

doi: 10.12029/gc20230713001

李勇, 何建华, 曹峰, 邓虎成, 王园园, 李瑞雪, 魏力民, 李厂. 2025. 深层页岩储层现今地应力方向评价及其扰动力学机制——以川南永川区块五峰组—龙马溪组一段为例[J]. 中国地质, 52(1): 78–94.

Li Yong, He Jianhua, Cao Feng, Deng Hucheng, Wang Yuanyuan, Li Ruixue, Wei Limin, Li Chang. 2025. Evaluation of in-situ stress orientations and rotational mechanical mechanisms in deep shale reservoirs: A case study of the Longmaxi Formation's first member and Wufeng Formation in the Yongchuan shale gas field, southern Sichuan Basin[J]. Geology in China, 52(1): 78–94(in Chinese with English abstract).

深层页岩储层现今地应力方向评价及其扰动力学机制 ——以川南永川区块五峰组—龙马溪组一段为例

李勇^{1,2}, 何建华¹, 曹峰¹, 邓虎成¹, 王园园³, 李瑞雪¹, 魏力民⁴, 李厂¹

(1. 成都理工大学能源学院(页岩气现代产业学院), 四川 成都 610059; 2. 大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712; 3. 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南 海口 570100; 4. 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610041)

摘要:【研究目的】川南深层页岩储层五峰组—龙马溪组现今地应力方向变化复杂,且局部构造对地应力方向的影响尚不清晰。【研究方法】以川南永川页岩气区块为例,基于古地磁和波速各向异性实验,结合测井、微地震监测以及数值模拟手段评价了应力方向的分布特征及构造变形影响下的偏转。【研究结果】当应力差异系数大于 0.2,横波各向异性系数大于 18% 时,偶极横波测井解释的准确度显著提高;在高陡地层(>60°),需同时考虑两向差应力和高角度裂缝发育情况对现今地应力方向解释的影响。永川向斜区最大主应力方向分布为近 EW 向,背斜核部及断块区方向发生了较大方向的偏移(方向偏差最大为 70°±5°)。永川地区五峰组—龙马溪组中和面位于龙一段 1~2 小层,中和面上下地应力方向变化呈相反趋势,褶皱派生应力介于 10~30 MPa,对区域应力的影响不可忽略;随着距断层距离的减少,泊松比(ν)呈增大趋势并使得最大主应力方向偏转。【结论】最大主应力方向有利于向斜区页岩气的保存,而背斜区的高角度天然裂缝则更易转变为有效裂缝。建议向斜区水平井部署方位为 SN-NEE 向;背斜区和夹持断块区以 NE 向为主且采用分层布井。

关键词: 深层页岩储层; 五峰组—龙马溪组; 地应力方向; 扰动力学; 油气勘查工程; 四川盆地

创 新 点: 通过“岩心测试—井筒结构恢复—井旁波速各向异性提取—井间微地震监测—井区地质力学模拟”多源确定地应力方向,并建立了不同地质构造背景下页岩储层现今地应力方向的判定方法优选组合;明确了断层和褶皱对地应力方向扰动;分析了现今地应力方向对页岩气保存和开发的影响。

中图分类号: TE311; P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2025)01-0078-17

Evaluation of in-situ stress orientations and rotational mechanical mechanisms in deep shale reservoirs: A case study of the Longmaxi Formation's first member and Wufeng Formation in the Yongchuan shale gas field, southern Sichuan Basin

收稿日期: 2023-07-13; 改回日期: 2024-02-11

基金项目: 国家自然科学基金青年项目(42402148)、国家自然科学基金面上项目(42072182)与四川省科技厅重点苗子项目(2022JDRC0103)联合资助。

作者简介: 李勇,男,1998年生,硕士生,主要从事非常规油气储层评价研究;E-mail: 2191524253@qq.com。

通信作者: 何建华,男,1990年生,副研究员,主要从事非常规油气储层天然裂缝成因机制与定量表征、地应力场精细描述研究;E-mail: hejianhuadizhi@163.com。

LI Yong^{1,2}, HE Jianhua¹, CAO Feng¹, DENG Hucheng¹, WANG Yuanyuan³, LI Ruixue¹,
WEI Limin⁴, LI Chang¹

(1. College of Energy (College of Modern Shale Gas Industry), Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing 163712, Heilongjiang, China; 3. Hainan Branch of China National Offshore Oil Corporation Ltd., Haikou 570100, Hainan, China; 4. Exploration and Development Research Institute Sinopec Southwest Oil & Gas Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

[Objective] The present-day in-situ stress orientations within deep shale reservoirs of the Wufeng-Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin are intricate and have not been comprehensively evaluated. Moreover, the mechanisms through which local structures influence these stress orientations remain poorly understood. **[Methods]** The Yongchuan shale gas field was selected as the study area to systematically investigate the characteristics and controlling factors of in-situ stress orientations. This evaluation employed a multi-faceted approach that included paleomagnetic analysis, seismic wave velocity anisotropy measurements, specialized well logging techniques, microseismic monitoring, and numerical simulations. **[Results]** The accuracy of interpreting dipole shear wave logs significantly increased when the bidirectional stress difference coefficient exceeds 0.2 and the shear wave anisotropy index is above 18%. In the strata with steep dips ($>60^\circ$), it is essential to consider the influence of bidirectional stress differentials and high-angle fracture development on the interpretation of in-situ stress orientations. The in-situ stress orientations in the northern and southern synclinal regions of Yongchuan area predominantly follow east-west trend. However, these orientations exhibit significant deviations in anticlinal and fault-influenced zones, with maximum angular discrepancies of approximately $70^\circ \pm 5^\circ$. Based on the observed reverse trends in stress orientations above and below a specific stratigraphic level, we hypothesize that the neutral surface is located within the 1-2 layers of the Longmaxi Formation in the Yongchuan area. Furthermore, the fold-induced stress, ranging from 10 MPa to 30 MPa, significantly impacts the principal stress field and cannot be overlooked. As the distance from the fault decreases, Poisson's ratio (ν) increases, leading to a deflection in the in-situ stress orientations and exhibiting greater sensitivity to changes in ν . **[Conclusions]** The orientation of maximum principal stress promotes the preservation of shale gas in syncline areas, while high-angle natural fractures in anticline areas are more likely to develop into effective fractures. We recommend deploying horizontal wells with an SN-NEE orientation in syncline areas, and a NE orientation with a layered well layout in anticline and fault zones.

Key words: deep shale reservoir; Wufeng-Longmaxi Formation; in-situ stress orientation; rotation mechanism; oil and gas exploration engineering; Sichuan Basin

Highlights: We have proposed a multi-source methodology for determining in-situ stress orientations, integrating core analysis, wellbore structure reconstruction, extraction of sidewall seismic velocity anisotropy, inter-well microseismic monitoring, and geomechanical modeling of the well area. The optimal techniques have been established for ascertaining present in-situ stress orientations in shale reservoirs across various structural geological settings. Our investigation elucidates the impact of faults and folds on in-situ stress orientations and analyzes the influence of these stress orientation rotation on shale gas preservation and exploitation.

About the first author: LI Yong, male, born in 1998, master candidate, mainly engaged in the characterization of natural fractures in unconventional reservoirs; E-mail: 2191524253@qq.com.

About the corresponding author: HE Jianhua, male, born in 1990, associate researcher, mainly engaged in the genetic mechanism and quantitative characterization of natural fractures in unconventional reservoirs, and the fine description of in-situ stress field; E-mail: hejianhuadizhi@163.com.

Fund support: Supported by the projects of National Natural Science Foundation of China (No.42402148, No.42072182) and the China Sichuan Provincial Science and Technology Department Key Seedling Project (No.2022JDRC0103).

1 引 言

页岩具有低孔、低渗的特点,水平钻井及分段压裂是页岩气规模效益开发的重要方式。地应力影响井筒稳定性、储层压裂效果并作为井网部署及井眼轨迹优化的重要依据(Schmitt et al., 2012; Zhang et al., 2018; Ju et al., 2018; Zeng et al., 2019; 赵景辉等, 2021)。水平井轨迹与最小水平主应力夹角越小,越易改造且有利于形成复杂缝网(张培先等, 2023)。目前,地应力方向判定方式主要通过现场测试(如井筒图像分析、微地震和水力裂缝监测)以及室内测试(如波速各向异性、差应变分析、声发射 Kaiser 效应试验)(Han et al., 2020; 曹峰等, 2022),前者成本高、操作复杂,极大地限制了其应用。若有裂缝的岩样在进行声发射 Kaiser 效应试验时,岩样很可能在 Kaiser 点数据测试之前已经提前破碎(Han et al., 2020)。此外,针对地应力方向测量存在测试盲点区、基础地震质量差等问题,数值模拟已成为定量分析地应力的重要方法(付玉华等, 2009; 刘中春等, 2016; Tian et al., 2021)。因此,地应力方向的确定正朝着系统、多方法相互确认的方向发展。

通常应力场在区域尺度上分布相对均匀(Zoback, 1992),但已有的研究表明不同的矿物成分、岩石力学性质、孔隙流体压力、构造模式和岩体中普遍发育各种尺度的不连续面(如矿脉、裂缝和断层)改变了局部应力场(Cuss et al., 2003; Faulkner et al., 2006; Healy, 2008; Brooke-Barnett et al., 2015; Rajabi et al., 2017; 徐珂等, 2019; 翁剑桥等, 2020; Zhang and Ma, 2021)。其中与断层相关的应力旋转是目前的研究热点,断层作为复杂的地质构造,对局部应力场的影响和相互作用十分复杂,普遍认为取决于地质力学性质差异、断层结构、原位孔隙压力(Faulkner et al., 2010; Stephansson and Zang, 2012; 徐珂等, 2019)。褶皱不同部位的应力状态存在明显差异,数值模拟表明不同部位应力大小相差数十兆帕,且不同部位的方向和应力状态有所差异(Reber et al., 2010; Liu et al., 2016)。

目前永川地区地应力方向分布尚缺乏足够认识,且该地区应力场非对称分布、套变频发,严重制约了页岩气的开发(郭彤楼等, 2022)。褶皱及断层

附近应力方向偏转强烈,不同区域的现今地应力场分布情况差异较大,地应力方向的预测精度受到较大影响。了解构造尺度下的地应力方向偏转也有助于更好地进行工程开发。本文以永川地区为例,通过岩心测试、现场实测、数值模拟手段建立适用于复杂构造区非均质页岩储层现今地应力场分布预测方法,以期为深层页岩气的高效勘探开发提供理论依据。

2 地质背景

永川地区位于四川盆地南部,构造上位于华蓥山断裂东侧的帚状断褶带(图 1a),区内构造复杂,发育不同规模的断层。晚白垩世受来自雪峰陆内造山系统北西向扩展的持续变形构造活动影响,研究区 NE 向断层及褶皱在此背景下形成。新生代印度—欧亚板块碰撞的远程效应引区块近 EW 向的区域挤压应力场形成了 NNE、SN 向断层(图 1)。中部一条带状背斜呈北东向贯穿整个研究区,背斜核部出露三叠系,两翼出露侏罗系,进一步将研究区分为北部向斜区、中部背斜区及南部向斜区,整体具有两凹夹一隆的构造特征。永川地区纵向变征具有“三滑脱层、坡坪式断层”的剖面结构特征,以中—下寒武统膏盐岩、龙马溪组泥页岩和嘉陵江组膏盐岩三套滑脱层将研究区纵向划分为三套变形层(郭卫星等, 2021)。

研究目的层为下志留统五峰组—龙马溪组富有机质页岩(埋深普遍大于 3500 m),属于深层超压气藏,页岩气产能规模达 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ (郭彤楼等, 2022)。目的层厚度稳定,分布于 80~100 m,为深水陆棚相沉积。根据岩性、电性、笔石带分布规律将五峰组—龙马溪组一段自下而上划分为 9 个小层,其岩性主要为黑色碳质笔石页岩,偶夹砂质泥岩或粉砂岩薄层。其中 1~4 小层是主力开发层系,厚度为 26.5~39.4 m,储层品质条件好,优质页岩 TOC 介于 2.4%~3.2%。

3 实验方法

通过古地磁实验可以恢复岩心在地下所处原始方位。首先在岩心柱面上绘制一条与岩心轴面平行的标志线作为古地磁和波速各向异性的共同参考线。将绘制标志线的岩心置于钻床上,调好水

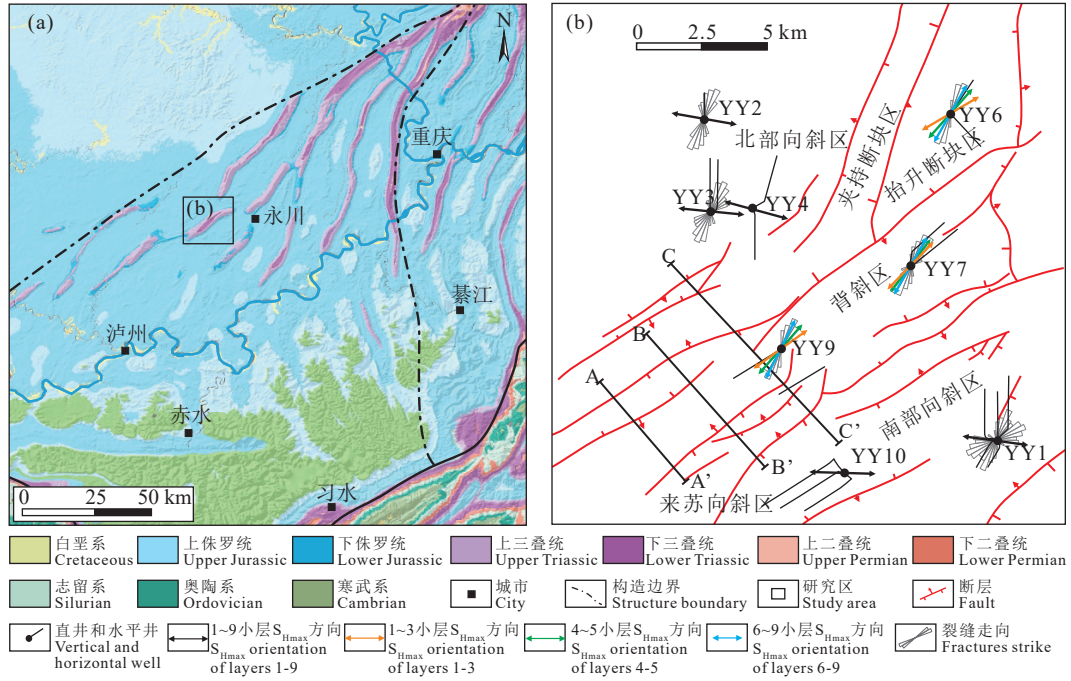


图 1 川南区域地质及永川断裂分布图
Fig.1 Geological map of southern Sichuan Basin and the fault distribution of Yongchuan area

平夹固,沿轴向钻取直径 25 mm、高 25 mm 的试样,并让端面上的平行标志线过轴心绘于圆柱面上(图 2a)。测量 20℃ 时的剩磁强度及方向,然后采用热退磁方式进行退磁处理,热退磁通常是先将样品由室温加热到某一个设定温度,再将样品在零磁空间中冷却至室温,测量出此时的剩余磁化强度,然后提高温度,重复测量。本实验取热退磁分段间隔为 40℃,分别测得 60~300℃ 温度下的剩磁强度及方向(图 2b)。最后采用标准 Fisher 统计方法计

算地磁坐标系中黏性剩磁的平均方向,进而恢复岩心在地下所处的原始方位(图 3a)。

通过岩心波速的各向异性分析地应力方向。将样品加工成 $\Phi 25 \text{ mm} \times 50 \text{ mm}$ 的圆柱形试样,对全直径岩心作标志线,该标志线平行于井深方向且箭头指向顶面,且与古地磁标志线保持一致。通过超声波仪测得标志线处沿直径方向纵波传播所用时间,以顺时针 10° 为间隔测量沿直径方向的纵波传播时间并计算波速偏差。作波速偏差变化曲线,最小波速对应的角度即为最大水平主应力相对于标志线的夹角(图 3b)。标志线的最大主应力方向结合古地磁定向结果即可得到水平最大主应力方向,计算公式为:

$$\alpha = \beta + \theta \tag{1}$$

式(1)中: α 为水平最大主应力方向; β 为古地磁岩心定向方位; θ 为最大主应力与标志线夹角。

4 地应力方向测试及单井解释结果

4.1 岩心地应力方向实验测试结果

联合波速各向异性及古地磁定向测试,结果表明 YY2 井的最大主应力方向介于 $95.9^\circ \sim 105.3^\circ$, YY6 井的最大主应力方向介于 $64.3^\circ \sim 85.7^\circ$ (表 1),后者

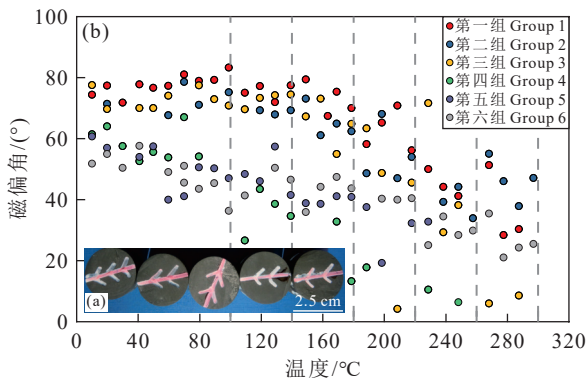


图 2 古地磁岩样制备及不同退磁阶段磁偏角偏转分析图
Fig.2 Preparation of paleomagnetic rock samples and analysis of magnetic declination deflection in different demagnetization stages

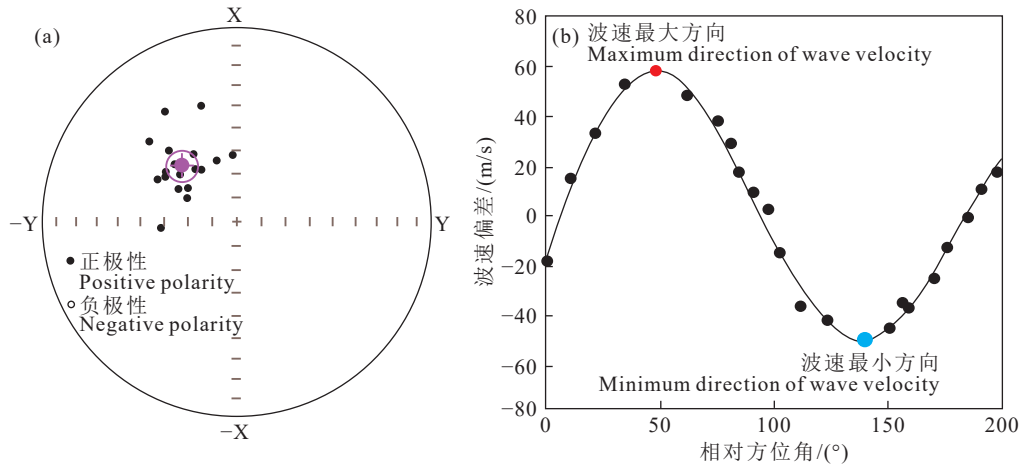


图3 古地磁实验岩心定位图和波速偏差随圆周角变化曲线图(YY4井, 3876.5 m)
Fig.3 Palaeomagnetic experiment core positioning diagram and wave velocity deviation with the change of circumferential angle curve (Well YY4, 3876.5 m)

表1 最大水平主应力方向测试结果

Table 1 Results of maximum horizontal principal stress orientation

井号	层位	井深/m	岩心定向方位	最大主应力与标志线夹角	最大主应力方向
YY2	1	4079.1	265.3°	20°	105.3°
	2	4069.1	153.1°	130°	103.1°
	3	4063.4	325.9°	130°	95.9°
YY6	1	3880.9	124.3°	120°	64.3°
	2	3876.5	309.7°	130°	85.7°
	3	3870.9	245.7°	20°	79.7°

纵向上的最大主应力方向偏差远大于前者。

4.2 井壁结构恢复判定现今地应力方向

井壁成像测井的电阻率差异能够解释应力导致的岩石破裂,利用其特征可进一步确定最大水平应力方向(Kingdon et al., 2016; Ju et al., 2018)。钻井过程中由于井壁应力集中与泥浆压力耦合作用,特定情况下可形成钻井诱导缝或井眼崩落。前者在成像测井上表现为近似垂直或呈羽状暗色条带或单一羽状暗色条带(图4a~c),其走向指示最大水平主应力方向(Zoback et al., 2003; Barton et al., 2009; Schmitt et al., 2012);后者在成像测井上呈近似对称分布,为暗色条带或斑块,纵向上呈断续状且边界模糊(图4d~e),其椭圆长轴方向与最小水平应力方向大致平行(Zoback et al., 2003; Ju et al., 2018)。如YY2井4074~4076 m和4030~4033 m处成像测井特征为羽状暗色条带且呈雁列式排布,YY6井3859~3862 m处为单一羽状暗色条带。根据判定的诱导缝走向,三口井相应层段的最大水平主应力方向分别为100°、95°、55°。位于YY6井

3742~3743 m和YY9井2885~2888 m处的成像测井图(图4f)显示井壁崩落明显,井壁崩落方位分别为140°、150°,则解释的最大水平应力方向分别为50°、60°。若井段中裂缝较为发育,在成像测井上易观测到假崩落现象,在识别过程中需注意规避。

4.3 井旁横波各向异性提取确定现今地应力方向

对于各向异性地层,当横波入射该地层会分裂成速度较大的快横波和速度较小的慢横波,其中快横波偏振方向指示最大水平应力方向。常用快慢波时差各项异性衡量地层的各向异性,各向异性越强,提取的数据可信度越高。各项异性系数计算公式为:

$$IDT = \frac{\Delta t_{ss} - \Delta t_{sf}}{(\Delta t_{ss} + \Delta t_{sf})/2} \times 100\% \quad (2)$$

式(2)中: Δt_{ss} 为快横波时差, Δt_{sf} 为慢横波时差。偶极横波各向异性分析结果表明两向应力差异系数越大,横波各向异性越强,解释的地应力方位频闪度降低,解释的可信度增高,当地应力差异系数大于0.2,横波各向异性系数大于18%时,应力

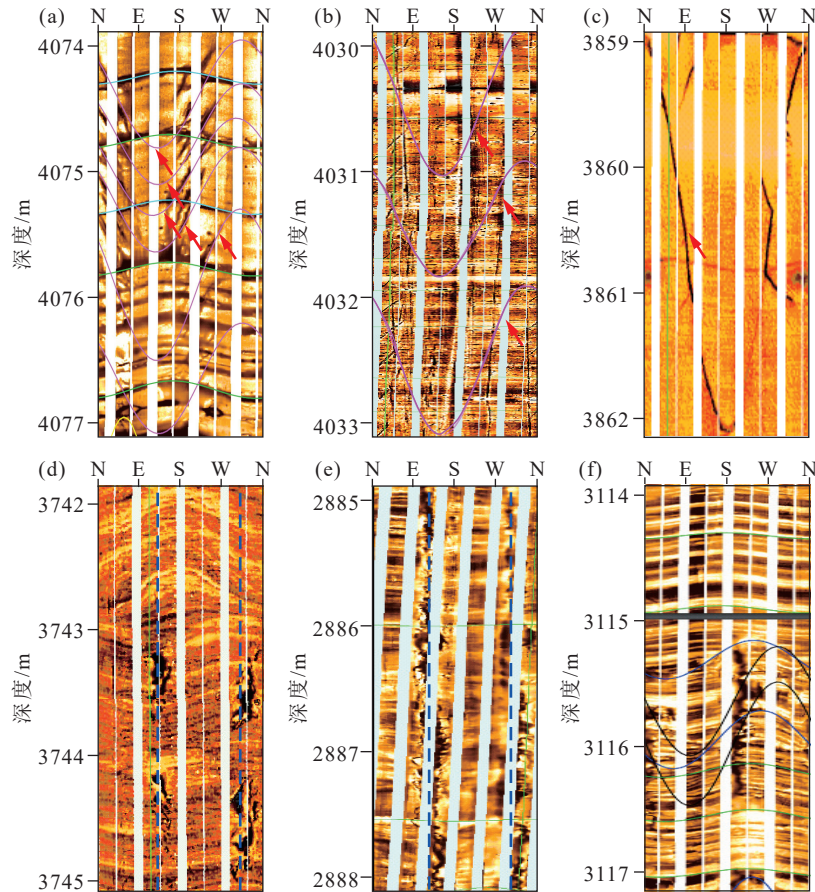


图 4 川南永川地区五峰组—龙马溪组成像测井中的诱导缝和井壁崩落实例

a—YY2 井, 诱导缝; b—YY2 井, 诱导缝; c—YY6 井, 诱导缝; d—YY6 井, 井壁崩落; e—YY9 井, 井壁崩落; f—YY6 井, 假崩落

Fig.4 Examples of drilling-induced fractures and wellbore breakouts in image logging in the Wufeng-Longmaxi Formation of the Yongchuan area, southern Sichuan Basin

a-Well YY2, drilling-induced fractures; b-Well YY2, drilling-induced fractures; c-YY6 well, drilling-induced fractures; d-YY6 well, wellbore breakouts; e-Well YY9, wellbore breakouts; f-Well YY6, false wellbore breakouts

方位频闪度变化较为稳定(图 5)。如 YY7 井, 两向应力差较大解释出来的各向异性方位较稳定, 为 $45^{\circ} \pm 5^{\circ}$ (图 6a)。而 YY2 井两向应力差较小, 解释出来的地应力方位不稳定, 统计角度较杂乱(图 6b)。此外, 层段中发育有高角度裂缝或地层倾角较大时也可引起横波各向异性(谢冰等, 2017)。

4.4 井间微地震监测判定现今地应力方向

水力压裂产生的裂缝代表了地下较大区域的地应力方向, 微地震监测通过监测、分析水力压裂过程中岩石破裂产生的地震波确定震源点的位置进而确定水力裂缝的形态(周文, 2007)。最大主应力方向通过对微地震数据点排列的方位角平均得到。YY4-2 和 YY10-3 微地震监测显示两口井现今水平最大主应力方向分别为 105° 和 92° (图 7)。

需要注意的是, 若天然裂缝发育且天然裂缝被激活时会导致微地震响应具有多解性(图 7b)。

4.5 地应力方向解释结果与方法优选

综合利用岩心测试和单井地应力方向解释相互验证判定出研究区 8 口井的现今地应力方向。尽管 YY2 井偶极横波反映的地应力方向杂乱, 但 4074~4076 m 诱导缝指示最大主应力方向为 95° , 同时根据该井段上段 4069.12 m 处古地磁和波速各向异性岩心测试资料所反映的最大水平主应力方向为 103.1° , 则判断该井最大水平主应力方向为 $100^{\circ} \pm 5^{\circ}$ 。因此, 基于“岩心测试-井壁成像-近井筒波速各向异性提取”相互补充、相互验证的方式认为位于南部向斜区的及北部向斜区的龙一段 1~9 小层的现今地应力方向差异较小且纵向分布稳

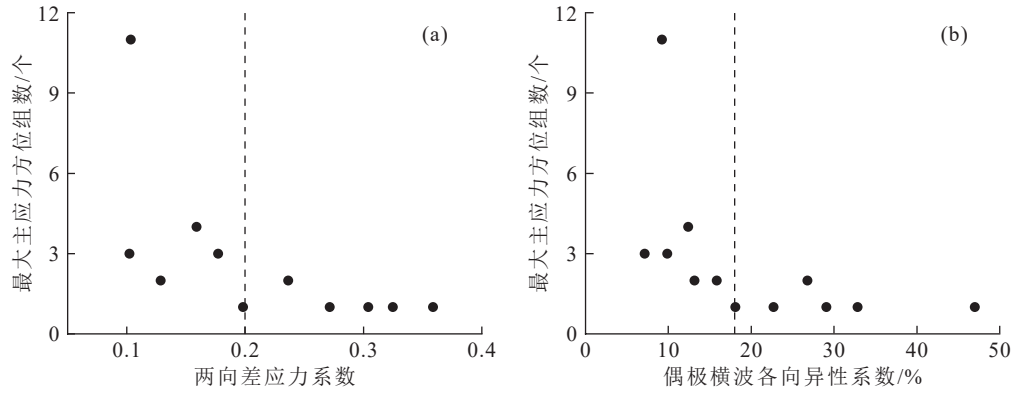


图5 两向差应力系数(a)、偶极横波各向异性系数(b)与最大主应力方位组数关系

Fig.5 Relationship between the two-directional stress difference coefficient (a), dipole shear wave anisotropy coefficient (b) and the number of groups of the maximum principal stress orientation

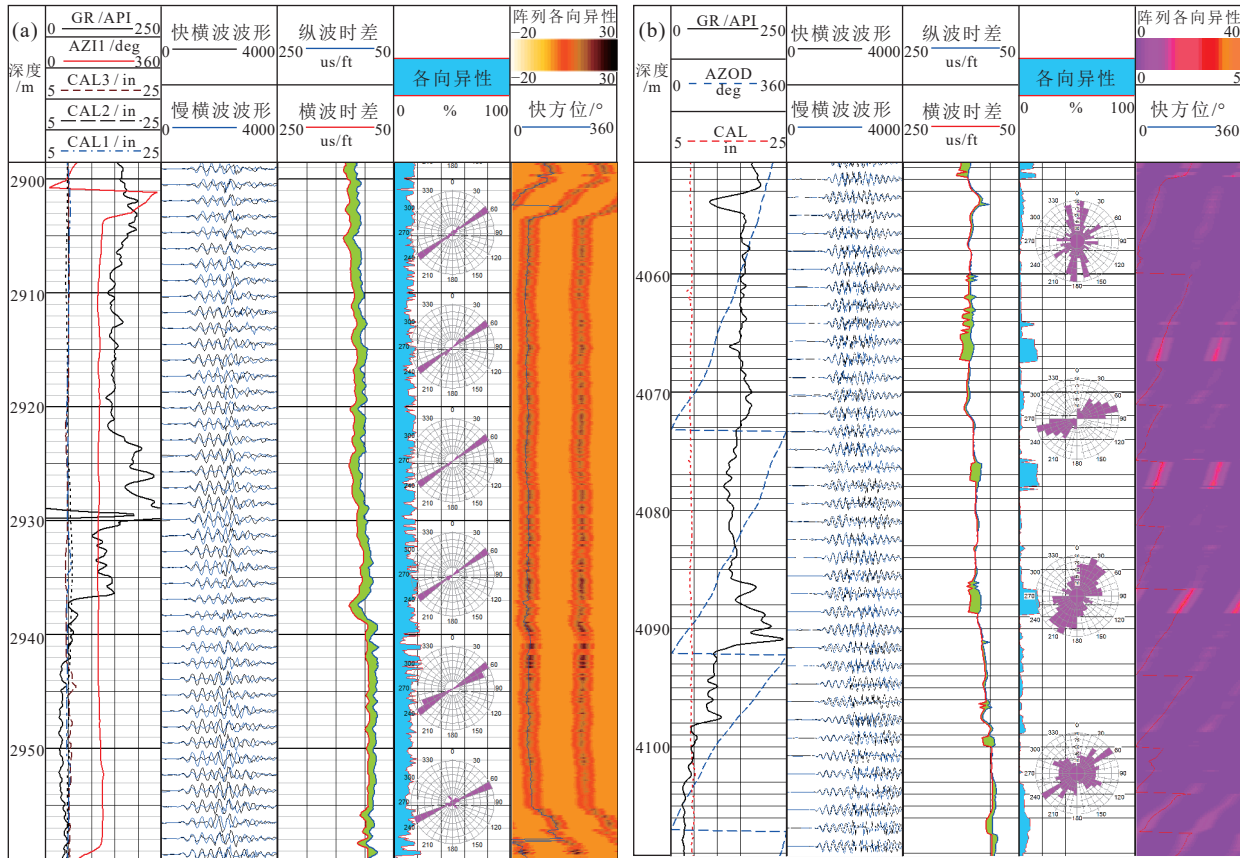


图6 YY7井(a)和YY2井(b)偶极横波各向异性方向解释最大主应力方向结果

Fig.6 Explaining orientations of maximum principal stress by the anisotropic direction of dipole shear wave of Well YY7 (a) and Well YY2 (b)

定,五口井现今地应力方向介于 $98^{\circ}\sim 105^{\circ}$ 。位于抬升断块区的YY6井及位于背斜区的YY7井、YY9井龙一段1~9小层中各小层的现今地应力方向存在较大的差异,将此三口井分为1~3层、4~5小层及6~9小层分别判定其现今地应力方向,

其中YY6井地应力方向介于分别为 30° 、 40° 、 60° ; YY7井地应力方向分别为 30° 、 35° 、 40° ; YY9井地应力方向分别为 30° 、 45° 、 55° (图1b)。

上述地应力方向判别方法适用性存在差异。根据不同方法原理及识别标准,归纳出了其在不同

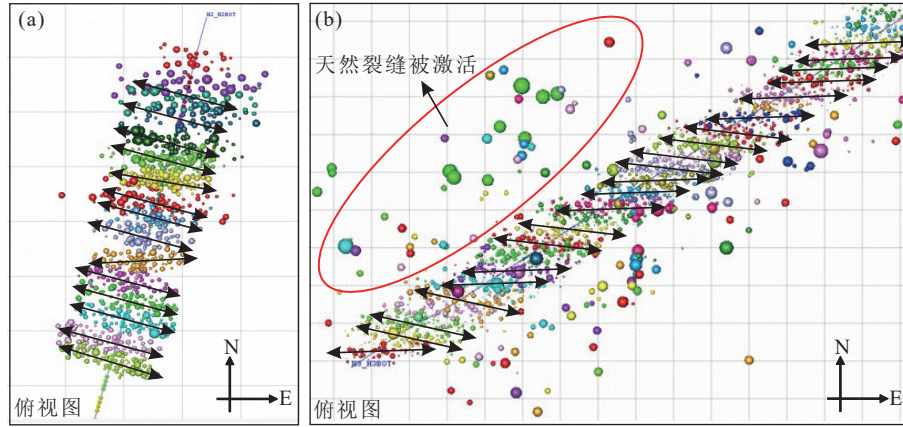


图 7 川南永川地区水平井分支龙一段 3 开发小层的微地震监测事件

a—YY4-2 水平井龙一段 3 开发小层监测结果; b—YY10-3 水平井龙一段 3 开发小层监测结果

Fig.7 Microseismic monitoring events in the development layer 3 of the first member of Wufeng-Longmaxi Formation, a horizontal well branch in the Yongchuan area, southern Sichuan Basin

a—Monitoring results of YY4-2 horizontal well in the development layer 3 of the first member of Wufeng-Longmaxi Formation; b—Monitoring results of YY10-3 horizontal well in the development layer 3 of the first member of Wufeng-Longmaxi Formation

地层中的适用性(表 2)。在两向差应力系数较低

的层段,各向异性较差、井眼变形程度较小,因此部分

现今地应力方向解释方法不适用。在高角度裂缝

发育层段,井壁因高角度缝而崩落,因此通过井壁

崩落解释现今地应力方向不可用。在平缓地层一

般无高角度裂缝发育,只需考虑两向差应力对现今

地应力方向解释准确性的影响,而在高陡地层

($>60^\circ$),需同时考虑两向差应力和高角度裂缝发育

情况对现今地应力方向解释准确性的影响。

5 永川井区地应力方向数值模拟

在以上单井地应力分析基础上,采用 FLAC3D

对永川地区地应力场进行模拟以进一步明确其分

布规律(图 8)。首先通过地震资料等数据建立三维

地质模型。然后采用“岩心-测井-地震”构建三维

非均质岩石力学场,将永川地区划分为 4 个区分别

进行岩石力学参数赋值,具体赋值见表 3。在完成

三维地质模型和岩石力学参数赋值后,采用快速应

力边界法来加载。只在模型的外部表面施加边界

应力条件,施加的应力可作用在外部单元节点上,

在初始应力场生成时,不给模型设置速度边界条

件。根据永川地区现今地应力场的分布情况在模

型外表面施加应力,该应力转化为模型外表面任一

单元节点所受的节点力。模型具体加载数据见表 4。

以龙一段 3 小层为例,研究区关键井最大水平

主应力方向模拟与单井解释结果对比如表 5 所示。

最大水平主应力方向误差平均为 5.56%,通常应力

场数值模拟误差控制在 10% 以内时已基本满足精

度要求(付玉华等, 2009)。因此,模拟结果可用以评

价永川复杂构造区内龙一段现今地应力方向分布特

征。模拟结果(图 9)显示北部向斜区地应力方位较

稳定,以近 EW 向($95^\circ\sim 100^\circ$)为主,靠近南部和东部

断裂时,地应力方位沿着断层走向偏转。在夹持断

块区和抬升断块区,受多条不同走向断层影响,水平

表 2 页岩储层现今地应力方向判断方法适用性

Table 2 Applicability of present-day in-situ stress orientation judgment method in the shale reservoir

地层变形情况	地层条件	岩心测试	钻井诱导缝	井壁崩落	偶极横波各向异性	震微地震监测
平缓地层	高两向差应力系数 (>0.2)	√	√	√	√	√
	低两向差应力系数 (<0.2)	×	×	×	×	√
高陡地层	高角度裂缝发育且高两向差应力系数	√	√	×	√	√
	高角度裂缝发育且低两向差应力系数	×	×	×	×	√
	中低角度裂缝发育且高两向差应力系数	√	√	√	√	√
	中低角度裂缝发育且低两向差应力系数	×	×	×	×	√

注: √表示可以优选; ×表示需要经过数据筛选和处理才可以使用。

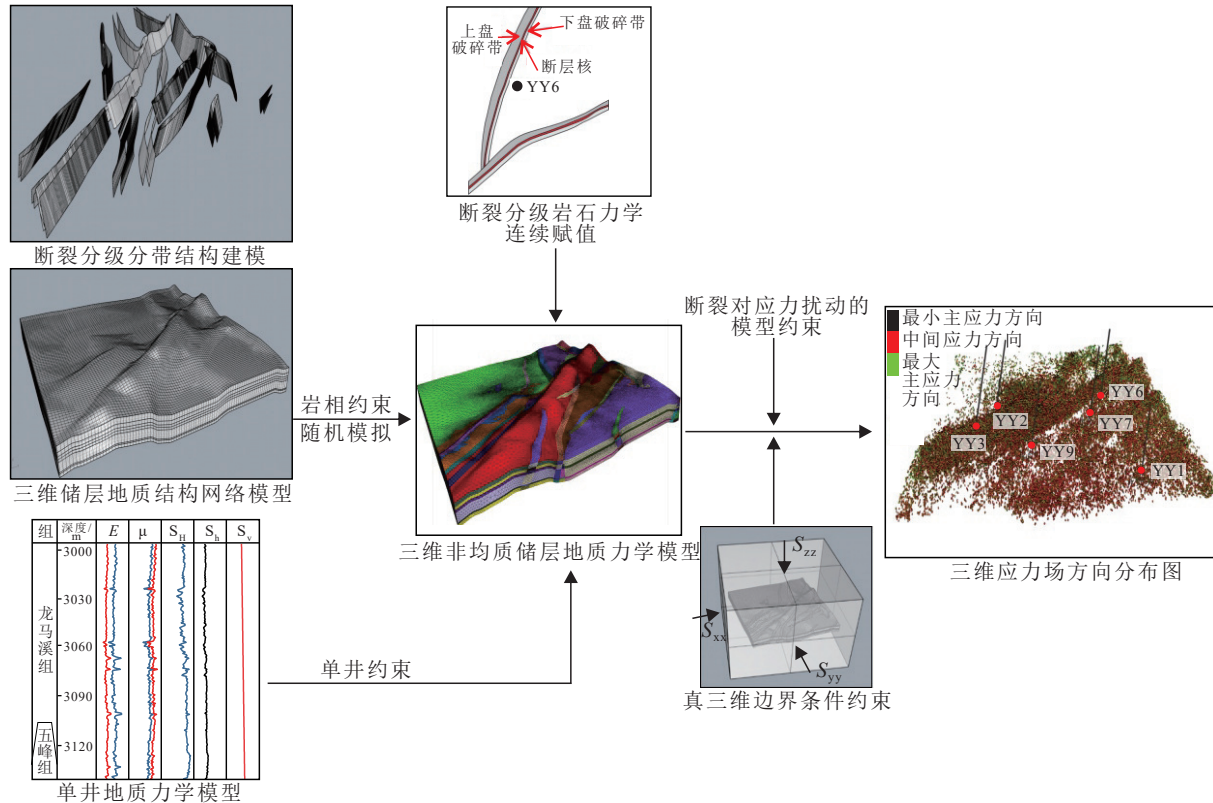


图8 地应力方向数值模拟流程

Fig.8 Numerical simulation process of the present-day in-situ stress orientations

最大主应力方向分布杂乱,最大主应力主体方向为NEE—EW向($30^{\circ}\sim 95^{\circ}$),靠近断层时沿着断层走向偏转,而在断层端点处地应力方位朝着端点偏转。永川背斜区顶部地应力方位向着褶皱轴向偏转,最大主应力主体方向为NNE—NE($35^{\circ}\sim 55^{\circ}$),向两翼过渡地应力方位向着垂直于褶皱走向偏转,并逐渐过渡到区域应力方向。南部向斜区地应力方位相对稳定,总体以近EW向($92^{\circ}\sim 105^{\circ}$)为主,在断层分布区附近存在局部地应力方向偏转(图9)。

6 构造对现今地应力方向的影响

6.1 褶皱变形的影响

研究区最大主应力方向模拟结果表明在褶皱核部的方向平行于褶皱轴向,在两翼则垂直于其轴向。位于褶皱核部的YY9并纵向上的地应力方向和最大主应力梯度存在明显的分界。褶皱中和面是发生褶皱的岩层中既无伸长也无缩短的无应变面,弯曲的岩层在中和面以上派生拉张应力,中和面以下为挤压应力。YY9并1~2小层之上地应力

方向和最大主应力梯度保持在 $30^{\circ}\sim 50^{\circ}$ 和 $2.6\text{ MPa}/100\text{ m}$,在1~2小层之下地应力方向明显开始增大,最大至 104° 和 $2.8\text{ MPa}/100\text{ m}$ (图10a、b)。因此推测研究区龙马溪组的中性面应位于龙一段的1~2小层。曲率与派生应力关系在完全弹性条件下为(周文,2007):

$$\sigma_n = \left(E \frac{h}{2} \frac{d^2 z}{dx^2} \right) / \left(1 + \frac{d^2 z}{dx^2} \right) \quad (3)$$

式(3)中: σ_n 为派生张应力; E 为杨氏模量, GPa; h 为地层厚度, m; $\frac{d^2 z}{dx^2}$ 为地层曲率, km^{-1} 。派生应力叠加在最小主应力上,若派生应力与最小主应力夹角为 θ ,则叠加后的最小主应力为:

$$\sigma_3^* = \sigma_n \cos \theta + \sigma_3 \quad (4)$$

在变形层厚度为 100 m 的情况下,随着地层曲率和杨氏模量的增加,派生应力增大,但同时随着曲率的增大,派生应力的增加速率变缓(图10c)。永川地区背斜以NE向为主,且横跨工区主体,其派生应力介于 $10\sim 30\text{ MPa}$ (图10c),对主应力的影响

表 3 川南永川地区目的层岩石力学参数赋值

Table 3 Assignment of rock mechanics parameters of the target layer in the Yongchuan area, southern Sichuan Basin

层号	构造分区	岩相分区	弹性模量/MPa	泊松比	内摩擦角	内摩擦力/MPa	抗拉强/MPa	厚度/m
1	北区	A	47588	0.32	46.99°	41.71	8.63	7.21
	断层夹持区	B	29425	0.26	15.30°	18.13	4.43	
	背斜区	C	27473	0.23	27.40°	17.86	7.46	
	南区	D	36587	0.29	33.39°	17.55	9.54	
2	北区	A	35364	0.35	42.35°	36.58	7.52	2.98
	断层夹持区	B	30421	0.20	33.62°	10.50	3.41	
	背斜区	C	29713	0.22	36.22°	13.04	9.84	
	南区	D	32354	0.32	27.77°	28.25	7.53	
3	北区	A	29331	0.28	27.70°	8.65	9.74	21.87
	断层夹持区	B	28332	0.26	15.26	19.22	8.85	
	背斜区	C	27971	0.22	27.51	20.60	6.36	
	南区	D	39790	0.24	40.82	31.98	8.38	
4	北区	A	34328	0.35	29.09	12.91	5.94	6.00
	断层夹持区	B	22093	0.31	19.52	14.39	6.69	
	背斜区	C	20577	0.21	17.60	13.41	7.44	
	南区	D	32093	0.21	31.07	20.85	10.24	
5	北区	A	29027	0.29	26.17	31.50	10.31	5.90
	断层夹持区	B	26644	0.23	23.53	9.19	14.26	
	背斜区	C	23629	0.15	21.24	15.38	6.73	
	南区	D	28299	0.25	25.08	19.66	7.48	
6	北区	A	22926	0.32	18.52	12.36	8.95	8.78
	断层夹持区	B	20681	0.28	22.14	9.72	11.62	
	背斜区	C	19196	0.27	17.54	8.06	7.43	
	南区	D	26576	0.31	23.16	18.56	7.56	
7	北区	A	23977	0.33	28.63	12.33	13.58	13.50
	断层夹持区	B	20453	0.29	16.22	14.32	9.60	
	背斜区	C	19568	0.26	15.86	16.57	8.76	
	南区	D	24068	0.32	32.90	27.47	11.20	

表 4 川南永川地区边界加载应力

Table 4 Boundary loading stress of Yongchuan area, southern Sichuan Basin

最大主应力/MPa	最大主应力梯度/(MPa/100 m)	最小主应力/MPa	最小主应力梯度/(MPa/100 m)	垂直应力/MPa	垂直应力梯度/(MPa/100 m)
101.94	2.74	87.46	2.32	94.50	2.49

表 5 川南永川地区最大水平主应力方向的单井解释值与预测值对比

Table 5 Comparison of single well interpretation value and predicted value in the orientation of maximum horizontal stress in the Yongchuan area, southern Sichuan Basin

构造部位	井位	层位	最大水平主应力方向	模拟最大水平主应力方向	误差绝对值
北部向斜区	YY2井	3小层	100°	98°	2.00%
抬升断块区	YY6井	3小层	60°	57°	5.00%
背斜褶皱区	YY7井	3小层	40°	43°	7.50%
背斜褶皱区	YY9井	3小层	55°	52°	5.45%
南部向斜区	YY10-3	3小层	92°	98°	6.50%

不可忽略。位于中和面之上的张性带派生的拉张应力为负值,势必会抵消部分应力,而中和面之上的压扭带派生的挤压应力为正值叠加后则会增加部分应力,进而使得位于中和面上下的最大主应力方向呈相反偏转。过新店子背斜西南部位的 3 条剖面最大主应力方向模拟结果显示,在背斜顶部最

大主应力方向平行于背斜轴向,在背斜两翼则垂直于背斜轴向;随着变形曲率增大,即构造变形增强,纵向上所派生的张性和拉张带的纵向厚度增大,其纵向上的最大主应力方向偏转范围也越大(图 11)。

6.2 断层的影响

单井最大水平主应力方向分析和平面模拟结

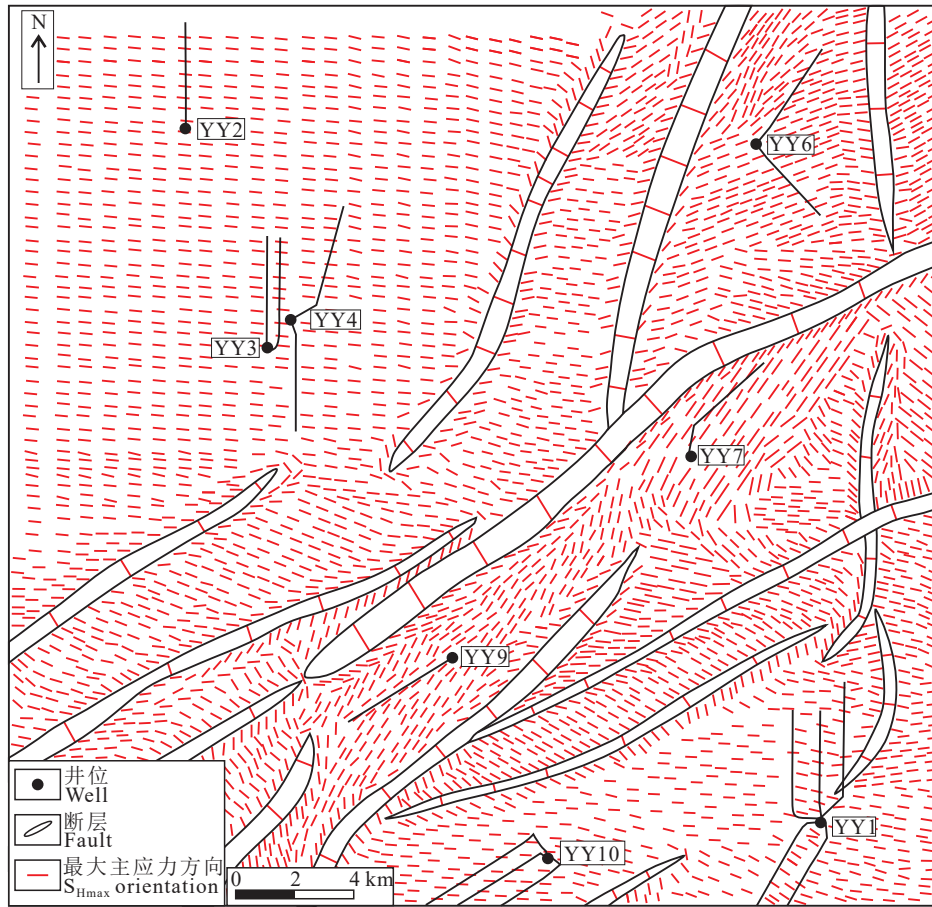


图9 川南永川地区龙一段3小层最大主应力方向模拟结果

Fig.9 Simulation results of maximum horizontal principal stress orientation of 3 layer in the first member of Longmaxi Formation of the Yongchuan area, southern Sichuan Basin

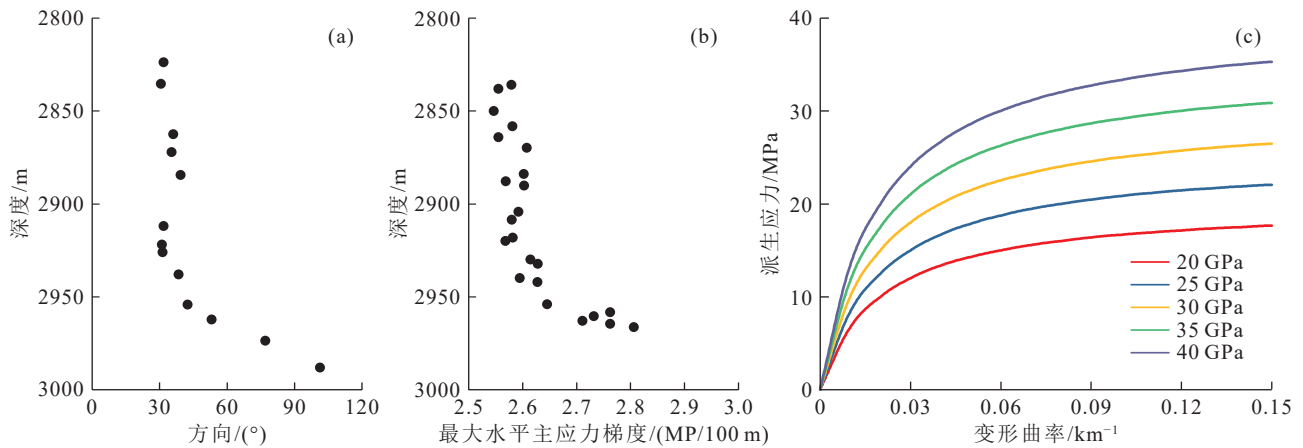


图10 YY9井最大主应力方向随深度变化图(a)、最大主应力梯度随深度变化图(b)与不同杨氏模量下的变形曲率与派生应力关系(c)

Fig.10 Well YY9, the maximum horizontal stress orientation changes with depth (a), maximum horizontal stress gradient changes with depth (b) and the relationship between deformation curvature and derived stress under different Young's modulus (c)

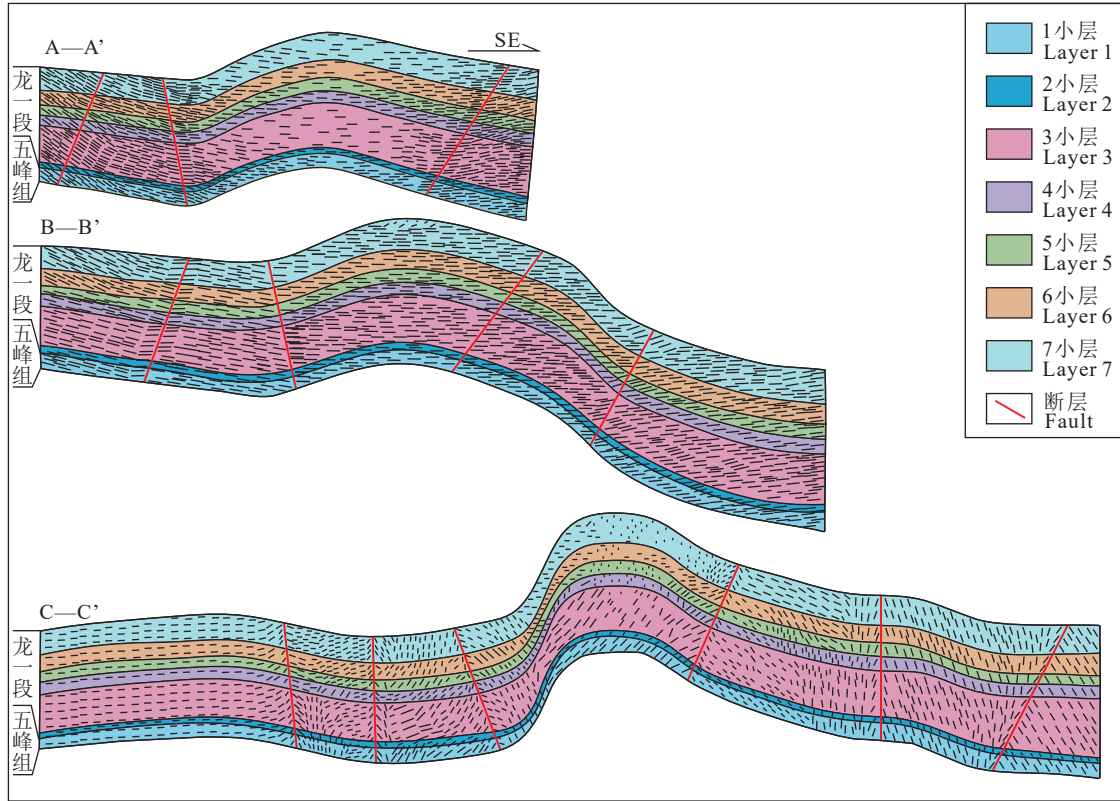


图 11 不同曲率的褶皱与最大主应力方向剖面图
Fig.11 Orientation of the maximum principal stress under different curvature folds

果显示在断层尖端部位地应力方向偏转明显, 表现为朝着断层端点偏转, 且越靠近断层端点, 地应力方向的偏转角度越大(图 1b, 图 9)。前人采用椭圆孔口平面应变模型分析认为断层与最大水平应力方向夹角越大, 断层端部环向应力越大, 应力方向偏转程度越大; 当断层与最大水平应力方向夹角一定时, 断层端部环向应力突变使最大主应力方向趋向于断层走向偏转(刘中春等, 2016; 徐珂等, 2019)。另一方面, 由于距离断裂带位置的差异, 导致不同部位的岩石力学性质弱化也是诱导应力方向偏转的重要原因(Faulkner et al., 2006; Healy, 2008; Xu et al., 2019; Tian et al., 2021)。临近断裂带附近钻井总体具有较高的杨氏模量(E)和泊松比(ν)(图 12a、b)。永川地区断裂处于走滑状态, 利用走滑断裂带的弹性多层模型分析永川地区断裂带及其附近岩石力学差异与应力方向偏转的关系(图 13)。在该模型中, 具有不同岩石力学差异的岩体与断层损伤带之间的力学平衡条件限制了 σ_{xx} 、 τ_{xy} 和 ε_{yy} 在断层边界上为恒定常数; 若要使 σ_1 向断层面产生偏

转, 则需要使 σ_{yy} 相对于 σ_{xx} 增加(Casey et al., 1980; Faulkner et al., 2006; Healy, 2008)。因此, 多层模型中最大主应力方向的变化源于 σ_{yy} 的变化(Healy, 2008)。断层走向与最大主应力方向之间的夹角关系为(Jaeger et al., 2007):

$$\theta = \arctan[2\tau_{xy}/(\sigma_{yy} - \sigma_{xx}) + \sqrt{(4\tau_{xy}^2 + (\sigma_{yy} - \sigma_{xx})^2)}] \quad (5)$$

σ_{yy} 应力分量可表示为

$$\sigma_{yy} = c_{11}\varepsilon_{yy} + c_{12}(\sigma_{xx} - c_{21}\varepsilon_{yy})/c_{22} \quad (6)$$

其中

$$c_{11} = c_{22} = E(1 - \nu)/[(1 + \nu)(1 - 2\nu)] \quad (7)$$

$$c_{12} = c_{21} = E\nu/[(1 + \nu)(1 - 2\nu)] \quad (8)$$

E 和 ν 对 θ 的影响通过保持其中一个弹性参数不变而改变另一个来研究。研究区断层主要以 NE 向为主, 其次为少量的 NNE 和近 SN 向。以 YY2 井岩石力学参数作为围岩代表, σ_1 和 σ_3 来自该井的压裂施工曲线反演, 计算出的 σ_1 和 σ_3 分别

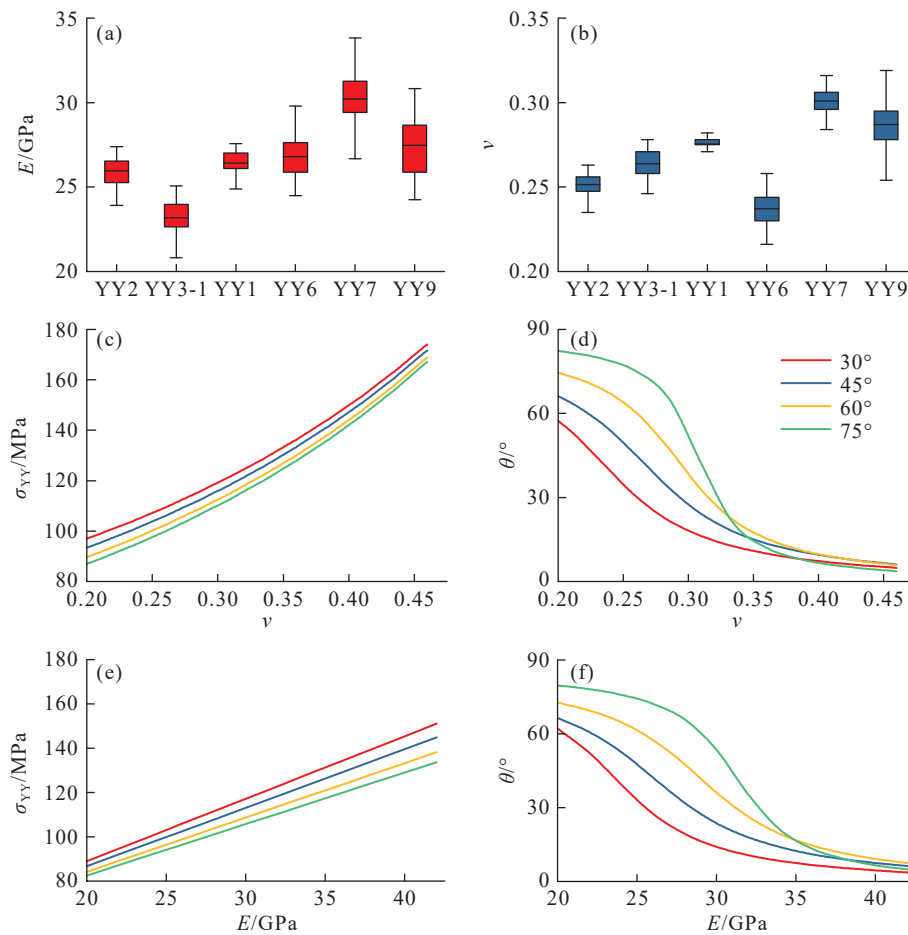


图 12 (a)不同钻井的 E 、(b)不同钻井的 ν 、(c) σ_{YY} 随 ν 的变化图、(d) θ 随 ν 的变化图、(e) σ_{YY} 随 E 的变化图、(f) θ 随 E 的变化图

Fig.12 (a) E of different wells; (b) ν of different wells; (c) variation of σ_{YY} with ν ; (d) variation of θ with ν ; (e) variation of σ_{YY} with E ; (f) variation of θ with E

为 113 MPa 和 99 MPa, 并施加在断裂带 30° 、 45° 、 60° 、 75° 处。随着与断裂带距离的增加, 岩石杨氏模量和泊松比呈增大趋势, 引起最大主应力方向的偏转。其中相同条件下, 由于 ν 使得 σ_{YY} 应力分量增幅更大, 因此地应力方向偏转幅度对 ν 的敏感性高于 E (图 12c~f); 而在 E 和 ν 分别大于 30 GPa 和 0.35 的情况下, θ 的变化趋势变缓 (图 12e~f)。此外, 断层与最大主应力方向夹角越大, 最大主应力方向夹角偏转越大, 因而在相同规模的断层下, NE 向和 NNE 向断层对最大主应力方向影响最明显。

7 现今地应力方向偏转对页岩气富集高产的影响

成像测井结果表明永川地区高导裂缝走向以

NNE ($20^\circ \pm 10^\circ$) 以及 NEE ($60^\circ \pm 10^\circ$) 向为主, 其中北部向斜区裂缝优势组系明显, 南部向斜区裂缝组系较为杂乱, 倾角主频介于 $5^\circ \sim 25^\circ$, 总体为水平—低角度剪切缝, 裂缝多被充填, 有效性差 (何建华等, 2024)。长宁、焦石坝、丁山地区富集高产井高导裂缝均与最大主应力呈大角度相交, 表现为高压力系数和高含气量 (吴建发等, 2021), 表明现今地应力方向对高导裂缝的封闭降低了页岩气逸散风险。永川向斜区的优势高导裂缝与最大主应力方向呈大角度相交 ($80^\circ \pm 10^\circ$), 裂缝的封闭性最好有利于页岩气的保存, 而位于背斜区由于地应力方向偏转使得最大主应力方向与高导裂缝和断层平行, 降低了裂缝的封闭性不利于页岩气的保存 (表 6)。但另一方面, 随着注水压力的增大, 当裂缝两侧的岩体发生相对滑动时即认为天然裂缝可对油气运移起积极

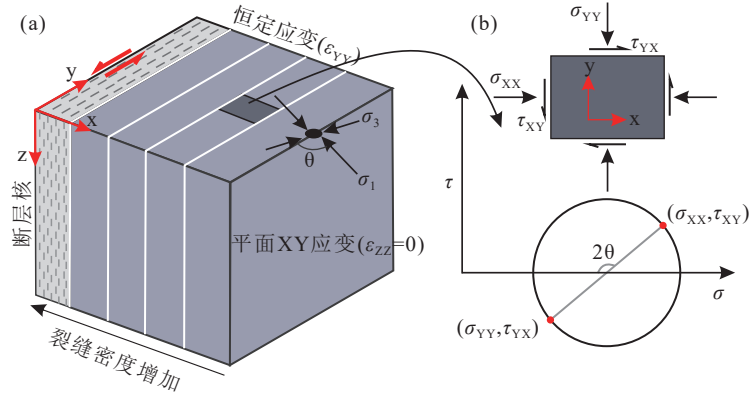


图 13 走滑断裂带的多层弹性模型(a, 修改自 Healy, 2008)与局部坐标系的应力分量状态(b)

Fig.13 Multi-layered elastic model of strike-slip fault zone (a, modified from Healy, 2008) and stress component state in the local coordinate system (b)

表 6 永川地区钻井的地压系数、含气量和产量统计
Table 6 Statistics of pressure coefficient, gas content and production of wells in Yongchuan area

构造分区	井号	①-③小层含气量/(m ³ /t)	地压系数	测试产量/(10 ⁴ m ³ /d)
向斜区	YY1	4.79	1.77	11.26
	YY2	4.89	1.91	7.34
	YY3-1	4.79	1.99	6.16
背斜区	YY6	4.86	1.52	7.26
	YY7	4.19	1.66	7.18
	YY9	3.52	\	\

注：“\”表示无数据。

作用(鞠玮等, 2020)。现今水平最大主应力方向与高导裂缝走向的夹角较小以及裂缝倾角越大, 裂缝开启压力越小(鞠玮等, 2020)。因此, 背斜区的高角度裂缝更易成为有效裂缝。

页岩储层水平井最佳布井方式通常沿最小水平主应力方向。为保持井壁稳定性和使水平井穿过有效裂缝, 建议向斜区水平井部署方位为近SN—NEE向; 背斜区断裂以NE向为主, 而最大主应力方向偏转至NE向, 若沿最小水平主应力方向(NW向)布井, 水平井段钻遇小断层的几率将增大并增加钻井风险, 因此建议布井方向为NE向。以YY7井为例, 采用测井计算的地应力结果显示井纵向存在明显的应力隔层(图 14a), 值得注意的是, YY7井应力在1~2小层之上并没有明显的减少趋势, 其纵向岩性存在明显差异, 背斜区同样也处于断裂影响区内。储层和隔层的应力差是影响水力裂缝扩展的重要因素(Warpinski et al., 1982), 随着隔层应力的增大, 裂缝的扩展被限制于低应力层内, 水力能量用于压裂裂缝的横向扩展(何建华等,

2022; 杨帆等, 2024); 此外, 由于褶皱派生应力影响, 位于背斜区纵向地应力方向也存在较大的差异。因此, 针对永川地区不同层段的页岩气的开发方式应采用分层布井立体式开发(图 14b)。

8 结 论

(1) 当两向应力差越大时, 偶极横波解释的地应力方向的置信度越高, 且当地应力差异系数大于0.2, 横波各项异性系数大于18%时, 最大主应力方位组数变化稳定; 联合古地磁定向、波速各项异性实验以及微地震监测资料, 认为在高角度裂缝发育层段, 井壁崩落解释现今地应力方向不可用, 而在高陡地层, 需同时考虑两向差应力和高角度裂缝发育情况对现今地应力方向解释准确性的影响。

(2) 地应力方向的评价应在多源资料相互补充, 相互验证的基础上进行优选; 永川地区地应力方向评价结果显示位于北部和南部向斜区的地应力方向纵向分布稳定, 最大主应力方向偏差<13°; 位于背斜区、夹持断开区的地应力方向纵向分布杂乱, 方向偏差最大为70°±5°。

(3) 永川地区最大主应力方向受褶皱和断层偏转明显。永川地区中和面位于龙一段1~2小层, 褶皱中和面上下地应力方向呈相反的变化趋势, 派生应力介于10~30 MPa, 对主应力影响不可忽略; 随着距断层距离减少, ν 呈增大趋势, 并使得最大主应力方向偏转, NE和NNE向断层对地应力的扰动最为明显。

(4) 永川地区向斜区的最大主应力方向有利于

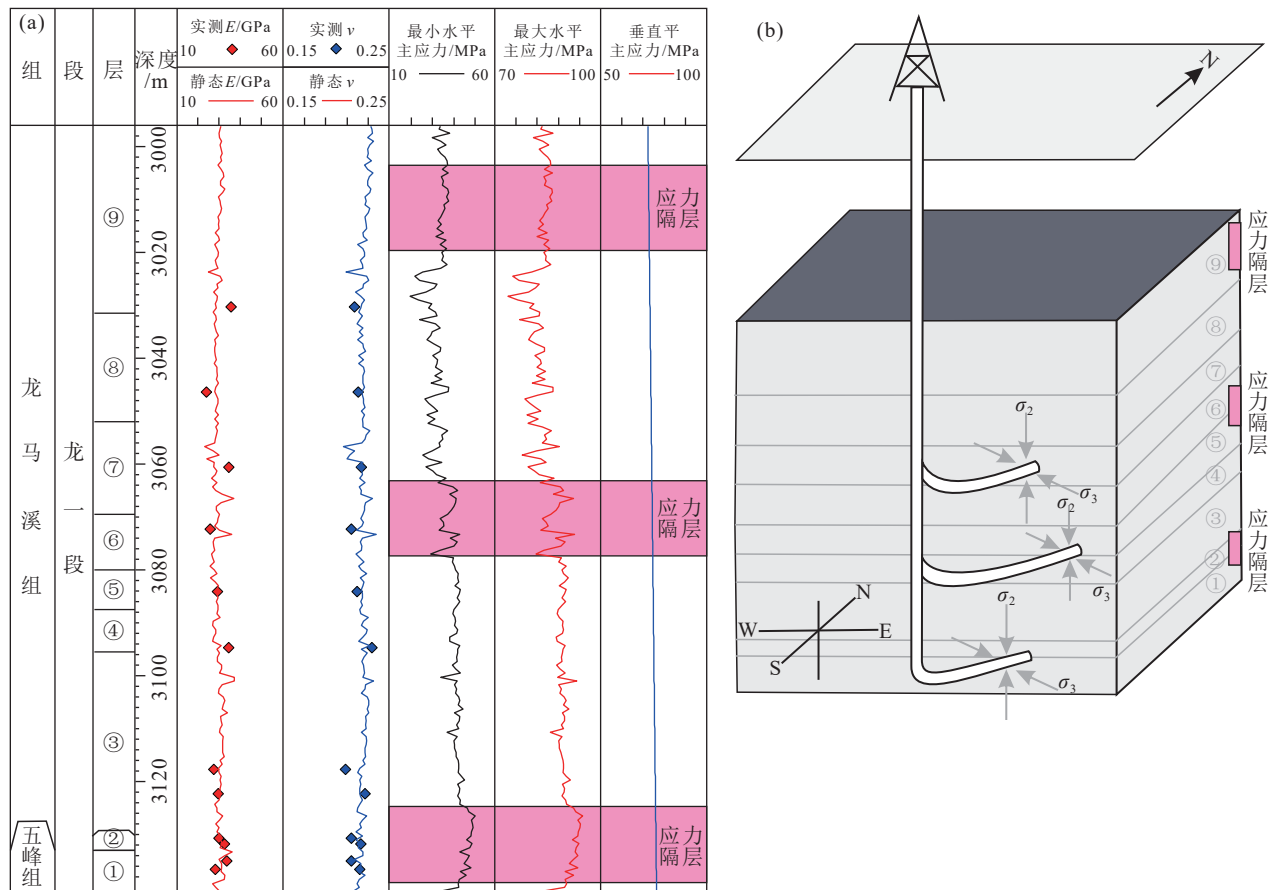


图 14 YY7 井地应力剖面和分层布井示意图

Fig. 14 Stress profile and layered well layout diagram of Well YY7

页岩气的保存, 而背斜区的高倾角裂缝更易在压裂时成为有效裂缝; 为保持井壁稳定性、水平井穿过有效裂缝和避免钻遇小断层, 建议向斜区水平井部署方位为近 SN—NEE 向; 背斜区和夹持断块区以 NE 向为主; 由于应力隔层和褶皱派生应力的存在, 应采用分层布井。

References

- Barton C, Moos D, Tezuka K. 2009. Geomechanical wellbore imaging: Implications for reservoir fracture permeability[J]. *AAPG Bulletin*, 93(11): 1551–1569.
- Brooke–Barnett S, Flottmann T, Paul P K, Busetti S, Hennings P, Reid R, Rosenbaum G. 2015. Influence of basement structures on in situ stresses over the Surat Basin, southeast Queensland[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 120(7): 4946–4965.
- Cao Feng, He Jianhua, Wang Yuanyuan, Deng Hucheng, Xu Qinglong. 2022. Methods to evaluate present–day in–situ stress direction for low anisotropic reservoirs in the second member of the Xujiahe Formation in Hechuan Area[J]. *Advances in Earth Science*, 37(7): 742–755 (in Chinese with English abstract).
- Casey M, Carreras J, Cobbold P R, Ramsay J G, White S H. 1980. Mechanics of shear zones in isotropic dilatant materials[J]. *Journal of Structural Geology*, 2(1/2): 143–147.
- Cuss R J, Rutter E H, Holloway R F. 2003. Experimental observations of the mechanics of borehole failure in porous sandstone[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(5): 747–761.
- Faulkner D R, Mitchell T M, Healy D, Heap M J. 2006. Slip on ‘weak’ faults by the rotation of regional stress in the fracture damage zone[J]. *Nature*, 444(7121): 922–925.
- Faulkner D R, Jackson C A L, Lunn R J, Schlische R W, Shipton Z K, Wibberley C A J, Withjack M O. 2010. A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones[J]. *Journal of Structural Geology*, 32(11): 1557–1575.
- Fu Yuhua, Wang Xingming, Yuan Haiping. 2009. Finite element inverse analysis of boundary load for tectonic stress field[J]. *Rock and Soil Mechanics*, 30(6): 1850–1855 (in Chinese with English abstract).
- Guo Tonglou, Xiong Liang, Lei Wei, Zhao Yong, Pang Heqing. 2023.

- Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, South Sichuan Basin: Progress, challenges and prospect[J]. *Natural Gas Industry*, 42(8): 45–59 (in Chinese with English abstract).
- Guo Weixing, Tang Jianming, Ouyang Jiasui, Wang Tong, Wang Xin, Wang Yan. 2021. Characteristics of structural deformation in the southern Sichuan Basin and its relationship with the storage condition of shale gas[J]. *Natural Gas Industry*, 41(5): 11–19 (in Chinese with English abstract).
- Han Y, Feng Y, Li X, Zhang S. 2020. Evaluation of in-situ stress orientation: A laboratory approach combining paleomagnetic test and acoustic anisotropy test[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195: 107870.
- He Jianhua, Cao Feng, Deng Hucheng, Wang Yuanyuan, Li Yong, Xu Qinglong. 2022. Evaluation of in-situ stress in dense sandstone reservoirs in the second member of Xujiahe Formation of the HC area of the Sichuan Basin and its application to dense sandstone gas development[J]. *Geology in China*, 50(4): 1107–1121 (in Chinese with English abstract).
- He Jianhua, Li Yong, Deng Hucheng, Wang Yuanyuan, Ma Ruolong, Tang Jianming. 2023. Study on tectonic fracture characteristics and stage evolution of Longmaxi shale reservoir in Yongchuan, Southeastern Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 31(3): 298–311 (in Chinese with English abstract).
- Healy D. 2008. Damage patterns, stress rotations and pore fluid pressures in strike-slip fault zones[J]. *Journal of Geophysical Research*, 113: B12407.
- Jaeger J C, Cook N G W, Zimmerman R. 2007. *Fundamentals of Rock Mechanics*, 4th Edition[M]. Malden, Mass: Blackwell.
- Ju W, Li Z, Sun W, Xu H. 2018. In-situ stress orientations in the Xiagou tight oil reservoir of Qingxi Oilfield, Jiuxi Basin, northwestern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 98: 258–269.
- Ju Wei, Niu Xiaobing, Feng Shenbin, You Yuan, Xu Haoran, Wang Shengyu. 2020. The present-day in-situ stress state and fracture effectiveness evaluation in shale oil reservoir: A case study of the Yanchang formation Chang 7 oil-bearing layer in the Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 49(5): 931–940 (in Chinese with English abstract).
- Kingdon A, Fellgett M W, Williams J D O. 2016. Use of borehole imaging to improve understanding of the in-situ stress orientation of Central and Northern England and its implications for unconventional hydrocarbon resources[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 73: 1–20.
- Liu X, Eckert A, Connolly P. 2016. Stress evolution during 3D single-layer visco-elastic buckle folding: Implications for the initiation of fractures[J]. *Tectonophysics*, 679: 140–155.
- Liu Zhongchun, Lü Xinrui, Li Yukun, Zhang Hui. 2016. Mechanism of faults acting on in-situ stress field direction[J]. *Oil and Gas Geology*, 37(3): 387–393 (in Chinese with English abstract).
- Rajabi M, Tingay M, King R, Heidbach O. 2017. Present-day stress orientation in the Clarence–Moreton Basin of New South Wales, Australia: A new high density dataset reveals local stress rotations[J]. *Basin Research*, 29: 622–640.
- Reber J E, Schmalholz S M, Burg J P. 2010. Stress orientation and fracturing during three-dimensional buckling: Numerical simulation and application to chocolate-tablet structures in folded turbidites, SW Portugal[J]. *Tectonophysics*, 493(1/2): 187–195.
- Schmitt D R, Currie C A, Zhang L. 2012. Crustal stress determination from boreholes and rock cores: Fundamental principles[J]. *Tectonophysics*, 580: 1–26.
- Stephansson O, Zang A. 2012. ISRM suggested methods for rock stress estimation—Part 5: Establishing a model for the In situ stress at a given site[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 45(6): 955–969.
- Tian H, Zeng L, Xu X, Li H, Luo B, Dong S. 2021. Factors influencing the in-situ stress orientations in shales: A case study of the Wufeng–Longmaxi Formations in the Jiaoshiba Area, southeastern Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 94: 104110.
- Warpinski N R, Schmidt R A, Northrop D A. 1982. In-situ stresses; the predominant influence on hydraulic fracture containment[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 34(3): 653–664.
- Weng Jianqiao, Zeng Lianbo, Lü Wenya, Liu Qi, Zu Kewei. 2020. Width of stress disturbed zone near fault and its influencing factors[J]. *Journal of Geomechanics*, 26(1): 39–47 (in Chinese with English abstract).
- Wu Jianfa, Zhao Shengxian, Fan Cunhui, Xia Ziqiang, Ji Chunhai, Zhang Chenglin, Cao Lieyan. 2021. Fracture characteristics of the Longmaxi Formation shale and its relationship with gas-bearing properties in Changning area, southern Sichuan[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 42(4): 428–446 (in Chinese with English abstract).
- Xie Bing, Bai Li, Zhao Ailin, Zhang Hongying, Wang Yue. 2017. Application of sonic scanner logging to fracture effectiveness evaluation of carbonate reservoir: A case from Sinian in Sichuan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 29(4): 117–123 (in Chinese with English abstract).
- Xu Ke, Dai Junsheng, Shang Lin, Fang Lu, Feng Jianwei, Du He. 2019. Characteristics and influencing factors of in-situ stress of Nanpu Sag, Bohai Bay basin, China[J]. *Journal of China University of Mining and Technology*, 48(3): 570–583 (in Chinese with English abstract).
- Xu S, Liu R, Hao F, Engelder T, Yi J, Zhang B, Shu Z. 2019. Complex rotation of maximum horizontal stress in the Wufeng–Longmaxi shale on the eastern margin of the Sichuan Basin, China: Implications for predicting natural fractures[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 109: 519–529.
- Yang Fan, Mei Wenbo, Li Liang, Sun Zening, An Qi, Yang Qi, Lu Meiquan, Yang Ruiyue. 2023. Propagation of hydraulic fractures in thin interbedded tight sandstones[J]. *Coal Geology and Exploration*,

- 51(7): 61–71 (in Chinese with English abstract).
- Zeng L, Lyu W, Li J, Guo Y, Yang Y, Dong S, Liu X, Zu K. 2019. Variation in the orientation of the maximum horizontal stress in thick channel–fill sandstones with low–permeability: A case of the Bonan oil field in the Bohai Bay Basin, eastern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 107: 32–40.
- Zhang Peixian, Gao Quanfang, He Xipeng, Gao Yuqiao, Liu Ming, He Guisong, Zhang Zhiping, Zhou Dina. 2023. Characteristics of in–situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 30(4): 55–65 (in Chinese with English abstract).
- Zhang S, Ma X. 2021. How does in situ stress rotate within a fault zone? Insights From explicit modeling of the frictional, fractured rock mass[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 126(11): e2021JB022348.
- Zhang Y, Zhang J, Yuan B, Yin S. 2018. In–situ stresses controlling hydraulic fracture propagation and fracture breakdown pressure[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 164: 164–173.
- Zhao Jinghui, Gao Yuqiao, Chen Zhenlong, Guo Tao, Gao Xiaokang. 2021. Stress state of deep seam and its influence on development performance of CBM wells in South Yanchuan Block, Odors Basin[J]. *Geology in China*, 48(3): 785–793 (in Chinese with English abstract).
- Zhou Wen, Yan Changhui, Wang Shize, Xie Runcheng, Zhang Shaonan, Deng Hucheng, Shan Yuming, Chen Qing, Zhang Yinde. 2007. Evaluation Method of Reservoir In–situ Stress and Its Application[M]. Beijing: Geological Publishing House (in Chinese with English abstract).
- Zoback M L. 1992. First–and second–order patterns of stress in the lithosphere: The World Stress Map Project[J]. *Journal of Geophysical*, 97(B8): 11703–11728.
- Zoback M D, Barton C A, Brudy M, Castillo D A, Finkbeiner T, Grollimund B R, Moos D B, Peska P, Ward C D, Wiprut D J. 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40(7/8): 1049–1076.
- 付玉华, 王兴明, 袁海平. 2009. 构造应力场边界载荷反演的有限元逆逼近法[J]. *岩土力学*, 30(6): 1850–1855.
- 郭彤楼, 熊亮, 雷炜, 赵勇, 庞河清. 2022. 四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. *天然气工业*, 42(8): 45–59.
- 郭卫星, 唐建明, 欧阳嘉穗, 王同, 王信, 王岩. 2021. 四川盆地南部构造变形特征及其与页岩气保存条件的关系[J]. *天然气工业*, 41(5): 11–19.
- 何建华, 曹峰, 邓虎成, 王园园, 李勇, 徐庆龙. 2022. 四川盆地 HC 地区须二段致密砂岩储层地应力评价及其在致密气开发中的应用[J]. *中国地质*, 50(4): 1107–1121.
- 何建华, 李勇, 邓虎成, 王园园; 马若龙, 唐建明. 2024. 川东南永川地区龙马溪组页岩储层构造裂缝特征及期次演化研究[J]. *地学前缘*, 31(3): 298–311.
- 鞠玮, 牛小兵, 冯胜斌, 尤源, 徐浩然, 王胜宇. 2020. 页岩油储层现今地应力场与裂缝有效性评价——以鄂尔多斯盆地延长组长 7 油层组为例[J]. *中国矿业大学学报*, 49(5): 931–940.
- 刘中春, 吕心瑞, 李玉坤, 张辉. 2016. 断层对地应力场方向的影响机理[J]. *石油与天然气地质*, 37(3): 387–393.
- 翁剑桥, 曾联波, 吕文雅, 刘奇, 祖克威. 2020. 断层附近地应力扰动带宽度及其影响因素[J]. *地质力学学报*, 26(1): 39–47.
- 吴建发, 赵圣贤, 范存辉, 夏自强, 季春海, 张成林, 曹焜焰. 2021. 川南长宁地区龙马溪组富有机质页岩裂缝发育特征及其与含气性的关系[J]. *石油学报*, 42(4): 428–446.
- 谢冰, 白利, 赵艾琳, 张红英, 王玥. 2017. Sonic Scanner 声波扫描测井在碳酸盐岩储层裂缝有效性评价中的应用——以四川盆地震旦系为例[J]. *岩性油气藏*, 29(4): 117–123.
- 徐珂, 戴俊生, 商琳, 房璐, 冯建伟, 杜赫. 2019. 南堡凹陷现今地应力特征及影响因素[J]. *中国矿业大学学报*, 48(3): 570–583.
- 杨帆, 梅文博, 李亮, 孙泽宁, 安琦, 杨琦, 陆美全, 杨睿月. 2024. 薄互层致密砂岩水力压裂裂缝扩展特征研究[J]. *煤田地质与勘探*, 51(7): 61–71.
- 张培先, 高全芳, 何希鹏, 高玉巧, 刘明, 何贵松, 张志萍, 周嶝娜. 2023. 南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析[J]. *油气地质与采收率*, 30(4): 55–65.
- 赵景辉, 高玉巧, 陈贞龙, 郭涛, 高小康. 2021. 鄂尔多斯盆地延川南区块深部地应力状态及其对煤层气开发效果的影响[J]. *中国地质*, 48(3): 785–793.
- 周文, 闫长辉, 王世泽, 谢润成, 张哨楠, 邓虎成, 单钰铭, 陈青, 张银德. 2007. 油气藏现今地应力场评价方法及应用[M]. 北京: 地质出版社.

附中文参考文献

- 曹峰, 何建华, 王园园, 邓虎成, 徐庆龙. 2022. 合川地区须二段低各向异性储层现今地应力方向评价方法[J]. *地球科学进展*, 37(7):