

◀固井与泥浆▶

防塌与保护气层的钻井液技术

王富华¹ 于敦远² 万绪新² 邱正松¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东东营 257061; 2. 胜利石油管理局勘探公司, 山东东营 257013)

摘要: 利用X-射线衍射、电镜扫描、岩心流动、表面张力测定等试验, 对胜利油田孤北区块中生界及上古生界易塌地层的矿物组构、理化性能以及气层损害主要机理进行了分析。在分析易塌地层井眼失稳与气层损害机理的基础上, 依据化学-力学耦合井眼稳定理论, 针对易塌地层特点, 确定了“强化封固井壁-强化抑制降高温高压滤失-合理密度力学支撑井壁-合理的钻井水力参数”钻井液协同防塌技术。利用优选的高效防塌剂和新研制的气层专用保护剂, 开发出了一套防塌与保护气层的钻井完井液体系, 并进行了2口井的现场试验。2口试验井均未发生井下复杂情况, 与邻井相比, 井眼稳定性明显提高, 气层保护效果较好, 钻井液维护处理较简单, 基本形成了一套与地层匹配、防塌、气层保护效果较好的钻井完井液技术。

关键词: 钻井液; 井眼稳定; 防塌; 防止地层损害; 气层; 水锁效应; 实验室试验

中图分类号: TE254 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890 (2006) 05-0039-05

孤北低凸起位于孤西断裂带, 是目前胜利油田的重点勘探地区之一, 勘探面积约150 km²。该区目前钻遇上古生界石炭系、二叠系地层的有10多口井, 其中义132井、义134井和义136井获工业油流, 义155井获煤成气流, 渤93井获低产煤成气流, 孤北古2井也见气层, 表明这套储层在渤93井周围一带有较大潜力。该区块已钻的孤北古2井和渤93井等预探井的钻井实践表明, 中生界、古生界复杂泥页岩地层存在较严重的井壁不稳定问题, 井径扩大率可达50%以上, 井下复杂情况时有发生, 严重影响了勘探进度, 增加了油气钻探成本。因此, 迫切需要针对该区块地层易塌的特点, 在弄清井壁失稳机理的基础上, 尽快研究开发高效防塌钻井液配套技术。另外, 该区石炭系、二叠系储层多为气层, 岩石结构致密, 微裂缝及泥质微孔隙发育, 因而与常规油层的储层损害机理存在较明显的差异, 需要在弄清气层损害机理基础上, 研究开发与之匹配的钻井完井液技术, 以便及时发现和评价气层, 保护油气产能。

1 防塌钻井液技术

1.1 井眼失稳机理研究

1.1.1 全岩矿物与粘土矿物分析

选择孤北古2井中生界及上古生界代表性岩心进行X-射线衍射矿物组成分析, 结果见表1和表2。

由表1和表2可以看出, 中生界地层井深3 062.0~

表1 X-射线衍射全岩矿物含量分析数据

岩样	井深/m	全岩矿物含量, %							
		石英	斜长石	钾长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	
1	3 062.0~3 066.0	38	15	8	—	—	—	—	39
2	3 519.0~3 523.0	90	—	—	—	—	—	—	10
3	3 546.0~3 551.2	2	—	—	—	—	—	—	98
4	4 092.5~4 097.5	10	1	—	32	37	—	—	20
5	4 143.0~4 148.6	1	—	—	88	8	—	1	2

表2 X-射线衍射粘土矿物相对含量分析数据

岩样	井深/m	粘土矿物含量, %					
		K	Ch	I	S	I/S	间层比, %
1	3 062.0~3 066.0	18	2	48	—	32	25
2	3 519.0~3 523.0	22	3	62	—	13	30
3	3 546.0~3 551.2	99	—	—	—	1	—
4	4 092.5~4 097.5	4	—	90	—	6	20
5	4 143.0~4 148.6	12	3	52	—	33	25

3 066.0 m和3 546.0~3 551.2 m岩心中的粘土矿物含量较高, 其中3 546.0~3 551.2 m岩样中高岭石占90%以上, 其余两种岩样中的粘土矿物以伊利石、伊蒙间层和高岭石为主; 而井深3 519.0~3 523.0 m岩样中石英含量高, 为砂岩, 其中含少量的以伊利石、

收稿日期: 2005-08-02; 改回日期: 2006-06-02

作者简介: 王富华 (1968—), 男, 1991年毕业于山东大学胶体化学专业, 获学士学位, 1997年获石油大学应用化学专业硕士学位, 副教授, 在读博士。

联系电话: (0546) 8398099

高岭石和伊蒙间层为主的粘土矿物。古生界地层中井深 4 092.5~4 097.5 m 和 4 143.0~4 148.6 m 岩样以方解石和白云岩为主要矿物，含有一定量的粘土矿物，其粘土矿物主要以伊利石为主，并含伊蒙间层和高岭石矿物。

总体来看，各岩样中粘土矿物主要以伊利石为主，不含蒙脱石，且伊蒙间层矿物中粘土矿物膨胀性层比例也不高，因此，单位质量吸水量一般不会太高，粘土水化膨胀和分散应不严重，但粘土矿物比亲水量可能较大，水化膜较厚，沿缝隙局部水化剥落严重时，可导致井壁垮塌。

1.1.2 水化膨胀和分散试验

根据上述矿物分析结果并结合岩心观测分析，选取孤北古 2 井井深 3 062.0~3 066.0 m（1 号含砾灰色泥岩）、3 546.0~3 551.5 m（3 号深灰色泥页岩）和 3 688.6~3 694.9 m（4 号黑色碳质页岩）三种代表性泥页岩岩心分别进行水化膨胀和分散试验，试验结果见表 3。

表 3 三种代表性泥页岩水化分散与膨胀试验结果

岩样编号	岩性	井深/m	回收率，%	膨胀率，%
1	灰色含砾泥岩	3 062.0~3 066.0	84.42	7.8
3	深灰色泥页岩	3 546.0~3 551.2	96.56	3.6
4	黑色碳质泥页岩	3 688.6~3 694.9	94.94	4.6

由表 3 可以看出，1 号（代表上层位）、3 号（代表中层位）和 4 号（代表下层位）三种泥页岩水化膨胀率不高。

另外，三种岩样清水热滚回收率较高，水化细分散不强，但有区别。对比水化膨胀率结果可以看出，不易水化膨胀的岩样也不易水化细分散，决定了该层位井眼失稳以剥落掉块式坍塌扩径为主。

表 4 防塌钻井液配方优化试验结果

配方	条件	表观粘度/ mPa·s	塑性粘度/ mPa·s	动切 力/Pa	动塑比	静切 力/Pa	API 滤失量/mL	pH 值	HTHP 滤失量/mL	pH 值●	回收率，%
A1	老化前	77.5	60	20.0	0.33	3.5/17.5	6.4	8.5			
	老化后	17.5	15	2.5	0.17	1.0/2.0	4.8	9.0	16.8	9.5	91.22
A2	老化前	79.5	65	14.5	0.22	3.5/12.5	6.0	9.0			
	老化后	20.0	18	2.0	0.11	1.0/1.5	4.0	9.0	14.6	9.5	92.35
A3	老化前	81.5	68	13.5	0.20	3.0/17.0	3.6	9.0			
	老化后	17.0	14	3.0	0.21	1.0/2.0	4.0	9.0	16.8	9.0	93.04
A4	老化前	88.5	76	12.5	0.16	3.5/12.0	4.0	9.0			
	老化后	18.5	16	2.5	0.16	1.0/2.0	3.6	9.0	16.4	9.0	92.74

注：老化条件为 180 ℃、16 h；配方 A2 为 A1+3%ZX-3，配方 A3 为 A1+3%SDPC，配方 A4 为 A1+3%FT-1；回收率试验条件为 77 ℃，滚动 16 h；岩样为孤北古 2 井 3 062.0~3 066.0 m 泥岩岩心粉（清水回收率为 84.42%）；●为做完 HTHP 滤失试验后，未经老化的基液的 pH 值，下同。

试验结果表明，配方 A2、A3、A4 的抑制性较 A1 有提高。配方 A2 的高温高压滤失量略低，配方 A3 的抑制性略强。抗污染试验表明，配方 A2 的抗

1.1.3 防塌机理分析

根据前期井眼稳定化学-力学耦合基础理论分析与试验研究^[1-13]，结合该区块井眼稳定机理研究成果，确定了以“强化封固井壁-强化抑制降高温高压滤失-合理密度力学支撑井壁-合理的钻井水力参数”多元协同防塌钻井液技术为主，兼顾合理的工程防塌措施的综合防塌技术措施。

1.2 防塌钻井液研制与性能优化试验

1.2.1 单剂选择

1) 高分子絮凝包被剂优选。选择 5 种絮凝包被剂，利用水化分散回收率相对较低的 1 号泥岩岩样进行热滚分散试验，结果表明：5 种包被剂的抑制分散能力虽有不同，但针对该泥岩岩样的区别不明显。因此，笔者主要考虑到孤北古 2 井的实钻情况，选择该井已经使用过的 80A51 作为絮凝包被剂。

2) 降滤失剂优选。借助前期室内对比试验，结合实际应用效果及钻井液设计方案，进行选择：1) 中低分子量护胶降滤失剂，在 5 种降滤失剂中选取 ST-598 与 SJ-1 协同匹配使用；2) 抗温调流型降滤失剂，高温防塌降粘降滤失剂 SDN-202 的降粘和降滤失效果相对较好；3) 抗高温抗盐钙降滤失剂选取改性磺化酚醛树脂，它优于传统的 SMP-1 和 SPNH。

1.2.2 防塌钻井液优化试验研究

1) 封堵型防塌剂抑制性对比评价。基于单剂优选以及以往现场使用效果，确定基液 A1 为：1.035 kg/L 膨润土基浆 + 0.2% 80A51 + 0.5% ST-598 + 0.6% SJ-1 + 3% 改性磺化褐煤 + 3% 改性磺化酚醛树脂 + 2% CHF。在此基础上测试分别加入封堵型防塌剂 ZX-3、SDPC、FT-1 后的综合性能，结果见表 4。

盐性能和抗劣土污染性能较好。

2) 硅基强化防塌剂对比试验评价。基于以上试验，在配方 A2 的基础上，对比评价加硅钾基防塌剂

SAK-1、有机硅腐殖酸钾 GFK、固壁剂 GBJ 后的强

化防塌及综合性能,试验结果见表 5 和表 6。

表 5 强化防塌钻井液配方优化试验数据

配方	条件	表现粘度/ mPa·s	塑性粘度/ mPa·s	动切 力/Pa	动塑比	静切 力/Pa	API	pH 值	HTHP 滤失量/mL	pH 值	回收率, %
B1	老化前	82.0	38	44.0	1.16	5.0/41.0	4.4	11.0			92.86
	老化后	45.5	43	2.5	0.06	1.0/2.0	4.0	9.0	16.0	9.5	
B2	老化前	80.0	64	16.0	0.25	4.0/12.5	3.6	10.0			92.91
	老化后	40.5	36	4.5	0.13	2.0/3.5	4.0	9.5	16.2	9.5	
B3	老化前	72.5	51	21.5	0.42	3.0/14.0	6.0	11.0			93.86
	老化后	31.5	25	6.5	0.26	1.0/2.0	4.8	9.5	22.0	9.5	
B4	老化前	145.0	100	45.0	0.45	15.0/75.0	4.6	9.5			94.28
	老化后	31.0	27	4.0	0.15	0.5/1.5	4.4	9.5	15.4	9.0	

注:配方 B1 为 A2+2.0% SAK-1, 配方 B2 为 A2+2.0% GFK, 配方 B3 为 A2+0.5% K₂SiO₃, 配方 B4 为 A2+0.5% GBJ。

表 6 配方 B2 抗钙加重试验结果

配方	条件	表现粘度/ mPa·s	塑性粘度/ mPa·s	动切 力/Pa	动塑比	静切 力/Pa	API	pH 值	泥饼厚度/ mm	HTHP 滤失量/mL	pH 值	泥饼厚度/ mm
C1	老化前	82.5	70	12.5	0.18	5.5/23.0	3.6	9.0	1.2			
	老化后	17.5	21	6.5	0.31	1.0/4.0	4.0	9.0	1.0	10.8	9.0	1.2
C2	老化前	92.5	82	10.5	0.13	2.5/10.5	2.8	9.0	0.8			
	老化后	25.5	21	4.5	0.21	1.0/2.5	2.2	9.0	0.8	12.0	9.0	1.6

注:配方 C1 为 B2+0.5% CaSO₄; 配方 C2 为 B2 用重晶石加重至 1.30 kg/L。

从表 5 和表 6 可以看出, 配方 B2 和 B4 较好; 抗污染试验表明, 配方 B2 具有较强的抗盐、抗劣土污染的性能。

综合以上试验结果, 确定防塌钻井液配方为: 1.035 kg/L 膨润土基浆 + 0.2% 80A51 + 0.5% ST-598+0.6% SJ-1+3.0% 改性磺化褐煤 + 3.0% 改性磺化酚醛树脂 + 2.0% CHF + 3.0% ZX-3+2.0% GFK。

2 保护气层的钻井液技术

2.1 低渗气藏的损害机理与保护措施^[14-16]

2.1.1 损害机理

致密低渗天然气层一般具有高水敏感性、高应力敏感性、高毛管压力、高含水饱和度和低孔、低渗的特点, 其损害类型主要有: 1) 储层液锁(水锁)损害; 2) 储层水敏、盐敏性损害; 3) 储层应力敏感性损害。在钻井过程中, 低渗气藏的损害主要表现为水锁损害和水敏性损害, 而应力敏感性损害主要发生在开发过程, 尤其是大压差开采时应力敏感性损害更为严重。

水锁损害的特点是, 储层渗透率越低, 水锁损害越严重。固相侵入可引起永久性水锁, 这主要是由于井壁表面毛细管末端效应, 增加了毛细管阻力所致。在钻井过程中, 水敏性损害主要是发生在钻井液滤液抑制性较低时, 可能引起储层粘土矿物的水化膨胀、

分散运移, 降低储层的渗透性; 另外, 水敏性损害还可能加重水锁损害。

2.1.2 保护措施

1) 预防低渗气层损害的基本原则: 使用水基钻井液时, 应尽可能提高钻井液抑制性、降低钻井液滤液的表面张力; 快速钻穿储层, 减少钻井液浸泡储层的时间; 控制井内压力, 防止井喷发生; 严格控制钻井液密度与滤失量, 减小水锁效应和粘土矿物膨胀; 必要时采用气体钻井、欠平衡钻进, 消除固相堵塞, 减少水锁作用。

2) 钻井过程中降低水锁损害的方法: 消除钻井液滤饼堵塞; 筛选降低表面张力的添加剂; 完井液必须与储层流体及各种入井液配伍; 采用欠平衡钻井技术, 使井筒内液柱压力低于储层孔隙压力, 其核心是形成合理的负压。但该项技术要求较高, 作业风险较大, 因此, 目前多用正压差钻井技术。

2.2 防止气层水锁损害的评价试验

1) 造成水锁损害的原因分析。在实际钻进过程中, 水锁造成的储层伤害主要是由钻井液滤液侵入引起的。侵入的滤液如果不能及时返排出来, 就会导致地层损害, 所以防止水锁效应应从两方面着手: 一是防止钻井液滤液侵入地层, 这就要求钻井液完井液具有良好的流变性能和造壁性能; 二是由于不能完全避免液相侵入, 所以要求钻井液滤液在与储层有良好配

伍性的基础上，应具有良好的抑制性能和返排性能。第一个方面属于常规屏蔽暂堵钻井液的研究范畴，因此，这里重点探讨第二个方面。

水锁效应阻力可用毛细管压力表示，即：

$$p_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1)$$

式中， p_c 为气-水间的毛细管压力； σ 为气-水间的界面张力； R_1 、 R_2 分别为气-水两相间形成的液膜的曲率半径。

显然，毛细管压力的大小与多孔介质毛细管的半径成反比，但毛细管的半径无法改变，因此降低水锁效应的主要方法为降低气-水界面张力 σ 。使用表面活性物质是降低表面张力的主要手段。

2) 表面活性剂及钻井液处理剂水溶液的气-液界面张力评价。在温度 20 ℃ 条件下，采用滴重法测定了 24 种常用表面活性剂的表面张力，从成本、高温稳定性和降低表面张力的性能方面综合考虑，选用自行研制的气层专用保护剂作为降低水锁损害的优选材料。同时，考虑到优化防塌钻井液体系的配方，测定了配方浓度下处理剂单剂水溶液的表面张力。从试验结果可知，除 80A51、ST-598、SJ-1 3 种大分子处理剂和硅酸盐外，其它处理剂均能使气-水界面张力降低。

3) 钻井液滤液的气-液界面张力评价。在温度 20 ℃ 条件下，测定了优化防塌钻井液滤液分别加入 0.1%、0.2%、0.3%、0.4%、0.5%、0.6%、0.7%、0.8% 和 0.9% 气层专用保护剂的表面张力，结果分别为 53.95、37.36、34.73、30.02、23.87、20.21、19.51、19.05、18.75 和 18.20 mN/m。

由于钻井液配方中含有 3% 的聚合醇，以及其它有利于降低气-水界面张力的处理剂，因此，钻井液滤液的表面张力低于纯水的表面张力 (72 mN/m)，加入气层专用保护剂后，钻井液滤液的表面张力进一步降低，而且随着气层专用保护剂加量的增大，钻井液滤液的表面张力降低幅度增大，但增加到 0.5% 以后，表面张力降低的幅度减小。因此，气层专用保护剂的最佳加量为 0.5%。

2.3 钻井完井液抑制性与气层保护效果评价

2.3.1 抑制性评价试验

选用试验井井深 3 062.0~3 066.0 m 泥岩岩心（清水回收率 84.42%）进行页岩回收率试验（试验条件为 77 ℃/16 h），加入 0.5% 气层专用保护剂的优化防塌钻井液的页岩回收率为 97.8%，说明研制的气层保护钻井完井液具有较强的抑制粘土水化膨胀、

减小钻井液滤液水敏损害的能力。

2.3.2 气层保护评价试验

利用 A-1 和 A-2 号人造裂缝-孔隙性岩样和试验井岩心进行污染损害对比评价试验，具体结果见表 7。从表 7 可以看出，防塌钻井液对岩样有一定程度的损害，加入气层专用保护剂后，岩样的渗透率恢复率均有所提高，在 80% 左右，污染段切去 10 mm 后，岩样的渗透率恢复率可以提高到 90%。说明加入气层专用保护剂的优化钻井液对气层具有一定的保护作用。

表 7 气层保护效果评价试验数据

钻井液	岩样	$K_g / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K'_g / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_{恢}, \%$	$K'_{恢}, \%$
未加入气层 专用保护剂	A-1	115.00	83.10	72.3	79.5
	3-1	2.67	1.65	61.7	80.1
	3-2	4.85	3.33	68.6	73.6
加入 0.5% 气层专用保 护剂	A-2	123.00	100.50	81.7	89.5
	3-3	1.60	1.34	83.8	93.3
	3-4	3.32	2.60	78.4	90.0

注： K_g 为氮气渗透率； K'_g 为污染后氮气渗透率； $K_{恢}$ 为返排渗透率恢复率； $K'_{恢}$ 为切片后返排渗透率恢复率；岩样污染端切片长度为 10 mm。

3 现场试验效果分析

3.1 井径扩大率与复杂情况结果分析

研制的防塌与气层保护钻井液在胜利油田进行了 2 口井（孤北古 1 井和孤北古 3 井）的现场试验，基本达到了预期效果。2 口井三开井段钻井施工均很顺利，未发生任何事故与复杂情况，且后期电测、下套管和固井等施工均顺利。根据井径测井曲线统计分析，孤北古 1 井总体上复杂层段井径扩大率低于 20%，目的层段井径扩大率低于 15%。孤北古 3 井正常试验层段井深 3 950 m 到完钻井深，其平均井径扩大率为 14.5%，达到了试验目的。由于等待孤北古 1 井完钻，实施搬迁替换井架，该井 3 311.0~3 942.6 m 井段裸眼暴露于钻井液中 70 d，但没有出现井眼垮塌现象。

3.2 气层保护效果评价

对孤北古 1 井的中途测试结果表明，在石炭系、二叠系地层获得了高产工业气流，采用 $\phi 5$ mm 油嘴求产日产 16 771 m^3 天然气， $\phi 8$ mm 油嘴求产日产 52 541 m^3 天然气，实现了煤成气的突破，并将孤北地区从西边的孤西断层到东侧的孤北断层的含气层连接成片。由此可见优选的气层保护钻井液完井液的气层保护效果较为理想。

4 结 论

1) 研制的防塌钻井液体系易于维护, 性能稳定, 解决了上部地层大套泥岩井眼失稳的问题, 保证了正常钻进, 未出现井下复杂情况。

2) 在钻井过程中孤北低凸起储层的主要损害类型为钻井液滤液侵入引起水锁损害和水敏性损害, 其次为固相颗粒堵塞损害。因此, 采用“合理的屏蔽暂堵-强抑制-防水锁”油气层保护措施, 是有效解决该区块储层损害的技术关键。另外, 岩样被水侵之后渗透率明显降低, 因此, 就井壁稳定和气层保护两方面而言, 在钻井过程中应尽量避免滤液侵入储层。

3) 研制的以气层专用保护剂为主剂的气层保护钻井液完井液具有较强的抑制性。室内和现场试验表明, 该钻井液完井液体系抑制能力强、气层保护效果好、维护处理简单易行, 可以推广应用。

参 考 文 献

- [1] 鄢捷年. 钻井液工艺学 [M]. 山东东营: 石油大学出版社, 2001: 206-221.
- [2] 梁利喜, 许强, 刘向君. 基于极限平衡理论定量评价井壁稳定性 [J]. 石油钻探技术, 2006, 34 (2): 15-17.
- [3] 徐同台. 井壁稳定技术研究现状及发展方向 [J]. 钻井液与完井液, 1997, 14 (4): 36-43.
- [4] 陈勉, 金衍. 深井井壁稳定技术研究进展与发展趋势 [J]. 石油钻探技术, 2005, 33 (5): 28-34.
- [5] 刘玉石, 白家社, 黄荣樽, 等. 硬脆性泥页岩井壁稳定问题研
究 [J]. 石油学报, 1998, 19 (1): 85-88.
- [6] 邓虎, 孟英峰. 泥页岩稳定性的化学与力学耦合研究 [J]. 石油钻探技术, 2003, 31 (1): 33-36.
- [7] 丁锐, 李健鹰. 稀硅酸盐钻井液防塌性能的影响因素 [J]. 石油学报, 1999, 20 (4): 93-96.
- [8] 丰全会, 程远方, 张建国. 井壁稳定的弹塑性模型及其应用 [J]. 石油钻探技术, 2000, 28 (4): 9-11.
- [9] Oort E V. A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales [R]. SPE28064, 1994.
- [10] 沈建文, 屈展, 陈军斌, 等. 溶质离子扩散条件下泥页岩力学与化学井眼稳定模型研究 [J]. 石油钻探技术, 2006, 34 (2): 35-37.
- [11] Horsrud P. Interaction between shale and water-based drilling fluids: laboratory exposure test give new insight into mechanisms and field consequences of KCl contents [R]. SPE48986, 1998.
- [12] Oort E V. Silicate-based drilling fluids: competent, cost-effective and benign solutions to wellbore stability problems [R]. SPE/IADC35059, 1996.
- [13] Shao J F, Khazrcei R. Wellbore stability analysis in brittle rocks with continuous damage model [R]. SPE28054, 1994.
- [14] 李志刚, 乌效鸣, 郝蜀民, 等. 储层屏蔽暂堵钻井完井液技术研究及应用 [J]. 天然气工业, 2005, 25 (3): 74-78.
- [15] 张军. 川西致密砂岩裂缝性气层保护技术 [J]. 天然气工业, 2004, 24 (10): 111-113.
- [16] 孙文臣, 易明新, 刘振宇, 等. 中原油田天然气井保护储层钻井液技术 [J]. 天然气工业, 2004, 24 (8): 39-41.

[审稿 樊世忠]

Drilling Fluid Technology on Anti-Sloughing and Gas Formation Damage Control

Wang Fuhua¹ Yu Dunyuan² Wan Xuxin² Qiu Zhengsong¹

(1. Department of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Huadong), Dongying, Shandong, 257061, China; 2. Exploration Company, Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong, 257013, China)

Abstract: The extensive lab test studies on the gas formation damage mechanism, physicochemical properties and component/structure of caving ground core in Mesozoic erathem and super-Palaeozoic erathem of Gubei area in the Shengli Oilfield have been conducted by means of such laboratory methods as X-rays, SEM, core flooding test, and surface tension measurement, etc. Based on the recognized mechanisms of wellbore instability of caving ground and gas formation damage, the drilling fluid synergic anti-sloughing principle for caving ground is established according to the chemical-mechanical coupling wellbore stability theory. With the optimized anti-sloughing agent and newly prepared gas formation protective agent, the new drilling and completion fluid system is developed and applied in two wells in the Shengli Oilfield. Compared with adjacent wells, the two testing wells have not existed any borehole complex accidents, and have gained good wellbore stability and gas formation protective effect.

Key words: drilling fluid; hole stability; hole sloughing prevention; formation damage prevention; gas reservoir; water lock effect; lab testing

欢迎订阅 2007 年《石油钻探技术》