

非常规条件下超深漏失井尾管固井作业

——以云安 002-7 井为例

马勇¹ 姚坤全¹ 付华才² 陈敏³ 刘德平²

1. 中国石油西南油气田公司工程技术与监督部 2. 中国石油川庆钻探工程公司川东钻探公司 3. 中国石油川庆钻探工程公司

马勇等. 非常规条件下超深漏失井尾管固井作业——以云安 002-7 井为例. 天然气工业, 2012, 32(9): 71-73.

摘要 四川盆地东部云安厂构造云安 002-7 井 $\varnothing 177.8$ mm 尾管固井集超深井、大斜度井、高压气井和窄安全密度窗口于一身。 $\varnothing 215.9$ mm 井眼段经长时间、多次堵漏, 消耗了大量钻井液 ($1\,418.1\text{ m}^3$), 仍未达到常规固井作业的不溢不漏、通井畅通、井眼清洁等要求, 已难提高井筒承压能力。井眼状况表现出漏层多且位置不确定、液面不在井口、气层多、钻井液密度高 (1.80 g/cm^3)、裸眼段长 ($2\,538.28\text{ m}$) 且井眼轨迹复杂等特点。为此, 针对下套管过程中的出口不返、不具备分段循环条件、无法排后效、尾管悬挂器可能提前坐挂等技术难点, 采取了针对性的下套管作业防阻卡、保水眼畅通以及正注反挤工艺保环空水泥浆对接等三大技术措施, 确保了尾管安全顺利下至设计井深。测井解释结论表明: $\varnothing 215.9$ mm 井眼段的高压气层得到了有效封固, 固井质量可满足下一步安全钻井作业需要。该井 $\varnothing 177.8$ mm 尾管固井的成功为今后类似复杂气井固井作业提供了有力的技术支持。

关键词 非常规 超深漏失井 尾管固井 井口失返 正注反挤 四川盆地东部 云安厂构造

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2012.09.016

常规固井技术规范要求下套管固井前, 井眼应具备不溢不漏、通井畅通、井眼清洁等条件。然而云安 002-7 井实际工作中 $\varnothing 215.9$ mm 井眼段经 33 d、11 次堵漏, 消耗了大量钻井液, 付出了高昂的成本代价, 井眼也难以满足上述常规固井技术要求。继续开展提高井筒承压能力工作存在风险大, 甚至可能导致更恶劣的工程风险。为此, 在充分认识井下情况的基础上, 实施非常规技术固井不失为一种好的方法, 云安 002-7 井就是一口采用非常规技术固井的典型案例。

1 云安 002-7 井 215.9 mm 井眼情况

云安 002-7 井是中国石油西南油气田公司在四川盆地东部地区云安厂构造所钻的一口开发井, 2010 年 2 月 23 日开钻, $\varnothing 215.9$ mm 井眼钻达石炭系顶井深为 $6\,619\text{ m}$, 钻井液密度达 1.80 g/cm^3 , 实钻井身结构和井斜随井深变化关系分别见图 1、2。该井在井深 $4\,400\text{ m}$ 和 $5\,300\text{ m}$ 侧钻了 2 次, 井身轨迹复杂, 井底井斜达 60° 、水平位移 $1\,540\text{ m}$, 井下钻具阻卡严重。

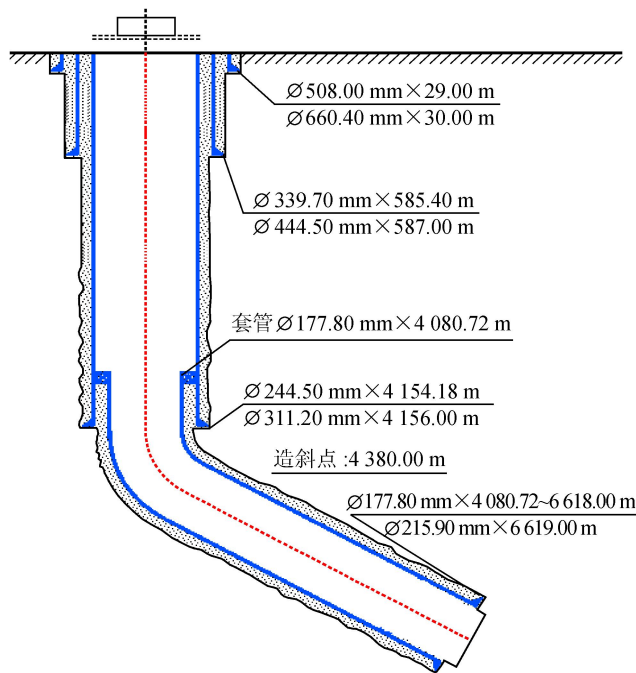


图 1 云安 002-7 井井身结构图

作者简介: 马勇, 1982 年生, 博士, 从事钻井方面的科研和技术管理工作。地址: (610051) 四川省成都市府青路一段 3 号。电话: (028) 86011237。E-mail: my09@petrochina.com.cn

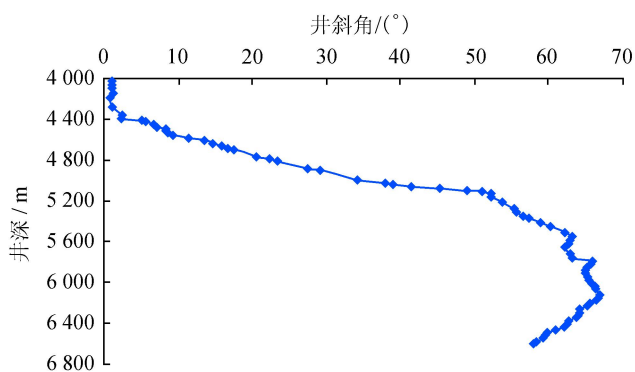


图2 Ø215.9 mm 井眼井斜角随井深变化图

本井钻井时在上二叠统长兴组、下二叠统栖霞组等多个层位发生井漏,漏失钻井液 513.3 m³。分别在不同井深采用 13%~18% 浓度桥浆进行了 11 次堵漏作业,共耗时 33 d,使用堵漏浆 266.1 m³,漏失钻井液 1418.1 m³。仅有第 6、9、10 次堵漏作业收到一定效果,第 6 次堵漏作业后液面明显上升,在套管鞋内循环不漏。根据理论计算,堵漏桥浆覆盖了整个 Ø215.9 mm 裸眼井段。固井前上提钻具至管鞋静止 4 d 后,

静液面位置恒定(0~280 m),下光钻杆至井深 528 m 出口见返,在管鞋以上多次循环不漏,充分说明漏层漏失压力恒定。

2 固井难点

本次 Ø177.8 mm 尾管固井集超深井、大斜度井、高压气井、长裸眼段和窄安全密度窗口于一身,若套管无法下至设计井深,则无法封固高压气层,第 5 次开钻正常压力系数的石炭系产层面临采用高密度钻井液钻进,钻进时压差卡钻、井漏和污染储层的可能性大大增加;若再采用小一尺寸套管封固高压气层,则石炭系产层已无更小钻头钻进,无法达到钻探目的。该井主要固井难点如下:

1) Ø215.9 mm 井眼情况复杂,存在多个漏层,多数漏层位置不清,且漏层漏失压力敏感,固井作业时极易发生井漏,水泥浆返高难以保证^[1]。

2) 该井井下摩阻大,经堵漏后单扶通井下钻能顺利下到井深 6 315 m 无阻卡(表 1),下套管前未进行电测和三扶钻具模拟套管刚度通井,套管到位难度很大。

表 1 云安 002-7 井通井摩阻情况统计表

井深/m	钻具悬重/t	上提摩阻/kN	下放摩阻/kN	划眼扭矩/kN·m	排量/L·s ⁻¹	泵压/MPa
6 360.00	201	540	290	20~23	23~25	21~22
6 360.00	199	500	240	20	23	21
6 428.31	202	600	320	23~28	23	22
6 445.00	202	680	320	25~30	23	22~23
6 619.00	202	680	320	30	23	22~23

3) 多次堵漏作业残存了大量堵漏材料,且高密度钻井液长时间静置后极易在井壁形成虚厚滤饼,井眼清洁程度差,下送尾管过程中井壁刮削物、堵漏材料和虚厚钻井液滤饼易导致水眼和环空发生堵塞;因井漏和地面储备钻井液有限,不具备长时间分段循环疏通井眼的条件,增加了卡套管和循环通道堵塞的风险。

4) 钻井作业时在长兴组、龙潭组、栖霞组、梁山组多个层位出现气侵和气测异常,井深 6 300~6 619 m 井段因井漏未能充分循环,存在一定程度后效,固井作业时易发生气窜^[2],井控风险高。

5) 该井为大斜度定向井、裸眼段长、井斜角大,套管居中度低,水泥浆易窜槽,顶替效率无法保证。

6) 若下送尾管遇阻,开泵疏通水眼或循环时易憋泵,高压尾管悬挂器可能提前坐挂。

3 采取的固井技术措施及效果

3.1 防下套管阻卡,确保套管下到位的技术措施

1) 下送尾管控制好下放速度,每根套管控制在 30 s,送入钻杆每柱控制在 90 s,进入井深 5 400 m 以后每柱钻杆控制在 100~120 s,平稳操作,严禁猛提、猛放、猛刹,缓慢匀速下放,预防压力激动诱发井漏。

2) 下送尾管遇阻,不可硬压,上提无明显挂卡时,可采取逐级加大下压吨位方式进行处理,每次下压吨位增加量控制在 50 kN。

3) 采用加长引鞋引导套管下入,合理安放套管扶正器和引导环,提高套管居中度,保证套管顺利下入。井深 5 080~6 619 m 井段每 2 根套管安放 1 只 Ø205 mm 螺旋刚性扶正器,未安放扶正器的套管上加入

Ø195 mm 引导环,之上井段每 3 根套管安放 1 只扶正器。

4)尾管进入井深 4 500 m 以后,每下 5 柱钻杆小排量循环灌浆一次,缩短灌浆时间,灌浆过程中活动钻具,防套管黏卡。

3.2 自始至终保证水眼畅通的措施

1)下送尾管时分段开泵疏通环空,破坏钻井液胶凝结构,控制排量 6~8 L/s,泵压 7 MPa 以内,避免过高压力波动诱发井漏和高压悬挂器提前坐挂。

2)下套管摩阻明显增大时,小排量开泵下冲水眼和疏通环空。

3)下套管过程中使用灌浆帽灌钻井液,每下 40 根套管灌浆 1 次,每下 12 柱钻杆灌浆 1 次,同时确保实际灌入量大于理论灌入量,下送尾管时必须监测记录好灌入量和返出量,并保证灌入钻井液的清洁度,防止堵水眼。

3.3 采取正注反挤,确保套管环空水泥浆对接,尽可能避免“糖心弹”的技术措施

1)下套管前、尾管送至设计井深后、正注施工前、反挤施工前采用液面监测仪监测钻具内和环空静液面,为固井作业提供参考依据。

2)正注采用两凝加砂水泥浆^[3](密度 1.88 g/cm³),两凝界面 5 900 m,缓凝水泥浆封固 4 600~5 900 m 井段,快干水泥浆封固 5 900~6 618 m 井段,缓凝水泥浆返至明确的主漏层,尽可能避免反打出现“糖心弹”。正注水泥浆出套管鞋后,实施精确反计量,密切关注井口返出量以判断井下漏失情况。

3)正注完毕后,起钻至喇叭口以上 300 m,待快干水泥浆初凝后立即关井进行反挤作业,确保反打通道畅通。反挤前先反灌清水至井口,并试挤钻井液求取反挤施工参数,根据井下漏失和试挤情况确定水泥浆量,反挤水泥浆封固喇叭口至井深 5 900 m,并考虑 150 m 上水泥塞,保证环空水泥浆对接。

4)反挤时严格控制套压,密切观察井口返出和套压变化情况。该井Ø244.5 mm 套管固井后历时一年多的钻进作业,不可避免存在一定程度的磨损,套管抗内压强度的 70% 为 43.75 MPa,按钻井液密度 1.80 g/cm³ 计算套压应控制在 10.5 MPa 以内。

5)井深 6 360 m 电测井温 117 ℃,水泥稠化试验温度定为 102 ℃。考虑到水泥浆下行至不同漏层,分别开展 80 ℃、90 ℃、100 ℃ 下的稠化实验,根据水泥浆下行距离判断水泥浆凝结状态,水泥浆基本性能见表 2。

表 2 现场水泥浆基本性能表

水泥浆类型	密度 /g·cm ⁻³	流动度 /cm	游离液含量	稠化时间 /min		实验条件
				40 Bc	100 Bc	
缓凝水泥浆	1.88	22	0	390	404	102 ℃×85 MPa×66 min
快干水泥浆	1.88	22	0	152	160	102 ℃×85 MPa×66 min
反挤水泥浆	1.88	22	0	155	162	90 ℃×80 MPa×66 min
				98	103	100 ℃×85 MPa×66 min

3.4 固井质量

候凝 48 h 后探得上塞塞厚 231.22 m,下塞塞厚 407.25 m,上下塞位置均与实际施工注替量吻合。套管试压合格,电测解释固井质量合格率虽然仅为 55.04%,但高压气层上部有连续的井段固井质量合格,且优质井段超过 30 m,能有效封隔高压气层,满足了下步安全钻井作业需要。

4 认识及建议

1)固井作业前必须制订周密的技术方案,并根据现场工况及时调整工艺措施和施工参数,从而保障固井作业安全顺利进行。

2)下送尾管时必须精心操作,遇阻时不可猛提猛放,应根据起下钻摩阻情况进行操作,开泵疏通水眼和逐级加大下压吨位方式可保证套管顺利下至设计井深。

3)下套管时必须确保水眼畅通,具备注水泥固井条件。

4)正注反挤作业前应详细分析漏层情况,严格控制正注水泥浆返高,确保反挤通道畅通,并加大水泥浆量保证正注反挤水泥浆对接,从而有效提高环空封固质量。

5)尾管固井作业一定要控制好水泥浆稠化时间,减少候凝过程中水泥浆漏失,以提高层间封隔质量。

参 考 文 献

[1] 李毅,柳世杰.漏失井注水泥工艺[J].天然气工业,1996,16(5):37-40.
[2] 李福德,曾毅.川东地区固井技术[J].天然气工业,2003,23(1):47-49.
[3] 陆长青.AT21X 井 177.8 mm 尾管固井技术研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(4):169-172.
(修改回稿日期 2012-07-02 编辑 凌 忠)