

页岩气井水力压裂技术及其应用分析

唐 颖 张金川 张 琴 龙鹏宇

中国地质大学(北京)“海相储层演化与油气富集机理”教育部重点实验室

唐颖等.页岩气井水力压裂技术及其应用分析.天然气工业,2010,30(10):33-38.

摘 要 页岩储层孔隙度小、渗透率低,页岩气井完井后需要经过储层改造才能获得理想的产量,而水力压裂是页岩气开发的核心技术之一。在研究水力压裂技术开发页岩气原理的基础上,剖析了国外的应用实例,分析了各种水力压裂技术(多级压裂、清水压裂、水力喷射压裂、重复压裂以及同步压裂技术)的特点和适用性,探讨了天然裂缝系统和压裂液配制在水力压裂中的作用。研究表明,中国现阶段页岩气勘探开发水力压裂应从老井重复压裂和新井水力压裂两个方面着手,对经过资料复查、具有页岩气显示的老井可采用现代水力压裂技术重复压裂;埋深在 1 500 m 以浅的有利储层或勘探浅井可采用氮气泡沫压裂,埋深在 1 500~ 3 000 m 的井可采用清水压裂,埋深超过 3 000 m 的储层暂不考虑开发。

关键词 页岩气 开发技术 储层改造 水力压裂 应用分析 埋藏深度 老井重复压裂

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.10.008

1 页岩气井水力压裂技术及其适用性

页岩储层厚度薄,渗透率低,水平井加多级压裂是目前美国页岩气开发应用最广泛的方式。目前常用的技术有多级压裂、清水压裂、水力喷射压裂、重复压裂和同步压裂等。在美国页岩气开发中使用过的储层改造技术还有氮气泡沫压裂和大型水力压裂,氮气泡沫压裂目前还使用在某些特殊条件的页岩压裂作业中,大型水力压裂由于成本太高,对地层伤害大已经停止使用。页岩气水力压裂技术特点及适用性见表 1。

1.1 多级压裂

多级压裂是利用封堵球或限流技术分隔储层不同层位进行分段压裂的技术。多级压裂能够根据储层的含气性特点对同一井眼中不同位置地层进行分段压裂,其主要作业方式有连续油管压裂和滑套完井两种。多级压裂技术是页岩气水力压裂的主要技术,在美国页岩气生产井中,有 85% 的井是采用水平井和多级压裂技术结合的方式开采,增产效果显著。美国 Newfield 公司在 Woodford 页岩中的部分开发井采用了 5~ 7 段式的分段压裂,页岩气单井最大初始产量达到

表 1 水力压力技术特点及适用性表

技术名称	技术特点	适用性
多级压裂	多段压裂,分段压裂。技术成熟,使用广泛	产层较多,水平井段长的井
清水压裂	减阻水为压裂液主要成分,成本低,但携砂能力有限	适用于天然裂缝系统发育的井
水力喷射压裂	定位准确,无需机械封隔,节省作业时间	尤其适用于裸眼完井的生产井
重复压裂	通过重新打开裂缝或裂缝重新取向增产	对老井和产能下降的井均可使用
同步压裂	多口井同时作业,节省作业时间且效果好于依次压裂	井眼密度大,井位距离近
氮气泡沫压裂	地层伤害小、滤失低、携砂能力强	水敏性地层和埋深较浅的井
大型水力压裂	使用大量凝胶,完井成本高,地层伤害大	对储层无特别要求,适用广泛

基金项目:国家自然科学基金项目(编号:40672087,40472073)及“全国油气资源战略选区调查与评价”国家专项资助。
作者简介:唐颖,1986 年生,硕士研究生;主要从事非常规天然气地质勘探与开发和油气成藏机理研究工作。地址:(100083)北京市海淀区学院路 29 号中国地质大学能源学院。电话:(010)82320848。E-mail: tangying@sina.cn

$28.32 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 最大最终产量达 $16.99 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}^{[1]}$ 。

多级压裂的特点是分段压裂和分段压裂, 它可以在同一口井中对不同的产层进行单独压裂。多级压裂增产效率高, 技术成熟, 适用于产层较多, 水平井段较长的井(图 1)。页岩储层不同层位含气性差异大, 多级压裂能够充分利用储层的含气性特点使压裂层位最优化。在常规油气开发中, 多级压裂已经是一个成熟的技术, 国内有很多成功应用的实例。多级压裂技术用于我国的页岩气开发有一定的技术基础, 是可行的压裂技术。



图 1 滑套完井多级压裂作业图

1.2 清水压裂

清水压裂是利用大量清水注入地层诱导产生具有足够几何尺寸和导流能力的裂缝以实现在低渗的、大面积的净产层里获得天然气工业产出的压裂措施。清水压裂利用储层的天然裂缝注入压裂液, 使地层产生诱导裂缝, 在压裂过程中, 岩石碎屑脱落并沉降在裂缝中, 起到支撑作用, 使裂缝在压裂液退去之后仍保持张开。1997 年, Mitchell 能源公司首次将清水压裂应用在 Barnett 页岩的开发作业中, 清水压裂不但使压裂费用较大型水力压裂减少了 65%, 而且使页岩气最终采收率提高了 20%^[2]。事实上, 清水压裂的成功就在于它以较低的开支获得了和凝胶压裂相同甚至更好的增产效果^[3]。目前的清水压裂多是使用混合的清水压裂液, 它是在传统的清水压裂液中加入了减阻剂、凝胶、支撑剂等添加剂, 又叫减阻水压裂。

清水压裂用低黏度的减阻水替代通常使用的凝胶压裂液, 这样既降低了压裂成本, 又减小了大量使用凝胶对地层的伤害, 但由于压裂液黏度小, 清水压裂相比凝胶压裂液来说携砂能力弱, 压裂半径小。清水压裂以岩石的天然裂缝为通道注入压裂液, 岩石杨氏模量越高裂越易形成粗糙的节理, 保持裂缝的导流能力。

因此适用于天然裂缝系统较发育, 岩层杨氏模量高的地层。当页岩层中水敏性矿物(如蒙脱石)含量高时, 水敏性矿物溶解会堵塞裂缝通道, 影响压裂的效果。清水压裂在国内有较多的理论研究和作业实践, 用于我国的页岩气开发有一定的技术基础, 是可行的压裂技术。

1.3 水力喷射压裂

水力喷射压裂是用高速和高压流体携带砂体进行射孔, 打开地层与井筒之间的通道后, 提高流体排量, 从而在地层中打开裂缝的水力压裂技术(图 2)。当页岩储层发育较多的天然裂缝时, 如果用常规的方式对裸眼井进行压裂, 大而裸露的井壁表面会使大量流体损失, 从而影响增产效果。水力喷射压裂能够在裸眼井中不使用密封元件而维持较低的井筒压力, 迅速、准确地压开多条裂缝。2005 年, 水力喷射压裂技术第一次使用在美国 Barnett 页岩中, 作业者使用水力喷射环空压裂工艺对 Barnett 页岩中的 53 口井进行了压裂, 其中 26 口井取得了技术和经济上的成功, 有 21 口井被认定为技术成功^[4]。

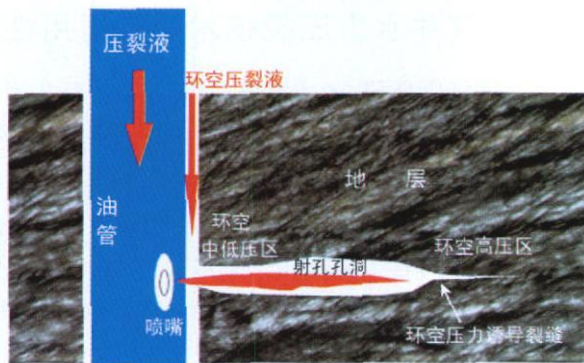


图 2 水力喷射压裂原理图

水力喷射压裂能够用于水平井的分段压裂, 不受完井方式的限制, 尤其适用在裸眼完井的井眼中, 但是受到压裂井深和加砂规模的限制。水力喷射压裂在国内油气开发中的应用时间不长, 主要依靠国外公司提供技术服务, 压裂成本高。由于页岩井眼井壁坍塌情况严重, 一般使用套管完井, 再加上水力喷射压裂技术在国内的应用并不成熟, 且成本较高。因此该技术在我国的页岩气开发起步时期适用性不强, 日后的推广有待于技术的进步和经验的成熟。

1.4 重复压裂

重复压裂是指当页岩气井初始压裂处理已经无效或现有的支撑剂因时间关系损坏或质量下降, 导致气体产量大幅下降时, 采用压裂工艺对气井进行重新压

裂增产的工艺。页岩气井初始压裂后,经过一段时间的生产,井眼周围的应力会发生变化,重复压裂能够重新压裂裂缝或使裂缝重新取向,使页岩气井产能恢复到初始状态甚至更高(图3)。美国 Barnett 页岩在1995年前广泛使用凝胶压裂,1997年开始发展清水压裂,作业者对先前使用冻胶压裂增产产量下降的井使用清水压裂重新改造,改进处理液回收工作流程,气井产量明显提高,部分井产量甚至超过了初次压裂时的产量^[5]。

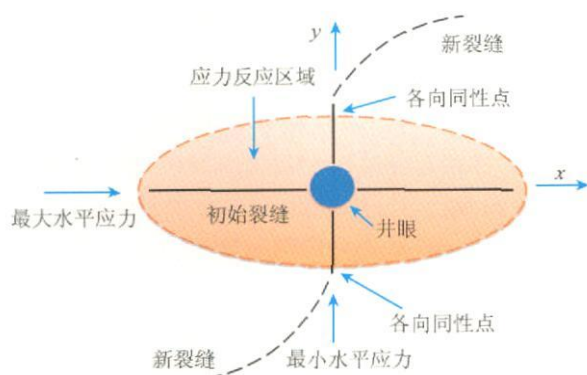


图3 重复压裂中裂缝重新取向原理^[6]图

重复压裂适用于天然裂缝发育、层状和非均质地层,在页岩气开发后期当初始压裂效果下降时或初始压裂方式效果不理想的情况下对储层重新压裂,对产量相对较高的井同样适用。重复压裂不是一种新的压裂技术,而是压裂作业的一种工艺,其关键在于候选井的选择。国内对重复压裂工艺有较多的研究和实践^[7-9],可以作为我国页岩气开发中后期储层改造的措施。

1.5 同步压裂

同步压裂指对2口或2口以上的配对井进行同时压裂。同步压裂采用的是使压力液及支撑剂在高压下从一口井向另一口井运移距离最短的方法,来增加水力压裂裂缝网络的密度及表面积,利用井间连通的优势来增大工作区裂缝的程度和强度,最大限度地连通天然裂缝。2006年,同步压裂首先在美国Ft. Worth盆地的Barnett页岩中实施。作业者对同一平台上相隔10 m,水平井段相隔305 m大致平行的2口井9个层位进行同步压裂。作业后,2口井均以相当高的速度生产,其中1口井以日产 $25.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的速度持续生产30 d,而其他未压裂的井日产速度在 $5.66 \times 10^4 \sim 14.16 \times 10^4 \text{ m}^3$ 之间^[10]。

同步压裂在国外页岩气开发中是一个应用广泛的工艺,特别是当区块开发比较充分,井眼密集时,通过

对多口井进行同步压裂,能够获得比依次压裂更好的效果。同步压裂适用于2口或多口井眼位置相对较近,水平井段大致平行的页岩气井之间。同步压裂目前在国内还是一个较新的概念,其在国内的技术可行性还有待进一步实践,且在页岩气开发初期尤其是在勘探阶段井眼稀疏,并不适用。即使如此,同步压裂工艺仍然是页岩气开发水力压裂的重要工艺。

2 页岩气井水力压裂技术应用分析

2.1 水力压裂关键因素

页岩气开发水力压裂原理是利用储层的天然或诱导裂缝系统,使用含有各种添加剂成分的压裂液在高压下注入地层,使储层裂缝网络扩大,并依靠支撑剂使裂缝在压裂液返回以后不会封闭,从而改善储层的裂缝网络系统,达到增产的目的。和砂岩相比,页岩裂缝系统发育差,且不同地区储层特点差异大,这是水力压裂面临的主要问题。裂缝系统既是压裂液注入的通道,又是气体溢出通道,压裂液与储层的配伍性直接关系到水力压裂的成败,因此裂缝系统和压裂液配制是页岩水力压裂的关键因素。

2.1.1 天然裂缝系统

对页岩储层来说,裂缝系统既是气体的主要储存空间,也是渗流的主要通道,对页岩气开发来说,裂缝系统是压裂液进入储层的主要通道。天然裂缝的发育程度是影响页岩气开采效益的直接因素,因此页岩气水力压裂应该尽量选择天然裂缝发育程度高的层位。Bowker通过对Ft. Worth盆地Barnett页岩天然裂缝的研究认为,充填的天然裂缝是力学上的薄弱环节,能够增强压裂作业的效果,开启的天然裂缝对页岩气产能并不重要^[11];Gale研究认为尽管大多数小型裂缝都是封闭的,储存能力较低,但是由于在距离相对较远的裂缝群中存在大量开启裂缝,因此也可以提高局部的渗透率^[12]。Barnett页岩不是裂缝性页岩层带,但由于其天然裂缝系统发育,使其成为一个可以被压裂的页岩层带。

天然裂缝系统在水力压裂的中的作用还表现在其对诱导裂缝的影响上,天然裂缝对诱导裂缝既有促进作用,又有抑制作用。一方面,压裂液通过天然裂缝注入储层从而产生诱导裂缝,而当天然裂缝周围富集诱导裂缝后,储层渗透性发生改变,随着气体的产出地层压力下降,原先开启的裂缝又会发生闭合;另一方面,天然裂缝开启效应导致的局部滤失增加,消耗诱导裂缝扩展的部分能量,从而抑制诱导裂缝的增长。在水力压裂前,需要结合储层的特点和压裂参数来预测裂

缝发育的宽度、长度和方向(如使用美国 Meyer & Associates 公司的 Meyer Fracturing Simulators 平台^[13]),在压裂过程中通过微地震来随时监测裂缝的方位和尺寸。

2.1.2 压裂液配制

无论是在页岩气开发,还是在常规油气开发的压裂过程中,压裂液及其性能都是影响压裂最终效果的重要因素。压裂液及其性能对能否造出一条足够尺寸的、有足够导流能力的裂缝有直接关系。清水压裂液组成以水和砂为主,含量占总量的 99% 以上,其他添加剂成分占压裂液总量的不足 1%。添加剂在压裂液中所占的比例很小,但对提高页岩气井的产量说却是至关重要。页岩水力压裂常见添加剂类型及其作用见表 2。

在压裂作业中,应该根据储层的实际情况选择合适的添加剂类型和比重。据国外的经验,压裂液添加剂选择要考虑泵速及压力,黏土含量,硅质和有机质碎屑的生成潜力,微生物活动以及压裂液返回等因素^[16]。当储层水敏性矿物含量高时,应该提高防塌剂的比重以防止矿物溶解堵塞裂缝;在一些浅井中,由于微生物较发育,应当适当增加抗菌剂的比重,从而减少微生物对裂缝的封堵以及清除细菌产生的腐蚀性产物;在一些充填裂缝发育的层位,增加酸的比重有助于溶解矿物和造缝。

2.2 中国页岩气开发水力压裂探讨

中国页岩气资源丰富,主要盆地和地区的页岩气

资源量约为 $26 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[15]。中国在低渗透气藏储集层改造、裂缝性油藏压裂以及常规油气藏水力压裂等方面积累了较为丰富的经验^[16-19],但现代意义的页岩气开发还是一个新课题。水力压裂是页岩气开发的关键步骤,其技术要求高,压裂成本大,在我国页岩气勘探开发起步阶段,可以分别从老井压裂和新井压裂两个方面入手。

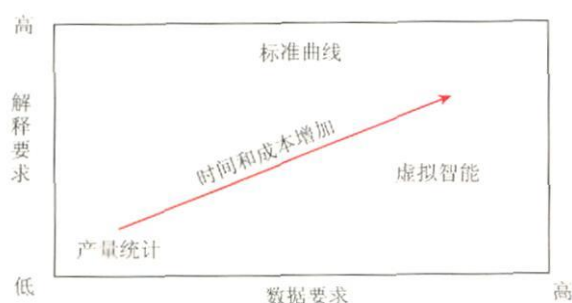
李新景等通过对川南、川西南下寒武统筇竹寺组威 5、威 18 等井及下志留统龙马溪组阳 63、太 15、阳深 1、阳深 2 等老井的资料复查,认为在这些老井中存出现页岩气显示。阳 63 井 3 505~ 3 518 m 井段黑色碳质页岩段射孔后,经土酸酸化处理,获得天然气 $3\,500 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[20]。对于像这些在钻井中存在良好的页岩气显示,特别是经过初次酸化压裂改造后在页岩层段获得较好的天然气产出的老井,在现阶段,采用现代的水力压裂技术,对非页岩层封堵后重新压裂页岩层段,改善储层的渗透性能,是获得页岩气产量突破的最佳办法。重复压裂候选井选择方法有产量统计法、模式识别技术(尤其是神经网络、虚拟智能和模糊逻辑)以及产量标准曲线法。在页岩储层中,虚拟智能模拟得出的结论最有效,其次是标准曲线法,单独使用生产数据的方法效果最差^[5]。在选择候选井时,应该综合 3 种方法优选的结果选择最合适的井进行压裂(图 4)。

对于新完钻的页岩气井,要获得工业性气流,必须采用水力压裂改善储层的渗透能力,在进行压裂作业时,应该结合完井方式,储层特点选择合适的压裂工

表 2 页岩气井水力压裂添加剂类型及作用表

添加剂类型	主要化合物	作 用	比重
酸	盐酸	有助于溶解矿物和造缝	0.123%
抗菌剂	戊二醛	清除生成腐蚀性产物的细菌	0.001%
破乳剂	过硫酸铵	使凝胶剂延迟破裂	0.010%
缓蚀剂	甲酰胺	防止套管腐蚀	0.002%
交联剂	硼酸盐	当温度升高时保持压裂液的黏度	0.007%
减阻剂	原油馏出物	减小压裂液与套管的摩擦力,减小压力损失	0.088%
凝胶	瓜胶或羟乙基纤维素	增加清水的浓度以便携砂	0.056%
金属控制剂	柠檬酸	防止金属氧化物沉淀	0.004%
防塌剂	氯化钾	使携砂液卤化以防止流体与地层黏土反应	0.060%
pH 值调整剂	碳酸钠或碳酸钾	保持其他成分的有效性,如交联剂	0.011%
防垢剂	乙二醇	防止管道内结垢	0.043%
表面活性剂	异丙醇	减小压裂液的表面张力并提高其返液率	0.085%
支撑剂	石英砂、二氧化硅	支撑裂缝	8.950%

注:添加剂类型据 Chesapeake Energy^[21];比重数据来自 All Consulting, LLC, 为 Fayetteville 页岩水力压裂液配制^[22]。

图4 重复压裂候选井优选办法^[5]图

艺。根据国外页岩气开发的经验,深度较浅(低于1 500 m)或压力较低的页岩储层一般使用氮气泡沫压裂,中等深度(1 500~3 000 m)的储层则适宜使用清水压裂开采。氮气泡沫压裂对页岩储层无伤害,成本低,收益快,是我国页岩气勘探开发初期浅井开发比较合适的压裂方式,美国页岩气开发早期曾使用氮气泡沫压裂,在当时取得了良好的效果,现在在某些特殊储层压裂仍然使用^[23-24]。我国页岩气储层除少数地区埋深较浅外,大多数埋深大于1 500 m,对于埋深小于1 500 m的有利储层或开发前期的勘探浅井,可以尝试使用氮气泡沫压裂;对于埋深在1 500~3 000 m的有利储层,清水压裂是最适宜的压裂方式。对于开采长度(厚度)大的页岩气井,可以结合储层的特点,尝试使用清水压裂与多级压裂相结合的水力压裂技术;对于埋深在3 000 m以下的储层,考虑到开采成本和技术的可行性,可暂时不用开发。2009年完钻的渝页1井是我国第一口勘探浅井,通过对渝页1井的岩心分析,我国上扬子地区龙马溪组页岩天然裂缝系统较发育,蒙脱石含量少,水敏性弱,不同深度含气性各异,因此可采用清水分段压裂(图5)。

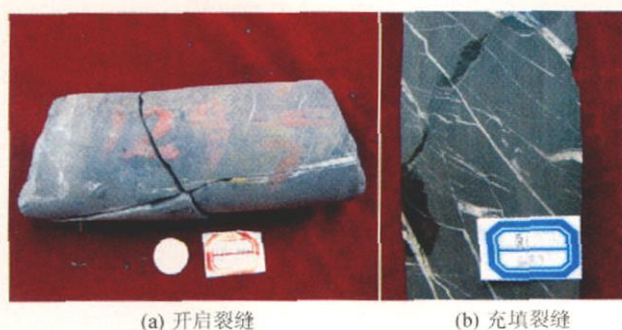


图5 渝页1井岩心天然裂缝照片

随着勘探开发的深入,单一的压裂技术难以满足作业的需求。清水分段压裂是我国现阶段页岩气勘探

开发比较适用的压裂技术,对产量高的生产井来说,生产初期没有重复压裂的必要,但在生产中后期产量下降时可以通过重新压裂恢复产能,并且,随着我国开发技术的进步,井眼密度的增大,发展同步压裂技术是页岩气开发的客观的需要。当然,任何一种技术都是不断发展的,中国的页岩气开发要在借鉴国外页岩气水力压裂的基础上,结合储层特点和技术条件发展适用于中国页岩气开发的水力技术。

3 结论

1) 水力压裂是页岩气开发的核心技术之一。天然裂缝发育是水力压裂成功的重要条件,应根据储层特征配制合适的压裂液。常用的页岩气水力压裂技术有多级压裂、清水压裂、水力喷射压裂、重复压裂和同步压裂等。

2) 多级压裂技术特点是分段压裂,多段压裂,适用于产层较多,水平井段较长的生产井;清水压裂成本低,对地层伤害小,适用于黏土含量适中,天然裂缝发育的储层;水力喷射压裂不受完井方式限制,尤其适用于裸眼完井的水平井,但受压裂井深和加砂规模的限制;重复压裂多用于气井开发中后期,初始压裂效果下降时,对于初次压裂效果不理想的井同样适用;同步压裂适用于两口或多口距离相近,水平井段大致平行的井。

3) 现阶段中国页岩气开发水力压裂可以从两个方面着手:一是老井的重复压裂,二是新井的清水压裂。对那些先前钻井过程中有良好的页岩气显示,经过储层改造获得了一定产量的老井的页岩层段使用现代的水力压裂技术重新压裂。对于新钻的页岩气井,考虑到水力压裂的技术特点和成本,对埋深在1 500 m以浅的储层或勘探浅井,适宜使用氮气泡沫压裂,对埋深介于1 500~3 000 m之间的储层,适宜使用清水压裂,对埋深超过3 000 m的储层暂时不用考虑开发。

本文在写作过程中曾得到国土资源部油气资源战略研究中心李玉喜研究员,中国地质大学(北京)能源学院唐玄老师,中国石油大学(北京)韩双彪以及GoMarcellusshale部分会员的帮助,在此致谢。

参 考 文 献

- [1] JOHN WHITE, ROGER READ. The shale shaker: an investor's guide to shale gas[J]. Oil and Gas Investor, 2007 (1): 29.
- [2] CHARLES BOYER, JOHN KIESCHNICK, RICHARD E LEWIS, et al. Producing gas from its source[J/OL]. Oil

- field Review. Autumn 2006[2010-03-29]. http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors06/aut06/producing_gas.pdf.
- [3] MAYERHOFER M J, RICHARDSON M F, WALKER JR R N, et al. Proppants? we don't need no proppants[C] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, 5-8 October 1997, Texas: SPE, 1997.
- [4] MCDANIEL B W, SURJATMDJA J B, SUTHERLAND R L, et al. Evolving new stimulation process proves highly effective in level 1 Dual Lateral Completion[C] // SPE Eastern Regional Meeting, 23-26 October 2002, Lexington. Kentucky: SPE, 2002, SPE 78697.
- [5] GEORGE DOZIER, JACK ELBEL, EUGENE FIELDER. Refracturing works[J/OL]. Oilfield Review. Autumn 2003[2010-03-29]. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors03/aut03/p38_53.ashx.
- [6] SIEBRITS E, ELBEL J L, DETOUMAY F, et al. Parameters affecting azimuth and length of a secondary fracture during a refracture treatment[C] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September 1998, New Orleans, Louisiana: SPE, 1998, SPE 48928.
- [7] 叶芳春, 李红. 重复压裂技术综述[J]. 钻采工艺, 1997, 20(6): 27-33.
- [8] 胡永全. 重复压裂技术研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(3): 72-75.
- [9] 唐海军, 胡永全, 景步宏, 等. SN 油田重复压裂技术界限研究[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(5): 94-96.
- [10] GARY W, SCHEIN, STEPHANIE WEISS. Simultaneous fracturing takes off: enormous multiwell fracs maximize exposure to shale reservoirs, achieving more production sooner[J]. E & P, 2008, 81(3): 55-58.
- [11] KENT A BOWKER. Barnett shale gas production, Fort Worth Basin issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [12] JULIA F W GALE, ROBERT M REED, JON HOLDER. Natural fractures in the Barnett shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [13] MEYER & ASSOCIATES, Inc. User's guide for the Meyer fracturing simulators[EB/OL]. Seventh Edition[2010-03-29]. <http://downloads.mfrac.com/pdfs/2009/Meyer%20User's%20Guide.pdf>.
- [14] P KAUFMAN, G SPENNY, J PAKTINAT. Critical evaluations of additives used in shale Slickwater Fracs[C] // SPE Shale Gas Production Conference, 16-18 November 2008, Fort Worth, Texas: SPE, 2008, SPE 119900.
- [15] 张金川, 姜生玲, 唐玄, 等. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 109-114.
- [16] 袁士义, 宋新民, 冉启全. 裂缝性油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [17] 何生厚. 水力压裂学术研讨会论文集[M]. 北京: 中国石化出版社, 2004.
- [18] 李勇明, 郭建春, 赵金洲, 等. 裂缝性油藏酸液滤失模型研究[J]. 西南石油学院学报, 2004, 26(2): 50-53.
- [19] 张士诚. 低渗透油气藏增产技术新进展——2008 年油气藏增产改造学术研讨会论文集[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- [20] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.
- [21] CHESAPEAKE ENERGY. Fact Sheet: hydraulic fracturing[EB/OL]. March 2010[2010-03-29]. http://www.chk.com/Media/CorpMediaKits/Hydraulic_Fracturing_Fact_Sheet.pdf.
- [22] ARTHUR J D, BOHM BRIAN, LAYNE MARK. Evaluating implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs[C] // SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference, 23-25 March 2009, San Antonio, Texas: SPE, 2009, SPE 121038.
- [23] GOTTSCHLIN J C, ROYCE T N, SHUCK L Z. Nitrogen gas and sand a new technique for stimulation of Devonian shale[J]. Journal of Petroleum Technology. 1985, 37(5): 901-907.
- [24] BRANNON H D, KENDICK D E, LUCKEY E, et al. Multi stage fracturing of horizontal wells using ninety five quality foam provides improved shale gas production[C] // SPE Eastern Regional Meeting, 23-25 September 2009, Charleston, West Virginia: SPE, 2009, SPE 124767.

(修改回稿日期 2010-08-03 编辑 韩晓渝)

permeability shale gas reservoirs. Moreover, we suggest that key projects on the adaptability of SRV fracturing, optimal fracture design and operation, post frac monitoring and assessment should be performed respectively in the marine facies and continental facies shale gas development.

Key words: shale gas, stimulated reservoir volume fracture network, shearing fracture, water frac, monitor, proposal

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.10.007

Chen Zuo, senior engineer, born in 1968, is mainly engaged in theory studies and field practices of fracture acidizing in low permeability oil & gas reservoirs.

Add: Beicheng Shidai Building, No. 8, East Beicheng Rd., Chaoyang District, Beijing 100101, P. R. China

Tel: + 86 10 8498 8533 **E mail:** chz3489@163.com

An analysis of hydraulic fracturing technology in shale gas wells and its application

Tang Ying, Zhang Jinchuan, Zhang Qin, Long Pengyu

(*Key Laboratory of Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, China University of Geosciences, Beijing 100083, China*)

NATUR. GAS IND. VOLUME 30, ISSUE 10, pp. 33-38, 10/ 25/2010. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Shale gas wells can obtain favorable production only after reservoir stimulation due to their small porosity and low permeability of shale gas reservoirs. At present, hydraulic fracturing is one of the core technologies commonly used in shale gas development. Based on an analysis of the principle of hydraulic fracturing technology in shale gas development and its field practices in other countries, this paper analyzes the characteristics and applicability of a variety of hydraulic fracturing technologies, which include multi stage fracturing, water fracturing, hydrojet fracturing, refracturing, and simultaneous fracturing. This paper also discusses the roles of natural fracture systems and fracturing fluid preparation in hydraulic fracturing. Moreover, it is suggested from studies that shale gas exploration and development in China should start from refracturing in old wells and hydraulic fracturing in new wells at present. Through a review on the data of many old wells in the southern and southwestern Sichuan Basin, it is concluded that the old wells with shale gas shows can be fractured by modern hydraulic fracturing; from foreign experiences, nitrogen foam fracturing can be used for the exploratory shallow wells or those with favorable pay zones as deep as less than 1500 m; while water fracturing can be used for the wells with pay zones as deep as 1500- 3000 m; but no further development will be taken into consideration for those wells with pay zones as deep as more than 3000 m.

Key words: shale gas, exploitation technology, reservoir stimulation, hydraulic fracturing, application, analysis, burial depth

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.10.008

Tang Ying, born in 1986, is studying for a Ph. D degree, being engaged in research of hydrocarbon reservoiring mechanism and unconventional gas geological exploration and development.

Add: No. 29, Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, P. R. China

Tel: + 86 10 8232 0848 **E mail:** tangying@sina.cn

An experimental study of gas mass transfer for fractured tight sand gas reservoirs

Yang Jian^{1,2}, Kang Yili¹, Wang Yezhong², Guo Huazhang³

(*1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Gas Production Engineering Research Institute, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina,*