

方深 1 井页岩气藏特大型压裂技术

刘红磊, 熊 炜, 高应运, 房启龙

(中国石化华东石油局 工程技术设计研究院, 江苏 南京 210031)

摘 要:页岩气储层具有孔隙度小、渗透率低、裂缝发育等特点,需要进行压裂改造才能获得理想产能。方深 1 井是中国石化一口复查页岩气的重点井,根据适合页岩气储层压裂技术的特点及该井的具体情况,确定采用降阻水大型压裂技术对该井储层进行压裂改造。通过试验和理论分析,优选出了降阻活性水配方和支撑剂。通过小型压裂确定了压裂设计的关键参数,并进行了压裂优化设计。方深 1 井根据压裂设计进行了降阻水大型压裂施工并获得成功,该井施工用液 2 121.0 m³,累计加砂 160.0 m³,压后返排率达 83.2%,取得了较好的试气效果。方深 1 井的成功压裂表明,降阻活性水压裂液具有无损害、低摩阻、低界面张力、低返排阻力的特点,既能满足压裂施工需求又适合页岩气藏低孔低渗的特点。该井压裂成功对今后页岩气储层的压裂改造具有较好的借鉴意义。

关键词:页岩气 水力压裂 小型压裂 压裂液 压裂支撑剂 方深 1 井

中图分类号: TE254 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2011)03-0046-07

Large Scale Fracturing Technology of Fangshen 1 Shale Gas Well

Liu Honglei, Xiong Wei, Gao Yingyun, Fang Qilong

(Engineering Design Research Institute, East China Petroleum Bureau, Sinopec, Nanjing, Jiangsu, 210031, China)

Abstract: Shale gas reservoir with low porosity, low permeability, developed fractures and other characteristics must be stimulated in order to achieve commercial development. Well Fangshen 1 is one of the key shale gas wells of Sinopec. According to the well conditions and technical characteristics of shale gas reservoir stimulation, large-scale fracturing technology with friction reducing fluid was applied. Fluid formula and proppant selection were optimized through experimental study. Fracturing parameters were determined through minifrac. Fracturing design was optimized accordingly. The application in Well Fangshen 1 was successful. The treatment fluid is 2 121 m³; accumulated proppant is 160 m³ and flowback rate is 83.2%. The application in this well demonstrated that the friction reducing fluid can meet the requirement of shale gas reservoir stimulation because of its characteristics of no damage, low friction, low interfacial tension, and low flowback resistance. The stimulation experience in this well provides good references in later shale gas reservoir stimulation.

Key words: shale gas; hydraulic fracturing; mini fracturing; fracturing fluid; fracturing propping additive; Well Fangshen 1

1 井眼概况

方深 1 井是中国石化华东石油局在贵州地区开展页岩气老井复查的一口重点井,位于大方背斜之北高点上,是第八普查勘探大队在贵州省毕

收稿日期:2011-03-11; 改回日期:2011-04-08。

作者简介:刘红磊(1976—),男,河北景县人,1999年毕业于石油大学(华东)石油工程专业,工程师,主要从事低渗透油藏储层改造研究及现场试验工作。

联系方式:(025)58869507, slofhlh@163.com。

节市大方县境内部署的一口区域探井。该井钻遇下寒武统牛蹄塘组黑色泥页岩烃源岩,页岩层厚 99.00 m,有机质丰度高,普遍高于 2.00%,最高可达 9.94%。该井钻井过程中,在 1 723.45 ~ 1 726.70 m 井段出现气测异常,取样可以点燃,表明地层有气显示。该井段岩性为高含钙的页岩,具有较为典型的含气页岩电性特征,因此确定 1 700.00~1 775.00 m 井段为该井的改造目的层段。该井套管程序为表层套管、油层套管两级,油层套管钢级为 P110,壁厚 9.17 mm,下入深度为 1 705.96~2 424.77 m。前期测试阶段曾进行过打灰面填塞,压裂时需要钻掉 198.28 m 长的灰塞。对该井进行复查的目的是,通过压裂改造达到认识页岩气储层潜力,获取产能数据,为以后该层段页岩气开发提供参考数据。此外,该井也是我国第一口页岩气压裂井,对我国页岩气资源的后续大规模开发有着十分重要的意义。

2 压裂工艺优选与设计

2.1 页岩气储层主要改造技术

2.1.1 利用天然裂缝

对于页岩气储层来说,裂缝系统既是气体的主要储存空间,也是渗流的主要通道,而对于页岩气井

压裂来说,裂缝系统是压裂液进入储层的主要通道。Bowker 通过对 Ft. Worth 盆地 Barnett 页岩天然裂缝的研究认为,被充填的天然裂缝是力学上的薄弱环节,能够增强压裂作业的效果,开启的天然裂缝对增大页岩气井产能的作用不大^[1]。Gale 认为尽管大多数小型裂缝都是封闭的,储存能力较低,但是由于在距离相对较远裂缝群中存在大量开启裂缝,因此也可以提高局部的渗透率^[2]。天然裂缝的发育程度是影响页岩气开采效益的直接因素,因此页岩气水力压裂应该尽量选择天然裂缝发育程度高的层位。

压裂改造页岩气储层要充分利用天然裂缝。利用天然裂缝的途径主要有 3 个:

1) 采用多段压裂,让含气层尽可能都参与贡献,尽可能扩大储层的泄气体积,工艺上主要通过大排量注入大量压裂液来充分沟通天然裂缝,形成网络裂缝;

2) 对相邻两口井进行同步压裂,通过两口井地应力的互相诱导作用,促使两口井形成网络裂缝;

3) 尽可能采用低黏液体,因为低黏液体更容易形成网络裂缝,降阻水是一种常用的低黏液体。

2.1.2 主要改造工艺技术

表 1 为页岩气储层常用压裂技术的特点及适应性。

表 1 页岩气储层改造主要工艺技术特点及适应性

Table 1 The technical characteristics and applicability of shale gas reservoir stimulation

技术名称	技术特点	适应性
多级压裂	多段压裂,分段压裂,技术成熟,使用广泛	产层较多、水平井段长的井
清水压裂	降阻水为压裂液主要成分,成本低,但携砂能力有限	适用于天然裂缝发育的井
水力喷射	压裂定位准确,无需机械封隔,节省作业时间	尤其适用于裸眼完井的生产井
重复压裂	通过重新打开裂缝或裂缝重新取向增产	对老井和产能下降的井均可使用
同步压裂	多口井同时作业,节省作业时间且效果好于依次压裂	井眼密度大,井位距离近
氮气泡沫压裂	地层伤害小,滤失低,携砂能力强	水敏性地层和埋深较浅的井
大型水力压裂	使用大量凝胶,完井成本高,地层伤害大	对储层无特别要求,适用广泛

2.2 压裂工艺优选

对页岩气井进行压裂时,应结合完井方式,根据储层特点选择合适的压裂工艺。根据国外页岩气开发的经验,深度较浅(浅于 1 500 m)或压力较低的页岩气储层一般使用氮气泡沫压裂,中等深度(1 500~3 000 m)的储层则适宜使用清水压裂^[3]。该井为套管完井的直井,储层埋深 1 700.00~1 775.00 m,有

3 种压裂改造方式可供选择:降阻水大型压裂、清洁压裂液压裂和超低温纤维压裂。

1997 年, Mitchell 能源公司首次将清水压裂应用在 Barnett 页岩的开发中,清水压裂不但使压裂费用较大型水力压裂减少了 65%,而且使页岩气最终采收率提高了 20%^[4]。事实上,清水压裂的成功就在于它以较低的成本获得了和凝胶压裂相同甚至更好的增产效果^[5]。目前的清水压裂多是使用混合

的清水压裂液,它是在传统的清水压裂液中加入了减阻剂、凝胶、支撑剂等添加剂,又叫降阻水压裂。

页岩气储层裂缝多、石英含量高。页岩气主要有吸附态、溶解态和游离态3种赋存状态,其赋存状态要求改造体积要足够大,这样才会获得高产^[6]。页岩气储层渗透率超低,厚度大,天然裂缝发育,气体主要以吸附态吸附在有机质表面,常规改造形成单一裂缝很难获得好的增产效果。数值模拟研究表明^[7],页岩气储层改造的体积越大,压后增产效果越好。

方深1井作为一口老区复探井,压裂的主要目的是为了认识储层,获取产能数据,选择压裂工艺的主要原则就是简单、可靠、成功率高,以避免由于工艺复杂等问题造成施工异常。

首先,方深1井的压裂施工规模必须要大,降阻水大型压裂可以满足施工要求。降阻水大型压裂主要有“两大、两小”特征^[8]。“两大”是指:1)大排量,施工排量10 m³/min以上;2)大液量,单井用液量2 271~5 678 m³。“两小”是指:1)小粒径支撑剂,支撑剂一般采用70/100目或40/70目陶粒;2)低砂比,平均砂液比为3%~5%,最高砂液比不超过10%。

第二,方深1井改造目的层地层温度63℃。目前低温纤维压裂的应用范围多集中在65~121℃,而超低温纤维压裂液(<65℃)还处在室内试验阶段。从对储层温度的适应性来看,该井可使用降阻水或清洁压裂液压裂。

第三,压裂施工工艺不同,施工排量也不同。施工排量决定着施工的规模,施工规模则受现场场地的限制。

对于牛顿流体,理论上在静止的牛顿流体中远离任意壁面的单个颗粒其最终速度可根据Stokes Law^[9]计算,其计算公式为:

$$v_s = \frac{(\rho_p - \rho_f)gd_p^2}{18\mu} \quad (1)$$

对于幂律流体,则可采用Stokes通式计算:

$$v_s = \left[\frac{(\rho_p - \rho_f)gd_p^{n+1}}{3^{n-1}18\mu} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (2)$$

式中: v_s 为沉砂速度,m/s; ρ_p 为支撑剂密度,kg/L; ρ_f 为压裂液密度,kg/L; d_p 为支撑剂粒径,mm; μ 为压裂液的黏度,mPa·s; n 为液体的流态指数,无因次。

由式(1)可知,沉砂速度主要与粒径的平方、密度差成正比,与液体的黏度成反比。清洁压裂液与降阻水相比,最大的优势在于清洁压裂液

黏度较高,携砂性能更好,造缝宽度更宽,同时对施工排量要求不高。降阻水压裂尽管其施工工艺比较简单,但是对施工排量要求较高。通过计算可知,降阻水压裂时,排量要达到4.37 m³/min才能保证携砂效果,但要对页岩气井进行体积压裂改造,形成剪切破裂,则需要更大的排量,至少要超过8 m³/min。

根据前期现场调研表明,尽管该井场面积相对较小,但是通过征地等方式可以解决井场狭小的问题,具备进行大规模施工的必要条件。

第四,如前所述,该井在对储层产能认识不够的情况下,生产成本成为了最重要的筛选因素。清洁压裂液的单价较降阻水要高30%~50%,加之页岩气井压裂施工用液量非常大,显而易见,清洁压裂液压裂不具备良好的经济性。

综合以上分析,该井采用目前应用了范围最广、技术最成熟的降阻水压裂技术进行压裂改造。

2.3 压裂液配方优选

无论是在页岩气开发,还是在常规油气开发的压裂过程中,压裂液及其性能都是影响压裂最终效果的重要因素。压裂液及其性能与能否造出一条足够尺寸的、有足够导流能力的裂缝有直接关系。清水压裂液以水和砂为主,水和砂占总量的99%以上,其他添加剂成分不足1%。添加剂在压裂液中所占比例很小,但对提高页岩气井的产量却是至关重要。在压裂作业中,应该根据储层的实际情况选择合适的添加剂和加量。据国外的经验,选择压裂液添加剂要考虑泵速及压力、黏土含量、硅质和有机质碎屑的生成潜力、微生物活动以及压裂液返排等因素^[3]。在一些浅井中,由于微生物较发育,应当适当增加抗菌剂的加量,从而减少微生物对裂缝的封堵以及防止腐蚀性产物的产生;在一些充填裂缝发育的层位,增加酸的含量有助于溶解充填物和造缝。

页岩气储层压裂液的优选原则为:无损害、低摩擦阻、低界面张力、低返排阻力、悬砂能力强。

1)为了确保射孔清洁和破裂压力较低,初期采用少量盐酸进行预处理。

2)降阻剂的优选。页岩气储层压裂液体系为活性水,由于是采用活性水加砂,为确保携砂性能,需要较大的施工排量,至少要超过8.0 m³/min。同时为了有效降低摩擦阻,采用在活性水中加入降阻剂的方法,降低施工摩擦阻。该井采用特大型降阻水压

裂,液体的降阻性能是最关键的。图 1 为 4 种不同降阻剂的性能评价结果。

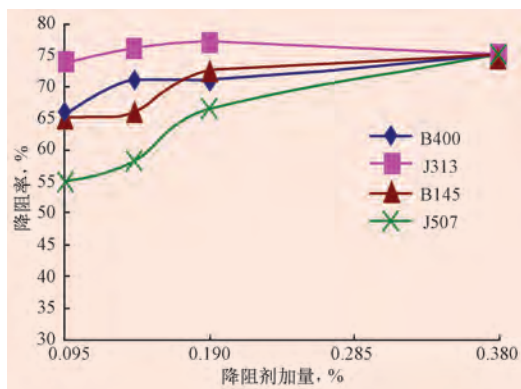


图 1 不同降阻剂的降阻效果评价

Fig. 1 Friction reduction evaluation of different fracturing fluid

从图 1 可以看出,降阻剂 J313 的降阻性能最好,降阻率达到了 78.2%,好于其他 3 种降阻剂。因此确定该井压裂用降阻水的配方为:0.050%降阻剂 J313+0.200%无机助排+2.000%无机防膨剂+0.005%杀菌剂。

3) 为了进一步确保加砂施工的安全,设计最后阶段采用线性胶压裂液携砂。

综上所述,根据压裂施工各阶段的要求,优选出了方深 1 井压裂时的工作液为“盐酸+降阻水+线性胶”的组合体系。

2.4 支撑剂的优选

由于该井目的层埋藏较深(储层下界 1 775.00 m),因此所用支撑剂的强度要高。闭合压力是实际作用在支撑剂上的压力,在压裂施工以后,裂缝中的支撑剂所承受的压力是储层闭合压力与储层压力的差,考虑储层压力相对较低,支撑剂的抗压强度直接采用储层的闭合压力。

方深 1 井埋深 1 770.00 m,其闭合压力为 35.8 MPa,设计采用 40/70 目或 30/60 目的石英砂或低密度陶粒。考虑现场施工组织情况和经济成本,该井选用河南少林的 30/60 目中密度陶粒作为支撑剂。

3 压裂配套工艺

3.1 射孔工艺优选

射孔段应该选在井径规则、电阻率高、中子孔隙度高、黏土含量低的井段,同时为了获得最有利的生产效果和近井筒支撑剂的高效铺置,射孔段

应在目的井段的下部。进行射孔设计时,需要考虑后期支撑剂的通过能力和生产过程中对地层油气的限制情况,根据经验,孔眼直径通常为支撑剂粒径的 8 倍以上,射孔相位角 60° ,这样有助于减小近井筒的摩阻。因此,确定方深 1 井射孔井段为 1 736.00~1 742.00,1 748.00~1 755.00 和 1 760.00~1 767.00 m,采用 102 枪,穿透深度 1 m 的弹。射孔参数为:孔密 16 孔/m,孔数 320 孔,相位 60° ,发射率 100%。

3.2 测试压裂

测试压裂是现代压裂技术常用的分析手段之一,其目的是获得对优化压裂设计非常关键的储层参数,这些参数对于不同的地层和不同的井是有区别的,参数不准确或假设的参数不合适,有可能导致压裂中出现异常情况。

阶梯升排量是渗透性地层中常用的方法。液体在排量不断升高的情况下注入地层,产生裂缝,绘制排量和压力的关系图,图中会呈现出两种不同的斜率,斜率的改变主要是因为地层的基质滤失和裂缝在较高排量下开启产生的不同压力反应,该压力通常比闭合压力高出 2~3 MPa,交叉点即为裂缝的延伸压力。

平衡压力测试多用于确定闭合压力,也就是岩石的最小水平主应力。测试过程中,液体首先以施工排量泵入地层一段时间,然后排量降至很低维持一段时间,施工压力会像停泵一样下降,但是当小排量的注入过程和压裂裂缝的滤失达到平衡时,压力曲线会逐渐变得水平,末端由于孔隙压力的作用开始上翘(见图 2),此时的压力则比较准确地反应了地层的闭合压力。

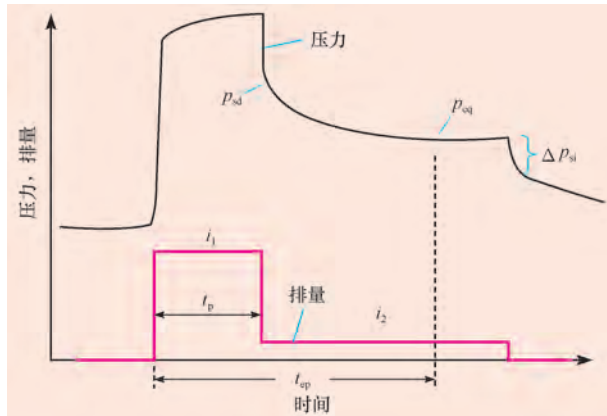


图 2 平衡压力测试示意

Fig. 2 Schematic diagram of equilibrium pressure test

4 现场施工

4.1 现场测试压裂

方深1井采用阶梯降排量、平衡压力测试和小型注入测试方法进行了测试压裂。2010年5月6日16:18按照泵注程序正式开始施工,阶梯降排量测试结果为0.50~2.53 m³/min,压力为22.95~26.39 MPa,停泵压力为26.14 MPa;小型测试压裂于16:52开始,排量为10.10 m³/min,压力为38.26~39.91 MPa,停泵压力为26.69 MPa。

4.1.1 阶梯降排量测试

利用阶梯降排量测试可以确定井眼摩阻,通过逐级停泵,可以产生几次压力降,通过分析测试压裂曲线,可以计算出井眼摩阻,优化施工泵注程序,降低施工出现砂堵的风险。由降排量测试分析(见图3)可知,排量为2.0 m³/min时,近井筒摩阻(p_{nwb})为0.75 MPa,近井筒摩阻主要由射孔段摩阻(p_{tort})形成,近井弯曲摩阻(p_{perf})几乎为零^[10]。

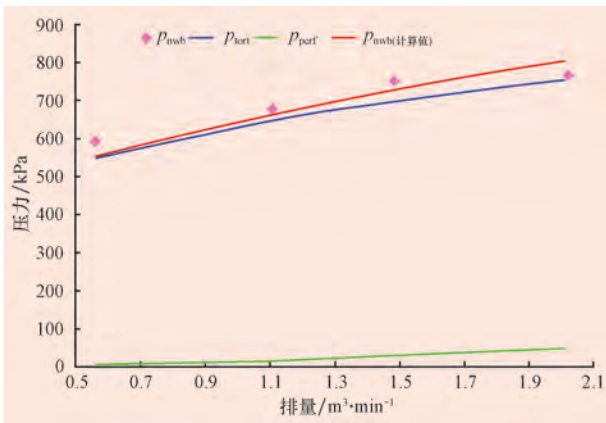


图3 阶梯降排量压力曲线分析

Fig. 3 Stage down discharging pressure curve analysis

4.1.2 平衡压力测试

在注入15 m³ 2% KCl液体形成一定尺寸裂缝后,将泵注排量降至0.5 m³/min,以形成平衡状态。达到平衡状态时的地面压力为24.33 MPa,平衡压力测试结束时地面瞬时停泵压力为24.13 MPa,折算到井底压力为41.44 MPa。由于平衡压力测试后裂缝会很快闭合,则平衡压力测试的瞬时停泵压力为闭合压力的最高点。

图4为方深1井平衡压力测试的G函数分析

图。由图4可知,闭合压力为40.56 MPa,排量为2.5 m³/min时的液体效率为23.2%。

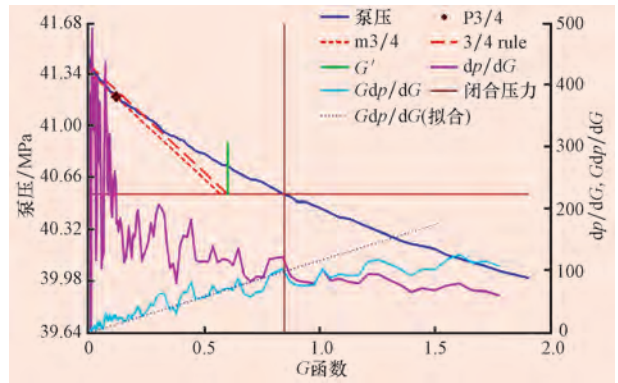


图4 平衡测试G函数分析

Fig. 4 G function analysis in balance test

4.2.3 小型注入测试

对方深1井的小型注入测试压力曲线进行压降G函数分析^[11],结果见图5。由图5可知^[12],闭合压力为40.93 MPa,排量为10.1 m³/min时的液体效率为40.3%,并且从图5还可看出,该井页岩层内天然裂缝发育。

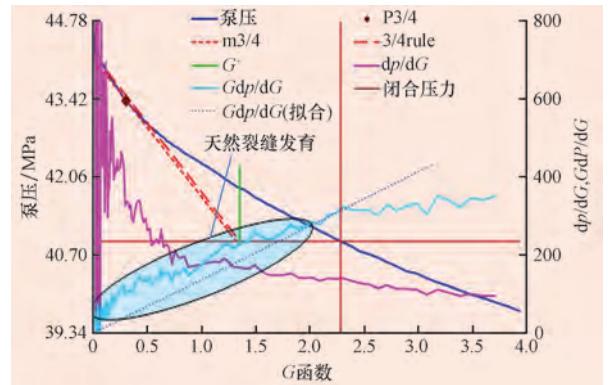


图5 小型注入测试压裂压力曲线分析

Fig. 5 Minifrac pressure analysis

4.3 主压裂施工

2010年5月7日9:05,将排量升至10.0 m³/min,压力40.3 MPa,随着裂缝的向前延伸,压力呈缓慢上升趋势。在注入223 m³前置液以后,压力升至43.3 MPa,按3.5%→5.0%砂比开始加砂,第一个砂段加砂10 t后顶替降阻水95 m³。按3.5%→7.0%→10.0%砂比开始第二段加砂,压力升至45.4 MPa,期间因排量的不稳定造成压力的波动。加砂58 t后顶替降阻水95 m³;按3.5%→7.0%→14.0%砂比开始第三段加砂,期间压力最高达到

48.3 MPa 后出现明显降落,表明裂缝在延伸过程中可能发生高度增长现象或一定程度上沟通地层天然裂缝。在加砂 131 t 后顶替降阻水 95 m³。现场出现排量不稳定现象,为防止压力波动,将排量稳定在 9.5 m³/min,考虑到前面加砂过程中没有出现压力波动,按砂比 3.5%→7.0%→14.0%→17.0%→20.0%→24.0%的步骤进行第四段加砂,此时压力降至 38.6 MPa 后出现平稳状态。在注入 1 687 m³ 降阻水时,将降阻水换成线性胶继续加砂,砂比保持在 24.0%直至施工结束。

经过 4 h 多的施工,方深 1 井压裂顺利完成,总用量 2 121.6 m³,加 30/60 目陶粒 158.8 m³,排量 9.5~10.0 m³/min,压力 38.0~48.3 MPa,停泵压力 30.3 MPa。利用测试压裂中所得到的液体效率校正主施工压裂液的液体滤失系数,用储层闭合压力校正测井解释得到的储层应力剖面。用更新后

的模型与实际主压裂施工得到的排量和地面压力进行拟合,结果见图 6。

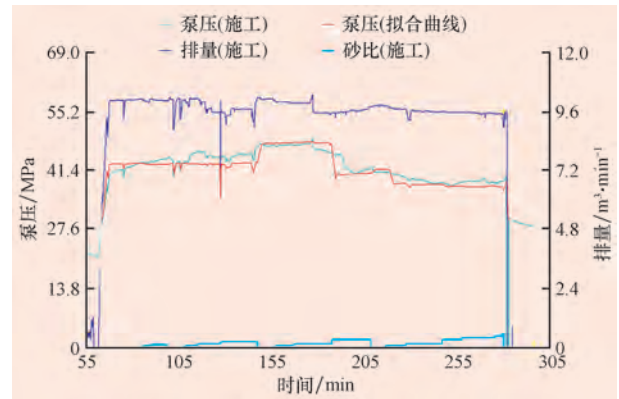


图 6 主压裂施工压力拟合曲线

Fig. 6 Pressure fitting in main fracturing treatment

再用拟合后的模型模拟计算出裂缝的几何形态,拟合后的主压裂裂缝几何形态见图 7。

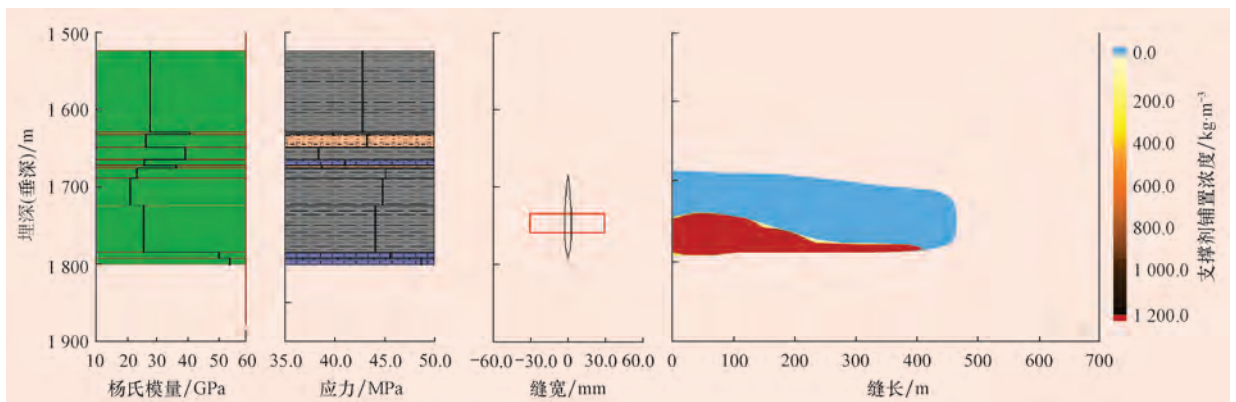


图 7 主压裂施工裂缝几何形态模拟

Fig. 7 Fracture geometry in the main fracturing treatment

5 压裂效果分析

5.1 返排效果跟踪

5月7—10日采用直径为 3.0、4.0、5.0 和 8.0 mm 的油嘴控制放喷及敞喷的方式排液,排液 547.7 m³,液样中的 Cl⁻ 质量浓度由 16 900 mg/L 降至 9 800 mg/L,pH 值由 6.5 升至 6.6。井口溢流 13.9 m³,累计排液 561.6 m³,返排率 25.1%。后期采用电潜泵加速排液,排液期间监测数据如图 8 所示。

截止 6 月 8 日,累计产液 1 860.0 m³,返排率 83.2%,累计产气 330.1 m³。目前日排液 19.8 m³,日产气 17.6 m³。

从图 8 可以看出,在电潜泵排液初期,动液面

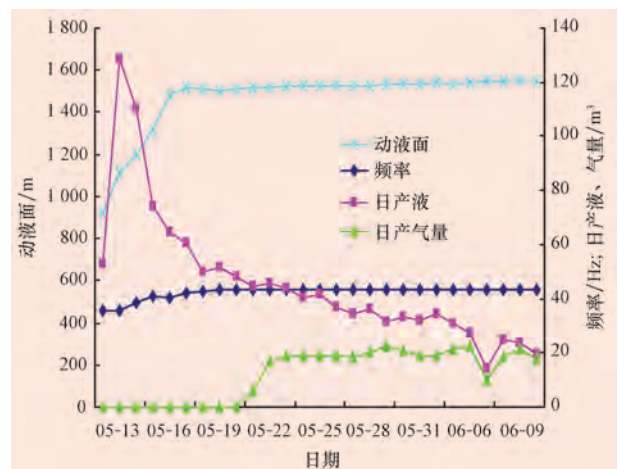


图 8 方深 1 井压后排液监测曲线

Fig. 8 Pressure change after flowback of well Fangshen1

在井口附近,产液量可达 128.6 m³/d,随着排液的进行,动液面和产液量在逐渐下降,自 5 月 16 日

起,动液面已经到 1 533.00 m,并且随着电潜泵频率的增加,动液面维持在 1 550.00 m,日产液量呈下降趋势。

5.2 压裂裂缝检测

地面微地震裂缝检测的裂缝形态为:主裂缝(带)走向 NE90 或 EW 向;主裂缝 EW 向长度 450 m;主裂缝宽度(SN 向)50 m 左右,井边最宽。

主裂缝自压裂段 EW 向两翼扩展,但不对称,西翼较长,约 270 m,东翼较短,约 180 m;裂缝的顶部垂深为-1 704 m,裂缝的底部垂深为-1 779 m,在井口附近裂缝分层不明显;离开井柱西 30 m 以外和离开井柱东 50 m 以外,垂向可分辨出上下两个裂缝带;井柱附近裂缝带高度约为 75 m,分开的两个裂缝带每个缝的高度约为 20 m。

6 结论与建议

1) 天然裂缝发育是页岩气储层水力压裂成功的重要条件,要保证成功还应根据储层特征配制合适的压裂液。

2) 方深 1 井是中国石化第一口页岩气的大型压裂井,该井采用了目前应用范围最广、技术最成熟的降阻水压裂技术。从现场施工实际情况及监测结果看,各项参数与设计参数基本吻合,表明该井的压裂方案具有较强的合理性、针对性和科学性。

3) 准确、精细地测试压裂技术,对于保证获取的探井的各项地层参数有比较好的可信度,对于指导和适时调整后期的压裂施工程序、降低施工风险等有不可替代的作用。

4) 裂缝监测结果表明,裂缝的高度与措施目的段基本一致,而且从裂缝的描述看,裂缝在垂向上有两条相连的裂缝带,这与压力拟合后的裂缝形态是吻合的,以上都验证了页岩气藏压裂通常不形成两翼扩展缝,而是形成复杂网状裂缝。

5) 采用电潜泵加速返排,可有效缩短压裂液在储层的滞留时间,降低压裂液对储层的二次伤害。

6) 方深 1 井页岩气储层成功压裂,说明采用降阻水大型压裂工艺对页岩气储层进行压裂是可行的。

7) 方深 1 井压裂后没有见到工业气流,说明对页岩气储层的认识和了解还不够,应进一步加强对页岩气资源的认知、了解和研究,这也从另一角度说明了页岩气勘探开发的工作任重而道远。

参 考 文 献

- [1] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [2] Gale J F W, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [3] 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.
- [4] Boyer C, Kieschnick J, Suarez-Rivera R, et al. Producing gas from its source[J]. Oilfield Review, 2006, 18(3): 36-49.
- [5] Mayerhofer M J, Richardson M F, Walker R N Jr, et al. Proppants? we don't need no proppants[R]. SPE 38611, 1997.
- [6] 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.
- [7] Warpinski N R, Mayerhofer M J, Vincent M C, et al. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[R]. SPE 114173, 2008.
- [8] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学, 等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 30-32.
Chen Zuo, Xue Chengjin, Jiang Tingxue, et al. Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume(SRV) in shale gas wells in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 30-32.
- [9] 米卡尔 J 埃克诺米德斯, 肯尼斯 G 诺尔特. 油藏增产措施[M]. 张保平, 蒋夙, 刘立云, 等译. 3 版. 北京: 石油工业出版社, 2002: 215.
Michael J Economides, Kenneth G Nolte. Reservoir stimulation[M]. Translator: Zhang Baoping, Jiang Tian, Liu Liyun, et al. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 215.
- [10] 杨宇, 康毅力, 郭春华, 等. 裂缝性地层测试压裂分析在川西须家河组的应用[J]. 石油钻探技术, 2006, 33(6): 57-60.
Yang Yu, Kang Yili, Guo Chunhua, et al. The application of mini-frac calibration for fractured reservoir in Xujiahe Group of West Sichuan Basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 33(6): 57-60.
- [11] 霍腾翔, 张彪, 张文才, 等. 鄂北天然气藏测试压裂配套工艺技术[J]. 石油钻探技术, 2003, 31(3): 47-49.
Huo Tengxiang, Zhang Biao, Zhang Wencai, et al. Mini-frac techniques for gas reservoirs in North Hubei[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2003, 31(3): 47-49.
- [12] 单学军, 张士诚, 张遂安, 等. 华北地区煤层气井压裂裂缝监测及其扩展规律[J]. 煤田地质与勘探, 2005, 33(5): 25-28.
Shan Xuejun, Zhang Shicheng, Zhang Suian, et al. Fracture monitoring and analysis of propped fracture geometry in fractured coalbed methane in North China[J]. Coal Geology & Exploration, 2005, 33(5): 25-28.