

海上大位移井油基钻井液技术室内研究

方胜杰

(中海油能源发展股份有限公司工程技术湛江分公司 广东湛江 524057)

摘要: 为了满足海洋环境大位移井钻井的要求, 钻井液体系的选择是决定大位移井开发作业成功与否的关键因素, 特别是复杂地层的大位移井钻井技术, 需要有针对性的开展大位移井钻井液技术攻关。本文对南海大位移井油基钻井液技术开展室内研究和评价, 建立了一套大位移井油基钻井液体系, 实验结果表明该油基钻井液性能稳定, 有着合适的流变参数, 能够满足大位移定向井带砂及井眼清洁的携砂性能, 具有降低大位移井钻具旋转和提升的摩阻及扭矩的润滑性能以及具有提高大位移长井眼 ECD (循环当量密度) 控制效果的流变性能和可以防止垮塌地层的封堵性能, 并在需要时可以及时消除高压疏松易漏地层的钻井液漏失, 能够满足南海大位移井钻井技术的实践要求。

关键字: 大位移钻井; 油基钻井液; 流变参数; 循环当量密度

大位移井的定义一般是指井的水平位移与井的垂深之比等于或大于 2 的定向井。大位移井具有很长的大斜度稳斜段, 大斜度稳斜角一般大于 60 度。南海区块的大位移井开发, 钻井液体系的选择是决定大位移井开发作业成功与否的关键因素, 开展了大位移井钻井液钻井液技术研究。

1 地层对钻完井液的要求

南海某油气田主要层位矿物成分以石英为主, 泥质含量较少 2-6%。粘土矿物以高岭石为主, 含少量伊利石, 伊蒙间层, 未见纯的蒙脱石层。地层压力系数为 1.38-1.41(高压)地温:3.23℃/100m。

表 1 乳化剂对油基钻井液体系综合性能的影响

主乳(%) + 辅乳(%)	状态	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	ES (Volts)	FLHTHP (mL)
2.6 + 0.4	滚前	32.5	29	3.5	6/5	476	
	滚后	34	28	6	8/7	967	
2.5 + 1.5	滚前	26.5	25	1.5	4/3	275	
	滚后	44	35	9	11/10	1423	
3.0 + 1.0	滚前	31	28	3	5/4	328	
	滚后	40.5	33	7.5	11/10	1268	
3.5 + 0.5	滚前	34.5	29	5.5	8/7	545	
	滚后	36	30	6	10/9	1254	
4.3 + 0.7	滚前	36	30	6	9/8	517	
	滚后	37	30	7	10/9	1155	
3.2 + 0.8	滚前	33	29	4	5/4	381	
	滚后	46	37	9	10/9	1285	
3.5 + 0.5	滚前	35	29	6	9/8	489	
	滚后	41.5	35	6.5	9/8	907	

实验条件: 135℃热滚 16h, 65℃测

基本配方: 320ml3#白油 + HIEMUL 主乳化剂 + HICOAT 辅乳 + 1.5%HIRHE 流型调节剂 + 1.0%MOALK 储备碱 + 0.8%MOGEL 有机土 + 0.8%JHS + 2.0%HIFLO 降滤失剂 + 1.0%MOFL 封堵剂 + 80ml (26%CaCl₂ 溶液) + 重晶石 (密度为 1.66g/cm³); 油水比为 80/20;

从实验看出, 无论密度高低, 所选择的 2.6%主乳化剂和 0.4%辅助乳化剂的配方都具有较好的性能, 实验和现场推荐采用 2.6%主乳化剂和 0.4%辅助乳化剂的配方。

2.2 有机土的选择及评价

表 2 有机土加量变化对体系性能的影响

MOGEL%	状态	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	ES (Volts)	HTHP (mL)
0.5%	滚前	27.5	23	4.5	4/3	478	
	滚后	31.5	25	6.5	6/5	683	
0.6%	滚前	28.5	24	4.5	5/4	428	
	滚后	35	28	7	7/6	686	
0.8%	滚前	31	25	6	6/5	448	
	滚后	38	30	8	10/9	825	3.8
0.5%MOALK + 1.2%	滚前	30	24	6	5/4	512	
	滚后	29	25	4	5/4	640	

实验条件: 135℃热滚 16h, 65℃测

已钻井开发过程中起下钻阻卡, 划眼频繁, 存在憋死顶驱现象, 煤层比较发育, 需要做好储层保护工作, 尽量降低储层污染, 保护储层产能, 采用低污染或无污染钻完井液。

2. 油基钻井液体系优选

2.1 乳化剂的选择及评价

乳化剂是配制油基钻井液的关键组分, 油基钻井液是否稳定在很大程度上取决于该处理剂的合理使用,

高密度下(1.66 g/cm³), 对乳化剂进行了评价, 结果如下:

有机土是油基钻井液中的最基本的亲油胶体, 在油基钻井液中既可提高钻井液的粘度和切力, 又能降低油基钻井液的滤失量。

1.66g/cm³ 有机土加量对体系性能影响

基本配方: 320ml 3#白油 + 2.6%HIEMUL 主乳化剂 + 0.4%HICOAT 辅乳 + 1.5%HIRHE 流型调节剂 + 1.0%MOALK 储备碱 + 有机土 + 0.8%JHS + 2.0%HIFLO 降滤失剂 + 1.0%MOFL 封堵剂 + 80ml (26%CaCl₂ 溶液) + 重晶石 (密度为 1.66g/cm³); 油水比为 80: 20;

在密度为 1.66 g/cm³ 的情况下, 体系密度有点高, 在体系调控

过程中,将油水比例进行调节,从密度相对较低的 75:25 增加到 80:20,评价显示,加入 0.8%的有机土,具有较好的效果,后续室内评价选择该配方确定的有机土加量。

2.3 降滤失剂的选择及评价

具有一定亲油性的非溶解性分散颗粒一般可以作为油基钻井液的降滤失剂使用,在现场使用最为广泛的是沥青类物质,沥青可以通过氧化得到氧化沥青,也可以通过磺化的得到磺化沥青,氧化

沥青和磺化沥青都可以作为油基钻井液的降滤失剂使用。

基本配方: 300mL 3#白油 + 2.6%HIEMUL 主乳化剂 + 0.4%HICOAT 辅乳化剂 + 1.5%HIRHE 流型调节剂 + 2.0%MOALK 储备碱 + 1.5%MOGEL 有机土 + 1.5%JHS 增粘剂 + 100ml 水相(26%氯化钙) + 2.0%HIFLO 降滤失剂 + 2.0%MOFL + 重晶石调密度至 1.38g/cm³。

实验条件: 110℃ × 16h, 50℃测流变性。

表 3 降滤失剂的筛选

降滤失剂	状态	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	ES (Volts)	HTHP /ml
2%G-7	滚前	41	27	14	18/17	1080	
	滚后	36	23	13	17/16	1123	9.2
2.0%HIFLO	滚前	22	16	6	6/5	690	
	滚后	32	24	8	10/9	623	6.8
2% MOFL	滚前	39.5	30	9.5	15/14	1069	
	滚后	34	22	12	14/13	1132	7.8
2%G-7 + 2%HIFLO	滚前	39	30	9	13/12	916	
	滚后	35	24	11	14/13	985	6.4
2%HIFLO + 2% MOFL	滚前	38.5	30	8.5	11/10	908	
	滚后	36	26	10	13/12	898	4.2

从上表可以看出, HIFLO 与 MOFL 复配后,流变性 & 高温高压失水都具有较好的性能。降滤失剂的加量多少可以改变钻井液体系的高温高压滤失量,并可以同时改善泥饼的质量,为了优选出合适的降滤失剂加量,最大限度的调节钻井液体系的滤失性能,对降滤失剂进行了加量优化评价。

2.4 润湿剂的加量变化影响

表 4 润湿剂加量变化影响

配方	状态	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	ES (Volts)
原浆	滚前	43	27	16	16/14	1123
	滚后	40	26	14	15/14	1097
0.3%MOWET	滚前	39	26	13	13/12	983
	滚后	37	25	12	12/11	921
0.6%MOWET	滚前	34	24	10	10/9	812
	滚后	35	26	9	9/8	785
0.9%MOWET	滚前	33	25	8	9/8	681
	滚后	31	23	8	9/7	639

基本配方: 300mL 3#白油 + 2.6%HIEMUL 主乳化剂 + 0.4%HICOAT 辅乳化剂 + 1.5%HIRHE 流型调节剂 + 2.0%MOALK 储备碱 + 1.5%MOGEL 有机土 + 1.5%JHS 增粘剂 + 100ml 水相(26%氯化钙) + 2.0%HIFLO 降滤失剂 + 2.0%MOFL + 重晶石调密度至 1.38g/cm³。

润湿剂的加入,对体系的性能是有较大的影响,一个显著的变化就是钻井液的电稳定性随着润湿剂的加量的增加而急剧下降,

润湿反转剂也是具有两亲结构的表面活性剂,分子中亲水的一端与固体表面有很强的亲合力,当这些分子聚集在油和固体的界面并将亲油端指向油相时,原来亲水的固体表面便转变为亲油,这一过程即为润湿反转。润湿反转剂属于两性胶体,是可吸附在固相表面使其憎水化的表面活性剂。

而体系的粘度也随着润湿剂加量的增加有所下降。

2.5 储备碱加量变化的影响

碱度控制剂也称为储备碱,主要的功能是调节油基钻井液的稳定性,激活乳化剂,保护钻具,中和以及缓冲地下酸性气体的影响;油基钻井液可以采用有机胺和石灰作为碱度控制剂。储备碱加量对体系性能影响如下:

表 5 储备碱加量变化影响评价

MOALK (%)	状态	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	ES (Volts)
1.5	滚前	32	24	8	8/7	509
	滚后	34.5	25	9.5	9/8	659
2.0	滚前	33.5	25	8.5	8/7	559
	滚后	36.5	26	10.5	10/9	600
2.5	滚前	35	26	9	9/8	760
	滚后	38.5	27	11.5	11/10	675

从评价的结果可以看出,储备碱的加入会增加钻井液的粘度,推荐 MOALK 的加量在 2.0%左右,以兼顾塑性粘度和切力的需要。

2.6 油基钻井液的抗污染性能

室内采用现场 X 井的钻屑以及搬土及露头土对油基钻井液的抗侵污性能进行了评价,结果如下:

表 6 钻屑侵污影响评价

加量情况	状态	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ6/Φ3	ES (Volts)
空白	滚前	35	27	8	8/7	360
	滚后	38	27	11	11/10	548
10%搬土	滚前	40	29	11	13/12	489
	滚后	45	35	10	11/10	630
10%露头土	滚前	39	28	11	11/10	472
	滚后	44	33	11	15/14	631
10%钻屑	滚前	36	27	9	9/8	422
	滚后	41	30	11	13/12	615

基本配方：300ml 3#白油 + 2.6%HIEMUL 主乳化剂 + 0.4%HICOAT 辅乳化剂 + 1.5%HIRHE + 2.0%MOALK 储备碱 + 1.50%MOGEL 有机土 + 1.50%JHS + 2.0%HIFLO 降滤失剂 + 2.0%MOFL 封堵剂 + 100ml (26%CaCl2 溶液) + 重晶石 (密度为 1.15g/cm³)；110℃热滚 16h，50℃测。钻屑细度：80-100 目。

可以看出，在受到钻屑侵污之后，体系的粘度有所上升，这可以认为是低密度固相增加的必然结果，体系在受到侵污后的流变性能维持在一定的变化范围之内，整体性能较好。

2.7 油基钻井液的钻屑滚动回收率

室内为了考察其抑制和钻屑滚动后的完整性效果，进行了滚动回收率试验评价，结果如下：

表 7 岩屑滚动回收率

加入钻屑 (g)	回收钻屑 (g)	滚动回收率
50	48.8	97.6%

油基钻井液本身具有良好的井壁稳定性和页岩抑制性能，上表结果可以看出，一次滚动回收率达到 97.6%。

2.8 油基钻井液的润滑性能

大位移井的摩阻扭矩是保证大位移井作业成功的关键，对大多数水基钻井液来说，摩阻系数可能维持在 0.12 ~ 0.20 左右。室内采用 Fann 公司 EP 极压润滑仪，对该油基钻井液的润滑性能作了评价，结果如下：

表 8 摩阻及润滑系数评价

钻井液类型	钻井液		摩阻系数	摩阻系数降低率
	扭矩读数	自来水读数		
油基	9	34	0.09	30.7%
水基	13	34	0.13	—

可以看出，所评价的油基钻井液润滑系数可以达到 0.09，显示了良好的润滑性能；与水基比较，油基钻井液润滑性能要优良得多，具有满足大位移井作业的低摩阻扭矩要求。

2.9 地层压力预测和油基钻井液体系各井段推荐配方及性能

表 11 油基钻井液体系推荐配方

处理剂	代号	1.06 ~ 1.20g/cm ³ (kg/m ³)	1.15 ~ 1.45 g/cm ³ (kg/m ³)	1.38 ~ 1.66 g/cm ³ (kg/m ³)
3#白油		0.75m ³	0.75m ³	0.75m ³
主乳化剂	HIEMUL	26	26	26
辅乳化剂	HICOAT	4	4	4
流型调节剂	HIRHE	15	15	15
碱度调节剂	MOALK	20	20	10 ~ 20
有机土	MOGEL	15	12.5	8
增粘剂	JHS	15	12.5	8
降滤失剂	HIFLO	20	20	20
封堵剂	MOFL	20	20	10
26%氯化钙盐水		0.25 m ³	0.25 m ³	0.25 m ³

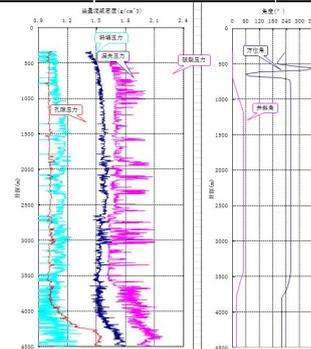


图 1 南海某区块地层压力预测

表 9 井身结构和套管层次设计

井眼	套管	钢级和磅级
36"x210m	30"x202.11m	X-52
26"x430m	20"x422.02m	X56
17-1/2"x1605m	13-3/8"x1600m	N80.#61
12-1/4"x4041m	9-5/8"x4031m	1Cr-80.#47
8-1/2"x4501m	7" x (3881-4491m)	P110.#29

通过对地层压力预测以及井身结构的设计，确立钻井液体系的设计在选择油基钻井液进行大位移井作业的情况下，其推荐的分井段设计如下：

表 10 大位移井分井段钻井液体系设计方案

井段	预钻井	
	井段	钻井液
36"	0 ~ 210 米	海水/搬土
26"	210 ~ 430 米	KCl/PLUS
17-1/2"	430 ~ 1605 米	KCl/PLUS
12-1/4"	1605 ~ 4041 米	油基钻井液
8-1/2"	4041 ~ 4501 米	油基钻井液

通过对各个处理剂的加量的系统化评价，确定了所推荐的油基钻井液体系配方，其中根据井身结构设计及密度设计情况，分别对各个井段的油基钻井液体系基本配方进行了推荐，并评价了其相关性能。

(下转第 69 页)

(上接第 67 页)

表 12 油基钻井液体系推荐配方性能

密度 (g/cm ³)	状态	PV (mPa·s)	YP (Pa)	Φ ₆ /Φ ₃	ES (Volts)	FLHHP (mL@110℃)
1.06 ~ 1.15	滚前	21	9	9/8	370	
	滚后	23	11	12/11	618	4.2
1.15 ~ 1.38	滚前	27	8	8/7	421	
	滚后	27	11	11/10	644	4.4
1.38 ~ 1.53	滚前	27	5	7/6	497	
	滚后	33	9	10/9	566	3.6
1.53 ~ 1.66	滚前	33	11	10/9	410	
	滚后	34	10	11/10	582	3.4

根据各个密度段油基钻井液体系的推荐配方及性能可以看出,该套油基钻井液体系具有较好的综合性能,塑性粘度较低,高温高压失水较小,能够满足大位移井钻井的需要。

3 结论

通过上述的分析及实验评价研究,可以得到如下结论:

(1) 考虑到油基钻井液具有的可重复利用性能,也考虑到现场钻井液的配制、转化、储备和使用及平台容器的倒换,为节约综合开发成本,推荐目标区块的开发也使用油基钻井液,并配合套管完井方式,在储层段采用油基钻井液作业

(2) 构建获得的油基钻井液具有较好的流变控制性能,动塑比较高,处理剂加量低,受处理剂加量变化影响小,抗侵污性能强,电稳定性较高,固相容量也高,储层保护效果好,在南海区块的地层压力和作业温度下,性能稳定,具有满足大位移井需要的润滑性能、井壁稳定性能和流变带砂和井眼清洁性能。

参考文献:

[1] Dominique Dupuis, Pride Forasol and Shaun Hancock. 2008. Ad-Equation between a Second Generation Semi and Drilling Extended Reach Well In Tunisia, Paper SPE/IADC 112536 presented at Drilling Conference held in Orlando, Florida, U.S.A., 4 - 6 March 2008.

[2] 祖峰. D2-19 大位移定向井钻井应用技术[B]. 西部探矿工程, 2002, 1

[3] 祖峰. D2-20 大位移井固井技术[B]. 石油钻探技术, 2003, 31(1)

[4] 王秀婷, 汪海阁, 刘岩生. QHD32-6-A26h 大位移井井眼净化实时监测[B]. 石油钻探技术, 2005, 33(4)

[5] Roland Vighetto. Total 公司在阿根廷 Tierra del Fuego 创下大位移井记录. 海洋石油, 2000, 4

第一作者简介: 方胜杰, 现在中海油能源发展股份有限公司工程技术湛江分公司从事钻井工艺研究应用与管理工作。