



 YEYAN CHUCENG YALIE JISHU
JINZHAN YU YINGYONG

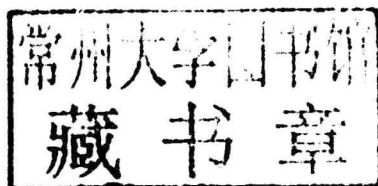
页岩储层压裂技术 进展与应用

卢云霄 编著

石油工业出版社

页岩储层压裂技术 进展与应用

卢云霄 编著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书在充分调研北美页岩气开发的现状和技术进展基础上,参考借鉴国外成熟技术和做法,分别从页岩气体积压裂缝网形成机理、页岩储层体积压裂实施条件影响因素、页岩储层多井同步压裂技术、页岩气压裂压裂液返排、页岩气压裂产能预测、我国页岩气井压裂施工实例等方面进行介绍,探讨了页岩储层压裂改造的一些难点和热点问题,为进一步发展我国页岩储层压裂技术提供参考。

本书可以作为从事页岩气开发工作相关技术人员的参考书,也可作为从事水力压裂技术研究人员的参考资料。

图书在版编目(CIP)数据

页岩储层压裂技术进展与应用/卢云霄编著.

北京:石油工业出版社,2016.5

ISBN 978-7-5183-1125-5

I. 页…

II. 卢…

III. 油页岩-油气藏-压裂-技术-研究

IV. TE357.1

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 021244 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64523623 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2016 年 5 月第 1 版 2016 年 5 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:10.25

字数:187 千字

定价:38.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

页岩气资源作为一种典型的非常规资源,是常规资源的重要接替。在 20 世纪 70 年代中期之前曾被归入非经济可采资源,随着天然气开发技术的进步逐渐变为经济可采资源。页岩气因其资源潜力巨大和经济效益显著受到各国政府及能源公司的重视。尽管页岩气形成大规模开发尚需时日,但从保障国家能源安全和油气总体发展战略的角度,积极寻找页岩气资源已是当务之急,中国页岩气基础研究和勘探开发任重道远。展望未来,页岩气资源丰富、开采周期长、产量高,必将成为一个重要的新兴产业。

页岩气开发的关键技术之一是体积压裂改造,体积压裂的目的是大规模改造低渗透储层,形成高渗透缝网带,从而提高页岩气的流通能力。本书在分析缝网形成影响因素基础上,建立了岩石脆性判断准则;分析了天然裂缝、地应力和裂缝诱导应力对缝网的影响,建立了天然裂缝扩展准则和缝网形成的判别模型,得出形成缝网的基本力学条件,并对模型进行了敏感性分析。在缝网形成机理研究基础上,根据储层厚度和缝网高度关系,从而建立了计算储层改造体积(SRV)的数学模型,并研究了弹性模量、泊松比、地应力差、施工排量、液量等因素对储层改造体积的影响规律。

同步压裂作为一种最新的体积压裂技术已在北美页岩气藏水平井压裂改造中取得商业性的成功。本书在研究过程中,针对压裂液注入地层引起油藏应力重新分布,导致主应力重新定向,直接影响裂缝的延伸方向的问题,建立了同步压裂水平井筒周围水平主应力方位变化模型,分析了时间、距离、初始应力差、渗透率非均质性和井间干扰、泵速对压裂改造体积的影响,应用应力转向轨迹推断缝网改造体积,并对相关参数:排量、时间、总液量和砂比进行优化。

通过改进现有的普通砂岩返排模型得到了符合页岩气藏返排的裂缝自然闭合模型和自喷模型,利用模型进行了压裂返排的敏感性分析,最后建立了页岩气的渗流模型、数学模型;考虑页岩气这类非常规低渗透油气藏的地层参数的特殊算法,通过分析渗流模型的三个过程,建立了页岩气产能的数学模型并根据国内储层的特征对公式进行了修正;并分别分析了地层参数和裂缝参数对页岩气产能的影响。

全书由×××审核,在此表示衷心的感谢!本书是水力压裂专家、技术人员和现场施工人员多年辛勤工作的结晶,胜利油田等油田单位为本书提供了大量技术资料,在此一并表示感谢。由于作者的水平有限,难免存在不足之处,敬请提出批评和修改意见。

编者

2015年5月

目 录

第1章 页岩储层开发现状	(1)
1.1 页岩储层的特征	(2)
1.2 页岩储层体积压裂改造技术	(4)
第2章 页岩储层体积压裂实施条件影响因素分析	(11)
2.1 页岩储层体积压裂实施非力学条件影响因素	(11)
2.2 缝网形成影响因素分析及数学模型建立	(13)
2.3 缝网位置敏感性分析	(26)
2.4 页岩储层体积压裂实施条件应用	(33)
第3章 页岩储层常规压裂技术研究	(38)
3.1 滑溜水压裂液体系	(38)
3.2 支撑剂体系	(46)
3.3 压裂技术及工艺	(51)
第4章 页岩储层多井同步压裂技术	(53)
4.1 同步压裂施工方法	(53)
4.2 同步压裂限制条件	(55)
4.3 同步压裂井周围应力重定向	(57)
4.4 同步压裂参数优化设计	(66)
第5章 页岩储层压裂返排模型	(87)
5.1 裂缝自然闭合模型	(87)
5.2 裂缝强制闭合模型	(90)
5.3 气举返排模型	(95)
5.4 返排模型的求解及敏感性分析	(96)
第6章 页岩储层压裂产能预测	(107)
6.1 页岩储层压裂产能数学模型的建立	(107)
6.2 页岩储层压裂产能影响因素分析	(115)

第 7 章 页岩气井压裂施工井例 (131)

7.1 基本井况 (131)

7.2 储层可压性评价 (133)

7.3 分段压裂设计 (137)

7.4 压裂施工情况 (140)

7.5 各段施工参数对比分析 (149)

7.6 结论与认识 (152)

参考文献 (153)

第1章 页岩储层开发现状

近年来,随着非常规油气藏勘探开发的深入,页岩由于储集丰富的油气资源而突破了将其作为烃源岩或盖层的认识,而进入了人们开发的视野变成了储层(杨峰,2013)。页岩储层具有自生自储、无气水界面、大面积连续成藏、低孔隙度、超低渗透率等特征,一般无自然产能或低产。然而在页岩储层中页岩气的含量十分丰富,从世界范围来看,全球页岩气资源约为 $456.24 \times 10^{12} \text{ m}^3$,而其中泥、页岩占总体沉积岩的60%左右,由此可见页岩气资源开发的巨大潜力,其中美国的页岩气资源量达到 $14 \times 10^{12} \sim 20 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (卢占国,2012)。

而所谓页岩气是指以热成熟作用或连续的生物作用为主,以及两者相互作用生成的赋存于泥岩或页岩中的一种特殊的非常规天然气,或以游离相存在于天然裂缝与粒间孔隙中,或吸附在干酪根或黏土颗粒表面,溶解于干酪根和沥青里(芦意,2011)。早期因开采难度大而未被全面开发,目前随着世界范围内能源供求之间的矛盾日益尖锐,页岩气越来越成为人们关注的焦点。

进入20世纪90年代,美国、加拿大等北美国家在页岩气勘探开发方面取得突破,开发技术迅速发展,并已逐渐成熟。2009年美国页岩气产量约为 $900 \times 10^8 \text{ m}^3$,超过了中国常规天然气的年产量,此项勘探开发使美国天然气储量增加了40%。到了2010年美国页岩气产量已接近 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$,约占美国当年天然气总产量的20%,至此页岩气已经成为美国主力气源之一(孙海成等,2011)。

目前中国页岩气的勘探开发尚处于起步阶段,但是发展迅速,而且在中国页岩气分布范围广储量大,拥有较大的开发潜力,据预测,中国页岩气潜在的资源量大于 $30 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其主要分布在盆地地区(柴达木、塔里木、鄂尔多斯、四川、松辽等)和古生代发育区(南海和东海诸多海域)。

到目前为止,中国页岩气田开采之所以还没有实现较好的商业价值,是因为中国在页岩气储层认识和开采能力方面还没有达到一定的水平,距离先进国家有较大的差距,仍需在技术方面加以提高。而中国页岩气在构造背景、地质成因、生储盖理论、开发方式等方面与北美地区具有相似之处,所以通过研究和借鉴北美地区页岩气的开采技术和成功经验,有助于加快中国在该方向的技术研发,尽快形成适应中国页岩气压裂技术的基本理论与工艺技术,从而促进页岩气早日实现商业化开采。

页岩气的特点,决定采用常规的压裂形成单一裂缝的增产改造技术已不能适用于页岩气藏的改造,必须探索研究新型的压裂改造技术,方能使其获得经济有效地开发,因而迫切地需要发展水力压裂新技术和水平井技术,以实现页岩气经济有效地开采。目前,北美页岩气逐渐形成了以水平井套管完井、分簇射孔、快速可钻桥塞封隔、大规模滑溜水或滑溜水+线性胶分段压裂、重复压裂为主的,以实现体积压裂改造为目的的页岩气压裂新技术体系(薛承瑾,2011)。

由于中国页岩气开发起步比较晚,好多技术还不够成熟。在这种情况下,要实现页岩气有效的工业开采,降低开发综合成本,就需要借鉴国外的成功案例,结合中国的油田现场,研究和发展先进的水平井压裂技术,实现页岩储层的体积压裂改造。

1.1 页岩储层的特征

1.1.1 岩性及矿物组分复杂

从总体成分和基质成分来讲,任何一种页岩都是独特的、特有的,即世界上不存在任何两种相同的页岩。页岩储层的主要矿物成分包括石英、碳酸盐岩和黏土矿物,这三种矿物的组成比例决定了储层的脆性程度(芦意,2011),继而决定了压裂改造所需采取的工艺技术(图1-1、图1-2)。页岩中,若石英矿物含量高则储层的脆性特征明显,压裂时就容易实现脆性断裂形成网络裂缝,因而更容易实现体积压裂改造;如果黏土矿物含量较高则储层塑性特征明显,更易形成对称的双翼缝,这种储层就不适用于体积压裂。此外,碳酸盐矿物含量是判断天然裂缝是否发育的一项重要指标,该矿物通常以充填方式存在于裂缝中,其含量越高,储层裂缝越发育,在压裂时沿着这些充填裂缝就越容易形成网状裂缝从而实现体积压裂改造。例如美国 Barnett 页岩碳酸盐和硅质含量丰富,天然裂缝比较发育,储层脆性特征明显,其杨氏模量为 34000 ~ 44000 MPa,泊松比为 0.2 ~ 0.3,比较适合大型体积压裂工艺,易产生复杂缝网,从而大幅度提高产量。对于加拿大的 WCSB 页岩,其储层类似于海绵或软泥状,塑性较强,具有很强的延展性,易生成单一的双翼缝,储层改造比较困难。

需要引起注意的是,页岩储层石英和碳酸盐矿物含量增加,一方面增加页岩储层脆性容易实现体积压裂改造;另一方面却会更加密集地充填孔隙,尤其是方解石在埋藏过程中的胶结作用使储层孔隙度进一步降低,从而游离气的储集空间明显减小,因此,若想对页岩储层特性进行合理的评价,必须要在石英、黏土矿物、碳酸盐矿物含量和含水饱和度几者之间寻找一种平衡。

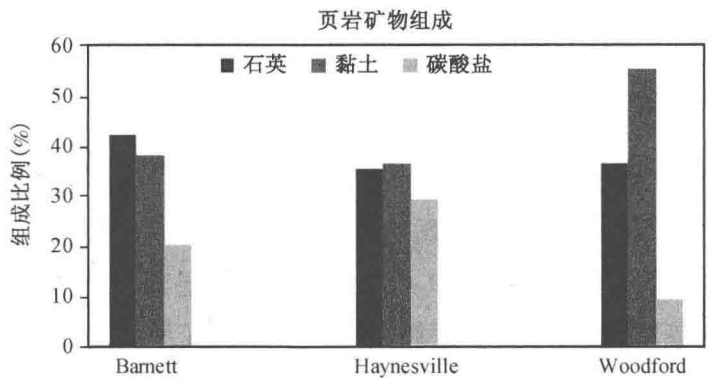


图 1-1 国外 3 种页岩不同岩性的矿物组成

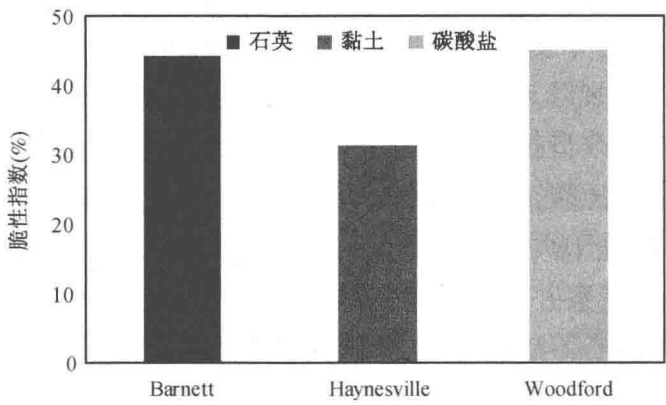


图 1-2 国外 3 种页岩脆性特征

1.1.2 低孔隙度特低渗透率

页岩储层的另一个显著特点是低孔隙度特低渗透率,其渗透率为 $0.0001 \sim 0.000001\text{mD}$ ($10^{-7} \sim 10^{-9}\text{D}$),属于纳达西级,孔隙度也只有 $3\% \sim 5\%$ 。页岩气主要存在吸附态、溶解态和游离态 3 种赋存状态,从储层到井筒主要经历 3 个流动过程:① 吸附气解吸附后形成游离气;② 游离气(包括解吸附后的和原有的游离气)在页岩基质中向低压区(裂缝网络系统)扩散;③ 气体由裂缝网络系统线性流至井筒,其中可以看出页岩气生产过程中游离气主要决定气井的初期产量,而吸附气主要决定气井的稳产期。由于页岩储层的孔隙度和渗透率超低特点,气体在储层基质中的渗流阻力非常大,因此很难形成达西流,按照常规的气藏理论,页岩气藏很难实现经济开发价值,但是页岩储层的比表面比常规砂岩储层大得多,其吸附气量可达到常规砂岩吸附气量的 $20 \sim 33$ 倍左右,因此通过采用经济有效的

水力压裂施工工艺,利用页岩储层所具有的独特优势产生大规模缝网,增加气体的渗流通道,同时减小渗流阻力,就可以实现页岩气较长的稳产期、较高的累积产量和较好的开发价值。

1.1.3 天然裂缝发育

页岩储层天然裂缝系统发育,既是实现油气运移的前提因素,又是成为有效储层的必要条件。页岩储层,由于其孔隙度极低,但层理和天然裂缝发育,所以油气均是主要通过层理和裂缝渗流运移,并且多数油气最终就储存于其中,故天然裂缝作为渗流通道的同时又担任为储集空间。但是研究发现,天然开启的裂缝在页岩中并不常见,裂缝大多以闭合形态存在。这些因胶结而封堵或因周围岩石应力挤压作用而闭合的裂缝是力学上的薄弱带,容易在压裂中破裂。因此实施压裂改造,不仅能够产生诱导裂缝,而且可以张开天然裂缝并延伸,最终储层原有的裂缝系统与人工诱导的裂缝连通成片,形成更加复杂的裂缝网络以增大改造体积。因此大规模体积压裂改造技术施工首先应选择天然裂缝发育的脆性储层,而塑性较强的地层实现体积压裂,改造比较困难。

值得注意的是,鉴于页岩物性较差,一些人认为宏观裂缝对页岩气成藏起着积极的作用,但研究观察并未发现这一趋势。前面已经提到页岩储层中的宏观裂缝容易被石英和方解石等矿物充填,降低孔隙度、渗透率,所以实际上宏观裂缝越发育气藏产气量越低。北美 Barnett 页岩储层肉眼可识别的裂缝数量有限,压裂改造后的产能却很高,这说明宏观裂缝并不利于页岩气的储集,真正起到改善页岩储集丰度的是微裂缝体系(芦意,2011)。

1.2 页岩储层体积压裂改造技术

1.2.1 体积压裂改造技术定义及作用

体积压裂改造技术是以压裂为手段,以产生裂缝网络为目的的改造技术。

其相应的定义为:采用分段多簇射孔及材料自动实现转向技术,通常选用滑溜水或清水等低黏流体,对储层实施大规模压裂改造,形成的一条或多条较长的主裂缝与施工条件下张开并延伸的天然裂缝相沟通,在主裂缝的侧向汇成无数的次生裂缝,继续泵入流体次生裂缝基础上继续分支形成二级、三级、更多级次生裂缝(如图 1-3,a 图所示),最终储层的所有裂缝交织形成复杂的裂缝网络系统(如图 1-3,b 图所示)。

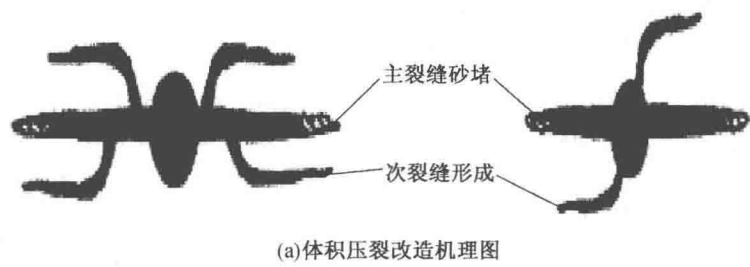


图 1-3 体积压裂改造原理图

体积压裂过程中,有效储集体就如同一块完整的较厚的玻璃掉在地上,内部出现无数的裂痕(图 1-4),交错纵横,裂缝分布在整個储层内,由此可大范围内大幅度地提高储层渗透率,实现对储层在长、宽、高三维方向的全面改造,因此体积压裂可以使油气与裂缝接触面积得到最优化,基质中的流体可以遵循最小阻力原则,自动选择最佳路径,向任意方向的裂缝渗流,最后汇集到井筒(雷群等,2009,吴奇等,2012)。

体积压裂的作用主要表现为:① 大范围内大幅度地提高储层渗透率,实现对储层三维方向的全面改造;② 该技术增产效果惊人,最大限度地提高储层动用率和采收率。

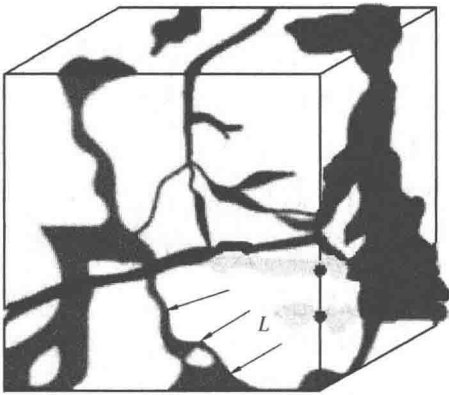


图 1-4 裂缝网络模型

1.2.2 体积压裂改造实现条件

(1) 天然裂缝发育。

人工压裂只能产生少数尺寸较大的主裂缝,而缝网的形成主要依赖于原有的天然裂缝随机延伸形成的大量尺寸较小的次生裂缝,主裂缝和次裂缝相互连通,共同组成了一个复杂的裂缝网络系统。

(2) 岩石硅质含量高,脆性系数高。

脆性系数高是储层实现大规模体积压裂改造的必要条件,大规模压裂施工时,脆性特征明显的储层更容易产生剪切破坏,形成复杂的网状缝,而不再是单一的双翼裂缝,从而有效地实现体积压裂改造。

(3) 敏感性不强,适合大型滑溜水压裂。

由于体积压裂改造通常采用滑溜水或清水的超低黏度的流体作为压裂液,所以水敏地层绝不适合使用体积压裂改造施工工艺;对于弱水敏的页岩储层,增加压裂液用液规模,滑溜水渗入天然裂缝中,迫使天然裂缝张开并扩展到更远范围,就可实现体积压裂改造。

1.2.3 页岩储层体积压裂改造主体技术

由于页岩与常规砂岩、碳酸盐岩储层特征存在着明显的不同,所以其压裂液体系、支撑剂体系、压裂改造工艺等主体技术都与常规储层压裂改造存在着明显的不同。常用的页岩体积压裂技术是采用滑溜水作为压裂液体系的水平井分段压裂工艺,总体上工艺体现了“两大、两小”的特征,其中“两大”含义为“大排量、大液量”,“两小”指的是“小粒径低密度支撑剂、低砂比”(王海庆等,2012)。

1.2.3.1 压裂液体系

压裂液最主要的作用就是为支撑剂在生成的裂缝中的运移与充填提供介质与途径,使裂缝具有高导流能力,这样就更有利于该处油气的采出。

Brannon 等人提到,以前通过采用高黏性的、交联聚合物为基底的流体和相对高的裂缝内流动速度,来适当地铺置支撑剂,使其遍布整个裂缝区域内。在 20 世纪 80 年代后期,公认的是,常用的以瓜尔胶为基底的交联型压裂液的残余物常常会对支撑剂充填层的导流能力造成 80% 以上的损害,从而导致了改良的破胶体系的快速发展,来缓解这种损害(H. D. Brannon 等,2006)。

近几年,滑溜水压裂液体系迅速发展普及各大小油田。滑溜水是针对页岩气储层改造发展起来的一项新的液体体系,通过使用极少量(一般小于 0.2%)的稠化降阻剂降低摩阻,若降阻剂的质量足够高,用量还可以降低到 0.018% 以下。这种液体体系主要利用控制泵注排量和泵压,使冲击形成的砂堤不断堆积,最终充满整个裂缝高度;而不是利用流体黏度携砂、悬砂至目的区域。该体系适用于弱水敏、天然裂缝较发育、脆性较高的储层。

与常规压裂液相比,滑溜水体系的优点包括:① 适用于裂缝型储层;② 提高剪切缝形成的概率,有利于形成网状缝,增加改造体积提高压裂效果;③ 黏度低,

支撑剂用量少,接近于清水压裂,对地层几乎零伤害;④经济上,滑溜水压裂液成本低,同等作业规模下,可比常规冻胶压裂的成本低40%~60%(孙海成等,2011)。

但是与滑溜水压裂过程相联系,滑溜水压裂液体系最典型的缺点就是低黏度液体导致支撑剂运移能力差。较差的支撑剂运移能力导致支撑剂快速沉淀,通常沉积在目标区域的下方,从而趋于产生相对较短的有效裂缝长度,结果,增产措施实施后,产量会远少于预期。

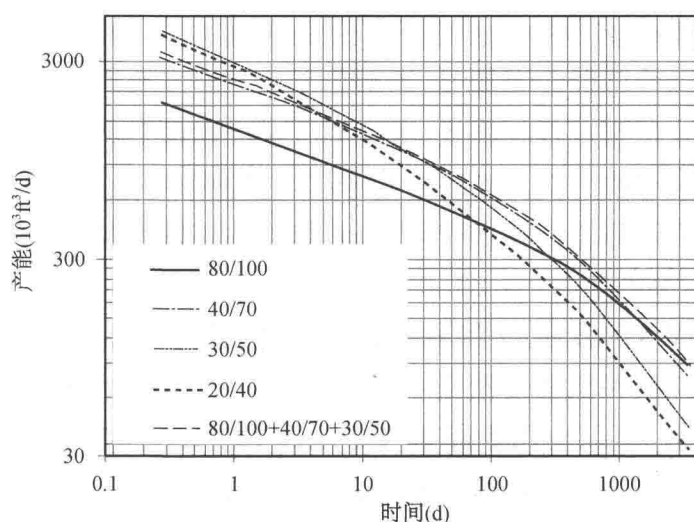
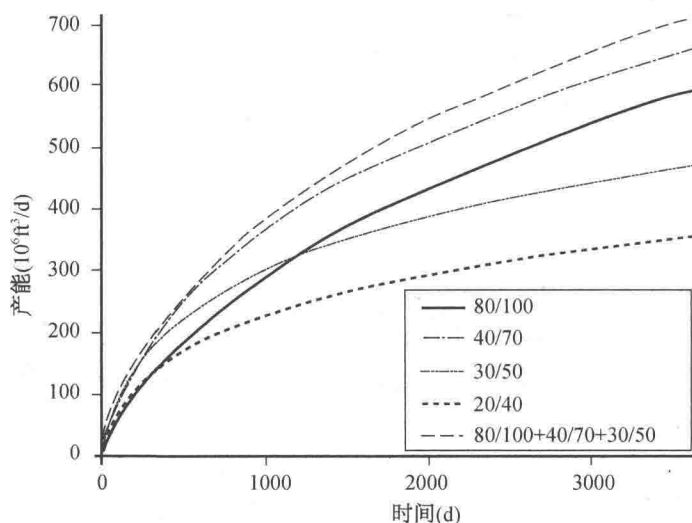
综合以上滑溜水的优缺点,国内外学者提出了复合压裂液体系。复合压裂液主要是由高黏度冻胶和低黏度滑溜水组成,与单一的滑溜水体系相比,复合压裂液的适用范围拓宽,可以应用于黏土含量稍高、塑性略强的非脆性的页岩储层。复合压裂液体系的优势体现在两个方面:①高黏度冻胶保证了一定的携砂能力和诱导裂缝宽度;②低黏度滑溜水在冻胶液发生黏滞指进的同时具有良好的造缝能力,最终使得交替注入的不同粒径的支撑剂取得较低的沉降速度和较高的裂缝导流能力。调研数据显示:Barnett黏土含量较高的页岩气藏复合压裂井与邻井相比产量提高了27%(孙海成等,2011)。

1.2.3.2 支撑剂体系

为了匹配滑溜水体系的应用,国内现场一般使用70/100或40/70目的陶粒,而国外应用的则是超低密度支撑剂(ULWP)。

Brannon和Wood等人,发表了一篇关于超低密度支撑剂的发展的文章,这种合成的ULWP材料是由一定大小的、改性核桃壳组成的。ULW支撑剂不仅具有低密度的性质,而且具有油藏压力与温度条件下压裂支撑剂所需的必要的机械性能。ULWP材料主要有ULWP-1.25和ULWP-1.75,其中ULWP-1.25表示该材料密度为1.25,比普通石英砂(2.65)的一半还小,已经接近盐水区域内中性悬浮的密度,就是一种如此低密度的材料,却具有惊人的强度,实验已经证实其可应用于闭合压力高达41.37MPa, BHST(井底标准温度)高达225°F的油藏环境中。

Cohen等人在文献中评价了支撑剂粒径对产能的影响(C. E. Cohen等,2013)。实验得出结论:大粒径支撑剂沉降速度较大,集中在井筒周围,所以可以提供较高的早期产能;小粒径支撑剂沉降速度低,运移范围更广,所以生产速度较为稳定,下降幅度小。对大、小粒径支撑剂怎样合理地扬长避短,由此学者提出了混合粒径支撑剂体系,实验结果如图1-5、图1-6。


 图 1-5 支撑剂粒径对产能的影响($1\text{ft}^3 = 0.028\text{m}^3$)

 图 1-6 支撑剂粒径对累积产能的影响($1\text{ft}^3 = 0.028\text{m}^3$)

1.2.3.3 最新的现场压裂技术

页岩储层普遍具有分布范围广、储层厚度大等特点,水平井已成为页岩开发的最优选择。由于页岩储层应力场分布的差异,水平井压裂可以产生纵向缝、斜交缝和横截缝三种,其中横截缝更有利于提高水平井整体渗流能力,增大改造体积,为最优的裂缝形态。

(1) 水平井多级可钻式桥塞封隔分段压裂技术。

该技术的主要特点在于套管完井、多段分簇射孔、可钻式桥塞封隔(钻时小于15min)。油管或连续油管传输射孔枪进入套管内部实施第一段压裂,压裂时用液体将“电缆+射孔枪+可钻桥塞工具”组件泵送入井,安装桥塞使射孔枪和桥塞分离,拖动电缆至目标段位射孔,准备第二段压裂,依次类推,实现多段多级压裂(薛承瑾,2011)。这种压裂技术射孔和安置桥塞同时进行,压裂结束后很短时间内钻掉所有桥塞,有效地缩短压裂时间,节省压裂成本,同时可尽早反排,缩短液体在地层中的滞留时间,降低外来液体对储层的伤害。通过这种压裂施工,水平井段一般压裂8~15段,每段可形成4~6条裂缝,缝间应力干扰作用明显,有利于形成更加复杂的缝网结构,增大改造体积,改善压裂效果。目前该技术已经成为美国页岩气开发的主体技术。

(2) 水平井膨胀式封隔器分段压裂技术。

膨胀式封隔器,也称作反应式封隔器,它是将一种特殊的可膨胀的橡胶材料直接硫化在套管外壁,当封隔器下入井内预定位置,一旦遇到水或油气,可膨胀橡胶适应井眼的不规则形状,快速膨胀至井壁位置后继续膨胀产生接触应力,从而实现密封的作用,实现井筒的分层分段,而且胶筒膨胀完毕后不产生收缩,始终紧贴于井壁,保证了封隔质量。

(3) 水平井水力喷射分段压裂技术。

这种技术是集射孔、压裂、封隔于一体的新型增产改造技术。不需封隔器和桥塞等封隔工具,直接利用水力喷射工具实现分段压裂,自动封堵,且封隔准确。世界范围内,水平井水力喷射分段压裂技术迅速发展,由美国开始逐渐扩展到加拿大、巴西、哈萨克斯坦、俄罗斯和中国等国家。

(4) 水平井重复压裂技术。

所谓重复压裂是指同层进行的第二次或者更多次的压裂,即在初次或前一次压裂失效或者减产后,对该层进行的又一次压裂改造技术(刘立峰等,2011)。目前重复压裂造缝的作用机理主要表现在以下几种:①重新张开原压开的裂缝;②有效地延伸原有裂缝系统;③冲洗裂缝面的不溶物和滤饼;④再次填充高导流能力支撑剂;⑤压开新裂缝。决定页岩重复压裂成功与否的一个重要因素是裂缝转向。在Barnett重复压裂历史中,通过对远、近地应力场研究表明,在一定的地质和施工条件下,井筒周围近井地带,水平主应力重新定向,从而影响压裂裂缝转向,进而达到增产效果。裂缝转向的理想模型如图1-7所示。

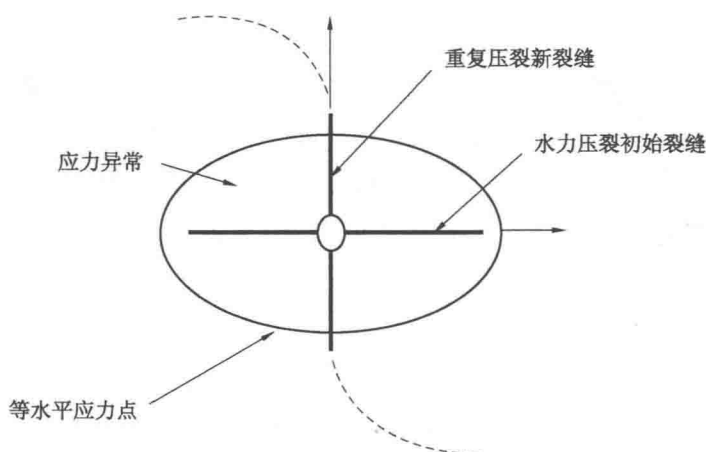


图 1-7 理想的重复压裂形态

(5) 水平井多井同步压裂技术。

同步压裂技术(图 1-8)是页岩气储层改造最新的一项重要技术。将两口或者更多的临近井同时用多套车组进行分段多簇压裂,在高泵压条件下,增强井间的应力干扰,改变近井地带的应力场,从而产生更加复杂的裂缝网络。该技术在北美 Woodford 页岩和 Barnett 页岩改造中应用广泛,并取得了较好的效果(雷群,2009)。

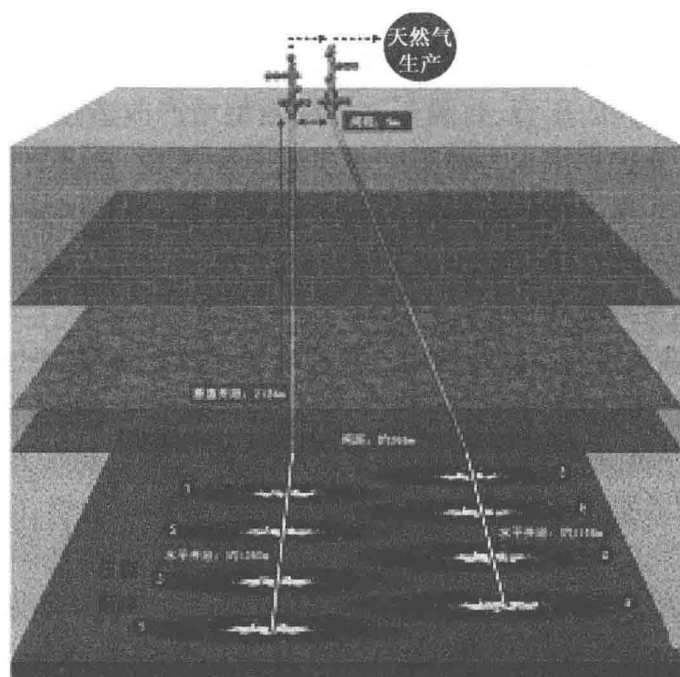


图 1-8 同步压裂原理图