

低渗裂缝型气藏斜井压裂技术研究^{*}

贾长贵^{1,2} 李明志² 李凤霞² 田常青² 孙庆梅²

(1.中国石油大学·北京 2.中国石化中原油田分公司)

贾长贵等.低渗裂缝型气藏斜井压裂技术研究.天然气工业,2007,27(5):106-108.

摘要 中原油田户部寨气田是一个低渗致密裂缝型砂岩气藏,生产井多为斜井,投产需要进行压裂改造,前期效果不理想的原因是气藏的天然裂缝和斜井压裂中产生的人工多裂缝的双重作用会造成支撑缝长、裂缝宽度和导流能力降低,易使支撑剂过早发生桥塞,产生砂堵,从而影响压裂效果。以往压裂施工中为消除多裂缝的影响采取的主要措施是前置液加入大量的粉砂,但对裂缝导流能力有不利影响,使得压裂效果较差。为此,分析了斜井压裂多裂缝产生的原因,集成应用避射、射孔优化、支撑剂段塞、变排量、变黏度施工等技术,有效地降低了大斜度井压裂所产生的弯曲摩阻,控制了裂缝条数,同时又实现了大斜度井压裂不加粉砂和环空注入方式的突破,简化了压后作业程序,并以部1-14井大斜度定向井压裂施工为例进行了压裂效果分析,取得了好的成果。

关键词 低渗透油气藏 裂缝型油气藏 定向井 压裂 效果 户部寨气田

一、引言

户部寨气田2002年正式投入开发,含气面积 9.56 km^2 ,天然气可采储量 $20.79 \times 10^8\text{ m}^3$,目前采出程度13%。该气田储层物性差,孔隙度6.4%~11.32%,渗透率 $(0.18 \sim 0.76) \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,发育有天然微裂缝,非均质较强,为低渗致密裂缝型砂岩气藏。近两年投产的新井,地层压力高、构造位置、气层发育都较好,但压裂后稳产时间短或基本没有稳产期,主要原因是户部寨气藏的天然裂缝和斜井压裂中产生的人工多裂缝造成支撑缝长、裂缝宽度和导流能力降低,易使支撑剂过早发生桥塞,产生砂堵,从而造成斜井压裂的“三低一高”现象,即低砂比、低成功率、低加砂规模和高前置液用量,因而达不到预期的增产效果。

二、大斜度井压裂工艺技术

斜井的水力压裂裂缝的起裂和扩展与井眼周围的应力分布和原始地应力密切相关,且裂缝易发生转向。前期室内模拟实验表明射孔孔眼的存在改变了井眼周围的应力分布,影响了近井地区水力裂缝的起裂与扩展,裂缝沿射孔孔眼起裂,裂缝起裂后发生转向到最大主应力方向,且在 45° 井斜方位角附近

易形成多条裂缝^[1-3]。大斜度井压裂施工中,由于井斜或射孔影响存在近井筒高摩阻损失,产生的多条裂缝缝宽小,不能满足支撑剂进入裂缝的最低要求,造成只进液不进砂的情况,形成砂堵。为了降低早期脱砂的危险,研究应用了几种降低弯曲摩阻、提高施工成功率的大斜度井压裂工艺技术。

1.射孔优化技术

射孔设计(孔眼直径、间距和相位)差别很大,一般来讲,并不是所有的射孔都与优选裂缝面一致,实际上,射孔真正沿裂缝面的很少,如果采用0相位角射孔,射孔方位与水力裂缝面的夹角可能达到 90° ,另一方面,因为流体沿环空流向非连通侧裂缝时造成压力降,即使射孔方位很好或0相位角也会使得裂缝一翼沿优先方向延伸很好,而另一翼延伸有限^[4]。因此,优化射孔厚度和相位等参数既可以有效地降低弯曲摩阻,保证施工的顺利进行,又可以有效控制裂缝缝高,确保支撑剂合理铺置。

对于大斜度井,最小的射孔段长度是用来减少多裂缝的有效手段,一个原则是射孔段长度限制为井眼直径的4倍,延长射孔井段可能导致多条裂缝。实际情况下大多数井采取如此短的射孔段长度是不可能的,因此必须采取有效的避射技术和变孔密射孔等措施是控制多条裂缝的产生与延伸的一种有效

^{*} 本文系“十五”国家重点科技攻关项目“中国大中型油(气)田勘探开发关键技术研究”(编号:2003BA613A-07)成果。

作者简介:贾长贵,1973年生,高级工程师,博士研究生;主要从事油气开发与科技管理工作。地址:(457001)河南省濮阳市中原油田采油工程技术研究院。电话:(0393)4890055。E-mail:cyyjcg@163.com

方法。变密度射孔时,孔密一般为8~16孔/m,目的井段油层厚度越小、物性越差,孔密越大。

2. 支撑剂段塞技术

利用少量的混砂液在正式压裂之前或之间泵入支撑剂,对在多裂缝中的次要裂缝造成脱砂以阻止他们进液和延伸,提高主裂缝的延伸,使裂缝宽度足够大,为压裂混砂液提供所需的通道,即使在段塞之前的裂缝起裂阶段,也可以泵注低浓度支撑剂来冲蚀由井筒至裂缝的障碍。重点在于段塞的适应范围、使用量、支撑剂段的加入浓度和使用支撑剂粒径等。

前置液加入适量粉砂和支撑剂段塞是目前对付多裂缝有效的措施^[5]。由于粉砂粒径一般为40~70、70~100目(0.09~0.225 mm、0.225~0.45 mm),比支撑剂粒径20~40目(0.45~0.9 mm)低,因此,能够进入大多数缝宽较小($W \leq 0.4$ mm)的裂缝中,在各条平行裂缝中由于各条裂缝的压开程度存在差异,含粉砂液体进入不同长度及宽度的裂缝,由于小颗粒粉砂在较狭窄的裂缝中快速聚集形成阻碍液体流动的砂团,使裂缝停止进液,停止延伸;而在较宽的裂缝中则会充填到造成滤失的缝隙中提高液体效率,使裂缝变得更宽,最终结果是使一些较小的裂缝停止发育,而较宽的裂缝变得更宽,使大颗粒的支撑剂能够顺利地进入。但在以往低渗透裂缝型砂岩气藏斜井压裂施工中,前置液粉砂加入过量,影响了裂缝导流能力,压裂效果较差^[6]。前置液加入低砂比的0.45~0.90 mm的支撑剂段塞的重要用途在于可以起到降低弯曲摩阻和减少多裂缝的作用,由于含砂液体可以造成很强的水力切割作用,在不完善的射孔孔眼处和近井地带的复杂裂缝构造中,这种高速含砂流体形成的水力切割作用可以帮助液体对各种因素形成的节流环节、迂曲构造、及粗糙表面进行水力切割、打磨,使流路趋于完善,降低摩阻,来自现场的施工经验也充分证明了这点^[7]。

3. 变排量、变黏度施工技术

斜井施工中,开泵时首先用小排量,减少射孔对摩阻的影响,减少多裂缝产生,然后采用逐渐提高排量的措施,提高主裂缝延伸的可能性,也是减少多裂缝发生的有效途径。根据国外成功的施工经验,在施工开始阶段逐步提高的排量与迅速将排量提高两种方案进行比较,在快速提高排量时,由于井底迅速积聚起很高的工作压力,在地层岩石上聚集起高的工作压差,在此压差的作用下,会有多处破裂压力不同的裂缝一起张开,同时进液,造成多裂缝的产生;

而采用逐步提高的排量进行施工时,先用较低的排量泵注,使地层中产生相对较低的工作压力作用在岩层上,岩石在低应力处形成裂缝并延伸,由于裂缝形成后水力压差变小,则破裂压力稍高的岩石没有被压开;经较慢的速度逐步提高排量,由于最初形成的裂缝不断进液延伸,对周围地层产生压缩作用,产生叠加在原始应力上的附加应力,提高了周围岩石的破裂压力,在逐步提高排量的过程中随着已形成裂缝的不断加宽,这种作用不断加强,对周围地层产生更强的挤压作用,最终的结果是形成了最少的裂缝并使其逐步变宽变长,而本应产生平行裂缝的地带则由于破裂压力的提高,难以形成新的裂缝。

压裂液黏度是衡量压裂液质量的一个重要参数。为了减少压裂液对地层的伤害,在确保压裂液优良携砂性的前提下,依据聚合物本身的性能和不同地层温度,对聚合物最低极限浓度进行了实验和尝试。在实际施工过程中,采用低浓度变黏度压裂液体系,前置液部分采用正常浓度压裂液,地层温度下冻胶液200~300 mPa·s,在携砂液阶段降低压裂液浓度,保持冻胶液地层温度下100~200 mPa·s。携砂液平均黏度控制在100 mPa·s左右,最后递减至50 mPa·s。携砂液黏度控制是通过动态控制交联比和破胶剂,采用“逐渐递变”法来实现的。依据是:①根据温度场计算,施工期间地层温度分三个区间,在降温区和低温区应该使用低浓度压裂液可以满足携砂要求;②携砂液黏度;③液体的滤失性能显示,在形成滤饼之后,滤失以滤饼控制为主,黏度对滤失控制意义下降;④根据导流能力实验和前人研究,压裂液浓度提高,对支撑剂充填层渗透率伤害急剧增大,为了减少对裂缝导流能力的伤害,尽量减少聚合物用量;⑤为了有效降低施工压力,尽量使用最低的实用黏度。

为改善斜井压裂效果,在注入方式和压后处理等方面也做了改进。以往为减小施工风险,户部寨气井压裂注入方式上多采用 $\varnothing 88.9$ mm油管注入,压后需要更换生产管柱,增加了作业程序,影响了压裂效果。针对这种情况,注入方式由传统的 $\varnothing 88.9$ mm油管注入改为 $\varnothing 63.5$ mm环空注入,压后无需动管柱直接生产。同时,采取压后处理及保护措施,压前活性水洗井,压后进行缝面处理,裂缝闭合后以0.3~0.5 m³/min排量注入缝面处理剂,加速破胶,减小地层伤害。

三、现场应用情况

2003~2005年,户部寨气田共压裂13井次,施

工成功率 100%,有效率 100%,平均单井加砂 40 m^3 ,平均砂比 28.1%,累计增气量 $4707 \times 10^4 \text{ m}^3$,增加动用地质储量 $23 \times 10^8 \text{ m}^3$,与 2002 年相比,采气速度由 5.42% 到 7.14%,采出程度由 26.47% 提高到 42.22%,取得了较好的效果。部 1—14 井是户部寨气田的一口大斜度定向井,最大井斜 44.72° 。该井于 2003 年 6 月 12 日施工,按设计要求施工,施工顺利,压后该井日产气量 $3.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,压裂效果得到明显改善。工艺上采取了以下新技术。

(1)采取避射措施,优选射孔井段,射孔井段由 3311.1~3369.6 m,29.2 m/17 层改为 3317.1~3363.9 m,13.1 m/6 层。

(2)注入方式由传统的 $\varnothing 88.9 \text{ mm}$ 油管注入改为 $\varnothing 63.5 \text{ mm}$ 环空注入,压后无需动管柱直接生产。

(3)前置液加入两个粒径为 0.45~0.9 mm 的等粒径支撑剂段塞,减小斜井压裂多裂缝的影响。

(4)实施变黏度、变排量施工,前置液要求: 120°C , 170 s^{-1} ,剪切 1.5 h,黏度大于等于 $260 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,注入排量 $3.6 \sim 4.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 。携砂液性能要求为: 120°C , 170 s^{-1} ,剪切 1.5 h,黏度大于等于 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,注入排量 $4.8 \sim 5.2 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

(5)压后处理及保护,压前活性水洗井,压后进行缝面处理,裂缝闭合后以 $0.3 \sim 0.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 排量注入缝面处理剂,加速破胶,减小地层伤害。

四、认识与结论

(1)低渗裂缝型砂岩气藏的天然裂缝和斜井压裂中产生的人工多裂缝的双重作用会造成支撑缝长、裂缝宽度和导流能力降低,易使支撑剂过早发生

桥塞,产生砂堵,从而影响压裂效果。

(2)采用射孔优化、支撑剂段塞、变排量、变黏度施工等技术,能够有效地减少大斜度井多裂缝的影响,控制缝高的延伸,降低大斜度井压裂所产生的弯曲摩阻,有利于形成主裂缝,增加裂缝宽度和导流能力。

(3)户部寨气田的成功实践表明大斜度压裂技术能够切实改善压裂效果,对于类似油气藏的改造措施具有借鉴作用。

参 考 文 献

- [1] 陈勉.大斜度井水压裂缝起裂研究[J].石油大学学报,1995,19(2).
- [2] 米卡尔 J 埃克诺米德斯,肯尼斯 G 诺尔特.油藏增产措施[M]:第三版.张保平,译.北京:石油工业出版社,2002.
- [3] 郭建春,等.射孔完井方式下大位移井压裂裂缝起裂压力研究[J].天然气工业,2006,26(6).
- [4] 李海涛.压裂施工井的射孔优化设计方法[J].天然气工业,1998,18(2).
- [5] MCDANIEL B W, MCMECHAN D E, STEGENT N A. Proper use proppant slugs and viscous gel slugs can improve proppant placement during hydraulic fracturing applications[J].SPE paper 71661,2001.
- [6] 曾雨辰.段塞工艺在中原油田斜井压裂中的应用[J].天然气工业,2004,24(9).
- [7] 廖华林,等.淹没条件下超高压水射流冲蚀切割破岩实验研究[J].天然气工业,2006,26(5).

(修改回稿日期 2006-12-28 编辑 韩晓渝)