



致密砂岩气层水锁机理及控制因素研究

唐洪明^{1*}, 朱柏宇¹, 王茜³, 张烈辉², 赵峰¹, 王俊杰¹

1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都 610500;
2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500;
3. 中国石油塔里木油田分公司油气工程研究院, 库尔勒 841000

* E-mail: swpithm@vip.163.com

收稿日期: 2017-06-30; 接受日期: 2017-11-07; 网络版发表日期: 2018-04-24
国家自然科学基金(批准号: 51674211, 51534006)资助项目

摘要 致密砂岩气已成为非常规天然气勘探开发的重点领域,但由于自身的特性,在钻完井、生产、增产等作业过程中极易造成水锁损害,目前致密砂岩水锁评价方法主要关注水相侵入前后岩心尺度的渗透率变化,未从微观尺度上刻画其水相侵入过程.在深入认识水锁机理的基础上,利用克深J井区巴什基奇克组致密低渗天然岩心,基于毛管自吸实验和水相返排实验,采用核磁共振成像和 T_2 谱技术对水相侵入过程进行了可视化、定量化研究,探讨了水锁过程的微观机理及控制因素.获得了以下认识:(1)离心法建立的初始含水饱和度主要占据相对较小的小孔喉;而 $T_2 > 100$ ms这部分孔喉,代表岩心中相对大的孔喉,自吸水速度快,易于饱和,当含水饱和度 $S_w = 45\% \sim 60\%$ 时,这部分孔喉吸水就基本达到饱和;(2)核磁共振成像表明,致密岩心(渗透率 ≤ 0.02 mD)水相侵入过程中自吸速率较慢,水相饱和度在岩心中呈均匀增加;低渗岩心(渗透率 > 0.1 mD)水相侵入呈段塞式均匀推进,且自吸速率相对较快;裂缝-基质双重介质岩心水相优先沿裂缝推进,然后基质沿缝面自吸,微裂缝自吸速率最快.(3)物性、微裂缝、初始含水饱和度、侵入流体矿化度、黏土矿物类型及含量和生产压差是影响水相侵入及水相滞留的重要因素.深入认识了致密砂岩水锁机理,完善了水锁效应的控制因素研究,对有效勘探开发致密低渗气藏具有指导意义.

关键词 致密砂岩, 水锁, 核磁成像, 克深, 控制因素

1 引言

致密砂岩气层发育微米纳米级孔喉,具有低孔低渗,高黏土矿物含量,高毛管压力,低初始含水饱和度等特征,极易造成水锁损害^[1,2].水锁过程其本质上属于气液两相的非线性渗流现象,受多孔介质微结构、

流体性质以及固-液间的相互作用控制,针对水锁机理,国内外学者在理论及实验方面均进行了大量研究工作.20世纪初, Lucas^[3]和 Washburn^[4]分别给出了单根毛细管中液体流动速度的解析解,建立了著名的自吸模型,即LW模型^[5].在此基础上发展出了很多模型, Kim和Whitesides^[6], Zhmud等人^[7], Fries和Dreyer^[8]推

引用格式: 唐洪明, 朱柏宇, 王茜, 等. 致密砂岩气层水锁机理及控制因素研究. 中国科学: 技术科学, 2018, 48

Tang H M, Zhu B Y, Wang X, et al. Mechanism and control factors of water blocking in tight sandstone gas reservoir (in Chinese). Sci Sin Tech, 2018, 48, doi: 10.1360/N092017-00200

导了在不同毛管形态情况下的毛管自吸解析解; Bena-vente等人^[9]、Cai等人^[10]、Guo等人^[11]引入分形理论进一步完善了毛管自吸解析模型, 但由于难以表征复杂微观孔隙结构, 各个模型都有其局限性. Handy^[12]假设水自吸为活塞式注入且满足达西定律, 建立了岩心中毛管自吸模型; Li和Horne^[13,14]考虑重力因素及初始含水饱和度对Handy模型进行了改进; Li和Zhao^[15]引入分形理论发展了Li和Horne模型. Handy模型、Li和Horne模型均是宏观意义上的模型, 基于岩心各向同性假设, 忽略了微观自吸机理, 部分参数物理意义不清晰, 极大限制了其应用范围. 除此之外, Terzaghi^[16]建立了一维圆柱形土壤自吸模型, 在此基础上也发展了一系列模型, 但计算结果精度均差^[17,18]. 实验研究方面, Bennion等人^[19]最早建立了油-水两相和气-水两相驱替过程中流体在孔隙中的分布模式. Akin等人^[20]指出不同物性岩心在自吸过程中, 无因次自吸量与时间具有相似的关系. 游利军等人^[21]证实了致密砂岩中存在超低含水饱和度现象, 液相侵入后难以完全返排, 并证实了裂缝能加快自吸速率, 加剧水锁损害. 唐洪明等人^[22]利用核磁共振仪测试不同流体对页岩孔隙分布和岩相变化影响. Dehghanpour等人^[23]分析了液体类型对毛管自吸的影响. 杨正明等人^[24]研究了低渗透砂岩喉道半径、束缚水饱和度及临界压力梯度对气体渗流及采收率的影响. 前人所做的工作大都是从自吸量、自吸速率等宏观方面研究水锁损害, 部分学者也逐渐开始利用核磁共振、CT成像等技术表征水锁损害过程. Akin和Kovscek^[25]应用CT成像方法监测硅藻土和白垩岩心水相垂直自吸过程, 表明自吸过程具有均质性和活塞式注入前缘. Ding等人^[26]利用在线核磁共振监测技术研究润湿相进入土壤等多孔介质之后自吸速率及残余气饱和度情况. Meng等人^[27]采用核磁共振法检测, 对比了顺向自吸和逆向自吸的差异. 目前针对致密砂岩气层水锁评价方法还是主要关注水相侵入前后岩心尺度的渗透率变化, 未从微观尺度上刻画其水相侵入过程, 致密砂岩水锁机理研究程度较低, 各类经典模型在致密砂岩水锁研究中的适用性没有进行验证. 本文根据毛管自吸理论深化了水锁机理, 利用核磁共振成像和 T_2 谱等技术深入认识了水相侵入过程, 分析了不同因素对致密砂岩水锁的影响, 对致密砂岩气藏的开发具有实际意义.

2 水锁机理

水锁除了受作业压差的影响之外, 更为重要的是岩石依靠自身毛管压力的毛管自吸作用, 假设单根毛管为平直圆柱形的情况下, 由Laplace-Young方程推导出单根毛管下毛管压力^[28]为

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{R}, \quad (1)$$

式中, P_c 为毛管力, Pa; R 为孔喉半径大小, mm; θ 为接触角, rad; σ 为气液两相界面张力, mN/m. 毛管压力的大小与界面张力成正比, 与多孔介质的孔喉半径成反比. 由于致密砂岩气藏的孔隙喉道尺寸较小, 毛管力较大, 且致密砂岩一般亲水, 所以致密砂岩气层更易诱发水锁损害.

如图1所示, 一维平直毛细管接触到湿润液体(不可压缩牛顿流体), 在毛细管力作用下发生自吸, 假设流动为层流且服从Hagen-Poiseuille定律和达西定律, 液相侵入过程中在毛细管内受力平衡状态为^[8]

$$\frac{2\sigma\cos\theta}{R} = \rho gh + \frac{8\mu h h'}{R^2} + \rho \frac{d(hh')}{dt}, \quad (2)$$

式中, $h=h(t)$ 是在时间 t 时的液体柱实际长度; μ 为外来流体的黏度, Pa s; g 为重力加速度. 式子从左到右, 第1项为毛管压力, 第2项为重力项, 第3项为黏性阻力项,

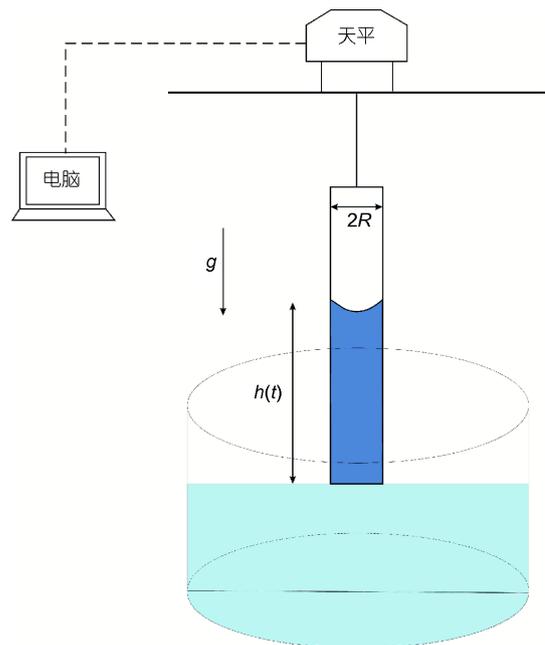


图1 (网络版彩图)水锁评价的自发垂向渗吸实验装置图

第4项为惯性项。

在液相自吸的初始阶段, 毛管压力起主要作用, 黏性阻力较小, 自吸速率较快, Lucas^[3]和Washburn^[4]在忽略惯性项和重力项的基础上, 得到式(3), 该式表明在这一阶段液体吸入长度随时间的平方根满足线性关系, Fries和Dreyer^[8]指出式(3)仅适用于自吸高度小于平衡高度10%的情况。随着自吸液侵入孔隙的量增加, 黏性阻力项逐渐增大, 自吸液侵入速度越来越慢, 直至平衡。

$$h = \sqrt{\frac{R\sigma\cos\theta}{2\mu}}. \quad (3)$$

式(2)还表明毛管半径越小, 毛管压力越强, 自吸动力越强; 但毛管半径越小, 黏性阻力项更强, 后期渗透能力越差; LW模型从毛管流动出发, 具有明确的物理意义, 但对孔隙形态的考虑欠缺。

对于实际岩心中的自吸情况, Li和Horne^[13]在Handy^[12]研究的基础上, 假设岩心中水自吸为活塞式注入且满足达西定律, 考虑原始水饱和度的影响, 推导出水自吸率 Q_w 与含水率为 S_{wf} 时的水相渗透率 K_w 、含水率为 S_{wi} 时的毛管压力 P_c 、水相侵入高度 x 、水相和气相的密度差 $\Delta\rho$ 、岩心横截面积 A 的关系:

$$Q_w = \frac{AK_w}{\mu} \left(\frac{P_c}{x} - \Delta\rho g \right). \quad (4)$$

方程简单变形可以得到水自吸率 Q_w 和气采收率倒数 λ 之间的关系:

$$Q_w = \frac{dN_{wt}}{dt} = a \frac{1}{\lambda} - b, \quad (5)$$

其中, $\lambda = \frac{N_{wt}}{V_p}$ 为采收率, 其中 N_{wt} 为 t 时刻水相累积自吸体积, V_p 为岩心孔隙体积; 常数 a , b 如下所示^[13]:

$$a = \frac{AK_w(S_{wf} - S_{wi})}{\mu L} P_c, \quad (6)$$

$$b = \frac{AK_w}{\mu} \Delta\rho g, \quad (7)$$

其中, L 为岩心长度; S_{wi} 为初始含水饱和度; S_{wf} 为自吸前缘后的饱和度。

基于上式可以推导出在 S_{wf} 下的毛管压力:

$$P_c = \frac{1}{S_{wf} - S_{wi}} \frac{a}{b} \Delta\rho g L. \quad (8)$$

可以看出, 尽管致密砂岩毛管半径很小, 但其 S_{wf} 却

可能很大, 从而造成含水率为 S_{wf} 时的毛管压力 P_c 变小, 自吸速率减慢。

式(4)~(7)通过变换, 推导出考虑含水饱和度情况下的水相自吸体积 N_{wt} 与时间的关系^[14]为

$$N_{wt}^2 = \frac{2P_c A^2 K_w \phi (S_{wf} - S_{wi})}{\mu} t. \quad (9)$$

式(9)在不考虑初始含水饱和度的情况下可以退化为Handy模型。从式中可以看出, 在岩心孔喉各向同性均匀分布时, 初始含水饱和度越低, 最终自吸量越大, 自吸速率也最快。图2为Li和Horne^[14]对贝雷砂岩垂向自吸实验结果与式(9)的对比, 发现模型具有很好的匹配程度。

3 实验样品地质特征

实验岩心选自塔里木盆地克深J井区巴什基奇克组致密砂岩气层, 气层埋深7784 m, 主要为泥质细粉砂岩, 黏土矿物平均含量4.45%, 以伊利石和伊/蒙混层为主。发育白云石、石膏、黏土矿物等胶结物, 胶结类型普遍为孔隙-接触式胶结。储集空间以残余粒间孔为主, 其次为粒内溶孔; 局部层段构造裂缝较发育, 主要为高角度缝和网状缝, 部分缝被硬石膏、方解石和少量白云石半充填(图3)。岩心实测覆压孔隙度平均为3.75%, 渗透率平均值为0.0099 mD; 孔隙度与渗透率相关性较差。采用AutoPore IV 9505孔隙分析仪进行压汞测试, 实验样品数14个, 最高进汞压力达到101 MPa, 对应测试孔喉半径为7 nm, 实验结果如表1所示, 平均最大孔喉半径平均0.151 μm , 中值孔喉半径0.043 μm , 孔喉细小, 以纳米孔隙为主。

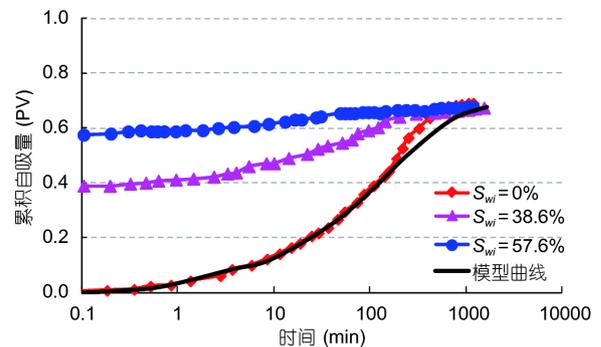


图2 (网络版彩图)贝雷砂岩中自发渗吸实验结果与模型对比(据Li和Horne^[14], 有改动)

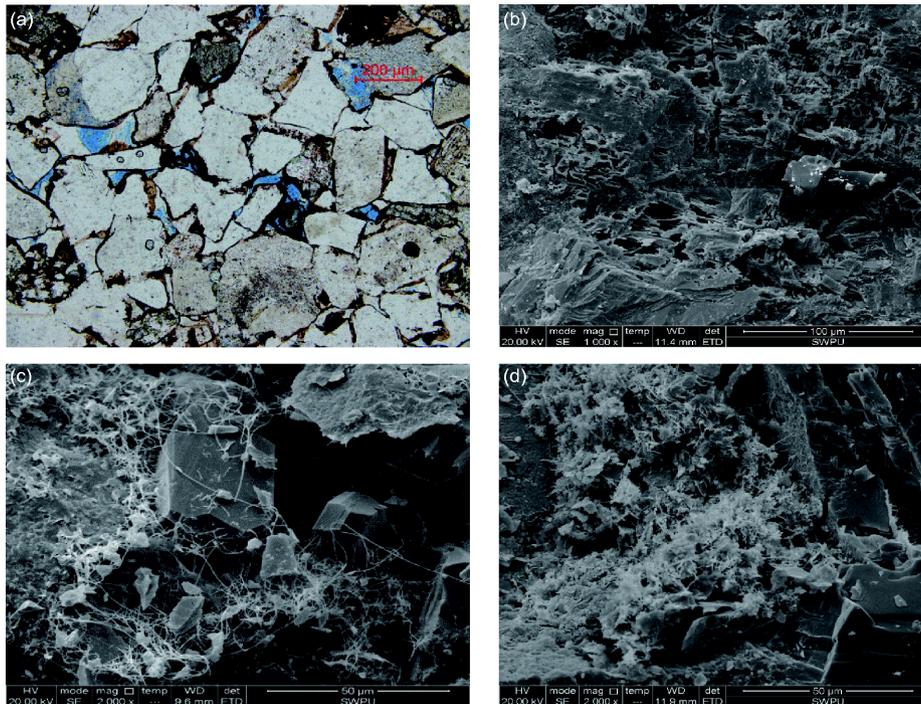


图3 (网络版彩图)克深J井区巴什基奇克组致密砂岩储层特征。(a) 克深J2井, 7932.05 m, 铸体薄片。颗粒间发育有少量原生粒间孔, 面孔率为2%。(b) 克深J2井, 7817.32 m, 扫描电子显微镜。岩石胶结致密, 粒间溶蚀孔发育。(c) 克深J2井, 7830.2 m, 扫描电子显微镜。粒间含自生石英、丝状伊利石及蜂窝状伊/蒙混层黏土矿物。(d) 克深J4井, 7725.38 m, 扫描电子显微镜。粒间溶孔被丝状伊利石和伊/蒙混层等黏土矿物充填

表1 克深J井区巴什基奇克组致密砂岩储层孔喉结构参数统计表^{a)}

区块	层位	R_{max} (μm)	R_{50} (μm)	\bar{R} (μm)	S_p	S_{KP}	S_{Hgb} (%)	W_E (%)	N
克深	巴什基奇克组	0.02~0.36 0.151	0.01~0.09 0.043	0.01~0.07 0.034	0.51~2.27 1.67	-1~-0.29 -0.43	22.11~90.38 65.23	9.96~57.2 33.69	14

a) R_{max} , 最大孔喉半径; R_{50} , 中值半径; \bar{R} , 半径均值; S_p , 分选系数; S_{KP} , 歪度; S_{Hgb} , 最大汞饱和度; W_E , 退汞效率; N , 样品数

致密砂岩的孔喉特征决定了其毛细压力大, 易发生水锁, 但黏性阻力也越大, 水相侵入过程复杂。目前通过分子动力学模拟^[29,30]及大量实验(SFA, NanoPIV, AFM)可以证明, 10 nm以上尺度通道内的流动仍满足连续性假设。但实验也证明, 流体在微纳米孔喉中流动, 表面及界面作用的距离小, 边界处产生了滑移速度, 无滑移边界条件可能不再适用^[31], 流动模型进一步复杂化。本次具体实验岩心如表2所示。

4 致密砂岩水锁评价实验

4.1 核磁共振方法评价水锁损害原理

核磁共振检测技术的对象是岩样孔隙流体中的氢

原子核(^1H), 属于间接测量技术, 采集到的图像信号数据反映的是流体在岩石中的分布和聚集, 以及流体与其周围岩石表面的界面效应^[32,33], 目前应用最为广泛的是核磁共振弛豫曲线和核磁共振成像。

核磁共振弛豫按照质子系统进发方向分为横向弛豫(T_2)和纵向弛豫(T_1), 纵向弛豫测量费时且测点数较少, 核磁共振岩心分析通常测量横向弛豫曲线(T_2 谱)。当孔隙中只含单一液体时, T_2 值与孔隙尺寸成正比, 信号幅度与孔隙内液体体积成正比。所以分析核磁共振 T_2 谱时, 通常使用 T_2 值反映岩心中孔隙的大小, 弛豫时间越长孔隙直径越大, 弛豫时间越短孔隙直径越小; 使用信号幅度和弛豫时间围成的峰面积代表孔隙内液体体积, 峰面积越大, 孔隙内液体体积越大, 反之, 孔隙内

表2 实验岩心物性参数表

岩心编号	长度 (cm)	直径 (cm)	孔隙度 (%)	气测渗透率 (mD)
1#	4.6	2.5	5.68	0.107
2#	3.6	2.5	1.94	0.020
3#	5.5	2.5	6.06	0.303
4#	4.3	2.5	8.53	0.633(发育裂缝)
5#	3.6	2.5	4.64	0.523(发育裂缝)
6#	3.5	2.5	5.22	0.015
7#	4.1	2.5	6.68	0.010
8#	4.6	2.5	2.36	0.011
9#	5.0	2.5	3.16	0.016

液体体积越小^[34,35].

核磁共振成像是在静磁场上迭加梯度磁场, 从而建立NMR信号的共振频率与核所处位置的关系, 再利用快速傅里叶变换、图像重建等技术, 获取核磁共振图像. 核磁共振成像可以得到岩样横断面矢状面冠状面图像和三维图像. 图像信号表示流体在岩心空间内部的分布, 图像越亮, 代表岩心疏松, 孔隙度、含水饱和度越高. 反之, 图像越暗, 代表岩心致密, 孔隙度、饱和度越低^[36].

本次实验利用苏州纽迈电子科技有限公司MacroMR12-150H-I型三维核磁过程成像分析及流动实验分析仪, 采用核磁共振成像技术可视化研究水相侵入过程, 采用核磁共振T₂谱技术定量分析水锁机理.

4.2 实验方法

气藏水锁包含了水相侵入和水相滞留两个过程, 故针对致密砂岩水锁机理评价及控制因素分析主要设置了两个实验: (1) 毛管自吸实验. 首先通过离心法建立不同的初始含水饱和度(或60℃烘干至恒重), 通过垂向毛管自吸装置模拟水锁过程(图1), 通过高精度天平监测水相侵入量, 并在自吸不同的时间取出进行核磁共振成像和T₂谱分析. (2) 水相返排实验. 使岩心自吸完全饱和和不同类型流体, 并离心(不同转速, 时长50 min)模拟不同返排压力, 从而不同程度地返排出水相, 用称重法结合核磁共振T₂谱表征含水饱和度变化, 并采用恒压驱替测量不同离心力下返排后岩样气测渗透率.

5 结果与控制因素讨论

5.1 初始含水饱和度

对1#岩心通过离心法建立5级初始含水饱和度($S_{wi}=15\%, 30\%, 45\%, 60\%, 75\%$), 研究水锁与初始含水饱和度的关系. 由实验结果可知, 对于同一岩心, 初始含水饱和度越低, 自吸速率越快; 随着自吸时间的延长, 岩心自吸速率逐渐减慢, 且岩心的最终含水饱和度趋于同一稳定水平, 与初始含水饱和度的大小无关(图4), 这与Li和Horne的采用贝雷砂岩得出的结论是一致的.

图5为由式(4)~(7)得到的不同初始含水饱和度下自吸速率和气采收率倒数的关系, 其中气采收率通过 $\lambda = \frac{N_{wt}}{V_p}$ 求取, 其中, N_{wt} 为 t 时刻水相累积自吸体积, V_p 为岩心孔隙体积. 其拟合线段的截距的相反数 b , 与 S_{wf} 下水相相对渗透率 K_w 有关, 从图中可以看出 b 值变化范围较小, 说明初始含水饱和度 S_{wi} 对 K_w 影响较小. 从图中还可以看出初始含水饱和度越低, 自吸速率较高, 而最终气采收率也越高.

核磁共振T₂谱曲线可以表征水相在不同大小的孔喉中分布情况, 图6为同一岩心在不同初始含水饱和度下岩心水相自吸的T₂谱对比, 累积含水量采用称重法获取, 其与图4完全对应. 将曲线分为A, B, C三个区间, 其中A区间 $T_2 < 1$ ms, B区间 1 ms $< T_2 < 100$ ms, C区间 $T_2 > 100$ ms, 根据赵彦超等人^[37]、李彤等人^[38]的研究, 可知A区间代表岩心中相对小的孔喉, C区间代表相对大的部分孔喉系统, B区间孔喉半径位于A和C之间. 可

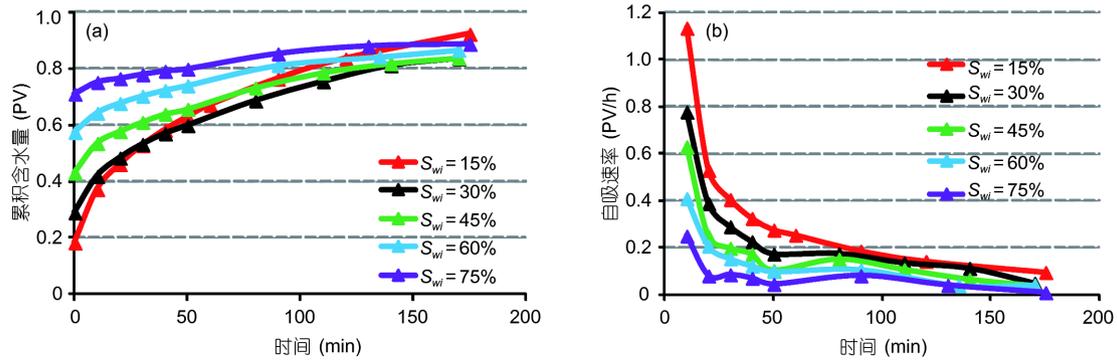


图4 (网络版彩图)1#岩心在不同初始含水饱和度条件下毛管自吸实验结果图. (a) 累计含水量与时间的关系; (b) 自吸速率与时间的关系

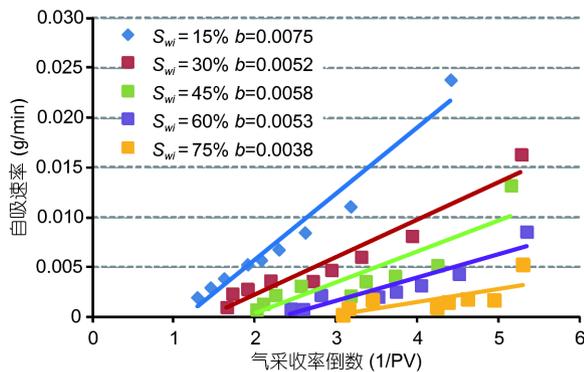


图5 (网络版彩图)1#岩心在原始不同含水饱和度条件下自吸速率和气采收率倒数关系

以得出以下结论: (1) 图6(a)中曲线 I、图6(b)中曲线 I 均代表离心法建立的不同初始含水饱和度分布情况, 说明对饱和岩心离心返排时, 相对大孔隙中(区间B和C)的水相率先被返排出来, 剩余水相主要占据相对小的孔隙; (2) 区间B和C在自吸过程率先自吸, 易于饱

和, 区间C在20~50 min(含水饱和度 $S_w=45\% \sim 60\%$)时基本达到饱和, 表现在随着自吸含水饱和度增加, 区间C表征的孔隙不再吸水, 所对应的峰面积不再增加; (3) 随着自吸时间继续增加, 岩心含水饱和度逐渐增大, 但后续自吸主要发生在区间B对应的孔隙系统; (4) 在自吸的所有过程中, 区间A峰面积均没有增加, 说明这部分小孔隙在自吸过程中水相没有增加; (5) 图6(a)中曲线 V、图6(b)中曲线IV均代表自吸接近饱和时的水相分布情况, 两条曲线峰面积、形态相近, 说明不管初始含水饱和度多大, 岩心自吸饱和后水相在孔隙中分布情况是接近的, 且自吸后最高含水饱和度均大于80%.

5.2 岩心物性

图7为致密砂岩干岩心毛管自吸实验结果, 岩心微裂缝均不发育. 图7(a)为自吸量与时间的关系, 这里采用PV替代克(g)有利于在不同岩心的自吸量横向对比,

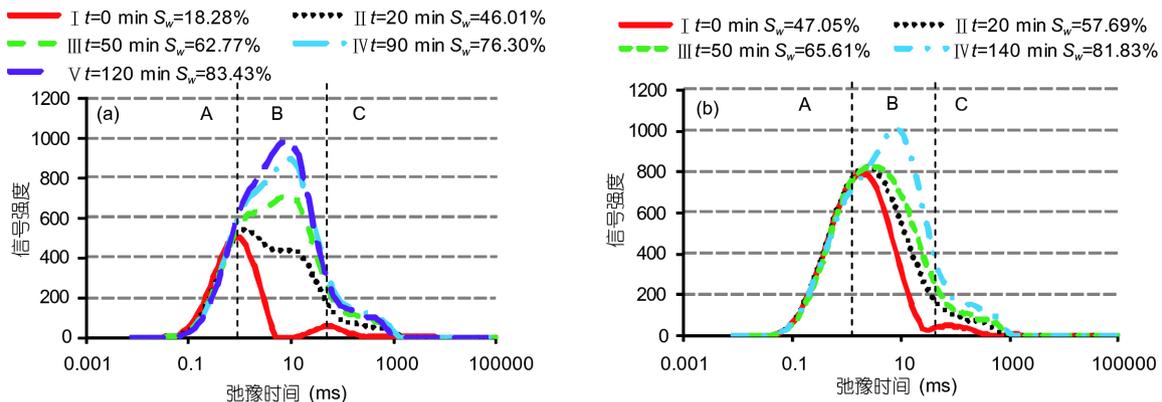


图6 (网络版彩图)1#岩心在不同初始含水饱和度条件下毛管自吸核磁共振 T_2 谱分布变化. (a) 15%初始含水饱和度条件下; (b) 45%初始含水饱和度条件下

可以看出, 物性相对较好的3#岩心(低渗岩心, 渗透率 >0.1 mD)达到平衡的时间约为400 min, 达到平衡之前的自吸速率相对更快, 而2#岩心(致密岩心, 渗透率 ≤ 0.02 mD)在3000 min之后自吸量仍有上升的趋势, 自吸速率较慢; 3#岩心达到平衡时的累积自吸量为0.78 PV, 而2#岩心达到平衡时的累积自吸量仅为0.58 PV, 相对于3#岩心累积自吸量较少。

图7(b)为自吸量与时间的平方根关系, 由式(9)可知, 在自吸早期, 自吸量与时间的平方根线性关系明显。从图7(b)可以看出, 3#岩心在200~300 min之前线性关系较好, 达到平衡之前自吸量与时间的平方根的线性关系逐渐被打破, 但整体而言自吸量与时间平方根的斜率明显大于2#岩心; 2#岩心自吸量与时间平方根在1000 min之前都基本满足线性关系的, 线性关系时间段较3#岩心长。

核磁共振成像技术可以显示不同含水饱和度的分布图像(图8), 利用图像和 T_2 谱对比可以深化对水锁损害过程的认识。毛管自吸过程中, 3#岩心前390 min自吸速率较快, 可见明显的自吸液段塞式推进现象,

390 min时基本达到饱和; 而2#岩心达到饱和时间远大于3#岩心, 没有自吸液推进现象, 含水饱和度在岩心整体上是均匀增加的, 由4.1节结论可以推断, 这是因为尽管岩心相对低渗, 但也存在相对较大的大孔喉造成的, 水相先进入大孔喉, 然后再由大孔喉进入小孔喉, 所以观察结果显示整个岩心均匀变亮。故不同物性岩心的液相推进形态不同, 尽管物性较差的岩心孔喉半径较小, 毛管压力更强, 但其黏性阻力也随之更强, 造成物性较差的岩心只能保持在一个低自吸速率的状态下自吸。

5.3 裂缝对水锁的影响

毛细管力是裂缝性储层基块和裂缝之间质能传递的关键因素, Rangel-German和Kovscek^[39]指出, 在低流速时, 裂缝中的润湿相不是通过裂缝流动, 而是通过毛细管自吸进入基块, 裂缝的发育加快了裂缝与基块之间的质能传递, 加快了岩石自吸速率^[40], 同理也提高了水相的返排速率。4#岩心存在天然水平裂缝, 图9为4#岩心自吸过程中核磁成像, 自吸初期裂缝自吸速度

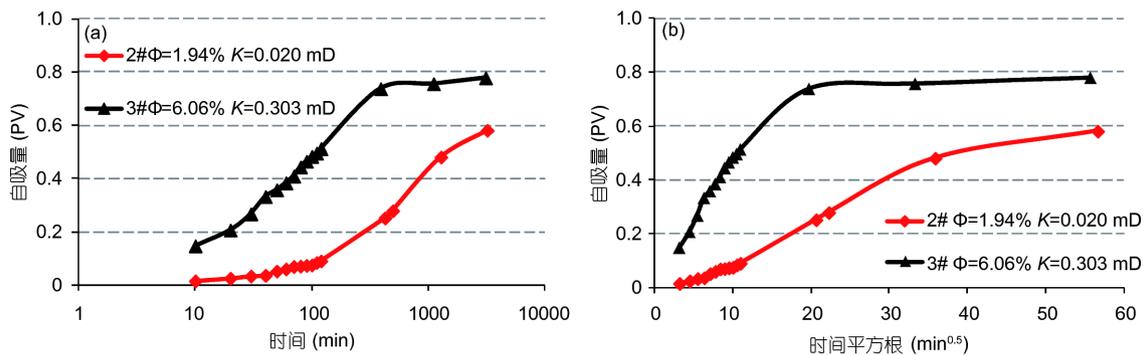


图7 (网络版彩图)不同物性岩心毛管自吸实验结果对比。(a) 自吸量与时间的关系; (b) 自吸量与时间平方根关系

岩心号	毛管自吸核磁成像不同时间阶段图像			含水饱和度
	80 min ($S_w=3.69\%$)	495 min ($S_w=27.95\%$)	1285 min ($S_w=48.10\%$)	
2#				
3#				

备注: 自吸方向从左至右

图8 (网络版彩图)不同物性岩心毛管自吸实验核磁成像结果

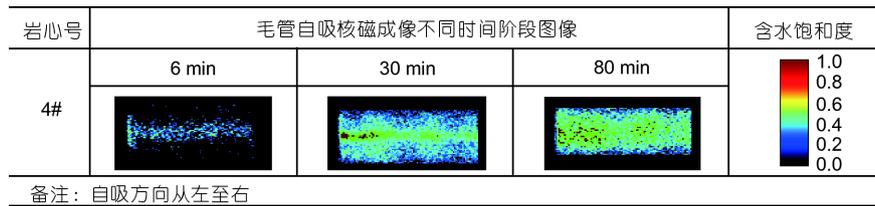


图 9 (网络版彩图) 裂缝岩心毛管自吸核磁成像结果

远远快于基质自吸速度, 30 min内裂缝基本达到饱和, 然后基质沿缝面自吸, 整个岩心<80 min自吸达到饱和状态, 比单一基质岩心自吸速率快。

图10为裂缝-基质双重介质、单一基质岩心自吸饱和度后, 通过离心解除水锁的渗透率恢复情况对比。由此可知: (1) 5#裂缝-基质型岩心自吸水后渗透率伤害率仅为50%, 单一基质6#和7#岩心自吸水后渗透率损害率>90%。(2) 岩心高速离心模拟自吸水返排与解除, 定量评价岩心渗透率恢复程度。评价实验表明裂缝-基质双重介质岩心渗透率恢复程度高且返排压差低, 由图可知, 5#岩心在0.2 MPa时, 渗透率恢复率>75%; 当离心力>0.2 MPa时, 渗透率恢复速度变缓; 离心力>1 MPa时, 渗透率恢复率>95%。单一基质岩心渗透率恢复率最大60%~80%。换言之, 外来水相对裂缝渗透率损害程度小, 水锁损害主要发生在基质孔喉中。

5.4 侵入流体矿化度

通常侵入储层的外来工作液具有不同的矿化度, 评价不同矿化度侵入液对储层水锁损害及解除的影响具有现实意义。图11为不同矿化度水相自吸进入岩心后, 采取离心法评价水锁解除过程, 三块岩心物性相近。评价实验表明: (1) 在离心力相同条件下, 饱和去离子水的岩心水锁解除程度最高, 其次为饱和8wt%

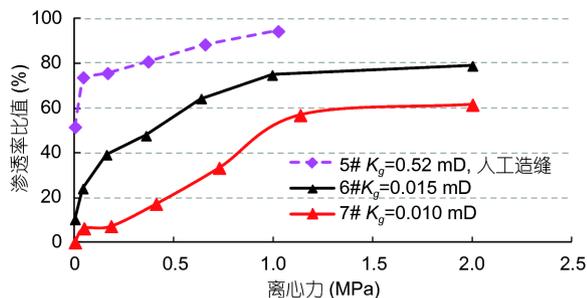


图 10 (网络版彩图) 裂缝岩心和基质岩心在不同离心力下渗透率恢复情况

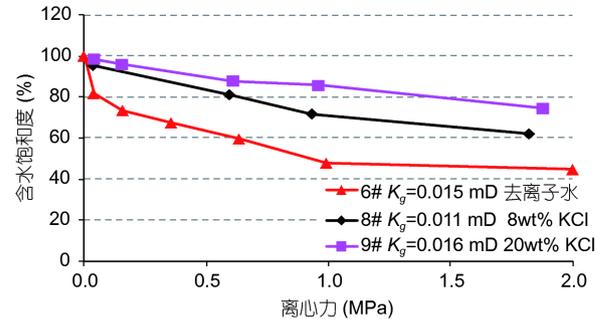


图 11 (网络版彩图) 不同矿化度侵入液在一定生产压差下岩心含水饱和度下降趋势

KCl的岩心, 饱和20wt% KCl的岩心水锁解除程度最低, 说明矿化度越高, 水锁解除程度越低; (2) 最终饱和和去离子水岩心含水饱和度稳定在50%以下, 而饱和不同浓度(质量分数)KCl岩心含水饱和度大于60%, 说明矿化度较高的岩心(饱和KCl岩心)最终水锁解除程度低, 水锁损害程度高于饱和去离子水岩心。

5.5 其他因素

5.5.1 生产压差

生产压差越高, 施加在外来流体上的驱动压力梯度越高, 水相返排体积越高, 最终残余流体饱和度越低, 水锁损害就越低。如图8和9所示, 6#号岩心和7#岩心气测渗透率相似, 随着离心力的升高, 储层岩心的含水饱和度进一步降低, 气测渗透率逐渐升高, 水锁损害逐步减轻; 在同一离心力条件下, 储层岩心物性越好, 气测渗透率的恢复程度越高, 水锁损害越弱; 当离心力<0.8 MPa时, 储层岩心的气测渗透率恢复较明显, 但当离心力>0.8 MPa时, 渗透率变化较小, 存在部分不可恢复的水锁损害。

5.5.2 黏土矿物类型及含量

膨胀性黏土矿物水化膨胀会造成储层孔道的缩

小,使渗透率降低,水锁损害增强.非膨胀性黏土矿物对孔隙喉道分割和充填,使得孔隙空间变小,产生大量微小孔隙,并使得这些微小孔隙表现出强烈的亲水性特征,孔喉半径变小和亲水性的增强,会导致其随水相自吸势能增加,即潜在水锁效应增强^[41].由第2节可知,实验样品中黏土矿物以伊利石和伊/蒙间层为主,其中伊利石膨胀性较蒙脱石小,这些黏土矿物进一步增强了水锁效应,使水相返排能力变差,造成大量水相滞留.林光荣等人^[42]对鄂尔多斯盆地上古生界低渗透砂岩储层水锁伤害的影响因素研究表明,伊利石含量、泥质含量越大,水锁损害程度越高.

6 结论

(1) 对于水锁损害评价,国内外学者和文献主要采

取渗透率、含水饱和度等参数刻画水锁损害程度和机理,本文中除了用上述参数外,重点是利用核磁共振分析仪,使用 T_2 谱、核磁成像等参数表征水锁损害机理,水锁损害程度与前人研究成果相吻合.

(2) 核磁 T_2 谱、核磁成像等参数进一步明确了致密砂岩水锁自吸与解除过程, $T_2 > 100$ ms所反映的这部分孔喉和微裂缝,代表岩心中相对大的孔喉,相对于 $T_2 = 1 \sim 100$ ms谱所反映的孔喉,自吸水速度快且易于饱和.不管初始含水饱和度多大,岩心自吸后最高含水饱和度均大于80%.

(3) 外来水相对微裂缝而言,自吸水对裂缝本身的渗透率损害程度较低,水锁损害主要发生裂缝表面的缝面基质孔喉中.

(4) 核磁共振 T_2 谱表征水相分布的均值,开展不同孔喉大小中水相分布厚度与产状是后续研究重点.

参考文献

- 1 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.石油勘探与开发,2012,39:257-264
- 2 熊生春,储莎莎,皮淑慧,等.致密油藏储层微观孔隙特征与可动性评价.地球科学,2017,42:1379-1385
- 3 Lucas R. Ueber das Zeitgesetz des kapillaren Aufstiegs von Flüssigkeiten. *Kolloid-Zeitschrift*, 1918, 23: 15-22
- 4 Washburn E W. The dynamics of capillary flow. *Phys Rev*, 1921, 17: 273-283
- 5 蔡建超,郁伯铭.多孔介质自发渗吸研究进展.力学进展,2012,42:735-754
- 6 Kim E, Whitesides G M. Imbibition and flow of wetting liquids in noncircular capillaries. *J Phys Chem B*, 1997, 101: 855-863
- 7 Zhmud B V, Tiberg F, Hallstenson K. Dynamics of capillary rise. *J Colloid Interface Sci*, 2000, 228: 263-269
- 8 Fries N, Dreyer M. An analytic solution of capillary rise restrained by gravity. *J Colloid Interface Sci*, 2008, 320: 259-263
- 9 Benavente D, Lock P, Angeles García Del Cura M, et al. Predicting the capillary imbibition of porous rocks from microstructure. *Transp Porous Media*, 2002, 49: 59-76
- 10 Cai J, Yu B, Zou M, et al. Fractal characterization of spontaneous co-current imbibition in porous media. *Energy Fuels*, 2010, 24: 1860-1867
- 11 Guo J, He S, Deng Y, et al. New stress and initiation model of hydraulic fracturing based on nonlinear constitutive equation. *J Nat Gas Sci Eng*, 2015, 27: 666-675
- 12 Handy L L. Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data. *Pet Trans AIME*, 1960, 219: 75-80
- 13 Li K, Horne R N. Characterization of spontaneous water imbibition into gas-saturated rocks. *SPE J*, 2001, 6: 375-384
- 14 Li K, Horne R N. An analytical scaling method for spontaneous imbibition in gas/water/rock systems. *SPE J*, 2004, 9: 322-329
- 15 Li K, Zhao H. Fractal prediction model of spontaneous imbibition rate. *Transp Porous Media*, 2012, 91: 363-376
- 16 Terzaghi K. *Theoretical Soil Mechanics*. New York: Wiley, 1943
- 17 Lu N, Likos W J. Rate of capillary rise in soil. *J Geotech Geoenviron Eng*, 2004, 130: 646-650
- 18 Amico S C, Lekakou C. Axial impregnation of a fiber bundle. Part 1: Capillary experiments. *Polym Composite*, 2002, 23: 249-263
- 19 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 Can Petrol Technol*, 1994, 33: 45-54
- 20 Akin S, Schembre J M, Bhat S K, et al. Spontaneous imbibition characteristics of diatomite. *J Pet Sci Eng*, 2000, 25: 149-165
- 21 游利军,康毅力,陈一健.致密砂岩含水饱和度建立新方法——毛管自吸法.西南石油学院学报,2005,27:28-31
- 22 唐洪明,龚小平,唐浩轩,等.页岩敏感性损害评价方法及损害机理.中南大学学报(自然科学版),2016,47:1227-1236
- 23 Dehghanpour H, Lan Q, Saeed Y, et al. Spontaneous imbibition of brine and oil in gas shales: Effect of water adsorption and resulting

- microfractures. *Energy Fuels*, 2013, 27: 3039–3049
- 24 杨正明, 姜汉桥, 朱光亚, 等. 低渗透含水气藏储层评价参数研究. *石油学报*, 2008, 29: 252–255
- 25 Akin S, Kovscek A. Imbibition studies of low-permeability porous media. In: SPE Western Regional Meeting. Anchorage, 1999
- 26 Ding M, Kantzas A, Lastockin D. Evaluation of gas saturation during water imbibition experiments. *J Can Petrol Technol*, 2006, 45: 73–98
- 27 Meng M, Ge H, Ji W, et al. Monitor the process of shale spontaneous imbibition in co-current and counter-current displacing gas by using low field nuclear magnetic resonance method. *J Nat Gas Sci Eng*, 2015, 27: 336–345
- 28 Finn R. Capillary surface interfaces. *Notices AMS*, 1999, 46: 770–781
- 29 Bocquet L, Charlaix E. Nanofluidics, from bulk to interfaces. *Chem Soc Rev*, 2010, 39: 1073–1095
- 30 Sparreboom W, Berg A V D, Eijkel J C T. Transport in nanofluidic systems: A review of theory and applications. *New J Phys*, 2010, 12: 015004
- 31 Afsharpoor A, Javadpour F. Liquid slip flow in a network of shale noncircular nanopores. *Fuel*, 2016, 180: 580–590
- 32 Borgia G C, Bortolotti V, Brancolini A, et al. Developments in core analysis by NMR measurements. *Magn Reson Imaging*, 1996, 14: 751–760
- 33 杨正明, 张亚蒲, 李海波, 等. 核磁共振技术在非常规油气藏的应用基础. *地球科学*, 2017, 42: 1333–1339
- 34 Freedman R, Heaton N. Fluid characterization using nuclear magnetic resonance logging. *Petrophysics*, 2004, 45: 241–250
- 35 狄勤丰, 张景楠, 华帅, 等. 聚合物-弱凝胶调驱核磁共振可视化实验. *石油勘探与开发*, 2017, 44: 270–274
- 36 郎东江, 吕成远, 伦增珉, 等. 核磁共振成像岩心分析方法研究. *CT理论与应用研究*, 2012, 21: 27–35
- 37 赵彦超, 陈淑慧, 郭振华. 核磁共振方法在致密砂岩储层孔隙结构中的应用——以鄂尔多斯大牛地气田上古生界石盒子组3段为例. *地质科技情报*, 2006, 25: 109–112
- 38 李彤, 郭和坤, 李海波, 等. 致密砂岩可动流体及核磁共振 T_2 截止值的实验研究. *科学技术与工程*, 2013, 13: 701–704
- 39 Rangel-German E R, Kovscek A R. Experimental and analytical study of multidimensional imbibition in fractured porous media. *J Pet Sci Eng*, 2002, 36: 45–60
- 40 徐中一, 程林松, 曹仁义, 等. 基于裂缝性致密储层关键渗流参数的逆向渗吸速度计算. *地球科学*, 2017, 42: 1431–1440
- 41 唐洪明, 徐诗雨, 王茜, 等. 克拉苏气田超致密砂岩气储层水锁损害. *断块油气田*, 2017, 24: 541–545
- 42 林光荣, 邵创国, 徐振锋, 等. 低渗气藏水锁伤害及解除方法研究. *石油勘探与开发*, 2003, 30: 117–118

Mechanism and control factors of water blocking in tight sandstone gas reservoir

TANG HongMing¹, ZHU BaiYu¹, WANG Xi³, ZHANG LieHui², ZHAO Feng¹ & WANG JunJie¹

¹ School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

² State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

³ Oil and Gas Engineering Research Institute, Tarim Oilfield Branch Company, PetroChina, Korla 841000, China

The tight sandstone gas reservoirs play an important part in unconventional gas exploitation and development. Nevertheless, the reservoir is very susceptible to water blocking damage in drilling, completion, stimulation and production because of its characteristics. Scholar's researches pay more attention to the change of permeability before and after the water blocking damage, but the microscopic mechanism of water invasion is little studied. With deepening the cognition of water blocking mechanism, based on the low-permeability tight sandstone reservoir cores of Bashijiqike formation in Keshen J block, the water blocking damage process is evaluated with optimized experiment (spontaneous imbibitions and water flowback) considering the actual reservoir characteristics, MRI and NMR T_2 spectra technique is creative used to analysis the water phase invasion process, and the control factors about residual water is discussed. Some conclusions have drawn from that analysis. First of all, the water phase invasion with different initial water saturation is characterized by NMR T_2 , the smaller pore is occupied by initial water saturation, water phase invasion usually occur in bigger pore with $T_2 > 100$ ms and saturated at $S_w = 45\% - 60\%$. Moreover, the water phase invasion process among different permeability cores and fractured core is comparison analyzed. The spontaneous imbibitions rate in the core ($K < 0.02$ mD) is lower, and water saturation is homogeneously increased in the whole core, but water move fast forward follow the axial direction of core in the core ($K > 0.1$ mD). And the water saturates the fracture fast, diffuses from fracture to matrix next. Finally, the rock physical property, fracture, initial water saturation, production pressure, the salinity of intrusive fluid and clay minerals are important factors control the water blocking damage. This paper deepening the cognition of water blocking mechanism in tight sandstone, also perfected the control factors of water blocking damage, and it will be of great importance to the exploration and development of tight sandstone gas reservoirs.

tight sandstone, water blocking, magnetic resonance imaging (MRI), Keshen block, control factor

doi: [10.1360/N092017-00200](https://doi.org/10.1360/N092017-00200)