

低压气井低伤害修井液的应用研究

张绍彬* 任山 向丽

(中国石化集团西南石油局油气测试中心)

张绍彬等. 低压气井低伤害修井液的应用研究. 天然气工业, 2002; 22(3): 25~28

摘 要 修井是一项为恢复油气井的正常生产所进行的解除故障、完善井眼条件的工作。如果修井液与储层流体和储层矿物不配伍以及滤失量过大就会造成储层损害。文章以卫126井为例,对低压气井低伤害修井液的优选作了详细研究。针对地层高温、高渗透率、强水敏和强盐敏的特征,把修井液盐度提高到12.5%,通过抗温抗盐有机降失水剂的滤失筛选实验、岩心伤害实验和修井液滤液表面张力评价实验,研制出性能优良的修井液配方TC2-5,并成功地应用于卫126井的修井作业,取得了“能压住井、压而不死、低伤害”的应用效果。

主题词 气井 完井液 储层保护 研究

修井是一项为恢复油气井正常生产所进行的解除故障、完善井眼条件的工作。它是提高单井产量和采收率,延长生产周期的一项重要措施,也是挖掘老井潜力、发现新层位,扩大勘探成果的重要手段。在修井前,应了解储层的敏感性特征,使修井液与储层有良好的配伍性。如果修井液与储层流体和矿物不配伍以及滤失量过大就会导致储层渗流能力下降,从而在不同程度上阻碍油气井产能的恢复。

修井作业造成储层损害的原因大致有以下几种情况:①修井液盐度降低或与储层pH值不匹配,引起气层中的粘土矿物水化、膨胀、分散,因而减少了储层孔隙的流动通道。尤其是蒙脱石、伊利石类粘土矿物,它们本身结构力较弱,极易水化分散,产生微粒运移而堵塞孔隙喉道。②修井液携带的微粒侵入储层造成孔隙喉道的堵塞,或其流速过高(超过储层的临界流速),使那些胶结不好的地层微粒运移而堵塞孔喉通道。③修井液与储层中流体不匹配,进入油气储层后,产生物理化学作用,使原有的沉淀—溶解平衡状态被破坏而生成沉淀,如碳酸钙、碳酸镁、硫酸钡、铁盐等;④修井液侵入造成了油气储层润湿性改变,降低油气相对渗透率,或形成高粘乳状液,堵塞油气层的流动通道,导致渗流阻力增大;⑤在修井作业时,进入气层的滤液是不连续的,由于毛细管压力作用,使得液滴的渗流阻力大大增加,形成

所谓的水锁效应。另一方面,如果凝析气藏的地层压力低于地层流体的上露点压力,即地层中已有凝析油析出,但凝析油饱和度低不能流动,油滴在地层中也形成了水锁效应。这种水锁效应会对地层有效渗透率造成很严重的伤害。

本文以中原油田采油三厂卫11气藏卫126井的修井施工为例,对低压气井低伤害修井液的开发作了详细研究。卫126井位于山东省莘县古云,是一口老井转产井。该井于1982年7月25日完钻,于2000年6月17日投产,层深2661m,原始地层压力27.3MPa,气层厚度42.8m,射孔层段2576.2~2655.0m,温度100℃,初期产气量约为 $(1\sim 2)\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。由于地层压力下降过快,加之井底积液,难以维持工业气流,自2000年8月15日以后就不能正常开井,至2000年9月地层压力已下降至10MPa左右,使该井处于停产状态。

储层敏感性研究

在修井作业中,修井液不可避免要进入地层,为控制修井液滤液侵入地层后不致引起较大的渗透率伤害,就需要研究储层的敏感性。储层敏感性评价是一项综合性的实验研究工作,主要是通过岩心流动实验观察岩心与流体相遇进而产生渗透率变化来评价储层的敏感性强弱。在本文中,由于修井液pH

* 张绍彬,1973年生,工程师;1999年获西南石油学院油气田开发工程专业硕士学位。现于中国石化集团西南石油局油气测试中心油气田开发技术研究所从事油气层保护和储层增产改造研究工作。地址:(618000)四川省德阳市淮河街11号。电话:(0838)2409706。

值为 7~ 8,且修井时仅存在静压差滤失,其渗滤速度不大,故岩心敏感性研究以水敏和盐敏为主。

参考卫 11 气藏的地质资料和现场取样分析,配制了模拟地层水。模拟地层水的总矿化度按 $27 \times 10^4 \text{mg/L}$ 计算,密度为 1.18 g/cm^3 ,水型为 CaCl_2 型,控制 pH 值为 5.5~ 6.0,其组成如表 1。

表 1 模拟地层水组成

组 分	KCl	NaCl	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	CaCl_2	H_2O
1 000 mL 溶液的加入量(g)	17.5	245	2	5.5	910

1. 水敏评价实验

卫 11 气藏储层以细砂岩为主,平均泥质含量 5%~ 15%,水敏性粘土矿物含量较高,蒙脱石 25.6%,伊利石 42.3%,绿泥石 31.4%,它们在接触低盐度流体时可能产生水化膨胀而降低储层的渗透率。水敏评价实验主要是测定三种不同盐度(初始盐度、盐度减半、盐度为零)液体的渗透率。初始盐度的液体选用模拟地层水。实验岩心取至卫 11 气藏的卫 20 井沙三下^{1,2},层深 2 682~ 2 738 m。水敏实验分析结果见表 2,即属于中等偏强—强水敏地层。

表 2 水敏实验数据

岩心号	地层水渗透率(μm^2)	水敏指数	水敏强度
23—1	0.076 822	0.669 6	中等偏强
23—2	0.079 514	0.711 2	强水敏

2. 盐敏实验

盐敏性是指储层中系列盐溶液注入后,由于粘土矿物的水化、膨胀而导致的渗透率下降的现象。系列盐溶液的注入顺序,按盐浓度减半的规律顺序进行。粘土矿物的膨胀过程可分为两个阶段,第一阶段是水化膨胀,其体积膨胀量较小,在此阶段,水化和脱水过程是可逆的,通过提高盐度有可能使渗透率恢复到水化前的水平。第二阶段是渗透膨胀,此过程是不可逆的,其体积膨胀率有可能达到 100 倍以上。临界盐度是这两个过程的交点,即盐度大于临界盐度时,由于盐度降低造成的渗透率下降可由盐度的上升来恢复;盐度低于临界盐度时,由于盐度降低造成的渗透率下降是无法由盐度的上升来恢复的。盐敏评价是了解储层在系列盐溶液盐度不断变化的条件下,渗透率变化的过程和程度,找出系列

盐溶液中渗透率明显下降的临界盐度,从而了解储层对所接触的外来流体盐度变化的敏感程度。用模拟地层水作岩心盐敏评价实验。其结果为:23—1 号岩心的盐敏临界盐度为 1/4 地层水浓度 ($6.75 \times 10^4 \text{mg/L}$),23—2 岩心的盐敏临界盐度为 1/2 地层水浓度 ($13.5 \times 10^4 \text{mg/L}$),均属于极强盐敏。这就要求在配制修井液时,需要加入较大浓度的盐,以防滤液对地层造成不可恢复的渗透率伤害。

修井液配方室内评价研究

钻井液中高分散的粘土颗粒,侵入地层后会造成本无法消除的永久性损害,所以在修井中不提倡使用,特别是低压气井,通常采用无固相修井液。无固相的清洁盐水不含任何固相,虽然能消除固相的侵入损害,但控制失水比较困难,尤其是渗透率较高的地层,对失水控制的要求很严格。所以,为了获得良好的滤失性控制,必须在无固相修井液中加入一些高分子聚合物,聚合物类型和浓度的选择主要是根据滤失量和滤液损害程度来确定。总的要求是滤失量小,对气层的伤害小。

1. 配方滤失性筛选实验

由于卫 11 气藏的地层渗透率较高 ($6.3 \times 10^{-3} \sim 155.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),若不进行专门的防滤失研究,则在压井过程中液体滤失就会失控,从而导致压井压不住,无法进行修井作业。为了获得防滤失性优良的修井液配方,进行了大量的配方降滤失筛选实验,从中优选出了几组性能优良的修井液配方。根据水敏、盐敏的实验分析结果,确定在水中加入 KCl (2.5%)+ NaCl (10%)+ 杀菌剂 + 助排剂 + 粘稳剂作为修井液基液。聚丙烯酸盐和聚丙烯酰胺是最早用于高温条件下降失水的聚合物。它们的缺点是对钙之类的二价阳离子敏感。研究发现,磺化单体如苯乙烯磺酸或丙烯酰胺基磺甲基丙烷,可作为更耐钙的基料。因此现在多数商品降失水剂是磺化聚合物,它们往往包含三种甚至四种不同的单体以获得最佳产品性能和经济性,其分子量从 40 万到数百万。当分子量超过 1 百万时,这些聚合物就变成强增粘剂,因此许多降失水聚合物多少有点增粘性质。

CPF、HY—1 都是新型的高温抗盐有机聚合物类降失水剂,有良好的配伍性及相溶性,非常适合于高含盐的水基修井液。CUD、FA367—II 也是一种抗温抗盐的有机聚合物抑制剂,能有效抑制粘土矿物的水化膨胀分散。

进行了变浓度、变组分的滤失实验。实验时,在

高压滤失仪底部放入 4 层快速滤纸,厚度 0.71 mm,滤纸水测渗透率为 $(80\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。修井液滤失性能的评价指标为滤失强度。滤失强度在本文中定义为单位面积上的滤失量,单位 mL/cm^2 。滤失实验结果如表 3、4、5 所示,滤失压差为 2 MPa。

表 3 CPF 和 CUD 滤失实验

滤 失 强 度	滤 失 时 间(h)				
	0.5	1	5	10	24
自来水	2 502	—	—	—	—
CPF(2.5%) + CUD(0%)	9.036	10.91	12.73	14.72	16.27
CPF(2.5%) + CUD(0.5%)	5.08	6.18	8.69	10.77	12.38
CPF(2%) + CUD(0%)	9.91	11.90	14.30	16.35	18.65
CPF(2%) + CUD(0.4%)	5.39	6.78	9.58	12.47	15.78
CPF(1.5%) + CUD(0%)	39.62	50.74	72.98	84.1	98.69

表 4 HY—1 和 FA367—II 滤失实验

滤 失 强 度	滤 失 时 间(h)				
	0.5	1	5	10	24
HY—1(3.5%) + FA367—II(0.7%)	4.86	5.26	6.74	7.98	10.21
HY—1(2.5%) + FA367—II(0.7%)	5.14	6.74	9.26	10.97	14.24
HY—1(1.5%) + FA367—II(0.7%)	8.21	10.31	14.82	17.59	20.44

表 5 其它添加剂滤失实验

滤 失 强 度	滤 失 时 间(h)				
	0.5	1	5	10	24
CPF(2.5%) + 胍胶(0.8%)	1.74	2.08	3.85	5.39	6.99
CPF(1.5%) + 胍胶(0.3%)	2.98	3.88	6.93	8.86	10.36
HY—1(1.5%) + 胍胶(0.3%)	18.07	21.89	33.71	48.65	52.96
CPF(2%) + 胍胶(0.4%)	2.43	2.78	4.78	6.63	8.17

2. 岩心驱替滤失、伤害实验

为满足修井液对地层低伤害的特殊要求,在滤失筛选实验的基础上,又进行了岩心驱替滤失、伤害实验。岩心驱替实验就是模拟修井液对地层的侵入过程,评价修井液配方在一定压差作用下的滤失性能和对岩心的伤害程度。实验系统恒温 90℃。实验时装入一长一短两块岩心,短岩心接触修井液配方,并在短岩心上形成滤饼。而长岩心只受到修井液滤液的危害。实验步骤:①用模拟地层水测量岩心渗透率;②反向通修井液配方,进行岩心伤害和滤失量测量。以恒定压力伤害 10 h;③再用模拟地层水测量岩心渗透率,要求流量不超过①的 90%。

(1) 修井液滤失性评价

作了多个岩心驱替实验,滤失实验结果(实验温度 90℃),TC2—5 的降滤失效果最好。

(2) 修井液岩心伤害评价

长、短岩心的敏感指数定义为:

$$I_2 = \frac{K_2 - K'_2}{K_2}, I_1 = \frac{K_1 - K'_1}{K_1} - \frac{K_2 - K'_2}{K_2}$$

式中: I_2 为长岩心的敏感指数; I_1 为短岩心的敏感指数; K_1 为短岩心伤害前的地层水测渗透率; K'_1 为短岩心伤害后的地层水测渗透率; K_2 为长岩心伤害前的地层水测渗透率; K'_2 为长岩心伤害后的地层水测渗透率。

短岩心敏感指数的大小反映了修井液在岩心上形成的滤饼性能的好坏,它体现的是滤饼对储层的保护作用。长岩心敏感指数的大小反映的是修井液滤液的侵入使地层产生水敏性而造成的伤害,它体现的是滤液对储层的伤害程度。通过岩心驱替实验,获得修井液配方的伤害实验结果,其中伤害时间 10 h,伤害压差 6.5 MPa。综合考虑配方的滤失、伤害实验数据,得出结论,TC2—5 的综合性能最好。

3. 修井液滤液返排性评价

为评价修井液侵入地层后的返排性能,采用 JYW—200A 自动界面张力仪测量了修井液侵入岩心的滤液的表面张力。实验温度为 19℃。实验结果表明修井液滤液的表面张力都远低于水的表面张力。在地层温度(100℃)下,其表面张力值还要降低。这表明修井液滤液的返排性能好。

修井液现场试验

由于卫 126 井井深 2 661 m,而产层压力仅 10 MPa 左右,用什么水基洗井液洗井都会在井底形成很大的压差,考虑到地层渗透率很高($6.3\times 10^{-3}\sim 155.6\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)和中等偏强—强水敏特征,其结果必然是产生严重的漏失和地层伤害,因井底积砂不多,修井时采用不洗井作业。在压井过程中,正压差越小,修井液的滤失量就越小,对产层的伤害就越小,就越有利于产能恢复。因此必须控制加入井筒的修井液量,以确保井底压差不致过大。这次卫 126 井修井作业采用 TC2—5 修井液配方。

2000 年 10 月 28 日至 10 月 31 日对卫 126 井进行了修井作业。修井前准备好配液材料和配液设备。配液时先加入盐和处理后的油田污水,再用水泵循环顺序加入 CPF、CUD、胍胶、杀菌剂、助排剂、粘稳剂,充分搅拌使其混合均匀。配制完毕,反循环小排量注入修井液 10.5 m³,1 h 后又反循环补充注

一种新型压裂井产量递减模型

刘 林* 许小强 王宝堂
(中国石化集团西南石油局油气测试中心)

刘 林等. 一种新型压裂井产量递减模型. 天然气工业, 2002; 22(3): 28~ 30

摘 要 文章建立了一种新型压裂井产量递减模型(修正 Weng 旋回模型), 该模型具有 Main 模型、Weng 旋回模型和 Arps 模型的综合特征, 可以对压裂井进行早期和晚期产量递减分析预测, 从在新场气田的实际应用来看, 该模型是一种很好的进行压裂井产量递减分析预测的模型。

主题词 压裂井 产量递减 修正 Weng 旋回模型

油气藏开发模型最早起源于 20 世纪 40 年代的 Arps 产量递减公式, 之后经过国内外专家的不懈努力, 其建模理论和应用模型日趋完善, 目前仅常用模型就达数十种, 为油气田生产调整和开发方案建立提供了丰富的选择。

对于具有一定生命周期的油气藏生产过程来讲, 合理的开发模型应具有如下特征: 当 $t = 0$ 时, $q = 0$ 或 $q = q_0$, $G_p = 0$; 当 $t \rightarrow \infty$ 时, $q \rightarrow 0$, $G_p \rightarrow G_R$ 。

同时, 一个合理实用开发模型也应具有使用方便, 易于求解, 各参数应有明确物理意义等特点。

修正 Weng 旋回模型的建立

致密气藏中水力压裂井具有生产初期快速递减的特征, 1984 年, Mohammad Asifain Main 对该类井提出了拟合和预测产量与时间的模型:

$$q = c/\sqrt{t}$$

式中: q 为油气井产量; t 为油气井生产时间; C 为模型常数。

Main 模型在压裂井的生产早期有一定的适用性, 但当 $t = 0$ 时, $q \rightarrow \infty$, 与生产实际不符, 因此并不

入 2 m^3 盐水。此时井筒液柱长度在 $1\,500\text{ m}$ 以上, 修井液承受的滤失压差在 6.5 MPa 以上。随后顺利起出管柱, 油管传输高能气体压裂弹, 并引爆。至此, 整个压井时间达到 58 h 。液氮返排后即投产输气, 产气量波动在 $(1.1\sim 1.5)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

结 论

通过室内研究和现场试验, 调试出的低伤害修井液 TC2—5 达到了“能压住井、压而不死、低伤害”的修井目的, 取得了很好的应用效果。

1) 研制的修井液配方 TC2—5 克服了地层中等偏强—强水敏和极强盐敏、地层温度高 ($95\sim 101\text{ }^\circ\text{C}$)、地压梯度低 ($0.38\text{ MPa}/100\text{ m}$)、压井时间长 (58 h)、渗透率较高 ($6.3\times 10^{-3}\sim 155.6\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$) 等诸多不利因素, 最终使修井作业顺利完成。

2) TC2—5 的室内评价性能指标为: 抗盐性强 ($\text{KCl } 2.5\% + \text{NaCl } 10\%$)、抗温性强 ($90\sim 100\text{ }^\circ\text{C}$)、抗滤失压差大于 6.5 MPa 、抗滤失性好 (在滤失压差 6.5 MPa 、实验温度 $90\text{ }^\circ\text{C}$ 的条件下, 10 h 滤失量 $\leq 7.2\text{ mL}/\text{cm}^2$)、修井液与地层的配伍性较好。

3) 经过卫 126 井修井试验, TC2—5 在 58 h 的修井过程中一直稳稳地压住了气井, 使修井作业顺利完成, 施工成功率达 100% 。修井结束后排液第一天即有天然气产出, 天然气产量波动在 $(1.1\sim 1.5)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$, 取得了“压而不死、低伤害”的目的。

(在本文研究过程中, 得到了郭新江、秦晓庆、甘其清、谭明文高级工程师的大力帮助, 在此一并表示真诚的感谢。)

(收稿日期 2001—12—08 编辑 钟水清)

* 刘 林, 1972 年生, 工程师; 1999 年获成都理工大学石油系硕士学位, 现在中国石化集团西南石油局油气测试中心油气田开发技术研究所从事油气田开发工作。地址: (618000) 四川省德阳市淮河街 11 号。电话: (0838) 2409132。

and gas geology and exploration at the former Chengdu College of Technology and received his Doctor's degree in 1998. Now he is working at the postdoctoral mobile station in the Southwest Petroleum Institute. Add: Nanchong, Sichuan (637001), China

.....

PROGRESS IN HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUES USED FOR THE CLASTIC ROCK GAS RESERVOIRS IN WEST SICHUAN

Qing Yonggu (Southwest Petroleum Bureau, Sinopec). *NATURAL GAS IND.* v. 22, no. 3. pp. 21~24, 5/25/2002. (ISSN1000-0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: As regards the low permeability compact gas reservoirs, the hydraulic fracturing technique is not only the means of increasing reserves and output but also an exploration evaluation and putting into production measure and it plays an important role in gas field development. In light of the geological characteristics, as low permeability, compactness and strong water sensitivity, existing in the Jurassic gas reservoirs in West Sichuan commonly and on the basis of a great number of indoor experiments and large scale field tests, two sets of development patterns, i.e. cubical fracturing and integral fracturing and five sets of exceptional hydraulic fracturing techniques used for clastic rock gas reservoirs were established through research and enormous economic returns and social effects have been achieved in popularization and application.

SUBJECT HEADINGS: Sichuan Basin, West, Compactness, Clastic rock, Gas reservoir, Hydraulic fracturing, Development

Qing Yonggu (*senior engineer*), born in 1944, graduated in geophysical prospecting at the former Chengdu College of Geology in 1969. Now he is the leader of the Southwest Petroleum Bureau of Star Petroleum Corporation, Sinopec and is engaged in the development and management of oil and gas geophysical prospecting at present. Add: No. 116, North Fourth Section, Yihuan Road, Chengdu, Sichuan (610081), China Tel: (028) 83332305

.....

RESEARCH ON LOW-DAMAGE WORKOVER FLUID FOR LOW-PRESSURE GAS WELL

Zhang Shaobin and Ren Shan (Oil and Gas Testing Centre of Southwest Petroleum Bureau, Sinopec). *NATURAL GAS IND.* v. 22, no. 3. pp. 25~28, 5/25/2002. (ISSN1000-0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: Well workover is a work of rescinding faults and improving borehole conditions so as to restore the normal

production of oil and gas wells and reservoir damage occurs because of the mismatch of workover fluids with the fluids and minerals in reservoir and of the oversize filtration of the workover fluids. By taking the well Wei-126 as an example, the optimization of low-damage workover fluids for low-pressure gas wells was studied in detail. In light of the reservoir characteristics, as high temperature, high permeability, strong water sensitivity and strong salt sensitivity, etc., to raise the salinity of workover fluid to 12.5%, a workover fluid formulation TC2-5 with good performance was developed through the filtration screening experiment of organic heat-resisting and salt-resisting filtrate reducer, the experiment of core damage and the evaluation experiment of the surface tension of filtrate of the workover fluid, and it was successfully applied to the workover operation in the well Wei-126 and a good application effect was obtained, i.e. carrying out a balanced pressure workover with low damage.

SUBJECT HEADINGS: Gas well, Completion fluid, Reservoir, Protection, Research

Zhang Shaobin (*Master, engineer*), born in 1973, received his Master's degree in oil & gas field development engineering from the Southwest Petroleum Institute in 1999. Now he is engaged in the research on oil/gas reservoir protection and reservoir stimulation. Add: No. 11, Huaihe Street, Deyang, Sichuan (618000), China Tel: (0838) 2409706

.....

A NOVEL PRODUCTION DECLINE MODEL OF THE FRACTURED WELL

Liu Lin, Xu Xiaoqiang and Wang Baotang (Oil and Gas Testing Centre of Southwest Petroleum Bureau, Sinopec). *NATURAL GAS IND.* v. 22, no. 3. pp. 28~30, 5/25/2002. (ISSN1000-0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: A novel production decline model—corrected Weng cycle model of fractured well is set up in the paper. This model is of the comprehensive characteristics of the Main model, Weng cycle model and Arps model, by which the early and late production decline analysis and prediction of fractured well may be carried out. Through practical application in Xinchang gas field, it is shown that the model is a satisfactory model of analyzing and predicting the production decline in fractured well.

SUBJECT HEADINGS: Fractured well, Production decline, Corrected Weng cycle model

Liu Lin (*engineer*), born in 1972, received his Master's degree from the Department of Petroleum, the Chengdu University of Technology, in 1999. Now he is engaged in oil and gas field development. Add: No. 11, Huaihe Street, Deyang, Sichuan (618000), China Tel: (0838) 2409132