

# 高尚堡油田裂缝高度影响参数分析及控制技术

杨正明<sup>1,2</sup>, 曲海洋<sup>1</sup>, 段贵府<sup>1</sup>

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007

**摘要** 针对高尚堡油田沙河街组在薄互层的压裂过程中, 裂缝极易穿透产层窜通水层的问题, 利用多因素正交表对该区块裂缝高度影响因素进行权重分析。结果表明, 该区域裂缝高度影响参数按强弱排序为: 地应力差、施工规模、施工排量、压裂液黏度。为了防止窜通水层, 在施工中采用线性胶和冻胶交替泵注、变排量、段塞式加砂技术改变地应力的方式进行裂缝高度控制。压后通过净压力拟合、返排液矿化度分析, 显示裂缝高度得到较好控制, 未能沟通水层。

**关键词** 薄互层; 压裂; 裂缝高度; 影响参数; 净压力

中图分类号 TE323

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.03.012

## Analysis of fracture height influencing parameter and control in Gaoshangpu Oilfield

YANG Zhengming<sup>1,2</sup>, QU Haiyang<sup>1</sup>, DUAN Guifu<sup>1</sup>

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development—Langfang, Langfang 065007, China

**Abstract** Due to the characteristics of thin interbedded layer of the third member of Shahejie formation in Gaoshangpu Oilfield, fracture can easily propagate into water layer. This paper uses multi-factor orthogonal table to conduct a weight analysis about the fracture height impact factor in this area. The results show that the fracture height impact factor in this area follows the pecking order: geostress difference, fluid volume, rate and viscosity. Therefore, to control the fracture height, linear gel and cross-linked gel alternating injection, variable rate and plug sand injection technologies are used to alter the stress between sand and shale layers. Through the net pressure analysis and analysis of fracturing flowback fluid salinity, it is shown that fracture height has been well controlled and the fracture fails to channel the water layer.

**Keywords** interbedded layer; fracture; fracture height; influencing parameter; net pressure

在薄互层的压裂过程中, 裂缝高度超出产层厚度, 向上或向下过多扩展, 不仅会使裂缝宽度过窄, 可能造成压裂施工砂堵, 而且还会影响压裂液效率, 无法实现目标缝长, 不能深穿透目标层, 影响压裂效果, 降低油气产量<sup>[1]</sup>。国内外学者从20世纪80年代开始对裂缝垂向扩展的影响因素及控制技术开展了大量的研究工作。胡永全等<sup>[2]</sup>给出了裂缝三维扩展

的数学模型, 利用模型对影响裂缝高度的各因素进行正交分析, 结果表明, 调整压裂液的性能、施工排量是控制裂缝高度的有效措施, 采用低排量施工可以控制裂缝高度, 但仅是从理论上说明了控制裂缝高度的措施, 并没有实际应用。王永辉等<sup>[3]</sup>以塔中69井为例, 对水力压裂裂缝高度控制措施进行了阐述和论证, 采用“三低一小”控裂缝高度措施, 即低前置

收稿日期: 2014-08-15; 修回日期: 2014-09-04

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05013-006); 中国石油天然气集团公司重大科技攻关项目(2014B-1203)

作者简介: 杨正明, 高级工程师, 研究方向为低渗透油气藏渗流理论, 电子信箱: yzmhxj@263.net; 曲海洋(共同第一作者), 硕士研究生, 研究方向为低渗透油气藏渗流理论, 电子信箱: jingzhouhaiyang@126.com

引用格式: 杨正明, 曲海洋, 段贵府. 高尚堡油田缝高影响参数分析及控制技术[J]. 科技导报, 2015, 33(3): 75-78.

液量(由总液量 50%降低至 34%)、低压裂液黏度(由 70 mPa·s 降至 50 mPa·s)、低泵注排量(由 5~7 m<sup>3</sup> 降至 3 m<sup>3</sup>)和小规模加砂量。压后裂缝监测结果表明裂缝高度未沟通上部含水油层,裂缝高度控制措施应用取得成功。目前裂缝高度控制技术主要有前置液段塞加砂、变排量施工、人工隔层和线性胶与冻胶交替注入等<sup>[4-6]</sup>。对于高尚堡油田沙河街组在薄互层压裂过程中,裂缝易穿透产层窜通水层的问题,目前尚无研究人员对该区域裂缝高度影响参数和控制技术进行研究。本文通过对裂缝高度影响因素进行正交分析,分析高尚堡油田沙河街组裂缝高度影响因素的权重程度。针对具体的储层特性,采取相应的裂缝高度控制技术指导现场施工。

### 1 高尚堡油田地质特征概述

高尚堡构造带位于渤海湾含油气盆地北部黄骅坳陷南堡凹陷北部,高尚堡深层位于南堡凹陷高柳断层上升盘一侧,北西向展布,在基岩隆起上逐渐形成潜山披覆背斜<sup>[7]</sup>。下第三系沙河街组 Es<sub>3</sub><sup>2+3</sup> 段作为主力含油层系,Es<sub>3</sub><sup>2+3</sup> 亚段油藏类型为未饱和层状断块油藏,埋藏深、断裂系统复杂、含油井段

长、油层层数多、厚度大、油水关系复杂、储层非均质性强。孔隙度 10%~20%,渗透率一般小于 25×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,且具有随深度变深物性变差趋势,属于中低孔、中低渗储层。

### 2 缝高控制因素正交分析

影响人工裂缝三维延伸的因素很多,大致可以分为地层因素、压裂液性能和施工参数 3 类。将这 3 类因素可细分为以下 6 项:施工规模、施工排量、压裂液黏度、隔产层应力差、隔产层杨氏模量差、隔产层断裂韧性差<sup>[8]</sup>。为分析各因素对裂缝高度扩展影响的权重程度,本文采用六因素五水平正交设计表(表 1)对 6 种主要影响因素进行权重分析,同时采用简化的经典上下盖层和储层 3 层的地质模型,且上下盖层关于储层对称,利用压裂设计软件 Fracpro-PT 对各方案进行模拟得出裂缝高度参数。具体储层参数参照南堡 x 井,储层厚度约为 21 m,垂深约为 4300 m,储层闭合应力为 65 MPa,温度为 140℃。正交设计方案为六因素五水平总共有 25 个正交方案组合。为了更直观地反应各因素的影响程度,利用各因素对裂缝高度敏感性分析的柱状图(图 1)进行表征。

表 1 影响裂缝延伸数学模拟的因素和水平

Table 1 Influencing factors and levels of fracture extension mathematical simulation

因素	施工规模 $V$ / m <sup>3</sup>	施工排量 $Q$ / (m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	压裂液黏度 $\mu$ / (mPa·s)	应力差 $\Delta\sigma$ /MPa	杨氏模量差 $E$ / MPa	断裂韧性差 $Kc$ / (MPa·m <sup>1/2</sup> )
水平 1	150	2.0	40	1	-5000	-2
水平 2	175	2.5	80	2	-2500	-1
水平 3	200	3.0	120	3	0	0
水平 4	225	3.5	160	4	2500	1
水平 5	250	4.0	200	5	5000	2

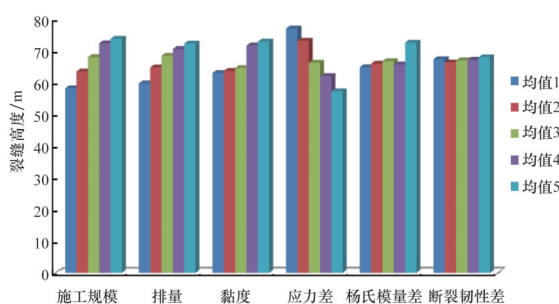


图 1 各参数对裂缝高度影响敏感性分析结果

Fig. 1 Sensitivity analysis results of various parameters on the fracture height effects

模拟结果如表 2 所示,由正交分析结果可知,改变施工参数(规模、排量)、压裂液黏度和岩石力学参数对裂缝扩展具有很大影响。从表 2 可以看出,裂缝高度  $H$  最小为 42.3 m,最大为 92.4 m,各因素对裂缝高度的影响程度有明显差异。图 1 显示,随着施工规模、排量的增加,裂缝高度线性增长,施工参数对裂缝高度影响较大。压裂液黏度对裂缝高度的影响

同样非常明显,随着压裂液黏度的提高,裂缝高度先变化较缓后快速增加。随着产/隔层杨氏模量差的逐步增加,裂缝高度表现出临界值的特征。在产/隔层杨氏模量差低于 5000 MPa 时,杨氏模量对裂缝高度影响不大,一旦差值大于 5000 MPa 后,裂缝高度开始失控。因此,针对这类裂缝高度不易控制的储层需采用人工隔层、控制施工参数等工艺方式对裂缝高度进行控制,在压裂设计中控制施工参数遵循“低液量、低排量、低黏度”的设计理念,防止裂缝高度失控窜通水层导致施工失败。随着产/隔层地应力差值增加,对应的裂缝高度大幅下降,因此地应力差的增加抑制了裂缝的扩展,这类天然具有较高隔层的储层无需采用裂缝高度控制技术即可获得较好的压裂效果。

总结裂缝高度扩展影响因素按强弱排序依次为:隔/储层地应力差、施工规模、施工排量、压裂液黏度、产/隔层杨氏模量差、断裂韧性差。该顺序虽然会因各参数选值的差异有所变动,但是对裂缝高度扩展影响较大的参数仍遵循以上排序。

表2 正交设计计算结果  
Table 2 Results of orthogonal design

方案	$V/m^3$	$Q/(m^3 \cdot min^{-1})$	$\mu/(mPa \cdot s)$	$\Delta\sigma/MPa$	$E/MPa$	$K_{ic}/(MPa \cdot m^{1/2})$	$H/m$
方案1	150	2.0	40	1	-5000	-2	63.8
方案2	150	2.5	80	2	-2500	-1	54.0
方案3	150	3.0	120	3	0	0	57.9
方案4	150	3.5	160	4	2500	1	62.9
方案5	150	4.0	200	5	5000	2	61.9
方案6	175	2.0	80	3	2500	2	55.1
方案7	175	2.5	120	4	5000	-2	60.7
方案8	175	3.0	160	5	-5000	-1	58.0
方案9	175	3.5	200	1	-2500	0	74.5
方案10	175	4.0	40	2	0	1	69.0
方案11	200	2.0	120	5	-2500	1	44.6
方案12	200	2.5	160	1	0	2	80.0
方案13	200	3.0	200	2	2500	-2	83.8
方案14	200	3.5	40	3	5000	-1	74.4
方案15	200	4.0	80	4	-5000	0	63.2
方案16	225	2.0	160	2	5000	0	83.7
方案17	225	2.5	200	3	-5000	1	76.4
方案18	225	3.0	40	4	-2500	2	61.7
方案19	225	3.5	80	5	0	-2	64.1
方案20	225	4.0	120	1	2500	-1	83.6
方案21	250	2.0	200	4	0	-1	64.2
方案22	250	2.5	40	5	2500	0	49.0
方案23	250	3.0	80	1	5000	1	91.2
方案24	250	3.5	120	2	-5000	2	77.9
方案25	250	4.0	160	3	-2500	-2	84.8
均值1	58.79	60.37	63.68	77.87	65.52	68.05	
均值2	64.15	65.45	64.32	73.96	66.65	67.04	
均值3	68.72	69.15	65.27	66.96	67.46	67.68	
均值4	73.12	71.34	72.42	62.70	66.39	67.89	
均值5	74.57	73.04	73.66	57.86	73.33	68.69	
极差	15.78	12.67	9.98	20.01	7.81	1.65	
排序	2	3	4	1	5	6	

该数值模拟的结果为针对不同特性的储层是否需要采用人工隔层和调整施工参数等裂缝高度控制技术、具体采用何种工艺措施提供了理论依据。

### 3 裂缝高度控制技术

#### 3.1 线性胶与冻胶交替注入技术

冻胶黏度大,滤失低,可以充分造缝,但裂缝高度过分延伸;线性胶压裂液滤失大,无法充分造缝,但可以减小裂缝高度的延伸。因此线性胶与低稠化剂浓度压裂液冻胶交替注入的目的在于综合利用了各自优点而避开各自缺点,实现控裂缝高度、造长缝的目的。根据模拟结果(图2)可知,交替注入技术相对于冻胶注入能使裂缝高度延伸减少23%,而缝长仅减少9%,相对于单一线性胶注入,虽然裂缝高度增长了30%,但同时缝长提高了5.7倍,整体压裂效果较好。

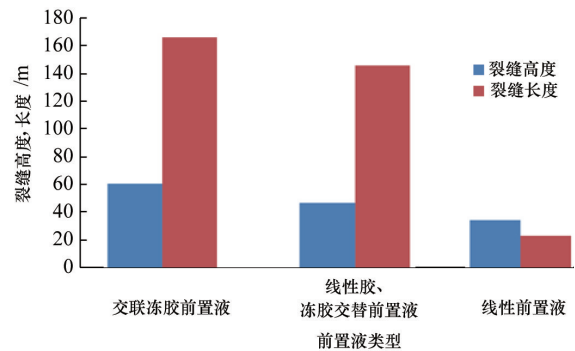


图2 前置液液性对裂缝几何尺寸的影响  
Fig. 2 Characteristics of front liquid influence on fracture size

### 3.2 变排量技术

排量对裂缝几何形态有着重要的影响。如果排量较大,虽能提高压裂液造缝效率,但裂缝高度容易失控导致窜层;若排量较小,因滤失量与滤失时间的二次方成正比,从而滤失量将大幅增大,降低压裂液效率,不能实现充分造缝。通过排量优化以变排量技术能够在获得较优缝长的同时实现裂缝高度的有效控制,另外变排量可瞬间产生压力脉冲效应,震荡裂缝内可能的砂堵处,从而可提前解除砂堵的风险性,如图3所示。

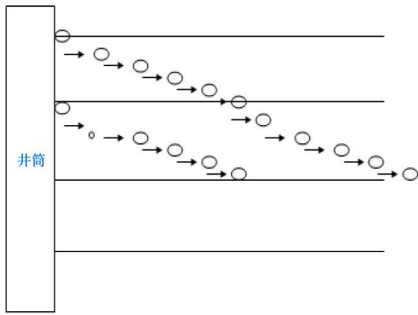


图3 变排量技术示意

Fig. 3 Schematic of variable rate technology

### 3.3 前置液段塞式加砂技术

针对于隔/储层地应力差较小的情况,在测试压裂以及前置液中进行段塞式加砂,不仅可以克服近井筒摩阻的问题,同时,颗粒在地层裂缝中做水平移动时会发生沉降,利用支撑剂部分沉降在缝底形成“人工隔层”,从而阻碍裂缝的过度下延进行裂缝高度控制<sup>[9]</sup>。

## 4 现场应用

南堡101井目的层为4284~4305 m,有效厚度为21 m,岩性为砂岩含火山碎屑岩,泥质含量为13.65%,孔隙度为11%,渗透率为 $12.56 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,天然裂缝发育。下层隔层已完成压裂,试油结果为水层,目标层与下层隔层之间的应力差为5 MPa,在压裂过程中需控制缝高,防止窜通水层。

测试压裂所用液量 $183.9 \text{ m}^3$ ,试探性加砂 $2.64 \text{ m}^3$ ,施工排量 $0 \sim 4.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 。净压力拟合得到压裂液滤失系数为 $1 \times 10^{-3} \text{ m}/\text{min}^{0.5}$ ,压裂液滤失系数较高。主压裂施工过程中,前置液注入量为 $173 \text{ m}^3$ (40%),携砂液 $259 \text{ m}^3$ ,加砂量为 $24 \text{ m}^3$ 陶粒,最高砂比16%,排量为 $0 \sim 4.5 \text{ m}^3$ 。注入前置液过程中使用变排量、活性水与冻胶交替注入方式,并配合段塞式加砂进行施工。携砂液阶段同样使用段塞加砂模式,在控制缝高过度延伸的同时,解决了地层对高砂比敏感的问题。

压后通过净压力拟合分析和返排液矿化度分析结果显示,裂缝支撑裂缝长度为116.6 m,而支撑裂缝高度为35.8 m,裂缝主要向上部延伸,下部延伸较少。水样分析总矿化度从 $7405 \text{ mg/L}$ 增至 $19536 \text{ mg/L}$ ,测试水型为 $\text{CaCl}_2$ 型,而下层分析地层水总矿化度为 $4090 \text{ mg/L}$ ,水型为 $\text{NaHCO}_3$ 型,两层差异较大,说明本次压裂并未沟通下部水层。两种分析结果均表明在最大程度提高改造体积的基础上,较好地控制了裂缝高度。

## 5 结论

1) 正交分析显示地应力差、施工规模、施工排量和压裂液黏度对裂缝高度的影响非常明显。地应力差影响最大,地应力差越大,裂缝高度越小;后三者与裂缝高度正相关,数值越大,裂缝高度相应的增大。

2) 通过裂缝高度控制因素分析证明了通过优化施工参数,优选压裂液和采取人工隔层等技术改变地应力的方式可实现裂缝高度控制。

3) 南堡101井现场采用前置液阶段线性胶与冻胶交替注入、变排量施工、前置液段塞式加砂技术进行施工,压后根据净压力及返排液矿化度分析,结果显示,该方法成功有效地控制了人工裂缝在垂直方向的延伸。

### 参考文献(References)

- [1] 苟贵明, 胡仁权. 缝高控制与薄层压裂[J]. 油气井测试, 2004, 13(5): 48-51.  
Gou Guiming, Hu Renquan. Controlling gap height and fracture to thin layer [J]. Well Testing, 2004, 13(5): 48-51.
- [2] 胡永全, 任书泉. 水力压裂裂缝高度控制分析[J]. 大庆石油地质与开发, 1996, 15(2): 55-58.  
Hu Yongquan, Ren Shuquan. A control analysis of fracture height in hydraulic fracturing[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1996, 15(2): 55-58.
- [3] 王永辉, 张福祥. 水力压裂裂缝高度的控制技术及其成功应用[J]. 油气井测试, 2006, 15(4): 56-57.  
Wang Yonghui, Zhang Fuxiang. Technology of controlling crack height by hydraulic fracturing and its application[J]. Well Testing, 2006, 15(4): 56-57.
- [4] 胡阳明, 胡永全, 赵金洲, 等. 裂缝高度影响因素分析及控缝高对策技术研究[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2009, 11(1): 28-31.  
Hu Yangming, Hu Yongquan, Zhao Jinzhou, et al. Analysis of fracture height influence factors and study of height control gaming techniques [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2009, 11(1): 28-31.
- [5] 宋中华, 张士诚, 沈建新, 等. 新型上浮转向剂在塔里木油田的应用[J]. 钻采工艺, 2014, 37(3): 88-91.  
Song Zhonghua, Zhang Shicheng, Shen Jianxin, et al. Application of the new floatation and diversion agent in Tarim Oilfield[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(3): 88-91.
- [6] Garcia D G, Prioletta A, Kruse G F. Effective control of vertical fracture growth by placement of an artificial barrier (bottom screen out) in an exploratory well[C]. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, March 25-28, 2001.
- [7] 王友净, 宋新民, 顾斐, 等. 高尚堡深层北区沙三段二、三亚段沉积特征与砂体结构[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(2): 14-16.  
Wang Youjing, Song Xinmin, Gu Fei, et al. Sedimentary character and sand body structure in second and third sub-formation of Sha3 Formation north deep reservoir of Gaoshangpu Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(2): 14-16.
- [8] 王瀚, 刘合, 张劲, 等. 水力裂缝的缝高控制参数影响数值模拟研究[J]. 中国科学技术大学学报, 2011, 41(9): 820-825.  
Wang Han, Liu He, Zhang Jin, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture height control with different parameters[J]. Journal of University of Science and Technology of China, 2011, 41(9): 820-825.
- [9] 李年银, 赵立强, 张倩, 等. 裂缝高度延伸诊断与控制技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(5): 81-84.  
Li Nianyin, Zhao Liqiang, Zhang Qian, et al. Diagnosis method of artificial fracture vertical extension and the control technique of fracture height in fracturing or acid fracturing[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(5): 81-84.

(责任编辑 刘志远)