

低渗胶束钻井液体系在杭锦旗J58P48井应用研究

李永正

中石化华北石油工程有限公司技术服务公司 河南 郑州 450006

摘要: 针对鄂尔多斯盆地深层煤层气水平井太1段钻遇煤层因煤岩脆性大、强度低、裂缝发育极易井壁失稳。在对深层煤层储层物性特征分析的基础上,利用聚胺氯化钾提高钻井液的抑制性,利用胶束化学物理封堵剂增加对脆性泥页岩微孔缝的封堵能力,开发了强封堵、强抑制、强润滑、强携带的深层煤层气深层煤层气钻井液体系。室内实验表明,深层煤层气钻井液有效减小压力传递和降低钻井液对岩心的侵入,抗压强度降低值仅为11%,48h上游到下游的压力传递为0,砂床侵入深度0.8cm。现场实验结果表明,APIFL1.4ml,高温高压失水4.6ml,现场应用效果显著,对保障煤层气井安全高效、提速提效具有重大意义。

关键词: 煤层气;井壁稳定;封堵;鄂尔多斯盆地;低渗透;胶束

2024年,中国石化首口深层煤层气风险探井阳煤1HF井持续稳定高产1年,平均日产气6.3万立方米,累产气突破2300万方,证实了鄂尔多斯盆地气田深层煤层气具有高产稳产能力,是中长期勘探战略展开重点目标,开辟了鄂尔多斯盆地天然气增储上产新阵地,以绝对的“实力”“扬眉吐气”。传统观念认为煤层气以吸附气为主,深层煤层含气量小、资源丰度低,故“十三五”以前,我国的煤层气勘探开发主要集中在1500米以浅,2000米以深一度被视为煤层气勘探的禁区。鄂尔多斯盆地深层煤层垂直深度超过2800米,为保障钻井安全施工,对钻井液提出了更高的要求。常用的水基钻井液,抑制封堵能力不足,固相含量较高,劣质固相颗粒很容易粘附在井壁表面堵塞储层,且高密度下滤液侵入储层,造成伤害,无法满足工程项目要求。因此,开发深层煤层气钻井液体系对保障煤层气井安全高效、提速提效具有重大意义。

1 地层特点及钻井液应用难点

通过对鄂尔多斯盆地深层煤层储层掉块及岩屑成分分析,其主要存在煤岩裂缝发育、脆性强、掉块严重,目前常规钻井液体系无法保障安全顺利施工。

(1) 深层煤岩脆性大、强度低。以DN**井为例,其主要为原生结构煤,含量60%,煤岩强度低、脆度较大,其抗压强度和弹性模量低于顶底板泥岩^[1],8#煤层坍塌周

期仅为15-18天,滤液侵入及应力释放即易失稳;

(2) 裂缝发育、封堵难度大。煤岩裂缝发育、难致密封堵。煤层气孔、组织孔发育, DN**井端、面割理平均3-7条/5cm,煤岩裂缝宽度52-231 μm ,煤岩孔隙61.60nm,裂隙发育,缝网复杂,难以有效封堵,井壁稳定性差。

(3) 粘土矿物吸水膨胀,挤压煤层。太原组泥岩粘土矿物含量19.4%,其中伊蒙混层占比11-42%,水敏性强,易吸水膨胀和分散,导致煤层差异性膨胀产生推挤与格档效应,沿裂缝发生滑移,导致煤层、泥岩垮塌。

(4) 煤岩水平段钻进易坍塌、憋钻、托压,需强化轨迹平稳。DN**井煤层钻进期间多次上提遇卡,憋顶驱,接单根需重复划眼多次,辅助时间长。在低伽马(30~45API)煤层钻进时安全平稳,在高伽马煤层钻进时井底易失稳坍塌,尤其是因煤层泥岩水敏性强、轨迹变化调整及井眼随煤层起伏,井壁摩擦阻力、扭矩大、憋钻,托压严重,钻进困难。

2 钻井液体系研究及性能评价

2.1 研究思路与对策

基于煤岩特殊性质,以“纳-微米致密封堵、低活度强化抑制、合理密度平衡,改变岩石润湿性”思路,阻缓水相侵入地层,多种技术协同防塌确保井壁稳定和储层保护。

优化处理剂选择,以胶束封堵剂、纳米乳液、固壁剂、井壁强化剂尺寸从小到大,微乳液胶束粒子进入泥岩、煤岩微裂缝发生吸附聚结,形成致密封堵层。结合超微碳酸钙(800目-2000目以上)、阳离子沥青填充拓展裂缝形成致密封堵。憎水性的微交联的丙烯酸酯微纳米乳液覆盖在井壁岩石上面后,在压力作用下紧密堆积形

作者简介: 李永正,男,1981年9月生,2005年毕业于重庆科技学院,现工作于中石化华北石油工程有限公司技术服务公司,主要从事钻井液助剂研发及钻井液体系研究推广。通讯地址:河南省郑州市中原区188号郑煤集团大厦,邮编450006。电话:16638079908,邮箱:252969219@qq.com

成一层近理想半透膜，阻止水对岩石的接触，胶结加固井壁。

以“内部镶嵌、自由水束缚、表面吸附、颗粒包裹”思路，降低自由水含量，有效抑制页岩水化膨胀和钻屑分散，提高钻井液的抑制性与井壁稳定性。

通过采用表面活性剂法改变岩石表面润湿性，减少其亲水性，增大接触角，减少滤液与岩样的接触面积，保持井壁稳定。

研究表明，加强超低渗胶束封堵深层煤岩微孔缝，阻止钻井液侵入和压力传递，是实现深层煤层井壁稳定与储层保护的关键措施^[3]。通过半透膜效应和低活度，可有效减少滤液侵入储层，减小孔隙压力传递，保障井壁稳定。

2.2 低渗-胶束钻井液体系处理剂优选

(1) 抑制剂优选

泥岩粘土矿物中的伊利石、伊蒙混层占比高，易因水化剥落、水化膨胀引起井壁不稳，采用氨基吸附粘土颗粒表面，活度抑制剂KCl水解的K⁺镶嵌于粘土层间、高分子聚合物包被粘土颗粒，防止钻屑水化分散、膨胀，全方位提高体系抑制性^[2]。

通过使用膨润土浆离心法，测试了配方的防膨率，防膨率达到了74.32%，满足强抑制需求。

基于优化低自由水深部抑制技术，选取DP*18井盒二组泥岩掉块，测试其滚动回收率。配方8%KCL基浆+0.5%HB-HPG+0.3%高分子包被剂，滚动回收率97.6%。

(2) 封堵剂优选

室内优选了胶束剂聚醚、纳米乳液、多粒径超微细碳酸钙、阳离子沥青胶乳、超细碳酸钙I型等封堵剂，并进行了复配。采用了孔径为0.15μm的混合纤维素滤膜，有效的模拟了钻井液通过硬脆性泥页岩的滤失情况，提高了实验的重复性。8%多粒径超钙+2%纳米乳液+1%胶束剂+2%阳离子沥青胶乳，滤失量：3.6ml；结果表明：优选的封堵配方能有效覆盖成膜，具有良好的封堵性能。

(3) 降失水剂优选

表1 体系不同黏土加量流变失水性能

体系	黏土加量	实验条件	ø6/ø3	PV (mPa·s)	YP (Pa)	FL (mL)	YP/PV (Pa/mPa·s)
低渗胶束 钻井液	10%	污染前	4/3	17	8	3.2	0.47
		污染后	4/3	18	9	3.2	0.5
		污染后	6/4	19	9.5	3	0.5

(3) 滤失性能评价

将钻井液密度提升至1.40g/cm³，在不同温度下热滚16h，测其API滤失量和高温高压滤失量。温度100℃ API：1.4ml，HTHP滤失量：4ml；温度110℃ API：

通过体系特点，对BIO-LOSE、PAC-LV、DSP-2和抗高温改性淀粉等四种降滤失剂进行了优选，并对其降滤失性能进行了评价。采用2.5%BIO-LOSE+1%PAC-LV配方，失水低，动塑比在0.5左右，复配效果最好，满足深层煤层气钻井液流变性及失水需求。通过对各处理剂加量进行确定，形成深层煤层气钻井液体系配方。

2.3 低渗胶束钻井液体系性能评价

(1) 封堵性能评价

泥页岩渗透率极低，存在较强的自吸水作用，且少量钻井液滤液侵入即可导致硬脆性泥页岩孔隙压力提高，随着滤液逐步侵入加剧，井壁强度下降，上下支撑作用降低，加剧井壁力学失稳问题。

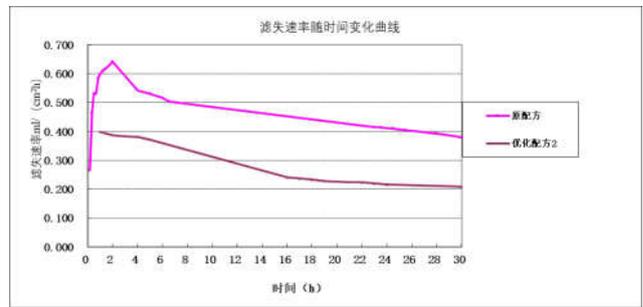


图1 滤失速率降低

从上图可以看出，优化后的配方封堵性增强，滤失速率下降约60%，表明体系多尺度致密封堵性能满足不同裂缝的强封堵，利于在近井壁形成近理想的半透膜，阻止自由水进入地层，保持井壁稳定。

室内采用无渗透滤失仪测试砂床封堵性，针对选取的40-70目砂床，在加压100psi压力条件下7.5min滤失量为0mL，且砂床侵入深度仅为0.8cm，进一步验证体现配方的强封堵特性。

(2) 抗黏土污染实验

室内通过抗黏土污染实验数据表明，该体系污染后性能保持稳定，抗黏土污染可达15%以上，具有非常高的土相容能力，保证施工性能平稳。

1.5ml，HTHP滤失量：4.2ml；温度120℃ API：1.4ml，HTHP滤失量：4.9ml；温度130℃ API：1.6ml，HTHP滤失量：4.5ml；在100~130℃条件下均具有良好的滤失性能，说明该体系能够较少因滤液侵入地层导致的井壁失

稳的问题。

(4) 润滑性能评价

采用极压润滑仪和滤饼黏滞系数测定仪测试对比润滑性能，结果如表2所示。

表2 流变性能评价

钻井液体系	测定条件	润滑系数	黏滞系数
复合盐钻井液	热滚前	0.128	0.0832
	热滚后	0.132	0.0987
钾铵基钻井液	热滚前	0.115	0.0798
	热滚后	0.119	0.0835
LATIBASE 高性能钻井液	热滚前	0.095	0.0658
	热滚后	0.099	0.0782
低渗胶束钻井液	热滚前	0.092	0.0612
	热滚后	0.095	0.0771

由表2可知：热滚前后低渗胶束钻井液体系与其它几种钻井液体系相比，具有良好的润滑性。

(5) 接触角评价测试

通过正交实验法对三种表面活性剂进行复配得到较优的一组配方，并进行了评价，岩样在清水中和在该溶液中浸泡后与水的接触角对比如下图所示。煤岩表面的接触角由初始的60.5°增至98°，同时润湿性由亲水转变为亲油，能够有效抑制煤岩的水化。

(6) 致密气层保护效果评价

实验选择天然岩心，仪器选择高温高压岩心动态损害评价装置和渗透率梯度测试仪，开展动态损害实验，主要从岩样渗透率恢复值方面进行评价^[3]。低渗胶束钻井液的渗透率恢复值为92.7%，相比其它种类钻井液渗透率恢复值最高，表现出良好的油气层保护效果。

3 现场应用

鄂尔多斯盆地所开发的煤层主要为太1段8#煤层，埋深在2800-3200m，其中煤层微裂缝发育，钻井时极易发生掉块、遇阻、卡钻问题。由于钻井液自由水侵入地层及机械碰撞，泥岩水化膨胀挤压煤层掉块，严重影响钻

井周期^[4]。开发的低渗胶束钻井液体系在J58P48井成功应用。该井二开钻遇主眼大斜度井段山西组、太原组钻遇破碎煤层7段共26米、炭质泥岩8段共17米（黑色煤总垂厚6.59m，炭质泥岩总垂厚3.20m）；三开水平段共钻遇煤岩、泥岩125m，且连续钻遇灰黑色泥岩、灰黑色炭质泥岩100m。应用过程中全井段无掉块、无遇阻显示，井壁稳定性好，体现了深层煤层气钻井液体系“低渗透、强封堵、强抑制、强净化”的技术特点。全井钻井周期53.375天，同比较工区同类型井平均节约42.00天，创工区同类型井最好施工记录。验证该低渗胶束钻井液体系适合深层煤层气井高效施工，对深层煤层井壁稳定，高效成井具有重要意义，具有较好的应用推广前景。

结论

(1) 低渗胶束钻井液体系可有效减小孔隙压力传递，相比清水、常规钻井液分别降低83.18%和77.58%，钻井液对泥页岩井壁侵入量低，流变性能稳定，润滑性能好，现场岩心动态损害后，岩心渗透率恢复值 K_d/K_a 达到了92.7%，且体系可抗15%黏土侵，体现强抑制、强封堵、强净化、强携带特性。

(2) 研发的深层煤层气钻井液体系在##井进行了应用，钻遇大段煤岩情况下取得了良好的井壁稳定效果，创造了工区记录，具有较好的应用推广前景。

参考文献

[1]郭晓霞,杨金华,钟新荣.北美致密油钻井技术现状及对我国的启示[J].石油钻采工艺,2014,36(4):1-5.
 [2]马平平,熊开俊,陈芳,等.胺基聚醇钻井液在柯21-平-1井的应用[J].钻井液与完井液,2012,29(1):85-88.
 [3]韩来聚,周延军,唐志军.胜利油田非常规油气优快钻井技术[J].石油钻采工艺,2012,34(3):11-15.
 [4]薛玉志,蓝强,李公让,等.超低渗透钻井液体系及性能研究[J].石油钻探技术.2009,(1).46-52.