

油气藏盖层封闭性研究现状及未来发展趋势

付晓飞^{1,2}, 吴桐^{1,2}, 吕延防^{1,2}, 柳少波³, 田华³, 卢明旭⁴

(1. 东北石油大学 非常规油气成藏与开发省部共建国家重点实验室培育基地, 黑龙江 大庆 163318;

2. 黑龙江省高校科技创新团队“断层变形、封闭性及与流体运移”, 黑龙江 大庆 163318;

3. 中国石油 勘探开发研究院 石油地质实验研究中心, 北京 100083;

4. 中国石油 大庆油田有限责任公司 第四采油厂, 黑龙江 大庆 163511)

摘要:盖层直接决定了油气富集规模,大中型油气田盖层岩性主要为泥岩、膏盐岩和碳酸盐岩。近几十年来,盖层封闭性研究在封闭机理与评价方法方面取得了很大进展。不同学者先后提出了毛细管封闭、水力封闭、超压封闭和烃浓度封闭机理,针对不同封闭机理建立了盖层封闭性评价行业标准,在区带评价和勘探目标选择过程中起到重要的指导作用。传统盖层封闭性主要是静态评价,经历多期埋藏-抬升的盖层封闭能力是变化的。金之钧等建立了盖层封闭能力动态演化过程定量评价方法,利用埋藏过程孔隙度-毛细管压力、抬升过程渗透率-毛细管压力关系和OCR定量预测盖层毛细管封闭能力变化过程,为多期构造演化盆地油气富集规律研究提供了合理依据。基于对以上机理和方法的研究,指出断层、构造裂缝和水力裂缝是盖层完整性破坏的关键因素,明确了油气穿越盖层运移条件,为寻找次生油藏提供了思路。断裂和裂缝形成演化过程及其对盖层完整性破坏取决于盖层岩石力学特征,即盖层脆-韧性变形,基于泥岩密度和岩石力学特征建立了泥质岩脆-韧性变形转换判别方法;基于拜耳利摩擦定律和盖茨准则建立了膏盐岩脆-韧性变形转换判别方法,明确了断裂和裂缝在脆性、脆-韧性和韧性盖层中形成演化机理和对盖层破坏作用。现今,盖层封闭性仍有许多问题需要深入探索,包括不同级别盖层对油气保存的影响,宏观地质因素对盖层封闭能力的影响,泥页岩岩石成岩阶段划分及封闭能力动态演化过程,盖层脆-韧性转化及破裂条件定量表征,深层断层对油气输导和保存,盖层完整性定量评价方法等。

关键词:动态演化;脆韧性变形;毛细管压力;岩石力学特征;封闭机理;盖层;叠合盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Research status and development trend of the reservoir caprock sealing properties

Fu Xiaofei^{1,2}, Wu Tong^{1,2}, Lyu Yanfang^{1,2}, Liu Shaobo³, Tian Hua³, Lu Mingxu⁴

(1. State Key Laboratory Base of Unconventional Oil and Gas Accumulation and Exploitation, College of Earth Science, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. Science and Technology Innovation Team of Universities of Fracture Deformation, Sealing Properties and Fluid Migration, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 3. Laboratory of Geological Sciences, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 4. No. 4th Oil Production Plant of Daqing Oilfield Limited Liability Company, PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163511, China)

Abstract: Caprock directly determines the scale of oil-gas accumulation. The lithology of caprock in large-medium oil and gas fields is mainly mudstone, gypsolyte/saline rock and carbonate rock. In recent decades, we have made great progress in the sealing mechanism and evaluation methods for sealing property study. Scholars have proposed the capillary, hydraulic, overpressure, and hydrocarbon concentration sealing mechanisms through the years. For different sealing mechanisms, the sealing property evaluation criteria were set up, which played an important role both in the evaluation of hydrocarbon plays and the selection of exploration targets. Conventional study on the sealing properties of caprock is mainly based on static evaluation, but in fact, its sealing properties may change during multi-stage burial-uplift tectonic evolution. Jin (2013) established a quantitative evaluation method for the dynamic evolution of caprock sealing properties, which was

收稿日期:2016-09-19;修订日期:2018-03-12。

第一作者简介:付晓飞(1973—),男,教授、博士生导师,含油气盆地分析。E-mail: fuxiaofei2008@sohu.com。

基金项目:国家自然科学基金重点联合基金项目(U1562214);国家科技重大专项(2016ZX05003-002, 2016ZX05024-005)。

based on the relationship between the porosity and capillary pressure during burial,the permeability and capillary pressure during uplift,and the *OCR*,a quantitative prediction method for the evolution of capillary sealing properties. And the method provides a reasonable basis for the study of oil and gas accumulation in multi-stage tectonic evolution basin. Thus,based on the study of the above-mentioned mechanisms and methods,it was pointed out that faults,tectonic fractures and hydraulic fractures were the key factors to the integrity of caprock,and the condition for the oil and gas to break through caprock was clarified,which provided a new way to find the secondary reservoir. The formation and evolution process of faults and fractures and their destruction to the caprock integrity depend on the seal's mechanical characteristics,that is,the caprock brittle-deformation prone or ductile-deformation prone. Based on the density and rock mechanics of mudstone,a method for distinguishing brittle and ductile deformation of mudstone was established. According to Byerlee's friction law and Goetes's criterion,a method for distinguishing brittle-ductile deformation of gypsolyte/saline rock is formulated. Therefore,the mechanisms for destruction of faults and fractures on brittle,brittle-ductile or ductile caprocks were clarified. Nowadays,there are still many problems necessary to be explored further,including the effects of different caprocks on hydrocarbon preservation,the effects of regional geologic factors on the sealing properties of caprock,the division of diagenesis stages and the dynamic evolution of sealing properties of shale,the brittle-ductile transition of caprocks and quantitative characterization of fracture conditions,the effect of deep faults on oil and gas migration and preservation,quantitative evaluation of caprock integrity,etc.

Key words: dynamic evolution,brittle-ductile deformation,capillary pressure,rock mechanical characteristics,sealing mechanism,caprock,superposed basin

油气藏盖层封闭性研究是伴随石油地质理论的发展而逐渐发展起来的,大致可分为 3 个阶段(图 1)。油气封盖概念建立阶段(1966 年以前),油气勘探由露头区转入覆盖区,背斜聚油理论指导油气勘探,认识到浮力是油气运移的主要动力,泥岩盖层在油气成藏中起到重要的作用,以 1966 年 Smith 提出盖层和断层封闭性概念为标志,开始探索盖层封闭性和断层封闭性问题^[1]。盖层封闭机理探索阶段(1966—1996),构造

圈闭的复杂性和岩性圈闭的隐蔽性导致钻探失利,促使勘探家考虑油气运聚后的保存问题,以 1987 年 Watts 提出盖层毛细管封闭机理和水力封闭机理为标志^[2],开始系统研究盖层和断层封闭机理并进行定性评价。1983 美国地质学家协会年(AAPG)召开盖层和油气保存方面的专题研讨会,Downey 认为盖层研究要从微观和宏观两方面进行^[3];Grunau 认为页岩和蒸发岩是有效盖层^[4],沉积环境、扩散速率和裂缝形成演化是盖层

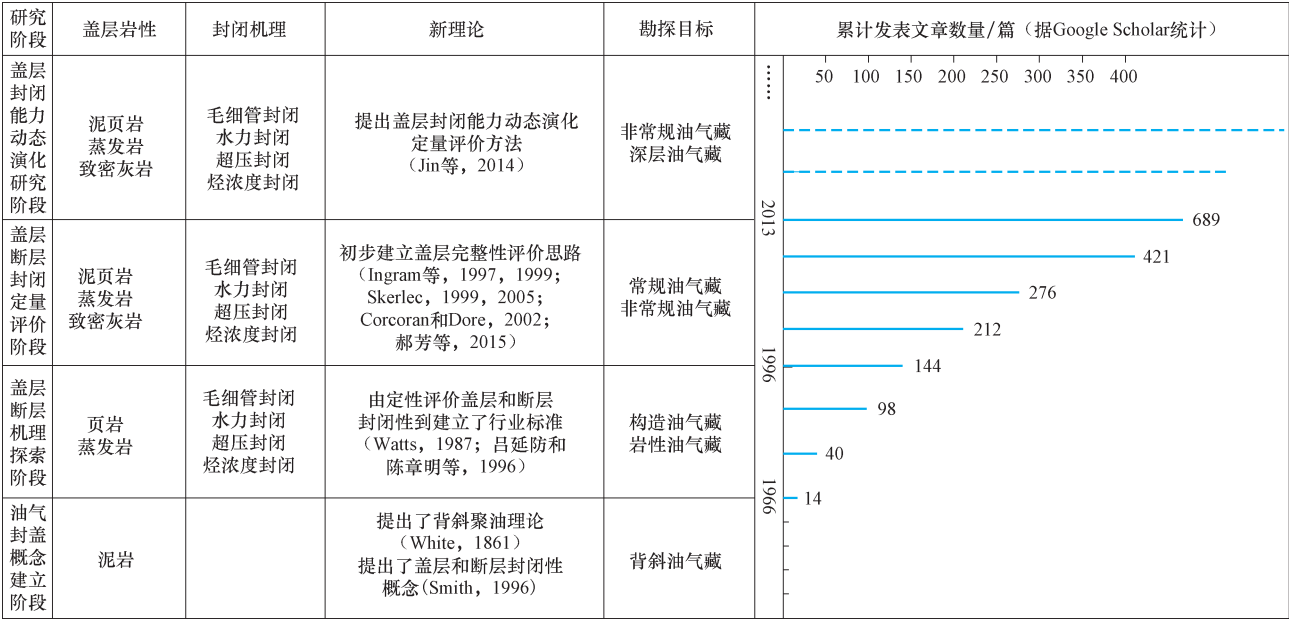


图 1 油气藏盖层封闭性理论研究进展

Fig. 1 Theoretical research progress in reservoir caprock sealing properties

评价的重要参数。1996年吕延防等人又提出了超压封闭机理和烃浓度封闭机理^[5],针对不同封闭机理建立了利用排替压力、有效应力和抗张强度、异常孔隙流体压力和扩散系数评价封闭能力方法,依据盖层宏观发育特征和微观封闭能力,建立了盖层封闭性评价行业标准。盖层与断层封闭性定量评价阶段(1997—2013),断层附近大量有效的经济目标发现和钻探失利形成的矛盾,使地质学家开始考虑如何定量评价断层和盖层封闭性。以吕延防出版的“油气藏封盖研究”为标志,建立了盖层封闭能力定量评价方法^[5],初步建立了盖层完整性评价思路^[6-11],指出盖层完整性破坏因素有构造破裂(断裂错断、亚地震断层与砂体匹配、构造裂缝)和水力破裂作用。认识到盖岩脆-韧性特征是控制盖层完整性的关键因素,提出了利用密度-应变^[7,10]、*BRI*和*OCR*^[8-9,12]、Byerlee摩擦定律和Goetze's准则定量判断泥页岩和膏盐岩脆-韧性转换定量评价标准^[13]。盖层封闭能力动态演化研究阶段(2014—),伴随常规油气由中浅层转向深层,多旋回盆地油气多期成藏和改造迫切需要开展盖层封闭能力动态演化研究,加之非常规油气勘探开发,在盖岩脆-韧性定量表征基础上,金之钧提出了泥页岩盖层封闭能力动态演化过程评价方法^[14]。此外,地球物理新技术在盖层完整性评价中也逐渐得到应用^[15]。迄今为止,针对盖层封闭能力的研究在封闭机理和评价方法上都取得了长足的进展,勘探目标也由常规油气藏向非常规和深层油气藏扩展,未来对盖层封闭能力的研究必定从定性转为定量评价,从静态转为动态评价,从过去仅依据宏观发育特征和微观封闭机理评价转为从润湿性改变、构造破裂和水力破裂等对不同成岩程度和不同脆韧性盖层完整性的评价。

1 盖层发育特征及封闭能力

1.1 岩性

统计表明,大中型油气田盖层主要岩性为泥岩、膏盐岩和碳酸盐岩,泥页岩最为常见^[16-17](图2)。不同岩性盖层封闭的最大烃柱高度存在明显差异^[6](图3a),膏岩封闭烃柱高度最大,其次为泥岩和碳酸盐岩,砂岩最小。我国陆相盆地不同岩性盖层排替压力也存在差异,封闭能力依然遵循膏岩、泥岩、碳酸盐岩和砂岩依次变差的规律(图3b)。但膏岩、泥岩和碳酸盐岩均能封闭住几千米的烃柱高度,因此,岩性不是盖层封闭性定量评价的关键参数。

1.2 盖层分布范围

盖层按分布范围可分为区域性盖层和局部性盖层^[5]。区域性盖层遍布在含油气盆地或坳陷的大部分地区,厚度大、面积广且分布稳定;局部性盖层指分布在局部构造上的盖层。深湖-半深湖相、潟湖相通常发育质纯、厚度较大、分布面积广的区域性盖层^[5],河流相、三角洲相、滨浅湖相等通常形成砂-泥薄互层、厚度较小、分布面积小的局部性盖层。因此说沉积环境是决定盖层宏观发育程度的关键因素。仅从盖层和烃源岩分布范围看,盖层可分为三级:好的盖层分布范围大于烃源岩的范围,中等的盖层分布范围与烃源岩的面积相当,差的盖层分布范围远小于烃源岩面积。

1.3 盖层厚度

从毛细管封闭机理讲,盖层厚度与其封闭能力无直接的函数关系^[2,18]。但一些研究者认为盖层厚度与烃柱高度之间存在某些联系^[19],即盖层厚度影响其空间分布^[5],厚度越大,沉积环境越稳定,均质性越好,横向分布的面积越广,欠压实并导致超压形成的可能性越大,断裂越不容易导致盖层渗漏。从厚度影响分布的角度看,厚度越大,越有利于油气的保存。因此,无论是气田还是油田,直接盖层的厚度与可封盖的最大烃柱高度总体呈现正相关关系(图4)。

1.4 单层厚度和盖地比

单层厚度和盖地比是反映盖层“纯度”的参数,同一层位的盖层单层厚度越大,盖地比越高,纵向连续分布盖层的厚度越大,封闭能力越强^[20]。King利用逾渗理论研究了叠置砂体间连通性问题(不考虑断裂),发现存在一个砂地比特征门限值,低于该门限值砂体之间基本不连通^[21]。Jackson等人提出一个薄层砂泥岩互层的储层模型^[22],估计水平的逾渗阈值为0.28(C_0),垂直的逾渗阈值为0.5(C)。这意味着泥质岩盖层的盖地比为35%~50%时,垂向不连通;统计中西部前陆盆地气藏之上盖层的泥地比发现,封住天然气所需最小的泥地比为40%~60%^[20],当有小断层和裂缝存在的时候,最小的泥地比可能升高。根据盖地比盖层品质可分为三级(图5):盖地比小于 $1-C$ 的盖层为封闭能力差的盖层,盖地比介于 $1-C$ 和 $1-C_0$ 时为封闭能力中等的盖层,盖地比大于 $1-C_0$ 时为封闭能力强的盖层。

1.5 盖层的岩石力学特征

泥岩脆性指数(*BRI*)、超固结比(*OCR*)、岩石内摩

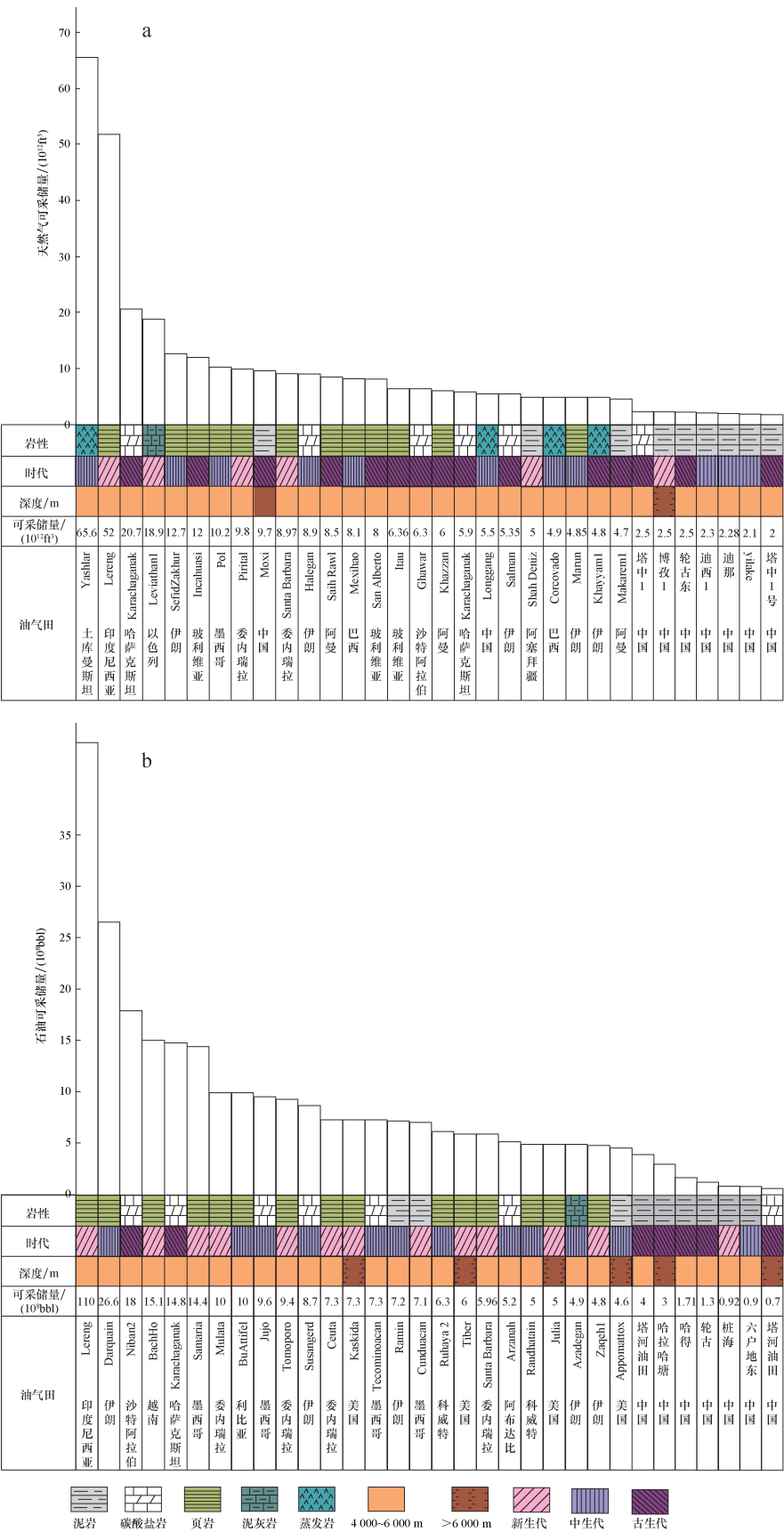


图 2 世界 32 个深层和超深层油气田盖层层位和岩性特征

Fig. 2 Layers and lithologic features of caprocks in 32 deep and ultra-deep oil and gas fields in the world

a. 32 个大型气田盖层层位和岩性; b. 32 个大型油田盖层层位和岩性

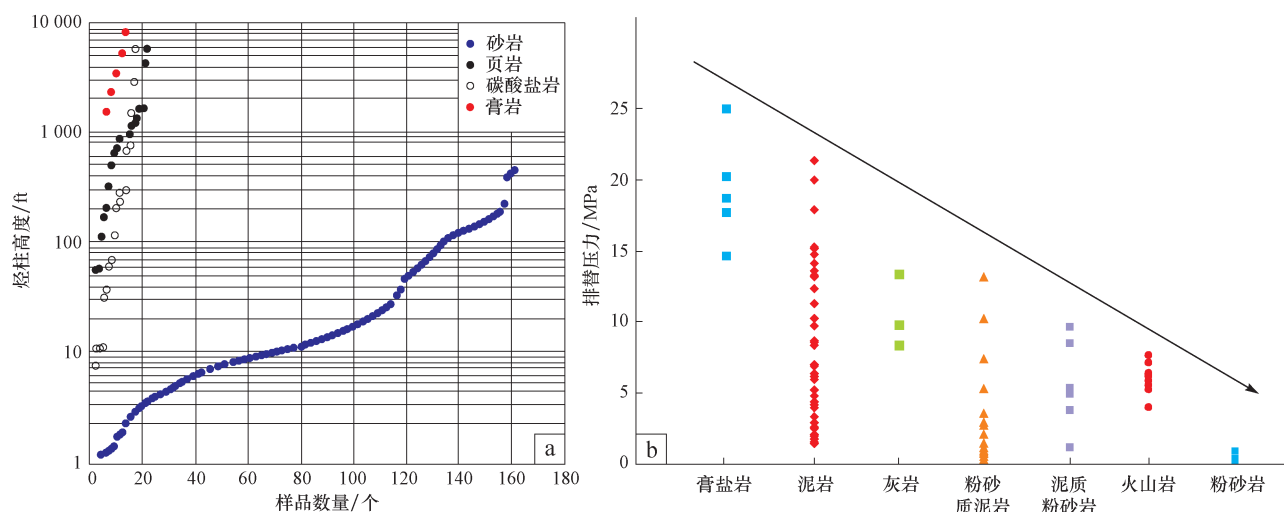
图3 不同岩性盖层封闭能力评价参数对比^[6]

Fig. 3 Parameter comparison for various lithological caprock sealing capacities

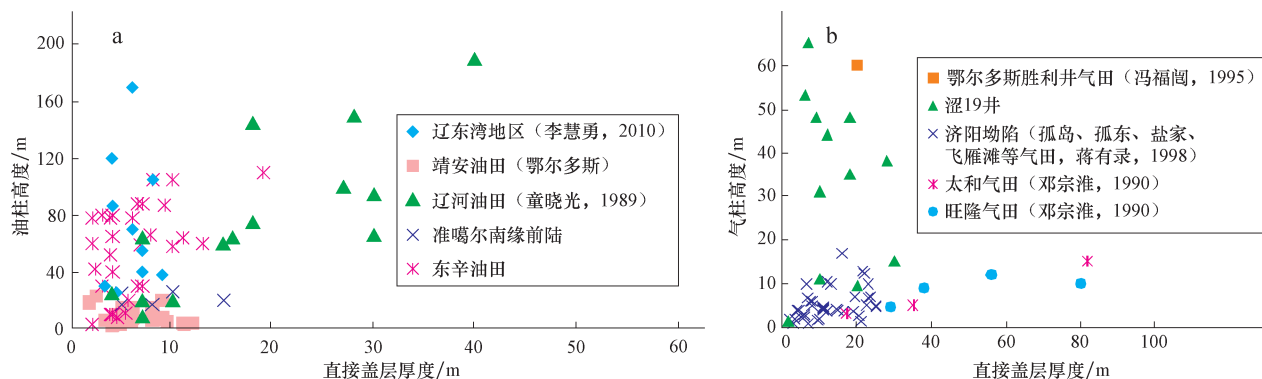
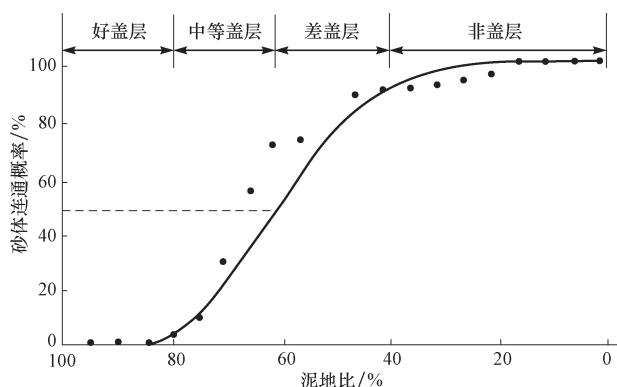
a. 世界不同岩性盖层封闭烃柱高度对比; b. 中国不同岩性盖层排替压力对比^[6]

图4 直接盖层厚度与封闭烃柱高度的关系

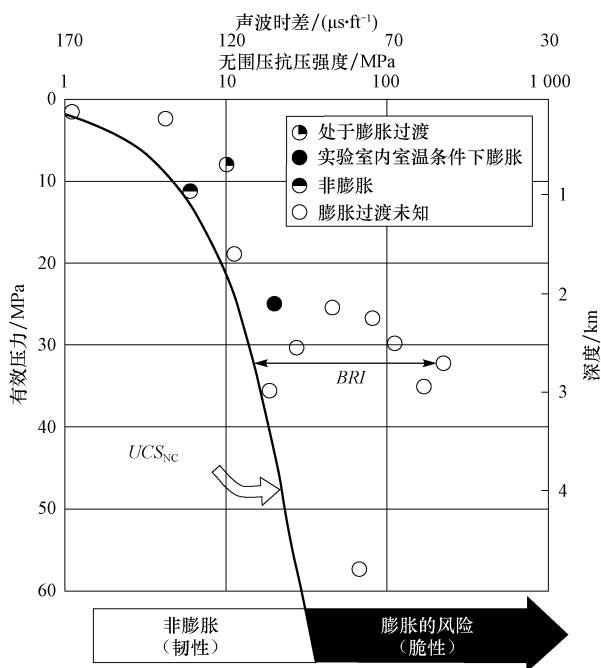
Fig. 4 Relationship between the thickness of direct caprock and the height of hydrocarbon column

a. 油田; b. 气田

图5 渤海湾盆地王家岗油田砂比与砂体几何连通概率关系模型^[23]Fig. 5 Probability model of relationship between sand-stratum ratio and sand body geometric connectivity of Wang jiagang oilfield, Bohai Bay Basin^[23]

擦角和岩石密度是盖层脆-韧性评价的主要参数。脆性指数为 $BRI = UCS/UCS_{NC}$, UCS_{NC} 是正常固结岩石的

单轴抗压强度, UCS 是超固结岩石的单轴抗压强度, 当 BRI 大于 2 时, 岩石更容易发生脆性破裂^[9] (图 6)。岩石在地质历史时期受到过的最大有效应力称为前固结应力, 而前固结应力与现在有效应力之比定义为超固结比。Nygard 等人利用 OCR 对北海盆地的泥岩进行评价, 当 OCR 大于 2.5 时, 岩石发生渗漏的风险增加^[12]。岩石比表面积是指单位重量内岩石内表面积和外表面积之和, 它是岩石粒径、孔隙度、压实程度和胶结程度的综合反映, 岩石比表面积增加, 内摩擦角减小, 更易表现为韧性, 表面积大于 $300 \text{ m}^2/\text{g}$ 指示了胶结作用较弱, 为韧性岩石。大多数沉积盆地内的页岩密度小于 2.1 g/cm^3 , 只发生韧性变形; 若密度大于 2.1 g/cm^3 , 在足够的应变下将发生脆性破裂^[6]。脆性岩石在变形过程中易于形成裂缝, 与盖层内薄砂体相配合, 形成连续的渗漏通道。研究表明, 当砂泥薄互层盖层中裂缝的数量超过泥岩层数量的 5 倍时, 由砂岩

图6 页岩脆性指数及发生破裂的临界条件^[9]Fig. 6 Brittle indexes and fracture critical conditions of shale^[9]

层和裂缝构成的“之字型”运移通道导致油气穿越盖层垂向运移^[9]。

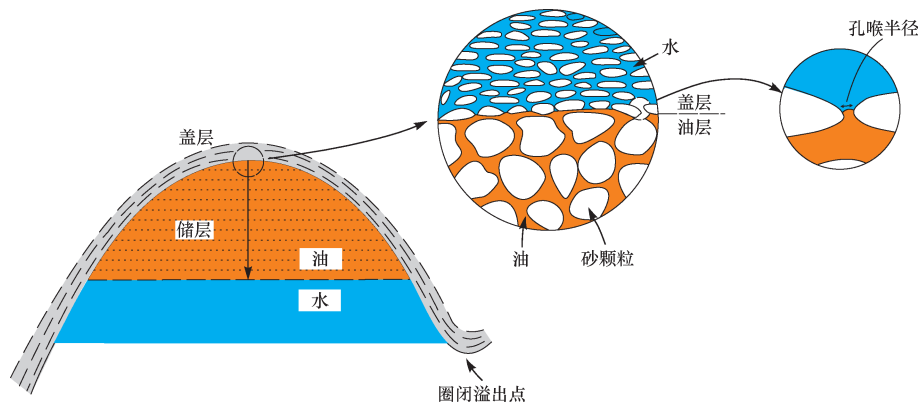
2 盖层封闭机理及封闭能力动态演化过程

2.1 毛细管封闭能力及定量评价

盖层多为水润湿或水饱和的,且具有较高的毛细管压力,因此能封闭住一定的烃柱高度^[2]。毛细管压力定义为在储-盖层接触面上油压力和水压力的差异。只有当油气柱产生的浮压超过毛细管进入压力时,毛细管封闭失效,油气突破盖层垂向运移^[2](图7)。

表征毛细管封闭能力的参数包括孔隙度、渗透率、孔喉半径和排替压力^[5]。泥页岩原始孔隙度可达60%~80%,随着埋深的增加而逐渐减小,埋深为0.5~1 km后下降到35%,埋深为3.5~4.0 km下降到5%左右(图8a)。Khanin测试泥质岩渗透率为 $(10^{-6} \sim 10^{-2}) \times 10^{-3} \mu\text{m}$,渗透率随着埋深、有效应力增加或泥质含量的增加而逐渐降低^[24](图8b)。渗透率和孔隙度之间没有明显的正相关关系^[25-26]。北海盆地白垩盖层孔喉半径为5~160 nm,且随着埋藏深度增加而逐渐减小,超过3 000 m普遍小于30 nm^[27]。松辽盆地深层和中浅层泥岩盖层孔喉半径存在差异^[28](图9),中浅层泥岩孔喉半径为0.8~200 nm,峰值普遍为1~2 nm,深层泥岩孔喉半径为0.8~40 nm,峰值范围为1~6 nm。排替压力定义为润湿性流体被非润湿性流体驱替所需的最小压力^[5],可以通过实验法、压汞法、测井和地震资料等手段获得。排替压力与孔隙度^[14]、渗透率^[8]和泥质含量^[5]之间存在定量关系,是定量预测盖层封闭能力演化过程的基础^[14]。

影响盖层毛细管封闭能力的因素主要有4方面。一是成岩程度影响,泥岩压实历经快速压实、稳定压实、突变压实和紧密压实四个阶段^[28],封闭能力在突变压实和紧密压实阶段最强。深层泥质岩盖层处于紧密压实阶段,对应中成岩晚期和晚成岩阶段,化学胶结作用强烈,孔喉半径很小,封闭能力增强,但泥质岩脆性增强,裂缝导致渗漏的可能性增大^[2,8,24]。二是流体性质影响,气的界面张力随深度增加的速率与油不同,相同盖层封闭气可能多于油。深层处于高温高压环境,多以凝析油和气为主,对盖层封闭能力影响需要进一步探讨。三是界面张力影响,油-水界面张力随着温度增加而减小,随着压力增加变化不大;气-水界面张力随温度和压力升高而降低,深层盖层封闭油气能力受界面张力影响而降低。四是润湿

图7 盖层封闭机理模式^[2]Fig. 7 Schematic diagram of caprock sealing mechanism pattern^[2]

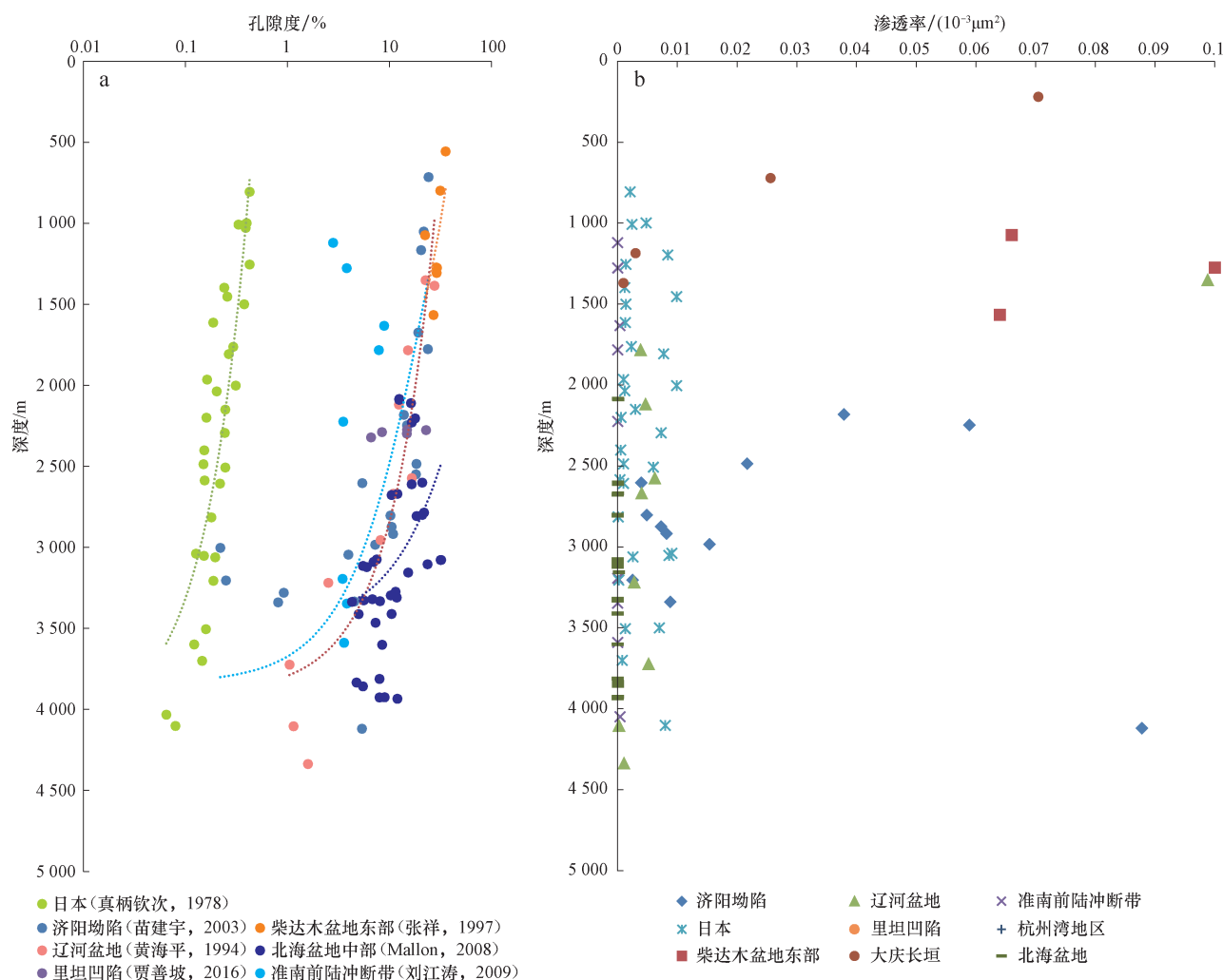


图8 不同类型泥岩孔隙度(a)与渗透率(b)随深度的变化规律

Fig. 8 Variation of porosity and permeability with depth for different mudstones

性影响,盖层能够封闭住油气是因其为水润湿的,但原油中的极性化合物可改变岩石的润湿性^[29-31],如颗粒表面吸附的有机金属复合物导致油润湿,去掉后变为水润湿^[31]。实验证实束缚水可以通过油层进入盖层^[32-33],酸性化合物从油中分离出进入残留水中,水携带酸性化合物进入盖层中,导致水膜破裂,吸附到矿物表面,导致局部变为油润湿,减小毛细管压力,从而形成不连续的微渗漏空间。五是储层超压的影响,当储层存在超压时,盖层封闭能力减小,相当于盖层毛细管压力要抵消储层超压。1998年 Bjørkum 等人提出不同观点:认为连续水相可以从油层向上覆盖层中运移^[34]。油层中水相和盖层中水相压力差是极小的,因此封闭层之下烃类并不受储层超压的影响,在水润湿的储层中的水相是流动的,烃类界面之下水层的超压可以传递到储层-封闭层的界面,因此超压水润湿性储层并不比正常压力储层更容易发生毛细管渗漏。

泥质岩盖层在埋藏-抬升过程中,物性和封闭能力呈现动态变化规律,埋藏过程中,泥质岩盖层孔隙度逐渐降低,封闭能力逐渐增强^[14];抬升过程中由于裂缝产生^[35],孔隙度变化不大,但渗透率明显增加。基于排替压力和孔隙度、渗透率之间的定量关系,Jin 等人建立了泥质岩盖层封闭能力动态变化过程定量评价方法^[14](图10)。

2.2 水力封闭机理及封闭能力演化过程

水力破裂指由于孔隙流体压力增加导致的岩石破裂作用,包括了孔隙流体对完整岩石和原有裂缝的水力作用^[2,36],且水力破裂是由孔隙流体导致的一种张性破裂^[36-37]。根据有效差应力与岩石抗张强度之比的不同,将岩石脆性破裂分为:张性破裂、张性剪切破裂和剪切破裂,不同类型的脆性破裂需要不同的孔隙压力^[37]。

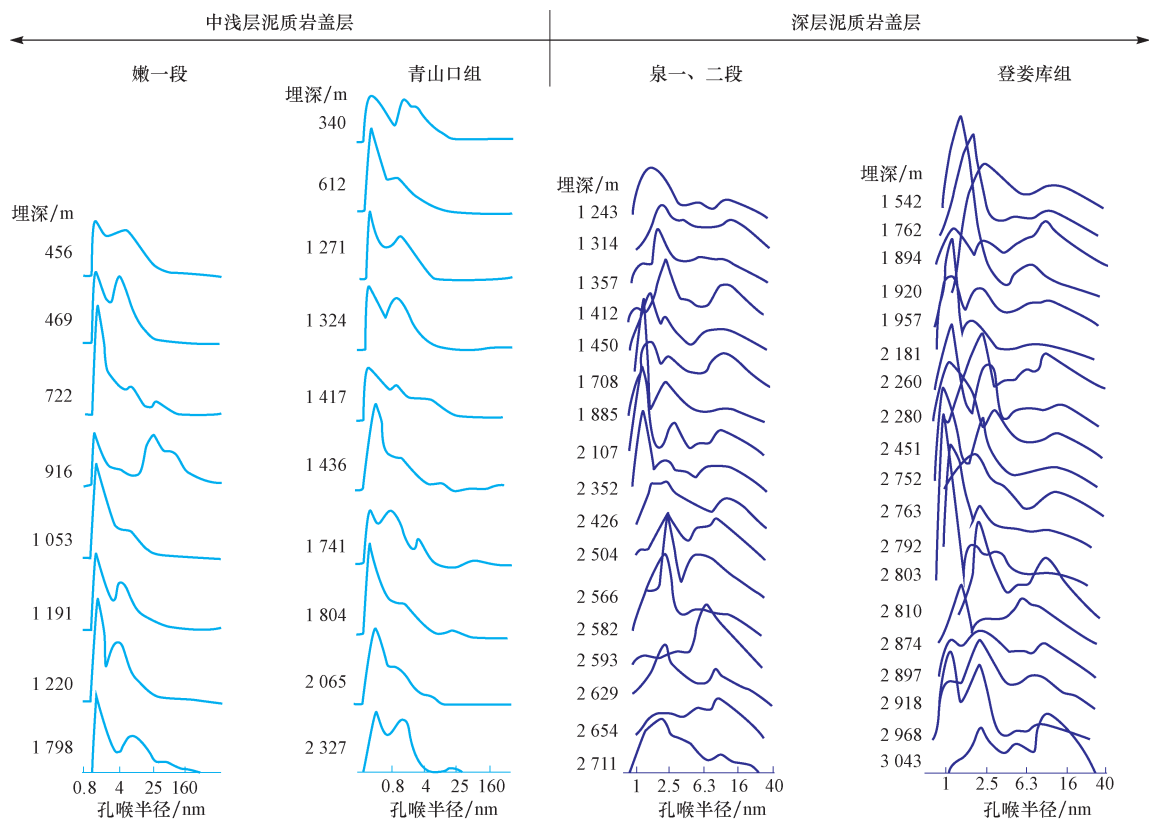


图 9 松辽盆地泥质岩盖层孔喉半径分布^[28]

Fig. 9 Pore throat radius distribution of argillaceous caprock in the Songliao Basin^[28]

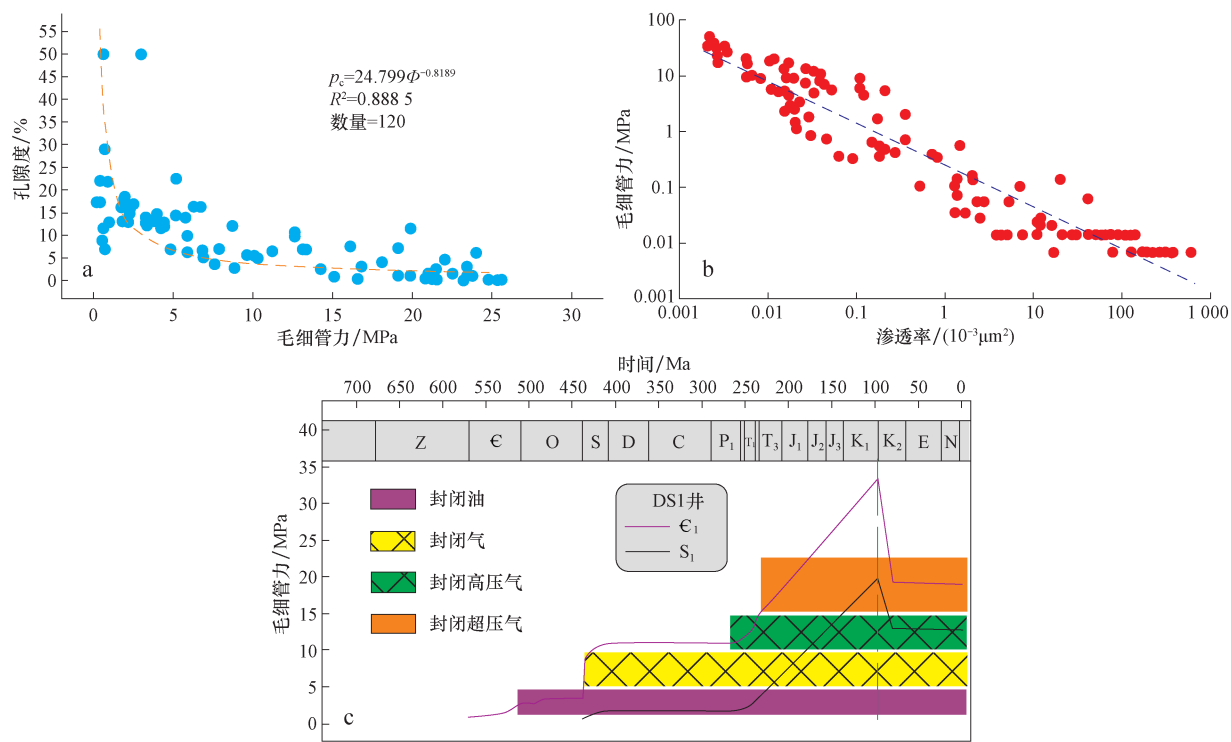


图 10 泥岩封闭能力动态变化过程定量评价方法^[14]

Fig. 10 Quantitative evaluation method for the change of caprock sealing properties^[14]

a. 泥岩毛细管力和孔隙度的关系;b. 泥岩毛细管力和渗透率的关系;c. 泥岩毛细管力随地质历史时间的变化关系

在孔隙流体压力增加的过程中,有效应力降低,有效差应力不变,表现为应力圆向靠近破裂包络线方向移动,位移量等于孔隙流体压力的增加量($\Delta p = p_2 - p_1$),但应力圆的大小不变。当应力圆与破裂包络线相切于 $(-T, 0)$ 时,发生水力破裂,形成与最小主应力 σ_3 方向垂直的水力裂缝。因此,水力破裂准则表示为:

$$p = \sigma_3 + T \text{ 或 } \sigma'_3 = -T \quad (1)$$

式中: T 为岩石的抗张强度,Pa; σ_3 为最小主应力,Pa; σ'_3 为最小有效主应力,Pa,规定张应力为负值。

也就是说,当孔隙流体压力大于最小主应力与岩石抗张强度之和,即当最小有效主应力表现为张力且大于岩石抗张强度时,发生水力破裂^[9,12,37-38]。对墨西哥湾超压泥岩和挪威 Snorre 油田研究发现,当孔隙流体压力大于最小主应力,即接近静岩压力的85%和82%时,泥岩发生水力破裂,形成垂直的水力裂缝^[39-40]。因此,在对水力破裂机理研究的基础上,提出了评价水力破裂风险的定量方法^[41-42]。Gaarenstroom 定义最小水平主应力 σ_h 与孔隙流体压力 p 之差为保持力^[41],孔隙流体压力越大则保持力就越小,相应水力破裂的风险就越大。研究发现当保持力低于7 MPa时,水力破裂的风险就会明显增加。

Leach 研究表明,油气主要分布在超压带顶界及稍下部位,顶部之下勘探成功率逐渐减小^[43]。随着埋藏深度增加,尽管地层压力明显增大,但超压在深层并不容易引起盖层破裂,浅层很小超压即可引起盖层破裂,超压引起的盖层破裂可能不是超压盆地深层油气勘探潜力的主要制约因素。按着超压演化、地层破裂压力和油气充注时间关系,可将超压圈闭按含油气性分为四种情况(图11):充满型圈闭、欠充满圈闭、散失型圈闭和未充注圈闭^[11]。

3 盖层脆-韧性转化定量表征

无论是泥质岩还是膏盐岩盖层,随着埋藏深度增加,成岩程度、物性及温压环境发生改变,盖层均发生力学性质变化,变形历经3个过程:脆性、脆-韧性和韧性(图12a)。不同变形阶段盖层封闭能力及破裂方式不同,盖层顶部封闭能力存在差异^[13]。

3.1 盖层脆-韧性变形影响因素

膏盐岩脆韧性变形的主要影响因素是围压^[44-50]和温度^[49],其次是加载速率^[44,50-51]、流体压力^[46,51]、组成和内部结构^[45]。保持单一变量原则,随围压增加

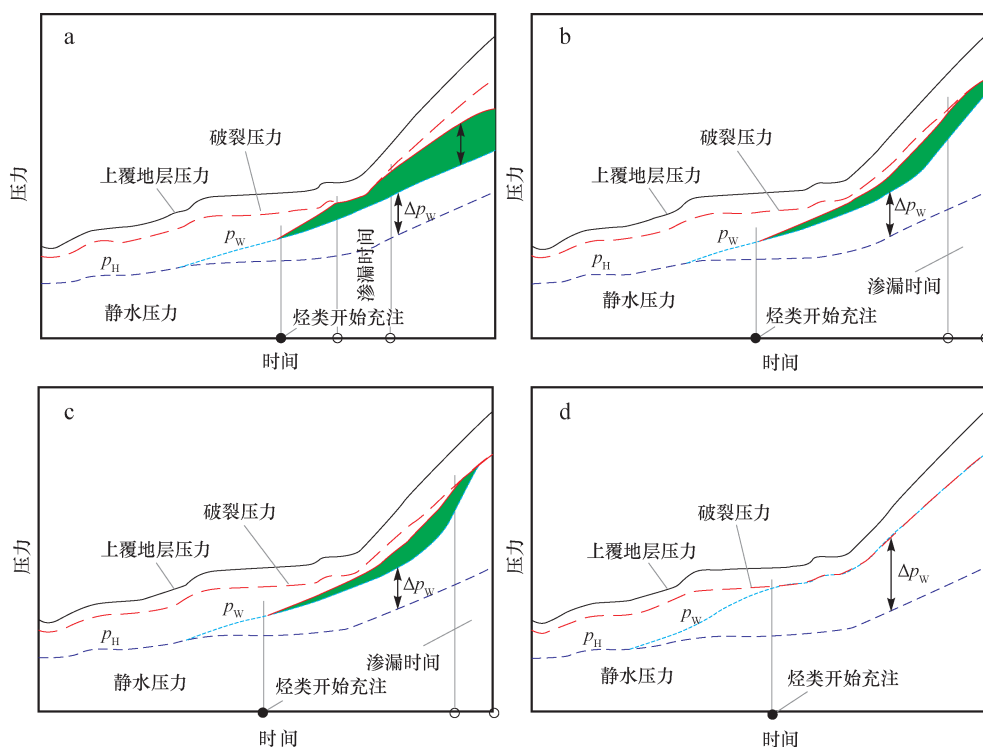


图11 超压圈闭类型模式^[11]

Fig. 11 Schematic diagrams showing the types of overpressured reservoirs^[11].

a. 充满型圈闭; b. 欠充满圈闭; c. 散失型圈闭; d. 未充注圈闭

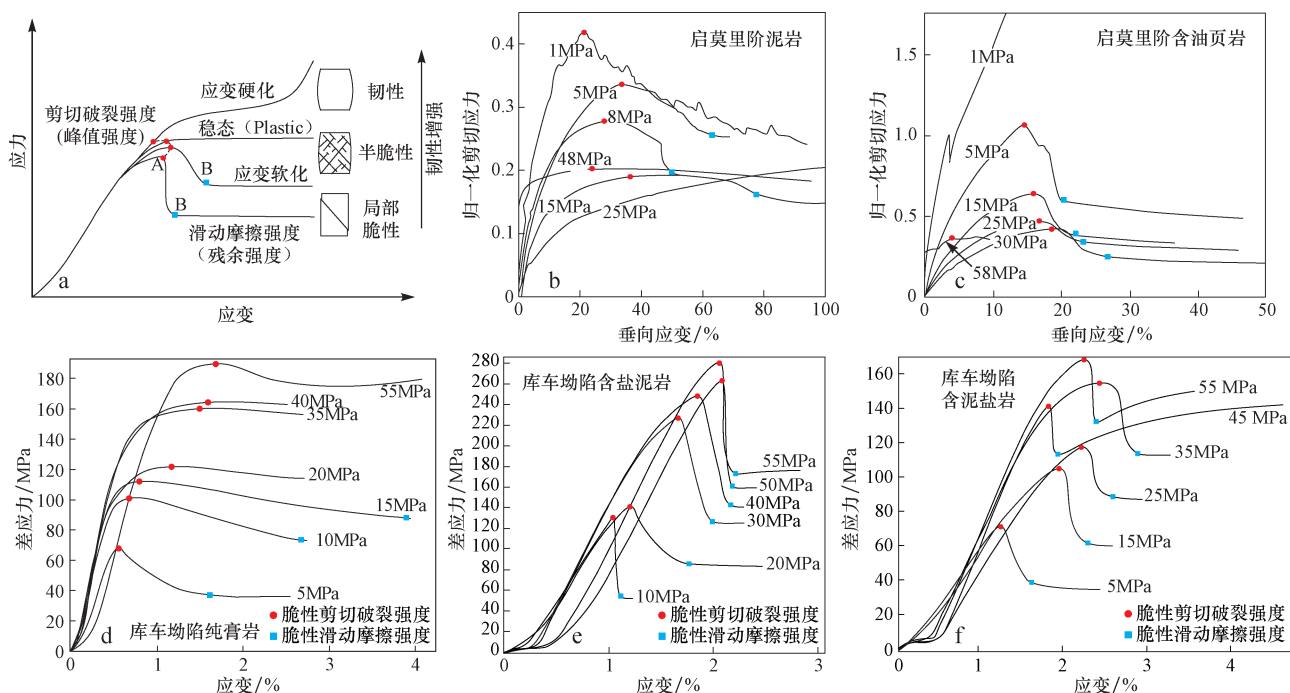


图 12 岩石脆韧性转化应力-应变曲线及不同围压下实验变形曲线特征

Fig. 12 Stress-strain curves for the rock brittle-ductile transition and the variation of the curves under varying confining pressures in experiments

a. 不同脆韧性岩石应力-应变曲线模式^[55]; b, c. 启莫里阶泥岩和含油页岩应力-应变曲线(数值为有效垂直固结应力)^[12]; d, e, f. 库车坳陷纯膏岩、含盐泥岩和含泥盐岩应力-应变曲线(数值为围压)

膏盐岩向脆-韧性域甚至向韧性域转变;同理,温度越高膏盐岩韧性变形特征越明显。实验证实加载速率足够大(大于 $5 \times 10^{-9}/s$)时盐岩就会发生脆性变形^[52],但在大多数盐构造背景下应变速率很少大于 $10^{-12}/s$,只有在孔隙流体超压条件下,盐岩才会发生脆性破裂^[51],否则,孔隙流体对膏盐岩的脆韧性影响可以忽略^[46]。由于盐岩的可塑性大于膏岩,因此发生脆韧性变形的难易程度为:盐岩>含盐夹层的膏岩>纯膏岩。此外,粗粒硬石膏样品比细粒样品更易发生脆韧性变形,平行于面理方向压缩比垂直于面理方向压缩更易发生脆韧性变形^[45]。

对于泥页岩而言,除以上因素外,矿物成分^[53]、成岩作用^[9-10]和流体性质^[12]也影响脆-韧性转化。泥页岩中石英为典型的脆性矿物,其含量越高,泥页岩脆性程度越高,Jarvie等人提出了利用岩石矿物分析法判断岩石脆性程度^[54]。页岩在未固结-半固结成岩阶段密度很低,在大多数沉积盆地的围压范围内只发生韧性变形而不会发生脆性破裂。如果页岩的密度大于 2.1 g/cm^3 ,在足够的应变下将发生脆性破裂,为此,提出了利用密度定量判断泥页岩脆韧性变形定量评价方法^[6,9-10]。对比研究表明,含油泥岩比纯泥岩更容易发生韧性变形(图 12b, c)^[12-13],在 15 MPa 围压条件下即发生韧性变形。

3.2 盖层脆-韧性转化阶段表征

3.2.1 膏盐岩脆-韧性定量表征

影响膏盐岩脆-韧性的主要因素是围压和温度,依据三轴压缩实验可以获得不同围压和温度条件下的峰值强度和残余强度^[55](图 12d, f)。岩石力学中,脆性破裂的表征方法有库仑破裂准则、格里菲斯准则、修正格里菲斯准则以及摩尔-库仑破裂准则。摩尔-库仑破裂包络线一般为二次曲线^[56],为岩石不同温度压应力-应变曲线上峰值强度(剪切破裂强度)的二次拟合曲线。Byerlee 摩擦定律是一个与岩石类型和滑动面粗糙度等完全无关,适用于自然界各种摩擦滑动现象^[57]。在差应力($\sigma_1 - \sigma_3$)和围压 σ_3 坐标中,低围压下岩石体现出纯脆性破裂,峰值破裂曲线是直线,斜率与破裂后的滑动摩擦曲线相近。随着围压增大,岩石中部分矿物体现出塑性变形,岩石的内摩擦角及滑动摩擦角都减小;当岩石破裂强度与围压恰好满足 Byerlee 定律时,即摩尔-库仑破裂包络线与 Byerlee 摩擦滑动曲线相交时,岩石开始从脆性向脆-韧性转变。因此,Byerlee 摩擦滑动定律标志着脆性破裂的结束(图 13)。应力降是指岩石破裂峰值强度与残余强度的差值^[58],微观上脆性和脆韧性变形岩石普遍存在

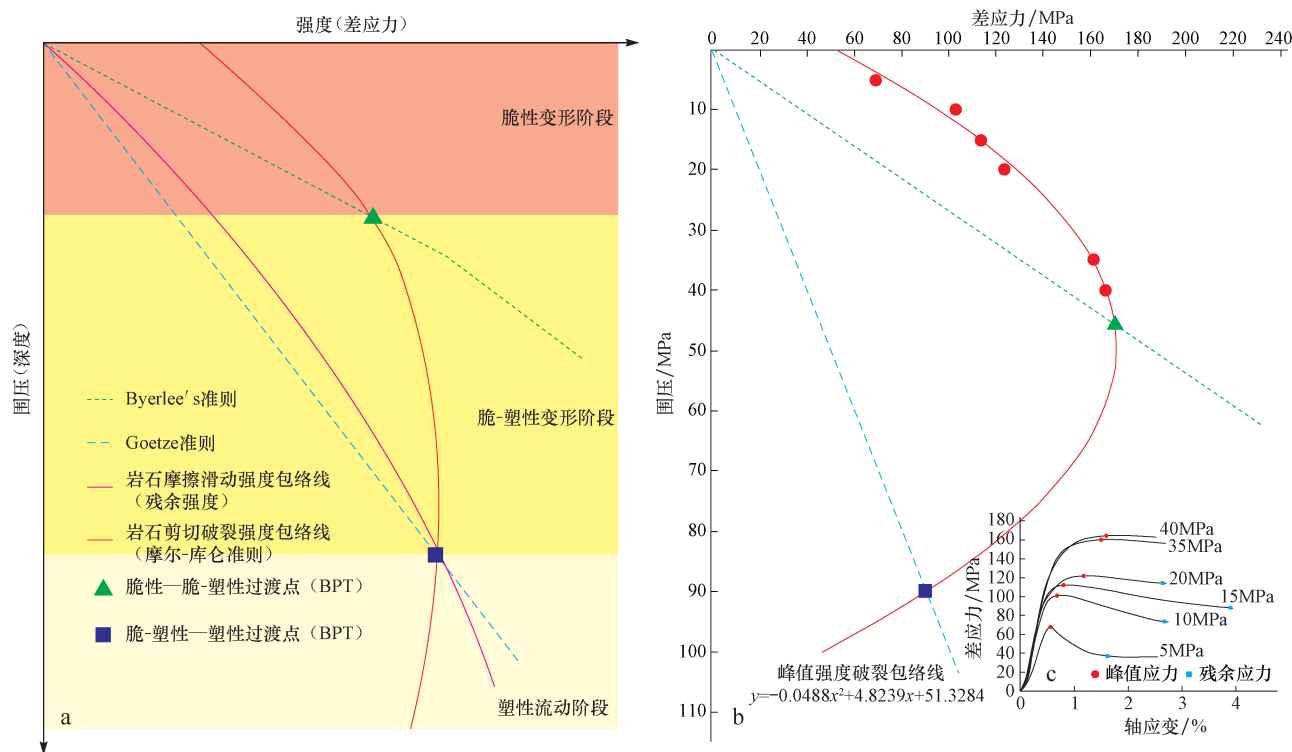


图 13 厘定岩石脆韧性变形阶段模式(a)、脆韧性转化临界围压(b)及库车坳陷库姆格列木组膏岩应力-应变曲线(c)

Fig. 13 Schematic diagram showing the brittle-ductile deformation stage of rock, the stress-strain curves and brittle-ductile transition critical confining pressure of Kumugeliemu Formation gypsolyte in the Kuqa Depression

微破裂和声发射,从应力-应变曲线上看具有明显的应力降。随着围压的增加,岩石塑性成分逐渐增多,应力降逐渐减小,当围压增加到某一临界值时,应力降为零,即岩石残余强度破裂包络线与摩尔库仑破裂包络线相交时,岩石开始转变为韧性变形,不发生脆性破裂。Goetze 研究表明,当应力降为零时,大部分数据表明所施加围压约与破裂强度相近时,标志着半脆性向塑流过渡的转变^[58]。

利用此方法,付晓飞厘定了库车膏岩脆-韧性转化围压^[13]。结果表明,膏岩脆韧性转换临界围压明显低于含盐泥岩,即相同围压条件下,泥岩表现为脆性时,膏岩可能已经转变为脆韧性甚至韧性。因此,以膏岩脆韧性转换临界围压作为库姆格列木组区域盖层的脆韧性转换的临界条件,分别为 46 MPa 和 90 MPa。

3.2.2 泥页岩脆-韧性定量表征

随着埋藏深度增加,泥岩经历更复杂的脆-韧性转化过程。在大多数沉积盆地的围压范围内,页岩的密度在大致小于 2.1 g/cm^3 的情况下,只发生韧性变形而不会发生脆性破裂^[9,13]。如果页岩的密度大于 2.1 g/cm^3 ,在足够的应变下将发生脆性破裂。Cor-

coran 和 Dore 利用密度和破裂时应变定量判断泥页岩脆-韧性转化过程^[10](图 14)。脆性阶段,密度大于 2.5 g/cm^3 ,破裂前应变小于 3%。过渡阶段,密度介于 $2.5 \sim 2.25 \text{ g/cm}^3$,应变介于 5%~8%。韧性阶段,密度小于 2.25 g/cm^3 ,应变大于 8%。但 Nygård 等人研

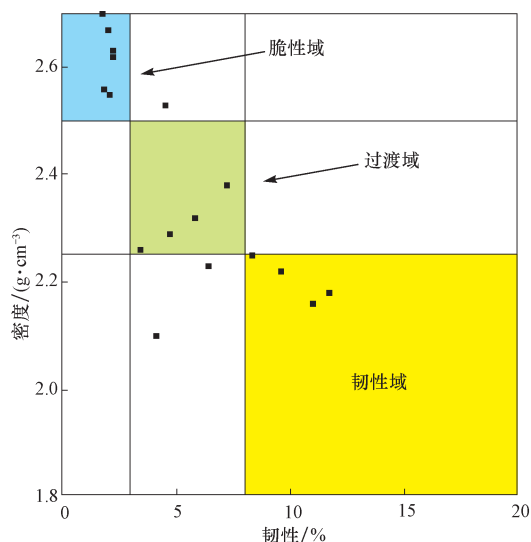


图 14 利用泥岩密度和破裂时应变判断脆韧性^[10]

Fig. 14 Ductility and brittleness distinguished by means of mudstone density (g/cm^3) and fracturing strain^[10]

究表明,固结泥岩在 15 MPa 时开始从脆性变形向韧性变形转化^[12]。综合考虑这些因素,泥页岩脆-韧性转化可能分为多个阶段。浅埋未固结-半固结成岩阶段,密度普遍小于 2.1 g/cm^3 ,主要发生韧性变形。固结成岩阶段,受围压和温度影响经历脆、过渡和韧性转化(图 12b)^[9-10];化学成岩作用导致泥页岩在高围压条件下,不经历韧性变形而直接发生脆性破裂;抬升过程,泥页岩为超固结成岩阶段,伴随压力释放和围压降低,泥岩变脆,易于发生破裂。Ingram 1997 年提出利用超固结比定量判断破裂发生的条件,认为 OCR 大于 2.5 时盖层破裂导致渗漏的风险增加^[8,12,14,59]。

4 盖层完整性评价

盖层完整性破坏通常由润湿性改变和破裂作用形成微渗漏空间引起的^[6],分为五种类型(图 15)。

4.1 润湿性改变

盖层内孔隙规模流体流动实验表明^[60],垂向运移的残留水进入油层和盖层的接触面,油中酸性化合物从油中分离出进入残留水中,水携带酸性化合物进入盖层中,这种流动发生在不连续、狭窄的通道中,酸性极性化合物形成有机-金属化合物,贴附在矿物表面,

导致水膜破裂,有机-金属化合物导致局部润湿性改变,变为油润湿,减小毛细管压力,促使局部油和气进入盖层。

4.2 断裂破坏作用

断裂在不同脆-韧性盖层中变形机制不同,封闭能力评价方法也不同。脆性阶段,脆性域的盖层由于破裂作用易被断层破坏,随着断距的增大,裂缝的密度逐渐增大,直至互相连通后油气就会通过断层发生垂向运移^[61]。野外观察证实脆性的膏盐岩一般会形成贯通性的大断层,其断裂带通常被断层角砾岩和软的断层泥充填,如意大利亚平宁山脉北部三叠系蒸发岩内的脆性断层^[62]。基于裂缝垂向连通程度受控于盖层厚度和断距,提出断接厚度来定量表征裂缝垂向连通性,即平行于断面的盖层厚度与断层位移的差值^[63]。该值越大,裂缝垂向导通能力越差。处于脆性域的盖层存在临界的断接厚度值,该值越大封闭能力越强。

脆-韧性阶段,盖岩发育典型的涂抹结构,只要涂抹保持连续性,断层垂向就是封闭的。通过泥岩涂抹系数 SSF (Shale smear factor),即断距与泥岩厚度的比率^[64],可以预测涂抹的发育程度,实现断层封闭性定量评价。多数学者认为^[64-66],泥岩涂抹的连续性受控于断距与泥岩厚度的比率,小规模断层(断

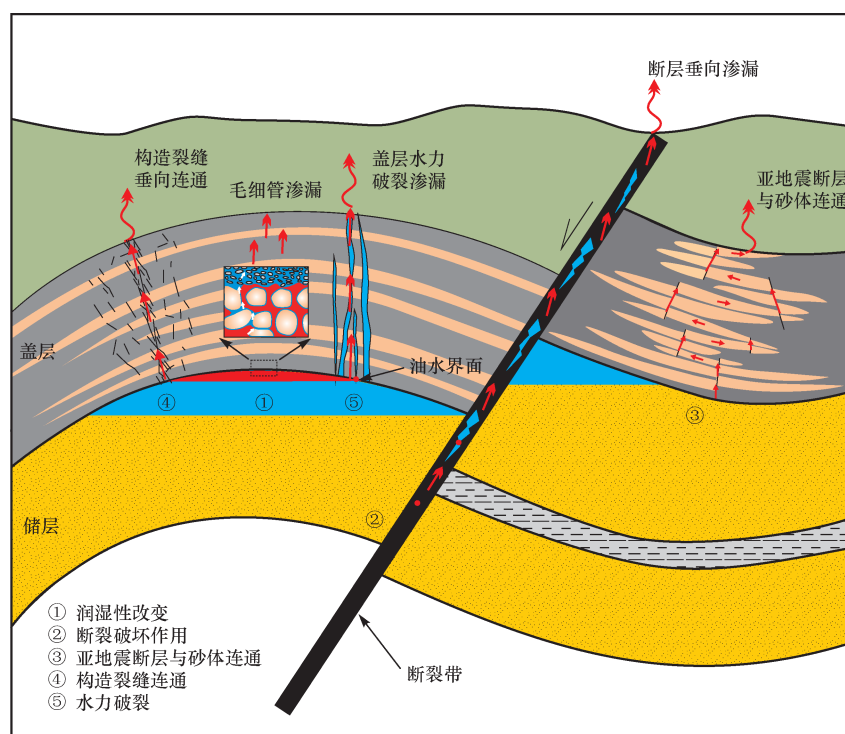


图 15 盖层完整性影响因素模式

Fig. 15 Schematic diagram of factors affecting the caprock integrity

距小于15 m)^[66]泥岩涂抹连续 SSF 值变化范围为1~50,通常泥岩层厚度为0~10 cm,断距为3 cm至几分米^[64]。对于规模较大的断层(断距大于15 m),泥岩涂抹保持连续性的临界值较小,一般为4~8^[65-67],但也有 SSF 值为6~20的断层保持连续的泥岩涂抹^[67]。Takahashi 通过高温高压物理模拟表明^[68],有效正应力为30 MPa,当 SSF 大于4.9时,粉砂岩形成的涂抹失去连续性;有效应力提高到40 MPa,涂抹保持连续性的临界 SSF 值为6.6。因此,泥岩随着埋深增加,泥岩涂抹越发育,且容易保持连续性。

韧性阶段,盐岩具有流动特征,伴随断裂逆冲滑动,盐岩沿着断面流动,并在逆冲带前锋挤出,此阶段的断层垂向封闭。但是在差异压实作用下,韧性的盐岩向构造高部位(低应力区)流动和局部集中,使得上覆地层发生隆起,形成盐构造;同时在相对薄的或厚度变化剧烈的盐岩区,盐岩的蠕变作用会形成一些塑性断层断穿盐层,形成盐岩缺失区,即“盐窗”^[69]。盐窗的形成成为在盐岩区域性盖层之下的油气向盐上及盐间运移调整提供了通道。从巴西坎波斯盆地和滨里海盆地 Sagizski 区块的剖面图中可以看出,盐上油气藏的分布与盐窗的发育位置具有极好的相关性^[69-70]。

4.3 亚地震断层与砂体连通

通过二维和三维地震解释,可以清楚地识别出大尺度断裂作用,小尺度断裂作用也能够通过空间上孤立的一维井资料来进行识别。但是对于中尺度的断裂作用(位移大约在几分米到30 m之间),常称为亚地震断层,通常既不能从地震数据上识别,也不能从井资料上识别^[71]。然而,这种中尺度的断裂作用是控制油气沿盖层渗漏的主要因素^[72]。盖层内亚地震断裂与砂体连通可形成有效的渗漏通道^[8],数值模拟证实砂泥互层盖层垂向封闭性取决于裂缝数量和泥岩层数。基于断裂生长幂率规律和断层长度与断距关系,结合最大单层泥岩厚度分布,可以定量厘定盖层垂向渗漏最小断距和断层频数。Ingram 提出当断层条数(断距大于最大单层泥岩厚度)是泥岩层数5倍时,盖层垂向渗漏风险极大^[8]。

4.4 构造裂缝连通

泥页岩盖层常含有大量的微裂缝,其在正常应力状态下往往是孤立与闭合的,彼此不连通,盖层可以很好地封闭油气。当应力状态发生改变时,就会形成新的微裂缝或闭合裂缝重新张开,从而使微裂缝

相互连通形成微渗漏空间。引起这种应力发生变化的机制主要有构造挤压、构造抬升以及异常高压流体等^[73]。例如,在层状泥页岩中发育有大量的与层面高角度相交或近垂直的构造裂缝,裂缝的形成与分布受岩层的控制,裂缝通常在岩层内发育,并终止层面上,很少穿越岩层界面,裂缝高度一般等于裂隙化岩层的厚度^[74-75]。在一定的岩层厚度范围内,裂缝的平均间距与裂隙化岩层的平均厚度呈较好的线性关系,其比值称作裂缝间距比率(FSR),裂缝间距比率与岩石的应变呈正比。根据大量野外露头实测,当 $FSR < 1.17$ 时,在岩层中只发育这种层控裂缝,它们是孤立的、不连通的。当 $FSR > 1.17$ 时,开始出现贯穿裂缝,且贯穿裂缝的频率与 FSR 呈正比,说明应变的增加导致裂缝发生连通,从而形成渗漏通道。构造抬升作用没有改变最大主应力,但是使最小主应力降低,造成应力莫尔圆变大与包络线相交,致使岩石中容易产生破裂,使裂缝发生连通,从而形成渗漏空间。

4.5 水力破裂

当储层孔隙流体压力超过围岩的最小围压时,盖层破裂形成裂缝或原有裂缝张开,构成了由高压沉积物到上覆地层的高渗透性通道^[38]。大量的流体通过裂缝进行运移,发生流体排放活动,随着流体经裂缝流出,孔隙流体压力降低,引起矿物胶结沉淀,裂缝的宽度减小,渗透率降低,最终裂缝闭合,流体排放活动终止^[8-9]。一旦裂缝闭合,盖层会一直保持非渗透性,直到深部运移来的流体使孔隙流体压力增加至破裂为止,新的排放活动开始从而周期性地循环。对于相对坚硬的盖层,裂缝会在20~50年内保持张开状态^[76]。Cailliet 以挪威 Snorre 油田为例,研究发现盖层中含有与储层内油气同源的油气。根据漏失实验数据,当储层顶部的孔隙流体压力达到静岩压力的82%,近似等于最小水平应力时,发生水力破裂导致泥岩的渗透性增加,油气从储层中逃逸出来。

5 盖层研究存在的主要问题

尽管盖层封闭性研究取得了长足进展,但仍有许多问题需要深入探索,主要包括以下几方面。

不同级别盖层与油气保存。对鄂尔多斯盆地深部油气成藏研究表明,石炭系—二叠系煤系地层为区域性盖层,上组合直接盖层为本溪组铝土质泥岩,下组合直接盖层为石炭系煤系地层,储层内部还发育膏盐岩

和泥云岩隔层,三级盖层对油气保存均起作用;研究表明,对裂缝改造的致密储层断层油气藏而言,油气富集受控于区域性盖层,油气紧邻区域性盖层分布^[20];对常规储层断层油气藏而言,油气富集受控于直接盖层,区域性盖层起到油气充注的顶部封闭作用;厘定三级盖层分布,结合典型油气藏解剖,剖析不同级别盖层对油气保存作用,对油气勘探才能起到指导作用。

影响盖层封闭能力的宏观地质因素,盖层厚度、岩性组合和盖地比对封闭能力的影响缺少数据支撑;按着毛细管封闭机理,盖层厚度并非是封闭的主控因素^[2],但一些盆地依然显示油气藏分布在厚度较大盖层范围^[19-20],可能与盖层岩性组合有关。依据岩性组合可将泥质岩盖层分为3类:一是质纯泥岩,如松辽盆地青一段和嫩一二段泥岩盖层,单层厚度可达百米,含砂量不超过10%^[28];二是砂泥互层泥岩,如柴达木盆地区域性盖层^[20];三是致密砂砾岩,如松辽盆地徐家围子断陷火山岩气藏顶部营城组四段砂砾岩盖层。盖地比是盖层质量评价的重要指标^[6],应用砂体连通性原理和砂体-亚地震断层连通性去定量评价盖层品质是未来盖层研究的重要领域之一^[9,77]。

泥页岩岩石物理特征及成岩演化阶段,泥页岩盖层矿物组成、孔隙结构、物性特征和力学性质等因素决定的岩石物理特征及成岩演化阶段缺少有效数据。受岩心资料和实验手段限制,对泥页岩盖层测试难度大,缺少统一的行业标准,极大限制了对盖层封闭能力动态变化规律的认识^[14]。

盖层封闭能力动态评价,尽管Jin等人建立了盖层毛细管封闭能力动态评价方法^[14],但埋藏过程中泥质岩盖层的孔隙度在一定范围内变化不大,能否与毛细管压力是正相关关系,还需要利用不同埋藏深度盖层样品去验证。三轴压缩实验证实抬升过程中渗透率增大^[78],但不是数量级变化,导致抬升过程中渗透率变化的核心地质因素还是裂缝。如何定量评价需要通过实验验证,仅利用OCR大于2.5去判断仍缺乏理论依据^[12]。Hao等人建立了水力封闭动态演化模型^[11],但并没得到油田验证,因此需要开展岩石破裂条件和古压力恢复研究,才能建立能应用到油田的地质模型。

盖层脆-韧性转化过程及破裂条件定量表征,埋藏过程中,膏盐岩脆-韧性变形转化分3个阶段,即脆性阶段、脆-韧性阶段和韧性阶段。抬升阶段与埋藏过程呈现对称式反方向变化^[13]。但泥页岩脆-韧性转化影响因素很多,当密度低于 2.1 g/cm^3 时发生韧

性变形^[6,9-10],固结成岩后受围压和温度影响较大,也要经历脆、脆-韧性和韧性变形^[12];特定矿物组成和化学成岩作用也可能导致韧性变形阶段缺失。抬升过程,伴随压力释放,超固结的泥岩会变脆。影响泥页岩脆-韧性变形的因素多而复杂,加之泥页岩样品难以制备,目前研究相对薄弱。

深层断层对油气的输导及保存,经历半个多世纪的研究,对断层输导和保存作用有了一定认识^[79,80],但针对盖层内断裂带结构研究还缺乏系统认识^[80],特别是断裂在不同脆-韧性盖层内变形机制、断裂带内部结构和封闭性评价方法还不全面^[81]。付晓飞等人深入研究了不同脆-韧性膏盐岩中断裂带结构及封闭能力评价方法^[13],Holland解剖了超固结泥岩断裂带内部结构及封闭能力演化规律,对脆-韧性泥岩涂抹发育规律开展了系统研究^[64-65,67-68,81],但均缺少合理的定量评价方法,对断裂输导和保存作用动态演化过程研究仍较薄弱。

盖层完整性定量评价,断裂、构造裂缝和水力裂缝是导致盖层完整性破坏的主因,目前仅从机理探讨了对盖层完整性影响^[8-9],缺少能够应用到地下的定量评价方法。

6 盖层研究趋势

6.1 断裂和盖层耦合控藏机理和控藏模式

断裂和盖层是油气保存条件的关键因素^[5]。由于断裂对储层具有反向改造作用^[82],致密储层中断裂带为高渗透性油气运移通道^[83],油气聚集侧向封闭靠岩性对接;对盘若为区域性盖层才能形成规模性聚集,因此断裂和区域性盖层是致密储层油气保存关键因素^[82]。高孔性储层中断裂带为低渗透性的^[79,84-87],油气聚集侧向封闭靠断层岩^[85,88],因此断裂和直接盖层、局部盖层、区域性盖层均能有效封闭油气。伴随油气精细勘探,在大尺度沉积微相研究的基础上,深入开展油气藏解剖,进而明确直接盖层、局部性盖层、区域性盖层和断裂耦合配置及控藏机理和控藏模式。

6.2 不同类型盖岩成岩演化及封闭能力动态演化过程

成岩演化阶段划分是盖层岩石封闭能力动态演化的基础。常规油气勘探阶段针对中浅层盖层取心相对较多。伴随非常规油气勘探深入,深层烃源岩成为重

要的勘探目的层,取心越来越多。具备测试不同埋藏深度和不同抬升幅度的盖岩物性、孔隙结构、比表面积、排替压力、地球化学和岩石力学等参数条件。依据各种参数对埋藏和抬升的响应^[14],考虑将成岩阶段在传统的埋藏物理压实、化学成岩、变质阶段和抬升阶段基础上进一步细分,结合断裂和裂缝形成演化及对盖层破坏,深入研究盖岩封闭能力动态演化过程。

6.3 盖层脆-韧性转化过程定量表征及断裂和裂缝形成演化

在埋藏和抬升过程中盖层岩石力学发生明显变化^[13],但在什么条件下盖层发生脆-韧性转化依然是个难题,需要通过三轴压缩试验、声发射特征、微观变形机理和盖层内构造变形特征研究来建立盖层脆-韧性转化过程定量表征方法。基于露头区断裂带内部结构解剖,分析断裂和裂缝在不同岩石力学特征盖层段变形机制及形成演化规律,才能搞清断裂和裂缝对盖层破坏作用。

6.4 盖层完整性控制因素及定量评价

由界面张力、润湿性和储层超压引起盖层毛细管封闭能力降低导致油气散失并没得到有效证实,而由于构造变动产生的断裂和裂缝引起油气藏破坏实例很多^[89],盖层完整性评价成为保存条件研究的核心^[75]。影响盖层完整性的因素包括断裂、构造裂缝、水力裂缝、亚地震断层和砂体的连通。基于岩层能干性差异形成的力学界面对裂缝和断裂扩展影响和断裂源于裂缝递进发展原理,合理解释断裂和有效预测亚地震及裂缝分布;基于原地应力场特征和破裂机理,有效预测断裂和裂缝启闭性^[90],成为解决盖层完整性的有效手段。

7 结论

1) 盖层封闭机理主要包括毛细管封闭和水力封闭机理。盖层毛细管封闭能力主要受成岩程度、流体性质、界面张力、润湿性和储层超压的影响。多期构造演化的盆地盖层封闭能力是变化的,埋藏过程中伴随压实成岩和化学成岩程度增强,盖层孔隙度逐渐降低,毛细管压力逐渐增大;抬升过程由于裂缝的产生,渗透率明显增加,毛细管压力减小,利用孔隙度、渗透率与毛细管压力之间的定量关系可以分别判断盖层在埋藏和抬升阶段封闭能力变化。盖层水

力破裂主要受最小水平主应力与孔隙流体压力的控制,应用保持力定量评价水力破裂风险,保持力越小,风险越高。

2) 盖层脆韧性变形阶段厘定是研究盖层顶部封闭能力的基础。对于膏盐岩盖层,应用摩尔-库仑准则、拜尔利摩擦定律和应力降规律定量判断脆韧性转换的临界围压。而泥岩脆-韧性转化过程更为复杂,在浅埋未固结-半固结成岩阶段,密度普遍小于 2.1 g/cm^3 ,主要发生韧性变形;固结成岩阶段,受围压和温度影响经历脆性、脆韧性和韧性变形;化学成岩阶段泥页岩在高围压条件下不经历韧性变形而直接发生脆性破裂;抬升过程,泥页岩为超固结成岩阶段,泥岩变脆,易于发生破裂,目前普遍认为 OCR 等于2.5是盖层破裂渗漏的临界。

3) 影响盖层完整性的因素主要包括5个方面。一是润湿性改变形成的微渗漏空间。二是断裂的破坏,野外露头证实断裂在脆性盖层中变形产生大量裂缝,利用断接厚度判断断裂垂向封闭性;断裂在脆-韧性盖层中变形产生涂抹,利用 SSF 判断断裂垂向封闭性。三是亚地震断层与砂体形成的渗漏空间,当亚地震断层条数为砂岩层数5倍时形成连续性渗漏通道。四是构造裂缝连通形成的渗漏空间,当 $FSR > 1.17$ 时,开始出现贯穿裂缝, FSR 越大,裂缝连通程度越大。五是水力破裂形成的间歇性渗漏空间。

4) 随着勘探向非常规油气藏和深层油气藏扩展,盖层对油气的保存显得更为重要,需要建立一套完善的适用于不同类型盆地、不同岩石类型盖层的成岩演化阶段和脆韧性阶段划分方法,明确不同成岩程度和脆韧性盖层封闭能力评价参数,从而开展盖层封闭能力动态演化定量评价。此外,还需要开展油气藏精细解剖,明确不同级别盖层和断裂耦合配置及控藏机理和控藏模式;合理解释断裂、有效预测亚地震断层和裂缝分布,基于原地应力场和破裂机理准确恢复古应力,有效预测断裂和裂缝启闭性,从而定量评价盖层完整性。

参考文献

- [1] Smith D A. Theoretical consideration of sealing and nonsealing faults [J]. AAPG Bulletin, 1966, 50: 363-374.
- [2] Watts N L. Theoretical aspects of cap-rock and fault seals for single- and two-phase hydrocarbon columns [J]. Marine and Petroleum Geology, 1987, 4(4): 274-307.
- [3] Downey M W. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations [J]. AAPG Bulletin, 1984, 68: 1752-1763.

- [4] Grunau H R. A worldwide look at the cap-rock problem[J]. *Journal of Petroleum Geology*, 1987, 10(3): 245–266.
- [5] 吕延防, 付广, 高大岭, 等. 油气藏封盖研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 118–120.
- Lv Yanfang, Fu Guang, Gao Daling, et al. Study on the cap rock of reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 118–120.
- [6] Skerlec G M. 顶部封闭与断层封闭性评价[C]//刘德来, 薛良清. 油气圈闭勘探. 北京: 石油工业出版社, 2002: 395–444.
- Skerlec G M. Evaluation top and fault seal[C]//Liu Delai, Xue Liangqing. Hydrocarbon traps exploration. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 395–444.
- [7] Jin Zhijun, Yuan Yusong, Liu Quanyou, et al. Controls of Late Jurassic-Early Cretaceous tectonic event on source rocks and seals in marine sequences, South China[J]. *Science China Earth Sciences*, 2013, 56(2): 228–239.
- [8] Ingram G M, Urai J L, Naylor M A. Sealing processes and top seal assessment[J]. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 1997, 7: 165–174.
- [9] Ingram G M, Urai J L. Top-seal leakage through faults and fractures: the role of mudrock properties[J]. *Geological Society*, 1999, 158(1): 125–135.
- [10] Corcoran D V, Dore A G. Top seal assessment in exhumed basin settings-some insights from Atlantic Margin and borderland basins[C]//Koestler A G, Hunsdale R. Hydrocarbon Seal Quantification. NPF Special Publication, 2002: 89–107.
- [11] Hao F, Zhu W, Zou H, et al. Factors controlling petroleum accumulation and leakage in overpressured reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(5): 831–925.
- [12] Nygård R, Gutierrez M, Bratli R K, et al. Brittle-ductile transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2006, 23(2): 201–212.
- [13] 付晓飞, 贾茹, 王海学, 等. 断层-盖层封闭性定量评价-以塔里木盆地库车坳陷大北-克拉苏构造带为例[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(3): 300–309.
- Fu Xiaofei, Jia Ru, Wang Haixue, et al. Quantitative evaluation on the fault-caprock sealing capacity of Dabai-kelasu structural belt in Kuqa depression, Tarim basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(3): 300–309.
- [14] Jin Zhijun, Yuan Yusong, Sun Dongsheng, et al. Models for dynamic evaluation of mudstone/shale cap rocks and their applications in the lower Paleozoic sequences, Sichuan basin, SW China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 49: 121–128.
- [15] Baranova V, Mustaqeem A, Brouwer F. Application of seismic stratigraphy, multi-attribute analysis and neural networks to mitigate risk in new exploration frontiers-west newfoundland example[J]. *GeoCanada*, 2010.
- [16] 付广, 胡欣蕾. 盖层封闭天然气有效性定量评价方法及应用[J]. *山东科技大学学报(自然科学版)*, 2015, 34(4): 28–36. DOI: 10.16452/j.cnki.sdkjzk.2015.04.004.
- Fu Guang, Hu Xinlei. Quantitative evaluation method of sealing gas efficiency of caprock and its application[J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology(Natural Science)*, 2015, 34(4): 28–36. DOI: 10.16452/j.cnki.sdkjzk.2015.04.004.
- [17] Ovcharenko A V, Ermakov B V, Myatchin K M, Shlezinger A E. Caprocks in hydrocarbon fields[J]. *Lithology and Mineral Resources*, 2007, 42(2): 180–191.
- [18] Ziegler D L. Hydrocarbon columns, buoyancy pressures, and seal efficiency: comparisons of oil and gas accumulations in California and the Rocky mountain area[J]. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(4): 501–508.
- [19] 蒋有录. 油气藏盖层厚度与所封盖烃柱高度关系问题探讨[J]. *天然气工业*, 1998, 18(2): 20–23.
- Jiang Youlu. A discussion on the relation between the cap rock thickness of oil & gas reservoir and its hydrocarbon column height[J]. *Natural Gas Industry*, 1998, 18(2): 20–23.
- [20] 付晓飞, 刘小波, 宋岩, 等. 中国中西部前陆冲断带盖层品质与油气成藏[J]. *地质论评*, 2008, 54(1): 82–93.
- Fu Xiaofei, Liu Xiaobo, Song Yan, et al. Caprock quality and hydrocarbon accumulation in the basin of foreland thrust belts, central and western China[J]. *Geological Review*, 2008, 54(1): 82–93.
- [21] King P R. The connectivity and conductivity of overlapping sand bodies[C]//North Sea Oil and Gas Reservoirs- II. Springer Netherlands, 1990: 353–362.
- [22] Jackson M D, Yoshida S, Muggeridge A H, et al. Three-dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(4): 507–528.
- [23] Lei Yuhong, Luo Xiaorong, Zhang Likuan, et al. A quantitative method for characterizing transport capability of compound hydrocarbon carrier system[J]. *Journal of Earth Science*, 2013, 24: 328–342.
- [24] Dewhurst D N, Aplin A C, Sarda J P. Compaction driven evolution of porosity and permeability in natural mudstones: an experimental study[J]. *Journal of Geophysical Research*, 1998a, 103(B1), 651–661.
- [25] Dewhurst D N, Yang Y L, Aplin A C. Permeability and fluid flow in natural mudstones[C]//In: Aplin A C, Fleet A J, Macquaker J H S. Muds and mudstones physical and fluid flow properties. Geological Society, London, Special Publications, 1999, 158, 23–43.
- [26] Schlömer S, Krooss B M. Experimental characterisation of the hydrocarbon sealing efficiency of cap rocks[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, 14(5): 565–580.
- [27] Mallon A J, Swarbrick R E. Diagenetic characteristics of low permeability, non-reservoir chalks from the Central North Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2008, 25(10): 1097–1108.
- [28] 高瑞祺, 蔡希源. 松辽盆地油气田形成条件与分布规律[J]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- Gao Ruiqi, Cai Xiyuan. Formation conditions and distribution rules for oil-gas fields in Songliao basin[J]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [29] Sayyoush M H, Hemeida A M, Al-Blehed M S, et al. Role of polar compounds in crude oils on rock wettability[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1991, 6(3): 225–233.
- [30] Bennett B, Buckman J O, Bowler B F J, Larter S R. Wettability alteration in petroleum systems: the role of polar non-hydrocarbons. *Petroleum Geoscience*, 2004, 10: 271–277.
- [31] Rueslåtten H G, Hjelmeland O, Selle O M. Wettability of reservoir rocks and the influence of organo-metallic compounds. North Sea Oil and Gas Reservoirs-III. Norwegian Institute of Technology (NTH),

- 1994;317-324.
- [32] Melrose J C. Valid capillary pressure data at low wetting-phase saturations[J]. SPE Reservoir Engineering, 1990;95-99.
- [33] Rodgers S. Discussion: 'Physical constraints on hydrocarbon leakage and trapping revisited' by P. A. Bjørkum-further aspects[J]. Petroleum Geoscience, 1999,5(4):421-423.
- [34] Bjørkum P A, Walderhaug O, Nadeau P. Physical constraints on hydrocarbon leakage and trapping revisited[J]. Petroleum Geoscience, 1998,4:237-239.
- [35] 袁玉松,范明,刘伟新,等. 盖层封闭性研究中的几个问题[J]. 石油实验地质, 2011,33(4):336-340.
- Yuan Yusong, Fan Ming, Liu Weixin, et al. Several discussions of sealing capacity studies of caprock[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011,33(4):336-340.
- [36] Engelder T, Lacazette A. Natural hydraulic fracturing [J]. Rock joints: Rotterdam, AA Balkema, 1990;35-44.
- [37] Sibson R H. Structural permeability of fluid-driven fault-fracture meshes[J]. Journal of Structural Geology, 1996,18(8):1031-1042.
- [38] Lacazette A. Mechanics of natural hydraulic fracturing-review and introduction [C]//AAPG Hedberg Research conference structural diagenesis: fundamental advances and new application from a Holistic view of mechanical and chemical Processes, 2004.
- [39] Anderson R N, He W, Hobart M A, et al. Active fluid flow in the Eugene island area, offshore Louisiana [J]. The Leading Edge, 1991, 10(4):12-17.
- [40] Caillet G. The caprock of the Snorre field, Norway; a possible leakage by hydraulic fracturing [J]. Marine and Petroleum Geology, 1993, 10(1):42-50.
- [41] Gaarenstroom L, Tromp R A J, Brandenburg A M. Overpressures in the central North Sea; implications for trap integrity and drilling safety [C]//Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series, Geological Society of London, 1993,4:1305-1313.
- [42] Mildren S D, Hillis R R. FAST: a new approach to risking fault reactivation and related seal breach[J]. AAPG Bulletin, 2002;101-103.
- [43] Leach W G. Maximum hydrocarbon window determination in south Louisiana[J]. Oil and Gas Journal, 1993,91(13):81-84.
- [44] Fuenkajorn K, Sriapai T, Samsri P. Effects of loading rate on strength and deformability of Maha Sarakham salt [J]. Engineering Geology, 2012,135:10-23.
- [45] De Paola N, Faulkner D R, Collettini C. Brittle versus ductile deformation as the main control on the transport properties of low-porosity anhydrite rocks [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978-2012), 2009;114(B6):258-266.
- [46] Hangx S J T, Spiers C J, Peach C J. Mechanical behavior of anhydrite caprock and implications for CO₂ sealing capacity[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978-2012), 2010; 115, B07402.
- [47] Brantut N, Schubnel A, Guéguen Y. Damage and rupture dynamics at the brittle-ductile transition: The case of gypsum[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978-2012), 2011;116, B11404.
- [48] Popp T, Kern H, Schulze O. Evolution of dilatancy and permeability in rock salt during hydrostatic compaction and triaxial deformation [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978-2012), 2001,106(B3):4061-4078.
- [49] 高小平,杨春和,吴文,等. 温度效应对盐岩力学特性影响的试验研究[J]. 岩土力学, 2005,26(11):1775-1778.
- Gao Xiaoping, Yang Chunhe, Wu Wen, et al. Experimental studies on temperature effect of mechanical properties of rock salt[J]. Rock and Soil Mechanics, 2005,26(11):1775-1778.
- [50] Hamami M. Simultaneous effect of loading rate and confining pressure on the deviator evolution in rock salt [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 1999,36(6):827-831.
- [51] Davison I. Faulting and fluid flow through salt [J]. Journal of the Geological Society, 2009,166(2):205-216.
- [52] Thorel L, Ghoreychi M. Rock salt damage-experimental results and interpretation [J]. Series on Rock and Soil Mechanics, 1996,20: 175-190.
- [53] Alqahtani A A. Effect of mineralogy and petrophysical characteristics on acoustic and mechanical properties of organic rich shale [C]//Unconventional Resources Technology Conference (URTEC), 2013: 199-411.
- [54] Jarvie D M, Hill R J, Pollastro R M. Assessment of the gas potential and yields from shales: The Barnett shale model [J]. Oklahoma Geological Survey Circular, 2005,110:9-10.
- [55] Faulkner D R, Mitchell T M, Rutter E H, et al. On the structure and mechanical properties of large strike-slip faults [J]. Geological Society, London, Special Publications, 2008,299(1):139-150.
- [56] Kohlstedt D L, Evans B, Mackwell S J. Strength of the lithosphere: constraints imposed by laboratory experiments [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth (1978-2012), 1995, 100(B9): 17587-17602.
- [57] Byerlee J D. Friction of rocks [J]. Pure and Applied Geophysics, 1978,116(4-5):615-626.
- [58] Goetze C. High temperature rheology of Westerly granite [J]. Journal of Geophysics Research, 1971,76:1223-1230.
- [59] Nygård R, Gutierrez M, Gautam R, et al. Compaction behaviour of argillaceous sediments as function of diagenesis [J]. Marine and Petroleum Geology, 2004,21(3):349-362.
- [60] Teige G M G, Hermanrud C, Thomas W L H, et al. Capillary resistance and trapping of hydrocarbons; a laboratory experiment [J]. Petroleum Geoscience, 2005,11:125-129.
- [61] Bolton A, Maltman A. Fluid-flow pathways in actively deforming sediments; the role of pore fluid pressures and volume change [J]. Marine and Petroleum Geology, 1998,15(4):281-297.
- [62] De Paola N, Collettini C, Faulkner D R, et al. Fault zone architecture and deformation processes within evaporitic rocks in the upper crust [J]. Tectonics, 2008,27(4):1156-1178.
- [63] 吕延防,万军,沙子萱,等. 被断裂破坏的盖层封闭能力评价方法及其应用[J]. 地质科学, 2008,43(1):162-174.
- Lv Yanfang, Wan Jun, Sha Zixuan, et al. Evaluation method for seal ability of cap rock destructed by faulting and its application [J]. Chinese Journal of Geology, 2008,43(1):162-174.
- [64] Lindsay N G, Murphy F C, Walsh J J, Watterson J. Outcrop studies of shale smear on fault surface [J]. International Association of Sedimentologists Special Publication, 1993,15:113-123.
- [65] Yielding G, Freeman B, Needham D T. Quantitative fault seal predic-

- tion[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 897–917.
- [66] Faereth R B. Shale smear along large faults: continuity of smear and the fault seal capacity[J]. Journal of the Geological Society, 2006, 163: 741–751.
- [67] Doughty P T. Clay smear seals and fault sealing potential of an exhumed growth fault, Rio Grande rift, New Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2003, 3: 427–444.
- [68] Takahashi M. Permeability change during experimental fault smearing[J]. Journal of Geophysical Research, 2003, 108(B5): 1–15.
- [69] 马中振, 谢寅符, 张志伟, 等. 南美东缘盐岩发育特征及其与油气聚集的关系[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2013, 43(2): 360–370.
- Ma Zhongzhen, Xie Yinfu, Zhang Zhiwei, et al. Salt development characteristics and its controlling on hydrocarbon accumulation in eastern margin of south America[J]. Journal of Jinlin University (Earth Science Edition), 2013, 43(2): 360–370.
- [70] 古俊林, 朱桂生, 李永林. 滨里海盆地 Sagizski 区块盐上层系成藏条件及分布规律研究[J]. 中国石油勘探, 2012, 17(2): 57–61.
- Gu Junlin, Zhu Guisheng, Li Yonglin. Study on reservoir formation conditions and distribution in post-salt strata of Block Sagizski, Pre-Caspian Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2012, 17(2): 57–61.
- [71] Lohr T, Krawczyk C M, Tanner D C, et al. Prediction of subseismic faults and fractures: integration of three-dimensional seismic data, three-dimensional retrodeformation, and well data on an example of deformation around an inverted fault[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(4): 473–485.
- [72] 付晓飞, 郭雪, 朱丽旭, 等. 泥岩涂抹形成演化与油气运移及封闭[J]. 中国矿业大学学报, 2012, 41(1): 52–63.
- Fu Xiaofei, Guo Xue, Zhu Lixu, et al. Formation and evolution of clay smear and hydrocarbon migration and sealing[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2012, 41(1): 52–63.
- [73] Zeng Lianbo, Qi Jiafu, Wang Chenggang, et al. The influence of tectonic stress on fracture formation and fluid flow[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(3): 292–298.
- [74] Narr W, Suppe J. Joint spacing in sedimentary rocks[J]. Journal of Structural Geology, 1991, 13(9): 1037–1048.
- [75] Lamarche J, Lavenue A P C, Gauthier B D M, et al. Relationships between fracture patterns, geodynamics and mechanical stratigraphy in carbonates (south-east basin, France)[J]. Tectonophysics, 2012, 581: 231–245.
- [76] Roberts G, Stewart I. Uplift, deformation and fluid involvement within an active normal fault zone in the Gulf of Corinth, Greece[J]. Journal of the Geological Society, 1994, 151(3): 531–541.
- [77] Luo X R, Lei Y H, Zhang L K, et al. Characterization of carrier formation for hydrocarbon migration: concepts and approaches[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(9): 428–436.
- [78] 李双建, 周雁, 孙冬胜. 评价盖层有效性的岩石力学实验研究[J]. 石油实验地质, 2013, 35(5): 574–578.
- Li Shuangjian, Zhou Yan, Sun Yongsheng. Rock mechanic experiment study of evaluation on cap rock effectiveness[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 574–578.
- [79] Fossen H. Structural Geology[M]//Structural geology. Cambridge University Press, 2010: 1–4.
- [80] Wibberley C A J, Yielding G, Toro G D. Recent advances in the understanding of fault zone internal structure: a review[C]//Wibberley C A J, Kurz W, Imber J, et al. The internal structure of fault zones, implications for mechanical and fluid-flow properties, 2008, 299: 5–33.
- [81] Holland M, Urai J L, Van der Zee W, et al. Fault gouge evolution in highly overconsolidated claystones[J]. Journal of Structural Geology, 2006, 28: 323–332.
- [82] 贾茹, 付晓飞, 孟令东, 等. 断裂及其伴生微构造对不同类型储层的改造机理[J]. 石油学报, 2017, 38(3): 286–296.
- Jia Ru, Fu Xiaofei, Meng Lingdong, et al. Transform mechanism of fault and its associated microstructures to different types of reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(3): 286–296.
- [83] 付晓飞, 陈哲, 闫百泉, 等. 海拉尔–塔木察格盆地中部断陷带油气富集主控因素分析——断层和盖层双控模式[J]. 中国科学: 地球科学, 2013, 43(8): 1338–1351.
- Fu Xiaofei, Chen Zhe, Yan Baiquan, et al. Analysis of main controlling factors for hydrocarbon accumulation in central rift zones of the Hailar-Tamtsag basin using a fault-caprock dual control mode[J]. Science China: Earth Sciences, 2013, 43(8): 1338–1351.
- [84] Aydin A, Johnson A M. Analysis of faulting in porous sandstones[J]. Journal of Structural Geology, 1983, 5: 19–31.
- [85] Fossen H, Bale A. Deformation bands and their influence on fluid flow[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(12): 1685–1700.
- [86] Bernard X D, Labaume P, Darcel C, et al. Cataclastic slip band distribution in normal fault damage zones, Nubian sandstones, Suez rift[J]. Journal of Geophysical Research Atmospheres, 2002, 107(7): 1–12.
- [87] Bernard X D, Eichhubl P, Aydin A. Dilation bands: A new form of localized failure in granular media[J]. Geophysical Research Letters, 2002, 29(24): 2176.
- [88] Knipe R J. Juxtaposition and seal diagrams to help analyze fault seals in hydrocarbon reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(2): 187–195.
- [89] 吴元燕, 平俊彪, 付建林, 等. 中国油气藏破坏类型及分布[J]. 地质论评, 2002, 48(4): 377–383.
- Wu Yuanyan, Ping Junbiao, Fu Jianlin, et al. Destructive style and distribution of oil and gas reservoirs in China[J]. Geological Review, 2002, 48(4): 377–383.
- [90] 张立宽, 罗晓容, 宋国奇, 等. 油气运移过程中断层启闭性的量化表征参数评价[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 92–100.
- Zhang Likuan, Luo Xiaorong, Song Guoqi, et al. Quantitative evaluation of parameters to characterize fault opening and sealing during hydrocarbon migration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 92–100.