

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2020003

顺北碳酸盐岩裂缝性气藏安全钻井关键技术

王建云¹, 杨晓波², 王鹏¹, 范红康³

(1. 中国石化西北油田分公司工程技术管理部, 新疆乌鲁木齐 830000; 2. 中国石化西北油田分公司资产管理中心, 新疆乌鲁木齐 830000; 3. 中国石化石油工程技术服务研究院, 北京 100101)

摘要:为了解决顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏钻井过程中溢流和漏失同存的问题,保证钻井安全,分析了其溢流和漏失同存的原因,制定了首先暂堵裂缝阻止气体侵入井筒、然后在气体侵入井筒的情况下控制气体侵入量和上窜速度以保证钻井安全的技术思路,并将裂缝性气藏暂堵技术、控压钻井技术和高温气滞塞技术进行集成,形成了顺北碳酸盐岩裂缝性气藏安全钻井关键技术。应用该关键技术时,先用裂缝性气藏暂堵技术阻止气体进入井筒;发现气体侵入井底时,用控压钻井技术控制气体侵入量;气体侵入井筒的情况下,用高温气滞塞技术降低气体上窜速度,保障钻井安全。顺北油气田在应用碳酸盐岩裂缝性气藏安全钻井关键技术后,解决了溢流和漏失同存的难题,提高了钻井速度,保证了钻井安全。

关键词:碳酸盐岩油气藏;裂缝性气藏;溢流;漏失;暂堵;高温气滞塞;控压钻井;顺北油气田

中图分类号: TE28⁺³ 文献标志码: A 文章编号: 1001-0890(2020)03-0008-08

Key Technologies for the Safe Drilling of Fractured Carbonate Gas Reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field

WANG Jianyun¹, YANG Xiaobo², WANG Peng¹, FAN Hongkang³

(1. Engineering Technology Management Department, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830000, China;
2. Asset Management Centre, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 830000, China; 3. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to solve the problems created by the coexistence of overflow and circulation lost during drilling through fractured carbonate gas reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field and to ensure drilling safety, a technical solution was worked out by means of analyzing the causes of the coexistence of overflow and lost circulation in fractured carbonate gas reservoirs. According to this solution, the first thing to do is to temporarily block fractures that prevent gas invasion into the wellbore, and in the case of gas influx, it is necessary to control the amount of gas influx and the speed of gas channeling to ensure drilling safety. Based on this, the key technologies for the safe drilling of fractured carbonate gas reservoirs involves integrating temporary blocking technology for fractured reservoirs, using MPD and implementing high temperature gas-block plugging. First, the temporary blocking technology for fractured gas reservoirs should be used to prevent gas from entering the wellbore. In case of gas influx occurs in the bottom hole, MPD should be used to control the influx amount, while high temperature gas-block plugging should be adopted to reduce the speed of gas channeling if the gas is found in the wellbore. After the application of such key technologies in the fractured carbonate gas reservoir in the Shunbei Oil and Gas Field, the coexistence of overflow and circulation lost was solved and drilling speed was increased and the drilling safety ensured.

Key words: carbonate oil and gas reservoir; fractured gas reservoir; overflow; lost circulation; temporary blocking; high temperature gas-block plug; managed pressure drilling; Shunbei Oil and Gas Field

顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏埋藏超深(6 600.00~8 300.00 m)、温度高(170~238 °C)、含酸性气体(H₂S 平均含量 0.002%、CO₂ 平均含量 9.36%),多为裂缝-孔洞型储层^[1-3],传统的井控技术在某些工况下已不能满足安全钻井的需求^[4]。目前,国内针对碳酸盐岩裂缝性油气藏普遍采用高承压防

收稿日期: 2019-08-19; 改回日期: 2020-02-21。

作者简介: 王建云(1974—),男,湖北浠水人,1997年毕业于西南石油学院石油工程专业,高级工程师,主要从事钻井完井工程技术研究与相关管理工作。E-mail: wjianyun.xbsj@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“特深层油气钻井工程技术与工具”(编号:P17049-3)和“顺北油气田一区优快钻井技术研究”(编号:P18021-1)部分研究内容。

复漏堵漏浆^[5]、耐高温气滞塞^[6-7]及精细控压钻井技术^[8-14]来保证钻井安全。防复漏堵漏浆包括应力敏感裂缝性地层防复漏堵漏浆、耐高温高承压防复漏堵漏浆和耐高温高承压高酸溶桥接堵漏浆等,并在顺北蓬1井、顺北鹰1井和顺北4井等井的二叠系易漏失地层进行了应用,一次堵漏成功率100%,且在后期钻进、电测和下套管期间均未发生漏失^[4]。对于高温气滞塞技术,通过优选关键抗高温处理剂并优化配方,研发出耐高温气滞塞,其流动黏度低,在200℃高温下静置可形成液体胶塞,阻滞井筒内的气体上窜,且其与钻井液配伍性良好,并在顺北2井、顺北评1H井和顺北1-16H井等7口井应用了30余井次^[4]。对于精细控压钻井技术,建立了井底压差精准计算方法,研发了压降随开度线性变化的节流阀,解决了常用节流阀在小开度下压力变化过快与大开度下压力变化缓慢的问题,实现了压力精准调节,井底压力控制精度小于0.35 MPa,压力调节时间小于45 s,在新疆顺北、四川涪陵等地区的20余口井进行了应用,复杂时效降低60%以上,为安全钻进窄安全密度窗口地层提供了技术支持^[4]。

在分析顺北油气田裂缝性碳酸盐岩气藏钻井技术难点和钻井过程中溢流与漏失同存原因的基础上,根据地层特点和溢流与漏失的具体情况,将裂缝性气藏暂堵技术、高温气滞塞技术和控压钻井技术集成,形成了顺北裂缝性碳酸盐岩气藏安全钻

井关键技术,解决了顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏溢流和漏失同存的问题,保证了钻井安全。

1 安全钻井技术难点

顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏的储层多为裂缝-孔洞型储层,传统的井控技术在某些工况下不能满足安全钻井需求,主要表现为:1)钻开储层后,容易出现溢漏同存现象,很难保持井筒压力静态平衡;2)钻进储层过程中全烃值较高,且气测值对钻井液密度不敏感,气体持续侵入井筒污染钻井液;3)油气上窜速度快,很难达到起钻、下套管的标准;4)所用钻井液密度远高于地层测试压力当量密度,仍然无法避免气体侵入井筒。

1.1 储层地质条件复杂

顺北油气田奥陶系气藏属超深、超高温、高压和含酸性气体的干气气藏,工程地质条件异常复杂,海相储层非均质性强、地层压力预测误差大,高温高压酸性超深气井需要综合考虑地层压力不确定性、地质必封点、套管强度、气密封性、材质防腐、钻具强度、循环压耗、井控安全和开发经济性等多方面因素,钻井难度大。顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏与国内其他区块碳酸盐岩气藏的地质条件对比情况见表1。从表1可以看出,与其他区块碳酸盐岩气藏相比,顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏储层的地质条件更复杂。

表1 顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏与国内其他碳酸盐岩气藏地质条件对比

Table 1 Geological condition comparison between fractured carbonate gas reservoir in the Shunbei Oil and Gas Field and the other carbonate gas reservoirs in China

区块	埋藏深度/m	地层压力/MPa	地层温度/℃	CO ₂ 含量, %	H ₂ S含量, %
顺北	6 600~8 300	82.0~180.0	170.0~238.0	1.17~9.36	0.004~0.160
普光	4 356~5 157	55.0~61.0	120.0~134.0	8.64	15.160
元坝	6 710~7 160	66.0~69.0	145.0~158.0	7.50	5.140
龙岗	5 800~6 200	52.0~63.0	134.0~140.0	3.38	2.750
克拉	3 500~4 000	74.4	104.0	0.65	0
克深	6 500~8 000	113.0	167.0	0.81	0

1.2 地层压力预测难度大

利用地震层速度预测地层压力精度低,而常规测井解释模型不适用该类气藏。钻遇地层的岩性复杂,二叠系地层易漏失,志留系地层易坍塌,却尔却克组局部含火山岩侵入体;地层流体为高压、高温的酸性气体。由于地层压力预测难度大,导致设计钻井液密度与实际钻井液密度相差较大。顺托1井

地质预测压力系数为1.21~1.25,据此将钻井液密度设计为1.30~1.40 kg/L,而实际钻井液密度高达1.80~1.93 kg/L,根据实际钻井液密度测算地层压力系数为2.20。

1.3 气侵与漏失同存

顺北油气田裂缝性气藏钻井液安全密度窗口窄,天然气易“置换”、滑脱,循环排气时间长,易同时

发生漏失和溢流, 储层钻井时效低、钻井周期长、井控风险高, 钻井过程中气侵频繁, 钻遇较大孔洞时漏失量大, 鹰山组下段发生漏失的 5 口井平均单井漏失量为 916.60 m^3 , 目的层为鹰山组上段的 2 口放空井平均单井漏失量为 5281.45 m^3 。目的层钻进过程中需频繁调整钻井液密度、长时间循环排气和处理储层漏失等井下故障, 造成储层段钻井时效低和钻井周期长。储层段长度不足 1000.00 m , 平均钻井周期达 152.47 d , 储层段非生产时间占 52.05% , 平均纯钻时效仅 9.74% 。

综上所述, 顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏储层地质条件十分复杂、异常高压层发育, 导致钻井作业风险非常高、复杂时效高, 因此亟待解决裂缝性高温高压气井钻井安全问题。

2 裂缝性气藏安全钻井思路及关键技术

2.1 安全钻井技术思路

在分析裂缝性气藏井筒压力系统以及气层溢流与漏失同存原因的基础上, 应用以下 3 项技术保证钻井安全: 1) 应用裂缝性气藏暂堵技术, 阻止气体沿裂缝侵入井筒; 3) 在气体已经侵入井筒的情况下, 应用高温高压气滞塞技术确保各项钻井作业的安全; 3) 井底发现气侵时, 利用精细控压钻井技术控制气侵。

裂缝性气藏的暂堵与常规储层的堵漏不同, 必须在裂缝通道内形成承压能力强的稳定暂堵层, 以有效控制气侵。已钻井成像测井资料统计结果发现, 钻遇地层中的裂缝尺度大小不一, 微小裂缝可采用随钻暂堵技术, 大尺寸裂缝要注入堵漏浆进行暂堵。暂堵材料要能抗 200°C 高温, 要具有酸溶性, 以利于储层保护; 形成的暂堵层具有较强的正向承压能力, 以实现井眼强化加固, 提高地层的承压能力, 同时要具有一定的反向承压能力。

高温气滞塞不但要能够减缓气体滑脱速度, 而且要具有抗高温、可泵送和易返排等特点。

由于顺北碳酸盐岩裂缝性气藏普遍高含硫化氢气体, 控压钻井的原则是微过平衡, 以适当的钻井液消耗防止发生溢流和硫化氢进入井筒造成钻具氢脆, 导致钻具失效。

2.2 裂缝性气藏井筒压力系统分析

碳酸盐岩裂缝性气藏的渗流不符合达西渗流规律, 渗流阻力很小, 导致井内没有安全压力窗口, 其现象就是钻井液密度若满足钻进的需求, 起钻后井

筒内必然会有大量气体侵入, 起钻前若提高钻井液密度, 下钻到底循环又会出现漏失, 现场实际操作很难找到理论的安全压力窗口。同时, 钻开气层后气液因重力作用会发生置换现象, 通常钻井液密度越高, 气液置换的速度也越快。如果采用传统的近平衡压力钻井工艺和循环压井工艺, 在储层不发生漏失的情况下, 气体会持续进入井筒, 造成井口压力越来越高, 井控风险越来越高。裂缝性气藏与常规气藏井筒压力系统对比情况如图 1 所示。从图 1 可以看出, 对于裂缝性气藏, 溢流、置换和漏失之间难以找到维持井筒压力平衡的点。顺北钻井实践中尝试使用重浆塞的方式寻找碳酸盐岩裂缝性气藏的安全压力窗口, 但操作过程中发现由于要考虑开泵激动压力、循环压耗和抽汲压力等诸多因素, 很难将井筒的液柱当量密度调整到合适的值。

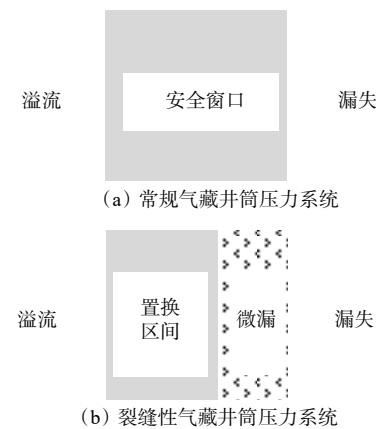


图 1 裂缝性气藏与常规气藏压力系统对比

Fig.1 Pressure system comparison between fractured gas reservoir and conventional gas reservoirs

由此, 对碳酸盐岩裂缝性气藏可得出以下认识: 1) 储层没有安全压力窗口, 井筒内存在溢流漏失同存的现象, 文献 [1] 通过试验证明了存在该现象; 2) 钻进过程中全烃值持续升高且难以恢复到基值是正常现象, 由于置换现象的存在, 井筒内的钻井液会持续被气体污染。

2.3 裂缝气藏气液置换溢漏原因分析

为了解释裂缝性气层溢流和漏失同存现象, 多位学者^[15-17]开展了垂直裂缝溢流与漏失模拟试验, 得出以下结论: 裂缝性气层在负压差下只发生溢流, 在正压差下只发生漏失, 在平衡和近平衡条件下同时发生溢流和漏失。基于以上结论, 将裂缝性气层溢流和漏失同存现象的原因归结为重力置换^[18], 地层流体与井筒内钻井液在气液密度差异和重力作用下发生置换^[15]。为与渗透性地层存在的钻井安全压

力窗口相区别,提出了裂缝性地层具有溢流与漏失并存特征的重力置换窗口^[15]这一概念。

由文献[17]中的垂直裂缝溢流与漏失模拟试验得知:气液界面是裂缝内两相流体的压力平衡面,气液界面与井壁的交汇点才是真正的井壁压力平衡点,此时井筒处于不溢流、不漏失的平衡状态。因此,压差依然是造成裂缝性气层发生溢流与漏失的根本原因,在此过程中气液置换作用并不明显。

由于钻井液的黏度远大于地层气体的黏度,在相同压差下地层气体的侵入量是井筒钻井液漏失量的几百倍,同时侵入的气体在井筒向上运移的过程中会不断膨胀,因此在钻进裂缝性地层的过程中从井口无法观察到溢流与漏失同时发生的现象,只能观察到气侵现象,这会造成井筒存在负压差的假象,并误导现场人员提高钻井液密度。

对于同一压力系统的油气藏,地层压力在垂直方向上的变化主要是由地层流体的重力产生。在同一压力系统的气藏内,随着垂深增加,地层压力的增长速率通常小于井筒动压力(或静液柱压力)、环

空循环压耗和激动压力之和)。分析文献[17]中的实验数据,井壁压力平衡点就在井筒动压力与地层压力2条曲线交点的上方附近,在井筒中距离井壁压力平衡点越远,压差越大,当压差大于安全压力窗口时,会出现溢流与漏失同存的现象。

2.4 裂缝性气藏暂堵技术

统计分析顺北油气田大量的成像测井资料发现,鹰山组上段裂缝发育,其中垂直缝和斜交缝合计约占50%左右,裂缝宽度1.4~475.0 μm^[19~20]。因此,需研究能封堵缝宽小于500 μm裂缝的随钻堵漏技术。

常用的桥接堵漏材料按照形状可分为颗粒、片状、纤维状和可变形等4类^[21]。在优选堵漏材料的基础上,参照SAN-2工程分布理论,综合考虑承压能力、酸溶率和加量,优化得到适用于缝宽小于500 μm裂缝的暂堵堵漏浆配方:聚磺钻井液+1.5%酸溶性纤维1+2.0%酸溶性纤维2+2.0%云母粉(325目)+2.0%云母粉(100目)+1.0%片状堵漏材料+2.0%降滤失剂+1.0%纳米封堵剂+0.5%抗高温弹性封堵剂。**表2**为该暂堵堵漏浆封堵性能评价结果。

表2 暂堵堵漏浆封堵性能评价结果

Table 2 Evaluation on the plugging performance of temporary plugging slurry

岩心	缝宽/μm	正向液驱压力/MPa	正向气驱压力/MPa	滤失量/mL	反向气体突破压力/MPa
1	30~50	15	>8.0	0	0.6
2	90~150	15	>7.5	0.5	>3.5
3	150~250	15	>8.0	0.1	1.0
4	210~350	15	>8.0	0.4	0.8
5	270~450	15	>7.5	0.2	0.6

从**表2**可以看出,该暂堵堵漏浆在缝宽500 μm以下裂缝中形成封堵层的正向液驱压力可达15 MPa,正向气驱压力大于7.5 MPa,滤失量小于1.0 mL,具有较好的封堵性能,可防止地层中的气体沿裂缝侵入到井筒。

2.5 高温气滞塞技术

顺北油气田奥陶系碳酸盐岩气藏属于裂缝性高压气藏,很难确定钻井液安全密度窗口,裂缝中的气体易和井筒中的钻井液发生置换,气体进入井筒后由于存在滑脱效应,循环排气作业时间长,储层段钻井周期占全井钻井周期40%左右,易同时发生漏失和溢流,造成储层段钻井时效低、钻井周期长、井控风险高。在钻进缝洞型气藏静止循环排气时,由于气体的上窜速度快,排气时间长。

目前国内控制气体上窜速度的气滞塞主要有冻

胶阀和高含量膨润土浆2种,但这2种气滞塞存在抗温能力差、易污染钻井液等问题,不适用于顺北碳酸盐岩裂缝性气藏。

2.5.1 滞气能力影响因素分析

在构建高温气滞塞之前,需先明确影响滞气能力的主要因素,为优选处理剂和评价高温气滞塞性能提供理论依据。**表3**为低密度小球在不同黏度流体中上升速度测试结果。从**表3**可以看出,由于清水黏度最低,低密度小球的上升速度明显大于其他2种流体,这种规律符合斯托克斯规律,也和国内学者的研究结果一致,但是在其他2种流体中,虽然高黏度流体的表观黏度比低浓度高温气滞塞高,但是小球的上升速度却较大,斯托克斯规律不能很好地解释这一现象。分析不同黏度流体的流变性和静切力可以看出,流体的静切力(胶体强度)是决定低密

表 3 低密度小球在不同黏度流体中的上升速度

Table 3 Upward velocity of low density pellets in fluids with different viscosity

测试流体	六速旋转黏度计读数 φ600/φ300/φ200/φ100/φ6/φ3	表观黏度/(mPa·s)	静切力/Pa		小球上窜速度/(mm·s ⁻¹)
			初切力	终切力	
清水	2/1/0/0/0	1.0	0	0	37.5
高黏流体	45/30/24/15/4/2	22.5	0.5	1.0	3.0
低浓度高温气滞塞	23/23/23/23/22/22	11.5	8.0	12.0	0

注: 低密度小球的密度为0.4 kg/L, 直径为1.0 mm; 3种测试流体的密度均为1.0 kg/L。

度小球上升速度的主要因素。

2.5.2 提切剂优选

由于静切力是影响气滞塞滞气能力的关键因素, 因此选择抗高温提切剂配制高温气滞塞。选用国内外抗温能力较好的提切剂 HEC、HE300 和 SMRM, 分别加入到4%KCl溶液中, 测试其黏切性

能, 结果见表4。从表4可以看出, 加入HEC和HE300的4%KCl溶液在200 °C下老化后, 黏度大幅降低, 动塑比较低, 基本失去提切效果, 而加入SMRM的4%KCl溶液老化后, 切力反而升高, 动塑比达到6.0, 具有较好的抗高温提切效果, 所以优选SMRM作为高温气滞塞的提切剂。

表 4 抗高温提切剂性能评价结果

Table 4 Evaluation on the performance of high temperature resistant shear strength-improving agent

提切剂及加量	条件	六速旋转黏度计读数		静切力/Pa		塑性黏度/(mPa·s)	动切力Pa
		φ600/φ300/φ200/φ100/φ6/φ3	初切力	终切力			
1%HE300	老化前	31/19/14/8/1/0.5	0.25	0.25	12	3.5	
	老化后	4/2/1/0.5/0/0	0	0	2	0	
1%HEC	老化前	52/36/23/13/6/5	2.00	5.00	16	10.0	
	老化后	5/3/2/1/0/0	0	0	2	0.5	
4%SMRM	老化前	24/20/19/16/9/8	4.00	6.00	4	8.0	
	老化后	14/13/13/13/16/16	8.00	13.00	1	6.0	

注: 老化条件是在200 °C下滚动16 h; 六速旋转黏度计的读数是在50 °C下测得的。

2.5.3 高温高压流变性评价

大部分流体在常温和高温下的流变性差别较大, 为了模拟井下真实环境, 采用Anton Paar高温高压流变仪评价以抗高温提切剂SMRM为主剂的高温气滞

塞在高温高压下的流变性, 结果见表5。高温气滞塞的配方为10.0%抗高温提切剂SMRM+0.1%抗高温表面张力调节剂SMSM+2.0%抗高温增黏降滤失剂SMPFL+1.0%抗高温纤维+4.0%KCl+0.3%NaOH。

表 5 高温气滞塞在50和190 °C下的流变性

Table 5 Rheological properties of high temperature gas-block plug at 50 °C and 190 °C

温度/°C	六速旋转黏度计读数		密度/(kg·L ⁻¹)	终切力Pa	塑性黏度/(mPa·s)	动切力Pa
	φ600/φ300/φ200/φ100/φ6/φ3	144/119/104/76/20/31				
50			1.05	34	25	47
190		50/4846/45/22/18		15	2	23

注: 测试压力为4 MPa。

从表5可以看出, 高温气滞塞在190 °C高温下的六速旋转黏度计600 r/min的读数有一定降低, 但

低转速下的读数下降幅度不大, 且高温下的终切力仍然保持在15 Pa, 显示出较好的气滞能力。

2.6 控压钻井技术

顺北碳酸盐岩裂缝性气藏裂缝发育,易发生气液置换,导致出现溢流和漏失同存现象。因此,为确保钻井安全,采用控压钻井技术。控压钻井技术具有以下特点:1)实时在线监测流量、压力等参数的变化,实现井漏、溢流的早期监测;2)能控制井口回压,实现边循环排气边钻进,降低非生产时效;3)能精细控制井底压力和井口回压,实现井底恒压钻井;4)能实现平衡或者微过平衡钻井,降低钻井液与储层气体置换速度,防止形成较高的圈闭压力,降低井控风险。

针对顺北碳酸盐岩裂缝性气藏难以压稳、循环排气时间长、井控风险高的难题,探索应用了控压钻井技术。根据储层漏失和储层裂缝发育之间存在的差异,在实践中摸索出了适合不同井下工况条件的控压钻井模式,见表6。

表 6 顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏安全钻井模式

Table 6 Safe drilling mode of fractured carbonate gas reservoir in the Shunbei Oil and Gas Field

地层	漏失	气侵强度		
		弱	较强	强
一间房组、上鹰山组	否	旋转控制头	旋转控制头	旋转控制头
			控压节流管汇	控压节流管汇
			PWD	回压泵
下鹰山组	是	旋转控制头	旋转控制头	旋转控制头
			控压节流管汇	控压节流管汇
				回压泵

为提高控压钻井技术在碳酸盐岩裂缝性储层中的适应性,确保井控安全,将井控工艺与控压钻井技术有机结合,完善控压钻井现场施工技术措施。针对顺北碳酸盐岩裂缝性气藏含H₂S和CO₂、储层孔隙压力高的特点,控压钻井以“微过平衡状态”为核心,合理设计钻井液密度,根据随钻测得的井底压力,及时调整井口压力,使井底压力始终微大于地层压力。严格控制溢流量,若不能控制溢流量,则逐步增大井口控压值直至液面稳定。原则上,钻进时控制井口回压不超过3.0 MPa,接单根、带压起钻时控制井口回压不超过5.0 MPa。若井口回压低于5.0 MPa,采用控压钻井节流管汇循环排气;若井口回压高于5.0 MPa且有明显持续升高趋势,立即关闭防喷器,利用节流管汇循环排气或者提高钻井液密度。在正常控压钻进时,当井口回压接近5.0 MPa时,以0.02 kg/L的幅度提高钻井液密度,以降低井口回压,保持井口安全。

3 现场应用

截至目前,已经在顺北油气田应用顺北碳酸盐岩裂缝性气藏安全钻井关键技术完成了一批高难度超深井,保证了钻井安全,提高了机械钻速,缩短了钻井周期,推动了碳酸盐岩裂缝性油气资源的勘探开发进程。下面逐一介绍各项安全钻井技术的应用情况。

3.1 裂缝性气藏暂堵技术应用实例

顺北油气田某开发井钻进奥陶系一间房组地层时,发生漏失并出现气侵现象,循环漏速在3~4 m³/h,此时钻井液密度1.31 kg/L,短起进行后效测试,结果显示油气上窜速度高达831 m/h,严重影响了后续钻井作业的安全。于是分2段泵入41 m³暂堵堵漏浆,后续又泵入22 m³暂堵堵漏浆,漏速明显降低,平均漏速由4 m³/h降至1~2 m³/h,钻井液全烃值由循环过程中的20%降至封堵施工后的13%,气体上窜速度降至64 m/h。

3.2 高温气滞塞应用实例

顺北2井和顺北评1井等9口井应用了高温气滞塞,减缓了油气上窜速度,气体上窜速度降低约80%,延长了测井、中完安全作业时间,有效保证了高含气井井控安全。顺北评1井储层段气体上窜速度高达300 m/h,该井在储层段共泵入9段高温气滞塞,保证了8次取心的安全时间和井控安全。

顺北油气田某评价井在目的层钻遇活跃碳酸盐岩裂缝性气层,储层温度约150 °C,使用密度为1.27 kg/L的钻井液钻开储层,钻遇第一个储层后全烃值迅速达到100%,短程起下钻后验证油气上窜速度210 m/h;钻井液密度提至1.45 kg/L后全烃值仍然为100%,油气上窜速度降至160 m/h,但还不具备起钻条件。于是泵入10 m³高温气滞塞封闭整个气层段,静止7.88 h后下钻到底循环排后效,全烃值由1.8%升至4.0%,此时的油气上窜速度为153 m/h,循环后全烃值快速升至99.9%,钻井液密度由1.45 kg/L降至1.35 kg/L。该次泵入高温气滞塞后排后效过程中,全烃值快速升至99%,说明气滞塞具有一定聚集气体的效果。由于气滞塞泵入位置过深,在泵入过程中,有部分气体混入气滞塞,且气滞塞泵入至设计井段内形成结构需要一定时间,形成最终结构前已有部分气体进入,最终影响了滞气效果。第二次将气滞塞泵至气层顶上约450.00 m处,静止后下钻至气滞塞顶循环测后效,结果显示全烃值为0,说

明达到了阻滞气体和聚集气体的预期效果。

3.3 控压钻井技术应用实例

顺南蓬 1 井四开应用了控压钻井技术。该井钻至井深 6 639.81 m 后放空 0.11 m，并出现漏失和溢流，压井成功后逐步将钻井液密度降至 1.75 kg/L。停泵后钻井液出口有匀速线流，钻井液池液面升高，起钻灌浆困难，影响起钻、井下安全及后续施工。通过应用控压钻井技术实现了安全起钻，确保了后续钻井作业安全顺利进行。控压起钻过程中为确保井底压力恒定，将井口回压控制在 1.0~2.0 MPa，保持井底微过平衡起钻，将钻具组合安全起至套管鞋。图 2 和图 3 分别为该井控压起钻时井口回压和井底压力的控制情况。从图 2 可以看出，控压起钻过程中井口回压控制在 2.0 MPa 左右，控制误差小于 0.1 MPa，完全满足了施工要求。从图 3 可以看出，控压起钻过程中井底循环当量密度维持在 1.85 kg/L 左右，井底压力控制比较平稳。

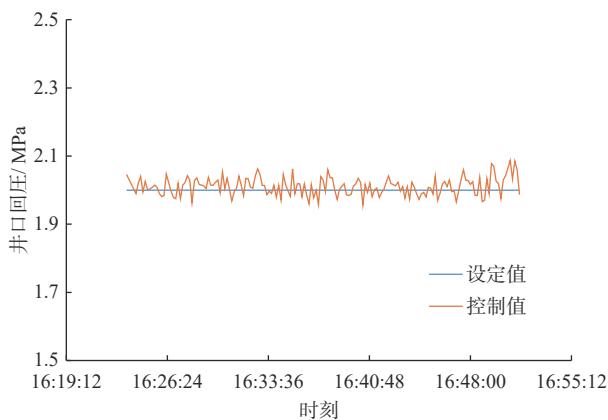


图 2 控压起钻时的井口回压控制情况

Fig.2 Wellhead pressure control during managed pressure POOH

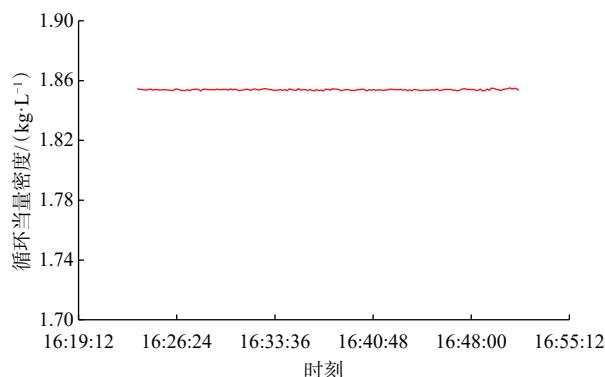


图 3 控压起钻时的井底压力控制情况

Fig.3 Bottom hole pressure control during managed pressure POOH

4 结论与认识

1) 高温气滞塞可降低气体上窜速度，能解决起下钻静止时间长、气体上窜快、井控风险大的问题。由于气滞塞不能直接封闭气层，气体在气滞塞内部上窜会破坏其结构力，降低阻滞和聚集气体的效果，建议在气层顶部 300.00 m 以上泵入，并留有一定时间形成结构力。

2) 碳酸盐岩裂缝性气藏在钻探过程中存在气液置换效应，为降低气液置换效应对钻井安全的影响，建议采用控压钻井技术钻进裂缝发育段。

3) 应用裂缝性气藏暂堵技术降低微米级裂缝的渗透率，同时利用目前成熟的井筒强化技术提高井筒的承压能力，有望彻底解决顺北油气田碳酸盐岩裂缝性气藏钻井效率低、安全风险高的难题。

参 考 文 献

References

- [1] 伍齐乔, 李景瑞, 曹飞, 等. 顺北 1 井区奥陶系断溶体油藏岩溶发育特征 [J]. 中国岩溶, 2019, 38(3): 444–449.
WU Qiqiao, LI Jingrui, CAO Fei, et al. Characteristics of fault-karst carbonate reservoirs in the Shunbei No. 1 Well Block, Tarim Basin[J]. Carsologica Sinica, 2019, 38(3): 444–449.
- [2] 蒋廷学, 周珺, 贾文峰, 等. 顺北油气田超深碳酸盐岩储层深穿透酸压技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 140–147.
JIANG Tingxue, ZHOU Jun, JIA Wenfeng, et al. Deep penetration acid-fracturing technology for ultra-deep carbonate oil & gas reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 140–147.
- [3] 刘彪, 潘丽娟, 张俊, 等. 顺北区块超深小井眼水平井优快钻井技术 [J]. 石油钻探技术, 2016, 44(6): 11–16.
LIU Biao, PAN Lijuan, ZHANG Jun, et al. The optimized drilling techniques used in ultra-deep and slim-hole horizontal wells of the Shunbei Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(6): 11–16.
- [4] 曾义金. 海相碳酸盐岩超深油气井安全高效钻井关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 25–33.
ZENG Yijin. Key technologies for safe and efficient drilling of marine carbonate ultra-deep oil and gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 25–33.
- [5] 李大奇, 曾义金, 刘四海, 等. 裂缝性地层承压堵漏模型建立及应用 [J]. 科学技术与工程, 2018, 18(2): 79–85.
LI Daqi, ZENG Yijin, LIU Sihai, et al. Wellbore strengthening model in fractured formation[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(2): 79–85.
- [6] 罗发强, 韩子轩, 柴龙, 等. 抗高温气滞塞技术的研究与应用 [J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(2): 165–169.
LUO Faqiang, HAN Zixuan, CHAI Long, et al. Study and application of high temperature gas blocking plug[J]. Drilling Fluid &

- Completion Fluid, 2019, 36(2): 165–169.
- [7] 柴龙, 林永学, 金军斌, 等. 塔河油田外围高温高压井气滞塞防气窜技术 [J]. 石油钻探技术, 2018, 46(5): 40–45.
- CHAI Long, LIN Yongxue, JING Junbin, et al. Anti-gas channeling technology with gas-block plug for high temperature and high pressure wells in the periphery of the Tahe Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(5): 40–45.
- [8] 宋巍, 李永杰, 马鹏波, 等. 裂缝性储层控压钻井技术及应用 [J]. 断块油气田, 2013, 20(3): 362–365.
- SONG Wei, LI Yongjie, JIN Pengbo, et al. MPD technology on fractured reservoir and its application[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(3): 362–365.
- [9] 贾红军, 孟英峰, 李皋, 等. 钻遇多压力系统气层溢漏同存规律研究 [J]. 断块油气田, 2012, 19(3): 359–363.
- JIA Hongjun, MENG Yingfeng, LI Hao, et al. Research on well kick accompanied with lost circulation during drilling of gas formation with multi-pressure system[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(3): 359–363.
- [10] 唐雪平, 熊祖根, 王鹏, 等. 井下随钻压力测量技术研究 [J]. 钻采工艺, 2019, 42(4): 1–4.
- TANG Xueping, XIONG Zugen, WANG Peng, et al. Research on down-hole pressure-while-drilling technology[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 1–4.
- [11] 何森, 柳贡慧, 李军, 等. 控压钻井下双测点压力实时解释模型研究 [J]. 石油机械, 2019, 47(10): 1–6.
- HE Miao, LIU Gonghui, LI Jun, et al. A real-time interpretation model for downhole pressure of dual measuring points in managed pressure drilling[J]. China Petroleum Machinery, 2019, 47(10): 1–6.
- [12] 王果. 基于三级反馈调节的控压钻井回压自动调控方法 [J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(4): 441–447.
- WANG Guo. Automatic backpressure control techniques of MPD drilling based on three-layer feedback regulation method[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(4): 441–447.
- [13] 周英操, 刘伟. PCDS 精细控压钻井技术新进展 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 68–74.
- ZHOU Yingcao, LIU Wei. New progress on PCDS precise pressure management drilling technology[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 68–74.
- [14] 刘伟, 周英操, 石希天, 等. 塔里木油田库车山前超高压盐水层精细控压钻井技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 23–28.
- LIU Wei, ZHOU Yingcao, SHI Xitian, et al. Precise managed pressure drilling technology for ultra-high pressure brine layer in the Kuqa Piedmont of the Tarim Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 23–28.
- [15] 刘绘新, 李锋. 裂缝性储层井控技术体系探讨 [C]//2009 全国油气井工程科学研究新进展与石油钻井工程技术高级研讨会论文集. 海口, 2009: 77–80.
- LIU Huixin, LI Feng. Discussion on well control technology system of fractured reservoir[C]//Proceedings of the national advanced Symposium on the new progress of oil and gas well engineering science and oil drilling engineering technology.Haikou, 2009: 77–80.
- [16] 舒刚, 孟英峰, 李皋, 等. 重力置换式漏喷同存机理研究 [J]. 石油钻探技术, 2011, 39(1): 6–11.
- SHU Gang, MENG Yingfeng, LI Gao, et al. Study on the mechanism of gravity displacement leakage and spray co-existence[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 6–11.
- [17] 舒刚. 裂缝性地层钻井溢漏同存流动规律及模型研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2012.
- SHU Gang. Study on the law and model of simultaneous flow of drilling spills in fractured formation[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [18] 马宗金. 总结经验教训提高天然气井钻井井控能力 [J]. 钻采工艺, 2004, 27(4): 1–5.
- MA Zongjin. Summing up experiences to improve well control ability of natural gas well[J]. Drilling & Production Technology, 2004, 27(4): 1–5.
- [19] 方俊伟, 张翼, 李双贵, 等. 顺北一区裂缝性碳酸盐岩储层抗高温可酸溶暂堵技术 [J]. 石油钻探技术, 2020, 48(2): 17–22.
- FANG Junwei, ZHANG Yi, LI Shuanggui, et al. Acid-soluble temporary plugging technology for ultra-deep fractured carbonate reservoirs in Block 1 of the Shunbei Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 17–22.
- [20] 林永学, 王伟吉, 金军斌. 顺北油气田鹰 1 井超深井段钻井液关键技术 [J]. 石油钻探技术, 2019, 47(3): 113–120.
- LIN Yongxue, WANG Weiji, JIN Junbin. Key drilling fluid technology in the ultra deep section of Well Ying-1 in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 113–120.
- [21] 侯士立, 刘光艳, 黄达全, 等. 高滤失承压堵漏技术 [J]. 钻井液与完井液, 2018, 35(1): 53–56.
- HOU Shili, LIU Guangyan, HUANG Daquan, et al. Lost circulation control with high filtration lost circulation materials[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2018, 35(1): 53–56.

[编辑 刘文臣]