

DY2HF 深层页岩气水平井分段压裂技术

贾长贵¹, 路保平¹, 蒋廷学¹, 李真祥²

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中国石化勘探南方分公司, 四川成都 610041)

摘 要: DY2HF 井是位于川东南丁山构造、目的层为龙马溪组海相页岩气的重点探井, 具有高温、超高应力的特点。为解决该井压裂作业存在的施工压力高和加砂困难等难题, 开展了深层页岩气水平井分段压裂技术研究。根据丁山页岩特征和地应力状态, 进行了井口施工压力预测和排量优化, 建立了水平井段多裂缝覆盖率计算模型, 并结合诱导应力场计算结果进行了段簇优化。根据页岩气网络压裂技术的特点及该井的具体情况, 确定采用高减阻低伤害滑溜水和活性胶液进行混合压裂, 采用低密度高强度覆膜支撑剂进行组合加砂, 并对压裂参数进行了模拟优化。DY2HF 井分段压裂井口限压 95 MPa, 施工总液量 29 516 m³, 总砂量 319 m³, 最高排量 13.6 m³/min, 滑溜水减阻率达 78%, 胶液完全水化, 压裂后获得高产工业气流, 实现了深层页岩气水平井压裂技术突破。该井分段压裂结果表明, 丁山等深层页岩气已经具备了有效勘探开发的技术基础。

关键词: 深层页岩气 水平井 分段压裂 闭合压力

中图分类号: TE357.1⁺3 **文献标识码:** A **文章编号:** 1001-0890(2014)02-0085-06

Multi-Stage Horizontal Well Fracturing Technology in Deep Shale Gas Well DY2HF

Jia Changgui¹, Lu Baoping¹, Jiang Tingxue¹, Li Zhenxiang²

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. Exploration Southern Company, Sinopec, Chengdu, Sichuan, 610041, China)

Abstract: Well DY2HF is a key exploration well in Dingshan Longmaxi marine shale gas reservoir featuring in high temperature and ultra high stress. In order to overcome the challenge of high injection pressure and difficult proppant injection, multi-stage fracturing technology of horizontal well in the deep shale gas reservoir has been developed. According to the characteristics of Dingshan shale, wellhead injection pressure and pumping rate were optimized, multiple fracture coverage ratio model for horizontal section was established, and fracturing stages and clusters were optimized on the basis of induced stress analysis result. According to the demands of shale gas network fracturing technology and specific characteristics of this well, high friction reduction and low damage hybrid fluid of slick water and low surfactant tension gel was used as fracturing fluid, together with low-density and high-strength coated ceramic proppant in combined meshes. Fracturing parameters were also optimized through numerical simulation. DY2HF deep shale gas horizontal well fracturing was successfully performed under the limited wellhead pressure, 95 MPa, with a cumulative fracturing fluid volume of 29,516 m³, cumulative proppant volume of 319 m³, maximum pumping rate of 13.6 m³/min, friction reduction rate of slick water of up to 78%, and complete hydration of post-frac gel. Industrial gas production was reached, which marked a breakthrough in multi-stage horizontal well fracturing of deep shale gas reservoirs. The treatment result indicates that deep shale gas reservoirs like Dingshan are capable of being effectively developed under the present fracturing technology and equipment.

Key words: deep formation; shale gas; horizontal well; multi-stage fracturing; closure pressure

近年来,在借鉴北美页岩气勘探开发经验的基础上,我国页岩气勘探开发不断取得重大突破,在四川盆地涪陵和宜宾等地区连续获得高产工业气流。涪陵地区焦石坝龙马溪组海相页岩气水平井在大型分段压裂改造后,平均单井稳定日产气量 15.0 ×

收稿日期:2014-01-12; 改回日期:2014-02-25。

作者简介:贾长贵(1973—),男,河南安阳人,1995年毕业于石油大学(北京)石油工程专业,2007年获中国石油大学(北京)油气田开发专业博士学位,高级工程师,主要从事非常规储层改造方面的研究与应用工作。

联系方式:(010)84988526, cyjcg@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“3000型成套压裂装备研制及应用示范工程”(编号:2011ZX05048-006-002)资助。

10⁴ m³ 以上,其中焦页 1HF 井的稳产时间长达 450 d 以上,效果显著^[1-4]。DY2HF 井是位于丁山构造目的层为龙马溪组地层的一口页岩气水平井,与焦石等中浅层页岩气水平井相比,该井具有页岩气储层深、应力高、破裂压力高、延伸压力高和温度高等特点,压裂改造难度较大。为此,笔者对 DY2HF 井的井口施工压力、排量和压裂参数进行了优化,提出采取加大前置液用量和胶液用量、小砂比起步和小段塞加砂等技术对策,优选高减阻低伤害滑溜水和活性胶液进行混合压裂,采用低密度高强度覆膜支撑剂进行组合加砂,成功完成 12 段压裂施工,压后获得 10.5×10⁴ m³/d 的高产工业气流。

1 页岩特征

1.1 物性和含气性

丁山构造深层页岩气目的层为上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩,埋深 4 417.43 m,岩性以粉砂、粉砂质碳质泥岩为主,少量碳质泥岩、见笔石、放射虫生物化石,为深水陆棚相沉积产物。地层平均孔隙度 5.81%,平均渗透率 0.142 5 mD;从上至下总有机碳含量具有明显增高的趋势,下部优质泥页岩层段总有机碳含量平均 3.65%。有机质类型主要为 I—II₁ 型,为页岩气生成的有利类型;镜质体反射率为 1.85%~2.23%,主要处于生气阶段。总含气量平均为 4.48 m³/t,解吸气量平均为 1.35 m³/t。页岩含气量从上往下逐渐增大,龙马溪组底部至五峰组储层含气量最高。

1.2 矿物特征组分

对取心层段 4 353.05~4 353.25,4 357.02~4 357.20 和 4 362.37~4 362.55 m 进行全岩矿物 X 射线衍射分析和黏土矿物 X 射线衍射分析,结果表明:脆性矿物中石英含量最高,含量为 35.1%~65.6%,平均 48.5%;长石平均含量 6.2%;白云岩、方解石平均含量分别为 9.1%、6.0%;黄铁矿平均含量 0.9%;黏土矿物平均含量 29.7%(见表 1)。黏土矿物以伊/蒙混层为主,占矿物组分的 78.1%,伊利石平均含量 11.0%,高岭石平均含量 5.3%,绿泥石平均含量 5.0%,未见蒙脱石(见表 2)。高脆性矿物低黏土矿物是页岩储层大规模压裂改造后形成复杂网络裂缝的必要条件^[2-4]。按矿物组分计算,丁山深层页岩脆性指数为 54.4%~72.9%,平均 63.6%,黏土矿物含量小于 30%,满足网络压裂的要求。

表 1 丁山龙马溪组页岩岩石矿物组分

Table 1 Mineral composition of Longmaxi shale in Dingshan

取心井段/m	石英, %	钾长石, %	斜长石, %	方解石, %	白云石, %	黄铁矿, %	黏土, %
4 353.05~4 353.25	35.1	1.4	5.6	11.1	8.2	0.5	38.1
4 357.02~4 357.20	44.8	0.9	4.6	4.6	14.0	1.3	29.8
4 362.37~4 362.55	65.6	0.7	5.3	2.2	5.1		21.1
平均	48.5	1.0	5.2	6.0	9.1	0.9	29.7

表 2 丁山龙马溪组页岩黏土矿物组分

Table 2 Clay mineral components of Longmaxi shale in Dingshan

取心井段/m	伊利石, %	高岭石, %	绿泥石, %	伊/蒙混层, %
4 353.05~4 353.25	6.0	7.0	6.0	81.0
4 357.02~4 357.20	8.0	3.0	3.0	86.0
4 362.37~4 362.55	19.0	6.0	6.0	69.0
平均	11.0	5.3	5.0	78.7

1.3 裂缝发育特征

岩心描述和 FMI 成像测井资料显示,地层水平层理发育,常见页岩微层理面、层间缝发育,高导缝主要发育在龙马溪组中部,在龙马溪组中部和底部发育较多高阻缝。水平段岩屑中常见方解石,是泥岩裂缝内充填的次生方解石,反映出天然裂缝发育特征。根据钻遇方解石情况,判断 4 810.00~5 000.00, 5 044.00~5 120.00 和 5 275.00~5 320.00 m 井段天然裂缝较发育。丁山五峰组-龙马溪组页岩发育的水平层理缝、纹理缝和充填缝等弱面缝,不仅为页岩气提供了良好的储集空间,而且为压后形成复杂的网络裂缝、增大有效改造体积创造了有利条件^[2-8]。

1.4 岩石力学特征

对取自 4 353.05~4 353.25,4 357.02~4 357.20 和 4 362.37~4 362.55 m 井段的岩心进行了三轴岩石力学试验和地应力参数测试,弹性模量平均 32.32 GPa,泊松比平均 0.2,抗拉强度平均 9.59 MPa,上覆岩层压力 145 MPa,最大水平主应力 121.6 MPa,最小水平主应力 109.0 MPa,两向水平应力差 12.6 MPa,差异系数为 11.6%。压裂裂缝易沿最大水平主应力扩展,为了获得大体积的横切裂缝系统,页岩气水平井一般沿最小水平主应力或小于 30° 夹角钻进。但要获得有效的改造体积,需要较高的净压力,才能够使页岩中原先存在的层理缝、纹理缝和充填缝等弱面缝张开,形成较为充分的复杂裂缝网络^[2,6,8-12]。M. J. Economides 和 K. G. Nolte^[13] 认为,在压裂主裂缝扩展过程中,使弱面缝张开的临界净压力

计算公式为:

$$p_{c \text{ net}} = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{1 - 2\nu} \quad (1)$$

式中: $p_{c \text{ net}}$ 为临界净压力, MPa; σ_H 为最大水平主应力, MPa; σ_h 为最小水平主应力, MPa; ν 为泊松比。

1.5 地层压力及温度预测

主要依据地震压力预测及实钻使用钻井液密度资料进行压力预测。丁山五峰组—龙马溪组地层应用密度 1.71~1.81 kg/L 的钻井液钻进, 焦石坝页岩压力系数 1.45~1.55, 对比 2 个地区的水平段钻井液密度和钻进漏失情况, 综合预测丁山页岩储层压力系数为 1.78~1.90。由于地层非均质性强, 深层页岩油气成藏条件复杂, 预测压力系数可能会有偏差, 需要根据后期实测情况进行验证^[4-5]。现场实践表明, 超压是页岩压后获得高产商业气流的必要条件^[5-6]。丁山构造下志留统石牛栏组地层为低地温梯度。綦江地区年平均地表温度 18.8 °C, 地温梯度以丁山 1 井石牛栏组测试结果 2.89 °C/100m 计算, 得出该地区五峰组—龙马溪组下部地层温度约为 145 °C。与焦石坝常温页岩储层相对较为成熟的压裂设计和压裂液体系不同, 丁山页岩深层具有高温高压的特点, 给压裂液流变性和破胶水化时机带来了新的挑战, 需要探索试验深层高温条件下页岩气大型压裂技术和压裂液体系, 并在施工过程中及时调整优化^[14]。

2 分段压裂设计

2.1 主要技术对策

1) 采用组合加砂、混合压裂、控近扩远和过量顶替等对策, 进行深层高应力页岩气水平井有效压裂改造。

2) 采用高降阻高效滑溜水和活性胶液进行混合压裂, 降阻率 70%~78%, 有效降低施工压力, 拓宽压力窗口, 降低施工风险。

3) 压裂前采用酸进行预处理, 解除地层污染, 降低破裂压力。污染严重的前三段适当增加酸液用量。

4) 采用小砂比起步, 小段塞加砂, 前置液阶段辅以段塞式注入 100 目粉陶 8~10 m³, 对天然裂缝进行封堵和降滤, 并对弯曲裂缝进行逐级打磨, 以降低弯曲摩阻, 进一步降低施工压力。

5) 采用低密度高强度覆膜支撑剂进行组合加砂, 以提高裂缝导流能力。主支撑剂粒径为 40/70 目低密高强覆膜陶粒, 缓解嵌入伤害, 增加高闭合应

力下低铺砂浓度裂缝的导流能力, 并为后期泵送桥塞射孔创造条件。

6) 加大前置液和胶液用量, 优化造缝时机, 大排量大体积扩缝, 提高裂缝净压力, 充分张开页理、纹理等弱面缝, 实现顺利加砂, 并提高裂缝的复杂性, 达到有效体积压裂改造的目的。

7) 坚持“井筒两头不见砂”和“过量顶替”原则, 确保施工安全。中顶液量比一个井筒容积多 10~20 m³, 重点观察支撑剂进入中远井段地层后的压力变化, 再调整后续加砂。

8) 同步破胶。考虑压裂过程中实际地层温度场分布和温度恢复, 根据现场进度进行实时调整, 逐级优化黏度调节剂加量, 实现压后各段胶液同步破胶水化。

2.2 井口压力与排量预测

排量是优化射孔参数和压裂段数的重要依据, 深层页岩气水平井分段压裂改造的关键是能否在井口限压条件下进行大排量施工。丁山深层页岩水平井储层埋深 4 417.00 m, 最大测深 5 700.00 m, 采用壁厚 12.65 mm 的 $\phi 177.8$ mm 套管完井。在高排量施工时, 尽管摩阻比 $\phi 139.7$ mm 套管有明显降低, 但套管抗内压仅为 107.31 MPa。同时, 页岩储层非均质性强, 加砂相对敏感, 压裂施工时需要保证在一定的安全压力窗口下, 以降低砂堵风险。综合考虑套管材质、压力安全窗口和施工压力设计要求, 最大排量施工时井口压力应小于 95.0 MPa。

丁山深层页岩脆性好, 弱面缝发育, 裂缝开启临界净压力为 21.0 MPa。根据页岩网络压裂技术理论和实践, 为提高有效改造体积, 采取控近扩远的技术对策, 逐步提高净压力, 避免过早压开多条裂缝, 导致滤失过大, 缝宽过窄, 无法加砂。在裂缝扩展至设计裂缝缝长的 70%~80% 时, 再提高至临界净压力之上, 在缝长方向继续扩展的同时, 在缝高方向也充分延伸, 最终形成具有较高导流能力的主裂缝^[2,12]。因此, 在压裂实施过程中裂缝净压力应逐步递增至 21 MPa, 相应的裂缝延伸压力梯度为 0.024~0.029 MPa/m。图 1 为在井口限压和裂缝延伸压力条件下, 压裂液减阻率为 65%, 70% 和 75% 时不同排量下的预测井口施工压力。预测结果表明, 限压条件下, 减阻率为 65% 时, 最高排量为 11 m³/min; 减阻率为 70% 时, 最高排量为 12 m³/min; 减阻率为 75% 时, 最高排量为 13 m³/min。

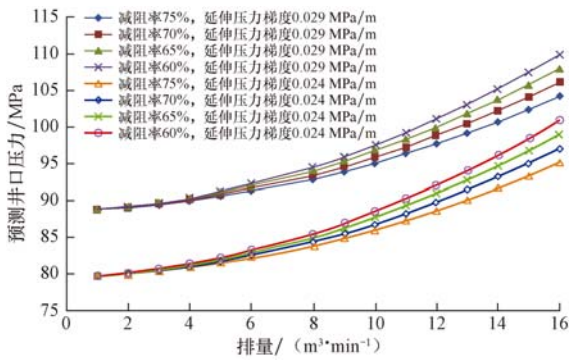


图 1 丁山页岩气水平井压裂排量与井口压力预测曲线
Fig. 1 Relationship of pumping rate and estimated wellhead pressure for Dingshan shale horizontal fracturing

2.3 压裂段数簇数优化

页岩气水平井分段压裂段数簇数设计主要是确定合理的簇间距。合理簇间距是指在诱导应力场作用下,相邻两簇压裂裂缝扩展过程中无明显干扰时,沿水平井筒方位的诱导作用距离之和^[2,4,6]。量化标准就是水平井段多裂缝覆盖率,即压裂改造后,形成的多簇多裂缝的累计横向波及宽度与水平井段有效长度的比值。多裂缝覆盖率的大小是页岩储层的岩石力学参数、脆性指数、厚度和两向水平主应力和压裂时缝内净压力等参数的函数,由式(2)计算。多裂缝覆盖率越大,说明簇间距越合理,页岩储层压裂裂缝越复杂,横向改造越充分,压裂效率越高。

$$C_{IF} = \sum_{i=1}^n \frac{\omega_{ci}}{L_{EH}} = f(E, \nu, I_B, h, \sigma_H, \sigma_h, p_{net}) \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (2)$$

式中: C_{IF} 为水平井段多裂缝覆盖率; ω_{ci} 为第 i 簇裂缝的横向波及宽度, m; L_{EH} 为水平井段有效长度, 指以地质和工程甜点要求进行压裂的水平段长度, m; E 为弹性模量, MPa; h 为厚度, m; I_B 为脆性指数; p_{net} 为压裂时的缝内净压力, MPa。

诱导应力超过两向水平主应力差时才能使裂缝转向扩展。但是, 只有缝内净压力超过天然裂缝临界开启压力时才可压开天然裂缝, 形成复杂裂缝网络^[6, 8-10, 13]。丁山页岩弱面缝临界开启净压力为 21.0 MPa, 两向水平应力差为 12.6 MPa。这 2 个值对应的簇裂缝诱导应力作用距离为 23 m 时, 诱导应力可以达到天然裂缝张开压力(见图 2)。假定每簇压后能形成一条主裂缝, 合理簇间距为 46 m, 即 1 034.23 m 水平段长分为 24 簇进行分段压裂, 能获得最优的多裂缝覆盖率 107%, 页岩储层既能够进行充分改造, 又无明显干扰。

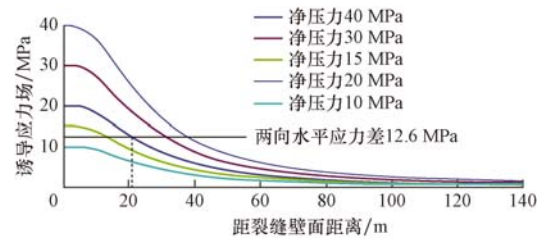


图 2 丁山页岩诱导应力与裂缝距离的关系
Fig. 2 Relationship between induced stress and fracture space of Dingshan shale

根据焦石坝页岩气水平井射孔经验, 采用多簇射孔桥塞压裂联作工艺进行大型分段压裂时, 在排量能够达到 12 m³/min、单段两簇射孔 45 孔、孔径 10 mm 以上、孔密 16~18 孔/m 时, 孔眼摩阻较小, 且能满足网络压裂复杂裂缝起裂与扩展所需要的最低单孔眼排量^[3-4]。因此, 丁山深层页岩气水平井确定采用每段 2 簇、共 12 段进行分段压裂。

2.4 压裂材料选择

2.4.1 压裂液体系选择

丁山深层页岩储层地层温度达 145 °C, 地层闭合压力达 109.0 MPa, 形成复杂裂缝所需要的缝内延伸压力达 130.0 MPa, 而且储层物性好, 滤失快, 压裂造缝困难。因此, 必须采用高减阻滑溜水和活性胶液进行混合压裂, 以有效降低施工压力, 拓宽压力窗口, 降低施工风险。同时, 提高胶液比例, 以降低滤失, 提高净压力, 拓展裂缝, 确保复杂裂缝充分扩展^[5, 14]。借鉴焦石坝页岩气水平井滑溜水及胶液体系, 综合考虑 DY2HF 井降阻、携砂、造缝和温度的影响, 确定高效滑溜水配方为 0.2% 高效减阻剂 + 0.1% 复合防膨剂 + 0.1%~0.3% 复合增效剂, 活性胶液配方为 0.30%~0.50% 低分子稠化剂 + 0.30% 流变助剂 + 0.10% 复合增效剂 + 0.05% 黏度调节剂 + 0.30% 热稳定剂。性能指标: 滑溜水降阻率 75%, 胶液降阻率 70% 以上, 伤害率 < 10%, 滑溜水黏度大于 10 mPa·s, 胶液黏度 50~120 mPa·s, 要求溶解速度快, 易破胶水化, 可连续混配^[14]。

2.4.2 支撑剂选择

考虑到丁山页岩气层垂深达 4 417.43 m, 闭合应力 109 MPa, 为避免施工中发生砂堵和提高裂缝导流能力, 采用 100 目粉陶 + (40/70 目 + 30/50 目) 低密度高强度覆膜陶粒支撑剂进行组合加砂压裂。其中, 粉陶主要是对天然裂缝进行封堵和降滤, 并对

弯曲裂缝进行逐级打磨,以减小弯曲摩阻,进一步降低施工压力^[5,15-16]。40/70 目和 30/50 目低密度高强度覆膜陶粒密度 1.45~1.55 g/cm³,体积密度小于 2.80 g/cm³,闭合压力 110 MPa、铺砂浓度 5 kg/m² 条件下,导流能力大于 20 mD·m,破碎率小于 10%。

2.5 压裂参数设计

压裂规模设计主要考虑用量和加砂规模对支撑缝长、改造体积等参数的影响。为了确保改造效果,应考虑在井筒容积和施工限压等因素的影响下尽量加大规模^[5-8,17-18]。采取前述技术对策、簇间距、射孔参数和压裂材料,胶液用量比例 40%,前置液用量比例 40%,设计压裂液规模分别为 1 500, 2 000, 2 500 和 3 000 m³ 时,砂量分别为 30, 40, 50 和 60 m³。利用压裂软件进行模拟设计,得到的支撑裂缝半长依次为 60, 125, 180 及 220 m。丁山页岩气层施工压力高,连续施工时间比较长,排量大,对压裂机组及高压件、易损件等性能要求较高,泵注设备易出现问题,后期也可能会出现供液不稳问题,施工风险较大。因此,结合压裂机组安全工作时间和设计排量要求,选用压裂液量为 2 500 m³、砂量为 50 m³ 进行分段压裂,压裂后支撑半缝长为 180 m,波及半缝长为 270 m,支撑缝高 60 m,达到了体积压裂改造的目的(见图 3)。

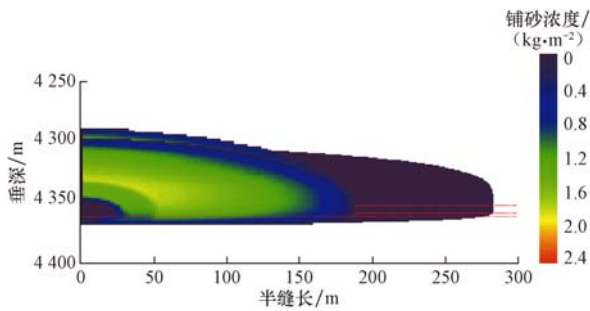


图 3 用量 2 500 m³ 时丁山页岩压裂裂缝模拟结果
Fig. 3 Modeling result of 2 500 m³ fracturing fluid for Dingshan shale

3 现场试验

DY2HF 井水平段 A 和 B 靶点的垂深分别是 4 373.00 m 和 4 417.00 m,测深分别为 4 666.00 和 5 700.00 m;水平段长 1 034.23 m,采用 ϕ 177.8 mm 套管完井,套管抗内压 107.31 MPa。四开固井质量结果为:第一界面胶结好的占 99.8%,胶结中等的占 0.2%;第二界面胶结好的占 81.9%,胶结中等的占 15.9%,胶结差的占 2.2%。固井质量总体评价

为优。DY2HF 井分 12 段进行大型水力压裂,最高施工压力 90.0 MPa,最高排量 13.6 m³/min,最高井口破裂压力 92.8 MPa。压裂总液量 29 516 m³,其中滑溜水 180 69 m³,活性胶液 11 447 m³;总砂量 319 m³,其中 100 目砂 97 m³,40/70 目砂 202 m³,30/50 目砂 20 m³。滑溜水减阻率达到 78%,活性胶液压后破胶水化彻底,返排顺利。各段施工用量、加砂量统计分别见图 4 和图 5。由图 4 和图 5 可知,第 1 段对加砂异常敏感,地层裂缝内部出现砂堵;其他各段采取加大前置液量、胶液前置、小台阶加砂和段塞压裂措施后,整体施工正常,平均单段液量 2 592 m³(胶液用量占 39.1%),平均单段加砂量 28.97 m³。通过逐段调整优化,第 6—12 段的单段加砂量均在 30 m³ 以上。G 函数分析结果表明,压裂后形成了复杂裂缝体系,如第 8 段(见图 6)。12 月 13 日,采用 ϕ 12.0 mm 油嘴、25.0 mm 孔板求产,稳定产气量 10.5×10⁴ m³/d。

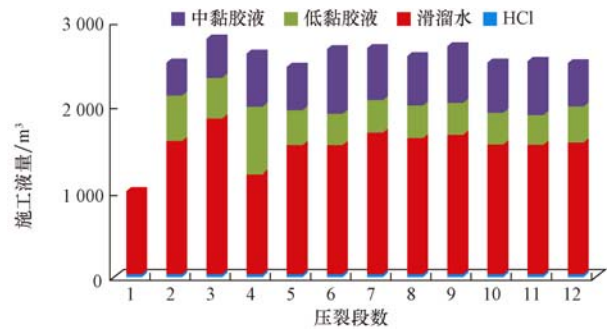


图 4 DY2HF 页岩气水平井分段压裂施工用量

Fig. 4 Fracturing fluid volume of shale multi-stage horizontal well fracturing used in Well DY2HF

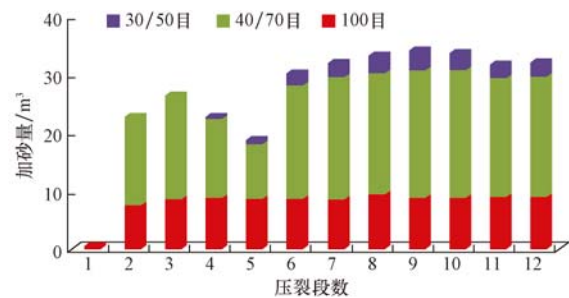


图 5 DY2HF 页岩气水平井分段压裂施工用砂量

Fig. 5 Proppant volume of shale multi-stage horizontal well fracturing used in Well DY2HF

4 结论与建议

1) 丁山龙马溪组海相深层页岩埋藏深、地层应力高、施工压力高、温度高,需要进行大规模大排量高胶液比例压裂才能形成复杂网络裂缝,获得高产。

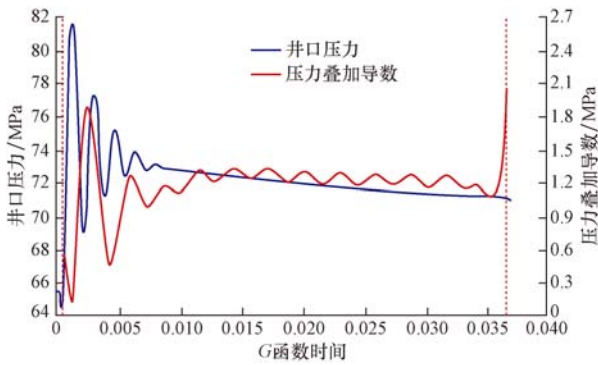


图 6 DY2HF 页岩气水平井第 8 段压裂 G 函数分析

Fig. 6 G function analysis of the 8th stage of shale horizontal fracturing of Well DY2HF

2) 高减阻低伤害滑溜水和活性胶液是深层页岩气压裂成功的关键要素之一。

3) 采取控近扩远的技术对策,逐步提高净压力,有利于增加深层脆性页岩有效压裂体积。G 函数分析结果表明,压裂后形成了复杂裂缝体系。

4) 受高压长时间压裂施工装备能力所限,单段加砂规模偏低,影响了压裂改造效果。

5) 建议加大压裂规模,增大胶液用量,加大小粒径支撑剂用量和总加砂规模,以提高压裂效果。

致谢:在本文撰写过程中,卞晓冰、王海涛、魏志红及李文锦等同志在资料收集及论文修改方面提供了帮助,在此表示感谢。

参 考 文 献

References

[1] Jin Liang, Zhu Changlong, Yong Quyang, et al. Successful fracture stimulation in the first joint appraisal shale gas project in China[R]. IPTC 16762, 2013.

[2] 路保平. 中国石化页岩气工程技术进步及展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 1-8.
Lu Baoping. Sinopec engineering technical advance and its developing tendency in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 1-8.

[3] 周德华, 焦方正, 贾长贵, 等. JY1HF 页岩气水平井大型分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 75-80.
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Jia Changgui, et al. Large-scale multi-stage hydraulic fracturing technology for shale gas horizontal Well JY1HF[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 75-80.

[4] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(8): 450-454.
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geological features of the Lower Jurassic shale gas play in Fuling Area, the southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(8): 450-454.

[5] King G E. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? [R]. SPE 133456, 2010.

[6] 贾长贵, 李双明, 王海涛, 等. 页岩储层网络压裂技术研究

验[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 106-112.

Jia Changgui, Li Shuangming, Wang Haitao, et al. Shale reservoir network fracturing research and experiment[J]. China Engineering Science, 2012, 14(6): 106-112.

[7] 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, 2010.

[8] 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.

[9] 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.

[10] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(5): 88-94.
Chen Mian. Re-orientation and propagation of hydraulic fractures in shale gas reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Science, 2013, 37(5): 88-94.

[11] 曾义金. 页岩气开发的地质与工程一体化技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 1-6.
Zeng Yijin. Integration technology of geology & engineering for shale gas development[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(1): 1-6.

[12] 刘红磊, 熊炜, 高应运, 等. 方深 1 井页岩气藏特大型压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 46-52.
Liu Honglei, Xiong Wei, Gao Yingyun, et al. Large scale fracturing technology of Fangshen 1 Shale Gas Well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 46-52.

[13] Economides M J, Nolte K G. 油藏增产措施[M]. 3 版. 张保平, 蒋阔, 刘立云, 等, 译. 北京: 石油工业出版社, 2002: 312-313.
Economides M J, Nolte K G. Reservoir Stimulation[M]. 3rd ed. Zhang Baoping, Jiang Dian, Liu Liyun, et al, translated. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 312-313.

[14] 贾长贵, 苏媛. 页岩气高效变粘滑溜水压裂液研究与应用[J]. 油气田地面工程, 2013, 32(11): 1-3.
Jia Changgui, Su Yuan. Research and application on high reduction and adjustable viscosity slick water fracturing fluid for shale gas[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2013, 32(11): 1-3.

[15] 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.

[16] 吴国涛, 胥云, 杨振周, 等. 考虑支撑剂及其嵌入程度对支撑裂缝导流能力影响的数值模拟[J]. 天然气工业, 2013, 33(5): 65-68.
Wu Guotao, Xu Yun, Yang Zhenzhou, et al. Numerical simulation considering the impact of proppant and its embedment degree on fracture flow conductivity[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(5): 65-68.

[17] Mayerhofer M J, Lolon E P, Warpinski N R, et al. What is stimulated rock volume? [R]. SPE 119890, 2008.

[18] Wang Y, Miskimins J L. Experimental investigations of hydraulic fracture growth complexity in slick water fracturing treatments[R]. SPE 137515, 2010.