

◀ 南方海相专题 ▶

# 川东北地区井漏特点及承压堵漏技术难点与对策

刘四海<sup>1</sup> 崔庆东<sup>2</sup> 李卫国<sup>3</sup>

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 德州石油钻井研究所, 山东 德州 253005; 2. 中国石化石油工程西南公司 四川钻井分公司, 四川 德阳 618000; 3. 中原石油勘探局 钻井三公司, 河南 濮阳 457001)

**摘 要:**川东北地区地层裂缝和孔洞发育, 且以纵向裂缝为主, 漏失层位多, 钻井过程中经常发生井漏, 同时由于两个或多个压力系数相差较大的地层并存于同一裸眼井段, 钻开高压气层前的承压堵漏及固井施工前的承压堵漏工作难度大, 周期长。分析了目前国内外堵漏技术的机理, 提出了有效解决川东北地区井漏的处理方法和堵漏措施, 包括: 严把设计关, 合理设计井身结构、水泥浆密度和地层承压要求; 加强技术交流, 相互借鉴, 提高川东北地区的防漏堵漏和承压堵漏整体水平; 利用专业化公司, 采用堵漏新技术、新工艺, 提高堵漏成功率。以双庙 101 井和马 2 井为例, 介绍了川东北地区井漏的特征及相应的防漏、堵漏、承压堵漏技术措施, 并对该地区承压堵漏技术的发展提出了建议: 开发或引进抗压强度高于 12 MPa 以上、抗温高于 120 ℃ 的桥堵材料, 对承压要求高的多段漏失地层采用纤维水泥或膨胀性高强度可固化凝胶分段堵漏, 制定出适合不同井漏的堵漏施工方案和工艺技术等。

**关键词:**井漏; 堵漏; 承压能力; 川东北地区

**中图分类号:** TE28 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2008)03-0020-04

川东北地区是我国目前发现的碳酸盐岩储层物性最好的区域之一, 有着丰富的天然气资源, 但由于受喜山期大巴山推覆作用的影响, 形成了许多断裂带和褶皱, 地层孔隙、裂缝、溶洞发育, 钻井过程中经常发生井漏, 同时由于两个或多个地层压力系数相差较大的地层并存于同一裸眼井段, 钻开高压气层前的承压堵漏及固井施工前的承压堵漏工作难度大, 周期长<sup>[1-4]</sup>。例如双庙 101 井在 1 002.51 ~ 2 657.92 m 井段分别进行了 15 次桥塞堵漏、9 次水泥堵漏和 3 次膨胀性可固化材料堵漏, 堵漏周期达 75 d, 也没有达到钻井设计中地层承压系数达 1.8 的要求。井漏不但损失钻井液, 增加钻井成本, 而且钻井时间延长, 更严重的是会引起井喷井塌等井下复杂情况或事故, 甚至造成井眼报废, 造成巨大的经济损失<sup>[5-8]</sup>。为此, 笔者在分析川东北地区井漏分布规律、井漏特点及承压堵漏技术难点的基础上, 结合目前国内外堵漏技术现状, 提出了有效解决该地区井漏的技术措施。

## 1 川东北地区井漏特点

由于受山前挤压和推覆作用的影响, 川东北地区地层裂缝发育<sup>[4]</sup>, 在钻井过程中, 几乎每个构造上均发生过漏失, 但相对来说, 普光外围构造(如双庙、

老君、大湾、雷北、铁北等构造)、通南巴和鄂西渝东构造漏失较为严重, 毛坝、元坝构造漏失较少。普光构造由于在陆相地层全面推广应用了空气钻井技术, 加上对地层压力的逐渐熟悉, 采用的钻井液密度和固井水泥浆密度更为合理, 井漏次数明显较少。

除了毛坝、元坝构造漏失较少外, 其它构造漏失均较为严重, 且从表层遂宁组到完钻层位茅口组, 几乎每个层位都发生过井漏, 但漏失程度不尽相同。陆相地层的漏失主要发生在表层的遂宁组、上沙溪庙组 and 下部井段的须家河组、自流井组地层, 中部的千佛崖组地层漏失较少; 海相地层的漏失主要发生在飞仙关组地层, 长兴组、龙潭组和茅口组地层偶尔也发生井漏, 在钻开雷口坡组 2 段或嘉陵江组 2 段高压层之前进行承压堵漏时多发生井漏, 并多发生在双庙、金溪、河坝、马路背和黑池梁构造。固井施工前进行承压时发生的井漏主要发生在老君、河坝和清溪构造的技术套管井段, 大湾构造的产层井段等。川东北地区各层位井漏发生次数如图 1 所示。

**收稿日期:** 2008-03-03

**作者简介:** 刘四海(1963—), 男, 1987 年毕业于长春地质学院探矿工程专业, 高级工程师, 一直从事钻井液技术与现场服务工作。

**联系电话:** (0534) 2670101

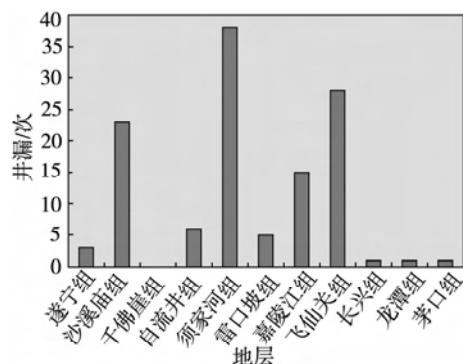


图1 川东北各层位井漏发生数量

## 2 防漏、堵漏和承压堵漏技术难点

**1) 地层裂缝发育,且以纵向裂缝为主,漏失层位多,漏失连续严重,堵漏工作困难** 例如金鸡1井露头地层为雷口坡组白云岩地层,地层裂缝、溶洞发育。该井钻至井深229.15 m,发生井漏4次,采用桥浆、水泥浆复合堵漏成功。用密度1.05 kg/L的钻井液钻至井深229.90 m时,放空0.60 m至井深230.50 m,井口失返,采用复合堵漏+胶质水泥、投泥球+胶质水泥、投木棒+胶质水泥和混凝土+胶质水泥等多种方法多次堵漏无效后强钻至设计井深355.39 m,下入表层套管。二开钻进中继续发生严重漏失,分别由西南石油大学、威科特等多家堵漏公司经过12次的凝胶、水泥堵漏,耗时3个多月,虽然堵住了1500 m以浅漏失地层,但继续钻进时又发生漏失,长期的堵漏停待迫使采用清水+钻井液强钻至井深2000 m下套管。该井一、二开井段(2000 m)共耗时6个多月,漏失钻井液73415.5 m<sup>3</sup>。

**2) 同一裸眼井段地层压力系数相差悬殊,钻开高压气层时地层承压要求较高,堵漏工作困难** 例如金溪1井钻至井深2300.45 m时,钻井液密度1.052 kg/L即发生漏失,而地质预告飞仙关组3段及茅口组产层压力系数分别为2.25和2.65,为此钻井设计要求钻开嘉2段产层前地层承压系数达到2.45以上,以防止下喷上漏复杂情况的发生。该井在井深2300.45 m处的一个含水漏层,先后由5家专业公司进行了长达75 d的承压堵漏,也没有达到承压系数2.45的钻井设计要求,地层承压系数最高仅为1.15。

**3) 气层压力与地层漏失压力之间窗口较窄,气层压稳和固井防漏之间矛盾突出,堵漏工作困难** 例如老君2井在井深3425.94 m用1.52 kg/L压

井液压井时就发生漏失,固井设计时却提出了承压系数达到2.00的要求,导致承压堵漏工作失败,后承压系数降为1.75,中原油田钻井研究院采用凝胶进行承压堵漏一次成功。

## 3 防漏、堵漏和承压堵漏技术措施

### 3.1 堵漏机理分析

国内外学者通过几十年的不断研究摸索,提出了9大类堵漏方法<sup>[9]</sup>,分别为静止堵漏、桥接堵漏、高失水堵漏、暂堵材料堵漏、化学堵漏、无机胶凝物质堵漏、软硬塞堵漏、复合堵漏、套管或膨胀管堵漏等,但归纳起来,就其堵漏机理而言,可以分为以下4种:

**1) 稠浆堵漏** 通过增加漏失浆液的粘度、切力,增加漏失浆液在漏失通道的流动阻力,达到平衡堵漏的目的。如静止堵漏、无机凝胶堵漏等。

**2) 桥塞堵漏** 通过架桥材料在近井壁或进入地层内部一定深度的喉道处先堆积、桥接形成桥梁,纤维材料构成拉筋,小颗粒材料填充逐渐形成泥饼,阻止漏失浆液的进一步进入。如桥接堵漏(核桃壳、云母、棉籽壳等)、高失水堵漏(PCC、HALS、DL-93、HHH)、暂堵材料堵漏(PB-1、DF-1)、非渗透材料堵漏(KSY、LCP2000)、复合堵漏(FDL-1)、膨胀材料堵漏(海带)和软硬塞堵漏(水泥、膨润土)等。

**3) 化学固结堵漏** 将堵漏浆液挤入漏失通道内一定深度后,堵漏浆液逐渐凝固、形成胶塞,将漏失通道封堵。如水泥堵漏、可固化凝胶堵漏和脲醛树脂堵漏等。

**4) 套管或膨胀管等管具封隔** 先强行钻穿漏层后下入套管或膨胀管等管具对漏层进行封隔。

由各种堵漏方法的堵漏机理可以得出:

1) 稠浆堵漏对无明显承压要求、漏失较小的微裂隙漏层较为有效,对于漏失严重或裂缝发育或有一定承压要求的漏层效果很差。

2) 桥塞堵漏对于漏失通道特征比较清楚且承压小于6 MPa的漏层比较有效。因为目前的桥堵材料基本上是以核桃壳为主,而核桃壳在水溶液里或钻井液中浸泡1 d后的抗压强度仅为6.22 MPa,为此建议采用单一的桥浆堵漏其承压要求最好不要超过6 MPa,否则应从架桥材料的抗压强度上认真论证优选。

3) 对于化学固结材料堵漏,在室内试验充分、施工工艺合理的情况下,抗压强度可达12 MPa。目前

的可固化化学堵漏材料抗压强度多在 14 MPa 以内,在受钻井液或地层水的影响下,其抗压强度多在 12 MPa 以内。水泥固化后抗压强度虽然较高,但施工前必须做好水泥浆的流变性、强度、防收缩、疏水性和稠化试验,在保证能够挤入漏层一定深度的情况下,又能够在漏失通道内及时滞留并与地层良好胶结,否则堵漏效果难以保证。而且用水泥堵漏一次的工作量不亚于一次固井作业,施工周期长、难度大。

4)套管封隔受井身结构和套管程序的限制,很少采用;膨胀管封隔在漏失层位比较清楚、漏失井段比较短的情况下实施效果较好。

### 3.2 主要技术措施

1)依靠专家,严把设计关,合理设计井身结构、水泥浆密度和地层承压要求,防止井漏发生。

2006 年 10 月份之前,普光气田项目管理部提出固井一条线的工作思路,即全部采用密度 1.90 kg/L 的水泥浆进行固井施工,导致承压堵漏工作困难,且固井时经常发生井漏,水泥浆返高不够。后来经过专家论证,采用了双密度固井,即上部井段采用 1.40~1.60 kg/L 的低密度水泥浆固井,气层及气顶以上 200 m 井段采用密度约 1.90 kg/L 的常规水泥浆密度固井,既保证了固井质量,又减轻了承压堵漏工作的难度。

2)加强技术交流,相互借鉴,提高川东北地区的防漏堵漏和承压堵漏整体水平。

目前在川东北地区参与堵漏施工的 10 家公司,可以说代表了国内堵漏技术水平,每家公司的堵漏技术都有其优点,也存在不足,通过技术交流,特别是与国外公司的技术交流,可以取长补短,相互借鉴,提高整个川东北地区的防漏堵漏技术水平。川气东送建设工程指挥部成立以来,先后组织了多次堵漏技术交流,分别对清溪 1 井、金溪 1 井、大湾 2 井、老君 2 井、马 2 井、双庙 101 井、河坝 101 井的井漏与承压堵漏情况进行了研讨,并提出了一系列合理化方案,如金溪 1 井、双庙 101 井井身结构的变更,大湾 2 井、老君 2 井、马 2 井、双庙 101 井承压要求的重新论证等,每口井的堵漏施工少走了许多弯路,最终促进了该地区防漏、堵漏和承压堵漏技术水平的不断提高。

3)选用专业化公司,采用堵漏新技术、新工艺,提高堵漏成功率。

由于川气东送建设工程指挥部组织了多次堵漏

技术交流,对整个川东北的井漏情况和相关公司的技术水平与特点有了一个全面的了解,针对不同井漏情况和承压要求,提出相应的堵漏方案,指定专业化公司施工,提高了堵漏成功率。如老君 2 井技术套管固井前的承压堵漏和双庙 101 井井深 2 061.4 与 2 071.6 m 处严重漏失井段的承压堵漏,分别指定了中原钻井院与泰尔公司采用凝胶堵漏和膨胀性可固化材料堵漏,均一次堵漏成功。

## 4 典型井例

### 4.1 双庙 101 井

双庙 101 井位于四川盆地川东断褶带黄金口构造带双庙场构造上,设计井深 4 237 m。按照设计要求,在进入雷口坡组 2 段高压气层前,将上部裸眼井段地层的动态承压能力提高到当量钻井液密度 1.75 kg/L 以上。而该井在 1 361.9~2 655.62 m 井段使用密度 1.17~1.20 kg/L 的钻井液钻进即发生漏失,若按设计要求计算,2 061.4 和 2 655.62 m 漏层处井筒内动液柱压力与地层漏失压力之间的压差应分别为 11.956 和 14.600 MPa,已经超出了一般堵漏材料的抗压能力(12 MPa),加上裸眼井段又长,承压堵漏工作困难,成功概率较小。若采用可固化材料进行承压堵漏,堵漏墙的抗压强度可以达到 14.6 MPa 以上。

该井采用桥浆、水泥、HALS、KSY 和可固化凝胶等方法承压堵漏,耗时 78 d 才将井深 2 083 m 以浅井段的地层承压能力提高到当量钻井液密度 1.75 kg/L,而以深井段的承压能力仍未达到设计要求,最后经过研究决定提前下入  $\phi 273.05$  mm 技术套管。

### 4.2 马 2 井

马 2 井为四川盆地川东北通南巴构造带马路背构造的一口预探井,设计井深 5 937 m。该井在钻开嘉陵江组 2 段之前的地层承压系数设计为 2.21,经过多次堵漏没有成功后,根据邻井马 1 井的实钻资料,研究论证后将地层承压系数降为 2.10。

根据发生井漏的井深 4 251.51 m、钻井液密度为 1.74 kg/L 计算,承压系数分别达到 2.21 和 2.10 时,漏层处的压差分别达到 19.98 和 15.30 MPa,可见采用常规的堵漏材料和工艺进行承压堵漏很难获得成功。为此该井采用纤维水泥进行承压堵漏。在模拟井下压力和温度的情况下,水泥石的

24 h 抗压强度高达 24.60 MPa,远大于地层承压系数达到 2.10 时要求的堵漏墙强度 15.30 MPa。该井承压堵漏成功。

## 5 结论及建议

1)加强对钻井地质的认识,准确确定地层压力系数。同时加强钻井、固井和钻井液等不同工作者之间的技术交流,在井身结构、水泥浆密度、流变性、顶替速率和地层承压之间寻找一个合理的结合点,设计的地层承压附加值最好不要超过地层漏失压力 12 MPa,以降低承压堵漏工作的难度。

2)建议开展对国内外现有堵漏材料和施工工艺的评价研究,开发或引进抗压强度高于 12 MPa 以上、抗温高于 120 ℃的桥堵材料,以满足高承压井和严重漏失堵漏工作的要求。

3)对于承压要求大于漏层压力 12 MPa 以上的多段漏失地层,若受井身结构或套管层次限制,可采用纤维水泥或可膨胀、高强度、可固化凝胶分段进行堵漏,但必须做好其流变性、强度、防收缩、疏水性和稠化试验,且保证在纤维水泥浆稠化前,纤维水泥浆堵漏浆液能够进入漏层一定深度,同时加强施工工

艺和配套设备的协调与研究。

4)成立堵漏专家组,针对不同的漏失情况,制定出详细的堵漏施工方案和工艺技术,同时加强对现场施工人员的堵漏技术培训工作,严格堵漏操作规程。

## 参 考 文 献

[1] 丁海峰,董明键,魏学成,等.河坝 1 井堵漏技术[J].石油钻探技术,2005,33(4):23-25.

[2] 郑有成,李向碧,邓传光,等.川东北地区恶性井漏处理技术探索[J].天然气工业,2003,23(6):84-85.

[3] 周世良,李真祥,陈仕仪,等.南方海相地区深井钻井技术的实践与认识[J].石油钻探技术,2005,33(5):72-76.

[4] 王维斌,马廷虎,邓团.川东宣汉一开江地区恶性井漏特征及地质因素[J].天然气工业,2005,25(2):90-92.

[5] 陈亮,王立峰,蔡利山,等.塔河油田盐上承压堵漏工艺技术[J].石油钻探技术,2006,34(4):63-66.

[6] 纪宏博,王冠军.冀东油田庄 8-1 井井漏的处理[J].石油钻探技术,1999,27(4):35-36.

[7] 江天云.江苏探区井漏特征及处理工艺[J].石油钻探技术,1995,23(2):32-34.

[8] 陈建平,张道成.塔河油田 S105 井承压堵漏技术[J].石油钻探技术,2004,32(2):65-66.

[9] 徐同台.钻井工程防漏堵漏技术[M].北京:石油工业出版社,1997.

# Circulation Loss Characteristics and Challenges and Measures to Plug under Pressure in Northeast Sichuan Area

Liu Sihai<sup>1</sup> Cui Qingdong<sup>2</sup> Li Weiguo<sup>3</sup>

(1. Dezhou Petroleum Drilling Research Institute, Petroleum Exploration & Production Research Institute, Sinopec, Dezhou, Shandong, 253005, China; 2. Sichuan Drilling Company, Petroleum Engineering Southwest Branch Company, Sinopec, Deyang, Sichuan, 618000, China; 3. Third Drilling Company, Zhongyuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang, Henan, 457001, China)

**Abstract:** Formation fractures and caves in Northeast Sichuan area and features are developed with mainly longitudinal fractures and a lot of thief zones, therefore, lost circulation occur frequently. In addition, plugging under pressure before drilling the high pressure gas zone and cementing operations are difficult and require long time resulting from different formation pore-pressures in one formation penetrated by one wellbore. In this paper, mechanisms of plugging techniques are analyzed in detail, measures to solve circulation loss and plug are proposed, including reasonable casing design, selection of cement slurry, determination of formation strength, enhancing technology exchange, employing novel plugging technologies and professional company, etc. Wells Shuangmiao-101 and Ma-2 are introduced to illustrate the circulation loss prevention, plugging, and plugging under pressure in Northeast Sichuan area. The suggestions are provided, including developing or using lost circulation materials suitable for pressures over 12MPa, temperatures over 120 ℃, using high-pressure fiber cement and expandable high-strength cured gels for formation with higher pressure requirement, determining proper plugging procedures and techniques for different lost circulation.

**Key words:** lost circulation; lost circulation control; resistance to pressure; Northeastern Sichuan area