

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.3969/j.issn. 1001-0890. 2013. 03. 013

## 伊朗 Y 油田 F 地层防卡技术

鲍洪志<sup>1</sup>, 杨顺辉<sup>1</sup>, 侯立中<sup>2</sup>, 何青水<sup>1</sup>, 肖超<sup>1</sup>

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中国石化国际石油勘探开发有限公司, 北京 100083)

**摘要:**为解决伊朗 Y 油田在钻进 F 地层时卡钻事故频发的问题, 分析了 F 地层的地质特征、压力特征和卡钻特征, 分析认为, 由于 F 地层裸眼井段存在不同的压力层系, 钻井液液柱压力与地层压力之间存在高压差, 从而造成了卡钻。根据钻柱与井壁的摩擦力计算公式, 提出了防卡技术措施:采用无渗透钻井液封堵近井地层, 将钻井液液柱压力与低压地层隔开, 阻断压差传递;优化钻井液性能, 改善泥饼质量, 降低钻柱与井壁的摩阻系数;简化钻具组合, 减少钻具组合与井壁的接触面积;分段封堵、控制井眼轨迹和缩短钻具在井内静止时间等配套技术措施。伊朗 Y 油田的 13 口井采取该防卡技术措施后, 在钻进 F 地层时没有出现卡钻事故。这表明, 采取所提出的防卡技术措施能解决 F 地层的压差卡钻问题。

**关键词:**压差卡钻 防卡 无渗透钻井液 钻井液性能 Y 油田 伊朗

中图分类号: TE28<sup>+3</sup> 文献标识码: A 文章编号: 1001-0890(2013)03-0067-06

## Pipe Sticking Prevention Measures in F Formation of Iranian Y Oilfield

Bao Hongzhi<sup>1</sup>, Yang Shunhui<sup>1</sup>, Hou Lizhong<sup>2</sup>, He Qingshui<sup>1</sup>, Xiao Chao<sup>1</sup>

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec International Petroleum Exploration and Development Co. Ltd., Beijing, 100083, China)

**Abstract:** In order to solve the frequent pipe sticking in porous limestone reservoir formation in the Iranian Y Oilfield, based on the properties and pore pressure of F formation, the reasons and types of pipe sticking were analyzed. Different pressure systems are the main reason behind pipe sticking, and there is highly different pressure between the drilling fluid column pressure and formation pore pressure. According to the calculation formula of friction between the drill string and borehole wall, the following technical measures were suggested to prevent sticking: non-invasive drilling fluid system should be applied to seal near wellbore zone, separate drilling fluid column pressure from low pressure formation, and cut the differential pressure transmission; drilling fluid performance be optimized and mud cake quality improved to lower the friction factor between drill string and borehole wall; BHA should be simplified to reduce the contact between it and borehole wall; and separated plugging, well trajectory control and reducing static time of drilling tools in well should be taken as well. Pipe sticking has been eliminated after taking the aforesaid measures in F formation of 13 wells in Iranian Y Oilfield, marking the success in addressing pipe sticking prevention there.

**Key words:** differential pressure sticking; sticking prevention; non-invasive drilling fluid; drilling fluid property; Y Oilfield; Iran

伊朗 Y 油田为海相碳酸盐岩储层的大型整装油田, 自 2010 年开始进入开发阶段以来, 共钻井 50 余口。该油田已钻井的典型井身结构为:Φ44.5 mm 钻头 × 300 m(Φ339.7 mm 套管) + Φ311.1 mm 钻头 × 1 500 m(Φ244.5 mm 套管) + Φ212.7 mm 钻头 × 4 000 m(Φ177.8 mm 尾管) + Φ149.2 mm 钻头 ×

收稿日期: 2012-10-18; 改回日期: 2013-04-27。

作者简介: 鲍洪志(1966—), 男, 辽宁盖州人, 1987 年毕业于长春地质学校钻探工程专业, 高级工程师, 主要从事钻井技术研究、钻井工程设计、海外钻井技术支持等工作。

联系方式: (010)84988575, baohz.sripe@sinopec.com。

基金项目: 中国石化集团科技攻关项目“伊朗 Y 油田安全快速成井关键技术研究”(编号: JP10005)资助。

4 500 m(Φ114.3 mm 尾管)。在钻进 F 地层时,发生了多井次卡钻事故。初步分析认为造成卡钻的原因可能是:F 地层的 FU 小层的压力系数为 1.7,FL 小层的压力系数为 1.3,2 小层均为孔隙型灰岩储层,渗透性好,钻井液液柱压力与地层压力的压差高,从而导致卡钻。

目前,国外对不同层系的压差卡钻采取专打专封方式,用套管把不同压力层系隔开,达到安全钻井的目的,但该方案增加了钻井周期和成本。国内解决多压力层系压差卡钻,主要采取降低钻井液密度降低压差、使用  $\text{CaCO}_3$  等封堵材料优化泥饼质量、使用润滑剂提高钻井液润滑性等措施。在一些压差相对较小的多压力层系采用这些措施有些效果。在 Y 油田开发初期,为解决压差卡钻问题,采用油基钻井液和 KCl 聚磺钻井液,采取屏蔽暂堵技术、降低钻井液密度、添加润滑剂等措施,但均未能解决钻井过程中 F 地层的卡钻问题。为此,笔者在分析卡钻原因的基础上,制定了一系列防卡技术措施,基本解决了伊朗 Y 油田 F 地层的卡钻问题。

## 1 F 地层卡钻原因分析

### 1.1 压力特征

位于白垩系下统的 F 地层由 2 套不同压力体系的 FU 层和 FL 层组成。为了达到优快钻井的目的,在井身结构设计中将在同一裸眼段钻开 FU 层和 FL 层。FU 层和 FL 层为孔隙型灰岩储层,地层渗透性好,钻井液液柱压力与地层压力的压差高达 20 MPa(钻井液相对密度 1.75)。国内外研究资料表明,当压差高于 10 MPa 后发生压差卡钻的可能性大大增加,因此,该井段具有发生压差卡钻的风险<sup>[1]</sup>。

### 1.2 地质特征

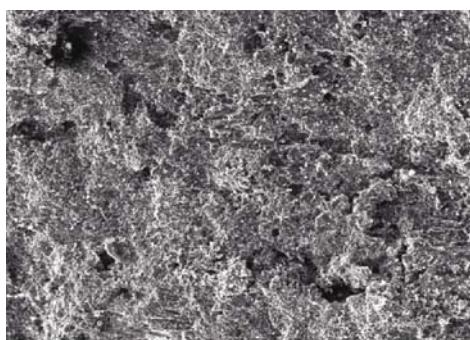
表 1 为 Y 油田 F18 井 F 地层岩心的矿物成分分析结果。由表 1 可知,该地层以方解石为主,占 97% 以上,含有少量石英和白云石,黏土矿物含量极少。因此,在钻进 F 地层过程中不会发生由于垮塌及吸水膨胀缩径引发的卡钻事故。

图 1 为 Y 油田 F18 井 F 地层岩心的微观结构。由图 1 可知,该地层孔隙发育,含少量微裂缝,为孔隙型储层,具有孔隙型砂岩储层的特性,在高压差下易发生卡钻。

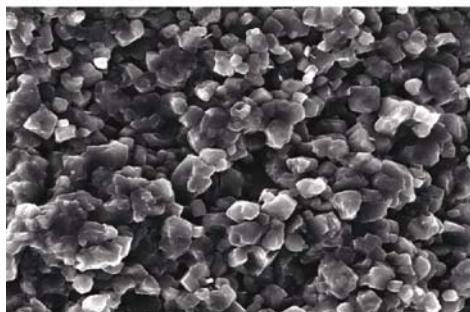
表 1 F18 井 F 地层 X 衍射分析结果

Table 1 X diffraction analysis results of F formation in Well F18

井深/ m	岩石组分质量分数, %			黏土矿物 质量分数, %
	石英	方解石	白云石	
4 327	0	100	0	0
4 339		100	0	0
4 424	0.8	97.3	0	1.9
4 430	0.3	98.9	0.3	0.5



(1) 溶蚀孔尺寸 40~80  $\mu\text{m}$



(2) 粒间孔隙尺寸 2~10  $\mu\text{m}$

图 1 F18 井 F 层岩心扫描电镜照片

Fig. 1 Electron micrograph of F formation in Well F18

岩心分析显示,F 地层孔隙度为 5%~25%,渗透率为 2~200 mD。F 地层的孔隙特征有利于在钻井液液柱压力和地层孔隙之间进行压力传递,从而导致压差卡钻。

### 1.3 卡钻的现场特征

现场钻井显示,当钻具处于活动状态时,不会发生卡钻,但钻具在裸眼段的静止时间超过 1 min 时,很容易发生卡钻,卡钻后均能建立循环,且卡钻前后泵压无差异,而且用解卡剂浸泡后大部分均能顺利解卡,可以判断伊朗 Y 油田 F 层早期常出现的卡钻类型属于压差卡钻<sup>[1]</sup>。

### 1.4 所用钻井液的性能

Y 油田用油基钻井液钻井 3 口,在钻进 F 地层

时均多次发生压差卡钻。典型的油基钻井液配方为柴油 + 0.20% 主乳化剂 Synvert-I + 0.15% 辅乳化剂 Synvert-I + 3.00% 增黏剂 Vis + 2.00% 降滤失剂 Synvert FLG + 0.10% 润湿剂 Synvert TWA + 0.05% 流型调节剂 Synvert LEM + 0.20% CaO + 1.50% CaCl<sub>2</sub> + 水 + 加重剂, 其性能为: 相对密度 1.75, 漏斗黏度 75 s, 塑性黏度 46 mPa·s, 动切力 15 Pa, 静切力 5/19 Pa, 高温高压滤失量 4 mL, 泥饼厚度 1 mm, 含油量 52.5%, 含砂量为微量, 含水量 19.5%, 固相含量 28.0%, 水相中氯化钙质量分数 28.0%, 氯离子质量浓度 64 000 g/L, 油水比 73 : 27, 碱度 1.0, 过量石灰碱度 1.3, 电稳定性 1 250 V。

采用 KCl 聚磺抗温钻井液钻井 6 口, 钻进在 F 地层时也均发生卡钻事故。典型的水基钻井液配方为 2.0%~3.0% 膨润土 + 0.2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.2% NaOH + 0.3%~0.5% KPAM + 1.0% NH<sub>4</sub>PAN + 5.0%~8.0% KCl + 2.0%~4.0% SPNH + 3.0%~5.0% SMP-2 + 2.0%~4.0% FT-1 + 1.0%~2.0% CaCO<sub>3</sub>, 其性能为: 相对密度 1.75, 漏斗黏度 66 s, 塑性黏度 44 mPa·s, 动切力 19 Pa, 静切力 4.5/9.0 Pa, API 滤失量 3 mL, 高温高压滤失量 8.8 mL, 黏附系数 0.08, pH 值 11, 氯离子质量浓度 30 000 mg/L, 钙离子质量浓度 386 mg/L, 钾离子质量浓度 33 891 mg/L, 固相质量分数 28.0%, 膨润土质量分数 2.4%, 含砂量 0.2%, 含油量 2.0%。

从实际钻井过程中出现的复杂情况及所用钻井液配方和性能看, 前期所用钻井液存在以下问题:

1) 所用钻井液的封堵能力差, 不适合高压差多压力层系钻进。所用钻井液封堵材料以碳酸钙和沥青为主, 颗粒小, 并且粒度分布相对单一, 只对单一孔喉结构的储层具有一定的封堵屏蔽作用, 但 F 地层孔隙、孔喉分布范围广, 所用钻井液不具有广谱封堵能力, 无法对 F 地层所有孔隙、孔喉进行有效封堵。

2) 所用钻井液的流变性不适合在高压差多压力层系中钻进。钻井液黏度过高(塑性黏度高达 44 mPa·s), 循环过程中, 钻井液冲刷作用差, 容易在井壁上形成虚厚泥饼, 导致起下钻阻卡, 当钻具静止时, 钻具与井壁接触面积大, 极易造成卡钻。

3) 固控设备不适合于防卡要求。钻井液相对密度达到 1.75 后, 没有使用离心机清除有害固相, 钻井液中有害固相增加, 泥饼虚厚, 韧性差, 抗冲蚀能力差, 容易发生卡钻。

## 2 F 地层防卡技术思路

钻柱与井壁之间的摩阻力计算公式为:

$$F = \mu \Delta p A \quad (1)$$

式中: F 为摩阻力, N;  $\mu$  为钻柱与井壁之间的摩擦系数;  $\Delta p$  为钻井液液柱压力与地层孔隙压力之差, Pa; A 为钻柱与滤饼的接触面积, m<sup>2</sup>。

由式(1)可知, 影响压差卡钻的因素为钻柱与滤饼的接触面积、压差、滤饼摩阻系数。这些因素中, 地层压力和钻井液密度是不可变因素, 其余因素是可以改变的, 特别是地层岩石的渗透性质(通过形成致密内泥饼)和泥饼质量(通过形成致密外泥饼)、钻具与泥饼的接触面积。可以通过形成渗透率接近 0 的内泥饼及致密的外泥饼、简化钻具组合减小钻具与井壁的接触面积等方法防止压差卡钻的发生。因此, 提出了以下防止压差卡钻的主要技术思路:

- 1) 强化钻井液的封堵能力。使用广谱封堵剂在近井地带地层中形成渗透率极低的内泥饼, 将钻井液液柱压力与地层压力隔开, 阻断压力传递<sup>[2-3]</sup>。
- 2) 优化钻井液性能, 改善泥饼质量。用离心设备清除有害固相, 优化钻井液流变性, 选用抗温降滤失剂改善泥饼质量, 降低外泥饼渗透率。润滑剂加到设计量, 降低外泥饼摩擦系数<sup>[4]</sup>。
- 3) 简化钻具组合, 减少钻具与井壁泥饼的接触面积<sup>[1,5]</sup>。

## 3 无渗透钻井液技术

无渗透膜对于不同渗透率地层有不同的作用机理。高渗孔隙型储层以及裂隙性储层: 第一步, 钻井液中的骨架材料在高渗透性或裂隙性地层表面形成一层网络; 第二步, 在形成网络的同时, 一种超细材料、可变形性材料充填在骨架材料的孔隙中, 在岩石表面及其近井壁形成超低渗透封堵层; 第三步, 在一定温度压力下, 钻井液中的交联组分会使特殊高聚物交联成膜, 形成无渗透泥饼<sup>[4,6]</sup>。常规中渗或微裂隙地层: 第一步, 超细材料、可变形性材料充填在骨架材料的孔隙中, 在岩石表面及其近壁形成超低渗透封堵层; 第二步, 在一定温度压力下, 钻井液中的交联组分会使特殊高聚物交联成膜, 形成无渗透泥饼。对于低渗、超低渗地层, 使用交联组分使特殊高聚物交联成膜, 直接形成无渗透泥饼。图 2 为无渗透泥饼在高渗储层的形成过程, 包括架桥、充填、

交联、成膜 4 个过程<sup>[7]</sup>。

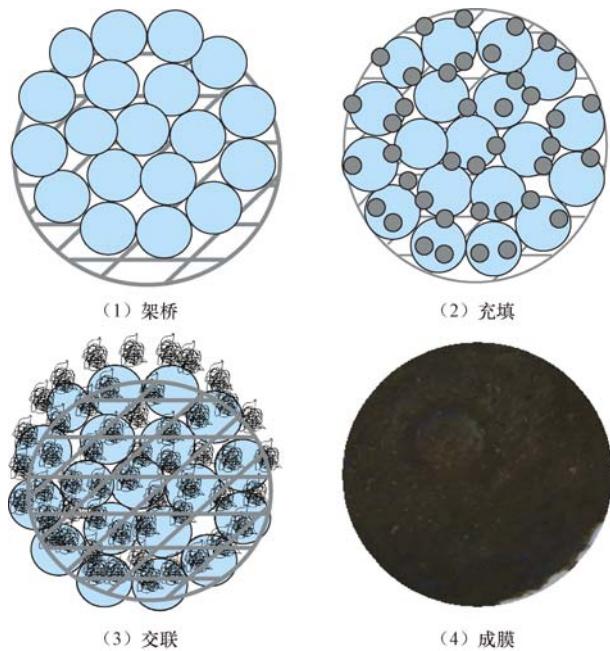


图 2 无渗透泥饼生成示意

Fig. 2 Schematic of non-permeable mud cake formation

### 3.1 配方优选

以聚磺钻井液为基浆优选无渗透钻井液配方。将 2% 无渗透处理剂 SNFT、2% 石墨粉、2% 塑料小球加入基浆中, 测定其常规性能并进行砂床侵入试验, 结果见表 2。采用 FA 砂床进行砂床侵入试

表 2 不同配方钻井液及性能

Table 2 Formulas and properties of non-invasive drilling fluid

配方	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	滤失量/mL	砂床侵入深度/cm	高温高压砂床侵入深度/cm
基浆	14	5	4.2	全漏失	全漏失
基浆+2%石灰石粉	15	5	4.0	全漏失	全漏失
基浆+2%塑料小球	15	6	4.2	全漏失	全漏失
基浆+2%SNFT	17	5.5	3.1	3.5	2.5
基浆+2%石墨粉	14	5	3.5	4.0	3.5
基浆+2%SNFT+2%石墨粉+2%塑料小球	18	7	3.0	2.0	1.3

注:1) 基浆配方为 2.5% 膨润土 + 0.2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.2% NaOH + 0.3% KPAM + 1.0% NH<sub>4</sub>PAN + 5.0% KCl + 4.0% SPNH + 3.0% SMP-2 + 2.0% FT-1 + 2.0% CaCO<sub>3</sub>, 下同;

2) 选用 20~40 目砂床;

3) FA 砂床试验温度为常温、压差为 0.7 MPa; 高温高压泥饼封堵承压试验温度为 150 ℃、压差为 3.5 MPa。

验, 采用高温高压封堵承压试验仪进行高温高压封堵承压试验。

由表 2 可知: 加入 2% 无渗透处理剂的基浆具有良好的封堵效果; 石墨粉由于在压差下具有可变形性, 对不同孔隙、孔喉分布的地层也具有良好的封堵效果; 塑料小球封堵效果不好, 但加到钻井液中可以起降低起下钻摩阻的作用。因此, 无渗透钻井液的配方为基浆 + 2% SNFT + 2% 石墨粉 + 2% 塑料小球。

### 3.2 性能评价

#### 3.2.1 广谱封堵效果评价

采用优选的钻井液配方, 进行不同粒径砂床封堵效果试验, 结果见表 3。

表 3 无渗透钻井液广谱封堵效果评价结果

Table 3 Broad sealing effect evaluation results of non-invasive drilling fluid

砂床粒径/目	砂床侵入深度/cm	高温高压砂床侵入深度/cm
20~40	5.0	4.8
40~60	3.5	3.0
60~80	1.5	1.3
80~100	0.9	0.8
100~120	0.5	0.5

由表 3 可知, 无渗透钻井液具有广谱封堵能力, 能封堵地层中不同尺寸的孔隙、孔喉, 适用于孔隙分布广的伊朗 Y 油田 F 地层。

#### 3.2.2 无渗透泥饼抗压强度评价

为了进一步评价无渗透钻井液泥饼质量, 使用高温高压砂床滤失仪, 进行了不同钻井液泥饼承压能力试验(砂子粒径 20~40 目, 试验温度 150 ℃)<sup>[8]</sup>, 结果见图 4。

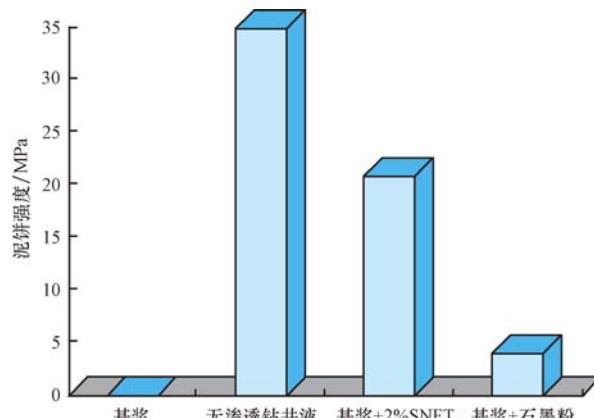


图 3 不同钻井液所形成泥饼的承压试验结果

Fig. 3 Filter cake compressive strength test results of different drilling fluids

从图 4 可以看出,无渗透钻井液形成的泥饼在高温下的正向承压能力可达 35 MPa,能够将钻井液柱压力与地层压力隔开,消除过平衡压力,防止压力传递引发的卡钻。

## 4 配套防卡技术措施

### 4.1 无渗透钻井液分段封堵

由于易卡井段长达 500 m,如果使用无渗透钻井液钻井,固控设备会将无渗透剂及封堵材料清除,导致钻井液费用增加。因此,采用分段封堵防卡技术:每钻进 80 m,往井底泵入 15 m<sup>3</sup> 无渗透钻井液,然后将钻具起至套管内大排量循环,无渗透材料在 20 MPa 压差下在近井地带快速形成渗透率为 0 的封堵层,将地层压力与钻井液液柱压力隔开。

### 4.2 提高润滑性能

将钻井液中润滑剂含量提高至 3%~5%,使泥饼黏附系数降至 0.06。

### 4.3 控制固相

钻井过程中,使用 120 目筛布的振动筛、200 目筛布的除砂除泥器和双级离心机,清除钻井液中有害固相并回收重晶石,维护钻井液性能稳定。

### 4.4 控制钻井液性能

钻井液配方为 1.0%~2.0% 膨润土 + 0.2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.2% NaOH + 0.3%~0.5% KPAM + 1.0% NH<sub>4</sub>PAN + 5.0%~8.0% KCl + 2.0%~4.0% SPNH + 3.0%~5.0% SMP-2 + 2.0%~4.0% FT-1 + 1.0%~2.0% CaCO<sub>3</sub>。控制其性能为:相对密度 1.76,漏斗黏度 50 s,塑性黏度 28 mPa·s,动切力 11 Pa,静切力 3/8 Pa,API 滤失量 2 mL,高温高压滤失量 8 mL,黏附系数 0.06,pH 值 11,Cl<sup>-</sup>质量浓度 30 000 mg/L,Ca<sup>2+</sup>质量浓度 356 mg/L,K<sup>+</sup>质量浓度 33 891 mg/L,固相质量分数 27.0%,膨润土含量 2.0%,含砂量 0.1%,含油量 5.0%。目的是保证在短距离钻进过程中不会发生压差卡钻。

### 4.5 其他技术措施

为有效解决压差卡钻问题,还需要对钻井工艺做适当调整。防卡钻井工艺归纳为以下 3 点。

**控制井眼轨迹** F 地层为灰岩地层,岩性松软,可钻性强,进尺快,钻具在小井眼中柔性大。为控制井眼轨迹质量,在钻时较快的地层适当控制钻压,以达到较好控制井斜的目的。

**减小钻具与井壁之间的接触面积**<sup>[1,5]</sup> 适当简化钻具组合,减少钻铤的使用量,多使用加重钻杆和螺旋钻铤,尽量减小钻具与井壁的接触面积。在钻至 F 地层前 50 m,简化钻具组合,减少钻铤数量。简化前钻具组合为 φ149.2 mm 钻头 + 浮阀 + φ120.7 mm 钻铤 × 2 根 + φ146.1 mm 稳定器 + φ120.7 mm 钻铤 × 9 根 + φ88.9 mm 加重钻杆,其中钻铤表面积为 41.690 m<sup>2</sup>。简化后钻具组合为 φ149.2 mm 钻头 + 浮阀 + φ120.7 mm 钻铤 × 2 根 + φ146.1 mm 稳定器 + φ120.7 mm 钻铤 × 1 根 + φ88.9 mm 加重钻杆,其中钻铤表面积为 11.379 m<sup>2</sup>。假如泥饼厚度 2 mm,简化后的钻具组合中钻铤嵌入泥饼的表面积仅为原钻具组合的 27%,根据摩阻公式可计算出摩阻为原钻具组合的 27%,大大降低了压差卡钻的概率。

**缩短钻具在井内的静止时间**<sup>[1,5]</sup> 起下钻或接立柱时,尽量缩短钻具在井内的静止时间。

## 5 现场应用及效果

在钻进 F 地层时,伊朗 Y 油田 13 口井采用了上述防卡技术,取得了良好的应用效果,解决了一直困扰该油田安全钻井的压差卡钻问题。与应用防卡技术前相比,取得了以下两方面的应用效果。

1) 使用无渗透钻井液及封堵工艺有效降低了地层渗透率。F4 井在钻进 F 地层时,钻井液的渗漏速度为 8 m<sup>3</sup>/h。采用无渗透钻井液分段封堵工艺对裸眼段进行封堵处理后,钻井液的渗漏速度降为 0.159 m<sup>3</sup>/h,近井地层的渗透率得到极大降低,达到了封堵近井地层的目的<sup>[9]</sup>。

2) 防卡效果良好。在应用上述防卡技术前,HOS-1 井、HOS-2 井和 KSK-2 井在钻进 F 地层时,使用了油基钻井液,卡钻 4 次;HOS-2ST 井、F7 井、F18 井、F2 井、KSK 2ST 井和 F8 井在钻进 F 层时,使用了 KCl 聚磺钻井液,采取了屏蔽暂堵、添加润滑剂、降低钻井液密度等措施,卡钻 9 次。F19 井、APP1 井、F31 井、F24 井、F14 井、F17 井、F5 井和 F04 井等 13 口井应用上述防卡技术后,防卡成功率由 0 提高至 100%,解决了 Y 油田 F 地层的压差卡钻问题。

## 6 结论与建议

1) 无渗透钻井液中由于添加了具有封堵能力的无渗透处理剂、可变形的石墨粉,可在近井地带形成渗透率很低的内泥饼,将钻井液液柱压力与低洼地层隔开,阻断压力传递,从而解决渗透性地层的压差卡钻问题。

2) 无渗透钻井液与配套防卡技术措施相结合,解决了伊朗 Y 油田 F 地层的压差卡钻问题。

3) 对于压差卡钻问题,国内外技术人员的解决方法差异较大。建议研制模拟压差卡钻的试验装置,分析压差卡钻的机理及影响压差卡钻的因素,为解决压差卡钻问题提供理论依据。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 蒋希文. 钻井事故与复杂问题[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 11-12.  
Jiang Xiwen. The drilling accident with complex issues [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 11-12.
- [2] Reid P, Santos H. Novel drilling, completion and workover fluids for deplete zones: avoiding losses, formation damage and stuck pipe[R]. SPE/IADC 85326, 2003.
- [3] 张民立, 李再均, 张津林, 等. DH1-H3 深阶梯水平井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(4): 85-87.  
Zhang Minli, Li Zaijun, Zhang Jinlin, et al. Drilling fluid technology in Well DH1-H3: a deep staircase horizontal well[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007, 24(4): 85-87.
- [4] 何竹梅, 薛芸, 曾甘林, 等. 石蜡乳液润滑剂在江苏油田钻井中

- 的应用[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(3): 63-66.  
He Zhumei, Xue Yun, Zeng Ganlin, et al. Application of wax emulsion lubricants in drilling operations in Jiangsu Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(3): 63-66.
- [5] 常喜文, 高升奎, 赵斌. S84 井四开超压差钻井技术[J]. 石油钻探技术, 2002, 30(4): 76-77.  
Chang Xiwen, Gao Shengkui, Zhao Bin. Overbalanced drilling techniques in the fourth-spud of S84 Well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002, 30(4): 76-77.
- [6] 李家芬, 苏长明, 于培志, 等. CY-1 无渗透钻井液处理剂的室内试验研究[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(1): 32-35.  
Li Jiafen, Su Changming, Yu Peizhi, et al. Lab study on non-invasive drilling fluid additive CY-1[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(1): 32-35.
- [7] 赵素丽, 常连玉, 肖超. 超低侵害油气层保护剂 NPL-2 的研制及应用[J]. 钻井液与完井液, 2009, 26(6): 13-15.  
Zhao Suli, Chang Lianyu, Xiao Chao. The development and application of ultra-low permeability reservoir protection agent NPL-2[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2009, 26(6): 13-15.
- [8] 金军斌, 徐江, 张玉宁. 新型硅酸盐无渗透钻井液的研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(2): 48-52.  
Jin Junbin, Xu Jiang, Zhang Yuning. Study and application of a new silicate non-permeable drilling fluid[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(2): 48-52.
- [9] 王治法, 肖超, 侯立中, 等. 伊朗雅达油田复杂地层钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(5): 40-43.  
Wang Zhifa, Xiao Chao, Hou L zhong, et al. Drilling fluid technology for troublesome formation in Yadavaran Oil Field of Iran[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(5): 40-43.

[编辑 刘文臣]

## 用于评价地层的新型成像系统

美国 SWSI 公司研发了一种新型地层图像系统 OPTV。该系统应用光学成像原理在充满空气的井眼内获取高分辨率彩色地层图像,来展现极高分辨率的岩石结构和岩石节理裂隙,特别适合用来评价页岩气藏。

OPTV 可以用在 3 813 m 长的标准多芯电缆装置上,通过牵引将 OPTV 送到水平井井底。应用该系统时井眼内不需要充满钻井液或完井液,不但可以节约费用,还可避免钻井液或完井液对地层的伤害。由于应用该系统时井眼内不需要充满液体介质,因此该系统可以用于气体钻井。

OPTV 能够对地层特征(裂隙、层理、成矿性、纹理和断层等)进行分辨,并确定其方位、走向和倾角。其解释软件可以生成箭头(蝌蚪)图、棒形图、玫瑰图和立体图,以便进行结构和地层分析。这可为完井带来诸多好处,比如分级设计开发和确定最小/最大水平主应力(间断以及次生裂纹和自然裂纹)。OPTV 包含了高分辨率成像的所有优点,关键的不同点在于,在进行地质推断之前,OPTV 不需要电或声波测量的任何推断,最终用户能够直接对岩层图像进行解释。

[供稿 豆宁辉]