

文章编号:1000-4092(2024)01-167-12

裂缝性低渗透/致密油藏泡沫封窜机理与新进展*

许星光¹,张鹏¹,张希文²,张旭³,王超²

(1. 中国地质大学(武汉)资源学院,湖北武汉 430074;2. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083;3. 中国石油国际勘探开发有限公司,北京 100034)

摘要:针对我国裂缝性砂砾岩油藏窜漏问题及致密油藏超低的孔隙度与基质渗透率,多采用注气以保持地层能量,但由于存在裂缝,致使气窜严重,因此需要进行防气窜措施以抑制气窜。通过梳理国内外的研究,从气液分离和黏性指进的角度分析了泡沫驱见气特征。泡沫主要通过降低气相相对渗透率、调剖作用、气体上浮驱油作用、对原油的选择性、流度控制作用和乳化作用进行封窜。在综合分析泡沫驱见气特征和泡沫封窜机理的基础上,详细论述了国内外深部封窜技术,包括泡沫防气窜技术和泡沫封窜体系。从渗透率范围、起泡剂浓度、注入方式、注入速度、含油饱和度、体系组成6个方面分析了防气窜措施的影响因素,介绍了低渗透致密储层中泡沫封堵的施工效果。最后,对该类油层封窜技术未来的发展方向提出了建议。泡沫体系在油藏深层封闭领域具有重要意义,尤其在低渗透/致密油藏中,其性能评价指标和封堵能力均有明显改善,并且对高渗透、裂缝和非均质油藏也有较好的适应性。

关键词:低渗透油藏;致密油藏;泡沫;气窜;封窜机理;封窜技术;综述

文献标识码:A

DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.01.023

中图分类号:TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

中国日益增长的石油进口依存度,使解决我国石油的增产问题迫在眉睫。目前,注气开发仍然是全球低渗透/致密油藏重要的开发方式之一^[1-4]。但由于地质沉积^[5]及人工开发^[6]造成储层中存在裂隙,加之气相黏度低于油相黏度等原因,导致油井中经常出现见气过早、采出液含水过高、液窜气窜频发的现象,严重限制了裂缝性低渗透/致密油藏油田的产量。

大量研究表明,采用注入封窜体系提高注气生产效率是可行的。常用的封窜系统包括颗粒类^[7-8]、凝胶类^[9-13]、泡沫类^[14-15]等。李志华等^[16]分析了各种粒度硅酸盐颗粒的封堵状况,实际应用结果表明,

硅酸盐颗粒堵剂能控制正常油井含水增加及改善产液剖面。王桂珠等^[17]研发的全新复合凝胶堵剂的封堵率可达97%以上。张杰^[18]将栲胶和泡沫的复配体系用于室内驱替实验和现场应用,发现该体系在改变剖面 and 封堵气窜方面均具有较好的作用。泡沫流体作为表观黏度很大的流体,拥有良好的流度控制能力,同时也因为“堵水不堵油”的特点,使泡沫拥有较强的洗油功能^[19]。

1 泡沫驱见气特征

由于泡沫驱三采技术的广泛应用,气窜问题也变得日益严重。国内外专家对其产生的原因和影响因素进行了深入的研究。其中,地层非均质化导致的重力超覆和泡沫体系黏性指进是导致泡沫体

* 收稿日期:2022-12-22;修回日期:2023-03-15;录用日期:2023-04-12。

基金项目:中国石油十四五重大攻关项目下属课题“尼乍复杂断块油藏高效注水开发技术研究”(项目编号2021DJ320)。

作者简介:许星光(1987—),男,特任教授,科廷大学石油工程专业博士(2016),研究方向为油田化学及提高采收率,通讯地址:430074湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号中国地质大学(武汉)资源学院,E-mail:xuxingguang123@126.com。

系快速见气和气窜的主要原因。

1.1 气液分异

由于岩层具有明显的非均质特征,气窜的机制多种多样。在纵向上,重力空间分异性是引起气液分异问题最主要的原因。但表面活性剂溶液和气相的密度不同,使得气相更倾向于在地层的上部运移,而表面活性剂溶液则恰恰相反,尤其是当泡沫体系在不同产油层位时,重力空间分异性引起的气液分异问题更加突出。此时,气相从上方岩层中无效窜入,导致气窜的发生,从而影响油藏的开发和利用。在同一个产油层位,由于水平非均质特征变化过大,表面活性剂水溶液的黏度相比气相显著提升,所以大量的起泡剂水溶液被引入高渗透带,而低渗透带的吸收率下降,这就导致了70%~80%的起泡剂水溶液以及50%~60%的气相被滞留,从而达到了堵塞高渗透带的效果。但由于低渗透带气液比失衡,仅用了20%~30%的起泡剂水溶液和40%~50%的气相。在极限状态下,气液两相由于温度、压力、原油黏度和岩石非均质性的改变对油藏环境产生的综合影响,90%的表面活性剂溶液流入高渗透带。由于在低渗透带中只有气相,此时气体从低渗透带的气相前缘突破,产生气窜,从而产生了“气走气路,液走液路”的气液分异问题。

1.2 黏性指进

由于空隙的吸附滞留、泡沫遇油的消泡作用,加上起泡剂溶液与地层的匹配程度较差或注采工艺的缺陷,泡沫的黏度大幅下降,稳定性也受到影响,这就导致了表面活性剂溶液与气体系统在岩层中的起泡效果极其有限,甚至可能根本没有起泡,造成生产井的迅速见气,甚至出现气窜现象。总而言之,气窜的形成是由于气液分离和黏度变化的共同影响所致,使气体流经高渗透带、大的生产压差和毛管力影响较小的方向突进。为了有效地减少气窜,以及实现有效的技术措施,这一问题已成为泡沫驱提高采收率的关键。要有效地解决气窜问题,首先必须明确气窜的定义,并确定其相应的标准。目前,判断气窜的方法主要有两种:经验判断法和动态监测法^[20]。

经验判断法是用于评估矿场生产效率的技术,包括三段式分析法、五段式分析法、生产气油比分析法和化学气相色谱法。前3种方法主要通过分析

气体比例、采收率、表面活性剂浓度和井组压差等数据来判断气体窜动情况。这些数据有助于更好地了解矿场的生产状况,并采取相应的措施来提高生产效率。一般来说,水驱过程的平均产气量与气窜临界线相当,当生产气油比变异率低于30%时,这种情况被认为是正常的产气,而不是气窜;但是,当变异率超过了30%,且产气量迅速增加,或者产油量趋向平稳不变或迅速下降时,就可以认定为气体气窜。通过PVT拟合的包络图可以间接地估算井中流体各组分的浓度。通过气相色谱仪则可以观察到生产井中氮气、二氧化碳(CO₂)等气体的比重,并且可以根据生产时间的变化曲线来判断气体的气窜程度。

动态监测法适用于室内环境,包括压差法、气窜系数法、化学气相色谱法。压差法通过测量岩心出口两端的压差来确定气窜,并通过化学气相色谱法描绘气相锋面。气窜系数法通过记录出口段的气液比来计算气窜时间、气窜高峰、气体扩散速率等参数,同时通过观察气体的流动情况进行动态监测。通过化学气相色谱法,可以准确地确定岩心中是否存在气窜,以及气窜的程度。该方法通过测量在岩石裂缝中,氮氧化物和CO₂等气体的排放量所占比重及其随时间变化的趋势来确定气窜的程度。

随着技术的不断进步,气窜诊断取得了显著的成果,并已被广泛应用于矿场实践中。伍友佳^[21]完成了辽河双台子油藏泡沫先导实验区的产量动态数据分析,以及吸水(气)剖面监测、石油与地层水含量数值对比,更加深入地探究了泡沫驱生产井的生产特点和气窜的规律性。房娜等^[22]将泡沫驱见气特性细分为不窜式、慢窜式和速窜式,并将其中的速窜式进一步细化,分为五段式。此外,将缓窜式见气特性分类为三段型,并将这两种见气特性结合起来,提出了具体的气窜判断标准,详见表1。

在不窜式生产井中,泡沫体系能有效封堵油气,并具有优异的稳定性和控制能力。这种特性使得生产井的产气量低于矿场的气窜临界线,即使在实现泡沫驱后,仍能保持通常的产气量。此外,当生产井流表现出缓窜型和速窜型的特征时,泡沫驱的见气特性也会有多种不同的表现。根据速窜式的经典气窜方式,可以划分为5大状态:不见气、气

表 1 泡沫驱油井见气特征与气窜划分标准^[23]
Table 1 Gas characteristics of foam drive wells and gas channeling classification standards^[23]

见气类型	产气阶段	气油比 变化率/%	氮气或 CO ₂ 气体含量/%	产出液表面活性剂 浓度与注入浓度之 比/%	日产油变化量
速窜型见 气特征	不见气	0	≤5	≤5	受剖面改善与供液能力变化影响
	气相前缘	≤10	≥5	≤5	稳定或较大幅度增加
	气相突破	10~30	≥30	≤5	稳定、略有增加
	气窜阶段	30~70	30~60	5~10	开始下降,仍在增油有效期
	严重气窜	≥70	≥60	5~10	迅速降低,无经济产能
	微量产气	≤30	≤5	≤5	稳定或较大幅度增加
缓窜型见 气特征	气量稳定 上升阶段	30~40	5~30 30~40(气窜)	5~20 20~30	稳定,略有增加 开始下降,仍在增油有效期
	气量稳定阶段	0	40~50(气窜)	30~50	缓慢下降,具有较大的经济产能

相前缘、气相突破、气窜过程以及严重气窜。由于表面活性剂溶液在地层中适应性不良的特殊性质,它们几乎无法起泡,仅仅依靠表面活性剂的驱动力来进行采油。随后,气体将快速穿越高渗透率区域,而表面活性剂则被缓慢地运移到地层并洗油。此时,生产井的产液中,表面活性剂的浓度往往非常低,甚至根本无法产出。缓窜式气窜系统中,因气泡在地层时的密度较小,且气泡产量低,密封作用较差,而表面活性剂溶液与气体一起窜入,在见气时,产出液中产生了一定量的表面活性剂溶液。

2 泡沫封窜机理

经过大量的国外研究和实验资料证实,泡沫调剖法是目前最佳的防气窜方法。泡沫驱封窜能有效提高原油采收率。气体传播到液体中产生气泡,但泡沫直径极小,形成粗分散体系,只能在气体、水、起泡剂等物质的共同作用下才能形成具有一定稳定性的泡沫^[24-25]。

泡沫封窜机理为:(1)降低气相相对渗透率。在封窜过程中加入起泡剂,使气相的相对渗透性显著降低;在注气驱油过程中,也显著增加了采收率。泡沫在减少气相渗透率的同时也会使水相的相对渗透性减小,从而使得后续水驱的采收率提高。(2)调剖作用。泡沫的另一种重要功能是具有调剖作用。气泡在地层中流动时,由于高渗透带的空气压强较小,且吸气强度高,使得气泡优先进入高渗透带;而地层高渗透带含油饱和度很低,使得

气泡能堵塞高渗透带缝隙,从而形成贾敏作用,有效堵塞了气体的外窜流动通道,气体流动阻力增大,限制了气体的突破时间。因此,泡沫有“堵水、堵气、少堵油”的功能。(3)气体上浮驱油作用。由于泡沫对高渗透层的封闭效应,在高温下的气体分子密度较小、流度比高,从而导致被注入空气量大幅上涨,同时由于泡沫破灭时也会自行产生部分气体,去驱替低渗透层内的原油,因此这种低渗透层也得到了合理动用,而气体的波及体积也得到了很大的提高。(4)泡沫对原油具有选择性。使用泡沫封窜的另一项重要的优点即气泡对原油的高度选择性。由于在渗透率较大的地方含油饱和度下降有利于泡沫的形成,使压力系数变高,产生较强的调剖效果。对于低渗透率的油层,由于含油饱和度较高,对于石油而言是良好的消泡剂,它的存在并不利于泡沫形成,更易于引起泡沫破裂,以表面活性剂的形式存在,但同时气泡的表面张力非常低,通常只有 10^{-2} N/m,因此有利于洗刷该层位。同时,气泡还具备了驱油的功效,这即是泡沫“堵高不堵低”的选择性调堵。于是气泡对低渗油带产生的影响较小或没有显著影响,对增加石油采收率,有显著效果。(5)泡沫具有流度控制作用。气泡能发挥流度调节的功能。气泡的黏性主要由内相空气黏性、外相物质黏度,以及与气液界面之间的容积比三者所确定。与单一物质相比,泡沫黏度最高的同时流度最低,当泡沫的质量超过规定值时,作为段塞具有阻挡后续空气突入的功能,进而增加原油采

收率。(6)泡沫具有乳化作用。泡沫剂应用于原油表面时,在原油表面产生油包水型乳化液。该乳化液的黏度大大超过了原油本身的黏度。产生的油包水乳化液越多,被驱离的原油也就越多,从而产生了良好的驱油效果。与其他注剂相比,泡沫剂对地层的破坏很小,是比较安全的一类调堵剂。

3 泡沫防气窜技术

在泡沫防气窜工艺中,充分考虑了泡沫系统的适应性,并根据油藏的特点,选择了具有较高起泡能力、稳定性和性能系数的防气窜起泡系统。因此,通过研究和过滤含有高视黏度、较小表面张力的表面活性剂溶液,并与压缩空气、减氧空气和 CO_2 混合,探讨各种泡沫体系在不同油藏环境下的气窜抑制性能。这些技术是研究各种防止气体窜入方法的核心。

泡沫防气窜工艺具有多种优势,其中最重要的是:(1)具有良好的孔喉适配性,可以有效堵塞低渗透、中渗透和高渗透的各类地层,而这种堵塞能力取决于发泡的稳定性,但在实际应用中,这种工艺的控制较为困难;(2)防气窜泡沫不仅可以有效防止气窜,而且还可以与一般泡沫驱一样,显著提高采收率。

通过对泡沫驱防气窜的研究表明,防窜泡沫体系的性能在符合以下部分要求时,都能显著改善泡沫驱的稳油控气性能。(1)耐压性。在高温状态下,驱油系统应具备优异的发泡稳定性。液膜的排液流量和泡沫的聚集速率的下降范围越大(气泡的稳定随着排液流量的增加而变差,气泡的聚集是指小气泡在大气泡中的扩散,排液速度及聚集速率差越大,其防窜的能力就越差),降低其气体的扩散速度越快。(2)耐盐性。矿化度提高,驱油系统泡沫强度不降低或较少降低,并在地层的矿物质浓度下也可满足使用条件,可有效避免气泡黏性指进和泡沫气液分异问题。(3)耐油性。含油饱和度提高时,驱油系统尽量防止出现遇油消泡的现象,在高含油孔隙介质中发泡系统仍可顺利发泡,并合理的封堵高渗透层,以延缓空气窜入,从而增加波及效果。(4)抗吸附能力。在中、低渗透油藏环境下,驱油系统基本可满足起泡驱油,在多孔介质运移过程中,起泡剂分子损耗率和吸附率很低,整个体系都得到了较

为理想的发泡。

泡沫具有独特的渗流和驱油特性,泡沫驱油逐渐受到了重视^[26]。使用泡沫控制高压 CO_2 的流变特性是一项非常有前景的技术。使用 CO_2 泡沫最重要的因素是 CO_2 与泡沫之间的混合比。为了在油藏开发条件下的互溶代替, CO_2 需要以低流体密度($0.5\sim 0.8\text{ g/cm}^3$)的状态存在。不过即使是高密度的 CO_2 ,黏度也只有 $0.03\sim 0.08\text{ mPa}\cdot\text{s}$,黏度不超过原油黏度的 $1/20$ 。当直接使用超临界 CO_2 就可以驱油时,由于黏度比的原因会形成 CO_2 的指进现象。当注入水时,加入表面活性剂会减弱超临界 CO_2 的流变特点,进而减少黏性指进的现象,大大提高垂直扫油的效果。

基于 CO_2 -泡沫材料的场地测试与室内环境试验,已日益成熟^[27]。当 CO_2 -气泡溶液进入土壤地层结构中时,刚加入的流体首先达到高渗透层,从而立即产生气泡,这会增加流体阻力,使得更多的 CO_2 和 CO_2 -气泡溶液达到低渗透区域^[28]。在多孔介质中,泡沫的密封功能较好。泡沫的密封特性随着渗透率、压力系数、注入速度以及泡沫温度的提高而增强^[29]。在原油产生时会减少 CO_2 -泡沫的持久性。已有研究表明^[30-33], CO_2 -泡沫能降低 CO_2 的流变性,其驱油效果好于单独使用 CO_2 。室内水驱油实验结果表明,水驱后再使用 CO_2 -泡沫驱的驱油效果好于纯 CO_2 驱或水气交替注入驱(WAG)。当表面活性剂在临界胶束浓度以上时,增加表面活性剂的浓度会降低 CO_2 和整体的流变特性。泡沫的流变性随气泡质量的增加而降低,并且泡沫阻力系数随气泡质量的升高而增加(其中气泡质量分数需在 $33.3\%\sim 80.0\%$)。当气泡质量分数为 $20.0\%\sim 33.3\%$ 的时候,会产生较低的泡沫阻力系数^[34],同时气泡质量越大稳定性越差,而且高温和低压也可能降低 CO_2 -气泡的稳定性值。

在现场实验中,将 α -烯基磺酸钠(AOS)用作主剂能形成平稳和充分的气泡^[35];将木质素磺酸钠用作辅助装置,可以改善气泡在各方面的性能^[36]。高压静态实验结果表明,高温可改善 CO_2 泡沫的起泡度和稳定性。Dorcheat Macedonia油田利用 CO_2 -泡沫达到了相当高的经济效益^[37]。针对D-1井,最初的日产气量为 $32\ 848\text{ m}^3$,日产油量 47.4 m^3 ,日产水量 21.5 m^3 ;应用 CO_2 -泡沫后,累积增油 $12\ 720\text{ m}^3$ 。

针对 PaxtonB-1 井,最初的日产气量为 $24\ 636\text{m}^3$,日产油量 11.6m^3 ,日产水量 35.9m^3 ;应用 CO_2 -泡沫后,累积增油 5088m^3 。

泡沫封窜方法的应用重点在于利用 CO_2 驱油封窜。国外注超临界 CO_2 以及烃类气体的混相/非混相驱和蒸汽驱在低渗透率区块和稠油区块的使用较多,并且能克服蒸汽驱的重力超覆和气驱的指进性问题^[38]。Tsau 等^[39]发现,泡沫可引起气相相对渗透率迅速降低,也因此延缓了气体的突破。廖光志等^[40]发现由于空气中水的饱和度下降,气泡会减少水分的渗透率,气泡堵塞时,岩心的渗透性可降到其初值的 $10\%\sim 50\%$ 。泡沫还有助于选择性减弱高渗透层中气体的流动性,从而更大程度地增加气驱的最终采收率^[41]。针对气体锥入或指进严重降低产量的情况,美国经过开发泡沫体系以及油藏模拟分析,在实际使用的 8 口井中见效较快,但气油比在不同程度上均显著的下降,测试成功率约 50% ^[42]。

国内重点集中于研究气泡的稳定性、发泡物的质量损失与控制等方面。中国石油勘探开发研究院热采所进行了蒸汽驱的氮气泡沫调剖等研究,结果表明气泡能更有效地防止液窜和气窜,从而改善波及效果,提升驱油能力^[43]。根据轻质油藏、能产生气体混相等的油藏开发特点,对注气后气体在油藏生产中的窜流机理和预防措施的基础探讨也就比较简单。对于强非均质、裂隙发育及经过长期水驱后的油藏开发而言,在 CO_2 驱程中的窜流现象也是一个影响很大的问题^[44]。张杰^[18]针对常规氮气泡沫稳泡特性较差、对地层水的调堵能力偏低等缺陷,添加了栲胶并与其复配,获得了栲胶和氮气的稳定发泡体。该体系的抗盐性良好,可广泛应用于超高矿物质浓度岩层,与目前的高温环境药剂具有良好的配伍性及化学配伍特点,对高温岩层的封堵效果亦较好。在现场采用了栲胶复合氮气泡沫施工,对 4 口高温含水井和 2 口气窜井分别采取了调堵和封窜的方法,调剖降水层和封闭气窜均有较好的作用。

4 泡沫封窜体系

4.1 泡沫凝胶

凝胶体系是利用聚合物和化学交联剂反应形成的三维网络构造,以便对高渗透层实现高效封

闭,并促进后续驱替液转入更多的波及区,从而增加原油采收率。泡沫凝胶体系则是融合气泡和凝胶的一种封堵剂,同时具备了泡沫和凝胶的双重优点^[45]。泡沫凝胶封窜主要利用泡沫的贾敏效应,由于泡沫相较于纯气体在多孔介质中有较高的有效黏度,能增加油的流动性,因此泡沫凝胶在 CO_2 封窜方面有很大的潜力^[46-47]。

泡沫凝胶具有用量小、价廉、效率快及对地层伤害小等优点^[48],在渗透性较大的岩层中,对封堵裂隙、非均质油藏等有很好的应用前景^[49],是一种兼具泡沫和凝胶优势的假塑性流体^[45, 50]。泡沫凝胶的调堵作用大致包括以下 3 个部分^[51-57]。(1)利用气泡的贾敏效应,在加入泡沫凝胶后形成有效的分流效果,使更多泡沫凝胶流入高渗透层,在大幅增加高渗透层或高渗透层块压力因素时,低渗透层或低渗透层块中的阻力因子减少,促使流体转向流向含油饱和度高的储层,提高波及效率;(2)成胶后的凝胶具有稳泡剂的功能,凝胶中覆盖着泡沫,有助于增强泡沫界面层的强度和泡沫的稳定性;(3)气泡具备遇油消泡的特性,气泡或凝胶在含油饱和度最高的储层位置即能遇油消泡,而不致阻塞孔隙孔道,可选择性封堵。

泡沫凝胶可分为无机型和有机型。常用的无机型泡沫凝胶为硅酸盐泡沫凝胶体系,对 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 敏感,极易与 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 发生沉淀絮凝,且脆性大,易破碎;有机型泡沫凝胶一般采用单一的表面活性剂,多用部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)作胶凝剂,耐温、耐盐性差^[58]。

泡沫凝胶封窜中泡沫的稳定性十分重要。凝胶相当于泡沫的“保护层”,因此凝胶的稳定性决定了泡沫的稳定性。杨子浩等^[19]对起泡剂和交联剂进行优选,筛选出了耐温耐盐的聚丙烯酰胺凝胶配方,如向聚丙烯酰胺中添加醇激素交联剂和酮类助交联剂、稳泡剂黄原胶、起泡剂和去氧剂硫脲。性能评价结果表明,该泡沫凝胶体系可以稳定存在,耐温性能优异,在人造低渗透裂缝型岩心中有较好的封堵能力,可用于抑制低渗透油藏 CO_2 驱气窜。Qu 等^[56]基于塔河油田丰富的油藏特点,成功制备了耐温耐盐的改性淀粉凝胶泡沫。将改性淀粉凝胶与表面活性剂复配时,改性淀粉凝胶起到了稳定剂的作用,提高了发泡能力,并且能在塔河油藏条件

下稳定存在。Zhao等^[59]通过在泡沫中添加梳状聚合物凝胶制备了适用于高温油藏的泡沫凝胶。该凝胶能通过增加泡沫的黏度和体积来增强泡沫的稳定性和在多孔介质中的封堵能力。研究人员通过凝胶改性、凝胶复配或加入不同添加剂等方法增强泡沫凝胶的耐温、耐盐性,使得泡沫凝胶在实际应用中取得了进一步的发展^[60]。

除了针对高温油藏,也有针对泡沫凝胶在低温油藏中应用的研究。Qi等^[61]通过在常规的聚丙烯酰胺泡沫凝胶中加入氯化铵和亚硝酸钠制得可以自发热的泡沫凝胶。通过一系列凝胶强度和成胶时间的评价实验,得出注入的泡沫凝胶有效堵塞了大孔隙、降低了岩石非均质性的结论。若在低于50℃的油藏条件下成胶,聚合物和交联剂的反应速度会很慢,大大延长了胶凝时间,甚至导致无法成胶。自发热泡沫凝胶通过发热升高自身温度来缩短成胶时间,使得泡沫凝胶能在低温油藏环境下有更好的封窜效果。

但是,由于泡沫凝胶材料耐热性较差,在高温油藏下泡沫容易断裂,因此不能在高温环境下进行更长时间的密封。筛选耐温性能良好的起泡剂和交联剂,有助于提升泡沫凝胶体系整体的耐温性能,因此筛选出耐温性能优良的聚合物凝胶是改善泡沫凝胶耐温性差的可行方法。

4.2 稠化泡沫

稠化泡沫系统的基本原理是通过向CO₂中添加表面活性剂或高分子聚合物,使其在注入过程中产生气泡的高流度,或者通过延缓生胶时间,使在油藏深部裂缝介质或者窜流通道中产生凝胶,从而使该系统产生气泡和凝胶的双重效果,同时所添加的高分子也能使气泡系统产生较高的稳定性和良好的注入性能。与常规的高分子稠化方法相比,由于稠化气泡的持续相为CO₂气体,因此可以降低60%~80%的持续相时间。稠化泡沫系统和传统水基泡沫的主要不同点在于:稠化泡沫系统由于产生网状结构而提高了稳定性。在理想状态下,其液相在注入过程中均不会稠化,整个体系都呈现出泡沫的状态。泡沫溶液的稠化过程能被延缓,同时稠化泡沫也能更有效地对抗周围地层流体的作用。

4.3 纳米稳泡体系

张作伟^[62]研发的新型纳米颗粒发泡系统可以

在高温高压(96.7℃、23.9 MPa)下有效提升发泡系统的发泡能力,其起泡容积达到707 mL,半衰期为213 min,综合指标达到112 943 mL·min。通过添加纳米粒子,发泡系统的耐温、耐盐、黏度和弹性均得到了显著提升,而且抗吸附性能也有了显著改善。微观实验表明,纳米粒子的添加使得气泡结构更加紧密复杂,岩心封堵实验也证实了这一点。泡沫具有出色的封堵性能,其阻力因子高达39.25,可以有效阻止气相在高渗透填砂管的流动,使其转向低渗透填砂管,从而使高渗透填砂管的分流率从76%降至24%,低渗透填砂管的分流率从24%升高到45%。此外,泡沫驱动和后续气驱技术还可以进一步提高低渗透填砂管的采收率,达到26.83%,而高渗透填砂管的采收率则上升到17.95%。

5 防气窜措施影响因素

通过测量阻力因子,可以评估填砂管模型在保证泡沫体系密封性能方面的表现。这些因素包括岩心封堵压力下的持续时间,以及瞬时气液比的高低。经过大量测井岩心的各种气体驱替实验,确定了在特定水温和气压条件下,采用泡沫驱防气体气窜参数的可行性,为岩石地层气压条件的各种气体防窜试验提出了有效的指导。

5.1 渗透率范围

通过模拟地层构造的条件,对不同渗透率的测井岩心进行了驱替建模研究和测试^[63]。结果表明,随着渗透率的增大,阻力因子先上升后下降,当渗透率到达 $23\ 620 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,阻力因子仅在35以下,但由于瞬时气液界面温度极高,在驱替过程中会出现大量废气外溢,而且气窜持续时间也较早。在油田的实际生产流程中,当渗透性达到一定程度,或者出现了大宽度的线性渗流通道时,泡沫驱将无法有效地阻止渗流,从而导致气窜,影响产品质量。此时,应该采用更强大的堵剂,如冻胶泡沫及时进行密封,以确保油田的安全生产。

5.2 起泡剂浓度

随着起泡剂含量的增加,空气阻力因子相应上升。同时,起泡剂含量越高,瞬时气液比的数值就越小,也就越不易产生气窜。在评估起泡剂稳定性的实验中^[64-65],含量低于0.5%的起泡剂稳定性较好,能有效阻塞地层,进而减少气窜的发生。另外,

鉴于油田企业的经营原因,根据油田的水驱条件,若需要稀释起泡剂,在增加含量时,建议选用起泡剂的含量为0.8%,密封效果更佳。

5.3 注入方式

多孔介质的气泡通常是经过液膜停滞、液膜分断和缩颈分裂的方式形成和运动的,但是由于空气和液体之间的压强、黏度等性质存在较大差异,使得它们之间的流体通道不同,从而导致气窜的发生^[66]。这是由于空气质量差以及密封压力较小所致,因此多孔介质的泡沫必须经过气相和液相的不断相互作用,才能达到充分混合的效果,从而避免气窜的发生。由于高温下表面活性剂溶液与泡沫发生器的良好作用,可以形成更细腻、尺寸和质量更大的气泡,这样可以有效提高密闭效果,而且在将新形成的泡沫投入岩心后,可以很容易地对岩心管两端形成有效保护,从而使得密封效果能持续维持较长时间。由于使用泡沫发生器,可以在整个地层中形成均匀稳定的气泡,并将泡沫完全驱除。

5.4 注入速度

随着注入速度的增加,低张力气泡在岩心中的渗流阻力也会相应增大,但增幅逐渐变缓。此外,注水速度的提高也会使得岩心管道两端压力均衡的建立时间大大缩短,从而可以保持较长的平衡时间,避免出现气窜现象。通过将注水速率调节到与油田生产实际相匹配的水平,可以有效降低气窜的发生。

5.5 含油饱和度

在模拟油藏的实际情况和不同的含油饱和度条件下进行实验。当含油饱和度超过40%时,泡沫驱的阻力因子可以达到300左右,这表明泡沫封窜系统具有良好的密封性能;当含油饱和度 $\leq 40\%$ 时,气泡的密封性变差,阻力因子降低,发泡剂的耐油性变差。在这种情况下,需要考虑更换发泡剂以完成封窜作业。

5.6 体系组成

低张力发泡剂和冻胶体系能有效阻止气体窜流,进而控制气窜的产生^[67]。这种配伍方式能稳定一般冻胶体系,并且能显著延长气泡的半衰期,提升气泡的安全性。冻胶泡沫具有出色的封堵能力,可以有效保持一般泡沫的封堵效果,同时还可以通过增加注入压力来控制气窜流动。相比之下,一般

冻胶气泡在大孔道的密封效果上有了显著提升,而且阻力因子和残余阻力因子也有了较大的变化。然而,当一般冻胶含量减少时,其密封性能也会有所下降。当在普通泡沫驱动过程中加入冻胶泡沫段塞时,可以显著提升调剖效果。与高浓度的合成冻胶泡沫相比,减少冻胶含量后,可以显著改善调剖性能,并且可以缩短调剖有效期。由于冻胶泡沫具有优异的密封性能,因此在油田工作中,应当选用合适数量的冻胶泡沫来阻止气窜的产生;同时,在驱替工艺中,应采用直接注入冻胶段塞,以提高密封效率,为油田的增产提供有力的保障。

6 低渗致密储层中泡沫封堵的施工效果

在2005年12月11日,吴起油田旗胜井区的35井采用空气泡沫调驱技术,将1160 m³的泡沫液和隔离液分别加入井内,同时注入14 787 m³的空气,以此来缓解地层压力,有效控制产量的下降,大大提高井组的产量。经过4年的努力,油田的累积增产已经超过一万吨,为油田带来了巨大的经济收益^[68]。

在2007年5月,中原油田公司胡12-152井组开展了空气泡沫调驱试验。其中,前置段塞、主段塞各加入0.1 PV的气流,累积加注起泡剂溶液达到2000 m³,加注空气 46×10^4 m³。结果表明,井组含水量显著降低了5.2%,累积产油量也大幅提升,达到了800 t以上。在2007年10月,胡12-17、65井组的泡沫试验取得了惊人的成果。这3个井组的产量累积超过了1500 t,说明空气泡沫调驱技术在处理非均质性较强的中低渗透层时,具有良好的封堵性能和调剖效果^[69]。

2012年10月,吐哈鲁克沁油田玉东203井开展了氮气泡沫驱试验。首先使用2%的起泡剂(XHY-4)水溶液作为前置段塞,然后使用0.3%的XHY-4水溶液作为主段塞,末尾加入氮气,按照1:1的气液比进行1个周期的试验。经过3个周期的施工,在加入 19.9×10^4 m³氮气和5.7 t发泡剂的情况下,注水井的压降曲线变得平缓,吸水剖面增加,对水流通道的封堵效果显著。通过将气液段塞注入储层,证实了这种技术可以用于深层稠油的开采^[70]。

大庆油田的泡沫封堵剂具有极长的半衰期,可达3010 min,残余油饱和度、温度和矿化度对泡沫的影响较小,并且适用于50 ℃以下的油藏。在2017

年10月,用耐酸泡沫封堵剂进行施工,在4口注入井中轮流注入,每口井平均注入耐酸泡沫剂7432 m³,并采取气液混注的形式,轮换周期为20 d。在注入过程中,每口注入井压力平均上升约10 MPa,直至2018年4月停止施工。截至2018年年底,该井组联通油井平均日降液达到31 t,联通油井含水率下降了2.1百分点,共增油3476 t,取得了良好的效果^[71]。

7 结束语

我国致密油藏储层的特征表现为孔隙度和基质渗透性极低,压力系数也较低,因此注水困难。为了保持地层能量,多采用注入性良好的气体,如CO₂。但由于地质沉积和储层改造(包含酸化、压裂等),使得储层产生裂隙,再加上气相与水相黏度小于油相黏度,导致流度低的CO₂窜逸严重,油层中原油启动困难,水窜气窜频发等,严重影响了油藏的开发利用。因此,必须采取有效措施,加强对致密油藏储层的管理和控制,以保证油藏的可持续发展。由于缝网的尺寸不同,严重影响了各油田的高效生产,必须采取措施来改善地层能量补充和气驱效果,以提高油田的开采效率。泡沫驱封窜技术是目前国内外提高采收率领域较为热衷的一项技术。它是在气驱的基础上增加泡沫或者凝胶的复合驱油技术,主要作用机理是利用气泡的贾敏效应和改变气体的流度,调整其与原油流度比,进而减小气体的相渗。这将有效缓解气窜现象并提高驱油效率,扩大低渗透/致密油藏波及控制体积。本文在论述国内外深部封窜技术的基础上,详细介绍了泡沫封窜体系,并阐明了泡沫封窜机理。泡沫体系在油藏深层封闭领域具有重要意义,尤其是在低渗透率、非均质油藏中,其性能评价指标、封堵效应和运移规律都有明显的改善,并且在高渗透、裂缝和非均质性油藏也有较好的适应性,有必要进一步加强对泡沫系统的研究和应用。

参考文献:

- [1] ZHAO Y L, LU G, ZHANG L H, et al. Physical simulation of waterflooding development in large-scale fractured-vuggy reservoir considering filling characteristics [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 191: 107328.
- [2] ZHOU X, WANG Y C, ZHANG L H, et al. Evaluation of enhanced oil recovery potential using gas/water flooding in a tight oil reservoir [J]. *Fuel*, 2020, 272: 117706.
- [3] 李海成, 刘云, 赵骊川, 等. 低渗透油藏二氧化碳分注工艺及配套测调技术[J]. *新疆石油天然气*, 2022, 18(2): 26-32.
LI H C, LIU Y, ZHAO L C, et al. CO₂ separate injection and matching testing and adjustment technologies in low-permeability reservoirs [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2022, 18(2): 26-32.
- [4] 李宾飞, 李博良, 孟勇, 等. 低渗透油藏氮气-低矿化度水交替驱油特征及机制[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(6): 127-134.
LI B F, LI B L, MENG Y, et al. Characteristics and mechanisms of N₂/low-salinity water alternate flooding in low permeability reservoirs [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(6): 127-134.
- [5] 方维萱. 论沉积盆地构造岩相变形成史研究方法及应用[J]. *地质力学学报*, 2022, 28(1): 1-21.
FANG W X. On research methodology for deformation history of tectonic lithofacies in sedimentary basin and their application [J]. *Journal of Geomechanics*, 2022, 28(1): 1-21.
- [6] 张永平, 齐士龙, 唐鹏飞, 等. 松北致密气藏压裂裂缝扩展形态及压裂参数优化[J]. *石油钻采工艺*, 2022, 44(5): 623-631.
ZHANG Y P, QI S L, TANG P F, et al. Optimization of fracture morphology and parameters in Songbei tight gas reservoir [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2022, 44(5): 623-631.
- [7] 杨中建, 贾锁刚, 张立会, 等. 异常高温、高盐油藏深部调驱波及控制技术[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(1): 91-98.
YANG Z J, JIA S G, ZHANG L H, et al. Deep profile adjustment and oil displacement sweep control technique for abnormally high temperature and high salinity reservoirs [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(1): 91-98.
- [8] 孟祥海, 黎慧, 张云宝, 等. 自组装颗粒深部调堵体系的性能评价[J]. *油田化学*, 2018, 35(2): 231-234.
MENG X H, LI H, ZHANG Y B, et al. Performance evaluation of self-assembled particles system for in-depth profile control [J]. *Oilfield Chemistry*, 2018, 35(2): 231-234.
- [9] 王刚, 王仕伟, 何丹丹, 等. 高温油藏聚合物凝胶的制备及其暂堵性能[J]. *油田化学*, 2023, 40(3): 440-446.
WANG G, WANG S W, HE D D, et al. Preparation and temporary plugging performance of polymer gel for high-temperature reservoirs [J]. *Oilfield Chemistry*, 2023, 40(3): 440-446.
- [10] 赖南君, 闻一平, 乔东宇, 等. 生物多糖在高温高盐油藏聚合物驱的可行性探索[J]. *精细化工*, 2020, 37(4): 841-852.
LAI N J, WEN Y P, QIAO D Y, et al. Study on the feasibility of biological polysaccharides in polymer flooding in high temperature and high salinity reservoirs [J]. *Fine Chemicals*, 2020, 37(4): 841-852.
- [11] 白健华, 吴华晓, 赵顺超, 等. 渤海油田浓变凝胶防砂控水技术研究与应用[J]. *石油化工高等学校学报*, 2022, 35(1):

- 68-74.
- BAI J H, WU H X, ZHAO S C, et al. Research and application of gel sand control and water control technology in Bohai oilfield [J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2022, 35(1): 68-74.
- [12] 张照阳,陈越美,鲍晋,等.页岩气藏压裂暂堵超分子凝胶体系研究[J]. *钻井液与完井液*, 2022, 39(6): 767-775.
- ZHANG Z Y, CHEN Y M, BAO J, et al. Study on supramolecular gel temporary plugging agent for shale gas reservoir fracturing [J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2022, 39(6): 767-775.
- [13] 涂宏俊,周明,李彤彤.自修复水凝胶的研究进展及油气田应用[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 45(1): 71-80.
- TU H J, ZHOU M, LI T T. Progress of researches on self repairing hydrogel and its application in oil and gas fields [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2023, 45(1): 71-80.
- [14] 陈浩,杨冉,刘希良,等.高温低渗透油藏注气防窜聚合物泡沫体系的性能评价[J]. *油田化学*, 2022, 39(2): 295-300.
- CHEN H, YANG R, LIU X L, et al. Performance of anti-gas-channeling polymer foam system in high temperature low permeability reservoir [J]. *Oilfield Chemistry*, 2022, 39(2): 295-300.
- [15] 李宛珊,王健,任振宇,等.低渗透油藏二氧化碳气溶性泡沫控制气窜实验研究[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(5): 136-141.
- LI W S, WANG J, REN Z Y, et al. Gas-channeling control experiment with carbon dioxide gas-soluble foam in low-permeability oil reservoir [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2019, 26(5): 136-141.
- [16] 李志华,唐永安,屈人伟,等.硅酸盐颗粒材料封堵大孔道的研究[J]. *油田化学*, 2013, 30(2): 198-201.
- LI Z H, TANG Y A, QU R W, et al. Study on the blocking technology of high-capacity channels [J]. *Oilfield Chemistry*, 2013, 30(2): 198-201.
- [17] 王桂珠,吴家全,张朋旗,等.新型复合凝胶堵水调剖剂制备与评价[J]. *精细石油化工*, 2019, 36(6): 44-47.
- WANG G Z, WU J Q, ZHANG P Q, et al. Preparation and evaluation of new composite gel water shutoff profile control agent [J]. *Speciality Petrochemicals*, 2019, 36(6): 44-47.
- [18] 张杰.栲胶复合氮气泡沫体系调堵剂性能评价及应用[J]. *断块油气田*, 2012, 19(5): 642-645.
- ZHANG J. Performance evaluation and application of tannin extract and compound nitrogen foam system plugging agent [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2012, 19(5): 642-645.
- [19] 杨子浩,罗智忆,林梅钦,等.改善低渗油藏二氧化碳气驱油效果的耐温泡沫凝胶体系的构建[J]. *油田化学*, 2020, 37(1): 86-92.
- YANG Z H, LUO Z Y, LIN M Q, et al. Preparation of temperature resistant foam gel system for improving CO₂ gas flooding effect in low permeability reservoir [J]. *Oilfield Chemistry*, 2020, 37(1): 86-92.
- [20] 鲁国用.致密砂岩油藏CO₂驱两级封窜技术适应性实验研究[D].北京:中国石油大学(北京),2019:22-36.
- LU G Y. Experimental study on adaptability of two-stage channeling sealing technology for CO₂ flooding in tight sandstone reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019: 22-36.
- [21] 伍友佳.辽河双台子油气藏气顶驱开采特征及气窜模式[J]. *天然气工业*, 2000(6): 76-79.
- WU Y J. Characteristics of gas-cap drive production and gas breakthrough pattern of Shuangtaizi oil and gas reservoir in Liaohu [J]. *Natural Gas Industry*, 2000(6): 76-79.
- [22] 房娜,刘宗宾,吕坐彬,等.大气顶油藏气窜规律与全寿命开发策略[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(3): 117-121.
- FANG N, LIU Z B, LYU Z B, et al. Gas channeling pattern and full-life development strategy for oil reservoir with large gas-cap [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2018, 25(3): 117-121.
- [23] 黄先科.泡沫驱见气特征及防气窜技术研究:以温西X区块泡沫试验区为例[D].成都:成都理工大学,2020:5-6.
- HUANG X K. Research on the characteristics of bubble flooding and anti-gas channeling technology: Take an example of foam test area in Wenxi X block [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020: 5-6.
- [24] 王冰.北二西西区块油藏氮气驱封堵裂缝技术研究[D].长春:吉林大学,2014:4-5.
- WANG B. Study on technique of nitrogen flooding plugging fissure in reservoir of north-two-west western block [D]. Changchun: Jilin University, 2014: 4-5.
- [25] 曹萌萌.有机硅改性聚合物凝胶封汽窜机理研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2020:20-22.
- CAO M M. Study on stemming mechanism of organosilicon modified polymer gel on steam channeling [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020: 20-22.
- [26] YEKEEN N, PADMANABHAN E, IDRIS A K, et al. Nanoparticles applications for hydraulic fracturing of unconventional reservoirs: A comprehensive review of recent advances and prospects [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 178: 41-73.
- [27] ZUTA J, FJELDE I, BERENBLYUM R, et al. Modeling of transport of a CO₂-foaming agent during CO₂-foam processes in fractured chalk rock [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010: 129601-MS.
- [28] ZUTA J, FJELDE I, BERENBLYUM R. Experimental and simulation of CO₂-foam flooding in fractured chalk rock at reservoir conditions: Effect of mode of injection on oil recovery [C]//SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010: 129575-MS.

- [29] WANG K, LIANG S, YUAN X, et al. Seepage ability of high-pressure hot composite foam in porous media [J]. *Journal of Hydrodynamics*, 2010, 22(1): 90–95.
- [30] TSAU J, HELLER J P. Evaluation of surfactants for CO₂-foam mobility control [C]//*Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Midland, Texas, 1992.
- [31] ZUTA J, FJELDE I. Transport of CO₂-foaming agents during CO₂-foam processes in fractured chalk rock [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2010, 13(4): 710–719.
- [32] BAI B, GRIGG R B, LIU Y, et al. Adsorption kinetics of surfactant used in CO₂-foam flooding onto Berea sandstone [C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, Texas, 2005.
- [33] XIAO C W, BALASUBRAMANIAN S N, CLAPP L W. Rheology of viscous CO₂ foams stabilized by nanoparticles under high pressure [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2017, 56(29): 8340–8348.
- [34] CHANG S, GRIGG R B. Effects of foam quality and flow rate on CO₂-foam behavior at reservoir temperature and pressure [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1999, 2(3): 248–254.
- [35] DUGSTAD Q, OPEL K, FJELDE I. Improved understanding of CO₂/foam EOR techniques by aid of tracer technology [C]//*SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, 2011.
- [36] TSAU J, SYAHPUTRA A E, YAGHOUBI H, et al. Use of sacrificial agents in CO₂ foam flooding application [C]//*SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, 1999.
- [37] WARNOCK W E, HARRIS P C, KING D S. Successful field applications of CO₂-foam fracturing fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas region [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1985, 37(1): 80–88.
- [38] 程林松, 肖双爱. 稠油油藏蒸汽-泡沫驱油数值模拟方法[J]. *计算物理*, 2003, 20(5): 463–466.
- CHENG L S, XIAO S A. Numerical simulation of steam-foam flooding for heavy Oil reservoir [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2003, 20(5): 463–466.
- [39] TSAU J, JYUN S, YAGHOUBI, et al. Smart foam to improve oil recovery in heterogeneous porous media [C]//*SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, 1998.
- [40] 廖广志, 李立众, 孔繁华, 等. 常规泡沫配方体系驱油技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 85–88.
- LIAO G Z, LI L Z, KONG F H, et al. Conventional foam formula system flooding technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 85–88.
- [41] 张景存. 提高采收率方法研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 323–332.
- ZHANG J C. Research on methods of enhanced oil recovery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1990: 323–332.
- [42] 李东霞, 苏玉亮, 高海涛, 等. 二氧化碳非混相驱油粘性指进表征方法及影响因素[J]. *油气地质与采收率*, 2010, 17(3): 63–66.
- LI D X, SU Y L, GAO H T, et al. Characterization and controlling factors analysis on viscosity fingering during CO₂ immiscible drive [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2010, 17(3): 63–66.
- [43] 张思富, 廖广志, 张彦庆, 等. 大庆油田泡沫配方体系复合驱油先导性矿场试验[J]. *石油学报*, 2001, 22(1): 49–53.
- ZHANG S F, LIAO G Z, ZHANG Y Q, et al. ASP-Foam pilot test of Daqing oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2001, 22(1): 49–53.
- [44] 绳德强. 蒸汽/泡沫提高稠油采收率技术的试验研究[J]. *钻采工艺*, 1996(4):29–33.
- SHENG D Q. Experimental study on technology of steam foam to improve recovery of heavy oil [J]. *Drilling & Production Technology*, 1996(4): 29–33.
- [45] 陈启斌, 马宝歧, 倪炳华. 泡沫凝胶性质的几种影响因素[J]. *华东理工大学学报(自然科学版)*, 2007(1): 71–74.
- CHEN Q B, MA B Q, NI B H. Effects of several factors on the properties of a foamed gel [J]. *Journal of East China University of Science and Technology (Natural Science Edition)*, 2007(1): 71–74.
- [46] ROMERO-ZERON L, KANTZAS A. Influence of wettability on foamed gel mobility control performance in unconsolidated porous media [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2006, 45(2): 51–61.
- [47] ROMERO-ZERON L, KANTZAS A. The effect of wettability and pore geometry on foamed-gel-blockage performance [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, 10(2): 150–163.
- [48] 刘向斌. 聚合物凝胶在多孔介质中封堵效果实验[J]. *大庆石油地质与开发*, 2020, 39(4): 106–112.
- LIU X B. Experiment on the plugged effects of the polymer gel in the porous media [J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2020, 39(4): 106–112.
- [49] 罗文利, 何楚琦, 冯利娟, 等. 高稳定性泡沫凝胶研制及性能评价[J]. *石油化工高等学校学报*, 2018, 31(3): 28–34.
- LUO W L, HE C Q, FENG L J, et al. Study and evaluation of high stability foamed gel [J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2018, 31(3): 28–34.
- [50] SCHRAMM L L, KUTAY S M, MIKULA R J, et al. The morphology of non-equilibrium foam and gelled foam lamellae in porous media [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1999, 23(2): 117–132.
- [51] 杨浩, 陈伟, 邓军, 等. 泡沫分流特性研究[J]. *石油钻采工艺*, 2010, 32(3): 94–98.

- YANG H, CHEN W, DENG J, et al. Property study of foam divided-flow [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2010, 32(3): 94-98.
- [52] 许丹. 泡沫凝胶调剖技术在超稠油油藏研究与应用[J]. *当代化工*, 2011, 40(11): 1163-1165.
- XU D. Research on the foamed gel profile control technique and its application in extra-heavy oil reservoirs [J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2011, 40(11): 1163-1165.
- [53] 程利民. 无机凝胶泡沫的研制及其应用性能评价[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2014: 5-6.
- CHENG L M. Development of inorganic gelled foam and evaluation of its application characteristics [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2014: 5-6.
- [54] 王继刚, 王洪刚. 新型泡沫调剖剂的室内研究与评价[J]. *科学技术与工程*, 2009, 9(20): 6159-6162.
- WANG J G, WANG H G. Synthesis and evaluation of a new type foam profile control agent [J]. *Science Technology and Engineering*, 2009, 9(20): 6159-6162.
- [55] 罗智忆. 耐温泡沫凝胶的研制及性能评价[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019: 22-24.
- LUO Z Y. Preparation and evaluation of temperature resistant foam gel [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019: 22-24.
- [56] QU M, HOU J, WANG Q, et al. Modified starch gel foam: Research and application in naturally fractured-vuggy carbonate reservoir [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, UAE, 2017.
- [57] 张小琴, 王宇池, 王永青, 等. 减缓低渗透储层贾敏效应的方法研究[J]. *合成材料老化与应用*, 2013, 42(2): 28-32.
- ZHANG X Q, WANG Y C, WANG Y Q, et al. Study on the method of reducing jamin effect in the low permeability oil field [J]. *Synthetic Materials Aging and Application*, 2013, 42(2): 28-32.
- [58] 张俊瑾, 李遵照, 蒋明龙, 等. 低渗透油藏调驱用凝胶泡沫体系的应用[J]. *石油化工*, 2018, 47(2): 181-185.
- ZHANG J J, LI Z Z, JIANG M L, et al. Oil displacement-gel foam system applying to low permeable reservoir [J]. *Petrochemical Technology*, 2018, 47(2): 181-185.
- [59] ZHAO G, DAI C, ZHANG Y, et al. Enhanced foam stability by adding comb polymer gel for in-depth profile control in high temperature reservoirs [J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2015, 482: 115-124.
- [60] 赖南君, 袁琳, 杜朝峰, 等. 高温高盐油藏泡沫凝胶复合封窜体系的制备与评价[J]. *精细石油化工*, 2020, 37(6): 16-23.
- LAI N J, YUAN L, DU C F, et al. Preparation and evaluation of foam gel compound channeling system for high temperature and high salt reservoir [J]. *Speciality Petrochemicals*, 2020, 37(6): 16-23.
- [61] QI N, LI B, CHEN G, et al. Heat-generating expandable foamed gel used for water plugging in low-temperature oil reservoirs [J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(2): 1126-1131.
- [62] 张作伟. 高温高压油藏CO₂纳米颗粒泡沫控制气窜技术研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019: 51-52.
- ZHANG Z W. Study on gas control technology of CO₂ nanoparticle foam in high temperature and high pressure reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019: 51-52.
- [63] 李维娜. 高含水期油藏CO₂复合驱提高采收率机理及参数优化[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2023: 27-38.
- LI W N. EOR mechanisms and optimizing parameters of CO₂ compound flooding in high water cut reservoir [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2023: 27-38.
- [64] 王健, 覃达, 余恒, 等. 烟道气泡沫封堵参数优化及微观机理研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2018, 8(6): 33-38.
- WANG J, QIN D, YU H, et al. Optimization of parameters and microscopic mechanism study of flue gas foam [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2018, 8(6): 33-38.
- [65] 许葛宇, 杨静文, 张昆, 等. 耐温耐盐起泡剂的制备及性能评价[J]. *当代化工*, 2023, 52(3): 673-676.
- XU X Y, YANG J W, ZHANG K, et al. Preparation and performance evaluation of temperature and salt resistant foaming agent [J]. *Contemporary Chemical Industry*, 2023, 52(3): 673-676.
- [66] 柳小虎, 赖小娟, 曹红燕, 等. 起泡剂/稳泡剂/SiO₂复合泡沫缓速酸液体体系协同增效性能[J]. *应用化学*, 2023, 40(1): 91-99.
- LIU X H, LAI X J, CAO H Y, et al. Synergistic performance of foaming agent/stabilizer/SiO₂ composite foam retarded acid system [J]. *Chinese Journal of Applied Chemistry*, 2023, 40(1): 91-99.
- [67] 王彦玲, 兰金城, 李强, 等. 适用于长庆油田防气窜CO₂冻胶泡沫的研究[J]. *精细石油化工*, 2020, 37(3): 38-42.
- WANG Y L, LAN J C, LI Q, et al. Study on CO₂ gel foam for gas channeling prevention in Changqing oilfield [J]. *Speciality Petrochemicals*, 2020, 37(3): 38-42.
- [68] 白江. 吴起油田空气-泡沫驱的试验与研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2013: 41-49.
- BAI J. Experiment and research of air-foam flooding in Wuqi Oilfield [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2013: 41-49.
- [69] 任韶然, 于洪敏, 左景桀, 等. 中原油田空气泡沫调驱提高采收率技术[J]. *石油学报*, 2009, 30(3): 413-416.
- REN S R, YU H M, ZUO J L, et al. EOR technology of profile control and displacement process by air foam injection in Zhongyuan oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(3): 413-416.
- [70] 刘清栋, 祝红爽, 权莉. 超深稠油泡沫驱泡沫体系优选[J]. *油田化学*, 2014, 31(2): 247-251.

LIU Q D, ZHU H S, QUAN L. Optimization of foam system used for foam flooding in ultra deep heavy oil reservoir [J]. *Oilfield Chemistry*, 2014, 31(2): 247–251.

[71] 王冰, 高超. 二氧化碳驱泡沫封堵剂的开发与应用[J]. *化学工程与装备*, 2021(9): 121–122.

WANG B, GAO C. Development and application of carbon dioxide drive foam plugging agent [J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2021(9): 121–122.

Foam Channeling Blocking Technology Mechanism and New Progress in Fractured Low Permeability/Tight Reservoirs

XU Xingguang¹, ZHANG Peng¹, ZHANG Xiwen², ZHANG Xu³, WANG Chao²

(1. School of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, P R of China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, P R of China; 3. China National Oil and Gas Exploration and Development Company Ltd, Beijing 100034, P R of China)

Abstract: Gas injection is often used to maintain formation energy due to the problem of leakage in fractured conglomerate reservoirs and ultra-low porosity and matrix permeability in tight reservoirs. However, due to the existence of fractures, gas channeling is serious, so it is necessary to take anti-gas channeling measures to restrain gas channeling. By combing the research at home and abroad, the characteristics of foam drive gas were analyzed from the perspective of gas-liquid differentiation and viscous fingering. The foam mainly channeled by reducing the relative permeability of gas phase, profile control, gas floating oil displacement, oil selectivity, fluidity control and emulsification. Based on the comprehensive analysis of the characteristics of gas detection and the mechanism of foam sealing and channeling, the deep sealing and channeling technologies at home and abroad, including foam anti-gas channeling technology and foam sealing and channeling system, were discussed in detail. The influence factors of anti-gas channeling measures were analyzed from six aspects: permeability range, foaming agent concentration, injection method, injection speed, oil saturation and system composition. The construction effect of foam plugging in low permeability tight reservoir was introduced. Finally, the future development direction of this kind of reservoir sealing channeling technology was proposed. Foam system played an important role in deep reservoir sealing field, especially in low permeability and tight reservoir. Its performance evaluation index and plugging effect had been significantly improved. It also had a good adaptability in high permeability, fracture and heterogeneous reservoirs.

Keywords: low permeability reservoir; tight oil reservoir; foam; gas channeling; blocking and channeling mechanism; blocking and channeling technology

(上接第 115 页。continued from p. 115)

and the optimal injection volume, injection rate and applicable permeability ratio range were obtained. The experimental results showed that under the condition of the temperature of 70 °C and the salinity of 10 000 mg/L, the in-situ CO₂ foam system was composed of 2.1% ammonium bicarbonate + 1.6% acetic acid + 9.5% ammonium chloride + 0.1% sodium alpha-olefin sulfonate AOS + 0.1% DHSB. The foam volume could reach up to 810 mL, and the foam comprehensive index was 15552 mL · min. The foam formed by the system had the characteristics of higher viscosity and larger elasticity in the middle of the reservoir, and could effectively block the high permeability channel, showing good plugging ability. When the permeability difference was about 6, the injection rate of in-situ CO₂ foam system was controlled at about 1.0 mL/min and the injected slug volume was controlled at 0.3 PV, the best flooding effect could be achieved. It was also found that the foam system could enhance effectively oil recovery in heterogeneous reservoirs with the permeability ratio difference of 3.9—13.7. While the permeability ratio difference was 15.6, the system could not significantly enhance oil recovery of low-permeability layer, but still performed some washing actions in high-permeability cores. This research provides important references for the application and optimization of in-situ CO₂ foam flooding technology.

Keywords: in-situ CO₂ foam; permeability ratio; plugging; heterogeneous reservoir; enhanced oil recovery