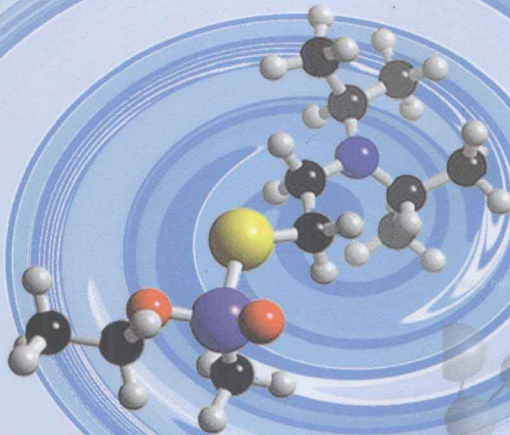


小分子瓜尔胶压裂液技术

雷 群 丁云宏 管保山 主编

XIAOFENZI GUAERJIAO YALIEYE JISHU



石油工业出版社

内 容 提 要

本书分析了国内外压裂技术现状,多种压裂技术及压裂机理,在此基础上提出了小分子瓜尔胶压裂液技术,介绍了小分子瓜尔胶压裂液体系实验研究、现场试验及配套措施。

本书适合从事油气田储层改造的研究人员、技术人员及管理人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

小分子瓜尔胶压裂液技术/雷群等主编.

北京:石油工业出版社,2011.5

ISBN 978-7-5021-8376-9

I. 小…

II. 雷…

III. 压裂液-技术

IV. TE357.1

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2011)第 059817 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www. petropub. com. cn

编辑部:(010)64523562 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油报印刷厂

2011 年 5 月第 1 版 2011 年 5 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本:1/16 印张:10

字数:173 千字

定价:65.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

《小分子瓜尔胶压裂液技术》

编 委 会

主 编：雷 群 丁云宏 管保山
委 员：李静群 赵振峰 孙 虎 胥 云 伊向艺
卢拥军 汪义发 梅晓丹 周晓群 刘 静
何智武 陆红军 刘国梁 谢 旋 刘 萍
梁 利 王丽伟 王 欣 刘玉婷 邱晓惠
王海燕 崔伟香 薛延萍

前 言

伴随着越来越多的低渗透油气藏的发现,开发先进、成熟、适应、配套的储层改造技术至关重要。由于低渗透油气藏储层的特殊性,其渗流特征与中、高渗透性储层的渗流特征明显不同,低渗透多孔介质中的流体渗流存在着启动压力,渗流阻力大,且呈非线性流动特征,再加上低渗透储层非均质性强,存在应力敏感性等难点,导致单井产量低,稳产难度大,驱替效率低,从而大大地增加了低渗透油气藏的开发难度。

水力压裂已成为低渗透油气藏的最主要增产技术手段,而压裂液是压裂成功的关键因素之一,其性能的好坏直接影响压裂技术的施工质量和效果,因此压裂液应具备良好的携砂性能、较小的摩阻,较低的滤失系数,良好的配伍性,在完成施工后能迅速破胶,并且压裂液返排后在地层残留物质少,现场易操作,成本低廉。实验研究表明,低渗透储层的开发对于压裂液要求更高,压裂液破胶不彻底及破胶液中的黏滞阻力和大分子物质是造成低渗透储层伤害的主要因素之一,它严重地影响了水力压裂的效果。因此,低渗透油藏压裂改造需要针对储层特点,开展与储层相适应的压裂工艺配套技术研究,主要包括储层特征分析、压裂工艺参数优化、支撑剂性能评价、储层伤害机理及低伤害压裂液体系开发等。

众所周知,水基压裂液通常包含主剂和添加剂,目前国内外主剂主要是由瓜尔胶、羟丙基瓜尔胶、羧甲基羟丙基瓜尔胶等,添加剂有交联剂、破胶剂、黏土稳定剂和表面活性剂等。本书针对长庆西峰油田低渗透储层特征,在调研了国内外低渗透储层压裂工艺和液体技术的发展现状和新进展的基础上,通过几年的室内研究和现场实践,成功研发了小分子瓜尔胶 CJ2—3,其相对分子质量为 $3.86 \times 10^5 \sim 5.93 \times 10^5$ (常规瓜尔胶相对分子质量一般在 $2.0 \times 10^6 \sim 4.0 \times 10^6$),并形成了小分子瓜尔胶压裂液体系,该体系以分子缔合的形式形成网络结构,具有良好的黏弹特性和造缝携砂能力,与地层水配伍性良好。该体系在现场进行了工艺配套试验推广,形成了西峰油田压裂工艺配套技术,通过应用取得了较好的改造效果,达到了最大限度提高单井产量、油藏开发水平及经济效益的目的。本研究同时研发了相配套的压裂液可回收试验装置,利用返排的压裂液进行重复应用,在现场可以减少配液用水,并且也能降低对压裂液残液的处理费用,达到节能减排的目的,在减少污染保护环境方面也起到一定的作用。另研发了与低浓度压裂液体系相配套的高效生物酶破胶剂 GLZ-1,其 pH 值适用范围在 6~9、温度适用范围 40~

90℃,且与压裂液其他添加剂配伍性好,具有破胶降解作用,持续时间长,破胶液更彻底,破胶液相对分子质量小,残渣含量更低的特点。同时可使稠化剂浓度下降幅度达到 25% ~ 35%,该压裂液体系具有较好的流变特性,易破胶,安全、环保、低成本和低伤害等优点;保证了体系的性能及现场压裂施工的效果,推动了压裂技术进步。

小分子压裂液现场应用百余口井,单井平均试油产量为 27.6m³/d,生物酶破胶剂现场应用 50 口井次,平均产量 22.1m³/d,取得了较好的改造效果,为西峰油田的有效开发做出了显著贡献。

笔 者
2010 年 11 月

目 录

| | |
|-------------------------------------|------|
| 1 概述 | (1) |
| 1.1 整体优化压裂技术 | (1) |
| 1.2 开发压裂技术 | (2) |
| 1.3 大型压裂技术 | (3) |
| 1.4 直井连续分层压裂技术 | (3) |
| 1.5 水平井多簇射孔多段压裂技术 | (4) |
| 1.6 裂缝诊断技术 | (4) |
| 1.7 清洁压裂技术 | (5) |
| 2 压裂液伤害机理研究 | (15) |
| 2.1 压裂液水锁伤害研究 | (16) |
| 2.2 压裂液滤液引起的微粒运移研究 | (18) |
| 2.3 压裂液残渣伤害微观研究 | (19) |
| 2.4 压裂液与储层配伍性研究 | (20) |
| 2.5 加砂模型实验 | (20) |
| 2.6 “核磁共振 + 岩心流动实验”试验方法 | (20) |
| 2.7 压裂液残渣对导流能力的伤害 | (26) |
| 2.8 压裂液残胶对导流能力的伤害 | (27) |
| 3 CJ2-3 小分子瓜尔胶压裂液体系的研制 | (29) |
| 3.1 小分子压裂液技术 | (29) |
| 3.2 小分子瓜尔胶的由来 | (33) |
| 3.3 小分子稠化剂的研制和交联机理 | (34) |
| 3.4 小分子稠化剂相对分子质量的测试 | (40) |
| 3.5 配方体系研究 | (44) |
| 3.6 配方体系的性能评价 | (48) |
| 4 小分子瓜尔胶压裂液体系现场实践及配套技术 | (58) |
| 4.1 西峰油田长 8 油藏压前储层综合评价 | (58) |
| 4.2 小分子压裂液体系现场应用及配套技术 | (67) |
| 5 生物酶破胶技术研究 | (87) |
| 5.1 稠化剂的选择 | (87) |
| 5.2 交联剂选择 | (88) |

| | |
|---------------------------------|--------------|
| 5.3 压裂液破胶技术 | (88) |
| 5.4 破胶剂选择 | (97) |
| 5.5 低浓度压裂液体系性能评价 | (128) |
| 5.6 高效生物酶破胶剂(GLZ-1)现场实施效果 | (138) |
| 参考文献 | (144) |

1 概 述

压裂技术从 1947 年开始迄今已有 60 多年的历史,就技术而言,已成为一项成熟的、有效的工程技术,作为公认的有效改造储层的措施之一,已经越来越受到人们的重视,并已在世界范围内得到广泛的应用。

近年来,低渗透油气藏在勘探开发中所占比例越来越高,储量和产量均已达到 30% 以上并呈逐年上升态势,而新增油气产能中,低渗透已达到 60% 以上,因此,低渗透油气藏开发已经举足轻重。而低渗透油气藏最大的一个特点是,自然产能偏低,不经过改造基本无产能。以压裂酸化为重点的增产改造工艺技术在低渗透油田开发中发挥了重要作用,并相继形成了开发压裂技术、分层改造技术、重复压裂技术、水平井分段压裂酸化技术等,低渗透油藏压裂改造在油田的开发生产过程中已发挥了重要的增产、稳产作用,使许多原本不具备经济开发价值的油藏获得了有效开发。但随着勘探与开发进程的深入,压裂改造面临的对象越来越复杂,渗透性越来越差,多薄层越来越普遍的低渗透油藏所占的比例也越来越大,因此须不断发展新的储层改造技术。

1.1 整体优化压裂技术

整体压裂技术的概念是在以油藏为单元,在井网确定的条件下,优化水力压裂裂缝长度与井网井距之间的匹配关系,对油藏进行整体改造的工艺技术。

该技术的指导思想得益于国外的单井压裂经济优化的概念,但整体优化压裂技术观念的形成则是我国在 20 世纪 80 年代末和 90 年代初首先提出的,其研究的总体目标是使整个油气田获得最佳的开发效果;研究的思路是把整个油气藏作为一个研究单元,并对油气藏的各参数进行全面研究。在此基础上,考虑在既定井网条件下,不同的裂缝长度和导流能力下的产量、扫油效率等动态指标的变化,从中优选出最佳的裂缝尺寸和导流能力,并进行现场实施与评估研究,以不断完善整体优化压裂方案。研究的手段包括:实验室试验、裂缝模拟、油气藏数值模拟、试井分析、现场测试、质量控制和现场实施与监测等。

在具体的研究目标上,以油藏整体为研究对象,采用多组参数覆盖油藏;利用

各种单项技术,以油藏整体的最终采收率及经济净收益为目标函数,对水力裂缝进行优化,从而形成整体优化压裂方案,通过各种检测手段及现场监督,使优化的方案转变成优化的施工。

1.2 开发压裂技术

开发压裂技术的概念是考虑油藏开发前,将开发的井网类型、地应力方位与水力压裂人工裂缝进行系统优化设计,以确定其满足不同开发井网条件下需要的缝长和导流能力的工艺技术。开发压裂技术是在低渗油藏整体压裂技术基础上的进一步发展与完善,是压裂工艺与油藏工程的进一步紧密结合,使水力压裂先期介入油田开发的过程中,使压裂技术真正具有了开发的内涵。它以水力压裂的油藏工程研究、压裂力学研究与压裂液系统优化设计研究等三项主体技术为主,进行井网与压裂裂缝匹配优化,达到“稀井高产”的目的。

开发压裂技术的思路与整体优化压裂技术思路相接近,其主要区别是在部署开发井网前,就考虑到就地应力方位和水力裂缝长度与井网密度之间的匹配关系,并最大限度发挥水力长缝的潜力,从而实现较稀井网有效开采的目标。因此,开发压裂技术的关键一点就是开发前储层地应力场的研究。

近年来,开发压裂最为成功的例子就是长庆靖安油田 ZJ60 开发实验区,该实验区面积 6.5km^2 ,共有 54 口井,压裂 42 口生产井,施工成功率 97%,有效成功率 100%,一次采油期单井产量为 $9.7 \sim 6.2\text{t/d}$,半年后一次采油期单井产量与邻区压裂井相比增加 1.3t/d 。

其技术特点主要体现在以下 3 个方面:

(1)在水力压裂的油藏工程研究方面,从技术与试验的结合上提出了用水力压裂造长缝与矩形井网线状注水形成系统优化组合,可有效的开发特低渗油藏,达到提高单井产量、采油速度、采收率与最大净现值的目的。

(2)在压裂力学研究方面,用岩石力学方法与现场测试方法确定油藏区块地应力的大小、方向,为矩形注采井网方向提供了基本依据。

(3)在压裂液优化设计方面,提出了将压裂液研究从压裂液化学扩展到建立压裂液系统的优化设计概念,达到了减少稠化剂浓度,减少残渣与残胶伤害,以及降低压裂液的成本,提高压裂液效率的目的。

“开发压裂”方法及其技术由 7 方面构成:(1)油藏工程研究;(2)地质建模;

(3)水力裂缝模拟条件研究;(4)水力裂缝建模;(5)开发井网与水力裂缝系统经济优化组合研究;(6)产量、采油速度、采出程度经济效益等预测;(7)低渗油藏压裂开发实施与评估等。

开发压裂已成为开发低渗透油田的主体技术之一。

1.3 大型压裂技术

自20世纪80年代以来,以美国Wattenberg气田压裂技术研究与应用为基础,提出大型压裂概念,通常要求支撑半缝长大于300m,加砂规模达到 100m^3 以上。典型的大型压裂试验研究以美国“西部致密气砂层研究计划”与“多井试验现场实验室”最为系统,该研究是“地质、油藏、经济与工程技术等学科相结合的典范”,实现致密油气藏非常规开发必须满足“经济+技术支持”,实现致密油气藏商业性开发,用相对高的投入,取得更高的产出,关键技术是大型水力压裂(MHF),Elkins的理论曲线表明,渗透率范围在 $0.005\sim 0.1\text{mD}$ 气层所需半缝长 $300\sim 600\text{m}$,且平面上分布稳定,人工裂缝方位与有利砂体展布方向一致,而且在同等条件下,不同支撑剂增产效果为:陶粒>树脂砂>石英砂,石英砂规模从 $17\text{t}\text{—}51\text{t}\text{—}93\text{t}$,产气量从 $20000\text{m}^3/\text{d}$ 和 $37000\text{m}^3/\text{d}$ 上升到 $40000\text{m}^3/\text{d}$,树脂砂从 62t 提高到 114t ,产气量从 $20000\text{m}^3/\text{d}$ 上升到 $22000\text{m}^3/\text{d}$,陶粒从 16t 到 51t 最高 100t ,产气量从 $21000\text{m}^3/\text{d}$ 到 $48000\text{m}^3/\text{d}$ 到 $66000\text{m}^3/\text{d}$;导流能力高的陶粒,提高规模后的增产效果更为明显。而国内广安002-X36——亚洲规模最大施工井,该井位于广安构造广安I号区块中部,平面上处于油气聚集有利区,储层潜力好,平面裂缝方向上井间距达到 900m ,不会沟通临井,适合大型压裂,有效厚度 24.6m ,纵向上缝高控制较好,有利于裂缝往储层深部延伸,通过对开发井试采情况分析,表明生产过程中未出现井间干扰现象,以往压裂井规模与效果的线性相关性较为明显,大型压裂有取得更好效果的潜力。施工井段: $1802.4\sim 1830.4\text{m}/2$ 段,射孔厚度: 25m ,地层温度: 65.2°C ,模拟缝长: 305m ,施工排量达到 $3.6\text{m}^3/\text{min}$,施工压力: 37.7MPa ,施工规模:压裂液 1229.3m^3 ,支撑剂 $472.5\text{t}(258.2\text{m}^3)$,施工效果:压后产气 $39\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

1.4 直井连续分层压裂技术

对于纵向多薄层致密油气藏,多采用分层压裂技术,目前的分压技术主要有:

连续油管水力喷砂射孔加砂压裂技术、连续油管和跨隔式封隔器压裂技术、TAP 套管滑套完井分层压裂技术(treatment and production)、JITP 实时射孔投球分层压裂技术(just-in-time perforating)。

连续油管水力喷砂射孔加砂压裂技术适用范围为直井、斜井、水平井,美国大绿河盆地 Jonah 气田,小层数大于 100,层厚 0.6~9m,孔隙度 6%~12%,渗透率 0.001~0.5mD,36h 内完成 11 级水力压裂施工,施工时间缩短至不到 4d,产量增加 90%以上,一天施工 6~10 层,最高单井连续施工 19 层。

TAP 套管滑套完井分层压裂技术是 TAP 阀和完井管柱一起下入,套管注入压裂,通过滑套、飞镖和液压开关装置可实现无级数限制的分层压裂,开关滑套可实现分层测试,迄今现场使用井数小于 20,近 2 年未见 SPE 报道,在四川和长庆现场试验 6 口井 21 层,最大分压 9 层(米 37 井)。

1.5 水平井多簇射孔多段压裂技术

随着水平井在致密气和页岩气储层中的大量应用,储层改造技术及工具不断发展,逐渐形成了以提高改造体积为主的水平井分段改造技术,主要技术有水平井多级滑套封隔器分段压裂技术、裸眼水平井可膨胀封隔器分段压裂技术、水平井水力喷砂分段压裂技术、水平井多段分簇改造技术、水平井多井同步压裂技术。国内研制了不动管柱水力喷射分段压裂工具,进一步完善和配套了双封单压、滑套分压、水力喷砂分压、裸眼封隔器分压等 4 套分段工具和工艺,提高了施工效率,理论研究更深入,连续油管进入现场试验成功。

分段多簇射孔技术是一次装弹、电缆传输、液体输送、分级引爆,主要技术特点是快速可钻式桥塞以及射孔枪定位技术、桥塞脱落技术和分级引爆技术,每个压裂段长度 100~150m,两簇之间间距 20~30m,每簇射孔跨度 0.45~0.77m,孔密 16~20 孔/m,相位角 60°~180°。

1.6 裂缝诊断技术

通常应用的裂缝诊断技术包括:(1)压后试井分析;(2)净压力分析与裂缝模拟;(3)FMI 成像测井;(4)地面测斜仪(测定裂缝形态、方位、倾角);(5)井下测斜仪(测定裂缝高度、长度等几何尺寸);(6)微地震波技术;(7)三轴地震监测仪结

合井底压力计;(8)放射性示踪剂测井及生产测井;(9)大地电位法测试技术;(10)井温测井及井下电视;(11)利用井口压力波特特性实时诊断裂缝的扩展形态不受摩阻影响;(12)生产数据的历史拟合。水力裂缝测斜仪是利用水力压裂过程中在裂缝周围岩石中形成有一定规则的形变,将一组测斜仪布置在地面或通过电缆将一组测斜仪布置在邻井井下测量这种变形,通过分析变形造成的倾角变化得到水力裂缝的几何形态与方位的一种测试技术,深化了压后裂缝形态及尺寸的定量认识。井下微地震波技术是利用岩石破裂过程中的微地震信号测量水力裂缝方位和几何尺寸的一种技术方法,可检测解释裂缝改造体积 SRV 及方位尺寸等参数。裂缝诊断技术在检测裂缝形态及尺寸的同时,也为验证施工参数、液体体系、压后效果的关系,以及后期的产量预测以及新井布井等提供参考。

1.7 清洁压裂技术

清洁压裂技术是近些年随低伤害或无伤害压裂材料的发展而建立起来的一种新型压裂工艺设计技术。在内涵上已不仅限于压裂过程中的储层伤害和裂缝伤害,还包括在设计、实施及压后管理过程中,只要未能真正获得与油气藏匹配的优化支撑缝长和导流能力,就认为已造成了某种程度的伤害。因此,低伤害压裂技术的实质就是从压裂设计、实施,到压后管理等方面,尽最大可能获得优化的支撑缝长和导流能力。

主要技术包括:(1)储层伤害和裂缝伤害的定量模拟和实验技术,一个重要的方面就是裂缝导流能力的伤害比储层的伤害更重要;(2)低伤害或无伤害压裂液技术,如活性水压裂液、清洁压裂液、清洁泡沫压裂液、低稠化剂浓度压裂液、线性胶压裂液、新型缔合压裂液、小分子压裂液等,推动了低伤害压裂工艺技术的革命;(3)工艺模拟优化技术,如防止停泵后支撑剂浓度不利再分布的优化技术(包括前置液量优化、顶替液量优化、压后返排策略的优化等)、前置液黏度与排量组合的优化技术、裂缝温度场的模拟与压裂液的分段破胶技术优化等。

目前应用较为成熟的低伤害压裂技术有:(1)水力压裂技术;(2)清洁压裂液压裂技术;(3)清洁泡沫压裂技术;(4)CO₂泡沫压裂技术;(5)低稠化剂浓度压裂技术;(6)线性胶与低稠化剂浓度组合工艺技术;(7)活性水、线性胶与低稠化剂浓度复合压裂工艺技术;(8)油基压裂技术;(9)乳化压裂技术。

水基聚合物压裂液如瓜尔胶、改性瓜尔胶已应用于压裂液许多年,主要特点

是成本低、货源广、现场操作简单、流变性能容易控制和调整、应用范围广。然而,在压裂后这些材料比预期的裂缝导流能力效果差,可考虑通过以下方面的改进降低由液体引起的伤害,它包括:(1)应用专门的单一的化学添加剂;(2)提高破胶剂浓度和效率;(3)优化压裂液体系配方,降低稠化剂的使用浓度;(4)施工完成后,优化返排工艺,提高压裂液的返排率。这些步骤的每一过程都能提高裂缝导流能力,然而,一半或更多的裂缝导流能力的损害是由于应用瓜尔胶聚合物引起的。最近,应用无聚合物压裂液,表面活性剂黏弹体压裂液通过小型压裂取得较好的增产效果,证明此液体对裂缝导流能力的伤害很小。虽然液体产生较低的伤害,但它们的应用受到限制,主要是因为液体的滤失较高,并且在合理的费用范围内不能产生较长的裂缝。

1948年进行了第一口水力压裂作业,当时采用原油做压裂液。压裂发展迅速,为了降低压裂液对地层的滤失,形成所需要的裂缝几何尺寸,开发了表面活性剂稳定的水包油乳化压裂液,20世纪50年代开始应用水溶性聚合物压裂液,60年代开始应用聚合物增稠剂、水基聚合物压裂液,后期开始选择应用瓜尔胶聚合物,因为它具有较低的费用、简单的现场操作和优良的黏弹性能。

在20世纪70年代早期瓜尔胶压裂液技术发生较大进步,控制交联反应能提供所需的流变特性从而降低液体的滤失,并具有适当的弹性携带支撑剂到裂缝中。但经常采用的方法有以下缺点:

(1)提高压裂液的流变性能导致裂缝导流能力的伤害;

(2)降低聚合物浓度可以提高裂缝的导流能力,但影响液体的流变性能。裂缝导流能力的伤害和流变性能的要求在压裂施工中是相互矛盾的。

国外的水力压裂技术比较成熟,主要是添加剂和液体体系成配套系列化,而且针对不同的储层有不同的液体体系,添加剂种类繁多,就哈里伯顿公司的压裂液添加剂达数千种之多,每个添加剂都有应用手册,包括液体单项性能指标、综合性能参数、应用条件,安全事项等。而我们可借鉴的主要是低伤害压裂材料体系,如清洁压裂液、小分子压裂液、低浓度瓜尔胶压裂液技术(处理过的精细瓜尔胶—超级瓜尔胶、低浓度及超低浓度压裂液等)。另外就是基于植物胶类稠化剂压裂液破胶技术。

1.7.1 低浓度瓜尔胶压裂液技术研究与应用

低浓度瓜尔胶压裂液技术的发展:一方面是稠化剂化学改性和制造工艺的改进比如羟丙基化、精细瓜尔胶等,这也是主要的方面;另一个方面是改进交联剂的

使用,采用计算机精确控制交联泵,控制交联速度。低浓度压裂液体系可减少由瓜尔胶溶液中的水不溶物对裂缝导流能力的伤害。

BJ 公司最早对低浓度瓜尔胶技术进行了研究,无论在瓜尔胶改性,还是在机理研究方面,都处于领先地位。

最早应用的报导是在西尤它州 Wasatch 地层,该地层属于低孔、低渗气藏,超低聚合物浓度的新型压裂液得到成功应用,这种压裂液的稠化剂用量范围是 0.15% ~ 0.31%,使用温度范围可达 93 ~ 121℃,93℃ 以下大多数压裂液使用 0.18% 的聚合物,使用金属交联剂来形成压裂液冻胶,此压裂液非常适合于低孔低渗气藏,因为黏度被限制在 $400\text{mPa}\cdot\text{s}$ (100s^{-1}) 以下。有限的黏度使得压裂产生长而窄的裂缝,而不是像硼交联那样产生短而宽的裂缝,尽管黏度很低,压裂液的悬砂性能很好,足以输送较大的支撑剂,大多数压裂施工可以携带 $720 \sim 960\text{kg}/\text{m}^3$,甚至高达 $1440\text{kg}/\text{m}^3$ 的支撑剂。

液体的配方包括 PEG 聚合物(物理改性稠化剂)、pH 值调节剂、交联剂、提高返排率的表面活性剂和专门的破胶剂,用缓冲体系或强碱调节液体的 pH 值为 9.5 ~ 11.5,交联剂选择依据是试验温度或井底温度。在低温井应用中,要求压裂液在油管的泵注时间短,理想的交联剂应提供较短的交联时间和稳定的交联液性能,而最终的黏度增长的也比较快。然而高温压裂液的应用要求是压裂液在油管中的泵注时间长,要求交联时间有一定的延迟作用,延迟交联摩阻较低,但在裂缝中应有足够的黏度阻止支撑剂下沉或在低剪切环境条件下在裂缝中形成桥堵,或者随着温度的升高和(或)pH 值的下降,硼离子和 PEG 聚合物的交联向着不交联的状态移动,因此,比在地面条件下需要添加更多的硼离子以满足温度引起的平衡移动,它保证在高温条件下有足够数量的交联剂和聚合物相连接,这种连接使压裂液在高温条件下流变性稳定,为了保证液体进入射孔段时有足够的黏度,距离射孔段 500m 左右就开始交联,当泵入液体体积相当于两个井筒容积后已接近井底的温度,接近射孔段液体的温度比液体地面的温度高,对大多数情况而言,最小的温度变化的升高也能加快压裂液在油管中的交联速度。

为了保证压裂施工的成功,在压裂施工后液体黏度慢慢降解达到低黏液体是很重要的,降解主要采用破胶剂来降低 PEG 的相对分子质量及压裂液的黏度,首选破胶剂是生物聚合酶或者氧化剂,在压裂施工过程中,压裂液有足够的黏度导致裂缝产生,压裂液还具有适当的携砂性能且按设计铺置支撑剂。pH 值调节剂是有机酸化合物,该化合物慢慢分解产生酸,以降低液体的 pH 值,提高酶的活性

或者减少氧化破胶剂的用量。任何一种情况下,聚合物都能得到降解,另外,泵注过程中形成的滤饼在低 pH 值环境下容易降解,特别是当酶和氧化剂存在的条件下更是如此。

PEG 体系含有特别设计的表面活性剂使聚合物更容易返排,表面活性剂阻止破胶后聚合物残渣的聚集,保持 PEG 聚合物呈分散状态,此外,在表面活性剂溶液中滤饼也能较好的降解。

而另一种新型压裂液体系由 4 个关键部分组成:高分子聚合物、缓冲剂、交联剂和破胶剂,其他的添加剂随井况而定,所用的聚合物是高收率羧甲基瓜尔胶(HY-CMG),HY-CMG 既可以是粉状形式也可以是连续操作的柴油悬浮液形式,在连续搅拌情况下,1min 之内 90% 聚合物发生水合作用,3min 内完全水合,一旦水合,基液加入高 pH 值或低 pH 值缓冲液和其他添加剂。若是碱性条件下使用,pH 值一般为 9.5~10.5;酸性条件下使用,pH 值为 4.5~5.5。pH 值调整完毕后,加入锆交联剂,然后是支撑剂和破胶剂。这种低浓度聚合物部分依赖于 HY-CMG,这种聚合物既有高的相对分子质量,分子结构也有一些改进从而使水解后分子链更好的扩张。与其他聚合物相比,HY-CMG 的用量大大降低了,有些情况下,只需要 HPG 一半的用量。

该压裂液在墨西哥 Burgos 盆地 177℃ 的地层中使用,这种新型压裂液在 Burgos 盆地使用低至 0.24% 的聚合物就能得到令人满意的压裂效果。并且新型压裂液的黏度比常规压裂液小,裂缝的几何形状表明得到的裂缝更长,裂缝的高度也得到更好的控制。

哈里伯顿公司有 4 套压裂液体系涉及低浓度瓜尔胶,高温下使用的 SilverStim[®] 和低温下使用的 SilverStim[®] LT, SilverStim[®] LT 的使用温度为 26.7~82.2℃, SilverStim[®] 的使用温度为 79.5~204.0℃。第 3 套压裂液(Delta Frac[®] Service) 开发的时间比较早,是硼交联的低浓度瓜尔胶压裂液体系,瓜尔胶用量比常规压裂液少用 30%,使用的温度范围为 80~204.5℃。该体系主要是优化硼交联压裂液体系使较低的聚合物浓度保持较高的黏度,实际上,Delta 压裂液和传统的硼交联压裂液相比,聚合物浓度降低 33%,但压裂液的黏度相当,减少聚合物浓度能降低对储层的伤害,提高裂缝导流能力并且减少破胶剂用量,从而提高油井产能并减少费用。Delta 压裂液是简单的减少增稠剂浓度的硼交联压裂液体系,瓜尔胶的基液浓度是 1.8~3kg/m³,低浓度瓜尔胶能迅速并彻底清除,使残留在地层中的聚合物更少,该体系流变特性也提高了,最重要的是油井产能也得到了提高。

Delta 压裂液体系第一次应用是在砂岩压裂增产处理中,瓜尔胶浓度 $3\text{kg}/\text{m}^3$,压裂液 548.8m^3 ,16/30 目砂 15.3t,井的产量达到 $11.1\text{t}/\text{d}$ 和 $70750\text{m}^3/\text{d}$,16 个月产能保持相对稳定。在应用 Delta 压裂液体系以前,应用过几种不同类型的压裂液: $3.6\text{kg}/\text{m}^3$ 传统的硼交联压裂液体系,泡沫质量 65% ~ 75% 的 CO_2 泡沫压裂液、增能泡沫和交联增能泡沫。应用 Delta 压裂液体系施工的井比常规液体体系产量增加 $2.4\text{t}/\text{d}$ 和 $8490\text{m}^3/\text{d}$ 到 $4.8\text{t}/\text{d}$ 和 $39620\text{m}^3/\text{d}$ 。

Delta 压裂液体系的配方更简单,缓冲剂和交联剂复配在一起调节液体的 pH 值,不考虑水的初始 pH 值,该体系都不需要其他的添加剂,因此,它配制容易,操作简单,施工作业时间也相应减少。该体系比常规的瓜尔胶体系聚合物的量减少达到 20%,所以滞留在地层中的凝胶和水不溶物较低,另外 Delta 压裂液体系与酶及氧化类破胶剂相适应,以保证液体彻底破胶和压后顺利返排。

早在 1996 年,哈里伯顿就已经开发了 Delta 压裂液体系,设计主要是针对二叠纪的低温地层,到目前为止,已经有 3000 口井应用该体系进行了增产作业,包括砂岩、碳酸岩盐和灰岩储层。

第 4 套压裂液体系就是 Sirocco[®] Service,该体系在低稠化剂用量下就可以在高温下使用,与盐配伍,使用温度为 $80 \sim 204.5^\circ\text{C}$,它比常规的 CMHPG 压裂液具有更加好的支撑剂输送能力,但 CMHPG 的用量更低。

斯伦贝谢公司也拥有性能优异的低浓度下使用的瓜尔胶压裂液体系—PrimeFRAC,与常规耐高温聚合物相比,PrimeFRAC 压裂液能够减少至 35% 的聚合物用量,裂缝导流能力与滞留在裂缝中的聚合物量关系显著,因此导流能力得到了提高。PrimeFRAC 体系中的聚合物用量可低至 $20\text{ng}/\text{L}$, 135°C 下,和 CMG 或者瓜尔胶相比,少用 40% 的聚合物就可以得到同样的流变性。

1.7.2 黏弹性表面活性剂压裂液技术

黏弹性表面活性剂压裂液是斯伦贝谢公司开发的一种技术,它改变了压裂过程中压裂液和支撑剂传送形式的工业观点。在没有聚合体伤害的情况下会达到很高的支撑剂导流能力。压裂液的两个最重要的要求是控制渗透和滤失,传统的和新一代的十字架结构的胶体能很好的控制液体滤失,但会影响支撑剂充填层的渗透率。

对于大多数低渗储层,造出高导流长裂缝是水力压裂的最终目的。硼酸盐或金属交联瓜尔胶黏度高,适合造长缝。黏弹性表面活性剂体系对支撑剂的传输是基于液体的弹力和结构而并非液体的黏度,因此,黏弹性表面活性剂液体在黏度

较低的情况下就能有效地传送支撑剂,同时黏弹性表面活性剂液体能得到比较好的破碎几何学即最小的裂缝高度和最大的裂缝长度。压力瞬态分析和示踪剂研究表明当使用较少的液体和支撑剂时,这种非损坏性的低黏度液体能提供更长更有效的裂缝长度。黏弹性表面活性剂液体的另一个优点是摩擦阻力小。

现在油田的其他方面也使用黏弹性表面活性剂技术,例如,基质的选择性变换,滤饼的清除,连续油管的清洗等。黏弹性表面活性剂技术对水力压裂工艺进行了新的定义,但不能对传统的液体体系进行很好的定义,例如通过连续油管进行压裂。

长久以来,对低渗储层而言,水力压裂被认为是有效的增产方法,对地层进行增产处理的目的是要得到细长的裂缝,这种裂缝有较大的表面积,半缝长能达到30.5~304.8m,缝宽为2~3mm。

成功的水力压裂不存在泵注问题,这个观点已被改变,衡量是否成功的标准应该是能否增产增注,主要目的就是改善流体在储层和井筒之间的流通。实验表明聚合物液体未破碎的残留物能够进入到支撑剂充填层的孔道中,渗透率大大降低,导致压裂处理效果不够理想。从对传统瓜尔胶处理的井中返排出的液体分析可知,仅能从低渗储层中返排出35%~45%的聚合物,裂缝中残留的聚合物就会对井的产量造成不利影响。

理想的压裂液对生产压差影响较小、适当的支撑剂传送能力和阻止裂缝闭合时机械运移的能力,从而液体在破胶和返排时不会留下任何导致导流能力降低的残留物。

1997年,油田上开始使用一种新型的压裂液体系,该体系中含有黏弹性表面活性剂,这种表面活性剂类似于在洗发精或液体清洁剂中所用的表面活性剂,这种表面活性剂的使用增加了液体的黏弹性,完成造缝和支撑剂的输送。

该黏弹性表面活性剂溶液制备容易、操作简单,因为该体系中需要的化学物质比瓜尔胶体系更少,主要由盐水和黏弹性表面活性剂混合而成,表面活性剂不会被损坏从而能获得高支撑剂导流能力。由于没有聚合体,因此必需水合,连续测量进入盐水中的表面活性剂的浓度;由于没有十字架结构,因此必需有破胶剂或其他化学添加剂。

下面例举了用黏弹性表面活性剂对低渗透气井进行处理的实例,技术关键是在压裂操作中使用黏弹性表面活性剂而不是聚合物。在不同的温度和不同的增产技术下有几种不同类型的液体配方,最常用的液体配方是氨基盐和无机盐,例