

页岩油前置超临界二氧化碳压裂造缝技术

卢伟¹, 张华², 韩永亮¹, 刘卫斌³, 常青¹, 李风光¹

- 1. 中国石油渤海钻探工程公司工程技术研究院 天津 300280
- 2. 中国石油渤海钻探油气合作开发公司 天津 310000
- 3. 中国地质调查局油气资源调查中心 北京 100000

通讯作者: Email: 330508635@qq.com

引用: 卢伟, 张华, 韩永亮, 等. 页岩油前置超临界二氧化碳压裂造缝技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(1): 38-44.

Cite: LU Wei, ZHANG Hua, HAN Yongliang, et al. Prepad supercritical carbon dioxide fracturing technology in shale oil reservoir [J]. Well Testing, 2023, 32(1): 38-44.

摘要 针对松辽盆地南部 G1H 井青一段泥页岩储层天然裂缝不发育的特点,为解决该井常规体积压裂缝网复杂程度有限的难题,研究了前置大排量超临界二氧化碳造缝技术。利用超临界态二氧化碳表面张力低,流动性、扩散性强的特点,提高裂缝破岩能力,增加裂缝复杂程度。温度场模拟显示,G1H 井近井筒 9 m 以上的位置,温度都能超过 31 ℃,同时地层压力达到 25 MPa,井底满足超临界二氧化碳的形成条件。该井施工过程中,微地震裂缝监测显示裂缝形态复杂,改造体积较大,压后评估二氧化碳压裂事件产生效率约是水力压裂的 4.6 倍,造缝效果很好;测试过程中,稳产油 36 t/d,增产效果显著。该技术对青一段泥页岩储层具有较好的适用性,为后续松辽盆地页岩油的高效开发提供了借鉴。

关键词 松辽盆地南部;青一段;页岩油压裂;前置大排量;超临界二氧化碳;体积压裂;复杂裂缝;裂缝监测

中图分类号: TE353 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.01.007

Prepad supercritical carbon dioxide fracturing technology in shale oil reservoir

LU Wei¹, ZHANG Hua², HAN Yongliang¹, LIU Weibin³, CHANG Qing¹, LI Fengguang¹

- 1. Engineer Technology Research Institute, BHDC, Tianjin 300280, China
- 2. Oil and Gas Cooperative Development Company, BHDC, Tianjin 310000, China
- 3. Petroleum Resources Survey Center of China Geological Survey, Beijing 100000, China

Abstract: The characteristic of Member 1 of Qingshankou formation of well G1H in the southern Songliao Basin is that the natural fractures are not developed. In order to solve the problem of the limited complexity of fracture network by conventional fracturing technology of the well, the pre-large displacement supercritical carbon dioxide fracturing technology was studied. Supercritical carbon dioxide has the characteristics of low surface tension, strong fluidity and diffusivity, which can improve the rock breaking ability and increase the complexity of cracks. The temperature field simulation shows that the temperature of G1H well can exceed 31℃ at a position 9 meters away from the wellbore, and the formation pressure reaches 25 MPa. So the bottom hole environment can meet the formation conditions of supercritical carbon dioxide. During the construction of the well, the micro-seismic fracture monitoring shows that the fracture morphology is complex and the reconstruction volume is large. The efficiency of carbon dioxide fracturing events after fracturing is about 4.6 times that of hydraulic fracturing, and the fracture effect is good. During the test, the stable oil production was 36t/d, and the effect of increasing production was remarkable. This technology has a good applicability to the mud-shale reservoir of Qing 1st member, and provides a reference for the efficient development of shale oil in the Songliao Basin.

Keywords: Southern Songliao Basin; Qing 1st Member (K2qn1); Shale oil fracturing; Pre large displacement; Supercritical carbon dioxide; Volume fracturing; Complex fracture; Fracture monitoring

松辽盆地是在海西期褶皱基底之上发育起来的晚中生代裂谷盆地,周边丘陵和山脉环绕,长轴呈 NE 展布,长 750 km,宽 330~370 km,面积为 26×10⁴ km²,是目前世界上已发现的油气资源最为丰富的非海相沉积盆地^[1]。近几年随着松辽盆地非常

规致密油气的勘探评价工作的启动,中国地质调查局在松辽盆地南部长岭凹陷青山口组一段钻探首口页岩油水平井 G1H 井,借鉴国内外页岩油开发成功经验“水平井+体积压裂”的模式进行含油气测试评价工作^[2],由于松辽盆地属于陆相湖盆沉积,地

质上与国内外目前主力开发的海相沉积储层存在一定差异^[3],因此无法完全照搬国内外的经验,需要结合自身储层特点进行针对性的压裂方案设计。

二氧化碳在温度和压力达到临界点(31.06 ℃, 7.38 MPa)即变成超临界状态,该相态的二氧化碳具有独特的理化性质,其密度跟液体接近,黏度和扩散系数跟气体相当,拥有超强的流动性能^[4]。近年来国内外学者针对超临界态二氧化碳压裂技术开展了比较多的研究,Lshida 等^[5]和 Middleton 等^[6]在室内针对较均质的砂岩储层开展了超临界态二氧化碳和水基压裂液裂缝扩展形态的对比,发现超临界二氧化碳破裂压力低于水力压裂,且裂缝形态更为复杂。苏建政等^[7]在前人基础上,针对有天然裂缝、层理缝的泥页岩储层同样开展了超临界态二氧化碳和水基压裂液裂缝形态的对比,发现超临界二氧化碳比水基压裂液更易渗透到天然裂缝中,促进天然裂缝的开启,提高裂缝复杂程度。郭建春等^[8]针对压裂过程井筒温度、压力分布规律进行研究,建立了超临界二氧化碳压裂井筒非稳态温度-压力耦合模型,认为大排量注入二氧化碳情况下,摩擦生热的影响不能忽略,大排量更容易使二氧化碳达到超临界态。

国内外报道的超临界二氧化碳压裂案例不多,主要受限于二氧化碳压裂携砂性较差,本文从 G1H 井青一段储层可压性较差的特点入手,提出了采用前置大排量超临界二氧化碳造复杂裂缝结合大规模水力压裂携砂的组合技术,为松辽盆地页岩油的开发提供了借鉴。

1 储层特征及可压性分析

G1H 井属于松辽盆地南部中央坳陷区长岭凹陷大情字井构造,完钻井深 3 978 m,采用三开井身结构,生产套管为 $\phi 139.7$ mm P110 钢级套管,固井水泥浆返至地面,固井质量优质,人工井底 3 943 m。测井深度 2 507.0 ~ 3 947.0 m,测遇地层厚度 1 440.0 m,水平段长 1 252 m,水平段主要目的层为青一段,纵向厚度较大,跨度达到 100 m。根据测井曲线特征解释Ⅱ类页岩油层 10 层 896.3 m、Ⅲ类页岩油层 15 层 540.6 m。青一段岩性主要为灰黑色粉砂质泥岩,该段泥岩所含矿物主要以石英、长石、黏土矿物等为主,脆性条件较好。黏土矿物含量 43%~59%,平均含量 51%(见表 1),X 衍射表明黏土矿物主要成分为伊利石和伊蒙混层,具有一定的水敏效应。

表 1 G1H 井取芯段岩石矿物成分分析结果
Table 1 Analysis results of rock mineral composition in core section of G1H well

深度/m	岩性	黏土矿物/%	石英/%	斜长石/%	方解石/%	铁白云石/%	黄铁矿/%	钙芒硝/%
2 382.10	砂质泥岩	59	19	16	4	/	2	/
2 383.50	砂质泥岩	49	25	17	5	/	4	/
2 438.51	砂质泥岩	48	25	24	/	/	3	/
2 464.79	砂质含灰质泥岩	43	19	16	15	5	/	2
2 499.25	砂质泥岩	58	22	16	4	/	/	/

从岩心分析结果看,青一段上层组、下层组泥页岩层系总有机碳 TOC 平均值 1.27%,S1 平均值 2.57%,生烃潜量 Pg 平均值 7.25 mg/g,有效碳 Pc 平均值 0.60 mg/g,R₀ 为 0.5%~1.2%,整体含油气性较好,但是 G1H 段上层组顶深 2 416 m,底深 2 460 m,层厚 44 m,核磁总孔隙度 12%,核磁有效孔隙度 6.2%,核磁渗透率 0.105 mD;下层组顶深 2 466 m,底深 2 522 m,层厚 56 m,核磁总孔隙度 9%,核磁有效孔隙度 6.5%,核磁渗透率 0.126 mD,基质渗流率较低,有效孔隙度小,整体物性较差,若不进行深度的体积改造很难取得较好的试油效果。

根据导眼井力学实验,目标层脆性指数平均 48%,杨氏模量 23 200 MPa,泊松比 0.21,最大水平主应力平均 60 MPa,最小水平主应力平均 49.5

MPa,水平应力差>10 MPa,破裂压力分布在 57~63 MPa(见表 2),地层易破裂,但是由于天然裂缝不发育,水平应力差较大,脆性指数中等,且成测井资料也显示目的层裂缝欠发育,因此形成体积缝网存在一定难度^[9-11]。

表 2 G1H 井导眼井力学参数表
Table 2 Guide well mechanical parameters table

主要参数	导眼井实测岩石力学及地应力数据		
	上层组	靶层	下层组
垂向应力/MPa	60	63	64.7
水平最大主应力/MPa	56	61.5	62.2
水平最小主应力/MPa	45.5	50.8	52.1
水平应力差/MPa	10.5	10.7	10.1
破裂压力/MPa	57	58	63
杨氏模量/MPa	20 500	23 200	24 700
泊松比	0.22	0.21	0.20

2 设计方案

根据本井天然裂缝不发育和黏土矿物含量较高等压裂改造难点,进行页岩油前置超临界二氧化碳压裂造缝技术的方案设计。一方面利用超临界态二氧化碳提高造缝效果;另一方面利用二氧化碳溶于地层水或油层水后形成的酸性环境,抑制黏土膨胀,减缓水敏效应,降低储层伤害。

2.1 设计思路

设计采用前置超临界二氧化碳+体积压裂复合改造工艺技术,利用超临界态二氧化碳流动性、扩散性强的特点^[12](见表 3)。

表 3 两种相态二氧化碳物理性质对比
Table 3 Comparison of physical properties of two phases of carbon dioxide

物理性质	液态二氧化碳	超临界态二氧化碳
密度/(g·cm ⁻³)	1.1(-37℃)	0.6~0.9
黏度/mPa·s	0.1	0.02(类似于气体)
表面张力/(dyn·cm ⁻¹)	3.0	特殊混相状态(无界面相互作用力)
相态温压条件	低温加压保存	温度>31.26℃, 压力>7.43 MPa
摩阻	高于清水 10%~15%	和清水相当
流动性和扩散性	强	极强(是液态二氧化碳的 100 倍)

初期先改造常规体积压裂水力压裂液无法渗透的微细裂缝,最后结合体积压裂大排量、变黏度液体的模式,将主裂缝、微细裂缝充分改造,最大程度的提高缝网的复杂性和储层改造体积。

为了评价液态二氧化碳在井底是否能达到超临界状态,利用 Fracpro 软件模拟二氧化碳到达井底的温度压力条件。二氧化碳泵注排量为 4.0 m³/min,地面温度为 20℃,二氧化碳井口温度为-20℃,注入压力为 20 MPa;目的层深度为 2 500 m,温度为 100℃,压力为 25 MPa,渗透率为 0.03 mD,孔隙度为 10%,杨氏模量为 43 660 MPa,泊松比为 0.26;比热容 1 009 J/(kg·℃),导热系数为 4.5 W/(m·℃);地层流体密度为 1 000 kg/m³,比热容为 4 200 J/(kg·℃),导热系数为 0.7 W/(m·℃)^[15]。模拟结果表明,裂缝在超过井筒 9 m 以上的位置,温度都能达到 32℃,同时本井地层压力 25 MPa 左右,因此井底液态二氧化碳具备达到超临界态的条件。

通过数值模拟对比了超零界态二氧化碳和常规体积压裂裂缝延伸情况,可以看出常规体积压裂由于受到储层非均质性影响,薄弱地方优先改造,充分打碎储层具有一定难度,而超临界态二氧化碳较强的流动性特点,在很大程度上降低了储层物性和应力非均质性对流动方向的导向作用,更容易打碎储层,实现基质渗流(如图 1)。

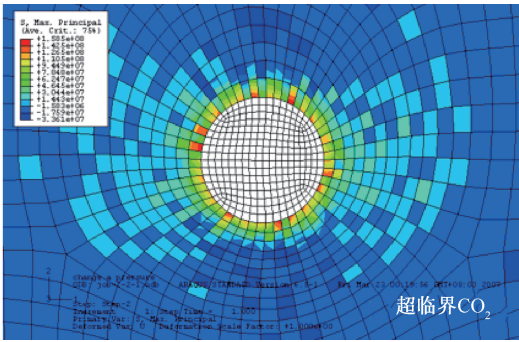
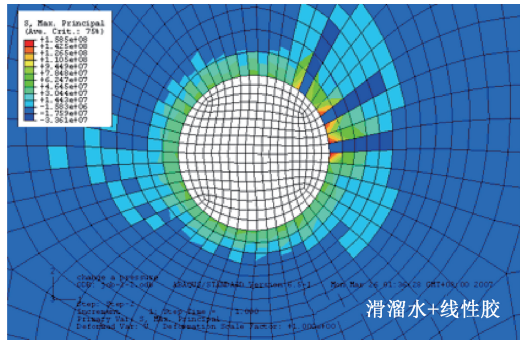


图 1 常规体积压裂与超临界二氧化碳裂缝延伸对比
Fig. 1 Fracture extension is compared in the two cases

2.2 超临界二氧化碳可行性分析

为了评价二氧化碳对地层的影响,室内利用目的层岩芯进行二氧化碳溶液的浸泡实验,结果显示块状泥岩、砂质纹层状泥岩和泥质粉砂岩在超临界浸泡 2 h 后表面均出现明显的原油析出现象,表明二氧化碳对致密储层中原油具有较好的萃取效果。电镜扫描观察得到纹层状泥岩中普遍发育介形虫壳体,壳体中的棱柱层由方解石和白云石共同组成,在二氧化碳形成的碳酸作用下发生差异溶蚀,

白云石被溶蚀,留下棱柱状的方解石围成>1 μm 栅栏状的孔隙(如图 2),为致密储层中的原油流动提供了有利通道。

二氧化碳压裂对压裂液主要造成降温 and 造成弱酸环境两种影响,为了评价压裂液性能受影响的程度,室内用冰水模拟低温环境和加入醋酸模拟弱酸环境下来对液体性能进行评价,并和常规条件下液体的性能进行了对比,实验时,压裂液黏度在 100℃条件下剪切 90 min,采用 30/50 目陶粒,密度

1.6 g/cm³,30%砂比进行悬砂实验。方案一:将室温水冷却至 4℃配液后调酸性至 pH 值 6 进行流变和悬砂测试;方案二:室温水调至 pH 值 6 后配液,然后冷却至 4℃进行流变和悬砂测试,根据实验结

果对比,方案一和方案二均对液体性能产生了影响,但是影响程度较小,不影响正常施工(见表 4)。其实验黏温曲线见图 3、图 4、图 5,悬砂效果分别见图 6、图 7、图 8。

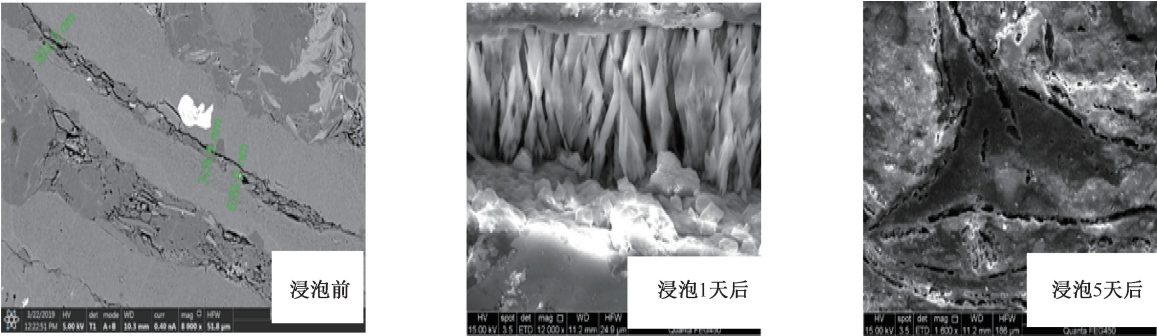


图 2 岩芯浸泡前后电镜扫描对比
Fig. 2 Sem comparison of cores before and after immersion

表 4 室内模拟二氧化碳压裂环境与正常情况下液体性能的对比 Table 4 Comparison of liquid properties of different schemes				
方案	pH	温度/℃	黏度/mPa·s	悬砂实验
方案一:冰水配液调酸性	6	4	60~65	30 min 开始沉砂
方案二:常温水调酸性配液放冰箱 2 h	6	4	60~65	30 min 明显沉砂
方案三:常规条件	7	室温	65~70	60 min 开始沉砂

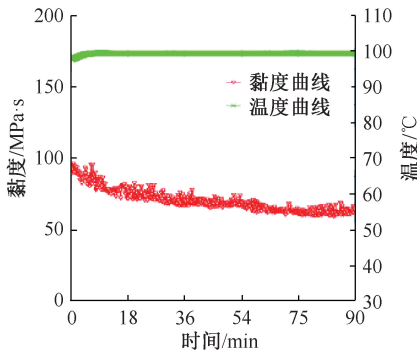


图 3 方案一黏温曲线
Fig. 3 Viscosity-temperature curve of Scheme one

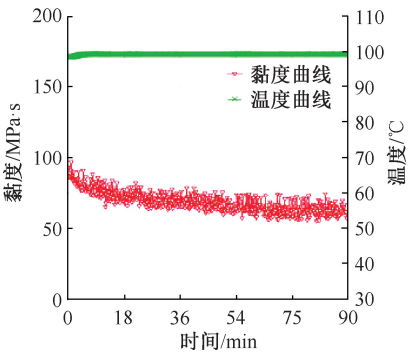


图 4 方案二黏温曲线
Fig. 4 Viscosity-temperature curve of Scheme two

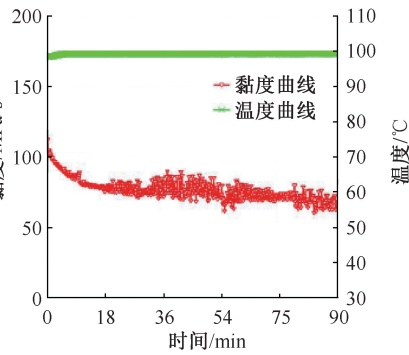


图 5 方案三黏温曲线
Fig. 5 Viscosity-temperature curve of Scheme three



图 6 方案一悬砂 30 min
Fig. 6 Suspended sand test of Scheme one(30 min)



图 7 方案二悬砂 30 min
Fig. 7 Suspended sand test of Scheme two(30 min)



图 8 方案三悬砂 60 min
Fig. 8 Suspended sand test of Scheme three(60 min)

2.3 二氧化碳用量优化

利用 Fracpro 软件二氧化碳压裂模型,固定压裂液量分别模拟了不同二氧化碳加量下,缝长、缝高、缝宽的变化,结果表明,加入二氧化碳后缝长和缝宽增幅明显,当二氧化碳的用量达到 200 t 时,缝长的增长幅度变缓,因此优化单段二氧化碳加量在 200 t 左右(见表 5)。

表 5 不同二氧化碳加量裂缝参数

Table 5 Fracture parameters of different carbon dioxide dosage

二氧化碳用量/t	缝长/m	缝高/m	缝宽/cm
0	149.1	55.5	2.205
100	166.4	55.9	2.305
150	170.8	56.0	2.324
200	178.7	56.1	2.370
250	182.4	56.3	2.405

2.4 工艺及参数优化

参考国内外页岩油体积压裂施工经验,结合本井完井工艺,优选泵送桥塞多簇射孔分段压裂工艺,采用套管注入压裂施工以满足大排量、大规模体积改造的需求。分段采取储层均一性原则,保证段内物性、力学特征相似,通过模拟不同簇间距与产量的关系,优选每段射孔 3~5 簇,簇间距 10~20 m。射孔按照限流压裂原理,以 0.35 m³/min 左右单孔进液为基准,优化各段总射孔数为 36~40。施工排量综合施工压力预测及套管承压,优选 15 m³/min。通过模拟不同加砂规模与产量的关系,优化平均每段加砂规模 128 t(如图 9)。

2.5 液体及支撑剂优选

目的层脆性指数 50%左右,压裂液优选滑溜水+线性胶+低浓度瓜胶复合压裂液体系。滑溜水配方:0.1%降阻剂+0.5%高效防膨剂+清水;线性胶配方:0.3%降阻剂+0.5%高效防膨剂+清水;冻胶配

方:0.35%羟丙基瓜尔胶+0.5%高效防膨剂+0.5%助排剂+0.25% pH 值调节剂+0.25%交联剂+清水。经过室内评价滑溜水体系降阻率>70%,瓜胶压裂液在剪切速率 170 s⁻¹、100℃条件下剪切 100 min 后黏度 99 mPa·s,满足标准施工要求,全套体系防膨率>85%。

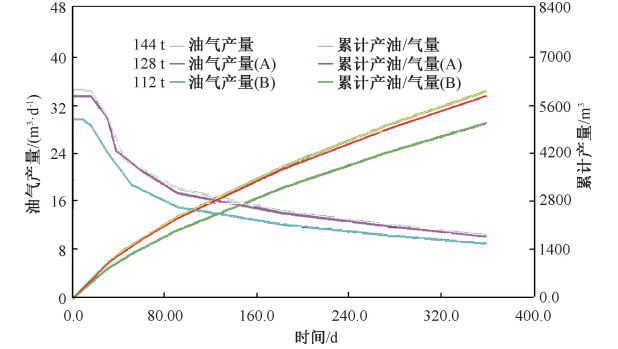


图 9 油气产量与加砂规模之间的关系
Fig. 9 The relationship between production and proppant size

为了对天然裂缝、分支缝和主缝进行全支撑,采用选用 100 目石英砂+40/70 目陶粒+30/50 目陶粒组合粒径支撑剂,计算目的层闭合压力 41 MPa 左右,陶粒强度优选抗压 52 MPa 级别,为了提高支撑剂铺置效率,更好的充填远端裂缝,优选 1.6 g/cm³ 低密度陶粒施工。

3 现场实施与效果评价

2019 年 6 月 23 日至 2019 年 7 月 7 日 G1H 井采用超临界二氧化碳穿透造缝+可溶桥塞多簇射孔分段压裂工艺完成 21 段压裂施工,施工排量 12~18 m³/min,注入液量 34 808.17 m³,中低黏滑溜水体系占比 70%,高黏冻胶占比 30%,总加砂量 1 978.56 m³,其中前置二氧化碳注入排量 4.0 m³/min,注入总量 3 265 m³(第 1、2、5 段未加),单段施工曲线如图 10。

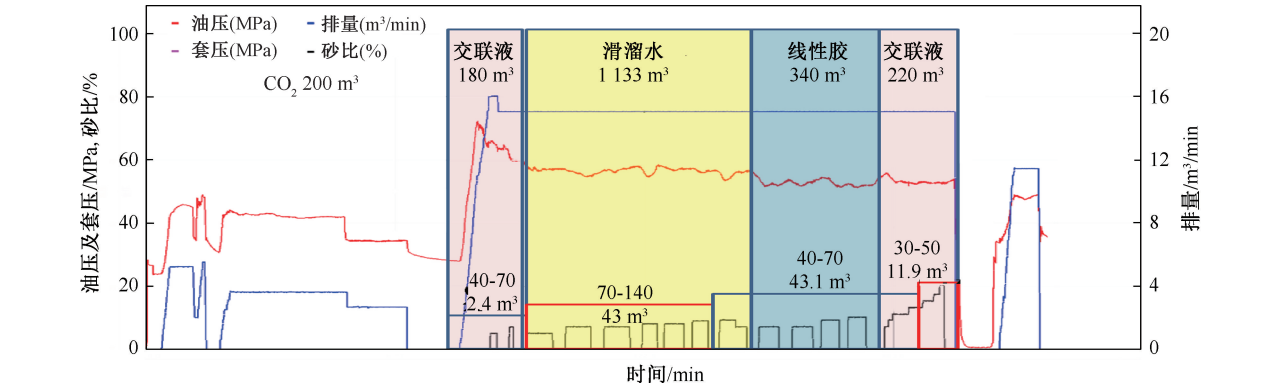


图 10 G1H 井压裂施工曲线
Fig. 10 Fracturing construction curve of well G1H

本井施工过程中全程采取地面微地震监测技术对压裂效果进行跟踪评价,从微地震解释数据看 G1H 井 21 段事件总数 3 093 个,事件数量较多,裂

缝覆盖范围广而分散,总改造体积 $5\,803.7\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ (如图 11),整体体积改造效果较好。本井压后 15 d 开始出油,测试期间最高日稳产油 36 t,增产效果显著。

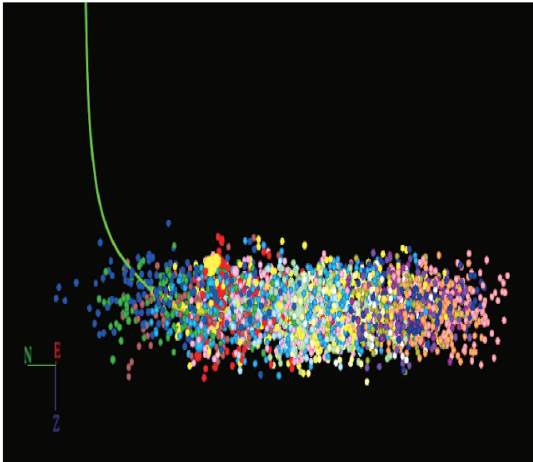
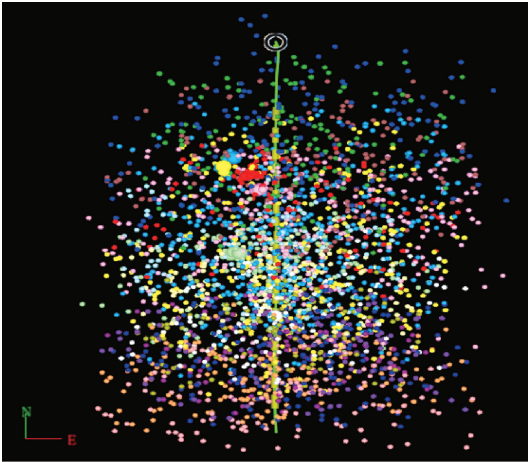


图 11 G1H 井裂缝监测俯视图
Fig. 11 Top view of fracture monitoring in well G1H

为了验证二氧化碳压裂效果,对注入二氧化碳和未注入层段参数进行对比,本井首尾 4 段均为纯泥岩段,第 1、2 段未注入二氧化碳,第 20、21 段每段注入二氧化碳 260 m^3 ,两段施工排量相当,但是施工压力相差 20 MPa ,停泵压力相差近 10 MPa (如图 12),证明超临界二氧化碳具有较好的破岩造缝的作用。

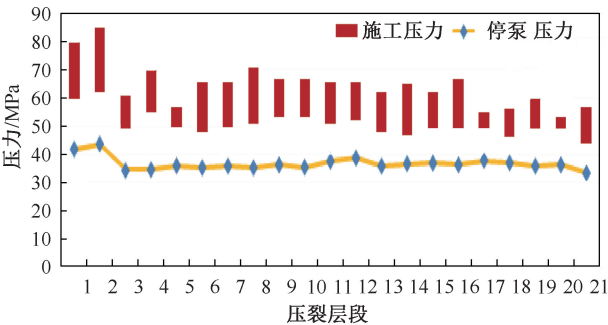


图 12 G1H 井施工压力与停泵压力对比图
Fig. 12 Comparison diagram of construction pressure and pump stop pressure in well G1H

通过对注入二氧化碳层段的裂缝监测数据进行统计发现,在前置二氧化碳注入过程中整个裂缝的延伸范围就已经被框定了,后面主压过程只是在前面缝网的基础上进行复杂化,没有继续向外扩张。对比第 1、2、5 段未注入二氧化碳层段裂缝监测数据,当注入 200 m^3 水力压裂液的时候还基本没有微地震事件产生 (如图 13),横向对比表明二氧化碳缝网的延伸能力远远大于水力压裂。

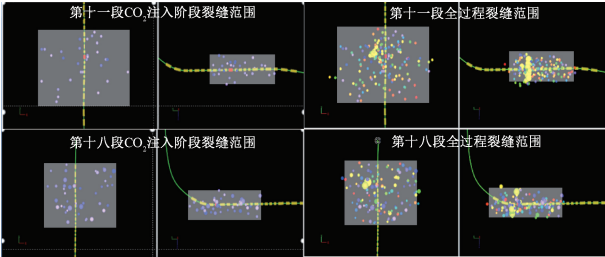


图 13 部分层段二氧化碳注入阶段和全过程裂缝范围对比
Fig. 13 Comparison of fracture range between CO_2 injection stage and whole process in some layers

用每产生一个事件平均需要多少液量,来表示不同液体产生裂缝的能力,对各段的二氧化碳阶段和主压阶段的单位事件数需要的液量进行统计对比可以看出,每产生一个事件所需二氧化碳液量在 6.5 m^3 左右浮动,所需水量在 30 m^3 左右浮动 (如图 14)。

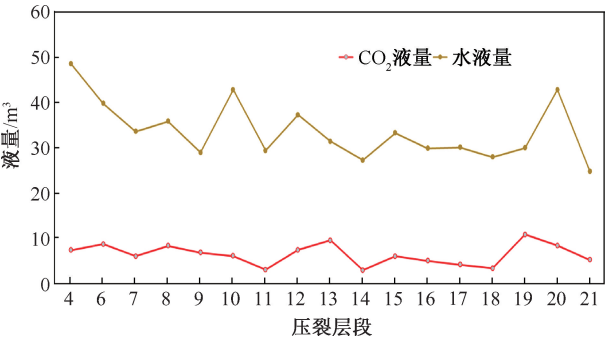


图 14 二氧化碳和水力压裂单个事件所需液量对比
Fig. 14 CO_2 versus hydraulic fracturing fluid requirements for a single event

从另一方面验证了二氧化碳压裂事件产生效

率约是水力压裂的 4.6 倍。表明二氧化碳产生裂缝的能力远远大于压裂液。

4 结论

(1) 青一段储层属于低孔、低渗致密泥页岩储层,脆性指数中等,天然裂缝不发育,水平应力差较大,采用前置超临界二氧化碳+体积压裂复合改造工艺技术取得了较好的体积改造效果,压后增产效果显著,该技术可为松辽盆地页岩油储层后续的开发提供借鉴。

(2) 二氧化碳压裂对压裂液性能会产生一定影响,但是经过室内评价和实际现场施工情况证明了这种影响程度有限。

(3) 根据软件模拟可知本井目的层温压系统条件下,地面液态二氧化碳在井底能达到超临界状态,而通过裂缝监测情况可知,同等用量情况下二氧化碳比水基压裂液形成裂缝的能力更强,约是水力压裂的 4.6 倍,因此采用前置二氧化碳相比水力压裂液更有利于提高裂缝的复杂程度。

致谢:感谢中国地质调查局油气资源调查中心提供技术支持。

参考文献

- [1] 张君峰,徐兴友,白静,等. 松辽盆地南部白垩系青一段深湖相页岩油富集模式及勘探实践[J]. 石油勘探与开发,2020,47(4):637-652.
ZHANG Junfeng, XU Xingyou, BAI Jing, et al. Enrichment and exploration of deep lacustrine shale oil in the first Member of Cretaceous Qingshankou Formation, southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4):637-652.
- [2] 杜金虎,何海清,杨涛. 中国致密油勘探进展及面临的挑战[J]. 中国石油勘探,2014,19(1):1-9.
DU Jinhu, HE Haiqing, YANG Tao. Progress in China's tight oil exploration and challenges[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(1):1-9.
- [3] 邱振,李建忠,吴晓智. 国内外致密油勘探现状、主要地质特征及差异[J]. 岩性油气藏,2015,27(4):119-126.
QIU Zhen, LI Jianzhong, WU Xiaozhi. Exploration status, main geologic characteristics and their differences of tight oil between America and China[J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(4):119-126.
- [4] 韩布兴. 超临界流体科学与技术[M]. 北京:中国石化出版社,2005:7-15.
- [5] ISHIDA T, AOYAGI K, NIWA T, et al. Acoustic emission monitoring of hydraulic fracturing laboratory experiment with

- supercritical and liquid CO₂ [J]. Geophysical Research Letters, 2012, 39(16):16309.
- [6] MIDDLETON R S, CAREY J W, CURRIER R P, et al. Shale gas and non-aqueous fracturing fluids: Opportunities and challenges for supercritical CO₂ [J]. Applied Energy, 2015, 147(3):500-509.
- [7] 苏建政,李凤霞,周彤. 页岩储层超临界二氧化碳压裂裂缝形态研究[J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):616-625.
SU Jianzheng, LI Fengxia, ZHOU Tong. Hydraulic fracture propagation behaviour and geometry under supercritical CO₂ fracturing in shale reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3):616-625.
- [8] 郭建春,曾冀. 超临界二氧化碳压裂井筒非稳态温度-压力耦合模型[J]. 石油学报,2015,36(2):203-209.
GUO Jianchun, ZENG Ji. A coupling model for wellbore transient temperature and pressure of fracturing with supercritical carbon dioxide[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2):203-209.
- [9] 赵金洲,任岚,胡永全. 页岩储层压裂缝成网延伸的受控因素分析[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2013,35(1):1-9.
ZHAO Jinzhou, REN Lan, HU Yongquan. Controlling factors of hydraulic fractures extending into network in shale formations[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(1):1-9.
- [10] 翁定为,雷群,胥云,等. 缝网压裂技术及其现场应用[J]. 石油学报,2011,32(2):280-284.
WENG Dingwei, LEI Qun, XU Yun, et al. Network fracturing techniques and its application in the field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2):280-284.
- [11] 徐创朝,陈存慧,王波. 低渗致密油藏水平井缝网压裂裂缝参数优化[J]. 断块油气田,2014,21(6):823-827.
XU Chuangchao, CHEN Cunhui, WKANG Bo. Fracture parameter optimization of network fracturing for horizontal well in low permeability and tight oil reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(6):823-827.
- [12] 陈晨,朱颖,崔梁皓. 超临界二氧化碳压裂技术研究进展[J]. 探矿工程(岩石钻掘工程),2018,45(10):21-26.
CHEN Chen, ZHU Ying, CUI Lianghao. Research progress on supercritical carbon dioxide fracturing technology[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2018, 45(10):21-26.

编辑 刘振庆

第一作者简介:卢伟,男,1986年出生,2009年毕业于长江大学资源勘查工程专业,现从事储层改造相关技术研究工作,电话:15022438296, Email:330508635@qq.com,通信地址:天津市滨海新区大港油田三号院渤海钻探工程研究院,邮政编码:300280。