

深层煤岩气高效能变黏压裂液及在极限体积压裂中的推广应用

林 波¹, 陈 帅², 严向阳¹, 陈萌琦², 杜良军¹, 陈 恒¹, 鲁红升³, 孙 帅¹

(1. 四川申和新材料科技有限公司, 四川 成都 610500; 2. 中石油煤层气有限责任公司, 北京 100028;

3. 西南石油大学化学化工学院, 四川 成都 610500)

摘 要: 极限体积压裂技术是深层煤岩气获得高产工业气流的有效手段, 而压裂液是在该技术基础上充分“打碎”煤层、形成饱填砂复杂裂缝网络、实现煤岩增渗—促解吸的关键, 充分满足现场工况、施工工艺和煤岩物性特征要求是煤岩气压裂液研究的重点。以高稳定性、速溶、低剂高效能和在线变黏一体化的减阻剂研发为着力点, 通过无机盐刺激响应材料引入、开关型反相乳液聚合技术设计、多元共聚条件控制和促解吸剂复配等制备得到开关型乳液减阻剂。结合基础性能表征及评价, 厘清了乳液减阻剂重要参数对压裂液性能的影响规律, 确定水解度 50%~55%、分子量 1 800 万左右、有效质量分数 29%~34% 的优化条件, 得到预期的煤岩气专用减阻剂 SFY-2, 稳定性提高至 50 d 以上, 抗低温-15 ℃ 以下, 溶解时间降低至 10 s, 3 min 增黏率达 90% 以上且增黏能力强, 解决了常规乳液减阻剂稳定性和速溶性之间的突出矛盾, 也为深层煤岩气极限体积压裂在线一体化施工提供了保障。借助 SFY-2 优势, 契合煤岩气极限体积压裂设计思路构建了高效能变黏压裂液体系, 制定变黏控制方案和施工工艺优化, 实现充分“打碎”煤岩, 造复杂缝网并饱填砂有效支撑的目标。对压裂液性能评价表明: 高黏液、中黏液在 70 ℃、 170 s^{-1} ~ $1\,500\text{ s}^{-1}$ ~ 100 s^{-1} 模拟变剪切后黏度分别保持在 35、20 mPa·s 左右; 高黏液、中黏液、低黏液降阻率分别可达 66%、72%、77% 以上, 得益于压裂液良好的剪切稀释性, 高剪切状态下高黏液、中黏液降阻率保持率超过 100%; 建立了压裂液悬砂性能与黏弹性参数 $\tan\delta$ 的对应关系, 当 SFY-2 体积分数超过 0.2% ($\tan\delta=0.84$) 后压裂液沉砂速度明显降低, 体积分数达到 0.4% ($\tan\delta=0.395$) 后黏弹性显著, 具有良好的携砂性能, 利于高强度连续加砂进行缝网饱和和支撑, 并增大缝网有效改造体积; 压裂液破胶后几乎无残渣, 表面张力低至 26 mN/m 以下, 破胶液可以有效改善煤岩表面润湿性, 将接触角最高增大到 108.2°, 降低煤岩解吸伤害率最低至 13%。该技术已在鄂尔多斯盆地深层煤储层累计施工超 350 井次 (共 2 000 余段/次), 液体性能稳定, 施工效率高, 实时降阻率可达 84.4%, 加砂完成率高, 增产效果显著, 为实现深层煤岩气压裂技术进步及规模效益开发提供了强有力的支撑。

关键词: 深层煤岩气; 极限体积压裂; 复杂缝网改造; 刺激响应; 低黏高弹性; 变黏控制; 促解吸

中图分类号: P618.11 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2025)02-1155-13

Efficient and variable viscosity fracturing fluid of deep coal rock gas and popularization in Ultimate volume Fracturing

收稿日期: 2024-07-25 策划编辑: 韩晋平 责任编辑: 王晓珍 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2024.0881

基金项目: 四川省工业发展资金产业技术研发和创新能力提升 (绿色低碳优势产业创新任务揭榜攻关) 项目: 高温储层酸化压裂液体系开发与应用 (项目编号: 2022JB001202303)。

作者简介: 林波 (1985—), 男, 四川内江人, 高级工程师。E-mail: 409818173@qq.com

引用格式: 林波, 陈帅, 严向阳, 等. 深层煤岩气高效能变黏压裂液及在极限体积压裂中的推广应用[J]. 煤炭学报, 2025, 50(2): 1155-1167.

LIN Bo, CHEN Shuai, YAN Xiangyang, et al. Efficient and variable viscosity fracturing fluid of deep coal rock gas and popularization in Ultimate volume Fracturing[J]. Journal of China Coal Society, 2025, 50(2): 1155-1167.



移动阅读

LIN Bo¹, CHEN Shuai², YAN Xiangyang¹, CHEN Mengqi², DU Liangjun¹, CHEN Heng¹, LU Hongsheng³, SUN Shuai¹

(1. Sichuan Shenhe New Material Technology Co.Ltd, Chengdu, Sichuan 610500; 2. Petro China Coal Bed Methane Company Limited, Beijing 100028; 3. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500)

Abstract: Limit volume Fracturing Technology is the effective means to achieve high yield industrial flow for deep coal rock gas, on the basis of this technique, fracturing fluid is the key to fully "Breaking" coal seam, establish filling sand complex crack network, realize Anatonosising-Desorption promote for coal rock, therefore, the focus of coal rock gas fracturing fluid research is fully meet the field condition, construction technology and physical characteristics of coal rock. Focus on the research of the friction reducer with high stability, instant, low dosage but high efficiency and on-line viscosity change integration, a switch-type emulsion resistance reducer was prepared by introducing inorganic salt stimulation response material, designing switch reverse phase emulsion polymerization technology, condition controlling of Multicomponent copolymerization and compounding desorption promote agent. The influence law on fracturing fluid performance by important parameters of emulsion resistance reducer was clarified by combining Characterization and Evaluation of basic performance, the expected coal rock gas special resistance reducing agent SFY-2 was obtained with the optimization conditions of hydrolysis ratio for 50%~55%, molecular weight for about 18 million and effective content for 29%~34%, the stability is improved to over 50 day, the low temperature resistance is below -15 °C, the dissolution time is reduced to 10 s, the viscosity increasing rate is over 90% in 3 min, and the viscosity increasing ability is strong, the highlight contradiction of convention emulsion friction reducer between stability and instant solubility was resolved, as well as provided a guarantee for the online integrated construction of deep coal rock gas Ultimate volume Fracturing. By taking the advantage of SFY-2, a efficient and variable viscosity fracturing fluid is constructed to fit the design idea of coal rock gas Ultimate volume Fracturing, the variable viscosity control scheme is formulated and the construction technology is optimized to achieve the goal of "Breaking" the coal rock sufficiently, creating complex sewing nets, filling sands fully and supporting effective. Performance evaluation of fracturing fluid indicated that: after simulate variable shearing of $170\text{ s}^{-1}\sim 1\,500\text{ s}^{-1}$ at 70 °C, the viscosities of high viscosity fluid and middle viscosity fluid were kept 35 and 20 mPa·s respectively; The drag reduction rates of high viscosity fluid, middle viscosity fluid and low viscosity fluid can respectively reaches more than 66%, 72%, 77%, furthermore, the resistance retention rate of high viscosity fluid and middle viscosity fluid is over 100% under high shear conditions, thanks to the good shear dilution of fracturing fluid. The corresponding relationship between the suspended sand performance and the viscoelastic parameter $\tan\delta$ for the fracturing fluid has been established, when the dosage of SFY-2 exceeds 0.2% ($\tan\delta=0.84$), the settling speed of fracturing fluid is obviously reduced, When the dosage reaches 0.4% ($\tan\delta=0.395$), the viscoelasticity of fracturing fluid is significant, which is conducive to high strength continuous sand adding for seam mesh saturation support, and increases the effective transformation volume of seam mesh. There is almost no residue in fracturing fluid gel breaker, the surface tension is as low as 26 mN/m or below, the gel breaker can effectively improve the wettability of coal rock surface, increase the contact angle up to 108.2°, reduce the desorption damage rate of coal rock as low as 13%. This technology has been applied more than 350 Wells (more than 2 000 stages/times in total) in the deep coal reservoir of Ordos Basin, with the advantages such as stable liquid performance, high construction efficiency, the real-time Drag reduction rate reaches 84.4%, highly sand completion rate, remarkable effect of increasing production, and so on, which provided power for realizing the scale benefit development of deep coal rock gas.

Key words: deep coal rock gas; ultimate volume Fracturing; reconstruction of complex seam network; stimulus response; low viscosity and high elasticity; viscosity control; desorption promotion

0 引 言

随着油气勘探开发的不断深入, 深层煤岩气已成

为继页岩气之后又一大极具开发潜力的非常规气藏。

2021 年 11 月, 中国首口深层煤岩气水平井吉深 6-7

平 01 井大规模极限体积压裂施工顺利完成并获得

10 万 m^3/d 的工业气流, 标志着国内首个深层煤岩气开发试验率先在世界 2 000 米以深新领域取得重大突破, 拉开了中国深层煤岩气开发的序幕。

深层煤岩储层物性条件好, 游离气含量高, 具备高产工业气流潜能, 但也对煤矿绿色开采带来隐患^[1-2]; 煤岩脆性大、杨氏模量低, 割理、微孔和裂隙较为发育, 为压开煤岩并形成复杂缝网创造了条件。但是煤岩连通性较差, 裂缝净压力低, 常规压裂很难打开割理, 缝长、缝宽受限, 导致施工压力波动大, 加砂困难^[3-4]。因此, 借鉴但又不照搬页岩气体积压裂理念, 在煤岩气压裂中追求裂缝有效支撑、缝控储量而非波及缝长、波及面积, 合理进行压裂液用液方案及施工工艺优化, 践行“三大一小”原则, 形成了深层煤岩气极限体积压裂技术, 充分“打碎”煤层、连通割理, 形成立体缝网, 进行复杂缝网饱和支撑, 建立高导流支撑裂缝通道, 促进游离气、解吸气的产出^[5-6]。

变黏压裂液体系是深层煤岩气极限体积压裂技术高效实施的关键之一, 该体系以一体化乳液减阻剂为核心, 通过施工中实时调控乳液减阻剂泵注比例来在线配制不同黏度的压裂液, 满足各压裂阶段对压裂液性能的要求, 完成一体化在线变黏压裂施工^[7]。目前深层煤岩气压裂用减阻剂以反相乳液减阻剂为主, 这类减阻剂需要通过转相剂来调控其溶解性能, 但转相剂的使用会大幅影响乳液稳定性, 因此存在储运时所需高稳定性与使用时所需快速溶解性的突出矛盾; 同时, 我国煤岩气主要分布在山区、荒漠中, 入冬后气温低至 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以下, 常规减阻剂在低温下存在抗冻性差和溶速慢的技术难题, 无法满足现场工况要求; 在深层煤岩气大排量、大砂量施工模式下, 施工沿程摩阻高, 并且为了完成高强度加砂, 普通压裂液只能依靠高黏度来保证携砂, 必然造成施工摩阻的显著增加, 大幅增加了施工安全隐患, 压裂液高减阻、强携砂性能很难兼顾的矛盾有待解决; 最后, 体积压裂为煤岩气渗流提供了高导流通道, 但同时压裂过程和入井流体也会大幅降低煤岩解吸能力, 导致煤岩气解吸和采收率下降^[8]。如何解决或协调以上提到的矛盾或难题成为煤岩气压裂液技术研发和应用的关键^[9]。

为此, 笔者从解决乳液减阻剂、压裂液存在的矛盾问题出发, 设计具有微梳型结构的多元共聚物, 利用开关型反相乳液聚合技术将多种功能单体共聚制备盐响应的开关乳液减阻剂, 避免大量转相剂的使用, 保证了良好的稳定性、溶解和增黏性能; 配制的压裂液具备低黏高弹性、剪切稀释性特征, 有望解决压裂液高减阻和强携砂性能很难兼顾的技术难题; 合理设计压裂液体系, 强化低伤害特性, 进行促解吸剂配套,

是降低压裂液伤害, 提高增产效果, 获得巨大产能突破的有力保障。

1 技术思路

1.1 深层煤岩气高效能变黏压裂液技术原理

创造性地向聚合反应体系中引入无机盐刺激响应材料, 设计开关型反相乳液聚合技术^[10], 将丙烯酸钠/丙烯酰胺、阳离子单体、弱极性单体、微梳型控制单体等进行共聚, 复配煤岩气促解吸剂后制备成开关型乳液减阻剂, 遇配液水中无机盐刺激响应, 破乳转相实现快速溶解。契合煤岩气极限体积压裂设计思路, 设计优化高、中、低黏压裂液配方, 构建深层煤岩气高效能变黏压裂液, 依靠微梳型结构以及特殊功能基团间的共价键相互作用, 形成可逆的空间结构, 具备剪切稀释性和低黏高弹性, 保证降阻性能的同时完成高强度携砂; 压裂液破胶后可对煤岩表面润湿性改善, 增大接触角, 显著降低毛管力, 减小煤岩自吸液量, 促进煤岩气解吸。

1.2 深层煤岩气极限体积压裂用液思路

1.2.1 高、低黏液交替造复杂缝网+中黏液携砂缝网远支撑设计思路

研究和实践证实, 通过调控压裂液黏度, 可以合理控制压裂改造裂缝尺寸和缝网形态^[11], 针对深层煤岩, 需要用高黏液来打开煤岩割理, 造主缝、分支缝, 扩大裂缝宽度, 利用低黏液造细小、复杂微缝, 利于缝网复杂化, 而中黏液携砂能力良好, 可兼顾主缝和复杂微缝的延伸, 连通煤岩各级割理/裂隙^[12]。因此结合高效能变黏压裂液的特点及技术优势, 形成了高、低黏液交替造复杂缝网和中黏液携砂缝网远支撑的设计思路。

高、低黏液交替造复杂缝网: 在高黏液充分造缝打开煤岩割理的基础上, 利用低黏液深穿透能力发育细小、微缝, 再通过高黏液冲刷进一步括缝, 扩大裂缝宽度, 形成立体的复杂缝网。

中黏液携砂缝网远支撑: 在复杂缝网形成的同时, 进行控黏增砂, 利用中黏液低黏高弹特性高强度连续加砂, 充填、再压开再充填缝网, 保证改造充分并实现复杂缝网的有效远支撑, 提高缝网支撑导流能力。

1.2.2 压裂施工泵注程序设计

以缝网压裂思路为指导, 结合控底+转向工艺、组合粒径优化, 设计了深层煤岩气极限体积压裂施工泵注程序, 如图 1 所示。

1) 造主缝阶段: 高黏液 ($\geq 40\text{ mPa}\cdot\text{s}$) 较大排量打开割理, 造长、主裂缝沟通远井端, 利于支撑剂进入和裂缝扩展。

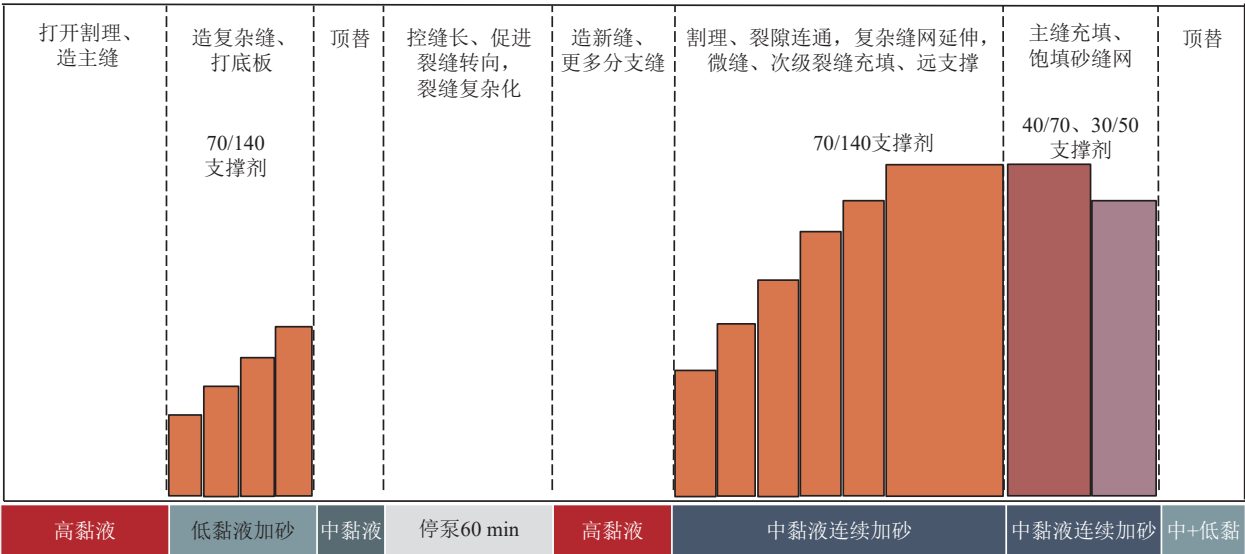


图 1 深层煤岩气极限体积压裂施工泵注程序示意

Fig.1 Schematic diagram of construction pumping procedure for Deep coal gas Ultimate volume Fracturing

2) 造缝网阶段: 低黏液 ($\leq 9 \text{ mPa} \cdot \text{s}$) 高排量下低砂比连续加入小粒径支撑剂, 打磨、充填裂缝, 进一步打开割理、裂隙, 使裂缝纵向精细分层、横向波及远端。

3) 控底+转向工艺: 借助低黏液加入支撑剂进行近井带铺置并形成底板, 通过停泵、重新启泵措施促使底板产生的应力差和压力释放发生偏移, 利于裂缝多方向延展和裂缝复杂化。

4) 缝网远支撑阶段: 中黏液 ($\geq 20 \text{ mPa} \cdot \text{s}$) 高排量下连续加入组合粒径支撑剂, 使复杂缝网持续延伸并充填, 提高裂缝网络整体充填度, 建立起微缝—次级裂缝—主裂缝相互贯穿的饱填砂复杂缝网, 增加支撑和解吸渗流面积。

2 试验部分

2.1 试验仪器与材料

设计并优选满足煤岩气专用减阻剂制备、表征以及压裂液性能评价要求的试验仪器和试验材料, 确保

表 1 主要试验仪器及用途

Table 1 Main experimental instruments and uses

主要试验仪器	用途
YK-11 型乳化反应仪	反相乳液聚合容器
均质剪切乳化机	将原料乳化、分散制备反相乳液
引发剂微量注射泵	聚合时微量控制引发剂加量
哈克 RS6000 流变仪	压裂液耐温耐剪切性能测试、黏弹性测试
管路摩阻测定仪	压裂液降阻性能测试
接触角测定仪	测试液体在固体表面形成液滴后的夹角
煤岩气吸附—解吸测试系统	本文用于测试经不同液体处理后的煤岩在同等条件下煤岩气的解吸量
扫描电子显微镜	对煤岩表面微观结构观察
毛细管黏度计	测试低黏滑溜水、破胶液的运动黏度
数显六速旋转黏度计	测试压裂液的表现黏度 ($6 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 以上)
K100C 表界面张力仪	压裂液破胶液表、界面张力测试
其他辅助仪器、设备: 分析天平 (精度 0.0001 g)、乳液取样器、玻璃器皿、秒表、立式电动搅拌机、DZF 真空干燥箱、恒温水浴锅、冷却循环水浴锅、离心机、冰箱	

表 2 主要试验材料及厂家

Table 2 Main experimental materials and manufacturers

主要试验材料	级别	厂家/地点
丙烯酰胺(AM)、丙烯酸钠(AANa)、Span80、OP-10、氢氧化钠、过硫酸铵、亚硫酸钠、乙醇、液碱	分析纯	成都科龙化工试剂厂
无机盐刺激响应材料KS-2、双烷基链双翼对称疏水单体SHT-C12、促解吸剂原液	工业品	四川申和新材料科技有限公司
亚氨基二苯乙烯	工业品	武汉卡诺斯科技有限公司
马来酸二丁酯	工业品	盼得(上海)国际贸易有限公司
轻质白油	工业品	西安蓝翔化工有限公司
0.212~0.425 mm 石英砂	工业品	河南天祥新材料股份有限公司
自来水(矿化度 150 mg/L)	—	成都新都
现场水(矿化度 650 mg/L)	—	中石油煤层气大吉区块

本文研究工作的顺利开展, 主要的试验仪器见表1, 主要试验材料见表2。

2.2 煤岩气专用减阻剂制备方法

通过对水相制备—反相乳液制备—开关反应液制备—聚合控制—水解度控制—后处理等一系列过

程中 pH 值、HLB 值、引发剂、温度等的控制, 形成煤岩气专用减阻剂制备流程, 如图2所示。

1) 水相制备: 控温 20 ± 0.5 °C, 加入单体 AM、AANA、亚氨基二苯乙烯、马来酸二丁酯、SHT-C12, 采用液碱调节 pH 值至 7~8。

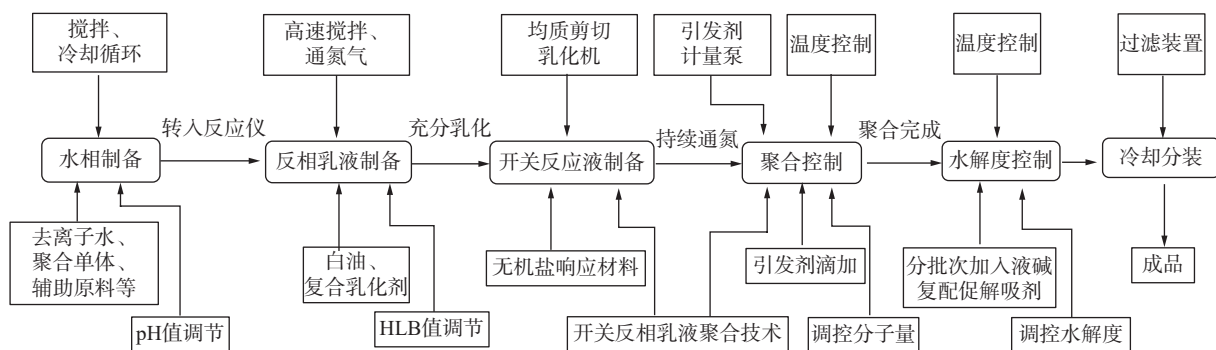


图2 煤岩气专用减阻剂制备流程示意

Fig.2 Schematic diagram of the preparation process of the special friction reducer of coal rock gas

2) 反相乳液制备: 向乳化反应仪中加入白油、Span80 和 OP-10 并混合均匀, 在高速搅拌条件下缓慢加入水相, 充分乳化后形成反相乳液, 体系 HLB 控制在 5~6。

3) 开关反应液制备: 体系中加入无机盐刺激响应材料 KS-2 后进行均质剪切乳化, 利用 KS-2 改善油包水乳液结构, 加强界面稳定性, 制得比常规反相乳液相对更小粒径的开关反相乳液。

4) 聚合控制: 对反应液通氮除氧 1.5 h 后, 设置搅拌速度 400~500 r/min, 温度 22 °C, 采用微量注射泵向反应液中定量滴加过硫酸铵、亚硫酸钠溶液引发聚合, 并控制反应液升温速度 0.2~0.3 °C/min 之间, 聚合反应 4 h。

5) 水解度控制: 通过分批次追加液碱和控制乳化反应仪水解温度来对聚合产物进行水解度控制。当反应体系温度升高至 40 °C 时, 开始分两批次、间隔 30 min 加入液碱, 第 2 批次加完后, 调节温度至 60 °C, 加入促解吸剂原液, 保温 60 min 进行强水解, 结束反应。

6) 后处理: 乳液冷却至室温, 过滤后得到所述的煤岩气专用减阻剂 SFY-2—金标 8 号^[13]。

2.3 减阻剂及压裂液评价方法

2.3.1 乳液稳定性测试

取 100 mL SFY-2 装入密封丝口瓶中, 在常温条件下放置, 每隔一定时间 (10 d) 观察乳液外观性状并记录; 另一组样品置于低温条件下 (0、-5、-10、-15、-20 °C), 观察乳液状态并记录。

2.3.2 乳液提纯及有效含量测定

称取一定量 SFY-2 加入烧杯中, 快速搅拌下加入

无水乙醇使聚合物沉析成块, 去掉上层清液, 继续加入乙醇, 将聚合物块捣碎并充分搅拌后去掉上层清液, 再重复操作 1 次后, 离心, 取固相放入 105 °C 干燥箱烘干至恒重, 得到提纯的聚合物, 称量并计算有效含量。

2.3.3 水解度 (DH) 测定

采用提纯的聚合物, 参照 GB 12 005.6—89《部分水解聚丙烯酰胺水解度测定方法》进行水解度测定。

2.3.4 分子量测定

由于疏水型多元共聚物的结构、共价键作用, 采用 NaCl 溶液配制并测量会存在一定误差, 因此将提纯的聚合物溶解到 1, 3-丙二醇为 50% (体积分数)、NaCl (0.2 mol/L) 水溶液中, 参照 GB 12005.10—1992《聚丙烯酰胺分子量测定 黏度法》测试特性黏数 $[\eta]$, 再根据 Mark-Houwink 方程计算黏均分子量 M ^[14]。

$$[\eta] = 0.182M^{0.586} \quad (1)$$

2.3.5 减阻剂、压裂液相关性能测试

1) 压裂液室内配制方法: 量取 500 mL 配液水加入到 1 000 mL 烧杯中, 置于立式电动搅拌器下, 调节搅拌速度使水呈旋涡状至不漏出搅拌叶片为宜, 量取配方比例所需的乳液减阻剂, 沿漩涡边缘均匀加入水中, 并用秒表计时, 根据配制要求搅拌一定时间后停止, 放置备用或进行后续操作。

2) 速溶及增黏能力: 采用 SFY-2 配制指定体积浓度的溶液, 记录溶解时间, 分别测试溶胀时间为 1、3、5、10、20、30 min, 4 h 时的表观黏度, 可根据分点时间计算黏度值与终黏 (4 h) 比值得到增黏率。

3) 耐温耐剪切性能: 充分模拟煤岩气在线体积压

裂施工条件, 设置测试温度 70 ℃, 测试程序 1: 170 s⁻¹ 剪切 3 min(模拟地面); 程序 2: 1 500 s⁻¹ 剪切 2 min(模拟井筒中 18 m³/min 排量); 程序 3: 100 s⁻¹ 剪切 85 min(模拟裂缝中)^[15]。配制中黏压裂液 (0.4%)、高黏压裂液 (0.8%), 搅拌 1 min 后立即取测试样转入流变仪测试。

4) 降阻性能: 采用室内流动回路摩阻测试系统, 测试清水、压裂液通过测试管路两端的压差随流量变化数据, 计算指定流量下压裂液降阻率。减阻剂体积分数分别为 0.1%、0.2%、0.4%、0.8%。

5) 黏弹性: 利用 RS6000 流变仪锥板测试系统, 对压裂液 (减阻剂体积分数 0.1%~0.8%) 进行定频率定应力扫描试验 (测试条件 $f=1$ Hz、 $\tau=0.5$ Pa、 $t=5$ min), 在测试数据相对稳定阶段取储能模量 (G')、耗能模量 (G'') 的平均值作为黏弹性的评价指标^[16]。

6) 静态悬砂试验: 按黏弹性测试的配方配制压裂液, 搅拌 3 min 后, 取 100 mL 压裂液于烧杯中, 将粒径 0.212~0.425 mm 石英砂 (体积砂比 20%) 缓慢分散加入, 充分搅拌均匀后, 倒入 100 mL(液体高度 17 cm) 量筒后置, 秒表记录石英砂完全沉降所用的时间, 根据沉降高度和时间计算沉砂速度。

7) 破胶试验: 按照配方配制压裂液, 在 70 ℃ 条件下破胶, 冷却后测定破胶液基础数据, 测试方法参照 SY/T5107—2016《水基压裂液性能评价方法》。

8) 煤岩表面接触角测试: 将待测煤岩切片并打磨处理, 在 100 ℃ 的烘箱中干燥 2 h, 冷却后放入提前制备好的压裂液破胶液中浸泡 2 h, 取出后置于 100 ℃ 的烘箱中干燥 2 h, 煤岩切片自然冷却后放在接触角测定仪测试台上, 将蒸馏水滴在煤岩切片上, 测定蒸馏水与煤岩表面的接触角。

9) 压裂液对煤岩解吸伤害试验: 利用试验室组装的煤岩气吸附—解吸测试系统进行试验。向吸附解吸容器中加入定量的干煤粉, 在一定的温度和压力下饱和甲烷, 通过降压方式使甲烷解吸附, 记录干煤粉解吸量 V_0 , 再按照同等条件加入干煤粉、饱和甲烷, 注入测试液, 降压排液解吸附, 记录测试液伤害后煤粉解吸量 V_1 , 通过数据计算测试液对煤岩解吸伤害率 D 。

$$D = \frac{V_0 - V_1}{V_0} \times 100\% \quad (2)$$

10) 破胶液对煤岩微观结构的影响试验: 取煤岩切片, 利用扫描电子显微镜观察对煤岩表面微观结构, 再将煤岩切片放置于破胶液中浸泡 10 d, 取出后自然晾干, 观察微观结构变化情况。

3 结果与讨论

3.1 SFY-2 重要参数优化结果

3.1.1 水解度

室内合成时控制 AANa 比例以及水解条件, 制备不同水解度的减阻剂样品, 分别测试水解度以及体积分数 0.4% 的 SFY-2 溶液的增黏能力, 根据数据绘制 10 min 内的溶胀曲线如图 3 所示。

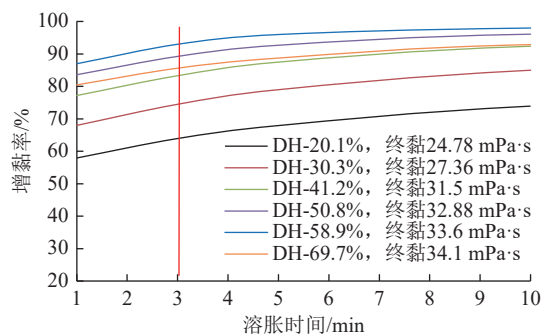


图 3 不同水解度减阻剂增黏率随时间的变化曲线

Fig.3 Curve of viscosity increasing rate over time of the friction reducer with different hydrolysis degrees

分析图 3 各曲线变化趋势可以看出, 随水解度增大, SFY-2 增黏率显著提升, 水解度 50%~60% 时 3 min 增黏率可达 90% 以上, 但水解度超过 60% 后, 增黏率又有所降低 (3 min 增黏率低于 85%); 溶液终黏随水解度的增大而增大。分析认为, 水解度增大, 聚合物大分子链上的羧基含量增加, 羧基与水更容易形成氢键作用, 促进分子链在水中快速伸展, 线团流体力学体积增大, 从而呈现出增黏速率提高, 表观黏度增加的现象^[17]; 当水解度超过一定值, 由于对应的分子量过大, 反而会影响减阻剂溶解性, 同时溶液黏性增强, 弹性和降阻率也会受到负面影响^[18]。因此确定 SFY-2 水解度在 50%~55% 为宜。

3.1.2 分子量

分子量是影响减阻剂溶解速率、增黏能力的重要参数, 也在很大程度决定了高分子在溶液中的溶解状态、线团尺寸, 从而影响溶液减阻、携砂等性能^[19]。室内通过控制水解度和反应条件制备了分子量 1 000 万以上的 SFY-2 样品 (表 3), 配制体积分数 0.1%、0.4% 溶液并测试表观黏度 (3 min、4 h) 和降阻率 ($Q=45$ L/min), 考察减阻剂增黏率和溶液降阻率随减阻剂分子量变化的变化规律, 对比结果如图 4 所示。

数据显示, SFY-2 增黏率随分子量的增大呈抛物线趋势变化, 并且分子量超过 1 800 万后, 增黏率下降趋势较快; 溶液降阻率的变化趋势受 SFY-2 比例的影响较大, 0.1% 溶液降阻率变化较小, 而 0.4% 溶液降阻率随分子量的增大呈现先缓慢升高后较快降低的趋势。分析认为, 分子量越高, 分子链具有更大的流体力学体积, 缠结与相互作用机会增大, 因此在溶液黏

表 3 SFY-2 特性黏数、黏均分子量测试结果

Table 3 Test results of intrinsic Viscosity and viscosity-average Molecular Weight of SFY-2

水解度/%	40	45	50	55	60	65	70
特性黏数/(dL · g ⁻¹)	2.562	2.802	2.982	3.286	3.484	3.667	4.028
黏均分子量/10 ⁴	1 200.4	1 398.5	1 555.4	1 835.5	2 028.7	2 213.2	2 598.2

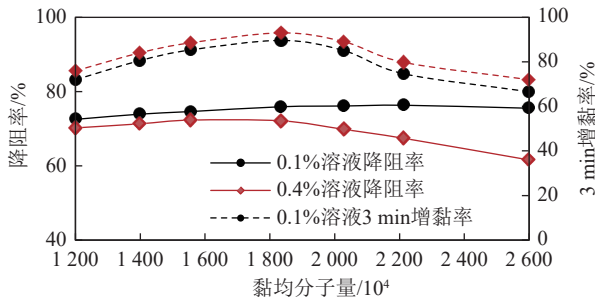


图 4 不同分子量减阻剂 3 min 增黏率和溶液降阻率变化

Fig.4 Changes of viscosity increasing rate in 3- minute and solution resistance reducing rate of friction reducers with different molecular weights

度较低的情况下降阻率随减阻剂分子量增大而有所增加,当溶液黏度增大到一定范围,黏弹性也受到影响,流动能量损耗加剧,降阻率必将受到影响^[20]。由数据对比,SFY-2 分子量控制在 1 800 万左右,减阻剂增黏速率和溶液降阻率最优。

3.1.3 乳液有效含量

乳液有效含量越高,增黏能力越强,压裂液单方液成本越低,但聚合过程中并不能一味追求高有效含量,合理控制聚合单体浓度是优化聚合反应进程和减阻剂综合性能的关键之一^[21]。室内通过控制聚合单体质量浓度 20%~40% 制备了不同有效含量的减阻剂产品,有效含量及基础性能测试结果如图 5 所示。

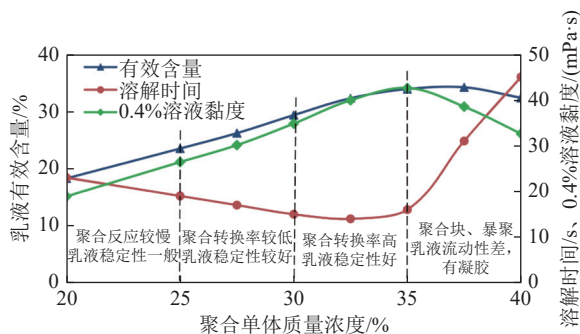


图 5 聚合单体质量浓度对聚合过程和 SFY-2 基础性能影响

Fig.5 Effects on the polymerization process and basic properties of SFY-2 by monomer mass concentration

从试验结果可以看出,聚合单体质量浓度控制在 30%~35%,聚合转化率高,对应 SFY-2 有效含量质量分数在 29%~34%,乳液稳定性好,溶解速度快,增黏能力强。聚合单体浓度过高时,聚合反应放热加剧,

反应热不易导出,导致产物分子质量减小,且容易凝胶,反而不能得到高有效含量乳液,相关性能也受到严重影响^[22]。

综合一系列优化试验,SFY-2 制备重要参数优化如下:水解度 50%~55%;分子量 1 800 万左右;乳液有效含量质量分数 29%~34%。

3.2 SFY-2 基础性能测试结果

3.2.1 乳液稳定性

室内测试了最优化 SFY-2 的常温长期稳定性和低温稳定性,结果见表 4。SFY-2 常温稳定性强,可稳定存放 50 d 以上,乳液均匀,无分层、沉淀,性能几乎不受影响,便于长途运输、长时间保存。并且乳液抗冻能力可达-20 ℃,在-15 ℃ 下流动性完全不受影响,在山西、内蒙古等煤岩气区块应用时,满足冬季低温下的连续施工。

表 4 SFY-2 稳定性测试结果

Table 4 Stability test results of SFY-2

长期稳定性		抗冻稳定性	
放置时间/d	上层析出清液体积/mL	放置温度/℃	乳液状态
10	0	0	流动性好
20	0	-5	流动性好
30	0	-10	流动性较好
40	0	-15	流动性较好
50	1	-20	流动性一般

3.2.2 速溶及增黏能力

室内以 25 ℃ 新都自来水 (150 mg/L)、25 ℃ 山西煤岩气现场水 (650 mg/L) 和 3 ℃ 新都自来水作为配液水,配制 SFY-2 体积分数 0.1%、0.2%、0.4%、0.8% 的压裂液,考察配液水不同矿化度、温度下减阻剂溶解和增黏能力,结果如图 6 所示。

试验表明,SFY-2 具有良好的溶解和增黏能力,并且受配液水条件变化的影响小。当配液水温度降低至 3 ℃ 后,SFY-2 溶解时间增加很少,仍能在 30 s 内快速溶解,0.8% 加量下溶解时间低至 10 s;采用现场水配液时,SFY-2 在无机盐刺激响应下快速破乳溶解,溶解时间缩短 20%~40%,溶解速度大大提升,并且压裂液表观黏度基本不受影响。为满足煤岩气现场施工工况和压裂施工工艺提供了有力保障。

3.3 高效能变黏压裂液性能评价

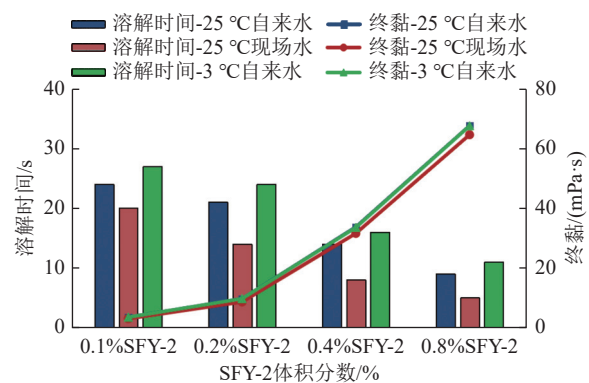


图 6 配液水矿化度、温度对 SFY-2 溶解及增黏能力影响
Fig.6 Effects on the solubility and viscosity increasing ability of SFY-2 by salinity and temperature of liquid preparation water

3.3.1 变黏压裂液配方

表 5 深层煤岩气高效能变黏压裂液用液控制方案

Table 5 Control scheme of deep coal rock gas efficient and viscous fracturing fluid

液体类型	低黏液	中黏液	高黏液
SFY-2体积分 数/%	0.1~0.2	0.4~0.5	0.7~0.8
表观黏度 /mPa·s	≤9	≥20	≥40
压裂液特点	降阻率高、深穿透能力强，利于造微缝、细小缝	兼顾降阻和携砂性能，利于造复杂缝网和高强度加砂，实现缝网全支撑	造缝、携砂能力强，利于造压裂主缝、分支缝

注：根据现场水质和实际施工情况实时调整SFY-2用量。



图 7 不同黏度压裂液状态展示
Fig.7 Display of fracturing fluid with different viscosity

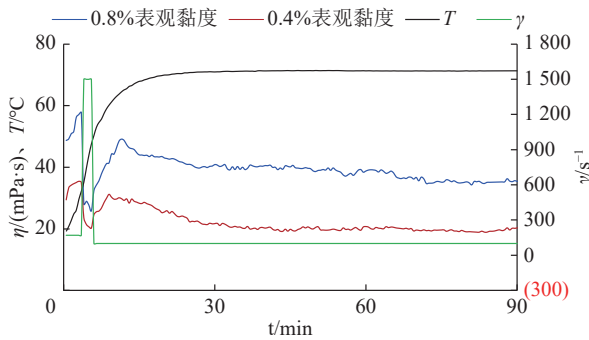


图 8 不同配方压裂液耐温耐剪切测试曲线 (70 °C、90 min)
Fig.8 Temperature and shear resistance test curves of fracturing fluids with different formulations(70 °C, 90 min)

结合煤岩气专用减阻剂 SFY-2 技术特点及极限体积压裂施工设计要求, 制定了变黏压裂液用液控制方案 (表 5), 压裂液状态如图 7 所示, 构建深层煤岩气高效能变黏压裂液体系。

3.3.2 耐温耐剪切性能

按模拟工况设计的程序测试了中黏液、高黏液的耐温耐剪切性能, 结果如图 8 所示。

试验表明, 压裂液耐温耐剪切性能良好, 在 1 500 s⁻¹ 的高剪切后黏度能迅速恢复, 当温度达到 70 °C 后黏度基本稳定, 高黏液表观黏度保持在 35 mPa·s 以上, 可以满足前置液造缝和携砂要求; 中黏液表观黏度保持在 20 mPa·s 左右, 低黏高弹性特征完全满足大排量压裂施工的黏度要求。

3.3.3 降阻性能

根据摩阻测试数据, 在指定的流量下取剪切 1 min 和剪切 5 min 后的数据分别计算降阻率, 并计算剪切 5 min 后的降阻率保持率, 测试结果如图 9 所示。

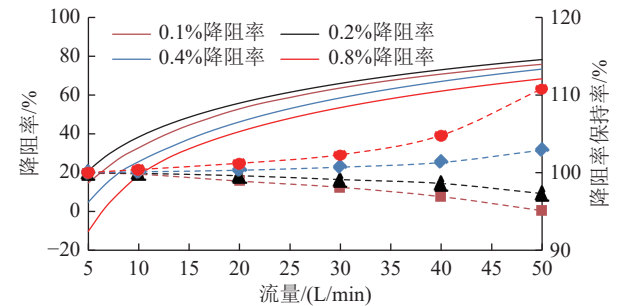


图 9 压裂液降阻率/降阻率保持率随测试流量变化曲线
Fig.9 Drag reduction rate/drag reduction rate Retention rate curves of fracturing fluid with the change of test flow

试验表明, 在一定范围内, 压裂液降阻率随 SFY-2 用量增加呈现先增加后降低的趋势, 随流量增大而增大, 流量 45 L/min 条件下低黏液 (0.2%) 降阻率超过 75%、中黏液 (0.4%) 降阻率 70% 以上, 而高黏液 (0.8%) 降阻率也能达到 65% 以上, 充分体现出本体系优良的降阻性能;

随流量增大, 剪切作用加剧, 低黏液降阻率有所损失, 而高剪切状态下中黏液—高黏液降阻率保持率反而有所增加甚至达到 110%, 这很大程度上取决于本体系的结构流体特性 (剪切稀释性、触变性)^[23]。值得进一步分析的是, 在现场施工中, 随排量的增大, 湍流现象更加严重, 结构流体储存并转换能量的作用更明显, 本体系降阻性能会比室内测试更突出, 因此即使是大排量、超大排量施工, 也能满足所需的低摩阻要求。

3.3.4 携砂性能

压裂液携砂性能是决定压裂施工加砂安全性以及加砂完成率的关键性能, 同时也直接影响到支撑剂铺置、支撑裂缝几何尺寸以及导流能力, 最终影响压后产能。在煤岩气大排量体积压裂工艺条件下, 要保证施工低摩阻和造复杂缝要求就不能采用高黏液加砂, 因此, 如何在压裂液黏度较低 (尤其是中黏液) 的情况下实现高强度加砂, 低黏高弹性携砂才是关键^[24]。

本压裂液体系为结构流体, 表现出黏性和弹性双重特性, 弹性模量 G' 、黏性模量 G'' 、复合模量 G^* 和 $\tan\delta$ (G'' 与 G' 的比值) 是表征其黏弹性的重要参数, 压裂液由低黏向高黏变化的过程中, $\tan\delta$ 由大到小变化, 即低黏液流动性强, $\tan\delta > 1$ 时, 高黏液结构性强, $\tan\delta < 1$, 而中黏液兼具良好的流动性和结构强度, 表现为黏弹性优良。因此对中黏压裂液进行了黏弹性测试, 相关参数变化情况如图 10 所示。

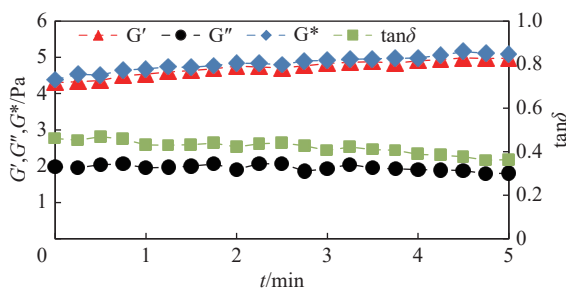


图 10 压裂液黏弹性测试 (0.4%SFY-2, $f=1$ Hz、 $\tau=0.5$ Pa)

Fig.10 Frucelastic testing of fracturing fluid(0.4%SFY-2,

$f=1$ Hz、 $\tau=0.5$ Pa)

测试表明: 压裂液弹性模量 G' 远大于 G'' 且 G'' 很小, $\tan\delta$ 值小于 0.4, 说明液体弹性明显大于黏性并且黏弹性较强。从压裂液微观作用机理分析, 压裂液依靠微梳型结构和分子链间多重共价键作用提高结构强度, 才能在悬浮、携带支撑剂上具备优势^[25]。因此, 按照上述测试方法进一步测试了 SFY-2 不同用量下的压裂液黏弹性参数, 并与压裂液中支撑剂沉降速度对照分析, 如图 11 所示。

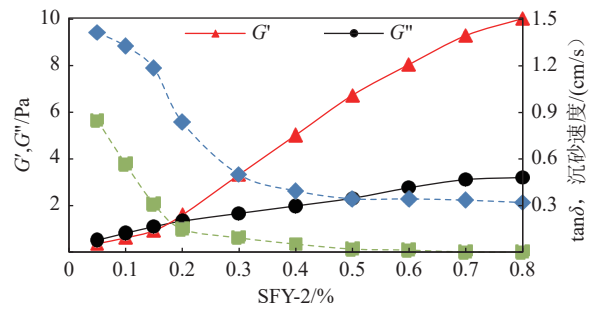


图 11 支撑剂沉降速度与压裂液黏弹性的关系

Fig.11 Relationship between sand settling velocity and viscoelasticity of of fracturing fluids

由图可知, 在测试的乳液用量范围内, G' 、 G'' 随 SFY-2 用量的提高而不断增大, 并且 G' 增长趋势度明显; 沉砂速度随 $\tan\delta$ 值减小而减小并且变化趋势很相近, 因此用 $\tan\delta$ 值大小来表征压裂液悬砂性能的强弱具有很强的参考价值。分析认为: 当 SFY-2 用量低于 0.2% ($\tan\delta=0.84$) 时, 压裂液以黏性为主且黏度较低, 结构强度弱, 沉砂速度较快; 当 SFY-2 用量超过 0.2% 后, G' 增加迅速, 压裂液空间网络结构不断增强, $\tan\delta$ 不断减小, 沉砂速度明显降低; 当 SFY-2 用量接近并超过 0.4% ($\tan\delta=0.395$) 后, 压裂液 G' 持续增大, 弹性明显大于黏性, $\tan\delta < 1$ 并趋于稳定, 沉砂速度逐渐接近于 0。可见: 中黏压裂液弹性行为明显, 利于实现低黏高弹性携砂和高强度连续加砂, 保证缝网饱和和支撑, 提高缝网有效改造。

3.3.5 破胶及伤害性能

表 6 煤岩气高效能变黏压裂液破胶液基础数据统计

Table 6 Basic data statistics of coal rock gas efficient and viscous fracturing fluid gel breaker

配方组分/%		破胶温度/℃	破胶时间/h	运动黏度/ ($\text{mm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$)	表面张力/ ($\text{mN} \cdot \text{m}^{-1}$)	残渣含量/ ($\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$)	煤岩表面 接触角/°	煤岩气解吸 伤害率/%
乳液体积分数	APS质量分数							
0.1	0.01	70	1	1.13	26.92	—	82.4	22.7
0.4	0.02	70	2	1.57	25.71	6.37	91.6	16.5
0.8	0.03	70	2	1.76	25.66	9.97	108.2	11.8
空白对照: 0.8%常规乳液		70	2	1.68	30.35	23.68	50.2	41.7
清水		—	—	—	71.8	—	22.45	48.6

测试配方和测试结果见表 6。几个配方压裂液均可在 2 h 内彻底破胶,并且破胶液黏度低,中黏液破胶液表面张力低至 26 mN/m,提高返排性能的同时,破胶液对与煤岩表面具有一定的表面修饰、润湿性改善作用^[26],接触角由常规压裂液的 50°左右提高到 80°以上,最高可达 108.2°,如图 12 所示。

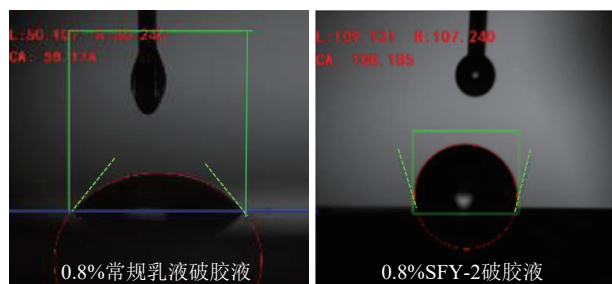


图 12 压裂液破胶液处理煤岩后接触角测试

Fig.12 Contact angle test of coal rock by treating with fracturing fluid gel breaker

破胶液无沉淀、絮状物,残渣质量浓度低至 10 mg/L,将煤岩岩块置于中黏液破胶液中浸泡 10 d 后宏观上观察无明显变化,并通过 SEM 进一步进行了破胶液对煤岩微观结构的影响试验,结果如图 13 所示,经过破胶液浸泡后煤样表面几乎无吸附物质、杂质残留等,并且粗糙程度、天然裂缝或孔隙都相近,说明压裂液对煤岩微观结构影响较小。

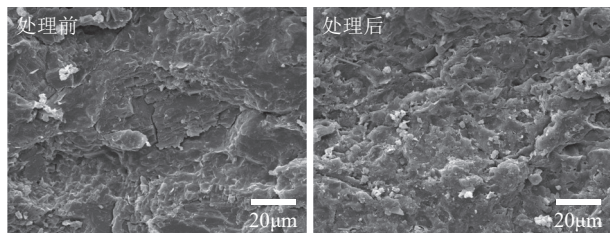


图 13 压裂液破胶液对煤岩微观结构的影响

Fig.13 Influence of fracturing fluid gel breaker on the micro-structure of coal rock

通过压裂液破胶液对煤岩解吸伤害试验测试,中黏、高黏液对煤岩的解吸伤害低于 20%,而其他常规乳液 0.8% 解吸伤害率超过 40%,并且清水解吸伤害率更高,说明本体系独特功能设计确实能大大降低压裂液对煤岩气的解吸附伤害,促进煤岩气解吸^[27]。

以上测试结果充分体现出煤岩气高效能变黏压裂液的低伤害特性。

4 深层煤岩气高效能变黏压裂液现场应用情况

4.1 总体应用情况

本文研发的技术体系在中石油、中石化、中联煤

层气等公司的深层煤岩气主力区块进行了先导试验和实践。先后在吉深 6-*平*井、D1-***井、阳煤*井、SM2-**-**井、宜平-**井取得重大突破,进而实现了规模化推广应用。截至 2024 年 7 月统计,已在深层煤储层累计施工超 350 井次(共 2 000 余段次),其中水平井超 150 井次。施工井最深 4 090 m,最高施工排量 24 m³/min,最高加砂砂比达 30%,最大单段/次用液量 10 716 m³,最大单段/次加砂 1 144.4 m³,单井最高日产量达到 12 万 m³ 以上,参与完成施工的多个平台已累产上亿立方米。

4.2 应用区块概况及实施井基本情况

中石油煤岩气石楼西区块构造位置为鄂尔多斯盆地晋西挠褶带,改造目的层太原组 8 号煤埋深 2 250 ~ 2 480 m,煤层厚度 6.0 ~ 8.0 m。煤岩处于中—高煤阶,主要发育原生结构煤和碎裂煤,煤体结构好;孔隙以有机质孔为主(气孔、组织孔),裂缝发育,利于储层改造。断面上,割理呈线状、网状连续性分布。煤岩含气性好,估算含气量为 20 ~ 37 m³/t,平均 27.2 m³/t。煤岩渗透率 (0.001 ~ 11.9) × 10⁻³ μm²,孔隙度 2.73% ~ 3.62%。

以 YS**-**-*H 井为例,该井完钻井深 3 940.9 m,水平段 2 710 ~ 3 940 m,煤岩长度 1 154 m,钻遇率 93.82%。上部 2 个薄煤层为 8-1 号、8-2 号煤,下部单个厚煤层为 8-3 号煤,水平段位于 8-3 号煤的中上部,且多以光亮煤 (616 m) 为主,半亮煤 (403 m),半暗煤 135 m,井段 2 982 ~ 3 000 m 钻遇 8-3 号底部半暗煤 (18 m);井段 3 154 ~ 3 170、3 216 ~ 3 228、3 546 ~ 3 566、3 912 ~ 3 940 钻遇 8-3 号顶部灰黑色碳质泥岩 (泥岩 76 m)。沿轨迹方向,目的层 8-3 号煤层 12H 井沿水平段方向 8 号煤顶构造整体上倾,抬升幅度约 6 m。该井地质导向成果如图 14。

为实现煤岩气储能的高效动用,对该井分段 18 段,采用 Φ114 mm 套管进行极限体积压裂改造,设计施工排量 18 ~ 20 m³/min、加砂强度 4.5 ~ 5.0 m³/m,用液强度 30 ~ 35 m³/m。该井 8 号煤储层底板为灰色泥岩,水平应力差较小,为了对缝高进行控制,防止压窜至煤层下部水层,施工泵注程序中配套设计了控底+转向工艺。

4.3 施工情况

2024 年 4 月,采用煤岩气高效能变黏压裂液进行一体化在线变黏压裂施工,低黏液: 0.1% ~ 0.2% SFY-2 + 0.01%APS + 0.02% 阻垢剂;中、高黏液: 0.4% ~ 0.8%SFY-2 + 0.02% ~ 0.05%APS + 0.02% 阻垢剂。该井累计使用压裂液 3 8335.29 m³,加砂 5 306.19 m³,投产后获得日产 8 万 m³ 的产能。其中第

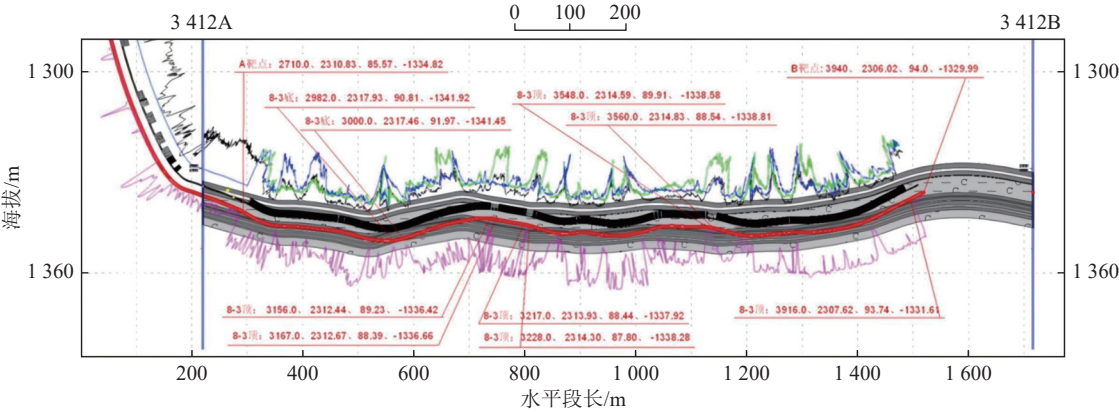


图 14 YS**-**H 井地质导向成果

Fig.14 Geological guidance results map of YS**-** H Well

12 段总入井液量:2 567.16 m³(低黏液 196.5 m³、中黏液 2 100.66 m³、高黏液 270 m³)(设计液量:2 648 m³),实际加砂量: 343.28 m³(设计砂量:342.1 m³),施工排量: 18~20 m³/min,砂比: 6%~22%,施工曲线如图 15 所示。该段施工压力平稳 (59.5~68.4 MPa),整体加砂顺利,用液 96.9%,加砂完成率 100.3%。

通过施工分点数据分析,取各用液阶段施工排量、压力,结合停泵压力,井深以及射孔孔眼摩阻,计算施工摩阻及压裂液降阻率见表 7。体系现场施工摩阻低,降阻率均 71% 以上,而主体加砂的中黏液降阻率可达 84.4%,充分证实了压裂液低黏高弹性实现高降阻强携砂设计思路的可行性,保证煤岩气极限体积压裂

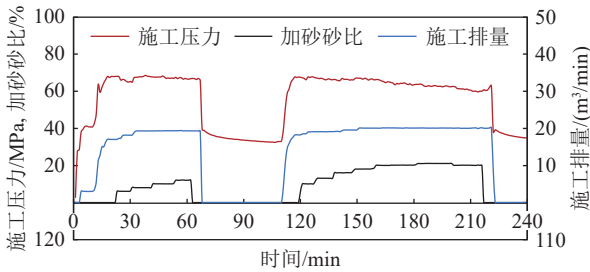


图 15 YS**-**H 井第 12 段压裂施工曲线

Fig.15 Fracturing construction curves of the 12th section of YS**-** H well

高强度加砂顺利开展并不断提升。

表 7 压裂施工实时摩阻分析

Table 7 Real-time friction analysis of Fracturing construction

液体类型	井深/m	施工排量/ (m ³ /min)	对应清水 摩阻/MPa	压力/MPa, 摩阻/MPa				千米摩阻/MPa	降阻率/%
				施工泵压	停泵压力	孔眼摩阻	沿程摩阻		
高黏液	3 021	16	70.18	68.0	40.02	8.20	19.80	6.56	71.8
低黏携砂液	3 021	18	86.25	65.5	40.02	10.37	16.13	5.34	81.3
中黏携砂液	3 021	20	103.71	66.1	40.02	12.81	16.19	5.36	84.4

5 结 论

1) 针对深层煤岩气开发难点,提出了高、低黏液交替造复杂缝网+中黏液携砂缝网远支撑的体积压裂思路,设计高效能变黏压裂液体系并制定针对性的用液方案、施工工艺,实现充分打碎煤岩,连通割理、裂隙,造复杂缝网并饱填砂有效支撑的目标。

2) 创造性地利用开关型反相乳液聚合技术,将丙烯酸钠/丙烯酰胺、阳离子单体、弱极性单体、微梳型控制单体等进行共聚,显著提高产物有效含量,并复配煤岩气促解吸剂制备成开关型乳液减阻剂,优化了乳液水解度、分子量、有效含量等重要参数,使减阻剂

具备高稳定性、速溶、低剂高效能和在线变黏一体化等优势。

3) 构建了深层煤岩气高效能变黏压裂液体系并进行了性能评价:压裂液结构流体特性保证了良好的抗(高)剪切、降阻和携砂性能,高剪切后结构可恢复,中黏液兼顾降阻和携砂性能从而实现大排量/超大排量的高强度加砂压裂施工,同时,压裂液破胶后几乎无残渣,表面张力低至 26 mN/m 以下,对煤岩解吸伤害率最低降至 11.3%,大大提高煤岩气解吸量。

4) 在吉深 6-7 平 01 井超大规模极限体积压裂取得突破的基础上,深层煤岩气高效能变黏压裂液不断升级优化,已在鄂尔多斯盆地深层煤岩气主力区块规

模化应用超过 350 井次共 2 000 余段次, 压裂液减阻、携砂、一体化变黏性能稳定, 加砂完成率高, 增产效果好, 助力各油田取得了深层煤岩气压裂技术和产量上的突破, 为实现深层煤岩气规模效益开发提供了强有力的支撑。

参考文献(References):

- [1] 康红普, 李全生, 张玉军, 等. 我国煤矿绿色开采与生态修复技术发展现状及展望[J]. 绿色矿山, 2023(1): 1-24.
KANG Hongpu, LI Quansheng, ZHANG Yujun, et al. Development status and prospect of greenmining and ecological restoration technology of coal mines in China[J]. Journal of Green Mine, 2023(1): 1-24.
- [2] 许家林, 鞠金峰, 轩大洋, 等. 煤矿全生命周期绿色开采研究展望[J]. 绿色矿山, 2023(1): 79-90.
XU Jialin, JU Jinfeng, XUAN Dayang, et al. Prospects for green mining research of coal mine life cycle[J]. Journal of Green Mine, 2023(1): 79-90.
- [3] 徐凤银, 聂志宏, 孙伟, 等. 鄂尔多斯盆地东缘深部煤层气高效开发理论技术体系[J]. 煤炭学报, 2024, 49(1): 528-544.
XU Fengyin, NIE Zhihong, SUN Wei, et al. Theoretical and technological system for Highly efficient development of deep coalbed methane in the Eastern edge of Erdos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(1): 528-544.
- [4] 罗平亚, 朱苏阳. 中国建立千亿立方米级煤层气大产业的理论与技术基础[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1755-1763.
LUO Pingya, ZHU Suyang. Theoretical and technical fundamentals of a 100 billion-cubic-meter-scale large industry of coalbed methane in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1755-1763.
- [5] 安琦, 杨帆, 杨睿月, 等. 鄂尔多斯盆地神府区块深部煤层气体积压裂实践与认识[J]. 煤炭学报, 2024, 49(5): 2376-2393.
AN Qi, YANG Fan, YANG Ruiyue, et al. Practice and understanding of deep coalbed methane massive hydraulic fracturing in Shenfu Block, Ordos Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(5): 2376-2393.
- [6] 彭鹏, 杨兆中, 梅永贵, 等. 煤层气体积压裂施工参数优化[J]. 油气藏评价与开发, 2015, 5(6): 68-72.
PENG Peng, YANG Zhaozhong, MEI Yonggui, et al. Construction parameter optimization of coalbed methane volume fracturing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015, 5(6): 68-72.
- [7] 罗伟疆, 宁崇如, 黄凯. 煤层气压裂液研究现状及展望[J]. 中国煤层气, 2023, 20(3): 30-35.
LUO Weijiang, NING Chongru, HUANG Kai. Current situation and prospect of research on coalbed methane fracturing fluid[J]. China Coalbed Methane, 2023, 20(3): 30-35.
- [8] 田跃儒, 张双双, 郑晓斌. 柳林区块煤层气压裂液评价及伤害机理研究[J]. 煤炭技术, 2021, 40(5): 69-71.
TIAN Yueru, ZHANG Shuangshuang, ZHENG Xiaobin. Study on evaluation and damage mechanism of coal-bed methane of fracturing fluid in Liulin Block[J]. Coal Technology, 2021, 40(5): 69-71.
- [9] 管保山, 刘玉婷, 刘萍, 等. 煤层气压裂液研究现状与发展[J]. 煤炭科学技术, 2016, 44(5): 11-17, 22.
GUAN Baoshan, LIU Yuting, LIU Ping, et al. Present situation and development of coalbed methane fracturing fluid[J]. Coal Science and Technology, 2016, 44(5): 11-17, 22.
- [10] 鲁红升, 戴姗姗, 刘娅, 等. 一种开关乳液减阻剂及其制备方法, 应用: CN202110960861.4[P]. 2021-11-02.
istance reducing agent and its preparation method, applied: CN20211
- [11] 王晓泉, 王振铎, 卢拥军, 等. 压裂液流变性能对水力压裂裂缝几何尺寸的影响[C]//全国流变学学术会议. 中国化学会;中国力学学会, 2002.
- [12] 吴建军, 刘学鹏, 孙晓锐, 等. 煤层气井缝网改造施工参数优化及裂缝形态监测技术[J]. 煤炭科学技术, 2019, 47(11): 176-181.
WU Jianjun, LIU Xuepeng, SUN Xiaorui, et al. Research on optimization crack monitoring technology for construction parameters of coalbed methane well seam reconstruction[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(11): 176-181.
- [13] 林波, 贾振福, 杜良军, 等. 深层煤层气开发的高效变黏压裂液及一体化施工方法: 202310189969[P]. 2024-07-16.
- [14] 冯茹森, 郭拥军, 张新民, 等. 疏水缔合聚合物分子量分布曲线的测定[J]. 高分子学报, 2016(5): 621-627.
FENG Rusen, GUO Yongjun, ZHANG Xinmin, et al. Determination of molecular weight distribution curves of hydrophobically associated water-soluble polymers[J]. Acta Polymerica Sinica, 2016(5): 621-627.
- [15] 张大年, 程兴生, 李永平, 等. 大规模体积压裂过程中压裂液性能表征方法研究[J]. 钻井液与完井液, 2021, 38(4): 517-524.
ZHANG Dalian, CHENG Xingsheng, LI Yongping, et al. Study on characterization of the performance of fracturing fluids in large scale volumetric fracturing[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2021, 38(4): 517-524.
- [16] 林波, 刘通义, 赵众从, 等. 新型清洁压裂液的流变性试验研究[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(4): 64-66, 96-97.
LIN Bo, LIU Tongyi, ZHAO Zhongcong, et al. Experimental study on rheology of new clean fracturing fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2011, 28(4): 64-66, 96-97.
- [17] 闫杰, 张涵, 郭志杰, 等. 高分子聚合物稠化剂的制备及其压裂液应用性能研究[J]. 钻井液与完井液, 2022, 39(1): 107-113.
YAN Jie, ZHANG Han, GUO Zhijie, et al. Preparation of a high molecular weight polymer thickening agent and its use in fracturing fluids[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2022, 39(1): 107-113.
- [18] 陈洪, 陆卫婷, 叶仲斌, 等. 水解度对疏水缔合聚丙烯酰胺溶液性质的影响[J]. 油田化学, 2012, 29(2): 190-194.
CHEN Hong, LU Weiting, YE Zhongbin, et al. Influence of hydrolysis degree on properties of associating polymers solution[J]. Oil-field Chemistry, 2012, 29(2): 190-194.
- [19] 康传宏, 周久娜, 郭继香. 超高分子量聚丙烯酰胺的合成方法综述[J]. 应用化工, 2022, 51(11): 3310-3313.
KANG Chuanhong, ZHOU Jiuna, GUO Jixiang. Synthesis of ultra-high molecular weight polyacrylamide: A review[J]. Applied Chemical Industry, 2022, 51(11): 3310-3313.
- [20] 王鹏飞, 段明, 李富生. 高分子量水溶性疏水缔合聚合物的合成条件研究[J]. 应用化工, 2005, 34(11): 705-707.

- WANG Pengfei, DUAN Ming, LI Fusheng. Study of polymerization conditions for synthesizing high molecular weight hydrophobically associating water-soluble polymer[J]. *Shaanxi Chemical Industry*, 2005, 34(11): 705–707.
- [21] 李嘉, 何启平, 蔡远红, 等. 反相乳液降阻剂合成及其应用[J]. *天然气工业*, 2014, 34(S1): 27–30.
- LI Jia, HE Qiping, CAI Yuanhong, et al. Synthesis and application of reverse-phase emulsion resistance reducing agent[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(S1): 27–30.
- [22] 吴伟, 刘平平, 武继辉, 等. 反相乳液聚合制备疏水缔合聚合物AAMS-2及其压裂液性能评价[J]. *应用化工*, 2016, 45(2): 203–206.
- WU Wei, LIU Pingping, WU Jihui, et al. Preparation of hydrophobically associating polymer AAMS-2 by inverse emulsion polymerization and its performance as a fracturing fluid thickener[J]. *Applied Chemical Industry*, 2016, 45(2): 203–206.
- [23] 魏俊, 刘通义, 戴秀兰, 等. 一种非交联压裂液用流动促进剂的合成及性能[J]. *石油化工*, 2021, 50(4): 332–337.
- WEI Jun, LIU Tongyi, DAI Xiulan, et al. Synthesis and properties of a flow accelerator for non-crosslinked fracturing fluid[J]. *Petrochemical Technology*, 2021, 50(4): 332–337.
- [24] 何春明, 才博, 卢拥军, 等. 瓜胶压裂液携砂微观机理研究[J]. *油田化学*, 2015, 32(1): 34–38.
- HE Chunming, CAI Bo, LU Yongjun, et al. Microscopic mechanism of proppant carrying capacity of fracturing fluid[J]. *Oilfield Chemistry*, 2015, 32(1): 34–38.
- [25] 郭庆, 刘通义, 林波, 等. 超分子聚合物清洁 CO₂ 泡沫压裂液的研究及应用[J]. *石油与天然气化工*, 2016, 45(5): 62–66.
- GUO Qing, LIU Tongyi, LIN Bo, et al. Research and application of a clean supramolecular polymeric CO₂ foam fracturing fluid[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2016, 45(5): 62–66.
- [26] 朱苏阳, 孟尚志, 彭小龙, 等. 煤岩润湿性对煤层气赋存的影响机理[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(4): 580–588, 595.
- ZHU Suyang, MENG Shangzhi, PENG Xiaolong, et al. Mechanism of coal wettability on storage state of undersaturated CBM reservoirs[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(4): 580–588, 595.
- [27] 石钰, 阳梦, 李树刚, 等. 纳米颗粒复合表面活性剂对煤中 CH₄ 吸附/解吸和扩散的影响[J]. *煤炭学报*, 2023, 48(8): 3116–3127.
- SHI Yu, YANG Meng, LI Shugang, et al. Effects of nanoparticle composite surfactants on the adsorption/desorption and diffusion of CH₄ in coal[J]. *Journal of China Coal Society*, 2023, 48(8): 3116–3127.