

# 缝洞型油藏开发流体势数学模型及 调控效果影响因素

李青<sup>1</sup>,李小波<sup>1</sup>,杜春晖<sup>1</sup>,刘洪光<sup>1</sup>,丁磊<sup>1</sup>,杨敏<sup>1</sup>,孙致学<sup>2</sup>

(1.中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,新疆乌鲁木齐 830011;

2.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580)

**摘要:**缝洞型油藏具有储集空间类型多,孔、缝、溶洞尺寸差异大,宏观上表现为多种流动模式耦合等特征,其储渗条件和开发模式迥异于砂岩油藏。考虑缝洞型油藏储渗介质和流动模式,基于经典流体势理论,建立缝洞型油藏不同储层类型、不同开发阶段的开发流体势理论模型,并阐释流体势数学模型中位能、压能、动能、界面能和黏滞力能的计算方法。在此基础上,应用改进流线法开发缝洞型油藏开发流体势数值模拟程序。塔河油田缝洞型油藏调控效果研究表明,基于流体势计算的调控方法适用于断控岩溶、风化壳岩溶和复合岩溶3类岩溶背景,当水体倍数小于10倍、采液比为4~6时,排液量越大,缝洞型油藏流体势调控效果越好。

**关键词:**流体势;缝洞型油藏;模型;调控;影响因素

中图分类号:TE344

文献标识码:A

## Study on mathematic model of development fluid potential of fracture-cavity reservoir and influencing factors of adjustment effect

LI Qing<sup>1</sup>, LI Xiaobo<sup>1</sup>, DU Chunhui<sup>1</sup>, LIU Hongguang<sup>1</sup>, DING Lei<sup>1</sup>, YANG Min<sup>1</sup>, SUN Zhixue<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Exploration and Development, Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi,

Xinjiang, 830011, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum

(East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

**Abstract:** The fracture-cavity reservoirs have many types of reservoir spaces, large differences in pore, fracture, and karst cave sizes, and are macroscopically characterized by coupling of multiple flow patterns. The reservoir and permeability conditions and development models are very different from those of clastic sandstone reservoirs. Considering the special geological conditions and flow patterns of fracture-cavity reservoirs, and based on the classic fluid potential theory, the theoretical model of development fluid potential for different reservoir types and different development stages of fracture-cavity reservoirs is established. It also explains the calculation methods of potential energy, pressure energy, kinetic energy, interface energy and viscous energy in the mathematical model of fluid potential. Based on this, the improved streamline method is used to develop the numerical simulation program for the development fluid potential of fracture-cavity reservoirs. Research on the control effect of fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield shows that the control method based on calculation of fluid potential is suitable for the three types of karst backgrounds: fault-controlled karst, weathered shell karst and composite karst. The production strength is greater, and the effect of fluid potential control in fracture-cavity reservoirs is better when the water body multiple is less than 10 times and the liquid production ratio is 4-6.

**Key words:** fluid potential; fracture-cavity reservoir; mathematical model; adjustment; influencing factor

收稿日期:2020-03-05。

作者简介:李青(1986—),女,河北石家庄人,工程师,硕士,从事碳酸盐岩缝洞型油藏开发地质及油藏工程方法研究。E-mail:421155632@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项“塔里木盆地碳酸盐岩油气田提高采收率关键技术示范工程”(2016ZX05053)。

中国西部碳酸盐岩油藏油气资源丰富,其中缝洞型约占2/3,是中国石油增储上产的重要阵地<sup>[1-2]</sup>。塔河油田是中国典型的缝洞型碳酸盐岩油藏,位于塔里木盆地阿克库勒凸起轴部,油田主体区是由多期岩溶作用叠加改造而成。相对于中东、北美等地区的碳酸盐岩油藏,塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏埋藏深(深度大于5 400 m),储集空间类型多(以溶洞和大型裂缝为主,溶洞规模较大且连通形式多样),储层预测不确定性大,缝洞单元内储层非均质性极强且油水关系复杂<sup>[3-5]</sup>。上述特征造成塔河油田油井初始产能差异大、油井稳产期短,油井见水具有突发性,水驱采收率仅为14.9%。截至2015年底,塔河油田见水井839口,占总开采井数的71%。建立分类管控技术对策,即对未见水高产油井优化合理工作制度,尽量延长油井无水采油期,对已见水缝洞单元探索增能控水的综合调控方法成为油田生产亟需解决的关键难题<sup>[6-10]</sup>。

1940年,HUBBERT基于理论流体力学中的伯努利原理,同时考虑油气在地下各点之间所具有的机械能,提出了油气成藏中的质量流体势概念<sup>[11]</sup>。从能量守恒角度研究地下油气水等流体运移规律,并应用于油气资源勘探领域。邹才能等在研究油气成藏动力问题时,明确了流体势压差和势差概念内涵,提出流体势包括水势、油势和气势,指出流体在地下两点之间流动的根源是两点之间存在压差或者势差<sup>[12]</sup>。作为油气运移的反过程,油气藏储层中油气等烃类流体的采出亦取决于空间流体势差。流体势开始由油气运聚成藏方面应用到砂岩油藏开发领域。蒲玉国等认为,油田注水开发中可动的油气一部分将运聚到更低势区的油井而被采出,另一部分将富集在圈闭中无井控制的低势闭合区而成为剩余油潜力区<sup>[13]</sup>。赵俊威等遵循流体势控流理论,在砂岩油藏优势渗流通道识别、剩余油富集区预测方面取得了较好的应用效果<sup>[14-15]</sup>。调研结果表明,流体势在缝洞型油藏勘探开发中的理论研究与应用鲜见发表。为此,笔者在塔河油田缝洞单元

流体势调控矿场实践的基础上,提出了缝洞型油藏开发过程中流体势理论模型及计算方法,并分析水体倍数、采液比和排液量等因素对缝洞型油藏开发流体势的影响规律,以期对缝洞型油藏老区综合调控技术对策制定提供理论支撑。

## 1 缝洞型油藏与砂岩油藏流动模式及开发方式差异

缝洞型油藏储集空间类型多,有效储集体空间分布随机,以溶洞和大型裂缝为主要储渗空间,渗流和自由流乃至湍流等多种流动模式复合出现,该类油藏流动模式及开发方式与砂岩油藏明显不同<sup>[16]</sup>。其一,油藏流体流动模式复杂及流体流速不同。相同生产压差下,缝洞型油藏未充填洞穴和岩溶管道内流体流速明显高于以孔隙为主的砂岩油藏,尤其在充填程度较低的洞穴型储层近井区域,流体流速高,在运动方程中惯性力不可忽略。其二,由于缝洞型油藏存在大型未充填洞穴、大型酸压裂缝和裂缝-孔隙型储层等多种储渗介质,流体在不同介质中所遵循的流动模式显著不同。以表征流体惯性力与黏滞力比值的雷诺数作为判别标准,将裂缝-孔隙型储层、大型酸压裂缝和未充填洞穴划分为不同的流动模式(表1)。由于储集体内溶洞洞径和裂缝开度远大于砂岩喉道内径,根据毛细管力方程可知,缝洞型油藏内部毛细管力很小,因此界面系统对多相流体流动的影响低于中低渗透砂岩油藏,尤其是当油田处于天然能量驱动的弹性开发初期,天然水侵尚未发生时,地层内单相流动,此时界面能可以忽略。其三,砂岩油藏有效储层空间分布稳定、相对均质,且储层呈层状分布,该类油藏纵向上以开发层系为基本单元,平面上以面积井网和切割井网等相对规则的井网系统为主。而缝洞型油藏没有传统意义上“油层”的概念,含油储集体在奥陶系内离散分布,储层预测难度大。由于洞穴、溶蚀孔洞及裂缝等储集空间多样,储层非均质

表1 缝洞型油藏与砂岩油藏流动模式及开发方式对比

Table1 Comparison of flow model and development mode of fracture-cavity reservoir and sandstone reservoir

油藏类型	储层类型	储渗空间	流 动 模 式	简化条件	开发层系	井网系统
砂岩油藏	砂岩	粒间孔隙、喉道	达西和低速非达西渗流模式	惯性力可忽略,界面效应明显	储层呈层状分布	规则面积井网形式
缝洞型油藏	碳酸盐岩	洞穴、溶蚀孔洞、裂缝等	裂缝-孔隙型储层为达西渗流,大型酸压裂缝为Forchheimer高速非达西渗流,未充填洞穴为Navier-Stokes自由流	流体流速高,惯性力不可忽略	缝洞单元为本开发对象	以“甜点”为靶点的非规则井网形式

性极强。该类油藏以缝洞单元为基本开发对象,以地震反演及缝洞雕刻的串珠状“甜点”作为靶点,以点状非规则布井为主<sup>[3]</sup>。相对于砂岩油藏,缝洞型油藏开发井网欠完善,井控地质储量低,井间通道及水侵路径识别难度大,尤其是油井见水后产量锐减,调控治理手段有限,一次和二次采收率较低。

## 2 数学模型和计算方法

### 2.1 数学模型

理论研究及开发实践表明,地层中流体势是决定缝洞型油藏油水运动规律及水侵方向的本质因素<sup>[17-18]</sup>。缝洞型油藏内流体受力分析结果表明,单位体积流体在开发过程中主要作用力包括重力、弹性力、界面张力、惯性力和黏滞力。因此,缝洞型油藏开发流体势主要包括位能、压能、动能、界面能、黏滞力能和能量损耗。基于能量守恒和流体力学基本原理,建立的缝洞型油藏开发流体势数学模型为:

$$\Phi = \rho gz + \rho \int_0^p \frac{dp}{\rho} + \rho \frac{v^2}{2} + \frac{2\sigma \cos \theta}{r} + \mu \frac{dv}{dy} + Q \quad (1)$$

(1)式中右边由左到右分别为位能项、压能项、动能项、界面能项、黏滞力能项和能量损耗项。其中,位能是指地下单位体积流体在重力作用下相对于基本面所具有的能量。对于地下油气来讲,埋深通常上千米,油藏厚度达上百米,以埋深为4 000 m、厚度为100 m的油藏为例,油藏原油相对于地面具有的位能约为 $3.5 \times 10^7$  J,单位体积原油由油藏底部到顶部对应的位能变化量约为 $8.7 \times 10^5$  J。压能是指单位体积流体在油藏压力下具有的能量。在油藏开发过程中,油藏压力是变化的,不同的压力对应的压能不同。假定初始油藏压力为50 MPa,进入平衡开发后油藏的压力为45 MPa,则油藏由初始状态进入平稳开发这一段时间内,油藏流体压能变化值为 $5 \times 10^6$  J。动能是指单位体积流体流动过程中不同流速时具有的能量。对于缝洞型油藏来说,由于未充填洞穴和断裂系统是流体的存储空间和运移通道,因此其动能计算不同于常规油藏。流体流速与压力梯度的关系因存储空间的情况不同而不同。在研究缝洞型油藏不同介质内流体流动方程时,一般根据雷诺数选择不同的流动方程来描述裂缝-孔隙(型)、大型酸压裂缝、未充填洞穴型储层内的流动模式。界面能是依存于油水两相不互溶界面处由于界面张力产生的附加能,其大小与油水性质、

界面张力及储层微观结构参数有关。流体在缝洞型油藏内部流动时,存在油、气、水、固之间的复杂界面系统,使得表面层显示出表面张力、表面吸附和毛细现象等机理,从而产生界面能。流体的黏滞性是指流体在运动状态下抵抗剪切变形的能力,即内部流体质点之间出现的相对运动。黏滞力能是由于相邻层间流体以不同速度流动时产生的摩擦造成的,其大小与流体流动时的剪切速率和黏度有关。流体在缝洞型油藏内流动过程中,各流体层之间以及流体与岩石内壁之间会产生摩擦阻力,由该阻力所引起的能量损失称为沿程损耗。与此同时,流体流经孔隙、裂缝和溶洞等不同储集空间时在边界急剧变化的区域亦存在流动阻力,称为局部损耗。沿程损耗和局部损耗两部分组成了(1)式右边的能量损耗项,其大小与流体黏度、岩石内壁粗糙度和沿程长度等参数相关。

塔河油田埋藏深,天然能量充足的缝洞系统一般经历天然能量驱动的弹性开采阶段、以单井注水替油为主的注水开发早期阶段和单元注采的注水开发中晚期阶段<sup>[2]</sup>。这3个开采阶段油藏流体由单相原油过渡到油水两相,原油相对于基准面位置发生变化,同时,油藏压力、储层物性及流体性质均发生变化。以未充填洞穴储层弹性开采阶段为例,油藏在弹性开采过程中,生产井压力低,周围形成低流体势区域;压降漏斗由生产井向外扩散,流体通过裂缝或溶蚀孔洞进入生产井,在该阶段油藏中仅有单相原油流动,所以不存在界面能。其中,裂缝-孔隙型储层内流体流动遵循达西渗流,大型酸压裂缝中流体流动符合Forchheimer高速非达西渗流,未充填洞穴内流动模式为Navier-Stokes自由流。生产井附近的压力场分布呈较规则的同心圆形状分布,形成“漏斗状”的压力场<sup>[19]</sup>,地层中某点压力可表示为:

$$p_i = p_s - \frac{Q\mu B}{2\pi Kh} \ln \frac{R}{r_j} \quad (2)$$

则天然能量开采阶段生产井附近流体势数学模型可表示为:

$$\Phi = \rho gz + \rho \sum_{n=1}^m \left( p_s - \frac{Q\mu B}{2\pi Kh} \ln \frac{R}{r_j} \right) + \rho \frac{v^2}{2} + \mu \frac{dv}{dy} \quad (3)$$

矿场实践证实,缝洞型油藏油水重力分异明显,流体符合上油下水分布模式。在天然能量开发阶段,底水区尚未启动,且没有人工注水,因此,油藏内可近似认为仅有单相原油流动<sup>[20]</sup>,故(3)式右

侧界面能项可以忽略。根据缝洞型油藏储层类型及填充程度,裂缝-孔隙型储层、大型酸压裂缝和未充填洞穴内流体流动模式的表达式分别为:

$$v = -\frac{K}{\mu} \nabla \Phi \quad (4)$$

$$-\nabla \Phi = \frac{\mu}{K} v + \beta \rho v |v| \quad (5)$$

$$\begin{cases} \nabla^2 v = \nabla p \\ \nabla \cdot v = 0 \end{cases} \quad (6)$$

### 2.2 计算方法

流体势场和流体势线是表征油藏变量在空间分布特征的重要形式。由流体势计算公式可知,与常规流线仅基于油藏压力场计算得到不同,流体势值由油藏压能、流体位能、流体动能和界面能等组成。因此,流体势场和流体势线可以考虑油藏开发过程中的总机械能及各项能量之间的转化,对流体流动规律和流动方向指示性考虑的因素更加全面。对比有限体积法、有限元方法、有限差分法及流线法等数值求解方法的适应性,结果表明,改进流线法(MSL)数值模拟技术在物质守恒方面具有精度高和求解速度快等优点,适用于缝洞型油藏流体势场和流体势线的描述与表征。

首先,输入地层原油黏度与密度、地层流体体积系数、井筒半径、油藏静压力、井底流动压力、界面张力及润湿角等油藏和流体基本参数;应用地质建模技术,建立缝洞型油藏构造模型、储层类型模型和属性参数等静态模型,并根据实际井位在模型中设置注水井和生产井,并完成油藏开发历史拟合。然后,读取每个时间步缝洞型油藏数值模拟计算的网格压力场、含油饱和度等数据。最后,根据缝洞型油藏开发流体势数学模型计算油藏模型中每个网格单元流体势,从而建立缝洞型油藏流体势三维分布模型(图1a)。在此基础上,使用改进流线追踪的半解析法求解网格势梯度<sup>[21]</sup>。

将质点粒子速度在*x*和*y*方向进行分解后,根据粒子进入网格的位置,计算得到粒子沿着某一坐标轴离开网格的时间通式,*x*轴正负方向的表达式为:

$$\Delta t_{xi} = \int_x^{x_{i+\frac{1}{2}}} \frac{1}{v_x} dx = \int_x^{x_{i+\frac{1}{2}}} \frac{1}{v_{x_{i+\frac{1}{2}}} + A_x \left( x - x_{i+\frac{1}{2}} \right)} dx \quad (7)$$

则粒子沿*x*轴正负方向及*y*轴正负方向上离开网格的时间分别为:

$$\Delta t_{x1} = \frac{1}{A_x} \ln \frac{v_{x_{i-\frac{1}{2}}}}{v_x} \quad (8)$$

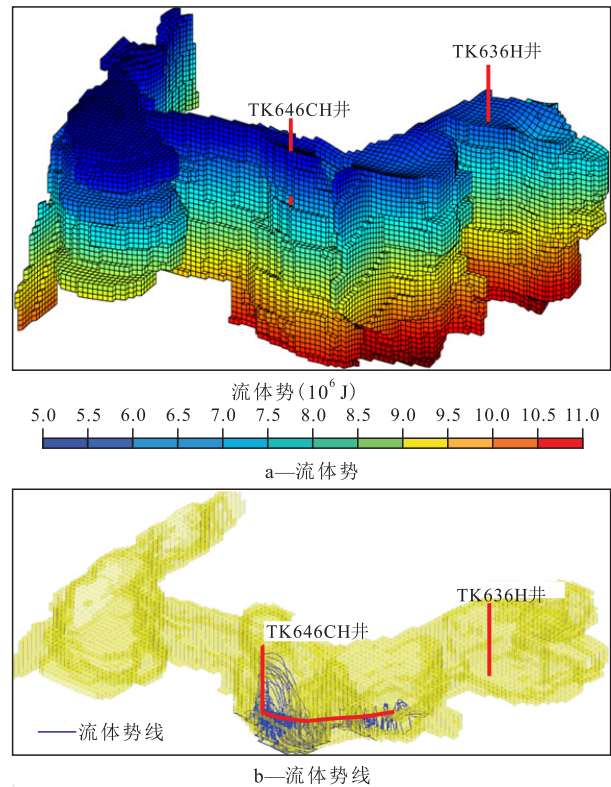


图1 缝洞型油藏流体势与流体势线的三维分布模型  
Fig.1 3-D distribution models of fluid potential and fluid potential line in fracture-cavity reservoir

$$\Delta t_{x2} = \frac{1}{A_x} \ln \frac{v_{x_{i+\frac{1}{2}}}}{v_x} \quad (9)$$

$$\Delta t_{y1} = \frac{1}{A_y} \ln \frac{v_{y_{j+\frac{1}{2}}}}{v_y} \quad (10)$$

$$\Delta t_{y2} = \frac{1}{A_y} \ln \frac{v_{y_{j-\frac{1}{2}}}}{v_y} \quad (11)$$

由于流线总要从网格的一个端面流出,二维情况下所计算的4个时间里的最小非负值为合理解,为该网格的飞行时间。

在三维结构化网格中,已知在一个网格内粒子的起始点位置为(*x<sub>p</sub>*,*y<sub>p</sub>*,*z<sub>p</sub>*),则粒子离开点的位置为(*x<sub>e</sub>*,*y<sub>e</sub>*,*z<sub>e</sub>*),按照(7)式—(11)式计算得到*x<sub>e</sub>*,*y<sub>e</sub>*,*z<sub>e</sub>*的表达式分别为:

$$x_e = x_{i-\frac{1}{2}} + \frac{1}{A_x} \left( v_x e^{-A_x \Delta t} - v_{x_{i-\frac{1}{2}}} \right) \quad (12)$$

$$y_e = y_{j-\frac{1}{2}} + \frac{1}{A_y} \left( v_y e^{-A_y \Delta t} - v_{y_{j-\frac{1}{2}}} \right) \quad (13)$$

$$z_e = z_{k-\frac{1}{2}} + \frac{1}{A_z} \left( v_z e^{-A_z \Delta t} - v_{z_{k-\frac{1}{2}}} \right) \quad (14)$$

按照(12)式—(14)式连续地在不同网格上追踪粒子轨迹,直到生产井所在网格(即飞行时间为0

的网格),从而建立缝洞型油藏流体势线分布模型(图1b)。基于Matlab平台开发缝洞型油藏开发流体势计算软件包。其中,可以输入油水界面张力、润湿角、密度和黏度等基础参数,应用开发流体势梯度和流体势线追踪等计算方法实现缝洞型油藏网格系统流体势速度、流体势梯度等关键参数计算功能。

### 3 缝洞型油藏流体势调控效果影响因素

收集统计了塔河油田15个已实施调控井组(或单元)的调控参数及受效期内累积增油量数据。调控井组岩溶背景以断控岩溶为主,其次为复合岩溶和风化壳岩溶。根据岩溶结构、油水关系、能量状况和井组油水产出动态,针对底水抬升侵入产层段井组,选择溶蚀深度大且与底水沟通好的井排水降低局部有限水体能量,减缓底部水侵,如TH646CH-TK611井组。根据2018年和2019年对15个流体势调控井组生产动态跟踪评价,截至2019年底,85%的井组通过选择排水井,改变工作制度,提高排液量后,对应受效井增油降水效果明显,调控有效期内累积增油量为61 484 t,取得了显著的效益。

将15个井组的调控效果划分为明确见效、疑似见效和未见效3个级别。对岩溶背景(主要为断控岩溶、风化壳岩溶和复合岩溶3类)、排液强度、采液比、受效时排液量和调控时机进行标准化之后,通过绘制调控效果雷达图分析流体势调控效果的影响因素。由图2可以看出:排液强度、采液比、受效时排水量越高,则井组调控效果越好;而调控时机的明确见效和疑似见效2个级别区分不大,但

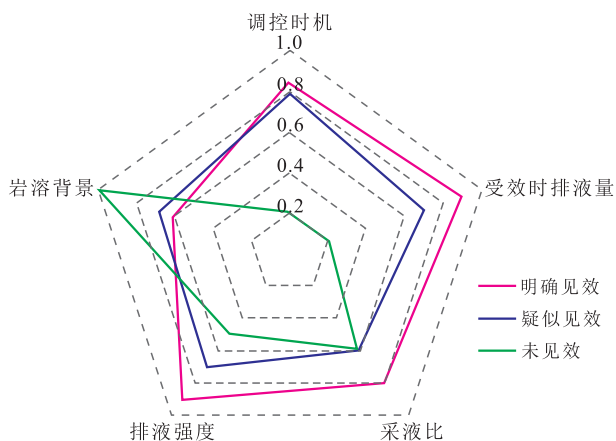


图2 缝洞型油藏流体势调控效果影响因素分析结果

Fig.2 Analysis results of influencing factors of fluid potential adjustment effect in fracture-cavity reservoir

考虑到降低调控风险,仍建议优选井组综合含水率较高时开始流体势调控。岩溶背景与调控效果相关性一般,排除地质因素,可能是由于目前已实施流体势调控的15个井组中,断控岩溶油藏占比达到80%,风化壳岩溶和复合岩溶比例过少而造成分析结果存在较大的不确定性。

由于多数井组尚处于矿场试验早期,部分井组尚未明显受效或处于评价期。为了弥补由于实际调控井组数据较少造成的分析结果的不确定性,建立TH12338—TH12349井组三维缝洞地质模型,采用控制变量法,分析水体倍数、采液比和排液量等参数对缝洞单元开发效果的影响,研究影响缝洞单元流体势调控效果的主控因素。

以受效井含水率降幅作为流体势调控效果评价指标,以油藏静态参数和采液比等参数作为自变量,通过计算不同调控参数时生产井油井含水率,评价影响开发流体势的因素及规律,判断其对流体势调控效果,为矿场调控参数的优化提供依据。

在排液井与受效井产液量一定(50 m<sup>3</sup>/d)的条件下,不同裂缝渗透率下排液井与受效井间裂缝渗透率对受效井含水率影响结果(图3)表明:当排液井与受效井之间没有裂缝沟通时,排液井的生产对受效井的含水率变化没有影响。而当排液井与受效井间有裂缝直接连通时,排液井的生产对受效井的含水率变化影响显著,即随着排液井与受效井之间裂缝渗透率的增加,受效井含水率降幅增大。这是因为,排液井的排采在近井区域形成明显的流体低势区,随着排液井和受效井之间裂缝渗透率的逐渐增大,在势差驱动下,受效井附近的地层水更快地流向排液井被采出,从而明显降低了受效井含水率。

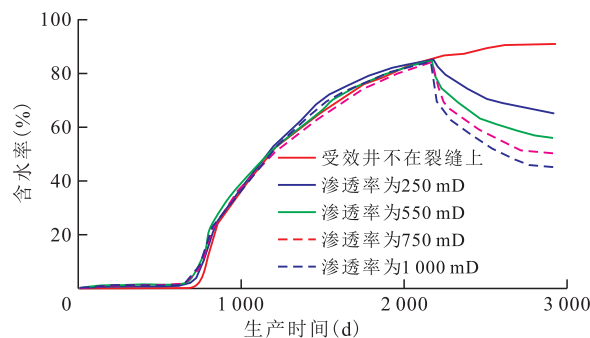


图3 排液井与受效井间裂缝渗透率对受效井含水率的影响

Fig.3 Influence of fracture permeability between liquid production well and response well on water cuts of response wells

通过改变TH12338—TH12349井组天然水体倍

数,研究水体倍数对井组调控效果的影响。结果(图4)表明:当水体倍数为10时,通过人工排水或生产井控液等调控手段对井组控水效果最好,而随着水体能量的增强,调控措施效果变差;当水体倍数大于30时,控水效果已不明显,说明水体倍数是影响流体势调控的重要地质因素。

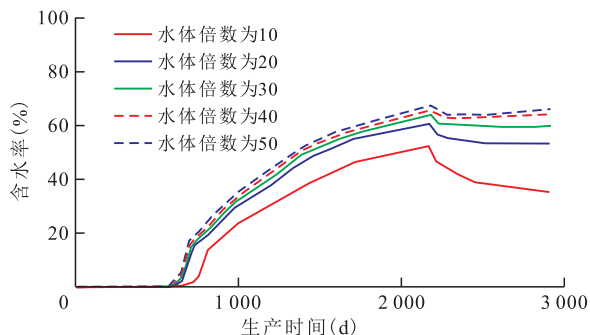


图4 不同水体倍数时受效井含水率变化

Fig.4 Influence of water body multiples on water cuts of response wells

通过对比排液井与受效井不同采液比时受效井含水率变化结果发现,排液井排液量越大,对于受效井控水效果越好(图5)。综合考虑受效井增油量和现场排采工艺限制,排液井与受效井的采液比取4~6为优,当采液比为6时,受效井含水率由87%降至58%,井组排液引流降水势的控水效果明显。对比采液比分别为2和6时油藏内部流体势动态演化过程模拟结果可知,随着排液井排液量增加,排液井近井区域形成低流体势区,受效井近井区域的地层水在流体势差驱动下将流向排液井被采出,受效井近井带底水锥体出现明显回落,有效降低了受效井含水率(图6)。

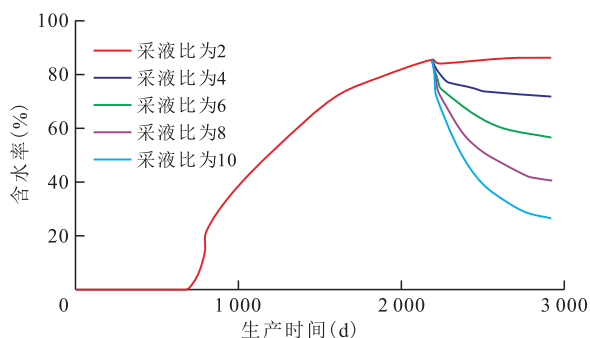
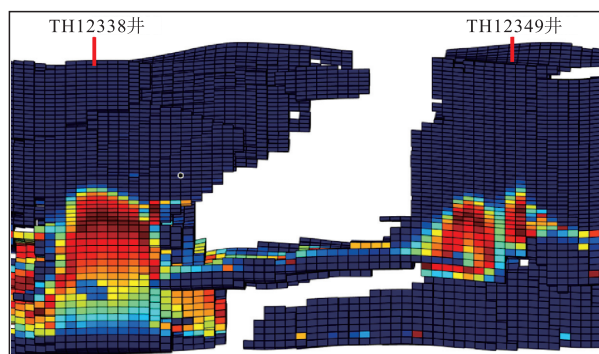


图5 不同采液比时受效井含水率变化

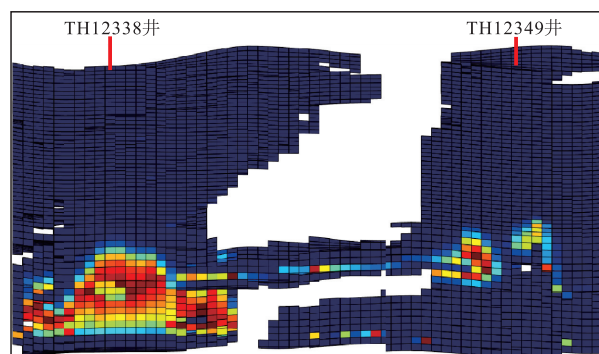
Fig.5 Water cuts of response wells at different liquid production ratios

#### 4 结论

针对缝洞型油藏特殊地质条件及开发特征,建立了缝洞型油藏开发流体势数学模型,明确了缝洞



a—采液比为2



b—采液比为6

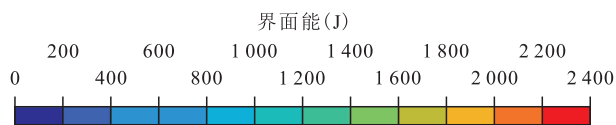


图6 不同采液比时受效井附近底水抬升位置对比

Fig.6 Comparison of elevated positions of bottom water near response wells at different liquid production ratios

型油藏单位体积流体具有的总机械能主要包括位能、压能、动能、界面能、黏滞力能和能量损耗,并研究了各项能量参数取值及计算方法,重点讨论了单位体积流体动能项的计算方法。

缝洞型油藏以溶洞和大型裂缝为主要储渗空间,渗流、自由流乃至湍流等多种流动模式复合出现,该类油藏储渗条件及开发方式与砂岩油藏明显不同。以流体力学中雷诺数为判别准数,明确了裂缝-孔隙型储层中流体流动模式为达西渗流、大型酸压裂缝内流体流动遵循 Forchheimer 高速非达西渗流,未充填洞穴内流体流动遵循 Navier-Stokes 方程。在计算缝洞型油藏开发流体势时,应该根据缝洞型油藏的储层类型选择相应的流体速度表达式来计算单位体积流体所具有的动能值。

依据缝洞型油藏开发流体势理论模型,基于缝洞型油藏数值模拟压力场、饱和度场和速度场等网格数据,编制了缝洞型油藏开发流体势计算模型,并对影响缝洞单元流体势调控效果的地质及开发主要因素进行敏感性分析,连通排液井和受效井的

裂缝渗透率和水体倍数是影响流体势调控效果的主要地质因素;采液比是影响缝洞型油藏流体势调控效果的开发因素。

### 符号解释

$A_x$ ——直角坐标系中垂直于 $x$ 轴方向上的网格面积,  $m^2$ ;  
 $A_y$ ——直角坐标系中垂直于 $y$ 轴方向上的网格面积,  $m^2$ ;  
 $A_z$ ——直角坐标系中垂直于 $z$ 轴方向上的网格面积,  $m^2$ ;  
 $B$ ——地层流体体积系数, 无量纲;  
 $g$ ——重力加速度,  $m/s^2$ ;  
 $h$ ——油藏厚度,  $m$ ;  
 $i$ ——物理量或网格坐标在 $x$ 轴上的分量, 无量纲;  
 $j$ ——物理量或网格坐标在 $y$ 轴上的分量, 无量纲;  
 $k$ ——物理量或网格坐标在 $z$ 轴上的分量, 无量纲;  
 $K$ ——地层渗透率,  $mD$ ;  
 $m$ ——生产井总数;  
 $n$ ——生产井井数;  
 $p$ ——压力,  $Pa$ ;  
 $p_f$ ——油藏中某点压力,  $Pa$ ;  
 $p_s$ ——油藏中静止压力,  $Pa$ ;  
 $Q$ ——油井排液量,  $m^3/s$ ;  
 $r$ ——孔隙半径,  $m$ ;  
 $r_j$ ——研究点与井筒的轴向距离,  $m$ ;  
 $R$ ——油井供油半径,  $m$ ;  
 $t$ ——飞行时间,  $s$ ;  
 $t_{xi}$ ——粒子在 $i$ 网格 $x$ 方向的飞行时间,  $s$ ;  
 $t_{x1}$ ——粒子在 $x$ 轴正方向上的飞行时间,  $s$ ;  
 $t_{x2}$ ——粒子在 $x$ 轴负方向上的飞行时间,  $s$ ;  
 $t_{y1}$ ——粒子在 $y$ 轴正方向上的飞行时间,  $s$ ;  
 $t_{y2}$ ——粒子在 $y$ 轴负方向上的飞行时间,  $s$ ;  
 $v$ ——流体流速,  $m/s$ ;  
 $v_x$ —— $x$ 方向速度分量,  $m/s$ ;  
 $v_{xi}$ —— $i$ 网格上 $x$ 方向速度分量,  $m/s$ ;  
 $v_y$ —— $y$ 方向速度分量,  $m/s$ ;  
 $v_{yi}$ —— $i$ 网格上 $y$ 方向速度分量,  $m/s$ ;  
 $v_z$ —— $z$ 方向速度分量,  $m/s$ ;  
 $v_{zi}$ —— $i$ 网格上 $z$ 方向速度分量,  $m/s$ ;  
 $x$ ——空间坐标 $x$ 轴分量,  $m$ ;  
 $x_i$ —— $i$ 网格空间坐标的 $x$ 轴分量,  $m$ ;  
 $(x_e, y_e, z_e)$ ——粒子离开点位置;  
 $(x_p, y_p, z_p)$ ——粒子起始点位置;  
 $y$ ——空间坐标 $y$ 轴分量,  $m$ ;  
 $y_j$ —— $j$ 网格空间坐标的 $y$ 轴分量,  $m$ ;  
 $z$ ——海拔高度或空间坐标 $z$ 轴分量,  $m$ ;  
 $z_k$ —— $k$ 网格空间坐标的 $z$ 轴分量,  $m$ ;  
 $\beta$ ——流体 Forchheimer 系数, 无量纲;  
 $\mu$ ——地层流体黏度,  $Pa \cdot s$ ;

$\theta$ ——润湿角,  $(^\circ)$ ;  
 $\rho$ ——地层流体密度,  $kg/m^3$ ;  
 $\sigma$ ——界面张力,  $mN/m$ ;  
 $\Phi$ ——流体势,  $J$ 。

### 参考文献

- [1] 杨海军, 张辉, 尹国庆, 等. 基于地质力学的地质工程一体化助推缝洞型碳酸盐岩高效勘探——以塔里木盆地塔北隆起南缘跃满西区块为例[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(2): 27-36.  
 YANG Haijun, ZHANG Hui, YIN Guoqing, et al. Geomechanics-based geology-engineering integration boosting high-efficiency exploration of fractured-vuggy carbonate reservoirs—a case study on West Yueman block, northern Tarim Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(2): 27-36.
- [2] 郑剑锋, 潘文庆, 沈安江, 等. 塔里木盆地柯坪露头区寒武系肖尔布拉克组储集层地质建模及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 499-511.  
 ZHENG Jianfeng, PAN Wenqing, SHEN Anjiang, et al. Reservoir geological modeling and significance of Cambrian Xiaerblak Formation in Keping outcrop area, Tarim Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 499-511.
- [3] 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.  
 LI Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield [J]. Acta Petroli Sinica, 2013, 34(1): 115-121.
- [4] 程传捷, 于炳松, 武重阳, 等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系一间房组碳酸盐岩成岩相研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(1): 42-52.  
 CHENG Chuanjie, YU Bingsong, WU Chongyang, et al. Diagenetic facies of carbonate rocks in Yijianfang Formation, Shunbei area, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 42-52.
- [5] 漆立新, 云露. 塔里木盆地碳酸盐岩成藏模式与勘探实践[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 867-876.  
 QI Lixin, YUN Lu. Carbonate reservoir forming model and exploration in Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 867-876.
- [6] 邴绍献, 赵伟, 李振泉, 等. 油田注水开发系统能耗整体优化方法[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(5): 102-106.  
 BING Shaoxian, ZHAO Wei, LI Zhenquan, et al. Global optimization method of energy consumption in oilfield waterflooding system [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(5): 102-106.
- [7] 张娟, 鲍典, 杨敏, 等. 塔河油田西部古暗河缝洞结构特征及控制因素[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(4): 33-39.  
 ZHANG Juan, BAO Dian, YANG Min, et al. Analysis on fracture-cave structure characteristics and its controlling factor of palaeo-subterranean rivers in the western Tahe Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(4): 33-39.
- [8] 郑松青, 崔书岳, 牟雷. 缝洞型油藏物质平衡方程及驱动能量分析[J]. 特种油气藏, 2018, 25(1): 64-67.

- ZHENG Songqing, CUI Shuyue, MOU Lei. Material balance equation and driving energy analysis of fracture-cave oil reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(1): 64-67.
- [9] 刘遥, 荣元帅, 杨敏. 碳酸盐岩缝洞型油藏缝洞单元储量精细分类评价 [J]. *石油实验地质*, 2018, 40(3): 431-438.
- LIU Yao, RONG Yuanshuai, YANG Min. Detailed classification and evaluation of reserves in fracture-cavity units for carbonate fracture-cavity reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(3): 431-438.
- [10] 吕铁. 缝洞型油藏注氮气吞吐参数优化研究 [J]. *特种油气藏*, 2018, 25(5): 119-124.
- LÜ Tie. Nitrogen huff-puff parameter optimization in fracture-cavity reservoir [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(5): 119-124.
- [11] HUBBERT M K. The theory of ground-water motion [J]. *The Journal of Geology*, 1940, 48(8): 785-944.
- [12] 邹才能, 贾承造, 赵文智, 等. 松辽盆地南部岩性-地层油气藏成藏动力和分布规律 [J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(4): 125-130.
- ZOU Caineng, JIA Chengzao, ZHAO Wenzhi, et al. Accumulation dynamics and distribution of lithostratigraphic reservoirs in South Songliao Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(4): 125-130.
- [13] 蒲玉国, 李道轩, 王斌, 等. 流体势原理在注水油田开发中的潜力区研究与应用 [J]. *石油学报*, 2000, 21(3): 45-50.
- PU Yuguo, LI Daoxuan, WANG Bin, et al. Application and research of the liquid potential energy theory for potentiality region of water injection oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(3): 45-50.
- [14] 赵俊威, 徐怀民, 江同文, 等. 基于开发流体势的蚁群算法在优势渗流通道预测中应用 [J]. *高校地质学报*, 2016, 22(3): 555-562.
- ZHAO Junwei, XU Huaimin, JIANG Tongwen, et al. The application of ant colony algorithm based on the theory of development fluid potential in predicting preponderance flow path [J]. *Geological Journal of China Universities*, 2016, 22(3): 555-562.
- [15] 汪贺, 师永民, 徐大卫, 等. 非常规储层孔隙结构表征技术及进展 [J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(5): 21-30.
- WANG He, SHI Yongmin, XU Dawei, et al. Unconventional reservoir pore structure characterization techniques and progress [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(5): 21-30.
- [16] 王璐, 杨胜来, 彭先, 等. 缝洞型碳酸盐岩气藏多类型储层内水的赋存特征可视化实验 [J]. *石油学报*, 2018, 39(6): 686-696.
- WANG Lu, YANG Shenglai, PENG Xian, et al. Visual experiments on the occurrence characteristics of multi-type reservoir water in fracture-cavity carbonate gas reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(6): 686-696.
- [17] ENGLAND W, MACKENZIE A, MANN D, et al. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface [J]. *Journal of the Geological Society*, 1987, 144(2): 327-347.
- [18] 柏明星, 张志超, 梁健巍. 中高渗透砂岩油田优势流场识别与调整 [J]. *油气地质与采收率*, 2017, 24(1): 100-105.
- BAI Mingxing, ZHANG Zhichao, LIANG Jianwei. Identification and adjustment of streamline field in middle-high permeability sandstone oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 100-105.
- [19] 葛家理, 宁正福, 刘月田. 现代油藏渗流力学原理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- GE Jiali, NING Zhengfu, LIU Yuetian. Principles of seepage mechanics in modern oil reservoirs [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [20] 常涛, 陈建波, 刘建国, 等. 一种快速评价底水油藏开发潜力方法 [J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(2): 65-71.
- CHANG Tao, CHEN Jianbo, LIU Jianguo, et al. Method of the development-potential rapid evaluation for bottom-water oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(2): 65-71.
- [21] 谢伟伟, 王晓冬, 李晨, 等. 基于流线应用特征线方法求解双重孔隙介质二维两相渗流问题 [J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(1): 94-99.
- XIE Weiwei, WANG Xiaodong, LI Chen, et al. Application of characteristics method for two-dimensional, two-phase seepage problem in dual-porosity medium based on streamline [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(1): 94-99.

编辑 常迎梅