

JY1HF 页岩气水平井大型分段压裂技术

周德华¹, 焦方正¹, 贾长贵², 蒋廷学², 李真祥³

(1. 中国石化油田勘探开发事业部, 北京 100728; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 3. 中国石化勘探南方分公司, 四川成都 610041)

摘要: JY1HF 井是涪陵地区第一口海相页岩气水平井, 为了获得商业性页岩气产量, 对 JY1HF 水平井进行了分段压裂设计和工艺优化。在借鉴北美海相页岩气压裂经验的基础上, 通过该井岩心资料、测井、岩石力学等数据, 对龙马溪组页岩储层进行了压前评价。采用岩石力学试验、X 衍射试验、诱导应力场计算和体积压裂动态模拟等方法, 开展了压裂段数、压裂液、支撑剂、射孔方案和压裂工艺优化等综合研究, 提出采用组合加砂、混合压裂工艺, 泵送易钻桥塞射孔联作工艺进行大型水力压裂改造的方案。JY1HF 井共压裂 15 段, 累计注入液量 19 972.3 m³, 支撑剂 968.82 m³, 放喷测试获得无阻流量 16.7 × 10⁴ m³/d 的高产页岩气流。结果表明, 龙马溪组海相页岩采用水平井大型分段压裂技术, 可获得较大的有效改造体积。JY1HF 井的成功压裂为中国海相页岩气压裂改造积累了经验。

关键词: 页岩气 水平井 分段压裂 压裂液 支撑剂 JY1HF 井

中图分类号: TE357.1 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2014)01-0075-06

Large-Scale Multi-Stage Hydraulic Fracturing Technology for Shale Gas Horizontal Well JY1HF

Zhou Dehua¹, Jiao Fangzheng¹, Jia Changgui², Jiang Tingxue², Li Zhenxiang³

(1. Oilfield E & P Department, Sinopec, Beijing, 100728, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 3. Sinopec Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan, 610041, China)

Abstract: In order to obtain commercial shale gas from Well JY1HF, the first marine shale gas horizontal well in Fuling Area, multi-stage fracturing design and process optimization for this well were carried out. By learning from successful stimulation experience in North American marine shale gas play, pre-frac evaluation of this well was performed using core data, log data and rock mechanics data. Through rock mechanics test, X ray diffraction test, induced stress field calculation and volume fracturing dynamic simulation, research on fracturing stages, fracturing fluid, proppant, perforating and fracturing technology optimization had been developed. A set of large hydraulic fracturing scheme of combination of proppant, hybrid fracturing, integrated pumping easy-drillable bridge plug and perforating was proposed. 15 stages were fractured in Well JY1HF, the cumulative injection fluid volume was 19 972.3 m³, the cumulative injection proppant volume was 968.82 m³ and absolute open flow was 16.7 × 10⁴ m³/d. The results showed that the multi-stage hybrid fracturing could reach large effective stimulated reservoir volume in Longmaxi marine shale horizontal wells. Successful fracturing of Well JY1HF will provide valuable experience for China marine shale gas fracturing.

Key words: shale gas; horizontal well; multi-stage fracturing; fracturing fluid; proppant; Well JY1HF

JY1HF 井是部署在川东南涪陵地区评价下志留统龙马溪组海相页岩气的一口探井, 位于川东高陡褶皱带万县复向斜的南扬起端包鸾-焦石坝背斜带焦石坝构造高部位, 完钻层位上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组, 水平段长 1 007.90 m。因水平井大型分段压裂是实现页岩气商业性开发的关键技术, 已在北美页岩气开发中广泛应用, 并形成了先进

收稿日期: 2013-07-29; 改回日期: 2013-12-12。

作者简介: 周德华(1968—), 男, 1992 年毕业于西南石油学院油气工程专业, 1995 年获西南石油学院油气田开发工程专业硕士学位, 1998 年获石油大学(北京)油气田开发工程专业博士学位, 高级工程师, 主要从事非常规勘探开发研究和管理工作。

联系方式: (010)59968526, zhoudh@sinopec.com。

基金项目: 中国石化页岩气示范项目“涪陵地区页岩气开发试验井组产能建设可行性项目研究”(编号: FSI3006)部分研究内容。

的配套技术^[1-7],可实现“体积压裂”^[8-9]。因此,中国石化对该井进行大型分段压裂,以准确评价下志留统龙马溪组海相页岩气产能。我国页岩气井压裂技术处在探索阶段^[10-16],尤其是页岩气水平井大型分段压裂技术尚需研究和攻关,且页岩气压裂是否成功的关键因素主要有页岩储层地质条件、可压性、施工参数、压裂段间距和工艺技术水平等^[17-20]。为此,笔者首先对JY1HF水平井分段压裂的可压性进行了评价,在此基础上提出了压裂设计方案,优选了压裂施工工艺。

1 页岩储层可压性评价

1.1 气藏基本特征

JY1HF井的主要目的层为龙马溪组地层,岩性为灰黑色粉砂质页岩及灰黑色碳质页岩,页理发育。龙马溪组地层孔隙度1.17%~7.72%,渗

透率0.002~0.004 mD。通过岩心分析,该井龙马溪组地层2 326.00~2 415.00 m井段含气显示良好,2 377.00~2 415.00 m井段含气显示较优,平均含气量为4.63 m³/t,吸附气占54%;有机质类型为I-II型,热成熟度(Ro)为1.85%~2.23%,总有机碳含量(TOC)为1.625%;地层压力系数1.45,地层温度64℃。

1.2 页岩脆性矿物特征

页岩脆性越好,可压性越好。JY1HF井龙马溪组下部-五峰组地层主要含气页岩段87个样品的岩石组分分析表明:脆性矿物含量为33.9%~80.3%,平均为56.5%,并具有自上而下增大的特点;脆性矿物以石英为主,平均占37.3%,其次是斜长石和白云石,平均含量分别为7.15%和6.16%。水平段的泥页岩富含有机质、脆性矿物含量较高,其中石英含量最大达到70.6%,平均44.42%(见表1)。

表1 JY1HF井龙马溪组地层的岩石组分

Table 1 Mineral Component of Longmaxi Shale in Well JY1HF

井段/m	石英,%	钾长石,%	斜长石,%	方解石,%	白云石,%	黄铁矿,%	赤铁矿,%	黏土总量,%	备注
	31.00	0.00	1.90	0	0	0	0	16.60	最小
2 377.50~2 414.50	70.60	3.50	11.90	7.50	31.50	4.80	7.50	49.10	最大
	44.42	1.92	6.38	3.85	5.87	0.50	2.44	34.63	平均

1.3 页岩黏土矿物特征

JY1HF井五峰组-龙马溪组地层全岩矿物分析表明,黏土矿物含量具有从上至下降低的特点,水平段的泥页岩黏土矿物含量16.6%~49.1%,平均为34.63%。伊利石平均为31.36%,伊蒙混层平均63.55%,绿泥石平均4.79%(见表2)。

表2 JY1HF井龙马溪组地层的黏土矿物含量

Table 2 Clay content of Longmaxi Shale in Well JY1HF

井段/m	伊利石,%	高岭石,%	绿泥石,%	伊蒙混层,%	备注
2 377.50	67.00	13.00	12.00	85.00	最大
~	12.00	0	0	25.00	最小
2 415.50	31.36	0.31	4.79	63.55	平均

富含大量脆性矿物是Barnett页岩能够通过压裂造缝获得高产的关键因素,其石英含量35%~50%,黏土矿物含量小于35%。JY1HF井龙马溪组页岩与Barnett页岩一样石英含量较高,黏土矿物含量较低,这为该井页岩气储层进行压裂改造奠定了基础。

1.4 岩石力学特征

表3为JY1HF井龙马溪组地层岩石三轴应力试验结果。由表3可知:JY1HF井页岩储层的弹性模量为25.153~48.599 GPa,平均38.374 GPa;泊松比为0.192~0.247,平均0.218。页岩气储层的脆性指数大于50就说明其脆性较好,且脆性指数越大脆性越好,脆性越好越有利于压裂^[21-23],而JY1HF井的脆性指数为52~60(见表3),这说明该井适于压裂。

水平应力差异系数是评价页岩气储层可压性的核心参数之一,直接关系到压裂裂缝的几何形态。应力差异系数小于0.30时,有利于形成人工网络裂缝,且应力差异系数越小,越有利于形成裂缝网络^[24]。通过测试获得JY1HF井目的层的最大水平主应力为63.50 MPa,最小水平主应力为47.39 MPa,利用式(1)计算出该井目的层的应力差异系数 K_h 为0.34,大于0.30。由于压裂裂缝易沿最大水平主应力扩展,因此该井需要较高的净压力才能够形成较为充分的裂缝网络。

$$K_h = (\sigma_H - \sigma_h) / \sigma_h \quad (1)$$

式中: K_h 为地层应力差异系数; σ_H 为最大水平主应力, MPa; σ_h 为最小水平主应力, MPa。

表 3 JY1HF 井龙马溪组地层岩石力学试验结果

Table 3 Experimental Result of rock mechanics of Longmaxi Shale in Well JY1HF

井段/m	抗压强度/ MPa	弹性模量/ GPa	泊松比	脆性指数, %
2 380.56~2 380.66	32.28	34.786	0.218	54.1
2 380.66~2 380.79	66.78 41.78	39.676	0.226	56.0
2 380.79~2 380.95	57.54	36.130	0.200	58.7
2 406.95~2 407.00	30.57 146.17	37.963	0.198	60.4
2 407.12~2 407.22	154.52	46.312	0.245	56.9
	48.599	0.247	58.2	

注: 2 380.66~2 380.79 m 和 2 406.95~2 407.00 m 井段各取 2 块岩心进行了试验。

1.5 裂缝发育特征

天然裂缝和层理越发育,页岩气储层可压性越好,并能为压裂液高排量、快速注入提供条件,有利于形成水平张开缝和垂向剪切缝。JY1HF 井成像测井和岩心试验表明:五峰组-龙马溪组页岩段富含有机质,水平层理发育,常见页岩微层理面、层间缝发育。水平层理缝、纹理缝为页岩气提供了良好的储集空间,同时也为压后形成复杂的网络裂缝、增大有效改造体积创造了条件。

1.6 可压性综合分析

综合选择代表气藏品质和压裂品质的 8 个参数,进行 JY1HF 井页岩可压性评价。采用层次分析法确定不同参数的权重系数,参数及权重选择如下:热成熟度(0.1)、含气性(0.11)、石英含量(0.1)、黏土含量(-0.12)、岩石脆性(0.12)、水平应力差异系数(-0.15)、天然裂缝发育情况(0.15)、地层压力系数(0.15)。可压性指数的计算式为:

$$I_f = (S_1, S_2, \dots, S_n)(W_1, W_2, \dots, W_n)^T \\ = \sum_{i=1}^n S_i W_i \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (2)$$

式中: I_f 为可压性指数; S_1, S_2, \dots, S_n 为气藏品质和压裂品质的参数; W_1, W_2, \dots, W_n 为气藏品质和压裂品质参数对应的权重系数。

类比国外已开发页岩气藏的可压性指数,用该方法计算得到 JY1HF 井可压性指数为 0.72,而 Barnett 和 Haynesville 区块的可压性指数分别为 0.89 和 0.65。由此可见, JY1HF 井的页岩储层可压性较好。

2 分段压裂设计

2.1 压裂设计思路

1) 水平应力差异系数大,低净压力下易形成双翼裂缝,因此应增加压裂分段段数、射孔簇数、裂缝长度(W形布缝模式)和净压力,以压开弱面缝形成复杂裂缝,增大有效改造体积。

2) 选用组合支撑剂和对储层伤害程度低、携砂能力强、易返排破胶的活性胶液,以增加主裂缝长度和支撑缝高,提高裂缝导流能力。

3) 采用平衡顶替,以防顶替过量导致缝口导流能力降低过大,影响压裂效果。

2.2 分段设计

JY1HF 井岩石力学试验结果分析表明,应力差异系数 0.34,低净压力下形成单一长缝的可能性较大。要通过增加水平段分段段数、射孔簇数、裂缝长度,提高导流能力。在保持较高净压力的条件下,当缝内净压力超过天然裂缝临界开启压力就可压开天然裂缝,就有可能形成裂缝网络。根据 JY1HF 井最大、最小水平主应力,泊松比和模拟诱导应力计算出该井天然裂缝临界开启压力为 16.18 MPa(见图 1),对应该缝内净压力,裂缝间距为 20 m 时,诱导应力可以达到天然裂缝开启压力。假定每簇压后能形成一条主裂缝,界定簇间距为 20 m,每段分 3 簇射孔,分段长度 60 m,长 1 007 m 的水平段分 15 段压裂最佳。

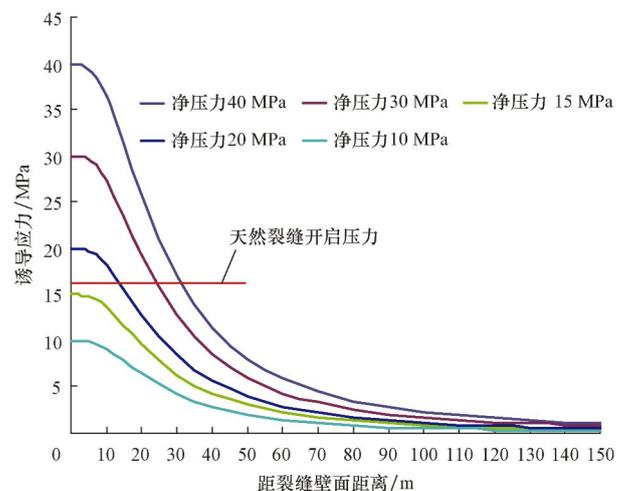


图 1 JY1HF 井诱导应力与裂缝距离的关系曲线
Fig. 1 Relation between induced stress and fracture space of Longmaxi Shale in Well JY1HF

2.3 裂缝长度与压裂规模设计

采用 Meyer 压裂设计软件模拟计算压裂 15 段、每段分 3 簇射孔,压裂液用量为 1 000,1 200,1 400 和 1 600 m³,支撑裂缝半长为 320,340,360 和 410 m 时的产量。结果表明,产量随裂缝半长增长而增大,但存在最优的支撑裂缝半长,JY1HF 井的最优支撑裂缝半长为 350 m,压裂液用量每段为 1 200~1 400 m³。

2.4 射孔参数设计

JY1HF 井的具体射孔位置根据测录井资料进行选择,射孔位置选择原则:1)总有机碳含量较高;2)天然裂缝发育;3)孔隙度大,渗透率高;4)地应力差异较小;5)气测显示较好;6)固井质量好。参照北美和国内前期页岩气水平井射孔成功经验,设计该井射孔参数为:射孔 15 段,每段射孔 3 簇,每簇射 16 孔,每簇长 1 m,孔密 16 孔/m,相位角 60°,簇间距 20 m。

2.5 施工压力与排量预测

一般情况下,页岩气压裂效果与排量有正相关性,在满足限压的条件下排量应尽可能高。JY1HF 井现场管线和井口等设备最高限压 95 MPa,预测破裂压力梯度 0.023 1 MPa/m,目的层破裂压力 55 MPa。按照优化的压裂液用量 1 200~1 400 m³,综合考虑以下问题:页岩非均质性较强,压裂施工过程易出现压力急剧上升并易造成砂堵;现场压裂装备能力、井场条件、供液能力;前期超低排量泵酸和低排量控缝所需时间较长;一般页岩气水平井至少需要 2 h 以上连续作业时间。因此,压裂设计要求保留 20 MPa 的压力窗口以确保施工安全顺利。同时,为了避免套管在长时间高压施工中出现变形等现象,现场施工时,在满足排量要求的情况下,应尽量降低泵压。通过模拟得知,施工排量在 12 m³/min 以上,泵压在 80 MPa 以下能够满足长时间连续供液和安全施工的需求。

2.6 压裂液选择

借鉴北美页岩储层选择压裂液的经验,JY1HF 井选用 SRFR-1 滑溜水作为压裂液。SRFR-1 滑溜水的配方:0.1%~0.2% 高效减阻剂 SRFR-1+0.3%~0.4% 复合防膨剂 SRCS-2+0.1%~0.2% 高效助排剂 SRSR-2。其性能要求:降阻率 50%~78%,对储

层的伤害率小于 10%;黏度 2~30 mPa·s 可调;能满足连续混配要求;可连续稳定自喷返排。

2.7 支撑剂选择

JY1HF 井小型测试压裂井底闭合压力为 52 MPa,为防止支撑剂嵌入,提高裂缝闭合后的导流能力,支撑剂选用树脂覆膜砂。树脂覆膜砂的破碎率相对石英砂低,嵌入程度也较低,其支撑裂缝的导流能力较高。为形成更多的主裂缝和网缝,应适当控制缝高,减少压裂裂缝的闭合。支撑剂选用 100 目砂+40/70 目树脂覆膜砂+30/50 目树脂覆膜砂的组合。

3 现场施工与压裂效果

2012 年 11 月 4—26 日,JY1HF 井进行了 15 段大型水力压裂,第 1 段采用油管输送射孔,然后进行小型压裂测试。小型压裂测试完成后进行套管加砂压裂。自第 2 段开始全部采用电缆射孔枪+易钻式桥塞联作技术逐段进行射孔、压裂和封堵作业。第 15 段压裂完成后,放喷排液,然后采用连续油管将桥塞全部磨铣掉,进行返排、求产测试。该井施工排量 8~12 m³/min,施工压力 40~90 MPa,累计注入液量 19 972.3 m³、砂量 968.82 m³,平均砂比 11.8%,15 段的具体施工参数见表 4。

该井前 3 段压裂时泵压较高,加砂困难,分析其主要原因是水平段进入了龙马溪组上部地层,其黏土含量较高,塑性较强,且离天然裂缝发育部位较近,滤失量比较大,造成有效缝宽较小,导致泵压较高,压裂难度较大。第 1 段加砂量仅 9.42 m³,停泵压力高达 90.4 MPa。第 2 段采取加大前置液用量和小砂比起步等措施进行压裂,并加大粉砂用量以降低滤失,打磨裂缝,降低迂曲摩阻,有所改善,但加砂仍然困难,第 2 段加砂量 15.56 m³。第 3 段采取高排量单簇集中射孔进行压裂,泵压进一步降低,总加砂量超过 21.86 m³。第 4~15 段采用原设计中的 3 簇射孔,保持高排量,继续采取大前置液用量,低砂比起步、小台阶加砂等措施,现场施工顺利,泵压相应较低,平均加砂 75.67 m³,平均砂比 12%。

该井压裂后采用 6 个工作制度求产,获得无阻流量 16.7×10⁴ m³/d 的高产工业气流。截止 2013 年 11 月 30 日,稳定生产 368 d,产气量 6.5×10⁴ m³/d,压力稳定在 20 MPa,实现了单井产气量的突破,达到了页岩气井压裂改造的目的。

表 4 焦页 1HF 井 15 段压裂施工参数

Table 4 Parameters of 15 stages fracturing in Well JY1HF

施工井段	总液量/ m ³	加砂量/ m ³	平均砂比, %	破裂泵压/ MPa	停泵泵压/ MPa	最高套压/ MPa	最高排量/ (m ³ ·min ⁻¹)
小型压裂	204.6				46.7	89.5	11.1
第 1 段	616.0	9.42	2.80	75.7	90.4	91.4	12.5
第 2 段	1 510.0	15.56	4.03	72.8	57.2	85.3	12.3
第 3 段	1 418.0	21.86	4.70	77.1	53.9	81.9	11.2
第 4 段	1 427.0	44.35	7.90	86.3	43.9	86.3	9.6
第 5 段	1 414.0	65.36	9.40	62.4	30.0	77.3	10.8
第 6 段	1 288.0	77.90	12.90	67.9	26.2	67.6	11.2
第 7 段	1 228.0	78.66	13.80	64.7	23.4	59.1	12.3
第 8 段	1 280.0	86.31	16.68	63.2	24.9	63.2	12.4
第 9 段	1 188.0	82.87	14.50	64.2	25.4	64.2	12.0
第 10 段	1 174.0	81.07	15.20	64.4	28.2	64.4	12.4
第 11 段	1 167.0	77.46	14.30	65.2	27.1	65.2	11.8
第 12 段	1 315.0	87.26	14.00	57.3	28.2	57.3	12.1
第 13 段	1 363.0	113.30	18.30	57.2	28.2	57.2	12.1
第 14 段	1 257.0	81.05	16.20	59.2	27.8	62.4	11.0
第 15 段	867.0	43.27	14.20	79.7	31.2	53.2	10.4

4 结论与建议

1) 龙马溪组海相页岩储层具有较好的储层物性和可压性,埋深适中,含气性好,地层压力高,脆性好,裂缝发育,是 JY1HF 井大型分段压裂取得成功的物质基础。

2) 基于海相页岩地层物性特征、岩石矿物组分、岩石力学参数、地应力场分布特征等基础参数,采用高效滑溜水和活性胶液、组合加砂、混合压裂对水平井进行大型分段压裂,采取提高排量、砂比、加砂强度等措施,从而提高缝内净压力,压开纹理缝,达到了提高有效改造体积的目的,最终获得稳定高产页岩气流,对海相页岩气水平井压裂具有参考价值。

3) 应进一步开展分段网络压裂优化设计方法研究,优化射孔位置、施工参数,提高压裂的成功率和效率。

4) 建议在总结 JY1HF 井成功经验的基础上,优化水平井方位、水平段长度与压裂规模、压裂分段数、施工参数、压裂材料等的匹配关系,在确保产能的同时,降低单井压裂成本,为页岩气高效开发提供依据和技术支持。

参 考 文 献

References

[1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin,

2002,86(11):1921-1938.

- [2] Warlick D. Gas shale and CBM development in North America [J]. Oil and Gas Financial Journal,2006,3(11):1-5.
- [3] Hill D G, Nelson C R. Reservoir properties of the upper cretaceous lewis shale, a new natural gas play in the San Juan Basin [J]. AAPG Bulletin,2000,84(8):1240.
- [4] Paktinat J, Pinkhouse J A, Fontaine J, et al. Investigation of methods to improve utica shale hydraulic fracturing in the Appalachian[R]. SPE 111063,2007.
- [5] Waters G, Dean B, Downie R, et al. Simultaneous hydraulic fracturing of adjacent horizontal wells in the Woodford Shale [R]. SPE 119635,2009.
- [6] 莫里斯·杜索尔特,约翰·麦克力兰,蒋想. 大规模多级水力压裂技术在页岩油气藏开发中的应用[J]. 石油钻探技术,2011,39(3):6-16.
Maurice Dusseault, John McLennan, Shu Jiang. Massive multi-stage hydraulic fracturing for oil and gas recovery from low mobility reservoirs in China [J]. Petroleum Drilling Techniques,2011,39(3):6-16.
- [7] 葛洪魁,王小琼,张义. 大幅度降低页岩气开发成本的技术途径 [J]. 石油钻探技术,2013,41(6):1-5.
Ge Hongkui, Wang Xiaoqiong, Zhang Yi. A technical approach to reduce shale gas development cost [J]. Petroleum Drilling Techniques,2013,41(6):1-5.
- [8] Mayerhofer M J, Lolon E P, Warpinski N R, et al. What is stimulated rock volume? [R]. SPE 119890,2008.
- [9] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design[R]. SPE 115769,2008.
- [10] 邹雨时,张士诚,马新仿. 页岩气藏压裂支撑裂缝的有效性评价[J]. 天然气工业,2012,32(9):52-55.
Zou Yushi, Zhang Shicheng, Ma Xinfang. Assessment on the

- effectiveness of propped fracturing of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 52-55.
- [11] 蒋廷学, 贾长贵, 王海涛, 等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 36-40.
Jiang Tingxue, Jia Changgui, Wang Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 36-40.
- [12] 赵金洲, 王松, 李勇明. 页岩气藏压裂改造难点与技术关键[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 46-49.
Zhao Jinzhou, Wang Song, Li Yongming. Difficulties and techniques in the fracturing treatment of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 46-49.
- [13] 吴奇, 胥云, 王腾飞, 等. 增产改造理念的重大变革: 体积改造技术概论[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 7-12, 16.
Wu Qi, Xu Yun, Wang Tengfei, et al. The revolution of reservoir stimulation: an introduction of volume fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 7-12, 16.
- [14] 曾雨辰, 杨保军, 王凌冰. 涪页 HF-1 井泵送易钻桥塞分段大型压裂技术[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(5): 75-79.
Zeng Yuchen, Yang Baojun, Wang Lingbing. Large-scale staged fracturing technology with pump-down drillable bridge plug for Well Fuye HF-1[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(5): 75-79.
- [15] 张宏录, 刘海蓉. 中国页岩气排采工艺的技术现状及效果分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 49-51.
Zhang Honglu, Liu Hairong. State of the art and effects of dewatering & recovery of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 49-51.
- [16] 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.
- [17] King G E. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? [R]. SPE 133456, 2010.
- [18] Rickman R, Mullen M, Petre E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale[R]. SPE 115258, 2008.
- [19] Wang Y, Miskimins J L. Experimental investigations of hydraulic fracture growth complexity in slick water fracturing treatments[R]. SPE 137515, 2010.
- [20] Soliman M Y, East L, Augustine J. Fracturing design aimed at enhancing fracture complexity[R]. SPE 130043, 2010.
- [21] Sondergeld C H, Newsham K E, Comisky J T, et al. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources[R]. SPE 131768, 2010.
- [22] 陈勉, 金衍. 基于岩心分析的页岩气压裂工艺参数优选[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 7-12.
Chen Mian, Jin Yan. Shale gas fracturing technology parameters optimization based on core analysis[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 7-12.
- [23] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩气储层岩石力学特性及脆性评价[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(4): 17-22.
Li Qinghui, Chen Mian, Jin Yan, et al. Rock mechanical properties and brittleness evaluation of shale gas reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(4): 17-22.
- [24] 张旭, 蒋廷学, 贾长贵, 等. 页岩气储层水力压裂物理模拟试验研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 70-74.
Zhang Xu, Jiang Tingxue, Jia Changgui, et al. Physical simulation of hydraulic fracturing of shale gas reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 70-74.

[编辑 刘文臣]

石油工程科技名词的规范化使用——黏附系数

根据中国知网的查询结果, 目前使用“粘附系数”的期刊较多, 只有少数几个期刊使用了“黏附系数”。泥饼黏附系数是衡量井内钻柱沿井壁泥饼表面转动或滑动时摩擦阻力大小的一个参数, 主要反映钻井液的润滑性能和滤饼的黏滞性, 其值越大, 泥饼的黏滞性越大。这样, 在一定的前提下, 泥饼的黏附系数越大, 钻柱在井下发生压差卡钻的概率就越大。因此泥饼的黏滞性是决定黏附系数大小的一个重要因素。这与《现代汉语词典》中“黏附”的释义为(黏性的东西附着在其他物体上)相一致, 因而, 从词义上讲, “黏附系数”更为规范。GB/T 28911—2012(石油天然气钻井工程术语)也明确将“黏附系数”作为规范术语。所以, “黏附系数”是规范的, 而“粘附系数”是不规范的。

[供稿 陈会年]