

煤层低伤害氮气泡沫压裂液研究

李兆敏, 吕其超, 李松岩, 李宾飞, 孙乾

(中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要:随着煤层气开发规模不断扩大,在煤层压裂增产过程中压裂液滤失量高、地层伤害严重、返排困难且压裂效果差等问题不断凸显。结合煤层气储层物性,研制低伤害氮气泡沫压裂液体系,即0.5% YSJ 杀菌剂+1% FP-1 复合起泡剂+2% KCl 防膨剂+N₂。对该氮气泡沫压裂液体系进行滤失试验和分散试验研究。结果表明:该泡沫压裂液体系起泡及稳泡性能良好,耐剪切能力强,携砂能力强;泡沫和气液两相滤饼的封堵作用可以明显降低压裂液的滤失量,并且氮气可以增强压裂液的返排能力;压裂液体系中的表面活性剂可以降低煤粉与水相的界面张力,提高压裂液对煤粉的分散能力;相对于常规压裂液体系,氮气泡沫压裂液体系对煤层气岩心的伤害较小。

关键词:煤层气; 氮气泡沫; 压裂液; 动态滤失; 低伤害

中图分类号: TE 357 **文献标志码:** A

A nitrogen foam fluid with low formation damage for CBM fracturing treatment

LI Zhao-min, LÜ Qi-chao, LI Song-yan, LI Bin-fei, SUN Qian

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: Fracturing treatment is essential for the development of coalbed methane (CBM) fields. In the fracturing of coal seams, high filtration loss, serious formation damage, low flow-back and poor efficiency were the main problems when using conventional water-based fracturing fluids. A nitrogen foam fracturing fluid system with low formation damage was developed based on the geological features of CBM reservoirs. The formula of the foam fluid mainly includes a bactericidal agent, foaming surfactants and clay stabilizers. Filtration loss, dispersion, and microscopic foaming experiments were conducted for testing the capacities of the fluid system as a foaming and fracturing fluid. Experimental results show that the fracturing fluid has a good foaming ability and foam stability, excellent shearing bearing ability, strong sand carrying capacity. The plugging effect of foam can significantly reduce the filtration loss, and nitrogen can improve the flow back ability of the fracturing fluid. The surfactants in the fracturing fluid can also reduce the interfacial tension between coal and water, thus improving the dispersion of coal powders in the fluid. In comparison with conventional fracturing fluids, the nitrogen foam fracturing fluid can cause much less formation damage to the CBM reservoir.

Key words: coalbed methane (CBM); nitrogen foam; fracturing fluid; dynamic filtration loss; low formation damage

煤层气储层物性复杂,非均质性强,具有低压、水敏性、低渗、吸附性强、易损伤等特征^[1-4]。在煤层压裂增产过程中最常使用的活性水压裂由于压裂效果较差、排量大、地层滤失高、煤粉堵塞和排液困难等缺点,严重影响压裂施工效果。胍胶压裂液、聚丙烯酰胺压裂液和常规泡沫压裂液等由于含高分子有

机物易被煤层吸附,且地层温度相对较低,降解困难,堵塞污染地层严重。针对这些情况,笔者研发不含聚合物的低伤害泡沫压裂液,使用复合起泡剂,在保证泡沫起泡及稳泡性能好、耐剪切、高携砂能力的同时,实现压裂清洁无残渣及对煤粉的高分散能力,减小滤失量,提高返排能力,有效保护煤层气的渗流

收稿日期:2013-07-10

基金项目:国家科技重大专项课题(2011ZX05051);国家“863”高技术研究发展计划(2013AA061400)

作者简介:李兆敏(1965-),男,教授,博士,博士生导师,主要从事泡沫流体提高油气开采效率和热化学流体提高稠油采收率研究。E-mail:lizhm@upc.edu.cn。

压裂施工的顺利进行。

2.3 耐温耐剪切能力

结合煤层(沁水盆地)及地面施工温度,选择在10~50℃内,使用DV-2 Pro黏度计测量泡沫质量分数为70%的氮气泡沫压裂液以及交联胍胶压裂液(0.5%羟丙基胍胶+0.5%YSJ杀菌剂+2%KCl黏土稳定剂+0.5%HTC-160交联剂)黏度随剪切速率的变化。得出的不同剪切速率条件下两种压裂液的黏度曲线如图2所示。图3为剪切速率170 s⁻¹下两种压裂液表观黏度随温度的变化曲线。

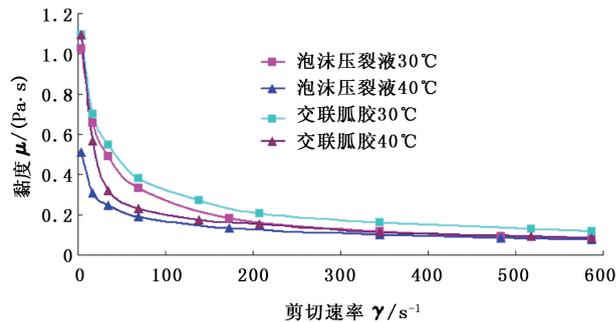


图2 不同剪切速率下两种压裂液体系黏度曲线
Fig. 2 Distribution of viscosity of foam fracturing fluids under different shear velocity

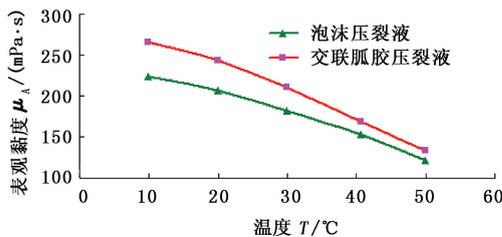


图3 压裂液表观黏度随温度变化曲线
Fig. 3 Relationship between apparent viscosity of foam fracturing fluids and temperature

从图2可以看出,随剪切速率的增加,两种压裂液黏度均下降,说明两种压裂液均为剪切稀释型流体。两种压裂液随着温度的增加,黏度都有所下降,但随着剪切速率的增高,黏度随温度变化不明显。从图3可以看出,在10~50℃,泡沫压裂液和交联胍胶压裂液的表观黏度比较接近。这是因为氮气泡沫压裂液虽然不含有胍胶压裂液中起到增黏作用的交联高分子聚合物,但由于泡沫压裂液发泡均匀且气泡密集,在受到剪切过程中,气泡之间发生干扰冲突非常严重,增大了压裂液的表观黏度,尤其是在高剪切速率下泡沫压裂液和胍胶压裂液黏度基本相同。当温度升高时,胍胶压裂液中聚合物分子链段活动能力增强、分子间距增大、分子间作用力下降,流动性增加,即黏度下降。对于泡沫压裂液,温度升

高主要通过增加泡沫液膜排液速度、提高气泡聚并速度等来降低泡沫稳定性,从而降低泡沫黏度。温度升高造成交联胍胶压裂液黏度降低的幅度大于泡沫压裂液黏度降低的幅度。这些都说明煤层气用泡沫压裂液具有相对良好的耐温耐剪切能力。

2.4 携砂能力

使用单颗粒支撑剂沉降法^[9]测定不同温度下支撑剂在泡沫压裂液、交联胍胶压裂液及活性水压裂液中的沉降速率(表2)。

表2 泡沫压裂液体系携砂能力

Table 2 Proppant-carrying capacity of foam fracturing fluid

压裂液种类	沉降速率 $v/(mm \cdot s^{-1})$	
	30℃	40℃
氮气泡沫压裂液(泡沫质量分数45%)	0.0094	0.0116
氮气泡沫压裂液(泡沫质量分数70%)	0.0032	0.0043
交联胍胶压裂液	0.0152	0.0196
活性水压裂液	90.4000	90.9000

试验用支撑剂为直径0.45~0.90mm的陶粒。单颗粒支撑剂的最佳沉降速度应小于0.08 mm/s^[10]。从试验数据表2可以看出,支撑剂在泡沫压裂液的沉降速率非常小,可以满足要求。支撑剂在泡沫压裂液体系中的沉降速度要小于在活性水中和交联胍胶压裂液中的沉降速度。这是由于不同于常规压裂液主要依靠黏度减小支撑剂的沉降速度,泡沫压裂液中支撑剂被气泡承托着,并且气泡之间的相互作用夹持着支撑剂颗粒。只有当支撑剂颗粒下面的气泡被挤出一条通道或变形的时候,支撑剂颗粒才会下沉,并且由于气泡面存在弹性,支撑剂颗粒很难使气泡变形或破裂。当有足够的气泡存在时,支撑剂在泡沫中的沉降速度非常缓慢。煤层气泡沫压裂液良好的携砂性能可以防止施工过程中砂堵事故的发生,且可将支撑剂带入压开裂缝的深处。

3 煤层气用泡沫压裂液低伤害性

3.1 对煤粉的高分散性

在煤层压裂改造过程中,煤层压力的激动会使煤粉迁移和沉积,裂缝和煤层割理很容易被煤粉堵塞,导致煤层渗透率的永久性伤害^[11]。常规压裂液均存在对压裂后产生的煤粉不分散且造成堆积的弊端。本文中泡沫压裂液采用复合起泡剂,主要成分为活性较高的阴离子表面活性剂,可以改变压裂过程中煤粉的润湿性,使煤粉在压裂液中良好分散,在返排过程中将煤粉带出煤层,减少煤粉对裂缝及煤

层割理堵塞。

试验用 0.30 ~ 0.45 mm 和 0.125 ~ 0.150 mm 两种煤粉,评价泡沫压裂液用起泡剂对煤粉的分散性。将煤粉加入到盛有溶液的 20 mL 试管中充分摇匀,静止时观察溶液中的煤粉分散现象,结果如图 4 所示。

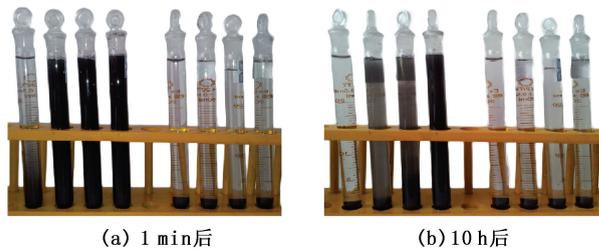


图 4 表面活性剂分散煤粉能力对比

Fig. 4 Coal particle-dispersing capacity of surface active agents

表 3 表面活性剂分散煤粉能力测试

Table 3 Coal particle-dispersing capacity of surface active agents

编号	试剂	煤粉粒径 d/mm	煤粉状态		
			1 min	4 h	10 h
a-1	蒸馏水	0.125 ~ 0.150	完全沉降	完全沉降	完全沉降
a-2	1% SDS 溶液	0.125 ~ 0.150	充分分散	部分沉降	大部份沉降
a-3	0.5% HY-溶液	0.125 ~ 0.150	充分分散	分散良好	部分沉降
a-4	1% HY-2 溶液	0.125 ~ 0.150	充分分散	分散良好	分散良好

3.2 残渣含量

将不同种类的压裂液进行离心,测试残渣含量,压裂液残渣含量计算式为

$$\eta = \frac{m}{V}$$

式中, η 为压裂液残渣含量, g/L; m 为残渣质量, mg; V 为压裂液用量, mL。

不同压裂液残渣含量测试结果如表 4 所示,相比于常规压裂液,煤层气用泡沫压裂液体系无残渣。这是因为常规交联聚合物压裂液中含有聚合物不溶物,而在交联后又产生不溶解的交联聚合物。低伤害泡沫压裂液不使用小分子复合发泡剂,其本身清洁无残渣。这就使得泡沫压裂液对地层不造成残渣伤害。

表 4 压裂液残渣含量测定结果

Table 4 Content of residue in fracturing fluids

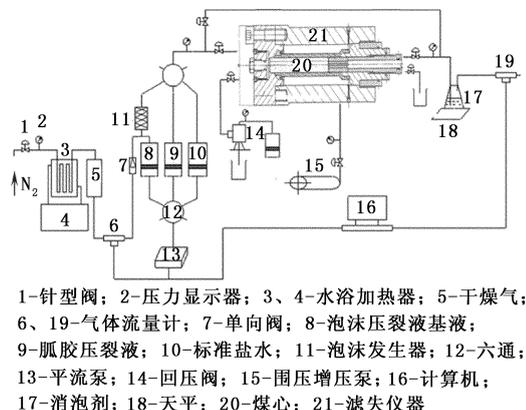
压裂液类型	残渣含量 $\eta/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$
常规压裂液(田菁胶)	985
常规压裂液(羟丙基瓜胶)	520
聚合物泡沫压裂液(泡沫质量分数 70%)	124
低伤害泡沫压裂液(泡沫质量分数 70%)	0

试管从左到右编号依次为 a-1、a-2、a-3、a-4、b-1、b-2、b-3 和 b-4。b 系列中加入的是粒径 0.30 ~ 0.45 mm 煤粉。由于溶液对煤粉的分散悬浮作用小于煤粉的重力, b 系列中煤粉在 1 min 内皆沉降完全。a 系列试验结果见表 3。

可以看出,煤粉在蒸馏水中会很快沉降到底部,这是由于煤粉表面疏水,在重力作用下自然沉降。泡沫压裂液所采用的 HY-2 复合起泡剂中的表面活性剂分子对煤粉具有良好的分散悬浮能力,因为表面活性剂分子会吸附在煤和水界面上,降低煤粉和水相的界面张力,使煤粉表面变得亲水,煤粉能够很好地分散在溶液中。SDS 表面活性剂分散煤粉的时间较 HY-2 要短,主要原因在于 HY-2 复合起泡剂中的表面活性剂分子降低煤水界面张力能力要高于 SDS 分子,可以使煤粉表面的亲水性更强,分散时间更长。

3.3 动态滤失及岩心伤害

在山西沁水典型的煤层气藏取出的岩心中钻取煤心(直径 25.4 mm,长 20 ~ 30 mm)进行压裂液动态滤失量的测量,滤失压差 $\Delta p = 3.5 \text{ MPa}$ 。测试并记录试验前后煤心气、液渗透率,计算煤心伤害率^[13]。煤心滤失测定试验装置示意图如图 5 所示。



1-针型阀; 2-压力显示器; 3、4-水浴加热器; 5-干燥气; 6、19-气体流量计; 7-单向阀; 8-泡沫压裂液基液; 9-胍胶压裂液; 10-标准盐水; 11-泡沫发生器; 12-六通; 13-平流泵; 14-回压阀; 15-围压增压泵; 16-计算机; 17-消泡剂; 18-天平; 20-煤心; 21-滤失仪器

图 5 煤心滤失测定试验装置示意图

Fig. 5 Sketch map of coal filtration test

煤层气泡沫压裂液作为两相流体和常规的单相流体动态滤失的测量不同。如图 5 中,泡沫压裂液需要加装一套气液发泡装置,通过控制气液流量调

节泡沫质量以及煤心端面剪切速度。在滤失量测定中,需要将滤失出的泡沫及时消泡,气液分离后同时对气、液流量进行测量。与纯液相压裂液滤失系数^[12]的计算不同,泡沫压裂液不仅有液体的滤失系数还有气体的滤失系数。为了使泡沫的滤失系数更具有可比性,需要将气体的滤失量换算到岩心试验环境下的滤失量,整合到液滤失量中得到泡沫总的滤失量,再进行线性拟合计算得到泡沫总滤失系数。

图6中的气体滤失量曲线是将滤失的压裂液气体换算成40℃、3.5MPa条件下得到的,可以得出该条件下泡沫压裂液气体滤失系数。泡沫压裂液的滤失量为气、液滤失量之和。计算泡沫压裂液液体滤失系数,

$$c_{液} = 0.005k/A$$

式中, k 为拟合直线的斜率, $mL/min^{0.5}$ (在图6中已经拟合得出); A 为岩心截面积, cm^2 。

使用相同方法对泡沫压裂液气滤失量和泡沫压裂液总滤失量进行线性拟合并计算得到气体滤失系数 $4.20 \times 10^{-5} m/min^{0.5}$ 和总滤失系数 $2.87 \times 10^{-4} m/min^{0.5}$ 。

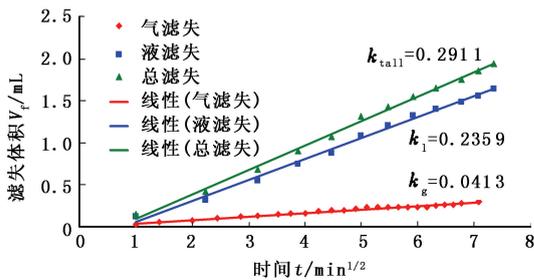


图6 泡沫压裂液滤失曲线(40℃、3.5MPa条件下)

Fig.6 Fluid and gas loss of foam fracturing fluid at 40℃, 3.5MPa

泡沫压裂液液相滤失高于气相,这是由于泡沫滤失流动时气相为内相,液相为外相即连续相,连续相的流动能力较强。图7为高温高压微观可视装置中拍摄的泡沫在多孔介质和泡沫滤饼中的流动形态,绿色箭头为液体流通方向。可见气泡在流经微小孔隙时会发生贾敏效应,堵塞孔道,使后续气泡中气相流动受阻,但部分液相却可以从气相和固相之间的液膜绕过气泡,使液相流出的量大于气相。

测量活性水压裂液滤失量及胍胶压裂液滤失量,计算得到的滤失系数见表5。对比3种压裂液,泡沫压裂液滤失系数 $2.87 \times 10^{-4} m/min^{0.5}$,比胍胶压裂液的小,且比活性水压裂液的滤失系数小一个数量级。因为活性水压裂液没有在岩心液体剪切流动端形成可以减小滤失的滤饼,所以滤失量较高;而胍

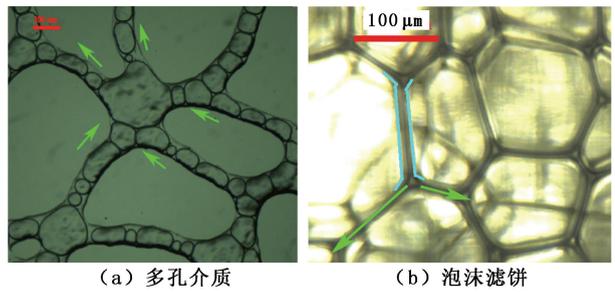
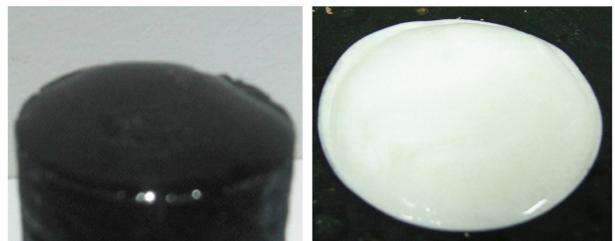


图7 泡沫压裂液渗流微观图片

Fig.7 Microscopic picture of foam fracture fluid flowing in porous media

胶压裂液可以在岩心端面形成一层聚合物滤饼(图8(a)),能起到降滤失作用。泡沫压裂液也可以在岩心端面形成滤饼,但与胍胶压裂液的交联聚合物滤饼不同的是,它是由一层层致密气泡组成的泡沫滤饼(图8(b))。泡沫滤饼中气泡互相挤压叠加(图7(b))。液相只能以图中蓝线标出的气泡之间的液膜为通道进行流动。在滤失压力下,气泡之间的相互挤压变形导致:①液膜变薄,减小了气泡间液膜通道的横截面积;②气泡接触面积增大,增加了液膜通道的长度。从而使液相的流动难度增加,流量减小。气相通过滤饼主要依靠气泡的聚并及气体的扩散^[14]。由于高压下泡沫压裂液滤饼气泡均匀度高,气泡之间的粒度差小,减小了气泡之间压差,进而降低了气泡的聚并速度,而且压裂液中使用的氮气在溶液中溶解度低,扩散速度慢。因此,气相通过滤饼更加困难。泡沫滤饼具有良好的降低气液滤失量的作用。当泡沫滤失进岩心多孔介质后,气泡会在微小孔道处发生贾敏效应,堵塞孔道,阻挡气、液相的流动,又进一步增加了泡沫滤失的难度。



(a) 胍胶压裂液滤饼 (b) 泡沫压裂液滤饼

图8 压裂液滤失形成的滤饼

Fig.8 Filter cakes after foam fracturing fluid filtration

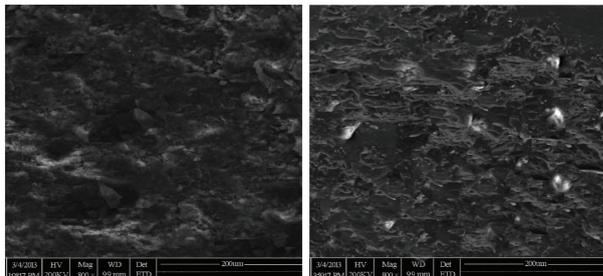
由表5和图9可以看出,胍胶压裂液岩心伤害最高,主要原因就是胍胶中含有的聚合物易被煤心多孔介质表面吸附。图9(d)中胍胶滤失过后的煤心电镜扫描图片显示大量的胍胶压裂液附着在煤层割理孔道上,甚至堵塞渗流通道,在滤失结束后这些吸附的聚合物就会成为保护膜阻碍液相或气相的流

动,降低渗透率。这也是煤层气泡沫压裂液不添加聚合物而是采用复合表面活性剂的重要原因。活性水压裂液气测渗透率高于液测岩心伤害主要是因为水锁效应。观察图9(c)活性水滤失后的煤心电镜扫描,可以看到滤失结束后仍有一些压裂液残留在煤心中。胍胶压裂液和活性水压裂液岩心伤害的一个共同原因就是岩心压裂液剪切端面卸压后压裂液返排量小,压裂液残留伤害煤心。煤层气泡沫压裂液具有返排快且返排量大的特点,因为煤层气泡沫压裂液中的氮气为可压缩气体,在高压受压缩时储存能量,在岩心剪切端面卸压后氮气迅速膨胀,产生很大的附加能量,驱使岩心中的液体迅速返排,大幅度减少了压裂液在岩心中的存留。从图9(b)泡沫压裂液滤失后的煤心电镜扫描可以看出泡沫压裂液在岩心中残留量少,煤心伤害较小。

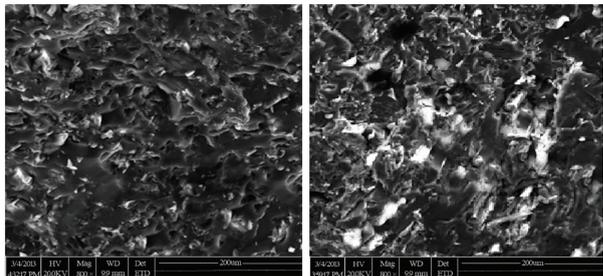
表5 压裂液滤失岩心伤害对比

Table 5 Contrast of core damage after fracturing fluid filtration

压裂液类型	煤块初始液测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	滤失系数/($\text{m} \cdot \text{min}^{-0.5}$)	液测渗透率岩心伤害/%	气测渗透率岩心伤害/%
泡沫压裂液	0.09030	2.87×10^{-4}	8.73	5.09
活性水压裂液	0.10230	1.17×10^{-3}	9.72	11.99
胍胶压裂液	0.08731	6.01×10^{-4}	68.11	69.52



(a) 未受污染的煤心 (b) 泡沫压裂液滤失后的煤心



(c) 活性水滤失后的煤心 (d) 胍胶滤失后的煤心

图9 压裂液滤失后煤心伤害电镜扫描

Fig. 9 SEM of coals after fracturing fluids filtration

4 结论

(1) 煤层气用低伤害氮气泡沫压裂液体系: 0.5% YSJ 杀菌剂+1% FP-1 复合起泡剂+2% KCl 防

膨剂+N₂。

(2) 该泡沫压裂液体系发泡稳泡性能良好,压力高于12 MPa时,泡沫半衰期可超过680 min;气泡液膜较高的界面扩张模量使泡沫适应压力变化的能力强;耐温耐剪切能力强,30 ℃、170 s⁻¹下观黏度可达181.2 mPa·s;携砂能力强,可达10⁻³ mm/s数量级。

(3) 泡沫压裂液中的表面活性剂可降低煤粉和液相的界面张力,使粒径0.125~0.150 mm煤粉在压裂液中分散悬浮超过10 h;压裂液中不含聚合物,本身清洁,无残渣;泡沫和气液两相滤饼封堵作用降低了泡沫压裂液的滤失量,同时泡沫的可压缩储能性使返排量提高,减少了压裂液在煤层中的残留。这些特点使该泡沫压裂液体系对煤层伤害性小。

参考文献:

- [1] 王红岩,张建博,李景明,等. 中国煤层气富集成藏规律[J]. 天然气工业,2004,24(5):11-13.
WANG Hong-yan, ZHANG Jian-bo, LI Jing-ming, et al. Enrichment and reservoir lows of the coal bed methane China[J]. Natural Gas Industry, 2004,24(5):11-13.
- [2] 张群,冯三利,杨锡禄,等. 试论我国煤层气的基本储层特点及开发策略[J]. 煤炭学报,2001,26(3):230-235.
ZHANG Qun, FENG San-li, YANG Xi-lu, et al. Basic reservoir characteristics and development strategy of coal bed methane resource in China[J]. Journal of China Coal Society, 2001,26(3):230-235.
- [3] 黄盛初,刘文革,赵国泉. 中国煤层气开发利用现状及发展趋势[J]. 中国煤炭,2009,35(1):5-10.
HUANG Sheng-chu, LIU Wen-ge, ZHAO Guo-quan. Coal bed methane development and utilization in China: status and future development[J]. China Coal, 2009,35(1):5-10.
- [4] 张新民,张遂安,钟玲文,等. 中国的煤层甲烷[M]. 西安:陕西科学技术出版社,1991.
- [5] 李兆敏. 泡沫流体在油田开采中的应用[M]. 北京:石油工业出版社,2010.
- [6] 曹绪龙,李阳,蒋生祥,等. 驱油用聚丙烯酰胺溶液的界面扩张流变特征研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2005,29(2):70-72.
CAO Xu-long, LI Yang, JIANG Sheng-xiang, et al. Dilational rheological properties of polyacrylamide solutions at interfaces[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2005,29(2):70-72.
- [7] BABAK Valery G, AUZELY Rachel, RINAUDO Marguerite, et al. Effect of electrolyte concentration on the dy-

- dynamic surface tension and dilational viscoelasticity of adsorption layers of chitosan and dodecyl chitosan [J]. *J Phys Chem*, 2007, 111: 9519-9529.
- [8] 刘祖鹏, 李兆敏, 郑炜博, 等. 多相泡沫体系稳定性研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2012, 2(4): 42-46.
LIU Zhu-peng, LI Zhao-min, ZHENG Wei-bo, et al. Stability of multi-phase foam systems [J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2012, 2(4): 42-46.
- [9] ROODHART L P, KONINKLIJKE. Proppant setting in non-Newtonian fracturing fluids [R]. SPE 13905, 1985.
- [10] de KRULJF A S, ROODHART L P, DAVLES D R. Relation between chemistry and flow mechanics of borate-cross linked fracturing fluids [R]. SPE 25206, 2012.
- [11] 王丽伟, 管保山, 梁利, 等. 煤粉悬浮剂的作用机理及性能 [J]. 中国煤层气, 2011, 8(1): 23-25.
- WANG Li-wei, GUAN Bao-shan, LIANG Li, et al. Functionary mechanism and performance of coal powder suspending agent [J]. *China Coal Bed Methane*, 2011, 8(1): 23-25.
- [12] RIBERIO L H, SHARMA M M. Multiphase fluid-loss properties and return permeability of energized fracturing fluids [R]. SPE 139622, 2012.
- [13] 陈定珊. 压裂液滤失机理研究 [J]. 石油钻采工艺, 1986, 3(11): 77-80.
CHEN Ding-shan. The research of fracturing fluid filtration mechanism [J]. *Oil Drilling and Production Technology*, 1986, 3(11): 77-80.
- [14] PAUL Stevenson. Foam engineering [M]. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd, 2012.

(编辑 李志芬)

(上接第99页)

- [3] 王海柱, 沈忠厚, 李根生. 超临界 CO₂ 开发页岩气技术 [J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 30-35.
WANG Hai-zhu, SHEN Zhong-hou, LI Gen-sheng. Feasibility analysis on shale gas exploitation with supercritical CO₂ [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(5): 30-35.
- [4] DUY N N. Carbon dioxide geological sequestration: technical and economic reviews [R]. SPE 81199, 2003.
- [5] 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等. 页岩气储层的基本特征及其评价 [J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 7-12.
JIANG Yu-qiang, DONG Da-zhong, QI Lin, et al. The basic characteristics and evaluation of shale gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(10): 7-12.
- [6] DANIEL J K R, BUSTIN R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26: 916-927.
- [7] VERMYLEN J P, ZOBACK M D. Adsorption, permeability, and effective stress in the Barnett shale, Texas, USA [C]//AGU Fall Meeting Abstracts, 2010, 1: 1874.
- [8] ANDREAS B, SASCHA A, YVES G, et al. Carbon dioxide storage potential of shales [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008: 297-308.
- [9] RAY J A, ROBERT C H, YUCEL A. Multi-component sorbed-phase considerations for shale gas-in-place calculations [R]. SPE 141416, 2011.
- [10] 张志英, 杨盛波. 页岩气吸附解吸规律研究 [J]. 实验力学, 2012, 27(4): 492-497.
- ZHANG Zhi-ying, YANG Sheng-bo. On the adsorption and desorption trend of shale gas [J]. *Journal of Experimental Mechanics*, 2012, 27(4): 492-497.
- [11] TONGWEI Z, GEOFFREY S E, STEPHEN C R, et al. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems [J]. *Organic Geochemistry*, 2012: 120-131.
- [12] 熊伟, 郭为, 刘洪林, 等. 页岩的储层特征以及等温吸附特性 [J]. 天然气工业, 2012, 32(1): 113-116.
XIONG Wei, GUO Wei, LIU Hong-lin, et al. Shale reservoir characteristics and isothermal adsorption properties [J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(1): 113-116.
- [13] LU Xiao-chun, LI Fan-chang, WATSON A T. Adsorption measurements in Devonian shales [J]. *Fuel*, 1995, 74(4): 599-603.
- [14] GB/T 19560-2008 煤的高压等温吸附试验方法 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2008.
- [15] 顾惕人, 朱瑶, 李外郎, 等. 表面化学 [M]. 北京: 科学出版社, 1994: 275-277.
- [16] CLARKSON C R, HANGSHENAS B. Modeling of supercritical fluid adsorption on organic-rich shales and coal [R]. SPE 164532, 2013.
- [17] 李武广, 杨胜来, 陈峰, 等. 温度对页岩吸附解吸的敏感性研究 [J]. 矿物岩石, 2012, 32(2): 115-120.
LI Wu-guang, YANG Sheng-lai, CHEN Feng, et al. The sensitivity study of shale gas adsorption and desorption with rising reservoir temperature [J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2012, 32(2): 115-120.

(编辑 刘为清)