

低渗储气层低伤害压裂液室内研究及实施^{*}

丛连铸^{1,2} 丁云宏² 王世召³ 陈作²

(1. 中国矿业大学 2. 中国石油勘探开发科学研究院廊坊分院 3. 中国石油股份有限公司总裁办)

丛连铸等. 低渗储气层低伤害压裂液室内研究及实施. 天然气工业, 2004; 24(11): 55~57

摘 要 低渗储气藏通常具有低孔、低渗、低压、强水锁等特性, 减少外来液体侵入储层, 加快压裂液返排, 提高压裂液返排率, 将直接影响压后的单井产量。文章针对鄂北塔巴庙地区上古生界气藏石盒子组盒 1 段和山西组山 1 段, 在充分认识储层地质特征的基础上, 对 N₂ 增能水基压裂液进行了大量的室内研究, 尽可能降低由于压裂液侵入储气层而造成的伤害。同时, 通过现场实施表明, 该压裂液配方体系能较好地满足压裂工艺及储层的物性, 提高了压后压裂液返排率, 取得较好的单井产量。

主题词 储气层 水基压裂液 伤害 研究

鄂尔多斯盆地蕴藏着丰富的天然气资源, 但受低渗地质条件的制约难以得到有效的经济开发。鄂北塔巴庙地区上古生界气藏, 多表现为天然裂缝不发育, 非均质性的低压、低渗、低孔储层。其主力含气层段为上古生界石盒子组盒 1 段和山西组山 1 段, 属低孔(低压)致密储气藏, 且单井自然产量低。气藏储层埋深通常在 2600~2850 m, 气藏储层温度在 85~88 ℃ 之间, 储气层地层水矿化度高。塔巴庙储气层粘土矿物以高岭石和伊利石为主, 绝对含量不高(小于等于 6%), 基本不含水敏性强的蒙脱石, 高岭石和伊利石的含量、类型及产状, 使得该储层潜在伤害因素为强水锁、强碱敏、中—强酸敏、中—强应力敏感性、中等速敏、中—弱水敏和盐敏。从岩心吸附润湿及膨胀性能看, 储层岩心具有较强的亲水性和较低的膨胀性。

在实施压裂增产的过程中, 应在尽量减少压裂液对储层造成的伤害。其中, 选择合适的压裂液体系, 减少压裂液对储层的伤害是提高单井产量的关键技术之一。本文在深化研究鄂北塔巴庙区块储层地质特征的基础上, 优化形成了低伤害 N₂ 增能压裂液。其配方体系具有起泡、稳泡能力强, 流变性能、携砂能力好, 低滤失, 破胶快、低伤害等特点, 具有良好的综合性能, 能满足塔巴庙储层地质特性及压裂工艺要求。通过 N₂ 增能压裂液在现场 4 口井 5 井次的压裂实施, 其施工成功率达 100%, 压后平均返

排率达 83.5%, 且取得了山 2 层酸化压裂后无阻流量达 $6.97 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的产量。

一、压裂施工中储层温度场

温度是影响压裂液流变性能和破胶性能的关键因素, 根据压裂过程中温度场变化, 优选压裂液配方体系是提高压裂液性能、减少压裂液伤害和降低成本的重要途径。依据压裂设计要求, 温度场模拟计算条件选择为: 排量 4 m³/min, 施工时间 100 min, 施工用量 360 m³, 形成的动态半缝长为 300 m, 动态缝高为 40 m, 动态缝宽 11 mm。由分析可见, 在压裂施工中, 初期进入裂缝内压裂液单元, 温度升高很快, 并达到地层的原始温度(89 ℃), 随后进入的液体由于前期进入液体的降温作用, 升温速率降缓, 温度仅有 40~50 ℃; 从施工结束时的温度剖面曲线看, 在整个人工裂缝内裂缝前面有近 1/3 为高温区, 即原始地层温度 89 ℃, 而裂缝的中后部的 2/3 为降温区, 可简化为 70、60 和 40 ℃ 不同温度区; 从压后裂缝内温度恢复看温度恢复较快, 施工结束 120 min 以后, 裂缝内液体温度有一半恢复到原始温度, 对压裂液破胶有利。

二、优化水基压裂液体系性能测试

N₂ 增能水基压裂液配方(+7%N₂):

基液: 羟丙基瓜胶(一级)+氯化钾+甲醛+

* 本文系中国石化科研攻关项目。

作者简介: 丛连铸, 1968 年生, 高级工程师; 在读博士研究生, 从事油气藏增产改造技术研究。地址: (065007) 河北省廊坊市 44 号信箱压裂中心。电话: (010)69213111。

助排剂+起泡剂+碱+破胶剂

交联液:有机硼

(1)耐温耐剪切性能。使用 RV20 旋转粘度计,分别测试了压裂液在不同温度和破胶剂浓度下的耐温耐剪切性能。由分析可见,根据压裂液温度场变化,不断调整压裂液破胶剂量,使压裂液保证了在不同阶段具有良好的耐温耐剪切性能:在 87 °C 储层下,在 2.0 h 内也能满足压裂工艺造缝的要求;在 80、70、60 °C 下,增加破胶剂用量,90 min 内仍能保持较高粘度。

(2)破胶性能。破胶性能直接影响压裂液的返排,是压裂液造成地层伤害的重要因素。破胶剂的合理使用,有利于实现压裂液在短时间内破胶水化,加快返排速度。将盛有压裂液的密闭容器,置于恒温水浴中,分别考察了压裂液在不同温度、破胶剂浓度和时间内的破胶性能。实验表明:随着破胶剂用量增大,该压裂液体系可在较短的时间(压后 1 至 2 h 内)破胶水化,而且破胶液的粘度较低。

(3)滤失及助排性能。在压裂施工过程中,会有压裂液滤失进入地层,如果存在天然裂缝,其滤失量将进一步增大。滤失量越大,压裂液的效率就越低,而且当进入地层的液量增大后,会对地层造成更大的伤害。因此,在压裂施工过程中控制压裂液的滤失是极其重要的。使用 Bariod 高温高压滤失仪在 87 °C 及 3.5 MPa 压差下,测得压裂液滤失系数 C_{II} 为 $4.14 \times 10^{-4} \text{ m} / \sqrt{\text{min}}$ 。可见压裂液配方体系的滤失量不大,使用 K12 全自动张力仪测试压裂液破胶液的表面张力为 24.49 mN/m。

(4)残渣特性。压裂液残渣含量及其粒径大小分布是影响支撑裂缝导流能力和滤饼特性的重要因素。当残渣含量过大时,容易造成支撑裂缝导流能力或者储层基质的潜在伤害。优选的压裂液配方体系,在完全破胶后测得压裂液残渣含量为 299 mg/L。使用激光粒度仪测试其颗粒大小分布,其粒径大小分布于 0.49~125 μm 之间。其主要分布在 31~88 μm 之间,占 77.3%。粒径均值为 67.01 μm 左右。山 1 段最大连通孔喉半径在 0.57~9.23 μm 之间,平均孔喉半径在 0.13~0.78 μm 之间,平均值 0.36 μm ;盒 1 段最大连通孔喉半径在 0.57~74.2 μm 之间,平均孔喉半径在 0.04~5.65 μm 之间,平均值 0.99 μm 。由此可知,压裂液残渣颗粒较孔喉

半径大得多,不会进入储层喉道,进而不会对储层造成二次伤害。

(5)基质伤害。使用 STIM-LAB 公司生产的动态滤失仪,配制压裂液,模拟压裂施工条件,测试压裂液对储层岩心的伤害。实验结果见表 1。就测试结果看,压裂液滤液对基质的伤害不大。

表 1 压裂液伤害评价表

储层	岩心编号	原始气测 渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	伤害后气测 渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	伤害率 (%)
盒 1 段	4-50/94-01	0.110	0.0872	20.7
山 1 段	11-33/66-01	0.152	0.124	18.2
平均	—	—	—	19.5

(6)压裂液对岩心润湿吸附实验。润湿与吸附是外来流体进入储层岩心孔隙和造成粘土膨胀、分散、运移,引起伤害的基础。将大 10 井岩心制成薄片,使用 K12 自动张力仪吸附测试系统,测试了压裂液破胶液对鄂北塔巴庙气藏岩心的润湿吸附特性。由分析可见,岩心亲水性很强,10 井储层岩心对压裂用水、地层水和压裂液破胶液的吸附强度逐渐变弱。这表明优化的低伤害压裂液配方体系能有效地降低对储层的伤害。

(7)压裂液对岩心膨胀特性实验。岩心 X 衍射结果表明,储层粘土矿物总量小于 6%,其中含部分伊蒙混层,潜在一定的水化膨胀^①。通过膨胀实验进一步说明了这一观点。将大 10 井岩心粉碎成 100 目以上的粉末,用高温高压膨胀仪测试了压裂液破胶液对岩心粉的膨胀量。测试结果分析可见,岩心具有一定的水化膨胀特性,初期由于岩心的亲水作用和毛细管力作用,膨胀性强;经过 100~180 min 的水化膨胀,膨胀缓慢,岩心粉柱膨胀达到膨胀平衡。地层水由于含有较高的矿化度,能起到一定的防膨作用,较清水膨胀量有较大降低。同时,压裂液的滤液对岩心的防膨作用较地层水更为明显,这主要是由于压裂液的滤液不但加入了粘土稳定剂,而且含有低分子的有机化合物。因此,从这方面讲,优化的低伤害压裂液配方体系具有较好防膨性能。

综上所述,通过模拟压裂温度场的变化,形成的低伤害 N_2 增能压裂液配方体系,不但能与储层的物性配伍,满足压裂工艺造缝、携砂和快速返排的设计

① 《鄂北塔巴庙地区上古生界低压低渗气层特征及储层改造情况简介》,华北石油局,2001年7月。

② 康毅力,《鄂北低压致密砂岩气藏损害机理及钻井完井保护技术研究》,西南石油学院油井完井技术中心,2003年。

要求,而且具有很好的操作性、实用性。

三、现场实施

使用全程拌氮增能水基压裂液体系在鄂北塔巴庙地区进行了现场实施。压裂酸化技术服务中心进行了4口井5井次现场试验。由于加强了现场产品质量控制和现场压裂液配制的监督,确保了压裂方案得以顺利实施,取得了压裂工程应用的成功和良好的增产效果。通过现场压裂实施,对优化的低伤害全程拌氮增能压裂液体系进行了检验。可以看到,无论是大规模加砂压裂(大2井盒1层加砂 90 m^3),还是中小规模的加砂压裂(大13井山1层加砂 60 m^3),从压裂工艺角度看,都取得了成功,施工成功率达100%,从压裂液破胶液的返排看,都提高了自喷量,缩短了排液周期,且返排的压裂液破胶液粘度低(施工2h后),小于 $3\text{ mPa}\cdot\text{s}$,压裂液返排率(平均83.5%)也较以往压裂施工有较大的提高。

四、结 论

(1)在结合对鄂北塔巴庙地区上古生界山1和盒1储层地质特征认识的基础上,同时结合压裂工艺的要求,形成优质低伤害 N_2 增能压裂液体系。通过对压裂液体系的各项性能测试表明,该压裂液具有起泡、稳泡能力强,流变性能、携砂能力好,低滤失,破胶快,低伤害等特点。其性能指标满足工艺要求。

(2)通过加强了现场产品质量控制和现场压裂液配制的监督,在现场顺利进行了4口井5井次的现场压裂改造,验证了全程拌氮压裂液体系可适应不同压裂规模的工艺要求;从压裂液的返排看,都提高了自喷量,缩短了排液周期,且返排的压裂液破胶液小于 $3\text{ mPa}\cdot\text{s}$,压裂液平均返排率由原来的60%提高到83.5%,达到了少进液、快返排、低伤害的设计要求。

(3)通过使用低伤害全程拌氮增能压裂液配方体系,压裂取得了明显的增产效果,升级了储量。大16井盒3、大15井盒3、大13井山2压后无阻流量分别达到 $16.4\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$, $21.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 和 $6.97\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

参 考 文 献

- 1 J. L. 吉德利等著,蒋圆等译. 水力压裂技术新发展. 北京:石油工业出版社,1995
- 2 俞绍诚等著. 压裂酸化工艺技术(采油技术手册第九分册). 北京:石油工业出版社,1998
- 3 Harris P C, Heath S J. Rheology of crosslinked foams, SPE 28512, 1994
- 4 Cipolla C L. Monitoring quality control and flowback of foam fracturing treatments, SPE 20132, 1990
- 5 赵国玺. 表面活性剂物理化学. 北京:北京大学出版社, 1984

(收稿日期 2004-03-18 编辑 钟水清)

(上接第54页)角,以期引起工程领域人们对该技术的重视。要在油气田方面全面推广和应用数据挖掘技术,亟需培养既能谙熟计算机知识,又能精通油气开发专业知识的复合型人才。

参 考 文 献

- 1 Kamber M, Jiawei Han. Data Mining, 2001
- 2 王鸿勋,张士诚. 水力压裂设计数值计算方法. 北京:石油工业出版社,1998
- 3 李哲,杨兆中. 向量法挖掘大型数据库中的关联规则. 计算机工程, 2003

- 4 Daniel B W, Parket M A. Accurate design of fracturing treatment requires conductivity measurements at simulated reservoir conditions. SPE 17541, May, 1998
- 5 Nolte K G. Determination of fracture parameters from fracturing pressure decline. SPE 8341, September, 1979
- 6 Advani S H, Khattab H, Lee J K. Hydraulic fracture geometry modeling, prediction, and comparison. SPE 13863, May, 1985

(收稿日期 2004-07-16 编辑 钟水清)