

用数字岩心确定低渗透砂岩水锁临界值

朱洪林¹ 刘向君² 姚光华³ 陈 乔¹ 谭彦虎¹ 王莉莎¹ 徐烽淋²

1. 中国科学院重庆绿色智能技术研究院 2. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油大学

3. 重庆矿产资源开发有限公司

朱洪林等. 用数字岩心确定低渗透砂岩水锁临界值. 天然气工业, 2016, 36(4): 41-47.

摘 要 探明水锁内在因素与损害程度之间的联系机制对水锁抑制措施的研发至关重要, 但常规的水锁物理实验只能研究宏观水锁损害后的结果, 而无法探讨其微观机理。为此, 通过高分辨率微 CT 扫描构建了低渗透砂岩三维数字岩心, 并建立了与之等价的孔隙网络模型, 利用孔隙级流动模拟开展了由毛细管力控制的虚拟“自吸”实验, 探讨了润湿性、含水饱和度、孔喉结构参数等微观内在因素与水锁损害程度的联系机制。结果表明: ①润湿性从水湿依次过渡到气湿, 水锁损害程度逐渐减轻, 只要将强水湿毛细管环境转变为弱气湿, 就能有效地减轻水锁损害, 提高气井产能; ②初始含水饱和度与束缚水饱和度之间差异越大, 水锁损害越严重; ③水锁损害程度与配位数呈负相关关系, 而与孔喉比呈正相关关系; ④在现有研究条件下, 由中等尺寸喉道组成的地层更容易水锁。结论认为, 存在一个临界喉道半径使得水锁最为严重。

关键词 低渗透砂岩 数字岩心 孔隙网络模型 水锁 润湿性 含水饱和度 孔喉结构参数 临界喉道半径

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2016.04.006

Determination of water-lock critical value of low permeability sandstones based on digital core

Zhu Honglin¹, Liu Xiangjun², Yao Guanghua³, Chen Qiao¹, Tan Yanhu¹, Wang Lisha¹, Xu Fenglin²

(1. Chongqing Institute of Green and Intelligent Technology, Chinese Academy of Sciences, Chongqing 400714, China;

2. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. Chongqing Mineral Resources Development Co., Ltd., Chongqing 400714, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 36, ISSUE 4, pp.41-47, 4/25/2016. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Research and development of water lock inhibiting measures is very crucial in verifying the link mechanism between the internal factors of water lock and its extent of damage. Based on conventional water-lock physics experiments, however, only the consequence of macro water lock damage can be investigated, while the microscopic mechanism cannot be studied. In this paper, 3D digital cores of low-permeability sandstones were prepared by means of high-resolution micro-CT scan, and their equivalent pore network model was built as well. Virtual “imbibition” experiments controlled by capillary force were carried out by using pore-scale flow simulation. Then the link mechanism between the microscopic internal factors (e.g. wettability, water saturation and pore-throat structure parameters) and the water-lock damage degree was discussed. It is shown that the damage degree of water lock reduces gradually as the wettability transits from water wet to gas wet. Therefore, the water lock damage can be reduced effectively and gas-well productivity can be improved so long as the capillary environment is changed from strong water wettability to weak gas wettability. The more different the initial water saturation is from the irreducible water saturation, the more serious the water lock damage is. The damage degree of water lock is in a negative correlation with the coordinate number, but a positive correlation with the pore-throat ratio. Based on the existing research results, water lock tends to form in the formations composed of medium-sized throats. It is concluded that there is a critical throat radius, at which the water lock is the most serious.

Keywords: Low permeability sandstone; Digital core; Pore network model; Water lock; Wettability; Water saturation; Pore-throat structure parameter; Critical throat radius

基金项目: 国家青年自然科学基金项目“页岩层理结构对超声波特性的影响研究及应用”(编号: 41502287)、重庆市国土局科技计划项目“基于数字岩心技术的页岩含气饱和度评价”(编号: CQGT-KJ-2015018)、中石化地球物理重点实验室开放基金项目“页岩储层微观表征与数字岩石物理实验研究”(编号: 33550006-15-FW2099-0015)。

作者简介: 朱洪林, 1985年生, 助理研究员, 博士; 主要从事数字岩心技术相关研究工作。地址: (400714) 重庆市北碚区水土镇水土高新园区方正大道266号。电话: (023) 63063826。ORCID:0000-0001-5635-3874。E-mail:zhuhonglin@cigit.ac.cn

通信作者: 谭彦虎, 高级工程师。E-mail:tyhpku@cigit.ac.cn

低渗透砂岩气藏普遍具有低孔隙、低渗透、孔隙结构复杂、次生孔发育、喉道细小、毛细管压力高等特点,在钻井、完井、压裂及修井等各种作业过程中,极易发生水锁损害。针对低渗透砂岩储层的水锁损害问题,现有研究^[1-7]主要是采取不同的实验条件和实验方法来定量评价水锁损害程度,虽然也获得了一些研究成果和理论认识,但由于低渗透砂岩储层孔隙结构和水锁损害过程本身的复杂性,至今尚未形成统一的准确评价体系和成熟有效的技术措施。目前水锁损害研究主要通过物理实验^[8-21],使侵入水均匀分布于岩心中,建立不同含水饱和度点并准确测量各点的渗透率是水锁物理实验的关键,但由于低渗透砂岩孔隙空间小、渗透性极差。因此,实现物理实验较困难且误差较大;传统物理实验方法需要大量有代表性的岩心且两相驱替费时费力、测量相对渗透率受许多条件的限制,许多不容易控制的因素掺杂其中,往往导致岩心实验结果也相应地呈现多样性;更为关键的是,物理实验只能研究发生宏观水锁损害后的结果,而无法探讨微观机理。在引起水锁的诸多因素中,岩石润湿性、含水饱和度、孔喉结构等内在因素均决定着气体在低渗透砂岩储层中的流动能力,而依靠传统物理实验,要定量描述这些微观因素与水锁损害之间的联系机制则存在着很大的困难。

鉴于此,笔者通过微 CT 扫描建立低渗透砂岩微观孔隙结构数字模型,在此基础上开展虚拟“自吸”实验,并充分发挥数字实验的优势,将传统物理实验难以调控的润湿性、饱和度等内在因素以及微观孔喉结构信息与宏观的水锁损害程度密切联系在一起,以期能对寻找低渗透砂岩气藏水锁损害的抑制和解除方法有所启示,为进一步研究提高该类储层采收率技术奠定理论基础。

1 低渗透砂岩孔隙结构数字建模

准确的岩石孔隙结构数字化模型是开展虚拟“自吸”实验的前提,此处的模型主要包括数字岩心及孔隙网络模型。其中,微 CT 扫描作为一种无损检测物体内部结构的技术,是当前建立三维数字岩心最直接和最准确的方法,其原理是根据岩石中不同密度的成分对 X 射线吸收系数不同从而达到区分孔隙和骨架的目的。因此,笔者首先借助西南石油大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室的 MicroXCT-400 扫描仪(图 1-a)对低渗透砂岩岩心进行了三维成像实验,获得了高分辨率的岩石微观结构三维灰度图像

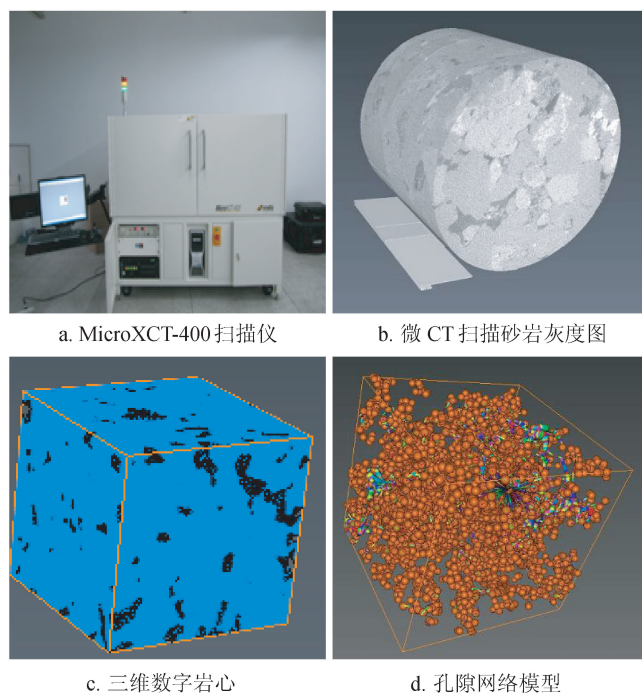


图 1 实验设备及成果数据图

(图 1-b),进一步采用 Matlab、Avizo 软件对原始灰度图像进行了滤波、二值化分割及表面重建等系列处理,由此构建了低渗透砂岩三维数字岩心模型(图 1-c,其中蓝色区域代表岩石基质,黑色为孔隙)。

由于岩石孔隙结构极其复杂,基于实际数字岩心的数值模拟实验往往占用太多计算资源,而孔隙网络模型采用由喉道和孔隙体所构成的规则几何结构来简化代替真实孔隙空间,可以极大缩减计算量。为此,本研究以数字岩心为基础采用中轴线算法提取孔隙空间中轴线,并通过球体膨胀法来分割孔隙空间,即在孔隙中心放置圆球,逐步增大其半径直至球体外表面接触岩石骨架,由此建立起与数字岩心具有等价拓扑的孔隙网络简化模型(图 1-d,其中球体表征孔隙,管束状结构表征喉道)。

2 数模方法

在孔隙网络模型的基础上,借鉴伦敦理工学院 Blunt 等^[22]科研团队所开创的孔隙级多相流模拟技术来开展本文的虚拟“自吸”实验研究。其相似之处在于:气驱水过程主要用来模拟气藏的形成过程和束缚水的形成过程。根据成藏理论,地层原始状态下应该是全部饱和水,有机质生烃后发生气驱水过程,在条件适宜的情况下才形成气藏。在孔隙级模拟气驱开始前,将饱和水的孔隙网络模型入口端与驱替相流体(天然气)源相连通。之后,保持模型中的水相压力恒定而逐步增大气相压力,当驱替前缘的气相压力超

过与之相连的网络单元的毛细管入口压力时,天然气将该单元中的水驱走,驱替前缘继续推进。由于在该单元中损耗了毛细管压降,气相压力有所减小,但若该压力仍大于当前与之相连的饱和水网络单元的入口压力,则驱替继续下去,直至驱替前缘压力损耗至无法向前推进为止,此时,再次增大入口端的气相压力使驱替过程得以延续。当模型总体含水饱和度几乎不再减小时,这时就达到了束缚水饱和度。首次气驱过程结束后,截面带有角隅的孔隙、喉道通常在中央部位含非湿相的气,而其角落位置则被湿相水所占据。然后进入第二个阶段水驱气过程,模拟气藏在勘探、开发过程中受到钻井液、完井液、压裂液等一系列工作液的污染过程,在网络模型中表示水从反向吸入的自吸进程,此时虚拟的水锁效应发生。

3 数值计算结果分析

3.1 润湿性的影响

岩石润湿性控制着不同含水饱和度下的孔隙、喉道中流体分布形式。在孔隙级流动模拟中,通过设定前进接触角的分布范围来描述孔隙空间内部的润湿状况,由此开展了一系列的虚拟自吸实验。其中所用的控制参数——接触角反映了网络模型水湿、弱水湿、弱气湿和气湿等情况(表1)。

表1 不同润湿性的接触角范围表

润湿性	接触角 / (°)
水湿	40 ~ 60
弱水湿	70 ~ 90
弱气湿	100 ~ 115
气湿	125 ~ 140

不同润湿环境下的自吸过程气相相对渗透率曲线模拟结果如图2所示。

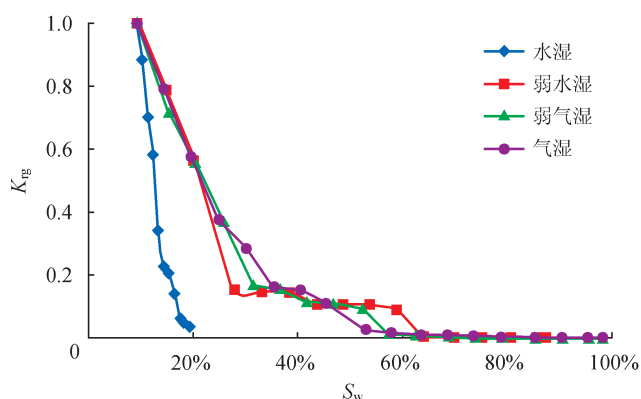


图2 不同润湿条件下的气相相对渗透率曲线模拟结果图

由图2可见,在不同的含水饱和度点,渗透率的降低程度是不一样的。为了从相渗曲线上直接定量反映自吸过程中整个气相相对渗透率的变化,对整个含水饱和度下气相相对渗透率减少量进行积分,所以在本文中定义一个指标——相渗指数(β)来描述渗透率的变化,它是水锁过程中相对渗透率曲线所围成的下方面积。对于气水两相体系,气体渗透率是关注的对象,因此计算相对渗透率积分只需沿着气相渗透率曲线。即

$$\beta = \int_0^1 K_{rg}(S_w) dS_w$$

式中 K_{rg} 表示气相相对渗透率; S_w 表示含水饱和度。

由于气相相对渗透率曲线越接近含水饱和度轴,反映出水锁损害越严重。因此相渗指数(β)越小则表明水锁损害程度越严重,定义该指标后,可利用不同条件下的自吸过程气相相对渗透率曲线变化对水锁效应进行定量探讨。

根据图2计算所得不同润湿性下的相渗指数 β 值如表2所示,由表2中的数据可看出 β 值与润湿性的关系趋势很明显。当润湿性从水湿依次过渡到气湿, β 值逐渐增大,表明水锁损害程度逐渐减轻。随着自吸的不断进行,润湿性改变气相渗透率曲线形态发生改变,其中水湿情况下和其他3种润湿条件下的曲线斜率差异明显,水湿情况下气相渗透率迅速降为0,而其他3种条件下的气相渗透率则在低含水饱和度阶段降低速率较快,降至一定程度之后逐渐趋于平稳,最后缓慢降为0。此外,对比弱气湿和气湿条件下的 β 值可发现两者差别很小,因此对该类储层只要将强水湿毛细管环境转变为弱气湿,就能有效的缓解水锁损害。

表2 不同润湿性下的 β 值表

润湿性	β
水湿	0.037
弱水湿	0.153
弱气湿	0.157
气湿	0.158

低渗透砂岩的润湿性从水湿依次过渡到气湿,水锁损害程度逐渐减轻。这为提高气井产能提供了一个可应用的潜在方法:对低渗透砂岩气藏,通过在工作液中加入表面活性剂来改变近井壁地层岩石的润湿性,使其由强水湿性转变为弱气湿或气湿,可以显著改善气体的有效渗流能力,进一步提高其产量。

3.2 含水饱和度的影响

由水锁效应的形成机理可知,水锁损害的潜在在很大程度上取决于气藏初始含水饱和度与束缚水饱和度的差值。因此,本研究分两种情况来探讨含水饱和度对气相渗透率及水锁的影响,即初始含水饱和度高于束缚水饱和度、初始含水饱和度低于束缚水饱和度。

3.2.1 初始含水饱和度高于束缚水饱和度

在孔隙级流动模拟方法中,若默认初次排驱的目标含水饱和度为0,则气驱水过程直至模型总体含水饱和度不再减小为止,此时就达到了该孔隙网络模型的束缚水饱和度 (S_{wtr})。通过人为调控模型的初始含水饱和度,使其高于模型束缚水饱和度,同时保证其他参数一致,由此得到不同初始含水饱和度 (S_{wi}) 下的自吸过程气相相对渗透率曲线模拟结果 (图3)。

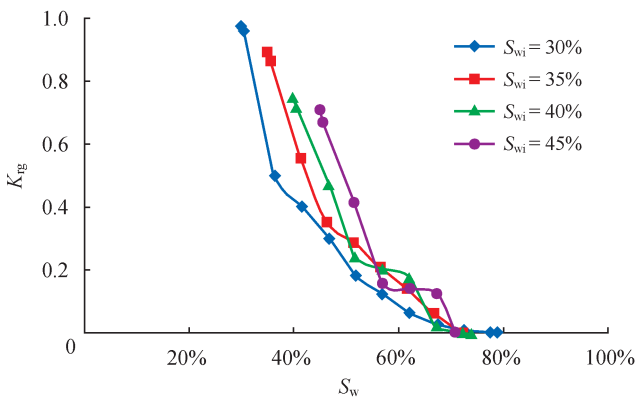


图3 不同初始含水饱和度下的气相相对渗透率曲线模拟结果图 ($S_{wtr}=0.279$)

根据图3中各条曲线的数值,计算所得的 β 值如表3所示。

表3 不同初始含水饱和度下的 β 值表

初始含水饱和度	β
0.30	0.117
0.35	0.113
0.40	0.086
0.45	0.069

分析表3中的数据可知,在基于孔隙网络模型的自吸模拟过程中,随着初始含水饱和度的逐渐增加,束缚水饱和度与初始含水饱和度两者之间的差异越来越大,相渗指数随之减小,标志着水锁损害逐渐加剧。这是由于初始含水饱和度越高,在界面张力和

毛细管力的协同作用下,岩石孔喉中所吸附的水量就越多,孔隙边角处水膜厚度越大,水相连通性越好,因而气体流经孔隙、喉道时的渗流通道就减小得越厉害,导致气相渗流能力下降越明显。但储层初始含水饱和度高于束缚水饱和度这种情况,一般只存在暂时性水锁,即通过天然气返排外来水相可将含水饱和度降至初始含水饱和度甚至更低的束缚水饱和度,从而恢复气井产能,只是对渗透率越低的储层返排所需时间更长而已。

3.2.2 初始含水饱和度低于束缚水饱和度

低渗透砂岩气藏大多处于初始含水饱和度低于束缚水饱和度的情况,即所谓“亚束缚水状态”,因而自吸水效应十分显著。一旦气层与水基钻井液、完井液、压裂液等接触或遭遇地层水的指进、锥进,均会导致近井壁地区水的不断累积,含水饱和度急剧增高,从而引起气体相对渗透率大幅降低,气井产能受损。

在模拟自吸过程中,将初次排驱的目标含水饱和度统一设为0.1,同时保证其他参数一致,通过人为调控不断增大模型束缚水饱和度,由此得到不同束缚水饱和度 (S_{wtr}) 下的自吸过程气相相对渗透率曲线模拟结果 (图4)。

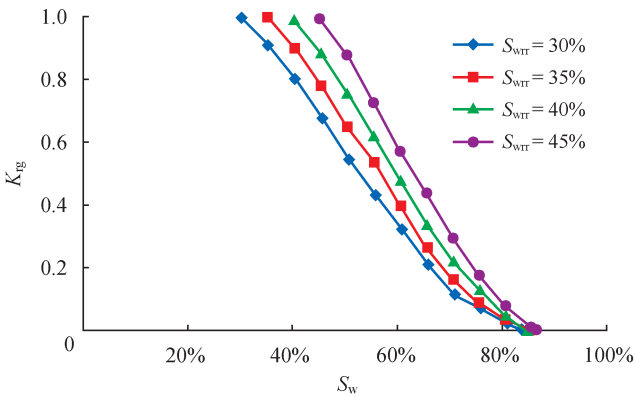


图4 不同束缚水饱和度下的气相相对渗透率曲线模拟结果图 ($S_{wi}=0.1$)

计算所得的 β 值如表4所示。

表4 不同束缚水饱和度下的 β 值表

束缚水饱和度	β
0.30	0.233
0.35	0.219
0.40	0.201
0.45	0.186

由图 4 及表 4 中数据可知,随着束缚水饱和度逐渐增加,初始含水饱和度与束缚水饱和度之间的差异越来越大,相渗指数(β)逐渐减小,标志着水锁损害逐渐严重。气藏初始含水饱和度低于束缚水饱和度这一原生特征,造成在钻完井及其他工程作业过程外来水相侵入气层之后,气驱外来水时最多只能将含水饱和度降至水相不能连续流动时的束缚水饱和度,而恢复不到最初的原始含水饱和度。因此束缚水饱和度比初始含水饱和度大得越多,那么岩心内部产生单一气相流动的含气饱和度就越低,相对应的两相共渗区范围就越窄,气相相对渗透率曲线就越陡,下降速率越快,因而造成的水锁损害越强。

对低渗透砂岩气藏而言,束缚水是在气驱水的过程中形成的,其主要赋存形式包括:孔隙角隅水、微细孔隙及其所包围的大孔道中的残余水和黏土束缚水。束缚水饱和度越高,说明气驱水过程结束得越早,因而在后期的水驱气过程中水相的影响就显现得越早。在束缚水饱和度条件下,水相是不流动的,即水并未形成连续相,但束缚水饱和度越高,水形成连续相就更加容易,速度也更快,一旦含水饱和度超过束缚水饱和度,水就形成连续相,使得气相的渗流通道极大缩减,同时渗流阻力加大,最终导致气相渗透率大幅度降低。由于天然气返排外来工作液降到束缚水饱和度后就再也无法降低。因此降低后的气相渗透率不可能恢复至初始情况,这种条件下的气相渗透率损害也被学者们称之为“永久性水锁”。束缚水饱和度与初始含水饱和度的差值越大,永久性水锁对气藏造成的损害程度就越严重。

3.3 配位数的影响

在孔隙结构参数中,配位数是反映孔喉连通性的一项重要指标。在模型中,保持其他条件一致,使平均配位数不断改变,用以开展自吸过程模拟,得到气相相对渗透率与含水饱和度的关系(图 5),据此计算所得 β 值如表 5 所示。

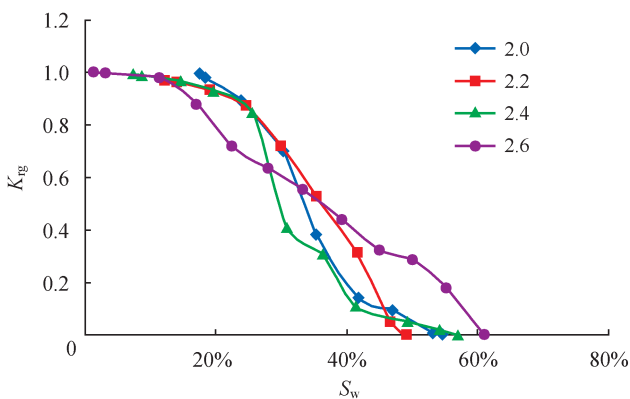


图 5 不同配位数下的气相相对渗透率曲线模拟结果图

表 5 不同配位数下的 β 值表

平均配位数	β
2.0	0.165
2.2	0.228
2.4	0.244
2.6	0.347

由表 5 中的数据可见,随着配位数增大,相渗指数值逐渐增大,表明水锁损害程度逐渐减轻。这是因为配位数越大,孔隙网络模型的连通性就越好,返排也更加容易,所以越不容易发生水锁损害。

3.4 孔喉比的影响

同样,在模型中,保持其他条件不变,使孔喉比不断改变,用以开展自吸过程模拟,得到气相相对渗透率与含水饱和度的关系如图 6 所示。

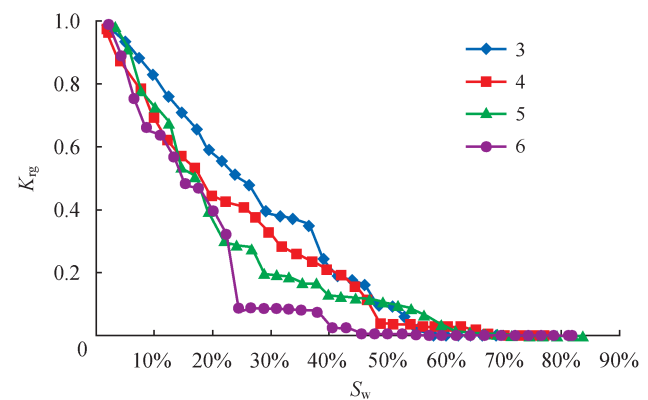


图 6 不同孔喉比下的气相相对渗透率曲线模拟结果图

根据图 6 各曲线计算所得的 β 值如表 6 所示。

表 6 不同孔喉比下的 β 值表

孔喉比	β
3	0.245
4	0.207
5	0.178
6	0.141

由表 6 中的数据可见,随着孔喉比增大, β 值逐渐降低,表明水锁损害程度逐渐加重。这是由于:孔喉比越大,反映出相互连通的孔隙和喉道半径差异越大,因而孔隙、喉道之间的毛细管压力变化就越明显,这种情况就更容易发生卡断堵塞。对水湿环境,气相将以孤立气泡形式赋存于孔隙、喉道中央,而无法形成连续的气体渗流通道,导致其渗透率下降显著。

3.5 喉道半径的影响

分别基于孔喉比、配位数信息不变的前提,在建模过程中始终保持最小喉道半径($r_{\min}$)为 $0.2\ \mu\text{m}$,使最大喉道半径($r_{\max}$)不断改变,用以开展自吸过程模拟,得到的气相相对渗透率与含水饱和度的关系如图 7 所示。

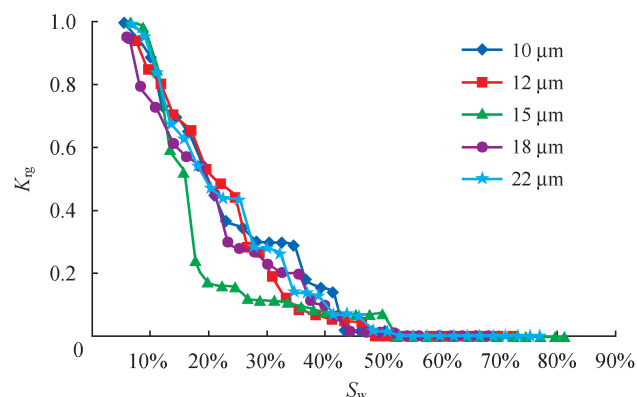


图 7 不同喉道半径下的气相相对渗透率曲线模拟结果图

根据上述曲线,计算所得的 β 值如表 7 所示。

表 7 不同喉道半径下的 β 值表

$r_{\min}/\mu\text{m}$	$r_{\max}/\mu\text{m}$	β
0.2	10	0.174
0.2	12	0.144
0.2	15	0.117
0.2	18	0.146
0.2	22	0.159

分析表 7 中数据可知,不同的喉道半径尺寸分布导致渗透率变化差异较大,当最大喉道半径低于 $15\ \mu\text{m}$,平均喉道半径的增加会导致计算所得 β 值下降,表明水锁逐渐加重,一旦最大喉道半径大于 $15\ \mu\text{m}$, β 值又逐渐升高,水锁程度逐渐减缓。这意味着,在本文研究条件下,最严重的水锁并不总是发生在最小孔隙喉道,而由中等尺寸喉道组成的地层则更容易水锁。因此,研究结果认为存在一个临界喉道半径使得水锁程度最为严重。鉴于临界喉道半径影响水锁损害程度的关键作用,在以后的工程实践中对其应给予高度重视。

4 结论

基于低渗透砂岩孔隙网络模型开展自吸过程模拟,通过定义“相渗指数”这一评价指标来描述单一

变量下的气相渗透率曲线动态变化,能够将水锁内在因素(润湿性、含水饱和度关系、孔喉结构)与水锁损害程度定量联系起来,并由此获得如下规律性认识。

1) 润湿性从水湿依次过渡到气湿,水锁损害程度逐渐减轻,对该类储层只要将强水湿毛细管环境转变为弱气湿,就能有效缓解水锁损害,提高气井产能。

2) 初始含水饱和度与束缚水饱和度之间差异越大,水锁损害越严重。

3) 低渗透砂岩孔喉结构对水锁损害有明显的影响,水锁损害程度与配位数负相关,而与孔喉比呈正相关;在本文研究条件下,由中等尺寸喉道组成的地层更容易水锁。因此,研究结果认为存在一个临界喉道半径使得水锁程度最为严重。

参 考 文 献

- [1] 游利军,康毅力,陈一健,李鹏. 油气藏水相圈闭损害预测新方法——相圈闭系数法[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(4): 60-62.
You Lijun, Kang Yili, Chen Yijian, Li Peng. A new method for water phase trapping prediction in oil and gas reservoirs—facies trapping factor method[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007, 24(4): 60-62.
- [2] 蒋官澄,王晓军,关键,李建成,杨鹏,郭林昊. 低渗透低渗透层水锁损害定量预测方法[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(1): 69-73.
Jiang Guancheng, Wang Xiaojun, Guan Jian, Li Jiancheng, Yang Peng, Guo Linhao. The quantitative prediction method of water blocking damage in low and extra-low permeability reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(1): 69-73.
- [3] 刘国霖,孔玉明,沈蔚,王荣茹. 低渗透储层水锁伤害解除技术室内研究[J]. 天然气与石油, 2012, 30(4): 67-69.
Liu Guolin, Kong Yuming, Shen Wei, Wang Rongru. Indoor research on water lock damage removal in low permeability reservoir[J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(4): 67-69.
- [4] 姚广聚,彭红利,雷炜,陈海龙. 低渗透气藏低压低产气井解水锁技术研究及应用[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(5): 97-99.
Yao Guangju, Peng Hongli, Lei Wei, Chen Hailong. Study on unlocking technology of water lock in the well of low permeability gas reservoir in the mature production stage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(5): 97-99.
- [5] 钟新荣,黄雷,王利华. 低渗透气藏水锁效应研究进展[J]. 特种油气藏, 2009, 15(6): 12-15.
Zhong Xinrong, Huang Lei, Wang Lihua. Research progress of water lock effect in low permeability gas reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 15(6): 12-15.
- [6] 韩力挥,刘利,毕凯,郭亮,刘燕,李荫刚. 浅析低渗透油藏储

- 层水锁评价方法[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(3): 106-107.
- Han Lihui, Liu Li, Bi Kai, Guo Liang, Liu Yan, Li Yingang. Evaluation method of low permeable reservoir water blocking[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(3): 106-107.
- [7] 唐海, 吕浙江, 吕栋梁, 吴小庆, 彭得兵. 致密低渗气藏水锁影响因素研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2009, 31(4): 91-94.
- Tang Hai, Lü Jianjiang, Lü Dongliang, Wu Xiaoping, Peng Debing. Study on influencing factors of water blocking effect on tight gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science and Technology Edition, 2009, 31(4): 91-94.
- [8] 赖南君, 叶仲斌, 刘向君, 杨建军, 张继风. 低渗透致密砂岩气藏水锁损害室内研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(4): 125-127.
- Lai Nanjun, Ye Zhongbin, Liu Xiangjun, Yang Jianjun, Zhang Jifeng. In-house study on water locking damage of tight sand gas reservoirs with low permeability[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(4): 125-127.
- [9] 周小平, 孙雷, 陈朝刚. 低渗透气藏水锁效应研究[J]. 特种油气藏, 2006, 12(5): 52-54.
- Zhou Xiaoping, Sun Lei, Chen Chaogang. Study on water block effect in low permeability reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2006, 12(5): 52-54.
- [10] 游利军, 康毅力, 陈一健, 郝蜀民, 程秋菊. 致密砂岩气藏水相圈闭损害实验研究及应用[J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(2): 4-7.
- You Lijun, Kang Yili, Chen Yijian, Hao Shumin, Cheng Qiuju. Experiments and applications of water phase trapping in tight gas sand reservoirs[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(2): 4-7.
- [11] 赵峰, 唐洪明, 李玉光, 王珊, 李皋. 致密砂岩气藏损害特征及评价技术[J]. 钻采工艺, 2011, 34(5): 47-51.
- Zhao Feng, Tang Hongming, Li Yuguang, Wang Shan, Li Gao. Damage characteristics and its evaluation technology of tight sandstone gas reservoirs[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(5): 47-51.
- [12] 唐广荣, 赵峰, 李跃林. 东方 1-1 气田低渗疏松砂岩气藏伤害机理研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2015, 37(3): 103-108.
- Tang Guangrong, Zhao Feng, Li Yuelin. An experimental study on reservoir damage mechanisms of DF1-1 low permeability loose sandstone gas reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science and Technology Edition, 2015, 37(3): 103-108.
- [13] 姚泾利, 王怀厂, 裴戈, 袁晓明, 张辉. 鄂尔多斯盆地东部上古生界致密砂岩超低含水饱和度气藏形成机理[J]. 天然气工业, 2014, 34(1): 37-43.
- Yao Jingli, Wang Huaichang, Pei Ge, Yuan Xiaoming, Zhang Hui. The formation mechanism of Upper Paleozoic tight sand gas reservoirs with ultra-low water saturation in Eastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(1): 37-43.
- [14] 康毅力, 张杜杰, 游利军, 许成元, 余海峰. 裂缝性致密储层工作液损害机理及防治方法[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2015, 37(3): 77-84.
- Kang Yili, Zhang Dujie, You Lijun, Xu Chengyuan, Yu Haifeng. Mechanism and control methods of the working fluid damages in fractured tight reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science and Technology Edition, 2015, 37(3): 77-84.
- [15] 李向碧, 王睿, 郑有成, 肖振华. 多级架桥暂堵储层保护技术及其应用效果评价——以四川盆地磨溪—高石梯构造龙王庙组储层为例[J]. 天然气工业, 2015, 35(6): 76-81.
- Li Xiangbi, Wang Rui, Zheng Youcheng, Xiao Zhenhua. Application of multi-stage bridge temporary-plugging reservoir protection technology in the Longwangmiao Fm reservoir in the Moxi-Gaoshiti structure, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(6): 76-81.
- [16] 李宗宇, 张艾, 张奎, 丁卫平, 张云. 轮台凝析气田水锥后注氮气吞吐实践与认识[J]. 天然气工业, 2015, 35(4): 57-61.
- Li Zongyu, Zhang Ai, Zhang Kui, Ding Weiping, Zhang Yun. Practices in and understanding of nitrogen huff-and-puff after water coning in the Luntai Condensate Gas Field, Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(4): 57-61.
- [17] Tripathi I, Mohanty KK. Instability due to wettability alteration in displacements through porous media[J]. Chemical Engineering Science, 2008, 63(21): 5366-5374.
- [18] Bennion DB, Thomas FB, Ma T. Formation damage processes reducing productivity of low permeability gas reservoirs[C]//SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition, 12-15 March 2000, Denver, Colorado, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/60325-MS>.
- [19] Coskun SB, Wardlaw NC. Influences of pore geometry, porosity and permeability on initial water saturation—An empirical method for estimating initial water saturation by image analysis[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1995, 12(4): 295-308.
- [20] 赵春鹏, 李文华, 张益, 韩锋刚. 低渗气藏水锁伤害机理与防治措施分析[J]. 断块油气田, 2005, 11(3): 45-46.
- Zhao Chunpeng, Li Wenhua, Zhang Yi, Han Fenggang. Damage mechanism and prevention methods analysis of low permeability gas reservoir water blocking[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2005, 11(3): 45-46.
- [21] Davis BBJ, Wood WD. Maximizing economic return by minimizing or preventing aqueous phase trapping during completion and stimulation operations[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September 2004, Houston, Texas, USA. DOI: <http://dx.doi.org/10.2118/90170-MS>.
- [22] Blunt MJ, Jackson MD, Piri M, Valvatne PH. Detailed physics predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow[J]. Advances in Water Resources, 2002, 25(8/12): 1069-1089.