

页岩气网络压裂设计方法研究

蒋廷学, 贾长贵, 王海涛, 孙海成

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要:页岩气能否有效产出,很大程度上取决于压裂裂缝和压裂过程中诱导天然裂缝开启而形成的相互交错的网络裂缝面积大小,其与页岩气井生产指数具有一定的相关性,因此,页岩气压裂设计的根本出发点在于如何形成有效的网络裂缝。在借鉴国外海相页岩气压裂成功经验的基础上,针对国内陆相页岩气的特殊性,进行了网络压裂的探索性研究。确立了页岩气网络压裂设计原则及相关理论基础,阐述了网络压裂设计的基本思路及优化方法,包括射孔方案、小型测试方案、压裂材料优选、施工参数及压后返排参数优化等,并围绕页岩气网络裂缝的主控因素(页岩可压性、诱导应力场、主裂缝净压力优化及控制等)进行了系统的模拟分析。基于所提出的优化设计方法,对河南油田某页岩气井实施了小型测试压裂和主压裂施工,获得成功并取得了很好的效果。

关键词:页岩气 压裂 网络裂缝 优化设计 射孔

中图分类号: TE357 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2011)03-0036-05

Study on Network Fracturing Design Method in Shale Gas

Jiang Tingxue, Jia Changui, Wang Haitao, Sun Haicheng

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

Abstract: Shale gas recovery mainly depends on fracture network created by hydraulic and induced fractures during hydraulic fracturing. The fracture network is correlated with shale gas productivity index. Therefore the fundamental starting point of shale gas fracturing design is how to create effective fracture network. Based foreign successful experiences in marine shale gas fracturing, exploratory study on network fracturing were conducted according to the specialty of domestic terrestrial shale gas. The design principles and related theory were established. This paper described basic idea of fracture network design and optimization method, including perforation scheme, mini-frac tests, fracturing materials selection, fracturing and flowback parameters etc. The factors influencing fracture network were analyzed systematically, including shale frac-ability, induced stress field, main fracture net pressure optimization and controlling. The proposed design method was applied in a well for mini-frac treatment and major fracturing treatment in Henan Oilfield. Good results were achieved. The fracturing success in this well provides reference and guidance for future shale gas fracturing design.

Key words: shale gas; fracturing; network fracture; optimizing design; perforation

国外页岩气的勘探开发已有 30 多年的历史,尤其是美国的页岩气压裂技术目前居于世界领先地位^[1],页岩气年产量已近 $1\ 000 \times 10^9 \text{ m}^3$,超过中国的常规天然气年总产量^[2]。但即便是在美国的五大典型页岩气盆地中,页岩气的特性也各不相同,所应用的页岩气压裂技术更是千差万别^[3]。虽然都基本为海相页岩气,但其他页岩气盆地在借鉴最早开发的 Barnett 页岩气压裂经验时,也注重自身的特殊

收稿日期: 2011-03-01; **改回日期:** 2011-04-06。

作者简介: 蒋廷学(1969—),男,1991年毕业于石油大学(华东)采油工程专业,2001年获石油大学(北京)油气田开发工程专业硕士学位,2007年获中科院渗流流体力学研究所流体力学专业博士学位,教授级高级工程师,储层改造所副所长,主要从事水力压裂机理、优化设计及现场试验等方面的研究工作。

联系方式: (010)84988612, lffy-jtx@sohu.com。

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。

性,有针对性地进行了技术开拓^[4-5]。换言之,后续开发的页岩气盆地,由于有丰富的经验借鉴,其开发的进度大大加快。这也给国内的页岩气开发以启示,那就是虽然国内的页岩气以陆相居多,但国外的海相经验同样可以借鉴。由于国内的陆相页岩气太复杂,虽然追求网络裂缝的目标与海相页岩气相比都是一致的,但如何形成网络裂缝,具体实现方法可能并无相似性。因此,国内陆相页岩气的网络压裂研究与试验,还有大量艰苦细致的工作要做。为此,笔者对此进行了初步探索研究。

1 页岩储层可压性特征分析

岩性及可压性 页岩中的黏土、碎屑岩和碳酸盐岩各占一定的比例或其中的两种组分占优。页岩中石英及钙质等脆性矿物的比例,称之为脆性指数。脆性指数越高,页岩的可压性越好。对于页岩气储层,其脆性指数达 40% 以上,才有可能形成网络裂缝。

物性及开采特征 页岩气储层物性差,孔隙度约为 4%~6%,基质渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。气流的阻力比常规天然气大,所有的井都需要实施压裂改造才能投产。由于基质渗透率极低,页岩基质向裂缝供气的能力较差,同时由于吸附气的存在,页岩气井压裂初期产量可能相对高些,这主要是天然裂缝内的游离气在起作用,而稳产期的产量一般不会太高,但稳产期会非常长,如国外的 Barnett 页岩气据预测可生产 80~100 a。

天然裂缝发育程度 文献[6-8]详细论述了 Barnett 页岩天然裂缝发育情况对页岩气生产的影响。Barnett 页岩肉眼可识别的裂缝数量有限,大裂缝均被方解石和石英等矿物充填,且大裂缝越发育产气量越低。说明大裂缝不利于页岩气的保存,真正对储层起改善作用的是微裂缝。由于 Barnett 页岩石英含量很高,岩层脆性大,微裂缝极为发育,它们是天然气聚集和运移的主要空间。一旦采取水力压裂措施很容易张开该类地层中因胶结而封闭的天然裂缝,并构成网络裂缝形成的要素。所以,某种程度上讲,网络裂缝的形成与天然裂缝的发育程度相关。

其他 就热演化程度而言,国外成熟页岩气的镜体反射率一般为 1.3%~1.7%,如低于 1.3% 可能含页岩油,如高于 1.7% 可能过演化。超过此范围,压后产气效果可能不佳。

此外,评价页岩气储层的指标还有含气性及吸附气等。含气性和吸附气主要用来评估压后的气源及

生产规律:如吸附气少,可能产量高,但生产期会很短;反之,则初期产气量可能低些,但生产期会很长。

2 页岩气井网络压裂概念设计

2.1 网络压裂设计原则

1) 射孔方案必须考虑裂缝的延伸规律,上下裂缝段串通在某种条件下可形成诱导网络裂缝。

2) 小型测试压裂方案要与主压裂的规模相匹配,并要考虑其对诱导应力场的影响,必要时加入一定比例的小粒径支撑剂(如 40~70 目石英砂)以控制缝高。

3) 压裂液要考虑选用低黏压裂液,以提高其通过网络裂缝的能力,并实现网络裂缝的延伸。

4) 支撑剂的选择要考虑其纵向悬浮能力,以达到实现网络裂缝的同时又能实现体积压裂的目的。

5) 注入参数的选择,要考虑到能有效沟通与延伸天然裂缝,并在必要时对天然裂缝进行封堵,以实现更长的主裂缝并沟通更多的天然裂缝,达到深穿透网络裂缝的效果;如果热演化程度低,为防止出现页岩油而需要尾追大粒径支撑剂时,必须对低黏度液体中支撑剂的沉降砂堤进行研究,防止尾追支撑剂运移到裂缝前端而不是近井筒处。

6) 加砂的主要目的不是实现裂缝的支撑,而是要增加裂缝内的流动阻力以达到增加缝内净压力并实现裂缝转向的目的。

7) 压后返排参数主要基于网络裂缝的实现程度及页岩气基质中吸附气的含量进行优化。

2.2 网络压裂设计基础

网络裂缝是页岩气井压裂设计的主要目标,其内在因素是通过压裂在单一裂缝脆弱面上产生诱导应力以改变最大与最小主应力的分布,使裂缝发生转向,与天然裂缝沟通形成网状裂缝结构。

为简便起见,假设形成如图 1 所示的二维垂直裂缝,则二维垂直裂缝所诱导的应力场为^[9]:

$$\sigma_{x\text{诱导}} = p \frac{r}{c} \left(\frac{c^2}{r_1 r_2} \right)^{\frac{3}{2}} \sin\theta \sin \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) + p \left[\frac{r}{(r_1 r_2)^{\frac{1}{2}}} \cos\left(\theta - \frac{1}{2}\theta_1 - \frac{1}{2}\theta_2\right) - 1 \right] \quad (1)$$

$$\sigma_{z\text{诱导}} = -p \frac{r}{c} \left(\frac{c^2}{r_1 r_2} \right)^{\frac{3}{2}} \sin\theta \sin \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) + p \left[\frac{r}{(r_1 r_2)^{\frac{1}{2}}} \cos\left(\theta - \frac{1}{2}\theta_1 - \frac{1}{2}\theta_2\right) - 1 \right] \quad (2)$$

$$\tau_{xz\text{诱导}} = p \frac{r}{c} \left(\frac{c^2}{r_1 r_2} \right)^{\frac{3}{2}} \sin\theta \cos \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) \quad (3)$$

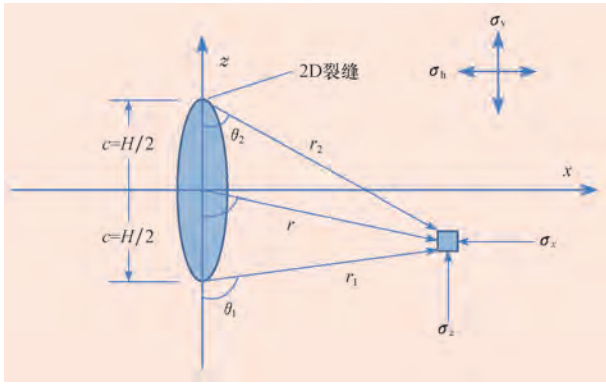


图1 二维垂直裂缝示意

Fig.1 Schematics of 2-D vertical fracture

由虎克定律得：

$$\sigma_{y诱导} = \nu(\sigma_{x诱导} + \sigma_{z诱导}) \quad (4)$$

同时,各几何参数间存在以下关系：

$$\begin{cases} r = \sqrt{x^2 + y^2} \\ r_1 = \sqrt{x^2 + (y+c)^2} \\ r_2 = \sqrt{x^2 + (y-c)^2} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} \theta = \arctan \frac{x}{y} \\ \theta_1 = \arctan \frac{x}{-y-c} \\ \theta_2 = \arctan \frac{x}{c-y} \end{cases} \quad (6)$$

式中： p 为裂缝面上的压力, Pa; $\sigma_{x诱导}$, $\sigma_{y诱导}$, $\sigma_{z诱导}$ 分别为 x, y, z 方向上的诱导应力, Pa; $\tau_{xz诱导}$ 为 xz 平面上的诱导剪切应力, Pa; r 为裂缝面任意一点距井眼的距离, m; θ 为裂缝方位角, ($^\circ$); H 为裂缝高度, m。

如果 θ, θ_1 和 θ_2 为负值,那么应分别用 $\theta+180^\circ, \theta_1+180^\circ$ 和 θ_2+180° 来代替。利用式(1)一式(6)可以计算裂缝诱导应力的大小。图2为某页岩气井的

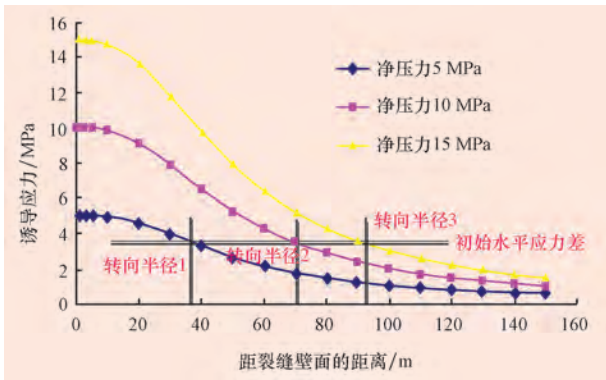


图2 某页岩气井 A 诱导应力计算结果

Fig.2 Simulation results of induced stress for well A

诱导应力计算结果。从图2可看出,随着到裂缝距离的增加,诱导应力迅速减小,距离裂缝一定距离后,地应力场仍为初始状态。

从图2还可看出,当主裂缝内的净压力足够大时,可实现主缝内的裂缝转向。由于页岩气井压裂一般应用低黏度的滑溜水,主缝内的压力梯度相对较小,因此,一旦近井筒处实现了裂缝的转向,远井主裂缝范围内也可能实现多处裂缝转向,从而形成纵横交错的网络裂缝。

2.3 压裂设计方法及思路

综合网络压裂的设计原则和设计基础,页岩气储层网络压裂优化设计包括射孔、小型测试压裂、主压裂、压后返排4个方面。

2.3.1 射孔设计优化

射孔方案优化原则上以簇射孔为宜,每簇射孔厚度在1 m之内,相邻簇间距离20~30 m。水平井采用该原则,可力争形成网络裂缝。对于直井压裂,如排除物性及含气性等因素,也适用该原则。采用簇射孔的目的是尽量在该簇射孔处形成一个主裂缝,避免射孔井段过长形成过多的主裂缝。如主裂缝过多,每个主裂缝都不长,难以沟通远井的天然裂缝。而相邻的射孔簇之间距离控制在20~30 m,能保证主缝的诱导应力场相互叠加和干扰,从而诱发远井主裂缝间的沟通,从而真正实现远井的网络裂缝效果。

此外,射孔方案的优化还应综合考虑天然裂缝及地应力状况,尽量选择天然裂缝发育及地应力相对较低的层段射孔。值得指出的是,如裂缝更易向下延伸,射孔段的选择切忌太偏上,以防止填砂网络裂缝与孔眼处无沟通,从而阻碍页岩气的产出。

2.3.2 小型测试压裂设计优化

常规压裂前小型测试压裂的用量一般小于60 m³。但页岩气井压裂不同,如小型测试压裂规模过小,则难以反映远井的储层状况,因此,页岩气井网络压裂前的小型测试压裂的用量一般应在200 m³左右。

提高用液量的另一个好处是形成的诱导应力相对较大,如两个水平主应力差值不大,可能更易形成网络裂缝。如裂缝更易向下延伸,还可在小型测试压裂中适当加些粉陶或粉砂,利用停泵测压降沉降

在缝底控制缝向下延伸。

2.3.3 主压裂设计优化

主压裂设计优化包括排量、砂液比、段塞量及总液量的优化等。只要页岩气储层天然裂缝发育,厚度又相对较大(一般 $>30\text{ m}$),那么缝高的控制在某种情况下就是次要的。

页岩气井压裂的排量一般要求大于 $10\text{ m}^3/\text{min}$ 的主要原因是产生很强的水力冲击力,疏通天然裂缝。携砂能力强也是另一个重要的原因。由于一般采用低黏压裂液,沉砂剖面上的动态平衡高度较小,上边的液流速快,因此,常规尾追大粒径支撑剂的方法很难在近井筒处实现(见图 3),此时,必须采用变排量方法,降低沉砂高度,增大砂堤上的过流断面高度,才能使后续加入的大粒径支撑剂按预期那样堆积在近井筒处。

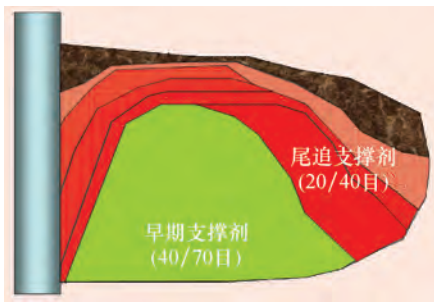


图 3 低黏度滑溜水压裂的输砂剖面示意

Fig. 3 Sand transport profile in low viscosity slickwater fracturing

砂液比的设计除了追求与造缝宽度相匹配的支撑缝宽外,更重要是增加裂缝内砂浆的流动摩阻,以提升主裂缝的净压力,从而实现裂缝的转向或张开天然裂缝的目的。国外 Barnett 页岩压裂经验表明,用液量与压后效果呈近似的正相关关系,而砂液比的影响则不明显,充分说明砂液比的设计必须与储层天然裂缝发育程度结合起来,如设计的合理,可实现裂缝的转向,否则就没有转向。因此,砂液比与压后效果并无规律可言。

段塞量及段塞级数的优化主要是为防止早期砂堵采取的提前干预措施。优化原则是保证裂缝支撑剖面不中断。

总液量的优化,要从地质与工程两个方面综合权衡考虑,既要考虑到地质的要求,又要具备现场可操作性。

2.3.4 压裂返排设计优化

页岩气井压后的返排与常规压裂不同,要考虑

裂缝的支撑情况、页岩气储层基质的物性及吸附气含量等多种因素。返排与否及返排率多少合适,目前国外也在探索之中。

如确信网络裂缝已经形成,且支撑剂铺置浓度较高,吸附气的含量也较低,可以返排 $30\% \sim 40\%$ 。若支撑剂浓度低,和/或吸附气含量较高,就应尽量少排液或不排液,此时液体起支撑裂缝的作用,且吸附气渗析到裂缝后,其流动阻力较小,有利于吸附气的快速产出。值得指出的是,此时裂缝内虽含大量的液体,但由于页岩基质的渗透率极低,裂缝内的液体难以侵入基质中形成水锁效应。而且裂缝由液体支撑,渗流阻力小,一旦在裂缝内有微小的流动压差,基质中的页岩气就会流向裂缝,因此,不影响页岩气从基质向裂缝内的有效流动。

3 现场试验

按上述设计思路,对河南泌阳凹陷某页岩气井进行了压裂优化设计,预期实现如图 4 所示的网络裂缝。

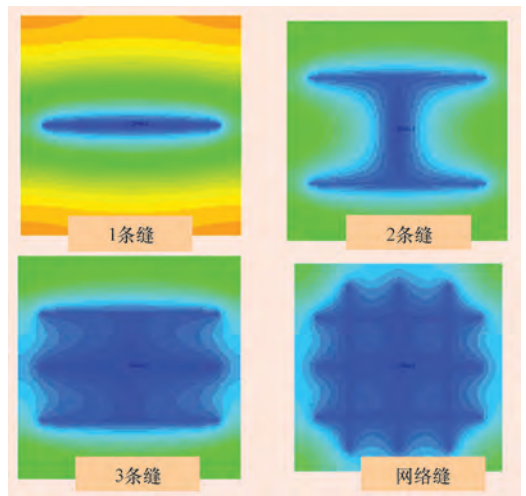


图 4 某页岩气井 A 网络裂缝的压力等值线

Fig. 4 Network fracture pressure contour of well A

3.1 小型测试压裂

采取“升/降排量+停泵测压降”进行测试压裂,最高排量 $12.328\text{ m}^3/\text{min}$,入井液体 150.8 m^3 ,最高井口压力 42.31 MPa ,升降排量注液时间 16.3 min ,测压降时间 80.9 min ,井口压力从 33.08 MPa 降至 26.54 MPa 。整个过程基本达到了设计要求。

该井井底瞬时停泵压力为 57.81 MPa (地面停

泵压力为 33.08 MPa),通过 G 函数^[10]和双对数曲线分析,求得该井闭合压力为 52.00 MPa,闭合压力梯度 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缝开启迹象。

基于小型测试压裂解释结果,确定主压裂施工排量为 $10 \text{ m}^3/\text{min}$,支撑剂选用中等强度低密度 40~70 目陶粒,主压裂前期采用 100 目粉陶对近井带的裂缝进行部分封堵,以确保后续携砂液进入地层深部和促使裂缝转向。

3.2 主压裂

该井累积注入滑溜水 $2\ 280 \text{ m}^3$ 、40~70 目低密度陶粒 65 m^3 、100 目粉陶 10 m^3 ,最高排量达 $10.7 \text{ m}^3/\text{min}$ 、最高砂比 11%,段塞数达 16 个。

该井压裂后出页岩油,最高日产油 5.68 m^3 ,稳定在 $3.0 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上。这对河南泌阳凹陷而言是个重大突破,预示着该凹陷具有良好的勘探开发前景。

4 结论与建议

1) 中国的页岩气资源量极为丰富,勘探开发潜力巨大,但主要以陆相页岩气为主,没有成熟的经验可供借鉴。即便是海相页岩气,迄今为止,国外也没有发现两个相同或相近的页岩气藏,因此,开发页岩气的技术千差万别,尤其是压裂技术,而压裂技术是目前页岩气勘探开发的主体技术之一。因此,要想经济有效地开发国内的页岩气,需结合中国页岩气自身的特殊性,对页岩气压裂技术进行有针对性的探索研究与应用。

2) 从岩石的可压性、压裂液、支撑剂、射孔方案、小型测试压裂方案、主压裂方案(利用诱导应力场的概念进行多次停泵)及返排参数优化与控制等方面,分析了页岩压裂网络裂缝的形成机制及相关控制因素。

3) 河南泌阳凹陷某页岩气井的压裂施工是成功的,效果也较为理想。这就初步验证了笔者所提压裂设计方法的针对性与可靠性。

4) 建议今后进一步加强页岩气网络裂缝扩展物理模拟研究,尽量模拟现场的各种复杂因素,并加强现场页岩气井压裂时网络裂缝的监测与诊断技术研究,通过室内试验与现场试验的结合,不断完善页岩气井网络压裂设计方法,提高页岩气井网络压裂技术水平。

参 考 文 献

- [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] 江怀友,宋新民,安晓璇,等. 世界页岩气资源与勘探开发技术综述[J]. 天然气技术,2008,2(6):26-30.
Jiang Huaiyou, Song Xinmin, An Xiaoxuan, et al. Global shale gas resources and its E&P technologies[J]. Natural Gas Technology, 2008, 2(6): 26-30.
- [3] 张卫东,郭敏,杨延辉. 页岩气钻采技术综述[J]. 中外能源,2010,15(6):35-40.
Zhang Weidong, Guo Min, Yang Yanhui. Shale gas drilling technologies at a glance[J]. Sino-global Energy, 2010, 15(6): 35-40.
- [4] Paktinat J, Pinkhouse J A, Fontaine J, et al. Investigation of methods to improve utica shale hydraulic fracturing in the appalachian[R]. SPE 111063, 2007.
- [5] George Waters, Barry Dean, Robert Downie, et al. Simultaneous hydraulic fracturing of adjacent horizontal wells in the Woodford Shale[R]. SPE 119635, 2009.
- [6] Julia F W Gale, Robert M Reed, Jon Holder. Natural fractures in the Barnett Shale and their important for hydraulic fracture treatment[J]. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [7] 康新荣,纪常杰. Barnett 页岩水平井造缝及优化完井作业研究[J]. 国外油田工程,2009,25(1):17-19,27.
Kang Xinrong, Ji Changjie. A field study in optimizing completion strategies for fracture initiation in Barnett shale horizontal wells[J]. Foreign Oil Field Engineering, 2009, 25(1): 17-19, 27.
- [8] 张言,郭振山. 页岩气藏开发的专项技术[J]. 国外油田工程,2009,25(1):24-27.
Zhang Yan, Guo Zhenshan. Custom technology makes shale resources profitable[J]. Foreign Oil Field Engineering, 2009, 25(1): 24-27.
- [9] 刘洪,胡永全,赵金洲,等. 重复压裂气井诱导应力场模拟研究[J]. 岩石力学与工程学报,2004,23(23):4022-4027.
Liu Hong, Hu Yongquan, Zhao Jinzhou, et al. Simulation study of induced stress field in refracturing gas well[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2004, 23(23): 4022-4027.
- [10] 杨宇,康毅力,郭春华,等. 裂缝性地层测试压裂分析在川西须家河组的应用[J]. 石油钻探技术,2006,34(6):57-60.
Yang Yu, Kang Yili, Guo Chunhua, et al. The application of mini-frac calibration for reservoir in Xujiahe Group of West Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(6): 57-60.