页岩气储层的渗吸动力学特性与水锁解除潜力

申颖浩, 葛洪魁*, 宿帅, 刘敦卿, 杨志辉, 刘峻嵘

中国石油大学(北京)非常规天然气研究院, 北京 102249

*联系人, E-mail: gehongkui@163.com

收稿日期: 2016-12-22; 接受日期: 2017-03-28; 网络出版日期: 2017-08-10

国家自然科学基金资助项目(编号: 51490652)

摘要 大规模水力压裂是页岩气成功开发的关键技术, 上万方的压裂液被注入地层, 而返排率往往低于30%。根据常规油气相关理论, 外来流体进入基质孔隙会引起强烈的水锁伤害。但实践中大量压裂液滞留在页岩储层中并未引起严重水锁, 部分井的产能随着滞留量的增加反而升高, 这说明页岩气储层具有水锁解除的能力。本文基于页岩气储层压裂液渗吸问题开展实验, 分析了水与页岩相互作用以及引起的动力学效应, 研究渗吸特性与储层水锁解除潜力之间的关系。压裂液通过渗吸作用进入基质产生复杂物理化学作用。页岩的渗吸能力、扩散能力、渗吸水诱发裂隙能力是影响页岩气储层水锁解除潜力的主要因素, 储层能量补充、渗吸液向基质深部的扩散、水岩反应产生的微裂隙等是水锁解除的主要机理。提出了以初始含水饱和度、渗吸能力、扩散能力、吸水诱发微裂隙和黏土化学作用等为主要评价参数的水锁解除潜力评价方法, 利用自发渗吸、核磁共振与脉冲渗透率测试评价水锁解除潜力。通过该方法对典型页岩气储层的水锁解除潜力进行了分级评价, 该研究深入分析了页岩气储层水锁解除机理及控制因素, 对页岩气储层压裂改造具有指导意义。

关键词 页岩气, 水锁解除, 压裂液, 渗吸, 机理

PACS: 47.56.+r, 47.55.Ca, 47.55.nb, 47.55.dr

1 引言

大规模水力压裂是页岩气储层成功开发的关键技术之一, 上万方的液体在此过程中被注入地层, 目前一些页岩气井的压裂施工已经达到了3万方以上的注入量。基于常规储层水锁伤害的认识, 提高压裂液返排率将对降低储层伤害至关重要^[1-3], 但是当这种指导思想用于页岩气时遇到了与常规低渗储层明显不同的情况。为提高页岩储层压裂液的返排率, 工程技术

人员采取了添加助排剂、快速返排和增大压差等措施, 返排率仍然较低, 实践表明页岩气井的返排率一般在10%–30%, 部分井甚至低于5%^[4,5]。统计显示, 大量低返排率井的产能并未受到严重影响, 甚至出现返排率越低的井其产能越高的情况^[6,7]。

以渗吸为主的压裂液吸收可能是提高页岩气产能的重要驱动力^[8-10]。美国Horn River盆地的页岩气井通过延长压裂后的关井时间(闷井)有效地提高了产气量, 说明压裂液渗吸对气体具有排驱作用, 这得到了

引用格式: 申颖浩, 葛洪魁, 宿帅, 等. 页岩气储层的渗吸动力学特性与水锁解除潜力. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, 47: 114609
Shen Y H, Ge H K, Su S, et al. Imbibition characteristic of shale gas formation and water-block removal capability (in Chinese). Sci Sin-Phys Mech Astron, 2017, 47: 114609, doi: [10.1360/SSPMA2016-00538](https://doi.org/10.1360/SSPMA2016-00538)

实验和现场数据分析的验证^[11-13]. 相关的数值模拟研究表明压后关井有利于生产, 关井60d累计产气量提高15%, 累计产水减少50%^[14]. 因此, 部分页岩气储层具有“水锁解除能力”. 同时, 不同地区的页岩气井差异非常大, 美国Marcellus页岩气井闷井试验表明, 开井30d的平均产量可以提高4.4倍, 但是有大约25%的井产能大幅度下降^[15]. 可见, 渗吸压裂液对不同页岩气储层的作用存在差异性, 渗吸液进入储层基质可产生强烈水锁, 也可对气体具有排驱作用, 取决于渗吸液与储层的相互作用, 这体现在页岩气储层的“水锁解除潜力”.

“水锁解除潜力”评价对页岩气储层压裂改造方案和返排制度选择具有指导意义. “水锁解除”是渗吸液与储层相互作用的动力学过程, 孔隙度、渗透率、孔隙结构、TOC等页岩气储层评价参数不足以评价页岩气储层的“水锁解除潜力”. 需要通过实验研究页岩气储层水锁解除机理和影响因素, 确定影响水锁解除的渗吸动力学参数及其评价方法. 本文将开展不同页岩样品的渗吸实验, 以深入研究压裂液的渗吸特性, 明确压裂液渗吸与“水锁解除”之间的关系, 建立页岩储层的渗吸动力学评价方法, 完善页岩气开发的理论基础.

2 页岩渗吸实验方案设计

(1) 实验装置及实验方法

本文建立实时渗吸测量装置以模拟和监测岩石渗吸过程中的物理化学效应. 图1为页岩渗吸实验的装置示意图, 利用高精度分析天平(量程: 220g, 精度: 1×10^{-4} g)测量岩心的质量变化. 同时利用电导率测试仪(分辨率: 1×10^{-3} μ S/cm–2000 mS/cm, 精度: $\pm 5\%$)测量溶液的电导率以评价岩石和流体间的离子交换. 将

图1 (网络版彩图)自发渗吸实验装置示意图

Figure 1 (Color online) Schematic diagram of spontaneous imbibition measurement apparatus.

天平与电脑相连以实时连续记录.

采用低场核磁共振装置(型号: MicroMR23-025V, 磁场主频率: 23MHz, 信号叠加次数: 64次, 回波间隔: 0.116ms)测量渗吸过程中不同阶段的岩心核磁共振T2谱变化, 核磁共振T2谱根据液体在不同孔径大小的孔隙中弛豫时间的差异获得流体饱和度相对分布^[16,17], 大孔中液体T2值大, 小孔中液体T2值小, 据此可分析自发渗吸的微观物理过程.

渗透率的测量采用脉冲渗透率测试仪(型号: YRD-CP200, 测量范围: 1×10^{-6} –10 mD ($1 \text{ mD} = 9.869233 \times 10^{-16} \text{ m}^2$)), 脉冲渗透率是近几年来成为测量致密岩石渗透率的重要方法, 本研究中脉冲渗透率的测试围压为8MPa, 孔隙压力为5MPa, 温度为25°C.

具体的实验方法如下: 1) 样品准备, 获得的标准岩心进行渗透率、孔隙度测试等实验, 碎样进行矿物成分和微观成像; 2) 利用图1所示装置对岩石自发渗吸过程中的质量和电导率变化进行测量; 3) 渗吸和电导率测试完毕后, 选取典型岩心测量渗吸过程中的核磁共振信号; 4) 选择典型样品测试渗吸过程中的脉冲渗透率.

(2) 实验样品

本研究以湖南保靖区块龙马溪组页岩为主要研究对象, 并将重庆地区的龙马溪组页岩、鲁家坪组页岩、牛蹄塘组页岩、陕西延安地区的延长组长7段陆相页岩、致密火山岩和致密砂岩作为对比, 其中重庆、保靖地区的样品属于海相页岩, 来自延安地区的样品属于典型的陆相页岩, 致密火山岩来自于吉林地区松辽盆地南部的深层火山岩, 其岩石的孔渗物性较差, 基本与页岩相当, 另外还选取了来自于四川地区须家河组的常规砂岩样品作为对比. 样品的基本孔渗参数和黏土矿物含量见表1, 其中样品的孔隙度采用氦气孔隙度测试方法, 参考标准《SY/T 5336-2006岩心分析方法》, 矿物成分采用X衍射方法, 参考标准SY/T 5163-2010《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物X射线衍射分析方法》, 页岩的黏土矿物含量明显高于火山岩和砂岩, 陆相页岩的黏土矿物含量高于海相页岩, 以龙马溪组为代表的海相页岩的黏土矿物以伊利石为主, 延长组长7段陆相页岩具有较高的伊蒙混层, 火石岭组火山岩具有更多的绿泥石. 1-8号样品均进行了页岩渗吸和电导率实验, 1-3号样品进行渗吸过程中核磁共振实验, 9和10号样品进行渗吸过程

表 1 实验样品统计表

Table 1 Statistics of the experimental samples

编号	岩石类型	地区	层位	长度 (mm)	直径 (mm)	孔隙度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ mD)	黏土矿物含量 (%)	黏土矿物相对含量 (%)				渗吸模式
									伊利石	伊蒙混层	高岭石	绿泥石	
1	页岩	保靖	龙马溪组	20.1	24.99	1.25	5.9	31.8	60	30	—	10	全渗吸
2	页岩	保靖	龙马溪组	23.5	25.03	1.98	8.3	31.4	65	15	5	15	全渗吸
3	页岩	延安	延长组	13	24.94	3.05	5.5	47.2	27	48	10	15	全渗吸
4	页岩	重庆	鲁家坪组	11.6	25.01	2.97	3.7	12.8	55	33	—	12	全渗吸
5	页岩	重庆	牛蹄塘组	13.8	25.03	2.58	2.3	23.6	74	15	—	11	全渗吸
6	页岩	重庆	龙马溪组	25.2	24.89	4.32	3.8	28.2	75	15	3	12	全渗吸
7	火山岩	吉林	火石岭组	29.5	24.95	4.82	13	22.5	15	22	—	63	全渗吸
8	砂岩	四川	须家河组	15.5	24.71	13.42	2340	17	54	18	10	18	全渗吸
9	页岩	保靖	龙马溪组	24.3	25.00	2.06	6.7	30.2	62	18	6	14	全渗吸
10	页岩	延安	延长组	19.8	24.98	2.94	4.3	45.8	22	50	12	16	全渗吸

中的渗透率实验.

3 页岩渗吸实验结果及控制因素分析

通过对渗吸曲线特征、电导率变化规律、微观渗吸过程以及渗吸过程中的渗透率变化等分别进行分析,并结合水与岩石的相互作用机理对其控制因素进行分析.

(1) 渗吸特性

图2(a)为不同样品的渗吸曲线,记录了岩心的渗吸量随时间的变化规律,自发渗吸曲线反映的是岩石的孔隙大小、连通性、岩石和流体的作用机理等^[18],不同的岩石具有十分显著的差异.自然坐标下的渗吸曲线不能直观地评价渗吸特性,双对数条件下岩石的特性能够得到进一步的展示,双对数坐标下,渗吸曲线一般可以分为“两段式”或者“三段式”,页岩的渗吸曲线以“三段式”为主,这是由于页岩的孔隙结构相对常规岩石更加复杂所导致的.从图2(b)双对数坐标下的龙马溪组页岩渗吸曲线可以看出,可以将其区分为三个直线段,不同直线段的斜率不同且依此减少.

页岩“三段式”的渗吸曲线包括三个部分:第一部分为自吸段,液体在毛管力和化学渗透压的作用下吸入并充填主要连通的孔隙网络;第三个阶段以液体向岩石深部扩散为主,吸入液体逐渐向更深一级基质扩散,包括在毛管力作用下向更细小孔隙中的运移,化学渗透压作用下液体进入黏土颗粒的内部形成结合

水的过程;第二部分介于自吸段和扩散段之间,因此称为过渡段,此时两种效应均起一定的作用.为了评价自发渗吸特性,可将其简化为自吸段和扩散段两部分(图3),基于毛管束模型下的渗吸理论^[19],在双对数条件下自吸段和扩散段均呈现直线形式,二者的交点是自吸段和扩散段的分界点,对于三段式的自发渗吸曲线,可以通过延长自吸段和扩散段的直线,其交点作为区分自吸段和扩散段的分界点.

渗吸能力和扩散能力可有效地对不同岩石的自发渗吸特性进行对比^[20].渗吸能力系数定义为总的吸水体积与孔隙体积之间的比值(式(1)),图4为不同样品的渗吸能力系数对比图,部分页岩样品的吸水体积大于孔隙体积.分析认为,毛管力是在连通孔隙的作用下发生的物理作用,毛管力作用下的吸水量受到渗吸阻力和孔隙连通性的影响往往小于孔隙体积,因此,我们认为,页岩渗吸过程中的黏土化学作用是导致吸水体积大于孔隙体积的重要原因.由于半透膜两侧的盐度差会产生促使流体从低盐度溶液到高黏度溶液的渗透压^[21],页岩的黏土矿物含量更高,黏土矿物特殊的晶体结构使其成为离子交换过程中的半透膜,页岩基质与流体之间的盐度差促使流体在渗透压作用下进入黏土晶层,并在黏土颗粒表面发生水化作用从而附着在黏土内部,使得其渗吸能力增加.

$$R = \frac{M_{\max}}{\rho_i \cdot PV}, \quad (1)$$

图2 (网络版彩图)不同地区样品的单位质量吸水量随着时间的变化曲线. (a) 不同地区页岩样品的吸水曲线; (b) 典型页岩“三段式”吸水曲线

Figure 2 (Color online) The curves of imbibed water per unit mass with times for different samples. (a) Water imbibition curves for different shale samples; (b) typical three segments water imbibition curve for shale sample.

图3 (网络版彩图)渗吸曲线简化图. (a) 自然坐标; (b) 对数坐标

Figure 3 (Color online) Schematic diagram of imbibition curve. (a) Cartesian coordinates; (b) logarithmic coordinates.

图4 (网络版彩图)不同地区样品的渗吸能力系数对比图

Figure 4 (Color online) Comparison diagram of imbibition capacity for different samples.

其中, R 为渗吸能力系数; M_{max} 为最大吸水量, g; ρ_l 为吸入液体密度, g/cm³; PV 为孔隙体积, cm³.

尽管单位质量页岩的吸水量一般小于常规砂岩, 但是页岩在更强的黏土化学作用下也能够有足够强的吸水能力, 可以看到保靖地区龙马溪组页岩吸水能力适中, 总的来说, 吸水能力对比: 延长组长7段陆相页岩

岩<保靖龙马溪组海相页岩<重庆龙马溪组海相页岩.

扩散能力代表了岩心吸入水向基质深处扩散的能力, 定义扩散能力系数为扩散段的吸入质量与总吸入质量之比(式(2)), 扩散能力越强, 说明液体向基质深处运移的能力越强. 图5为不同样品的扩散能力系数对比图, 可以看出不同样品之间的扩散能力系数差异较大, 一般情况下页岩的扩散能力强于砂岩, 页岩之间的差异较大, 流体在岩石中的扩散受微观孔隙结构和黏土化学作用共同控制. 前期基于树形网络的自发渗吸规律研究表明, 孔隙结构越复杂, 扩散阶段所占的比例越大, 流体的扩散能力越强^[22]. 基于以上对于黏土化学作用在渗吸能力中的重要作用, 我们认为黏土化学作用也增加了流体向基质扩散的动力. 扩散能力对比: 延长组长7段陆相页岩<保靖龙马溪组海相页岩<重庆龙马溪组海相页岩.

$$F_D = \frac{M_D}{M_{max}}, \quad (2)$$

图5 (网络版彩图)不同地区样品的扩散能力对比图

Figure 5 (Color online) Comparison diagram of diffusion capacity for different samples.

其中, F_D 为扩散能力系数; M_D 为扩散段的吸入质量, g.

(2) 电导率变化规律

电导率随着离子含量增加而增加, 电导率反映了溶液中的离子含量和液体与岩石相互作用中的离子交换过程. 图6为典型样品在渗吸过程中的溶液电导率测试曲线, 其变化趋势与渗吸曲线有类似之处, 初期电导率快速上升, 后期电导率变化趋势逐渐变缓. 渗吸初期溶液和岩心间的离子含量差异大, 渗透作用强, 离子交换剧烈, 随着二者差异不断减少, 盐度差的降低使得渗透作用减弱, 离子交换量也随之降低. 页岩的电导率明显高于砂岩, 页岩的黏土化学作用强于砂岩, 海相页岩中的电导率值显著大于陆相页岩. 离子交换作用: 须家河组砂岩<延长组长7段陆相页岩<保靖龙马溪组海相页岩<重庆龙马溪组海相页岩.

整体看来, 虽然陆相页岩的黏土矿物含量较高, 但是其离子交换强度弱于海相页岩, 反映出了实验采用的海相页岩具有更高的渗透水化能力, 水化是黏土矿物吸水膨胀作用, 不同的黏土矿物水化膨胀的程度不同, 水化作用分为直接水化和间接水化, 前者是黏土表面上的 H^+ 和 OH^- 通过氢键吸附水分子, 后者指通过所吸附的可交换性阳离子间接吸附水分子^[23]. 海相页岩渗透水化能力强有两方面的原因: 一是海相与陆相沉积环境差异较大所决定, 海相页岩沉积过程中盐度更高, 促进了水和岩石间的离子交换; 二是岩石的微观结构限制了渗吸与离子交换作用. 图7为延长组长7段陆相页岩和龙马溪组页岩的扫描电子显微镜对比图, 与龙马溪组页岩相比, 延长组长7段陆相页岩的有机质和黏土间微观赋存关系复杂, 岩石吸水之后黏土矿物膨胀会堵塞主要孔隙, 限制了岩石的渗吸能力, 也进一步限制了岩石与流体间的离子交换作用.

图6 (网络版彩图)不同地区页岩样品的电导率随着渗吸时间的变化曲线

Figure 6 (Color online) Curves of electrical conductivity with time for different shale samples.

(3) 微观渗吸过程

重点选取了保靖龙马溪组的两个页岩样品开展微观渗吸过程的核磁共振研究. 图8(a)记录了1号样品吸入去离子水的过程, 在T2谱上可以看出, 小孔隙在液体吸收过程中起了主要作用, 大孔隙在吸收作用中所占的比例较小, 较为特殊的是, 在渗吸初期, 谱峰未发生偏移, 而在渗吸后期, 谱峰位置发生了明显的偏移. 该特征同样出现在了2号样品(图8(b)). 谱峰的右移说明在吸水过程中产生了孔隙空间的增大, 这种现象反映出流体与页岩相互作用过程中可能产生了微裂隙.

图9所示为长7段页岩样品吸水过程中的核磁共振曲线, 其谱峰在吸水过程中基本未发生谱峰偏移现象, 并没有产生新的流动通道, 反映出了陆相页岩吸水之后不易产生微裂隙.

(4) 渗吸过程中的渗透率变化

图10为不同岩石的渗透率和吸水量随着渗吸时间的变化, 可以看出不同岩石的含水量均随着时间增加而增加, 不同的是, 图10(a)中延长组长7段页岩的渗透率随着渗吸时间增加而持续降低, 这是因为随着渗吸水进入孔隙, 有效的流动通道受到水的封堵从而使其渗透率降低, 黏土膨胀同样会使得渗透率降低. 图10(b)中某龙马溪组页岩的渗透率初期随着渗吸时间增加而降低, 不同的是在130min时, 渗透率开始上升, 在吸水初期该岩石受到与图10(a)中样品相同的作用, 气体的有效渗透率降低显著, 渗透率在后期上升的原因是有新的有效流动空间产生, 分析认为这是微裂隙产生所引起的效应.

总的来说, 实验显示水与页岩相互作用有以下特点:

图7 (网络版彩图)不同页岩样品的扫描电镜成像图. (a) 延长组长7段; (b) 龙马溪组

Figure 7 (Color online) SEM images of different shale samples. (a) Chang-7 segment of Yanchang formation; (b) Longmaxi formation.

图8 (网络版彩图)保靖龙马溪组页岩样品吸水过程核磁共振监测. (a) 1号样品; (b) 2号样品

Figure 8 (Color online) NMR monitoring of the imbibition process for samples from Longmaxi formation. (a) Sample 1; (b) sample 2.

图9 (网络版彩图)延安地区长7段页岩吸水过程核磁共振监测

Figure 9 (Color online) NMR monitoring of the imbibition process for shale sample from Chang-7 formation in Yan'an.

1) 页岩具有比一般砂岩更强的渗吸能力, 其中海相页岩具有比陆相页岩更强的渗吸能力, 页岩的扩散能力强于一般砂岩;

2) 海相页岩相对于陆相页岩来说与水之间的离子交换更加剧烈, 海相页岩沉积过程中更高的盐离子含量是主要原因, 反映出了黏土化学作用在页岩渗吸

过程中的重要作用;

3) 吸水过程中的核磁共振实验可以反映水在渗吸过程中在孔隙中的运移规律, 保靖地区的海相页岩在水进入孔隙之后会产生谱峰对应的T2值变大的情况, 这可能是水在与页岩作用后产生了一定量的微裂隙, 吸水过程中的脉冲渗透率测量值存在变大的情况, 而陆相页岩则不存在这种现象.

4 讨论

大量的压裂液进入页岩储层并未形成严重的水锁, 说明页岩储层具有“水锁解除能力”, 基于页岩的渗吸实验及控制因素分析, 我们对页岩气储层的“水锁解除”机理及评价方法进行讨论.

(1) 页岩储层具有“水锁解除”的潜在机理

1) 大规模改造后页岩储层具有强的渗吸能力, 滞留压裂液未占据气体产出的主要通道.

图10 (网络版彩图)不同样品渗吸过程中的渗透率测试结果. (a) 保靖地区龙马溪组页岩; (b) 延安地区延长组长7段陆相页岩
Figure 10 (Color online) Changes of permeability and water content with imbibition time in different rocks. (a) Shale sample of Longmaxi formation in Baojing area; (b) shale sample of Chang-7 segment of Yanchang formation in Yan'an area.

页岩较常规砂岩具有更好的渗吸能力(图4), 这是大量压裂液被滞留地层的原因之一, 通过对页岩气藏与常规气藏进行对比, 页岩气藏存在另外两个典型特征使其渗吸能力远远强于常规气藏: 一是页岩气藏具有超低的初始含水饱和度(图11)^[24], 富气页岩含水饱和度更低^[25], 生烃排水作用、水参与生烃化学反应、汽化携液作用是形成超低含水饱和度的主要原因^[26]. 具有超低含水饱和度的储层处于不饱和状态, 这种不饱和状态表现出来是三方面重要的特征: 页岩储层束缚水未平衡、页岩储层毛管力未平衡、黏土和离子未得到充分的水化, 这三方面特征的共同作用形成了页岩气储层的强吸水能力; 二是页岩气藏大规模改造后压裂液与地层形成巨大的接触面积, 体积压裂之后会形成网状复杂裂缝, 压裂效果越好的井, 所形成的网状裂缝越复杂, 这增加了液体与储层的接触面积, 增大了储层的压裂液吸收能力.

水进入储层之后, 会在毛管力及化学作用下进入储层, 并首先满足束缚水平衡、黏土水化等方面的要求, 然后才会占据孔隙. 所以具有超低含水饱和度的页岩储层在压裂改造后所具备的强液体吸水能力, 可以在一定程度上降低水锁发生的严重性, 这与中国南方海相页岩的含水饱和度低的井产量高的现象相吻合^[27]. 但是注入量与吸水能力间存在着平衡关系, 如果滞留的压裂液量超出了储层本身的吸水能力, 则会产生严重水锁.

2) 渗吸引起的储层能量补充, 增加了气体弹性能.

渗吸压裂液进入页岩储层后, 占据了一定的孔隙空间, 气体所占的空间得到了压缩, 从而提高了气体的压力, 我国南方海相某页岩井的测试资料显示, 压裂完成前后, 其测试所得到地层压力系数从1.01 上升

图11 (网络版彩图)不同地区的页岩气藏含水饱和度统计图

Figure 11 (Color online) Figure of water saturation for different shale gas reservoir.

到1.47. 假设一口页岩气井改造后得到 $800\text{m} \times 500\text{m} \times 20\text{m}$ 的改造体积(Stimulated Reservoir Volume, SRV), 孔隙度5%, 地层原始压力30MPa, 初始含水饱和度15%, $3.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的液体用于压裂, 可以基于物质平衡法计算地层的气体平均压力系数随着返排率之间的关系(图12), 假设改造完善、SRV区域孔隙之间全部连通, 其所得到的压力系数如P1, 若假定SRV内部有1/2的区域连通性不好, 其中与井底连通部分的压力系数如P2. 通过实际的测试数据和模拟计算, 可以看出在页岩气大规模改造过程中, 压裂液的渗吸能够有效地补充地层能量, 气体弹性能的增加有利于增加压后的产能. 值得说明的是, 以上分析近似地表征渗吸补充能量的作用, 压裂液渗吸后部分液体会与黏性颗粒反应, 并不是全部占有孔隙体积, 针对不同的页岩储层需要进行更深一步的探讨.

3) 渗吸液向基质深部的扩散.

与常规高渗岩石渗吸相比, 页岩的扩散能力更强,

图 12 (网络版彩图)地层压力系数随着返排率的变化模拟计算结果

Figure 12 (Color online) Formation pressure coefficient change with flow-back rate through simulation.

扩散段占有非常重要的比例. 压裂完成之后, 压裂液在渗吸作用下会进入基质, 由于气体产生的流动通道与渗吸进入基质的压裂液相同, 若渗吸液缺乏向基质深部扩散的能力, 将会导致与压裂液接触的一端具有高的含水饱和度, 会增加气体产生的阻力, 若页岩具有强的扩散能力, 主要气体产出通道中的流体不断地向基质深部扩散, 饱和度得以降低, 这在致密砂岩中得到过验证^[28], 水饱和度的扩散有利于气体的产出, 降低发生水锁的可能性.

4) 水岩反应产生的微裂隙, 在一定程度上改善储层的渗透性.

页岩储层具有较高的黏土矿物含量, 表面水化力、渗透水化力和毛细力更强, 这为微裂隙的产生创造了条件, 本文的核磁共振实验和渗透率实验在一定程度上验证了微裂隙的产生, 在此条件下页岩的渗透率得以改善, 有利于页岩储层的“水锁解除”. 吸水后不同类型的岩样产生微裂隙的能力差异较大, 实际中需要进行深入评价.

(2) 评价页岩储层“水锁解除潜力”的渗吸动力学参数初探

压裂液渗吸是页岩储层“水锁解除”潜在机理的重要基础, 渗吸动力包括: 一是物理毛管力作用, 微纳米孔隙组成的毛细管为页岩渗吸提供重要动力; 二是黏土化学作用, 黏土在压裂液与页岩作用中具有半透膜作用, 地层和注入水矿化度之间的差异能加强渗吸作用, 黏土颗粒的水化作用同样会增加渗吸作用. 同时压裂液与岩石作用后产生微裂隙的能力也是渗吸压裂液与储层的重要作用.

据此, 我们初步提出了页岩储层“水锁解除潜力”的渗吸动力学评价参数, 包括: 1) 吸水能力, 代表了岩石的吸水能力, 强的吸水能力是水锁得以解除的基础; 2) 扩散能力, 代表了水在岩石中向深部扩散的能力, 扩散能力越强, 渗吸液越容易向基质深部扩散, 有利于“水锁解除”; 3) 初始含水饱和度, 控制页岩吸水的重要参数, 超低含水饱和度是能否“水锁解除”的重要指标; 4) 黏土矿物含量、类型及离子含量, 黏土的含量类型及离子含量对于压裂液吸收具有重要影响; 5) 微裂隙形成能力, 裂隙的形成有利于气体的产出.

实际应用中, 通过自发渗吸、核磁共振与渗透率测试结合起来评价渗吸动力学参数, 分析储层渗吸能力、扩散能力、微裂隙生成能力等, 对现场压裂施工提供指导. 结合以上实验, 我们以湖南保靖页岩的保页1井、保页3井所在地层为研究对象, 将其与延安地区长7陆相页岩以及涪陵地区龙马溪组海相页岩进行对比. 比如, 渗吸能力及扩散能力: 延安长7陆相页岩 < 保靖龙马溪组海相页岩 < 重庆龙马溪组海相页岩, 其他对比参数见表2所示. 总体来说, 湖南保靖区块的渗吸动力学参数介于长7陆相页岩和重庆涪陵龙马溪组海相页岩之间, 但是保靖区块的不同井之间也有一定的差异, 这为同一区块不同的井之间开发策略制定提供指导.

在此基础上初步对典型页岩气区块的“水锁解除

表 2 不同页岩气储层渗吸动力学评价参数对比表

Table 2 Comparison of dynamic imbibition parameters for different shale gas formations

评价参数	延安	保页1井	保页3井	涪陵
初始含水饱和度	中等	较高	低	低
渗吸能力	弱	弱	中等	强
扩散能力	弱	较弱	中等	强
吸水诱发微裂隙	弱	中等	中等	强
黏土化学作用	弱	中等	中等	强

图 13 (网络版彩图)不同页岩气储层“水锁解除潜力”分级评价结果

Figure 13 (Color online) Grading evaluated results of water-block removal capabilities for different shale gas formations.

潜力”进行分级评价, 见图13, 图中沿着箭头的方向由“水锁伤害”到“水锁解除”, 越靠箭头左边越容易发生水锁, 越靠箭头右边则水锁解除潜力越大, 渗吸液对气体的产出会产生一定的排驱作用. 在该分级标准下, 延安地区长7陆相页岩更易发生水锁, 建议在开发过程中以防伤害为主, 而涪陵地区龙马溪组页岩的“水锁解除潜力”更大, 建议在压裂后采取“闷井”策略, 利用渗吸液对气体的排驱作用. 而保靖地区介于二者之间, 具有一定的“水锁解除潜力”, 其中保页3井的“水锁解除潜力”大于保页1井, 建议优选保页3井进行“适度闷井”实验, 也就是压裂后迅速返排, 减少主裂缝中液体量, 然后进行一定的闷井, 利用压裂液的吸收、扩散和水岩作用产生微裂隙的能力, 改善气井近井地带的流动能力.

5 结论及建议

(1) 基于本研究的实验样品, 页岩具有比一般砂岩更强的渗吸能力和扩散能力, 海相页岩具有比陆相页岩更强的渗吸能力, 海相页岩相对于陆相页岩来说与水之间的离子交换作用更强, 保靖地区的海相页岩在水进入孔隙中之后会产生谱峰对应的T2值变大的情况, 吸水过程中的脉冲渗透率测量值存在变大的情况, 这说明水在与页岩作用后可能产生了一定量的微裂隙.

(2) 压裂液通过渗吸作用进入基质产生复杂物理化学作用, 具有超低含水饱和度的页岩储层在大规模改造后的强吸水能力、渗吸压裂液的能量补充作用、渗吸液向基质深部的扩散、水岩反应产生微裂隙是部分页岩储层“水锁解除”的主要机理.

(3) 利用自发渗吸、核磁共振与渗透率测试相结合的方式对典型页岩气储层的渗吸动力学参数进行评价, 对我国部分页岩储层水锁解除潜力进行了分级评价, 延安长7陆相页岩更易发生水锁, 建议在开发过程中以防伤害为主; 重庆涪陵地区龙马溪海相页岩气的“水锁解除潜力”大, 建议在压裂后采取“闷井”策略; 保靖地区龙马溪组页岩介于二者之间, 具有一定的“水锁解除潜力”, 其中保页3井的“水锁解除潜力”强于保页1井, 建议优选保页3井进行“适度闷井”开发实验.

参考文献

- Jiang T X, Bian X B, Wang H T, et al. Flow back mechanism study of multi-stage fracturing of shale gas horizontal wells (in Chinese). *Pet Drilling Tech*, 2013, 41: 21–25 [蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 页岩气水平井分段压裂排采规律研究. *石油钻探技术*, 2013, 41: 21–25]
- Wen Q Z, Zhai X N, Luo M L, et al. Optimal design of fracturing fluid recovery parameters for shale gas reservoirs (in Chinese). *Spec Oil Gas Reserv*, 2013, 20: 137–140 [温庆志, 翟学宁, 罗明良, 等. 页岩气藏压裂返排参数优化设计. *特种油气藏*, 2013, 20: 137–140]
- Kang Y L, Zhang D J, You L J, et al. Mechanism and control methods of the working fluid damages in fractured tight reservoirs (in Chinese). *J Southwest Pet Univ*, 2015, 37: 77–84 [康毅力, 张杜杰, 游利军, 等. 裂缝性致密储层工作液损害机理及防治方法. *西南石油大学学报*, 2015, 37: 77–84]
- Chekani M, Bagherpour M H, Fazel A M, et al. Novel approach to mitigate gas production in a high gor carbonate reservoir with drilled wells-case study. In: *Proceedings of SPE Production and Operations Conference and Exhibition*. Tunis: Society of Petroleum Engineers, 2010
- He Z. Flow of gas and water in hydraulically fractured shale gas reservoirs. In: *Proceedings of EPA HF Workshop*. Arlington: US Environmental Protection Agency. 2011
- Ghanbari E, Abbasi M A, Dehghanpour H, et al. Flowback volumetric and chemical analysis for evaluating load recovery and its impact on early-time production. In: *Proceedings of SPE Unconventional Resources Conference*. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2013
- Almulhim A, Alharthy N, Tutuncu A N, et al. Impact of imbibition mechanism on flowback behavior: A numerical study. In: *Proceedings of Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers, 2014
- Alamdari B B, Kiani M, Kazemi H. Experimental and numerical simulation of surfactant-assisted oil recovery in tight fractured carbonate reservoir cores. In: *Proceedings of SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2012. 469–482

- 9 Kathel P, Mohanty K K. Wettability alteration in a tight oil reservoir. *Energy Fuels*, 2013, 27: 6460–6468
- 10 Roychoudhuri B, Xu J, Tsotsis T T, et al. Forced and spontaneous imbibition experiments for quantifying surfactant efficiency in tight shales. In: *Proceedings of SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. Denver: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 11 Makhhanov K, Dehghanpour H, Kuru E. An experimental study of spontaneous imbibition in horn river shales. In: *Proceedings of SPE Canadian Unconventional Resources Conference*. Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2012
- 12 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
- 13 Xu M, Dehghanpour H. Advances in understanding wettability of gas shales. *Energy Fuels*, 2014, 28: 4362–4375
- 14 Bertoncello A, Wallace J, Blyton C, et al. Imbibition and water blockage in unconventional reservoirs: Well management implications during flowback and early production. In: *Proceedings of SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*. Vienna: Society of Petroleum Engineers, 2014
- 15 Yaich E, Williams S, Bowser A, et al. A case study: The impact of soaking on well performance in the Marcellus. In: *Proceedings of Unconventional Resources Technology Conference*. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 16 Wang W M, Zhao G, Gu C C, et al. Experiment and application of NMR technology on cuttings (in Chinese). *Pet Explor Dev*, 2005, 32: 56–59 [王为民, 赵刚, 谷长春, 等. 核磁共振岩屑分析技术的实验及应用研究. *石油勘探与开发*, 2005, 32: 56–59]
- 17 Li A F, Ren X X, Wang G J, et al. Characterization of pore structure of low permeability reservoirs using a nuclear magnetic resonance method (in Chinese). *J China Univ Pet*, 2015, 39: 92–98 [李爱芬, 任晓霞, 王桂娟, 等. 核磁共振研究致密砂岩孔隙结构的方法及应用. *中国石油大学学报*, 2015, 39: 92–98]
- 18 Yang L, Ge H, Shen Y, et al. Experimental research on the shale imbibition characteristics and its relationship with microstructure and rock mineralogy. In: *Proceedings of SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition*. Brisbane: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 19 Li C, Shen Y, Ge H, et al. Analysis of capillary rise in asymmetric branch-like capillary. *Fractals*, 2016, 24: 1650024
- 20 Shen Y, Ge H, Li C, et al. Water imbibition of shale and its potential influence on shale gas recovery—A comparative study of marine and continental shale formations. *J Nat Gas Sci Eng*, 2016, 35: 1121–1128
- 21 Neuzil C E, Provost A M. Recent experimental data may point to a greater role for osmotic pressures in the subsurface. *Water Resour Res*, 2009, 45: W03450
- 22 Li C, Shen Y, Ge H, et al. Analysis of spontaneous imbibition in fractal tree-like network system. *Fractals*, 2016, 24: 1650035
- 23 Civan F. *Reservoir Formation Damage*. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2011
- 24 Wang F P. Key controls in shale gas production. In: *Proceeding of Report in a Workshop in Xi'an*. Xi'an, 2008
- 25 Fang C H, Huang Z L, Wang Q Z, et al. Cause and significance of the ultralow water saturation in gas-enriched shale reservoir (in Chinese). *Nat Gas Geosci*, 2014, 25: 471–476 [方朝合, 黄志龙, 王巧智, 等. 富含气页岩储层超低含水饱和度成因及意义. *天然气地球科学*, 2014, 25: 471–476]
- 26 Liu H L, Wang H Y. Ultra-low water saturation characteristics and the identification of over-pressured play fairways of marine shales in south China (in Chinese). *Natur Gas Ind*, 2013, 33: 140–144 [刘洪林, 王红岩. 中国南方海相页岩超低含水饱和度特征及超压核心区选择指标. *天然气工业*, 2013, 33: 140–144]
- 27 Bennion D B, Thomas F B, Ma T. Formation damage processes reducing productivity of low permeability gas reservoirs. In: *Proceedings of SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition*. Denver: Society of Petroleum Engineers, 2015
- 28 Dutta R, Lee C H, Odumabo S, et al. Experimental investigation of fracturing-fluid migration caused by spontaneous imbibition in fractured low-permeability sands. *SPE Reserv Eval Eng*, 2014, 17: 74–81

Imbibition characteristic of shale gas formation and water-block removal capability

SHEN YingHao, GE HongKui^{*}, SU Shuai, LIU DunQing, YANG ZhiHui & LIU JunRong

Unconventional Natural Gas Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

Large scale hydraulic fracturing is one key technology for shale gas development. Thousands of liquids are pumped into shale formation. However, fluids flow-back rate is surprisingly low for same cases, which is always lower than 30%. The production is not influenced too much by the low flow-back rate and some of these wells even have higher productivity. This phenomenon cannot be interpreted by conventional theory, in which gas will be blocked seriously by the water. It indicates that shale formation has water-block removal capability. Experiments are proposed around this fracturing imbibition issue including water imbibition and solution conductivity online test, nuclear magnetic resonance tests with water imbibition and pulse decay permeability tests with water imbibition. The interaction between water and shale and the dynamic effect are analyzed to make clear the relationship between water imbibition and water block removal. Fracturing fluids are imbibed into the formation matrix and complicated physical and chemical effects happen between fluids and shale. There are huge differences between different shales including the imbibition capacity, diffusion capacity and ion exchange capacity. The imbibition capacity, diffusion capacity and fracture induced capacity are the main factors affecting water block removal capability. Pressure enhancement, Liquid diffusion into deeper matrix and micro-fracture induced by water-rock reaction are treated as the main mechanisms of water block removal through the study. A water block removal potential valuation methodology is proposed taking account the initial water saturation, imbibition capacity, diffusion capacity, fracture induced capacity and clay chemistry effect. The water block removal potential can be evaluated by the water imbibition, nuclear magnetic resonance and plus-decay permeability tests. A grading evaluation of typical shale gas formation is proposed based on this method. The work is the pioneer study analyzing the water block removal mechanism and controlling facts, and it is valuable to make clear the shale gas productivity factors and put forward guidance to shale gas reservoir stimulation.

shale gas, water-block removal, fracturing fluid, imbibition, mechanism

PACS: 47.56.+r, 47.55.Ca, 47.55.nb, 47.55.dr

doi: [10.1360/SSPMA2016-00538](https://doi.org/10.1360/SSPMA2016-00538)