

气田开发

裂缝—孔隙型致密砂岩 气藏水相圈闭损害模式

张凤东^{1,2}, 康毅力¹, 游利军¹, 王永恒¹

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:裂缝—孔隙型致密砂岩气藏具有低孔低渗、高毛管压力、裂缝发育、水湿性、高束缚水饱和度等地质特征。在钻井完井、增产改造及气藏开发过程中, 滤液和边底水等侵入会导致气井近井地带含水饱和度上升, 气相渗透率下降, 致使发生水相圈闭损害。针对裂缝—孔隙型致密砂岩气藏的地质特征, 对裂缝—孔隙网络系统在钻井和开发过程中不同的水相圈闭损害模式进行了研究, 探讨了基块和裂缝系统中工作液和边底水侵入导致水相圈闭损害的形成过程和损害机理, 提出在钻井、完井、修井、增产改造及开采过程中, 通过屏蔽暂堵及欠平衡等技术减少工作液侵入量、优化工作液、增大返排压差、减少界面张力、蒸发或加热降低含水饱和度以及排水采气、均衡开发等措施防治水相圈闭损害。

关键词:致密砂岩; 水相圈闭; 水侵; 损害模式; 场能变化; 防治技术

中图分类号: TE258

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2009)05-0812-05

0 引言

在钻井、完井、修井、增产改造及开发过程中, 致密砂岩气藏的水湿性、高毛管压力、超低含水饱和度以及正压差等因素, 会使工作液侵入气藏, 或造成气藏自身发生相态变化。边底水、夹层水的快速突进, 均造成气井周围近井带含水饱和度上升, 气相渗透率下降, 发生水相圈闭损害, 导致气井减产甚至停产。很多学者对水相圈闭损害进行了研究, Ben-nion^[1]认为水相圈闭对渗透率会造成严重影响, Behr^[2]研究了致密气藏裂缝带外来液漏失损害分布, 康毅力^[3-4]指出当初始含水饱和度低于束缚水饱和度时易引起水相圈闭损害; 借助物理模型及实验, 周克明^[5]探讨了气水两相渗流机理, 游利军^[6]指出致密砂岩气藏水相圈闭的损害特征。虽然诸多学者^[7-13]从不同角度对水相圈闭进行了探讨, 但对水相圈闭损害模型, 尚缺少系统的研究。本文探讨了不同条件下水相圈闭的损害模式, 对裂缝—孔隙型

致密砂岩气藏从钻井至开发过程中的水相圈闭损害规律及治理途径进行了探讨。

1 裂缝—孔隙型致密砂岩气藏潜在水相圈闭损害地质特征

中国致密砂岩气藏主要集中在四川盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地、塔里木盆地、准噶尔盆地及柴达木盆地等。裂缝—孔隙型致密砂岩气藏通常具有低孔低渗、高毛管压力、水湿性、高束缚水饱和度及强非均质性等地质特征, 孔隙度一般为3%~12%, 原地条件下渗透率低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 透镜状砂体发育, 沉积物成熟度低, 连续性差, 粘土矿物含量较高。致密砂岩毛管孔隙细小, 微裂缝发育, 存在很高的水相圈闭损害潜力, 捕集控制的束缚水饱和度较高, 当含水饱和度达到60%~70%时, 气相渗透率降至很低甚至为零, 在钻井、完井和开发中易造成严

收稿日期: 2009-05-12; 修回日期: 2009-07-14.

基金项目: 国家重大专项“低渗透油气田储层保护技术”(编号: 2008ZX05022-04); 四川省杰出青年学科带头人培养基金项目(编号: 07ZQ026-113); 中国石油天然气集团公司应用基础研究项目(编号: 07A20402)联合资助。

第一作者 E-mail: zfdswpu@163.com.

重的水相圈闭损害。

2 裂缝—孔隙网络中的水相圈闭损害模式

2.1 基块中水相圈闭损害模式

基块中流体渗流能力主要受喉道大小及分布控制,水侵发生前,储层孔喉中有一定量以水膜形式存在的束缚水,多孔介质中只有单相气体流动,气相渗流阻力较低;外来水侵入,储层的亲水性使水膜以连续相沿孔喉表面扩展,孔隙和喉道表面水膜增厚,气体在孔喉中央流动,多孔介质中单相流变为多相流,气相渗流通道减小,流动阻力增大。水膜在孔喉处扩展增厚聚拢时,就封闭了气体的渗流通道,当大量的气渗流通道被封闭,气井产量骤减甚至停产。

侵入压差较小时,毛细管压力为侵入水流动的主要动力,基块中水首先沿较小的孔道表面进入孔隙,占据可能的小孔隙和小喉道,气体在孔道中央流动;在大孔隙及大喉道中,水的渗流速度相对较慢,这使水进入2条大小不同的孔道后,在毛细管压力作用下水以较快的速度进入较小的孔道,当侵入水在纵横交织的立体网络中渗流交汇时,便将大孔道中的气圈闭起来。当水侵压差较大时,惯性力起主要作用,水在大孔道中突进而将小孔道中的气圈闭起来。气水两相流经某一孔隙喉道时,沿表面扩展增厚的水膜使喉道更为狭窄,流动阻力增大,气体经过喉道处发生收缩变形,连续气流发生卡断而形成珠泡状被圈闭在孔道中央;在孔隙盲端、角隅等处存留的气体受到压缩进一步向深处退缩,形成难以采出的圈闭气^[5]。孔隙网络系统中,当水在两边孔隙率先通过,连通两边的中间桥形孔道中气体则受压而成圈闭气。基块中圈闭模式如图1所示。

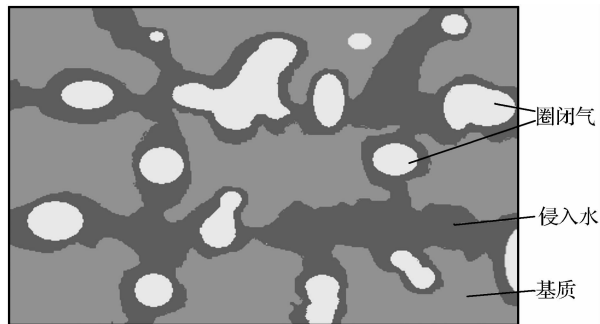


图1 基块中水相圈闭气

2.2 裂缝中水相圈闭损害模式

对裂缝—孔隙型致密砂岩,基块是主要的储气

空间,裂缝是主要的渗流通道。水侵入裂缝后,裂缝的高导流能力及水湿性使水以较快的速度窜流。大裂缝中,水可能占据全部渗流通道,但在裂缝弯曲和缩颈部位会发生卡断现象滞留部分气体;在中小裂缝中,水沿裂缝表面流动形成连续相,气体在裂缝中央形成段塞和珠泡呈不连续相;在微裂缝中,水仍分布在裂缝表面,气体被卡断以珠泡形式孤立存在。裂缝中压力上升,缝壁两侧水相饱和度升高,减弱甚至阻断了气体从基块向裂缝中的流动,致使大量天然气被圈闭于基块中,如图2所示。

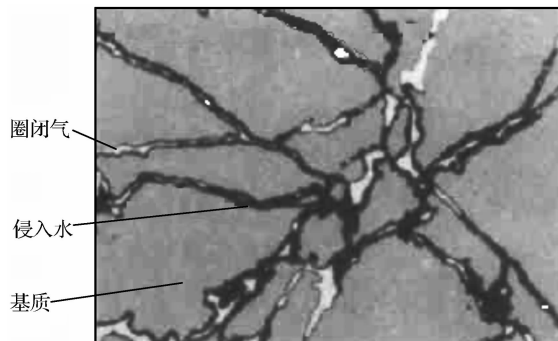


图2 裂缝中水相圈闭损害模式

裂缝—孔隙网络系统中,当水从相对均质的基块部位推进到裂缝时,水进入裂缝流动而改变了原来的流向,将许多孔隙和微细裂缝中的气体圈闭起来。随侵入时间延长,侵入水量增加,水沿裂缝纵横侵,被裂缝分割的基块形成宏观基块圈闭,与其中的微观圈闭气结合形成复合圈闭体。当近井带形成严重水相圈闭损害及边底水侵入井底后,极易导致气产量急剧下降甚至暴性水淹停产。表1为基块—裂缝系统中水相圈闭损害形成因素分析。

3 钻井完井过程中的水相圈闭损害模式

在钻井完井过程中,当井底压力大于地层压力时,工作液会侵入气藏;近平衡或欠平衡条件下,致密砂岩的水湿性、高毛管压力及超低含水饱和度等因素,会使工作液逆流自吸侵入;外来液侵入导致近井带含水饱和度上升,气相渗透率下降,导致水相圈闭损害发生。以川西深层须家河组为例,钻井过程中水沿裂缝及孔隙侵入,使近井带含水饱和度上升,特别是在狭窄裂缝及喉道处形成的水相滞留,会造成较严重的水相圈闭损害。钻井过程中近井带水相圈闭损害模式如图3所示。

4 开发过程中的水相圈闭损害模式

裂缝—孔隙型致密砂岩气藏开发过程中,随天

然气的产出,近井带压降逐渐向外传播,当压降波及到边底水区域时,边底水随即侵入气藏。侵入水首先沿裂缝进入,微观上沿裂缝及微裂缝渗流,宏观上呈水锥推进,纵窜横侵水连成一体,最终使所波及区域天然气被块状圈闭。压降梯度及裂缝的发育状况

决定水侵活动的主要方向。沿构造发育带、高渗带及断层裂缝带的复合型水侵、纵向上水气层的交互分布、横向上侵入水的突进绕流,都会圈闭控制基块中天然气以及含气边缘区天然气。开发过程中典型的水相圈闭损害模式如图 4 所示。

表 1 基块—裂缝系统中水相圈闭损害

水相圈闭	圈闭动力	侵入水扩展方式	圈闭形式	圈闭过程
基块中	毛管压力、惯性力等	以连续相沿孔隙、喉道壁面扩展增厚	绕流、指进、卡断、角隅、两端压缩	压差小时,先圈闭大孔隙中气;压差大时则相反
裂缝中	惯性力、毛管压力、重力等	沿裂缝面流动扩展,形成由弱渐强的动态液相圈闭屏障	卡断、珠泡、滞留、基块圈闭	阻断气体从基块向裂缝转移通道,渐形成不同规模的基块圈闭
基块—裂缝系统	毛管压力、惯性力、重力、基质势能、温度势能等	优先在裂缝中流动、在基块中流动时遇裂缝改变流向	微观圈闭、宏观圈闭、复合圈闭	气渗通道逐渐堵塞,基块渐被分割圈闭

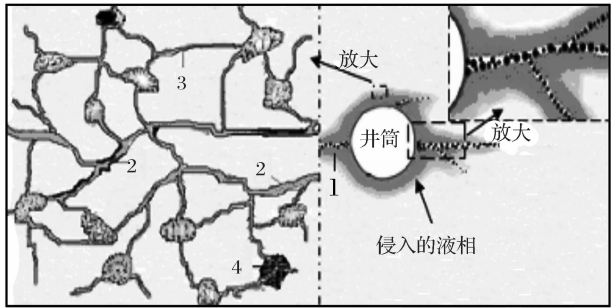


图 3 近井带水相圈闭损害模式

1. 与井筒相连开启裂缝;2. 未完全充填的裂缝或微裂缝;
3. 管状、片状、弯片状喉道;4. 颗粒内微裂缝

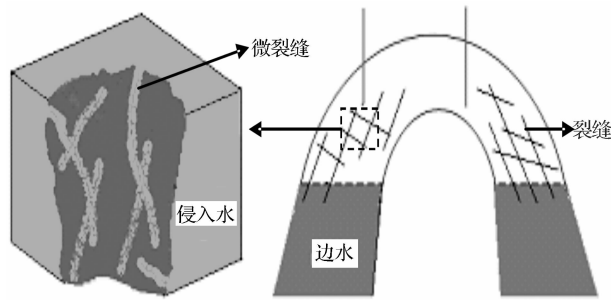


图 4 边底水侵入水相圈闭损害模式

5 决定水相圈闭损害程度的势能场变化及强化因素

5.1 综合势能决定水相圈闭损害强度

能量总是从高能处向低能处传递,在致密砂岩质能传递过程中,压力差产生的压力势、颗粒吸附产生的基质势、温度差产生的温度势、溶质浓度产生的溶质势以及重力势等各种势能场的综合作用,决定着多孔介质中水气的运动及水对气的圈闭强度。

压力势是指由于岩石水系统中的压力超过参照状态下的压力而引起的岩石水势变化,反映了外界压力的效应,包括静水压势、气压势和荷载势;基块势是由岩石—水系统中固体颗粒表面力场作用力引起的基质对水的吸附势能,表征岩石(包括颗粒与颗粒间隙)吸力对水引起的摩尔势能,与含水饱和度呈负相关关系,含水饱和度越低,基质势越大;岩石中通常含有一定量的可溶性盐类,渗透势就是由溶质离子水化时所产生的势能,离子水化时,把其周围的水分子吸引到离子周围成定向排列,这就会使岩石水分失去一部分自由活动的的能力,这种由溶质所产生的势能称为渗透势,它增强了侵入水对气的圈闭效应;温度影响水的特性,温度改变导致表面张力和粘滞性改变,温度越高水粘滞系数越小,从而引起岩石水势发生改变;温度势影响着水的运移,温度升高,水粘滞系数减小、水气界面张力下降,水从液态向汽态转化,蒸汽压上升,水同时以汽态和液态形式运移并沿温度势梯度的正方向移动^[6]。在致密砂岩质能传递过程中形成的水相圈闭损害,场能的变化对损害程度起着决定作用。

5.2 强化水相圈闭损害的系统内外因

储层的非均质性、超低含水饱和度、水湿性、高毛管压力以及天然裂缝发育等因素,都是加剧水相圈闭的内在条件,气藏裂缝大小和分布的不均匀和不规则性、侵入水量的大小、水气区之间的连通状况以及压降梯度等决定着侵入水和圈闭气的分布规律。外来水的侵入改变了气藏的原来环境,加上压力、温度的改变,易诱发岩石矿物和地层水气间的物理、化学变化,如粘土矿物吸引极性分子形成水化

膜、粘土微粒的膨胀分散、气相长链烃的析出粘附、乳化液滴的形成、气体中凝析水的析出凝结、液固气界面的相互作用增强及各种敏感性损害等,使储渗空间及渗流阻力变化更大,渗流通道更窄,从而使更多的气相渗流孔道被减小和阻断。

开发过程中不断向外扩展的压降漏斗不仅诱发边底水侵入,而且使岩石基块膨胀,孔隙半径及裂缝宽度受压,致密气藏毛管压力进一步增强,这使侵入水顺流自吸深入到更细小的孔隙和裂缝中,强化了水相圈闭效应。储层宏观结构和微观结构上的非均质性、各向异性和不连续性也使水相圈闭损害加重。

6 水相圈闭损害防治技术

6.1 精细设计,预防损害

尽量避免水相进入储层,使侵入液量和深度减至最小,是控制工作液侵入致近井带水相圈闭损害的基本思路。屏蔽暂堵及欠平衡技术是减少工作液侵入的有效技术。对致密砂岩气藏,在工作液中加入暂堵剂,正压差作用下在近井带形成薄而致密的屏蔽层,既能有效降低工作液渗漏导致的水相圈闭损害,保护了储层,又提高了经济效益;欠平衡钻井针对正常压力或低于正常压力的地层,通过增加平衡压力减小反向自吸效应,减少气藏中钻井液的侵入量。此外,避免频繁压力波动和减小正负激动压差值、减少正压作

业次数、减少事故的发生、降低工作液对气层的侵入时间等,都有利于减少工作液的侵入量。

6.2 多管齐下,治理损害

由于作业过程中水相侵入难以完全避免,选用抑制性强、滤失低、流变性好、界面张力低、高效返的工作液,通过改进工作液体系、增大返排压差等方法,使进入气藏的工作液易于排出,降低含水饱和度。如采用表面活性剂、纳米材料、热化学技术等处理方法,减小界面力场的不平衡,降低界面张力,毛管压力下降,水膜厚度减小,含水饱和度降低,气相渗透率增加,从而增强侵入液的返排能力。采用地层热处理使圈闭区的水蒸发汽化;向损害带注入气体使近井地带发生物理干化;酸化和压裂增大孔隙体积降低毛管压力,都有利于降低含水饱和度和提高气相渗透率,减轻作业后的损害效应。

6.3 合理开发,排水采气

裂缝—孔隙型致密气藏开发中边底水侵入,会导致大范围的水相圈闭损害。将渗流特征与采气工艺相结合,以优化的布井方式、采气速度、排水井位、排水时机、排水量和相适应的排水工艺,能够有效预防水相圈闭损害,获得最大的开发效益。

控制气井的采气速度,利用气藏早期能量以气带水自喷方式生产,用人工举升方式排水采气,以及实行早期边部同步排水,能够对水相圈闭损害进行

表 2 水相圈闭损害防治策略		
	预防对策	治理技术
作业过程	尽量避免水相进入储层,最小侵入液量和深度;采用屏蔽暂堵及欠平衡技术;选用滤失低、抑制性强、流变性好、界面张力低的工作液以及采用气基流体、负压钻井等技术;避免作业过程中频繁压力波动,减小正负激动压差值、正压作业次数。	改进工作液体系、增大返排压差,降低含水饱和度;采用高能工作液体系;向损害带注气使近井带物理干化采用地层热处理升高近井带温度,使圈闭区的水蒸发汽化。
开发过程	控制气井生产压差,减小气含气与水体区压差;充分利用低部位气井早期能量自喷排水采气;利用气井早期较高的能量边部排水,同步降低水气区压力;降低气藏的废弃压力。	通过综合地质研究、动态监测、数值模拟等手段,优化开发方案;控制气井采气速度;底水气藏以气带水;在未水侵区、已水侵区、水体区协调开采,均衡开发。

有效的治理。把气藏视为一个系统,通过综合地质研究、动态监测、数值模拟等手段,优化开发方案,科学确定排水井、采气井、气水同产井的井位、数量和产量,适时调整压力场分布,在未水侵区、已水侵区、水体区协调开采,均衡开发,减少水侵波及范围和被圈闭气,是开发过程中治理水相圈闭损害的重要手段。水相圈闭损害防治策略如表 2 所示。

7 结论

(1)致密气藏极低的孔渗性及水湿性使气层在

钻井、完井和开发中易造成严重的水相圈闭损害,而裂缝—孔隙型致密砂岩气藏基块和裂缝中的水相圈闭损害又具有不同的微观损害机理及圈闭模式,二者形成的网络系统加上多因素的耦合作用,强化了水相圈闭损害作用。

(2)工作液侵入与开发中边底水侵入的水相圈闭损害具有不同的损害模式,水相圈闭损害的范围、规模以及预防和治理策略也不相同,但减少水的侵入,降低含水饱和度,保护或恢复气相渗透率是共同的目标;通过减少工作液侵入量、降低含水饱和度、

排水采气等方法,能够有效防治水相圈闭损害。

(3)对于排水采气治理开发中的水相圈闭损害,除完善原有举升工艺的优化选型及复合式应用外,还需对聚合物控水采气、超声波排水采气、井下气液分离回注、智能人工举升配套等技术进行研究和应用,达到最大限度降低水相圈闭损害和提高开发效益的目的。

参考文献:

- [1] Bennion D B, Thomas F B. Formation Damage Processes Reducing Productivity of Low Permeability Gas Reservoirs [R]. SPE 60325. Presented at the 2000 Rock Mountain Regional-low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition held in Denver, Colorado, 2001; 12-15.
- [2] Behr A, Mchedlishvili G. Consideration of Damaged Zone in Tight Gas Reservoir Model with Hydraulically Fractured Well[R]. SPE 82298. Prepared for presentation at the SPE European Formation Damage Conference to be held in The Hague, Netherlands, 13-14 May, 2003.
- [3] 康毅力, 罗平亚. 川西致密含气砂岩钻井完井地层损害控制战略[J]. 天然气工业, 1999, 19(4): 46-50.
- [4] 康毅力, 罗平亚. 中国致密砂岩气藏勘探开发关键工程技术现状与展望[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 239-245.
- [5] 周克明, 李宁. 气水两相渗流及封闭气的形成机理实验研究[J]. 天然气工业, 22(增): 122-125.
- [6] 游利军. 致密砂岩气层水相圈闭损害动力学研究[D]. 西南石油大学, 博士学位论文, 2006.
- [7] 张凤东, 康毅力. 致密气藏开发过程水相圈闭损害机理及防治研究进展[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(3): 457-463.
- [8] Brian D, William D. Maximizing economic return by minimizing or preventing aqueous phase trapping during completion and stimulation operations[R]. SPE 90170. Presented at the SPE annual technical conference and exhibition held in Houston, Texas, U. S. A., 26-29 September, 2004.
- [9] 康晓东, 李相方, 程时清, 等. 裂缝性有水凝析气藏开发开采中的若干问题——以千米桥潜山凝析气藏为例[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(5): 536-539.
- [10] 张浩, 康毅力, 陈一健, 等. 致密砂岩气藏超低含水饱和度形成地质过程及实验模拟研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 186-189.
- [11] 朱维耀, 宋洪庆, 何东博, 等. 含水低渗气藏低速非达西渗流数学模型及产能方程研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(5): 685.
- [12] 曲俊耀, 曲林. 四川裂缝—孔隙型有水气藏的水封与解封[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- [13] 李士伦, 孙雷. 低渗致密气藏、凝析气藏开发难点与对策[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(2): 156-159.

Aqueous Trapping Damage Models for Fracture-pore Tight Sandstone Gas Reservoirs

ZHANG Feng-dong^{1,2}, KANG Yi-li¹, YOU Li-jun¹, WANG Yong-heng¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2. SINOPEC Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Fracture-pore tight sandstone gas reservoirs are characterized by low porosity and permeability, high capillary pressure, fracture development, water wettability, and high irreducible water saturation. In the course of drilling, completion and development, filtrate intrusion would lead to water saturation increase and gas permeability decline near wellbore area, and result in aqueous trapping damage. Aiming at the geological characteristics, this paper studied different aqueous trapping damage models during drilling and development in fracture-pore network system, and researched the aqueous trapping damage forming process and damage mechanism owing to operating fluid and edge and bottom water intruding into the matrix and fracture system. Then, it presented the measures to control aqueous trapping damage while drilling, completion, workover, production and development, such as temporary shielding techniques, under-balanced drilling, optimizing treatment fluid, enlarging flowback pressure difference, decreasing interfacial tension, evaporating or heating to reduce water saturation, drainage gas recovery, and equivalent development. With these treating, aqueous trapping damage can be effectively prevented.

Key words: Tight sandstone; Aqueous trapping damage; Encroachment; Damage models; Field energy change; Control techniques.