

页岩气钻采技术综述

张卫东¹, 郭敏¹, 杨延辉²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 东营 257061;

2. 中国石油华北油田勘探开发研究院, 河北 任丘 062552)

摘要 页岩气开采已成为全球资源开发的一个热点。页岩气储集层通常呈低孔、低渗透率, 开采寿命长, 生产周期长, 采收率变化较大, 且低于常规天然气采收率。不同于常规天然气的开采特点决定了页岩气开发具有其独特的方式。水平井技术对于扩大页岩气开发具有重大意义, 水平井的成本一般是垂直井的1~1.5倍, 而产量是垂直井的3倍左右。水平井技术结合 geoVISION 随钻成像服务和 RAB 钻头附近地层电阻率仪器等 LWD 技术可进行更高效、更合理的开采。压裂增产技术是页岩气开采的另一种方式。清水压裂技术用于产生更密集的裂缝网络, 形成额外的渗透率, 使气体能更容易流向井中, 从而生产出大量地层天然气; 多层压裂技术常用于垂直堆叠的致密地层的增产; 重复压裂技术用于在不同方向上诱导产生新的裂缝, 从而增加裂缝网络, 提高生产能力; 还有最新的同步压裂技术, 即同时对两口或两口以上的井进行压裂。这些压裂技术结合室内实验和测井技术, 使得页岩气具有更大的发展潜力。

关键词 页岩气 水平井技术 清水压裂技术 多层压裂技术 重复压裂技术 同步压裂技术

1 前言

页岩气是从页岩层中开采出来的, 主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中, 以吸附或游离状态存在于泥岩、高碳泥岩、页岩及粉砂质岩类夹层中的天然气聚集。近年来由于天然气供需关系、价格上涨、开采技术进步等因素的影响, 页岩气的开采已成为全球资源开发的一个热点。

2 开采特点

页岩气产自渗透率极低的沉积岩中, 大部分产气页岩分布范围广、厚度大, 且普遍含气, 使得页岩气井能够长期地稳定产气。一般情况下, 页岩气开采具有3个特点:

① 生产能力低或无自然生产能力。由于页岩气储集层通常呈低孔、低渗透率, 气流阻力比常规天然气大, 难以开采, 因此所有的井都需要实施储层压裂改造才能开采出来。目前, 在页岩气井中实施2次以上增产措施的尝试已在美国实现了。

② 井的寿命和生产周期长。页岩气在泥页岩地层中主要以游离态和吸附态存在。游离气渗流速度快, 初期产量较高, 但产量下降快; 相反, 吸附气解析、扩散速度慢, 产量相对较低, 但属于页岩气稳产期, 进入该时期后产量递减速度慢, 使得生产周

期变长, 一般页岩气井生产寿命可达30~50年^[1]。

③ 采收率变化较大, 并且低于常规天然气采收率。根据埋藏深度、地层压力、有机质含量和吸附气量等, 不同页岩气藏的采收率不同(见图1)^[1]。而且相关数据还表明, 页岩气采收率通常低于常规天然气采收率, 常规天然气采收率可达60%以上, 而页岩气仅为5%~60%。

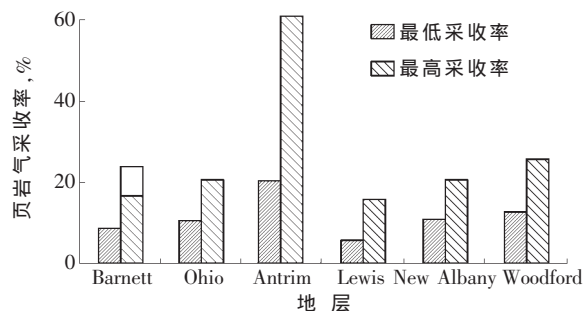


图1 美国不同盆地页岩气采收率

基金项目: 本文为中国石油华北油田公司2007年院所合作科技项目“勘探开发前缘技术研究”(项目编号: HBYT-YJY-2008-JS-6)部分内容。

作者简介: 张卫东, 副教授, 1990年毕业于中国石油大学(华东)钻井工程专业, 主要从事石油天然气工程教学与研究工作。

E-mail: zhangweidong10@sohu.com

3 开发方式

不同于常规天然气的开采特点,决定了页岩气开发具有其独特的方式。目前美国已经拥有一些先进技术可以提高页岩气井的产量,主要包括水平井技术和多层压裂技术、清水压裂技术、重复压裂技术、同步压裂技术等,这些技术正在不断提高着页岩气井的产量。

3.1 水平井技术

页岩气是存在于页岩裂缝等空隙中的天然气,要使其尽可能地流入井筒,就必须合理利用储层中的裂缝,使井筒穿过尽可能多的储层。现在业界多利用水平钻井技术来进行页岩气的开采,虽然该技术并不是一项新技术,但是对于扩大页岩气开发却具有重大意义。

水平井的成本一般是垂直井的1~1.5倍,例如800~1000m水平段的常规水平井钻井及完井投资约700万美元,而产量是垂直井的3倍左右(见图2)。与此同时,现代钻井技术已发展到了允许钻机转弯,钻头还可以准确地停留在一个狭窄的定向垂直窗口。由于水平部分很容易控制,所以能使页岩气资源从相同储层但面积大于单直井的地理区域流出。以美国宾夕法尼亚州的Marcellus页岩气田为例,一口垂直井的驱替体积大约只有直径1320ft

(1ft=304.8mm,下同)、高50ft的圆柱体体积那么大。相比之下,水平井可延长至2000~6000ft,驱替体积可达6000ft×1320ft×50ft,大约是直井驱替体积的5.79倍还多。驱替体积的增加使水平井比直井具有更多的优势。

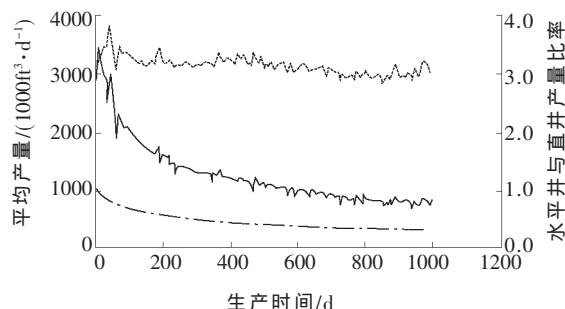


图2 北美页岩气井产量对比

—水平井平均产量;---直井平均产量;.....比率

说明:1ft³=0.028317m³

在钻井过程中,井筒穿过裂缝。FMI全井眼微电阻率扫描成像测井显示出水平井钻遇的裂缝和层理特征,见图3。钻井引发的裂缝出现在钻井轨迹顶部与底部,终止于井筒应力最高的侧面。井筒钻穿的天然裂缝垂直穿过井筒顶部、底部和侧面。图中颜色较深的黄铁矿结核非常明显,与层理面平行出现。

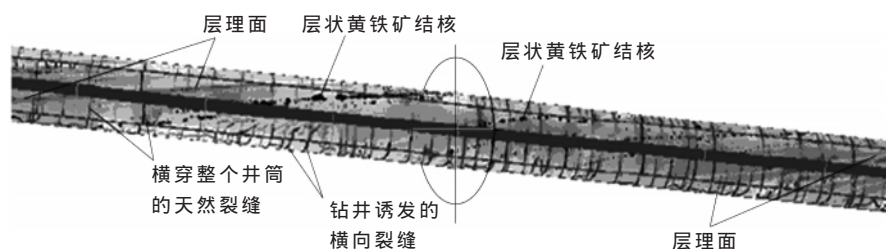


图3 井筒穿过裂缝

水平井位与井眼方位应选择在有机质与硅质富集、裂缝发育程度高的页岩区及层位,水平井的方位角及进尺对页岩气产量有着重要影响^[2]。理论上讲,在与最大水平应力方向垂直的方向上进行钻井,可以使井筒穿过尽可能多的地层而与更多的裂缝接触,从而简化在压裂过程中流出井筒和在生产过程中流入井筒的情况,提高页岩气采收率。如今,将MWD(随钻测井)技术应用于水平井钻井,能够实时监控关键钻井参数;将自然伽马测井曲线应用到水平井钻井中,可以进行控制和定位;将井数据和

地震数据进行对比,可以避开已知有井漏问题和断层的区域。

水平钻井能否取得成功要取决于有效的井身设计,采用三维地震解释技术能够更好地设计水平井轨迹。采用该技术可使页岩钻井活动一直扩展到被认为没有生产能力、含水的区域。但是,常规定向钻井技术可能在井筒造斜过程中受到由滑动和旋转引起的扭矩和阻力的影响,限制横向位移,加大测井难度。解决这个问题的方法是在开采较直的、曲折度不大的井时,采用旋转导向系统^[3]。某些情

况下,从水平段底部到顶部的倾角变化低于 0.5° [4]。

除此之外,geoVISION 随钻成像服务和 RAB 钻头附近地层电阻率仪器等 LWD 技术有助于在钻遇后即时识别天然裂缝[5],解决相关测井问题。应用该类技术后,可以分析整个井筒长度范围内产生的电阻率成像和井筒地层倾角,而且成像测井可以提供用于优化完井作业的相关信息,如构造信息、地层信息和力学特性信息等。例如,通过对地层天然裂缝与诱发裂缝进行比较,可以确定射孔和油井增产的最佳目标;在进行加密钻井时,通过井眼成像可识别邻井中的水力裂缝,继而有助于作业人员在储层中原先未被压裂部分实施增产措施。井中诱发裂缝的存在及方向,对确定整个水平井的应力变化及力学特性非常有用。

钻井作业还采用井下钻具、定向设备以及泥浆系统等常规钻井方式。采用地质导向技术,确保在目标区内钻井,避免断层和其他复杂构造区,否则会导致钻穿目标区,或者发生井漏[6]。一般水平段越长,最终采收率和初始开采速度也就越高。据美国公布的数据,最有效的水平井进尺包括造斜井段一般为 $914\sim 1219\text{m}$ [7]。

3.2 压裂技术

3.2.1 清水压裂技术

水力压裂是一种储层增产技术,用于产生更密集的裂缝网络,形成额外的渗透率,使气体能更容易流向井中,从而生产出大量地层天然气。水力压裂技术的不断改进,使之成为一项在特殊地层区域布置裂缝网络的非常复杂的工程过程。

水力压裂处理方法针对目标页岩设置了专门的参数,包括厚度、局部应力条件、压缩性和刚性。局部条件用于计算机模型来设计具体地点的水力压裂处理过程,并优化新裂缝。页岩气藏和它们之间要进行压裂的间隔都很厚,所以将水力压裂分为几个阶段往往更加有效,每一个阶段都重点对储层的一个连贯部分进行处理。每个工作阶段都孤立于井内,从而使压裂设备的所有容量可用于单个储层单元[8],这可以在垂直或水平井中收到良好效果。

在对一口井(不论是水平井还是直井)实施压裂措施之前,通常会进行一系列的测试,以确保井、井口设备和压裂设备的正常工作,并经得起压裂措施的压力和泵率。表面设备经过测试后,水力压裂过

程便首先开始泵入“岩石酸”——常常是用盐酸来清理可能被钻井泥浆和水泥封堵的近井地带。

下一步是清水压裂,即采用添加一定减阻剂的清水作为压裂液。这种压裂液的主要成分是水,以及很少量的减阻剂、黏土稳定剂和表面活性剂。清水压裂在低渗透气藏中能取得更好的效果,而且该技术已经成为开发如得克萨斯州 Barnett 页岩气田等的主要开采手段[9]。该技术在不减产的前提下能节约 30%左右的成本,而且清水压裂也很少需要清理,且可提供更长的裂缝,并将压裂支撑剂运到远至裂缝网络。经过第一次水栓后,作业者将大量带有少许细砂的清水压入井中开始压裂过程,随后使用大量带粗砂支撑剂的清水使裂缝靠近井筒开窗处[10]。最后一步是冲刷过程,将支撑剂从设备和井筒开窗处移除出去。冲刷之后,下一步的处理阶段就从新的孔洞开始,这些孔洞都具有其自身特定的储层参数,包括厚度、局部应力、压缩性和刚度。这个阶段的压裂需严密监控。通过压裂井与井(不论是水平井还是直井)之间的间隔区域,作业者能够进行调整从而适应页岩气储层的局部变化,其中包括岩性、自然分裂、刚度的变化和应力状态的变化。

压裂的具体过程是通过模拟设备来确定的,工程师和地质学家可以操纵模拟器并评估其对裂缝高度、长度和定位方向的影响[8]。从模拟系统获得的推测数据可以用于监测和评价压裂工作的结果。同时还可以通过微地震测绘的方式来进行实时控制。这种技术可以在孔洞的东西和南北方向上找到断裂终端,进而沿着轨迹找到它们开始的源头。尤其重要的是在垂直方向上的裂缝的增长,作业者会格外关注这种裂缝,以确保这些裂缝没有偏移出页岩储层和邻近水域,因为这种裂缝会降低页岩气井的经济效益。在压裂处理过程中,作业者会在水砂混合物中加入大量化学剂,每一种化合物都会起到一定的工程作用,例如降低黏度或细菌的生长或储层表面的生物污染。不同的盆地、不同的工程承包商所用的压裂液的组成都是不同的,任何成分的毒性,例如酸,都会因泵入液体的稀释和酸与地下岩石的反应而大大降低[10]。

3.2.2 多层压裂技术

多层压裂技术是对增产措施的一种改变。大多数情况下,第一阶段必须要向储层中泵入前置液,

前置液是一种没有支撑剂的压裂液;接下来,第二阶段要运送含有一定浓度支撑剂的压裂液进入储层;第三阶段则要使用含有较高浓度支撑剂的压裂液,随后还有数量不定的压裂液泵入储层,且每一种压裂液都含有比之前压裂液更大浓度的支撑剂。

以上描述的是单一储层区域的多层压裂。需要注意的是,多层压裂也可能是对储层中几个不相连区域或间隔区域进行处理,这样每一个区域或间隔带的压裂都是一个不同的阶段,所以要注意多层压裂是针对一个单独区域还是多个区域而言的。

多层压裂技术常常用于垂直堆叠的致密地层的增产。致密气井可能会遇到几个含气的砂岩间隔区域,从而需要不同的增产措施。作业者一般会想方设法尽可能地减少在单一或多个区域实施压裂的时间,下列技术可以满足上述要求。

桥塞是作业者在多层区域的基础上确定压裂具体措施的井下工具,一般是将压裂区域分割开来,防止某一个区域的增产措施对其他区域造成影响。它们要么是通过测井电缆被收回,要么被钻碎。复合桥塞是可回收的,通常可使用连续油管将其取出。由于直通式桥塞本身所特有的机制,因此它能够根据需要使流体通过,见图 4^[11]。

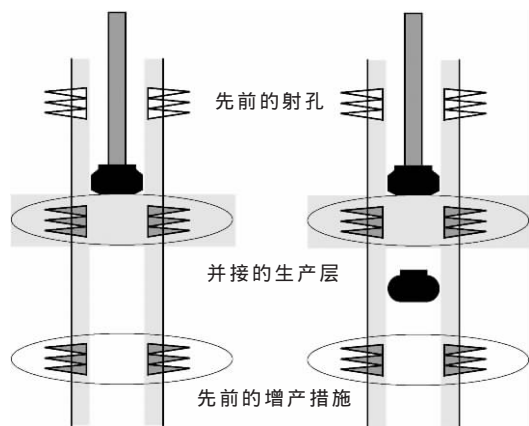


图 4 使用桥塞的单封隔器连续油管压裂

连续油管是水力压裂的一种节省时间的解决措施,有几种不同类型的压裂技术使用连续油管。封隔器用于在压裂过程中封隔不同区域。通常,有一个专门的封隔器用于区域封隔,在压裂过程中,压裂液和支撑剂要么沿着油管要么沿着环空泵入,封隔器将压裂液隔离在被处理的区域外面。图 5 显示了这种封隔器在多层压裂中的应用情况。

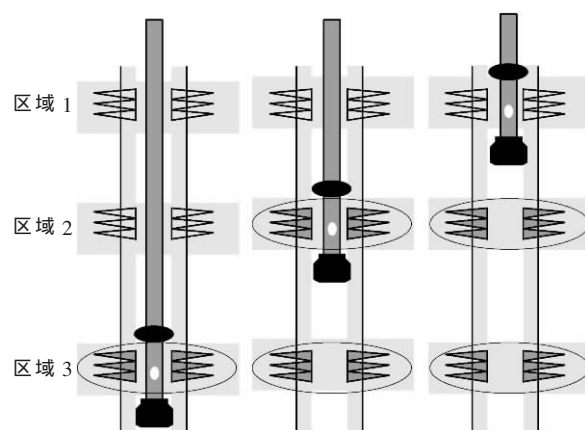


图 5 使用跨式封隔器的多层油管压裂措施

其他用于压裂多个非常规地层的技术是整体隔离系统,其中有一种被称为外部套管射孔(ECP)。ECP 是一种通过允许每一单独的间隔区域进行射孔、隔离和增产从而完井的方法^[11]。在 ECP 中,射孔枪和射孔/信号系统连接在油管外面,在钻孔中运行,并用水泥封固。射孔枪沿着液压控制管线或电线射孔,能射穿油管,且可在其他方向上射孔。整个系统也包含射孔时开动的隔离装置,通过设置隔离装置,既可以防止在较低间隔区域的射入,也能防止来自较低间隔区域的流体的侵入。

在压裂过程中,支撑剂也是一个重要的考虑因素。球形支撑剂颗粒是最合适的选择,因为它满足支撑剂充填层的孔隙度和渗透性好于形状不规则、大小不均匀的砂粒的要求。此外,陶土的强度比砂粒高,且不容易在高的压裂闭合应力下发生破碎,也是比较好的选择。除了选择良好的支撑剂,还应注意支撑剂在实际生产中出现的問題,如支撑剂沉积(由于液体黏度低于悬浮支撑剂的门限压力)、支撑剂返排等。可以通过向压裂液中加入表面活性剂、纤维材料、变形粒子等解决这些问题。

3.2.3 重复压裂技术

重复压裂技术用于在不同方向上诱导产生新的裂缝,从而增加裂缝网络,提高生产能力。如果初始压裂已经无效,或现有的支撑剂因时间关系已经损坏或质量下降,那么对该井进行重复压裂将重建储层到井眼的线性流。该方法可以有效改善单井产量与生产动态特性,在页岩气井生产中起着积极作用,压裂后产量接近甚至超过初次压裂时期。如果要使重复压裂获得成功,必须评估重复压裂前、后

的平均储层压力、渗透率-厚度乘积和有效裂缝长度与导流能力等,所以重复压裂的实施离不开室内实验的帮助。在室内进行实验时,先生成裂缝——在最小垂直应力 5MPa 和最大水平应力 10MPa 的条件下形成裂缝,之后用最小应力代替水平应力,用最大应力代替垂直应力^[12]。将一些液体泵入模型后,产生一个与原始裂缝正交的新裂缝。实验结果表明,如果应力差小于 3MPa,甚至是应力逆转,则重复产生的裂缝会沿着原始裂缝传播;当应力差大于 3MPa 时,在实验条件下会产生新的裂缝。裂缝测试之后进行断裂封堵效应测试——垂直方向上最大主应力 15MPa,两水平主应力分别为 10MPa 和 5MPa^[12],射孔沿着最大和最小主应力方向取向。之后将封堵物质泵入裂缝将其封堵,先形成垂直于最小水平主应力的垂直裂缝,再形成与较大水平应力垂直的新裂缝,最后新裂缝会转向最小主应力方向,如图 6 所示。

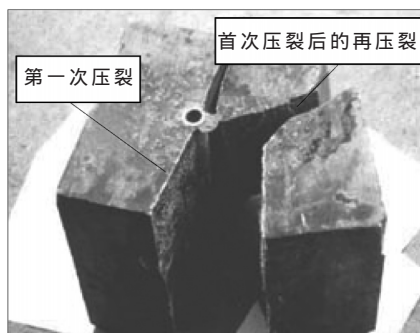


图 6 形成新裂缝之前先封堵旧裂缝的实验过程

最后一个阶段是裂缝定向。一般重复压裂都是在已生产了几年的井中进行的,长时间的生产引起了在初始裂缝椭圆形区域的局部空隙应力重新分布,储层压力减小,从而改变了储层压力状态。由于裂缝周围应力干扰区域的延伸形状,最小和最大水平主应力有时会发生改变,如最大应力变为最小应力,或反过来。如果两水平应力的倒转足够大或初始压裂产生的裂缝被有效封堵了,那么就会形成重复压裂再定向的适宜条件。在这种条件下,新的裂缝可在 90°方向传播到初始裂缝,直至到达应力紊乱区^[12]。在两水平应力相等以外部分,新裂缝的方向与原始裂缝相同或在其原始裂缝平面上发展。如果渗透性是各项异性的,那么在裂缝附近的椭圆形区域内,应力的衰减规律将更加复杂。图 7 简要显

示了重复压裂的再取向过程。

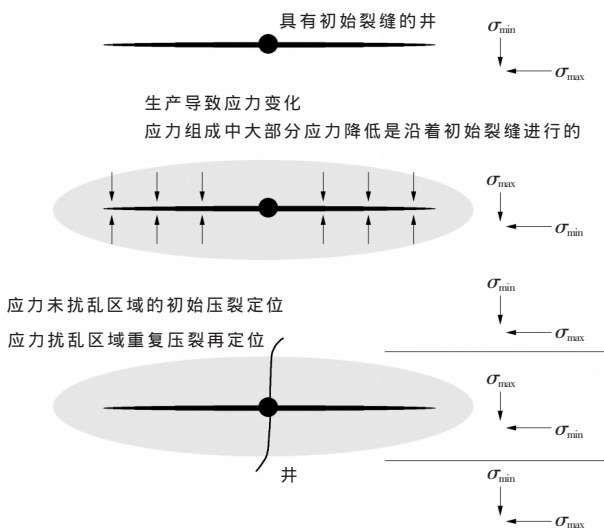


图 7 重复压裂再取向

3.2.4 同步压裂技术

除了上述 3 种技术外,还有最新的同步压裂技术,即同时对两口或两口以上的井进行压裂。在同步压裂中,压力液及支撑剂在高压下从一口井沿最短距离向另一口井运移,这样就增加了裂缝网络的密度及表面积,从而快速提高页岩气井的产量。目前已发展到 3 口、甚至 4 口井间同时压裂。

4 结论

① 页岩气储集层通常呈低孔、低渗透率,开采寿命长,生产周期长,因而具有其独特的开采方式。

② 水平井技术是页岩气开发采取的方式之一,它结合 geoVISION 随钻成像服务和 RAB 钻头附近地层电阻率仪器等 LWD 技术可进行更高效、更合理的开采。

③ 压裂增产技术是页岩气开采的另一种方式。如今发展起来的清水压裂、多层压裂、重复压裂及同步压裂技术结合室内实验和测井技术,使得页岩气具有更大的发展潜力。

④ 就当今世界能源问题和技术进步来看,页岩气在未来有可能成为能源供应的一个重要来源。

参考文献:

- [1] 闫存章,黄玉珍,葛春梅,等.页岩气是潜力巨大的非常规天然气资源[J].天然气工业,2009,29(5):1-6.
- [2] 黄玉珍,黄金亮,葛春梅,等.技术进步是推动美国页岩气快速发展的关键[J].天然气工业,2009,29(5):7-10.

- [3] WILLIAMS M. 旋转导向钻井新技术的应用[J]. 油田新技术, 2004, 16(1): 4-9.
- [4] 江怀友, 宋新民, 安晓璇, 等. 世界页岩气资源与勘探开发技术综述[J]. 天然气技术, 2008, 2(6): 26-30.
- [5] INABA M, McCORMICK D, MIKALSEN T, et al. 实时井眼成像技术[J]. 油田新技术, 2003, 15(1): 24-37.
- [6] BOYER C, KIESCHNICK J, ELEWIS R. 页岩气藏的开采[EB/OL]. <http://www.slb-sis.com.cn/toc/2006/Autumn200624.pdf>.
- [7] FRANTZ J H, JOCHEN V J R. Shale Gas White Paper [M]. Schlumberger, 2005.
- [8] HAYDEN J, PURSELL D. The Barnett Shale Visitor's Guide to the Hottest Gas Play in the US[EB-OL]. http://www.nknt.org/Exhibits/Barnett_shale_points2.pdf.
- [9] Arkansas Oil and Gas Commission 2008 Field Rules and Rule B-15[EB/OL]. <http://www.aogc.state.ar.us/OnlineData/Forms/Rules%20and%20Regulations.pdf>.
- [10] ARTHUR J D, BRUCE P E, LANGHUS P G. An Overview of Modern Shale Gas Development In The United States [EB/OL]. <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShale-OverviewFINAL.pdf>.
- [11] ZAHID S, BHATTI A A, KHAN H A, et al. Development of Unconventional Gas resources: Stimulation Perspective (SPE 107053)[C]//Production and Operations Symposium, 31 March-3 April 2007, Oklahoma City, Oklahoma, US.
- [12] LIU He, LAN Zhongxiao, ZHANG Guoliang, et al. Evaluation of Refracure Reorientation in Both Laboratory and Field Scales (SPE112445)[C]//SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 13-15 February 2008, Lafayette, Louisiana, USA.

(编辑 张 峰)

Shale Gas Drilling Technologies at a Glance

Zhang Weidong¹, Guo Min¹, Yang Yanhui²

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Dongying Shandong 257061;

2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu Hebei 062552)

[Abstract] Shale gas has become a hotspot for resource development worldwide. A typical shale gas reservoir is characterized by low porosity, low permeability, long production life, long lead time, dramatic change of recovery and usually lower recovery than conventional natural gas. Determined by its characteristics different from conventional natural gas production, shale gas development has its unique pattern. Horizontal well technology is significant to expanding shale gas development. The cost of a horizontal well is typically 1-1.5 times that of a vertical well and output from a horizontal well is about 3 times that from the latter. Horizontal well technology, coupled with logging while drilling technologies such as geoVISION imaging while drilling technology and resistivity at the bit (RAB) tools, enables operators to produce shale gas more efficiently. Fracturing is another method for producing shale gas. Riverfrac treatment is used to produce denser fracture network to form additional permeability, allowing for easier influx of gas into the wellbore, thus producing large amounts of formation gas. Multilayer fracturing technology is usually used to stimulate vertically stacked tight formations. Refracturing technology is used to induce new fractures in different directions to increase fracture networks, thus raising productivity. The latest simultaneous fracturing technology is used to fracture two or more wells at once. With these fracturing techniques and laboratory and logging technologies available, shale gas development will be even more promising.

[Keywords] shale gas; horizontal well technology; riverfrac technology; multilayer fracturing; refracturing; simultaneous fracturing