

积液倒灌和水锁效应对气井生产的危害

卜彩霞^{1,2} 林丽娜³ 王永恒²

1. 长江大学, 湖北 荆州 434023 2. 中石化华北分公司开发处, 河南 郑州 450006

3. 中石化华北分公司调度处, 河南 郑州 450006

摘要:

目前国内绝大部分气井在生产过程中析出凝析水或产生地层水, 气井产量达不到临界携液流量, 致使气井产生不同程度的井底积液。随着气田的开发和天然气的不断采出, 地层压力逐渐降低, 生产气井在关井过程中的积液倒灌和水锁效应问题显得尤为突出。以大牛地气田为例, 分析了生产气井关井过程中井筒压力、井底气体流量的变化规律, 阐述了产生积液倒灌和水锁效应的原因和对地层的伤害, 提出了相应的预防措施, 对改善低渗透气藏的开发效果具有重要意义。

关键词:

大牛地气田; 气井; 积液倒灌; 水锁效应

文献标识码: B

文献编号: 1006-5539(2011)05-0053-04

0 前言

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地的北东部, 构造位于伊陕斜坡北部。气田储层为低孔低渗砂岩气藏。根据岩芯水锁试验得出大牛地气田束缚水饱和度值为 52.5%~79.2%, 当水饱和度在 65% 以上时气藏的气测渗透率基本上为 0, 表明水锁是气田储层伤害的主要因素之一。截至 2010 年底气田共有生产气井 800 余口, 平均单井日产气量 $0.90 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, 99% 的气井生产过程中有地层水产出, 单井日均产水量为 $0.45 \text{ m}^3/\text{d}$, 大多数气井井口压力 8~10 MPa。目前大多数气井已接近稳产期中后期, 因此气田的生产管理显得尤为重要。

筒储集效应, 在一段时间内仍有地层流体流入井筒, 压缩井筒内流体使井底压力逐渐增加, 在与地层压力达到平衡时, 井底产量变为 0^[1]。井筒储集效应见图 1。

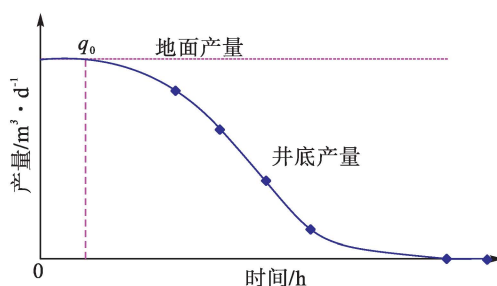


图 1 井筒储集效应示意图

1 积液倒灌和水锁效应产生的原因

1.1 积液倒灌产生的原因

气井关井后地面产量立刻由 q_0 变为 0, 由于井

对纯气井来说, 井筒内压力随着地层中气体的流入逐渐上升, 在井底产量变为 0 时, 井底压力和近地层地带的压力达到平衡状态。

收稿日期:

2011-01-17

作者简介:

卜彩霞(1981-), 女, 山东东营人, 工程师, 长江大学工程在读硕士研究生, 现在中石化华北分公司开发处从事油气田开发管理工作。

对产水气井而言,由于气井井底有积液,在气井井底恢复到一定值后,地层流体停止流入井筒,此时井筒积液中存在的气泡迅速滑脱上升并在井筒顶部聚集;由于井筒内液体的相对不可压缩性和气体在封闭系统中无法膨胀的特点,气液两相重新分布给井筒带来附加的压力,见图2^[2-3]。

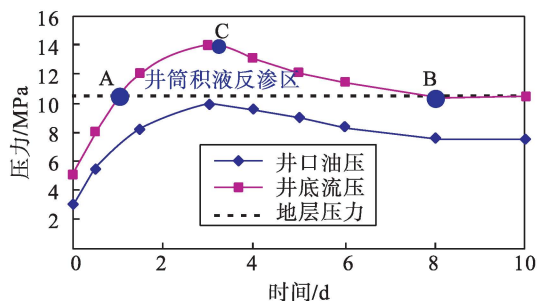


图2 积液气井压力恢复示意图

假设气井井深2 500 m,井筒积液高度130 m,气液比0.3,气液分离前后压力变化情况:

在A点,井底压力10 MPa,井筒积液高度130 m,则积液带来的压力 $P_{\text{积液A}}=1$ MPa,则上部气柱压力为 $P_{\text{气柱A}}=9$ MPa,由气柱和积液形成的井底压力 P_A 为: $P_A=P_{\text{气柱A}}+P_{\text{积液A}}=10$ MPa;

在C点,井筒内液体完全分离,气泡变成了连续气体完全聚集到了井筒上部,积液高度变为了100 m,则积液带来的压力 $P_{\text{积液C}}=1$ MPa,上部气柱的压力变为 $P_{\text{气柱C}}=9.5$ MPa,则由上部气柱和积液形成的井底压力 P_C 为: $P_C=P_{\text{气柱C}}+P_{\text{积液C}}=10.5$ MPa;

相比井底最终压力的平衡状态B点的井底压力,C和B之间的压力差为0.5 MPa。说明井筒压力从C到B的平衡过程中,约有50 m高的井筒积液倒灌进近井地层。

1.2 水锁效应产生的原因

气田开发过程中,气流不能有效地排出毛细管中的水,使地层含水饱和度增加,气相渗透降低的现象叫“水锁效应”。造成水锁伤害的实质就是反向毛管力对气渗流的阻碍作用。

在气井关井过程中井筒内存在正压差,井底积液侵入储层孔道,就会在井壁周围孔道中形成水相堵塞,其水—气弯液面界面上存在一个毛细管压力^[1]。其大小可由任意界面的Laplace方程来表示:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1)$$

式中 σ ——界面张力;

P_c ——毛管压力,方向始终指向凹面方向(非润湿相一方);

R_1, R_2 ——分别指两相间形成液膜的曲率半径。

要想让气流向井筒,就必须克服这一附加的毛管压力。若储层能量不足以克服这一压力,就不能把水的堵塞消除,最终会影响储层的采收率。对气藏岩石而言,单根毛管中的液面常常是球面和柱面两种形式,见图3。

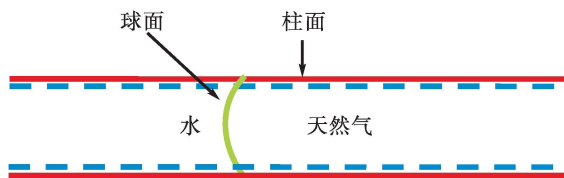


图3 亲水毛管中的气/水界面

1.2.1 球面

毛管壁上无水膜,毛细管中的气/水界面为球面。

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2)$$

式中 r ——毛管半径,m。

表明, P_c 与毛管半径 r 成反比;毛管半径越小,毛管压力越大。两相界面张力越大,接触角越小,则毛管力越大。毛管力的方向是指向凹面,即毛管力有利于水相的推进。在气井关井时,积液倒灌为液相排替非润湿气相的过程。

1.2.2 柱面

毛管壁上有水膜,管中心部分为气充满时形成柱形界面。

此时,由式(1)可知 $R_1=\infty, R_2=r$,则 $P_c=\sigma/r$, P_c 指向管心,其作用是增加毛管中的水膜厚度。

对于大牛地压裂改造储层而言,当两相流体处于平行裂缝间时,如以 W 表示裂缝宽度,则有:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{W} \quad (3)$$

以上分析表明不论何种形式亲水毛管,毛管力均可促进外来液体向储集层中推进,从而形成水锁损害。

2 积液倒灌和水锁效应的影响因素

2.1 井底积液倒灌的主要影响因素

从上述过程中压力的变化可以看出,井筒积液倒灌的原因是由于井筒内气液两相分离带来的附加压力引起的,但在很多情况下井底压力的恢复过程和气液分离的过程同时进行,以至于在压力曲线上看不到明显的驼峰,因此井底积液的倒灌现象虽然存在但不好预测其倒灌程度,研究表明倒灌现象与下面几个因

素有关:

2.1.1 地层的渗透性

地层的渗透性越好,近井地层压力恢复越快,地层恢复压力后井筒气液两相重新分布带来的附加压力越明显,产程倒灌的程度就越大。对于低渗地层,地层压力恢复的时间更长,气液两相重新分布带来的附加压力会抵消或遮盖。

2.1.2 井筒中液体的粘度

井筒中液体的粘度越高,气液分离过程越慢,从而使井筒中压力平衡延缓到压力恢复过程之后,附加压力引起倒灌的可能性大大增加。粘度低时,附加压力延缓的时间较短。

2.1.3 井底的表皮系数

当井底具有较大的表皮值时,形成井壁阻力,延

缓气液两相的分离,有助于驼峰的形成和倒灌现象的出现。

2.1.4 气体的溶解度

气体在液体的溶解度越高,在压力下降的情况下,分离出的气象越多,附加压力也越高,这在产油气井中影响较大。

2.2 地层水锁的主要影响因素

影响水锁伤害程度的主要因素有:储层岩石微观结构和岩石矿物组成、流体性质和驱动压力等。水锁效应是造成气井产能下降的主要因素之一,图 4 是低渗气藏产生水锁效应的储层伤害机理示意图。图 4 中未发生水锁时,气体流动通道较大。当产生水锁效应后,气相的渗流通道几乎都被水相占据,在毛管力作用下,气相流动非常困难。

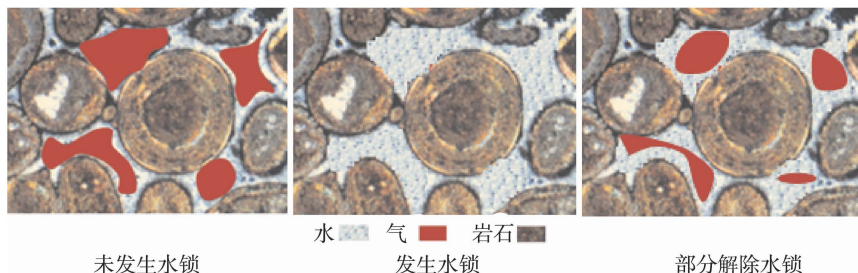


图 4 水锁效应储层伤害机理图

2.2.1 储层岩石微观结构

岩石微观结构直接决定了地层毛细管径的大小及其地层渗透性能的好坏^[4]。渗透率越高的岩样其毛细管径越大,毛管力就越小,束缚水饱和度比较低,这样的储层不容易产生水锁;相反,渗透率低的岩样其毛细管径越小,毛管力就越大,束缚水饱和度就比较高,这样的储层就容易产生水锁。

2.2.2 储层岩石矿物组成

储层岩石矿物特别是粘土矿物种类及含量对水锁效应的影响较大^[4],粘土矿物含量较高的储层往往具有较强的水敏性。粘土矿物中的蒙脱石吸水后容易膨胀变大,从而导致毛细管径变小,毛管力作用增强,粘土矿物含量较高的储层容易产生水锁。

此外,岩石矿物组成还会对储层的润湿性产生影响。若亲水矿物含量较高,当外来流体侵入时就容易产生水锁。

2.2.3 流体性质

流体性质不同,则液固界面、气固界面以及气液界面张力会存在很大差异,决定了是否容易产生水锁效应,以及是否容易解除水锁伤害。驱动压差小、外来流体与岩石的润湿角小、粘度大及油水界面张力大是

造成储层产生水锁效应的外在因素。渗透率越低,孔隙半径越小,气层压力越低,越容易产生水锁损害,且越难以解除其损害^[5]。气相渗透率的大小对水锁效应的影响非常大,见图 5。

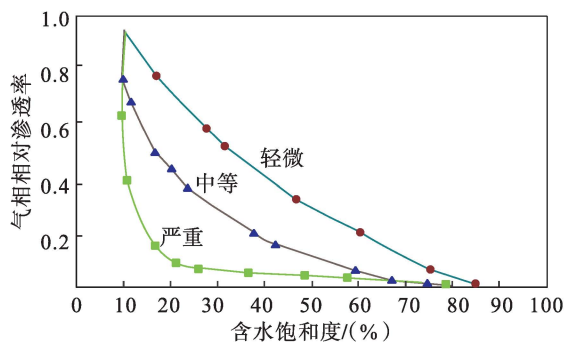


图 5 水锁产生过程对气相相对渗透率的影响

3 解决方法

积液倒灌现象产生时井筒积液迅速侵入地层,一方面给近井地层带来污染,另一方面产生水锁效应,对大牛地低渗透气藏带来伤害,使近井地层渗透率降低,见图 5。针对这些问题,提出以下解决措施:

3.1 改变关井方式来减少积液倒灌

井底积液会造成地层污染,但形成井筒积液倒灌需要一定的条件,就是井筒内气液两相分离产生附加压力。因此,可通过延缓气井井筒内的压力恢复速度,抵消或减小气液分离带来的附加压力,达到减少或防止积液倒灌的目的。如可以改变直接关井的方式,采用软关井——用针阀缓慢关闭,可有效减少或避免倒灌。

3.2 用适当方法排出井底积液

在生产过程中若出现井底积液后应及时排液,以防止或减小水锁效应对储层的伤害。由于大多数气井产量低,产水不能自行带出,因此,要排除井底积液只能借助泡沫排水等采气工艺将其带出。目前,泡沫排水采气工艺所用的泡排剂一般都粘度较大,如果泡沫排水过程中泡排剂加注量过多,将不利于气井关井过程中气液的分离,延缓压力恢复过程,增加气液分离带来的附加压力。因此,在气井的泡沫排水采气过程中应注意控制好泡排剂的加注量。

3.3 加注甲醇可减缓水锁

地层水表面张力是影响储层水锁效应的主要因素之一,如果减小流体的表面张力,那么储层毛细管压力就会降低,地层中的滞留水更容易排除。有关研究表明醇具有表面张力比较低的特点。醇为低沸点共沸物,易于汽化排出,能降低液体饱和度,减缓水锁效应^[5]。另外,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。因此,低渗透砂岩采用醇处理措施,可减缓水锁效应^[6]。

4 结论

a)采用软关井:积液倒灌现象由井筒内气液两相

分离带来的附加压力引起的。如改变直接关井的方式,采用软关井——用针阀缓慢关闭,可通过延缓气井井筒内的压力恢复速度,抵消或减小气液分离带来的附加压力,达到减少或防止积液倒灌的目的。

b)采用泡沫排水、柱塞气举和超生雾化等多种排水采气工艺。低渗透气田开发对水的作用非常敏感,气井井筒积液可以采用多种采气工艺将井底积液排出。

c)准确计算泡排剂的加注量。大牛地气田目前主要采用泡沫排水采气工艺,如泡排剂加注量过大,将导致井筒中液体的粘度升高,加重水锁效应产生。如泡排剂加注量不够则不能有效将井底积液排出。

d)在泡沫排水之后往井筒内注入适量的甲醇。甲醇表面张力较低,有减小流体表面张力的作用。另外,醇还具有防止粘土膨胀,使膨胀粘土收缩,达到减缓水锁的效果。

参考文献:

- [1] 廖新维,沈平平.现代试井分析[M].北京:石油工业出版社,2002,10-18.
- [2] 裘怿楠.低渗透砂岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1998,142-147.
- [3] 杨 蕾,刘 宁.气井井筒携液模型研究与应用[J].天然气与石油,2011,29(2):48-49.
- [4] 张振华,鄢捷年.低渗透砂岩储集层水锁损害影响因素及预测方法研究[J].石油勘探与开发,2000,27(3):75-78.
- [5] 尚万宁,张耀刚.气井储层水锁效应解除措施应用[J].天然气工业,2008,28(5):89-90.
- [6] 赵东明,郑维师.醇处理减缓低渗透气藏水锁效应的实验研究[J].西南石油学院学报,2004,26(2):67-70.

(上接第52页)

- [4] Renard G L, Dupuy J M. Formation Damage Effects on Horizontal Well Flow Efficiency[J]. JPT, 1991, 43(7): 786-789.
- [5] 陈志海,马新仿,郎兆新.气藏水平井产能预测方法[J].天然气工业,2006,26(2):98-99.
- [6] 杨学云,张学靖,蒋国斌,等.启动压力梯度影响下低渗透气藏水平井产能模型的建立[J].特种油气藏,2010,17(1):85-87.
- [7] 高海红,程林松,冯儒勇.考虑启动压力梯度的低渗气藏水平井产能计算[J].天然气工业,2008,28(7):75-77.
- [8] 郭 肖,伍 勇.启动压力梯度和应力敏感效应对低渗透气

藏水平井产能的影响[J].石油与天然气地质,2007,28(4):539-543.

- [9] 白兆华,时保宏,左学敏.页岩气及其聚集机理研究[J].天然气与石油,2011,29(3):54-57.
- [10] 吴 凡,孙黎娟,乔国安,等.气体渗流特征及启动压力规律的研究[J].天然气工业,2001,21(1):82-84.
- [11] 高 建,吕 静,王家禄.储层条件下低渗透岩石应力敏感评价[J].岩石与工程力学学报,2009,28(2):2999-3092.
- [12] 李 莹,王卫红,王爱华.水平井产量公式分析[J].石油勘探与开发,1997,24(5):76-79.