

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.201502008

元坝气田超深水平井防漏型乳化酸解卡技术

李 霜¹, 董 波¹, 孔方清², 谢永斌²

(1. 中国石化西南油气分公司工程监督中心, 四川德阳 618000; 2. 四川仁智油田技术服务股份有限公司, 四川绵阳 621000)

摘 要:元坝气田水平井在钻进长兴组地层时常发生卡钻事故, 采用常规泡酸易井漏且无法解卡。为解决该问题, 在深入分析卡钻原因的基础上, 研究了超深水平井防漏型乳化酸解卡技术。其基本思路是: 利用乳化酸的缓速原理使酸液返至卡点位置, 配合使用惰性堵漏材料来减缓形成漏失通道后的漏失速度, 增长酸液与基岩的反应时间从而达到解卡的目的。通过室内试验形成了一套防漏型乳化酸配方, 试验表明, 该乳化酸与长兴组岩屑以及滤饼的酸溶率能分别达到 50% 和 40%; 酸液中的堵漏材料能有效提高封堵效果, 封堵率达到 99%; 同时, 乳化酸具有较好的缓速酸性能, 破乳温度可达到 140 ℃。该乳化酸在 YB205-1 井长兴组地层压差卡钻中进行了试用, 成功解决了卡钻问题。研究表明, 防漏型乳化酸能解决高渗碳酸盐岩超深水平井中的压差卡钻问题。

关键词:防漏 乳化酸 压差卡钻 超深水平井 元坝气田

中图分类号:TE243+.1; TE28+.3

文献标志码:A

文章编号:1001-0890(2015)02-0044-06

New Technology for Stuck Drill Pipe Using Mud Loss-Proof Emulsified Acid Implemented in a Ultra-Deep Horizontal Well in the Yuanba Gas Field

Li Shuang¹, Dong Bo¹, Kong Fangqing², Xie Yongbin²

(1. Engineering Supervision Center, Sinopec Southwest Oil & Gas Company, Deyang, Sichuan, 618000, China; 2. Sichuan Renzhi Oilfield Technology Services Co., Ltd., Mianyang, Sichuan, 621000, China)

Abstract: Stuck drill pipe during the drilling of horizontal wells has become a common problem in the Changxing Formation of the Yuanba Gas Field. Conventional foamed acids are prone to lost circulation and cannot eliminate the risk of stuck drillpipe. In order to solve the problem of stuck drillpipes during horizontal drilling, a new technology using mud loss-proof emulsified acid was tried in an ultra-deep horizontal well after being developed by means of an in-depth analysis of the cause. For the basic stuck drillpipe freeing principle, it is important to recognize that acid fluids can return to stuck point by retarding of emulsified acids and inert circulation lost materials can be used to reduce mud loss rate so as to increase time of reaction between acid fluids and base rock to release stuck drillpipe. A mud loss-proof emulsified acid formula has been developed through laboratory tests. Test results show that the emulsified acid can achieve an acid solubility of 50% in cuttings and 40% in mud cakes of the Changxing Formation; circulation lost materials of acid fluid system can effectively improve plugging effects with a plugging ratio up to 99%. Further, the emulsified acid system achieved good retarded acid performance and its demulsification temperature can be as high as 140 degrees. The emulsified acid has been successfully used in drillpipe stuck due to differential pressure in the Changxing Formation in Well YB205-1. According to research results, mud loss-proof emulsified acid can solve differential pressure which causes drillpipe to get stuck in ultra-deep horizontal wells in highly permeable carbonate rocks.

Key words: mud loss-proof; emulsified acid; differential pressure sticking; ultra-deep horizontal well; Yuanba Gas Field

元坝气田以上二叠系长兴组为主要目的层, 垂深 6 500.00~6 800.00 m, 为我国埋藏最深的高含硫化氢海相气田^[1-7]。该气田开发以水平井为主, 但在长兴组地层钻进过程中, 由于地层压力系数较小、渗透性较好, 钻井液密度较高, 易发生压差卡钻。在采用常规泡酸解卡过程中, 酸液与泥饼及地层快速反应提高了地层的渗透性, 造成酸液快速漏失, 使酸液无法上返至卡点位置, 导致

泡酸解卡无效。为此, 通过试验优选酸液、乳化剂、堵漏材料等, 形成了一套防漏型乳化酸体系, 在现场进行了试验, 并成功解卡。

收稿日期:2014-09-24; **改回日期:**2015-02-03。

作者简介:李霜(1981—), 男, 四川达州人, 2004年毕业于西南石油学院石油工程专业, 2008年获西南石油大学油气井工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事钻井监督工作。

联系方式:13689628170, 37335317@qq.com。

1 长兴组地层压差卡钻现状

1.1 压差卡钻原因

压差卡钻是指钻具在较高压差作用下黏附在井壁滤饼上而导致的卡钻^[8]。压差卡钻有 3 个必要条件,分别是有较高的压差、有高渗层和虚厚泥饼、与钻具有较大的接触面积。元坝气田长兴组储层在钻进时正好满足上述条件:1)长兴组的地层压力系数为 1.01~1.12,属于常压地层,而为了保证储层段的井控安全和防 H₂S,实钻钻井液密度达 1.30 kg/L 以上,存在 10~20 MPa 的压差;2)长兴组储层主要为针孔状孔隙-裂缝性白云岩,渗透性好,易形成虚厚滤饼;3)水平井钻进时钻具在低边与井壁的接触面积大,在滑动定向钻进、MWD 测斜、接立柱、电网停电等过程中不可避免地会有钻具静止。因此,元坝气田水平井钻井过程中极易发生压差卡钻事故。

1.2 压差卡钻概况

元坝气田水平井及大位移井在钻进长兴组地层过程中,常常发生压差卡钻,其中部分井的卡钻情况见表 1。

表 1 元坝气田部分井压差卡钻情况

Table 1 Differential pressure sticking in wells in the Yuanba Gas Field

序号	井号	概 况
1	YB103H	划眼至井深 7 022.65 m 时停电,恢复供电后发生压差卡钻,通过泡解卡剂解卡
2	YB10-C1	钻至井深 7 050.52 m 时,MWD 测斜发生压差卡钻,泡酸解卡
3	YB121H	划眼下钻至井深 7 402.38 m 时发生压差卡钻,由于酸液出钻头漏失泡 2 次无法解卡,填井侧钻
4	YB102-2H	划眼下钻至井深 7 802.00 m 时停电,恢复供电后发生压差卡钻,通过泡防漏型乳化酸解卡
5	YB205-1	通井起钻至井深 6 740.00 m 时发生压差卡钻,2 次泡常规酸无效,通过泡防漏型乳化酸解卡

表 1 中各井的压差卡钻均是在钻具短时间静止(2~3 min)后发生的。发生压差卡钻后,由于井眼小、井深约 7 000 m,钻具的强度有限、依靠强拉和

强扭等活动钻具的方式解卡难度较大。采用泡解卡剂的方式,由于井底温度高、渗透剂易高温失效,解卡成功率也不高。

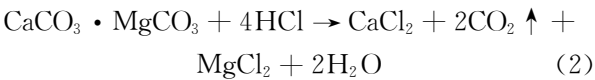
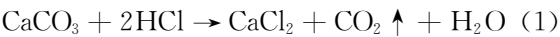
1.3 常规酸解卡无效原因分析

元坝气田长兴组地层岩石主要成分是酸溶性好的碳酸盐,地层较为稳定,泡酸解卡本应是一种快速、有效的方法,但实际情况并非如此。如在 YB121H 井的压差卡钻处理过程中,2 次泡胶凝酸无效,最终填井侧钻,最终处理事故时间 126.5 d,被埋钻具 1 279 m(含进口抗高温高压 MWD 仪器 1 套),造成了巨大的经济损失。YB205-1 井在泡防漏型乳化酸解卡前进行的 2 次泡常规酸作业,也无明显效果。分析认为,其原因主要是卡钻井段井温高、储层孔渗性能好,常规酸及胶凝酸在高温条件下与泥饼及地层的反应速度快,破坏了滤饼的致密性并增大了储层的渗透性,加之常规酸黏度低、摩阻低,酸液出钻具就与泥饼及基岩快速反应而形成漏失通道,在压差作用下快速漏入地层深部,而卡点位置的泥饼和基岩不能被有效酸蚀,导致无法解卡。

2 防漏型乳化酸解卡原理

2.1 盐酸与地层的化学反应

碳酸盐与盐酸的化学反应式为:



元坝气田长兴组地层主要以白云岩、灰岩等碳酸盐岩为主,钻进过程中形成的泥饼中也含有一定量的酸溶性岩屑,盐酸能与之反应溶解地层中的碳酸盐岩,并与被卡钻具与地层之间的粘结物、地层岩屑或掉块发生反应,使泥饼疏松掉落、基岩溶解,从而实现钻具解卡。

2.2 防漏型乳化酸的作用机理

乳化酸^[9]作为一种缓速酸,在刚接触地层时基本不与地层发生反应,因而可对储层进行深部酸化以增强酸化效果。其缓速原理是,在乳化剂及助乳剂作用下形成以油为连续相、酸为分散相的油包酸型乳状液,未破乳时能阻隔 H⁺ 与碳酸盐岩反应而达到缓速目的。同时,其基液黏度高、漏失阻力大,

还可以悬浮惰性固相堵漏剂。

元坝气田长兴组地层渗透性好,易渗漏,发生压差卡钻后泡酸解卡的首要条件是,酸液上返至卡点位置过程中与泥饼及基岩不发生反应或者反应速度很慢,形成漏失通道后能快速堵漏降低漏速^[10-12]。这样才能让酸液在卡点位置的反应时间增长,从而解卡。

根据乳化酸的特性及其缓速原理,结合元坝气田水平井卡钻后的解卡条件,得出防漏型乳化酸的解卡机理是:乳化酸接触地层之初未破乳时,油相将酸液与岩石表面隔开,阻止或延缓酸液与泥饼及岩石发生反应,不破坏泥饼,从而不发生漏失,让酸液能逐步上返至卡点位置。即使乳化酸出钻具后有少量破乳,能与地层反应形成漏失通道,但基液黏度高、摩阻大,基液中悬浮的惰性堵漏剂颗粒能迅速架桥聚集成堵塞层,大幅降低漏速,也能使酸液继续上返;酸液上返至卡点位置后,随着温度升高乳状液逐步破乳,由于密度差作用使盐酸下沉,油相上浮,质量分数较大的盐酸主要与黏附于下井壁钻具的泥饼反应,上井壁受油相保护不发生反应,达到定向腐蚀的目的。同时,下井壁泥饼及基岩部分与酸反应形成漏失通道后,受惰性堵漏剂的影响漏失速度不会太快,延长了酸液反应时间,从而大幅度提高解卡的成功率。

3 防漏型乳化酸配方及配制工艺

3.1 防漏型乳化酸配方

3.1.1 配方优选

配方优选主要就是组分优选试验,试验情况见表 2。

表 2 配方组分优选试验情况

Table 2 Optimizing test of formula components

组分	试验情况
酸液	长兴组地层白云岩、灰岩岩屑在盐酸中的酸溶率(100~140℃)达到 53%
缓蚀剂	缓蚀剂的主要作用是降低酸液对金属的腐蚀。试验以 30%盐酸为基液,各加入 2%缓蚀剂后观察到溶液澄清、透明、无沉淀,配伍性好。缓蚀剂效果评价:以 15%盐酸为基液,缓蚀率随着缓蚀剂加量增加而增大,加量达到 1.0%时的缓蚀率达到了 99.72%
铁离子稳定剂	铁离子稳定剂的主要作用是防止酸化后铁离子反应生成 Fe(OH) ₃ 沉淀。试验以 15%盐酸为基液,各加入 2%铁离子稳定剂后观察到溶液澄清、未分层、无沉淀产生,配伍性好。铁离子质量浓度达到 157.84 mg/mL,抗温达到 150℃
堵漏剂	堵漏剂的选择主要要求堵漏材料的酸溶率小,试验表明其酸溶率为 12.56%
油相	由于柴油具有价格便利、质量稳定、含蜡及杂质少、流动性好等特点,因此选择柴油作为油相
乳化剂	通过试验选择的主乳化剂及辅乳化剂形成的酸-油乳化体系能够保持长时间的稳定

通过对酸岩反应动力学研究、乳化酸的腐蚀性研究、乳化剂及惰性堵漏剂的优选及酸油比例优选,形成了防漏型乳化酸的配方:40%~50%柴油+60%~50%盐酸(质量分数为 25%~31%)+6%~8%主乳化剂 A+2%~3%辅乳化剂 B+5%~8%堵漏材料 C+3%~5%堵漏材料 D+2%~3%高温缓蚀剂 E。

3.1.2 性能评价

对按上述配方配制而成的防漏型乳化酸进行了性能评价。主要是与钻井液的配伍性评价、酸化效果评价、防漏效果评价等,结果依次见表 3—表 6。

表 3 乳化酸和井浆配伍性试验结果

Table 3 Test results of compatibility in emulsified acid and mud

体 系	密度/ (kg·L ⁻¹)	漏斗黏度/ s	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	初切力/ Pa	终切力/ Pa	滤失量/ mL	pH 值	泥饼厚度/ mm	备 注
井浆	1.68	35	19	7.0	4.5	8.5	1.9	10.0	0.3	常温
井浆+	1.67	34	17	7.5	4.5	8.5	2.0	9.0	0.3	常温
1%乳化酸	1.67	34	16	7.0	4.0	6.5	2.0	8.5	0.2	160℃×16 h
井浆+	1.66	34	13	10.0	6.0	10.0	2.1	8.0	0.2	常温
2%乳化酸	1.66	33	15	7.5	3.5	4.5	2.0	7.5	0.1	160℃×16 h
井浆+	1.64	36	16	7.5	5.0	8.5	2.0	7.5	0.1	常温
3%乳化酸	1.64	36	11	14.5	5.0	8.5	2.4	7.5	0.1	160℃×16 h
井浆+	1.63	43	22	10.5	7.0	12.5	2.1	7.0	0.1	常温
4%乳化酸	1.63	39	16	12.0	8.0	10.5	2.5	7.5	0.1	160℃×16 h

从表 3 可以看出,随着酸化解卡液加量的不断增大,钻井液的漏斗黏度、初切力、终切力及滤失量略微增大,泥饼变软变薄。这说明该酸化解卡液对钻井液的各项性能有一定的影响,但影响较小。现场施工时应尽量减少钻井液和酸化解卡液相接触,解卡后应尽量将其排放掉,以减少解卡液和钻井液的相互接触和相互影响。

表 4 岩屑及含岩屑滤饼在酸液中的酸溶率

Table 4 Acid solubility of cuttings and mud cake in acid fluids

酸溶物	温度/℃	泡酸前酸溶 物质量/g	干滤纸 质量/g	泡酸后酸 溶物(含滤 纸)质量/g	酸溶率, %
灰岩、白云岩	100	1.816	0.826	1.760	48.568
	120	1.817	0.965	1.835	52.119
	140	1.803	0.909	1.754	53.134
含 5%岩屑 的滤饼	100	2.108	0.836	2.219	34.393
	120	2.112	0.893	2.201	38.068
	140	2.107	0.879	2.122	41.006

由表 4 可知:灰岩、白云岩、含 5%岩屑的滤饼在酸化解卡液中的溶蚀规律与在盐酸中基本一致,随温度升高酸溶率增大;温度从 100℃ 升至 140℃ 时,岩屑在酸化解卡液中的酸溶率稍有增大但均在 50%左右;含岩屑(岩屑为灰岩)滤饼在解卡液中的酸溶率随温度升高增大,温度能够轻微提高其溶蚀率,温度从 100℃ 升至 140℃ 时,酸溶率从 34%左右增大到 41%左右,增大幅度增大。由此可知,酸化解卡液的酸化效果能够满足解卡要求。

表 5 解卡酸液体系封堵试验结果

Table 5 Plugging test results of non-freezing acid system

岩心号	缝宽/ μm	K_{w1}/mD	K_{w2}/mD	封堵率, %
1	200	2 365.350	0.002 78	99.999 84
2	150	2 017.330	0.145 25	99.992 80
3	120	1 896.829	0.036 00	99.998 10
4	320	5 119.028	0.038 39	99.999 25

注:采用人造裂缝岩心进行岩心封堵试验; K_{w1} 指用初始地层水正向测得的渗透率, K_{w2} 指封堵后用地层水测得的渗透率。

由表 5 可知,使用封堵性解卡酸液时岩心的封堵率均在 99%以上,可以达到防漏的效果。

由表 6 可知,乳化酸接触钻井液后不会对钻井液性能造成较大影响,不会造成井下故障;酸液能有效与地层岩石及泥饼发生反应从而达到解卡效果;乳化酸具有较好的稳定性,能保证酸液在油相包裹下达到设计返高后再破乳;同时,乳化酸具有较好的防漏堵漏效果,能保证酸液在卡点位置充分、有效反应。

表 6 乳化酸破乳试验数据

Table 6 Demulsification test data of the emulsified acid

静置温度/℃	静置时间/h	破乳率, %
60	0	0
	0.5	0
	1.0	0
90	0	0
	0.5	1
	1.0	10
140	0	10
	0.5	30
	1.0	80

3.2 防漏型乳化酸配制工艺

先准备一个带剪切泵、容积为 20 m³ 左右的胶液配制罐,清洗干净后依次倒入柴油、主乳化剂 A、辅乳化剂 B,充分搅拌 30 min,然后开启剪切泵,从加料漏斗加入堵漏剂,加完后充分搅拌,剪切循环 30 min。然后将高温缓蚀剂 E 加入装有较大质量分数盐酸的罐中,搅拌均匀,再在高速剪切循环和搅拌条件下,以 0.5 m³/min 的速度加入酸液,加完后继续剪切搅拌 1 h。配置好的酸液性能见表 7。

表 7 乳化酸的流变性能

Table 7 Rheological properties of the emulsified acid

密度/ (kg·L ⁻¹)	漏斗黏 度/s	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	初切力/ Pa	终切力/ Pa	温度
1.03	150~250	40~60	15~25	4~8	8~15	常温
1.01	100~180	35~55	10~20	3~6	6~14	90℃

4 现场试验

研制的防漏型乳化酸在 YB205-1 井进行了现场试验。YB205-1 井为部署在川东北巴中低缓构造元坝区块的一口开发评价大斜度井,实钻最大井斜角 85.7°。该井采用五开制井身结构,五开水平段采用 $\phi 149.2$ mm 钻头钻进,完钻井深 7 116.00 m。

4.1 卡钻发生经过

YB205-1 井在完井作业中采用三稳定器钻具组合通井,在起钻至井深 6 740.00 m 处卸立柱后上提遇卡,在悬重 2 250~2 350 kN 范围内活动无效(原悬重 2 250 kN),随即接方钻杆开泵正常(排量 13.3 L/s,立压 21 MPa),在悬重 2 000~2 400 kN 范围内大幅度活动未解卡,钻具施加扭矩扭 20 圈,

下压至悬重 1 700 kN 未解卡。后期逐步加扭至 23 圈,下压至悬重 1 500 kN,上下活动钻具,无法解卡。

卡钻时的钻具组合: $\phi 149.2$ mm 钻头 $\times 0.22$ m + 浮阀 $\times 0.60$ m + $\phi 120.0$ mm 钻铤 $\times 8.84$ m + $\phi 146.0$ mm 稳定器 $\times 0.92$ m + $\phi 120.0$ mm 钻铤 $\times 8.88$ m + $\phi 144.0$ mm 稳定器 $\times 1.05$ m + $\phi 120.0$ mm 钻铤 $\times 9.03$ m + $\phi 143.0$ mm 稳定器 $\times 0.96$ m + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 27.87$ m + $\phi 88.9$ mm 钻杆 $\times 1\ 015.14$ m + $\phi 88.9$ mm 加重钻杆 $\times 688.54$ m + $\phi 88.9$ mm 钻杆 $\times 1\ 169.61$ m + 变扣接头 $\times 0.60$ m + $\phi 139.7$ mm 钻杆。

卡钻时的钻井液性能:密度为 1.40 kg/L;漏斗黏度为 65 s;API 滤失量为 3.0 mL,塑性黏度为 35 mPa $\cdot$ s,动切力为 11 Pa,初切力、终切力分别为 3 Pa 和 7 Pa,泥饼厚度为 0.5 mm,含砂量为 0.2%,pH 值为 11。

4.2 前期处理过程

YB205-1 井发生压差卡钻后进行了两次泡酸解卡。

第一次为常规酸泡酸解卡。泵车注入隔离液 2.0 m³、酸液 12.0 m³,酸液配方为 18.0% HCl + 2.0% WD-11(高效缓蚀剂) + 1.0% WDZ-2(缓蚀增效剂) + 1.5% WD-8(铁离子稳定剂) + 1.0% WD-12(助排剂) + 1.5% 堵漏材料;注后置隔离液 1.7 m³。钻井泵替浆(排量 18 L/s)至 36.5 m³ 时(酸液刚出钻头)发现立压下降,井口失返。钻具加扭 20 圈,在悬重 1 700~2 500 kN 范围内活动无效,继续大排量替浆 11.8 m³,将酸全部替出钻具,配合活动钻具仍未解卡。

第二次为变黏酸泡酸解卡。泵车注入隔离液 1.8 m³、变黏酸液 4.0 m³,变黏酸液配方为 20.0% HCl + 4.0% WD-11A(缓蚀剂) + 1.0% WD-8(铁离子稳定剂) + 5.0% WD-10 表面活性剂;注中间隔离液 1.0 m³、酸 9.0 m³;注后置隔离液 1.6 m³。钻井泵替井浆(排量 16 L/s)至 32.5 m³,钻具加扭 20 圈,在悬重 1 700~2 500 kN 范围内活动,降排量至 2.5 L/s 继续顶浆至 34.5 m³ 时井口失返(变黏酸刚出水眼),继续顶浆至 44.08 m³,加扭 23 圈,在悬重 1 000~2 650 kN 范围内活动,井口未返浆,酸液完全漏失。

第一次常规酸泡酸解卡,酸液出钻头水眼发生快速漏失;第二次变黏酸泡酸解卡,变黏酸刚出钻头水眼就发生漏失。两次泡酸解卡,在酸出钻头后均

快速发生漏失导致酸液无法与地层充分反应,未达到解卡目的。

4.3 防漏型乳化酸现场施工

施工前大排量循环清洁井眼并准备 40.0 m³ 冷却的井浆,先注入冷却井浆,之后采用泵车以 10.0 L/s 排量注入 2.0 m³ 前置隔离液,注入防漏型乳化酸 9.2 m³,注后置隔离液 1.2 m³,用钻井泵替浆(排量 18.0 L/s,泵压 24.0 MPa),在酸液出钻具前加扭 23 圈,在悬重 1 700~2 500 kN 范围内活动。替浆至 46.4 m³ (乳化酸出钻头水眼进入环空 6.8 m³) 井口液面未见下降,继续顶替,将酸液全部替出钻具,停泵、活动钻具,静停 30 min 后乳化酸开始破乳,环空液面缓慢下降,继续保持钻具加扭 23 圈,控制悬重在 1 500~2 600 kN 范围内活动。活动钻具 5 min 后,上提钻具至悬重 2 500 kN,随钻具上行悬重保持不变,上下活动钻具正常,成功解卡。

5 结论及认识

1) 在元坝气田长兴组地层钻水平井具有储层渗透性好、钻具接触面积大等特点,易发生压差卡钻,合理的钻井液密度可有效降低压差卡钻风险。

2) 常规酸因酸岩反应速度快,在压差作用下易漏失,不能在卡点位置充分反应,因而在长兴组地层水平段卡钻后解卡成功率低。

3) 研制的防漏型乳化酸体系能有效溶蚀、破坏碳酸盐岩的基岩和泥饼,使被卡钻具与地层之间的粘结物、岩屑或掉块发生反应,使泥饼疏松掉落,基岩溶解,从而使被卡钻具解卡。

4) 研制的防漏型乳化酸具有缓速酸性能和防漏堵漏效果,能解决常规酸在高渗易漏碳酸盐岩地层快速反应、漏失,无法在卡点位置充分反应因而不达到解卡目的的问题,适用于在高渗碳酸盐岩水平井卡钻事故处理中。

参考文献

References

- [1] 张金成,张东清,张新军,等.元坝地区超深井钻井提速难点与技术对策[J].石油钻探技术,2011,39(6):6-10.
Zhang Jincheng, Zhang Dongqing, Zhang Xinjun, et al. Difficulties of improving rate of penetration and its technical solutions in Yuanba Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6):6-10.
- [2] 葛鹏飞,马庆涛,张栋.元坝地区超深井井身结构优化及应用

- [J]. 石油钻探技术, 2013, 41(4): 83-86.
- Ge Pengfei, Ma Qingtao, Zhang Dong. Optimization and application of ultra-deep well casing program in Yuanba Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(4): 83-86.
- [3] 高红贤, 冯明刚, 王建波, 等. 元坝气田长兴组气藏含水饱和度计算[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 348-351.
- Gao Hongxian, Feng Minggang, Wang Jianbo, et al. Calculation on water saturation of Changxing Formation reservoir in Yuanba Gas Field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 348-351.
- [4] 蒲洪江, 张林海, 侯跃全, 等. 元坝气田大尺寸非标准尾管固井技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 64-68.
- Pu Hongjiang, Zhang Linhai, Hou Yuequan, et al. Large size nonstandard liner cementing technique in Yuanba Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 64-68.
- [5] 王庆波, 刘若冰, 魏祥峰, 等. 陆相页岩气成藏地质条件及富集高产主控因素分析: 以元坝地区为例[J]. 断块油气田, 2013, 20(6): 698-703.
- Wang Qingbo, Liu Ruobing, Wei Xiangfeng, et al. Geologic condition of shale gas accumulation in continental facies and main controlling factors of enrichment and high production: taking Yuanba District as an example[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(6): 698-703.
- [6] 瞿佳, 严思明, 许建华. 胶乳防腐水泥浆在元坝地区的应用[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(3): 94-98.
- Qu Jia, Yan Siming, Xu Jianhua. Application of corrosion resistant latex cement slurry in Yuanba Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(3): 94-98.
- [7] 闫光庆, 刘匡晓, 郭瑞昌, 等. 元坝 272H 井超深硬地层侧钻技术[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(1): 113-117.
- Yan Guangqing, Liu Kuangxiao, Guo Ruichang, et al. Ultra-deep sidetracking in Well Yuanba 272H[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 113-117.
- [8] 张坤, 李明华, 万永生, 等. 有效解除水平井段压差卡钻技术: 在磨溪地区钻井中的应用[J]. 天然气工业, 2007, 27(7): 56-58.
- Zhang Kun, Li Minghua, Wan Yongsheng, et al. Techniques used to remove pressure sticking in horizontal wells and its actual application in Moxi Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(7): 56-58.
- [9] 刘伟, 陶高杰, 张斌, 等. 新型抗高温乳化酸的研制及性能评价[J]. 精细石油化工进展, 2012, 13(7): 8-10.
- Liu Wei, Tao Gaojie, Zhang Bin, et al. Development and evaluation of new emulsified acid with high temperature-resistance[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2012, 13(7): 8-10.
- [10] 刘德胜, 胡欣峰, 王文勇, 等. 酸化解卡方法解除伊朗 TBK-8 井卡钻事故[J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(6): 77-78.
- Liu Desheng, Hu Xinfeng, Wang Wenyong, et al. Acidification backing off technology in Iron TBK-8 Well[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(6): 77-78.
- [11] 戴建全. 裂缝性碳酸盐岩地层解卡酸液体系研究与应用[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(增刊 1): 146-148.
- Dai Jianquan. Application and research on unfreezing acid system for fractured carbonate formation[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(supplement 1): 146-148.
- [12] 侯士东, 张雅欣, 张长春, 等. H203H 井传输测井复杂卡钻处理[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(5): 110-112.
- Hou Shidong, Zhang Yaxin, Zhang Changchun, et al. Complex sticking treatment in logging transfer of Well H203H[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(5): 110-112.

[编辑 令文学]

胜利油田采用优化分层压裂技术开发低渗油藏

胜利油田低渗透油藏包括滩坝砂、砂砾岩和浊积岩油藏等, 储量较大。但滩坝砂油藏油层多、薄而且跨度大, 砂砾岩油藏油层巨厚、跨度大, 采用传统压裂技术的改造效果均不明显, 或者一次只能改造部分油层, 多次施工经济效益不佳。鉴于此, 分层压裂改造低渗储层逐渐进入主导地位。应用初期, 分层压裂技术取得了一定成果, 但随着推广范围的不断扩大和应用的深入, 逐渐暴露出一些问题和不适应性, 比如管柱遇卡、断脱、砂埋等问题, 严重制约了分层压裂技术的进一步推广。

针对上述问题, 胜利油田开展了优化分层压裂工艺技术攻关。从整套管柱的设计合理性到单件工具的技术可靠性逐一分析, 对各项配套工具存在的小弊端、小隐患都进行优化改进, 并进行了反复的计算分析和试验论证, 确保各项指标都能达到现场施工要求。结合压裂工艺的不断完善, 攻克了扩张式封隔器耐温耐压低、喷砂器不能承受大砂量大排量、易刺坏、冲蚀损坏套管、砂埋管柱等多项技术难点。

截至目前, 优化改进后的分层压裂技术在现场累计应用 30 余井次, 最多达到分 3 层压裂, 施工成功率 100%, 为该油田低渗透油藏的高效开发提供了技术支撑。

[供稿 石 钻]