

文章编号:1009-9603(2022)04-0109-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202105035

吉木萨尔页岩油藏注气吞吐泡沫防窜实验研究

吴晓峰,盛家平,熊晓菲

(中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院,北京 102249)

摘要:页岩油藏基质渗透率极低,注气吞吐是一种有效的页岩油提高采收率技术。由于人工裂缝与天然裂缝的存在,矿场试验表明注气吞吐过程中邻井气体窜流严重。注入泡沫可有效降低气体流度,增大吞吐波及体积,抑制气体在裂缝中的窜流。通过室内实验,筛选4种起泡剂,对其起泡能力和稳泡能力进行评价,优选泡沫综合性能最好的起泡剂,继而探究页岩裂缝岩心注气吞吐过程中的气窜规律,明确裂缝岩心注入泡沫后的封堵性能,以探究泡沫防窜对页岩岩心注气吞吐提高采收率的应用潜力。结果表明:质量分数为0.4%的AOS起泡剂稳定性最好;气液同注后产生的泡沫气体封堵压差增至6.67 MPa,气体突破时间增加了13.72倍;在泡沫封堵的基础上,进行5个轮次的吞吐可使总采收率提高6.58%。

关键词:页岩油;注气吞吐;裂缝;泡沫防窜;提高采收率

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Experimental study on foam anti-channeling during huff-n-puff gas injection in Jimsar shale oil reservoirs

WU Xiaofeng, SHENG Jiaping, XIONG Xiaofei

(Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China)

Abstract: The matrix permeability of shale oil reservoirs is extremely low, and gas huff-n-puff is an effective technology for enhanced oil recovery (EOR) of shale oil. Due to artificial and natural fractures, field tests showed that gas channeling from adjacent wells was serious during huff-n-puff gas injection. Injecting foam can reduce gas fluidity, increase the swept volume of huff-n-puff, and inhibit the gas channeling between fractures. Four foaming agents were screened through laboratory experiments. The foaming ability and foam stabilization were evaluated to select the foaming agent with the best comprehensive performance, and then the gas channeling law during huff-n-puff gas injection in the fractured shale core was explored. In addition, the plugging performance in the fractured core after foam injection was studied, and the potential of foam channeling control for EOR by huff-n-puff gas injection in shale cores was explored. The results demonstrate the AOS foaming agent with a mass fraction of 0.4% shows the optimal stability; the pressure difference of foamed gas plugging generated after the simultaneous injection of gas and liquid grows to 6.67 MPa, and the gas breakthrough time increases by 13.72 times; based on foam plugging, five cycles of huff-n-puff can enhance the total recovery factor by 6.58%.

Key words: shale oil; gas huff-n-puff; fracture; foam anti-channeling; EOR

随着国际油气资源形势的不断变革,各国积极参与和深入研究非常规能源,2008年威利斯顿盆地 Bakken 致密油实现规模化开发,强力逆转了北美石油产量持续走低的发展趋势^[1]。中国的页岩油、页岩气

等非常规油气资源的开发潜力巨大^[2-3],探究其开发方式显得尤为重要。中国页岩油气资源量丰富,以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组页岩油勘探效果最为显著^[4-7]。吉木萨尔页岩油储层物性

收稿日期:2021-05-22。

作者简介:吴晓峰(1997—),男,甘肃白银人,在读硕士研究生,从事页岩油提高采收率技术研究。E-mail:xiaofeng970408@163.com。

通信作者:盛家平(1962—),男,江苏丹阳人,教授,博士。E-mail:shengjiaping@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“页岩油藏空气氧化热破裂机制研究”(51974334),中国石油战略合作科技专项“页岩油储层改造与提采一体化机理与技术研究”(ZLZX2020),中国石油大学(北京)科研基金(2462018YJRC001)。

差,属于特低渗透储层,纳米级孔喉占比大,以微细孔喉为主,排驱压力平均约为4 MPa,渗流条件偏差,不压裂无产能。开发试验初见成效,水平井大规模压裂后产能递减快,采收率一般低于5%,提高采收率潜力巨大。

对于页岩油藏,气驱和注气吞吐是提高其采收率手段。SHENG对页岩储层进行注气与注水对比,发现气驱波及体积远大于水驱,提出页岩储层中注气提高采收率方法的主要机理是维持压力,而注气吞吐具有最高的产油潜力^[8]。由于页岩油藏储层的特殊性,常规的开采方式及评价标准等并不适用,主要的开发方式建立在储层压裂改造之后,而压裂技术会形成大量的压裂裂缝,与此同时,页岩油藏普遍发育不同开度的天然裂缝,水力压裂过程中较高的压力在形成人工裂缝的同时会使部分天然裂缝打开。在某些程度上,裂缝对储层渗透率及产能的贡献明显^[9]。张树翠等开展了页岩储层非均质性及各向异性影响水力压裂裂纹扩展规律的研究^[10]。考虑到页岩油基质物性差,为实现基质孔隙原油的充分动用^[11],目前页岩油藏井距一般为100~200 m,压裂规模越来越大,邻井之间缝网交错叠置,造成注入气体很容易沿着裂缝窜逸,气体遇到裂缝后主要沿裂缝流动对基质中的原油动用程度低,一旦形成气窜,注入压力增幅减缓,注气体积增大,造成注入气体的浪费,导致气体无效循环,甚至会影响到邻井生产,严重降低了开发效果^[12]。

泡沫是一种气液两相体系,具有“堵大不堵小、堵水不堵油”的选择性封堵性能,以及扩大宏观扫油面积和微观波及体积、提高洗油效率等作用机理^[13-15]。1956年,FRIED最早通过室内泡沫驱研究以及现场试验应用,发现泡沫能迅速降低气相相对渗透率,延缓了气体的突破,进而提高原油采收率^[16]。之后的几十年里,外国学者先后开展了空气泡沫、氮气泡沫、二氧化碳泡沫等室内实验和矿场应用评价。ROMERO等进行了孔隙尺度的可视化实验,研究了泡沫在多孔介质中的流动^[17]。DI等使用纳米二氧化碳开展二氧化碳泡沫驱油研究,大幅度提升了原油采收率^[18]。SINGH等采用共同注入的方式将发泡剂和氮气注入Berea砂岩,形成了纳米颗粒—表面活性剂泡沫^[19]。中国学者对泡沫在油田开发中的应用研究愈加细致。王玉斗等对泡沫渗流机理及其模型的研究^[20]。张作安概述了泡沫驱油的驱油机理,并提出了泡沫驱油的发展方向^[21]。杜朝锋等就长庆油田低渗透油藏开展室内

实验,原油采收率提高了6.85%^[22]。万雪对泡沫的气液比和段塞组合进行了优化^[23]。李松岩等提出超临界CO₂泡沫能有效增加裂缝中的渗流阻力,控制流体在裂缝中的窜流^[24]。邹高峰等开展了低界面张力的超微CO₂泡沫的制备方式优选^[25]。刘双星等考察了气泡粒径对驱油用泡沫体系的稳定性和在多孔介质中渗流特征的影响^[26]。HAO等提出将N₂泡沫用于非均质边水油藏来解决CO₂吞吐开采过程中的水窜问题^[27]。

目前对于页岩油藏中应用泡沫来解决注气吞吐中的气窜问题仍鲜有关关注,为此笔者选取吉木萨尔页岩油藏岩心,在对页岩岩心进行注气吞吐开采的基础上,基于岩心尺度研究了裂缝岩心在注气吞吐过程中的气窜规律,将泡沫注入裂缝岩心,探究其在裂缝岩心中抑制气窜的作用效果,以明确页岩油藏注气吞吐过程中泡沫防窜封堵能力,并分析了其对裂缝性页岩油藏的提高采收率潜力。

1 实验器材与方法

1.1 材料与仪器

实验材料包括阴离子起泡剂 α -烯炔磺酸钠(AOS,艾科试剂有限公司生产)、十二烷基苯基磺酸钠(SDBS,麦克林试剂有限公司生产)和十二烷基硫酸钠(SDS,麦克林试剂有限公司生产),阳离子起泡剂为十六烷基三甲基溴化铵(CTAB,麦克林试剂有限公司生产);实验用水为模拟地层水,根据吉木萨尔页岩油藏某区块地层水组成配制;实验用油为新疆地面脱气原油与煤油按照一定比例配制的模拟油,其密度约为0.845 g/cm³,气源为高纯氮气(纯度>99.9%,来自北京城信顺兴气体原料销售公司)。

实验仪器包括XHF-DY型高速搅拌机、ZYB-2型真空加压饱和装置、烘箱、METTLER-TOLEDO ME204E型电子天平、UPUMP-100D型恒速恒压驱替泵、V-0.67/8空气压缩机、Brooks5850E气体流量控制器、岩心夹持器、手摇泵、压力传感器和数据采集等。

实验采用吉木萨尔页岩油藏某区块岩心(表1),由于实际取心时很难获得带有裂缝的岩心,本实验通过线切割方式在岩心轴线位置进行切割获得人工裂缝,将切割后的两部分岩心合并即可获得带有裂缝的岩心模型。

1.2 实验方法

1.2.1 起泡剂筛选实验

针对泡沫体系性能的评价有诸多方法^[28-32],目

表1 实验用岩心参数
Table1 Core parameters for experiments

岩心编号	长度/mm	直径/mm	孔隙度/%	基质渗透率/mD
Y-1	50.31	25.26	8.41	0.003 6
Y-2	100.23	25.32	7.87	0.004 8
Y-3	100.34	25.28	8.31	0.004 3
Y-4	100.17	25.23	7.66	0.002 7
Y-5	100.27	25.27	7.32	0.004 6
Y-6	100.33	25.26	7.86	0.005 8

前普遍应用 Waring Blender 法来实现泡沫的生成和评价^[33],起泡剂性能主要通过起泡能力和稳定性来进行评价,即最大起泡体积和泡沫的析液半衰期。

实验步骤主要包括:①使用 100 mL 配制好的模拟地层水,将其倒入烧杯,加入定量的起泡剂,通过磁力搅拌达到充分混合,实验用起泡剂分别为 AOS, SDBS, SDS 和 CATB。②打开 XHF-DY 型高速搅拌器电机,设定转速为 8 000 r/min,搅拌时间为 3 min,充分起泡。③搅拌结束后立即读取泡沫的最大起泡体积,即可判断出起泡剂的起泡能力。④同时记录液体从泡沫中析出一半所需要的时间,即泡沫的析液半衰期,就可以判断出泡沫的稳定性。⑤换不同浓度的其余试剂重复上述过程。

考虑泡沫起泡能力和析液半衰期对泡沫性能的综合影响,引入泡沫的综合指数 FCI ^[34]概念,其计算公式为:

$$FCI = \frac{3}{4} V_{\max} t_{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

1.2.2 裂缝岩心气窜实验

实验步骤主要包括:①选用长度分别约为 50 和 100 mm 的 2 种裂缝岩心(Y-1 和 Y-2)进行对比,将其放在 80 °C 的烘箱中烘干 6 h。②将烘干后的岩心装入岩心夹持器,为了减小岩心夹持器中裂缝位置的影响,放置岩心时确保人工裂缝的断面保持水平,通过手摇泵施加围压,围压设定为 10 MPa。③在岩心夹持器左端连接 Brooks5850E 气体流量控制器来控制注气速度,设定范围为 0.5~4 mL/min。④岩心夹持器两端连接压力传感器来记录岩心两端压差,通过对比不同长度、不同注气速度下的岩心压差曲线,来探究裂缝岩心的气窜规律。实验装置如图 1 所示。

1.2.3 裂缝岩心泡沫封堵实验

实验步骤主要包括:①选用制备好的长度约为 100 mm 的裂缝岩心 Y-3,将其放在 80 °C 的烘箱中烘干 6 h。②将烘干后的岩心冷却一段时间,称其干

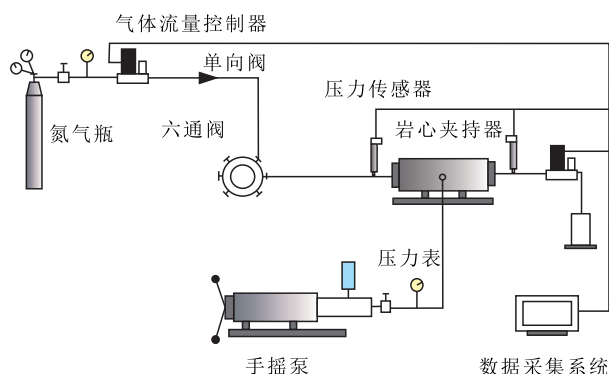


图1 裂缝岩心气窜规律实验装置

Fig.1 Experimental device for gas channeling law in fractured cores

重,保证质量差在合理范围。③将岩心放入 ZYB-2 型真空加压饱和装置进行抽真空(图 2),时间为 8 h,抽真空结束后,对岩心进行饱和油,每隔 0.5 h 加压 5 MPa,直至压力升至 30 MPa,饱和时间为 48 h。④将饱和完油的岩心使用电子天平进行称重,即湿重,保证质量差在合理范围。⑤将岩心装入岩心夹持器,放置岩心时确保人工裂缝的断面保持水平,通过手摇泵施加围压为 10 MPa。⑥在气液的注入方式上,诸多学者认为气液同注的方式要优于气液交替注入^[24,35-36],所以本实验采用气液同注的方式将泡沫注入裂缝岩心,注液速度为 2 mL/min,注气速度分别为 1, 2 和 4 mL/min,从而得到不同气液比分别为 1:2, 1:1 和 2:1,记录岩心两端的压差,观察不同气液比下的封堵规律和效果,得到最佳气液比(图 3)。⑦使用上述步骤得到的最佳气液比,选用岩心 Y-4 进行气体突破实验,得到气体突破泡沫封堵时的压力和时间。

1.2.4 泡沫封堵提高采收率潜力实验

选取岩心 Y-5 和岩心 Y-6,开展裂缝岩心注气吞吐和泡沫辅助注气吞吐对比实验,注气速度保持一致,泡沫通过气液同注的方式注入裂缝岩心,注入时间为 2 min,采用最佳气液比,其余条件不变,进

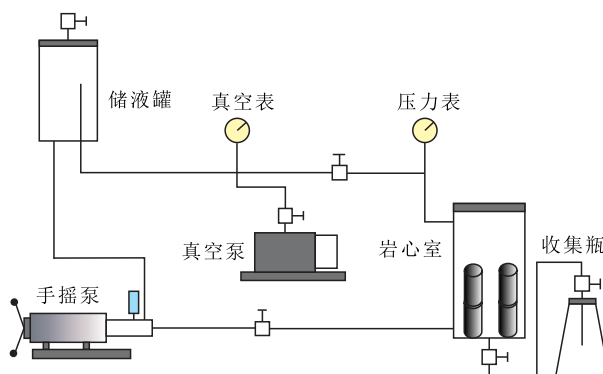


图2 真空加压饱和装置

Fig.2 Vacuum pressure saturation device

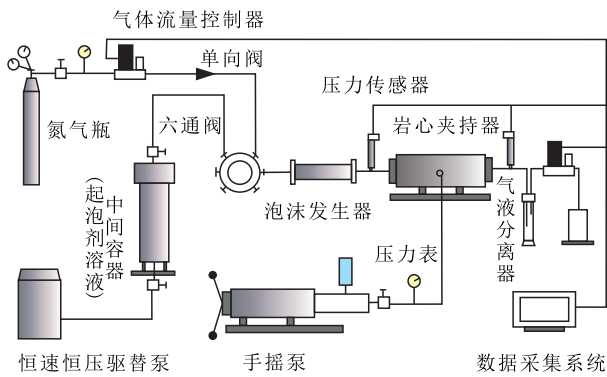


图3 裂缝岩心泡沫封堵规律实验装置

Fig.3 Experimental device for foam plugging law in fractured cores

行5个轮次的注气吞吐实验,通过对比岩心每个轮次的周期采收率和总采收率,对比没有注入泡沫和注入泡沫后的采出程度,从而明确泡沫防窜对于页岩注气吞吐的提高采收率应用潜力。

2 结果分析

2.1 起泡剂筛选及稳定性评价

对比 AOS, SDBS, SDS 和 CATB 等 4 种起泡剂的起泡能力和稳泡能力,由实验结果(图4,图5)可知,相同条件下,4种起泡剂的起泡体积各不相同,但均在 300 mL 以上,其中 SDBS 的起泡能力最好,AOS, SDS 和 CATB 的起泡体积接近。4种起泡剂的析液半衰期相差较大,其中起泡表现较好的 SDBS

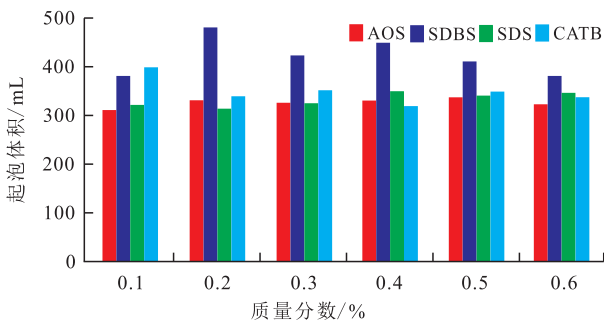


图4 起泡剂起泡体积
Fig.4 Foaming volumes of foaming agents

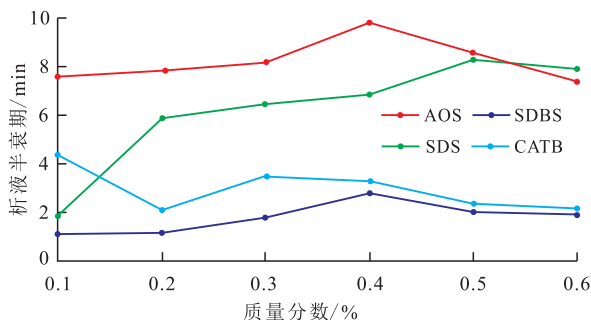


图5 起泡剂析液半衰期
Fig.5 Half lives of foaming agents

析液半衰期最短,AOS的析液半衰期较长一些,泡沫稳定性相对较好。按照(1)式计算得出4种起泡剂的泡沫综合指数(图6),综合比较各起泡剂的性能,可以得出:质量分数为0.4%的AOS起泡剂的泡沫稳定性最佳,故拟采用质量分数为0.4%的AOS作为起泡剂。

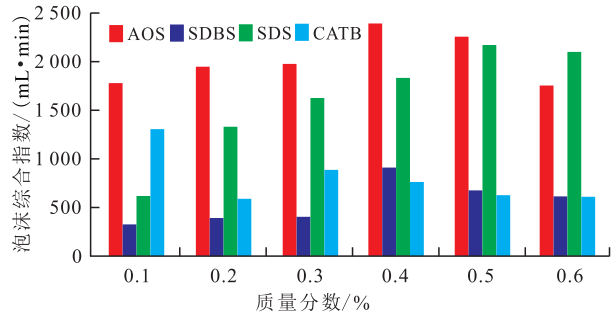


图6 起泡剂泡沫综合指数
Fig.6 Composite indexes of foaming agents

2.2 裂缝岩心气窜实验

裂缝岩心注气时,气窜导致岩心两端压差不会持续增大,最终会存在很小的压差。由长短裂缝岩心不同注气速度下的岩心两端压差(图7)可知,注气速度为0.5~1 mL/min时,长岩心和短岩心的压差相近,但随着注气速度的增大,压差差距增大;在发生气窜时,不同长度的裂缝岩心会有不同压差,长裂缝岩心气窜规律更易观察,为了更好地探究裂缝岩心泡沫封堵的效果,后续评价实验均采用长度为100 mm的岩心。

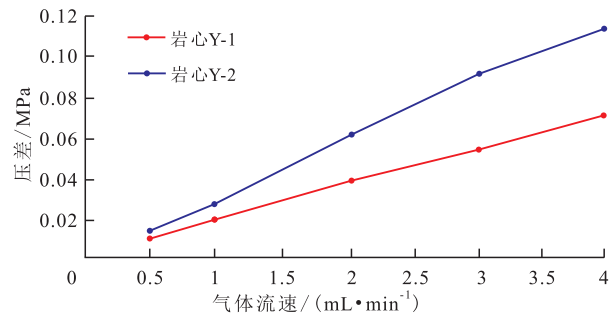


图7 裂缝岩心注气时压差对比
Fig.7 Comparison between pressure differences during gas injection in fractured cores

2.3 裂缝岩心泡沫封堵实验

在注气阶段,由于气窜导致岩心两端的压差很小;注入泡沫后,对比不同气液比下的封堵压差,可以看出气液比为1:1时封堵压差呈线性增加,封堵压差大于气液比为1:2时的封堵压差,且在时间为85 min后大于气液比为2:1的封堵压差,可以获得较好的封堵效果(图8),所以气液比选定为1:1。

在没有注入泡沫时,裂缝岩心注入气体时间大约为18 min时岩心两端的压差不再发生变化,说明

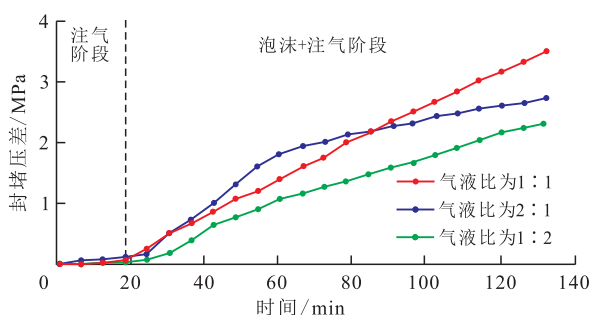


图8 不同气液比的封堵压差

Fig.8 Plugging pressure differences with different gas-liquid ratios

气体突破形成稳定的气窜通道(图8);在注入泡沫后,裂缝岩心两端的压差明显增大,封堵压差增至6.67 MPa,气体突破时间为265 min(图9),相比于形成气窜通道的时间,气体突破时间增加了13.72倍,说明泡沫起到了防止气体窜流的作用,在注气吞吐过程中采用泡沫进行封堵具有可行性。

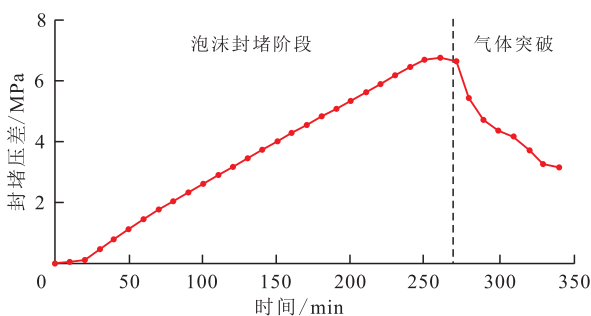


图9 气体封堵压力和时间

Fig.9 Gas plugging pressure and time

2.4 泡沫封堵提高采收率潜力实验

从图10采收率结果可知,岩心Y-5和岩心Y-6的注气吞吐过程中,随着轮次的进行,周期采收率逐渐递减,其中前3轮次的周期采收率对总采收率的贡献较为突出。若没有泡沫封堵,气体沿裂缝窜流,导致注入压力较低,岩心Y-5的前3轮周期采收率分别为4.06%,2.46%和1.33%,后2轮周期采收率越来越小,分别为0.82%和0.28%,5轮次注气吞吐

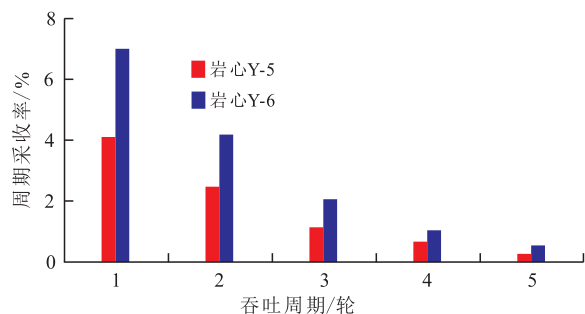


图10 注气吞吐和注气吞吐+泡沫周期采收率对比

Fig.10 Comparison of cyclic recoveries factor between huff-n-puff gas injection and huff-n-puff gas injection with foam

的总采收率为仅为9.24%。当岩心Y-6注入泡沫后,由于泡沫的封堵作用,将气体注入裂缝后,采收率明显提升,前3轮次的周期采收率分别提高了3.06%,1.62%和0.95%,第4和第5轮次分别提高了0.3%和0.18%。由此可见,进行泡沫封堵后总采收率从9.24%增至15.82%,采收率提高了6.58%。

因此,在注气吞吐过程中,注泡沫可有效抑制气窜,为注入气体进入岩心基质提供了有利条件,有效提高了裂缝性页岩油藏注气吞吐的采收率。

3 结论

分析裂缝对页岩油藏注气吞吐开发的影响,指出气体防窜对裂缝性页岩油藏注气开发的必要性,在此基础上提出将泡沫注入裂缝进行封堵,分析了泡沫防窜对裂缝性页岩油藏采收率的影响,评价注气吞吐中泡沫防窜的提采效果。对比各起泡剂,筛选出质量分数为0.4%的AOS起泡剂综合性能最佳。采用气液同注方式将泡沫注入裂缝,裂缝岩心两端压差增至6.67 MPa,气体突破时间增加了13.72倍,说明泡沫起到了防止气体窜流的作用,在注气吞吐过程中采用泡沫进行封堵具有可行性。泡沫封堵可有效提高页岩油藏吞吐采收率,经过5个轮次的吞吐总采收率提高6.58%,说明泡沫封堵在裂缝性页岩油藏中具有提高采收率的潜力。

符号解释

- FCI ——泡沫综合指数, $\text{mL} \cdot \text{min}$;
- $t_{\frac{1}{2}}$ ——泡沫的析液半衰期, min ;
- V_{max} ——泡沫体系的最大起泡体积, mL 。

参考文献

- [1] 张君峰,毕海滨,许浩,等.国外致密油勘探开发新进展及借鉴意义[J].石油学报,2015,36(2):127-137.
ZHANG Junfeng, BI Haibin, XU Hao, et al. New progress and reference significance of overseas tight oil exploration and development [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 127-137.
- [2] 钱伯章,朱建芳.世界非常规天然气资源及其利用概况[J].天然气经济,2006,22(4):20-23.
QIAN Bozhang, ZHU Jianfang. Profiles for world unconventional gas resources and its utilization [J]. Natural Gas Economy, 2006, 22(4): 20-23.
- [3] 李玉喜,张金川.我国非常规油气资源类型和潜力[J].国际石油经济,2011,19(3):61-67.
LI Yuxi, ZHANG Jinchuan. Types of unconventional oil and gas resources in China and their development potential [J]. Interna-

- tional Petroleum Economics, 2011, 19(3): 61-67.
- [4] 吉鸿杰, 邱振, 陶辉飞, 等. 烃源岩特征与生烃动力学研究——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(4): 34-42.
JI Hongjie, QIU Zhen, TAO Huifei, et al. Source rock characteristics and hydrocarbon generation kinetics: A case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(4): 34-42.
- [5] 许琳, 常秋生, 杨成克, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油储层特征及含油性[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 535-549.
XU Lin, CHANG Qiusheng, YANG Chengke, et al. Characteristics and oil-bearing capability of shale oil reservoirs in the Permian Lucaogou Formation, Jimusar sag [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 535-549.
- [6] 闫林, 冉启全, 高阳, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层溶蚀孔隙特征及成因机理[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(3): 27-33.
YAN Lin, RAN Qiquan, GAO Yang, et al. Characteristics and formation mechanism of dissolved pores in tight oil reservoirs of Lucaogou Formation in Jimsar Sag [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(3): 27-33.
- [7] 李闯, 王浩, 陈猛. 致密砂岩储层可动流体分布及影响因素研究——以吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(1): 140-149.
LI Min, WANG Hao, CHEN Meng. Distribution characteristics and influencing factors of movable fluid in tight sandstone reservoirs: a case study of Lucaogou Formation in Jimsar Sag, NW China [J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(1): 140-149.
- [8] SHENG J J. Enhanced oil recovery in shale reservoirs by gas injection [J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015, 22(1): 252-259.
- [9] 梅丹, 胡勇, 王倩. 裂缝对气藏储层渗透率及气井产能的贡献[J]. 石油实验地质, 2019, 41(5): 769-772.
MEI Dan, HU Yong, WANG Qian. Experimental study on fracture contribution to gas reservoir permeability and well capacity [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(5): 769-772.
- [10] 张树翠, 孙可明. 储层非均质性和各向异性对水力压裂裂纹扩展的影响[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 96-100.
ZHANG Shucui, SUN Keming. Hydraulic fracturing crack propagation under various reservoir heterogeneity and anisotropy [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 96-100.
- [11] 高阳, 叶义平, 何吉祥, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油开发实践[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 133-141.
GAO Yang, YE Yiping, HE Jixiang, et al. Development practice of continental shale oil in Jimsar sag in the Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 133-141.
- [12] 鲁国用, 赵凤兰, 侯吉瑞, 等. 致密砂岩裂缝性油藏CO₂驱高强度凝胶封窜适用界限[J]. 油田化学, 2019, 36(3): 482-488.
LU Guoyong, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Starch gel plugging limits of CO₂ flooding in fractured tight sandstone reservoirs [J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(3): 482-488.
- [13] 钟双飞, 缙新俊. 泡沫稳定性能评价及泡沫分流效果试验研究[J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(1): 65-66, 76.
ZHONG Shuangfei, GOU Xinjun. Foam stability evaluation and experiment study of diverting effect [J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003, 25(1): 65-66, 76.
- [14] 王增林, 王其伟. 强化泡沫驱油体系性能研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2004, 28(3): 49-51, 55.
WANG Zenglin, WANG Qiwei. Performance of foam in the forced foam flooding system [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2004, 28(3): 49-51, 55.
- [15] 宋健. 泡沫复合驱体系发泡能力初步研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(z1): 93-94.
SONG Jian. Primary study on foaming power of foam composite flooding system [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(z1): 93-94.
- [16] FRIED A N. The foam-drive process for increasing the recovery of oil [R]. Washington DC: Department of the Interior, Bureau of Mines, 1961: 1-63.
- [17] ROMERO Zeron L, KANTZANS A. Pore level displacement mechanisms during foam flooding [C]. Alberta: Canadian International Petroleum Conference, 2003.
- [18] DI M, YU J, NING L, et al. The application of nanoparticle-stabilized CO₂ foam for oil recovery [C]. SPE 164074, 2013.
- [19] SINGH R, MOHANTY K K. Synergistic stabilization of foams by a mixture of nanoparticles and surfactants [C]. SPE 169126, 2014.
- [20] 王玉斗, 李茂辉, 温科扬, 等. 泡沫渗流机理及渗流模型研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 104-107.
WANG Yudou, LI Maohui, WEN Keyang, et al. Study on mechanism and modeling of foam flow in porous media [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(4): 104-107.
- [21] 张作安. 低渗透油藏泡沫驱油机理及应用现状研究[J]. 当代化工, 2017, 46(8): 1 693-1 695, 1 704.
ZHANG Zuoan. Study on the mechanism and application of foam flooding in low permeability reservoirs [J]. Contemporary Chemical Industry, 2017, 46(8): 1 693-1 695, 1 704.
- [22] 杜朝锋, 武平仓, 刘蕾, 等. 长庆油田特低渗油藏空气泡沫驱室内评价[J]. 低渗透油气田, 2011, 18(3): 128-129.
DU Chaofeng, WU Pingcang, LIU Lei, et al. Indoor evaluation of air foam flooding in extra-low permeability reservoirs of Changqing oilfield [J]. Low Permeability Oil & Gas Fields, 2011, 18(3): 128-129.
- [23] 万雪. 大庆榆树林油田典型区块CO₂泡沫驱适应性研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.
WAN Xue. Adaptability research of CO₂ foam flooding in the typical block of Daqing Yushulin Oilfield [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2017.
- [24] 李松岩, 王麟, 韩瑞, 等. 裂缝性致密油藏超临界CO₂泡沫驱规律实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 29-35.
LI Songyan, WANG Lin, HAN Rui, et al. Experimental study on supercritical CO₂ foam flooding in fractured tight reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 29-35.
- [25] 邹高峰, 舒志国, 郑爱维, 等. 超微CO₂泡沫制备与表征[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(4): 128-134.
ZOU Gaofeng, SHU Zhiguo, ZHENG Aiwei, et al. Preparation and characterization of the ultra-micro CO₂ foam [J]. Petroleum Geolo-

- gy & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(4): 128-134.
- [26] 刘双星, 彭勃, 刘琦, 等. 驱油用CO₂泡沫体系粒径对其性能影响研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(3): 33-38.
LIU Shuangxing, PENG Bo, LIU Qi, et al. Study on impact of particle size of CO₂ foam system for flooding on its performance [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3): 33-38.
- [27] HAO Hongda, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. N₂-foam-assisted CO₂ huff-n-puff process for enhanced oil recovery in a heterogeneous edge-water reservoir: experiments and pilot tests [J]. RSC Advances, 2020, 11(2): 1 134-1 146.
- [28] 徐晓凯. 适用于高温储层泡沫气驱的发泡体系实验研究[J]. 山东工业技术, 2014, 32(16): 10.
XU Xiaokai. Experimental study on foaming system suitable for foam gas flooding in high-temperature reservoirs [J]. Shandong Industrial Technology, 2014, 32(16): 10.
- [29] 郑继龙, 赵军. 低界面张力起泡剂泡沫性能评价研究[J]. 精细石油化工进展, 2020, 21(6): 24-27.
ZHENG Jilong, ZHAO Jun. Study and evaluation on foaming properties of low interfacial tension foamers [J]. Advance in Fine Petrochemicals, 2020, 21(6): 24-27.
- [30] 乔砚佳, 郑继龙, 赵传勋, 等. 低界面张力泡沫体系DJM-2复配及性能评价研究[J]. 胶体与聚合物, 2020, 38(2): 78-81.
QIAO Yanjia, ZHENG Jilong, ZHAO Chuanxun, et al. Study on DJM-2 combination and performance evaluation of low interfacial tension foam system [J]. Chinese Journal of Colloid & Polymer, 2020, 38(2): 78-81.
- [31] KHOVANOV Mikhail, ROBERT Louis Hadrien. Foam evaluation and Kronheimer-Mrowka theories [J]. Advances in Mathematics, 2021, 376: 1-59.
- [32] CAO Guangqiang, WANG Yun, LI Nan. A new experimental evaluation technology for foaming agent in high temperature and high pressure formation [J]. Advanced Materials Research, 2014, 3 246: 877-882.
- [33] HASHEM M M. Foaming agent: USA4524002 [P]. 1985.
- [34] 王增林. 强化泡沫驱提高原油采收率技术 [M]. 北京: 中国科学技术出版社, 2007: 25-26.
WANG Zenglin. Enhanced foam flooding technology to enhance oil recovery [M]. Beijing: China Science and Technology Press, 2007: 25-26.
- [35] 王曦. CO₂泡沫体系性能评价及驱油实验研究 [J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(1): 69-74.
WANG Xi. Performance evaluation and oil displacement experiment study of CO₂ foam system [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 69-74.
- [36] 金青爽, 韩浩, 吴纤, 等. 二氧化碳泡沫封窜体系筛选与评价 [J]. 当代化工研究, 2020, 20(5): 57-58.
JIN Qingshuang, HAN Hao, WU Xian, et al. Screening and evaluation of carbon dioxide foam plugging system [J]. Modern Chemical Research, 2020, 20(5): 57-58.

编辑 单体珍