

引用格式:杨玉斌,肖文联,韩建,等.丹凤场气田致密砂岩气水渗流特征及影响因素[J].油气藏评价与开发,2022,12(2):356-364.

YANG Yubin, XIAO Wenlian, HAN Jian, et al. Gas-water flow characteristics and influencing factors of tight sandstone in Danfengchang Gas Field[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(2): 356-364.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.02.011

丹凤场气田致密砂岩气水渗流特征及影响因素

杨玉斌¹,肖文联¹,韩建²,苟玲²,李闽¹,周克明³,欧阳沐鲲²,陈黎²

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川成都610500;2.中国石油西南油气田分公司重庆气矿,重庆400021;3.中国石油西南油气田勘探开发研究院,四川成都610213)

摘要:为了认识驱替压差对不同类型储层气相渗流能力的影响,明确不同类型储层的合理开采压力,以丹凤场气田须家河组主力储层Ⅱ类和Ⅲ类致密砂岩为研究对象,借助核磁共振技术开展两类储层致密岩样在不同驱替压差下的气驱水实验,分析了驱替压差对两类储层气相流动能力的影响。结果表明:驱替压差对Ⅱ类和Ⅲ类储层岩样中气相流动特征的影响程度不同。Ⅱ类储层岩样中气相流动特征主要受驱替压差的影响,驱替压差越大,气相流动能力越强,且主要影响小孔隙中的流动能力;Ⅲ类储层岩样中气相流动特征不仅受驱替压差影响,而且还受储层的孔隙结构约束,当驱替压差与储层毛管压力相接近时气相流动能力最强。因此,对于丹凤场气田不同类型致密砂岩储层,在开采时应采用最佳生产压力使气相流动处于最佳状态。

关键词:气水两相流动;核磁共振;微观孔隙结构;致密气;须家河组

中图分类号:TE311

文献标识码:A

Gas-water flow characteristics and influencing factors of tight sandstone in Danfengchang Gas Field

YANG Yubin¹, XIAO Wenlian¹, HAN Jian², GOU Ling², LI Min¹, ZHOU Keming³, OUYANG Mukun², CHEN Li²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Chongqing Gas Mine, Southwest Oil and Gas Field Branch of CNPC, Chongqing 400021, China; 3. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil and Gas Field, Chengdu, Sichuan 610213, China)

Abstract: In order to understand the influence of displacement pressure on the gas flow capacity for different types of reservoirs and clarify the reasonable production pressures of different types of reservoirs, the tight sandstones of the main reservoir type II and III in the Xujiahe Formation of Danfengchang Gas Field are taken as the research object. And with the help of the NMR technology, the gas-flooding experiments of the tight rock samples of the two types of reservoirs under different displacement pressures are carried out to analyze the effect of displacement pressure on the gas flow capacity. The results show that the the pore structure and the displacement pressure difference have different effects on the gas flow characteristics of the rock samples in type II and type III reservoir. The gas flow characteristics of the rock samples in type II reservoir are mainly affected by the displacement pressure difference. The greater the displacement pressure difference, the stronger the gas flow ability. And it mainly affects the flow ability in the small pore throat. While the pore structure and displacement pressure difference of type III reservoir rock samples affect the gas flow characteristics together. When the capillary pressures of the layers are close to each other, the gas flow capacity is the best. Therefore, for tight sandstones in different types of reservoirs in Danfengchang Gas Field, the best production pressure should be used to achieve the best gas flow capacity during production.

Keywords: gas-water two-phase flow; NMR(nuclear magnetic resonance); microscopic pore structure; tight gas reservoir; Xujiahe Formation

收稿日期:2021-03-10。

第一作者简介:杨玉斌(1994—),男,在读博士研究生,主要从事非常规油气渗流物理及其在油气田开发中的应用研究工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail: 1256360921@qq.com

通信作者简介:肖文联(1983—),男,博士,教授,主要从事非常规油气渗流物理及其在油气田开发中的应用研究工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail: joshxiao@163.com

基金项目:国家自然科学基金面上项目“致密砂岩气藏岩石非线性有效应力耦合机制研究”(51874248);国家自然科学基金联合基金重点支持项目“黏度可控的原位增黏体系构建及高效驱油机理研究”(U19B2010)。

丹凤场气田须家河组气藏是典型的致密气藏,经过40多年的开发已累计产气9亿多立方米,且剩余储量达23亿多立方米,具有较大地开发潜力^[1]。目前面临的采气速度偏低、产量递减快、剩余储量开采困难等问题,原因在于对储层岩石的气水两相流动机理认识不清,有待进一步开展相关研究工作,为气藏采收率的提高提供依据。

在气藏开发过程中,储层在不同开发与深度存在不同的压降(或驱替压差)^[2],因此,会呈现出明显差异的气水渗流特征。另一方面,致密储层岩石发育微纳米孔,具有较强的毛管力作用,这也使得其中的气水两相渗流变得更为复杂。通常的方法是依照国家标准《岩石中两相流体相对渗透率测定方法:GB/T 28912—2012》^[3]中的设计准则,忽略毛管力影响,用非稳态法主要在恒定驱替压差下测试和计算(即JBN方法)获取致密储层岩石的气水两相流动特征。在此基础上,不少学者研究了不同驱替压差对储层岩石气水两相流动的影响^[4-14]。董鑫旭等^[15]与王文举^[6]通过非稳态实验测定了不同驱替压差下的低渗透储层岩石气水相对渗透率曲线,分析发现随着驱替压差的增加,含水饱和度逐渐降低,气相有效渗透率逐渐增加,等渗点饱和度向左偏移。诸如此类的驱替实验将岩石视为“黑盒子”模型,获取的是宏观参数对气水两相流动特征的影响,无法刻画孔隙空间中流体的流动特征。近年来,核磁共振技术作为一种高效、无损、快速测量流体及其分布的手段,在石油勘探开发中得到了广泛的应用,其突出的特点就是可以获取不同大小孔隙中的流体分布及流动特征^[17-18]。倪坚强^[9]利用核磁共振技术完成了不同物性(孔隙度和渗透率等)岩样在不同驱替压差下的气水流动实验,发现残余水主要赋存于小孔隙中,

可动水主要存在于大孔隙中,且随着驱替压差的增加,残余水饱和度逐渐降低,气相渗透率逐渐增加。因此,这种忽略毛管压力影响的方法难以适用于致密砂岩储层。

以四川盆地丹凤场须家河组须四段主力层(Ⅱ类和Ⅲ类储层)致密砂岩为研究对象,通过实验和理论研究获取了考虑毛管压力影响下的气水相对渗透率曲线,分析了驱替压差对储层气相流动能力的影响,明确了不同类型储层合理的生产压力,为提高须家河组致密气藏采收率提供了依据。

1 实验条件

1.1 实验岩样

从丹凤场须四段Ⅱ类和Ⅲ类储层中各选取物性相近的3块岩样(岩样基本物性参数见表1),开展不同驱替压差下岩样核磁共振气水流动实验。在完全饱和水状态下,岩石的核磁共振横向弛豫时间与孔隙半径存在一一对应的函数关系^[17-18],如式(1):

$$T_2 = \frac{1}{\rho_2} \frac{V}{S} = \frac{1}{\rho_2 F_r} r \quad (1)$$

式中: T_2 为横向弛豫时间,ms; V 为孔隙体积, μm^3 ; ρ_2 为表面弛豫率, $\mu\text{m}/\text{ms}$; S 为孔隙的表面积, μm^2 ; F_r 为孔隙形状因子; r 为孔隙半径, μm 。

分析实验结果发现弛豫时间越长,对应的孔隙半径越大,因此,完全饱和水下的核磁共振 T_2 谱曲线(图1)可用于刻画储层岩样的孔隙结构。从图1可以看出每类储层的3块岩样在完全饱和水下的核磁共振 T_2 谱曲线表现出相似分布特征,即核磁共振横向弛豫时间分布范围接近,且信号量幅度相近,这表明所选每类储层的3块实验岩样不仅物性相近,而

表1 储层岩样的基本物性参数及实验驱替压差

Table 1 Basic physical parameters and displacement pressure of reservoir rock samples

岩样编号	岩样长度 (cm)	岩样直径 (cm)	渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 (%)	储层 类型	参考驱替压差 (MPa)	实验驱替压差 (MPa)
DQ001-1-12	5.84	2.55	0.795	9.30	Ⅱ	1.30	0.70
DQ001-1-13	5.50	2.48	0.784	9.72		1.34	1.30
DQ001-1-14	5.76	2.46	0.759	8.89		1.30	2.00
DQ001-1-22	5.62	2.53	0.254	8.82	Ⅲ	2.24	1.20
DQ001-1-26	5.78	2.55	0.261	8.73		2.20	2.20
DQ001-1-27	5.68	2.53	0.259	8.71		2.20	3.10

且孔隙结构也相似。此外,Ⅱ类储层岩样的孔喉分布呈现左高右低的双峰特征(图1a中实线),其门槛压力(0.772 5 MPa)较低,孔喉半径较大(平均孔喉半径为0.915 5 μm,中值半径为0.259 4 μm),且相对较大孔喉占据的比例较高(歪度为0.185),孔喉分选性较好,孔喉非均质性较弱(图2a);Ⅲ类储层岩样孔喉分布也呈现出左高右低的双峰特征,但其中右峰相对更低(图1b中实线),门槛压力(1.703 9 MPa)更高,孔喉半径更小(平均孔喉半径为0.431 4 μm,中值半径为0.036 5 μm),且相对较小孔喉占据的比例更高(歪度为-0.063 5),孔喉分选性更差,孔喉非均质性更强(图2b)。

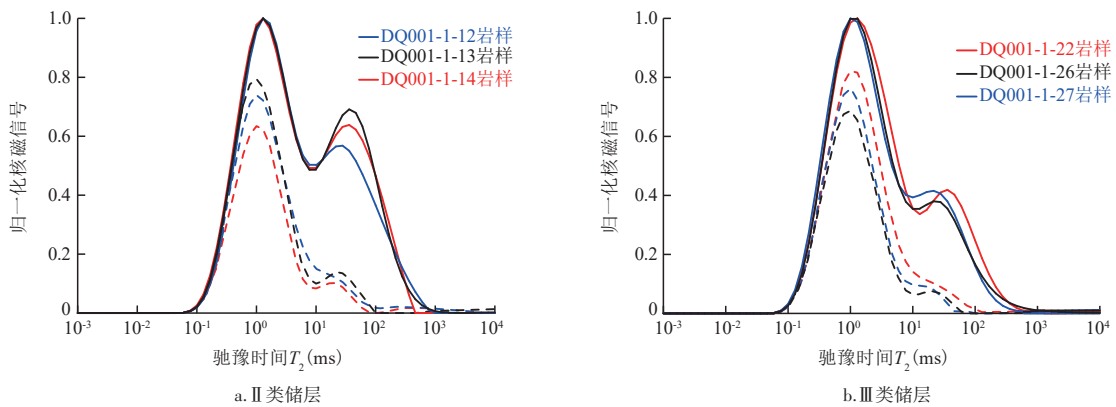
1.2 实验流体

为了抑制黏土矿物的膨胀,实验水为25 000 mg/L的KCl水溶液;驱替用气为氮气,常温下气水界面张力为72 mN/m。

1.3 实验装置与实验步骤

搭建的岩样气驱水核磁测试系统主要包括岩样夹持器、核磁共振仪、高精度驱替泵、排水采气仪、液体计量管(最小分度值为0.05 mL)、天平(精度0.001 g)和数据采集系统等仪器。

依据气藏生产过程中压降漏斗曲线的变化特征,并参考国家标准《岩石中两相流体相对渗透率测定方法:GB/T 28912—2012》中的 π 值(该值实际上是毛管压力与驱替压差间的相对大小),开展岩样核磁共振气驱水实验(表1)。选取的3种驱替压差分别为:①驱替压差,大于国家标准中规定的参考压力,即驱替压差大于储层毛管压力($\Delta p > p_c$);②驱替压差,等于国家标准中规定的参考压力,即驱替压差与储层毛管压力相近($\Delta p \rightarrow p_c$);③驱替压差,低于国家标准中规定的参考压力,即驱替压差小于储层毛管压力($\Delta p < p_c$)。



注:实线为完全饱和和水气驱前;虚线为完全饱和和水气驱后。

图1 两类储层岩石气驱实验中核磁共振 T_2 曲线

Fig. 1 NMR T_2 curves for rock in gas-flooding experiments of two types of reservoirs

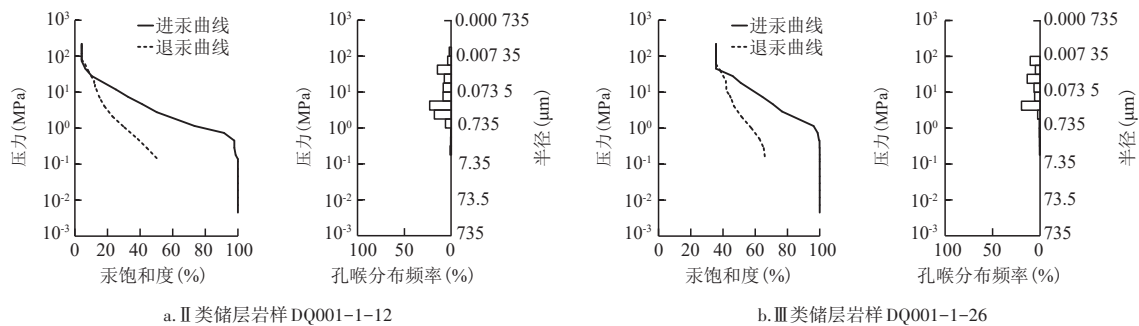


图2 两类储层岩样的毛管压力曲线

Fig. 2 Capillary pressure curves of rock samples two types of reservoirs

参照《岩石中两相流体相对渗透率测定方法: GB/T 28912—2012》进行核磁共振气驱水实验,主要步骤如下:①调试与设定核磁共振装置系统参数,实验选择核磁共振 CPMG 序列,采样参数有回波间隔 (T_E 为 0.5 ms)、等待时间 (T_w 为 5 000 ms)、回波个数 (N_{ECH} 为 18 000)、扫描次数 (N 为 32)、实验温度(室温);②将岩样抽真空至 133 Pa,然后在 20 MPa 下饱和和实验盐水 48 h 以上,测量饱和岩样的质量(m_1)和完全饱和水状态下岩样的核磁共振 T_2 谱曲线,计算岩样的有效孔隙度(要求与氦孔隙度的相对偏差小于 2%);③将岩样放入岩样夹持器中,调节气瓶出口压力,调整好出口水计量装置和气计量系统,然后进行气驱水,并分别记录产气量的时间、驱替压差、产水量,驱替岩样至残余水状态;④在残余水状态下,依据达西定律测定岩样的气体有效渗透率;⑤取出岩样,测量驱替后的岩样质量(m_2)和 T_2 谱曲线。

实验过程中,为了确保测试结果的准确性,在每次测量核磁共振 T_2 谱曲线之前,需对核磁共振装置进行定标。

2 结果与讨论

基于气驱前后岩样质量的变化和核磁共振测试数据,可以分别计算得到岩样中含水饱和度的变化值 ΔS_{wm} 和 ΔS_{wNMR} 。

$$\Delta S_{wm} = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \quad (2)$$

$$\Delta S_{wNMR} = \frac{\int_{T_{2min}}^{T_{2max}} A(T_2)_{S_w=100\%} dT_2 - \int_{T_{2min}}^{T_{2max}} A(T_2)_{S_w} dT_2}{\int_{T_{2min}}^{T_{2max}} A(T_2)_{S_w=100\%} dT_2} \quad (3)$$

式(2)~(3)中: $A(T_2)_{S_w=100\%}$ 为完全饱和水状态下核磁共振信号幅度; $A(T_2)_{S_w}$ 为气驱后的核磁共振信号幅度。

从 II 类和 III 类储层岩样基于不同实验数据获取的含水饱和度变化值可以看出(图 3):2 种方法计算的含水饱和度的变化基本一致,其平均误差在 3% 以内,此次实验中的核磁共振测试系统参数设置合理,且采集的实验数据可靠。

2.1 不同驱替压力下的气水相对渗透率曲线

由两类储层岩样气驱水过程中的累计产气量和累计产水量随驱替时间的变化曲线(图 4)可以看

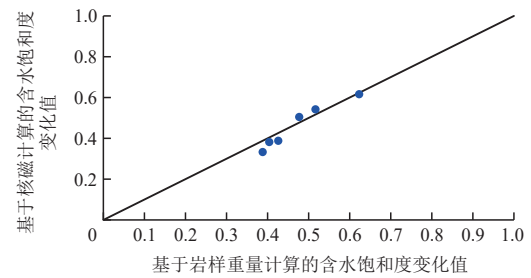


图3 基于核磁共振和称重法计算的含水饱和度变化
Fig. 3 Variation of water saturation based on NMR and gravimetric analysis

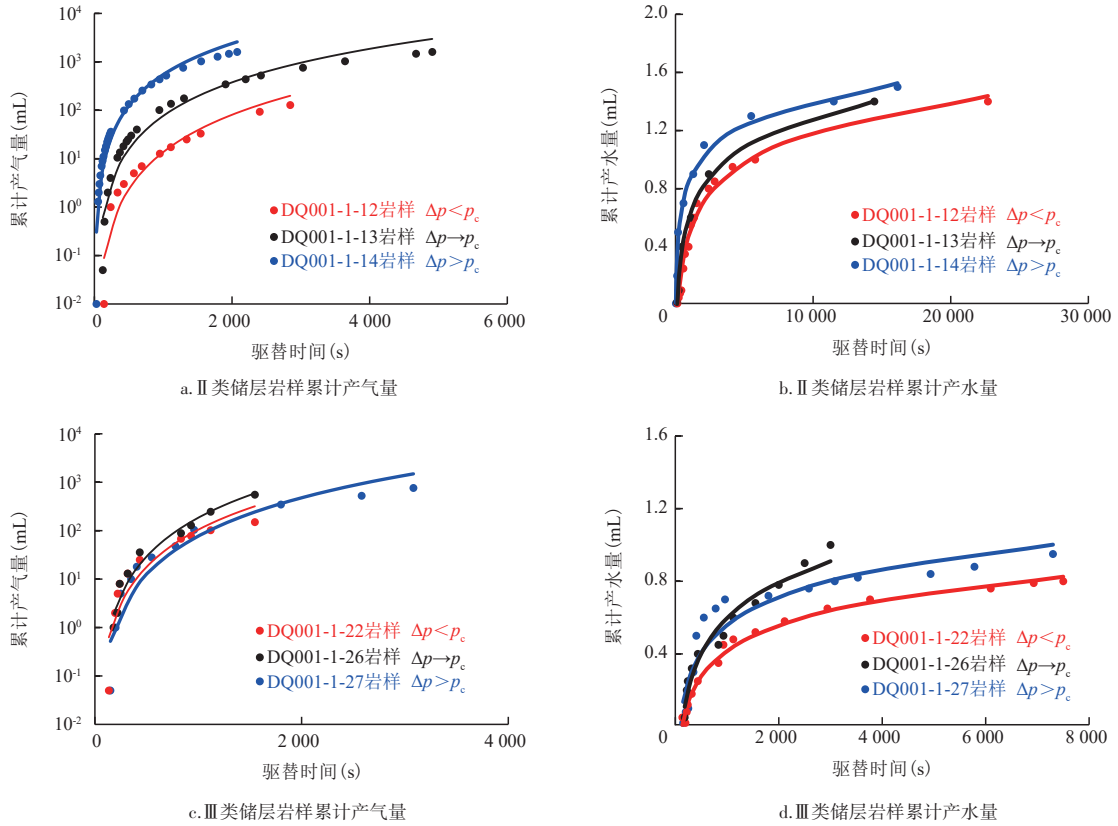
出:随着时间的增长,累计产气量增长初期较为缓慢,而后后期则快速增长,呈现出幂函数特征(拟合相关系数 $R^2=0.80 \sim 0.95$);累计产水量增长初期较快而后后期逐渐放缓,呈现对数函数特征($R^2=0.86 \sim 0.99$)。II 类储层岩石的最终产气量和最终产水量随着驱替压差的增加而逐渐增加,驱替压差越大岩样的产气速度越快(图 4a),最终产水量越多(图 4b);III 类储层岩样并没有表现出类似的特征,反而在驱替压差与毛管压力接近时,岩样的最终产气量(图 4c)和最终产水量最大(图 4d),产气速度最快(图 4c)。因此,物性较好的 II 类储层岩石的最终产水量较 III 类储层岩样高。

基于实验获取的累计产水量和累计产气量随时间的变化曲线,结合 CIVAN 等^[20]的理论建立考虑毛管压力下的气水相对渗透率模型及求解方法,计算获取了在 II 类储层和 III 类储层岩样考虑毛管压力时的气水相对渗透率曲线(图 5)。

对比两类储层岩样的相对渗透率曲线的端点值(表 2)变化情况可以发现,II 类储层岩样在残余水条件下气相相对渗透率随驱替压差的增加而增加,残余水饱和度随着驱替压差的增加而逐渐降低,等渗点饱和度对应的相对渗透率值几乎不随驱替压差的变化而变化,这与莫邵元等^[21]观察到的结果一致。而对于 III 类储层,岩样在驱替压差与毛管压力接近时($\Delta p \rightarrow p_c$),残余水下气相相对渗透率最高,残余水饱和度最低;当驱替压差低于毛管压力时,残余水下的气相相对渗透率最低,残余水饱和度最高;当驱替压差大于毛管压力时,残余水下的气相相对渗透率和残余水饱和度介于两者之间。这与以往其他学者的测试结果不同,因为气和水在孔喉空间中的流动,首先取决于驱替压差与孔喉毛管压力的相对大小。

当驱替压差大于对应孔喉的毛管压力时,气相可以克服毛管阻力顺利进入孔喉空间,另外,水相对气相的干扰也将显著影响气相的流动能力。当气相克服岩样中对应孔喉的毛管阻力进入孔喉空间后,由于

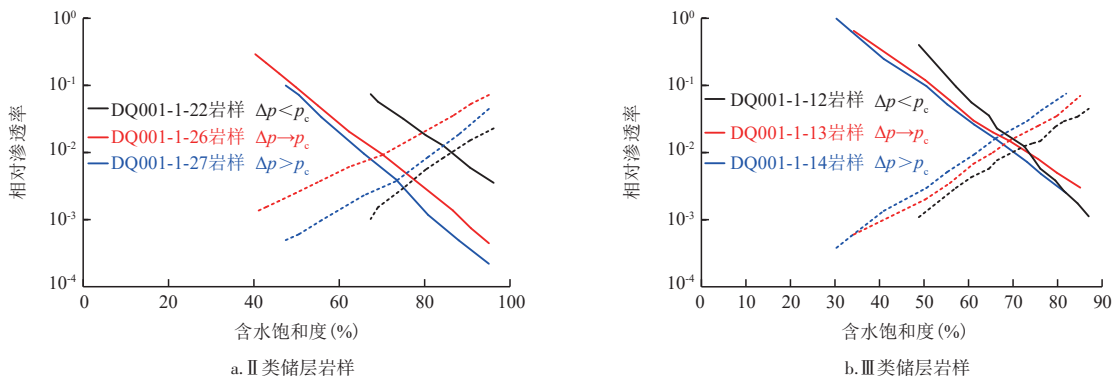
气相在喉道的滑脱效应大于在孔隙中的滑脱效应,气相可以快速突破喉道并进入下一个孔隙空间,且由于气相在喉道出口端面发生变形^[22],会以气泡的形式进入下一个孔隙中,而喉道中的水相隔离了相



注: Δp 为岩样采用的驱替压差, MPa; p_c 为储层毛管压力, MPa。

图4 两类储层岩石气驱实验中累计产气量和累计产水量随驱替时间变化曲线

Fig. 4 Variation of accumulated gas production and water production with displacement time in two types of reservoir rock



注: Δp 为岩样采用的驱替压差, MPa; p_c 为储层毛管压力, MPa; 实线代表气相, 虚线代表水相。

图5 两类储层岩石不同驱替压差下的气水相对渗透率曲线

Fig. 5 Gas-water relative permeability curves of two types of reservoir rocks under different displacement pressures

邻孔隙中的气相,使得部分气相被水相封锁而滞留在孔隙中不能参与流动,进而降低气相流动能力。

张瑞^[22]通过大量的实验研究发现,利用等渗点饱和度对应的相对渗透率值可以定量地评价水相对气相流动能力的干扰程度,一般等渗点饱和度下的相对渗透率值越低,水相对气相流动能力的干扰程度越大。相对于Ⅲ类储层岩样,Ⅱ类储层岩样在等渗点饱和度下的相对渗透率值更大且变化较小,这说明在Ⅱ类储层岩样中,气驱过程中水相对气相流动能力的干扰程度相对较弱。在整个气驱过程中,气相的流动主要受制于驱替压差与孔喉毛管压力间的相对大小,随着驱替压差增加,气相可以进入更多细小的孔隙,增加了气相流动通道,因此,提高了Ⅱ类储层岩样中气体的流动能力。Ⅲ类储层岩样等渗点饱和度下的相对渗透率值较小且差异较大,在驱替压差大于毛管压力时,等渗点饱和度下的相对渗透率值最小,这说明在Ⅲ类储层岩样气驱过程中气相的流动能力受驱替压差与岩样孔喉的毛管压力的相对大小影响,且水相对气相流动能力的干扰程度更加明显。当驱替压差较低时,一些毛管阻力较大的小孔隙很难被波及,降低了气相渗流通道,增加了流动阻力,进而使得残余水饱和度较高,残余水下的气相相对渗透率较低;在高驱替压差下,气体虽可以克服更多小孔喉中的毛管阻力,进入更多的孔隙空间中,增加气相的流动路径,然而,较高的驱替压差同时也加剧了水相对气相流动能力的干扰,使得大量气相被封锁滞留在孔隙空间无法流动,其残余气饱和度较高,气相流动能力较差;当驱替压差满足 Δp 趋向于 p_c 时,既使得气相有足够高的压力进入更多细小的孔隙,也使水相对气相流动能力的干扰相对较小,气相流动能力最佳。

2.2 不同驱替压力下的核磁共振曲线

如图1所示:两类储层岩样气驱后的核磁共振 T_2 谱曲线均有所降低,且 T_2 谱曲线信号量的降低几乎全部都来自于右峰的中一大孔隙,左峰对应的小孔隙中信号量降低幅度较小。此外,与产水特征曲线相似(图4c、图4d),对于Ⅱ类储层岩样,驱替压差越高、核磁共振信号幅度下降越多;对于Ⅲ类储层岩样,驱替压差与毛管压力接近时核磁共振信号幅度下降最多。

为了进一步分析不同驱替压力下的核磁共振 T_2 谱曲线,基于气驱前后的核磁共振 T_2 谱曲线确定了两类储层岩样的 T_2 截止值(该值常用于区分可动流体和束缚流体,小于 T_2 截止值的流体为束缚流体,大于 T_2 截止值的流体为可动流体),并计算了两类储层岩样在不同驱替压差下的可动流体饱和度。Ⅱ类储层岩样DQ001-1-12、DQ001-1-13、DQ001-1-14的 T_2 截止值分别为2.78、3.59、1.69 ms,对应的可动流体饱和度分别为37.83%、48.10%和50.37%;Ⅲ类储层岩样DQ001-1-22、DQ001-1-26、DQ001-1-27的 T_2 截止值分别为2.78、1.68、1.66 ms,对应的可动流体饱和度分别为57.19%、48.53%、49.18%。对比结果发现,基于 T_2 截止值确定的Ⅲ类储层可动流体饱和度大于Ⅱ类储层,这与计量获取的产水变化特征相反,主要原因是由于 T_2 截止值确定的可动流体范围过小,部分被动用的较小孔隙被忽略。

根据气驱前后的核磁共振 T_2 谱曲线可以看出,小于 T_2 截止值后的核磁共振曲线图谱变化仍较为明显,说明这部分孔隙中的流体依然可以被动用,仅仅使用 T_2 截止值区分可动流体和束缚流体存在一定的缺陷,因此,采用有效可动流体饱和度(即气驱前后

表2 两类储层岩样不同驱替压差下的气水相对渗透率端点值

Table 2 Endpoint values of gas-water relative permeability of two types of reservoir rock samples under different displacement pressures

储层类型	岩样编号	驱替压差 Δp	残余水下 气相相对渗透率	残余水饱和度 (%)	等渗点处 相对渗透率	等渗点饱和度 (%)
Ⅱ类储层	DQ001-1-12	小于 p_c	0.40	48.84	0.013	71.02
	DQ001-1-13	趋向于 p_c	0.65	34.21	0.013	69.00
	DQ001-1-14	大于 p_c	0.99	30.34	0.014	66.07
Ⅲ类储层	DQ001-1-22	小于 p_c	0.13	67.35	0.008	85.00
	DQ001-1-26	趋向于 p_c	0.48	40.31	0.009	70.11
	DQ001-1-27	大于 p_c	0.16	47.45	0.003	74.00

核磁共振 T_2 谱曲线面积的变化,图6中灰色区域)来表征整个气驱过程中的可动流体,使用最小可动流体范围^[23]来代替 T_2 截止值的作用。最小可动流体下限为驱替前后核磁共振 T_2 谱的振幅差距首次超过0时所对应的弛豫时间,该值反映了注入流体能够进入的最小孔喉空间;最小可动流体上限为驱替后核磁共振信号幅度首次为0时所对应的弛豫时间,该值反映了一定压力下注入流体不受岩样孔喉结构影响的最小临界值。

结合两类储层岩样气驱前后核磁共振 T_2 谱曲线的变化特征和部分学者的研究方法^[16-17],将实验岩样的孔隙大小划分为3个区间:核磁共振横向弛豫时间 T_2 小于1 ms 的孔为小孔隙,介于1~10 ms 的孔为中等孔隙,大于10 ms 的孔为大孔隙。

计算获取了两类储层岩样不同孔隙空间的有效可动流体饱和度(图7)以及最小可动流体横向弛豫时间范围(表3)。

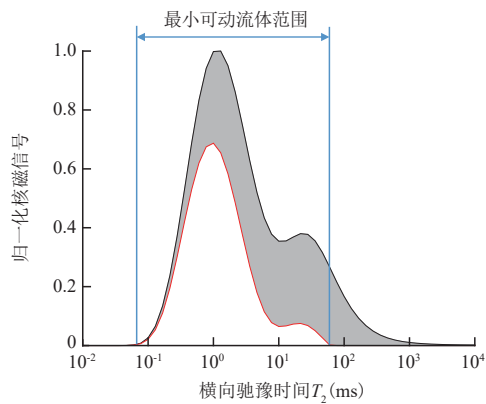


图6 最小可动流体范围

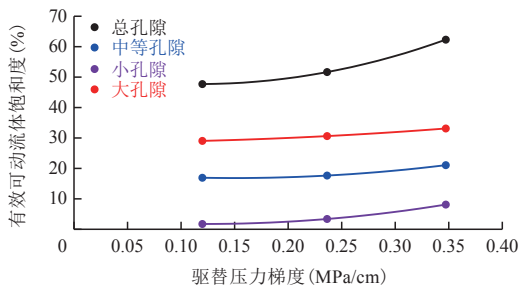
Fig. 6 Minimum movable fluid range

Ⅱ类储层岩样由于物性较高、孔隙结构较好,孔隙连通性较好、较大孔喉占据的比例较高、孔喉分选性较好、非均质性较弱(图7a),使得气驱水时由孔喉截面发生变化引起的各种阻力效应并不显著。其气驱过程主要由孔喉的毛管阻力控制,因此,Ⅱ类储层开采压力越大,越能克服更多较小孔喉的毛管阻力,增加小孔喉中流体的可动性。其最小可动流体上限大致相同,下限随着驱替压差的增加而逐渐减小,有效可动流体饱和度随之增加,说明岩样的有效可动流体饱和度主要受制于最小可动流体下限(即驱替压差的影响),储层孔喉结构的影响相对较弱。Ⅲ类储层物性较低、孔隙结构较差,主要以小孔隙为主,较大孔隙占据的比例较低,这意味着增大驱替压差理论上会动用更多小孔喉中的流体。

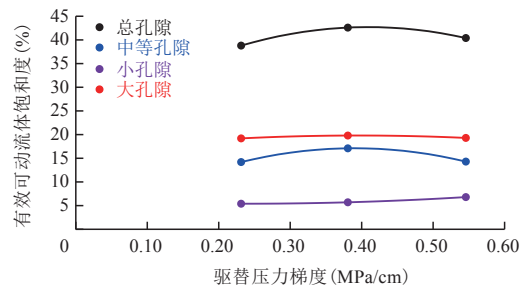
Ⅲ类储层岩样由于孔隙较小,且孔喉分选性较差,非均质性较强(图7b)。这种孔隙结构使得气驱过程中的注入气沿一些连通较好的中大孔喉快速突破,连通较差的小孔喉群则被绕过。同时,较差的孔喉结构使得各种阻力效应十分明显,极易破坏气相

表3 两类储层岩样的最小可动流体下限和上限
Table 3 Lower and upper limits of minimum movable fluid for two types of reservoir samples

储层类型	岩样编号	最小可动流体横向弛豫时间	
		下限(ms)	上限(ms)
Ⅱ类储层	DQ001-1-12	0.28	102.00
	DQ001-1-13	0.17	105.00
	DQ001-1-14	0.10	101.00
Ⅲ类储层	DQ001-1-22	0.16	98.00
	DQ001-1-26	0.10	46.42
	DQ001-1-27	0.07	56.94



a. Ⅱ类储层岩石不同驱替压差下的有效可动流体饱和度



b. Ⅲ类储层岩石不同驱替压差下的有效可动流体饱和度

图7 两类储层岩样不同驱替压差下有效可动流体饱和度

Fig. 7 Gas-water two-phase movable fluid saturation under different displacement pressures of two types of reservoir cores

的连续性,并加剧了水相对气相流动能力的干扰程度。此时气相在储层中的流动不仅取决于驱替压差,而且储层的孔喉结构也将产生较大的影响,使最小可动流体下限值随驱替压差的增加而增加;在驱替压差与毛管压力接近时最小可动流体上限值最低,有效可动流体饱和度最大。这表明Ⅲ类储层岩样有效可动流体饱和度受岩样的孔喉结构和驱替压差的共同影响。因此,在充分考虑储层微观孔喉结构的情况下,结合不同驱替压差下的气水相对渗透率曲线和对应的核磁共振 T_2 谱曲线的变化特征,推荐Ⅲ类储层岩样采用与储层岩样毛管压力接近的开采压力。

综合不同驱替压差下的Ⅱ类和Ⅲ类致密砂岩储层的气水相对渗透率和核磁共振 T_2 谱曲线变化特征可以看出:两类储层在不同驱替压差下的气相流动特征差异较大,且不同储层的最佳开采压力不同。建议在分层开采高丹凤场气田致密砂岩储层时,应采用最佳的开采压力,使其气相流动能力最强,进而提高气藏采收率。

3 结论

1) Ⅱ类储层的物性较高、孔隙结构较好,气相流动能力主要受制于驱替压差。驱替压差越大,气相流动能力越强,且主要改变小孔喉中气相的流动能力。

2) Ⅲ类储层的物性较低、孔隙结构较差,气相流动能力受驱替压差和储层孔喉结构的共同约束。当驱替压差与储层的毛管压力接近时,气相流动能力最强。

3) 不同驱替压差下的Ⅱ类和Ⅲ类致密砂岩储层气相流动特征差异较大,在分层开采时应采用最佳的生产压力使其气相流动能力最强,进而提高丹凤场气田致密砂岩气藏采收率。

参考文献

[1] 黄素,胡雪涛.丹凤场构造须家河组储层特征及主控因素分析[J].天然气勘探与开发,2011,34(2):11-14.
HUANG Su, HU Xuetao. Reservoir characteristics and main controlling factors of Xujiahe Formation in Danfengchang structure[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2011, 34(2): 11-14.

[2] 李晓平.地下油气渗流力学[M].北京:石油工业出版社,2015.
LI Xiaoping. Underground oil and gas seepage mechanics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.

[3] 全国石油天然气标准化技术委员会.岩石中两相流体相对渗透率测定方法:GB/T 28912—2012[S].北京:中国标准出版社,2012.
China Oil and Natural Gas Standardization Technology Committee. Test method for two phase relative permeability in rock: GB/T 28912—2012[S]. Beijing: China Standards Press, 2012.

[4] HONARPOUR M, MAHMOOD S M. Relative-permeability measurements: An overview[J]. Journal of Petroleum Technology, 1988, 40(8): 963-966.

[5] ZHOU Q L, LIU H H, BODVARSSON G S, et al. Flow and transport in unsaturated fractured rock: effects of multiscale heterogeneity of hydrogeological properties[J]. Journal of Contaminant Hydrology, 2003, 60(1): 1-30.

[6] RAMSTAD T, IDOWU N, NARDI C, et al. Relative permeability calculations from two-phase flow simulations directly on digital images of porous rocks[J]. Transport in Porous Media, 2012, 94(2): 487-504.

[7] XIAO B Q, FAN J T, DING F. Prediction of relative permeability of unsaturated porous media based on fractal theory and Monte Carlo simulation[J]. Energy & Fuels, 2012, 26(11): 6971-6978.

[8] 高树生,叶礼友,熊伟,等.大型低渗致密含水气藏渗流机理及开发对策[J].石油天然气学报,2013,35(7):93-99.
GAO Shushen, YE Liyou, XIONG Wei, et al. The seepage mechanism and development countermeasures of large-scale low-permeability tight water-bearing gas reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(7): 93-99.

[9] 何更生,唐海.油层物理[M].北京:石油工业出版社,2011.
HE Gengsheng, TANG Hai. Reservoir physics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.

[10] AHMADI M A. Connectionist approach estimates gas-oil relative permeability in petroleum reservoirs: Application to reservoir simulation[J]. Fuel, 2015, 140(1): 429-439.

[11] DACY J M. Core tests for relative permeability of unconventional gas reservoirs[C]// Paper SPE-135427-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September, 2010.

[12] TOTH J, BODI T, SZUCS P, et al. Convenient formulae for determination of relative permeability from unsteady-state fluid displacements in core plugs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2002, 36(1): 33-44.

[13] HAMOUDA A A, KAROUSSI O, CHUKWUDEME E A. Relative permeability as a function of temperature, initial water saturation and flooding fluid compositions for modified oil-wet chalk[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2008, 63(1): 61-72.

[14] SHEN P, ZHU B, LI X B, et al. An experimental study of the

- influence of interfacial tension on water-oil two-phase relative permeability[J]. *Transport in Porous Media*, 2010, 85 (2): 505-520.
- [15] 董鑫旭,冯强汉,王冰,等.苏里格西部致密砂岩储层不同孔隙类型下的气水渗流规律[J].*油气地质与采收率*,2019,26(6):36-45.
DONG Xinxu, FENG Qianghan, WANG Bing, et al. Gas-water percolation law of tight sandstone reservoirs with different pore types in western Sulige[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(6): 36-45.
- [16] 王文举.致密砂岩气藏气水两相渗流特征实验研究[D].北京:中国石油大学(北京),2017.
WANG Wenju. Experimental study on characteristics of gas-water two-phase flow in tight sand gas reservoir[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2017.
- [17] 李海波,郭和坤,杨正明,等.鄂尔多斯盆地陕北地区三叠系长7致密油赋存空间[J].*石油勘探与开发*,2015,42(3):396-400.
LI Hailbo, GUO Hekun, YANG Zhengming, et al. The occurrence space of Triassic Chang 7 tight oil in the northern part of Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(3): 396-400.
- [18] CHEN M, LI M, ZHAO J Z, et al. Irreducible water distribution from nuclear magnetic resonance and constant-rate mercury injection methods in tight oil reservoirs[J]. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2018, 17(4): 443-457.
- [19] 倪坚强.苏里格低渗致密砂岩气藏气水两相渗流机理实验研究[D].北京:中国地质大学(北京),2016.
NI Jianqiang. Experimental study on gas-water two-phase seepage mechanism of Sulige low-permeability tight sandstone gas reservoir[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2016.
- [20] CIVAN F, DONALDSON E C. Relative permeability from unsteady-state displacements with capillary pressure included [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1989, 4(2): 189-193.
- [21] 莫邵元,何顺利,雷刚,等.致密气藏气水相对渗透率理论及实验分析[J].*天然气地球科学*,2015,26(11):2149-2154.
MO Shaoyuan, HE Shunli, LEI Gang, et al. Theoretical and experimental analysis of gas-water relative permeability in tight gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(11): 2149-2154.
- [22] 张瑞.致密气砂岩气水相渗特征研究[D].西安:西北大学,2014.
ZHANG Rui. Research on gas-water permeability characteristics of tight gas sandstone[D]. Xi'an: Northwest University, 2014.
- [23] HUANG H X, SUN W, JI W M, et al. Effects of pore-throat structure on gas permeability in the tight sandstone reservoirs of the upper triassic Yanchang formation in the western Ordos Basin, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 162: 602-616.

(编辑 余聪)

(上接第355页)

- sandstone lenses in Niuzhuang Sag[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(1): 40-46.
- [17] 刘忠群.鄂尔多斯盆地大牛地致密砂岩气田水平井开发气藏工程优化技术[J].*石油与天然气地质*,2016,37(2):261-266.
LIU Zhongqun. Engineering optimization technique of horizontal well development for Daniudi tight sandstone gas field in Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(2): 261-266.
- [18] 曹廷宽,刘成川,卜海,等.考虑气体滑脱及Knudsen扩散的低渗致密砂岩微观流动模拟[J].*石油与天然气地质*,2017,38(6):1165-1171.
CAO Tingkuan, LIU Chengchuan, BU Tao, et al. Pore-scale simulation of gas flow in low-permeability tight sandstone with gas slippage effect and Knudsen diffusion taken into consideration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(6): 1165-1171.
- [19] 刘成川,杨建,卜海,等.川西窄河道致密砂岩气藏井型井网设计[J].*特种油气藏*,2020,27(1):82-88.
LIU Chengchuan, YANG Jian, BU Tao, et al. Well-type and well-pattern design for the narrow channel tight sandstone gas reservoir in Western Sichuan[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(1): 82-88.
- [20] 田文忠.致密低渗气藏水平井水平段长度优化设计[J].*天然气技术与经济*,2013,7(3):21-23.
TIAN Wenzhong. Optimization of horizontal section length for horizontal well in tight gas reservoir[J]. *Natural Gas Technology and Economy*, 2013, 7(3): 21-23.
- [21] 刘巨保,黄茜,杨明,等.水平井分段压裂工具技术现状与展望[J].*石油机械*,2021,49(2):110-119.
LIU Jubao, HUANG Qian, YANG Ming, et al. Current status and prospects of horizontal well staged fracturing tools and technologies[J]. *China Petroleum Machinery*, 2021, 49 (2): 110-119.
- [22] 滕小兰,王智君.水平井分段压裂技术在中江气田的应用[J].*复杂油气藏*,2014,7(4):65-68.
TENG Xiaolan, WANG Zhijun. Application of the staged fracturing technology for horizontal well in Zhongjiang Gasfield [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2014, 7(4): 65-68.
- [23] 刘琦,黄禹忠,王兴文,等.高庙气田砂岩气藏水平井分段压裂技术研究与应用[J].*石油地质与工程*,2016,30(2):110-111.
LIU Qi, HUANG Yuzhong, WANG Xingwen, et al. Study and application of sectional fracturing technology for Horizontal Wells in sandstone gas reservoir of Gaomiao gas field[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2016, 30(2): 110-111.

(编辑 常燕)