

缝洞型油藏三维可视化模型底水驱油水界面特征研究

屈鸣¹, 侯吉瑞^{1*}, 李军², 谭涛², 郭臣², 石媛丽³

1 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249

2 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司, 乌鲁木齐 830001

3 中国石油天然气股份有限公司华北油田分公司, 任丘 065700

* 通信作者, houjirui@126.com

收稿日期: 2017-04-10

国家科技重大专项“缝洞型油藏泡沫辅助气驱提高采收率技术研究”(2016ZX05014-004-004)和国家科技重大专项“缝洞型油藏注气提高采收率机理研究”(2016ZX05014-004-001)联合资助

摘要 缝洞型碳酸盐岩油藏以溶洞和裂缝为主要储集空间, 具有较强的非均质性。为了真实反映缝洞型油藏底水驱过程中油水界面特征, 以塔河油田 S48 缝洞单元为基础, 设计并制作缝洞型油藏三维可视化物理模型进行底水驱室内实验, 对缝洞单元宏观油水界面特征、缝洞组合油水界面特征、底水锥进油水界面特征、填充物对油水界面特征的影响等进行定性和定量分析。研究结果表明: 缝洞单元内, 宏观油水界面高度差加剧了油藏内部流场的不均匀分布。水体垂直进入上部溶洞时, 实际水体凸起高度大于静止状态下的水体凸起高度, 我们将这种现象定义为“泉眼效应”。缝洞组合中, 缝洞油水界面受润湿性、弯曲液面附加压力、连通性的影响, 存在高度差, 油水界面无因次高度差与裂缝采收率之间存在负相关性; 盲端洞中油水界面呈凸液面, 底水可抬升油水液面高度和油水凸液面凸起高度。溶洞井和裂缝井底部发生底水锥进时, 油水界面特征不同, 裂缝井井底锥进现象比溶洞井井底锥进现象更为明显。受填充物润湿性影响, 油水界面在填充区域上升较快, 易形成窜流通道, 局部没有统一的油水界面, 填充物所在区域流体呈现渗流特征。室内研究结果可为缝洞型碳酸盐岩油藏矿场底水驱开发方案设计及剩余油挖潜提供参考。

关键词 缝洞型油藏; 三维可视化模型; 底水驱; 油水界面

0 引言

缝洞型碳酸盐岩油藏以溶洞和裂缝为主要储集空间, 储集流体的分布具有局部分散性和非均质性的特点^[1]。塔河油田奥陶系油藏是中国已经发现的储量最大的碳酸盐岩缝洞型油藏, 与常规的碳酸盐岩裂缝型油藏不同, 它的主要特点为溶洞、裂缝非常规发育, 流体主要储集于大型溶洞和裂缝中, 裂缝同时也是主要的流动通道, 基质基本不具备储渗能力; 缝洞分布不均, 裂缝倾角较大, 溶洞大小不一, 储集层具有复

杂的储集空间结构^[2-4]。塔河油田四区油层是具有不同储渗特征、流体特征及压力特征的缝洞单元体, 不同地域分布着密度不等的高角度构造缝, 内部油水流动特征及井间连通关系复杂^[5-7]。

近年来, 针对缝洞型油藏众多研究者设计并制作微观玻璃蚀刻模型、全直径岩心蚀刻模型、二维可视化剖面模型等进行了大量物理模拟实验研究^[8-12]。但是由于储集体尺度和取芯条件的限制, 所制作的物理模型多数无法真实反应缝洞单元宏观驱替特征, 开发三维可视化实验系统模拟缝洞型碳酸盐岩油藏开采过

引用格式: 屈鸣, 侯吉瑞, 李军, 谭涛, 郭臣, 石媛丽. 缝洞型油藏三维可视化模型底水驱油水界面特征研究. 石油科学通报, 2018, 04: 422-433
QU Ming, HOU Jirui, LI Jun, TAN Tao, GUO Chen, SHI Yuanli. Research into characteristics of the oil-water interface during bottom water flooding in a fractured-vuggy reservoir by a 3-D visual model. Petroleum Science Bulletin, 2018, 04: 422-433. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.04.038

程是技术难点, 本文依据塔河油田四区缝洞型碳酸盐岩油藏地质资料以及生产动态数据, 根据相似原理^[13], 设计并制作三维可视化物理模型进行室内物理模拟实验, 分析底水驱油水界面特征, 为矿场底水开发提供理论支持。

1 三维可视化模型制作

侯吉瑞等^[14]以塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩油藏S48部分井组S48、T401、TK411、TK426、TK467为依据, 设计并制作了多井缝洞单元宏观三维物理模型, 研究缝洞型油藏衰竭式底水驱和注水开采时水驱特征及油井见水模式, 但没有可视观察油藏开发过程中油水两相动态流动特征。本文在此研究基础上, 对油藏S48部分井组、部分地质原型图进行纵向切片后, 使用透明性较好的有机材料进行分层绘制, 绘出分层刻画图, 按照分层刻画图设计模型, 实现模型可视化(图1)。

侯吉瑞等^[14]对缝洞型油藏两相流相似准则的原理及该类模型的设计尺寸进行了详细论述, 使模型在缝洞比、缝洞密度和裂缝宽度等方面尽可能接近实际油

藏。在此研究的基础上, 本文选用透明性较好、化学性质稳定的亚克力板(化学成分为聚甲基丙烯酸甲酯)作为模型制作的材料, 使用激光刻蚀机进行刻蚀, 刻出高度为3 cm的缝洞基本组合(图2)。

使用与各个缝洞组合具有相同平面形状的2 mm厚亚克力薄片进行封闭。按照实际地层中的位置关系黏接后, 打通两层搭接缝洞组合的连接处, 制成一个共5层的模型主体。将黏合后的模型主体置于一个直径为43.5 cm、高度为5 cm的亚克力圆柱体底座上, 底座内有一个直径42 cm, 高度1 cm的圆柱体空间, 可以模拟底水环境。用二丁酯配制的环氧树脂作为黏合剂, 粘接封固整个模型, 放置在常温下老化24 h, 使模型主体与底座牢固黏接。

按照设计井位, 在模型上部相应位置嵌入管座, 通过管座将直径3 mm的铁管钻入模型中。铁管一端伸入模型主体的立体缝洞结构中, 另一端留在模型外, 并装有二通阀, 以模拟油井井筒, 各井深度与现场实际保持同比例(表1)。

待模拟井筒放置完毕, 用环氧树脂对管座进行黏接以固定。在模型底座的底部钻3个孔并嵌入管座, 通过管座连接3根直径3 mm的铁管, 铁管另一端装

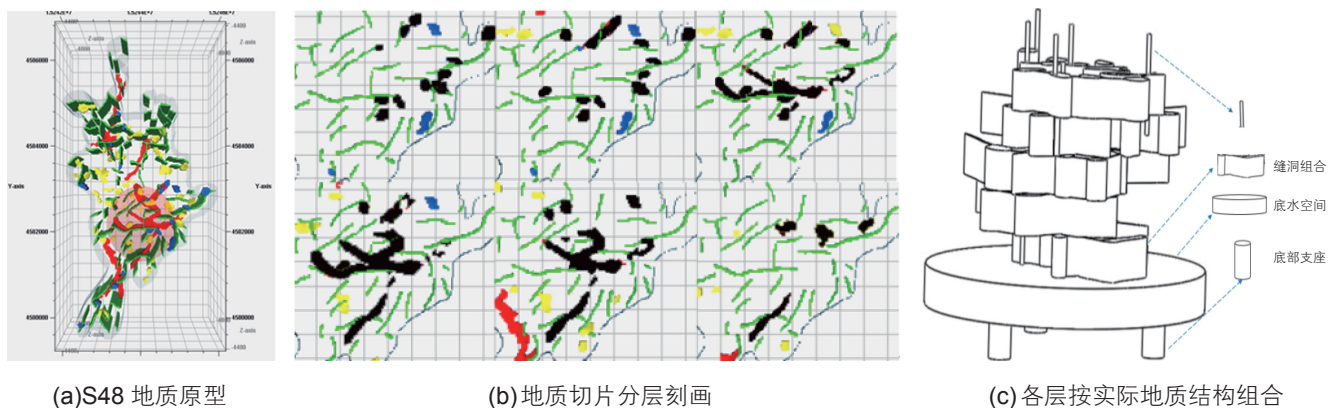


图1 缝洞型油藏三维可视化模型设计

Fig. 1 Design of 3-D visual fracture-vuggy carbonate reservoir model



图2 激光刻蚀缝洞基本组合

Fig. 2 Basic fracture-vuggy connections fabricated by laser

表1 三维可视化多井缝洞单元模型油井参数

Table 1 Oil well parameters of 3-D visual multi-well fractured-vuggy unit model

油井编号	油井深度/cm	油井类型	配位数
S48	14.8	钻遇溶洞井	4
T401	12.2	钻遇溶洞井	2
TK411	10.8	钻遇溶洞井	3
TK467	18.0	钻遇裂缝井	1
TK426	9.2	钻遇裂缝井	4

*注：油井类型按油井钻遇储集体类型划分；配位数指油井钻遇储集体所连通的裂缝数

有二通阀，底水可以通过铁管泵入底座中的圆柱形空间，形成底水环境。模型总缝洞体积为 1571.29 cm^3 ，模拟底水环境的圆柱形空间体积为 1384.74 cm^3 ，裂缝宽度 1 mm 、高度 3 cm (图3)。

2 实验材料及实验流程

2.1 实验材料

模型主体材料为亚克力板，将模型材料浸入水中，在材料表面形成水滴，测得润湿角为 62.8° 。这一结果说明，模型材料润湿性与真实油藏的相似。

实验用油为液体石蜡与煤油按照 20:1 的比例混合而成的模拟油，并加入适量苏丹红染色剂， 25°C 时模拟油的黏度为 23.9 cP ，标准密度为 0.81 g/cm^3 。

实验用水为根据油田地层水配制的模拟水，并加入适量亚甲基蓝染色剂，标准密度为 1.032 g/cm^3 ，矿化度为 $220\ 000 \text{ mg/L}$ ，模拟水与模拟油的界面张力为 6.04 mN/m 。

选用直径为 2 mm 的研磨型玻璃弹珠作为模型溶洞的填充物，其主要化学成分为 SiO_2 和 Al_2O_3 ，密度 2.8 g/cm^3 。

2.2 实验方案与步骤

根据油田实际注采情况及生产参数，按照几何相似、物理相似准则，对注采数据进行拟合，得到如下实验方案，力图与实际油藏的生产动态相匹配。

(1) 实验环境温度为 25°C ，压力为常压。

(2) 将模型底座圆柱形空间饱和模拟水，形成底水环境。

(3) 对模型主体饱和模拟油，记录饱和油体积。

(4) 以 4 mL/min 的流速对模型进行底水驱替，模拟弱底水驱过程，当某口井含水率达到 98% 即关井，直到 5 口井全部关闭，每隔 2 min 记录一次产油量和产水

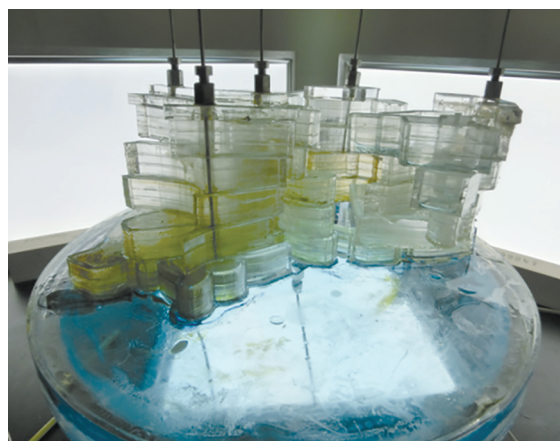


图3 缝洞型油藏三维可视化物理模型

Fig. 3 3-D visual fracture-vuggy carbonate reservoir model

量。

(5) 重复步骤(1)~步骤(3)，以 10 mL/min 的流速对模型进行底水驱替，模拟强底水驱过程，当某口井含水率达到 98% 即关井，直到 5 口井全部关闭，每隔 2 min 记录产一次油量和产水量。

(6) 使用研磨型玻璃弹珠对模型内部进行填充，重复步骤(1)~步骤(3)，以 4 mL/min 的流速对模型进行底水驱替，模拟填充条件下弱底水驱过程。当某口井含水率达到 98% 即关井，直到 5 口井全部关闭，每隔 2 min 记录产一次油量和产水量。

(7) 在步骤(4)~步骤(6)底水驱替过程中，待形成稳定油水界面后，使用游标卡尺测量各层缝洞组合中油水界面高度。

3 实验结果分析及讨论

3.1 缝洞单元宏观油水界面特征

4 mL/min 底水驱替初期，受油水重力分异作用影响，各缝洞油水界面上升比较均匀，基本保持在同一

水平面上。5口生产井均产出纯油,但采油速率不一致,TK426井的产油速率最高,TK467井的产油速率最低,无水采油阶段TK426井的产油速率始终高于TK467井(图4)。底水驱替0.1 PV后,各缝洞油水界面出现高度差异,不再保持在同一水平面上,产油率较高的TK426井井底附近的油水界面高于产油率较低的TK467井。这是由于TK426井井底附近的缝洞单元与底水连通性较好,底水抬升的阻力小,油水界面抬升快,产油速率相对较高。底水驱替0.22 PV后,各缝洞油水界面高度差异进一步增大,高产井TK426井井底附近油水界面已经抬升至第4层,而低产井TK467井井底附近油水界面距离第5层顶部还有一段距离(图5-a)。在同一缝洞单元内底水驱阶段,高产井附近底水界面抬升较快,低产井附近底水界面抬升缓慢,宏观油水界面的高度差导致油藏内部流场不均匀分布加剧,采油过程中采油井之间相互干扰。

10 mL/min底水驱替与4 mL/min底水驱替的宏观油水界面特征相同。初期油水界面保持水平,随着驱替过程的进行,产油量较高的井底附近油水界面抬升快(图5-b)。但是在10 mL/min底水驱替条件下,井底附近水窜加剧,油水界面呈凸液面(图5-c)。

3.2 缝洞组合油水界面特征

模型内包含盲端缝、盲端洞、洞-缝-洞连通3种不同类型的缝洞组合,分别以10 mL/min与4 mL/min进行底水驱替。3种缝洞组合内油水界面特征不同,但规律一致:水在洞中的流动阻力小于在缝中流动的

阻力,当水试图进入缝中时,由于模型的油润湿性产生的凹液面的附加压力,阻止水的进入,使得缝、洞中的油水界面不一致。随着水在洞中的不断积聚,受重力分异作用和水体动量的影响,水从缝的下部进入,并逐渐形成水流通通道,使得缝与洞连接处的油水界面高于缝中远端的油水界面。

图6-a为包含盲端洞的缝洞组合,4 mL/min底水驱替过程中,盲端洞中的油水界面高于与之相连的裂缝中的油水界面,但是低于连通性好的洞中的油水界面。油水界面差的最直接影响是使“盲端洞”中的油和缝内上部的油无法被驱替出来,成为剩余油。盲端洞中油水界面呈凸液面,凸液面凸起高度 h_0 为4.95 mm。任何简单曲面都存在附加压力,该附加压力的方向与液面的凹向保持一致。假设该盲端洞中流体处于静止状态,油水界面形态仅受壁面润湿性影响,由Laplace公式及油水两相弯曲液面受力平衡,得到:

$$\frac{2\sigma \cos \theta}{r_{eq}} = \frac{2\sigma}{R} \quad (1)$$

式中: σ 为油水界面张力, mN/m; θ 为油润湿角; r_{eq} 为盲端洞等效半径, mm; R 为凸液面曲率半径, mm。

凸液面曲率半径与凸液面高度之间关系式为:

$$h = R - R \sin \theta \quad (2)$$

式中: h 为凸液面凸起高度, mm; R 为凸液面曲率半径, mm; θ 为油润湿角。

将(1)和(2)式联立,代入已知参数: $\sigma=6.04$ mN/m,

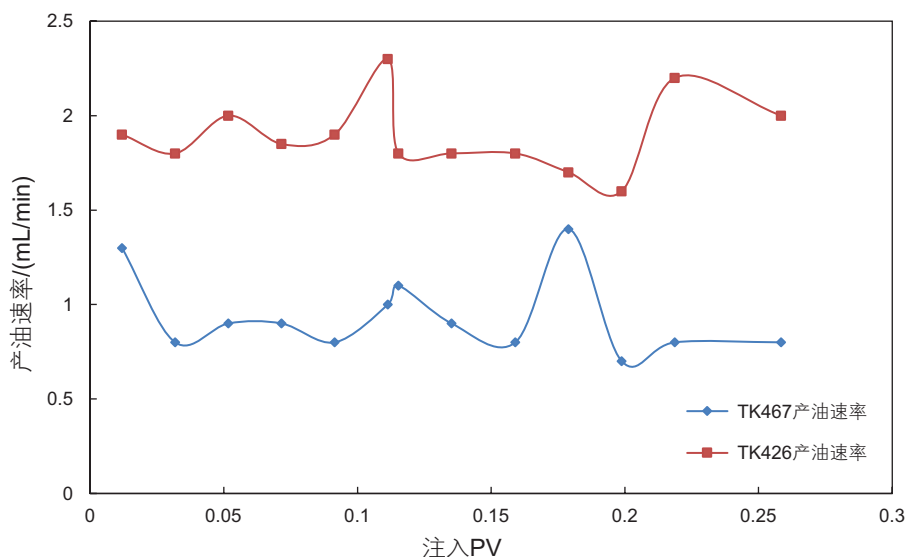


图4 注入PV与TK467/TK426产油速率关系曲线图

Fig. 4 Production rates of TK467/TK426 as a function of inject pore volume

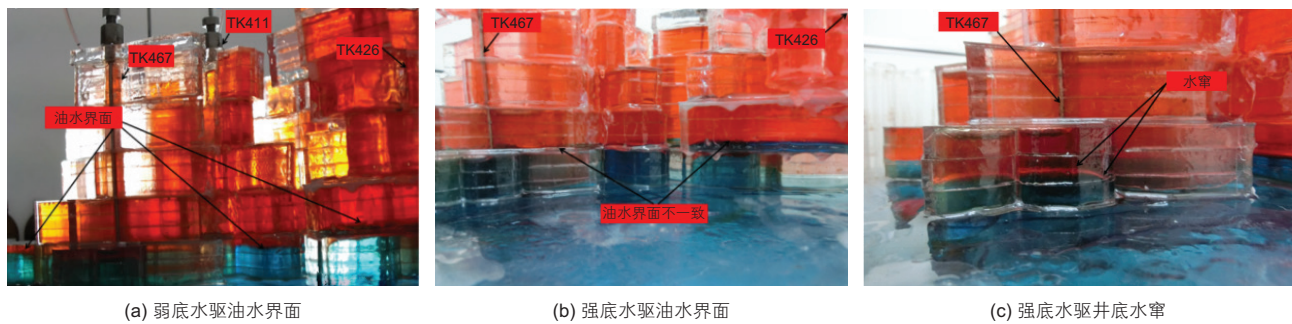


图5 缝洞单元宏观油水界面特征

Fig. 5 Oil-water interface characteristics of fracture-vuggy unit

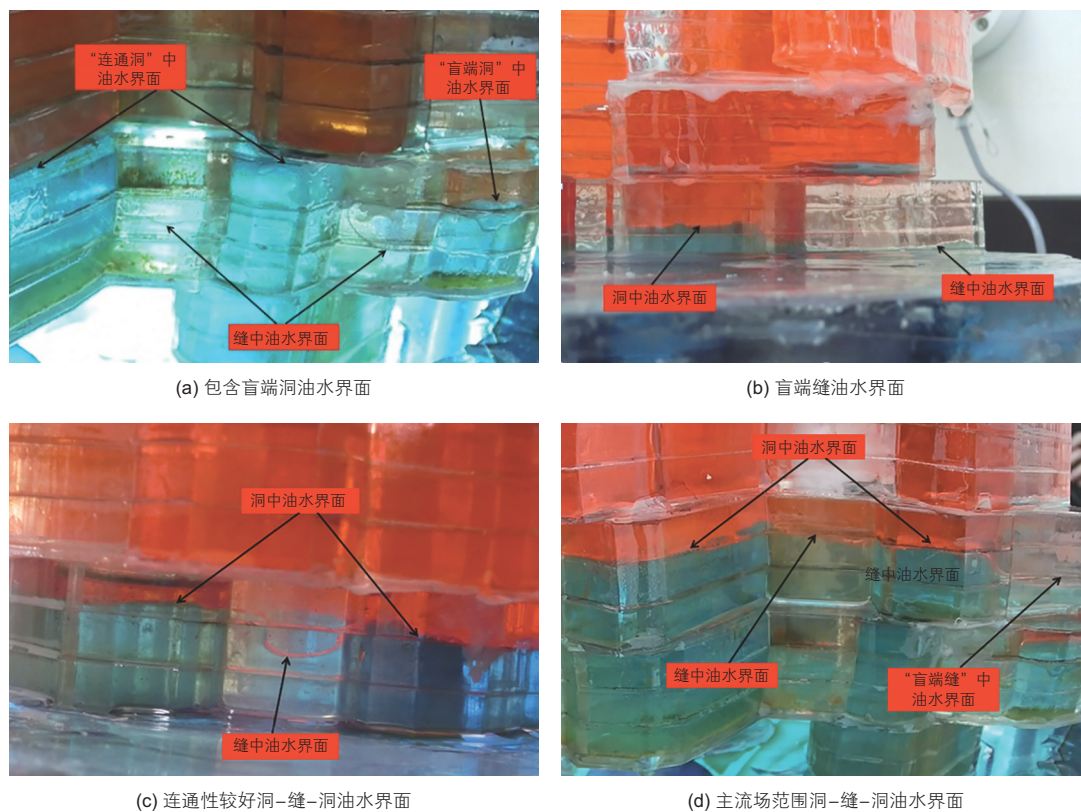


图6 缝洞组合油水界面特征

Fig. 6 Oil-water interface characteristics of fracture-vuggy connections

$\theta=62.8^\circ$, $r_{eq}=12.3\text{ mm}$, 可得 $h=3.01\text{ mm}$ 。由 $h < h_0$ 可知, 动态驱替过程中油水界面形态受底水驱动力、油水界面张力共同作用, 油水凸液面凸起高度大于静态油水凸液面凸起高度, 底水能够提高盲端洞中水相能量, 增加油水液面高度和油水凸液面凸起高度, 置换出更多剩余油。

包含盲端缝的缝洞组合(图6-b), 在底水驱替过程中, 洞中的油水界面高于缝中的油水界面, 其原因满足上述规律。连通性较好的洞-缝-洞组合, 底

水驱替过程中, 洞中的油水界面与缝中的油水界面高度差为 8.02 mm , 小于盲端缝的油水界面高度差 (12.04 mm) 和盲端洞的油水界面高度差 (13.16 mm)。这是因为在连通性较好的洞-缝-洞单元中, 洞中水的动量较大, 能够克服缝中液面的附加压力, 水得以更多地进入裂缝中(图6-c)。对于底水驱主流场控制范围内的洞-缝-洞组合, 由于缝两侧的洞中水动量较大且共同作用, 使得缝中的油水界面与洞中的油水界面基本处于同一个水平面上(图6-d)。

缝洞壁面为弱油湿,底水驱过程中油水界面应呈凸液面,但在实际驱替过程中,在连通性较好的裂缝中呈凹液面(图 6-a,图 6-c)。这是因为与裂缝连通的溶洞中,水体在溶洞与裂缝压力差作用下,克服界面张力进入裂缝,变油水凸液面为凹液面或平液面。以裂缝、溶洞中弯曲液面力的平衡方程为基础,结合 Laplace 方程,推导出仅受润湿性和洞缝静态压差影响的连通洞缝油水界面高度差计算公式。代入实验参数进行计算,计算结果与实验结果对比,分析缝洞油水界面高度差的外力影响,并得到连通缝洞油水界面高度差与裂缝采收率的关系曲线。

由 Laplace 公式及油水两相弯曲液面受力平衡,得到裂缝及溶洞中弯曲液面附加压力表达式:

$$P_{CV} = \frac{2\sigma \cos \theta}{\omega} \quad (3)$$

$$P_{CF} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_{eg}} \quad (4)$$

式中, P_{CF} 为裂缝中弯曲液面附加压力, Pa; P_{CV} 为溶洞中弯曲液面附加压力, Pa; σ 为油水界面张力, mN/m; ω 为裂缝宽度, mm; θ 为油润湿角; r_{eg} 为溶洞等效半径(由等体积法计算得到)。

假设裂缝与溶洞底部连通、侧面封闭且顶部压力场平衡,由于弯曲液面附加压力为两相界面上的压力差,其数值上等于界面两侧非润湿相压力减去润湿相压力,弯曲液面附加压力只存在于两相界面上,根据上述定义,可得:

$$P_{CF} = P_{CV} + (\rho_w - \rho_o)g\Delta h \quad (5)$$

将(3)和(4)代入(5)中,整理可得溶洞与裂缝油水界面高度差公式:

$$\Delta h = \frac{2\sigma \cos \theta (1/\omega - 1/r_{eq})}{(\rho_w - \rho_o)g} \quad (6)$$

代入实验参数: $\sigma=6.04$ mN/m, $\theta=62.8^\circ$, $r_{eq}=12.3$ mm, $\omega=1$ mm, $\rho_w=1.03$ g/ml, $\rho_o=0.81$ g/mL, $g=9.8$ m/s², 计算可得 $\Delta h=2.32$ mm。实验中各缝洞组合油水界面高度差为:图 6-a 右侧裂缝与中间溶洞油水界面高度差 19.88 mm,左侧裂缝与中间溶洞油水界面高度差 17.96 mm;图 6-b 中缝洞油水界面高度差 10.02 mm;图 6-c 中缝洞油水界面高度差 8.02 mm;图 6-d 缝洞油水界面高度差 0.22 mm。

分析可知,缝洞油水界面高度差不仅受润湿性与弯曲液面附加压力的影响,还与缝洞连通情况有关。对于洞-缝-洞连通组合(图 6-c 和图 6-d),流入裂

缝中的水包括底水垂直进入和溶洞水侧向流入两种,若裂缝垂直向连通性差,则水体进入阻力大,对裂缝中部剩余油的置换相对困难,缝洞油水界面高度差大;若裂缝垂直向连通性较好,则流体流动压差大,可以克服油水界面张力,易形成流动通道,对裂缝中部剩余油置换较易,缝洞油水界面高度差小。

根据实验结果,分析连通缝洞油水界面无因次高度差(实际油水界面高度差与裂缝油水界面高度比值)与裂缝中剩余油分布情况,发现缝洞油水界面无因次高度差与裂缝采收率之间存在相关性,绘制二者关系曲线如图 7 所示。缝洞油水界面无因次高度差越大,水体越易从溶洞突破,原油采收率越低

10 mL/min 底水驱替与 4 mL/min 底水驱替的实验结果基本一致。但是在强底水条件下,底水垂直向上进入较大的洞时,受油水界面张力、模拟油水黏度和侵入水动量的影响,会先形成一定体积的“水体凸起”,这是一种特殊油的水界面现象。随着水体凸起的不断积聚,逐渐克服油水两相界面张力,水体流动铺展,测得积聚最大高度为 5.16 mm(图 8)。为研究该现象产生的力学机理,假设水体凸起处于静止状态,且仅受自身重力和界面张力作用,重力促使水体凸起铺展,而油水界面张力抑制铺展,临界状态下达到平衡时,重力与界面张力相等,计算水体凸起最大高度 h_{max} , 表达式为:

$$\frac{2\sigma(1+\cos\theta)^2}{h_{max}(1-\cos\theta)} = \rho_w g h_{max} \quad (7)$$

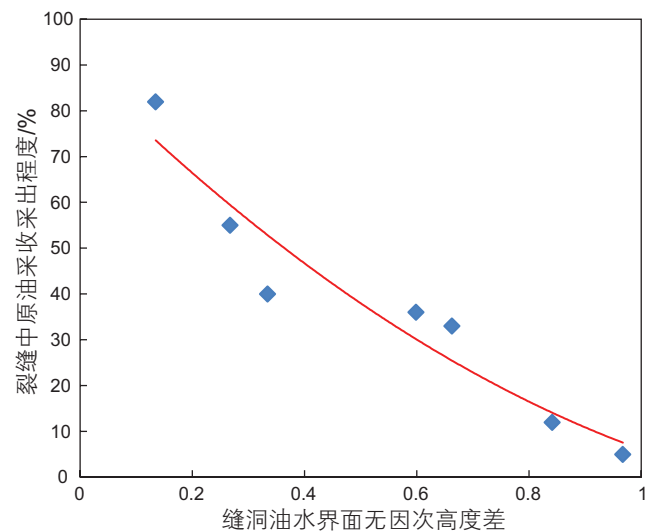


图 7 缝洞油水界面高度差与裂缝中原油采收率关系

Fig. 7 Oil-water interface height differences of fracture-vuggy connections as a function of oil recovery rate of fractures

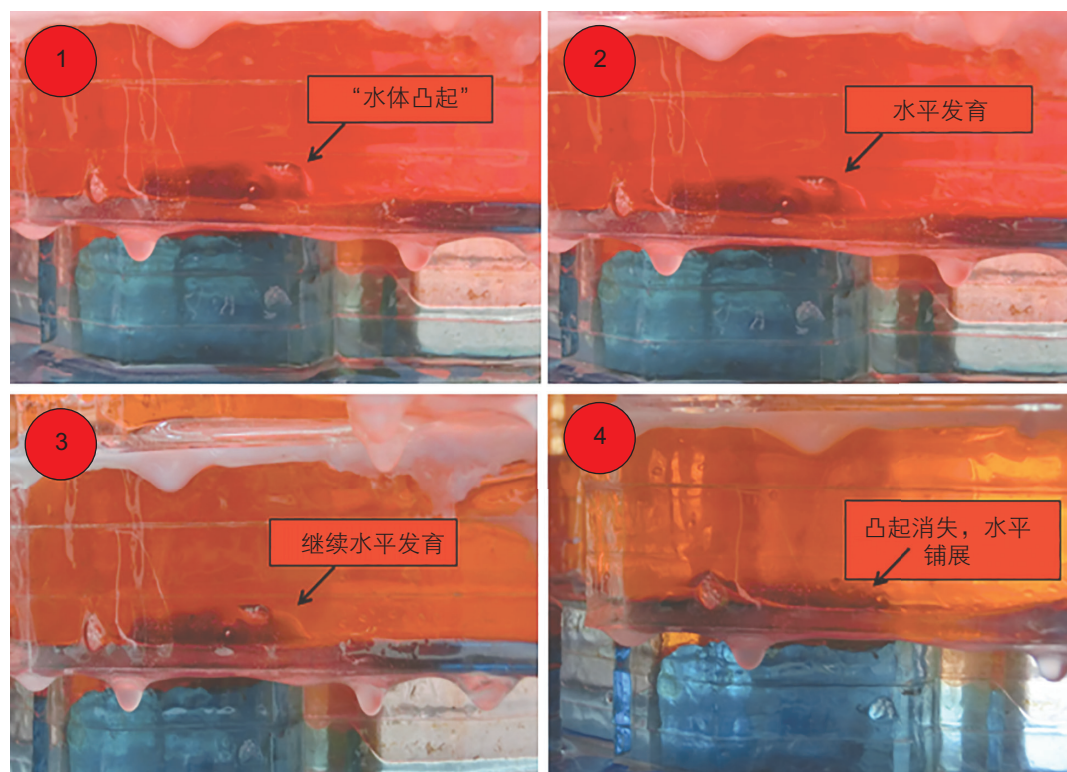


图8 强底水垂直窜流油水界面现象

Fig. 8 Vertical water channeling phenomenons in strong bottom water flooding

式中： σ 为油水界面张力，mN/m； θ 为油润湿角； h_{\max} 为水体凸起最大高度，mm； ρ_w 为水密度，g/cm³； g 为重力加速度。

由(3)式，代入已知参数： $\sigma=6.04$ mN/m， $\theta=62.8^\circ$ ， $\rho_w=1.03$ g/cm³， $g=9.8$ m/s²，可得 $h_{\max}=2.19$ mm。动态实验过程中，在产生水体凸起位置，测得水体凸起的最大高度为5.16 mm，大于静态条件下水体凸起最大高度的计算值2.19 mm。说明底水对水体凸起垂直向的作用力抵消了部分重力作用，加剧垂直向窜流而延缓其在水平方向上的铺展。宏观表现为水相垂直进入溶洞时，实际水体凸起高度大于静止状态下水体凸起高度，我们将这种现象定义为“泉眼效应”。

分析底水锥进与泉眼效应的区别：底水锥进发生在井底附近，受井底附近垂向势梯度的影响，油水接触面发生变形，由于沿井轴方向势梯度最大，接触面呈喇叭状，锥体区域压力低于周边压力；泉眼效应发生在缝洞组合垂向连通区域，底水能量作用力打破了油水界面张力与水体重力的平衡，水体凸起区域压力高于周边压力。底水驱能量越强，“泉眼效应”越显著，若水体凸起与上部低压力场缝洞连通，则易发生垂向窜流，减少平面径向波及范围，不利于原油采

出。

3.3 井底附近底水锥进油水界面特征

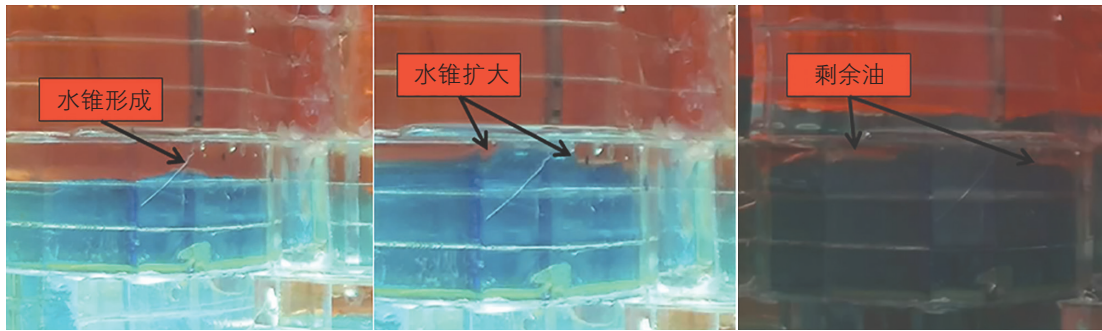
井底附近的底水锥进使得油水同产，暴性水淹加剧，易产生剩余油。在相同的底水强度下，对于产油速率相近的井底处于裂缝中的“裂缝井”和井底处于溶洞中的“溶洞井”，前者的锥体高度高于后者。随着油水混物流速增大，在界面光滑的分层流中，油水界面出现波动，一侧或两侧出现少量近似球型的液滴，水动力和浮力同时作用在这些液滴上，油水界面的水平性降低，呈波状特征(图9)。

力学分析认为，裂缝井中油水混合液重力与垂向压力梯度的平衡力较溶洞井更大。压力梯度分析认为，在相近的产油速率下，由于裂缝内的储油体积小于溶洞内的储油体积，造成裂缝井的泄油压降传播的更远，在与井底垂直距离相同的位置上，前者的垂向压力更大，使锥进的高度高于后者。

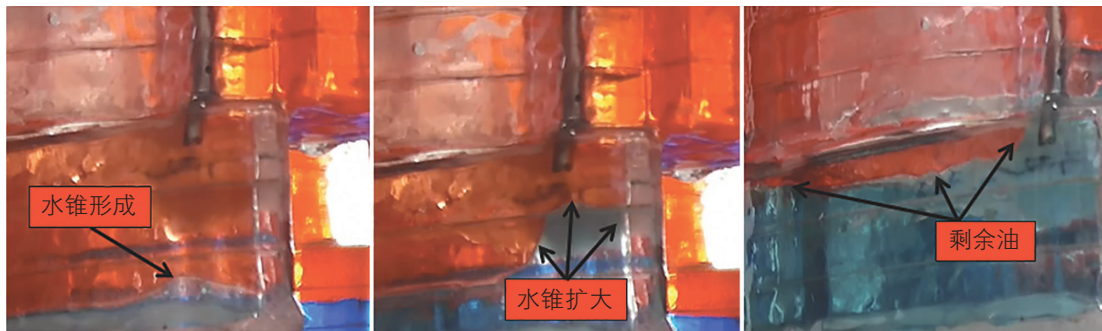
3.4 填充物对油水界面的影响

3.4.1 填充物对缝洞组合油水界面的影响

图10为无填充和有填充时同一个洞-缝-洞组合



(a) 溶洞井底水锥进油水界面特征



(b) 裂缝井底水锥进油水界面特征

图 9 强底水垂直窜流油水界面现象

Fig. 9 Water coning characteristic of different oil wells

在底水驱过程中的界面特征。图中左侧溶洞有填充，在溶洞内部，由于填充物为水润湿，产生毛细力，局

部油水界面抬升，油水界面不再保持水平。在溶洞之间，无填充时左侧溶洞的油水界面略低于右侧，有填充时左侧溶洞的油水界面却高于右侧。这是因为填充物为水润湿，在表面张力的作用下，引起局部毛细管内液面上升。左侧溶洞在有、无填充条件下，油水界面高度随时间变化情况见图 11，图中曲线斜率为油水界面移动速度。由图 11 可知，随着底水驱的进行，底

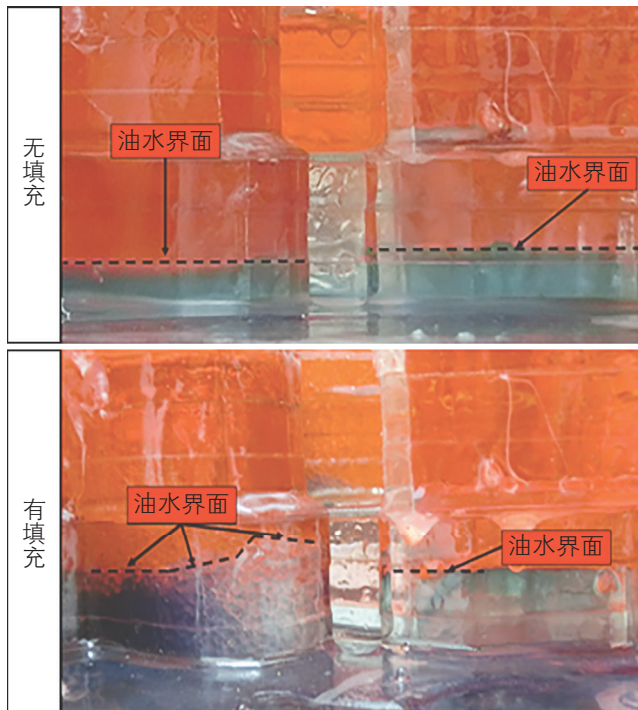


图 10 填充物对洞-缝-洞组合油水界面影响

Fig. 10 Effect of fillers on oil-water interface characteristics of vug-fracture-vug connections

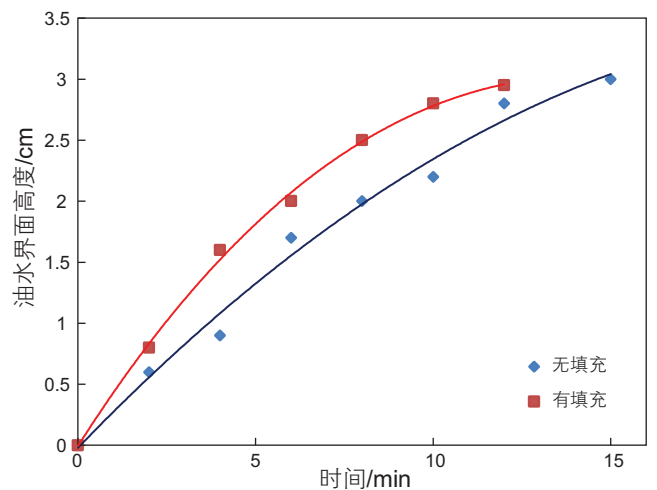


图 11 油水界面高度随时间变化

Fig. 11 Heights of oil-water interface as a function of inject time

水横向波及范围增大,油水界面抬升速度降低,表现为曲线斜率逐渐减小。有填充时油水界面抬升至溶洞顶部的时间(12 min)小于无填充时(15 min)。油水界面在填充区域上升较快,易形成窜流通道,不利于扩大底水波及范围。

图12为无填充时,在重力分异作用下,水体侵入盲端洞后迅速在水平面铺展,占据溶洞底部空间,油水界面水平抬升,基本等效于活塞式驱油,无填充时盲端洞最终采收率为72.1%。对盲端洞进行部分填充,流动压差降低,水体侵入的流动阻力增大,对油的置换相对困难,填充区域呈现渗流特征,无填充区域呈现管流特征,盲端洞内油水流动出现渗流与管流耦合,

在溶洞顶部和填充物空隙间形成剩余油,有填充时盲端洞采收率为59.8%,比无填充时低12.3%。

3.4.2 填充物对井底附近底水锥进油水界面的影响

填充物普遍存在于溶洞中,对比分析溶洞井的井底附近的底水锥进特征。图13为TK411井在有、无填充情况下底水锥进特征对比,发现有填充时锥进的高度和广度都有所增加。压力梯度分析认为,有填充的溶洞呈现砂岩特性,且储油体积小于无填充的储油体积,造成泄油压降传播的更远,在与井底的垂直距离和水平距离相同的位置上,前者的垂向压力和横向压力更大,使锥进的高度和广度高于后者。

图14为TK411采出液含水率曲线,有填充时,

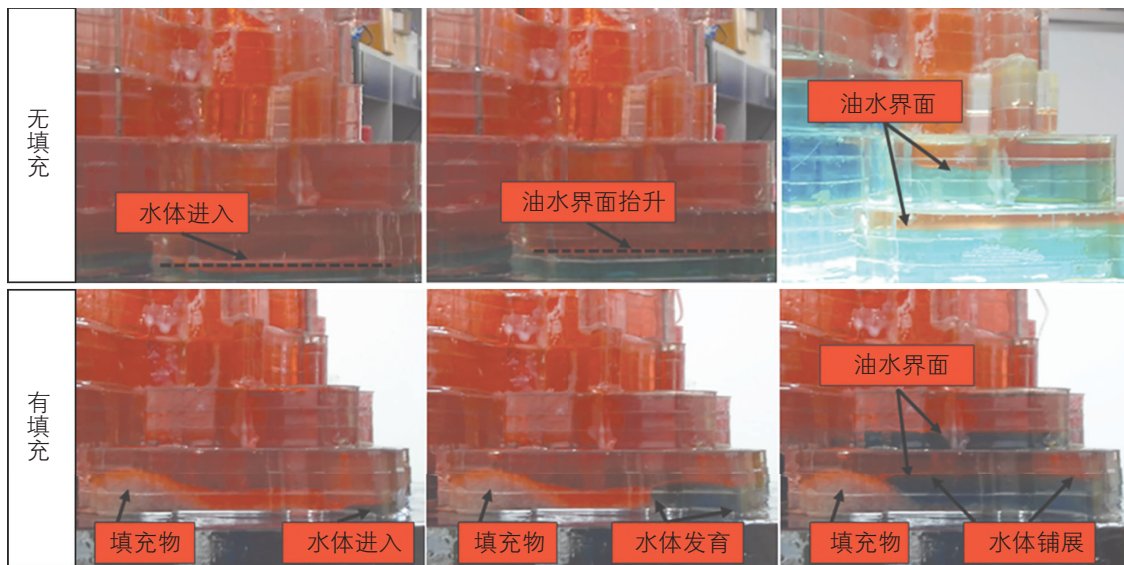


图12 填充物对盲端洞油水界面影响

Fig. 12 Effect of fillers on oil-water interface characteristics of blind vugs

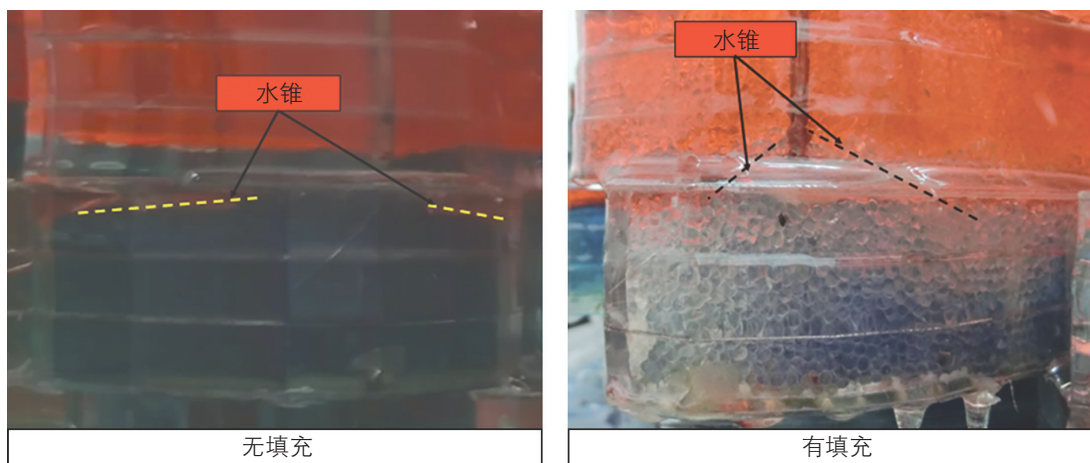


图13 填充物对井底附近底水锥进油水界面的影响

Fig. 13 Effect of fillers on oil-water interface characteristics of bottom water coning

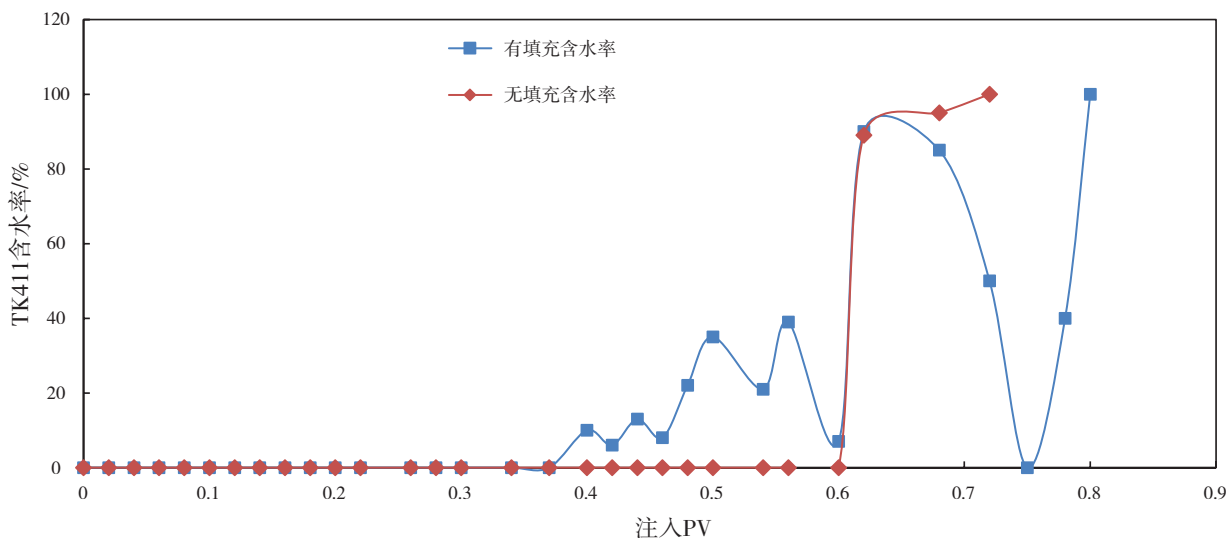


图 14 TK411 井采出液含水率曲线

Fig. 14 Water production rate of TK411 as a function of inject PV

毛管力影响油水流速，水锥进到井底后采出液见水，含水率缓慢上升，随着水锥逐渐扩大，含水率曲线波动上升，油水同产。无填充时，底水驱 0.6 PV 时，油水界面抬升至井底时油井见水，存在极微小水锥现象，见水后含水率迅速上升，基本不存在油水同产期，油水界面抬升至井底射孔位置以上时油井暴性水淹，油水界面抬升速度大于产油速度，井底射孔位置以上存在大量剩余油。

4 结论

(1) 在缝洞型油藏缝洞单元内，油水界面在不同的缝洞组合内抬升高度不一致，宏观油水界面高度差导致油藏内部流场不均匀分布加剧。对于产油速率相近的裂缝井和溶洞井，前者的锥进高度高于后者。

(2) 不同类型的缝洞组合内油水的流动特征不同，

缝洞油水界面存在高度差，这一差值不仅受润湿性与弯曲液面附加压力的影响，还与缝洞连通情况有关。油水界面无因次高度差与裂缝采收率之间存在负相关性。盲端洞中油水界面呈凸液面，盲端洞驱油阻力大，其上部易形成剩余油。

(3) 水相垂直进入溶洞时，实际水体凸起高度大于静止状态下水体凸起高度，即发生“泉眼效应”。底水驱能量越强，“泉眼效应”越显著。若水体凸起与上部低压力场缝洞连通，则易发生垂向窜流，减少水平波及范围，不利于原油采出。

(4) 填充物为水润湿时，在毛细管力的作用下，易引起局部毛细管内水液面上升，局部没有统一的油水界面，填充物所在区域流体呈现渗流特征。盲端洞存在填充物时，水体侵入的流动阻力增大，对油的置换相对困难。主流场控制的连通区域存在填充物时，底水驱过程会存在明显的窜流通道。

参考文献

- [1] 王敬, 刘慧卿, 徐杰, 张宏方. 缝洞型油藏剩余油形成机制及分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2012, (05): 585-590. [WANG J, LIU H Q, XU J, ZHANG H F. Formation mechanism and distribution law of remaining oil in fracture-cavity reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 585-590.]
- [2] 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. The EOR influence factor of N_2 flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 64-68.]
- [3] 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 Z Y, ZHU C Q, HOU J R, et al. Visualization research of remaining oil after nitrogen injection in fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Geology And Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 93-97.]

- [4] KANG Y Y, TANG D B. An approach to product solution generation and evaluation based on the similarity theory and Ant Colony Optimisation[J]. *International Journal of Computer Intergrated Manufacturing*. 2014. 27(12): 1090–1104.
- [5] 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 Z C. Analyses of the remained oil and EOR methods for Tahe paleokarst reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(2): 62–68.]
- [6] CRUZ H J, ISLAS J R, PEREZ R C, et al. Oil displacement by water in vuggy fractured porous media[R]. SPE 69637, 2001.
- [7] HAFTKHANI A R, ARABI M. Improve regression-based models for prediction of internal-bond strength of particleboard using Buckingham's pi-theorem[J]. *Journal of Forestry Research*. 2013. 24(4): 735–740.
- [8] 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): 87–91. [KANG Z H. The experiment study of oil displacement of carbonate vuggy reservoir[J]. *China Western Geology*, 2006, 2(1): 87–91.]
- [9] JOHN Z. Mechanistic modeling of CO₂-foam processes in fractured chalk rock: Effect of foam strength and gravity forces on oil recovery[J]. *Society of petroleum Engineers*. 2011. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 19–21 July, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [10] 王雷, 窦之林, 林涛, 等. 缝洞型油藏注水驱油可视化物理模拟研究[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2011, 33(2): 121–124. [WANG L, DOU Z L, LIN T, et al. Study on the visual modeling of water flooding in carbonate fracture-cavity reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2011, 33(2): 121–124.]
- [11] GUO J C, NIE R S, JIA Y L. Dual permeability flow behavior for modeling horizontal well production in fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. *Journal of Hydrology*. 2012. 464–465: 281–293.
- [12] ASGARI N Y, TOKHMECHI B, KAMKAR R A, et al. A combined Parzen-wevelet approach for detection of vuggy zones in fractured carbonate reservoirs using petrophysical logs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014. 119: 1–7.
- [13] 白玉湖, 李家春, 周济福. 驱油两相流物理模拟相似参数的敏感性分析[J]. *中国科学: E辑工程科学材料科学*, 2005, 35(7): 761–772. [BAI Y H, LI J C, ZHOU J F. Sensitivity analysis of similar parameters in physical simulation of two phase flow in water drive[J]. *Science in China: Series E Engineering & Materials Science*, 2005, 35(7), 761–772.]
- [14] 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 & Development Online*, 2014, 41(6): 784–789.]

Research into characteristics of the oil-water interface during bottom water flooding in a fractured-vuggy reservoir by a 3-D visual model

QU Ming¹, HOU Jirui¹, LI Jun², TAN Tao², GUO Chen², SHI Yuanli³

1 Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Sinopec Northwest China Petroleum Bureau, Urumqi 830001, China

3 PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 065700, China

Abstract Caves and fractures are the main oil space in a fractured-vuggy carbonate reservoir which has strong heterogeneity. In order to research the characteristics of the oil-water interface during bottom water flooding, a 3-D visual fractured-vuggy reservoir model was designed and built on the basis of the S48 fractured-vuggy unit in the Tahe oil field. Using this model, bottom water flooding experiments were conducted, which led to the analysis of the fracture-vuggy unit oil-water interface characteristics, fracture-vuggy connections, oil-water interface characteristics, bottom water coning oil-water interface characteristics and filler's influence on oil-water interface characteristics. The experiment results show that: in certain fractured-vuggy units, macroscopic oil-water interface height differences lead to stronger non-uniform flow distribution. When bottom water flowed vertically into a cave, the actual water bump height was higher than the height of the stationary state which was only affected by interfacial tension and gravity. We define this phenomenon as the "spring effect". In fractured-vuggy connections, the oil-water interface height in fractures was different from that in caves, the height difference was influenced by wettability, additional pressure on curved surfaces and connections of fractures and caves. Oil-water interface dimensionless height difference and oil recovery in fractures were negatively correlated. The oil-water interface in blind caves was convex, the bottom water lifts both the oil-water interface height and the convex surface height. The characteristics of oil-water interface were different when bottom water coning happened from wells in caves or fractures. What is more, fillers made a great influence on oil-water interfaces. This appeared as seepage characteristics in filling areas, the oil-water interface in the region of the filling lifting fast and forming water

channels easily. There was no same oil-water interface in part. The result of experiments provides a theoretical basis for bottom water flooding and enhanced oil recovery in fractured-vuggy carbonate reservoirs.

Keywords fractured-vuggy reservoir; 3-D visual fractured-vuggy reservoir model; bottom water flooding; oil-water interface

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.04.038

(编辑 马桂霞)