

# 应用风险控制方法提高致密砂岩气藏水平井成功率

Jason Baihly, Dee Grant 等著 王孜孜 译

**摘要:**总的说来,水平井的应用一直局限于高渗透率储集层以及煤层、石灰岩层和页岩层等非常规地层。相反,对于需要进行增产改造的致密砂岩气藏,应用水平井完井技术实现成功的几率很小。得克萨斯州北部和俄克拉何马州锅柄状地区的 Cleveland 砂层就是这种成功的实例之一。就在最近,一些应用水平井获得成功的实例出现在得克萨斯州东部和路易斯安那北部的 Bossier 砂层和 Cotton Valley 砂层。水平井钻井和完井的成本一般为邻近直井的 2~4 倍,但在理论上,水平井产量能达到邻近直井的 3~5 倍。较高的天然气价格使水平井具有良好的经济潜力(Mulder 等人,1992)。然而,实际研究结果表明,许多水平井的产量一般只比邻近直井多 10%~30%。由于成本要比邻近直井高出 2 倍以上,因此水平井的经济效益显然不甚理想。

本文讨论了水平井在致密砂岩气藏中进行设计、钻井和完井时,通过识别和控制风险提高成功率的方法。

实践表明,采用简化的或按部就班的方法通常在下述完井环境中不发挥作用。岩性多样性和是否含油气性的情况需要通过适当的应用综合钻井和完井技术识别并控制。为获得成功,对于不同地质情况需要采用不同的钻井和完井技术。简单的说,要想获得再次成功别无他法。

提出了致密砂岩气藏水平井钻井风险识别、认识及控制的详细方法。该方法考虑了水平井成功布井和完井所需考虑的所有复杂问题,包括气藏描述(动态和静态)、钻井设计、钻井施工、增产措施及生产。该方法也会对没有恰当的考虑这些问题将可能产生的后果进行举例说明。通过这种方法,能够确定水平井的可行性和经济效益。如果确定一口水平井经济可行,那么这种方法对致密砂岩气藏的开采和提高采收率的最佳完井方式(直井或水平井)的选择能够提供帮助。

## 引言

水平井在高渗透率含油砂层、非常规含气油页岩以及碳酸盐岩储层中的应用取得了巨大成功。随着钻井和完井技术的进步,近来,北美已有在致密砂岩气藏中应用水平井钻井和完井技术的趋势。本文中,致密岩石是渗透率小于 0.1 md 的砂岩(Holditch 2006; Bennion 等人,1996)。本文详述了在致密砂岩气层中应用水平井开发的历程和可行性。随后将对水平井在致密砂岩气藏中进行设计、钻井、完井及生产时,通过识别和降低风险提高成功率的方法进行概述。该方法也适用于其他类型的油气藏,但本文主要讨论在致密砂岩气藏中的应用。

## 背景

回顾历史,每当天然气价格在北美持续上涨时,

会逐渐形成一种模式。经营商通常会对包括但不限于新地层的天然气远景区、各种类型的钻井工艺和实验性完井方法等方面进行更具创新且固有风险更高的投资。对比了东得克萨斯 Travis Peak, Bossier 和 Cotton Valley 砂层中直井和水平井井数与天然气历史价格(图 1)。有利的天然气价格趋势促使水平井得到快速发展(如图 1 中 2000 年的情况所示)。然而遗憾的是,当天然气价格回落时(如 2001 年的情况所示),这种状态并没有得以延续。在二十世纪,钻井技术还不能克服高风险井经济效益不理想的问题,因此所有经营商实际上恢复了用直井完井。近来的一些实例表明,现在的技术已经能够克服这些经济问题。

然而,在得克萨斯州北部和俄克拉何马州锅柄状地区的 Cleveland 砂层,这种趋势得以避免,因为理论知识和应用技术的提高使水平井可以持续获得有利

收稿日期:2010-04-09

作者简介:王孜孜(1982-),女,甘肃张掖人,助理工程师,英语专业。联系电话:0902-2770834

的边际经济效益。图 2 中,对比了 Cleveland 砂层直井和水平井井数与天然气的历史价格 (Mulder 等人, 1992; Holditch 2006)。注意到水平井钻井趋势不会受天然气价格回落的影响, Cleveland 砂层的水平井井数几乎和东得克萨斯砂岩的差不多。从图 2 也能够观察到, 自 2004 年, Cleveland 砂层水平井井数每年都超出直井井数。重要的是注意 Cleveland 砂层的直井与东得克萨斯 Travis Peak, Bossier 和 Cotton Valley 砂层的许多直井相比具有更大的边际经济趋势。由于预期的最终采收率较低, 石油公司被迫进行技术革新, 使 Cleveland 砂岩气藏获得更高的经济效益。已证明水平井对实地勘探中经济效益有极大的帮助。

随着当前活跃的趋势和有利的天然气价格, 勘探生产公司在降低成本的同时, 把更多的关注投入到尽快从气藏中采收更多的天然气资源。自 2003 年, 钻井和完井成本有小幅度的增长。在美国致密砂岩气市场, 作业公司为了保持利润和发展, 在保持最大采收率的同时必须寻求控制成本的方法。天然气价格不会单方面的推动水平井井数在致密砂岩气藏中的增长。有大量气田能从水平井完井技术中受益。根据 2005 年美国能源部的一项报告, 整个美国排名前 100 位的已探明天然气储量的气田中有 58 个都属于致密砂岩气藏 (能源信息管理局 2007)。

另一项对水平井钻井成功率有重要帮助的是, 自 2004 年, 在具有边际经济的致密砂岩气田中, 水平井钻井和完井技术得到了许多进步。随着这些技术的不断发展, 水平井成功完井的可能性更大。这会使更多的致密砂岩气田选择水平井完井为作为首选方式。

经营者应用水平井有可能增加油气泄流面积, 对其进行压裂改造以提高单井产气量。接着, 水平井产量高于邻近直井的可能性更大。关键是产量的增长必须超过水平井成本的增长。在横穿美国本土 48 个洲的很多致密砂岩远景区, 水平井钻井和完井的成本达到邻近直井的 2~4 倍。要分析一口水平井的可行性, 需要应用比较法。

产能增长系数 (PIF) (Joshi 1991) 是在同一生产周期内比较水平井和邻近直井产量的一种快捷方法。方程 (1) 示出如何计算 PIF:

$$PIF = \frac{P_{Horizontal}}{P_{Vertical}}, \tag{1}$$

式中  $P_{Horizontal}$ ——水平井的平均产能,  
 $P_{Vertical}$ ——邻近于水平井的直井的平均产能。

要注意的是, PIF 不考虑岩性或气藏压力的变化, 它单纯对原始产量数据进行计算。

对 Bossier, Cotton Valley, Travis Peak 和 Cleveland 砂层所有气井产量 (可采区) 连续有效的 12 个月数据进行研究 (IHS)。研究结果在表 1 和表 2 中进行了对比。表 1 中, 就 Bossier 砂层来说, 水平井的平均产量几乎为邻近直井的 5 倍。随着 Bossier 砂层水平井比例的增长, PIF 系数每年都有所增长。

Cotton Valley 砂层水平井 PIF 平均系数与 Bossier 砂层的相比几乎不明显 (表 1)。实际上, 从 2005 年至 2006 年, PIF 系数还有所下降。Cotton Valley 砂层进一步的调查研究表明, PIF 系数是在小于 1 到大于 5 的范围, 因此在该地层是能够获得成功的。这也证明了一点, 水平井需要进行精心设计, 以及从其他油气田借鉴的按部就班的方法不会总是得到成功的结果。

由于 Travis Peak 砂层水平井井数很少, 而且现存数据有限, PIF 系数与 Cotton Valley 砂层的相似。在接下来的几年中, 如果在该层水平井的应用趋势有所增长, 则不会感到意外。

自 2003 年, Cotton Valley 砂层 PIF 系数每年都在增长 (表 2)。在后两年, PIF 平均系数为 3.5 或更高一些, 显著的降低了经营商单位烃采出成本。它还说明在过去 3 年中, 水平井井数不仅超过直井, 而且水平井的比例也在逐年增长。这种趋势将会持续, 而且在未来 2 年内, 如果 PIF 系数值达到 4 或更高, 将不会感到意外。

除经济效益, 从环境和技术角度来看, 未来将有助于水平井的发展。随着环境问题的增加和法律规定更加严格, 将促使经营商降低钻井作业对环境的影响。实施水平井钻井会使井位数减少 50%~80%。从技术角度看, 水平井钻井和完井技术的进步最终足以促进水平井完井在一些致密砂岩气区持续有效的发展。这些进步能够确保不景气的天然气市场保持增长态势。随后将要面临的挑战则是能够成功识别和降低水平井钻井在致密砂岩气藏中的风险。

表 1 东得克萨斯砂层 PIF 和水平井比例

地层 年	Bossier 砂层		Cotton Valley 砂层		Travis Peak 砂层	
	PIF	水平井 (%)	PIF	水平井 (%)	PIF	水平井 (%)
<2005	1.5	1.10	1.1	0.29	1.2	0.11
2005	3.8	2.70	2.6	0.44	n/a	0.00
2006	4.7	8.30	1.9	1.25	1.9	0.60

表 2 Cleveland 砂层 PIF 和水平井比例

年	PIF	水平井 (%)
<2003	1.1	4.08
2003	2.6	27.54
2004	2.6	62.50
2005	3.4	69.09
2006	3.5	71.72

## 方法

论文的下面几个章节讨论了各个阶段降低风险并提高水平井完井在致密砂岩气藏中成功率的方法。这些章节包括气藏模型阶段—讨论地层认识的重要性;钻井设计阶段—讨论固有经济、邻近井的资料采集、预测和水平段初始设计;钻井施工阶段—讨论多种类型的钻井方式、平滑井眼的重要性以及井眼保持在气层中的重要性;完井阶段—包括压裂分段隔离和压裂液与支撑剂的选择;生产阶段—讨论返排、产量分析以及排水。在各阶段实施期间,某一阶段的一个或多个方面对水平井总体设计和成功率的影响,或其他阶段各个方面随后产生的情况进行了一些讨论。该方法绝不是一个线性进程;它是一个循环进程,因此每个阶段的各个方面都需要大量的输入资料,对致密砂岩气藏水平井完井进行设计并降低风险。

## 气藏模型

气藏模型能够帮助识别成熟致密砂岩气藏中具有潜力的水平井井位。它也能够帮助识别风险和定量风险。由于没有足够的资料来定量每个对象,因此气藏模型还不能被完全建立。然而,一旦气藏模型可以应用时,将对水平井和直井的部署有所帮助。建议用容量、流量、动态物质平衡和递减曲线等各种类型的其他方式确定该区及单井的总体潜力(Holditch 2006; Aguilera 2008)。

在致密气地层中成功钻水平井面临诸多挑战。致密气砂岩层是典型的层纹状薄砂层,垂向渗透率非常低,因此仅仅应用水平井的水平段不能达到经济目的。还需要多条横向水力压裂裂缝使水平井具有经济采收速度。不像高渗透率环境下的席状砂层,致密气砂气层在横向和纵向较短的距离内呈不连续状态。在致密气田中钻多口井并开采一段时间后,地层压力通常分布不均匀。一些邻近老井的新井可能会钻遇原始储层压力,然而其他一些新井,即便距离老井较远也可能会遇到压力递减。这取决于岩石的渗透率和水力压裂裂缝的长度、高度和方位(Holditch 2006)。

为准确识别水平井在致密气砂层中的井位,第一步要确定砂层在各气藏中的走向和分布。第二步要用实测压力数据点对砂层目前压力分布进行评价和修正。最后一步对从以上几步确定的水平井井位进行经济效益评估。要成功完成所有的步骤,需要建立气藏精细解释模型。

图3是一个致密砂岩气藏三维精细地质模型净毛比分布实例。深蓝色代表页岩,而红色代表净砂层。图3清晰地显示了致密砂岩气藏的非均质性。应用测井、地震资料以及岩心分析数据等静态资料,能够初步建立这种精细的气藏模型。将这些资料与完井、增产措施以及气藏流体性质等其他信息相结合可对气藏模型进行完善。一旦获取现有的所有资料,然后可以用每口井的动态生产数据和压力数据进行历史拟合来校准气藏模型。校准过的气藏动态模型能够计算目前气层的压力分布,如图4所示。深蓝色代表低压,红色代表高压。该图像清晰的显示了储层在横向和纵向上不均衡的压力分布。最高的压力通常保持在高泥层带。通过确定具有高含砂量和原始地层压力的气层层位和气层分布范围,识别出开发气区的最佳水平井井位,如图5所示。一旦井位被确定,数值模拟可以预测给定生产时间的产气量和气藏中的剩余可采气量。这样,数值模拟能够预测每口既定水平井的可采气量。完成了产量和储量拟合后,就能在每个井位上进行经济和风险分析来最终确定最佳水平井井位(Kuchuk 等人,1998)。

## 设计要求

设计阶段包含许多步骤,并涵盖大量的前期资料。它包括水平井经济成本、地质因素考虑、水平方位、布井、生产动态、水力压裂动态、预测和初步设计。在设计阶段除水平井外,还可以从邻近的井获取有价值的资料。通过从邻近的井采集资料,可获得关键性的信息,这种方法的经济风险要比需要用最小产层识别信息和裂缝发育情况来钻水平井获取资料的方法风险小(Akins 等人,2005)。重要的是注意并不是每个致密砂层都是水平井完井的可选层,并且该阶段是用来确定可选层是否满足经营商的经济目的的过程。

**经济成本** 本阶段的第一个步骤是确定邻近直井目前钻井完井成本和评估水平井增加的各种费用的过程。这些包括运转各种钻头、马达、钻速与钻时的费用。在实施压裂方面,分析压裂液、支撑剂、分段压裂以及水力功率的成本(McDaniel, 2005)。分析钻井和完井的工具和工艺,从经济性和可行性角度缩小选择范围,但不是选择最终确定的设备和类型。

**地质因素考虑** 下一步要分析水平井井位的所在区域和地层。下面是一些要考虑的关键性问题。

(1)在水平井布井的整个潜力区域内,是否存在致密气地层?

- (2)在已选定的区域范围,地层是否连续或尖灭?
- (3)地层是否存在倾角或是否有断层穿过地层?
- (4)目的砂层的某些区域是否有页岩?

如果存在上述任何一种情况,那么水平井钻井风险性更高,以至在钻井时需要采取一些措施减轻以上列出的各种地质考虑因素。在设计阶段的这一步骤,应用前面提到的气藏模型可以回答部分或全部这些问题(Tewari 等人,2006;Goggin 等人,2005)。

**水平方位** 确定水力压裂裂缝水平方位是设计阶段接下来的一个步骤。从致密砂岩气藏的软件模拟和生产结果来看,横裂缝通常对储层增产改造效果最好(Sask 等人,2007;Giger 1985;Mukherjee和Economides 1991;Soliman 等人,1996; Surjaatmadja 等人,2006)。它能够比纵裂缝系统提供更多的储层接触面积,并消除一些其他斜角裂缝布局的风险 (McDaniel 和 Surjaatmadja 2007;ElRabaa 1989;Hudson 和 Matson 1992)。水平方向的横裂缝还可能实现最大的泄流面积和最小的重叠,这取决于裂缝的间距大小。钻更少的井便可有效实现相同的储层泄油气面积。

在致密砂岩中,水力压裂裂缝通常在最小水平地应力方向启裂,而在其最大水平地应力方向增加缝长。为确定这两种应力方位所在方向,提出在该区的直井中应用微地震水力裂缝监测来确定远源场裂缝方位。随后,这些信息可应用于水平井,以便在钻井时确保水平井方向沿着最小水平地应力方向(Meehan 等人,1988)。如果钻井在方向上出现问题,需要进一步采取措施来减小井眼不稳定风险和其他与钻井相关问题。

**生产动态** 除了认识井的方位,还有必要了解和预测气井产量 (Arevalo-Villagran 等人,2002; Magalhaes 等人,2007)。应分析邻近井的裸井眼测井、套管井测井以及生产测井资料,识别所有生产层,确定含气层和含水层的流动特征。水阻碍气体流动,对水平井生产产生不利影响,最终会导致井的负载 (Sask 等人,2007;Hudson 和 Matson 1992;Magalhaes 等人,2007;Erwin 和 Ogbe 2008;Aguilera 2008)。需要做更多的工作更好的认识垂直裂缝流中的多相流动态和水平井水平段水力压裂裂缝形成的众多横向通道内的流体。

就直井来说,射孔使井眼沿水力压裂裂缝高度方向或天然裂缝存在多点连通。在这种情况下,由于水比气重,在水力压裂裂缝中因重力水会处于下部。随后水更容易从砂岩射孔层段较低的层位产出。由于气体更轻,会通过导流能力高的水力压裂裂缝向上流

动,并通过垂直井眼的上部射孔组产出(Bear 1988)。

图6和图7分别示出了发生在直井和水平井中水力压裂裂缝中多相流体的流动情况,以及在直井和水平井中流体流动的不同之处 (Hudson 和 Matson 1992)。图7中,中间的含水层把上部砂岩层的气体与井眼隔开。这种问题在图6中不会发生,因为上部砂岩层的气体到达射孔有一条通畅的通道。含水层会成为一个密度障碍,并阻碍上部砂岩层的气体产出。鉴于这个原因,识别含水层以及含水层与产气层的距离至关重要。在气水比 (GWR) 小于 10,000 scf/bbl (标准立方英尺/桶) 的砂岩储集层中,通过生产测井通常会看到气体从射孔组顶部产出,而水从较低的射孔层段产出。一些水可能会滞留井底,导致形成液柱 (Magalhaes 等人,2007)。

有水力压裂裂缝的水平井段,存在有裂缝高度方向的单点连通。如果水平段钻入含水层,那么无论产气层位于其上部还是下部,气井具有较低气水比 (GWR) 的可能性会很高,从而导致完井不经济 (Economides 等人,2004)。同样,如果在横向含气层上方相邻的层是一个或两个高产水层,并且水力压裂裂缝将其与水平段连通,那么根据流体动力学,水会大量产出并阻碍气体,特别是在井的生产前期 (Sask 等人,2007;Hudson 和 Matson 1992;Magalhaes 等人,2007;Aguilera 2008)。两种类型的布井方式都有可能失败,因为它们使气井成为水井的倾向更高。

**水力压裂动态** 设计阶段的下一个部分是认识气区邻近直井的水力压裂效果及裂缝分布情况。声波测井能够帮助确定水平和垂直应力资料,但是需要修正。从泵注诊断测试中获得的压裂瞬时停泵数据,能够帮助修正声波测井的应力资料 (Maddox 等人,2008)。如前面叙述的,微地震水力裂缝监测结果便于远场裂缝方位的确定。另外,它还能够帮助确定水力压裂作业后岩石体积的长度和宽度。微地震水力裂缝监测结果也能帮助确定应力边界,进一步校准储层应力模型。

对目的区的邻近直井实施生产历史拟合,确定各压裂段水力压裂裂缝长度、水力压裂裂缝导流能力和压裂层段渗透率等各种参数。把这些信息和前面步骤中的其他数据相结合,有助于在最佳层位内有效的布置水平段,以及在上述目的层内进行水平段初始预测来降低风险并增大成功率 (Magalhaes 等人,2007;Siebrits 等人,2000)。

**预测模型** 修正目的气层的渗透率对水平井部署来说是另一个降低风险并增大成功率的重要因素。这些资料能够从岩心分析、产量模型、渗透率模型预

测的测井数据、压力恢复测试或上述这些手段的组合应用。一旦渗透率得到修正,净产层物性确定了,准确的预测模型就能运行了(Rushing 等人,2008)。

预测模型中很容易模拟水平井的各种钻井和完井方案。它能改变某些完井参数,确定实施水力压裂气井的最佳设计。模型能改变水平井眼裂缝的水平缝长和条数(Vicente 和 Ertekin 2006)。它能够考虑各种裂缝半长和压裂区域内的裂缝高度。例如,预测模型能够显示各种裂缝高度延伸情况,如图 8 中所示。模型能够确定一个、两个或三个有效砂岩段进行压裂后,单一裂缝

导流能力的经济效益。这个图的模型预测结果在表 3 中示出。重要的是注意目的层的预测模型必须修正准确。预测模型中,另一个可变量是裂缝导流能力。根据水力压裂作业中使用的压裂液和支撑剂类型,确定裂缝导流能力的值。根据预测软件中的输入资料,更多的参数能够得到调整。天然气价格也能够被限定在特定的值或根据过去的时间调整。预测没有限制,可进行各种时间段的预测。通过运行过去的各种方案,操作者能够获得有关目的层位水平井压裂施工是否可行的第一手资料(Demarchos 等人,2006)。

表 3 预测模型

横向长度 (英尺)	裂缝条数	Xf (英尺)	泄气面积 (英亩)	高度增长	动态导流能力 (md- 英尺)	年累计产气量 (百万标准立方英尺)	年收益 (6 美元 / 千标准立方英尺)
1 500	4	500	71	最大值	50	876	5 256 000
1 500	5	500	88	最大值	50	1 083	6 498 000
1 500	6	500	106	最大值	50	1 154	6 924 000
2 000	5	500	88	最大值	50	1 101	6 606 000
2 000	6	500	106	最大值	50	1 172	7 032 000
2 000	7	500	124	最大值	50	1 218	7 308 000
2 500	5	500	88	最大值	50	1 201	7 206 000
2 500	6	500	106	最大值	50	1 306	7 836 000
2 500	7	500	124	最大值	50	1 380	8 280 000
3 000	5	500	88	最大值	50	1 268	7 608 000
3 000	6	500	106	最大值	50	1 411	8 466 000
3 000	7	500	124	最大值	50	1 512	9 072 000
3 500	6	500	106	最大值	50	1 468	8 808 000
3 500	7	500	124	最大值	50	1 552	9 312 000
3 500	8	500	141	最大值	50	1 684	10 104 000
2 500	5	400	65	最小	50	902	5 412 000
2 500	5	500	88	最小	50	1 007	6 042 000
2 500	5	600	115	最小	50	1 067	6 402 000
2 500	5	400	65	无	50	729	4 374 000
2 500	5	500	88	无	50	814	4 884 000
2 500	5	600	115	无	50	866	5 196 000
2 500	5	400	65	最大值	50	1 082	6 492 000
2 500	5	600	115	最大值	50	1 270	7 620 000
2 500	5	500	88	最大值	25	952	5 712 000

其他因素考虑 在实施适当的水平井设计之前,需要从邻近井 / 区的资料提出气区可能存在的其他问题或未知因素。这些可能包括但不限于储层压力确定、天然裂缝识别、高压型储层问题和衰竭区确定(Aguilera 2008;Kuchuk 等人,1998)。

初步设计 采集到所有相关资料之后,就能够实施最终的设计,并能预测最终产量。随后,这些结果能确定该区水平井是否比邻直井在经济上具有优势,或确定在一个没有钻任何井的区域钻水平井是否可行。与直井相比,如果水平井无法降低单位烃采出

成本,那么钻水平井没有任何经济意义。

钻井要求

钻井阶段的方法主要集中在通过裸眼井测井实施水平井钻井的各个方面。在水平井完井方面,加快钻井速度以降低日钻机成本和地层伤害非常重要,因为致密砂岩气藏易受到伤害(Bennion 等人,1996)。在许多储层中,欠平衡钻井是一种能在降低地层伤害的同时控制成本的理想方法(Aguilera 2008)。在加速钻井过程中,保护井眼的质量很重要。井眼要保持圆形

并平滑,具有连续直径、稳定、无岩屑而且保持水平段在目的层内弯曲度最小。这些因素全部都会对裂缝启裂难易、隔离和井眼水力压裂作业的全面成功有影响(Tewari 等人,2006;Soliman 等人,2006)。通过寻找具有潜力的高应力层段或地质异常区域,在井眼应用应力测井和成像测井能够帮助分段压裂(Rezmer-Cooper 等人,2001;Al-Fawwaz 等人,2004)。

**保持井眼在目的产层** 如果井眼偏离产层,会出现几种潜在的后果(Al-Fawwaz 等人,2004)。图9是一个泥岩段井眼轨迹实例。曲线呈深褐色并较短的地方,井眼偏离了产层。根据设计水平段已钻长度,不得不作出,耗费更多成本重新钻入产层或终止水平段钻探的决定。偏离产层的后果是牺牲水平段裂缝条数和通过横裂缝系统泄流的区域。图9,浅绿色显示的第2段和绿色显示的第5段是一些可能遇到启裂困难的分段压裂实例。最终,偏离产层会导致水力压裂裂缝无法启裂,因为该段部分或整体上是处于一个页岩层段(El Rabaa 1989)。需要使用高强度的套管安全地增高作业压力,随后进行水力压裂。

**井眼弯曲不规则** 通常不会把井眼在目的层内弯曲不规则看作是一个潜在的钻井问题,但它会影响水平段的水力压裂作业,使其不够充分(Recha 和 Bencherif 2004)。当井眼在目的层位弯曲不规则时,会引起人为圆周应力或拱形应力,使井眼附近的水力压裂裂缝的启裂比在直井眼水平环境的更加困难。这可以形象化地想象成一座由拱形桁架支撑的桥。桥垂直部分的压力是被其支撑的任何物体的重量。沿着拱圈到任何一个桥台,水平推力抵消,在水平方向引起压应力。如果把这一理论转换到储层中的一个水平井井眼中,这些压应力会造成近井应力增加,使裂缝更难启裂(Soliman 等人,2006;Papanastasiou 和 Zervos 1998;Hoek 和 Brown 1980;Lyunggren 等人,1988;van Oort 等人,2001)。在一些情况,在井眼中使用高强度的套管能够改善这一问题,在压裂作业时可以使用更高的作业压力。

**井眼弯曲不规则还可能**导致出现生产问题。沿水平方向,水会滞留在低点,抑制气的产出。甚至气水两相流在通过低点时很可能起“井下分离器”的作用,阻碍气的产出(Recham 和 Bencherif 2004)。

**低扭曲度井眼** 当选择水平井完井钻井系统时,应该考虑圆形平滑(低扭曲度)的井眼。如果井眼在水平段没有相同的直径(Gaynor 等人,2001),可能会影响各种水力压裂封隔器隔离系统的运行。环空封隔器不能完全密封椭圆形井眼和极度不规则井眼。如

果环空隔离漏失或失败,会导致部分井段重复压裂。

**钻井方法** 水平井钻井基本上有三种方法:顶驱或方钻杆驱动的旋转和滑动钻进,柔性管钻进或旋转-定向(可调)系统(Li 和 Walker 1999)。总的来说,旋转和滑动钻柱钻井是水平井中最常用的方法,因为通常它的钻机平均日进尺最低,使用的钻机型号是美国致密砂岩气藏钻直井最普及的型号。尽管是最普及的方法,旋转和滑动钻柱的方法也存在许多问题。旋转和滑动钻柱需要耗费大量时间,钻头磨损不均匀,导致扩眼时间延长,然而在一些情况中,还可能卡住套管柱和完井管柱(Tewari 等人,2006;Malik 等人,2006)。如果一个定向工具或柔性管系统与旋转-定向钻具协同作用,可形成光滑规则象“枪管”样的井眼。这使在井眼水平段和偏斜段更容易下入套管柱和完井管柱。使封隔器系统 and 水泥系统在压裂处理阶段进行隔离的成功率更高。

**井眼稳定性** 井眼稳定性是钻井要考虑的最后一项内容。在致密砂岩气藏中,井壁坍塌一般是不会发生的,但也有可能发生。重要的是通过井壁取心、声波各向异性测量和井眼成像,认识该区应力的方位(Rushin 等人,2008)。不需要对气区的每一口井应用这种方法,但在特定区域内钻第一口水平井或从邻近直井侧钻水平井时,该方法可以预防井壁坍塌(Erwin 和 Ogbe 2008;Al-Ajmi 等人,2006)。

**测井** 使水平段保持在目的层是非常困难的,特别是在物性沿着水平段长度变化的层状砂岩中。如果在起下钻更换钻头期间进行测井,那么水平井可能已经偏离目的层。随钻测井能够帮助井眼轨迹方向保持在正确的层位(Rezmer-Cooper 等人,2001;Al-Fawwaz 等人,2004)。应用气藏模型能帮助结合前面提到的任何一种类型的测井,确定水平段处在哪个层状砂岩(Hudson 和 Matson 1992)。利用成像测井资料确定井眼和井壁周围是否存在由钻井引起的天然裂缝。这有助于识别裂缝起裂困难区域或复杂裂缝区域。成像测井还能帮助确定井眼是否与断层相交或与邻井已有的水力压裂缝相交(Rezmer-Cooper 等人,2001;Al-Fawwaz 等人,2004)。如果了解了这一信息,就能在设计分段压裂时,避免沿着断层方向或与原水力压裂缝重合的问题。

## 完井要求

完井阶段包含实施压裂的各方面,并通过到目前为止采集的资料帮助提高压裂设计和分段。本阶段探讨的主题包括隔离方法、分段压裂、压裂设计以及压

裂液和支撑剂的选择。

**压裂分段隔离** 在致密砂岩气藏已完钻水平井中,目前主要使用四种隔离技术。第一种方法是在泵注时进行转向。在这种情况下,整个水平段井眼是裸井眼,无水泥割缝衬管,或有射孔孔眼的无水泥的套管。施工中,该方法需要泵注一些化学暂堵剂或机型式封隔(Samuelsan 等人,2008)。这个方法的优点之一是在较短的时间内就能完成连续的泵注施工作业。由于无需进行注水泥作业,一般井眼与储层有较好的连通性。在作业井段一次通常需要大量的材料(如水,支撑剂)。如果成功完成转向压裂,实施这种方法则最为经济,停钻时间也最少。该方法的一个潜在缺点是如果转向压裂对造多条裂缝没有作用,那么除了留下大面积未泄流的储层外,还会影响产量和气井的整体经济效益。还可能必须重新对井眼进行研究,应对出现的任何问题,或者是对未实施压裂改造的层段启裂新的水力压裂缝。该方法独特之处在于各种暂堵剂能与其他隔离方法同时使用以提高整体完井效率。

第二种隔离方法是在水平段放置套管注水泥隔离。第二种方法使用了典型的射孔、压裂和塞封工艺。根据设计的分段压裂段数,水平段从端部开始向根部进行施工。常用的封隔器可分为但不限于复合式、可回收式和加砂式等。机械封隔器(复合式和可回收式)可实现较好的隔离效果,但在封隔器推入水平段内会漏失(Samuelsan 等人,2008)。很难在水平段对它们准确放置、回收和磨铣。这种隔离方法比较耗时,而且一般压裂一次需要为后一段拆装压裂设备,导致更高的成本。利用加砂封隔器相当经济和快速,但可能不会一直有效的隔离层段。这会导致目的层压裂段的部分或全部泥浆进入先前压裂段并重新压裂岩石,基本上浪费了压裂液。

在完成全部隔离之后,需要决定是进行全井返排还是封隔段逐段单独返排。如何返排会影响整体产量和完井时间。这种类型的完井优势在于射孔可对准非常具体的水平段。这种隔离方法所要面临的挑战之一是在整个水平段成功地下套管注水泥固井。一般来说,对水平段注水泥和确保实现水泥完全覆盖环形空间是困难的(McPherson 2000)。当其他段重叠,通常会看到一个或多个设计段未被压裂,而其它层段重复压裂。通过微地震水力压裂监测结果能观察到,如图 10 所示。发生这种情况可能是因为流体沿着环形空间内一个未注水泥的通道流动,直到整个通道内岩石最薄弱点并开始破裂。还可能是岩石应力相当高,水泥在到达地层前可能已经失败,裂缝在到达一个坚固

的水泥段之前将沿着弱应力水泥段延伸,并破裂地层岩石。通常情况下通过微地震裂缝方位监测可以看到在对 3 段压裂监测中,1 段和 2 段都没有在目标裂缝方位上有微地震监测事件发生,微地震事件都发生在第 3 段压裂上。

第三种隔离方法是下入一个带有孔或滑套的套管,然后在套管中注入水泥进行隔离。一般,带一个孔或滑套的套管能够卡封一个压裂段。通常,孔/滑套都处于关闭状态,泵注时投入小直径的投球或隔离球,并将其固定在套管中。一旦投球或隔离球被固定,就会激发起动装置,打开指定分段的孔/滑套(Rytlewski 和 Cook 2006)。一旦完成泵注,下一个投球或隔离球从表面落下并密封在下一个装置内,在一些系统中投球或隔离球要比第一次的稍大一些。就如同先前分段,一旦被密封,就会激发起动装置并打开孔/滑套。由于压力不同,投球或隔离球座封后,并把目前分段从之前的分段隔离开来。在所有分段的作业后期,要进行返排,所有投球或隔离球要么报废、回流、被磨铣,要么被破坏。这种类型的泵注仅仅需要一次,而且大约几天就能完成。这种隔离方法也要取决于水平段的水泥覆盖范围和性能。这种隔离工艺作业中的脱砂成本非常高,因为不得不使用连续油管清除支撑剂,然而会导致重大的停工时间并很可能会损坏隔离系统。与第二种方法相似,微地震结果显示未经处理的压裂段和同一裂缝通道重复压裂。许多这些系统也受到水平段泵注分段数的限制。一般,合理的分段数设计在 10 个以内。一些投球或隔离球系统能适应更多分段,但它们并不常用。

第四种隔离方法是在裸井眼下套管不注水泥,用机械或化学封隔器隔离压裂段(Seale 等人,2006)。这种方法不需要注水泥固井,而是通过沿着套管柱放置的封隔器实现隔离,在各段之间,通过机械型封隔或化学堵剂封隔,使套管柱处于密封状态(Samuelsan 等人,2008)。这个系统和第三种方法相似之处是通常使用投球或隔离球隔离压裂段并打开孔/滑套。使这些封隔器有效隔离的关键在于水平段要必须为圆形。不用注水泥,该系统破坏井眼的几率会更小。与第一种方法相似,这种隔离系统与储集层有最大的连通性。与第三种隔离方法相类似,这种隔离工艺作业中的脱砂成本非常高,因为要使用连续油管清除支撑剂。这会导致重大的停工时间并很可能会损坏隔离系统。

用这种方法,裂缝会在未注水泥环形空间的封隔器之间任意扩展。这也就意味着显示了两条或更多的裂缝沿着单个段延伸的迹象,如图 11 所示。如果封隔



器密封不彻底,裂缝会朝着根部或端部延伸,直到到达下一个能够完全密封的封隔器。微地震结果表明,这会导致在同一个压裂区域内重复压裂,如图 10 所示。与第三种隔离方法相比,这个系统一般对隔离分段数有所限制。设计分段一般少于 10 个。一些投球或隔离球系统能适应更多分段,但它们并不常用。

**水力压裂微地震监测** 不论使用哪种隔离方法,如果有邻近的井或地面井位,实施水力压裂微地震实时监测很重要。使用微地震水力压裂实时监测可以识别不合要求的裂缝增长形态,可使操作者在繁忙时调整方案设计(LeCalvez 等人,2007)。实时监测随可显示方案调整对措施作业的整体影响及措施最终是否成功。如果措施调整无效,随后会再次进行压裂措施调整,并实时监测调整是否有效。

水力压裂微地震监测能帮助确定裂缝是否偏离层位和裂缝长度范围延伸。它还可以确定隔离方法的应用效果。如果压裂层段为重复压裂段,会提前终止当前压裂段并开始进行后一压裂段,还可以在设计的裂缝延伸方向应用转向压裂技术。出现多条裂缝时,如果压裂液和支撑剂有所剩余,或转向压裂能够继续增加单一水力压裂裂缝的缝长,实际压裂时间会比设计的时间长。最后,如果微地震结果显示裂缝随着断层进入非生产层和湿层,要提前终止该段压裂或者采取转向压裂。

图 12 和 13 中的水平井水力压裂实例强调了微地震水力压裂实时监测的重要性。这些图分别从三维视角和平面视角示出了水平井的七个压裂分段。微地震结果由各压裂段的颜色标明。平面视角图像示出各压裂段目的层段沿井眼由菱形颜色标注。第 1 段(金色小圆点)表明裂缝半长相当短和裂缝通道较宽。这个层段的压裂施工压力高,必须尽早进行冲洗作业。第 2 组(蓝色小圆点)在第 2 段和第 3 段隔离处附近启裂。第 3 段(红色小圆点)裂缝发生在与第 2 段相同的裂缝通道。注意蓝色小圆点和红色小圆点实际上是相互重叠的。如果应用微地震实时监测,第 3 段压裂会提前终止,或使裂缝转向第 3 段根部。第 4 段(浅蓝绿色小圆点)产生了两条平行裂缝,一条位于目的层顶部,一条靠近底部。应用微地震实时监测,通过泵注更多压裂液和支撑剂,该段裂缝会扩展。裂缝离的足够远,由于重复压裂的范围极少,气层泄流区域不同。第 5 段(橘色小圆点)的裂缝形态与设计的一样,是一条双翼裂缝。第 6 段(紫色小圆点)有两条裂缝在压裂过程中过早延伸,离目的层顶部最近的裂缝变为主裂缝。结合微地震水力压裂实时监测能

够尽早进行转向压裂来启裂单一裂缝。转向压裂也可以晚一些进行,使根部裂缝的长度和高度更进一步延伸。阶段 7(白色小圆点)的裂缝和所设计的一样,是一个双翼裂缝。该实例总结出微地震水力压裂监测的重要性的意义,它能够提高完井的质量。在任何致密砂岩多横向裂缝水平井中,一次失败的压裂作业或非储层段的压裂相当于损失了同一目的层邻近直井的产量。微地震水力压裂实时监测是一个确保各压裂段充分实施水力压裂的有效方法。

**压裂液和支撑剂设计** 压裂液和支撑剂的选择是水平井完井设计要考虑的下一个因素。实现最大导流能力是关键,因为裂缝与井眼是单点连通而不是平面连通。对具有水力横向裂缝的水平井,垂直裂缝的导流能力非常重要。由于无需考虑近井眼汇流,垂直裂缝导流对直井的影响很小。支撑剂必须能够经受周期应力,保持裂缝较大的导流能力。除垂直压裂高度以外,需要足够浓度的支撑剂保持近井眼区域裂缝的导流能力(Dedurin 等人,2006)。压裂液需要有足够的粘度,提高支撑剂携砂能力,并减少对裂缝导流能力的影响。

高粘度压裂液在许多水平段压裂作业中是首选的。有一些原因是为了确保充分破裂地层,保持作业期间近井眼裂缝宽度。水平井水力压裂裂缝基本上是从点源启裂,而不是平面线性交汇处启裂(Soliman 等人,2006)。低粘度压裂液不能够保持作业期间的近井眼宽度,从而导致过早脱砂。支撑剂融入低粘度压裂液比高粘度压裂液快,并可能导致已被支撑的裂缝高度和缝长范围不符合施工要求。

**地应力** 认识由波状井眼引起的近井眼圆周应力和应力是一项艰巨任务(Sayers 等人,2007)。需要进行更多研究工作分析这些应力的产生。在致密砂岩气藏中,水平近井眼应力缺失和未成功的压裂隔离段(由前面提到的许多因素引起的)使水力分段压裂的成功率不超过 75%。沿井眼实施应力和成像测井可帮助识别高应力地层区域,高应力会导致更高的水力压裂失败率。正确识别压裂可能问题的层段,并应用合适的隔离方法设计分段压裂,分段压裂的实施成功率可提高到 95%以上。

## 投 产

通常,确定方案实施是否成功是通过评估实际产量和最终经济效益来判断的。压裂处理后,应尽快进行返排,以降低压裂液对地层的伤害并提高支撑剂充填能力(Mulder 等人,1992;Pope 等人,1996)。各压裂



段是混合返排,还是底部压裂段先返排,随后由底部压裂段向上部压裂段依次返排,对这一情况目前还不清楚。不管出现哪种情况,尽快返排地层中的压裂液非常重要。在水平井运行一套小型生产测井设备能够确定水平段的返排情况和生产动态(Sask 等人,2007)。知道哪一个压裂层段是对产量有主要贡献的层段,能更容易的了解各压裂段的压裂增产效果。通过改变压裂层段、裂缝高度和裂缝长度来拟合模型,有助于确定产气范围和裂缝数量(Kuchuk 等人,1998)。微地震水力压裂监测能够给作业人员提供已经成功压裂的层段和成功隔离的层段信息,并能够识别没有实施压裂和可能需要其他加密井进行开发的区域。一些操作者对水平段进行磨铣作业,确保所有投球或隔离球排出通道。重要的是注意,无论是水平井还是其它井,通常在维修作业和闭井期时,作业后的采气速度比作业前的采气速度低。在对水平井进行任何作业之前,必须对挠性油管作业的所有风险进行评估。如果一口井并非所有的层段都射开投产,但其仍具有经济效益,那么为了不降低水平井的经济开发效益,可以明智地对其不进行任何作业保持开采状态,直到达到该井的经济开采极限。

产水是另一项主要问题。如果一口井含水率相当高而且产气量下降,或该井完全水锁,产量将会急剧下降(Kuchuk 等人,1998)。可以下套管、安装气举装置和井下泵(如电潜泵等)进行排液。这些方法的任何一种会对井的排液有所帮助,但不能保证获得经济采气量。正如前面所提到的,根据流体动力学,气藏中水平井段的位置和气层与水层的距离对气水比有很大影响,导致预期产水量过高,而经济的气产量较低。最终,如果水平井眼处于高含水储层,那么想要使产量增高且含水下降几乎无计可施。在储层不同层位钻水平井或直井可能是实现有效泄流的唯一选择。这将使成本明显增加,降低储层的经济前景。

在某个区内,从水平井完井分析中得到的认识能够帮助识别和降低风险,以及今后水平井完井在上述区域的总体设计(Akins 等人,2005)。了解每个压裂段的最终产量和混合体系的运作能对在前面提到的区域进行水平段完井时必须做的修改提供很大的帮助。

## 总 结

在致密砂岩气层中,上述方法是水平井成功进行设计、钻井和完井的关键。按照过程中的每一个步骤对识别风险和制定全面决策以降低风险非常重

要。重点应该放在对储层的认识上,以及随后根据理论知识采取相应的调整措施。

(1)新技术的涌现使水平井完井方法在致密砂岩气藏中成为最经济的选择。

(2)要认识气藏、确定产层、识别剩余可采储量以及确定水平井井位,最重要的是建立含所有有效现存资料的气藏模型。

(3)认识含气/水层层位,是确定水平井完井目的层的关键所在。含水层对含气层影响的认识也非常重要。

(4)确定裂缝方位,对在正确方向钻水平段,确保横裂缝沿井眼启裂是非常重要的。

(5)了解裂缝高度及发育情况对确定水平段目的层和可覆盖区域非常重要。

(6)获取井眼应力信息能够帮助分段压裂设计和隔离方法选择,以便更多的水力分段压裂实施成功。

(7)使用产生平滑环形井眼的钻井系统对下完井管柱和分段压裂隔离非常必要。

(8)在目的层保持直井眼对实现裂缝启裂和最大储层泄流非常重要。

(9)认识所使用的隔离方法,并准备为其采取措施,不管应用哪种方法都可以极大地提高成功隔离的几率。

(10)固井面临诸多挑战,如果注水泥是优先选用的隔离方法,那么严格的泥浆测试、精细的施工设计和完善的施工工艺非常关键。

(11)不使用水泥的隔离系统,近井眼损害较少,而且通过水力裂缝会提高井眼与地层的连通性。

(12)微地震水力压裂监测是确定分段压裂隔离效果以及确定受压裂处理影响的岩石体积大小的唯一方法。

(13)在所有目的层充分实施压裂期间,微地震水力压力实时监测是作出全面决策修改裂缝设计的唯一方法。

(14)确保通过所有目的层段的支撑剂有一定强度和适当的浓度对保持裂缝长期导流能力非常重要。

(15)在大多数情况下,交联压裂液产生较好的支撑剂高度。

(16)确定各段产气量和产水量,能帮助判断每段水力压裂是否成功并影响该区今后的设计。

(图1~13请参照英文原文图)

译自 SPE《生产与作业》2009年5月刊