

 *shuiliyaliejishuxueshuyantaohuilunwenji*

水力压裂技术 学术研讨会论文集

(2004)

◆ 何生厚 主编

中国石化出版社

水力压裂技术学术研讨会 论文集

(2004)

何生厚 主编

中国石化出版社

图书在版编目(CIP)数据

水力压裂技术学术研讨会论文集(2004)/何生厚主编.
—北京:中国石化出版社,2004
ISBN 7-80164-641-X

I.水… II.何… III.油层水力压裂-学术会议-文集
IV.TE357.1-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 095049 号

中国石化出版社出版发行

地址:北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编:100011 电话:(010)84271850

读者服务部电话:(010)84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail:press@sinopec.com.cn

北京精美实华图文制作中心排版

北京大地印刷厂印刷

新华书店北京发行所经销

*

787×1092 毫米 16 开本 18.5 印张 470 千字
2004 年 9 月第 1 版 2004 年 9 月第 1 次印刷

定价:58.00 元

编 委 会

主 编：何生厚

副主编：吴 奇 沈 琛

编 委：曾庆坤 杨能宇 崔亚民 李宗田

邓敦夏 梁 涛 余刘应 王文军

前 言

水力压裂是油气井增产、水井增注的一项重要技术措施，同时也是解决我国低渗透油气藏开发的一个重要手段。为进一步了解我国各油田近年来压裂技术的进展情况，提高中国石油行业压裂工艺技术水平，由中国石油学会石油工程学会和中国石油化工股份有限公司油田事业部联合主办、由中国石油化工股份有限公司中原油田分公司承办的“水力压裂技术”研讨会于2004年9月在成都召开。

在本次研讨会上，百余名来自全国十几个油田一线或科研院所的技术人员，就各自油田近年来在水力压裂技术研究与应用中取得的新理论、新技术进行了充分的研讨和交流，并对水力压裂技术未来的发展方向进行了积极的探讨和展望。

为使会议成果得到更广泛的交流，以便更好地服务于油田生产，特将在大会上进行研讨和交流的42篇论文编辑出版。这些论文的内容涵盖了水力压裂工艺设计、压裂液与支撑剂优选、水力压裂配套技术应用等多个方面，是对近年来我国各油田水力压裂技术发展和应用的一次很好总结，反映了我国当前在水力压裂技术，特别是低渗透油藏开发中水力压裂技术应用的最新成果。

该书内容翔实，资料丰富，图文并茂，必将为进一步提高水力压裂技术的应用起到承前启后、引路出新的作用。特别是论文内容均来自油田一线生产单位和科研院所，技术先进，实用性强，具有较高的实际应用价值。相信本书能对油田开发与生产人员、石油院校相关专业师生有很好的参考借鉴价值。在此，谨向会议承办单位和论文作者致以衷心的感谢。

中国石油学会石油工程学会

2004年9月

目 录

堵老缝压新缝重复压裂技术·····	赵金洲等(1)
聚合物驱增注技术研究·····	李庆龙等(8)
低温、低压油层压裂返排助剂研究应用及效果评价·····	陆长东等(15)
杏北油田聚驱采出井压裂出砂原因分析及防砂措施探讨·····	王中国等(20)
低渗透油田重复压裂改造技术的实践与认识·····	曹鼎洪等(25)
海拉尔盆地砂泥岩压裂技术·····	谢朝阳等(33)
临江“超欠压”扶杨油层压裂技术·····	张永平等(38)
水平井中利用水力压裂裂缝连通储层技术探讨·····	冯程滨等(45)
地应力分析解释技术在水力压裂中的应用·····	刘 鹏等(50)
注聚井防压裂裂缝口闭合工艺技术研究·····	石常兰等(57)
大庆油田重复压裂改造技术·····	侯 峰等(64)
大庆油田气井 CO ₂ 泡沫压裂技术的实践与认识 ·····	王文军等(75)
中原油田压裂配套技术及攻关方向·····	李宗田等(83)
新型高效水基压裂液技术·····	王俊英等(90)
中原低渗透油气藏 CO ₂ 泡沫压裂工艺技术试验及应用 ·····	曾雨辰等(96)
注水井压裂增注工艺技术·····	王安培等(102)
FMS 系列树脂包衣支撑剂技术研究·····	陈 丽等(108)
安棚油田整体压裂技术研究·····	林景禹等(113)
低伤害压裂液在 JS 油田的研究与应用 ·····	俞 力等(119)
不动管柱分层酸化压裂技术的研究·····	彭庆生等(127)
低渗透砂岩双重介质储层压裂技术及实践·····	张奉东等(133)
低渗透油气藏整体压裂设计与实践·····	唐汝众等(143)
水力压裂诊断技术·····	马 收等(149)
安塞特低渗透油田重复压裂技术研究·····	石道涵等(157)
长庆上古生界低压低渗砂岩气藏压裂工艺实践·····	马 旭等(165)
压裂液对储层损害机理探讨及非植物胶压裂液的研究与应用·····	张天翔等(171)
线性胶与深井低稠化剂浓度压裂液冻胶组合工艺技术研究与应用·····	蒋廷学等(178)
裂缝性低渗透储层压裂技术研究·····	王永辉等(185)
CO ₂ 泡沫压裂液在低渗气藏中应用 ·····	丛连铸等(190)
川西碎屑岩储层压裂改造工艺技术·····	任 山等(195)

塔河油田碳酸盐岩储层压力降落诊断.....	袁 栋等(205)
水力压裂净压力拟合分析解释技术研究与应用.....	张 平等(212)
压裂防砂在西江油田的应用.....	郭小红等(219)
小单元超前注水区注水井整体压裂改造工艺技术.....	王 峰等(223)
低渗砂岩储层酸压改造再认识.....	袁学芳等(232)
桥塞压裂工艺技术应用与实践.....	谢建华等(240)
大庆油田油井水平缝压裂工艺方案“个性化”设计研究及应用.....	李振军等(244)
薄隔层压裂工艺技术的研究与现场应用.....	王家齐等(251)
吉林油田乾安老区重复压裂研究与探讨.....	魏兆言等(259)
裂缝性油藏压裂压力递减分析技术及应用.....	郭建春等(266)
凝析气藏压裂生产动态模拟与分析.....	胡永全等(273)
低渗透油藏整体压裂数值模拟系统的开发与应用.....	赵金洲等(279)

堵老缝压新缝重复压裂技术

(1. 西南石油学院, 2. 重庆科技学院, 3. 长庆石油勘探局)

赵金洲^① 胡永全¹ 蒲万芬¹ 刘洪² 彭惠群³

摘 要 文章明确提出并较为系统地阐述了堵老缝压新缝重复压裂技术原理、时机、技术关键及应用条件。根据弹性力学理论给出了人工裂缝诱导应力计算方法,并分析了诱导应力的变化规律;应用孔隙介质渗流的质量守恒定律、达西定律和状态方程,结合应力-应变关系提出了计算地层压力变化的诱导应力场的计算模型,并给出了相应的计算结果;讨论了邻井状态对应力变化的影响。基于应力迭加原理和最小主应力原理分析了重复压裂时机和重复压裂裂缝延伸规律。为满足封堵原有裂缝的技术要求,研究了 XNPG—S1 暂堵堵剂体系和 XNPG—S2 永久堵剂体系,基本能够满足目前需要。堵老缝压新缝重复压裂技术在长庆油田取得了显著效果。

主题词 重复压裂 应力分析 人工裂缝 堵剂 长庆油田

水力压裂技术是有效开发低渗透油气藏必不可少的主要技术措施,但经过水力压裂后的油气井,在生产过程中由于种种原因可能导致水力裂缝失效。对这类油气井很自然就会采取重复压裂措施以保证油气藏稳产增产、提高油气田采收率。Warpinsky^[1]率先提出重复压裂可能形成新裂缝,其后 Wright 等人^[2~5]开展了大量的机理研究。Chevron 石油技术公司、Unocal 公司、Dowell 公司和美国 Lost Hill 油田的测试都已经证明了改向重复压裂的可能性。根据国内外的重复压裂实践,重复压裂有三种方式^[6]:

(1) 层内压出新裂缝^[7]。例如,吉林红岗油田、大港马西油田、长庆油田通过补射非主力油层或对非均质厚油层重复压裂、或者压裂同井新层等措施改善出油剖面,取得了很好的效果。这是对重复压裂的早期认识,严格地讲应当属于多次压裂或分层压裂的技术范畴。

(2) 延伸原有裂缝。在油田开发过程中,由于水力裂缝失效或者储层压力、温度等环境条件改变产生堵塞而引起产量的下降。通过加砂重新撑开原有裂缝、穿透堵塞带就可以获得一定的效果。另外,压裂改造规模不够,或者支撑裂缝短,或者裂缝导流能力低,这类井必须加大压裂规模继续延伸原有裂缝,或者提高砂量以增加裂缝导流能力。这是目前最通常的重复压裂概念。

(3) 堵老缝压新缝重复压裂^[8]。低渗透储层已处于高含水期,原有裂缝控制的原油产量已接近全部采出,裂缝成了水的主要通道,但某些井在现有采出条件下尚控制有一定的剩余可采储量。这时如果采取延伸原有裂缝的常规重复压裂肯定不会有好的效果。为此,我们提出了堵老缝压新缝重复压裂技术:将原有裂缝堵死,重新压裂,在与原有裂缝呈一定角度方向上造新缝,这样既可堵水,又可增加采油量。

我国许多油田在投入开发初期,油井普遍进行了压裂改造,获得了很好的开发效果。目前多数主力油田都已进入中高含水期开发阶段,重复压裂技术作为老油田增油控水的综合治理

① 赵金洲, 1962 年生, 教授、博士生导师, 现任西南石油学院研究生院院长, 从事增产技术和采油气工程研究, 通讯地址: 四川省成都市新都区, 邮编: 610500, 电话: (028)83032768, E-mail: stimswpi.com.

措施,如何发挥更大的作用是亟待解决的重大课题。无疑,堵老缝压新缝重复压裂技术对解决中高含水油田的复压挖潜,进一步提高低渗透油藏开发水平提供了新手段、开辟了新方向。

1 堵老缝压新缝重复压裂技术原理

根据最小主应力原理,重复压裂裂缝方位依然取决于储层应力状态,不以人们的主观意志为转移而受客观应力条件控制。前次形成的人工裂缝、地层流体压力变化、孔隙热弹性应力、邻井注水或生产活动都产生新的诱导应力,它们的迭加结果决定了重复压裂裂缝延伸规律。如果 $\sigma_{x\min} + \sigma_{x\text{诱导}} > \sigma_{y\max} + \sigma_{y\text{诱导}}$, 就改变以前的主应力状态,重复压裂裂缝就可能偏离原有人工裂缝方位而重新定向,但距井筒一段距离后,裂缝仍沿原来的方位延伸。

堵老缝压新缝重复压裂技术的主要技术关键体现在:(1)重复压裂井的应力变化能够形成新的人工裂缝。储层应力变化受储层条件和生产活动影响,解决该关键问题的基础在于全面分析和描述人工裂缝、地层流体压力变化、孔隙热弹性应力、邻井注水或生产活动都产生新的诱导应力;(2)堵老缝造新缝重复压裂的时机。基于前述应力分析成果,结合最小主应力原理确定在什么条件下能够形成新裂缝,只有在此条件下实施堵老缝造新缝重复压裂才有实际意义;(3)如何实现堵老缝造新缝重复压裂。实践证明采用高强度裂缝堵剂封堵老裂缝是有效的^[11],即研究一种高强度的裂缝堵剂封堵老裂缝,当堵剂泵入井内后有选择性地进入并封堵老裂缝,但不能渗入地层孔隙而堵塞岩石孔隙,同时在井筒周围能够有效地封堵射孔孔眼;然后采用定向射孔技术重新射孔以促使在不同于老裂缝的方位(最佳方位是垂直于老裂缝的方位)重新定向射孔以保证重复压裂时使裂缝改向,形成新的裂缝;最后再在产层射孔,从而采出最小主应力方向或接近最小主应力方向泄油面积的原油,实现控水增油。实施这种重复压裂要求堵剂强度至少要高于产层破裂压力。

2 重复压裂造新缝的力学机理

2.1 水力裂缝诱导应力场

重复压裂前井的状况可以简化为图1所示的一平板中央有一长为 $2a$ 的穿透板厚直线状裂纹(可以当作短半轴 $\rightarrow 0$ 的椭圆的极限情形)。

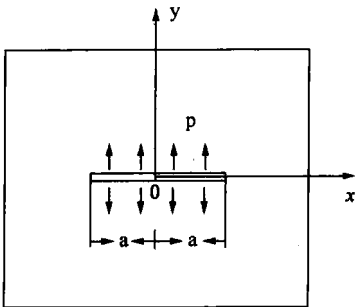


图1 所考虑的物理模型

按照弹性力学理论,计算裂纹存在时的诱导应力场属于平面应变问题。基于应力应变方程和边界条件^[9]。引入傅立叶变换与逆变换以及贝塞尔函数的积分公式,裂缝诱导应力为:

$$\frac{1}{2}(\sigma_y - \sigma_x) + i\tau_{xy} = p \frac{r}{a} \left(\frac{a^2}{r_1 r_2} \right)^{\frac{3}{2}} i \sin \theta \cdot e^{-3i(\theta_1 + \theta_2)/2} \quad (1)$$

$$\frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) = -pa \operatorname{Re} \frac{1}{a} [1 - re^{\theta} (r_1 r_2)^{-\frac{1}{2}} \cdot e^{-i(\theta_1 + \theta_2)/2}] \quad (2)$$

式中, p 是缝内压力; h 是裂缝高度, $c = h/2$, 同时几何参数关系见图2。

$$r = \sqrt{x^2 + y^2}, \theta = \tan^{-1}(x/y)$$

$$r_1 = \sqrt{x^2 + (y + c)^2}, \theta_1 = \tan^{-1}[x/(-y - c)]$$

$$r_2 = \sqrt{x^2 + (y - c)^2}, \quad \theta_2 = \tan^{-1}[x/(c - y)]$$

计算结果如图 3 所示。可见：

(1) 无论如何，缝口($x=0, y=0$)处裂缝诱导应力最大，缝端诱导的应力最小；

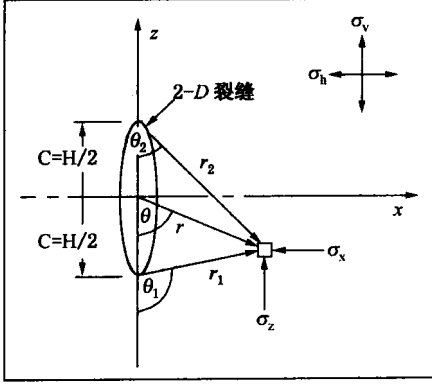


图 2 二维垂直裂缝示意图

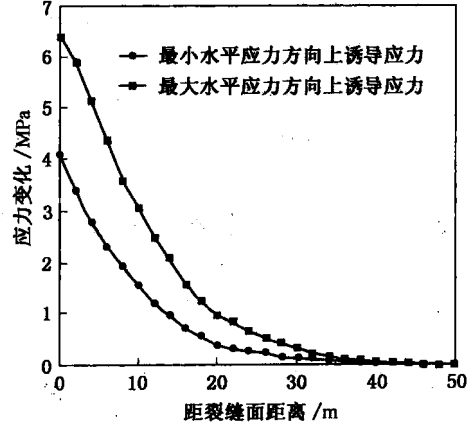


图 3 垂直于人工裂缝缝长方向上诱导应力

(2) 裂缝诱导应力随着离裂缝距离变化，离裂缝越远，诱导应力越小，在一定距离处，诱导应力变为零；

(3) 在垂直初始裂缝缝长方向上，初始最大水平主应力方向上的诱导应力大于初始最小水平主应力方向上的诱导应力。

2.2 孔隙压力诱导应力场

基于孔隙介质渗流的三个基本原理：质量守恒(包括基岩和人工裂缝内的流体质量守恒、固相质量守恒)、达西定律和状态方程。应用物质导数并结合应力-应变模型得到储层中油水两相渗流的控制方程：

$$\nabla \cdot \left[\rho_o \frac{K_o}{\mu_o} \nabla p_o \right] = \phi s_o \rho_o \left(c_t \frac{\partial p_o}{\partial t} - c_{pc} \frac{\partial(e/c_{bc})}{\partial t} + \frac{q_s}{V_b(1-\phi)} \right) + \phi \rho_o \frac{\partial s_o}{\partial t} + \beta_o(p_o - p_{fo}) + \frac{q_o}{V_b} \quad (3)$$

$$\nabla \cdot \left[\rho_w \frac{K_w}{\mu_w} \nabla p_w \right] = \phi s_w \rho_w \left(c_t \frac{\partial p_w}{\partial t} - c_{pc} \frac{\partial(e/c_{bc})}{\partial t} + \frac{q_s}{V_b(1-\phi)} \right) + \phi \rho_w \frac{\partial s_w}{\partial t} + \beta_w(p_w - p_{fw}) + \frac{q_w}{V_b} \quad (4)$$

式中，油相的压缩系数表达式为：

$$c_t = c_{pc}(1 - \alpha) - c_s + c_o, c_s = - \frac{1}{V_p} \left| \frac{\partial V_p}{\partial p_o} \right| \sigma_m$$

水相的压缩系数表达式为：

$$c_t = c_{pc}(1 - \alpha) - c_s + c_w, c_s = - \frac{1}{V_p} \left| \frac{\partial V_p}{\partial p_w} \right| \sigma_m$$

忽略裂缝的孔隙度变化，得到裂缝中油水两相的渗流控制方程：

$$\nabla \cdot \left[\rho_o \frac{K_{fo}}{\mu_o} \delta \nabla p_{fo} \right] = \phi_f s_{fo} \rho_o c_o \frac{\partial p_{fo}}{\partial t} + \phi_f \rho_o \frac{\partial s_{fo}}{\partial t} - \beta_o(p_o - p_{fo}) + \frac{q_{fo}}{V_b} \quad (5)$$

$$\nabla \cdot \left| \rho_w \frac{K_{fw}}{\mu_w} \delta \nabla p_{fw} \right| = \phi_{fw} s_{fw} \rho_w c_w \frac{\partial p_{fw}}{\partial t} + \phi_{fw} \rho_w \frac{\partial s_{fw}}{\partial t} - \beta_w (p_w - p_{fw}) + \frac{q_{fw}}{V_{fb}} \quad (6)$$

结合储层和裂缝中的油相和水相状态方程(流体压缩系数)、饱和度方程和毛管压力方程等约束条件,采用有限差分法离散非线性方程组进行耦合模型求解。垂直初次裂缝缝长方向

(1) 在空间上,距井眼距离越近,应力变化越大;

(2) 生产初期,由于生产速度快,孔隙压力下降幅度大,引起应力变化幅度最大,生产时间增加到一定程度后,应力随时间的变化不再明显,仅仅随着空间距离变化;

(3) 垂直于初始裂缝缝长方向上,初始最大水平应力方向上应力下降的速度大于初始最小水平应力方向上的应力下降。

2.3 邻井对重复压裂井应力分布的影响

油田和实验室大量测试结果表明,井间干扰是影响应力重定向的重要因素,因此,重复压裂上应力变化如图4,计算表明:

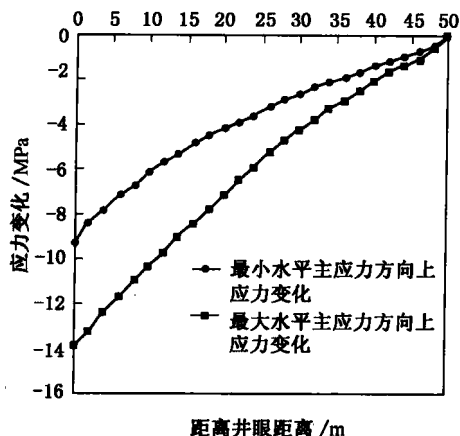


图4 生产引起的垂直初次裂缝缝长方向上应力变化

井中应力场分布亦受邻井中人工裂缝和生产/注入活动的影响,主要体现在三个方面:

(1) 邻井压裂后产生的人工裂缝产生的诱导应力,改变了邻井周围应力场的分布,进而影响重复压裂井中的应力场;

(2) 邻井(压裂井或者未压裂井)的生产过程中,由于储层中流体流动引起储层中的孔隙压力变化,导致储层岩石收缩或膨胀,从而改变整个储层中应力场分布;

(3) 邻井注入(如注水井)过程中,一方面,流体进入储层引起孔隙压力增加,引起储层中岩石膨胀,产生孔隙弹性应力,引起应力增加;另一方面,由于注入流体与储层存在温度差而产生热应力,从而改变储层中的应力分布。

3 重复压裂时机

重复压裂时地层中应力状态的变化主要取决于水力裂缝产生的诱导应力和油气井生产过程中孔隙压力变化引起的应力变化。根据迭加原理,井眼和垂直初次裂缝缝长方向上的应力场分布根据图3和图4的计算结果进行叠加得到图5。重复压裂井中的应力场分布表现出如下特征:

(1) 垂直于初始裂缝缝长方向上诱发的应力差,随着离井口的距离而发生变化,应力差变化的时间取决于距井眼的距离和储层性质;

(2) 随着远离井眼距离的增加,诱导应力逐渐降低,直到应力恢复到远场应力状态,即初始应力水平。

(3) 井眼附近的应力场可能转向,初始最大水平应力方向变为目的的最小水平应力方向,初始最小水平应力方向变为目的最大水平应力方向;

(4) 在垂直于初始裂缝缝长方向上,存在应力各向同性点,即最大水平主应力与最小水平主应力相等。

根据当前储层应力分布状态,重复压裂裂缝造缝机理可能是继续延伸原有人工裂缝或者是由于地应力场改变而产生新裂缝。重复压裂能否形成新裂缝,主要取决于储层压力、构造压力变化等多种因素综合引起的地应力场变化的结果。只有满足 $\sigma_{x\min} + \sigma_{x\text{诱导}} > \sigma_{y\max} + \sigma_{y\text{诱导}}$,才能形成新的人工裂缝,这也是堵老缝压新缝的时机,其裂缝方位如图6所示。

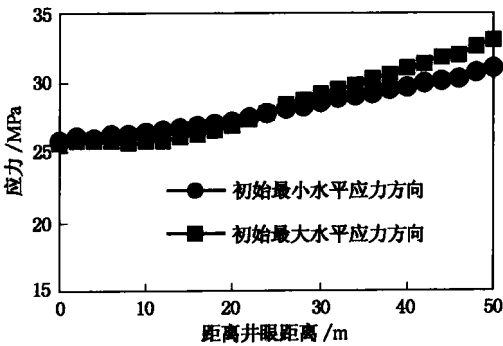


图5 垂直初始裂缝缝长方向上应力分布

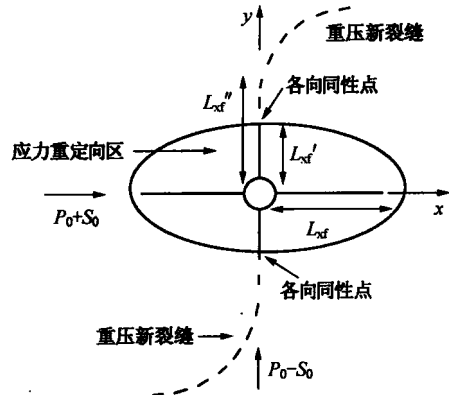


图6 重复压裂可能造缝情形

4 裂缝堵剂

作为堵老缝压新缝的裂缝堵剂,对其性能要求很高:

(1) 堵剂能够在一定程度上预先成胶,即“预凝胶”。它对裂缝性油藏来说较普通堵剂有两大优势,即:①能完全进入地层裂缝中从而有效封堵裂缝;②不渗入地层孔隙从而不会堵塞岩石孔隙。

(2) 要求堵剂有高的强度和良好的粘弹性,也就是很好的抗拉性及与岩石表面强的粘附力,以保证重复压裂时裂缝偏离最大主应力方向,最好在最小主应力方向或接近最小主应力方向形成新裂缝。因此,堵剂强度至少要高于产层破裂压力。

(3) 良好的剪切稀释性,有利于泵入和流动。

根据储层条件对堵老缝压新缝的技术要求,当原有人工裂缝还有一定生产能力时,堵剂对原有人工裂缝的封堵是暂时的,否则就是永久的。为此,研究了两种类型的裂缝堵剂。

4.1 裂缝堵剂体系

4.1.1 XNPG—S1 体系

XNPG—S1 主要由高分子材料和预成胶剂及成胶剂组成的混合物体系。预成胶剂可在30℃以下发生部分交联作用,使其在一定程度上预先形成凝胶体,预凝胶体进入目的层后,在油藏温度条件下(如30~80℃),高分子材料与成胶剂再起作用,发生进一步的交联反应,形成更高强度和更高粘附力的堵缝剂。

XNPG—S1 主要由主剂高分子材料、预凝胶交联剂(预成胶剂)及终凝胶交联剂(成胶剂)组成。主剂溶液在地面与预交联剂作用,部分发生交联反应;进入地层后,由于温度升高而具备反应条件,成胶剂再与预凝后高分子上未交联的基团作用,形成更深入的交联反应,即交联程度提高而使体系粘度进一步增大。

4.1.2 XNPG—S2 体系

XNPG—S2 是一种无机/有机复合材料。以无机物作为填料与单体复合。在泵入地层后

不但减小了体系小分子的滤失,而且该复合体系成胶强度高,与岩石表面粘附力强,耐冲刷,有效时间长。对油井大裂缝中的堵水非常有效。

4.2 堵剂主要性能

两种堵剂的主要性能指标如下:

	XNPG—S1 体系	XNPG—S2 体系
类 型	暂 堵	永 堵
成胶时间	2 ~ 72h 可调	2 ~ 12h 可调
强 度	45MPa/m	> 60MPa/m
热稳定性	30℃ ~ 80℃下 8 个月性能基本不变	30℃ ~ 120℃下 2 年性能基本不变
耐冲刷性	堵水率 99%, 冲洗 100PV 后 F_{RR} 上升	
备 注	胶体突破后继续水冲, F_{RR} 在 100PV 后还有增加, 故胶体在岩心裂缝中粘附力增强	

5 现场实施效果

自上世纪 90 年代末,西南石油学院在长庆油田、克拉玛依油田和胜利油田等进行了堵老缝压新缝重复压裂,取得了良好的效果。下面为长庆油田两口井的堵老缝压新缝重复压裂效果^[11]。

5.1 新北 65 井

新北 65 井位于陕甘宁盆地陇东坡曲子构造,为岩性 - 构造油藏,该井于 1994 年 8 月 10 日完钻,完钻井深 1523m。9 月 9 日用甲叉基压裂液压裂,至 1997 年 10 月累积产油 917t,累计产水 3444m³,综合含水上升 77%。1998 年 4 月该井日产液 1.07m³,日产油 0.17t。1998 年 5 月至 6 月上旬对该井采用 XNPG—S1 裂缝堵剂封堵老裂缝后,同时采取了控制裂缝上窜和端部脱砂压裂工艺技术实施堵老缝压新缝重复压裂。压后日产液量 13.17m³/d,日产油量增加 4.10t/d,而且含水率下降 6 个百分点,至 1999 年 5 月,累计增油 848t,取得了非常显著的效果。

5.2 樊 7-2 井

樊 7-2 井位于陕甘宁盆地樊家川鼻状隆起南翼的砂岩油藏,1990 年 10 月 31 日射孔完井,完钻井深 1725m。1991 年 4 月 28 日用甲叉基压裂液压裂,压后日产水 9.6m³,日产油 3.68t。1997 年 3 月 21 日用香豆粉压裂液重复压裂,到 1998 年 4 月日产液 17.58t,日产油 1.12t,含水 92.4%。1998 年 6 月采用 XNPG—S1 裂缝堵剂封堵老裂缝后实施控缝高重复压裂取得了较好的压裂效果。重复压裂后使日产液量提高 32%,但产油量增加 1 倍多,含水率降低了 4.3 个百分点。至 1999 年 5 月,累计增油 845t,取得了非常显著的效果。(见图 7、图 8)

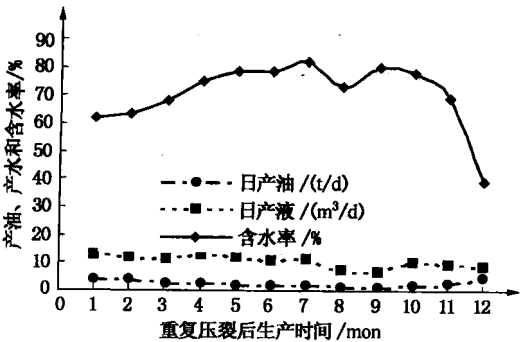


图 7 XB65 井重复压裂增产效果曲线

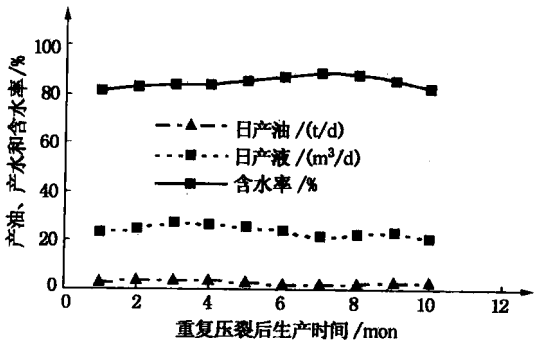


图 8 F7-2 井重复压裂增产效果曲线

6 结论与认识

(1) 层内压新缝属于多次或分层压裂技术范畴；延伸原有裂缝用于施工失败和改造规模不够的井；堵老缝压新缝重复压裂适用于低渗透油藏中高含水期。后者将为我国低渗透油气田开发后期的增产挖潜提供新手段、开辟新方向。

(2) 堵老缝压新缝重复压裂的技术关键在于重复压裂并造新缝的力学机理分析和高强度裂缝堵剂开发。只有满足 $\sigma_{x\min} + \sigma_{x\text{诱导}} > \sigma_{y\max} + \sigma_{y\text{诱导}}$ ，才能形成新的人工裂缝，这也是堵老缝压新缝的时机；堵剂强度至少要高于产层破裂压力是堵老缝压新缝重复压裂的保证。

(3) 油气井中初次人工裂缝产生的诱导应力、油气井生产过程中孔隙压力的变化是引起储层应力场变化的主要因素；同时，邻井的人工裂缝产生的诱导应力、邻井生产或注入活动过程中温度和孔隙压力变化也能够很大程度上导致垂直裂缝并储层中的应力场发生变化。

(4) 引起储层应力场变化的各主要因素，对最大水平主应力和最小水平主应力的改变方式不一样，在最大水平主应力方向上应力变化的速度和幅度明显高于最小水平主应力方向上的变化，这种作用方式的差异是引起储层中应力重定向的根本原因。

(5) 垂直裂缝井重复压裂产生新裂缝的条件是重复压裂前在井眼或者初次裂缝缝长方向上某位置处发生了应力重定向；重复压裂的最佳时机可以用垂直裂缝井中出现应力重定向的时间来初步估计。

(6) 研制的老裂缝堵剂能够满足国内堵老缝压新缝的技术要求，实践证明，堵老缝压新缝重复压裂在长庆油田取得了满意的效果。

参 考 文 献

- 1 N. R. Warpinsky. Alter - stress - fracturing. JPT, Sept. 1989
- 2 Wright C A and Steward D W. Reorientation of Propped Refracture Treatments in the Lost Hill Field. SPE - 27896
- 3 Wright CA et al. Hydraulic fracture reorientation in primary and secondary recovery from low - permeability reservoirs. Paper SPE 30484 presented at the 1995 SPE Annual and Technical Conference and Exhibitions, Dallas, Oct. 22 ~ 25
- 4 Elbel J L and Mack M G. Refracturing—Observation and Theories. SPE - 25464
- 5 Bruno, M S and Nakagawa F M. Pore Pressure Influence on Tensile Fracture propagation in Sedimentary Rock. Int. J. Rock Mech. Sci. & Geomech. Abstr, 1991, 28(4), P261 ~ 273.
- 6 胡永全，林辉，赵金洲等. 重复压裂技术研究. 天然气工业，2004(3)
- 7 王志刚，孙玉玲. 影响低渗透油田重复压裂效果的研究. 石油学报，1990，11(3)
- 8 胡永全，赵金洲，蒲万芬. 堵老缝压新缝重复压裂技术. 西南石油学院学报，2001
- 9 叶晓端. 重复压裂技术研究. 西南石油学院硕士论文，1998(5)
- 10 刘洪. 重复压裂造新缝力学机理研究. 西南石油学院博士论文，2003(5)
- 11 Hu Yongquan et al. Refracturing improving oil productivity in Chinese oilfield. Oil & Gas Journal, Dec. 3, 2002

聚合物驱增注技术研究

(大庆油田有限责任公司第一采油厂)

李庆龙[●] 孙智 王研 任刚 王长生 李德胜

摘 要 本文分析了常规压裂失效原因是具有高携砂能力的聚合物溶液将把裂缝中的支撑剂向地层深处推动,使井筒附近的裂缝闭合。对树脂砂渗透率、导流能力性能评价,证明了应用树脂砂压裂的可行性;对树脂砂压裂施工工艺进行优化研究,确定了树脂砂加砂半径及加砂量、树脂砂固化时间、控制替挤量等施工参数。介绍了表活剂增注原理,通过室内配方实验,研制出界面张力达到 10^{-3} mN/m 数量级的表活剂配方体系;对现场施工工艺进行了物理模拟实验研究,确定了现场施工工序。本文提出了两种解决注聚井增注问题的方法,现场实施后见到较好的经济效益。

主题词 聚合物 压裂 表活剂 增注

1 问题的提出

大庆油田聚合物驱区块的注入压力普遍较高,有接近三分之一的注聚井在破裂压力附近注入,造成聚驱套损井数增多。同时也有大量的欠注井,萨中油田仅 2001 年就有 86 口注聚井无法完成配注,其中有近 30 口井采取间歇注入方式,这一现象导致聚合物溶液推进不均匀,严重影响了整个区块的开发效果。

在注聚井压裂增注方面,自 1995 年开始就先后开展了几十口井的现场试验,先后采取了加大支撑剂用量和在前置液、替挤液中加入不同种类和浓度的化学解堵剂等措施,但注聚井压裂有效期平均不超过 3 个月。近年来只有注聚井 JB1 解堵技术和注聚井 RFD 复合解堵等技术比较成熟,但只对 30% 左右因聚合物堵塞而造成注入困难的井有效,并不是真正意义上的增注。因此,必须研制两种以上长期有效的注聚井增注工艺,填补目前压裂、酸化措施在注聚领域的空白,丰富和完善聚驱增注工艺技术。

2 聚驱注入井压裂增注工艺技术

2.1 聚合物注入井压裂失效原因

注聚井压裂措施效果差、有效期短的原因主要是由于注聚井的注入压力较高。同时具有高携砂能力的聚合物溶液将把裂缝中的支撑剂向地层深处推动,使井筒附近的裂缝闭合。没有支撑剂的裂缝与未压裂的地层渗透率相近,造成注聚井压裂有效期短。

由于井筒内液体的缓冲作用,并且井口记录的压力为瞬时压力,因此导致井下的压力波动过程在井口无法观察到。

[●] 李庆龙, 1969 年 12 月生, 工程师, 采油工程专业, 通讯地址: 大庆油田有限责任公司第一采油厂工程技术大队, 邮编: 163001, 电话: 0459-5886124。

为证实以上推论,选取一口井进行了注入压力时时监测,该井破裂压力为 14.5MPa,在井下 1060m 深度下入存储式压力计,压力计采样时间 5min,时间为 15d。整个试验过程中,井口压力始终保持稳定,且不超过破裂压力。试验井下压力计记录压力和井口选值压力如图 1 所示。

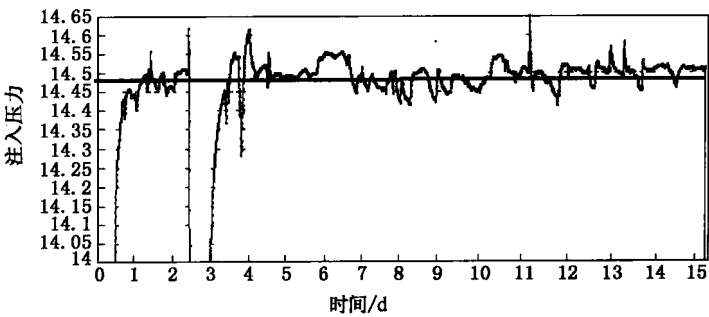


图 1 西 4-P6 井注入压力曲线

配注 140, 母液 35, 井口平均压力 14.48MPa, 共计 4307 个时间点,
井下压力 > 14.48MPa 2779 个点; 井下压力 > 14.50MPa 1595 个点;
其中最高压力达 14.65MPa

从曲线可看出井下实际注入压力呈不稳定的波动状态。其中 63% 的压力超过井口压力计的读数, 达到或超过破裂压力的点占 36%, 瞬间最高注入压力达 14.65MPa。

基于以上压裂失效原因, 室内利用聚合物溶液分别对模拟楔型裂缝内的支撑剂运移情况进行了实验。

2.1.1 实验装置及模型制作

实验装置包括聚合物容器、平流泵、人工模拟裂缝和收集器等。实验流程如图 2 所示。

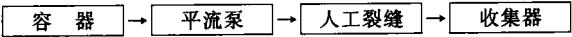


图 2 实验流程图

基质岩心采用两块长度为 30cm、宽度为 4cm、厚度为 2cm 的均质岩心, 其渗透率为 $1200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。岩心沿长宽方向形成一条长度为 30cm 的人工裂缝。裂缝为一条楔形缝, 一端的宽度为 3mm, 另一端的宽度为 5mm。在裂缝中填充不同的支撑剂后施加 3MPa 以上负压力。基质岩心侧视和正视图如图 3、图 4 所示。

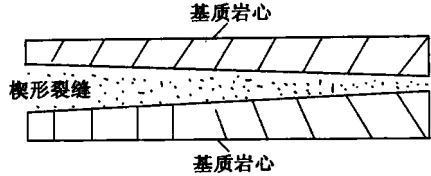


图 3 楔形裂缝侧视图

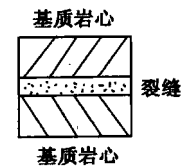


图 4 楔形裂缝正视图

2.1.2 室内驱替实验结果

2.1.2.1 压裂裂缝内石英砂运移规律研究

为了验证注入液携砂性能对裂缝闭合的影响, 进行了石英砂运移规律的室内实验, 实验条件: 无围压(0MPa)和有围压(3MPa)、驱替液粘度分别为 30mPa·s、40mPa·s 和 60mPa·s 聚

合物溶液和清水、不同注入排量，实验结果详见图 5、图 6 所示。

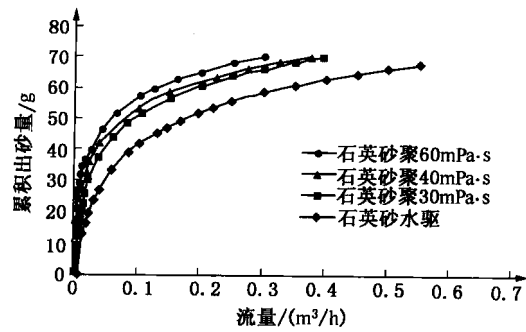


图 5 0MPa 下，石英砂 3mm 水平缝模型出口累积流出的砂量 G 与流量 Q 之间的关系曲线

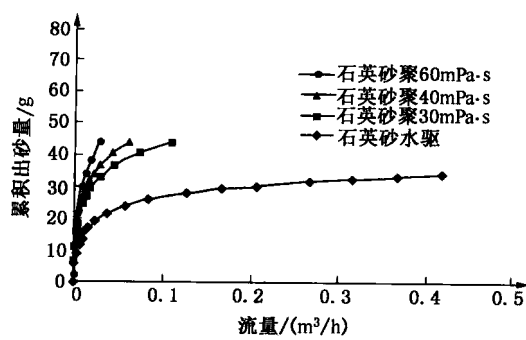


图 6 3MPa 下，石英砂 3mm 水平缝模型出口累积流出的砂量 G 与流量 Q 之间的关系曲线

室内实验证明：裂缝内的支撑剂存在着运移现象，随着驱替液粘度的增加，支撑剂运移量增加。

通过上述井下注入压力测试及室内实验结果较好证实了对注入井压裂失效原因的推论。

2.1.2.2 防运移支撑剂的优选

实验条件：无围压(0MPa)和有围压(3MPa)，驱替液为聚合物溶液(粘度分 30mPa·s、40mPa·s、60mPa·s)，支撑剂组合方式为碳纤维 + 石英砂(碳纤维和石英砂的体积比为 1:3)、核桃壳 + 石英砂(核桃壳和石英砂的体积比为 1:1)树脂砂，充填高度为 3mm 时，各支撑剂在水平裂缝中的运移规律的实验结果如图 7、图 8 所示。

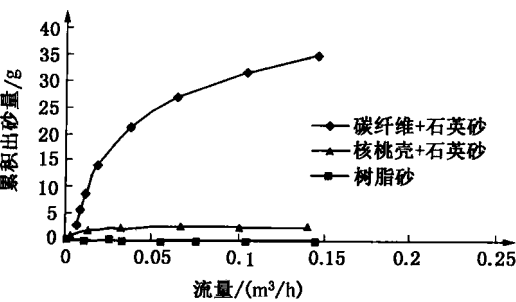


图 7 0MPa 下，3mm 水平缝不同支撑剂聚驱(粘度 30mPa·s)模型出口累积流出的砂量 G 与流量 Q 之间的关系曲线

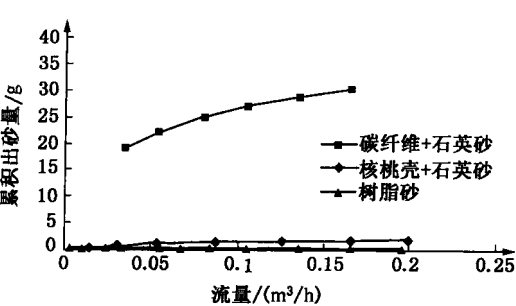


图 8 3MPa 下，3mm 水平缝聚驱(粘度 30mPa·s)裂缝模型出口累积流出的砂量 G 与流量 Q 之间的关系曲线

室内实验证明，在各种实验条件下，树脂砂在裂缝中的运移量都为零，树脂砂防止支撑剂运移的能力最强，并且树脂砂能够在井筒周围形成一个整体的砂饼，向任何方向都不能移动。

2.2 树脂砂性能评价

树脂涂层砂是在压裂石英砂颗粒表面涂敷一层薄而有一定韧性的树脂层，该涂层可以将原支撑剂改变为具有一定面积的接触。当该支撑剂进入裂缝以后，由于温度的影响，树脂层首先软化，然后在固化剂的作用下发生聚合反应而固化。从而使颗粒之间由于树脂的聚合而固结在一起，将原来颗粒之间的点与点接触变成小面积接触，降低了作用在砂砾上的负荷，