

非常规井数值模拟技术研究 进展与发展趋势*

高大鹏¹, 刘天宇¹, 王天娇², 袁贺¹,
王东³, 李勇³, 刘英波³

- (1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
- 2. 北京石油机械厂, 北京 100083;
- 3. 中国石化胜利油田, 山东 东营 256600)

摘要: 与常规井数值模拟相比,非常规井数值模拟侧重于刻画垂直、水平井筒内的多相流动,解释由于摩擦、静水力、加速度以及滑移造成的各相之间的速度差及压力损失,模拟井下流量控制设备及复杂现象.从复杂结构井的流量方程、多相井筒管流与油藏渗流耦合模拟、多段井模型、井下流量控制设备模拟、近井区域粗化、井下复杂现象模拟和嵌入式裂缝模型7个方面出发总结了非常规井数值模拟技术研究进展和主要缺陷.基于多段井模型的井筒-油藏耦合数值模拟、扩展井模型与油藏模型耦合模拟、流固耦合数值模拟、对井下监测调控设备的数值模拟以及多段压裂复杂结构井的数值模拟是未来的发展趋势.

关键词: 油藏数值模拟; 非常规井; 多段井模型; 耦合模拟; 嵌入式裂缝模型; 复杂流态

中图分类号: TE357 **文献标志码:** A
doi: 10.3879/j.issn.1000-0887.2015.12.003

符号注释

k_f, k_m	裂缝、基质的渗透率, μm^2	w_f	裂缝的宽度, m
x_f	裂缝的半长, m	L	水平井的长度, m
r_e	油藏的驱替半径, m	r_w	井半径, m
μ_o	油粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$	B_o	油体积系数
l	水平井筒驱替椭圆中心岛 裂缝之间的距离, m	a, b	驱替椭圆的半长轴、短轴, m
V_o, V_w	油、水相平均流速, m^3/s	α_o, α_w	相体积分
V_d	漂移速度, m/s	x	沿井筒方向的坐标
V_c	在不流动的水中油滴的 上升速度, m/s	C_o	关于管横截面积流速剖面和 相的参数

* 收稿日期: 2014-12-10; 修订日期: 2015-10-27
 基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05010-002)
 作者简介: 高大鹏(1989—),男,山东利津人,博士生(通讯作者. E-mail: gaodapeng2015@petrochina.com.cn).

q_o	从油藏到井的流入量, m^3	\dot{m}_i	组分 i 的物质质量, mol
$\dot{m}_{influx,i}$	组分 i 的物质流速, mol/s	v	水相中气组分的 Mole 比例
K_i	平衡比例	z_i	i 组分的总体 Mole 比例
m_T^{pipe}	井段管内总 Mole 流速, 井头方向为正, mol/s	m_c^{pipe}	井段内组分 Mole 流量, mol
$r(v)$	Rachford-Rice 方程的残差		
$m_{T,s}$	从其他段流入本段的总体 Mole 流速,若是流出本段则为负,其他段的管与本段的节点相连,等于相连段的 m_T^{pipe} , mol/s		
$m_{c,k}$	通过井与网格的连接从油藏到井的总体 Mole 流速,若是注入则为负, mol/s		
ΔM_c	一个时间步内一段体积内 组分 Mole 数的增量, mol	$I_{E,k}$	连接处的热传导系数
T_k	连接油藏网格的温度, K	ρ_{cal}	标准化流体的密度, kg/m^3
μ_{mix}	流经节流装置的混合流体的 粘度, $mPa \cdot s$	ρ_{mix}	流经节流装置的混合流体的 密度, kg/m^3
μ_{cal}	标准化流体的粘度, $mPa \cdot s$	a_{sicl}, a_{aicd}	装置强度参数
q	流经装置的体积流速, m^3/s		

引 言

近年来,随着水驱油田开始普遍进入高含水和高采出程度的“双特高”开发阶段,特低渗、低产、低丰度、高粘度边际油田的开发逐步得到重视^[1],非常规井作为现阶段老油田挖潜增产、新油田经济开发的核心技术,不仅包括结构复杂的多分支井、水平井和波状井,还包括安装了井下监测、调控设备,采取了智能完井工艺的直井、斜井^[2-3]。因此,仅由一个源汇项来代替一口非常规井已经不能准确表征油藏数值模拟的内边界条件,例如:多分支井获得的总产量来自哪个分支、哪个层位以及层位的哪个区域,都是准确表征剩余油分布需要重点模拟的问题。常规井模型中将井筒处理为一个整体,它能够详细地分析普通的直井和斜井内的流体流动,但它存在两个主要缺陷^[4]: 1) 井筒内油层位置的的压力梯度需要根据水头近似计算,因而忽略了摩擦压力损失,不同流体的滑移效应也被忽略,因此基于假设的均匀密度的混合流体计算的水力梯度不准确,并且由于不同流体的粘度不同,均匀密度值的假设是错误的。2) 井筒内有窜流的趋势,特别是射开了两个或多个连通的油层区域,油井内发生窜流,流体从高压区域流入井中,部分流体再从井中流回低压区域。为了准确模拟窜流,模拟器必须计算回注速度和注入混合流体的组成,注入流体的组成应该反映井筒内流体的混合,这依赖于流入生产层位的量以及注水井的注入速度。常规井模型在模拟直井和小斜度井时足够了,但是由于实施与水平井和多分支钻井技术相耦合的智能完井系统,形成了复杂的井筒结构,使得油藏数值模拟中有必要发展非常规井模型。

1 研究进展

1.1 复杂结构井的流量方程

复杂结构井主要包括水平井、波状井和多分支井,在不考虑井筒多相管流的前提下,可通过建立复杂结构井的流量方程简单表征井流量和井底流压、地层压力、井段长度等参数之间的关系,并将流量方程作为复杂结构井模型进行数值模拟。

1) 裂缝水平井流量方程

1996年 Kuppe 和 Settari 研究了水平井贯穿裂缝后产能增量的经验关系式,并提出了线性流量方程^[5]。1997年 Guo 和 Schechter 提出了油藏线性流和裂缝线性流的耦合数学模型^[6],但模型中并未考虑裂缝径向流。2002年 Wan 和 Aziz 提出了一种求解贯穿多条裂缝水平井流量的半解析方法^[7],该方法可以结合井压力与网格压力计算井指数。2005年 Wei 和 Economides 将油藏线性渗流、裂缝线性流和裂缝径向流耦合得到水平井的流量方程^[8]。2008年 Guo 和 Yu 提出了考虑油藏线性渗流、油藏径向流、裂缝线性流和裂缝径向流水平井流量方程^[9]。2010年 Yuan 等提出了更为简化实用的裂缝水平井流量方程(式(1)),分别考虑了从裂缝到井筒和从油藏到井筒两方面的流动(式(2)、(3))^[10],对于无裂缝和有多条裂缝的情况均适用,同时还给出了裂缝到井筒的压降计算公式。

$$q = q_m + \sum_{i=1}^n q_{f,i}, \quad (1)$$

$$q_m = \frac{0.007\ 08k_c h \Delta p_e}{\mu_o B_o} \left[1 / \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right) \right], \quad (2)$$

其中

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_e/L)^4}}, \quad k_c = k_m \left(1 - \sum_{i=1}^n \frac{k_{f,i}}{k_m} \cdot \frac{w_{f,i}}{12L} \cdot \frac{x_{f,i}}{r_e} \right),$$

$$q_{f,i} = \frac{0.000\ 59k_{r,i}w_{f,i}\Delta p_{f,i}}{\mu_o B_o} \left[1 / \left(\ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) + \pi \left(\frac{x_{f,i}}{h} - \frac{1}{2} \right) \right) \right], \quad (3)$$

$$\Delta p_{f,i} = (p_e - p_{wf}) \frac{x_{f,i}^2 + l^2}{\sqrt{a^2 l^2 + b^2 x_{f,i}^2}}.$$

2) 波状井流量方程

波状井代替水平井开发超低垂向渗透率储层效果较好,波状井可以提高油层钻遇率,并且不像水平井那样需要依赖垂向渗透率来获得高产能。2007年 Kamkom 提出可用于多种复杂井眼轨迹水平井的流量方程(式(4)),如水平井、大斜度井、波动井^[11]。

$$q = \frac{k_{eq} b (p - p_{wf})}{141.2B\mu \left(\ln \left[\frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} - 1.224 + S + S_{PR} \right)}. \quad (4)$$

此后,2009年 Kamkom 等又提出了波状井的严格的流量方程^[12],如下:

$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2B\mu \left[\frac{1}{2} \{ \ln(4A) - \ln(C_A) - \ln(\gamma r_w^2) \} + S_\theta + S_p + S \right]}. \quad (5)$$

3) 多分支井流量方程

1995年程林松等综合运用数学分析方法(保角变换、镜像反映、叠加原理、等值渗流阻力)和物理模拟方法(电解模型)研究了分支水平井稳定渗流时的流场分布和流量方程^[13]。1996年 Salas, Clifford 和 Jenkins 提出了考虑表皮因子计算多分支井的 IPR 模型^[14]。2000年 Wolfs-teiner, Durlafsky 和 Aziz 提出了一种计算非均质油藏中水平井、斜井和多分支井等复杂结构井产能的半解析模型^[15]。2006年王晓冬等用积分变换等方法首先求解封闭地层水平井的三维不定常渗流问题,通过渐近分析得到水平井的均匀流量拟稳态当量井径模型,再利用压降叠加原理建立复杂分支水平井产能计算方法^[16]。多分支井主要包括两大类结构,一种是分支井段在

同一层位内,或者说各分支之间存在渗流干扰的情况,可采用程林松和王晓冬提出的计算方法分析;另一种是各分支在纵向上交错位于不同的层位内,相互之间几乎没有渗流干扰,通常将不同的分支段作为独立的水平井段,进而采用水平井流量方程计算各分支段的流量,然后再进行相加得到多分支井的流量方程.2007年 Guo 等提出了多分支井组分流量方程,计算了每个分支内各组分的流量^[17].

总体来看,多数复杂结构井流量方程是基于油藏内流体渗流的数学分析推衍而来的,未考虑水平及曲线井筒内的流体流动,粗略模拟采用复杂结构井开发的油藏生产动态是可行的,但随着对于井筒多相管流认识的不断深入和数值模拟技术的不断提高,复杂结构井数值模拟的重心逐渐转移到多段井模型、多相管流与油藏渗流耦合模拟以及扩展井区域与油藏耦合模拟等方面.

1.2 多相井筒管流与油藏渗流耦合模拟

多相流体在井筒和多孔介质中的流动有本质上的不同,需要分别采用不同的模拟方程和数值求解方法.井筒内的管流与常规管流不同之处在于井壁上会有流体的流入或者流出,这将影响井筒内的流体流型、流体摩擦和加速度压力损失.特别是对于水平井、波状井和多分支井等复杂结构井,它们在储层内的完井段更长,井筒内多相管流也更为复杂,对于井产能的影响也越来越无法忽略,因此考虑非常规井多相井筒管流和油藏渗流耦合的数值模拟是目前研究的重点之一.

1998年 Ouyang 和 Aziz 提出了任意结构井的井筒水力与油藏渗流耦合的简化方法^[18].2000年 Chen 等提出了考虑多分支井水平段内单相管流的产能模型^[19].2001年 Ouyang 和 Aziz 研究了能够确定不同生产阶段油水井的产能、井指数和井筒流入流出的耦合模型^[20].2002年程林松等在直井黑油模型的基础上建立了基于非均质地层考虑水平井井筒压力损失(包括摩擦、加速度、混合和重力压力损失)的数值模拟模型^[21].2005年 Shi 等通过大量实验得到了三相稳态流漂移流动模型的参数^[22-23],该模型在井筒多相管流的研究中被广泛应用.Kamkom 和 Zhu 将 Vogel 两相流关系式应用于多分支井,并考虑了水平段和曲线段的水力压力损失^[24].2006年 Vicente 和 Ertekin 提出了油藏与多裂缝水平井内动态流动耦合的全隐式数值模型^[25].王明和朱维耀等针对稠油具有非 Newton(牛顿)流体特性的特点,基于分支井井筒内压降情况,在三维空间内建立了多分支井幂律流体渗流的数学模型^[26].学者们提出的这些模型在模拟试井、重油热采、长水平井产能和不稳定井筒管流方面已经比较成功,但是受限于不准确的井筒管流模型、过于简单的油藏描述以及井筒与油藏耦合模拟的不完善,因此这些模型缺乏广泛的适用性.

2007年 Hu 等总结了前人在瞬时井筒/油藏综合模型上的研究成果,选用三相井筒管流模型,并改进了流体相态属性的灵活性,采用隐式方法耦合瞬时井筒管流模型和近井油藏模型,并对关井/开井井筒效应、气举套管头和窜流等现象进行了模拟^[27].将井筒多相管流与油藏渗流的耦合模拟提升到了一个新台阶.基于 Shi 等学者对于滑移模型的研究成果,Krogstad 和 Durlofsky 提出了考虑多相流体滑移效应的井筒管流与油藏渗流耦合的模型^[28],其中,混合流速表达式如下:

$$V_m = V_{so} + V_{sw} = \alpha_o V_o + \alpha_w V_w, \quad (6)$$

油相流速 $V_o = C_o V_m + V_d$, 考虑井筒的倾斜角度为 θ , 那么 $V_{d,\theta} = m(\theta) V_d$, 其中

$$C_o = 1, V_d = 1.53 V_c (1 - \alpha_o), V_c = \left(\frac{\sigma_{ow} g (\rho_w - \rho_o)}{\rho_w^2} \right)^{1/4},$$

$$m(\theta) = 1.07\cos(\theta) + 3.23\sin(2\theta) - 2.32\sin(3\theta).$$

由于井筒内流体的压缩效应相比于油藏内的压缩效应不重要,因而将井筒内流体的流动考虑为不可压缩的,井筒内油水流动控制方程如下:

$$\frac{\partial \alpha_o}{\partial t} + \frac{\partial V_{so}}{\partial x} = q_o. \quad (7)$$

q_o 受控于 Darcy(达西)定律,由井筒压力和与井段相连的油藏网络的压力、流度决定。

井筒内的压力损失如下:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \rho_m g \sin(\theta) + \frac{2f_{tp} \rho_m V_m^2}{D} + \frac{2q_m \rho_m V_m}{A}, \quad (8)$$

其中,右侧3项分别是静水力、摩擦和加速度压力损失。

2009年 Kamkom 等对波状井的管流特征进行了细致的模拟分析^[12],认为当波状井内流速低时,出现段塞流。两相流系统中,流体在井筒底部流动,气体在井筒上部流动,当流速过低时,流体会在一个起伏段的底部聚集,并且阻塞井筒内的流动,当液体后的气体累积达到足够的压力时,会推动流体使之再次流动,因此波状井井眼轨迹对于流体流动非常敏感,同时合理的井眼轨迹设计也可以有效避免低流速时的段塞流。当流体流速较高时,摩擦压力损失与潜在的压力降平衡,使得井筒内的压力从趾部到跟部呈下降趋势。因此,通过模拟结合油藏物性设计合理的起伏高度,可使波状井获得较大的产能。

Shiedel 等考虑到前人提出的模型中采用黑油模型模拟挥发油不准确,并且漂移流动模型不能充分表征各相之间的滑移,提出了井筒-油藏耦合组分模拟器,模拟水平井筒内的压力和温度分布^[29]。井筒内计算压力、流速、温度和组分的方程如下:

1) 连续方程

每个单元中的每个组份都有一个连续方程,井筒和油藏网格块中物质流入和流出相等。

$$\frac{\partial \dot{m}_i}{\partial x} + \dot{m}_{\text{influx},i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n_c + 1. \quad (9)$$

2) 动能方程

$$\frac{\partial}{\partial x} v_j^2 \rho_j + \left(\rho_j g \sin \theta + \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{H_j} \right) + \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{\text{wall},j} + \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{\text{interphase}} = 0, \quad (10)$$

其中,左边4项分别代表惯性、重力、壁面摩擦和相间摩擦造成的压力损失。

3) 能量方程

$$\sum_{j=1}^{n_p} \rho_j v_j \frac{\partial}{\partial x} \left(h_j + \frac{v_j^2}{2} + g z_h \sin \theta \right) + Q = 0, \quad (11)$$

其中, Q 为从周围储层到井筒的热流速。 $\sum_{j=1}^{n_p} \rho_j v_j \frac{\partial}{\partial x} \left(h_j + \frac{v_j^2}{2} + g z_h \sin \theta \right)$ 是由于焓交换、加速度和重力造成的在 x 方向上的能量交换。

4) 相平衡方程(Fugacity 方程和 Rachford-Rice 方程)

$$f_i^o = f_i^g, \quad i = 1, 2, \dots, n_c, \quad (12)$$

$$r(v) = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{(K_i - 1) z_i}{1 + v(K_i - 1)} = 0. \quad (13)$$

2010年 Fayal 等将计算流体动力学(computational fluid dynamics,简称 CFD)应用于模拟水平井以不同方式射孔完井时井筒内的流体流动^[30]。Livescu 等提出了多相热井筒流动的半解析

模型^[31],通过将井筒和油藏的物质平衡方程以及能量守恒方程耦合,求解井筒的温度分布。2014年 Yuan 等将 CFD 应用于评价高压高温井的产能,高压高温井井筒内的多相管流非常复杂^[32],依赖于井筒内油气水三相属性、井几何特征和结构、操作压力和温度以及多相流类型的综合效应,高压高温井数值模拟中 CFD 成功地模拟了相流速、压力和温度的分布。

随着井筒多相管流模拟技术的快速发展,井和油藏的综合模拟已逐渐在多个分支领域中成为热点,20世纪90年代研究成果集中于重油热采、长水平井产能和非稳定井流,近年来主要集中在致密气井、试井模拟和气锥控制模拟等方面,然而主要集中在对特殊情况的研究,缺乏一个能够广泛适用的耦合模拟软件。

1.3 多段井模型

多段井模型将复杂结构井处理为节点与管的网络系统,如图1所示。常规井模型将井视为一个流体组分均一的混合罐,反映的是总体向井流动状态,多段井模型克服了这种近似方法,允许每一分支产生不同的混合流体,此外还能够灵活处理各种类型的井,也能处理不同类型的向井流动控制设备、封隔器和环空流等情况。

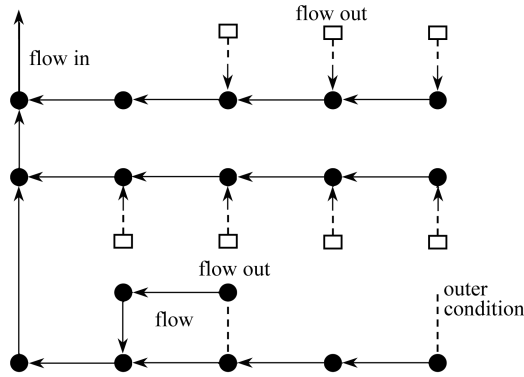


图1 多段井模型

Fig. 1 A multisegment well model

1998年 Holmes 等首次提出采用多段井模型模拟复杂结构井,模型中的井筒被划分为任意多段,模拟精度与段数相关^[33]。任意一段包括一个节点和一根管,它们与相邻段井头方向的节点相连。用于表征一口井内射孔段可以包括一个或多个井与网络的连接,其他代表油管或特殊装置的未射孔段可能没有井与网络的连接。每一段内的压降可由不同的模型决定,例如一种考虑摩擦、加速度和静水力压力损失的均质管流模型,或者采用一种管流静水力参数表,还有一些临界阀和多种流量控制设备的内置模型。2001年 Stone 等将多段井模型应用于组分模拟器,提出了基于多段井模型的热模拟方法,每段的主要变量包括段压力、总体 Mole 流速、各组分 Mole 体积和每段体积的内能^[34]。2010年 Semenova 等提出了考虑大斜度井、多分支井等复杂的井轨迹、井和储层以及流体之间的热交换、各相滑移效应造成的流体持液率和摩擦压力损失的多段井模型^[35],并且能够计算复杂井的压力和温度剖面,该模型的优势在于能够应用均质或者滑移流动模型确定井中各相的分布。

2010年 Holmes 等提出了多段井模型具有以下几个新的特点^[36]: 1) 可以在井段网络中任意位置的井段设置压力限制,而不仅是在井底段; 2) 井段的节点和管作为独立的项来处理,进而可以灵活地模拟许多井下装置; 3) 该模型还可模拟井筒内的热交换和非 Darcy 流等。模型中每个井段内组分和总体 Mole 平衡方程的残差形式为

$$m_c^{\text{pipe}} - \sum_s m_{c,s} - \sum_k m_{c,k} + \frac{\Delta M_c}{\Delta t} = R_{cs}, \quad c = 1, 2, \dots, N_{tc}, \quad (14)$$

$$m_T^{\text{pipe}} - \sum_s m_{T,s} - \sum_k \sum_c m_{c,k} + \frac{1}{\Delta t} \sum_c \Delta M_c = R_T. \quad (15)$$

包括焓流入流出相邻段以及传导热交换的能量守恒方程如下:

$$q_{\text{enth}}^{\text{pipe}} - \sum_s q_{\text{enth},s} - \sum_k q_{\text{enth},k} - \sum_s q_{\text{heat},s} - \sum_k q_{\text{heat},k} - q_{\text{heat},\text{ext}} + \frac{\Delta E}{\Delta t} = R_{es}. \quad (16)$$

井约束条件:

1) 加热

注入热流体的井受到最大能量输出速率和最大加热温度的限制,每一个加热器与网格连接处 k 的热注入速率为

$$e_k = I_{E,k}(T_h - T_k), \quad e_T = \sum_k e_k. \quad (17)$$

首先计算最大温度下加热器所需的总体能量,若超过了最大允许值 $e_{T,\text{max}}$, 加热器的温度由下式计算:

$$T_h = \left(e_{T,\text{max}} + \sum_k I_{E,k} T_k \right) / \sum_k I_{E,k}. \quad (18)$$

通过 T_h 可以计算注入每个连接网格的能量.

2) 拟压力

井与网格连接处有大的压力降落时,流入井内的流体不能根据网格的平均条件来计算组分的流度.因此组分的 Mole 流速通过网格块系数 F_B 来修正.

$$F_B = \frac{1}{\lambda_T \Delta P_k} \int_{P_{W,k}}^{P_{\text{cell}}} \lambda_T dp, \quad (19)$$

其中, $\lambda_T = k_{r,o} \rho_o / \mu_o + k_{r,g} \rho_g / \mu_g$ 是总体 Mole 流度, $\Delta P_k = P_{\text{cell}} - P_{W,k}$ 是网格到连接的压降.

3) 传导热交换

传导热交换速率计算方程:

$$Q_{\text{ht}} = A_{\text{ht}} \cdot (T_{\text{seg}} - T_{s,k,\text{ex}}) \cdot H_T. \quad (20)$$

2013 年 Edwards 等将多段井模型应用于水力压裂的模拟中,将裂缝作为井模型的一部分,一个平面裂缝由多段井相互连接的分支构成的网来模拟^[37].主要的优势在于:① 裂缝网独立于储层模拟网格,因而模型的建立更加容易;② 模拟过程中可以任意增加或改变裂缝;③ 裂缝可与网格线以任意角度相交;④ 裂缝几何形态及属性表征更加全面.

随着井筒多相管流与油藏渗流之间耦合模拟的不断发展,对于井筒管流的认识也变得日趋复杂,用来模拟井筒情况的模型必须能够反映其实际设计情况,并且能够处理各种不同的情形和设备状况,包括多分支井、向井流动装置、水平井段、斜井和环空流动等.常规井模型将井视为一个流体组分均一的混合罐,因此反映的是总体向井流动状态;多段井模型克服了这种不准确的近似方法,允许每一分支产生不同的混合流体,然而由于多段井模型与油藏模型耦合求解过程中增加了大量的方程和未知数,并且生产制度的约束又增加了整个求解系统的复杂性,需要更快更稳定的求解方法.

1.4 井下流量控制设备

采用复杂结构井开发多层油藏时,通常会在井筒内设井下流量控制装置(inflow control device,简称 ICD),用于阻碍高速流体的循环流动,作用于环空和油管之间.油藏中的流体进入环

空后经过 ICD 进入油管内,会在油管 and 地层之间产生一个额外的压降,能够使整个井筒内的压力降落更为均衡,阻碍高速渗流层的流体流出,有助于形成一个均衡的生产或者注入剖面。

2009 年 Neylon 等对多段井模型进行改进,允许一个井段存在任意数量的出口,那么多段井模型中能够形成环形流动路径,进而提出了一种考虑环空内流体流动的井模型,环空中流体可以流经多个 ICD,也可以被封隔器堵塞^[38],如图 2 所示,多段井模型的每一段都包括一个入口节点和一个邻近下游段节点的流动路径,原本多段井模型呈树枝状,为了形成图 3 中环形流动而需要加根弦,Neylon 采用了“加一根弦段”的方法,加的这一段与原来的井段有占有相同空间的节点,以至于每一段的节点是另一个节点的复制品,每增加一段均需要相应的物质守恒方程和流量方程,但是方程的结构和模拟器的数据采集处理模块没有大的改变。

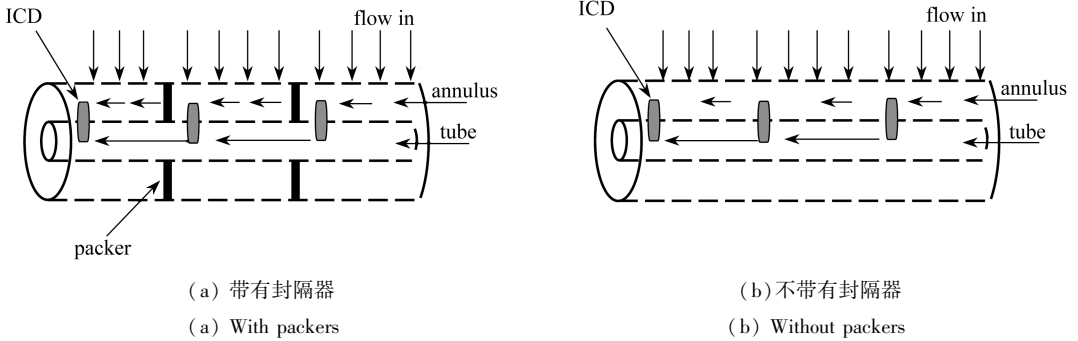


图 2 环空封隔器内的流动

Fig. 2 Flow in an inflow control device in the annulus

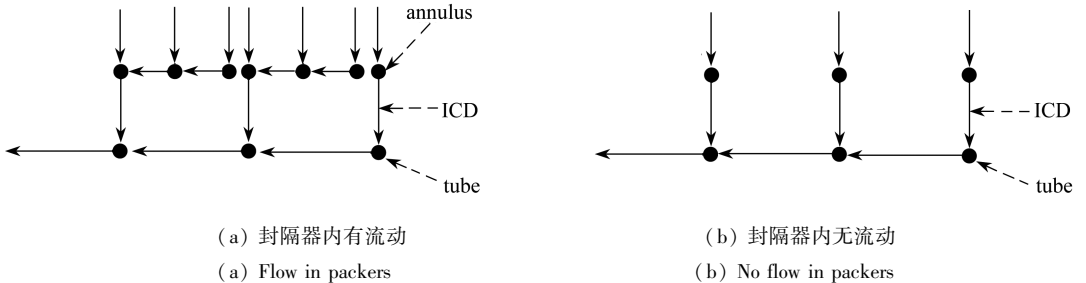


图 3 多段井表征环空内的流动

Fig. 3 Multisegment well representation of flow in annulus

2009 年 Youngs 等给出了螺旋形流入控制设备 (SICD) 和自发流入控制设备 (AICD) 的压力降落方程^[39]:

$$\delta p_{SICD} = \left(\frac{\rho_{cal}}{\rho_{mix}} \cdot \frac{\mu_{mix}}{\mu_{cal}} \right)^{1/4} a_{sica} q^2, \tag{21}$$

$$\delta p_{AICD} = \left(\frac{\rho_{mix}^2}{\rho_{cal}} \cdot \frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}} \right)^{y'} a_{aica} q^{x'}. \tag{22}$$

此外,Youngs 等还重点探究了两个封隔器之间有多个 ICD 存在时的模拟^[39],如图 4。

2010 年 Holmes 等提出了 SAGD 井经过 ICD 后的压力损失方程^[36]:

$$\delta P = \delta P_{cons} + \delta P_{fric}, \tag{23}$$

其中, δP_{cons} 为缩颈效应造成的压力损失, $\delta P_{cons} = C_u (\rho v_c^2 / 2C_v^2)$; δP_{fric} 为带有节流设备的段内摩擦压力损失, $\delta P_{fric} = 2C_u f(L/D)\rho v_p^2$ 。

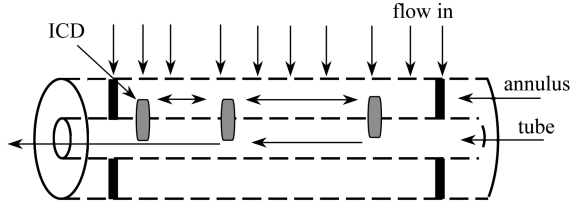


图4 封隔器内有多个流量控制设备的情况

Fig. 4 Multiple ICDs between packers

2011年Zarea等提出了装有节流控制装置的多分支井的产能模型^[40],能够准确评价分支节点处的流动压力,进而通过调节ICD有效避免窜流问题,但还没有与油藏模拟器进行耦合求解.2012年赵国忠等将考虑启动压力梯度、水嘴直径等嘴损特征的分层注水数学模型引入油藏数值模拟^[41],实现了分层注水数值模拟,其特点在于没有利用多段井模型,将井筒作为一个整体处理,虽然牺牲了一定的模拟精度,但是大大提高了模拟效率.

考虑井下流量控制设备的井模型主要是基于多段井模型实现的,但目前还集中在对常规的ICD进行模拟.除此之外井下流量控制设备还有很多,例如高含水油田采用精细分层注水工艺提高油层动用程度^[42],其复杂且智能化的管柱结构对于油藏数值模拟来说是一个挑战,现在国内常用的“桥式偏心+钢管电缆直读测调”主体分注技术中注入水的环流比较复杂,压力损失难以用常见的公式进行表达,这是国内目前高含水油田开发需要解决的问题.

1.5 近井区域粗化

传统的油藏数值模拟概念中将整个模型分为井筒和油藏两部分,而扩展井模型中分为井区域和油藏区域,井区域与井模型的井筒相比还增加了部分近井储层,这个区域内岩石的非均质性(包括裂缝和近井储层损害)都对井产能有直接影响,并且由于高流速和大的压力梯度导致岩石压缩效应、相变和非Darcy渗流现象在近井区域内更为严重^[43].扩展井模型可以更为精确地模拟这些复杂的近井现象,井区域内网格的形状、大小和精度根据等压面的情况以及要求的模拟精度来确定.

目前研究近井现象主要是采用多种网格径向粗化近井区域的模拟方法^[44].对于采用水力压裂工艺增产的油井而言,近井瞬时效应和复杂相变特征的影响非常严重,如果模拟过程中近井模型的边界条件不发生改变,将导致多相流的模拟出现错误的结果.2011年Karimi-Fard和Durlafsky提出使用瞬时生产指数结合近井网格粗化来更新油藏模型^[43],很好地解决了人工压裂井的模拟问题.2011年Ding提出了一种新的近井流动模型与油藏渗流模型相互耦合的模拟技术^[45],核心在于不断更新各相的生产指数乘子,通过近井模型的边界条件和油藏模型的生产指数实时更新及互换实现耦合模拟.该技术在研究多层油藏中钻井引发的储层损害以及水平井堵水方面效果较好.该模型的缺点在于:井生产指数作为重要的耦合模拟衔接参数,对于有贯穿多个网格的长裂缝井来说,采用单一的井生产指数不能表征井与油藏的全部接触情况,对于低渗储层中长时间的瞬时流动机制也无法表征.为此,2012年Karimi-Fard和Durlafsky进一步提出了基于非结构化网格加密技术研究近井效应的精确分辨率粗化模型^[46].

2012年Nakashima等提出了应用于三相黑油模型的近井多相流粗化方法^[47].2013年Rojas和Li等将近井多相流加密技术应用于重油初次开发的粗尺度模拟^[48].对于重油而言,当压力小于泡点压力时,油粘度是压力的函数,因此粗化的流度函数依赖于压力和饱和度,无法直接输入到GPRS进行模拟;而对于典型的黑油流体,油粘度几乎不随压力变化,因此黑油流体

粗化的流度函数与粗化的相渗函数相同,都只与饱和度有关.他们提出了两种将相流度函数转化为粗化油粘度函数和粗化相渗函数,进而可将它们直接输入 GPRS 中进行模拟.他们发现开发早期粗化的油粘度相比于粗化的相对渗透率能够给出更加精确的预测,因为早期迅速变化的压力能够在粗化的油粘度函数中充分体现出来.此外,他们还采用流动函数组合技术来减少函数的数量.

1.6 井筒内特殊现象的模拟

1) 考虑窜流效应的井模型

开发非均质性较强的多层油藏时,不同阶段各产层的压力差会导致井筒内窜流,这对于模拟各层的产液情况有很大影响.1983 年 Holmes 提出了考虑井内窜流的井模型^[49].2013 年 Civan 和 Triana 研究了多层油藏在多种窜流和边界条件下的数值模拟方法^[50],提出了一个将多层油藏中不同层位和井筒油压耦合而得的模型,模型考虑了不同井筒和油层内的窜流以及外部边界效应(包括水侵).在特定的窜流和边界效应下每个油层的压力和产量采用泄漏槽模型来描述.沿井筒的压力和流动通过 Cullender-Smith 模型来确定.采用 Newton-Raphson(牛顿-拉普森)迭代有限差分数值方法处理强耦合模型,精确分析多层油藏系统内的最优产量、注入量和地面生产制度,模型的缺陷在于模拟器主要用于模拟直井和斜井,对于多分支井等复杂结构井还不适用.

2) 考虑沥青质和蜡沉淀的井模型

油气生产过程中沥青质或蜡沉淀是个重要问题,沥青质或蜡的沉淀时间及过程还没有研究清楚,压力、温度和组分的变化都是导致这些沉淀的原因.特别是流体流经安装在管柱上的多种类型的流量控制设备时可能会导致严重的压力下降,在这些情况下温度会出现变化进而导致沥青质或蜡沉淀.2007 年 Thanyamanta 等提出了组分和非等温效应相结合的流动模型来预测复杂结构井中的沥青质沉淀^[51].该模型在两相多段井网状模型中并入了沥青质模型,采用的多段井网状模型能够计算复杂结构井中的温压剖面,根据在可能出现沥青质沉淀的位置(如 ICD)计算压降,再采用沥青质模型计算温度,最后采用三相平衡模型计算析出的沥青质.2012 年 Trina 等提出了复杂结构井的稳态三相非等温渗流模型、计算油管内从井底到地面的压力、温度、流速和持液率剖面的垂直井筒模型、蜡沉淀模型三者相互耦合的油藏数值模拟模型^[52].模型中针对管内和油嘴处分别使用了不同的动量守恒模型.

总体来看,目前广泛应用于油藏数值模拟中的最先进的井模型具有如下特征:① 将井筒分成多段形成一个网状系统,每一段包括一个节点和一根管,每段的主要变量是压力和组分,对于热模拟,还应在段的节点处计算焓值,在段的管上计算 Mole 流速,同时一个节点可以与多根管相连,以此来模拟复杂结构井中的流动环路.② 每段管内都应计算非均质管流中静水力、摩擦和加速度造成的压力损失,并通过压力损失表或者方程模拟经过井下节流装置后的压力损失.③ 井筒管流模型能够考虑任意数量相和组分的比例,并且任意相中可以存在所有组分.④ 系统内每段的守恒方程、压力损失方程和约束方程均被写成残差形式,形成 Jacobi(雅克比)矩阵,采用 Newton 迭代技术求解该系统.一口井可以有多种约束,包括地面条件下的相体流速、油藏条件下的流体流速、井底流压、油管头压力和压降.热模拟中还有注蒸汽和生产时的特殊限制条件.⑤ 主流的油藏求解器中井作为内部环路来处理,因而相连网格单元的条件保持为常量,仅当下一次迭代时才进行更新,同时模拟器也需要井模型提供一系列真实的边界条件来计算油藏内的压力分布.

1.7 页岩气等非常规储层压裂数值模拟技术

压裂水平井是有效开发低渗致密气藏和页岩气藏的主要手段,压裂水平井产能是决定非常规气藏开发成败的关键技术指标,但目前能够经济、快速地获得非常规气藏压裂水平井产能的方法很少。目前国内外主流压裂工程软件主要针对常规油气田开发设计,对于非常规油气田开发中的多级缝网压裂、非均匀地应力的影响、压裂液的高滤失性、诱导裂缝与天然裂缝间的相互干扰、定向井-水平井双井体积压裂设计等尚存在许多亟待解决的理论和数值计算问题。因此对于非常规油气田压裂开发技术,建立合理的地质力学模型,形成可靠的模拟压裂理论和数值计算方法显得尤为重要。目前关于页岩气等非常规储层压裂的数值模拟技术主要从两个方面入手:一是立足于单口水平井的多级压裂数值模拟技术,对水平井周围缝网的形成以及非常规储层渗流特征都进行了较为精确的表征;二是针对裂缝本身简化水平井等复杂结构井筒的影响,从而考察裂缝对单井甚至井网产能的影响。

Jeffrey 等^[53-54] (2006, 2007 年) 提出采用缝内一维流动模型模拟压裂液和支撑剂流动规律,该模型对于裂缝长度远大于裂缝高度的工况较准确,当缝长、高相近时计算误差较大。Olson^[55] (2008 年) 基于压裂诱导裂缝与天然裂缝相互干扰而形成的网状裂缝模型研究裂缝扩展的力学机制,但未考虑缝内流体流动、压裂液滤失特点及变密度支撑剂运移规律等。李琴等^[56] (2013 年) 采用理想模型与数值模拟相结合的方式,得出了一种能快速评价低渗致密气藏压裂水平井产能的新方法。闫相桢等^[57] (2013 年) 基于复合断裂力学解析方法和能量平衡原理,考虑非常规油气储层岩石高脆性和低渗透性的特点,研究水平井分段压裂诱导裂缝间应力相互干扰条件下裂缝扩展的力学机制和缝内变密度支撑剂运移规律。根据水力压裂裂缝扩展的拟三维模型和考虑缝内流体沿缝长、缝高二维流动的全三维模型,分别考虑水平井单井缝网压裂和双井同步压裂形成网状裂缝状态,建立考虑缝间应力干扰的诱导网状裂缝体积压裂优化设计模型。程远方等^[58] (2012 年) 借鉴适用于非常规煤层气藏双重孔隙介质模型和考虑溶洞情况的三重孔隙介质模型,基于页岩气储层特征和成藏机理,提出了页岩气藏三孔双渗介质模型;研究了页岩气解析扩散渗流规律,提出考虑储层流体重力和毛细管力影响的渗流微分方程;并利用数值模拟软件对页岩气产能进行了预测。张小涛等^[59] (2013 年) 以 ECLIPSE 数值模拟软件为研究平台,建立了 3 种考虑吸附气解吸的页岩气分段压裂水平井数值模型,能够模拟页岩气藏水平井的生产动态,对体积压裂后形成的裂缝参数进行优化模拟。

嵌入式裂缝模型是在离散裂缝模型的基础上将裂缝模型作为独立的一部分直接与油藏模型进行耦合求解,它同离散裂缝模型一样也是主要用于模拟裂缝性油藏中错综复杂的天然裂缝,实际上也可以很好地用于模拟水力压裂裂缝,离散裂缝模型的网格剖分过程中需要采用非结构化网格将基质与裂缝走向相匹配,对于具有复杂裂缝体系的油藏而言是一项很大的挑战。为了解决这个问题, Li 和 Lee^[60] (2008 年) 首先提出了嵌入式裂缝模型的概念,采用一套非结构化网格表征油藏,再把裂缝近似看成基质网格中的井源,用井生产指数计算裂缝与基质网格之间的物质交换。那么,基质网格就可以根据油藏构造而不是裂缝走向进行剖分。在此基础上, Mooinfar 等^[61] (2014 年) 将 Li 提出的模型^[60] 引入到组分模拟器中,同时提出的新模型可以模拟不同角度的裂缝,如图 5 所示。虽然这些模型提高了网格剖分的效率,但在多相流动问题中,并不能准确描述裂缝与基质之间的物质交换。为此, Zhou (周方奇) 等^[62] (2014 年) 考虑基质中流体相饱和度在压裂导流裂缝两侧的不连续性,提出一种新的嵌入裂缝模型,准确模拟了压裂后油藏多相流体流动状态。

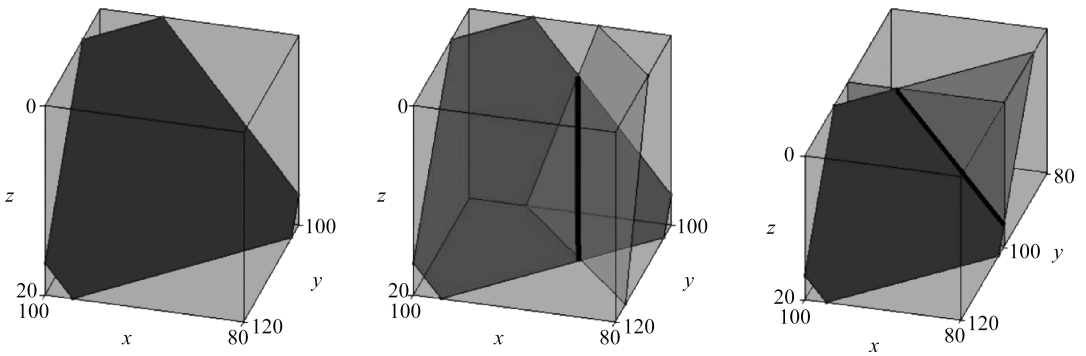


图5 不同类型的裂缝与基质网格切割关系示意图(单位: ft(1 ft=30.48 cm))

Fig. 5 Schematic of different types of fractures and the matrix grid cutting relationship(unit: ft)

2 存在的问题

1) 非常规井流量方程中参数取值误差大

如果现有生产资料不足以模拟井筒内的管流时,则采用非常规井的流量方程作为数值模拟中的源汇项,这对于复杂结构井的处理还存在很多局限^[63]: ① 井模型中饱和度梯度引起有效相渗透率在井区域与井所在网格块内的相应值不同,井区域内的绝对有效渗透率与网格块内的渗透率平均值不同.② 模拟器中的假设条件和默认参数更适合模拟直井而非水平井,因此等效网格块半径是一个误差较大的参数.③ 有效表皮系数是一个未知的量,先前的假设影响了井指数的计算精度,然而井产量、气油比和水油比均对井指数非常敏感,因此,模拟过程中应用井指数将影响高级井的模拟精度.

2) 高含水阶段井筒内多相管流模拟不准确

现阶段井筒多相管流与油藏渗流耦合模拟中 CFD 模型仅在低含水率的情况下应用较好^[64],在高含水率阶段,由于油和水组成了一种具有明显不同混合流速的乳状液,CFD 不能模拟这种现象,并且模型中很多参数的确定不够准确,如上部和底部边界处气泡的大小、部分界面规律、油气相之间的物质交换等.此外,不同流型之间的转换机制还需要更深的研究.

3) 出砂油水井的流固耦合数值模拟还不够成熟

油水井出砂会对井筒及设备产生严重的磨蚀损害,对于大投资的非常规井而言,井下设备的正常运转非常重要,过去砂筛的设计和选择主要依靠测试数据和实验所得的经验公式,由于实验过程中的种种限制而出现偏差,因此需要模拟砂筛的性能,模拟过程中的挑战在于将砂体颗粒的运移与流体运动相耦合,模型中应当考虑颗粒与颗粒之间的相互作用力、流体和孔壁作用于砂体颗粒的力^[65].目前对于出砂井的流固耦合数值模拟还很不成熟,仅能对几种形状的砂粒进行模拟,仍有很大的发展空间.

4) 考虑热效应的井筒-油藏耦合模拟计算时间太长

例如采用蒸汽辅助重力泄油技术从未固结油藏中开采高粘度沥青的过程中,通过水平井注入高温蒸汽,被蒸汽加热后的沥青在重力作用下通过与注蒸汽水平井平行且位于注蒸汽井下面的水平生产井采出.通常一个蒸汽室对应一口注蒸汽井和一口生产井,一个 SAGD 作业点覆盖附近几对井.从数值模拟的角度来看,SAGD 作业开始时蒸汽室彼此独立,模拟可以在单一的 SAGD 井对上执行.随着加热和泄油过程的进行,因为压力连通、气窜和水层间的相互影响,各对井不再保持独立,那么模型中的网格数量将会迅速增加,甚至达到几百万个.除了预测各

相的流动特征以外,还需要对蒸汽室内的压力和温度变化进行模拟,传统的商业软件将花费很多的时间来模拟,因而许多大的石油技术服务公司已经投入了大量精力开发新一代模拟工具,如斯伦贝谢和雪佛龙开发的 INTERSECT 相比于 ECLIPSE 就能够大量节约模拟复杂油气藏的时间^[66]。

3 发展趋势

1) 基于多段井模型的井筒-油藏耦合数值模拟

目前主流的数值模拟技术主要是采用垂直流动性能(VFP)表来表征油管中的流动,忽略了井中的流动动态,同时多数的井筒管流模型采用压力-流速方程来表征从油藏中的流入和流出,忽略了近井区域的压力瞬变,因此需要将井筒多相管流模型与油藏模型耦合模拟^[67]。

多段井模型能够更细致地表征井筒及环空内的多相管流,通过设置合理的段和节点来计算井筒及环空内不同位置的温度、压力、流态和组分构成,然后将其作为内边界条件与油藏渗流方程进行耦合求解,更准确地说明摩擦、滑移和窜流等引起的压力损失和井筒与油藏之间的热交换。此外,不同的完井方式对井附近储层内的渗流也有很大影响,如径向流动与射孔数目有很大关系。因而建立考虑完井状况的多段井模型可以更精确地模拟井筒-油藏内的流体流动和能量交换。

2) 扩展井模型与油藏模型耦合模拟

随着对储层认识精度的不断提高和开发井网的不断完善,井附近区域出现的复杂现象也越来越受到重视,同时越来越多的非常规井应用于开发低渗透、稠油和复杂断块等难采油田。为此有必要将扩展井模型应用于非常规井的多种情况,使之适用于研究井附近区域出现的非 Darcy 流、储层污染、出砂、结蜡、沥青质析出、凝析油分离等复杂现象。此外,自动决定扩展井模型的网格尺寸和精度也能够大大提高模拟效率。

3) 关于井模型的流固耦合数值模拟

关于井模型的流固耦合数值模拟范畴比较宽泛,包括井筒与井筒内流体的耦合、地层岩石与地层内流体的耦合、地质应力变化与井周围人工裂缝的扩展及基质-裂缝-井筒内流体流动之间的耦合、流体内混合固体颗粒后的耦合流动等等。在研究砂岩油藏油井出砂现象时,可以结合对出砂机理的研究,在综合考虑流体渗流、储集层变形或破坏等因素的基础上,对混合有砂粒的流体在地层中渗流、流过环空内防砂设备、井筒中管流的过程进行模拟,建立流固耦合形式的出砂定量预测模型,这对于控制地层出砂、选择合理的防砂设备具有实际意义。此外,油气生产过程中沥青质沉淀和结蜡也是个重要问题,它们如何以及何时开始沉积还不明确,开发过程中压力、温度和组分的变化都是诱发的主要原因。流体流经安装在管柱上的多种类型的流量控制设备可能会导致严重的压力下降,在这些情况下温度会出现变化,可能会析出沥青质沉淀或者结蜡,因此也需要深入研究关于井模型的流固耦合数值模拟。

4) 带有井下监测、调控设备的智能井模拟

应用智能井实现对复杂油藏的合理开发以及老油田的精细挖潜越发广泛,因此智能井的精确模拟也是未来发展的趋势。智能井主要具备以下几个特征:①能够通过井下传感器及时掌握地层压力、流体流速等参数;②井下调节器改变任意井段的生产制度,在井下关闭或开启产油、气的层位;③优化单井及油藏产能;④一口井能够在井下完成油气水的分离,同时将分离的水回注到一个分隔的层位;⑤一口井在井下安装压缩机将产出气回注到油藏中^[68]。采用智能井开发是未来油田生产的趋势,因而准确模拟多种井下设备的调控效果对于拟合射

开层位的吸水产液、刻画不同层位的剩余油分布具有重要意义。

5) 多段压裂复杂结构井的数值模拟

多段水力压裂技术是非常规油气藏获得产能的必要手段,同时也是常规油气藏增产挖潜的重要技术。关于多段压裂复杂结构井的数值模拟技术在不断发展,从储层网格等效渗透率方法到近井加密方法,再到描述裂缝内部流动的离散裂缝模型和嵌入式裂缝模型,模拟技术不断精细也不断完善。然而对于水力压裂之后的生产历史拟合以及方案预测却一直存在较大的误差,主要原因在于对裂缝形态参数测试不准确,以及对裂缝与油藏多相多组分物质交换过程认识不清楚。因而伴随着裂缝渗流理论水平的不断提高,模拟技术也将不断改进,考虑三相渗流甚至非常规渗流模式的裂缝与油藏耦合数值模拟技术将是未来发展的重点之一。

4 结 语

从复杂结构井的流量方程、多相井筒管流与油藏渗流耦合模拟、多段井模型、井下流量控制设备模拟、近井区域粗化、井下复杂现象模拟和嵌入式裂缝模型 7 个方面出发总结了非常规井数值模拟技术研究进展,非常井数值模拟是今后开发常规油藏中的剩余油气以及非常规油气的重要技术之一。现阶段存在的缺陷主要包括:非常规井流量方程中参数取值误差大、高含水阶段井筒内多相管流模拟不准确、出砂油水井的流固耦合数值模拟还不够成熟以及考虑热效应的井筒-油藏耦合模拟计算时间太长等等。基于多段井模型的井筒-油藏耦合数值模拟、扩展井模型与油藏模型耦合模拟、关于井模型的流固耦合数值模拟、带有井下监测和调控设备的智能井模拟以及多段压裂复杂结构井的数值模拟是未来的发展趋势。

参考文献(References):

- [1] 赵文智,胡永乐,罗凯. 边际油田开发技术现状、挑战与对策[J]. 石油勘探与开发, 2006, **33**(4): 393-398. (ZHAO Wen-zhi, HU Yong-le, LUO Kai. Status quo, challenges and future strategies of development technology for marginal oil in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, **33**(4): 393-398. (in Chinese))
- [2] Lee W J, Slidle R E, McVay D A. Reservoir simulation: a reliable technology[C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 2011.
- [3] Holmes J A. Modeling advanced wells in reservoir simulation[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2001, **53**(11): 54-66.
- [4] Dumkwu F A, Islam A W, Caelson E S. Review of well models and assessment of their impacts on numerical reservoir simulation performance[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, **82/83**: 174-186.
- [5] Kuppe F, Settari A. A practical method for determining the productivity of multi-fractured horizontal wells[C]//*Annual Technical Meeting*. Calgary, Alberta, Canada, 1996.
- [6] Guo B, Schechter D S. A simple and rigorous mathematical model for estimating inflow model for a horizontal well[C]//*SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Kuala Lumpur, Malaysia, 1997.
- [7] Wan J, Aziz K. Semi-analytical well model of horizontal wells with multiple hydraulics fractures[J]. *SPE Journal*, 2002, **7**(4): 437-445.
- [8] Wei Y, Economides M J. Transverse hydraulic fracture from a horizontal well[C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, 2005.
- [9] GUO Bo-yun, YU Xian-ce. A simple and accurate mathematical model for predicting produc-

- tivity of multifractured horizontal wells [C]//*CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference*. Calgary, Alberta, Canada, 2008.
- [10] YUAN Hong, ZHOU De-sheng. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells [C]//*SPE Western Regional Meeting*. Anaheim, California, USA, 2010.
- [11] Kamkom R. Modeling performance of horizontal, undulating and multilateral wells [D]. PhD Thesis. College Station, Texas: Texas A&M University, 2007.
- [12] Kamkom R, ZHU Ding, Bond A J. Predicting undulating-well performance [J]. *SPE Production & Operations*, 2009, **24**(1): 194-207.
- [13] 程林松, 李春兰, 郎兆新, 张丽华. 分支水平井产能的研究 [J]. 石油学报, 1995, **16**(2): 19-55. (CHENG Lin-song, LI Chun-lan, LANG Zhao-xin, ZHANG Li-hua. The productivity study of branch a horizontal well with multiple branched wells [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1995, **16**(2): 19-55. (in Chinese))
- [14] Salas J R, Clifford P J, Jenkins D P. Multilateral well performance prediction [C]//*SPE Western Regional Meeting*. Anchorage, Alaska, USA, 1996.
- [15] Wolfsteiner C, Durlofsky L J, Aziz K. Approximate model for productivity of nonconventional wells in heterogeneous reservoirs [J]. *SPE Journal*, 2000, **5**(2): 218-226.
- [16] 王晓冬, 于国栋, 李治平. 复杂分支水平井产能公式 [J]. 石油勘探与开发, 2006, **33**(6): 729-733. (WANG Xiao-dong, YU Guo-dong, LI Zhi-ping. Productivity of horizontal wells with complex branches [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, **33**(6): 729-733. (in Chinese))
- [17] GUO Bo-yun, ZHOU Jin-kui, LING Ke-gang. A rigorous composite-inflow-performance relationship model for multilateral wells [J]. *SPE Journal*, 2007, **23**(2): 241-248.
- [18] OUYANG Liang-biao, Aziz K. A simplified approach to couple wellbore flow and reservoir inflow for arbitrary well configurations [C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, 1998.
- [19] Chen W, Zhu D, Hill A D. A comprehensive model of multilateral well deliverability [C]//*International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Beijing, China, 2000.
- [20] OUYANG Liang-biao, Aziz K. A general single-phase wellbore/reservoir coupling model for multilateral wells [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2001, **4**(4): 327-335.
- [21] 程林松, 兰俊成. 考虑水平井筒压力损失的数值模拟方法 [J]. 石油学报, 2002, **23**(1): 67-71. (CHENG Lin-song, LAN Jun-cheng. The method of reservoir numerical simulation when considering the pressure drop alone the horizontal wellbore [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, **23**(1): 67-71. (in Chinese))
- [22] SHI Hua, Holmes J A, Durlofsky L J, Aziz K, Diaz L, Alkaya B, Oddie G. Drift-flux modeling of two-phase flow in wellbores [J]. *SPE Journal*, 2005, **10**(1): 24-33.
- [23] SHI Hua, Holmes J A, Diaz L, Durlofsky L J, Aziz K. Drift-flux parameters for three-phase steady-state flow in wellbore [J]. *SPE Journal*, 2005, **10**(2): 130-137.
- [24] Kamkom R, ZHU Ding. Two-phase correlation model for multilateral well deliverability [C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, USA, 2005.
- [25] Vicente R, Ertekin T. Modeling of coupled reservoir and multifractured horizontal well flow dynamics [C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, 2006.
- [26] 王明, 朱维耀, 宋考平. 非牛顿流体多分支水平井产能模型及数值模拟 [J]. 大庆石油学院学报, 2006, **30**(5): 38-41. (WANG Ming, ZHU Wei-yao, SONG Kao-ping. Non-Newtonian fluid

- mathematical model and numerical simulation of productivity of multilateral wells[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2006, **30**(5): 38-41. (in Chinese)
- [27] HU Bin, Sagen J, Chupin G, Haugset T, Ek A, Sommersel T. Integrated wellbore/reservoir dynamic simulation[C]//*Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, Indonesia, 2007.
- [28] Krogstad S, Durlofsky L J. Multiscale mixed-finite-element modeling of coupled wellbore/near-well flow[J]. *SPE Journal*, 2009, **14**(1): 78-87.
- [29] Shiedel M, Sepehrnoori K. Development of a coupled compositional wellbore/reservoir simulator for modeling pressure and temperature distribution in horizontal wells[C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, 2009.
- [30] Faycal Z F, Lakhdar B, Zoubir N. Horizontal well performance flow simulation CFD-application [C]//*SPE Production and Operations Conference and Exhibition*. Tunis, Tunisia, 2010.
- [31] Livescu S, Durlofsky L J, Aziz K, Ginestra J C. A fully-coupled thermal multiphase wellbore flow model for use in reservoir simulation[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, **71**(3/4): 138-146.
- [32] YUAN Kun, Bello O. Use of computational fluid dynamics model for evaluating performance of high-pressure, high-temperature wells[C]//*SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition*. Utrecht, The Netherlands, 2014.
- [33] Holmes J A, Barkve T, Lund O. Application of a multisegment well model to simulate flow in advanced wells[C]//*European Petroleum Conference*. The Hague, Netherlands, 1998.
- [34] Stone T W, Bennett J, Law D H-S, Holmes J A. Thermal simulation with multisegment wells [C]//*SPE Reservoir Simulation Symposium*. Houston, Texas, USA, 2001.
- [35] Semenova A P, Livescu S, Durlofsky L J, Aziz K. Modeling of multisegmented thermal wells in reservoir simulation[C]//*SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Barcelona, Spain, 2010.
- [36] Holmes J A, Byer T J, Edwards D A, Stone T W, Pallister I, Shaw G J, Walsh D. A unified wellbore model for reservoir simulation[C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, 2010.
- [37] Edwards D A, Cheng N, Dombrowsky T P, Bowen G, Nasvik H. Representing hydraulic fractures using a multilateral multisegment well in simulation models[C]//*SPE Reservoir Simulation Symposium*. The Woodlands, Texas, USA, 2013.
- [38] Neylon K J, Reiso E, Holmes J A, Nesse O B. Modeling well inflow control with flow in both annulus and tubing [C]//*SPE Reservoir Simulation Symposium*. The Woodlands, Texas, USA, 2009.
- [39] Youngs B, Neylon K J, Holmes J A. Recent advances in modeling well inflow control devices in reservoir simulation [C]//*International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar, 2009.
- [40] Zarea M A, ZHU Ding. An integrated performance model for multilateral wells equipped with inflow control valves [C]//*SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, 2011.
- [41] 赵国忠, 孙巍, 何鑫. 基于分层注水数学模型的油藏数值模拟[J]. 东北石油大学学报, 2012, **36**(6): 82-87. (ZHAO Guo-zhong, SUN Wei, HE Xin. Reservoir simulation model based on stratified water injection and its application [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2012, **36**(6): 82-87. (in Chinese))

- [42] 刘合, 裴晓光, 罗凯, 孙福超, 郑立臣, 杨清海. 中国油气田开发分层注水工艺技术现状与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2013, **40**(6): 733-737. (LIU He, PEI Xiao-guang, LUO Kai, SUN Fu-chao, ZHENG Li-chen, YANG Qing-hai. Current status and trend of separated layer water flooding in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, **40**(6): 733-737. (in Chinese))
- [43] Karimi-Fard M, Durlofsky L J. An expanded well model for accurate simulation of well-reservoir interactions[C]//*SPE Reservoir Simulation Symposium*. The Woodlands, Texas, USA, 2011.
- [44] Wolfsteiner C, Durlofsky L J. Near-well radial upscaling for the accurate modeling of nonconventional wells[C]//*SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting*. Anchorage, Alaska, USA, 2002.
- [45] Ding D Y. Coupled simulation of near-wellbore and reservoir models[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, **76**(1/2): 21-36.
- [46] Karimi-Fard M, Durlofsky L J. Accurate resolution of near-well effects in upscaled models using flow-based unstructured local grid refinement[J]. *SPE Journal*, 2012, **17**(4): 1084-1095.
- [47] Nakashima Y, LI Hang-yu, Durlofsky L J. Near-well upscaling for three-phase flows[J]. *Computational Geosciences*, 2012, **16**(1): 55-73.
- [48] Rojas D, LI Hang-yu, Kumar M, CHEN Yu-guang. Development and application of near-well multiphase flow upscaling for forecasting of heavy oil primary production[C]//*SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference*. Monterey, California, USA, 2013.
- [49] Holmes J A. Enhancements to the strongly coupled, fully implicit well model: wellbore cross-flow modeling and collective well control[C]//*SPE Reservoir Simulation Symposium*. San Francisco, California, USA, 1983.
- [50] Civan F, Triana B V. Rigorous simulation of production from commingled multilayer reservoir under various crossflow and boundary conditions[C]//*SPE Production and Operations Symposium*. Oklahoma City, Oklahoma, USA, 2013.
- [51] Thanyamanta W, Johansen T E, Hawboldt K. Well modeling incorporating nonisothermal effects and asphaltene precipitation[C]//*SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, Texas, USA, 2007.
- [52] Trina S, Johansen T. An integrated horizontal- and vertical-flow simulation with application to wax precipitation[J]. *SPE Journal*, 2012.
- [53] ZHANG Xi, Jeffrey R G. The role of friction and secondary flaws on deflection and reinitiation of hydraulic fractures at orthogonal pre-existing fractures[J]. *Geophysical Journal International*, 2006, **166**(3): 1454-1465.
- [54] ZHANG Xi, Thierecelin M J, Jeffrey R G. Effects of frictional geological discontinuities on hydraulic fracture propagation[C]//*SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. College Station, Texas, USA, 2007.
- [55] Olson J E. Multi-fracture propagation modeling: application to hydraulic fracturing in shale and tight gas sands[C]//*The 42nd US Rock Mechanics Symposium (USRMS)*. San Francisco, California, USA, 2008.
- [56] 李琴, 陈程, 荀小全. 低渗致密气藏压裂水平井产能预测新方法[J]. 天然气地球科学, 2013, **24**(3): 633-637. (LI Qin, CHEN Cheng, XUN Xiao-quan. A new method of predicting gas wells' productivity of fractured horizontal well of low-permeability tight gas reservoir[J]. *Natural*

- Gas Geoscience*, 2013, **24**(3): 633-637.(in Chinese))
- [57] 闫相祯, 李向阳. 基于裂缝干涉模型的非常规油气井压裂优化设计软件的开发与应用[J]. 中国石油大学学报, 2013, **37**(5): 120-127.(YAN Xiang-zhen, LI Xiang-yang. Development and application of unconventional oil & gas well fracturing optimization design software based on fracture network interference model[J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2013, **37**(5): 120-127.(in Chinese))
- [58] 程远方, 董丙响, 时贤, 李娜, 袁征. 页岩气藏三孔双渗模型的渗流机理[J]. 天然气工业, 2012, **32**(9): 44-47.(CHENG Yuan-fang, DONG Bing-xiang, SHI Xian, LI Na, YUAN Zheng. Seepage mechanism of a triple-porosity/dual-permeability model for shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, **32**(9): 44-47.(in Chinese))
- [59] 张小涛, 吴建发, 冯曦, 邓惠, 杨济源. 页岩气藏水平井分段压裂渗流特征数值模拟[J]. 天然气工业, 2013, **33**(3): 47-52.(ZHANG Xiao-tao, WU Jian-fa, FENG Xi, DENG Hui, YANG Ji-yuan. Numerical simulation of seepage flow characteristics of multi-stage fracturing(MSF) in horizontal shale gas wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, **33**(3): 47-52.(in Chinese))
- [60] LI Li-yong, Lee S H. Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir through discrete fracture networks and homogenized media[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, **11**(4): 750-758.
- [61] Mooifar A, Varavei A, Sepehrnoori K, Johns R T. Development of an efficient embedded discrete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs[J]. *SPE Journal*, 2014, **19**(2): 289-303.
- [62] ZHOU Fang-qi, SHI An-feng, WANG Xiao-hong. An efficient finite difference model for multi-phase flow in fractured reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, **41**(2): 239-243.
- [63] Aziz K, Arbabi S, Deutsch C V. Why is it so difficult to predict the performance of horizontal wells? [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1999, **38**(10): 37-45.
- [64] YUAN Kun, Bello O. Use of computational fluid dynamics model for evaluating performance of high-pressure, high-temperature wells[C]//*SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition*. Utrecht, The Netherlands, 2014.
- [65] 孟凡净, 刘焜, 王伟. 剪切平行板间密集颗粒流的接触力分布及各向异性分析[J]. 应用数学和力学, 2013, **34**(7): 714-723.(MENG Fan-jing, LIU Kun, WANG Wei. Contact force distribution and anisotropic analysis in dense granular flow between the shearing parallel plates [J]. *Applied Mathematics and Mechanics*, 2013, **34**(7): 714-723.(in Chinese))
- [66] Edwards D A, Gunasekera D, Morris J, Shaw G, Shaw K, Walsh D, Fjerstad P A, Franco J, Hoang V, Quettier L. 新一代油藏模拟技术[J]. 油田新技术, 2011, **23**(4): 4-15.(Edwards D A, Gunasekera D, Morris J, Shaw G, Shaw K, Walsh D, Fjerstad P A, Franco J, Hoang V, Quettier L. New generation of reservoir simulation[J]. *New Technology of Oilfield*, 2011, **23**(4): 4-15.(in Chinese))
- [67] Sagen J, Ostenstad M, HU Bin, Henanger K E I, Lien S K, XU Zheng-gang, Groland S, Sira T. A dynamic model for simulation of integrated reservoir, well and pipeline system[C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 2011.
- [68] Mogbo O C. Intelligent wells: horizontal well simulation for thin oil rims abundant in the niger-delta—a case study [C]//*Trinidad and Tobago Energy Resources Conference*. Port of Spain, Trinidad, 2010.

Research Progress and Development Trend of Numerical Simulation Technology for Unconventional Wells

GAO Da-peng¹, LIU Tian-yu¹, WANG Tian-jiao², YUAN He¹,
WANG Dong³, LI Yong³, LIU Ying-bo³

- (1. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, P.R.China;*
2. *PetroChina Beijing Petroleum Machinery Co., Beijing 100083, P.R.China;*
3. *SINOPEC Shengli Oilfield, Dongying, Shandong 256600, P.R.China*)

Abstract: Compared with the numerical simulation of conventional wells, the numerical simulation of unconventional wells focuses on the characterization of multiphase flow in vertical and horizontal wellbores, the explanation of the velocity difference between different phases and the pressure loss due to friction, hydrostatic force, acceleration and slip of each phase, and the simulation of the downhole flow control equipment and other complex phenomena. The research progress and existing defects of the numerical simulation techniques for unconventional wells were summarized from 7 aspects including the flow equations for complex-structure wells, the multiphase pipe flow and well-reservoir coupling simulation, the multi-segment well model, the downhole flow control device simulation, the near-wellbore area coarsening, the downhole complex phenomena simulation and the embedded discrete fracture model. The wellbore-reservoir numerical coupling simulation based on the multi-segment well model, the extended well model and the reservoir model coupling simulation, the fluid-structure coupling numerical simulation, the downhole monitoring control equipment simulation, and the multi-segment fracture complex-structure well simulation, make the development trend in the future.

Key words: numerical reservoir simulation; unconventional well; multi-segment well model; coupling simulation; embedded fracture model; complex flow regime

Foundation item: The National Science and Technology Major Project of China(2011ZX05010-002)