

油基钻井液在东海某超深大位移井中的应用

余运虎（中海油田服务股份有限公司油田化学事业部上海作业公司，上海 200335）

摘要：H-1 井位于东海海域，该井井深 6656m，垂深 3755m，水平位移 4757m，是一口典型的超深大位移井。钻进期间面临着井眼清洁、井壁稳定、高扭矩以及井漏的技术难题。在室内优选了一套油基钻井液体系后，现场重点从钻井工程、钻井液低剪切速率粘度、软件模拟以及高效抗磨减阻剂方面的应用情况进行分析和总结，结果表明：钻进参数和低剪切速率粘度的配合能很好的解决大位移井井眼清洁问题，而软件模拟能够提供数据参考，能避免岩屑床的形成和井漏的发生，这些方面综合在一起让 H-1 井成功开发。

关键词：油基钻井液；井眼清洁；井壁稳定；井漏；大位移井

东海 H-1 井 $\phi 311.15\text{ mm}$ 井眼裸眼段长 3837m， 68° 稳斜段长 3120m，岩屑不容易携带出来，另外高扭矩和摩阻容易造成钻具托压，起下钻遇阻等情况； $\phi 212.72\text{ mm}$ 井眼安全窗口窄，容易发生漏失。本井钻遇的花港组、平湖组砂泥岩互层胶结，疏松，砂泥岩层中互夹不等厚煤层，泥岩和煤层容易剥落掉块导致井壁失稳，井径扩大等复杂情况，另外本井储层段属于中低孔、中低渗透储层。为了解决井眼清洁、井壁失稳、高扭矩摩阻以及井漏等难题，同时做好保护储层，优选了一套油基钻井液体系，以满足 H-1 井安全钻井和储层保护的要求，在现场应用中，取得了良好的效果。

1 H-1 井油基钻井液技术难点

①井壁稳定：泥砂岩互层胶结，疏松，中间含煤层裂缝发育；龙井组下部和花港组上部绿灰色、红褐色泥岩局部坍塌压力高，另外 $\phi 311.15\text{ mm}$ 裸眼段长，钻井周期长，容易发生井壁失稳；②井眼清洁： $\phi 311.15\text{ mm}$ 裸眼段长、井斜大、长稳斜钻进、水平位移长，不利于携带岩屑，井眼净化困难，容易在下井壁形成岩屑床；③高扭矩和摩阻：

$\phi 311.15\text{ mm}$ 裸眼段长， 60° 以上井段超过 3800m，轨迹调整频繁，多次稳斜和降斜，钻进过程中容易出现摩阻和扭矩大的情况；④性能维护： $\phi 311.15\text{ mm}$ 工期 30 天，钻遇地层中的泥质、灰质粉砂岩岩屑在井底高度研磨后，细微粒有害固相侵入钻井液中，造成固相含量升高，流变性和润滑性变差，另外整体循环量大，性能不易维护。

2 室内评价

通过一系列优选，最终确定了油基钻井液体系基本配方：5# 白油 +4.0% MOEMUL 主乳化剂 +1.0% MOCOAT 辅乳化剂 +1.0% MOWET 润湿剂 +1.5% MOALK 储备 +1.5% MOGEL 有机土 +3.0% MOHFR 降滤失剂 +3.0% MOLSF 封堵剂 +1.0% HIRHEO-A 流型调节剂 +25% 氯化钙溶液（油水比 80:20），并在室内针对储层保护性能、封堵性能、抗磨减阻性能进行了实验评价：

①储层保护性能评价：表 1 实验数据表明：在模拟岩心上，油基钻井液直接返排后，渗透率恢复值达到 85% 以上截去污染端 0.5cm 后，渗透率恢复值可达 95% 以上，储层保护效果好；②封堵性能评价：表 2 实验数据表明：

表 1 油基钻井液储层保护性能评价

岩心号	钻井液	Ka ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	Pd (MPa)	Kd/KO (%)	截污染端 Kd/KO (%)
人造岩心 3	油基	4.85	0.025	86.63	96.6@0.5cm
人造岩心 6	油基	8.83	0.017	87.21	95.45@0.5cm

表 2 油基钻井液封堵性能评价

实验 1：微裂缝不同压力下渗透实验数据（工作相：白油），实验条件：时间 $\times$ 压力 MPa $\times$ 室温				
压差	MPa	1	2	3
实验时间	min	5	5	5
滤失量	mL	3.4	7.2	18.5
实验 2：动态污染滤失实验数据（工作相：油基钻井液），实验条件：120min $\times$ 3.5MPa $\times$ 150 $^\circ\text{C}$				
滤失量，mL	0			

表 3 油基钻井液抗磨减阻性能评价

润滑剂	AV (MPa $\cdot$ s)	PV (MPa $\cdot$ s)	YP (Pa)	$\Phi 6/\Phi 3$	ES	润滑性系数	抗磨性能
空白	30	20	10	9/8	574	0.081	7
3% CX-LUBE	28	21	7	6/5.5	310	0.080	8
1% CX300	29	20	9	9/8	625	0.060	10
3% SM	33	22	11	12/11	508	0.065	9
3% 聚四氟乙烯	36.5	25	11.5	13/12	410	0.074	8
3% 普通石墨	29	23	6	7/6	500	0.076	8

表 4 H-1 井 $\phi 311.15\text{ mm}$ 井眼起下钻统计

井眼起下钻统计		起下钻情况
短起	2233 $\rightarrow$ 1888m, 2827 $\rightarrow$ 1888m, 3405 $\rightarrow$ 2750m, 3970 $\rightarrow$ 3140m, 5141 $\rightarrow$ 4615m, 5725 $\rightarrow$ 5100m	顺畅
长起	5725m $\rightarrow$ 井口	起钻至 4043m 遇阻；4043-2780m 划眼（倒划眼期间分段循环）
通井	井口 -5725m	下钻于 2060m、2586m、4262m、4346m 遇阻，划眼通过，起钻 4272-4265m、3853-3848m、2780-2772m 划眼通过

表 5 H-1 井钻井液性能统计表

分段	密度 (g/cm^3)	粘度 (s)	YP (Pa)	PV (MPa $\cdot$ s)	R6/R3	ES (V)	HTHP (mL)	O/W
第一趟	1.20-1.22	49-50	9-11	21-23	9/8	486	3.4	77/23
第二趟	1.22	49-50	10-11	21-23	9/8	510	3.2	77/23
第三趟	1.22-1.26	50	10-11	22-25	10/9	501	3.2	78/22
第四趟	1.26	50	10-11	28-25	10/9	532	3	78/22
第五趟	1.26-1.30	51	10-11	26-30	10/9	850	3	81/19
第六趟	1.30	51-53	10-11	29-30	11/10	890	3	84/16
长起	1.30	53-54	10-11	29-31	10/9	850	3	84/16
通井	1.30	58-60	10	34-35	10/9	930	3	85/15

该油基钻井液体系能高效封堵微裂缝，稳定井壁；③抗磨减阻性能评价：表3实验数据表明：油基钻井液中加入1%CX300后抗磨减阻性明显提高，且较普通润滑剂效果更为显著。

3 现场应用

H-1井 $\phi 311.15\text{mm}$ 井眼在钻进过程中，通过补充胶液，添加各种泥浆材料，使用高目数筛布，持续开启离心机来调整和维护油基钻井液性能，同时工程上配合参数、起下钻、划眼、软件模拟等措施，保证了井眼清洁、井壁稳定。从起下钻的情况来看，遇阻情况较少，钻井时效提高不少。H-1井在 $\phi 212.72\text{mm}$ 井眼钻进过程中重点是防漏堵漏，工程上采用合理排量和密度，钻井液方面控制较低的粘切和终切，使用超细碳酸钙和高效堵漏剂来提高地层承压能力，同时配合软件模拟，实时跟踪ECD来预防井漏。发生漏失时及时采取措施，有效控制了漏失并顺利下入尾管（见表4）。

3.1 井眼清洁

现场根据 $\phi 311.15\text{mm}$ 井眼情况，通过调整油水比、有机土、提切剂等来控制油基钻井液的流变性，同时充分利用固控设备清除有害固相，使流变性达到最佳状态。大位移定向井中控制钻井液流变性3转的读数，保持较高的低剪切速率下的粘度，以提高岩屑携带和悬浮能力，防止停泵时形成岩屑床。工程上尽量采用高排量来提高岩屑的环控返速，顶驱采用高转速倒划眼2遍以上搅动岩屑，使岩屑进入高速传送带上及时携带出来。现场通过钻井工程、低剪切速率粘度、软件模拟携岩率和ECD相互配合，成功解决了井眼清洁的问题。

工程钻井液：合适的钻进参数：FLW： $\geq 3800\text{l/min}$ ，RPM： $\geq 120\text{r/min}$ ；循环时间：钻进中若ROP过快，则需适度控速钻进或增加循环时间，起钻前循环时间不少于5个迟到时间；短起下：建议500–800m进行一次短起下作业，以达到修复井壁的目的。分段排量流变性调整：排量大于4200L/min，3转：6–9；排量在3800–4200L/min，3转：7–10；排量小于3800L/min，3转：8–11（见表5）。

3.2 井壁稳定

现场通过物理化学共同作用来保证井壁稳定：物理方面钻井液采用合理密度来平衡地应力，支撑井壁；化学方面利用3%–4%PF-MOLSF来强化封堵，用3%–4%PF-MOHFR来降低滤失量，利用油基钻井液滤液是基油的特点来有效抑制泥页岩水化膨胀，使钻开的井眼规则优质。钻井过程中勤观察筛面返出情况，起下钻倒划眼时重点关注是否有掉片等返出，从现场起下钻情况看，井壁稳定，井眼状况良好。

3.3 降低摩阻和扭矩

虽然油基钻井液具有良好的润滑性，但H-1井裸眼段长，井斜大，水平位移长，钻进中仍然面临着扭矩高，起下钻摩阻大的情况。本井中使用170目及以上的进口筛布并配合两台变频离心机来最大限度清除有害固相，并进一步改善泥饼质量，这在一定程度上降低了摩阻。本体系引入高效抗磨减阻剂CX300，室内评价能够有效降低摩阻，对该体系流变性影响较小， $\phi 311.15\text{mm}$ 井眼通井期间加入

高效抗磨减阻剂CX300，起钻摩擦系数较之前明显减小。

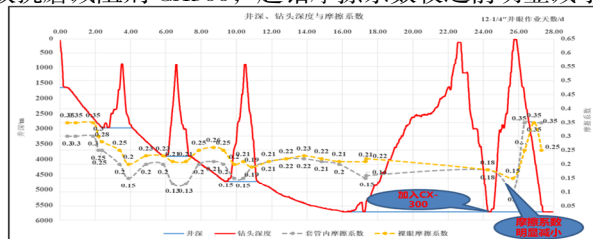


图1 H-1井套管及裸眼摩擦系数随井深、钻头深度变化关系

3.4 预防井漏

油基钻井液一旦发生漏失，很难堵漏。H-1井 $\phi 212.72\text{mm}$ 井眼钻进期间ECD数值远高于钻井液密度，加上本井眼安全窗口窄，容易发生漏失。现场在携岩率满足井眼清洁的前提下，通过降低钻进排量，降低钻井液粘度、初终切来降低环空压耗，减小压力激动来预防井漏。同时借助软件模拟井下ECD，确保其低于漏失压力。在钻进至5943m时，发生微漏，立马配置堵漏浆15m³（井浆+10% BLOCKSEAL）替入井底堵漏，同时降低排量循环观察，补充1%封堵材料PF-EZCARB，0.5% PF-MOLSF，并持续补充PF-BLOCKSEAL，通过软件计算漏失ECD由1.405提高至1.429（见图2）。后期正常钻进，井眼稳定未发生漏失。

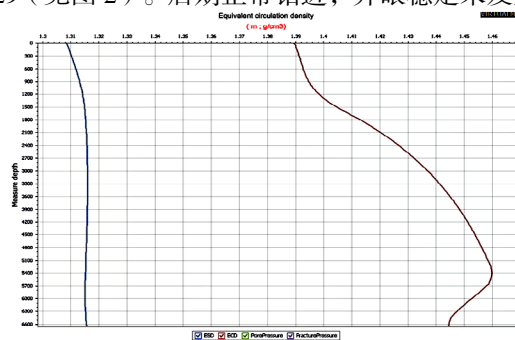


图2 H-1井 $\phi 212.72\text{mm}$ 井眼钻进期间ECD模拟

3.5 储层保护

该体系储层实验渗透率恢复值达95%以上，储层保护效果好。H-1井 $\phi 212.72\text{mm}$ 井眼钻进中严格控制滤失量低于3mL，其滤液是油，表面张力低，可避免水锁伤害；固控使用200目进口筛布，最大限度清除有害固相，防止固相污染储层；使用超细碳酸钙对储层屏蔽暂堵，进一步保护储层。H-1井投产后，配产超计划，可见储层得到了有效保护。

4 结论

①通过室内评价，该油基钻井液体系储层保护效果好、封堵性能强，与CX300配伍性好，加入后能有效降低摩阻；②钻井液低剪切速率粘度与钻进参数相互配合使大位移井的携岩率得到提高，井眼净化效果非常好，起下钻顺畅，提高了钻井时效；③软件数据模拟能为大位移井下状况提供重要的参考意义，对井下形成岩屑床、发生漏失等复杂情况能提前预判，为钻井液性能调整提供方向；④大位移井作业，除了钻井液性能主要因素外，固控设备（振动筛、离心机）和工程手段（短起下、循环时间）等因素也至关重要。

作者简介：

余运虎（1987-），男，湖北天门人，本科，中级工程师，研究方向：钻完井液技术管理与应用。