

引用格式:张培先,高全芳,何希鹏,等.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,2023,30(4):55-65.

ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, et al. 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, 2023, 30(4): 55-65.

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

张培先,高全芳,何希鹏,高玉巧,刘明,何贵松,张志萍,周頔娜
(中国石化华东油气分公司 勘探开发研究院,江苏南京 210019)

摘要:南川地区处于四川盆地盆缘转换带的构造复杂区,龙马溪组以常压页岩气为主,具有较好的页岩气成藏富集条件,但地应力场复杂,单井产量差异较大,成为制约常压页岩气效益开发的关键因素之一。通过野外剖面测量、有限元应力场数值模拟、特殊成像测井分析及区域应力场研究,结合大量页岩气水平井压裂实践,认为:①燕山中期南川地区最大主应力在背斜区呈EW向,在南部单斜区呈NEE向;喜马拉雅期以来,现今水平地应力场在平面上具明显的分区特征,局部存在地应力方位和大小转换带,纵向上受岩性影响地应力自上而下呈下降趋势,局部粉砂岩及观音桥段介壳灰岩地应力明显增大。②龙马溪组地应力主要受构造改造强度、构造样式、埋深、裂缝发育程度等影响,改造弱、埋深大、背斜核部或向斜核部、天然裂缝发育较少的地区地应力较高。③明确地应力场对页岩气井产量有重要影响,古地应力场控制天然裂缝发育程度,影响储层物性、含气性,现今地应力场影响人工裂缝的复杂程度。地应力适中、水平井轨迹与最小水平主应力夹角越小,越易改造并有利于形成复杂缝网,可提高单井产量,有效指南川地区页岩气勘探开发。

关键词:地应力;常压页岩气;影响因素;龙马溪组;南川地区

文章编号:1009-9603(2023)04-0055-11

DOI:10.13673/j.pgre.202208024

中图分类号:TE32

文献标识码:A

Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area

ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, GAO Yuqiao, LIU Ming, HE Guisong,
ZHANG Zhiping, ZHOU Dina

(Research Institute of Exploration and Development, East China Oil & Gas Company,
SINOPEC, Nanjing City, Jiangsu Province, 210019, China)

Abstract: Nanchuan area is located in a complex tectonic area in the basin-margin transition zone of Sichuan Basin, and its Longmaxi Formation dominated by normal-pressure shale gas is endowed with favorable shale gas accumulation and enrichment conditions. However, the complex in-situ stress field and the large difference in single-well production become the key factors restricting the profitable development of the normal-pressure shale gas. Field profile survey, numerical finite-element stress field simulation, and special imaging logging were conducted, and the regional stress field was investigated. Moreover, lots of practices in shale-gas horizontal well fracturing were reviewed. The following three conclusions were thereby obtained: ① In the Mid-Yanshanian, the maximum principal stress was in the east-west (EW) direction in the anticline area and in the northeast-east (NEE) direction in the southern monoclinical zone in Nanchuan area; Since the Himalayan period, the current horizontal in-situ stress field has been characterized by marked planar zoning, with local transition zones of in-situ stress direction and magnitude. In the vertical direction, the in-situ stress has descended with the increase in depth under the influence of lithology. The in-situ stress in local silty sandstone and that in the local shell limestone in Guanyinqiao Member have increased substantially. ② The in-situ stresses in Longmaxi Formation

收稿日期:2022-08-12。

作者简介:张培先(1983—),男,山东潍坊人,副研究员,硕士,从事页岩气勘探研究工作。E-mail:zhangpx.hdsj@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061),中国石化科技部项目“华东探区天然气富集规律与目标评价”(P20059-6)。

were mainly affected by the intensity of tectonic reworking, tectonic style, burial depth, and fracture development, and they were high in the weak tectonic reworking, the deep burial depth, the core of anticline or syncline, or the few natural fractures areas. ③The in-situ stress field has a great influence on the production of shale gas wells. Specifically, the paleo-stress field controlled the development of natural fractures and affected the physical properties and gas-bearing properties of reservoirs. In contrast, the current in-situ stress field influenced the complexity of artificial fractures. A smaller angle between the horizontal well trajectory and the minimum horizontal principal stress, on the premise of moderate in-situ stress, corresponds to easier stimulation, which is more beneficial for creating complex fracture networks and further improving single-well production. This research can effectively guide shale gas exploration and development in Nanchuan area.

Key words: in-situ stress; normal-pressure shale gas; influencing factor; Longmaxi Formation; Nanchuan area

地应力场研究在常规油气勘探开发中已发挥重要作用,特别在油层压裂、井网部署、储层裂缝预测、井壁稳定等方面^[1-3]。近年来,四川盆地及周缘地区龙马溪组页岩气获得重大突破,并获得规模产能建设,相继发现涪陵、威远、威荣、太阳等多个大型页岩气田^[4-7],实现快速增储上产。随着龙马溪组页岩气逐渐向深层、常压页岩气进军^[8-9],地应力对其影响也逐渐凸显。开展地应力场地质特征及分布规律研究,有利于提高井位部署的合理性、水平井轨迹穿行的准确性、压裂设计的针对性。赵金洲等通过研究认为天然裂缝发育、地应力差较小的页岩储层是形成缝网的充分条件,可提高压裂改造效果^[10];衡帅等提出页岩层理面的地应力状态是影响压裂缝形态的关键因素之一^[11];王妍妍等采用基于改进的地应力计算模型研究坍塌压力变化规律,指导页岩气井钻井设计^[12];郭建春等通过研究人工裂缝周围水平应力场的分布情况,指导页岩气水平井组拉链压裂设计优化^[13];张金才等认为地应力控制页岩储层改造效果,并根据地应力特征提出涪陵、威荣、威远等地区完钻井建议^[14];李清认为沿最小水平主应力方向钻探水平井有利于压裂形成较为复杂的网状裂缝,并基于地应力方位确定彭水地区水平井的钻探方位^[15]。

目前页岩气地应力场的研究方法和技术手段可分为实测类和预测类,前者包括现场测量法、磁应变实验法、特殊测井解释法等,侧重于“点”分析;后者包括有限元数值模拟法、地震属性预测法等,侧重于“面”分析。每种技术方法均有各自的优缺点^[16-20],只有通过综合研究,结合勘探开发实践才能明确一个地区地应力场特征及分布规律。

南川地区位于四川盆地东南缘,是常压页岩气勘探开发的重要阵地,页岩气资源丰富,资源量超过 $5\,000\times 10^8\text{ m}^3$ 。前期基于该区的勘探开发实践,已有学者提出地应力场控产的地质认识,将地应力作为该区页岩气富集高产主控因素之一^[21],但尚未对该区地应力场特征展开系统研究。为此,针对南

川地区五峰组—龙马溪组页岩气地应力场特征开展深入研究,明确其分布规律、影响因素,剖析地应力与页岩气单井产量关系,可指导南川地区常压页岩气进一步高效勘探与效益开发,为四川盆地及周缘地区页岩气勘探开发提供理论支撑。

1 区域地质概况

南川地区位于重庆市南川区,构造上处于齐岳山断裂以西的四川盆地盆缘转换带,北与焦石坝构造毗邻,南与丁山构造相接,东与武陵褶皱带相邻,西与四川盆地相连。受燕山中晚期NW向挤压和晚期NE向走滑作用等多期构造改造影响,主要发育石门、平桥、东胜、阳春沟、神童坝等构造带,呈三隆四凹的构造格局(图1)。

晚奥陶世—早志留世,南川地区整体处于深水陆棚相沉积环境,在五峰组—龙马溪组一段底部①—⑤小层发育富有机质页岩,是页岩气勘探开发的主要目的层位。南川地区具良好的页岩气成藏条件,属于品质较好的优质页岩,埋深为 $1\,000\sim 4\,500\text{ m}$,厚度为 $30\sim 35\text{ m}$,总有机碳含量(TOC)较高,为 $2.5\%\sim 4.5\%$,热演化程度适中,镜质组反射率(R_o)为 $2.1\%\sim 2.5\%$,储集空间以有机质孔、微裂缝为主,孔隙度整体较高,为 $2.6\%\sim 5.0\%$,脆性矿物含量为 $50\%\sim 70\%$,以石英为主,含气量为 $2.0\sim 6.0\text{ m}^3/\text{t}$,地层压力系数为 $1.0\sim 1.35$,发育常压、高压页岩气藏,但以常压为主(图2)。

南川地区页岩气成藏模式包括高陡背斜型、单斜型、向斜型、逆断层下盘型等^[21-22],具有构造复杂、保存条件复杂、地应力复杂、生产规律复杂的地质特点,页岩气富集高产受深水陆棚、保存条件、地应力场等因素控制,在页岩气成藏模式指导下,先后发现平桥、东胜、阳春沟等含气构造带。在勘探开发过程中,南川地区页岩气单井产量差异较大,不同构造或同一构造的不同部位差异明显,与地应力场的分布、大小、方位紧密相关。

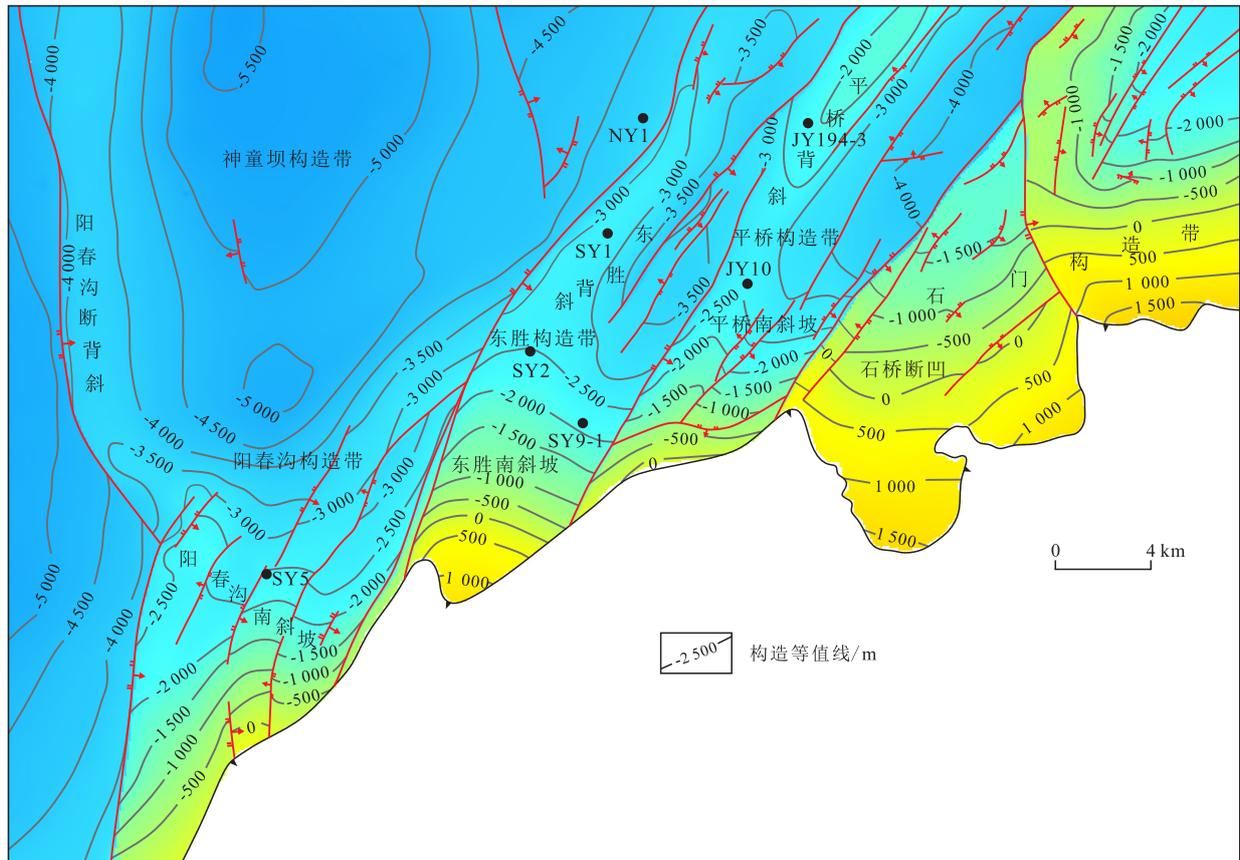


图1 南川地区构造等值线图
Fig.1 Tectonic map of Nanchuan area

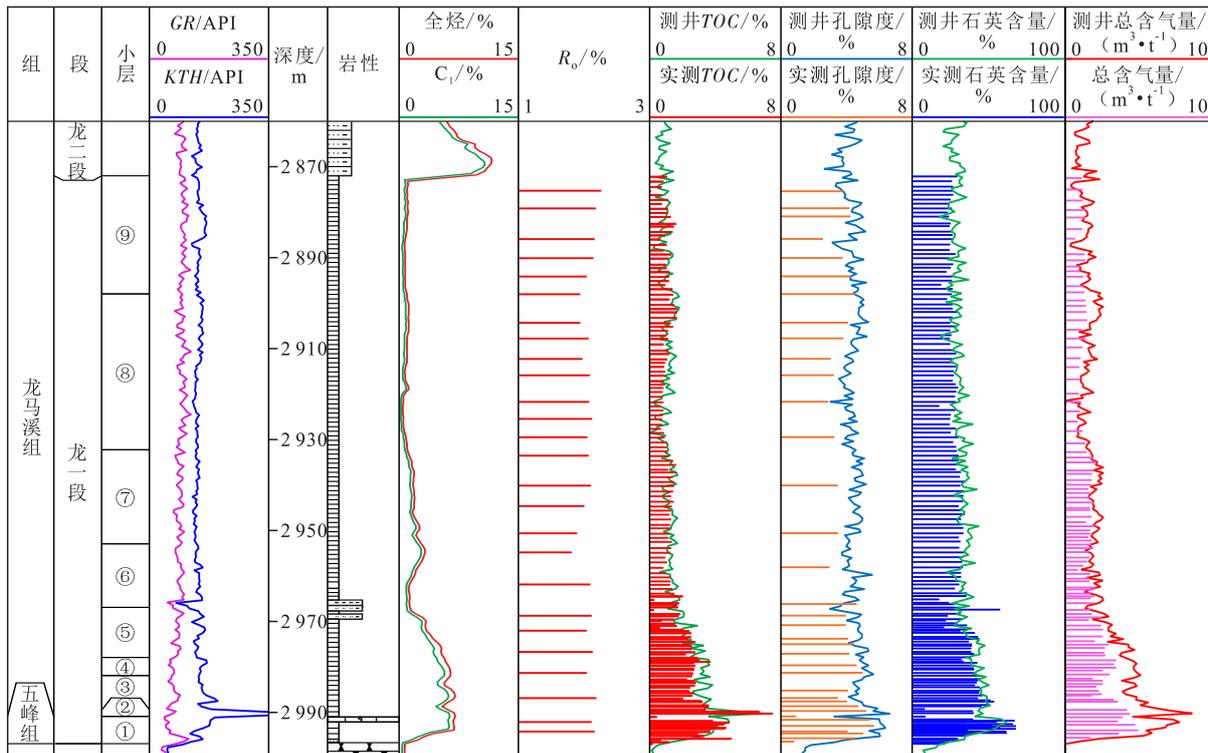


图2 南川地区五峰组—龙马溪组一段单井综合柱状图

Fig.2 Comprehensive single-well histogram of Wufeng Formation to First Member of Longmaxi Formation in Nanchuan area

2 龙马溪组地应力场特征

页岩气藏通常需通过水平井大规模分段压裂改造而获得工业气流。但能否获得工业气流很大程度上取决于页岩压裂改造后有效改造体积(ES-RV), ESRV越大, 单井产量越高。而页岩可压性及压后裂缝复杂程度与地应力场息息相关。古地应力场控制着天然裂缝的形成、分布及发育程度, 对水平井井位部署及靶窗穿行具有重要作用; 现今地应力场控制人工压裂裂缝的形态、延伸方向、缝网复杂程度及改造体积^[14, 23]。明确古、今地应力场的分布规律, 有利于提高单井产量和单井可采储量(EUR)。

2.1 地应力场研究方法

古地应力泛指喜马拉雅期构造运动以前的地应力, 有时也特指某一地质时期以前的地应力。现今地应力是目前存在的或正在变化的地应力, 影响天然裂缝在地下的赋存状态及有效性。从空间角度, 地应力可分为垂向应力和水平主应力, 垂向应力是由静岩压力引起的, 水平主应力则是由构造运动引起的, 与上覆地层的压力、构造应力及孔隙压力有关^[24-25]。

为了明确南川地区地应力场分布规律, 笔者首先确定古、今地应力场研究的技术方法。针对古应力场研究主要采用有限元模拟计算方法实现南川地区燕山中期古地应力场恢复。而针对现今地应力场研究, 主要是利用野外露头地应力实测、磁应变、声波扫描测井及三维地震属性研究, 明确最大、最小水平主应力大小、方位及两向应力差异系数。本次采用以层速度法预测地层压力为基础

计算与以地层趋势面曲率为基础的弹性薄板理论模拟相结合进行地震预测, 利用组合弹簧模型^[26]求取地应力的预测方法。

2.2 古、今地应力分布规律

2.2.1 古地应力分布规律

有限单元法是一种近似求解一般连续问题的数值求解法, 基本思路是将一个地质体离散成有限个连续的单元, 单元之间以节点相连, 将实际的岩石力学参数赋予每个单元, 将求解研究区域内的连续场函数转化为求解有限个离散点(节点)处的场函数, 基本变量是应变、应力和位移。根据边界受力条件和节点的平衡条件, 建立并求解节点位移或单元内应力未知量, 以总体刚度矩阵为系数的联合方程组, 用构造插值函数求得每个节点上的位移, 计算每个单元内应力和应变。随着剖分单元数量增多, 越接近实际的地质体, 则求解越真实。本次研究采用ANSYS软件提供的有限元分析平台, 并结合该软件的二次开发功能进行南川地区三维构造应力模拟研究。

在燕山中期, 南川地区龙马溪组最大水平主应力方位在背斜区为EW向, 在南部单斜区发生轻微扭转, 呈NEE向。古地应力在全区分布较不均匀, 区带特征明显, 低值区分布明显受断层控制, 沿断层走向, 低值区呈条带状展布于断裂带内部及其附近的区域, 在断层分叉、交汇或断层分布密集处, 低值区呈线团状分布, 其中最大水平主应力为110~145 MPa(图3), 最小水平主应力为80~105 MPa。

2.2.2 现今地应力分布规律

以SY2井为例, 利用测井解释数据构建应力剖面研究南川地区龙马溪组地应力纵向分布规律。由图4可知, SY2井龙一段最大水平主应力为59~80

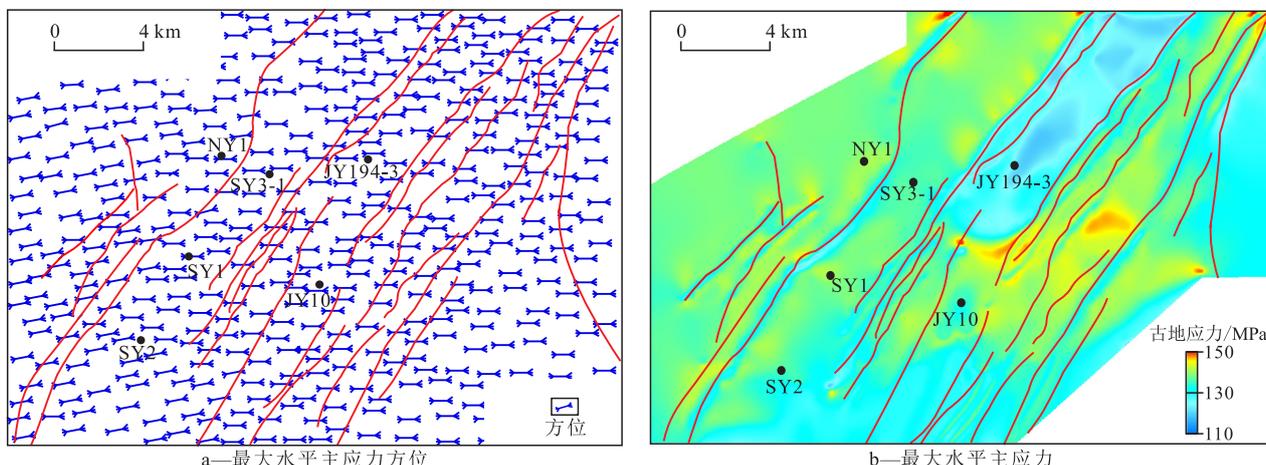


图3 南川地区燕山中期古地应力模拟结果

Fig.3 Simulation result of paleo-stress in Nanchuan area in the Mid-Yanshanian

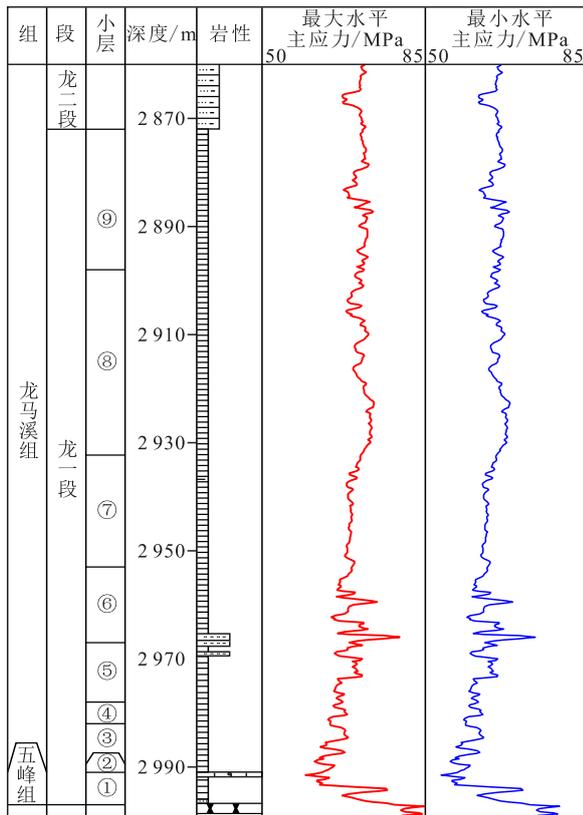


图4 南川地区SY2井龙一段地应力剖面

Fig.4 In-situ stress profile of First Member of Longmaxi Formation in Well SY2, Nanchuan area

MPa,最小水平主应力为53~74 MPa。受岩性影响地应力自上而下整体呈下降趋势,下部优质页岩段较上部页岩低5~10 MPa,①小层下部灰质含量增高,岩性致密,最大水平主应力较①小层上部高14 MPa。此外,局部夹层可使地应力明显升高,①小层顶部介壳灰岩最大水平主应力为62~66 MPa,⑤—⑥小层间的泥质粉砂岩条带最大水平主应力为62~73 MPa,均高出上、下页岩段5~10 MPa。

利用测井解释的井壁崩落和诱导缝分析现今地应力方位,结果表明,南川地区地应力方向有明显的分区性。平桥构造带及东胜南斜坡东翼龙马溪组地应力方向为NW向,东胜背斜、东胜南斜坡西部及阳春沟地区地应力呈NE向(图5),且局部地应力方位变化快,SY2和SY9-1井均位于东胜南斜坡,相距仅为3.2 km,SY2井地应力方位为NE60°,与北部的SY1井(SY2与SY1井相距约为5.7 km)方位一致,而SY9-1井实测方位为SE135°,与SY2井方位相差75°,造成这种地应力方位变化快的原因可能是该区受燕山中期雪峰隆起NW向逆冲推覆和燕山晚期NE向压扭走滑双重影响,在构造转换部位,地应力由斜坡向背斜过渡存在突变带。

南川地区现今地应力亦呈明显的分区特点,整

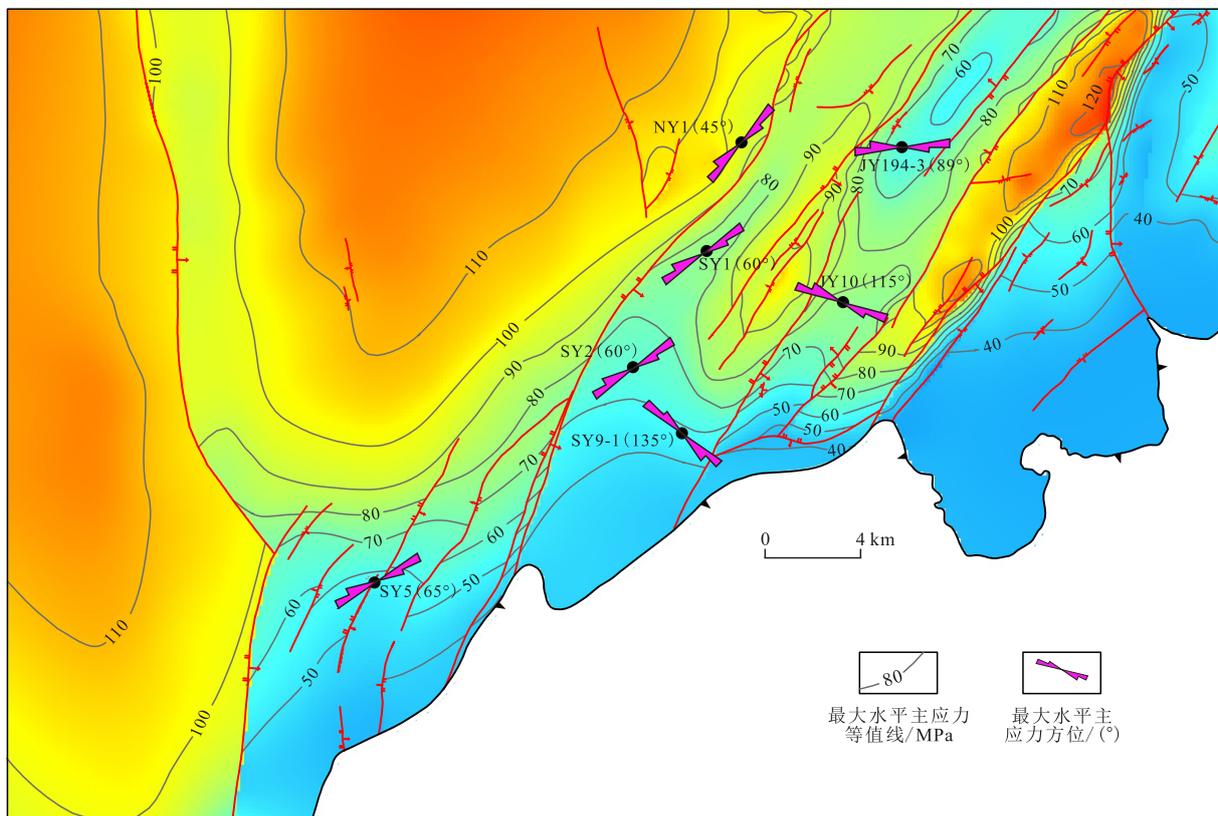


图5 南川地区现今地应力场分布

Fig.5 Distribution of current in-situ stress field in Nanchuan area

体表现为北高南低、西高东低的特点,局部存在应力转换带(图5)。平桥背斜主体部位地应力相对较低,最大水平主应力一般为50~70 MPa,两翼埋深较主体区增加500~1 500 m,最大水平主应力升高10~20 MPa。平桥南斜坡区受构造抬升影响,埋深变浅(2 000~3 500 m),地应力较低,仅为45~65 MPa,但东翼埋深增加(3 500~4 200 m),地应力为68~90 MPa,两向水平应力差异系数较小,一般为0.10~0.15。东胜背斜北部及东翼袁家沟向斜由于埋深较大(3 800~4 500 m),地应力较高,一般为80~95 MPa;东胜背斜地应力一般为75~85 MPa,应力差异系数为0.15~0.18;南斜坡埋深相对较浅(2 500~3 500 m),地应力较低,一般为50~65 MPa,具有由北向南逐渐降低的趋势,两向水平应力差异系数具有由北向南逐渐减小的特点,应力差异系数为0.10~0.14。阳春沟构造带受2期构造影响,兼具逆冲与走滑构造特点,地应力不同程度发生卸载,同等埋深条件下,地应力较东胜、平桥构造带低,其中神童坝构造带埋深超过5 000 m,最大水平主应力大于100 MPa;阳春沟断背斜埋深为4 000~5 000 m,地应力为85~100 MPa;阳春沟南斜坡地应力为45~80 MPa,应力差异系数为0.1~0.2,呈北高南低的特点。

2.3 地应力场影响因素分析

构造改造强度、埋深、构造样式等因素均影响地应力场的分布。

2.3.1 构造改造强度

构造改造强度越强、裂缝越发育,地应力会发生不同程度的卸载,地应力相对较低。同等埋深条件下,构造挤压区的地应力通常高于宽缓区或拉张区的地应力。分析东胜与阳春沟构造带,结果表明,阳春沟构造带受燕山中期构造挤压和燕山晚期

压扭走滑双重影响,构造改造更为强烈,构造走向由NE向向近SN向转变,断层、裂缝更为发育,地应力有所释放,最大水平主应力较东胜构造带低10~15 MPa,其应力差异系数为0.1~0.15。

2.3.2 埋深

随埋深增加,南川地区龙马溪组地应力呈明显增大的趋势,表现为上覆地层压力、水平主应力均增大的变化规律(图6)。SY1和JY194-3井分别位于东胜背斜核部、平桥背斜核部,但SY1井目的层埋深较JY194-3井的深770 m,导致其最大水平主应力比JY194-3井的高21 MPa,最小水平主应力比JY194-3井的高14.5 MPa,上覆地层压力比JY194-3井的高12 MPa,该井在压裂施工中也呈施工压力大、破裂压力大的特点。不同构造位置龙马溪组最大水平主应力梯度存在较大差异,总体上深层井的应力梯度高于中深层井的,对于同一口井而言龙马溪组最大水平主应力梯度随埋深增加而增大,下部的优质页岩段最大水平主应力梯度较上部页岩段的低0.1~0.3 MPa/hm。

2.3.3 构造样式

南川地区发育高陡背斜、单斜、向斜等多种构造样式,不同构造样式应力特征具有一定差异性。南部单斜区地层向上抬起,埋深变浅,与剥蚀区相连,地应力卸载,地应力相对较小,最大水平主应力一般为45~65 MPa,向斜区夹持于背斜之间,处于构造挤压状态,地应力相对大,最大水平主应力一般为85~120 MPa;背斜区处于二者之间,最大水平主应力一般为65~95 MPa。同一构造样式、不同构造部位地应力也不同,背斜核部处于挤压应力状态,地应力相对集中,翼部裂缝较发育,处于张应力状态,地应力有所释放,较核部的低10~15 MPa。

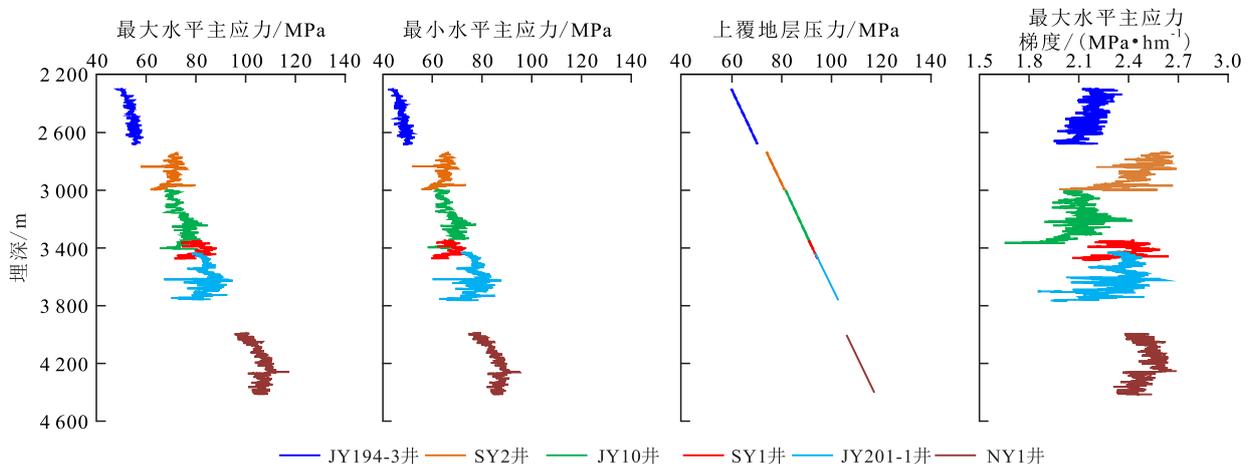


图6 南川地区龙马溪组地应力随埋深变化

Fig.6 Variation of in-situ stress with depth of Longmaxi Formation in Nanchuan area

3 地应力场与产量关系分析

地应力场与天然裂缝发育、页岩气储集及可压性存在密切的关系,控制页岩气单井产量及EUR。

3.1 古地应力场与含气量的关系

印支期以来,南川地区主要受燕山—喜马拉雅构造运动强烈挤压作用影响,经历了构造变形、抬升剥蚀、流体活动等多种方式的改造,表现出构造应力场在不同时期、不同地区、不同构造部位、不同深度差异较大。在不断变化的古地应力场作用下不仅形成了现今的褶皱组合样式、构造格局、断裂体系,还形成了与之伴生的天然缝网。在具备较好保存条件的情况下,天然裂缝的发育不仅可以为页岩气富集提供储集空间,还可以改善储层物性,提高孔隙度、渗透率及页岩含气量。南川地区龙马溪组页岩孔隙度及含气量均随天然裂缝增加而增大(图7)。天然裂缝与压裂改造的人工缝相互沟通,增大缝网复杂程度,有利于提升压裂改造效果,提高气体渗流速度和单井产量。

3.2 现今地应力场与产量的关系

根据南川地区页岩气水平井压裂实践,现今地应力场地应力大小、水平井方位与最小水平主应力夹角(应力夹角)及两向水平应力差异系数是影响压裂改造效果的3个重要因素。

南川地区平桥、东胜、阳春沟3个构造带均由北部的背斜和南部的斜坡区构成。由北向南,随着构造改造程度增加,埋深逐渐变浅,地应力与应力差异系数逐渐变小,页岩气单井产量逐渐升高。南部斜坡区靠近剥蚀区(埋深小于4 km),由于保存条件变差,单井产量受到较大影响,南部斜坡区页岩气产量的主控因素变为保存条件(图8)。

3.2.1 地应力大小与产量的关系

由图9可知,南川地区龙马溪组页岩地应力大小与压裂施工中破裂压力、停泵压力呈较好正相关,高地应力区表现出破裂压力大、停泵压力大的施工特点,不利于压裂形成复杂人工缝网。因此在页岩厚度、TOC、孔隙度、含气性等地质评价指标相近的情况下,选择低地应力区将更有利于压裂改造。由地应力分布与单井测试日产气量叠合结果

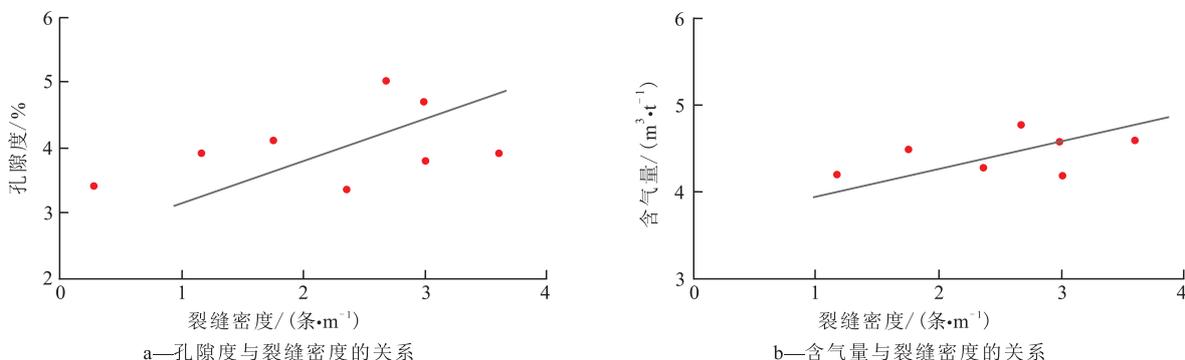


图7 南川地区龙马溪组岩心裂缝密度与孔隙度、含气量的关系

Fig.7 Relationship of core fracture density with porosity and gas content of Longmaxi Formation in Nanchuan area

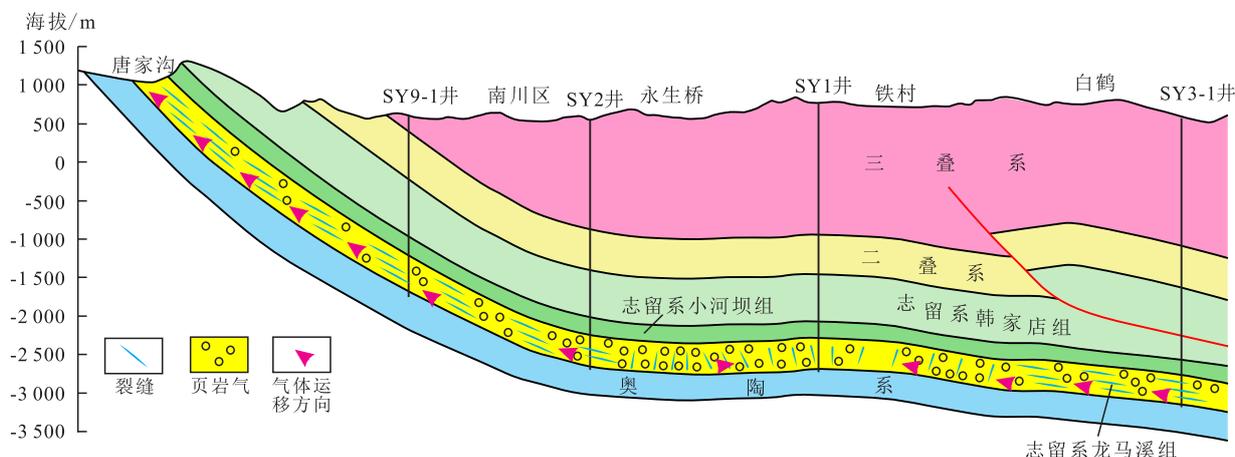


图8 东胜构造带地质剖面示意

Fig.8 Geological profile of Dongsheng tectonic belt

表明(图10),当最大水平主应力为60~75 MPa,破裂压力为65~85 MPa,停泵压力为35~55 MPa,单井测试日产气量为 $19.6 \times 10^4 \sim 34.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, EUR为 $0.73 \times 10^8 \sim 1.38 \times 10^8 \text{ m}^3$;当最大水平主应力为75~100 MPa,破裂压力为93~105 MPa,停泵压力为55~70 MPa,单井测试日产气量为 $6.5 \times 10^4 \sim 15.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, EUR为 $0.53 \times 10^8 \sim 0.69 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图10)。为提升不同地应力区的压裂改造效果,在实际压裂施工中,根据地应力条件针对性选择压裂工艺从而提高改造体积以获得更高的单井产量。中等地应力区(最大水平主应力为60~75 MPa)一般采用中长段(长度为

75~90 m)、段塞加砂、投球暂堵、高砂比的压裂工艺;高地应力区(最大水平主应力为75~110 MPa)一般采用短段(长度为50~75 m)+强改造+密切割的压裂工艺提升改造效果,高地应力区EUR可提升17%,确保效益开发。

3.2.2 应力夹角与产量的关系

水平井轨迹方位与最小水平主应力方位的夹角(简称应力夹角)影响压裂改造效果,应力夹角越大越易形成单一裂缝,应力夹角越小越易形成复杂缝网^[27-28]。页岩破裂压力随应力夹角增大而增大,当应力夹角小于 30° 时,破裂压力变化不明显;应力

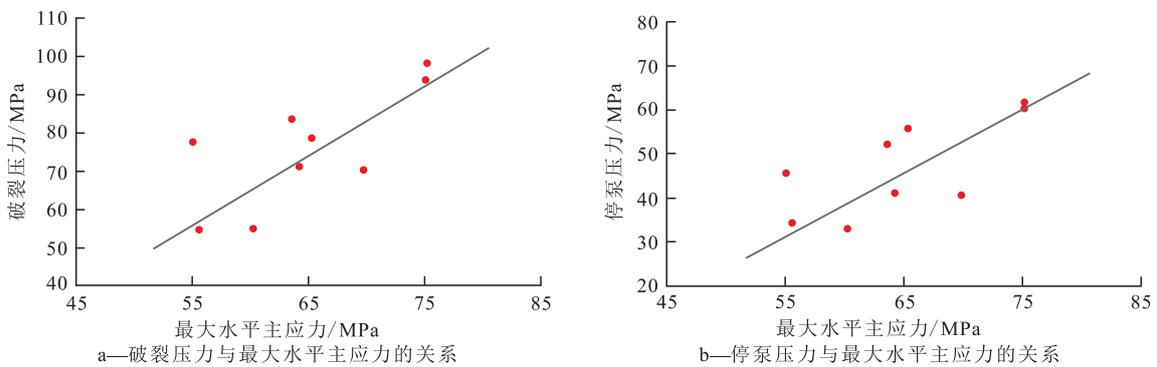


图9 南川地区实测地应力与破裂压力、停泵压力关系

Fig.9 Relationships of measured in-situ stress with fracture pressure and shut-in pressure in Nanchuan area

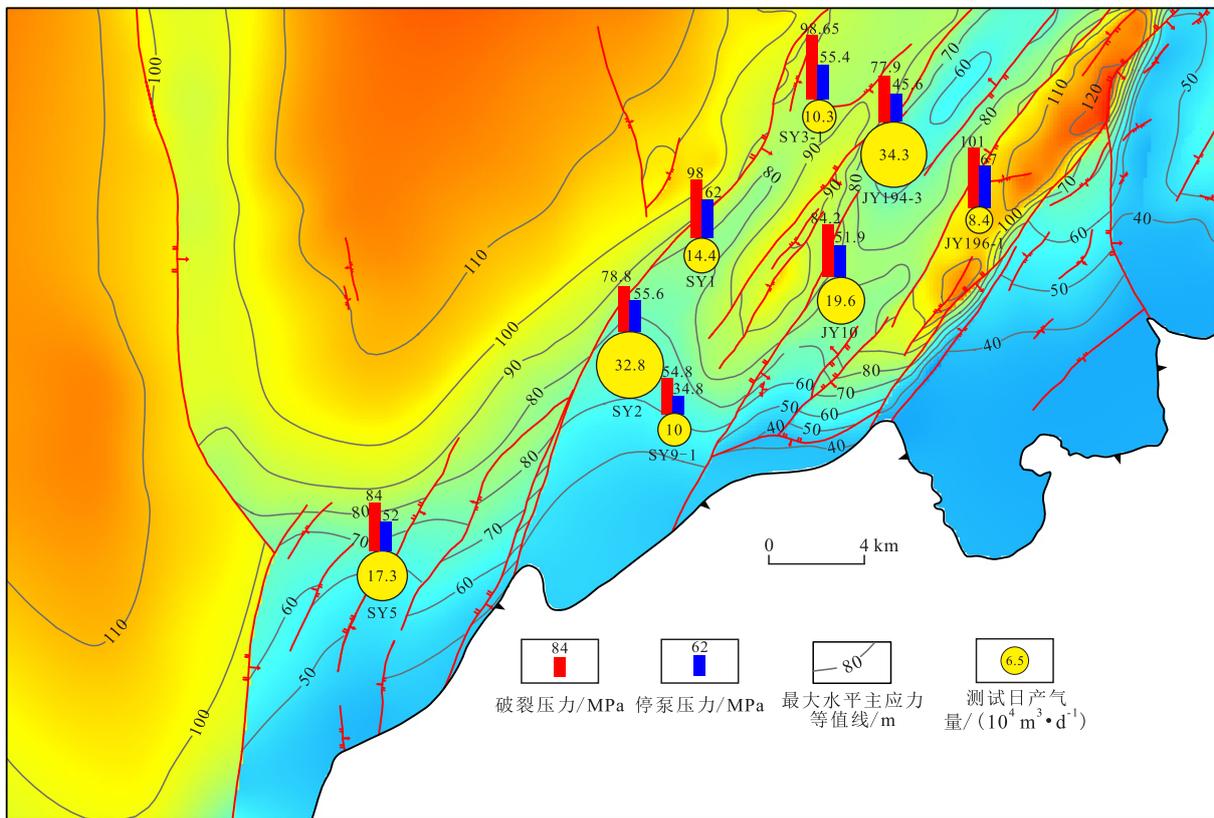


图10 南川地区最大水平主应力分布与单井测试日产气量的叠合

Fig.10 Superposition of distribution of maximum horizontal principal stress and test single-well daily production in Nanchuan area

夹角大于30°时,破裂压力快速上升,增加了压裂改造难度,压裂缝网复杂程度降低,影响单井产量(图11)。东胜构造带斜坡区SY9-5HF井水平段长度为2 140 m,埋深为2 762~2 780 m,水平段轨迹方位为120°,分22段压裂。该井水平段处于地应力方位转变区,微地震监测表明,前8段最小水平主应力方位为NW—SE,应力夹角为30°,后14段最小水平主应力方位由NW—SE逐渐变为NE—SW,应力夹角增至75°(图12)。这种应力夹角的改变对压裂施工产生了较大影响,压裂施工曲线上破裂压力出现突增拐点,靠近靶点B的前8段埋深为2 671~2 762 m,由于应力夹角较小,破裂压力相对较小,破裂压力为59.2~76.1 MPa,平均为65.0 MPa,破裂压力梯度为2.19~2.80 MPa/hm,平均为2.39 MPa/hm。靠近A靶点的后14段埋深为2 700~2 827 m,由于应力夹角增加,压裂施工难度明显增大,破裂压力为77.6~84.6 MPa,平均为81.9 MPa,较前8段的平均增大16.9 MPa,破裂压力梯度为2.74~3.04 MPa/hm,平均为2.93 MPa/hm,较前8段的平均增加0.54 MPa/hm。另外,开井压力及停泵压力也表现出类似的特征。该井压后较同等埋深条件下的单井日产气量降低50%以上。

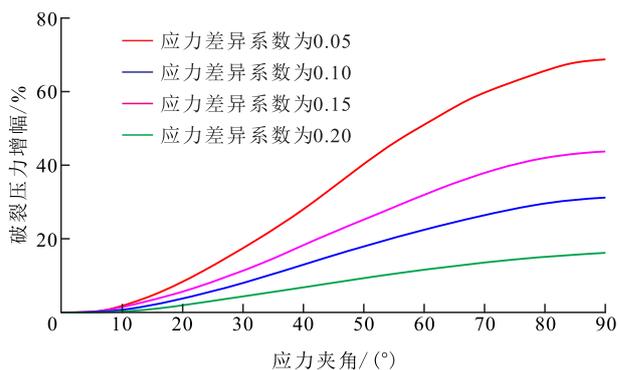


图11 南川地区不同应力差异系数下破裂压力增幅与应力夹角的关系

Fig.11 Relationship between fracture pressure growth and stress angle under difference stress difference coefficients in Nanchuan area

3.2.3 两向水平应力差异系数与单井产量的关系

两向水平应力差异系数(K) (两向水平主应力差值与最小水平主应力的比值)对压裂裂缝形态具有重要影响。当 $K \leq 0.15$ 时,页岩易形成复杂网状缝;当 $0.15 < K \leq 0.25$ 时,页岩易形成简单的分支裂缝;当 $K > 0.25$ 时,页岩易形成平直的单一主缝。单井测试日产气量与 K 具有较好相关性,即 K 值越小,单井测试日产气量越高(图13)。一般地,南川地区龙马溪组优质页岩段 $K < 0.15$,通过合理的压裂改造,能够形成较为复杂的缝网体系,从而获得单井

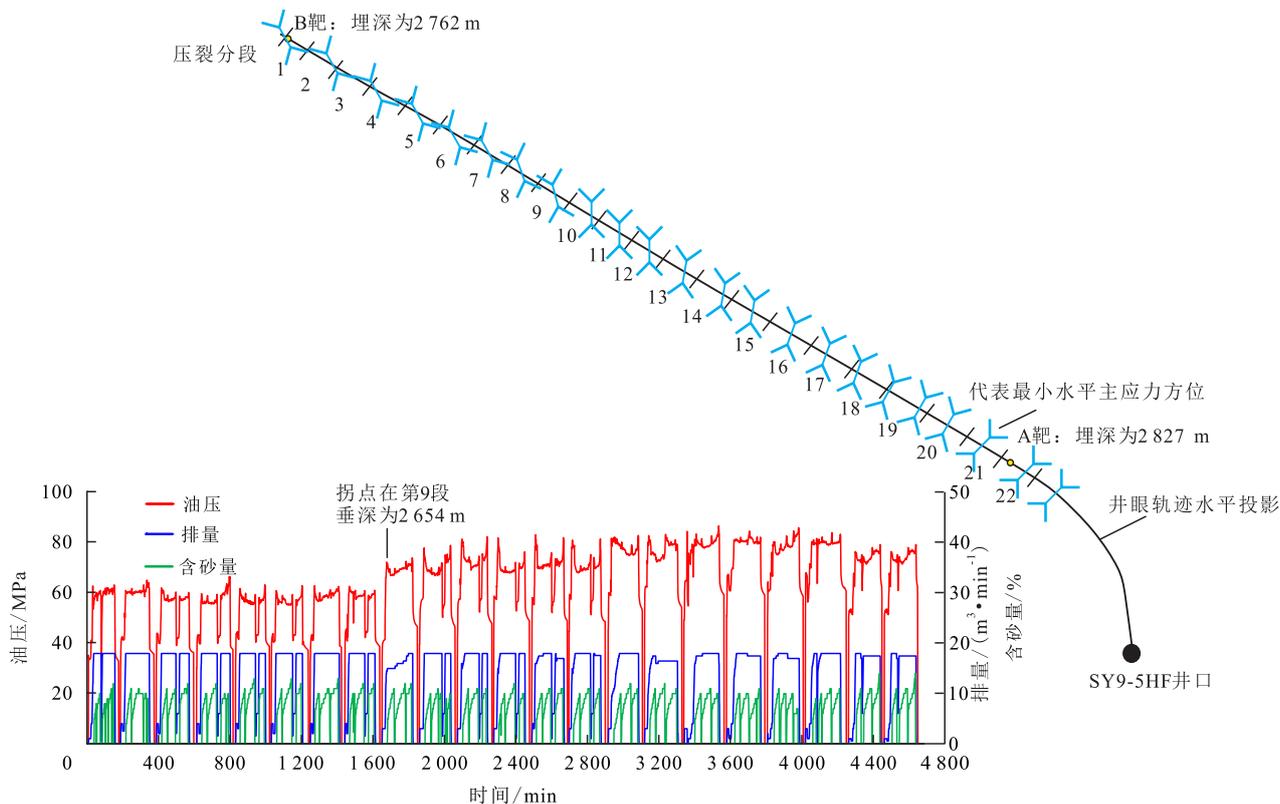


图12 应力夹角变化对SY9-5HF井压裂施工的影响

Fig.12 Influence of variation in stress angle on fracturing operation in Well SY9-5HF

高产。对于东胜背斜、神童坝向斜 K 值相对高(为0.15~0.2)的区域,通过减小应力夹角、加大改造规模的方式也能够一定程度上促使压裂缝网复杂化,达到增产目的。

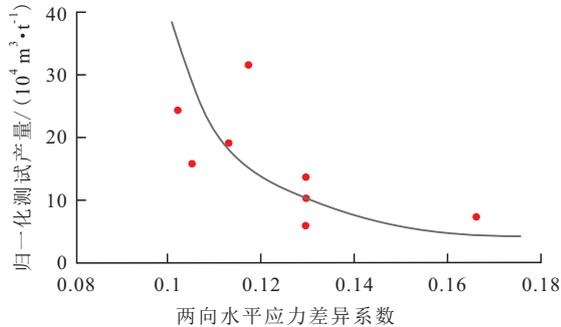


图13 南川地区两向水平应力差异系数与归一化测试产量关系

Fig.13 Relationship between difference coefficient K of minimum and maximum horizontal stresses and normalized test production in Nanchuan area

4 结论

通过“点”“面”结合的综合研究方法,明确南川地区古、今地应力场分布特征。南川地区在燕山中期最大水平主应力集中分布在背斜区呈EW向,在南部单斜区呈NEE向,最大水平主应力为85~161 MPa。现今地应力方位、大小具明显的分区特征,局部地应力场发生突变,应力大小总体上呈北高南低的趋势,且优质页岩段地应力小于上部页岩层。南川地区地应力主要受构造改造强度、埋深、构造样式等因素影响,在改造强度弱、埋深大、背斜或向斜核部等部位均为地应力高值区。地应力场控制页岩气单井产量和EUR。古地应力场影响天然裂缝的发育程度、页岩储层物性及含气性;现今地应力的大小、方位、应力差异系数均会影响压裂改造效果及单井产量。因此,寻找天然裂缝发育、现今地应力适中、应力差异系数小的地区,且水平井采用较小的应力夹角,将有助于单井获得高产效果。

参考文献

- [1] 李静,刘晨,刘惠民,等.复杂断层构造区地应力分布规律及其影响因素[J].中国矿业大学学报,2021,50(1):123-137.
LI Jing, LIU Chen, LIU Huimin, et al. Distribution and influencing factors of in-situ stress in complex fault tectonic region[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2021, 50(1): 123-137.
- [2] 熊建平.地应力与裂缝的研究[J].石油化工应用,2011,30(4):14-16.
XIONG Jianping. Study of ground stress and fracture[J]. Petrochemical Industry Application, 2011, 30(4): 14-16.
- [3] 张景和,孙宗硕.地应力、裂缝测试技术在石油勘探开发中的应用[M].北京:石油工业出版社,2001.
ZHANG Jinghe, SUN Zongxin. Stress testing technology of fissile and their application in oil exploration and exploitation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [4] 姜振学,宋岩,唐相路,等.中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(3):617-628.
JIANG Zhenxue, SONG Yan, TANG Xianglu, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 617-628.
- [5] 朱梦月,秦启荣,李虎,等.川东南DS地区龙马溪组页岩裂缝发育特征及主控因素[J].油气地质与采收率,2017,24(6):54-59.
ZHU Mengyue, QIN Qirong, LI Hu, et al. Development characteristics and controlling factors of shale fractures in the Longmaxi Formation in DS area, southeast Sichuan[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 54-59.
- [6] 张全林,邓虎成,熊亮,等.四川盆地龙马溪组页岩储层特征差异性探讨——以威远与涪陵地区为例[J].长江大学学报:自然科学版,2016,13(17):1-7.
ZHANG Quanlin, DENG Hucheng, XIONG Liang, et al. Analysis of shale reservoir difference of Longmaxi Formation in Sichuan Basin-by taking Weiyuan and Fuling areas for example[J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2016, 13(17): 1-7.
- [7] 郭彤楼,蒋恕,张培先,等.四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向[J].石油实验地质,2020,42(5):837-845.
GUO Tonglou, JIANG Shu, ZHANG Peixian, et al. Progress and direction of exploration and development of normally-pressured shale gas from the periphery of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 837-845.
- [8] 沈骋,范宇,曾波,等.渝西区块页岩气储层改造优化对策与适应性分析[J].油气地质与采收率,2022,29(2):131-139.
SHEN Cheng, FAN Yu, ZENG Bo, et al. Optimization strategies and adaptability analysis of shale gas reservoir stimulation in western Chongqing Block[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(2): 131-139.
- [9] 何希鹏,张培先,房大志,等.渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征[J].油气地质与采收率,2018,25(5):72-79.
HE Xipeng, ZHANG Peixian, FANG Dazhi, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area, southeast Chongqing[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(5): 72-79.
- [10] 赵金洲,李勇明,王松,等.天然裂缝影响下的复杂压裂裂缝网络模拟[J].天然气工业,2014,34(1):68-73.
ZHAO Jinzhou, LI Yongming, WANG Song, et al. Simulation of a complex fracture network influenced by natural fractures[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(1): 68-73.
- [11] 衡帅,杨春和,曾义金,等.页岩水力压裂裂缝形态的试验研究[J].岩土工程学报,2014,36(7):1243-1251.

- HENG Shuai, YANG Chunhe, ZENG Yijin, et al. Experimental study on hydraulic fracture geometry of shale[J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, 36(7): 1 243-1 251.
- [12] 王妍妍, 刘华, 王卫红, 等. 基于返排产水数据的页岩气井压裂效果评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(4): 125-131.
WANG Yanyan, LIU Hua, WANG Weihong, et al. Evaluation of shale gas well fracturing performance based on flowback water production data[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(4): 125-131.
- [13] 郭建春, 周鑫浩, 邓燕. 页岩气水平井组拉链压裂过程中地应力的分布规律[J]. 天然气工业, 2015, 35(7): 44-48.
GUO Jianchun, ZHOU Xinhao, DENG Yan. Distribution rules of earth stress during zipper fracturing of shale gas horizontal cluster wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(7): 44-48.
- [14] 张金才, 元原昌. 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, 799.
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, 799.
- [15] 李清. 彭水地区地应力方位与页岩气水平井轨迹走向关系研究[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2014, 11(13): 67-70.
LI Qing. The relationship between in-situ stress orientation and horizontal well track in Pengshui area[J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2014, 11(13): 67-70.
- [16] 钟城, 秦启荣, 胡东风, 等. 川东南丁山地区五峰组—龙马溪组页岩气藏“六性”特征[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(2): 14-23, 31.
ZHONG Cheng, QIN Qirong, HU Dongfeng, et al. Experimental study on “six properties” of shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi Formation in Dingshan area, southeastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 14-23, 31.
- [17] 李庆辉, 李少轩, 刘伟洲. 深层页岩气储层岩石力学特性及对压裂改造的影响[J]. 特种油气藏, 2021, 28(3): 130-138.
LI Qinghui, LI Shaoxuan, LIU Weizhou. Rock mechanical properties of deep shale gas reservoirs and their influence on fracturing stimulation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(3): 130-138.
- [18] 印兴耀, 马妮, 马正乾, 等. 地应力预测技术的研究现状与进展[J]. 石油物探, 2018, 57(4): 488-504.
YIN Xingyao, MA Ni, MA Zhengqian, et al. Review of in-situ stress prediction technology[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2018, 57(4): 488-504.
- [19] 李志明, 张金珠. 地应力与油气勘探开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
LI Zhiming, ZHANG Jinzhu. In-situ stress and petroleum exploration&development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [20] 刘昊娟. 地应力地震预测及其在南川页岩气开发中的应用[J]. 物探与化探, 2021, 45(3): 560-568.
LIU Haojuan. The application of in-situ stress prediction based on seismic data to shale gas development: a case study of Nanchuan (south Sichuan) area[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2021, 45(3): 560-568.
- [21] 何希鹏, 齐艳平, 何贵松, 等. 渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 32-39.
HE Xipeng, QI Yanping, HE Guisong, et al. Further understanding of main controlling factors of normal pressure shale gas enrichment and high yield in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 32-39.
- [22] 何希鹏, 王运海, 王彦琪, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 126-136.
HE Xipeng, WANG Yunhai, WANG Yanqi, et al. Exploration practices of normal-pressure shale gas in the marginal transition zone of the southeast Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 126-136.
- [23] 刘高波. 地应力对气藏产能控制作用研究——以磨溪嘉二气藏为例[D]. 成都: 成都理工大学, 2007.
LIU Gaobo. Controlling studies of ground stress on off-take potential of gas reservoir-taking Jia-Er gas reservoir in Moxi gas field as an example[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2007.
- [24] PENG Suping, ZHANG Jincai. Engineering geology for underground rocks[M]. Berlin: Springer, 2007.
- [25] 刘向君, 罗平亚, 孟英峰. 地应力场对井眼轨迹设计及稳定性的影响研究[J]. 天然气工业, 2004, 24(9): 57-59.
LIU Xiangjun, LUO Pingya, MENG Yingfeng. Influence of ground stress field on borehole trajectory design and wellface stability[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(9): 57-59.
- [26] 姚红生, 何希鹏, 王运海, 等. 复杂构造区常压页岩气地球物理勘探技术与实践[M]. 北京: 地质出版社, 2021.
YAO Hongsheng, HE Xipeng, WANG Yunhai, et al. Geophysical exploration technology and practice of normal pressure shale gas in complex structure areas[M]. Beijing: Geology Press, 2021.
- [27] 薛明宇, 程远方, 闫传梁, 等. 页岩气藏水平井多级水力压裂方法优选[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(6): 152-159.
XUE Mingyu, CHENG Yuanfang, YAN Chuanliang, et al. Optimization of multistage hydraulic fracturing method of horizontal wells in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(6): 152-159.
- [28] 徐中一, 方思冬, 张彬, 等. 页岩气体积压裂水平井试井解释新模型[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(3): 120-128.
XU Zhongyi, FANG Sidong, ZHANG Bin, et al. A new well test model for horizontal wells by stimulated reservoir volume in shale gas reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(3): 120-128.