

榆树林油田缝网压裂改造体积影响因素分析

石莹

中国石油大庆油田有限责任公司试油试采分公司 黑龙江大庆 163412

通讯作者:Email:zhldq@foxmail.com

项目支持:国家科技重大专项“复杂油气田地质与提高采收率技术”(2011ZX05009-004)

引用:石莹. 榆树林油田影响缝网压裂改造体积因素分析[J]. 油气井测试,2019,28(4):32-37.

Cite: SHI Ying. Analysis of influencing factors on volume of network fracturing stimulation in Yushulin Oilfield [J]. Well Testing, 2019,28(4):32-37.

摘要 为提高榆树林油田缝网压裂方案设计水平,建立了与工程因素相关联的储层改造体积计算模型,分析了地质因素及工程因素对储层改造体积的影响。地质因素决定了大规模体积压裂是否形成缝网,其中水平主应力差对缝网体积影响较大,随着水平主应力差增加,储层改造体积逐渐减小;岩石的脆性越大,储层改造体积越大。工程因素可改变缝网的波及范围,其中施工排量对缝网宽度影响较大,排量越高,缝内净压力越高,形成的缝网宽度越大。榆树林油田最佳施工排量是7~8 m³/min,具体到单井,应根据井网及砂体展布,对总施工液量进行优化。该方法计算得到的缝长、缝宽与井下微地震监测结果误差在10%以内,可有效指导缝网压裂方案设计,为压裂效果分析提供参考。

关键词 榆树林油田; 缝网压裂; 地应力差; 施工排量; 施工液量; 优化设计; 脆性指数

中图分类号:TE353 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.04.006

Analysis of influencing factors on volume of network fracturing stimulation in Yushulin Oilfield

SHI Ying

Oilfield Testing Technology Service Branch, PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing, Heilongjiang 163412, China

Abstract: In order to improve the network fracturing scheme designing level of Yushulin Oilfield, a reservoir stimulation volume calculation model associated with engineering factors was established, and the influence of geological factors and engineering factors on reservoir stimulation volume was analyzed. It is found that geological factors determine whether large-scale volume fracturing can form fracture network, and the horizontal principal stress difference has a great influence on the volume of the fracture network. With the increase of horizontal principal stress difference, the volume of reservoir stimulation decreased gradually. The larger the brittleness of rock, the larger the volume of reservoir stimulation is. Engineering factors can change the influence range of fracture network, in which the construction displacement has a greater impact on the width of fracture network. The higher the construction displacement, the higher the net pressure in the fracture, the larger the width of fracture net. It can be concluded that the optimum construction displacement of Yushulin Oilfield was 7-8 m³/min. The total construction fluid volume should be optimized according to the well pattern and sand body distribution when a specific single well was planned. This method can effectively guide the network fracturing scheme design and provide reference for the analysis of fracturing effect.

Keywords: Yushulin Oilfield; network fracturing; in-situ stress difference; construction displacement; construction fluid volume; optimal design; brittleness index

榆树林油田主要开发杨大城子层系,因储层渗透率低,因此,压裂是最有效的增产改措施。目前,所有油井已压裂过1~3次,近几年开展过清水压裂^[1]、缝内转向压裂^[2-3]、油水井对应压裂^[4]等措施,但增产效果不理想。近3年开展缝网压裂技术试验^[5-7],实施20口井,累计增油5×10⁴t,阶段投入产出比为1:2.1。虽然缝网压裂在榆树林油田一些

井增油效果显著,但缝网压裂的储层改造体积的计算、影响缝网形态的地质因素及工程因素等需要进一步研究。

缝网压裂施工规模远大于常规压裂,一般单层需要的压裂液量大于1 000 m³,加砂规模大于50 m³,支撑裂缝长度超过300 m。其中,储层地质因素决定了体积压裂能否形成网状裂缝,施工过程

中的工程因素,包括排量、压裂管柱、缝内净压力、压裂液黏度、压裂时长等因素对储层改造体积影响较大。国内外一些学者研究认为,致密储层体积压裂具有改造体积越大、增产效果越好的特点,且压裂裂缝不再是单一的对称裂缝,而是形成裂缝网络。为了表征“缝网压裂”形成的复杂裂缝程度^[8-10],一些学者采用裂缝复杂指数(FCI)来表征缝网压裂改造效果的好坏。一般来说,FCI值越大,说明产生的裂缝就越复杂,形成的改造体积就越大,改造效果就越好。但该值是一个和微地震测试结果相关联的对裂缝复杂性的简单近似计算,表征的是总微地震宽度与长度的关系。但微地震信号所表征的微地震事件与裂缝是否到达的关系尚不十分准确。因此,FCI值具有很大的不确定性,且只能作为具有微地震监测手段的水力压裂施工其裂缝复杂程度的后评估,不能用于前期对缝网压裂设计的完善和优化预测。

针对缝网压裂储层改造体积计算,Ulrich Z.建立了通过微地震计算储层改造体积的方法^[11],但该模型以井下微地震监测结果为依据,可用于评价缝网压裂施工效果,无法指导压裂施工参数优化。徐文岳等建立了模拟复杂裂缝形态的数值模型,结合微地震图资料能够预测压裂后的产能^[12-13],但计算过程比较繁琐。崔明月等通过室内真三轴水力压裂模拟实验,主要分析了储层条件对缝网体积的影响^[14],但未考虑施工因素对缝网体积的影响。针对以上问题,本文在榆树林油田缝网压裂实践的基础上,建立了缝网压裂储层改造体积解析模型,且与地质因素及工程因素相关联,用于评价分析榆树林油田缝网压裂效果,以及指导缝网压裂方案设计。

1 缝网压裂改造体积数学模型

数学模型基本假设如下:本文的缝网压裂指的是采用滑溜水大排量、大液量施工的大型压裂。缝网压裂形成的缝网形状为轴对称的椭球体;根据二维诱导应力和诱导剪切应力模型,在井筒处当水平主应力差为0时,为缝网的最大宽度 R_m ;缝网压裂早期先形成主裂缝,利用普通压裂裂缝形态模式,并进行修正,计算缝网的最大长度;缝网高度与储隔层中隔层的泥质含量有关,可根据单井的自然伽马曲线进行计算^[15]。

缝网压裂形成的椭球状改造体积计算公式为^[16]

$$SRV = \int_0^L \pi r(l) h(l) dl = \frac{4\pi LR_m H_f}{3} \quad (1)$$

式中: SRV 为储层改造体积, m^3 ; R_m 为最大缝宽半长, m ; H_f 为缝网高度, m ; L 为主裂缝半长, m 。

计算缝网宽度关键在于计算水平方向的诱导应力差,如图1所示,缝网压裂的裂缝在水平方向上的诱导应力公式为^[17]

$$\Delta\sigma = -p \frac{r}{c} \left(\frac{c^2}{r_1 r_2} \right)^{3/2} \sin\theta \sin \frac{3}{2}(\theta_1 + \theta_2) + (1 - 2\nu)p \left[\frac{r}{(r_1 r_2)^{1/2}} \cos\left(\theta - \frac{\theta_1}{2} - \frac{\theta_2}{2}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

式中: $\Delta\sigma$ 为水平诱导应力差, MPa ; p 为裂缝壁面上净压力, MPa ; r 为裂缝中心距离A点的距离, m ; r_1 , r_2 为裂缝顶、底部距离A点的距离, m ; θ 为A点偏离裂缝中心的角度, $(^\circ)$; θ_1 , θ_2 为A点偏离裂缝顶底部的角度, $(^\circ)$; c 为缝高的一半, m ; ν 为泊松比。

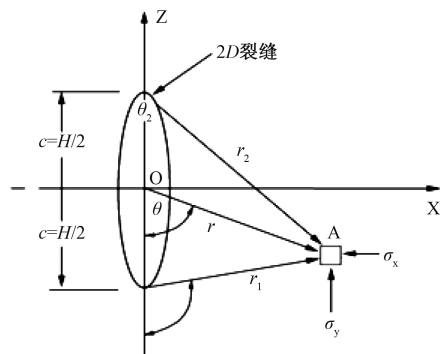


图1 二维裂缝造成的诱导应力几何关系图
Fig.1 Geometric relationship of induced stress caused by two-dimensional fractures

根据图1的几何关系,可得

$$\theta = \arctan(x/z), r = \sqrt{x^2 + z^2}$$

$$\theta_1 = \arctan\left[\frac{x}{(-z-c)}\right]$$

$$\theta_2 = \arctan\left[\frac{x}{(-z+c)}\right]$$

$$r_1 = \sqrt{x^2 + (z+c)^2}, r_2 = \sqrt{x^2 + (z-c)^2}$$

由于近井筒处净压力最大,即缝网的宽度最大,可知缝口的转向半径最大,计算时使水平诱导应力差等于水平主应力差, p 取施工时井底缝内净压力 p_e ,在已知缝高、泊松比情况下,可以计算出 x ($z=0$)的值,即最大缝宽半长 R_m 。

$$\Delta\sigma_m = \frac{2p_e R_m}{H_f} \left(\frac{H_f^2}{4R_m^2 + H_f^2} \right)^{3/2} + (1 - 2\nu)p_e \left[\frac{2R_m}{(4R_m^2 + H_f^2)^{1/2}} - 1 \right] \quad (4)$$

式中: $\Delta\sigma_m$ 为最大最小水平应力差,MPa; p_e 为井底缝内净压力,MPa。

在缝网压裂时造缝早期形成主裂缝,后形成次生裂缝,基于常规储层裂缝模型,修正之后可计算缝网半长度 L ,无需三维模型,计算简单。

$$w_{\max} = \left[\frac{84(1-\nu)\mu QL^2 p_e}{60\pi GH_i p_w} \right] \quad (5)$$

$$L = \beta \frac{Q(\pi w_{\max} + 8S_p \sqrt{t})}{32\pi H_i C^2} \left[\frac{2\alpha_L}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{\alpha_L^2} \operatorname{erfc}(\alpha_L) \right] \quad (6)$$

其中

$$e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) = 0.254829592Y - 0.284496736Y^2 + 1.42143741Y^3 - 1.453152027Y^4 + 1.06140429Y^5$$

$$Y = \frac{1}{1 + 0.3275911x}, G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

$$\alpha_L = \frac{8C\sqrt{\pi t}}{\pi w_{\max} + 8S_p \sqrt{t}}$$

式中: w_{\max} 为井底最大缝宽,m; p_w 为井底压力,Pa; Q 为排量, m^3/min ; S_p 为初始滤失系数, $\text{m}/\text{min}^{0.5}$; μ 为缝内压裂液黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$; G 为岩石剪切模量,Pa; E 为杨氏模量,Pa; C 为综合滤失系数, $\text{m}/\text{min}^{0.5}$; t 为施工时间,min; $\operatorname{erfc}(x)$ 为 x 的误差补偿函数; β 为修正系数。

2 影响缝网改造体积主要地质因素分析

缝网压裂施工能否形成较大的储层改造体积,主要取决于储集层地质因素和压裂施工参数两方面^[18-19],影响储层缝网形态的地质因素主要包括储层的水平应力场及岩石脆性^[20],影响储层缝网形态的压裂施工参数主要是施工排量和施工液量。

2.1 水平主应力差

通过计算表明,水平主应力差对储层改造体积影响较大。如图2所示,在一定的排量下($8\text{ m}^3/\text{min}$),随着水平主应力差增加,储层改造体积减小,当水平应力差大于8 MPa时不易形成缝网。榆树林油田储层水平应力差在2~5 MPa之间,可以形成网状裂缝。

2.2 岩石脆性指数

岩石的脆性是指在外力的作用下,岩石直到破碎而没有明显形状改变,反映了岩石在破碎前的不可逆形变中无明显吸收机械式能量,即无明显塑性

变形的特点。当石英质量分数超过40%时具有较高的脆性特征。可能形成网络裂缝。榆树林油田杨大城子油层石英质量分数在40%以上,脆性矿物相对占优。岩石脆性指数可通过弹性模量及泊松比等岩石力学参数计算得到,脆性指数计算公式如下^[21-22]:

$$B = [(YM-1)/7 + (0.4-\nu)/0.25]/2 \times 100$$

式中: YM 为静态杨氏模量, 10^4 MPa ; ν 为泊松比。

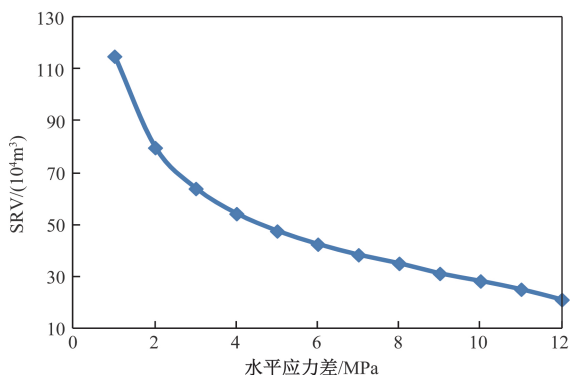


图2 储层改造体积随水平应力差变化曲线

Fig.2 Curve of reservoir stimulation volume change with horizontal stress difference

榆树林油田杨大成子油层杨氏模量平均值为30 900 MPa、泊松比为0.21,经计算脆性指数为53,从图3可以看出,采用滑溜水大规模压裂可以形成缝网。

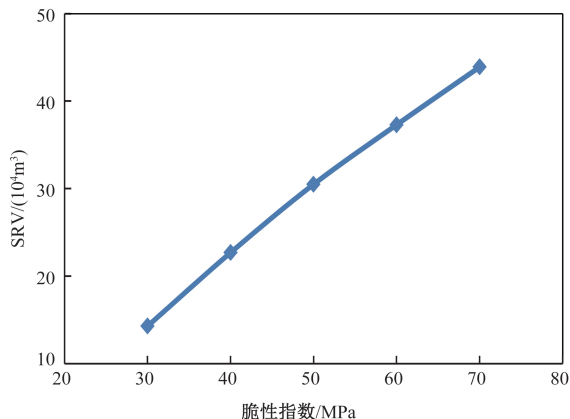


图3 脆性指数对储层改造体积的影响

Fig.3 Effect of brittleness index on reservoir stimulation volume

3 影响缝网改造体积主要工程因素分析

根据室内大型全三维水力压裂物理模型实验验证结果,影响缝网压裂改造体积的工程因素包括施工排量和施工时间。施工排量的高低主要影响缝内净压力,进而影响缝网形成的宽度;施工时间

的长短决定总压裂液用量,压裂施工液量的多少影响储层改造体积的大小。

3.1 施工排量

施工排量影响缝内净压力,进而影响缝网宽度。排量越高,缝内净压力越高,形成的缝网宽度越大。在现场施工中,由于受 $\phi 114\text{ mm}$ 套管直径限制,压裂时采用 $\phi 88.9\text{ mm}$ 压裂油管施工,图 4 为不同压裂液类型的油管磨阻曲线。为了提高施工排量,在清水中添加 PFR 型降阻剂。

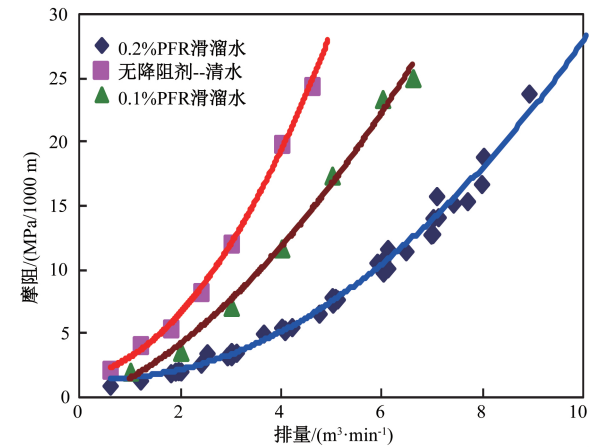


图 4 $\phi 88.9\text{ mm}$ 压裂油管磨阻曲线
Fig.4 Friction curve of fractured tubing with diameter of 88.9 mm

图 5 为缝网压裂前的小型压力测试,当施工排量从 $3\text{ m}^3/\text{min}$ 提高到 $8\text{ m}^3/\text{min}$,施工压力由 26 MPa 提高到 60 MPa ,地面压力提高了 34 MPa 。

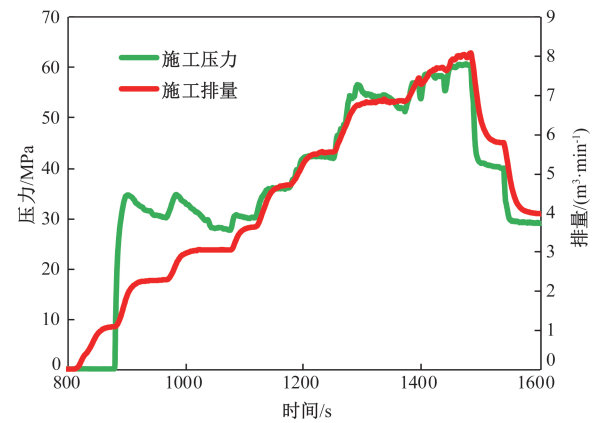


图 5 小型压裂测试曲线
Fig.5 Test curve of small-scale fracturing

不同施工排量的地面压力减掉相对应的油管磨阻(0.2% PFR 滑溜水),再加上压裂液产生的净液柱压力 (18.0 MPa),再减掉裂缝闭合压力 (15.8 MPa),即可得到不同排量下的缝口处的净压力。从图 6 可以看出,随着施工排量的增加,缝内净

压力逐渐升高,但增幅逐渐变缓。原因是排量越高,管柱摩阻越大。因此,应用 $\phi 88.9\text{ mm}$ 压裂油管、 0.2% PFR 滑溜水,榆树林油田缝网压裂最佳的施工排量为 $7\sim 8\text{ m}^3/\text{min}$ 。

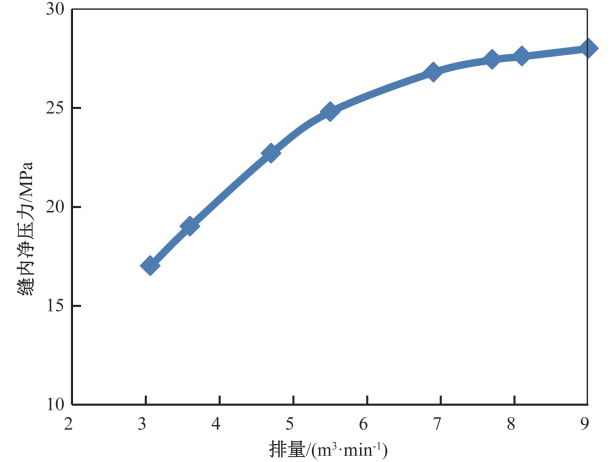


图 6 不同排量下缝内净压力变化曲线
Fig.6 Change curve of net pressure in crack under different displacement

通过公式(4)可计算出不同施工排量形成的缝网宽度,如图 7 所示,在 $7\sim 8\text{ m}^3/\text{min}$ 的施工排量下,可形成 $60\sim 70\text{ m}$ 的缝网宽度。

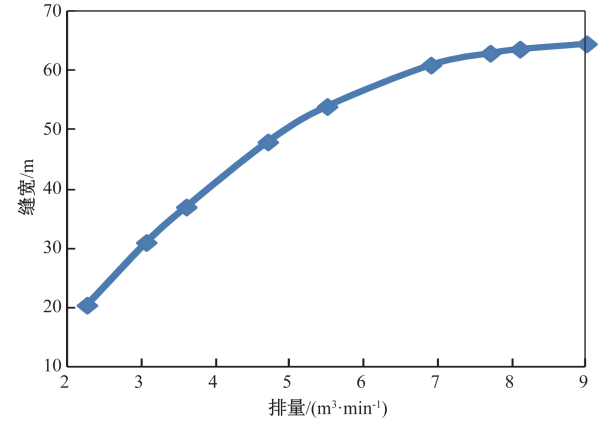


图 7 施工排量对缝网宽度的影响
Fig.7 Influence of construction displacement on the width of fracture network

3.2 施工液量

利用公式(6)可计算出不同施工液量下形成的缝网半长。注入压裂液总量越多,产生的缝网形状更长、更为复杂,进而改造体积越大。在相同的用液量下,施工排量越高,形成的裂缝越长,原因是在高排量下,压裂液滤失相对较少,压裂液效率高,形成的缝网体积越大。

榆树林油田杨大成子油层深度 1800 m 、水平应力差 3 MPa 、杨氏模量 30900 MPa 、泊松比 0.21 ,采

用 $\phi 88.9\text{ mm}$ 压裂油管、0.2%PFR 滑溜水,利用本文模型给出了在不同施工排量、不同缝高、不同液量下形成的缝网长度及宽度,为缝网压裂方案设计提供指导。计算结果见表 1。

表 1 不同施工排量、液量下缝宽及缝长
Table 1 Width and length of fractures under different construction displacement and fluid volumes

排量/ ($\text{m}^3\cdot\text{min}^{-1}$)	缝高/ m	缝宽/ m	不同液量下的缝网长度/m									
			100 m^3	200 m^3	400 m^3	600 m^3	1 000 m^3	1 500 m^3	2 000 m^3	3 000 m^3	4 000 m^3	5 000 m^3
6	5	17.6	198	320	500	644	876	1110	1 310	1 644	1 928	2 178
	10	35.0	98	160	250	322	438	554	654	822	964	1 088
	15	52.6	66	106	166	214	292	370	436	548	642	726
	20	70.0	50	80	124	162	218	276	326	410	482	544
7	5	18.4	206	336	530	684	932	1 184	1 398	1 760	2 064	2 334
	10	36.8	104	168	264	342	466	592	700	880	1 032	1 166
	15	55.4	70	112	176	228	310	394	466	586	688	778
	20	74.0	52	84	132	170	232	296	348	440	518	584
8	5	19.2	210	350	556	718	984	1252	1 480	1 864	2 190	2 478
	10	38.4	108	174	278	358	492	626	740	932	1 094	1 238
	15	57.6	72	116	153.6	238	328	346	492	620	730	826
	20	76.8	54	88	139	180	246	312	370	466	546	618

4 缝网压裂改造体积模型的验证

2017 年,榆树林油田对 2 口缝网压裂井进行井下微地震监测。监测结果表明,缝网压裂可形成宽度 70 m 左右缝网体系,主缝沿着最大主应力方向延伸,缝长主要由液量规模控制。本文计算得到的缝长、缝宽与井下微地震监测结果误差在 10% 以内(表 2),可用来指导缝网压裂方案设计。

表 2 理论计算结果与井下微地震监测结果对比
Table 2 Comparisons between theoretical calculation results and underground micro-seismic monitoring results

井号	层位	射开 厚度/m	液量/ m ³	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	理论计算结果			井下微地震监测				缝长 误差/%	缝宽 误差/%
					缝高/ m	缝长/ m	缝宽/ m	缝高/ m	缝长/ m	缝宽/ m	裂缝走向		
A	FI7	7.8	1 200	7.1	19.5	282	63	30.0	266	66	NE96°	6.0	4.5
B	YII4	10.0	2 700	7.3	18.3	506	73	10.0	520	71	NE85°	2.7	2.8

5 结论

(1)结合榆树林油田缝网压裂改造实践,建立了计算储层改造体积模型,计算了在不同施工排量、不同缝高、不同液量下形成的缝网长度及宽度。计算结果与井下微地震监测结果对比,缝长、缝宽误差在 10% 以内,为榆树林油田缝网压裂方案设计提供指导。

(2)分析了影响缝网形态的地质和工程两大类因素。地质因素是决定因素,决定了滑溜水大型压裂能否形成缝网,脆性指数高、水平主应力差小的储层更容易形成较大缝网体积;工程因素是控制因素,提高施工排量、增加净压力可增大缝宽,增大用液量可增加缝网的长度。在设计时需结合具体储层条件,优化施工排量及用液量。

致谢:大庆榆树林油田开发有限责任公司高级工程师朱晶光、周洪亮在缝网改造体积影响因素分析上给予了指导和帮助,对论文的完成起到重要作用,在此表示感谢。

参考文献

[1] 陈远林,郭建春,魏星,等.清水压裂技术增注机理及现场应用[J].断块油气田,2008,15(2):116-117.
CHEN Yuanlin, GUO Jianchun, WEI Xing, et al. Mechanism and field application of water frac treatment technique for increasing injection rate [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2008,15(2):116-117.

[2] 张弢,李文彬,刘亭.缝内转向技术在老井缝网压裂中的应用[J].钻采工艺,2016,39(4):41-44.
ZHANG Tao, LI Wenbin, LIU Ting. Application of fracturing turnaround technology in old wells crack network fracturing [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39 (4):41-44.

[3] 李玮,纪照生.暂堵转向压裂机理有限元分析[J].断块油气田,2016,23(4):514-517.
LI Wei, JI Zhaosheng. Finite element analysis of temporary plugging and fracturing mechanism [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016,23(4):514-517.

[4] 姚洪田,周洪亮,窦淑萍,等.低渗透油藏注水井有效压裂技术探索[J].特种油气藏,2014,21(1):127-130.

- YAO Hongtian, ZHOU Hongliang, DOU Shuping, et al. Study on effective fracturing technology of water injection well in low permeability reservoir [J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2014, 21(1): 127-130.
- [5] 韦海涛. FulconFrac 全裂缝导流压裂新技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(4): 42-48.
- WEI Haitao. FulconFra-A new fracturing technology with the conductivity of full-fracture [J]. Well Testing, 2018, 27(4): 42-48.
- [6] 林发枝. 缝网压裂工艺在扶杨油层上的应用[J]. 采油工程, 2013, 3(1): 1-5.
- LIN Fazhi. Application of network fracturing technology in Fuyang reservoir [J]. Oil Production Engineering, 2013, 3(1): 1-5.
- [7] 李素珍, 曾思云, 邓效国, 等. 福山复杂断块油气藏大型压裂工艺技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(1): 60-66.
- LI Suzhen, ZENG Siyun, DENG Xiaoguo, et al. Large-scale fracturing technology for Fushan complex fault block oil and gas reservoir [J]. Well Testing, 2019, 28(1): 60-66.
- [8] 翁定为, 雷群, 李东旭, 等. 缝网压裂施工工艺的现场探索[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(1): 59-62.
- WENG Dingwei, LEI Qun, LI Dongxu, et al. Network fracturing field test [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(1): 59-62.
- [9] 魏子超, 綦殿生, 孙兆旭, 等. 体积压裂技术在低孔致密油藏的应用[J]. 油气井测试, 2013, 22(4): 50-52.
- WEI Zichao, QI Diansheng, SUN Zhaoxu, et al. Application of fracturing technology in low pore volume density of reservoir [J]. Well Testing, 2013, 22(4): 50-52.
- [10] 向洪. 马56区块致密油藏“缝控”体积压裂技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(4): 49-54.
- XIANG Hong. “Fracture controlled” volume fracturing technology for tight reservoirs in Ma56 block [J]. Well Testing, 2018, 27(4): 49-54.
- [11] ULRICH Z. Calculating stimulated reservoir volume (SRV) with consideration of uncertainties in microseismic-event locations [C]. CSUG/SPE 148610, 2011: 1-13.
- [12] XU W Y, CALVEZ J L, THIERCELIN M. Characterization of hydraulically-induced fracture network using treatment and microseismic data in a tight-gas formation: A geomechanical approach [C]. SPE 125237, 2009: 1-5.
- [13] XU W Y, KRESSE O, COHEN C. Modeling of hydraulic fracture network propagation in a naturally fractured formation [C]. SPE 140253-PA, 2011: 368-380.
- [14] 崔明月, 刘玉章, 修乃领, 等. 形成复杂缝网体积 (ESRV) 的影响因素分析[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(2): 82-87.
- CUI Mingyue, LIU Yuzhang, XIU Nailong, et al. Analysis of factors affecting the formation of effective stimulated reservoir volume (ESRV) [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(2): 82-87.
- [15] 姚洪田, 周洪亮. 自然伽马曲线在薄隔层压裂井中的应用[J]. 石油工业技术监督, 2018, 34(8): 1-3.
- YAO Hongtian, ZHOU Hongliang. The application of natural gamma curve in thin interlayer fracturing well [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2018, 34(8): 1-3.
- [16] 温庆志, 高金剑, 李杨, 等. 页岩储层 SRV 影响因素分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2014, 29(6): 58-64.
- WEN Qingzhi, GAO Jinjian, LI Yang, et al. Analysis of the factors of influencing stimulated volume of shale reservoir volume fracturing [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2014, 29(6): 58-64.
- [17] 杨昕谅, 周洪亮, 肖立国, 等. 转向压裂井裂缝转向的影响因素分析[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(32): 192-196.
- YANG Xinliang, ZHOU Hongliang, XIAO Liguang, et al. The analysis of fracture reorientation influence factors in turnaround fracture well [J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(32): 192-196.
- [18] 郭小哲, 赵刚. 页岩气藏压裂缝网模拟及沟通效果评价[J]. 特种油气藏, 2015, 22(1): 99-102.
- GUO Xiaozhe, ZHAO Gang. Simulation of fracturing network of shale gas reservoir and evaluation on communication results [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2015, 22(1): 99-102.
- [19] 高志军, 吴庭, 陈付虎, 等. 裂缝型致密砂岩油藏缝网压裂技术试验[J]. 断块油气田, 2016, 23(2): 221-225.
- GAO Zhijun, WU Ting, CHEN Fuhu, et al. Test of network fracturing in fractured tight sandstone reservoir [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016, 23(2): 221-225.
- [20] 潘林华, 程礼军, 陆朝晖, 等. 页岩储层水力压裂裂缝扩展模拟进展[J]. 特种油气藏, 2014, 21(4): 1-6.
- PAN Linhua, CHENG Lijun, LU Zhaohui, et al. Simulation of hydraulic fracture propagation in shale reservoir [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2014, 21(4): 1-6.
- [21] 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 115258, 2008.
- [22] 彭娇. 影响致密油层缝网压裂储层改造体积的主要因素研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2016.
- PENG Jiao. Major factors impacting stimulated reservoir volume during network fracturing in tight oil reservoir [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2016.

编辑 刘述忍

第一作者简介: 石莹, 女, 1973年7月出生, 本科, 工程师, 2006年毕业于大庆石油学院石油工程专业, 现从事油田开发并射孔完井及储层改造方案优化设计工作。电话: 0459-4651095, 18545728651; Email: zhldq@foxmail.com。通信地址: 黑龙江省大庆市萨尔图区中科创业园D座, 邮政编码: 163412。