洞型油藏提高采收率方法研究及优化”(2011CB20100603),国家科技重大专项“碳酸盐岩油田开发关键技术-缝洞型碳酸盐岩油藏提高开发效果技术”(2011ZX05014-003)。

藏中分布较广的一类重要油藏<sup>[1-4]</sup>,该类油藏发育以缝洞储集体为主的复杂油气系统,且缝洞关系极为复杂,非均质性较强,油藏流体流动机理认识程度低<sup>[5]</sup>。裂缝和溶洞作为碳酸盐岩油藏中流体流动的重要储集空间,对油藏中流体的流动规律和注入介质的驱替特征均具有控制作用<sup>[6-13]</sup>。气驱是针对缝洞型碳酸盐岩油藏重要的开采技术之一,但由于该类油藏非均质性较强,注入气体窜逸现象严重,导致提高采收率效率较低;而氮气驱作为一种重要的驱替手段,其在重力分异作用下形成的气顶可以维持油藏较高的压力,稳定油气产量,提高采出程度。为了深入分析缝洞型碳酸盐岩油藏氮气驱效果的影响因素,根据油藏实际情况,选取典型井进行相似准则计算,建立二维典型缝洞可视化模型,开展裂缝、溶洞储集空间注氮气驱替实验,重点研究不同溶洞充填方式(无充填、垮塌充填及致密充填)、原油粘度以及底水能量等因素对氮气驱替特征和效果的影响,以期对缝洞型碳酸盐岩油藏注气方式的优化以及机理分析提供参考。

## 1 实验设计、器材及步骤

### 1.1 实验设计

二维典型缝洞可视化模型的制作应根据相似

准则来确定模型的参数及实验条件,从而使得物理模拟的实验条件接近矿场实际。缝洞型碳酸盐岩油藏中流体流动通道的几何尺度差异较大,且缝洞系统分布十分复杂,具有多种流动模式;因此在模型设计时,对于同一模型无法同时满足多个相似准则,只能侧重于局部流体进行相似模拟。以塔河油田S48单元地质模型(选取S80和TK634井)作为油藏原型建立二维典型缝洞可视化模型。考虑溶洞是缝洞型碳酸盐岩油藏最主要的储集空间,因此重点针对溶洞进行几何相似设计;流体主要在溶洞中流动,此时重力分异作用对流体流动起主要作用,动力相似设计时主要考虑重力,而粘滞力可以忽略不计<sup>[14-18]</sup>。在建立物理模型时,主要针对地层压力和重力的关系以及注入速度与采油量的关系进行相似设计<sup>[19]</sup>。

根据相似准则,当相似准数为1时,表明建立的物理模型参数与矿场参数相似<sup>[20]</sup>。相似准数可以根据相似准则,由矿场参数和建立的物理模型的参数之间的比值,即相似系数计算获得。根据塔河油田S48单元的矿场参数、二维典型缝洞可视化模型参数及相似系数(表1),计算得到地层压力与重力的相似准数以及注入速度与采油量的相似准数,分别为1.04和1.02,表明矿场参数与建立的物理模型参数基本符合相似准则。

表1 塔河油田S48单元矿场参数、二维典型缝洞可视化模型参数及相似系数

Table1 Field parameters, parameters of typical 2D visual model of fracture-vug and similarity coefficient of S48 unit in Tahe oilfield

参数来源	地层压差/MPa	缝洞直径/cm	地层原油密度/(kg·m <sup>-3</sup> )	重力加速度/(m·s <sup>-2</sup> )	流体流动速度度/(m·s <sup>-1</sup> )	注入速度/(m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	井径/mm
矿场	2~16	500~5 000	900	9.8	0.014 7~0.147	10~50	120
二维典型缝洞可视化模型	0.015~0.018	3~5	900	9.8	0.000 099~0.000 881	0.007 2~0.011 52	3
相似系数	130~889	116.7~1 000	1	1	148~166.7	1 388.9~4 340.3	40

### 1.2 实验器材

根据相似准则,综合油藏地质建模的井组模型和TK634—S80井剖面模型,并考虑典型井TK634和S80的生产资料以及建立物理模型的可操作性,选用有机玻璃材质,制作二维典型缝洞可视化模型(图1)。模型润湿性为弱亲油,且与油藏碳酸盐岩基质的润湿性相近。

实验用油为由石蜡与煤油复配而成的2种模拟油,25℃粘度分别为6和23.8 mPa·s。注入水为蒸馏水。为了便于实验观察,采用苏丹Ⅲ将模拟油染为红色,用亚甲基蓝将注入水染为蓝色。实验中注入气体为氮气,标准状况下粘度为0.017 8 mPa·s。

实验装置主要由二维典型缝洞可视化模型、动

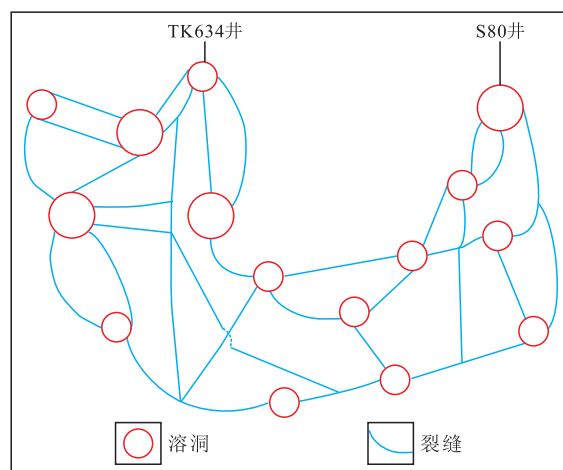


图1 二维典型缝洞可视化模型示意

Fig.1 Diagram of typical 2D visual model of fracture-vug

力系统和数据采集系统组成。实验过程中将二维典型缝洞可视化模型垂向放置。动力系统由高压高纯氮气瓶和气体流量计以及平流泵组成,其中气体流量计用于控制气体注入速度,根据实验需要选用CS200A型气体流量计(量程为0~50 mL/min,精度为1%);平流泵用于控制注入水的流速,选用2PB-2020型平流泵(量程为0.1~20 mL/min,精度为1%)。数据采集系统包括高清摄像头(最大分辨率为1 080 P)、LED光板和计算机等。此外,为模拟底水,采用悬挂水瓶的方法,在模型底部保持恒压底水强度。

### 1.3 实验步骤

实验步骤主要包括:①将二维典型缝洞可视化模型饱和模拟油;②同时打开TK634和S80井,进行底水驱替,直至2口井的综合含水率均达到98%后关井(若1口井的综合含水率先达到98%,则关闭该井,另1口井继续进行底水驱替);③将TK634井转为注水井,S80井作为生产井,以注入水流速为8 mL/min进行氮气驱实验,同时保持底水能量供给;④当S80井的综合含水率达到98%时,TK634井转为注气井,S80井为生产井,以注入气流速为5 mL/min进行氮气驱实验,同时保持底水能量供给,至S80井的综合含水率达到98%时关井;⑤实验中分别改变溶洞充填方式、原油粘度和底水强度,重复步骤①—④,依次进行底水、注入水、注气3种模式下的驱替实验,考察溶洞充填方式、原油粘度和底水强度对生产动态的影响,整个过程使用高清摄像头记录图像数据。

## 2 氮气驱效果影响因素

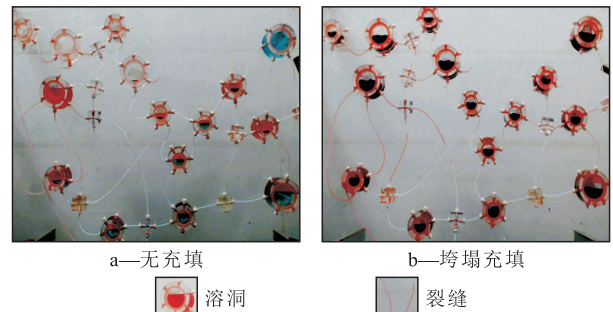
### 2.1 溶洞充填方式

将溶洞的充填方式分为无充填、垮塌充填和致密充填3种。其中,垮塌充填和致密充填溶洞的等效渗透率分别为无充填溶洞等效渗透率的95%和80%。

采用二维典型缝洞可视化模型,在原油粘度为6 mPa·s的条件下,进行底水驱替和转注水驱替,之后再行氮气驱(驱替过程中保持底水能量供给),实验中对无充填、垮塌充填和致密充填方式下的采油速度、综合含水率和采收率等指标进行对比、分析。结果表明,水驱之后TK634井开始转注气,S80井的产油速度上升,综合含水率下降,采收率增速变大;S80井开始产气之后,采油速度下降,综合含水率上升,采收率增速变缓;从无充填到垮塌充填,

S80井产气时间缩短,采油速度增大,综合含水率降低,氮气驱阶段采收率从4.8%增至22.4%;从垮塌充填到致密充填,S80井的采油速度降低,综合含水率升高,氮气驱阶段采收率降至17.0%。

由氮气驱结束时不同溶洞充填方式的气驱波及范围(图2)可以看出:当溶洞无充填时,在氮气驱结束后,二维典型缝洞可视化模型中的剩余油较多;当溶洞为垮塌充填时,气体可驱替更多的剩余油,波及范围更广,因此在氮气驱结束时,垮塌充填的二维典型缝洞可视化模型中的剩余油相对较少,驱替效果更好。通过对比溶洞无充填和垮塌充填方式下氮气驱波及范围,发现充填介质对气体具有一定的封闭作用,提高了二维典型缝洞可视化模型中注入介质的流动阻力,削弱了注入气体的窜逸和底水的锥进。与此同时,在溶洞垮塌充填和致密充填方式下注入气体的能量不易耗散,在与底水的相互作用过程中更能占据主导地位,抑制底水锥进,扩大波及范围,可以波及到溶洞无充填方式下氮气驱无法波及的部分区域,因此溶洞充填可在一定程度上提高产油速度,降低综合含水率,进而提高缝洞型碳酸盐岩油藏的采收率。



注:图中红色为模拟油,蓝色为模拟水,黑色为石英砂  
图2 氮气驱结束时不同溶洞充填方式下的气驱波及范围

Fig.2 Sweep efficiency for different cavity-filling types at the end of nitrogen gas flooding

### 2.2 原油粘度

以原油粘度分别为6和23.8 mPa·s对二维典型缝洞可视化模型进行驱替实验,结果(图3)表明,在溶洞无充填方式下,当原油粘度较大时,无气产液期延长;当原油粘度较小时,整体产油速度增大,综合含水率降低,氮气驱阶段采收率上升速度加快,但注气有效期更短。在溶洞垮塌充填方式下,高粘度原油在二维典型缝洞可视化模型中的流动阻力增大,出口端的产油速度降低,综合含水率升高;氮气驱阶段,低粘度原油的流动阻力减小,注入气体波及范围更大,驱替的剩余油更多,驱替效果更好。其原因为:随着溶洞充填方式由无充填变为垮塌充填,原油的流动阻力增大,加之底水能量的降

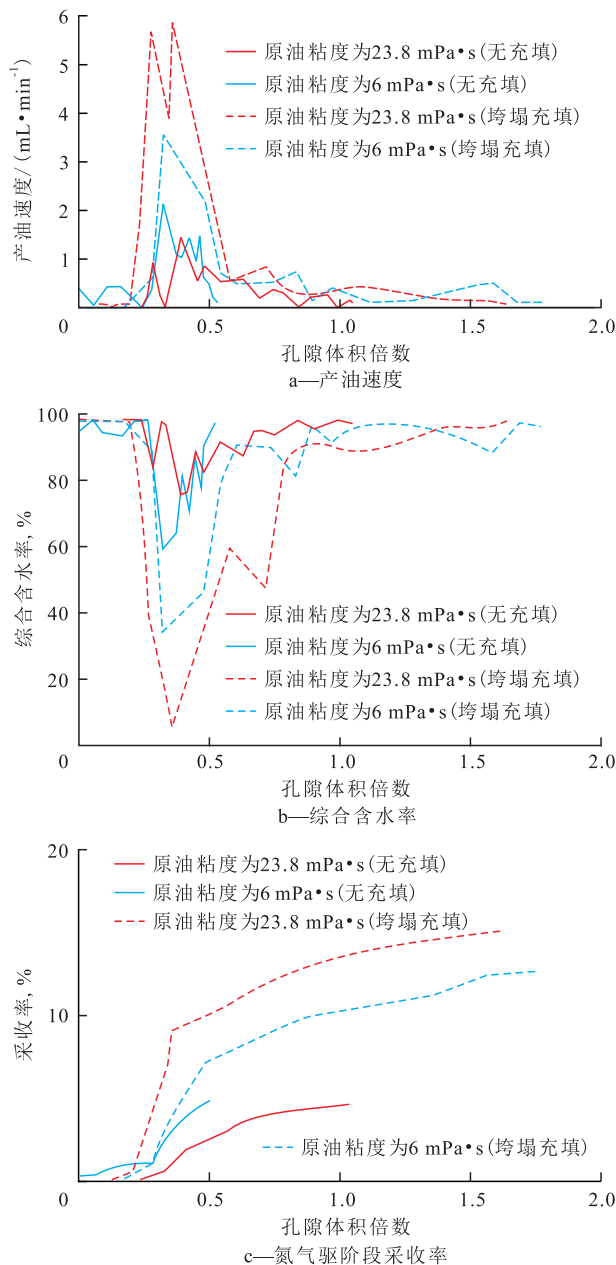


图3 不同原油粘度下的生产指标对比

Fig.3 Comparison of production index with different oil viscosities

低,使得氮气的窜逸受到抑制,改善了氮气和底水的相互作用,扩大了氮气的波及范围,转注气后驱替更多的底水以及水驱后残留的剩余油<sup>[21]</sup>。因此,在这些影响因素的共同作用下,溶洞垮塌充填方式或底水能量更低时的氮气驱效果更好。

### 2.3 底水强度

在实验过程中,通过悬挂水瓶的高度改变底水能量的初始值,以压力与重力的比值分别为2.8和3.8作为不同的底水强度,模拟底水衰竭的过程,进行底水驱替和注水驱替,之后再行氮气驱实验(驱替过程中保持底水能量供给)。结果表明,在溶洞无充填方式下,当原油粘度分别为6和23.8 mPa·s

时,底水能量对氮气驱效果的影响较小,底水强度为2.8和3.8时的采收率分别为4.5%和5%(图4)。这是因为二维典型缝洞可视化模型中原油的流动阻力较小,底水能量增大,注入气体的窜逸受到抑制,对扩大气体波及范围有一定促进作用<sup>[22]</sup>,但在注入气体与底水的相互作用过程中,底水驱替力占据主导地位,且与气体驱替力方向不一致,抑制了气体波及范围的扩大,因此注入气体波及范围变化较小;而当底水能量降低时,虽然注入气体的窜逸现象加剧,但在注入气体与底水的相互作用过程中受底水的影响减小,因此注入气体波及范围变化较

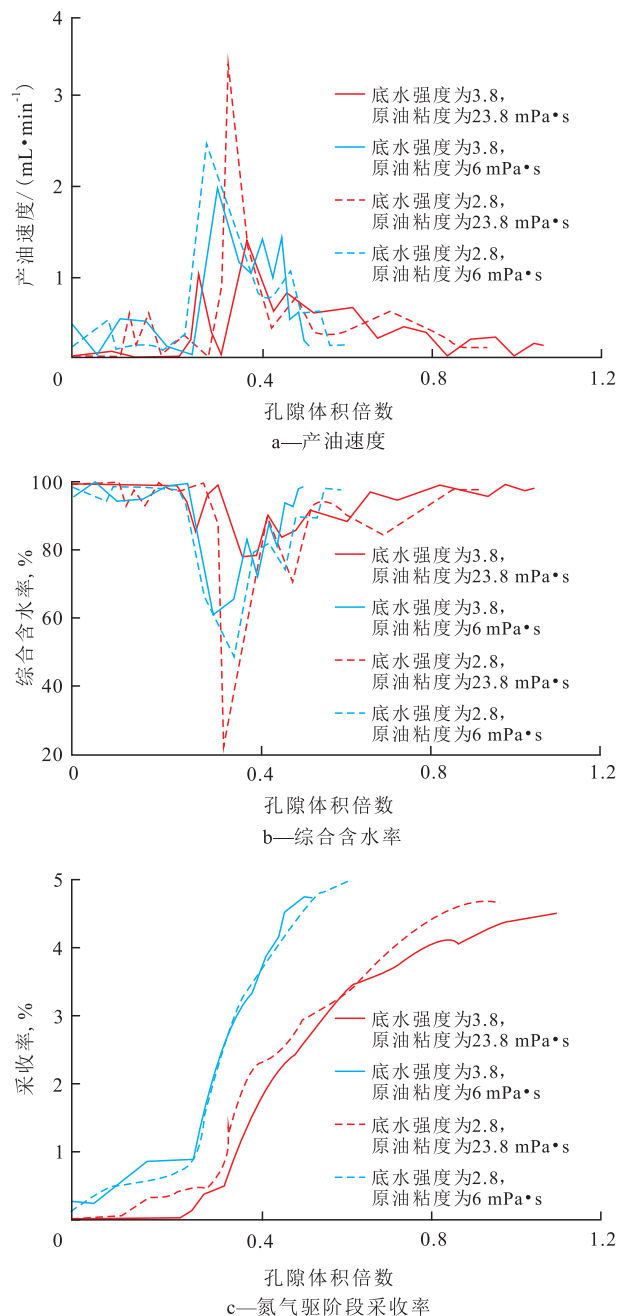


图4 溶洞无充填方式下底水强度对生产指标的影响

Fig.4 Effect of bottom water intensity on production index without cavity filling

小(图4)。在溶洞充填方式下(以致密充填为例),在原油粘度为 $23.8\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、弱底水条件下,二维典型缝洞可视化模型的平均综合含水率低于强底水条件,采收率上升速度更快,采油周期更短;在原油粘度为 $6\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、强底水条件下,二维典型缝洞可视化模型的平均综合含水率低于弱底水条件,而底水驱阶段采收率从弱底水条件下的 $19.3\%$ 增至强底水条件下的 $32\%$ ,氮气驱阶段的采收率从 $9.8\%$ 增至 $16.9\%$ ,相应的底水驱和氮气驱阶段的总采收率从 $39.1\%$ 增至 $48.9\%$ (图5)。

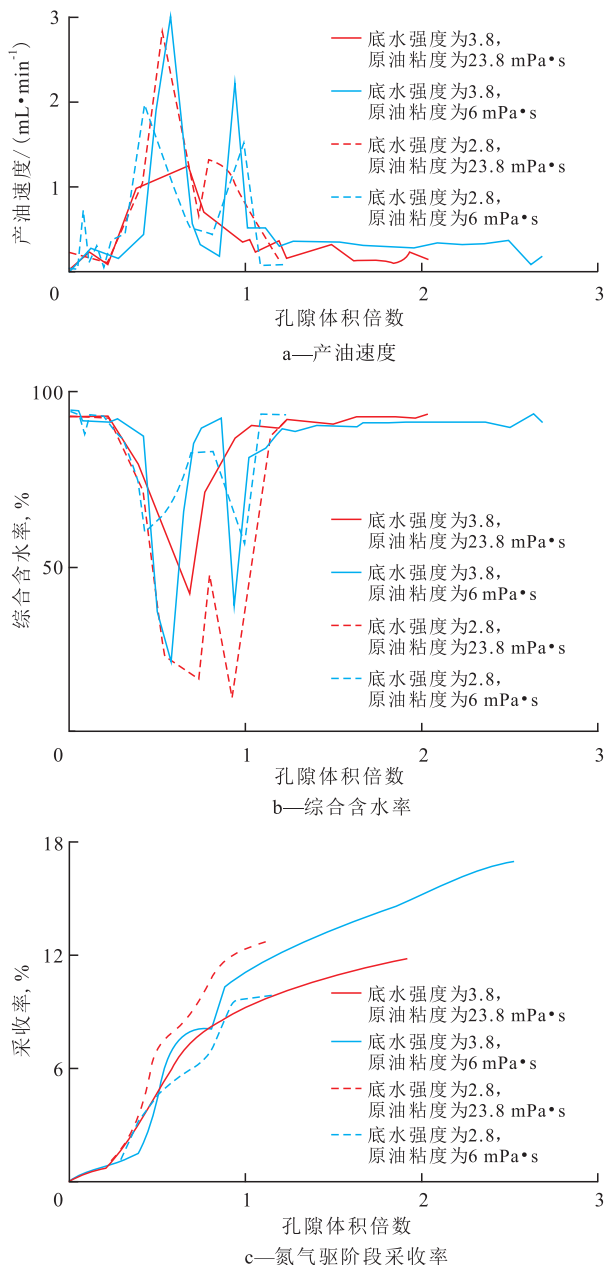


图5 溶洞致密充填方式下底水强度对生产指标的影响

Fig.5 Effect of bottom water intensity on production index with compact cavity filling

综上所述,缝洞型碳酸盐岩油藏的氮气驱效果受多个影响因素共同作用。粘度为 $6\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的原油

在二维典型缝洞可视化模型中的流动阻力小于粘度为 $23.8\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 原油的流动阻力,说明低粘度有利于原油的运移。虽然底水能量增大会造成底水的锥进,但同时也抑制了注入气体的窜逸,此外溶洞充填造成原油的流动阻力增大,使得气窜现象被进一步削弱,扩大了气体波及范围,驱替出更多的剩余油。因此,溶洞无充填时,底水强度对氮气驱效果的影响较小;而溶洞充填程度越高,底水强度越大,氮气驱波及范围越大,则可以驱替出更多的剩余油。

### 3 结论

根据相似准则,建立二维典型缝洞可视化模型,确定相应的实验方法,模拟油、气、水等流体在典型缝洞型碳酸盐岩油藏中的流动规律,系统研究缝洞型碳酸盐岩油藏氮气驱效果的影响因素。对于缝洞型碳酸盐岩油藏,由于重力分异作用,与水驱相比,氮气驱的波及范围和路径明显不同,呈现水下气上的驱替特征,且气窜较水窜更易发生。溶洞充填方式、原油粘度和底水强度等因素均会影响二维典型缝洞可视化模型的压力场,进而影响氮气驱波及范围。溶洞充填方式、原油粘度和底水强度等影响因素均可改变流体在缝洞型碳酸盐岩油藏中的流动特征。低原油粘度有利于降低综合含水率,改善氮气驱效果;溶洞充填造成流体流动呈现渗流特征,有利于提高气体波及范围,提高采收率。

### 参考文献:

- [1] 卢国.缝洞型介质流体流动规律研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2010.  
Lu Zhanguo.Fluid flow law in fractured vuggy media [D].Qingdao:China University of Petroleum(East China),2010.
- [2] 吕爱民.碳酸盐岩缝洞型油藏工程方法研究——以塔河油田为例[D].青岛:中国石油大学(华东),2007.  
Lü Aimin.Study of reservoir engineering method for fractured-vuggy carbonate reservoir—Tah Oilfield as an example [D].Qingdao:China University of Petroleum(East China),2007.
- [3] 修乃岭.缝洞型碳酸盐岩油藏流动机理研究[D].北京:中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所),2008.  
Xiu Nailng.Research of flow mechanism of fissure-cavern carbonate reservoirs [D].Beijing: Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics of University of Chinese Academy of Science,2008.
- [4] Alsharhan A S, Nairn A E M.Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East [M].Amsterdam: Elsevier Science, 1997:1-942.
- [5] 林然.缝洞型碳酸盐岩储层流动规律研究[D].成都:西南石油

- 大学, 2014.
- Lin Ran. Research on the flow law in the fracture vuggy carbonate reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2014.
- [6] 康志宏. 缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油机理模拟试验研究 [J]. 中国西部油气地质, 2006, 2(1): 87-90.
- Kang Zhihong. Principium experiment of oil seepage driven by water in fracture and vug reservoir of carbonate rocks [J]. West China Petroleum Geosciences, 2006, 2(1): 87-90.
- [7] 杜箫笙. 缝洞型碳酸盐岩油藏主体开发方式研究 [D]. 北京: 中国科学院研究生院(渗流流体力学研究所), 2009.
- Du Xiaosheng. Research of production methods of the fractured-vuggy carbonate reservoirs [D]. Beijing: Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics of University of Chinese Academy of Science, 2009.
- [8] 刘金玉. 缝洞型介质两相流动机理的数值模拟研究 [D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2009.
- Liu Jinyu. Numerical simulation of two-phase fluid flow in fractured-vuggy media [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2009.
- [9] 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 Jirui, Zhang Li, Li Haibo, et al. Influencing factors on EOR nitrogen flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 64-68.
- [10] 郑泽宇, 朱倘仟, 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]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 93-97.
- Zheng Zeyu, Zhu Tangqian, Hou Jirui, 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.
- [11] 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 Zhongchun. Analyses of the remained oil and EOR methods for Tahe paleokarst reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2): 62-68.
- [12] 彭松, 郭平. 缝洞碳酸盐岩凝析气藏注水替凝析油实验 [J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(1): 68-72.
- Peng Song, Guo Ping. Experiment of waterflooding replaced condensate for fractured-cavernous condensate gas reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(1): 68-72.
- [13] 巫波, 李正民, 荣元帅. 不同岩溶缝洞油藏剩余油类型及开发对策 [J]. 特种油气藏, 2016, 23(2): 93-96.
- Wu Bo, Li Zhengmin, Rong Yuanshuai. Remaining-oil distribution types and measures of different karst fracture-cave oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 93-96.
- [14] Kossack C A. Simulation of gas/oil displacements in vuggy and fractured reservoirs [R]. SPE 101674, 2006.
- [15] Zhao R B, Ke W Q, Wu Y H, et al. Enhanced heavy oil recovery from fractured vuggy carbonated reservoir of the oilfield with N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> gas mixture [R]. SPE 132247, 2010.
- [16] 张艳玉, 王康月, 李洪君, 等. 气顶油藏顶部注氮气重力驱数值模拟研究 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2006, 30(4): 58-62.
- Zhang Yanyu, Wang Kangyue, Li Hongjun, et al. Study of numerical simulation for gravity drive of crestal nitrogen injection in gas-cap reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2006, 30(4): 58-62.
- [17] John Zuta. Mechanistic modeling of CO<sub>2</sub>-foam processes in fractured chalk rock: effect of foam strength and gravity forces on oil recovery [R]. SPE 144807, 2011.
- [18] 刘中春, 李江龙, 吕成远, 等. 缝洞型油藏储集空间类型对油井含水率影响的实验研究 [J]. 石油学报, 2009, 30(2): 271-274.
- Liu Zhongchun, Li Jianglong, Lü Chengyuan, et al. Experimental study on effect of reservoir space types on water cut of wells in karstic-fractured carbonate reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(2): 271-274.
- [19] Hou Jirui, Zheng Zeyu, Song Zhaojie, et al. Three-dimensional physical simulation and optimization of water injection of a multi-well fractured-vuggy unit [J]. Petroleum Science, 2016, 13(2): 259-271.
- [20] 李爱芬, 张东, 姚军, 等. 缝洞单元注水开发物理模拟 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2012, 36(2): 130-135.
- Li Aifen, Zhang Dong, Yao Jun, et al. Physical simulation of water flooding in fractured-vuggy unit [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2012, 36(2): 130-135.
- [21] 袁昭, 李正科, 邵明记. 气顶油藏开发特点及开采方式概述 [J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(1): 18-20.
- Yuan Zhao, Li Zhengke, Shao Mingji. Development characteristics and patterns in gas cap reservoirs [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2008, 31(1): 18-20.
- [22] 苏可心. 改善底水锥进油藏开发效果方法研究 [D]. 荆州: 长江大学, 2012.
- Su Kexin. A research of improve the bottom water coning reservoir development effect method [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012.

编辑 邹澍滢