

川西侏罗系低渗气藏 压裂增产措施中地层损害研究

林启才¹ 张士诚² 潘正富¹

(1.四川石油管理局井下作业公司 2.石油大学·北京)

林启才等.川西侏罗系低渗气藏压裂增产措施中地层损害研究.天然气工业,2005;25(7):86~88

摘要 水力加砂压裂既是气藏增产改造的主要措施,同样也会对地层造成损害,这种损害较钻井、完井过程的损害更易被忽视,特别是低渗致密气藏在压裂增产中地层损害现象及其影响尤为严重。岩心流动实验证明,川西侏罗系气藏储层属于低渗致密敏感性砂岩储层,除碱敏相对较弱外,其水敏、速敏和应力敏感属强—极强敏感损害,是压裂增产措施中潜在的损害因素。目前现场使用的压裂液对川西地区储层和支撑充填层均存在损害,损害原因除地层潜在的敏感损害因素外,还与压裂液残渣形成的滤饼,未完全破胶的有机胶团以及滤液滞留地层引起的“水锁”损害等有关。“水锁”是造成川西侏罗系低渗气层损害的主要原因之一。使用压裂液助排剂技术和压裂液损害解堵技术,能有效降低和解除由此而引发的地层损害。

关键词 四川盆地 西 侏罗纪 低渗透油气藏 压裂 地层损害

一、储层概况

水力加砂压裂既是油气藏增产改造的主要措施,又是地层损害的主要来源。川西地区侏罗系在加砂压裂增产过程中存在诸多的地层损害因素^[1],故开展这类研究对提高低渗气藏压裂增产效果有着重要的指导意义。

川西地区侏罗系主要为蓬莱镇组和沙溪庙组低渗致密砂岩储层,储层的孔渗物性变化大,蓬莱镇组较沙溪庙组物性好。蓬莱镇组孔隙度一般小于21.42%,渗透率低于 $25.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;沙溪庙组砂岩孔隙度小于15.33%,渗透率低于 $5.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;蓬莱镇组埋藏浅,埋深500~1000 m,沙溪庙组埋深在1500~3000 m。川西蓬莱镇组和沙溪庙组粘土含量随储层岩石泥质含量增加而有所变化,在4%~7.30%之间;粘土矿物主要以伊利石、绿泥石为主,含部分伊/蒙混层粘土,其中蓬莱镇组含少量高岭石。

二、储层敏感性

1. 岩心速敏评价实验

(1) 气体速敏评价实验

气体速敏实验表明,川西地区蓬莱镇组和沙溪

庙组岩心在层流状态下未见明显的拐点(渗透率相对变化10%),但实验中气体渗透率随流量增加而逐步减低,采用气体渗透率与 $1/\bar{p}$ 的Klinkenberg效应曲线,发现这种现象主要由气体滑脱效应产生的,综合分析认为,该地区蓬莱镇组和沙溪庙组岩心基本不存在气速敏现象。

(2) 液体速敏评价实验

绝大多数岩心实验流量在3 mL/min时压力梯度达到或超过3 MPa/cm,对0.1~3 mL/min区间流量进行了放大实验。实验表明,川西蓬莱镇组和沙溪庙组岩心均存在强速敏损害现象,速敏指数26.4%~88.5%,临界流速较低,在0.12~0.53 mL/min。其中,川西地区蓬莱镇组岩心由于埋深浅,储层岩石经受的压实作用弱,结构疏松,加之岩石颗粒细小和粘土矿物影响,存在极强的速敏现象。

2. 岩心水敏评价实验

实验结果表明,川西蓬莱镇组和沙溪庙组岩心均存在水敏现象,其中蓬莱镇组岩心为极强水敏损害,水敏损害指数在90%以上,沙溪庙组岩心水敏属中等—中等偏强水敏,水敏指数在37.5%~56.2%。

3. 岩心碱敏评价实验

碱敏实验结果表明,蓬莱镇组和沙溪庙组岩心

作者简介:林启才,1962年生,高级工程师;1984年大学毕业,2004年获石油大学(北京)硕士学位;多次获局级科技奖励,发表论文数篇;长期从事压裂酸化实验及研究。地址:(610051)四川省成都市瑞丰巷6号。电话:13086431107。E-mail:linqica1557@sina.com

均存在碱敏现象,临界 pH 值在 8~9,碱敏指数在 21.6%~50.1%,属于弱—中等碱敏。

4. 应力敏感性评价实验

实验结果表明,随着有效应力增加,岩心渗透率急剧下降,其岩心应力为 30 MPa 时渗透率仅为初始应力为 1 MPa 时渗透率的 6.6%~52.5%。其中,蓬莱镇组岩心受岩石胶结结构影响,应力作用影响非常强烈,表现为极强的应力敏感现象。

综合以上实验,结合储层岩石特征,川西蓬莱镇组和沙溪庙组属于强速敏、强水敏、弱—中等碱敏和强应力敏感的低渗致密砂岩储层。在外来作业,特别是在加砂压裂施工过程中存在地层潜在的损害,应特别注意气层保护,防止和减少地层损害,以提高气井产量和增产效果。

三、压裂液对储层损害

1. 压裂液对储层岩心的损害

(1) 压裂液残渣及滤液损害

采用现场配方压裂液冻胶液,在地层温度下模拟注入和关井破胶,采用盐水渗透率评价岩心压裂液损害。实验结果表明,目前现场使用的胍胶压裂液对储层造成的水测渗透率损害率在 54.6%~78.3%,均在 54% 以上,这主要与胍胶残渣含量和压裂液滤液引发的粘土损害有关。

无聚合压裂液,即所谓“清洁压裂液”,是国内外近来开发的新型压裂液。该压裂液具有分子量小和使用的化学添加剂少,其液体性能有其独特性。但是,与胍胶压裂液相比,无聚合压裂液由于有机分子较小,很难形成胍胶压裂液一样的滤饼阻止滤液和有机物进一步侵入,因此其低分子有机化合物和滤液更容易进入地层,对孔隙和喉道较小的低渗致密储层,一旦未能有效破胶,很难返排出地层,将会造成严重的储层岩心损害。因此无论何种压裂液,使用不当同样存在着潜在的地层损害。“清洁压裂液”一词用法不十分科学,易造成认识上的混淆,使用无聚合压裂液更能突出压裂液的主要成分,表述更科学。

使用 LX 解堵剂解堵,其效果非常明显。LX 解堵剂对压裂液滤饼溶率达 95% 以上,验证了压裂液损害主要由压裂液残渣或有机胶团形成的内外滤饼造成的,同时说明该解堵剂可用作一种现场压裂液损害解堵剂使用。

实验结果表明,胍胶压裂液滤液对岩心渗透率损害率在 12.0%~22.9%,按石油行标划分,目前压

裂液滤液损害率小于 30%,属于低损害压裂液。

(2) 压裂液“水锁”损害实验

采用川西蓬莱镇组和沙溪庙组岩心,在地层温度下注入压裂液和关井破胶 4 h,在此温度和压差 2 MPa 下返排 3 h,气测渗透率评价压裂液损害。实验结果表明,气测压裂液损害率在 17.3%~57.4%,这种损害除压裂液残渣和粘土损害外,很大程度上与压裂液破胶后液体滞留储层岩心造成的“水锁损害”有关。

采用沙溪庙组岩心,抽空饱和 1% KCl 盐水和压裂液滤液。用气驱水法测定气体相对渗透率,用称量法测定岩心含水饱和度。测定的岩心盐水和滤液气体相对渗透率曲线对比实验结果见图 1。实验表明,由于压裂液滤液对岩心产生各种物理化学作用,使滤液与盐水两种饱和液体的气相对渗透率曲线出现差异,岩心滤液气体相对渗透率曲线更凹。在相同驱替条件下,盐水残余饱和度为 25.6%,最终气相渗透率为 38.8%,水锁损害率为 61.2%;而压裂液滤液残余饱和度为 30.8%,最终气相渗透率为 20.5%,水锁损害率为 79.5%;说明压裂液滤液侵入明显使水饱和度和渗透率损害率增加,即产生“水锁”损害现象。

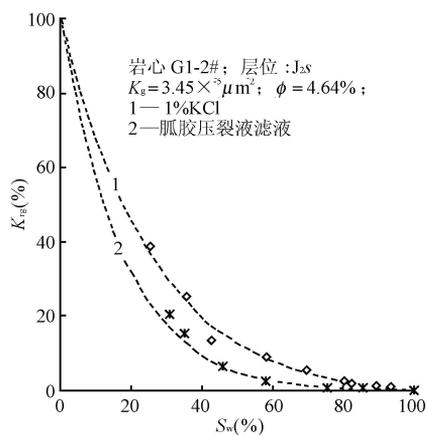


图 1 岩心盐水和压裂液滤液气体相对渗透率曲线

“水锁”是由液体滞留地层引起的,影响液相滞留严重程度的因素有^[5,6]:①初始液相饱和度和束缚水饱和度之差;②气相相对渗透率曲线形状;③捕集相侵入深度;④储层流体流动的有效压力;⑤润湿性的影响等。

“水锁”主要由储层流体流动压力与岩石毛细管阻力决定。毛细管压力(p_c)一般可用下式描述:

$$p_c = 2\alpha \cos \theta / r$$

当驱替压力或地层流动压力(p_d)大于毛管压力

(p_c)时,液体将逐步返排出地层。实验研究证明,“水锁”随驱替返排压力增加而减少。在现场表现为,地层流动压力高,即气井返排能量大的井,液体返排快,返排效率高,压裂增产效果明显;相反返排能量不足的井,其增产效果明显不如前者。

2. 压裂液对支撑裂缝导流能力损害

川西地区现场压裂液主要使用胍胶系列,采用现场配方压裂液冻胶液,在模拟地层闭合压力和温度条件下,对1[#]和2[#]陶粒进行了支撑充填层气体和液体导流能力损害实验。实验在闭合压力下50 MPa 注压裂液冻胶液及模拟地层温度65℃下,关井3 h使压裂液完全破胶,在气体流量200 cm³/min下返排4 h,或在液体流量5 mL/min下驱替稳定后,最后测定气体或液体导流能力。实验结果见表1、2。

表1 气体导流能力损害实验结果表

支撑剂	铺置浓度 (kg/m ²)	初始 K_w ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	损害后 K_{w1} ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	RK_{w1} (%)	S_w (%)
1 [#] 陶粒	10	200.0	93.7	46.9	21.6
1 [#] 陶粒	5	124.0	56.1	45.2	22.1
2 [#] 陶粒	10	187.1	65.5	35.0	36.1

表2 液体导流能力损害及解堵实验结果表

初始 K_w ($\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$)	损害后 RK_{w1} (%)	LX 解堵后 RK_{w2} (%)	$\frac{RK_{w2}}{RK_{w1}}$	压裂液
100.4	47.4	90.3	1.91	胍胶压裂液
84.6	39.5	88.5	2.24	无聚合物压裂液

实验结果表明,压裂液对支撑剂充填层导流能力损害比较严重,气测导流能力保持率(RK_{w1})在35.0%~46.8%;水测导流能力保持率(RK_{w1})在39.5%~47.4%,均在50%以下。采用LX解堵剂解堵,使导流能力保持率(RK_{w2})增加1.91~2.24倍,解堵效果非常明显。

对支撑剂充填层气体导流能力而言,造成导流能力下降的因素除压裂液残渣和支撑剂破碎产生的微粒运移外,液体滞留是气体导流能力损害的重要因素之一。

实验证明^[1],压裂液破胶程度越不完全,在相同返排率或液体饱和度下,气体导流能力保持率越低。在气层压裂返排过程中,未破胶压裂液有机基团对导流能力影响很大,是产生支撑裂缝气体导流能力损害的主要原因之一。

加入压裂液助排剂,能提高支撑剂充填层液体返排率,加速液体返排。加入后,有利于液体返排效

率的提高,助排剂使用在低流量下效果较明显,在过高流量下返排,液体反排效果增加不再明显,相反会造成充填层微粒运移,反而使导流能力保持率有一定程度降低,因此助排剂使用也有一定限制。

四、结论及建议

(1)川西地区蓬莱镇组和沙溪庙组储层属于低渗致密敏感性储层,具有水敏、速敏、碱敏和应力敏感,除碱敏属中—弱等损害程度外,水敏、速敏和应力敏感性属于中—强程度,其中蓬莱镇组表现更为强烈,具有强烈的水敏和速敏,是引发地层损害的潜在因素。

(2)液体滞留将引发储层岩石和支撑裂缝气相渗透率急剧下降,产生“水锁”损害。产生液体滞留的原因主要与地层流动压力和压裂液破胶程度直接相关。使用助排剂将有助压裂液液体的返排,减少液体在支撑剂充填层和储层中的滞留,有利气相渗透率和导流能力的提高。

(3)目前现场使用的压裂液对川西地区储层和支撑充填层均存在损害,损害原因除地层潜在的敏感损害因素外,还与压裂液残渣形成的滤饼,未完全破胶的有机胶团以及液体滞留引起的相渗透率下降等有关。使用助排剂技术和压裂液损害解堵技术,能有效降低和解除由此而引发的地层损害。

(4)针对不同地区和储层应加强压裂液地层损害和解堵工艺研究,在施工过程中应控制压裂液滤失和微粒引入,特别是应加强对现有降滤剂改进研究,选用新型特殊材料作降滤剂,使其能达到后期能被解堵处理目的,从而提高压裂增产效果。

参 考 文 献

- 林启才.川西地区加砂压裂增产措施中地层损害研究.石油大学(北京)硕士学位论文,2004
- 王鸿勋,张士诚著.水力压裂设计数值计算方法.北京:石油工业出版社,1998:70~77
- 林启才.影响川中八角场香四低渗气层改造的损害因素.天然气工业,1997;17(5):35~39
- 王世谦,罗启后等.四川盆地西部侏罗系天然气成藏特征.天然气工业,2001;21(2):1~8
- 张宁生等.低渗天然气气层损害机理探讨.西安石油学院学报(自然科学版),2002;17(3):15~18
- Bennion D B *et al.* Formation damage processes reducing productivity of low permeability gas reservoirs. SPE 60325

(收稿日期 2005-05-08 编辑 韩晓渝)