

# 碳酸盐岩储层加砂压裂改造的难点及对策<sup>\*</sup>

曾凡辉 刘林 林立世 王兴文

中国石化西南油气分公司工程技术研究院

曾凡辉等.碳酸盐岩储层加砂压裂改造的难点及对策.天然气工业,2009,29(12):56-58.

**摘要** 碳酸盐岩储层的储集空间复杂多变,天然裂缝发育,基质渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,压裂改造是该类储层投产开发的一项关键技术。鉴于目前碳酸盐岩储层压裂改造成功率低,广泛调研了国内外碳酸盐岩加砂压裂的改造实例,分析认为压裂液滤失严重、储层可动流体饱和度低、缝高控制难、施工压力高、施工压力对砂浓度敏感是碳酸盐岩压裂改造的主要难点。从加强储层展布预测和测试压裂评价、降低压裂液滤失和消除多裂缝、利用酸预处理和加重压裂液降低破裂压力和施工压力、改进压裂液的抗剪切性能和携砂能力、优化压裂规模和优选施工参数等方面提出了相应的对策,对提高碳酸盐岩储层加砂压裂改造的成功率具有指导意义。

**关键词** 碳酸盐岩 储集层 压裂 支撑剂 压力 难点 对策 评价

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.12.018

## 1 国内外碳酸盐岩加砂压裂实例

### 1.1 Veracruz Asset 碳酸盐岩储层加砂压裂

Veracruz Asset 储层埋深 2 749.91 m,厚度 42.06 m,渗透率  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,孔隙度 5%,压力 19.31 MPa,温度 87.8 °C。隔层主要为白云岩,其应力差较低。使用 KCl 冻胶进行了测试压裂,其闭合压力 41.02 MPa、综合滤失系数  $2.4 \times 10^{-3} \text{ m}/\text{min}^{1/2}$ 、压裂液效率 17%,压裂液滤失严重。该井施工时间为 90 min,在 0~72.6 min 注前置液阶段,排量  $2.7 \text{ m}^3/\text{min}$ ,压力 46.33 MPa。随着支撑剂的加入,井筒中液体的自重增加以及裂缝纵向上延伸,进入隔层,导致施工压力略有下降;当支撑剂浓度为  $960 \text{ kg}/\text{m}^3$  时,由于天然裂缝和缝洞发育,滤失严重,地层吃砂困难,施工压力接近限压 56.54 MPa,发生砂堵,停止了施工。实测净压力超过 20.68 MPa,比模拟的净压力 10.34 MPa 要高,也反映出了天然裂缝比较发育、压裂液滤失严重。此次施工总共注入  $172.19 \text{ m}^3$  的压裂液,12/18 目的支撑剂  $37.74 \text{ m}^3$ 。压后评估表明:形成了 9 条多裂缝,平均缝宽为 2.13 mm;主裂缝半长 10.97 m,缝高为 32.92 m;气井产量从  $1.42 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  增加到  $4.53 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

### 1.2 扎纳若尔油气田碳酸盐岩储层加砂压裂

扎纳若尔油气田 KT-I 层系储层岩性主要为生物碎屑灰岩、鲕粒灰岩、白云岩等;主要储集类型为孔源—裂缝型、孔隙型和孔隙—孔洞型,平均孔隙度为 10.6%~13.7%,平均渗透率为  $13.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于低孔隙度低渗透率储集层<sup>[1]</sup>。在储层的储层改造特性上:储层地应力高,裂缝发育,最小水平主应力 64 MPa。压裂施工加入支撑剂  $6.3 \sim 20 \text{ m}^3$ ,砂液比 10%~30%,排量  $4 \sim 4.4 \text{ m}^3/\text{min}$ ,施工压力 65~75 MPa,加砂压裂后采油指数增加了 3~4 倍。

### 1.3 四川磨溪气田碳酸盐岩储层加砂压裂

川中磨溪气田雷一段低渗透碳酸盐岩气藏天然裂缝较发育,储层结构为裂缝—孔隙型。施工层主要岩性为针孔云岩,渗透率为  $(0.11 \sim 3.68) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,顶部、底部均为石膏层,具有较好的隔层作用<sup>[2]</sup>。20 世纪 90 年代初期,四川油气田在国内没有先例的情况下,率先在磨溪气田雷一段储层进行了 7 井次加砂压裂试验,其中只有 1 井次按照设计顺利施工,5 井次在施工中途发生砂堵;2 井次加砂失败,增产效果不理想。施工参数表明前置比例高(45%~68%),排量低( $1.2 \sim 2.5 \text{ m}^3/\text{min}$ )、加入支撑剂规模小( $9.6 \sim 12.2 \text{ m}^3$ )。

<sup>\*</sup> 本文为国家科技重大专项“深层致密气藏储层改造技术研究”(编号:2008ZX05002-004-004-02)的部分内容。

**作者简介:**曾凡辉,1981 年生,工程师;主要从事低渗透油气藏改造技术研究工作。地址:(618000)四川省德阳市龙泉山北路 298 号。电话:15983821873。E-mail:zengfanhui023024@126.com

## 1.4 长庆气田奥陶系碳酸盐岩储层加砂压裂

长庆气田碳酸盐岩储层产气层有奥陶系马家沟组马五<sub>1</sub>、马五<sub>2</sub>及马五<sub>4</sub>层,其中马五<sub>1</sub>层是探明的主要产气层<sup>[3]</sup>。气层埋藏深度3 000~3 700 m、孔隙度5.5%、渗透率 $(0.1\sim 2)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、温度95~120℃、地层压力系数0.008 8~0.009 6 MPa/m。长庆气田从2000年开始,对下古生界碳酸盐岩Ⅲ类储层进行加砂压裂试验,工艺主要特点为:前置比例偏高(8%~37%)、排量低(2.4~3.5 m<sup>3</sup>/min)、砂浓度低(90~252 kg/m<sup>3</sup>)、支撑剂规模小(3.2~5.7 m<sup>3</sup>)。压后无阻流量为 $(1.33\sim 10.25)\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

## 1.5 塔里木油田碳酸盐岩储层加砂压裂

塔中的碳酸盐岩储层埋深介于5 400~6 600 m,孔隙度分布于0.01%~8.5%之间,渗透率小于 $1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占93%<sup>[1]</sup>。裂缝、孔洞是主要的储油气空间,只有沟通了天然裂缝和孔洞才能达到增产的目的。该区共实施储层加砂压裂17井次,单井最大加砂量47 m<sup>3</sup>,最高砂浓度720 kg/m<sup>3</sup>,平均单井压裂液注入量440 m<sup>3</sup>,单井次压裂加砂31.9 m<sup>3</sup>,平均加砂浓度327 kg/m<sup>3</sup>。压后评估表明:支缝半长117~232 m,裂缝宽度1.4~2.7 mm。其中塔中621井压后产气 $9\times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,取得显著的增产效果。

## 2 碳酸盐岩储层加砂压裂改造的难点

### 2.1 非均质性强、天然裂缝发育、滤失量大

碳酸盐岩油气藏储层储集空间复杂,主要由原生气孔和裂缝组合、纯裂缝储层、溶孔与裂缝组合形成。水平层理、斜交缝异常发育,压裂液使得天然裂缝可能张开,使得压裂液滤失量大,滤失系数有两个特点:①滤失系数是动态变化的;②滤失系数比均质介质大很多,通常是数量级增加,这也是碳酸盐岩储层压裂砂堵率高的原因。此外,储层中溶洞的存在同样会造成泵注中液体滤失的突变,以致液体造缝效率大大降低,造成砂堵。

### 2.2 基质低孔低渗、可动流体饱和度低

碳酸盐岩基质渗透率一般小于 $1\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,有效孔隙度小于10%,可动流体饱和度低,反映出油气藏基质向裂缝供油气能力较差,压裂后初期产量较高,但有效期短。这就要求尽可能造长缝,尽量沟通更多的天然缝洞系统。

### 2.3 缝高控制难

碳酸盐岩不像沉积岩呈层状分布,以及各种纵横交错、极为发育的天然缝洞系统,加上产层与隔层的有效应力差小,缝高的有效控制难度极大(图1)。

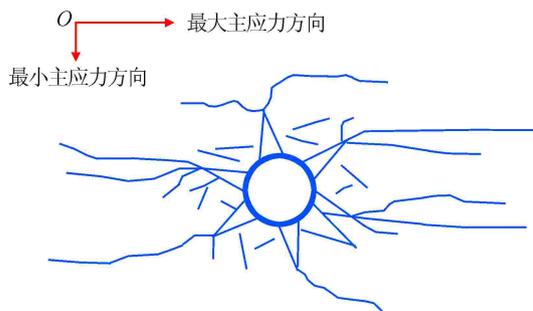


图1 天然裂缝性储层压裂裂缝延伸示意图

## 2.4 施工压力对砂浓度敏感

碳酸盐岩储层的压裂裂缝的扩展复杂,裂缝可以延伸到目的层以外、形成倾斜的多裂缝、裂缝重新定向、近井裂缝转向或偏移等。长庆碳酸盐岩加砂压裂试验时发现碳酸盐岩形成的人工裂缝为“T”型缝和“X”型缝,以细缝、网缝和浅缝为主<sup>[3]</sup>。近井地带多裂缝竞相延伸,降低裂有效裂缝宽度,使地层吃砂困难,这也是碳酸盐岩储层加砂压裂施工中砂堵多发生于高于30%砂比的原因。

## 2.5 施工压力高、压裂难度大

碳酸盐岩杨氏模量、抗张强度、断裂韧性等比沉积岩高,如长庆下古生界碳酸盐岩储层杨氏模量一般均在 $(4\sim 5)\times 10^4 \text{ MPa}$ ,是砂岩的2倍<sup>[3]</sup>,造成了裂缝在破裂、延伸过程中的压力均较高;此外,钻进过程中泥浆的滤失严重,堵塞了井筒附近储层的渗流通道,地层吸液困难,也使得施工压力高。

## 2.6 深井高温、对设备要求严格

长庆靖边气田下古生界碳酸盐岩埋深3 150~3 765 m,平均地层温度105.1℃;塔河油田奥陶系碳酸盐岩埋深5 400~6 600 m,地层温度在150℃以上。这对压裂液的降摩阻、耐高温、耐剪切性能、携砂能力和压裂管柱、设备等都提出了更高的要求。

## 3 碳酸盐岩加砂压裂的针对性措施

### 3.1 加强储层预测技术研究

碳酸盐储层非均质性严重,天然裂缝、溶洞发育,压裂液滤失严重、滤失量难以计算,这是造成碳酸盐岩加砂压裂砂堵率高的原因之一。建议利用测井振幅变化率、相干体、Jason反演等地球物理资料,结合钻井、完井和邻井的相关资料进行对比分析,确定储层在裂缝延伸方向上的发育情况,从而优选压裂液用量和压裂规模。

### 3.2 强化小型测试压裂的应用

在主压裂前,应加强小型测试压裂技术的应用。

若评价结果为天然裂缝发育,则使用以下措施消除多裂缝的影响:①射孔,采用超平衡射孔、定向射孔、小段射孔、固井质量好的井段射孔、深度射孔,减少近井地带裂缝的弯曲程度;②使用大排量造缝,大排量对井底附近裂缝迂曲起冲刷磨蚀作用,有利于增大缝宽,减少缝数;③使用高黏流体造缝,由于井底附近的摩阻损失只发生在裂缝起裂位置1 m左右的范围,用高黏流体起裂,黏稠液体不易在多缝中分流,只进入多裂缝中少数易吸收液体的裂缝并使之扩展,从而防止产生多缝;④注入支撑剂段塞,在井底附近裂缝迂曲区域内,注入数个支撑剂段塞,必要时,注入每个段塞后关井测压。

### 3.3 降低压裂液滤失

若碳酸盐岩储层缝洞体、天然裂缝异常发育,可以采用针对性措施:①粉砂或粉陶降滤压裂技术,通过在预前置液中以较低砂比加入100目的粉砂,用以堵塞狭窄的天然微裂缝,使张开的微裂缝逐渐被堵塞,压裂液无法进入天然裂缝内,迫使压裂液在人工主裂缝内延伸,进而提高压裂液的效率;②段塞降滤压裂技术,由于射孔或由于天然裂缝的影响,在近井地带出现多条裂缝并行延伸的情况,为了解决多裂缝滤失的问题,在压开目的层后、正式加砂之前加入少量的与主压裂相同的支撑剂作为“段塞”,充填在多裂缝中,堵塞天然微裂缝,增加了主裂缝宽度,达到降滤的目的;③组合陶粒降滤技术,在施工过程中的不同阶段加入不同粒径的陶粒,分别填充在不同宽度的裂缝内部,既起到了降滤的目的,也达到合理支撑的目的;④油性降滤剂技术,以多种油性材料为原料,按一定比例及顺序混合,在一定条件下经磺化处理聚合而成为具特定粒径的颗粒,通过表面活性剂处理使颗粒表面产生极性,能够均匀、稳定地分散于水中,以水基前置液为载体将颗粒携带至人工裂缝中,实现对天然裂缝的暂堵。

### 3.4 降低破裂压力和施工压力

碳酸盐岩储层在钻进过程中钻井液滤失严重,在井筒附近会形成非渗透带,降低储层的吸液能力。在正式压裂施工前,可以使用HCl预处理的办法,通过改变岩石的力学性质达到降低地层的破裂压力。该技术在川中和塔里木盆地得到了成功应用。此外,碳酸盐岩埋深一般在3 000 m以上,压裂液井筒摩阻较高,也增加了施工压力,在条件允许的情况下,可以采用油管 and 油套环空同时注液的方式,通过降低摩阻来部分降低施工压力。还可以采用超高压裂液体系来降低施工压力。据报道,塔里木油田已

研制出密度可达 $1.5 \text{ g/cm}^3$ 、适宜 $150 \text{ }^\circ\text{C}$ 的加重压裂液体系,室内测试显示性能优良,可以引入到碳酸盐岩的加砂压裂中。

### 3.5 完善压裂液体系

应针对碳酸盐岩压裂的难点,研制新型压裂液,要求具有以下特点:①压裂液的耐温性能的改进与完善,研制或筛选抗温能力好的温度稳定剂等,提高压裂液的耐剪切性,降低压裂液的滤失,增加携砂性能;②研发新型的压裂液交联体系,为了从根本上解决碳酸盐岩加砂压裂困难的问题,需研制新型的酸性交联液体系,既可携带支撑剂进入储层,又可对裂缝壁面进行酸蚀,扩大裂缝宽度,降低裂缝壁面对交联酸液的剪切作用,降低施工压力;③根据储层低孔特征,降低压裂液对储层的伤害。

### 3.6 优化压裂工艺和施工规模

碳酸盐岩加砂压裂时,考虑到地层基质孔隙度小、物性差,对裂缝导流要求不高,压裂设计的原则是造长缝以增加沟通远井缝洞几率和扩大渗滤面积。由于天然裂缝发育和多裂缝形成,使得压裂液滤失严重,施工过程中应该适当增加前置液规模和排量,形成较宽的动态裂缝;此外,考虑碳酸盐岩杨氏模量高,动态缝宽窄,支撑剂选择40~50目或30~50目的低密高强度小粒径支撑剂,可以减小各种摩阻,降低施工压力及缝内桥堵的几率。同时这种粒径的支撑剂沉降速率相对较慢,有利于支撑剂在缝内的流动、铺置。施工时应遵循砂比低起点、小台阶线性加砂的原则,平均砂比控制在10%~20%范围内,最高砂比控制在30%左右。

## 4 结论

广泛调研了国内外碳酸盐岩加砂压裂改造的实例,剖析了碳酸盐岩加砂压裂的难点,从加强储层横向预测、消除多裂缝影响、降低施工难度、改进压裂液性能和优化压裂施工工艺等方面提出了对策,对于提高压裂改造的成功率有一定的指导意义。

### 参 考 文 献

- [1] 刘胜,彭建新,王永辉,等.塔里木油田深井碳酸盐岩储层加砂压裂改造技术[J].油气井测试,2005,24(3):45-47.
- [2] 吴月先.低渗透碳酸盐岩气藏水力压裂效果评价[J].石油钻采工艺,1998,20(3):102-103.
- [3] 王小朵,李宪文,陈宝春,等.长庆气田碳酸盐岩储层加砂压裂试验研究[J].油气井测试,2004,23(2):57-59.

(修改回稿日期 2009-10-09 编辑 韩晓渝)