

利用相渗实验和测压流度评价地层绝对渗透率

郑炆^{1*}, 时新磊¹, 岳宝林¹, 张彬²

1 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

2 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 天津 300459

* 通信作者, zhengyang4@cnooc.com.cn

收稿日期: 2024-04-11; 修回日期: 2024-07-15

中海石油(中国)有限公司科技项目“渤海油田3000万吨持续稳产关键技术研究-渤海中深层复杂油气藏高效开发技术”(CNOOC-KJ135-ZDXM36-TJ-03-TJ)资助

摘要 储层渗透率是制定油田开发方案的关键参数,但海上取心价格昂贵,部分油田由于缺少岩心资料导致渗透率难以准确评价。本文基于岩心实验、核磁共振测井和测压等资料,提出一种评价地层渗透率的方法,其过程如下:①通过分析岩心相渗资料发现,岩心的束缚水饱和度与相对渗透率相关性较好,利用研究区39块相渗实验资料建立了基于束缚水饱和度的油相相对渗透率计算模型。②根据研究区27块岩心核磁共振 T_2 谱的形态,将岩石类型分为3类,并分别确定3种岩石类型的 T_2 截止值。针对不同类型的储层,采用变 T_2 截止值方法获取地层的束缚水饱和度,进而计算得到地层的油相相对渗透率曲线。③根据测压流度的测量原理,结合相渗曲线和地层流体的黏度,将测压流度转换为地层的油相渗透率,结合计算得到的油相相对渗透率曲线,将其转化为地层的绝对渗透率,并通过刻度Coates公式,建立了地层绝对渗透率的评价模型。实际应用结果表明:①计算的地层绝对渗透率与岩心渗透率的误差小。②基于地层绝对渗透率的计算结果对14口井的产能进行预测,预测结果与钻后实际产量吻合度高。两者说明该方法计算的渗透率精度高,对于类似油田的渗透率评价具有重要的借鉴意义。

关键词 渗透率; 相渗曲线; 油相相对渗透率; 束缚水饱和度; 测压流度; T_2 截止值

中图分类号: P618.13; TE311

A method for permeability evaluation based on relative permeability experiments and pressure mobility

ZHENG Yang¹, SHI Xinlei¹, YUE Baolin¹, ZHANG Bin²

1 Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China

2 CNOOC EnterTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300459, China

Received: 2024-04-11; Revised: 2024-07-15

Abstract Reservoir permeability is a key parameter for oilfield development plans, but offshore coring is expensive, and some oilfields have difficulty accurately evaluating permeability due to the lack of core data. This article proposes a method for evaluating formation permeability based on core experiments, nuclear magnetic resonance logging, and pressure measurement

引用格式: 郑炆, 时新磊, 岳宝林, 张彬. 利用相渗实验和测压流度评价地层绝对渗透率. 石油科学通报, 2024, 04: 563-573

ZHENG Yang, SHI Xinlei, YUE Baolin, ZHANG Bin. A method for permeability evaluation based on relative permeability experiments and pressure mobility. Petroleum Science Bulletin, 2024, 04: 563-573. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.04.042

data. The process is as follows: ① the study found that the relative permeability of the oil phase mainly depends on the saturation of the bound water in the formation. Through analyzing the experimental data of 39 core permeability experiments in the study area, it was found that the saturation of bound water in the core is well correlated with the relative permeability of the oil phase. Therefore, an oil phase relative permeability evaluation model based on the saturation of bound water was established. ② By simulating the measurement conditions of nuclear magnetic resonance logging, 27 core nuclear magnetic resonance experimental data were obtained. According to the shape of the core's nuclear magnetic resonance T_2 spectrum, the core is divided into three categories, and the nuclear magnetic resonance T_2 cut-off values for each rock type are determined separately. Combined with nuclear magnetic resonance logging data, the bound water saturation of the formation can be calculated. Statistics show that the bound water saturation calculated using this method has a small error compared to the bound water saturation of the rock core, and the calculation accuracy of bound water saturation is high, thus enabling the calculation of the relative permeability of the oil phase in the formation. ③ Based on the measurement principle of pressure measuring fluidity, combined with experimental data on phase permeability and viscosity of formation fluids, the pressure measuring fluidity is converted into the oil phase permeability of the formation. Combined with the relative permeability curve of the oil phase, it is converted into the absolute permeability of the formation, and a formation absolute permeability evaluation model based on the Coates formulas is established. The practical application results show that: ① the error between the calculated absolute permeability of the formation and the permeability of the core is small. ② The permeability calculated based on the new method was used to predict the production capacity of 14 wells, and the predicted results were highly consistent with the actual production after drilling. Both indicate that this method has high accuracy in calculating permeability and has important reference significance for permeability evaluation in similar oil fields.

Keywords permeability; relative permeability curve; relative permeability of oil phases; bound water saturation; mobility from pressure measurement; T_2 cutoffs

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.04.042

0 引言

渗透率是油藏产能预测和标定采收率的关键参数,其准确评价对油田的高效开发具有重要意义^[1-2]。目前,基于测井资料无法直接获取地层的渗透率,渗透率获取最直接准确的方法是通过井下钻井岩心进行渗透率实验^[3-5]。为利用测井曲线计算渗透率,Herron在砂岩地层中发现孔隙度与渗透率的对数具有较好的相关性,提出采用孔渗关系计算渗透率,但该方法对孔隙结构复杂的地层适用性较差^[6]。Timur考虑孔隙结构的影响,提出了利用孔隙度、束缚水饱和度评价渗透率的模型^[7]。为进一步描述储层的孔隙特征,Amaefule等提出采用流动单元指数(FZI)计算储层的渗透率^[8]。随着评价的油田愈发复杂,范宜仁等利用 T_2 双截止值将岩石孔隙类型进一步细分,提出采用 T_2 双截止值的渗透率评价模型^[9]。此外,国内外学者还基于测井相、沉积相、岩石物理相等对储层进行分类,在分类的基础上精细评价储层的渗透率^[10-12],但该方法操作繁琐,不同解释人员的分类结果差异大。以上方法均是建立在大量岩心分析实验的基础上开展的。由于海上油田钻井费用高、取心价格昂贵,部分油田缺少岩心分析资料,渗透率的准确评价难以开展。针对该问题,刘堂宴等人^[13-17]利用测压资料,将测压流度转换为岩石的渗透率,但该方法仅能获取地层的相

渗透率。时新磊等人^[18]利用测压流度和岩心分析渗透率,提出了利用随钻测压流度到岩心绝对渗透率的转换方法,但以上方法获取的是单点的渗透率,无法连续评价地层的渗透性。

针对以上问题,本文利用渤海A及周边油田的相渗实验资料,建立了束缚水饱和度与油相相对渗透率的相关关系,再结合测压流度资料,将测压流度转化为绝对渗透率,进而建立基于孔隙度和束缚水饱和度的Coates渗透率评价模型,为油田的高效开发提供奠定基础。

1 区域概况

渤海A油田是位于渤海湾盆地辽西凸起中部,整体构造形态为受辽西1号大断层控制的半背斜构造。主力目的层为古近系沙河街组沙一段,为辫状河三角洲沉积,储层岩性主要为中、细粒岩屑长石砂岩,矿物成分主要为石英、长石。勘探阶段,由于受海上工期短和取心费用高等因素的影响,沙一段未进行钻井取心,仅获取了23颗井壁取心资料。根据壁心分析,储层的孔隙度分布范围23.2%~36.0%,平均值29.5%,渗透率分布范围6.7~2159.3 mD,平均值为373.3 mD,属于高孔、中渗储层。开发阶段,依据OIP阶段壁心孔隙度与渗透率的关系(图1),A油田的测井解释平均渗透率为277.2 mD,但油田的单井产能高(平均日产

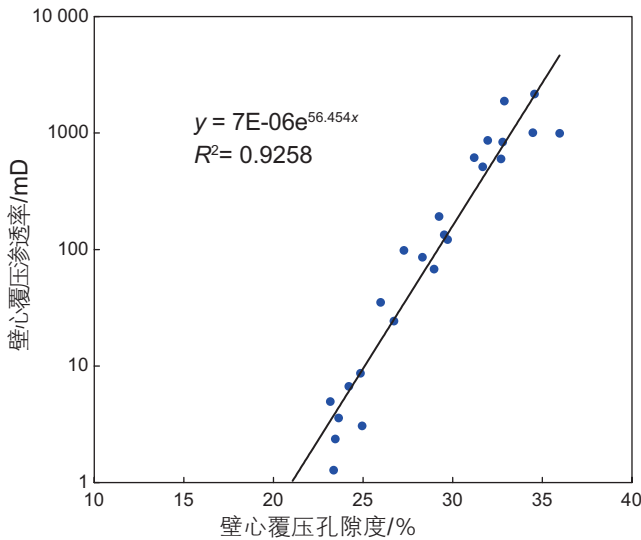


图1 渤海A油田壁心孔隙度与渗透率关系

Fig. 1 Relationship between wall core porosity and permeability in Bohai A oilfield

油 162 t), 试井平均渗透率为 682 mD, 试井渗透率高于测井解释的地层绝对渗透率。由于A油田壁心样品数量少, 代表性差且易受钻井液污染, 无法准确评价储层的渗透率, 为油田的产能预测和采收率的标定带来了不确定性, 如何利用已有的资料建立合适的渗透率评价模型对于油田的开发至关重要。

2 基于相渗实验和测压流度评价渗透率的方法

2.1 油相相对渗透率评价模型

油水相对渗透率曲线是油藏工程重要的基础资料^[19-20], 能够反映油水两相在多孔介质中的流动规律, 是油田开发、动态分析中必不可少的资料。Jones^[21]根据大量的相渗实验资料发现油相相对渗透率取决于地层的束缚水饱和度, 并提出连续油相和水相相对渗透率的计算方法, 其公式如下为:

$$K_{ro} = d \times \frac{(1 - S_w)^a}{(1 - S_{wirr})^b} \quad (1)$$

$$K_{rw} = \left(\frac{S_{wirr} - S_w}{1 - S_{wirr}} \right)^c \quad (2)$$

式中, K_{ro} 为油相相对渗透率; K_{rw} 为水相相对渗透率; S_w 为含水饱和度, f (fraction, 表示小数, 下同); S_{wirr} 为束缚水饱和度, f ; a , b , c , d 为经验系数。

对于纯油层来说 $S_w = S_{wirr}$, 水相相对渗透率为 0, 油相相对渗透率的计算可简化为一般形式:

$$K_{ro} = d \times \frac{1}{(1 - S_{wirr})^{a-b}} \quad (3)$$

利用A油田及周边埋深、物性、孔隙结构及地层原油性质相似的油田共 39 块岩心/壁心样品设计油水相对渗透率实验, 实验用油选取与地层原油黏度相似的白油(1~3.1 mPa·s), 具体实验结果见表 1。

基于 39 块样品的相渗实验数据, 建立了束缚水饱和度与油相相对渗透率的关系式(见式 4、图 2), 两者之间的相关性较好。因此, 在确定地层束缚水饱和度后, 由公式(4)可以计算得到油层的油相相对渗透率。

$$K_{ro} = 0.9524 \times (1 - S_{wirr})^{4.4014} \quad (4)$$

2.2 基于变 T_2 截止值计算束缚水饱和度

由公式(4)可知, 油相相对渗透率计算的关键是束缚水饱和度的准确评价。束缚水饱和度主要通过岩心直接测量和测井资料解释两种方法获取, 其中岩心直接测量获取的束缚水饱和度较为准确, 但岩心测量无法获得连续的束缚水饱和度, 难以推广使用。目前, 测井解释束缚水饱和度主要有统计分析法和核磁共振测井反演法两种方法^[22-25]。由于研究区大多数开发井获取了核磁共振测井资料, 本文采用核磁共振变 T_2 截止值的方法计算束缚水饱和度。

2.2.1 岩心核磁共振实验

使用低场核磁共振分析仪及岩心专用离心机, 选取 27 块研究区岩心样品进行了可动流体 T_2 截止值标定。选取岩心的孔隙度分布为 18.3%~34.8%, 渗透率分布为 118.5~3400 mD。其具体的实验步骤如下:

1)将岩心柱塞烘干, 称干重, 测量长度和直径, 测量岩样的孔隙度与渗透率。

2)将岩样抽真空并饱和水, 饱和水后称重并测量核磁共振 T_2 谱。主要测量参数为: 回波间隔为 0.6 ms, 等待时间为 6000 ms, 回波个数为 1024。

3)分别用 0.35 MPa, 0.7 MPa, 1.4 MPa的离心力对岩样进行高速离心, 每次离心后称重并进行核磁共振 T_2 谱测量, 测量参数与步骤 2)相同。

根据岩心核磁 T_2 谱面积可以得到不同离心力状态下的含水饱和度, 若岩心含水饱和度的变化在 3%以内, 则可认为离心力为最佳压力^[26-27]。在岩心束缚水 T_2 谱测量过程中, 当离心力从 0.35 MPa增加到 0.7 MPa时, 岩心的含水饱和度有较大幅度的减小(图 3), 含水饱和度从 25.6%降低至 20.3%, 说明岩心内部的可动水未完全驱替。当离心力从 0.7 MPa增加至 1.4 MPa时, 岩心的含水饱和度变化幅度较小(图 3),

表1 A油田及周边油田岩心/壁心油水相渗实验结果

Table 1 Experimental results of core/wall core oil-water phase infiltration in oil field A and its surrounding oil fields

井名	样品 编号	白油黏度 /mPa·s	岩心孔隙 度/%	岩心渗透 率/mD	束缚水饱 和度/%	残余油 饱和度/%	束缚水饱和度下 的油相渗透率/%	残余油饱和度下的 水相渗透率/%
LD4-2-C4	1-031A	2.3	31.7	637.0	31.9	21.2	103.0	46.9
LD4-2-C4	2-008A	2.3	32.9	3587.0	21.7	17.9	1369.1	140.0
LD4-2-C4	2-025A	2.4	32.2	2078.0	30.7	19.8	338.8	160.9
LD4-2-C4	3-027A	2.4	35.0	3330.0	26.7	17.0	828.0	367.0
LD4-2-C4	3-034A	2.5	34.6	1875.0	31.1	19.0	349.5	181.7
LD4-2-C4	2-034S	2.5	33.3	3464.0	13.8	30.1	1752.8	391.9
LD4-2-C4	2-034T	2.3	32.4	2750.2	23.9	30.1	764.0	273.5
LD4-2-C4	2-034C	2.3	33.9	3301.7	25.2	21.0	860.3	332.1
LD4-2-C4	2-034D	2.3	32.7	2283.8	24.4	16.7	611.8	252.6
LD4-2-C4	2-034E	2.3	33.2	2892.3	17.5	18.1	1070.2	76.5
LD4-2-C4	2-036F	2.3	36.5	4770.0	34.4	23.6	614.0	154.2
LD4-2-C4	2-036D	2.3	34.1	5518.0	33.4	24.8	827.9	83.4
LD4-2-C4	2-036H	2.3	35.7	5151.0	32.3	23.8	966.1	319.2
LD4-2-C4	2-036N	2.3	36.4	5486.0	33.3	20.2	844.4	316.2
JZ25-1-C13	1-020A	3.1	28.2	595.2	22.6	28.6	124.9	33.0
JZ25-1-C13	1-022A	3.1	27.9	130.5	41.5	31.8	8.2	1.8
JZ25-1-C13	2-021A	3.1	26.5	154.7	37.5	31.6	17.1	3.9
JZ25-1-C13	2-022A	3.1	27.0	109.4	42.5	31.7	11.1	2.3
JZ25-1-C13	2-040A	3.1	28.2	837.7	24.2	28.6	231.0	66.3
JZ25-1-C13	3-008A	3.1	28.3	1755.0	21.9	27.7	563.9	203.6
JZ25-1-C13	3-010A	3.1	28.7	1182.8	23.4	26.7	348.2	108.3
JZ25-1-C13	3-015A	3.1	25.6	98.7	15.3	31.5	49.4	9.9
JZ25-1-C13	3-016A	3.1	26.9	279.0	23.0	30.3	98.3	24.3
JZ25-1-C13	3-022A	3.1	29.8	2039.7	31.6	27.6	410.4	156.8
JZ25-1-C13	4-024A	3.1	28.3	4011.9	18.5	24.4	1391.5	624.8
JZ25-1-C13	4-030A	3.1	28.0	2477.9	16.5	27.0	939.9	368.5
JZ25-1-C13	4-032A	3.1	27.7	1576.2	22.8	27.2	369.5	124.5
JZ25-1-C13	4-037A	3.1	27.7	3558.4	19.8	25.5	1382.3	588.9
JZ25-1-C13	4-042A	3.1	26.8	1592.3	25.5	27.4	367.3	126.7
LD16-3-B11	1-009A	1.5	29.2	379.6	32.4	24.1	72.2	26.2
LD16-3-B11	1-017A	1.5	28.7	257.2	33.5	21.0	46.9	18.2
LD16-3-B11	2-004A	1.5	30.5	678.0	21.6	23.5	234.5	50.6
LD16-3-B11	2-010A	1.5	30.9	776.4	18.0	26.9	324.8	120.3
LD16-3-B11	2-020A	1.5	29.4	302.6	39.4	24.4	33.9	12.1
JZ25-1-7	1-004	1.0	27.6	235.3	44.5	21.3	18.9	3.3
JZ25-1S-2	1-005A	2.1	31.0	936.1	17.0	29.3	426.6	162.5
JZ25-1S-2	1-007A	2.1	27.7	3042.6	25.1	28.4	969.8	334.7
JZ25-1S-2	1-004A	2.1	30.2	1390.2	23.9	24.8	480.4	151.7
JZ25-1S-2	1-008A	2.1	29.7	1497.4	25.2	27.2	486.1	170.9

岩心含水饱和度从 20.3%降低至 18.5%，含水饱和度的变化幅度达到实验要求。最终选择 1.4 MPa 作获取 T_2 截止值的最佳离心力。

2.2.2 核磁共振 T_2 截止值的确定

通过对研究区 27 块岩心样品核磁共振 T_2 谱分析，岩心的核磁共振 T_2 谱类型较为复杂， T_2 截止值是变化的，分布范围为 4.8~38.2 ms。统计发现，研究区核磁

共振 T_2 谱主要分为三种类型：双峰大孔隙、双峰小孔隙和单峰小孔隙(图 4)。结合物性分析资料，建立了渤海 A 油田的储层类型的划分标准(表 2)。其中 I 类储层核磁共振 T_2 谱主要以双峰大孔隙分布为主，平均 T_2 截止值为 28.3 ms；II 类储层核磁 T_2 谱的类型为双峰小

孔隙型，平均 T_2 截止值为 18.7 ms。III 类储层核磁共振 T_2 谱主要表现为单峰小孔隙型，平均 T_2 截止值为 8.5 ms。最终，I 类储层的 T_2 截止值采用 28.3 ms，II 类储层的 T_2 截止值为 18.7 ms，III 类储层的 T_2 截止值为 8.5 ms。

利用上述方法对核磁共振测井资料进行处理，计算得到了地层的束缚水饱和度。从图 5 中可以看出，利用变 T_2 截止值计算的束缚水饱和度与岩心实验的束缚水饱和度之间的绝对误差均小于 7.0%。利用变

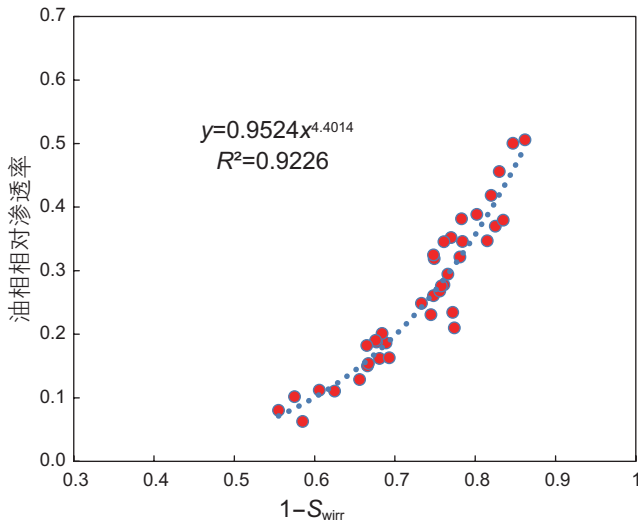


图 2 渤海 A 油田及周边油田束缚水饱和度与油相相对渗透率关系图

Fig. 2 Relation between bound water saturation and oil phase relative permeability in Bohai A oil field and its surrounding oil fields

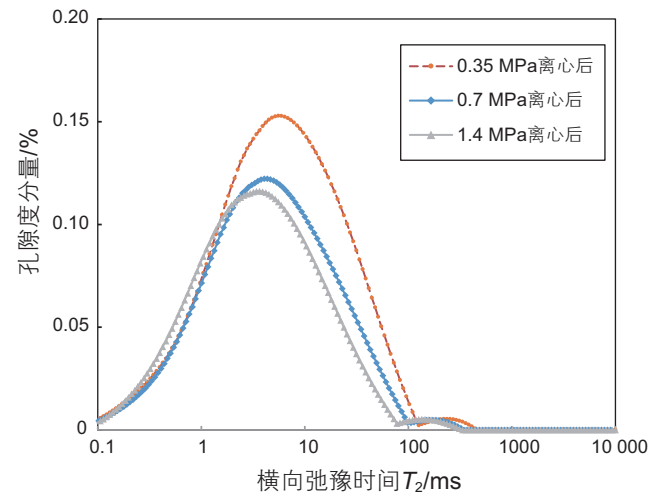


图 3 岩心样品不同离心力的岩心核磁共振 T_2 谱
Fig. 3 NMR T_2 spectra of core samples under different centrifugal forces

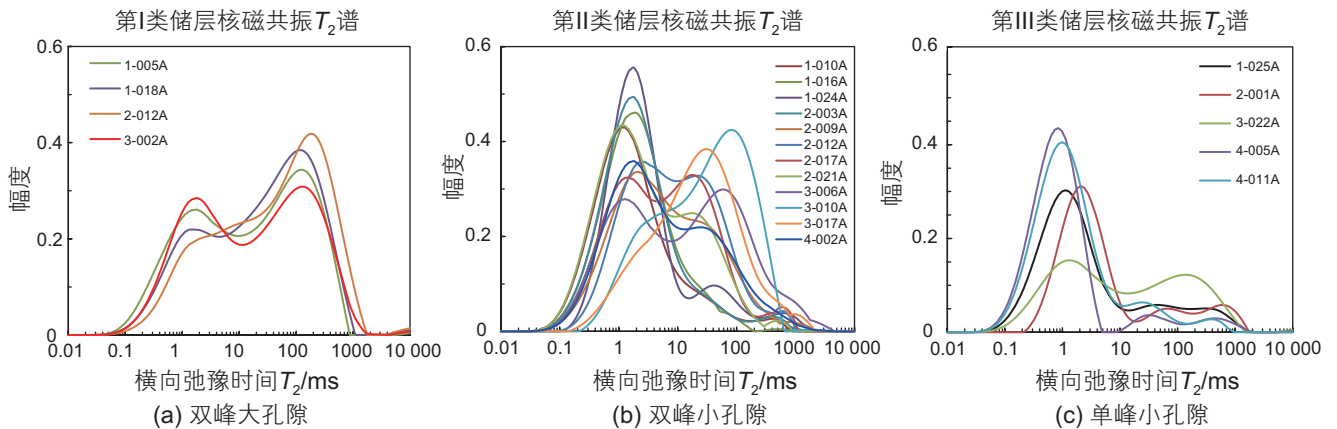


图 4 渤海 A 油田及周边油田 27 块岩心核磁共振 T_2 谱

Fig. 4 NMR T_2 spectra of 27 cores in Bohai A oilfield and its surrounding oil fields

表 2 渤海 A 油田三种不同类型岩心样品物性与 T_2 截止值分布表

Table 2 Distribution table of physical properties and T_2 cutoff values of three different types of core samples in Bohai A Oilfield

岩心类型	孔隙度/%	渗透率/mD	T_2 截止值/ms	平均 T_2 截止值/ms
I 类	30.0~35.0	>1500.0	20.9~38.2	28.3
II 类	22.0~30.0	200.0~1500.0	7.1~24.5	18.7
III 类	<22.0	<200.0	4.8~10.6	8.5

T_2 截止值计算的束缚水饱和度平均值为 60.2%，岩心束缚水饱和度平均值为 60.8%，二者之间绝对误差为 0.6%，相对误差为 0.96%，说明该方法计算的束缚水饱和度是可靠的。再将计算的束缚水饱和度代入到公式(4)中即可得到连续的油相相对渗透率曲线。

2.3 测压流度与地层渗透率的转换方法

油相相对渗透率为油相渗透率与绝对渗透率的比值，在确定油相相对渗透率后，结合地层的油相渗透率，利用式(5)可以确定地层的绝对渗透率。

$$K_{\text{air}} = \frac{K_o}{K_{\text{ro}}} \quad (5)$$

式中， K_{air} 为地层绝对渗透率，mD； K_o 为油相渗透率，mD； K_{ro} 为油相相对渗透率。

A 油田具有丰富的测压资料，利用测压资料可获得地层的油相渗透率。在测压过程中，利用压力下降和压力恢复过程中仪器内部压力计测到的流体压力变化数据可获得地层流度。当测量的压力恢复稳定时(1分钟内压力的变化小于 1 psi)，工具最终的压力恢复读值即为地层压力^[28]。在测压过程中根据压力值的变化和公式(6)可计算地层的流度。

$$M = \frac{\partial V}{4r \int_{t_2}^t [p_{\text{sf}} - p_t] dt} \quad (6)$$

式中， M 为地层流度，mD/cP； ∂ 为形状因子； V 为预测试抽取流体体积， cm^3 ； r 为探针半径，in； t 为测试时间，s； p_{sf} 为井筒附近地层压力，MPa； p_t 为压力计

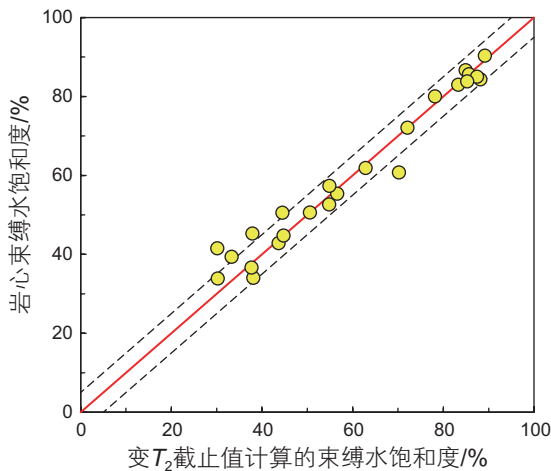


图5 利用变 T_2 截止值计算的束缚水饱和度与岩心实验的束缚水饱和度对比图

Fig. 5 Comparison between the bound water saturation calculated using the variable T_2 cutoff value and the bound water saturation of the core experiment

在 t 时刻计量的压力，MPa。

由于测压工具测压压力波及范围小且抽吸时间短，其抽吸的流体为地层侵入带的钻井液滤液，因此测压流度反映的是地层中钻井液的流度，其与钻井液黏度的乘积接近于残余油饱和度下水相渗透率^[18]。根据钻井液化验分析结果，渤海A油田钻井液的黏度为 $0.5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ，利用(式7)可将测压流度转化为地层残余油饱和度下的水相渗透率。根据岩心相渗实验资料(图6)，A油田束缚水饱和度下的油相相对渗透率(K_{ro})与残余油饱和度下的水相相对渗透率(K_{rw})的比值是5，再利用式(8)可将测井流度转换为油相渗透率。在此基础上，结合基油相相对渗透率曲线，利用式(5)可得到地层的绝对渗透率。

$$K_{\text{w(Sor)}} = \mu \times M \quad (7)$$

$$K_o = \frac{K_{\text{ro}}}{K_{\text{rw}}} \times K_{\text{w}} \quad (8)$$

式中， $K_{\text{w(Sor)}}$ 为残余油饱和度下的水相渗透率，mD； μ 为钻井液黏度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

图7为渤海A油田E井的测井综合图，图中第7道为基于随钻核磁共振测井计算的束缚水饱和度，第8道为计算得到的连续油相相对渗透率曲线，第9道为测压流度值，第10道为测井流度转换的油相渗透率。经转换，E井油层的油相渗透率在76.8~1324.5 mD之间，平均油相渗透率为446.5 mD，与试井渗透率(537.0 mD)吻合度良好。

3 地层绝对渗透率评价模型的建立

在测压流度转换为地层绝对渗透率后，如何利用

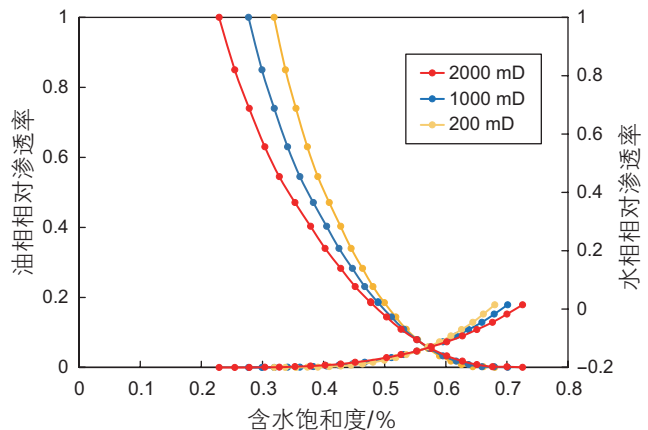


图6 渤海A油田不同岩心的油水相对渗透率曲线

Fig. 6 Oil-water relative permeability curves of different cores in Bohai A oilfield

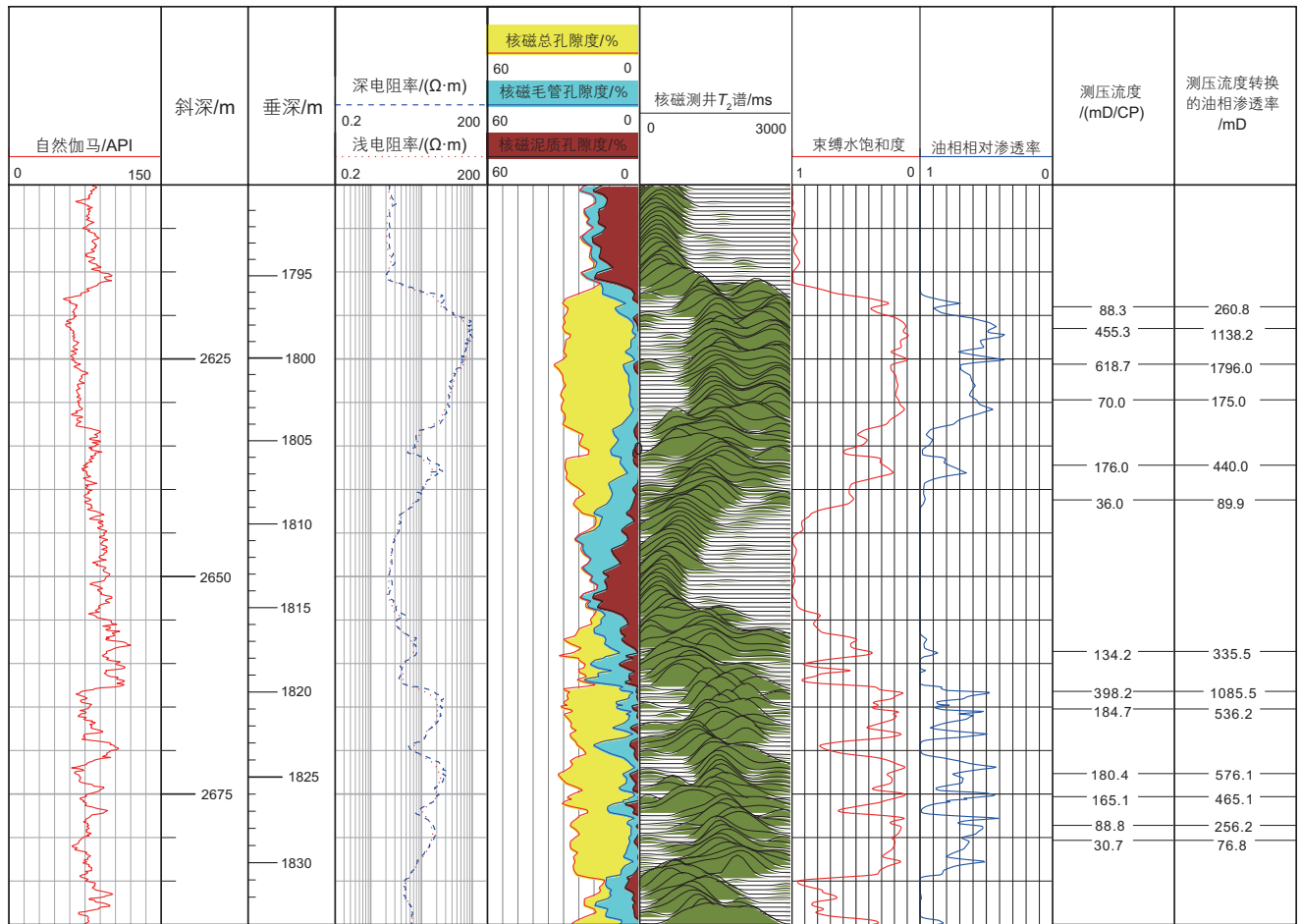


图 7 E 井测压流度及油相渗透率评价综合成果图

Fig. 7 Comprehensive results of evaluation of pressure measurement fluidity and oil phase permeability in well E

离散的点建立绝对渗透率的评价模型是本文研究的重点。Coates 通过研究核磁共振测井和束缚水饱和度，在 Timur 公式的基础上提出了一种计算渗透率的公式：

$$K = \left(\frac{\varphi_{cor}}{y} \right)^m \times \left(\frac{1 - S_{wirr}}{S_{wirr}} \right)^n \quad (9)$$

式中， K 为岩心绝对渗透率，mD； φ_{cor} 为岩心孔隙度，%； S_{wirr} —岩心束缚水饱和度，小数； y 、 m 和 n 为模型参数，其数值需要通过岩心刻度得到。利用 A 油田 66 个有效测压点转换得到的地层绝对渗透率，结合测井解释孔隙度、核磁束缚水饱和度，刻度了 A 油田的 Coates 渗透率评价模型，式(9)中 y 、 m 、 n 参数分别为 1.035、1.656 和 1.728，拟合关系式如式(10)，相关系数为 0.8761，拟合精度高。

$$K = \left(\frac{\varphi_{cor}}{1.035} \right)^{1.656} \times \left(\frac{1 - S_{wirr}}{S_{wirr}} \right)^{1.728} \quad (10)$$

4 应用效果分析

4.1 基于新模型评价渗透率的应用实例

在渤海 A 油田开发阶段后期，在 P 井进行了钻井取心，获取了大量的岩心实验资料，如图 8 所示。图 8 中第 7 道为测井解释孔隙度与岩心分析覆压孔隙度的对比，两者吻合度较高。图中第 8 道为利用壁心孔渗关系(旧模型)计算的绝对渗透率与岩心渗透率对比结果，两者间的相对误差为 74.6%~88.9%(见表 3)。第 9 道为利用新方法计算的地层绝对渗透率与岩心覆压空气渗透率对比结果，两者间的相对误差为 21.4%~27.4%(见表 3)，因此新方法大幅提高了地层绝对渗透率的评价精度。从对比结果也可以看出，少数点的岩心覆压渗透率低于新模型计算的地层绝对渗透率，主要是由于取心段内存在厚度在 0.5m 以内的隔夹层，测井资料由于受分辨率的限制难以准确表征其测井特征，导致计算结果误差较大。

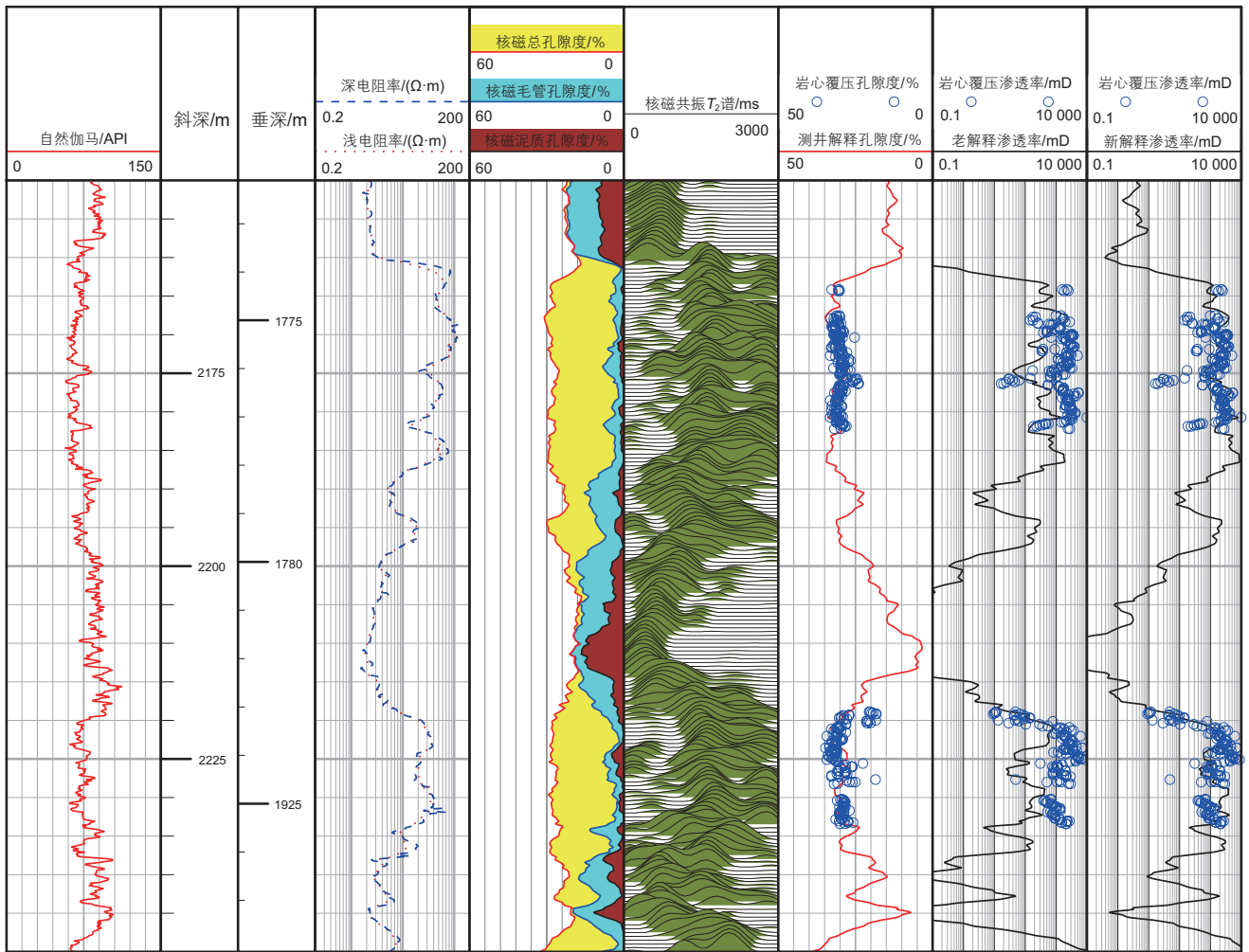


图 8 P井新、旧渗透率模型与岩心渗透率对比图

Fig. 8 Comparison between new and old permeability models and core permeability of Well P

表 3 新、旧模型地层绝对渗透率计算结果与岩心渗透率对比表

Table 3 Comparison between the calculation results of absolute permeability and core permeability of the new and old models

取心井段/m	岩心渗透率/mD	旧模型预测结果		新模型预测结果	
		平均渗透率/mD	相对误差/%	平均渗透率/mD	相对误差/%
2164.0~2183.0	1829.0	203.0	88.9	1328.0	27.4
2218.0~2234.0	1960.0	498.2	74.6	2379.3	21.4

4.2 渗透率模型在产能评价中的应用

开发阶段，基于新方法计算渗透率的结果，储层物性、储层品质认识较OIP阶段变好，测井解释渗透率中值由复算前 230.6 mD变为 1496.5 mD，新方法计算的地层绝对渗透率与油田的试井平均渗透率 (682.0 mD)更吻合。

由式(11)和式(12)可知，在井网参数和流体物性参数变化不大的情况下，渗透率与产能呈线性关

系^[29-30]，利用新、旧渗透率的结果对全油田已投产的 14 口井的产能进行预测。与旧模型预测的结果相比，新模型的预测结果与油田实际产能吻合更好(图 9)。

$$J = \frac{0.236K}{\ln(r_e / r_w)\mu_o B} \tag{11}$$

$$Q = h(P_r - P_{wr})J \tag{12}$$

式中，J为比采油指数，m³/(d·Mpa·m)；r_e为供油半径，m；r_w为井口半径，m；μ_o—原油黏度，mPa·s；r_w—

为井口半径, m; Q 为日产量, m^3/d ; h 为储层厚度, m; p_r 为地层压力, MPa; P_{wr} 为井底流压, MPa。

基于新模型计算的渗透率结果进行油藏数值模拟

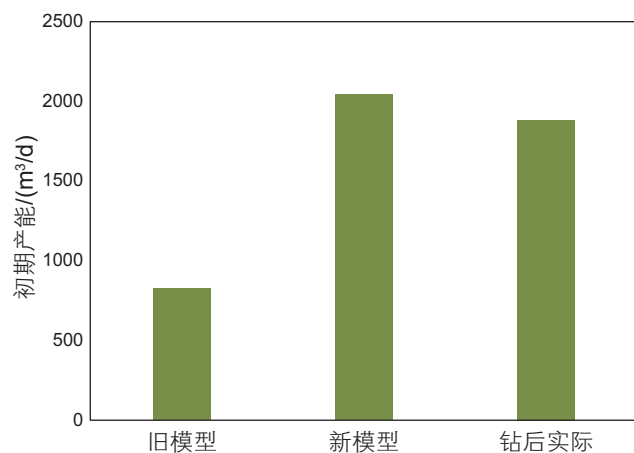


图9 新、旧渗透率模型产能预测结果与实际产能对比图

Fig. 9 Comparison between the prediction results of new and old permeability models and the actual productivity

5 结论

1) 束缚水饱和度与岩石油相相对渗透率的相关性较好, 基于此建立了束缚水饱和度与油相相对渗透率的拟合关系。采用变 T_2 截止值法准确计算地层束缚水饱和度, 实现了地层油相相对渗透率的连续计算。

2) 测压流度与钻井液黏度的乘积接近于岩石的水

研究, 在人工水驱模式下, 含水上升速度变缓, 无水采油期延长(图10), 采收率由29.1%提升至35.5%, 与油田现阶段的实际生产情况吻合。

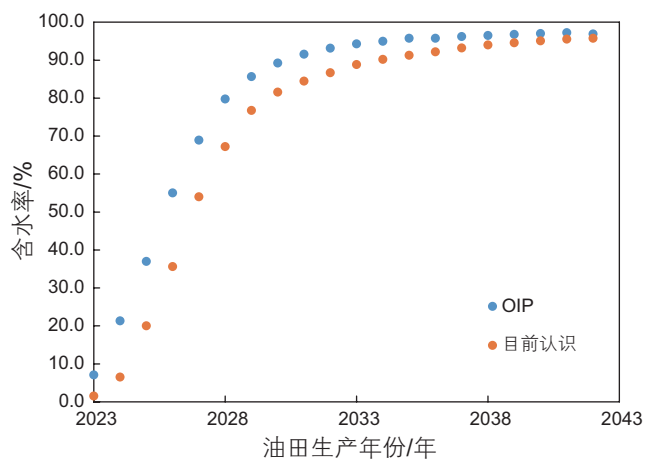


图10 新、旧渗透率模型预测含水率曲线对比图

Fig. 10 Comparison of moisture content curves predicted by new and old permeability models

相渗透率, 结合相渗实验结果, 提出一种测压流度到地层油相渗透率的转换方法, 并结合油相相对渗透率曲线, 实现了测压流度向地层岩心渗透率的转换, 并建立了Coates渗透率评价模型。

3) 与勘探阶段的模型相比, 新模型计算的渗透率与试井渗透率、岩心分析渗透率吻合度更高, 提高了研究区渗透率评价精度, 解决了缺乏岩心分析渗透率资料导致渗透率难以评价的问题。

参考文献

- [1] 郑场, 徐锦绣, 刘欢, 等. 基于随钻核磁测井的渗透率评价方法及其应用——以渤海锦州油田古近系沙河街组为例[J]. 中国海上油气, 2019, 31(02): 69–75. [ZHENG Y, XU J X, LIU H, et al. A permeability evaluation method based on NMR logging while drilling and its application: Taking Paleogene Shahejie Formation in Jinzhou oilfield of Bohai sea as an example[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(2): 69–75.]
- [2] 赵培强, 李长文, 沙峰, 等. 滨里海盆地东缘中区块碳酸盐岩储层渗透率预测研究[J]. 石油科学通报, 2020, 01: 39–48. [ZHAO P Q, LI C W, SHA F, et al. Study of permeability prediction of carbonate reservoirs in the middle block of the eastern margin of the Caspian Basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 01: 39–48.]
- [3] 李宁, 王克文, 武宏亮, 等. 渗透率测井评价现状及发展方向[J]. 石油科学通报, 2023, 8(04): 432–444. [LI N, WANG K W, WU H L, et al. Permeability logging evaluation: Current status and development directions[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(04): 432–444.]
- [4] CUI Y J, SH X L. Accurate permeability estimation in a heterogeneous middle east carbonate field through facies classification and core-log integration[R]. OTC28651, 2018.
- [5] 鲁健康, 郝彬, 李程善, 等. 基于流动单元分类的致密砂岩储层渗透率预测[J]. 石油科学通报, 2021, 03: 369–379. [LU J K, HAO B, LI C S, et al. Permeability prediction of tight sandstone reservoirs based on flow unit classification[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 03: 369–379.]
- [6] HERRON M M. Estimating the intrinsic permeability of classic sediments from geochemical data[C]//SPWLA Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1987.

- [7] TIMUR A. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships[C]//SPWLA Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1987.
- [8] AMAEFULE J O, ALTUNBAY M, TIAB D, et al. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic(flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells[C]//SPE 26463, 1993.
- [9] 范宜仁, 刘建宇, 葛新民, 等. 基于核磁共振双截止值的致密砂岩渗透率评价新方法[J]. 地球物理学报, 2018, 61(04): 1628–1638. [FAN Y R, LIU J Y, GE X M, et al. Permeability evaluation of tight sandstone based on dual T_2 cutoff values measured by NMR[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2018, 43(01): 181–189.]
- [10] 潘军, 杨国栋. 玛湖地区低渗透致密砂砾岩储层渗透率模型研究及应用[J]. 测井技术, 2018, 42(03): 321–324. [PAN J, YANG G D. Reserch and application of permeability model of low permeability reservoirs of Mahu Area[J]. Well Logging Technology, 2018, 42(03): 321–324.]
- [11] 张鹏, 樊云峰. 鄂尔多斯盆地低孔低渗储层渗透率测井建模研究[J]. 科学技术与工程, 2017, 17(17): 172–177. [ZHANG P, FAN Y F. Permeability logging model-building of low porosity and low permeability reservoirs in Ordos Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(17): 172–177.]
- [12] 路萍, 王浩辰, 高春云, 等. 致密砂岩储层渗透率预测技术研究进展[J]. 地球物理学进展, 2022, 37(06): 2428–2438. [LU P, WANG H C, GAO C Y, et al. Research progress of permeability prediction technology for tight sandstone reservoir[J]. Progress in Geophysics, 2022, 37(06): 2428–2438.]
- [13] 刘晏堂, 吕洪志, 王绍民, 等. 用MDT压降流度计算地层渗透率的新方法[J]. 中国海上油气, 2003, 17(3): 211–214. [LIU Y T, LYU H Z, WANG S M, et al. New calculating methods of formation permeability from MDT mobility[J]. China Offshore Oil and Gas, 2003, 17(3): 211–214.]
- [14] 鹿克峰, 简洁, 朱文娟, 等. 利用MDT压降流度求取低渗气藏气相渗透率的方法[J]. 中国海上油气, 2015, 27(6): 53–56. [LU K F, JIAN J, ZHU W J, et al. Calculating gas phase permeability with drawdown fluidity tested by MDT for low permeability gas reservoir[J]. China Offshore Oil and Gas, 2015, 27(6): 53–56.]
- [15] 杨冬, 张海荣, 吴一雄, 等. 电缆地层测试资料在低渗气产能预测中的应用[J]. 中国海上油气, 2018, 30(6): 109–114. [YANG D, ZHANG H R, WU Y X, et al. Application of cable formation test data in productivity prediction of low permeability gas reservoir[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(6): 109–114.]
- [16] 高永德, 孙殿强, 杨冬, 等. 基于电电缆地层测试资料储层有效渗透率计算方法[J]. 地质科技情报, 2019, 38(2): 137–142. [GAO Y D, SUN D Q, YANG D, et al. Computing methods for reservoir effective permeability based on wireline formation test data[J]. Geological Science and Technology Information. 2019, 38(2): 137–142.]
- [17] 张聪慧, 刘树巩, 李义. 利用电缆地层测试资料进行低渗储层流度计算和产能预测[J]. 中国海上油气, 2013, 25(1): 43–45. [ZHANG C H, LIU S G, LI Y. A discussion on methods to determine reservoir mobility and productivity by using wireline formation test data[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(1): 43–45.]
- [18] 时新磊, 崔云江, 许万坤, 等. 基于随钻测压流度的地层渗透率评价方法及产能预测[J]. 石油勘探与开发, 2020, 7(1): 140–147. [SHI X Li, CUI Y J, XU W K, et al. Formation permeability evaluation and productivity prediction based on mobility from pressure measurement while drilling[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 140–147.]
- [19] 陈元千. 相对渗透率曲线和毛管压力曲线的标准化方法[J]. 石油实验质, 1990, (01): 64–70. [CHEN Y Q. Standardization on the curve of permeability and capillary pressure[J]. Experimental Petroleum Geology, 1990, (1): 64–70.]
- [20] 杨宁, 姜贵璞. 基于动态相渗Arps产量模型的特高含水后期开发指标预测——以大庆长垣杏北开发A区为例[J]. 大庆石油地质与开发 [2024–07–15]. [YANG N, JIANG G P. Prediction of development indexes in late ultra-high water cut stage based on dynamic relative permeability Arps production model: Taking Xingbei Block A of Daqing Placanticline as an example[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing [2024–07–15].]
- [21] JONES P. Production engineering and reservoir mechanics (oil, condensate and natural gas), The Oil and Gas Journal, 1945.
- [22] 张冲, 孙康, 康楠, 等. 随钻核磁共振测井横向弛豫时间截止值计算方法与应用[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2023, 20(01): 21–29. [ZHANG C, SUN K, KANG N, et al. Calculation method and application of transverse relaxation time cutoff for NMR logging while drilling[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2023, 20(1): 21–29.]
- [23] 骆玉虎, 张恒荣, 汤翟, 等. 随钻核磁共振测井在南海文昌油田低阻油层流体识别中的应用[J]. 地质科技通报, 2023, 42(01): 420–428. [LUO Y H, ZHANG H G, TANG D, et al. Application of NMR logging while drilling in fluid identification of low resistivity reservoirs in Wenchang Oilfield[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(1): 420–428.]
- [24] 李新, 罗嗣慧, 肖立志, 等. 随钻核磁共振测井探测器构建方法研究[J]. 石油科学通报, 2020, 02: 172–181. [LI X, LUO S H, XIAO L Z, et al. Construction method study of NMR probe for logging while drilling[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 02: 172–181.]
- [25] 邢会民. 基于常规测井资料的束缚水饱和度综合确定方法研究[J]. 钻采工艺, 2010, 33(S1): 37–40+8. [XING H M. Comprehensive determination method of the irreducible water saturation based on conventional logging data[J]. Drilling & Production Technology, 33(S1): 37–40+8.]

- [26] 李港, 张占松, 郭建宏, 等. 基于核磁共振测井的束缚水饱和度评价方法: 以中东地区 M 层组的孔隙型碳酸盐岩储层为例[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(30): 12900–12910. [LI G, ZHANG Z S, GUO J H, et al. Evaluation method of irreducible water saturation based on nuclear magnetic resonance logging: Taking the porous carbonate reservoir of M formation in the Middle East as an example[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(30): 12900–12910.]
- [27] 李俊乾, 宋兆京, 王民, 等. 页岩基质孔隙油微观赋存及可动性定量表征—以东营凹陷沙河街组为例[J]. 石油科学通报, 2024, 01: 1–20. [LI J Q, SONG Z J, WANG M, et al. Quantitative characterization of microscopic occurrence and mobility of oil in shale matrix pores: A case study of the Shahejie Formation in the Dongying Sag. Petroleum Science Bulletin, 2024, 01: 1–20.]
- [28] 陈鸣, 聂桂萍, 谭舜, 等. Stethoscope 随钻测压技术在南海 Z 油田的应用[J]. 录井工程, 2016, 27(3): 67–71. [CHEN M, NIE G P, TAN S, et al. Application of stethoscope pressure while drilling in Z Oilfield of South China Sea[J]. Mud Logging Engineering, 2016, 27(3): 67–71.]
- [29] 翁昊阳, 王晓鹏, 张启龙, 等. 基于有限元数值模拟的裸眼射孔完井产能评价[J]. 石油科学通报, 2023, 02: 152–165. [WENG H Y, WANG X P, ZHANG Q L, et al. Productivity evaluation of openhole perforation completion based on finite element numerical simulation[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 02: 152–165.]
- [30] 王洪亮, 林霞, 蒋丽维, 等. 基于聚类及长短时记忆神经网络预测油田产量[J]. 石油科学通报, 2024, 01: 62–72. [WANG H L, LIN X, JIANG L W, et al. An oilfield production prediction method based on clustering and long short-term memory neural network[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 05: 62–72.]

(编辑 付娟娟)