

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2018111

塔河油田外围高温高压井气滞塞防气窜技术

柴 龙, 林永学, 金军斌, 韩子轩

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要:为解决新疆塔河外围奥陶系高温高压储层钻井过程中气窜速度过快等难题,对油气上移规律和影响因素进行分析,认为影响油气上窜的主要因素是井筒内流体的凝胶强度和表面张力。为此,优选了抗高温流性调节剂 SMRM、表面张力调节剂 SMSM 和抗高温降滤失剂 SMPFL 等气滞塞用关键处理剂,形成了高温高压井气滞塞防气窜技术。室内试验表明,气滞塞抗温达 200 ℃,表面张力低于 22 mN/m,高温下凝胶强度大于 30 Pa,且与井浆具有较好的配伍性。气滞塞防气窜技术在塔河油田外围 5 口气侵严重的井进行了应用,分别配合起钻、测井、取心和完井等进行施工作业,气窜速度降低 75% 以上,延长了安全作业时间,提高了钻井完井安全和效率。研究表明,抗高温气滞塞防气窜技术为高温高压气侵储层段的钻井完井施工提供了一种安全有效的井控手段。

关键词:气滞塞;防气窜;高温;高压;凝胶强度;塔河油田

中图分类号:TE28 **文献标志码:**A **文章编号:**1001-0890(2018)05-0040-06

Anti-Gas Channeling Technology with Gas-Block Plug for High Temperature and High Pressure Wells in the Periphery of the Tahe Oilfield

CHAI Long, LIN Yongxue, JING Junbin, HAN Zixuan

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: Excessive gas channeling velocity is a big challenge in the Ordovician high-temperature and high-pressure (HTHP) reservoirs along the periphery of the Tahe Oilfield, Xinjiang. To solve this problem, an analysis was conducted on the mechanisms and influencing factors of oil/gas migration. The study concluded that the main factors affecting the oil/gas migration were the gel strength and the surface tension of fluids in the wellbore. Hence, researchers developed an anti-gas channeling technology with gas-block plug. In this process, researchers selected key treatment agents for gas blocking, such as high temperature rheological modifier SMRM, surface tension modifier SMSM and high temperature fluid loss additive SMPFL. Thus it was possible to match high temperature resistant gas-block plug regimes and processes. The gas-block plug is resistant temperature as high as 200 ℃, while the surface tension was lower than 22 mN/m. When the gel strength was higher than 30 Pa at high temperature, there was a good level of compatibility with the mud in the wellbore. The anti-gas channeling technology were applied in 5 wells with severe gas invasion in periphery of the Tahe Oilfield. The techniques were then respectively matched with the operations like drilling, logging, coring and completion. The application results showed that the gas channeling velocity was reduced by more than 75%, the safety operation period was extended, and the drilling safety and efficiency were improved. The successful development and application of high temperature resistant gas-block plug could provide a safe and effective well control measure for the drilling and completion of gas invasion HTHP reservoirs.

Key words: gas-block plug; anti-gas channeling; high temperature; high pressure; gel strength; Tahe Oilfield

随着油气开发技术的不断发展,深部油气资源成为新的开发热点,但在钻井完井施工过程中,钻进含天然气储层时常会发生气侵现象,特别是由气液置换导致的气侵问题较难处理,如处理不当易发生溢流和井喷等井下故障^[1]。塔河油田顺南及顺北区块奥陶系储层微裂缝发育,储层温度最高达 200 ℃,多口井在钻进一间房组储层时发生严重的气侵现象,气窜速度最高达 295 m/h,现场尝试采取提高钻

收稿日期:2018-03-22; **改回日期:**2018-08-20。

作者简介:柴龙(1984—),男,新疆乌鲁木齐人,2007年毕业于中国地质大学(北京)材料科学与工程专业,2010年获中国地质大学(北京)化学专业硕士学位,工程师,主要从事抗高温高密度钻井液技术与井筒内高温高压气体上窜控制技术方面的研究工作。E-mail: chailong_sripe@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(编号:51490650)和国家科技重大专项“海相碳酸盐岩超深油气井关键工程技术”(编号:2017ZX05005)部分研究内容。

井液密度和井底打稠浆塞等措施来降低气窜速度,但效果均不明显,且存在井漏污染储层的风险,气窜速度过快问题严重影响了井控安全和钻井效率。为了在欠平衡钻井过程中减缓井筒中的油气上窜速度,采取冻胶阀^[2-4]或高含量膨润土浆^[5]泵入井底等措施进行气体阻滞,取得一定效果,但冻胶阀存在抗温能力小于 150 ℃、施工后需要破胶和膨润土浆易造成井浆黏土污染等问题。笔者在分析高温高压井筒内油气上移规律和气滞影响因素的基础上,优选出抗高温气滞塞关键处理剂,构建了抗温达 200 ℃的气滞塞,研究了配套施工工艺,形成了高温高压井气滞塞防气窜技术,现场多口井应用后显著降低了气窜速度,延长了安全作业时间,提高了钻井完井效率。

1 气滞能力影响因素分析

为了降低气窜速度,研究采用气滞塞防窜技术,并分析了影响气滞能力的主要因素,以此作为关键处理剂优选和性能评价的理论依据。郭艳利等人^[6]研究了单个气泡在井筒内的上升规律,分析了流体黏度、密度和气泡大小等因素对气泡上移速度的影响。O. L. A. Santos 等人^[7-11]通过试验验证了影响直井气窜速度的主要因素除了气泡大小外,还包括井斜角和流变性等因素。笔者在前人研究的基础上,主要分析井内流体密度、表面张力和凝胶强度等因素对气窜速度的影响。

1.1 井内流体密度

井内流体一般为钻井完井液,而气体则以天然气为主,主要成分为甲烷。天然气在井底高温高压条件下处于超临界状态^[12],密度虽然接近于液态,但仍远低于常用钻井液密度,由于两者之间存在密度差,天然气不断上升且体积不断增大,密度进一步降低,进而上窜速度不断增加^[13]。

模拟顺南地区井下条件(地温梯度为 2.8 ℃/100m,液态天然气密度为 0.42 g/cm³),利用理想状态方程计算了地面状态下单位体积(1L)天然气在不同钻井液密度和井深下所受浮力,结果见图 1。从图 1 可以看出,随着井深增加,天然气受到温度和压力的双重影响,体积处于不断压缩的状态,所受浮力不断减小,直至其体积不能被继续压缩、达到液态密度时,所受浮力则保持不变。天然气达到液态密度前在 2 种密度钻井液中所受到的浮力大小相同;天然气达到液态密度后,其浮力随钻井液密度升高而

增大。

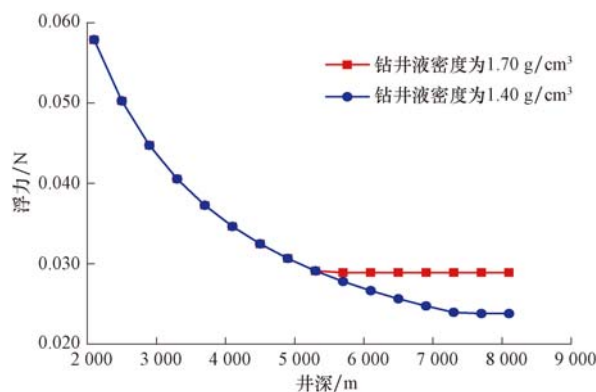


图 1 地面状态下 1L 天然气在不同密度钻井液和井深下的浮力

Fig. 1 Buoyances under various density drilling fluids and well depths of 1L methane at surface status

1.2 表面张力

为了了解表面张力对气体上窜速度的影响,测试了中空低密度小球在不同表面张力的十二烷基苯磺酸钠溶液中的上移速度,结果如图 2 所示。从图 2 可以看出,在相同条件下,气泡上升最终速度随着溶液的表面张力增大而增大。这是因为,气泡在上升过程中前端表面活性剂浓度不断稀释、尾端浓度不断积累,导致气泡表面产生表面活性剂浓度梯度及表面张力梯度^[6]。溶液浓度越小,表面张力越大,气泡表面的浓度梯度和表面张力梯度越小,导致阻力减小,最终使气泡上升速度增大。

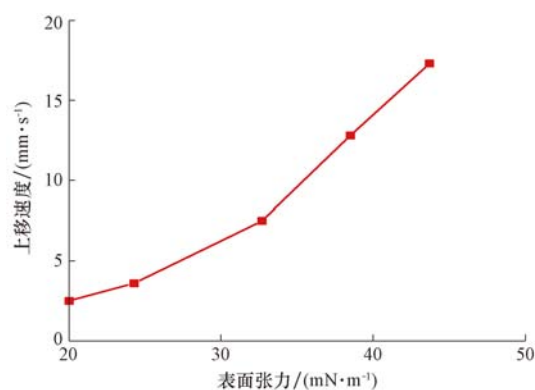


图 2 表面张力对低密度小球上移速度的影响

Fig. 2 The influence of surface tension on the upward velocity of low density ball

1.3 流变性

气窜影响因素相关研究中,通常认为表观黏度

是主要影响因素之一。为了分析流体流变性对中空微珠上移速度的影响,测试了密度 0.40 g/cm^3 、半径为 0.5 mm 的中空微珠在密度均为 1.01 g/cm^3 、黏度

不同的 3 种流体中的上移速度,结果见表 1。从表 1 可以看出,与表观黏度相比,流体的凝胶强度是影响中空微珠上移速度的主要因素。

表 1 不同黏度流体中低密度小球上移速度测试

Table 1 The upward velocity of low density ball in various low density fluids

测试流体	六速黏度计读数						表观黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	凝胶强度/ Pa	中空微珠上移速度/ ($\text{mm} \cdot \text{s}^{-1}$)
	$\phi 600$	$\phi 300$	$\phi 200$	$\phi 100$	$\phi 6$	$\phi 3$			
清水	2	1	0	0	0	0	1.0	0	37.5
高黏流体	45	30	24	15	4	2	22.5	1	3.0
气滞塞	23	23	23	23	22	22	11.5	8	0

2 气滞塞设计与性能评价

2.1 气滞塞设计

2.1.1 抗高温流性调节剂优选

在优选流性调节剂之前,为了抑制灰岩储层中泥岩的水化膨胀,保护储层,加入了 4.0% KCl。国内外常用的流性调节剂一般为黄原胶,但其抗温能

力最高为 $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右,无法满足顺南地区奥陶系储层 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的高温要求。为此,将抗温能力较好的 3 种流性调节剂 HEC、HE300 和 SMRM 配制成 4.0% 溶液,在 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下老化 16 h,然后在 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下进行流变性测试,结果如表 2 所示。从表 2 可以看出,羟乙基纤维素 HEC 和聚合物 HE300 在 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 下老化 16 h 后塑性黏度大幅降低,动塑比较低,基本失去提切效果;SMRM 老化后动塑力进一步提高,达到 6,具有较好的抗高温提切作用。根据现场气窜情况,调整 SMRM 加量为 $4.0\%\sim 8.0\%$ 。

表 2 抗高温流性调节剂评价

Table 2 Evaluation on a high temperature resistant rheology modifier

序号	配方	条件	六速黏度计读数						塑性黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	动切力/Pa	动塑比
			$\phi 600$	$\phi 300$	$\phi 200$	$\phi 100$	$\phi 6$	$\phi 3$			
1	4.0% KCl+ 1.0% HE300	老化前	31	19	14	8	1	0.5	12	3.5	0.29
		老化后	4	2	1	0.5	0	0	2	0	0
2	4.0% KCl+ 1.0% HEC	老化前	52	36	23	13.0	6	5.0	16	10.0	0.63
		老化后	5	3	2	1.0	0	0	2	0.5	0.25
3	4.0% KCl+ 1.0% SMRM	老化前	24	20	19	16.0	9	8	4	8.0	2.00
		老化后	14	13	13	13.0	16	16.0	1	6.0	6.00

2.1.2 抗高温表面张力调节剂优选

考虑气滞塞应用区域地层温度高,表面张力调节剂需耐温达 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。将季铵盐阳离子表面活性剂 DC-551、十二烷基硫酸钠 SDS、有机硅表面活性剂 Si-SM 和氟碳类表面张力调节剂 SMSM 等抗高温高表面活性处理剂加入到基浆(4.0% KCl+ 4.0% SMRM)中,测试其经 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ 高温老化前后的表面张力,结果见表 3。从表 3 可以看出,加入 SMSM 的基浆经过高温老化后仍具有较低的表面张力,表现出较好的抗温性能。

表 3 不同表面张力调节剂老化前后的性能

Table 3 Performances evaluation on the pre/post ageing of various surface tension modifiers

配方	表面张力/($\text{mN} \cdot \text{m}^{-1}$)	
	老化前	老化后
4.0% KCl+ 4.0% SMRM+ 0.1% SDS	31.5	45.6
4.0% KCl+ 4.0% SMRM+ 0.1% Si-SM	15.6	42.3
4.0% KCl+ 4.0% SMRM+ 0.1% DC-551	21.3	23.7
4.0% KCl+ 4.0% SMRM+ 0.1% SMSM	17.4	19.1

2.1.3 抗高温增黏降滤失剂优选

为进一步提高气滞塞的气滞能力并降低滤失量,强化其在应用井段特别是泥岩段的井壁稳定性,需优选与流性调节剂配伍性较好的抗高温增黏降滤失剂。在 4.0%KCl+4.0%SMRM 的基浆中分别加入 4 种降滤失剂,在温度 200 ℃下老化 16 h,然后在 50 ℃下

测试评价其增黏降滤失性能,结果见表 4。由表 4 可以看出,高温老化后的 ST-180 基本失去增黏降滤失作用;而加入 Dristemp、DriscalD 和 SMPFL 的浆体滤失量为 10~14 mL,且黏度增加明显,同时综合考虑材料性价比和易用性,选择 SMPFL 作为气滞塞用增黏降滤失剂。SMPFL 是由含磺酸基的烯基单体和丙烯酸、丙烯酸共聚而成的耐温抗盐聚合物^[14]。

表 4 抗高温增黏降滤失剂优选
Table 4 Optimization on high temperature resistant and viscosity enhancer/filtrate reducer

配方	条件	六速黏度计读数						塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	滤失量/mL
		φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3			
基浆	老化前	24	20	9	8	9	8	4	8.0	
	老化后	14	13	13	13	13	13	1	6.0	78.6
基浆+1.0%Dristemp	老化前	82	58	13	11	13	11	24	17.0	
	老化后	36	26	12	10	12	10	10	8.0	13.2
基浆+1.0%DriscalD	老化前	86	62	14	12	14	12	24	19.0	
	老化后	38	28	17	14	17	14	10	9.0	11.4
基浆+1.0%SMPFL	老化前	74	54	12	10	12	10	20	17.0	
	老化后	34	24	14	10	14	10	10	7.0	10.2
基浆+1.0%ST-180	老化前	68	50	10	8	10	8	18	16.0	
	老化后	17	13	9	8	9	8	4	4.5	65.8

对优选出的抗高温流性调节剂 SMRM、表面张力调节剂 SMSM、抗高温降滤失剂 SMPFL 和抗高温纤维 SMASF 等气滞塞关键处理剂进行优化配伍,最终形成抗温 200 ℃、高温凝胶强度大于 30 Pa 和低表面张力的气滞塞,其配方为:8.0%SMRM+2.0%SMPFL+1.0%SMASF+0.3%SMSM+4.0%KCl+0.3%NaOH+加重材料。

2.2 气滞塞性能评价

2.2.1 常规性能

根据气滞能力影响因素分析,气滞塞在温度 200 ℃下老化 16 h 后,待温度降至 50 ℃测试其

凝胶强度和表面张力,结果见表 5。从表 5 可以看出,高温老化后气滞塞凝胶强度由 36 Pa 升至 70 Pa,表面张力稍有降低,但仍维持在 22 mN/m 以内,说明气滞塞具有较好的抗高温气滞能力。

2.2.2 高温高压流变性

由于大部分流体在常温和高温下的流变性差别较大,因此,测试聚磺稠塞高温老化前后的流变性、表观黏度和凝胶强度,结果见表 6。由表 6 可以看出,与表 5 中气滞塞老化前后的性能相比,老化前聚磺稠塞黏度较高,但经过 200 ℃高温老化后其黏度和凝胶强度均大幅降低,不利于控制井筒内气体上窜。

表 5 抗高温气滞塞性能评价结果
Table 5 Performance evaluation of high temperature resistant gas-block plug

条件	六速黏度计读数						密度/ (g·cm ⁻³)	凝胶强度/ Pa	表面张力/ (mN·m ⁻¹)
	φ600	φ300	φ200	φ100	φ6	φ3			
老化前	214	194	180	158	102	93	1.81	36	17.84
老化后	91	84	77	73	63	62	1.81	70	21.36

表6 聚磺稠塞高温老化前后的流变性

Table 6 Pre/post-high temperature ageing rheology of polysulfide viscous plug

聚磺稠塞配方	条件	六速黏度计读数						密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	表观黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	凝胶强度/ Pa
		$\phi 600$	$\phi 300$	$\phi 200$	$\phi 100$	$\phi 6$	$\phi 3$			
6.0%膨润土+1.0%DSP-3 +0.5%HV-PAC+0.5%HEC +4.0%SMP-2+4.0%SPNH +3.0%FT342+0.5%NaOH	老化前	>300	250	200	134	30	22	1.80	>150	10
	老化后	50	34	28	20	10	8	1.81	25	3

采用 Anton Paar 高温高压流变仪测试聚磺稠塞和气滞塞在温度 60~190 ℃下凝胶强度的变化情况,结果如图 3 所示。

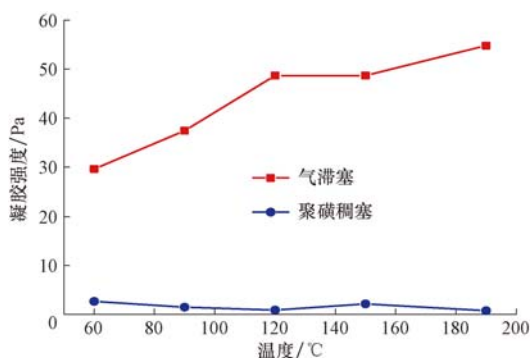


图3 气滞塞与聚磺稠塞不同温度下的凝胶强度

Fig. 3 Gel strength comparison of gas-block plug and polysulfide viscous plug at different temperature

从图 3 可以看出,聚磺稠塞在 190 ℃下的凝胶强度在 2 Pa 左右,表明其在高温下基本失去了气滞能力;气滞塞凝胶强度随着温度升高由 30 Pa 增至 55 Pa,气滞效果得到进一步增强。

2.2.3 与井浆的配伍性

气滞塞施工过程中不可避免会与井浆产生少量混浆,因此将混合浆在 200 ℃下老化 16 h 后测试其性能,结果见表 7。从表 7 可以看出,气滞塞混入比例由 10%增加至 50%后,对顺南 A 井现场聚磺井浆性能影响较小,表明气滞塞与聚磺井浆具有较好的配伍性。

3 现场应用

塔河油田外围区块 5 口井气侵严重,为此应用

表7 气滞塞与顺南 A 井井浆配伍性试验结果

Table 7 Compatibility between the gas-block plug and the drilling fluid in Well Shunnan A

配方	六速黏度计读数						密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	塑性黏度/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	动切力/ Pa	凝胶强度/ Pa
	$\phi 600$	$\phi 300$	$\phi 200$	$\phi 100$	$\phi 6$	$\phi 3$				
气滞塞(现场配制)	100	90	85	81	75	74	1.80	10	40.0	19.5
顺南 A 井井浆	106	70	54	35	12	9	1.83	36	17.0	4.0
顺南 A 井井浆+10%气滞塞	103	61	47	30	14	13	1.82	42	9.5	3.5
顺南 A 井井浆+30%气滞塞	88	59	48	34	16	15	1.82	32	12.0	3.5
顺南 A 井井浆+50%气滞塞	86	55	43	30	17	16	1.81	31	12.0	7.0

了抗高温气滞塞防气窜技术,分别配合起钻、测井、取心和下油管等进行施工,井底温度最高达 164 ℃,最长静止时间 122 h,循环排后效显示气滞塞在长期高温环境下具有优良的油气阻滞效果,气窜速度降低率大于 75%(见表 8),保障了高温高压复杂油气井的安全钻井施工。下面以顺北 B 井为例介绍抗高温气滞塞防气窜技术现场应用情况。

顺北 B 井是部署在顺托果勒低隆北缘的一口

表8 气滞塞在塔河油田施工效果统计

Table 8 Statistics on the application effect of a gas-block plug in the Tahe Oilfield

井号	井底 温度/℃	气窜速度($\text{m} \cdot \text{h}^{-1}$)		气窜速度 降低率, %
		应用前	应用后	
顺北 A	164	68	15	77.9
顺北 B	156	300	25	91.7
顺北 C	152	123	14	88.6
塔河 A	121	156	19	87.8
跃进 A	156	80	4	94.7

评价井,三开套管下深 7 376.00 m,四开钻进一间房组油气层后因全烃值较高,钻井液密度由 1.25 g/cm^3 逐步提高至 1.50 g/cm^3 。取心前短起下测后效,显示气窜速度高达 300 m/h,无法满足安全施工需要,为此,应用气滞塞技术配合进行连续取心作业,施工要求及过程如下:

1) 气滞塞配浆罐要求为容积 $25 \sim 30 \text{ m}^3$ 的独立钻井液罐,配套钻井液泵和加料泵管线,其管线阀门操作正常,与其他钻井液罐之间不窜不漏,配制气滞塞前所有设备清洗干净,使用井场水配制。

2) 所配制气滞塞的密度与井筒内钻井液密度保持一致,防止泵入过程中与井浆产生混浆,影响气滞塞性能。

3) 使用加料漏斗依次加入气滞塞各处理剂,加入顺序为 KCl、SMRM、SMPFL、SMASF、SMSM 和 NaOH,搅拌均匀后加入加重材料继续搅拌 $2 \sim 3 \text{ h}$,气滞塞密度调节至 1.50 g/cm^3 。

4) 起钻至井深 6 984.00 m 时,泵入 12 m^3 气滞塞后替入井浆起钻,气滞塞封隔井段为 6 347.00 ~ 6 984.00 m。

5) 起钻更换取心筒,下钻至井深 7 778.33 m 时开泵循环排后效,静止时间 48.83 h,井底温度 156°C ,气滞塞返出时振动筛筛面跑浆,随后全烃值开始上升,全烃值达 73% 时关井节流循环,后效持续时间 148 min,计算气窜速度为 25 m/h,气窜速度降低率 91.7%。

4 结论与建议

1) 气体与钻井液之间的密度差是造成井筒内气体滑脱上窜的主要原因,流体的凝胶强度和表面张力是阻滞气体上窜的主要因素。

2) 抗高温气滞塞抗温达 200°C 、表面张力低于 22 mN/m 、高温下凝胶强度大于 30 Pa ,现场应用显示其可降低气窜速度 75% 以上,提高了施工效率和安全性。

3) 目前尚未进行高温高压环境气滞能力的相关研究工作,建议后续研发相关配套实验评价设备,在油气上移规律及影响因素等方面开展更深入的研究。

参 考 文 献

References

- [1] 张兴全,周英操,刘伟,等.碳酸盐岩地层重力置换气侵特征[J].石油学报,2014,35(5):958-962.
ZHANG Xingquan, ZHOU Yingcao, LIU Wei, et al. Characters of gravity replacement gas kick in carbonate formation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 958-962.
- [2] 胡挺,曾权先,李华磊,等.冻胶阀完井技术研究与应[J].石油钻采工艺,2012,34(1):32-35.
HU Ting, ZENG Quanyan, LI Hualai, et al. Study and application of smart pack completion technology[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(1): 32-35.
- [3] 刘德基,廖锐全,张慢来,等.冻胶阀技术及应用[J].钻采工艺,2013,36(2):28-29,33.
LIU Deji, LIAO Ruiquan, ZHANG Manlai, et al. Technology and application of gel valve[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(2): 28-29, 33.
- [4] 王在明,朱宽亮,冯京海,等.高温冻胶阀的研制与现场试验[J].石油钻探技术,2015,43(4):78-82.
WANG Zaiming, ZHU Kuanliang, FENG Jinghai, et al. Development and field test of high-temperature gel valve[J]. Petroleum and Drilling Techniques, 2015, 43(4): 78-82.
- [5] 中国石油集团渤海钻探工程有限公司.欠平衡钻井用气滞塞浆液,103805149A[P].2014-05-21.
CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd. Gas-block plug slurry for underbalanced drilling, 103805149A[P]. 2014-05-21.
- [6] 郭艳利,孙宝江,王宁,等.单个气泡在井筒内上升速度规律实验研究//吴有生,颜开,孙宝江.第十三届全国水动力学学术会议暨第二十六届全国水动力学研讨会文集[C].北京:海洋出版社,2014:566-571.
GUO Yanli, SUN Baojiang, WANG Ning, et al. Experimental study on the velocity of a rising bubble in non-Newtonian fluids in well-bore//WU Yousheng, YAN Kai, SUN Baojiang. Proceedings of the 13th National Congress on Hydrodynamics & 26th National Conference on Hydrodynamics[C]. Beijing: China Ocean Press, 2014: 566-571.
- [7] SANTOS O L A. A study on gas migration in stagnant non-Newtonian fluids[R]. SPE 39019, 1997.
- [8] FERY J J, ROMIEU J. Improved gas migration control in a new oil well cement[R]. SPE 17926, 1989.
- [9] JOHNSON A, REZMER-COPPER I, BAILEY T, et al. Gas migration: fast, slow or stopped[R]. SPE 29342, 1995.
- [10] SYKES R L, LOGAN J L. New technology in gas migration control[R]. SPE 16653, 1987.
- [11] SHIPLEY S E, MITCHELL B J. The effect of hole inclination on gas migration[R]. SPE 20432, 1990.
- [12] 万立夫,李根生,黄中伟,等.超临界流体侵入井筒多相流动规律研究[J].钻采工艺,2012,35(3):9-13.
WAN Lifu, LI Gensheng, HUANG Zhongwei, et al. Research on the principles of wellbore multiphase flow during supercritical fluid influx[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 35(3): 9-13.
- [13] 卓鲁斌,葛云华,张富成,等.碳酸盐岩油气藏气侵早期识别技术[J].石油学报,2012,33(增刊2):174-180.
ZHUO Lubin, GE Yunhua, ZHANG Fucheng, et al. An early identification technique for gas cut in carbonate reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(supplement 2): 174-180.
- [14] 中国石化石油工程技术研究院.一种钻井液用抗温抗盐降滤失剂及其制备方法,102433108A[P].2012-05-02.
Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering. A filter loss control agent and preparation method for high temperature and brine drilling fluid, 102433108A[P]. 2012-05-02.

[编辑 滕春鸣]