

doi:10.3799/dqkx.2017.103

微凝胶颗粒水分散液体系在多孔介质中的驱替机理

吴行才¹, 韩大匡¹, 卢祥国², 叶银珠¹, 孙哲³

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

2. 东北石油大学石油工程学院, 黑龙江大庆 163318

3. 中海油研究总院, 北京 100028

摘要: 储层孔隙结构的非均质性导致水驱不均, 不同大小孔隙(喉)之间形成优势渗流流动。在水驱开发中后期, 剩余油高度分散在储层孔渗系统中难以启动, 如何对孔隙尺度的水驱优势流动进行抑制的同时又确保不堵塞油流通道, 使剩余油被高效采出, 是当前提高石油采收率技术基础研究的主要方向。制作微观仿真储层孔隙结构与尺度的非均质性物理模型, 开展了连续相驱替流体(聚合物溶液、交联聚合物凝胶)和微纳米柔性微凝胶颗粒水分散体系驱油机理的对比实验。实验表明, 作为连续相的传统聚合物溶液依靠粘度无区分地增加大小孔隙中的流动阻力, 从而赋予低渗层区小孔隙中的剩余油以驱动力, 将这些剩余油携带采出, 当粘度过大时, 甚至难以启动剩余油; 微凝胶颗粒分散液作为低粘水分散流体, 其中的凝胶颗粒优先进入大孔隙, 暂堵在喉道处并抑制相对大孔隙中的流动, 同时注入水转向进入相对小的孔隙, 将其中的剩余油活塞式推出, 该过程在空间和时间上是不断重复的。本文从流度调整的角度对实验结果进行了分析, 结果表明传统的连续相驱替流体是依靠提升注入水的粘度实现流度的调整, 而微凝胶颗粒水分散体系是通过降低注入水的相对渗透率, 并相对提高油相渗透率, 从而实现对流度的高效调整。

关键词: 柔性微凝胶; 多孔介质; 聚合物微球; 聚合物驱; 同步调驱; 提高采收率; 石油地质。

中图分类号: P554

文章编号: 1000-2383(2017)08-1348-08

收稿日期: 2017-03-31

Oil Displacing Mechanism of Soft Microgel Particle Dispersion in Porous Media

Wu Xingcai¹, Han Dakuang¹, Lu Xiangguo², Ye Yinzhu¹, Sun Zhe³

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China

2. School of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China

3. China National Offshore Oil Corporation Research Institute, Beijing 100028, China

Abstract: The formation heterogeneity causes uneven sweeping of waterflooding. Different degrees of prevailing water flowing are generated due to different sizes of pores and throats. During the middle-late stage of water flooding, it is hard to move the remaining oil since it is scattered in the pores and throats. The EOR (enhanced oil recovery) study is mainly concerned with methods both to inhibit different sized prevailing flowing channels, and to keep oil flowing path free of plugging, which can ensure production efficiency of remaining oil. In this study, the pore-scale microscopic heterogeneous models with real pore structure were established, and different oil displacing mechanisms were compared between continuous phase viscous fluid, such as conventional polymer and crosslinked polymer gel, and micro-nano soft microgel particle dispersion. Results show that the traditional polymer flooding cannot differentiate between high and low permeability or big and small pore, because it relies on viscosity to increase the flowing resistance of all the swept area and it is hard to move the remaining oil when the viscosity is high to some extent. The soft microgel particle dispersion is a type of low viscosity dispersion fluid, and the particles have priority to access relatively big pore and throat, to temporarily inhibit the flowing, and at the same time, the water can be diverted into the relatively small pore and throat, to push the remaining oil out as a piston. The process is repeated continuously. The lab results were ana-

基金项目: 国家科技重大专项(Nos.2008ZX05010, 2011ZX05010).

作者简介: 吴行才(1973-), 男, 高级工程师, 主要从事油田开发新技术、提高采收率基础理论方法研究和应用工作。

ORCID: 0000-0002-4912-8588. E-mail: wuxingcai@petrochina.com.cn

引用格式: 吴行才, 韩大匡, 卢祥国, 等, 2017. 微凝胶颗粒水分散液体系在多孔介质中的驱替机理. 地球科学, 42(8): 1348-1355.

lyzed from the view of mobility adjustment in this paper, and it is concluded that the conventional continuous phase driving fluid modified mobility by increasing injection water viscosity, while the soft microgel particle dispersion achieved efficient mobility adjustment by decreasing the relative permeability of injection water and accordingly increased the oil permeable ability.

Key words: soft microgel; porous media; polymer microsphere; polymer flooding; synchronous diversion-flooding; enhanced oil recovery; petroleum geology.

0 引言

储层因为沉积的原因,天然存在物理性质的非均质性,主要表现在不同部位的渗透性存在差异,中国陆相沉积储层非均质性尤为严重(师永民等,2004;李阳和刘建民,2007;熊琦华等,2010;姚军等,2013,石玉江等,2016).对于水驱非均质性油田高含水期,可将其可能存在的各种非均质性模型化(图1).影响水驱效果的物性差异在宏观、中观尺度上可能表现为:早期人工压裂裂缝、纵向层间的渗透率差异;层内夹层、层理、韵律不同,甚至可能发育有微裂缝;又由于井距一般以百米、几百米计,在注采井间平面上不同区域不同方向上的物性也存在差异.而在微观孔隙尺度上,如图1所示:从储层中任取一点,其中就一定存在大小孔隙间的渗透率差异,形成原生或次生的优势流动通道.对于高含水期油藏,孔隙尺度的非均质性及其结构对剩余油的微观分布具有重要作用,因此对孔隙尺度的非均质性研究应当受到更多的重视.

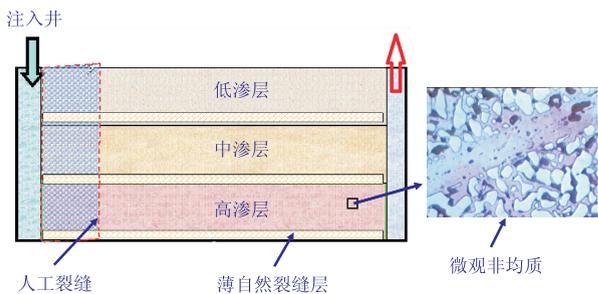


图1 油藏水驱开发中后期不同类别不同级别非均质性示意
Fig.1 The sketch of different grades of formation heterogeneity

高含水老油田经过长期注水冲刷、多种多轮措施、剩余油高度分散,水驱波及问题由开发早中期的近井地带向远井深部延伸、直至整个注采流场(Hewett,1971;Chen,1997;韩大匡,2010).如何对注采井间数以亿计的微观孔隙优势流动进行抑制的同时,又确保不堵塞油流通道,使剩余油被高效采出,是目前公认的世界难题.

1 连续相流体驱油机理存在的不足

对于水驱非均质性油田,通常提高采收率的技术是聚合物驱,在中国大庆、胜利油田已取得很大成功.然而,聚合物溶液虽然能够进入储层深部,但在较强的非均质性条件下仍然会发生聚合物溶液的窜流;另外,在储层温度高、地层水矿化度高的条件下,因聚合物溶液不稳定,从而限制了一大批高温高盐油田的聚合物驱应用(贾虎等,2010;Algharaib *et al.*, 2012;刘朝霞等,2014).

部分学者认为聚合物驱兼具驱替和调整剖面性能(杨承志等,1999;侯维虹,2007).笔者认为其对层内剖面的调整作用严格意义上不是调整,而是由于启动压力增大后导致的吸水剖面的非选择性扩大.因为聚合物溶液是连续相黏性流体,无法区别高低渗层(层段)或大小孔隙去驱替剩余油,准确地说它相当于更高粘度的水驱;因此,水驱存在的波及问题它一样存在.本文从水驱开发后期非均质性储层深部高低渗层区或大小孔隙中的剩余油主要形态,及其水驱、聚合物驱的作用过程和结果来予以说明(图2).

水驱非均质性油田高含水期,除局部剩余油富集区外,剩余油大部高度分散于储层深部、低渗层区或小孔隙,常规水驱很难有效动用.如所建立的示意图2中A所示,注入水在高渗层区或大孔隙中能很

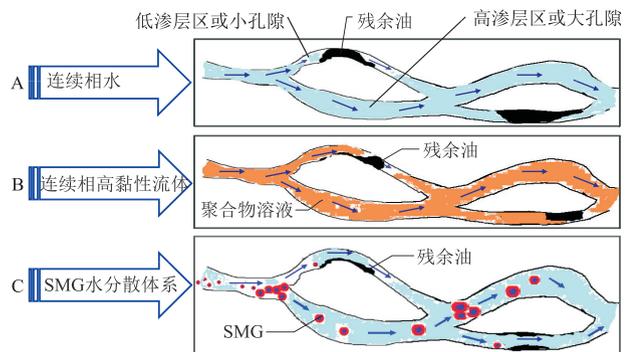


图2 连续相和分散相流体驱替机理示意
Fig.2 Displacement mechanism sketch of continuous and discontinuous liquid

快突破,将低渗层区或小孔隙中还未驱出的油“水锁”,继续水驱或常规技术措施很难启动这种剩余油,如图 2 中 B 所示,注入连续相黏性聚合物溶液(或交联聚合物凝胶),在合适的粘度下,其在水驱基础上能够驱出一部分相对低渗层区、小孔隙中的剩余油,提高采收率,但仍然可能发生类似 A 的过程,尚未驱出的剩余油仍被“锁”住;如果粘度过大,高渗层区大孔隙驱替(聚合物溶液)或“堵塞”(交联聚合物凝胶)较好的同时,同样粘度的流体将难以进入低渗层区、小孔隙对其中的剩余油进行高效驱替,甚至是“堵塞”污染这些区域,最终都不同程度导致油井供液不足,影响产量;如果粘度小,虽然有利于低渗层区、小孔隙中的剩余油高效驱替,但易于在高渗层区、大孔隙窜出,同样也可能对低渗层区或小孔隙中还未驱出的油产生“水锁”作用,而达不到有效波及的目的。因此,对于聚合物溶液和交联聚合物弱凝胶等连续黏性驱替流体,其机理存在不足;因为其粘度是一定的,既要求它能很好地堵塞抑制高渗层区、大孔隙中的流动,又要求它同时能对低渗层区、小孔隙中的剩余油进行高效驱替,这是一个难以调和的矛盾。

2 水分散颗粒体系驱油机理的提出

综上所述,在老油田高含水、剩余油高度分散的情况下,无论是水驱、聚合物驱还是交联聚合物驱替等类似提高采收率方法,因为是笼统而无针对性地注入大量液体,难以精确波及到目标剩余油区域,波及到的地方也不一定驱出剩余油,波及效率不够理想。因此,笔者提出的采用水分散颗粒体系驱替介质可能是解决这一问题的途径,其基本原理是使注入水无论在宏观还是在微观尺度下,克服优势流动通道的负面影响,自动、定向地波及到剩余油区域,并提高其波及程度,从而大大提高水驱效率,经济高效地达到提高采收率的目的。

如图 2 中 B 所示,针对水驱在孔隙尺度优势流动通道的窜流和高黏流体存在“堵好、驱不好,驱好、堵不好”的问题,笔者设想将连续相高黏流体替换为一种柔性微凝胶颗粒(soft microgel, SMG, 参见第 3 节)水分散液体系。该体系表观粘度低,易于进入储层深部,如图 2 中 C 所示,分散体系中的 SMG 胶粒在微观上通过对水流通(孔喉)暂堵—突破—再暂堵—再突破的过程,优先进入高渗层区、大孔隙中,SMG 胶粒在暂时“堵塞”大孔隙喉道或增加其中流动阻力的同时,分散体系中的注入水转向进入低渗层区、小孔

隙中,直接作用于其中的剩余油,实现高效地波及和驱替,提高了注入水利用效率。这一过程由于 SMG 胶粒在暂堵一段时间后会因后继水挤压变形而突破所暂堵的孔喉、再次暂堵到下一个孔喉,如此数以亿计的 SMG 胶粒在注采井间不同时间先后在不同空间位置上不断地重复这一过程;宏观上体现为原有的水驱高渗条带或优势方向的水驱沿程阻力增加,水驱方向不断发生改变,油藏采收率提高。笔者将这一过程的作用机理命名为“同步调驱机理”(Wu *et al.*, 2014)。

3 柔性微凝胶水分散液驱替介质

采用微乳液—悬浮聚合工艺,成功得到粒径 30 nm~112 μm 的纳米级/微米级/亚毫米级柔性分散微凝胶颗粒 SMG 系列(图 3),耐温可达 120 °C,耐盐达 20.0×10⁴ mg/L,SMG 具有在水中水化膨胀(膨胀倍数 3~10 倍),在油中不发生变化的特点,该工艺可增加地层中水的流动阻力,不增加油的流动阻力,可实现微观渗流优势孔道(隙)的同步调驱(Wu *et al.*, 2015)。也有研究人员采用不同的原料和工艺合成出类似的水分散液体系,通俗的称之为聚合物微球(马智国等,2014;余昊等,2015;杜荣荣和刘祥,2015)。

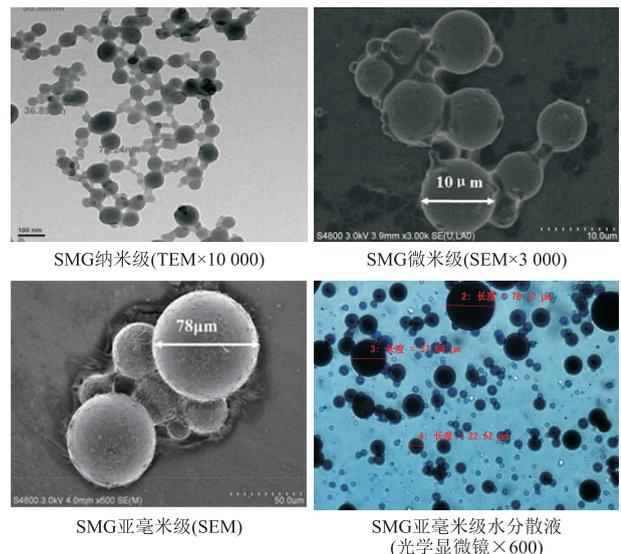


图 3 SMG 形貌显微照片

Fig.3 SMG appearance photos

4 物理模拟实验

4.1 微观孔喉机理模型实验

如图 4 所示,制作孔隙尺度可视化微观仿真模

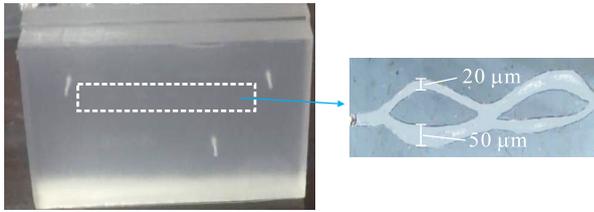


图 4 孔隙尺度微观机理物理模型示意
Fig.4 Pre-scale visualized microscopic model

型模拟图 1 的孔隙流动单元,分别模拟 A:传统聚合物;B:交联聚合物凝胶驱;C:SMG 驱在水驱后的驱油过程,分析对比其不同的驱替机理。

4.1.1 实验步骤及参数 步骤(step)1~3,水驱:首先将模型抽空,然后饱和水,然后饱和模拟油(25 °C 下黏度为 20 mPa·s),记录图像;水驱至第一个大孔隙突破,继续水驱至水在整个模型突破,即沿串联大孔隙突破,记录图像。

步骤 4~6,不同介质 EOR(enhanced oil recovery)驱:A.连续注入 1 000 mg/L 聚合物溶液,粘度为 40.6 mPa·s,直至聚合物溶液在整个模型突破,即沿串联大孔隙突破,记录图像;B.连续注入 1 000 mg/L 交联聚合物溶液,初始粘度为 53.2 mPa·s,成胶粘度为 1 785.8 mPa·s,直至交联聚合物凝胶在整个模型突破,即沿串联大孔隙突

破,记录图像;C.连续注入 1 000 mg/L SMG 水分散液,粘度为 1.8 mPa·s,直至 SMG 水分散液在整个模型突破,即沿串联大孔隙突破,记录图像。

步骤 7,后继 EOR 驱:A.继续注入聚合物溶液,直至聚合物溶液在大小孔隙均突破,记录图像;B.继续注入交联聚合物凝胶,凝胶液只沿大孔隙流动,仍然不能进入小孔隙流动,小孔隙内剩余油大部分不能驱出,记录图像;C.继续注入 SMG 水分散液,水分散液只在串联小孔隙中流动,直至在串联小孔隙突破,将全部剩余油驱出,记录图像。

4.1.2 实验结果分析 由于本次实验模型孔隙为微米尺度,注入流量微小,以及受目前设备条件限制,未能录取注入压力和计量注入和采出液量,所以只能通过所拍摄照片显示的过程中油、水与 EOR 段塞之间的关系来对比分析不同驱替方式的异同。如图 5 所示,所记录的照片可以很清晰地说明不同驱替方式机理的不同。

A、B、C 三个实验在水驱阶段(步骤 1~3)动态变化一致,注入水均沿串联大孔隙先后突破,两段小孔隙中约 70%的剩余油因“水锁”不能流动(图 5 中 3.1 和 3.2 位置处)。

在 EOR 阶段步骤 4,A 实验中聚合物溶液仍然沿第一段大孔隙快速突破(A4.2),由于粘度增加达

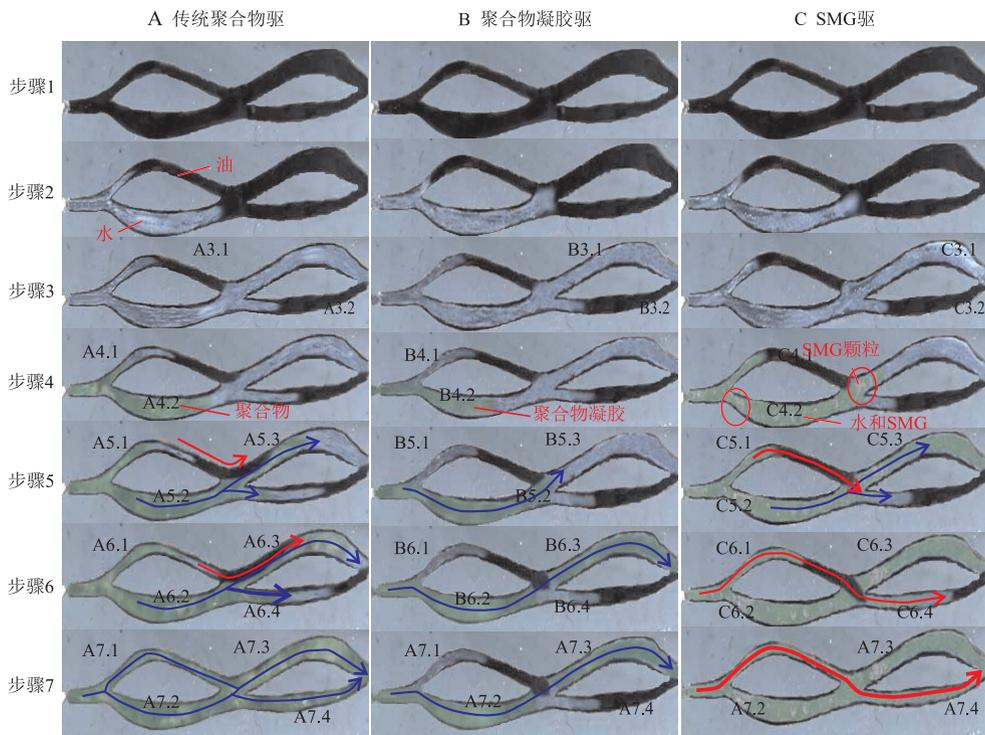


图 5 不同驱替介质驱替机理实验过程照片对比

Fig.5 Oil and water relationship comparing of different flooding ways in microscopic pore and throat

到第一段小孔隙的启动压力,有少量聚合物溶液(A4.1)进入第一段小孔隙,第一段小孔隙中的剩余油向前移动;B 实验中交联聚合物溶液仍然沿第一段大孔隙突破(B4.2),由于凝胶粘度大、阻力大不能进入第一段小孔隙,第一段小孔隙中的剩余油未得到驱动;C 实验中较低粘度 SMG 水分散液仍然沿第一段大孔隙快速突破(C4.2),但同时可见有 SMG 颗粒在第一段大孔隙前端喉道处暂堵,水分散液中的水转向进入第一段小孔隙(C4.1 处),驱动第一段小孔隙中的剩余油向前移动。

在步骤 5 的 A 实验中如蓝色流线所示,同样粘度的聚合物连续相溶液主要沿第二段大孔隙快速流动(A5.3),少量进入第二段小孔隙,有少量聚合物溶液(A5.1)继续进入第一段小孔隙,第一段小孔隙中的剩余油向前移动进入第二段大孔隙(A5.3);B 实验中交联聚合物溶液继续沿第二段大孔隙向前移动(B5.3),两段小孔隙均没有凝胶液进入,两段小孔隙中的剩余油均未得到驱动;C 实验中,虽然 SMG 水分散液快速沿串联大孔隙突破,但之后可观察到两段大孔隙的前端均有 SMG 颗粒聚集堵塞,两段大孔隙中均不再有或有极少量水分散液流动,两段小孔隙中均有注入水进入,驱动其中剩余油移动,如红色流线所示第一段大孔隙中的剩余油进入第二段小孔隙。

在步骤 6 的 A 实验中如蓝色流线所示,聚合物溶液在第二段大孔隙窜出突破,不断将第一段小孔隙中的剩余油携带前移;B 实验中交联聚合物溶液继续沿第二段大孔隙向前移动并突破,两段小孔隙均仍然没有凝胶液进入,两段小孔隙中的剩余油均仍然未得到驱动;C 实验中,在大孔隙被暂时堵塞不参与流动后,两段小孔隙中的剩余油被注入水以段塞式高效向前驱动。

在步骤 7 的 A 实验中如蓝色流线所示,聚合物溶液在第二段大孔隙中相对第二段小孔隙快速流动,在此过程中将第一段小孔隙中的剩余油逐渐携带采出;B 实验保持步骤 6 状态;C 实验中,剩余油被注入水以活塞式高效向前驱动采出。

4.1.3 不同驱替介质驱替机理的对比分析 前述实验结果表明,A、B、C 三个实验所揭示的连续相和分散体系驱替机理的不同证实了笔者之前的理论推断.作为连续相粘性流体驱油,如果粘度较低,则仍然会在高渗通道中窜进,通过大剂量冲刷,将剩余油携带采出;如果粘度达到一定程度则能够很好地封堵高渗通道,但难以有效驱动剩余油,一定程度将造

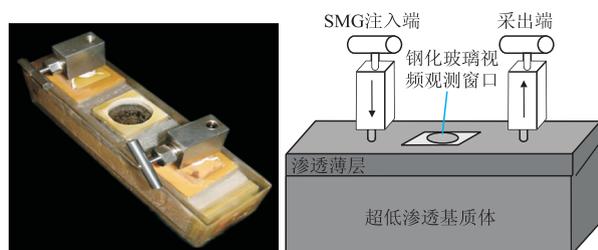


图 6 孔隙结构与尺度仿真微观物理模型示意

Fig.6 The sketch of microscopic physical simulation model for pore structure and size

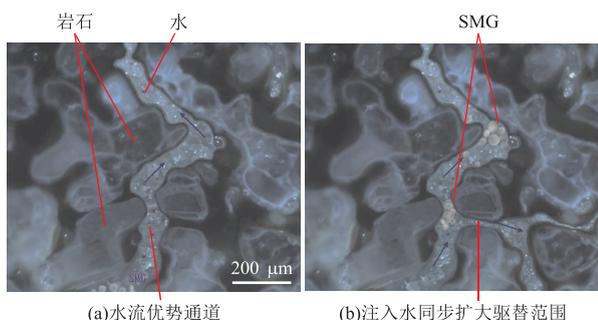


图 7 仿真孔隙介质中分散体系同步调驱机理微观实验照片
Fig.7 SMG's SDD mechanism experiment on pore-scale sand-cast model

成低渗层区的伤害;粘度介于前述二者之间时,可将剩余油不同程度携带采出.微凝胶颗粒水分散液作为低表观粘度流体,驱油时可以区分高低渗层区或大小孔隙,介质颗粒与水分工合作,暂停或抑制高渗通道中流体流动的同时,注入水活塞式高效地驱动低渗层区相对富集的分散的剩余油。

4.2 仿真微观孔隙网络模型实验

如图 6 所示,制作能模拟实际储层孔隙结构和尺度的微观可视化夹砂模型,该模型主体由渗透层和超低渗透基质两部分组成,其中渗透层由石英砂胶结压制而成,厚度约为 2 mm,孔隙及喉道宽为 15~200 μm ,孔隙结构及尺度与中高渗实际储层的孔隙结构及尺度相当;基质部分为渗透层的支撑载体,通过透明钢化玻璃窗口可直接观测渗透层(岩心)多孔介质内部的流动特征.实验采用微米级 SMG,3 000 mg/L 的水分散液,以 5 mL/min 的速度注入,如图 7 视频截图所示,饱和油后注入水明显沿相对优势流动通道窜进,在注入 SMG 水分散体系后,SMG 与注入水“分工合作”,SMG 对优势流动通道孔喉进行暂堵,同时水转向进入未波及区驱替其中剩余油.这一实验证明了前述“同步调驱”的机理。

5 矿场试验验证

5.1 高温砂岩常规稠油油藏

如图 8 所示,HBZ70 断块中低渗油藏断层发育,非均质性强,储层原油粘度为 165 mPa·s,温度为 93.4℃,调驱前含水率为 86%,采出程度为 12%。经研究储层未形成类似管流的优势水流通通道,主要矛盾是微观尺度的渗流优势孔道(隙)造成了水驱不均,为此方案针对每口井设计注入不同大小级别不同浓度的 SMG,并在实施过程中及时调整,总计注入 0.086 PV,如图 8 所示,调驱开始后,日产油快速上升,由 42.3 t/d 提高到 94.1 t/d,含水最多时下降了 11 个百分点,提高采收率 5.8%。

如图 9 所示,采油井 Z70-19X 主要受效于注入

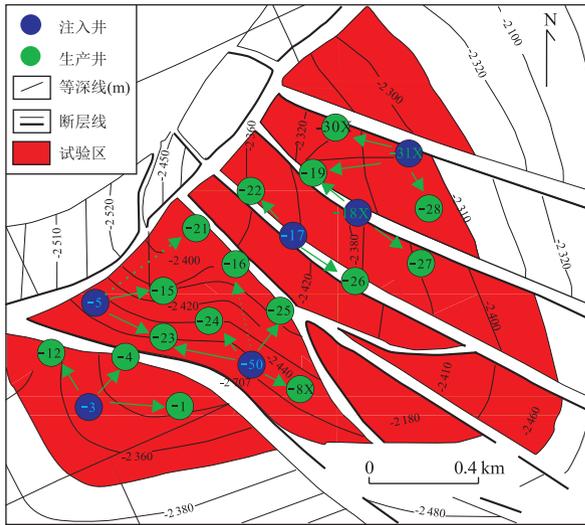


图 8 HBZ70 断块油藏 SMG 注采井网
Fig.8 HBZ70 field well pattern for SMG

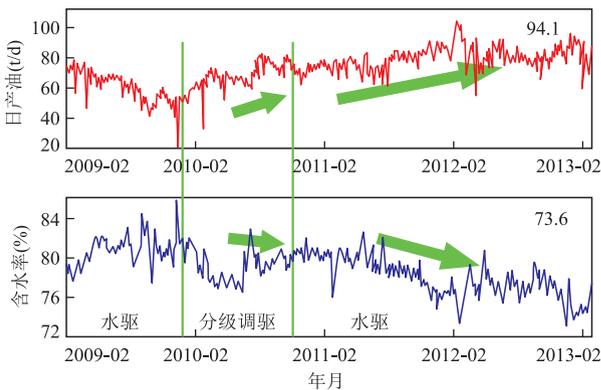


图 9 HBZ70 断块油藏 SMG 生产效果曲线
Fig.9 Production curve of HBZ70 field after SMG

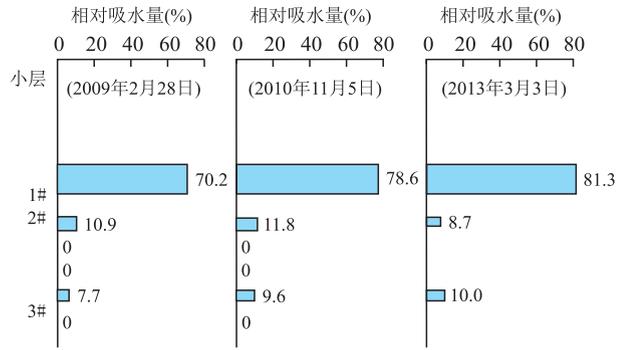


图 10 Z70-19 井同步调驱前后吸水剖面对比
Fig.10 Injectivity profile comparison of pre & post SDD on well Z70-19X

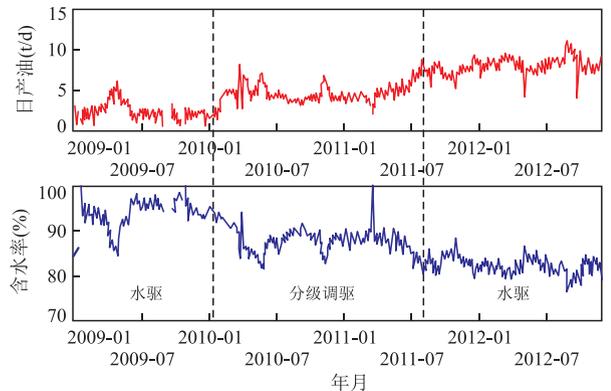


图 11 S Z70-19 井同步调驱前后生产效果对比
Fig.11 SDD production curves of well Z70-19X

井 Z70-31X,该井在水驱时主要是 1 号层吸水,2、3 号层吸水量分别只占 10.91%和 7.7%,(图 10 所示 2009 年 2 月 28 日测吸水剖面),在同步调驱阶段(如图 10 所示 2010 年 11 月 5 日测吸水剖面)和后续水驱阶段(图 10 所示 2013 年 3 月 3 日测吸水剖面)剖面基本没有变化,主要吸水层仍然为 1 号主力层,也就是之前的高产水层,但是该井增油降水效果却一直很好(图 11 所示对应时间段),这个现象说明层内实现了同步调驱、微观波及效率有非常大的提高;2、3 号低渗薄层的吸水能力没有下降也说明 SMG 这种分散体系不会对储层造成伤害(Wu *et al.*, 2015)。

5.2 低温砾岩常规稠油油藏

如图 12 所示, XJ6ZD 油藏具有强非均质性,储层原油粘度为 90 mPa·s,温度为 20℃,调驱施工前含水 80.8%,采出程度为 25.5%,优势水流通通道和渗流优势孔道(隙)均发育,采用聚合物弱凝胶携带预成胶体膨大颗粒 SLG(soft large gel)封堵优势水流通通道、采用 SMG 对渗流优势孔道(隙)进行调整,两种段塞交替注入、实现较好的同步调驱作用,

- Du, R. R., Liu, X., 2015. Research on the Microspheres Acrylamide Copolymers Made Via Inverse Microemulsion Polymerization. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 34(8): 3065—3074 (in Chinese with English abstract).
- Han, D. K., 2010. Discussions on Concepts, Countermeasures and Technical Routes for the Redevelopment of High Water-Cut Oilfields. *Petroleum Exploration and Development*, 37(5): 583—591 (in Chinese with English abstract).
- Hewett, T. A., 1971. Fractal Distributions of Reservoir Heterogeneity and Their Influence on Fluid Transport, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans. doi:10.2118/15386—MS
- Hou, W. H., 2007. Water Injection Profile Variation of Oil Layers under Polymer Flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 34(4): 478—482 (in Chinese with English abstract).
- Jia, H., Ni, X. L., Zhou, X. Y., et al., 2010. Research Progress on the Adaptability of Polymer Flooding Reservoir. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 29(9): 36—38 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y., Liu, J. M., 2007. Oil Field Development Geology. Petroleum Industry Press, Beijing, 100—114 (in Chinese).
- Liu, C. X., Wang, Q., Shun, Y. Y., et al., 2014. Research and Application of New Technology of Polymer Flooding Field Application Boundaries. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 21(2): 22—24 (in Chinese with English abstract).
- Ma, Z. G., Wang, Y. H., Kang, H. Y., et al., 2014. Synthesis and Performance Evaluation of a Kind of Crosslinked Polymer Microspher. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 29(4): 84—88 (in Chinese with English abstract).
- Qin, J. S., Li, A. F., 2003. Reservoir Physics. Petroleum University Press, Beijing, 271—273 (in Chinese).
- Shi, Y. J., Pan, B. Z., Jiang, B. C., et al., 2016. Application of Wavelet and Analysis in Identification of Tight Sandstone Gas Reservoirs. *Earth Science*, 41(12): 2127—2135 (in Chinese with English abstract).
- Shi, Y. M., Huo, J., Zhang, Y. G., 2004. At the Late Stage of Oilfield Development in Continental Reservoir Fine Description. Petroleum Industry Press, Beijing, 188—206 (in Chinese).
- Wu, X. C., Xiong, C. M., Han, D. K., et al., 2014. A New IOR Method for Mature Waterflooding Reservoirs: "Sweep Control Technology", SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Adelaide. doi:10.2118/171485—MS
- Wu, X. C., Xiong, C. M., Xun, H. B., et al., 2015. A Novel Particle-Type Polymer and IOR/EOR Property Evaluation. International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi. doi:10.2118/177421—MS
- Wu, X. C., Zhang, S., Xiong, C. M., et al., 2016. Successful Field Test of a New Polymer Flooding Technology for Improving Heavy Oil Reservoir Recovery—Case Study of Strongly Heterogeneous and Multi-Layer Conglomerate Heavy Oil Reservoir XJ6. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat. doi:10.2118/179791—MS
- Xiong, Q. H., Wang, Z. Z., Wu, S. H., 2010. Modern Reservoir Geology: The Theory and Technical. Science Press, Beijing, 31—55 (in Chinese).
- Yang, C. Z., 1999. Chemical Flooding to Enhance Oil Recovery. Petroleum Industry Press, Beijing, 40—56 (in Chinese).
- Yao, J., Wang, X., Wang, C. C., et al., 2013. The Influence of Carbonate Rocks Reservoir Parameters on Microscopic Flow. *Earth Science*, 38(5): 1047—1052 (in Chinese with English abstract).
- Yu, H., Mei, M., Chen, Y. L., 2015. Synthesis of a Polymeric-particle. *Applied Chemical Industry*, 44(5): 914—917 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 杜荣荣, 刘祥, 2015. 反相微乳液聚合制备丙烯酸胺类聚合物微球的研究进展. *化工进展*, 34(8): 3065—3074.
- 韩大匡, 2010. 关于高含水油田二次开发理念、对策和技术路线的探讨. *石油勘探与开发*, 37(5): 583—591.
- 侯维虹, 2007. 聚合物驱油层吸水剖面变化规律. *石油勘探与开发*, 34(4): 478—482.
- 贾虎, 倪小龙, 周先云, 等, 2010. 聚合物驱油藏适应性研究进展. *油气田地面工程*, 29(9): 36—38.
- 李阳, 刘建民, 2007. 油藏开发地质学. 北京: 石油工业出版社, 100—114.
- 刘朝霞, 王强, 孙盈盈, 等, 2014. 聚合物驱矿场应用新技术界限研究与应用. *油气地质与采收率*, 21(2): 22—24.
- 马智国, 王永鹤, 康宏元, 等, 2014. 一种交联聚合物微球的合成及性能评价. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 29(4): 84—88.
- 秦积舜, 李爱芬, 2003. 油层物理学. 北京: 石油大学出版社, 271—273.
- 石玉江, 潘保芝, 蒋必辞, 等, 2016. 小波分析在致密砂岩气层识别中的应用. *地球科学*, 41(12): 2127—2135.
- 师永民, 霍进, 张玉广, 2004. 陆相油田开发中后期油藏精细描述. 北京: 石油工业出版社, 188—206.
- 熊琦华, 王志章, 吴胜和, 2010. 现代油藏地质学: 理论与技术篇. 北京: 科学出版社, 31—55.
- 杨承志, 1999. 化学驱提高石油采收率. 北京: 石油工业出版社, 40—56.
- 姚军, 王鑫, 王晨晨, 等, 2013. 碳酸盐岩储层参数对微观渗流的影响. *地球科学*, 38(5): 1047—1052.
- 余昊, 梅雪, 陈吟龙, 2015. 一种聚合物微球的合成. *应用化工*, 44(5): 914—917.