

文章编号:1000-0550(2020)04-0868-08

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2019.090

断盖配置渗漏与封闭转换时期的确定方法及其应用

付广,董金梦,彭万涛

东北石油大学地球科学学院,黑龙江大庆 163318

摘要 为研究含油气盆地断裂对油气成藏的控制作用,在断盖配置渗漏与封闭机制及其转换时期研究的基础上,通过确定断裂在泥岩盖层内分段生长上下连接时期和断层古排替压力等于储层古排替压力时期,建立了一套断盖配置渗漏与封闭转换时期的确定方法,并将其应用于渤海湾盆地南堡凹陷南堡5号构造F1断裂与东二段泥岩盖层配置渗漏与封闭转换时期的确定中。结果表明:在测线L1、L3、L4、L5、L6、L7和L9处F1断裂与东二段泥岩盖层配置至今一直处于封闭状态,没有发生渗漏,有利于油气聚集与保存,而在测线L2处F1断裂与东二段泥岩盖层配置在距今约16 Ma由封闭向渗漏转换,距今约7.4 Ma由渗漏向封闭转换;测线L8处F1断裂与东二段泥岩盖层配置在距今约13.6 Ma由封闭向渗漏转换,距今约8.0 Ma由渗漏向封闭转换。目前在测线L8和L2处F1断裂与东二段泥岩盖层配置均处于封闭状态,且渗漏时期相对较长,有利于油气在东二段储层中聚集与保存,与目前南堡5号构造F1断裂附近东二段已发现油气分布相吻合,表明该方法用于确定断盖配置渗漏与封闭转换时期是可行的。

关键词 断盖配置;渗漏与封闭;转换时期;确定方法

第一作者简介 付广,男,1962年出生,博士,教授,油气藏形成与保存,E-mail: fuguang2008@126.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

油气勘探实践表明,泥岩盖层在含油气盆地中形成后会受到断裂的破坏,使断盖配置从封闭形态变成渗漏形态。当断裂停止活动后,在上覆沉积载荷、区域主压应力和地下水所携带砂物质沉淀胶结等作用下紧闭愈合,断层岩封闭,断盖配置又由渗漏变成封闭。由此看出,处于不同时期的断盖配置,其对油气成藏所起作用也就明显不同。能否正确确定出断盖配置渗漏与封闭转换时期应是认识含油气盆地受断裂控制油气分布规律的关键。前人曾对未被断裂破坏泥岩盖层渗漏与封闭时期做过大量研究和探讨,文献[1-3]主要是利用泥岩盖层岩石实测排替压力和其压实成岩埋深和泥质含量之间关系,在假设泥岩盖层泥质含量各地质时期近似不变的条件下,通过泥岩盖层古压实成岩埋深恢复对其不同地质时期古排替压力进行计算,再比较其与下伏储层岩石排替压力的相对大小,确定未被断裂破坏泥岩盖层渗漏与封闭转换时期,认为泥岩盖层排替压力小于下伏储层岩石排替压力时期为泥岩盖层渗漏油气时期;反之则为泥岩盖层封闭时期。而对被断裂

破坏泥岩盖层(或断盖配置)渗漏与封闭时期的研究目前相对较少,只有文献[4-7]对某一时期断盖配置古渗漏与古封闭性(或断层岩古开启性与封闭性)进行了恢复研究,而且由于受到断层岩信息难以获取及研究方法本身存在问题等因素的影响,造成断层岩古渗漏与古封闭性的恢复结果还不能准确地反映地下实际情况,用其确定断盖配置渗漏与封闭转换时期,大概率上会给油气勘探带来风险,并不利于受断裂控制地区油气勘探的深入。因此,确定断盖配置渗漏与封闭转换时期,对于进一步认识含油气盆地受断裂控制地区油气分布规律及油气勘探均具有重要意义。

1 断盖配置渗漏与封闭机制及其转换时期

若泥岩盖层形成后遭到断裂破坏,但断裂在泥岩盖层内分段生长上下不连接,未成为油气穿过泥岩盖层向上运移的通道,断盖配置仍是封闭的。此时期应为封闭时期(图1a)。当断裂在泥岩盖层内上下分段生长开始上下连接,成为油气穿过泥岩盖层

收稿日期:2019-07-25; 收修改稿日期:2019-10-07

基金项目:国家自然科学基金项目(41872157)[Foundation: National Natural Science Foundation of China, No.41872157]

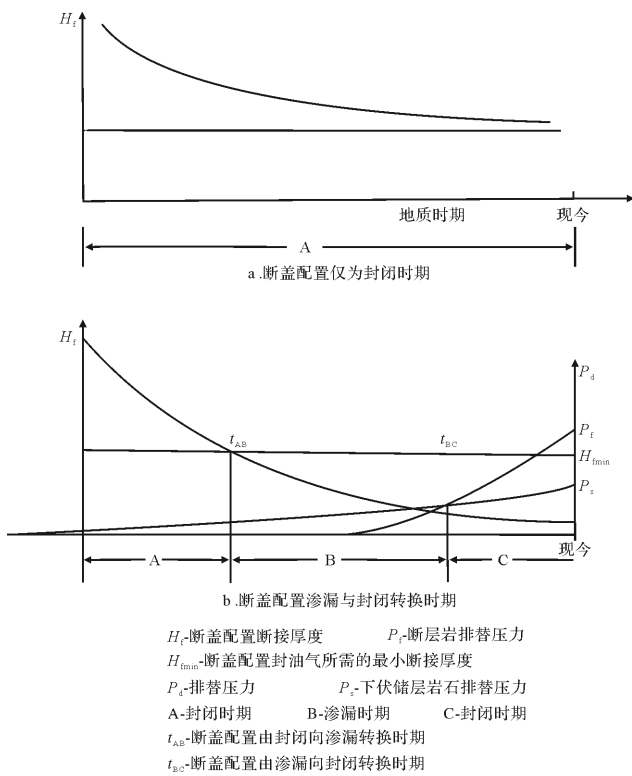


图1 断盖配置渗漏与封闭转换时期示意图

Fig.1 Schematic diagram of fault-caprock configuration leakage and sealing transition period

向上运移的通道,断盖配置开始渗漏,此时期应为断盖配置由封闭向渗漏转换时期如图1b中 t_{AB} 时期。

2 断盖配置渗漏与封闭转换时期的确定方法

由上可知,要研究断盖配置渗漏与封闭转换时期就必须确定出断裂在盖层内分段生长上下连接时期和断层岩排替压力等于储层岩石排替压力时期。

由于受到地震资料品质的影响,难以从地震剖面上直接判别现今断裂在泥岩盖层内上下分段生长是否连接,更何况是断裂活动时期。因此,只能利用间接方法确定断裂在泥岩盖层内分段生长上下开始连接时期,具体方法为:首先利用地震资料计算断裂的生长指数、活动速率和剖面伸展率,由图2综合确定断裂活动时期,即为三种方法所确定出的共同时期;其次是利用钻井和地震资料统计泥岩盖层厚度和断裂断距,根据文献[7]中地层古厚度恢复方法恢复泥岩盖层在不同地质时期的古厚度,利用最大断距相减法^[1]恢复断裂在不同地质时期的古断距,计算断盖配置在不同地质时期古断接厚度,作断盖配置

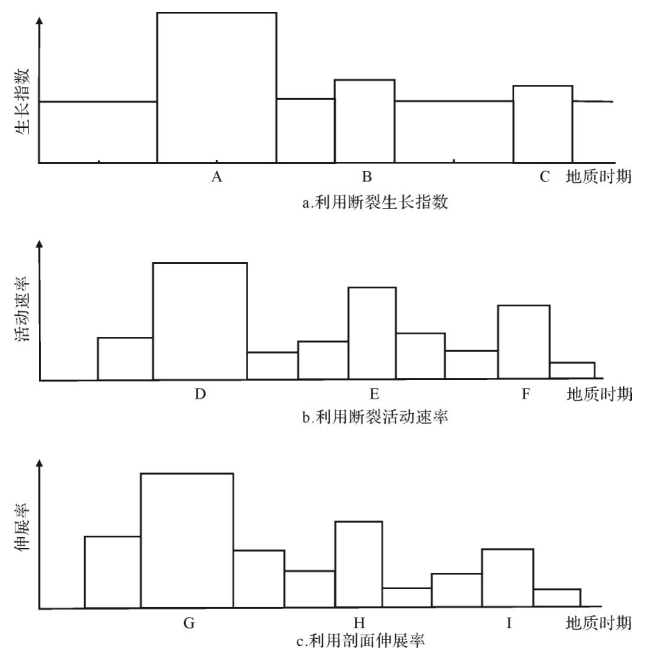


图2 断裂活动时期厘定示意图

A, B, C为利用生长指数确定出的断裂活动时期;D, E, F为利用活动速率确定出的断裂活动时期;G, H, I为利用剖面伸展率确定出的断裂活动时期

Fig.2 A sketch map of the fracture activity period

断接厚度随时间变化关系图,如图1b所示。再次是通过统计研究区已知井点处断盖配置断接厚度与其上下油气分布特征^[8],取油气仅在断盖配置之下分布的最小断接厚度作为断裂在泥岩盖层内分段生长上下连接所需的最大断接厚度;最后,将断裂活动时期与断盖配置断接厚度随时间变化曲线以及断裂活动时期与断裂在泥岩盖层内分段生长上下连接所需的最大断接厚度进行叠合,如图1b所示,便可以得到断裂在泥岩盖层内分段生长上下连接时期,如图1b中 t_{AB} 所示。

断层岩排替压力与下伏储层岩石排替压力相等时期确定方法如下:首先假设断裂为倾置于围岩中的岩层,且断层岩物质主要来自于被错断两盘地层岩石。据此可以得到断层岩应与围岩具有相同的排替压力与其压实成岩埋深和泥质含量之间关系^[2,9-11],如图3所示。由断裂在泥岩盖层内的断距和被其错断断层岩厚度及泥质含量,由文式1中断层岩泥质含量预测方法求得断层岩泥质含量。

$$R_f = \frac{\sum_{i=1}^n H_i R_i}{L} \quad (1)$$

式中: R_f 为断裂带填充物泥质含量,小数; H_i 为被断裂错断第*i*层岩层厚度; R_i 为被断裂错断第*i*层岩层泥

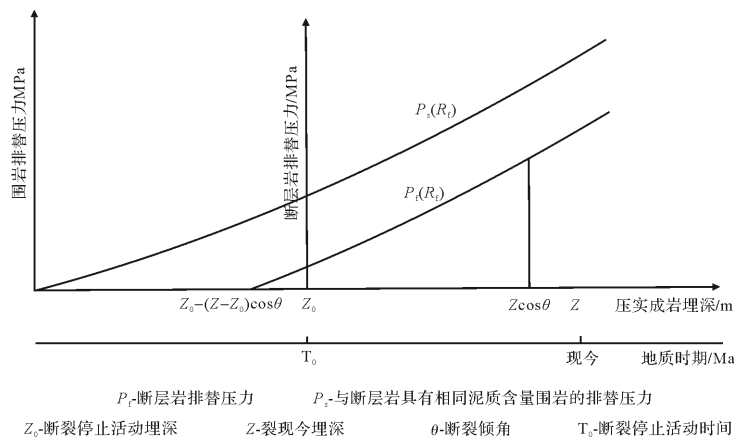


图3 断层岩封闭阶段断层岩排替压力随时间变化关系确定示意图

Fig.3 Displacement pressure variation diagram for fault rock varied with times in the closing stage

质含量,小数; n 为被断裂错断第*i*层岩层个数; L 为断裂断距, m 。

根据围岩实测排替压力与其压实成岩埋深和泥质含量之间关系所建立的经验公式(式2)^[11],再求出研究区断层岩泥质含量,便可以得到与断层岩具有相同泥质含量围岩排替压力随其压实成岩埋深变化关系,如图3所示。将与断层岩具有相同泥质含量围岩排替压力与其压实成岩埋深之间关系由围岩开始停止沉积(T_s)处移至相当于断裂开始压实成岩时期(图3中 T_0 所对应的时间,可由 $Z_0 - (Z - Z_0)\cos\theta$ 对应时间得到),将其作为断层岩排替压力与其压实成岩埋深之间关系,假设在不同地质时期断层岩泥质含量近似不变,由文献[7]中的方法恢复断层岩在不用地质时期的古埋深,便可以得到断层岩排替压力随时间变化关系^[11],如图1b所示。其次是利用储层实测排替压力与其压实成岩埋深和泥质含量之间关系,在假设储层岩石泥质含量不同地质时期近似不变的条件下,由文献[7]中方法恢复储层岩石在不同地质时期的古埋深,便可以得到储层排替压力随时间变化关系^[11],如图1b所示。最后,取二者相等所对应时期即为断层岩排替压力与储层岩石排替压力相等时期,如图1b中的 t_{bc} 所示。

由上述已确定出的断裂在泥岩盖层内分段生长上下连接时期即为断盖配置由封闭向渗漏转换时期,断层岩排替压力等于储层岩石排替压力时期即为断盖配置由渗漏向封闭转换时期。

$$P_s = a \left(\frac{Z_s R_s}{100} \right)^b \quad (2)$$

式中: P_s 为围岩样品实测排替压力,MPa; Z_s 为围岩样

品压实成岩埋深, m ,若上覆地层无明显抬升剥蚀,可用现今埋深表示; R_s 为围岩样品泥质含量, $\%$,可用自然伽马测井资料,由文献[12]中岩层泥质含量计算方法计算求得; a 、 b 为与地区有关的常数。

3 实例应用

本文将以上述方法确定渤海湾盆地南堡凹陷南堡5号构造F1断裂与东二段泥岩盖层配置渗漏与封闭转换时期,并通过确定结果与研究区附近目前已发现油气分布之间关系分析,验证该方法确定断盖配置渗漏与封闭转换时期的可行性。

南堡5号构造是南堡凹陷西北部的一个北东向含油气构造,其上发育有大量北东东向断裂,如图4a所示。该构造油气钻探揭示的地层有古近系的孔店组、沙河街组、东营组和新近系的馆陶组、明化镇组及第四系^[12-14]。目前已勘探出的大部分油气主要分布在东二段盖层之下。油气在沿断裂向上运移时,受到东二段泥岩盖层的阻挡,在东二段内的聚集程度与F1断裂与东二段泥岩盖层配置渗漏与封闭转换时期长短有着密切关系。因此确定F1断裂与东二段泥岩盖层配置渗漏与封闭转换时期,能够进一步认识南堡5号构造F1断裂附近东二段油气富集规律。

F1断裂是位于南堡5号构造中部的北东东向的正断层,长约13.4 km(图4a)。断距为70~145 m。断层倾角平均为25°(图4b),可以看出,F1断裂从东三段中部一直断至馆陶组中部。由地质年代表可知F1断裂约在距今13.3 Ma停止活动。由断裂生长指数统计可以得到,南堡凹陷断裂主要在沙二、三段、

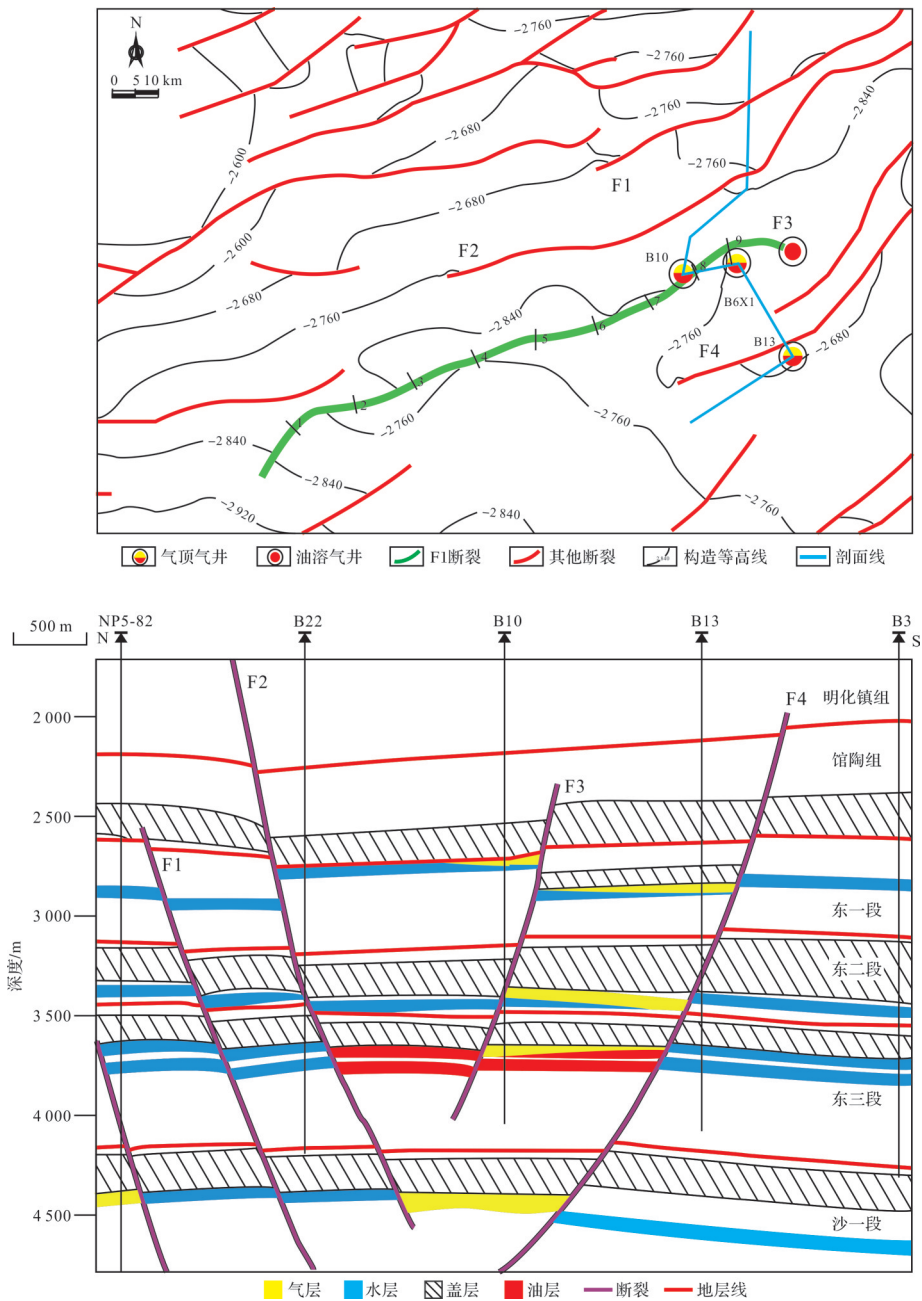


图4 南堡5号构造F1断裂与油气分布关系图

Fig.4 The relationship between the F1 fault and hydrocarbon distribution in the Nanpu No.5 Structure

东一段和明化镇组—第四系沉积时期活动,据此可以得到F1断裂的活动时期应为东一段—馆陶组沉积中期。

由钻井资料和地震资料,统计不同测线处F1断裂东二段泥岩盖层厚度以及断距,如表1所示。从表1中可以看出,F1断裂在不同测线处与东二段泥岩盖层匹配的断接厚度值不同,在测线L1、L3、L4、L5、L6、L7和L9处断盖配置断接厚度大于断裂在东二段泥岩盖层连接所需的最大断接厚度(约为

120 m^[7]),断盖配置封闭,表明其目前一直处于封闭时期,垂向渗漏时期转换有利于油气聚集与保存。而在测线L2和L8处断盖配置断接厚度小于断裂在东二段泥岩盖层内连接所需的最大断接厚度,断盖配置渗漏,那么其渗漏与封闭转换时期如何?为了研究此问题,首先由钻井和地震资料,利用文献[7]中方法恢复测线L2和L8处东二段泥岩盖层不同地质时期的古厚度,由最大断距相减法^[1]恢复F1断裂在不同地质时期的古断距,由此计算断盖配置不同时

表1 南堡5号构造F3断裂与东二段泥岩盖层配置断接厚度数据表

Table 1 Data of mudstone caprock disconnection thickness for the configuration between the F3 fault and mudstone caprock in Ed² in the No.5 structure of Nanpu Sag

测线号	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9
东二段泥岩盖层厚度/m	269	210	243	239	269	305	252	198	290
F3断裂断距/m	20	185	110	100	95	100	127	80	50
F3断裂与东二段泥岩盖层配置断接厚度/m	249	25	133	139	174	205	125	118	240

期的古断接厚度,如图5所示,从图5中可以看出,测线L2处断盖配置在距今约16 Ma时为由封闭向渗漏转换时期,而测线L8处断盖配置在距今约13.6 Ma时为由封闭向渗漏转换时期。

由图4b中可以得到测线L2和L8处断裂在东二段泥岩盖层内的埋深分别为2 670.5 m和2 626.1 m,因其上无明显地层抬升剥蚀,可视其为压实成岩埋深。由F1断裂在测线L2和L8处东二段泥岩盖层内断距和被其错断地层厚度及泥质含量,由式1计算F1断裂在东二段泥岩盖层内的断层岩泥质含量分别为0.52和0.63,将其代入南堡凹陷泥岩盖层实测排替压力与其压实成岩埋深和泥质含量之间关系(式3)中,便可以得到与F1断裂在测线L2和L8处东二段泥岩盖层内断层岩泥质含量相同围岩排替压力与其压实

成岩埋深之间关系(图6),将此关系由东二段泥岩盖层沉积停止时期(距今约26.3 Ma)移至相当于F1断裂开始压实成岩时期,即分别为2 002 m和2 048 m所对应时间(图6),将其作为F1断裂在测线L2和L8处东二段泥岩盖层内断层岩排替压力与其压实成岩埋深之间关系(图6),再利用文献[7]中地层古厚度恢复方法对断层岩古压实成岩埋深进行恢复,便可以得到其排替压力随时间变化关系如图6所示。

$$P_m = 0.031 \left(\frac{Z_m R_m}{100} \right)^{1.507} \quad (3)$$

式中: P_m 为南堡凹陷泥质岩样品排替压力,MPa; Z_m 为南堡凹陷泥质岩样品压实成岩埋深,m;因其上层无明显抬升剥蚀,可用现今埋深表示; R_m 为南堡凹陷泥质岩样品泥质含量,%;可利用自然伽马测井资料,由文献[11]中岩层泥质含量求取方法得到。

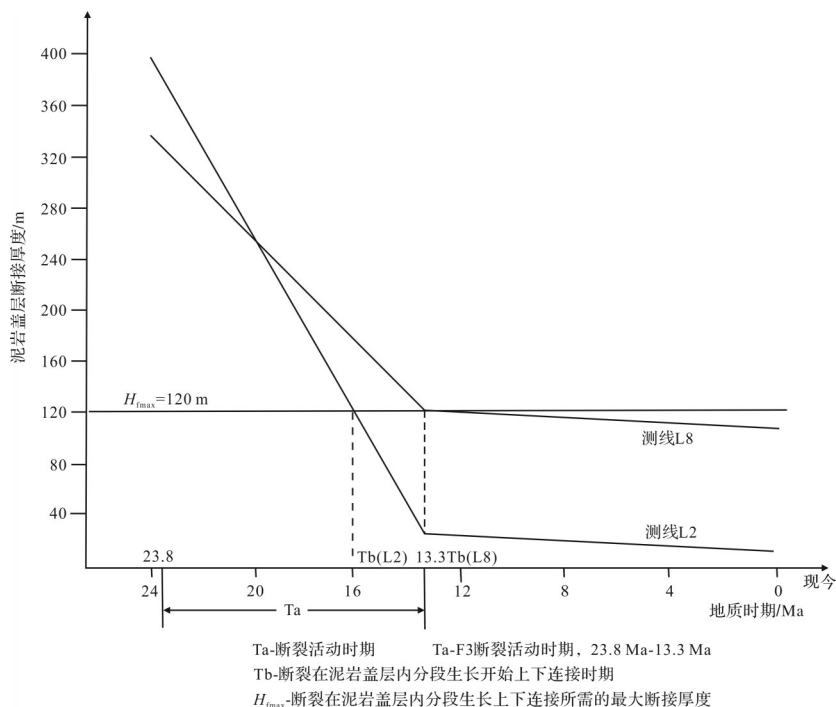


图5 南堡5号构造F1断裂在东二段泥岩盖层分段生长上下连接时期厘定图

Fig.5 Determination of the upper and lower connection period of the mudstone caprock in Ed² for the F1 fault, Nanpu No.5 structure

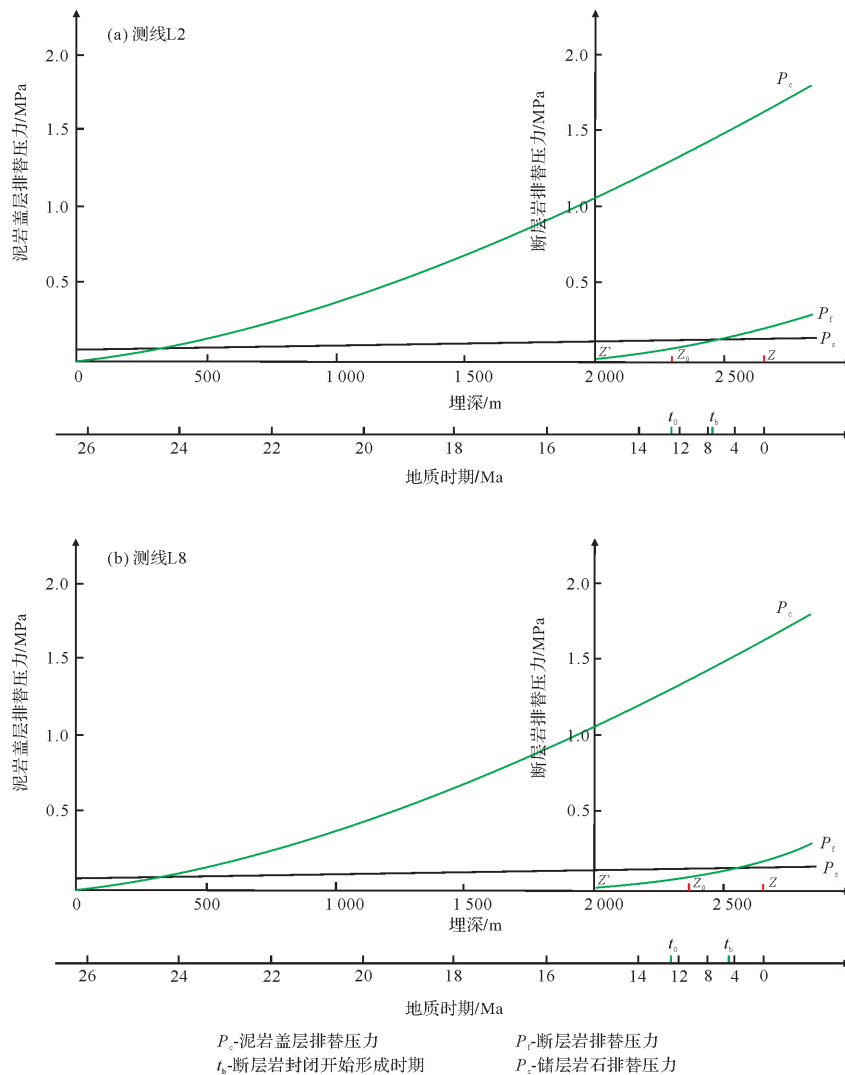


图6 测线L2和L8处F1断裂在东二段泥岩盖层内断层岩排替压力与东二段储层岩石排替压力相等时期厘定图

Fig.6 Equal period determination of fault rock displacement pressure in the mudstone cap and reservoir rock in Ed^2 of the F1 fault in lines L2 and L8

由自然伽马测井资料,由文献[1]中泥质含量计算方法可以得到F1断裂在测线L2和L8处东二段泥岩盖层之下储层泥质含量均约为0.17^[15-16],将其代入南堡凹陷储层岩石实测排替压力与其压实成岩埋深及泥质含量之间关系(式4)中,便可以得到储层岩石排替压力与其实测成岩埋深之间关系(图6),再利用文献[7]中地层古厚度恢复方法对储层岩石古压实成岩埋深恢复,便可以得到其排替压力随时间变化关系如图6所示。

由图6中可以得到,F1断裂在测线L2和L8处东二段泥岩盖层内断层岩排替压力和下伏储层岩石排替压力相等处时间分别约为距今7.4 Ma和8.0 Ma,即

为F1断裂与东二段泥岩配置由渗漏向封闭转换时期分别为距今7.4 Ma和8.0 Ma。

$$P_c = 0.0593e^{1.662 \times 10^{-3} Z_c R_c} \quad (4)$$

式中: P_c 为南堡凹陷储层岩石实测排替压力,MPa; Z_c 为南堡凹陷储层岩石压实成岩埋深,m; R_c 为南堡凹陷储层岩石泥质含量,小数。

由上可知,目前在测线L2和L8处F1断裂与东二段泥岩盖层配置目前均处于封闭性时期,且渗漏时期相对较长,其余测线处F1断裂与东二段泥岩盖层配置一直处于封闭时期,均有利于油气聚集与保存,这可能是目前能在F1断裂附近东二段泥岩盖层之下发现大量油气(图4)的根本原因。

4 结论

(1) 断裂在泥岩盖层内分段生长上下连接时,断盖配置由封闭向渗漏转换;断裂在泥岩盖层内垂向封闭时,断盖配置由渗漏向封闭转换。

(2) 通过确定断裂在泥岩盖层内上下分段生长连接时期和断层岩排替压力等于储层岩石排替压力时期,建立了一套断盖配置渗漏与封闭转换时期的确定方法,实例应用结果表明,该方法适用于确定断盖配置渗漏和封闭时期。

(3) 在渤海湾盆地南堡凹陷南堡5号构造中,F1断裂与东二段泥岩盖层配置在测线L1、L3、L4、L5、L6、L7和L9处至今一直处于封闭状态,没有发生渗漏,有利于油气聚集与保存,而在测线L2处F1断裂与东二段泥岩盖层配置在距今约16 Ma由封闭向渗漏转换,距今约7.4 Ma由渗漏向封闭转换;测线L8处F1断裂与东二段泥岩盖层配置在距今约13.6 Ma由封闭向渗漏转换,距今约8.0 Ma由渗漏向封闭转换。目前在测线L2和L8处F1断裂与东二段泥岩盖层配置处于封闭状态,有利于油气在东二段泥岩盖层之下聚集与保存。与目前南堡5号构造F1断裂附近东二段泥岩盖层之下储层中已发现的油气分布相吻合,表明该方法用于确定断盖配置渗漏与封闭转换时期是可行的。

参考文献(References)

- [1] 付广,李世朝. 被断裂破坏泥岩盖层封闭性演化史恢复方法及其应用[J]. 地球科学, 2017, 42(9): 1590-1598. [Fu Guang, Li Shizhao. Restoration method of closed evolution history of fractured mudstone cap rock and its application[J]. Earth Science, 2017, 42(9): 1590-1598.]
- [2] 吕延防,许辰璐,付广,等. 南堡凹陷中浅层盖—断组合控油模式及有利含油层位预测[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 86-97. [Lü Yanfang, Xu Chenlu, Fu Guang, et al. Oil-controlling models of caprock-fault combination and prediction of favorable horizons for hydrocarbon accumulation in middle-shallow sequences of Nanpu Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 86-97.]
- [3] 胡慧婷,王龙,刘岩,等. 超压泥岩盖层中断层垂向封闭能力研究方法及其应用[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 359-364. [Hu Huiting, Wang Long, Liu Yan, et al. Research method of fault vertical sealing capacity in overpressure mudstone caprock and its application[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(3): 359-364.]
- [4] 付广,杨勉,吕延防,等. 断层古侧向封闭性定量评价方法及其应用[J]. 石油学报, 2013, 34(增刊1): 78-83. [Fu Guang, Yang Mian, Lü Yanfang, et al. A quantitative evaluation method for ancient lateral sealing of fault[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(Suppl. 1): 78-83.]
- [5] 付广,王明臣,李世朝. 断层岩封闭性演化阶段确定方法及其应用[J]. 天然气工业, 2017, 37(10): 11-16. [Fu Guang, Wang Mingchen, Li Shizhao. A method for determining the sealing capacity evolution stage of fault rocks and its application[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(10): 11-16.]
- [6] 吕延防,韦丹宁,孙永河,等. 南堡凹陷断层对中、上部含油组合油气成藏的控制作用[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2015, 45(4): 971-982. [Lü Yanfang, Wei Danning, Sun Yonghe, et al. Control action of faults on hydrocarbon migration and accumulation in the middle and upper oil-bearing group in Nanpu Sag [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2015, 45(4): 971-982.]
- [7] 王超,吕延防,付广,等. 油气成藏期断层古侧向封闭性预测方法及其应用[J]. 地球科学, 2017, 42(10): 1787-1801. [Wang Chao, Lü Yanfang, Fu Guang, et al. Ancient lateral sealing evaluation method of fault and its application in hydrocarbon accumulation period[J]. Earth Science, 2017, 42(10): 1787-1801.]
- [8] 王伟,孙同文,曹兰柱,等. 油气由断裂向砂体侧向分流能力定量评价方法:以渤海湾盆地饶阳凹陷留楚构造为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 979-989. [Wang Wei, Sun Tongwen, Cao Lanzhu, et al. An quantitative evaluation method of probability for diversion flow oil and gas laterally from faults to sand bodies: A case study from Leave Chu Structure in the Raoyang Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 979-989.]
- [9] 胡欣蕾,吕延防,孙永河,等. 泥岩盖层内断层垂向封闭能力综合定量评价:以南堡凹陷5号构造东二段泥岩盖层为例[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2018, 48(3): 705-718. [Hu Xinlei, Lü Yanfang, Sun Yonghe, et al. Comprehensive quantitative evaluation of vertical sealing ability of faults in Caprock: An example of Ed2 mudstone caprock in Nanpu Sag[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2018, 48(3): 705-718.]
- [10] 王超,吕延防,王权,等. 油气跨断层侧向运移评价方法:以渤海湾盆地冀中坳陷霸县凹陷文安斜坡史各庄鼻状构造带为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 880-888. [Wang Chao, Lü Yanfang, Wang Quan, et al. Evaluations of oil and gas lateral migration across faults: A case study of Shigezhuang nose structure of Wen'an slope in Baxian Sag, Jizhong Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 880-888.]
- [11] 罗晓容,雷裕红,张立宽,等. 油气运移导层研究及量化表征方法[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 428-436. [Luo Xiaorong, Lei Yuhong, Zhang Likuan, et al. Characterization of carrier formation for hydrocarbon migration: Concepts and approaches [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 428-436.]
- [12] 付广,展铭望. 活动期断裂侧向封闭的地质条件及其研究方

- 法[J]. 天然气工业, 2016, 36(10): 28-34. [Fu Guang, Zhan Mingwang. Geological conditions for lateral sealing of active faults and relevant research methods[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(10): 28-34.]
- [13] 康永尚, 曾联波, 张义杰, 等. 中国西部盆地台盆区高角度断层的成因及控油气作用分析[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2005, 30(4): 460-466. [Kang Yongshang, Zeng Lianbo, Zhang Yijie, et al. Formation mechanism of high-obliquity faults in platform areas of Chinese western basins and their control on petroleum migration and occurrence[J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2005, 30(4): 460-466.]
- [14] 刘哲, 付广, 吕延防, 等. 南堡凹陷断裂对油气成藏控制作用的定量评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(1): 27-34. [Liu Zhe, Fu Guang, Lü Yanfang, et al. Quantitative evaluation for control of faults on hydrocarbon accumulation in Nanpu Sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(1): 27-34.]
- [15] 张博为, 付广, 张居和, 等. 沿不同时期断裂运移的油气被泥岩盖层封闭所需条件的差异性: 以三肇凹陷青一段和南堡凹陷5号构造东二段为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(1): 22-28. [Zhang Bowei, Fu Guang, Zhang Juhe, et al. Analysis on the different sealing conditions required by mudstone caprock at different fault evolution stages: A case study on the 1st member of Qingshankou Formation in the Sanzhao Depression and 2nd member of Dongying Formation in the structure No. 5 of the Nanpu Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(1): 22-28.]
- [16] 杨智, 何生, 王锦喜, 等. 断层泥比率(SGR)及其在断层侧向封闭性评价中的应用[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 347-351. [Yang Zhi, He Sheng, Wang Jinxi, et al. Shale gouge ratio and its application in the fault seal estimation across the faulted zone[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(3): 347-351.]

Determination Method and Application for the Conversion Period of Fault-caprock Configuration Leakage and Sealing

FU Guang, DONG JinMeng, PENG WanTao

School of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China

Abstract: In order to study the control effect of faults on hydrocarbon accumulation in petroliferous basins, we examine the fault-caprock configuration leakage, sealing mechanism, and its transformation period. By determining the growth period of connection and the period for which the fault ancient displacement pressure is equal to the reservoir ancient displacement pressure, we can confirm the leakage and sealing transformation period of the fault-caprock configuration. We then apply the results to fault F1 and the east 2 mudstone caprock configuration in the Nanbao No. 5 structure, Nanpu Sag, Bohaiwan Basin. In lines L1, L3, L4, L5, L6, L7, and L9, the F1 fault and east 2 mudstone caprock configuration are in a closed condition, there is no leakage, and it is beneficial to oil and gas accumulation and preservation. In line L2, the F1 fault and the east 2 mudstone caprock configuration began to shift from closure to leakage around 16 Ma and from leakage to closure at 7.4 Ma. In line L8, the F1 fault and east 2 mudstone caprock configuration began to shift from closure to leakage around 13.6 Ma and for leakage to closure around 8.0 Ma. At present, in lines L8 and L2, the F1 fault and east 2 mudstone caprock configuration are in the closed condition, and leakage time is relatively long, which is beneficial to oil and gas accumulation and preservation in the east 2 reservoir. This is consistent with the distribution of oil and gas in east 2 near the F1 fault of the Nanbao No. 5 structure at present, showing that this method is feasible for determining the conversion period between fault-caprock configuration leakage and closure.

Key words: fault-caprock configuration; leakage and sealing; transformation period; determination method