

◀ 试井与开采 ▶

裂缝性地层测试压裂分析在川西须家河组的应用

杨 宇^{1,2} 康毅力^{1,3} 郭春华⁴ 张凤东³

(1. 西南石油大学博士后科研流动站, 四川成都 610500; 2. 成都理工大学能源学院, 四川成都 610059; 3. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川成都 610500; 4. 成都理工大学环境与土木工程学院, 四川成都 610059)

摘 要: 川西地区须家河组砂岩气藏埋藏深, 储层基质渗透率低, 天然微裂缝局部发育, 主要依靠大型加砂压裂工艺提高气井产量。为了解地层特征及为压裂优化设计提供必要的基础数据, 在水力压裂施工前, 采用测试压裂技术分析裂缝性地层的滤失系数、地层渗透率、闭合应力, 计算近井筒区域的摩阻压力损失等参数。系统地介绍了裂缝性地层测试压裂分析的具体方法, 结合川合 148 井的实例分析, 对该方法在川西须家河组储层压裂设计中的应用进行了详细论述, 为同类型储层的压裂优化设计提供了借鉴。

关键词: 裂缝性储集层; 小型压裂; G 函数; 摩擦损失; 川合 148 井

中图分类号: TE375 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-0890 (2006) 06-0057-04

“九五”以来, 随着川西浅层、中深层致密砂岩气藏水力压裂改造的陆续成功, 水力压裂技术已成为川西油气资源勘探评价和开发投产的核心技术, 并取得了非常显著的经济效益。目前, 随着对川西深层须家河组致密砂岩气藏勘探力度的加大, 压裂改造技术能否获得突破, 将直接影响深层气藏的勘探开发进程^[1]。

川西深层须家河组致密砂岩气藏主要分布于孝泉—新场—罗江—合兴场—丰谷构造, 纵向上划分为 5 个层段, 埋藏深 (2 600~5 100 m), 温度高 (70 ~ 125 ℃), 异常高压 (原始地层压力梯度一般 > 1.5 MPa/100m), 岩性极为致密 (基质平均孔隙度 4% ~ 7%, 渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 储层非均质性强, 裂缝只在局部地区发育, 地层流体分布复杂 (有含水层, 部分井产水), 压裂改造难度很大^[2-4]。为取得准确资料和分析影响压裂施工一些主要因素 (如摩阻分析, 包括沿程摩阻、孔眼摩阻和弯曲摩阻等)、压裂液性能参数、天然裂缝发育程度以及裂缝延伸特征等, 需在压裂施工前进行一系列的注入诊断试验 (测试压裂)^[5-6], 以便为主压裂施工优化设计提供指导。

1 测试压裂分析的方法

美国天然气研究所推荐的测试压裂分析由两项组成: 注入无造壁性活性水 (KCl 溶液) 分析和注入主压裂所用压裂液分析。根据对地层的认识或加砂需要也可以进行其中一项的分析。

1) 注 KCl 溶液分析。通过停泵压降了解地层渗

透性, 求取地层的渗透率、受滤液粘度控制的滤失系数、受地层流体压缩性控制的滤失系数、KCl 液体效率、闭合压力、闭合时间等。

2) 注入主压裂用压裂液分析。按主压裂设计的泵注排量注入压裂液, 了解主压裂能否进行, 并通过停泵压降, 求取压裂液的造壁滤失系数、压裂液的液体效率及液体摩阻、闭合应力等。

注入 KCl 溶液和注入压裂用压裂液时都可以附带进行降排量测试 (也称诊断注入测试)。阶梯降排量测试的概念是, 首先注入活性水、小型压裂, 或泵注几分钟前置液造成一个水力裂缝后, 进行一个快速的阶梯降排量注入。把水力裂缝当作一个容器, 裂缝主体内的压力不会突然改变, 因为裂缝内储存有大量的液体或能量, 关井期间内压力逐渐下降, 压降由压裂流体滤失量及裂缝韧度控制。由压降分析得知, 在相当低的流体效率 (25%~40%) 下, 裂缝内压降在很短的时间内下降很小。

阶梯降排量测试在主压裂施工前作为惯用程序, 可以估计沉砂、近井脱砂问题等, 还可用来显示有效炮眼数量, 提供对炮眼疏通及实施限流压裂施工合理

收稿日期: 2006-04-14; 改回日期: 2006-08-15

基金项目: 中国石化科技攻关项目“孝泉-新场-合兴场地区须家河气藏压裂工艺技术研究”(编号: XYK-2001-50-2) 资助

作者简介: 杨宇 (1973—), 四川仁寿人, 1994 年毕业于西南石油学院采油工程专业, 2004 年获成都理工大学油气田开发工程博士学位, 西南石油大学博士后, 讲师, 主要从事储层开发地质、油气田开发及油气藏数值模拟方面研究。

联系电话: (028) 84079430

井段的重要认识。

2 裂缝性储层测试压裂分析方法

2.1 近井高摩阻特征识别

近井高摩阻指近井筒地带存在较高的压力损失^[7]。压裂高摩阻储层时通常出现低砂比砂堵,如果不能识别和处理就无法实施压裂改造。

近井摩阻主要由炮眼摩阻和近井裂缝摩阻两部分组成。炮眼摩阻主要由施工作业中造成的炮眼堵塞引起,裂缝性储层中导致近井裂缝摩阻的因素比较复杂,按成因可分为:

1) 近井裂缝旋转。地层存在钻井诱导缝或天然裂缝时,压裂过程中多条裂缝同时延伸。由于在近井地带和裂缝交汇处裂缝间相距很近,相互干扰严重而导致裂缝之间旋转缠绕,易出现低砂比砂堵。

2) 裂缝弯曲。采用螺旋射孔时,由于射孔方位与最大水平主应力方向不一致,导致裂缝在近井地带产生弯曲。支撑剂经过裂缝弯曲部位时,由于射流作用会产生涡流而浓缩导致砂堵。射孔方位与最大主应力方向的夹角越大,近井处裂缝的弯曲程度越大。

孔眼摩阻与注入排量的平方成正比,近井裂缝摩阻和注入排量的平方根成正比。将炮眼摩阻和裂缝弯曲摩阻定量地区分开来的主要手段是进行阶梯降排量测试。

2.2 天然裂缝影响特征识别

在天然裂缝发育的储层中,在天然裂缝与井筒相交的施工井段,可能有多条压裂裂缝。随着更多的天然裂缝与不断扩展的压裂裂缝相交,多裂缝系统的数量还会进一步增加,最终形成多条平行的,或相互独立的多裂缝的扩展。特别当施工井段是多个射孔段时,将产生更复杂的多裂缝系统。多裂缝系统会造成以下后果:压裂液滤失量大易产生尖端脱砂,造成砂堵;因压裂液(和支撑剂)由相当多个数量的压裂裂缝所共同拥有,压裂裂缝将更短和更窄;因压裂裂缝相互争夺裂缝宽度,单条裂缝宽度减少,井底的净压力更大。

识别储层天然裂缝发育程度,首先可采用G函数叠加导数曲线定性识别储层是否存在天然裂缝,然后计算滤失系数的大小,评价天然裂缝的发育程度^[8-9]。对照标准的G函数图版可知:当导数为常量并且该叠加导数曲线位于一条通过原点的直线上时为标准滤失;如果叠加导数曲线在裂缝闭合点前呈现“上凸”,则表明储层具有天然裂缝发育的特征(见图1、图2)。

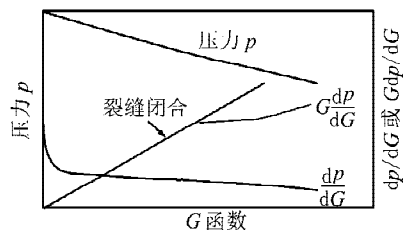


图1 G函数标准滤失曲线

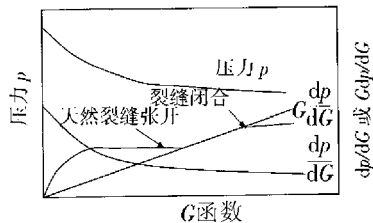


图2 G函数天然裂缝发育滤失曲线

2.3 测试压裂关井压降曲线拟合分析

压力拟合的目的是为了估算压裂裂缝尺寸等参数。为准确模拟水力压裂的施工过程,必须已知相当精确的井底压力。根据井底压力,利用式(1)可以计算净压力(高于闭合应力的压裂裂缝内部的液体压力):

$$p_{\text{net}} = p_s + p_h - \Delta p_f - \sigma_c \quad (1)$$

式中, p_{net} 为裂缝净压力; p_s 为地面施工压力; p_h 为管柱静水压力; Δp_f 为摩阻损失; σ_c 为裂缝闭合应力。

1979年,Notle首次建立了PKN压降曲线分析模型,利用小型压裂关井后的压降曲线来确定裂缝几何参数、滤失系数、闭合应力等,从而提出了系统的压降曲线分析方法^[7-8]。经典的压降曲线分析方法基本上都是基于Notle方法,其理论模型都假设滤失系数为常数,但是,这一假设会对天然裂缝性地层压降曲线的分析造成很大误差。因此,针对天然裂缝性地层进行压裂施工设计时,考虑滤失系数随时间(或压力)的变化是十分必要的^[9-10]。目前,已有研究人员对经典压降曲线分析方法进行了逐步的发展和完善^[10-12]。

3 测试压裂分析实例

川合148井是合兴场构造须家河组气藏的一口勘探井,为保障主压裂的成功,进行了注入诊断试验。采用 $\phi 89$ mm光油管先注入2% KCl活性水,再注入冻胶测试。为定量区分炮眼摩阻和裂缝弯曲摩阻,两个阶段都进行了降排量测试。

3.1 近井摩阻分析

根据注入活性水的阶梯降排量测试数据和冻胶小型压裂的瞬时停泵压力变化计算得:在注入活性水停

泵时的孔眼摩阻为 2.43 MPa、裂缝弯曲摩阻为 2.81 MPa,二者之和为 5.24 MPa;在冻胶小型压裂停泵时裂缝弯曲摩阻与孔眼摩阻之和为 5.6 MPa。由此表明:

- 1) 该层位的压裂裂缝生长存在一定弯曲效应;
- 2) 在冻胶小型压裂时,近井总摩阻略有增加,分析认为这是由于前期砂堵后形成的砂桥尚有部分遗留在裂缝中产生阻滞作用从而引起净压力居高不下。

由于裂缝弯曲摩阻和炮眼摩阻的存在,将对加砂压裂造成一定的困难,在主压裂施工中可采用支撑剂段塞来解决这一问题。

3.2 G 函数分析

由于注入活性水的 G 函数图闭合压力显示不明显,于是采用注入冻胶的 G 函数图求取闭合应力为 87.47 MPa,砂岩闭合压力梯度为 0.024 9 MPa/m。图 3 为冻胶小型压裂压降分析 G 函数图,对照 G 函数标准模板可以看出,地层中有天然微裂缝被张开。

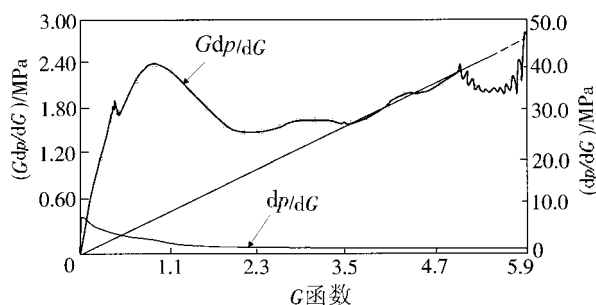


图 3 川合 148 井冻胶小型压裂压降 G 函数

3.3 诊断注入净压力分析

确定近井筒裂缝摩阻和裂缝闭合压力后,接着要用净压力分析来估计产层渗透率、冻胶滤失系数等,因为没有井底压力计,必须用地面压力进行净压力分析。因确定泵注时的摩阻非常困难,但关井期间井筒内没有任何流动,井筒摩阻为零,所以只进行关井期间的净压力分析。

由于 KCl 溶液在裂缝内壁没有构成过滤层,注入 KCl 溶液后关井期间的压力降反映了产层的渗透率和净压力水平,净压力值大通常表明多裂缝存在。首先,用多裂缝和调整过的产层渗透率拟合 KCl 溶液测试阶段的关井压力降(图 4);再采用注入冻胶压裂后第二次关井的净压力分析(图 5),来确定多裂缝的存在、估计产层渗透率及测定冻胶滤失情况。

拟合结果:产层渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;多裂缝发育 4 条;综合滤失系数为 $1.54 \times 10^{-4} \text{ m/}$

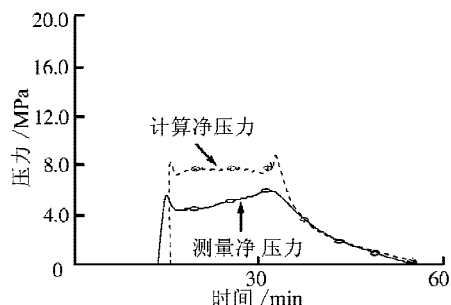


图 4 川合 148 井注入 KCl 活性水净压力拟合

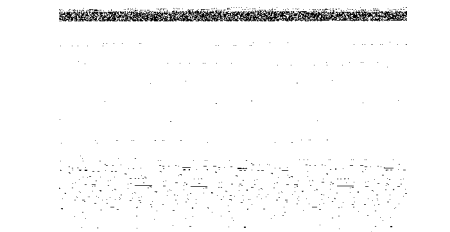


图 5 川合 148 井注入冻胶诊断净压力拟合

$\text{min}^{0.5}$;停泵时缝长 33.6 m,缝高 40.8 m,平均缝宽 2.5 mm。

测试压裂试验结果表明:压裂中出现多裂缝,裂缝宽度较窄;储层渗透率虽极低,但地层存在一定的微裂缝;同时存在孔眼摩阻与近井裂缝弯曲摩阻,高砂比难以进入储层,易造成砂堵等情况。因此,在测试压裂的基础上,对川合 148 井的主压裂设计进行修改,成功进行了 43 m^3 陶粒的加砂压裂改造,改造后产气量从压裂前的微量上升到 $0.235 9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,产水 $6.2 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该次施工虽然没有取得好的经济效益,但压裂液、施工设计和施工工艺等方面均比较成功,取得了须家河组加砂压裂改造工艺上的突破。

4 结论及建议

1) 通过对须家河组裂缝性储层的测试压裂分析,总结了各种特征参数(包括停泵压力梯度、近井摩阻、滤失系数等)的计算分析方法,为判断主压裂施工难点、采取适应性措施提供了重要依据。

2) 须家河组目的层天然裂缝发育,压裂时易产生多裂缝。经注入诊断分析,射孔孔眼摩阻与裂缝弯曲摩阻均存在,且为多裂缝发育,易出现加砂困难,甚至出现砂堵。为消除或减轻多裂缝及射孔孔眼摩阻、裂缝弯曲摩阻带来的不利影响,在主压裂施工中可采用多级泵注携砂段塞的方式填补微裂缝,同时可消除或降低射孔孔眼摩阻、裂缝弯曲摩阻。

3) 在测试压裂分析的基础上,进行精心设计、精心准备、精心施工是确保主压裂施工成功的关键。

参 考 文 献

- [1] 黄辉, 谭明文, 张绍彬, 等. 川西深层须家河组气藏压裂改造难点和工艺技术对策 [J]. 钻采工艺, 2004, 27 (5): 27-30.
- [2] 李德利. 川西平原地区浅层气钻井完井工艺技术 [J]. 石油钻探技术, 1994, 22 (4): 12-13.
- [3] 徐进. 川西地区高压天然气深井钻井完井技术 [J]. 石油钻探技术, 2005, 33 (5): 68-71.
- [4] 钟卫, 赵怀德, 李建山. 提高川西地区中深井及深井钻井效率探讨 [J]. 石油钻探技术, 2004, 32 (6): 16-18.
- [5] 徐进, 郑国生, 何仿元, 等. 开发川西致密碎屑岩气藏的钻井完井液技术 [J]. 石油钻探技术, 1999, 27 (4): 23-24.
- [6] 唐汝众, 李根生. 双重介质低渗透储层的压裂诊断与施工工艺 [J]. 石油钻探技术, 2004, 32 (4): 58-59.
- [7] Castillo J L. Modified fracture pressure decline analysis including pressure-dependent leakoff [R]. SPE16417, 1987.
- [8] Nolte K G. Fracture pressure analysis for non-ideal behavior [J]. JPT, 1991, 43 (2): 210-218.
- [9] Nolte K G. Determination of fracture parameters from fracturing pressure declined [R]. SPE8341, 1979.
- [10] 王鸿勋, 张琪. 采油工艺原理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1989: 205-213.
- [11] 王鸿勋, 张士诚. 水力压裂设计数值计算方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 231-268.
- [12] 王玉普, 孙丽, 张士诚, 等. 裂缝性地层降压曲线分析方法及其应用 [J]. 石油大学学报, 2004, 28 (1): 55-57.

[审稿 王杰祥]

The Application of Mini-Frac Calibration for Fractured Reservoir in Xujiahe Group of West Sichuan Basin

YangYu^{1,2} Kang Yili^{1,3} Guo Chunhua⁴ Zhang Fengdong³

(1. Postdoctoral Programme, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 2. College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan, 610059, China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu, Sichuan, 610500, China; 4. College of Environment and Civil Engineering, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan, 610059, China)

Abstract: The sand gas reservoir of Xujiahe Group, which is located in west Sichuan Basin, is characteristic of deep burial, low matrix permeability reservoir with heterogeneous natural micro-fracture system. gas wells in this area are stimulated mainly by sand fracturing. The mini-frac calibration is available for identifying the leak-off coefficient, reservoir permeability, fracture closure pressure, and analyzing the value of entrance friction, which define much more valid parameters of target zone than that of conventional methods, and make much sense during the design of main-frac. Herein, the possible diagnosing methods for reservoir with nature fracture system have been summarized, and an example of the mini-frac calibration for CH148 Gas Well in Xujiahe Group of West Sichuan Basin is elaborated in details, which provide reference for optimum design of main-frac operation in other similar reservoir.

Key words: fractured reservoir; mini fracturing; G function; friction loss; Chuanhe 148 Well

PathFinder 能源服务公司的小井眼随钻测井系统

PathFinder 能源服务公司的小井眼密度中子偏距井径仪系统 (Slim Density Neutron Standoff Caliper, SDNSC) 是一种可以实时测量和记录体积密度、光电指示、中子孔隙度、密度孔隙度和超声波井径测量结果的随钻测井系统。该随钻测井系统的标准接箍尺寸为 120.6mm (4 3/4 in), 在直径 127.0~190.5 mm (5~7 1/2 in) 的井眼中的测量结果精确可靠。该系统的密度/中子/井径仪传感器组合安装在无磁钻铤里面, 提供能量的电池组单独安装在 LWD 上部, 从而使密度和中子测量传感器能更靠近钻头。该系统获取资料后, 首先通过内部导线传送到遥感勘测控制器, 然后通过钻井液脉冲遥测技术传到地面, 该系统处理并储存所有测量和计算结果。该工具可连续测井超过 300 h, 可在流量达到 27.4 L/s (375 gal/min) 时作业。该系统采用标准组件, 可安装在随钻测井底部钻具组合的任何部位, 滑动钻进时可用于狗腿严重度达 29.6°/30m (30°/100ft) 的井眼, 旋转钻进时可用于狗腿严重度达 14.8°/30m (15°/100ft) 的井眼, 其额定的工作压力和温度分别达到 172.25 MPa (25 000 psi) 和 175 °C (350°F)。

[闫循彪 摘译自 World Oil, August, 2006]