

引用格式:邵明鲁,岳湘安,贺杰.微囊引发剂控制聚合凝胶体系成胶实验研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):33-39.

SHAO M L, YUE X A, HE J. Gelation studies of polymeric gel system based on microcapsule initiator[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):33-39.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.005

微囊引发剂控制聚合凝胶体系成胶实验研究

邵明鲁^{1,2},岳湘安^{1,2},贺杰^{3,4}

(1. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249;2. 中国石油大学石油工程教育部重点实验室,北京 102249;
3. 西南石油大学化学化工学院,四川 成都 610500;4. 西南石油大学油气田应用化学重点实验室,四川 成都 610500)

摘要:就地聚合凝胶是改善油藏非均质性的的重要手段之一。针对就地聚合凝胶体系成胶时间过快,以聚乙烯醇缩丁醛为壁材,乙醇与水混合液为溶剂,采用界面沉淀法制备了以过硫酸铵为活性芯的微囊延迟成胶剂,并对微囊调控就地聚合凝胶体系成胶时间的性能进行研究。将0.05%聚乙烯醇缩丁醛的乙醇溶液与含有过硫酸铵和0.6%复配稳定剂(OP-10和吐温80)的水溶液按体积比7:3混合,可制得平均粒径0.7~1.5 μm的微囊引发剂,其中水中过硫酸铵的最佳质量浓度为0.2%~0.4%。在40~90℃条件下,通过调节微囊引发剂加量,可使就地聚合凝胶体系成胶时间大于30 h。岩心评价实验表明,微囊引发剂能顺利注入平均渗透率为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心中,并引发就地聚合凝胶体系聚合成胶,产生有效封堵;非均质驱油实验表明,凝胶封堵后可提高采收率20.24%。

关键词:界面沉淀法;微囊引发剂;调剖;成胶时间;提高采收率

中图分类号:TE39

文献标识码:A

Gelation studies of polymeric gel system based on microcapsule initiator

SHAO Minglu^{1,2}, YUE Xiangan^{1,2}, HE Jie^{3,4}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Key Laboratory of Petroleum Engineering Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

4. Key Laboratory of Applied Chemistry of Sichuan Province, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: In-situ polymerization gel system is one of the important measures to alleviate reservoir heterogeneity. In order to solve the problem that the gelation time of in-situ polymerization gel system is too fast, taking polyvinyl butyral (PVB) as the wall material and the mixture of ethanol and water as solvent, the delayed gelation microcapsule initiator with ammonium persulfate as the active core has been prepared by interfacial precipitation method. Meanwhile, the performance of microcapsule regulating gelation time of in-situ polymerization gel system has been studied. By mixing 0.05% ethanol solution of PVB with aqueous solution containing ammonium persulfate and 0.6% compound stabilizer (OP-10 and Tween 80) at a volume ratio of 7:3, microcapsule initiator with an average particle size of 0.7~1.5 μm have been prepared, and the optimal concentration of ammonium persulfate is 0.2%~0.4%. At 40~90℃, the gelation time can be longer than 30 h by adjusting the concentration of microcapsule initiator. Core test result shows that the microcapsule initiator can be successfully injected into the core with an average permeability of $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and initiate the polymerization of in-situ polymerized gel system to produce effective plugging. The in-situ polymerization systems with initiator microcapsules can be injected into reservoirs with an average permeability of $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and initiate the polymerization of in-situ polymerization gel system to produce effective plugging. The enhanced oil recovery (EOR) result indicates that the oil recovery increases by 20.24% after the gelation of the in-situ polymerization gel system.

Key words: interfacial precipitation method, microcapsule initiator, profile control, gelation time, enhanced oil recovery

收稿日期:2019-06-07。

第一作者简介:邵明鲁(1991—),男,在读博士研究生,从事油气田应用化学和提高采收率技术研究。地址:北京市昌平区府学路18号中国石油大学石油工程教育部重点实验室,邮政编码:102249。E-mail:minglushao1@163.com

通讯作者简介:岳湘安(1957—),男,教授,博士生导师,本刊第二届编委会委员,从事提高采收率与采油化学方向研究。地址:北京市昌平区府学路18号中国石油大学石油工程教育部重点实验室,邮政编码:102249。E-mail:yuexa@139.com

基金项目:国家自然科学基金青年科学基金项目“致密油储层提高采收率关键理论与方法研究”(51334007)。

聚丙烯酰胺或丙烯酰胺共聚物、交联剂及其他添加剂形成的聚合物本体凝胶是一种应用较广的化学调剖堵水技术,向油藏中注入低分子、低黏度的凝胶体系,到达油藏设计部位后,发生聚合/交联反应,从而在油藏深部形成具有足够强度的凝胶,实现对水窜通道的深部封堵^[1-2]。就地聚合调剖剂在成胶前的黏度与水相当,在注入速度与岩心渗透率相同的情况下,其注入压力梯度与水相近,具有很好地注入性,因此,该技术在低渗油藏深部调剖中具有广阔的应用前景^[3-4]。其中,唐孝芬等^[5]研制的TP系列堵剂与蒲万芬等^[6]研制的XN-PP调剖堵水体系均属于就地聚合凝胶类堵水剂。但就地聚合体系在实际应用过程中存在成胶时间短,易在近井附近成胶堵塞井筒的问题,进而限制了其应用。成胶时间短,主要是因为所使用的引发剂属于热分解引发剂,如:过硫酸盐、2,2'-偶氮二异丁基脒二盐酸盐、过硫酸盐与亚硫酸氢钠氧化还原体系等,这些引发剂受热分解出初级自由基,初级自由基与丙烯酰胺单体反应生成单体自由基,而单体自由基又可以迅速引发新的单体聚合,造成聚合体系中单体自由基浓度不可控,因而导致成胶时间过快。目前,为了解决就地聚合调剖剂注入过程中因聚合交联反应过快导致井筒和近井油藏的堵塞问题,常用方法有双液法^[7]、多重乳液法^[8-9]、缓聚法^[10]。双液法在地层中存在混合不均、化学剂利用率低的问题;多重乳液法工艺复杂、施工成本高,并且引发剂液滴在油藏孔喉中易与单体溶液分离;缓聚法在一定程度上延长反应成胶时间,但温度一旦过高,体系成胶时间仅有几小时,因此,这3种方法无法有效解决就地聚合体系在油藏中成胶时间的控制问题。

微胶囊制备技术是用成膜材料在一定条件下将芯材料包覆,制成细小胶囊颗粒的工艺过程,覆膜将囊芯与外部介质隔开,从而可以达到对芯材料的保护、控制释放、改性等目的^[11]。国内外制备聚合物微囊主要有化学法、物理法和物理化学法3类^[12]。化学法是利用单体在芯材表面发生聚合反应生成高分子聚合物并将芯材包覆形成微胶囊的方法,该法包含原位聚合、界面聚合法等;物理法制备微胶囊是利用物理机械原理制备微胶囊,该法包含喷雾干燥法、静电气溶胶法等;物理化学法是指通过一系列的物理化学方法使壁材从溶液中析出并包覆在芯材表面

来形成微胶囊的方法,该类制备微胶囊的方法包括油相分离法和水相分离法两类。目前,微囊包裹技术已成功应用于延迟破胶^[13-14]、金属缓蚀^[15-16]等油气田开发过程中,而在聚合调剖技术方面,刘冬妮等^[17]、罗跃等^[18]以乙基纤维素和羟丙基甲基纤维素为微胶囊壁材,采用流化床法包衣技术,制备了铬交联剂微胶囊,60℃时可使成胶时间延长至32h,延缓成胶显著。陈星光等^[19]首先利用聚合物网络束缚高价金属离子,然后以反相悬浮聚合包裹法制备高价金属离子包裹颗粒,在较低温度下(25℃),此包裹颗粒可使交联体系成胶时间由20h延缓到50h。

以上研究主要以制备交联剂微囊来达到延迟成胶时间的目的,但对于微囊包裹引发剂控制就地聚合体系成胶时间的研究却较少,因此,文章采用界面沉淀法制备包裹过硫酸铵的微胶囊,探究微囊包裹引发剂对就地聚合体系成胶时间的控制。

1 实验部分

1.1 试剂与仪器

实验试剂:丙烯酰胺(AR)、N,N'-亚甲基双丙烯酰胺(AR)、过硫酸铵(AR)、聚乙烯醇缩丁醛(PVB)(AR)、吐温-80(AR)、OP-10(AR)、乙醇(AR)。实验仪器:ZNCL-GS智能磁力搅拌器,2PB系列平流泵,F20场发射透射电镜。

1.2 实验方法

1.2.1 引发剂微囊的制备

界面沉淀法是依据聚合物在溶剂与非溶剂的界面张力作用下迅速沉淀的特点,来制备粒径较小且分散度良好的粒子,这种方法不需要借助超声、高速剪切等外力,也无须引进高温、有毒有机溶剂等,有利于保持包合物的原有物理和化学特性。聚乙烯醇缩丁醛不仅具有良好的成膜性及稳定性,而且耐高温耐盐及生物兼容性也较好。因此,本实验以聚乙烯醇缩丁醛为微囊壁材,采用界面沉淀法制备包裹有引发剂过硫酸铵的微囊,其具体步骤如下:①将制备微囊所用的壁材聚乙烯醇缩丁醛溶于乙醇中,配成壁材溶液;②在搅拌条件下将壁材溶液按一定比例滴加至过硫酸铵水溶液中,即可得到不同粒径的包裹有过硫酸铵水溶液的微囊。

1.2.2 就地聚合体系成胶时间的确定

固定就地聚合体系中丙烯酰胺单体加量5%, N,N'-亚甲基双丙烯酰胺交联剂加量为0.05%。取丙烯酰胺5.00 g, N,N'-亚甲基双丙烯酰胺0.05 g和适量引发剂,置于250 mL的烧杯中,加入95 mL蒸馏水搅拌至完全溶解,将配制好的凝胶溶液密封于100 mL蓝盖试剂瓶中,并置于恒温水浴锅中进行反应若干小时,直至有胶体生成。成胶时间依据SYDANSK等人的凝胶强度目测代码表^[20-21]。通过观察凝胶体系成胶强度确定成胶时间,并将凝胶体系失去流动状态并且强度代码达到C级时定义为成胶时间。

1.2.3 岩心中可行性评价

按照图1所示连接好各装置,根据目标油藏温度设定恒温箱的温度为80℃,将非均质岩心放入岩心夹持器中。

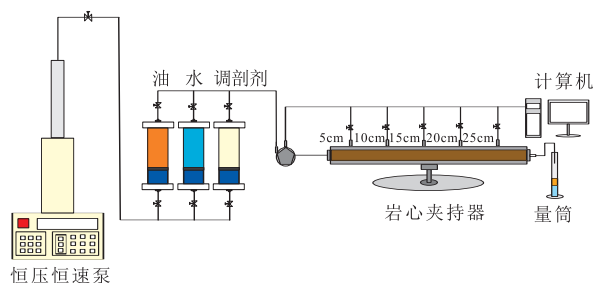


图1 实验流程

Fig. 1 Experimental process

1) 注入及封堵性能评价

利用岩心多测压点模型,通过监测模型的各测压点动态压力变化来进行就地聚合调剖体系的注入性评价,岩心经过抽真空后以0.3 mL/min注入速度饱和地层水,待压力平衡后以相同速度注入1PV的就地聚合体系(微囊引发剂的加量为0.25 g/100 g)静置35 h,等待成胶,以相同速度继续水驱,直到各点压力达到平衡。岩心模型长30 cm,直径2.5 cm,平均渗透率 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,岩心如图2a。

2) 非均质储层模型深部调剖评价

采用2层非均质岩心,低渗层渗透率为 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,高渗层渗透率为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,岩心(图2b)尺寸为4.5 cm×4.5 cm×30 cm。首先对岩心抽真空,以0.3 mL/min的注入速度饱和地层水;接着利用原油驱替岩心中饱和的地层水,建造束缚水,逐步增加驱替速度至尾端不出水,老化24 h;然后以0.3 mL/min注入速度水驱

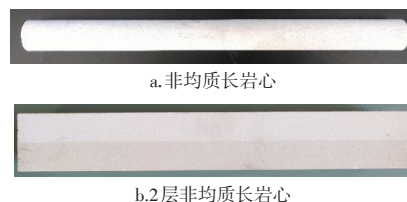


图2 非均质长岩心和2层非均质岩心

Fig. 2 Heterogeneous long core and bilayer heterogeneous core

至含水率95%以上后,以相同注入速度注入0.2PV就地聚合体系(微囊引发剂的加量为0.25 g/100 g),注入结束后等待35 h,然后进行后续水驱,驱替至含水率100%,结束实验。在驱替过程中每10 min计量一次出液量 V_1 、出油量 V_2 和出水量 V_3 ,并记录入口压力。

2 结果与讨论

2.1 引发剂微囊制备条件的优化

2.1.1 溶剂配比优化

配置聚乙烯醇缩丁醛含量为0.05%的乙醇溶液,然后与水混合,考察聚乙烯醇缩丁醛的乙醇溶液与水的体积比对形成微囊的影响,实验结果如表1、图3所示。

由表1知,当聚乙烯醇缩丁醛的乙醇溶液与水的体积比高于7:3时,混合后的液体均呈无色透明状,且在显微镜下未观测到固体颗粒,这是因为在乙醇含量高时,即使初期聚乙烯醇缩丁醛析出形成了微囊,微囊也会重新溶解;当体积比等于7:3时,聚乙烯醇缩丁醛能够均匀析出,且析出的聚乙烯醇缩丁醛能够均匀分散在混合液中,混合后溶液呈现淡蓝色,并在透射电镜(TEM)下可以观察到聚乙烯醇缩丁醛微囊(图3a);而当体积比为6:4时,虽然聚乙烯醇缩丁醛能够析出,但会出现少量微米级—毫米级的大粒径白色颗粒,这些白色颗粒会在短时间内沉淀至样品瓶底部,透射电镜观察可知这些大粒径的白色颗

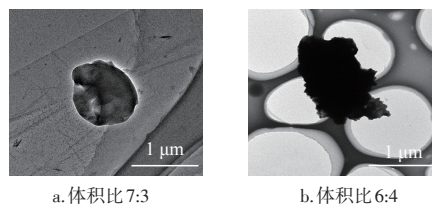


图3 聚乙烯醇缩丁醛的乙醇溶液与水的体积比为7:3与6:4的TEM图像

Fig. 3 TEM images when volume ratio of ethanol solution of PVB to water are 7:3 and 6:4

表1 溶剂体积比对PVB微囊制备的影响
Table 1 Influence of solvent volume ratio on preparation of PVB microcapsule

$V_{\text{乙醇}}/V_{\text{水}}$	95:5	90:10	80:20	70:30	60:40
是否形成微囊	否, 无色透明	否, 无色透明	否, 无色透明	是, 淡蓝色	否, 颗粒沉淀

粒为实心的无规则聚乙烯醇缩丁醛颗粒混合物, 而不是聚乙烯醇缩丁醛微囊(图3b)。由此可知, 制备聚乙烯醇缩丁醛微囊的最佳溶剂比是乙醇:水=7:3。

表2为聚乙烯醇缩丁醛加量对微囊形成的影响, 其微囊溶液外观如图4所示。由表2和图4可知, 当聚乙烯醇缩丁醛质量浓度大于0.05%时, 混合溶液中有白色大粒径颗粒生成, 并沉积到样品瓶底部, 得不到微囊; 当聚乙烯醇缩丁醛质量浓度介于0.04%~0.05%时, 混合溶液呈淡蓝色均匀液体, 且放置7d未出现颗粒沉降; 而当聚乙烯醇缩丁醛质量浓度小于0.04%时, 混合溶液始终为无色透明, 透射电镜观察不到微囊形成。因此, 制备微囊的最佳聚乙烯醇缩丁醛质量浓度为0.04%~0.05%。

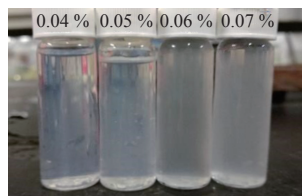


图4 不同聚乙烯醇缩丁醛加量下样品的外观
Fig. 4 Appearance of solution with different PVB dosage

2.1.2 过硫酸铵加量对微囊形成的影响

固定0.05%聚乙烯醇缩丁醛的乙醇溶液与水体积比为7:3, 考察水相中加入过硫酸铵对微囊形成的影响。实验中发现, 水相中一旦加入过硫酸铵, 聚乙烯醇缩丁醛会快速析出形成大颗粒沉淀, 这是因为过硫酸铵盐具有快速去溶剂化作用, 致使聚乙烯醇缩丁醛分子收缩形成小颗粒, 颗粒间又迅速聚并, 从而形成大粒径实心的聚乙烯醇缩丁醛颗粒沉淀。因此, 实验采用OP-10和吐温80作为复配稳定剂(质量比1:1), 缓解过硫酸铵的去溶剂化作用。

图5为不同稳定剂加量下微囊的透射电镜照片, 其中水溶液中过硫酸铵含量为0.1%。由图5可知,

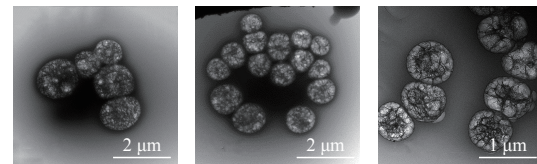


图5 不同稳定剂加量下微囊的TEM形貌
Fig. 5 TEM of microcapsule with different dosage of stabilizer

当复配稳定剂加量在0.4%~0.6%时, 聚乙烯醇缩丁醛固体颗粒能够均匀稳定的分散在混合液中, 通过TEM可以清楚地观察到包裹有过硫酸铵的聚乙烯醇缩丁醛微囊。另外, 从TEM图像可知, 聚乙烯醇缩丁醛包裹过硫酸铵的微囊在溶液中粒径较为均匀, 并且随着复配稳定剂质量浓度的增加, 微囊粒径有所减小, 当复配稳定剂质量浓度从0.4%增加至0.6%时, 微囊的平均粒径从1.5 μm 降低至0.7 μm 。

为了进一步研究微囊对过硫酸铵的包裹量, 在稳定剂加量为0.6%条件下, 观察了0.2%、0.4%、0.6%的过硫酸铵水溶液与聚乙烯醇缩丁醛乙醇溶液混合后的微囊形貌TEM照片(图6)。由图6可知, 当过硫酸铵的质量浓度不超过0.4%时, 能够得到粒径均匀微囊; 而当过硫酸铵质量浓度超过0.4%时, 无法制备出规则的微囊, 即使增加稳定剂的质量浓度, 也只能得到无规则的大颗粒沉淀。因此, 采用界面沉淀法制备包裹有过硫酸铵的聚乙烯醇缩丁醛微囊时, 过硫酸铵质量浓度在水溶液不宜超过0.4%。

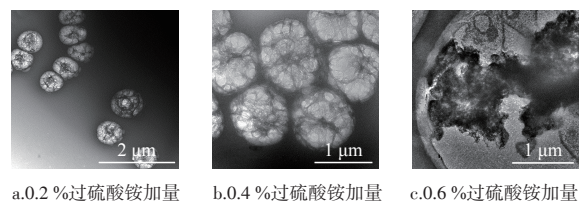


图6 不同过硫酸铵加量下微囊的TEM形貌
Fig. 6 TEM of microcapsule with different ammonium persulfate dosage

表2 聚乙烯醇缩丁醛用量对微囊形成的影响
Table 2 Effect of PVB dosage on microcapsule formation

聚乙烯醇缩丁醛/%	0.04	0.05	0.06	0.07
是否形成微囊	是, 淡蓝色	是, 淡蓝色	否, 颗粒沉淀	否, 颗粒沉淀

2.2 引发剂微囊对就地聚合体系成胶时间影响

2.2.1 成胶时间对比

按照1.2.2中实验方法,配制就地聚合体系,其中引发剂加量均为0.25%,研究不同温度下,微囊引发剂与过硫酸铵引发剂对就地聚合体系成胶时间的影响,其结果如表3所示。

表3 等量过硫酸铵条件下微囊与过硫酸铵引发成胶时间对比
Table 3 Comparison of gelation time between microcapsule and ammonium persulfate with equivalent ammonium persulfate

温度/ ℃	过硫酸铵 成胶时间/h	引发剂微囊 成胶时间/h	温度/ ℃	过硫酸铵 成胶时间/h	引发剂微囊 成胶时间/h
40	2.5	未成胶	80	<0.5	35
50	1.5	未成胶	85	<0.5	29
60	0.5	未成胶	90	<0.5	23
70	<0.5	47	95	<0.5	16
75	<0.5	42	100	<0.5	8

由表3可知,在过硫酸铵净加量相等的情况下,直接加入过硫酸铵,就地聚合凝胶体系在40℃时成胶时间仅有2.5h,且随着温度的升高,成胶时间进一步缩短。采用微囊引发剂(0.25%),在温度≤60℃时凝胶体系不成胶,在温度为70~90℃时,成胶时间在47~23h,当温度升至100℃时,成胶时间缩短至8h。由此说明,采用微囊引发剂能够有效延长就地聚合凝胶体系的成胶时间。

2.2.2 微囊引发剂适用温度研究

为了确定微囊引发剂的温度适应范围以及不同温度下微囊引发剂的最佳用量范围,考察了不同温度下微囊引发剂加量对成胶时间的影响,实验结果如表4所示。由表4可知,当温度超过90℃时,无论

表4 引发剂微囊加量对不同温度下就地聚合成胶时间的影响

Table 4 Effects of initiator the amount of microcapsule and temperature on the gelation time of in-situ polymerization

微囊加量/ %	成胶时间/h							
	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃	90℃	100℃	
0.10	未成胶	未成胶	未成胶	未成胶	41/I	33/D	20/C	
0.25	未成胶	未成胶	未成胶	47/I	35/I	23/D	8/C	
0.50	未成胶	未成胶	32/I	21/I	8/I	7/D	2.5/C	
0.75	43/I	37/I	18/I	11/I	5/I	2/D	<0.5	
1.00	19/I	14/I	11/I	8/I	2/I	<0.5	<0.5	

怎样改变微囊引发剂的加量,就地聚合体系成胶时间均低于20h,并且凝胶强度仅为C级,由此说明,微囊引发剂不适用于温度高于90℃的油藏环境;当温度低于90℃时,调节微囊引发剂的加量在0.1%~1%范围内,可控制就地聚合体系在某特定温度下的成胶时间大于30h,凝胶强度达到I级,并且放置90d后,凝胶不脱水,具有较好稳定性。

2.3 岩心中可行性评价

2.3.1 注入性及封堵性能评价

按照1.2.3中实验方法,研究了微囊引发剂在岩心中引发就地聚合成胶的可行性,实验结果如图7所示。由图7可知,随着含微囊引发剂就地聚合凝胶体系的注入,入口压力(0~5cm段)快速上升,其余各测压点压力基本保持在水驱稳定阶段的压力值。等待35h后,进行相同速度后续水驱,随着注入水量增加,各测压点压力逐渐上升,并最终趋于平稳,其中入口压力(0~5cm段)上升幅度较大,而其他各测压点压力上升幅度依次减小。这表明含微囊引发剂的就地聚合凝胶体系能够注入平均渗透率为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏中,并且微囊引发剂在岩心中可以引发凝胶体系聚合形成凝胶。表5为岩心各位置的残余阻力系数,由表5可知随着向岩心内部深入,残余阻力系数逐渐减小,但残余阻力系数均大于

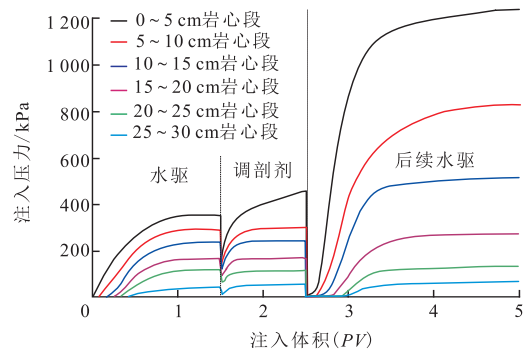


图7 含引发剂微囊的就地聚合体系在岩心中的注入及封堵性能

Fig. 7 Injection and blocking performance of in-situ polymerization system in cores

表5 岩心残余阻力系数

Table 5 Distribution of residual resistance coefficients of cores

岩心位置/cm	0~5	5~10	10~15	15~20	20~25	25~30
残余阻力系数	3.48	2.84	2.15	1.68	1.60	1.55

1.5,这说明注入就地聚合体系形成的凝胶对岩心产生了封堵。

2.3.2 两层非均质模型深调效果评价

图8为就地聚合凝胶体系在非均质储层岩心中的调剖动态。由图8可知,在水驱至含水率达到95%后,开始注入含微囊引发剂的就地聚合凝胶体系(0.2PV),注入过程中压力上升,采出液含水率有所波动,但没有出现大幅度的下降。35h后进行后续水驱,水驱压力上升明显,同时含水率出现较大幅度下降,最低下降至81%,而后逐渐回升,这说明就地聚合凝胶体系成胶后封堵了高渗层。由表6中数据可知水驱采收率仅为30.23%,而封堵后,提高采收率20.24%,最终采收率达到36.35%,增油效果较为明显。通过以上实验,证明了微囊引发剂可以在岩心中引发就地聚合凝胶体系成胶,这一研究也为就地聚合凝胶体系的现场应用提供了有力支持。

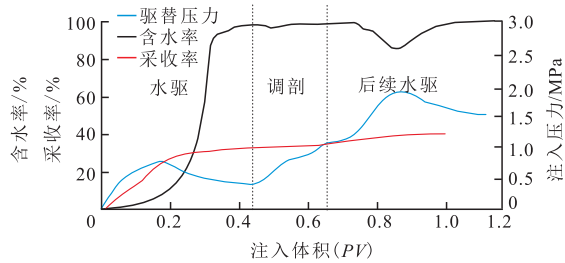


图8 就地聚合体系调剖动态曲线

Fig. 8 Dynamics of profile control experiment for in-situ polymerization system

表6 就地聚合体系调剖结果

Table 6 Results of profile control experiment for in-situ polymerization system

%		
水驱采收率	调剖驱油提高采收率	最终采收率
30.23	20.24	36.35

3 结论

1) 针对就地聚合凝胶体系成胶时间过快,采用界面沉淀法制备了以过硫酸铵为活性芯的微囊延迟成胶剂。并且通过调整稳定剂的加量,可控制微囊引发剂平均粒径介于 $0.7 \sim 1.5 \mu\text{m}$ 。

2) 微囊引发剂相比于过硫酸铵能够有效延长就地聚合体系的成胶时间,在 $40 \sim 90 \text{ }^\circ\text{C}$ 条件下,通过调节微囊引发剂加量,可使就地聚合凝胶体系成胶时间大于30h。

3) 含微囊引发剂的就地聚合凝胶体系能够顺利注入平均渗透率为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心中,并且可以在岩心中引发凝胶体系聚合成胶。

参考文献

- [1] WANG L Z, LONG Y F, BAI B J. Low temperature applicable polyelectrolyte gelator to covalently bridged partially hydrolyzed poly (acrylamide) in situ gel for fossil energy recovery[J]. Chemical Engineering Journal, 2018(334): 2558-2567.
- [2] 张国良,岳湘安,董利飞,等.特低渗油藏水平井区深部调剖技术适应性评价及应用[J].科学技术与工程,2014,14(12): 185-188.
ZHANG G L, YUE X A, DONG L F, et al. Application and adaption evaluation of deep profile control of horizontal wells in ultra-low permeability reservoir[J]. Science Technology & Engineering, 2014, 14(12): 185-188.
- [3] HOU Y L, YUE X A. Research on a novel composite gel system for CO_2 breakthrough[J]. Petroleum Science, 2010, 7(2): 245-250.
- [4] WANG L Z, LIU J P, LONG Y F. Delayed gelation kinetics of hydrogel formation by ionic nano-gel cross-linkers[J]. Journal of Materials Science, 2018, 53(20): 14789-14800.
- [5] 唐孝芬,蔡志军,李宇乡,等.地层内聚合丙烯酰胺凝胶堵水技术的改进[J].油田化学,1997,14(2): 131-134.
TANG X F, CAI Z J, LI Y X, et al. An improvement in using in-situ gelled acrylamide/methylene-bisacrylamide water shutoff agent[J]. Oilfield Chemistry, 1997, 14(2): 131-134.
- [6] 蒲万芬,胡书宝,陈刚,等.XN-PP调剖堵水体系的研究及性能评价[J].钻井液与完井液,1997,14(5): 3-7.
PU W F, HU S B, CHEN G, et al. Evaluation of water shutoff system XN-PP[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1997, 14(5): 3-7.
- [7] 王浩.单液法、双液法结合堵水调剖新工艺[J].油田化学,2002,19(1): 33-35.
WANG H. A new technology combining single- and double-fluid processes for performing water plugging/profile modifying operations[J]. Oilfield Chemistry, 2002, 19(1): 33-35.
- [8] 魏发林,刘玉章,岳湘安,等.用于延缓交联的多重乳液体系的热稳定性及运移行为[J].石油学报,2008,29(3): 423-426.
WEI F L, LIU Y Z, YUE X A, et al. Thermal stability and transport property of multiple emulsions used as delayed crosslinker[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(3): 423-426.
- [9] 王刚,刘立新,杨腾飞,等.螯合作用对多重乳液中 Cr^{3+} 释放行为的影响[J].油田化学,2016,33(1): 40-45.
WANG G, LIU L X, YANG T F, et al. Influence of chelation on release of Cr^{3+} from multiple emulsions[J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33(1): 40-45.
- [10] 贾虎,蒲万芬,孙琳.一种用于高温油藏延缓成胶的就地聚合堵水凝胶:CN102382244A[P].2012-03-21.
JIA H, PU W F, SUN L. An in-situ polymerized plugging hydrogel used for delaying gel-forming in high temperature oil reservoirs: CN 102382244A[P].2012-03-21.
- [11] 申天伟,陆少锋,邢建伟,等.新型网状结构囊壁微胶囊化相变材料的制备[J].现代化工,2019,39(1): 110-113.
SHEN T W, LU S F, XING J W, et al. Preparation of novel microencapsulated phase change materials with a reticulated cyst shell[J]. Modern Chemical Industry, 2019, 39(1): 110-113.

- [12] 韩路路,毕良武,赵振东,等.微胶囊的制备方法研究进展[J]. 生物质化学工程,2011,45(3):41-46.
HAN L L, BI LW, ZHAO Z D, et al. Advances in microcapsules preparation biomass[J]. Chemical Engineering, 2011, 45(3): 41-46.
- [13] 黄福芝,周倩.诱导聚结法过硫酸铵缓释微胶囊的制备[J].化工进展,2018,37(8):3076-3085.
HUANG F Z, ZHOU Q. Preparation of the sustained-release microencapsulation of ammonium persulfate by induced coalescence[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2018, 37(8): 3076-3085.
- [14] 张福铭,李学军,陈小华,等.一种缓释破胶型压裂支撑剂及其制备方法:CN102690645A[P].2012-09-26.
ZHANG F M, LI X J, CHEN X H, et al. A sustained release broken-type fracturing proppant and its preparation method: CN102690645A[P]. 2012-09-26.
- [15] 祁秀玲,王佳,陈俊荣,等.微胶囊技术在缓蚀剂中的应用及产品性能评(I) [J]. 腐蚀科学与防护技术, 2011, 23(5): 445-448.
QI X L, WANG J, CHEN J R, et al. Application of microcapsule technology in corrosion inhibitor and characterization of sodium nitrite and thiourea microcapsule (I) [J]. Corrosion Science and Protection Technology, 2011, 23(5):445-448.
- [16] 陈中华,梁家妮.以负载缓蚀剂的二氧化硅微胶囊制备水性智能防腐涂料及其涂层性能研究[J].电镀与涂饰,2018,37(6):231-235.
CHEN Z H, LIANG J N. Preparation of waterborne intelligent anticorrosive coating materials with corrosion-inhibitor-loaded silica microcapsules and study on properties of the coatings obtained therefrom[J]. Electroplating & Finishing, 2018, 37(6): 231-235.
- [17] 刘冬妮,罗跃.堵水调剖用交联剂微胶囊的制备[J].精细石油化工进展,2010,11(5):44-46.
LIU D N, LUO Y. Preparation of crosslinker microencapsule for water-shutoff/profile modification[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2010, 11(5): 44-46.
- [18] 罗跃,刘冬妮,胡秋平,等.堵水调剖用有机铬交联剂的微胶囊化研究[J].油田化学,2009,26(4):391-394.
LUO Y, LIU D N, HU Q P, et al. Microencapsulation of organic chromium crosslinker for polymer gelling fluid as water shutoff/profile modification agent[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4): 391-394.
- [19] 陈星光,代加林.包裹金属离子延迟交联凝胶堵水材料的制备与性能[J].精细石油化工,2014,31(6):23-26.
CHEN X G, DAI J L. Synthesis and properties of delayed cross-linked gel material for water shutoff wrapping metal ions[J]. Speciality Petrochemicals, 2014, 31(6): 23-26.
- [20] JIA H, PU W F, ZHAO J Z, et al. Experimental investigation of the novel phenol-formaldehyde cross-linking HPAM gel system: Based on the secondary cross-linking method of organic cross-linkers and its gelation performance study after flowing through porous media[J]. Energy Fuels, 2011, 25(2): 727-736.
- [21] JIA H, YANG X Y, ZHAO J Z. Development of a novel in-situ-generated foamed gel as temporary plugging agent used for well workover: affecting factors and working performance[J]. SPE Journal, 2019, 24(4): 1757-1776.

(编辑 柳超超)