

· 专题一:石油矿业安全领域学科发展(石油与天然气工程) ·

油气藏智能开发系列技术一体化优化研究与进展

赵 辉* 盛广龙 饶 翔 孟凡坤 周玉辉 钟 珣

长江大学石油工程学院,武汉 430100

[摘要] 智能化开发油气藏是石油行业的发展趋势和研究热点,国际能源署 IEA 预测该技术可使油气生产成本下降 20%、采收率提高 5%。本文围绕以智能油藏开发模拟技术、注采开发调控一体化智能优化方法以及压裂缝网一体化优化技术为核心的油气藏智能开发一体化技术体系,梳理了目前相关核心技术主要实现方法以及面临的问题。针对目前数值模拟速度慢、现有智能优化算法难以实现多参数一体化优化等难题,详细介绍了基于连通性的连接体系数据驱动模拟技术,实现了油藏开发高效动态模拟;基于无梯度类智能优化算法的注采开发调控一体化智能优化技术,实现了井网井位和注采参数的一体化优化;基于闪电扩展模拟的压裂水平井缝网扩展模拟及一体化优化技术,实现了地质参数、压裂参数以及注采参数自动连续性协同优化。在此基础上,进一步凝练了油气藏智能开发过程中数值模拟、注采调控以及压裂措施一体化优化等方向的重要科学问题和下一步研究方向,为该领域的进一步发展提供一定指导。

[关键词] 智能油气藏;油藏数值模拟;智能优化算法;压裂缝网;一体化优化

我国现有的以人工决策方案为主的油气开采技术采收率约 35%左右,剩余开发潜力巨大,但由于油藏类型复杂相比国外开发难度更大,亟需加快智能化开采技术的攻关和应用^[1]。在大数据、云计算和物联网等信息技术的推动下,油气藏的智能化开发已成为石油行业的重要发展方向,国内外各大油田在数字油田建设上取得长足进步,油气田开发正处于从数字建设到智能化决策的重要阶段^[2]。如何建立更加高效的油藏动态模拟技术及智能优化算法,实现注采调控、井网以及压裂措施等一体化优化是实现油气藏智能化开发的关键核心。

国内外针对与油气藏开发一体化智能优化密切相关的油藏开发模拟技术、注采调控以及压裂缝网一体化优化等技术开展了大量研究工作。目前油藏常用数值模拟技术为大多基于网格体系的数学计算方法,在常用的商业油藏数值模拟软件中较为广泛应用^[3]。然而,目前基于网格体系的数值模拟方法往往依赖于精细地质建模,井点物性参数相对准确,井间参数采用不确定性插值方法,精细数模预测精度不够,



赵辉 长江大学石油工程学院教授,博士生导师,国家自然科学基金委员会优秀青年科学基金获得者,巴渝学者讲座教授,荣获第 30 届孙越崎能源青年科技奖。主要从事智能油气藏开发优化理论的研究与应用。主持国家自然科学基金项目 4 项、国家重大专项及油田企业等课题近 40 项。以第一或通讯作者在 *SPE Journal*、

Fuel、*Journal of Petroleum Science and Engineering*、《石油学报》、《中国科学》等权威学术期刊发表论文 50 余篇,其中 SCI 论文 21 篇、EI 论文 23 篇;出版中、英文专著 4 部,授权专利 11 项,软件著作权 6 项;获省部级科技进步奖一等奖 4 项、二等奖 1 项。

导致计算效率和收敛性问题,很难应用于智能油气藏实时优化。以油藏工程方法或传统优化算法为基础的注采参数及井网优化效率低、无法保证方案的最优性和实时性^[4]。同时,对于在我国能源格局中占比逐渐增加的非常规油气藏,其采用水力压裂开发时面临裂缝参数、压裂施工参数以及井距井长等多参数的协同优化问题,常规采用敏感性分析的单因素优化、基于正交设计的多因素优化所需方案量

收稿日期:2021-05-31;修回日期:2021-09-24

* 通信作者,Email:zhaohui@yangtzeu.edu.cn

本文受到国家自然科学基金项目(51922007,51874044,52004033)和国家科技重大专项(2016ZX05014)的资助。

大,过程繁琐,且很难考虑各参数间相互作用以及参数非均质分布^[5]。因此,创新现有数值模拟体系,建立更加高效精确的油藏数值模拟方法,在此基础上创新智能优化算法和一体化优化技术,实现油气藏智能开发一体化优化,将有助于提高油气产量和降低生产成本,为我国石油工业安全可持续发展提供科学支撑。

本文广泛调研国内外最新研究成果,梳理了油气藏智能开发的现状和趋势,深入探讨了油气藏智能开发一体化优化系列技术所涉及的智能油藏开发模拟技术、注采开发调控一体化优化方法以及压裂缝网一体化优化技术,分析和凝练了相关技术的关键科学问题,为油气藏智能开发领域研究提出了具体建议。

1 智能油藏开发模拟技术

目前,油藏数值模拟大多基于网格体系,即对油藏计算域进行网格剖分,并采用相关的网格类数值计算方法开展油藏渗流方程的模拟计算。常用的基于网格体系的油藏数值模拟方法主要包括:有限差分方法、有限体积方法、有限元方法及边界元方法。其中,有限差分方法一般基于笛卡尔网格,对油藏复杂边界、复杂地质条件的适应性较差^[3, 6];有限体积方法能够适用于广泛的网格拓扑结构(尤其是正交网格)和渗流控制方程组,且满足局部物质守恒,因此在油藏数值模拟中得到了广泛应用^[7]。有限元方法会存在高质量匹配性网格生成困难、网格数多导致计算效率低、自适应分析困难等问题^[8]。针对网格体系难以刻画复杂地质条件几何特征的局限性,仅需要布点表征油藏模型的无网格法则可以显著降低油藏模型复杂几何特征的表征难度^[9]。无网格法采用基于点的近似,不需要网格的初始划分和重构,有助于消除网格效应,不仅可以保证计算的精度,而且可以减少计算的难度。目前,无网格法已在油藏渗流模型领域进行了少量相关研究,虽然取得了不错的计算效果,但存在对包含强对流特征的饱和度方程计算精度低等问题。

总的来说,目前基于网格体系的油藏数值模拟方法及无网格数值方法方面存在以下问题:(1) 网格体系对油藏复杂地质条件(裂缝、断层、溶洞等)、复杂边界的适应性较差,往往需要复杂的网格生成技术;(2) 网格体系在实际矿场应用时由于网格数巨大而导致计算代价高、历史拟合及生产优化难;(3) 无网格法虽然有望突破网格体系方法的局限性,但难以对包含强对流特征的复杂渗流方程组取得准确稳定的

解;(4) 网格类方法及无网格法都难以直观获取井点间的流动相互作用,对井间优势通道分析、水窜治理等矿场实际问题缺乏直接有效的分析能力。

为了克服实际应用时网格数巨大导致的数值模拟计算代价高、历史拟合和生产优化难的问题,基于统计学习或者数据驱动的代理模型近些年来得到了迅速发展,例如基于神经网络各类生产动态及生产优化模型、基于数据空间反演方法的历史拟合及动态预测模型等^[10]。然而,大部分的统计学习代理模型缺乏充足的物理信息,往往“重拟合轻预测”。对此,赵辉等提出了基于连通性的连接体系数据驱动模型(INSIM)^[11, 12],该方法将油藏三维流动等效为井间一维连通网络上的流动,并定义传导率及连通体积两个特征参数来表征井间一维流动通道。在此基础上,基于现有背景网格,利用节点物性、权函数以及连接单元几何信息估计压力拉普拉斯算子,通过最小二乘法求解节点控制体积,建立了各连接单元传导率和连通体积计算方法。基于广义有限差分、路径追踪及神经网络代理模型等方法在连接单元上进行一维流动压力和饱和度精确求解,提高了计算收敛性,并实现了较少节点下保证流动结构的完整性,形成了基于无网格连接体系的油藏快速动态模拟方法。同时,采用井点作为节点形成了介于传统油藏工程与数值模拟之间的动态预测模型,实现了油藏开发快速动态模拟。与基于网格体系的传统油藏数值模型相比,该方法中模型参数减少了多个数量级,具有丰富的流动拓扑结构,可直接揭示井间动态连通关系。目前,INSIM已在常规水驱油藏的高效历史拟合、生产优化及连通性表征中得到广泛的应用。

无网格连接体系方法把握网格体系的实质(即建立网格之间的连接关系)与局限性(网格拓扑结构决定了连接关系,同时也限制了连接关系),建立了油藏模型的无网格连接体系(见图 1),并基于该体系建立了高效高精度的无网格连接元油藏数值模拟方法^[13]。无网格连接体系方法是一种能够有效解决网格体系局限性且具备并行高效、兼容多种渗流输运方程解法的油藏数值模拟新方法,目前可以实现对油藏油水两相渗流方程组的高效高精度并行求解以及井间流动信息的直观获取,并能为其它类型油藏的数值模拟研究提供一种潜在的新思路。因此,将无网格连接体系方法如何有效得应用到更复杂的渗流模型(三相流、热组分模型、应力场耦合等)以及更复杂的油藏几何模型(裂缝型、缝洞型油藏等)是今后重要的研究方向。

2 注采开发调控一体化智能优化方法

注采开发调控的一体化优化过程中涉及的参数众多,且存在尺度差异大、时变性强等特点,受制于基于网格体系的数值模拟技术,实际模拟时间长、效率低,传统的优化方法适用性较差,近年来众多学者提出了诸多的高效智能优化算法,基本实现了快速的优化决策。另外,注采参数优化、井网井位优化分属不同类型的优化形式,前者为连续性动态优化问题,而后者为离散的优化问题。为此,一些学者针对两种优化问题,建立注采参数和井网井位耦合优化方法,基本实现了注采开发调控的一体化优化。

2.1 智能优化算法研究

优化算法是解决油藏最优控制问题的核心部分。梯度类算法是最为传统的求解方法,但由于该问题梯度不解析且通常模拟计算耗时较大,有限差分逼近法很难应用,主要采用伴随方法^[4, 13, 14]进行计算,所得的梯度较为准确,但需要编写伴随阵嵌入油藏模拟计算中,求解过程异常复杂,适应性较差。针对梯度类算法在实际应用中存在的困境,国内外学者引入了无梯度类算法,其计算过程仅涉及到目标函数的计算,易于和常用模拟器进行结合应用。根据寻优范围的差异,梯度类算法又可细分为全局性无梯度算法和局部无梯度算法,全局性无梯度算法如遗传算法(GA)^[15]、粒子群算法(PSO)^[16]、模拟退火算法(SA)^[17]等收敛性差,由于算法计算过程中没有考虑油藏生产参数变化的特点,往往需要成千上万次模拟运算,其计算代价无法满足实际应用要求。因此,局部性无梯度算法成为主要的研究趋势,随机扰动近似(SPSA)算法^[18]、EnOpt算法^[19]是目前最为常用的两种无梯度算法,但仍存在计算精度

低、代价大,优化结果随机性强的问题,不适合中、大规模油藏注采参数调控。

针对局部无梯度算法在实际应用中的遇到问题,赵辉等综合分析各优化算法收敛特性,结合油藏生产参数变化的特点和规律,对现有的无梯度算法进行改进,提出了局域化随机扰动算法(GSPSA)、近似梯度升级算法(GSA)、蒙特卡洛梯度逼近算法(MCGA)等,如表1所示^[20-22]。同时,针对实际油藏非均质性强、模拟耗时长,实时注采优化难度大等问题,创立了基于二次插值模型逼近算法(QIM-AG)^[23]。通过建立高维插值逼近或降阶代理模型,代替计算耗时的油藏模拟,借助大规模优化分解算法,如主成分分析(PCA)^[24]、K-L分解^[25]、离散余弦变换(DCT)^[26]等,将原始的大规模注采优化问题分解为众多子问题进行优化求解,大大提高了求解速度,解决了非均质性强油藏模拟耗时长,注采优化难度大等问题。

2.2 注采调控一体化优化

注采调控一体化优化属于复杂大系统控制问题,主要包含两个方面,即注采参数的优化和井网井位的优化,其目标是最终实现两者的协同优化。

针对注采参数的优化,初始主要利用线性规划,结合真实油藏模拟模型,确定最优注采方案^[26, 27]。但受制于油藏模拟器的成熟度及算法的可靠性,该阶段的注采优化仅能利用一些线性规划方法,借助解析模型实现,而难以考虑各种生产约束条件。随着计算模拟技术和最优化理论的逐渐成熟,油藏注采优化控制进入动态优化阶段,其核心思想是以油藏数值模拟器为基础,结合高效的梯度类、无梯度类求解算法,实现生产动态自动历史拟合和优化控制^[28]。然而,由于受单井注采能力、注采比、压力保持

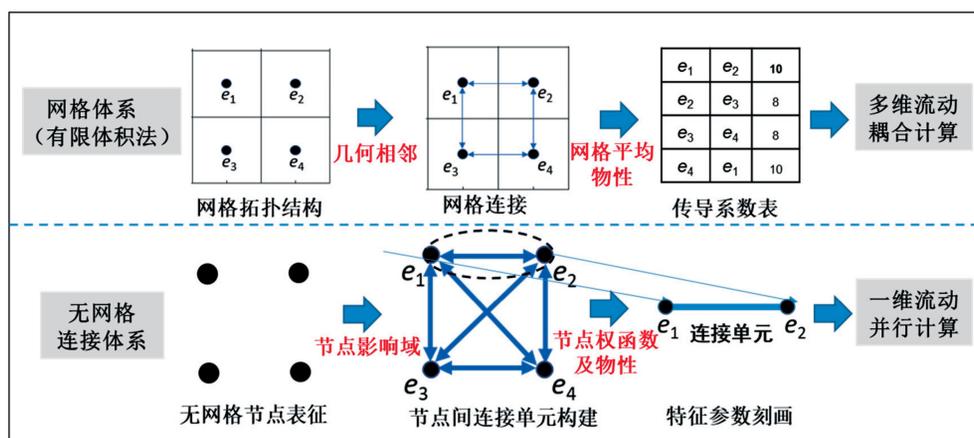
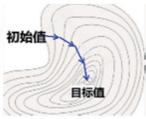
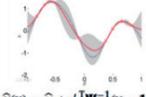
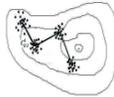
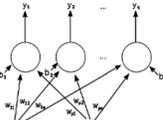


图1 基于有限体积法的网格体系与无网格连接体系的对比^[13]

表 1 典型无梯度智能优化算法原理及特性

| 算法 | 主要原理 | 收敛特性 | 适用性 |
|---------------------|---|---|---------|
| 近似扰动梯度升级算法 GSA | 融合有限差分算法优点, 通过升级搜索方向而逼近原真实梯度 |  局部一阶快速收敛, 求解精度高 | 中小规模油藏 |
| 局域化随机扰动算法 GSPSA | 考虑控制变量相关性, 引入尺度变换阵进行局域化处理加快速度 |  $\hat{y}(x) = \hat{\mu} + \hat{\psi}^T \Psi^{-1}(\hat{y} - 1)\hat{\mu}$ 类似于拟牛顿方向, 局部二阶收敛 | 大规模油藏 |
| 蒙特卡洛梯度逼近算法 MCGA | 基于蒙特卡罗随机模拟所得一种概率梯度, 增加了全局寻优能力 |  全局收敛, 速度较慢, 精度高 | 中小规模油藏 |
| 基于插值逼近代理模型算法 QIM-AG | 建立高维插值逼近模型代替耗时的油藏模拟, 将原问题分解为众多子问题进行协同优化 |  局部二阶收敛, 极速优化, 精度略低 | 大规模跟踪优化 |

程度、含水率和气油比等大量约束限制, 基于传统梯度算法及无梯度算法难以求解注采过程中复杂的约束优化问题。为此, 赵辉等结合了无梯度算法与增广拉格朗日法, 构建了约束生产优化方法, 将约束问题转化为一系列无约束子问题求解, 避免求解伴随梯度, 适合处理各种线性和非线性约束条件^[27]。此外, 由于实际油藏具有较大不确定性, 基于单一模型所得的优化控制方案抗风险性较差。为此, 赵辉等将模型参数的不确定性考虑到优化设计中, 利用多个反映油藏特性的模型, 建立了鲁棒控制模型及优化方法, 形成的优化方案在每一种可能存在的油藏情况中都有较优开发效果, 减少优化对油藏模型的依赖性, 在一定程度上保证了结果的可靠性和鲁棒性^[28]。

另一方面, 井网井位的优化是复杂的离散优化问题, 传统以油藏工程为基础的布井方法, 不够精细, 优化周期长, 无法匹配油藏动态变化和储层非均质特性。为此, 2007 年, Handels 等首次提出了逐井移动法, 采用梯度类算法对井位进行优化^[29]; Wang 等建立了消除优化法, 在目标区域网格均布满注采井, 通过优化注采量, 对注水井位置进行优化^[30]; 随后, Zhang 等对上述方法进行了改进, 提高了投影梯

度法的计算效率^[31]; 此外, Forouzanfar 等也对该消除优化方法进行了研究, 实现了三维三相数值模拟器中注水井及生产井的同步优化^[32]。此外, 也有学者提出了趋势面响应法、井型描述法等井位优化方法^[33], 然而, 这些方法对井数、注采井型及布井后的工作制度无法进行一体化优化。

从以上论述可看出, 注采参数优化是一个连续性动态优化问题, 而井网井位优化则是离散优化问题, 两者优化类型不同, 分开独立进行优化与实际差异较大, 而现有方法难以将两者同时耦合进行快速优化。为实现井网井位和注采参数的一体化优化, 赵辉等借鉴注采参数优化思想, 将井位离散优化问题转化成连续优化问题, 将注采量趋近于 0 的井消去, 实现井位离散变量的优化^[34]。同时, 将井位优化与生产控制相结合, 通过对数变换方法约束优化变量, 采用扰动梯度求解数学模型, 实现加密位置、井数、井型、注采量进行同步优化, 最终建立了注采开发调控一体化智能优化方法^[35]。

3 压裂缝网一体化优化技术

水力压裂技术是提高非常规油气藏开发效益的主要手段, 准确刻画压裂裂缝网络形态、优化压裂裂

缝网络参数及施工参数是达到最佳开发效果的有效途径。压裂缝网一体化优化属于复杂的大系统控制问题,其涉及物理过程复杂、参数类型多、时变性强、约束条件多。近年来,学者们针对压裂缝网一体化优化过程中涉及的裂缝扩展模拟方法、缝网流动数值模拟技术以及多参数协同智能优化取得了较大突破和进展。

3.1 油藏压裂裂缝扩展模拟方法

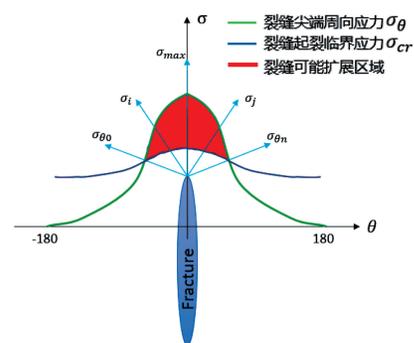
裂缝扩展模拟预测是生产动态预测及压裂优化的基本前提。目前裂缝扩展模拟方法总体上可以分为室内试验、数值模拟以及数据反演类等方法^[36]。实验模拟可以选取实际储层岩石岩样,通过注入高压流体模拟得到岩心中裂缝扩展形态。室内实验的方式可以较为直观的展示裂缝的实际扩展形态,该方法往往适用于裂缝扩展机理性的研究,无法用于储层压裂实际裂缝扩展模拟。数值模拟方法主要采用数学方程描述岩石受到高压流体作用时其破裂和延展的机制。根据其处理裂缝表征方式和扩展模拟方式的不同,主要可以分为有限元、扩展有限元、边界元、非常规裂缝扩展模型、离散化缝网模型以及混合有限元模型等数值模拟方法^[37]。目前裂缝扩展数值模拟技术已经越来越成熟,相关方法可以通过划分网格的方式较为准确的描述裂缝在非均质地层的扩展形态,然而数值模拟方法仍然面临两个难以突破的困境:一是计算量大,目前非常规油气藏水平井大多采用细分切割等方式,单井压裂裂缝条数可得300以上,采用基于网格体系的裂缝扩展模拟技术计算效率相对较低。二是模拟得到的裂缝网络形态具有确定性,而其依赖的地质模型往往是基于井点数据差分得到,不确定性高,因而模拟得到的缝网形态准确性有待进一步验证。同时,随着微地震和电磁监测等技术的进一步发展,学者们可以通过间接方式获得压裂裂缝分布规律,而常规数值模拟方法很难将其应用到裂缝扩展模拟。数据反演类裂缝网络模拟方法主要基于微地震监测数据得到的事件点,结合人为给定的裂缝延展规则,进而匹配得到裂缝扩展形态^[38]。该方法可以较快的模拟得到裂缝网络形态,然而仅仅依靠微地震数据和设定的规则进行缝网模拟,没有考虑到裂缝扩展过程中的实际物理问题,其准确性也有待于进一步验证。

2020年,赵辉等首次采用相似性原理,对比闪电形成过程与压裂缝网扩展的相似性^[39],提出了一种基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法。该方法将油藏等效成一系列节点组成的连续性

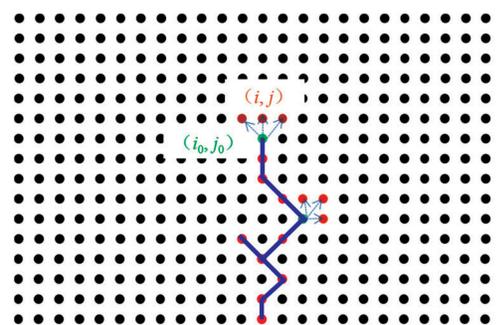
介质,综合考虑了储层地质参数、地应力分布、应力阴影效应及压裂施工参数,将裂缝扩张过程中的力学问题等效成闪电击穿过程中的电学问题,根据节点间不同类型裂缝破裂力学准则,结合分形指数定量表征次级裂缝生长方向概率分布,采用随机概率函数进行裂缝扩展方向判断(如图2所示)。此外模型采用微地震约束结合随机扰动算法(SPSA)进一步优化裂缝的具体形态,模型反演的裂缝形态与实际微地震数据具有较高的匹配度。该方法有效的将裂缝扩展中的力学问题和微地震等监测数据进行有效结合,具有两大优势:一是采用节点描述裂缝扩展路径,避免有限元单元边界与裂缝路径不一致而造成网格重构,大幅度提高了模拟效率,可以有效的应用于大规模裂缝扩展模拟;二是该方法引入分形概率指数考虑裂缝扩展方向不确定性,以适用储层地质特征认识不清等情况。相关研究结果应用到吉木萨尔页岩油储层压裂水平井裂缝扩展模拟,取得了较好的应用效果(图3)。

3.2 压裂缝网一体化优化技术

水力压裂作为非常规油气藏开发的重要手段,可以显著增加油藏的泄油面积,增加油气田产量以及提升油气田的开发效率。但是由于压裂施工导致



(a) 裂缝扩展方向概率分布



• 地质单元体 • 裂缝扩展路径 • 裂缝尖端 • 扩展方向
(b) 裂缝扩展路径示意图

图2 基于闪电模拟的油藏压裂裂缝网络扩展计算方法原理

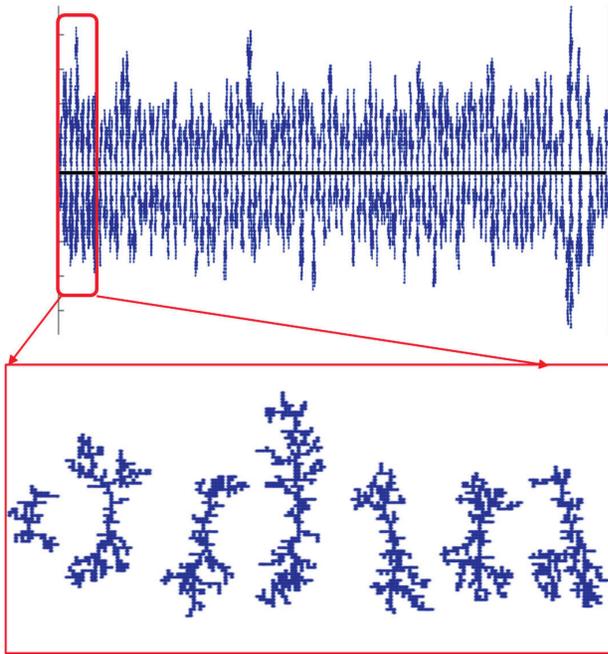


图 3 吉木萨尔页岩储层单井(32 段 94 缝)反演示例

的井网、缝网变量增加,如何精准高效的获得压裂水平井的井网分布以及裂缝变量参数的最优化开发方案,实现非常规储层压裂裂缝一体化优化,是国内外相关学者的重要研究方向。水力压裂优化的主要思想是以经济最优化、产量相对最大化等为目标函数对裂缝半长、裂缝间距、裂缝复杂程度以及裂缝导流能力等参数进行优化设计^[40]。目前压裂裂缝优化技术主要包括人工单因素优化、人工多因素优化以及智能优化算法优化三种类型^[41]。

人工单因素优化主要是以单一裂缝参数为优化变量,人为给定方案进行模拟对比优化,该方法对裂缝的复杂程度要求不高,未考虑其他相关因素之间相互干扰等问题^[42]。对于非常规油气藏地层非均质性强,裂缝发育复杂,影响油井产量以及开发经济效益的因素较多,因此进行单一因素优化往往达不到最佳的优化效果,需要采用多因素优化方法对影响因素进行综合分析才能得到整体最优开发方案。正交试验设计法是一种常用的进行人工多因素综合分析方法^[43]。由于正交试验设计的方案中任意因素的不同水平的试验次数都相同,而且任意两个因素之间都是交叉分组的全面试验,便于对试验数据进行分析,从而弥补单因素分析法的不足。正交试验设计法虽然能够同时对多种因素进行分析,但是该方法仅能够判断相关因素对目标函数的影响程度,而不能对多问题进行综合优化得出最优方案,因此学者们提出了多因素组合优化等方法^[44]。基于传统的人工多因素优化方法大多都是建立在人为

手动调整参数下完成参数优化模拟,该类方法虽然能够近似优化出目标函数最优解,但是其模拟精度低,且人为操作较为复杂,对于非常规储层大型水力压裂参数优化方案设计,使用该类方法需要消耗大量的人力和时间且模拟效率低下。

随着数值模拟技术在油藏开发应用越来越广泛,优化算法也体现出了其巨大优势,众多学者将遗传算法、随机扰动同步逼近算法(PSA)等智能优化算法应用到压裂水平井井位、射孔位置以及裂缝参数等多参数协同优化中^[5, 45]。同时,为了解决单一智能优化算法存在多解性等方面的不足,学者们结合了遗传算法、登山算法、人工神经网络算法以及近井粗化技术得到了新的混合遗传算法^[45],具有运算效率高,收敛速度快的优点,可以适用于非常规储层大规模的压裂参数优化研究。然而,目前智能优化算法在优化相关参数时主要采用的连续性优化,实际压裂缝网一体化优化过程中,裂缝条数、压裂井数量与裂缝长度、压裂施工参数等不同,前者需要采用整数非连续优化、后者需要进行连续性优化,目前尚没有相关优化方法能实现。赵辉等基于压裂裂缝扩展模拟技术以及页岩气藏离散裂缝耦合双重介质模型数值模拟方法,建立了页岩气藏压裂水平井产能预测模型。在此基础上,以经济净现值为目标函数,以水平井位置、水平井长度、水平井倾角和裂缝导流能力等产能主控因素为优化变量,考虑约束条件,构建了页岩气藏压裂水平井优化控制模型。采用PSA算法调用页岩气藏压裂水平井产能预测模型,对水平井位置、水平井长度、水平井倾角和裂缝导流能力等关键参数进行自动连续性同步优化^[5];在此基础上,结合线性搜索算法耦合PSA智能优化算法,对压裂井和裂缝的位置进行约束,建立了压裂缝网—井网自动优化模型,结合裂缝扩展模拟技术,以压裂排量、入地液量等压裂施工参数为优化变量,实现了压裂地质参数(井位置、井长度、裂缝条数、裂缝位置等)、施工参数(压裂液量、排量等)以及注采参数自动连续性协同优化,解决目标函数局部收敛和多参数同步优化问题,初步实现了非常规储层压裂缝网一体化优化技术。

4 未来展望

(1) 基于无网格连接体系的连接体系方法是一种不依赖于网格拓扑结构的高效并行且兼容多种计算方法的油藏数值模拟新方法。后续需要进一步研究连接体系方法在裂缝性油藏及更复杂渗流问题的

适应性和计算性能。

(2) 针对常规油气藏,基于高效的数值模拟方法和智能优化算法,目前已形成了综合注采参数、井网井位的一体化优化方法,而针对非常规油气藏,亟需考虑复杂的地质、开发特征,提出更加高效的优化算法和耦合方法,实现非常规油气藏注采井位的一体化优化。

(3) 当前压裂缝网一体化优化目前已基本实现压裂地质参数以及注采参数自动连续性协同优化,亟需一种能够综合考虑连续性参数与非连续性参数、井网—缝网多因素同步优化方法以及多目标函数同步搜索为一体的优化方法,从而解决目标函数局部收敛和多参数同步优化问题。

参 考 文 献

- [1] 雷群,翁定为,罗健辉,等. 中国石油油气开采工程技术进展与发展方向. 石油勘探与开发, 2018, 46(1): 139—145.
- [2] 匡立春,刘合,任义丽,等. 人工智能在石油勘探开发领域的应用现状与发展趋势. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 1—11.
- [3] Slough KJ, Sudicky EA, Forsyth PA. Grid refinement for modeling multiphase flow in discretely fractured porous media. *Advances in Water Resources*, 1999, 23 (3): 261—269.
- [4] Nævdal G, Brouwer DR, Jansen J. Waterflooding using closed-loop control. *Computational Geosciences*, 2006, 10 (1): 37—60.
- [5] 马嘉令,盛广龙,刘红林,等. 非常规气藏压裂水平井缝网—井网自动优化方法. 天然气地球科学, 2020 (8): 1168—1177.
- [6] 刘文超,姚军,同登科,等. 变形三重介质低渗透油藏垂直裂缝井的非线性流动分析. 力学季刊, 2011, 32 (4): 507—514.
- [7] Xiang RA, Le A, Re A, et al. A modified projection-based embedded discrete fracture model (pEDFM) for practical and accurate numerical simulation of fractured reservoir. *ScienceDirect. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 187: 106852.
- [8] 姚军,张娜,黄朝琴,等. 非均质油藏多尺度混合有限元数值模拟方法. 石油学报, 2012(3): 442—447.
- [9] 张雄,刘岩,马上. 无网格法的理论及应用. 力学进展, 2009, 39(1): 1—36.
- [10] 梁晓东. 基于超球体变换 EnKF 方法的油藏动态历史拟合研究. 重庆:重庆科技学院, 2017.
- [11] Zhao H, Xu L, Guo Z, et al. Flow-path tracking strategy in a data-driven interwell numerical simulation model for waterflooding history matching and performance prediction with infill wells. *SPE Journal*, 2020, 25(2): 1007—1025.
- [12] Zhao H, Kang Z, Zhang X, et al. A physics-based data-driven numerical model for reservoir history matching and prediction with a field application. *SPE Journal*, 2016, 21 (6): 2175—2194.
- [13] 赵辉,刘伟,饶翔,等. 油藏数值模拟连接元计算方法. 中国科学: 技术科学, 2022, 52.
- [14] 张凯,李阳,姚军,等. 油藏生产优化理论研究. 石油学报, 2010, 31(1): 78—83.
- [15] 刘建军,刘绍轩,裴桂红. 遗传算法在油藏数值模拟中的应用. 新疆石油学院学报, 2003, 15(2): 28—31.
- [16] Goldberg DE, Kuo CH. Genetic algorithms in pipeline optimization. *Journal of Computing in Civil Engineering*, 1987, 1(2): 128—141.
- [17] Dariu H, Granger PY, Garotta RJ. Shear-wave splitting analysis using simulated annealing. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 1949, 24(24): 881.
- [18] Spall JC. Implementation of the simultaneous perturbation algorithm for stochastic optimization. *IEEE Transactions On Aerospace and Electronic Systems*, 1998, 34(3): 817—823.
- [19] Chen Y, Oliver DS, Zhang D. Efficient ensemble-based closed-loop production optimization. *SPE Journal*, 2009, 14 (4): 634—645.
- [20] Xu L, Zhao H, Li Y, et al. Production optimization of polymer flooding using improved Monte Carlo gradient approximation algorithm with constraints. *Journal of Circuits, Systems and Computers*, 2018, 27(11): 1850167.
- [21] 赵辉,唐乙玮,康志江,等. 油藏开发生产优化近似扰动梯度升级算法. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40 (2): 99—104.
- [22] 赵辉,曹琳,李阳,等. 基于改进随机扰动近似算法的油藏生产优化. 石油学报, 2011, 32(6): 1031—1036.
- [23] Zhao H, Chen C, Do ST, et al. Maximization of a dynamic quadratic interpolation model for production optimization. *Spe Journal*, 2013, 18(6): 1012—1025.
- [24] Sarma P, Durlofsky LJ, Aziz K, et al. A new approach to automatic history matching using kernel PCA. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, 2007: 262—280.
- [25] Reynolds AC, He N, Chu L, et al. Reparameterization techniques for generating reservoir descriptions conditioned to variograms and well-test pressure data. *SPE Journal*, 1996, 1(4): 413—426.
- [26] Jafarpour B, McLaughlin DB. History matching with an ensemble Kalman filter and discrete cosine parameterization. *Computational Geosciences*, 2008, 12(2): 227—244.
- [27] Zhao H, Xu L, Guo Z, et al. A new and fast waterflooding optimization workflow based on INSIM-derived injection efficiency with a field application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 179: 1186—1200.
- [28] Chen C, Li G, Reynolds A. Robust constrained optimization of short-and long-term net present value for closed-loop reservoir management. *SPE Journal*, 2012, 17(3): 849—864.
- [29] Zandvliet M, Handels M, van Essen G, et al. Adjoint-based well-placement optimization under production constraints. *SPE Journal*, 2008, 13(4): 392—399.
- [30] Wang C, Li G, Reynolds AC. Optimal well placement for production optimization// Eastern regional meeting, 2007.
- [31] Zhang K, Li G, Reynolds AC, et al. Optimal well placement using an adjoint gradient. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 73(3—4): 220—226.
- [32] Forouzanfar F, Li G, Reynolds AC. A two-stage well placement optimization method based on adjoint gradient// SPE annual technical conference and exhibition, 2010.
- [33] Wang C, Li G, Reynolds AC. Optimal well placement for production optimization// Eastern regional meeting, 2007.

- [34] Chen Y, Zhao H, Zhang Q, et al. Development and application of a coupling method for well pattern and production optimization in unconventional reservoirs. *Journal of Circuits, Systems and Computers*, 2020, 29(7): 2050105.
- [35] Zhang K, Chen Y, Zhang L, et al. Well pattern optimization using NEWUOA algorithm. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 134: 257—272.
- [36] 周大伟, 张广清. 超临界 CO₂ 压裂诱导裂缝机理研究综述. *石油科学通报*, 2020, 5(2): 239—253.
- [37] Almond RG. Simulation of hydraulic fracture propagation in shale reservoir. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 2007(4): 61.
- [38] Zhou Z, Su Y, Wang W, et al. Application of the fractal geometry theory on fracture network simulation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, 7(2): 487—496.
- [39] Hui Z, Guang LS, Luoyi H, et al. Application of lightning breakdown simulation in inversion of induced fracture network morphology in stimulated reservoirs// *International Petroleum Technology Conference*, 2021.
- [40] 曾凡辉, 郭建春, 何颂根, 等. 致密砂岩气藏压裂水平井裂缝参数的优化. *天然气工业*, 2012, 32(11): 54—58.
- [41] 曲占庆, 黄德胜, 李小龙, 等. 低渗气藏压裂水平井裂缝参数优化研究与应用. *断块油气田*, 2014, 21(4): 486—491.
- [42] Rahman MM, Rahman MK, Rahman SS. An integrated model for multiobjective design optimization of hydraulic fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2001, 31(1): 41—62.
- [43] Yu W, Sepehrnoori K, et al. An efficient reservoir-simulation approach to design and optimize unconventional gas production. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2014, 53(2): 109—121.
- [44] 李阳. 低渗透油藏矢量井网设计与整体压裂优化研究. *石油大学学报(自然科学版)*, 2005(6): 53—56.
- [45] Yeten B. *Optimum deployment of nonconventional wells*. California: Stanford University, 2003.

Advance Research on Integrated Optimal Control Techniques for Smart Reservoirs

Zhao Hui* Sheng Guanglong Rao Xiang Meng Fankun Zhou Yuhui Zhong Xun

School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan 430100

Abstract Intelligent optimal control techniques for oil and gas reservoirs are the trend and research hotspot. The International Energy Agency (IEA) predicts that this technology can reduce oil and gas production costs by 20% and increase oil recovery by 5%. This paper focuses on the intelligent optimal control techniques with the key of the numerical simulation technology, the integrated intelligent optimization for injection and production wells, as well as the integrated optimization for hydraulic fracturing, and sorts out the main implementation methods of relevant key technologies. In view of the current slow speed of numerical simulation and the difficulty of multi-parameter integrated optimization with existing intelligent optimization algorithms, the data-driven simulation technology based on connectivity is introduced in detail, which realizes efficient dynamic simulation of reservoir development. The integrated intelligent optimization technology of injection-production based on non-gradient intelligence algorithm was also introduced, which realized the integrated optimization of well pattern, well position and injection-production parameters. The fracture network expansion simulation and integrated technology of multi-fractured horizontal well based on lightning expansion simulation were introduced, which realized automatically and continuously optimized of fracturing parameters and injection-production parameters. It further condenses important scientific issues and future research in the field of reservoir numerical simulation, intelligent optimization for injection and production, well patterns, and measures in the intelligent development of oil and gas reservoirs, and provides certain guidance for the further development of this field.

Keywords intelligent reservoirs; reservoir numerical simulation; intelligent optimization algorithm; hydraulic fracture network; integrated optimization

(责任编辑 姜钧译)

* Corresponding Author, Email: zhaohui@yangtzeu.edu.cn