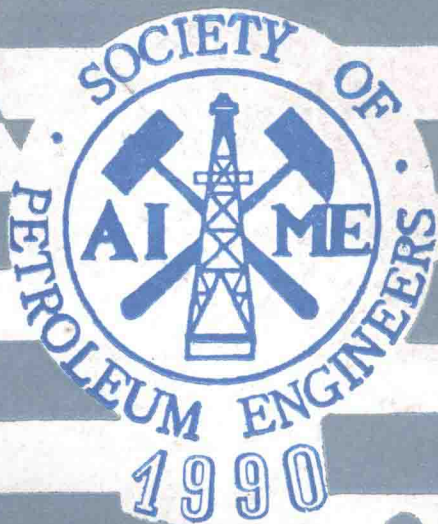




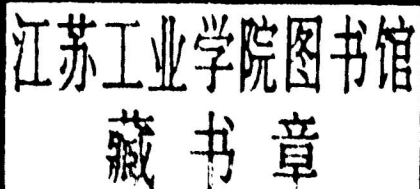
钻井液译文集

中国石油天然气总公司情报研究所

1990 年 钻 井 液 译 文 集

责 任 编 辑

赵 忠 举



中国石油天然气总公司情报研究所

一九九一年六月

前 言

继第一集《钻井液译文集》出版后，我们又收集了29篇外国优秀泥浆论文，汇编成1990年《钻井液译文集》，供大家参考。

第一集《钻井液译文集》出版后受到了钻井界的青睐和支持。在此，我们向支持我们办这本译文集的单位 and 广大读者表示感谢。

由于我们水平有限，在选题、翻译和编辑过程中难免有错，恳请广大读者批评指正。

中国石油天然气总公司钻井工程局
胜利石油管理局

中国石油天然气总公司情报研究所

一九九一年六月

目 录

深井泥浆

- SPE 19533 石灰基钻井液在高温高压环境中的应用……………徐同台译(1)
用于钻深井和高温井的无机增粘剂……………赵忠举译(12)
IADC/SPE 19955 全油型钻井液的现场应用……………刘长生译(21)

防塌泥浆

- 用钾稳定墨西哥湾页岩……………朱千里译(32)
提高页岩稳定性的泥浆处理剂——甘油……………门廉魁译(42)
IADC/SPE 19956 现场评价证实MMLHC钻井液体系对清洁和
稳定井眼以及提高钻速的极佳效益……………孙德军译(47)
IADC/SPE 19953 抑制性阳离子钻井液在小井眼取芯中的
应用研究……………孙德军译(57)

聚合物泥浆

- IADC/SPE 19945 部分水解聚丙烯酰胺对地层钻屑的吸附
特性……………贾延东译(71)
用生物聚合物泥浆解决水平井问题……………查金才译(86)
SPE 19531 部分水解聚丙烯酰胺泥浆 (PHPA) 在现场
的应用……………徐同台译(94)
IADC/SPE 20000 CMC的化学组成及其与钻井液流变性和失
水的关系……………钱兴坤译(111)
分析泥浆滤液中的部分水解聚丙烯酰胺……………王希晋译(127)

固控及固控理论研究

- SPE 19532 管理钻井液的一种工程处理方法……………张祖兴译(132)
用先进技术优化油基泥浆及其固相的控制……………朱克果译(147)
IADC/SPE 19957 物质平衡原理有助于固控和泥浆体系的
评价……………康德泉译(156)

实验室研究

- SPE 19534 聚合物降滤失剂在钻井泥浆泥饼中的形象……………徐同台译(167)
SPE 19535 在定向钻井中泥浆流变性与携屑能力的关系……………国 旺译(178)
SPE 19537 用来在室内测量钻井液摩擦系数的先进技术……………金 华译(195)
为钻井液性能提供动态评价的装置……………王同良译(206)

环境保护

- 钻井液添加剂毒性资料的新进展.....宋文宁译(214)
墨西哥湾泥浆毒性限制.....夏静华译(223)

防止地层损害

- SPE 19431 完井液侵入情况的模拟与用钠基和钾基盐水恢复
渗透率的试验.....杨全华译(231)
地层损害综述.....司马方译(241)

其他

- SPE 19752 在高渗透性海上褶皱走向带的完井中用交联羟乙基纤
维素控制失水王同良译(254)
用零表面电荷浓度下的聚合物溶液提高钻井性能.....魏俊昶译(267)
SPE 19434 完井液设计准则和现有技术的不足陈安贵译(278)
控制钻井液中的硫化氢罗景琪译(291)
SPE 19560 用油基泥浆作为天然气水合物的抑制剂古亚光译(305)
鉴定油田聚合物的试验方法.....宋文宁译(317)

石灰基钻井液在高温高压环境中的应用

J.M.Elsen et al.

徐同台 译

Amoco Production Co. et al.

摘 要

石灰基钻井液常常被用在需要容纳较高固相含量、保持低的和稳定流变性、抗污染及抑制页岩坍塌的钻井条件下。由于石灰基体系在较高温度下发生胶凝，过去石灰基泥浆体系只限于在温度低于300°F的环境中应用。目前由于钻井液处理剂和控制设备新发展，使得石灰基钻井液可以在高温高压环境中应用。

阿莫科生产公司最近使用石灰基泥浆在得克萨斯海上的高温高压环境中钻了一口井。预定的钻井液目标是促使作业获得成功。首先钻井液必须满足美国环保局(EPA)对环境排放的要求。其次，必须减少卡钻、井漏及邻井普遍存在的井下复杂情况。最后，钻井液必须在350°F高温与泥浆密度达18.5磅/加仑下保持稳定，并且能抗二氧化碳和水侵入。为了实现这些钻井液目标，研制出一种高温石灰基泥浆体系及其维护方法。

本文阐述了用以选择泥浆体系的设计、实验室配方的发展，钻井过程中用来确定泥浆处理剂的实验室试验方法和钻井液性能。这些经验为在恶劣的环境中使用的石灰基钻井液提供了极好的配方与维护方法。

引 言

在新奥尔良地区的Amoco生产公司近来在高温高压环境中成功地使用了石灰基钻井液。得克萨斯海上的Mustang岛A-110井总深达17352英尺。电测测得的井底温度为338°F(用赫若线解释，略高于350°F)，泥浆密度为18.5磅/加仑。作业获得成功的原因是认真设计和细心的作业。改进普通的石灰钻井液，获得在高温、高密度下保持稳定的钻井液配方，从而使这口井取得成功。

在恶劣环境中，为了在高效条件下进行作业，必须克服许多井下复杂情况。在这种类型井中，通常选用逆乳化泥浆，因这种泥浆能够抗污染，具有较好的井眼稳定性和高温稳定性。然而，使用油浆造成的环保问题，运输和钻屑处置费用是昂贵的，特别在海上，使用油基泥浆时若发生井漏，恢复循环是十分困难的。考虑到这些特殊情况，Amoco公司决定在这口井上使用水基泥浆。

设计前, 收集邻井的资料以弄清作业中可能遇到的井下复杂情况并确定孔隙压力, 根据1986年所钻的Mustang岛A-111区块3号井的资料确定出新井的套管设计和孔隙压力(图1和2)。然后分析每一井段常见的井下复杂情况并记录下来(表1)。从这些复杂情况出发, 依据邻井的泥浆设计与总的经济效益来选择泥浆体系。然后, 对这口井确立了下述的钻井液目标:

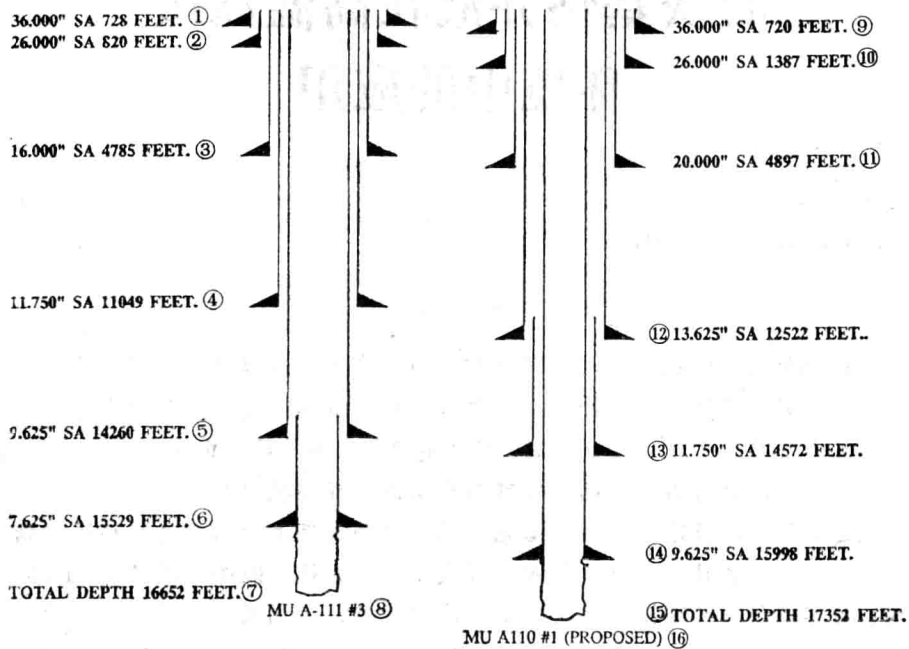


图1 Mustang岛初探井的套管设计

- ①36英寸, 728英尺; ②0.26英寸, 820英尺; ③16英寸, 4785英尺; ④11³/₄英寸, 11049英尺; ⑤9⁵/₈英寸, 14260英尺; ⑥7⁵/₈英寸, 15529英尺; ⑦完钻井深166520英尺; ⑧Mu A-111 1号井; ⑨36英寸, 720英尺; ⑩26英寸, 1387英尺; ⑪20英寸, 4897英尺; ⑫13⁵/₈英寸, 12522英尺; ⑬11³/₄英寸, 14572英尺; ⑭9⁵/₈英寸, 15998英尺; ⑮完钻井深17352英尺; ⑯Mu A-110 1号井(设计)

- (1) 钻井液必须满足美国环保局排放的要求。
- (2) 钻井液必须克服或减少邻井的井下复杂情况。
- (3) 钻井液必须在密度18.5磅/加仑、350°F下保持稳定。
- (4) 钻井液必须能抗二氧化碳和盐等的污染。

为了集中研究该井的高温、高压井段, 对现有文献进行了研究。研究表明, 许多在高温环境中常用的分散泥浆含有能促使流变性能稳定的表面活性剂或含铬化合物[9,10]。此类处理剂妨碍钻屑或泥浆往墨西哥湾中排放。文献亦指出, 石灰基泥浆在温度接近300°F时能够固化。然而, 当表1中所列举出的问题直接提出时, 这种类型的体系是最称心如意的。文献还指出使用一些新的处理剂能够配制出抗高温石灰泥浆[1,2,3,4,6,7,11]。为了配制出高密度、抗高温的石灰基泥浆进行了室内试验。

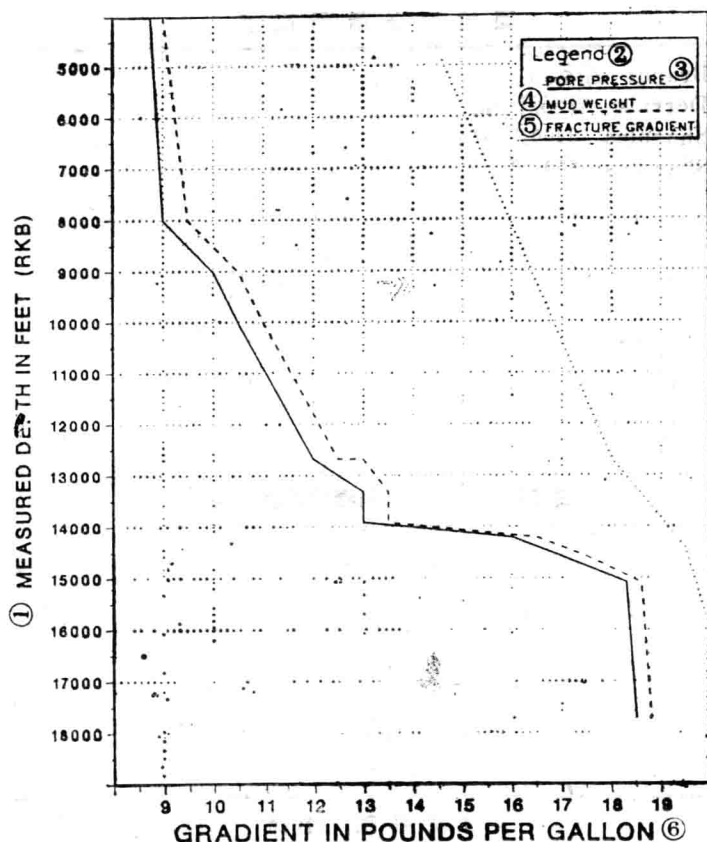


图 2 Amoco生产公司在Mustang 岛A-110区 块OCS-G-6025
1号井预测的孔隙压力、泥浆密度和破裂压力梯度

①测量井深度，英尺（岩石）；②图例；③孔隙压力；④泥浆密度；⑤破裂压力梯度；⑥压力梯度（磅/加仑）

表 1

可能发生的井下复杂情况

井深，英尺	井下复杂情况
5000—6350	强胶性泥岩，钻头泥包，卡钻
6350—12600	强胶性泥岩，钻头泥包，卡钻，CO ₂ 气
12600—14600	CO ₂ ，高压，井漏，卡钻，井温270°F
14600—16000	CO ₂ ，高压，井漏，卡钻，低度固相，井温350°F
16000—完钻井深	CO ₂ ，高压，井漏，卡钻，比重钻屑，井温350°F

对目前井场上使用的固控设备进行了评价以提高对低比重钻屑的控制能力。为了控制泥浆的流变性，对于任何一种可能使用的水基钻井液来说，固控设备都是必不可少的。低密度固相或过量墩土均能引起泥浆流变性能不稳定，也易引起井漏。据发现增加两台离心机在控制固相方面是有经济效益的，因此在钻井时已使用了离心机（表 2）。

根据文献和实验室工作，所研制出的石灰基钻井液既能在恶劣环境下保持稳定，又有希望达到预定的钻井目标（表 3 和表 4）。已制定了一个计划，该计划要求在钻井作业时进行

表 2

固 控 设 备 稀 释 速 度

4—Brandt 振动筛 2—Derrick 管汇清洁器 1—Sharples 3400离心机 1—Sharples 3000离心机					
井深, 英尺	井眼尺寸, 英 寸	筛 网 尺 寸		离 心 机, 小时/天	稀 释 速 度, 桶/天
		Brandt	Derrick		
12560—14575	12 ¹ / ₄	120/140	210	16	220
14575—16000	10 ⁵ / ₈	120/140	210	12	94
16000—17352	8 ¹ / ₂	120/140	210	13	110

表 3

实际96小时LC-50的毒性试验结果

井深 (英尺)	LC-50 (ppm)	泥浆密度 (磅/加仑)
9145	445193	11.1
11571	550463	12.3
14070	396480	15.5
14147	515438	16.0
17352	272839	18.4

表 4

物 质 平 衡, 磅/桶

井 深 (英尺)	低 温 ($<200^{\circ}\text{F}$)		中 温 ($200-250^{\circ}\text{F}$)		中/高温 ($250-300^{\circ}\text{F}$)		高 温 ($>300^{\circ}\text{F}$)	
	6000	10000	12000	13000	14000	15000	16000	17352
重晶石	0	133	269	239	264	554	626	675
墩土	20	11.1	16.3	11.3	7.2	8.6	8.3	6.8
NaOH	2.6	5.1	7.3	7.3	5.8	4.3	4.0	3.6
石灰	3.3	8.3	11.0	11.5	8.8	8.5	8.6	8.4
褐煤	0.5	3.6	10.5	14.0	10.3	4.2	—	—
淀粉	—	6.7	3.4	2.4	—	—	—	—
聚阴离子纤维素	0.6	0.5	0.3	0.8	0.9	0.4	—	—
改性木质素	—	—	3.8	5.0	4.9	11.8	7.9	4.9
接枝木质素磺酸钙	2.8	3.9	4.8	6.7	7.6	7.9	7.3	8.6
磺化沥青	—	—	—	—	—	2.3	10.4	12.1
改性的聚丙烯酸脂三元共聚物	—	—	—	—	—	2.4	3.3	4.2
乙烯酰胺/乙烯磺酸盐三元共聚物	—	—	—	—	—	0.3	0.7	1.3

注: 物质平衡是用来测定加到泥浆中处理剂浓度的一种方法, 但通常并不反映处理剂在泥浆中的实际浓度。

实验室试验，并要求白劳德钻井液公司和阿莫科公司的人员进行直接联系以便讨论一些复杂情况和隐患。本文其余部分将讨论石灰基泥浆的原理，钻井液的配方，为确定处理剂正确混合所采用的试验，及这些努力的结果。

石灰基泥浆的发展史

40—50年代石灰泥浆得到广泛使用。此种泥浆被认为是一种抑制性流体，并能抗常见的各种污染，如盐、水泥和无水石膏。既使在高固相环境中，石灰泥浆流变性能保持稳定，其值较低。石灰泥浆能够使用任意类型配浆水配制，并且容易维护。然而，当所钻井进入深井、高温井段时，该泥浆出现严重胶凝。最坏情况下，泥浆在井中凝固。所以，石灰泥浆被限制在温度低于300°F的环境中使用，当泥浆在井中静止后循环返出泥浆有燃烧的臭味或严重胶凝时，此浆应被抛弃。根据使用石灰基泥浆的多数经验，通常认为应该采用较低石灰含量来提高泥浆热稳定性，但丧失泥浆部分抑制性能。因此，石灰泥浆被分为低石灰、中石灰或高石灰泥浆体系。

当研制出KLM泥浆时，石灰泥浆又重新引起人们的关注。KLM体系容易维护，并具有较好的稳定井壁的迹象。由于采用了诸如乙烯酰胺/乙烯磺酸〔1,3,7〕和磺化顺丁烯二酸酐等新的处理剂〔1,2,7〕，使其可在较高温度的地区使用。提高石灰泥浆热稳定性，最重要的是把低密度固相控制为低含量并限制使用墩土。然而，这些石灰泥浆从未在高温、高压两种条件下进行过试验。

此外，那些据称热稳定性超过350°F的某些新型添加剂，但还没有通过现场试验。这些处理剂包括能稳定流变性和控制高温高压滤失的接枝木质素磺酸盐〔6〕和改性木质素树脂〔5〕。

钻井液的目标

正如上文提到的那样，Amoco公司的Mustang岛 A-110 井的头一个钻井液目标是配制一种高密度、热稳定性好的泥浆，这种泥浆还必须满足美国环保局对墨西哥湾排放的要求。泥浆的设计配方见表5，泥浆性能列在表6。被2.5%普通润滑剂污染的第二个样品，属于最坏的实例。对这些样品用标准 Mysisid 糠虾可做的试验结果是，没有污染泥浆的96小时LC₅₀值为490000ppm，而被污染泥浆的LC₅₀值降到330000ppm。两种样品的LC₅₀值均大于30000ppm的最低规定值。所以，按上述组分配制的泥浆既显示出良好热稳定，对Mysisid 糠虾的毒性又很低，从而允许排放钻屑。

第二个目标要求在控制钻井液性能的同时减少邻井所出现过的井下复杂情况。Mustang岛 A-111 3号井是最近的邻井，该井使用高石灰泥浆钻至11049英尺。这口井的钻井记录和泥浆的摘要说明指出，这口井的井下情况是好的。使用石灰泥浆时没有出现在这个地区另一口井所曾出现过的钻头泥包和卡钻等井下复杂情况。A-111 3号井中当井深超过11049英尺后，采用油基泥浆钻井。尽管这口井没有发生卡钻事故，并且泥浆具有良好的热稳定性，但由于发生严重井漏需提前下套管。由于套管下的很浅，既没有达到较低的目标亦无法评价。

考虑到邻井常常遇到井漏，加上有酸性气体，高密度泥浆和气体侵入的可能性，可以断定建议采用石灰基泥浆是最佳钻井设计。其它的水基钻井液通常需要用石灰或石膏除掉碳酸

根或碳酸氢根。这种处理方法是靠不住的，一旦泥浆在井中静止时就能引起过度胶凝。泥浆胶凝使其难以在地面除气，还会造成高的抽吸和激动压力。也可能由于较高的当量循环密度导致井漏。

第三个目标要求钻井液在高密度下保持良好的热稳定性。据认为，实验室结果常常与现场结果不一样。为了保证实际泥浆稳定并能控制泥浆性能需要一种连续性的试验设计。设计要求每星期把现场泥浆送至泥浆公司设在休斯顿的实验室进行评价。

表 5 实 验 室 的 配 方

	磅/桶
墩土	18
Rev Dust	22
石灰	5
改性的木质素磺酸盐	6
褐煤	10
烧碱	4
乙烯基酰胺/乙烯基磺酸盐共聚物	0.5
改性木质素	5
磺化沥青	5
低分子量三元共聚物	4
重晶石	630

表 6 实 验 室 配 方 的 结 果

密度，磅/加仑	18.0
塑性粘度 (PV)，厘泊	30
屈服值 (YP)，磅/100英尺 ²	8
切力，磅/100英尺 ²	2/4
API滤失量，毫升	1.4
高温高压滤失量，毫升350°F	9.6
剪切强度	100
毒性试验，LC ₅₀	490000ppm

注：在350°F下静止老化16小时。

第四个目标要求钻井液能抗污染。在这口井上所遇到两种最为复杂的污染是低密度固相，包括墩土和CO₂气体的影响。建议采用石灰泥浆解决上述两个难题。此外，应特别强调固控设备的效率。每周取样检测泥浆样的粒度分布。这样做不仅有助于控制钻屑的聚集量而且亦可使离心机利用达到最优。

检测钻井液的目标

使钻井作业达到最优化的最好方法是把现场实际效果与预定的目标相比较。把这些成果

与邻井相比较,用现有的最好技术使后来所钻的井更接近于最佳效率。由于Mustang岛A-111 3号井距A-110 1号井最近,因而大部分对比是在该井与A-111 3号井相间进行。

毒性试验结果

按照EPA毒性试验程序的规定,每月采集一次钻井液试样。96小时 LC_{50} 值试验结果表明,泥浆总是能通过Mysid糠虾试验。完井深度时泥浆试样的 LC_{50} 值最低,为270000ppm,它比要求的30000ppm的毒性极限值大240000ppm。另一个值得说明之处是不需要往泥浆中加铬或含铬的处理剂。

将邻井所出现井下复杂情况降至最低限度

在钻Mustang岛A-110 1号井时,没有遇到强胶性泥岩,钻头泥包或 CO_2 气侵入有关的复杂情况。但当钻17 $\frac{1}{2}$ 英寸井眼时,由于漏失和堵漏,出现井眼清洗问题(表1)。电测表明,该井段发生冲蚀。这种情况与泥浆类型,机械因素或泥浆密度偏低有关。造成井眼扩大的机械因素是大排量,用大排量来提高钻速并把钻头泥包降低到最低程度。大排量使泥浆在井下钻具组合周围形成紊流剖面。然而,当钻井作业时,提高泥浆密度有助于井眼状况的改善。未来的钻井设计应重新评价这一井段,可能考虑使用另一种类型泥浆和加重方式。

特殊的泥浆处理剂

为了使石灰基泥浆具有较高的热稳定性,已使用了数种新型处理剂。在其它抗高温水基泥浆中已用过这些新型处理剂。与丙烯酸接枝的木质素磺酸盐被用作石灰基泥浆的稀释剂〔6〕。接枝的木质素磺酸盐不含铬,而且在降低石灰基泥浆老化试样的剪切强度方面优于铁铬木质素磺酸盐。在较高的温度和泥浆密度情况下,为了减少泥浆体系胶凝可使用低分子量三元共聚的反絮凝剂〔4,11〕。当泥浆剪切强度增高时,随接枝木质素磺酸盐一起加入少量的三元共聚物,可避免剪切强度过高。当井底温度超过经济地使用淀粉的极限温度时,可使用改性的木质素作为降滤失剂〔5〕。上述产品用到估计井底温度接近300°F时为止,此时,停止使用改性木质素,改用乙烯磺酸与乙烯酰胺共聚物和磺化沥青来控制高温滤失量直至钻到设计深度。

试验室和现场结果

在这口井上所采用的石灰基泥浆体系经受了所能遇到的若干种最为严重的污染,甚至用油基泥浆也难以克服。高温、高 CO_2 含量以及高固相使之需要经常对水基泥浆进行评价,以确保泥浆在钻井过程中在遇到这些污染之前就具有抗这种污染的能力。每周至少送一个泥浆试样到服务公司的实验室进行常规分析并且在高于井底温25°F情况下进行试验。使用这种方法能预测泥浆性能,在室内所进行的主要试验包括评价泥浆老化前后的流变性能,泥浆在高于井底温度25°F下静止老化后的剪切强度及高温滤失性能。上述泥浆性能的任何变化都说明泥浆体系稳定性下降,可在实验室中用小型试验来调整泥浆性能的变化。使用高温高压流变仪

测定高温下的泥浆流变性能；但是，据发现这种试验不能表示体系的热稳定性，也不能与井上泥浆性能相比较。仪器测得的结果表明泥浆稠化是试验冷却结果，而这种情况正代表泥浆循环出井眼的情况。但是，在井场没有观察到泥浆发生稠化。因此不能根据流变仪的数据制定泥浆的处理方案，更确切地说只有剪切强度是可信赖的。

钻井时，在现场按钻达井深所预测的最高温度对现场泥浆样进行小型试验。该试验对确定某些泥浆处理剂对控制泥浆性能的作用是有用处的。通过这种研究能较好地了解泥浆体系并可预计产品的需求量。表 4 出示了根据物质平衡原理计算出的添加剂实际最高浓度。依据产品数量和加入水的体积所计算出的泥浆体系中处理剂浓度，能够鉴别钻进各种井段时为控制泥浆性能所加入的各种处理剂的效果。这种方法亦可用来作为评价泥浆体系和处理剂的一种手段。

当井底温度接近250°F，必须降低高温高压滤失量。几种HTHP降滤失剂的小型试验结果表明，预胶化淀粉是最经济有效的产品。它既能控制滤失量而又对泥浆性能影响不大。此种处理一直可沿续至实际井底温度接近250°F。然后用改性木质素来控制滤失量。小型试验说明，在经过试验的几种不同的处理剂中，改性木质素是最为经济有效的，在300°F下使泥浆的HPHT滤失量小于15毫升所需的改性木质素浓度为7磅/桶。根据物质平衡的计算结果，在现场实际需要量为11.8磅/桶。在实验室，当模拟现场条件的试验井底温度达325°F时，改

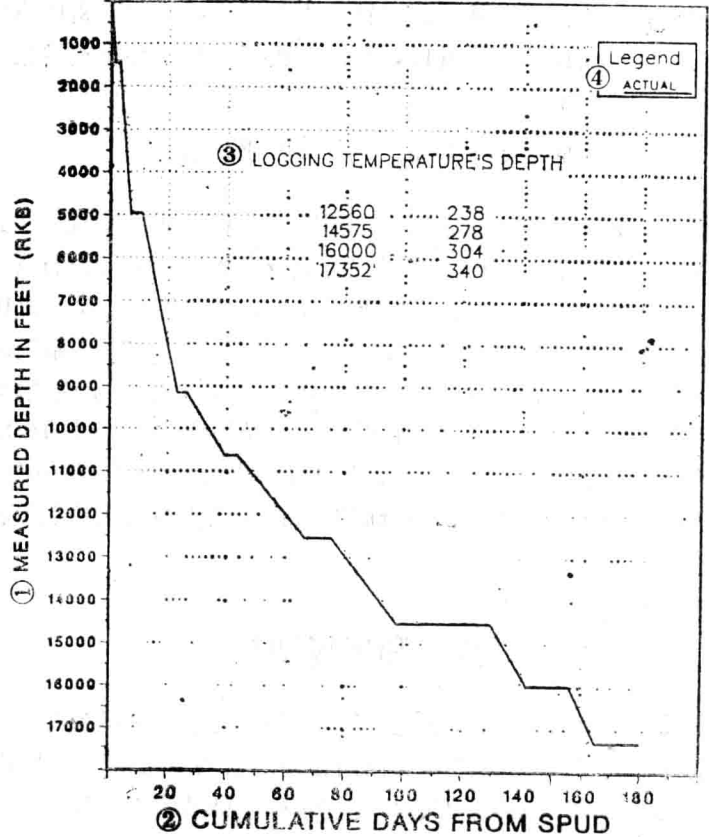


图 3 Amoco生产公司在Mustang岛的A-110区块的OCS-G-6025 1号井中钻井天数与井深关系曲线

①测量深度，英尺；②从开钻算起的累积天数；③电测温度下的井深；
④图例，实际

性木质素处理被更为经济有效的处理代替。实验室试验确定,加入2磅/桶磺化沥青,0.5磅/桶乙烯磺酸盐/乙烯酰胺共聚物、0.5—1.0磅/桶改性的聚丙烯酸脂三元共聚反絮凝剂是控制泥浆体系高温稳定性的一种有效的处理方法。乙烯磺酸盐/乙烯酰胺共聚物与磺化沥青按1:4加入是最佳的处理剂,而且直至完钻都采用了这种处理方法。

在实验室和现场评价泥浆体系时,流变性能和剪切强度的测量值是最重要的(图5)。在大部分井段中泥浆流性是易于维护的。个别情况下,观察到从井底返出的泥浆有高温稠化现象,此现象与现场和实验室中所进行的老化试验测定结果一样,需增高泥浆中低分子量三元共聚反絮凝剂的浓度。据发现通过这些处理可改善泥浆的热稳定性并且减少泥浆固化的可能性。现场处理证明,当起下钻或电测后恢复循环所需的压力很少超过600磅/英寸²。泥浆通过井底温度超过325°F井段时,最大密度为18.6磅/加仑,低密度固相含量为30—50磅/桶。在这一段中,保持接枝木质素磺酸盐的浓度稳定,三元共聚反絮凝剂的浓度从2.5磅/桶增加到5.5磅/桶。这口井之所以获得成功是由于既控制了HPHT滤失量又控制泥浆性能。在高温与高固相含量的情况下,石灰基泥浆具有形成类似水泥物质最佳机会,然而,由于在这一体系中使用了新型处理剂而避免了高温胶凝。钻至14572英尺由于爬台停钻7天,取得了此种泥浆稳定性的证据。下钻到井底,既没有出现极高的粘度,亦没有观察到井眼填充。

在10⁵/₈英寸和8¹/₂英寸井段井眼规则。除了钻具被卡少于2个小时和在8¹/₂英寸井段有轻微漏失外,几乎没遇到其它井下复杂情况。在上述的Mustang岛A-111 3号井中,在8¹/₂英寸井眼中发生过漏失。两口井之间差别在于泥浆类型(油基泥浆与石灰泥浆)和处理井漏的效率。在A-111井上试用多种方法都没有完全堵住漏失。当A-110井发生井漏时,将钻具提至套管鞋处,井眼在静止情况下都被堵死。多次发生井漏,但每次堵漏都没有加堵漏材料。

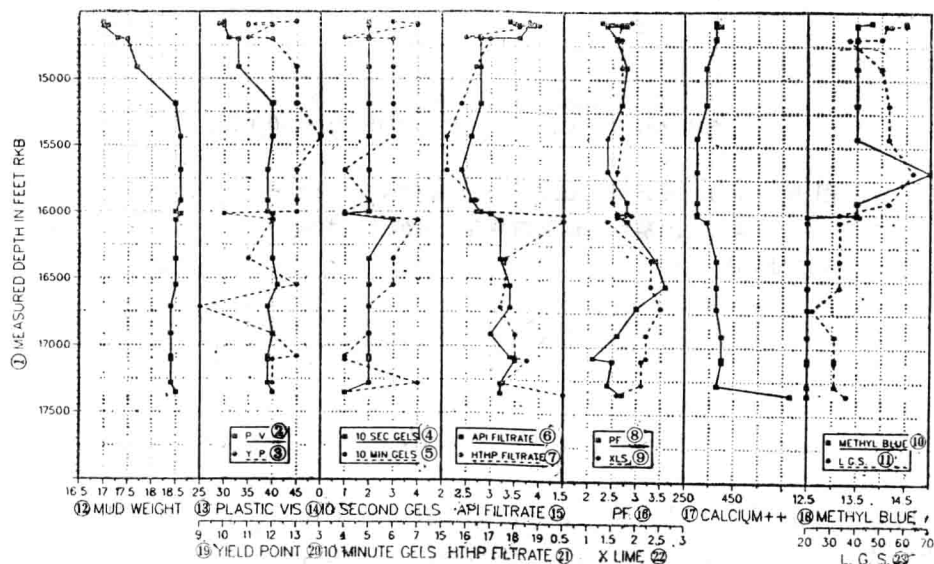


图4 Amoco生产公司在Mustang岛的A-110区块的OCS-G-60251号井中的10⁵/₈英寸井眼(14575—16000英尺)和8¹/₂英寸(16001—17352英尺)中泥浆参数与测量井深度之间的关系曲线

①测量深度,英尺;②塑性粘度;③屈服值;④10秒切力;⑤10分切力;⑥API滤失量;⑦HPHT滤失量;⑧滤液碱度;⑨石灰;⑩甲基蓝;⑪低密度固相;⑫泥浆密度;⑬塑性粘度;⑭10分钟切力;⑮API滤失量;⑯滤液碱度;⑰Ca⁺⁺;⑱甲基蓝;⑲屈服值;⑳10分钟切力;㉑HTHP滤失量;㉒石灰;㉓低密度固相

随着泥浆密度的增高，控制低密度固相含量显得更为重要。依据泥浆流变性来确定所需离心机的数量。随着密度和温度的增高，为了清除细的固相，多次离心分离泥浆成为必不可少。由于认为搬土是一种细的低密度固相，因而需严格控制搬土的加量。

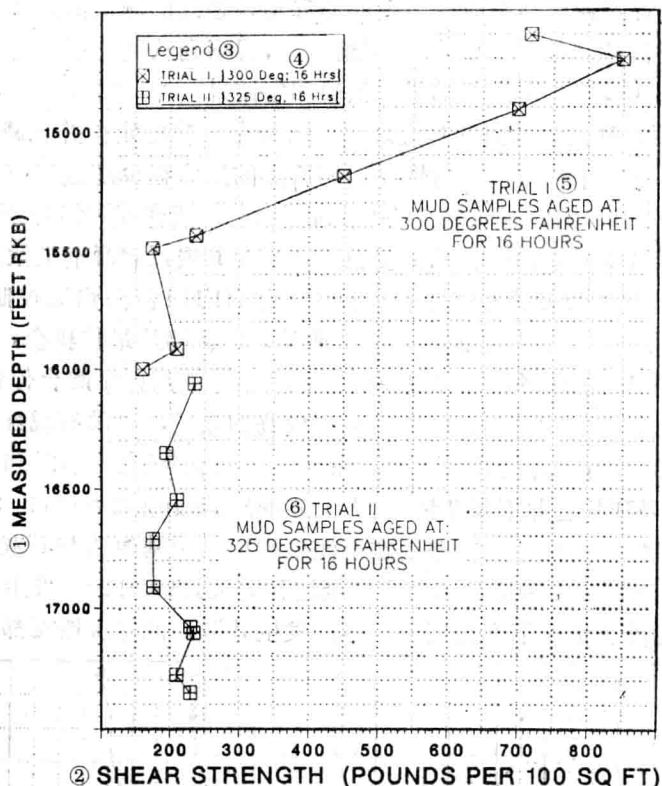


图 5 Amoco生产公司在Mustang岛的A-110区块的OCS-G-6025 1号井API剪切力试验与井深之间的关系曲线

①测量深度，英尺；②剪切应力，磅/100英尺²；③图例；④☒试验 I：[300度；16小时]；田试验 II：[325度；16小时]；⑤试验 I，泥浆试样在300°F下老化16小时；⑥试验 II，泥浆试样在325°F老化16小时

总 结

在这口井上使用石灰基泥浆达到钻井目标并且节约了18%计划费用。证实了这种体系在深井段的显著的效益。该泥浆体系稳定，抗污染，并证实比用油包水泥浆更易恢复循环。回顾这口井，显然在17¹/₂英寸井眼井段中，另一种钻井液能提供更好的井眼条件。然而，每一井段都有它自身困难和目标。所用的钻井井眼在设计和使用中必须达到这些标准。

每周对现场泥浆进行室内试验能为现场提供指导。始终牢记钻井目标，并维护钻井液。保持实验室试验和加入处理剂的详细记录，用来指导现场和该地区未来的钻井设计。

从各方面来看在Mustang岛A-110 1号井上所使用的石灰基泥浆是极好的。石灰泥浆很少用于井温超过300°F井段，特别当泥浆密度达18.5磅/加仑时，使用得更少。使用乙烯磺酸

盐/乙烯酰胺共聚物、低分子量聚丙烯酸脂三元共聚物、接枝木质素磺酸盐和磺化沥青配出了稳定的钻井液。这种钻井液已用于如此极端的现场条件下，这在我们所掌握的情况中还是头一次。采用良好的固控设备，复合处理方法，广泛的室内试验，和使用如物质平衡那样的方法能有效地阻止各种井下复杂情况并有助于在较深井段达到最优钻井效率。

符 号 说 明

LC₅₀: 50%致死浓度

EPA: 环境保护局

lbm/gal: 磅/加仑

lbm/bbl: 磅/桶

°F: 华氏温度

ft: 英尺

in: 英寸

Psi: 磅/英寸²

CO₂: 二氧化碳

ppm: 百万分之一

TD: 完钻井深

CPS: 厘泊

lb/100ft²: 磅/100英尺²

CC: 立方厘米

ml: 毫升

换 算 单 位

磅/桶 (lbm/bbl) × 2.85 = 公斤/米³ (kg/m³)

磅/加仑 (lbm/gal) × 120 = kg/m³

磅/100英尺² × 0.48 = 帕 (Pa)

磅/英寸² × 6.9 = 千帕

英寸 × 25.4 = 毫米

英尺 × 3.048 = 米

参 考 文 献

1. Son, A. J., Ballard, T. M., Loftin, R. E.: "Temperature - Stable Polymeric Fluid-Loss Reducer Tolerant to High Electrolyte Contaminations," Paper SPE 13160, presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September 16-19, 1984.
2. Chesser, B. G. and Enright, D. P.: "High Temperature Stabilization of Drilling Fluids with a Low Molecular Weight Copolymer," J. Pet. Tech., June 1980, pp. 950-956.
3. Hille, M.: "Vinyl Sulfonate/Vinylamide Copolymers in Drilling Fluids for Deep, High-Temperature Wells," Paper SPE 13558, presented at the International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Phoenix, Arizona, April 9-11, 1985.
4. Wilcox, R. D. and Jarrett, M. A.: "Polymer Deflocculants: Chemistry and Application," Paper IADC/SPE 17201, prepared for presentation at the 1988 IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, February 28-March 2, 1988.
5. Clements, W. R., Jarrett, M. A., Morton, E. K.: "A New Class of Filtration Control Polymers Offer Exceptional Electrolyte Tolerance," Paper SPE 16686, prepared for presentation at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, September 27-30, 1987.
6. Neal, J. A., Zdybak, J. M. L., Bannerman, W. G.: "Lignosulfonate Copolymer Stabilizes Lime Muds," Oil and Gas Journal (March 25, 1985), pp. 118-123.
7. Holt, C. A., Brett, F. J., Johnson, J. B., and Walker, T. D.: "The Use of Potassium-Lime Drilling Fluids system in Navarin Basin Drilling," Paper IADC/SPE 14755, prepared for presentation at the 1986 IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, February 10-12, 1986.
8. Polnaszek, S. C. and Bloeman Waanders, G. C.: "Lime Mud Successfully Combats Reactive Shales Offshore California," Texaco Internal Report, October 1984.
9. Burdyn, R. F. and Wiener, I. A.: "That New Drilling Fluid for Hot Holes," Oil and Gas Journal (September 10, 1956), pp. 104-107.
10. Kelly, J., Jr.: "How Lignosulfonates Behave at High Temperatures," Oil and Gas Journal (October 5, 1964), pp. 112-119.
11. Clements, W. R., Nevins, M. J., Searce, P. A.: "Electrolyte-Tolerant Polymers for High Temperature Drilling Fluid," Paper SPE 13614, presented at the SPE 1985 California Regional meeting, Bakersfield, California, March 27-29, 1985.

用于钻深井和高温井的 无机增粘剂

M.A.Jarrett, W.R.Clements
NL Baroid/NL Industries

赵忠举 译
朱千里 校

摘 要

在超深结晶岩钻井中使用了一种独特的钻井液体系。这种体系的主要成分是一种新型合成无机增粘剂。实验室研究指出,这种新型增粘剂具有很高的温度稳定性和抗电解质性,而且不会被生物降解。这种体系还具有优良的悬浮性能。这种体系的现场评价仍处于初期阶段。但是其性能与估计的情况完全一致。

引 言

钻深层结晶岩

全世界已有大量的科研深井钻探计划在实施。除苏联的科拉计划外,大部分还完全处于初期阶段。所钻的深科研井是为了更好地了解地壳,而这些井的大部分井段是在结晶岩层中。象深的油气钻探或地热钻探一样,钻深部结晶岩也存在某些同样的潜在问题。但是,钻结晶岩还有一些在其他类型地层通常遇不到的问题。地层损害就是一例。因为钻探的目的是研究岩层和岩层的成分,必须很迅速地识别钻井液造成的损害,至少得从进行的钻屑和岩心分析中将损害识别出来。这意味着钻井液的物理和化学性能都必须很稳定。流变性在广泛的温度范围内保持稳定是重要的,而钻屑和岩心不被钻井液的分解物损害,从而不掩蔽地层的性质也是重要的。

KTB工程

目前在西德的巴伐利亚正在进行一项深部地层的科学调查。这口井就是众所周知的KTB工程(Kontinentale Tiefbohr-programm),设计深度为12000—14000米,并计划全井取心。领眼已在1987年后期开钻,并钻进至少3000米。其主井眼从领眼下大约要钻进250米,并应于1989或1990年开始。KTB工程使用了一种新型钻井液。这种体系的主要成分是一种合成无机增粘剂,以下简称SIV。