

DOI: 10.11779/CJGE201411023

页岩气储层变排量压裂的造缝机制

侯冰, 陈勉*, 程万, 谭鹏

(中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249)

摘要: 裂缝性页岩储层压裂时, 如何通过调节压裂泵排量, 使水力裂缝沟通更多天然裂缝, 是缝网压裂的关键。选取龙马溪组页岩露头开展真三轴水力压裂试验, 压裂过程中以逐步阶梯式方式提高排量, 实时分析变排量压裂时水力裂缝扩展行为以及与天然裂缝的沟通情况。试验结果表明: 采用变排量压裂, 初始阶段, 随着压力逐渐升高, 会在井筒周围的弱面附近产生多个待破裂点, 随排量突然提高会使水力裂缝沿着多个破裂点动态分叉扩展。随着排量阶梯式升高, 泵压明显升高, 排量越大, 泵压波动越大, 水力裂缝与天然裂缝沟通形态越复杂, 天然裂缝产状和缝内净压力等影响到水力裂缝进一步沟通程度。试验结果证实, 变排量压裂可以激活更多天然裂缝, 有助于形成复杂裂缝网络。

关键词: 页岩气藏; 水力压裂; 变排量; 裂缝扩展; 体积压裂

中图分类号: TU45 文献标识码: A 文章编号: 1000-4548(2014)11-2149-04

作者简介: 侯冰 (1979-), 辽宁北镇人, 男, 副研究员, 主要从事油气井岩石力学与工程的研究。E-mail: houbing9802@163.com。

Fracturing mechanism of shale gas reservoir with variable pump rates

HOU Bing, CHEN Mian, CHENG Wan, TAN Peng

(State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Strengthening the interaction between hydraulic fractures and natural fractures by the adjustment of pump pressure is the key of fracture network. Longmaxi shale outcrops are selected to study the propagation of hydraulic fractures and the interaction between hydraulic fractures and natural fractures by utilizing tri-axial fracturing test system. The pump pressure increases in a step-wise manner during the tests. The experimental results indicate that the variable pump rates can gradually build the pressure, which generates many under-fracture points in weak planes around the wellbore. Hydraulic fractures will have dynamic extension along these under-fracture points when there is a sudden increase of pump rate. As the pump rate increases in a step-wise manner, the pump pressure significantly increases. Higher pump rate leads to a more fluctuant pump pressure and a more complex fracture network. The occurrence and geometric distribution of natural fractures and net pressure can influence the degree of further interaction. The results prove that the variable pump rates can activate more natural fractures, which contributes to form complex fracture network.

Key words: shale gas reservoir; hydraulic fracture; variable pump rate; fracture propagation; volume fracture

0 引言

页岩气储层具有低孔隙度和低渗透率的特点, 开发此类非常规油气资源需要大规模的水力压裂技术改造储层, 才能得到工业气流。大量的试验和理论研究^[1-9]表明, 储层中发育的断层、层理、天然裂缝等非连续结构面对水力裂缝扩展路径会产生显著的影响。水力裂缝遇到天然裂缝后, 其扩展模式常表现为停止扩展、沿着天然裂缝扩展和穿透天然裂缝扩展, 学者因此提出了判别这些扩展模式的力学准则^[3, 8-9]。当水力裂缝沿着天然裂缝两端扩展时, 天然裂缝容易被激活, 水力裂缝复杂程度大幅提升, 容易形成水力裂缝网络^[7-8, 10-11]。当水力裂缝直接穿透天然裂缝后, 天然

裂缝难以被激活。在现场压裂施工过程中, 压裂泵排量是压裂工程师主要的可控因素之一。因此, 笔者开展变排量水力压裂试验, 旨在探讨能否形成复杂的水力裂缝网络。

通常认为开发页岩油气藏时采用大排量压裂技术可以提高裂缝延伸距离, 但由于压裂泵工作能力和压裂液量有限, 油田现场常常采用小排量憋压至岩石破

基金项目: 国家自然科学基金创新研究群体科学基金项目(51221003);
国家自然科学基金项目(51204195, 51234006); 北京青年英才计划项
目(YETP0672)

收稿日期: 2014-04-09

裂，再用大排量注入压裂液，这种变排量压裂方式是否有助于形成水力裂缝网络仍有待考证。笔者采用真三轴水力压裂试验系统对龙马溪露头页岩进行水力压裂，试验参数依据相似准则^[12]而定，模拟了龙马溪组页岩储层变排量压裂施工过程，分析了水力裂缝与天然裂缝的沟通情况，发现变排量压裂有助于增加水力裂缝网络的复杂程度。

1 试验方案

利用真三轴压裂试验模拟系统，进行页岩露头水力压裂模拟，模拟前需要通过相似准则^[12]算出室内试验参数。已知龙马溪组页岩地层相关数据如下：储层中部埋深约为2500 m，弹性模量为35 GPa，泊松比0.25，孔隙压力26.25 MPa，水平最小地应力46.25 MPa，水平最大地应力52.5 MPa，上覆岩层应力50 MPa。水力压裂现场施工开始用1 m³/min左右排量注段塞，以排量2~5 m³/min压裂地层，后将排量提升至10~15 m³/min增加裂缝网络规模，泵注时间约为200 min，压裂液量2000 m³，单条水力裂缝长度约为250 m。龙马溪组页岩露头参数如下：弹性模量为40 GPa，泊松比为0.18。岩样尺寸为400 mm×400 mm×400 mm，模拟井筒长度为140 mm，直径为16 mm，裸眼段长度60 mm。

依据上述基本数据，根据相似准则^[12]计算得到试验参数如下：水平最小地应力19.1 MPa，水平最大地应力26.3 MPa，上覆岩层压力22.1 MPa。水力压裂试验采用的压裂液是现场所用的滑溜水压裂液体系，黏度2~3 MPa·s，配方如表1所示。在压裂液中加入少量黄绿色粉末（示踪剂），并搅拌均匀，目的是为了方便压裂后观察裂缝形态。

表1 滑溜水压裂液配方

Table 1 Formula of slick-water fracturing fluid

添加剂	FR-66 /%	Optikleen WF /(kg·m ⁻³)	BE-9 /%	Gasperm 1100 /%
功能	降阻剂	破胶剂	杀菌剂	防水锁剂
浓度	0.075	0.09	0.070	0.2~0.05

试验中的页岩露头岩样如图1所示，图中为便于观察，压裂前用线描绘出天然裂缝分布形态。为了更好地描述各个表面水力裂缝与天然裂缝的沟通情况，将岩样平面进行命名：P1与P4为上下2个面，P2与P5为前后2个面，P3与P6为左右2个面。页岩露头表面能够观察到随机分布的天然裂缝，为方便观察采用线条描绘，P1面存在一条层理缝，层理缝周围发育多裂缝。采用变排量压裂工艺不断提高缝内净压力，使得随机裂缝性页岩储层压裂后水力裂缝与天然裂缝沟通形态复杂。

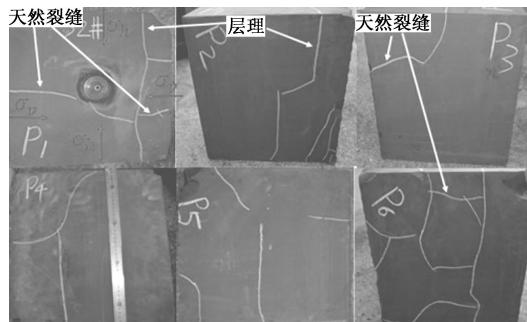


图1 压裂前页岩露头的天然裂缝形态

Fig. 1 Shapes of natural fractures of shale blocks before tests

整个变排量压裂模拟过程分为2个阶段，第一阶段压裂：开始采用小排量0.163 mL/s（模拟现场排量1 m³/min）注入压裂液进行憋压，待井筒内压力快速升高时，再迅速将排量提升至0.326 mL/s（模拟现场排量2 m³/min）压裂岩石至内部出现破裂，泵注时间25 s，模拟现场泵注时间200 min。

第二阶段压裂：排量提高到0.652 mL/s（模拟现场排量4 m³/min）并持续约1.5 min；排量提高到0.98 mL/s（模拟现场排量8 m³/min）并持续约2 min；排量提高到1.3 mL/s（模拟现场排量12 m³/min）并持续约2.5 min；排量提高到1.63 mL/s（模拟现场排量16 m³/min）并持续约1.5 min；停泵2 min后，压裂液从四周流出，压力降至最低后结束试验。

2 试验结果及分析

在页岩气藏中，储层具有较强的非均质特性，裂缝普遍发育。对页岩露头的分析发现，大规模存在的节理增加了水力裂缝在扩展过程中发生转向或者分叉的可能性。节理等复杂断续体一般具有比岩石本体更低的强度特性，杨氏模量和抗压、抗拉强度都较低，水力裂缝在这些位置扩展所需要的能量更少。因此，不规则断续体的存在为水力裂缝分叉提供了有利时机。水力裂缝扩展到不规则断续体处时增加了由于能量过剩发生必然分叉和不规则影响发生偶然分叉的可能性。压裂试验结束后，结合物模试样压裂效果及压降曲线（见图2），对比分析提高排量后压降曲线的波动特征与造缝机理。

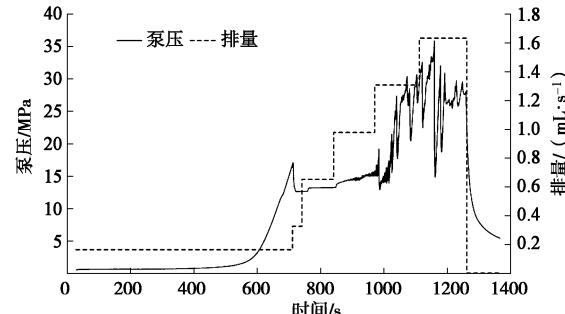


图2 泵压-排量-时间曲线

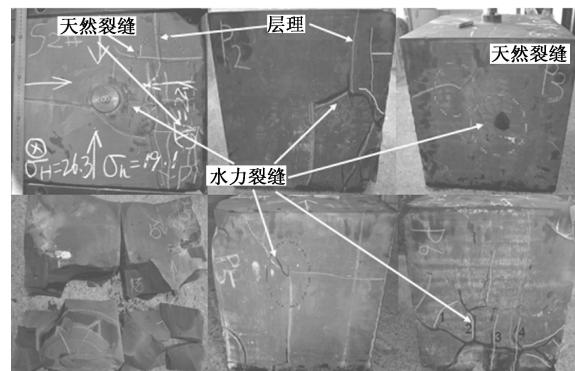
Fig. 2 Pump pressure-pump rate-time curves

由第一阶段压裂曲线可知,压力升高至 17.1 MPa 时,页岩内部出现破裂后泵压迅速降至 12.8 MPa 左右保持平稳,表明压裂液稳定的沿水力裂缝流进天然层理面,但此时的峰值压力并不是地层的破裂压力。压裂曲线出现 2 个平稳段,排量分别是 0.326 mL/s 和 0.652 mL/s,但后一个压力值大于前一个压力值,约为 13 MPa。从压裂后 P1 面的裂缝沟通形态可知,HF 右翼垂直于最小地应力扩展,垂直沟通层理弱面后开启层理面,压裂液进入层理面后提高排量到 0.326 mL/s,水力裂缝沟通上端与层理面正交的天然裂缝。裂缝的分叉行为与天然裂缝发育程度和外部加载排量都有关系,通过加载条件可以促使裂缝分叉扩展,这在页岩气网状压裂过程中是乐于见到的结果。

第二阶段压裂过程:排量提高到 0.652 mL/s 并持续约 1.5 min,本阶段压力曲线无变化;排量提高到 0.98 mL/s 并持续约 2 min,本阶段是再一次憋压过程,随时间增加压力逐渐上升到 15 MPa 左右;排量提高到 1.3 mL/s 并持续约 2.5 min,提高排量后压力快速上升至 19.2 MPa 时,试样内部产生新的破裂使得压力下降到 13.1 MPa,接着压力再次波动升高,说明水力裂缝不断沟通天然裂缝或者存在水力裂缝的分叉现象。从 P1 面观察到,随着排量升高右翼水力裂缝穿透层理缝,形成两条新的水力裂缝并延伸到试样端面,整个扩展区域岩石破坏非常充分,见图 2 中虚线区域。P6 面上,HF 沿着垂直于最小地应力方向扩展,遇到近似正交的天然裂缝后沿着天然裂缝扩展一段距离后穿透天然裂缝,形成 4 条裂缝,一条沿着 PF,其他 3 条为新生裂缝,4 条裂缝几乎是平行的。当这 4 条裂缝再次遇到同一 PF 时,中间的 HF 穿透 PF。这表明旁边的 2 条裂缝能量小,中间的裂缝能量大,容易扩展成优势裂缝;排量提高到 1.63 mL/s 并持续约 1.5 分钟,压力继续升高至 36.2 MPa,此时为地层破裂压力。之后压力曲线大幅度波动直至压裂液从多个面流出。岩石破裂后,排量越大,压力波动越大,平均峰值会逐渐增大。P3 面上,左翼 HF 沿着 PF 扩展,PF 略有加长,见图中虚线区域。HF 向下转至最优扩展方向,试样下部有压裂液渗出,表明内部有裂缝形成。P2 和 P5 面上,沿着层理面有压裂液渗出,表明水力裂缝沟通了此处层理;停泵 2 min 后,结束试验,压裂后水力裂缝与天然裂缝沟通形态如图 3 所示。

从页岩气储层的高脆性特征来看,压裂初始阶段采用小排量憋压会使井筒周围发育天然裂缝的位置出现多个弱胶结点,在井筒内压瞬时升高达到地层破裂之前,由于拉伸作用会使页岩内发育弱面附近产生很多弱胶结的微裂隙,这种微裂隙可能发育在井筒周围,也可能存在于远离井筒的位置。微裂隙的存在会影响

到水力裂缝起裂方向,还会影响到裂缝网络的扩展规模,这与地层破裂瞬间有多少个微裂隙同时起裂相关,这种即将发生张性破裂的微裂隙称之为“待破裂点”。由于在水力裂缝起裂前,岩石内部已经出现微裂纹,若要在目标层形成多重裂缝分叉,需要在压裂裂缝起裂位置具备较高能量。此时,需要压裂施工提供的泵压加大,短时间内提高裂缝入口处能量,促进裂缝在井筒近距离即分叉,进而扩大缝网波及体积,提高压裂效果。



注:由于压裂试验受到压裂液浸泡等因素影响,部分颜色消失,对水力裂缝和天然裂缝重新标记,原有天然裂缝 (PF) 及水力裂缝 (HF) 均在图中标注。

图 3 压裂后水力裂缝与天然裂缝沟通形态

Fig. 3 Interaction shapes between hydraulic fractures and natural fractures of shale blocks after tests

将页岩露头沿着主裂缝面敲开后,从示踪剂分布形态看出主裂缝非常明显。沿着层面敲开后,层理面可观察到很多压裂液,但颜色较主裂缝面浅,表明层理面中压裂流量小,主要集中在主力裂缝周围,成椭圆面分布,如图 4 所示。

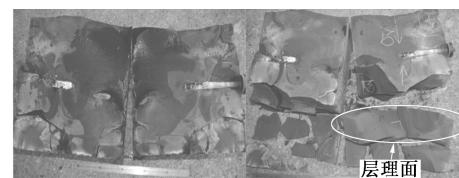


图 4 主裂缝与层理缝沟通形态

Fig. 4 Interaction shapes between main fractures and bedding fractures of shale blocks after tests

变排量压裂方式克服了小排量压裂能量供给不足及大排量压裂钻井液不能充分滤失地层的缺点,还能够在储层中形成压力脉冲,有助于激活天然裂缝,形成复杂的网络裂缝。针对不同储层地质条件,变排量压裂技术的关键是要确定改变排量的时机和排量范围的选择,变排量压裂技术有望成为油田现场改造页岩储层、实施体积压裂的关键技术。

3 结论与认识

(1) 层理缝和天然裂缝均能影响水力裂缝的扩展路径, 小排量压裂易开启层理缝, 增大排量后水力裂缝易沿着层理缝周围的微裂缝分叉形成多个扩展面, 水力裂缝在穿越天然裂缝时的转向过程和主裂缝动态分叉是使整体裂缝形态变得复杂的主要因素。

(2) 初始阶段采用小排量加载, 在泵压达到峰值破裂压力前, 岩石内部已经出现很多微观裂缝, 储层内弱面发育的位置产生多个待破裂点, 峰值压力点是微观裂缝突然贯通形成宏观裂缝的表象。通过开展变排量室内压裂试验得到了复杂的网状水力裂缝, 证实了变排量压裂技术有望实现页岩储层体积压裂的可行性。

(3) 变排量压裂技术的关键是合理选择改变排量的时机和排量范围。建议现场压裂以 $1\sim2 \text{ m}^3/\text{min}$ 排量开始施工, 随着施工压力升高, 井筒周围待破裂点逐渐增多, 当酸液进入孔眼降低施工压力后, 逐渐提高排量到 $12\sim15 \text{ m}^3/\text{min}$, 使水力裂缝沟通待破裂点并逐渐扩展, 从而开启更多天然裂缝。现场作业时, 变排量的时机选择与储层地质条件相关, 也与段塞砂浓度的调整密不可分。

参考文献:

- [1] DANESHY A A. Hydraulic fracture propagation in the presence of planes of weakness[R]. SPE 4852, 1974.
- [2] WARPINSKI N R, TEUFEL L W. Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation[J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, **39**(2): 209 - 220.
- [3] RENSHAW C E, POLLARD D D. An experimentally verified criterion for propagation across unbounded frictional interfaces in brittle, linear elastic materials[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1995, **32**(3): 237 - 249.
- [4] ZHOU J, XUE Cheng-jin. Experimental investigation of fracture interaction between natural fractures and hydraulic fracture in naturally fractured reservoirs[C]// Annual of Conference Exhibition and Society of Petroleum Engineering, 2011.
- [5] ZHOU Jian, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2008, **45**(7): 1143 - 1152.
- [6] TALEGHANI A D, OLSON J E. Numerical modeling of multistranded-hydraulic fracture propagation: Accounting for the interaction between induced and natural fractures[J]. SPE Journal, 2011, **16**(3): 575 - 581.
- [7] TALEGHANI A D. Modeling simultaneous growth of multi-branch hydraulic fractures[C]// ARMA. San Francisco, 2011.
- [8] GU H, WENG X. Criterion for fractures crossing frictional interfaces at nonorthogonal angles[C]// ARMA. Salt Lake City, 2010.
- [9] CHENG Wan, JIN Yan, CHEN Mian, et al. A criterion for a hydraulic fracture crossing a natural fracture in a 3D space and its field application[J]. Petroleum Exploration & Development, 2014, **41**(2): 1 - 6.
- [10] ZHAO Hai-feng, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Rock fracture kinetics of the fracture mesh system in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, **39**(4): 465 - 470.
- [11] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中石油大学学报(自然科学版), 2013, **37**(5): 88 - 94. (CHEN Mian. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum. 2013, **37**(5): 88 - 94. (in Chinese))
- [12] 柳贡慧, 庞飞, 陈治喜. 水力压裂模拟试验中的相似准则[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2000, **24**(5): 45 - 50. (LIU Gong-hui, PANG Fei, CHEN Zhi-xi. Fracture simulation tests[J]. Journal of China University of Petroleum. 2000, **24**(5): 45 - 50. (in Chinese))