

文章编号: 1006-6616 (2014) 03-0324-07

# 砂岩油藏地应力及岩石力学参数 与套管损坏相关性

宋 杰

(中石油大庆油田有限责任公司第一采油厂, 黑龙江 大庆 163001)

**摘 要:** XMAC 测井仪能够在井下进行连续测量, 不仅能测得储层各沉积单元的最大和最小水平主应力以及最大水平主应力方位, 而且可以取得密度、破裂压力、泊松比、杨氏模量、剪切模量等岩性及力学参数, 从而有助于研究储层纵横向岩石力学特征, 进而为确立地应力与套管损坏之间以及岩石力学参数与套管损坏之间的相关性提供技术支持。研究结果显示, 与非套损区对比, 标准层成片套损区的主应力及破裂压力很高, 泊松比很大, 剪切模量很小, 这种力学特征可用来确立标准层成片套损区的形成或存在; 与正常井区相比, 油层部位套损集中区的主应力及破裂压力偏高, 泊松比较大, 剪切模量比较小, 主应力方位发生偏转, 可利用这种力学特征判断油层部位套损集中区的形成或存在; 破裂压力变高、泊松比变大、剪切模量变小、差异应力较大是导致标准层部位发生套损的内因, 而区域之间的平面应力差异是导致标准层部位发生套损的外在推动力; 泊松比大、剪切模量小、破裂压力高等岩石本身力学特征是油层部位发生套损的内因, 而地应力场和地层压力场的改变是油层部位发生套损的外因, 油层部位套管损坏是内因、外因共同作用的结果。

**关键词:** XMAC 测井; 地应力; 岩石力学参数; 套损机理

**中图分类号:** TU459

**文献标识码:** A

## 0 引言

XMAC 测井又称交叉式多极子阵列声波测井, 是利用声波原理测得地层或岩石各向异性的一种测井方法。它能够在井下进行连续测量, 不仅能测得各储(隔)层的最大水平主应力、最小水平主应力及最大水平主应力方位, 而且可以取得密度、破裂压力、泊松比、杨氏模量、剪切模量等岩性及力学参数, 有助于研究储层纵横向岩石力学特征, 确立地应力及岩石力学参数与套管损坏之间相关性<sup>[1~2]</sup>。

为了揭示岩石力学分布特征, 确立地应力及岩石力学参数与套管损坏之间的相关性, 近年来在 S 油田 DZ 区块选择 10 口井(套损区内 5 口井、套损区周边 5 口井)进行了 XMAC 测井, 在此基础上对两大部位套损的机理和成因进行了系统描述, 进而有效指导了 DZ 区块

收稿日期: 2014-03-03

作者简介: 宋杰 (1965-), 男, 高级工程师, 主要从事开发地震和精细油藏描述工作。E-mail: 455078606@qq.com

套管防护措施的制订工作。

## 1 标准层成片套损区岩石力学特征

本文对标准层部位地应力及岩石力学参数等值线与套损井平面分布进行了叠合分析, B1-51-P258、B1-61-P254、Z21-P250、Z1-P255、Z33-P248等5口加测井位于DZ区块嫩二标准层成片套损区以内, 而B1-51-P255、B1-61-P251、Z11-P249、Z21-P248、Z2-P253等5口加测井位于DZ区块套损区周边或非套损区(见图1)。套损区的 $\sigma_1$ 为17.0~23.0 MPa,  $\sigma_1 - \sigma_3$ 为2.0~6.0 MPa, 破裂压力17.3~18.5 MPa, 泊松比0.350~0.364, 剪切模量2.46~2.66 GPa,  $\sigma_1$ 方位 $44^\circ$ — $100^\circ$ ; 非套损区的 $\sigma_1$ 为14.0~17.0 MPa,  $\sigma_1 - \sigma_3$ 为1.0~2.0 MPa, 破裂压力16.9~17.3 MPa, 泊松比0.32~0.35, 剪切模量为2.66~2.78 GPa,  $\sigma_1$ 方位 $44^\circ$ — $84^\circ$ 。

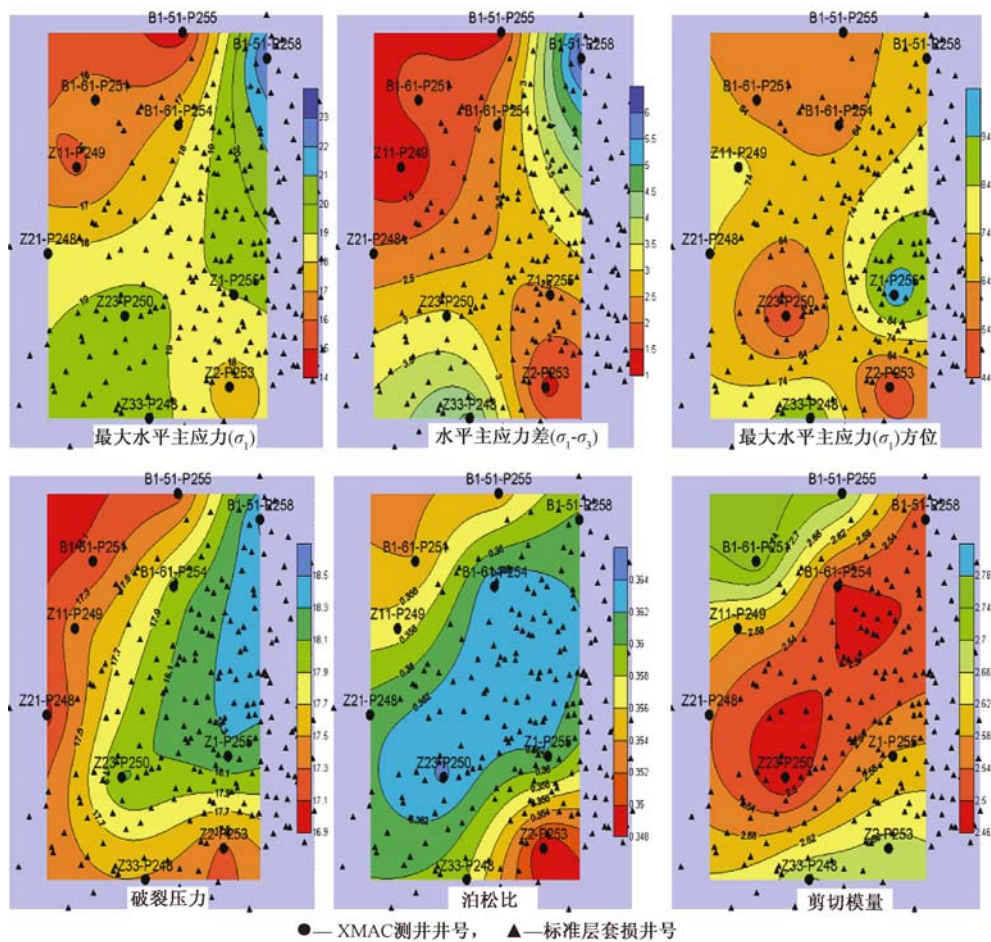


图1 嫩二底标准层地应力及岩石力学参数平面等值线与套损井平面分布叠合图

Fig. 1 The overlay of contours of geological stress and rock mechanical parameters with plane distribution of casing damage wells in N2 index bed

可见, DZ区块成片套损区标准层的最大水平主应力( $\sigma_1$ )整体上明显高于非套损区, 套损区内外最大水平主应力相差4~5 MPa; 套损区的最大、最小水平主应力差值( $\sigma_1 - \sigma_3$ )

明显大于非套损区,套损区破裂压力明显高于非套损区,套损区泊松比明显大于非套损区,套损区的剪切模量明显小于非套损区;套损区的 $\sigma_1$ 方位平均为 $72^\circ$ ,整体上处于北东东向,与非套损区基本一致。由于标准层部位套损区内外岩石力学特征差异明显,因而可作为标准层套损区形成或存在的识别标志。

## 2 油层部位套损集中区套损岩石力学特征

S I 1 层位是萨中开发区油层部位套损最严重的层位之一。这里主要以 DZ 区块萨 I 1 层位为例描述其套损集中区套损岩石力学特征。对 S I 1 层位地应力及岩石力学参数等值线与套损井平面分布进行叠合分析可以看出, S I 1 层位套损井集中在 B1-61-P254 井区,其最大水平主应力( $\sigma_1$ )为 $17.5 \sim 19.5$  MPa,差异应力( $\sigma_1 - \sigma_3$ )为 $1.5 \sim 2.5$  MPa,最大水平主应力方位为 $5.0^\circ \sim 45.0^\circ$ ,破裂压力 $16.0 \sim 17.2$  MPa,泊松比 $0.36 \sim 0.70$ ,剪切模量 $3.25 \sim 3.60$  GPa (见图 2)。

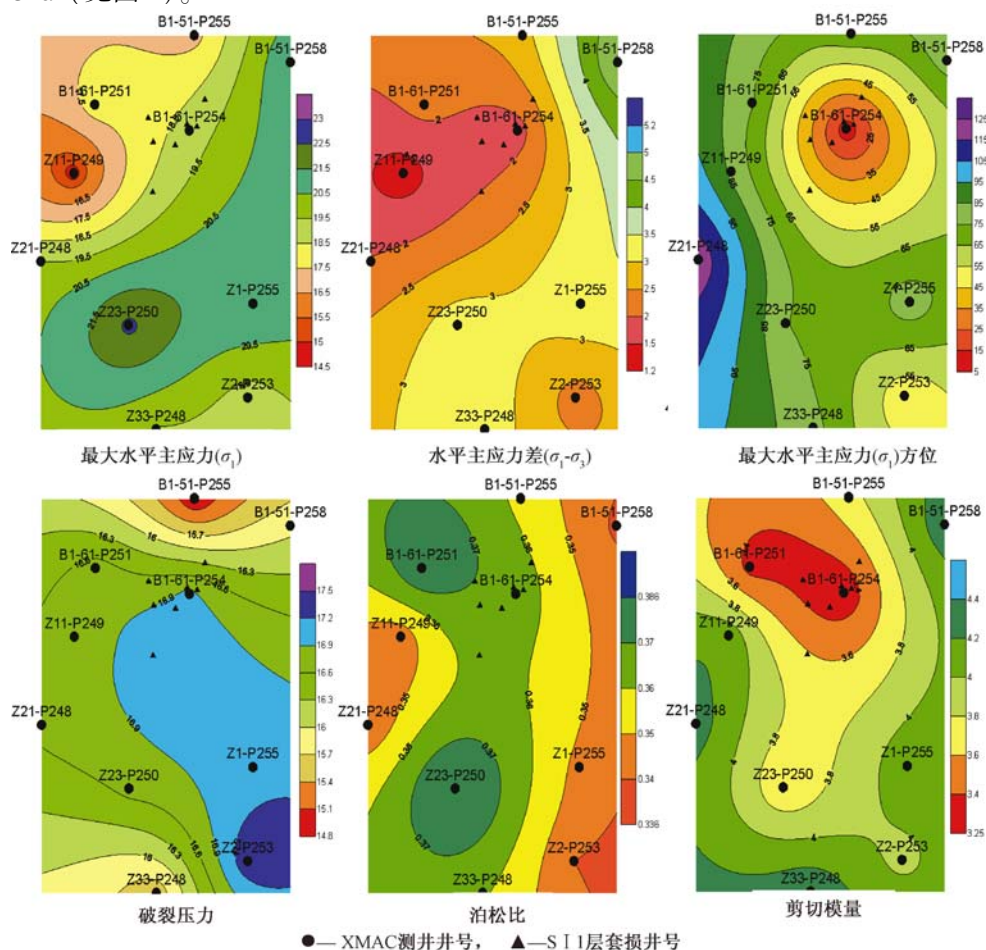


图 2 S I 1 层地应力及岩石力学参数平面等值线与套损井平面分布叠合图

Fig. 2 The overlay of contours of geological stress and rock mechanical parameters with plane distribution of casing damage wells in S I 1 layer

可见，与其他井区相比，套损集中区最大水平主应力值较高，差异应力较小，破裂压力较高，泊松比较大，剪切模量很小，主应力方位发生改变。对其他套损层位进行叠合分析表现出了类似特征（见表 1）。这些表现特征可作为油层部位套损集中区形成或存在的识别标志。

表 1 不同油层部位地应力及力学参数在套损井区与非套损井区的对比统计  
Table 1 The comparative table of geological stress and mechanical parameters in different reservoir intervals between casing-damage well area and non-casing-damage well area

| 层位         | 范围    | 最大水平主应力/<br>MPa | 最小水平主应力/<br>MPa | 差异应力/<br>MPa | 破裂压力/<br>MPa | 泊松比   | 剪切模量/<br>GPa | 方位/<br>(°) |
|------------|-------|-----------------|-----------------|--------------|--------------|-------|--------------|------------|
| S0, I 夹    | 非套损井区 | 21.50           | 18.56           | 2.94         | 22.36        | 0.394 | 2.32         | 89         |
|            | 套损井区  | 22.86           | 19.85           | 3.01         | 23.27        | 0.396 | 2.28         | 17         |
| S I 1      | 非套损井区 | 19.24           | 16.50           | 2.74         | 19.46        | 0.356 | 3.92         | 73         |
|            | 套损井区  | 18.95           | 17.18           | 1.78         | 20.38        | 0.366 | 3.24         | 9          |
| S I 1, 2 夹 | 非套损井区 | 21.20           | 18.53           | 2.66         | 21.66        | 0.380 | 2.66         | 93         |
|            | 套损井区  | 21.21           | 19.70           | 1.51         | 22.54        | 0.383 | 2.37         | 52         |
| S I 2      | 非套损井区 | 18.95           | 16.59           | 2.36         | 19.38        | 0.352 | 4.13         | 87         |
|            | 套损井区  | 19.49           | 17.93           | 1.57         | 20.85        | 0.370 | 2.92         | 49         |
| S I 4 + 5  | 非套损井区 | 18.95           | 16.01           | 2.94         | 19.20        | 0.350 | 3.83         | 83         |
|            | 套损井区  | 17.32           | 15.62           | 1.70         | 19.51        | 0.355 | 3.85         | 82         |
| S I, II 夹  | 非套损井区 | 23.08           | 19.67           | 3.41         | 23.46        | 0.395 | 2.01         | 89         |
|            | 套损井区  | 22.22           | 20.37           | 1.85         | 23.96        | 0.396 | 1.97         | 89         |
| P I 4      | 非套损井区 | 20.21           | 17.41           | 2.80         | 21.43        | 0.343 | 4.28         | 88         |
|            | 套损井区  | 20.51           | 17.92           | 2.59         | 21.73        | 0.346 | 4.02         | 29         |
| P I 6      | 非套损井区 | 20.40           | 17.50           | 2.90         | 21.37        | 0.337 | 4.26         | 103        |
|            | 套损井区  | 21.35           | 18.67           | 2.68         | 22.63        | 0.355 | 4.25         | 128        |

3 地应力及岩石力学参数与套管损坏之间相关性

根据上述对标准层部位和油层部位岩石力学特征的描述结果，结合有关套损机理研究成果，确立了地应力及岩石力学参数与套管损坏之间相关性。

3.1 标准层成片套损区地应力及岩石力学参数与套管损坏之间相关性

成片套损发生后套损区标准层的剩余地应力依然很高，区域间的地应力差异依然严重，说明该套损区仍然处于不稳定状态，即存在着进一步扩大的可能性。DZ 区块 1998 年发生第二次成片套损以来（曾分别于 1990 年和 1998 年先后 2 次发生成片套损），每年仍有新发生的标准层部位套损井出现，也从事实上证实了这一点。该区标准层部位受到了来自北东东向的较强挤压作用，也同样不利于套损区的稳定。针对这些情况，必须采取有效措施使地应力进一步释放，才能确保套损区不再扩大或趋向稳定。与地应力集中过程一样，地应力释放过程也具有传导作用，因此可以通过对高应力区憋压油层或油层段进行泄压的办法，使高应力区标准层地应力得以释放，区域间平面应力差异趋向减弱，从而达到进一步遏制标准层部位套损趋势的现实目标。

高压注水不仅会使油层部位岩体内原地应力增加，也会因应力传导使盖层部位泥页岩地应力有明显增加。平面上不均衡注水及钻井调整往往造成有的区域处于高应力状态，有的区域处于低应力状态，导致区域间平面应力差异<sup>[3~4]</sup>。破裂压力变高、泊松比变大、剪切模量

变小、差异应力大是导致标准层部位发生套损的内在原因,而区域之间的平面应力差异是导致标准层部位发生套损的外在推动力。

### 3.2 油层部位套损集中区地应力及岩石力学参数与套管损坏之间相关性

根据流固耦合原理<sup>[5~8]</sup>(见图3)得知,油层憋压会引起砂体发生膨胀变形<sup>[2]</sup>,油层能量亏空会引起砂体发生收缩变形<sup>[9]</sup>,从而造成局部层间滑动而导致套损。由于目前油田注水、注聚压力都比较高,因此所发生的油层部位套损多半是油层憋压所致。从前述的地应力与地层压力之间的正相关性自然可以想到,油层憋压后地应力值会大幅升高,但由于油层部位套损后地应力释放较快、较多,所以其残余主应力值表现不是很高。造成地应力释放大致有3方面原因:一是套损发生时局部层间滑动导致一定应力释放,二是套损后周围注水并关井或注水量下调使油层泄压而产生一定应力释放,三是钻井期间关井降压导致地层应力有所释放。其中层间滑动产生应力释放是导致应力降低的最主要因素。

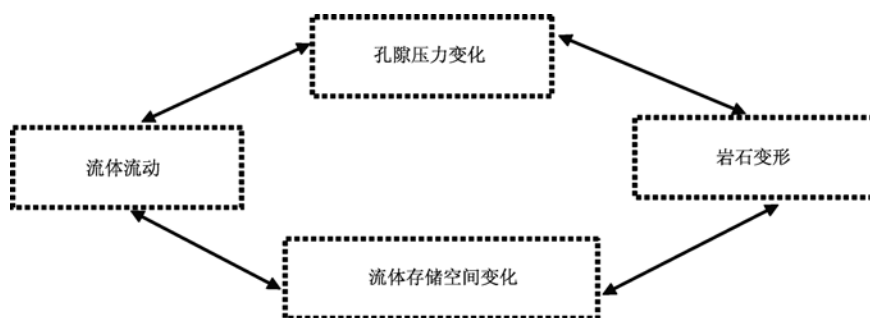


图3 流固耦合原理示意图

Fig. 3 Fluid-solid coupling principle diagram in sandstone reservoir

油层破裂压力越高说明其物性越差及平面非均质越严重,如萨I1层套损井区发育非河道薄差砂体,注水时很容易造成憋压导致岩体形变;泊松比大说明岩体易发生横向变形和位移;而剪切模量小意味着岩体在较小的剪切应力作用下即可产生较大的变形。因此,泊松比大、杨氏模量小、剪切模量小、破裂压力高的油层部位是易发套损层位。油层产生憋压,会导致主应力升高,差异应力减小,同时井区间应力差异变大,加剧套损发生的危险性。上述分析表明,泊松比大、剪切模量小、破裂压力高等岩石本身力学特征是套管损坏的内因,地应力场和地层压力场的改变是套管损坏的外因,油层部位套管损坏是内因、外因共同作用的结果,即流固耦合作用导致砂体形变并发生局部横向滑移的结果。

## 4 结论与认识

与非套损区对比,标准层成片套损区的主应力及破裂压力很高、泊松比很大、剪切模量很小,这种力学特征可用来确立标准层成片套损区的形成或存在。

与正常井区相比,油层部位套损集中区的主应力偏高、破裂压力偏高、泊松比较大、剪切模量较小、主应力方位发生偏转,可利用这种力学特征判断油层部位套损集中区的形成或存在。

破裂压力变高、泊松比变大、剪切模量变小、差异应力大是导致标准层部位发生套损的内在原因,而区域之间的平面应力差异是导致标准层部位发生套损的外在推动力。

泊松比大、剪切模量小、破裂压力高等岩石本身力学特征是套管损坏的内因,地应力场

和地层压力场的改变是套管损坏的外因, 油层部位套管损坏是内因、外因共同作用的结果。

### 参 考 文 献

- [1] 文淑敏, 曾祥智, 宋杰. XMAC 地应力测井资料在油田注水开发中的应用初探 [J]. 国外测井技术, 2005, 20 (2): 26~28.  
WEN Shu-min, ZENG Xiang-zhi, SONG Jie. The discussion for application XMAC geological stress logging data in water-flooding oilfield [J]. World Well Logging Technology, 2005, 20 (2): 26~28.
- [2] 宋杰, 曾祥智, 刘静. 用 XMAC 测井资料揭示砂岩油藏地应力分布特征及影响因素 [J]. 国外测井技术, 2006, 21 (5): 28~30.  
SONG Jie, ZENG Xiang-zhi, LIU Jing. Using XMAC logging data to reveal geological stress distribution characteristics and influencing factors in sandstone reservoir [J]. World Well Logging Technology, 2006, 21 (5): 28~30.
- [3] 代丽, 徐守余. 油水井套管损坏的地质因素综合研究 [J]. 地质灾害与环境保护, 2005, 16 (3): 331~334.  
DAI Li, XU Shou-yu. Integral study of geological factors causing casing damage in oil and water wells [J]. Journal of Geological Hazards and Environment Preservation, 2005, 16 (3): 331~334.
- [4] 陆蔚刚, 石成方, 张震, 等. 控制压力平衡是减缓套损趋势的有效途径 [J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 21 (2): 56~58.  
LU Wei-gang, SHI Cheng-fang, ZHANG Zhen, et al. Pressure balance control is an effective way to slow down the trend of casing damage [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, 21 (2): 56~58.
- [5] 薛强, 梁冰, 李宏艳. 可压缩流体渗流的流固耦合问题数值模拟研究 [J]. 地下空间, 2001, 21 (5): 386~391.  
XUE Qiang, LIANG Bing, LI Hong-yan. Solid coupling numerical simulation study of Seepage flow of compressible fluid [J]. Underground Space, 2001, 21 (5): 386~391.
- [6] 熊伟, 田根林, 黄立信, 等. 变形介质多相流动流固耦合数学模型 [J]. 水动力学研究与进展, 2002, 17 (6): 770~776.  
XIONG Wei, TIAN Gen-lin, HUANG Li-xin, et al. Fluid-solid coupling mathematical model in deformable porous media [J]. Journal of Hydraulics, 2002, 17 (6): 770~776.
- [7] 董平川, 徐小荷, 何顺利. 流固耦合问题及研究进展 [J]. 地质力学学报, 1999, 5 (1): 17~19.  
DONG Ping-chuan, XU Xiao-he, HE Shun-li. The problems of fluid-solid coupling and its advance in research [J]. Journal of Geomechanics, 1999, 5 (1): 17~19.
- [8] 薛世峰, 全兴华, 岳伯谦, 等. 地下流固耦合理论的研究进展及应用 [J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2000, 24 (2): 109~113.  
XUE Shi-feng, TONG Xin-ghua, YUE Bo-qian, et al. The research progress and application of underground fluid solid coupling theory [J]. Journal of the University of Petroleum: Natural Science Edition, 2000, 24 (2): 109~113.
- [9] 杜永军, 杜良. 注水地层的变形对套管损坏的影响 [J]. 科学技术与工程, 2008, 8 (23): 6212~6217.  
DU Yong-jun, DU Liang. Formation of water damage deformation on the impact to casing [J]. Science Technology and Engineering, 2008, 8 (23): 6212~6217.



## THE CORRELATIONS BETWEEN GEOLOGICAL STRESS AND CASING DAMAGE AND BETWEEN ROCK MECHANICS PARAMETERS AND CASING DAMAGE IN SANDSTONE RESERVOIR

SONG Jie

(No. 1 Oil Production Company of Daqing Oilfield Company Ltd. , Daqing 163001 , China)

**Abstract:** XMAC logging tool is able to continuously measure in underground. For every reservoir sedimentary unit, it can not only measure the maximum horizontal principal stress, minimum horizontal principal stress, the maximum horizontal principal stress orientation, but the lithology mechanical parameters can be obtained, such as density, fracture pressure, poisson's ratio, young's modulus, and shear modulus. It will help us to study rock mechanical characteristics of the reservoir. So the technical supports will be provided for us to determine the correlation between geological stress and casing damage, and to establish the correlation between rock mechanical parameters and casing damage. Compared with non-casing-damage area, the principal stress and fracture pressure was very high, poisson's ratio was large, and the shear modulus was small in the larger index bed casing-damage area. So the mechanical characteristics can be used to establish the formation or existence of casing damage area in the standard layer. Compared with the normal well area, the principal stress and fracture pressure were higher, poisson's ratio was larger, the shear modulus was small, and the principal stress orientation was deflected. So the mechanical characteristics can be used to establish the formation or existence of casing damage area in reservoir section. Higher fracture pressure, bigger poisson's ratio, smaller shear modulus, and greater differences in stress are internal cause of casing damage in N2 index bed. Plane stress differences between regions are standard parts of the external impetus of casing damage. The rock mechanical characteristics which bigger poisson's ratio, smaller shear modulus, fracture pressure is higher, and so on, are the internal causes of casing damage in reservoir section. The changes of geological-stress field and formation-pressure-field are the external causes of casing damage in reservoir section. The casing damage in reservoir section is the result of the effect of internal and external causes.

**Key words:** XMAC logging; geological-stress; lithology mechanical parameters; casing damage mechanism