

酒西盆地间泉子段储层流体赋存及渗流特征

张世铭^{1,2}, 王建功^{1,2}, 张小军^{1,2}, 张婷静^{1,2}, 曹志强³, 杨麟科⁴

(1. 中国石油勘探开发研究院西北分院, 甘肃 兰州 730020;

2. 中国石油天然气集团公司油藏描述重点实验室, 甘肃 兰州 730020;

3. 中国石油玉门油田分公司老君庙采油厂, 甘肃 酒泉 735200;

4. 中国石油玉门油田分公司勘探开发研究院, 甘肃 酒泉 735200)

摘要:储层结构及其孔隙空间中流体的渗流特征是影响油气勘探与开发最关键的科学问题。以酒西盆地间泉子段的低—中孔中—高渗储层为研究对象,应用薄片观察、毛管压力测试、油—水和油—氮气两相流体的相对渗流实验研究了储层中流体的赋存和渗流特征。研究表明,储层按孔隙结构分为3类,其中Ⅰ类储层物性最好,毛管曲线有明显平台,偏粗歪度;结合流体饱和度测试结果认为油饱和度高的样品对应最大孔喉半径和中值半径均较大、歪度偏粗、排驱压力低;对比了高渗样品与低渗样品油水相渗曲线,发现高渗样品水相相对渗透率变化快,驱替效率高,低渗样品氮气—油相渗曲线相对油—水相渗曲线其残余油饱和度更低、两相共渗区更宽;储层的润湿性、孔隙结构和黏土矿物的含量为影响储层渗流特征的3个关键因素,较粗孔喉所占比例高及黏土矿物含量较低的样品储层原油的渗流条件较好,符合达西定律。研究成果表明研究区储层总体为水湿性,氮气驱油效率相对水驱油效率更高,特别对低渗储层氮气驱油效率提升明显,从而为本区低渗样品中油的开采动用提供指导。

关键词:酒西盆地;间泉子段;孔隙结构;流体赋存特征;渗流特征

中图分类号:TE122.2⁺3

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2018)08-1111-09

引用格式:Zhang Shiming, Wang Jiangong, Zhang Xiaojun, *et al.* Studies on the reservoir characteristics and the fluid flow in Jianquanzi member of the Jiuxi Basin, northwest China[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(8): 1111-1119. [张世铭, 王建功, 张小军, 等. 酒西盆地间泉子段储层流体赋存及渗流特征[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(8): 1111-1119.]

0 引言

多孔介质中的流体流动大部分条件下符合经典达西定律,对达西渗流的规律与模式也有较明确的研究^[1,2],近年来低渗储层的渗流规律成为研究的热点,认为低渗储层存在启动压力和非线性渗流段的典型特征^[3,4]。通过数学拟合、实验分析及理论推导建立了描述非线性渗流过程的分段函数、单一函数数学方程,研究了确定启动压力的方法^[5-7]。储层渗流特征的研究主要通过微观驱替实验来观察油水运动规律,驱替实验方法包括常规岩心的单相和

两相驱替实验,在显微镜下观察的驱替实验及核磁共振在线、离线驱替实验,实现了驱替过程中流体饱和度和相对渗透率的定量测试及驱替过程的图像显示^[8]。影响储层渗流特征的因素主要包括:由于孔喉大小、分布及连通性等孔喉结构特征影响流体与孔隙介质的相互作用强度,孔隙介质的表面性质及矿物成分差异造成的润湿性、敏感性上的差异,流体的黏度、成分等造成的流变性质的差异等^[9,10]。

研究区油田进入开发中后期阶段,储层具有含水率较高且驱油效率较低的特点,提高油田的采收率是亟需解决的问题,另外关于研究区储层的流体

收稿日期:2018-04-11;修回日期:2018-06-25.

基金项目:国家科技重大专项“柴达木复杂构造区油气成藏、关键勘探技术与新领域目标优选”(编号:2016ZX05003-006);中国石油重大科技专项“柴达木盆地建设千万吨油气田综合配套技术研究”(编号:2016E-0101)联合资助。

作者简介:张世铭(1986-),男,甘肃兰州人,工程师,硕士,主要从事沉积储层研究.E-mail: Zhang_sm@ petrochina.com.cn.

渗流特征方面相关研究成果较少,针对上述问题和不足,笔者在综合物性、毛管压力曲线、流体饱和度及油水相渗曲线测定等实验数据的基础上,通过研究储层的孔隙结构并结合流体饱和度测试来明确流体储集、渗流通道及流体分布特征,通过进行油水相对渗透率测试及油氮气相对渗透率测试研究流体渗流特征,并对高渗与低渗样品的渗流特征进行对比分析,旨在为油田有效开发提供地质依据。

1 储层基本特征

酒西盆地是位于北祁连北缘逆冲断裂带前的不对称拗陷盆地,位于阿尔金地块、阿拉善地块与北祁连造山带的结合部位,主要出露沉积地层为侏罗系—新近系,近年来钻井取心表明酒西老君庙构造白杨河组仍有一定勘探潜力^[11]。前人^[12-14]对研究区宏观构造特征、油气富集运移规律及勘探方向进行了研究;认为盆地结构主要表现为早白垩世拉张断陷和新生代挤压拗陷形成的叠合盆地^[14];针对白杨河组的主要储集层段进行了层序地层精细划分及

沉积体系分布规律方面的研究^[15,16];认为白杨河组M层及L—M层是以砂岩沉积为主的细粒冲积扇沉积,是气候、物源和古地形等因素共同控制的结果^[15];在物性、孔隙类型及成岩作用等方面也有大量的研究成果^[17-19],认为高杂基含量和碳酸盐致密胶结是导致储层低渗透的主要因素^[19]。

酒西盆地古近系渐新统白杨河组(E₃b)在酒西盆地广泛出露,与下伏白垩系呈不整合接触,由下向上分为间泉子段(L层、M层)、石油沟段(BC层)及干油泉段(K层、KCJ层)^[20-22]。间泉子段岩性主要为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩,是一套陆源碎屑岩,主要为冲积扇相、河流相及三角洲相沉积。L层、M层为主要产油层段^[23],将沉积相划分为6个亚相:L1为三角洲前缘亚相;L2为三角洲平原亚相;L3为辫状河亚相;M1为扇缘亚相;M2为扇中亚相;M3为扇根亚相(图1)。间泉子段储层孔隙度分布在6.20%~31.80%之间,平均值为17.31%,其中孔隙度在10%~20%之间的占67%;渗透率分布在(0.5~1 421.67)×10⁻³ μm²之间,平均值为96.16×

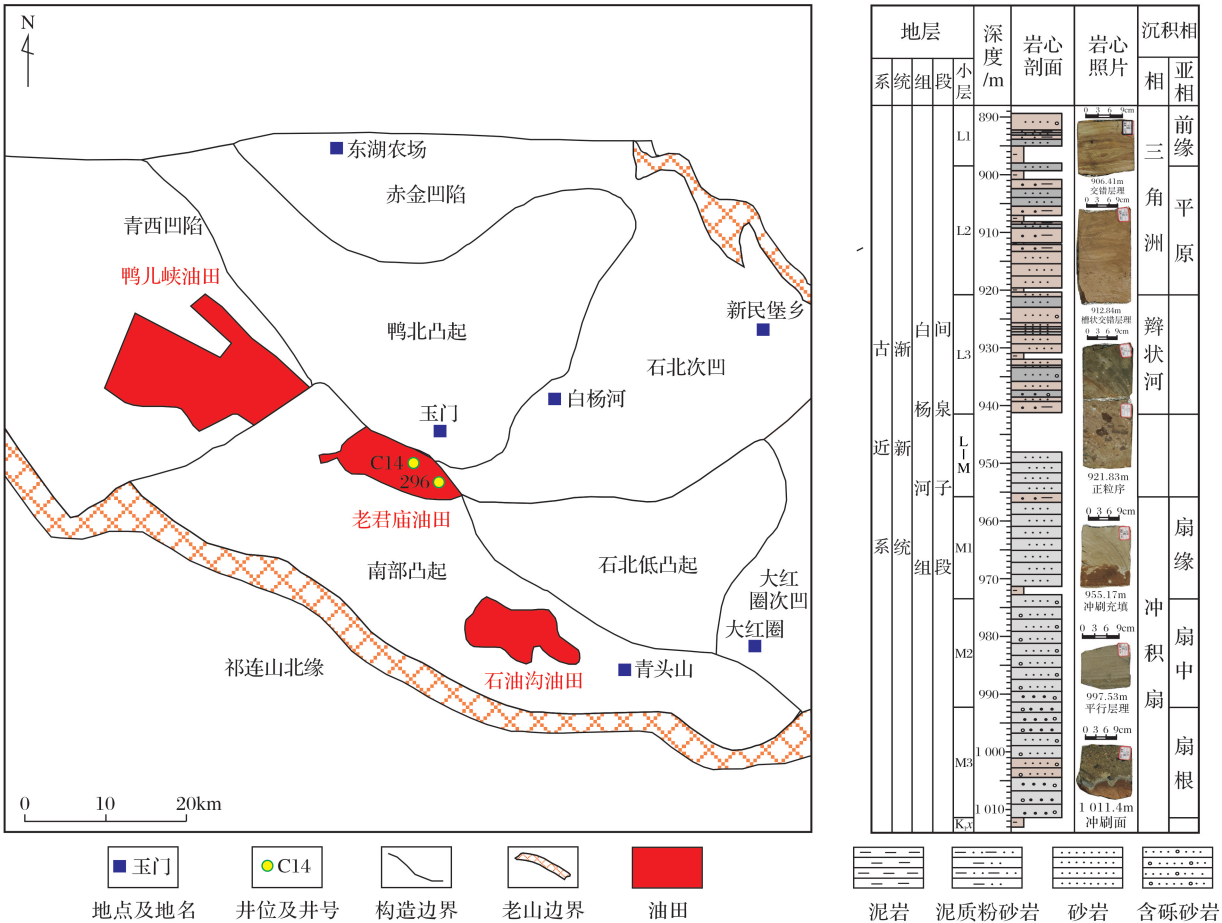


图 1 酒西盆地构造位置和岩性柱状图

Fig.1 The location of Jiuxi Basin and synthetical stratum clumb

$10^{-3}\mu\text{m}^2$,其中渗透率在 $(10\sim30)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间的占65%。储层的储集空间主要为残余粒间孔、粒间溶孔和裂缝,除此之外还发育少量的粒内溶孔和晶间孔,喉道类型为缩颈状喉道和少量黏土矿物中发育的管束状喉道。

2 样品与实验方法

结合前人对研究区间泉子段储层沉积相划分成果,选取老君庙构造2口井(C14井取心井段为890~1010m、296井取心井段为706~900m)L层、M层样品(图1)进行了物性分析、X-射线衍射全岩矿物及黏土矿物含量测试,通过以上分析了解储层岩性、物性及孔隙类型等方面的特征,在此基础上选取平行样品进行毛管压力曲线测定,来分析孔隙结构特征并对其进行分类,并结合岩心流体饱和度测试结果,对流体分布特征进行分析,最后对样品进行了油—水、油—氮气相渗曲线及润湿性测定,来研究不同物性样品渗流特征,并结合X-射线衍射、润湿性及膨胀率测试结果分析影响储层渗流的主要因素。

3 孔隙结构及流体赋存特征

根据毛管压力曲线形态及孔隙结构参数并结合常规物性测试结果将储层按孔隙结构分为3类,其中Ⅰ类储层:毛管曲线有一定平台,略偏粗歪度;孔隙度平均值为18.98%,渗透率平均值为 $65.21\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔喉中值半径平均值为 $0.82\mu\text{m}$,分选系

数平均值为4.32,歪度平均值为0.24,排驱压力平均值为0.071MPa,最大进汞饱和度平均值为68.94%,退汞效率平均值为27.11%。Ⅱ类储层:毛管曲线没有明显平台,略偏粗歪度;孔隙度平均值为18.14%,渗透率平均值为 $7.85\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔喉中值半径平均值为 $0.11\mu\text{m}$,分选系数平均值为2.81,歪度平均值为-0.79,排驱压力平均值为4.29MPa,最大进汞饱和度平均值为38.53%,退汞效率平均值为38.15%。Ⅲ类储层:毛管曲线没有明显平台,偏细歪度;孔隙度平均值为9.10%,渗透率平均值为 $0.26\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔喉中值半径平均值为 $0.06\mu\text{m}$,分选系数平均值为2.88,歪度平均值为-0.03,排驱压力平均值为0.54MPa,最大进汞饱和度平均值为73.90%,退汞效率平均值为43.16%。

对密闭取心新鲜岩心采用蒸馏抽提法测试流体饱和度(表1),流体孔隙度与气测孔隙度测试结果一致,流体孔隙度也较好地反映了孔隙结构差异,Ⅰ类储层其流体孔隙度最高,其次为Ⅱ类储层,流体孔隙度与最大汞饱和度测试结果也有较好的对应,两者均可指示连通孔喉的比例;物性较好的Ⅰ类、Ⅱ类储层相对较差的Ⅲ类储层流体饱和度接近差异较小,但物性较好储层整体油饱和度高、水饱和度低,油饱和度高的样品对应最大孔喉半径和中值半径均较大、歪度偏粗、排驱压力低,指示油和水在样品中的赋存特征存在差异,油更易存在于较大孔喉中,水一般存在于孔喉边缘和较小孔喉中,也说明油优先占据较大

表1 296井间泉子段储层油水饱和度测试结果及孔隙结构参数

Table 1 Parameters of the capillary curve and oil-water saturations in Well 296 of Jianquanzi member

层位	深度/m	岩性	孔隙结构类型	渗透率/ $(\times10^{-3}\mu\text{m}^2)$	孔隙度/%	流体孔隙度/%	饱和度/%		最大孔喉半径/ μm	中值半径/ μm	分选系数	歪度	最大汞饱和度/%	排驱压力/MPa
							油饱和度	水饱和度						
L	921.1	灰色细砂岩	Ⅱ	4.11	16.09	15.60	26.21	44.88	3.82	0.39	3.66	0.44	77.29	0.19
L	940.04	棕红色泥质砂岩	Ⅲ	0.18	7.81	7.71	14.92	52.39	1.57	0.06	3.16	-0.03	68.73	0.47
L	956.98	灰白色细砂岩	Ⅱ	4.59	14.68	15.39	17.66	57.19	3.81	0.22	2.89	0.17	87.95	0.19
L	959.59	灰白色细砂岩	Ⅰ	16.16	18.89	22.67	30.82	33.36	5.33	1.04	3.03	0.51	94.03	0.14
M	977.41	灰白色含砾细砂岩	Ⅱ	1.48	13.99	17.13	18.46	55.27	2.22	0.22	2.26	0.07	95.46	0.33

孔喉和孔喉中心。

4 储层渗流特征

根据2口井(296井、C14井)18块柱塞样品(L层11块,M层7块)的油水相对渗透率测试结果,束缚水饱和度平均值为39.26%,残余油饱和度平均值为37.26%,等渗点水饱和度平均值为56.17%,残余油状态下水相相对渗透率平均值为11%,以上符

合水润湿性储层的束缚水饱和度高,残余油饱和度低,残余油状态下水相相对渗透率低的特征^[24]。

渗透率曲线具有油相相对渗透率曲线下降快、水相相对渗透率曲线上升缓慢、水相相对渗透率曲线上凹的特征,水湿储层束缚水初始含量高,束缚水主要赋存在孔隙的边角或喉道连接处,水驱开始时,水先沿孔隙边角及界面流动,相对流动速度缓慢,尚未进入主流孔喉中心,水相相对渗透率也上升缓慢,

但由于水相占据了孔隙界面及喉道连接处,水相的卡断效应使得油相相对渗透率下降迅速,在等渗点附近水相开始从主流孔喉中渗流,水相相对渗透率增大速率变快,致使水相相对渗透率曲线具有末端上翘的特征^[25]。不同渗透率样品的油水相对渗透率曲线显示,高渗样品(渗透率为 $7.49\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)与低渗样品(渗透率为 $0.84\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)相比较,具有油相相对渗透率下降快、指示可动流体含量的两相共渗区宽度更宽、水相最终相对渗透率高的特征,高孔渗样品油相相对渗透率下降速率更快是由于高孔渗储层连通性好,水相能更快的渗流,使得油相更早的发生卡断[图 2(a)];2 块高渗样品比较,其中渗透率为 $37.23\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品具有高渗样品相渗曲线的典型特征,渗透率为 $125.55\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品的两相共渗区较窄,与渗透率为 $37.23\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品比较两者孔隙度接近,但渗透率相差 2 倍以上,这是由于渗透率为 $125.55\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品发育裂缝,但其可动流体饱和度并不高,另外最终驱替效率也较低(渗透率为 $37.23\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品最终驱替效率为 45.27%,渗透率为 $125.55\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品最终驱替效率为 36.52%)[图 2(b)]。

对渗透率不同的 2 块样品分别进行油—水相对渗透率曲线和油—氮气相对渗透率曲线的测定:低渗

样品(渗透率 $<1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)油—水相渗测试得到的残余油饱和度为 42.28%,油—水两相流动区宽度为 20.78%,残余油状态下水相相对渗透率为 0.069% [图 3(a)],高渗样品(渗透率 $>10\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)油—水相渗测试得到的残余油饱和度为 36.79%,油—水两相流动区宽度为 26.62%,残余油状态下水相相对渗透率为 0.12% [图 3(b)];低渗样品(渗透率 $<1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)油—氮气相渗测试得到的最终油饱和度为 35.51%,油—氮气两相流动区宽度为 27.76%,最终气相相对渗透率为 0.019 5%,高渗样品(渗透率 $>10\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)油—氮气相渗测试得到的最终油饱和度为 34.17%,油—氮气两相流动区宽度为 28.35%,最终气相相对渗透率为 0.016 8%;油—氮气相对渗透率曲线相对油—水相对渗透率曲线具有油相相对渗透率下降缓慢、水相相对渗透率较氮气相对渗透率上升速度快、最终相对渗透率高的特点。研究区亲水储层样品虽然水相的渗流能力较强,但其驱油能力相对氮气较弱(图 3),低渗样品氮气驱油与水驱油比较,其残余油饱和度降低明显,两相共渗区也有较大程度的变宽,说明对低渗样品氮气驱油相对水驱油驱油效率的提升更明显,两相作用时间更长,是因为低渗样品孔喉尺度小、且连通性较差,在水驱过程中水敏性强,更易卡断,另外水分子直径也较氮

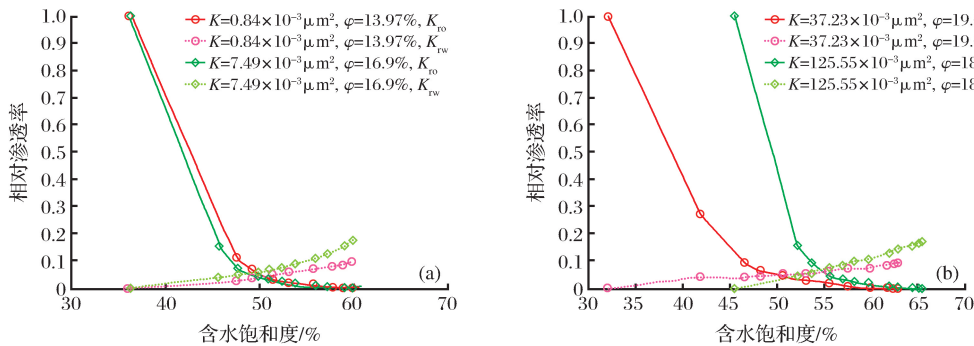


图 2 储层样品油水相渗曲线特征

Fig.2 Oil-water relative permeability curves of samples

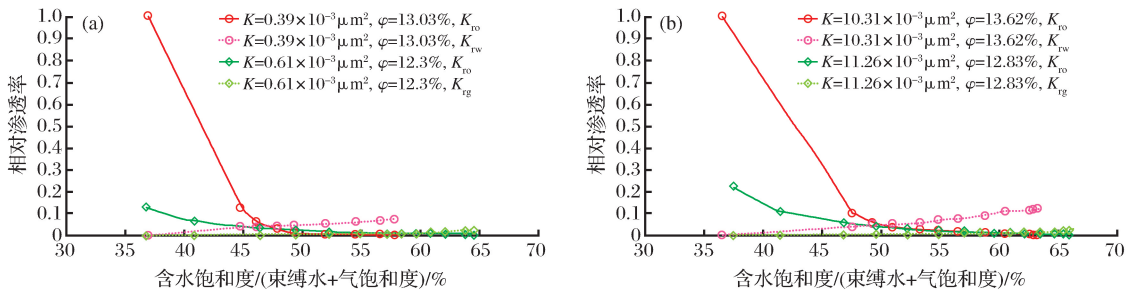


图 3 储层样品油—水相渗曲线、油—氮气相渗曲线特征

Fig.3 Oil-water and oil-nitrogen gas relative permeability curves of samples

气分子大,不利于细小孔喉的沟通。

5 储层渗流影响因素分析

5.1 孔隙结构

渗透率和孔隙度均能较明显的影响储层的渗流能力,研究区样品渗流参数与孔隙度和渗透率均具有较明显的相关关系,特别是和渗透率的相关关系更明显。样品的气体绝对渗透率与束缚水饱和度、残余油饱和度呈负相关关系,反映渗透率越高,孔隙的连通性越好,束缚水越不容易保存,同样也不利于残余油的保存,另外无论氮气驱油还是水驱油,驱油效率与渗透率有较好的正相关关系。

孔喉是流体渗流的通道,孔隙结构反映储层中孔隙和喉道的大小及配置连通情况,孔隙结构对油水相渗及驱油效率影响较大。对储层流体渗流影响明显的孔隙结构参数主要为孔喉半径、分选程度及结构渗流参数。在其他条件相似的情况下,较粗的孔喉所占比例越大,储层的渗透率越高,储层流体的渗流能力也越强,另一方面较粗孔喉在驱替过程也一般不会发生流体的贾敏效应及由于流体速敏和水敏而堵塞孔喉,孔喉半径和驱油效率也有较好的正相关关系[最

大孔喉半径与驱油效率 $y=9.899\ 7\ \ln(x)+20.718$, $R^2=0.942$;孔喉半径中值与驱油效率 $y=3.755\ 8\ \ln(x)+43.726$, $R^2=0.522\ 6$];孔喉分选好说明孔喉分布集中,孔隙类型相对单一,在分选性一定的情况下,渗流能力由孔喉半径决定,一般孔喉分选较好、偏粗歪度、其渗透率值高、采收率也较高,也存在部分样品分选性差(如 6-24-1 号样品)、偏细歪度、中值半径小($0.051\mu\text{m}$),但其驱油效率较高(42.01%),主要是由于其最大孔喉半径较大($10.657\mu\text{m}$),虽然细孔喉偏多,整体束缚水饱和度较高,但少量粗孔喉为主要的渗流通道和可动流体的赋存空间,使得驱油效率较高,残余油饱和度较低,反映孔喉分选性的参数(分选系数、歪度、变异系数)中,变异系数与驱油效率的相关性最好($y=48.949\text{e}^{-0.057x}$, $R^2=0.974\ 9$);此外驱油效率与排驱压力($y=48.493\text{e}^{-1.479x}$, $R^2=0.952\ 6$)、结构渗流系数($y=3.992\ 9\ln(x)+23.374$, $R^2=0.947\ 6$)均有较好的相关关系,排驱压力高低反映了最大连通喉道的半径大小,排驱压力越低,孔喉半径相对较大,物性越好,渗流能力越强,同样结构渗流系数越大,越有利于流体的流动(表 2)。孔隙结构和物性较好的Ⅰ类、Ⅱ类储层相对较差的Ⅲ类储层束缚

表 2 296 井样品水驱油特征参数

Table 2 Water driving oil characteristic parameters of samples in Well 296					
样号	4-19-3	6-18-1	6-24-1	7-40-3	10-6-1
层位	L	L	L	L	M
渗透率/($\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)	191.72	0.88	10.31	21.07	0.84
孔隙度/%	22.52	10.41	13.93	20.18	14.68
束缚水饱和度/%	31.38	40.75	36.57	36.24	36.22
残余油饱和度/%	34.79	45.18	36.79	38.67	40.13
驱油效率/%	49.3	23.75	42.01	39.35	37.08
孔隙结构类型	Ⅰ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅱ	Ⅲ
最大孔喉半径/ μm	15.261	1.517	10.657	7.635	3.811
孔喉半径中值/ μm	4.046	0.05	0.051	0.322	0.219
分选系数	3.463	3.077	4.231	4.155	2.89
歪度	0.632	-0.057	-0.307	0.216	0.167
变异系数	0.683	12.781	2.671	2.612	5.279
最大汞饱和度/%	89.896	67.786	61.162	70.742	87.952
排驱压力/MPa	0.048	0.485	0.069	0.096	0.193
退汞效率/%	17.127	41.079	25.589	24.494	36.859
结构渗流系数	538.375	1.504	127.453	93.578	13.535

水饱和度低、残余油饱和度低、驱油效率高。

5.2 黏土矿物

研究区的碎屑岩储层埋深多在 1 000m 以内,孔隙度和渗透率均随深度无明显变化,成岩作用中压实作用对储层的影响作用较小;储层受胶结作用的影响较大,根据镜下鉴定和 X-射线衍射分析主要的填隙

物为黏土矿物(X-射线衍射全岩质量百分含量在 $0.8\%\sim 60.9\%$ 之间,平均值为 12.6%)、碳酸盐岩(X-射线衍射全岩质量百分含量为 $0.0\%\sim 39.5\%$,平均值为 3.8%)和石膏(X-射线衍射全岩质量百分含量为 $0.0\%\sim 2.0\%$,平均值为 0.4%),其中黏土矿物普遍存在,碳酸盐岩含量变化较大,石膏仅少数样品含量较

高,根据矿物含量和孔隙度的投点图显示黏土矿物与孔隙有较明显的负相关关系。另外从其对孔隙结构的影响来看,黏土矿物堵塞孔喉,使孔喉的储集空间减小,连通性变差,非均质性增强,降低了储层的渗流能力,使得束缚水和残余油的饱和度升高^[26,27];黏土矿物与孔喉平均值、最大汞饱和度均呈负相关关系,

与排驱压力呈正相关关系($y=2.969\ln(x)+15.202$, $R^2=0.694\ 1$),说明黏土矿物含量越高,孔喉堵塞越严重,流体越不容易进入,黏土矿物含量越高,歪度越细,变异系数越大,孔喉分选变差,另外黏土矿物含量对退汞效率也有较大的影响,因结构和吸附能力的差异,其对退汞效率的影响程度不同(图 4)。

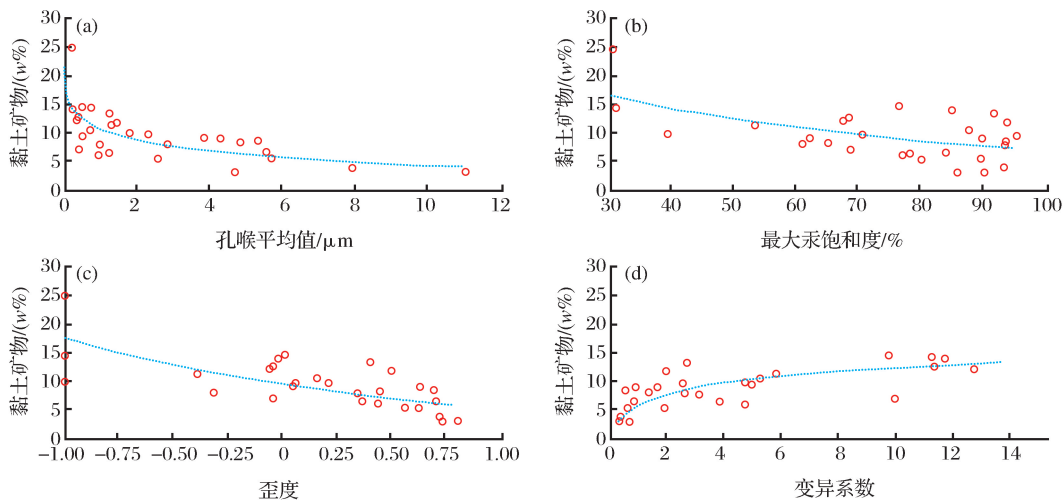


图 4 296 井黏土矿物含量与毛管曲线特征参数散点

Fig.4 The plot of relative contents of clay minerals and characteristic parameters of the capillary curve in Well 296

水驱油过程中由于流体的注入,引起黏土矿物的膨胀、脱落及迁移,进而造成孔喉的减小和堵塞,也是影响渗流的因素;测试了多个样品的 16h 岩石膨胀率,发现黏土矿物含量越高,岩石膨胀率越大,黏土中的敏感性矿物,如伊/蒙混层、伊利石含量均与岩石膨

胀率有正相关关系[伊/蒙混层 $y=4.529\ 9\ln(x)-9.673\ 6$, $R^2=0.473\ 2$;伊利石 $y=5.415\ 4\ln(x)-3.596\ 6$, $R^2=0.402\ 6$],前人^[28-30]研究也认为不同黏土矿物遇水膨胀能力大小不同[蒙皂石>含膨胀层的混合型黏土(伊/蒙混层)>伊利石>高岭石](表 3)。

表 3 黏土矿物含量、岩石膨胀率

Table 3 Relative contents of clay minerals and rock swelling rate

样品编号	深度 /m	16h 岩石 膨胀率/%	黏土矿物 含量/%	黏土矿物相对含量/%			
				伊/蒙混层	伊利石	高岭石	绿泥石
2-14-20	894.95	12.84	14.4	68	32		
3-10-7	898.77	13.78	9.9	85	12	2	1
4-9-6	903.29	13.01	3.0	64	13	16	7
6-18-6	920.9	10.36	12.2	71	21	5	3
6-32-6	923.16	0.37	3.9	19	36	28	17
7-40-7	933.12	11.77	9.7	84	8	5	3
8-19-6	935.54	3.69	5.4	81	6	9	4
8-39-9	938.31	5.88	6.5	88	4	6	2
9-41-7	955.61	19.71	24.8		69	21	10
10-9-6	957.6	24.82	7.9		26	60	14
10-21-8	959.73	23.34	11.8		28	52	20
14-1-6	988.89	19.22	14.4		65	30	5
14-14-7	990.84	20.64	11.4		70	26	4
15-45-6	1 003.88	4.96	8.4	28	11	50	11
16-23-7	1 008.39	2.39	9.3	13	7	67	13
16-34-12	1 010.11	5.81	9.3	20	9	57	14

5.3 储层润湿性

润湿性是储层的综合特性,其对渗流过程的影响是储层孔隙结构、矿物组成及流体分布等因素的综合体现^[27-31],主要通过影响微观孔喉中流体的分布及渗流过程中运动方式来影响最终采收率。通过油水相渗曲线特征和岩石接触角测试确定储层为亲水性储层(岩石润湿角在 $4.7^{\circ}\sim 22.6^{\circ}$ 之间,平均值为 14.7°);亲水储层中水相主要附着在颗粒表面或角隅,油相分布在孔隙中间,束缚水饱和度较高,在水驱油过程中毛管力的方向与水注入方向一致,另外亲水储层对油相的黏滞较弱,使得驱替初期油水运移速度较快,含水率上升较快,驱替中期以后油相被卡断,呈油滴状,此时由于储层的贾敏效应和水敏伤害,润湿性储层的渗流能力变差,在孔喉结构均一连通性较好的情况下亲水储层对油水的渗流有利。

6 结论

(1)根据毛管压力曲线特征将孔隙结构分为3类:物性较好的Ⅰ类、Ⅱ类储层和相对较差的Ⅲ类储层。Ⅰ类、Ⅱ类储层毛管曲线有较明显平台,孔喉偏粗歪度,油饱和度高、水饱和度低,油饱和度高的样品对应最大孔喉半径和中值半径均较大、歪度偏粗、排驱压力低。

(2)油水相渗曲线和参数测试结果显示研究区储层具有水湿性储层的特征,样品随着渗透率的升高其油相相对渗透率下降速率变快、两项共渗区宽度变宽、水相最终相对渗透率变高;对样品分别进行油水相渗曲线和油氮气相渗曲线测定显示,氮气驱油效率相对水驱油效率高,特别对低渗样品氮气—油相渗曲线相对油—水相渗曲线残余油饱和度变低明显,两相共渗区明显变宽,氮气驱油对低渗样品驱油效率的提高更明显。

(3)渗流特征受储层孔隙结构、黏土矿物含量和润湿性等多种因素的影响。孔隙结构是影响储层渗流的最主要因素,孔隙结构直接决定渗流通道的大小、均质性及连通情况,无论是氮气驱油还是水驱油孔隙结构均可影响渗流过程和最终驱油效率;黏土矿物主要通过2个方面来影响渗流特征:一方面研究区黏土矿物可以通过堵塞孔喉增强孔喉非均质性来影响流体渗流;另一方面黏土矿物具有遇到流体膨胀的特性,其增强了储层的水敏程度,储层的润湿性可通过改变介质的表面特性及毛管力的方向来影响渗流特征。

参考文献(References)

- [1] Green L J, Duwez P. Fluid flow through porous metals[J]. Journal of Applied Mechanics, 1951, 39(8): 39-45.
- [2] Feng Wenguang. Foundation of Seepage Mechanics[M]. Beijing: Science Press, 2007: 49-59.
冯文光. 油气渗流力学基础[M]. 北京: 科学出版社, 2007: 49-59.
- [3] Shi Yu, Yang Zhengming, Huang Yanzhang. The study of two phase non-linear flow in low permeability reservoir[J]. Mechanics in Engineering, 2008, 30(5): 16-18.
时宇, 杨正明, 黄延章. 低渗透油藏非线性两相渗流研究[J]. 力学与实践, 2008, 30(5): 16-18.
- [4] Ge Jiali. The Modern Mechanics of Fluids in Oil Reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 25-55.
葛家理. 现代油藏渗流力学原理(上册)[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 25-55.
- [5] Deng Yinger, Liu Ciqun. Mathematical model of nonlinear flow law in low permeability porous media and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(4): 72-76.
邓英尔, 刘慈群. 低渗透油藏非线性渗流规律数学模型及其应用[J]. 石油学报, 2001, 22(4): 72-76.
- [6] Huang Yanzhang, Yang Zhengming, He Ying, et al. Nonlinear porous flow in low permeability porous media[J]. Mechanics in engineering, 2013, 35(5): 1-8.
黄延章, 杨正明, 何英, 等. 低渗透多孔介质中的非线性渗流理论[J]. 力学与实践, 2013, 35(5): 1-8.
- [7] Yang Zhengmin, Jiang Hanqiao, Zhu Guangya, et al. Research on reservoir evaluation index for low permeability water-bearing gas reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 251-255.
杨正明, 姜汉桥, 朱光亚, 等. 低渗透含水气藏储层评价参数研究[J]. 石油学报, 2008, 29(2): 251-255.
- [8] Li Miao, Luo Jinglan, Liu Xinshe, et al. Impact of pore structure on low to very low permeability sandstone reservoir percolation characteristics: A case study from the He 8 reservoir of the Upper Paleozoic in the eastern Ordos Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2013, 48(4): 1148-1163.
李杪, 罗静兰, 刘新社, 等. 孔隙结构对低渗-特低渗砂岩储层渗流特征的影响——以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒8段储层为例[J]. 地质科学, 2013, 48(4): 1148-1163.
- [9] Gao Wanglai. The effect of pore structure on the characteristics of percolation flow curves of Ansai low permeability reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 79-80.
高旺来. 安塞低渗油田孔隙结构对渗流特征曲线的影响[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(1): 79-80.
- [10] Li Aifeng, Liu Min, Zhang Shaohui, et al. Experimental study on the percolation characteristics of extra low-permeability reservoir[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2008, 23(2): 35-39.
李爱芬, 刘敏, 张少辉, 等. 特低渗透油藏渗流特征实验研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2008, 23(2): 35-39.

- [11] Yu Chen, Wu Shenghe, Yue Dali, *et al.* Sedimentary characteristics of fine-grained alluvial fan: A case study of the paleogene Baiyanghe Formation in Laojunmiao structural belt, Jiuxi Basin[J]. *Geoscience*, 2016, 30(3): 643-653.
喻宸, 吴胜和, 岳大力, 等. 细粒冲积扇沉积特征研究——以酒西盆地老君庙构造带古近系白杨河组为例[J]. *现代地质*, 2016, 30(3): 643-653.
- [12] Pan Liangyun, Xie Jielai, Li Mingjie, *et al.* Cretaceous Cenozoic regional tectonic evolution in Jiuquan Basin and petroleum exploration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(1): 62-68.
潘良云, 谢结来, 李明杰, 等. 酒泉盆地白垩纪—新生代区域构造演化与油气勘探[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(1): 62-68.
- [13] Li Wei, Liu Baojun, Lv Tao, *et al.* Oil and gas sources of Laojunmiao structural belt in Jiuxi Basin, Northwest China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 30(2): 30-32.
李伟, 刘宝珺, 吕涛, 等. 酒西盆地老君庙构造带油气来源的探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 30(2): 30-32.
- [14] Chen Jianping, Chen Jianjun, Zhang Liping, *et al.* New opinions on oil and gas generation and exploration in Jiuxibasin (I) Basic petroleum and geological condition and oil generating potential[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28(3): 12-16.
陈建平, 陈建军, 张立平, 等. 酒泉盆地油气形成与勘探方向新认识(一)——基本石油地质条件及生油潜力[J]. *石油勘探与开发*, 2001, 28(3): 12-16.
- [15] Li Keyong, Chen Quanhong. Enrichment of the paleogene L reservoir in Laojunmiao Oilfield of Jiuxi Basin[J]. *Journal of Xi'an University of Science and Technology*, 2012, 32(3): 295-299.
李克永, 陈全红. 酒西盆地老君庙油田古近系 L 油藏富油因素分析[J]. *西安科技大学学报*, 2012, 32(3): 295-299.
- [16] Qin Guosheng, Wu Shenghe, Zheng Lianyong, *et al.* Detailed architecture analysis of mouth bar in delta front based on sedimentary process: A case study of L₁₁ layer in Laojunmiao Oilfield[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(6): 55-62.
秦国省, 吴胜和, 郑联勇, 等. 基于沉积过程的三角洲前缘河口坝储层构型精细分析——以老君庙油田 L₁₁ 小层为例[J]. *岩性油气藏*, 2015, 27(6): 55-62.
- [17] Yu Chen, Wu Shenghe, Zheng Lianyong, *et al.* Reservoir characteristics and formation mechanism of M layer in the Paleogene low permeability and alluvial fan reservoir in the Laojunmiao Oilfield[J]. *Geological journal of China Universities*, 2015, 21(4): 747-757.
喻宸, 吴胜和, 郑联勇, 等. 老君庙油田古近系 M 层冲积扇低渗透储层特征及形成机理[J]. *高校地质学报*, 2015, 21(4): 747-757.
- [18] Wang Xuying, Wu Shenghe, Yue Dali, *et al.* Research of diagenetic reservoir facies based on quantitative analysis of diageneses: Taking Paleogene M Formation in Laojunmiao Oilfield as an example[J]. *Journal of Xi'an Shiyu University: Natural Science Edition*, 2015, 30(6): 10-15.
王旭影, 吴胜和, 岳大力, 等. 基于定量成岩作用分析的成岩储集相研究——以老君庙油田古近系 M 油组为例[J]. *西安石油大学学报: 自然科学版*, 2015, 30(6): 10-15.
- [19] Wang Chongxiao, Ma Guofu, Zhou Zaihua. Structure evolution and sedimentary filling of Jiuquan Basin in Mesozoic-Cenozoic Period, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(1): 33-36.
王崇孝, 马国福, 周在华. 酒泉盆地中、新生代构造演化及沉积充填特征[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(1): 33-36.
- [20] Cheng Xiaogan, Chen Hanlin, Yang Shufeng, *et al.* Study on hydrocarbon accumulation through characteristic analysis of tectonic deformation and reconstruction of erosion thickness: A case study of late cretaceous eocene in Huahai area of the Jiuquan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2007, 27(4): 31-33.
程晓敢, 陈汉林, 杨树锋, 等. 构造变形特征分析、剥蚀量恢复方法推测油气成藏——以酒泉盆地花海地区晚白垩世—始新世为例[J]. *天然气工业*, 2007, 27(4): 31-33.
- [21] Xiong Ying, Cheng Keming, Yang Zhiming. Controls on compositional heterogeneity of oils in Jiuxi Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2000, 18(1): 139-145.
熊英, 程克明, 杨志明. 酒西盆地石油非均质性的控制因素[J]. *沉积学报*, 2000, 18(1): 139-145.
- [22] Wen Huaguo, Zheng Rongcai, Ye Tairan, *et al.* Sedimentary characteristics of the Lower Cretaceous strata and prediction of the favourable exploration areas in the Qingxi Depression, Jiuxi Basin, Gansu[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2005, 25(4): 71-77.
文华国, 郑荣才, 叶泰然, 等. 酒西盆地青西凹陷下白垩统沉积特征与有利勘探区预测[J]. *沉积与特提斯地质*, 2005, 25(4): 71-77.
- [23] Fang Shihu, Song Yan, Zhao Mengjun, *et al.* Clastic composition of Mesozoic Cenozoic reservoirs in the western Jiuquan Basin: Implications for evolution of basin range pattern and hydrocarbon accumulation[J]. *Earth Science Frontiers*, 2010, 17(5): 306-313.
方世虎, 宋岩, 赵孟军, 等. 酒西盆地中新代碎屑组分特征及指示意义[J]. *地学前缘*, 2010, 17(5): 306-313.
- [24] Zhu Huayin, Xu Xuan, Gao Yan, *et al.* Occurrence characteristics of tight sandstone pore water and its influence on gas seepage: A case study from the Denglouku gas reservoir in the Changling Gasfield, southern Songliao Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(10): 54-57.
朱华银, 徐轩, 高岩, 等. 致密砂岩孔隙内水的赋存特征及其对气体渗流的影响——以松辽盆地长岭气田登娄库组气藏为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(10): 54-57.
- [25] He Wenxiang, Yang Le, Ma Chaoya, *et al.* Effect of micro pore structure parameter on seepage characteristics in ultra-low permeability reservoir: A case from Chang 6 reservoir of Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(3): 477-481.
何文祥, 杨乐, 马超亚, 等. 特低渗透储层微观孔隙结构参数对渗流行为的影响——以鄂尔多斯盆地长 6 储层为例[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 477-481.
- [26] Gong Yanjie, Liu Shaobo, Jiang Lin, *et al.* Experimental study

- of seepage characteristic and mechanism in tight gas sands; A case from Xujiahe reservoir of Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(6): 804-808.
- 公言杰, 柳少波, 姜林, 等. 致密砂岩气非达西渗流规律与机制实验研究——以四川盆地须家河组为例[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(6): 804-808.
- [27] Zhu Haihua, Zhong Dakang, Yao Jingli, *et al.* Microscopic characteristics and formation mechanism of Upper Triassic Chang7 tight oil reservoir in the southwest Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2014, 43(5): 857-860.
- 祝海华, 钟大康, 姚泾利, 等. 鄂尔多斯西南地区长7段致密油储层微观特征及成因机理[J]. *中国矿业大学学报*, 2014, 43(5): 857-860.
- [28] Xu Guosheng, Zhao Lili, Xu Fa, *et al.* Seepage flow characteristics of tight sandstone reservoirs in Huangang Formation in a certain structure of Xihu Depression in east China Sea Basin [J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2012, 39(2): 113-120.
- 徐国盛, 赵莉莉, 徐发, 等. 西湖凹陷某构造花港组致密砂岩储层的渗流特征[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2012, 39(2): 113-120.
- [29] Ren Dazhong, Sun Wei, Zhao Jiyong, *et al.* Microscopic water-flooding characteristics of lithologic reservoirs in Ordos Basin and its influence factors: Taking the Chang 8₁ reservoir in Huangqing Oilfield as an example[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2015, 44(6): 1044-1050.
- 任大忠, 孙卫, 赵继勇, 等. 鄂尔多斯盆地岩性油藏微观水驱油特征及影响因素——以华庆油田长8₁油藏为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2015, 44(6): 1044-1050.
- [30] Kang Xun, Hu Wenxuan, Wang Jian, *et al.* Fan-delta sandy conglomerate reservoir sensitivity: A case study of the Baikouquan Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(3): 601-603.
- 康逊, 胡文瑄, 王剑, 等. 扇三角洲砂砾岩油藏储层敏感性研究——以准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(3): 601-603.
- [31] Ji Bingyu, Zhao Yu, Song Kaoping, *et al.* New insights into the physical percolation features of low-permeability reservoirs[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(2): 129-133.
- 计秉玉, 赵宇, 宋考平, 等. 低渗透油藏渗流物理特征的几点新认识[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(2): 129-133.

Studies on the reservoir characteristics and the fluid flow in Jianquanzi member of the Jiuxi Basin, northwest China

Zhang Shi-ming^{1,2}, Wang Jian-gong^{1,2}, Zhang Xiao-jun^{1,2}, Zhang Ting-jing^{1,2},
Cao Zhi-qiang³, Yang Lin-ke⁴

(1. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development-Northwest (NWGI), Lanzhou 730020, China*;
2. *Key Laboratory of Reservoir Description, CNPC, Lanzhou 730020, China*;
3. *Liaojunmiao Oilfield Area, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan 735200, China*;
4. *Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan 735200, China*)

Abstract: Based on the thin sections observation, capillary pressure testing, relative permeability measuring and other experimental methods, distributed rules and flow characteristics of fluid in reservoirs of Jianquanzi member, Jiuxi Basin, were studied. The results show that according to features of pore structure the pores can be divided into three kinds. I class has relatively good reservoir property, the capillary curves have significant platforms, and positive skewness. The samples with high oil saturation have the characteristics of thicker maximal radius and median radius, more positive skewness, lower entry pressure. Oil-water relative permeability of high permeability samples changes fast, the oil displacement efficiency of high permeability samples is high. Compared with oil-water relative permeability curves, the oil-nitrogen relative permeability curves have lower residual oil saturation and wider common permeable region. The wet ability, pore structure and contents of clay minerals are three key factors affecting fluid flow in reservoirs. The samples with high proportion of crude pore, low contents of clay minerals have good percolation condition, which conforms to Darcy's law. The reservoirs have the typical features of water-wet reservoirs. Nitrogen displacement efficiency was more efficient than water displacement efficiency, especially for the low permeability samples.

Key words: Jiuxi Basin; Jianquanzi member; Pore structure; Fluids distribution; Fluid flow characteristics