

文章编号:1673-064X(2008)02-0035-05

特低渗透油藏渗流特征实验研究

Experimental study on the percolation characteristic of extra low permeability reservoir

李爱芬,刘敏,张少辉,姚军

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 东营 257061)

摘要:目前,国内外对启动压力梯度的研究基本都集中在理论研究层面,实验研究很少.用胜利油田某特低渗透油藏的天然岩心,通过实验研究了水在特低渗岩心中的启动压力梯度及流速—压差关系,束缚水饱和度下油在特低渗岩心中的启动压力梯度及流速—压差关系.通过对实验数据回归,得出了最小启动压力梯度、拟启动压力梯度、最大启动压力梯度及描述流速—压差曲线参数与岩石气测渗透率、流体黏度的经验公式,建立了确定最小、最大启动压力梯度的图版.研究表明,特低渗地层启动压力梯度及描述流速压差曲线的参数与岩石气测渗透率/流体黏度比值有很好的相关性,拟绝对渗透率与岩石气测渗透率有很好的相关性.

关键词:特低渗透油藏;启动压力梯度;渗流规律;实验研究

中图分类号:TE312 **文献标识码:**A

目前低渗油田开发中暴露的产量递减快、注水见效慢、注水启动压力逐渐升高等问题,使得低渗油田渗流问题成为目前研究的重点.低渗油田孔隙细小,孔隙内边界层流体所占比例较大,使得渗流不符合达西定律^[1],流速与压力梯度呈非线性关系,如图1所示.图中A点为最小启动压力梯度,高于此点对应的压力梯度流体才开始流动;B点为拟启动压力梯度,为直线段的延长线与压力梯度轴的交点;C点为最大启动压力梯度或临界压力梯度,高于此点对应的压力梯度,孔隙中的流体全部参与流动,即呈线性渗流规律.

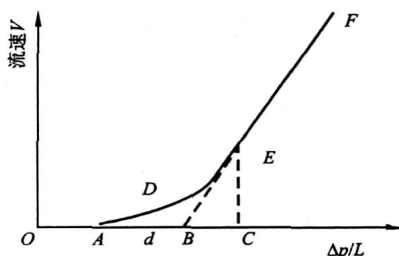


图1 典型非达西渗流曲线示意图

国内外学者对低渗油田渗流规律进行了探索性的研究,主要是拟启动压力梯度的确定方法^[2-3];边界层的成因及边界层厚度的影响因素^[4-7],认为边界层是由孔隙中的流体与岩石壁面相互作用引起,其厚度受压力梯度影响;阮敏等^[8]给出了临界压力梯度与流体黏度、岩石渗透率的关系图.目前还没有系统研究最小、最大启动压力梯度及描述渗流曲线的参数与岩石渗透率、流体性质的关系表达式.吕成远等^[9]通过实验给出了单相油渗流时最小启动压力梯度、临界压力梯度与流体黏度比值 $\frac{p_c}{x\mu}$ 与岩石渗透率的关系,使非线性渗流规律有了较为定量的描述方法;王尤富^[10]通过实验定性研究了岩石的润湿性、束缚水对油相启动压力的影响,指出含束缚水的岩石的启动压力梯度大于不含束缚水的岩样.本文用胜利油田低渗—特低渗天然岩心,研究了地层水、束缚水下油在岩心中的最小启动压力及流量压差关系,通过对实验数据回归,得出了最小启动压力梯度、拟启动压力梯度、临界启动压力梯度及描述

收稿日期:2007-11-15

作者简介:李爱芬(1962-),女,教授,博士,主要从事石油工程方面的研究.

渗流曲线参数的经验表达式,使低渗油藏的渗流规律有了定量的描述方法。

1 低渗油藏非线性渗流产生机理

岩石孔隙中的流体分为体相流体和边界层流体^[1]。体相流体不受孔隙壁面影响;边界层内流体受到孔隙壁面固体分子作用力的影响,其黏度、密度均高于体相流体。不同渗透率的岩心体相流体所占孔隙体积的百分数不同,流速压差呈现不同的形式,如图2所示。遵守达西定律(曲线1):此时岩石渗透率较高,岩石孔隙半径较大,边界层流体与孔隙体积相比可以忽略,渗流符合达西定律,流速—压差曲线为通过原点的直线。启动压力梯度为零,存在非线性渗流段(曲线2)。此时岩石渗透率较低,但边界层厚度小于最大孔隙半径,油藏岩石最小启动压力梯度为0。随压力梯度增加,每个孔隙中参与流动的流体数量增加;整个岩心参与流动的孔隙数量增多。因此,渗流速度随压力梯度呈非线性规律增加,宏观上岩石渗透率逐渐增加。当所有孔隙的流体都参与流动时,流速与压力梯度呈线性规律增加。启动压力梯度不为零,存在非线性渗流段(曲线3)。此时岩石渗透率很低,边界层厚度达到最大孔隙的中间,所有孔隙都存在启动压力,孔隙越小启动压力梯度越大。外加压差只有克服岩石最大孔隙的启动压力时流体才开始流动。随流动压力梯度的增加,参与流动的孔隙数目增加,流速随压力梯度呈非线性规律增加,待所有孔隙中的流体都参与流动,流速随压力梯度呈线性增加。因此岩石渗透率越低,非线性段持续的压力梯度范围越大。

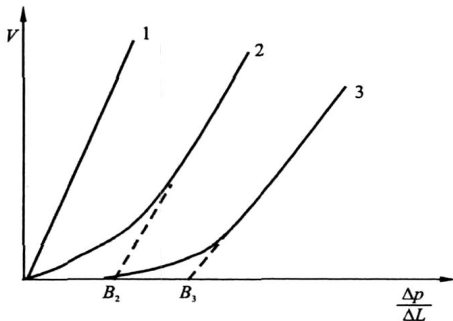


图2 不同渗透率岩心流速—压力梯度关系

总之,低渗岩心流速与压力梯度曲线的形式与岩石的渗透率、岩石的孔隙大小分布有关。

2 低渗透渗流运动方程与启动压力的数学表述

低渗岩心渗流规律的描述方法很多^[1],比较符合实验规律的数学描述方法为

$$v = 0, \frac{-p}{x} < A; \quad (1)$$

$$v = a \left(\frac{-p}{x} \right)^2 + b \left(\frac{-p}{x} \right) + c,$$

$$A < \frac{-p}{x} < C; \quad (2)$$

$$v = \frac{k_e}{\mu} \left[\frac{-p}{x} - B \right], \frac{-p}{x} > C. \quad (3)$$

式中, v 为流体的渗流速度,cm/min; p/x 为外加压力梯度,MPa/cm; A 为最小启动压力梯度,MPa/cm; B 为拟启动压力梯度,MPa/cm; C 为临界启动压力梯度,MPa/cm; k_e 为线性渗流段岩石的拟绝对渗透率,由图1所示直线段的斜率求出, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为流体黏度,mPa·s; a 、 b 、 c 为与岩石渗透率、流体黏度有关的常数。

目前低渗渗流计算中基本没有考虑非线性渗流段,多数用式(3)描述低渗油藏的渗流规律,即

$$v = 0, \frac{-p}{x} < B; \quad (4)$$

$$v = \frac{k_e}{\mu} \left[\frac{-p}{x} - B \right], \frac{-p}{x} > B. \quad (5)$$

即认为压力梯度大于 B 时,流体才开始流动,与实际有一定的出入。本文选用式(1)~(3)描述渗流规律。

3 低渗岩心渗流规律实验研究

3.1 实验方法

实验所用岩心是胜利油田某油藏天然低渗岩心,渗透率在 $(0.01 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,岩心直径2.5 cm,岩心长度4.5~7.5 cm。驱替装置为高温高压驱替系统,最高压力60 MPa;用了两种微量泵,排量分别为0.001~1 mL/min和0.01~25 mL/min。实验压力用传感器和计算机自动计量,误差小于0.05%。实验用水为矿化度18 000 mg/L的模拟地层水;实验用油为井口产出原油与煤油配制而成,50℃下黏度为2 mPa·s。实验(除水相启动压力外)都在恒温箱中完成。

3.2 实验步骤

实验测定了水及束缚水饱和度下油在特低渗岩心中的启动压力梯度及流量压差关系。

启动压力用毛管平衡法测得(流程与图3相同,只是因稳定时间长,岩心上游用汞柱压差计记录压力),岩心饱和水(或饱和水后用油驱至束缚水饱和度),以0.005 mL/min的排量泵入水(或油),在岩心上游建立压力,待岩心出口端出液,停止泵液,测稳定后岩心两端的压力差,即可确定启动压力梯度。

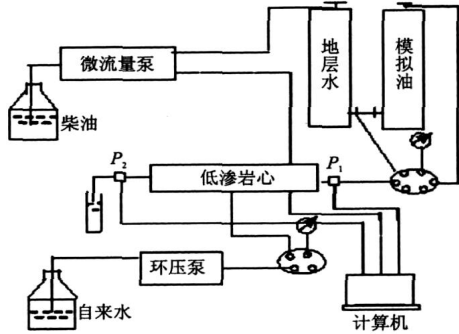


图3 低渗岩心驱替实验流程图

测完启动压力后测量不同流速下稳定后岩心两端的压力差,绘制流速—压差关系曲线。

3.3 实验结果及分析

3.3.1 水相渗流规律测定结果

(1) 水相最小启动压力测定结果

20 室温条件下,测定了15块特低渗岩心的最小启动压力梯度,岩石渗透率(0.02 ~ 3.70) × 10⁻³ μm²,水的黏度为1.2 ~ 1.3 mPa·s,每块岩心稳定时间20 ~ 400 h,渗透率越低的岩心稳定时间越长。

实验测得水的最小启动压力梯度与岩石的气测渗透率与水的黏度的比值 k_g/μ_w 的关系见图4。可以看出,当 $k_g/\mu_w < 0.5$ 时,最小启动压力随 k_g/μ_w

的减小迅速增加。

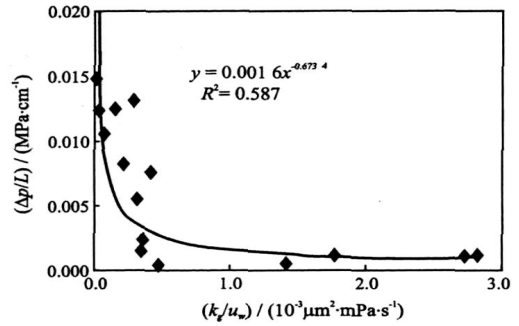


图4 水相最低启动压力梯度与 k_g/μ_w 的关系

(2) 水相流速压差测定结果

分别在30 和50 下测定了7块岩心水的流速—压力梯度的关系曲线,如图5所示。由图5看出,随岩石气测渗透率的降低,曲线向右下方偏移,非线性渗流段持续的压力梯度范围增大。

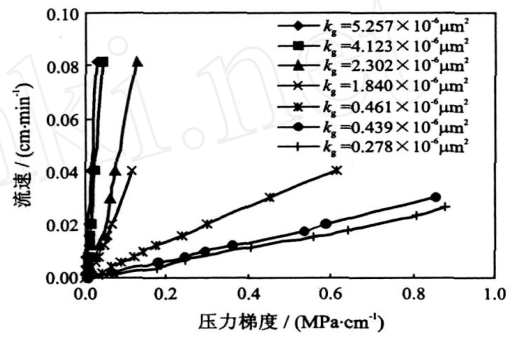


图5 不同渗透率岩心中水的流量压差关系

每条曲线非线性渗流段用公式(2)表示,直线

段用 $v = \frac{-P}{x}$ 表示,描述流速—压差关系参数见表1。

表1 水相流量压差测定结果

岩心号	气测渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	岩心长度 /cm	流体黏度 /(mPa·s)	k_g/μ_w / $(10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{mPa}^{-1}\cdot\text{s}^{-1})$	非线性渗流段参数			线性渗流段参数	
					a	b	c		
16	0.278	7.190	0.946 4	0.487 1	0.066 0	0.010 1	0.000 3	0.029 9	0.000 5
17	0.439	5.666	0.946 4	0.322 3	0.005 1	0.033 8	-0.000 2	0.036 4	0.000 9
18	0.461	5.816	0.946 4	0.463 9	0.071 7	0.061 4	-0.000 2	0.083 4	0.001 9
19	1.840	5.588	0.502 4	3.662 4	2.130 2	0.178 0	-0.000 2	0.411 0	0.006 5
30	2.302	4.910	0.502 4	4.582 0	5.852 1	0.151 7	-0.000 8	0.757 8	0.013 1
21	4.123	5.370	0.502 4	8.206 6	46.282 0	0.854 9	-0.002 2	2.232 6	0.010 0
22	5.257	5.824	0.502 4	10.463 8	39.394 0	2.081 3	-0.004 1	4.021 9	0.025 6

1) 拟启动压力梯度 B 及拟绝对渗透率 k_e 的确定

流速—压差关系的线性渗流段表达式为

$$v = \left(\frac{-P}{x} \right)_{\text{拟}} = 0.6 \frac{k_e}{\mu} \left(\frac{-P}{x} - B \right), \quad (6)$$

式中, $\left(\frac{-P}{x} \right)_{\text{拟}}$ 分别为拟线性段的斜率和截距,

$\text{cm}^2/(\text{MPa}\cdot\text{min})$, cm/min . 则拟启动压力梯度为

$$\left(\frac{-P}{x} \right)_{\text{拟}} = B = \dots \quad (7)$$

水的拟绝对渗透率

$$k_e = \mu/0.6 (10^{-3}\mu\text{m}^2). \quad (8)$$

2) 最大启动压力梯度确定

在流速—压差关系曲线上,在最大启动压力梯度处,非线性渗流段与线性渗流段的斜率相同,即

$$2a \left(\frac{-p}{x} \right)_{\max} + b = \quad , \quad (9)$$

因此,最大启动压力梯度为

$$\left(\frac{-p}{x} \right)_{\max} = \frac{-b}{2a} . \quad (10)$$

3) 参数回归方法

从理论上讲,启动压力梯度及曲线的形状与岩

石的气体渗透率及流体黏度有关,拟绝对渗透率与一般意义上岩石的绝对渗透率相同,其数值与流体的性质无关.因此,将表1中参数 a 、 b 、 c 、最小、最大拟启动压力梯度对 k_g/μ_w 绘图, k_e 对气测渗透率 k_g 绘图,可得上述参数的回归公式,如表3所示.由回归曲线及相关系数可以看出,上述参数与 k_g 和 μ_w 有很好的相关性.

3.3.2 束缚水饱和度下油的渗流规律测定结果
在50 下测定了7块特低渗岩心束缚水饱和度下油的启动压力及流量—压差关系,如表2所示.

表2 特低渗岩心束缚水下油相启动压力梯度及流量—压差测定结果

岩心号	气测渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	岩心长度 /cm	最小启动压力 /(MPa·cm ⁻¹)	非线性渗流段参数			线性渗流段参数	
				a	b	c		
24	0.556	4.516 0	0.000 454 3	0.04	0.052 3	-9 E- 06	0.057 8	-0.001 9
25	1.762 0	5.062	0.000 183 5	0.09	0.044 0	-0.000 02	0.049 0	-0.000 9
26	1.840 0	4.910	0.000 173 2	0.36	0.096 9	-0.000 02	0.116 9	-0.002 2
27	2.302 0	5.756	0.000 128 4	1.07	0.371 0	-0.000 03	0.396 0	-0.002 4
28	3.555 9	5.588	0.000 073 2	2.55	0.478 0	-0.000 04	0.537 1	-0.002 6
29	4.122 9	5.370	0.000 060 9	3.77	0.840 7	-0.000 05	0.885 9	-0.003 1

束缚水饱和度下油的最小启动压力与 k_g/μ_o 的关系如图6所示,可以看出,当 $k_g/\mu_o < 0.5$ 时,最小启动压力随 k_g/μ_o 的减小迅速增加.束缚水下油相的拟启动压力 $\left(\frac{-p}{x} \right)_{o\text{拟}}$ 、最大启动压力 $\left(\frac{-p}{x} \right)_{o\text{max}}$ 及曲线段参数 a 、 b 、 c 的确定及回归公式的确定与 k_g/μ 水相相同,回归结果见表3.

由表3看出,水或油的最小、最大启动压力梯度随 k_g/μ 成乘幂形式降低,而拟启动压力梯度随 k_g/μ 成指数形式降低.非线性渗流段的系数 a 、 b 、 c

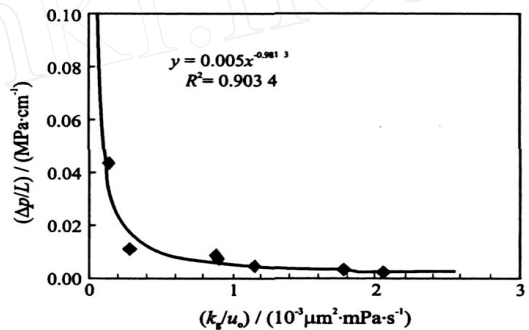


图6 束缚水下油相最低启动压力梯度与 k_g/μ_w 的关系

表3 特低渗油藏水及束缚水下油的渗流特性参数回归公式

描述参数	水流动时 回归公式及相关系数的平方	束缚水下油流动时 回归公式及相关系数的平方
最小启动压力梯度 /(MPa·cm ⁻¹)	$\left(\frac{-p}{x} \right)_{w\text{min}} = 0.001 6 \left(\frac{k_g}{\mu_w} \right)^{0.673 4}, R^2 = 0.587$	$\left(\frac{-p}{x} \right)_{o\text{min}} = 0.005 \left(\frac{k_g}{\mu_o} \right)^{0.981 3}, R^2 = 0.903$
拟启动压力梯度 /(MPa·cm ⁻¹)	$\left(\frac{-p}{x} \right)_{w\text{拟}} = 0.023 8e^{-0.144 8 \left(\frac{k_g}{\mu_w} \right)}, R^2 = 0.81$	$\left(\frac{-p}{x} \right)_{o\text{拟}} = 0.045 4e^{-1.273 8 \left(\frac{k_g}{\mu_o} \right)}, R^2 = 0.917$
最大启动压力梯度 /(MPa·cm ⁻¹)	$\left(\frac{-p}{x} \right)_{w\text{max}} = 0.113 4 \left(\frac{k_g}{\mu_w} \right)^{-0.711 5}, R^2 = 0.920$	$\left(\frac{-p}{x} \right)_{o\text{max}} = 0.018 2 \left(\frac{k_g}{\mu_o} \right)^{-1.130 1}, R^2 = 0.949$
线性段拟绝对渗透率 k_e / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	$k_e = 0.141 k_g^2 - 0.130 k_g + 0.112, R^2 = 0.998$	$k_e = 0.198 k_g^2 - 0.158 k_g + 0.128, R^2 = 0.935$
非线性渗流段系数	$a = 0.121 733 \left(\frac{k_g}{\mu_w} \right)^{2.211 5}, R^2 = 0.900$	$a = 0.027 2e^{2.502 2 \left(\frac{k_g}{\mu_o} \right)}, R^2 = 0.913$
	$b = 0.066 1 \left(\frac{k_g}{\mu_w} \right)^{1.142 3}, R^2 = 0.876$	$b = 0.167 2 \left(\frac{k_g}{\mu_o} \right)^{1.813}, R^2 = 0.851$
	$c = -0.000 4 \left(\frac{k_g}{\mu_w} \right) + 0.000 4, R^2 = 0.881$	$c = -2.2 \times 10^{-5} \left(\frac{k_g}{\mu_o} \right) - 3 \times 10^{-6}, R^2 = 0.980$

与 k_g/μ 也有很好的相关性。

3.3.3 最大、最小启动压力图版 特低渗地层中有水或束缚水饱和度下油在渗流时,表3所示的最大、最小启动压力梯度可绘成图7所示图版。已知油藏的气测渗透率和地层条件下流体的黏度,由表3所示公式或此图版可以确定该油藏流体的最小、最大启动压力梯度。

可以看出束缚水下油相的最小启动压力梯度高于地层中纯水流动时的最小启动压力梯度,与文献[11]结论一致。而束缚水下油相最大压力梯度小于纯水流动时的最大启动压力梯度,这是由于低渗岩石多数亲水,岩石对边界层中的水有较大的束缚力,要是边界层中的流体全部参与流动需要较大的压力梯度。油、水的最大压力梯度递减快,因此当 k_g/μ 大到一定程度,两者接近,且其数值小到可以忽略。

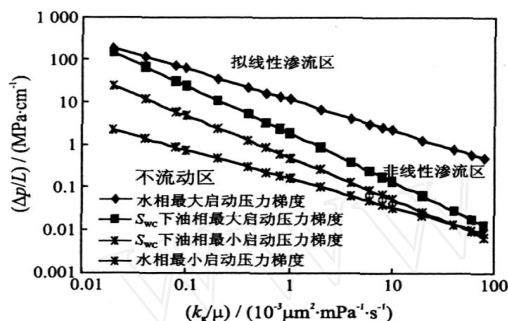


图7 不同渗透率地层水相及束缚水下油的最大、最小启动压力图版

地层中油井(或注水井)生产时,从井底到地层远处压力梯度逐渐减小,因此,根据压力梯度将渗流区域分成三部分:近井地带压力梯度高于最大启动压力梯度的拟线性渗流区;离井较远处的压力梯度介于最低、最高启动压力梯度范围的非线性区;离井最远的压力梯度低于最小启动压力梯度的不流动区。

针对具体的低渗油藏,岩石气测渗透率和流体黏度一定,由表3求出非线性渗流段的参数 a 、 b 、 c ,拟启动压力梯度即拟绝对渗透率 k_e ,其渗流规律可由公式(1)~(3)描述,即可以进行渗流动态的计算,为合理井距的计算提供了有力的理论支持。

4 结 论

(1) 特低渗地层中当气测渗透率与流体黏度的比值 $k_g/\mu < 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2/\text{mPa} \cdot \text{s}$ 时,水及束缚水下油的最小启动压力梯度随 k_g/μ 的降低而急剧增加。

(2) 低渗透油藏渗流表达式中的参数与气测渗透率、流体黏度有很好的相关性;根据油层岩石的气测渗透率和地下流体的黏度可以确定低渗地层渗流公式中的相关参数。

(3) 特低渗地层中,最大、最小启动压力梯度随 k_g/μ 成乘幂规律降低;拟启动压力梯度随 k_g/μ 成指数规律降低。

(4) 流速—压差曲线直线段对应的拟绝对渗透率与岩石的气测渗透率成二次曲线关系。

(5) 在相同的 k_g/μ 下,束缚水下油的最小启动压力梯度高于纯水的最大启动压力,最大启动压力梯度小于纯水的最大启动压力梯度。

(6) 井周围分为3个渗流区域:拟线性渗流区、非线性渗流区和不流动区,根据岩石气测渗透率和地下流体黏度可以确定这3个区域对应的压力梯度。

参 考 文 献:

- [1] 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京:石油工业出版社,1998.
- [2] 孙黎娟,吴凡,赵卫华,等. 油藏启动压力规律的研究及应用[J]. 断块油气田,1998,5(5):30-33.
- [3] 吴凡,孙黎娟,乔国安,等. 岩石启动压力梯度测定实验条件优选[J]. 河南石油,2006,20(3):79-80.
- [4] Alexander Pertsin, Micheal Grunze. Water-Graphite Interaction and Behavior of water Near the Graphite surface[J]. The Journal of Physics Chemistry B, 2004, 108: 1357-1364.
- [5] 徐绍良,岳湘安,侯吉瑞,等. 边界层流体对低渗透油藏渗流特性的影响[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,2007,22(2):26-28.
- [6] 杨正明,苗盛,刘先贵,等. 特低渗透油藏可流动流体百分数参数及其应用[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,2007,22(2):96-99.
- [7] 肖鲁川,甄力,郑岩. 特低渗透储层非达西渗流特征研究[J]. 大庆石油地质与开发,2000,19(5):27-30.
- [8] 阮敏,何秋轩. 低渗透非达西渗流临界点及临界参数判别法[J]. 西安石油大学学报:自然科学版,1999,14(3):9-10,58.
- [9] 姚约东,葛家理,魏俊之. 低渗透油层渗流规律的研究[J]. 油气勘探与开发,2001,28(4):73-75.
- [10] 吕成远,王建,孙志刚. 低渗透砂岩油藏渗流启动压力梯度实验研究[J]. 油气勘探与开发,2002,29(2):86-88.
- [11] 王尤富,吴刚,赵巍,等. 低渗透油层岩石启动压力梯度影响因素的试验研究[J]. 石油天然气学报,2006,28(3):24-27.

编辑:贺元旦

expounded according to capillary pressure. The study indicates that the difference in the heterogeneities of reservoir property and remaining oil distribution controls the production characteristic of the producing formations, and the capillary pressure plays an important role in the exploitation of different producing formation patterns. As a result, the producing formations of positive-rhythm mode have the most serious inter-layer interference and in-layer interference, and their exploration results are worse; the inter-layer interference and in-layer interference of the producing formations of reverse-rhythm mode are not obvious, the producing formations are suitable for intensive injection and production; the homogeneous producing formation pattern is an ideal producing-formation combination mode, the combination of the producing formations with minimum difference in the heterogeneities of reservoir property and remaining oil distribution is the most reasonable.

Key words : high water-cut stage ;producing formation patterns ;heterogeneity ;productivity index ;producing pressure drop ;capillary pressure

YAN Ke, YANG Shaochun (Faculty of Geo-resources and Information, China University of Petroleum (East China), Dongying 257061, Shandong, China) JXS YU 2008 V. 23 N. 2 p. 38-31

A new method for calculating oil and gas reserves based on reservoir architecture unit

Abstract : The problems existing in calculating oil and gas reserves by volumetric method are discussed. A new method for calculating oil and gas reserves is put forward based on reservoir architecture unit analysis method and the research results of it. The calculated results of a case separately using traditional volumetric method and the new method show that the reserves calculated using the new method is closer to actual underground oil and gas reserves. .

Key words : reservoir architecture unit ;calculation of reserves ;recoverable reserves

CHEN Qinghua, YANG Chao, WANG Xiuling, HUANG Chao (Faculty of Earth Resources and Information, China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong, China) JXS YU 2008 V. 23 N. 2 p. 32-34

Experimental study on the percolation characteristic of extra low permeability reservoir

Abstract : At present, the study of threshold pressure gradient in home and abroad is only theoretical, and the experimental study is a little. The relationship between minimum threshold pressure gradient of water and the ratio of the gas log permeability of water in the extra low-permeability cores to the viscosity of it, the relationships between the velocity and the pressure gradient of water in the cores with different permeability, the relationship between minimum threshold pressure gradient of oil and the ratio of the gas log permeability of oil in the extra low-permeability cores to the viscosity of it, and the relationships between the velocity and the pressure gradient of oil in the cores with different permeability under irreducible water saturation are experimentally studied using the natural extra low-permeability cores from Shengli Oilfield. The relational formulas are obtained by the regression of the experimental data. The relational chart boards between minimum and maximum threshold pressure gradients and the ratio of the gas log permeability of oil / water in the extra low-permeability cores to the viscosity of it are presented. The study shows that all the regression relational formulas above have very good relativity, and the relationship between quasi-absolute permeability and the gas log permeability of rock has also good relativity.

Key words : extra low-permeability ;threshold pressure gradient ;percolation law ;experimental study

LI Aifen, LIU Min, ZHANG Shaohui, YAO Jun (Faculty of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Dongying 257061, Shandong, China) JXS YU 2008 V. 23 N. 2 p. 35-39

Casing well resistivity logging method and its influencing factors

Abstract : The numerical calculation and influencing factors of casing well resistivity logging are studied. The response equation of resistivity logging is established based on the electromagnetic field theory and the distribution characteristics of the electric field in the intermediate zone. The feasibility of the numerical calculation of casing well logging is analyzed according to transmission-line theory, and the influences of cement sheath, formation resistivity, casing thickness on the logging response are also analyzed. The results show that the cement sheath has greater influence on the logging response of low resistivity formation; the second-order derivative of potential is inversely proportional to the formation resistivity, and it rapidly declines with the increase of the casing thickness, especially when the casing thickness is less than 4 mm.

Key words : casing well ;resistivity logging ;influencing factor ;transmission-line model ;the second-order derivative of potential

WANG Wei¹, PANG Jiefeng¹, XU Siyong², CHEN Qiong¹, GE Hui¹ (1. College of Electronic Engineering, Xi'an Shiyou U-