

# 东海低渗气藏脉冲式加砂压裂技术

姚锋盛,曹冰,胡忠太,简家斌,唐亮

中海石油(中国)有限公司上海分公司储层改造技术中心 上海 200335

通讯作者:Email:yaofsh3@cnooc.com.cn

项目支持:中国海油创新基金支持项目“东海大厚层自悬浮支撑脉冲压裂技术”(cnooc-cxds2017001)

引用:姚锋盛,曹冰,胡忠太,等. 东海低渗气藏脉冲式加砂压裂技术[J]. 油气井测试,2019,28(3):42-48.

Cite: YAO Fengsheng, CAO Bing, HU Zhongtai, et al. Pulse sanding fracturing technology for low permeability gas reservoirs in the East China Sea [J]. Well Testing, 2019,28(3):42-48.

**摘要** 东海低渗储层常规加砂压裂后稳产时间短,产量递减快,高投入低产出矛盾突出,无法满足海上气田高效开发的需求。脉冲压裂工艺技术引入缝内非连续铺砂理念,通过脉冲加砂模式、多簇非均匀射孔及纤维伴注,确保支撑剂段塞运移的稳定性,最终在缝内形成非均匀砂柱和沟槽,大幅度提高裂缝导流能力。室内工程评价及模拟实验表明,在缝长保持不变情况下,总液量可降低20%,优化了脉冲间隔时间为1.0~2.5 min,纤维浓度为4‰。与常规压裂相比,提高了压后产量,降低了压裂液、支撑剂用量,减少了砂堵风险。从地质条件和作业能力两方面,论证了该技术在东海低渗气藏应用的可行性,为后期大规模开发提供新的增产手段。

**关键词** 东海气田;压裂;低渗砂岩气藏;脉冲式加砂;纤维伴注;可行性分析**中图分类号**:TE357 **文献标识码**:B **DOI**:10.19680/j.cnki.1004-4388.2019.03.008

## Pulse sanding fracturing technology for low permeability gas reservoirs in the East China Sea

YAO Fengsheng, CAO Bing, HU Zhongtai, JIAN Jiabin, TANG Liang

Shanghai Branch of CNOOC Ltd., Shanghai 200335, China

**Abstract:** Conventional sand fracturing in low permeability reservoirs in the East China Sea has shortly stable production period, rapid production decline, and prominent contradiction between high input and low output, which cannot meet the needs of efficient development of offshore gas fields. Pulse fracturing technology introduces the concept of discontinuous sanding in fracture. It can ensure the stability of proppant slug migration by means of pulse sanding mode, multi-cluster non-uniform perforation and fiber injection, thus forming non-uniform sand column and groove in fracture, and greatly improving fracture conductivity. The indoor engineering evaluation and simulation experiments shows that the total liquid volume can be reduced by 20% while the fracture length remain unchanged. Meanwhile, the pulse interval time has been optimized to be 1.0~2.5 min and the fiber concentration was 4‰. Compared with conventional fracturing, it increased production after fracturing, reduced the amount of fracturing fluid and proppant, and decreased the risk of sand plugging. This paper demonstrated the feasibility of the application of this technology in low permeability gas reservoirs in East China Sea Oilfield from two aspects of geological conditions and operational capacity and provided new means for stimulating production for large-scale development in the later stage.

**Keywords:** East China Sea gas field; fracturing; low-permeability sandstone gas reservoir; pulse sanding; fiber injection; feasibility analysis

东海低渗砂岩气藏,埋藏深,温度压力高,平均孔隙度10%,渗透率小于0.5 mD,探明地质储量丰富,但有效动用率较低。采用加砂压裂后,普遍出现测试产量较低、生产过程中压降快、稳产时间短,无法满足海上气田高效开发的需求<sup>[1]</sup>。根据前期研究和分析认为,影响其压裂增产效果的主要因素是:①人工裂

缝中能够实现流体渗流的有效缝长较短。通过压裂井拟合表明,有效缝长仅能达到支撑缝长的30%,低渗储层需求的较长目标缝没有实现<sup>[2]</sup>;②裂缝中由于支撑剂破碎、嵌入、无效铺置及后期生产中的运移失效,导致裂缝导流能力降低明显<sup>[3]</sup>。

对于海上低渗气藏的开发,面临着高投入低产

出的矛盾。为扩大加砂造缝的有效率,提高单井产量和稳产能力,并结合东海低渗砂岩气藏特征,探索一种新型压裂工艺技术,对海上低渗气田的经济有效开发具有重要的参考及借鉴意义。

1 脉冲加砂压裂增产机理

从增产工艺原理着手,开展脉冲模式下的物模实验和导流能力评价,明确了提高支撑缝长和导流

能力是脉冲加砂压裂的主要增产手段。

1.1 增产工艺原理

通过脉冲式支撑剂段塞注入、密集多簇射孔和纤维拌注手段改变缝内支撑剂的铺置形态,将连续均匀铺砂变为非均匀铺置模式,人工裂缝由块状支撑剂团支撑,同时各支撑剂团之间建立一张开放性多维的流动通道网<sup>[4]</sup>(图 1),从而大幅度提高裂缝导流能力,提升缝内有效孔道率<sup>[5]</sup>。

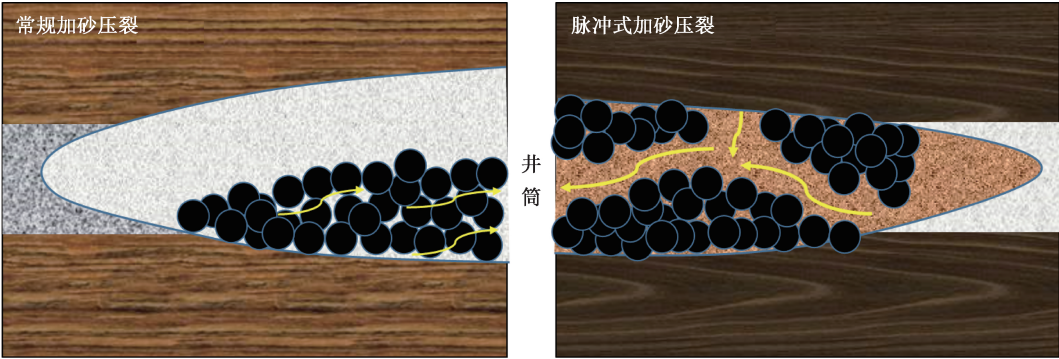


图 1 常规压裂与脉冲式压裂缝内流体流动对比图

Fig.1 Comparison of fluid flow in fracture using conventional fracturing and pulse fracturing

缝内的网络通道大小可达毫米级以上,远大于支撑剂充填内孔道大小,极大降低了油气渗流阻力<sup>[6]</sup>,也利于各种运移残渣及压后彻底返排,保持缝内清洁干净,在生产过程中减小近井地带的压降漏斗效应<sup>[7]</sup>。在相同压裂规模条件下,有效缝相对更长,裂缝导流能力更高<sup>[8]</sup>。该技术比传统压裂设计节约压裂液 15% ~ 20%, 节约支撑剂约 30% ~ 50%<sup>[9]</sup>。

1.2 增加支撑缝长

通过裂缝物模实验,可直观观察到液体在裂缝中的流动状态以及支撑剂的冲刷、沉降和运移状态。常规连续加砂和脉冲加砂支撑剂运移铺置状态如图 2、图 3 所示,相同规模条件加砂量,连续加砂支撑缝长 65 m,而不连续脉冲加砂支撑缝长 92 m,相对增加了 41.5%。所以脉冲加砂增加了支撑缝长,提高了支撑剂利用率,降低了材料成本。



图 2 连续加砂方式下的支撑裂缝铺置形态

Fig.2 Placement pattern of supporting fractures under continuous sanding

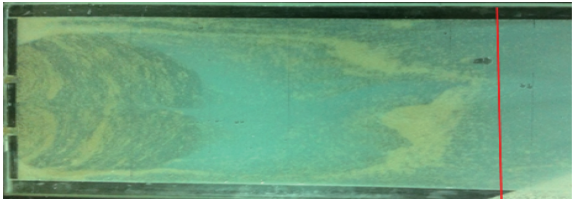


图 3 脉冲加砂方式下的支撑裂缝铺置形态

Fig.3 Placement pattern of supporting fractures under pulse sanding

1.3 提高导流能力

采用导流仪测定不同铺砂方式下的导流能力,加入同样的砂量,测定闭合应力为 50 MPa 时的导流能力(图 4)。

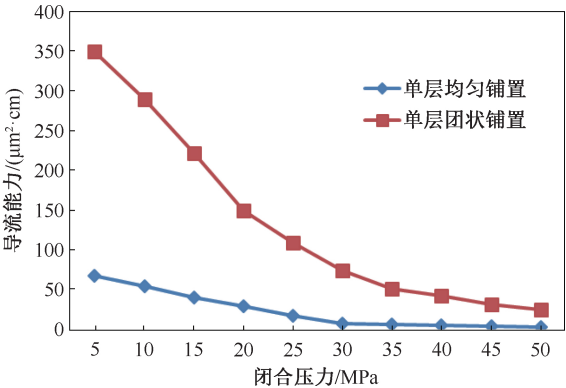


图 4 连续与不连续铺置支撑剂导流能力对比

Fig.4 Comparison of conductivity capacity between continuous and discontinuous placement of proppants

连续铺置渗透率为  $51.0 \mu\text{m}^2$ , 导流能力  $4.4 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ ; 不连续铺置渗透率为  $204.5 \mu\text{m}^2$ , 导流能力  $24.6 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ , 导流能力增加了 5.6 倍。

## 2 脉冲加砂压裂实施方式

依靠加砂模式、多簇非均匀射孔及纤维拌注的方式实现, 确保支撑剂脉冲条件的稳定性, 最终形成非均匀砂柱, 从而大幅度提高裂缝导流能力。

### 2.1 加砂模式

常规压裂加砂方式是在携砂液阶段以逐步提高砂浓度连续泵注支撑剂, 中间不停砂, 从而保证支撑剂在缝内连续均匀铺置<sup>[10-11]</sup>。为实现不连续铺砂, 脉冲压裂采用脉冲段塞式加砂, 在一段支撑剂后紧跟一段纯液体进行顶替, 同时加入纤维来减少支撑剂的分散与沉降, 整个加砂阶段均重复采用这种短脉冲注入<sup>[12]</sup> (图 5), 支撑剂浓度逐步加大; 最后在注入结束前尾追一个支撑剂段塞, 在裂缝端口的沟道与井眼之间形成均匀支撑层, 既有较高导流, 也能防止支撑剂回流<sup>[13-14]</sup>。

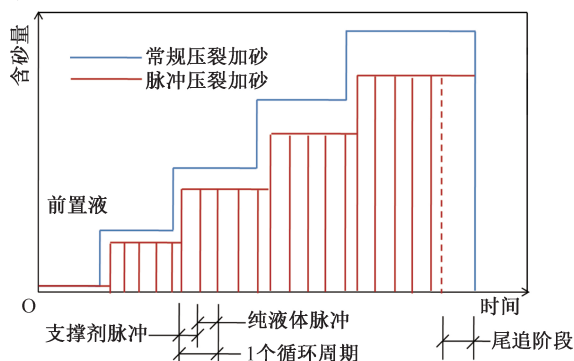


图 5 脉冲压裂加砂模式程序图

Fig.5 Workflow of pulse fracturing sanding mode

### 2.2 多簇非均匀射孔

与常规压裂射孔方式不同, 脉冲压裂采用小段、非连续射孔, 包括射孔簇和非射孔段, 射孔簇之间被非射孔段分割成一个个小段<sup>[15]</sup> (图 6)。

层厚 10.5m, 射孔段长 4.5m, 81 孔

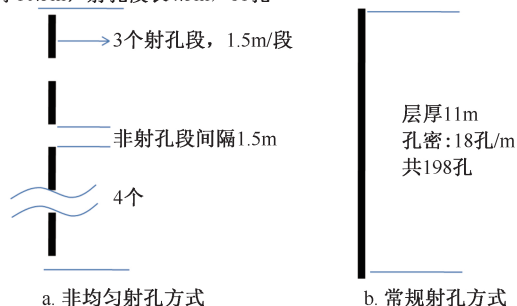


图 6 非均匀与常规射孔方式对比

Fig.6 Comparison of non-uniform perforation with conventional perforation

该方式目的在套管上形成多段且较短的进口液, 油管中支撑剂高速泵入时, 通过非连续性的小段射孔眼出现分流, 有利于支撑在裂缝中形成一个较小的砂团, 实现支撑剂非连续铺置<sup>[16]</sup>。

### 2.3 纤维伴注

泵注过程中, 采用一定比例纤维伴注, 通过纤维缠绕形成网状结构增加砂团在输送和裂缝中的稳定性, 改善铺砂剖面<sup>[17]</sup> (图 7)。裂缝闭合后, 具有一定高度砂团在地应力压迫下将出现崩塌, 添加纤维可以起到稳固砂团高度的作用<sup>[18-19]</sup>; 后期返排中, 若速度过快支撑剂返吐, 速度过慢, 降低返排率, 加重储层伤害, 利用纤维可防止支撑剂回流<sup>[20-22]</sup>。

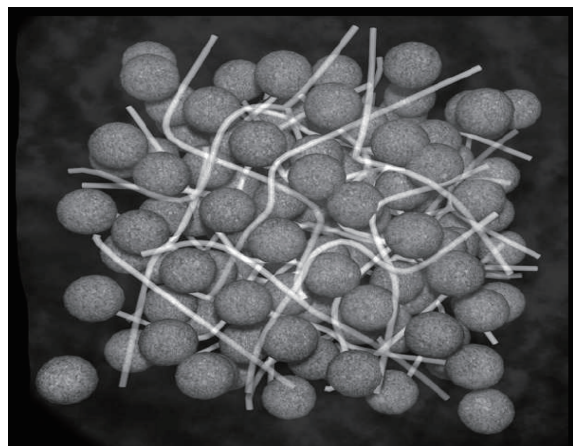


图 7 纤维网络结构携带支撑剂

Fig.7 Fiber network structure carrying proppant

## 3 工艺参数优化

结合脉冲式加砂增产机理和实施方式的基础上, 通过压裂软件模拟和实验评价, 对支撑缝长、脉冲时间间隔, 以及纤维浓度等关键参数进行优化, 并与常规台阶式压裂施工参数对比, 优化了施工泵注程序, 有效指导方案设计。

### 3.1 支撑缝长优化

降低前置液比例, 增加携砂液量, 结合东海低渗储层改造施工的具体工况, 采用 FracPT 模拟常规台阶加砂和脉冲式加砂模式下的裂缝形态 (图 8)。从图中可以发现, 脉冲加砂压裂大量降低前置液比例至 8.3%, 适当增加携砂液量  $10 \text{ m}^3$ , 总液量减少 20.0%, 又保证了支撑缝长不受影响, 脉冲压裂工艺和常规工艺的支撑缝长大致相同 (约 143 m), 同时支撑缝长和动态缝长的比提高 15.9%, 泵注程序设计见表 1 和表 2, 参数对比详见表 3。

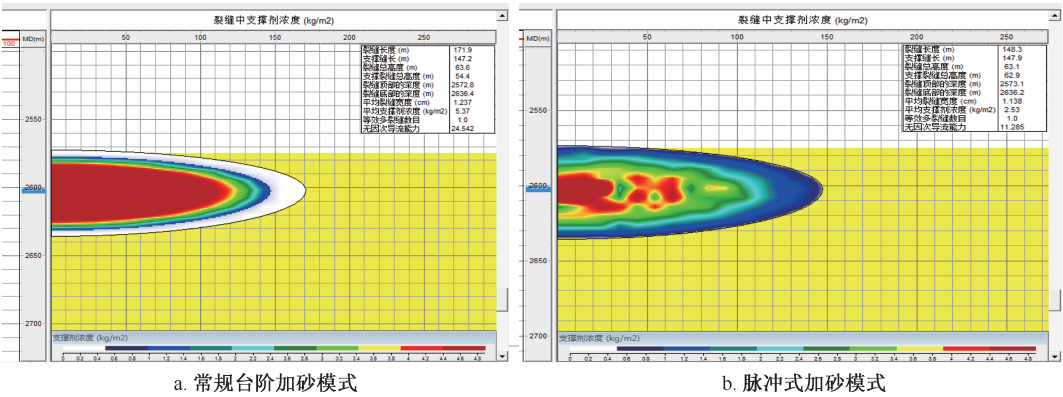


图 8 不同模式下支撑缝长对比优化

Fig.8 Comparison and optimization of support fracture length under different modes

表 1 常规台阶式加砂泵注程序设计

Table 1 Pumping programming design of conventional step sanding						
泵注程序	液体名称	净液量/ m <sup>3</sup>	砂浓度/ (kg·m <sup>-3</sup> )	砂量/t	纤维/ kg	排量/ (m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )
低替	基液	8	-	-	-	-
前置液	冻胶	50	-	-	-	3.5~4.0
前置液	冻胶	15	60	0.9	-	3.5~4.0
前置液	冻胶	20	-	0.90	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	100	1.0	1.90	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	100	1.0	2.90	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	180	1.8	4.70	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	180	1.8	6.50	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	240	2.4	8.90	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	240	2.4	11.30	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	300	3.0	14.30	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	300	3.0	17.30	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	350	3.5	20.80	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	350	3.5	24.30	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	400	4.0	28.30	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	400	4.0	32.30	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	440	4.4	36.70	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	440	4.4	41.10	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	480	4.8	45.90	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	480	4.8	50.70	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	520	5.2	55.90	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	545	5.45	61.35	3.5~4.0
顶替液	冻胶	1	-	-	-	-
顶替液	基液	7	-	-	-	-
总计		300	-	-	-	-

表 2 脉冲式加砂泵注程序设计

Table 2 pumping programming design of pulse sanding						
泵注程序	液体名称	净液量/ m <sup>3</sup>	砂浓度/ (kg·m <sup>-3</sup> )	砂量/t	纤维/ kg	排量/ (m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )
低替	基液	8	-	-	-	-
前置液	冻胶	15	-	-	-	3.5~4.0
前置液	冻胶	15	60	0.90	-	3.5~4.0
前置液	冻胶	20	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	100	1.00	1.90	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	180	1.80	3.70	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	240	2.40	6.10	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	3.5~4.0

表 2 脉冲式加砂泵注程序设计(续表)

Table 2 pumping programming design of pulse sanding							
泵注程序	液体名称	净液量/ m <sup>3</sup>	砂浓度/ (kg·m <sup>-3</sup> )	砂量/t	纤维/ kg	排量/ (m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	
携砂液	冻胶	10	300	3.00	9.10	30	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	350	3.50	12.00	35	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	400	4.00	16.60	40	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	440	4.40	21.00	44	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	480	4.80	25.80	48	3.5~4.0
中顶液	冻胶	10	-	-	-	-	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	520	5.20	31.00	52	3.5~4.0
携砂液	冻胶	10	545	5.45	36.45	34	3.5~4.0
顶替液	冻胶	1	-	-	-	-	-
顶替液	基液	7	-	-	-	-	-
总计		260	-	-	-	-	-

表 3 不同模式下支撑缝长主要参数对比表

Table 3 Comparison table of main parameters of support fracture length under different modes			
主要参数	常规台阶加砂	脉冲式加砂	变化值
支撑剂/m <sup>3</sup>	35	20	42.6% ↓
前置液量/m <sup>3</sup>	85(31.2%)	50(20.8%)	41.2.0% ↓
携砂液量/m <sup>3</sup>	165	175	6.1% ↑
总液量(准备量)/m <sup>3</sup>	300	240	20.0% ↓
支撑缝长/m	142.8	142.6	→
支撑缝长/动态缝长	84.1%	97.5%	15.9% ↑

模拟结果显示,在支撑缝长基本不变的前提下,应用脉冲加砂压裂工艺可有效降低总液量(降低 20%)。该技术可对东海低渗地区降低高温压裂液用量,减小压裂液残渣污染起到有效的作用。

3.2 脉冲时间间隔优化

每个小阶段加砂时间是实现脉冲加砂压裂方式的关键,直接影响支撑剂段塞入地后的铺置形态。采用软件模拟不同脉冲时间间隔下的裂缝形态,在确定前置液 22 m<sup>3</sup>,支撑剂(30/50 目陶粒) 25 m<sup>3</sup>,携砂液为 178 m<sup>3</sup> 不变情况下,脉冲时间由

2.0~2.5 min 缩短至 1 min 和 15 s,模拟结果如图 9 及表 4 所示。随着脉冲时间间隔的减小,支撑半缝长和导流能力变化较小,但铺砂剖面有逐步连片的

趋势,结合平台面积 300 m<sup>2</sup> 左右,可摆放压裂撬 5 台、混砂撬和配液撬各 1 台以及仪表撬的可控制性,优化脉冲间隔时间为 1.0~2.5 min。

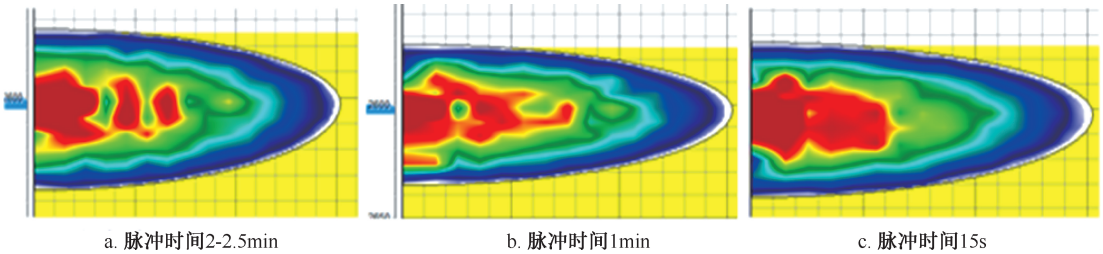


图 9 不同脉冲时间间隔剖面模拟结果  
Fig.9 Simulation results of different pulse time interval profiles

表 4 不同脉冲时间间隔主要参数模拟结果  
Table 4 Simulation results of main parameters for different pulse intervals

主要参数	脉冲间隔 2~2.5 min	脉冲间隔 1 min	脉冲间隔 15 s
前置液量/m <sup>3</sup>	22	22	22
携砂液量/m <sup>3</sup>	178	178	178
支撑缝长/m	131.8	133.5	135.2
动态缝长/m	146.2	149.6	152.5
无因次导流能力	14.6	15.1	15.0

3.3 纤维浓度优化

以不同纤维浓度对支撑剂携砂和砂团固结作用为依据,通过沉降实验模拟优化脉冲式加砂时的纤维浓度。采用纤维浓度 0~7‰,瓜胶浓度 0.4% 时,模拟不同时间的沉降距离,20/40 目陶粒,砂比 20%,纤维 6 mm,模拟结果如图 10 所示。纤维浓度较低时支撑剂沉降速度较快,而随纤维浓度增加,支撑剂沉降速度变慢,当纤维浓度为 4‰时,曲线趋于平缓,由此优化现场纤维加入浓度为 4‰。

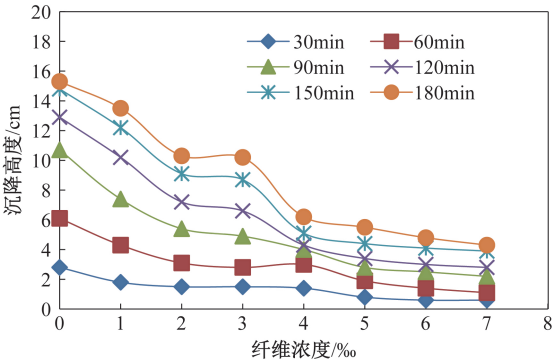


图 10 不同时间下支撑剂在压裂液中沉降高度曲线  
Fig.10 Settlement height curve of proppant in fracturing fluid at different time

4 应用可行性

在开展脉冲加砂压裂实验评价及工艺参数优

化的基础上,从东海地质适用条件和平台工程作业能力上,论证新型脉冲式加砂压裂的可行性。

4.1 适用地质条件

针对高闭合应力和低杨氏模量地层中,实施脉冲压裂容易引起支撑剂砂团垮塌、通道堵塞、裂缝闭合及导流能力降低。通过陆地室内研究和现场试验认为,杨氏模量和闭合应力比值是判断脉冲压裂可行性的关键参数,其比值小于 350 裂缝稳定性差;其比值在 350~500 之间属于稳定的缝内网络通道;其比值大于 500 为实施条件较好地层。对东海地区压裂井力学参数统计(表 5),杨氏模量/闭合应力约为 390~800,可满足实施脉冲加砂压裂方式的地层条件。

表 5 东海地区压裂井杨氏模量和闭合应力参数统计表  
Table 5 Statistical table for Young's modulus and closure stress parameters of fractured wells in area of East China Sea

井号	杨氏模量/ MPa	闭合应力/ MPa	比值
A	31 900	39.6	805
B	18 700	42.3	442
C	29 800	52.6	566
D	33 000	77.8	424
E	30 000	62.1	483
F	28 500	64.2	444
G	26 800	68.2	393
H	31.0	54.1	573
I	33.0	60.9	542

4.2 施工作业能力

海上实现脉冲加砂压裂的主要技术手段是专用的混砂撬、纤维伴注泵、非均匀射孔和脉冲加砂程序。目前,东海已形成成熟的平台化压裂工艺、射孔压裂测试一体化技术等,具有实施脉冲压裂技术的基础及作业经验。

针对海上平台空间受限的条件,可通过平台设备摆放优化满足纤维伴注、加砂脉冲等现场作业空间要求(图11)。平台可用面积300 m<sup>2</sup>左右,满足5

台压裂泵、连续混配设备及专用混砂撬摆放;最大水马力10 000 HHP,最大施工压力65 MPa,可设计排量为4.5 m<sup>3</sup>/min。

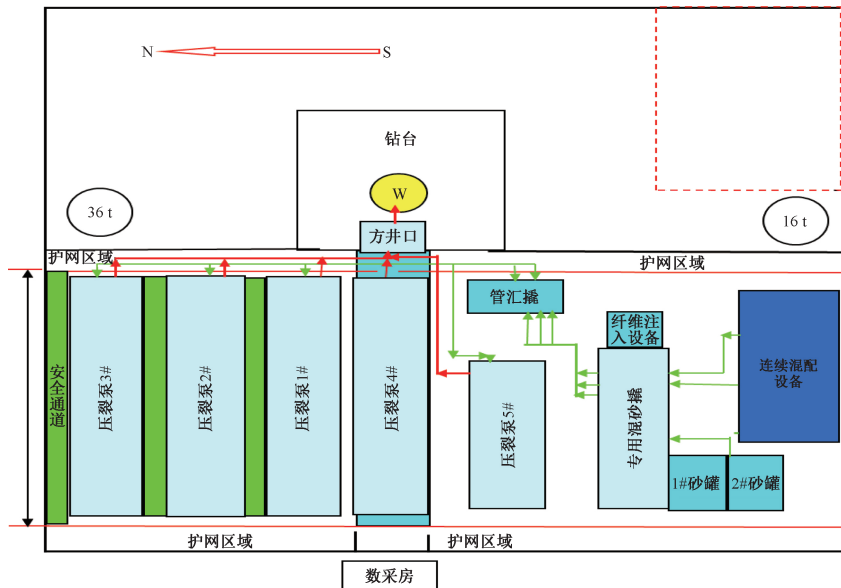


图11 脉冲加砂压裂平台空间摆放优化

Fig.11 Spatial layout optimization of pulse sand fracturing platform

脉冲加砂程序设计,可参考前期压裂井基础数据(井深3 500.0 m,孔隙度10%~15%,渗透率0.5~3.5 mD,地层压力35 MPa,地层温度138℃,施工压力35~50 MPa),通过以上物模实验、压裂模拟、工艺参数优化及流程设计,可满足现场脉冲加砂施工作业。

## 5 结论

(1)脉冲加砂压裂采用脉冲式加砂、簇式射孔、纤维伴注,实现了裂缝高导流能力,有效提高了单井产量,为东海低渗砂岩气藏增产改造提供一种新型的技术手段。

(2)软件模拟及实验评价表明,采用脉冲加砂压裂模式,在缝长保持不变情况下,总液量可降低20%,优化了脉冲间隔时间为1.0~2.5 min,纤维浓度为4‰。

(3)从地质条件和施工作业能力上,论证了脉冲压裂技术在东海低渗气藏应用是可行性的。

**致谢:**感谢中国海油集团公司创新项目“东海大厚层自悬浮支撑脉冲压裂技术”的资助;感谢西南石油大学为技术论证提供了实验平台。

## 参考文献

[1] 刘鹏,许杰,徐刚,等. 渤中25-1油田低渗透储层水平井分段压裂先导试验[J]. 油气井测试, 2018, 27(3):

52-57.

Liu Peng, Xu Jie, Xu Gang, et al. Pilot test of horizontal well staged fracturing for low permeability reservoirs in BZ25-1 oilfield [J]. Well Testing, 2018, 27(3): 52-57.

[2] 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.

[3] 鄢雪梅,李素珍,祝道平,等. 海南福山复杂断块储层压裂技术研究[J]. 油气井测试, 2016, 25(2): 37-40.

YAN Xuemei, LI Suzhen, ZHU Daoping, et al. Fracturing technology research of complicated fault reservoir in Fushan block of Hainan [J]. Well Testing, 2016, 25(2): 37-40.

[4] GILLARD M R, MEDVEDEV O O, HOSEIN P R, et al. A new approach to generating fracture conductivity [J]. Journal of Cerebral Blood Flow & Metabolism, 2010, 25: 20-25.

[5] 吴顺林,李宪文,张矿生,等. 一种实现裂缝高导流能力的脉冲加砂压裂新方法[J]. 断块油气田, 2014, 21(1): 110-113.

WU Shunlin, LI Xianwen, ZHANG Kuangsheng, et al. A new method of pulse sand fracturing to achieve high conductivity of fracture [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(1): 110-113.

[6] 温庆志,高金剑,黄波,等. 通道压裂砂堤分布规律研究[J]. 特种油气藏, 2014, 21(4): 89-92.

WEN Qingzhi, GAO Jinjian, HUANG Bo, et al. Research

- on distribution pattern of sand bank for channel fracturing [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(4): 89-92.
- [7] 刘向军. 高速通道压裂工艺在低渗透油藏的应用[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(2): 122-126.
- LIU Xiangjun. Application of Hiway technology in the low permeability reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 122-126.
- [8] 钟森, 任山, 黄禹忠, 等. 高速通道压裂技术在国外的研究与应用[J]. *中外能源*, 2012, 17(6): 39-42.
- ZHONG Sen, REN Shan, HUANG Yuzhong, et al. Research and application of channel fracturing technique in foreign oil and gas field [J]. *Sino-Global Energy*, 2012, 17(6): 39-42.
- [9] 浮历沛, 张贵才, 张弛, 等. 高通量压裂自聚性支撑剂研究进展[J]. *油田化学*, 2016, 33(2): 376-380.
- FU Lipei, ZHANG Guicai, ZHANG Chi, et al. Research progress of self-initiated aggregating proppant in channel fracturing technique [J]. *Oilfield Chemistry*, 2016, 33(2): 376-380.
- [10] 戚斌, 杨衍东, 任山, 等. 脉冲柱塞加砂压裂新工艺及其在川西地区的先导试验[J]. *天然气工业*, 2015, 35(1): 67-73.
- QI Bin, YANG Yandong, Ren Shan, et al. A new technology in impulse-stage sand fracturing and its pilot application in western Sichuan basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(1): 67-73.
- [11] 钱斌, 尹丛彬, 朱炬辉, 等. 高效脉冲式加砂压裂技术研究与实践[J]. *天然气工业*, 2015, 35(5): 39-44.
- QIN Bin, YIN Congbin, ZHU Juhui, et al. Research and practice of the impulse sand fracturing technology [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(5): 39-44.
- [12] AHMED M, SHAR A H, KHIDRI M A, et al. Optimizing production of tight gas wells by revolutionizing hydraulic fracturing [C]. *SPE 141708*, 2011.
- [13] 傅玉, 李永明, 丁咚. 川西地区自悬浮支撑剂加砂压裂技术先导试验[J]. *油气井测试*, 2018, 27(1): 42-47.
- FU Yu, LI Yongming, DING Dong. Field test of self-suspending proppant for sand fracturing technology in West Sichuan [J]. *Well Testing*, 2018, 27(1): 42-47.
- [14] 杨衍东, 刘林, 黄禹忠, 等. 水平井脉冲柱塞加砂新技术在中江气田的应用[J]. *石油与天然气化工*, 2016, 45(1): 67-72.
- YANG Yandong, LIU Lin, HUANG Yuzhong, et al. New technology application of impulse-stage fracturing of horizontal wells in Zhongjiang gas reservoir [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2016, 45(1): 67-72.
- [15] 李莉. 纤维压裂工艺技术在江汉油田的研究及应用[J]. *江汉石油职工大学学报*, 2018, 31(1): 26-28.
- LI Li. Study of fiber fracturing technology and its application in Jianghan Oilfield [J]. *Journal of Jianghan Petroleum University of Staff and Workers*, 2018, 31(1): 26-28.
- [16] 李凯峥. 纤维脉冲式加砂压裂技术在大牛地气田的应用[J]. *广东化工*, 2015, 42(13): 39-40, 19.
- LI Kaizheng. An application of fiber pulse sand fracturing technology in Daniudi gas field [J]. *Guangdong Chemical Industry*, 2015, 42(13): 39-40, 19.
- [17] 章敬, 李佳琪, 蔡贤平, 等. 纤维混注加砂压裂工艺在克拉玛依油田的应用[J]. *新疆石油地质*, 2013, 34(5): 560-562.
- ZHANG Jing, LI Jiaqi, CAI Xianping, et al. Application of fiber mixed sand fracturing in Karamay oilfield [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2013, 34(5): 560-562.
- [18] 王均, 何兴贵, 张朝举, 等. 纤维加砂新技术在川西气井压裂中的应用[J]. *钻采工艺*, 2009, 32(3): 65-67, 74.
- WANG Jun, HE Xingguo, ZHANG Chaoju, et al. Application of fibre filler technology in west Sichuan gas well fracturing [J]. *Drilling & Production Technology*, 2009, 32(3): 65-67, 74.
- [19] 郭建春, 高阳, 赵志红, 等. 脉冲纤维压裂液携砂机理研究[J]. *石油钻采工艺*, 2016, 38(1): 88-92.
- GUO Jianchun, GAO Yang, ZHAO Zhihong, et al. Research on sand-carrying mechanism of fiber-based fracturing fluid [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38(1): 88-92.
- [20] 贾光亮, 蒋新立, 李晔旻. 大牛地气田纤维脉冲加砂压裂工艺[J]. *油气井测试*, 2018, 27(4): 55-60.
- Jia Guangliang, Jiang Xinli, Li Yemin. Fiber pulse sand fracturing technology in Daniudi gas field [J]. *Well Testing*, 2018, 27(4): 55-60.
- [21] 苏国辉, 高伟, 李达, 等. 致密砂岩气藏脉冲纤维加砂压裂工艺参数优化[J]. *钻采工艺*, 2018, 41(1): 46-48.
- SU Guohui, GAO Wei, LI Da, et al. Optimization of fracturing with pulsed injection of proppant with fibers in tight sand gas reservoirs [J]. *Drilling & Production Technology*, 2018, 41(1): 46-48.
- [22] 周瀚, 何启平, 李嘉, 等. HIWAY 压裂用纤维与压裂液适应性研究[J]. *精细石油化工进展*, 2016, 17(6): 16-18.
- ZHOU Han, HE Qiping, LI Jia, et al. Research on fracturing fiber HIWAY and its suitability for fracturing fluid [J]. *Advances in Fine Petrochemicals*, 2016, 17(6): 16-18.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 姚锋盛, 男, 1986 年出生, 硕士, 工程师, 2013 年毕业于西南石油大学油气田开发工程专业, 现从事井下作业及增产新技术研究工作。电话: 021-22831241, 13761896870; Email: yaofsh3@cnooc.com.cn。通信地址: 上海市长宁区通协路 388 号中海油大厦 A410, 邮政编码: 200335。