

页岩气藏水相圈闭损害实验研究及控制对策

——以四川盆地东部龙马溪组露头页岩为例

康毅力¹, 陈强¹, 游利军¹, 王巧智¹, 杨斌¹, 俞杨烽²

(1.西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2.中海石油(中国)有限公司上海分公司 钻完井部, 上海 200030)

摘要:水平井分段水力压裂是开发页岩气藏的主要技术,但多数页岩气井压裂后压裂液返排率仅为10%~50%,潜在水相圈闭损害严重,需加大对页岩气藏水相圈闭损害的认识。以四川盆地东部龙马溪组露头页岩为研究对象,模拟压裂作业过程,利用裂缝和基质岩样开展了压裂液滤失与自吸实验,观察了页岩水相返排现象,评价了水相圈闭损害程度。实验结果表明:压裂液滤失与自吸作用将使基质含水饱和度显著增加,且在气藏压力下返排困难,从而引起基质渗透率、扩散系数以及气体压力传递能力大幅下降。分析认为,纳米孔隙发育、亲水性粘土矿物含量高以及超低含水饱和度现象普遍存在是页岩气藏水相圈闭损害严重的主因;加强返排机理研究,选择合适的表面活性剂,并采用非水基压裂液和高温热处理技术是解除或缓解水相圈闭损害的根本途径,也是页岩气井增产改造的重要发展方向。

关键词:页岩气藏 水相圈闭 损害 传质 水力压裂 压裂液 龙马溪组

中国分类号: TE375

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)06-0087-05

压裂液返排是页岩气储层水力压裂的最大难题之一^[1]。页岩气储层水力压裂往往能形成大规模裂缝网络,其裂缝结构复杂、迂曲度大,微小裂缝十分发育,造成压裂液返排难度大,压裂后返排时间长达几周到几个月,即使采用液氮、气举和电潜泵加速排液等助排措施,压裂井段返排率仍仅为10%~50%^[2-3]。未返排压裂液易降低气相渗透率,造成水相圈闭损害^[4-6]。

低渗透气藏和致密砂岩气藏开发实践证实,水相圈闭损害是影响气井产能的重要因素^[7-10],从而可以推测水相圈闭损害也可能是页岩气井压裂后测试无气、快速减产以及持续低产的重要原因。但目前对压裂液造成的页岩气藏水相圈闭损害认识不足,室内损害评价数据缺乏,因此开展页岩气藏水相圈闭损害实验评价对水力压裂优化设计、压裂后产气分析具有实际指导意义。为此,笔者在低渗透和致密气藏水相圈闭损害调研基础上,通过压裂液滤失、自吸以及返排实验描述了页岩水相圈闭形成过程,评价了水相圈闭损害程度,并从理论上分析其形成机理,提出解除水相圈闭损害的技术对策。

1 实验岩样与方法

1.1 实验岩样

实验所用岩样来自四川盆地东部志留系龙马溪组出露的黑色页岩(表1),有机碳含量为1.1%,镜质组反射率约为1.5%,粘土矿物含量为47.9%,其中伊利石、绿泥石以及伊蒙间层矿物相对含量分别为62.9%,25.1%和12%。粘土矿物组成表明研究区页岩的潜在水敏损害程度较弱,页岩基质岩样的孔隙

表1 四川盆地东部龙马溪组露头页岩实验样品参数

岩样编号	长度/mm	直径/mm	孔隙度/%	气测渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	压裂液实验类型	层理面取心方式
QL1-8	33.02	24.36	4.64	0.02	滤失	平行
QL1-27	34.01	25.23	4.47	0.000 21	滤失	平行
QL1-30	35.80	24.82	4.36	0.000 15	滤失	平行
QLV1-3	36.78	24.39	4.34	0.000 19	滤失	垂直
QL1-5	39.24	24.30	4.51	0.000 34	自吸	平行
QL1-7	39.46	24.32	4.51	0.000 46	自吸	平行
QL1-16	45.60	25.18	4.65	0.19	自吸	平行
QLV1-5	39.38	24.50	4.22	0.000 18	自吸	垂直

收稿日期:2014-09-20。

作者简介:康毅力,男,教授,博导,从事储层保护理论与技术的研究和教学。联系电话:(028)83032974,E-mail:cwctkyl@vip.sina.com。

基金项目:国家“973”计划“深井复杂地层漏失与井壁失稳机理及预测”(2010CB226705),国家科技重大专项“页岩气开发机理及技术政策研究”(2011ZX05018-005)。

度为4.22%~4.65%,气测渗透率为 $0.000\ 15\times 10^{-3}$ ~ $0.000\ 46\times 10^{-3}$ μm^2 ,储集空间以粘土矿物晶间孔、有机质孔为主,中值喉道半径小于 $0.004\ \mu\text{m}$,排驱压力部分可达到12.8 MPa。

1.2 实验方法

在水力压裂过程中,压裂液主要以2种方式侵入储层:①压裂液在裂缝中净压力(压裂液压力与孔隙气体压力的差值)作用下向储层滤失;②在毛管压力作用下自吸进入储层。为此,采用了压裂液滤失与压裂液自吸2种方法来描述页岩含水饱和度上升过程。实验用水取自四川盆地某页岩气井滑溜水压裂液,其与页岩地层配伍性较好,粘土矿物膨胀性小,因此水敏性损害可忽略不计。

不同渗透率页岩水相圈闭实验评价方法包括:

①将岩样装入岩心流动实验装置,对压裂液加压至2 MPa,并使压裂液与岩样端面保持接触,记录0~20 h内压裂液滤失过程中岩样含水饱和度上升状况;②借鉴致密砂岩水相自吸评价方法^[11],基于垂直自吸实验装置,利用高精度天平实时监测0~48 h内岩样对压裂液的自吸过程;③基于上述2种方法对页岩建立含水饱和度,测试不同含水饱和度下的岩样渗透率、扩散系数;④压裂液滤失与自吸实验结束后,借助岩心夹持器,利用氮气反向驱替(气体压力设定为6 MPa)岩样孔隙中的压裂液;⑤反向驱替(返排)24 h后,岩样入口端保持氮气压力恒定6 MPa,出口端封闭,然后利用压力传感器监测出口端气体压力上升过程,以模拟分析含水饱和度增加对页岩气藏压力传递过程(由基质到裂缝)的影响。

2 水相圈闭损害实验评价结果

2.1 页岩含水饱和度上升过程

采用了压裂液滤失与压裂液自吸2种方法来建立页岩含水饱和度,并描述了含水饱和度上升过程。对比分析发现,在滤失与自吸作用下,页岩含水饱和度上升过程类似,均表现为先快速增加后缓慢上升的2段式特征,最终含水饱和度接近,但二者含水饱和度上升速率存在明显差异。

在页岩压裂液滤失实验中,滤失过程主要发生在前10 h内,对于渗透率约为 $0.000\ 21\times 10^{-3}$ μm^2 的页岩基质,压裂液滤失10 h后,其含水饱和度约为30%,20 h后最大含水饱和度约为40%;而对于具有微缝的页岩岩样QL1-8(渗透率为 0.02×10^{-3} μm^2),压裂液滤失速率明显加快,20 h后最大含水饱和度为65%(图1a)。

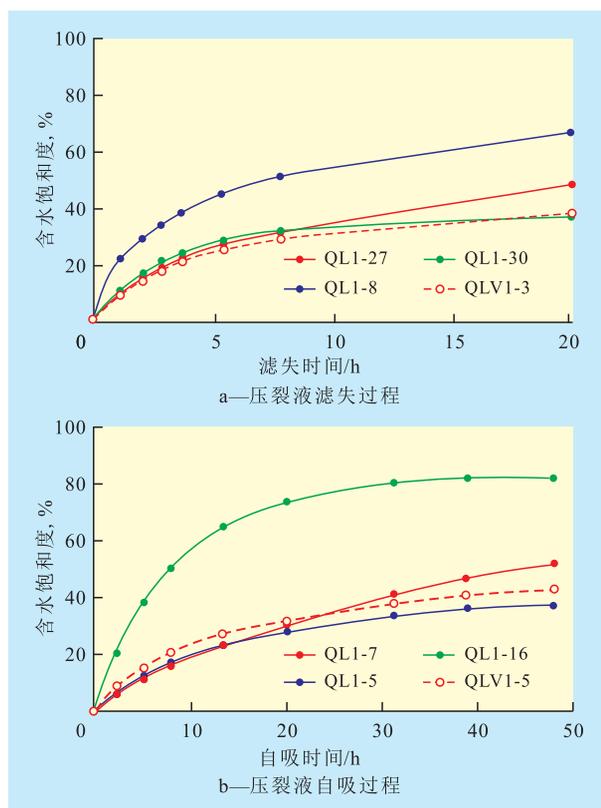


图1 压裂液滤失与自吸过程中含水饱和度变化

在页岩压裂液自吸实验中,自吸主要发生在前20 h内,对于渗透率为 $0.000\ 15\times 10^{-3}$ ~ $0.000\ 46\times 10^{-3}$ μm^2 的基质岩样,自吸20 h后含水饱和度约为32%,自吸48 h后最大含水饱和度为40%~50%;而对于渗透率为 0.19×10^{-3} μm^2 的裂缝岩样(QL1-16),其自吸速率和自吸量均明显增大(图1b)。

2.2 页岩水相返排现象

利用氮气开展压裂液返排实验,设定返排驱替压差为6 MPa(近似模拟气藏生产压力梯度),返排时间为24 h。结果表明:在最大返排压力梯度为1.8 MPa/cm时,页岩基质岩样中的水无法返排,返排率为0;而当岩样具有微小裂缝时,返排率也小于10%,表明仅有裂缝中的水得到了返排,而基质孔隙内部的水仍无法返排。矿场压裂资料显示,四川盆地某区块5口直井返排率为31%~56%,平均为42%,4口水平井返排率为13%~54%,平均为36%;东峰2井和涪页HF-1井2口页岩气井返排率分别为50%和4.8%,压裂后测试无气产出^[3]。室内与矿场压裂液返排率均呈现低值,表明水相圈闭损害不但在水力压裂施工中客观存在,而且是开发页岩气的难点。

2.3 页岩水相圈闭损害程度

2.3.1 对渗流和扩散能力的损害

页岩水相返排难度大,孔隙中滞留水将对气体

渗流和扩散等传质能力产生明显影响(图2)。实验测试了不同含水饱和度下基质岩样渗透率,并与自吸前的干岩样渗透率进行对比。实验结果表明,页岩基质渗透率对含水饱和度十分敏感,当含水饱和度为11%~14%时,渗透率降幅为17%~59%;而当含水饱和度为30%~40%时,渗透率平均降幅达70%以上(图2a)。同时,含水饱和度增加对页岩基质的气体扩散能力也存在巨大损害(图2b)。

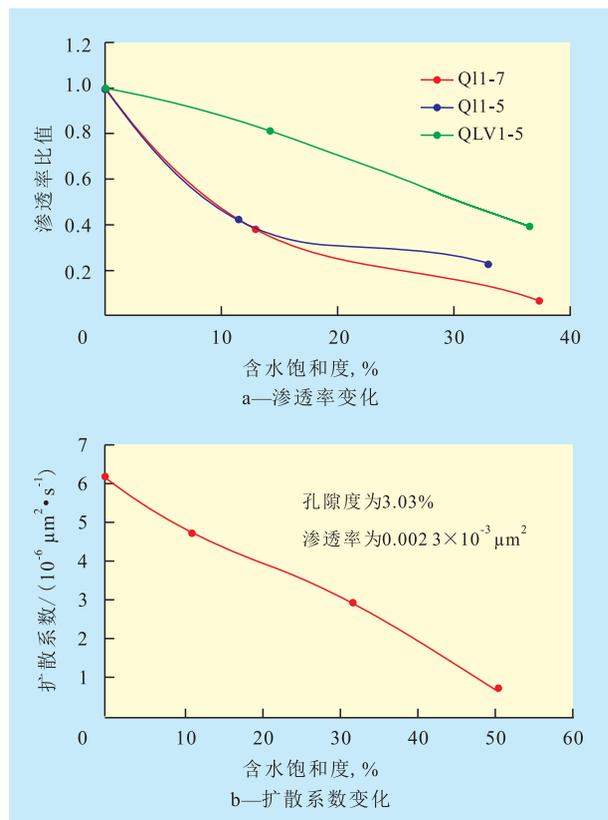


图2 含水饱和度变化对页岩传质能力的损害

2.3.2 对气体压力传递能力的损害

孔隙中滞留水的损害不仅表现在气体传质能力降低,也表现在气体压力(能量)传递速率上(图3)。通过监测岩样出口端压力上升过程,可以模拟页岩气藏压力由基质向裂缝的传递过程。实验结

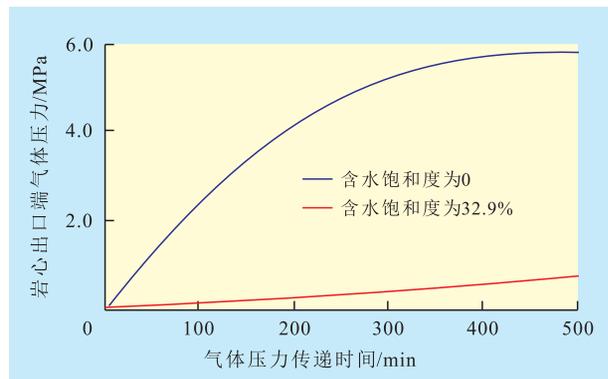


图3 含水饱和度变化对气体压力传递能力的损害

果表明,压力传递500 min后,干燥基质岩样的出口端压力上升至5.79 MPa,而当其含水饱和度为32.9%时,出口端压力在500 min内仅上升至0.69 MPa。含水饱和度上升后,基质岩样压力传递速率明显变缓,降幅为88%。含水饱和度对页岩基质—裂缝间气体压力传递速率影响明显,从而将影响到试井解释结果的准确性。

3 页岩气藏水相圈闭损害机理及其控制对策

3.1 水相圈闭损害机理

页岩气藏水相圈闭损害的主要原因是毛细管自吸和水相滞留^[7,11]。页岩纳米孔隙发育,绝大部分孔隙半径小于 $0.01 \mu\text{m}$,毛管压力高,且页岩中亲水性粘土矿物含量高,实验测得压裂液在页岩表面的接触角约为 60° ,页岩表面偏水湿,岩样含水饱和度为40%~50%,致使压裂液易滤失和自吸进入页岩孔隙^[12-14]。同时,页岩丰富的纳米孔隙为水提供了巨大的附着表面积^[15],因此在气藏返排压力下,分布在粘土矿物和有机质纳米孔隙内的压裂液难以返排。北美开发实践证明,具有开采潜力的页岩气藏含水饱和度非常低,初始含水饱和度为10%~35%,而页岩束缚水饱和度在80%以上,因此页岩气藏广泛存在超低含水饱和度现象^[16-18],致使水相更易侵入且更难返排,加剧了水相圈闭损害程度^[19]。正是由于页岩气藏具有压裂液易侵入、易滞留、难返排等特征,因此潜在水相圈闭损害十分严重。总之,纳米孔隙发育、粘土矿物强亲水性以及超低含水饱和度是页岩气藏水相圈闭损害突出的主因。

3.2 水相圈闭损害的微观表现

基质的渗流和扩散等传质能力主要受孔隙大小及分布控制。页岩具有亲水特性,且微纳米孔隙比表面积巨大,滞留水在强表面张力作用下,以水膜的形式沿孔隙表面扩散^[20-21],孔隙表面水膜增厚,气体流动通道减小,流动阻力增加。利用压汞给出的孔隙表面积和孔径分布结果,可以计算出不同含水饱和度下的水膜厚度以及有效孔隙直径。设定水膜在直径大于10 nm的孔隙中均匀分布,则可量化分析孔隙中的水膜厚度,以及水膜对有效孔隙直径的影响(图4)。

研究发现,当页岩含水饱和度小于60%时,水膜主要是对直径小于100 nm的孔隙产生影响,且孔径越小,影响越严重。页岩绝大多数孔隙小于100

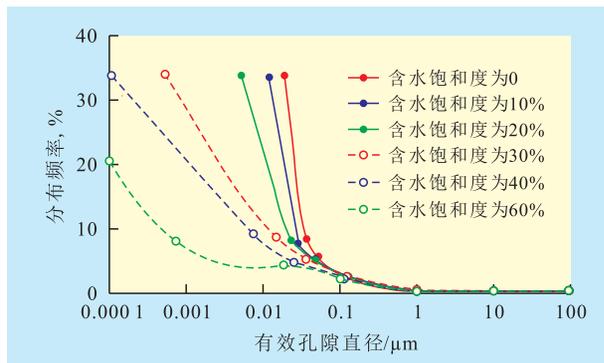


图4 含水饱和度对有效孔隙直径的影响

nm,因此含水饱和度上升后,将使页岩基质的渗流和扩散能力急剧减小。根据气水两相渗流研究经验,如果大部分滞留水以连续相分布在页岩较大孔隙中,水相圈闭损害将更为严重。

含水饱和度上升后,页岩气体传质能力降低,基质压力传递速率减小,压降范围延伸变缓。当裂缝中的气体压降难以传递至页岩基质中吸附气的储集空间时,将导致吸附气的解吸速率变缓,基质向裂缝的供气能力降低。

3.3 水相圈闭损害控制对策

降低水相侵入量和滞留水体积是减轻水相圈闭损害程度的直接方式。主要包括以下4种对策:①加强返排机理研究,采取合理的助排措施及时排液。页岩气藏体积压裂形成了复杂的网络裂缝,返排机理不同于常规压裂后立即返排模式^[22]。页岩水平井分段压裂入井水量巨大,必须严格优化压裂后排采制度,借助液氮、气举、电潜泵等助排措施,在压裂后裂缝稳定的情况下快速排液。②优选表面活性剂,有效减少水相侵入量。主要方法是在压裂液中加入以 Gemini 季铵盐型表面活性剂为主的微乳液,使体系表面张力大幅下降,页岩表面接触角最大可接近90°^[13],从而有效降低页岩的吸水量,同时提高返排率。美国300多口页岩气井试验表明,在压裂液中加入微乳液后,返排率和气井产量可提高50%~100%^[23-24]。③非水基压裂液是消除水相圈闭损害的根本途径。目前已有多种非水基压裂液,其中液化石油气(LPG)压裂液是最具发展潜力的一种技术^[5]。基于LPG压裂技术,返排数周之后返排率可达90%以上,压裂后能及时见气,且初期产量和累积产量增加显著,该技术已在美国和加拿大的 McCully 气田致密砂岩气藏与页岩气藏开发中显示出巨大潜力^[6]。此外,基于页岩体破裂理论构想,谢和平等提出了页岩高能气动脆裂技术,即利用高温高压气体进行页岩气藏体积改造^[25],该

技术对于中国贫水地区的页岩气藏开发将是一种全新思路。④高温热处理是解除水相圈闭损害的重要措施。高温热处理可使岩石发生热致裂,同时促进孔隙中滞留水快速蒸发,该技术在室内和矿场均取得了显著效果^[26-29]。在页岩气藏增产改造中,利用高温热处理技术缓解裂缝面附近的水相圈闭损害是重要发展方向。

4 结论

在页岩气藏水力压裂过程中,压裂液滤失与自吸作用将使基质含水饱和度显著增加,且在气藏压力下返排困难,从而引起基质渗透率、扩散系数以及气体压力传递能力大幅下降。水相圈闭损害已成为页岩气井压裂后测试无气、快速减产以及维持低产的重要原因。

页岩气藏具有超低含水饱和度、低孔特低渗透、高毛管压力、亲水性粘土矿物含量高等地质特征,且气藏改造所需水量大、改造层段多,潜在水相圈闭损害严重,其将影响页岩气藏的高效经济开发。

为缓解或消除水基压裂液引起的水相圈闭损害,应加强返排机理研究,选择更为合适的表面活性剂,以及考虑采用非水基压裂液和高温热处理技术。

参考文献:

- [1] Paktinat J, Pinkhouse J A, Fontaine J, et al. Investigation of methods to improve Utica shale hydraulic fracturing in the Appalachian basin [R]. SPE 111063, 2007.
- [2] King G E, Corporation A. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? [R]. SPE 133456, 2010.
- [3] 张宏录, 刘海蓉. 中国页岩气排采工艺的技术现状及效果分析 [J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 49-51.
- [4] Alkough A B, Wattenbarger R A. New advances in shale reservoir analysis using flowback data [R]. SPE 165721, 2013.
- [5] Rogala A J, Krzysiek J, Bernaciak M, et al. Non-aqueous fracturing technologies for shale gas recovery [J]. Physicochemical Problems of Mineral Processing, 2010, 49(1): 313-321.
- [6] Leblanc D T, Martel T, Graves D, et al. Application of propane (LPG) based hydraulic in the McCully gas field [R]. SPE 144093, 2011.
- [7] 姚广聚, 彭红利, 雷炜, 等. 低渗透气藏低压低产气井解水锁技术研究及应用 [J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(5): 97-100.
- [8] You Lijun, Kang Yili. Integrated evaluation of water phase trapping damage potential in tight gas reservoirs [R]. SPE 122034, 2009.
- [9] 游利军, 康毅力, 陈一健, 等. 致密砂岩气藏水相圈闭损害实验

- 研究及应用[J].钻井液与完井液,2006,23(2):4-7.
- [10] 任闽燕,姜汉桥,李爱山,等.非常规天然气增产改造技术研究进展及其发展方向[J].油气地质与采收率,2013,20(2):103-107.
- [11] 游利军.致密砂岩气层水相圈闭损害动力学研究[D].成都:西南石油大学,2006.
- [12] 庄照锋,张士诚,李宗田,等.压裂液伤害程度表示方法探讨[J].油气地质与采收率,2010,17(5):108-110.
- [13] 邱正松,逢培成,黄维安,等.页岩储层防水锁微乳液的制备与性能[J].石油学报,2013,34(2):334-339.
- [14] 石秉忠,夏柏如,高书阳,等.页岩自吸水控制剂的研制与性能评价[J].石油钻探技术,2012,40(5):45-49.
- [15] 陈强,康毅力,游利军,等.页岩微孔结构及其对气体传质方式影响[J].天然气地球科学,2013,24(6):1 298-1 304.
- [16] 闫存章,董大忠,程克明,等.中国页岩气地质研究进展[M].北京:石油工业出版社,2011.
- [17] Boyer C, Kieschnick J, Lewis R E. Producing gas from its source [J]. Oilfield Review, 2006, 18(3): 36-49.
- [18] 刘洪林,王红岩.中国南海相页岩超低含水饱和度特征及超压核心区选择指标[J].天然气工业,2013,33(7):140-144.
- [19] 游利军,谢婷,康毅力.超低含水饱和度致密砂岩气藏损害因素[J].新疆石油地质,2012,33(6):700-703.
- [20] 邹才能,朱如凯,白斌,等.中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J].岩石学报,2011,27(6):1 857-1 864.
- [21] 胡勇,邵阳,陆永亮,等.低渗气藏储层孔隙中水的赋存模式及对气藏开发的影响[J].天然气地球科学,2011,22(1):176-181.
- [22] 温庆志,翟学宁,罗明良,等.页岩气藏压裂返排参数优化设计[J].特种油气藏,2013,20(5):137-140.
- [23] Pursley J T, Penny G, Benton J, et al. Field case studies of completion fluids to enhance oil and gas production in depleted unconventional reservoir [R]. SPE 107982, 2007.
- [24] Kaufman P, Penny G S, Paktinat J. Critical evaluations of additives used in shale slickwater fracs [R]. SPE 119900, 2008.
- [25] 谢和平,高峰,鞠杨,等.页岩储层压裂改造的非常规理论与技术构想[J].四川大学学报:工程科学版,2012,44(6):1-6.
- [26] 游利军,康毅力.热处理对致密岩石物理性质的影响[J].地球物理学进展,2009,24(5):1 850-1 854.
- [27] 陈明君,康毅力,游利军.利用高温热处理提高致密储层渗透性[J].天然气地球科学,2013,24(6):1 226-1 231.
- [28] Jamaluddin A K M, Bennion D B, Thomas F B, et al. Application of heat treatment to enhance permeability in tight gas reservoir [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2000, 39(11):1-6.
- [29] Jamaluddin A K M, Hamelin M, Harke K, et al. Field testing of the formation heat treatment process [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, 38(3):25-32.

编辑 王星

(上接第86页)

大后减小的趋势,但是橡胶—聚合物冻胶体系的性能均好于聚合物冻胶体系。

通过填砂管实验考察2种体系的耐冲刷性和封堵性,封堵率都达到了97%以上,聚合物冻胶体系在水驱3.5倍孔隙体积后就达到突破压力1.85 MPa,随后压力开始下降,最后稳定在1.12 MPa;而对于在渗透率相近的填砂管中注入的橡胶—聚合物冻胶体系,在水驱5倍孔隙体积才达到突破压力2.98 MPa,之后压力趋于稳定值2.35 MPa,因此,橡胶—聚合物冻胶体系的封堵能力和耐冲刷能力明显优于聚合物冻胶体系。由不同渗透率的封堵实验表明,橡胶—聚合物冻胶体系更适于高渗透层的封堵。

参考文献:

- [1] 张金铸.油藏特高含水期井网加密潜力评价新方法[J].油气地质与采收率,2013,20(5):96-98,102.
- [2] 崔传智,杨赤宸,牛栓文,等.复杂断块油藏高含水期合理井距确定方法及其影响因素[J].油气地质与采收率,2013,20(4):

53-56.

- [3] 刘玉章.聚合物驱油提高油田采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2006.
- [4] 高宝国,滑辉,丁文阁,等.低渗透油田特高含水期开发技术对策——以渤南油田义11井区为例[J].油气地质与采收率,2013,20(6):97-99,103.
- [5] 王友启,周梅,聂俊.提高采收率技术应用状况及发展趋势[J].断块油气田,2010,17(5):628-631.
- [6] 赵福麟.油田化学[M].东营:石油大学出版社,2003:124-128.
- [7] 王友启.胜利油田高含水期油藏水驱精细调整技术方向[J].石油钻探技术,2011,39(1):101-104.
- [8] Vasquez J, Civan F, Shaw T M, et al. Laboratory evaluation of high-temperature conformance polymer systems [R]. SPE 80904, 2003.
- [9] Eoff L, Dalrymple E D, Everett D M, et al. Worldwide field applications of a polymeric gel system for conformance control [R]. SPE 98119, 2006.
- [10] 雷刚,董平川,尤文浩,等.低渗透变形介质砂岩油藏注水见效时间及影响因素[J].油气地质与采收率,2013,20(6):69-72.
- [11] Hardy M, Botermans W, Hamouda A, et al. The first carbonate field application of a new organically crosslinked water shutoff polymer system [R]. SPE 50738, 1999.

编辑 刘北羿