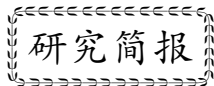


綦敦科, 刘建中. 2017. 利用水平井分段压裂微地震裂缝方位监测确定最大水平主应力方位. 地震学报, 39(5): 814-817. doi:10.11939/jass.2017.05.015.

Qi D K, Liu J Z. 2017. Determination of maximum horizontal principal stress orientation by monitoring the extending direction of micro-seismic multiple staged fractures in horizontal wells. Acta Seismologica Sinica, 39(5): 814-817. doi: 10.11939/jass.2017.05.015.



研究简报

利用水平井分段压裂微地震裂缝方位监测 确定最大水平主应力方位^{*}

綦敦科^{1,2),*} 刘建中^{1,2)}

1) 中国黑龙江大庆 163453 大庆油田有限责任公司勘探事业部

2) 中国北京 100083 石油勘探开发科学研究院

关键词 多段水平井压裂 人工裂缝方向 最大水平主应力方向 水平段走向

doi:10.11939/jass.2017.05.015

中图分类号: P315.5

文献标志码: A

Determination of maximum horizontal principal stress orientation by monitoring the extending direction of micro-seismic multiple staged fractures in horizontal wells

Qi Dunke^{1,2),*} Liu Jianzhong^{1,2)}

1) Exploration Business Division, Daqing Oil field Co. Ltd., Heilongjiang Daqing 163453, China

2) Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

Key words: multiple staged fracturing in horizontal wells; artificial fracturing orientation; maximum horizontal principal stress orientation; horizontal strike

水平井是石油钻井技术进步的产物, 因其水平段在深度方向起伏很小, 可以简化为地下几百米至几千米深度处的一个完全水平的空心管线, 管线壁称为套管; 在套管壁上射出若干簇孔, 称为射孔; 射孔使

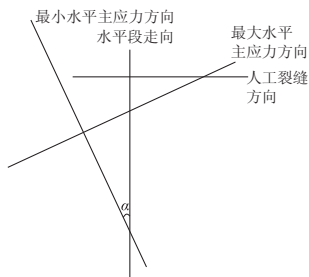


图 1 水平面内各相关参量相对方位

Fig. 1 The orientations of
relevant parameters

管线内外的流体可以进行交换, 深度通常大于 1 m; 射孔指向方向垂直于套管壁及水平段走向, 人工压裂裂缝沿着最大水平主应力方向扩展, 这是由人工裂缝方向判断最大水平主应力方向的理论依据, 但其初裂缝方向沿着射孔指向方向(图 1). 作用在射孔截面上的二向主应力是井周周向地应力集中及平行套管走向的地应力(刘建中等, 1993).

除应力外, 构造、原生裂缝和介质间断面等因素也是影响人工裂缝方向的因素, 进而影响根据人工裂缝方向判断最大水平主应力方向的可信度(赵国石等, 2012). 剔除上述因素的影响, 获得可靠的应力方向, 并把结果应用于地学其它领域, 一直是很多地壳动力学研究人员孜孜以求的目标. 直井压裂获得的数据

* 收稿日期 2016-09-12 收到初稿, 2016-12-10 决定采用修改稿.

† 通讯作者 e-mail: qidunke@petrochina.com.cn



量少,可用于比较的参数很少,因此很难剔除上述 3 个因素的影响;而水平井分段压裂微地震监测获得的资料多,且监测区集中,可以对比不同压裂段的监测结果,更利于剔除构造、裂缝和介质不均匀等因素的影响,从而获得比较可靠的应力方向。

油田钻井必然受到三向原地应力的作用,其中一个原地应力为垂向主应力,其余两者为水平主应力。钻井的产状不同,其井周的应力状态不同。本文研究的是水平井,其钻孔壁和井壁射孔周边的应力状态可表示为

$$\sigma_V = WH - P_0, \quad (1)$$

$$\sigma_{H_1} = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2) - \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2)\cos 2\alpha, \quad (2)$$

式中: W 为地层介质比重; H 为水平段深度; P_0 为地层液柱压力; σ_V , σ_{H_1} , σ_1 , σ_2 分别为垂向有效主应力,垂直于钻孔水平段走向的水平原地有效应力及最大、最小有效水平主应力; α 为水平段走向与最小水平主应力方向的夹角。

岩石井壁的有效周向应力集中 σ_{θ_1} 为

$$\sigma_{\theta_1} = \frac{\sigma_{H_1} + \sigma_V}{2} \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_{H_1} - \sigma_V}{2} \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta_1, \quad (3)$$

将矢径 \mathbf{R} 写为 r , 则 σ_{θ_1} 可用下述公式表示:

$$\sigma_{\theta_1} = (\sigma_{H_1} + \sigma_V) + 2(\sigma_{H_1} - \sigma_V) \cos 2\theta_1, \quad (4)$$

式中, σ_{θ_1} 为钻孔岩石壁上的周向应力集中, θ_1 是以钻孔轴为圆心、竖直方向为零度的圆周角, \mathbf{R} 为以井轴为原点的矢径, r 为井孔半径(刘建中等, 1993)。

在射孔周向截面上存在二次应力集中, 其二向主应力为钻孔岩石壁的周向有效应力集中和平行于钻孔的水平原地有效应力。通常射孔深度较大, 有时可达 1 m 以上。距离井壁越远, 岩石壁的周向应力集中越小, 沿着整个射孔段的钻井周向应力集中的平均值为岩石壁周向应力集中的 0.57 倍(刘建中等, 2002), 则射孔段的平均周向应力集中 σ_{θ_2} 可表示为

$$\begin{aligned} \sigma_{\theta_2} &= 0.57[\sigma_{H_1} + \sigma_V + 2(\sigma_{H_1} - \sigma_V)\cos 2\theta_1] + \sigma_{H_2} - \\ &2\{0.57[\sigma_{H_1} + \sigma_V + 2(\sigma_{H_1} - \sigma_V)\cos 2\theta_1] - \sigma_{H_2}\}\cos 2\beta, \end{aligned} \quad (5)$$

式中, β 为以射孔轴为中心、平行钻孔方向为零度的圆周角。油田压裂中, 初始破裂总是出现在射孔周向应力集中 σ_{θ_2} 最小的位置。

平行于钻孔水平段走向的水平原地有效应力 σ_{H_2} 为

$$\sigma_{H_2} = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2)\cos 2\alpha. \quad (6)$$

图 1 给出了各相关参量的相对方位示意图。可以看出, 从水平段走向向最小水平主应力方向旋转与从人工裂缝方向向最大水平主应力方向旋转的方向及角度均相同。

根据式(5)绘制出在不同的 α , θ_1 时, σ_{θ_2} 随 β 的变化曲线。 α 取值有多种, 鉴于油田水平井在设计时, α 通常取值较小, 因此本文仅以 $\alpha = 30^\circ$ 为例绘出其对应关系(图 2)。 θ_1 可取值 0° , 60° , 120° , 180° , 240° , 300° , 从应力研究角度, 0° 和 180° 结果相同, 60° , 120° , 240° , 300° 结果相同, 因此只需研究 θ_1 为 0° 和 60° 时的应力状态。此次压裂, 水平段深度为 1500 m, 根据大庆油田实测应力值, 设有效应力 σ_V 为 17 MPa, σ_1 为

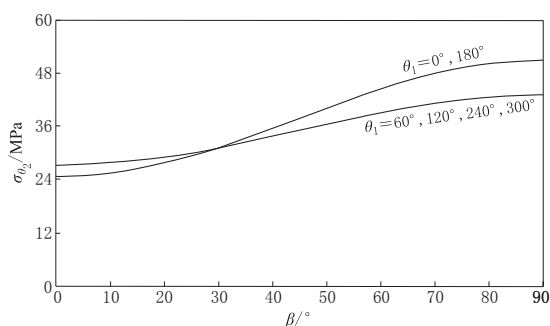


图 2 $\alpha = 30^\circ$ 时, 射孔周向应力集中 σ_{θ_2}

随 β 和 θ_1 的变化

Fig. 2 Variations of perforation circumferential stress concentration σ_{θ_2} with β and θ_1 when $\alpha = 30^\circ$

20 MPa, σ_2 为 14 MPa, 若地层压力正常, 则上述 3 项有效应力的原地应力值分别为 32, 35, 29 MPa. 从图中可以看出: 当 $\theta_1=0^\circ$ 和 180° 时, 存在最小周向应力集中, 套管顶、底部的射孔首先发生破裂; 当 β 接近 0° 时, 初始破裂沿套管切线方向, 形成垂直于水平段走向的直立裂缝. 经计算, 套管顶、底部的射孔首先发生破裂, 且初始裂缝仅有两种走向: 当 $\alpha<55^\circ$ 时, β 接近 0° , 初始破裂沿水平段套管切线方向传播, 与水平段走向垂直; 当 $\alpha>55^\circ$ 时, β 接近于 90° , 初始破裂走向平行于水平段走向. 由于在油田水平井设计中, 通常采用较小的 α , 因此本文认为, 初始人工裂缝方向与水平段走向垂直.

人工裂缝形态用监测到的微震点分布进行描述, 微震点的二元线性回归方向为该监测段的人工裂缝方向, 实际人工裂缝方向受到初始裂缝和延伸裂缝方向的共同影响, 后者总是趋于最大水平主应力方向(刘建中等, 1994). 沿着射孔, 垂直于水平段走向的初始人工裂缝, 在延伸过程中转向最大水平主应力方向; 水平井各段的应力条件接近, 各段初始裂缝方向、延伸趋势也趋于一致. 如果 $\alpha=0^\circ$, 初始人工裂缝与最大水平主应力方向一致, 裂缝始终沿着确定方向延伸, 则各压裂段的人工裂缝均是直立、平直、沿最大水平主应力方向的裂缝, 彼此间平行度好; 如果 α 很小, 人工裂缝方向的转向角度也小, 则各压裂段的人工裂缝近于直立、平直、大体沿最大水平主应力方向, 彼此间平行度较好; 如果 α 很大, 人工裂缝方向的转向角度也大, 则各压裂段的人工裂缝近于直立, 但不平直, 初始人工裂缝方向影响人工裂缝的最终方向, 与最大水平主应力方向有较大偏差, 平行度很差. 综上所述, α 严重影响各压裂段人工裂缝方向的一致性, 以各压裂段人工裂缝方向与所有压裂段的平均方向的最大偏差角度作为判据, 可以判断出以水平井平均人工裂缝方向确定最大水平主应力方向的可靠性.

油田不同井区的地层因构造、沉积、裂缝等因素影响, 应力方向有所差别. 若以水平井压裂裂缝方向判断应力方向, 那么各压裂段人工裂缝走向的平行度可以作为可靠性的判据, 以此得到不同井区不同于区域构造应力的应力方向. 对大庆油田的 3 口水平井(PP5 井、ZP6 井和 AP5 井)进行微地震监测, 用上述理论对人工裂缝方向资料进行分析, 以期得到可靠的井区应力方向.

图 3 为 ZP6 井压裂微地震人工裂缝监测结果俯视图, 该图给出了各压裂段监测获得的微震分布及人工裂缝走向, 自下而上为 1—19 段压裂段. 从图中可以看出, 该井整体水平段走向为 NE177.9°, 其它两井的俯视图与此类似. 3 口井的人工裂缝方位见表 1.

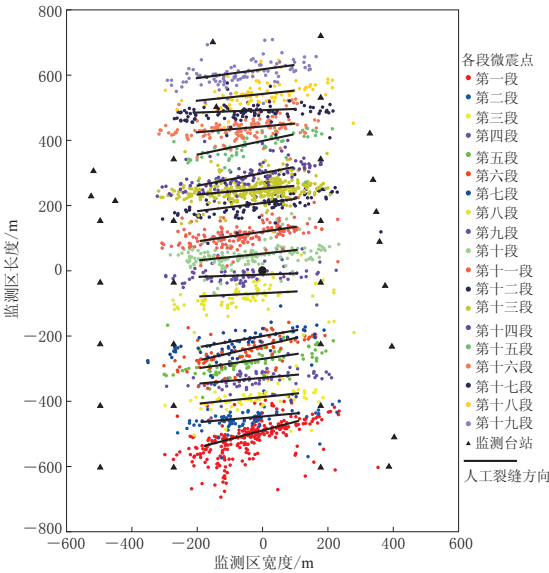


图 3 ZP6 井压裂微地震人工裂缝监测结果俯视图
Fig. 3 Vertical view of hydraulic fracturing monitoring with micro-seismics of well ZP6

表 2 列出了各水平井的平均人工裂缝方向及最大偏差. 可以看出, 3 口井的人工裂缝方向差别不大, 且各井的最大偏差均较小, 最大偏差是指由微震点二元回归方向给出的各压裂段人工裂缝方向与整井平均人工裂缝方向的最大差值. 水平段走向向左旋转, 偏差趋小, 可以判断最小水平主应力方向在水平段走向的左旋方向. 依据图 1, 人工裂缝方向向最大水平主应力方向与水平段方向向最小水平主应力方向的旋转方向相同. 实际最大水平主应力方向在平均人工裂缝方向的左旋方向. 因此, 测试最大水平主应力方向减掉最大偏差, 测试结果可能会更接近实际最大水平主应力方向. 经偏差校正处理后的最大水平主应力方向差别趋小, AP5 井、ZP6 井和 PP5 井的最大水平主应力方向分别为 NE78.5°, NE76.9° 和 NE78.8°, 与油田动态及静态资料给出的应力方向一致.

表 1 AP5, ZP6, PP5 井监测层段方位统计

Table 1 Statistics of monitoring interval orientations of wells AP5, ZP6 and PP5							
监测 层段	人工裂缝方向			监测 层段	人工裂缝方向		
	AP5 井	ZP6 井	PP5 井		AP5 井	ZP6 井	PP5 井
第一段	NE84.4°	NE75.6°	NE84.7°	第十一段	NE84.7°	NE82.4°	NE80.9°
第二段	NE86.4°	NE84.8°	NW89.2°	第十二段	NE84.9°	NE82.5°	NE84.4°
第三段	NE87.3°	NE84.4°	NE86.0°	第十三段		NE85.4°	NE84.9°
第四段	NE79.7°	NE84.7°	NW86.2°	第十四段		NE79.2°	
第五段	NE78.6°	NE81.8°	NE84.2°	第十五段		NE78.2°	
第六段	NE82.3°	NE76.9°	NE86.2°	第十六段		NE84.8°	
第七段	NE78.7°	NE80.1°	NE87.9°	第十七段		NE88.4°	
第八段	NE88.6°	NE86.9°	NE84.6°	第十八段		NE84.3°	
第九段	NE84.6°	NE87.8°	NE86.2°	第十九段		NE81.7°	
第十段	NE82.9°	NE84.2°	NE87.0°				

本文提出了一种通过分析水平井微地震监测资料提取更可靠的应力场方向的理论与方法，并根据大庆油田 3 口水平井的微地震监测数据得出监测井区的应力场方向。这 3 口井相距较近，原始资料给出的各井的应力方向最大相差 3.4°；经偏差校正处理后，各井的应力方向最大相差仅为 1.9°，且与油田生产的动、静态资料结果大体一致，也与原地应力场在很大范围内基本稳定的判断一致，因此根据平行度判断水平井人工裂缝方向与最大水平主应力方向的吻合程度是一个现实可行的方法。

表 2 各水平井平均人工裂缝方向及最大偏差

Table 2 Average fracturing orientation and maximum gap of each horizontal well				
井名称	平均人工裂缝方向	最大偏差/°	水平段走向	压裂段数
AP5	NE83.6°	5.1	NE175.7°	12
ZP6	NE82.9°	6.0	NE177.9°	19
PP5	NE86.3°	7.5	NE1.23°	13

参 考 文 献

刘建中, 张金珠, 张雪. 1993. 油田应力测量[M]. 北京: 地震出版社: 82-95.

Liu J Z, Zhang J Z, Zhang X. 1993. *The Stress Measurement of Oil Field*[M]. Beijing: Seismological Press: 82-95 (in Chinese).

刘建中, 刘翔鹗, 张雪, 刘新美, 王连捷, 沈政亮, 彭华. 1994. 大尺度水压致裂模拟实验[J]. 地球物理学报, **37**(增刊 2): 161-169.

Liu J Z, Liu X E, Zhang X, Liu X M, Wang L J, Shen Z L, Peng H. 1994. The great scale rock experiment simulating hydraulic fracturing[J]. *Acta Geophysica Sinica*, **37**(S2): 161-169 (in Chinese).

刘建中, 王秀娟, 孙玉玲, 潘勇. 2002. 人工压裂形成多裂缝的可能性研究[J]. 石油勘探与开发, **29**(3): 103-106.

Liu J Z, Wang X J, Sun Y L, Pan Y. 2002. Possibility study on multi-fracture creation during artificial hydraulic fracturing[J]. *Petroleum Exploration and Development*, **29**(3): 103-106 (in Chinese).

赵国石, 徐健, 邱金平. 2012. 人工裂缝方向及其影响因素[J]. 中国工程科学, **14**(4): 100-104.

Zhao G S, Xu J, Qiu J P. 2012. Direction and influencing factors of hydraulic fracture[J]. *Engineering Sciences*, **14**(4): 100-104 (in Chinese).