

引用格式:雷林,张龙胜,熊炜.渝东南地区茅口组气藏大石1HF井酸压工艺技术研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(5):84-90.

LEI L, ZHANG L S, XIONG W. Acid fracturing technology of Maokou Formation in well-Dashi-1HF, southeastern Chongqing[J].

Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 84-90.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.05.012

渝东南地区茅口组气藏大石1HF井酸压工艺技术研究

雷林,张龙胜,熊炜

(中国石化华东油气分公司石油工程技术研究院,江苏南京210019)

摘要:渝东南地区在深层气藏,特别是深层页岩气勘探开发方面取得了重大的进展,但在浅层气勘探方面一直无较大进展,特别是浅层的茅口组气藏,为裂缝—基质型灰岩气藏,其储层孔隙度、渗透率、储层温度、压力系数均较低,裂缝发育一般,酸压过程中,酸液破胶困难、返排难、效果差,难以实现突破。以大石1HF井茅口组碳酸盐储层为例,分析其改造过程中的难点,合成了清洁胶凝酸稠化剂,并阐述了其自破胶的降解机理,优化了酸液体系配方,优选水平井分段酸压管柱,形成了清洁胶凝酸和多级封隔器的酸压工艺体系,同时优化了茅口组分段酸压工艺参数。大石1HF井累计完成4段酸压,酸液总用量为2 129.2 m³,压后测试工业气流产量为22.6×10⁴ m³/d。结果表明:渝东南浅层灰岩气藏采用清洁胶凝酸和水平井分段酸压工艺技术具有较好的效果,为今后类似层位的酸压改造提供了借鉴。

关键词:渝东南浅层气;灰岩;水平井;清洁胶凝酸;分段酸压

中图分类号:TE357.2

文献标识码:A

Acid fracturing technology of Maokou Formation in well-Dashi-1HF, southeastern Chongqing

LEI Lin, ZHANG Longsheng, XIONG Wei

(Institute of Petroleum Engineering Technology, Sinopec East China Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

Abstract: Significant advances has been made in the exploration and development of deep gas reservoirs in the southeastern Chongqing, especially the deep shale gas. While the shallow gas exploration is on the contrary, especially the shallow fracture-matrix limestone gas reservoir, Maokou Formation, with low porosity, low permeability, low fracture development, low reservoir temperature, low pressure coefficient, and mediocre fracture development. During the acid fracturing process, as the gel is hard to break by acid and the flow back is difficult, then the effect is poor, and it is difficult to make breakthrough. Taking the characteristics of carbonate reservoir, Maokou Formation in well-Dashi-1HF, as the example, the difficulties in reservoir acid fracturing have been analyzed, the self-degradation gelling acid has been synthesized, the mechanism of degradation has been introduced, and the optimization of the acid-liquid system has been carried out. The horizontal well acid fracturing pipe string has been optimized to form acid fracturing technology of self-degradation gelling acid and multilevel packer, at the same time, the segmented acid fracturing parameters have been optimized. 4 stages acid fracturing of well-Dashi-1HF has been completed, and the total acid dosage is 2 129.2 m³. The test gas production after acid fracturing is 22.6×10⁴ m³/d. The results show that this new technology has a good effect in the shallow limestone of southeastern Chongqing, and provides useful reference for the acid fracturing of similar layers in the future.

Key words: shallow gas in southeastern Chongqing, limestone, horizontal well, self-degradation gelling acid, staged acid fracturing

四川盆地天然气资源丰富,但目前探明的天然气资源主要处于深层、超深层^[1-3],浅层天然气勘探开发不多,特别是渝东南地区。近几年,随着川渝地区

页岩气勘探的快速推进,在渝东南地区下二叠系茅口组开展了大量工作,浅层的茅口组、栖霞组见到了良好的显示^[4],揭示了渝东南地区浅层天然气开发的

收稿日期:2020-02-14。

第一作者简介:雷林(1982—),男,硕士,副研究员,主要从事油气储层改造技术及理论研究。地址:江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼,邮政编码:210019。E-mail:183911057@qq.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区高效钻井及压裂工程工艺优化技术”(2016ZX05061-010);国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061);中国石化重大先导项目“南川—彭水非常规天然气重点领域攻关与增储评价研究”(YT-BXD-02-02-2019-IV)。

巨大潜力,但部分井并未经过改造措施就投产,产量、油压迅速下降,供气能力不足,无法继续生产。目前,灰岩油气藏以酸压改造为主^[5-6],酸液体系主要有常规酸、稠化酸、乳化酸、泡沫酸、固体酸、变黏酸、表面活性酸、羟基羧酸等,酸压工艺主要有混氮气酸压、前置液酸压、携砂酸压、平衡酸压、闭合酸化、多级交替注入酸压、复合酸压、超大型重复酸压、水力喷射分段酸压、网络裂缝酸压等。这些工艺技术在高温高压井应用较多,主要用于提高液体及工具的抗高温高压性^[7-11],而针对四川盆地浅层碳酸盐岩储层改造的工艺技术较少,特别是盆内浅层特低孔、特低渗低温常压碳酸盐岩储层的水平井酸压工艺,缺乏相应专项研究。

针对南川地区优质碳酸盐岩层系——二叠系茅口组、栖霞组的储层特征,分析了酸压改造过程的难点,合成了自清洁胶凝酸稠化剂,并阐述了其自破胶降解机理,优化了酸液体系配方,依据茅口组分段酸压工艺参数,优选了一种压后直接投产的水平井分压管柱。通过实施水平井管外封隔器分段酸压改造,沟通裂缝、溶洞,增加了泄气面积,压后直接放喷投产,节约了作业时间,且能实现单井的高产、稳产,酸压增产效果良好,为今后该地区类似层位的酸压改造提供了借鉴。

1 储层地质特征与酸压难点分析

1.1 储层地质特征

南川地区二叠系自上而下为长兴组、龙潭组、茅口组、栖霞组、梁山组。茅口组厚约230~300 m,各段岩性和电性具有较好的可对比性,茅一段厚度较大,约146~180 m;顶部茅四段由东向西剥蚀程度增加,残留5~10 m。茅口组主要储层茅一段整体岩性为深灰色泥质灰岩夹灰黑色灰质泥岩,岩心和薄片多见有孔虫、介形虫等生物(图1)。

茅一段测井解释孔隙度为2.3%~3.2%,渗透率为 $(0.05\sim 0.1)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,实测孔隙度为1.4%,为特低孔特低渗储层。大石1HF井测井解释的水平段孔隙度平均为0.67%,渗透率平均为 $0.11\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,其中①小层孔隙度、渗透率较高,孔隙度一般为1%~3%,茅一段储集空间主要为“溶蚀孔、黏土矿物晶间孔缝及粒缘缝”,以无机孔、裂缝为主,见少量有机质孔(图2)。

通过茅口组岩心观察,茅一段上部岩心主要为

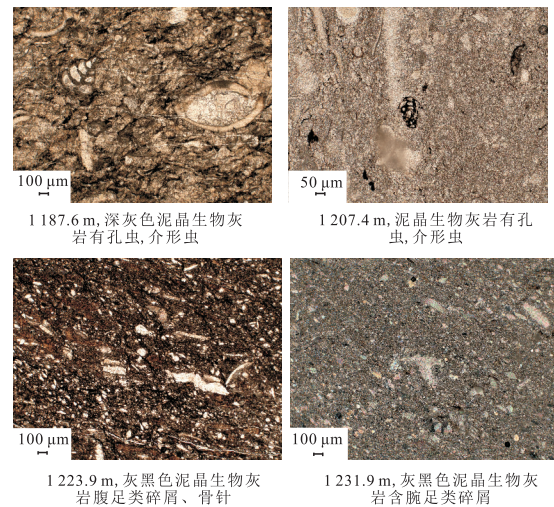


图1 储层薄片特征

Fig. 1 Thin sections of reservoir

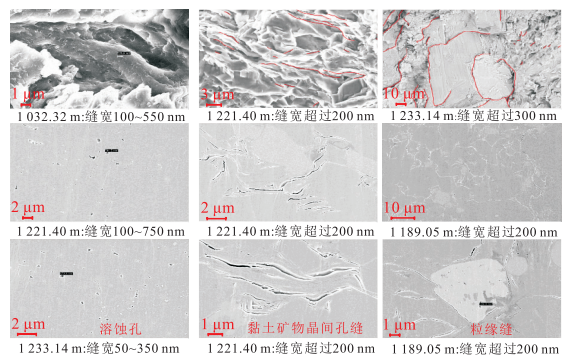


图2 茅一段储集空间及孔隙结构

Fig. 2 Reservoir space and pore structure of Mao-1 member

浅灰色含泥质灰岩夹薄层黑色灰质泥岩,浅灰色含泥质灰岩发育孔洞,方解石充填,而整体岩心高角度缝及水平缝不发育,但不规则裂缝发育;茅一段中部岩心主要为浅灰色泥质灰岩与灰黑色灰质泥岩交替出现,泥质灰岩裂缝及孔洞较发育,方解石充填,层理发育;茅一段下部岩性自上至下从灰黑色泥质灰岩逐渐变成浅灰色含泥质灰岩夹深灰色含泥质灰岩,且裂缝发育,多见网状裂缝,被方解石充填,裂缝密度为1.13条/m。

通过岩心全岩X-射线衍射定量分析,茅口组碳酸盐含量67.6%~86.3%,平均为81.94%;黏土含量7.7%~17.2%,平均为14%。测井解释茅口组碳酸盐含量55.3%~91.6%,平均为75%;黏土矿物含量1.1%~3.2%,平均为2.2%,岩石矿物成分以碳酸盐矿物为主。茅一段、栖霞组的岩屑在20%盐酸中都具有较高的溶蚀率,为82.70%~92.89%,说明岩屑以灰质成分为主,这为酸压改造奠定了良好基础。

测井解释茅口组茅一段泊松比0.31~0.33,杨氏模量34~60 GPa;三轴力学测试结果,茅口组茅一段泊松比0.35~0.37,杨氏模量13~56 GPa,通过应力计算裸眼段的最小主应力20.4~22.3 MPa。

1.2 酸压难点分析

茅口组茅一段埋深为1 140 m,储层中部温度为43.82 ℃,储层温度低,水平段孔隙度平均为0.67%,渗透率平均为 $0.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压力系数为1.14,酸压目的层为典型特低孔特低渗的低温常压储层。以胶凝酸、交联酸为主要代表的酸液体系(改性聚丙烯酰胺类酸液稠化剂)在降低酸岩反应速率的同时,会对储层造成一定的伤害^[12],主要表现为酸液各组分的配伍性差,在储层条件下易出现絮凝物。酸液在低温条件下,由于高分子聚合物的热降解效应较弱,破胶液黏度高,返排困难,严重影响了储层改造作业的效果,同时,常压低孔、低渗储层酸压后的残留物长时间滞留地层,易对储层造成二次伤害。

2 酸液体系优化

2.1 清洁胶凝酸稠化剂的合成及自降解机理

2.1.1 清洁胶凝酸稠化剂的合成

在装有温度计、搅拌器、滴定管及氮气保护装置的4口烧瓶中加入一定比例的单体丙烯酰胺(AM)、甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵(DMC),去离子,再加入NaOH调节pH值至7,通入N₂后加入一定量的引发剂过硫酸铵-亚硫酸氢钠(比例1:1),升温至50 ℃后反应4 h,得到呈胶状的稠化剂,然后采用无水乙醇洗涤、烘干、造粒,得到清洁胶凝酸稠化剂BFC-13。

2.1.2 清洁胶凝酸稠化剂的破胶及自降解机理

清洁胶凝酸稠化剂在酸液中主要发生以下过程:由于聚合物结构中的阳离子具有较强的电荷排斥作用,在相对分子质量及其分布等条件相同情况下,使酸液体系发生较强的稠化^[13],同时也会吸引体系中的负电荷离子,提高断链效率,起到破胶及自降解的作用,另外,酸液中的稠化剂含有少量过氧化物,在高温作用下,随着时间的推移,其共聚单体中的活性位点会缓慢发生自降解行为,降低其中的分子量,从而降低酸液的黏度。

2.2 酸液体系评价与优化

2.2.1 添加剂评价优选

1) 胶凝剂优选

性能良好的稠化剂应具有良好的化学稳定性、剪切稳定性和热稳定性,与酸液中的其他添加剂配伍好、溶解迅速、配置简单、现场应用方便。根据石油与天然气行业标准SY/T 6214—2016《稠化酸用稠化剂》,对清洁胶凝酸稠化剂BFC-13、CX-208和YLG-1进行了评价,室内将不同浓度的酸液增稠剂加入20% HCl中,测定其在170 s⁻¹剪切速率下的黏度,直至酸液黏度稳定,结果见表1。测试结果表明:3种酸液体系均未产生分层或沉淀,均可在短时间内溶胀,酸溶性良好。

表1 不同稠化剂酸溶结果对比

Table 1 Acid dissolving results of different densifiers

稠化剂代号	加量/(g·L ⁻¹)	酸溶时间/min	黏度/(mPa·s)
BFC-13	0.3	30	34
	0.4	35	43
	0.5	46	50
	0.6	58	56
	0.7	72	61
CX-208	0.3	40	23
	0.4	60	31
	0.5	80	37
YLG-1(乳液)	0.7	20	21
	1.0	25	26
	1.3	30	31

2) 缓蚀剂优选

根据石油与天然气行业标准SY/T 5405—1996《酸化用缓蚀剂性能试验方法及评价指标》,将N80油管在95 ℃条件下加入20% HCl时,对BFC-17、YLH-1、YHS-2、SD-820四种常用缓蚀剂进行了静态腐蚀速率测定(表2)。从实验结果看出:BFC-17性能最好,优选为体系的缓蚀剂。

表2 不同缓蚀剂的性能比较

Table 2 Properties of different corrosion inhibitor

缓蚀剂	加量/(g·L ⁻¹)	腐蚀速度/[g·(m ² ·h) ⁻¹]	是否发生点蚀
BFC-17	1	0.35	否
	2	0.18	否
YLH-1	1	0.40	否
	2	0.20	否
YHS-2	1	1.00	否
	2	0.80	否
SD-820	1	0.90	否
	2	0.70	否

3) 铁离子稳定剂的优选

在酸压过程中,酸液极易溶解油和套管上的铁锈,也容易溶蚀地层中的含铁矿物,如:黄铁矿、菱铁矿和绿泥石等。溶解的铁以溶解状态保留在残酸溶液中,当残酸pH值上升时,铁离子的溶解度下降,生成氢氧化铁凝胶,该凝胶的颗粒极小($d=1.8\ \mu\text{m}$),极易堵塞油层的喉道,造成严重伤害,影响酸化增产的效果^[14-15]。依据石油与天然气行业标准SY/T 6571—2012《酸化用铁离子稳定剂性能评价指标》,在95℃条件下,评价了TW-15、HAC、YLF-1、FCA四种铁离子稳定剂的络合能力(表3)。由实验结果可知,TW-15稳定铁离子的能力最强。

表3 不同铁离子稳定剂的比较

铁离子稳定剂	加量/(g·L ⁻¹)	稳定Fe ³⁺ 能力/(mg·mL ⁻¹)
TW-15	10	136
HAC	10	86
YLF-1	10	130
FCA	10	85

4) 助排剂的优选

酸化施工结束后要求残酸能够尽可能的快速返排出来,助排剂的加入能降低液体的毛管阻力、提高残酸的排液效率。依据石油与天然气行业标准SY/T 5755—2016《压裂酸化用助排剂性能评价方法》,通过室内试验测试了助排剂(BZP-03、AM-C、CF-5A)不同浓度时,在20% HCl中的表面张力(表4)。实验结果表明BZP-03相对性能较好,优选0.5%BZP-03为体系助排剂。

表4 不同助排剂性能比较

名称	加量/(g·L ⁻¹)	表面张力/(mN·m ⁻¹)
BZP-03	0.3	26.5
	0.4	23.2
	0.5	22.1
AM-C	0.3	27.9
	0.4	25.0
	0.5	23.1
CF-5A	0.3	27.8
	0.4	23.3
	0.5	22.6

表6 清洁胶凝酸酸岩反应动力学参数

Table 6 Acid etching behavior parameters of self-degradation gelling acid

温度/℃	酸浓度/(mol·L ⁻¹)	岩心直径/cm	摩尔浓度/(mol·L ⁻¹)	反应时间/s	酸液体积/cm ³	反应速度/[mol·(s·cm ²) ⁻¹]	氢离子传质系数/(cm ² ·s ⁻¹)
50	5.625 4	3.815	0.069 8	180	500.1	3.176 1×10 ⁻⁵	6.50×10 ⁻⁶
	4.517 3	3.812	0.067 5	180	500.1	2.457 9×10 ⁻⁵	7.13×10 ⁻⁶
	3.695 1	3.816	0.036 9	180	500.3	1.949 0×10 ⁻⁵	5.64×10 ⁻⁶
	2.483 7	3.810	0.035 1	180	500.0	1.230 7×10 ⁻⁵	3.15×10 ⁻⁶

2.2.2 清洁胶凝酸体系的综合性能评价

通过对添加剂的筛选和加量优化,综合工艺要求和储层地质特征,优选的清洁胶凝酸配方为:20% HCl+0.4%可降解胶凝剂+1%缓蚀剂+1%铁离子稳定剂+0.3%高效助排剂+1%防膨剂

1) 流变性

测试了0.4%的清洁胶凝酸在不同温度下的黏度—剪切速率关系(90 min),在50℃时,黏度达到36 mPa·s(表5)。

表5 清洁胶凝酸不同温度下的黏度—剪切速率关系
Table 5 Viscosity and shear rate of self-degradation gelling acid at different temperature

温度/℃	流态指数	稠度系数/(mPa·s ^a)	黏度/(mPa·s)		
			40 s ⁻¹	100 s ⁻¹	170 s ⁻¹
25	0.460	0.009 51	82.5	58.1	48.0
50	0.459	0.007 62	68.9	50.5	36.0
60	0.473	0.005 21	36.8	22.3	17.6
75	0.560	0.002 76	26.9	17.2	14.8

2) 酸岩反应动力试验

在酸压过程中,井底温度、岩石与酸液的面容比、酸液的流速以及岩石的矿物成分等都是影响酸岩反应速度的因素,但是,现有的室内实验方法还难以对酸岩反应进行精确的测试。利用旋转岩盘试验仪,设定一定的温度、压力和转速,可以对酸岩反应动力学参数和氢离子传质系数进行测定。

$$J = KC^m \quad (1)$$

式中:J为反应速度,表示单位时间流到单位岩石面积上的物质量, mol/(s·cm²); C为酸液浓度, mol/L; K为反应速度常数, (mol/L)^{-m}·mol/(s·cm²); m为反应级数,无因次。

根据表6的实验结果,得到50℃时的酸岩反应动力学方程:

$$m=1.160 8$$

$$K=4.275 \times 10^{-6} (\text{mol/L})^{-1.160 8} \cdot \text{mol}/(\text{s} \cdot \text{cm}^2)$$

$$\text{反应速度方程: } J=4.257 \times 10^{-6} \cdot C^{1.160 8}$$

根据实验结果可知:与普通盐酸的实验数据相

比,该清洁胶凝酸明显降低了酸岩反应速度。

3) 缓蚀性能测试

高浓度盐酸会对井下管柱产生强烈的腐蚀,为确保酸压施工的顺利进行,必须检测清洁胶凝酸的缓蚀性能。加入不同浓度的缓蚀剂配成清洁胶凝酸,在50℃、20% HCl的条件下反应4 h,利用高温高压腐蚀率仪,在动态条件下测定腐蚀速度,钢片表面积为15.264 7 cm²,试验前钢片重10.471 1 g,试验后钢片重10.464 2 g,腐蚀速度为1.135 1 g/(m²·h),钢片表面光亮,均匀腐蚀。

4) 酸液与地层水的配伍性评价

酸液的配伍性在一定程度上对酸化效果有影响,如果酸液的配伍性差,当酸液与地层流体接触时会产生沉淀或分层,造成储层伤害。大石1HF井地层产水,其矿化度为15 804 mg/L,采用矿化度为16 000 mg/L的标准盐水配制的胶凝酸液,经45℃老化和静置7 d后,胶凝酸皆无分层,无絮凝,无沉淀。

5) 残酸表面张力

按清洁胶凝酸配方将酸液配好,测定鲜酸的表面张力,同时将清洁胶凝酸与岩石反应制成残酸,测定残酸的自破胶表面张力,在25℃时鲜酸表面张力为23.2 N/m,残酸表面张力为24.1 N/m,该清洁胶凝酸能较好地降低酸液表面张力,且鲜酸和残酸的表面张力变化不大,性能稳定,有利于酸液的返排。

6) 岩心伤害评价

采用大石1HF井的导眼井岩心,在室内对清洁胶凝酸体系进行岩心渗透率伤害评价,结果如表7所示。

表7 岩心渗透率伤害试验结果

Table 7 Results of core permeability damage test

岩心号	伤害前渗透率K _i /10 ⁻³ μm ²	伤害后渗透率K _f /10 ⁻³ μm ²	伤害率/%	平均伤害率/%
1	0.135	0.105	22.22	21.55
2	0.091	0.072	20.88	

从表7的实验结果可以看出:清洁胶凝酸体系对地层岩心渗透率的平均伤害率为21.55%,伤害值较低,清洁胶凝酸体系对地层的伤害较小。

2.2.3 清洁胶凝酸的主要性能

通过评价清洁胶凝酸综合性能,认为该配方体系可以满足大石1HF井灰岩地层的酸压改造要求(表8)。

表8 清洁胶凝酸综合性能
Table 8 Comprehensive properties of self-degradation gelling acid

性能参数	参数值
酸液黏度(25℃)/(mPa·s)	≥25
酸液密度/(g·cm ⁻³)	1.09~1.11
滤失系数/(10 ⁻⁴ m·min ^{-0.5})	3.08
缓速率/%	≥85.0
残酸表面张力/(mN·m ⁻¹)	≤30
残酸界面张力/(mN·m ⁻¹)	≤5
腐蚀速度(45℃)/[g·(m ² ·h) ⁻¹]	≤3.0
铁离子稳定能力/(mg·L ⁻¹)	≥1 600
配伍性	无絮凝、不分层、无沉淀

3 水平井分段酸压管柱

大石1HF井酸压目的层为常压低温低孔低渗储层,需要压后快速返排降低储层伤害,因此,选用作业时间短、有利于压后酸液快速返排的一趟分压管柱的分压模式进行分段。分段酸压管柱主要由扩张式封隔器、压裂水力锚、弹性扶正器、安全接头、上滑套节流喷砂器、中上滑套节流喷砂器、中下滑套节流喷砂器、下节流喷砂器组成(图3),耐温为120℃,耐压为70 MPa,在下入工具之前,先将预先选择层段全部射孔,采用一趟管柱方式将封隔器及相应配套工具全部下入,通过投球的方式依次打开各个层段的喷砂器,同时暂时封堵已酸压层段,待酸压结束后可不动管柱直接投产。

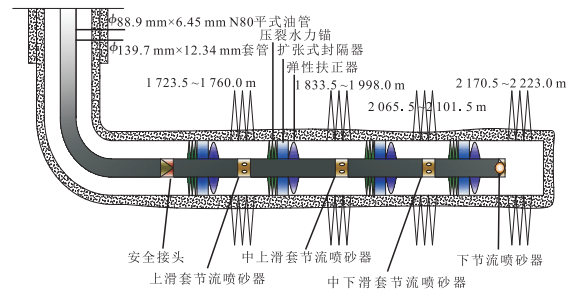


图3 大石1HF井分段压裂管柱

Fig. 3 Multilevel packer fracturing string of well-Dashi-1HF

4 茅口组酸压施工参数优化

4.1 酸压液量优化

酸液规模对酸压刻蚀裂缝缝长有直接影响,过多或过少的酸液都不能达到最优的缝长^[16-18]。结合大石1HF井的导眼井测井数据、储层应力特征、裂缝发育特征等,选用Gopher模拟不同酸压规模下的裂缝长度及压后生产能力变化情况(图4、图5)。

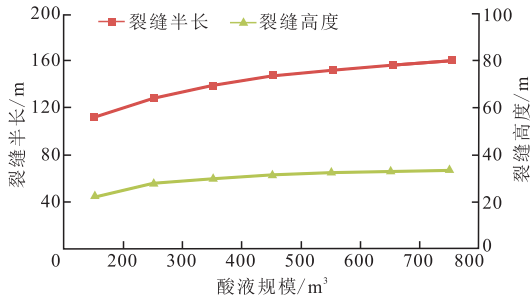


图4 不同酸液规模下裂缝的几何尺寸

Fig. 4 Geometrical dimensions of fracture at different acidizing fluid scales

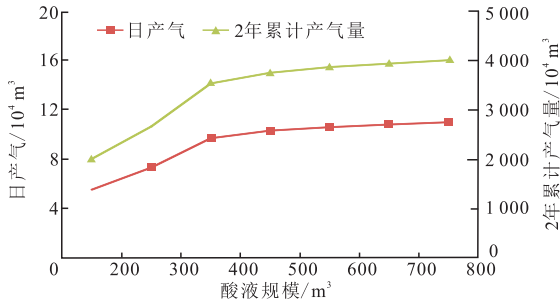


图5 不同酸液规模下对应的累计产量

Fig. 5 Cumulative production in 2 years of different acidizing fluid scales

从图4可以看出:酸液规模小于400 m³时,酸蚀的裂缝长度、高度增加的幅度较高;酸液规模超过600 m³时,增幅较小。根据目前对大石1HF井所钻遇优质储层的认识可知:优质储层厚度在30 m左右,因此,酸液规模在600 m³以内较好。同时,从图5可以看出,酸液超过400 m³后,累计日产气和累计产气增加幅度不大,因此,总体酸液规模为400~600 m³时最优。

4.2 施工排量优化

对于酸压施工,为了延长酸液的作用距离,在井口及管柱施工限压以下最大程度地提高施工排量^[19-21],大石1HF井套管抗内压为117 MPa,下入加厚的N80油管,抗内压为70 MPa,套管头额定压力为70 MPa,预测不同排量下施工压力,在施工限压60 MPa的情况下,最大施工排量可达5~6 m³/min。

5 现场试验及应用效果

大石1HF井酸压施工(图6),总液量为2311.3 m³,平均单段液量为577.83 m³,平均每米用量为4.2 m³,酸液总用量为2129.2 m³,其中,主体酸为1498.1 m³(主体酸配方为:20% HCl+0.4%可降解胶凝剂+1%缓蚀剂+1%铁离子稳定剂+0.3%高效助排剂+1%防

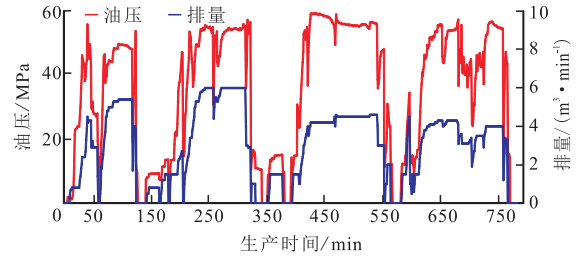


图6 大石1HF压裂施工曲线

Fig. 6 Fracture curve of well-Dashi-1HF

膨剂),前置酸为508.7 m³,闭合酸为122.4 m³(前置酸/闭合酸配方为:20% HCl+0.2%可降解胶凝剂+1%缓蚀剂+1%铁离子稳定剂+0.3%高效助排剂+1%防膨剂)。

压后采用10 mm油嘴测试稳产4 h,油压为14.21 MPa,日产气量为22.55×10⁴ m³,产液量为2.2 m³/h(图7)。

大石1HF井压后采用原管柱直接投产,节省了起下管柱时间,日产气11.6×10⁴ m³,油压为12.09 MPa,套压为9.46 MPa,油压、套压、产量保持稳定,目前累计产气超过1500×10⁴ m³,实现了渝东南浅层气勘探的突破。

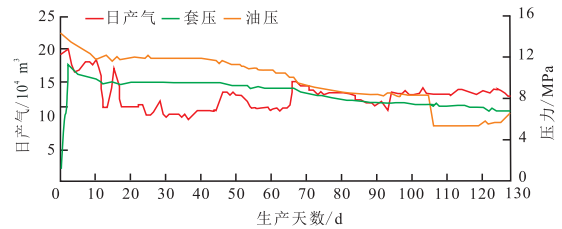


图7 大石1HF井生产曲线

Fig. 7 Production curve of well-Dashi-1HF

6 结论及建议

1) 大石1HF井浅层碳酸盐储层孔隙度、渗透率、地层温度、压力系数、天然裂缝密度均较低,需要采用伤害低、返排快、规模大、排量高的酸压工艺才能实现高效的改造及压后高产。

2) 室内研究和现场试验表明,优选的清洁胶凝酸液体系,压后返排液取样测试的黏度为3.11 mPa·s,表面张力为28.62 mN/m,一趟分压管柱具有作业时间短、压后直接投产、成本低等优点,可以满足大石1HF井孔隙—裂缝型碳酸盐储层的改造需要。

3) 渝东南浅层碳酸盐储层物性差、裂缝不发育,建议开展体积酸压工艺技术研究,提高裂缝复杂性和有效渗流面积,避免排量低、液量小而使得酸液刻蚀距离短、改造体积小情况,同时加强大规模酸压

后返排研究,降低残酸对储层的伤害。

参考文献

- [1] 郑志红,李登华,白森舒,等.四川盆地天然气资源潜力[J].中国石油勘探,2017,22(3):12-20.
ZHENG Z H, LI D H, BAI S S, et al. Resource potentials of natural gas in Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(3): 12-20.
- [2] 朱华,杨光,苑保国,等.四川盆地常规天然气地质条件、资源潜力及勘探方向[J].天然气地球科学,2018,29(10):1475-1485.
ZHU H, YANG G, YUAN B G, et al. Geological conditions resource potential and exploration direction of conventional gas in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(10): 1475-1485.
- [3] 洪海涛,田兴旺,孙奕婷,等.四川盆地海相碳酸盐岩天然气富集规律[J].中国地质,2020,47(1):99-110.
HONG H T, TIAN X W, SUN Y T, et al. Hydrocarbon enrichment regularity of marine carbonate in Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2020, 47(1): 99-110.
- [4] 徐姣,孙庆莉,段杰,等.四川盆地东部涪陵—巴南地区茅口组储层特征及预测[J].天然气勘探与开发,2019,42(3):86-93.
XU J, SUN Q L, DUAN J, et al. Predicting reservoir characteristics of Maokou Formation, Fuling-Ba'nan area, eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(3): 86-93.
- [5] 张倩,李年银,李长燕,等.中国海相碳酸盐岩储层酸化压裂改造技术现状及发展趋势[J].特种油气藏,2020,27(2):1-5.
ZHANG Q, LI N Y, LI C Y, et al. Overview and trend of acid-fracturing technology for marine carbonate reservoirs in China[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(2): 1-5.
- [6] JING T, SHANG Q S, WEN G D, et al. Research progress and prospect of acidizing process and acid fracturing technology[J]. Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2019, 2(1)
- [7] 张以明,才博,何春明,等.超高温超深非均质碳酸盐岩储层地质工程一体化体积改造技术[J].石油学报,2018,39(1):92-100.
ZHANG Y M, CAI B, HE C M, et al. Volume fracturing technology based on geo-engineering integration for ultra-high temperature and ultra-deep heterogeneous carbonate reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(1): 92-100.
- [8] 熊春明,石阳,周福建,等.深层油气藏暂堵转向高效增产技术及应用[J].石油勘探与开发,2018,45(5):888-893.
XIONG C M, SHI Y, ZHOU F J, et al. High efficiency reservoir stimulation based on temporary plugging and diverting for deep reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 888-893.
- [9] 焦方正.塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏体积开发实践与认识[J].石油勘探与开发,2019,46(3):552-558.
JIAO F Z. Practice and knowledge of volumetric development of deep fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 552-558.
- [10] 李松,马辉运,张华,等.四川盆地震旦系气藏大斜度井水平井酸压技术[J].西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(3):146-155.
LI S, MA H Y, ZHANG H, et al. Study on the acid fracturing technology for high-inclination wells and horizontal wellsof the Simian system gas reservoir in the Sichuan Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2018, 40(3): 146-155.
- [11] 赵荣华,刘文峥,邹建敏,等.复合暂堵转向酸化压裂技术在塔河油田的应用[J].特种油气藏,2019,26(6):146-150.
ZHAO R H, LIU W Z, ZOU J M, et al. Application of compound temporary plugging and steering acidizingfracturing technology in Tahe Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(6): 146-150.
- [12] 李耕.胶凝酸稠化剂在方解石中的滞留伤害研究[D].成都:西南石油大学,2017.
LI G. A study on retention of gelled acid thickener in calcite[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [13] 陈奎,张汝生,贺甲元.离子度对丙烯酸酰胺(AM)和甲基丙烯酸氧乙基三甲基氯化铵(DMC)共聚物破胶及酸降解的影响研究[J].油田化学,2017,34(2):235-240.
CHEN K, ZHANG R S, HE J Y, et al. Study on the influence of ionic degree to gel breaking and acid degradation of P(DMC-AM)[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(2): 235-240.
- [14] 张冰.酸化中酸岩反应潜在的伤害研究[D].大庆:东北石油大学,2017.
ZHANG B. The research on the potential damage of the acid-rock reaction in acidification[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [15] 张朝举.川东北海相碳酸盐岩气藏酸化压裂技术及应用研究[D].成都:西南石油大学,2017.
ZHANG C J. The technology and application of marine carbonate gas reservoir acid fracturing in northeast Sichuan[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [16] 侯帆,许艳艳,张艾,等.超深高温碳酸盐岩自生酸深穿透酸压工艺研究与应用[J].钻采工艺,2018,41(1):35-37.
HOU F, XU Y Y, ZANG A, et al. Research and application of deep penetration acid pressing technology for autogenic acid in ultra deep and high temperature carbonate rocks[J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(1): 35-37.
- [17] 杜勇.碳酸盐岩油藏定点射流深度均衡酸压工艺研究及应用[J].钻采工艺,2018,41(3):48-51.
DU Y. Study on fixed-point jet depth-balanced acid fracturing technology and application in carbonate reservoirs[J]. Dring & Production Technology, 2018, 41(3): 48-51.
- [18] 王明星,吴亚红,孙海洋,等.酸液对酸蚀裂缝导流能力影响的研究[J].特种油气藏,2019,26(5):153-158.
WANG M X, WU Y H, SUN H Y, et al. Influence of acid on the conductivity of acid corrosion fracture[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 153-158.
- [19] 刘壮,郭建春,马辉运,等.提升高温气井酸压有效缝长方法——以川西地区栖霞组为例[J].天然气地球科学,2019,30(12):1694-1700.
LIU Z, GUO J C, MA H Y, et al. Simulation study of the approach to enhance acid penetration distance in high temperature gas well: Case study of Qixia Formation, western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1694-1700.
- [20] 蒋廷学,周珺,贾文峰,等.顺北油气田超深碳酸盐岩储层深穿透酸压技术[J].石油钻探技术,2019,47(3):140-147.
JIANG T X, ZHOU J, JIA W F, et al. Deep penetration acid-fracturing technology for ultra-deep carbonate oil & gas reservoirs in the Shunbei Oil and Gas Field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2019, 47(3): 140-147.
- [21] 周林波,刘红磊,解皓楠,等.超深碳酸盐岩水平井水力喷射定点深度酸化压裂技术[J].特种油气藏,2019,26(3):158-162.
ZHOU L B, LIU H L, XIE H N, et al. Fixed-point acid fracturing technology in the ultra-deep carbonate horizontal well[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(3): 158-162.

(编辑 余聪)