

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.574>



南堡凹陷1号构造断层垂向封闭能力定量评价

胡欣蕾, 吕延防, 付广, 王超, 刘哲

东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆 163318

摘要:通过对断裂带内部结构及其特征研究发现,断层岩是断层构成的重要部分,断层垂向封闭能力的强弱关键取决于油气运移方向断层岩与下伏储层岩石的排替压力差.若断层岩排替压力大于等于储层岩石,断层垂向封闭,其封闭能力的大小取决于二者排替压力差值的大小,差值越大,断层垂向封闭能力越强;反之断层垂向开启.断层岩的排替压力大小受泥质含量、压实成岩程度、岩石结构方向性等因素的影响,其泥质含量越高、压实成岩程度越大、断面方向与铅直方向夹角越小,断层岩排替压力越大.基于断层垂向封闭机理及影响因素,综合实验室不同角度泥岩样品排替压力测试结果与岩石力学分解关系,在确定与目标点断层岩具有相同压实成岩程度围岩地层的基础上,建立了一套定量评价断层垂向封闭能力的方法,并将其应用于渤海湾盆地南堡凹陷1号构造内典型断层垂向封闭能力评价中,结果表明:f1断层在不同测线处的断—储排替压力差为—0.114~1.035 MPa,除L7~L11测线处其他测线内断层岩排替压力均大于储层岩石,断层垂向封闭,与油气分布吻合关系较好.通过与未考虑岩石结构方向性方法的比较,证实该方法具有更好的可行性和更高的可信度.

关键词:南堡凹陷;垂向封闭能力;断层岩;排替压力;压实成岩时间;岩石结构方向性;油气地质.

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2019)11-3882-12

收稿日期: 2017-07-10

Quantitative Evaluation of Fault Vertical Sealing Ability of 1st Structure in Nanpu Sag

Hu Xinlei, Lü Yanfang, Fu Guang, Wang Chao, Liu Zhe

College of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China

Abstract: The study of the internal structure and its characteristics of fault zone shows that fault rock constitutes an important part of fault with universal distribution in fault, and the vertical sealing ability of fault is mainly determined by the difference of capillary entry pressure between fault rock and underlying reservoir rock. The fault is sealed when the capillary entry pressure of fault rock is not smaller than that of reservoir rock. In addition, the sealing ability is determined by the degree of capillary entry pressure difference, the greater the difference, the stronger the sealing ability of fault, and vice versa. The capillary entry pressure of fault rock depends on mud content, diagenetic degree and structure directionality of rock. The higher the mud content and the larger the degree of diagenesis, the smaller the angle between fault surface and vertical direction, which results in the greater the capillary entry pressure. Based on the fault vertical sealing mechanism and multiple geological factors, in combination with the results of capillary entry pressure of mudstone samples in different angles under laboratory conditions and the relation of rock mechanics decomposition, a set of method that could evaluate the fault vertical sealing ability is then established on the basis of determining the surrendering rock which has the same diagenetic degree with the target fault rock. Then the method was applied to evaluation of the fault sealing ability of 1st structure of Nanpu sag. The results indicate that the differences of capillary entry pressures of fault rock and reservoir rock in different survey lines of Fault f1 are from —0.114 MPa to 1.035 MPa, the capillary entry pressures of

基金项目:国家自然科学基金项目(No. 41872153);东北石油大学校级研究生创新科研项目(No. YJSCX2017-001NEPU).

作者简介:胡欣蕾(1991—),女,讲师,主要从事油气藏形成与资源评价工作. E-mail: dqsyhuxinlei@163.com

引用格式:胡欣蕾,吕延防,付广,等,2019.南堡凹陷1号构造断层垂向封闭能力定量评价.地球科学,44(11):3882-3893.

fault rock are larger than that of reservoir rock except for the survey Lines L1 to L7, that fault is sealed in vertical direction, which is consistent with oil and gas distribution law. The method is proved more feasible and credible by comparison of the results with those calculated by method which ignores the structure directionality of rock.

Key words: Nanpu sag; vertical sealing ability; fault rock; capillary entry pressure; diagenetic time; structure directionality of rock; petroleum geology.

南堡凹陷是我国典型的陆相盆地,断层构造十分发育,它既可以表现为油气聚集的遮挡物也是油气输导的通道(Landes, 1951),形成的断层相关型圈闭为油气聚集成藏提供了良好的储集空间.截止到目前,在南堡 1 号构造馆陶组及东一段地层中已发现巨大的油气勘探潜力,但在东二段及更深部地层中尚未见到工业油流,对断层发育区而言,断层封闭能力的好坏是影响油气运聚成藏的重要因素.随着新理论的提出和新技术方法的改进,断层封闭性的相关探索逐渐推进,相关认识逐渐趋于完善.关于断层封闭机理主要存在 2 种形式:一是基于断层两盘间无充填物发育提出的断面紧闭封闭机理,当断面所受正压力大于膏泥岩塑性变形强度时向渗流空间发生流动,阻塞断层伴生裂缝使断面紧闭愈合并形成封闭(吕延防等,1995;鲁兵等,1996;付晓飞等,2004;范婕等,2017);此方面研究多表现为定性或半定量分析,较难获取到断层所能封闭的烃柱高度.二是基于断裂带“二元”结构提出的断一储排替压力差封闭机理,当断层岩排替压力大于等于油气运移盘排替压力时,断层形成封闭(吕延防等,2007, 2016;付广等,2012;史集建等,2012);此方面研究多表现为定量分析,根据 SGR 算法可间接求取断层所能封闭的烃柱高度.其中后者较前者而言,不仅从野外露头观察与岩心分析数据出发,更符合地下实际情况;且考虑因素更加全面,从最初的仅考虑断层岩泥质含量(Yielding, 2002; Bretan *et al.*, 2003)单一因素的影响,到现在综合考虑断层岩泥质含量和压实成岩程度(吕延防等,2016)等多重因素的影响,但有关压实成岩时间的研究尚不成熟,且没有考虑岩石结构方向性(吕延防等,1993)对排替压力的影响,这无疑给油气勘探带来一定风险.因此,本文在实验室实测不同角度泥岩样品排替压力的基础上,结合岩石力学分解关系,综合考虑多个影响断层封闭能力的因素,建立了一套定量评价断层垂向封闭能力的方法,以期对南堡凹陷 1 号构造内主要控带断层 f1 的垂向封闭能力进行评价,并为下一步井位部署工作提供指导.

1 区域地质背景

南堡凹陷位于渤海湾盆地黄骅拗陷北部,北与燕山相连,南与沙垒田凸起超覆相接,西邻北塘凹陷,东接柏各庄、马头营凸起,是华北地台基底上在中、新生代发育形成的“北断南超”箕状构造(曹中宏等,2015;汤建荣等,2016).其中,南堡 1 号构造位于凹陷西南部斜坡带上,北部与生烃中心林雀次凹相接,为一典型背斜构造,被北东向及近东西向多条断层切割形成多个复杂断块(马良,2009),面积约为 300 km²(图 1).研究区在古近系及新近系由下至上发育有孔店组、沙河街组、东营组、馆陶组及明化镇组多套地层,其中受斜坡背景影响,构造高部位缺失沙二段及沙三段部分地层,而东二段发育的巨厚泥岩可作为油气在下部储层聚集的良好盖层,由于构造断层发育,常用断接厚度表示断层对盖层的破坏程度(付广等,2009;付广和李世朝,2017).

f1 断层在东二段斜穿南堡 1 号构造,为构造内的一条控带断层,控制构造带的形成与演化(马良,2009),因此确定 f1 断层的封闭能力对该构造油气勘探具有重要意义.目标断层在平面上呈北东向展布,延伸长度约为 19 km,断距 0~300 m(图 1a);在剖面上呈上陡下缓铲式分布,主干断层 f1 与旁侧同期断层组合形成“负花状”模式(图 1b).由图 1c 可以看出,虽然断层东西两侧活动性存在差异,但都主要在明化镇组末期停止活动,此时断层岩开始压实成岩,故断层岩的压实成岩时间为 2.58 Ma.

2 断裂带内部结构特征

根据野外观察与过断层岩心数据分析可知,断层并不是一个简单的面状构造,其多以断裂带形式出现,表现为具有一定宽度的、由不同属性岩石组成的典型二元结构,即断层核和破碎带(Knipe *et al.*, 1998).其中,断层核发育在断裂带中心部位,是断层两侧围岩滑动剪切的产物,它集中了断裂带的大部分变形,以发育各种断层岩为主要特征(陈伟等,2010);根据岩石物性及固结程度、剪切及胶结

作用强度等因素可划分为有内聚力断层角砾岩、无内聚力断层角砾岩及碎裂岩、断层泥、灰泥涂抹、胶结断层岩等(付晓飞等, 2013). 而破碎带以对称(Boutareaud *et al.*, 2008)或非对称(Tanaka *et al.*, 2001)结构展布在断层核两侧, 所受应力强度相对较弱, 岩石发生局部破裂仍保留母岩的基本特征, 其渗透率较断层核低 2~4 个数量级(Boutareaud *et al.*, 2008), 多由不同类型小断层、裂缝及变形带组成; 随着距断层核距离越远, 破碎带裂缝密度逐渐减小直至不再变化, 标志破碎带已完全过渡到围岩(Riley *et al.*, 2010).

3 断层垂向封闭机理及影响因素

3.1 断层垂向封闭机理

断裂带内部结构及其特征是影响断层输导与封闭能力的关键因素(Caine *et al.*, 1996; Fu *et al.*, 2019), 相关认识的逐步完善也控制着断层封闭机理的演化. 在尚未认清晰裂带内部结构前, Hubbert(1953)就提出断层的封闭机理实为毛细管封闭, 随后 Smith(1966)通过建立断层两盘岩性对接模型, 成功地将毛细管封闭应用到断层封闭性评价中.

断层在形成及后续活动过程中, 被两盘滑动削截的岩石碎屑所充填, 由于其内部往往形成地层负压或低压, 地层水的涌入导致充填物具有较高的孔隙度及含水饱和度, 伴随断层活动的逐渐减弱, 断层充填物在上覆沉积载荷和区域主压应力的共同作用下逐渐排出孔隙水并压实成岩(吕延防等, 2007). 断层充填物向断层岩演化过程中孔隙度逐渐减小, 含水饱和度逐渐降低, 压实成岩程度逐渐升高, 封闭能力逐渐增强. 此时, 断层在垂向上能否形成有效封闭主要取决于断层岩与下伏储层岩石排替压力的相对大小. 而在含油气盆地中所需研究的目标断层和与之配置的盖层及储层之间往往呈斜交分布状态, 且岩石结构具有一定的方向性(吕延防等, 1993), 使通过实测得到的排替压力值(垂直岩层面方向)并不能真实地反映断层的封闭能力, 而应受油气运移方向上排替压力差的影响. 基于上述情况, 提出当油气运移方向上断层岩排替压力大于等于下伏储层岩石排替压力时, 断层垂向封闭, 油气可向盖层下部有效储层中侧向分流并聚集成藏; 当油气运移方向断层岩排替压力小于储层岩石排替压力时, 断层垂向不封闭, 油气将沿

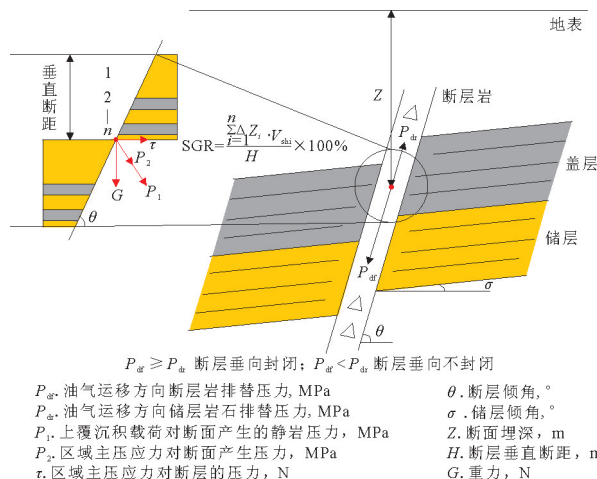


图 2 断层垂向封闭机理及影响因素示意

Fig.2 The fault vertical sealing mechanism and influencing factors

断层穿过盖层继续向上运移, 直至遇到合适的遮挡条件方能聚集成藏(图 2).

3.2 断层垂向封闭影响因素

依据上述提出的断—储排替压力差封闭机理, 断层的垂向封闭能力主要表现在断层岩与储层岩石排替压力的相对大小上, 而对于一套已知的储层岩石, 其排替压力是个定值, 那么断层的垂向封闭能力主要取决于断层岩排替压力的大小, 而其又要受到内部泥质含量和压实成岩程度 2 种因素的控制.

在成岩程度相同的条件下, 断层岩的泥质含量越高, 其孔渗性越差, 排替压力越大, 断层垂向封闭能力就越强. 由于断层岩是两盘围岩物质滑动削截掉入断裂带后逐渐压实排水形成的, 故断层岩泥质含量受断层断距及其所错断围岩岩性的影响. 我国沉积盆地多表现为砂泥岩薄互层建造, 控制断层充填物呈现为砂岩与泥岩碎屑的混合, 两种碎屑在断层岩中的比例主要取决于围岩中砂、泥岩层厚度的比例. 因此, 被断层错断地层中泥质含量越高、泥岩层数越多, 断层断距越小, 断层岩泥质含量越高, 断层垂向封闭能力越强; 反之则越弱.

在泥质含量相同的条件下, 断层岩压实成岩程度越高, 其物性越差, 排替压力越大, 断层垂向封闭能力越强. 而断层岩压实成岩程度又取决于其压实成岩埋深, 埋深又受压实成岩压力和压实成岩时间两方面作用. 对于前者, 断裂带内充填物在上覆沉积载荷与区域主压应力的作用下逐渐排出孔隙水压实成岩, 二者合力越大, 断层岩压实成

岩压力越大,断层紧闭愈合程度越高,断层垂向封闭能力越强.对于后者,断层最后一次停止活动时间越早,断层岩压实成岩时间越长,岩石越致密,孔渗性越差,断层垂向封闭能力越强.

4 断层垂向封闭性评价方法

以往在研究断层垂向封闭性时主要存在 2 个问题,其一忽略了断层岩压实成岩时间对排替压力的影响,其中断层岩是断层两盘滑动削截的产物,因此其在断层最后一次停止活动后才开始压实,而与断层岩具有相同埋深的围岩则是从岩石开始沉积就发生压实,前者明显晚于后者;而对于埋深、泥质含量、压实成岩压力等因素相同的岩层而言,其压实成岩时间越长,岩层受到的上覆沉积载荷和区域主压应力作用时间就越长,压实成岩程度就越高,孔渗性越差,排替压力也越高,封闭能力越强(吕延防等,2016).其二忽略了岩石结构方向性对排替压力的影响,吕延防等(1993)指出不同方向岩石排替压力不同,垂直岩层层面方向的排替压力要明显大于平行岩层层面方向的排替压力,且断层与盖层、储层并非呈直交分布状态,导致真正对油气运移起封闭作用的应是沿油气运移方向的断层岩与储层岩石排替压力,此方向排替压力与实验室实测排替压力(垂直岩层层面方向排替压力)之间存在一定偏差,因此评价结果必然会造成一定误差.

因此,基于上述确定的断层垂向封闭机理,综合考虑影响其封闭能力的诸多因素,就可以建立断层垂向封闭能力的评价方法.其核心就是确定油气运移方向断层岩与储层岩石的排替压力.

4.1 油气运移方向断层岩排替压力的确定

由于断层岩以一定厚度平铺在断层面上,故可将其视为倾置于沉积地层中由断层岩构成的一套倾斜岩层(吕延防等,2007);且断层岩是由两盘围岩物质滑动削截掉入到断裂带后逐渐压实、排出孔隙水后形成的,其与围岩具有一定的类比关系,故可以按照沉积岩石排替压力的求取方法获得断层岩排替压力.由于岩石压实成岩埋深及泥质含量是影响其封闭能力的重要因素(Wayne *et al.*, 2006),且根据前人研究成果可知,岩石排替压力与上述 2 个影响因素的乘积具有较好的正相关性(史集建等,2012),即可以通过断层岩泥质含量和压实成岩埋深确定其排替压力数值.一般在实验室条件下实测岩石排替压力时是垂直岩层层面方向取样的,导

致利用拟合关系式得到的排替压力也是垂直于岩层层面方向的,考虑到岩石结构方向性,此方向数值还需转化成油气运移方向数值.主要步骤如下.

4.1.1 断层岩泥质含量的获取 由野外观察可知,断层在活动过程中在断层上下两盘之间形成裂缝(付晓飞等,2005;王伟锋等,2017),该裂缝被两盘滑动削截的岩石碎屑以等比例厚度充填,因此断层岩的泥质含量主要受断层断距、被错断地层属性等因素影响.其大小可用 Yielding 提出的 SGR 法(Yielding *et al.*, 1997)计算求得,其中断层断距越小,被错断泥岩层厚度越大、层数越多,被错断砂岩层砂质含量越低,断层岩泥质含量就越高.

4.1.2 垂直断层方向断层岩排替压力的获取 因此,只要确定了断层岩的泥质含量及压实成岩埋深,就可以根据拟合关系确定垂直断层方向断层岩的排替压力.

岩石在不同深度范围内经历的成岩作用类型不同,当其埋深小于某一范围时主要受到机械压实的作用,岩石孔隙度随深度的变化是连续的,一般呈指数关系(Athy, 1930);随着埋深的增加,岩石受溶蚀及胶结作用的影响逐渐增强,孔隙度随深度的变化出现一定的偏移量,无明确的曲线形态.如果地层及断层发生的成岩作用主要为机械压实作用,而受溶蚀及胶结作用影响较小,那么此时岩石的压实成岩程度即可表现为压实成岩压力和压实成岩时间的函数(史集建等,2012).对于断层岩,其压实成岩压力为上覆沉积载荷作用在断层面上的正应力,压实成岩时间为断层最后一次停止活动到现今的时间;而对于围岩,其压实成岩压力为上覆地层静岩压力,压实成岩时间为地层沉积至现今的时间.基于动量守恒原理,在围岩地层中一定存在一点,该点岩石的压实成岩程度与目的点断层岩的压实成岩程度相同(式 1),这样就可以根据断层岩现今埋深、断层倾角、断层停止活动时间、与断层岩具有相同压实成岩程度围岩的压实成岩时间 4 个参数,获取断层岩压实成岩埋深(式 2).

$$Z \cos \theta \cdot T_i = Z_r \cdot T_r, \quad (1)$$

$$Z_i = Z \cos \theta \cdot \frac{T_i}{T_r}, \quad (2)$$

式中: Z 表示断层岩现今埋深,m; Z_i 表示与断层岩具有相同压实成岩程度围岩的埋深(即断层岩压实成岩埋深),m; T_i 表示断层岩压实成岩时间,Ma; T_r 表示与断层岩具有相同压实成岩程度围岩的压实成岩时间,Ma; θ 表示断层倾角,°.

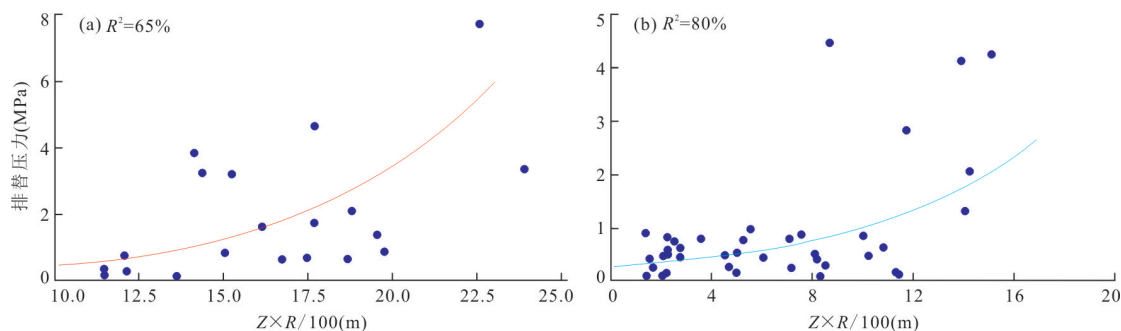


图 3 南堡凹陷实测岩石样品排替压力拟合关系

Fig.3 Fitting relation of the capillary entry pressure of rock samples in Nanpu sag

a. 断层岩; b. 储层岩石

为了确定南堡凹陷不同类型岩石样品排替压力与其泥质含量和压实成岩埋深之间关系,利用研究区不同含油气构造(南堡 1~5 号构造、老爷庙、高尚堡、柳赞)、不同层位(沙河街组三段—明化镇组)、不同岩性(泥质含量为 5%~66%)的样品 62 块,测量其埋深、泥质含量及排替压力数据。由于断层岩与围岩的这种类比关系,故从实测数据中筛选出泥质含量大于 30% 的样品进行拟合,即可得到断层岩排替压力与其埋深、泥质含量乘积之间的关系(图 3a,式 3)。将上述确定的断层岩泥质含量及压实成岩埋深代入到式 3 中便可以得到垂直断层方向断层岩的排替压力。

$$P_{\text{div}} = 0.399e^{0.117 \frac{Z_f \cdot R_f}{100}}, \quad (3)$$

式中: P_{div} 表示垂直断层方向断层岩排替压力, MPa; Z_f 表示断层岩压实成岩埋深, m; R_f 表示断层岩泥质含量, %。

4.1.3 油气运移方向断层岩排替压力的获取 岩石结构具有方向性(吕延防等, 1993), 为确定对断层垂向封闭起作用的油气运移方向断层岩排替压力, 考虑到安全因素及断层岩较难取心等问题, 本文选取与断层岩相似的四川盆地龙马溪组泥岩样品 2 块, 通过实测不同角度岩石样品排替压力, 来确定各方向岩石排替压力之间的关系(图 4)。实验结果表明, 不同方向岩石排替压力明显不同, 其在铅直方向(若地层水平, 则为垂直岩层面方向)上排替压力最大, 随着样品与铅直方向夹角逐渐增大, 排替压力逐渐减小, 当夹角达到 90° 即样品沿岩层走向取样时, 排替压力最小。这是因为岩石在铅直方向上受到的上覆沉积载荷最大, 压实成岩程度最高, 孔渗性最差造成的。

但 2 块泥岩样品排替压力随夹角的变化规律不

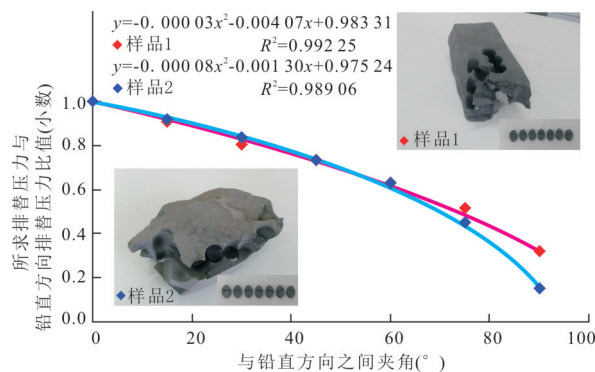


图 4 四川盆地龙马溪组泥岩样品排替压力测试

Fig.4 Test of the capillary entry pressure of mudstone samples in S_{14} Formation of Sichuan basin

同, 表明排替压力受岩样本身成分、非均质性等因素影响, 故不能用单一岩石排替压力变化规律代表整个研究区排替压力随夹角变化趋势。因此, 仅用此实验结论验证铅直方向排替压力最大, 而其他方向排替压力则采用岩石力学分解的方法求取。

虽然断层岩与泥岩具有不同的压实成岩史及内部结构, 但二者内部结构均具有方向性, 都是在铅直方向上受到的沉积载荷最大, 孔渗性最差, 排替压力最大。基于此, 以铅直方向为基准, 确定其与垂直断层方向及油气运移方向断层岩排替压力间的关系(图 5a), 从而得到油气运移方向与垂直断层方向断层岩排替压力的关系如式 4 所示, 即可获取油气运移方向断层岩排替压力。

$$P_{\text{df}} = P_{\text{div}} \cdot \tan \theta, \quad (4)$$

式中: P_{df} 表示油气运移方向断层岩排替压力, MPa; P_{div} 、 θ 符号意义同上。

4.2 油气运移方向储层岩石排替压力的确定

与断层岩相似, 要确定油气运移方向储层岩石排替压力, 首先要根据储层岩石的泥质含量

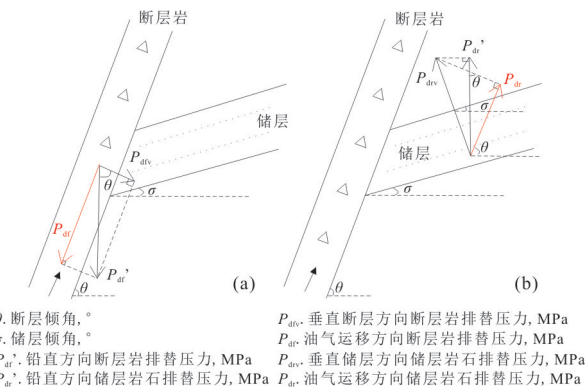


图5 不同方向岩石排替压力变化规律

Fig.5 Laws of the capillary entry pressure in different directions

a. 断层岩; b. 储层岩石

及压实成岩埋深确定垂直储层方向储层岩石的排替压力,再根据岩石力学分解关系得到油气运移方向的排替压力。

从上述南堡凹陷实测岩石中筛选出泥质含量小于40%的样品进行拟合,得到储层岩石排替压力与其泥质含量、压实成岩埋深的拟合关系(式5),其中泥质含量可根据附近井的自然伽马或自然电位曲线利用Forward软件确定,压实成岩埋深在研究区没有发生明显抬升剥蚀的情况下可用现今埋深代替,这样就能确定垂直储层方向储层岩石的排替压力。

$$P_{drv} = 0.160e^{0.165 \frac{Z_r \cdot R_r}{100}}, \quad (5)$$

式中: P_{drv} 表示垂直储层方向储层岩石排替压力,MPa; Z_r 表示断层岩下伏储层岩石现今埋深,m; R_r 表示储层岩石泥质含量,%。

由于储层岩石与实验所用的泥岩样品均属于碎屑岩类,仅是前者的粒度明显大于后者,因此内部结构的方向性是相似的,但与断层岩一经沉积就处于倾斜状态不同的是,储层岩石在正常沉积状态下一般呈水平分布,仅是成岩后受断层或岩浆等作用产状发生变化,但对于已固结的岩石而言仍然是垂直于储层方向的排替压力最大。根据上述关系,便可由式6通过垂直储层方向的排替压力求取油气运移方向储层岩石的排替压力。

$$P_{dr} = P_{drv} \cdot \cos(\sigma - \theta + 90^\circ), \quad (6)$$

式中: P_{dr} 表示油气运移方向储层岩石排替压力,MPa; σ 表示储层倾角, $^\circ$; P_{drv} 、 θ 符号意义同上。

为了验证岩石力学分解法在求取不同方向岩石排替压力值方面的可行性与合理性,将利用式6

表1 不同方向岩石排替压力实测值与分解法计算值间关系

Table 1 The relation of capillary entry pressure by measurement and calculation (applicable for normal fault)

	样品 1				样品 2			
断层倾角($^\circ$)	90	75	60	45	90	75	60	45
实测值(MPa)	2.68	2.43	2.16	1.96	4.55	4.16	3.82	3.33
计算值(MPa)	2.68	2.59	2.32	1.90	4.55	4.39	3.94	3.22
误差(%)	0	6.73	7.61	3.31	0	5.53	3.25	3.27

得到的计算值与实验室实测排替压力值进行比较(表1)。根据图4所述实验结果可知,垂直于岩层面钻取岩样的排替压力值最大,考虑到岩石受上覆沉积载荷压实作用机制(岩石在铅直方向上具有最大排替压力值这一原理),故可将储层倾角视为 0° ,此时垂直储层层面方向与油气运移方向的夹角即为 $90^\circ - \theta$ 。通过比较2组数据可知,对于南堡凹陷广泛发育的正断层(倾角介于 $45^\circ \sim 90^\circ$)而言,利用岩石力学分解法得到的计算值与实测值间的误差在 $0\% \sim 7\%$,误差值相对较小,表明利用岩石力学分解法得到的排替压力能较好地反映地下不同方向岩石排替压力间的关系。

4.3 断层垂向封闭能力评价

依据断层垂向封闭机理,比较上述确定的油气运移方向断层岩与储层岩石排替压力的相对大小。若断层岩排替压力大于等于储层岩石,则断层垂向封闭,油气可封闭在东二段盖层之下聚集成藏;若断层岩排替压力小于储层岩石,则断层垂向开启,油气将穿过盖层继续向上运移,直至遇到有效遮挡条件。且二者排替压力差越大,断层垂向封闭能力越强。

5 f1断层垂向封闭性研究

为了确定上述提出的断层垂向封闭能力研究方法在评价南堡凹陷1号构造f1断层时的可行性,利用研究区测井解释成果,厘定了NP1-37井孔隙度随深度的变化规律,如图6所示曲线呈指数规律变化,尚未出现明显的孔隙度增大或减小区段,表明该地区岩石主要受机械压实作用影响,而溶蚀及胶结作用发生的可能性较小(乔海波等,2017),符合式2求取断层岩压实成岩埋深的适用条件。

因此,利用上述提出的考虑断层岩压实成岩时间和岩石结构方向性的方法定量评价f1断层在东二段泥岩盖层内的垂向封闭能力是可行的。具体评

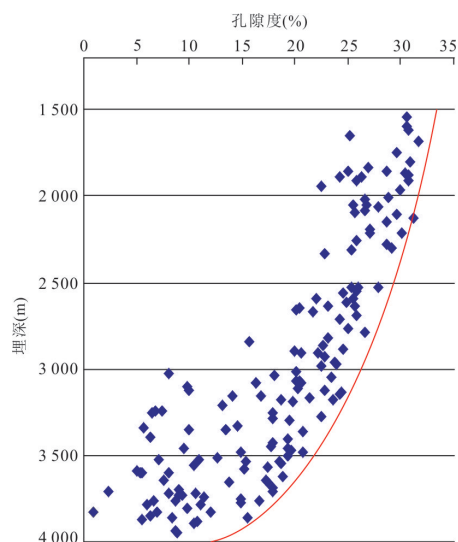


图 6 南堡凹陷 1 号构造孔隙度随深度变化规律

Fig.6 Variation law of porosity with depth in 1st structure of Nanpu sag

价步骤及相应结果如下:

(1) 选取覆盖目标断层范围、测井曲线较为完整的井(如 B30、NP117X1、NP1-24 等共 17 口),依据其 *SP* 或 *GR* 曲线值确定井上泥质含量的分布规律.

(2) 利用研究区地震解释资料,建立断层及地层的三维地质模型,结合步骤①中确定的井上泥质含量数据依据 SGR 算法得到 f1 断层在三维空间上各点断层岩的泥质含量(SGR)、断层倾角等属性值(图 7a, 7b).

(3) 依据不同测线处断层岩现今埋深、倾角及压实成岩时间等因素,根据式 2 求得断层岩的压实成岩埋深,并将其与断层岩泥质含量共同代入到式 3、式 4 中计算得到油气运移方向断层岩的排替压力,其值约为 0.362~1.536 MPa(表 2).

(4) 根据泥质含量曲线,在井上标定出东二段与东三上亚段 2 套泥岩盖层间泥质含量较低的储层部分的顶底界面,进而虚拟得到储层岩石的泥质含量、倾角等属性值(图 7c, 7d);将其与储层岩石现今埋深、相应测线处断层倾角属性值代入到式 5、式 6 中计算得到油气运移方向储层岩石的排替压力约为 0.287~0.589 MPa(表 2).

(5) 根据已确定的油气运移方向排替压力值,得到不同测线处的断—储排替压力差为 -0.114~1.035 MPa,其中 L7~L11 测线处排替压力差为负值,断层垂向不封闭,无油气显示井出现(图 1);其他测线处均为正值表明断层垂向封闭,与控制储量范围吻合较好.

深入分析表 2 所示的定量计算结果,其中 L7~L10 测线处虽然发育油源断层及有效圈闭,且储层连通性较好(砂地比高达 47.4%),但此处断—储排替压力差为 -0.034~-0.114 MPa,二者差值小于零即断层垂向不封闭,即使其他成藏条件再好,油气也会沿着断层穿过东二段泥岩盖层继续向上运移,该计算结果与测线处无油气聚集成藏吻合较好.同理,在 L1~L6、L11~L30 测线处断层岩排

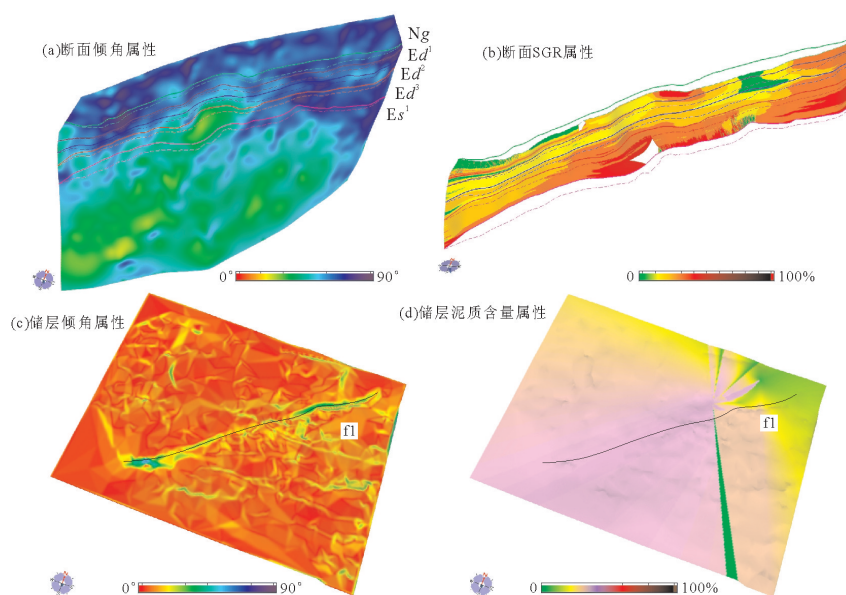


图 7 南堡凹陷 1 号构造 f1 断层及东二段储层属性图

Fig.7 Attribution of Fault f1 and Ed₂ Formation in 1st structure of Nanpu sag

表 2 南堡凹陷 1 号构造 f1 断层垂向封闭性评价参数

Table 2 Evaluation data of fault vertical sealing of Fault f1 in 1st structure of Nanpu sag

测线号	现今埋深 (m)	断层岩					储层岩石				
		泥质含 量(%)	断层倾 角(°)	压实成岩埋 深(m)	垂直断层	油气运移	泥质含 量(%)	储层倾 角(°)	垂直储层	油气运移	断—储排 替压力差 (MPa)
					方向排替 压力 (MPa)	方向排替 压力 (MPa)			方向排替 压力 (MPa)	方向排替 压力 (MPa)	
1	2 876.5	36.49	61.81	128.42	0.421	0.786	30.53	14.63	0.747	0.548	0.238
2	2 869.3	44.03	56.65	149.07	0.431	0.655	30.53	8.87	0.760	0.563	0.092
3	2 901.7	40.92	47.67	184.67	0.436	0.479	30.51	16.41	0.786	0.408	0.070
4	2 887.3	35.12	47.35	184.87	0.430	0.467	30.51	19.07	0.749	0.355	0.112
5	2 963.4	42.05	61.32	134.40	0.426	0.779	30.49	14.41	0.789	0.576	0.203
6	2 985.3	39.61	45.16	198.94	0.438	0.440	30.61	10.94	0.783	0.440	0.000
7	3 000.0	36.83	39.54	218.64	0.438	0.362	30.66	2.57	0.791	0.476	-0.114
8	2 996.3	34.39	42.53	208.67	0.434	0.398	30.67	3.42	0.804	0.507	-0.109
9	2 959.8	33.91	44.30	200.19	0.432	0.422	30.65	4.41	0.801	0.514	-0.092
10	2 927.0	31.94	47.76	185.96	0.428	0.471	30.63	1.83	0.781	0.561	-0.090
11	2 956.1	30.97	49.03	183.17	0.426	0.491	30.52	6.02	0.769	0.525	-0.034
12	3 047.8	31.75	53.53	171.21	0.425	0.575	30.46	9.86	0.792	0.547	0.028
13	3 040.4	31.47	53.20	172.12	0.425	0.568	30.23	13.22	0.788	0.506	0.062
14	3 122.1	31.33	61.98	138.61	0.420	0.789	26.77	11.58	0.690	0.531	0.258
15	3 073.7	28.68	66.27	116.90	0.415	0.944	26.77	14.63	0.687	0.539	0.405
16	3 096.0	27.30	66.12	118.45	0.414	0.936	26.77	11.91	0.701	0.569	0.367
17	3 144.5	25.14	62.43	137.54	0.415	0.796	26.77	6.56	0.711	0.589	0.207
18	3 178.3	23.42	65.14	126.27	0.413	0.891	26.77	15.02	0.713	0.547	0.344
19	3 185.8	22.43	67.65	114.49	0.411	1.000	24.81	9.72	0.669	0.567	0.433
20	3 315.0	23.63	74.98	81.19	0.408	1.521	21.62	8.27	0.561	0.515	1.005
21	3 212.2	30.26	75.05	78.31	0.410	1.536	21.41	12.84	0.567	0.501	1.035
22	3 315.0	33.36	69.73	108.54	0.416	1.127	22.77	16.31	0.599	0.481	0.646
23	3 322.7	40.23	66.42	125.61	0.423	0.970	23.72	8.99	0.638	0.537	0.432
24	3 396.0	40.16	60.92	155.99	0.429	0.772	19.79	9.67	0.513	0.400	0.372
25	3 380.5	43.12	65.98	130.04	0.426	0.956	18.06	4.87	0.475	0.415	0.541
26	3 399.8	43.79	64.90	136.30	0.428	0.913	16.38	12.14	0.427	0.340	0.573
27	3 509.2	42.23	64.11	144.81	0.429	0.883	14.68	7.58	0.393	0.328	0.555
28	3 470.0	44.39	55.60	185.27	0.439	0.642	13.80	4.47	0.369	0.287	0.354
29	3 548.7	44.34	64.22	145.86	0.430	0.891	13.16	8.20	0.359	0.298	0.593
30	3 485.7	43.35	71.49	104.58	0.421	1.257	12.19	11.84	0.337	0.291	0.966

替压力均大于等于储层岩石,二者差值为 0~1.035 MPa,断层在垂向上呈封闭状态,但能否有油气聚集成藏还要综合考虑源岩、储层及圈闭等因素的影响,若各成藏因素匹配关系较好,则表现为油气聚集的有利部位,反之不利于油气聚集。

通过分析上述数据可知,对于断层岩石,虽然其泥质含量(22.4%~44.4%)与断层倾角(39.5°~75.1°)变化范围较大,但利用二者计算得到的垂直断层方向断层岩排替压力值(0.408~0.439 MPa)基本一致,这主要受断层岩排替压力拟合关系式的影响,由于排替压力和压实成岩埋深、泥质含量的乘积具有如式 3 所示的指数关系,受断层岩压实成岩埋深较小的影响,二者乘积也相对较小,其在一定范围内的变化对排替压力影响甚小;而由垂直断层方向排替压力转化为油气运移方向排替压力时,受断层倾角变化影响,排替压力值随倾角的增大而逐渐增大,二者具有

较好的对应关系。同理对于储层岩石,其与断层岩具有相似的排替压力拟合关系式,但由于储层岩石现今埋藏较深,它与相应泥质含量的乘积相对较大,致使其在一定范围内的变化对排替压力影响较大,由测线 L1 至 L30,储层岩石现今埋深逐渐增大,泥质含量逐渐降低,而排替压力总体呈下降趋势,表明泥质含量是控制储层岩石排替压力变化规律的主要因素;当垂直储层方向排替压力转化为油气运移方向排替压力时,二者具有较好的正相关关系。

若不考虑岩石结构方向性对排替压力的影响,那么计算得到的断层岩与储层岩石排替压力的差值为 -0.370~0.084 MPa,其中 L1~L25 测线处排替压力差均为负值,表明断层垂向开启,其与东二段控制储量结果相互矛盾。这表明本文提出方法在定量评价断层垂向封闭能力时是可行的,能更符合地下实际情况,降低断圈钻探风险。

6 结论

(1)根据断裂带内部结构特征,得到断层垂向封闭机理实为断—储排替压力差封闭,断层在垂向上能否形成封闭,主要取决于盖层内油气运移方向断层岩排替压力与下伏储层岩石排替压力的相对大小,只有当断层岩排替压力大于等于储层岩石排替压力时,断层垂向封闭;反之断层垂向不封闭。且断层垂向封闭能力强弱取决于断—储排替压力差,差值越大,断层垂向封闭能力越强;反之断层垂向封闭能力越弱。

(2)断层岩排替压力受其泥质含量、压实成岩程度及断裂带内部结构影响。断层岩泥质含量越高,压实成岩压力越大,压实成岩时间越长,断面方向与铅直方向夹角越小,断层岩排替压力就越大。针对上述影响因素,在确定与目标点断层岩具有相同压实成岩程度的围岩地层的基础上,建立了断层垂向封闭的断—储排替压力差法。

(3)南堡凹陷 1 号构造内 f1 断层在不同测线处的断—储排替压力差为 $-0.114 \sim 1.035$ MPa,其中 L1~L6、L12~30 测线处断层岩排替压力大于等于储层岩石,断层垂向封闭,有利于油气聚集成藏; L7~L11 测线处断层岩排替压力小于储层岩石,断层垂向开启,其控制范围内无油气显示。该评价方法较之前未考虑断层岩压实成岩时间及岩石结构方向性的方法更科学合理,评价结果更符合实际。

References

- Athy, L. F., 1930. Density, Porosity, and Compaction of Sedimentary Rocks. *AAPG Bulletin*, 14(1): 1—24. <https://doi.org/10.1306/3d93289e-16b1-11d7-8645000102c1865d>
- Boutareaud, S., Wibberley, C. A. J., Fabbri, O., et al., 2008. Permeability Structure and Co-Seismic Thermal Pressurization on Fault Branches: Insights from the Usukidani Fault, Japan. *Geological Society, London, Special Publications*, 299(1): 341—361. <https://doi.org/10.1144/sp299.20>
- Bretan, P., Yielding, G., Jones, H., 2003. Using Calibrated Shale Gouge Ratio to Estimate Hydrocarbon Column Heights. *AAPG Bulletin*, 87(3): 397—413. <https://doi.org/10.1306/08010201128>
- Caine, J. S., Evans, J. P., Forster, C. B., 1996. Fault Zone Architecture and Permeability Structure. *Geology*, 24(11): 1025—1028. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1996\)024<1025:fzaaps>2.3.co;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1996)024<1025:fzaaps>2.3.co;2)
- Cao, Z. H., Zhang, H. C., Liu, G. Y., et al., 2015. Main

- Control Factors and Distribution Prediction of High-Quality Carbonate Reservoirs in the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 36(1): 103—110 (in Chinese with English abstract).
- Chen, W., Wu, Z. P., Hou, F., et al., 2010. Internal Structures of Fault Zones and Their Relationship with Hydrocarbon Migration and Accumulation. *Acta Petrolei Sinica*, 31(5): 774—780 (in Chinese with English abstract).
- Fan, J., Jiang, Y. L., Liu, J. D., et al., 2017. Relationship of Fault with Hydrocarbon Migration and Accumulation in Longfengshan Area, Changling Faulted Depression. *Earth Science*, 42(10): 1817—1829 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.568>
- Fu, G., Li, S. Z., 2017. Restoration Method of Closed Evolution History of Fractured Mudstone Cap Rock and Its Application. *Earth Science*, 42(9): 1590—1598 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.514>
- Fu, G., Shi, J. J., Lü, Y. F., 2012. An Improvement in Quantitatively Studying Lateral Seal of Faults. *Acta Petrolei Sinica*, 33(3): 414—418 (in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Yang, W. M., Lei, L., et al., 2009. A New Method for Quantitative Evaluation of Vertical Seal Ability of Faults in Caprock. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 16(4): 18—20 (in Chinese with English abstract).
- Fu, X. F., Fang, D. Q., Lü, Y. F., et al., 2005. Method of Evaluating Vertical Sealing of Faults in Terms of the Internal Structure of Fault Zones. *Earth Science*, 30(3): 328—336 (in Chinese with English abstract).
- Fu, X. F., Lü, Y. F., Fu, G., et al., 2004. Quantitative Simulation Experiment and Evaluation Method for Vertical Seal of Overthrust. *Chinese Journal of Geology*, 39(2): 223—233 (in Chinese with English abstract).
- Fu, X. F., Shang, X. Y., Meng, L. D., 2013. Internal Structure of Fault Zone and Oil/Gas Reservoir in Low-Porosity Rock. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 44(6): 2428—2438 (in Chinese with English abstract).
- Fu, X. F., Yan, L. Y., Meng, L. D., 2019. Deformation Mechanism and Vertical Sealing Capacity of Fault in the Mudstone Caprock. *Journal of Earth Science*, 30(2): 367—375. <https://doi.org/10.1007/s12583-018-0998-7>
- Hubbert, M. K., 1953. Entrapment of Petroleum under Hydro-Dynamic Conditions. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 37: 1954—2026.
- Knipe, R. J., Jones, G., Fisher, Q. J., 1998. Faulting, Fault

- Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs: An Introduction. *Geological Society, London, Special Publications*, 147(1): 93. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.147.01.01>
- Landes, K. K., 1951. A Scrutiny of the Abstract. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 35(7): 1660—1966. <https://doi.org/10.1029/EO050i003p00074-01>
- Lu, B., Chen, Z. M., Guan, D. F., et al., 1996. The Activating Properties of Fault Planes and Functions of Sealing Oil-Gas Accumulation. *Acta Petrolei Sinica*, 17(3): 33—38 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Chen, Z. M., Chen, F. J., 1995. Evaluation of Sealing Ability of Faults Using Nonlinear Mapping Analysis. *Acta Petrolei Sinica*, 16(2): 36—41 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Chen, Z. M., Fu, G., et al., 1993. Research on the Displacement Pressure of Caprock. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 17(4): 1—7 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Sha, Z. X., Fu, X. F., et al., 2007. Quantitative Evaluation Method for Fault Vertical Sealing Ability and Its Application. *Acta Petrolei Sinica*, 28(5): 34—38 (in Chinese with English abstract).
- Lü, Y. F., Wang, W., Hu, X. L., et al., 2016. Quantitative Evaluation Method of Fault Lateral Sealing. *Petroleum Exploration and Development*, 43(2): 1—7 (in Chinese with English abstract).
- Ma, L., 2009. The Dynamics Simulation on Migration and Accumulation of Oil - Gas Prediction of Exploration Targets in Nanpu Depression, Bohai Bay Basin, China (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Qiao, H. B., Wang, S. L., Zhang, B. M., et al., 2017. Diagenetic Characteristics and Evolution Sequence of Dongying Formation in Nanpu 1st Structure. *Petroleum Geology and Engineering*, 31(2): 33—37 (in Chinese).
- Riley, P. R., Goodwin, L. B., Lewis, C. J., 2010. Controls on Fault Damage Zone Width, Structure, and Symmetry in the Bandelier Tuff, New Mexico. *Journal of Structural Geology*, 32(6): 766—780. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2010.05.005>
- Shi, J. J., Li, L. L., Fu, G., et al., 2012. Quantitative Evaluation Method and Application of Vertical Sealing Property of Faults in Caprock. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 42(Suppl.2): 162—169 (in Chinese with English abstract).
- Smith, D. A., 1966. Theoretical Consideration of Sealing and Non - Sealing Faults. *AAPG Bulletin*, 50(2): 363—374. <https://doi.org/10.1306/5d25b48f-16c1-11d7-8645000102c1865d>
- Tanaka, H., Hinoki, S. I., Kosaka, K., et al., 2001. Deformation Mechanisms and Fluid Behavior in a Shallow, Brittle Fault Zone during Coseismic and Interseismic Periods: Results from Drill Core Penetrating the Nojima Fault, Japan. *The Island Arc*, 10(3/4): 381—391. <https://doi.org/10.1046/j.1440-1738.2001.00336.x>
- Tang, J. R., Wang, H., Meng, L. J., et al., 2016. Pressure Evolution and Its Effect on Petroleum Accumulation in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 41(5): 809—820 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.068>
- Wang, W. F., Zhou, W. W., Xu, S. L., 2017. Formation and Evolution of Concealed Fault Zone in Sedimentary Basin and Its Significance in Hydrocarbon Accumulation. *Earth Science*, 42(4): 613—624 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.048>
- Wayne, R. B., Jim, U., David, N. D., et al., 2006. Multi-Disciplinary Approach to Fault and Top Seal Appraisal; Pyrenees-Macedon Oil and Gas Fields, Exmouth Sub-Basin, Australian Northwest Shelf. *Marine and Petroleum Geology*, 23(3): 241—259.
- Yielding, G., 2002. Shale Gouge Ratio-Calibration by Geohistory. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 11(2): 1—15. [https://doi.org/10.1016/S0928-8937\(02\)80003-0](https://doi.org/10.1016/S0928-8937(02)80003-0)
- Yielding, G., Freeman, B., Needham, D. T., 1997. Quantitative Fault Seal Prediction. *AAPG Bulletin*, 81(6): 897—917. <https://doi.org/10.1306/522b498d-1727-11d7-8645000102c1865d>

附中文参考文献

- 曹中宏, 张红臣, 刘国勇, 等, 2015. 南堡凹陷碳酸盐岩优质储层发育主控因素与分布预测. 石油与天然气地质, 36(1): 103—110.
- 陈伟, 吴智平, 侯峰, 等, 2010. 断裂带内部结构特征及其与油气运聚关系. 石油学报, 31(5): 774—780.
- 范婕, 蒋有录, 刘景东, 等, 2017. 长岭断陷龙凤山地区断裂与油气运聚的关系. 地球科学, 42(10): 1817—1829.
- 付广, 李世朝, 2017. 被断裂破坏泥岩盖层封闭性演化史恢复方法及其应用. 地球科学, 42(9): 1590—1598.
- 付广, 史集建, 吕延防, 2012. 断层侧向封闭性定量研究方法的改进. 石油学报, 33(3): 414—418.
- 付广, 杨文敏, 雷琳, 等, 2009. 盖层内断裂垂向封闭性定量评价新方法. 特种油气藏, 16(4): 18—20.
- 付晓飞, 方德庆, 吕延防, 等, 2005. 从断裂带内部出发评价断

- 层垂向封闭性的方法. 地球科学, 30(3): 328—336.
- 付晓飞, 吕延防, 付广, 等, 2004. 逆掩断层垂向封闭性定量模拟实验及评价方法. 地质科学, 39(2): 223—233.
- 付晓飞, 尚小钰, 孟令东, 2013. 低孔隙岩石中断裂带内部结构及与油气成藏. 中南大学学报(自然科学版), 44(6): 2428—2438.
- 鲁兵, 陈章明, 关德范, 等, 1996. 断面活动特征及其对油气的封闭作用. 石油学报, 17(3): 33—38.
- 吕延防, 陈章明, 陈发景, 1995. 非线性映射分析判断断层封闭性. 石油学报, 16(2): 36—41.
- 吕延防, 陈章明, 付广, 等, 1993. 盖岩排替压力研究. 大庆石油学院学报, 17(4): 1—7.
- 吕延防, 沙子萱, 付晓飞, 等, 2007. 断层垂向封闭性定量评价方法及其应用. 石油学报, 28(5): 34—38.
- 吕延防, 王伟, 胡欣蕾, 等, 2016. 断层侧向封闭性定量评价方法. 石油勘探与开发, 43(2): 1—7.
- 马良, 2009. 南堡凹陷油气运聚动力学模拟及有利勘探目标预测(硕士学位论文). 北京: 中国地质大学.
- 乔海波, 王时林, 张博明, 等, 2017. 南堡 1 号构造东营组储层成岩作用特征及演化序列. 石油地质与工程, 31(2): 33—37.
- 史集建, 李丽丽, 付广, 等, 2012. 盖层内断层垂向封闭性定量评价方法及应用. 吉林大学学报(地球科学版), 42(增刊 2): 162—169.
- 汤建荣, 王华, 孟令箭, 等, 2016. 渤海湾盆地南堡凹陷地层压力演化及其成藏意义. 地球科学, 41(5): 809—820.
- 王伟锋, 周维维, 徐守礼, 2017. 沉积盆地断裂趋势带形成演化及其控藏作用. 地球科学, 42(4): 613—624.