Journal of Oil and Gas Technology 石油天然气学报, 2018, 40(6), 71-78
Published Online December 2018 in Hans. http://www.hanspub.org/journal/jogt
https://doi.org/10.12677/jogt.2018.406122

Application of Acidizing Assisted High Energy Gas Fracturing Technique in Well Stimulation in Offshore Oilfield

Xinbo Zou[1], Zheng Duan[1], Yanping Li[1], Lamei Kuang[1], Guang Yang[1], Shuai Liu[1], Liqiang Tian[2]

[1]Shenzhen Branch Company, CNOOC, Shenzhen Guangdong
[2]China France Bohai Geoservices Co., Ltd., Tianjin
Email: zouxb@cnooc.com.cn

Received: Mar. 30th, 2017; accepted: May 28th, 2017; published: Dec. 15th, 2018

Abstract

In consideration of the problems of the productivity bottleneck of the low permeability pay-zone from sandstone reservoir in Pearl River Mouth Basin, a new type of composite well stimulation technique, Acidizing Assisted High Energy Gas Fracturing (AAHEGF) was developed based on high energy gas fracturing technology, which has been widely used in onshore oilfields during the development of oil gas fields with "three low properties". The principles of greatly improving well productivity using AAHEGF, the perforation parameters, explosive dosage, the selection of explosion location P-t design, fracture number and geometric parameters, acid system and its dosage, deep acidizing process, acid squeezing and injection pressure and operation speed were represented. The application effect in Well LFY13-1-6 shows that the AAHEGF can be used for obviously enhancing the productivity from low permeability zone and improving oil flow passage in near well area. The stimulation effect is obvious, which provides reference for the development of similar low production gas wells in offshore oilfields.

Keywords

Low Permeability Oil Field, Acidizing Assisted High Energy Gas Fracturing (AAHEGF), Productivity Bottleneck, Fracture Number, Peak Pressure, Explosive Point, Deep Acidizing, Offshore Oilfield

文章引用: 邹信波, 段铮, 李彦平, 匡腊梅, 杨光, 刘帅, 田立强. 文章标题[J]. 石油天然气学报, 2018, 40(6): 71-78.
DOI: 10.12677/jogt.2018.406122

爆压酸化技术在海上油田挖潜增产中的应用

邹信波[1]，段　铮[1]，李彦平[1]，匡腊梅[1]，杨　光[1]，刘　帅[1]，田立强[2]

[1]中海石油(中国)有限公司深圳分公司，广东 深圳
[2]中法渤海地质服务有限公司，天津
作者简介：邹信波(1969-)，男，高级工程师，主要从事海上油气田开发油藏数值模拟、井下增产措施评价和方案实施以及开发中后期方案调整研究工作。
Email: zouxb@cnooc.com.cn

收稿日期：2017年3月30日；录用日期：2017年5月28日；发布日期：2018年12月15日

摘　要

针对珠江口盆地砂岩油藏中低渗透产层产能瓶颈问题，在陆上“三低”油气田开发过程中广泛应用的高能气体压裂技术基础上发展出了新型集成复合增产措施，即爆压酸化技术(AAHEGF)。阐述了AAHEGF大幅度提高油井产能的原理以及应用中射孔参数、火药用量及爆燃点位置选择、P-t过程设计、裂缝数量及几何参数、酸液体系及用量、深部酸化工艺、酸液挤注压力及注入速度等基本设计。LFY13-1-6井的应用效果表明，AAHEGF技术可明显提高低渗产层油井产能，改善近井地带油流通道，增产措施效果明显，可为海上油田类似低产油气井提供借鉴。

关键词

低渗油田，爆压酸化技术，产能瓶颈，裂缝条数，峰值压力，爆燃点，深部酸化，海上油田

Copyright © 2018 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).
http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Open Access

1. 引言

常规水力压裂作为油气井增产、注水井增注的一项重要技术措施长期以来一直为石油工程技术人员所关注，尤其是近些年来，随着水平井分段压裂、缝网压裂等技术在低孔渗油气田整体开发方案中的规模运用，使得其愈来愈为油气田开发工作者重视，目前在全球低渗透油田开发过程中，常规水力压裂技术已经成为低渗透油气田开发的主导工艺技术。中国近海油田也先后在东海海域基于平台化压裂、渤海海域低孔渗油藏体积压裂以及南海海域东部古近系文昌组常规水力压裂等进行了多年的尝试，尽管效果有好有差，但基于海上油田经济门槛产量的要求，都在不同程度上遇到措施增产倍比有限、费用不足支撑投入产出基本要求等瓶颈，尤其是传统的水力压裂在中国近海油田应用时普遍面临大型压裂设备在平台上场地受限、压裂设备及支持船舶费用昂贵、作业窗口受限、压裂液和支撑剂的返排处理等问题，这些都促使我们必须寻找新的针对海上低渗油田的增产途径[1] [2]。

国内外陆上油田除发展常规水力压裂技术外，高能气体压裂[3] [4] [5] (又称爆燃压裂或爆炸压裂)也有相当的应用规模[6]，美国已将其发展成为泥盆系气田的主要增产技术手段，前苏联的现场试验及推广

应用年施工规模达到 2000 井次。国内长庆油田年施工规模达到 400 余井次，注水井均要求高能气体压裂后投注才能注进水。但因跟常规水力压裂相比其形成裂缝长度局限性[7]，高能气体压裂增产倍比有限，很难突破 1.5 倍，因此长期以来该技术在海上油田只局限于探井的试油和注水井的解堵工艺上。近年来，以储层物性好、含油构造整装为代表的南海东部海域主力油田陆续进入特高含水老油田[8]行列，稳产难度愈来愈大，新发现后备接替资源中低孔渗油气田也占相当的比例，因此作为低渗油田开发的新工艺新技术亟待获得突破。针对珠江口盆地海陆过渡相地层普遍含泥灰质的特点，逐步摸索出新型酸化辅助高能气体压裂集成增产措施工艺爆压酸化技术(acidizing assisted high energy gas fracturing，简称 AAHEGF)，全新的“物理+化学”措施方式由于深部储层改造的实现，极大地提高了措施增产倍比，从而成功地把高能气体压裂发展性地移植到海上油井的增产措施上来。AAHEGF 技术若能规模化应用，将能有效解决海域内惠州、陆丰等凹陷古近系地层、珠海组泥灰质粉砂岩地层的产能瓶颈问题，无论是对已开发油田低产低效井的挖潜增产，还是对已发现未开发低品位储量的有效动用，都具有重大意义。

2. 爆压酸化关键技术研究

2.1. 深部酸化技术

2011 年在东部海域 XJW23-1-A08H 井首次成功完成了生产水平井分段储层改造措施[9]，分析认为分段储层改造成功的关键首先是大段水平井提高油藏的暴露面积，使得酸液反应的用量大幅度提升，其次是产层中一定含量的泥灰质成分。结合高能气体压裂可以解决前一关键因素，而针对储层泥质、钙质含量高的特点，加之可能存在的钻井液污染伤害，更重要的是需要考虑多种缓速酸液段塞的使用，以达到深部酸化解决不同伤害[10]的目的。此外，该类油藏底水活跃，含水率上升速度快，而大量注入液会造成恢复产油周期长，增加二次沉淀风险，同时造成施工成本增加，也从另一个侧面要求使用缓速酸液体系。

为解决这一矛盾，采用了多元复合体系，并适当调整了配方比例，使得酸液总量不变，同时兼具多种酸液的综合协同效应。其中酸液体系中主剂 1 是一种四步电离的缓速酸液体系，通过四步电离释放 HF，多步电离的特点使得酸液体系释放缓慢，可解决砂岩油藏粉砂质、泥质等堵塞，能有效溶解储层中泥质的铝硅酸盐成分和水基泥浆中的固体成分。此外，电离速度较慢也规避了二次沉淀的风险，扩大了酸化的处理半径。主剂 2 是无机酸和有机酸双重功能的大分子酸液，它在无机氟硅酸分子基础上嵌入了羧基有机杂环，硅酸根离子能缓慢溶蚀黏土和长石，使体系基本不与岩石中的二氧化硅反应，具有保护岩石骨架的功能；同时，有机长链能降解水基泥浆中的聚合物成分。

通过室内实验验证，该复合体系针对试验井 LFY13-1-6 产层的岩屑溶蚀率可较常规体系提升 2~3 倍，并能高效解除钻井液污染堵塞[11]，由于其中的两种主剂均为缓速酸液体系，针对低孔渗储层可更大地发挥深部缓速的特点。

2.2. 复合改造技术

东部海域低孔渗油田储层改造措施多年的矿场实践表明，除了酸液体系配方不适应以外，措施不奏效原因多数指向酸化施工工艺造成酸化效果弱，表现特征为泵注压力高、排量低，酸液难以注入储层。因此，在酸化工艺研究方面，需要采用施工工艺来增强常规酸化对储层的改造能力。目前国内成熟工艺有 4 种：笼统酸化工艺、机械分层酸化工艺、连续油管酸化工艺和暂堵分流酸化工艺，这 4 种工艺在南海东部低孔渗油田应用过程中，没有一项工艺能够从根本上解决泵注酸液排量低的问题。之前在长段水平井上采用笼统酸化工艺，由于不能控制酸液的作用层段，造成酸化后增水不增油； 在大斜度井上采用的连续油管和暂堵分流酸化(氮气泡沫酸化)工艺，即使设计工艺的目的是解决非均质性问题，但在注酸过程中同时受连续油管摩阻大、泡沫增压的影响，使得泵注压力更高、排量低，效果一样不理想。

结合南海东部低孔渗油藏的特点，储层改造措施中单一酸化预计排量低、处理半径小，而常规水力压裂又有沟通底水的风险。考虑到在对付常规水力压裂遇到的底水锥进、底水上窜、油层水淹等棘手问题上，高能气体压裂具备沟通垂向分布邻近水层风险小的独特优势(在长庆油田鄂尔多斯盆地伊陕斜坡矿场实例中，高能气体压裂在垂向距底水 0.3 m 的油层上实现了措施增油)，若利用高能气体压裂解决以前泵注酸液排量低的工艺问题，就可以大幅度提高在南海东部海域低孔渗油田上储层改造措施的处理半径，使得措施效果大为改观。综上所述，AAHEGF 复合解堵技术是“物理 + 化学”的集成增产措施，物理上通过高能气体压裂沿井筒四周方向形成多条不受地应力影响的辐射状主裂缝；化学上沿多裂缝导流通道挤注酸液，通过酸化溶蚀裂缝并防止其闭合，同时酸液通过微裂缝网络深入地层后反应，起到复合储层改造的功效。

2.3. 爆压避水技术

在套管井的 AAHEGF 作业过程中，为规避压窜边、底水的风险[12]，一般针对近边、底水油层的作业方案射孔时尽量考虑定向射孔方式，以保证裂缝的压开及延伸方向尽可能平行于地层走向，从而在获得缝长的同时距边、底水的距离又最远，因此射孔参数中孔眼与井筒的夹角也是决定措施后油井出水与否的关键参数。如图 1 所示，射孔井段确定后，若措施井为直井，常规射孔方式夹角 α 一般为 90˚，避水距离 L 大于射孔点到目的层的垂向距离，该常规射孔方式就可以获得最大的避水距离。若措施井为大斜度井，井筒与油层几乎平行，$\alpha = 90^\circ$的常规射孔方式形成的避水距离 L 最短，就必须选择定向射孔方式，此时选择 $\alpha > 90^\circ$的钝角定向射孔方式会获得更长更安全的避水距离 L。

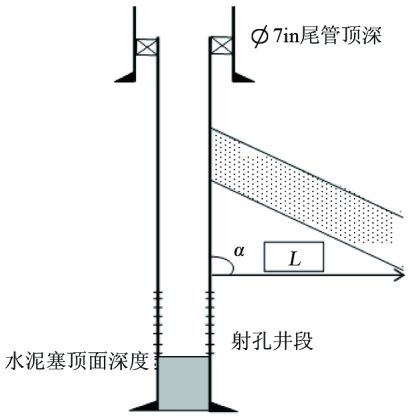

Figure 1. The sketch of safety distance of water avoidance affected by AAHEGF perforation parameters
图 1. AAHEGF 措施射孔参数影响避水安全距离示意图

2.4. 可控裂缝延展技术

爆压酸化中裂缝的几何形态及最终延展结果是可以通过火药用量和爆燃后压力持续时间[13]来控制的。根据试验井地层物性、泥灰质含量及增产倍数预期，工程设计火药安全用量在 20~40 kg 之间，简化计算时分 20、30、40 kg 三个装药量方案，模拟计算结果(图 2、图 3)显示，20 kg 方案形成的主裂缝长度 1.1 m，缝宽 0.3 mm，最大峰值压力 40.18 MPa；30 kg 方案形成的主裂缝长度 1.3 m，缝宽 0.5 mm，最大峰值压力 47.55 MPa；40 kg 方案形成的主裂缝长度 2.5 m，缝宽 0.5 mm，最大峰值压力 50.64 MPa。考虑高龄套管的抗压强度(参照 Φ177.8 mm 新套管最大抗内压值 56.3 MPa)，在经济有效的前提下，采用 20 kg 方案可以既规避套管撕裂风险，又能获得理想的裂缝几何尺寸。

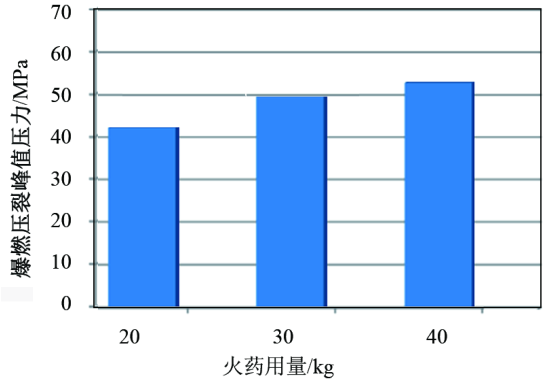

Figure 2. The peak pressure of explosive fracturing under different dosage of explosives
图 2. 不同火药用量下爆燃压裂峰值压力

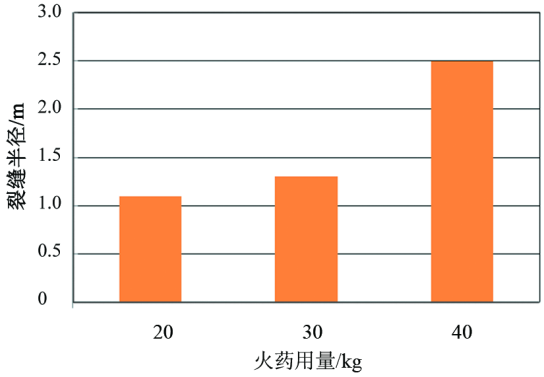

Figure 3. The fracture radius of different explosive dosages
图 3. 不同火药用量下裂缝半径

可控裂缝延展技术中的压力持续时间控制是为了既保证压开裂缝后的延伸长度，又要避免气体来不及泄出而导致套管损坏；如果为了保护套管而降低装药量，压力过程持续时间很短，高能气体压裂的效果就会大大降低。为了解决这个矛盾，就必须从控制火药燃烧方式入手，通过降低燃烧速度[14]来延长压力持续时间。根据已有矿场实践经验，有壳弹压力持续时间控制在 100~200 ms 之间，无壳弹控制在 200~400 ms 之间。

3. 应用分析

3.1. 应用效果评价

试验井在 AAHEGF 措施前进行了试挤注作业，现场在 9.66~10.34 MPa 的挤注压力下录得挤注速度为 4.77 m^3/h；爆燃压裂后在 5.17、6.90、10.34、12.41 MPa 挤注压力点录得地层吸收量分别为 4.77、9.54、16.4、21.85 m^3/h。静态漏失方面，爆燃压裂前后的静态漏速分别为 0.318 m^3/h 和 2.385 m^3/h。这两方面数据都说明，爆燃压裂后地层吸收能力已经有明显的改善。

深部酸化过程中，酸化前在 15.38 MPa 下试挤录得挤注速度为 29.57 m^3/h；挤注酸液阶段在 19.01 MPa 压力下泵酸速度为 32.53 m^3/h，当泵注压力下降至 14.03 MPa 时，泵酸速度反而增大到 40.83 m^3/h。随着酸液进入地层深部与储层接触，反应速度加快，当进入泵注顶替液阶段时，泵注速度上升到 55.6 m^3/h，泵注压力下降至 12.76 MPa。整个泵注过程结束后，静态漏速再由 2.385 m^3/h 增加到 3.98 m^3/h。整个作业过程施工曲线如图 4 所示。

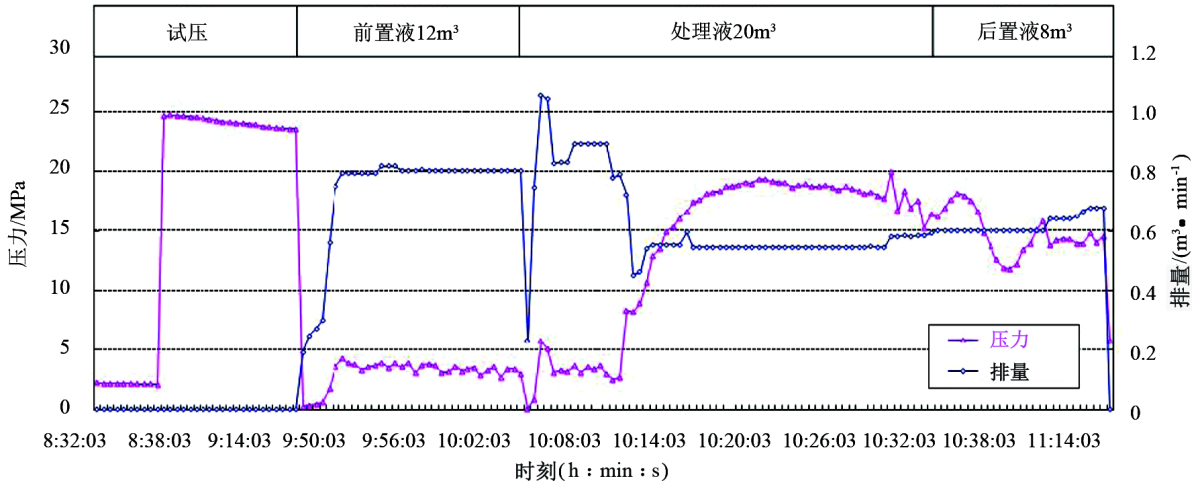

Figure 4. The curve of AAHEGF acidizing stimulation in Well LFY13-1-6
图 4. LFY13-1-6 井 AAHEGF 措施酸化作业施工曲线

2015 年 4 月 28 日，LFY13-1-6 井开始 AAHEGF 措施作业，2015 年 5 月 3 日投产。在投产后的前 35 d 中，平均日产油量 173.72 m^3，含水率稳定在 42.68% (图 5)，该井措施后从该油田的低产低效井变身为油田第一高产井。截止到 2015 年 8 月 31 日，该井措施后已累计生产原油 1.9037 × 10^4 m^3，日增产原油 96.6 m^3，增产效果十分显著。

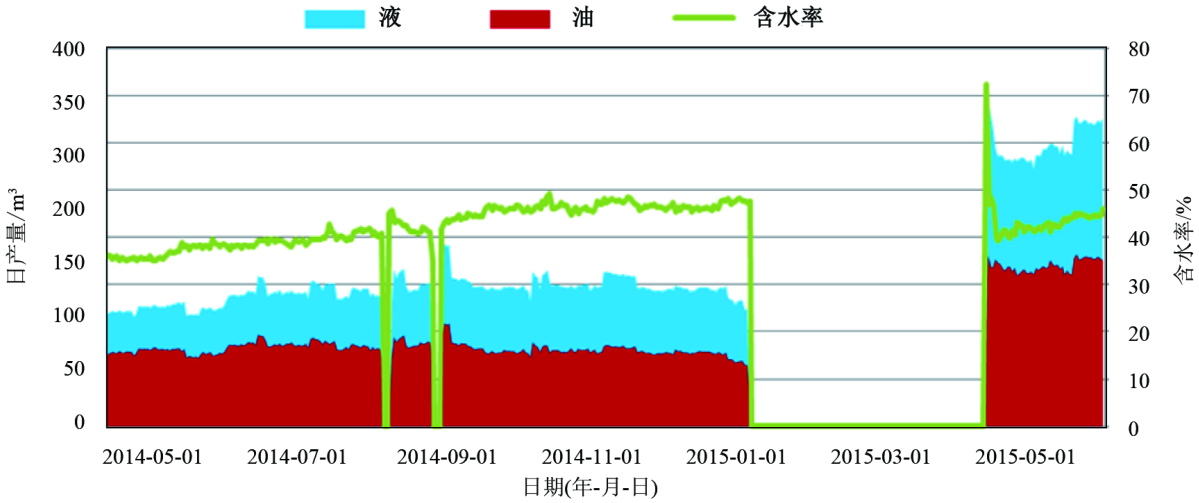

Figure 5. The comparison of production performance both before and after using AAHEGF stimulation in Well LFY13-1-6
图 5. LFY13-1-6 井 AAHEGF 措施前后生产动态对比

该井人工举升方式为电潜泵机械采油，以措施前电潜泵频率 56 Hz 工作制度下的产量测算采液指数为 14.98 m^3/(d·MPa)。措施后该井电潜泵一直以 35 Hz 低频生产，以实际测试产量计算措施后采液指数增大到 65.25 m^3/(d·MPa)，因此实际措施增产倍比为 4.356。同时，该井措施后在产液量增加近 3 倍的情况下，含水率反而下降了 8%，据此分析 AAHEGF 措施的爆燃压裂和深部储层改造双重作用在近井地带一定范围内形成了径向裂缝网络，从而在原有油流通道基础上又沟通了新的孔喉，增加了远井地带未波及“死油”区的储量动用。考虑到低孔渗产层的生产特征，后期随着油井工作制度的调整，电潜泵增加频率后，液量和油量仍有很大的增长空间[15]。

3.2. 影响因素探讨

3.2.1. 目的层泥灰质含量

就目前认识而言，深部酸化在 AAHEGF 技术中发挥了至关重要的功效，而酸液顺着压开的径向裂缝深入地层发生反应是关键，酸液的挤注速度和挤注总量决定了径向裂缝网络系统的最终规模大小。这些都跟目的层泥灰质含量相关，目前已实施 AAHEGF 技术的措施井目的层泥灰质含量在 5%~15%之间，个别井点高达 18%~20%，单井酸液总反应量超过 20 m^3，一定含量的泥灰质成分有助于酸液与地层岩石矿物的化学反应。一般而言，若目的层泥灰质含量低于 5%，建议采用单纯的高能气体压裂技术替代 AAHEGF 技术。

3.2.2. 射孔参数的影响

火药燃烧前，射孔孔眼内的井筒可以看作一个顶端水封的定容容器，射孔孔眼成为容器的唯一出口。出口太小，定容容器中高能气体不能及时泄出，容器就会爆炸而破碎，为避免井筒爆炸以及套管变形的工程风险，射孔密度和孔眼直径越大越好。而孔径与穿透深度成反比关系, 因此 AAHEGF 技术的射孔参数中更多地注重孔径和孔密，一般不强调穿透深度。根据节流方程和气体状态方程，孔径的影响比孔密要大得多。所以在孔径、孔密和穿透深度这 3 个射孔参数中，影响 AAHEGF 措施效果最大的是孔径，其次是孔密，穿透深度影响最小。

3.2.3. 爆燃点位置选择

爆燃点位置的选择会影响垂向相邻水层窜入的风险[16]。以试验井 LFY13-1-6 井为例，如果爆燃点位置选在 2574.2 m (SL-5 层底)，下伏 SL-6 层厚度 2.0 m，泥质含量 52.4%，渗透率 0.9 mD，可形成遮挡底水锥进的典型“隔板”效应。爆燃点距离“隔板”SL-6 层底部距离为 8.2 m (斜深距离 2.0 m，高能气体加载方向平视角 15.1˚，下同)；如果爆燃点位置选在 2571.0 m (SL-4 层底)，距离 SL-6 层底部距离 19.3 m (斜深距离为 5.2 m)，而酸化处理的最大半径为 2.0 m，计算得出 AAHEGF 避水距离 6.2~17.3 m，根据长庆、大庆等国内油田爆燃压裂的矿场实践经验，避水距离超过 2.8 m 即是安全的，该井无论爆燃点位置选在 SL-4 底还是 SL-5 底，横向造缝效果都不会压窜底水。

3.2.4. 裂缝数量及几何参数

常规水力压裂沿最小主应力方向向井筒两翼形成 2 条对称裂缝，而 AAHEGF 为动态压裂过程，其裂缝数量和方向跟水力压裂亦有本质区别，当前技术水平下 AAHEGF 措施产生的裂缝数量在 3~8 条之间，理论研究结果显示裂缝数量的多(5~8 条)和少(3~5 条)显著地影响着造缝长度和峰值压力。计算表明，裂缝数量从 3 增至 5 条时，峰值压力和造缝长度分别下降 5.9 MPa 和 0.95 m；而当裂缝数量从 5 增加到 8 时，峰值压力和造缝长度分别下降 2.9 MPa 和 0.55 m。为保证措施效果，工程设计裂缝数量最好控制在 3~5 条，这样造缝长度可以达到 1.5~2.45 m，同时又能充分发挥径向多裂缝的优势。

理论上裂缝宽度越大稳定性越好，但实际裂缝延展过程中，宽度越大峰值压力越低，造缝长度也越短。当裂缝宽度在 10 mm 以内时，峰值压力受裂缝宽度影响显著[17]；缝宽超过 10 mm 时，峰值压力变化相对平缓，尤其是在 10~15 mm 范围内时，造缝长度的变化幅度(2.45~1.55 m)只有 36.7%。因此，通过压力—时间过程的压力持续时间设计把缝宽控制在 10~15 mm 就可以较好地保证 AAHEGF 措施效果。

4. 结论

爆压酸化技术在 LFY13-1-6 井的成功应用表明，在对海上油田低渗透产层挖潜时，AAHEGF 措施可以在近井地带形成径向裂缝网络系统，改善了地层横向导流能力，沟通了未驱扫“死油区”的孔喉，因此不但可以大幅度提高油井产液能力，还因新油流通道的形成而降低油井含水率。在工程设计时，应重

点考虑射孔参数、压力持续时间、裂缝数量、目的层泥灰质含量及爆燃点位置等影响措施效果的几大关键因素，才能确保 AAHEGF 措施的增油效果。

参考文献

[1] 邹信波, 杨云, 许庆华, 等. 珠江口盆地难采储层工业化试采矿场实践[J]. 中国海上油气, 2011, 23(3): 166-169.

[2] 李道品. 低渗透油田高效开发决策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.

[3] Cuderman, I.F. (1985) High Energy Gas Fracturing Development. *World Oil*, **11**, 273-284.

[4] 郝兰香, 张强, 包小红, 等. 爆燃压裂及其适用的地质条件研究[J]. 西北地质, 2001, 34(2): 88-94.

[5] 王安仕, 秦发动. 高能气体压裂技术[M]. 西安: 西北大学出版社, 1999.

[6] 陈磊, 畅毅, 高金洪. 复合压裂技术在长庆“三低”油田的应用[J]. 油气井测试, 2008, 17(5): 62-64.

[7] 刘春峰, 傅仁军, 陈东明. 脉冲高能气体压裂在 X 井的应用[J]. 甘肃科技, 2012, 28(19): 62-63.

[8] 邹信波, 罗东红, 许庆华, 等. 海上特高含水老油田挖潜策略与措施[J]. 中国海上油气, 2012, 24(6): 28-33.

[9] 邹信波, 许庆华，李彦平, 等. 珠江口盆地(东部)海相砂岩油藏在生产井改造技术及其实施效果[J]. 中国海上油气, 2014, 26(3): 86-92.

[10] Furui, K., Zhu, D. and Hill, A.D. (2005) A Comprehensive Skin-Factor Model of Horizontal-Well Completion Performance. SPE 84401.

[11] Furui, K., Zhu, D. and Hill, A.D. (2008) A New Skin-Factor Model for Perforated Horizontal Wells. SPE 77363. https://doi.org/10.2118/77363-PA

[12] 丘宗杰. 海上采油工艺新技术与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.

[13] 王香增. 多级脉冲爆燃压裂破岩机理研究[J]. 石油矿场机械, 2007, 36(4): 10-12.

[14] 王克秀, 李葆萱, 吴心平. 固体推进剂及燃烧[M]. 北京: 国防工业出版社, 1983.

[15] 陈德春, 孟红霞, 张琪, 等. 水力裂缝层内爆燃压裂油井产能计算模型[J]. 石油大学学报, 2005, 29(6): 69-73.

[16] 陈德春. 水力裂缝层内爆燃技术基础研究[D]: [硕士学位论文]. 东营: 中国石油大学, 2006.

[17] 李文魁. 高能气体压裂技术在油气资源开发中的应用研究[J]. 西安工程学院学报, 2006, 22(2): 60-62.

[编辑] 帅群

Hans 汉斯

知网检索的两种方式：

1. 打开知网页面 http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD
   下拉列表框选择：[ISSN]，输入期刊 ISSN：2471-7185，即可查询
2. 打开知网首页 http://cnki.net/
   左侧“国际文献总库”进入，输入文章标题，即可查询

投稿请点击：http://www.hanspub.org/Submission.aspx
期刊邮箱：jogt@hanspub.org