

四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组储层各向异性地应力评价方法

张金才¹, 范鑫², 黄志文², 刘忠群², 亓原昌¹

(1. 中国石化 休斯顿研究开发中心, 美国 休斯顿 TX 77056; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 尽管四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组砂岩是非常致密的气藏, 但是其中一些储层天然裂缝发育, 尤其是须二段的优质储层, 垂直裂缝或高角度裂缝发育。这导致了岩层和水平主应力的各向异性。对于这类储层如果采用常规的各向同性地应力评价方法, 则会高估岩层的实际水平主应力。根据钻井中的溢流、井涌和测试压裂, 以及井壁崩落等数据研究了这类储层地应力的新的评价方法, 得到了新场气田和合兴场气田的地层压力与地应力实测结果。这些结果表明岩层的天然裂缝对地应力有较大的影响。采用各向异性理论建立了须家河组储层地应力的 VTI 和 HTI 模型。含天然裂缝储层的实测数据表明, 随着裂缝密度、裂缝倾角和裂缝指示因子的增大, 水平主应力和破裂压力减小, 这与 HTI 模型相吻合。结合各向异性模型与天然裂缝、水平主应力和破裂压力的实测数据, 得出了适合于须家河组储层特点的地应力预测公式及其对压裂影响的评价方法。

关键词: 裂隙岩层; 水平主应力; 地应力; 各向异性; 水力压裂; 须家河组; 三叠系; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Assessment of anisotropic in-situ stresses in the Upper Triassic Xujiahe Formation reservoirs in Western Sichuan Depression of the Sichuan Basin

Zhang Jincai¹, Fan Xin², Huang Zhiwen², Liu Zhongqun², Qi Yuanchang¹

(1. Sinopec Tech Houston, Houston, Texas 77056, USA; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: The Triassic Xujiahe Formation sandstones in the western Sichuan Depression are tight gas reservoirs, some of which contain natural fractures, particularly for the gas-rich reservoir in the 2nd member of the Xujiahe Formation (hereafter referred to as Xu 2 Member) with well-developed vertical or high dip angle fractures. Anisotropies of both rocks and horizontal principal stresses are thereby resulted. To calculate in-situ stresses in the naturally fractured formations using conventional methods obtained in the isotropic formation may overestimate the horizontal principal stress. New assessment methods of in-situ stresses in the anisotropic formations are studied in this paper. The in-situ stresses and formation pressures in the Xinchang and Hexinchang gas fields are obtained based on measured data from wellbore influxes, kicks, mini-frac tests and wellbore breakouts. The measured results indicate that natural fractures have a great impact on the in-situ stresses. The theory of anisotropy is applied to establish the in-situ stress models of VTI and HTI for the Xujiahe Formation reservoirs. The measured data in the formations with natural fractures reveal that the horizontal principal stress and formation breakdown pressure decrease as the natural fracture density, dip angle and intensity index increase. This is consistent to the derived HTI model. The assessment methods for in-situ stresses and their impact on hydraulic fracturing are proposed for the Xujiahe Formation reservoirs based on the anisotropic model and the measured data of natural fractures, horizontal stresses and breakdown pressures.

Key words: fissured formation, horizontal principal stress, in-situ stress, anisotropy, hydraulic fracturing, Xujiahe Formation, Triassic, Sichuan Basin

收稿日期: 2020-10-19; 修订日期: 2021-06-25。

第一作者简介: 张金才(1963—), 男, 博士、地质与石油物理顾问, 地质力学、岩石力学与石油工程。E-mail: jzhang.sthc@sinopec.com。

通讯作者简介: 范鑫(1987—), 男, 博士、高级工程师, 石油工程与储层改造。E-mail: fanxin.syky@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技部项目(P18089-5, P20056-3)。

四川盆地川西坳陷的致密砂岩气藏天然气资源量较丰富,截止到2017年底,中国石化在川西侏罗系与上三叠统保有天然气三级储量约为 $1.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$,主力气层是上三叠统须家河组和侏罗系蓬莱镇组、遂宁组与沙溪庙组,已发现并开发了中坝、平落坝、九龙山、合兴场、新场、洛带、新都、邛西和马蓬等气田^[1-4]。其中中国石化的川西深层须家河组探明储量为 $1.773 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。然而,由于须家河组为致密砂岩,处于地质构造复杂并且构造应力很高的深层,因此储层难于压裂、压裂的加砂量很低,导致动用储量低,仅为 $227 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。为了提高储层的动用储量,迫切需要研究须家河组砂岩的地应力与岩石力学特征,为压裂改造的设计与施工提供科学依据。

须家河组含有5个层段,从浅部到深部包括须五段、须四段、须三段、须二段和须一段。其中须五段、须三段和须一段主要为泥岩(烃源岩)。须二段和须四段中的砂岩为主要储层,埋深为3800~5100 m。须二段沉积时期,研究区主要发育以辫状河三角洲为主的中-粗粒沉积体系,其中辫状河三角洲前缘水下分流河道和河口坝是研究区主要沉积微相类型。砂岩厚度大、平面分布广泛,但是储层非常致密(孔隙度为3%~5%,渗透率为 $0.07 \times 10^{-3} \sim 0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),为地层压力异常超压的裂缝性砂岩气藏。先后有19口井投入试采,目前日产气约为 $49.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产水约655 m^3 。通过前期压裂认识和对比,须家河深层致密气压裂与其他地区非常不同,在裂缝起裂与扩展机理认识方面存在许多难点,对于不含天然裂缝的岩层常出现水力压裂压不开储层或施工泵压很高而导致压裂施工失败的情况,制约了深层须家河组气藏的开发。造成压裂效果不佳的主要原因是储层致密和高地应力。

须家河组深层致密砂岩储层处于印度板块和亚欧板块碰撞形成的高构造应力区,具有异常高的地应力,并且位于复杂构造下的走滑断层或逆断层应力区。在这种地应力条件下,压裂会产生低角度裂缝,导致水平井的储层改造效果不佳、垂直井的裂缝扩展高度低。另外,须家河组致密储层具有很高的岩石强度,与高地应力的组合造成更高的裂缝开启压力,进一步增加了储层改造的难度。例如新场须家河组储层的破裂压力梯度(24.8~31.9 MPa/km)远高于上覆岩层压力。另一个不利因素是压裂裂缝延伸压力梯度也很高(一般为24~26 MPa/km),从而抑制了裂缝的延伸范围。

以往的试验与研究表明,地应力控制着人工裂缝的起裂和扩展^[5]。一般假设地应力由3个相互正交的主应力组成,即垂向应力(上覆岩层压力)、最大水平

主应力与最小水平主应力。其中最小水平主应力决定着压裂裂缝的开启与扩展,而最大水平主应力主要决定着裂缝的扩展方向^[6]。因此,对于复杂储层改造成功的前提是掌握地应力的特征与规律。研究人员已开展了须家河组储层地应力研究并得出了一些重要的成果^[7-9]。最近进行的须二段砂岩大块露头岩样水力压裂试验表明,破裂压力主要取决于水平主应力与岩层的抗拉强度^[10],最小水平主应力越高岩层的破裂压力越大、越难压裂。因此,正确评价水平主应力对压裂设计非常重要。另外,须家河的一些储层富含天然裂缝,须二段优质储层中高角度或垂直裂缝发育,导致了岩层的各向异性。对于这类储层如果采用常规的各向同性岩层的地应力评价方法,则会高估岩层的实际水平主应力。以往的研究未考虑裂隙储层对地应力的影响,因此需要获得这类储层的地应力评价方法。根据几十口井的实测数据与钻井资料,本文将分析须家河储层及其上覆岩层的地应力特征。此外,为了更好地评价优质储层的地应力及其对压裂的影响,本文将应用各向异性介质理论研究含天然裂缝储层水平主应力的预测公式与评价方法。

1 须家河组储层地应力实测结果

1.1 各向同性岩石地应力预测方法

对于各向同性岩石,最小与最大水平主应力可以用下面常用的预测公式^[11-12]:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \frac{E}{1-\nu^2}(\varepsilon_h + \nu \varepsilon_H) \quad (1)$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \frac{E}{1-\nu^2}(\varepsilon_H + \nu \varepsilon_h) \quad (2)$$

式中: σ_v 、 σ_H 和 σ_h 分别是垂向应力、最大和最小水平主应力,MPa; p_p 是地层孔隙压力,MPa; α 是比奥有效应力系数,无量纲; E 是杨氏模量,MPa; ε_H 、 ε_h 分别为最大与最小水平(构造)应变,m/m; ν 是泊松比,无量纲。

从上述两式可以看出,水平主应力由3部分组成:公式(1)和(2)右侧的第一与第二项是由垂向应力和地层压力造成的,而右侧的第三项是由构造应变导致的。由于构造应变较难定量确定,一些简化的方法可以用于预测水平主应力^[13-14]。公式中的泊松比、比奥有效应力系数和杨氏模量可以通过测井数据计算得到。因此,当垂向应力、地层压力和构造应变已知时,最大与最小水平主应力可以通过上述公式得到。由于

公式中有些参数难于准确确定,造成水平主应力评价的误差与不确定性,因此,预测的水平主应力需要应用观测数据进行校正。

1.2 地应力实测结果

1.2.1 垂向应力

垂向应力是由上覆岩层的重量导致的应力,可以通过积分密度测井数据得到。通过分析新场气田和合兴场气田的几十口井的密度测井数据,得到了如下的垂向应力预测公式:

$$\sigma_v = 0.024 \, 6Z \quad (3)$$

式中: Z 是深度, m。

1.2.2 最大与最小水平主应力

为了获得水平主应力,首先需要确定地层压力。本研究根据实测的储层压力结果和钻井中的溢流、井涌和测井数据得到了新场及其周围气田地层压力^[15-16]。另外,利用观测数据分析了最大与最小水平主应力,包括应用测试压裂数据、应变实验数据,以及利用成像测井中的井壁崩落与井壁诱导张裂缝数据(表1,表2)。图1为数10口井实测的不同地层的地层压力、最小水平主应力、垂向应力和据这些实测数据计算的可靠的最大水平主应力。可以看出,实测的地层压力和地应力有如下的特点。

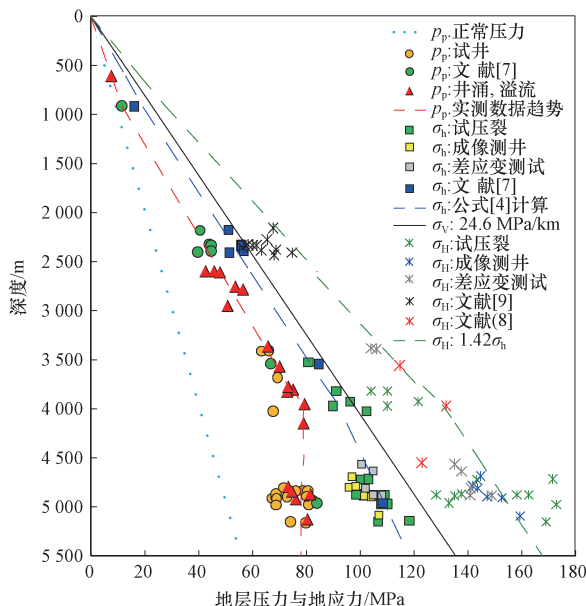


图1 据实测数据得出的四川盆地川西坳陷须家河组与侏罗系岩层的地层压力与地应力

Fig. 1 Measured formation pressures and in-situ stresses in the Upper Triassic Xujiahe and Jurassic formations in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

表1 通过压力恢复试验得到的四川盆地川西坳陷须二段和须四段孔隙压力

Table 1 Pore pressure obtained through pressure build-up test in the Xu 2 and Xu 4 Members of Western Sichuan

Depression, Sichuan Basin				
井名	层位	测试段中部深度/m	孔隙压力/MPa	孔隙压力系数
XC12	$T_3x^{4(8)}$	3 679.10	69.14	1.92
XC23	$T_3x^{4(9-10)}$	4 022.55	67.69	1.72
XC25	$T_3x^{4(4)}$	3 412.50	63.37	1.89
CX93	$T_3x^{4(3-4)}$	3 410.00	65.97	1.97
X851	$T_3x^{2(4)}$	4 834.60	80.46	1.70
X853	$T_3x^{2(7)}$	4 974.63	80.79	1.66
X856	$T_3x^{2(4)}$	4 837.40	75.99	1.60
X2	$T_3x^{2(1-4)}$	4 803.65	71.61	1.52
X3	$T_3x^{2(5)}$	4 887.70	68.74	1.44
X5	$T_3x^{2(7)}$	5 158.66	73.98	1.46
X11	$T_3x^{2(4)}$	4 917.50	68.79	1.43
X10	$T_3x^{2(4-5)}$	4 893.08	80.10	1.67
XC8	$T_3x^{2(2-3)}$	4 793.69	67.30	1.43

1) 地层压力(p_p)远远高于静水压力,其与深度(Z)成线性关系增加,即从埋深 600 m 开始的侏罗系至三叠系须四段(至埋深约 4 000 m 处): $p_p = 0.021 \, 3Z - 5.33$ 。

2) 须四段具有很高的地层压力梯度(20 MPa/km)。但从须四段底部至须二段储层,地层压力梯度大幅度降低。须二段具有较小的地层压力梯度(15.6 MPa/km),从而造成其最小水平主应力梯度降低。

3) 从侏罗系、须五段至须三段最小水平主应力与垂向应力接近($\sigma_h \approx \sigma_v < \sigma_H$)。最小水平主应力梯度很高,约为 24 MPa/km。地应力处于走滑断层至逆断层应力状态,据此推测,压裂裂缝形态可能处于水平缝与垂直缝之间,即具有一定倾角的裂缝。

4) 须二段岩层的最小水平主应力小于垂向应力($\sigma_h < \sigma_v < \sigma_H$),处于走滑断层应力状态。但是最小水平主应力梯度仍然较高,约为 22 MPa/km。与须四段相比,须二段具有有利的应力状态,压裂能够产生垂直裂缝。

5) 最大水平主应力大于垂向应力。最大水平主应力可近似地用下式来描述: $\sigma_H = 1.42\sigma_h$ 。

根据实测数据,得出了本研究区砂岩的最小水平主应力预测的经验公式:

$$\sigma_h = k_0(\sigma_v - p_p) + p_p \quad (4)$$

式中: k_0 为取决于岩性和构造应力的系数,无量纲,在本研究区域 $k_0 = 0.7$ (图1)。

表 2 不同测试方法得到的四川盆地川西坳陷须二段和须四段的水平主应力

Table 2 Horizontal principal stresses obtained by different methods in the Xu 2 and Xu 4 Members of Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

测试方法	井名	层位	测试段中部深度/m	垂向应力/MPa	最小水平主应力/MPa	最大水平主应力/MPa	最小水平主应力梯度/(MPa·km ⁻¹)	最大水平主应力梯度/(MPa·km ⁻¹)
测试压裂	CX560	T ₃ x ⁴⁽⁴⁾	3 524.00	86.30	80.80	—	22.9	—
	CX565	T ₃ x ⁴⁽⁷⁾	3 815.48	93.50	91.20	104.00	23.9	26.1
	CX565	T ₃ x ⁴⁽⁹⁾	3 978.50	97.50	89.70	110.00	22.5	28.8
	XC23	T ₃ x ⁴⁽⁹⁾	4 022.55	98.60	102.00	—	25.4	—
	XC25	T ₃ x ⁴⁽⁹⁾	3 921.00	96.10	96.10	121.30	24.5	30.9
	X10	T ₃ x ²⁽²⁾	4 722.00	115.69	102.70	171.40	21.7	36.3
	X11	T ₃ x ²⁽⁴⁾	4 971.50	121.80	107.40	173.00	21.6	34.8
	X11	T ₃ x ²⁽⁶⁻⁸⁾	5 142.50	125.99	118.40	201.30	23.0	39.1
	X209	T ₃ x ²⁽⁴⁾	4 872.00	119.36	105.50	158.40	21.7	32.5
	XC7	T ₃ x ²⁽⁶⁾	5 151.40	126.21	106.40	168.83	20.7	32.8
成像测井, 应力多边形	L150	T ₃ x ²⁽³⁾	4 805.50	117.26	96.07	143.64	20.0	29.9
	X10	T ₃ x ²⁽²⁾	4 692.50	114.97	97.13	144.53	20.7	30.8
	X10	T ₃ x ²⁽³⁾	4 792.90	117.43	98.25	141.87	20.5	29.6
	X10	T ₃ x ²⁽⁴⁾	4 892.10	119.86	101.76	147.25	20.8	30.1
	X10	T ₃ x ²⁽⁴⁾	4 905.30	120.18	103.99	152.55	21.2	31.1
	X10	T ₃ x ²⁽⁶⁾	5 087.50	125.15	106.84	159.24	21.0	31.3
差应变分析	CX560	T ₃ x ²⁽²⁾	4 810.97	125.00	102.00	141.00	21.2	29.3
	CH127	T ₃ x ²⁽¹⁾	4 566.14	111.87	100.65	135.09	22.0	29.6
	CH127	T ₃ x ²⁽²⁾	4 639.29	113.66	104.72	137.60	22.6	29.7
	XC10	T ₃ x ²⁽⁴⁾	4 882.06	119.61	107.93	148.86	22.1	30.5
	XC10	T ₃ x ²⁽⁴⁾	4 884.04	119.66	104.76	140.75	21.4	28.8

注:“—”表示无数据。

比较公式(4)与公式(1),可以得到以下较通用的公式用于预测本区各向同性岩层的最小水平主应力:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu}(\sigma_v - p_p) + p_p + c(\sigma_v - p_p) \quad (5)$$

式中:c为最小水平主应力系数,无量纲,可以通过井中的平均泊松比(ν_a)估算,即 $c = k_0 - \frac{\nu_a}{1 - \nu_a}$ 。

当地层压力已知时,可以使用公式(5)结合公式(3)估计最小水平主应力,但是此方法仅适用于各向同性的岩层。从图 1 可以看出,实测的最大与最小水平主应力较发散,尤其是在须二段砂岩。其原因可能是一些储层含有天然裂缝而导致岩层各向异性。例如,须二段砂岩的优质储层中常含有高角度或垂直裂缝。从须二段砂岩露头、成像测井及岩心中可以看出,岩层中发育着近似相互平行的垂直裂缝,此类储层是本地区产量最高的储层(图 2a)。这种储层可用横向各向异性-纵向各向同性(HTI)模型模拟。但是,一些须二段储层中也含有水平或低角度裂缝(图 2b),属于较差的储层。这种储层可以用纵向各向异性-横向各向同性(VTI)

模型来模拟。

2 须家河组储层各向异性地应力模型

考虑到须家河组储层中天然裂缝的赋存状态不同,有些岩层中发育着近似相互平行的垂直裂缝,而另一些储层中则含有水平裂缝,因此,下面将分析这两种不同的模型(VTI 和 HTI)。当岩层中发育着倾斜裂缝时,结合 VTI 和 HTI 两种模型可以得出用于预测不同裂缝倾角条件下地应力的通用方法。

2.1 纵向各向异性横向各向同性岩层的水平主应力

沉积地层一般为层状的岩层,层与层之间发育层理。这种岩层一般沿横向为各向同性,而沿纵向为各向异性。这类岩层可以应用纵向各向异性-横向各向同性(VTI)介质理论来模拟(图 3a),例如页岩层和其他薄层沉积岩。对于 VTI 地层,其对称轴是垂直方向,而对称面是水平面;在水平方向上岩石性质相同,而在垂直方向上则不同。VTI 地层的最小和最大水平主应力可以通过下列公式得到^[12,17-18]:

$$\sigma_{h,VTI} = \frac{E_h \nu_V}{E_V(1 - \nu_h)}(\sigma_V - \alpha_V p_p) + \alpha_h p_p + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2}(\varepsilon_h + \nu_h \varepsilon_H) \quad (6)$$

$$\sigma_{H,VTI} = \frac{E_h \nu_V}{E_V(1 - \nu_h)}(\sigma_V - \alpha_V p_p) + \alpha_h p_p + \frac{E_h}{1 - \nu_h^2}(\varepsilon_H + \nu_h \varepsilon_h) \quad (7)$$

式中: $\sigma_{h,VTI}$, $\sigma_{H,VTI}$ 分别是 VTI 岩石的最小和最大水平主应力, MPa; E_h 和 E_V 为水平与垂直方向的弹性模量, MPa; ν_h 和 ν_V 为水平与垂直方向的泊松比, 无量纲; α_h 和 α_V 为水平与垂直方向的比奥有效应力系数, 无量纲。其中 $E_V < E_h = E$, E 为各向同性岩石的杨氏模量; $\nu_V < \nu_h = \nu$, ν 为各向同性岩石的泊松比。

VTI 岩层的动力弹性参数可以通过偶极子测井中的纵波和快横波与慢横波波速计算得到^[19], 并在转化为静态弹性参数之后可以代入公式(6)与(7)预测水平主应力。而 VTI 的静态岩石力学弹性参数 E_V , E_h 与

ν_V , ν_h 也可以通过两种不同方向的抗压强度试验得到(图 3b, c)。美国的数个页岩储层的各向异性岩石抗压实验结果表明, 杨氏模量和泊松比有如下关系^[20]: $E_h = 1.438E_V$, $\nu_h = 1.37\nu_V$ 。将这些参数和 $\nu_h = \nu$ 代入公式

(6)和(7)右侧的第一项中, 其参数变为 $\frac{E_h \nu_V}{E_V(1 - \nu_h)} =$

$1.05 \frac{\nu}{1 - \nu} > \frac{\nu}{1 - \nu}$, 而第二项和第三项与各向同性的相同(如果假设 $\alpha_h = \alpha_V$)。因此, 比较公式(6), (7)与公式(1)和(2)可知, VTI 岩层比各向同性的岩层具有较高的水平主应力, 这表明层状岩层(含软弱层理)或含水平裂缝的岩层比各向同性岩层具有较高的水平主应力。

对于 VTI 介质, 岩体的弹性模量(E_V)与岩石的弹性模量(E_h 或 E)可以用下面的公式来估算^[21]:

$$\frac{E_h}{E_V} = 1 + \frac{E}{k_n s} \quad (8)$$

式中: k_n 是裂缝的法向刚度, MPa/m; s 是裂缝的间距, m, 与裂缝的线性密度 n (单位长度中裂缝的条数)相



图2 四川盆地川西坳陷须二段砂岩天然裂缝发育野外照片

Fig. 2 Natural fractures developed in the Xu 2 Member sandstone in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

a. 岩层露头中发育近似相互平行的垂直裂缝; b. 岩层露头中发育低角度裂缝和水平裂缝

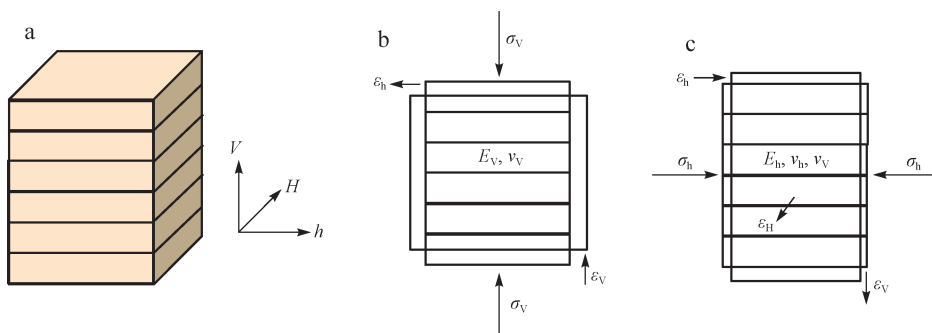


图3 四川盆地川西坳陷 VTI 各向异性地应力模型

Fig. 3 The anisotropic in-situ stress model of VTI in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

a. VTI 模型; b. 垂直方向加载可以得到的地层弹性力学参数; c. 水平方向加载可以得到的地层弹性力学参数

关; $n = \frac{1}{s+b}$, b 是缝宽, m ; 当裂缝间距与缝宽相比大很多时, $n \approx \frac{1}{s}$ 。从上式可知, 对于 VTI 岩体 $E_h/E_v > 1$ 。

假设参数 A 为

$$A = \frac{E_h}{E_v} = 1 + \frac{E}{k_n s} \quad (9)$$

式中: A 为弹性模量各向异性参数, 无量纲。从上可知, $A > 1$, 并且 A 随裂缝密度增加而增大。将参数 A 和 $\nu_h = \nu$ 代入公式(6), 如果假设 $\alpha_h = \alpha_v$ 可以得到简化的 VTI 岩层的最小水平主应力:

$$\sigma_{h,VTI} = \frac{A\nu}{C_v(1-\nu)}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \frac{E}{1-\nu^2}(\varepsilon_h + \nu\varepsilon_H) \quad (10)$$

式中: C_v 为 VTI 岩层泊松比各向异性参数, 无量纲。 $C_v = \nu/\nu_v > 1$ 。 k_n 越大, C_v 越小, 则 $\sigma_{h,VTI}$ 越大; n 越大, C_v 越大, 则 $\sigma_{h,VTI}$ 越小。而 k_n 越大, A 越小, 则 $\sigma_{h,VTI}$ 越小; n 越大, A 越大, 则 $\sigma_{h,VTI}$ 越大。因此, 岩层各向异性的两个参数 A 和 C_v 对弹性模量和泊松比的影响相反, 导致对 $\sigma_{h,VTI}$ 的影响也相反。

公式(10)与各向同性岩石的最小水平主应力公式(1)所不同的只是第一项中的两个参数, 而构造应力项与各向同性条件下的相同。

根据公式(5), 对于须家河组的 VTI 岩层, 公式(10)可以简化成下式:

$$\sigma_{h,VTI} = \frac{A\nu}{C_v(1-\nu)}(\sigma_v - p_p) + p_p + c(\sigma_v - p_p) \quad (11)$$

2.2 水平各向异性-纵向各向同性岩层的水平主应力

横向各向异性-纵向各向同性 (HTI) 是描述在各向同性岩石中分布着一组相互平行的垂直裂缝所构成的各向异性岩体模型。这种岩体的各向同性面为垂直面。对于须家河组储层中含有一组相互平行的垂直裂

缝的岩体, 可以使用 HTI 模型来描述(图 4a)。根据正交各向异性岩体的应力应变本构关系^[20], 推导出了下列用于计算 HTI 岩层的最小和最大水平主应力的理论公式:

$$\sigma_{h,HTI} = \frac{E_h\nu_{vh}(1+\nu_{vH})}{E_v(1-\nu_{vh}\nu_{hV})}(\sigma_v - \alpha_v p_p) + \alpha_h p_p + \frac{E_h(\varepsilon_h + \nu_{vh}\varepsilon_H)}{1-\nu_{vh}\nu_{hV}} \quad (12)$$

$$\sigma_{H,HTI} = \frac{\nu_{vH} + \nu_{vh}\nu_{hV}}{1-\nu_{vh}\nu_{hV}}(\sigma_v - \alpha_v p_p) + \alpha_v p_p + \frac{E_v(\varepsilon_H + \nu_{hV}\varepsilon_h)}{1-\nu_{vh}\nu_{hV}} \quad (13)$$

式中: $\sigma_{h,HTI}$, $\sigma_{H,HTI}$ 分别是 HTI 岩层的最小和最大水平主应力, MPa; 每个弹性模量和泊松比的符号意义见图 4b—d; ν_{vh} , ν_{vH} 为垂直方向的泊松比, 无量纲; ν_{hV} 为水平方向的泊松比, 无量纲; 并且 $\nu_{hV}/E_h = \nu_{vH}/E_v$, $\nu_{vH} = \nu$ 。因此公式(12)和(13)共有 4 个独立的杨氏模量和泊松比。值得注意的是, 最小水平主应力应该出现在垂直裂缝的走向方向, 而最大水平主应力应该在平行裂缝的走向方向(图 4a)。

与 VTI 岩层相反, HTI 岩层具有 $E_h < E_v = E$, 因此, 岩体的弹性模量(E_h)与岩石的弹性模量(E_v 或 E)可以用下式来估算:

$$\frac{1}{E_h} = \frac{1}{E_v} + \frac{1}{k_n s} \quad (14)$$

因此, 对于 HTI 岩层,

$$\frac{E_h}{E_v} = \frac{1}{1 + \frac{E}{k_n s}} = \frac{1}{A} \quad (15)$$

因为在 HTI 岩石中 $\nu_{vH} = \nu$, $\nu_{vh} > \nu_{vH} > \nu_{hV}$, 所以可以假设 $\nu_{vh}\nu_{hV} \approx \nu^2$ 。另外, 如果假设 $\alpha_h = \alpha_v$, 式(12)可以近似写成下式:

$$\sigma_{h,HTI} \approx \frac{C_H\nu}{A(1-\nu)}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \frac{E(\varepsilon_h + C_H\nu\varepsilon_H)}{A(1-\nu^2)} \quad (16)$$

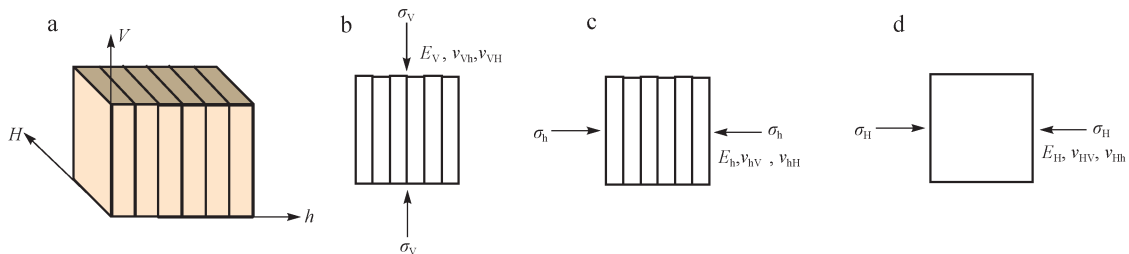


图4 四川盆地川西坳陷含垂直裂缝各向异性 HTI 岩层和在不同方向加载可以得到的岩层弹性力学参数

Fig. 4 The anisotropic HTI formation with vertical fractures and elastic mechanical property determination when loading along various directions in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

a. HTI 模型; b. 垂向加载; c. 沿最小水平主应力方向加载; d. 沿最大水平主应力方向加载

式中: C_H 为 HTI 岩层泊松比各向异性参数,无量纲。 $C_H = \nu_{vh}/\nu > 1$; k_n 越大, C_H 越小,则 $\sigma_{h,HTI}$ 越小;而 n 越大, C_H 越小,则 $\sigma_{h,HTI}$ 越大。与杨氏模量有关的各向异性参数 $A = E_v/E_h > 1$ 。并且 k_n 越大, A 越小,则 $\sigma_{h,HTI}$ 越大;而 n 越大, A 越大,则 $\sigma_{h,HTI}$ 越小。裂缝的两个参数 C_H 和 A 对弹性模量和泊松比的影响相反,导致对 $\sigma_{h,HTI}$ 的影响也相反。

比较公式(16)与公式(1)可以看出,与各向同性岩石所不同的是 HTI 的第一项和第三项中的两个系数 A 和 C_H 。如果 $A = C_H$,则从公式(16)与公式(1)可知, HTI 岩层比各向同性岩层具有更小的最小水平主应力。这说明含垂直或高角度裂缝岩层可能具有更小的最小水平主应力,小于各向同性岩层和含水平裂缝(VTI)的岩层。

同样可以得到简化的最大水平主应力计算公式:

$$\sigma_{h,HTI} \approx \frac{\nu}{(1-\nu)}(\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \frac{E(\varepsilon_h + C_H \nu \varepsilon_h/A)}{(1-\nu^2)} \quad (17)$$

比较式(16)与式(2)可知, HTI 岩层与各向同性岩层具有很相近的最大水平主应力。

根据公式(5),对于须家河储层的 HTI 岩层,最小水平主应力公式(16)可以简化成下式:

$$\sigma_{h,HTI} \approx \frac{C_H \nu}{A(1-\nu)}(\sigma_v - p_p) + p_p + \frac{c}{A}(\sigma_v - p_p) \quad (18)$$

2.3 结合 VTI 和 HTI 的裂隙岩体水平主应力模型

对于研究区的储层,如果天然裂缝组为水平裂缝,则可以应用 VTI 模型来预测地应力。如果天然裂缝组为垂直裂缝,则可以用 HTI 模型来预测地应力。但是,当天然裂缝为倾斜裂缝时上述的两种模型均不适用。下面将给出倾斜裂缝的解决方法。考虑到储层中的天然裂缝可能是倾斜裂缝,下面给出一个通用的模型来预测裂隙岩体的水平主应力。考虑到当裂缝倾角从 $0^\circ \sim 90^\circ$ 变化时会导致岩体由 VTI 逐渐转化成 HTI 介质。如果假设这种转化服从线性关系,则结合公式(11)和(18)可以得到下面的近似公式,用于计算随裂缝倾角的变化而变化的各向异性岩体的最小水平主应力:

$$\sigma_{h,TI} \approx \frac{\beta + (90 - \beta)B^2}{90B} \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - p_p) + p_p + \frac{\beta + (90 - \beta)A}{90A} c(\sigma_v - p_p) \quad (19)$$

式中: $\sigma_{h,TI}$ 为各向异性岩体的最小水平主应力,MPa; β 为裂缝平均倾角, $(^\circ)$; B 为各向异性参数比,无量纲,

$B = \frac{A}{C_A}$; C_A 为泊松比各向异性综合参数,无量纲, $C_A = C_v + \frac{C_H - C_v}{90}\beta$; 式中参数 A 取决于裂缝的力学参数和裂缝的密度等物理参数,见公式(9)。

3 须家河组储层地应力的影响因素与水平主应力预测

3.1 天然裂缝对水平主应力和破裂压力的影响

天然裂缝造成岩体各向异性。前述的各向异性理论表明,对于含高角度裂缝的岩体,水平主应力随裂缝密度的增加而减小。由 14 口井成像测井解释的须二段裂缝数据表明(图 5),裂缝的密度随裂缝倾角的增加而增大,高角度($80^\circ \sim 90^\circ$)裂缝的密度很大,为 6.6 条/m。在其中的 10 口井中既有最小水平主应力和破裂压力观测数据又有成像测井裂缝密度等数据,图 6 为这 10 口井的最小水平主应力梯度和破裂压力与天然裂缝密度的关系。图 5 是须二段所有成像井解释得到的天然裂缝线密度统计,而图 6 统计的是须二段内既做过成像解释又做过压裂改造层段的天然裂缝线密度统计,往往这些压裂改造层段内的天然裂缝并不很发育。从图 6a 可以看出,最小水平主应力梯度总体上随着裂缝密度的增大而减小,这与 HTI 模型的结论相同。从图 6b 可知,破裂压力梯度随着裂缝密度的增大而减小。从图 7a 可以得知,最小水平主应力梯度总体上随着裂缝平均倾角的增大而减小。这符合 HTI 的规律。这是因为当裂缝倾角增大时,各向异性岩体更接近 HTI 介质,所以最小水平主应力梯度减小。图 7b 显示,破裂压力梯度随着裂缝平均倾角的增大而减小。虽然图 7 中数据点较分散,相关系数较小,但是仍显示出一定的规律。如果将图 7a 中的横坐标更换为裂缝

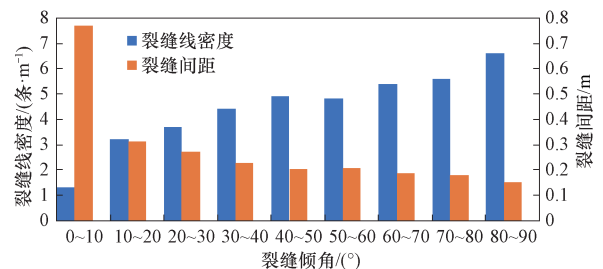


图 5 四川盆地川西坳陷 14 口井中须二段储层成像测井得到的裂缝密度和裂缝间距与裂缝倾角的关系

Fig. 5 Relationship of fracture density and fracture spacing with fracture dip angle measured by imaging logging in the Xu 2 Member in 14 wells in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

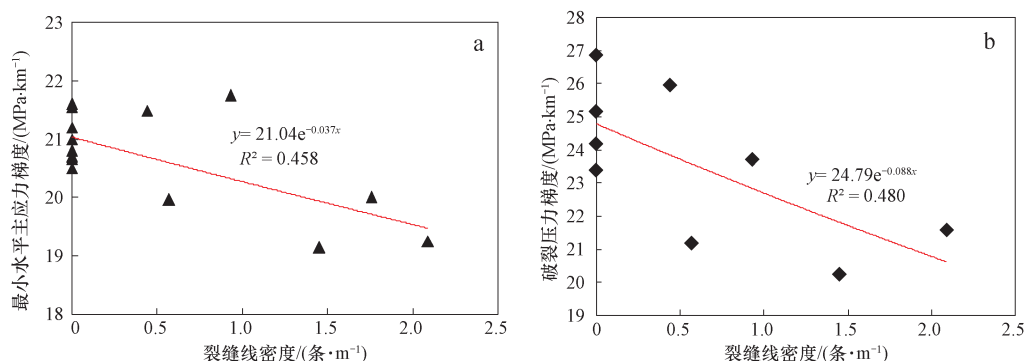


图6 四川盆地川西坳陷10口井中须二段储层成像测井得到的裂缝线密度与最小水平主应力梯度(a)和破裂压力梯度(b)的关系
Fig. 6 Measured fracture density vs. the minimum horizontal principal stress (a) and formation breakdown pressure gradient (b) in the Xu 2 Member in 10 wells in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

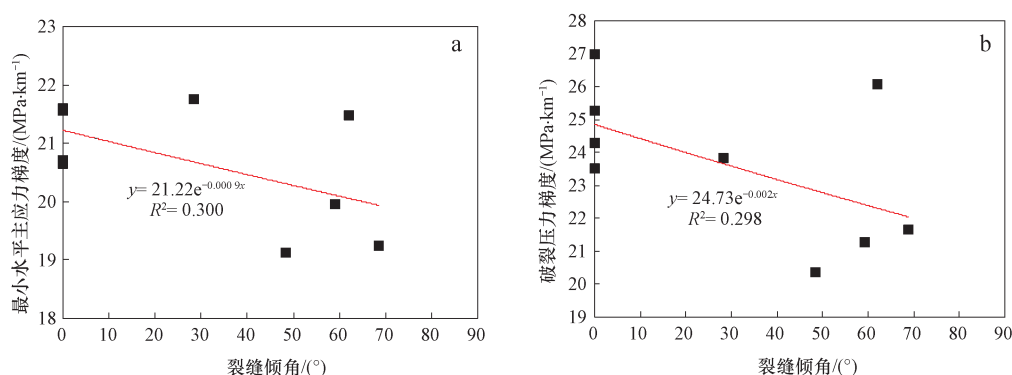


图7 四川盆地川西坳陷须二段储层成像测井得到的裂缝倾角与最小水平主应力梯度(a)和破裂压力梯度(b)的关系
Fig. 7 Measured fracture dip angle vs. the minimum horizontal principal stress and formation breakdown pressure gradient by imaging logging in the Xu 2 Member in 10 wells in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

倾角最大值后,相关系数得到改善,这表明裂缝最大倾角对地应力的影响也较大。

图6b和图7b说明具有高密度和高角度的天然裂缝岩层具有更小的破裂压力,由此推断应该更易压裂。图7a显示高角度天然裂缝可以导致最小水平主应力梯度降低约2 MPa/km。岩层的破裂压力梯度也有同样的规律:天然裂缝可以导致破裂压力梯度降低约4 MPa/km,或导致破裂压力在埋深5 000 m时降低20 MPa。另外,实测数据还显示最小水平主应力梯度和破裂压力梯度随着裂缝指示因子的增大而减小。

3.2 各向异性裂隙岩层水平主应力的预测

当各向异性岩石的杨氏模量与泊松比已知时,可以代入前面得出的相关公式获得各向异性岩层的最小水平主应力。如果天然裂缝为水平裂缝,则可以用VTI模型,即公式(10)或(11),来预测最小水平主应力。如果天然裂缝为垂直裂缝,则可以用HTI模型,即公式(16)或(18),来预测最小水平主应力。如果岩层中天然裂缝为倾斜裂缝,当裂缝的倾角已知时,可以应用

公式(19)计算随裂缝倾角不同而变化的各向异性岩层的最小水平主应力。当岩石各项异性参数难于获得时,可以采用以下的经验公式估算须家河储层各向异性裂隙岩层的最小水平主应力。

根据实测的天然裂缝与地应力数据可以得出本研究区的经验公式。如果假设没有天然裂缝存在时的最小水平主应力为 σ_h ,则当裂缝存在时,最小水平主应力可以从图6a和图7a实测数据的回归关系获得:

$$\sigma_{h,f} = e^{-0.037n} \sigma_h \quad (20)$$

$$\sigma_{h,f} = e^{-0.0009\beta} \sigma_h \quad (21)$$

式中: $\sigma_{h,f}$ 是有裂缝时的最小水平主应力,MPa; n 是裂缝线密度,条/m; σ_h 是没有裂缝时的最小水平主应力,可以从式(5)获得。

同样从图6(b)和图7(b)中可得到含天然裂缝岩层的破裂压力:

$$p_{b,f} = e^{-0.088n} p_b \quad (22)$$

$$p_{b,f} = e^{-0.002\beta} p_b \quad (23)$$

式中: $p_{b,f}$ 是含有天然裂缝时的破裂压力,MPa; p_b 是没有裂缝时的破裂压力,MPa,可以从文献[6]获得。

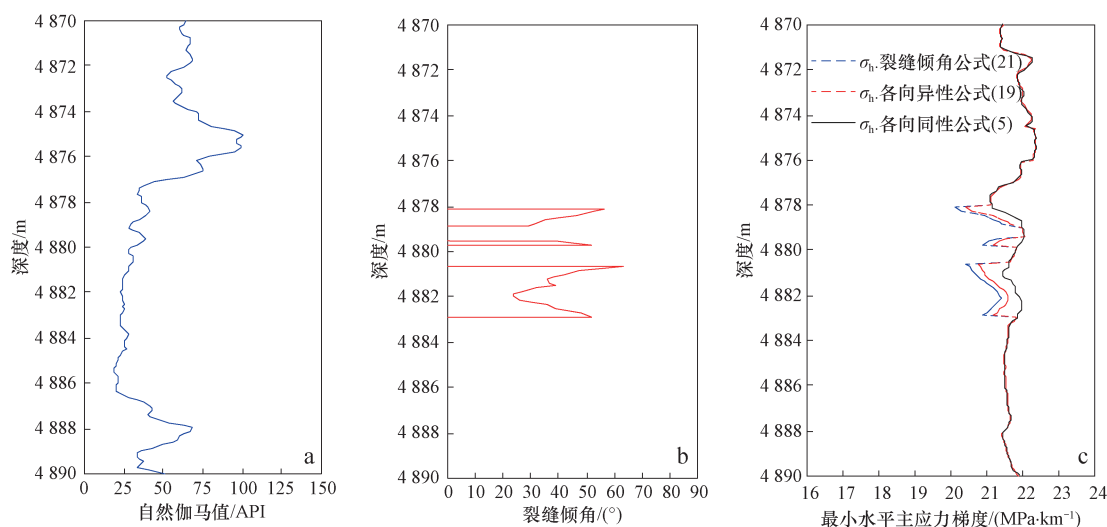


图8 四川盆地川西坳陷 X10 井中应用不同方法计算的最小水平主应力

Fig. 8 Calculated minimum horizontal principal stress by different methods in Well X10 in Western Sichuan Depression, Sichuan Basin

a. 自然伽马测井数据; b. 测井解释的裂缝倾角; c. 使用裂缝倾角经验公式(21)、各向异性岩体的公式(19)与公式(5)预测的最小水平主应力

因此,对于含天然裂缝的岩层,可以应用理论模型,公式(19),结合经验公式(20)或(21)来评价各向异性岩体的最小水平主应力。图8为其中的一个应用案例,在此案例中根据X10井的测井(包括成像测井)数据解释了天然裂缝倾角,并据此计算了天然裂缝对最小水平主应力的影响。图8a的自然伽马测井数据显示在4877~4887 m井段为10 m厚的须二段砂岩,其中一些岩层含有高角度天然裂缝(图8b)。根据公式(5)和测井声波时差得出的泊松比与 $c=0.45$,计算了各向同性条件下的最小水平主应力,之后根据经验公式(21)计算了天然裂缝导致的最小水平主应力(图8c)。假设 $A=1.438$, $C_H=C_V=1.37$, $c=0.45$,根据各向异性应力公式(19)计算了天然裂缝引起的最小水平主应力变化。图8c比较了本文提出的各向异性模型的计算结果与据观测数据得出的各向同性岩层的经验公式和裂隙岩层经验公式的结果。从图8c可以看出,各向异性模型的公式(19)和裂缝倾角经验公式(21)得出的最小水平主应力结果相一致。本研究将此评价方法应用到了其他的几口井,取得了同样的结果,这说明各向异性模型可以用于预测本区的最小水平主应力。应用结果还表明(图8c),高角度裂缝的存在造成岩层的最小水平主应力梯度降低,降低的幅度可达6%,这将有利于储层的压裂改造。实验结果证实了此结论,室内须家河组露头水力致裂模拟表明,含高角度裂缝的岩心破裂压力降低幅度达8.1%~26.9%。因此,对于裂隙岩层,在进行地应力预测时需要考虑各向异性对水平主应力的影响,并且据此得出破裂压力以用于压裂设计与施工。

4 结论

1) 数据显示,从侏罗系、须五段至须四段最小水平主应力梯度逐渐增加,最小水平主应力与垂向应力相近。地应力处于走滑断层至逆断层应力状态,据此推测,压裂裂缝形态将处于水平与垂直之间。而须二段储层处于走滑断层应力状态,最小水平主应力小于垂向应力。与须四须段相比,须二段具有较好的应力状态。压裂能够产生垂直裂缝。

2) 各向异性的VTI岩层比各向同性的岩层具有稍高的最小水平主应力,这表明层状岩层(含软弱层理)或含水平裂缝的岩层具有稍高的水平主应力。

3) 一般情况下,各向异性的HTI岩层比各向同性岩层具有更小的最小水平主应力,这说明含垂直或高角度裂缝的岩层具有较小的最小水平主应力,即小于各向同性岩层和含水平裂缝(VTI)的岩层。这类岩层较易于压裂。须家河的实测数据与这一规律吻合。文中结合VTI和HTI两种模型提出了用于评价不同裂缝倾角时裂隙岩层水平主应力的方法。

4) 实测数据表明,最小水平主应力和破裂压力随着裂缝密度、裂缝倾角和裂缝指示因子的增大而减小。天然裂缝可以导致最小水平主应力梯度降低约2 MPa/km,导致破裂压力降低约4 MPa/km。

5) 天然裂缝造成岩层各向异性,降低了须家河组部分储层的压裂难度。如果采用物探和测井的方法估算出储层各向异性的区域,将有望找出易于压裂的有利生产区。

参 考 文 献

- [1] Fan X, Huang Z, Liu Z, et al. Complex stress state evaluation and its influence in the hydraulic fracture geometry of the upper Triassic Xujiahe tight formation in the western Sichuan Basin of China [C]. Unconventional Resources Technology Conference (online), Denver, USA, 2020; URTEC-2020-2620-MS.
- [2] 唐自成, 钟大康, 王威, 等. 川东北元坝地区须家河组三段钙屑砂岩孔隙类型及地质意义 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(5): 1115-1125.
Tang Zicheng, Zhong Dakang, Wang Wei, et al. Pore types and geological significance of calcarenaceous sandstones in the 3rd member of Xujiahe Formation in Yuanba area, Northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(5): 1115-1125.
- [3] 王玮, 沈忠民, 裴森奇, 等. 致密砂岩气藏油气轻烃特征及其地质意义: 以四川盆地西北部须家河组气藏为例 [J]. 石油实验地质, 2018, 40(6): 818-827.
Wang Wei, Shen Zhongmin, Pei Senqi, et al. Light hydrocarbon characteristics of petroleum in a tight sandstone gas reservoir and its geological significance: A case study of the Upper Triassic Xujiahe Formation gas reservoir in the northwestern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(6): 818-827.
- [4] 杜红权, 王威, 时志强, 等. 四川盆地东北部马路背地区上三叠统须家河组天然气地球化学特征及气源 [J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 34-40.
Du Hongquan, Wang Wei, Shi Zhiqiang, et al. Geochemical characteristics and source of natural gas of the Upper Triassic Xujiahe Formation in Malubei area, northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 34-40.
- [5] Hubbert M K, Willis D G. Mechanics of hydraulic fracturing [J]. Petroleum Transactions, 1957, 210(1): 153-168.
- [6] 张金才, 开原昌. 地应力对页岩储层开发的影响与对策 [J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 776-783.
Zhang Jincai, Qi Yuanchang. Impact of in-situ stresses on shale reservoir development and its countermeasures [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 776-783.
- [7] 李留伟, 吴建军, 龙学, 等. 川西新场构造地应力分布规律研究及其应用 [J]. 天然气工业, 2008, 28(9): 80-82.
Li Liuwei, Wu Jianjun, Long Xue, et al. Research on the distribution laws of tectonic in-situ stress in Xinchang Structure (west Sichuan Basin) and their applications [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(9): 80-82.
- [8] 谢润成. 川西坳陷须家河组探井地应力解释与井壁稳定性评价 [D]. 成都: 成都理工大学, 2009.
Xie Yuncheng. Stress interpretation and wellbore stability evaluation of Xujiahe Formation of exploration wells in western Sichuan Depression [D]. Chengdu: Chengdu University of Science and Technology, 2009.
- [9] 张守仁, 万天丰, 陈建平. 川西坳陷孝泉-新场地区须家河组二一四段构造应力场模拟及裂缝发育区带预测 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(1): 70-74, 80.
Zhang Shouren, Wang Tianfeng, Chen Jianping. Tectonic stress field modeling and fracture prediction in T_3X^{2-4} strata in Xiaoquan-Xingchang area, western Sichuan Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(1): 70-74, 80.
- [10] Kang H, Zhang J C, Fan X, et al. Cyclic injection to enhance hydraulic fracturing efficiency: Insights from laboratory experiments [J]. Geofluids, 2020, ID 8844293.
- [11] Daines S R. Prediction of fracture pressures for wildcat wells [J]. Journal of Petroleum Technology, 34(4): 863-872.
- [12] Thiercelin M J, Plumb R A. A core-based prediction of lithologic stress contrasts in East Texas Formations [J]. SPE Formation Evaluation, 1994, 9(4): 251-258.
- [13] Meng Z P, Zhang J C, Wang R. In-situ stress, pore pressure and stress-dependent permeability in the Southern Qinshui Basin [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2011, 48(1): 122-131.
- [14] 张金才, 尹尚先. 页岩油气与煤层气开发的岩石力学与压裂关键技术 [J]. 煤炭学报, 2014, 39(8): 1691-1699.
Zhang Jincai, Yin Shangxian. Some technologies of rock mechanics applications and hydraulic fracturing in shale oil, shale gas and coal-bed methane [J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(8): 1691-1699.
- [15] Zhang J C, Zheng H R, Wang G L, et al. In-situ stresses, abnormal pore pressures and their impacts on the Triassic Xujiahe gas reservoirs in tectonically active western Sichuan Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 12, 104708.
- [16] Zhang J C. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches [J]. Earth-Science Reviews, 2011, 108: 50-63.
- [17] Amadai B, Pan E. Gravitational stresses in anisotropic rock masses with inclined strata [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1992, 29(3): 225-236.
- [18] Zhang J C. Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2013, 60: 160-170.
- [19] Mavko G, Mukerji T, Dvorkin J. The rock physics handbook [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.
- [20] Zhang J J. Applied Petroleum Geomechanics [M]. USA: Gulf Professional Publisher of Elsevier, 2019: 515.
- [21] Peng S P, Zhang J C. Engineering Geology for Underground Rocks [M]. Germany: Springer, 2007: 315.

(编辑 梁 慧)