

文章编号:0253-9985(2011)06-0952-09

储层孔隙结构与水驱油微观渗流特征

——以安塞油田王窑区长6油层组为例

全洪慧^{1,2,3}, 朱玉双^{1,2}, 张洪军⁴, 李莉⁴, 邵飞⁴, 张章^{1,2,3}

[1. 西北大学 大陆动力学国家重点实验室, 陕西 西安 710069; 2. 西北大学 地质学系, 陕西 西安 710069;

3. 中海石油(中国)有限公司 天津分公司, 天津 300452; 4. 中国石油 长庆油田公司 第一采油厂, 陕西 西安 710021]

摘要:应用真实砂岩微观模型对鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区长6低渗透油层进行微观水驱油实验,并结合薄片鉴定、物性分析、扫描电镜、相对渗透率、压汞等分析测试对储层孔隙结构特征进行深入分析,得出孔隙结构类型与水驱油微观渗流特征之间内在联系,为油田有效开发提供科学依据。研究表明,该区储层岩性主要为成分成熟度较低的细粒长石砂岩;主要孔隙类型为残余粒间孔、溶蚀孔和孔隙+裂缝双重孔隙介质3种类型,以残余粒间孔为主,溶蚀孔和裂缝是影响本区微观非均质性的主要因素。实验得出主要的微观渗流类型为均匀渗流、网状渗流、指状渗流3种类型。储层孔隙结构类型与水驱油微观渗流特征关系密切,不同孔隙类型储层对应不同的微观渗流特征;裂缝发育带的水驱油形式取决于孔隙渗透率和裂缝渗透率的相对大小;影响驱油效率的孔隙结构特征主要为储层的孔隙结构非均质性和润湿性。

关键词:孔隙结构;水驱油;渗流特征;安塞油田;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Reservoir pore structure and micro-flow characteristics of waterflooding: a case study from Chang-6 reservoir of Wangyao block in Ansai oilfield

Quan Honghui^{1,2,3}, Zhu Yushuang^{1,2}, Zhang Hongjun⁴, Li Li⁴, Shao Fei⁴, Zhang Zhang^{1,2,3}

(1. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China;

2. Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China;

3. CNOOC Tianjin Branch, Tianjin 300452, China;

4. The First Oil Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China)

Abstract: The real sandstone micromodel was used to perform an experiment of microscopic waterflooding in Chang-6 reservoir with low permeability in Ansai oilfield, Ordos Basin. Based on the experiment and the in-depth analysis of thin section observation, physical property, SEM, relative permeability and mercury injection data, we studied the relationship between pore structure and micro-flow characteristics of waterflooding, which provide a scientific basis for effective oil exploitation in the future. The study shows that the lithology of reservoir is mainly fine-grained arkose with low compositional maturity; there are three major pore types including residual intergranular pore, dissolved pore and dual pore + fracture, of which the residual intergranular pore is dominant; Dissolved pore and fracture are the key factors influencing the micro-heterogeneity. The experiment results indicate that there are homogeneous, reticular and finger-like micro-flows. Pore structure is closely related with micro-flow features. Reservoirs with different pore types show different micro-flow features. Flow paths of injected water depend on the relative permeability of pores and fractures in zones with well-developed fractures. Pore structure heterogeneity and wettability are the two main factors influencing displacement efficiency.

Key words: pore structure, waterflooding, percolation characteristics, Ansai oilfield, Ordos Basin

收稿日期:2011-03-01。

第一作者简介:全洪慧(1986—),女,硕士,微观渗流机理、储层地质、油层物理。

基金项目:国家科技重大专项(2008ZX05013-005);西北大学地质系研究生科研实验资助项目(10DZSY030)。

在注水开发过程中,水驱油渗流机理一直是各大油田关注的重要问题之一,也是当前研究的热点^[1-8],但是对于储层孔隙结构对水驱油渗流特征的影响以及两者之间的关系研究涉及甚少。目前鄂尔多斯盆地低渗透、特低渗透油藏出现注入水沿裂缝或高渗带窜流、含水上升速度快、甚至部分油井水淹等问题,弄清储层孔隙结构与水驱油渗流特征的内在联系对于解决此类问题具有重要意义,同时为分析剩余油形成机理,表征剩余油分布规律提供理论依据。

本文通过砂岩微观模型实验和岩心实验在微观尺度上和岩心尺度上对低渗储层岩石中油水的渗流规律及其影响低渗储层油水渗流的主要因素进行了大量的室内实验研究,并结合常规物性、铸体薄片、毛管压力、扫描电镜、X-射线衍射等多项测试方法,对含油砂体的岩石学、成岩作用、孔隙发育特征进行分析,旨在查明该区微观渗流规律与储层孔隙特征的内在联系,为油田科学合理开发提供依据。

1 区域地质背景

安塞油田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的中东部,构造背景为一平缓的西倾单斜(图1),其上分布有因差异压实作用形成的低缓鼻状隆起,

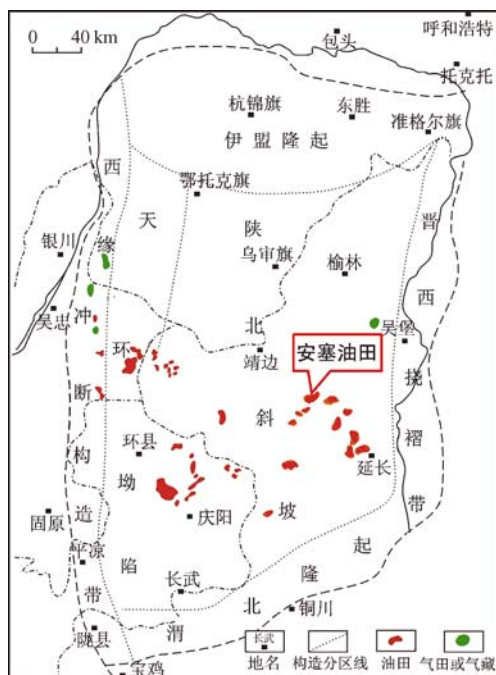


图1 鄂尔多斯盆地安塞油田位置

Fig. 1 Location of Ansi oilfield, Ordos Basin

地层倾角 0.5° 左右,平均地层坡降 $8 \sim 10 \text{ m/km}$,是以内陆湖泊三角洲为主的沉积体系,储集砂体为三角洲前缘相带的各种砂坝和分流河道沉积^[9]。安塞油田王窑区是1983年发现的,为安塞油田开发最早的四大主力区块之一。上三叠统长6油层组是王窑区重要的含油层系,可划分为长 6_1 、长 6_2 、长 6_3 三个小层,其中长 6_1 为主要产层。长6油层埋藏深度为 $1\,000 \sim 1\,300 \text{ m}$,平均孔隙度 13.30% ,平均渗透率为 $2.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,油层平均厚度约 12 m ,属低孔低渗低产油藏^[10]。

2 储层岩石学及孔隙特征

2.1 岩石学特征

为了更好的反映鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区长6储层特征,本次研究进行了系统的岩心观察并将每块样品做了相应的薄片鉴定、物性分析、扫描电镜、压汞等分析测试。

据薄片分析表明,王窑区长6油层组储集岩石类型主要为灰色、灰绿色细粒长石砂岩,碎屑成分以长石为主,含量为 $47\% \sim 59\%$,平均含量约为 53.06% ,主要为斜长石;其次为石英,含量为 $17\% \sim 29\%$,平均含量约为 20.81% ,以单晶石英为主,燧石含量较少;此外岩屑含量约为 $9.05\% \sim 16.33\%$,岩屑成分复杂,主要包括火成岩(包括喷发岩、隐晶岩等)、变质岩(包括高变岩、石英岩、板岩、片岩、千枚岩、变质砂岩等),几乎没有沉积岩屑分布。据砂岩薄片鉴定数据结合扫描电镜观察分析,安塞油田王窑区长6储层填隙物含量占 11.54% ,其中以粘土矿物为最多,共占 5.98% ,其次为铁方解石(1.22%)和方解石(0.93%)浊沸石(1.12%),以及硅质(0.67%)与长石质(0.49%)。王窑区长6储层砂岩粘土矿物主要为绿泥石,有多种产状,可分为孔隙衬垫式和孔隙充填式,并以孔隙衬垫式为主,其次是伊利石和伊蒙混层,极少见蒙脱石,未见高岭石。

2.2 孔隙特征

据铸体薄片面孔率分析,安塞油田王窑区长6储层平均孔径为 $39.3 \mu\text{m}$,平均面孔率为 5.72% ,储集层的孔隙类型主要为残余粒间孔、骨架颗粒

溶孔(包括长石溶孔、岩屑溶孔)、浊沸石溶孔、自生矿物晶间孔隙和少量裂缝,其中粒间孔占总面孔率的63.57%,溶蚀孔隙次之,占总面孔率的34.33%,晶间孔占总面孔率的1.77%,裂缝占总面孔率的0.22%。

而储层孔隙组合关系主要为3类。

1) 残余粒间孔型

残余粒间孔主要为原生粒间孔经过压实、压溶作用、胶结作用等破坏性成岩作用,并为各种填隙物(如绿泥石膜、石英、长石加大变)充填或部分充填形成的孔隙组合类型。孔隙分布均匀,具有良好的连通性。

2) 溶蚀孔隙型

王窑区长6储层具有高溶蚀的特点,溶蚀孔隙主要包括骨架颗粒溶孔和填隙物溶孔,骨架颗粒的溶蚀主要体现在长石和岩屑的溶蚀,填隙物的溶蚀主要体现在沸石的溶蚀。溶蚀孔的存在改善了储层的物性,同时增加了储层的微观非均质性。

3) 孔隙+裂缝双重孔隙型

研究区长6储层中裂缝发育程度较低,但在部分井裂缝相对发育,主要分布在0.2%~0.6%范围之内,铸体薄片上可见被沥青质或铁泥质充填的微裂缝。裂缝的存在使储层结构非均质性更强。

实验选择12个微观砂岩模型代表了研究区3类孔隙组合类型,其中模型WY-2,5,9,12以残余粒间孔为主要渗流通道;模型WY-1,7,8,10,11以溶蚀孔隙为主要渗流通道;模型WY-3,4,6存在微裂缝。

3 实验简介

3.1 实验模型及实验流体

本次研究利用真实砂岩微观模型进行水驱油实验。真实砂岩模型尺寸约为 $2.5\text{ cm} \times 2.5\text{ cm}$,承受压力能力为0.2 mPa,耐温 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$,加压耐温能力 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。该实验的优点之一是保留了储集岩本身的孔隙结构特征、岩石表面物理性质及部分填隙物,使研究结果更加可信;另一个优点是该实验系统通过显微镜和图象采集系统可以直接观察

流体在实际岩石孔隙空间的渗流特征^[10-11]。

实验用的模拟水是根据实际地层水和注入水的性质和成分配制而成,粘度约为 $1\text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。为了便于观察,水中加入少量甲基蓝,呈蓝色。实验用的模拟油是根据该地区原油性质配制而成,粘度约为 $2.24\text{ mPa} \cdot \text{s}$,模拟油中加入少量油溶红,呈红色。

3.2 实验步骤

该实验主要有5步:①对模型抽真空饱和地层水,抽真空需彻底,减少气泡对实验产生误差;②测量模型渗透率;③进行油驱水实验至束缚水饱和度,观察其渗流特征,统计原始含油饱和度;④进行水驱油实验至残余油饱和度,比较无水期前后渗流特征差异;⑤根据所观察到的实验现象,进行解释分析。

4 孔隙类型及相应的水驱油渗流特征

4.1 以残余粒间孔为主要渗流通道

研究区长6储层残余粒间孔(图2a)的形成经历了机械压实作用、压溶作用和胶结作用(主要包括自生粘土矿物胶结和浊沸石胶结等)。研究区压实作用强烈,碎屑颗粒紧密排列,使孔隙度降低,渗透率变差。主要表现形式有颗粒的接触形式由点接触转变为线接触;火山岩屑、泥质岩屑、云母等柔性组分塑性变形呈假杂基挤入颗粒空间;刚性颗粒发生破裂;颗粒发生定向排列(图2b)。当压实作用的强度到达一定程度就会发生压溶作用,表现为石英次生加大(图2a)、颗粒呈缝合状接触,使原生孔隙进一步减少。研究区储层的填隙物以粘土矿物为主,而粘土矿物中绿泥石含量最高。根据扫描电镜显示,绿泥石主要呈绒球状、针状集合体。一方面,绿泥石呈薄膜状包绕碎屑颗粒,使粒间孔变为残余粒间孔;另一方面,绿泥石膜阻碍了碎屑颗粒与孔隙水的接触,减少了其他胶结物沉淀的机会,使三角形粒间孔得以保存^[12-15]。以残余粒间孔为主的储集体孔隙分布较为均匀,孔喉连通性较好,这种分布特点同时也决定了其相应的微观渗流特征。

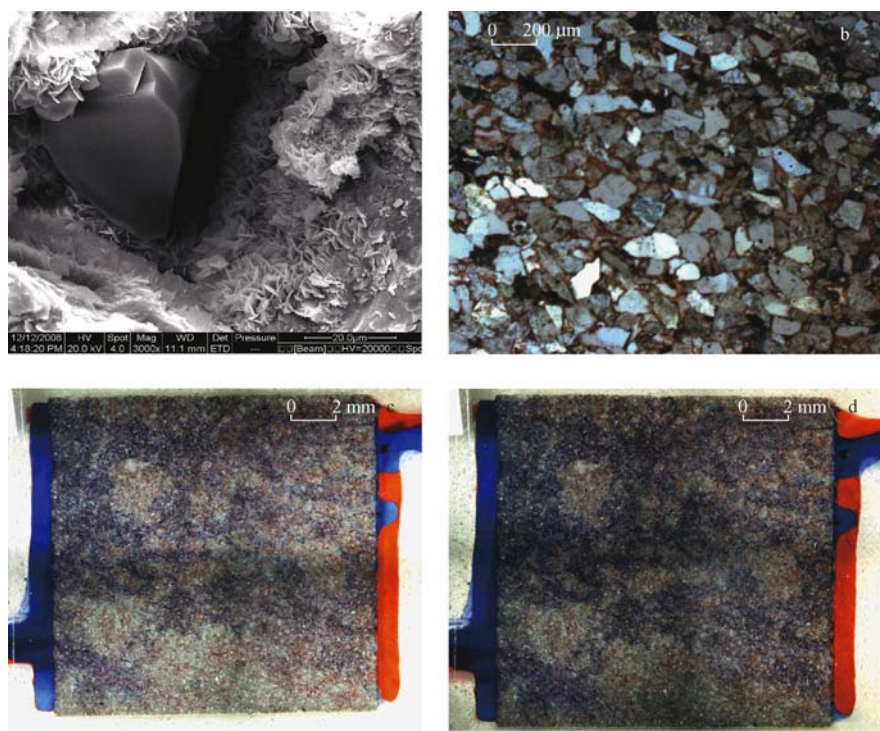


图2 鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区残余粒间孔及水驱油镜下显微照片

Fig. 2 Residual pores and microscopic photos of waterflooding in Wangyao block of Ansai oilfield, Ordos Basin

a. 被次生石英充填的残余粒间,扫描电镜,模型 WY-5,王8-22井,1 213.5 m;b. 颗粒发生定向排列,正交偏光,模型 WY-5,王8-22井,1 213.5 m;c. 水驱油过程中 t_1 时刻网状驱替,模型 WY-5,王8-22井,1 213.5 m(水驱油方向为由左至右,蓝色为水、红色为油);
d. 水驱油过程中 t_2 时刻网状驱替,模型 WY-5,王8-22井,1 213.5 m(水驱油方向为由左-右,蓝色为水、红色为油)

以残余粒间孔为主要渗流通道的模型(WY-2,5,9,12)在油驱水、水驱油过程中主要以网状驱替和均匀驱替为主。主要因为残余粒间孔分布较均匀,孔隙多为相互连通的有效孔隙。以模型 WY-5 为例(图 2c,d),在油驱水过程中,当压力达到入口压力时油开始进入,在模型入口附近模拟油有多条路线进入岩样内部,油驱水接近平行推进,孔隙之间连通性好,波及面积较均匀,残余水面积很少。随着压力的增加,模型内部有时也会形成突进路径,待该路径到达出口后,再逐渐增压,油网逐渐扩大,最终原始含油饱和度较高。在水驱油过

程中,水沿油最先进入的区域进入,在渗透率较大的部位发生指进,随着时间推移,驱替范围逐渐扩大,最终仅有少部分油未被波及,残余油范围较小。以残余粒间孔为主要渗流通道的模型驱油面积较大,驱油效率相对较高,平均可达 63.86%(表 1)。

4.2 以溶蚀孔为主要渗流通道

研究区溶蚀孔发育。长石、石英、和填隙物均发育溶蚀,其中以长石溶孔(图 3a)和浊沸石溶孔(图 3b)最为重要。本区的溶解作用可以分为两期,第一期形成早期的长石、岩屑粒内溶孔,后被

表 1 鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区残余粒间孔模型水驱油数据

Table 1 Statistics of waterflooding experiments with models of residual intergranular pores in Wangyao block of Ansai oilfield, Ordos Basin

模型号	液测渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	残余粒间孔 含量, %	残余粒间孔含 量平均值, %	无水期驱油 效率, %	无水期平均驱 油效率, %	最终驱油 效率, %	最终平均驱 油效率, %	水驱油驱替 类型
WY-2	2.7	84.24	74.1	45.54	41.31	71.25	63.86	均匀驱替型
WY-5	1.8	74.52		38.62		61.65		网状-均匀驱替型
WY-9	1.3	56.96		39.52		55.78		网状驱替型
WY-12	3.1	80.69		41.58		66.76		均匀驱替型

绿泥石薄膜包绕,应为成岩早期浅埋条件下近地表大气淡水淋滤的结果,第二期溶蚀发生在浊沸石形成之后,表现为长石、浊沸石较强烈的溶蚀,应为深溶作用的结果,既随着埋深的增加,有机质热成熟脱羧作用形成的酸性溶液所导致的强烈溶蚀^[11-16]。研究区后期强烈的成岩作用使碎屑岩中易溶组分的溶解形成了大量的次生孔隙,加重了孔隙结构的非均质性,孔道连通性形成明显差异。

以溶蚀孔为主要渗流通道的模型(WY-1,7,8,10,11),渗透率和孔隙度是所测模型中较大的,

但是驱油效率并不高,这是由储层孔隙结构非均质性所决定的。在水驱油过程中驱替类型以指状驱替为主(图 3c,d),表现为注入水在孔隙中驱替速度不一致,在孔喉较大即毛细管阻力较小的部位驱替速度很快,呈指状突进,很少进入或不进入孔喉较小即毛细管阻力较大的部位,以致大片面积注入水未能波及,大量油残留于孔隙介质中,以造成驱油效率低,平均为 32.7%(表 2)。被注入水波及地方残余油以薄膜状附着岩石颗粒表面,而未被注入水波及的地方,残余油呈片状或簇状。

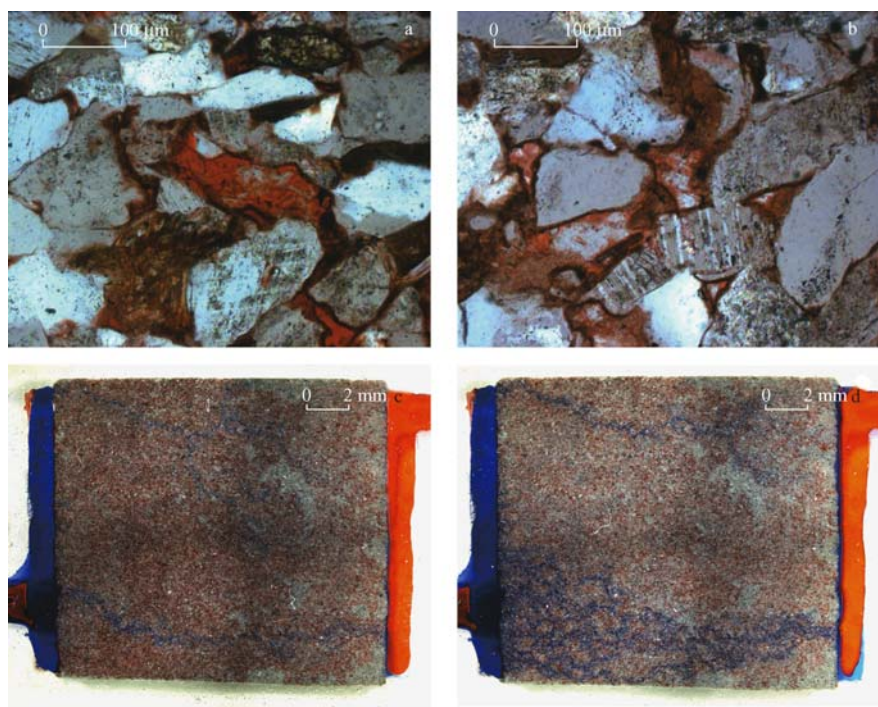


图 3 鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区溶蚀孔及溶蚀孔模型水驱油镜下显微照片

Fig. 3 Microscopic photos of dissolved pores and waterflooding with models of dissolved pores in Wangyao block of Ansai oilfield, Ordos Basin

- a. 长石溶蚀形成的溶孔,正交偏光,模型 WY-7,王 16-29 井,1 192.7 m;b. 浊沸石溶蚀形成的溶孔,正交偏光,模型 WY-7,王 16-29 井,1 192.7 m;c. 水驱油过程中 t_1 时刻指状驱替,模型 WY-7,王 16-29 井,1 192.7 m(水驱油方向为由左至右,蓝色为水、红色为油);
- d. 水驱油过程中 t_2 时刻指状驱替,模型 WY-7,王 16-29 井,1 192.7 m(水驱油方向为由左至右,蓝色为水、红色为油)

表 2 鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区溶蚀孔模型水驱油数据

Table 2 Statistics of waterflooding experiments with models of dissolved pores in Wangyao block of Ansai oilfield, Ordos Basin

模型号	液测渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	溶蚀孔 含量, %	溶蚀孔含量平 均值, %	无水期驱油 效率, %	无水期平均驱 油效率, %	最终驱油 效率, %	最终平均驱 油效率, %	水驱油驱替 类型
WY-1	3.5	52.36	52.1	27.65	29.31	32.29	32.7	指状驱替型
WY-7	2.8	46.58		25.96		28.13		指状驱替型
WY-8	4.3	60.98		32.18		36.58		指状-网状驱替型
WY-10	2.3	42.25		29.52		31.26		指状驱替型
WY-11	3.6	58.21		31.25		35.24		指状-网状驱替型

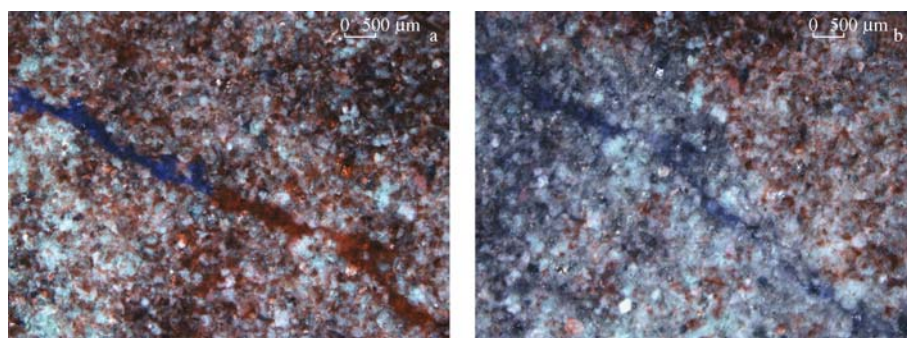


图4 鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区双重孔隙介质模型水驱油镜下显微照片

Fig. 4 Microscopic photos of waterflooding with models of dual pore media in Wangyao block of Ansai oilfield, Ordos Basin

- a. 水驱油仅发生在裂缝中,模型 WY-3,王 17-15 井,1 042 m(水驱油方向为由左至右,蓝色为水、红色为油);
b. 注入水进入裂缝周边的孔隙介质中,模型 WY-6,王 17-15 井,1 042 m(水驱油方向为由左至右,蓝色为水、红色为油)

4.3 以裂缝+孔隙为主要渗流通道

裂缝在注水开发中有两方面作用,一方面,裂缝可以提高注水井的吸水系数,另一方面,裂缝会增加储层的非均质性,容易造成水串,使采油井过早水淹,因此对裂缝性储层的渗流特征研究显得尤为重要^[4]。根据地面露头、岩心观察及注水采油等动态资料分析确定安塞油田长 6 储层主要有四组裂缝:一组为近 EW($80^\circ \pm$),另一组为近 SN(包括 350° 与 20° 在内),另尚有 NW($45^\circ \pm$)及 NW($295^\circ \pm$)的两组次要裂缝。

利用真实砂岩微观模型(WY-3,4,6)对裂缝型储层进行水驱油实验,结果表明裂缝型储层渗流特征以指状渗流为主,注入水能否进入裂缝两侧的孔隙介质取决于裂缝渗透率(K_f)和孔隙渗透率(K_p)的相对大小。

1) 当裂缝形态较宽且延伸较长,裂缝周围基质孔隙结构致密,即裂缝渗透率(K_f)远大于孔隙基质渗透率(K_p)时(如模型 WY-3),在一定压力下,水驱油仅发生在裂缝中,注入水基本不进入裂缝周边的孔隙中,出口很快见水,形成大面积绕流,模型的驱油效率极低,大量油残余在孔隙介质中(图 4a)。

2) 当裂缝渗透率(K_f)大于基质渗透率(K_p),裂缝周围基质物性相对较好的情况下,(如模型 WY-6),注入水首先突破裂缝的毛细管阻力在裂缝中渗流,出口很快见水,适当加大注入压力,注入水可以沿垂直裂缝的方向比较顺利地进入周围孔隙中,将孔隙中的残余油驱替出来,但驱替范围局限于裂缝周围的孔隙介质,其它部位的孔隙介

质中仍有大量油残留(图 4b)。

3) 当裂缝渗透率(K_f)与基质渗透率(K_p)基本相等时,其渗流机理和孔隙型储层差不多,在一定压力下,注入水同时进入孔隙和裂缝,裂缝对最终的水驱油波及面积和驱油效果影响并不很大。

由于本区长 6 是低孔低渗储层,孔隙结构较致密,所以具有裂缝的模型以第一种和第二种情况为主,第三种情况实际中不常见。

5 孔隙结构特征对驱油效率的影响

驱油效率的影响因素有很多,根据前人的研究成果归结起来主要有 3 点:1)外界因素,包括注入水的性质、注入水的加压方式和注入倍数等;2)油水性,包括油水粘度比、注入水的性质、油水相对渗透率等;3)储集岩特征,包括储集岩的孔隙结构、储层的润湿性等^[17-20]。本次研究主要讨论储层孔隙结构非均质性与储层润湿性对驱油效率的影响。

5.1 孔隙结构非均质性

对研究区长 6 这种低孔低渗非均质性较强的油层而言,3 种孔隙结构类型多是交织在一起,且 3 种渗流类型可以相互转化,指状驱替可转化为网状驱替,网状驱替可转化为均匀状驱替,因此油层的非均质性在一定程度上影响了驱油效率,注采井间的非均质性会导致注水井各个方向吸水不均一性,注入水容易沿着非均质性强的方向突进,导致某些油井过早水淹,从而影响最终驱油效率。

表 3 鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区模型孔隙结构及驱油效率构对比

Table 3 Comparison of the pore structure and displacement efficiency of Wangyao block of Ansai oilfield, Ordos Basin

模型号	井号	深度/m	面孔率, %	粒间孔比例, %	平均孔径/ μm	中值半径/ μm	分选系数	无水期驱油 效率, %	最终驱油 效率, %
WY-17	王 8-15	1 168.26	3.8	0.57	28.3	0.227	3.462	32.95	39.27
WY-21	王 21-05	1 265.18	2.3	0.31	20.1	0.159	1.745	38.57	60.26

为了研究孔隙结构非均质性对水驱油渗流特征的影响,本次实验选择了 2 个典型模型 WY-17 和 WY-21 分别代表两种不同的孔隙结构特征。据铸体薄片及压汞曲线,模型 WY-17 的面孔率,粒间孔所占的比例,平均孔径及中值半径皆大于模型 WY-21,说明模型 WY-17 的物性好于模型 WY-21,但是 WY-17 模型的平均分选系数高于 WY-21 模型,反映出 WY-17 模型的孔隙结构非均质性要强于 WY-21 模型。具体数据见表 3。

在显微镜下观察到,WY-17 模型物性较好,但岩石颗粒大小混杂,磨圆程度低,孔喉粗细不均,孔隙结构非均质性强。在水驱油过程中,由于其孔隙大孔道粗,注入水沿着相互连通的大孔道快速渗流,在较短时间内在模型下部形成比较稳定的渗流通道。待无水期结束之后继续驱替,注入水的流动网络基本不变或改变很小,造成大面积绕流(图 5a),残余油呈簇状或片状分布,最终造成驱油效率低,并且无水期前后驱油效率改变不大。

WY-21 模型物性较差,颗粒相对细小,但颗

粒大小均匀,孔隙结构较均质。在水驱油过程中,注入水沿多条路线进入模型,在压力不变的情况下,注入水的流动网络不断扩大,并且流动状态稳定时间较长,无水期相对较长,出口见水后继续驱替,注入水流动网络继续扩大,加大压力后,注入水还可以进入更细小的孔隙空间(图 5b),最终起驱油效率较高,并且无水期前后的驱油效率可以改变较大。

通过实验观察发现:储层物性不是驱油效率的决定性因素,物性好的储层(模型)未必有好的驱油效率,物性差的储层(模型)驱油效率不一定低,孔隙介质中的两相驱替效果除受孔喉粗细的表现——岩石物性影响外,岩石的孔隙结构特征,特别是孔隙结构的非均质性起着重要作用,非均质性越强,驱油效率越低。

5.2 润湿性

润湿性对储层中油水分布、水驱油渗流特征以及驱油效率有着重要影响。研究区长 6 储层整体为混合润湿性,即部分亲油,部分亲水。由于本

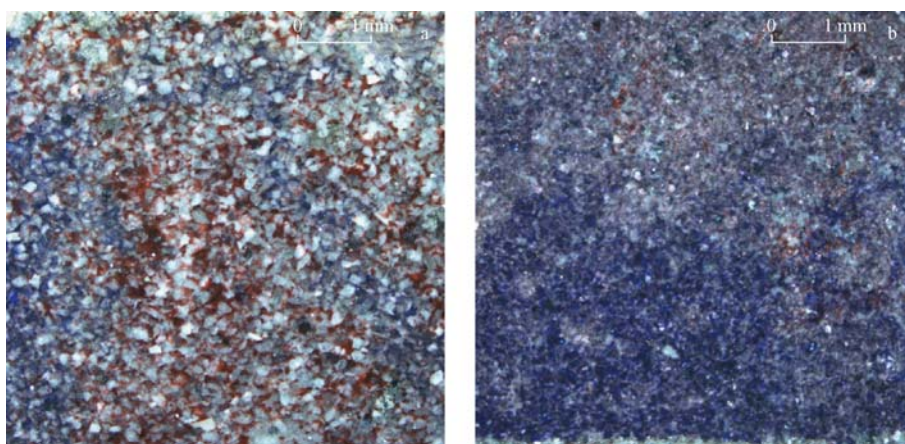


图 5 鄂尔多斯盆地安塞油田王窑区不同孔隙结构下水驱油镜下显微照片

Fig. 5 Microscopic photos of waterflooding in reservoirs with different pore structures of Wangyao block of Ansai oilfield, Ordos Basin

- a. 孔隙结构非均质性较强,注入水形成的稳定渗流通道,模型 WY-17,王 12-23 井,1 162.10 m (水驱油方向为由左至右,蓝色为水、红色为油); b. 孔隙结构非均质性较弱,注入水进入细小孔隙空间,模型 WY-21,王 21-5 井,1 265.18m(水驱油方向为由左至右,蓝色为水、红色为油)

次实验所用模型有限,利用小吼道中油水弯液面的形态、油水分布特征及油水自吸速度情况判断微观真实砂岩模型所用岩心润湿性均为弱亲水性,除裂缝型模型外,最终驱油效率都相对较高,平均为46.54%。

弱亲水或中性润湿的储层易发生活塞式驱油,注入水在吼道中能比较均匀的将油驱走,驱油比较彻底,驱油效率相对较高,残余油主要以薄膜形式附着在岩石表面;对于亲油或强亲水储集岩,注入水易发生非活塞式水驱油,驱油不彻底,驱油效率相对较低,注入水往往在某一位置卡断,形成滴状或串珠状残余油^[3]。

6 结论

1) 储层孔隙结构类型是影响水驱油微观渗流特征的重要因素,以不同孔隙类型为主的储层具有不同的微观渗流特征。

2) 对于研究区长6低孔低渗非均质性较强的储层,3种孔隙结构类型多是交织在一起,且随着驱替压力、注水强度等因素的变化3种渗流类型可以相互转化。

3) 孔隙结构对驱油效率的影响主要体现在两方面:储层孔隙结构非均质性和储层润湿性。实验结果表明储层物性不是驱油效率的决定性因素,孔隙结构非均质性对驱油效率起着重要作用,非均质性越强,驱油效率越低。

参 考 文 献

- [1] 朱玉双,曲志浩,孔令荣,等. 安塞油田坪桥区、王窑区长6油层储层特征及驱油效率分析[J]. 沉积学报,2000,18(2):279-283.
Zhu Yushuang, Qu Zhihao, Kong Lingrong, et al. Analysis of oil displacement efficiency of Chang6 reservoir in Wangyao and Pingqiao areas of Ansai Oilfield[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(2): 279-283.
- [2] 康志江,李江龙,张冬丽,等. 塔河缝洞型碳酸盐岩油藏渗流特征[J]. 石油与天然气地质,2005,26(5):634-640.
Kang Zhijiang, Li Jianglong, Zhang Dongli, et al. Percolation characteristics of fractured-vuggy carbonate reservoir in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 634-640.
- [3] 朱玉双,孔令荣,曲志浩,等. 注水开发并非安塞油田长6油层低采收率的主要原因[J]. 石油与天然气地质,1997,18(3):221-223.
Zhu Yushuang, Kong Lingrong, Qiu Zhihao, et al. Waterflooding is not the main cause of low recovery efficiency of Chang6 reservoir in Ansai oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 1997, 18(3): 221-223.
- [4] 李怒军,吴志宇,张金亮,等. 安塞油田王窑区长6油层储层地质[J]. 西安石油学院学报,1998,20(4):47-52.
Li Nujun, Wu Zhiyu, Zhang Jinliang, et al. Reservoir geology of Chang 6 oil bearing Formation in Wangyao Tract, Ansai oilfield[J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute, 1998, 20(4): 47-52.
- [5] 赖南君,叶仲斌,陈洪,等. 低张力体系改善低渗透油藏水驱渗流特征实验[J]. 石油与天然气地质,2007,28(4):520-522.
Lai Nanjun, Ye Zhongbin, Chen Hong, et al. Experiment of low-tension system for improving percolation behaviors in water-flooding low-permeability reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(4): 520-522.
- [6] 李汶国,张晓鹏,钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理[J]. 石油与天然气地质,2005,26(2):220-223.
Li Wenguo, Zhang Xiaopeng, Zhong Yumei. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arkose[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 220-223.
- [7] 孙卫. 安塞油田长6油层微观模型化学堵水实验[J]. 石油与天然气地质,1997,18(3):199-203.
Sun Wei. Chemical water shutoff of chang6 reservoir micromodel in Ansai oil field[J]. Oil & Gas Geology, 1997, 18(3): 199-203.
- [8] 孙卫,曲志浩,李劲峰. 安塞特低渗透油田见水后的水驱油机理及开发效果分析[J]. 石油实验地质,1999,31(3):257-259.
Sun Wei, Qu Zhihao, Li Jinfeng. Analysis on the water drive mechanism and development results of ansai supertight oil field after water occurrence[J]. Experimental Petroleum Geology, 1999, 31(3): 257-259.
- [9] 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.
- [10] 杨仁锋,姜瑞忠,孙君书,等. 低渗透油藏非线性微观渗流机理[J]. 油气地质与采收率,2011,18(2):90-97.
Yang Renfeng, Jiang Ruizhong, Sun Junshu, et al. Study on non-linear flow mechanism in low permeability porous medium[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(2): 90-97.
- [11] 朱新宇,朱玉双,王平平,等. 胡151区延9储层流体微观渗流特征研究[J]. 石油地质与工程,2010,24(5):124-127.
Zhu Xinyu, Zhu Yushuang, Wang Pingping, et al. Hu151 area Yan9 reservoir fluid micro-flow characteristics[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(5): 124-127.
- [12] 黄海. 西峰特低渗油藏流体渗流特征影响因素实验研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2010,25(6):35-

37.
Huang Hai. Experimental study on the factors of influencing the seepage feature of the fluid in Xifeng extra - low permeability reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2010, 25(6): 35 - 37.
- [13] 温晓红, 周拓, 胡勇, 等. 致密岩心中气体渗流特征及影响因素实验研究[J]. 石油实验地质, 2010, 32(6): 592 - 595.
Wen Xiaohong, Zhou Tuo, Hu Yong, et al. Experimental study of properties and influencing factors of gas flow in tight core[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(6): 592 - 595.
- [14] 刘仁静, 刘慧卿, 李秀生, 等. 砾岩油藏流动单元渗流特征及剩余油分布规律——以克拉玛依油田三3区克下组为例[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(1): 30 - 33.
Liu Renjing, Liu Huiqing, Li Xiusheng, et al. Seepage characteristics of flow units and remaining oil distribution in conglomerate reservoir - taking lower Keramayi formation in San - 3 area, Keramayi Oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(1): 30 - 33.
- [15] 朱华银, 付大其, 卓兴家, 等. 低渗气藏特殊渗流机理实验研究[J]. 天然气勘探与开发, 2009, 32(3): 39 - 41.
Zhu Huayin, Fu Daqi, Zhuo Xingjia, et al. Experimental study on special percolation mechanism of low - permeability gas reservoir[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2009, 32(3): 39 - 41.
- [16] 闫健, 张宁生, 刘晓娟, 等. 低渗气藏单相气体渗流特征分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2010, 25(1): 42 - 44.
Yan Jian, Zhang Ningsheng, Liu Xiaojuan, et al. Seepage flow characteristics of single - phase gas in low - permeability gas reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2010, 25(1): 42 - 44.
- [17] 高建, 马德胜, 侯加根, 等. 洪积扇砂砾岩储层岩石相渗流特征及剩余油分布规律[J]. 地质科技情报, 2011, 29(5): 49 - 53.
Gao Jian, Ma Desheng, Hou Jiagen, et al. Flow mechanism and waterflooding characteristic of conglomerate lithofacies[J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 29(5): 49 - 53.
- [18] 熊红丽. 洪湖油田低渗透油藏渗流特征研究和应用效果[J]. 江汉石油职工大学学报, 2011, 24(2): 4 - 5.
Xiong Hongli. Study on seepage characteristics of hyposmosis reservoir in honghu area and its application[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2011, 24(2): 4 - 5.
- [19] 欧阳晚町, 刘宝平, 张章, 等. 不同物性储层微观渗流特征差异研究[J]. 中外能源, 2009, 14(4): 57 - 60.
Ouyang Wanding, Liu Baoping, Zhang Zhang, et al. A study on differential micro seepage flows between reservoirs with different petrophysical properties[J]. Sino - Global Energy, 2009, 14(4): 57 - 60.
- [20] 张金亮, 林辉, 司学强, 等. 鄂尔多斯盆地王窑地区上三叠统长6油层成岩作用研究[J]. 中国海洋大学学报, 2004, 34(4): 625 - 634.
Zhang Jinliang, Lin Hui, Si Xueqiang, et al. Diagenesis of Chang - 6 reservoir in Wangyao area of An' Sai Oilfield[J]. Journal of Ocean University of Qingdao, 2004, 34(4): 625 - 634.

(编辑 张亚雄)

《石油与天然气地质》入选“第二届中国精品科技期刊”

2011年12月2日,由中国科学技术信息研究所举办的“中国科技论文统计结果发布会”在北京国际会议中心举行。由中石化石油勘探开发研究院主办的期刊《石油与天然气地质》入选“第二届中国精品科技期刊”。精品科技期刊的遴选周期为三年,今年共评出300种中国精品科技期刊,这次是《石油与天然气地质》期刊自2008年以来第二次荣获“中国精品科技期刊”称号。

据该次发布会发布的《中国科技期刊引证报告(核心版)2011年版》统计,《石油与天然气地质》期刊在1998种中国科技核心期刊中影响因子为1.551,排名第31位(在能源科技期刊中排名第4位);总被引频次为2047,排名第202位(在能源科技期刊中排名第3位);综合评价总分为62.7,排名第169位(在能源科技期刊中排名第3位)。

(李军 供稿)