

## 低渗透油藏注水开发中地应力方向变化的研究分析

张志强<sup>1</sup> 师永民<sup>1,†</sup> 卜向前<sup>2</sup> 梁耀欢<sup>1</sup> 张恩瑜<sup>1</sup>

1. 北京大学地球与空间科学学院, 北京 100871; 2. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司油气工艺研究院, 西安 710018; † 通信作者, E-mail: sym@vip.163.com

**摘要** 基于油田开发过程中对地应力方向变化及其影响机制认识不足的现状, 对鄂尔多斯盆地安塞油田某区块长6油层组4口取芯井各向异性钻柱, 分别在干样与地层原位条件下进行现今地应力方向相对油田开发初期地应力方向偏转值的测定, 并对其影响机制进行分析。结果表明: 干样与地层原位条件下测试的地应力方向变化存在较大差异, 因此对于油田储层地应力进行地层原位条件下的测试具有重要的意义; 在油田注水开发过程中最大主应力方向相对偏转值在 $4.65^{\circ}\sim 8.73^{\circ}$ 之间, 平均值约为 $7^{\circ}$ , 从储层物性特征、岩石破裂机理等方面进行分析, 认为“天然水道”对地应力方向的偏转具有重要的控制作用; 根据油田开发初期地应力方向( $NE65^{\circ}$ ), 确定研究区现今地应力方向约为 $NE58^{\circ}$ 。研究结果对油田开发过程中水力压裂、加密布井以及井网调整等实际问题有重要指示意义。

**关键词** 鄂尔多斯盆地; 低渗透油藏; 长6油层; 地应力方向; 地层原位条件

**中图分类号** TE348

## A Study of *in-situ* Stress Direction Change during Waterflooding in the Low Permeability Reservoirs

ZHANG Zhiqiang<sup>1</sup>, SHI Yongmin<sup>1,†</sup>, BU Xiangqian<sup>2</sup>, LIANG Yaohuan<sup>1</sup>, ZHANG Enyu<sup>1</sup>

1. School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871; 2. The Oil and Gas Technology Institute, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018; † Corresponding author, E-mail: sym@vip.163.com

**Abstract** Based on the current situation of stress direction change and its mechanism insufficiently understanding during oilfield development, anisotropic drilling from four cores in Chang-6 oil layer group of a block of Ansai oilfield in Ordos basin, stress direction relative change is measured respectively in dry sample and stratigraphic condition and analyzing the mechanisms of effects. Results indicate that there is an obvious difference under the dry sample and stratigraphic condition, which suggests that it has an important meaning to test stress under *in-situ* condition. Maximum horizontal principal stress direction changes from  $4.65^{\circ}$  to  $8.73^{\circ}$  during oilfield development, the average is  $7^{\circ}$ , and analysis of characteristics of reservoir physical property and mechanism of rock fracture suggests that “natural channel” has an important control function to *in-situ* stress direction change. Combined with the initial *in-situ* stress direction, current stress direction of the study area is regarded as about  $NE58^{\circ}$ . The conclusion does make crucial sense to oilfield reconstructive measure such as well network adjustment and artificial fracturing.

**Key words** Ordos Basin; low permeability reservoirs; Chang-6 oil layer group; stratigraphic condition; *in-situ* stress direction

中国陆相低渗透油藏目前主要通过水力压裂技术提高二次采收率<sup>[1]</sup>,因此,研究水力压裂缝在地下岩体中的展布方向对于优势水驱方向的预判尤为重要。地应力方向是裂缝展布方向的主要控制因素<sup>[2-3]</sup>,也是低渗透油藏开发过程中井网部署的主要依据<sup>[4]</sup>,因此对低渗透油田开发过程中地应力方向的研究具有重要意义。

地应力的研究对工程地质评估和制定油田开发方案有极为重要的作用。岩土工程方面对于地应力的测量技术已经相当完善<sup>[5-7]</sup>,目前的仪器测量方法有水力压裂法、井壁崩落法、应力恢复法、应力解除法以及声发射法等,还可以利用测井资料、岩石物理资料、地表岩体表面特征等进行地应力测试。工程上主要是对于浅层地应力的测试实验,一般是在干样条件下直接进行测试分析<sup>[8]</sup>。上述测试方法得到的结果显然不符合深部油藏真实的地质情况,从而影响油田开发措施的实施效果。在石油工程应用中,一般要求用符合地下状态方式的测试结果,即在地层原位条件下进行地应力的测试<sup>[9]</sup>。因此,本研究对鄂尔多斯盆地的岩芯进行干样和地层原位条件下的现今地应力测试,并将实验结果进行对比分析,说明在地层原位条件下油田地应力测试的必要性。

对于注水开发过程中地应力方向发生偏转这一事实,很多学者做过实验研究,一般采取 Kaiser 效应与古地磁定向<sup>[10]</sup>、微构造法<sup>[11]</sup>相结合,或是古地磁定向与声波各向异性法、差应变(DSA)相结合,研究现今地应力场方向<sup>[12]</sup>。这些研究针对沉积微相内现今地应力方向的状态,多为直观分析实验结果。对包括储层宏观及微观特征、岩石破裂机理等诸多内在的主控因素,尚未开展研究。本文主要针对这一问题,采用安塞油田某区块致密砂岩岩芯进行三轴压缩声发射实验,测试得到岩芯现今水平最大主应力相对于初始水平最大主应力的偏转角度。在此基础上,利用野外露头、岩石薄片、扫描电子显微镜图像等资料,并结合储层特征和岩石破裂机理,探讨水下分流河道沉积微相对地应力方向变化的影响,得到注水过程中地应力方向变化规律,为预测今后地应力方向的偏转提供理论基础,并结合实例探讨地应力方向变化对油田开发过程中加密布井、井网调整以及人工压裂等实际问题的重要指示意义。

## 1 地应力测试实验

### 1.1 实验设备及原理

#### 1.1.1 实验设备

本次实验利用 TAW1000 岩石三轴地层压力伺服试验系统装置,全套装置由高温高压三轴室、围压加压系统、轴向加压系统、数据自动采集控制系统四大部分组成(图 1)。高温高压三轴室的围压为 140 MPa,可容纳岩样的尺寸为直径 25 mm。最大轴压为 1000 kN,轴向应变测试范围为 5 mm/mm,横向应变测试范围为 4 mm/mm。围压、轴向载荷与位移以及应变等信号由数据自动采集控制系统 TESTSTAR II 进行采集与控制。

#### 1.1.2 实验步骤及原理

1) 在垂直于岩芯轴线平面内相隔 45°取 3 块岩样,轴向取 1 块岩样,加工成标准样(直径 25 mm,长度 50 mm)。

2) 将岩样用密封带和隔油热缩管固定在夹持器中间,装好应变传感器后放入高压釜内,预加 0.5 MPa 的轴向压力,再向高压釜内充油,待油满后关闭出口阀,将围压加到预定值。

3) 在围压桶上部固定声发射探头,用于监测声发射事件,分别在干样和各项条件恢复至地层原位条件下测量地应力。

首先根据岩芯在油田开发初期的水平最大主应力方向进行标示,标志线方向是油田开发初期水平最大主应力方向。通过声发射法得到岩芯上现今水平最大主应力方向相对于油田开发初期水平最大主应力方向的改变角度  $\theta$  (相对于标志线),并结合油田开发初期岩芯的地应力方向,确定地下的岩层地应力相对偏转角度(图 2)。分别测出各向钻柱 Kaiser 点对应的应力,按照式(1)进行计算:

$$\tan 2\theta = \frac{\sigma_{0^\circ} + \sigma_{90^\circ} - \sigma_{45^\circ}}{\sigma_{0^\circ} + \sigma_{90^\circ}}, \quad (1)$$

$\sigma_{0^\circ}$ ,  $\sigma_{45^\circ}$ ,  $\sigma_{90^\circ}$  分别为 3 个水平方向岩芯的 Kaiser 点应力。

### 1.2 实验材料

选取鄂尔多斯盆地安塞油田某区块 G84, S153, X203 和 X204 共 4 口井三叠系延长组的岩芯,分别按照不同岩性取样。在全尺寸岩芯的垂直方向钻取 1 块岩芯,在水平方向沿增量为 45°的方向钻取 3 块岩芯进行地应力测试(图 3),这样有利于更全面地把握对研究区地应力各向异性的条件。



图 1 TAW1000 岩石三轴孔隙压力伺服试验系统

Fig. 1 TAW1000 rock three axle pore pressure servo test system

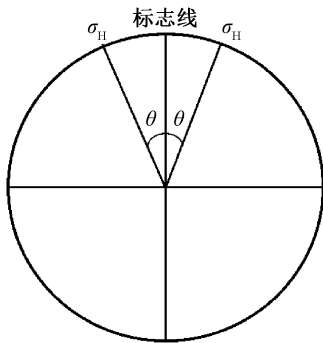


图 2 岩芯现今水平最大主应力与标志线的夹角

Fig. 2 Level angle between current maximum principal stress and the marker line of core

鄂尔多斯盆地安塞油田某区块主要含油层系为三叠系延长组长 6 油层组, 属三角洲沉积体系, 以水下分流河道、河口坝微相为主, 岩石类型主要是

中细粒长石砂岩, 储层平均有效孔隙度为 12.48%, 平均空气渗透率为  $2.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 是典型的低渗透油藏。油藏饱和油为 60%, 中深温度为  $45^\circ\text{C}$ , 围压约为 20 MPa, 平均原始地层压力为 10.2 MPa, 饱和压力为 6.23 MPa, 地层压差为 2.90 MPa, 属于低压油藏。油井常规钻井无初产, 经压裂后才能获得工业油流, 是一套典型的特低渗、低压、低产油藏。4 口取芯井钻柱参数特征如表 1 所示。

## 2 地应力测试结果与分析

本次地应力测定通过安塞油田某区块的 4 口井各向异性方位(X, XY, Y, Z)取样, 利用上述实验方法分别测得干样与地层原位条件下的现今水平最大主应力相对于初始应力的偏转角度。实验中设计地层条件为温度  $45^\circ\text{C}$ , 含油饱和度 60%, 含水饱和度



图 3 鄂尔多斯盆地安塞油田长 6 低渗储层岩芯及钻柱特征

Fig.3 Cores and anisotropic column characteristics of Chang-6 low permeability reservoirs of Ansai Oilfield in Ordos Basin

表 1 安塞油田长 6 低渗储层岩芯钻柱参数特征统计  
Table 1 Statistics of column characteristics of Chang-6 low permeability reservoirs in Ansai Oilfield

岩芯编号	井深/m	长度/mm	直径/mm	重量/g	密度/(g·cm <sup>-3</sup> )
G84-X	1928.3	49.27	25.14	63.73	2.61
G84-XY	1928.3	58.22	25.13	75.52	2.62
G84-Y	1928.5	42.78	25.13	55.63	2.62
G84-Z	1928.5	46.43	25.14	60.61	2.63
S153-X	1461.3	55.68	25.13	69.27	2.51
S153-XY	1461.3	59.29	25.12	73.83	2.51
S153-Y	1461.5	58.33	25.12	72.92	2.52
S153-Z	1461.5	43.67	25.11	53.47	2.47
X203-X	1720.0	54.58	25.13	64.44	2.38
X203-XY	1720.0	56.75	25.12	67.13	2.39
X203-Y	1720.2	59.03	25.13	69.95	2.39
X203-Z	1720.2	52.19	25.13	61.10	2.36
X204-X	1602.2	48.86	25.10	59.67	2.47
X204-XY	1602.2	54.35	25.09	66.44	2.47
X204-Y	1602.4	58.97	25.12	72.88	2.49
X204-Z	1602.4	53.42	25.11	65.85	2.49

40%，孔隙压力和围压根据地层深度确定，测试结果见表 2。

对以上各向钻柱分别在干样和原位条件下进行测试，得到的 Kaiser 点应力值存在较大差异，因此经式(1)计算得到的地应力相对偏转角  $\theta$  存在较大的差异。从整体上看，每口井在地层原位条件下测试的相对偏转角度都大于干样条件下的测试值。地层原位条件下测得的现今水平最大主应力方向相对于油田开发初期的水平最大主应力偏转了 4.65°~8.73°，平均约 7°。在干样条件下测得的现今水平最大主应力方向相对于油田开发初期的水平最大主应力偏转了 1.95°~6.74°，平均约 5°。二者的偏差率达到 28.6%，利用两种条件下的测试数据计算得到的现今主应力方向会出现较大的差异。因此，对于地下油藏而言，恢复到地层原位条件下进行的地应力测试值才最符合实际情况。

地层原位条件下地应力偏转角度测试结果表明，注水开发后现今水平最大主应力方向相对初始水平最大主应力偏转了 4.65°~8.73°，平均约 7°。油田开发初期的初始地应力方向约为 NE65°，研究区沉积相主要是水下分流河道沉积微相，河道整体展布方向约为 NE50°左右，注水开发过程中地应力受

到各个方面因素的影响，其方向主要向着河道展布方向发生偏转，因此确定研究区现今地应力方向约为 NE58°。通过以上实验数据分析可知，注水开发过程中地应力方向的确在不断发生偏转，这对油田中后期注水开发措施的制定有着较大的影响。

### 3 地应力方向变化的影响机制分析

地下复杂多孔介质非均质材料条件下的油气藏应力场要比近地表工程地质体复杂得多，储层纵向和平面非均质性导致开发过程中应力场大小和方向发生非常复杂的变化。祖克威等<sup>[13]</sup>认为河道介质受到区域地应力作用，河道内部地应力方向发生改变，地应力旋转方向趋于与河道走向小角度相交。

**储层宏观特征** 研究区块主要含油层系为三叠系延长组长 6 油层组，属三角洲沉积体系，以水下分流河道、河口坝、河道间湾等微相为主。从野外露头(图 4)上可以看到，垂直于河道方向的各期砂体相互截切叠置，砂体连通性不好，从河道中部向两边厚度变薄，物性变差，因此注水很难向垂直于河道的方向大幅度扩展；而平行于河道方向的砂体连通性好，厚度及物性变化小，因此为注水开发过程中的优势通道。

表 2 安塞油田 4 口取芯井岩芯在干样与地层原位条件下地应力测定结果统计  
Table 2 Statistics of *in-situ* stress measurement results cores of Ansai Oilfield under dry sample and stratigraphic condition

实验条件	岩芯编号	Kaiser 点应力/MPa	围压/MPa	孔压/MPa	偏转角度 $\theta/(^{\circ})$
地层原位	G84-X	32.3	26	13	4.65
	G84-XY	26.8			
	G84-Y	26.3			
	G84-Z	36.8			
	S153-X	24.3	19	10	7.69
	S153-XY	19.2			
	S153-Y	20.1			
	S153-Z	29.0			
	X203-X	24.6	20	10	6.68
	X203-XY	20.3			
	X203-Y	21.2			
	X203-Z	28.7			
	X204-X	25.8	20	10	8.73
	X204-XY	19.3			
	X204-Y	19.8			
	X204-Z	27.9			
干样	G84-X	32.6	13	—	1.95
	G84-XY	28.1			
	G84-Y	25.4			
	G84-Z	36.2			
	S153-X	18.3	9	—	6.25
	S153-XY	14.7			
	S153-Y	14.4			
	S153-Z	27.4			
	X203-X	26.3	10	—	5.24
	X203-XY	21.1			
	X203-Y	20.1			
	X203-Z	28.2			
	X204-X	25.3	10	—	6.74
	X204-XY	20.1			
	X204-Y	20.5			
	X204-Z	27.7			

**储层微观特征** 通过岩石薄片鉴定(图 5)和孔渗测定(表 3)可知, 由于颗粒长轴方向及碳酸盐矿物的定向排列, 孔喉会沿着河道方向展布, 因此储层砂体的孔隙度、渗透率不仅在垂向与水平方向上存在差异, 水平方向的储层物性也存在较大的各向异性。结合野外露头观察, 通过分析可知, 垂直河

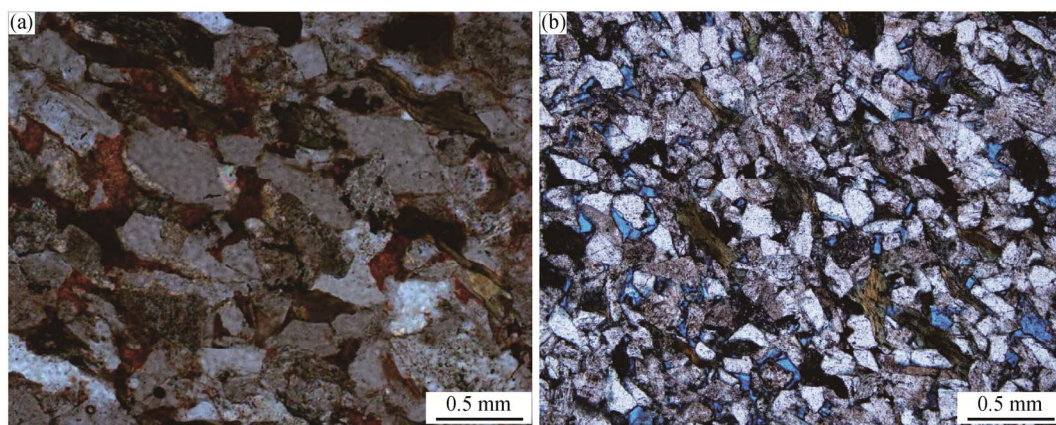
道方向渗透率明显小于平行河道方向的渗透率。注水开发过程中, 注入水会沿着渗透率高的优势通道突进, 对岩体结构产生较大的影响。

研究区石英、长石等脆性矿物含量较高, 占矿物总量的 80%以上<sup>[14-15]</sup>, 岩石易沿长石解理方向产生脆性溶蚀(图 6), 溶蚀界面较为平整, 且钙长石脆





图 4 储层岩石野外露头观察  
Fig. 4 Field outcrop observation of reservoir rocks



(a) X10-21 碳酸盐矿物定向排列; (b) X13-21 孔喉定向排列

图 5 长 6 油层组岩芯铸体薄片  
Fig. 5 Core casting thin sections of Chang-6 oil layer group

性破裂现象发育普遍, 粒内孔隙发育, 降低了岩石颗粒的硬度, 继而降低储层岩石的强度, 发育大量潜在缝, 破裂压力较低, 应力各向异性明显。显微镜下观察到碳酸盐矿物顺层分布(图 5(a)), 在其含量较高的地方, 岩石的脆性程度明显增加, 因此容易沿碳酸盐矿物集中的地方发生脆性破坏, 成为裂缝扩展的优势方向和通道。在注水过程中, 由于地层压力的变化, 使得地应力发生变化, 可能会诱发

这些原有潜在缝重新开启, 为后期水力压裂产生裂缝提供良好的地质条件。

通过实验发现, X203 井 4 个不同方向钻柱地应力随孔隙压力的增加呈线性增加(图 7), 孔隙压力每增加 1 MPa, 地应力相应地增加 0.8 MPa, 变化幅度大; 4 个方向地应力随孔隙压力相对变化率相同, 但曲线截距值各异,  $X$  方向地应力绝对值仅次于上覆应力, 高于  $Y$  方向、 $XY$  方向地应力绝对值,

表 3 安塞油田 4 口取芯井岩芯在地层原位条件下物性测定结果统计  
Table 3 Statistics of physical properties measurement results cores of Ansai Oilfield under stratigraphic condition

岩芯编号	长度/mm	直径/mm	渗透率/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	孔隙度/%
G84-X	49.27	25.14	0.002614	1.24
G84-XY	58.22	25.13	0.007126	2.53
G84-Y	42.78	25.13	0.003126	1.62
G84-Z	46.43	25.14	0.001569	1.18
S153-X	55.68	25.13	0.009639	3.66
S153-XY	59.29	25.12	0.004273	3.82
S153-Y	58.33	25.12	0.006250	4.09
S153-Z	43.67	25.11	0.005643	1.88
X203-X	54.58	25.13	0.632302	12.19
X203-XY	56.75	25.12	0.932302	14.57
X203-Y	59.03	25.13	0.507811	10.75
X203-Z	52.19	25.13	0.576469	11.84
X204-X	48.86	25.1	0.016405	3.69
X204-XY	54.35	25.09	0.054516	5.31
X204-Y	58.97	25.12	0.074516	7.96
X204-Z	53.42	25.11	0.021379	4.93

各向异性特征明显。注入水优先沿水下分流河道主流线突进,形成注入水的一条“自然水路”,当注采井皆位于水动力强大的这一微相带时,水线推进速度最快,油井见水比较快,见水方向与水流方向基本上一致<sup>[16]</sup>。结合储层宏观特征分析可知,随着注水开发进一步深入,孔隙压力变化方向受沉积颗粒展布方向控制,尤其是沿着天然水道方向,矿物颗粒和孔隙喉道定向性排列特征明显(图 5),因此孔隙压力增幅大,相应的地应力增加就快。因此可以得出结论:研究区地应力方向受到岩体结构、构造性质以及孔渗特征的影响,主要向着孔渗较好的三角洲前缘水下分流河道微相砂体展布方向偏转。

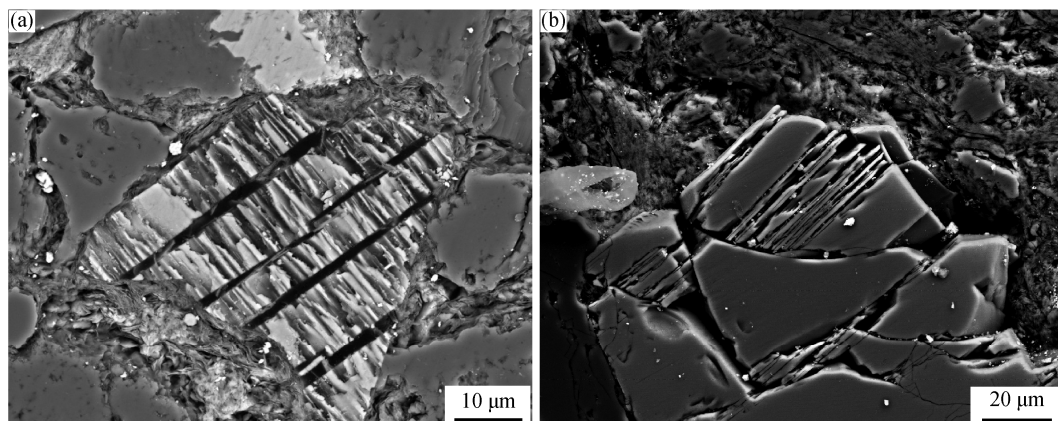
#### 4 实例分析地应力方向变化对注水开发的影响

油田开发过程中受到各种因素的综合作用,导致地应力会逐渐发生变化,而主应力方向是控制裂

缝及水驱方向的重要因素。本文利用鄂尔多斯盆地安塞油田塞 130 新加密研究区块进行实例研究,通过裂缝展布方向的预测及井网调整与加密,分析地应力方向对注水开发过程的影响。

地应力方向及分布直接控制着油层压裂改造时裂缝的延伸方向。一般情况下,水力压裂所产生的人工裂缝总是平行于水平最大主应力方向,垂直于最小主应力方向<sup>[17-19]</sup>。综合以上因素,判断现今地应力方向约为 NE58°左右。通过安塞油田塞 130 新加密区油水井动态生产资料分析可知,王 98-24 井含水量远大于王 98-241 井和王 98-242 井,这也说明受到现今地应力方向的控制,王 99-241 井压裂裂缝与王 98-24 井裂缝沟通,在目的层形成水淹通道。这也从油田动态上验证了本研究对现今应力方向的确定是切合实际的(图 8)。

在裂缝发育的非均质低渗透油气藏的开发过程中,井网布局与地应力的分布紧密相关<sup>[20]</sup>。地应力方向的变化也会对井网的加密与调整产生重要的影



(a) 钙长石沿解理面溶蚀破碎; (b) 钙长石沿双晶面破裂

图 6 长 6 油层组岩芯扫描电子显微镜照片

Fig. 6 Core scanning electron microscope image of Chang-6 oil layer group

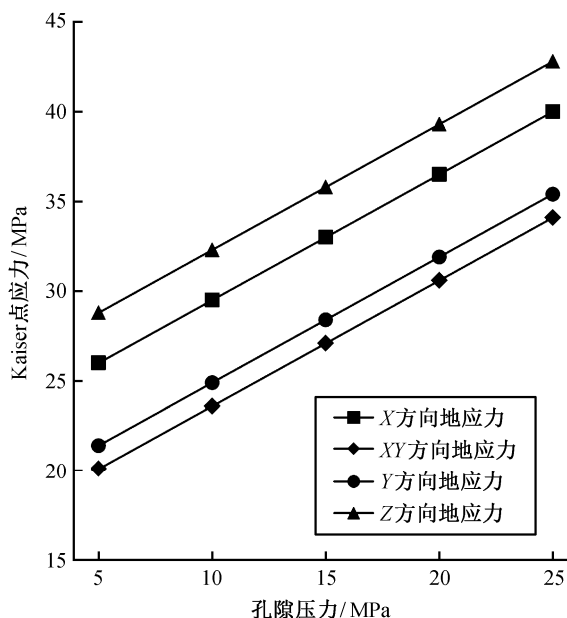


图 7 地应力随孔隙压力变化曲线

Fig. 7 Figure of in-situ stress change with pore pressure curve

响, 研究区在油田开发初期主要采用规则的矩形注采井网, 注采井网与水平最大主应力方向错开较小的角度。随着注水开发的进行, 水平最大主应力方向顺着逆时针方向不断地偏转, 导致水线方向直接穿过矩形对角线的油井, 因此在油田开发中后期必须采取井网调整。通过加密调整, 现有井网为菱形反九点井网(图 8), 菱形反九点注采井网拉大了裂缝方向的井距, 缩小了侧向排距, 延缓了裂缝方向采油井水淹时间, 有利于注入水均匀推进, 加大对

剩余油的挖潜力度, 同时, 开发初期可以保持较高的注采井数比, 便于提高采油速度<sup>[21-22]</sup>。并且, 菱形反九点井网在开发后期具有较大的灵活性, 可以将角井转注调整为矩形五点井网。因此, 地应力方向的变化分析对于井网的调整与加密有重要的指示作用。

利用油藏动态监测资料对压裂缝展布规律及其与现今地应力的关系进行分析验证, 得到 3 口井的微地震裂缝监测结果: 裂缝走向在  $55^{\circ}\sim 60^{\circ}$  之间; 8 口井的水驱前缘监测结果显示注入水优势水驱方向比较明显, 平面上大多呈 NE-SW 向, 说明该区块监测井区注水层段储层非均质性较强, 注水主要沿着压裂裂缝方向突进; 对 16 口油井示踪剂产出情况进行跟踪监测, 结果显示注水井组注入水向周边油井的推进速度、注入水分配量差异十分显著, 平面上注入水的突进现象严重, 这也间接说明水平最大主应力控制裂缝展布方向, 从而对水驱效果产生重要的影响。

## 5 结论

1) 本文对鄂尔多斯盆地安塞油田某区块 4 口取芯井各向异性钻柱, 分别进行干样与地层原位条件下的地应力测试实验, 并对所得结果进行对比分析, 表明二者存在较大差异, 说明地下油藏在孔压、围压、温度及流体饱和度共同作用下, 应力状态处于非稳态变化, 因此进行地层原位条件下测试分析具有重要意义。

2) 通过对研究区 4 口井 4 个方向(X, XY, Y, Z)



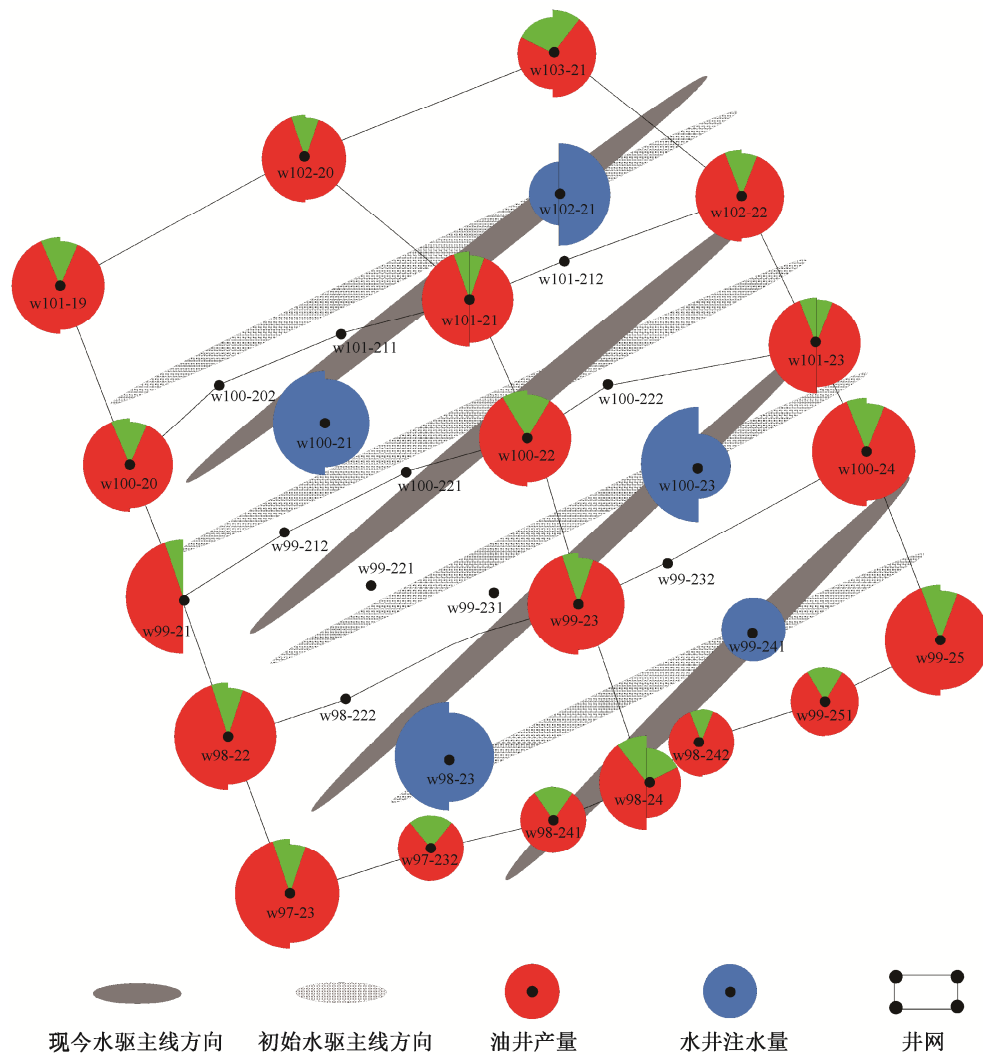


图 8 安塞油田塞 130 新加密区综合平面图

Fig. 8 Comprehensive planar graph of 130 new encryption area of Ansai Oilfield

钻柱进行地层原位条件下三轴地应力方向测试,得到现今水平最大主应力方向相对于油田开发初期水平最大主应力方向的偏转角度在  $4.65^{\circ}\sim 8.73^{\circ}$  之间,平均约  $7^{\circ}$ 。鉴于油田开发初期地应力测试的最大主应力方向为  $NE65^{\circ}$ ,我们认为,水驱前缘通常沿着高渗带方向(即“天然水道”方向)流动,地应力方向也会向天然水道方向偏转。因该区三角洲水下分流河道沉积展布方向约为  $NE50^{\circ}$ ,因此判断目前应力方向逆时针偏转。结合前面实验所得数据,预测现今地应力方向约为  $NE58^{\circ}$ 。

3) 针对沉积微相内现今地应力方向的状态,从储层物性特征、岩石破裂机理等方面探讨水下分流河道沉积微相对河道内地应力方向的控制作用,得到注水过程中地应力方向变化规律,可为预测今后

地应力方向的偏转提供理论基础。结合实例探讨地应力方向变化,对油田开发过程中人工压裂、加密布井以及井网调整等实际问题有重要指示意义。

### 参考文献

- [1] 陈勉,金衍,张广清. 石油工程岩石力学. 北京: 科学出版社, 2008: 162-163
- [2] 陈凤,罗美娥,张维平. 大庆外围油田地应力特征及人工裂缝形态分析. 断块油气田, 2006, 13(3): 13-17
- [3] 赵军,王森,祁兴中,等. 轮西地区奥陶系地应力方向及裂缝展布规律分析. 岩性油气藏, 2010, 22(3): 95-99
- [4] 贾文瑞,李福垠,肖敬修. 低渗透油田开发部署中

- 几个问题研究. 石油勘探与开发, 1995, 22(4): 47-51
- [5] 张延新, 宋常胜, 蔡美峰. 深孔水压致裂地应力测量及应力场反演分析. 岩石力学与工程报, 2010, 29(4): 778-786
- [6] 张重远, 吴满路, 陈群策, 等. 地应力测量方法综述. 河南理工大学学报: 自然科学版, 2012, 31(3): 305-310
- [7] 李核归, 张茹, 高明忠. 岩石声发射技术研究进展. 地下空间与工程学报, 2013, 9(增刊 1): 1794-1804
- [8] 李曼, 秦四清, 马平. 利用岩石声发射凯塞效应测定岩体地应力. 工程地质学报, 2008, 16(6): 833-838
- [9] Lin Weiren. A core-based method to determine three-dimensional *in-situ* stress in deep drilling wells: anelastic strain recovery technique. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2008, 27(12): 2387-2394
- [10] 董平川. 利用岩芯古地磁定向研究油藏水平主应力方向. 岩石力学与工程学报, 2004, 23(14): 2480-2483
- [11] 陈强, 朱宝龙, 胡厚田. 岩石 Kaiser 效应测定地应力场的试验研究. 岩石力学与工程学报, 2006, 25(7): 1370-1376
- [12] 谢润成, 周文, 杨志彬, 等. 非定向全直径岩心现今地应力特征试验测试一体化研究. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 108-111
- [13] 祖克威, 曾联波, 刘喜中, 等. 厚层河道砂体地应力分布影响因素分析. 地质力学学报, 2014, 20(2): 149-158
- [14] 陈欢庆, 朱玉双, 李庆印, 等. 安塞油田杏河区长 6 油层组沉积微相研究. 西北大学学报: 自然科学版, 2006, 36(2): 295-300
- [15] 徐蕾, 师永民, 徐常胜, 等. 长石族矿物对致密油储渗条件的影响. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 448-454
- [16] 朱毅秀, 杨程宇, 陈明鑫, 等. 安塞油田杏河区长 6 储层成岩作用及对孔隙的影响. 特种油气藏, 2013, 20(3): 51-55
- [17] Hidayati D T, Chen H Y, Teufel L W. Flow-induced stress reorientation in a multiple-well reservoir // SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference. Keystone: Society of Petroleum Engineers Inc, 2001: 1-10
- [18] 达引朋, 赵文, 卜向前, 等. 低渗透油田重复压裂裂缝形态规律研究. 断块油气田, 2012, 19(6): 781-784
- [19] 赵国石, 徐健, 邱金平. 人工裂缝方向及其影响因素. 中国工程科学, 2012, 14(4): 100-104
- [20] 吴洛菲. 低渗透油藏多属性匹配井网优化与调整[D]. 北京: 北京大学, 2014
- [21] 任大忠. 低渗-超低渗透岩性油藏精细描述[D]. 西安: 西北大学, 2012
- [22] 杨勇, 别爱芳, 杨彩娥, 等. 微地震相分析在河流储层精细描述中的应用. 大庆石油地质与开发, 2003(6): 69-70