

断盖配置渗漏油气时期确定方法及其应用

袁红旗¹⁾, 曹文瑞¹⁾, 于英华¹⁾, 张亚雄²⁾

1) 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆, 163318;

2) 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京, 100083

内容提要: 为了客观把握含油气系统中断裂处的油气纵向分布规律, 在断盖配置渗漏油气机制及其渗漏油气时期构成研究的基础上, 通过厘定断裂开始破坏泥岩盖层封闭时刻、断层岩开始封闭时刻和断裂活动停止时刻, 确定断盖配置渗漏时期, 并结合源岩排烃史, 建立了一套确定断盖配置渗漏油气时期的方法, 并将其应用于渤海湾盆地南堡凹陷南堡5号油田, 研究F3断裂对东二段泥岩盖层的破坏历史, 确定油气渗漏时期。研究表明, 南堡5号油田F3断裂对东二段泥岩盖层的破坏作用是有限的, 仅在P2和P8处使得断盖配置失效, 发生油气渗漏。而且通过研究确定P2和P8处油气渗漏时期分别为距今约16~7.4 Ma和13.6~4.8 Ma。比较而言, P8处与P2处断盖配置渗漏油气时期相差不大, 但P8处比P2处裂缝渗漏时期明显要短, 导致P8处F3断裂对东二段泥岩盖层的破坏作用要相对弱一点, 这与目前东二段泥岩盖层之下P8处发现油气、P2处未发现油气的勘探现状相吻合, 表明该方法用于确定断盖配置油气渗漏时期是可行的。

关键词: 断盖配置; 渗漏时期; 确定方法; 南堡凹陷

油气勘探的实践表明, 在含油气系统中, 任意一套遮挡油气的泥岩盖层在形成后都会不同程度的遭到断裂破坏, 导致其分布不连续性、封闭能力降低, 使得油气发生渗漏散失。客观把握含油气系统中断裂处的油气纵向分布规律并有效指导勘探的关键在于能否准确地确定出断盖时空配置中油气发生渗漏的时期。业已有人通过判断泥岩盖层厚度与断裂断距的相对长度来探讨及研究泥岩盖层的分布连续性及其封闭能力受到断裂的影响作用(Bouvier et al., 1989; Knott, 1993; 史集建等, 2012; 吕延防等, 2014; 王伟等, 2017; 刘震等, 2017)。当断裂的断距长度比泥岩盖层厚度大时, 那么泥岩盖层分布的连续性遭受破坏(吴元燕等, 2002; 候隼鹏等, 2015); 反之, 泥岩盖层仍旧有分布连续性, 仅是断盖配置断接厚度发生改变(断盖配置断接厚度=泥岩盖层厚度-断裂断距长度)。至于断盖配置的断接厚度对于油气封闭能力的影响, 前人通过确定断盖配置断接厚度及油气在泥岩盖层上下的分布特征, 明确了断盖配置可以封闭油气的门槛值(即封闭油气所需要的最小

断接厚度; 孙同文等, 2011; 付广等, 2014, 2016a, b, 2017a; 吴桐等, 2016; 王文广等, 2017; 胡春明等, 2018), 若断盖配置有效、能够封闭油气, 断接厚度必须大于其封闭油气所需的门槛值; 相反, 则油气发生逸散。也有学者通过排替压力来研究断盖配置是如何失效的(吕延防等, 2007; 宋国奇等, 2011; 付广等, 2013a, b, 2016), 主要是比较泥岩盖层排替压力与断层岩排替压力的相对大小, 后者相对前者越大, 泥岩盖层封闭能力受到断裂破坏作用的影响就越小; 反之则越大。还有学者认为泥岩盖层内断裂是分段生长的, 若分段生长的断裂上下发生了连接, 断裂就会影响泥岩盖层封闭性能(刘东周等, 2002; 王海学等, 2014)。然而, 目前对断盖配置渗漏油气时期研究相对较少, 有也仅仅是通过断裂封闭性形成时期(付广等, 2017a, b)间接研究, 而且考虑的因素也不全面, 影响了研究的准确性。这对于含油气系统中断裂附近油气资源的深入勘探工作是有较大制约的。故开展断盖配置渗漏油气时期确定方法的研究, 对于正确把握含油气系统中断裂处的油气纵向

注: 本文为黑龙江省教育科学规划课题(编号: GJC1319016)、教育部产学研合作育人项目(编号: 201902302045)、国家自然科学基金资助项目(编号: 41572126)和国家大型油气田及煤层气开发专项(编号: 2016ZX05006-005)的成果。

收稿日期: 2020-04-12; 改回日期: 2020-10-09; 网络首发: 2021-01-20; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2021.* *

作者简介: 袁红旗, 男, 1979年生, 博士, 教授, 主要从事油气地质勘探的教学与研究工作, Email: yuan_flag@163.com。通讯作者: 于英华, 女, 1979年生, 副教授, 主要从事油气成藏与储层地质教学与研究, Email: yyhyhq2008@163.com。

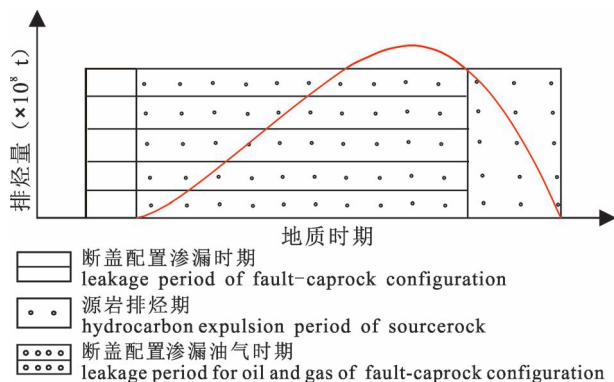


图1 断盖配置渗漏油气时期厘定示意图

Fig. 1 Schematic diagram of determining the period of oil and gas leakage in fault cap configuration

分布规律、指导油气勘探是至关重要的。

1 断盖配置渗漏油气机制及渗漏油气时期构成

断盖配置之所以能渗漏油气是因为断裂与盖层空间配置上发生渗漏,且源岩已向外出排出油气,两者重合时期越长,断盖配置渗漏油气时期越长;反之则越短,如图1所示。断盖配置渗漏油气应受到众多地质因素所影响,如泥岩盖层中岩性组合、砂地比、断层性质、应力场及其演化、压实过程与地层压力等。但对确定的正断裂和大套厚层泥岩盖层而言,上述诸因素对断盖配置渗透油气的影响主要反映在活动期主要是由断裂伴生裂缝连通造成的,而停止活动后则主要是由断裂带充填物孔隙连通造成的,故断盖配置渗漏时期应由断裂伴生裂缝渗漏时期和填充物岩石孔隙渗漏时期构成。断裂活动期,由于

断裂分段生长作用其上下连接,断裂导致油气通过断裂伴生的裂缝穿过泥岩盖层渗漏散失(图2a),此时期断接厚度要小于其封闭油气所需的门槛值(牟敦山等,2018),如图3所示。断裂静止期,断裂伴生裂缝因受区域主压应力挤压、上覆载荷压实和地层水内矿物质沉淀胶结等地质作用,发生愈合充填,从而丧失通过裂缝直接进行油气输导的能力。而此时断裂填充物刚开始压实成岩,其成岩程度低,孔渗性好,油气穿过断裂带孔隙渗漏,如图2b所示。这种断盖配置渗漏油气条件是断层岩的排替压力小于其下伏储层岩石的排替压力,如图3所示。

2 断盖配置渗漏油气时期的确定方法

要确定断盖配置渗漏油气时期就必须确定出断盖配置渗漏时期和源岩排烃期,而要确定断盖配置渗漏时期就必须确定裂缝渗漏时期和孔隙渗漏时期。

2.1 断盖配置渗漏时期确定方法

2.1.1 断盖配置裂缝渗漏时期确定方法

由上可知,要确定断盖配置裂缝渗漏时期,就必须确定出断裂开始破坏泥岩盖层封闭的时期,即断裂在泥岩盖层内分段生长上下连接时期(也就是断裂活动过程中断接厚度小于其封闭油气所需门槛值的时间段,此门槛值即封闭油气所必须的最小断接厚度),此时期至断裂活动停止时期即为断盖配置裂缝渗漏时期。

首先利用地震资料确定断裂生长指数或活动速率,根据断裂生长指数或活动速率相对大小,按照文献(雷宝华,2012)中断裂活动时期的确定方法,确定出断裂活动时期。其次井震结合确定控圈断裂的现今断接厚度,如果现今断接厚度处于比其封闭油

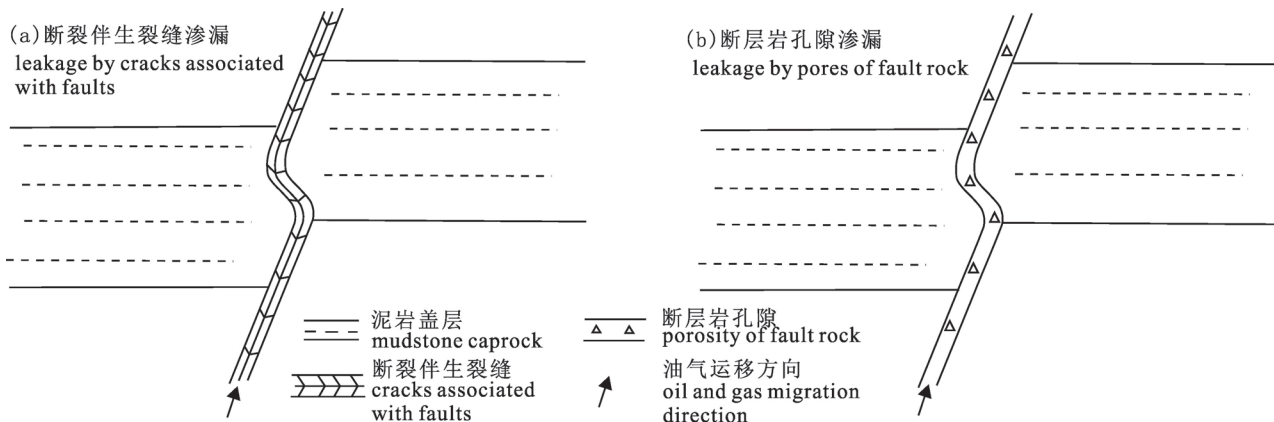


图2 断盖配置渗漏机制示意图

Fig. 2 Schematic diagram of leakage mechanism of fault-caprock configuration

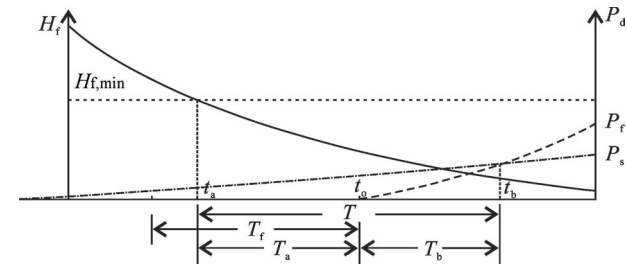


图 3 断盖配置渗漏时期及构成示意图

Fig. 3 Schematic diagram for leakage period and constitution in fault—caprock configuration

H_f —断盖配置断接厚度; $H_{f, \min}$ —断盖配置封油气所需的最小断接厚度; P_d —排替压力; P_f —断层岩排替压力; P_s —下伏储层岩石排替压力; T_f —断裂活动时期断裂活动时期; T_a —裂缝渗漏油气时期; T_b —孔隙渗漏油气时期; $T = T_a + T_b$ —断盖配置渗漏油气时期; t_a —断盖配置开始不封闭时刻; t_b —断盖配置断层岩开始封闭时刻; t_o —断裂停止活动时刻

H_f —Breaking thickness of fault—caprock configuration; $H_{f, \min}$ —the minimum breaking thickness required by the fault—caprock configuration to seal the oil and gas; P_d —displacement pressure; P_f —displacement pressure of fault rock; P_s —displacement pressure of underlying reservoir rock; T_f —period of fault activity; T_a —leakage period for oil and gas of crack; T_b —leakage period for oil and gas of porosity; $T = T_a + T_b$ —leakage period for oil and gas of fault—caprock configuration; t_a —the moment when the fault—caprock configuration starts to close; t_b —the moment when the fault rock of the fault—caprock configuration begins to close; t_o —the moment when the fracture ceases activity

气所需门槛值大的状态,那么断盖配置封闭,断裂不能导致油气穿过泥岩盖层而发生向上渗漏,此情况不必预测断盖配置渗漏时期。只有当断接厚度处于比其封闭油气所需门槛值小的状态时,才能预测断盖配置裂缝渗漏时期。通过文献(谭开俊等,2005)中地层古厚度恢复方法恢复泥岩盖层不同地质时期古厚度和由文献(Dutton and Trudgill, 2009)中最大断距相减法恢复断裂不同地质时期古断距,计算断盖配置在不同地质时期古断接厚度,制作不同时期断盖配置古断接厚度变化趋势线。那么当古断接厚度减少到其封闭油气门槛值这一刻,断裂活动所伴生的裂缝就开始渗漏油气,其至断裂活动停止时刻的这一段时期,即为断盖配置裂缝渗漏时期,如图 3 中 T_a 所示。

2.1.2 断盖配置孔隙渗漏时期确定方法

由上可知,要确定断盖配置孔隙渗漏时期,就必须确定出断裂带内断层岩的排替压力和储集层岩石排替压力的大小关系,两者相等时断层岩开始封闭,

那么从断裂活动停止时刻至断层岩开始封闭时刻即为断盖配置孔隙渗漏时期。

在实际研究中受钻井分布及岩心资料较少所限,很难利用对岩样进行实测的方法来获得断层岩的排替压力,只能利用围岩的实测排替压力来间接地求取断层岩的排替压力。首先把断裂看作为岩层,其倾置于围岩之中,断层岩的母岩为被断裂错断开的两盘地层的岩石,断层岩与围岩的排替压力具有相同的控制因素和演化规律(两者的排替压力均受控于压实成岩埋深和泥质含量)。然后利用断距、被错断地层的岩层厚度和泥质含量 3 个参数,由式 1 计算出断层岩的泥质含量;利用研究区泥岩实测排替压力、压实成岩埋深和泥质含量三个参数由式 2 确定出围岩排替压力、断层岩泥质岩泥质含量、压实成岩埋深之间关系,将此关系由泥岩盖层停止沉积时期移至相当于断裂开始压实成岩时期(T_0)处,便得到了断层岩排替压力与压实成岩埋深之间关系,再通过恢复断层岩不同地质时期的古埋深,便可以得到断层岩排替压力随时间变化的趋势(图 3)。

$$R_f = \frac{\sum_{k=1}^n H_k R_k}{L} \quad (1)$$

式中: R_f —断层岩的泥质含量(0~1); H_k —被断裂错断的第 k 层岩层厚度(m); R_k —被断裂错断第 k 层岩层泥质含量(0~1); n —被断裂错断岩层层数(整数); L —断裂断距(m)。

$$P_m = a \cdot \left(\frac{Z_m \cdot R_m}{100} \right)^b \quad (2)$$

式中: P_m —泥岩实测排替压力(MPa); Z_m —泥岩压实成岩埋深(m); R_m —泥岩泥质含量(0~1); a 、 b —常数(受区域控制)。

利用储集层岩石样品的实测排替压力、压实成岩埋深、泥质含量数据可确定储集层岩石排替压力与压实成岩埋深、泥质含量之间的关系(式 3)。然后通过储集层岩石压实成岩古埋深(若储集层之上岩层未被明显剥蚀,可用现今埋深代替)和相应泥质含量(可利用其自然伽马测井值计算求得(吕延防等,2016)两个变量求得任意压实成岩埋深的排替压力。在此基础上恢复不同地质时期储集层岩石的古埋深,便可确定储层岩石排替压力随时间变化的趋势(图 3)。取上述断层岩排替压力与储集层岩石排替压力两者相等处对应的时刻即为断层岩开始封闭时刻,那么从断裂活动停止时刻至断层岩开始

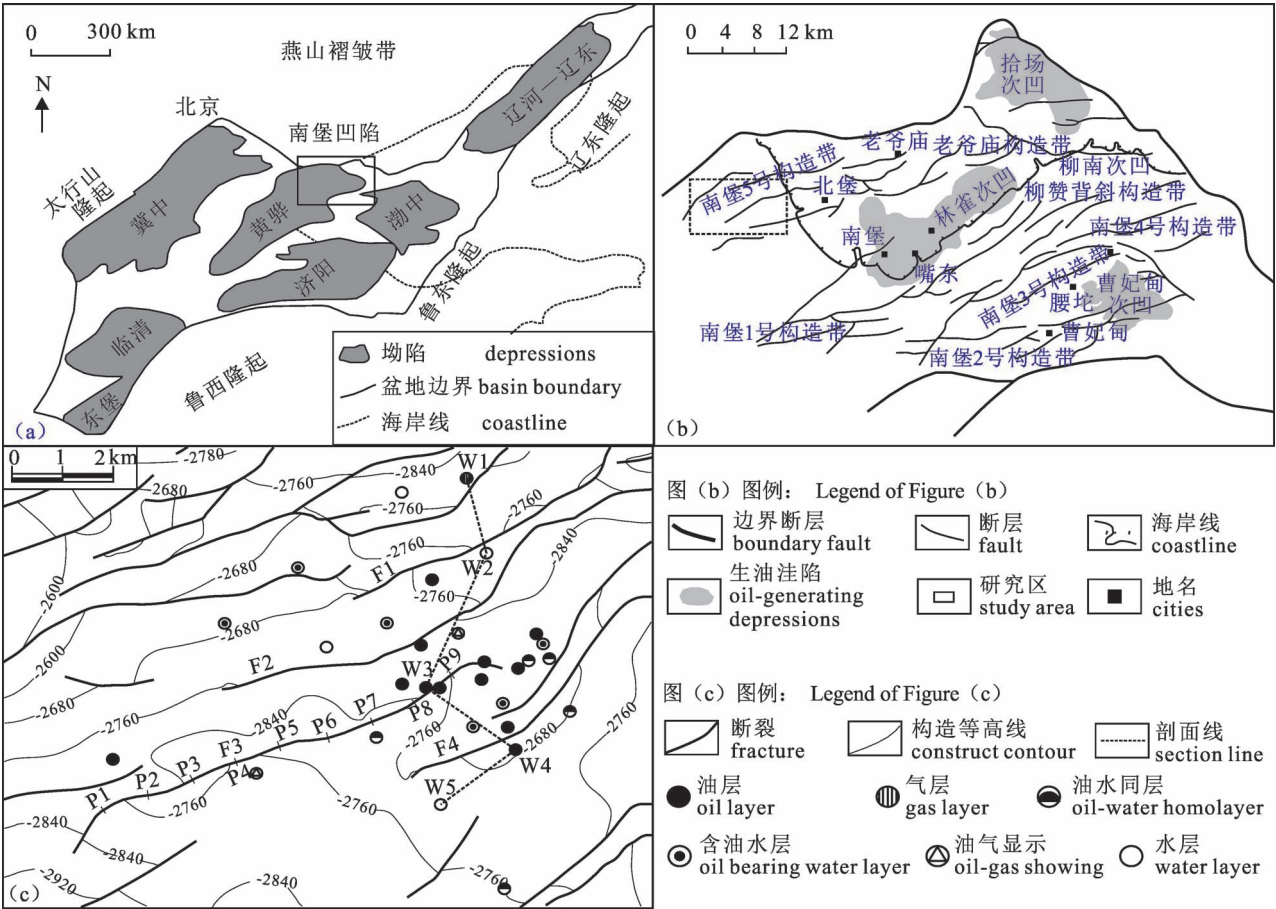


图 4 渤海湾盆地南堡凹陷区域位置图(a);南堡 5 号油田区域位置图(b);南堡 5 号油田 F3 断裂与油气分布关系图(c)
Fig. 4 Regional location of the Nanpu sag(a); reginal location of the Oilfield-5 in the Nanpu sag(b); the distribution of wells and F3 in the Oilfield-5 in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin(c)

封闭时刻的这段时间,即为断层岩孔隙渗漏时期,如图 2 中 T_b 所示。

$$P_s = c \cdot e^{d \cdot Z_s \cdot R_s} \tag{3}$$

式中: P_s —储层的岩石排替压力(MPa); Z_s —储层岩石压实成岩埋深(m); R_s —储层岩石泥质含量(0~1); c 、 d —常数(受区域控制)。

将上述已确定出的断盖配置裂缝渗漏时期与孔隙渗漏时期加起来即为断盖配置渗漏时期,如图 3 所示。

2.2 源岩排烃期确定方法

由源岩厚度、丰度及成熟度指标,利用源岩生排烃模拟方法(王东良等,2001)对研究区源岩生排烃史进行研究,通过源岩排烃量随时间变化关系(图 1),便可以确定出源岩排烃期。

2.3 断盖配置渗漏油气时期确定方法

将上述已确定出的断盖配置渗漏时期与源岩排烃期进行叠合,取两者重合时期,即为断盖配置渗漏

油气时期(图 1)。

3 实例应用

本文选择南堡 5 号油田作为应用靶区,利用上文所提出的方法预测 F3 断裂与东二段泥岩盖层配置的油气渗漏时期,并将预测结果与目前油气分布做对比分析,以此来验证该方法的可行性。

南堡 5 号油田位于渤海湾盆地南堡凹陷的西北部,其总体上为一个北北东向、断裂控制的构造油气藏(图 4)。自上而下钻遇的地层分别为第四系、新近系(明化镇组和馆陶组)和古近系(东营组、沙河街组和孔店组)。该区块油藏主要分布在东二段泥岩盖层之下,油气来源为下伏的沙河街组源岩,属于下生上储式生储盖组合。

南堡 5 号油田东二段泥岩为区域性盖层,钻井资料统计表明,其最大厚度可达到 300 m 以上,最小也在 100 m 以上。目标断裂 F3 为北东向延伸的

表 1 渤海湾盆地南堡 5 号油田 F3 断裂东二段泥岩断盖配置相关指标统计表

Table 1 The table of mudstone caprock disconnection thickness of the configuration between F3 fault and mudstone caprock(Ed^2) of the Oilfield-5 in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin

测线号	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
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

正断层,断距 70~160 m,倾角平均为 25°。F3 断裂东三段沉积中期开始发育,在馆陶组上段沉积早期停止活动(~13.3 Ma),导致东二段泥岩盖层被整体错断(图 5)。但由于沿该断裂走向不同位置的断距及东二段泥岩的厚度是不同的,因此 F3 断裂与东二段泥岩盖层的断盖配置也是沿着断裂的走向发生变化的。利用三维地震数据体,沿 F3 断裂走向方向,自南西向北东方向依次设定了 9 个测量点,统计该断层的断距、所断开东二段泥岩盖层的厚度和断接

厚度三个指标的变化情况(表 1)。该断裂 P1、P3、P4、P5、P6、P7 和 P9 处与东二段泥岩盖层配置的断接厚度统计结果均大于其封油气所要求的门槛值(120 m),表明断盖配置封闭油气,不必进行渗漏油气时期预测。而在 P2 和 P8 处断接厚度要比封油气所需的门槛值小,断盖配置不封闭,发生油气渗漏,须进行渗漏油气时期预测(表 1)。

井震结合利用文献(谭开俊等,2005)中地层古厚度恢复方法对断裂 P2 和 P8 处的东二段泥岩盖层不同地质时期古厚度进行恢复,利用文献(Dutton and Trudgill,2009)中最大古断距相减法对 F3 断裂 P2 和 P8 处不同地质时期古断距进行恢复,由此计算便可以得到该断裂 P2 和 P8 处 F3 不同地质时期

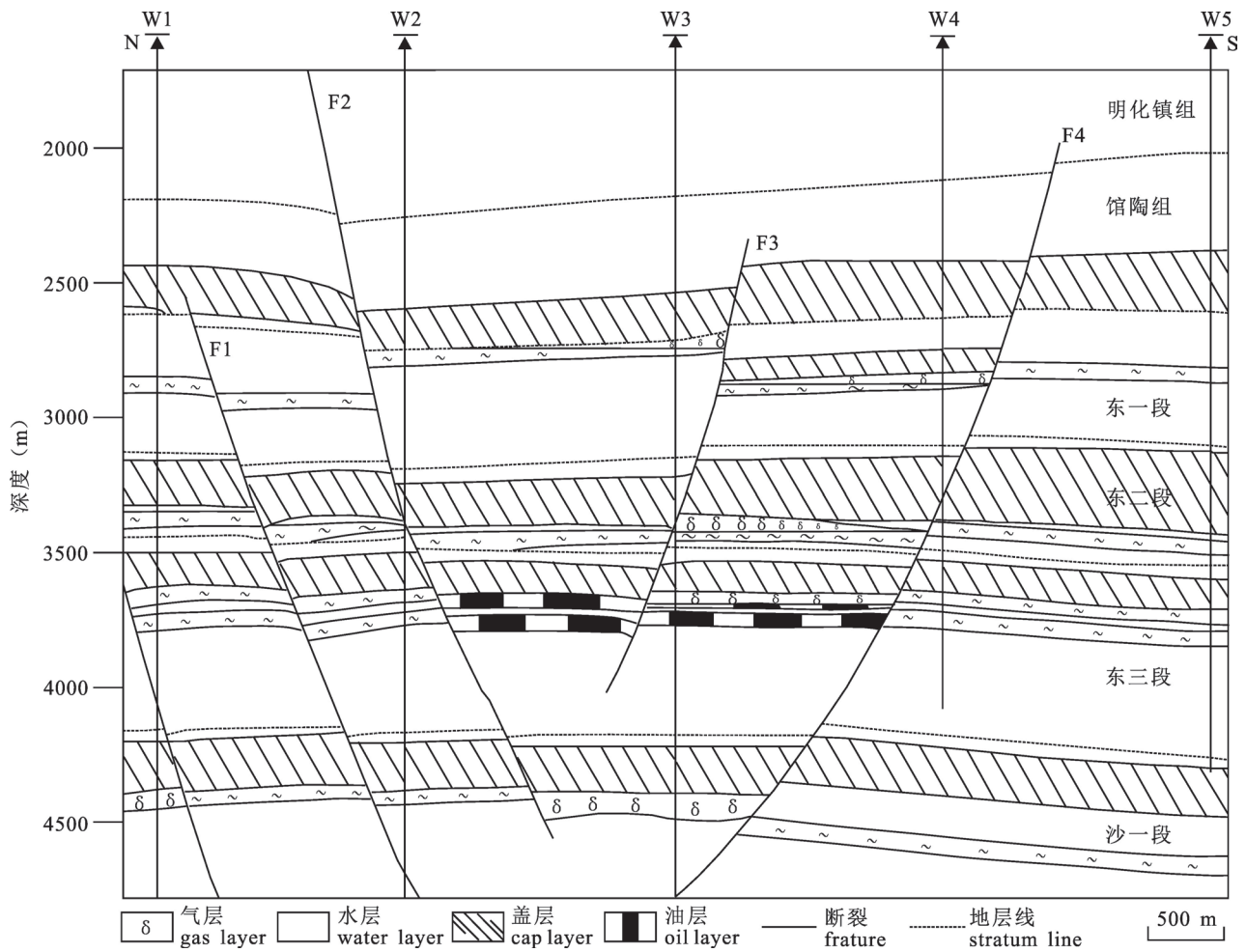


图 5 渤海湾盆地南堡凹陷南堡 5 号油田南北向油藏剖面图

Fig. 5 The oil section of the Oilfield-5 in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin

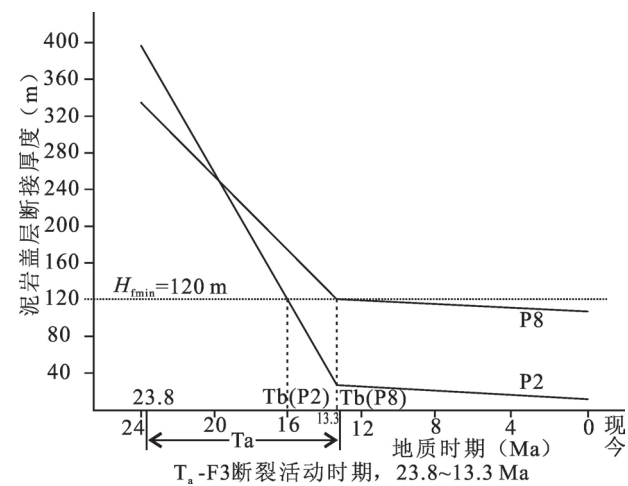


图 6 渤海湾盆地南堡 5 号油田 F3 断裂破坏东二段泥岩盖层时期确定图

Fig. 6 The history of mudstone cap rock by F3 fracture (Es²) of the Oilfield-5 in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin

的古断接厚度变化趋势线(图 6)。由两处古断接厚度变化趋势可知,P2 处东二段泥岩盖层被 F3 断裂破坏后,断盖配置的古断接厚度指标在距今 16 Ma 时,减少到其封油气所需的门槛值 (Dutton and Trudgill, 2009),断盖配置开始不封闭,结合 F3 断裂在馆陶组上段沉积早期停止活动 (~13.3 Ma),便可知 P2 处断盖配置裂缝渗漏时期为距今约 16.0~13.3 Ma。同理,P8 处断盖配置的古断接厚度指标在距今 13.6 Ma 时,减少到其封油气所需的门槛值,断盖配置开始不封闭,那么 P2 处断盖配置裂缝渗漏时期为距今约 13.6~13.3 Ma。

由于研究区东二段泥岩盖层之上地层无明显抬升剥蚀,因此 F3 断裂东二段泥岩盖层的埋深可作为其压实成岩埋深。由 F3 断裂在 P2 和 P8 处东二段泥岩盖层内断距和被其错断地层岩层厚度及泥质含量,由式 1 计算 F3 断裂在 P2 和 P8 东二段泥岩盖层内的断层岩泥质含量分别约为 0.52 和 0.63。由南堡凹陷泥岩实测排替压力与其压实成岩埋深和泥质含量之间关系(式 4),便可以得到与 F3 断裂在 P2 和 P8 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 7)。将此关系由东二段围岩沉积末(26.3 Ma)移至相当于 F3 断裂开始压实成岩时(T₀ = 13.3 Ma 处),将其作为 F3 断裂在 P2 和 P8 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,再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(图 7)。

$$P_m = 0.031 \cdot \left(\frac{Z_m \cdot R_m}{100} \right)^{1.507} \tag{4}$$

由 F3 断裂在 P2 和 P8 处东二段泥岩盖层之下储层泥质含量(0.17),利用南堡凹陷储层实测排替压力与其压实成岩埋深及泥质含量之间关系(式 5),便可以得到储层岩石排替压力与其压实成岩埋深之间关系(图 7)。

$$P_s = 0.0593 e^{1.662 \times 10^{-3} Z_s \cdot R_s} \tag{5}$$

由图 7 中可以得到 F3 断裂在 P2 和 P8 处东二段泥岩盖层内断层岩排替压力与其下伏储层岩石排替压力相等处所对应的时刻分别为距今约 7.4 Ma 和 4.8 Ma,再由上述 F3 断裂活动停止时刻距今约 13.3 Ma,便可以得到测线 P2 和 P8 处 F3 断裂与东二段泥岩盖层配置孔隙渗漏油气时期分别为距今约 13.3~7.4 Ma 和 13.3~4.8 Ma。

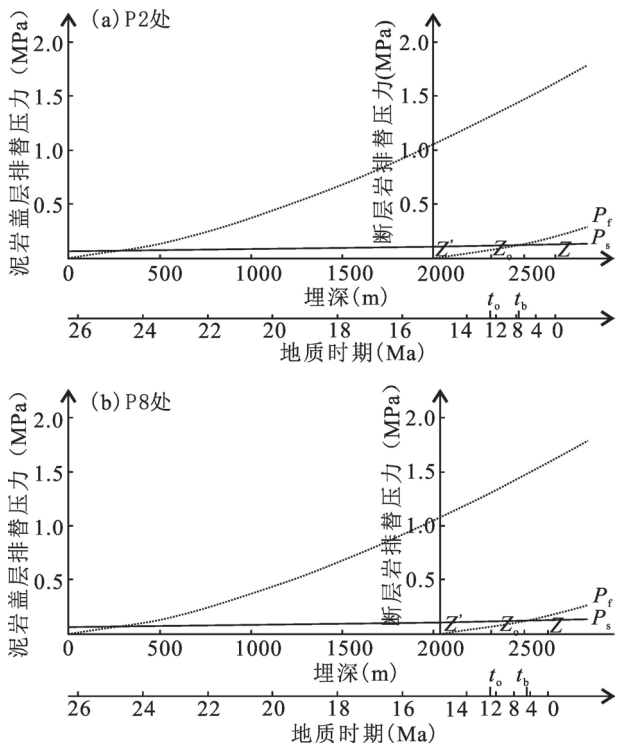


图 7 渤海湾盆地南堡 5 号油田 P2 和 P8 处断裂与东二段泥岩盖层配置渗漏油气时期确定图

Fig. 7 Determination of leakage period of oil and gas at the Point P2 and P8 of the configuration between F3 and mudstone caprock in Ed² of the Oilfield-5 in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin

t_b—断盖配置断层岩开始封闭时刻; P_s—泥岩盖层排替压力; P_f—断层岩排替压力

The moment when the fault rock of the fault—caprock configuration begins to close; displacement pressure of mudstone caprock; displacement pressure of fault rock

综上所述可得, P2 和 P8 处断盖配置渗漏时期分别为距今约 16~7.4 Ma 和 13.36~4.8 Ma。

根据南堡凹陷沙河街组烃源岩生排烃数据, 利用源岩排烃史模拟方法(王东良等, 2001) 计算其排烃史, 可知沙河街组烃源岩在距今 28 Ma 开始排烃, 在距今 10 Ma 达到排烃高峰期, 至今仍在向外排烃, 只是排烃量明显减小(图 8)。

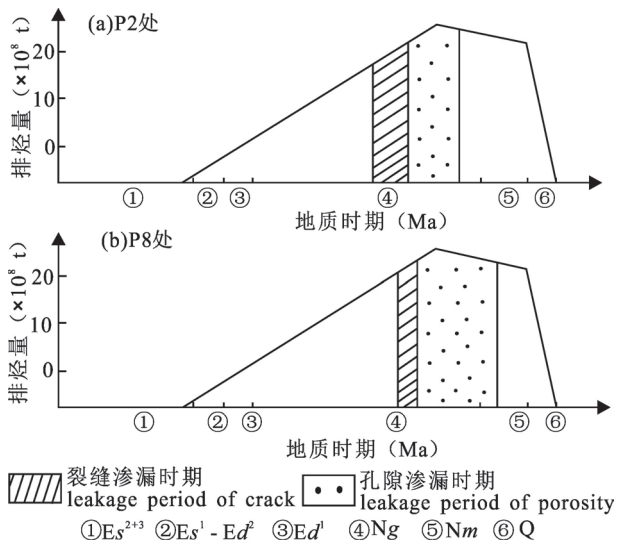


图 8 渤海湾盆地南堡 5 号油田 F3 断裂 P2 和 P8 处与东二段泥岩断盖配置渗漏时期与沙河街组源岩排烃期匹配关系图

Fig. 8 The matching relationship between leakage period of F3 at the Point P2 and P8 and mudstone caprock (Ed^2) and the hydrocarbon expulsion period of source rock (Es) of the Oilfield-5 in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin

将上述已确定出的 P2 和 P8 处断盖配置渗漏时期和沙三段、沙一段源岩排烃期叠合, 取其重合时期分别为 16~7.4 Ma 和 13.6~4.8 Ma, 即为断盖配置渗漏油气时期。

由图 8 中可以看出, P2 和 P8 处 F3 断裂东二段泥岩断盖配置渗漏时期与沙河街组源岩大量排烃期同期, 使沙河街组源岩排出油气大量渗漏散失, 不利于油气在东二段盖层之下储集层中的聚集与保存, 而且 F3 断裂在 P2 处裂缝渗漏时期较 P8 处长, 这导致 P2 处油气更加难以在东二段盖层下的储集层内聚集与保存, 这也是目前 F3 断裂 P8 处东二段盖层之下找到了油气, 而 P2 处东二段盖层之下未找到油气的根本原因。

4 结论

(1) 断盖配置渗漏油气时期为断盖配置渗漏时

期与源岩排烃时期的重合时期, 两者重合时期越长, 断盖配置渗漏油气时期越长; 反之则越短。而断盖配置渗漏时期是由裂缝渗漏时期和孔隙渗漏时期构成的, 裂缝渗漏时期为断裂开始破坏泥岩盖层封闭时刻起, 一直到断裂活动停止时这一段时间; 孔隙渗漏时期为断裂停止活动时时刻到断层岩开始封闭时这一段时间。

(2) 在厘定断裂开始破坏泥岩盖层封闭时刻、断层岩开始封闭时刻和断裂活动停止时刻后, 便可确定断盖配置渗漏时期, 再结合源岩排烃期, 就能建立一套确定断盖配置渗漏油气时期的方法, 并将该方法应用于渤海湾盆地南堡凹陷南堡 5 号油田, 研究 F3 断裂对东二段泥岩盖层的破坏历史, 确定油气渗漏时期。研究表明: 南堡 5 号油田 F3 断裂与东二段泥岩的断盖配置仅 P2 和 P8 处失效, 发生油气渗漏, P2 和 P8 处油气渗漏时期分别为距今约 16~7.4 Ma 和 13.6~4.8 Ma。P8 处较 P2 处断盖配置渗漏时期相差不大, 但 P8 处裂缝渗漏时期较 P2 处裂缝渗漏时期明显要短, 这与目前东二段泥岩盖层之下 P8 处发现油气, 而在 P2 处未发现油气的勘探现状相吻合, 表明该方法用于确定断盖配置渗漏油气时期是可行的。

(3) 该方法主要适用于砂泥岩地层中正断裂与大套厚层泥岩盖层配置渗透油气时期的确定。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

付广, 史集建, 吕延防. 2013a. 断层岩古排替压力恢复及其封闭性能研究. 中国矿业大学学报, 42(6): 996~1001.

付广, 杨勉, 吕延防, 史集建. 2013b. 断层古侧向封闭性定量评价方法及其应用. 石油学报, 34(增刊 1): 78~83.

付广, 历娜, 胡明. 2014. 盖层断接厚度封气下限及其对天然气分布的控制——以松辽盆地徐家围子断陷为例. 天然气地球科学, 25(7): 971~979.

付广, 宿碧霖, 历娜. 2016a. 一种利用断层岩泥质含量判断断层侧向封闭性的方法及其应用. 岩性油气藏, 28(2): 101~106, 1.

付广, 张博为, 吴伟. 2016b. 区域性泥岩盖层阻止油气沿输导断裂运移机制及其判别方法. 中国石油大学学报(自然科学版), 40(3): 36~43.

付广, 李世朝. 2017a. 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, 王明臣, 李世朝. 2017b. 断层岩封闭性演化阶段确定方法及其应用. 天然气工业, 37(10): 11~16.

侯健鹏, 王伟峰, 焦健. 2015. 断裂对泥岩盖层破坏程度综合定量研究方法及其应用. 地质论评, 61(4): 961~968.

胡春明, 付广, 展铭望. 2018. 过盖层断裂的垂向封闭性预测方法及其在冀中拗陷中的应用. 地质论评, 64(1): 227~236.

雷宝华. 2012. 生长断层活动强度定量研究的主要方法评述. 地球科学进展, 27(9): 947~956.

- 刘东周, 刘斌, 李建英, 王津, 陈洪涛. 2002. 生长断层封闭性分析. 石油勘探与开发, 29(3): 37~39.
- 吕延防, 沙子萱, 付晓飞, 付广. 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, 许辰璐, 付广, 刘乃瑜, 崔守凯, 庞磊. 2014. 南堡凹陷中浅层盖—断组合控油模式及有利含油层位预测. 石油与天然气地质, 35(1): 86~97.
- 吕延防, 王伟, 胡欣蕾, 付广, 史集建, 王超, 刘哲, 姜文亚. 2016. 断层侧向封闭性定量评价方法. 石油勘探与开发, 43(2): 310~316.
- 刘震, 夏鲁, 王子嵩, 张旺. 2017. 超压盆地油气垂向运移高度研究. 地质学报, 91(7): 1634~1640.
- 牟敦山, 付广, 陈雪晴. 2018. 南堡1号构造馆三段断盖配置油气渗漏部位及其控藏作用. 吉林大学学报(地球科学版), 48(4): 1008~1017.
- 史集建, 李丽丽, 付广, 吕延防, 姜文亚. 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(S2): 162~170.
- 宋国奇, 向立宏, 郝雪峰, 尚冰, 宁方兴, 黄蓉. 2011. 运用排替压力法定量预测断层侧向封闭能力——以济阳拗陷为例. 油气地质与采收率, 18(1): 1~3.
- 孙同文, 付广, 吕延防, 赵荣. 2012. 断裂输导流体的机制及输导形式探讨. 地质论评, 58(6): 1081~1090.
- 谭开俊, 卫平生, 吕锡敏. 2005. 地层古厚度定量恢复方法研究及应用——以准噶尔盆地陆东地区为例. 天然气工业, 25(10): 24~27.
- 王东良, 刘宝泉, 国建英, 郭树之. 2001. 塔里木盆地煤系烃源岩生排烃模拟实验. 石油与天然气地质, 22(1): 38~41.
- 王文广, 付广, 胡明. 2017. 利用地震资料预测断裂发育区泥岩盖层封油气区的方法. 地球物理学进展, 32(3): 1251~1257.
- 王海学, 李明辉, 沈忠山, 付晓飞, 程志远, 王彪. 2014. 断层分段生长定量判别标准的建立及其地质意义——以松辽盆地杏北开发区萨尔图油层为例. 地质论评, 60(6): 1259~1264.
- 吴桐, 付晓飞, 王海学, 丁宇佳. 2016. 膏盐岩脆塑性变形特征及封闭能力定量评价. 地质论评, 62(1): 127~137.
- 王伟, 付广, 胡欣蕾. 2017. 断裂对盖层封气综合能力破坏程度的研究方法及其应用. 吉林大学学报(地球科学版), 47(3): 685~693.
- 吴元燕, 平俊彪, 付建林, 路波. 2002. 中国油气藏破坏类型及分布. 地质论评, 48(4): 377~383.
- Bouvier J D, Kaars-Sijpesteijn C H, Kluesner D F, Onyejekwe C C, Van der Pal R C. 1989. Three-dimensional seismic interpretation and fault sealing investigations, Nun River Field, Nigeria. AAPG Bulletin, 73(11): 1397~1414.
- Dutton D M, Trudgill B D. 2009. Four-dimensional analysis of the Sembo relay system, offshore Angola: Implications for fault growth in salt-detached settings. AAPG Bulletin, 93(6): 763~794.
- Fu Guang, Shi Jijian, Lü Yanfang. 2013a&. Study of ancient displacement pressure of fault rock recovery and its sealing characteristics. Journal of China University of Mining & Technology, 42(6): 996~1001.
- Fu Guang, Yang Mian, Lü Yanfang, Shi Jijian. 2013b&. A quantitative evaluation method for ancient lateral sealing of fault. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 34(Supp. 1): 78~83.
- Fu Guang, Li Na, Hu Ming. 2014&. Gas sealing limit of faulted thickness of caprock and its controlling effect on gas distribution: an example from Xujiaweizi depression of Songliao basin. Natural Gas Geoscience, 25(7): 971~979.
- Fu Guang, Su Bilin, Li Na. 2016a&. A method of judging lateral sealing of fault by mudstone content of fault rock and its application. Northwest Oil & Gas Exploration, 28(2): 101~106, 1.
- Fu Guang, Zhang Bowei, Wu Wei. 2016b&. Mechanism and detection of regional mudstone caprock sealing oil and gas migration along transporting fault. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 40(3): 36~43.
- Fu Guang, Li Shichao. 2017a&. Restoration method of closed evolution history of fractured mudstone cap rock and its application. Journal of Earth Science, 42(9): 1590~1598.
- Fu Guang, Wang Mingchen, Li Shichao. 2017b&. A method for determining the sealing capacity evolution stage of fault rocks and its application. Natural Gas Industry, 37(10): 11~16.
- Hou Jianpeng, Wang Weifeng, Jiao Jian. A comprehensive quantitative research method of destroy degree of faults to mudstone caprock and its application. Geological Review, 61(4): 961~968.
- Hu Chunming, Fu Guang, Zhan Mingwang. 2018&. Hydrocarbon upward migration condition in different directions and prediction method of distribution area. Geological Review, 64(1): 227~236.
- Knott S D. 1993. Fault seal analysis in the North Sea. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 77(5): 778~792.
- Lei Baohua. 2012&. Review of methods with quantitative studies of activity intensity of the growth fault. Advances in Earth Sciences, 27(9): 947~956.
- Liu Dongzhou, Liu Bin, Li Jianying, Wang jin, Chen Hongtao. 2002&. Sealing analysis of growth fault. Petroleum Exploration and Development, 29(3): 37~39.
- Lü Yanfang, Sha Zixuan, Fu Xiaofei, Fu Guang. 2007&. Quantitative evaluation method for fault vertical sealing ability and its application. Acta Petrolei Sinica, 28(5): 34~38.
- Lü Yanfang, Xu Chenlu, Fu Guang, Liu Naiyu, Chui Shoukai, Pang Lei. 2014&. Oil-controlling models of caprock—fault combination and prediction of favorable horizons for hydrocarbon accumulation in middle-shallow sequences of Nanpu sag. Oil & Gas Geology, 35(1): 86~97.
- Lü Yanfang, Wang Wei, Hu Xinlei, Fu Guang, Shi Jijian, Wang Chao, Liu Zhe, Jiang Wenya. 2016&. Quantitative evaluation method of fault lateral sealing. Petroleum Exploration and Development, 43(2): 310~316.
- Liu Zhen, Xia Lu, Wang Zisong, Zhang Wang. 2017. Study on vertical migration height of hydrocarbon in overpressure basin. Acta Geologica Sinica, 91(7): 1634~1640.
- Mou Duishan, Fu Guang, Chen Xueqing. 2018&. Oil and gas leakage positions of fault cap rock configuration and its control on hydrocarbon accumulation of Ng³ in the Nanpu-1 Structure Area. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 48(4): 1008~1017.
- Shi Jijian, Li Lili, Fu Guang, Lü Yanfang, Jiang Wenya. 2012&. Quantitative evaluation method and application of vertical sealing property of faults in caprock. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 42(Supp. 2): 162~170.
- Song Guoji, Xiang Lihong, Hao Xuefeng, Shang Bing, Ning Fangxing, Huang Rong. 2011&. Quantitatively forecasting on lateral sealing performance of fault by displacement pressure method——Case of Jiyang Depression. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 18(1): 1~3.
- Sun Tongwen, Fu Guang, Lü Yanfang, Zhao Rong. 2012. A discussion on fault conduit fluid mechanism and fault conduit form. Geological Review, 58(6): 1081~1090.
- Tan Kaijun, Wei Pingsheng, Lü Ximin. 2005&. Research on quantitative resumption method of stratum paleothickness and its application——Taking Ludong Area in Zhunge'er Basin as an

example. *Natural Gas Industry*, 25(10): 24~27.

Wang Dongliang, Liu Baoquan, Guo Jianying, Guo Shuzhi. 2001&. Simulation test of hydrocarbon geneation and expulsion for source rocks of coal-measures in Tarim Basin. *Oil & Gas Geology*, 22(1): 38~41.

Wang Wenguang, Fu Guang, Hu Ming. 2017&. Method for predicting oil and gas sealing area of mudstone caprock in fracture development zone by seismic data. *Progress in Geophysics*, 32(3): 1251 ~ 1257.

Wang Haixue, Li Minghui, Shen Zhongshan, Fu Xiaofei, Cheng Zhiyuan, Wang Biao. 2014&. The establishment and geological significance of quantitative discrimination criterion of fault segmentation growth——An example from Saertu reservoir in Xingbei development area of Songliao Basin. *Geological Review*, 60(6): 1259~1264.

Wu Tong, Fu Xiaofei, Wang Haixue, Ding Yujia. 2016. Brittle ductile deformation characteristics of anhydrite——Salt rock and quantitative evaluation of its sealing ability. *Geological Review*, 62(1):127~137.

Wang Wei, Fu Guang, Hu Xinlei. 2017&. A method study of destruction degree of faults to caprock comprehensive sealing gas ability and its application. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 47(3): 685~693.

Wu Yuanyan, Ping Junbiao, Fu Jianlin, Liu Bo. Destructive Style and Distribution of Oil and Gas Reservoirs in China. *Geological Review*, 48(4), 377~383.

Determination method and application of leakage period for oil and gas of fault—caprock configuration

YUAN Hongqi¹⁾, CAO Wenrui¹⁾, YU Yinghua¹⁾, ZHANG Yaxiong²⁾

1) College of Earth Science, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang, 163318;

2) SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing, 100083

Objectives: In order to understand the objective distribution regularities of hydrocarbon near the faults in a petroliferous basin.

Methods: The determining method of the hydrocarbon leakage period has been constructed based on the mechanisms and time units of leakage in fault—caprock configuration, which was established by determining the time when a fault starts to destroy the sealing of mudstone cap and seal hydrocarbon by forming some fault rocks and ceasing activity. Then by analyzing the F3 in the Oilfield-5 in the Nanpu Depression, Bohai Bay Basin, this method was applied to the determination of oil—gas leakage period of mudstone caprock configuration (Ed^2).

Results: The results show that the destructive effect to the mudstone cap of Ed^2 is limited by F3 of the Oilfield-5 in the Nanpu Depression, only the fault—caprock configuration fails and oil—gas leakage occurs at the Point P2 and P8. The oil and gas leakage periods of P2 and P8 are about 16~7.4 Ma and 13.6~4.8 Ma respectively.

Conclusions: There is few difference with the oil—gas leakage period of the fault—caprock configuration between P8 and P2. However, the oil—gas leakage period by fracturing at P8 was obviously shorter than P2, which is favorable for hydrocarbon accumulation under the mudstone caprock of Ed^2 at P8. This analyzing is consistent with the current situation of petroleum exploration near F3, the situation shows that hydrocarbon was founded at P8 instead of P2 under the mudstone cap of Ed^2 , which means that this method is feasible for determining the period of oil and gas leakage.

Keywords: fault—caprock configuration; leakage period; determination method; Nanpu Depression

Acknowledgements: This article was finanically supported by the Reform of Higher Education in Heilongjiang Province (No. SJGY20180072), the Industry—University Cooperation Education Project of the Ministry of Education (No. 201802073048), the National Natural Science Foundation of China (No. 41572126), and the National large Oil and Gas Field and Coalbed Methane Development Project (No. 2016ZX05006-005).

First author: YUAN Hongqi, male, born in 1979, professor, Mainly engaged in the teaching and research of oil and gas geology and exploration; Email: yuan_flag@163.com

Corresponding author: YU Yinghua, female, born in 1979, Mainly engaged in the formation and preservation condition of oil and gas reservior; Email: yyhyhq2008@163.com

Manuscript received on: 2020-04-12; Acceptedon: 2020-10-09; Network published on: 2021-01-20

Doi: 10. 16509/j. georeview. 2021. * * ; Edited by: LIU Zhiqiang

