

基于核磁测井的超压砾岩油层渗透率计算方法 ——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系上乌尔禾组为例

曹志锋¹, 蔺敬旗¹, 郑以华², 甘仁忠², 吴伟³, 王先虎¹, 陈敬², 邵广辉³

1 中国石油集团测井有限公司新疆分公司; 2 中国石油新疆油田公司勘探事业部;

3 中国石油集团测井有限公司地质研究院

摘要 超压砾岩油藏具有低孔高渗的异常特征,核磁共振测井渗透率计算的经典模型不能求准储层渗透率。通过深入分析超压储层特征和物性影响机理,明确了超压强度是渗透率的主控因素,提出了在SDR模型的基础上引入超压物性指数和孔隙结构指数,构建超压砾岩储层核磁共振渗透率处理模型的新方法。以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系上乌尔禾组为例,开展了超压砾岩油层岩石物理联测实验以模拟地层超压,研究了超压对储层孔隙度、渗透率及电阻率的影响,建立了超压砾岩储层的SDR-超压渗透率计算模型。经与岩心分析数据对比,新模型在储层渗透率计算中取得了较好的效果。

关键词 核磁共振; 渗透率模型; 超压储层; 砾岩; 上乌尔禾组; 玛湖凹陷; 准噶尔盆地

中图分类号:P631.8⁴ **文献标识码**:A

0 前言

准确获取储层渗透率对油气田勘探开发至关重要。核磁共振测井技术的应用显著提高了常规砂岩、砂砾岩、碳酸盐岩、火山岩等储层渗透率的计算精度。基于核磁共振建立的SDR模型、Coates模型是目前最精确的储层渗透率计算经典模型,在实际生产中取得了非常好的效果。

随着勘探对象的复杂化,前人从基于核磁共振计算渗透率的原理出发,研究了经典模型的诸多扩展形式,在低孔低渗、非均质性强的致密储层及复杂孔隙结构储层中也取得显著成效。白松涛等^[1]根据岩石毛细管束模型和磁场物理理论研究推导出常规砂岩核磁共振横向弛豫时间(T_2)与渗透率之间理论关系的表达式。王迪等^[2]通过实验证实了基于 T_2 和毛管压力分类转换计算渗透率的先决条件是孔喉半径比稳定。针对孔喉半径分布范围广、孔隙结构复杂的储层,丛云海等^[3]利用遗传算法构建了基于等效岩石组分理论的核磁渗透率优化方程,在此基础上,韩玉娇等^[4]、刘焯^[5]、周明顺等^[6]利用核磁共振 T_2 谱进行孔径组分划分,提出了根据不同组分对

渗透率的贡献差异计算渗透率的新思路。在模型改进及扩展应用方面,成志刚等^[7]利用核磁共振 T_2 谱构建伪毛细管压力曲线来求取表征孔隙结构的定量参数,结合地区经验优选参数,构建了表征渗透率的函数。陈鸿安^[8]通过数值拟合确定SDR模型和Coates模型中的待定系数,并由实验数据分析评价这两种渗透率模型在某一地区的适用性。刘峥君等^[9]对砂岩进行饱和水核磁共振测量,并将 T_2 谱与其压汞曲线进行对比分析,应用最小二乘法拟合得出 T_2 弛豫时间与孔喉半径的转换参数,求得岩心核磁孔喉分布及核磁孔喉参数,分析了各孔喉参数与渗透率的关系。朱林奇^[10]分析了以连续伪毛管压力曲线与压汞实验预测岩心渗透率模型为基础的核磁共振测井渗透率模型精度不高的原因,提出以混合智能算法作为预测算法的模型,通过混合智能算法确定 T_2 全谱与渗透率的关系。在提高模型适应性方面,范宜仁等^[11]将SDR模型和Coates模型相结合,建立流动单元指数与 T_2 几何平均值的关系,提出基于核磁共振刻度流动单元的渗透率建模方法。袁春等^[12]用分形理论推导了核磁共振测井横向弛豫时间 T_2 与电阻率增大率的关系,得到了相

收稿日期:2020-10-10; 改回日期:2021-03-10; 网络出版日期:2021-12-17

本文受中国石油集团重大科技专项课题“低渗透砾岩储层评价方法与关键技术及工业化应用”(编号:2020T-007-002)资助

第一作者:曹志锋,高级工程师,从事复杂储层测井评价研究。通信地址:834000 新疆维吾尔自治区克拉玛依市克拉玛依区玉田路39号测井研究所;E-mail:caozxfj@cnpc.com.cn

对渗透率与核磁共振横向弛豫时间的关系式。

相对于常规油气藏而言,超压地层具有快速堆积、储层泥质含量高、有效孔隙度低的特点。准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系超压砾岩储层孔隙度平均在6%左右,这与正常压实储层孔隙度相当,但渗透性则高出数十至数百倍,而渗透性对产能起着决定作用。实际资料处理表明,经典的SDR模型和Coates模型在超压储层中应用效果较差,计算渗透率与岩心分析渗透率误差较大。目前已充分开展了核磁渗透率算法在不同岩性、不同孔隙结构储层的理论分析及应用方面的研究,但是鲜有关于超压储层核磁渗透率模型适应性和效果分析的报道。

鉴于此,本文以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系上乌尔禾组超压砾岩储层为研究对象,开展了超压储层孔隙度-渗透率-电阻率联测实验及超压储层物性影响机理分析,基于SDR模型引入了储层孔隙结构指数、超压地层物性指数,建立了适用于超压储层的核磁共振渗透率新模型,探讨核磁渗透率模型在超压砾岩储层应用中的扩展形式,旨在进一步丰富核磁测井资料的应用范围。

1 问题的提出

1.1 储层基本特征

玛湖凹陷二叠系上乌尔禾组岩性以细中一中粗砾岩为主,夹少量含砾砂岩,孔隙类型主要为原生粒间孔、溶孔,发育少量界面缝、收缩缝。在正常压力段,储层平均孔隙度为8.2%,平均渗透率为 $3.17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔、低渗油层,总体特征表现为岩性、孔隙结构复杂。

由地层测试获取的压力数据表明:地层压力纵向上从下白垩统吐谷鲁群底界深度约1453 m开始,至上二叠统上乌尔禾组顶界深度约3566 m止,地层压力系数稳定为1左右,随深度从1至1.05缓慢增加,为正常压实地层压力特征。但上乌尔禾组中下段除发育正常压实储层外,另发现地层压力系数介于1.25~1.6的异常高压储层。与上乌尔禾组正常压力地层相比,此类超压储层具有低孔隙度、高渗透率的特征,岩心分析渗透率最高达 $81.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。区块内有相同超压特征的玛湖013井、玛湖016井、玛湖022井、玛湖23井等井试油均获工业油流,玛

湖8井上乌尔禾组于3281~3286 m井段测试获得油120.57 t/d、气 $4.473 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业油气流。该类型储层与常规低孔、特低渗砾岩储层相比产量明显较高,表明渗透性对其产能起决定性作用。但是,在储层参数处理中发现,核磁SDR模型和Coates经典模型渗透率计算误差较大,不能满足生产需求。

1.2 经典模型应用效果

SDR模型的表达式为:

$$K_s = (C_1 \phi)^4 T_{2GM}^2 \quad (1)$$

式中: K_s 为SDR模型计算的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ 为核磁测井计算的总孔隙度,%; T_{2GM} 为 T_2 分布的几何平均值,ms; C_1 为待定系数,由岩心实验分析确定。

SDR模型通过总孔隙度和 T_2 几何平均值确定渗透率。该模型认为:虽然不同大小的孔径(T_2 分布不同)对渗透率贡献不同,但将分布平均化可以计算样品渗透率。SDR模型不受束缚水模型的影响,但岩石孔隙中含烃时, T_2 分布的几何平均值会发生变化,使估算的渗透率也发生变化,并且不能做含烃校正。

Coates模型的表达式为:

$$K_c = (C_2 \phi)^4 \left(\frac{\phi_i}{\phi_e} \right)^2 \quad (2)$$

式中: K_c 为Coates模型计算的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; ϕ_i 为核磁可动孔隙度,%; ϕ_e 为核磁有效孔隙度,%; C_2 为待定系数,由岩心实验分析确定。

对于特定的岩石,其束缚水含量越高,理论上Coates模型计算的可动流体相的渗透率越低,束缚水的确定方法对渗透率的计算结果将有很大的影响。当孔隙中含轻烃,特别是含天然气时,束缚水与自由流体均需做含烃及含氢指数校正。此外,系数 C_2 有很强的地区经验性,需要由实验结果来确定。

本次研究选择玛湖凹陷上乌尔禾组有取心分析的玛湖013井,分别应用SDR模型和Coates模型对储层渗透率进行定量计算,结果如图1所示。据该井的12个砾岩岩心实测数据资料统计,可动流体 T_2 截止值的分布范围为11.57~24.04 ms,平均值为16.21 ms,处理参数取值为16 ms。毛管束缚水 T_2 截止值通常为1~4 ms,经过30余口井标定刻度,处理参数取值为1.6 ms。

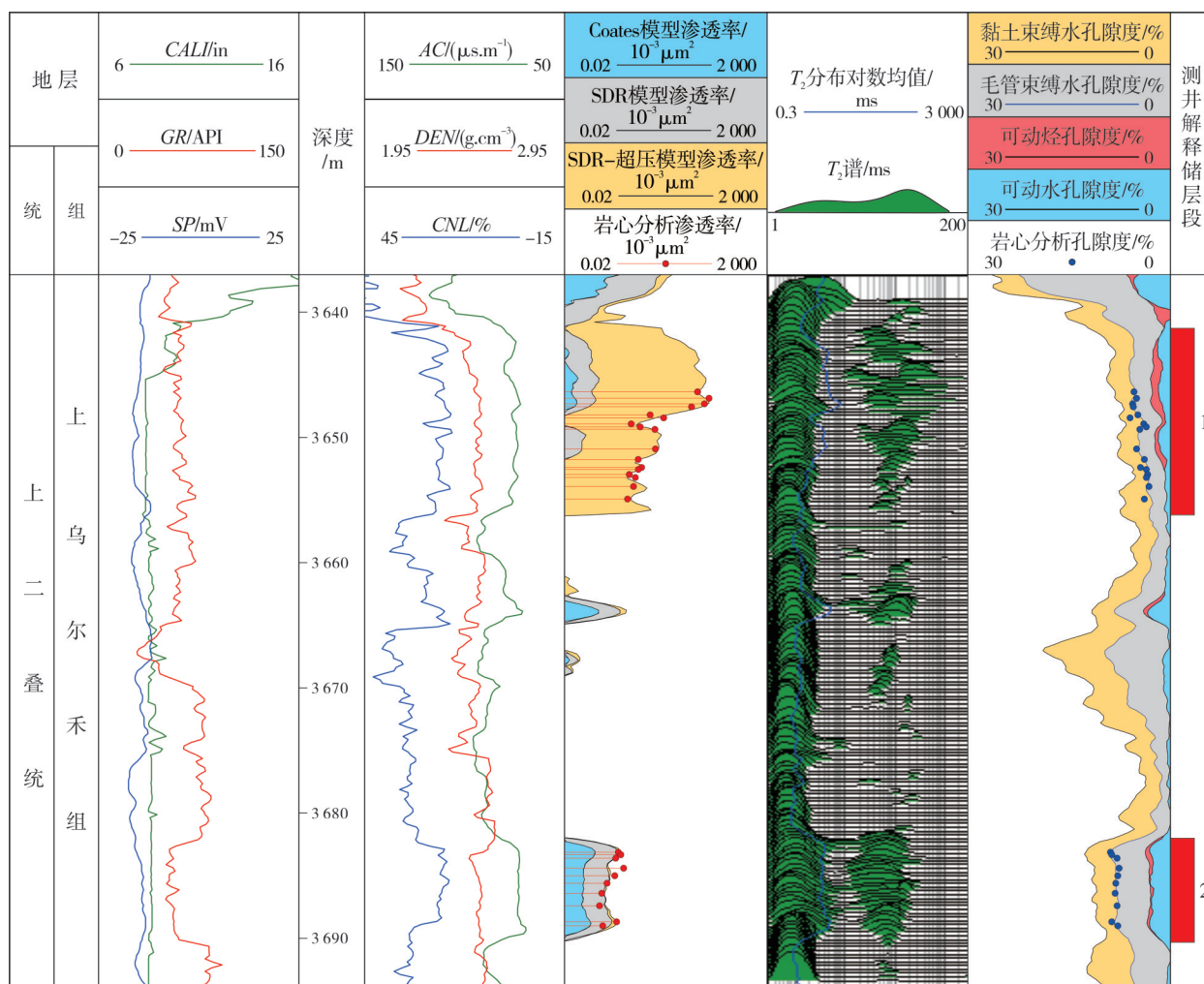


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷玛湖013井上乌尔禾组核磁渗透率处理成果图

Fig. 1 NMR permeability processing results of Upper Wuerhe Formation of Well Mahu 013 in Mahu sag, Junggar Basin

从图1中可见,玛湖013井上乌尔禾组在3 641.1~3 690.3 m井段共发育2套储层。

3 641.1~3 656.3 m井段为第1套储层,该段地层测试压力系数为1.39,为超压储层。在图1的右侧道中,蓝色散点为岩心分析孔隙度,分布在3.2%~6.1%之间,平均为4.5%,对应的核磁孔隙度平均为4.3%,岩心分析孔隙度稍微偏大,绝对误差为0.2%。岩心分析渗透率介于 $(0.75\sim 81.8)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $14.35\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。Coates模型计算的渗透率介于 $(0.01\sim 0.04)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.02\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;SDR模型计算的渗透率分布在 $(0\sim 0.12)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围,平均为 $0.04\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。计算结果与岩心分析渗透率相比严重偏低。

3 682.0~3 690.3 m为第2套储层,该段地层测试压力系数为1.05,定性为常压储层。岩心分析孔隙

度分布在7.7%~9%之间,平均为8.3%,对应的核磁孔隙度平均为8.4%,说明核磁计算的孔隙度精度较高。岩心分析的渗透率介于 $(0.15\sim 0.6)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.34\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。Coates模型计算的渗透率介于 $(0.05\sim 0.12)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.08\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;SDR模型计算的渗透率介于 $(0.19\sim 0.44)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.29\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。计算结果显示,SDR模型在常压段计算的孔隙度、渗透率与岩心分析的结果高度吻合。

可见,SDR模型和Coates模型在超压段计算的渗透率明显失真,但利用SDR模型计算渗透率在常压段效果较好。SDR模型不受束缚水模型的影响,经过参数调试,计算结果能满足研究区常压砾岩储层渗透率计算的需求。因此,本文以SDR模型为原型,通过超压储层物性影响机理分析、岩石物理实验,分析超

压储层特征,引入储层孔隙结构指数和超压地层物性指数,建立适用于超压砾岩油层的SDR改进模型。

2 解决对策

2.1 超压储层物性影响机理分析

通常认为,超压对储层的影响主要表现在以下2个方面^[13]:①超压滞缓了孔隙流体运移,减缓或抑制成岩作用,使储层保留大量原生孔隙;②超压支撑了部分上覆岩体的负荷,减小地层的有效应力,减缓超压层的压实作用,使储层保留原始储集空间。

据张昌民等^[14]、曹志锋等^[15]研究,玛湖凹陷上乌尔禾组超压层内部的砂砾岩明显具有高渗透率特征。图2铸体薄片显示:支撑砾岩保留了储层粒间孔隙,超压使砾面孔“撑开”,储层孔隙结构发生了变化,可以形成不连续微裂缝,“存储孔”与“连通孔”并存(图2a);孔隙喉道变大,见裂面缝(图2b);砾石颗粒压嵌面见少量原生孔隙、收缩缝(图2c)。地层“存储孔”与“连通孔”大于正常压实地层,增强了储层的连通性,此种情况下,渗透率可提高数百倍^[16]。

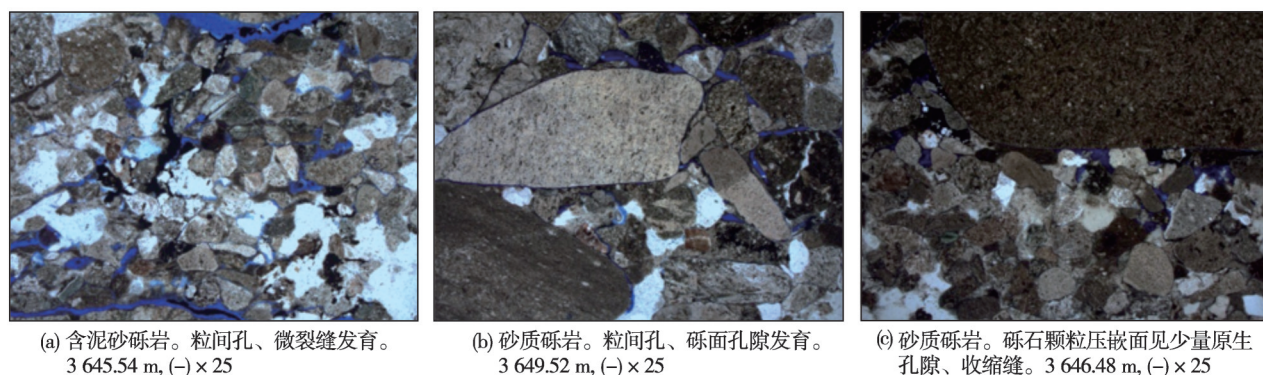


图2 准噶尔盆地玛湖凹陷玛湖013井上乌尔禾组超压储层铸体薄片特征

Fig. 2 Micrographs of overpressure reservoir of Upper Wuerhe Formation of Well Mahu 013 in Mahu sag, Junggar Basin

图3为玛湖凹陷上乌尔禾组3口不同压实程度的钻井的储层孔隙度与渗透率对比图,图中显示超压地层有效孔隙度低,平均值为4.58%,正常压实的储层孔隙度平均为9%左右,但超压层的渗透性比正常压实的储层高。正常压实的储层孔隙度与渗透率关系的斜率比超压储层的小,说明在孔隙度相同时,压力系数越高,储层的渗透性越好。

因此,储层的孔隙结构与储层的渗透性受超压的控制,地层超压改变了储层的孔隙结构,增强了孔隙的连通性,超压越强,储层的渗透率越大,产能越高。

2.2 超压储层联测实验分析

超压使砾面孔“撑开”,形成了微细裂缝,增强了储层连通性,超压程度决定了储层的渗透率。当超压达到一定程度后,储层的渗透率会异常增大。为验证超压储层参数变化特征,设计了基于不同孔隙压力的孔隙度-渗透率-电阻率的实验测量方法,开展超压地层孔隙压力模拟实验研究。实验中,保证围压为50 MPa,设置地层压力系数为2、1.8、1.4、1.2、1(50 MPa相当于地层埋深2 200 m的覆压;孔隙压力约为22 MPa时,地层压力系数为1;孔隙压力约为44 MPa时,地层压力系数为2;采用NaCl盐水饱和岩样)。

选取玛湖凹陷上乌尔禾组超压带中4块不同物性的砾岩岩样(3#、5#、6#、7#)和3块泥岩岩样(13-5#、14-3#、14-5#)进行测量,孔隙度、渗透率、电阻率与地层压力系数联测结果如图4所示。

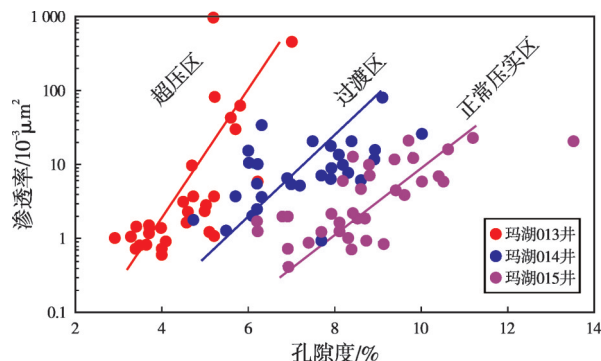


图3 准噶尔盆地玛湖凹陷上乌尔禾组不同压实程度的储层孔隙度-渗透率分析对比图

Fig. 3 Porosity-permeability comparison chart of reservoir of Upper Wuerhe Formation with different compaction degrees in Mahu sag, Junggar Basin

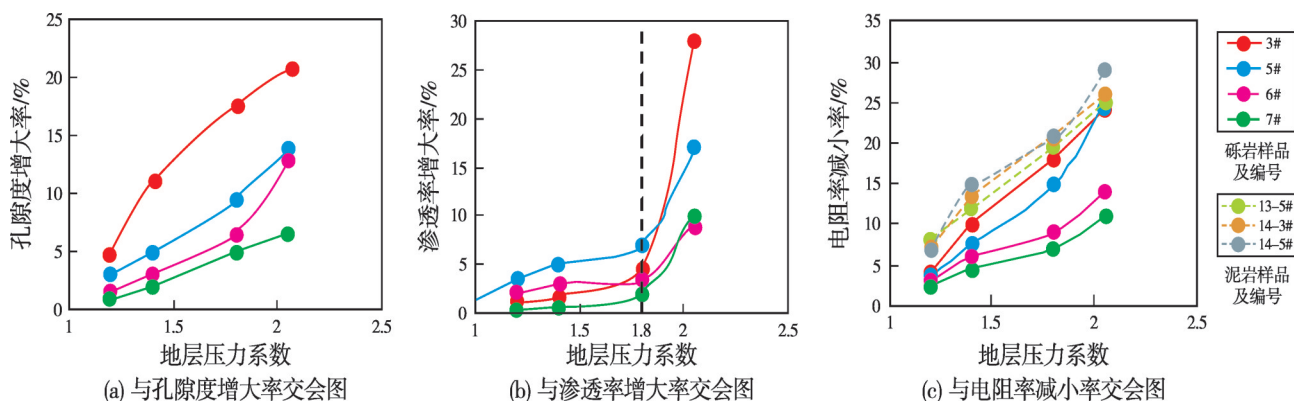


图4 准噶尔盆地玛湖凹陷上乌尔禾组地层压力系数与孔隙度、渗透率、电阻率的变化率交会图

Fig. 4 Crossplots of formation pressure coefficient and change rates of porosity, permeability and resistivity of Upper Wuerhe Formation in Mahu sag, Junggar Basin

变孔隙压力-孔隙度测量实验结果显示(图4a),孔隙度随孔隙压力增大而增大,但实际资料统计结果表明其绝对值变化不大,在2%以内。变孔隙压力-渗透率测量实验结果显示(图4b),渗透率随孔隙压力增大呈非线性关系增大,当孔隙压力达到临界值时,渗透率异常增高,反映了储层孔隙结构的变化。分析认为,砾石颗粒形成了砾面孔,砾面孔具有孔隙和微细裂缝的双重特性,提高了储层的渗流能力。实验结果表明,地层超压是形成高渗透性油层的主控因素。当地层压力系数大于1.8时,储层的孔隙结构发生突变,渗透率会异常升高(图4b),这进一步证实超压程度决定了渗透率的大小。变孔隙压力-电阻率测量实验结果显示(图4c),砾岩、泥岩的电阻率减小率随地层压力系数的增加而变大,实验结果验证了超压强度与超压带中砾岩以及泥岩电阻率成反比,因此岩石电阻率是超压强度的定量表征参数之一。

曹志锋等^[15]也认为,玛湖凹陷上乌尔禾组超压带(包括泥岩、砾岩)形成的主要原因是泥岩快速沉积及欠压实作用,可以通过地层电阻率的变化来识别储层的超压强度。超压带中岩石的低电阻率可能是因为超压导致孔隙结构发生变化,形成大量的微裂隙,增加了束缚水的相互联系致使电阻率降低。进一步地,考虑到砾岩储层中油气含量对测井电阻率造成较大干扰,其测井电阻率的响应是超压强度和油气的综合反映,并且对图4c进一步分析发现,超压条件下泥岩电阻率的变化率总体上大于砾岩,因此利用泥岩电阻率进行超压强度评价更加合理,而且参数敏感性更高。

2.3 超压储层渗透率模型建立

前文的研究表明,SDR模型通过岩心刻度可求准研究区常压致密砾岩储层渗透率,但该模型在超压段需要改进。基于超压储层渗透率的主控因素为储层的超压强度和储层孔隙结构,而超压强度越高,储层物性越好,因而模型改进的关键是构建超压储层的物性指数和孔隙结构指数,渗透率则是这2个指数的综合反映。SDR-超压模型的一般式为:

$$K = A \left(\frac{\phi}{100} \right)^4 \times T_{2GM}^2 \times P_i \times f_i \quad (3)$$

式中: K 为SDR-超压模型计算的渗透率, $10^{-3} \mu m^2$; A 为经验系数, ϕ 为核磁测井计算的总孔隙度,%; P_i 为超压物性指数; f_i 为孔隙结构指数。

2.2节岩石物理实验证实了超压强度的影响主要体现在孔隙度和电阻率的变化,超压强度越大,孔隙度越大,泥岩电阻率越低,因此超压物性指数可简要表示为

$$P_i = DT/R_{sh} \quad (4)$$

式中: P_i 为超压物性指数; DT 为超压储层的声波时差值, $\mu s/ft$; R_{sh} 为超压储层相邻泥岩的电阻率, $\Omega \cdot m$ 。

图5为根据公式(4)计算的超压物性指数与实测地层压力系数的交会图,其相关系数的平方为0.94,说明超压物性指数与地层压力一致性较好, P_i 计算结果符合研究区实际情况。

核磁共振测井曲线测量值综合反映孔隙结构指数的变化, f_i 为核磁可动烃孔隙度与有效孔隙度之比(ϕ_i/ϕ_e),因此公式(3)可写为:

$$K = A \left(\frac{\phi}{100} \right)^4 \times T_{2GM}^2 \times \frac{DT}{R_{sh}} \times \frac{\phi_f}{\phi_e} \quad (5)$$

式中: K 为 SDR-超压模型计算的渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; A 为经验系数, 通过调节使得计算的 K 和岩心数据匹配; ϕ 为核磁测井计算的总孔隙度, %; T_{2GM} 为 T_2 分布的几何平均值, ms; DT 为超压储层的声波时差值, $\mu\text{s}/\text{ft}$; R_{sh} 为超压储层相邻泥岩的电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$; ϕ_f 为核磁可动孔隙度, %; ϕ_e 为核磁有效孔隙度, %。

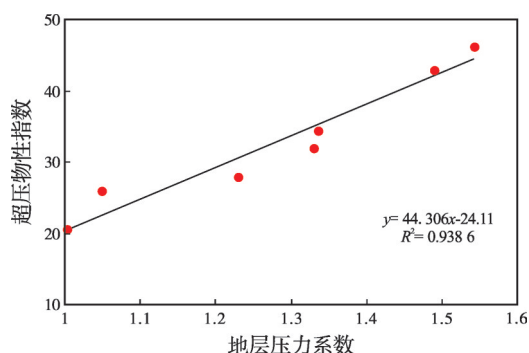


图5 准噶尔盆地玛湖凹陷上乌尔禾组超压物性指数与地层压力系数交会图

Fig. 5 Crossplot of overpressure physical property index and formation pressure coefficient of Upper Wuerhe Formation in Mahu sag, Junggar Basin

3 应用效果

利用公式(5)SDR-超压模型重新计算玛湖013井的渗透率,结果如图1所示。玛湖013井上乌尔禾组第1套超压储层段(深度为3 641.1~3 656.3 m),SDR-超压模型计算的渗透率介于 $(1.13 \sim 82.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $20.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为优质储层。该段试油初期日产油达 100.1 t, 目前稳定日产油 27.9 t, 可见在基质孔隙度不高的情况下, 渗透率对产量起决定作用。另外, 3 682.0~3 690.3 m 井段的第2套常压储层目前稳定日产油 8.38 t。

从图1看出, 超压段 SDR-超压核磁渗透率模型计算结果与岩心分析值对应很好, 在常压段也较为一致。因常压段地层压力系数约为 1, SDR-超压模型渗透率计算结果与 SDR 传统模型相当。

SDR 模型、Coates 模型和 SDR-超压模型的误差分析如图6所示。

由图6可见: 在超压层段, SDR 模型和 Coates 模型计算的渗透率明显偏低, SDR-超压模型计算的渗透率与岩心分析渗透率具有高相关性, 相关系数的

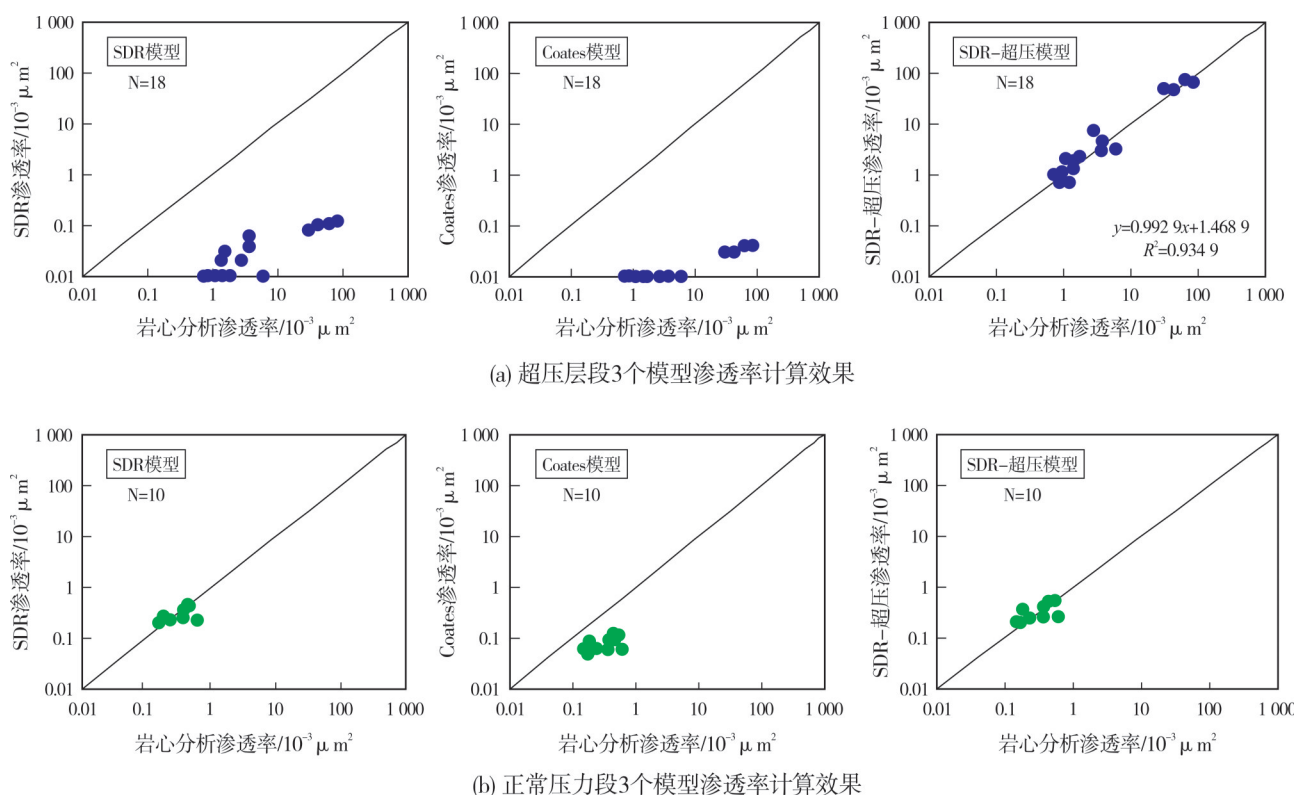


图6 准噶尔盆地玛湖凹陷上乌尔禾组渗透率计算效果对比

Fig. 6 Comparison of permeability calculation results of Upper Wuerhe Formation in Mahu sag, Junggar Basin

平方达0.935;在正常压力段,SDR模型和SDR-超压模型计算的渗透率与岩心分析渗透率一致性较好,Coates模型计算的渗透率偏低。建立的SDR-超压模型在计算由超压引起的低孔高渗储层和正常压力储层的渗透率时均取得较好的应用效果。

4 结 论

(1)玛湖凹陷二叠系上乌尔禾组超压地层改变了部分储层孔隙结构,增强了孔隙的连通性。变孔隙压力联测实验证明,当地层压力系数达到1.8时渗透率异常升高,地层超压是形成高渗透性储层的主控因素。

(2)SDR模型和Coates渗透率模型计算的上乌尔禾组超压储层渗透率误差较大,但SDR模型计算的正常压力储层渗透率较为准确。在SDR模型的基础上,应用超压储层物性指数和孔隙度指数建立的SDR-超压渗透率处理模型,在计算超压储层及正常压力储层的渗透率时均取得较好的应用效果。

致谢:在本文完成过程中,西南石油大学地球科学与技术学院陈科贵教授给予了悉心指导,在此表示感谢!

参 考 文 献

- [1] 白松涛, 王金彬, 徐风, 等. 利用核磁共振 T_2 谱计算相对渗透率曲线方法研究[J]. 测井技术, 2015, 39(6): 689-692.
BAI Songtao, WAN Jinbin, XU Feng, et al. Calculation of relative permeability curve by NMR T_2 distribution[J]. Well logging technology, 2015, 39(6): 689-692.
- [2] 王迪, 陈敏, 王健伟, 等. 基于 T_2 和毛管压力分类转换的渗透率计算新方法[J]. 地球物理学进展, 2019, 34(5): 1900-1909.
WANG Di, CHEN Min, WANG Jianwei, et al. New method of permeability calculation based on classification conversion of T_2 spectrum and capillary pressure curves[J]. Progress in geophysics, 2019, 34(5): 1900-1909.
- [3] 丛云海, 范宜仁, 邓少贵, 等. 基于核磁共振 T_2 谱三组分分解的致密砂岩储层孔隙结构研究[J]. 测井技术, 2013, 37(6): 600-604.
CONG Yunhai, FAN Yiren, DENG Shaogui, et al. The research on pore structure in tight sand reservoir based on the three-component decomposition theory of the NMR T_2 spectrum[J]. Well logging technology, 2013, 37(6): 600-604.
- [4] 韩玉娇, 周灿灿, 范宜仁, 等. 基于孔径组分的核磁共振测井渗透率计算新方法: 以中东 A 油田生物碎屑灰岩储集层为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 170-178.
HAN Yujiao, ZHOU Cancan, FAN Yiren, et al. A new permeability calculation method using nuclear magnetic resonance logging based on pore sizes: a case study of bioclastic limestone reservoirs in the A oilfield of the Mid-East[J]. Petroleum exploration and development, 2018, 45(1): 170-178.
- [5] 刘焯. 基于核磁共振和室内相渗实验的低渗透油藏油水渗流规律研究[D]. 荆州: 长江大学, 2019.
LIU Zhuo. Study on oil-water seepage law of low permeability reservoir based on NMR and relative permeability experiment [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2019.
- [6] 周明顺, 殷洁, 潘景丽, 等. 基于核磁共振测井孔喉的低渗透率储层有效性评价方法[J]. 测井技术, 2014, 38(4): 452-457.
ZHOU Mingshun, YIN Jie, PAN Jingli, et al. Method for effectiveness evaluation of low permeability reservoir based on NMR logging pore[J]. Well logging technology, 2014, 38(4): 452-457.
- [7] 成志刚, 罗少成, 杜支文, 等. 基于储层孔喉特征参数计算致密砂岩渗透率的新方法[J]. 测井技术, 2014, 38(2): 185-189.
CHENG Zhigang, LUO Shaocheng, DU Zhiwen, et al. The method to calculate tight sandstone reservoir permeability using pore throat characteristic parameters[J]. Well logging technology, 2014, 38(2): 185-189.
- [8] 陈鸿安. 核磁共振储层物性参数评价方法[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015.
CHEN Hongan. The evaluation method of petrophysical parameter in reservoir using NMR[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.
- [9] 刘峰君, 李爱芬, 周永强, 等. 安棚深层系致密砂岩孔隙结构与渗透性关系的核磁共振试验研究[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(21): 48-55.
LIU Zhengjun, LI Aifen, ZHOU Yongqiang, et al. Experimental study on the relationship between pore structure and permeability of tight sandstone in deep series of strata in Anpeng area by NMR[J]. Science technology and engineering, 2018, 18(21): 48-55.
- [10] 朱林奇. 核磁共振测井评价致密砂岩储层孔隙结构与渗透率方法研究[D]. 荆州: 长江大学, 2017.
ZHU Linqi. Study on evaluation of pore structure and permeability of tight sandstone reservoir by nuclear magnetic resonance logging[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2017.
- [11] 范宜仁, 严杰, 卢志远, 等. 基于核磁共振刻度流动单元复杂砂岩储层渗透率建模方法[J]. 测井技术, 2017, 41(5): 528-533.
FAN Yiren, YAN Jie, LU Zhiyuan, et al. Permeability calculation of complex sandstone reservoir based on flow unit calibrated by NMR logging[J]. Well logging technology, 2017, 41(5): 528-533.
- [12] 袁春, 王洋, 葛新民. 基于分形和岩心核磁共振的流体相对渗透率计算方法[J]. 测井技术, 2016, 40(1): 46-51.
YUAN Chun, WANG Yang, GE Xinmin. Method to calculate relative permeability based on fractal theory and NMR[J]. Well logging technology, 2016, 40(1): 46-51.
- [13] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石

- 油学报, 2017, 38(9): 973–998.
- ZHAO Jingzhou, LI Jun, XU Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins[J]. *Acta petrolei sinica*, 2017, 38(9): 973–998.
- [14] 张昌民, 宋新民, 王小军, 等. 支撑砾岩的成因类型及其沉积特征[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(2): 272–285.
- ZHANG Changmin, SONG Xinmin, WANG Xiaojun, et al. Origin and depositional characteristics of supported conglomerates [J]. *Petroleum exploration and development*, 2020, 47(2): 272–285.
- [15] 曹志锋, 黄卫东, 蔺敬旗, 等. 超压油藏测井响应特征与储层评价方法[J]. *测井技术*, 2019, 43(6): 636–641.
- CAO Zhifeng, HUANG Weidong, LIN Jingqi, et al. Logging response characteristics and reservoir evaluation method of overpressure reservoirs[J]. *Well logging technology*, 2019, 43(6): 636–641.
- [16] 刘桃, 刘景东. 欠压实与流体膨胀成因超压的定量评价[J]. *石油学报*, 2018, 39(9): 971–979.
- LIU Tao, LIU Jingdong. Quantitative evaluation on overpressure generated from undercompaction and fluid expansion[J]. *Acta petrolei sinica*, 2018, 39(9): 971–979.

编辑:黄革萍

Permeability calculation method of overpressure conglomerate reservoir based on NMR logging: taking the Permian Upper Wuerhe Formation in Mahu sag of Junggar Basin as an example

CAO Zhifeng, LIN Jingqi, ZHENG Yihua, GAN Renzhong, WU Wei, WANG Xianhu, CHEN Jing, SHAO Guanghui

Abstract: It is very important for oil and gas field exploration and development to accurately obtain reservoir permeability. SDR model and Coates model based on NMR are the most accurate classical models for reservoir permeability calculation at present. The classical SDR model and Coates model have achieved very good results in actual production, but have poor application effect in overpressure reservoir, and there is a large error between calculated permeability and core analysis permeability. Overpressure conglomerate reservoir has the abnormal characteristics of low porosity and high permeability, and the classical model of permeability calculation by NMR logging can not calculate the reservoir permeability. By analyzing the characteristics of overpressure reservoir and the influencing mechanism on physical properties, it is clear that overpressure intensity is the main controlling factor of permeability. A new method of constructing NMR permeability processing model of overpressure conglomerate reservoir by introducing overpressure physical property index and pore structure index based on SDR model is proposed. Taking the Permian Upper Wuerhe Formation in Mahu sag of Junggar Basin as an example, the petrophysical joint test of overpressured conglomerate reservoir is carried out to simulate overpressure. The effects of overpressure on porosity, permeability and resistivity of reservoir is studied, and the SDR overpressure permeability calculation model of overpressure conglomerate reservoir is established. Compared with core analysis data, the new model has achieved good results in reservoir permeability calculation.

Key words: nuclear magnetic resonance (NMR); permeability model; overpressure reservoir; conglomerate; Upper Wuerhe Formation; Mahu sag; Junggar Basin

CAO Zhifeng, First author: Senior Engineer, engaged in logging evaluation of complex reservoirs. Add: Logging Institute, No. 39 Yutian Rd., Karamay District, Karamay, Xinjiang 834000, China