

塔河12区缝洞型油藏剩余油分布数值模拟研究

冯小龙

成都理工大学能源学院, 四川 成都

收稿日期: 2024年2月22日; 录用日期: 2024年5月15日; 发布日期: 2024年5月24日

摘要

塔河12区油藏是典型的缝洞型油藏, 前期采速高, 产量下降快, 剩余油分布十分复杂。为研究剩余油分布情况, 提炼了三种典型缝洞结构模型, 分别是双溶洞左右排列组合模型、表层岩溶缝洞组合模型和双溶洞上下排列组合模型。采用Fluent软件模拟探究了缝洞结构差异性、生产压差、注采方式、注水速度和缝洞连接位置对剩余油分布的影响。结果表明, 不同的缝洞结构模型在注水开发后, 剩余油分布情况差异较大, 且受其他开发参数的影响程度不同。生产压差对剩余油分布无明显影响; 溶洞低注高采具有更好的开发效果, 剩余油分布也更加集中; 较高的注水速度下采收率更高; 缝洞连接部位对剩余油分布有一定影响。此外, 针对主要的剩余油分布类型给出了相应的挖潜建议。

关键词

缝洞型油藏, 数值模拟, 剩余油分布

Numerical Simulation Study on Remaining Oil Distribution of Fractured Vuggy Reservoir in Block 12 of Tahe Oilfield

Xiaolong Feng

College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

Received: Feb. 22nd, 2024; accepted: May. 15th, 2024; published: May. 24th, 2024

Abstract

The reservoir in block 12 of Tahe oilfield is a typical fractured vuggy reservoir. The recovery rate is high in the early stage. The yield decreased rapidly. The distribution of remaining oil is very complex. In order to study the distribution of remaining oil, three typical fractured vuggy models are extracted. They are respectively double vugs model of left and right permutation and combi-

nation, fractured vuggy model of epikarst combination and double vugs model of up and down permutation and combination. Using FLUENT software, the influence of fractured vuggy structure difference, production pressure difference, injection and production method, water injection rate and fractured vuggy connection position on the remaining oil distribution was explored. The results show that the distribution of remaining oil varies greatly among different fractured vuggy structure models after water injection development, and the influence of other development parameters on the distribution of remaining oil varies. The production pressure difference has no obvious effect on the remaining oil distribution. Compared with water injection in high position and mining in low position, water injection in low position and mining in high position have better development effect. In that case, the distribution of remaining oil is more concentrated. Higher water injection rates lead to higher recovery. The location of the connection between the vug and the fracture has a certain influence on the distribution of the remaining oil. In addition, the corresponding suggestions for exploiting the remaining oil distribution types are given.

Keywords

Fractured Vuggy Reservoir, Numerical Simulation, Remaining Oil Distribution

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

碳酸盐岩油藏是油气开发最重要的油气藏类型之一，其油气探明储量在世界油气总储量中的占比为52% [1]。我国西部碳酸盐岩缝洞型油藏储量丰富，在我国已探明油气储量中占比达 2/3，特别是塔河油田等，对油气勘探开发来说十分重要[2]。

剩余油分布和提高采收率问题从上世纪八十年代开始就已引起各石油生产国的关注[3]。不同类型油藏有不同的剩余油类型划分方法，对于缝洞型油藏，按分布部位及形成机制分为七大类：1) 阁楼型；2) 致密段遮挡型；3) 底水上升封挡型；4) 低幅残丘型；5) 支流河道型；6) 高导流通道附近孔缝型；7) 分隔缝洞型[4]。塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏与碎屑岩油藏等传统油藏相比，地质结构差异大，所以剩余油的类型与分布也更为复杂[5]。王嘉新等(2019)指出，缝洞型油藏的剩余油分布具有零散和杂乱两个特征[6]。塔河油田经过二十多年的开发，主体区块水淹严重，水驱效率低，塔河 12 区缝洞型油藏多口开发井更是投产初期就出水严重。因此相比于其他的剩余油研究方法，在研究分析塔河油田这种高含水油田的剩余油分布时，油藏数值模拟方法更好[7]。

塔河 12 区缝洞型油藏是塔河油田主要产油气区块之一。随着开采进行到后期，其含水率已经非常之高，部分生产井甚至在投产初期其含水率就高达 90% 以上，所以要想进一步对油藏进行开采，就必须准确掌握剩余油的分布情况。本次将着重研究注采方式、生产压差、注水速度以及缝洞连接部位对剩余油分布的影响，并给出相应的开采建议，为后续挖潜剩余油提供一定的理论依据。

2. 研究区概况

2.1. 地质概况

塔河 12 区油藏位于新疆维吾尔自治区库车县，在塔河油田西北部，构造上位于塔里木盆地阿克库勒凸起轴部的西北翼(如图 1 所示) [8]，而本次研究的 TH12518 断裂带位于塔河 12 区西部，该断裂带主要发育一条北东向主干断裂(TH12518 断裂)和多条北西、北东向次级断裂。

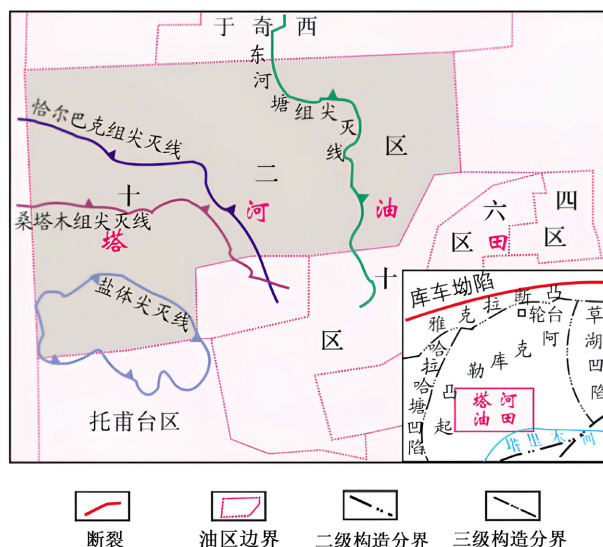


Figure 1. Schematic map of the location of the study area [8]

图 1. 研究区位置示意图[8]

2.2. 开发概况

TH12518 断裂带可采储量小于 20 万吨的井占比 82.61%，大于 50 万吨的井只有 1 口，单井平均可采储量为 10.83 万吨，动态储量小于 20 万吨的井占比 63.04%，储集体规模小的井占 1/3，多数井的动态储量在 10~50 万吨，单井平均动态储量为 20.61 万吨。整个断裂带动用程度不高，具有进一步挖潜潜力。

2.3. 流体特征

研究区的地面原油密度在 0.88~1.06 g/cm³ 之间，平均 0.96 g/cm³，属重质原油。原油的运动粘度平均为 25814.1 mm²·s；凝固点大多高于 50℃，最低为 -26℃，说明原油的重质组分含量很高[9]。研究区平均地层水密度为 1.141 g/cm³，PH 值为 6.3，矿化度均值为 237,300 mg/l，为高矿化度 CaCl₂ 型地层水。

3. 典型缝洞结构提炼

地震资料显示 TH12518 断裂带溶洞形状和排列方式多样，缝洞连通方式多样，主要呈现出双溶洞左右排列和上下排列以及溶洞与岩溶风化壳连接等，如图 2 所示。

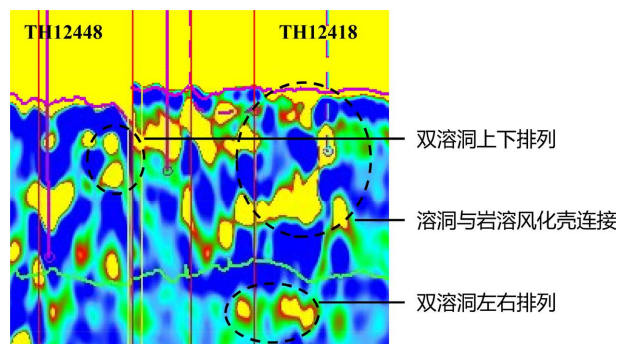


Figure 2. Schematic diagram of seismic profile of TH12518 fault and arrangement and combination of multiple karst caves

图 2. TH12518 断裂地震剖面及多溶洞排列组合示意图

TH12518 主干断裂和 TH12512 次级断裂是该研究区的代表性断裂，地震资料显示 TH12418 井、TH12515 井、TH12512 井和 TH12533 井钻遇了典型缝洞结构，且几口井均注水开发，符合研究需要。如图 3 所示，根据地震剖面提炼出表层岩溶缝洞组合模型。

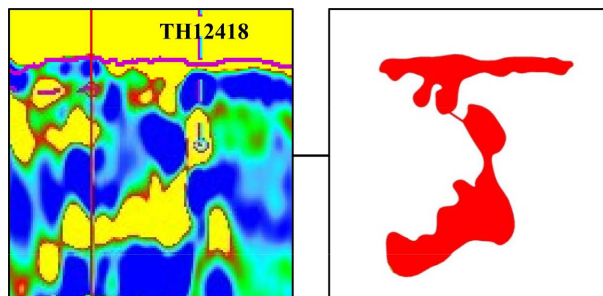


Figure 3. Combined model of surface karst fracture-cave
图 3. 表层岩溶缝洞组合模型

如图 4 所示，根据地震剖面提炼出双溶洞左右排列组合模型。

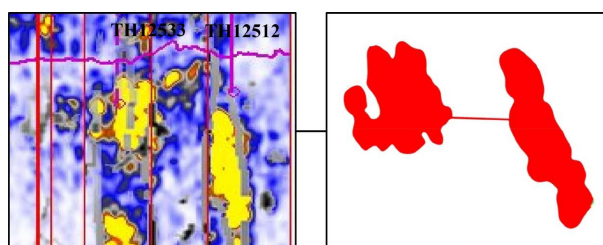


Figure 4. Double-karst cave left and right arrangement combination model
图 4. 双溶洞左右排列组合模型

如图 5 所示，根据地震剖面提炼出双溶洞上下排列组合模型。

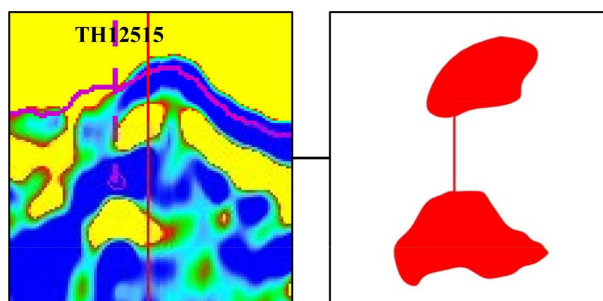


Figure 5. Double-karst cave arrangement and combination model
图 5. 双溶洞上下排列组合模型

4. 数值模拟

4.1. 计算流体力学理论基础

本次数值模拟选用的 FLUENT 软件与其他的主流计算流体力学软件相比，其求解器丰富，对于可压

缩流体和不可压缩流体的流动问题均能进行求解，还拥有更为成熟的多相流模型和多孔介质分析功能以及动网格技术，能够保证求解的效率和精度。

计算流体力学理论中的基本方程包括质量守恒方程、动量守恒方程和能量守恒方程。

质量守恒定律是指单位时间内流体微元体中的质量增加量等于同一时间内流入该微元体的净质量，由此得到质量守恒方程：

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} = 0 \quad (1)$$

引入矢量表达：

$$\text{div}(\mathbf{a}) = \frac{\partial a_x}{\partial x} + \frac{\partial a_y}{\partial y} + \frac{\partial a_z}{\partial z} \quad (2)$$

式(1)可改写为：

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (3)$$

如果流体为不可压缩流体且密度为常数，式(1)可写成：

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} = 0 \quad (4)$$

在上式中， ρ 为密度， t 为时间， \mathbf{u} 为矢量速度， u 、 v 、 w 分别为速度在 x 、 y 、 z 三个方向上的分量。

动量守恒定律是指微元体中流体的动量对时间的变化率等于外界作用在该微元体上的各种力之和，由此得出 x 、 y 、 z 三个方向的动量守恒方程：

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u} \mathbf{u}) = -\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z} + F_x \quad (5)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{v} \mathbf{u}) = -\frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial z} + F_y \quad (6)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{w} \mathbf{u}) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zz}}{\partial z} + F_z \quad (7)$$

上式中， P 代表微元体上的压力， τ_{xx} 、 τ_{xy} 、 τ_{xz} 等代表微元体表面上的粘性应力 τ 的分量， F_x 、 F_y 、 F_z 代表微元体上的体力，若流体仅受重力且 z 轴竖直向上，那么 $F_x = 0$ ， $F_y = 0$ ， $F_z = -\rho g$ 。

能量守恒定律是指微元体中能量的增加率等于进入微元体的净热流量加上体力与面力对微元体所做的功。流体的总能量等于内能、势能和动能之和，建方程时一般忽略动能变化，建立关于内能的守恒方程，内能(i)与温度(T)存在关系： $i = cpT$ ， cp 为比热容，由此得到能量守恒方程：

$$\frac{\partial(\rho T)}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u} T) = \text{div}\left(\frac{k}{c_p} \text{grad} T\right) + S_T \quad (8)$$

展开形式为：

$$\frac{\partial(\rho T)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho u T)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v T)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho w T)}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k}{c_p} \frac{\partial T}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{k}{c_p} \frac{\partial T}{\partial y}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{k}{c_p} \frac{\partial T}{\partial z}\right) + S_T \quad (9)$$

上式中， k 为流体的传热系数， S_T 为粘性耗散项。

在以上方程中有 u 、 v 、 w 、 P 、 T 、 ρ 六个未知量，所以还需要 ρ 和 P 的关系式：

$$P = P(\rho, T) \quad (10)$$

能量守恒方程在流体不可压缩且热量交换较小时一般不予考虑。

4.2. 建立典型缝洞结构二维模型

在 Fluent 软件的 Designmoder 模块中, 选择 XY 平面, 以双溶洞左右排列模型为例, 设置建模比例为 1:500, 选择绘图工具里的 Spline 工具, 根据从地震剖面图上提取的模型进行形状和裂缝的草图勾勒, 在 Dimensions 中调整进出口大小为 1 m, 裂缝宽度为 0.5 m, 然后将绘制的草图生成面并对进出口和模型边界进行定义和命名, 进口为 inlet, 出口为 outlet, 边界为 wall, 建模结果如图 6 所示。

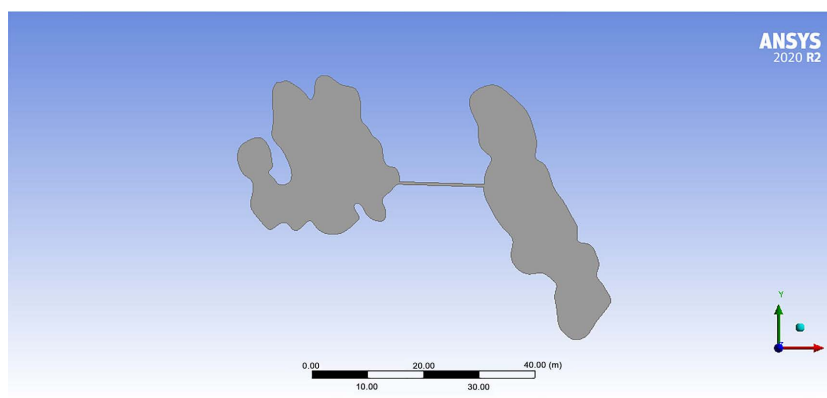


Figure 6. Schematic diagram of the FLUENT 2D model

图 6. FLUENT 二维模型示意图

4.3. 模型网格化

把在 DM 模块中建好的模型导入 Mesh 中, 根据本次模拟需要, 选择了高平滑度的网格线对模型进行网格化, 输出格式设置为标准格式, 网格化结果如图 7 所示。

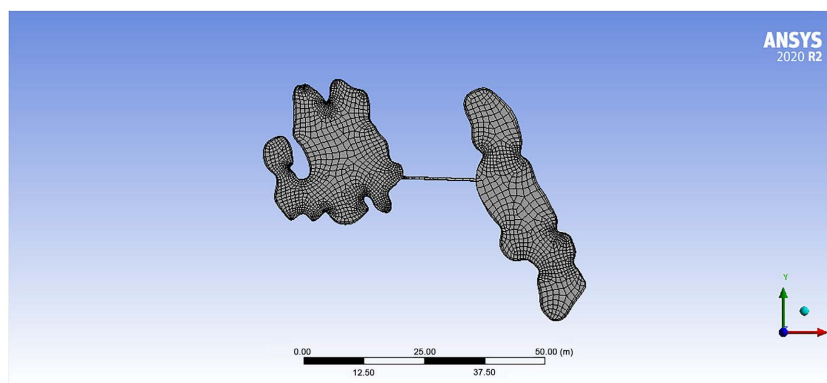


Figure 7. Schematic diagram of the FLUENT model meshing

图 7. FLUENT 模型网格化示意图

4.4. 模型参数设置

根据实际情况, 将流体流态设置为非稳态, 重力加速度设置为 -9.8 m/s , 本次模拟选择的是粘性模型面板上湍流模型 k-epsilon (2 eqn)模型下的 Realizable 模式。其他参数设置包括: 根据研究区实际地层参

数, 地层压力设置为 68 MPa, 利用压力梯度和中部井深计算得到生产压差约为 5 MPa; 原油密度依据研究区实际原油平均密度设置为 960 kg/m^3 ; 根据研究区相邻井区的实际原油粘度将其设置为 $1.856 \text{ mPa}\cdot\text{s}$; 注入水密度设置为塔河 12 区的平均地层水密度 1141 kg/m^3 ; 注水速度根据研究区日注水量范围计算得到, 约为 $1.74\sim 3.47 \text{ m/s}$; 油水界面张力设置为 0.02165 N/m [10]。

4.5. 模型计算与结果输出

模拟计算时间步数设置为 500 步, 步长为 0.1 s。Fluent 软件可以显示压力等值线图和流线图等, 还可以报告流量、力、界面积分及离散相的信息等。本次研究主要是需要依靠监测模式来输出模型中油水两相的分子体积量, 进而输出缝洞结构中的剩余油分布图。

5. 剩余油分布主要影响因素分析

5.1. 双溶洞左右排列组合模型

5.1.1. 注采方式

对左右排列的双溶洞组合模型设计了两种注采方案, 分别是右溶洞下部注, 左溶洞上部采和左溶洞上部注, 右溶洞下部采。设置固定的注水速度为 2 m/s , 生产压差为 5 MPa, 缝洞连接位置固定, 模拟得到剩余油分布如图 8、图 9 所示。

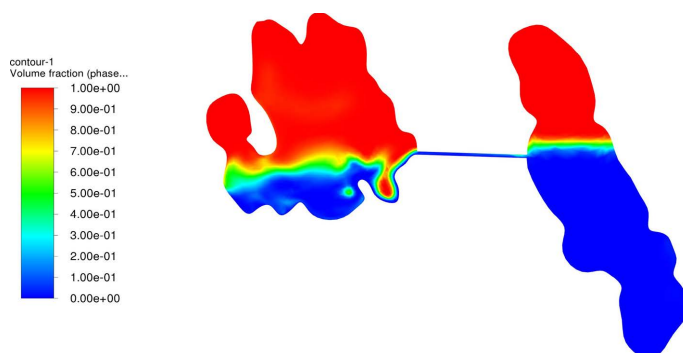


Figure 8. The lower part of the right karst cave is injected with water, and the upper part of the left karst cave is used for oil production
图 8. 右溶洞下部注, 左溶洞上部采

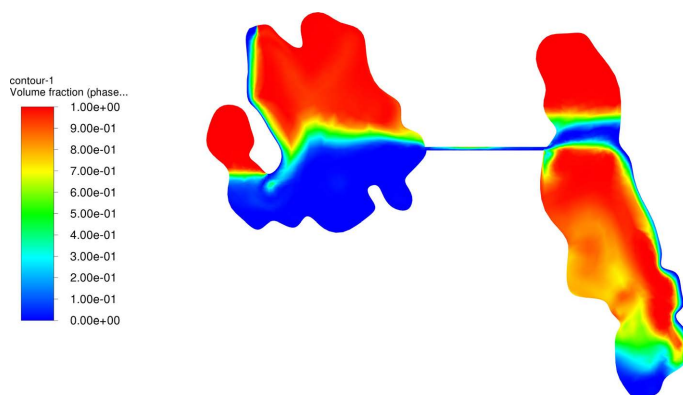


Figure 9. The upper part of the left karst cave is injected with water, and the lower part of the right karst cave is used for oil production
图 9. 左溶洞上部注, 右溶洞下部采

右溶洞下部注，左溶洞上部采的剩余油分布更为集中，剩余油类型主要为“阁楼油”，相比之下左溶洞上部注右溶洞下部采的剩余油分布则较为分散，采出程度较低，注入水沿溶洞壁面下渗，在左边溶洞中主要形成“阁楼型”剩余油，右边溶洞中除“阁楼型”剩余油外形成了大部分“漩涡状剩余油”，但也可以看出两种注采方式下剩余油绝大部分都分布在溶洞上部，分析这与油水本身密度差异有关。

5.1.2. 生产压差

本次模拟共设置 5 MPa、7 MPa 和 9 MPa 三个生产压差，保持注采方式为右溶洞下部注，左溶洞上部采，注水速度为 2 m/s，缝洞连接位置固定，模拟得到剩余油分布如图 8、图 10、图 11 所示。

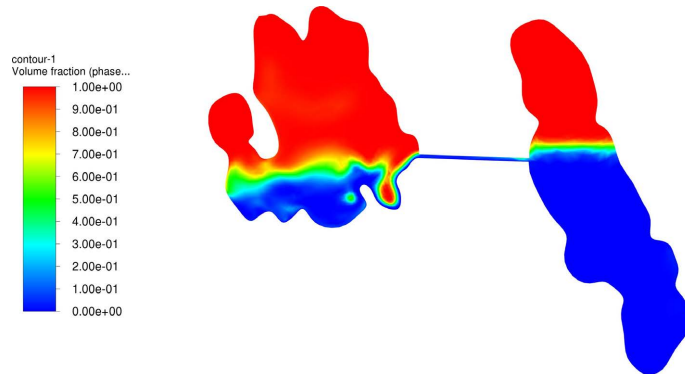


Figure 10. The differential pressure is 7 MPa
图 10. 生产压差为 7 MPa

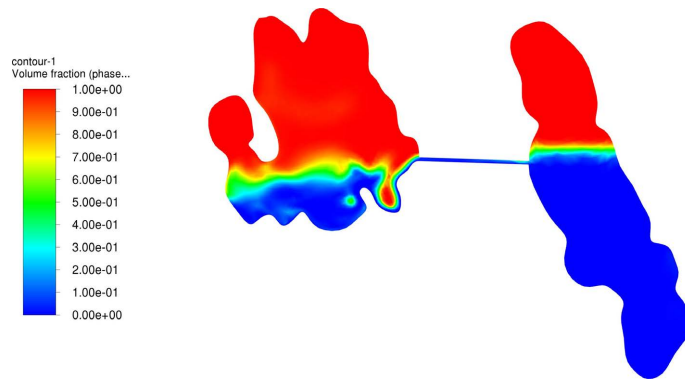


Figure 11. The differential pressure is 9 MPa
图 11. 生产压差为 9 MPa

在不同生产压差下，剩余油的分布情况无明显差异，均为溶洞上部的“阁楼油”和左溶洞中少量的“漩涡状”剩余油以及右边溶洞的缝洞连接位置之上的“阁楼型”剩余油。

5.1.3. 缝洞连接位置

对模型进行裂缝连接位置调整后与原模型的模拟结果进行对照，三个模型均为右下溶洞注，左上溶洞采，生产压差为 5 MPa，注水速度为 2 m/s，模拟得到的剩余油分布如图 8、图 12 和图 13 所示。

随着缝洞连接部位逐渐升高，右边溶洞内的剩余油逐渐减少，左边溶洞内的剩余油逐渐增加。缝洞连接位置非人为因素所能控制，但在后期为提高采收率制定开采方案时，可以依据此规律制定合理方案。

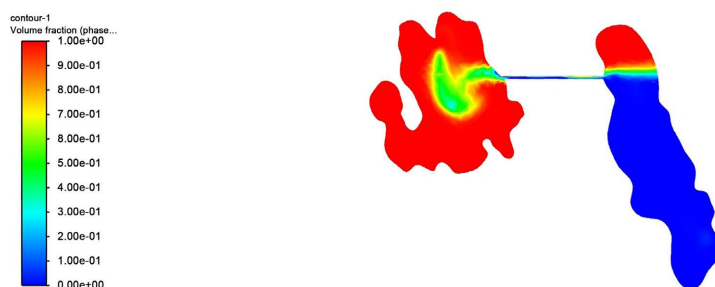


Figure 12. The fractures is connected to the middle of cave
图 12. 缝洞中部连接

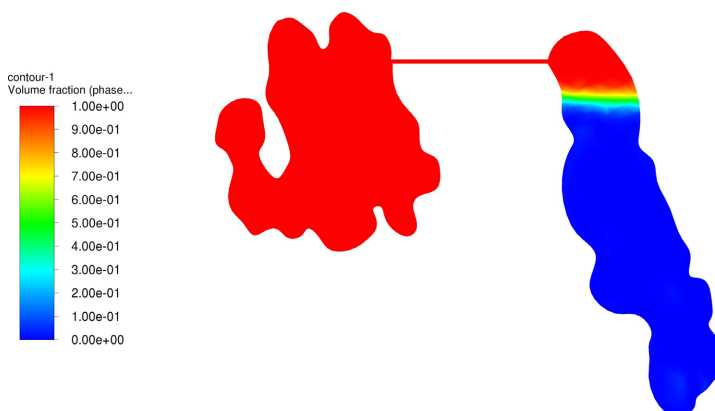


Figure 13. The fractures and the top of cave are connected
图 13. 缝洞顶部连接

5.1.4. 注水速度

对双溶洞左右排列组合模型设置 2 m/s 和 3 m/s 的注水速度进行数值模拟，固定缝洞连接位置和注采方式，生产压差为 5 MPa，模拟结果如图 14、图 15 所示。

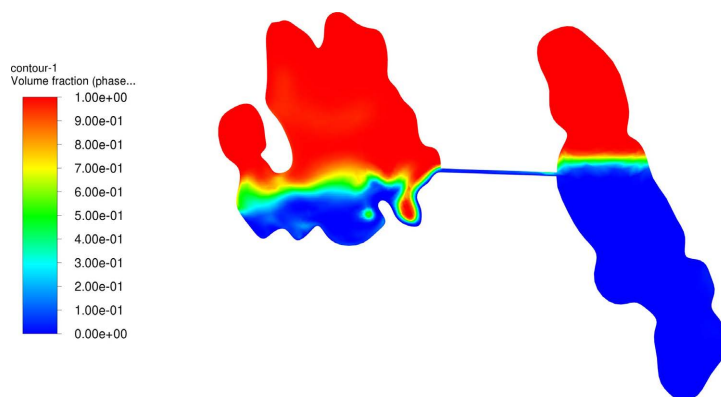


Figure 14. The water injection rate is 2 m/s
图 14. 注水速度为 2 m/s

由于缝洞连接位置和注采方式的影响，右边溶洞的剩余油分布情况基本不变，受注水速度影响，注水速度为 3 m/s 时，左边溶洞的采出程度明显提高，仅剩余少量剩余油，且“漩涡状”剩余油明显减少。

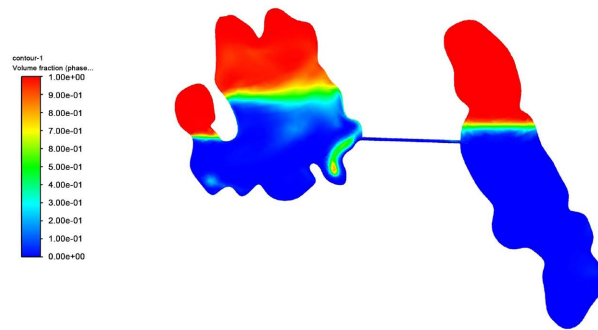


Figure 15. The water injection rate is 3 m/s
图 15. 注水速度为 3 m/s

5.2. 表层岩溶缝洞组合模型

5.2.1. 注采方式

对表层岩溶缝洞组合模型设计了左下溶洞注、右上表层采和左上表层注、左下溶洞采两种注采方式，注水速度固定为 2 m/s，生产压差为 5 MPa，模拟得到两种注采方式下的剩余油分布如图 16、图 17 所示。



Figure 16. Water is injected at the bottom of the lower karst cave and oil is extracted from the surface
图 16. 下溶洞底部注表层采

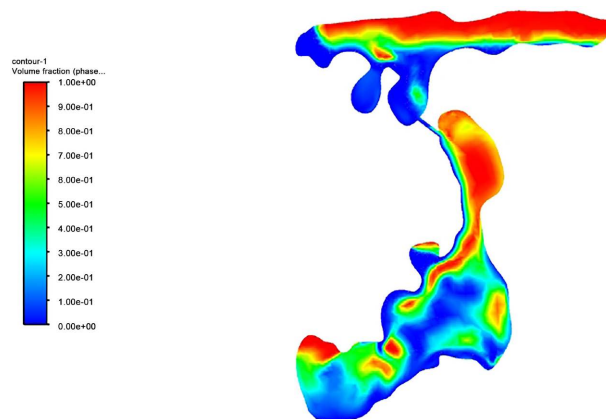


Figure 17. Water injection on the surface and oil production at the bottom of the lower karst cave
图 17. 表层注下溶洞底部采

下溶洞底部注表层采时，下部溶洞中的大部分原油被驱出，剩余油类型为“阁楼型”，但由于油水密度差异和能量不足导致表层溶洞中上部大量原油未被采出，剩余油的分布集中。而表层注下溶洞底部采时，表层岩溶和下部溶洞中的原油均有被驱出，但在下部溶洞中形成了大量分散的“漩涡状”剩余油。

5.2.2. 注水速度

对表层岩溶缝洞组合模型设置 2 m/s 和 3 m/s 两个注水速度进行数值模拟，固定注采方式，生产压差为 5 MPa，模拟结果如图 18、图 19 所示。



Figure 18. The water injection rate is 2 m/s

图 18. 注水速度为 2 m/s

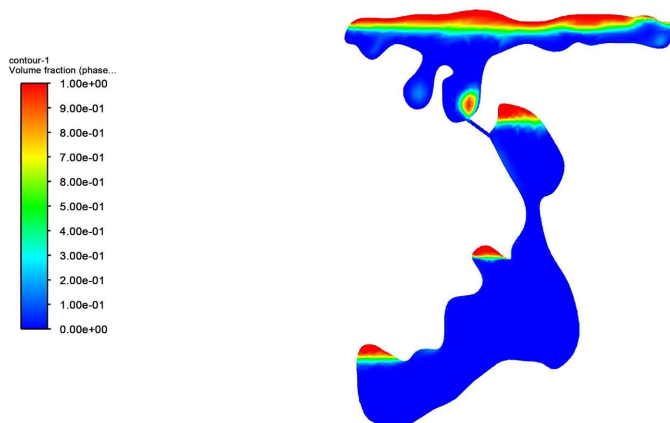


Figure 19. The water injection rate is 3 m/s

图 19. 注水速度为 3 m/s

两种注水速度下的剩余油类型依然以“阁楼油”为主，注水速度为 3 m/s 时，表层岩溶中的原油被大部分采出。分析得出注入速度较低时采出程度低的原因是能量不足导致的。

5.3. 双溶洞上下排列组合模型

5.3.1. 注采方式

对双溶洞上下排列组合模型进行下溶洞底部注上溶洞顶部采和上溶洞顶部注下溶洞底部采两种注采方式进行数值模拟，结果如图 20、图 21 所示。

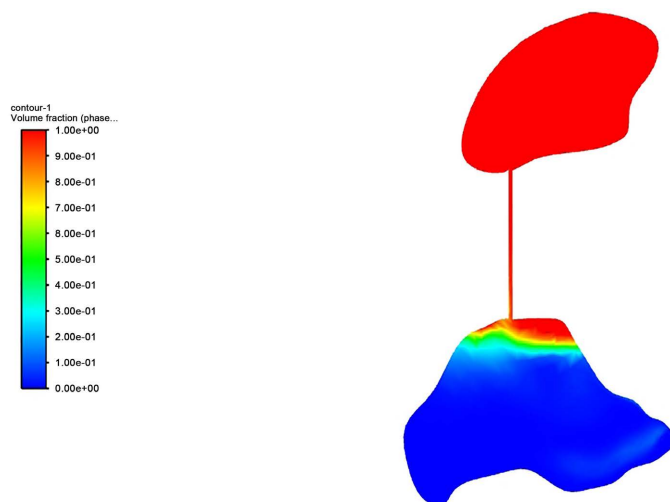


Figure 20. Water is injected at the bottom of lower karst cave and oil is extracted at the top of upper karst cave

图 20. 下溶洞底部注上溶洞顶部采

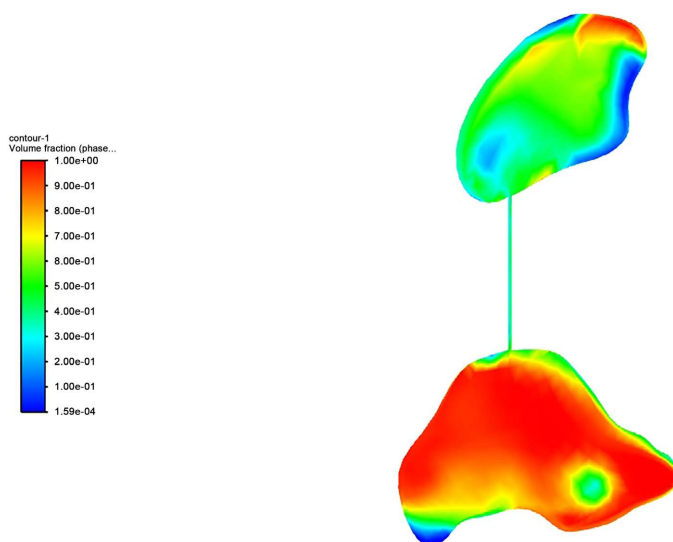


Figure 21. Water is injected at the top of upper karst cave and oil is extracted at the bottom of lower karst cave

图 21. 上溶洞顶部注下溶洞底部采

双溶洞上下排列组合模型在两种注采方式下的剩余油分布相差巨大，下溶洞底部注、上溶洞顶部采时，上部溶洞中的原油基本未被驱出，但下部溶洞原油基本被驱出。然而，当从上溶洞顶部注、下溶洞底部采时，原油采出程度极低，仅有少量溶洞洞壁附近的原油被驱出，剩余油量巨大，分布形式呈“旋涡状”。

5.3.2. 注水速度

对双溶洞上下排列组合模型设置 2 m/s 和 3 m/s 两个注水速度进行数值模拟，固定注采方式为左下溶洞注，顶部溶洞采，生产压差为 5 MPa，模拟结果如图 22、图 23 所示。

当注水速度为 2 m/s 时，下部溶洞中的原油均被采出，有少量“阁楼型”剩余油。当注水速度为 3 m/s 时，剩余油近乎全部驱出，仅少量剩余油分布于裂缝周围和溶洞壁面附近，类型为“高导流通道屏蔽型”。

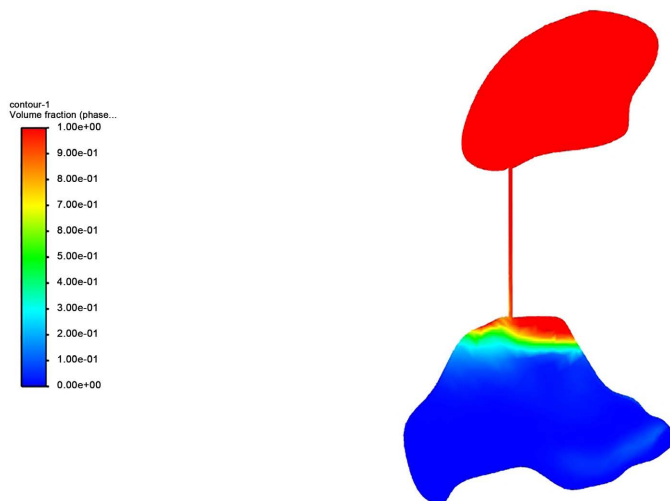


Figure 22. The water injection rate is 2 m/s
图 22. 注水速度为 2 m/s

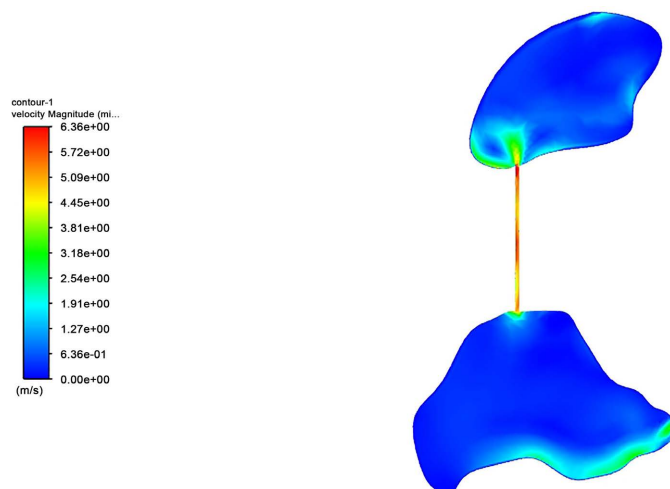


Figure 23. The water injection rate is 3 m/s
图 23. 注水速度为 3 m/s

5.4. 主要影响因素分析

由图 24 可以看出，双溶洞左右排列组合模型右溶洞下部注、左溶洞上部采比左溶洞上部注、右溶洞下部采的注采方式采出程度高 9.6%；注水速度 3 m/s 时的采出程度比注水速度为 2 m/s 时高 16.88%。

由图 25 可以看出，表层岩溶缝洞组合模型注水速度 3 m/s 时的采出程度比注水速度为 2 m/s 时高 28.33%，下溶洞底部注表层采的采出程度比表层注下溶洞底部采高 4.31%。由图 26 可以看出，双溶洞上下排列组合模型注水速度 3 m/s 的采出程度比 2 m/s 时高 29.67%，下溶洞底部注、上溶洞顶部采时的采出程度比上溶洞顶部注下溶洞底部采时高 24.03%。

数值模拟结果表明，注采方式、注水速度和缝洞连接位置是剩余油分布的主要影响因素。具体表现为：1) 低部位注水开发效果都比高部位好，采收率高，且低部位注水开采结束后，剩余油分布更为集中，主要呈现“阁楼型”和“高导流通道屏蔽型”，这是由于油水密度的差异，在重力作用下，低注高采时注入水与原油可以充分进行油水置换，由下往上驱替原油后，剩余油分布就会较为集中。而高注低采时，

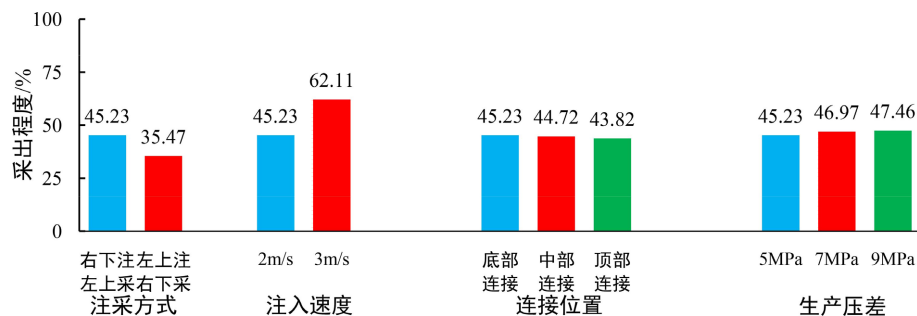


Figure 24. The degree of recovery of the left and right arrangement and combination model of double karst caves

图 24. 双溶洞左右排列组合模型采出程度

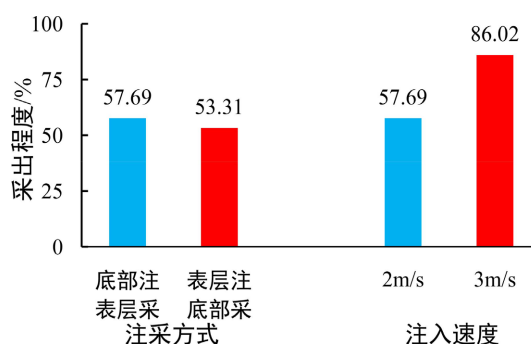


Figure 25. The degree of recovery of the surface karst fracture-cave combination model

图 25. 表层岩溶缝洞组合模型的采出程度

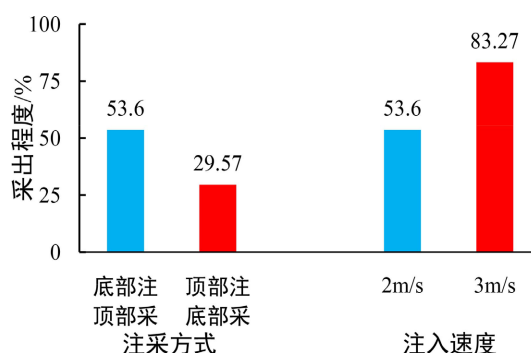


Figure 26. Degree of recovery under different influencing factors

图 26. 双溶洞上下排列组合模型的采出程度

由于原油密度小于水的密度，在重力作用下，注入水快速下渗，无法与原油进行充分的油水置换，仅将少部分原油驱出，因而剩余油分布较为分散，采出程度也更低；2) 在一定条件下，注水速度越大，采出程度越高，特别是对于双溶洞上下排列组合模型影响很大，这是由于在低注高采的条件下，注入速度越快，相同时间内注入水的体积越大，置换原油的体积也越大；3) 对于双溶洞左右排列组合模型，缝洞连接部位的差异会影响两个溶洞的采出程度，这是由于注入水会优先驱替溶洞进口端的原油，直至将注水溶洞中缝洞连接部位以下原油驱出才会对第二个溶洞内的原油进行驱替，从而使得剩余油主要分布于注水溶洞以外。

6. 结论

1) 通过对塔河 12 区 TH12518 主干断裂和 TH12512 次级断裂的地震资料的分析, 结合实际储层中的缝洞形态和连通关系, 创新提炼出了三种具有代表性的缝洞结构模型, 分别为双溶洞左右排列组合模型、表层岩溶缝洞组合模型、双溶洞上下排列组合模型。

2) 前人对塔河 12 区剩余油分布的数值模拟大多针对整个油藏进行, 并未研究特定缝洞结构中的剩余油分布情况, 而本文针对提炼出的三种典型缝洞结构模型进行注水开发数值模拟, 能更加准确分析出剩余油在特定缝洞结构中的分布情况。数值模拟结果表明注采方式、注水速度和缝洞连接位置会对剩余油的分布产生影响。

3) 根据数值模拟得到的剩余油分布, 提出以下建议: ① 对缝洞型储层注水开发优先选择低部位注, 高部位采的注采方式; ② 在综合考虑各种因素的情况下, 尽可能提高注水速度, 以提高采收率; ③ 对于“阁楼型”剩余油, 可以通过部署直井和利用周围低产低效井、停产井进行侧钻来挖潜剩余油; ④ “高导流通道屏蔽型”剩余油可以通过调整注采结构, 优化注采参数, 换向注水, 多向注水等方法改变液流方向, 从而对其进行挖潜。

参考文献

- [1] 江怀友, 宋新民, 王元基, 等. 世界海相碳酸盐岩油气勘探开发现状与展望[J]. 海洋石油, 2008, 28(4): 6-13.
- [2] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 115-121.
- [3] 饶良玉, 吴向红, 韩冬, 等. 高含水油田剩余油分布研究现状与展望[J]. 大庆石油地质与开发, 2012, 31(2): 66-71.
- [4] 荣元帅, 赵金洲, 鲁新便, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏剩余油分布模式及挖潜对策[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1138-1146.
- [5] 郑松青, 杨敏, 康志江, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏水驱后剩余油分布主控因素与提高采收率途径[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 746-754.
- [6] 王嘉新, 周彦. 塔河 4 区缝洞型碳酸盐岩油藏剩余油分布研究[J]. 石化技术, 2019, 26(9): 302-303+356.
- [7] 潘举玲, 黄尚军, 祝杨, 等. 油藏数值模拟技术现状与发展趋势[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(4): 69-71.
- [8] 阳生国, 王顺玉, 明爽, 等. 塔河油田十二区奥陶系油气分布规律及控制因素[J]. 海相油气地质, 2012, 17(1): 17-22.
- [9] 刘威. 塔河油田 12 区中部奥陶系油藏开发效果分析[D]: [硕士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2012.
- [10] 唐海, 何娟, 荣元帅, 等. 塔河断溶体油藏典型断溶体注水驱替规律及剩余油分布特征[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(3): 95-100.