

川东南页岩气井压裂降压技术

周成香¹, 周玉仓¹, 李双明², 胡圆圆¹

(1. 中国石化华东分公司, 江苏南京 210019; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘要:为实现川东南超深页岩储层有效改造,并最大限度地降低压裂施工压力,提出了优选射孔参数、进行压前酸液预处理、设计降阻率高的滑溜水体系及采用前置粉砂段塞等技术对策。通过分析和计算,采用 $\phi 89$ mm射孔枪配合SDP40HMX28-8射孔弹,60°相位和18孔/m的孔密进行射孔。利用川东南超深页岩储层的岩心进行了溶蚀试验,根据试验结果结合地层特点确定了15.0% HCl+1.5% HF+2.0% 高温缓蚀剂+1.5% 铁离子稳定剂的酸液配方。根据地层特征,通过室内试验优选了配方为0.2% 高效减阻剂SRFR-1+0.3% 复合防膨剂+0.1% 复合增效剂+0.02% 消泡剂的滑溜水,其性能稳定,易返排,黏度约9~12 mPa·s,降阻率大于75%,对地层的伤害率小于10%。现场应用表明:采用优化后的射孔参数进行射孔,可以满足降低孔眼摩阻的要求;应用优选的酸液进行压前预处理,施工压力降低10~15 MPa;采用前置粉砂段塞技术,可以有效降低裂缝弯曲摩阻,达到降低施工压力的目的。这表明,采用提出的技术对策可以降低川东南超深页岩气井压裂施工压力。

关键词:页岩气井 压裂 射孔参数 酸处理 滑溜水 川东南地区

中图分类号: TE357.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2014)04-0042-06

Fracturing Pressure Reducing Technique for Shale Gas Well in the Southeastern Sichuan

Zhou Chengxiang¹, Zhou Yucang¹, Li Shuangming², Hu Yuanyuan¹

(1. Sinopec Huadong Company, Nanjing, Jiangsu, 210019, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to effectively stimulate the ultra-deep shale reservoirs in southeastern Sichuan and minimize the fracturing pressure, some technical solutions were proposed, such as optimization of perforation parameters, acid pretreatment before fracturing, design of slick water system with high friction reducing rate, and application of lead silt slug techniques. Through analysis and calculation, it was decided to use the $\phi 89$ mm perforating gun with type SDP40HMX28-8 charges for perforation at 18 shots/m and phase 60°. Based on core dissolution tests and characteristics of such ultra-deep shale reservoirs, a formula of 15.0% HCl+1.5% HF+2.0% HT corrosion inhibitor+1.5% ferric ion stabilizer was determined. According to the stratigraphic characteristics, a laboratory experiment was performed and it revealed a slick water system consisting of 0.2% efficient friction reducer SRFR-1+0.3% compound anti-swelling agent+0.1% compound synergist+0.02% defoamer, which is stable and easy to flowback, with viscosity of about 9~12 mPa·s, friction reducing rate than 75% and formation damage less than 10%. Field application showed that the optimized perforation parameters could meet the requirement for perforation friction reduction; acid pretreatment before fracturing enabled the pressure reduced by 10~15 MPa; the lead silt slug technique could effectively reduce the friction due to fractures curvature, thereby reducing the fracturing pressure. It showed that these technical solutions could help to reduce the fracturing pressure in ultra-deep shale gas wells in the southeastern Sichuan.

Key words: shale gas well; fracturing; perforating parameter; acid treatment; slick water; southeastern Sichuan

页岩气在全球范围内分布广泛,且开发潜力巨大。随着国内页岩气勘探的进一步深入,页岩气勘探已经取得了突破性进展,川东南涪陵、彭水、梁平、永川和黔江等区块皆获得页岩气气流,涪陵区块已进入规模化商业开发阶段。川东南地区页岩储层平

收稿日期:2014-05-20;改回日期:2014-06-19。

作者简介:周成香(1985—),男,湖北襄阳人,2009年毕业于长江大学石油工程专业,在读硕士研究生,主要从事非常规油气的勘探开发工作。

联系方式:278738690@qq.com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司石油工程先导试验项目“页岩HF-1页岩气水平井分段压裂技术”(编号:34600297-12-FW0421-029)资助。

均埋深 2 000.00~2 800.00 m, 但该地区南川断鼻构造页岩储层的埋深高达 4 400.00~4 600.00 m, 是目前国内页岩储层埋深最深的区块。对于超深页岩气井压裂技术国内外都处于摸索阶段, 没有形成成熟的配套技术, 并且没有可供借鉴的经验。目前, 国内仅 2 口超深页岩气井完成了压裂施工, 从 DY2 井的压裂情况看, 超深页岩气井压裂的主要问题集中在初期施工压力高、破裂压力不明显、缝宽小、加砂困难、泵送桥塞射孔联作无法入位、单段施工时间长、硬件设备不能满足设计要求等。为此, 主要针对深层页岩气井如何降压进行了研究, 提出了优化射孔参数, 以降低孔眼摩阻; 进行压前酸预处理, 降低井筒表皮系数; 优化滑溜水配方, 降低井筒摩阻; 采用前置粉陶段塞工艺, 降低施工压力来保证施工质量。现场应用表明, 这些方法可以有效降低施工压力, 提高压裂成功率。

1 压裂主要技术难点

水平井及水平井分段压裂已成为页岩气有效开

发的主体技术^[1]。超深页岩气井压裂与常规页岩气井压裂相比, 压裂工艺相同, 不同的是目的层埋藏深、地应力高、井筒摩阻大, 其主要表现为施工压力高、加砂困难。目前国内超深页岩气井已完成压裂施工的井很少, 压裂技术及配套的设备均不成熟, 给超深页岩气井压裂带来诸多困难。

1.1 储层埋藏深, 地层应力和施工压力高

页岩气井一般采用 $\phi 139.7$ mm 套管完井, 摩阻高, 造成施工压力较高。根据 DY1 井和 NY1 井的地应力和岩石力学参数测试结果、地应力剖面解释结果和地层倾角, 按照目的层垂深 4 600.00 m 计算地应力和岩石力学参数, 结果为: 纵向剖面最大水平主应力 122~140 MPa; 纵向剖面最小水平主应力 100~115 MPa; 闭合压力约为 107 MPa; 纵向剖面上覆岩层应力 117~127 MPa; 平均弹性模量 32.16 GPa; 平均泊松比 0.195; 破裂压力 120 MPa; 地面施工压力 96~102 MPa(见表 1)。加之地层岩性致密, 破裂压力和延伸压力高^[2], 大大增加了施工难度和风险。

表 1 井口施工压力预测

Table 1 Prediction of wellhead pressure

延伸压力梯度/ (MPa·m ⁻¹)	裂缝延伸 压力/MPa	不同排量(m ³ /min)下的井口施工压力/MPa							
		7	8	9	10	11	12	13	14
0.021	97	68	69	71	73	76	78	81	84
0.022	102	73	74	76	78	81	83	86	89
0.023	106	77	78	80	82	85	87	90	93
0.024	111	82	83	85	87	90	92	95	98
0.025	116	86	87	89	91	94	96	99	102
0.026	120	91	92	94	96	99	101	104	107
0.027	125	96	97	99	101	104	106	109	112

注: 储层中部垂深 4 600.00 m; 采用 $\phi 139.7$ mm 套管压裂, $\phi 139.7$ mm 套管下深 5 820.00 m; 滑溜水和活性胶液的降阻率均按 75% 计算; 第 1 段井深 5 820.00 m; 两簇孔眼摩阻+近井筒摩阻按 10 MPa 计算。

1.2 储层黏土矿物含量高

表 2 为川东南地区页岩储层矿物分析结果。由表 2 可以看出: 脆性矿物石英的含量高, 硅质多, 易于形成网络裂缝, 且形成的网络裂缝复杂, 可能造成滤失量大, 加砂量、砂比受限; 目的层以泥页岩为主, 黏土矿物含量高, 平均在 30% 以上, 易发生膨胀及支撑剂易于嵌入。

1.3 储层温度高

假设年平均地表温度为 16 ℃, 对已完钻井 DY2 井和 NY1 井以 2.8 ℃/100m 的地温梯度计算其储层温度, 目的层五峰组-龙马溪组下部地层的温

度高达 145 ℃。高温会加快酸岩反应速度, 影响酸液预处理时的波及体积; 同时对压裂液的流变性和破胶时机选择有一定影响, 并对泵送桥塞射孔联作工具及配套设备要求较高。

1.4 施工时间长

由于页岩气井的压裂规模与产能呈正相关关系, 因此大规模、大排量、长施工周期是页岩气井压裂的主要特征, 超深井压裂更为突出。如 DY2 井单段压裂规模平均为 2 500 m³, 施工排量 12 m³/min, 单段施工时间超过 5 h, 12 段压裂耗时 55 d, 长时间的施工对压裂车组及高压易损件等的性能要求较高。

表2 川东南区块页岩储层矿物分析结果

Table 2 Results of mineral analysis for shale reservoir in the Southeastern Sichuan

井号	井段/m	厚度/m	石英含量, %	长石含量, %	黄铁矿含量, %	碳酸盐含量, %	黏土矿物含量, %
DY2井	4 336.00~4 366.00	30	31.30	17.60	7.00	8.50	35.70
JY1井	2 377.00~2 415.00	38	44.29	3.93	4.24	9.72	32.47
NY1井	4 382.00~4 411.00	29	46.22	3.60	3.84	6.96	35.33
PY1井	2 136.00~2 160.00	24	45.69	4.60	4.36	8.70	25.30

2 主要技术对策

超深页岩气井压裂的技术难点,主要集中在储层岩石强度高,应力高(DY2井 109 MPa),页理、纹理等弱面缝易于打开,形成复杂裂缝所需的缝内压力高(122 MPa),压裂规模和排量大,对设备配置要求高。如何降低施工压力,提高施工排量,缩短施工时间,是解决问题的关键。根据该地区压裂井的情况看,主要以降低施工压力为基础,结合超深页岩气井的地质条件,从降低井筒、孔眼摩阻,解除近井地带污染,选择降阻性能好的滑溜水,降低滤失量等方面进行研究。

2.1 优化射孔参数,降低孔眼摩阻

超深高压井压裂时的孔眼摩阻计算公式^[3]为:

$$p_{cf} = 2.330 \times 10^{-10} Q^2 \frac{\rho}{(D_{en} h)^2 D^4 C_p} \quad (1)$$

式中:Q为泵排量, m³/min; ρ为压裂液密度, kg/m³; D_{en}为射孔密度, 孔/m; D为孔眼直径, m; C_p为排出系数; h为施工层段有效打开厚度, m; p_{cf}为孔眼摩阻, MPa。

由式(1)可以看出,在泵排量、压裂液密度、射孔枪的弹型(孔眼直径)和有效打开厚度确定后,排出系数一定的情况下,孔眼摩阻随着射孔密度的增大而降低。

国内页岩气水平井压裂主要采用泵送桥塞射孔压裂联作,一般来说,影响压裂施工的射孔关键参数是射孔密度、孔径和相位。在压裂过程中,必须控制射孔孔眼摩阻尽可能低或在限流压裂时使其达到设计要求。相位的选择主要考虑产能,均质地层采用 90°相位,非均质性强的地层采用 120°相位,致密砂岩地层一般采用 60°相位。同时考虑到超深页岩气井射孔会引起套管形变,而维持套管强度的最佳相位是 60°。因此,超深页岩气井射孔的相位优化为 60°。

根据文献[4]可知,超深水平井射孔用的射孔枪

可初步选用 φ89~φ102 mm 射孔枪。考虑固井过程中可能有水泥浆残留在套管内壁、由于射孔枪变形或射孔后射孔枪可能碎解卡枪等因素,再考虑到页岩气井完井套管内径为 118.0 mm,为了安全起见选择 φ89 mm 射孔枪。同时要求射孔枪最好能抗 70 MPa 以上的压力,尽可能减小射孔后射孔枪的膨胀和毛刺高度。φ89、φ102 和 φ127 mm 射孔枪的射孔弹均能穿透污染带,φ89 mm 射孔枪最大能匹配 φ105 mm 射孔枪的射孔弹,因此,优选 SDP40HMX28-8 型射孔弹。

由于水平井的产能随着射孔密度的增大而增大,因此,宜选大射孔密度,采用大孔聚能弹,但当射孔密度增加到一定程度时,随射孔密度增大,水平井产能不会明显增大^[4]。通过计算射孔密度的临界值为 18~20 孔/m。大射孔密度会使压裂液的滤失量增大,造成压裂脱砂。因此,根据式(1)计算的孔眼摩阻并结合其他工程因素,射孔密度选择 18 孔/m。

2.2 酸预处理降压技术

酸预处理能清洗炮眼,降低岩石扩张强度和施工压力。同时酸能溶解敏感性黏土矿物,防止黏土膨胀和微粒运移,有利于压裂液的返排,降低压裂液在裂缝中的二次伤害,提高裂缝的导流能力^[5]。

酸预处理时,具体用酸量利用下式^[6]确定。

$$V = 2\pi rh\phi \quad (2)$$

式中:r为处理半径, m; h为射孔厚度, m; φ为孔眼度, %。

2.3 滑溜水体系设计

页岩气储层特点不同,选择的压裂液也不同。川东南五峰组-龙马溪组含气页岩储集空间类型多样,有机质纳米级孔隙、晶间孔、微裂缝均发育,岩性主要为灰黑色页岩、含粉砂页岩、硅质页岩等,属于脆性地层。目前页岩气储层压裂所用压裂液主要有滑溜水、线性胶、交联液和泡沫等,以滑溜水为主^[7]。滑溜水体系主要适用于无水敏、储层天然裂缝较发育、脆性较高的地层,因此,该区块压裂液选用滑溜水体系。

通过室内试验优选 SRFR-1 滑溜水作为压裂

液, 配方为 0.2% 高效减阻剂 SRFR-1+0.3% 复合防膨剂+0.1% 复合增效剂+0.02% 消泡剂。其主要性能为: 密度 1.004 5 kg/L, 黏度 9~12 mPa·s, 表面张力小于 25 mN/m, 防膨率大于 90%, 对储层的伤害率小于 10%, pH 值 7.34。

2.4 前置粉砂段塞技术

砂段塞技术就是在前置液中泵注几段少量低浓度粉陶或支撑剂的携砂液。砂段塞的作用是: 一方面, 借助水力切割作用对弯曲裂缝进行冲刷、打磨、切割, 使裂缝表面平滑, 从而降低或消除近井地带裂缝弯曲摩阻; 另一方面, 前置液中的粉陶或支撑剂在多裂缝刚产生时可在除主裂缝外的其他狭窄裂缝中快速聚集形成阻碍液体流动的砂团, 阻止裂缝进液, 使其不再延伸, 从而使主裂缝变得更宽, 保证主裂缝的延伸, 为随后的携砂液提供所需的通道。砂段塞技术的成功与否可通过摩阻的降低来衡量; 泵入段塞的数量、支撑剂尺寸、段塞体积、支撑剂浓度应当视近井摩阻及不同砂浓度到达地层时井底压力的变化来决定^[8]。

3 现场应用

在分析 DY2 井压裂问题的基础上, 研究了压裂降压技术, 并将其应用于 NY1 井压裂施工, 取得明显的降压效果。NY1 井位于川东南南川断鼻页岩储层, 垂深 4 600.00 m, 是目前国内页岩储层埋深最深的页岩气井, 分 15 段压裂, 累计用液量 46 365 m³,

平均单段用液量 3 091 m³ 累计加砂量 756 m³, 平均单段加砂量 50 m³, 平均砂比 1.6%, 最高砂比 9%, 实际加砂量为设计加砂量的 93%, 工艺成功率 93%。而 DY2 井平均单段用液量 2 460 m³, 平均单段加砂量 27 m³, 平均砂比 1.1%。NY1 井总体压裂创造了单井深度最深、单段压裂规模最大、施工压力最高等多项纪录。

3.1 射孔参数优化

在射孔枪和射孔弹型号确定后, 利用式(1)计算了不同射孔密度下的孔眼摩阻, 结果见表 3。计算时用到的参数: NY1 井射孔段每簇射孔厚度为 1.5 m; 压裂液密度 1 000 kg/m³; 射孔孔径 10.5 和 12.7 mm; 射孔密度选择 16, 18 和 20 孔/m; 如果压裂液不含磨蚀性材料, 排出系数一般为 0.50~0.60, 但当泵入携砂液时, 由于孔眼被冲蚀, 变为 0.60~0.95。

由表 3 可以看出, 射孔密度越大, 孔眼摩阻越小。但通过室内试验发现射孔密度大于 20 孔/m 以后, 会发生空间干扰, 压裂液滤失量增大, 导致加砂困难。因此, NY1 井采用 SYD-89 枪、SDP40HMX28-8 型射孔弹、18 孔/m 射孔密度和 60° 相位进行射孔。

与 DY2 井相比, NY1 井第 9 段后靠近凝灰岩地层, 压裂液的滤失量大、效率低, 缝窄, 加砂困难, 经过优化将射孔位置后移, 采取集中射孔方式, 有效降低了孔眼摩阻, 提高了压裂液的造缝效率, 后续 5 段的最小用液量为 2 452 m³, 最大单段加砂量 72.95 m³。

表 3 φ89 mm 射孔枪对于不同孔密下的摩阻计算
Table 3 Friction calculation of φ89 mm perforating gun at different shooting densities

射孔枪枪型	射孔弹型号	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	孔径/m	射孔密度/ (孔·m ⁻¹)	压裂液密度/ (kg·m ⁻³)	排出系数	厚度/m	摩阻/MPa
SYD-89	SDP40HMX28-8	12	0.010 5	16	1 000	0.5	1.5	7.14
SYD-89	SDP40HMX28-8	12	0.010 5	18	1 000	0.5	1.5	5.64
SYD-89	SDP40HMX28-8	12	0.010 5	20	1 000	0.5	1.5	4.57

3.2 酸处理技术的应用

NY1 井黏土矿物平均含量为 35.33%, 石英平均含量为 46.22%, 长石、斜长石平均含量为 5.7%, 方解石平均含量为 6.9%。石英、长石不溶于盐酸, 在土酸中的溶解量小, 方解石, 白云石均溶于盐酸和土酸。由于 DY2 井采用 15% 盐酸降压效果较差, 于是采用 NY1 井的岩心进行了 15% HCl 和 15.0% HCl+1.5% HF 的溶蚀试验, 结果见图 1。由图 1 可以看出, 15.0% HCl+1.5% HF 的溶蚀效果较好,

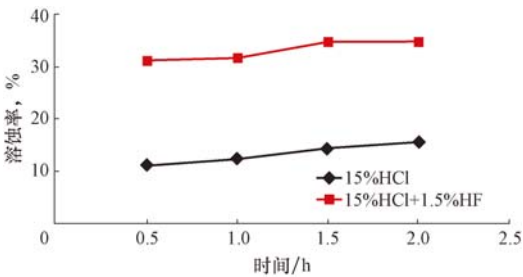


图 1 岩心在不同酸液中不同时间的溶蚀率

Fig. 1 Dissolution rates of core in different acids over time

因此,选用该体系进行酸液前置处理。根据地层的实际情况,通过室内试验将其配方优化为 15.0% HCl + 1.5% HF + 2.0% 高温缓蚀剂 + 1.5% 铁离子稳定剂。

NY1 井平均孔隙度为 4.12%,按照川东南页岩气井酸处理的经验,30 m³ 酸的处理半径能达到 116 m,能有效解除炮眼及近井地带污染。因此, NY1 井在压裂前泵入 30 m³ 酸,压裂施工时,施工压力降低 10~15 MPa。同时,该井第 2 段泵送桥塞时,泵送压力超过连续油管的限制压力(96 MPa),于是挤入酸液后再次进行泵送桥塞,压降表现明显,泵送最高压力降至 80 MPa,酸预处理效果明显。与 DY2 井相比, NY1 井将酸液由 15% HCl 优化为 15% HCl + 1.5% HF, DY2 井平均压降 5.8 MPa, NY1 井平均压降 15 MPa,采用稀土酸处理效果更明显。

3.3 滑溜水体系的应用

由现场施工情况,可以计算出压裂时滑溜水在 $\phi 130.2$ mm 套管(内径 118.0 mm)内的平均摩阻约为 17.92 MPa。清水摩阻可以利用下式计算。

$$(\Delta p_f)_0 = 1.385 \times 10^6 D^{-4.8} Q^{1.8} H \quad (3)$$

式中: $(\Delta p_f)_0$ 为清水摩阻, MPa; D 为油管内径, mm; Q 为施工排量, m³/min; H 为油管长度, m。

该井施工平均排量 Q 为 12 m³/min;油管内径 D 为 118.0 mm,油管长度 H 为 5 700.00 m,根据式(3)计算出清水摩阻为 77 MPa。

降阻率可用 Lord 等人提出的降阻比来衡量^[9-10]。降阻比的计算公式为:

$$\delta = \frac{(\Delta p_f)_p}{(\Delta p_f)_0} \quad (4)$$

式中, $(\Delta p_f)_p$ 为压裂液的摩阻, MPa。

根据式(4)计算出 NY1 井压裂时滑溜水的降阻率为 76%,实际压裂施工过程中的降阻率也达到了 76%。

3.4 前置粉砂段塞技术的应用

NY1 井闭合压力约为 107 MPa,根据不同闭合压力下不同支撑剂导流能力的测试结果(见图 2)优选 70/140 目粉陶。由于在高闭合压力条件下,粗砂和细砂导流能力相差较小,因此,应适当提高细砂用量,以封堵分支裂缝,降低滤失量。

图 3 为 NY1 井第 13 段压裂施工曲线。由图 3 可以看出,施工 78 min 时,排量为 11.1 m³/min,泵入段塞前施工压力最高 109.6 MPa,78~180 min 泵入

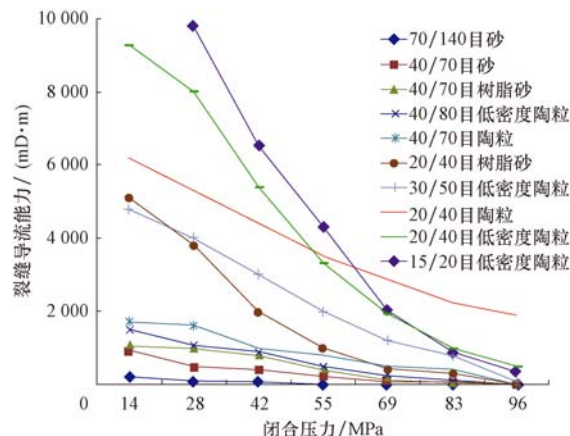


图 2 不同闭合压力不同支撑剂导流能力

Fig. 2 Conductivity of proppant under different closure pressures

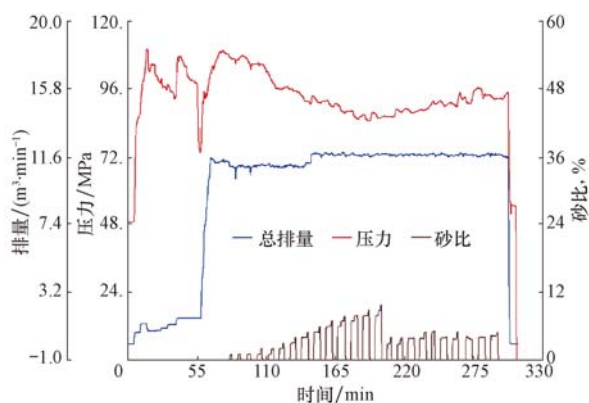


图 3 NY1 井第 13 段压裂施工曲线

Fig. 3 Curve of Stage 13 fracturing for Well NY1

14 个粉砂小段塞,段塞最高砂比 10%,施工压力从 109.6 MPa 降至 83.6 MPa,降低了 23.7%。

DY2 井压裂时参考北美经验,主要采用盐酸预处理,变排量组合加砂“酸液+滑溜水+胶液”的压裂模式,增大加砂量和砂液比,提高主裂缝导流能力。而 NY1 井在吸取 DY2 经验教训的基础上,采用稀土酸预处理,“酸液+低黏胶液+滑溜水+中黏胶液”及组合加砂的压裂模式,优化粉陶用量,降低隔离液用量,提高加砂量和砂比,提高主裂缝导流能力,前置段塞用稀胶液替代滑溜水,粉陶加量由 15 m³ 增至 30 m³,施工压力降低 15~20 MPa。

4 结论与建议

1) 对于超深页岩气井压裂,前置酸液预处理能够溶解地层中无机垢和黏土矿物等酸溶成分,有效降低储层破裂压力和施工压力。现场实践表明,压裂前进行酸预处理,施工压力可降低 10~15 MPa。

2) 对于采用 $\phi 139.7$ mm 套管(内径 118.0 mm)完井的超深页岩气水平井,采用 SYD-89 型射孔枪、SDP40HMX28-8 型射孔弹、 60° 相位、18 孔/m 孔密进行射孔,能够达到降低孔眼摩阻、实现深穿透的目的。

3) 滑溜水配液方便快捷、性能稳定、易返排、黏度可调、对储层的伤害率小于 10%、携砂比大于 8%,降阻率大于 75%,用于超深页岩气井压裂,可以降低施工压力。

4) 川东南超深页岩气井通过优选射孔参数、进行压前酸预处理、设计合适的滑溜水体系及采用前置粉砂段塞技术,解决了施工压力高的问题,并形成了适用于川东南超深气井压裂的降压技术。

5) 建议系统分析川东南超深页岩气井压裂施工压力高的原因,以研究针对性更强的压裂降压技术。

参 考 文 献

References

- [1] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 24-29.
Xue Chengjin. Technical advance and development proposals of shale gas fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 24-29.
- [2] 谭明文, 张应科, 钟水清, 等. 川东北高温高压深井超深井酸压改造技术研究与应用[J]. 钻采工艺, 2011, 34(3): 35-40, 114.
Tan Mingwen, Zhang Yingke, Zhong Shuiqing, et al. Research and application of acid fracturing technology in HTHP deep and ultradeep well of northeast Sichuan Area[J]. Drilling & Production Technology, 2011, 34(3): 35-40, 114.
- [3] 李海涛, 王永清, 李洪建, 等. 压裂施工井的射孔优化设计方法[J]. 天然气工业, 1998, 18(2): 53-56.
Li Haitao, Wang Yongqing, Li Hongjian, et al. An optimum perforation design method for prefracturing wells[J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(2): 53-56.
- [4] 王超, 刘广燕, 孙恒. 超深水平井射孔的优化设计[J]. 内江科技, 2008, 29(8): 91-92.
Wang Chao, Liu Guangyan, Sun Huan. Optimized design of ultra-deep horizontal well perforation[J]. Neijiang Science and Technology, 2008, 29(8): 91-92.
- [5] 刘红现, 赵立强, 刘平礼, 等. 前置酸改善水力压裂效果机理分析[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(1): 332-334, 398.
Liu Hongxian, Zhao Liqiang, Liu Pingli, et al. Analysis on pore micro structure for sand stone acidizing[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(1): 332-334, 398.
- [6] 何鹏, 刘寒梅, 李向东, 等. 前置酸压裂技术在低渗透油田中的研究与应用[J]. 延安大学学报: 自然科学版, 2013, 32(2): 78-80, 85.
He Peng, Liu Hanmei, Li Xiangdong, et al. Research and application of the pre-positioned acid fracturing technology in low permeability oilfield[J]. Journal of Yan'an University: Natural Science Edition, 2013, 32(2): 78-80, 85.
- [7] 唐颖, 张金川, 张琴, 等. 页岩气井水力压裂技术及其应用分析[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 33-38.
Tang Ying, Zhang Jinchuan, Zhang Qin, et al. An analysis of hydraulic fracturing technology in shale gas wells and its application[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 33-38.
- [8] 曾雨辰. 砂段塞工艺在中原油田斜井压裂中的应用[J]. 天然气工业, 2004, 24(9): 60-63.
Zeng Yuchen. Application of sand-slug technology in deviated well fracturing in Zhongyuan Oilfield[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(9): 60-63.
- [9] Lord D L. Turbulent flow of stimulation fluids: an evaluation of friction loss scale-up methods[R]. SPE 16889, 1987.
- [10] Nolte K G, Smith M B. Interpretation of fracturing pressured[J]. JPT, 1981, 33(9): 1767-1775.

[编辑 刘文臣]

钻井液脉冲/电磁复合式 MWD——PEM

PDT 公司研发出钻井液脉冲/电磁波遥测复合式随钻测量仪——PEM。PEM 的探管组合了直流无刷型脉冲器和电磁遥测装置,可在不中断钻井的情况下灵活选择最佳的信号传输方式。在随钻堵漏工况下,PEM 采用电磁模式确保每分钟都发出清晰的脉冲,以保证测量成功,停泵时快速上传测量数据。当井下正常时,下传指令使 PEM 转换到钻井液脉冲模式,探管控制程序将 MWD 转换到用户设定的传输模式和速率。

PEM 的特点:1)电磁波模式下测量数据在接单根期间就能上传(60 s 以内);2)传输的参数组合可选;3)电磁波模式下工具面角和伽马数据每 4 s 更新一次;4)工具在钻具水眼内,可打捞。PEM 适用于深井、漏失井、钻井液脉冲信号弱/噪声大的井和快速钻井条件。

[供稿 赵金海]