

致密气藏动态启动压力梯度实验研究

丁景辰^{1,2}, 杨胜来², 史云清³, 严 谨³, 郑荣臣³

(1.中国石化华北油气分公司 勘探开发研究院, 河南 郑州 450006; 2.中国石油大学(北京) 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 3.中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 针对目前启动压力梯度测试不能准确表征储层真实启动压力梯度的现状, 通过引入高精度回压控制系统, 建立致密气藏储层条件下的启动压力梯度测试方法。与常压下测试结果相比, 在渗透率相同的条件下, 新方法得到的启动压力梯度更小, 且岩心渗透率越低, 2种方法测定结果相差越大。研究表明, 启动压力梯度在开发过程中并不是定值, 而是随着孔隙流体压力的下降而不断变化, 呈现动态启动压力梯度。为此, 提出并定义启动压力梯度敏感性和启动压力梯度敏感系数的概念, 用其描述致密气藏动态启动压力梯度特征, 并通过实验对动态启动压力梯度的影响因素进行分析。结果表明, 启动压力梯度随孔隙流体压力的下降而线性增大。岩心渗透率越低、含水饱和度越大, 在储层条件下的启动压力梯度越大, 在开发过程中启动压力梯度的变化幅度也越大, 启动压力梯度敏感性越强, 动态启动压力梯度现象越明显。

关键词: 致密气藏 启动压力梯度 影响因素 渗透率 含水饱和度 实验研究

中图分类号: TE311

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2017)05-0064-06

Experimental study on dynamic threshold pressure gradient of tight gas reservoir

Ding Jingchen^{1,2}, Yang Shenglai², Shi Yunqing³, Yan Jin³, Zheng Rongchen³

(1. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC North China E & P Company, Zhengzhou City, Henan Province, 450006, China; 2. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 3. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China)

Abstract: Present threshold pressure gradient test cannot characterize the present situation of real threshold pressure gradient. After back pressure control system with high precision was introduced, experimental approaches were carried out to evaluate the threshold pressure gradient in the tight gas reservoir under reservoir conditions. Compared with the measured result under normal pressure, the threshold pressure gradient obtained by the new method is lower under the condition of same permeability and the difference becomes larger when core permeability is lower. Results show that the threshold pressure gradient is not a constant during the development of reservoir, but varies with the pore fluid pressure, and it is called dynamic threshold pressure gradient. New concepts of threshold pressure gradient sensitivity and threshold pressure gradient sensitive coefficient were proposed and defined to describe the dynamic threshold pressure gradient in the tight gas reservoir. The influencing factors of dynamic threshold pressure gradient were experimentally studied as well. Results indicate that the threshold pressure gradient of the tight cores show a linear increase with the decrease of pore fluid pressure. When the core permeability is lower and the water saturation is larger, the threshold pressure gradient becomes larger under the condition of reservoir and the variation range of the threshold pressure gradient during the development is larger. The threshold pressure gradient sensitivity is stronger and the dynamic variation of threshold pressure gradient is more obvious.

Key words: tight gas reservoir; threshold pressure gradient; influencing factor; permeability; water saturation; experimental study

收稿日期: 2017-05-11。

作者简介: 丁景辰(1989—), 男, 河南南阳人, 工程师, 博士, 从事非常规油气田开发方面的研究。联系电话: 18538110582, E-mail: dingjingchen@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项“低丰度致密低渗油气藏开发关键技术”(2016ZX05048)。

大量研究表明,低渗透储层与中、高渗透储层中的流体渗流规律存在很大差别,最明显的差别就是流体在致密储层中呈现非线性(非达西)渗流特征,并存在启动压力梯度^[1-3]。目前主流观点认为,流体边界层粘度异常,不同相之间的界面力、流体的非牛顿性和油气相渗透率滞后是低渗透储层存在启动压力梯度的主要原因^[4-7]。启动压力梯度的存在使储层中流体流动产生额外的附加阻力,影响流体渗流。对于致密储层,由于地质条件更为复杂,渗透率和孔隙度极低,孔喉迂曲度更大,因此其储层流体渗流特征也有别于常规低渗透储层^[8-9]。目前对于致密气藏启动压力梯度的研究较少,并且常规启动压力梯度测试均在常压下进行,受气相滑脱的影响,其测定结果误差较大^[10-12]。为此,笔者通过引入高精度回压控制系统,建立致密气藏储层条件下的启动压力梯度测试方法。在此基础上,对致密气藏启动压力梯度特征进行研究,以期为正确认识致密气藏的启动压力梯度特征和制定合理的致密气藏开发方案提供参考和依据。

1 实验器材与方法

1.1 实验器材

实验采用由RUSKA高精度流量泵、岩心夹持器、高精度回压阀与回压泵、压力/流量控制系统、压力及流量采集系统等组成的高温高压启动压力梯度实验装置(图1)。

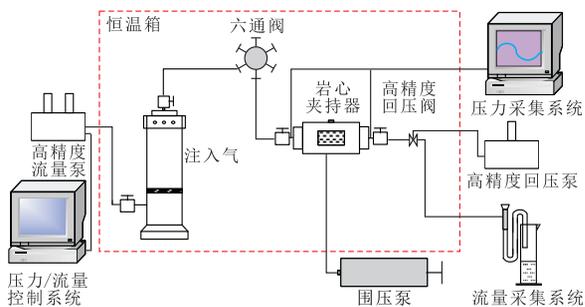


图1 高温高压启动压力梯度实验装置

Fig.1 Apparatus of dynamic threshold pressure gradient test under high temperature and high pressure

实验岩心为取自鄂尔多斯大牛地气田致密气藏的天然岩心,其基本参数如表1所示。

实验用水根据大牛地气田实际地层水资料在实验室配制而成,地层水矿化度为41 614 mg/L, HCO₃⁻, Cl⁻, SO₄²⁻, Ca²⁺, Mg²⁺, K⁺和 Na⁺的质量浓度分别为1 149, 22 344, 1 809, 4 314, 64 390, 2 318和9 290 mg/L,水型为CaCl₂型, pH值为6。

实验用气体为纯度大于99.999%的氮气。

表1 动态启动压力梯度测试用岩心基本参数
Table1 Parameters of cores for dynamic threshold pressure gradient test

岩心编号	直径/cm	长度/cm	常压孔隙度/%	常压渗透率/mD
1	2.534	5.968	5.51	0.05
2	2.536	6.210	6.98	0.17
3	2.538	4.254	8.46	0.53
4	2.535	6.041	10.63	1.24
5	2.538	6.084	10.95	3.94

1.2 实验条件

实验温度为大牛地气田储层温度,即85℃。实验围压为39 MPa,模拟大牛地气田储层上覆地层压力。为了更好地模拟储层真实情况,动态启动压力梯度测试所用岩心均为含束缚水岩心,所有岩心的含水饱和度为41%~45%,均接近储层束缚水饱和度。

1.3 实验方法

实验是测定启动压力梯度的主要手段。但在以往的研究中,实验均在常压(0.101 MPa)下进行。而在油气藏实际开采过程中,储层压力远高于目前的实验压力。尤其对于气藏,由于气体不同于液体的特殊性质,气相在高压下的自身物性和流动特征与低压下有很大差别。因此,低压下测得的启动压力梯度并不能准确反映气藏储层条件下的真实启动压力梯度。与以往实验流程相比,此次实验引入高精度回压控制系统,通过对流动系统回压的控制来模拟实际的储层压力,以实现储层条件下启动压力梯度的测试,同时可以模拟不同开发阶段(不同孔隙流体压力)对致密气藏启动压力梯度的影响。

具体实验步骤如下:①岩心恒温烘干,测量岩心的长度、直径、干重、孔隙度及气测渗透率。②将岩心饱和地层水,测湿重。将岩心放入夹持器中,使用氮气驱替,并不断对岩心进行称重,直至岩心达到设定的含水饱和度。③将含束缚水的岩心放入夹持器中,保持围压为39 MPa,将回压设置为指定压力,待岩心内流体压力稳定后,开始逐渐缓慢升高岩心入口端压力,每个压力点待流动稳定后,测定在各压力下气体的流量和相应的时间、压力,直到得到一条完整的流动曲线。④最后一个压力测试结束之后,关闭气源,取出岩心再次称重,计算启动压力梯度,并准备下一组实验。

为了确保岩心含水饱和度稳定,实验中采取低速加压,以避免加压速度过快造成水相流动。在实验前后采取称重法确定含水饱和度,如果实验前后含水饱和度误差不超过2%,可以认为实验过程中

始终为单相气体流动;否则,认为岩心中出现气液两相流动,需要清洗岩心再重复进行实验。

2 储层条件下的启动压力梯度特征

通过实验对比不同岩心在储层条件下和常压下的启动压力梯度来明确致密气藏在储层条件下的启动压力梯度特征。储层条件下的启动压力梯度测试中孔隙流体压力设定为大牛地气田原始地层压力 26 MPa,围压为 39 MPa。根据以往研究结果可知,岩心的启动压力梯度与自身渗透率密切相关,同时致密气藏岩心还具有较为明显的应力敏感效应^[13-14]。为了避免由于孔隙流体压力不同导致的渗透率变化对启动压力梯度测定结果的影响,在常压测试中,孔隙流体压力为 0.101 MPa,围压设定为 13.101 MPa,即 2 组实验中岩心所受的有效应力相同,均为 13 MPa,因此,可以认为 2 组实验岩心的渗透率相同,以尽可能保证测试结果的可靠性。

5 块岩心在储层条件和常压下的启动压力梯度测定结果(图 2)表明,储层条件下测得的启动压力梯度均高于常压下的测定结果,且岩心渗透率越低,2 种条件下的测定结果差异越明显,高渗透岩心差别不大。这是因为,在常压下气体渗流的滑脱效应显著,岩心视渗透率增大,通过岩心的气体流量增大^[15],测得的启动压力梯度偏低;岩心渗透率越低,滑脱效应越明显,导致 2 种条件下测得的启动压力梯度差异越大。

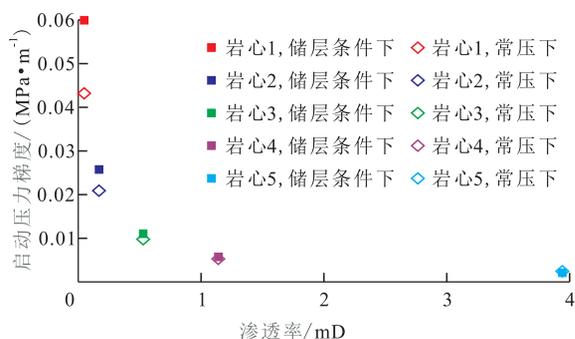


图2 致密气藏岩心在储层条件和常压下的启动压力梯度

Fig.2 Threshold pressure gradient of different cores under reservoir and normal pressure conditions in tight gas reservoir

为了更准确地研究孔隙流体压力对致密气藏启动压力梯度的影响,进行了更精细的分组实验。设定孔隙流体压力分别为 0.101, 1, 3, 6, 10, 15, 20 和 26 MPa;相应的围压分别为 13.101, 14, 16, 19, 23, 28, 33 和 39 MPa,实验的围压和孔隙流体压力之差恒定为 13 MPa,尽可能确保岩心渗透率恒定。分

析测定结果(图 3)可知:当孔隙流体压力较低时,致密气藏岩心的启动压力梯度随着孔隙流体压力的增大而快速增大;当孔隙流体压力大于 6 MPa 后,启动压力梯度变化幅度减小,最终逐渐趋于稳定。这主要是因为:当孔隙流体压力较低时,滑脱效应对气体在致密气藏岩心中的渗流影响较大,导致岩心视渗透率偏高,测得的启动压力梯度偏低;随着孔隙流体压力的增大,滑脱效应越来越不明显,故启动压力梯度逐渐趋于稳定。

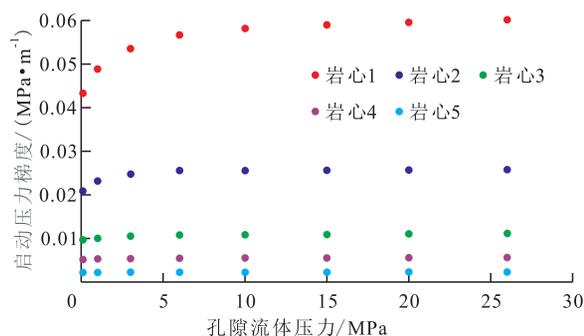


图3 不同孔隙流体压力下致密气藏岩心的启动压力梯度

Fig.3 Threshold pressure gradient under different pore fluid pressures

分析图 3 亦可发现:随着孔隙流体压力的变化,渗透率较低岩心的启动压力梯度的变化幅度较大,渗透率较高岩心的启动压力梯度的变化幅度较小;随着孔隙流体压力的变化,渗透率大于 1 mD 的 2 块岩心的启动压力梯度基本不变。这是因为,渗透率越低,滑脱效应越明显,对最终启动压力梯度的影响也就越大。

综上所述,储层条件下测得的启动压力梯度和常压下测得的结果相差较大;且渗透率越低,两者差异越大。而在实际致密气藏储层中,孔隙内流体均处在高温高压状态下。因此,常压下测试对最终的结果造成很大影响,为了更准确地得到储层条件下致密气藏的启动压力梯度,须在储层条件下开展实验研究。

3 动态启动压力梯度特征

在气藏开发过程中,随着储层中流体的产出,储层孔隙流体压力逐渐降低。由笔者研究可知,岩心的启动压力梯度随着孔隙流体压力的变化而发生变化。另外,储层孔隙流体压力的变化将导致作用于储层岩心的有效应力发生改变,储层渗透率也随之改变,也将导致储层启动压力梯度的变化。

常规观点普遍认为,对于某一特定岩心来说,其启动压力梯度为定值。但在致密气藏开发过程

中,储层孔隙流体压力和渗透率的变化是一个动态过程,导致在实际储层启动压力梯度的变化也是一个动态过程。因此常规的启动压力梯度定义并不能描述启动压力梯度的动态变化过程。因此,笔者提出一个新概念来描述在气藏开发过程中启动压力梯度的变化,即动态启动压力梯度。

以岩心1为例,通过实验研究致密气藏开发过程中的动态启动压力梯度现象。采用定围压39 MPa,模拟目标储层的上覆地层压力;通过高精度回压泵和回压阀,控制流动系统的压力由高到低,模拟随着气藏的开发,储层中流体不断采出、孔隙流体压力不断下降的过程。在孔隙流体压力的下降过程中,每次流动稳定后开始测试相应压力下的启动压力梯度。

由图4可以看出,随着孔隙流体压力的降低,岩心1的启动压力梯度总体呈线性上升趋势,且在孔隙流体压力下降初期上升速度较快,后期上升速度逐渐变缓。这个变化趋势与图3中的启动压力梯度变化趋势相反。这是因为:图3的实验中仅考虑了孔隙流体压力的变化对启动压力梯度的影响,随着孔隙流体压力的降低,围压也不断降低,岩心渗透率基本不变;而在图4的实验中,围压固定,因此在孔隙流体压力降低的同时,岩心所受的有效应力也逐渐增大,其渗透率也随之降低。根据前人的研究结果,在孔隙流体压力下降初期,岩心的渗透率将迅速下降,而岩心启动压力梯度将随着渗透率的降低而升高^[16]。因此,在孔隙流体压力下降初期,实验岩心的启动压力梯度迅速上升。

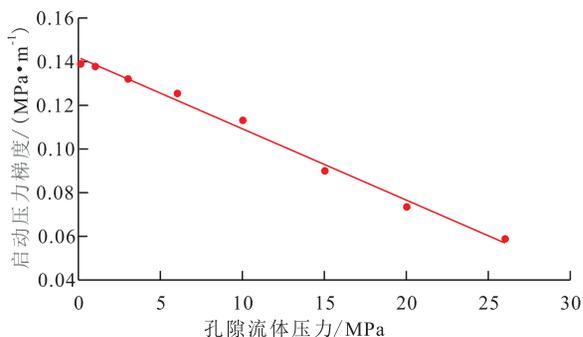


图4 岩心1的动态启动压力梯度测试结果

Fig.4 Testing result of dynamic threshold pressure gradient of core1

当孔隙流体压力进一步下降时,一方面,岩心的渗透率逐渐趋于稳定,因此岩心的启动压力梯度变化幅度也将降低;另一方面,当孔隙流体压力较低时,滑脱效应对气体渗流造成较大的影响,导致岩心视渗透率偏高,也使得岩心启动压力梯度有所降低。因此,在渗透率和滑脱效应的双重因素影响

下,最终导致岩心的启动压力梯度在较低孔隙流体压力时增幅变缓。

对图4中的数据进行数值拟合后发现,岩心1的启动压力梯度随孔隙流体压力下降呈线性增大,其表达式为

$$G = -0.0033p_f + 0.1416 \quad R^2 = 0.992 \quad (1)$$

式中: G 为启动压力梯度,MPa/m; p_f 为孔隙流体压力,MPa。

上述研究证实,在致密气藏的开发过程中,其启动压力梯度并非一成不变,而是一个随着储层压力降低而逐渐增大的动态变化过程,即为动态启动压力梯度。同时将启动压力梯度随孔隙流体压力变化的特征定义为启动压力梯度敏感性,启动压力梯度敏感性可以用来表示启动压力梯度随孔隙流体压力变化的特征,启动压力梯度敏感性越强,代表启动压力梯度对孔隙流体压力越敏感,在同样的储层压力变化幅度内,启动压力梯度的变化幅度越大。

在致密气藏开发过程中的动态启动压力梯度效应可定量描述为

$$G = -\lambda p_f + G_0 \quad (2)$$

式中: λ 为启动压力梯度敏感系数, m^{-1} ; G_0 为岩心初始条件下的启动压力梯度,MPa/m。

笔者将式(2)中的 λ 定义为启动压力梯度敏感系数,表示随着孔隙流体压力变化,启动压力梯度的变化幅度和能力。 λ 越大,启动压力梯度随孔隙流体压力变化幅度就越大,启动压力梯度敏感性就越强。式(2)中 G_0 与岩心常压渗透率有关,岩心初始渗透率越低, G_0 越大。从式(2)可以看出, G_0 越大,启动压力梯度就越高。也就是说,岩心初始渗透率越低,其启动压力梯度越高,这与前人的研究成果相符。

4 影响因素

在动态启动压力梯度特征研究的基础上,通过实验研究了渗透率和含水饱和度对动态启动压力梯度的影响。

4.1 渗透率

5块岩心的动态启动压力梯度测定结果(图5)表明:从总体规律来说,随着模拟开发过程孔隙流体压力的不断下降,5块不同渗透率岩心的启动压力梯度均逐渐增大;在孔隙流体压力下降初期,启动压力梯度上升幅度较大,而孔隙流体压力下降后

期,启动压力梯度上升幅度逐渐减缓。总体趋势近似于线性变化,与图4结果一致。同时,岩心渗透率越低,启动压力梯度的变化,即动态启动压力梯度现象越明显。

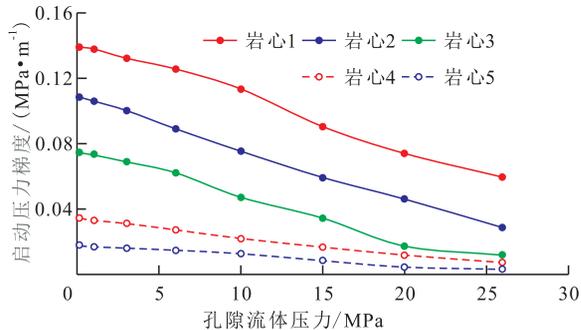


图5 不同渗透率岩心的动态启动压力梯度

Fig.5 Dynamic threshold pressure gradient of cores with different permeabilities

将5块岩心的动态启动压力梯度曲线进行拟合,结果(表2)表明,5块岩心的动态启动压力梯度曲线均呈线性变化规律,且渗透率越低,岩心初始启动压力梯度越大,岩心启动压力梯度敏感系数也越大,也就是说,渗透率越低,致密气藏的启动压力梯度越高,开发过程中启动压力梯度的变化幅度越大,其启动压力梯度敏感性相应就越强。

表2 不同渗透率岩心的动态启动压力梯度拟合结果
Table2 Fitting result of dynamic threshold pressure gradient of cores with different permeabilities

岩心编号	常压渗透率/mD	动态启动压力梯度拟合公式	
1	0.05	$G = -0.003 3p_i + 0.141 6$	$R^2 = 0.992$
2	0.17	$G = -0.003 1p_i + 0.108 0$	$R^2 = 0.998$
3	0.53	$G = -0.002 6p_i + 0.074 7$	$R^2 = 0.985$
4	1.24	$G = -0.001 1p_i + 0.003 3$	$R^2 = 0.993$
5	3.94	$G = -0.000 6p_i + 0.016 8$	$R^2 = 0.983$

4.2 含水饱和度

高含水率是致密气藏的典型特征之一。储层中水的存在将对气体的渗流造成很大影响。通过使用不同含水饱和度下的岩心进行测试,研究了含水饱和度对致密气藏动态启动压力梯度的影响。以岩心1为例,将岩心含水饱和度分别设定为30%,40%,50%和60%,并在每个含水饱和度下测试岩心的动态启动压力梯度曲线。从图6可以看出,在不同含水饱和度下,岩心1的启动压力梯度与孔隙流体压力基本呈线性关系:随着岩心初始含水饱和度的增大,岩心启动压力梯度逐渐增大,其增幅也逐渐变大,相邻2条启动压力梯度曲线的间距逐渐增大。说明随着孔隙流体压力的降低,启动压力梯度对含水饱和度的敏感性逐渐增强。这是因为,当含

水饱和度较高时,气体的一部分渗流通道被水占据,同时由于气液界面张力的作用,使得气体在储层中的流动难度增大,随着孔隙流体压力的进一步降低,水的存在使得岩心的应力敏感性增强,造成岩心渗透率的下降幅度增大,含水饱和度越高,岩心渗透率的下降幅度越大。

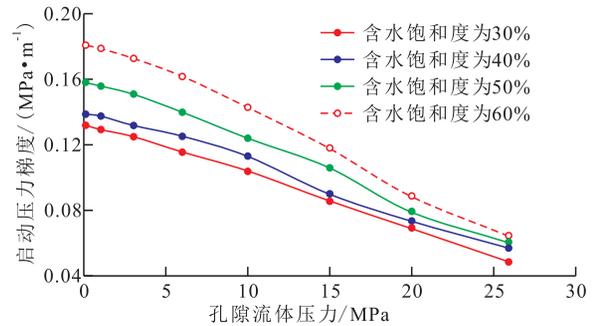


图6 岩心1不同含水饱和度下的动态启动压力梯度

Fig.6 Dynamic threshold pressure gradient of core1 with different water saturations

将岩心1在不同含水饱和度下的动态启动压力梯度曲线进行拟合,结果(表3)表明,随着含水饱和度的增加,初始启动压力梯度和启动压力梯度敏感系数均增大,也就是说,含水饱和度越大,致密气藏启动压力梯度越大,在开发过程中启动压力梯度的变化幅度越大,动态启动压力梯度现象也越明显。即含水饱和度越大,启动压力梯度敏感性越强。

表3 岩心1不同含水饱和度下的动态启动压力梯度拟合结果

Table3 Fitting result of dynamic threshold pressure gradient of core1 with different water saturations

含水饱和度/%	动态启动压力梯度拟合公式	
30	$G = -0.003 2p_i + 0.134 1$	$R^2 = 0.998$
40	$G = -0.003 3p_i + 0.141 8$	$R^2 = 0.992$
50	$G = -0.003 9p_i + 0.161 3$	$R^2 = 0.995$
60	$G = -0.004 7p_i + 0.185 8$	$R^2 = 0.995$

5 结论

储层条件下测得的启动压力梯度结果与常压下测定结果差异较大,常压下测得的启动压力梯度更小,且渗透率越低,两者差异越大。

致密气藏的启动压力梯度在开发过程中不是定值,而是随着开发过程中孔隙流体压力的下降而不断变化,呈现动态启动压力梯度现象:启动压力梯度随孔隙流体压力的下降呈线性增大,且动态启动压力梯度与孔隙流体压力的关系曲线符合线性变化的规律。提出利用启动压力梯度敏感性和启动压力梯度敏感系数来描述致密气藏的动态启动

压力梯度特征。

对致密气藏来说,渗透率和含水饱和度均对其启动压力梯度和动态启动压力梯度特征造成很大影响,渗透率越低、含水饱和度越大,储层条件下的启动压力梯度越高,在开发过程中启动压力梯度的变化幅度即启动压力梯度敏感系数也越大,启动压力梯度敏感性越强,动态启动压力梯度现象越明显。

参考文献:

- [1] 薛芸,石京平,贺承祖.低速非达西流动机理分析[J].石油勘探与开发,2001,28(5):102-104.
Xue Yun, Shi Jingping, He Chengzu. Analysis of low velocity non-Darcy flow mechanism [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5): 102-104.
- [2] 胡勇,郭长敏,徐轩,等.砂岩气藏岩石孔喉结构及渗流特征[J].石油实验地质,2015,37(3):390-393.
Hu Yong, Guo Changmin, Xu Xuan, et al. Pore throat structure and flow characteristics of sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 390-393.
- [3] 徐轩,胡勇,田姗姗,等.低渗致密气藏气相启动压力梯度表征及测量[J].特种油气藏,2015,22(4):78-81.
Xu Xuan, Hu Yong, Tian Shanshan, et al. Characterization and measurement of starting pressure gradient of gas phase in low-permeability tight gas reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(4): 78-81.
- [4] Xiong Wei, Lei Qun, Gao Shusheng, et al. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration & Development, 2009, 36(2): 232-236.
- [5] 张凯,路然然,张黎明,等.多层合采油藏启动压力及层间干扰[J].大庆石油地质与开发,2014,33(6):57-64.
Zhang Kai, Lu Ranran, Zhang Liming, et al. Threshold pressure and interlayer interference for multi-layer commingled production oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(6): 57-64.
- [6] 王晓冬,郝明强,韩永新.启动压力梯度的含义与应用[J].石油学报,2013,34(1):188-191.
Wang Xiaodong, Hao Mingqiang, Han Yongxin. Implication of the threshold pressure gradient and its application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 188-191.
- [7] Miller R J, Low P F. Threshold gradient for water flow in clay systems [J]. Soil Science Society of America Journal, 1963, 27(6): 605-609.
- [8] 李玲玲.满加尔凹陷东部志留系致密砂岩储层特征[J].油气地质与采收率,2016,23(2):47-51,75.
Li Lingling. Reservoir characteristics of Silurian tight sandstone in the eastern Manjiaer sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 47-51, 75.
- [9] 马世忠,张宇鹏.应用压汞实验方法研究致密储层孔隙结构——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组为例[J].油气地质与采收率,2017,24(1):26-33.
Ma Shizhong, Zhang Yupeng. Study on the pore structure of tight reservoir by using method of mercury injection—A case study of the Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 26-33.
- [10] Li Songquan, Cheng Linsong, Li Xiucheng, et al. Nonlinear seepage flow of ultralow permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration & Development, 2008, 35(5): 606-612.
- [11] 赵琳,王增林,吴雄军,等.表面活性剂对特低渗岩心启动压力梯度的影响[J].大庆石油地质与开发,2016,35(1):109-113.
Zhao Lin, Wang Zenglin, Wu Xiongjun, et al. Influences of the surfactant on the starting pressure gradient of the extra-low-permeability core [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 109-113.
- [12] 任晓霞,李爱芬,王永政,等.考虑滑脱效应的非稳态气体渗透性实验研究[J].天然气地球科学,2015,26(4):733-736.
Ren Xiaoxia, Li Aifen, Wang Yongzheng, et al. Gas Permeability experimental study of low permeability core considering effect of gas slippage [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(4): 733-736.
- [13] 李玉丹,董平川,张荷,等.低渗透油藏渗透率及启动压力梯度应力敏感性分析[J].油气地质与采收率,2016,23(6):57-63.
Li Yudan, Dong Pingchuan, Zhang He, et al. Stress sensitivity analysis of permeability and threshold pressure gradient in low-permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 57-63.
- [14] 雷刚,王昊,董平川,等.非均质致密砂岩应力敏感性的定量表征[J].油气地质与采收率,2015,22(3):90-94.
Lei Gang, Wang Hao, Dong Pingchuan, et al. Quantitative analysis on stress sensitivity of heterogeneous tight sandstone [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 90-94.
- [15] 陈代询,王章瑞,高家碧.气体滑脱现象的综合特征参数研究[J].天然气工业,2003,23(4):65-67.
Chen Daixun, Wang Zhangrui, Gao Jiabi. Integrated characteristic parameter study of the gas slippage phenomenon [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(4): 65-67.
- [16] 张志强,师永民,李鹤.致密油气藏储层应力敏感各向异性及其微观机制——以鄂尔多斯盆地安塞油田长6油层为例[J].石油与天然气地质,2016,37(1):117-124.
Zhang Zhiqiang, Shi Yongmin, Li He. Stress sensitivity anisotropy and its microscopic mechanism of tight oil and gas reservoirs: A case from the Chang6 reservoir in Ansai oilfield of Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 117-124.