

川东北复杂压力体系气井固井技术

周仕明, 曾义金

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

[摘要] 川东北地区普光、河坝、元坝等区块的海相天然气藏勘探取得了重大突破, 该地区目的层埋藏深, 地层压力和温度高, H_2S 和 CO_2 含量高, 属“三高”气田。陆相和海相地层有多套压力系统, 长封固段和小间隙是固井工艺面临的主要挑战, H_2S 和 CO_2 对气井长期安全造成威胁。2006 年以前川东北探井的技术套管和生产套管固井的一次合格率仅为 80% 和 72%。通过研究应用胶乳防腐防气窜水泥浆体系, 紧密堆积高密度防气窜水泥浆体系, 正注反挤工艺和分段压稳模型设计环空液柱结构等体系和工艺技术, 固井质量较 2006 年前有大幅度提高。普光气田固井质量合格率 100%, 优良率达到 90%, 为普光气田顺利投产供气提供了保障。

[关键词] 复杂压力; 小间隙; 气窜; 漏失; 胶乳; 分段压稳

[中图分类号] TE256 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2010)10-0050-06

1 前言

四川盆地是我国主要的天然气产区, 近几年在四川盆地的海相飞仙关组和长兴组地层发现了高产天然气, 相继发现了普光、河坝、龙岗、元坝等区块构造。海相气藏埋藏深, 体现“三高”特征, 即高温、高压和高含硫^[1]。这些因素给海相气井的固井带来了极大的挑战, 如固井后防止气窜, 水泥环在酸性气体条件下的长期稳定性等。很多固井技术难题面临的挑战都是世界级的。国内没有可借鉴的高含硫气田固井的技术工艺、水泥浆体系。川东北地区的主要固井难点有:

1) 气层压力高, 温度高, 气窜危险性大。普光气田气层压力达到 60 MPa, 温度 120 ~ 130 °C, H_2S 含硫高达 15%。元坝地区井底温度超过 160 °C。经过计算, 该地区气层的潜气窜因子均大于 5, 气窜危险程度中等偏强。

2) 漏失和压稳矛盾^[2]。金溪 1 井 146.1 mm 尾管固井时钻井液密度高于 2.08 g/cm^3 时发生井涌, 而低于 2.06 g/cm^3 则会井漏, 安全密度窗口只有 0.02 g/cm^3 。固井过程中由于入井水泥浆密度低于设计密度 2.08 g/cm^3 , 实际环空液柱当量密度低于

2.06 g/cm^3 , 导致水泥浆到位后即发生井涌。最后采用关井憋压候凝才避免事故发生。又如双庙 1 井 146.1 mm 尾管固井后有气体从悬挂器喇叭口窜出, 声幅测井质量较差。其原因是钻井液密度 2.13 g/m^3 , 而水泥浆密度只有 2.14 g/m^3 , 水泥浆与钻井液密度差过小, 水泥浆静胶凝强度增长产生失重, 使水泥浆柱不能压稳气层, 发生气窜。

3) 高含 H_2S 和 CO_2 。普光气田的 H_2S 含量达 15%, CO_2 含量达 8%^[2]。酸性气体对水泥环的长期稳定要求高^[3~5], 如果水泥环密封失效引起毒性气体泄漏, 对油井安全和周围人民群众生命财产安全带来极大隐患。

4) 定向井水平井提高居中难度大。普光气体的开发井以定向井和水平井为主, 水平位移都在 1 000 m 以上, 套管在斜井段和水平段难以居中, 影响水泥浆顶替效率。

5) 长封固段和窄间隙影响顶替效率和诱发漏失。川东北地区技术套管目前普遍采用技术套管封固陆相地层, 并进入雷口坡组, 套管鞋深度在 3 600 ~ 4 500 m。套管本体环空间隙只有 20 mm, 接箍的环空间隙则不到 15 mm, 元坝地区的 146.1 mm 尾管环空间隙

[收稿日期] 2010-07-26

[作者简介] 周仕明(1972-), 男, 安徽和县人, 高级工程师, 研究方向为深井超深井固井技术; E-mail: zhousm@sripe.cn

9.5 mm^[1],这么小的环空间隙不能加套管扶正器,套管无法居中,顶替效率不能保证。此外,在小间隙内流体循环压耗大,易诱发地层漏失,P103-2,P204-2和普光10等井技术套管固井发生漏失。

2 水泥浆体系研究

2.1 防腐蚀防气窜水泥浆体系研究

针对元坝地区超深井防气窜固井技术需求,开展了高温胶乳水泥浆体系性能实验,优选了DC200抗高

温胶乳和防酸性气体腐蚀添加剂 DC206。DC200 胶乳颗粒直径 150 ~ 200 nm,能够充填水泥石孔隙,降低渗透率。且胶乳颗粒具有弹性,并可聚结成膜,具有良好的防气窜能力。抗 CO₂, H₂S 腐蚀剂 DC206 具有火山灰活性^[6,7],能够与 Ca(OH)₂ 反应生产低碱且稳定的硅酸盐物质^[8,9],对酸性不敏感。强度养护温度为 170 °C,失水和稠化实验温度为 140 °C,防腐蚀效果见表 1,水泥浆实验结果见表 2。

表 1 抗腐蚀剂 DC206 腐蚀实验结果

Table 1 The test result of anti-corrosion additive DC206

腐蚀类型	水泥浆配方 (实验温度 160 °C, 时间 21 d)	强度/MPa			渗透率/mD	
		未腐	腐后	变化率/%	前	后
CO ₂ 腐蚀	API G + 3.5 % DZS + 12 % DC200 + 35 % 硅粉 + 15 % DC206	16.33	19.51	+19.44	0.380	0.353
	API G + 3.0 % DZS + 12 % DC200 + 35 % 硅粉 + 17 % DC206	9.07	19.05	+110	0.592	0.390
H ₂ S 腐蚀	API G + 2.5 % DZS + 12 % DC200 + 35 % 硅粉 + 20 % DC206	26.08	26.9	+3.14	0.279	0.299
	API G + 2.0 % DZS + 12 % DC200 + 35 % 硅粉 + 30 % DC206	16.9	26.34	+55.86	0.364	0.316

表 2 胶乳水泥浆体系抗高温性能实验

Table 2 The high temperature properties of latex slurry

项目	技术指标	实验结果
高温高压失水 (140 °C × 6.9 MPa)/mL	≤ 50	39
稠化时间 min (140 °C × 110 MPa)/min	> 160	175 (缓凝剂 0.8), 308 (缓凝剂 1.3)
防气窜性能	要求	未发生气窜
抗压强度 (170 °C × 24 h × 21 MPa)/MPa	≥ 14	23.6
渗透率/mD	≤ 0.15	0.12
自由液/mL	≤ 1.0	0
六速黏度计读数		287/171/123/69/8/6
配方组成: G 级水泥 + 硅粉 + 稳定剂 + DC200 + 分散剂 + 缓凝剂 + 防腐剂 DC206 + 消泡剂 + 水		

通过实验结果可看出,胶乳水泥浆具有良好的抗高温性能,在 170 °C 条件下,具有水泥浆失水低、强度高且不衰退,初始稠度较低,稠化时间易于调节,曲线走势平稳,后期稠化过渡时间短,实现直角稠化,有利于防止环空油气水窜。该水泥浆体系具有良好的高温高压流变性能和较低渗透率,气窜模拟实验结果气窜量为 0 mL,没有发生气窜。

2.2 高密度防气窜水泥浆体系研究

应用颗粒级配技术,提高水泥混合的堆积密度。合理的颗粒大小分布和紧密堆积,可使材料的孔隙度大幅度下降^[10]。紧密堆积理论以颗粒级配技术为依托,把不同级别大小的颗粒放在一起,实现良好的孔隙充填,并相应提高颗粒间的范德华力,从而提高了水泥浆的综合性能。

水泥和加重剂的混合物可以看成是连续尺寸颗粒的堆积,可以利用 Gaudin - schutzmann 粒度分布方程来进行加重水泥体系的紧密堆积设计^[2]。

$$Y = 100 \left[\frac{D}{D_L} \right]^m \quad (1)$$

式(1)中:Y 为小于粒度 D 的含量,% ;D_L 为颗粒中的最大粒度,μm; m 为模型参数,研究表明 m 在 0.3 ~ 0.5 时有最佳的堆积率。

通过对比,赤铁矿粉是比较理想的加重材料,室内优选了不同目数比重 5.0 的赤铁矿粉,规格有 200,500,800 目和 1 200 目。通过紧密堆积设计,水泥浆的粒度分布见图 1。从图 1 可看出,实际粒度分布曲线与理想紧密堆积颗粒分布曲线的拟合性较好,水泥浆基本达到紧密堆积状态。

优选了一种新型预胶联的液态成膜防气窜降失水剂 FSAM-J, 作为高密度水泥浆的主剂, 并优选相应的分散剂、膨胀剂和缓凝剂, 表 3 为不同配方和不同密度的水泥浆综合性能。

水泥浆综合性能指标达到: 流型指数 n 值大于 0.7; API 失水小于 50 mL/6.9 MPa 30 min; 24 h 高温抗压强度大于 14 MPa, 稠化时间在 240 ~ 360 min 间可调, 各项性能指标满足固井要求。密度指标超过合同要求。水泥浆性能系数均小于 3, 具有较强的防气窜能力。

表 3 紧密堆积高密度水泥浆综合性能

Table 3 The properties of tightly packed heavy slurry

序号	密度 /(g·cm ⁻³)	流变性能			API 失水 /mL	稠化时间 /min	过渡时间/ min	水泥浆性 能系数	强度/ MPa
		剪切读数	n	K					
1	2.25	226/150/75/7/5	0.783 5	0.749 9	21	166	7	1.05	17.91
2	2.25	216/148/77/11/8	0.765 7	0.828 2	19	266	10	1.07	20.02
3	2.3	151/102/53/6/4	0.930 9	0.228 3	16	240	15	1.44	18.02
4	2.4	181/112/60/9/7	0.910 4	0.290 1	15	302	15	1.20	21.2
5	2.5	244/165/83/12/7	0.824 2	0.539 0	18	244	18	1.93	22

2.3 高抗挤空心玻璃微珠低密度水泥浆体系优选^[11]

由于普光气田海相气层破裂压力较低, 只有 1.70 g/cm³ 左右当量泥浆密度, 而且安全窗口较窄, 容易发生漏失。其产尾管固井不能采用单一密度水泥浆固井, 而应采用低密度与常规密度结合的复合液柱结构。常规的低密度材料漂珠不能满足井底压力超过 40 MPa 的需要, 因为在此压力下, 漂珠会发生破碎, 使水泥浆密度升高, 水泥浆增稠, 同样会压漏地层。而固井时环空水泥浆漏失不仅会造成返高不够, 而且由于液柱压力降低还会诱发气窜。而其他低密度体系如粉煤灰体系的综合性能不能满足普

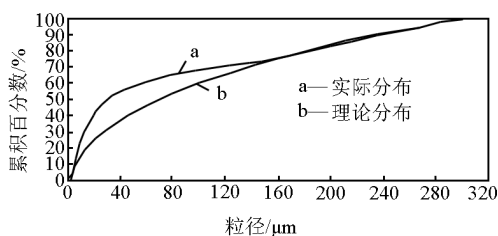


图 1 紧密堆积的最优颗粒分布

Fig. 1 The most optimized particle distribution of tight pack

光气田固井规范的要求。

为此优选了具有高抗挤能力的高抗挤空心玻璃微珠作为减轻剂。高抗挤空心玻璃微珠是一种白色中空密闭的正球形、粉沫状的超轻质填充材料。其真实密度在 0.12 ~ 0.60 g/cm³ 之间, 粒径在 15 ~ 135 μm 之间。主要成分是碱石灰硼硅酸玻璃, 不溶于水, 化学性质稳定。其低密度水泥浆性能见表 4。

3 新技术新工艺

为提高普光气田固井质量, 制定一系列有针对性工艺技术, 提高井眼清洁, 压稳和防漏效果, 以及提高顶替效率等。

表 4 高抗挤低密度水泥浆综合性能

Table 4 the slurry properties with high strengthen glass microballoon

序号	密度/ (g·cm ⁻³)	温度 /°C	流变性能 600/300/200/100/6/3	105 °C 强度 24 h/MPa	稠化(过渡)时间 /min	析水 /mL	API 失水 /mL	施加 120 MPa 后密度
								/(g·cm ⁻³)
1	1.65	93	243/142/104/58/4/3	22.5	220(8)	0	36	1.66
2	1.60	93	176/100/73/40/3/2	14.8	326(5)	0	32	1.61
3	1.62	93	288/179/136/82/10/7	17.2	276(6)	0	31	1.623
4	1.61	93	265/155/110/57/5/4	18.9	302(8)	0	26	1.615

3.1 防气窜分段压稳模型设计技术

防气窜的前提是环空液柱能够压稳气层。水泥浆到环空静止后, 静胶凝强度随水泥的水化反应开始增长, 静胶凝强度阻止液柱压力的传递, 造成水泥

浆“失重”。当作用于地层的浆柱压力降低到低于地层压力的某一时刻, 油气水就会逐渐进入环空间隙。解决环空气窜主要从两方面: 一方面尽量保持环空液柱压力始终大于地层压力, 另一方面增加水泥浆

的流动阻力,减缓气体在水泥浆中的运移来弥补水泥浆柱压力的降低。水泥浆是非常典型的非流动流体,有很强的静切力,所以不管是否在稠化的状态下,水泥浆都会产生胶凝失重。根据水泥浆的水化状态,分段计算胶凝失重,结果会更接近实际情况。基于这种考虑,提出了对水泥浆进行分段分析,根据不同段的水泥浆的水化状态,来计算静胶凝强度发展的临界值,然后计算各段的静液柱压力损失,累积后计算水泥浆液柱对气层的压稳系数。新型分段气窜预测模式不仅能够比较真实的预测固井后环空气窜的可能性,而且能够指导防气窜固井压稳设计,避免过压稳或欠压稳。

水泥浆柱的分段失重压力计算公式如下:

1) 领浆最大失重 P_{ls}

理想的套管环空水泥浆静胶凝强度发展应该是尾浆的静胶凝强度在达到 240 Pa 时,领浆的静胶凝强度要小于 48 Pa,所以计算时按领浆的许可最大值 48 Pa 计算失重压力。故

$$\begin{aligned} P_{ls} &= \frac{SGS \cdot 4 \cdot l_{c1}}{D_h - D_p} \\ &= \frac{48 \times 4 \times l_{c1}}{D_h - D_p} \times 10^{-3} \\ &= \frac{0.192l_{c1}}{D_h - D_p} \end{aligned} \quad (2)$$

2) 尾浆最大失重 P_{ts}

尾浆静胶凝强度按 240 Pa 计算失重压力,故

$$\begin{aligned} P_{ts} &= \frac{SGS \cdot 4 \cdot l_{c2}}{D_h - D_p} \\ &= \frac{240 \times 4 \times l_{c2}}{D_h - D_p} \times 10^{-3} \\ &= \frac{0.96l_{c2}}{D_h - D_p} \end{aligned} \quad (3)$$

水泥液柱失重后最低的当量液柱压力是静水压力,所以当以上式计算的失重压力大于该段水泥浆的最初液柱压力时,失重压力以最初的液柱压力与静水压力之差来计算。即

$$P_{is} = (\rho_c \cdot l_{c2} - 1.0 \cdot l_{c2}) / 100 \quad (4)$$

3) 最终环空液柱压力 P_{fc} (MPa)

该压力为初始环空液柱压力(钻井液柱和水泥液柱压力之和)减去水泥浆液柱失重压力之差,即

$$\frac{\rho_c(l_{c1} + l_{c2}) + \rho_m l_m}{100} - (P_{ls} + P_{ts}) \quad (5)$$

将最终环空液柱压力被气层压力相除,如果商

大于 1 则表示压稳,小于 1 就会发生气窜。

以 303-2 井 177.8 mm 尾管固井为例,如果采用 1.50 g/cm^3 的领浆,其压稳系数只有 0.94,不能压稳气层。但如果把领浆密度换成 1.60 g/cm^3 ,则压稳系数可达到 1.07,可以压稳气层。

3.2 定向井水平井套管居中技术

普光气田开发井以定向井水平井为主,水平位移一般在 1 000 m 左右,套管在斜井段和水平段不易居中,很难达到规范规定的居中度不低于 67% 的要求。国内的直井和定向井下套管大多采用弹性扶正器,而在普光气田由于套管段长,套管重,如果采用弹性扶正器,其扶正力不能够确保套管顺利下入和居中。为此开展了刚性套管扶正器的调研和优选,并制定了优选原则:a. 其规格尺寸必须与普光气田三开井段 91/2" 井眼和 7" 套管匹配;b. 必须具有弧形外形和螺旋形翼片,能够产生旋流,提高顶替效率;c. 摩擦系数低,能够降低下套管阻力;d. 重量要轻。

普光气田在生产尾管固井中都应用了聚酯螺旋减阻刚性扶正器或铝合金刚性扶正器,经过软件计算确定扶正器安放间距,套管居中度达到 85% 以上,对保证固井质量起到了很好的作用。

3.3 正注反挤工艺

普光气田二开 $\phi 273.1 \text{ mm}$ 技术套管固井面临着一次性封固段长、地层承压能力低等技术难题,固井漏失的风险大,主要漏失层位在沙溪庙组。即使采用双级固井和低密度也不能解决漏失问题,通过实践“正注反挤”工艺措施,即首先按正常固井注入一次水泥浆,水泥浆返至漏层位置,然后从环空注入二次水泥浆,使水泥浆与一次水泥浆对接,实现对环空的全部封固。

“正注反挤”技术的关键是对漏层的准确判断和确定反挤的间隔时间,如果时间太长,进入漏层的水泥浆形成强度,反挤水泥不能进入漏层,而会挤入上层套管鞋下部地层或漏层上部的薄弱地层,造成大段的裸眼段漏封。通过分析,在普光气田第一次固井后 10 h 内完成反挤施工比较合适。“正注反挤”工艺在普光气田的 5 口井技术套管固井时应用,取得了良好的效果。

如 P203-1 井在 $\phi 273.1 \text{ mm}$ 技术套管下入过程中就发生漏失,固井时井口失返,由于事先就做好了“正注反挤”预案,正注立即开始返挤施工,经声幅测井监测,返挤水泥与第一次的水泥完整地衔接,

固井质量优良。

4 现场应用

分别在川东北地区的普光气田、河坝场构造和元坝构造应用了胶乳防腐防气窜和高密度防气窜水泥浆体系,很好地解决了“三高”气井固井难题。

4.1 D402-2H 井 177.8 mm 尾管固井

D402-2H 井是普光气田的一口水平开发井,完钻井深 6 158 m,垂深 5 243 m,最大井斜 88.05°,水平位移 1 288.53 m。钻井液密度 1.38 g/cm³,马氏黏度 70 S,初终切为 2 Pa 和 3 Pa。设计领浆为非

渗透体系(3 355.8~4 500 m),密度 1.60 g/cm³,尾浆 DC200 + DC206 防腐防气窜体系(4 500~6 156.5 m),密度 1.90 g/cm³,隔离液设计密度为 1.45 g/cm³。水泥浆组成见表 5。

固井施工过程正常,泵压平稳。共注入领浆 38 m³,尾浆 56 m³。施工领浆最高水泥浆密度为 1.65 g/cm³,最低 1.58 g/cm³,平均 1.61 g/cm³。尾浆最高水泥浆密度 1.93 g/cm³,最低 1.85 g/cm³,平均 1.90 g/cm³。

CBL/VDL 测井(见图 2)显示,本次固井质量综合评定为优质。

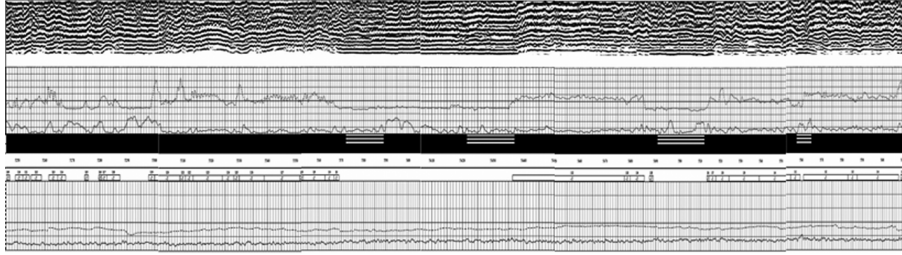


图 2 D402-2H 井 $\phi 177.8$ mm 尾管固井质量图

Fig. 2 The bond fig of $\phi 177.8$ mm liner of well D402-2H

4.2 河坝 2 井 $\phi 273.1$ mm \times $\phi 193.7$ mm 尾管固井

河坝 2 井是南方公司在河坝构场造上部署的一口重点探井,该井本次完钻井深 4 957 m,尾管段 3 198.25~4 955.76 m,重叠段长 155.08 m,尾管段长 1 757.51 m。钻井液密度 2.10 g/cm³,马氏黏度 93 S,初终切为 6 Pa 和 23 Pa。该井固井泥浆性能见表 6。

良好,其中主力气层段固井质量优。

表 6 河坝 2 井尾管固井水泥浆性能

Table 6 the slurry properties of liner of well Heba2

水泥浆性能	领浆	尾浆
密度/(g·cm ⁻³)	2.10	2.15
API 失水/mL	14	12
六速黏度计读数	177/89/62/34/6/5	210/113/77/43/8/6
稠化时间/min	340	163
24 h 强度	—	25.1
48 h 尾管顶部强度	21	26.7
自由液/mL	0	0

表 5 D402-2H 井 $\phi 177.8$ mm 尾管固井水泥浆性能

Table 5 The slurry properties of $\phi 177.8$ mm liner of well D402-2H

水泥浆性能	领浆	尾浆
密度/(g·cm ⁻³)	1.60	1.90
API 失水/mL	41	50
六速黏度计读数	230/138/100/54/6/4	95/50/35/21/6/4
稠化时间/min	422	285
密度高点稠化时间(+0.03 g/cm ³)/min	361	242
24 h 强度	—	25.1
48 h 尾管顶部强度	14.2	—
自由液/mL	0	0

通过不断实践,不断完善。普光气田固井生产技术方案日趋成熟。整个系统保持顺畅运转,有力地推动了固井质量的提高。自 2006 年主体工程开始到 2009 年底,已完井 39 口。2006 年固井合格率 100%,其中产层固井优良率 100%。2007 年固井一次合格率 96%,补救合格率 100%。其中表层套管固井合格率 100%;技术套管合格率 100%,优良率 80%;产层套管固井合格率 100%,气层优良率 78%。2008 年固井合格率 100%,产层固井优良率 90%。普光气田主体气井水泥环已经历完井、压裂

本次固井采用紧密堆积高密度防气窜体系,有效地解决了河坝 2 井高压气层固井难题,固井质量

酸化改造的检验,顺利投产。

5 认识与建议

通过探索和攻关,中国石化较好地解决了川东北地区“三高”气井的固井难题。普光高含硫气田是国内正式投入开发的第一个海相气田,许多情况都是第一次遇到,很多固井面临的挑战都是世界级的。通过不断摸索,创新与完善,形成了针对高含硫海相气田的配套综合固井技术。

1) 研究开发的胶乳防酸性气体腐蚀防气层水泥浆体系和高密度水泥浆体系能够有效地抑制高含硫高压气藏的气窜和保持在酸性气体环境下水泥环长期稳定。

2) 综合工艺措施结合水泥浆技术较好地解决了川东北复杂压力气井固井质量难题。

3) 普光高含硫气田综合固井技术为今后开发类似油气田提供了很好的借鉴作用

4) 随着四川地区天然气勘探的不断发展,固井技术面临的挑战将更多更难,需要不断地研究攻关和完善“三高”气井固井技术。

参考文献

- [1] 牛新明,张克坚,丁士东,等. 川东北地区高压防气窜固井技术[J]. 石油钻探技术,2008,36(3):10-15
- [2] 李真祥,王瑞和,高航献. 元坝地区超深探井复杂地层固井难点及对策[J]. 石油钻探技术,2009,38(1):20-25
- [3] 黄柏宗,林恩平,吕光明,等. 固井水泥环柱的腐蚀研究[J]. 油田化学,1999,16(4):25-29
- [4] 姚 晓. 二氧化碳对油井水泥石的腐蚀及其防护措施[J]. 钻井液与完井,1998,15(1):8-13
- [5] 姚 晓. CO₂对油井水泥石的腐蚀:热力学分析、腐蚀机理与防护措施[J]. 西南石油学院学报,1998,20(3):68-71
- [6] 周仕明,王立志,杨广国,等. 高温环境下 CO₂ 腐蚀水泥石规律的实验研究[J]. 石油钻探技术,2008,36(6):9-13
- [7] 郭志勤,赵 庆,燕 平,等. 固井水泥石抗腐蚀性能的研究[J]. 钻井液与完井液,2004,21(6):37-40
- [8] 郭志勤,赵 庆. 抗腐蚀水泥浆体系研究[J]. 石油钻采工艺,2005,27(B06):26-29
- [9] 马开华,周仕明,初永涛,等. 高温环境下 H₂S 气体腐蚀水泥石机理研究[J]. 石油钻探技术,2008,36(6):4-8
- [10] 周仕明,魏 娜,陈玉辉. 紧密堆积水泥浆体系的堆积率计算[J]. 石油钻探技术,2007,35(4):46-49
- [11] 周仕明. 优质高高低密度水泥浆体系的设计与应用[J]. 钻井液与完井液,2004,21(6):33-36

Cementing technology of gas wells with complex pressure on Northwest Sichuan

Zhou Shiming, Zeng Yijin

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101 China)

[Abstract] Great achievements had been made on gas exploration on northwest Sichuan province with successful discovery of gas structures such as Puguang and Heba and Yuanba etc. High temperature and high pressure and high H₂S are typical character of those gas fields. There have several sets of strata pressure systems in land sediment and sea sediment strata, and the most challenge of cementing job is long cementing section and thin casing annular, and high concentration of H₂S and CO₂ in gas reservoir will threaten the safety of gas wells. The fair rate of bond quality of intermediate casing cementing and production casing cementing is only 80 % and 72 % separately. By researching and applying Latex anti-corrosion and anti-gas migration slurry and tightly packed heavy anti-gas migration slurry along with techniques such as pump directly with injection opposite for intermediate casing cementing and sector-by-sector surcharging model for designing annular liquid column structure. The bond quality increase highly comparing those before 2006. Referring to Puguang gas field the fair bond is 100 % and good bond 90 %, which has provided safeguard for the gas field putting into production.

[Key words] complex strata pressure; thin annular; gas migration; prepermission; latex; sector-by-sector surcharging model