

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.01.003

页岩气探井测试压裂方案设计与评价

王海涛

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要: 由于各探区页岩气成藏条件、岩性、物性、含气性和有机地化指标等存在差异,具体压裂方案也大不相同。为正确认识压裂目的层的地质特征、明确主压裂设计目标,探井在正式加砂压裂之前有必要先进行测试压裂。在对比某页岩气探井(A井)关键地层参数指标与美国页岩气开发成熟参数指标的基础上,分析了页岩层可压性条件,提出了测试压裂具体设计思路及方案,并对测试压裂监测结果进行了系统解释与评价。分析评价可知,页岩气井测试压裂所需排量和用液量高于常规测试压裂设计水平;通过分析测试压裂,除了可以得到大量关于主压裂设计施工所需的地层压力、渗透性、闭合应力、裂缝起裂及扩展行为等参数信息外,还可用来判断页岩可压性和网络裂缝形成条件。

关键词: 页岩气 探井 测试压裂 压裂设计

中图分类号: TE357.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2012)01-0012-05

Design and Evaluation of Mini-Frac Scheme in Shale Gas Exploration Well

Wang Haitao

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Regional shale gas reservoir has different accumulation conditions, lithologies, physical properties, gas bearing properties and organic geochemistry indices, which lead to different hydraulic fracturing treatment strategies. It is necessary to carry out the mini-frac testing before main fracturing, in order to correctly understand the geological characteristics and the aim of main fracturing. Based on the comparison between the key formation parameter indices of a shale gas exploratory well (Well A) and the mature development parameter indices of American shale gas, the shale frac-ability conditions were analyzed, the specific design ideas and scheme for fracturing test were presented, and the mini-frac monitoring results were interpreted and evaluated systematically. The analysis indicated that, the mini-frac of shale gas needs higher pumping rate and larger liquid volume than conventional mini-frac design; the analysis on mini-frac test not only provided parameters required by the main fracturing design, such as reservoir pressure, permeability, fracture closure stress, fracture initiation and extending, but also could be used to judge the shale formation frac-ability and fracture network forming conditions.

Key words: shale gas; exploratory well; mini-frac; fracturing design

水力压裂是页岩气开发开采的重要技术手段^[1-2]。在目前页岩气勘探评价阶段,由于各探区页岩气成藏条件、岩性、物性和力学性质等存在差异,几乎所有压裂方案都是一井一策^[3-4]。为降低大规模加砂压裂施工的风险,及时调整主压裂方案,所有探井都需要进行主压裂前的测试压裂。对于页岩气井压裂,测试压裂除用以获取地层压力、渗透性、闭

收稿日期: 2011-04-25; **改回日期:** 2012-01-13。

作者简介: 王海涛(1982—),男,新疆阿克苏人,2004年毕业于西安石油大学石油工程专业,2010年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业博士学位,工程师,主要从事非常规油气储层改造技术及理论研究。

联系方式: (010)84988521, htwang2004@yahoo.com.cn。

基金项目: 国家重大科技专项“3000型压裂车组大型压裂酸化先导试验”(编号:2011ZX05048-006-002)资助。

合应力、裂缝起裂及扩展行为等信息外,还可用来判断页岩层的可压性和网络裂缝形成条件^[5-6]。为此,笔者对页岩气直探井测试压裂设计思路、方案优化及解释方法等进行了探索。

1 探井可压性条件分析

A 井是一口风险探井兼探页岩气的预探井,设计井深 3 600 m。该井自上而下钻遇多套泥页岩,

岩性主要为黑色页岩、深灰色泥岩和灰色白云质泥岩,压裂目的井段为 2 450~2 540 m。目的井段气测录井全烃体积分数由 2.521% 升至 36.214%,组分较全。其中,甲烷体积分数由 1.771% 升至 17.500%。总含气量平均为 3.8 m³/t,吸附气含量为 1.6 m³/t。平均地层孔隙度 6.67%,渗透率 2.27×10⁻⁴ mD,有机碳含量平均大于 2.5%,热演化程度 R_o 为 0.52%~1.08%。该页岩气井关键开发参数指标基本达到美国页岩气储层开发的条件,见表 1。

表 1 A 井页岩气开发关键参数指标与美国页岩气指标对比

Table 1 Comparison of key parameter indices of Well A and mature development indices of American shale gas

参 数	美国页岩气指标	A 井页岩气指标
厚度/m	>30	90
埋深/m	<3 000	2 450~2 540
储层温度/℃	<135	<90
有机碳含量,%	>2.00	2.54
热演化程度,%	1.40~3.50	0.52~1.08
总含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	>0.4	3.3
页岩力学性质	μ=0.235~0.270;E=27~33	μ=0.210~0.240;E=23~31
地应力差异,%	4~6	9
页岩物性	K>1.0×10 ⁻⁴ mD;φ>4.00%	K=2.27×10 ⁻⁴ mD;φ=6.67%
硅质质量分数,%	>30.00	14.97
黏土质量分数,%	<25.00	20.15
方解石/白云石质量分数,%	<20.00	28.89
天然裂缝发育程度	完全发育	部分层段发育

结合该井地质特点,影响其压裂效果的因素可分为有利和不利 2 方面。

有利因素:厚度大,水层距离远,周围无断层;黏土矿物含量相对较低;有机质类型好,有机碳含量高,含气量高;井筒条件较好;最大与最小主地应力差异小。

不利因素:黏土矿物以伊利石、伊/蒙间层为主;只有部分层位裂缝发育,且与最大主应力方向一致;石英含量低,脆性指数低。

总体上,该井满足压裂施工条件。

2 小型测试压裂方案设计

2.1 设计思路

结合典型测井曲线、ECS 测井曲线、FMI 成像测井曲线和测井地应力剖面,优化射孔段为 2 488~2 498 m,分三簇射孔(射孔厚度 2 m/簇)。小型测试压裂的目的,一方面是获取对地层破裂压力、延伸

压力、闭合情况、液体效率和摩阻等参数的认识,为主压裂施工设计及方案调整提供依据;另一方面则是通过小型测试压裂预先打开因胶结而封闭的裂缝^[2],并使局部裂缝脆弱面产生剪切,或在理想状态下依靠清水起到一定的裂缝支撑作用,为后续主压裂裂缝转向创造一定的地层通道。

用液规模合适,以满足创造剪切缝体积和部分张开微裂隙的需要 层状页岩在测试压裂过程中可能会产生张性缝和剪切缝,造成天然微裂隙张开。剪切滑移缝和天然微裂隙是期望得到的,这有利于后续主压裂的实施。然而,天然裂缝的张开对裂缝内净压力的需求较大,同时会消耗更多的压裂液。经优化,测试压裂使用压裂液体积约 150 m³。

排量合理,争取净压力最高以提高更多微裂隙张开的概率 井筒净压力与泵注排量的关系见式(1)。由式(1)可知,净压力与排量成正比关系^[7],适当增大排量有利于裂缝延伸和开启天然裂缝。经优化,合理排量为 10~12 m³/min。

$$p_n \propto \left[\frac{K'}{c_f^{2n+1}} \left(\frac{q_i}{h_f} \right)^n x_f \right]^{\frac{1}{2n+2}} \quad (1)$$

式中: p_n 为井筒净压力, MPa; c_f 为裂缝韧度系数; q_i 为泵注排量, m^3/min ; K' 为稠度系数, $\text{Pa} \cdot \text{s}^n$; n 为流态指数; h_f 为裂缝高度, m; x_f 为裂缝半长, m。

使用一定粉陶,降低多裂缝滤失和近井筒摩阻,预防主压裂阶段过早脱砂。常规测试压裂一般不考虑加入支撑剂,而根据该页岩气井测试压裂的设计理念,加入一定比例的支撑剂(中等抗压强度陶粒, 70~140 目,砂液比控制在 2% 左右)有利于降低测试压裂阶段产生的多裂缝滤失,并能减小近井筒摩阻,对后续主压裂阶段防止过早脱砂起到一定预防作用,同时有助于裂缝转向,但可能会牺牲部分裂缝内净压力。

2.2 小型测试压裂总体方案

1) 阶梯升排量测试。除去灌注井筒和开启裂缝,注入测试时间 5~8 min。在理想情况下,设置两步阶梯压力低于破裂压力,两步阶梯压力高于破裂压力^[5]。整个注入阶段,排量需要逐步升至 $12 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

2) 稳定注入。根据物质平衡关系,实施小规模稳定注入有助于评估裂缝扩展状态。Nolte-Smith 分析方法认为^[8],稳定注入阶段的净压力可以用来解释压力的变化趋势,从而预防端部脱砂、携砂液脱砂以及过大缝高等情况的发生。

3) 阶梯降排量测试。该测试用以确定孔眼摩阻以及近井筒扭曲摩阻。孔眼摩阻与 q_i^2 成正比关系,近井筒摩阻与 $q_i^{1/2}$ 成正比关系。该关系表明,在阶梯降排量测试中,高排量下孔眼摩阻引起的压力降较为明显,而相对低排量下近井筒摩阻引起的压力降较为明显;当压力随排量的降低趋于恒定时,孔眼摩阻对压力降的影响不明显,而近井筒摩阻的影响越来越明显。该阶段采取逐车停泵,排量逐级降至 $1 \text{ m}^3/\text{min}$,每一级排量持续 15~20 s。

4) 停泵测压降。关井、测压降用时 120 min。之所以不采取注入/回流测试方案,主要是因为,该类测试通常遇到天然裂缝发育或天然裂缝大量张开而引起的严重滤失,很难控制测试压裂回流速度,现场施工相对复杂。根据北密歇根盆地 Antrim 页岩小型测试压裂实践可知^[5],注入/压降测试基本能满足测试解释要求^[9]: a. 不会由于固井质量差而使小体积、低排量测试分析受到影响; b. 高注入速率确保压开地层或缩短滤失时间以提高液体效率; c. 较

大体积注入延长了关井到裂缝闭合时间,便于更为准确地利用压降数据来诊断压力传导各阶段地层及裂缝参数。

3 小型测试压裂分析

施工参数为:最高排量 $12.328 \text{ m}^3/\text{min}$,入井液体 150.800 m^3 ,施工最高井口压力 42.31 MPa ,施工时间 16.3 min,测压降时间 80.9 min,压力从 33.08 MPa 降至 26.54 MPa 。整个过程基本达到了设计要求^[10],施工曲线见图 1。由于压力数据来源于地面监测,需要处理为井底压力后再进行诊断。诊断大致包括摩阻分析、井底压力计算、阶梯升排量解释和压降解释几个步骤。

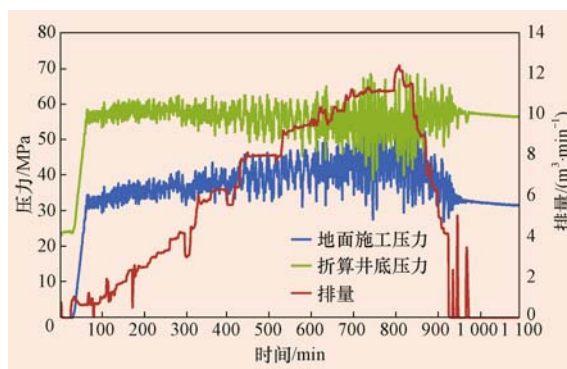


图 1 A 井测试压裂施工曲线

Fig. 1 Mini-frac operating curve of Well A

3.1 摩阻分析

A 井采用极低黏度降阻水压裂,考虑页岩裂缝系统对液体效率的影响,采用套管注入提高排量降低摩阻,压裂管柱摩阻预测结果见图 2。根据降排量测试资料,利用 FracproPT 软件计算出的近井筒摩阻和孔眼摩阻之和见图 3。

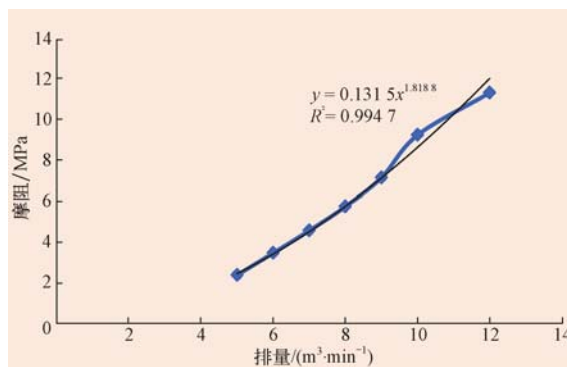


图 2 管柱摩阻预测结果

Fig. 2 Pipe string friction prediction

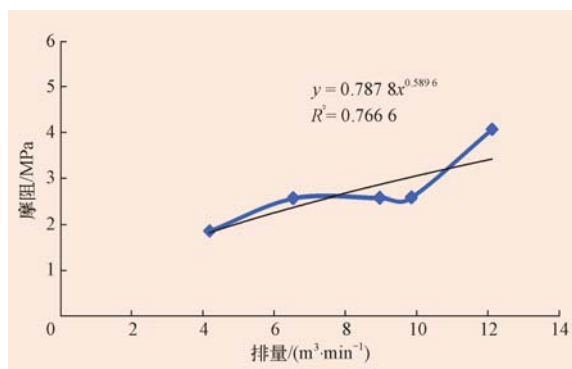


图3 降排量测试摩阻计算结果

Fig. 3 Step-down test friction calculation

3.2 井底压力计算

井底压力与井口压力、总摩阻(包括压裂管柱摩阻、近井筒摩阻和孔眼摩阻)、净液柱压力的关系可表示为:

$$p_s + p_h - p_f = p_b \quad (2)$$

式中: p_b 为井底压力, MPa; p_s 为井口压力, MPa; p_h 为净液柱压力, $p_h = 24.73$ MPa; p_f 为总摩阻, MPa。

根据图2、图3所示的排量与摩阻关系,可分别计算不同时刻排量对应的总摩阻,结合式(2)计算得到井底压力曲线(图1中绿色曲线)。最终确定地层破裂压力为 59.3 MPa。

3.3 阶梯升排量解释

由于压裂过程中压力波动较大,分别选取不同阶段相对稳定排量所对应的压力波动中值点确定井底延伸压力为 55.6 MPa(见图4)。

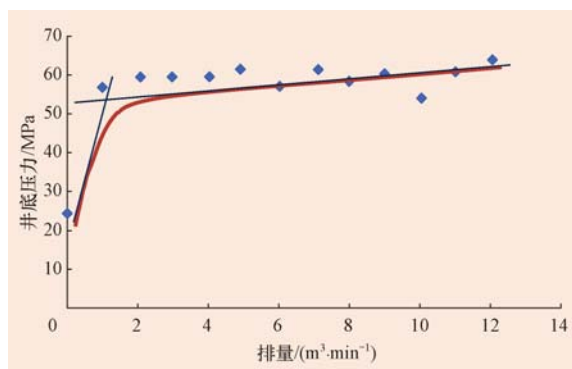


图4 A井施工压力随排量的响应特征

Fig. 4 Fracturing pressure response characteristics of Well A with pumping rate

3.4 压降解释

A井井底瞬时停泵压力(ISIP)为 57.81 MPa,

测得地面 ISIP 为 33.08 MPa,经 G 函数和双对数曲线分析,求得闭合压力为 52.00 MPa,闭合压力梯度为 0.020 9 MPa/m,估算净压力 5.73~5.94 MPa。另外,G 函数曲线上显示有天然裂隙开启迹象(见图5)。

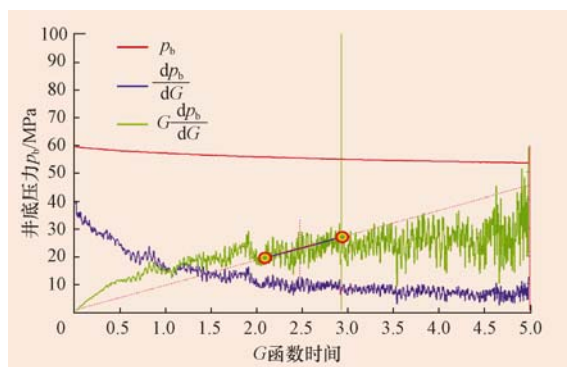


图5 A井小型测试压裂 G 函数曲线

Fig. 5 The G function curve of Well A mini-frac

通过与典型“压力-时间”双对数曲线^[11]对比,压力变化大致经历4个阶段(见图6、图7):

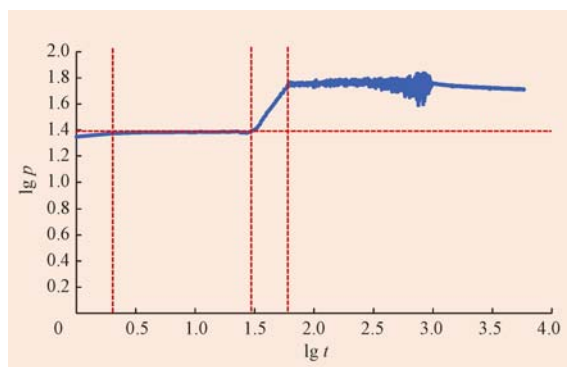


图6 A井施工压力随时间变化的双对数曲线

Fig. 6 Log-log curve of fracturing pressure of Well A with time

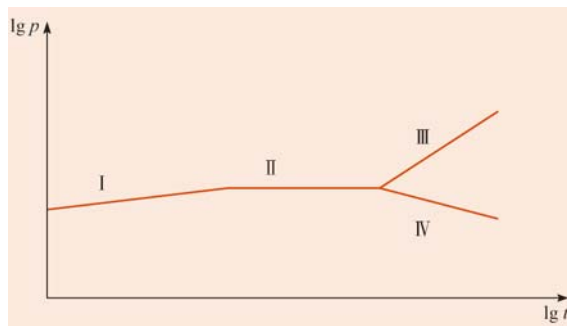


图7 典型施工压力随时间变化的双对数曲线

Fig. 7 Log-log curve of typical fracturing pressure with time

I 阶段 较小的正斜率,与 PKN 模型一致,裂缝正常延伸,表明裂缝在高度方向上受阻;

Ⅱ阶段 斜率为0,压力变化平稳,注入与滤失平衡,裂缝几乎不延伸;

Ⅲ阶段 斜率 ≥ 1 ,施工压力增量正比于注入压裂液体积增量,缝端受阻,净压力增加;

Ⅳ阶段 斜率 < 0 ,缝高增加、压开多条裂缝或遭遇大规模裂缝体系。

由图5—7可知,该井在小型测试压裂过程中具有微裂隙张开的现象,一定程度上为增加后续主压裂施工裂缝的复杂性创造了初始条件,亦达到了笔者所探讨的页岩小型测试压裂的基本设计思路。另外,经计算可知,目的层最大和最小水平应力差3.17~3.88 MPa,应力差较小。这样,利于页岩压裂形成“缝网”的2个必要条件——较小的水平应力差和开启的天然微裂隙同时存在,可为下步网络压裂方案的设计与实施提供一定的依据。

4 结论与认识

1) 页岩小型测试压裂应注重规模、排量的优化及加砂考虑。地层天然裂缝不发育时(成像测井观测不到),应尽可能在合适的规模下提高排量,以沟通更多的因胶结而封闭的天然微裂隙;地层天然裂缝较发育时(成像测井明显观测到),应考虑使用一定量粉陶,降低多裂缝滤失和近井筒摩阻,预防后续主压裂过早脱砂。

2) 结合国外相关经验及A井施工情况,“阶梯升排量测试—稳定注入—阶梯降排量测试—停泵测压降”整个小型测试压裂工艺具有一定的应用价值。但是,当G函数曲线闭合点不明显或显示多个闭合点特征时,则应当考虑采取“平衡测试+校正测试”的方法获得一个相对准确的闭合点,该类情况通常对应页岩储集层天然裂缝较发育。

3) 确立了天然裂缝不发育页岩气储集层小型测试压裂的基本思路,以实现获取地层参数和为后续主压裂施工创造复杂裂缝形成条件及提供裂缝转向通道的双重目的。该方法具有一定可行性及现场应用价值。

4) 小型测试压裂解释的基础在于注入—流动过程中的物质平衡和压力响应特征,单纯从获取地层参数角度,包括一些极小规模“微注入+长时间(24 h以上)关井测压降”测试也是一条思路。

参考文献

References

- [1] 黄玉珍,黄金亮,葛春梅,等. 技术进步是推动美国页岩气快速发展的关键[J]. 天然气工业,2009,29(5):7-10,44.
Huang Yuzhen, Huang Jinliang, Ge Chunmei, et al. A key factor promoting rapid development of shale gas in America: technical progress[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 7-10, 44.
- [2] 张林晔,李政,朱日房. 页岩气的形成与开发[J]. 天然气工业,2009,29(1):124-128.
Zhang Linye, Li Zheng, Zhu Rifang. The formation and exploitation of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(1): 124-128.
- [3] 聂海宽,唐玄,边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报,2009,30(4):484-490.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of south China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-490.
- [4] Mathews H L, Schein G, Malone M. Stimulation of gas shales: they're all the same, right? [R]. SPE 106070, 2007.
- [5] Dozier G C, Sutton T W. Real-time pressure diagnostics used to improve pretreatment frac design: case studies in the Antrim Shale[J]. SPE Production & Facilities, 2000, 15(1): 20-26.
- [6] King G E. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? [R]. SPE 133456, 2010.
- [7] 埃克诺米德斯 M J, 诺尔蒂 K G. 油藏增产措施[M]. 康德泉, 周春虎, 李滢, 等译. 北京: 石油工业出版社, 1991: 276-286.
Economides M J, Nolte K G. Reservoir stimulation measure [M]. Translator: Kang Dequan, Zhou Chunhu, Li Dang, et al. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991: 276-286.
- [8] Nolte K G, Smith M B. Interpretation of fracturing pressures [R]. SPE 8297, 1979.
- [9] Bale A, Fossen H, Berg E, et al. Comprehensive mini-frac testing in the Gullfaks field as a tool for characterization of reservoir structure and rock mechanics[R]. IPTC 11968, 2008.
- [10] 蒋廷学,贾长贵,王海涛,等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 36-40.
Jiang Tingxue, Jia Changgui, Wang Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.
- [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: 236-237.
Wang Hongxun, Zhang Shicheng. Numerical calculation method for hydraulic fracturing treatment design[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 236-237.