



四川盆地及周缘超深/特深探井酸压改造的实践与认识

李荷婷 代俊清 李真祥

Practices and Understandings of Acid Fracturing of Ultra/Extra-Deep Exploratory Wells in Sichuan Basin and Its Periphery

LI Heting, DAI Junqing, LI Zhenxiang

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2024026>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

顺北油气田超深碳酸盐岩储层深穿透酸压技术

Deep Penetration Acid-Fracturing Technology for Ultra-Deep Carbonate Oil & Gas Reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field

石油钻探技术. 2019, 47(3): 140-147 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019058>

四川盆地茅口组岩溶缝洞型储层有效性测井评价

Logging Evaluation on the Effectiveness of Karst Fractured-Vuggy Reservoirs in the Maokou Formation, Sichuan Basin

石油钻探技术. 2020, 48(6): 116-122 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020140>

四川盆地外缘常压页岩气水平井低成本钻井技术探讨

Discussion on Low-Cost Drilling Technologies of Normal Pressure Shale Gas in the Outer Margin of the Sichuan Basin

石油钻探技术. 2018, 46(6): 9-14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018127>

四川盆地泸州区块深层页岩气水平井钻井关键技术

Key Technologies for Deep Shale Gas Horizontal Well Drilling in Luzhou Block of Sichuan Basin

石油钻探技术. 2021, 49(6): 17-22 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021062>

四川盆地磨溪高石梯区块定向钻井关键技术

Key Technologies of Directional Drilling in the Moxi-Gaoshiti Area of the Sichuan Basin

石油钻探技术. 2021, 49(2): 26-31 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020103>

碳酸盐岩储层深度酸压用固体颗粒酸的研制

Development of Solid Granular Acid for the Deep Acid-Fracturing of Carbonate Reservoirs

石油钻探技术. 2020, 48(2): 93-97 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020017>



扫码关注公众号，获取更多信息！

doi:10.11911/syztjs.2024026

引用格式: 李荷婷, 代俊清, 李真祥. 四川盆地及周缘超深/特深探井酸压改造的实践与认识 [J]. 石油钻探技术, 2024, 52(2): 202-210.

LI Heting, DAI Junqing, LI Zhenxiang. Practices and understandings of acid fracturing of ultra/extra-deep exploratory wells in Sichuan Basin and its periphery [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2024, 52(2): 202-210.

四川盆地及周缘超深/特深探井酸压改造的实践与认识

李荷婷¹, 代俊清², 李真祥²

(1. 中国石化西南油气分公司科技部, 四川成都 610041; 2. 中国石化勘探分公司, 四川成都 610041)

摘 要: 同普通深探井相比, 四川盆地及盆地周缘超深/特深探井酸压改造面临井深更深、温度和压力更高、流体和岩性更复杂的工作环境, 施工摩阻偏大、排量偏小、规模偏小、酸液有效作用距离偏短, 改造效果较差, 工具可靠性差、改造施工一次成功率低、安全保障难度高, 投入大、产量不理想, 勘探进展较为缓慢。为此, 应用国内外油气行业、制造业的最新研究成果, 结合自身实际和经验教训开展技术攻关, 用新型大通径高强度气密封入井管柱替代传统管柱, 降阻提排量; 用可同时激发的双向双金属密封替代双向单金属密封, 实现密封能力可检验和长期保持稳定, 以提高井口控制能力; 用双向锚定胀封封隔器取代底端锚定旋转加压坐封封隔器, 以降低酸压期间管柱伸缩引起胶筒移动和密封失效的概率, 多套减振器串联可以降低爆轰力的不利影响; 用“四阀一封”取代“两阀一封”备份阀件并串联使用, 以提升可靠性; 研发适应温度 $\geq 220^{\circ}\text{C}$ 、压力 $\geq 180\text{ MPa}$ 的缓蚀、缓速工作液; 将只相信两联作的理念改为两联作和三联作并重, 形成了酸压工艺优选方法。现场应用进展顺利, 安全保障能力、改造规模及压裂效果、施工一次成功率均显著提升, 可为同类井酸压改造提供技术借鉴。

关键词: 探井; 超深层; 特深层; 酸化压裂; 储层改造; 工艺优选; 四川盆地

中图分类号: TE357.2

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2024)02-0202-09

Practices and Understandings of Acid Fracturing of Ultra/Extra-Deep Exploratory Wells in Sichuan Basin and Its Periphery

LI Heting¹, DAI Junqing², LI Zhenxiang²

(1. Science and Technology Department, Sinopec Southwest Oil & Gas Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China; 2. Sinopec Exploration Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China)

Abstract: Compared with that of ordinary deep exploratory wells, the acid fracturing of ultra/extra-deep wells in the Sichuan Basin and its periphery faces the working environments featuring deeper wells, higher temperature and pressure, and more complicated fluid and lithology, and it has the problems of large operating friction, low flow rate, small scale, short effective distance of acid solution, poor fracturing result, unreliable tools, low success rate of the first operation execution, difficult security guarantee, expensive investment, and unsatisfactory yield. Therefore, the exploration progress of such wells is slow. By applying the latest achievements of the oil and gas industry and manufacturing industry in China and abroad, the technical research was conducted based on actual experiences and lessons, and the new large-diameter and high-strength air-tight seal pipe string was used to replace the traditional pipe string to reduce the friction and increase the flow rate. The bi-directional bimetal seal which could be motivated simultaneously was used to replace the bi-directional single-metal seal to test the sealability and maintain the long-term stability, so as to increase the wellhead control capacity; and the bi-directional anchored expansion packer was used to replace the bottom-anchored rotary pressure setting packer, so as to reduce the probability of cylinder movement and seal failure caused by pipe string expansion during acid fracturing. Multiple sets of shock absorbers were connected in series to reduce the adverse effects of detonation force, and the “four-valve-one-packer” method was adopted to

收稿日期: 2023-12-26; 改回日期: 2024-03-03。

作者简介: 李荷婷(1990—), 女, 四川内江人, 2013年毕业于西南石油大学资源勘查工程专业, 工程师, 主要从事油气勘探开发方面的研究工作。E-mail: liheting.xnyq@sinopec.com。

replace the “two-valve-one-packer” method. In addition, the backup valves were connected in series to improve reliability, and the corrosion-inhibiting and velocity-retarding working fluid suitable for temperature of $\geq 220\text{ }^{\circ}\text{C}$ and pressure of $\geq 180\text{ MPa}$ was developed. Equal emphasis was placed on simultaneous two-step operation and simultaneous three-step operation instead of the traditional emphasis on simultaneous two-step operation, and thus the optimum selection method of the acid fracturing process was established. The field application was progressing smoothly, and the safety guarantee ability, fracturing scale, fracturing effect, and success rate of the first operation execution were significantly improved, providing a reference for acid fracturing of similar wells.

Key words: exploratory wells; ultra-deep reservoir; extra-deep reservoir; acid fracturing; reservoir stimulation; process optimization; Sichuan Basin

中国石化四川盆地及盆地周缘二叠系吴家坪组及其以下超深/特深层(超深/特深层与超深/特深井相对应;在中国石化四川工区,特深井一般指垂深 $\geq 8\ 000\text{ m}$ 的井;超深井指深度小于特深井且名义钻深大于 $7\ 000\text{ m}$ 钻机施工的井,一般垂深为 $7\ 200\sim 8\ 000\text{ m}$;下同)的勘探开发已见到了较好的苗头,有利区带主要分布在川北、川西、川东等地区^[1-2],储层主要有吴家坪组、茅口组、灯影组、观雾山组和栖霞组等^[3-6],总体特性类似,可以以茅口组、灯影组为代表细分为 2 类。

超深/特深层酸压时,除了要面对传统的高产、高含 H_2S 问题外,还必须应对远超普通深井的井深、超高压、超高温、超高地应力和超高破裂压力工作环境^[7-14],工具能力不足、工艺适应性差是最大的技术瓶颈,施工过程中井下故障和复杂情况多、改造效果差,频繁发生高井控风险事件,致使勘探开发进展较为缓慢。国内外在深层储层改造领域进行过很多攻关探索,但由于存在明显的地质环境差异,目前尚无能够直接借鉴的成功模式。

基于此,笔者从分析四川盆地及周缘超深/特深层碳酸盐储层面临的挑战入手,应用国内外类似领域最新研究成果,结合勘探开发实际和近些年的探索,以改进传统工具、工艺不足为主要目的,从地质工程一体化角度考虑问题,在酸压施工中提升硬件能力、提升储层改造排量和水力能量、增大酸液规模,以期在储层中建立更好的油气通道,提出了一套在四川盆地和盆地周缘超深/特深层碳酸盐岩储层改造过程中能够增加改造深度、提高网缝复杂程度且较为安全可靠的工艺技术方案。该方案在现场应用中初见成效,证明研究工作总体方向正确,有较好的发展前景。

1 超深/特深储层改造的主要挑战

四川盆地及盆地周缘超深/特深探井储层酸压

改造时,面临的主要挑战是过程控制难度加大、工作环境更为恶劣、传统油管能力不足、井下工具可靠性差和酸压施工难度大。

1.1 过程控制难度加大

超深/特深探井储层酸压过程复杂,作业工序多(从井筒试压到最后起管柱至少需要 10 个工序),持续时间长,工况变化多,环境和负荷多变,易出问题的点多,控制措施事先难以做到面面俱到^[15-18]。

1.2 工作环境更为恶劣

1)井深增大,影响作业安全。井深增大导致负荷较大幅度增加,超深/特深井储层埋藏深度分别 $\geq 7\ 300\text{ m}$ 和 $\geq 8\ 800\text{ m}$ 。与井深 $7\ 000\text{ m}$ 左右探井相比,相同工况条件下(油管、工作液等), $8\ 800\text{ m}$ 井深的拉伸负荷、液柱压力增加 25.71%,影响管柱、井筒安全。

2)压力增大,影响作业安全。前期普通深井(元坝气田、普光气田的主体井)储层压力在 70 MPa 左右,近期超深/特深层储层压力有 2 种类型:茅口组类储层为特高压储层(最高达 150 MPa 以上),灯影组类储层为超高压储层(100 MPa 左右)。

3)流体性质复杂影响作业安全。茅口组类储层流体含硫(一般 $\geq 100\text{ mg/L}$),灯影组类储层流体可能高含硫(YS-1 井 $58\ 600\text{ mg/L}$),地层水矿化度 $60\ 000\sim 80\ 000\text{ mg/L}$,且成份复杂。强腐蚀性有毒有害气体和高矿化度地层水影响管柱、井筒和地面安全。

4)井筒温差大,影响作业安全。与普通井相比,井筒沿程温度变化范围由原来的 $20\sim 160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 变为 $20\sim 220\text{ }^{\circ}\text{C}$,引起管柱、工具的伸缩位移增大,导致负荷、密封状况变化剧烈,更容易引发管柱失效。

5)井筒下部和储层温度高,影响作业安全。温度与腐蚀速度呈正相关关系,温度由原来的 $160\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右变为最高 $220\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右,入井管串、工具腐蚀速度加快。

6)储层岩石可压性差,影响作业安全。与普通

井相比,超深/特深层岩性致密储层的占比大,岩石强度高,压裂需要更大压力,大部分井需要反复振荡,管柱、井筒、井口需要承受更高交变负荷。

川东北地区主要气田长兴组探井的主体储层埋藏深度 6 700 m 左右,平均破裂压力 141.00 MPa。同区域灯影组储层埋藏深度 8 800 m 左右,平均破裂压力 181.50 MPa,考虑井深影响,要达到同样的施工效果,工作液密度相同条件下,井口压力需要增加 18.89 MPa。

1.3 传统油管能力不足

1) 拉力余量不足。矛盾最突出的为灯影组类储层酸压,井深 8 800 m、清水环境中,按传统的 $\phi 88.9$ mm 油管(壁厚 9.52 mm,钢级 110SS) $\times 8\,000$ m + $\phi 73.0$ mm 油管(壁厚 7.01 mm,钢级 110SS) $\times 800$ m 计算,入井油管柱净重 160.43 kN、浮重 139.99 kN,拉力余量仅有 40.11 kN,不足以顺利完成解封作业,更难以应对井下故障与复杂情况。

2) 抗挤强度不够。矛盾最突出的是茅口组类储层,典型的如 YB-7 井区,井深 7 300 m,按压稳茅口组产层钻井液密度为 2.30 kg/L 计算(两联作时需要),完成酸压后管柱放喷期间,如果油管内液体喷空,油管需要承受的压差为 164.52 MPa,传统的 $\phi 73.0$ mm $\times 7.01$ mm 油管抗外挤强度只有 125.60 MPa,敞放油管肯定要被挤扁。

1.4 井下工具可靠性差

原来的 RTTS 封隔器承压能力不足,额定压力一般只有 70 MPa,难以满足压力 100~150 MPa 储层酸压的需要;胶筒、密封件耐温能力也不足,高温经常引起橡胶制部件碳化^[18-20]。井下阀件(OMNI、RDS 与 RD 阀等)在超深/特深井不稳定或高固相环空工作液环境中的可靠性差。长时间超高压作业、酸液浸泡和反复振荡,会加大入井管柱构件密封失效的风险^[21-26]。

近 5 年来,超深/特深井酸压作业时有 7 口井封隔器失效、1 口井阀件失效^[18, 22]。具体情况为替浆过程中封隔器损坏(YB-7 井 RTTS 封隔器)、酸压过程中封隔器失效(CS-1 井酸压施工期间 RTTS 封隔器窜漏)、管柱下井过程中封隔器胶筒提前胀开(YB7-C1 井)、密封胶筒高温环境中碳化(MS-1 井)、封隔器密封圈在油基工作液中失效(KS-134 井 601 序列氟橡胶)、胶筒提前鼓胀(SBA、SBB 井 HLR 完井封隔器)和 OMNI 阀失效(MS-1 井卡死不能换位)。

1.5 酸压施工难度大

1) 超深/特深井放大了传统酸压工艺的不足,井下故障和复杂情况增多,风险(特别是井控风险)加剧,顺利完成施工难度大。

目前,酸压主要有两联作和三联作 2 种工艺。传统的两联作在压稳钻井液中用油管射孔后,一般选用“RDS 阀+RD 阀+RTTS 封隔器”的管柱(即“两阀一封”),需要替浆时在 RDS 阀上部再加一个 OMNI 阀。传统的三联作一般用“RDS 阀+RD 阀+RTTS 封隔器+射孔枪”的管柱(亦为“两阀一封”),在清水中坐封、射孔、酸压、测试^[27-31]。

超深/特深井酸压时,高温、高压、高负荷和更不稳定的工作液,致使两联作阀件卡死、封隔器胶筒碳化失封、射孔枪失效^[32]、入井管柱泄漏或损毁、卡钻等的概率增大。传统压裂工艺封隔器只在下部定位,上部管柱移动会引起封隔器胶筒移动,超深/特深井酸压期间管柱的伸缩位移更大,致使 RTTS 封隔器(仅下部定位)密封胶筒的位置发生更大的变化,也会引起更多密封件失封。

2) 受井筒尺寸限制只能使用小尺寸油管,致使施工压力高、排量小、规模小,影响酸压效果。超深/特深井一般选用 $\phi 139.7$ mm 尾管完井,只能选择管径不大于 73.0 mm 的油管与尾管相配合。而 $\phi 88.9$ mm + $\phi 73.0$ mm 的油管柱长、内径小、沿程阻力大。施工时要控制入井排量,以避免过高的井口压力,并将施工时间控制在酸液对管柱的腐蚀在允许的范围内。同常规深井相比,超深/特深层酸压排量小、可工作时间短,影响酸压效果。

3) 储层岩石可压性差,同样引起施工压力高、排量小、规模小,影响酸压效果。

4) 元坝特深层(灯影组)比普通深层(长兴组)产层温度高 30 ℃ 以上,引起酸液对管柱的腐蚀加剧,安全施工时间缩短,影响入井液量规模,影响酸压效果。

5) 酸液失效快,改造距离短。高温碳酸盐岩储层酸压改造中,随着储层温度升高,酸岩反应速率增大。传统酸液配方(20.0% 盐酸+2.0% 缓蚀剂+0.6% 酸液胶凝剂+1.0% 助排剂+1.0% 铁离子稳定剂+0.5% 高效防膨剂)条件下,胶凝酸与 YS-1 井储层岩石反应,在温度 120, 130, 140, 150, 160 和 170 ℃ 条件下,80% 酸液完成反应(接近残酸)的时间分别为 30, 27, 22, 15, 8 和 5 min。室内试验得出的不同温度条件下的酸岩反应速率如图 1 所示。目前,国内试验温度很难高于 170 ℃,但大的趋势不会有变

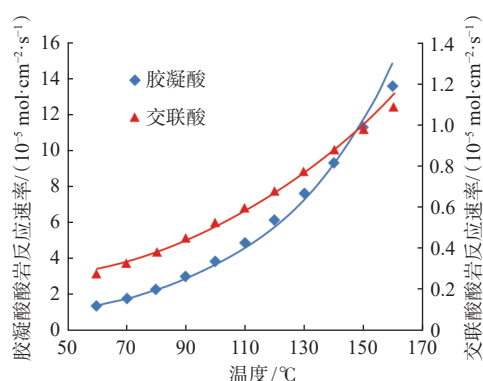


图 1 不同温度下的酸岩反应速率

Fig.1 Acid-rock reaction rate at different temperatures

化,随着温度升高,反应速率呈指数级增长,超深/特深井酸压酸液与高温地层匹配难度高。

6)保持管柱安全和准确评价储层需求差异大,难以兼顾。为保证入井管柱安全,必须控制油管柱内外压差;要准确认识、评价储层产能,作用在储层上液柱的压力应尽量低。对于茅口组类储层,井深 7300m、2.30 kg/L 钻井液环境中,φ73.0 mm×7.01 mm 油管的抗外挤强度只有 125.6 MPa,外挤力控制在强度的 80% 以内,只允许 $125.6 \times 0.8 = 100.48$ MPa,产层温度按 160 °C 取值,根据 $p_w = (p_1 - p_2) / [273e^{1.251 \times 10^{-4} \rho_2 H_2 / (273+t)}]$ [33] 计算 (p_w 为井口压力(即油压),MPa; p_1 为环空液柱压力,MPa; p_2 为允许内外压差,MPa; e 为自然常数; ρ_2 为天然气密度,kg/m³; H_2 为气柱长度,m; t 为气柱中点温度,°C),需控制井口不高于 44.52 MPa,才能保证极端情况下油管柱的安全。需求和实际能力之间差距太大,照此控压储层内流体出不来,不照此控压油管又会被挤扁。只有油管内有积液时才能正常工作,实际施工时只能靠经验进行判断,风险极高。

2 超深/特深层酸压改造能力提升方案

降低环空工作液密度,提升两联作工艺的可行性。去除不可靠的阀件(或增加备份)、用减振器削减爆轰力的影响,提高三联作工艺的成功率。特别注重产层保护或钻井液密度高时宜首选三联作,钻井液密度低或射孔枪耐温性能不足时宜首选两联作。采用材料科学和制造业最新成果以提高入井管柱的可靠性,保持封隔器胶筒在整个作业期间不移动以提高密封能力。选用大通径油管降阻以提高改造排量和规模,配合超高温缓速酸、滑溜水降温、交替注入施工,以增大酸压深度。

2.1 超深/特深井复杂环境酸压改造工艺

2.1.1 环空预换液 APR 两联作工艺

在井筒充满压稳工作液的状态下先射孔,再下管柱进行改造测试,采用两联作工艺完成施工。

传统的两联作工艺是先旋转加压坐封封隔器,再坐封井口。工作液密度不能调整,茅口组类储层矛盾较为突出:垂深 7 300 m、工作液密度 2.30 kg/L 条件下,负荷比清水三联作工艺增加了 93.00 MPa,管柱、阀件工作环境恶劣,密封失效概率高。

改封隔器机械坐封为水力坐封,取消钻井液条件下极不稳定的 OMNI 阀,采用逆序坐封工序(先坐封井口,后憋压坐封井下封隔器),中间在井下封隔器坐封前先在环空替入轻浆,通过调节环空平衡压力的方式控制油管柱的内外压差,大幅度降低放喷期间环空液柱压力。茅口组类储层酸压两联作,井深 7 300 m 左右,将环空工作液密度降至 1.50 kg/L,放喷期间环空液柱压力可降低 57.23 MPa,降低了 34.78%,改善了入井管柱承压状况,同时提高了工作液的沉降稳定性,降低了入井工具卡钻概率。

2.1.2 “四阀一封”加强型 APR 三联作工艺

三联作时在清水中下入管柱,自下而上胀封隔器坐井口芯轴,一趟管柱完成射孔、改造、测试[24-25]。

传统的三联作管柱容易失效,井下阀件正常工作的概率低。去掉 OMNI 阀这个复杂情况多发的阀件,2 个 RDS 阀、2 个 RD 阀串联使用(分别采用一种规格的破裂盘),只要分别有一个阀能正常工作就能保证管柱相应的功能正常发挥。为应对爆轰力引起管柱振动、封隔器密封失效,采用在封隔器下部串联纵横向减振器的办法,极端情况下甚至可以串联多个减振器。通过上述改进,能够大幅提高施工作业的一次成功率。

2.1.3 工艺优选

业内流行的两联作优于三联作的观点不够全面、准确。三联作工艺利于产层保护,入井管柱工作环境更加友好(环空工作液密度低、承受负荷小),生产时效高(一趟钻),卡封隔器概率较小、胶筒与套管内壁更易密封,但射孔枪耐温要求高(超深/特深井下钻时间长、工作环境温度高、先坐封封隔器和井口,验封合格后再射孔),射孔枪爆炸、套管变形、地层出砂等情况下容易卡钻,坐封后还要经受爆轰力的考验。两联作管柱降低了安全射孔难度(高温环境中停留时间短),封隔器坐封不受爆轰力影响,解决了放喷后解封期间卡枪的问题,但工作效率低(两趟钻),环空介质差导致封隔器更难密

封(抗高温高密度无固相工作液腐蚀性强且无法投入实用,封隔器胶筒与套管内壁间可能有杂物),环空钻井液环境中致使酸压期间更容易卡封隔器、阀门操作可靠性变差、管柱工作条件更恶劣(承受的压差翻倍)。

两联作与三联作各有优劣,需要根据实际情况和需要解决的主要矛盾进行选择。储层第一次进行改造时,若特别注重储层保护或钻井液密度较低,宜首选三联作(失败后再选用两联作);若钻井液密度高、井特别深或温度特别高,宜选用两联作。第一次储层改造失败,再次改造只能选用两联作。

2.2 超深/特深井高强度酸压管柱

常规管柱组合用于超深/特深井时负荷能力不足。下组合海相碳酸盐岩气藏应用常规 $\phi 88.9\text{ mm}+\phi 73.0\text{ mm}$ 油管柱存在较多问题^[13]:抗拉余量小,不利于处理管柱卡阻;酸压期间排量、规模提升受限;温度场变化大,管柱安全系数小;下深受限,高温差变化引起管柱性能不稳定。

改 BGT2 扣为 BGT3 扣,应用国内外冶金工艺的最新成果,选用 110SS 钢级, $\phi 114.3\text{ mm}\times 14.22\text{ mm}+\phi 88.9\text{ mm}\times 12.09\text{ mm}+\phi 73.0\text{ mm}\times 7.82\text{ mm}$ 超深/特深井酸压油管柱。与传统的储层管柱相比,密封能力、提升能力都发生了显著变化(见表 1)。

使用具有自主知识产权的超高温高压井储层改造管柱力学软件,进行了排量 $4.00\text{ m}^3/\text{min}$ 下 RT-1

井储层改造管柱三轴应力安全系数校核。上述新型管柱在空气中的抗拉安全系数 ≥ 1.70 ,通过加入伸缩节,酸压工况下三轴应力安全系数 ≥ 1.60 (见表 2),能够满足石油天然气行业标准《高压油气井测试工艺技术规程》(SY/T 6581—2012)的要求。

2.3 超高温、超高压酸压井下工具

封隔器承受额定压力由 70 MPa 变为 105 MPa,耐温 240 ℃。用 HRM(关键构件,自研,胶筒上下双向定位)半永久式封隔器代替传统的 RTTS 封隔器、CHAMP 封隔器(胶筒下部单向定位),改“管柱转动+移动压缩胶筒”密封为管柱不动胀封,降低储层改造过程中温度、排量变化所引起的管柱伸缩移动的影响。

RD/RDS 阀破裂盘工作压力由传统的 172.38 MPa 升至 199.96 MPa,适应的环空液柱压力由 120.00 MPa 左右提高至 160.00 MPa 左右。

2.4 超深/特深井酸压改造井控工艺

2.4.1 井控装置

传统的井口装置、地面流程的抗腐蚀、承压、抗冲蚀能力不能满足超深/特深井酸压改造的需求。为此,将液压防硫防喷器由四闸板改为五闸板,用 $140\text{ MPa}\times\text{“FF-NL”}$ 井口装置代替 $105\text{ MPa}\times\text{“FF-NL”}$ 井口装置^[29],确保在任何 H_2S 浓度、分压条件下都能安全工作。套管头、油管头、采气树采用双斜面半 C 型+H 型金属密封结构代替单一 H 型金属

表 1 超深/特深井储层改造油管改进情况

Table 1 Improvement of pipe string for reservoir stimulation of ultra/extra-deep wells

| 外径/mm | 钢级 | 壁厚/mm | 抗拉强度/kN | 抗挤强度/MPa | 抗内压强度/MPa | 备注 |
|-------|-------|-------|---------|----------|-----------|-----|
| 114.3 | 110SS | 8.56 | 2 157 | 98.9 | 99.4 | 改进前 |
| 114.3 | 110SS | 14.22 | 3 392 | 165.2 | 165.2 | 改进后 |
| 88.9 | 110SS | 9.52 | 1 802 | 145.1 | 142.2 | 改进前 |
| 88.9 | 110SS | 12.09 | 2 213 | 178.3 | 180.5 | 改进后 |
| 73.0 | 110SS | 7.01 | 1 052 | 125.6 | 121.6 | 改进前 |
| 73.0 | 110SS | 7.82 | 1 215 | 145.2 | 142.2 | 改进后 |

表 2 $4.00\text{ m}^3/\text{min}$ 排量下 RT-1 井储层改造管柱三轴应力安全系数校核

Table 2 Triaxial stress safety factor check of pipe string for reservoir stimulation of Well RT-1 at a flow rate of $4.00\text{ m}^3/\text{min}$

| 井深/m | 温度/℃ | 油压/MPa | 套压/MPa | 轴向力/kN | 三轴应力校核安全系数 |
|-------|-------|--------|--------|----------|------------|
| 0 | 16.00 | 110.0 | 26.3 | 2 070.80 | 1.60 |
| 2 400 | 20.35 | 115.4 | 56.8 | 1 078.20 | 1.80 |
| 6 700 | 46.45 | 125.0 | 111.6 | 136.92 | 2.79 |
| 8 122 | 58.69 | 128.1 | 129.0 | -60.76 | 3.62 |

密封结构, 油管头悬挂器单一方向 1 道金属密封改为 2 道, 巧妙解决了单一方向 2 道金属密封不能同时有效激发的难题。传统密封结构的橡胶件承压低、验证水平低, 橡胶件老化后不能继续验证, 改进后的 2 道金属密封间密封能力任何时候都可按额定工作压力验证, 不仅满足了井口压力 110 MPa 下长时间施工的需求, 还降低了橡胶密封件老化对密封能力的影响。

2.4.2 流程管汇

部分超深/特深井酸压放喷井口压力超过 105 MPa, 传统的 105 MPa–70 MPa–35 MPa 地面管汇已经不能满足生产需要。将地面流程改为超高压三级 (140 MPa–105 MPa–105 MPa) 控制管汇, 增加密闭除硫装置 (见图 2), 初步具备了特高压含硫气井不间断放喷、在线除硫、分离计量、保温和正反循环压井等功能^[14, 28]。

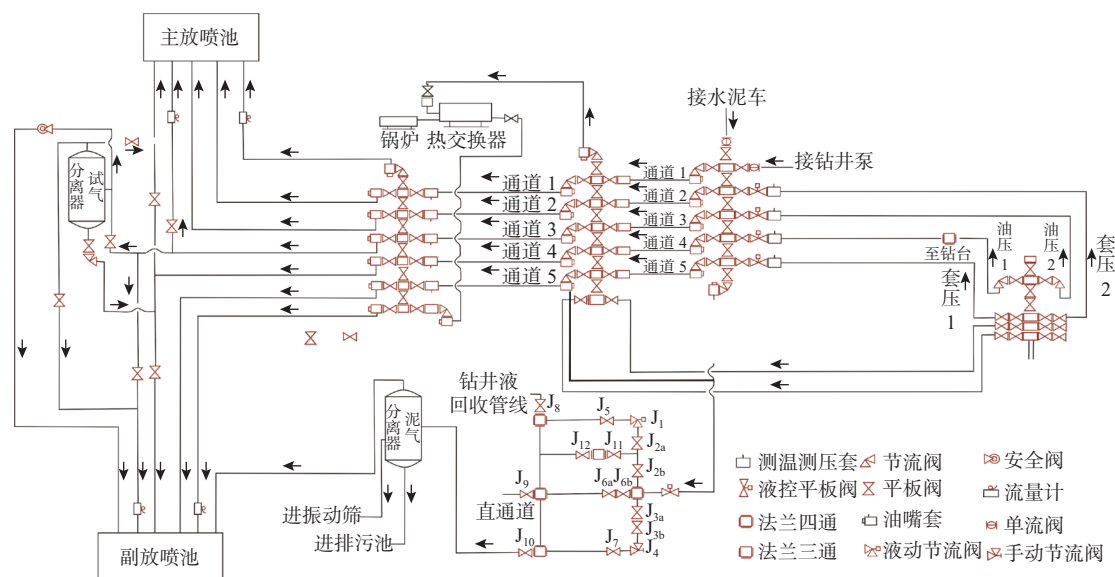


图 2 RT-1 井地面流程管汇安装示意

Fig.2 Installation of ground process manifold of Well RT-1

2.4.3 环空工作液

超深/特深井超高温条件下环空工作液长时间静置后稳定性差, 固液易分离沉淀、老成板结, 导致井筒堵塞、井下工具操作不成功和卡埋管柱^[23]。采用抗高温聚合物降滤失剂、高密度钻完井液润滑剂配制抗特高温完井液, 在 230 °C 条件下进行了滚动老化沉降试验, 静置 96 h 无沉淀 (见图 3)。

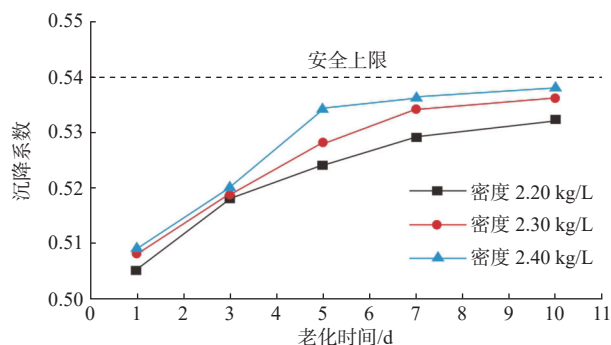


图 3 抗特高温完井液在 230 °C 条件下的滚动老化试验

Fig.3 Rolling aging experiments of extra-high-temperature resistant completion fluid at 230 °C

2.4.4 射孔技术

针对高温条件下火工品弹药失效、射孔枪密封失效、完井液性能不稳定易沉淀堵塞起爆传压通道等难题^[26, 32], 建立射孔效能实验室, 研制高温高压试验装置, 优化改进器材结构, 采用双向冗余式压力起爆 (2 套起爆系统)、夹层枪模拟弹固定导爆索、3 道密封圈+支撑环新技术, 模拟试验证实射孔器材在 221 °C、160 MPa 环境中性能稳定时间达到 48 h (原来的射孔枪下到井底即失效)。

2.4.5 堵漏技术

超深/特深探井大都为碳酸盐岩气藏, 储层缝洞发育, 酸压会导致裂缝漏失、孔隙漏失和溶洞漏失等变得更加严重^[7, 29, 31]。按照堵漏浆能进入地层、进地层之后快速形成滞流、具有足够的充填能力和能承受较高压力的需求, 为克服高温堵漏材料碳化技术难题, 选用可酸化无机刚性材料作为主剂, 改堵井筒附近为堵远端酸压未波及区域 (降低堵漏难度), 建立三级堵漏浆技术体系, 以满足 “三高” 气井储层改造期间的酸溶性堵漏压井需要。

2.5 超深/特深井酸压提效技术

2.5.1 新型超高温缓蚀酸配制及验证方法改进

选用抗高温缓蚀剂,加大用量,研制腐蚀速率低、耐温 $\geq 210\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的酸液体系,酸液对管柱的动态腐蚀速率见表3,研发的酸液比原来长兴组改造所用酸液耐温能力提高了 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上。针对地面无法真实模拟井下实际腐蚀情况的难题,采用先在储层以下井段注入酸液封井、再下入试验构件试验、及时循环替出酸液、必要时封隔下部口袋的办法,较好地解决了超深/特深井酸液无法试验验证的问题。

表 3 超高温缓蚀剂酸腐蚀试验情况

Table 3 Acid corrosion experiments of ultra-high temperature corrosion inhibitor

| 酸液/温度 | 酸浓度 | 腐蚀速率标准/ ($\text{g}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{h}^{-1}$) | 钢片编号 | 实际腐蚀速率/ ($\text{g}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{h}^{-1}$) |
|--|--------|---|------|---|
| 降破酸 ($200\text{ }^{\circ}\text{C}$) | 15%HCl | ≤ 90 | 005 | 57.24 |
| | | | 057 | 59.35 |
| | | | 059 | 56.31 |
| | | | 平均值 | 57.63 |
| 胶凝酸 ($180\text{ }^{\circ}\text{C}$) | 20%HCl | ≤ 80 | 076 | 32.28 |
| | | | 078 | 30.76 |
| | | | 平均值 | 31.52 |

注:试验条件为压力16 MPa、搅拌速度60 r/min、110SS钢片(油管相同材质),反应时间4 h。

2.5.2 前置滑溜水降温

注酸液前预注不小于1.5倍井筒容积的滑溜水,将超深/特深井酸压入井管柱内温度降低 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上,降低酸液入井期间流道内温度,降低腐蚀速率,提升酸压施工作业安全性。

2.5.3 交替注入酸压

针对超深/特深层酸压改造泵压高、施工压力窗口窄、施工排量低和施工时间长等问题^[29-30],超深/特深井储层改造施工中交替注入胶凝酸、滑溜水,

即使使用相同体积的酸液也可增大用液规模,将酸液推得更远,增大刻蚀缝长。

2.5.4 大通径油管降摩阻

超深/特深井储层改造实践中,受限于油管内摩阻大、井口施工压力高的影响,即使物性相同的储层,施工排量也比中深井、浅井低,在受酸液腐蚀影响能够允许的安全工作时间内,注入的酸液也相对较少。尽量用 $\phi 114.3\text{ mm}$ 油管替代传统的 $\phi 88.9\text{ mm}$ 油管,以大幅度降低沿程阻力(在 $3.00\text{ m}^3/\text{min}$ 排量、同等长度情况下清水摩阻只有原来的37.14%)。

3 现场应用

四川盆地及盆地周缘勘探过程中,中国石化在超深/特深探井(特别是垂深超8 000 m的特深探井)储层酸压改造施工方面的探索一直没有停止,但在2022年及以前酸压很难一次成功,绝大部分井都经过多次酸压。本文技术方案先后在3口井应用,施工作业均1次成功,1口井高产(无阻流量每天上百万方),另外2口井有新发现(主要因为地层出水等原因引起低产)。其中,YS-1井难度最高、最为典型(垂深最深、温度最高),与改进前的类似井MS-1井相比(2口井储层均为灰色、浅灰色白云岩,以Ⅲ类以下储层为主,除2.00 m左右Ⅱ类储层外均为低渗储层)效果最为明显。YS-1井与MS-1井酸压测试效果对比情况见表4。

与改进前相比,在储层埋深增加693.50 m、地层温度增加 $31.16\text{ }^{\circ}\text{C}$ 情况下,改进后减少了1次管柱失效返工,改造液量规模增大了 249.70 m^3 ,缝长增加了29.64%,类似储层产量增加了221.78%,在一定范围内建立了油气渗流通道,基本达到储层评价的目的,创造了在四川盆地及其周缘获得油气流储层埋深最深纪录。

表 4 YS-1 井与 MS-1 井酸压测试效果对比

Table 4 Comparison of acid fracturing effects of Well YS-1 and Well MS-1

| 井号 | 储层中深/ m | 储层温度/ $^{\circ}\text{C}$ | 地压压力 系数 | 入井液量/ m^3 | 入井酸量/ m^3 | 动态缝长/ m | 酸蚀缝长/ m | 平均缝宽/ cm | 平均裂缝导流能力/ (mD·m) | 日产气量/ 10^4 m^3 |
|------|------------|-----------------------------|------------|-----------------------|-----------------------|------------|------------|-------------|---------------------|----------------------------|
| MS-1 | 8 081.00 | 178.84 | 1.10 | 183.50 | 142.00 | 56.00 | 37.40 | 0.27 | 9.40 | 1.04 |
| YS-1 | 8 774.50 | 210.00 | 1.10 | 450.00 | 350.00 | 72.60 | 41.20 | 0.44 | 11.20 | 3.28 |

4 结论与认识

1)与普通探井相比,超深/特深探井储层改造工

作环境恶劣,酸压工具、工艺均应系统调整,以适应变化后的环境。四川盆地及盆地周缘超深/特深探井需要重点考虑温度、压力、储层特性变化对酸压改造的不利影响。

2) 酸液缓速、缓蚀、降阻性能指标是衡量四川盆地及盆地周缘超深/特深探井储层改造工作液质量的重要指标。

3) 选用大管径油管是提高水力能量传输能力的有效方法,能大幅度提高排量、降低井口施工压力,为增大规模创造有利条件。将下端单边定位管柱转动加压坐封的封隔器改为上、下双边定位水力坐封的封隔器,可以降低作业过程中排量、温度、产量变化引起管柱伸缩移动对封隔器密封的不利影响。

4) 超深/特深探井储层改造施工时,注酸前采用滑溜水降温非常必要且十分重要。逆序坐封(先井口,后封隔器),封隔器坐封前环空替入轻浆,可以改善储层酸压测试期间井下管柱的工作环境。

5) 三联作、两联作工艺各有优劣,创新改进后都可以在川渝地区超深/特深探井酸压改造中使用,要根据实际情况和需求选用。

6) 超深/特深层储层改造虽然在关键技术上有所突破,但远未达到尽善尽美,下步攻关方向依然应重点聚焦在管柱安全、工具完善和液体配套等方面,如深化研究超深/特深层储层改造管柱动力学,研制耐高温可取式储层改造封隔器,研究低成本、超高温、高密度无固相压井液和超高温酸液体系。

参 考 文 献

References

- [1] 郭旭升,蔡勋育,刘金连,等. 中国石化“十三五”天然气勘探进展与前景展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 12–22.
GUO Xusheng, CAI Xunyu, LIU Jinlian, et al. Natural gas exploration progress of Sinopec during the 13th Five-Year Plan and prospect forecast during the 14th Five-Year Plan[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 12–22.
- [2] 何治亮,金晓辉,沃玉进,等. 中国海相超深层碳酸盐岩油气成藏特点及勘探领域[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 3–14.
HE Zhiliang, JIN Xiaohui, WO Yujin, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration domains of ultra-deep marine carbonates in China[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(1): 3–14.
- [3] 孙斌,张培先,高全芳,等. 川东南南川地区茅口组一段碳酸盐岩储层特征及富集模式[J]. 非常规油气, 2022, 9(3): 21–31.
SUN Bin, ZHANG Peixian, GAO Quanfang, et al. Reservoir properties and accumulation mode of carbonate rocks in Mao1 Member of Nanchuan Area in southeast Sichuan[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(3): 21–31.
- [4] 马永生,蔡勋育,李慧莉,等. 深层-超深层碳酸盐岩储层发育机理新认识与特深层油气勘探方向[J]. 地学前缘, 2023, 30(6): 1–13.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, LI Huili, et al. New insights into the formation mechanism of deep-ultra-deep carbonate reservoirs and the direction of oil and gas exploration in extra-deep strata[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 1–13.
- [5] 孙自明,卞昌蓉,张荣强,等. 四川盆地东南部震旦系灯影组四段台缘带天然气勘探前景[J]. 现代地质, 2022, 36(4): 979–987.
SUN Ziming, BIAN Changrong, ZHANG Rongqiang, et al. Natural gas exploration prospect of the platform marginal zone of the fourth member of Sinian Dengying Formation in southeastern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 2022, 36(4): 979–987.
- [6] 林永茂,缪尉杰,刘林,等. 川西南靖和 1 井茅口组立体酸压技术[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(2): 105–112.
LIN Yongmao, MIAO Weijie, LIU Lin, et al. 3D acid fracturing technology in Maokou Formation of Well Jinghe 1 in Southwestern Sichuan[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 105–112.
- [7] 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.
- [8] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发: 研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 655–672.
MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: advances, technological bottlenecks and basic scientific problems[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655–672.
- [9] 苏鏢,龙刚,许小强,等. 超深高温高压高含硫气井的安全完井投产技术: 以四川盆地元坝气田为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(7): 60–64.
SU Biao, LONG Gang, XU Xiaoqiang, et al. Safe completion and production technologies of a gas well with ultra depth, high temperature, high pressure and high H₂S content: a case from the Yuanba Gas Field in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(7): 60–64.
- [10] 孙玉炳. 高温高压气井完井技术难点与对策[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2021, 41(22): 197–198.
SUN Yubing. Difficulties and countermeasures of completion for HT/HP gas wells[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2021, 41(22): 197–198.
- [11] 贾学钰. 川西海相酸性气井试气工艺技术[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(4): 129–131.
JIA Xueyu. Gas testing technology for marine acidic gas wells in western Sichuan[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(4): 129–131.
- [12] 王勇军. 四川盆地元坝深层致密砂岩气藏超高压压裂测试工艺技术探索[J]. 天然气勘探与开发, 2016, 39(2): 54–57.
WANG Yongjun. Technology of ultra-high pressure fracturing test for deep and tight sandstone gas reservoirs, Yuanba Block[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2016, 39(2): 54–57.
- [13] 许小强,陈琛,戚斌,等. 川东北高温高压含硫超深气井测试技术实践[J]. 钻采工艺, 2009, 32(3): 53–55.
XU Xiaoqiang, CHEN Chen, QI Bin, et al. Well testing technology on high temperature and high pressure sulfurous ultra-deep reservoirs in northeast Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2009, 32(3): 53–55.
- [14] 杨廷玉,黎洪. 川东北高含硫气井测试作业安全控制技术浅谈

- [J]. 油气井测试, 2012, 21(3): 72-74.
- YANG Tingyu, LI Hong. A brief discussion on security control technology of gas well testing operation containing high sulfur in northeastern Sichuan Gas Field[J]. Well Testing, 2012, 21(3): 72-74.
- [15] 崔龙兵, 樊凌云, 邹伟, 等. 顺北油田超深井可回收式套管封隔器失效因素分析及改进对策[J]. 油气井测试, 2022, 31(1): 22-26.
- CUI Longbing, FAN Lingyun, ZOU Wei, et al. Failure factor analysis and improvement countermeasures of recyclable casing packer in ultra-deep wells in Shunbei Oilfield[J]. Well Testing, 2022, 31(1): 22-26.
- [16] 卢刚, 唐蜜, 王毅. 超深酸性气藏 APR 测试事故分析及测试工艺优化研究[J]. 内蒙古石油化工, 2016, 42(8): 31-33.
- LU Gang, TANG Mi, WANG Yi. Analysis of APR testing accidents in ultra deep acidic gas reservoirs and research on testing process optimization[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2016, 42(8): 31-33.
- [17] 刘洪涛, 刘举, 刘会峰, 等. 塔里木盆地超深层油气藏试油与储层改造技术进展及发展方向[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 76-88.
- LIU Hongtao, LIU Ju, LIU Huifeng, et al. Progress and development direction of production test and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs in Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(11): 76-88.
- [18] 周生福, 崔龙兵, 刘练, 等. 顺北油田三高油气井完井测试封隔器影响因素及对策[J]. 油气井测试, 2019, 28(3): 37-41.
- ZHOU Shengfu, CUI Longbing, LIU Lian, et al. Influencing factors of completion test packer and countermeasure for 3-high oil and gas well in Shunbei Oilfield[J]. Well Testing, 2019, 28(3): 37-41.
- [19] 陈科, 胡桂林, 张超伟. 川东北 RTTS 封隔器失封原因及对策[J]. 天然气技术与经济, 2012, 6(3): 48-51.
- CHEN Ke, HU Guilin, ZHANG Chaowei. Causes of RTTS packer failure and the countermeasures in northeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2012, 6(3): 48-51.
- [20] 王立军. RTTS 封隔器胶筒问题浅析[J]. 油气井测试, 2010, 19(1): 54-55.
- WANG Lijun. Analysis of problems about rubber element of RTTS packer[J]. Well Testing, 2010, 19(1): 54-55.
- [21] 曹阳, 贾宝, 熊昕东, 等. 元坝超深含硫气井测试事故分析与预防措施[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(6): 49-52.
- CAO Yang, JIA Bao, XIONG Xindong, et al. Testing accident analysis and preventive measures for ultra-deep sulfur-bearing gas wells in Yuanba Gas Field[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(6): 49-52.
- [22] 王宴滨, 石小磊, 高德利, 等. 深层高温高压气井完井测试管柱失效分析: 以顺南地区某井为例[J]. 石油钻采工艺, 2022, 44(3): 302-308.
- WANG Yanbin, SHI Xiaolei, GAO Deli, et al. Failure analysis of completion test string for deep high-temperature and high-pressure gas well: a case study on a well in Shunnan area[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2022, 44(3): 302-308.
- [23] 汤火林, 张天翔, 黄刚, 等. 高密度压井液环境下某井 APR 测试替喷技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(3): 17-21.
- TANG Huolin, ZHANG Tianyi, HUANG Gang, et al. APR testing bullheading technique in high-density well killing fluid environment[J]. Well Testing, 2023, 32(3): 17-21.
- [24] 吴建军, 龙学, 黄力, 等. 元坝 1-侧 1 井高温高压高含硫超深大斜度井测试技术[J]. 钻采工艺, 2012, 35(3): 34-35.
- WU Jianjun, LONG Xue, HUANG Li, et al. Gas test technique for super-deep well YB1-C1 with HTHP and high sour[J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(3): 34-35.
- [25] 杨波, 范蓉, 罗凌睿. 川西含硫气井测试工艺技术及应用[J]. 天然气技术与经济, 2018, 12(4): 42-44.
- YANG Bo, FAN Rong, LUO Lingrui. Well testing technologies and their application to sour gas wells, western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2018, 12(4): 42-44.
- [26] 纪松, 宫建. 高温高压井测试联作射孔技术研究及应用[J]. 复杂油气藏, 2013, 6(3): 76-78.
- JI Song, GONG Jian. Research and application of perforating and testing combination technology in high temperature and high pressure well[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2013, 6(3): 76-78.
- [27] 张明江, 张果. 川东北高温、高压、高含硫气井测试地面控制应用技术研究[J]. 油气井测试, 2009, 18(1): 56-57.
- ZHANG Mingjiang, ZHANG Guo. Technology study on surface controlling of well test in gas wells with high temperature, high pressure and high sulfur content in north-east of Sichuan[J]. Well Testing, 2009, 18(1): 56-57.
- [28] 崔龙兵, 刘练, 周生福, 等. 顺北油田“三高”油气井试井工艺技术[J]. 油气井测试, 2020, 29(3): 57-63.
- CUI Longbing, LIU Lian, ZHOU Shengfu, et al. Well test processes of oil and gas wells with “three highs” in Shunbei Oilfield[J]. Well Testing, 2020, 29(3): 57-63.
- [29] 丁士东, 赵向阳. 中国石化重点探区钻井完井技术新进展与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(4): 11-20.
- DING Shidong, ZHAO Xiangyang. New progress and development suggestions for drilling and completion technologies in Sinopec key exploration areas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(4): 11-20.
- [30] 马健, 杨永华, 何颂根, 等. 川西超深海相碳酸盐岩超高压分段酸压技术实践[J]. 钻采工艺, 2021, 44(1): 57-60.
- MA Jian, YANG Yonghua, HE Songgen, et al. Practice of ultra-high-pressure staged acid fracturing in western Sichuan ultra-deep marine carbonate[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(1): 57-60.
- [31] 陈宗琦, 刘湘华, 白彬珍, 等. 顺北油气田特深井钻井完井技术进展与发展思考[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 1-10.
- CHEN Zongqi, LIU Xianghua, BAI Binzhen, et al. Technical progress and development consideration of drilling and completion engineering for ultra-deep wells in the Shunbei Oil & Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 1-10.
- [32] 罗伟, 林永茂, 李海涛. 碳酸盐岩储层射孔穿深的影响规律[J]. 爆破器材, 2020, 49(1): 49-53.
- LUO Wei, LIN Yongmao, LI Haitao. Dependence of perforating penetration depth on properties of carbonate reservoir[J]. Explosive Materials, 2020, 49(1): 49-53.
- [33] SY/T 5440—2000 天然气井试井技术规范[S].
- SY/T 5440—2000 Technical specifications for natural gas well test[S].