

页岩气井工厂关键技术及在国内的应用

王敏生, 光新军

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要:针对国外页岩气井工厂的高效开发模式,分析了井工厂开发的特点及现状,介绍了主要的关键技术及国内应用情况,关键技术包括井场部署、批量化作业、可移动钻机、井眼轨迹控制、同步压裂、微地震监测、钻井液循环利用和压裂液回收利用。这些关键技术的应用对我国页岩气高效开发具有一定的借鉴意义。

关键词:页岩气;井工厂;多井组;批量作业

中图分类号:P634;TE375 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2013)S1-0256-04

由于页岩气勘探开发投入成本高,产能低,使得石油公司面临着诸多挑战。利用有效的钻完井技术,减少非作业时间,缩短建井周期,降低作业成本显得非常重要。页岩气井工厂开发已经证明是经济可行的方案,其核心是在一个井场钻多口水平井,实现可重复、批量化作业的工厂化生产模式,关键技术包括井场部署、批量化作业、特种作业钻机、井眼轨迹控制技术、同步压裂技术、裂缝监测技术、钻井液循环利用和压裂液回收利用等。近年来,页岩气井工厂开发模式在北美广泛应用,带来了巨大收益。我国页岩气开发还处于试验阶段,对井工厂开发的概念和模式认识不深入。

1 井工厂开发特点及现状

自从美国1821年完钻世界上第一口页岩气井以来,页岩气钻井先后经历了直井、水平井、丛式井工厂的发展历程。加拿大能源公司(EnCana)最先提出“井工厂”开发的理念,使用水平井钻井方式,在一个井场完成多口井的钻井、射孔、压裂、完井和生产,所有井筒采用批量化的作业模式。图1为Horn River盆地丛式井工厂三维示意图^[1]。

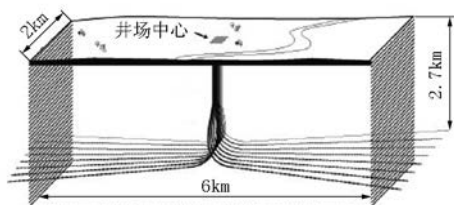


图1 丛式井工厂三维示意图

页岩气井工厂开发的目的是为了提高开发的经济性,同时通过在一个井场钻多口井减少钻完井对

环境的影响。主要优点:(1)利用最小的丛式井井场使开发井网覆盖储层区域最大化,减少了井场的占地面积;(2)多口井集中钻完井和生产,减少了人力成本、施工车辆及钻机搬家时间,地面工程及生产管理也得到简化,大大降低了作业成本;(3)多口井依次一开、固井,二开、再依次固完井,钻井、固井、测井工序间无停待,提高了作业效率;(3)多口井在相同开次泥浆体系相同并重复利用,大幅降低泥浆用量,减少钻井费用;(4)多口井同步压裂,改变井组间储层应力场的分布,有利于形成网状裂缝,提高页岩气的产能和最终采收率;(5)钻井液和压裂液返排后回收利用,节约成本又有利于保护生态环境。

缺点:(1)增加了井眼轨迹控制难度,对设备和技术要求较高;(2)总体井组钻井周期较长,一般要在整个井组完钻后才可进行后续的作业;(3)加大了现场工程监督难度。

井工厂作业方式在北美页岩气的开发得到了广泛应用。Marcellus页岩气区位于山区,地表特征限制了井场位置,同时存在水供应和压裂水处理等难题,之前主要采用直井开发,经济效益较差。2007年作业者开始采用井工厂开发模式,大大提高了勘探开发的经济性,同时减少了对环境造成的影响,截止2011年,超过78%的井利用井工厂模式开发。Barnett页岩气区紧靠市区,作业者采用井工厂开发以减少占地面积。2011年,Devon能源公司在该区块一个井场钻了36口井,大大减少了占地面积。在Horn River页岩气区,作业者为了提高页岩气开发经济性,通过采用井工厂开发模式,减少了21%的总作业成本^[2-5]。这些实例证实了页岩气井工厂开

收稿日期:2013-06-30

作者简介:王敏生(1973-),男(汉族),河南信阳人,中国石化石油工程技术研究院教授级高级工程师,钻井工程、油气井工程专业,博士,从事钻井工艺研究及石油工程规划方面的工作,北京市朝阳区北辰东路8号北辰时代大厦916室,wangms.sripe@sinopec.com。

发是一种有效的作业模式。

2 井工厂开发的关键技术

2.1 井场部署

井场占地面积由井组数决定,一个井场中设计的井组数越多,井场面积越大,需要综合考虑钻井和压裂施工车辆及配套设施的布局。地面工程的设计需要考虑工程和环境的影响,为井工厂开发提供保障,同时使占地面积最小化。主要考虑因素:(1)满足区块开发方案和页岩气集输建设要求;(2)充分利用自然环境、地理地形条件,尽量减少钻前工程的难度;(3)考虑钻井能力和井眼轨迹控制能力;(4)最大程度触及地下页岩气藏目标;(5)考虑当地地形地貌,生态环境,以及水文地质条件,满足有关安全环保的规定。

2.2 批量化作业

井工厂采用可移动式钻机实现快速批量钻井,其特点是体形小、重量轻、价格低廉、运移快。钻 500 m 的表层,每口井只需 36 h,钻完第 1 口井迅速转到下一口井,在钻表层时不需要改变泥浆体系和钻具组合。这样顺次一开钻完所有的井后再移钻机回到第一口井开始二开的钻进,重复以上操作直到二开钻完所有的井,再次移钻井平台回到第一口井开始三开,依次类推钻完所有的井。对于一开井深不长的情况,可以先一开钻固完表层后继续二开钻井及下套管固井后再移钻机至下一口井开钻^[6,7],这种工序可以减少作业成本达 10% 以上。压裂施工也可以实现批量化,即压裂井工厂,对相隔数百米至数千米的井进行压裂,所有的压裂设备都布置在中央区,不需要移动设备、人员和材料,大大降低压裂施工成本。

2.3 可移动钻机

国外公司开发出了全液压可移动钻机,如图 2 所示。可移动钻机系统以液缸作为提升系统,并由全套液压动力系统取代以往的绞车、井架等设备,具有结构简单、噪音小、污染少、自动化程度高等优点,可大幅提高作业效率、降低作业成本^[8]。相对于常规钻机,该钻机的优势:(1)高移动性能,采用底座整体移动技术,通过优化钻机移动模块来实现钻机的自由移动,减少了钻机的拆卸、搬迁、安装等时间;(2)自动化,采用电、液、气一体化智能控制技术、嵌入自动钻井的力学计算程序的数字计算机钻井界面,精确地定位控制和远程控制等;(3)减少作业人员,几乎所有的钻台操作都由司钻完成,另外配备地

面及 3 名辅助人员即可进行钻井生产作业;(4)占地面积小;(5)适应性强,所有的设备具备钻 3000 m 深井的能力。



图 2 带平移轨道的可移动液压钻机

2.4 井眼轨迹控制技术

井工厂开发技术在一个井场钻多口井,需要考虑井眼防碰问题,涉及到的关键技术包括井眼轨道设计和高造斜率旋转导向系统。

2.4.1 井眼轨道设计及校正

为了避免井眼相碰,井眼轨道需要实时调整,具体步骤^[9]:(1)取得井位坐标以及修正的地质目标后,确定槽口分配方案;(2)利用地质设计的井位与靶点坐标进行初步井眼轨道设计;(3)将不同深度处的测量不确定椭圆叠加到井眼轨迹上,观测是否发生井碰;(4)表层井眼钻成并测量后,重新校正设计井眼轨道并进行防碰评估。表层特别强调垂直钻进,并且每口井表层都要测斜。为了防止浅层井碰,二开造斜率较小,并采用陀螺仪随钻定向。三开利用油基钻井液体系、PDC 钻头和高造斜率旋转导向工具钻进至最大深度。

2.4.2 高造斜率旋转导向系统

井工厂开发的水平井井眼轨道多采用三维井眼,可以减少防碰风险和提高井筒与目标储层的接触面积,但是增加了钻井的难度,图 3 为井工厂井位布置及典型轨迹^[10~12]。三维井眼轨道水平井进入水平段的造斜率比二维井眼要高得多。传统的旋转导向系统造斜率在 $(5^{\circ} \sim 6^{\circ})/30\text{ m}$,需要较长的曲线段才能钻遇储层,造斜点选在较靠上的位置。目前斯伦贝谢和贝克休斯公司开发了高造斜率的旋转导向系统,造斜率可达 $(10^{\circ} \sim 15^{\circ})/30\text{ m}$,甚至更高。该系统能使井眼更早到达储层,增大井筒与储层的接触面积。作业者可以选择在更深的地方选择造斜点,增大垂直段,减少防碰的风险。新系统的开发基于已有的旋转导向原理做了调整,包括改变了造斜机构、BHA 的刚度和钻头特性等。

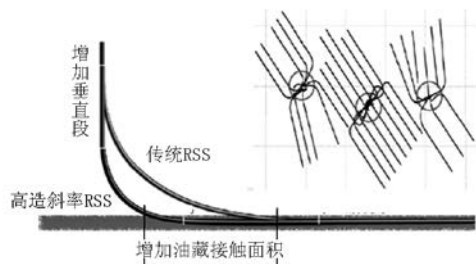
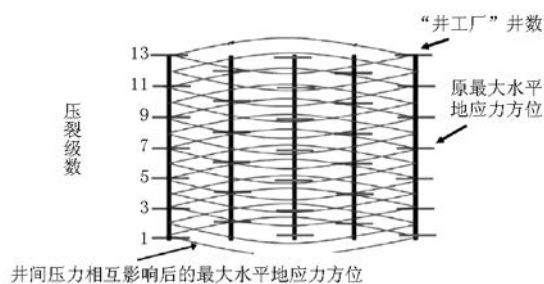


图3 井工厂井位布置及典型轨迹

2.5 水平井同步压裂

是指对相邻的2口或2口以上的水平井进行同时压裂,采用这种压裂方式的页岩气井产能增加明显。为了使压裂形成有效的裂缝网络,水平井井眼轨迹方位一般与最小水平主应力一致,水平段之间的间距一般等于水平井压裂主裂缝的长度。所钻水平井的水平段在同一储层,各水平井所设计的压裂级数相近,采用从趾端到跟端的压裂顺序,各水平井的每一级压裂同时进行。待所有的压裂完成后再返排,推迟返排可以增加井底压力,使得压裂裂缝周围应力大小和方位发生变化而形成低应力各向异性区,压裂产生垂直于井筒的主裂缝的同时,沟通了地层的天然裂缝和应力释放缝,能形成有效的裂缝网络。增加了裂缝的密度和表面积,增加改造体积,从而快速提高页岩气井的产量和最终采收率,图4为同步压裂形成的有效裂缝网络。

图4 井工厂同步压裂裂缝网络俯视图^[13] (Smiths, 2006)

2.6 裂缝监测技术

储层改造过程中需要使用裂缝监测技术监测裂缝的情况,以评估压裂效果,目前最常用的是微地震裂缝监测技术。对页岩气储层进行水力压裂时,大量高压流体被注入储层,使得孔隙流体压力迅速提高,高孔隙压力以剪切破坏和张性破坏两种方式引起岩石的破裂。岩石破裂时发出地震波,储存在岩石中的能量以波的形式释放出来。这些弹性波信号通过在井中或地面安装的地震检波器检测,通过数据的分析处理可以判断微地震的震源在空间和时间上的分布,最终得到水力压裂裂缝的缝高、缝长和方

位等参数。通过微地震监测结果可以优化压裂设计方案、优化井网,同时对油藏模型综合分析具有重要意义。

2.7 钻井液循环利用

页岩气钻井需要使用大量的钻井液,同时涉及到水资源的利用和废弃钻井液的处理。特别是在三开钻进时,为了防止页岩井壁发生坍塌而一般采用油基钻井液,钻井成本较高。井工厂开发将钻井液循环利用。

钻井液循环利用系统利用物理和化学的方法来清除钻井液中的固相颗粒,通过独特的处理过程重复利用钻井液。物理处理方法主要是利用页岩振动筛、泥砂清除设备、脱水设备和大型泥浆罐处理。化学处理方法是加入化学助剂,中和泥浆中的固相颗粒和降低钻屑与油基泥浆间的表面张力,将钻屑从流体中分离。相对于传统方法,钻井液循环利用系统减少了钻井液、水资源的利用和钻井液配制时间,以及降低了废弃钻井液的处理成本,也减少了环境污染。

2.8 压裂液回收利用

页岩气储层通常采用水平井分段压裂技术进行增产,平均一口页岩气水平井压裂需要 7000 ~ 20000 m³水,在水资源贫乏地区,压裂成本非常高。传统压裂施工中,需要大量的淡水资源的同时,返排的压裂液通常储存在裸露的地表,易导致地表和地下水资源污染。回收利用压裂液可以大大减少用水量,减少压裂施工车辆,减少有害化学物质的泄漏。

压裂返排的流体包含残余的化学物质和页岩地层中的矿物离子。返排水的体积取决于储层特性,页岩气水平井能返排出原始压裂液体积的 15% ~ 35%。哈里伯顿公司 CleanWave 水处理装置采用电凝技术,通过电流处理压裂返排水,破坏水中胶状物质的稳定分散状态,使之凝结,使用最少的电能,就可以每天处理 2.6 万桶返排水^[14,15]。当返排水流经电凝装置时,释放带正电的离子,并和胶状颗粒上面带负电的离子相结合,产生凝固。同时,阴极产生的气泡附着在凝固物上,使其漂浮在表面由分离器去除,较重的絮凝物沉到水底,留下干净的清水。如果含有重金属,如钡、锶等金属矿物,需要采取进一步的措施。

3 国内研究应用情况

井工厂是一项不断发展的技术体系,是逐步集成多项成熟技术的结果。水平井钻井、大型丛式井

组的施工在国内已经是比较成熟的技术,胜利油田在垦东12区块人工岛施工的5个密集型丛式井组井,总井数达94口,总进尺148800 m。在埕岛油田的CDXA井组总井数24口,最小井口间距仅 $1.524 \times 1.829 \text{ m}$ ($5 \times 6 \text{ ft}$),并通过大量的不占用井口操作及无钻机测固井方式实现交叉作业、提高钻机进尺工作时效,通过类似作业提高钻具组合及钻井液利用率。油基钻井液的回收利用已经在中原、胜利等多个油田成功应用。

国内近几年开始页岩气井工厂开发试验应用,每个平台一般只有3~8口,考虑钻井工程难度及天然裂缝发育方向,水平段与最小主应力方向相同或呈一定夹角,水平投影状如米字型,国内典型的页岩气水平井组如图5所示。中国石油在威远201井场设计了5个井组,每个井组6口水平井,在长宁H2、H3施工了两个井组,分别为8口和6口水平井,并开展了不同水平井段长度与水平段间距对井组产能的影响对比研究。中国石化正在焦石坝等地区开展页岩气井工厂和同步压裂的试验应用,并通过引进、消化吸收和再创新等方式,形成了微地震和测斜仪监测两种压裂裂缝监测技术。

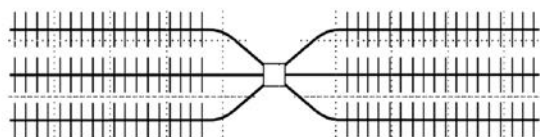


图5 国内典型的页岩气水平井组示意图

4 认识与建议

井工厂开发中钻井、完井、压裂等进行流水式作业,采用批量化工作模式,使资源利用最大化,同时地面工程及生产管理也得到简化。

新型钻机、陀螺仪随钻测量工具和高造斜率旋转导向系统等新型钻井装备和工具为井工厂开发又快钻进提供了保障。井工厂开发为后续同步压裂作业奠定了基础,压裂形成的裂缝网络大大提高了页岩气井的产能和最终采收率。钻井液和压裂液回收利用减少了水资源的使用量,大大降低页岩气开发成本,同时减少了对环境的污染。

我国的很多页岩气有利区存在交通不便、水资源缺乏、井场选择受到限制等问题,利用井工厂开发将是今后发展的主要趋势,我国石油公司应积极储

备相关技术。

井工厂技术是逐步集成多项成熟技术的结果。我国的水平井钻井、大型丛式井组施工、批量作业、油基钻井液回收利用等技术比较成熟,井工厂优化设计、裂缝监测、高移动性能钻机等已经取得较大进展,应该在研究和试验应用的同时,逐步实现基础配套,通过学习曲线管理提高作业效率,通过批量专业工程技术服务节约动复原费、实现工厂化作业。

参考文献:

- [1] Encana. Resource play hub [EB/OL]. <http://www.encana.com/about/strategy/hub.html>.
- [2] Arthur, J. Daniel, etc. Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development[J]. SPE122931, 2009.
- [3] Jim Ladlee, Jeffrey Jacquet. The Implications of Multi-well Pads in the Marcellus Shale[R]. Research & Policy Brief Series, Department of Development Sociology Cornell University, 2011.
- [4] Pickett, Al. Technologies, Methods Reflect Industry Quest to Reduce Drilling Footprint[R]. The American Oil and Gas Reporter, 2010.
- [5] Demong, Karl, etc. Advancements in Efficiency in Horn River Shale Stimulation[J]. SPE140654, 2011.
- [6] 韩烈祥, 向兴华, 鄢荣, 等. 丛式井低成本批量钻井技术[J]. 钻采工艺, 2012, 35(2): 5-9.
- [7] Craig Boodoo. A look at Batch Drilling in Trinidad and Tobago [J]. SPE81130, 2003.
- [8] Pablo A. Codesal, Luis Salgado. Real-time Factory Drilling in Mexico: A New Approach to Well Construction in Mature Fields [J]. SPE150470, 2012.
- [9] Benny Poedjono, John Zabaldano, Irina Shevchenko etc. Case Studies in the Application of Pad Drilling in the Marcellus Shale [J]. SPE139045, 2010.
- [10] Olof Hummes, Paul Bond, Anthony Jones etc. Using Advanced Drilling Technology to Enable Well Factory Concept in Marcellus Shale[J]. SPE151466, 2012.
- [11] Jerry Greenberg. Drilling and Completion Technologies are Key to Increasing Marcellus Gas Shale Activity[J]. Marcellus: Technology, 2011.
- [12] O. Hummes, S. Janwadkar, J. Powers etc. Evolution of High Build-rate RSS Changes the Approach to Unconventional Oil and Gas Drilling[J]. SPE147455, 2011.
- [13] Smith S, Burnaman M, Xia Wenwu. Shale Gas Well Completions and Maximizing Gas Recoveries[J]. 中国石油勘探, 2009, (3): 65-86.
- [14] Stephen Rassenfoss. From Flowback to Fracturing: Water Recycling Grows in the Marcellus Shale[J]. JPT, 2011.
- [15] M. E. Blau. Developing Effective and Environmentally Suitable Fracturing Fluids Using Hydraulic Fracturing Flowback Waters [J]. SPE131784, 2010.