

重复压裂高效暂堵剂研制与评价

闫治涛

(胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司, 山东东营 257000)

[摘要] 根据中浅层油气藏重复压裂暂堵老缝压开新缝,以及压裂过程控制裂缝转向的需要,研制了一种新型的高效缝内暂堵剂,并通过实验评价了暂堵剂产生暂堵的机理,包括暂堵材料粒度、注入流量和浓度等对暂堵效果的影响;并对暂堵后裂缝延伸及压后返排对气井生产的影响进行了非线性有限元数值分析,研究表明该暂堵剂具有良好的暂堵效果,对气井无二次污染,并在重复压裂中对气层起到了很好的保护作用。

[关键词] 重复压裂;暂堵剂;裂缝转向;非线性有限元分析;气层保护

[中图分类号] TE256⁺.6 [文献标识码] A [文章编号] 1009-1742(2012)04-0020-06

1 前言

中浅层气藏重复压裂增产的一个重要机理在于暂堵老缝,压开新缝;或者是在压裂裂缝延伸过程中暂堵原裂缝,迫使裂缝转向,从而使裂缝从已经具有较高生产程度区域转向,沟通新的高含油气区域,提高气井的产能^[1,2]。

受地应力及已存在老缝的影响,暂堵转向剂必须具备一些特殊性能。文章从重复压裂造新缝机理出发,介绍了一种新型的暂堵转向材料,对材料的暂堵机理进行了室内实验评价,对影响暂堵效果的工艺因素也进行了试验和有限元数值模拟分析,提出了现场应用的关键步骤。

2 重复压裂造新缝暂堵机理分析

水力压裂裂缝的延伸通常沿着最大水平主应力方向,气井初次压裂后随着生产、地层压力的下降会导致最大、最小主应力同时变化。水力压裂裂缝的存在导致在垂直水力裂缝面方向(即原来最小主应力方向)增加的诱导应力较大,使最大、最小水平主应力差异变小,从而对于原始水平主应力差异不大的气田有可能产生重复压裂裂缝转向的情形。

但更多的重复压裂裂缝转向可能源于生产一定时间后,两个水平主应力的差异逐渐减小,尤其是中浅地层水平主应力的差异降低。例如,研究表明,鄂尔多斯盆地石盒子组地层地应力差异可以降低到3~7 MPa左右,在这种条件下就可以采取人工暂堵实现水力压裂裂缝的转向。

暂堵剂通常采取粒径级配的原则,暂堵剂悬浮液注入气井过程中,在压差作用下粒径较大的颗粒在孔隙孔喉处先形成桥堵,使流动阻力增大,流量减少,部分次小的颗粒就开始沉降在孔隙内;相对更小的颗粒仍能运动到桥堵处进一步填充桥堵缝隙。如此反复,逐渐形成渗透性能极差的暂堵带,从而导致暂堵层段周围应力场的改变,实现局部有利于裂缝转向的环境,达到辅助重复压裂裂缝转向的目的。

3 暂堵剂的研制与特性

笔者筛选的暂堵剂材料为无机物,不溶于水、油、酒精等溶剂,是大型块状无机物经高温煅烧,失去少量结晶水,体积膨胀数倍后冷却得到的颗粒状粉末,具有一定的柔性,过筛后组合成具有合理级配的暂堵剂颗粒材料。

采用排水法观察暂堵剂颗粒在水中的基本行

[收稿日期] 2012-02-10

[作者简介] 闫治涛(1971—),男,河北阜城县人,高级工程师,主要从事油气田压裂酸化增产工艺技术及低渗透油藏开发工程研究工作;
E-mail: yanzhitao. slyt@ sinopec. com

为,通过加工过程的控制,实现粒径 100 目、40 目、20 目以及 1~2 mm 和 2~4 mm 匹配,可以有效地改变悬浮固体材料的密度。从表 1 可以看到,筛目越大密度也越大,通过合理的级配搭配,得出良好的粒度分布,实现了暂堵剂在液体中的悬浮与沉降。

表 1 不同粒径暂堵颗粒密度测定

Table 1 Densitometry of different particle size temporary plugging agent

粒径	干量/g	体积/mL	密度/ ($g \cdot mL^{-1}$)	水中状态
100 目	10.0	7.50	1.33	全部下沉
40 目	15.0	13.50	1.11	上浮:下沉 = 1:4
20 目	15.0	15.00	1.00	悬浮于水中
1~2 mm	15.0	17.00	0.88	上浮:下沉 = 3:1
2~4 mm	15.0	20.00	0.75	全部上浮

暂堵剂材料均为不溶性物质,且易于分散于液体介质中,对于常用的压裂液体体系能够较快并很好地分散,保证可以实现固相形态施工的加入,也可以配置成稳定的悬浮液体体系,固相的浓度可以达到 30%~50%,且具有一定的流动性,能够通过压裂施工计量泵注。

4 暂堵剂的性能评价

可通过室内物理模拟试验研究暂堵剂在压裂施工条件下的性能^[3]。

4.1 试验材料与步骤

主要材料含以下 3 项:

1) 人造岩芯:采用人造陶瓷岩芯,规格为 $\phi 25 \text{ mm} \times 150 \text{ mm}$,渗透率 $K: 0.05 \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2) 煤油及地层水:总矿化度为 3 065 mg/L。

3) 暂堵剂:浓度 5% 暂堵悬浮液。

将人造岩芯抽空饱和地层油后,正向水驱测原始水相渗透率 K_{w1} ,然后反向油驱测油相渗透率 K_{o1} ;正向挤暂堵剂并恒温一段时间后,先正向水驱测水相渗透率 K_{w2} ,再反向油驱测油相渗透率 K_{o2} ;由 $(K_{w1} - K_{w2})/K_{w1}$ 计算出暂堵率,由 K_{o2}/K_{o1} 计算出解堵率。

4.2 实验结果

采用相同的试验条件:恒温温度 20 °C,暂堵剂浓度 5%。影响暂堵性能的因素主要如下:

1) 暂堵剂颗粒粒径与岩芯渗透率关系。渗透率 $2 \sim 3 \mu\text{m}^2$ 左右的人造岩芯(孔隙度 30% 左右),

注入量 3 PV 即可实现较好的暂堵,暂堵剂平均粒径为 30~70 目时暂堵率最高。

2) 暂堵剂浓度对暂堵、解堵效果的影响。对渗透率相近的人造岩芯($3 \mu\text{m}^2$ 左右)在相同试验条件下,不同浓度暂堵剂对人造岩芯暂堵率和油相渗透率恢复值的测试表明:随暂堵浓度增大,暂堵率提高,但对于渗透率恢复值则稍有下降(见表 2)。

表 2 不同暂堵剂浓度下暂堵率和油相渗透率恢复值

Table 2 Temporary plugging rate and recovery value of oleic permeability in different concentrations

浓度/%	液相渗透率/ μm^2		暂堵率/%	解堵率/%
	K_{w1}	K_{w2}		
1	4.50	0.45	90.0	95.4
3	5.12	0.11	97.8	96.6
5	4.82	0.05	99.0	97.0
7	5.03	0.04	99.2	94.2

3) 暂堵剂注入速度及注入压力对暂堵效果的影响。相同试验条件,分别在恒流量和恒压力的情况下,以不同的注入速度注入暂堵剂悬浮液,测定其不同注入量对暂堵效果的影响。由图 1 可知,暂堵剂注入量越大,暂堵率相应增大,解堵率略有下降。

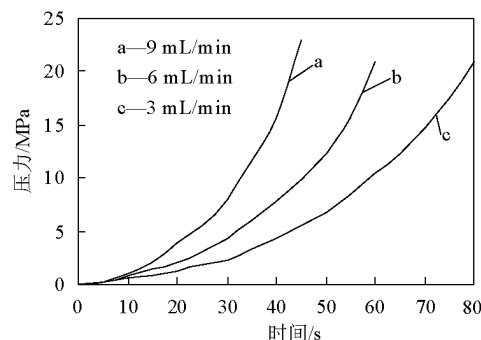


图 1 恒定流量下时间与压力关系曲线

Fig. 1 The curve of time and pressure in constant flow rate

5 暂堵剂人工应力遮挡试验

5.1 试验模型及测量方法

类似前期笔者的研究^[4,5],试验采用人造岩芯模型,试件为圆台型:上顶面直径 177 mm,下底面直径 184 mm,试件高 103.6 mm;试件中部预留模拟裂缝:长 100 mm,厚 0.4 mm,高 88 mm,试件在上部侧面无约束的高度为 35 mm(见图 2)。采用薄镀锌铁

片在模型中插入形成模拟裂缝,在砂浆初凝后、终凝前拔出铁片。模型中的人工岩样的强度统计结果:抗压 22.5 MPa;抗拉 6.8 MPa;弹性模量 $1.701E + 04$ MPa;泊松比 0.23,接近中低渗透砂岩储层的参数。

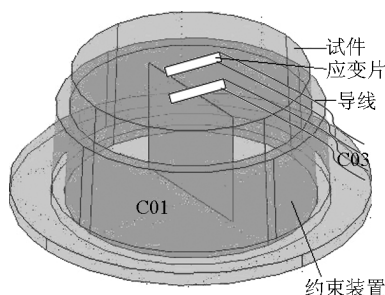


图2 人工应力遮挡试件及约束装置
Fig. 2 Specimen and restraint system

试件成型后将试件安装在实验装置上,在试件表面,正对裂缝沿垂直方向粘贴电阻应变片,实验时采用半桥测量、温度补偿;按照试验要求配制暂堵液,试验中测量缝内压力和试件表面应变及暂堵液的不同渗流量。

5.2 试验结果

流量—内压—表面应变测试结果见表3。

表3 流量—内压—表面应变测试结果

Table 3 Testing results of flow—internal pressure—strain

流量/ ($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	测试结果					
	0	100	200	300	400	500
内压 0.3 MPa	0	4	2	2	4	4
内压 0.7 MPa	22	32	27	22	23	22
内压 0.9 MPa	43	53	43	36	34	31
内压 1.1 MPa	67	78	61	54	49	42
内压 1.3 MPa	91	105	79	74	60	53
内压 1.5 MPa	128	134	98	93	76	63

由图3可知,表面应变随渗流压差增加而增加,基本为线性关系,压差越大相同渗流量时裂缝处应变的变化也越大,即压差越大暂堵剂的人工应力遮挡作用越大。

由图4可知,表面应变随流量的增加而减小,在400 mL以前变化幅度较大,400 mL以后基本不变;随着内压的增加,表面应变变化越来越大。

6 人工应力遮挡有限元分析

受目前测试手段的局限性,直接测试裂缝尖端

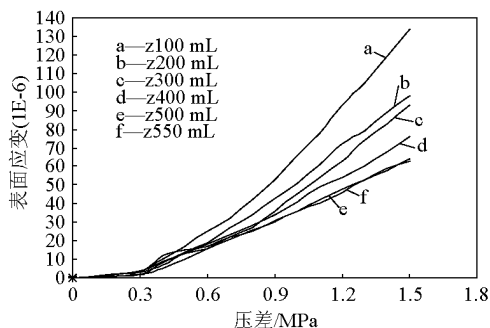


图3 不同渗流量下压差对试件表面应变的影响
Fig. 3 The impact of pressure on surface strain of specimen in different rate of flow

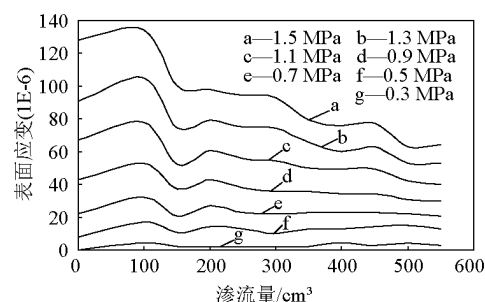


图4 不同压差下渗流量对试件表面应变的影响
Fig. 4 The impact of flow on surface strain of specimen in different pressure

的受力状态非常困难,在实验基础上,与有限元计算相结合可分析暂堵剂建立人工应力遮挡的作用过程与作用效果。应用 Ansys 有限元分析软件计算试件表面应变与裂缝处应力的对应关系,同时可考察内压、渗流量变化对裂缝处应力的影响。

有限元模型考虑了水力裂缝的形态,同时也考虑应力测量的边界效应,网格划分如图5所示。

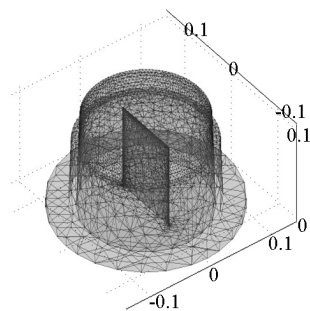


图5 有限元网格划分
Fig. 5 Finite element mesh generation

6.1 实测应力应变的拟合

根据有限元计算结果,拟合了试件表面的应力、应变与裂缝尖端处应力、应变的关系,见图6和图7。

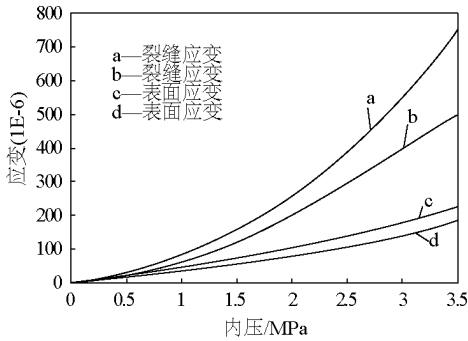


图6 压差对试件表面和裂缝处应变的计算结果

Fig.6 Calculation results of strain of specimen surface and fracture caused by pressure difference

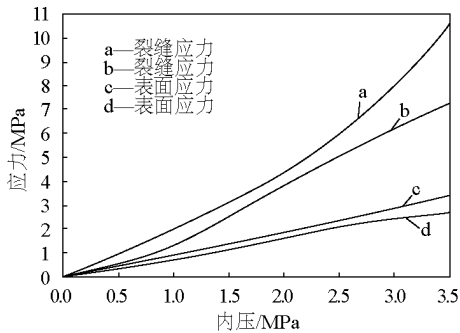


图7 压差对试件表面和裂缝处应力的计算结果

Fig.7 Calculation results of stress of specimen surface and fracture caused by pressure difference

根据拟合的试件表面最大和最小应力、应变与裂缝尖端处最大和最小应力、应变的关系,取不同内压时的平均值,得出了试件表面应变与裂缝处应力的统计结果,见图8。

由计算结果可知,随内压的增加,表面和裂缝附近的应力、应变逐渐增加;在表面,相同内压下最大、最小应力、应变变化较小;而在裂缝处,相同内压下最大、最小应力、应变变化较大。

6.2 计算与试验结果的对比

由图9可知,非线性有限元计算结果与实际测试结果有一定差别,在暂堵剂渗流量350~550 mL时基本相符,说明此时渗流对裂缝应力的影响不大,

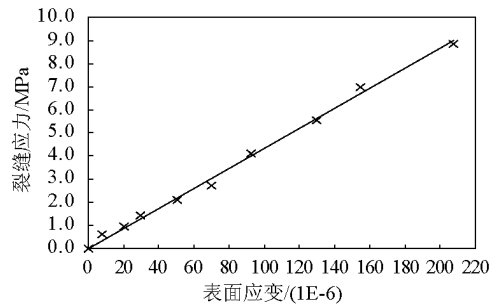


图8 表面应变与裂缝应力的统计结果

Fig.8 Statistical results of surface strain and fracture stress

继续增大渗流量(即继续注入暂堵液),对改善裂缝处受力的效果并不明显。

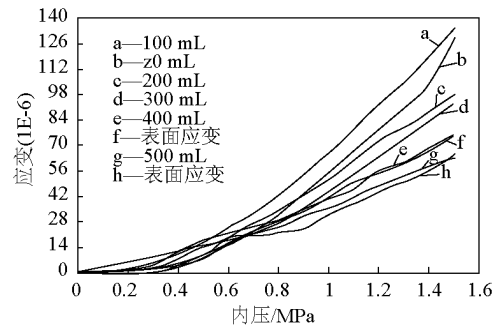


图9 非线性有限元结果与实测结果比较

Fig.9 Comparison between nonlinear finite element calculation results and measured results

6.3 暂堵剂的人工应力遮挡效果

通过试验测量与数值分析,对于暂堵剂的人工应力遮挡效果主要有如下认识。

6.3.1 裂缝处的应力—应变关系

裂缝处应力—应变关系见图10。对应关系式为

$$\sigma_L = 3 \times 10^{-8} \varepsilon_L^3 - 3 \times 10^{-5} \varepsilon_L^2 + 0.0249 \varepsilon_L \quad (1)$$

式(1)中, σ_L 为裂缝处应力; ε_L 为裂缝处应变。

6.3.2 不同压差作用下暂堵剂对裂缝处应力的影响

1)不同压差作用下裂缝处应力的大小。由图11可知,裂缝处应力随内压增加而增加,基本为线性关系;内压越大,不同渗流量时裂缝处应力的变化也越大。在暂堵剂有一定渗透量时,裂缝尖端的受力状态已经改变,再考虑适当增加施工压力,使暂堵剂尽快填充裂缝尖端和岩石孔隙,以避免压裂初期

裂缝的过度延伸,施工参数还是时间与空间的函数。

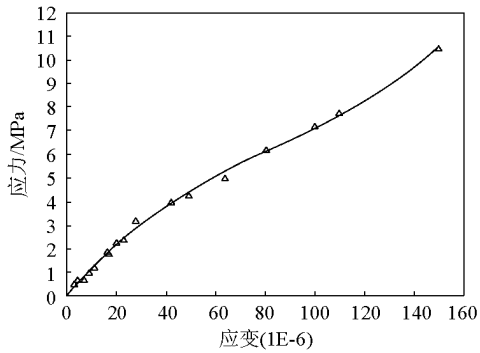


图 10 裂缝处应力—应变关系有限元计算结果
Fig. 10 Finite element calculation results of stress—strain relation of fracture

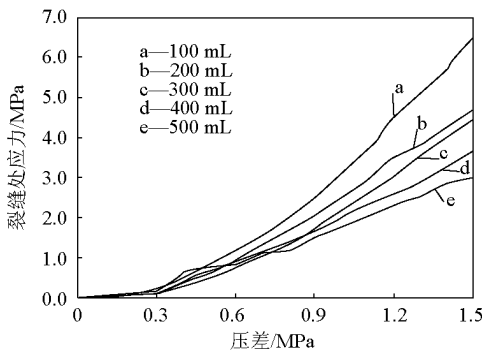


图 11 压差对裂缝尖端扩展应力的影响图
Fig. 11 Influence diagram of expanding stress in fracture tip resulting from pressure difference

2) 暂堵剂不同流量下裂缝处应力值的变化。由图 12 可知,压差越大、暂堵剂渗流量越大,暂堵剂对裂缝应力值的影响也越大。但随着渗流量的继续增加,裂缝尖端扩展应力值趋小,其变化也越来越小,应把渗流量控制在一个合理范围。渗透率很小的情况下,暂堵剂对应变影响很小,裂缝尖端处的应力变化也很小。

3) 人工应力遮挡效果分析。由图 13 可知,暂堵剂对裂缝处应力的改变其效果随压差和暂堵液流量的增加效果越来越明显,尤其是暂堵液流量的影响最为明显。

分析表明,在暂堵剂浓度一定的条件下,渗流量越大,裂缝处应力值变化越大;但随着渗流量的继续增加,裂缝应力值的变化越来越小,应有一合理渗流量。裂缝处应力随压差增加而增加,基本为线性关系,压差较小时转向剂对裂缝处应力值的影响较小,压差越大转向剂注水量对裂缝处应力值影响越大。

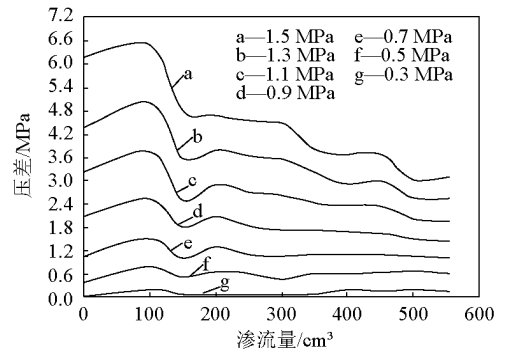


图 12 渗流量对裂缝尖端扩展应力的影响
Fig. 12 The influence of seepage quantity on expanding stress in fracture tip

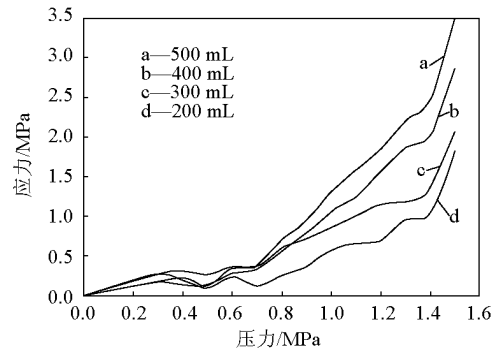


图 13 不同压差下流量对裂缝处应力值的变化
Fig. 13 The influence of expanding stress on expanding stress in fracture tip

因此采用人工应力遮挡进行压裂施工时,应注意优化压裂设计,合理确定暂堵剂携砂液的浓度、排量、施工泵压等参数。

7 结语

1) 研制出一种新型的高效暂堵剂,具备良好的悬浮、沉降与分散特性。

2) 暂堵剂的粒度匹配、暂堵剂加入浓度、注入速度对暂堵都有直接影响,通过试验确定了研制暂堵剂的使用条件。

3) 人工应力遮挡试验表明,滤失压差与滤失速度对于产生应力应变具有影响,压差越大产生的应变越大,而同样压差下滤失量与应变成反比。

4) 有限元分析表明,通过优化暂堵剂及工艺参数,可以在裂缝尖端处产生 3~7 MPa 左右的应力改变,能够满足中浅层重复压裂造新缝和控制裂缝转向的需要。

参考文献

- [1] 张士诚. 压裂开发理论与应用[M]. 北京:石油工业出版社, 2003.
- [2] 陈远林,郭建春. 重复压裂技术研究[J]. 中国西部油气地质, 2006,2(4):457-460.
- [3] 李志勇,鄢捷年,沙东,等. 大港油田保护储层暂堵剂优化设计新方法[J]. 天然气工业,2007,27(10):79-81.
- [4] 宋剑,李根生,牛继磊,等. 水力喷砂螺旋割缝增产技术研究[J]. 天然气工业,2006,26(12):133-135.
- [5] 俞然刚,闫相祯. 转向剂形成人工应力遮挡的实验研究及有限元分析[J]. 实验力学,2007,22(2):166-170.

Research and assessment of high efficiency temporary plugging agent used for refracturing

Yan Zhitao

(Shengli Oilfield Dongsheng Petroleum Development Corporation, Dongying, Shandong 257000, China)

[**Abstract**] After a period of time of production, in some wells, the crude oil at the old crack has basically been taken out, but there's certain amount of recoverable reserves. In order to improve the efficiency of these wells, refracturing is required. Temporary plugging agent in refracturing plays a very important role; it is the key to the success of refracturing. In this article, a new kind of temporary plugging agent has been developed, we have done lots of laboratory testing researches about its performance and temporary plugging effect. And, non-linear finite element numerical simulation analysis has been adopted for temporarily blocking crack and the impact of the wells. It is can be seen from the experiment and finite element analysis that the new temporary plugging agent has a good effect; it has no secondary pollution of wells. Temporary plugging agent can provide protection for wells, and it has a good prospect.

[**Key words**] refracturing; temporary plugging agent; fracture divert; non-linear finite element analysis; gas protection