

天然气开发

致密砂岩气藏水相圈闭损害自然解除行为研究

游利军¹, 石玉江^{2,3}, 张海涛^{2,3}, 康毅力¹, 任 渊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. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018;

3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018)

摘要:致密砂岩气藏的高毛细管力及强水湿性使其易产生水相圈闭损害,影响气藏及时发现、准确评价及经济开发。目前消除水相圈闭的物理化学方法,由于可能诱发其他储层损害,应用尚受到限制。选取鄂尔多斯盆地渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、介于 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间和大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的致密砂岩岩样,利用氮气在恒定高压差与递增压差驱替原地有效应力下饱和模拟地层水岩样的实验,揭示致密砂岩水相自然返排行为。结果表明:随着时间增加,含水饱和度逐渐下降,渗透率越高,含水饱和度降低幅度越大,残余水饱和度越低;渗透率介于 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的岩样,在前150h递增驱替比恒定高压差驱替含水饱和度降低慢,但水相返排率更高。分析表明,致密砂岩水相圈闭损害严重,孔隙结构、渗透率和压力梯度是影响水相返排的重要因素,孔喉非均质性强的储层宜采用递增压差驱替的方式;水相返排过程包括驱替和蒸发2个阶段,当气相在不同孔喉中形成渗流通道后,可适当提高压差加速水相蒸发。

关键词:致密砂岩;气藏;含水饱和度;水相清除;压差;蒸发

中图分类号:TE312

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2013)06-1214-06

引用格式: You Lijun, Shi Yujiang, Zhang Haitao, *et al.* Spontaneous removal behavior of water phase trapping damage in tight sandstone gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(6): 1214-1219. [游利军, 石玉江, 张海涛, 等. 致密砂岩气藏水相圈闭损害自然解除行为研究[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(6): 1214-1219.]

0 引言

致密砂岩气已成为中国天然气增储的重要领域,也是最为现实的非常规天然气勘探领域^[1-3]。然而,由于致密砂岩储层天然裂缝发育、超低含水饱和度及高毛细管压力等工程地质特征,在致密砂岩气藏的开发过程中,各种水基流体如钻井液、完井液、洗井液、修井液及压裂液等接触储层,即使在欠平衡条件下各种工作液也会不可避免地侵入气层,增加近井带或裂缝面附近基块含水饱和度,从而严重降低气相渗透率,延长气藏开发周期并最终降低气藏的采收率^[3-7]。水相圈闭损害导致美国17 000多口

气井产量每年递减5%^[8],如果气藏存在超低含水饱和度现象,水相损害将更严重^[9-10]。化学方法润湿反转被认为是恢复凝析气井产量的关键技术^[11-12],只有实现侵入液快速、有效返排、降低浸泡时间和侵入深度才能减少水相圈闭损害^[7]。很多学者利用润湿性反转加速水相返排^[12-15],近几年利用纳米乳液、成膜或低自由水钻井完井液或气体钻井以降低水相圈闭损害^[16-18]。

但是,润湿性反转加入的表面活性或醇类预防水相圈闭损害技术在矿场试验中效果并不十分理想^[19],甚至适得其反^[20]。因此,研究水相自然返排的控制因素及控制机理,采用自然返排仍然是解除

收稿日期:2013-03-27;修回日期:2013-07-31.

基金项目:国家“973”计划(编号:2010CB226705);国家科技重大专项(编号:2011ZX05018-005;2011ZX05044)联合资助。

作者简介:游利军(1976-),男,河南洛阳人,副教授,博士,主要从事储层保护理论与技术、非常规天然气、岩石物理教学与科研工作。

E-mail: youlj0379@126.com.

水相圈闭损害的首选。

本文选取鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏Ⅱ类、Ⅲ类和Ⅳ类储层岩样^[21],开展了恒定高压差和递增压差氮气驱替饱和模拟地层水的岩样,分析了控制水相返排过程的因素及控制机理,为水相自然返排和促使快速返排方式的选择提供了实验依据。

1 实验岩样与实验方法

实验选用鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏Ⅱ类、Ⅲ类和Ⅳ类储层岩样,渗透率分别为小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、在 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间和大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,将岩样分为2组(表1)。

实验方法:①选取不同渗透率级别的岩样,进行预处理,称量岩样干重(m_0);②将岩样抽真空饱和模拟地层水,称重,测得湿岩样的质量(m_1);③将岩样装入岩心夹持器,围压选定为原地有效应力25MPa,在恒定流压1.5MPa条件下进行氮气驱替,间隔一定时间取出岩样进行称重(m_2),计算岩样含水饱和度 $[(m_2 - m_0) / (\rho_{\text{水}} V_{\text{孔隙}})]$ 和含水饱和度变化速率(单位时间内含水饱和度变化量);④递增压差驱替实验重复①和②,围压选定25MPa,在流压为0.3MPa条件下驱替,间隔一定时间取出岩样进行称重(m_2),直至连续2次测量的岩样含水饱和度 $[(m_2 - m_0) / (\rho_{\text{水}} V_{\text{孔隙}})]$ 变化速率小于1%;⑤将驱替压力依次增加至0.6MPa、0.9MPa、1.2MPa和1.5MPa,重复④。

表1 实验岩样基础参数

Table 1 Basic parameters of core samples

实验类型	样号	长度 /cm	直径 /cm	孔隙度 /%	渗透率 /($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
恒定压差 驱替	S1	6.06	2.52	5.94	0.069 6
	S3	6.45	2.50	11.39	0.181
	S4	5.28	2.50	6.57	0.439
	S5	6.61	2.48	6.07	0.689
递增压差 驱替	S6	6.16	2.50	3.07	0.028
	S3	6.45	2.50	11.4	0.181
	S7	6.63	2.51	8.51	0.44

2 实验结果

2.1 恒定高压差驱替

从实验结果(图1)可以看出,恒定高压差驱替下,随着驱替时间的增加,岩样含水饱和度下降。渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、在 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

之间和大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样,含水饱和度随时间变化的曲线表现为不同的形态。渗透率大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样S4和岩样S5在驱替的前10h内,含水饱和度急剧下降,随后含水饱和度以较稳定速率降低,含水饱和度在30%左右趋于稳定。渗透率介于 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的岩样S3含水饱和度先快速下降,后基本不再变化,最终含水饱和度稳定在57%左右,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样S1,在驱替整个过程中含水饱和度基本保持较慢的速率下降,150h时,含水饱和度仍为62%。

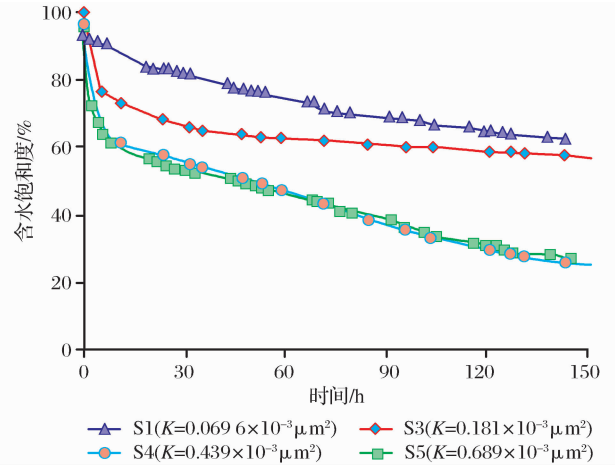


图1 恒定1.5MPa驱替岩样含水饱和度随时间变化关系
Figure 1 Water saturation of tight cores with various permeability during 1.5MPa pressure displacement

2.2 递增压差驱替

选取了渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、介于 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间和大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样各1块进行了压差从0.3MPa逐渐增加到1.5MPa下的驱替实验。实验结果(图2)表明,随着时间增加,含水饱和度逐渐下降,渗透率越高降低幅度越大。小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样含水饱和度在低压差下降较快,随着压差增大,降幅不显著,而高于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样含水饱和度在压差增加时,含水饱和度变化速率有波动,在1.5MPa压差下变化速率较大(图3)。

2.3 恒定高压差和递增压差驱替对比实验

选取渗透率为 $0.181 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样S3与渗透率相近的岩样S4和岩样S7分别进行了恒定压差和递增压差的驱替实验。恒定压差驱替实验后,再将岩样抽真空饱和模拟地层水,然后进行递增压差驱替实验。实验结果(图4)表明,恒定压差驱替含水饱和度在驱替初期降低幅度大,后期变缓,基本不再发生变化;递增压差驱替含水饱和度变化速率

在驱替前 150h 均较慢,但是最终含水饱和度能比恒定高压差驱替获得更低的含水饱和度,即水相返排率更高。渗透率相对较高的岩样(大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 的恒定高压差驱替与递增压差驱替实验结果(图 5) 表明,2 种驱替方式下饱和度下降速率基本相同,在 150h 时残余水饱和度也基本相同。

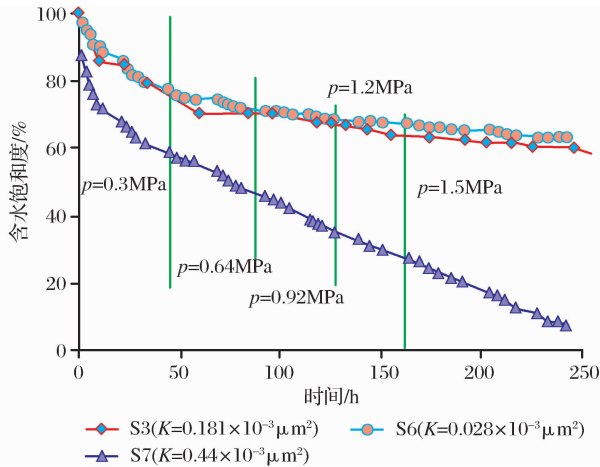


图 2 不同渗透率级别岩样递增压差驱替 饱和度随时间变化关系

Figure 2 Water saturation of tight cores with various permeability during increased pressure displacement

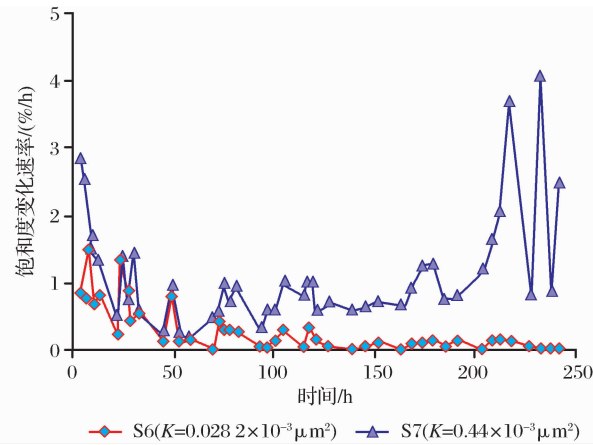


图 3 递增压差驱替岩样含水饱和度 变化速率与时间关系

Figure 3 Change rate of water saturation in tight cores with various permeability under increased pressure displacement

3 讨论

3.1 孔隙结构对水相圈闭损害解除的影响

从图 1 可以看出,恒定高压差驱替下,随着驱替时间的增加,岩样含水饱和度下降;渗透率大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样 S5 在驱替的前 10h 内,含水饱和度急剧下降,说明渗透率较大的岩样在驱替初期由

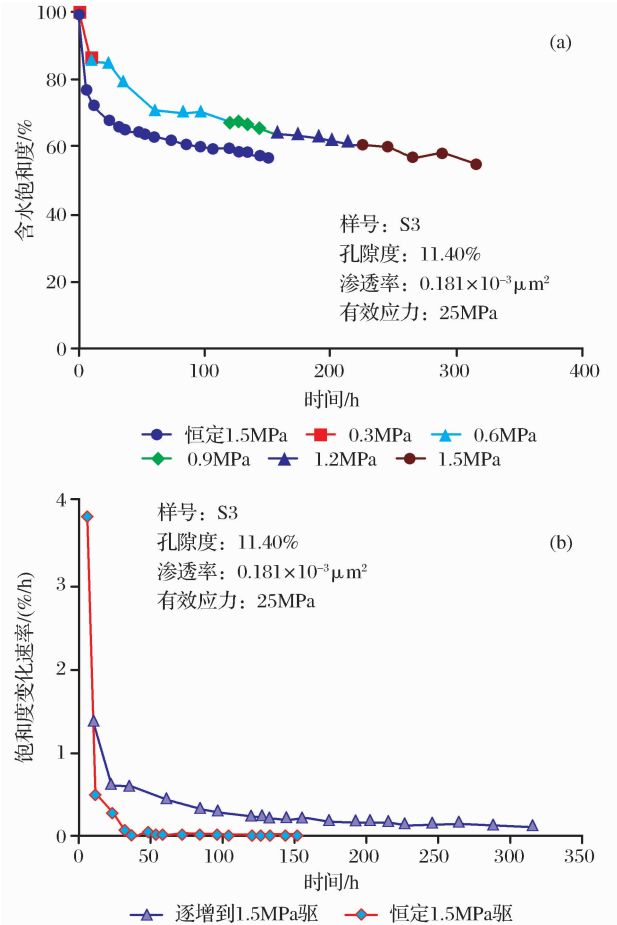


图 4 恒定压差和递增压差驱替 $0.181 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩样含水饱和度变化 Figure 4 Water saturation of tight cores with $0.181 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ during increased pressure and constant pressure displacement

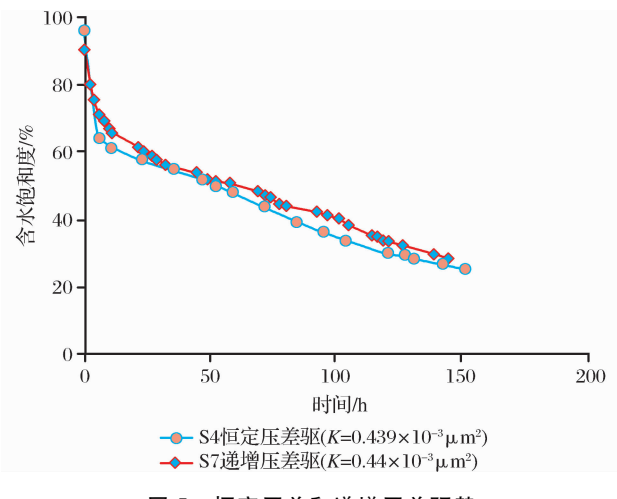


图 5 恒定压差和递增压差驱替 $0.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩样含水饱和度变化 Figure 5 Water saturation of tight cores with $0.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ during increased pressure and constant pressure displacement

于存在较大的孔喉半径,毛细管力偏低,使孔喉中较多的水相参与了流动,表现出含水饱和度快速降低,随后以较稳定的速率降低,说明岩石颗粒表面的吸附水快速蒸发,含水饱和度在 30% 左右趋于稳定;渗透率介于 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的岩样 S3 和渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样 S1 含水饱和度表现为驱替初期含水饱和度下降较快的现象,后期则变化很慢,说明渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样对渗透率贡献的主要是个别大孔喉;随着驱替压力的增大,岩样含水饱和度有一个急剧变化的过程,说明在 0.3MPa 的驱替压力下相对高渗和相对低渗岩样中大多数孔喉参与了流动。

从图 4 可以看出,递增压差驱替过程在前 20h 含水饱和度降低速率低于恒定高压差驱替,但是随后呈现出以稳定速率持续降低,恒定高压差驱替在 50h 后含水饱和度基本保持不变;相对恒定压差驱替,递增压差驱替可以将含水饱和度降至更低。从图 6 可以看出,渗透率大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的 II 类

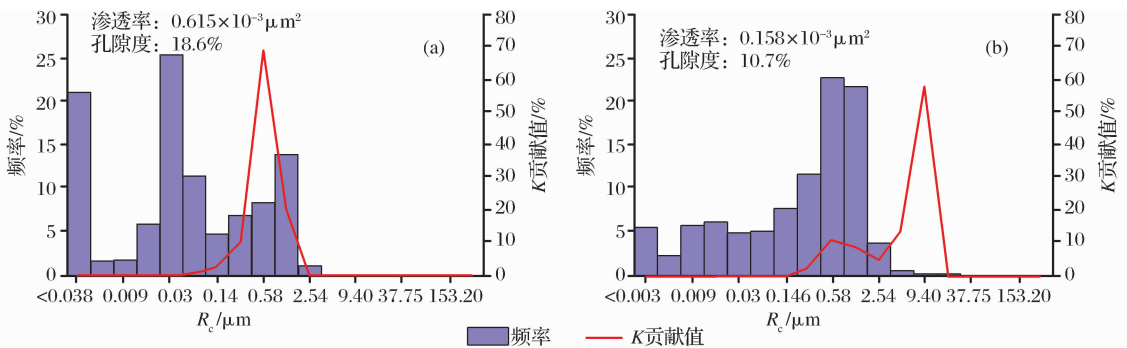


图 6 研究区 II 类(a)、III 类(b)储层岩样孔喉分布及渗透率贡献

Figure 6 The distribution and permeability contribution of pore and throat of type II and III reservoir in this area

3.2 渗透率对水相圈闭损害解除的影响

由图 1 可以看出,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、介于 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间和大于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样在恒定 1.5MPa 驱替 150h 时,含水饱和度可分别降低为 62%、57% 和小于 30%。鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏局部存在超低含水饱和度现象,即气藏初始含水饱和度小于束缚水饱和度^[22-25]。鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏局部初始含水饱和度最低可达 12%,多数产层含水饱和度小于 30%。这说明在近井带有液相滞留产生的水相圈闭损害时,在开井放喷 150h 后仍然有严重水相圈闭损害,这将影响测井或测试对气层的评价结果^[26],也影响气层供气能力^[27]。

3.3 水相侵入深度对水相圈闭损害解除的影响

实验结果(图 1)表明,渗透率为 $0.439 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

储层岩样对渗透率贡献的主要是 $0.6 \sim 2.55 \mu\text{m}$ 的孔喉;渗透率介于 $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间的 III 类储层岩样,孔喉非均质性强,分形维数平均为 2.78,对渗透率有贡献的孔喉半径范围较宽,主要是 $0.6 \sim 9.4 \mu\text{m}$ 的孔喉,但这些孔喉比例少,导致递增压差驱替较恒定压差驱替能获得更低含水饱和度[图 4(a),图 4(b)]。

这说明递增压差驱替能够逐渐驱替出不同半径孔喉中的水相,实现不同孔喉的活塞驱替,降低岩样中含水饱和度,从而更高效地清除水相圈闭,而恒定高压差驱替则只能驱替出较大孔喉中的水相,当气相在高压差驱替下在粗孔喉中形成渗流通道后,将不会再进入小孔喉。因此孔喉强非均质的岩样建立束缚水饱和度时一定要进行递增压差驱替,在水相返排时,应采用递增压差驱替。而低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样由于排驱压力高,近井带积液可采用较大压差返排,促使流体快速排出,但应避免大压差返排诱发应力敏感性损害。

的岩样 S4 和渗透率为 $0.689 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩样 S5,在相同压差 1.5MPa 驱替下,含水饱和度降低趋势和降低速率均相近。由于在恒定 1.5MPa 驱替下,饱和水岩样 S4 和 S6 的压力梯度分别为 0.284MPa/cm 和 0.227MPa/cm。这说明,气藏压力一定时,水相侵入深度越大,气藏提供的压力梯度越小,水相圈闭损害解除越困难。因此,在致密砂岩作业过程中尽量避免水相侵入,降低水相侵入深度,在试采、开发过程中水相才能在较低压差下返排,并避免高压差返排诱发的应力敏感、速敏等储层损害。

3.4 蒸发作用对水相圈闭损害解除的影响

从图 1、图 2、图 4 和图 5 可以看出,无论是恒定压差驱替,还是递增压差驱替,水相返排都可分为 2 个阶段,即驱替阶段和蒸发阶段^[28];在驱替 100h 后,

含水饱和度变化速率均有所降低,有的岩心含水饱和度微弱降低,原因可能是气体形成渗流通道后,驱替作用结束,气体在渗流通道中流动,将岩石孔喉表面的水膜蒸发。但是,蒸发作用受到气体流速、温度压力及水相性质的影响,由于致密砂岩孔喉细小,气体刚形成流动通道后,流动慢,蒸发作用有限。从图1和图2可以看出,高渗透率有利于蒸发作用^[29]。因此,为了提高水相圈闭损害清除速率,当气体在储层不同孔喉中形成渗流通道后,适当提高返排压差,提高气体流动速率,加速蒸发;也可以在工作液中加入易挥发性溶剂,改变工作液滤液性质,提高滞留水相的蒸发速率,促进快速返排。但是,应考虑蒸发过程中可能产生的盐析作用对储层造成的损害。

4 结论

(1)致密砂岩气藏水相圈闭损害严重,清除困难,严重影响气层测井、测试评价结果和供气能力。

(2)孔隙结构、渗透率和压力梯度是影响致密砂岩水相圈闭损害自然解除的关键因素;孔喉非均质性强的储层宜采用递增压差驱替的方式,使气体在不同孔喉中形成活塞驱,提高水相返排率;均质储层可用较大压差返排,但是应避免诱发应力敏感损害。

(3)水相圈闭损害自然解除可分为驱替和蒸发2个阶段,当气体在储层不同孔喉中形成渗流通道后,适当增大返排压差,提高气体流动速率,加速蒸发,但应注意蒸发过程中盐析作用对储层的损害。

参考文献(References):

- [1] Li Jianzhong, Guo Bingcheng, Zheng Min, *et al.* Main types, geological features and resource potential of tight sandstone gas in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 607-615. [李建忠, 郭彬程, 郑民, 等. 中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(4): 607-615.]
- [2] Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(3): 257-265. [戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(3): 257-265.]
- [3] Kang Yili, Luo Pingya. Current status and prospect of key techniques for exploration and production of tight sandstone gas reservoirs in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(2): 239-245. [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.]
- [4] You Lijun, Kang Yili, Chen Yijian, *et al.* Stress sensitivity of fractured tight gas sands in consideration of fractures and water saturation[J]. *Journal of China University of Petroleum*, Edition of Natural Science, 2006, 30(2): 59-63. [游利军, 康毅力, 陈一健, 等. 考虑裂缝和含水饱和度的致密砂岩应力敏感性[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2006, 30(2): 59-63.]
- [5] Shu Yong, Yan Jienian. Amphoteric/sulfonation polymer drilling fluid with performances of fluid-block prevention and film forming in low-permeability condensate gas reservoir [J]. *Journal of China University of Petroleum*; Edition of Natural Science, 2009, 33(1): 57-63. [舒勇, 颜捷年. 低渗凝析气藏防液锁成膜两性离子聚磺钻井液[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2009, 33(1): 57-63.]
- [6] Zhang Fengdong, Kang Yili, You Lijun, *et al.* Aqueous trapping damage models for fracture-pore tight sandstone gas reservoirs [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(5): 812-815. [张凤东, 康毅力, 游利军, 等. 裂缝-孔隙型致密砂岩气藏水相圈闭损害模式[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(5): 812-815.]
- [7] Bennion D B, Thomas F B, Ma T. Formation Damage Processes Reducing Productivity of Low Permeability Gas Reservoirs[C]. SPE 60325, 2000.
- [8] Xie X, Liu Y, Sharma M. Wettability Alteration To Increase Deliverability of Gas Production Wells[C]. SPE 117353, 2008
- [9] Bennion D B, Bietz R F, Thomas F B, *et al.* Reductions in the productivity of oil and low permeability gas reservoirs due to aqueous phase trapping [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1994, 33(8): 45-54.
- [10] Cimolai M P, Bennion D B, Myers D L, Mitigating Horizontal Well Formation Damage in A Low-Permeability Conglomerate Gas Reservoir[C]. SPE 26166, 1993.
- [11] Delavarmoghaddam A, Mirhaj S A, Zitha P L J. Gas Condensate Productivity Improvement by Chemical Wettability Alteration[C]. SPE 122225, 2009.
- [12] Li K, Firoozabadi A. Experimental study of wettability alteration to preferential gas-wetting in porous media and its effects[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2000, 3(2): 139-149.
- [13] Tang G Q, Firoozabadi A. Wettability alteration to intermediate gas-wetting in porous media at elevated temperatures[J]. *Transport in Porous media*, 2003, 52(2): 185-211.
- [14] Fahes M, Firoozabadi A. Wettability Alteration to Intermediate Gas/Condensate Reservoirs at High Temperatures[C]. SPE 96184, 2005.
- [15] Liu Y, Zheng H, Huang G, *et al.* Improving Production in Gas/Condensate Reservoirs by Wettability Alteration to Gas Wetness[C]. SPE 99739, 2006.
- [16] Zhang Yan, Xiang Xingjin, Yan Jienian, *et al.* A novel drilling fluid with less free water[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(4): 490-494. [张岩, 向兴金, 颜捷年, 等. 低自由水钻井液体系[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(4): 490-494.]
- [17] Zhang Ningsheng. Key production technologies of low-permeability gas reservoirs and their development trend[J]. *Natural Gas Industry*, 2006, 26(12): 38-41. [张宁生. 低渗气藏开发的关键性技术与发展趋势[J]. *天然气工业*, 2006, 26(12): 38-41.]
- [18] Jiang Guancheng, Hu Dongliang, Guan Xunzhong, *et al.* Study on system of broad-spectrum oil-film temporary plugging

- drilling and completion fluid[J]. Journal of Basic Science and Engineering, 2007, 27(1): 74-83. [蒋官澄, 胡冬亮, 关勋中, 等. 新型广谱“油膜”暂堵型钻井完井液体系研究与应用[J]. 应用基础与工程科学学报, 2007, 27(1): 74-83.]
- [19] Chen Dingshan, Zhao Fulin. Application of alcohol treatment in decreasing damage of tight gas formation[J]. Journal of China University of Petroleum, 1991, 15(2): 36-45. [陈定珊, 赵福麟. 醇处理在减少致密气层伤害中的应用[J]. 石油大学学报, 1991, 15(2): 36-45.]
- [20] He Chengzu, Hua Mingqi. The quantitative study on water blocking mechanism[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2000, 17(3): 1-4. [贺承祖, 华明祺. 水锁机理的定量研究[J]. 钻井液与完井液, 2000, 17(3): 1-4.]
- [21] Bao Hongping, Jia Yani, Yu Zhongping. Industrial classification and evaluation of the permian sandstone reservoir in Sulige Gasfield[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4): 14-15. [包洪平, 贾亚妮, 于忠平. 苏里格气田二叠系砂岩储层工业性分类评价[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 14-15.]
- [22] Katz D L, Lundy C L. Absence of connate water in Michigan reef gas reservoirs: An analysis[J]. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1982, 66(1): 91-98.
- [23] You Lijun, Kang Yili. Integrated Evaluation of Water Phase Trapping Damage Potential in Tight Gas Reservoirs[C]. SPE 122034, 2009.
- [24] Newsham K E, Rushing J A, Lasswell P M. Use of Vapor Desorption Data to Characterize High Capillary Pressure in A Basin-Centered Gas Accumulation with Ultra-Low Connate Water Saturations[C]. SPE84596, 2003.
- [25] Kang Yili, Luo Pingya, Xu Jin, *et al.* Employing both damage control and stimulation: A way to successful development for tight gas sandstone reservoirs[C]. SPE 64707, 2000.
- [26] You Lijun, Kang Yili, Chen Yijian, *et al.* Application of temporary and shielding plugging technology to improve well logging responses for tight sandstone gas reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2007, 29(1): 113-116. [游利军, 康毅力, 陈一健, 等. 应用屏蔽暂堵技术提高致密砂岩气层测井识别能力[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(1): 113-116.]
- [27] You Lijun, Li Lei, Kang Yili, *et al.* Gas supply capacity of tight sandstone in reconsidering effective stress and water saturation[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4): 764-769. [游利军, 李雷, 康毅力, 等. 考虑有效应力与含水饱和度的致密砂岩气层供气能力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 764-769.]
- [28] Mahadevan J, Sharma M M. Water removal from porous media by gas injection: Experiments and simulation[J]. Transp Porous Med, 2007, 66: 287-309.
- [29] Tannich J D. Liquid removal from hydraulically fractured gas wells[J]. Journal of Petroleum Technology, 1975, 27(11): 1309-1317.

Spontaneous Removal Behavior of Water Phase Trapping Damage in Tight Sandstone Gas Reservoirs

YOU Li-jun¹, SHI Yu-jiang^{2,3}, ZHANG Hai-tao^{2,3}, KANG Yi-li¹, REN Yuan¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu 610500, China;

2. Oil & Gas Technology Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China;

3. State Key Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an 710018, China)

Abstract: Water phase trapping of tight gas reservoir caused by its high capillary pressure prevents gas reservoirs from being detected, precisely evaluated and economically developed. The present physical and chemical methods for removal of water phase trapping is seldom applied because that they might cause other damages. The experiments of N₂ displacement to stimulate formation water tight sandstone core samples with the permeability of less than $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $(0.1-0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and more than $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ are conducted under the conditions of in situ stress and constant flow pressure difference or increased pressure differences to recognize the water flowback behavior in tight sandstone. The results indict that water saturation of core samples decreases gradually, and the lower the permeability of cores is, the lower the decrease rate of water saturation will be, and that the decrease rate of water saturation of core with the permeability of $(0.1-0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ displaced by increasing pressure difference is lower than that displaced by constant pressure difference within 150 hours, but the water flowback rate of core displaced by increasing pressure difference is higher. The analysis of results show that water phase trapping is severe. Pore throat structure, permeability and pressure gradient are the most important factors. The process of water flowback from cores includes two effects, water displaced by gas and water evaporation due to gas flow. If the pressure difference of water flowback increases properly, it will accelerate water evaporation effect when gas can flow through different sizes of pore throats.

Key words: Tight sandstone; Gas reservoir; Water saturation; Water removal; Pressure difference; Evaporation