

水化作用和润湿性对页岩地层裂纹扩展的影响

梁利喜, 熊健, 刘向君

(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)

摘要:页岩地层裂纹扩展对页岩气井壁稳定有重要影响,而钻井液与页岩间相互作用(毛细管效应和水化作用)将对页岩地层裂纹扩展产生影响。选择四川盆地龙马溪组露头及井下岩心开展室内实验研究页岩润湿性和水化作用,基于断裂力学理论,考虑水化作用和润湿性(毛细管效应),建立页岩裂纹扩展模型,分析了水化作用和润湿性对页岩裂纹扩展的影响。研究表明,龙马溪组页岩表面既亲油又亲水,且页岩表面更倾向于油湿;页岩浸泡在水中,水化应力随着时间增加而先上升后趋于稳定,而先浸泡在白油中、后浸泡在水中或浸泡在10%KCl溶液中测试膨胀应力,水化应力上升速度减慢;页岩浸泡在水中,岩样表面形成的裂缝主要平行于层理面,随着时间增加,岩样保持完整或剥落成碎块,而页岩浸泡在10%KCl中,岩样表面形成裂缝数量少且破裂程度轻;水化作用和润湿性对应力强度因子增量影响较大及对页岩裂纹扩展有重要影响,钻井液体系应减小钻井液滤失量及钻井液界面张力,增加黏土矿物水化抑制剂和增大钻井液与页岩表面接触角,减小自吸作用,抑制水化作用。油基钻井液与页岩表面接触角小,但其界面张力小,造成毛细管力小,因此页岩地层钻井中,采用油基钻井液能在一定程度上抑制裂纹扩展,使井壁不易失稳。

关键词:龙马溪组页岩;润湿性;水化作用;毛细管效应;应力强度因子;裂纹扩展

中图分类号:TE254

文献标识码:A

Effects of hydration swelling and wettability on propagation mechanism of shale formation crack

Liang Lixi, Xiong Jian, Liu Xiangjun

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The shale formation cracks have an important influence on the borehole stability of shale well, and the interaction between drilling fluid and shale (capillary effect and hydration swelling) would impact on the propagation mechanism of shale formation crack. In this thesis, experiments were done for the outcrop and well core of the Longmaxi Formation shale of the southern Sichuan Basin to determine shale wettability and hydration swelling. Based on fracture mechanics, the propagation model of shale formation crack was established with the hydration swelling stress and capillary force, and the effects of hydration swelling and wettability on the propagation mechanism of shale formation crack were studied. The result shows that the wettability of the Longmaxi Formation shale is both water-wet and oil-wet, and is more likely to be oil-wet. The hydration swelling stress of the shale tend to ascent first and then become stable with the increase in time. For the shale rocks first soak in oil or KCl, the rise velocity of hydration swelling stress would decrease. The fractures on the sample surface are parallel plane of bedding in the process of immersing in water. With the increasing of immersion time, the sample would keep its integrality or spall to pieces. While the number of the fractures soaking in KCl is less and the cracked degree of the rocks is lighter. The hydration swelling has a great influence on the increment of the stress intensity factor, and the drilling fluid systems need to decrease the drilling fluid filter loss and increase the clay minerals hydrate inhibitor. The wetting behavior has a great influence on the propagation mechanism, and the drilling fluid systems need to reduce the drilling fluid interfacial tension and enlarge the wetting angle between drilling fluid and rock medium. The contact angles of oil-based drilling fluids and shale surface and the interfacial tension are little, which result in small capillary force. Therefore, the oil-based drilling fluid is used to inhibit crack propagation, hence the wellbore will be easy to maintain stable.

Key words: Longmaxi Formation shale; wettability; hydration swelling; capillary effect; stress intensity factor; crack propagation

收稿日期: 2013-10-27; 修订日期: 2014-08-18。

作者简介: 梁利喜(1976—), 男, 博士后, 讲师, 主要从事地质工程、非常规页岩岩石力学研究。E-mail: 274190673@qq.com。

基金项目: 国家自然科学基金联合基金重点项目“页岩气低成本高效钻井完井技术基础研究”(U1262209)和国家自然科学基金面上项目“硬性泥页岩地层井周裂缝形态调控岩石力学基础研究”(51274172)联合资助。

目前,页岩气已成为全球非常规能源勘探与开发热点,多国加入到页岩气勘探与开发热潮中,而在页岩气开发中遇到的井壁稳定问题是一个重要而又复杂的课题^[1-8]。钻井过程中,钻井液滤液沿着页岩层表面或微裂缝进入页岩地层,地层沿层表面、微裂缝发生剥落掉块,掉块的大小和形状无规律,表面为层表面、裂缝面及次生断面^[9],同时硬脆性页岩地层井壁失稳机理不同于易水化膨胀的页岩地层井壁失稳机理^[10]。页岩地层的层理比较发育,脆性大,易在构造应力作用下形成天然裂缝和诱导裂缝^[11-14]。钻井液在毛细管效应和钻井压差作用下,沿着层表面或微裂缝进入页岩地层。钻井液与页岩相互作用主要体现在物理化学变化和力学效应^[15],进入页岩地层的钻井液(水)与黏土矿物颗粒间发生物理化学反应,黏土颗粒表面形成表面水化,产生水化应力,水化作用在裂纹尖端处引起应力集中,造成裂纹扩展和延伸,扩展混合形成裂缝损伤区,破坏岩石内部结构,降低岩石强度,从而导致井壁失稳。因此,页岩裂纹扩展对页岩气井井壁稳定有重要影响。折海成等^[15]从断裂力学角度分析了裂纹起裂,石秉忠等^[9,16]利用CT手段从微观角度分析了水化作用对裂纹扩展的影响,石秉忠等^[17]从化学角度分析了页岩自吸水化抑制剂对页岩裂缝形成的影响,王怡等^[18]分析了页岩浸泡钻井液后表面分布裂缝对页岩强度的影响,卢运虎等^[19]从力学角度分析了介质润湿性对页岩裂缝扩展的影响,从不同角度对页岩裂纹扩展影响因素展开了研究。

从国内外^[20]及本课题组现有研究资料看,四川盆地龙马溪组页岩岩石黏土矿物以伊利石和绿泥石为主,不含有蒙脱石和高岭石等膨胀性矿物,这类地层现场施工中水化膨胀缩径现象较少,而发生剥落和掉块现象较多。室内实验发现这类岩石虽水化体积膨胀量较小,但水化作用产生的水化应力不可忽视。因此,在对四川盆地龙马溪组野外露头及井下岩心开展室内实验研究龙马溪组页岩润湿性和水化作用的基础上,基于断裂力学理论,考虑水化作用和润湿性(毛细管效应),建立页岩裂纹裂缝扩展模型,分析了毛细管效应和水化作用对页岩裂纹扩展的影响,为页岩钻井液优化和页岩气井井壁稳定研究提供新的思路。

1 实验样品采集

实验页岩样品采自四川南部地区古生界下志留统龙马溪组。龙马溪组属海相沉积环境,该组下部为黑色页岩,上部为灰色、黄绿色泥质或粉砂质

表1 页岩样品矿物组成

Table1 Mineral composition of shale samples %			
项目	L1	L2	W
类型	露头(黑色页岩)	露头(灰色页岩)	井下(黑色页岩)
石英	41.77	27.88	38.79
正长石	0.00	0.00	4.68
斜长石	1.64	7.2	13.97
方解石	20.54	14.31	1.76
白云石	9.46	14.61	2.86
黄铁矿	1.72	1.43	4.26
黏土	24.87	34.56	33.70
伊利石	72.30	70.35	60.05
伊/蒙	12.36	6.46	28.10
绿泥石	15.34	23.19	11.95
间层比	10.00	15.00	15.00

较大。龙马溪组页岩具有较高的有机质丰度,其露头及井下岩样有机碳含量(TOC)为0.35%~18.4%,平均为2.52%,井下样品有机碳含量大于2%的高有机碳页岩主要分布于龙马溪组下部黑色页岩中^[21]。

本文研究页岩样品取自于3个不同地区龙马溪组,其中两组露头龙马溪组页岩样品采自四川省宜宾市双河镇(一组黑色页岩标记为L1,一组灰色页岩标记为L2),一组井下龙马溪组页岩样品采自四川省长宁地区某井(标记为W)。页岩岩心采集后研磨成粉末,采用X'Pert PRO全自动粉末X-射线衍射仪进行矿物组成测定,结果见表1。从表1中可知,三组龙马溪组页岩样品矿物组成复杂,主要含有石英和黏土矿物,黏土矿物以伊利石和绿泥石为主。

2 室内实验研究

为了评价龙马溪组页岩表面润湿性,对页岩进行润湿性测试。由于页岩孔隙度和渗透率极低,利用Amott法和USBM法很难测试润湿性,因此选用接触角法对页岩表面润湿性进行定性评价,在此基础上进行了露头页岩(L1、L2)膨胀应力实验和浸泡实验。

2.1 润湿性测试

接触角法可以快速、准确评价岩石对液体的润湿性,本文研究采用DSA100光学接触角测定仪来测量气—液—岩石体系接触角,此仪器操作简便,测量精度高,可以测量体系接触角,定性评价岩石润湿性(气—液—固体体系接触角测试中,接触角小于90°,液体为润湿相;接触角大于90°,液体为非润湿相)。润湿性测试液体有水、5#白油、柴油,测试条件在常温下,页岩样品接触角测试结果见图1。

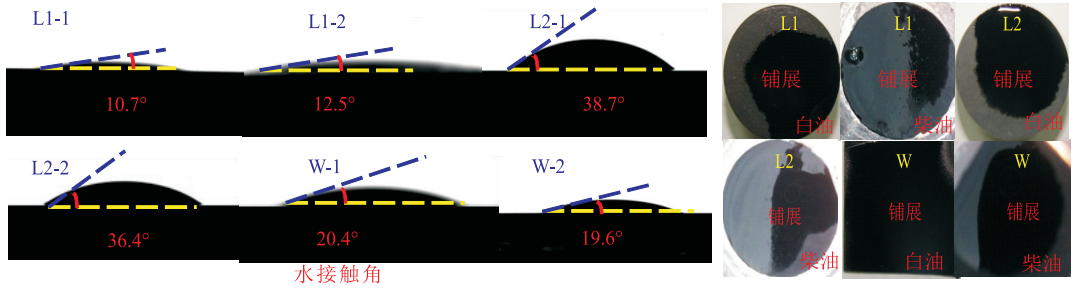


图 1 页岩样品接触角测试结果

Fig.1 Experiment results of contract angle of shale samples

从图 1 中可以看出,页岩表面与水的接触角小于 90°,白油和柴油在页岩表面扩展,说明页岩表面润湿性表现为不是单一的润湿性,既为油湿也为水湿,即具有两亲性,同时页岩表面油湿程度好于水湿程度,更倾向于油湿。

2.2 膨胀应力实验

利用根据固定体积法原理研制的泥页岩水化膨胀应变应力测试仪,对页岩水化膨胀应力进行评价,包括 6 组实验:L1 和 L2 页岩浸泡水膨胀应力、L1 和 L2 页岩浸泡 10% KCl 溶液膨胀应力、L1 和 L2 页岩先浸泡白油膨胀应力后浸泡水膨胀应力。页岩浸泡水、白油中膨胀应力实验结果见图 2,从图中可看出,页岩岩样浸泡水、10% KCl 溶液中线水化应力随着时间增加而先上升后趋于稳定,其中 L1 页岩线水化应力上升速度较慢、幅度较小,很慢达到稳定;L2 页岩线水化应力上升速度快、幅度大,很快趋于稳定,且在与水接触的最初 0.5 h 时间内,线水化应力变化趋势存在明显阶梯上升现

象。结合图 3(页岩膨胀应力实验前后岩心对比)分析,L2 页岩因毛细管效应作用自吸吸水发生水化,岩样产生微裂缝面,水沿裂缝面继续进入岩样内部,黏土颗粒吸水形成表面水化膜,随着吸水量增加,表面水化膜增厚,使裂缝宽度增加,同时黏土颗粒产生表面水化力,在裂缝面上产生拉应力,一方面使裂缝宽度增加,一方面使裂缝尖端应力集中造成裂缝扩展,从而使岩样体积产生宏观膨胀,造成水化应力增加。从图 2 中还可以看出,与浸泡水膨胀应力测试相比,页岩先浸泡在白油中,不产生膨胀应力,再浸泡在水中测试膨胀应力,或浸泡在 10% KCl 溶液中测试膨胀应力,页岩线水化应力上升速度减慢、幅度减小,其中 L1 页岩线水化应力下降幅度较大,而 L2 页岩线水化应力下降幅度较小,说明页岩先浸泡在白油中或浸泡在 10% KCl 溶液中,可在一定程度上减缓页岩自吸吸水作用,减小页岩水化作用,造成水化应力上升速度减慢、幅度减小。

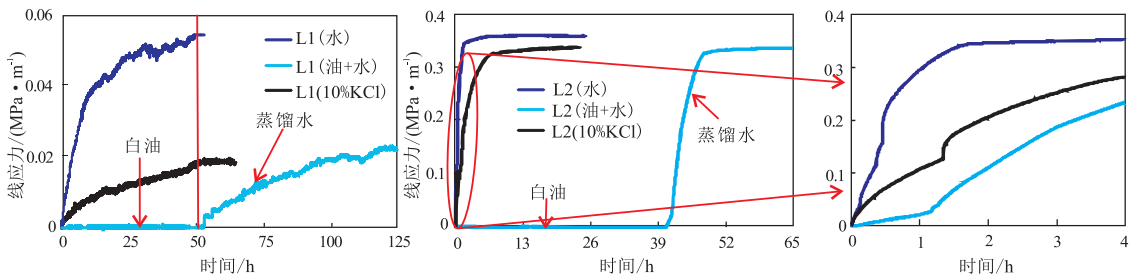


图 2 页岩膨胀应力实验结果

Fig.2 Experiment results of hydration swelling stress of shale samples

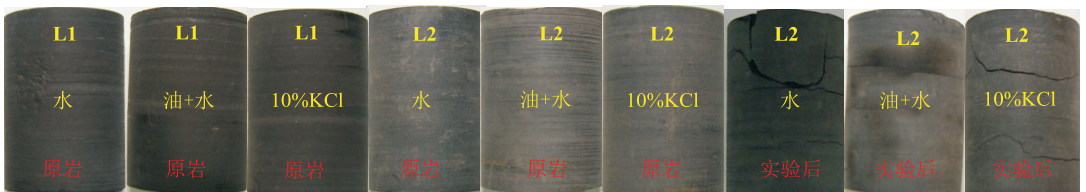


图 3 页岩膨胀应力实验前后岩心观察对比

Fig.3 Comparative observation before and after hydration swelling stress of shale samples

2.3 浸泡实验

页岩浸泡实验主要包括4组实验:L1和L2页岩浸泡水、L2页岩浸泡10%KCl溶液、L2页岩浸泡白油。L1页岩在浸泡水前后岩样保存完整,岩样表面有少量松散颗粒脱落,未发现裂缝。L2页岩岩样浸泡实验结果见图4。从图4a可看出,L2页岩浸泡水、10%KCl溶液后,水化现象较明显,吸水水化程度较严重,岩样表面可见裂缝分布,而L2页岩在浸泡白油前后岩样保存完整。结合观察记录,L2页岩浸泡水中,岩样表面先有大量松散颗粒脱落,3 min后出现裂纹,5 min后沿着平行层理面起裂,裂纹逐渐增宽,很快沿着层理面形成裂缝(L2-1表面裂缝有6条,L2-2表面裂缝有9条),8 min后表面形成大量平行于层理面的裂缝,同时沿着层理面破裂成碎块;与浸泡在水中的岩样表面形成裂缝过程对比,L2页岩浸泡在10%KCl溶液中时,有少量松散颗粒脱落,岩样表面出现裂纹时间延后,5 min后岩样表面分布的裂缝(L2-1表面裂缝有3条,L2-2表面裂缝有5条)明显少于浸泡在水中的岩样(图4a),最后岩样沿着层理面破裂成碎块(图4b),但破裂程度明显小于浸泡在水中的岩样,说明KCl溶液对页岩水化作用有一定的抑制作用,减少了页岩水化作用。

3 页岩裂纹扩展分析

页岩表面既亲油又亲水,因毛细管效应自吸作

用,水进入页岩内部发生水化作用,使颗粒间黏结力降低。宏观上表现为岩石内聚力和内摩擦角降低^[22],导致岩石强度或岩石I型断裂韧性(简称断裂韧性)下降^[15]。同时水化作用产生水化应力,引起裂纹尖端处应力集中,使应力强度因子增加,当应力强度因子大于断裂韧性时,裂纹扩展或延伸。多条微裂纹汇合贯通后形成宏观裂纹,宏观裂纹进一步发展形成裂缝,裂缝贯通后将导致岩石破坏^[9]。本文基于断裂力学理论,以页岩地层中椭圆裂纹为研究对象,考虑毛细管效应和水化作用的影响,建立了页岩裂纹扩展模型,并分析了毛细管力和水化应力对裂纹扩展的影响。

页岩地层中裂纹受到地应力、毛细管效应和水化作用,地应力、毛细管力和水化应力在裂纹表面都将产生应力作用,裂纹面应力分布如图5所示。假设页岩地层中存在一个长轴为 $2a$ 的椭圆裂纹,对其进行应力场分析,采用叠加原理求解其尖端应力强度因子,可分为3个部分求解,即: $K_I = K_I' + K_I'' + K_I'''$ (图5a),其中 K_I' 为水化作用下应力强度因子(图5b), K_I'' 为毛细管效应下应力强度因子(图5c), K_I''' 为地应力作用下应力强度因子(图5d)。毛细管效应和水化作用是外来流体进入页岩地层产生的,毛细管力和水化应力使裂纹面正应力增加,应力强度因子增加,使裂纹更易扩展。

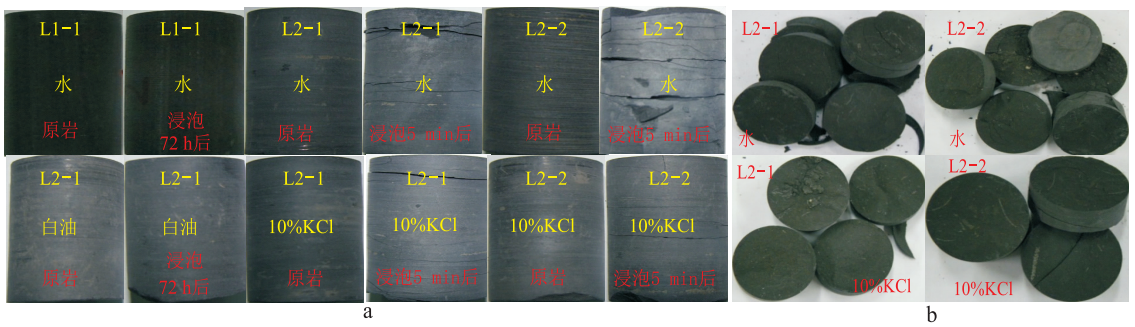


图4 浸泡实验岩心前后观察对比

Fig.4 Comparative observation before and after immersion experiment of shale samples

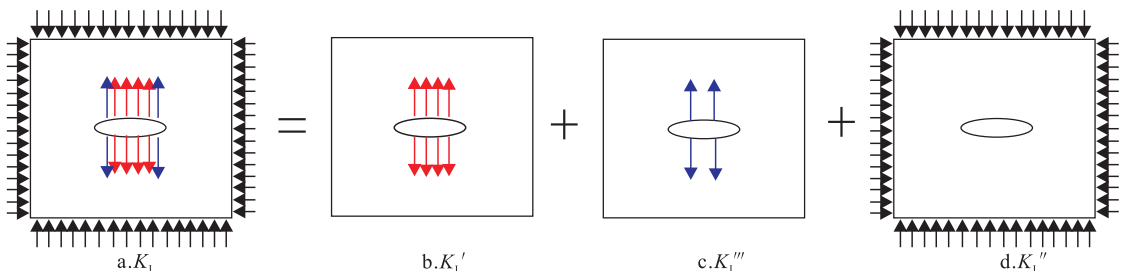


图5 裂纹面受力模型

Fig.5 Force model of crackface

页岩地层黏土矿物与水相互作用,黏土矿物水化的体积膨胀量较小,但水化作用产生应力大小不可忽视。假设页岩地层黏土矿物均匀分布,水化应力均匀作用于裂纹表面,裂纹中钻井液的液柱长 $2c$,水化应力关于裂纹中心对称分布,水化应力作用长度为 $2b$,作用于裂纹面上的水化应力记作 P (图6),可得I型裂纹应力强度因子为:

$$K_1' = 2P \sqrt{\frac{a}{\pi}} \arcsin\left(\frac{b}{a}\right) \quad (1)$$

水基、油基钻井液与页岩接触后,因毛细管效应作用使钻井液进入页岩地层。裂纹中心距裂纹中钻井液前缘距离为 c ,钻井液在裂纹尖端产生的毛细管力沿着液面切线方向指向凹液面,毛细管力为 P_c ,毛细管力作用于裂纹面力为 $P_c \cos(\theta)$,钻井液界面张力为 γ ,裂纹面与裂纹中轴线夹角为 β ,润湿角为 θ ,裂纹中心宽度为 $2w$,等效半径为 R (图7)。由图7可知,毛细管力为:

$$P_c = \frac{2\gamma \cos(\theta - \beta)}{w} \quad (2)$$

考虑毛细管效应时,可得I型裂纹应力强度因子为:

$$K_1'' = \frac{4\gamma \cos(\theta - \beta) \cos(\theta) \sqrt{a}}{w \sqrt{\pi(a^2 - c^2)}} \quad (3)$$

在地层中,裂纹面上的正应力主要由地应力、毛细管力和水化应力作用组成,因此,I型裂纹应力强度因子为:

$$K_1 = K_1' + 2P \sqrt{\frac{a}{\pi}} \arcsin\left(\frac{b}{a}\right) + \frac{4\gamma \cos(\theta - \beta) \cos(\theta) \sqrt{a}}{w \sqrt{\pi(a^2 - c^2)}} \quad (4)$$

当裂纹尖端应力强度因子 K_1 大于断裂韧性 K_{Ic} 后,裂纹将发生扩展。为便于分析毛细管效应和水化作用对应力强度因子的影响,引入应力强度因子增量 ΔK_1 ,即:

$$\Delta K_1 = K_1' + K_1'' \quad (5)$$

应力强度因子增量 ΔK_1 越大,裂纹尖端处应力越集中,裂纹越易扩展,说明毛细管效应或水化作用对裂纹扩展影响越大。利用应力强度因子增量分析水化作用和毛细管效应对页岩裂纹扩展的影响。

水化作用对应力强度因子增量的影响见图8。从图8中可知,应力强度因子增量随水化应力或水化应力作用长度(b/a)增大而呈上升趋势,应力强度因子增量上升幅度越大,裂纹尖端应力集中程度越明显,裂纹越易扩展。说明水化作用对应力强度因子增量影响较大,造成应力强度因子增加,使得裂纹抗张能力减弱,易造成裂纹扩展,出现张性裂缝,严重时将导致井壁失稳。选用钻井液体系时需要考虑减小钻井液滤失量,还应增加黏土矿物水化抑制剂,减少水化作用影响,有效抑制裂纹扩展。

毛细管效应(润湿性)对应力强度因子增量的影响见图9。从图9中可知,应力强度因子增量随界面张力增大而线性上升;随液柱半长(c/a)增大而先上升、后趋于平缓、再上升,总体呈上升趋势,

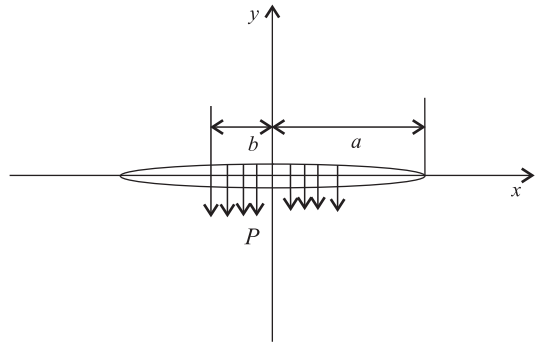


图6 裂纹在水化作用下分析示意

Fig.6 Force model of crackface in hydration swelling

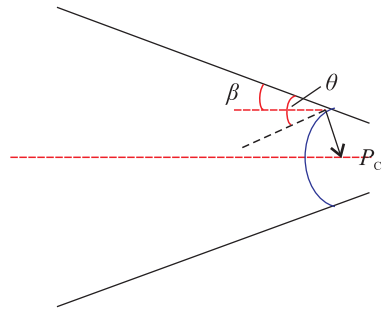


图7 裂纹在毛细管力作用下分析示意

Fig.7 Force model of crackface in capillary effect

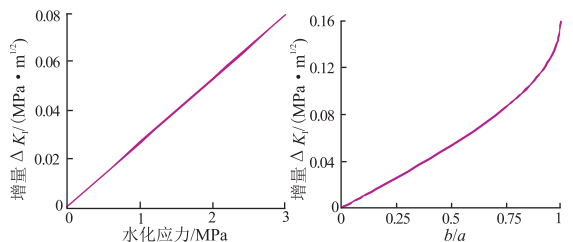


图8 水化作用对应力强度因子增量的影响

Fig.8 Hydration swelling impact on increment of stress intensity factor

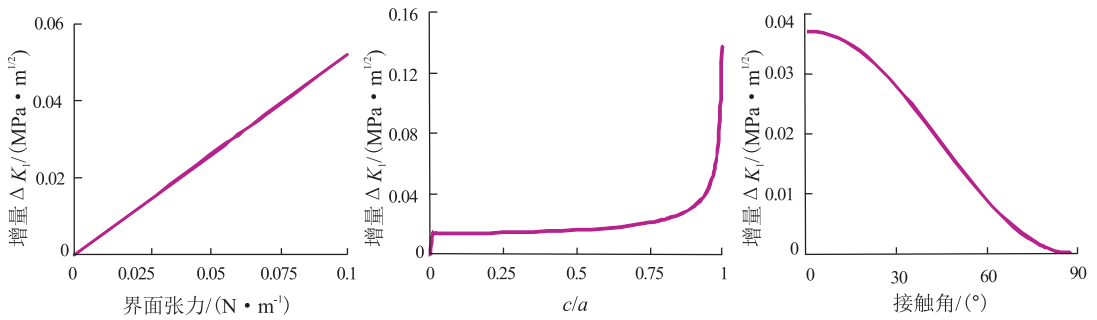


图9 毛细管效应(润湿性)对应力强度因子增量的影响

Fig.9 Capillary effect impact on increment of stress intensity factor

液柱越靠近裂纹尖端,应力强度因子增量上升幅度越大,裂纹尖端应力集中程度越明显,裂纹越易扩展;随润湿角增加而呈下降趋势,润湿角越大,应力强度因子增量越小,裂纹尖端应力集中程度减弱,裂纹不易扩展,当润湿角为 90° 时,页岩表面润湿性表现为中性,应力强度因子最小,此时毛细管效应对裂纹扩展不产生影响。说明毛细管效应(润湿性)对页岩井壁裂纹扩展有重要影响,钻井液体系应在减小钻井液界面张力和增大钻井液与页岩表面接触角等方面优化,采用优化钻井液体系可有效抑制裂纹扩展。

页岩地层钻井中,水基、油基钻井液在钻井压差和毛细管效应作用下进入页岩地层,水基钻井液将在页岩地层中产生水化作用。采用水基钻井液时,毛细管力和水化应力将对页岩地层裂纹扩展产生影响;而采用油基钻井液时,毛细管力将对页岩地层裂纹扩展产生影响,油基钻井液与页岩表面接触角小,但界面张力也小,产生的毛细管力较小。在同样条件下,油基钻井液对裂纹扩展影响较小,而水基钻井液对裂纹扩展影响较大。因此页岩地层钻井中,采用油基钻井液能在一定程度上抑制裂纹扩展,使井壁不易失稳。

4 结论

(1) 龙马溪组页岩表面既亲油又亲水,且页岩表面更倾向于油湿;龙马溪组页岩浸泡在水中时,水化应力随着时间增加而先上升后趋于稳定,而先浸泡在白油中、后浸泡在水中或浸泡在10%KCl溶液中测试膨胀应力,水化应力上升速度减慢。

(2) 龙马溪组页岩浸泡在水中,岩样表面形成的裂缝主要平行于层理面,随着浸泡时间增加,岩样保持完整性或水化剥落成碎片或碎块;而页岩浸泡在10%KCl溶液中时,岩样表面形成裂缝数少,且破裂程度轻。

(3) 水化作用对应力强度因子增量的影响较大,易造成页岩裂纹扩展,钻井液体系应减小钻井液滤失量和增加黏土矿物水化抑制剂,抑制水化作用。

(4) 润湿性对页岩裂纹扩展有重要影响,钻井液体系应减小钻井液界面张力和增大钻井液与页岩表面接触角,减小毛细管效应自吸作用。

参考文献:

- [1] 胡文瑞,翟光明,李景明.中国非常规油气的潜力和发展[J].中国工程科学,2010,12(5):25-29.
Hu Wenrui, Zhai Guangming, Li Jingming. Potential and development of unconventional hydrocarbon resources in China[J]. Engineering Sciences, 2010, 12(5): 25-29.
- [2] Chee P T, Brian G R. Effects of swelling and hydration stress in shale on wellbore stability[C]. SPE38057, 1997.
- [3] 马丽,倪文学,丁丰虎.胜北构造硬脆性泥页岩裂隙特征及坍塌机理[J].西安石油学院学报,1999,14(4):26-29.
Ma Li, Ni Wenxue, Ding Fenghu. Fracture character and collapse mechanism of the hard brittle mud shale in Shengbei structure [J] Journal of Xi'an Petroleum Institute, 1999, 14(4): 26-29.
- [4] 赵峰,唐洪明,孟英峰,等.微观地质特征对硬脆性泥页岩井壁稳定性影响与对策研究[J].钻采工艺,2007,30(6):16-18.
Zhao Feng, Tang Hongming, Meng Yingfeng, et al. Study on the influence of microscopic geologic characteristics on wellbore stability of brittle shale [J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(6): 16-18.
- [5] 刘玉石,白家祉,黄荣樽,等.硬脆性泥页岩井壁稳定问题研究[J].石油学报,1998,19(1):85-88.
Liu Yushi, Bai Jiachi, Huang Rongzun, et al. A study on stability of brittle shale wellbore [J]. Acta Petrolei Sinica, 1998, 19(1): 85-88.
- [6] 王倩,王刚,蒋宏伟,等.泥页岩井壁稳定耦合研究[J].断块油气田,2012,19(4):517-521.
Wang Qian, Wang Gang, Jiang Hongwei, et al. Study on shale wellbore stability coupling [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(4): 517-521.
- [7] 周德华,焦方正.页岩气“甜点”评价与预测:以四川盆地建南地区侏罗系为例[J].石油实验地质,2012,34(2):109-114.

- Zhou Dehua, Jiao Fangzheng. Evaluation and prediction of shale gas sweet spots: a case study in Jurassic of Jiannan area, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2012, 34(2): 109-114.
- [8] 温庆志, 翟恒立, 罗明良, 等. 页岩气藏压裂支撑剂沉降及运移规律实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2012, 19(6): 104-107.
- Wen Qingzhi, Zhai Hengli, Luo Mingliang, et al. Study on proppant settlement and transport rule in shale gas fracturing [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(6): 104-107.
- [9] 石秉忠, 夏柏如, 林永学, 等. 硬脆性泥页岩水化裂缝发展的CT成像与机理[J]. *石油学报*, 2012, 33(1): 137-142.
- Shi Bingzhong, Xia Bairu, Lin Yongxue, et al. CT imaging and mechanism analysis of crack development by hydration in hard-brittle shale formations [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(1): 137-142.
- [10] 邱正松, 李健鹰. 硬脆性页岩坍塌机理的实验研究[J]. *钻井液与完井液*, 1989, 6(2): 26-31.
- Qiu Zhengsong, Li Jianying. Experiment study of hardbrittle shale wellbore instability mechanism [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 1989, 6(2): 26-31.
- [11] 龙鹏宇, 张金川, 唐玄, 等. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气勘探和开发的影响[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 525-532.
- Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, et al. Feature of muddy shale fissure and its effect for shale gas exploration and development [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(3): 525-532.
- [12] 丁文龙, 李超, 李春燕, 等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]. *地学前缘*, 2012, 19(2): 212-220.
- Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, et al. Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 212-220.
- [13] 郭海萱, 郭天魁. 胜利油田罗家地区页岩储层可压性实验评价[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(3): 339-346.
- Guo Haixuan, Guo Tiankui. Experimental evaluation of crushability of shale reservoirs in Luoia area, Shengli Oilfield [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(3): 339-346.
- [14] 孙海成. 脆性页岩网络裂缝中支撑剂的沉降特性[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(5): 107-110.
- Sun Haicheng. Study on proppant settlement in brittle shale network fracture [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(5): 107-110.
- [15] 折海成, 刘斌, 华帅, 等. 裂缝吸水对泥页岩强度的影响[J]. *辽宁化工*, 2010, 39(8): 854-857.
- She Haicheng, Liu Bin, Hua Shuai, et al. Effect of hygroscopic of split on mud shale strength [J]. *Liaoning Chemical Industry*, 2010, 39(8): 854-857.
- [16] 石秉忠, 夏柏如. 硬脆性泥页岩水化过程的微观结构变化[J]. *大庆石油学院学报*, 2011, 35(6): 28-34.
- Shi Bingzhong, Xia Bairu. The variation of microstructures in the hard-brittle shale hydration process [J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2011, 35(6): 28-34.
- [17] 石秉忠, 夏柏如, 高书阳, 等. 页岩自吸水化控制剂的研制与性能评价[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(5): 45-49.
- Shi Bingzhong, Xia Bairu, Gao Shuyang, et al. Development and performance evaluation of shale self-adsorption hydration inhibitor [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(5): 45-49.
- [18] 王怡, 徐江, 梅春桂, 等. 含裂缝的硬脆性泥页岩理化及力学特性研究[J]. *石油天然气学报*, 2011, 33(6): 104-108.
- Wang Yi, Xu Jiang, Mei Chungui, et al. Chemical and mechanical properties of brittle fracture mud shale [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2011, 33(6): 104-108.
- [19] 卢运虎, 陈勉, 安生. 页岩气井脆性页岩井壁裂缝扩展机理[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(4): 13-16.
- Lu Yunhu, Chen Mian, An Sheng. Brittle shale wellbore fracture propagation mechanism [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(4): 13-16.
- [20] 张正顺, 胡沛青, 沈娟, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩矿物组成与有机质赋存状态[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 766-771.
- Zhang Zhengshun, Hu Peiqing, Shen Juan, et al. Mineral compositions and organic matter occurrence modes of Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 766-771.
- [21] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(5): 782-787.
- Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Shale gas accumulation conditions and favorable zones of Silurian Longmaxi Formation in south Sichuan Basin, China [J]. *Journal of China Coal Society*, 2012, 37(5): 782-787.
- [22] 闫传梁, 邓金根, 蔚宝华, 等. 页岩气储层井壁坍塌压力研究[J]. *岩石力学与工程学报*, 2013, 32(8): 1595-1602.
- Yan Chuanliang, Deng Jin'gen, Yu Baohua, et al. Research on collapsing pressure of gas shale [J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2013, 32(8): 1595-1602.

(编辑 韩 或)