

文章编号: 1001-6112(2011)S1-0146-03

# 复合活性解堵剂解水锁技术 在塔河油田凝析气藏开发中的应用

刘培亮, 魏 茂, 张湖陵

(中国石化 西北油田分公司 塔河采油一厂, 新疆 轮台 841600)

**摘要:**在凝析气藏的开发过程中,受外来液、地层水造成的“水锁”现象,致使气相渗透率明显降低,天然气和凝析油产量大幅下降,严重影响了凝析气藏的开发效果。通过塔河油田的小规模凝析气藏的水锁现象,对“水锁”的机理进行分析,对实施的多种解除“水锁”的技术手段进行综合评价,介绍了复合活性解堵剂解除“水锁”技术在塔河油田凝析气藏开发中的应用。

**关键词:**水锁;复合剂;解堵;凝析气藏;塔河油田

**中图分类号:**TE372

**文献标识码:**A

## Compound active block remover dealing with water-lock applied in Tahe Gas Condensate Field

Liu Peiliang, Wei Mao, Zhang Huling

(No. 1 Tahe Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

**Abstract:** During explorations of gas condensate reservoir, external fluid and formation water may cause “water-lock”, which makes gas permeability decrease obviously and further reduces the yield of natural gas and condensate oil. Taking water-locks in small gas condensate reservoirs of the Tahe Oil Field as examples, lock mechanism was analyzed and several methods dealing with locks were compared. A compound active block remover was introduced and applied in the Tahe Gas Condensate Field.

**Key words:** gas condensate reservoir; water-lock; compound active block remover; Tahe Oil Field

在凝析气藏的开发过程中,受边、底水及修井液等影响,气井出现明显的水锁现象,含水上升,气量、凝析油量下降,最终导致气井停喷。而气井停喷后,大量的油气受水锁的影响封闭在地层孔隙中,实施二次排水采气效果较差。水锁效应是影响目前凝析气藏开发的主要因素之一。因此,探索水锁的伤害机理,研究解除水锁的有效技术手段,对凝析气藏提高采收率具有重要的实际意义。

### 1 水锁效应机理分析

在凝析气藏的开发过程中,钻井液、完井液、增产液体进入地层后,地层的含水饱和度上升,气相流动阻力增大,致使气相渗透率下降,这种现象称为“水锁效应”。

在原始状态下,静态的天然气以气相聚集在大孔道的中间地带,原生水分布于小孔道的颗粒周界附近呈平衡状态。外来水侵入后,由于表面张力的

作用,水容易进入孔隙,又由于孔隙半径的不规则性,在毛细管力的作用下,外来水容易进入孔隙喉道。此时气驱水驱到一定程度后大部分水无法驱动(图1)。

通常认为低渗凝析气藏受储层喉道细、储渗相关性差,粒间孔隙、孔喉分布的不均匀状态的影响更容易产生水锁效应,造成较大的启动压力梯度、近井地带储层的含水饱和度增加、气相渗透率降低、气井产能下降。塔河油田采油一厂的小规模凝析气藏大部分为中—高孔、中—高渗凝析气藏,但是层内及平面的渗透率级差大、非均质严重,低渗段普遍存在。当地层水或凝析水无法被气流携带出井筒时,将形成井底积液。当关开井的时候,井底积液可能在井筒回压、储层岩石润湿性和毛细管压力作用下,会向生产层中、低渗层的微毛细管孔道反向渗吸,形成反向渗吸水锁伤害<sup>[1-5]</sup>。对于边底水凝析气藏来说,边(底水)沿高渗段锥(脊)进后,

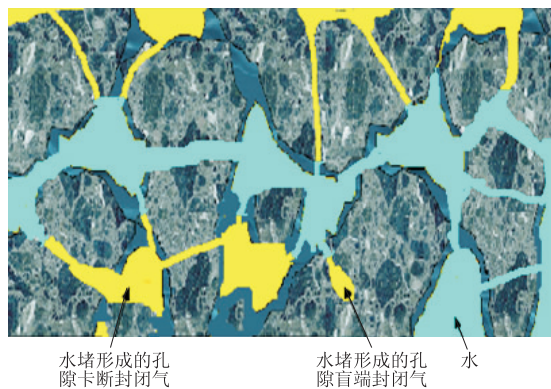


图 1 孔隙水封气示意

Fig. 1 Diagram showing the gas was blocked by pore water

在地层中形成水流通道造成水锁效应,水突破井底后由于反向渗吸作用对中低渗带造成水锁伤害。

## 2 解除水锁的几种常规技术及效果分析

针对凝析气藏水锁效应伤害问题,近几年采取多种技术手段来解除水锁,主要是注甲醇、注 SMM 活性剂、注复合活性解堵剂。

### 2.1 注甲醇解水锁

其原理是:(1)降低体系表面张力,减少启动压差,气井排液时降低储集层含水饱和度,减缓水锁效应,提高气体有效渗透率;(2)醇与岩心中残余的地层水混合后形成低沸点共沸物,易于气化排除,从而降低液体饱和度,减缓水锁效应;(3)醇还具有防止粘土膨胀、使膨胀粘土收缩并能使在水中胀开的聚合物分子收缩的性质。

2007 年 12 月和 2008 年 3 月分别向 THN9H 井注入甲醇 82 m<sup>3</sup> 和 134 m<sup>3</sup>。受储层正韵律分布影响,注入的甲醇进入底部的水层。甲醇优先沿水流通道被挤入气井下部的高渗层,提高了水流通道的渗流能力,因而未能起到解除水锁沟通气流通道的作用。

### 2.2 注 SMM 活性剂解水锁

注 SMM 活性剂的原理是:通过电性吸引作用,在带负电荷的砂岩(如石英)表面形成单分子吸附膜,取代水膜和沥青沉积物膜使亲水的硅质矿物表面疏水性增加,使接触角从 0°~50°增加到 75°~105°,即变为中间润湿性;同时使亲油的矿物表面疏油性增加,接触角从 180°~150°减少到 75°~105°,也变为中间润湿性。SMM 超微分子油气井增产技术还有破乳、低表界面张力作用,通过润湿中性、表面、界面和油水并聚多种作用解除伤害,提高油气渗透率增产。

2008 年 5 月 9 日向 THN1 井中注入甲醇,

SMM-1 微分子添加剂和 SMM-2 微分子添加剂 3 种解堵液共 120 m<sup>3</sup>。但受储层正韵律分布影响,注入的 SMM 活性剂溶液进入底部的水层。SMM 活性剂溶液可能优先沿水流通道被挤入气井下部的高渗层,因而未能起到解除水锁沟通气流通道的作用。

### 2.3 复合活性解堵剂解水锁

#### 2.3.1 室内试验

通过岩心试验,对比活性水驱气和气驱活性水相渗曲线特征可知,在相同的饱和度下,当岩心先饱和气后再用活性水驱气,则活性水驱气的气相相渗值高于岩心先饱和和活性水然后再用活性水驱气的气驱的气相相渗值。这表明当活性水注入近井地层后能降低气水两相的界面张力。

测试显示,清水压井将会对储层渗透性产生明显的伤害,渗透率降低达到 89.02%~99.82%。采用清水配制 3% 中原油田水锁处理剂溶液进行清水伤害解除实验,结果显示,继续用清水配制的中原油田水锁解除剂溶液处理岩心,会使储层渗透率受到进一步的伤害,相对伤害率(清水伤害后的渗透率与处理剂伤害后的渗透率之差除以清水伤害后的渗透率)为 33.19%~43.84%。

采用中原 SMM 油田水锁解除剂水溶液(地层水+3%中原油田水锁处理剂配制)进行伤害解除实验显示,中原油田水锁解除剂能使储层渗透率得到一定的恢复,在损伤后基础上渗透率恢复了 0.64~2.32 倍,恢复效果较为明显。

结合室内试验结果,分析认为要多技术综合运用,并最终确定了甲醇加入阳离子活性剂并混氮气的方法。注氮气可以提高近井地带气相饱和度,甲醇中加入带正电荷的阳离子活性剂可以降低地层水表面、界面张力并改变岩石润湿相,促使油气并聚,提高流通能力。

#### 2.3.2 矿场试验

YT1-2H 井位于区块高部位,于 2006 年 11 月投产,初期日产油 32.8 t,日产气 14 550 m<sup>3</sup>,含水 9.9%。2006 年 12 月 28 日油压突然落零,油井停喷。后期通过一系列包括抽汲在内的措施,井筒产出全为水,无法恢复产能,造成一直关井。针对该井采出率较低,剩余油气较为富集,多次对该井进行分析论证,确定了注阳离子活性剂、甲醇和氮气混合注入的新途径解除水锁的方案。2009 年 7 月 29 日通过注复合气井解堵剂(乙醇、表面活性剂)195 m<sup>3</sup>,挤入地层总液量 178 m<sup>3</sup>,同时伴注液氮 7.5 m<sup>3</sup>,最高泵压 42.7 MPa,最大排量为 1.3 m<sup>3</sup>/min。从施工

曲线上来看,泵注液氮开始后,随着井筒中液体密度的降低,泵压开始逐渐上升,当施工至 60 min 时,在施工排量没有变化的情况下,泵压由 41 MPa 缓慢下降至 31 MPa,说明近井地带存在一定程度的污染。污染带解除后,将施工排量由 0.6 m<sup>3</sup>/min 提高至 1.1 m<sup>3</sup>/min,随着解堵液在储层中流动摩擦增加,泵压缓慢增加。

2009 年 7 月 30 日至 8 月 6 日抽汲诱喷成功,累计排液 248 m<sup>3</sup>。8 月 6 日 6 mm 油嘴自喷生产,油压 3.9 MPa,套压 3.7 MPa,日产液 44 t,含水 95%。目前 6 mm 油嘴自喷生产,油压 2.1 MPa,日产液 24.7 t,产油 2.8 t,含水 88.5%,日产气 4 208 m<sup>3</sup>,气井产能得到恢复。累计增油 2 983 t,增气 318×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,取得显著效果。

### 3 结论

1)水锁效应严重影响了凝析气藏的开发,渗透

率越低越容易发生水锁效应。

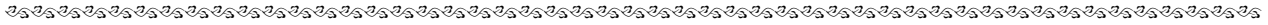
2)实施解除水锁应充分考虑地质因素,由于受边(底水)突破的气井,已形成水流通渠道,解除水锁效果差。

3)初步认为注入复合性解堵剂是解除水锁的有效手段。

#### 参考文献:

[1] 汤勇,杜志敏,孙雷,等. 解除低渗凝析气井近井污染研究现状及进展[J]. 天然气工业,2007,27(6):88-91.  
 [2] 杜建芬,李士伦,孙雷. 多孔介质吸附对凝析油气相平衡的影响[J]. 天然气工业,1998,18(1):33-36.  
 [3] 贺承祖,胡文才. 浅谈水锁效应与储层伤害[J]. 天然气工业,1994,14(6):36-38.  
 [4] 杨建军,叶仲斌,赖南君,等. 水锁效应的研究状况及预防和解除方法[J]. 西部探矿工程,2005(3):54-56.  
 [5] 周小平,孙雷,陈朝刚. 低渗透凝析气藏反凝析、水锁伤害及解除方法现状[J]. 钻采工艺,2005,28(5):66-68.

(编辑 叶德燎)



(上接第 145 页)

下深至 5 029.8 m,并一次性以 30 Hz 频率、5 mm 油嘴成功启抽,运行电流 22.6 A,电压 1 174 V,泵效大于 100%。后期逐步将频率调整到 40Hz,平均日产液 27.8 t,日产油 27.8 t,日掺稀 30.6 t,实现日增油 16.4 t。

### 4 结论

1)TH10113CH 井电潜泵单泵成功下深 5 029.8 m,刷新了电潜泵下深深度的世界纪录。

2)抗 180 °C 高温电泵机组技术的成功研制,为超深稠油井的机械举升提供了技术支撑,提高了深抽机械采油技术水平。

3)对于超深低产能稠油油井,通过加强泵轴强度、加宽叶轮通道、改进叶轮水利角度、提高密封性

等先进技术,可实现 5 000 m 深抽,能有效解决超深稠油井深抽难题。

4)该技术的成功应用,为发展更深更大排量超深抗稠油电潜泵提供技术保障,将有效推进塔河油田超深稠油的开采。

#### 参考文献:

[1] 焦方正. 塔河油气田开发研究文集[M]. 北京:石油工业出版社,2006.  
 [2] 宋红伟,任文博. 塔河油田超深稠油井井筒掺稀降黏技术研究及应用[M]. 北京:中国石化出版社,2005.  
 [3] 蒋勇,稠油井掺稀降黏试油工艺技术在塔河油田的运用[J]. 油气井测试,2004,13(4):73-74.  
 [4] 董振刚,张铭钧,张雄,等. 潜油电泵合理选配工艺研究[J]. 石油学报,2008,29(1):128-131.

(编辑 徐文明)