

盒 8 致密气储层水平井体积压裂增产影响因素

苏玉亮¹, 袁彬¹, 李硕轩¹, 古永红², 李红英², 苏国辉²

1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580

2. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司油气工艺研究院, 西安 710021

摘要 体积压裂技术形成以主裂缝为主干的纵横“网状缝”, 适合低孔、低渗油气藏的储层改造。基于盒 8 致密气储层特征, 建立应力敏感和井筒摩擦条件下的水平井体积压裂模型, 数值模拟不同储层特点, 分析地质条件及缝网特征对体积压裂改造效果影响。结果表明, 体积压裂水平井可明显改善致密气藏渗流环境, 提高单井产能; 压力系数、储层渗透率主要影响体积压裂改造效果; 储层有效改造体积越大, 压后增产越明显; 缝网宽长、裂缝导流、裂缝排布等对体积压裂改造增产效果影响依次增大。研究结果为致密气藏体积压裂优化设计和效果评价提供一定的理论依据。

关键词 致密气藏; 体积压裂; 主控因素; 缝网特征

中图分类号 TE377

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.19.002

Influential factors of Horizontal Well Volume Fracturing Productivity in He 8 Tight Gas Reservoir

SU Yuliang¹, YUAN Bin¹, LI Shuoxuan¹, GU Yonghong², LI Hongying², SU Guohui²

1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580, Shandong Province, China

2. Research Institute of Oil Gas Technology of PetroChina Changqing Oilfield, Xi'an 710021, China

Abstract Volume fracturing technology could result in a seam-cross network, which is conducive to the development of tight gas reservoir. The horizontal well volume fracturing model is established by considering stress sensitiveness and wellbore friction based on He 8 tight gas reservoirs characteristics. The effect of geologic factors and network features on the efficiency of horizontal well volume fracturing is analyzed by the numerical simulation of different geological conditions. The result shows that network fracturing could change the seepage environment, increase reservoir production extent, improve well performance greatly; the processing factors have different influential extents. The pressure coefficient and permeability mainly affect the volume fracturing efficiency, with the increase of effective remolded volume, the productivity improvement could be more distinct, network width and length, fracture conductivity, and network distribution successively affect volume fracturing remolded efficiency. The research result provides the theoretical basis for both optimal design and effectiveness evaluation of volume fracturing in the tight gas reservoir.

Keywords tight gas reservoir; volume fracturing; control factor; network feature

致密气藏储层由于低孔、低渗透, 渗流阻力大, 连通性差等特点, 仅采用水平井及常规的压裂技术往往达不到预期结果^[1,2], 例如, 水平井分段压裂形成单一双翼对称张开型裂缝, 往往以一条主缝为主导, 单一主流通道仍无法有效改善储层整体渗流能力。而体积压裂技术通过对储层实施改造, 在形成一条或者多条主裂缝的同时, 使天然裂缝不断扩张和脆性

岩石产生剪切滑移, 实现对天然裂缝、岩石层理的沟通, 以及在主裂缝的侧向强制形成次生裂缝, 并在次生裂缝上继续分支形成二级次生裂缝, 以此类推, 形成天然裂缝与人工裂缝相互交错的裂缝网络^[3,4]。从而将渗流的有效储层打碎, 实现长、宽、高三维方向的全面改造, 增大渗流面积及导流能力, 提高初始产量和最终采收率。另外, 在致密气藏开发过程, 由

收稿日期: 2013-02-26; 修回日期: 2013-03-19

基金项目: 中石油重大科技专项(2008E-1305); 泰山学者建设工程项目(TS20070704)

作者简介: 苏玉亮, 教授, 研究方向为低渗油藏驱替机理及开采、注气提高采收率、深水油气田开发等, 电子信箱: suyuliang@upc.edu.cn; 袁彬(共同第一作者), 硕士研究生, 研究方向为油气田开发与提高采收率, 电子信箱: yuanbin.00@163.com

于应力敏感效应的存在,储层有效应力逐渐变化,储层内部的孔喉结构会产生一定程度的伤害,岩石孔隙度和渗透率会发生不可逆的降低,造成储层应力伤害,影响开发效果^[5]。由于目前缺乏对水平井体积压裂的渗流机制足够认识^[6,7],因此开展应力敏感条件下的不同储层地质条件及缝网参数对水平井体积压裂开发效果影响的研究对于现场实施水平井体积压裂增产具有指导意义。因此,本文利用 Eclipse 软件重点研究地质条件、体积压裂缝网特征对致密气藏水平井体积压裂增产效果的影响规律,为优化体积压裂水平井提供理论依据。

1 致密气藏水平井体积压裂模型建立

致密气藏盒 8 段为三角洲平原沉积,宽缓西倾构造,属于岩性圈闭的层状定容气藏,平均地层压力 29MPa,平均孔隙度 9.4%,平均渗透率 $0.702 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,砂体厚度一般为 15~20m,岩性以岩屑石英砂岩和石英砂岩为主,硅质含量较高,有利于形成复杂缝网^[8]。基于该储层典型特征建立概念模型,模型大小 $2000\text{m} \times 800\text{m} \times 15\text{m}$,应力敏感实验数据如图 1 所示,其他主要参数如表 1。模型采用局部网格加密(LGR)技术模拟水平井体积压裂缝网。

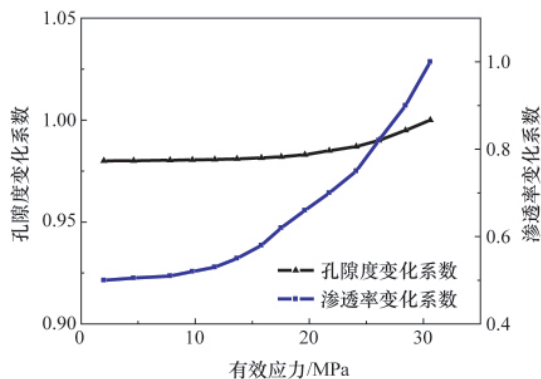


图 1 盒 8 储层岩石应力敏感数据曲线
 Fig. 1 Curve of He 8 reservoir rock stress sensitive data

表 1 气藏基础参数表

Table 1 Basic parameters of gas reservoir

参数	数值
地层水密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	1
地层水体积系数	1.12
岩石压缩系数/kPa	99.8
气藏温度/ $^{\circ}\text{C}$	109.0
地层水黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	1.15
地层水压缩系数/kPa	56
天然气相对密度	0.79
原始气藏压力/MPa	29

假设水平井体积压裂缝网特征,如图 2 所示,缝网以主裂缝为主干,次裂缝沿主裂缝壁面延伸,主次裂缝贯通。定义“缝网长度 a ”和“缝网宽度 b ”表征裂缝扩展的广度和宽度^[3],水

平井所有压裂段的缝网系统范围之和为单井的储层改造总体积 V_{sr} 。假设所有压裂段形态相同, V_{sr} 计算公式如下。单段缝网储层改造体积: $V_{\text{sr}}=n \cdot a \cdot b \cdot h$; 储层改造总体积: $V_{\text{sr}}=V_{1\text{sr}}+V_{2\text{sr}}+\dots+V_{n\text{sr}}$ 。其中, n 为段数, a 为缝网长度, m ; b 为缝网宽度, m ; h 为缝网高度, m 。

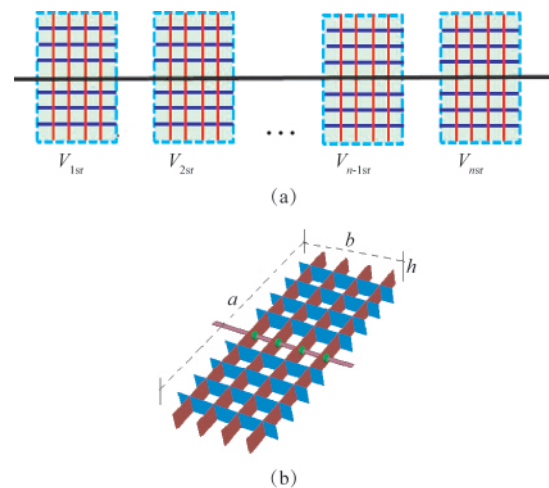


图 2 体积压裂水平井储层改造体积 V_{sr} (a)与局部网格加密模型(b)示意

Fig. 2 Remolded volume SRV of volume fracturing horizontal well reservoir (a) and scheme of LGR model (b)

2 致密气藏水平井体积压裂增产影响因素

影响致密气藏体积压裂水平井产能和增产效果的因素主要有地质因素和工艺因素^[9],其中地质因素主要包括地层基质渗透率、气藏厚度、含气饱和度、地层压力系数、地层各向异性等;而工艺因素包括缝网宽度、缝网长度、主/次裂缝导流能力、裂缝排布方式等。

2.1 体积压裂水平井动态特征分析

基于上述所建立气藏模型,利用数值模拟优化得到水平井分段压裂最优参数(水平井段 1200m,裂缝 12 条,缝长 200m,裂缝导流 $40 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$),然后选择水平井体积压裂参数(水平井段 1200m,缝网 12 级 2 簇,簇间距 20m,主裂缝导流 $40 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,次裂缝导流能力 $4 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$),定日产气,生产 10a 对比结果。

图 3(a)可看出,水平井体积压裂较分段压裂改造明显增产。因此为保证致密气藏经济高效开发,有必要实施水平井体积压裂改造。由图 3(b)可看出,体积压裂泄气面积明显大于前者,因为体积压裂改造可形成复杂裂缝网络,增大储层有效接触面积;另外复杂缝网结构内部渗流模式发生改变,基质向裂缝“长距离”线性流变成“短距离”线性流,缝网系统内基质向裂缝流动的有效驱动压力大大降低,开发效果明显增强。由此可见,体积压裂水平井较常规压裂水平井不仅能明显提高储层动用程度,还可改善渗流状况,从而大幅度提高致密气藏开发效果。

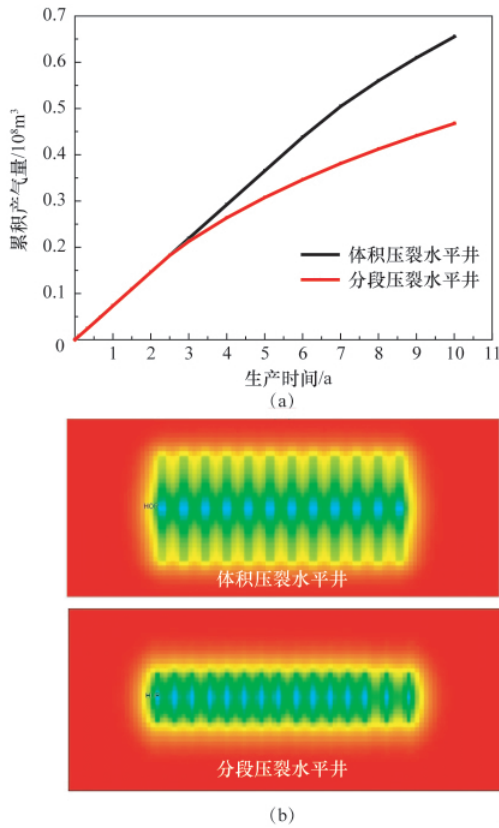


图3 体积压裂水平井与分段压裂水平井动态特征
Fig. 3 Dynamics of volume fracturing and multiple fracturing horizontal wells

2.2 地质条件对体积压裂水平井增产的影响

不同地质特征的致密气储层下,水平井体积压裂的增产效果存在差异。不同储层条件对应不同特征的水平井体积压裂。现定义相同气藏条件水平井体积压裂与最优水平井分段压裂累积产气量的比值为水平井体积压裂增产倍数。分别改变上述气藏模型地质参数,比较不同地质参数下水平井体积压裂改造增产效果,其中水平井体积压裂参数(水平井段1200m、缝网长度400m、簇间距20m、次裂缝间距20m、主/次裂缝导流 $40/4 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)。以基质渗透率为例,假设其他参数不变,分别取 0.1×10^{-3} 、 0.3×10^{-3} 、 0.5×10^{-3} 、 0.7×10^{-3} 、 0.9×10^{-3} 、 $1.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,模拟结果如图4(a)所示。其他地质参数影响分析取值如表2,共设计 $5 \times 6 = 30$ 组方案。

表2 不同地质参数下设计模拟方案
Table 2 Design simulation plan under different geologic parameters

裂缝参数	基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	压力系数	含气饱和度/%	储层厚度/m	K_v/K_h	
压裂段数	12段	0.1	0.70	0.40	6	0.1
水平井段/m	1200	0.3	0.80	0.45	8	0.4
主裂缝长度/m	440	0.5	0.90	0.50	10	0.6
簇间距/m	20	0.7	0.95	0.55	12	0.8
次裂缝间距/m	20	0.9	1.00	0.60	14	1.0
主/次裂缝导流/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$	40/4	1.0	1.05	0.65	16	1.2

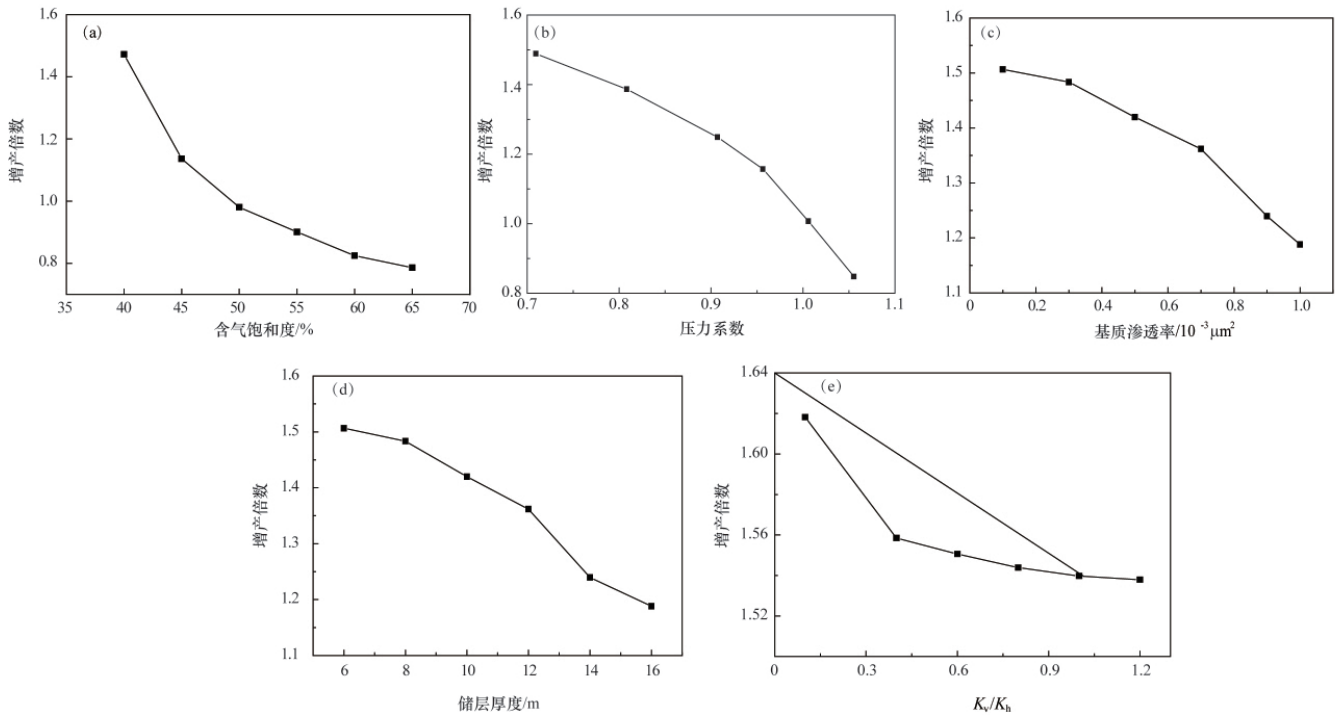


图4 地质因素对水平井体积压裂开发效果影响
Fig. 4 Impact of geologic factors on the development of horizontal well volume fracturing

由图 4 可知,随着气藏储层条件变差,如地层渗透率减小、各向异性增强、有效厚度减小、含气饱和度减小、压力水平降低,体积压裂水平井增产倍数明显增大,可见体积压裂改造对于开发低渗透和超低渗透气藏效果显著。同时可看出,随气藏渗透率的增加,相同体积压裂条件的水平井增产倍数降低,这是由于气藏渗透率的增加导致裂缝之间相互干扰提前从而降低了产能,对于储层地质条件较好气藏实施体积压裂水平井,可增加单井绝对产能,但相对增产倍数贡献不大,为此需要更高强度的体积压裂改造。因此有必要确定体积压裂水平井适应的地质条件界限,并根据不同地质条件,确定不同的水平井体积压裂改造参数。

通过正交试验对影响致密气藏水平井体积压裂增产的地质因素进行直观分析,得出主次关系。选 $L_{16}(4^5)$ 正交实验表,以增产倍数为指标,模拟计算并分析。结果见图 5,可看出地质因素对体积压裂水平井增产的影响程度:压力系数>储层渗透率>各向异性程度>储层厚度>含气饱和度;确定影响因素的主次关系,合理选择地质条件,优化体积压裂水平井参数。

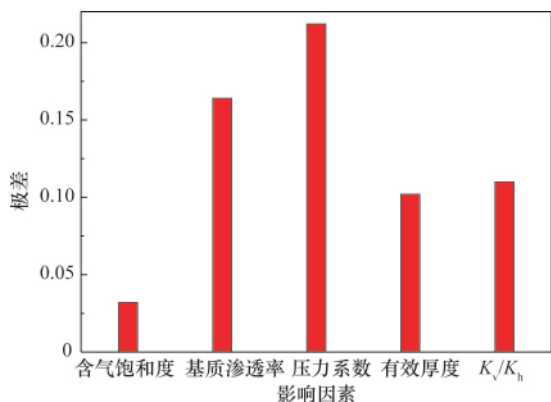


图 5 影响体积压裂水平井效果的地质因素极差图
Fig. 5 Histogram of geologic factors affecting the productivity of volume fracturing horizontal well

2.3 缝网特征对体积压裂水平井增产的影响

2.3.1 缝网宽长的影响

“分级分簇”利用缝间干扰实现裂缝转向,产生更多的复杂缝,形成复杂缝网,是体积压裂改造技术的关键^[10]。体积压裂水平井每级压裂缝网都具有一定储层改造体积,不同分级分簇数,决定不同的单段缝网宽度。因此“分级分簇”压裂应优化缝网宽度^[11],确定合理压裂级段,避免级间干扰,对体积压裂水平井改造效果很重要。设计水平井体积压裂主裂缝总条数 24 条,缝网长度 200m,簇间距 20m,主/次裂缝导流 $40/4\mu\text{m}^2\cdot\text{cm}$,缝网宽度分别取 240、120、80、40m,模拟计算 10a,比较水平井体积压裂的增产倍数。由图 6 可知,随体积压裂缝网宽度增大,累积产气量越高,但当缝网宽度大于 100m

后,累积产气量增幅降低,体积压裂增产效果下降。主要因为体积压裂利用簇间干扰形成缝网,且最大限度利用单段压裂缝网泄气面积,为了减少缝间干扰对产能的影响,缝网间距应大于其相互干扰的有效距离提高开发效果。

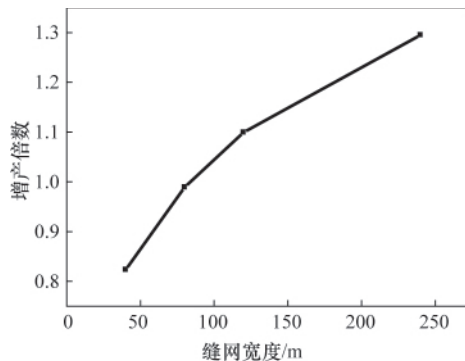


图 6 体积压裂水平井不同缝网宽度增产效果
Fig. 6 Productivity effect of different network widths for volume fracturing horizontal well

在 4 个不同缝宽、其他缝网参数不变的条件下,缝网长度分别取 80、120、200、300、400m,模拟计算结果如图 7 所示,水平井体积压裂缝网长度存在最佳值,增产效果最佳,且不同缝网宽度下,最优缝网长度差别不大。因为裂缝长度增加可明显改善泄气面积,但裂缝长度增加会导致单条裂缝的线性流动期延长,裂缝间干扰提前出现,增产效果变差。

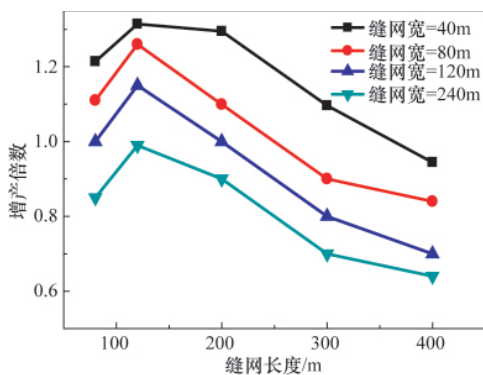


图 7 体积压裂水平井不同缝网长度增产效果
Fig. 7 Productivity effect of different network lengths for volume fracturing horizontal well

2.3.2 缝网导流能力的影响

假设水平井体积压裂水平段长度 1200m、缝网宽长 (40m×120m、80m×120m、120m×120m、240m×120m) 不变,分别改变主次裂缝导流能力,模拟计算 10a,结果如图 8 可知,随着主、次裂缝导流能力增加,累积产气量逐渐增加,但是大于一定值后,累计产气增幅减小,同时次裂缝导流能力影响程度小于主裂缝导流能力对体积压裂水平井的增产效果影响,且不同缝网改造体积下,合理导流能力差距不大;考虑到提高导流能力会影响支撑剂选择和施工规模,因此有必要合理选择裂缝导流能力,从而达到体积压裂最佳经济开发效果。

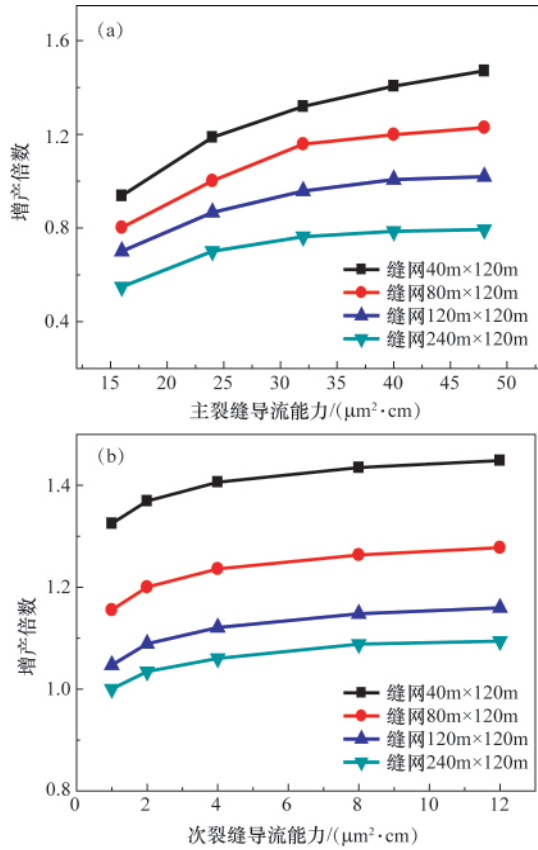


图8 不同主、次裂缝导流下体积压裂水平井增产效果对比
Fig. 8 Comparison of productivity effect between primary and secondary fracture diversions for volume fracturing horizontal well

2.3.3 缝网排布方式的影响

沿着水平井井筒方向,裂缝产能存在差异^[2]。因此有必要选择水平井缝网排布方式,使水平井体积压裂整体达到最佳开发效果。假设水平井体积压裂12级2簇,缝网长度200m,簇间距20m,主/次裂缝导流 $40/4\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,改变裂缝排布方式见图9,模拟计算比较增产效果,如图10所示。不同缝网排布方式下的开发效果由大到小:均匀分布>端密中疏>根密指疏>端疏中密。因此,体积压裂水平井缝网排布应优先选择均匀排布,从而达到最优体积压裂增产效果。

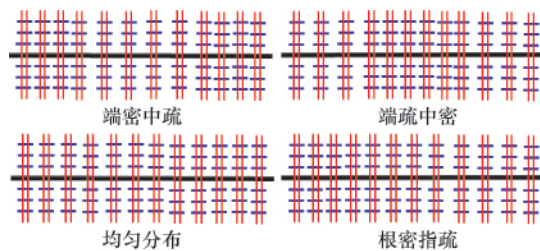


图9 体积压裂水平井不同缝网排布示意
Fig. 9 Sketch of different network-distribution for volume-fracturing horizontal well

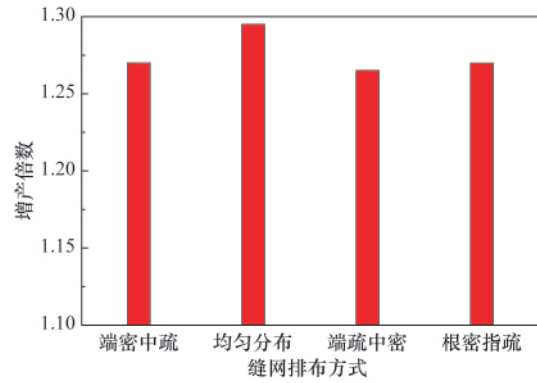


图10 体积压裂水平井不同缝网排布增产效果
Fig. 10 Productivity effect of different network distribution for volume fracturing horizontal well

2.3.4 缝网特征影响主控因素

通过正交试验对影响致密气藏水平井产能的缝网特征因素直观分析,得出主次关系。选取 $L_{16}(4^4)$ 正交实验表,模拟计算结果分析,结果如图11所示。缝网特征对体积压裂水平井增产的影响程度:缝网宽度>缝网长度>主裂缝导流能力>次裂缝导流能力>缝网排布方式;确定影响因素的主次关系,合理优化体积压裂水平井压裂参数。

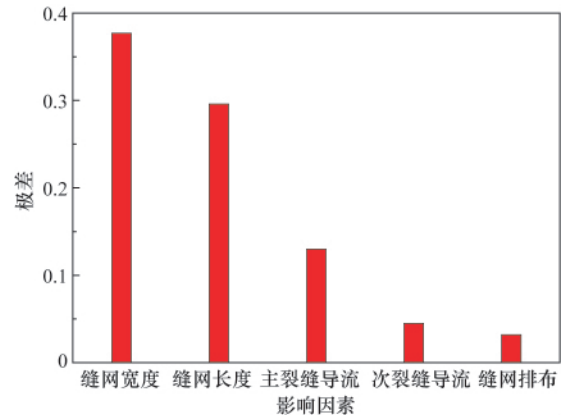


图11 影响体积压裂水平井效果的缝网因素极差图
Fig. 11 Histogram of network factors affecting the productivity effect of volume fracturing horizontal well

3 结论

通过对影响致密气藏水平井体积压裂增产的地质条件及缝网特征等因素进行比较分析,得到各因素影响变化规律及主控因素,主要认识如下。

(1) 随着气藏储层条件变差,如地层渗透率减小、各向异性增强、有效厚度减小、含气饱和度减小、压力水平降低,体积压裂水平井增产倍数明显增大,可见对于体积压裂改造开发低渗透和超低渗透气藏效果显著。

(2) 该研究致密气藏中,地质因素对体积压裂水平井增

产的影响程度: 压力系数>储层渗透率>各向异性程度>储层厚度>含气饱和度。

(3) 不同缝网排布方式水平井体积压裂增产效果: 均匀分布>端密中疏>根密指疏>端疏中密; 水平井体积压裂单级缝网长度、缝网宽度、缝网导流能力存在最佳值。

(4) 致密气藏体积压裂中, 单井的储层改造体积并不是越大越好, 在保证压裂措施施工工艺承受的范围之内使得产量最大化是进行储层改造体积设计的首要目标; 缝网特征对体积压裂水平井增产的影响程度: 缝网宽度>缝网长度>主裂缝导流能力>次裂缝导流能力>缝网排布方式。

参考文献 (References)

- [1] 李忠兴, 王永康, 万晓龙, 等. 复杂致密油藏开发的关键技术 [J]. 低渗透油气田, 2006(3): 60-64.
Li Zhongxing, Wang Yongkang, Wan Xiaolong, et al. Low Permeability Oil & Gas Field, 2006(3): 60-64.
- [2] 唐梅荣, 赵振峰, 李宪文, 等. 多缝压裂新技术研究与试验 [J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(2): 71-74.
Tang Meirong, Zhao Zhenfeng, Li Xianwen, et al. Drilling & Production Technology, 2010, 32(2): 71-74.
- [3] 吴奇, 胥云, 王腾飞, 等. 增产改造理念的重大变革: 体积压裂技术概论[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 7-12.
Wu Qi, Xu Yun, Wang Tengfei, et al. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7-12.
- [4] 翁定为, 雷群, 胥云, 等. 缝网压裂技术及其现场应用 [J]. 石油学报, 2011, 32(2): 280-284.
Weng Dingwei, Lei Qun, Xu Yun, et al. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 280-284.
- [5] 代平. 低渗透应力敏感油藏实验及数值模拟研究 [D]. 成都: 西南石油

大学, 2000.

- Dai Ping. The experiment and numerical simulation research on low permeability reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2011.
- [6] Fisher M K, Wright C A, Davidson B M, et al. Integrating fracture-mapping technologies to improve stimulations in the barnett shale[J]. SPE Production & Facilities, 2005, 20(2): 85-93.
- [7] Gale J F, Reed R M, Holder J, et al. Natural fracture in the barnett shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [8] Mayerhofer M J, Lonon E P, Youngblood J E, et al. Integration of micro-seismic fracture mapping results with numerical fracture network production modeling in the Barnett Shale [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, September 24-27, 2006.
- [9] Rickman R, Mullen M, Petre E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the barnett shale [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 21-24, 2008.
- [10] Modeland N, Buller D, Chong K K. Stastical analysis of the effect of completion methodology on production in the Haynesville Shale [C]. North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, Woodlands, Texas, USA, June 14-16, 2011.
- [11] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术-内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-355.
Wu Qi, Xu Yun, Wang Xiaoquan, et al. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352-355.
- [12] 宁正福, 韩树刚, 程林松, 等. 低渗透油气藏压裂水平井产能计算方法[J]. 石油学报, 2002, 23(2): 68-71.
Ning Zhengfu, Han Shugang, Cheng Linsong, et al. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(2): 68-71.

(责任编辑 吴晓丽)

·学术动态·



中国科协第八届全国委员会第四次会议在北京召开

2013年6月27日, 中国科协第八届全国委员会第四次会议在北京召开。会议由全国政协副主席、中国科协主席韩启德主持。

中国科协党组书记、书记处第一书记申维辰传达了中央领导同志关于科技工作和科协工作的重要指示精神, 并代表书记处汇报了中国科协2013年上半年的主要工作。

会议选举申维辰、陈章良为中国科协第八届全国委员会副主席、常务委员会委员, 根据中央的决定, 申维辰当选后主持中国科协常务工作。

详见中国科协网 <http://www.cast.org.cn/n35081/n35096/n10225918/14823455.html>。