

[引著格式] 李自平. 标准层套损集中区的异常现象成因与防控措施 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2015, 37 (11+12): 54~58.

# 标准层套损集中区的异常现象成因与防控措施

李自平 (中石油大庆油田有限责任公司第一采油厂, 黑龙江 大庆 163001)

**[摘要]** 大庆油田萨中开发区套管损坏 (以下简称套损) 情况严重, 特别是嫩二段底部标准层的套损, 具有平面集中、时间集中的特征, 存在较多套损集中区域, 套损规模已经严重影响了油田的正常生产。通过对集中区内油水井异常现象的分析得出, 标准层套损井的异常现象与标准层油页岩进水密切相关。氧活化测井、地层压力、封隔器找漏、标准层泄压、干扰试井、井间示踪剂测试等数据证实, 集中套损区的标准层内已经形成大面积、高压、连通性极强的快速流动通道。通过地层静压力资料分析得出, 集中套损存在较大的区域间地层压差, 标准层进水和区域间地层压差是套损集中区形成的重要因素。针对套损集中区的成因, 提出控制标准层进水和保持压力平衡的套损预防措施并应用于南一区西部, 集中区内套损得到了有效控制。

**[关键词]** 标准层; 套管损坏; 套损机理; 萨中开发区

**[中图分类号]** TE358.4      **[文献标志码]** A      **[文章编号]** 1000-9752 (2015) 11+12-0054-05

萨中开发区套管损坏 (以下简称套损) 情况严重, 截止到 2014 年 7 月底, 萨中开发区总井数 17685 口, 累计发现套损井 5524 口, 拔不动井 404 口, 其他井 213 口, 合计 6141 口, 累计套损率 31.4%, 已经严重影响了油田的生产。统计结果显示, 集中套损层位集中在嫩二段底部的油页岩标准层, 占总套损井数的 42.1%。标准层套损具有平面分布集中、发生时间集中的特点, 萨中开发区共有 9 个套损集中区, 套损集中区总面积 38.34 km<sup>2</sup>, 区域内套损井 2325 口, 其中标准层套损井 2095 口, 占该部位套损井总数的 90.1%; 每个套损集中区一般在 3~5 年内集中形成, 与区块的注采调整、地层压力不均匀及油页岩进水密切相关。

以往研究认为, 剪切套损是由于地层进水后泥岩蠕变诱发<sup>[1,2]</sup>, 大庆油田采取相应措施后, 发现泥岩膨胀和蠕变理论还存些疑点, 现场应用效果并不理想<sup>[3,4]</sup>。相关研究已证实, 标准层岩性为油页岩, 层内化石含量越多, 电阻率尖峰值越高, 标准层泥岩因富含钙质而坚硬, 又因化石沿层理面密集分布而具有薄弱面, 具有硬岩性弱界面特性, 层间具有水平弱结构面, 抗拉强度低<sup>[5~12]</sup>。集中区套损形态主要以剪切变形和剪切错断为主, 标准层套损集中区的形成与标准层油页岩进水和区域间地层压力有关<sup>[13~17]</sup>。

笔者通过分析集中套损区内水井异常注水和油井异常见水、见聚现象, 结合中子氧活化测井、地层压力、封隔器找漏、标准层泄压、干扰试井、井间示踪剂测试、套损集中区内外地层压力差异等资料和数据, 研究集中套损区异常现象和成因, 得出标准层集中套损区形成机理, 提出标准层套损防控措施并开展应用。防控措施实施后, 集中套损区的套损趋势得到控制。

## 1 标准层套损现象

### 1.1 标准层套损井的异常现象

标准层集中套损区形成后, 区域内部分标准层错断井出现了注采异常, 注水井和采油井体现出不同状况。

1) 标准层套管错断的注水井注入异常现象 标准层套管错断的注水井在日配注量不变的条件下, 注入压力短期内突然异常下降。例如, 南一区某水井 W1 井, 2008 年 3 月正常注水时油压 13.73 MPa,

**[收稿日期]** 2015-06-11

**[基金项目]** 中国石油天然气集团公司重大工程专项 (2013E-3807)。

**[作者简介]** 李自平 (1961-), 男, 工程师, 现主要从事油田套管损坏防控工作, lizp\_a@petrochina.com.cn。

2008 年 4 月发现注水异常: 在日注水量  $86\text{m}^3$  不变的情况下, 油压突然下降到  $10.92\text{MPa}$ 。2008 年 6 月开展查套作业时, 发现油管拔不动, 经铅模打印证实, 该井标准层位置套管剪切错断。分析认为: 标准层套损后, 注入水直接通过错断口进入标准层内, 导致注入量不变情况下注入压力异常下降。

2) 标准层套管错断井的油井含水率突变或异常见聚 标准层套管错断井的采油井在短时间内突然含水率大幅度增加或采出液含高浓度聚合物。例如中区东部 2 口高台子井网采油井 P1 井、P2 井, 1985 年 6 月 2 口井日产油分别为  $5.1\text{t}$  和  $15.0\text{t}$ , 含水率为  $6.0\%$  和  $1.1\%$ ; 于 1985 年 7 月发现含水量变化异常, 产油量分别变为  $10.8\text{t}$  和  $1.3\text{t}$ , 含水率迅速提高为  $79.3\%$  和  $95.3\%$ 。随后证实, 2 口井均在标准层发生剪切套损。

又如, 2012 年南一区西部某采油井 P3 井在作业施工过程中, 发现采油井井口压力较高, 放压溢流的流量较大, 溢流液黏度极高, 测得井口溢流液聚合物含量  $1245\text{mg/L}$ , 与注入浓度相当。随后证实该井在标准层部位套管错断, 高压溢流来自标准层套管错断口, 后期排查发现异常见聚合物井附近存在标准层错断的聚驱注入井。

## 1.2 集中套损区内标准层进水现象

通过标准层错断井异常现象的分析认为, 标准层错断的注入井将高压流体注入至标准层内, 高压流体使标准层内产生水平裂缝并形成“浸水域”, 在标准层内形成大面积的高速流动通道。油井标准层错断后, 标准层内这些高压流体通过错断口进入井筒。以往和新开展的作业、测试参数可以证实标准层进水和层内高速流动通道窜流的观点。

1) 中子氧活化测井找漏 中子氧活化测井是查找注入水流向的测试方法, 套损集中区异常注水井中子氧活化测井资料表明, 部分井注入水大量流入标准层, 随后证实套管在标准层错断。例如, 南一区某水井 W2 井 2011 年 2 月发现注水压力变化异常。2011 年 3 月 28 日进行中子氧活化测井找漏测试。测井解释为, 油管内流量  $79\text{m}^3/\text{d}$ , 油管底以下套管内流量  $57\text{m}^3/\text{d}$  流入地层, 剩下  $22\text{m}^3/\text{d}$  注入水沿油套环空向上流动, 上窜至  $905\text{m}$  后环空流量开始直线减少, 至  $770\text{m}$  降为 0。这说明  $770\sim 905\text{m}$  间套管与地层间存在通道, 注入水通过该通道进入地层。随后经查套证实, 该井在  $882.0\text{m}$  的油页岩标准层部位套管错断。该项测试证实, 注入水通过套管错断口进入嫩二段油页岩标准层。

2) 集中套损区内标准层压力 套损集中区形成后, 个别更新井或新聚驱井在钻遇标准层时发现标准层压力极高, 发生异常井涌。例如南一区某更新井 W3 井, 2007 年 7 月 22 日钻至深度  $770\text{m}$  (标准层) 发生井涌, 钻井液密度由  $1.32\text{g}/\text{cm}^3$  降至  $1.06\text{g}/\text{cm}^3$ , 井口发生溢流现象, 7 月 25 日将钻井液密度提至  $1.77\text{g}/\text{cm}^3$  后实施测井, 解释结果为: 标准层异常高压, 压力为  $13.72\text{MPa}$ , 超过静水柱压力  $5.97\text{MPa}$ 。又如, 中区某新钻聚驱井 P4 井, 2012 年 4 月 17 日钻井过程中测 SFT 小层压力, 发现嫩二段底油页岩标准层异常高压, 地层压力为  $10.35\text{MPa}$ , 超过静水柱压力  $3.61\text{MPa}$ 。然而在集中套损区形成前和集中套损区以外, 标准层并不是高压层。这说明集中套损区内标准层的异常高压必然与标准层进水密切相关。

3) 封隔器找漏及标准层泄压 集中套损区内部分注水井发生异常注水后, 采用封隔器上下封堵, 管柱内部加压方式查找异常注水段, 如过管内试压发现压力降, 说明封堵段存在异常漏失。例如, 南一区注水井 W4 井, 2011 年 11 月注水异常, 怀疑标准层套管错断关井, 其北侧的标准层错断油井 P5 井发现异常见聚。对标准层套管错断注水井 W4 井采用封隔器找漏作业, 找漏测试压力  $12.0\text{MPa}$  (高于标准层破裂压力  $0.15\text{MPa}$ ), 标准层段日吸水量  $10.0\text{m}^3$ 。这一资料也证实注入水通过套管错断口进入标准层。

为了测试标准层含水量, 降低集中套损区内套损风险, 对于已经证实标准层错断井或报废井、低效井标准层射孔进行泄压。例如, W4 井在证实标准层套管错断后, 利用封隔器封堵油层井段, 对标准层部位泄压, 初期日产液量高达  $25\text{m}^3$ 。2012 年 2 月 27 日, 对错断井 W4 井工程报废, 报废 15 日后 P5 井日产液量下降。又如, P6 井采油井 2012 年 2 月 3 日发现标准层套损, 与 2012 年 3 月 20 日对油层注水泥报废。2013 年 4 月 19 日射开  $285\sim 286\text{m}$  和  $390\sim 391\text{m}$  嫩四段 (套管地层环空与标准层连通), 对标准层泄压, 泄压第一日产液  $24\text{m}^3$ , 随后日产液量逐渐下降, 泄压 20d 累计产液量  $266\text{m}^3$ 。标准层泄

压资料证实，套损集中区标准层内流体压力极高，且含水量较多。错断井泄压后，邻近标准层错断的生产井产液量下降，证实油井的异常见水、见聚来源于标准层。

4) 干扰试井 干扰试井通过改变注入井压力，使地层压力发生变化，在观察井测量压力改变来分析地层连通情况。1986年9月，标准层错断的W5井激动注水测试，井口注入压力10.5MPa，持续8h，随后井口注入压力7.0MPa，持续6h，如此反复交替。附近检测井J1并未钻至W5井的射孔层位，然而J1井在W5井高压注入6h后井底压力逐渐升高，连续升高8h达到12.94MPa，随后井底压力回落，回落4h后又继续升高，最高达到15.1MPa。分析认为，J1井压力变化与W5井激动测试有关，说明W5井与J1井连通。然而J1井并未钻至W5井的射孔层位，说明注入水很可能是通过W5井嫩二段错断口进入标准层，随后流入J1井。干扰试井资料证实，标准层错断井之间存在压力连通。

5) 井间示踪监测 井间示踪监测方法通过向注入井注入示踪剂段塞，在观察井中测量不同时间示踪剂含量与变化来分析井间连通性。在标准层错断的注水井注入示踪剂，在附近标准层套损井很快探测到了示踪剂。例如，2013年4月在南一区W6井、W7井注入不同示踪剂，如图1所示。

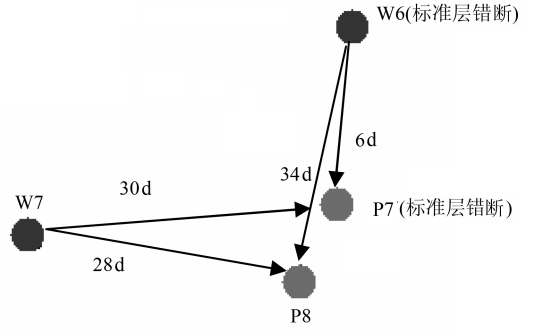


图1 井间示踪剂测试井位图

W6井和P7井同为标准层错断井，W6井注入示踪剂仅6d，其南侧距离83m的P7井即见示踪剂，推进速度13.9m/d（渗透性极高的葡Ⅱ油层组地层推进速度一般为4.5m/d）；而南侧距离121m的P8井检测到示踪剂时间为34d，推进速度3.56m/d。W7井不是标准层错断井，P7井、P8井见W7井示踪剂时间分别为30d和28d，两井无明显差异。井间示踪监测证实标准层错断井间存在窜流，标准层内部存在快速通道。

### 1.3 区域间压差

区域间地层压力差异较大是标准层集中套损区的另一个特征，统计结果显示，油田成片套损发生在大的开发调整期间，萨中开发区成片套损区都发生在钻井降压、成片转抽、注采系统调整等大的调整之后，进一步研究发现，标准层成片发现期间，在套损区内外都存在着较大的区域间压差。表1为萨中开发区集中套损区内外压差与套损集中区形成时间对比。

套损区和周边区域平均地层压力差超过约1MPa后，标准层集中套损区即开始形成，压力变化时间与发现套损时间密切相关。

表1 萨中开发区集中套损区内外压差统计表

相关套损区	开发影响因素	平均地层压力变化情况			发现套损时间	
		压力变化时间	套损区/MPa	周边区/MPa		内外压差/MPa
中区东部西区	钻降时间过长、压力下降大	1983.04~1985.10	-1.16	-0.12	-1.04	1985.05
		1996.06~1996.11	-1.16	-0.03	-1.13	1996.11
南一区乙块	注采系统调整、压力升幅大	1996.09~1998.09	2.24	0.34	1.90	1998.09
中区西部北一区断西	井网加密、加密区升压	1994.12~1996.12	1.82	0.45	1.37	1995.12
		1996.05~1996.12	1.55	0.46	1.09	1996.11
北一区断东	油井限产关井、注水井未停	1996.09~1998.06	1.82	0.40	1.42	1997.12
南一区西西块	水井滞后投注、空白期低压	2007.06~2008.06	-1.09	0.52	-1.61	2008.03

## 2 标准层套损成因

嫩二段底套损主要取决于地质因素即内因和开发因素即外因，外因通过内因而起作用，标准层套损是两者相互作用的结果。

区域间的孔隙压力差异导致油层及上覆地层的不均匀形变是诱发弱结构面剪切套损的主要外因，油

田开发过程中区域的注采失衡，导致产生区域间地层孔隙压差出现，使油层厚度变化产生差异，上覆地层因此出现区域间不均匀升降和变形，变形量达到一定程度后，地层变形聚集的弹性能量，在标准层弱结构面释放形成剪切错动，大量损坏油水井套管。另一方面，标准层的注入水压力破坏油页岩弱结构面，使油页岩层面错动的极限降低，更易于出现套损；同时，高压水的作用使油页岩进水层面之间发生变形和剪切，使套损加剧，套损区无法稳定。标准层套损存在 2 个循环：①区域间注采压力失衡产生区域间压差，使油层厚度变化不均匀，产生层间错动，造成标准层剪切套损；②标准层剪切套损形成后，由于注水井套损发现不及时，高压水流入标准层，进一步扩大套损范围。

第 1 个循环为大循环，是由于区域间注采压力失衡导致套损，形成套损后即出现第 2 个小循环，扩大套损范围。在实际生产中，若不能控制诱发套损的 2 个循环，套损就会持续发生。

### 3 标准层套损集中区防控措施

2 个标准层套损循环中，既要控制油页岩高压进水，也要控制注采压力失衡或两者兼顾；其中切断油页岩高压进水源头，显然更为直接和高效。

#### 3.1 控制标准层进水

标准层进水通道除了错断口，有关资料还证实套管丝扣不严、水泥环—地层界面固井质量差、报废井报废不彻底也是标准层进水的原因。为了控制标准层进水，需要从以下方面入手。

1) 控制高风险注水井，杜绝错断井误注水 提高套管保护系统密封率，确保油管悬挂器、油管丝扣和套管保护封隔器 3 个关键部位无刺漏；治理高套压注水井，治理顺序是嫩二段底部套损修复井、套损区、零散井和 5 年以上未动管柱井。

强化注水井资料的录取，关注油压、套压和日注水量的变化，严禁注水异常井继续注水；强化零散区注水井排查：对新发现标准层套损井周边 300m 以内的注水井实施控注、排查，及早发现异常情况；强化已修复注水井筛查：每年对标准层整形修复井、密封加固修复井，测找漏剖面筛查隐患井。

2) 强化完井过程质量监督，控制套管丝扣漏失 固井前对套管串试压：保证水泥环与地层胶结面完整；射孔前对套管串试压，保证注水前套管未漏失；新投注水井 1 个月内进行全井吸水剖面找漏，筛查非油层吸水，防止注入水通过丝扣直接进入标准层。

3) 优化开发调整及完井工艺，提高固井质量 钻降关井，调查地层压力差异，减小层间干扰；固井段采用黏砂套管，提高水泥环与套管的结合强度；控制固井水泥浆密度，保证固井水泥固化后的强度；固井过程中同井场采油井关井，保证压力稳定。

4) 强化注水井实施工程报废 若标准层套损井报废不彻底，由于更新注水井距离较近，更新井注入水通过地层到达报废井井底后的压力仍然较高，注入水可通过报废井的标准层错断口进入地层。按照“油层不出，层间不窜，断口不漏，地面不冒”的工程报废标准要求，对新出现的工程报废注水井实施报废，降低水窜风险；对有落物未彻底工程报废的注水井实施再治理，消除水窜风险；对无法彻底工程报废的注水井，不再侧钻新井眼或更新利用。

#### 3.2 控制区域间压力差异

区域间地层压力差异是标准层集中套损区形成的主要根源。为此，制定区域间压力差异控制方法如下。

1) 从开发方案源头控制压力差异 开发布井方案采用面积井网，确保注采井均匀分布，避免行列井网的注水井高压区与采出井低压区形成压差带；调整方案规定的压力控制界限，确保在执行各类开发调整方案时，严禁压力变化速度和地层压力水平超限、失控。

2) 在开发调整过程中控制压力差异 在执行各类开发调整方案时，注意执行方案的井区或区块地层压力变化速度 ( $0.5\text{MPa/a}$ )、地层压力不超过原始地层压力、与相邻井区或区块间压力差异变化不超限 ( $0.8\text{MPa}$ )，关注正常开发区块压力系统变化，缩小区域间地层压差在安全界限内。

### 4 套损防控应用效果

标准层套损集中区防控方案制定后，2013 年 10 月应用于南一区控制标准层套损。选取集中套损区

内的 27 口井，集中区边缘 13 口井况清楚的油水井，定点监测套损区稳定状况。2013 年 10 月和 2014 年 4 月进行了 2 轮查套，检测结果表 2 所示。

未采取防控措施时前 5~6 个月内，集中区内 27 口井套损 6 口井，全为标准层套损井，套损率 22.2%；集中套损区边缘 13 口井套损 2 口，全为标准层套损井，套损率 15.38%。采取笔者提出的防控方法后 5~6 个月内，集中套损区内 21 口井套损 2 口井，1 口未标准层套损井，1 口其他层位套损井，套损率由 22.2% 下降到 9.52%；集中套损区边缘 11 口井套损仅 1 口（在嫩二段泥岩层位套损），套损率由 15.38% 降为 9.09%。可见，套损防控措施实施后，集中套损区套损趋势得到控制，集中区内部趋于稳定，边界没有外扩。

表 2 选取的 40 口井在不同时期套损检测情况

区域	套损情况	2013 年 4~6 月	2013 年 10~11 月	2014 年 4 月
		查套情况	(采取防控措施前) 第 1 次监测	(采取防控措施后) 第 2 次监测
集中套损区内	未套损	27	21	19
	标准层套损	0	6	7
	其他层套损	0	0	1
集中套损区边缘	未套损	13	11	10
	标准层套损	0	2	2
	其他层套损	0	0	1

### 5 结论

- 1) 标准层套损集中区内水井压力异常下降，油井异常见水、见聚现象与标准层进水有关。注入水通过标准层错断口进入地层，通过油井错断口进入油井井底时是导致这一现象的原因。集中套损区的标准层内已经形成了大面积、高压、连通性极强的快速流动通道。
- 2) 标准层套损集中区成因既有油页岩抗剪强度低、易发生层面滑动的地质因素，也有区域间压差推动、油页岩高压浸水的润滑和憋压的开发因素；两者均是标准层套损的源动力。
- 3) 标准层套损防控要以控制套损动因为主线，即围绕“缩小区域间孔隙压差、切断油页岩进水源头和对高压浸水域泄压”进行。防控措施实施后，南一区套损趋势得到控制，集中区内部趋于稳定，边界没有外扩。防控措施应用效果较好。

### [参考文献]

[1] 胡博仲, 徐志良. 大庆油田油水井套管损坏机理及防护措施 [J]. 石油钻采工艺, 1998, 20 (5): 95~98.

[2] 刘建中, 周胜民, 李自平, 等. 油田套管损坏的压力与压差联合作用机制 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28 (2): 97~99.

[3] 吴恩成, 闫铁. 大庆油田嫩二底标准层化石层引起套管损坏机理分析 [J]. 大庆石油学院学报, 2007, 31 (2): 38~41.

[4] 吴庆超. 南一区西部区块套损治理对策及效果分析 [D]. 大庆: 东北石油大学, 2012.

[5] 李连平, 康红庆, 姜贵璞, 等. 杏北开发区套损成因机理新认识及套损综合防治技术 [J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26 (1): 83~87.

[6] 周晓玲, 郭雷, 李自平, 等. 萨中开发区注聚区块套管损坏原因 [J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 21 (4): 44~45.

[7] 刘合, 刘建东, 卓胜广, 等. 大庆油田嫩二成片套损的地质控制因素 [J]. 石油学报, 2006, 27 (5): 135~138.

[8] 刘丽萍, 殷建平, 游迎东. 应用荧光显微图像技术判断油页岩是否进水的的方法 [J]. 大庆石油地质与开发, 2005, 24 (S1): 107~108.

[9] 张熙翔. 浅谈嫩二底油页岩标准层进水判别与控制技术 [J]. 内蒙古石油化工, 2013, 39 (9): 98~99.

[10] 李连平. 杏北地区嫩二段标准层成片套损与地质特征关系研究 [D]. 大庆: 大庆石油学院, 2008.

[11] 丛玉森. 萨中开发区嫩二底油页岩进水与套损关系研究 [J]. 内蒙古石油化工, 2014, 40 (5): 131~133.

[12] 李清忠. 大庆油田嫩二段底部成片套损地质因素研究 [D]. 大庆: 大庆石油大学, 2006.

[13] 魏秋菊, 高敏. 南一区乙块套管损坏控制措施研究 [J]. 断块油气田, 2007, 14 (5): 72~73.

[14] 李进旺, 刘文剑, 裴建亚, 等. 围岩流变对套管载荷的影响分析 [J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26 (4): 81~83.

[15] 陆蔚刚, 李自平, 刘建忠, 等. 油田套损信息管理系统存在的问题及对策 [J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 26 (6): 79~81.

[16] 胡博仲, 徐志良. 大庆油田油水井套管损坏机理及防护措施 [J]. 石油钻采工艺, 1998, 20 (5): 95~98.

[17] 王婷婷. 大庆油田南一区西部套损防控方法研究 [J]. 长江大学学报 (自科版), 2014, 11 (26): 96~98.