

# 页岩气开发地质理论创新与钻完井技术进步

蒋 恕

(美国犹他大学 能源与地质研究院, 犹他 盐湖城 84108)

**摘 要:**页岩气的开采是全球能源史上里程碑式的进步。回顾美国页岩气从勘探到商业化生产的发展过程,可以证明页岩气的成功来自于地质理论认识的创新和先进的钻完井技术的完美结合。地质上将页岩从单纯作为烃源岩到可作为烃源岩,及对盖层和储层的认识,改变了人们对页岩气系统中页岩功能的认识。其他地质相关的理论进展,如页岩气来源、储集空间、在地质历史和构造沉积域的分布、岩相、地球化学、地球物理、矿物、岩石物理、岩石力学和原位页岩气储量等,使人们认识到超大规模页岩气储量的存在是开采该类非常规能源的基础。地质认识的进步、天然气需求的增加和高价的耦合,促进了钻井和压裂技术革新。工程技术上的革新,包括滑溜水/轻砂压裂、水平井多级压裂、重复压裂、同步和顺序压裂等,及页岩储层改造中压裂液配方选择和水力压裂设计等。详细的地质研究可以确定页岩气地质上的甜点,进一步结合详细的岩石物理、岩石力学、不同矿物脆性及可压裂性的研究,才能找到页岩气开发首选的地质和工程相叠合的甜点区。地质和工程紧密结合是未来全球页岩气勘探和开发的趋势。

**关键词:**页岩气 地质理论 钻井工程 完井 水平井 压裂

**中图分类号:**TE132 2;TE2 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2011)03-0017-07

## Geological Theory Innovations and Advances in Drilling and Completion Technology for Shale Gas Development

Jiang Shu

(Energy & Geoscience Institute, University of Utah, Salt Lake City, Utah, 84108, USA)

**Abstract:** The exploitation of unconventional shale gas is a milestone the history of global energy. The history of U. S. shale gas production from exploration to commercial development proves that the success of shale gas is the perfect combination of geological theory innovation and advanced drilling and completion technology. The geological review of shale gas system changed from a source rock only to a combination of source, seal and reservoir. All these changed the way we think of shale gas system. Other geology related studies e. g. shale gas origin, storage space, its distribution in geological history and tectonic sedimentary setting, lithofacies, geochemistry, geophysics, mineralogy, petrophysics, geomechanics, gas in place, etc. made people realize the existence of large scale shale gas resources is the exploitation basis for such unconventional energy. The progress of geological knowledge, and the increase of gas demand and high price, promotes the technological innovation in drilling and fracturing. These engineering innovations include slick water/light sand frac, horizontal well multi-stage fracturing, refracturing, simultaneous and sequential fracturing, selection of shale gas fracturing fluid formula and hydraulic fracturing design. The detailed geological studies can locate geological sweet spot. The further combination with detailed petrophysics, geomechanics, mineralogy and fracturing studies will help determine the best potential area of overlapped geological and engineering sweet areas. The combination of geology and engineering is the future trend for global shale gas exploration and development.

**Key words:** shale gas; geologic theory; drilling engineering; well completion; horizontal well; fracturing

页岩气是三大主要非常规资源(页岩气、煤层气、致密砂岩气)之一。页岩气的商业生产,需借助先进的钻井技术和压裂技术去改造低孔低渗富含有机质的含气页岩。页岩气开采技术被认为是过去 10 a 全球最重大的能源技术革新。北美地区页岩气成功的商业开发和其他国家(中国、波兰、德国、澳大利亚和印度等)的初步勘探,证实了过去勘探开发中

收稿日期:2011-03-22; 改回日期:2011-03-28。

**作者简介:**蒋恕(1976—),男,湖北郧西人,2000年毕业于中国地质大学(武汉)石油工程专业,2005年获中国地质大学(武汉)石油地质专业博士学位,2006—2008年在美国科罗拉多大学从事博士后研究,现为美国犹他大学能源与地质研究院研究科学家(Research Scientist),同时担任犹他大学工学院研究助理教授(Research Assistant Professor),主要从事常规及非常规油气勘探和开采方面的研究工作。

联系方式: sjiang@egi.utah.edu。

所忽略地区和地层中的页岩气将是未来能源的主力。美国页岩气从勘探到商业化生产的过程表明,页岩气的成功开发需要地质、地球化学、地球物理理论的进步(地质方面)和先进的钻井、完井技术(工程方面)相结合,且二者缺一不可。地质理论的认识激励了工程技术的进步和有利区的选择,钻井、完井技术的进步促进了页岩气商业化生产和地质研究精度的不断提高。

## 1 地质理论认识的进步

回顾短短几十年内页岩气从无到有到现在北美地区已商业化的生产过程,有很多地质、地球化学、地球物理等理论认识上的创新,而且这些都非常值得总结。这些理论上的认识,直接关系到页岩气储量的计算、有利区带的研究、井位的确定、井眼轨迹的控制、压裂增产措施的设计,以及开采方式的选择。这些理论进步,从初期含气页岩在油气生成、储集、运移中功能的新认识,到页岩气时空分布的研究以及其精细沉积岩相的划分,及近年来页岩地球化学、矿物成分、岩石力学、岩石物理及地球物理等方面的研究成果,进一步促进了有利页岩气的表征、指导了页岩可压裂性的研究。

### 1.1 页岩气系统中页岩功能的新认识

长达百年的油气勘探史使人们习惯了传统的石油系统:典型富含有机质的泥岩作为生油层,高孔高渗的砂岩和灰岩等为储层,要有良好的运移通道,适当时能形成圈闭和优质的低孔低渗盖层。低孔低渗的致密砂岩气的开采开阔了地质研究人员的视野,促进了对页岩功能的认识。大量研究表明,页岩不仅可作为生油岩和盖层,而且具有油气储层的三大功能<sup>[1]</sup>。页岩气在该系统中的运移不同于传统油气藏的达西渗流,而是很大部分靠低效的扩散作用。但页岩气这个新兴的烃类系统对圈闭的要求比较低,因此可以连续成藏。页岩气来源多样,既有来自浅层细菌发酵及二氧化碳减少作用产生的生物成因甲烷,同时也有来自干酪根和煤初次热裂解生产的甲烷(可占25%~40%的比例),还有部分来自原油二次热裂解气(可占40%~50%的比例)<sup>[2]</sup>。页岩气储集在裂缝、页岩颗粒间微孔隙、有机质内和粪球粒内微孔隙及纳米级孔隙中,吸附在页岩中有机质及部分矿物颗粒上,溶解于孔隙流体中。其中,页岩粒间孔隙和天然裂缝中的游离气和有机质吸附的气

体为页岩气的主要组成部分。在微观机理上,R. G. Loucks等<sup>[3]</sup>提出有机质内孔隙的形成源于有机质的成熟及生气;同时,类似于常规油气藏次生孔隙的形成,成岩和干酪根的成熟可以溶蚀碳酸盐或反生地化反应,在干酪根和碳酸盐块体周围形成次生孔隙度<sup>[4]</sup>;最近又发现了干酪根和有机质决定游离气存储连通的孔隙空间和流体流动<sup>[4]</sup>。需要注意的是,不同页岩具有不同的储气机理,其直接影响页岩气的开采。

### 1.2 页岩气时空分布的认识

区域构造、沉积体系、层序地层的研究表明,页岩气分布于一定时期特定的构造和沉积域。地史上页岩分布于全球海平面上升时期,北美地区的页岩气主要分布于紧靠东部沿阿帕拉契亚的冲断带和西部沿洛基山的冲断带。层序地层研究表明,垂向上页岩分布于层序演化的特定阶段和特定的沉积环境,特别是分布于海进(transgressive)到最大海泛面(maximum flooding surface)阶段的还原环境<sup>[5,6]</sup>。吴朝东等<sup>[7]</sup>对湘西晚震旦世—早寒武世发育的黑色页岩研究也表明,这些黑色页岩为海侵体系域沉积的晚期最大海泛时期,沉积背景为盆地斜坡或盆地中心,水体深且处于还原环境。另外,陆相烃源岩(未来潜在陆相页岩气或者页岩油领域)沉积环境的研究结果也表明,其一般都沉积在深水—半深湖环境的湖泊中心或者斜坡带,为湖扩展体系域或最大湖泛阶段的产物<sup>[8,9]</sup>。

### 1.3 页岩岩相的精细研究

由于页岩看起来是黑色又比较单纯的细粒沉积,因此,虽然可以简单说有潜力的页岩分布于海相陆棚、深海及陆相的半深湖到深湖的沉积环境,但是通过页岩组分的定量分析和成分的结构可以把页岩进一步分为硅质页岩、钙质页岩、白云质页岩、富磷页岩和富化石页岩等<sup>[10]</sup>:通过高精度显微仪器可以分析页岩组分特征、识别不同组分分布结构,从而划分不同页岩相并研究不同页岩相形成的环境、不同环境对应的地球化学特征、测井曲线的响应特征、岩石物理属性差别、力学性质的差异、地震响应等。

### 1.4 页岩地球化学研究

页岩地球化学包括页岩总有机碳含量、有机质热成熟度、生烃动力学过程研究,及其他化学成分变化的研究等。页岩气区域选择首先要选适当的总有

机碳含量和热成熟度结合的地带, 鉴于不同地球化学指标对应不同的伽马射线、密度、声波、电阻率、中子孔隙度和密度孔隙度测井曲线等。在测试资料少的区域, 可以根据测井曲线辅助其他参数计算页岩气有机碳含量、成熟度及原地气的含量。但在我国, 因为淡水陆相盆地缺少铀元素, 陆相盆地页岩不一定对应高伽马射线值。

### 1.5 从区域的地质与地球物理宏观到微观孔隙结构的研究

盆地规模的地质研究与地球物理解释, 有利于了解页岩气潜在的分布层位和预测页岩气的分布区。微观孔隙的分析有助于查清页岩岩石物理性质和储集机理。高精度的岩相、岩石物理等研究可以促进岩心到井的对比, 然后根据其测井曲线响应特征外推到无井区。在以上基础上, 结合成像测井和页岩非均质及平面地震属性响应分析等预测页岩的岩相、力学性质、断层和裂缝分布等属性。

### 1.6 基于岩性、矿物成分、裂缝等的研究

岩石的脆性是衡量岩石可压裂性的重要指标, 其与岩性、矿物成分、有机碳含量、有效应力、油藏温度、压力、成岩作用、热成熟度、岩石物理、孔隙度等有关。美国 Barnett 页岩气之所以能成功, 源于有利的构造环境和埋藏史。早期的深埋使有机质成熟和页岩变脆, 后期的剥蚀和抬升使钻探和压裂成本降低<sup>[11]</sup>。一般来说, 人们期待脆性页岩夹在塑性岩石之中, 因为塑形岩石可充当压裂阻挡层, 可以避免裂缝扩展到页岩之外的、有断层及缝洞的含水层。X 射线衍射、扫描电镜及 QEMSCAN 全自动定量矿物分析仪促进了页岩矿物成分精细的、定性和定量及岩石物理的研究。脆性矿物(如石英和白云岩矿物)在页岩矿物成分中所占比例越高, 其压裂效果越好。以美国三大典型页岩为例: Barnett 页岩石英含量最高, 最脆; Marcellus 页岩石英含量适中; Haynesville 页岩石英含量最低, 最软。同时, 天然裂缝的分布、古应力的研究等都有利于水平井的设计, 一般来说, 水平井压裂的方向应垂直于最小主应力的方向。

### 1.7 岩石物理、岩石力学和区域应力的研究

页岩矿物组分、矿物分布和孔渗性等岩石物理属性和岩石力学研究为研究脆性分布区和水平井及压裂位置分布奠定了基础<sup>[12]</sup>。完整地描述原地应力的强度和方向是设计有效水力压裂和水平井方向

的前提。目前, 综合岩石物理研究是一个大的趋势, 用大量的参数(包括地球化学、矿物成分、核磁共振密度、声波分析等)计算岩石力学参数, 用这些参数决定压裂合适的间距。标准动态的岩石力学性质包括杨氏模量和泊松比, 该参数可以通过交叉偶极声波测井和密度曲线获得。上覆和孔隙压力梯度、最大和最小水平应力梯度均能被计算出来<sup>[13-14]</sup>。水平应力方向可根据成像测井和声波各向异性解释井壁的应力情况确定。有些页岩气储层易破碎, 能取样的样品很小, 目前有新的办法去测量影响井壁稳定和水力压裂的杨氏模量和泊松比<sup>[15-16]</sup>。宏观区域应力分布的不同致使页岩气压裂方式和产量都不同: 在正断层构造域(如中国东部断陷湖盆和美国 Barnett 页岩), 垂向应力是最大主应力, 最大水平应力是中等主应力, 最小水平应力是最小主应力, 该类页岩气储层压裂后会有不同方向的裂缝; 在走滑构造域(比如中国东部郯庐断裂有关的区域和美国圣安德列斯-San Andreas 构造域), 最大水平应力是最大主应力, 垂向应力是中等主应力, 最小水平应力是最小主应力; 在逆断层构造域(比如中国西部前陆盆地和 Marcellus 页岩带), 垂向应力是最小主应力, 最小水平应力是中等主应力, 最大水平应力是最大主应力, 该类页岩气储层压力低压裂仅出现和最大主应力平行的裂缝。可见岩石力学性质不仅与岩石沉积环境、物源、成岩有关, 而且与区域大地构造息息相关。

### 1.8 孔隙度和页岩气原地储量

孔隙度、压力、页岩厚度、面积和含气量是计算页岩气原地储量时要考虑的重要因素。由于页岩气储层孔隙度非常低, 通常只有 1% ~ 6%, 而且通常由于矿物成分和不同含量低密度的有机质导致根据中子和密度测井曲线计算的孔隙度有很大的不确定性。相比之下, 核磁共振可以消除岩性和矿物的影响。通过核磁共振得出的美国几大页岩的总孔隙度和岩心实测孔隙度总体一致<sup>[14]</sup>。一般来说, 原地页岩气储量主要包括游离气体和吸附气体的含量。兰格缪尔等温吸附和纳米级空隙等的研究, 大大提高了对页岩气储集空间和储量的认识。对热成因气(如 Barnett 页岩气)而言, 游离气体最主要, 孔隙度是这类原地页岩气储量的重要决定因素; 但对生物成因气(如 Antrim 页岩气)而言, 游离气相对不显著。浅层生物气的吸附量与成熟度关系不大, 但随着有机碳含量增加而增加。游离气储量可以根据传统的 Archie 岩石物理方法计算, 含水饱和度可以根

据测量的电阻率和通过核磁共振测得的孔隙度计算。目前还没有完全弄清楚如何准确确定页岩气原地产量,通常解吸附值高于吸附的值,生产数据很难和原始原地页岩气储量匹配。

## 1.9 地球物理

地球物理在研究页岩气平面分布、构造、预测甜点(sweet spot)及井眼轨道设计方面至关重要。高质量的地震资料大大提高了水平井布井的成功率,避免了断层或喀斯特地层和水层的连通。许多地层有时产状上翘有时下翘,如果水平井设计不准就会钻出目的层。很多目的层外是含水层,如 Barnett 页岩之下的 Ellenburger 灰岩含水。用高精度地震资料可以设计精确的井眼轨道,引导水平井沿着页岩气层钻进而不至于钻出页岩气层。

## 2 钻井、完井技术的进步

在北美地区页岩气的勘探开发过程中,滑溜水压裂、水平井压裂、多级压裂和同步(顺序)压裂4大技术起到了非常重要的作用:1)滑溜水压裂不仅降低了压裂成本,而且扩大了连通裂缝的面积<sup>[17-19]</sup>;2)水平井替代直井,水平井横切裂缝展布方向,水平段可以延伸近3 000 m,水平段内用封隔器隔成多段供多级压裂<sup>[20-22]</sup>;3)10~20级甚至更多级的多级压裂大大连通了储层,提高了采收率<sup>[23-25]</sup>;4)同步或者顺序压裂大大提高了井间连通性<sup>[26-28]</sup>。下面笔者分别介绍近年来北美地区页岩气开发中水平井钻井技术、完井技术和具体压裂技术的进展和运用情况。

### 2.1 水平井技术的进步

水平井技术在石油工程领域已发展了近80 a,近年来智能化测量、井下动力钻具、旋转导向控制、地质导向技术的进步促进了该技术的成熟。相对直井开采页岩气而言,水平井能使更多的生产区域和井筒接触并和裂缝相交,改善储层流动状况和获得较大的排泄区域,能将直井中20~40 m的页岩泄气厚度在水平井中提高到3 000 m。国外页岩气直井一般用作探井,生产井多采用水平井。一般来说,水平井的直井段采用空气钻进而水平井段采用钻井液钻进。2002年后,水平井开始大量用于页岩气开发。为了开采多层页岩气,减少钻井的数量和地面设备,钻多分支水平井是未来的发展趋势。

目前,用于页岩气水平钻井的技术有欠平衡钻井技术、控制压力钻井技术及旋转导向钻井技术。欠平衡钻井技术能很好地克服钻井作业过程中的卡钻、井漏和井塌等问题,能够提高钻井速度,减轻地层伤害,提高油气井产能。控制压力钻井的最终目的是使钻井作业最优化,缩短非生产时间和减少钻井事故,有效控制地层流体侵入井眼,减少井涌、井漏和卡钻等多种钻井复杂情况。旋转导向系统与滑动导向钻井系统相比,具有摩阻与扭矩小、机械钻速高、钻井成本低、井眼轨迹平滑及压差卡钻风险低等优点。传统的旋转导向钻井系统在滑动钻井和控制井眼轨迹时遇到一系列问题并且钻井效率较低,目前通过非旋转筒上使用三个液压传动导向肋,然后这些肋在井壁上施加压力控制钻头的钻进方向。同时,采用全新的旋转导向闭环系统,使机械钻速从4 864 m/h提高到6 080 m/h<sup>[29]</sup>。

### 2.2 水平井完井系统

页岩气完井既有裸眼完井,也有下套管完井。旧的裸眼完井方式对多级压裂不利;使用封隔器和阀门的裸眼完井方式用时较短,但也有其缺点,比如机械较为复杂、管径尺寸需要慎重选择等。尽管有很多不同级(段)间分隔方法,但最常用的是泵送有线射孔和桥塞两种下套管尾管完井方法<sup>[30]</sup>。下套管注水泥固井是 Barnett 页岩中最常见的完井方式。好的固井质量对不同压裂段间的封隔和裂缝的扩展很重要。常用套管一般为 $\phi 114.3$ 和 $\phi 139.7$  mm N80或L80套管,如果需要耐高压才选P110套管。如果涉及生物气井段CO<sub>2</sub>含量高则13铬管是首选。最近,北美地区 Bakken 页岩采用了裸眼和机械系统完井、压裂,可达到14级压裂,页岩油产量提高169%<sup>[31]</sup>。

目前国外常用的完井系统有:1) Baker Hughes 公司的 PSI 水平井完井系统,可对各压裂井段进行单独准确控制,可实现水平段分段生产;在施工时,一次下入多级封隔器,依次分段射孔分段压裂,达到多段压裂的目的,同时若压后其中某一段出水,可使用封隔器对出水段进行封堵;2) Baker Hughes 公司 Frac Point<sup>TM</sup> 封隔器裸眼完井系统,该系统可以一次性放置到水平井裸眼井筒中并通过液压完成坐封,压裂或作业通道的开启通过安装在衬管鞋里的球座来控制;3) Baker Hughes 公司的固井套管或尾管隔离射孔完井方法,可在多个产层中射孔和生产,主要在每个单层单独压裂,利用桥塞封隔产层,钻掉桥塞

后生产; 4) PPES(packers plus energy services) 公司的 StageFRACTM 增产系统, 该系统专门为裸眼完井和套管完井的水平井设计, 可以准确地指定位置坐封, 并封隔各个层段, 以满足压裂增产作业要求; 5) Weatherford 公司 OptiFrac 水平井完井技术, 可用于套管和裸眼井, 采用一趟管柱多层压裂, 无需中心管作业, 可节约时间; 6) BJ 公司连续油管分段压裂技术, 采用套管完井全井段固井方式, 应用连续油管喷砂射孔, 进行油套环空压裂, 可根据压裂层数要求上提连续油管连续多层压裂; 7) Schlumberger 公司套管滑套完井, 将多个针对不同产层的阀体与套管入井, 并一起被固井的完井工艺, 该方法具有快速高效分层压裂、不受压裂级数限制且层越多优势越明显的特点。

## 2.3 页岩气水力压裂技术

页岩常用的水力压裂技术包括清水压裂、多级压裂、同步压裂、水力喷射压裂及重复压裂技术, 目前最常用的是多级压裂技术。多级压裂是利用封堵球或限流技术封隔页岩储层不同位置, 对不同地质特点的页岩进行分段压裂的技术, 其作业方式有连续油管压裂和滑套完井两种。这种多级压裂能够在横向上延长水平井段的生产段, 同时在垂向上也可形成复杂的、连通的网络, 增加泄气面积。以 Bakken 页岩为例: 水平井压裂, 特别是长水平井段压裂和小间距压裂, 使水平井页岩油的最终采收率提高了至少 6 倍。滑溜水水平井多级压裂等工程技术的进步使原地页岩气采收率从 2% 提高到了 50%<sup>[32]</sup>。目前有些作业者采用连续油管作业使水平井多级压裂已经达到 43 级<sup>[25]</sup>。重复压裂可以处理压裂无效或者压裂效果下降的井段, 通过再压裂能重建储层到井筒的通道, 恢复或提高生产能力。在 Barnett 很多地方的经验表明, 重复压裂后比初次压裂效果还好。水力喷射压裂不受完井方式限制, 无需机械封隔, 定位准确, 尤其适用于裸眼完井的水平井, 但受压裂井深和加砂规模的限制。同步压裂适用于两口或多口距离相近、水平井段大致平行的井, 该压裂方式可以提高井间连通度和裂缝的密度, 最大限度地连通天然裂缝, 尤其是对同一个井点的多分支井, 同步压裂既可以节约井点同时可以大大提高井间裂缝的连通度。这比传统的顺序压裂更快。值得一提的是, 在同步压裂中, 每口井的压裂阶段可以不同。一般来说, 两口井交互进行套管射孔和阶段泵送。

## 2.4 压裂液

页岩气压裂液的组成包括 99.5% 的水、少量小颗粒砂子支撑剂(常用 100 目砂子)和一些化学剂, 化学剂包括酸、降阻剂、表面活性剂、交联剂、防垢剂、pH 值调节剂、除氧剂、破乳剂、胶凝剂、铁控制剂、防腐剂、黏土稳定剂和抗菌剂等。压裂液的成分和比例及其与地层的配伍性对压裂效果都很重要。

在常用的滑溜水压裂液中, 减阻剂是滑溜水压裂液的主体, 常用阴离子聚合物, 有时用低浓度瓜胶, 比如氯化钾、聚丙烯酰胺或其他化学用品。这些化学品加入水中可以降低压裂液的泵入压力, 管路摩阻降低约 50%, 同时也可用低聚合物压裂液或纤维提高支撑剂悬浮时间。硼酸盐交联凝胶压裂液利用硼酸盐粒子去交联含水聚合物从而提高黏度, 这种交联液的性质可随压裂液的 pH 值改变, 是可逆的, 且其具有较好的支撑剂运输功能、有稳定的流变性及滤失量小的特点。人们可以利用其可逆的特点进行有效的压裂, 从而获得好的页岩层渗透率和连通性。

一般来说, 不同性质的页岩选择不同的压裂液。北美地区的经验表明, 脆性页岩如 Barnett 页岩选用滑溜水作压裂液, 相应支撑剂浓度要低; 而塑性页岩(如 Haynesville 页岩)宜选择凝胶型压裂液, 相应的支撑剂浓度要高<sup>[33]</sup>。随着页岩塑性的增加和地层渗透率的提高, 压裂液的选择次序依次为滑溜水、混合压裂液、线性凝胶、泡沫、交联泡沫、交联凝胶等<sup>[30]</sup>。虽然目前大量使用滑溜水压裂液, 但这主要基于 Barnett 脆性页岩<sup>[19]</sup>。除此之外, 还应该根据地层性质选择, 若地层具有水敏性就应该选择新型的凝胶气态烃(使用丙烷和丁烷)压裂。

## 2.5 压裂设计

压裂设计包括压裂前、压裂后、地质研究、微裂缝编图和用于改善未来模拟的数据积累。利用准确的地质模型和前期压裂的数据可改进压裂设计, 使目标层内裂缝系统更加优化, 从而提高页岩气产量和确保裂缝不扩展到页岩气层外。

北美地区目前的压裂设计基本上是从含气页岩的基本区域和页岩地质情况入手, 结合已钻井的资料和地震解释, 设计压裂地质模型, 然后模拟压裂裂缝在地层中扩展及最终三维裂缝的几何形体, 通过压裂效果分析以及油藏模拟并结合微地震检测裂缝扩展情况修正模型, 以更好地用于未来的压裂设计

中。压裂设计须考虑的与地质相关的页岩气藏参数包括面积、厚度、有机碳含量、成熟度、孔隙度、渗透率、测井曲线特征、湿度、游离气、吸附气、天然裂缝、矿物含量、成岩、杨氏模量、泊松比、温度和压力等,根据这些地质及岩石力学相关参数,选择压裂液、支撑剂和压裂的阶段,然后利用压裂设计软件选择压裂层和模拟水力裂缝扩展情况,常用软件有 Golder Associates 公司的 DFN( discrete fracture network) 压裂模拟软件和 Halliburton 公司的 ShaleLog 软件。DFN 模拟软件,将微地震监测的数据(包括裂缝方位、长度、高度、复杂性和压裂体积等)输入到模型中,可以大大提高设计和预测水力压裂缝扩展的精度;利用 ShaleLog 软件,可以根据输入的资料识别可压裂的页岩气层位,提供压裂设计的参数等。

虽然北美地区有大量的水平井多级压裂经验,但就如何定量设计最优的水平井长度和最优的压裂级数还有待于进一步研究和实践。

### 3 地质和工程结合

成功的页岩气地质评价取决于尽可能地了解页岩分布面积、侧向连续度、净厚度、深度、原地页岩气储量、天然裂缝、压力、有机质含量、成熟度、成岩作用、矿物、脆性、游离气体、吸附气、深度、当前产能、干酪根类型、足够的基质渗透率、水管理、压裂隔挡层、地质构造演化、构造复杂程度、地层压力和页岩敏感性等。只有通过这些详细的地质研究,才能找到地质的甜点。地质甜点确定并完成钻井后,压裂是关键。只有通过详细的岩石物理、岩石力学、区域构造应力及矿物组分等研究,才能确定工程压裂的甜点,而地质和工程甜点叠合的地带是页岩气开发的首选区域。

压裂的压力必须超过岩石的抗拉强度和附加的地质构造应力,所以必须通过结合地质研究岩石力学性质。井眼选择在有机质与硅质富集、裂缝发育的页岩层位最为理想。分析可知,最基本的地质决定了页岩气的生成、储集、天然裂缝和压裂裂缝展布、空间分布和储量等。同时,岩石的矿物属性、物理性质,与页岩的压裂、页岩气流动和产量息息相关,比如碳酸盐含量高的页岩在压裂时通常选择减阻水做为压裂液,黏土矿物含量较高的页岩选择减阻水和凝胶混合压裂。而且,也可以通过矿物的组分、孔隙度和密度,估算与压裂设计相关的孔隙弹性模量。裂缝的频率与总体矿物成分和分布直接相关

(如 Woodford 页岩)<sup>[18]</sup>。天然裂缝分布虽然对产能贡献不是很大<sup>[34]</sup>,但可以通过天然裂缝了解很多岩石的力学性质并借助其进行压裂参数设计。

目前石油地质和地球物理的结合比较紧密,尤其是高精度的地震和测井等资料可以用来预测岩性和沉积环境等。利用很多地震属性能预测页岩气藏分布和脆性分布,同时,利用地震速度和振幅随方位角的变化可以预测裂缝的密度及方位。井深、岩心、生产等数据经校正后,可以与地震资料结合预测页岩气地质和工程上的甜点。未来将会有更多的沟通地质、地球物理和工程的工具,通过地质和工程结合,用最优化的钻井、完井技术搭建通道将页岩气从致密的储集空间中释放出来。

### 4 结束语

页岩气系统是复杂地质形成的复杂系统,是大量沉积、构造、应力场演化叠加的结果。非均质的沉积、构造和应力场形成的非均质的页岩分布、岩石的物理和力学性质决定了页岩气形成、分布及开发的复杂性。要想有效开发页岩气,必须从本质上研究页岩的地质属性,只有这样才能找到最优的水力压裂方式和参数。对中国而言,该项工作目前没有国外经验可以借鉴,需要靠扎实的工作去实践、创新,并将地质和工程结合,以找到真正的页岩气甜点区和最合适的增产措施。

致谢: 本文的完成,除了笔者近年来在页岩气研究方面的一些积累外,大量内容得益于 AAPG、SEG、SPE 等英文文献以及相关会议文献及与同行的交流,还包括各种媒体报道、网络论坛上关于页岩气的信息,很难将这些引用的资源一一详细列举出来,在此一并感谢! 若有引用不周的地方,请读者或原作者见谅。

### 参 考 文 献

- [1] Curtis J B. Fractured shale gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [2] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale gas systems: the mississippian Barnett Shale of north central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [3] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer scale pores in siliceous mudstones of the mississippian Barnett Shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.

- [4] Schieber J. Common themes in the formation and preservation on intrinsic porosity in shales and mudstones—illustrated with examples across the Phanerozoic[R]. SPE 132370, 2010.
- [5] Lehmann D, Brett C E, Cole R, et al. Distal sedimentation in a peripheral foreland basin: ordovician black shales and associated flysch of the Western Taconic Foreland, New York State and Ontario[J]. Geological Society of America Bulletin, 1995, 107(6): 708-724.
- [6] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett Shale: lithofacies and depositional setting of a deep water shale gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [7] 吴朝东, 陈其英, 杨承运. 湘西黑色岩系沉积演化与含矿序列[J]. 沉积学报, 1999, 17(2): 168-175.  
Wu Chaodong, Chen Qiyang, Yang Chengyun. The black shale series and ore bearing sequences of upper Sinian lower cambrian, Southwest of China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(2): 168-175.
- [8] 刘永强, 刘晓龙. 冀中坳陷饶阳凹陷留西地区沙三上亚段层序地层与隐蔽油藏[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 747-753.  
Liu Yongqiang, Liu Xiaolong. Sequence stratigraphy of the upper third member of the Shahejie Formation in Liuxi Area of the Raoyang Sag, the Jizhong Depression and exploration of subtle reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 747-753.
- [9] 黄薇, 张顺, 梁江平, 等. 松辽盆地沉积地层与成藏响应[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(5): 18-22.  
Huang Wei, Zhang Shun, Liang Jiangping, et al. Sedimentary strata and hydrocarbon accumulation response of Songliao Basin [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(5): 18-22.
- [10] Singh P. Lithofacies and sequence stratigraphic framework of the Barnett Shale, Northeast Texas[D]. Oklahoma, Norman: The University of Oklahoma, 2008.
- [11] Wang F P, Gale J F W. Screening criteria for shale gas systems[J]. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2009, 59: 779-793.
- [12] Britt L K, Schoeffler J. The Geomechanics of a shale play: what makes a shale prospective[R]. SPE 125525, 2009.
- [13] LeCompte B, Franquet J A, Jacobi D. Evaluation of haynesville shale vertical well completions with a mineralogy based approach to reservoir geomechanics[R]. SPE 124227, 2009.
- [14] Jacobi D, Brieg J, LeCompte B, et al. Effective geochemical and geomechanical characterization of shale gas reservoirs from the wellbore environment: caney and the Woodford Shale [R]. SPE 124231, 2009.
- [15] Abousleiman Y, Tran M, Hoang S, et al. Geomechanics field and laboratory characterization of Woodford Shale: the next gas play[R]. SPE 110120, 2007.
- [16] Abousleiman Y, Tran M, Hoang S, et al. Geomechanics field characterization of the two prolific U. S. Mid West gas plays with advanced wire line logging tools[J]. SPE 124428, 2009.
- [17] Boyer C, Kieschnick J, Suarez Rivera R, et al. Producing gas from its source[J]. Oilfield Review, 2006, 18(3): 36-49.
- [18] Fontaine J, Johnson K, Schoen D. Design, execution and evaluation of a “typical” Marcellus Shale slickwater stimulation: a case history[R]. SPE 117772, 2008.
- [19] Ely J W. Waterfracs: a perspective of 8+ years of intense study and a review of 60+ years of field experience conducted throughout the world [R]. SPE 125263, 2009.
- [20] Brannon H D, Kendrick D E, Luckey E, et al. Multistage fracturing of horizontal wells using ninety-five quality foam provides improved shale gas production [R]. SPE 124767, 2009.
- [21] Cipolla C L, Lolon E P, Mayerhofer M J, et al. Fracture design considerations in horizontal wells drilled in unconventional gas reservoirs[R]. SPE 119366, 2009.
- [22] Grieser B, Shelley B, Soliman M. Predicting production outcome from multistage, horizontal Barnett completions [R]. SPE 120271, 2009.
- [23] Durst D G, Harris T, Contreras J D, et al. Improved single trip multistage completion systems for unconventional gas formations[R]. SPE 115260, 2008.
- [24] Watson D R, Durst D G, Harris T, et al. One trip multistage completion technology for unconventional gas formations[R]. SPE 114973, 2008.
- [25] Castañeda J C, Castro L, Craig S, et al. Coiled tubing fracturing: an operational review of a 43-stage Barnett Shale stimulation[R]. SPE 130678, 2010.
- [26] King G E, Haile L, Shuss J, et al. Increased fracture path complexity and controlling downward fracture growth in the Barnett Shale[R]. SPE 119896, 2008.
- [27] Mutalik P N, Gibson B. Case history of sequential and simultaneous fracturing of the Barnett Shale in Parker County[R]. SPE 116124, 2008.
- [28] Waters G, Dean B, Downie R, et al. Simultaneous hydraulic fracturing of adjacent horizontal wells in the Woodford Shale [R]. SPE 119635, 2009.
- [29] Lee D S, Herman J D, Elsworth D. A critical evaluation of unconventional gas recovery from the Marcellus Shale, Northeastern United States[R]. ARMA 10-440, 2010.
- [30] McDaniel B W. Horizontal wells with multistage fracs provide better economics for many lower permeability reservoirs [R]. SPE 133427, 2010.
- [31] Zander D, Seale R, Snyder D J. Well completion strategy and optimization in a North Dakota Bakken Oilfield [R]. SPE 142741, 2011.
- [32] King G E. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? [R]. SPE 133456, 2010.
- [33] Britt L K, Smith M B. Horizontal well completion, stimulation optimization, and risk mitigation[R]. SPE 125526, 2009.
- [34] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.