

现今地应力对富有机质页岩断层封闭性的研究 ——以川东南丁山地区龙马溪组为例

钟城^{1,2}, 秦启荣^{1,2}, 周吉羚³, 胡东风⁴

- (1. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川成都 610500;
2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500;
3. 西南油气田分公司川中油气矿, 四川遂宁 629000;
4. 中国石化勘探分公司, 四川成都 610041)

摘要: 断层的封闭性研究对油气藏的保存、评价工作及探索油气的分布规律具有重要的参考价值与指导意义。以川东南丁山地区龙马溪组页岩为例, 利用 FMI 成像测井、震源机制解、现场水力压裂、三轴力学实验、有限元 2D- σ 方法等技术与方法分别对其现今地应力的方向、大小及岩石力学性质进行了分析, 最后对井位附近断层封闭性进行了初步的评价。结果表明: 丁山地区龙马溪组页岩现今地应力方向总体处于北东东—南西西 ($55^\circ \pm 5^\circ$) 至南东东—北西西 ($110^\circ \pm 5^\circ$) 范围。DY2 井龙马溪组页岩层现今最大主应力约 145.0 MPa, 断层面叠合正应力约 188.4 ~ 218.3 MPa, 岩石处于塑性变形阶段, 破裂模式较为单一, 脆性指数约 41.6% ~ 49.0%, 破裂系数约 0.197 ~ 0.355, 断层封闭性总体较好, 含气性与试气效果较好。DY1 井龙马溪组页岩层现今最大主应力约 52.0 MPa, 断层面叠合正应力约 75.8 ~ 83.1 MPa, 岩石处于弹性变形阶段, 破裂模式较为复杂, 脆性指数约 48.5% ~ 55.0%, 破裂系数约 0.355 ~ 0.671, 断层封闭性总体较差, 含气性与试气效果较差。DY3 井和 DY4 井龙马溪组附近断层封闭性一般。

关键词: 断层封闭性; 龙马溪组; 页岩; 现今地应力; 岩石力学; 丁山地区

中图分类号: P553; P618.12

文献标识码: A

STUDY ON FAULT SEALING OF ORGANIC - RICH SHALE BY PRESENT STRESS: A CASE STUDY OF LONGMAXI FORMATION IN DINGSHAN AREA, SOUTHEAST SICHUAN

ZHONG Cheng^{1,2}, QIN Qirong^{1,2}, ZHOU Jiling³, HU Dongfeng⁴

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China;

2. School of Science and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China;

3. Chuazhong Oil and Gas Field, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Suining 629000, Sichuan, China;

4. Exploration Company, SINOPEC, Chengdu 610041, Sichuan, China)

Abstract: The study of fault sealing has important reference value and guiding significance for the preservation and evaluation of oil and gas reservoirs and exploration of the distribution of oil and gas. Based on the technologies and methods of FMI imaging logging, focal mechanism solution, field hydraulic fracturing, triaxial mechanical experiment, finite element 2D- σ method and so on, the direction,

基金项目: 十三五国家科技重大专项 (2017ZX05036003-003); 四川省应用基础研究项目 (2017JX0176)

作者简介: 钟城 (1992-), 男, 在读硕士, 研究方向为构造地质和岩石力学。E-mail: 516014344@qq.com

通讯作者: 秦启荣 (1964-), 男, 教授, 博导, 研究方向为构造地质和地质工程。E-mail: qqrong@126.com

收稿日期: 2018-03-12; 修回日期: 2018-06-11

吴芳编辑

intensity of the present geostress and the rock mechanical properties of the Longmaxi Formation in Dingshan area were analyzed. The sealing property of faults near well location was evaluated preliminarily. The results show that the direction of the present ground stress is generally from NEE-SWW ($55^\circ \pm 5^\circ$) to SEE-NWW ($110^\circ \pm 5^\circ$). The maximum principal stress of the Longmaxi Formation is about 145.0 MPa in the Well DY2, and the superimposed normal stress on the fault plane is about 188.4 to 218.3 MPa. The rock is in the plastic deformation stage with a simple fracture mode, generally good fault sealing, gas-bearing properties and test results, the brittleness index about 41.6% to 49.0% and the burst factor about 0.197 to 0.355. The present maximum principal stress of shale formation in the Longmaxi Formation of the Well DY1 is about 52.0 MPa, and the superimposed normal stress of the fault plane is about 75.8 to 83.1 MPa. The rock in the Longmaxi Formation of the Well DY1 is in the elastic deformation stage with a more complex fracture mode, generally bad fault sealing, gas-bearing properties and test results, the Rickman brittleness index about 48.5% to 55.0% and the rock fracture coefficient about 0.355 to 0.671. The fault sealing near shale formation of the Longmaxi Formation in the well DY3 and the well DY4 are generally normal.

Key words: fault sealing; Longmaxi Formation; shale; present ground stress; rock mechanics; Dingshan area

0 引言

封闭断层封闭性研究是分析油气富集规律以及评价已形成油气藏能否保存至今的关键指标之一^[1-3]。过去二三十年中, 断层附近的岩石稳定性和地应力状态, 包括砂泥互层条件下的泥岩涂抹^[4-5]、地应力与断层夹角的研究都发生了从定性到半量化的转变^[6-7]。现今地应力以及岩石力学性质对于油气藏断层封闭性评价等相关参数的选取以及油气运移、富集、成藏规律研究具有重要的参考价值^[8]。地应力不仅是油气得到不断运移和聚集动力之一、同时也控制着现今的油气分布规律以及开发过程中流体的流态与途径, 对区域构造格局的演化起重要作用^[9], 直接或间接影响断层面应力状态和油气藏断层的封闭性能^[10-12]。而断层破碎带岩石的裂缝以及破碎的难易程度受控于不同埋深下断层附近岩石的力学性质^[3,13-14]。总之现今地应力状态和不同应力状态下岩石力学性质这两者都直接或间接控制着断层的紧闭性和开启程度^[15], 因此根据上述两者之间相互关系的分析与研究, 在一定程度上可以对油气藏中断层的封闭性进行较为可靠的评价。

目前川东南海相页岩气的富集与保存评价体系中关于利用现今地应力和岩石力学性质两者研究与评价断层封闭性的资料与研究成果甚少, 虽

然相关地应力和岩石力学研究的技术方法足够先进与成熟, 但目前对于丁山地区龙马溪组页岩气藏的保存的评价指标中相关参数的选取尚未达成一定的共识。现通过利用 FMI 成像测井、震源机制解、现场水力压裂等方法对该区现今地应力大小与方向进行分析, 结合室内岩石力学实验探讨不同温度围压条件下岩石的力学性质, 利用有限元分析 (2D- σ) 方法预测研究区龙马溪组页岩层系在现今地应力状态下的一个接近破裂的程度, 并结合井位附近页岩的应力状态和岩石力学特性探讨断层的封闭性, 为页岩气的勘探开发及页岩气保存评价工作提供参考。

1 区域概况

川东南丁山地区位于川渝黔交界处, 具有复杂的地质背景, 其主体位于以齐岳山断裂和南川—遵义断裂为界的湘鄂西—黔东北断褶带、黔北断褶带、川东南断褶带交汇处^[16-18] (见图 1), 平面总体形态为北东—南西向鼻状背斜^[19], 剖面上呈现由齐岳山断裂控制下的逆冲推覆构造而形成的褶皱构造^[20-22]。川东南地区先后经历了印支期、燕山期和喜马拉雅期等多期次构造的改造^[23-25], 北东、北西、南北向断裂和褶皱较为发育^[26-28]。由于该地区晚奥陶世—早志留世沉积环境为深水—浅水陆棚^[29-31], 发育了一套厚度大于 30 m 的暗

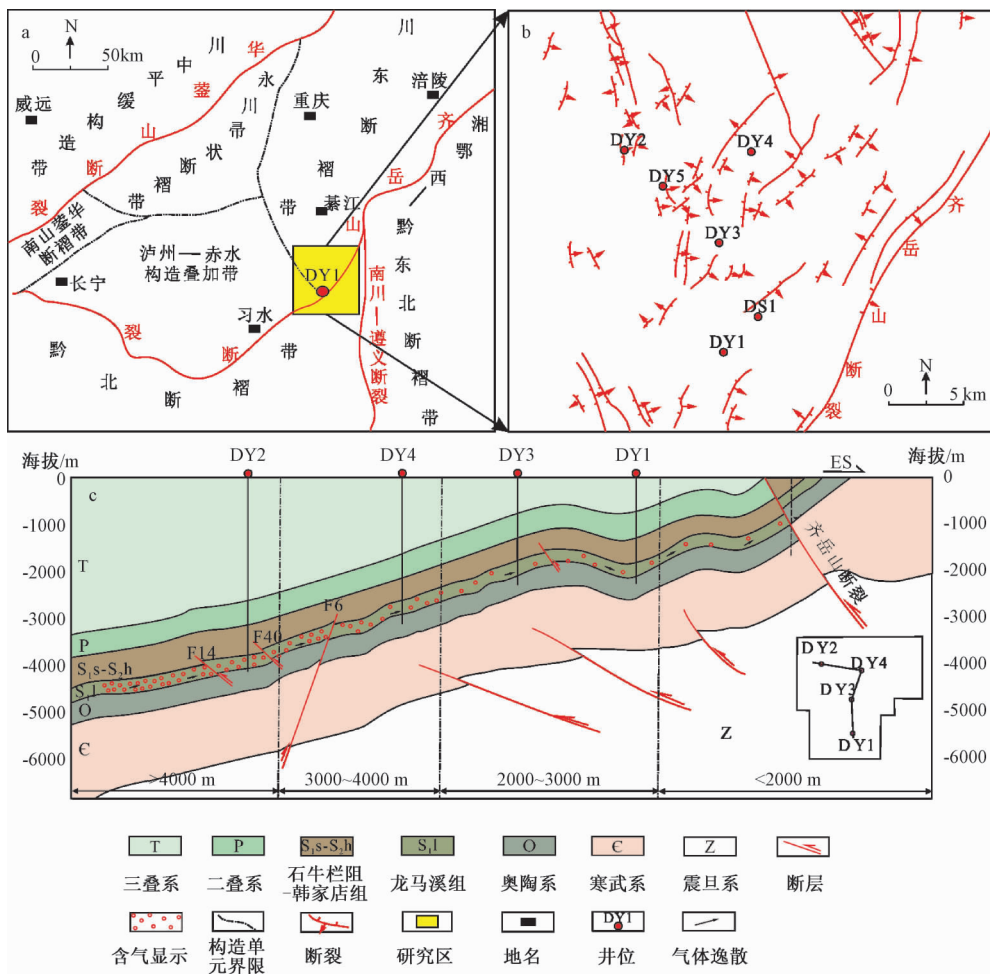


图1 川东南丁山地区地质构造背景与井位分布

Fig. 1 Geological tectonic setting and well location distribution in Dingshan area, southeast Sichuan

色富有机质粉砂质、碳质泥(页)岩,为页岩气形成提供了良好的物质基础^[31-33],是近年来国内页岩气的重点勘探地区之一^[22,34-36]。

2 现今地应力研究

2.1 现今地应力方向

在油气钻采工程中,现今地应力方向与钻井井眼崩落与诱导缝的发育方位关系密切,井眼崩落的方位为地层现今最小水平主应力方位,钻井诱导缝方向为现今最大水平主应力的方向^[37-39]。通过对已收集4口井FMI成像测井资料的分析(见图2):DY1井总体井况较好,井壁崩落方位为北北西—南南东向,钻井诱导缝发育,走向为北东东—南西西向,故最大主应力 σ_1 方向约北东东—南西西($70^\circ \sim 90^\circ$);DY2井FMI成像在部分井段显示具有扩径现象,指示方向为北西—南东向,

钻井诱导缝只在一些层段较发育,走向为北东东—南西西向,可判断DY2井现今 σ_1 方向为北东东—南西西向($50^\circ \sim 60^\circ$),与DY1井的 σ_1 方向存在一定的偏差,推测可能受其周边局部构造影响;DY3井为直井,FMI成像显示井壁崩落主要集中于2150~2230 m,崩落方位为北北西—南南东向,钻井诱导缝主要呈现张性与剪性特征,走向为北东东—南西西向,故现今 σ_1 方向为北东东—南西西向($80^\circ \sim 90^\circ$);DY4井为直井,井壁崩落主要发育于龙马溪组中—上段地层,指示方位北北东—南南西向,钻井诱导缝方位为北西西—南东东向,故现今 σ_1 方位为北西西—南东东向($90^\circ \sim 100^\circ$)。

目前国内外学者常用震源机制解来分析现今地震、断层性质以及构造应力方向,其中在判断现今应力方向上具有一定的可实施性与可靠性^[40-41]。现代地震主要是由现今地应力的突然释放造成断层错动及位移形成,可依据震源机制解

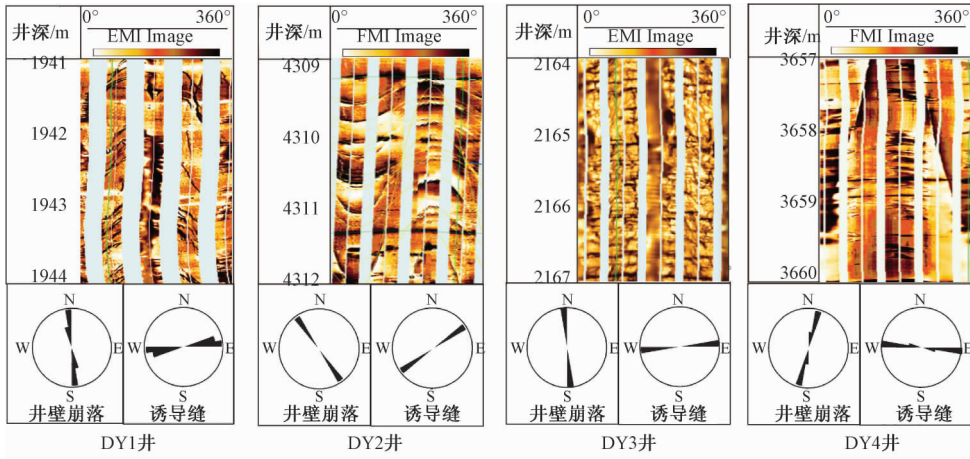


图 2 丁山地区 4 口井井壁崩落及钻井诱导缝

Fig. 2 The wellbore caving and drilling induced fracture of Well DY1-4 in Dingshan area

中 P 波的传播方向确定现今水平最大主应力方向^[42-43]。为了更精确判断丁山地区现今地应力方向, 根据中国地震台网中心 (CENC) 地震数据提

供的丁山周缘地区的现今 5 个地震震源机制解数据分析表明, 现今最大水平主应力方向主要处于 83°~116° 范围 (见表 1)。

表 1 丁山周缘地区 5 个震源机制解与现今地应力方向 (数据来源于中国地震台网中心)

Table 1 The five focal mechanism solutions and present stress directions in the surrounding Dingshan area

发震时间	震中位置		震级	断层性质	P 轴		震源球示意图	现今最大水平主应力方向
	经度	纬度			倾角	方位角		
2006/07/22	104°18'36"	28°0'36"	4.9	左行逆冲走滑	5°	296°		北西西—南东东 (116°)
2006/08/25	105°0'0"	28°0'0"	5.0	左行逆冲走滑	4°	295°		北西西—南东东 (115°)
2012/09/07	104°11'24"	27°28'12"	5.3	左行逆冲走滑	7°	104°		北西西—南东东 (104°)
2013/04/24	104°49'48"	28°27'36"	4.7	左行逆冲走滑	21°	263°		北东东—南西西 (83°)
2015/02/06	105°0'0"	28°19'48"	4.8	逆冲	6°	295°		北西西—南东东 (115°)

综合 FMI 成像测井与震源机制解对现今地应力方向的分析与统计, 结果表明: 现今最大主应力方向在局部地区虽有所偏差, 但总体方向主要集中在北东东—南西西向 (55°±5°) 至南东东—北西西向 (110°±5°) 范围内。

2.2 现今地应力大小

由于页岩低渗低孔的特性, 须在开发中对其储集层位进行人工改造 (水力压裂) 以实现经济产能。在现场测试中, 通过水力压裂相关压力数值和对应的施工参数来计算地应力的方法是近年

来最直接、最可靠的测量深部地应力方法之一^[44-45]。根据目前钻井以及水力压裂施工情况, 利用 DY1 等 4 口井的水力压裂和常规密度测井, 分别对最大水平地应力、最小水平地应力、垂向地应力进行计算 (见表 2), 获得如下结果和认识:

(1) 通过常规测井中的密度曲线计算每一层位单位重力, 累计得到相应压裂段的上覆地层压力, 结合现场水力压裂测试地应力分析, DY1 井、DY3 井、DY4 井等井位上覆地层压力与中间主应力相当, 分别为 48.7 MPa、61.0 MPa、93.0 MPa; DY2 井上

覆地层压力与最大主应力相当，为 145.0 MPa。

(2) 由于龙马溪组页岩层总体呈现背斜构造，埋深范围较大为 2000 ~ 4500 m，因此不同埋深条件下对应的压裂段所测试的地应力值存在较大的差异；最大主应力随着埋深的增加呈现方向性转变，由水平向转变为垂向。其中 DY1 井龙马溪组页岩处于浅埋平缓区，埋深为 2050 m，最大主应

力为水平向 52.0 MPa；而 DY2 井龙马溪组页岩处于深埋平缓区，埋深达 4398 m，最大主应力为垂向 145.0 MPa；DY3 与 DY4 井龙马溪组页岩分别处于低缓斜坡区和高陡斜坡区，最大主应力均为水平向，分别为 70.0 MPa 和 112.0 MPa，初步认为，造成不同井位中页岩地应力的差异主要原因为埋深的不同。

表 2 DY1-4 井龙马溪组水力压裂及应力估算值

Table 2 Hydraulic fracturing and stress estimation of Longmaxi formation in Well DY1-4

井位	井深/m	岩性	破泵压力/ MPa	停泵压力/ MPa	抗张强度/ MPa	最大主 应力方向	主应力值/MPa		
							σ_v	σ_H	σ_h
DY1 井	2050.00	黑色页岩	63.6	50.1	5.0	水平	48.7	52.0	43.6
DY2 井	4398.00	黑色页岩	117.0	74.2	9.6	垂直	145.0	121.6	109.0
DY3 井	2200.00	黑色页岩	78.0	55.1	8.5	水平	61.0	70.0	58.0
DY4 井	3726.39	黑色页岩	103.2	73.8	10.2	水平	93.0	112.0	90.0

注： σ_v 为上覆地层压力，由密度测井计算而来； σ_H 为最大水平主应力； σ_h 为最小水平主应力。

综合现场水力压裂与密度测井资料的分析，研究区龙马溪组页岩埋深范围较大，现今最大水平主应力变化范围约 52.9 ~ 121.6 MPa，超过一定埋深时上覆地层压力大于最大水平地应力。

3 现今应力状态对断层附近岩石力学性质的影响

3.1 断层面应力分析

为便于直观了解断层面受力的空间展布情况，断层面可视为由水平主压应力和上覆地层压力综合作用的对象，假设断层面为一个平整面，产状稳定且受力分析层段为一物质较为均一的地质体（见图 3）。

根据几何关系应力叠加原理求合力 P ：

$$P = \sigma_v \cos\theta_v + \sigma_H \cos\theta_H + \sigma_h \cos\theta_h \quad (1)$$

设断层倾角为 α ，断层走向与最大水平主应力 σ_H 方向的锐夹角为 β ，则有几何关系式：

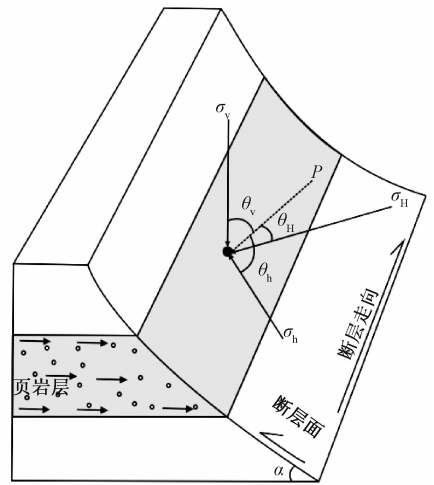
$$\begin{cases} \sin\alpha \sin\beta = \cos\theta_H \\ \sin\alpha \cos\beta = \cos\theta_h \\ \cos\alpha = \cos\theta_v \end{cases} \quad (2)$$

将公式 (2) 带入公式 (1)，得到用 α 和 β 表示的断层面叠合正应力公式：

$$P = \sigma_v \cos\alpha + \sigma_H \sin\alpha \sin\beta + \sigma_h \sin\alpha \cos\beta \quad (3)$$

这里所指的“联合叠合正应力”是断面某点受到上覆地层压力、水平最小主应力、水平最大主应力垂直于断层面的压力分量之和。

根据三维地震资料解释，平面上主要发育以



P —断面叠合正压力，MPa； σ_v —上覆地层压力； σ_h —最小水平主应力； σ_H —最大水平主应力； θ_v 、 θ_H 、 θ_h —分别对应 σ_v 、 σ_h 、 σ_H 与 P 的夹角

图 3 断层面受力分析图

Fig. 3 Fracture plane stress analysis diagram

北东向和北西向的断层为主，其中还发育少量南北向断层，剖面上以逆滑型断层为主，考虑到不同埋深而带来地应力大小和方向的差异，现只针对井位附近断层做相应的应力计算与分析（见表 3）。分析结果发现：断层面叠合正应力是埋深、断层产状与地应力方向等联合作用的结果，埋深越大、地应力方向越靠近断层面法线方向，断层面叠合正应力越大，断层紧闭性越好。其中 DY1 井龙马溪组页岩断层面叠合正应力较小，约 75.8 ~ 83.1 MPa，断层紧闭性较差；而 DY2 井龙马溪组页岩断层面叠合正应力较大，约 188.4 ~ 218.3 MPa，

表3 丁山地区 DY1-4 井龙马溪组附近断层产状和断面应力计算结果

Table 3 The attitude of fault and calculation results of fracture plane stress near Longmaxi formation of Well DY1-4 in Dingshan area

井位	断层	走向/(°)	倾角 α /(°)	σ_H /MPa	σ_H 方向/(°)	σ_h /MPa	β /°	σ_v /MPa	P /MPa
DY1	F16	32.6	40~50	52.0	70~90	43.6	37.4~57.4	48.7	79.9~82.9
	F18	18.2	60~70						75.8~83.1
DY2	F14	2.8	40~50	121.6	50~60	109	26.7~36.7	145.0	214.7~218.3
	F40	23.3	40~50						208.8~215.8
	F59	119.2	20~30						188.4~205.7
	F64	114.2	40~50						211.9~217.6
	F15	6.1	30~40						90.7~100.3
DY3	F21	39.1	40~50	70.0	80~90	58.0	40.9~50.9	61.0	104.4~108.8
	F23	5.5	40~50						95.1~102.8
	F26	93.8	40~50						86.9~95.1
	F6	38.7	40~50						162.2~169.8
DY4	F48	20.1	40~50	112.0	90~100	90	70.7~80.7	93.0	152.3~164.0
	F66	19.3	40~50						151.7~163.5
	F3	35.4	50~70						163.2~169.7
	F2	111.8	40~50						151.7~163.6
	F2	111.8	40~50						21.8~31.8

断层紧闭性较好; DY3 井与 DY4 井龙马溪组页岩断层紧闭性一般。

3.2 抗压强度与破裂特征

一般认为断面叠合正应力越大, 断层越紧闭, 然而当断面叠合正压力大于断层附近岩石的屈服强度而小于抗压强度, 岩石处于塑形变形, 断层及其附近的裂缝处于受压紧或闭合状态, 有利于增强断层封闭性^[8,13], 因此有必要结合不同埋深下页岩力学性质与断层叠合正应力两者共同分析岩石所处的应力—应变阶段。此次岩石样品均取自4口井富有机质页岩层段, 无明显裂纹; 三轴抗压实验, 依据实地埋深设定相应温度与围压实验条件, 利用美国 GCTS 公司的 RTR-1000 三轴岩石力

学测试系统完成。对实验结果进行分析, 获得如下认识:

(1) DY1 井页岩岩样抗压强度为 139.8 ~ 205.5 MPa, 平均为 186.9 MPa, 叠合正应力远低于该地层条件下岩石的屈服强度 (处于弹性变形阶段), 断面紧闭性相对较差; DY2 井页岩岩样抗压强度为 224.0 ~ 286.7 MPa, 平均为 253.9 MPa, 叠合正应力普遍超过该地层条件下岩石的屈服强度且接近岩石破裂极限, 岩石总体处于塑性变形阶段, 断层及其附近的裂缝受压紧或闭合, 紧闭性相对较好; DY3 井与 DY4 井岩样抗压强度处于塑性变形与弹性变形过渡阶段, 断面或附近裂缝紧闭性相对一般 (见图4)。

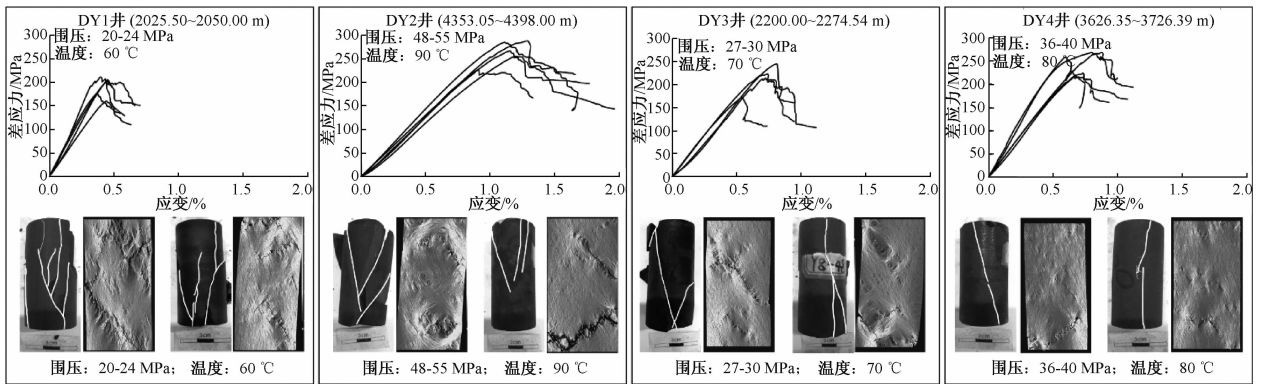


图4 DY1-4 井龙马溪组页岩岩心应力—应变曲线与破裂模式

Fig. 4 The stress-strain curve and fracture model of shale core of Longmaxi Formation in Well DY1-4

(2) 页岩在不同温压条件下破裂模式差异显著, 其中 DY1 井和 DY3 井页岩的岩样破裂模式较为复杂, 微裂纹较发育; 运用岩石力学软件 RFPA^{2D}模拟岩石破裂过程中裂纹的拓展发现, 沿

主破裂面常伴生有锯齿状裂纹, 岩样破碎程度较高; DY2 井岩样破裂模式较为单一, 破裂主要呈现一定的角度相交但贯穿岩样者少见, 模拟过程中发现裂纹边缘较为平整, 推测原因为由于温压

条件的加大,即埋深的加大,使得岩石内部裂纹的拓展主要集中在一个破裂面并产生延伸贯通,应力释放集中,岩样破裂比较完整。

对不同井位的不同埋深条件下页岩抗压强度以及破坏模式的进行分析, DY1 井附近断层岩石抗压强度较低,破碎程度较大,破裂模式较复杂,紧闭性较差; DY3 井和 DY4 井附近断层岩石抗压强度中等,破碎程度中等,破裂模式由复杂向单一过渡,紧闭性中等; DY2 井附近断层岩石抗压强度较高,破碎程度较小,破裂模式较单一,紧闭性较好,有利于油气保存。

3.2 岩石力学脆性

由于弹性模量越高,泊松比越低,岩石的脆性越高,造缝能力越强^[46]。但随着埋深加大,温度围压条件变化导致相关弹性参数也随之发生变化,因此需要在实地埋深条件下进行断层附近岩石的力学脆性分析和评价,探讨不同埋深岩石发生破裂时裂缝的发育程度。

通过对页岩实验力学参数的筛选,分析不同埋深相应参数的变化趋势发现(见图5),弹性模量、泊松比与埋深呈正相关,根据对相关岩石力

学脆性评价文献的调研结果^[47-48],采用 Rickman R 等^[49]提出的利用页岩的力学参数(E 和 μ)计算相应岩石的力学脆性,该方法由于现场实用性强,可利用室内实验测定所需要的计算参数,其过程较为方便,因此常被国内一些重要页岩气产区作为评价页岩脆性的方法,其具体公式如下:

$$BRIT = \left(\frac{E - 1}{8 - 1} \times 100 + \frac{\mu - 0.40}{0.15 - 0.40} \times 100 \right) / 2 \quad (4)$$

公式(4)中, E 为页岩弹性模量,10 GPa; μ 为页岩泊松比,无因次; $BRIT$ 为页岩脆性指数,无因次。计算结果表明: DY1 井与 DY3 井龙马溪组页岩因埋深较浅(小于2500 m),相应脆性程度较大,均达到50%以上,可推测该埋深范围的断层附近岩石破裂可产生较为复杂的裂缝系统,大大降低了断层的封闭性,不利于页岩气的保存;而 DY2 井和 DY4 井龙马溪组页岩因埋深较大(大于2500 m),相应脆性程度较小,均在50%以下,该埋深范围的断层附近岩石破裂难以产生复杂裂缝,在一定程度上可提高断层的封闭性,有助于页岩的保存。

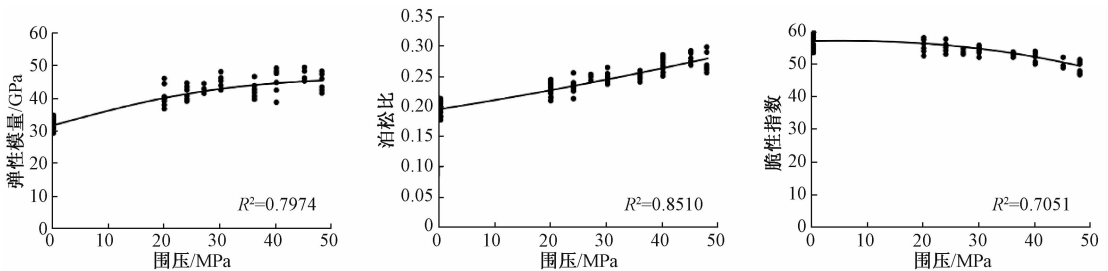


图5 页岩于不同围压(不同埋深)条件下弹性参数和脆性指数

Fig. 5 Elastic parameters and brittleness index of shale under different confining pressures (different buried depths)

表4 DY1-4 井目的层页岩岩心弹性参数与脆性指数

Table 4 Elastic parameters and brittleness index of shale core in Well DY1-4

井位	应力测试段井深/m	抗压强度/MPa	弹性模量/MPa	泊松比	脆性指数/%
DY1	2025.50 ~ 2045.04	139.8 ~ 205.5 (186.9)	25275 ~ 34292 (32323)	0.195 ~ 0.254 (0.228)	48.5% ~ 55.0% (52.3%)
DY2	4353.05 ~ 4364.73	224.0 ~ 286.7 (253.9)	39326 ~ 52041 (43299)	0.269 ~ 0.320 (0.287)	41.6% ~ 49.0% (46.3%)
DY3	2207.68 ~ 2274.54	156.9 ~ 227.8 (194.4)	29719 ~ 38202 (34676)	0.214 ~ 0.264 (0.234)	46.3% ~ 54.1% (50.8%)
DY4	3625.60 ~ 3728.33	216.2 ~ 258.7 (235.5)	34515 ~ 41603 (36130)	0.246 ~ 0.275 (0.254)	43.1% ~ 49.7% (47.8%)

注:括号内为平均值

4 现今地应力分布与岩石破裂接近度预测

丁山地区处于川东高陡逆冲—褶皱带南段,其中齐岳山断层与前缘多条分支断层共同组合成

为一套多级逆冲推覆式构造,总体构造呈现南东高、北西低,因此不同构造形态与不同的埋深条件下,现今地应力分布有所差异。利用有限元 2D- σ 模拟软件结合区域构造形态构建相应的属性和应力模型,结合现今地应力与岩石力学参数分析结果,并依据不同的埋深(0 ~ 2000 m、2000 m ~

3000 m、3000 ~ 4000 m、>4000 m)、断层破碎带、构造部位(浅埋平缓区、深埋平缓区、中部低缓斜坡区、东部高角度斜坡区)等在研究区范围内共设置27个不同弹性参数区域,结合上述对现今地应力方向的结果分析,分别施加南北向与东西向应力,限制了西侧、南侧边界的位移(见图6a),分析过程与结果如下:

(1) 由于地层构造部位与埋深条件不同,现今地应力预测结果在平面上存在较大差异,主要与构造形态和埋深的变化随之递变(见图6b、表

5): DY2井龙马溪组页岩处于构造低缓部位,埋深较大,最大水平主应力模拟结果为104.5 ~ 111.3 MPa,与现场压裂测试结果误差范围约8.5% ~ 14.1%; DY3井和DY4井龙马溪组页岩处于斜坡构造部位,现今地应力处于过渡范围,最大水平主应力模拟结果分别为77.2 ~ 83.1 MPa和97.8 ~ 105.1 MPa; DY1井处于浅埋平缓区,埋深较小,地应力较低为61.2 ~ 65.3 MPa。模拟结果总体较为可靠,该模型可用于岩石破裂系数预测。

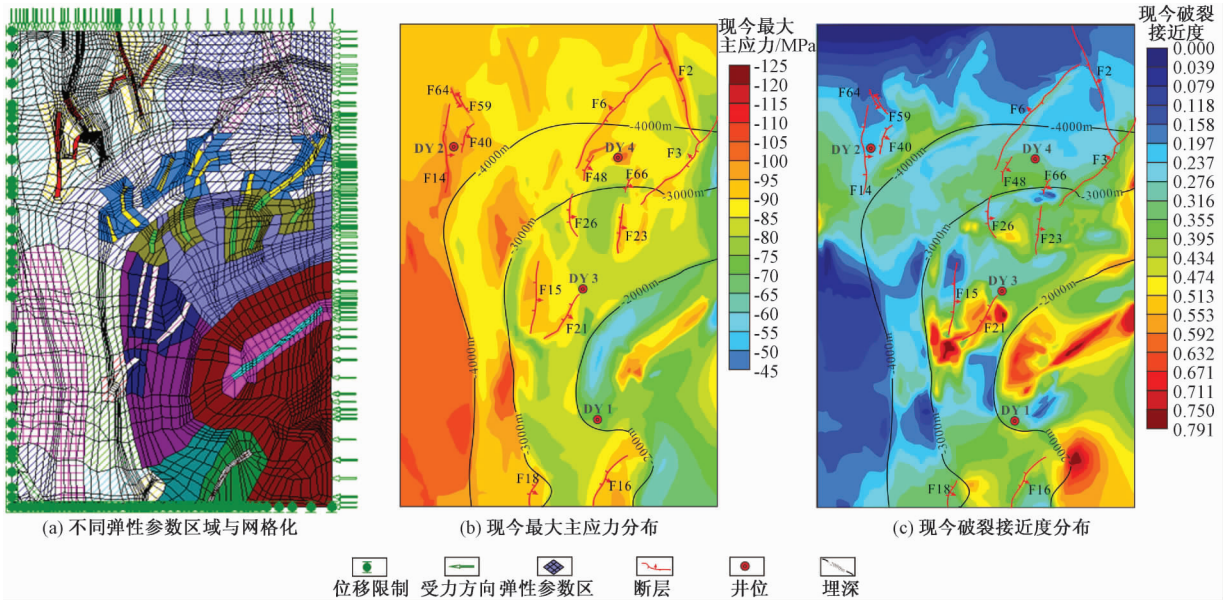


图6 丁山地区龙马溪组页岩层现今地应力模型、地应力分布与岩石破裂接近度预测

Fig. 6 The present in-situ stress model, distribution of in-situ stress and prediction of rock fracture coefficient in Longmaxi formation, Dingshan area

表5 地应力模拟结果与可靠度分析

Table 5 The simulation results of ground stress and reliability analysis

井位	最大水平地应力 压裂值/MPa	最大水平地应力 模拟值/MPa	应力误差范围/ %	岩石破裂系数	可靠度	构造部位
DY1	52.0	61.2 ~ 65.3	17.7 ~ 25.6	0.355 ~ 0.671	良好	浅埋平缓区
DY2	121.6	104.5 ~ 111.3	8.5 ~ 14.1	0.197 ~ 0.355	较好	深埋平缓区
DY3	70.0	77.2 ~ 83.1	10.3 ~ 18.7	0.355 ~ 0.592	良好	中部低缓斜坡区
DY4	112.0	97.8 ~ 105.1	6.2 ~ 12.7	0.276 ~ 0.395	较好	东部高角度斜坡区

(2) 理论上一般可用C-M准则作为岩石是否产生破裂的依据,具体表达式:

$$\eta = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{\left(\frac{c}{\tan\varphi} - \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}\right)\sin\varphi} \quad (5)$$

公式(5)中: η 为破裂接近度(%), σ_1 、 σ_3 为最大主应力、最小主应力, c 为岩石粘聚力, φ 为岩石内摩擦角。其中粘聚力与内摩擦角可通过室

内岩石力学实验测定。在现今地应力分布预测的基础上,赋予不同埋深与构造部位的岩石力学粘聚力、内摩擦角参数后可得对应的岩石破裂系数分布(见图6c),现今地应力条件下,岩石破裂程度普遍均小于1(未破裂),与上文断层正面叠合正应力均小于该地层条件下岩石的抗压强度结论一致。现今条件下岩石的破裂接近度的预测结果与上文岩石脆性指数的变化存在正相关关系,埋

深浅,脆性较高,埋深大则脆性较低。断层虽应力得到释放,但断层面应力大小仍然受埋深的控制,且断层附近的岩石内部微裂缝较为发育,断层破碎带的岩石强度要弱于远离断层的岩石强度,故模拟的结果显示断层附近岩石的破裂接近度要高于远离断层的岩石的破裂接近度;DY2井龙马溪组页岩破裂系数较低,约0.197~0.350,岩石较为稳定,断层封闭性较好,然而DY1井龙马溪组页岩破裂系数较高,变化范围较大,约0.355~0.671,岩石稳定性较低,断层封闭性较差。

5 讨论

综合上述分析结果,造成丁山地区龙马溪组页岩现今地应力差异显著主要原因为埋深,埋深越大,上覆地层压力与侧向水平应力越大,进而相应的岩石力学性质在不同应力状态下会产生差异,综合现今地应力与岩石力学性质两者结果,不同埋深下断层的封闭效果存在差异。断层封闭

较差则会造成页岩气沿断层发生逸散,同时也会导致地表水下渗,破坏油气藏;断层封闭性较好不仅在纵向上抑制页岩气的逸散,同时可避免大气水使原生沉积水被淋滤、冲刷^[50]。

DY1井龙马溪组页岩处于浅埋平缓区,附近断层叠合正应力与该地应力下岩石抗压强度相差较大,处于弹性变形阶段,岩石力学脆性以及破裂系数较高,断层带附近岩石极易发生破碎、较易形成复杂裂缝,又由于靠近齐岳山断裂,裂缝发育程度较高,页岩气易沿附近断层发生逸散,因此断层封闭性较差;DY4井与DY3井龙马溪组页岩处于中等埋深,力学脆性和破裂系数相对较低,但断面叠合正应力与抗压强度相差较大,因此断层封闭性一般;而DY2井龙马溪组页岩层断层面叠合正应力普遍超过岩石弹性强度且接近附近岩石抗压强度,处于塑性变形阶段,岩石脆性较低,发生破碎几率较小且距离齐岳山断裂较远,不易形成复杂裂缝系统,因此附近断层紧闭性较好(见表6)。

表6 龙马溪组井位附近断层封闭性综合初步评价

Table 6 Comprehensive evaluation of fault sealing near well location in Longmaxi formation

井位	断层	埋深/m	断面叠合正压力/MPa	抗压强度/MPa	破裂模式	力学脆性	破裂系数	封闭性
DY1	F16	2025.50~2050.00	79.9~82.9	139.8~205.5 (186.9)	劈裂型 双剪型	48.5%~55.0% (52.3%)	0.355~0.671	较差
	F18		75.8~83.1					
	F14		214.7~218.3					
DY2	F40	4353.05~4398.00	208.8~215.8	224.0~286.7 (253.9)	单剪型	41.6%~49.0% (46.3%)	0.197~0.355	较好
	F59		188.4~205.7					
	F64		211.9~217.6					
DY3	F15	2200.00~2274.54	90.7~100.3	156.9~227.8 (194.4)	劈裂型 双剪型	46.3%~54.1% (50.8%)	0.355~0.592	较差
	F21		104.4~108.8					
	F23		95.1~102.8					
DY4	F26	3626.35~3728.33	86.9~95.1	216.2~258.7 (235.5)	双剪性 单剪型	43.1%~49.7% (47.8%)	0.276~0.395	一般
	F6		162.2~169.8					
	F48		152.3~164.0					
	F66		151.7~163.5					
	F3		163.2~169.7					
	F2		151.7~163.6					

注:括号内为平均值

2013年,中石化先后依据不同构造部位和埋深条件钻探了DY2井和DY1井,分别获得日产 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 页岩气流,两口井钻遇均为厚度约30m的优质富有机质页岩,而由于埋深的不同,DY1井页岩气产量远不及DY2井^[22]。结合目前该地区页岩气生产资料和研究结果表明:不同埋深下页岩气商业效果不尽相同,其中DY1井目的层位于该构造南端的高陡部位,

距离齐岳山断裂8.5km,裂缝相对发育且埋深较浅(约2000m),附近断层封闭性较差或接近开启状态,总体含气性较差;而DY2井则远离齐岳山断裂,埋深较大(约4000m)且相应的地层压力较高,由于上覆地层压力对现今地应力的影响以及相应的岩石力学性质的综合结果,附近断层或裂缝封闭性较好,页岩气逸散强度较弱,总体含气性较好(见图7)。

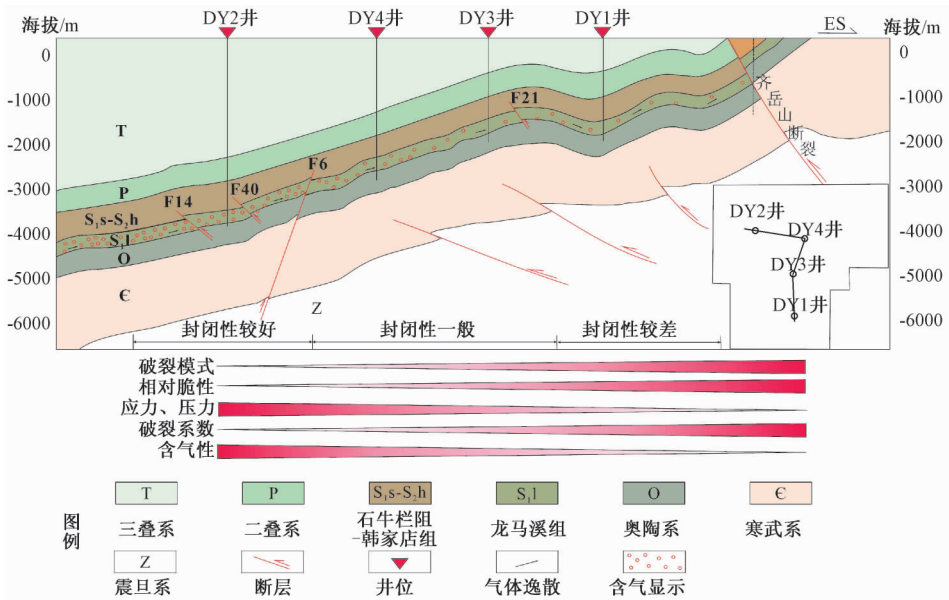


图7 丁山地区龙马溪组断层封闭性与页岩气保存模式图(据文献[22]修改)

Fig.7 The pattern of fault sealing and shale gas preservation in Longmaxi formation, Dingshan area (modified after [22])

6 结论

(1) 川东南丁山地区龙马溪组现今地应力方向总体方向处于北东东—南西西向($55^\circ \pm 5^\circ$)至南东—北西西向($110^\circ \pm 5^\circ$)范围。DY2井龙马溪组页岩处于深埋平缓区,埋深较大,现今地应力最大主应力为垂直145.0 MPa;DY3井和DY4井龙马溪组埋深程度中等,构造处于高陡或山脊部位,现今地应力最大主应力分别为水平70.0 MPa和112.0 MPa。DY1井龙马溪组页岩处于浅埋平缓区,埋深较浅,现今地应力最大主应力为水平52.0 MPa。

(2) DY1井龙马溪组附近断层面叠合正应力约75.8~83.1 MPa,岩石抗压强度约139.8~205.5 MPa,平均186.9 MPa,岩石处于弹性变形阶段,破裂模式较为复杂,脆性指数约48.5%~55.0%,岩石破裂较易形成复杂裂缝系统,岩石破裂系数约0.355~0.671,断层封闭性较差,含气性与试气效果较差;DY2井龙马溪组附近断层面叠合正应力约188.4~218.3 MPa,岩石抗压强度约224.0~286.7 MPa,岩石处于塑性变形阶段,破裂模式较为单一,脆性指数约41.6%~49.7%,岩石破裂较难以形成复杂裂缝系统,岩石破裂系数约0.197~0.355,断层封闭性较好,含气性与试气效果较好;DY3和DY4井龙马溪组页岩层附近断层封闭性一般。

致谢: 文中引用了中石化勘探分公司提供的珍贵资料,在此深表谢意。

参考文献/References

- [1] 邱贻博,查明,曲江秀.高邮凹陷陈堡及陈堡东地区断层封闭性研究[J].石油勘探与开发,2007,34(2):197~201.
QIU Yibo, ZHA Ming, QU Jiangxiu. Fault sealing performance in Chenbao and eastern Chenbao areas, Gaoyou Sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34 (2): 197~201. (in Chinese with English abstract)
- [2] 王新新,戴俊生,李旭航,等.多种方法评价断层封闭性——以金湖凹陷石港断裂带为例[J].沉积与特提斯地质,2013,33(3):69~75.
WANG Xinxin, DAI Junsheng, LI Xuhang, et al. Assessment of fault sealing ability: An example from the Shigang fault zone in the Jinhu depression, northern Jiangsu [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2013, 33 (3): 69~75. (in Chinese with English abstract)
- [3] 闻竹,付晓飞,吕延防.断层封闭性评价及断圈含油气预测[J].中南大学学报(自然科学版),2016,47(4):1209~1218.
WEN Zhu, FU Xiaofei, LÜ Yanfang. Evaluation of fault seal and hydrocarbon potential prediction of fault traps [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2016, 47 (4): 1209~1218. (in Chinese with English abstract)
- [4] 陈永峤,周新桂,于兴河,等.断层封闭性要素与封闭效应[J].石油勘探与开发,2003,30(6):38~40.
CHEN Yongqiao, ZHOU Xingui, YU Xinghe, et al. Sealing factors of faults and their sealing effects [J]. Petroleum

- Exploration and Development, 2003, 30 (6): 38 ~ 40. (in Chinese with English abstract)
- [5] 吕延防, 黄劲松, 付广, 等. 砂泥岩薄互层段中断层封闭性的定量研究 [J]. 石油学报, 2009, 30 (6): 824 ~ 829.
LÜ Yanfang, HUANG Jinsong, FU Guang, et al. Quantitative study on fault sealing ability in sandstone and mudstone thin interbed [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30 (6): 824 ~ 829. (in Chinese with English abstract)
- [6] 季宗镇, 戴俊生, 汪必峰. 地应力与构造裂缝参数间的定量关系 [J]. 石油学报, 2010, 31 (1): 68 ~ 72.
JI Zongzhen, DAI Junsheng, WANG Bifeng. Quantitative relationship between crustal stress and parameters of tectonic fracture [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31 (1): 68 ~ 72. (in Chinese with English abstract)
- [7] 王珂, 戴俊生. 地应力与断层封闭性之间的定量关系 [J]. 石油学报, 2012, 33 (1): 74 ~ 81.
WANG Ke, DAI Junsheng. A quantitative relationship between the crustal stress and fault sealing ability [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33 (1): 74 ~ 81. (in Chinese with English abstract)
- [8] 周新桂, 孙宝珊, 谭成轩, 等. 现今地应力与断层封闭效应 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27 (5): 127 ~ 131.
ZHOU Xingui, SUN Baoshan, TAN Chengxuan, et al. State of current geo-stress and effect of fault sealing [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27 (5): 127 ~ 131. (in Chinese with English abstract)
- [9] 谭成轩, 张明利. 地应力与油气运移 [J]. 中国西部油气地质, 2005, 1 (1): 70 ~ 76.
TAN Chengxuan, ZHANG Mingli. Crustal stress and petroleum migration [J]. West China Petroleum Geosciences, 2005, (1): 70 ~ 76. (in Chinese with English abstract)
- [10] 王连捷, 孙宝珊, 王薇, 等. 地应力对油气运移的驱动作用 [J]. 地质力学学报, 2011, 17 (2): 132 ~ 143.
WANG Lianjie, SUN Baoshan, WANG Wui, et al. Driving effect of the crustal stress on petroleum migration [J]. Journal of Geomechanics, 2011, 17 (2): 132 ~ 143. (in Chinese with English abstract)
- [11] 郭鹏, 李春林, 哈文雷, 等. 构造应力场与油气运聚规律探讨——以鄂尔多斯盆地苏10区块为例 [J]. 特种油气藏, 2011, 18 (5): 64 ~ 66.
GUO Peng, LI Chunlin, HA Wenlei, et al. Discussion of tectonic stress field and hydrocarbon migration and accumulation in the Su 10 block, Ordos Basin [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2011, 18 (5): 64 ~ 66. (in Chinese with English abstract)
- [12] 高伟中, 孙鹏, 田超, 等. 东海盆地西湖凹陷地应力场与油气运移关系探讨 [J]. 油气藏评价与开发, 2015, 5 (1): 1 ~ 6.
GAO Weizhong, SUN Peng, TIAN Chao, et al. Relation between crustal stress field and hydrocarbon migration in West Lake sag, East China Sea basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2015, 5 (1): 1 ~ 6. (in Chinese with English abstract)
- [13] 付广, 杨勉. 利用断裂填充物中泥质含量研究断层封闭性的改进方法 [J]. 江汉石油学院学报, 2002, 24 (1): 1 ~ 4.
FU Guang, YANG Mian. Improved method for studying fault closure by using shale content in fault filling materials [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2002, 24 (1): 1 ~ 4. (in Chinese with English abstract)
- [14] 孟令东, 付晓飞, 王雅春, 等. 徐家围子断陷火山岩断层带内部结构与封闭性 [J]. 石油勘探与开发, 2014, 41 (2): 150 ~ 157.
MENG Lingdong, FU Xiaofei, WANG Yachun, et al. Internal structure and sealing properties of the volcanic fault zones in Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41 (2): 150 ~ 157. (in Chinese with English abstract)
- [15] 童亨茂. 断层开启与封闭的定量分析 [J]. 石油与天然气地质, 1998, 19 (3): 215 ~ 220.
TONG Hengmao. Quantitative analysis of fault opening and sealing [J]. Oil & Gas Geology, 1998, 19 (3): 215 ~ 220. (in Chinese with English abstract)
- [16] 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 等. 湘鄂西-川东中生代陆内递进扩展变形: 来自裂变径迹和平衡剖面的证据 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2010, 35 (2): 161 ~ 174.
MEI Lianfu, LIU Zhaoqian, TANG Jiguang, et al. Mesozoic intra-continental progressive deformation in western Hunan-Hubei-Eastern Sichuan Provinces of China: Evidence from apatite fission track and balanced cross-section [J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2010, 35 (2): 161 ~ 174. (in Chinese with English abstract)
- [17] 孙玮, 刘树根, 王国芝, 等. 川东南丁山构造震旦系一下古生界油气成藏条件及成藏过程 [J]. 地质科技情报, 2010, 29 (1): 49 ~ 55.
SUN Wei, LIU Shugen, WANG Guozhi, et al. Petroleum formed condition and process research for sinian to Low Paleozoic at Dingshan structure in Southeast of Sichuan Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29 (1): 49 ~ 55. (in Chinese with English abstract)
- [18] 黄仁春, 魏祥峰, 王强. 四川盆地东南缘丁山地区页岩气成藏富集的关键控制因素 [J]. 海相油气地质, 2017, 22 (2): 25 ~ 30.
HUANG Renchun, WEI Xiangfeng, WANG Qiang. Key factors of shale gas accumulation in Dingshan area of southeastern Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22 (2): 25 ~ 30. (in Chinese with English abstract)
- [19] 王东. 川东南桑木场—酒店垭构造形成演化与多期流体充注 [D]. 成都: 成都理工大学, 2009.
WANG Dong. The evolution and multi-phase fluids injection of Sangmuchang-Jiudianya structure, southeast of Sichuan Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2009. (in

- Chinese with English abstract)
- [20] 宋光永, 刘树根, 黄文明, 等. 川东南丁山-林滩场构造灯影组热液白云岩特征 [J]. 成都理工大学学报 (自然科学版), 2009, 36 (6): 706~715.
SONG Guangyong, LIU Shugen, HUANG Wenming, et al. Characteristics of hydrothermal dolomite of Upper Sinian Dengying Formation in the Dingshan-Lintanchang structural zone, Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2009, 36 (6): 706~715. (in Chinese with English abstract)
- [21] 杨淑雯. 川南地区古生界构造特征及其对页岩气保存条件的影响 [D]. 荆州: 长江大学, 2015.
YANG Shuwen. Tectonic characteristics of Paleozoic in southern Sichuan region and its effects on shale gas preservation [D]. Jingzhou: Yangtze University, 2015 (in Chinese with English abstract)
- [22] 魏祥峰, 赵正宝, 王庆波, 等. 川东南碛江丁山地区上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合评价 [J]. 地质论评, 2017, 63 (1): 153~164.
WEI Xiangfeng, ZHAO Zhengbao, WANG Qingbo, et al. comprehensive evaluation on geological conditions of the shale gas in upper Ordovician Wufeng formation—Lower Silurian Longmaxi formation in Dingshan Area, Qijiang, southeastern Sichuan [J]. Geological Review, 2017, 63 (1): 153~164. (in Chinese with English abstract)
- [23] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征 [J]. 石油与天然气地质, 2010, 31 (3): 288~299, 308.
DONG Dazhong, CHENG Keming, WANG Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31 (3): 288~299, 308. (in Chinese with English abstract)
- [24] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力 [J]. 石油勘探与开发, 2010, 37 (6): 641~653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37 (6): 641~653. (in Chinese with English abstract)
- [25] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例 [J]. 天然气地球科学, 2013, 24 (4): 643~651.
GUO Tonglou, LIU Ruobing. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi formation in well JY1 as an example [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24 (4): 643~651. (in Chinese with English abstract)
- [26] 张小龙, 李艳芳, 吕海刚, 等. 四川盆地志留系龙马溪组有机质特征与沉积环境的关系 [J]. 煤炭学报, 2013, 38 (5): 851~856.
ZHANG Xiaolong, LI Yanfang, LÜ Haigang, et al. Relationship between organic matter characteristics and depositional environment in the Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38 (5): 851~856. (in Chinese with English abstract)
- [27] 范存辉, 李虎, 钟城, 等. 川东南丁山构造龙马溪组页岩构造裂缝期次及演化模式 [J]. 石油学报, 2018, 39 (4): 379~390.
FAN Cunhui, LI Hu, ZHONG Cheng, et al. Tectonic fracture stages and evolution model of Longmaxi Formation shale, Dingshan structure, Southeast Sichuan [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39 (4): 379~390. (in Chinese with English abstract)
- [28] Zeng W T, Zhang J C, Ding W L, et al. Fracture development in Paleozoic shale of Chongqing area (South China). Part one: Fracture characteristics and comparative analysis of main controlling factors [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2013, 75: 251~266.
- [29] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素 [J]. 天然气工业, 2014, 34 (6): 17~23.
HU Dongfeng, ZHANG Hanrong, NI Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34 (6): 17~23. (in Chinese with English abstract)
- [30] 牟传龙, 周恩恩, 梁薇, 等. 中上扬子地区早古生代烃源岩沉积环境与油气勘探 [J]. 地质学报, 2011, 85 (4): 526~532.
MU Chuanlong, ZHOU Kenken, LIANG Wei, et al. Early Paleozoic sedimentary environment of hydrocarbon source rocks in the middle-upper Yangtze region and petroleum and gas Exploration [J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85 (4): 526~532. (in Chinese with English abstract)
- [31] 郭旭升. 南海海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识 [J]. 地质学报, 2014, 88 (7): 1209~1218.
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China——understanding from the Longmaxi formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88 (7): 1209~1218. (in Chinese with English abstract)
- [32] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素 [J]. 地学前缘, 2016, 23 (1): 1~10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23 (1): 1~10. (in Chinese with English abstract)

- [33] 郭旭升, 郭彤楼, 魏志红, 等. 中国南方页岩气勘探评价的几点思考 [J]. 中国工程科学, 2012, 14 (6): 101 ~ 105, 112.
GUO Xusheng, GUO Tonglou, WEI Zhihong, et al. Thoughts on shale gas exploration in southern China [J]. Engineering Science, 2012, 14 (6): 101 ~ 105, 112. (in Chinese with English abstract)
- [34] 魏志红. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气的晚期逸散 [J]. 石油与天然气地质, 2015, 36 (4): 659 ~ 665.
WEI Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36 (4): 659 ~ 665. (in Chinese with English abstract)
- [35] 张晨晨, 王玉满, 董大忠, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩脆性评价与“甜点层”预测 [J]. 天然气工业, 2016, 36 (9): 51 ~ 60.
ZHANG Chenchen, WANG Yuman, DONG Dazhong, et al. Evaluation of the Wufeng-Longmaxi shale brittleness and prediction of “sweet spot layers” in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36 (9): 51 ~ 60. (in Chinese with English abstract)
- [36] 杨振恒, 魏志红, 何文斌, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩现场解吸气特征及其意义 [J]. 天然气地球科学, 2017, 28 (1): 156 ~ 163.
YANG Zhenheng, WEI Zhihong, HE Wenbin, et al. Characteristics and significance of onsite gas desorption from Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28 (1): 156 ~ 163. (in Chinese with English abstract)
- [37] 王浩, 王才志, 刘英明, 等. 利用测井资料合成井壁破坏图像分析地应力新方法 [J]. 测井技术, 2016, 40 (4): 488 ~ 492, 516.
WANG Hao, WANG Caizhi, LIU Yingming, et al. NEW method for formation stress analysis based on wellbore failure image created by log data [J]. Well Logging Technology, 2016, 40 (4): 488 ~ 492, 516. (in Chinese with English abstract)
- [38] Kingdon A, Fellgett M W, Williams J D O. 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, 2016, 73: 1 ~ 20.
- [39] Rajabi M, Tingay M, Heidbach O. The present-day state of tectonic stress in the Darling Basin, Australia: Implications for exploration and production [J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 77: 776 ~ 790.
- [40] Pedrera A, Ruiz-Constán A, Galindo-Zaldívar J, et al. Is there an active subduction beneath the Gibraltar orogenic arc? Constraints from Pliocene to present-day stress field [J]. Journal of Geodynamics, 2011, 52 (2): 83 ~ 96.
- [41] Zarifi Z, Nilfouroushan F, Raeesi M. Crustal stress map of Iran: Insight from seismic and geodetic computations [J]. Pure and Applied Geophysics, 2014, 171 (7): 1219 ~ 1236.
- [42] Bada G, Horváth F, Dövényi P, et al. Present-day stress field and tectonic inversion in the Pannonian basin [J]. Global and Planetary Change, 2007, 58 (1~4): 165 ~ 180.
- [43] Ju W, Sun W F, Ma X J. Tectonic stress pattern in the Chinese Mainland from the inversion of focal mechanism data [J]. Journal of Earth System Science, 2017, 126 (3): 41.
- [44] 唐颖, 唐玄, 王广源, 等. 页岩气开发水力压裂技术综述 [J]. 地质通报, 2011, 30 (2~3): 393 ~ 399.
TANG Ying, TANG Xuan, WANG Guangyuan, et al. Summary of hydraulic fracturing technology in shale gas development [J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30 (2~3): 393 ~ 399. (in Chinese with English abstract)
- [45] Kim H, Xie L M, Min K B, et al. Integrated in situ stress estimation by hydraulic fracturing, borehole observations and numerical analysis at the exp - 1 borehole in Pohang, Korea [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2017, 50 (12): 3141 ~ 3155.
- [46] 丁文龙, 李超, 李春燕, 等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响 [J]. 地学前缘, 2012, 19 (2): 212 ~ 220.
DING Wenlong, LI Chao, LI Chunyan, et al. Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19 (2): 212 ~ 220. (in Chinese with English abstract)
- [47] 杨宝刚, 潘仁芳, 赵丹, 等. 四川盆地长宁示范区龙马溪组页岩岩石力学特性及脆性评价 [J]. 地质科技情报, 2015, 34 (4): 183 ~ 188.
YANG Baogang, PAN Renfang, ZHAO Dan, et al. Mechanical properties and brittleness evaluation of Longmaxi shale rock of Changning demonstration area in Sichuan Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34 (4): 183 ~ 188. (in Chinese with English abstract)
- [48] 梁利喜, 庄大琳, 刘向君, 等. 龙马溪组页岩的力学特性及破坏模式研究 [J]. 地下空间与工程学报, 2017, 13 (1): 108 ~ 116.
LIANG Lixi, ZHUANG Dalin, LIU Xiangjun, et al. Study on mechanical properties and failure modes of Longmaxi Shale [J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2017, 13 (1): 108 ~ 116. (in Chinese with English abstract)
- [49] Rickman R, Mullen M J, Petre J E, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale [A]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition [C]. Colorado, USA: SPE, 2008, 1 ~ 11.
- [50] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究 [J]. 地学前缘, 2012, 19 (3): 280 ~ 294.
NIE Haikuan, BAO Shujing, GAO Bo, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19 (3): 280 ~ 294. (in Chinese with English abstract)