

# 非常规油气藏开采中的工程科学问题及其发展趋势

姚军\*, 孙致学, 张凯, 曾青冬, 严侠, 张敏

中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266580

\* 通信作者, yaojunhpu@126.com

收稿日期: 2016-05-12

**摘要** 非常规油气藏具有岩石致密、孔隙度和渗透率极低、孔隙类型具有多尺度性、强非均质性以及储量丰度低等地质特征, 通常采用水平井和大规模“超级”分段压裂的井工厂模式再造一个缝网发育的“人工油气藏”而实现集约化高效开发。本文从高效开发的角度阐述了非常规油气藏开发过程中的工程科学问题: (1) 考虑应力场和储层孔隙类型多尺度的地质建模问题(初始建模和压后二次建模); (2) 非常规油气藏的裂缝扩展数值模拟问题; (3) 非常规油气藏的生产数值模拟及其大规模数值计算; (4) 井工厂中水平井和压裂裂缝空间位置的优化设计方法。结合课题组(中国石油大学油气渗流中心)的研究特色。综述了这些工程科学问题的发展现状和趋势, 提出了基于非常规油气藏地质模型和数值模拟的井工厂开发模式工程参数的优化设计方法, 对非常规油气藏的科学高效开发具有重要的意义。

**关键词** 非常规油气藏; 地质建模; 裂缝扩展; 数值模拟; 生产优化

## 0 引言

以页岩和致密油气为代表的非常规油气资源量是常规油气的8倍之多<sup>[1]</sup>。随着油气勘探开发技术的快速发展, 非常规油气在现有经济技术条件下展示出巨大的潜力。美国“页岩气革命”极大地促进了非常规油气勘探开发技术的进步, 形成了水平井和大规模“超级”分段压裂的井工厂集约化高效开发模式, 并得到了广泛应用<sup>[2-3]</sup>; 但是, 如何科学高效开发非常规油气藏还存在理论和技术上的诸多问题需要解决。本文在分析非常规油气藏开发过程的基础上, 阐述开采过程中的工程科学问题, 提出优化设计方法, 并结合课题组的研究进展综述其发展现状和趋势。

## 1 非常规油气开采中的工程科学问题

非常规油气藏勘探基本完成后要投入开发, 为制

订科学合理的开发方案需要开展如下研究工作: (1) 油藏地质建模。非常规油气藏的初始油藏建模与常规油藏建模的差别是除了构建孔渗饱、厚度(深度)、天然裂缝发育等参数分布模型外, 还必须建立有机质和无机质发育分布模型、“甜点”分布模型、初始应力分布等模型, 为压裂设计和开发模拟提供基础数据。(2) 基于非常规油气藏的地质甜点和储量丰度分布特征, 初步部署井工厂模式中的水平井空间位置和长度, 作为井工厂工程参数优化的初始状态, 既初始井工厂水平井部署方案。(3) 大规模“超级”压裂裂缝扩展数值模拟。重点研究分段压裂水平井的裂缝扩展和缝网形成机制及其数值模拟方法, 由于大规模超级分段压裂是通过注入压裂液实现的, 因此该问题属于典型的流体力学与岩石力学的耦合问题, 通过模拟构建缝网空间分布和应力场分布。(4) 超级压裂后“人工油藏”的建模。把根据初始井工厂和裂缝扩展数值模拟获得的缝网分布和应力分布与初始非常规油藏模型进行叠

引用格式: 姚军, 孙致学, 张凯, 曾青冬, 严侠, 张敏. 非常规油气藏开采中的工程科学问题及其发展趋势. 石油科学通报, 2016, 01: 128-142  
YAO Jun, SUN Zhixue, ZHANG Kai, ZENG Qingdong, YAN Xia, ZHANG Min. Scientific engineering problems and development trends in unconventional oil and gas reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2016, 01: 128-142. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.01.008

加, 构建“人工油藏”的油藏模型, 作为生产数值模拟的基础。(5) 开采过程的油藏生产动态数值模拟。该问题属于应力场与渗流场耦合的问题, 由于孔隙介质具有多尺度性, 要考虑不同尺度上的流动机制和尺度升级, 才能进行宏观数值模拟。此外, 对于页岩油气要考虑吸附和解吸, 以及有机质对生产的影响。(6) 计算井工厂开采模式的采收率或净现值。(7) 采用无梯度优化算法对上述开采系统进行优化, 得到井工厂模式下的油藏工程参数, 主要包括水平井的空间位置和长度、主裂缝的空间位置和几何尺度以及缝网扩展体积等参数, 实现非常规油气的科学高效开发提供决策依据。综上所述, 如图 1 所示提出了非常规油气藏科学高效开发的研究及设计流程图。

通过上述分析, 可以归纳总结出非常规油气藏开采过程存在着如下 4 个科学工程问题: (1) 非常规油气藏的初始和改造后的地质建模问题; (2) 非常规油气藏的裂缝扩展数值模拟及缝网预测问题; (3) 非常规油气藏的生产动态数值模拟及其大规模数值计算问题; (4) 井工厂中水平井和压裂缝空间位置和几何参数等工程优化设计方法。以下将结合课题组的研究进展, 阐述这 4 个工程科学问题的现状和发展趋势。

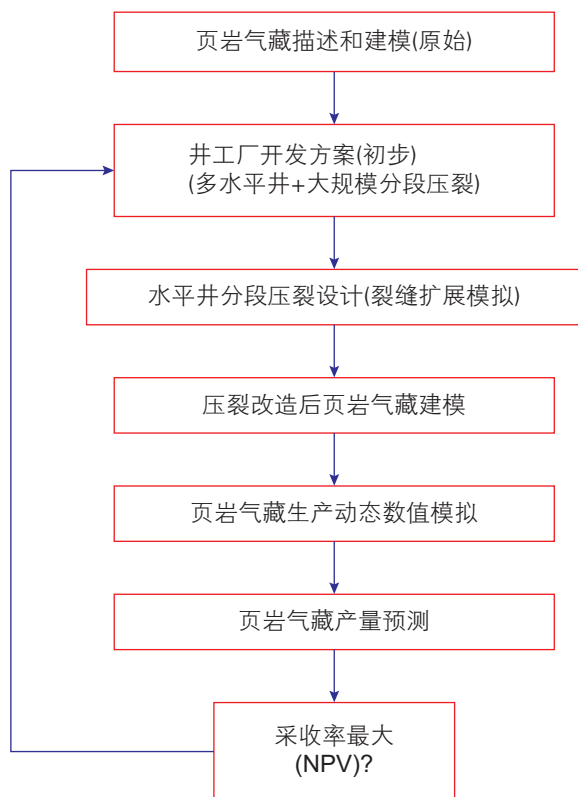


图 1 井工厂模式的工程参数优化设计流程图

Fig. 1 Flow chart of optimal design of engineering parameters in the mode of multi-well pads

## 2 非常规油气藏地质建模现状及发展趋势

非常规油气藏储集空间是典型的多尺度系统, 由宏观的裂缝系统、微观的粒间孔隙以及纳米尺度的有机粒内孔隙组成<sup>[4]</sup>。相对于常规油气藏, 非常规油气藏储层评价及三维建模面临新的挑战<sup>[5]</sup>, 成为非常规油气藏定量建模、数值模拟及产能预测亟需突破的技术瓶颈。

### 2.1 非常规油气藏地质建模面临的挑战

由于非常规油气储层特殊的成因机制及基质致密、天然裂缝普遍发育的储层特征, 其评价方法、裂缝预测技术及物性参数三维空间展布规律的定量建模均面临新的难点与挑战。油气藏三维模型作为储层静态研究成果的“数据库”及数值模拟的基础物性参数场, 在油气藏勘探开发领域具有“承上启下”的重要地位, 成为非常规油气藏定量评价、数值模拟及产能预测研究中的关键工程科学问题。

(1) 非常规油气储层储集空间类型多样, 优质储层由多种矿物成分组成, 储层的“甜点”识别、主控因素、发育特征及三维定量建模技术亟需突破。

常规油气藏有效储层与沉积微相基本一致, 易于追踪及预测, 而致密油气储层“甜点”受多种因素影响(岩相、矿物成分、天然裂缝、TOC、厚度、地表条件等); 因此, 准确识别致密油气藏的“甜点”、明确发育的主控因素, 进而实现“甜点”三维空间的定量建模成为关键问题。

非常规油气储层基岩小孔细喉、孔隙结构复杂, 矿物成分多样(有机质与无机矿物)<sup>[6-7]</sup>。以页岩储层为例, 页岩储集空间致密, 微纳米孔隙为主( $\text{CH}_4$  分子直径 0.38 nm) (如图 2), 优质页岩储层由石英、黄铁矿、干酪根等有机质矿物组成等<sup>[8]</sup>。

(2) 非常规油气藏储层天然裂缝普遍发育, 裂缝的存在对致密油气开采效果及水力压裂扩展具有重要影响。

天然裂缝在非常规油气开发中表现出两面性: 一方面改善储层渗流能力提高致密油气储层初期产能, 达到较高采油(气)速度; 另一方面, 储层天然裂缝发育网络及其与水力压裂裂缝的相互作用是影响储层改造体积的重要因素, 进而影响生产井产能。因此, 致密油气储层定量评价、三维建模必须考虑天然裂缝的影响。目前, 储层天然裂缝发育的“四性”(复杂性、多因素性、随机性、非均质性)特征导致裂缝类型划

分、分级特征参数表征、空间分布预测及定量建模领域的研究仍面临巨大挑战<sup>[9]</sup>。

(3)页岩储层初始地应力场模拟及压裂扰动下应力场时变规律及预测模型构建。

上世纪90年代, Barnett页岩第一口页岩气井达到工业化开采是与水力压裂技术紧密相关的。目前, 水平井分段压裂、分段多簇压裂、体积压裂已经广泛应用于页岩气等非常规油气资源的开发中。水力压裂处理及模拟的研究自矿场实践就已经开展, 针对压裂井产能预测及参数优化问题, 众多学者提出了多种卓有成效的解析模型、数值模拟及数据驱动模型(data-driven model)。储层水力压裂过程伴随着裂缝起裂及动态扩展延伸, 属于典型HM-D耦合过程<sup>[10]</sup>, 涉及流体力学、岩石力学与损伤力学等多学科过程, 地应力场特别是水平主应力差值是影响体积压裂改造效果的关键因素<sup>[11]</sup>。

## 2.2 非规油气藏地质建模技术现状

储层建模方法有2种, 即确定性建模和随机建模。确定性建模对井间未知区给出确定性的预测结果, 即试图从已知确定性资料的控制点(如井点)出发, 推测出点间确定的、唯一的、真实的储层参数, 而随机建模则是应用随机模拟方法给出多种可能的、等概率的、高精度的储层模型。

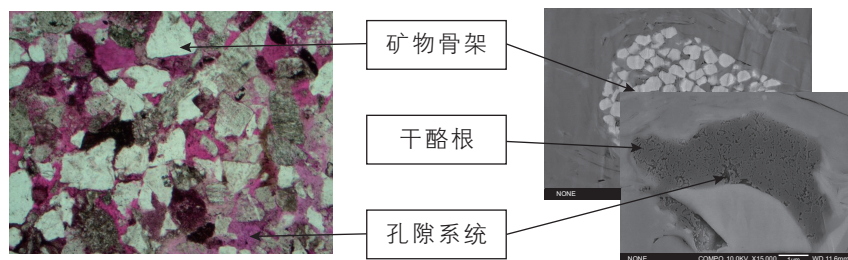


图2 常规砂岩储层与页岩储层矿物成分及储集空间对比图

Fig. 2 Contrast of mineral composition and storage space between sandstone and shale reservoirs

表1 主流地质建模软件名称及功能一览表

Table 1 List of main geological modelings names and their functions

软件名称	研发机构	操作系统	主要不足或功能缺陷
Petrel	Schlumberger	Windows	裂缝参数的描述、表征功能欠缺。
FracMan	Golder	Windows	地震、测井数据应用及功能模块薄弱。
FRS	E&P Tech	Unix	侧重叠前地震资料, 数据限制明显。
Frac	法国国家科学院	Windows/Unix	同FracMan相似。
3Dmove	Midland Valley	Unix/Windows	侧重应力场正演模拟, 反演手段欠缺。

充分调研了目前主流油气藏建模软件, 不可否认国外软件具有商业化程度高、模块较齐全的优势。但在致密油气储层甜点+天然裂缝双重系统的识别预测、定量表征及三维建模方面未体现出致密油气储层的特点, 缺乏针对性, 如Petrel对裂缝形状、特征参数描述过于简化, FRS过分依赖叠前地震资料, 而致密油气储层地震资料品质一般较差, 影响预测精度, 见表1。

## 2.3 非规油气藏地质建模拟解决的关键问题

(1) 页岩储层储集空间类型多样, 页岩多尺度表征、不同尺度间升级方法及三维定量建模。

页岩油气藏就是典型的复杂情况, 很多烃类物质都存在于有机质孔隙中或吸附在粘土物质表面, 并且由于页岩的渗透率一般都比较低, 会使得其有明显的自生自储特征。对于常规油气藏, 从建模到流动都有了比较成熟的技术方法, 但是这些方法有时候并不适用于非常规油气藏的描述。其中最大的一个限制就是在建模过程中很难考虑复杂多变的孔隙结构信息, 常规油藏的建模通常会以大尺度的精确描述为核心, 但对于页岩油气藏则不再适用, 微纳尺度孔隙对于渗流的影响将占主导作用<sup>[12]</sup>。

如图3所示, 页岩在孔隙尺寸上表现出很大的非均质性, 其中微纳孔隙在页岩中广泛分布, 而这些孔



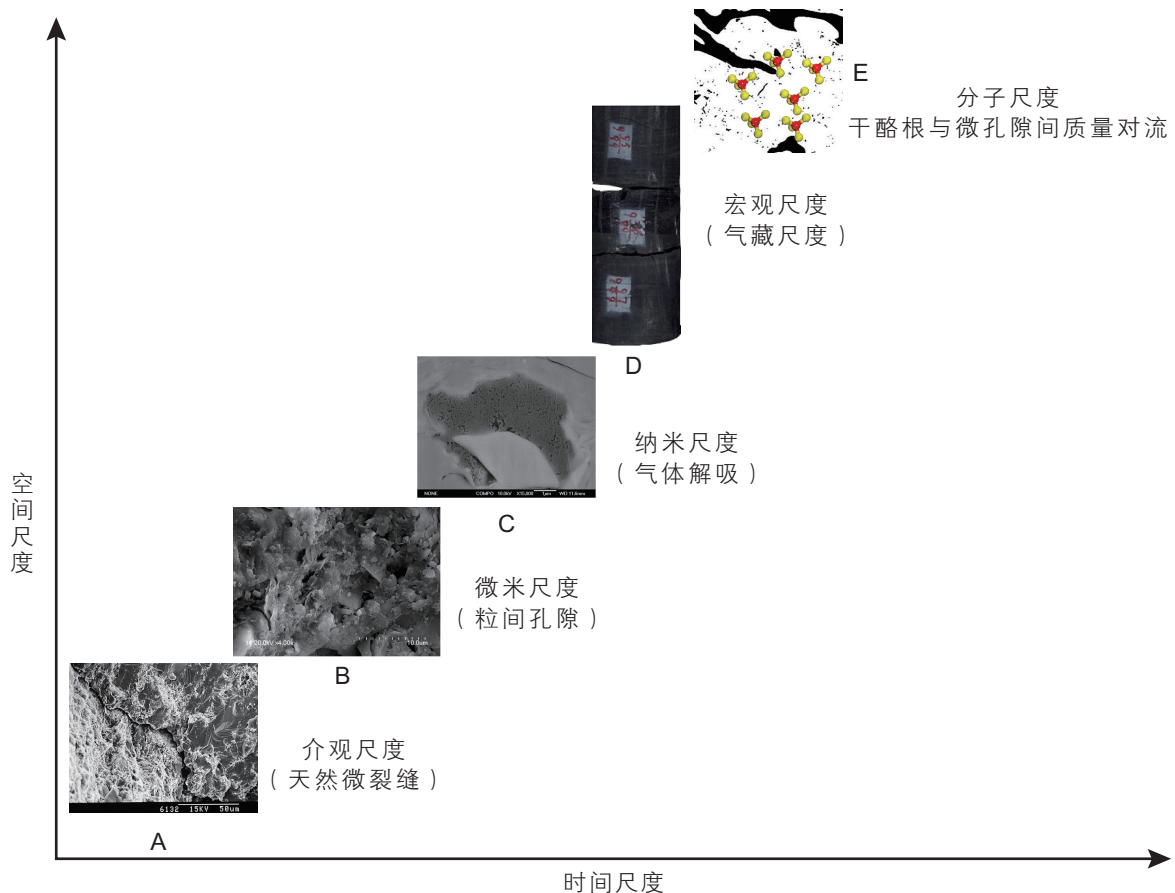


图3 页岩储集空间类型及介质多尺度特征示意图

Fig. 3 Sketch map of storage type and multi-scale characteristics of shale reservoir

隙特征只有在上图中分辨率最小的模型才得以体现。研究表明,页岩就是由这些纳米级孔隙和微米级孔隙组成的复杂网络模型来决定着流体的运移,这些纳米级小尺度的孔隙将大尺度的孔隙空间连接在一起,那么就必须要获取不同分辨率下的岩石图像信息才能进行准确描述。首先就是从低分辨率图像中读取微米级的结构信息,之后再从高分辨率下的图像中获取纳米级的孔隙喉道空间,将这些信息进行叠加就可以再现比较准确的岩石结构<sup>[13-14]</sup>。

(2) 研究非常规油气储层裂缝成因机制,划分天然裂缝类型,明确储层裂缝发育主控因素,实现多约束策略下非常规油气藏多尺度裂缝模型建立。

裂缝的分类主要考虑天然裂缝形成的地质、力学作用,对于非常规油气藏,从油气运移及与水力压裂相互作用规模,还应同时考虑尺度因素进行分类研究,如图4所示。综合分析裂缝规模、成因期次、空间尺度,结合生成动态资料,系统研究储层裂缝发育密度、类型与区域构造曲率、断层影响、应力场、岩性及物性等定量关系及模式,明确致密储层裂缝及低级序断

层的主控因素,为空间分布规律及三维建模提供依据。应用蚂蚁追踪、相干分析等确定性方法,构建地震资料可识别的大尺度裂缝;以岩心描述、成像测井等井点裂缝发育数据为条件约束,考虑曲率、应力及断层规模等影响因素,采用随机算法建立井间储层小尺度天然裂缝,开发非常规油气藏多尺度裂缝离散建模算法,实现多重约束策略下非常规油气藏离散裂缝模型的建立。

(3) 页岩储层初始地应力场模拟及压裂扰动下应力场时变规律及预测模型构建。

理论及矿场实践表明,页岩等非常规油气藏压裂过程中,原生天然裂缝及地层原始应力场特别是初始水平两向主应力差是控制缝网改造体积的地质因素<sup>[15]</sup>。当水平最大主应力与水平最小主应力差值较小或相等时,容易形成体积裂缝,反之不易形成体积裂缝。认清压裂过程中裂缝应力干扰后地应力场的分布规律并给页岩压裂设计提供参考,应力干扰较强,应力场分布较复杂。不同的水平井间距、压裂段间距、裂缝长度会造成储层原始地应力场的变化,从而影响

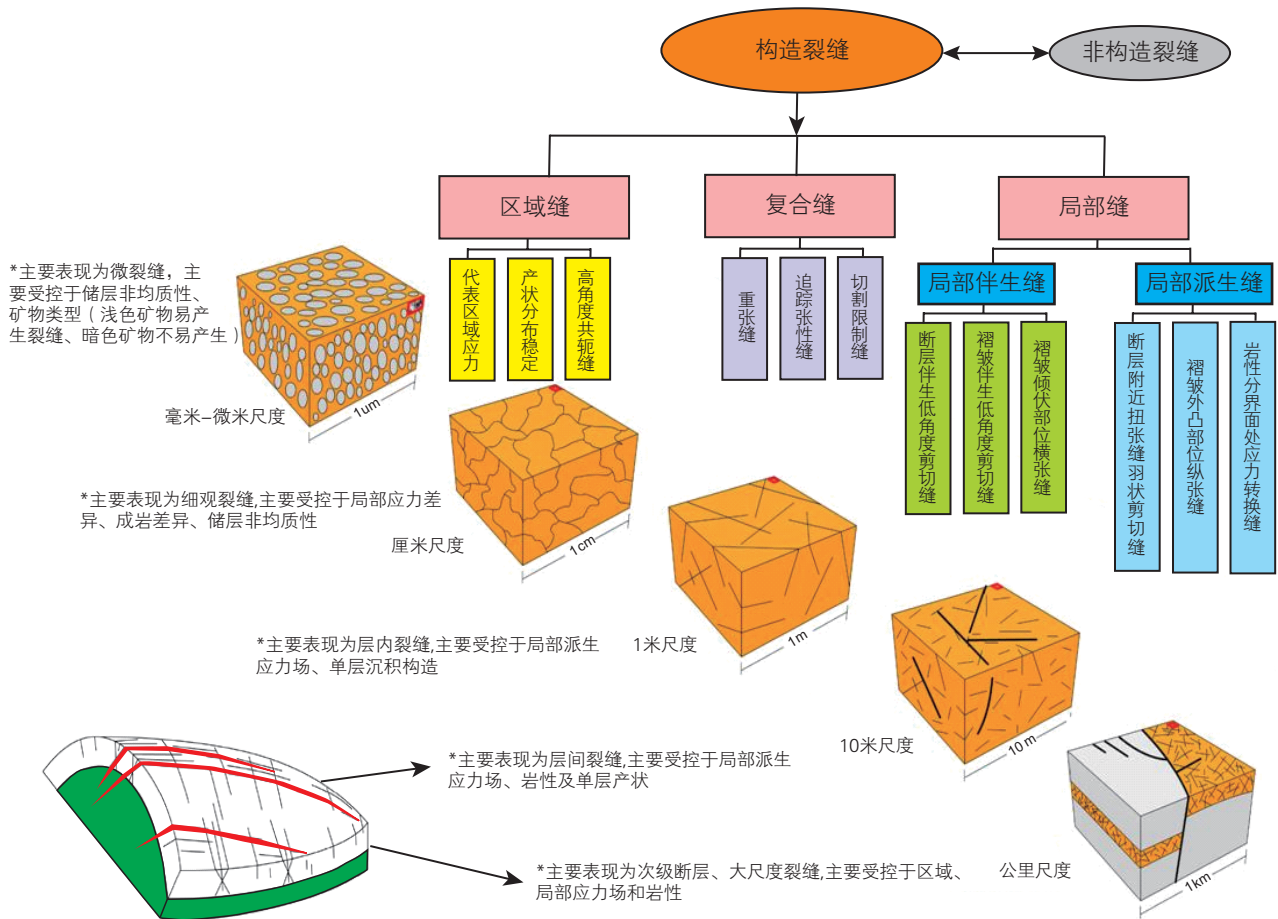


图4 非常规油气储层天然裂缝类型、成因及多尺度划分图

Fig. 4 The natural fracture types, origin and multi-scale divisions of unconventional oil and gas reservoirs

下一级或者下一口压裂缝网的起裂及空间拓扑结构；因此，与常规油气藏的储层改造相比，非常规油气藏压裂设计及优化不但要考虑改造前原始地应力场，更要建立压裂扰动下地应力场时变规律及分布模型，为实现“井工厂”开发方式下压裂设计最优化提供基础。

基于目标区构造演化特征，综合考虑优质页岩段地层、断裂及岩石力学参数测试结果，通过构造应力有限元数值模拟法定量模拟构造应力场。该方法主要包括实体建模、属性设定、网格划分、载荷施加、求解处理等5个阶段，其核心在于建立模拟地区的精确地质模型、力学模型和计算模型，并采用模拟层段实测的岩石力学性质参数对研究区现今地应力值进行应力场数值模拟，从应力角度进行页岩压裂改造过程中缝网耦合作用机制及动态扩展演化分析<sup>[16]</sup>。在此基础上，通过微地震、四维地震以及压裂施工曲线等动态监测数据，研究压裂扰动下应力场时空演变规律，在地质模型、力学参数分布模型基础上，实现页岩改造过程中逐井(乃至逐段)压裂后的应力场二次建模，即

应力场4D模型的构建，为实现非常规油气藏压裂改造的“一井一策”乃至“一段一策”裂缝参数优化提供理论依据。针对岩石力学参数的空间各向异性，引入地震资料约束，反演力学参数三维分布场，嵌入到基于地质模型转换的精细构造模型中，实现精细构造应力场数值模拟，为裂缝的预测和有效性评价提供保障，如图5所示。

### 3 非常规油气藏压裂裂缝扩展数值模拟现状及发展趋势

非常规油气储层致密、渗透率低，需采用水力压裂措施才具有商业开采价值，目前主要采用大规模体积压裂技术。页岩是非常规油气中重要的储层，页岩通常脆度大、天然裂缝发育，水力压裂往往形成复杂的裂缝网络，传统裂缝模型不再适用于非常规油气藏压裂裂缝扩展；因此非常规油气藏压裂裂缝扩展是其开采中重要的工程科学问题。

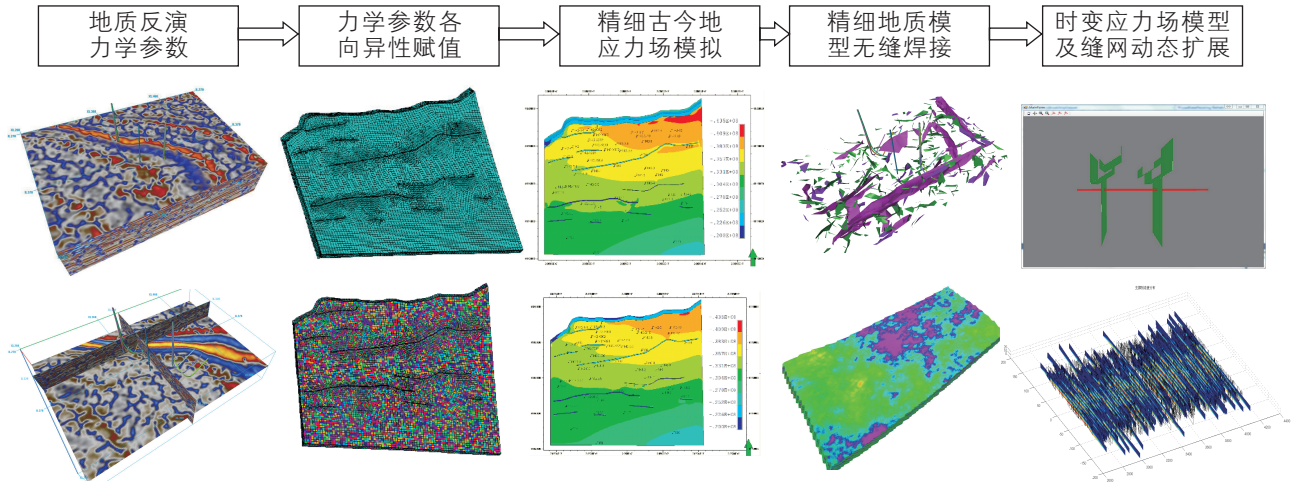


图5 基于地震反演技术的非均质力学参数三维建模流程图

Fig. 5 Flow chart of 3D modeling of heterogeneous mechanical parameters based on seismic inversion technique

### 3.1 复杂裂缝网络模型与方法

非常规储层压裂缝网的形成与岩石岩性、脆性有关，其中最重要因素是考虑天然裂缝、节理、断层等非连续面对水力裂缝扩展的影响。实验表明，水力裂缝遇到天然裂缝时可能发生如下几种结果：水力裂缝贯穿天然裂缝，水力裂缝转向天然裂缝，水力裂缝止裂，以及水力裂缝转向天然裂缝延伸一小段距离后重新开裂向力学有利方向扩展<sup>[17]</sup>。对此，国内外学者们从实验、理论分析和数值模拟等方面进行了大量研究，如Blanton<sup>[17]</sup>采用Devonian页岩进行实验，并提出了相交准则：如果相交处流压大于作用在天然裂缝表面的正应力时，天然裂缝就会张开；如果在天然裂缝面上开裂所需压力小于天然裂缝张开所需压力，则水力裂缝就会贯穿天然裂缝。至此水力裂缝与天然裂缝相互作用准则相继被提出，但Blanton仅考虑了天然裂缝的张性破坏，而没考虑其剪切破坏。Warpinski等<sup>[18]</sup>通过实验表明：当作用在天然裂缝上的正应力较小时，天然裂缝面将发生剪切滑移，并给出了相应的流体压力条件。Fan等<sup>[19]</sup>对天然裂缝网络条件下的水力裂缝扩展进行了物理模拟，研究表明裂缝密度和压裂液注入速度是主控因素。理论研究主要包括：Renshaw<sup>[20]</sup>根据断裂力学理论建立了水力裂缝以90°扩展至天然裂缝时数学模型，并提出贯穿准则：在接触面另外一侧裂缝尖端应力足够大以引发新的裂纹，并且接触面的法向应力足够大以防止界面上的剪切滑移，后来许多准则由此模型发展演化而来。Gu等<sup>[21]</sup>在Renshaw工作基础上，研究了水力裂缝以任意角度逼近天然裂缝情况，最终得到隐式方程。程万等<sup>[22]</sup>针对三维空

间两者相互作用，构建了水力裂缝贯穿天然裂缝的作用准则。以上模型缺点在于没有考虑水力裂缝中流体压力作用，仅仅从远场地应力和尖端应力场推导岩体中受力情况。为此，Chuprakov<sup>[23]</sup>考虑压裂液往天然裂缝滤失流动提出了OpenT模型，研究表明，除了应力差、天然裂缝界面性质以及逼近角等因素，流体黏度和注入速度对水力裂缝贯穿结果也有重要影响。Taleghani<sup>[24]</sup>比较能量释放率来判断水力裂缝扩展方向：一是水力裂缝直接贯穿天然裂缝，二是水力张开天然裂缝，最可能路径是具有最大能量释放率的路径。数值模拟研究主要包括：Cooke等<sup>[25]</sup>采用边界元程序FRIC2D模拟分析了不连续面发生滑移和张开情形对裂缝扩展的影响；Zhang等<sup>[26-27]</sup>基于位移不连续法对水力裂缝和预制裂缝之间相互作用开展了大量数值模拟研究。

页岩致密储层通常发育天然裂缝，模拟其水力裂缝扩展过程是非常复杂的，需要考虑如下几个方面<sup>[28]</sup>：岩石力学变形，压裂液在裂缝中流动，断裂扩展准则，水力裂缝与天然裂缝相互作用，相邻水力裂缝之间应力干扰作用，裂缝高度延伸以及裂缝网络内支撑剂运移沉降。研究者们对此进行了大量的数值模拟研究，按照求解方法可分为有限元方法、扩展有限元方法、位移不连续法、离散元方法和离散裂缝网络方法等。

(1)有限元方法(Finite Element Method, FEM): Fu等<sup>[29]</sup>采用流体-地质力学显式耦合方式对裂缝性介质水力压裂进行了研究，当水力裂缝与天然裂缝接触时，计算接触点应力强度，判断贯穿准则是否满足来确定水力裂缝扩展方向，该模型计算精度高但是计算速度



很慢;Chen<sup>[30]</sup>采用有限元方法求解了黏度主导水力裂缝扩展问题,该模型是基于内聚区模型,裂缝附近网格加密,远场采用粗网格。有限元法应用到水力裂缝扩展时,模型网格是主要问题,如果采用固定网格,则水力裂缝只能沿着预先假定路径进行扩展,如果采用移动网格,则增加了网格重构等过程。

(2)扩展有限元方法(Extended Finite Element Method, XFEM)对于处理非连续问题具有很好的网格灵活性<sup>[31]</sup>。其相关研究包括:Lecampion<sup>[32]</sup>最早将扩展有限元方法应用到水压致裂的模拟中,但假设裂缝内净压力保持恒定,没有考虑流体流动计算;Taleghani<sup>[24]</sup>采用扩展有限元对水力裂缝与天然裂缝相互作用进行了研究;王涛等<sup>[33]</sup>基于扩展有限元方法发展了ABAQUS软件的显示用户单元子程序,用于模拟页岩水力压裂过程,并开展了物模试验对数模结果进行验证;Gordeliy等<sup>[34-35]</sup>采用扩展有限元方法来求解水力裂缝扩展问题,提出了处理不同边界条件的求解方法,而且提出了采用隐式水平集推进裂缝尖端的方法。上述基于扩展有限元的研究大都考虑简单集合形状情形,没有考虑水力裂缝在离散裂缝网络情形的扩展情况。该方法具有较好的研究前景,尤其是针对考虑多物理场耦合效应的裂缝扩展问题<sup>[36-39]</sup>。

(3)位移不连续法(Displacement Discontinuity Method, DDM)是一种典型间接边界元方法,其相关研究包括:Olson<sup>[40]</sup>基于DDM,考虑在给定流压情况下裂缝延伸,且假设恒定高度,可模拟复杂裂缝,但没有考虑流体流动;Wu<sup>[41]</sup>和Wu等<sup>[42]</sup>在其基础上考虑了流体流动,对多簇裂缝同步扩展以及水力裂缝与天然裂缝相互作用过程进行了模拟,模拟结果表明裂缝间应力阴影对裂缝扩展形态具有重要影响;McClure<sup>[43]</sup>基于DDM,考虑裂缝延伸与流体流动耦合作用,考虑裂缝张性破坏和剪切破坏,在离散缝网的基础上模拟得到压裂缝网,但是需提前给定天然裂缝与压裂裂缝路径;Zhang等<sup>[44]</sup>基于DDM,建立了岩体变形和流体流动的严格耦合数学模型,开发了MineHF2D模拟程序,但该模型不能计算太复杂的几何形状且计算速度慢;Weng等<sup>[45]</sup>提出了非常规裂缝模型,采用DDM计算裂缝单元之间的应力阴影作用,且考虑了水力裂缝与天然裂缝相互作用,能更准确地计算出裂缝网络展布。

(4)离散元法(Discrete Element Method, DEM)是Cundall提出的一种动态分析方法,该方法基础是牛顿第二定律,以刚性离散单元为基本单元,其相关研究包括:De Pater等<sup>[46]</sup>采用离散元方法求解了天然裂缝性油藏中水力裂缝扩展问题,离散元方法可以耦合裂

缝内流体和岩石变形的相互作用;Morgan等<sup>[47]</sup>采用非连续变形方法对水力裂缝扩展进行了求解分析。

(5)离散裂缝网络方法(Discrete Fracture Network, DFN)是基于解析和半解析模型,主要包括: Xu等<sup>[48]</sup>基于等效方法提出了线网模型(Wire-mesh),该模型将储层改造体积等效为椭球体,压裂裂缝则为其中相互正交的截面;Meyer等<sup>[49]</sup>基于离散裂缝网络模型开发了MShale软件模块,该模型考虑了流体流动、滤失以及裂缝之间的相互力学作用。

综上所述,可将上述模型方法分为2类:连续介质力学方法和非连续介质力学方法。2类方法各具优势:连续介质方法能准确计算应力场,而非连续介质方法求解任意裂缝扩展更有优势。近年来逐渐发展了连续与离散介质的统一模型,主要包括有限元-非连续变形分析耦合、有限元-离散元耦合、有限差分-离散元耦合等<sup>[50]</sup>。Wang等<sup>[51]</sup>采用有限元-离散元耦合的混合方法来模拟水力裂缝扩展问题,计算区域被离散为块体单元,根据有限单元刚度矩阵得到任意块体的刚度矩阵,采用动态松弛技术来求解各个块体单元的位移、应变和应力等变量,该耦合方法可充分集成各个数值方法的优势。

本课题组基于扩展有限元方法建立了水平井多簇裂缝扩展模拟<sup>[52]</sup>(图6a),采用隐式水平集方法确定裂缝扩展速度;此外,基于位移不连续法开展了考虑天然裂缝影响裂缝扩展<sup>[53-54]</sup>(图6b)和井工厂模式下多井同步压裂数值模拟研究(图6c)。

### 3.2 非常规油气藏压裂模拟发展趋势

非常规油气藏压裂裂缝扩展尚存在较多问题,是一项极具挑战的研究,其发展趋势表现在如下几个方面:

(1)目前发展的复杂裂缝网络模型是采用数模方法求解得到裂缝网络展布,其准确性仍需要大量的物模实验结果来验证,包括水力裂缝与天然裂缝相互作用以及裂缝起裂压力和裂缝形态等,以便校准模型从而获得更加准确的裂缝网络展布信息。

(2)非常规油气藏通常采用水力压裂,现场施工需要充足水资源,因此应发展无水压裂技术,如液氮压裂,研究低温对岩石破裂的作用机理并开展相应的数值模拟研究,以期准确地预测裂缝形态。

(3)建立复杂裂缝网络模型最终目的是指导现场压裂施工,因此应基于数学模型发展非常规油气藏压裂优化设计方法,通过优选压裂施工参数来获得最优压裂效果。

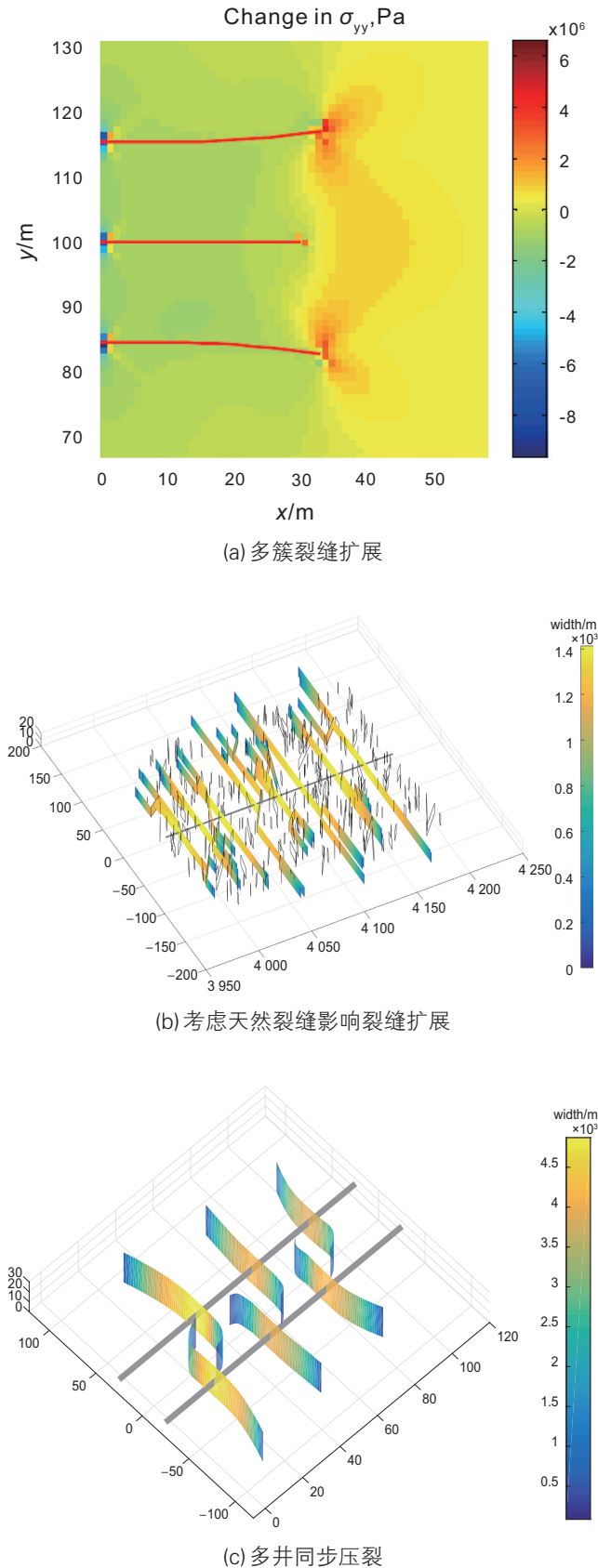


图6 裂缝扩展模型计算结果

Fig. 6 Calculation results of fracture propagation model

## 4 考虑应力场和渗流场耦合的宏观数值模拟现状及发展趋势

### 4.1 考虑应力场和渗流场耦合的数值模拟方法

应力场与渗流场的耦合研究最早由Terzaghi<sup>[55]</sup>提出。随后, Biot<sup>[56-57]</sup>进一步建立了比较完善的三维固结理论, 奠定了流固耦合理论的基础。对于多孔介质流固耦合数学模型的建立, 不同学者分别采用均化理论、体积平均法及混合物理论等方法进行了理论推导: Auriault等<sup>[58]</sup>基于均匀化理论, 结合不同的假设条件, 得到各种宏观流固耦合模型; Whitaker<sup>[59]</sup>最早采用体积平均法对多孔介质流固耦合模型进行了研究; Wilson等<sup>[60]</sup>、Beskos等<sup>[61]</sup>和Khaled等<sup>[62]</sup>基于混合物理论首次提出双重介质流固耦合模型, 该模型通过假设基岩与裂缝系统间不存在压差, 忽略了两者的耦合效应。Lewis等<sup>[63]</sup>对于油藏中的流固耦合现象进行了研究, 分别考虑了单相流、多相流、线弹性变形以及弹塑性变形, 并给出了相应的有限元计算格式。

油气藏流固耦合模型的求解策略多年来也一直受到广泛关注, 常用的主要为以下3种: 全耦合<sup>[63-66]</sup>、迭代耦合<sup>[67-69]</sup>以及单向耦合。全耦合方法同时求解流固耦合方程, 该方法具有稳定性和收敛性好等优势, 但其单次计算量大, 数值模拟器的编制无法借用已有的非耦合模拟器, 并且要求渗流场和应力场的计算网格一致, 在一定程度上限制了该方法的应用。迭代耦合方法在每个时间步下, 先求解某一物理场, 以此为基础求解另一个物理场, 循环迭代直至收敛解满足精度要求。这类方法可以基于现有的非耦合模拟器进行简单修正, 实现较易, 同时2个场的区域大小和网格可以不一致, 具有较强的灵活性; 但是这类方法的稳定性和收敛性稍差, 同时2套系统间的数据传递会降低大规模的数值模拟效率。Kim<sup>[69]</sup>对于多种耦合求解策略的稳定性和收敛性进行了系统的对比研究。

非常规油气藏由于其基岩渗透率极低, 通常需要通过水力压裂才能达到商业化开采, 压裂后储层中同时存在大量的微裂缝和部分大裂; 因此非常规油气藏具有较强的应力敏感特征。对于这类油气藏, 采用单一的数学模型很难高效准确地进行模拟, 可以采用混合模型<sup>[70-71]</sup>: 大裂缝采用离散裂缝模型; 天然裂缝高度发育区域采用双重介质模



型；裂缝欠发育部分采用单孔隙介质模型。裂缝性多孔介质受应力变化的影响通常可以通过拟合实验数据建立经验公式来进行表征<sup>[72-75]</sup>，对于具体的大裂缝也可以通过计算裂缝两侧的相对位移来进行表征<sup>[31, 76-82]</sup>。Xiong<sup>[70]</sup>针对致密油藏建立了组分模型流固耦合数值模拟技术，并重点研究了孔隙闭合效应对气液平衡计算的影响。Wang等<sup>[71]</sup>对页岩气藏开采过程中裂缝闭合以及再生对产量的影响进行了研究。对于不满足线弹性和小变形假设的非常规油气藏，Kim<sup>[83]</sup>采用迭代耦合方法建立了大变形流固耦合数值模拟方法。

课题组采用真实气体流动方程建立了全耦合流固耦合模型，采用有限单元法和牛顿迭代进行求解，模拟结果如图7所示。同时，也对各种流固耦合模型数值求解方法进行了对比研究。图8为一弹性开采的页岩气藏，左侧为封闭气藏模型及力学边界条件(左下角有一生产井)，右侧为开采某一时刻后3种方法计算得到的位移结果对比，可以看出迭代耦合和全耦合模拟结果基本一致。

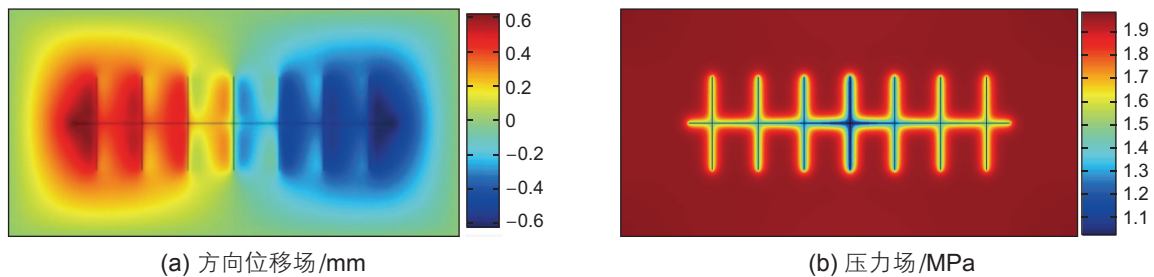


图7 页岩气藏全耦合模型弹性开采

Fig. 7 Fully coupled model of shale gas reservoir

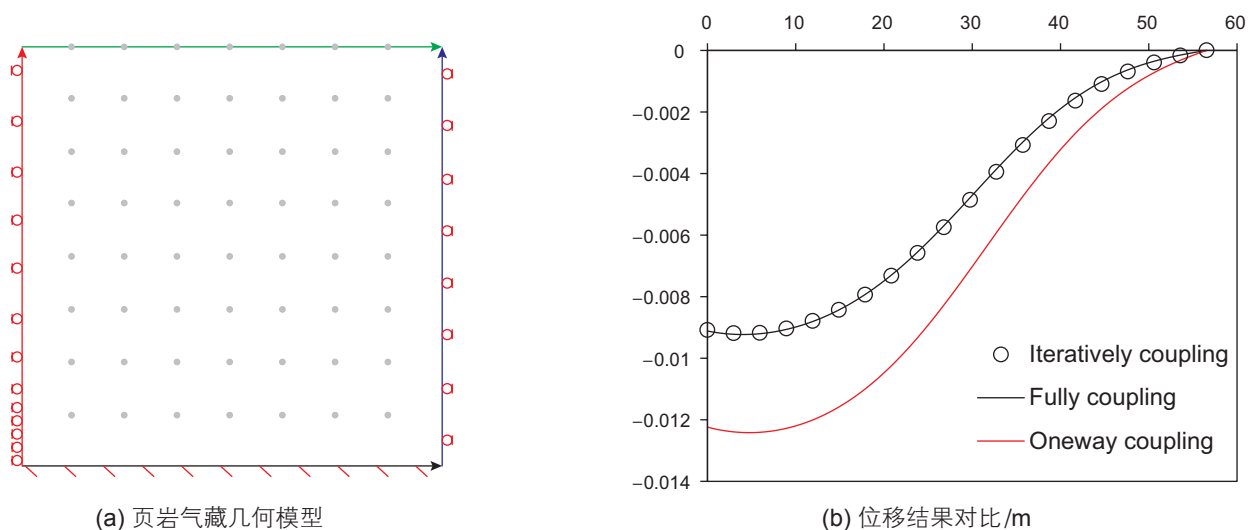


图8 页岩气藏几何模型及位移结果对比

Fig. 8 Geometric model of shale gas reservoir and comparison of displacement results

#### 4.2 非常规油气藏流固耦合模拟发展趋势

关于应力场和渗流场耦合的宏观数值模拟发展现状：目前非常规油气藏流固耦合宏观数值模拟尚存在较多问题，是一项极具挑战的研究，下一步应该从以下几个方面开展研究工作。

(1) 目前非常规油气藏流固耦合模型大都针对单相流和线弹性小变形，对于更加符合实际的多相多组分情况下的非线性弹性流固耦合模型研究较少，并且多相流情况下相渗曲线以及毛管力曲线受有效应力变化的影响研究也较少。采用双重介质流固耦合模型模拟天然裂缝发育的非常规油气藏时，如何准确获取耦合模型的相关参数(毕渥系数、非稳态窜流系数等)是准确模拟的关键因素；然而现有的文献资料中对这方面的研究较少，因此，亟需开展相应的实验及数值模拟研究。

(2) 部分非常规油气藏处于高温、高压、高应力的“三高”环境中，渗流过程为一典型的热流固三场耦合

问题,涉及多孔介质的变形场、渗流场和温度场。目前的研究仍局限于单个流动场和流固两场耦合,亟需开展热流固三场耦合效应研究,以更深入、准确地揭示了深层高温高压致密气藏的渗流机理。虽然,已有学者建立了致密气藏数值模拟方法,但并非完全的热流固耦合数值模拟,仍局限于弹性变形介质油藏,且主要通过渗透率随压力变化经验曲线来表征。对于弹塑性和塑性变形介质油藏国内外研究较少,高温高压深层致密油气藏多数情况下属于弹塑性或完全塑性变形,亟需开展研究。此外,现有的致密气藏数值模拟中都没有考虑温度场变化与岩石变形、流体流动间的耦合作用,对于热流固耦合模型中Biot有效应力系数的确定也尚未有成熟理论和方法。

(3) 如何进行大规模非常规油气藏流固耦合数值模拟一直以来都是国内外学者希望克服的技术难题。可以从以下几个方面进行研究:①针对大规模流固耦合模型求解产生的巨型对角稀疏矩阵存储占用大量内存、求解耗时问题,研究相应的矩阵压缩存储及求解方法;②针对数值方法求解组装Jacobi矩阵耗时过长问题,研究基于高性能图形处理器(GPU)的并行化技术,提高Jacobi矩阵组装效率;③建立准确的流固耦合模型网格粗化方法(重点研究耦合参数的网格粗化方法)或者多尺度算法,提高计算效率。

## 5 非常规油气藏油藏工程设计优化方法现状及发展趋势

基于非常规油气藏的地质模型和数值模拟,以最优优化方法为手段来优化井工厂的工程参数使有效的储层改造空间体积和采收率最大。优化流程如图1所示,优化的工程参数主要包括水平井的数量、空间位置和尺度,压裂主裂缝数量、空间分布和几何参数以及缝网发育空间体积等参数。本部分主要介绍优化方法的现状和发展趋势。

### 5.1 工程参数优化方法现状

工程参数优化数学模型的求解方法主要有三类:梯度算法、随机算法和其他算法。

#### 5.1.1 梯度算法

Wang等<sup>[84]</sup>使用扰动方法来计算RPDRO的梯度,虽然计算梯度简便,但是非常耗时,每一次扰动都至少要进行2次油气藏模拟计算。Brouwer<sup>[85]</sup>、Kraaijevanger等<sup>[86]</sup>、Jansen等<sup>[87]</sup>和Masoud等<sup>[88]</sup>采用极大值原理求解模型的梯度,此类方法需要一次油气藏模拟计算和

一次时间尺度上的伴随方程逆向求解,尽管所得的结果较为准确,但最大的问题在于计算非常复杂,求解困难,有待进行简化求解。Asadoslahi等<sup>[88]</sup>在极大值原理的基础上进一步提出离散极大值原理,将该算法与油气藏数值模拟相结合求解数学模型,具有速度快、效率高等特点。

#### 5.1.2 随机算法

Alghareeb等<sup>[89]</sup>和Chen等<sup>[90]</sup>等人使用遗传算法优化生产的注采策略,他们可以通过大规模计算找出全局的最优解,但是迭代次数多,速度慢,不能保证目标函数的单调递减或递增。于是,Lorentzen等<sup>[91]</sup>、Chen等<sup>[92-93]</sup>和Chaudhri等<sup>[94-95]</sup>使用集合卡尔曼滤波(ENKF)及其改进方法EnOpt完成生产优化,此类方法是一种基于蒙特卡罗的方法,通过集合近似获得梯度,速度较GA和SPSA有了一定幅度的提高,但计算效率仍远不如梯度算法快捷。

#### 5.1.3 其他算法

Alhuthali等<sup>[96]</sup>使用基于流线的算法、Meum等<sup>[97]</sup>使用MPC算法、Hasan等<sup>[98]</sup>使用二进制整数优化方法(BIP)进行RPDRO研究,这些算法取得了一定的成效;但他们仅给出了简单思路,对于复杂条件下的油气藏模型,无法实现实时优化,仅能对理论模型及小规模问题进行求解,应用推广困难,仍有较多的缺陷。Hasan等<sup>[98]</sup>提出将随机扰动逼近梯度算法与Powell拟插值算法相结合的QIM-AG优化算法,充分利用了目标函数插值点的信息来构造的目标函数的二次逼近模型,结合信赖域算法,能够快速、高效地求解实际油气藏生产优化问题。Hasan等<sup>[98]</sup>提出了基于随机梯度与有限差分梯度结合的SGFD梯度逼近算法,有效地减少了FD算法差分次数过多、速度慢的问题,并结合商业模拟器,实现了复杂油气藏生产优化。

#### 5.1.4 注采约束优化方法

油气藏模拟的功用是再现油气田开发全过程,所以在RPDRO优化过程中,必须考虑单井生产界限、区块注采平衡及含水率界限等约束条件。最初提出生产约束优化方法的是Sarma等<sup>[99]</sup>,他采用了Kuhn-Tucker方法和罚函数方法进行约束优化;但是这2种方法都只能用于小规模问题的求解,对于实际油气田大规模优化计算,是无法满足要求的。Kraaijevanger等<sup>[86]</sup>通过降次梯度计算方法实现约束优化,这种方法计算时需要考虑大尺度的矩阵简化逼近问题,最终影响了计算的准确性。Sarma等<sup>[100]</sup>又提出了一种新的可行性方向近似算法,能够解决大规模运算问题;但该方法只能将约束限定在一定的条件范围内,优化得到的结果

是不精确的。Zhang<sup>[101]</sup>将伴随方法与序列二次规划算法(SQP)结合,来进行非线性边界条件的约束。该算法将求解变量最优值的非线性优化问题转化为一系列的求解变量搜索方向的二次规划子问题,控制变量的搜索方向由伴随方法和BFGS方法得到。

课题组初步形成了基于油气藏地质模型和数值模拟模型、采用上述方法进行数值模拟自动历史拟合、生产参数优化以及井位优化的实用方法,并在油田应用<sup>[101]</sup>。

## 5.2 非常规油气藏工程参数优化方法发展方向

非常规油气藏工程参数优化方法的进展与优化算法和数值模拟技术的进步密不可分,发展方向如下。

### 5.2.1 运行速度更快

油藏数值模拟耗时长,一次迭代需要几十甚至上百小时,在求解的过程中,又需要成百上千次的迭代求解,时间成本巨大。因此,油藏生产优化对算法提出了运行速度更快的要求。前述的QIM-AG与SGFD算法是加速求解的典型应用。

### 5.2.2 模型一体化

数值模拟将不只是对油气藏的模拟,而将是对整个油藏系统(包含油藏、井、地面管网、设备)进行全方位的模拟、全系统的耦合,达到更精准、高效的目的。依赖于模型一体化或者多个模拟器拼接,实现全局生产优化。

## 6 结论

如何在低油价下提高非常规油气藏的科学有效开发一直是工业界亟待解决的问题:一是采用井工厂模式的集约化开采,获得最佳的油气藏储层控制、改造的有效体积;二是提升非常规油气藏勘探开发过程的系统优化水平,在这一方面还有很多提升的空间。

非常规油气藏的多尺度地质建模、裂缝扩展数值模拟、应力耦合的生产动态数值模拟以及系统优化方法等是今后非常规油气藏开采中重点研究的工程科学问题,需要高度重视。

## 参考文献

- [1] 邹才能,陶士振,杨智,等.中国非常规油气勘探与研究新进展[J].矿物岩石地球化学通报,2012,31(4):312-322.[ZOU C N,TAO S Z,YANG Z. New advance in unconventional petroleum exploration and research in China[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2012, 31(4): 312-322.]
- [2] 姚军,孙海,黄朝琴,等.页岩气藏开发中的关键力学问题[J].中国科学:物理学,力学,天文学,2013,43(12):1527-1547.[YAO J, SUN H, HUANG Z Q, et al. Key mechanical problems in the development of shale gas reservoirs[J]. Sci Sin-Phys Mech Astron, 2013, 43: 1527-1547.]
- [3] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.[JIA C Z, ZHENG M, ZHANG Y F. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.]
- [4] TAHMASEBI P, JAVADPOUR F, SAHIMI M, et al. Multiscale study for stochastic characterization of shale samples[J]. Advances in Water Resources, 2016, 89: 91-103.
- [5] NARAGHI M E, JAVADPOUR F. A stochastic permeability model for the shale-gas systems[J]. International Journal of Coal Geology, 2015, 140: 111-124.
- [6] KUILA U, PRASAD M. Specific surface area and pore-size distribution in clays and shales[J]. Geophysical Prospecting, 2013, 61(2): 341-362.
- [7] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and Siltstone)[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16-21.
- [8] HALL P L, MILDNER R D F, BORST R L. Small-angle scattering studies of the pore spaces of shaly rocks[J]. Journal of Geophysical Research, 1986, 91(91): 2183-2192.
- [9] AYDIN A. Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow[J]. Marine & Petroleum Geology, 2000, 17(7): 797-814.
- [10] 曾青冬,姚军.基于扩展有限元的页岩水力压裂数值模拟[J].应用数学和力学,2014,35(11):1239-1248.[ZENG Q D, YAO J. Numerical simulation of shale hydraulic fracturing based on the extended finite element method[J]. Applied Mathematics and Mechanics, 2014, 35(11): 1239-1248.]
- [11] 周健,陈勉,金衍.裂缝性储层水力裂缝扩展机理试验研究[J].石油学报,2007,28(5):109-113.[ZHOU J, CHEN M, JIN Y. Experimental study on propagation mechanism of hydraulic fracture in naturally fractured reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(5): 109-113.]
- [12] DARABI H, ETTEHAD A, JAVADPOUR F, et al. Gas flow in ultra-tight shale strata[J]. Journal of Fluid Mechanics, 2012, 710(12):



- 641-658.
- [13] GERKE K M, KARSANINA M V, MALLANTS D. Universal stochastic multiscale image fusion: An Example application for shale rock[J]. *Scientific Reports*, 2015, 5: 15880.
- [14] HYMAN J D, WINTER C L. Stochastic generation of explicit pore structures by thresholding Gaussian random fields[J]. *Journal of Computational Physics*, 2014, 277: 16-31.
- [15] 郭建春, 周鑫浩, 邓燕. 页岩气水平井组拉链压裂过程中地应力的分布规律[J]. *天然气工业*, 2015, 35(7): 44-48. [GUO J C, ZHOU X H, DENG Y. Distribution rules of earth stress during zipper fracturing of shale gas horizontal cluster wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(7): 44-48.]
- [16] WILLEMSE M E J, POLLARD D D, AYDIN A. Three-dimensional analyses of slip distributions on normal fault arrays with consequences for fault scaling[J]. *Water Policy*, 1996, 18(2/3): 295-309.
- [17] BLANTON T. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures[C]. *SPE/DOE Unconventional Gas Recovery Symposium*, 16-18 May, Pittsburgh, PA, SPE10847, 1982.
- [18] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, 39(2): 209-220.
- [19] FAN T G, ZHANG G Q. Laboratory investigation of hydraulic fracture networks in formations with continuous orthogonal fractures[J]. *Energy*, 2014, 74(2): 164-173.
- [20] RENSHAW C E, POLLARD D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts*, 1995, 32(3): 237-249.
- [21] GU H, WENG X, LUND J, et al. Hydraulic fracture crossing natural fracture at non-orthogonal angles, a criterion, its validation and applications[C]. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*, 24-26 January, The Woodlands, Texas. SPE139984, 2011.
- [22] 程万, 金衍, 陈勉, 等. 三维空间中水力裂缝穿透天然裂缝的判别准则[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 336-340. [CHENG W, JIN Y, CHEN M, et al. A criterion for identifying hydraulic fractures crossing natural fractures in 3D space[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 336-340.]
- [23] CHUPRAKOV D, MELCHAEVA O, PRIOUL R. Injection-sensitive mechanics of hydraulic fracture interaction with discontinuities[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2014, 47(5): 1625-1640.
- [24] TALEGHANI A D. Analysis of hydraulic fracture propagation in fractured reservoirs: an improved model for the interaction between induced and natural fractures[D]. Austin: The University of Texas at Austin, 2009.
- [25] COOKE M L, UNDERWOOD C A. Fracture termination and step-over at bedding interfaces due to frictional slip and interface opening[J]. *Journal of structural geology*, 2000, 23(2/3): 223-238.
- [26] ZHANG X, JEFFREY R G. The role of friction and secondary flaws on deflection and re-initiation of hydraulic fractures at orthogonal pre-existing fractures[J]. *Geophysical Journal International*, 2006, 166(3): 1454-1465.
- [27] ZHANG X, JEFFREY R G, THIERCELIN M. Deflection and propagation of fluid-driven fractures at frictional bedding interfaces: A numerical investigation[J]. *Journal of structural geology*, 2007, 29(3): 396-410.
- [28] WENG X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation[J]. *Journal of Unconventional Oil & Gas Resources*, 2015, 9: 114-135.
- [29] FU P, JOHNSON S M, CARRIGAN C R. An explicitly coupled hydro-geomechanical model for simulating hydraulic fracturing in arbitrary discrete fracture networks[J]. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2013, 37(14): 2278-2300.
- [30] CHEN Z. Finite element modelling of viscosity-dominated hydraulic fractures[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 88-89(2): 136-144.
- [31] BELYTSCHKO T, BLACK T. Elastic crack growth in finite elements with minimal remeshing[J]. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 1999, 45(5): 601-620.
- [32] LECAMPION B. An extended finite element method for hydraulic fracture problems[J]. *Communications in Numerical Methods in Engineering*, 2009, 25(2): 121-133.
- [33] 王涛, 高岳, 柳占立, 等. 基于扩展有限元法的水力压裂大物模实验的数值模拟[J]. *清华大学学报: 自然科学版*, 2014, 54(10): 1304-1309. [WANG T, GAO Y, LIU Z L, et al. Numerical simulations of hydraulic fracturing in large objects using an extended finite element method[J]. *Journal of Tsinghua University (Science & Technology)*, 2014, 54(10): 1304-1309.]
- [34] GORDELIY E, PEIRCE A. Implicit level set schemes for modeling hydraulic fractures using the XFEM[J]. *Computer methods in applied mechanics and engineering*, 2013, 266: 125-143.
- [35] GORDELIY E, PEIRCE A. Coupling schemes for modeling hydraulic fracture propagation using the XFEM[J]. *Computer methods in applied mechanics and engineering*, 2013, 253: 305-322.
- [36] ZENG Q D, YAO J. Numerical simulation of fluid-solid coupling in fractured porous media with discrete fracture model and extended

- finite element method[J]. *Computation*, 2015, 3(4): 541-557.
- [37] DEAN R H, SCHMIDT J H. Hydraulic fracture predictions with a fully coupled geomechanical reservoir simulator[J]. *SPE Journal*, 2009, 14(4): 707-714.
- [38] TALEBIAN M, AL-KHOURY R, SLUYS L J. A computational model for coupled multiphysics processes of CO<sub>2</sub> sequestration in fractured porous media[J]. *Advances in Water Resources*, 2013, 59: 238-255.
- [39] MINKOFF S E, STONE C M, BRYANT S, et al. Coupled fluid flow and geomechanical deformation modeling[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2003, 38(1/2): 37-56.
- [40] OLSON J. Multi-fracture propagation modeling: Applications to hydraulic fracturing in shales and tight gas sands[C]. *The 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium*, 29 June-2 July, San Francisco, California. ARMA-08-327, 2008.
- [41] WU K. Mechanics analysis of interaction between hydraulic and natural fractures in shale reservoirs[C]. *Unconventional Resources Technology Conference*, 25-27 August, Denver, Colorado. SPE1922946, 2014.
- [42] WU K, OLSON J E. Simultaneous multifracture treatments: fully coupled fluid flow and fracture mechanics for horizontal wells[J]. *SPE Journal*, 2015, 20(2): 337-346.
- [43] MCCLURE M W. Modeling and characterization of hydraulic stimulation and induced seismicity in geothermal and shale gas reservoirs[D]. California: Stanford University, 2012.
- [44] ZHANG X, JEFFREY R G, THIERCELIN M. Mechanics of fluid-driven fracture growth in naturally fractured reservoirs with simple network geometries[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2009, 114(B12): 465-484.
- [45] WENG X, KRESSE O, COHEN C. Modeling of hydraulic-fracture-network propagation in a naturally fractured formation[J]. *SPE Production & Operations*, 2011, 26(4): 368-380.
- [46] PATER C J D, BEUGELSDIJK L J L. Experiments and numerical simulation of hydraulic fracturing in naturally fractured rock[C]. *The 40th U.S. Symposium on rock Mechanics* 25-29 June, anchorage, alaska. ARMA-05-780, 2005.
- [47] MORGAN W E, ARAL M M. An implicitly coupled hydro-geomechanical model for hydraulic fracture simulation with the discontinuous deformation analysis[J]. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 2014, 73: 82-94.
- [48] XU W, GANGULY U, WENG X. Wiremesh: A Novel Shale Fracturing Simulator[C]. *International Oil and Gas Conference and Exhibition*, 8-10 June, Beijing. SPE132218, 2010.
- [49] MEYER B, BAZAN L. A discrete fracture network model for hydraulically induced fractures-theory, parametric and case studies[C]. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*, 24-26 January, The woodlands, Texas. SPE140514, 2011.
- [50] 王杰, 李世海, 张青波. 基于单元破裂的岩石裂纹扩展模拟方法[J]. *力学学报*, 2015, 47(1): 105-118. [WANG J, LI S H, ZHANG Q B. Simulation of crack propagation of rock based on splitting elements[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2015, 47(1): 105-118.]
- [51] 王理想, 唐德泓, 李世海, 等. 基于混合方法的二维水力压裂数值模拟[J]. *力学学报*, 2015, 47(6): 973-983. [WANG L X, TANG D H, LI S H, et al. Numerical simulation of hydraulic fracturing by a mixed method in two dimensions[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2015, 47(6): 973-983.]
- [52] 曾青冬, 姚军. 水平井多裂缝同步扩展数值模拟[J]. *石油学报*, 2015, 36(12): 1571-1579. [ZENG Q D, YAO J. Numerical simulation of multiple fractures simultaneous propagation in horizontal wells[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(12): 1571-1579.]
- [53] 曾青冬, 姚军, 孙致学. 页岩气藏压裂缝网扩展数值模拟[J]. *力学学报*, 2015, 47(6): 994-999. [ZENG Q D, YAO J. Numerical modeling of fracture network propagation in shale gas reservoirs[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2015, 47(6): 994-999.]
- [54] ZENG Q D, YAO J. Numerical simulation of fracture network generation in naturally fractured reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 30: 430-443.
- [55] TERZAGHI K. *Theoretical soil mechanics*[M]. Wiley online Science, 1943.
- [56] BIOT M A. General theory of three-dimensional consolidation[J]. *Journal of applied physics*, 1941, 12(2): 155-164.
- [57] BIOT M A. Theory of elasticity and consolidation for a porous anisotropic solid[J]. *Journal of applied physics*, 1955, 26(2): 182-185.
- [58] AURIAULT J L, BOUTIN C, GEINDREAU C. Homogenization of coupled phenomena in heterogenous media[M]. Wiley Online Library, 2009.
- [59] WHITAKER S. Flow in porous media III: Deformable media[J]. *Transport in porous media*, 1986, 1(2): 127-154.
- [60] WILSON R, AIFANTIS E C. On the theory of consolidation with double porosity[J]. *International Journal of Engineering Science*, 1982, 20(9): 1009-1035.
- [61] BESKOS D E, AIFANTIS E C. On the theory of consolidation with double porosity-II[J]. *International Journal of Engineering Science*, 1986, 24(11): 1697-1716.
- [62] KHALED M, BESKOS D, AIFANTIS E. On the theory of consolidation with double porosity-III: A finite element formulation[J]. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 1984, 8(2): 101-123.

- [63] LEWIS R W, SCHREFLER B A. The finite element method in the deformation and consolidation of porous media[J]. 1989, 31(1): 160-161.
- [64] SUKIRMAN Y, LEWIS R. A finite element solution of a fully coupled implicit formulation for reservoir simulation[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 1993, 17(10): 677-698.
- [65] ALPAK F O. Robust fully-implicit coupled multiphase-flow and geomechanics simulation[J]. SPE Journal, 2015, 20(6): 1366-1383.
- [66] PHILLIPS P J, WHEELER M F. A coupling of mixed and continuous Galerkin finite element methods for poroelasticity I: The continuous in time case[J]. Computational Geosciences, 2007, 11(2): 131-144.
- [67] SETTARI A, MOURITS F. A coupled reservoir and geomechanical simulation system[J]. SPE Journal, 1998, 3(3): 219-226.
- [68] WHEELER M F, GAI X. Iteratively coupled mixed and Galerkin finite element methods for poro-elasticity[J]. Numerical Methods for Partial Differential Equations, 2007, 23(4): 785-797.
- [69] KIM J. Sequential methods for coupled geomechanics and multiphase flow[D]. California: Stanford University, 2010.
- [70] XIONG Y. Development of a compositional model fully coupled with geomechanics and its application to tight oil reservoir simulation[D]. Ohio: Colorado School of Mines, 2015.
- [71] WANG C, WU Y S, XIONG Y, et al. Geomechanics coupling simulation of fracture closure and its influence on gas production in shale gas reservoirs[C]. Proceedings of the SPE Reservoir Simulation Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [72] GUTIERREZ M, ØINO L, NYGÅRD R. Stress-dependent permeability of a de-mineralised fracture in shale[J]. Marine and Petroleum Geology, 2000, 17(8): 895-907.
- [73] RUTQVIST J, STEPHANSSON O. The role of hydromechanical coupling in fractured rock engineering[J]. Hydrogeology journal, 2003, 11(1): 7-40.
- [74] MCKEE C R, BUMB A C, KOENIG R A. Stress-dependent permeability and porosity of coal[C]. Proceedings of the International Coalbed Methane Symposium, University of Alabama, Tuscaloosa, 1987.
- [75] MIN K B, RUTQVIST J, TSANG C F, et al. Stress-dependent permeability of fractured rock masses: a numerical study[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2004, 41(7): 1191-1210.
- [76] GOODMAN R E, TAYLOR R L, BREKKE T L. A model for the mechanics of jointed rock[J]. Journal of Soil Mechanics & Foundations Div, 1968, 94(3): 637-659.
- [77] LEVONYAN K. Simulation of coupled single-phase flow and geomechanics in fractured PoCalifornia: Rous Media[D]. San Francisco Stanford University, 2011.
- [78] SEGURA J, CAROL I. Coupled HM analysis using zero - thickness interface elements with double nodes. Part I: Theoretical model[J]. International journal for numerical and analytical methods in geomechanics, 2008, 32(18): 2083-2101.
- [79] WATANABE N, WANG W, TARON J, et al. Lower-dimensional interface elements with local enrichment: Application to coupled hydro-mechanical problems in discretely fractured porous media[J]. International journal for numerical methods in engineering, 2012, 90(8): 1010-1034.
- [80] LAMB A R, GORMAN G J, ELSWORTH D. A fracture mapping and extended finite element scheme for coupled deformation and fluid flow in fractured porous media[J]. International journal for numerical and analytical methods in geomechanics, 2013, 37(17): 2916-2936.
- [81] SHENG M, LI G, SHAH S, et al. Enriched finite elements for branching cracks in deformable porous media[J]. Engineering Analysis with Boundary Elements, 2015, 50: 435-446.
- [82] GARIPPOV T, KARIMI-FARD M, TCHELEPI H. Discrete fracture model for coupled flow and geomechanics[J]. Computational Geosciences, 2016, 20(1): 149-160.
- [83] KIM J. A Numerically stable sequential implicit algorithm for finite-strain elastoplastic geomechanics coupled to fluid flow[C]. Proceedings of the SPE Reservoir Simulation Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [84] WANG C, LI G, REYNOLDS A C. Production optimization in closed-loop reservoir management[J]. SPE Journal, 2009, 14(14): 506-523.
- [85] BROUWER D R. Dynamic water flood optimization with smart wells using optimal control theory[D]. Delft: Delft University of Technology, 2004.
- [86] Kraaijevanger J F B M, Egberts P J P, VALSTAR J R, et al. Optimal waterflood design using the adjoint method[J]. Advances in Space Research, 2007, 12(88): 193-200.
- [87] JANSEN J D, DOUMA S D, BROUWER D R, et al. Closed-loop reservoir management[C]. SPE-119098-MS, 2009.
- [88] ASADOLLAHI M, NAEVDAL G. Waterflooding optimization using gradient based methods[C]. SPE-125331-MS, 2009.
- [89] ALGHAREEB Z M, HORNE R N, YUEN B B, et al. Proactive optimization of oil recovery in multilateral wells using real time production data[C]. SPE-124999-MS, 2009.
- [90] CHEN S N, LI H, YANG D Y. Production optimization and uncertainty assessment in a CO<sub>2</sub> flooding reservoir[C]. SPE Production and Operations Symposium, 4-8 April, Oklahoma. SPE-120642-MS, 2009.



- [91] LORENTZEN R J, BERG M A, NAEVDAL G. A new approach for dynamic optimization of water flooding problems[J]. Paper Spe, 2006, 3(4): 270-271.
- [92] CHEN Y, OLIVER S, ZHANG D X. Efficient ensemble-based closed-loop production optimization[J]. SPE Journal, 2013, 14(4): 634-645.
- [93] CHEN Y, OLIVER S. Ensemble-based closed-loop optimization applied to brugge field[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2013, 13(1): 56-71.
- [94] CHAUDHRI M M, PHALE H A, LIU N. An improved approach for ensemble based production optimization: Application to a field case[J]. Journal of Russian & East European Psychology, 2009, 41(3): 3-11.
- [95] CHAUDHRI M M, PHALE H A, LIU N, et al. An Improved approach for ensemble-based production optimization[C]. SPE Western Regional Meeting, 24-26 March, San Jose, California. SPE-121305-MS, 2009.
- [96] ALHUTHALI A H, DATTA-GUPTA A, YUEN B, et al. Field applications of waterflood optimization via optimal rate control with smart wells[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010, 13(3): 406-422.
- [97] MEUM P, TØNDEL P, GODHAVN J M, et al. Optimization of smart well production through nonlinear model predictive control[C]. Intelligent Energy conference and Exhibition, 25-27 February, Amsterdam, The Netherlands. SPE-112100-MS, 2008.
- [98] HASAN A I, CIAURRI D E, FOSS B A, et al. Discrete optimization of oil production in thin oil rim reservoir under geological uncertainty[C]. Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, 4-6 August, Jakarta, Indonesia. SPE-123989-MS, 2009.
- [99] SARMA P, DURLOFSKY L J, AZIZ K. Efficient closed-loop production optimization under uncertainty[C]. 67th EAGE Conference Exhibition, 13-16 June, Madrid, Spain. SPE-94241, 2005.
- [100] SARMA P, CHEN W H, DURLOFSKY L J, et al. Production optimization with adjoint models under nonlinear control-state path inequality constraints [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, 11(2): 326-339.
- [101] ZHANG K, ZHANG W, ZHANG L, et al. A study on the construction and optimization of triangular adaptive well pattern[J]. Computational Geosciences, 2013, 18(2): 139.

---

## Scientific engineering problems and development trends in unconventional oil and gas reservoirs

YAO Jun, SUN Zhixue, ZHANG Kai, ZENG Qingdong, YAN Xia, ZHANG Min

*School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-East China, Qingdao 266580*

**Abstract** Compared with conventional resources, unconventional oil and gas reservoirs mainly have the following geological characteristics: ultra-tight rocks with a relatively low porosity and ultra-low permeability, multiscale pore spaces, high heterogeneity, low abundance of reserves, etc. In order to achieve the intensive and efficient development of unconventional reservoirs, horizontal-drilling and massive hydraulic-fracturing technologies are usually applied to create an “artificial oil and gas reservoir” with interconnected multiscale fracture networks. From the perspective of efficient development, this paper elaborates four engineering scientific problems in the development of unconventional reservoirs: (1) the problem of geological modeling (including initial modeling and secondary modeling after compaction) considering stress fields and multiscale pore spaces; (2) the problem of numerical simulation of fracture propagation in unconventional reservoirs; (3) the problem of production numerical simulation of unconventional reservoirs and the massive numerical computation that is involved; (4) optimization design of the positions of horizontal wells and hydraulic fractures in the “well factory” development pattern. Considering the research features of the Center of Multiphase Flow in Porous Media (CMFPM) of China University of Petroleum (East China), this paper states the background and development trends of the above four problems, and puts forward the optimization design method for engineering parameters of the “well factory” development pattern based on geological modeling and numerical simulation of unconventional reservoirs. This may be of great significance to the scientific and efficient development of unconventional reservoirs.

**Keywords** unconventional oil and gas reservoirs; geological modeling; fracture propagation; numerical simulation; production optimization

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.01.008

(编辑 马桂霞)