

德惠断陷致密气藏直井高密度完井体积压裂技术

王艳玲

中国石油吉林油田公司油气工程研究院 吉林松原 138000

通讯作者:Email:wyl1613@163.com

项目支持:国家科技重大专项“致密油储层高效体积改造技术”(2016ZX046004)

引用:王艳玲. 德惠断陷致密气藏直井高密度完井体积压裂技术[J]. 油气井测试,2020,29(6):55-61.

Cite: WANG Yanling. High-density completion volume fracturing technology for vertical wells in tight gas reservoirs in Dehui fault depression [J]. Well Testing, 2020,29(6):55-61.

摘要 德惠断陷致密气储集层致密,物性差,自然产能低,常规直井压裂技术难以实现区块效益开发。为增大改造体积和提高单井产能,明确储集层体积压裂可行性,利用水平井细切割体积压裂思想,针对纵向跨度大的直井开展精细分层、多簇射孔、多级暂堵转向和缝网压裂于一体的高密度完井体积压裂技术攻关和现场试验,形成了致密气直井高密度完井体积压裂技术,实现全井段改造;配合新型纳米微乳助排压裂液体体系造复杂缝网和多粒径组合支撑缝网,极大限度提高致密气储集层纵向及横向改造体积。2018-2019 年现场试验 5 口气井,均获工业气流,平均日产天然气 $10.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,最大无阻流量 $28.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实现单井产气量的突破,为致密气藏增产改造提供了技术支撑。

关键词 德惠断陷;致密储集层;直井;体积压裂;单井产能

中图分类号:TE337 文献标识码:B DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.06.010

High-density completion volume fracturing technology for vertical wells in tight gas reservoirs in Dehui fault depression

WANG Yanling

Oil & Gas Engineering Institute, PetroChina Jilin Oilfield Company, Songyuan, Jilin 138000, China

Abstract: The tight gas reservoir in Dehui fault depression is characterized by tight reservoir, poor physical properties and low natural productivity, so it is difficult to realize beneficial development of the block by conventional vertical well fracturing technology. In order to increase the reconstruction volume, improve the productivity of single well and clarify the feasibility of reservoir volume fracturing, the high-density completion volume fracturing technology and field test are carried out for vertical wells with large longitudinal span, including fine stratification, multi cluster perforation, multi-stage temporary plugging diversion and fracture network fracturing, forming the high-density completion volume fracturing technology for tight gas vertical wells and realizing the fracturing of the whole well section. The new nano microemulsion cleanup additive fracturing fluid system is combined to create the complex fracture network and multi particle size combined support fracture network is made, which greatly improves the vertical and horizontal fracturing volume of tight gas reservoir. From 2018 to 2019, 5 gas wells were tested, and all of them produced industrial gas flow. The average daily natural gas output is $10.8 \times 10^4 \text{ m}^3$, and the maximum open flow rate is $28.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, which achieved a breakthrough in single well gas production and provided technical support for stimulation and fracturing of tight gas reservoirs.

Keywords: Dehui fault depression; tight reservoir; vertical well; volume fracturing; single well productivity

致密气储集层岩石致密、连通性差、自然产能低,需通过压裂改造采能实现效益开发。该类储集层纵向上多产层发育,目前国内外主要开发手段依然是水平井多段和直井分层压裂技术。北美的 Rulison 和 Jonah 气田采用多井簇、密切割技术,直井分层到达 50~80 层,动用率超过 70%,极大地提高了储集层的动用程度^[1]。而国内直井采用多

层连续分压技术,直井分层一般小于 10 层,动用率不到 50%,出现纵向多层动用不充分,部分层段产能贡献率低等压裂难点。李宪文等^[2]提出精细分层、优化分层工艺技术,是提高直井多层开发效益方向。金成志等^[3]提出利用人工裂缝干扰降低应力差的复杂裂缝压裂工艺,达到增大改造体积和提高单井产能目的。张守江等^[4]以有限元方法

为基础,建立了 3D 裂缝扩展模型来模拟分段多簇压裂过程中裂缝同步扩展过程,优化水力压裂簇间距。胡永全等^[5]就缝网形成条件和工艺手段进行了分析对比,明确提出了缝网压裂的控制条件,指导缝网压裂实践。李进步等^[6]通过在苏里格气田开展体积压裂试验,有效的提高储层整体改造程度和单井产能。

基于以上相关研究,针对德惠断陷致密气储集层纵向小层层数多,非均质性强,跨度大等特征,以往采用的大规模压裂方式,建立净压力困难,缝网波及范围有限,满足不了致密气增产稳产的需求。笔者借鉴水平井细切割体体积压裂思想,开展集精细分层、高密度多簇射孔、暂堵转向、缝网压裂于一体的直井高密度完井体体积压裂技术试验,增大储集层横向及纵向改造体积,提高单井产能,为实现德惠断陷致密气藏的有效动用提供技术保障。

1 储集层体积压裂可行性分析

通过国内外有关体体积压裂研究调研,认为天然裂缝发育、岩石脆性强度大、水平主应力差小的储集层,通过大规模体体积压裂易形成以主裂缝为主干的纵横交错的网缝系统^[7-8]。

1.1 天然裂缝发育情况

天然裂缝发育状况及能否产生复杂缝网,是实现体体积压裂改造的前提条件^[9]。压裂过程中,裂缝内净压力大于两向水平主应力差与岩石的抗张强度之和,若天然裂缝存在,能够降低分支缝开启的净压力,易于形成缝网。据岩心和镜下鉴定,德惠断陷营城组钻遇的火山岩储集层微裂缝发育,以构造裂缝和充填-溶蚀构造缝隙多见;FMI 成像测井资料亦显示微裂缝发育,平均裂缝密度为 5~10 条/m,宽度为 50~200 μm,天然裂缝与最大主应力逼近角为 15°~40°,裂缝孔隙度为 0.1%。这些微裂缝的发育有助于复杂缝网的形成。

1.2 岩石脆性矿物特征

储集层岩性具有显著的脆性特征,是实现体积改造的物质基础^[10]。大量研究资料表明,富含石英或碳酸盐岩等脆性矿物的储集层有利于复杂缝网的产生,而黏土矿物含量高的塑性地层不宜形成缝网^[11-12]。表 1 为德惠断陷营城组岩石矿物含量分析结果,目的层脆性矿物含量高,平均 80.3%;以石英为主,平均含量 42.2%,其次是斜长石,平均含量 28.3%;黏土矿物含量低,有利于体体积压裂缝网的形成。

表 1 DS80 井营城组岩石矿物含量
Table 1 Mineral content of Yingcheng Formation in Well DS80

井段/m	矿物含量/%							脆性矿物含量/%	备注
	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	浊沸石	TCCM		
2 522.0~3 601.5	50.4	14.5	39.8	11.8	1.3	18.5	36.1	89.2	最大
	30.7	1.5	11.7	0.5	0.4	0.0	10.7	61.5	最小
	42.2	6.7	28.3	2.3	0.7	18.5	17.9	80.3	平均

弹性模量和泊松比是岩石强度的重要指标。德惠断陷营城组岩石弹性模量为 25.07~28.80 GPa,泊松比 0.23~0.25(表 2)。脆性特征一般用脆性指数表征,岩石脆性好,脆性指数越高,越有利于

压裂^[13]。根据 Rickman R. 等^[14]和刘光玉等^[15]提出的归一化泊松比和弹性模量来计算脆性指数,平均值 43.4%。脆性指数大于 40,才有可能形成网络裂缝^[5]。

表 2 DS80 井营城组岩石力学参数及脆性指数
Table 2 Geomechanic parameters and brittleness index of Yingcheng Formation in Well DS80

顶深/m	底深/m	弹性模量/ GPa	泊松比	主应力/MPa		脆性指数/%	水平应力 差异系数
				最大	最小		
2 739.10	2 859.81	28.10	0.23	71.5	59.1	43.4	0.21
2 898.34	2 929.08	25.07	0.23	74.2	63.5	43.9	0.17
3 094.59	3 177.18	27.15	0.25	82.6	70.8	43.2	0.17
3 225.40	3 272.40	28.80	0.25	86.3	73.5	43.0	0.17

1.3 岩石力学特征

岩石水平主应力差异系数直接关系到压裂裂缝的几何形态。逢仁德等^[16]、张旭等^[17]认为,岩石的水平应力差异系数小于 0.3,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。从表 2 可以看出,德惠断陷营城组最大主应力 71.5~86.3 MPa,最小主应力 66.9~73.5 MPa,水平应力差异系数 0.17~0.21,均小于 0.3,易于形成缝网。

2 技术实践

直井高密度完井体积压裂技术是大排量防水锁滑溜水沟通天然裂缝压裂技术,主要针对致密气纵向跨度大、含气井段长储集层。借鉴水平井细切割体积压裂思想,纵向上应用细分层多簇射孔+多级暂堵技术,整体打碎储层,实现全井纵向全支撑;平面上应用多级暂堵转向,增加裂缝复杂性,最大限度提高横向及纵向改造体积,提高单井产量。

2.1 关键技术

直井高密度完井体积压裂关键技术包括精细分层、分段,多簇限流射孔及多级暂堵转向压裂技术。在限流射孔理念指导下^[18],加强地质工程一体化,采取高密度射孔方式,细化分段布缝,实现好层均分,进行各簇差异性射孔,配合多级暂堵转向工艺技术,确保一次改造多簇同时开启,并均匀扩展,实现全井段有效支撑。

2.1.1 精细分层与多簇限流射孔技术

多簇限流射孔技术是目前非常规储集层开发的有效手段,多应用于水平井压裂,机理就是控制射孔孔眼数量和直径,利用先开层的孔眼摩阻,提高井底压力,迫使压裂液分流,使破裂压力接近的地层相继压开,实现一个分段上多条裂缝同时起裂并扩展。

致密气储集层纵向跨度大,非均质性强和多簇裂缝间应力差异致使部分孔、簇不能实现扩展,进而影响着对产能的贡献^[19-20]。直井压裂抛弃以往笼统大规模压裂的思路,首先考虑储集层的岩性、物性、电性、气测、脆性及地应力异常等各项参数,采用好层均分原则,进行“精细定位分层”^[21],优选压裂射孔井段位置;优化簇间距,加密孔簇,利用压裂液流经射孔簇摩阻的差异性,有效的平衡裂缝扩展过程中的应力差异效应,促使多簇裂缝相对均匀起裂扩展。

2.1.2 多级暂堵转向压裂技术

对于纵向跨度大的致密储集层,层间存在一定的应力差,单一裂缝无法实现有效动用。基于斯伦贝谢提出的“宽带压裂”技术^[22],纵向上,采用大粒径可降解暂堵球封堵低应力射孔孔眼,憋压后压开高应力射孔簇,平衡纵向应力差异性射孔簇裂缝有效开启并扩展;平面上,通过一次或多次向井段投送暂堵剂,暂堵已压开裂缝,遵循流体流向阻力最小方向流动的原则,使得在裂缝壁面应力薄弱处产生更多分支缝,形成复杂裂缝网络系统^[23-25]。整体形成层间+层内的多级暂堵转向技术,极大限度的

增大致密储集层纵向及横向改造体积。技术关键是优化暂堵次数、暂堵球和暂堵剂用量。即配合多级暂堵转向多维度压裂形成复杂缝网,整体打碎储集层,实现全井段有效支撑。

(1) 层间暂堵次数和用量

依据不同排量、不同孔眼数建立节流压差,即

$$\Delta p = \frac{0.237q^2\rho}{C_d^2d_p^2n^2} \quad (1)$$

式中: Δp 为节流压差, MPa; q 为排量, m^3/min ; ρ 为压裂液流体密度, g/cm^3 ; C_d 为孔眼流量系数; d_p 为孔眼直井, mm; n 为孔眼数。

通过单井地应力剖面获取单段各簇间应力差值,满足节流压差不小于簇间最大应力差,可保证多簇裂缝有效开启,确定层间暂堵次数。依据吉林油田致密气储集层投球暂堵经验,暂堵球用量确定取决于目的层层间应力差异性。若层间应力差异性明显,暂堵球数量为预封堵炮眼数的 1.8 倍;若储隔层间应力差异性不明显,投球数量为总炮眼数的 70%。

(2) 暂堵剂用量

暂堵剂用量设计合理与否,是复杂缝网形成的关键,直接影响着压裂井的改造效果^[26]。目前暂堵剂加量凭主观经验确定,受区域地质条件,储集层温度,储集层厚度,岩石力学参数等各方面影响,并没有统一的计算方法。现场以暂堵剂加量满足暂堵压实后滤饼厚度 2.3 cm 以上为条件^[27],通过暂堵剂滤饼承压强度的评价结果推算暂堵剂用量,即

$$G = (2HW\Delta d)\rho_{\text{视}}(1+k)(1.3 \sim 1.5)/10 \quad (2)$$

其中 $\Delta d = 2.3 \text{ cm}$, $k = 60\%$, $\rho_{\text{视}} = 1.7 \text{ g}/\text{cm}^3$
式中: G 为暂堵剂质量, kg; H 为动态裂缝高度, m; W 为动态裂缝宽度, cm; Δd 为滤饼厚度, cm; $\rho_{\text{视}}$ 为暂堵剂视密度, g/cm^3 , k 为嵌入裂缝比例, %; (1.3 ~ 1.5) 为泵送损耗附加系数。

2.2 新型纳米微乳助排压裂液体系

德惠断陷致密气藏为低压敏感性气藏,纳米级孔隙结构,存在一定的水敏性和潜在水锁伤害。体积压裂入地液量大,压后返排困难,要求压裂液体系具有低伤害、高返排能力^[28]。常规胍胶压裂液残渣含量 200~400 mg/L,粒径均值 100 μm ,会导致储层天然裂缝和压裂微裂缝的堵塞。所以,优选新型纳米微乳助排压裂液体系造复杂缝网。

表 3 为室内井壁取芯 CST 防膨实验和岩心配伍性评价结果。可以看出,配合有新型纳米微乳助排的改性纤维素体系和滑溜水的防膨效果和配伍

性好,具有高滤失、低黏性、低伤害特征,能够达到强化排液的目的。

表 3 微乳纳米助排剂配伍性实验评价
Table 3 Experimental evaluation of compatibility for microemulsion nano cleanup additive

压裂液体系	配伍性	黏度/ (mPa·s)	交联 时间/s	表面张力/ (mN·m ⁻¹)	界面张力/ (mN·m ⁻¹)
滑溜水	好	/	/	/	/
改性纤维素	好	15	90	25.84	3.59

考虑目的储层脆性指数高、地层压力系数低(0.95~0.99),常规滑溜水配方中助排剂为烷基磺酸盐,压裂后返排液的表面张力高,产生的毛管力大,滑溜水不易从地层中排出^[29]。所以,优选新型纳米微乳助排滑溜水前置段塞加砂造复杂缝。该滑溜水减阻在 70%~80%,有利于提高排量,达到增能、助排目的。新型纳米微乳助排剂表面张力低,由新型的表面活性剂和有机溶剂结合而成,分子量只有纳米级的专利微乳化技术;胶束外部为非离子表面活性剂,内部有机溶剂,直径 10~30 nm,体积小。该低伤害压裂体系进入地层微小孔喉及微裂缝,能够降低毛管压力,使得地层能量得到持续补充,促进气体的产出;同时,能够改变气、水的润湿性,避免压裂液长时间滞留储集层造成的水锁伤害,使得地层水和压裂液体系及时被返排,从而提高压后返排能力。

2.3 优选低密度、高强度、导流能力支撑剂组合支撑

支撑剂的优选需要考虑压裂地层的闭合压力和支撑剂嵌入深度关系,一般低密度、高强度及高导流能力的支撑剂是首选。德惠断陷致密储集层闭合梯度在 0.016~0.017 MPa/m,施工过程中,前置阶段前置液携带少量 70~140 目细粉砂,打磨炮

眼和壁面,开启和支撑主裂缝的端部,沟通远井段储集层;然后,滑溜水大排量段塞式加 70~140 目粉砂造复杂缝网,且支撑分支缝;最后,40~70 目陶粒和 30~50 目陶粒组合支撑,提高主裂缝导流能力。

3 现场应用情况

2018~2019 年,现场应用直井高密度完井体积压裂技术试验 5 口气井,效果显著,实现了单井产气量的突破。

3.1 典型井例实施

以 DS80 井为例。该井是松辽盆地南部东部断陷带德惠断陷鲍家洼槽的第一口探井,关系整个区块储量落实。主力层为营城组,以凝灰质砂砾岩及凝灰岩为主,发育凝灰质溶孔及微裂隙,脆性矿物含量高,利于体积裂缝的形成,储层物性差,平均孔隙度 5.6%,平均渗透率 0.02 mD,属致密储层。

2018 年 7 月,进行了直井高密度完井体积压裂技术现场试验。设计 4 层 26 簇压裂,总液量 8 936 m³,砂量 463 m³,排量 6~12 m³/min,暂堵剂 2 660 kg,暂堵球 119 个,瞬时最高砂比 33%,单层最大砂量 156 m³,单层砂液规模创吉林油田新记录。压后返排率 33.9%,获得 21×10⁴ m³/d 无阻流量。

图 1 为压前测试 G 函数分析结果。储层闭合应力梯度 0.016 7 MPa/m,渗透率 0.05 mD,孔隙度 5%,开缝因子为 2.6,多裂缝扩展延伸特征明显,说明天然裂缝发育;施工过程建立净压力 16.0~19.7 MPa,说明限流射孔能够提高孔眼的开启和裂缝扩展效果;投暂堵球前后同等排量地面施工压力上升(图 2),停泵压力上升(图 3),证明裂缝延伸由低应力层转向至高应力层,开启新裂缝。

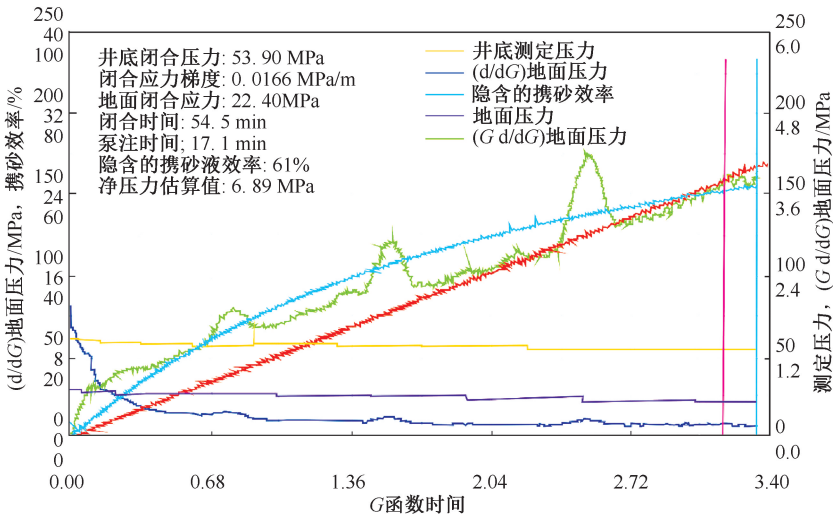


图 1 DS80 井小型测试 G 函数曲线
Fig.1 G-Function curve of small scale test in Well DS80

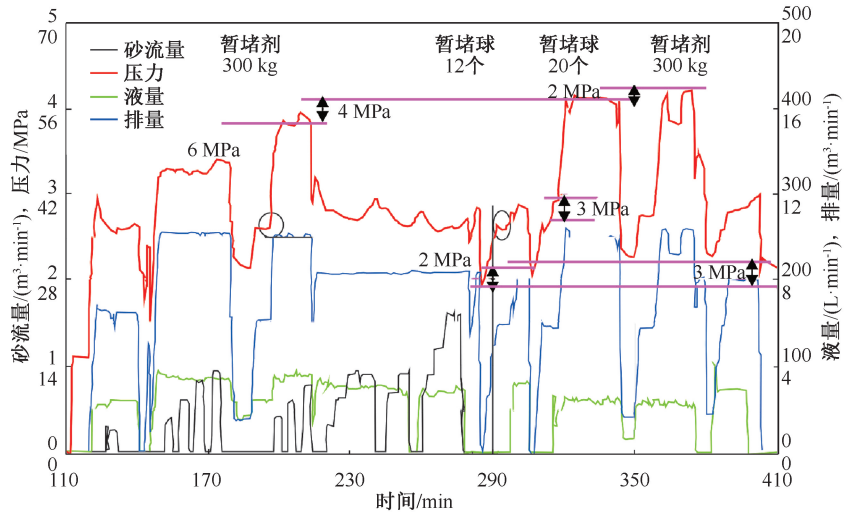


图 2 DS80 井营城组第一段施工曲线

Fig. 2 Construction curve of the first section of the Yingcheng Formation of Well DS80

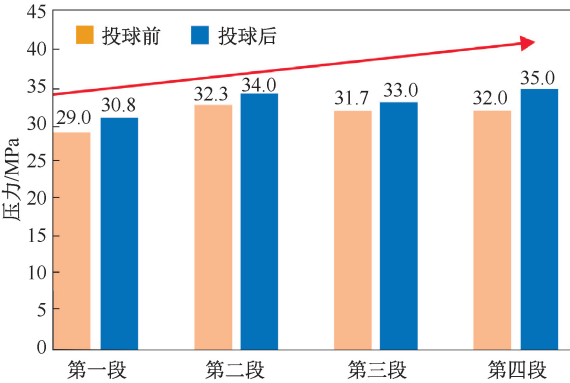


图 3 DS80 井投球前后加砂结束停泵压力

Fig. 3 Shut down pressure of Well DS80 after sanding

DS80 井的压裂施工反映了该井储层具有较好的可压性和天然裂缝发育,压裂深度地开启和沟通了天然裂缝,增大改造体积和增强改造效果。

3.2 现场应用实施效果情况

2018-2019 年,德惠断陷直井高密度完井体积压裂共计 5 口井。从表 4 可以看出,前期已施工井改造段数 3~4 段,最大排量 14 m³/min,单井最大加砂量 590 m³,最大液量 8 935 m³,投产 5 口井,均获得工业气流,其中 3 口高产,平均日产气 10.8×10⁴ m³,平均无阻流量 16.8×10⁴ m³/d,实现了单井产气量的突破。

表 4 德惠断陷高密度完井体积压裂参数与压后产量统计表

Table 4 Statistics of volume fracturing parameters and production after fracturing with high density completion technology in Dehui fault depression

井号	井型	井深/ m	有效厚 度/m	压裂参数							压后产气/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)			
				段 数	簇 数	射孔/ (孔·m ⁻¹)	暂堵剂/ kg	暂堵球 个数	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	总砂量/ m ³	总液量/ m ³	试气 产量	无阻 流量	投产 产量
DS80	探井	3 273	98	4	26	156	2 660	119	6~12	463	8 935	8.0	21.0	16.0
DS32-13	评价井	3 815	84	4	31	186	2 488	168	8~14	470	8 831	7.9	3.9	1.4
DS32-10	生产井	3 828	109	4	35	210	2 050	172	6~14	460	7 900	20.0	28.6	7.0
DS32-11		3 638	60	4	31	186	/	/	6~14	590	7 436	8.0	3.8	1.6
DS80-3		3 443	73	3	25	202	1 603	206	6~14	369	7014	10.0	26.7	7.9

4 结论

- (1)对德惠断陷致密储集层天然裂缝发育、岩石脆性和力学性质等进行了研究分析,认为有开展高密度完井体积压裂的物质基础和条件。
- (2)直井高密度完井体积压裂技术主要针对连通性差、跨度大、含气井段长的储集层。通过精细分层和多簇射孔限流压裂,有效的开启孔眼和平衡

- 裂缝扩展;再配合多级暂堵技术,增加不同井段和缝内裂缝的复杂性,整体打碎储层,实现全井段有效支撑,为整个德惠断陷鲍家洼槽区块储量落实提供技术保障。
- (3)为降低压裂液长时间滞留储层造成的水锁伤害,新型纳米微乳助排压裂液的应用和多粒径组合支撑压裂,不仅能降低储层水锁伤害,还可以提高压后返排能力。

(4)直井高密度完井体积压裂技术现场应用5口井,平均无阻流量 $16.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实现了单井产气量的突破,为致密气储集层直井压裂提供技术指导,能够有效解决致密气储量的有效开发及气田稳产接替等技术难题。

致谢:感谢研究院同意本文公开发表;感谢领导和同事们在论文撰写过程中提供的支持和帮助。

参考文献

- [1] 孙龙德,邹才能,贾爱林,等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发,2019,46(6):1015-1026.
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019,46(6):1015-1026.
- [2] 李宪文,肖元相,陈宝春,等. 苏里格气田致密砂岩气藏多层分压开采面临的难题及对策[J]. 天然气工业,2019,39(8):66-73.
LI Xianwen, XIAO Yuanxiang, CHEN Baochun, et al. Separate layer fracturing and multi-layer production of tight sandstone gas reservoirs in the Sulige gas field, Ordos Basin: Problems and countermeasures [J]. Natural Gas Industry, 2019,39(8):66-73.
- [3] 金成志,张玉广,尚立涛,等. 致密气藏复杂裂缝压裂技术[J]. 大庆石油地质与开发,2018,37(1):154-158.
JIN Chengzhi, ZHANG Yuguang, SHANG Litao, et al. Fracturing technique for the comprehensive crack in the tight gas reservoir [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018,37(1):154-158.
- [4] 张守江,郑恒,穆景福,等. 致密气藏水平井水力压裂簇间距优化研究[J]. 油气井测试,2017,26(3):5-9,14.
ZHANG Shou-jiang, ZHENG Heng, MU Jingfu, et al. Study on optimization of hydraulic fracturing cluster spacing to horizontal well in dense gas reservoir [J]. Well Testing, 2017,26(3):5-9,14.
- [5] 胡永全,贾锁刚,赵金洲,等. 缝网压裂控制条件研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(4):126-132.
HU Yongquan, JIA Suogang, ZHAO Jinzhou, et al. Study on controlling conditions in network hydraulic fracturing [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013,35(4):126-132.
- [6] 李进步,白建文,朱李安,等. 苏里格气田致密砂岩气藏体积压裂技术与实践[J]. 天然气工业,2013,33(9):65-69.
LI Jinbu, BAI Jianwen, ZHU Li'an, et al. Volume fracturing and its practices in Sulige tight sandstone gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2013,33(9):65-69.
- [7] 熊廷松,张成娟,赵恩东,等. 英西地区复杂应力条件下油藏体积压裂可行性[J]. 新疆石油地质,2019,40(5):579-582.
XIONG Tingsong, ZHANG Chengjuan, ZHAO Endong, et al. Feasibility study of reservoir volume fracturing in complex geostress state in Yingxi area [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019,40(5):579-582.
- [8] 武治岐,王厚坤,王睿. 裂缝性致密油藏体积压裂水平井压力动态分析[J]. 新疆石油地质,2018,39(3):333-339.
WU Zhiqi, WANG Houkun, WANG Rui. Pressure behavior analysis of volume fracturing in horizontal wells in fractured tight oil reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018,39(3):333-339.
- [9] 王孝辕. 松辽盆地德惠断陷营城组火山岩储层孔隙特征[J]. 吉林地质,2011,30(1):10-14.
WANG Xiaoyuan. Characteristics of pore of volcanic rocks reservoir in Yingcheng formation in Dehui fault depression of Songliao basin [J]. Jilin Geology, 2011,30(1):10-14.
- [10] 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.
- [11] 石道涵,张兵,何举涛,等. 鄂尔多斯长7致密砂岩储层体积压裂可行性评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2014,29(1):52-55.
SHI Daohan, ZHANG Bing, HE Jutao, et al. Feasibility evaluation of volume fracturing of Chang-7 tight sandstone reservoir in Ordos basin [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2014,29(1):52-55.
- [12] 贾元钊,王孝超,余东合,等. 致密砂岩气藏水平井体积改造实践与认识[J]. 钻采工艺,2017,40(2):49-51.
JIA Yuanzhao, WANG Xiaochao, YU Donghe, et al. Volumetric stimulation applied in horizontal wells in tight sandstone gas reservoir [J]. Drilling & Production Technology, 2017,40(2):49-51.
- [13] 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.
- [14] 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 [C]. SPE 115258, 2008.
- [15] 刘光玉,王卫明,王艳玲. 王府断陷深层气藏火山岩储集层可压性评价[J]. 新疆石油地质,2020,41(3):359-364.
LIU Guangyu, WANG Weiming, WANG Yanling. Evaluation of fracability of volcanic reservoir in deep gas reservoirs of Wangfu fault depression [J]. Xinjiang Petroleum

- Geology, 2020,41(3):359-364.
- [16] 逢仁德,崔莎莎,尹宝福,等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩气缝网压裂技术应用分析[J]. 中国石油勘探,2015,20(6):66-71.
- PANG Rende, CUI Shasha, YIN Baofu, et al. Network fracturing and its application to continental shale gas in Ordos basin [J]. China Petroleum Exploration, 2015,20(6):66-71.
- [17] 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.
- [18] 邢庆河,张士诚. 水平井限流法压裂射孔方案设计方法研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2011,26(3):71-73,77.
- XING Qinghe, ZHANG Shicheng. Study on dynamic response law of oil well casing to liquid explosive fracturing [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2011,26(3):71-73,77.
- [19] CIPOLLA C L, WENG Xiaowei, ONDA H, et al. New algorithms and integrated workflow for tight gas and shale completions [C]. SPE 146872, 2011.
- [20] 李扬,邓金根,刘伟,等. 水平井分段多簇限流压裂数值模拟[J]. 断块油气田,2017,24(1):69-73.
- LI Yang, DENG Jingen, LIU Wei, et al. Numerical simulation of limited entry technique in multi-stage and multi-cluster horizontal well fracturing [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017,24(1):69-73.
- [21] 邓瑞,孟凡顺. 利用测井曲线精细分层识别沉积微相的方法研究[J]. 测井技术,2010,34(6):554-558.
- DENG Rui, MENG Fanshun. On logging curves fine delamination to identify sedimentary microfacies [J]. Well Logging Technology, 2010,34(6):554-558.
- [22] KRAEMER C, LECERF B, TORRES J, et al. A novel completion method for sequenced fracturing in the Eagle Ford Shale [C]. SPE 169010, 2014.
- [23] 董志刚,李黔. 段内暂堵转向缝网压裂技术在页岩气水平复杂井段的应用[J]. 钻采工艺,2017,40(2):38-40.
- DONG Zhigang, LI Qian. Application of temporary plugging and diverting fracturing technology in complex horizontal intervals in shale gas wells [J]. Drilling & Production Technology, 2017,40(2):38-40.
- [24] POTAPENKO D I, TINKHAM S K, LECERF B, et al. Barnett shale refracture stimulations using a novel diversion technique [C]. SPE 119636, 2009.
- [25] 魏天超,刘宇,于英,等. 水平井全井多级暂堵转向分段重复压裂工艺试验及应用[J]. 采油工程文集,2018(4):7-10.
- WEI Tianchao, LIU Yu, YU Ying, et al. Test and application of multi-stage temporary plugging and staged refracturing technology in horizontal wells [J]. Oil Production Engineering, 2018(4):7-10.
- [26] 苏良银,庞鹏,达引朋,等. 低渗透油田暂堵重复压裂堵剂用量优化与现场试验[J]. 断块油气田,2014,21(1):114-117.
- SU Liangyin, PANG Peng, DA Yinpeng, et al. Usage optimization and field test of blocking agent for temporal-blocked re-fracturing in low permeability oilfield [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014,21(1):114-117.
- [27] 郭亚兵. 致密砂岩气藏暂堵转向压裂技术研究[D]. 成都:西南石油大学,2016.
- GUO Yabing. Study on temporary plugging to fracturing technology of tight sandstone gas reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [28] 贾振甲,丁杨海,郝春成,等. 德惠低压敏感性储层低伤害压裂技术研究与应用[J]. 地质科技情报,2014,33(5):211-215.
- JIA Zhenjia, DING Yanghai, HAO Chunheng, et al. Research and application of Dehui low pressure water sensitivity reservoir and low damage fracturing technology [J]. Geological Science and Technology Information, 2014,33(5):211-215.
- [29] 何定凯. 低表面张力滑溜水在低压致密气藏中的应用[J]. 油田化学,2018,35(4):634-637.
- HE Dingkai. Application of low surface tension slick water in low pressure tight gas reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2018,35(4):634-637.

编辑 王 军

第一作者简介:王艳玲,女,1985年出生,硕士,工程师,2014年毕业于西南石油大学矿产普查与勘探专业,现从事油气藏增产改造技术研究工作。电话:0438-6336093,15568695133;Email:wyl1613@163.com。通信地址:吉林省松原市宁江区长宁街道油气工程研究院北院4号楼,邮政编码:138000。