

文章编号: 1674-9057(2019)02-0362-07

doi:10.3969/j.issn.1674-9057.2019.02.013

深部致密油储层现今地应力测井评价方法

张建华^{1,2}, 王改红³, 尹 帅⁴

(1. 西安科技大学 安全科学与工程学院, 西安 710054; 2. 陕西能源职业技术学院, 陕西 咸阳 712000;

3. 川庆钻探工程有限公司长庆井下技术作业公司, 西安 710021; 4. 西安石油大学 地球科学与工程学院, 西安 710065)

摘 要: 利用测井资料进行现今地应力评价可以为压裂增产和水平井轨迹优化提供依据。以塔中 S9 井区志留系致密油为例, 对目的层(S_1k^1)致密砂岩岩石力学性质及地应力进行综合研究及评价。从阵列声波测井资料中提取了致密油储层的纵横波时差, 获得了动静态力学参数转换关系。通过引入修正系数 C^* 至 Newberry 模型中, 实现了对致密油储层水平方向最小主应力(σ_h)的计算。考虑到地应力的各向异性, 引入非平衡结构因子(U_b), 对储层水平最大主应力(σ_H)进行了测井计算。该测井解释模型的平均相对误差低于 8%。古地磁、扩径分析及快横波方位分析结果表明, 研究区目的层(S_1k^1)水平最大主应力方向为 NE 向。

关键词: 致密砂岩油储层; 现今地应力; 测井评价; Newberry 模型; 有效应力系数

中图分类号: TE311; P554

文献标志码: A

0 引言

深层致密砂岩油储层是世界范围内重要的油气勘探开发领域^[1], 但由于其自身具有低孔、低渗、强非均质性及各向异性的特征, 难以制定有效的开发方案^[2]。致密砂岩油储层开发过程中, 最为重要的研究内容包括水平井轨迹优化及水力压裂方案的制定^[3]。在实施这些关键技术过程中, 现今地应力是其中最为重要的基础参数。结合实验及测井等方法对现今地应力进行测井评价可以为致密砂岩油储层高效开发提供支撑^[4]。

储层流体在地下的赋存及活动状态受地层现今应力及孔隙压力的综合影响^[5]。现今应力场的研究内容包括现今地应力大小及方向, 主要方法有实验测试法、测井解释法及模拟法。测井及模拟方法结果依然需要实测地应力结果进行校正^[5]。目前, 只有差应变实验测试和水力压裂法能准确确定地层现今地应力大小, 其他方法如声发射及成像测井所确定的地应力可作为参考值; 各向异

性测试、古地磁、快横波、扩径、FMI 成像测井及天然地震 P 波追踪等可用于判断现今地应力的方向^[6]。实验测试仅能确定地层中某些层段的地应力, 而测井评价方法成本较低, 可建立单井纵向连续的地应力剖面^[7]。

塔中 S9 井区志留系致密砂岩油是该地区碎屑岩油藏重要的后备资源战略基地, 但目前研究程度尚浅。该储层具有埋深大、致密(平均孔隙度小于 10%, 平均气测渗透率小于 1 mD)、常规压裂改造效果较差、水平井分段压裂后可稳产但不高产的特点。因此, 正确认识目的层的岩石力学及地应力性质, 建立一套致密砂岩油储层现今地应力测井评价体系, 对制定合理的致密砂岩油开发方案具有重要意义。

1 地质背景

研究区(S9 井区)位于塔中北坡顺托果勒区块, 地形具有东南高西北低的宽缓单斜特征^[8-9]。该区志留系主要包括下志留统及中志留统。志留

收稿日期: 2017-09-06

基金项目: 国家自然科学基金项目(41572130)

作者简介: 张建华(1982—), 男, 博士研究生, 高级工程师, 研究方向: 能源安全评价与基础地质。

引文格式: 张建华, 王改红, 尹帅. 深部致密油储层现今地应力测井评价方法[J]. 桂林理工大学学报, 2019, 39(2): 362-368.

系柯坪塔格组自上而下可分为上段(包括上砂岩亚段 S_1k^{3-3} 、中泥岩亚段 S_1k^{3-2} 和下砂岩亚段 S_1k^{3-1})、中段 S_1k^2 和下段 S_1k^1 , 3 个层段在 S9 井区分布较为稳定,总体上由北向南地层逐渐上倾,沉积厚度逐渐变薄^[8]。志留系柯坪塔格组下段砂岩(S_1k^1)为主要的储层段,发育长石岩屑砂岩及岩屑砂岩,也是本文重点研究的目的层段。

2 岩石力学参数测井计算

2.1 动静态力学参数实验

动态力学参数是指利用岩石波速,经计算获取的岩石力学参数,其对应的实验为超声波速实验;静态力学参数是指直接通过实验获取的岩石力学参数,其对应的实验为三轴岩石力学实验。动静态岩石力学参数实验仪器采用 MTS 岩石物理测试系统,该仪器主要由三轴室、超声波换能器、超声波脉冲发射-接收控制盒、温控装置及计算机构成。该仪器的轴向应力载荷最大值为 1 000 kN,压力传感器的误差 $<1\%$,位移分辨率为 0.000 1 mm。

实验测试的样品共计 8 组,均取自 S_1k^1 层位。样品组号分别为 T1 ~ T8,其中 T1 ~ T5 每组 4 个样品,而 T6 ~ T8 每组 1 个样品。

研究区志留纪地层压力系数约为 1.3,设计模拟地层条件下的实验测试有效围压为 65 MPa。样品加工后尺寸为 25 mm \times 50 mm,同时饱和地层盐

水。样品中有 5 组分 4 级围压加载,每组 4 个,4 级有效围压分别为 0、22、44 及 65 MPa;另有 3 组样品只进行地层围压(65 MPa)条件下力学测试。目的层温度梯度大致在 2.2 $^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$,单轴力学测试的温度为 25 $^{\circ}\text{C}$,而地层围压(65 MPa)条件下的测试温度为 125 $^{\circ}\text{C}$ 。力学测试可获得岩石抗压强度、杨氏模量和泊松比。

对于声学参数的采集,在相应围压条件下,超声波脉冲发射后由接收控制盒自动完成。本文实验声学测试的频率为 1 MHz,而测井分析的数据频率为 20 kHz,因此要对测试的声学数据进行频散校正处理^[10-11]。频散校正过程中,首先采用频谱法计算所测试样品的 Q 值(品质因子)。实验过程中选用铝样作为参考样,因为铝样的 Q 值大约为 150 000,被认为是不发生声波衰减的标准介质^[12]。

图 1 为铝样(参考样)及测试岩样的声波信号、频谱及振幅谱比率关系。在获得品质因子基础上,利用频散方程式(1)可将实验测试频率下波速值转换为测井频率(20 kHz)条件下的波速值^[12]。实验样品的纵横波波速测试结果见表 1。

$$\frac{V_1}{V_2} = 1 + \left(\frac{1}{\pi \cdot Q} \right) \cdot \ln \left(\frac{f_1}{f_2} \right), \quad (1)$$

式中: V_1 和 V_2 为不同测试频率条件下波速值,相对应测试频率分别为 f_1 和 f_2 。

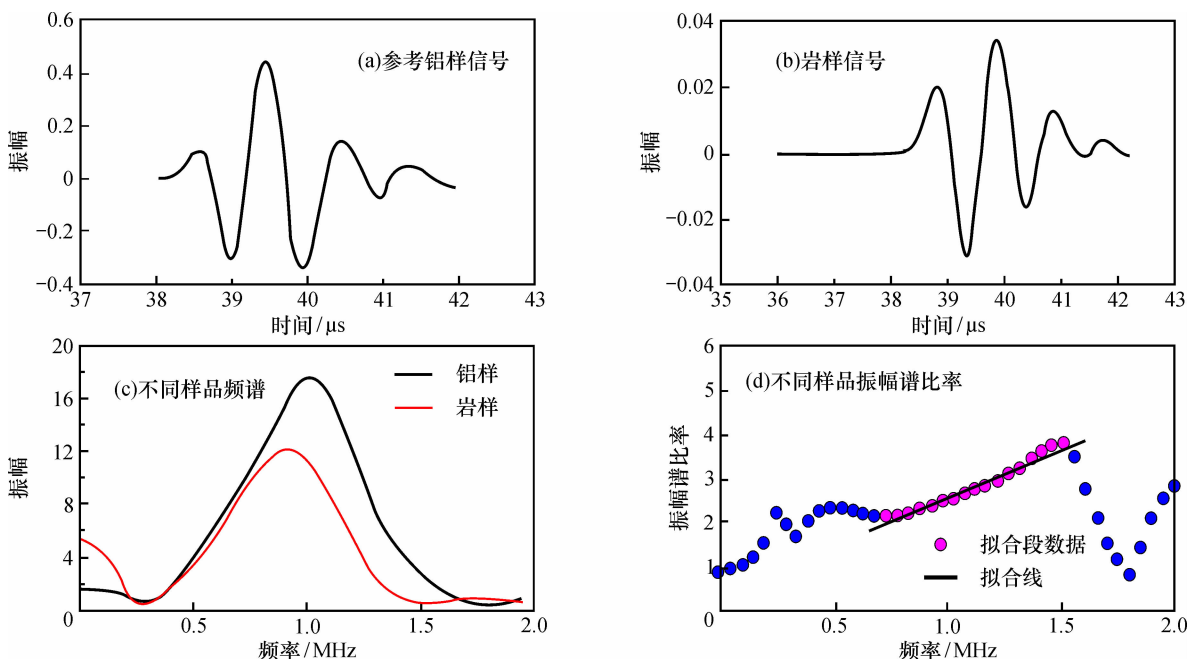


图 1 测试铝样及砂岩样品的超声波信号、振幅谱及谱比率

Fig. 1 Acoustic signal, amplitude spectrum and spectrum ratio of the tested aluminum and sandstone samples

表 1 样品的声学测试结果

Table 1 Acoustic test results for the samples					
井号	深度/m	样品 编号	围压 /MPa	纵波波速 V_p /($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)	横波波速 V_s /($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
S9	5 339.81	T1-1	0	4 864	2 360
	5 339.61	T1-2	22	5 285	3 011
	5 339.63	T1-3	44	5 327	3 099
	5 339.70	T1-4	65	5 402	3 163
S902H	5 168.98	T2-1	0	4 091	2 416
	5 168.92	T2-2	22	4 587	2 741
	5 168.95	T2-3	44	4 774	2 881
	5 168.96	T2-4	63	4 905	2 964
	5 301.12	T3-1	0	4 222	2 349
	5 301.06	T3-2	22	4 565	2 735
	5 301.10	T3-3	44	4 695	2 891
	5 301.08	T3-4	65	4 763	2 953
	5 436.92	T4-1	0	4 730	2 624
	5 436.80	T4-2	22	5 067	3 045
	5 436.86	T4-3	44	5 194	3 179
	5 436.88	T4-4	66	5 265	3 266
	5 534.59	T5-1	0	5 024	2 918
	5 534.27	T5-2	22	5 111	3 011
	5 534.52	T5-3	44	5 161	3 034
	5 534.60	T5-4	67	5 201	3 082
S901	5 499.61	T6-1	67	5 532	3 166
S904H	5 577.06	T7-1	67	4 910	2 980
S904H	5 576.00	T8-1	68	4 950	2 940

2.2 横波时差提取与构建

横波时差是岩石力学参数测井计算的关键参数。但研究区仅有 S901 井和 S902H 井在目的层有全波列测井，因此需要进行横波时差提取。前人研究表明，对于同属一套沉积地层的同类岩性岩石，岩石的纵横波时差间具有非常好的相关性^[13]。因此，利用纵波时差对横波时差进行预测可行。由于砂岩和泥岩在动静态岩石力学性质方面存在较大的差异，因此在进行横波时差提取与构建时，需要对岩性进行区分。区分方法为：首先采用自然伽玛(GR)方法对岩石泥质含量(V_{sh})进行解释；然后结合岩心及薄片泥质含量观察结果，当该目的层中泥质含量大于 40% 时为泥岩，当泥质含量小于 40% 时为砂岩。

$$V_{sh} = 100 \times (2^{G \times I_{GR}} - 1) / (2^G - 1), \quad (2)$$

$$I_{GR} = (GR - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})。 \quad (3)$$

式中： G 为 Hilchie 指数，无量纲，其与地层年代相关，新地层(如新近系、古近系)通常取 3.7，老地层通常取 2.0； I_{GR} 为自然伽马指数，无量纲； GR_{min} 和 GR_{max} 分别为纯砂岩和邻近泥岩层的自然伽马

值，API。
通过区分岩性(砂岩和泥岩)，对志留系地层阵列声波测井分离的纵波时差(DTC)、横波时差(DTS)进行拟合，建立了目的层横波时差预测模型，整体拟合效果较好(图 2)。

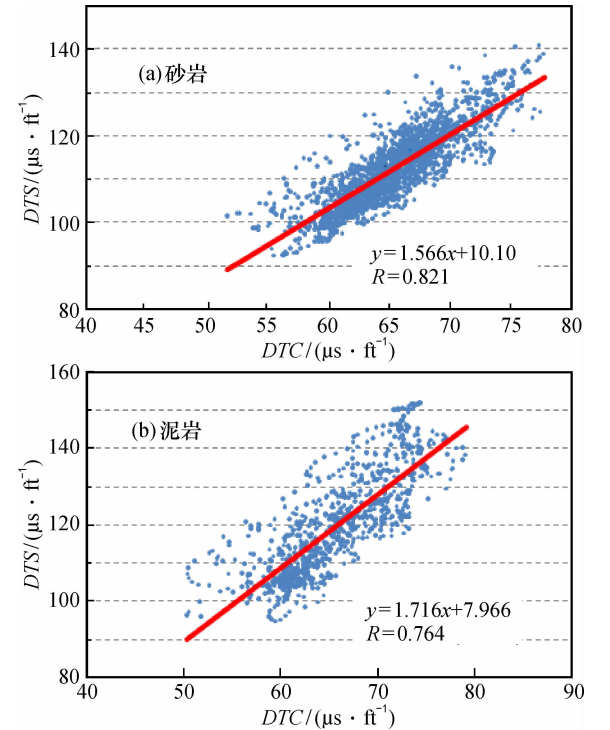


图 2 S9 井区志留系碎屑岩地层纵横波时差拟合关系
Fig. 2 Fitting relationship between longitudinal and transverse wave offset time for the Silurian sandstones of well S9

2.3 杨氏模量及泊松比计算

杨氏模量和泊松比是地应力评价中应用最广泛的参数。在系统提取目的层横波时差基础上，分别采用式(4)和式(5)计算岩石的杨氏模量及泊松比。岩石的动静态弹性参数间存在差异，一般来说，岩石动态弹性参数值要大于其静态值，且静态力学特性参数更适合工程需要。基于三轴地层围压条件下的测试数据，建立了志留系致密砂岩动静态弹性参数转换关系(图 3)。该致密砂岩的动静态杨氏模量和动静态泊松比的转换关系分别为

$$E_d = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{10^6 \times (V_p^2 - V_s^2)}; \quad (4)$$

$$\nu_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}; \quad (5)$$

$$V_p = \frac{304\ 800}{\Delta t_p}; \quad (6)$$

$$V_s = \frac{304\ 800}{\Delta t_s}; \quad (7)$$

$$E_s = 0.786E_d - 10.15; \quad (8)$$

$$\nu_s = 0.811\nu_d + 0.123。 \quad (9)$$

式中： E_d 为动态杨氏模量，GPa； E_s 为静态杨氏模量，GPa； ν_d 为动态泊松比； ν_s 为静态泊松比； Δt_p 为纵波时差， $\mu s \cdot ft^{-1}$ ； Δt_s 为横波时差， $\mu s \cdot ft^{-1}$ ； ρ_b 为岩石密度， $g \cdot cm^{-3}$ 。

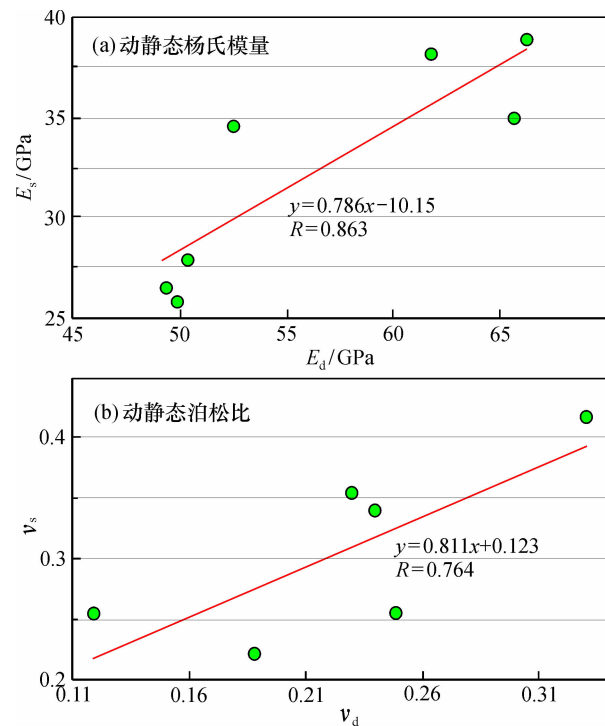


图3 模拟地层条件下所测试致密砂岩岩样的
动态静态弹性参数转换关系

Fig. 3 Conversion relationship among dynamic-static elastic
parameteres of the tested tight sandstone samples in the
simulated formation conditions

3 地应力测井评价

3.1 有效应力系数 α 确定

沉积盆地中，岩石受骨架应力 (σ) 和地层孔隙流体压力 (P_p) 的共同影响，这两者的合力即为有效应力 (σ')。对于中等及强固结岩石，考虑到颗粒支撑岩石内部存在较强的压实及胶结作用^[14]，孔隙流体实际上未完全承担全部地层压力。因此，Biot 提出了有效应力理论^[15]：

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p。 \quad (10)$$

对于研究区目的层强固结致密砂岩， α 值与孔隙度 φ 关系密切，可采用式(11) 对岩石 Biot 系数进行定量表征，该式适用于深埋藏致密砂岩储层^[16]。

$$\alpha = 1 - (1 - \varphi)^{3.8}。 \quad (11)$$

3.2 地层孔隙压力确定

本文根据压力恢复、静压测试和等效泥浆密度及声波时差法获得了研究区各单井志留纪地层孔隙压力。该区志留系柯平塔格组地层压力系数分布在 1.27 ~ 1.36，各单井间相差不大，地层略微超压。

3.3 地应力测井解释

目前，国内外现今地应力解释模型主要包括莫尔-库仑破坏模式、单轴应变模式及各向异性地层模式。莫尔-库仑破坏模式虽然具有一定的物理基础，但其假设地层最大原地剪应力是由地层的抗剪强度决定的，因此不具备普遍的意义，该模式比较适合松软的泥页岩地层。单轴应变模式假设沉积地层只发生垂向应变，水平方向应力完全由垂向应力诱导而产生，因此，水平方向各个主应力均相等。该类模式通常只适用于弱构造运动地层，如盆地腹部地层^[21]。各向异性地层模式较好地考虑了水平方向地应力的非均一性，不足之处是待定系数较多，且计算过程较为繁琐。

为了简化计算过程与提高预测精度，通过不同计算模型对比，发现引入修正系数 C^* 至 Newberry 模型中，可以较好地预测地层水平方向最小主应力 σ_h 。未引入 C^* 时， σ_h 预测结果偏大，通过将各系数实测值引入方程(12) 求取 C^* ，本文所确定的 C^* 值为 -0.257。引入修正系数 C^* 后的 σ_h 表达式见式(12)^[16]。对于水平最大主应力 σ_H ，考虑到地层应力的各向异性，引入非平衡结构因子 U_b ， σ_H 的表达式见式(13)^[17]，本文的 U_b 值为 1.212。修正系数 C^* 的依据为水平最大主应力和水平最小主应力具有较好的正相关性。将该方法应用于深层海相致密砂岩储层是一次有意义的探索。

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} [\sigma_v - \alpha P_p (1 + C^*)] + P_p (1 + C^*)； \quad (12)$$

$$\sigma_H = \sigma_h \times U_b， \quad (13)$$

式中： U_b 可以利用双井径资料获取，或利用地应力实测值进行反推，即

$$U_b = 1 + k \left[1 - \left(\frac{D_{\max}}{D_{\min}} \right)^2 \right] \frac{E}{E_{ma}}， \quad (14)$$

式中： D_{\max} 为井径最大值，cm； D_{\min} 为井径最小值，cm； E 为岩石杨氏模量，GPa； E_{ma} 为岩石骨架杨氏

模量, GPa; k 为刻度系数。

垂直主应力由上覆地层的重力梯度决定, 可通过密度测井曲线进行积分获得

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(H) g dz, \quad (15)$$

式中: H 为地层埋深; $\rho(H)$ 为埋深 H 处的地层岩石密度。另外, 该式不具体, 一般利用密度测井曲线计算覆压时, 从井口到目的段, 可能没有密度测井数据或找不到连续的密度测井数据, 此时应根据该地区浅层地层及岩性实际情况, 将其密度取平均值。对于研究区浅层, 为第四系松散沉积物, 岩石平均密度为 2.3 g/cm^3 。

研究区志留系取心岩样地应力测试结果与解释结果的对比见表 2。从解释结果来看, 差应变测试数据的解释结果最好, σ_h 的平均相对误差为

4.94%, σ_h 的平均相对误差为 4.27%。1 组压裂法测试结果的 σ_h 的平均相对误差较小(为 5.93%), σ_h 的平均相对误差较大(为 21.19%)。该组压裂测试数据的 σ_h 值(69.72 MPa)明显低于其他各组, σ_h 值与裂缝闭合压力相等^[7], 该值较低, 表明地层中可能发育一些微裂缝, 进而造成 σ_h 值偏低。对于 2 组声发射测试结果, 其中一组的 σ_h 解释结果相对误差偏高, 而另一组的 σ_h 解释结果的相对误差偏高。声发射所测试的现今地应力仅作为参考, 而压裂法和差应变法测试结果最为准确, 为地层现今地应力大小的主要判据。

利用上述方法建立了单井地应力测井解释剖面, 如图 4 所示。可以看出, 对于所研究的志留纪地层, 随着埋深的增加, 各主应力均有逐渐增加的趋势。三向主应力间满足 $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_v$, 与前述

表 2 取心岩样的地应力测试结果与解释结果对比									
Table 2 Comparison of the measured in situ stress values and the predicted results									
编号	井号	井段/m	测试结果/MPa		解释结果/MPa		相对误差/%		备注
			σ_H	σ_h	σ_H	σ_h	σ_H	σ_h	
1	S9	5 560.50 ~ 5 589.50	101.72	69.72	107.75	88.46	5.93	21.19	压裂法
2	S901	5 507.75 ~ 5 507.97	104.30	91.80	108.64	89.19	4.16	2.92	差应变
3	S903H	5 581.30 ~ 5 581.46	106.50	92.90	111.07	91.19	4.29	1.88	差应变
4	S904H	5 573.89 ~ 5 574.10	102.30	96.50	108.83	89.35	6.38	8.00	差应变
5	S901	5 297.66 ~ 5 297.86	123.78	86.73	106.96	87.82	13.59	1.24	声发射
6	S904H	5 372.28 ~ 5 372.51	117.70	112.65	113.56	93.24	3.52	20.82	声发射

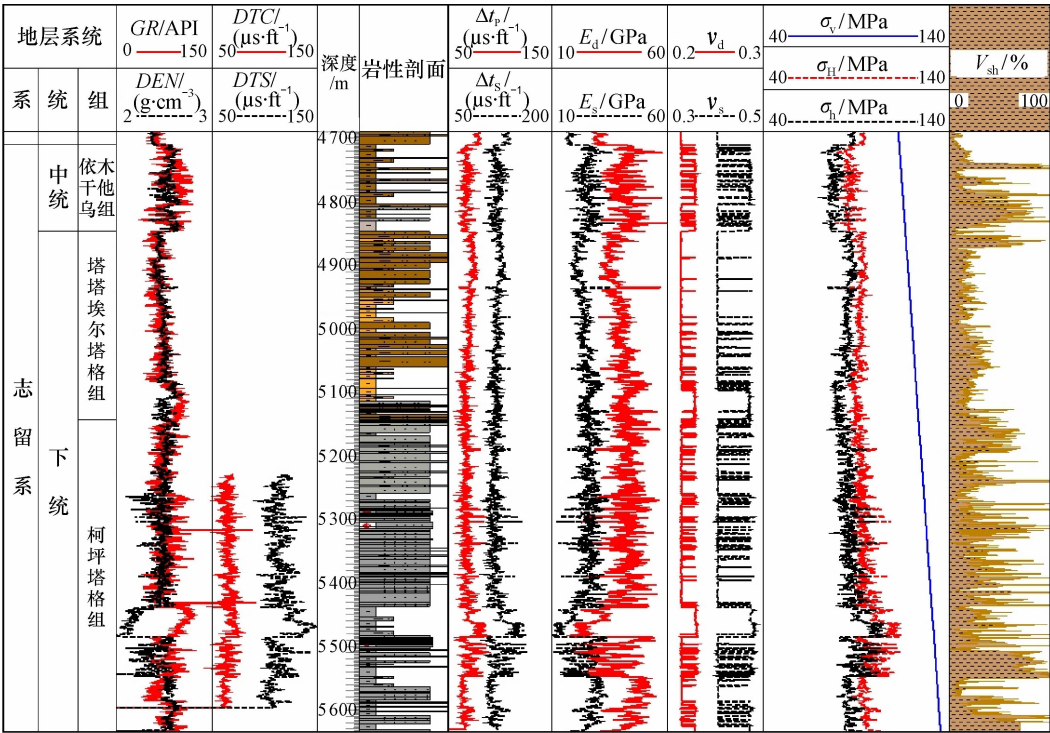


图 4 S901 井志留纪地层地应力测井解释成果图

Fig. 4 In situ stress logging interpretation results for the Silurian strata of Well S901

地应力测试结果一致。

3.4 地应力方向分析

3.4.1 古地磁分析 利用古地磁仪(磁力仪和退磁仪)对目的层致密砂岩样品进行了古地磁分析(表3)。用Fisher统计法确定剩磁方向并判断地应力方向^[16]。研究区3口井岩样的古地磁分析测试结果表明,目的层的水平最大主应力方向主要位于NE 26°~NE 33°。

表3 目的层测试岩样的古地磁定向结果

井号	地层	井深/m	水平最大主应力方向
S901	S ₁ k ¹	5 507.75 ~ 5 507.97	NE 33°
S904H	S ₁ k ¹	5 573.89 ~ 5 574.10	NE 26°
S903H	S ₁ k ¹	5 581.30 ~ 5 581.46	NE 31°

3.4.2 测井分析 本文采用扩径及快横波方位分析方法对目的层现今地应力方向进行分析,这两种方法的解释结果较为可靠。对于扩径分析,主要基于成像测井或地层倾角测井资料。对椭圆井眼形态进行分析,长轴方向代表水平最小主应力方向,短轴方向则代表水平最大主应力方向^[17]。

研究区S9井柯坪塔格组地层倾角测井分析结果表明,部分井段具有扩径现象。如图5所示,5 360~5 366 m井段为2—4极板扩径,1—3极板方位为202.5°,该井段水平最大主应力方向为

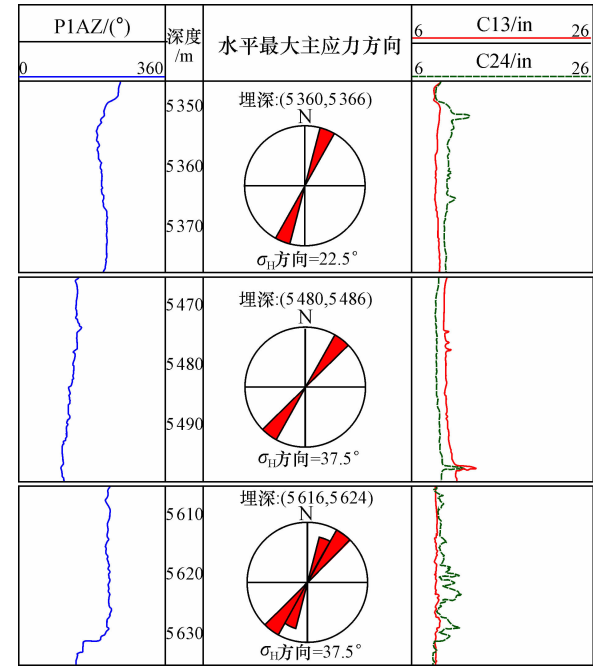


图5 研究区S9井柯坪塔格组地层扩径统计
Fig.5 Borehole enlargement statistics for the Kepingtagar Formation of Well S9

22.5°; 5 480~5 486 m井段为1—3极板扩径,其方位为127.5°,该井段水平最大主应力方向为37.5°; 5 616~5 624 m井段为2—4极板扩径,1—3极板方位为217.5°,该井段水平最大主应力方向为37.5°。

横波分离可以判断现今地应力方向^[17],对于碎屑岩地层,地应力的平面非均一性对横波的传播具有显著影响,分离后的横波通常在水平最大主应力方向具有最快的传播速度。通过对S901井及S902H井目的层偶极声波数据进行横波分离,得到快、慢横波速度及方位(图6)。S901井水平最大主应力方向为NE-SW向,平均为53.1°,结合前述古地磁测试结果,该井水平最大主应力方向主要分布在NE 33°~53.1°。S902H井水平最大主应力方向也为NE-SW向,大体分布在32°~66°。

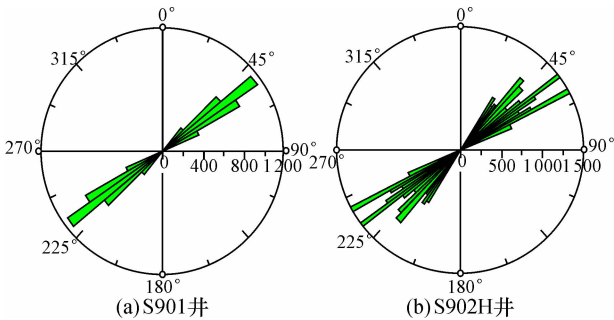


图6 利用横波分离获得的单井目的层的水平最大主应力方向

Fig.6 Direction of the maximum horizontal stress of target layer for single well obtained by shear wave separation

通过对比各单井古地磁及测井地应力方向解释结果,可以看出研究区志留纪地层水平最大主应力方向分布比较稳定,大体为NE向。现今地应力方向的确定可以为致密砂岩油储层水平井钻井轨迹优化、压裂设计及井网布置提供参考。

4 结 论

(1) 本文通过岩石力学、声学及现今地应力实验测试,对深部海相致密油储层岩石力学性质及现今地应力特征有了一定程度了解。利用谱比法对实验高频声学测试结果进行了频散校正。在区分砂岩和泥岩岩性条件下,建立了横波时差预测模型。在动静态岩石力学参数测试基础上,建立了杨氏模量和泊松比的测井解释模型,各模型均具有较高的解释精度。

(2) 在准确获取有效应力系数α和地层压力

的基础上建立了深部海相致密油储层现今地应力测井计算模型。与实测结果对比表明,该模型可靠合理。利用古地磁、扩径及快横波方位资料对目的层地应力方向进行分析,最终确定其水平最大主应力方向为NE向。

参考文献:

- [1] Farrell N J C, Healy D, Taylor C W. Anisotropy of permeability in faulted porous sandstones [J]. *Journal of Structural Geology*, 2014, 63: 50–67.
- [2] Lommatzsch M, Exner U, Gier S, et al. Dilatant shear band formation and diagenesis in calcareous, arkosic sandstones, Vienna Basin (Austria) [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 62: 144–160.
- [3] Nelson E J, Meyer J J, Hillis R R, et al. Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia; implications for the in situ stress regime [J]. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 2005, 42 (3): 361–371.
- [4] 宋连腾, 刘忠华, 李潮流, 等. 基于横向各向同性模型的致密砂岩地应力测井评价方法 [J]. *石油学报*, 2015, 36 (6): 707–714.
- [5] He S M, Wang W, Shen H, et al. Factors influencing wellbore stability during underbalanced drilling of horizontal wells—when fluid seepage is considered [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 23: 80–89.
- [6] Jaeger J C, Cook N G W, Zimmerman R W. *Fundamentals of rock mechanics* [M]. 4th ed. Oxford: Wiley-Blackwell, 2007.
- [7] Zoback M D, Barton C A, Brudy M, et al. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells [J]. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 2003, 40 (7–8): 1049–1076.
- [8] 罗春树, 杨海军, 李江海, 等. 塔中奥陶系优质储集层特征及断裂控制作用 [J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38 (6): 716–724.
- [9] Hou H J, Wang W H, Zhu X M. Study of depositional model of Silurian system in Tazhong area, Tarim Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1997, 15 (3): 41–47.
- [10] Valdiviezo-Mijangos O C, Nicolás-Lopez R. Dynamic characterization of shale systems by dispersion and attenuation of P- and S-waves considering their mineral composition and rock maturity [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 122: 420–427.
- [11] 巴晶, Carcione J M, 曹宏, 等. 非饱和岩石中的纵波频散与衰减: 双重孔隙介质波传播方程 [J]. *地球物理学报*, 2012, 55 (1): 219–231.
- [12] 张元中, 楚泽涵, 李铭, 等. 岩石声频散的实验研究及声波速度的外推 [J]. *地球物理学报*, 2001, 44 (1): 103–111.
- [13] Castagna J P, Batzle M L, Eastwood R L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks [J]. *Geophysics*, 1985, 50(4): 571–581.
- [14] 未晔, 王尚旭, 赵建国, 等. 致密砂岩纵、横波速度影响因素的实验研究 [J]. *石油物探*, 2015, 54(1): 9–16.
- [15] Biot M A. General theory of three-dimensional consolidation [J]. *Journal of Applied Physics*, 1941, 12 (2): 155–164.
- [16] Wu B L. Biot's effective stress coefficient evaluation: static and dynamic approaches [C]//Frontiers of Rock Mechanics and Sustainable Development in the 21st Century—Proceedings of the 2001 ISRM International Symposium—2nd Asian Rock Mechanics Symposium, Beijing, 2001: 369–372.
- [17] Li Z M, Zhang J C. Crustal stress and hydrocarbon exploration and development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 138–140.

Logging assessment of deep tight sandstone oil reservoir current in situ stresses

ZHANG Jian-hua^{1,2}, WANG Gai-hong³, YIN Shuai⁴

(1. College of Safety Science and Engineering, Xi'an University of Science and Technology, Xi'an 710054, China; 2. Shaanxi Energy Institute, Xianyang 712000, China; 3. CCDC Changqing Downhole Technology Company, Xi'an 710021, China; 4. School of Earth Science and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

Abstract: Current in situ stress assessment by logging data can provide a basis for fracturing stimulation and horizontal well optimization. Taking the Silurian tight oil from the S9 well block in Tazhong area as an example, we conduct a comprehensive logging assessment of the rock mechanical properties and in situ stresses. The transverse wave time difference of the tight oil reservoir was extracted by array acoustic logging, and the dynamic and mechanical parameters were obtained. By introducing the correction coefficient C^* to the Newberry model, the prediction of the minimum horizontal principal stress (σ_h) of the tight oil reservoir is realized. Considering the anisotropy of formation stress, the unbalanced structural factor (U_b) is introduced to evaluate the reservoir's maximum horizontal principal stress (σ_H). The average relative prediction error of the logging interpretation model is less than 8%. By in situ stress orientation analysis for the target layer via the analysis of paleomagnetism, borehole enlargement and fast shear wave orientation, it was shown that the direction of the maximum horizontal stress is NE.

Key words: tight sandstone oil reservoir; current in situ stresses; logging assessment; Newberry model; effective stress coefficient