

Application of High Temperature, High Pressure, and Large Temperature Difference Cementing Technology in XX Well

Zhishuang Liao

Sinopec East China Petroleum Engineering Co., Ltd. Engineering Technology Company, Yangzhou, Jiangsu, 225000, China

Abstract

After the third opening of XX well, the polysulfide drilling fluid system was converted into a composite organic salt drilling fluid. The measured bottomhole temperature was 190 °C, and the well temperature at the return height of cement slurry was 86 °C. The gas logging instrument showed that the total hydrocarbon value during the drilling cycle was as high as 100%, and the energy release from the formation lasted for a long time. In addition, the well also faced cementing difficulties such as irregular wellbore diameter and high construction pressure. By comprehensively analyzing the numerous cementing difficulties existing in the well, combined with the composite organic salt drilling fluid system cementing technology and high-temperature deep well cementing technology, the “induced spray pressure reduction” and “annulus pressurization” bidirectional anti channeling technology were adopted, and efficient anti salt flushing fluid and non permeable anti high temperature and large temperature difference resistant cement slurry system were studied, successfully solving the cementing technical problems existing in the well. Through logging interpretation, the cementing quality of the well is excellent.

Keywords

organic salt drilling fluid; anti channeling technology; non permeable high temperature resistant and large temperature difference resistant cement slurry

高温高压大温差固井工艺在 XX 井的应用

廖知霜

中石化华东石油工程有限公司工程技术公司, 中国·江苏 扬州 225000

摘 要

XX井三开后将聚磺钻井液体系转换为复合有机盐钻井液, 实测井底温度190℃, 水泥浆返高处井温为86℃, 气测仪器显示完钻循环期间全烃值高达100%, 且地层能量释放持续时间长, 此外该井还存在井径不规则、施工压力高等固井难题。通过综合分析该井存在的众多固井难题, 结合复合有机盐钻井液体系固井技术和高温深井固井工艺, 采用“诱喷降压”及“环空加压”双向防窜工艺, 并开展了高效抗盐冲洗液和非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系研究, 成功解决了该井存在的固井技术难题, 经测井解释, 该井固井质量为优秀。

关键词

有机盐钻井液; 防窜工艺; 非渗透抗高温耐大温差水泥浆

1 引言

XX井为福山油田部署在老城镇才吉村一口高风险预探井, 该井完钻井深4492m, 存在诸多固井难点, 通过采用多种固井工艺, 顺利完成本井的固井施工。该井采用的固井工艺可为以后其他区块的高压高温大温差固井施工提供相关技术借鉴。

2 XX 井固井难点

2.1 有机盐钻井液的使用

该井完钻井深4492m, 稳斜段长达3000m, 且该井下部井段处于流二段, 该地层为易垮塌地层, 为防止钻进过程中下部井段出现垮塌、掉块现象的出现, 同时避免在稳斜段形成岩屑床造成开泵不畅、卡钻等复杂事故发生, XX井三开使用复合有机盐钻井液进行二次造壁及高粘携岩, 该钻井液特性: 钻井液粘度高、触变性强, 因此该钻井液体系易在井壁形成较厚的虚泥饼, 在此环境下, 水泥环与井壁易形成

【作者简介】廖知霜(1987-), 男, 中国四川遂宁人, 本科, 工程师, 从事固井工艺研究。

夹心层，影响水泥环封固质量^[1]。

2.2 井底温度高，同一封固段内上下温差大

XX 井完钻实测井底温度 190℃，设计水泥返高 1600m，返高处井温 86℃，封固段内上下温差高达 104℃，传统的抗高温耐大温差水泥浆很难同时满足顶部水泥浆超缓凝现象及底部水泥浆稠化时间满足安全施工需要。

2.3 地层流体活跃，防窜压力大，井径不规则，顶替效率低

该井完钻录井实测全烃值高达 100%，地层流体异常活跃，在此环境下水泥浆侯凝过程中地层流体极易侵入环空造成层间互窜，此外该井实测井径曲线显示该井井眼极不规则，为典型的“糖葫芦”井眼，注水泥过程中易形成宽窄流道，影响顶替效率和水泥环质量。此外，由于井深和封固段长等原因，替浆过程中出于安全降压考虑势必要逐步降排量替浆，此时更易发生水泥浆窜槽、污染等风险。

3 固井对策研究

3.1 高效冲洗抗盐前置液体系

XX 井由于采用复合有机盐钻井液体系导致井壁存在大量的虚泥饼及由于井眼不规则导致“大肚子”易滞留岩屑，且有机盐钻井液体系中的金属阳离子易与前置液发生沉淀反应，造成前置液性能恶化，因此前置液需具有高效清除虚泥饼及有效携带岩屑的能力，且必须具有很强的抗盐能力，因此以这三点

为优化前置液的出发点，优化后的前置液体系为：

10%WCH-2（抗盐表面活性剂）+10%WCH-8（加重隔离液）+2.0%XP-1（消泡剂）（密度 1.10g/cm³）

从表 1 可以看出该前置液在 65℃和 143℃时，其流变性能基本无变化，表现出优良的耐温差性能，而在这两种实验条件下也表现出优良的沉降稳定性，经过室内模拟实验从表 2 可以看出该冲洗液与井壁接触 5min 后虚泥饼及岩屑基本被冲洗干净，冲洗效率高达 98.3%^[2]。

3.2 高效冲洗抗盐前置液体系与水泥浆体系、钻井液体系相容性试验

为验证采用的隔离液与非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系、复合有机盐钻井液体系液面接触后，水泥浆及隔离液本身的流变性能是否受到影响，采集了五个混合样品经过室内实验读取了六速粘度值，得出了相对应的流性指数及稠度系数具体见表 3 及表 4。

从表 3 及表 4 的流性指数 n 及稠度系数 K 可以看出，随着高效冲洗抗盐前置液与在非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系、复合有机盐钻井液混合比例的提高其流性指数呈上升趋势、稠度系数呈下降趋势，表明该前置液与水泥浆或复合有机盐钻井液形成的混浆均具有良好的流动性能，由此可以看出所用前置液体系与该水泥浆体系、钻井液体系具有很好的相容性。

表 1 1.10g/cm³ 高效冲洗前置液流变及沉降稳定性

温度 /℃	φ 600	φ 300	φ 200	φ 100	φ 6	φ 3	沉降稳定性
65	65	43	29	15	6	3	静置 30min 无沉降
143	85	46	33	21	11	6	静置 30min 无沉降

表 2 1.10g/cm³ 冲洗液的冲洗效率

冲洗液	圆筒附件净重 W0/g	含原始泥饼圆筒质量 W1/g	冲刷 3min 圆筒质量 W3/g	3min 的冲洗效率 η 3/g	冲刷 5min 圆筒质量 W5/g	5min 的冲洗效率 η 5/g（%）
1.10 g/cm ³	193.0	197.0	—	—	193.8	98.3

表 3 隔离液与钻井液相容性试验

前置液：钻井液（%）	旋转粘度计读数						N/ 无量纲	K/Pa·sn
	600	300	200	100	6	3		
0:100	186	125	103	75	33	30	0.57	1.71
30:70	170	110	70	49	22	18	0.63	1.04
50:50	155	98	46	28	13	8	0.66	0.76
70:30	110	68	39	26	12	7	0.69	0.44
100:0	85	46	33	21	11	6	0.88	0.09

表 4 隔离液与水泥浆相容性试验

前置液：水泥浆（%）	旋转粘度计读数						N/ 无量纲	K/Pa·s·n
	600	300	200	100	6	3		
0:100	270	220	156	83	41	26	0.30	16.21
30:70	230	175	138	95	33	20	0.39	7.36
50:50	190	140	120	89	30	18	0.44	4.31
70:30	135	80	58	42	15	11	0.75	0.36
100:0	85	46	33	21	11	6	0.88	0.09

备注：水泥浆、隔离液、钻井液均为 143℃温度下养护后进行实验的。

3.3 非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系设计

传统的抗高温水泥浆体系在高温环境下水泥石强度的发展完全可以满足设计需要，只是其顶部水泥浆耐温差能力偏弱，会导致其发生超缓凝现象的发生，在此基础上，非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系外加剂选取的关键为缓凝剂、防气窜剂的选取^[3]。

3.3.1 缓凝剂的优选

缓凝剂的选取原则为高温环境下延长水泥浆的稠化时间同时避免水泥浆顶部出现超缓凝的现象，且对水泥浆的其他性能无任何影响。依据选材原则，通过对常用的四种抗高温缓凝剂 GH-9、GH-8、HS-101、HS-11 进行优选，在净浆等量加入四种缓凝剂对比水泥浆的基础性能、水泥石底部与顶部的强度、水泥浆稠化时间，最终选出适合的缓凝剂。

3.3.2 防气窜剂优选

针对 XX 井地层流体活跃，为强化水泥浆体系的防窜

性能，通过室内实验对常用的 6 种防气窜剂进行了筛选，结果表明 G403 符合 XX 井拟采用水泥浆体系的防窜要求，G403 属于聚合物类产品，该产品热稳定性好，配制的水泥浆在高温环境下浆体稳定，过渡时间短，防窜性能优良。表 5 为不同加量下水泥浆体系的防窜性能数据表，由表 5 可以看出，防气窜剂 G403 在不同加量下水泥浆体系的防气窜指数 SPN 均小于 3^[1]，防窜效果良好，在加量超过 2.5% 后其防气窜指数不在下降，因此 G403 的加量取值为 2.5%。

3.3.3 非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系综合评价

在优选出抗高温缓凝剂 GH-8 及防气窜剂 G403 的基础上，形成了非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系：药王山 G 级水泥 +25% 石英砂（150 目）+5%WG（200 目）+2.5%G33S（抗盐）+2.5%G403+2.5%GH-8，根据 XX 固井施工需要，室内对该体系的 4 个养护周期的抗压强度及其他各项性能数据进行测试（表 6）。

表 5 不同加量下 G403 的水泥浆防窜性能统计表

水泥浆体系	失水（mL）	稠化时间（min）143℃ × 71MPa ↗ 40min	过渡时间（min）	SPN
基础配方 +G403（1.0%）	43	170	10	2.9
基础配方 +G403（1.5%）	41	171	9	2.6
基础配方 +G403（2.0%）	40	173	7	1.9
基础配方 +G403（2.5%）	40	172	5	1.4
基础配方 +G403（3.0%）	41	176	5	1.4
基础配方 +G403（3.5%）	40	173	5	1.4

备注：基础配方为：药王山 G 级水泥 +25% 石英砂（150 目）+5%WG（200 目）+2.5%G33S（抗盐）+2.5%GH-8；失水条件为：143℃ /6.9MPa·30min。

表 6 水泥石 4 个周期内抗压强度统计表

水泥石类别	养护周期	养护周期			
		7d	14d	21d	28d
顶部水泥石抗压强度（MPa）		13.3	16.8	21.3	21.8
底部水泥石抗压强度（MPa）		23.5	26.8	27.2	27.5

备注：顶部水泥石抗压强度养护条件：165℃热浆，86℃条件下养护；底部水泥石抗压强度：165℃热浆，190℃条件下养护。

从表 6 可以看出，该体系形成的水泥石模块高温环境养护 4 个周期后，强度未出现衰减迹象，表明该体系由很强的抗高温性能，该体系形成的水泥石在 86℃条件下养护 48h，其抗压强度高达 8.3MPa，证明该体系具有优良的耐大温差

性能，此外该体系形成的水泥石内外部基本无小孔，表明该体系形成的水泥石具有较小的孔隙度及较低的渗透率，可有阻断地层流体在水泥环中流窜的通道，证明该体系具有良好的防窜性能，因此该水泥浆体系满足 XX 井固井施工需要。

3.4 固井配套施工工艺

3.4.1 “引流降压”举措

由于地层能量聚集需要一个过程，因此只要在水泥浆进入环空前让地层能量持续释放，那么就可从侧面达到压稳的目的，施工过程中可通过降低井底压力让地层能量不断释放来缓解固井防窜的压力，在固井施工过程中前置液完全进入环空时井底压力最小，因此可以根据地层坍塌压力与动态施工最小压力之间的关系得出前置液的最大量。该井地层坍塌压力为 68 MPa，前置液平均比重为 1.10 g/cm³，钻井液比重为 1.43 g/cm³，套管下深为 4488.68 m，下深处垂深为 4100 m，因此根据式 (1) 及式 (2) 可以得出：

$$(\rho_1 \times H \times g + \rho_2 \times h \times g) \times 10^{-3} + P_1 \geq P \tag{1}$$

$$H + h = 4100 \tag{2}$$

$$[1.43 \times (4100 - h) \times 9.8 + 1.10 \times h \times 9.8] \times 10^{-3} + 13 \geq 68$$
$$h \leq 759.8\text{m}$$

式中：P——地层坍塌压力，MPa；

ρ₁——钻井液比重，g/cm³；

ρ₂——前置液比重，g/cm³；

H——钻井液所占长度，m；

h——前置液所占长度，m；

P₁——流动阻力，MPa（取 13MPa）；

g——重力加速度，m/s²。

根据计算结果并结合前置液进入环空过程中流动阻力的波动变化，因此前置液占环空高度小于 759.8 m 时在井下不会出现垮塌复杂事故的发生，而此时环空的动态液柱压力最小，而根据测井提供的井径，前置液完全进入环空时该井段的平均环容为 26.3L/m，因此前置液使用量为 19.5m³ 时可满足“诱喷降压”的要求。

该井在下完套管循环 4 h 后全烃含量基值仍然高达 39%，当 19m³ 前置液全部进入环空，录井实测地层全烃含量的由 39% 升至 65%，通过此举将地层能量多排了 26%，此法有效缓解了水泥浆防窜的压力。

3.4.2 环空加压举措

固井施工结束后为防止水泥浆在侯凝期间形成胶凝状态时环空液柱压力下降而导致地层流体侵入环空，造成层间互窜，影响水泥环封固质量，因此可在施工结束后从环空加入一定压力，以此来阻止地层流体进入环空，加压的具体压力可根据环空液柱压力、加压压力与上层套管鞋处的地层破裂压力之间的关系得出最大加压值。在此条件下可最大化提高环空液柱压力，可有效避免地层流体侵入环空。

4 XX 油层固井应用效果

通过在 XX 油层固井施工中应用以上固井工艺，取得了良好的效果，产层固井质量评为优秀（见表 7）。

表 7 XX 固井数据统计表

井号	油顶（m）	油底（m）	套管下深（m）	返高（m）	固井质量
XX	2500	4442	4488.68	1600	优秀

5 结论与认识

①采用高效抗盐冲洗前置液体系，可有效清除附着在井壁的虚泥饼及残留在套管壁的岩屑，同时可改善与复合有机盐钻井液、非渗透抗高温耐大温差水泥浆界面接触时的流体流态，最终达到提高水泥浆顶替效率的目的。

②非渗透抗高温耐大温差水泥浆体系具有优良抗高温及耐大温差性能，可避免水泥环顶部超缓凝现象的发生，同时该体系较短的静胶凝过渡时间、水泥浆较小的 SPN 防窜值均可体现出该体系具有较强的防窜性能。

③“诱喷降压”+环空加压双向防窜举措，可最大化提升固井工艺的防窜能力，确保水泥环的完整性。

参考文献

[1] 朱海金,屈建省,刘爱萍,等.水泥浆防气窜性能评价新方法[J].天然气工业,2010,30(8):55-58.
[2] 刘洋.水泥浆防气窜关键性能探讨及防气窜能力评价方法研究[D].成都:西南石油大学,2012.
[3] 王乐顶.页岩气水平井固井前置液体系研究与应用[D].成都:西南石油大学,2014.