

超深凝析气井液锁伤害评价

陈擎东¹, 丁卫平¹, 刘雄伟¹, 刘建仪²

(1. 中国石化西北油田分公司 雅克拉采气厂, 新疆 库车 842017; 2. 西南石油大学, 成都 610500)

摘要: 高深凝析气井井筒积液现象明显, 容易发生液锁伤害, 造成了较严重的经济损失。在认清液锁伤害的基础上, 进行了岩心液锁伤害实验, 对认清凝析气藏液锁伤害, 解除液锁伤害, 指导凝析气藏的高效开发具有重要意义。

关键词: 超深凝析气井; 井筒积液; 液锁伤害

中图分类号: TE35

文献标识码: A

Evaluation of fluid locking damage in ultra-deep condensate gas well

Chen Qingdong¹, Ding Weiping¹, Liu Xiongwei¹, Liu Jianyi²

(1. *Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Oilfield Company, Kuqa, Xinjiang 842017, China;*

2. *Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China*)

Abstract: In ultra-deep condensate gas wellbores, fluid lockings are common, which may cause serious economic losses. The experiments of fluid locking damage in cores have been carried out, which help to resolve fluid locking damages and are significant for the efficient development of gas condensate reservoirs.

Key words: ultra-deep condensate gas well; fluid locking in wellbore; fluid locking damage

新疆塔克拉玛干沙漠投入开发的凝析气藏, 大部分气井深超过 5 000 m, 即使是自喷井也会存在积液现象, 如果地层出水, 积液情况会更严重。井筒积液容易导致近井地带发生反渗吸而发生液锁, 特别是气井关井期间, 因井筒储积效应强烈, 经常发生关井后因液锁停喷, 气举后在压差达到 25 MPa 以上都未能开启, 造成了较严重的经济损失。因此, 进行凝析气藏液锁伤害研究, 对解除液锁伤害, 指导凝析气藏的高效开发极有意义。

井筒积液分为水和凝析油 2 部分, 液锁伤害因此分为水锁和烃锁伤害 2 部分。

1 水锁伤害机理研究

水锁(或水相圈闭)是当气藏的初始含水饱和度低于束缚水饱和度时储层的亲水性和高毛管压力使其表现为对水的强烈自吸趋势。如果水在井底附近集结时, 由于毛管力作用水进入孔隙中, 在液相滞留聚集作用下导致井周围含水饱和度增高, 有可能超过束缚水饱和度, 使气相相对渗透率大幅度下降, 气相难于流入井底, 被水圈闭在地层中形成低的气井产量, 形成伤害。水锁伤害机理^[1-2]主要包括以下几方面。

1.1 毛细管力的自吸作用

当气藏的初始含水饱和度低于束缚水饱和度时, 储层处于亚束缚水状态, 有过剩的毛细管压力^[3-6]存在。当与外来流体接触时, 就很容易被吸入到亲水孔隙中。因毛管压力的大小与界面张力成正比, 与多孔介质的孔隙半径成反比, 而低渗气藏孔隙尺寸很小, 所以易产生水相圈闭污染。

1.2 液相滞留聚集作用

液相的滞留和聚集是造成水相圈闭污染的又一重要因素。低渗透储层的水相渗透率本来就低, 当有气相存在时, 水相渗透率会更低, 因此, 侵入储层的外来液体返排很困难, 这就使气相渗透率一直很低, 加重了水相圈闭的污染。影响液相滞留聚集作用的主要因素是储层孔隙结构、储层岩石流体之间相互作用和储层压力等。

只有当储层压力大于毛管压力时, 毛管中的液体才能被排出。排液时间随液体粘度、界面张力和毛管长度的增加而增加, 随毛管半径和驱替压差的增加而减少。随着排液过程的进行, 液体逐渐由大到小的毛管排出, 排液速度越来越小。显然气藏压力越低, 储层喉道半径越小, 液体侵入越深, 气液界面张力越大, 岩石亲水性越强, 液相滞留聚集作用

越严重,水相圈闭污染就越严重。

同时孔隙和孔喉的形状也影响液相的滞留,如三角形比矩形和六方形的孔喉滞留液体更多,而对于片状喉道,由于拐角很小,很易产生液相滞留。

1.3 多孔介质中水运动的能量守恒及热力学平衡

多孔介质中水分的运动遵循能量守恒定律,多孔介质中水分的运动取决于水分所具有的能量(总水势能)。任何两点的多孔介质水势能梯度,就是这两点的多孔介质水分运动的驱动力,它决定水分运动的速度和方向,多孔介质水分总是从能量高的地方向能量低的地方运动。

2 油锁伤害机理研究

低渗透凝析气藏除具有低渗透气藏污染机理外,还具有反凝析油的污染特点。从本质上讲,反凝析油污染属于液相污染类型,但反凝析是伴随气藏开采过程中油气体系相态变化过程而出现的,其污染机理^[7]比单一的水相侵入要复杂得多。

2.1 近井地层反凝析伤害机理

在凝析气藏衰竭开采过程中,当气井井底压力降至流体露点压力以下时,受流体相态变化的影响会出现反凝析现象^[8],凝析油就会析出,并在近井地带积聚。当反凝析油饱和度尚未达到临界流动饱和度时,近井地层仍维持单相气体渗流。随着地层远处凝析气向井流动过程中在近井地层不断产生新的反凝析堆栈,到一定时间反凝析油的堆栈达到临界流动饱和度时,井底附近地层就开始形成凝析油、气两相同时流动区。同时,随着压降漏斗向地层远处的延伸,地层远处的压力逐渐低于露点压力而使反凝析区向地层远处扩展,形成中间部位的气相可流动而油相不可流动区。

大涝坝凝析气藏反凝析污染,形成“液锁”,地层能量传递受限,附加压降增大(生产压差最大 20 MPa),储层产能、压力下降(表 1)。

表 1 DLK3 井不同时期生产压差变化

Table 1 Production pressure differences in well DLK3 during different periods

测试日期	油嘴/ mm	油压/ MPa	流压/ MPa	地层 压力/MPa	生产 压差/MPa
2005-07-25	6	27.5	47.40	55.41	8.01
2005-09-29	6	24.2	43.81	53.00	9.19
2006-06-27	6	12.5	25.88	41.00	15.12
2006-10-11	4	13.2	29.91	38.00	8.09
2007-01-23	4	13.2	29.05	36.40	7.35
2008-03-15	4	12.5	28.91	45.61	16.70
2009-02-12	4	10.0	25.50	46.14	20.64

2.2 近井地层反渗吸堵塞机理

井底积液在井筒回压、储层岩石润湿性和微孔隙毛管压力作用下,会向生产层组中低渗层的微毛管孔道产生反向渗吸,形成反渗吸水锁地层伤害,从而进一步加剧近井地层的堵塞和伤害,导致凝析气井产能的进一步下降。

井筒积液在液柱压力加上井壁地层微孔隙中形成的指向地层中凹向气相的弯液面毛管压力的作用下,尽管地层凝析气在生产压差作用下自地层向井底流动,但在液柱压力和吸吮毛管压力作用下,仍有可能使井底积液以缓慢的反向渗析方式渗入地层,从而造成附加的近井地层堵塞,即“液锁”效应。液锁现象会引起近井地带水饱和度、油相饱和度和上升,气相对渗透率的降低,使气井产能下降。

研究认为,对于应力敏感的低渗透气藏,地层压力的变化会导致储层平均孔隙半径、孔隙体积、比面和总表面积等随有效应力发生变化,这些变化使得变形介质中的毛细凝聚,毛细管力及界面吸附等作用对凝析油气体系相平衡过程的影响也发生变化,使得反凝析液的污染机理更加复杂。在有效应力作用下,储层孔隙空间受到压缩,平均孔隙半径减小,使得毛细凝聚作用和毛细管力增加,会使低渗、油湿储层中凝析油气体系的上露点压力上升,下露点压力下降,反凝析液饱和度增加。这就有可能在较高的地层压力下,会有更多的凝析油析出,造成反凝析液的污染。

2.3 关井加剧反渗析伤害

超深凝析气井关井都会出现较严重的驼峰现象,关井后造成的变井储比较严重,关井期间地层压力的波动,会导致短时间内井筒压力高于近井地带压力,导致井筒底部的积液推向近井地带,加剧反渗析现象的发生。此外,关井期间,在井筒底部,油水分离会导致水相直接与油层接触,促使反渗析过程持续发生。

3 水对岩心渗透率影响

3.1 水锁实验原理

水锁效应^[9-10]对地层造成水侵伤害和对产能的影响,最终表现为使驱替压差增大、气相有效渗透率和驱替效率降低。因此,测试出相同驱替压差不同含水饱和度下的气相渗透率,就可以定量评价水锁效应程度。

3.2 水锁实验流程及步骤

实验流程主要由高压岩心夹持器、压力传感器、高压盘管、高压定值器(恒压法用)、高压计量

表 2 岩心基础参数

Table 2 Basic parameters of cores

序号	岩心编号	岩心长度/cm	岩心直径/cm	孔隙体积/cm ³	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)
1	1-4/52-1	7.364	2.522	5.530	15.03	34.28
2	1-12/52-7	7.268	2.522	5.036	13.87	10.82
3	1-13/52-2	7.317	2.522	5.192	14.20	11.16

泵、气水分离器、过滤器组成。性能指标为:岩心长度 0~100 mm,最高工作压力 70.00 MPa,最大工作压力差 34.00 MPa,压力分辨率 0.01 MPa,最高工作温度 200 ℃,温度分辨率 0.1 ℃,体积分辨率 0.01 mL;速度精度 0.001 mL/s。实验岩心为雅—大凝析气藏 3 口井的岩心,岩心具体参数如表 2 所示。

3.3 水锁实验结果及分析

测定了不同含水饱和度下的气测渗透率的变化,结果如图 1 和图 2 所示。岩心含水饱和度增加,气相有效渗透率不断减小,1-4/52-1 号岩心的渗透率损失率为 17.88%,1-12/52-7 号岩心的渗透率损失率为 46.5%,1-13/52-2 号岩心的渗透率损失率为 29.86%。岩心渗透率的高低对地层水伤害储层及气相渗透率存在影响。渗透率越高,

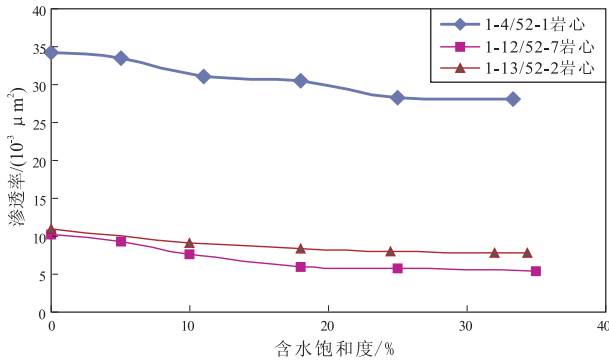


图 1 不同含水饱和度下的气测渗透率变化曲线

Fig. 1 Changing curves of gas logging permeability under different water saturations

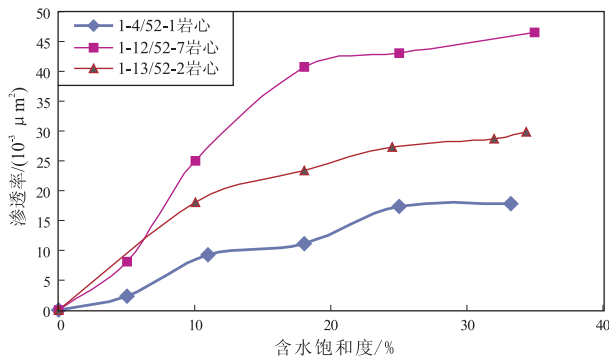


图 2 不同含水饱和度下的渗透率损失率变化曲线

Fig. 2 Changing curves of permeability loss under different water saturations

渗透率伤害率越小,可见气藏的渗透率越低,产生水锁的伤害越大。

水锁效应所造成的伤害程度与含水饱和度之间呈非线性关系,主要表现为:随含水饱和度的增加,水锁效应所造成的伤害程度上升并逐渐趋于平缓。可见,地层孔隙中水介质的存在对凝析气藏渗流通道存在明显的堵塞作用,明显降低了气相有效渗透率,将严重影响气井的实际产量。

4 油对岩心渗透率影响

4.1 实验方法

当凝析气藏的井底压力下降到露点压力以后,地层中开始有凝析油析出。然而凝析油析出而不流动,地层中同时存在气相和反凝析油相,但反凝析油饱和度低于临界流动饱和度。凝析油在地层中析出必将影响整个岩心的渗透率。本次实验就是测定凝析油饱和度低于临界流动饱和度之前不同凝析油饱和度对岩心渗透率的影响。对 DLK3 井 4 块岩心进行了测试,实验岩心参数如表 3 所示。

将岩心清洗、抽空,建立束缚水饱和度,向岩心中注入一定量的油,测定该含油饱和度下的气测渗透率,再向岩心中注入一定量的油,获取其他含油饱和度下的岩心气测渗透率,直至含油饱和度达到临界含油饱和度为止(图 3)。

4.2 实验结果

不同含油饱和度下的气测渗透率结果如图 4 所示。

定义渗透率伤害率 $k_{di} = (k_p - k_i) / k_p$,其中 k_i 为实验压力下的渗透率, k_p 为束缚水饱和度下测得渗透率。对实验数据进行处理可得到图 4。

通过上面的实验数据,结合反凝析机理可以看出:

(1)随着油含量增大,岩心气相渗透率伤害程度增大,在含油饱和度为 10% 的条件下,4 块岩心的渗透率伤害达到了 80%。在相同凝析油含油饱和度下,渗透率越低,岩心的伤害率越大。

(2)油聚集初期对岩心渗透率伤害很大。这与反凝析现象发生初期所产生凝析油相对较少,而

表3 岩心基础参数
Table 3 Basic parameters of cores

序号	岩心编号	岩心长度/ cm	岩心直径/ cm	孔隙体积/ cm ³	孔隙度/%	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)
1	1-12/52-1	7.374	2.522	4.565	12.39	4.62
2	1-12/52-3	7.258	2.522	4.801	13.24	8.16
3	1-12/52-5	7.300	2.522	5.176	14.19	13.16
4	1-16/52-2	7.345	2.522	5.283	14.40	13.24

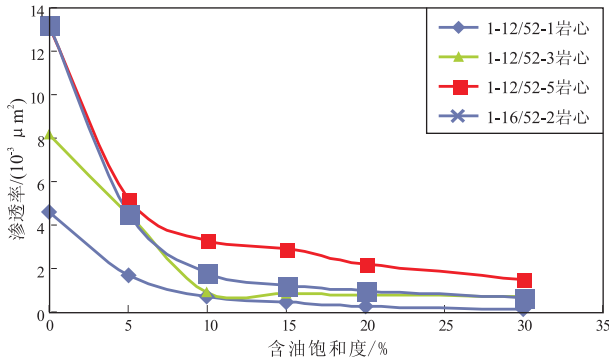


图3 不同含油饱和度下的气测渗透率曲线

Fig.3 Gas logging permeability curves under different oil saturation

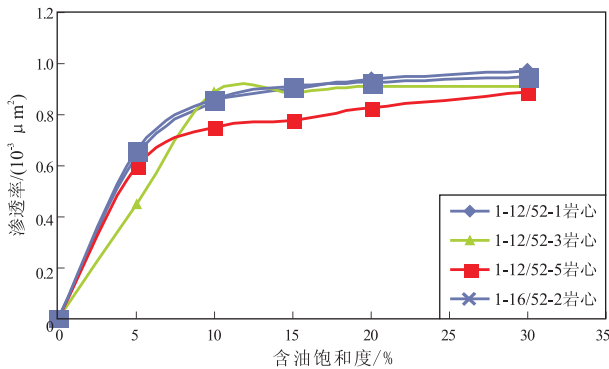


图4 不同含油饱和度的渗透率伤害曲线

Fig.4 Permeability damage curves under different oil saturations

在凝析油与地层孔隙介质表面强吸附作用下,凝析油流动性相对较差有关。

(3)大捞坝凝析气流体定容衰竭凝析油最大含量在30%左右,并且在凝析水地层水存在条件下,流体露点压力将上升。自生产以来,地层压力已低于露点压力,已有大量的凝析油析出,储层反凝析污染严重,因此要提高产能必须有效解决储层中的反凝析污染。

5 结论与建议

1) 完成的3块短岩心水锁伤害实验、4块短岩心油锁伤害实验以及气水和气油相对渗透率测试分析,结果表明水锁造成低渗岩心渗透率损失率在29.86%~46.5%,而对高渗岩心渗透率损失率较小;油锁实验表明岩心中含油量增大使得气相渗透率伤害程度增大,4块岩心在含油饱和度为10%的条件下渗透率伤害达到了80%;在相同凝析油含油饱和度下,渗透率越低岩心的伤害率越大。

2) 大捞坝巴什基奇克组凝析气流体定容衰竭凝析油最大含量在30%左右,自生产以来,地层压力已低于露点压力,已有大量的凝析油析出,储层反凝析污染严重。

参考文献:

- [1] Bennion D B. Water and hydrocarbon phase trapping in porous media—diagnosis[J]. Prevention and Treatment,1996,35(10).
- [2] Bennion D B,Thomas F B,Bietz R F. Low permeability gas reservoirs: problems, opportunities and solutions for drilling, completion, stimulation and production[R]. SPE 35577,1996.
- [3] Parekh B,Sharma M M. Cleanup of water blocks in depleted low permeability reservoirs[R]. SPE 89837,2004.
- [4] 张振华,鄢捷年,吴艳梅.用灰色关联分析法预测低渗砂岩储层的水锁损害[J]. 钻井液与完井液,2000,19(2):1-5.
- [5] 贺成祖,华明琪.水锁效应研究[J]. 钻井液与完井液,1996,13(6):14-15.
- [6] 赵春鹏,李文华,张益,等.低渗气藏水锁伤害机理与防治措施分析[J].断块油气田,2004,11(3):45-46.
- [7] Mott R. A new method of measuring relative permeabilities for calculating gas-condensate well deliverability[R]. SPE 56484,1999.
- [8] Hinchman S B,Barree R D. Productivity loss in gas condensate reservoirs[R]. SPE 14203,1985.
- [9] 孟小海,伦增珉,李四川.气层水锁效应和含水饱和度关系[J].大庆石油地质与开发,2003,12(6):48-50.
- [10] 朱国华,徐建军,李琴.砂岩气藏水锁效应实验研究[J].天然气勘探与开发,2003,26(1):29-36.