

结合高温高压物性实验确定致密油储层充注物性下限新方法

王 洋¹, 陈海峰¹, 王凤启²

1. 东北石油大学 非常规油气成藏与开发省部共建重点实验室, 黑龙江 大庆 163318;

2. 大庆油田责任有限公司采油六厂, 黑龙江 大庆 163318

摘 要: 致密油储层的开采物性下限变得越来越低, 并且逐渐接近成藏充注物性下限, 因此对于致密油储层物性下限的精确确定变得极为重要。束缚水水膜厚度在确定储层物性下限中起到关键作用, 其中束缚水表面积通过氮气吸附实验可以精确得到。束缚水水膜体积的得出方法很多, 但也存在很多缺陷。通过对多种方法的调研, 最后确定采用模拟地层压力和温度的岩电实验, 结合阿尔奇公式得到束缚水饱和度, 计算出束缚水水膜体积的方法, 最后得出的束缚水膜厚度。此法可以很好地模拟地层环境, 所得结果更加接近地层真实值, 最后得出的束缚水水膜厚度更加准确。束缚水水膜得出以后, 与孔喉半径平均值建立关系图确定孔喉半径平均值下限, 然后运用统计学原理建立孔喉半径平均值与孔渗的关系图, 最终确定致密油储层的孔隙度充注下限值和渗透率下限值。根据压汞曲线图确认此种测试方法所得物性下限结果准确。

关键词: 致密油储层; 物性下限; 束缚水水膜; 阿尔奇公式; 高温高压物性实验

DETERMINATION OF THE PHYSICAL PROPERTY LOWER LIMIT OF TIGHT OIL RESERVOIR BY HIGH-TEMPERATURE AND HIGH-PRESSURE EXPERIMENT

WANG Yang¹, CHEN Hai-feng¹, WANG Feng-qi²

1. Province-Ministry Co-constructing Key Laboratory for Unconventional Oil-Gas Accumulation and Development, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, Heilongjiang Province, China; 2. No. 6 Oil Extraction Plant, Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing 163318, Heilongjiang Province, China

Abstract: The physical property lower limit for mining of tight oil reservoir is becoming lower and lower, gradually approaching that of accumulation filling. Therefore, it is significantly important to accurately determine such lower limit. The bound water film thickness plays a key role in the determination, while the surface area of bound water can be obtained accurately by nitrogen adsorption experiment. There are quite a few defects despite many methods to determine the volume of bound water film. Through investigating various methods, the rock-electric experiment which simulates the formation pressure and temperature is finally adopted, combined with the Archie formula to calculate the saturability, then the volume and finally the thickness of bound water film. The method can well simulate the strata environment, with result closer to the true value, thus the obtained bound water film thickness is more accurate. The low limit of pore throat mean radius is determined by establishing its relation to the bound water film thickness. Then,

收稿日期:2018-03-13;修回日期:2018-07-12. 编辑:张哲.

基金项目:东北石油大学培育基金“基于温压耦合下的致密砂岩储层孔隙定量表征”(NEPUPY-1-03);十三五国家科技重大专项“致密油形成条件、富集规律与资源潜力”(2016ZX05046-001).

作者简介:王洋(1992—),男,硕士研究生,地球探测与信息技术专业,通信地址 黑龙江省大庆市东北石油大学地球科学学院, E-mail//1442114062@qq.com

通信作者:陈海峰(1974—),男,博士,副教授,从事非常规油气综合评价和测井地质方面研究,通信地址 黑龙江省大庆市东北石油大学地球科学学院, E-mail//chf_bj@126.com

with principle of statistics, the relation between the pore throat mean radius and permeability is set up to finally decide the low limit of porosity filling and permeability of tight oil reservoir. The results prove to be accurate according to the mercury injection curve.

Key words: tight oil reservoir; physical property lower limit; bound water film; Archie formula; high-temperature and high-pressure physical experiment

0 前言

随着世界油气需求量的不断增加, 常规油气产量不断下降, 致密油的开采引起各个国家和石油公司高度重视并带来石油勘探理论的创新. 致密油储层的孔喉结构致密, 已达到微-纳米级别, 致密油在充入过程中需要克服孔喉内的束缚水, 因此对于束缚水水膜厚度的准确求取对于致密油储层的物性下限确定至关重要^[1-2]. 目前对于束缚水水膜厚度的求取办法有很多, 如王伟明等^[3]依据椭圆偏振技术测定的亲水石英表面水膜厚度的公式以及结合受力分析建立的不同压力下水膜厚度的计算公式. 但是油水界面张力和致密储层对水的润湿角两个关键参数很难获取. 曹青等^[4]通过氮气吸附实验并结合离心实验和核磁共振实验计算了束缚水水膜厚度, 此种方法误差很大, 不能模拟实际地层环境. 目前计算束缚水水膜厚度的方法使用最多的就是利用公式(1)^[5], 通过氮气吸附实验得到束缚水表面积, 然后通过离心实验和核磁共振实验得到束缚水 T_2 谱, 对束缚水水膜体积进行确定, 最后得到束缚水水膜厚度.

与美国致密油主要分布在海相地层不同, 中国致密油主要集中在非均质性更强的陆相地层. 高温高压实验得到研究区的孔隙度范围在 0.72%~10.92% 之间, 渗透率范围在 0.02~0.21 mD 之间, 属于特低渗储层. 根据研究区的实际多孔介质环境, 应用高温高压岩电实验与阿尔奇公式相结合求取束缚水水膜体积. 与上述确定束缚水水膜体积的方法相比, 此种方法可以很好地模拟实际地层环境, 计算结果与实际地层相更加符合.

1 束缚水水膜厚度的计算

1.1 束缚水水膜厚度计算理论依据

计算束缚水水膜厚度的理论公式为^[5]:

$$H_w = 7142 \times (S_{wi} \times O) / (A_{比} \times d_r) \quad (1)$$

式中: H_w 为束缚水水膜厚度(nm); S_{wi} 为束缚水饱和度

(%); O 为孔隙度 (%); $A_{比}$ 为岩心比表面积(m^2/g); d_r 为岩心密度.

$$\text{因为} \quad S_w = \frac{V_w}{V_{孔}} \quad (2)$$

$$d_r = \frac{m_{岩}}{V_{岩}} \quad (3)$$

$$A_{比} = \frac{S_w}{m_{岩}} \quad (4)$$

$$O = \frac{V_{孔}}{V_{岩}} \quad (5)$$

把(2)(3)(4)(5)代入(1)式得

$$H_w = 7142 \times \frac{\frac{V_w}{V_{孔}} \times \frac{V_{孔}}{V_{岩}}}{\frac{S_w}{m_{岩}} \times \frac{m_{岩}}{V_{岩}}} \quad (6)$$

式中: V_w 为束缚水水膜体积 (cm^3); S_w 为束缚水水膜表面积 (cm^2); $m_{岩}$ 为岩心质量 (g); $V_{岩}$ 为岩心体积 (cm^3); $V_{孔}$ 为岩心孔隙体积(cm^3).

整理(6)得

$$H_w = 7142 V_w / S_w \quad (7)$$

1.2 求取束缚水水膜体积

首先采用高温高压岩电实验得到相应数据, 然后通过测井资料和测井曲线, 也可以根据孔隙度实验得到孔隙度, 最后与阿尔奇公式相结合计算出束缚水水膜体积. 岩电实验所采用的方法是驱动实验所采用的稳态法, 在逐渐高温高压条件下用油驱饱和水的岩样直到岩石电阻率不再发生变化, 此时空隙中所含有的水体积即为束缚水水膜体积^[5-6].

求取束缚水体积采用的是岩电数据与阿尔奇公式相结合的方法. 先把岩心饱和水处理, 然后用油驱水, 一直到电阻率不再发生变化. 此时岩心中的水就完全是束缚水. 由于研究区的储层为致密砂岩, 泥质含量较低, 很适合采用阿尔奇公式.

下面是应用阿尔奇公式求取束缚水体积的公式推导过程:

$$\text{因为} \quad R_0 / R_w = a / \phi^m \quad (8)$$

$$\text{所以} \quad R_0 = \frac{aR_w}{\phi^m} \quad (9)$$

式中: R_0 为完全饱和水时的电阻率; a 为系数; m 是胶结指数, 为一个常数; ϕ 是真实孔隙度(%), R_w 为地层水电阻率。

$$\text{又因为} \quad R_t/R_0 = b/S_w^n \quad (10)$$

$$\text{所以} \quad R_0 = \frac{R_t S_w^n}{b} \quad (11)$$

式中: R_0 为完全饱和水时的电阻率; R_t 为不同时间点电阻率^[6]; b 为一个常数; n 为饱和度指数, 也为一个常数。

结合(3)(5)得到束缚水含水饱和度计算公式:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{abR_w}{\phi^m R_t}} \quad (12)$$

在式(12)中 a 、 b 、 n 、 m 、 R_w 、 R_t 都可以得到^[6]。其中孔隙度可以根据实际测井曲线资料, 应用相应公式得到:

$$\text{根据声波曲线, } \phi = \frac{\Delta t - \Delta t_g}{\Delta t_f - \Delta t_g} \quad (13)$$

式中: Δt 为实测地层时差($\mu\text{s}/\text{m}$); Δt_f 为地层水时差; Δt_g 为岩石骨架时差。

$$\text{根据密度曲线, } \phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b) - V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh})}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (14)$$

式中: ρ_{ma} 为岩石骨架密度; ρ_b 为岩层密度; V_{sh} 为泥质含量; ρ_{sh} 为泥质密度; ρ_f 为流体密度。

除以上两种方法, 可以根据中子测井曲线求得, 还可以根据实验获得。

根据岩样基础数据长度 L 和直径 D 算出岩样体积 V , 最后得到孔隙体积 $V_s = V\phi$, 然后根据下面公式计算出束缚水体积:

$$V_w = V_s S_w \quad (15)$$

式中 V_w 为束缚水体积(cm^3), S_w 为束缚水含水饱和度(%), V_s 为孔隙体积(cm^3);

1.3 束缚水水膜面积求取

束缚水水膜面积采用低温液氮的方法求取。气体吸附法利用的是多层吸附原理。物质表面(颗粒外部和内部通孔的表面)在低温下发生物理吸附, 假定固体表面是均匀的, 所有毛细管具有相同的直径, 吸附质分子间无相互作用力, 可以有多分子层吸附且气体在吸附剂的微孔和毛细管里会发生冷凝^[6-7]。所以吸附法测得的表面积实质上是吸附质分子所能达到的材料的外表面和内部通孔的内表面之和。气体吸附法测定孔径分布利用的是毛细冷凝现象和体积等效交换原

理, 即将被测孔中充满的液氮量等效于孔的体积。毛细冷凝指的是在一定温度下, 对于水平液面尚未达到饱和, 而对毛细管内的凹液面可能已经达到饱和或过饱和状态的蒸气将凝结成液体的现象。由毛细冷凝理论可知, 在不同的 P/P_0 下, 随着 P/P_0 值的增大, 能够发生毛细冷凝的孔半径也随之增大。对应于一定的 P/P_0 值, 存在一个临界孔半径 R_k 。半径小于 R_k 的所有孔皆发生毛细冷凝, 液氮在其中填充。脱附现象是从大孔到小孔依次发生的, 通过测定样品在不同 P/P_0 下凝聚的氮气体量, 可绘制出孔径与孔体积的曲线图^[8-9]。

实验采用美国 Micromeritics 公司的 ASAP2020 物理吸附仪, 在液氮温度(-195°C)下, 相对压力为 0.01~1 的范围内进行低温吸附实验, 获得吸附等温线^[10]。首先将待测样品放在烘箱中烘 1~2 h 后冷却至室温, 烘干温度视样品性质而定。清洗空样品管并烘干, 在 120°C 下对空样品管脱气 1 h, 称量空样品管及胶塞的重量 W_1 (称准至 0.0001 g)。在空样品管中加入已烘干的试样, 然后将样品在 $100\sim 350^\circ\text{C}$ (不同样品温度不同) 下真空脱气数小时后, 冷却取下称重量 W_2 。样品重量 $W = W_2 - W_1$ 。将脱气后的样品转入分析站进行低温氩气或氮气吸附, 利用容量法测得吸附等温线。比表面积采用 BET 模型线性回归得到, 相对压力控制在 0.05~0.35 之间^[5, 11]。最后通过实验得到吸附-脱附曲线(图 1)和比表面积变化表(表 1)。通过曲线图表可以得到比表面积 S_1 , 然后根据公式

$$S_w = GS_1 \quad (16)$$

得到束缚水内表面积。式中: G 为样品总质量(g); S_1 为样品比表面积(m^2/g), S_w 为束缚水内表面积。

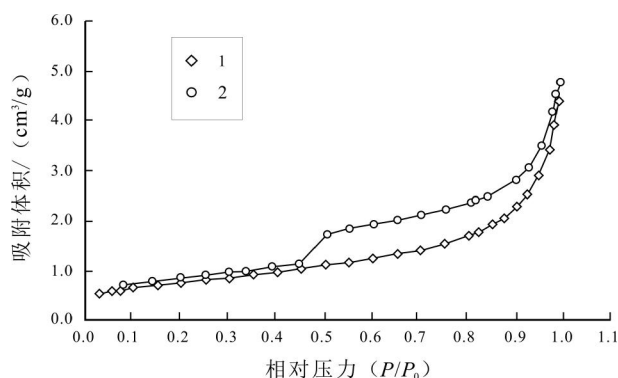


图 1 吸附和脱附曲线变化图

Fig. 1 Adsorption and desorption curves

1—吸附数据(adsorption); 2—脱附数据(desorption)

表 1 氮气吸附试验比表面积变化表

Table 1 Specific surface area variations by nitrogen adsorption test

孔隙区间/nm	孔隙面积增量/(m ² /g)	累积孔隙面积/(m ² /g)
215.2~148.1	0.015	2.641
148.1~96.2	0.029	2.626
96.2~63.5	0.045	2.597
63.5~39.5	0.081	2.553
39.5~27.2	0.090	2.472
27.2~20.8	0.082	2.382
20.8~16.7	0.080	2.300
16.7~14.1	0.072	2.220
14.1~11.8	0.083	2.148
11.8~10.5	0.060	2.064
10.5~8.5	0.131	2.004
8.5~7.1	0.123	1.873
7.1~6.0	0.122	1.747
6.0~5.3	0.120	1.624
5.3~4.6	0.121	1.505
4.6~4.1	0.125	1.383
4.1~3.7	0.133	1.258
3.7~3.3	0.154	1.125
3.3~3.0	0.171	0.971
3.0~2.7	0.190	0.800
2.7~2.5	0.196	0.610
2.5~2.2	0.205	0.414
2.2~2.0	0.209	0.209

最后把式(15)和式(16)结果带入式(7),即可得到束缚水水膜厚度 H_w 。通过上面获得束缚水的方法与利用核磁等方法相比较,离心核磁费用更高而且不易获取实验岩心,而本文采用的方法费用更低而且更易获取,计算结果与实际地层更接近。

2 束缚水水膜厚度与致密油储层孔喉半径平均值的关系

为了恢复致密油储层成藏物性参数下限孔喉半径原始状态,假定孔喉被束缚水封堵,与两壁束缚水膜厚度相等的中值喉道半径为致密油充注的喉道下限,因此束缚水膜的厚度可作为致密油成藏的孔喉半径下限。由于束缚水膜厚度主要描述的是致密油储层的储集下限,而赋存在该下限孔隙空间中的致密油不参与

流动,所以该孔隙半径低于该下限值的孔隙空间对渗透率无贡献^[12-16]。根据以上束缚水水膜厚度公式求取不同岩心的束缚水水膜厚度,再通过恒速压汞实验来求得取样岩心的孔喉中值半径。

选取研究区内致密油储层 7 块岩心,对其进行恒速压汞实验,所得的实验数据见表 2。从表 2 中求取孔喉半径平均值(平均毛管半径),根据孔喉半径和应用上面方法求取的束缚水水膜厚度建立束缚水平均水膜与孔喉半径平均值的关系图(图 2)。

表 2 恒速压汞实验数据

Table 2 Data from constant-rate mercury injection experiment

样品号	孔隙半径平均值 r_i	喉道半径平均值 r_p	平均毛管半径 r_m	孔喉半径比平均值 η	主流喉道半径 R_H	最大连通喉道半径 r_{MAX}
H26	156.670	0.371	0.288	442.946	0.186	0.563
H38	148.978	0.268	0.195	555.779	0.097	0.298
H47	153.468	0.427	0.276	654.277	0.149	0.364
H62	178.254	0.521	0.184	574.634	0.213	0.445
H53	165.325	0.368	0.346	558.465	0.146	0.554
H21	172.326	0.426	0.146	536.145	0.225	0.358
H32	156.321	0.375	0.493	431.662	0.216	0.549
H34	145.328	0.412	0.257	443.657	0.238	0.767

数据单位: μm 。

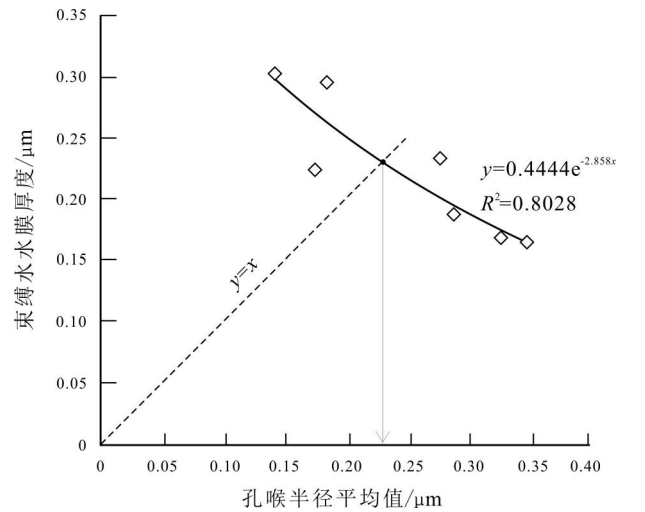


图 2 束缚水水膜厚度与孔喉半径平均值关系图

Fig. 2 Relation between the bound water film thickness and mean radius of pore throat

从图 2 的曲线可以看到,束缚水水膜厚度随孔喉半径平均值的增加逐渐减小。如果做一条过原点的函

数曲线 $y=x$ 与图中曲线相交,可得到一个交点(0.223, 0.223),此交点对应的孔喉平均半径值为 0.223 μm ,这个值就是我们要找的一个下限值^[17-24].

3 致密油成藏充注物性下限的确定

确定了不同盆地地质条件下岩石表面的临界水膜厚度即最小流动孔喉半径平均值,进而可应用统计分析方法建立孔喉半径与孔隙度和渗透率的关系图,求取最小流动孔喉半径对应的孔隙度和渗透率,即为一定条件下致密油的成藏物性下限值^[13, 24-28].

最小流动孔喉半径是基于成藏时地层压力条件下岩石颗粒表面的束缚水水膜厚度而计算的成藏物性下限,是在水膜理论基础上计算的.其物性下限和最小流动孔喉半径平均值只是代表了致密油开始充注的临界条件.运用统计学方法把通过压汞实验所得的数据进行统计,得到孔隙度与孔喉半径平均值的关系图(图 3)和渗透率与孔喉半径平均值的关系图(图 4).

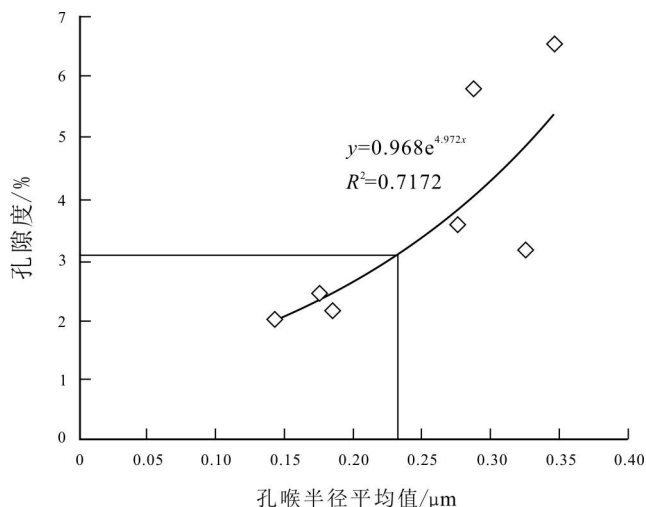


图 3 孔隙度与孔喉平均半径关系图

Fig. 3 Relation between the porosity and mean radius of pore throat

通过建立研究区不同地层束缚水水膜厚度与孔喉平均半径之间的关系图,可以得到成藏期孔喉平均半径下限值.利用恒速压汞和高压压汞实验分析,对区内致密油储层的孔隙度、渗透率及孔喉半径平均值进行分析,并作出孔隙度与孔喉半径平均值、渗透率与孔喉半径平均值关系图.统计结果分析认为,相对于孔隙度,渗透率与孔喉半径平均值关系更密切,相关系数达 0.901.孔喉平均半径下限值分别带入关系图(图 3、4)就可以得到研究区致密油储层充注的孔隙度下限

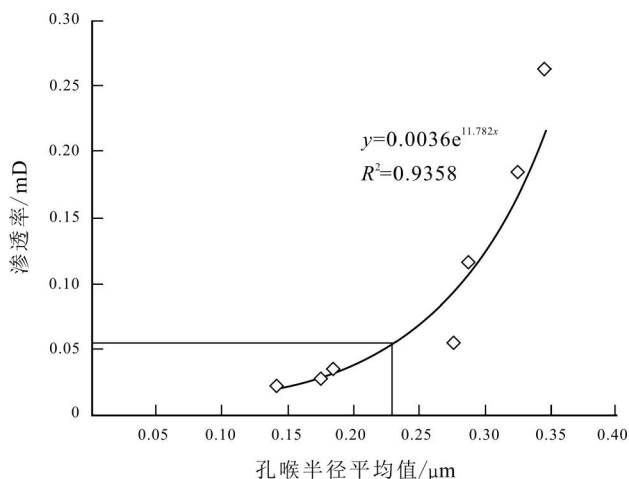


图 4 渗透率与孔喉半径平均值关系图

Fig. 4 Relation between the permeability and mean radius of pore throat

值 3.64%,渗透率下限值 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$.结合压汞曲线图,确认此种测试方法所得物性下限结果准确.

4 结论

1)致密油储层微观孔喉结构复杂,孔喉半径都已达到纳米级别.在成藏过程中致密油的充注影响因素多种多样,随着现今的油气藏开发技术越来越先进,储层的开发界限已经越来越接近致密油的充注界限.致密油在充注过程中需要克服孔喉内的束缚水,有些细小的喉道完全被束缚水所占用,致密油无法充入,那么这个孔喉半径大小就是致密油储层的充注界限.而致密油的充注界限就是我们所要研究和寻找的开发界限.

2)束缚水水膜厚度在致密油的充注过程中是很重要的影响参数.研究区属于低孔低渗储层,因此研究束缚水的水膜厚度可以更加合理地确定区内致密油储层的充注界限.本文通过公式推导得出束缚水水膜厚度的参数公式 $H_w = 7142V_w/S_w$,进而依据高温高压岩电实验并结合阿尔奇公式得到束缚水水膜体积,然后通过氮气吸附实验得到束缚水表面积,最后得到的束缚水水膜厚度.

3)依据统计学原理建立孔喉半径平均值与孔隙度的关系模型和孔喉半径平均值与渗透率的关系模型;然后根据束缚水水膜厚度与孔喉半径平均值模型,找到束缚水水膜厚度与孔喉半径平均值相等的点;把这个孔喉半径平均值点带入孔喉半径与孔隙度关系模型

得到孔隙度下限值 3.64%, 再把这个孔喉半径平均值带入孔喉半径平均值与渗透率模型得到渗透率下限值 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。最后结合压汞曲线图确认此种测试方法所得物性下限结果准确。

参考文献:

- [1] 王社教, 蔚远江, 郭秋麟, 等. 致密油资源评价新进展[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1095–1105.
- [2] Cheng Y, Zhang C, Zhu L Q. A fractal irreducible water saturation model for capillary tubes and its application in tight gas reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 159: 731–739.
- [3] 王伟明, 卢双舫, 田伟超, 等. 吸附水膜厚度确定致密油储层物性下限新方法——以辽河油田大民屯凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 135–140.
- [4] 曹青, 赵靖舟, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地东部致密砂岩气成藏物性界限的确定[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1040–1048.
- [5] 向阳, 向丹, 羊裔常, 等. 致密砂岩气藏水驱动态采收率及水膜厚度研究[J]. 成都理工学院学报, 1999, 26(4): 389–391.
- [6] 张啸. 徐家围子地区深层致密砂砾岩储层测井评价方法[D]. 大庆: 东北石油大学, 2013.
- [7] 沈爱新, 王黎, 陈守军. 油层低电阻率及阿尔奇公式中各参数的岩电实验研究[J]. 江汉石油学院学报, 2003(S1): 24–25, 5.
- [8] Lewicki J P, Ratel M, Morrell P, et al. The stability of polysiloxanes incorporating nano-scale physical property modifiers[J]. Science and Technology of Advanced Materials, 2008, 9(2).
- [9] 原海涵. 阿尔奇公式中 a_m 与渗透率的关系——毛管理论在岩石电阻率研究中的应用[J]. 地球物理测井, 1990, 14(5): 347–357, 6.
- [10] Kwon M, Kang H, Ahn J H, et al. Comparison on physical property, dissolution and disintegration of four launched orally disintegration film (ODF) products for erectile dysfunction[J]. Journal of Pharmaceutical Investigation, 2014, 44(4).
- [11] 肖前华, 张尧, 杨正明, 等. 中国典型致密油区低温氮气吸附实验[J]. 特种油气藏, 2015, 22(4): 82–85, 155.
- [12] 张先伟, 孔令伟. 利用扫描电镜、压汞法、氮气吸附法评价近海黏土孔隙特征[J]. 岩土力学, 2013, 34(S2): 134–142.
- [13] 文浩. 遗传模拟退火算法在阿尔奇公式参数估计中的应用[J]. 断块油气田, 2008, 15(1): 105–107.
- [14] Hamada G M, Almajed A A, Okasha T M, et al. Uncertainty analysis of Archie's parameters determination techniques in carbonate reservoirs[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2013, 3(1): 498–502.
- [15] 孙建国. 阿尔奇(Archie)公式: 提出背景与早期争论[J]. 地球物理学进展, 2007, 22(2): 472–486.
- [16] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 657–667.
- [17] 梁狄刚, 冉隆辉, 戴弹申, 等. 四川盆地中北部侏罗系大面积非常规石油勘探潜力的再认识[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 8–17.
- [18] 周宗良, 张凡磊, 王怀忠, 等. 低渗砂岩储层毛管孔道应力与孔隙水膜赋存状态探讨[J]. 新疆地质, 2017, 35(3): 320–324.
- [19] Zhang X W, Cao G S, Niu L J, et al. Determination of irreducible water saturation and its application in analysing water producing after fracturing[J]. Applied Mechanics and Materials, 2014, 3147(548): 1120–1125.
- [20] 王继平, 王文举, 刘平, 等. 致密砂岩气藏束缚水饱和度变化特征研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(16): 56–60.
- [21] 雷刚, 董平川, 蔡振忠, 等. 致密砂岩气藏气水相对渗透率曲线[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2016, 47(8): 2701–2705.
- [22] 崔景伟, 朱如凯, 吴松涛, 等. 致密砂岩层内非均质性及其含油下限——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 877–882.
- [23] 赵良孝. 对阿尔奇公式中 m 值物理、地质意义的重新认识[J]. 国外测井技术, 2013(6): 21–23, 3.
- [24] Timmer A. Kontrollierte klinische Studien vor Archie Cochrane[J]. Zeitschrift fuer Evidenz, Fortbildung und Qualitaet im Gesundheitswesen, 2008, 102(8): 895–906.
- [25] 王社教, 蔚远江, 郭秋麟, 等. 致密油资源评价新进展[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1095–1105.
- [26] Cong C, Ma S Z, Li J H, et al. Study on physical property lower limit of effective reservoir of deep layer in Qingshui-Yuanyang area[J]. Advanced Materials Research, 2013(616–618): 104–108.
- [27] Feng C, Shi Y J, Li J H, et al. A new empirical method for constructing capillary pressure curves from conventional logs in low-permeability sandstones[J]. Journal of Earth Science, 2017, 28(3): 516–522.
- [28] 蒋裕强, 高阳, 徐厚伟, 等. 基于启动压力梯度的亲水低渗透储层物性下限确定方法——以蜀南河包场地区须家河组气藏为例[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(5): 57–60, 114–115.