

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020116

引用格式: 王星媛, 陆灯云, 袁志平. 川西地区油基钻井液井壁强化技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(1): 34-40.

WANG Xingyuan, LU Dengyun, YUAN Zhiping. Borehole strengthening technology with oil-based drilling fluid in the western Sichuan Basin [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(1): 34-40.

## 川西地区油基钻井液井壁强化技术

王星媛<sup>1,2</sup>, 陆灯云<sup>2</sup>, 袁志平<sup>1,2</sup>

(1. 油气田应用化学四川省重点实验室, 四川广汉 618300; 2. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院, 四川广汉 618300)

**摘 要:** 钻进川西地区深部地层时, 井漏、井眼垮塌和卡钻问题频发, 如采用油基钻井液钻进, 则不易形成厚滤饼且滤饼致密性差, 井筒压力穿透能力强。针对该问题, 根据钻井液成膜机理, 采用核壳结构设计, 以苯乙烯、丙烯酸酯类等为原料, 合成了一种适用于该地区深井中地层温度 $\leq 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 中部层位的致密膜护壁剂 CQ-NFF; 根据风险地层的地质特性、工程特性分析结果和  $d_{90}$  规则, 选用超细碳酸钙、弹性石墨、高强度树脂和高分散纤维复配形成了内充填封堵剂。采用扫描电镜分析了钻井液的成膜机理及形貌, 通过高温高压滤失、高温渗透失水、高温渗透失油试验评价了钻井液的成膜效应, 通过高温高压砂床滤失试验评价了充填材料的承压封堵能力。结果表明, CQ-NFF 可在油包水乳液和油基钻井液中形成致密薄膜, 并有效吸附在滤饼表面, 薄膜承压封堵能力达到 2.0 MPa; 将内充填封堵剂加入油基钻井液后, 内滤饼的承压能力可提高至 3.5 MPa 以上。以上述处理剂为核心的川西地区油基钻井液井壁强化技术, 在双探 6 井和中江 2 井进行了现场试验, 深层井漏、井眼垮塌、卡钻等井下故障时间大幅缩短, 试验效果显著。

**关键词:** 深层; 油基钻井液; 井壁强化; 成膜钻井液; 封堵剂; 川西地区

中图分类号: TE254<sup>+</sup>.4 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2021)01-0034-07

## Borehole Strengthening Technology with Oil-Based Drilling Fluid in the Western Sichuan Basin

WANG Xingyuan<sup>1,2</sup>, LU Dengyun<sup>2</sup>, YUAN Zhiping<sup>1,2</sup>

(1. Oil and Gas Field Applied Chemistry Key Laboratory of Sichuan Province, Guanghan, Sichuan, 618300, China; 2. Drilling and Production Technology Research Institute, Chuanqing Drilling and Exploration Engineering Company, Ltd., CNPC, Guanghan, Sichuan, 618300, China)

**Abstract:** Wellbore collapse, lost circulation and sticking frequently happen in deep formations when drilling in the western Sichuan Basin. When drilling with oil-based drilling fluids, it is difficult for a thick filter cake to form. Plus, the low density of the filter cake leads to high pressure penetration ability at the wellbore. To solve this problem, based on the mechanism of drilling fluid film forming, a wellbore protection agent with the compact film, CQ-NFF, was synthesized from styrene, acrylate and other raw materials using the core-shell structural design, which is suitable for the middle layer with a temperature no more than 150 °C in deep well drilling in the area. According to the analysis results of the geological characteristics and engineering characteristics of high-risk formations and the  $d_{90}$  rule, an inner-filling plugging agent was formed from ultra-fine grains of calcium carbonate, elastic graphite, high strength resin and highly dispersed fiber. The film-forming mechanism and morphology of drilling fluid were analyzed by scanning electron microscope (SEM). Film forming effects were evaluated in filtration tests under high temperature and high pressure along with water and oil loss tests during drilling penetration at high temperature. By means of the sand bed filtration experiments under high temperature and high pressure, the plugging capacity of the filling material was evaluated. Experimental results show that CQ-NFF can form a compact film in water-in-oil emulsion and oil-based

收稿日期: 2020-04-07; 改回日期: 2020-08-16。

作者简介: 王星媛 (1989—), 女, 四川南充人, 2011 年毕业于西南石油大学应用化学专业, 2014 年获西南石油大学化学工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事钻井液与完井液方面的技术研究工作。E-mail: wangxy\_zcy@cnpc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“四川盆地大型碳酸盐岩气田开发示范工程”(编号: 2016ZX05052)、川庆钻探工程有限公司钻采工程技术研究院科技项目“220 °C 抗高温高密度油基钻井液技术研究与应用”(编号: ZCY-19-01) 联合资助。

drilling fluid, and the film can be adsorbed on the surface of the filter cake effectively. The pressure resisting and plugging capacity of the film can reach 2.0 MPa. After the inner-filling plugging agent was added to the oil-based drilling fluid, the pressure bearing capacity of the inner filter cake was increased to over 3.5 MPa. The borehole strengthening technology with oil-based drilling fluid, treating chemicals as the core, was applied in Well Shuangtan 6 and Well Zhongjiang 2. The results show a remarkable application effect that the downhole downtime due to lost circulation in deep formations, wellbore collapse or drill pipe sticking were greatly reduced.

**Key words:** deep formation; oil-based drilling fluid; wellbore strengthening; film forming drilling fluid; plugging agent; western Sichuan Basin

川西地区深层地质情况复杂, 钻井面临高温、超高压、地层稳定性差等难题<sup>[1-5]</sup>。经统计, 2015—2020 年该地区深井钻井井漏、井眼垮塌和卡钻的发生率达到 83.33%, 单井平均井漏时间 340.45 h, 单井平均垮塌时间 401.75 h, 单井平均卡钻时间 916.43 h。因为水基钻井液的高温稳定性、抑制性和润滑性较差, 井眼垮塌后处理周期长, 目前该地区深层钻井已推广应用油基钻井液, 但钻井过程中裂缝性漏失仍时有发生, 井眼垮塌和卡钻问题也较为突出。目前, 油基钻井液条件下主要用裂缝延伸法增强井壁<sup>[6-10]</sup>, 即用复配的不同尺寸、类型的随钻颗粒对钻井过程中张开裂缝的末端进行填充封堵和隔离, 降低裂缝延伸能力。之所以采用裂缝延伸法, 原因在于油基钻井液为乳状液, 滤失量小、不易形成较厚滤饼、滤饼致密度低, 防井筒压力穿透和漏失效果差。但该方法需准确获取地层裂缝尺寸、优选匹配性好的粒径分布设计方法/准则, 对勘探开发初期井、无法获取岩心数据的层位适用性差。

已有研究证明, 钻井液中溶剂介质进入地层并向深部延伸, 导致地层孔隙压力升高、围岩有效应力降低, 是井眼失稳的主要原因之一。成膜护壁剂可在井壁上形成低渗透性隔离膜, 有效阻止溶剂和钻井液进入, 保护井壁外围<sup>[11]</sup>。而通过惰性固体颗粒协同堆积形成致密封堵层, 是裂缝性地层防漏堵漏的常用手段之一。基于此, 笔者针对油基钻井液特性研制了一种适用于该地区深井钻井中地层温度  $\leq 150\text{ }^{\circ}\text{C}$  的中部层位的致密膜护壁剂, 根据川西地区裂缝性漏失严重层位的地质特征研制了内充填封堵剂, 以期通过内外滤饼双重封堵, 在近井壁内外形成有效屏蔽环, 提高地层承压封堵能力, 阻止井筒内压力传递至地层深部。

## 1 致密膜护壁剂的研制

丙烯酸酯类乳液是水基钻井液成膜护壁的有效处理剂<sup>[12]</sup>, 它利用极性基团与水润湿性表面产生化

学吸附而成膜, 但极性基团太多会对流变性产生较大影响, 常需控制基团含量; 而在油基钻井液中, 其主要以油溶性乳胶干粉的形式应用于物理封堵<sup>[13-14]</sup>。油基钻井液以柴油、白油为分散相, 油水比多为 8:2 或 9:1, 含水少, 乳胶粒无法成膜, 因此研究了侧链高含量强极性基团、反应性乳化剂、核壳结构设计的丙烯酸酯类乳胶粒, 以加强其在高温条件下与水滴的结合能力, 从而均匀且稳定分布在油包水乳状液或油基钻井液中, 在高温高压作用下通过氢键吸附、链端融合、交联形成阻油性好、抗压能力强的薄膜。基于上述思路, 研制了致密膜护壁剂 CQ-NFF, 并通过室内试验评价了其性能。

### 1.1 CQ-NFF 的制备

将反应型乳化剂、水、苯乙烯, 与丙烯酸酯类、双键不饱和羧酸类反应基团, 在室温下搅拌均匀形成壳预乳液; 将反应型乳化剂、水、苯乙烯, 与丙烯酸酯类、双键不饱和羟基类、双键不饱和羧酸类反应基团, 在室温下搅拌均匀形成核预乳液。加入引发剂、部分核预乳液, 升温反应至蓝光出现后进一步升温, 然后滴加引发剂、剩余的核预乳液; 降温后向反应瓶中滴加引发剂、部分壳预乳液, 待蓝光出现后升温, 滴加引发剂、剩余的壳预乳液, 保温反应后降温至室温, 调节乳液的 pH 值, 冷却至室温后加入海藻酸钠、纳米类无机材料, 混合均匀后形成 CQ-NFF, 其分子结构式如图 1 所示(图 1 中:  $R_1$  和  $R_2$  为 C1—C5 烷基或环烷基;  $n$ ,  $m$ ,  $x$  和  $y$  为结构单元数量)。

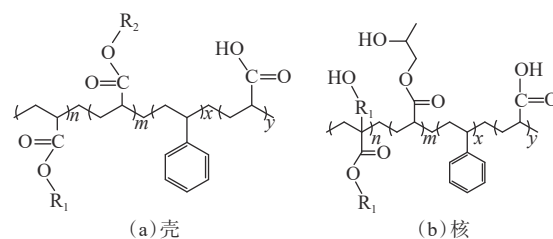


图 1 CQ-NFF 的分子结构式

Fig.1 Molecular structure of CQ-NFF

CQ-NFF 颗粒粒径分布如图 2 所示。分析发现, 其平均粒径为 73.6 nm, 粒径分布于 50.75~164.20 nm, 粒径距 0.57, 一致性 0.191 8。由此可知, 粒径达纳米级, 且分布均匀。

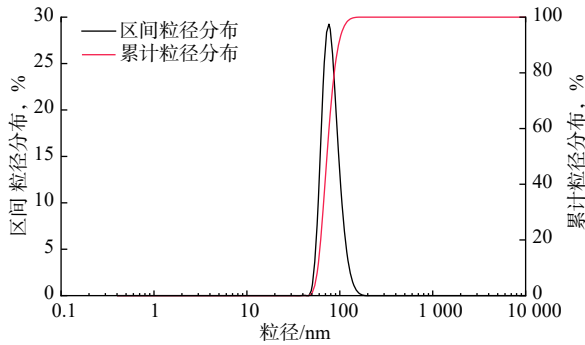


图 2 CQ-NFF 颗粒粒径分布  
Fig.2 Particle size distribution of CQ-NFF

## 1.2 CQ-NFF 性能评价

### 1.2.1 油包水乳状液加入 CQ-NFF 后的成膜效应

通过高温高压滤失、高温渗透失水、高温渗透失油试验分析 CQ-NFF 的成膜有效性, 试验按照标准《石油天然气工业: 钻井液现场测试: 第 2 部分: 油基钻井液》(GB/T 16783.2—2012)进行, 试验温度 150 ℃; 然后, 采用 QUNTA 450 扫描电子显微镜观察、分析薄膜。油包水乳状液的配方为: 白油+1.0% 主乳化剂+3.0% 辅乳化剂+2.0% 润湿剂+25.0%CaCl<sub>2</sub> 水(O/W=9:1)。

高温高压滤失试验结束后, 将滤饼完整取出作为过滤介质, 试验筒中加入工作介质(白油或水), 加压 0.7 MPa, 进行 30 min 高温渗透失油/失水试验; 同上述过滤介质和工作介质操作, 在 0.5~3.5 MPa 压差下进行间断加压测试, 每隔 0.5 MPa 稳压 10 min, 若滤失变为线流, 则判定为击穿, 结果见表 1。

表 1 CQ-NFF 在油包水乳状液中的成膜封堵效应评价结果

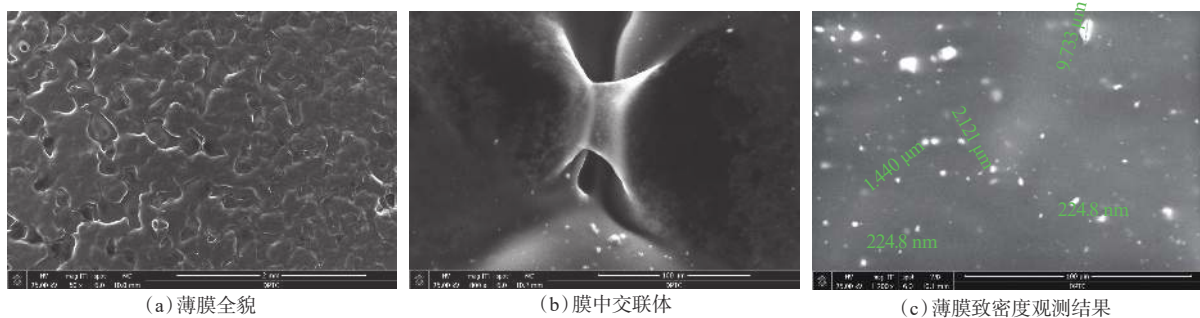
Table 1 Evaluation results of the film-forming plugging effect of CQ-NFF in water-in-oil emulsion

CQ-NFF加量, %	高温高压滤失量/mL	高温渗透失油量/mL	高温渗透失水量/mL	高温渗透失油最大承压能力/MPa	高温渗透失水最大承压能力/MPa
0	击穿	击穿	击穿	0.5 MPa击穿	0.5 MPa击穿
1.0	5.5	击穿	击穿	0.5	0.5 MPa击穿
2.0	2.0	28.4	击穿	1.5	0.5
3.0	2.4	13.6	27.0	1.5	0.5
4.0	0.5	8.2	19.2	2.0	1.0

从表 1 可以看出, CQ-NFF 能明显提高乳状液的承压能力, 其加量为 4.0% 时的高温高压滤失量由击穿降至 0.5 mL, 高温渗透失油量由击穿降至 8.2 mL, 高温渗透失水量由击穿降至 19.2 mL, 对白油的最高承压达 2.0 MPa, 对水的最高承压能力达 1.0 MPa。试验结果说明, CQ-NFF 可在油包水乳状液中有效成膜, 且加量越大, 热压差下胶粒被挤压后的分子链段扩散、缠绕及侧链基团交联的距离越短, 形成的薄膜越厚越致密, 承压封堵能力越强。由于乳胶

粒富含极性基团和嵌入型乳化剂, 薄膜上部及下部亲水性强, 抗油性高。

观测高温高压滤失试验后薄膜的微观形貌, 结果如图 3 所示。观测并分析发现: 油包水乳状液中的薄膜为非连续、不规则片状结构, 通过堆积、重叠、粘结而成, 片状结构之间存在交联体, 交联体有韧性、抗拉伸; 薄膜无网络空洞, 致密度高, 薄膜内镶嵌有 224.8~2 121.0 nm 无机物, 此为纳米级无机材料聚集而成, 可进一步提高薄膜强度及抗压能力。



(a) 薄膜全貌 (b) 膜中交联体 (c) 薄膜致密度观测结果

图 3 CQ-NFF 在油包水乳状液中所形成膜的微观结构

Fig.3 Microstructure of the film formed by CQ-NFF in water-in-oil emulsion

1.2.2 油基钻井液加入 CQ-NFF 后的成膜效应

按照标准 GB/T16783.2—2012 测定、评价油基钻井液的流变性、乳化性和高温高压滤失性能。油基钻井液的配方为白油+1.0% 主乳化剂+3.0% 辅乳化剂+2.0% 润湿剂+25.0%CaCl<sub>2</sub> 水+ 3.5% 有机土+8.0% 油溶性沥青+API 重晶石(油水比 9:1), 密度 2.0 kg/L, 热滚温度 150 ℃, 测试温度 65 ℃, 结果

见表 2。从表 2 可以看出, CQ-NFF 在油基钻井液中的加量为 1.0%~2.0% 时黏度及切力变化小, 对破乳电压无影响, 高温高压滤失量由 7.0 mL 降至 0.2 mL, 且对滤饼厚度无影响, 高温渗透失水量、高温高压渗透失油量分别从击穿降至 28.2 和 3.4 mL。试验结果表明, CQ-NFF 在油基钻井液中可有效成膜, 且对流变性和乳化性的影响较小。

表 2 CQ-NFF 对油基钻井液基本性能的影响

Table 2 The effect of CQ-NFF on basic properties of oil-based drilling fluid

CQ-NFF 加量, %	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	静切力/Pa		破乳电压/ V	高温高压滤失量/ mL	滤饼厚度/ mm	高温渗透失水量/mL	高温渗透失油量/mL
				初切	终切					
0	70	65	5	3.0	8.0	1 418	7.0	1.5	击穿	击穿
1.0	75	66	9	3.5	10.5	1 467	0.2	1.5	37.4	4.6
2.0	93	82	11	5.5	15.5	1 417	0.2	1.5	28.2	3.4

观察、分析油基钻井液中加入 CQ-NFF 后形成的滤饼微观形貌, 结果如图 4 所示。与空白样油基钻井液滤饼对比, 150 ℃、3.5 MPa 条件下, CQ-NFF 可在滤饼上黏附形成致密、边界清晰的

片状薄膜, 大规模封堵网络状滤饼中直径 86.38~526.90 μm 的空洞结构; 但在 180 ℃ 温度下, 薄膜黏附能力降低, 收缩成线状体, 薄膜效应消失。

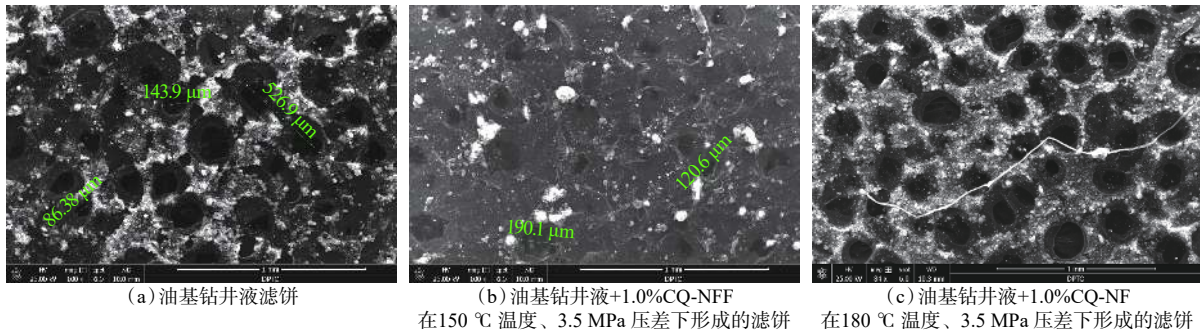


图 4 CQ-NFF 在油基钻井液滤饼上的成膜效应

Fig.4 Film-forming effect of CQ-NFF on oil-based drilling fluid filter cake

2 内充填封堵剂

油润湿后的封堵剂表面、岩石表面存在油膜和表面活性剂膜, 造成封堵剂抓壁不严、封堵剂之间易滑脱, 导致封堵层松散而复漏。为此, 按如下思路配制油基钻井液用内充填封堵剂: 选用油性高分散纤维, 通过物理作用进行挂壁, 并在封堵层中形成“拉筋”效应和网络结构, 防止材料滑脱; 选用尺寸分布宽、可软化变形、高弹性、高强度树脂作为封堵层内部填充物; 选用抗拉、抗压和抗弯强度大的不规则多边形弹性石墨作为封堵层骨架。

2.1 内充填封堵剂配方

川西地区深层裂缝性漏失严重层位主要分布在长兴组—栖霞组, 有效裂缝宽度 50~3 000 μm、最大宽度 1 000~3 000 μm<sup>[15-18]</sup>, 地层温度 ≤175 ℃。利用文献 [19] 提出的 d<sub>90</sub> 规则, 并根据强力链力学网络结构原理<sup>[20-22]</sup> 进行颗粒粒径级配, 选用超细碳酸钙、弹性石墨、高强度树脂和高分散纤维, 复配形成了川西地区油基钻井液用内充填封堵剂, 其配方为 3.0%~5.0%400 目超细碳酸钙+1.0%~3.0% 弹性石墨+1.0%~3.0% 高强度树脂+0.1%~0.2% 高分散纤维。其中, 400 目超细碳酸钙粒径 38 μm, 高分散纤维单丝直径 20~30 μm、长度 5~6 mm, 弹

性石墨和高强度树脂粒径分析结果如图5所示。分析图5可知,弹性石墨 $d_{50}$ 为268.94  $\mu\text{m}$ 、 $d_{90}$ 为1 318.54  $\mu\text{m}$ ,高强度树脂 $d_{50}$ 为75.87  $\mu\text{m}$ 、 $d_{90}$ 为1 566.72  $\mu\text{m}$ ,满足封堵最大宽度裂缝的要求;并且,高强度树脂径距为18.85,一致性为 $5.29 \times 10^{-7}$ ,颗粒粒径分布广,具有较好的粒径级配效应,可维持力链网络结构。

### 2.2 承压封堵性能评价

根据标准 GB/T 16783.2—2012 评价了内充填封堵剂对油基钻井液流变性的影响,热滚温度为175  $^{\circ}\text{C}$ ,检测温度为65  $^{\circ}\text{C}$ ;同时,采用高温高压砂床滤失仪评价了油基钻井液的封堵承压性能,试验温度为175  $^{\circ}\text{C}$ ,结果见表3和表4。其中,油基钻井液配方为白油+1.0%主乳化剂+3.0%辅乳化剂+2.0%润湿剂+30 mL 25.0% $\text{CaCl}_2$ 溶液+3.5%有机土+8.0%油溶性沥青+API加重剂(油水比9:1),密度2.0 kg/L。从表3和表4可以看出,内充填封堵剂对油基钻井液流变性的影响较小,内滤饼形成后清水承压封堵能力 $\geq 3.5$  MPa,白油承压能力 $\geq 3.5$  MPa。试验结果表明,该内充填封堵剂能较大程度地提高油基钻井液的承压封堵能力。

表3 内充填封堵剂对油基钻井液流变性的影响

Table 3 Effect of inner-filling plugging agent on rheological properties of oil-based drilling fluid

内充填封堵剂	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/Pa	六速黏度计读数		静切力/Pa		破乳电压/V
				$\Phi 6$	$\Phi 3$	初切	终切	
未加入	60.0	54	6.0	5	4	3.5	7.0	918
加入	95.5	80	15.5	11	10	7.0	16.5	987

注:内充填封堵剂的具体配方为3.0%400目超细碳酸钙+2.0%弹性石墨+1.0%高强度树脂+0.1%高分散纤维。下同。

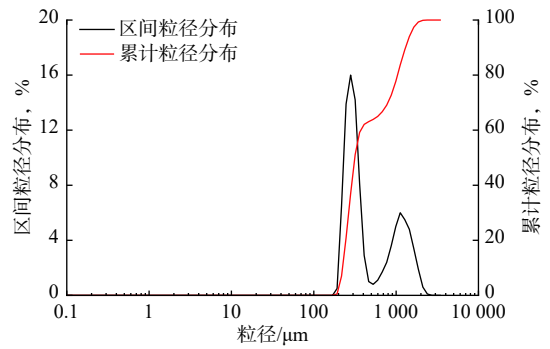
表4 内充填封堵剂承压封堵能力评价结果

Table 4 Evaluation results of the pressure resisting and plugging capacity of the inner-filling plugging agent

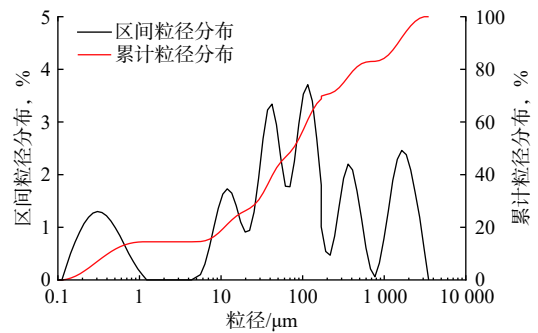
内充填封	砂床滤失	砂床强化后清水承压	砂床强化后白油承压
堵剂	量/mL	能力/MPa	能力/MPa
未加入	14.8	0.5	0.5
加入	0	$\geq 3.5$	$\geq 3.5$

### 3 现场试验

以致密膜护壁剂 CQ-NFF、内充填封堵剂为核心的川西地区油基钻井液井壁强化技术,在双探6井和中江2井进行了现场试验,均取得了较好的试验效果。



(a) 弹性石墨



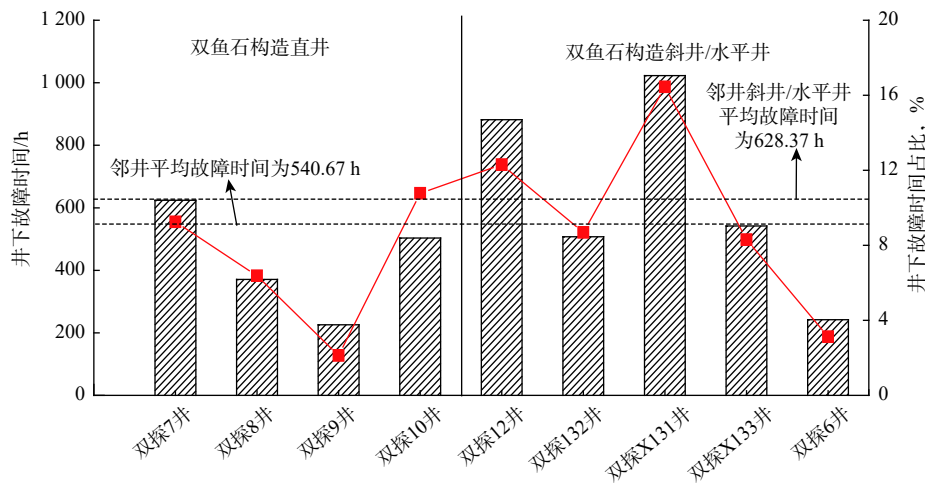
(b) 高强度树脂

图5 内充填封堵剂颗粒粒径分布

Fig. 5 Particle size distribution of inner-filling plugging agent

双探6井位于川西双鱼石—河湾场构造带秀钟潜伏构造,井深8 200 m,最大井斜角77.1 $^{\circ}$ ,井底温度170  $^{\circ}\text{C}$ 。该井在雷口坡组—茅口组( $\phi 241.3$  mm和 $\phi 149.2$  mm井段)进行了油基钻井液井壁强化技术试验,试验井段位于构造低部,地质结构复杂,试验效果明显(见图6):与同构造的直井相比,该井试验井段的井漏、井眼垮塌和卡钻时间缩短55.22%,井下故障时间占该开次钻井总时间的比例降低56.07%;与同构造的斜井、水平井对比,井漏、井眼垮塌和卡钻时间缩短61.48%,井下故障时间占比降低72.63%。

中江2井位于川西中江地区二叠系斜坡带构造高部位,深层含火山岩,以杏仁状玄武岩为主。杏仁状玄武岩裂缝、孔隙较发育,地层稳定性差,应力性垮塌严重,常导致侧钻,邻井井眼垮塌和卡钻时

图 6 双探 6 井  $\phi 241.3$  和  $\phi 149.2$  mm 井段与邻井钻井数据对比Fig.6 Comparison of drilling data of  $\phi 241.3$  mm and  $\phi 149.2$  mm sections in Well Shuangtan 6 and adjacent wells

间平均达 1 695.43 h, 井下故障时间占比平均为 34.13% (见表 5)。为此, 中江 2 井进行了油基钻井液井壁强化技术试验, 试验效果显著, 井眼垮塌和

卡钻时间为零。可见, 该技术可有效降低深层裂缝性井漏、应力性井眼垮塌的发生率, 保障大斜度井、复杂深井作业的安全。

表 5 中江 2 井与川西火山岩层钻井故障情况对比

Table 5 Comparison of the drilling failures of Well Zhongjiang 2 and volcanic layers in western Sichuan Basin

井名	火山岩岩性	井下故障类型	井下故障时间/h	井下故障时间占比(同开次), %
大深001-X1井	凝灰岩、杏仁状玄武岩	垮塌、卡钻导致侧钻	1 034.99	23.25
大深001-X3井	凝灰岩、杏仁状玄武岩	垮塌、卡钻导致侧钻	1 077.25	38.69
大深001-X4井	凝灰岩、杏仁状玄武岩	垮塌	239.59	15.03
莲探1井	凝灰岩、杏仁状玄武岩	垮塌、卡钻导致侧钻	6 044.85	90.93
永探1井	凝灰岩、灰绿岩、杏仁状玄武岩	井漏、垮塌	80.48	2.73
中江2井	凝灰岩、杏仁状玄武岩	无	0	0

## 4 结论与建议

1) 针对川西地区深井钻井中地层温度  $\leq 150$  °C 的中部层位, 研制了一种具有强交联吸附能力的致密膜护壁剂 CQ-NFF。CQ-NFF 利用乳状液水滴作为聚合物乳液成膜剂载体, 可形成极度致密的非网络结构薄膜, 油包水乳状液承压能力提高至 2.0 MPa。

2) 选用超细碳酸钙、弹性石墨、高强度树脂和高分散纤维进行颗粒粒径级配, 复配形成了川西地区油基钻井液内充填封堵剂, 其配方为 3.0%~5.0% 400 目超细碳酸钙+1.0%~3.0% 弹性石墨+1.0%~3.0% 高强度树脂+0.1%~0.2% 高分散纤维, 承压能力可提高至  $\geq 3.5$  MPa。

3) 以致密膜护壁剂 CQ-NFF、内充填封堵剂为核心的川西地区油基钻井液井壁强化技术, 在双探 6 井和中江 2 井进行了现场试验, 效果显著。双探 6 井  $\phi 241.3$  和  $\phi 149.2$  mm 井段的井漏、井眼垮塌时间缩短至 242.09 h, 井下故障时间占比降低至 3.81%; 中江 2 井火山岩层井眼垮塌、卡钻时间缩短至 0, 井下故障时间占比降至 0。

4) 随着川渝地区逐步转向 9 000 m 超深井、205 °C 超高温深部储层 (如川南地区大塔场构造塔探 1 井, 实测井底温度 203 °C), 井壁强化技术的抗温能力应进一步提升, CQ-NFF 抗温能力  $\leq 150$  °C, 内充填封堵剂中的纤维类材料抗温能力不足, 也不宜在温度大于 175 °C 的地层应用。因此, 建议进一步研究开发适用于超高温深层、超深层井壁强化的相关材料。

## 参 考 文 献

## References

- [1] 伍贤柱, 万夫磊, 陈作, 等. 四川盆地深层碳酸盐岩钻井技术实践与展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(2): 97-105.  
WU Xianzhu, WAN Fulei, CHEN Zuo, et al. Drilling and completion technologies for deep carbonate rocks in the Sichuan Basin: practices and prospects[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(2): 97-105.
- [2] 万夫磊, 唐梁, 王贵刚. 川西双鱼石构造复杂深井安全快速钻井技术研究与实践[J]. *钻采工艺*, 2017, 40(5): 29-32.  
WAN Fulei, TANG Liang, WANG Guigang. Research and application of deep well drilling technique for Shuangyushi Structure in West Sichuan[J]. *Drilling & Production Technology*, 2017, 40(5): 29-32.
- [3] 王星媛, 米光勇, 王强. 川西南部沙湾组—峨眉山玄武岩井段井壁失稳机理分析及应对措施[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(6): 55-59.  
WANG Xingyuan, MI Guangyong, WANG Qiang. Borehole wall instability encountered in drilling the Shawan Formation-Emeishan Basalt Formation in Southwest Sichuan: mechanisms and countermeasures[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(6): 55-59.
- [4] 胡大梁, 欧彪, 郭治良, 等. 川西二叠系超深风险井永胜1井钻井关键技术[J]. *断块油气田*, 2019, 26(4): 524-528.  
HU Daliang, OU Biao, GUO Zhiliang, et al. Key drilling technology of Permian ultra-deep risk exploration well YS1 in western Sichuan[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(4): 524-528.
- [5] 胡大梁, 欧彪, 何龙, 等. 川西海相超深大斜度井井身结构优化及钻井配套技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(3): 22-28.  
HU Daliang, OU Biao, HE Long, et al. Casing program optimization and drilling matching technologies for marine ultra-deep highly deviated wells in western Sichuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 22-28.
- [6] 邱正松, 暴丹, 李佳, 等. 井壁强化机理与致密承压封堵钻井液技术新进展[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(4): 1-6.  
QIU Zhengsong, BAO Dan, LI Jia, et al. Mechanisms of wellbore strengthening and new advances in lost circulation control with dense pressure bearing zone[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(4): 1-6.
- [7] 卢小川, 范白涛, 赵忠举, 等. 国外井壁强化技术的新进展[J]. *钻井液与完井液*, 2012, 29(6): 74-78.  
LU Xiaochuan, FAN Baitao, ZHAO Zhongju, et al. New research progress on wellbore strengthening technology[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2012, 29(6): 74-78.
- [8] van OORT E, FRIEDHEIM J, PIERCE T, et al. Avoiding losses in depleted and weak zones by constantly strengthening wellbores[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2011, 26(4): 519-530.
- [9] WANG Hong, SWEATMAN R E, ENGELMAN R, et al. Best practice in understanding and managing lost circulation challenges[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2008, 23(2): 168-175.
- [10] 宋丁丁. 井壁强化提高地层承压能力作用机理探讨[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.  
SONG Dingding. Study on the mechanisms of wellbore strengthening to enhance formation pressure-bearing capacity[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [11] 孙金声, 蒲晓林. 水基钻井液成膜理论与技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013: 2.  
SUN Jinsheng, PU Xiaolin. Film forming theory and technology of water based drilling fluid[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013: 2.
- [12] 李浩. 水基成膜钻井液体系的研究与应用[D]. 成都: 成都理工大学, 2010.  
LI Hao. Research and application of water-based film forming drilling fluid system[D]. Chengdu: Chengdu University Of Technology, 2010.
- [13] 匡绪兵. 具核结构的油基钻井液封堵剂的研制[J]. *钻井液与完井液*, 2015, 32(5): 15-18.  
KUANG Xubing. Development and evaluation of oil base mud plugging agent with nuclei[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2015, 32(5): 15-18.
- [14] 王伟, 赵春花, 罗健生, 等. 抗高温油基钻井液封堵剂 PF-MOSHIELD的研制与应用[J]. *钻井液与完井液*, 2019, 36(2): 153-159.  
WANG Wei, ZHAO Chunhua, LUO Jiansheng, et al. Development and application of the high temperature plugging agent PF-MOSHIELD for oil base drilling fluids[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2019, 36(2): 153-159.
- [15] 邹娟, 杨迅, 尹宏, 等. 九龙山—剑阁地区长兴组、飞仙关组礁、滩储层特征及控制因素研究[J]. *天然气勘探与开发*, 2014, 37(4): 1-6.  
ZOU Juan, YANG Xun, YIN Hong, et al. Characteristics of bioreef and shoal reservoirs in Changxing and Feixianguan formations of Jilulongshan-Jiange area and their controlling factors[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2014, 37(4): 1-6.
- [16] 文龙, 李亚, 易海永, 等. 四川盆地二叠系火山岩岩相与储层特征[J]. *天然气工业*, 2019, 39(2): 17-27.  
WEN Long, LI Ya, YI Haiyong, et al. Lithofacies and reservoir characteristics of Permian volcanic rocks in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(2): 17-27.
- [17] 王欣欣. 川西北中二叠统栖霞组、茅口组碳酸盐岩储层沉积学[D]. 成都: 成都理工大学, 2017.  
WANG Xinxin. Sedimentological research on the carbonate reservoir of Chihsia and Maokou formation in Northwest Sichuan[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2017.
- [18] 罗静, 胡红, 朱遂珩, 等. 川西北地区下二叠统茅口组储层特征[J]. *海相油气地质*, 2013, 18(3): 39-47.  
LUO Jing, HU Hong, ZHU Suihui, et al. Characteristics of lower Permian Maokou reservoir in northwest of Sichuan Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2013, 18(3): 39-47.
- [19] HANDS N, KOWBEL K, MAIKRANZ S. Drilling-in fluid reduces formation damage and increase production rates[J]. *Oil & Gas Journal*, 1998, 96(28): 65-68.
- [20] 孙其诚, 金峰. 颗粒物质的多尺度结构及其研究框架[J]. *物理*, 2009, 38(4): 225-232.  
SUN Qicheng, JIN Feng. The multiscale structure of granular matter and its mechanics[J]. *Physics*, 2009, 38(4): 225-232.
- [21] 孙其诚, 王光谦. 静态堆积颗粒中的力链分布[J]. *物理学报*, 2008, 57(8): 4667-4674.  
SUN Qicheng, WANG Guangqian. Force distribution in static granular matter in two dimensions[J]. *Acta Physica Sinica*, 2008, 57(8): 4667-4674.
- [22] 陈平. 颗粒介质压缩和剪切的可视化试验与分析[D]. 广州: 华南理工大学, 2014.  
CHEN Ping. Compression and shear of the visualization experiment and analysis in granular media[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2014.