

适宜海水钻井液体系新前置液实验 和现场试验¹⁾

周济福^{*,2)} 刘东清^{*,†}

^{*}(中国科学院力学研究所, 北京 100080) [†](胜利石油管理局海洋钻井公司, 东营 257062)

摘要 前置液是影响固井质量的重要因素之一, 对于海水钻井液体系, 如何选用前置液是一个新的课题. 提出了一种适宜于海水钻井液体系的新型前置液, 对其在固井过程中的各种性能进行了室内实验研究, 结果表明: 新型前置液与海水钻井液、固井水泥浆及盐水等环境流体有良好的相容性, 对井壁具有稳定作用, 其中的固体颗粒及表面活性剂有利于冲刷海水钻井液形成的泥饼. 在此基础上, 将新型前置液应用于胜利油田的固井作业, 进行现场试验, 发现: 应用新型前置液后, 环空水泥浆界面清晰, 混浆段长度缩短, 第 2 界面的胶结质量有明显提高.

关键词 固井, 固井质量, 前置液, 水泥浆, 海水钻井液, 环空驱替

中图分类号: TE256 **文献标识码:** A **文章编号:** 0459-1879(2007)04-0442-07

引 言

前置液是影响固井质量的重要因素之一^[1,2], 前置液的配制需要针对特定的钻井液体系. 钻井液一般分为淡水、海水和油基 3 类^[3]. 大部分油气井采用淡水钻井液, 针对这类钻井液的前置液研究也较多^[4~9]. 而针对海水钻井液体系的前置液研究极少. 随着油田勘探开发由陆地向海上发展, 海水钻井液体系的应用将越来越多. 海水钻井液中含有大量的钙、镁离子, 少量海水钻井液污染固井水泥浆就会使水泥浆增稠, 且可使水泥浆中常用的降失水剂失效, 导致水泥浆大量失水甚至脱水, 还能使水泥浆的凝结时间延长, 强度发展缓慢, 甚至没有强度, 这无疑将影响固井质量^[10]. 如果井下油气层活跃, 过长的凝结时间和较低的水泥石强度将给地层中油气的运移提供足够的时间, 对固井质量的影响会更大, 严重时会发生固井候凝时的井喷. 因此, 海水钻井液和水泥浆的有效隔离比陆上固井显得更为重要. 所以, 寻求适宜于海水钻井液体系的新型固井前置液, 对于海上油田的勘探开发具有巨大的应用价值.

据此, 本文提出了一种新的前置液配方, 并针对胜利油田的海水钻井液体系, 开展了一系列室内实

验: 新型前置液与其环境流体的相容性、泥饼冲刷、井壁稳定性以及地层污染等实验, 论证了新型前置液的优越性. 在胜利油田的现场应用试验表明, 新型前置液可缩短水泥浆混浆段长度, 在保证第 1 界面高胶结质量的前提下, 可显著提高第 2 界面的胶结质量.

1 新型前置液配制

在配制新型前置液时, 应主要考虑前置液对泥饼的冲刷效率、对保护井壁和稳定井眼的作用、以及对钻井液和水泥浆的隔离效果.

在前置液中增加固相颗粒, 可以提高前置液对钻井液形成的泥饼的冲刷效率. 通过大量的试验、优选, 认为微硅是一种较好的材料, 其主要成份为活性的 SiO₂(含量占 85%~98%). 这种微硅在改善前置液冲刷效果的同时, 还可增加水泥石和泥饼的致密性、增强水泥石的胶结强度、降低水泥石的渗透率, 从而减少水泥浆自由水量. 另一方面, 由于颗粒很细, 比表面积比水泥高 60 倍, 它可加速水泥的水化反应, 其火山灰效应可引起水泥石的体积收缩而影响界面胶结质量. 所以微硅的加量一定要控制, 一般以 30%(与水的质量比, 下同)左右为宜. 从泥

2006-06-22 收到第 1 稿, 2007-05-11 收到修改稿.

1) 国家重点基础研究发展计划 (973 计划)(2005CB221304) 资助项目.

2) E-mail: zhoujf@imech.ac.cn

饼冲洗实验看，加入 10% 的微硅，就可达到较理想的冲洗效果。

对于含黏土的地层，黏土的水化膨胀对保护井壁和稳定井眼十分不利。由于 K^+ 具有抑制粘土水化膨胀的能力^[11]，在前置液中加入 KCl 做为页岩稳定剂。另外还加入一种非离子型干燥剂，它能改变套管、井壁的润湿性，从而改善泥饼的亲水能力，提高冲洗效果和水泥胶结质量。实验表明，当 KCl 加量在 3% 以内时，前置液的流变性变化不大，大于 3% 时，前置液的稠度系数值增大到 1.5 以上，不宜采用。因此，KCl 加量控制为 2%。

为实现前置液对钻井液和水泥浆的有效隔离，除加大前置液的用量外，一方面，需要加入前置液助剂（包括高分子生物聚合物、表面活性剂等）以提高黏度，使之具有良好的悬浮性能，同时不产生沉淀分层。另一方面，可以用加重材料提高前置液的密度。助剂对流变参数的影响如表 1，助剂 (ZH) 加量越大，前置液黏度越大，表现为稠度系数 K 增加，但助剂在 10% 以下时不致使前置液显著增黏。现场施工可根据不同黏度要求，选择助剂加量。

表 1 不同助剂加量对前置液流变性的影响

Table 1 Influences of additive percentage on the rheological parameters of spacer

Formula(wow)	Temperature	n	$K/(Pa \cdot s^n)$
10%Si+4%ZH	ambient temperature	0.58	0.129
	85°C	0.58	0.077
10%Si+6%ZH	ambient temperature	0.51	0.279
	85°C	0.46	0.218
10%Si+8%ZH	ambient temperature	0.50	0.360
	85°C	0.41	0.334
10%Si+10%ZH	ambient temperature	0.47	0.460
	85°C	0.38	0.448

前置液加重时，必须考虑浆液环空上返过程中钻井液 - 前置液和前置液 - 水泥浆界面的稳定性^[12]。

前者不稳定将使钻井液与前置液相互混合，从而影响前置液的功效，后者不稳定将导致前置液与水泥浆相互掺混，从而增加混浆段长度，降低水泥环的胶结质量。上返时，环空中的浆液位置如图 1。根据 Rayleigh-Taylor 不稳定性理论，前置液的密度应使该两界面的 Atwood 数为负^[13,14]，即

$$A_{ms} = \frac{\rho_m - \rho_s}{\rho_m + \rho_s} < 0, \quad A_{sc} = \frac{\rho_s - \rho_c}{\rho_s + \rho_c} < 0 \quad (1)$$

其中 ρ_m, ρ_s, ρ_c 分别为钻井液 (drilling mud)、前置液 (spacer)、水泥浆 (cement slurry) 的密度。因此，加重前置液时，应使其密度满足如下关系

$$\rho_m < \rho_s < \rho_c \quad (2)$$

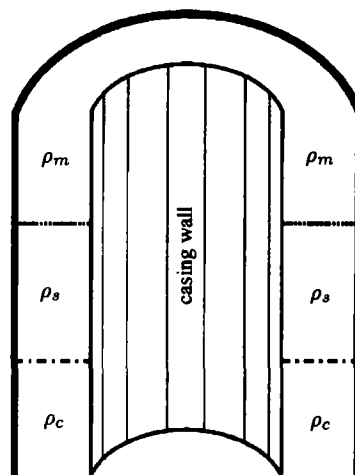


图 1 环空中钻井液、前置液、水泥浆及其界面示意图

Fig.1 Sketch of the drilling mud, spacer, cement slurry in the annular space and the interfaces in-between

利用重晶石 (它也是钻井液和水泥浆常用的加重材料) 加重前置液，重晶石不同加量对前置液密度和流变参数的影响如表 2 所示。胜利油田一般浅井

表 2 前置液的加重实验数据

Table 2 Laboratory data of the rheological parameters of spacer with different percentage of barite

Formula(wow)	Temperature	Density/kg·m ⁻³	n	$K/Pa \cdot s^n$
10%Si+8%ZH+10% barite	ambient temperature	1122	0.53	0.32
	85°C		0.39	0.56
10%Si+8%ZH+30% barite	ambient temperature	1207	0.56	0.33
	85°C		0.38	0.91
10%Si+8%ZH+50% barite	ambient temperature	1292	0.48	0.8
	85°C		0.50	0.5
10%Si+8%ZH+100% barite	ambient temperature	1504	0.52	0.72
	85°C		0.54	0.39
10%Si+8%ZH+200% barite	ambient temperature	1928	0.68	0.31
	85°C		0.55	0.47

海水钻井液的密度为 $1030\sim 1100\text{ kg/m}^3$, 所用水泥浆的密度为 $1800\sim 1900\text{ kg/m}^3$. 因此, 当重晶石加量在 100% 以下时, 前置液密度满足不等式 (2), 且对前置液的流变性影响不大.

基于以上考虑, 新型前置液的配方为: 水 +10% 微硅 (Si)+2~10% 助混剂 (ZH)+0~70% 重晶石, 其中百分比是和水的重量百分比. 下文涉及的新型前置液, 如无特别说明, 配方均为: 水 +10%Si+ 8%ZH+30% 重晶石.

2 新型前置液性能的实验研究

配方科学的前置液, 可有效隔离水泥浆和钻井液, 避免水泥浆为钻井液所污染; 可有效冲洗套管壁、剥离井壁上的疏松泥饼, 提高驱替钻井液的效率, 从而改善水泥环第 1(水泥与套管) 和第 2(水泥与井壁) 界面的胶结质量. 前置液的流变性 (一般符合幂律模式) 是一个重要的因素, 前置液需与其环境流体 (水泥浆、钻井液、地层水等) 良好相容, 即当它们相互混合后, 流变参数不至发生显著变化. 一般情况下, 相容性好的前置液与环境流体混合后, 混合液的稠度系数应减小, 而流型指数应增大. 这样, 环空流易于达到湍流状态, 有利于冲洗套管壁、剥离井壁上的疏松泥饼, 且阻力较小, 便于施工. 另外, 前置液冲刷泥饼、保护井壁和油气层的性能等, 也是固井工程十分关注的实际问题.

2.1 新型前置液与其环境流体的相容性

混合液的凝结和稠化实验表明 (表 3), 随新型前置液比例的增加, 水泥浆凝结、稠化时间有所增加, 当前置液比例达 50% 时的稠化时间比纯水泥浆推迟约 1.5 h. 这是由于新型前置液中含有高分子聚合物, 它对水泥浆起到一定的缓凝作用. 但这种缓凝作用不是很大, 这在某种程度上, 反而有利于现场施工, 不会引起诸如骤凝、憋泵等安全事故. 另外, 由于新型前置液中含有一定量的固相颗粒微硅及加

表 3 新型前置液对水泥浆性能的影响实验数据

Table 3 Laboratory data of new spacer effect on the properties of the cement slurry

Slurry percent/ %	Spacer percent/ %	Initial setting time/ min	Final setting time/ min	Thickening time/ min
100	0	155	205	110
95	5	165	200	127
75	25	200	255	142
50	50	235	310	197

重剂, 而微硅和加重剂是水泥浆常用的减轻剂和加重剂, 不会使水泥浆产生骤凝^[10].

地面和井底温度下, 前置液 - 水泥浆、海水钻井液 - 前置液、前置液 - 盐水混合液的流变参数变化的实验结果分别绘于图 2~ 图 4. 可以看出, 前置液与环境流体混合液的流变参数基本呈现 n 值升高、 K 值降低的规律, 这有利于环空流达到湍流状态而有效驱替钻井液. 虽然前置液比例大于 50% 时, 对水泥浆的流变性有一定影响 (图 2), 但这种情况发生的可能性很小, 而图 3 中 85°C 时 K 值虽有增大,

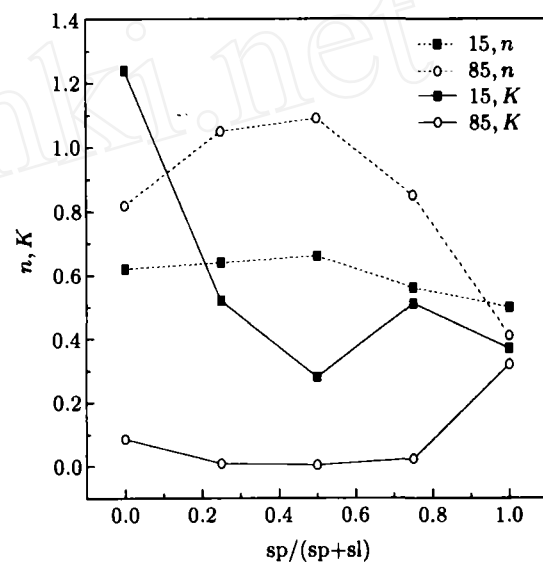


图 2 前置液含量对水泥浆 - 前置液混合液流变参数的影响

Fig.2 Effect of spacer percentage on the rheological parameters of the mixture of spacer and cement slurry

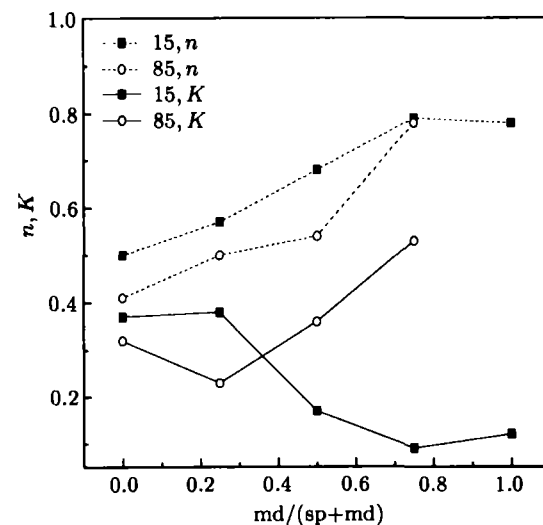


图 3 海水钻井液含量对钻井液 - 前置液混合液流变参数的影响

Fig.3 Effect of drilling mud percentage on the rheological parameters of the mixture of spacer and drilling mud

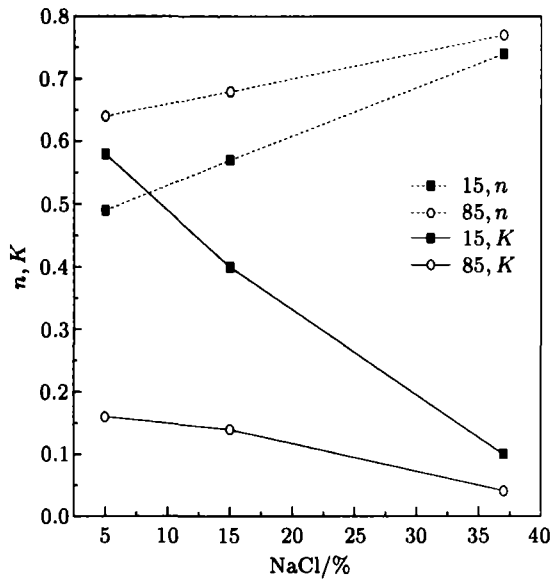


图 4 NaCl 含量对前置液流变参数的影响

Fig.4 Effect of NaCl percentage on the rheological parameters of spacer

但幅度较小。此外，在以上各实验中，均未发现任何胶凝、絮凝现象。因此，新型前置液与固井过程中的环境流体具有很好的相容性。

2.2 新型前置液冲刷泥饼实验

前置液必须能有效冲刷钻井过程中形成的井壁泥饼。新型前置液中不仅含有活性固相粒子，而且有非离子表面活性剂，因此它对泥饼应具有化学、物理及水力冲刷 3 种功能，能有效地改善泥饼润湿性，降低泥饼表面张力，进而起到更好地清洗、冲刷泥饼的作用。

为验证新型前置液对泥饼的冲刷效果，分别开展了新型前置液、SNC 冲洗液、清水 3 种前置液的泥饼冲刷实验，对应的冲洗率分别为 95%，57% 和 35%，如图 5。可见，新型前置液具有优良的冲刷能力，几乎完全能冲洗掉附着在滤纸上的泥饼，效果

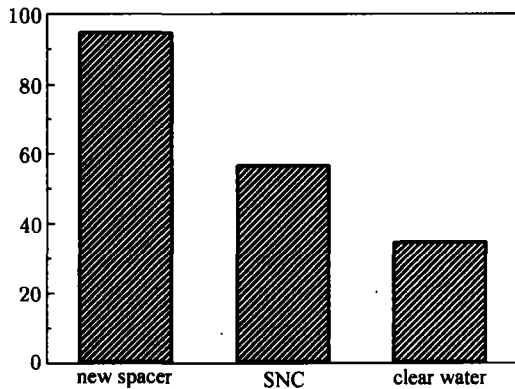


图 5 不同前置液对泥饼的冲刷效率比较

Fig.5 Scouring efficiencies of different spacer

最好，SNC 水效果次之，清水冲洗效果较差。

2.3 新型前置液对井壁稳定性的影响

为考察新型前置液对稳定井壁的效果，利用现场的实际页岩岩屑，进行了新型前置液、SNC 和清水的比较实验。按标准实验步骤，测量新型前置液、清水、SNC 水实验的页岩回收率。回收率越大，说明前置液对页岩保护得越好，页岩没有因为水化膨胀变细而被过滤掉。如图 6，新型前置液对页岩回收率为 96%，所以对井壁的保护效果最好，SNC 水效果次之，清水效果较差。

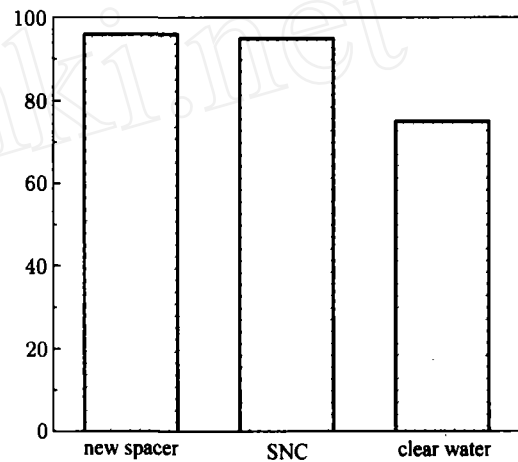


图 6 不同前置液对井壁稳定性的效果比较

Fig.6 Effects of stabilizing well wall of different spacer

2.4 新型前置液保护油气层试验

在石油天然气的勘探开发过程中，油气层被打开后，必然与各种流体接触。这些流体会不同程度地损害油气层，轻则使油藏生产或注入能力降低，重则使油藏产生永久性的堵塞。为了评价新型前置液保护油气层的效果，采用动态失水仪模拟井下条件，测量浆体对砂岩岩芯的污染程度

$$D = (K_0 - K_d) / K_0 \times 100\%$$

其中， K_0 ， K_d 分别为污染前后煤油的有效渗透率，按达西定律计算。

实验结果见表 4，其中实验程序 MUD→SL 表示先用钻井液、再用水泥浆污染地层，MUD→SP→SL 表示依次用钻井液、新型前置液、水泥浆污染地层。可见，使用新型前置液可降低水泥浆失水 19%，约使岩芯污染程度下降 5%。由于新型前置液本身失水小，对油层的污染时间短，因此对油气层污染很小。同时由于新型前置液失水后有成膜作用，可以阻止水泥浆向地层失水，进而减轻水泥浆对油气层岩芯的污染。

表 4 新型前置液保护油气层实验数据

Table 4 Laboratory data of new spacer of formation damage prevention

Core No.	Lab process	Ko/mD	Kd/mD	D/%	Water loss/ml		
					MUD	SP	SL
1	MUD→SL	133.97	108.9	18.7	13.8	/	7.8
2	MUD→SP→SL	130.84	113.18	13.5	13.2	0.5	6.3

3 现场试验

为考察新型前置液在实际固井工程中的应用效果,先后在胜利油田 9 号平台施工的 CB12A 井组、7 号平台施工的 CB251E 井组中开展了现场试验.现场采用水泥胶结测井 (cement bond log, CBL) 和声波变密度测井 (variable density log, VDL) 技术检测固井质量,该仪器可同时记录声波波列中的首波波幅和后继波信号 (如图 7 所示),图 7 中左半部分的曲线为首波相对声幅,即首波声幅与自由套管井段 (没有水泥固结的环空井段) 声幅值之百分比,每小格为 10%,垂向坐标为井深;右半部分的条纹图为后继波信号.注水泥后,如果水泥与套管界面 (第 1 界面) 良好,则套管与水泥环的声阻抗差小,套管波的能量易通过水泥环向外传播,套管波信号衰减大,测得的 CBL 值低,如图 7 中①区曲线所示.若第 1 界面胶结较差,管外为钻井液时,套管与钻井液的声阻抗差大,套管波信号弱,则 CBL 值较高,如图 7 中②区曲线所示.在自由套管井段,则会出现 CBL 的最大值,如图 7 中③区曲线所示.我国利用相对声幅来评价第 1 界面的胶结质量,相对声幅值在 10%~15% 者为优质 (图 7 中①区),30% 以下为合格.如果水泥与地层界面 (第 2 界面) 胶结良好,声能将通过水泥传入地层,声波 (纵波和横波) 将在地层中传播并衰减,故会收到强地层波.如果地层传播信号不清晰,则可能水泥与地层胶结不良或地

层衰减大 (弱地层). 如果水泥和地层之间有泥饼干扰,则收到的地层波就很微弱.因此,若后继波信号条纹相间规则而清晰 (图 7 中④区),则说明第 2 界面胶结质量差;反之,第 2 界面胶结质量好 (图 7 中⑤区).另外,②区跨越的井段长度 (即混浆段长度) 越短,说明前置液与水泥浆的界面越稳定而清晰,越有利于提高固井质量.由图 7 可以看出本井混浆段长度约 25 m.

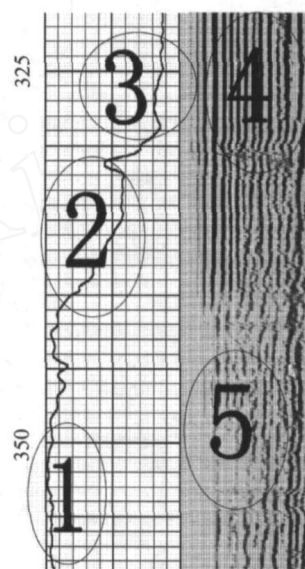


图 7 某井 321~358 m 井段 CBL/VDL 测井图

Fig.7 CBL & VDL curve of a well between 321~358 m depths

新型前置液体系首先在胜利 9 号平台施工的 CB12A 井组中试用.该井组共 8 口井,其中 CB12A-1, CB12A-5, CB12A-8 三口井试用新型前置液 (NSP),为对比试验,其它 5 口井中,一口使用了清水加分散剂类型前置液 (USZ),有两口直接用淡水辅以低密度水泥浆作前置液 (Fw/SL),另两口使用了 SNC 前置液,试验数据和固井质量见表 5.很显然,使用新型前置液后,水泥混浆段长度相对缩短,第 1 界面胶结质量合格率 (合格井段占封固井段

表 5 CB12A 井组声幅与变密度测井数据

Table 5 CBL & VDL data of CB12A wells

Well No.	CB12A-							
	1	2	3	4	5	6	7	8
drift angle/°	34.5	44.5	42.9	41	34.4	50.6	30.8	42.7
spacer	NSP	Fw/SL	Fw/SL	SNC	NSP	USZ	SNC	NSP
qualified rate of No.1 interface/%	100	100	92	100	100	90	95	100
qualified rate of No.2 interface/%	96	30	44	50	95	56	42	85
length of mixed slurry/m	15	70	97	106	60	98	63	17

的百分比)几乎达到 100%,尤其是,第 2 界面与同一井组的其它井相比,胶结质量提高了 40%~50%。可见,新型前置液对提高固井质量具有十分显著的效果。

进一步在胜利油田 7 号平台施工的 CB251E 井组进行了试验,该井组共 4 口井,包括一口水平井,其最大井斜为 96.3°,试验数据和固井质量见表 6。可见,新型前置液在 CB251E 井组的使用效果,与 CB12A 井组基本相同,除水平井 CB251E-4 第 2 界面外,所有井的第 1,第 2 界面的合格率均在 90% 以上,水泥混浆段长度都在 35 m 以内。水平井 CB251E-4 第 2 界面固井质量较差,主要原因是,水平井中套管因重力的作用不易居中,其下部与井壁的间隙较小,其间的流动速度很小,从而断面上的速度梯度较大,易引起前置液与钻井液和水泥浆间的界面不稳定,造成混浆段过长而降低固井的质量。因此,加强套管居中可进一步提高固井质量,对大斜度井尤其如此。

表 6 CB251E 井组声幅与变密度测井数据
Table 6 CBL & VDL data of CB251E wells

Well No.	CB251E-			
	1	2	3	4
drift angle/°	23.51	42.80	46.54	96.30
spacer	NSP	NSP	NSP	NSP
qualified rate of No.1 interface/%	96	97	100	93
qualified rate of No.2 interface/%	91	93	95	82
length of mixed slurry/m	30	31	18	35

4 结 论

为适应海上石油钻井使用海水钻井液体系的需求,提出一种新型固井前置液配方,经一系列的室内实验证明:该新型前置液与其环境流体的相容性好,对稳定井壁有明显效果;新型前置液中的固相颗粒及表面活性剂可有效冲洗海水钻井液形成的泥饼;新型前置液本身失水小,可减少水泥浆失水,降低水泥浆对油气层的污染。在胜利油田的现场试验表明,新型前置液的使用可缩短水泥混浆段长度,在保持第 1 界面高胶结质量的同时,可显著提高第 2 界面的水泥胶结质量。

参 考 文 献

1 Pelipenko S, Frigaard IA. Mud removal and cement placement during primary cementing of an oil well—Part 2: steady-state displacements. *Journal of Engineering Mathematics*, 2004, 48 (1): 1~26

2 Bittleston SH, Ferguson J, Frigaard IA. Mud removal and cement placement during primary cementing of an oil well - Laminar non-Newtonian displacements in an eccentric annular Hele-Shaw cell. *Journal of Engineering Mathematics*, 2002, 43(2-4): 229~253

3 李友臣, 吴旭辉. 固井前置液技术研究. 西部探矿工程, 2005, 111(增刊): 128~129(Li Youchen, Wu Xuhui. Study on cementing spacer. *West-China Exploration Engineering*, 2005, 111(增刊): 128~129(in Chinese))

4 Anon. Openhole displacement procedure recovers synthetic-based fluid. *Journal of Petroleum Technology*, 1999, 51(11): 40~40

5 Bloys JB, Murphy JW, Weingarten JS, et al. Drilling and completing wells for high productivity in the point mcIntyre field: strategy, implementation, and verification. *Journal of Petroleum Technology*, 1996, 48 (9): 836~837

6 李早元, 杨绪华等. 固井前钻井液地面调整及前置液紊流低速顶替固井技术. 天然气工业, 2005, 25(1): 93~95 (Li Zao-yuan, Yang Xuhua, et al. Cementing techniques of ground adjusting drilling fluid properties before cementing and displacing mud by turbulent pre-flush at low return velocity. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(1): 93~95(in Chinese))

7 王志刚, 李玉海等. 生物驱油剂用于固井前置液的研究与应用. 石油钻采工艺, 2003, 25(4): 28~31 (Wang Zhigang, Li Yuhai, et al. Study and application of biological oil displacement agent in cementing pad fluid. *Oil Drilling & Production Technology*, 2003, 25(4): 28~31 (in Chinese))

8 马文英, 张辉等. 提高第二界面固井质量的钻井液与前置液研究. 钻井液与完井液, 2003, 20(4): 27~30(Ma Wenying, Zhang Hui, et al. Study on drilling fluid and preflush for improving cementing quality of the second contact surface. *Drilling Fluid, & Completion Fluid*, 2003, 20(4): 27~30 (in Chinese))

9 赵金洲, 张桂林. 钻井工程技术手册. 北京: 中国石化出版社, 2005 (Zhao Jinzhou, Zhang Guilin. *Drilling Engineering and Technique Handbook*. Beijing: China Petrochemical Press, 2005(in Chinese))

10 丁岗, 刘东清. 油井水泥工艺及应用. 石油大学出版社, 2000. (Ding Gang, Liu Dongqing. *Oil Well Cement Craft and Application*. Petroleum University Press, 2000(in Chinese))

11 孙明波, 侯万国, 孙德军等. 钾离子稳定井壁作用机理研究. 钻井液与完井液, 2005, 22(5): 7~9 (Sun Mingbo, Hou Wanguo, Sun Dejun, et al. Mechanism study on the potassium ion stabilizing wellbore. *Drilling Fluid, & Completion Fluid*, 2005, 22(5): 7~9 (in Chinese))

12 谢正桐, 李家春, 王丽丽. R-T 界面不稳定性及湍流混合的大涡模拟. 计算物理, 2002, 19(2): 108~114 (Xie Zheng-tong, Li Jiachun, Wang Lili. Large eddy simulation of R-T instability and turbulent mixing. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2002, 19(2): 108~114 (in Chinese))

13 Wang Lili, Li Jiachun, Xie Zhengtong. Large-eddy-simulation of the 3dimensional Rayleigh-Taylor instability in incompressible fluids. *Science in China (Series A)*, 2002, 45(1): 95~106

14 Wang Lili, Li Jiachun. Fluid mixing due to rayleigh-taylor instability in a time-dependent acceleration history. *Com-*

munications in Nonlinear Science & Numerical Simulation, 2005, 10: 571~577

INVESTIGATION OF THE PERFORMANCE OF A NEW RECIPE OF SPACER FOR SEA-WATER DRILLING FLUIDS BY MEANS OF LABORATORY AND IN-SITU EXPERIMENTS¹⁾

Zhou Jifu^{*,2)} Liu Dongqing^{*,†}

**(Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100080, China)*

†(Offshore Drilling Company, Sinopec Shengli Petroleum Administration Bureau, Dongying 257062, China)

Abstract Spacer is one of the crucial factors influencing the quality of well cementing. It is particularly important to choose right ingredients of the spacer for well cementing in sea-water drilling fluid. The paper proposes a new recipe of spacer and studies its performance in laboratory. The experimental results demonstrate that the new spacer works well with the environmental fluids, such as sea-water drilling mud, cement slurry and salty water. It can stabilize the wall of the well. And, with carefully chosen solid particles and surfactants in the recipe, the spacer fluid can efficiently used to wash the wall of the well, especially, for the mud cake. Furthermore, in-situ experiments were conducted in Shengli Oilfield, Shangdong Province, China. The results show that the new spacer fluids can shorten the mixing length of the drilling mud and the cement slurry, and can evidently improve the quality of the second interface of the cement annulus.

Key words well cementing, quality of well cementing, spacer, cement slurry, sea-water dulling fluid, annular displacement

Received 22 June 2006, revised 11 May 2007.

1) The project supported by the National Basic Research Program of China (973) (2005CB221304).

2) E-mail: zhoujf@imech.ac.cn