

# 断裂封闭能力有效性和时间有效性研究方法及其应用

付广\*, 陈雪晴

东北石油大学, 大庆 163318

\* 通信作者, fuguang2008@126.com

收稿日期: 2016-09-01

国家自然科学基金项目“油源断裂转换带优势输导油气条件研究”(41372153) 资助

**摘要** 为了研究断裂在油气成藏中的作用, 在断裂封闭能力有效性和时间有效性及其影响因素研究的基础上, 通过比较断层岩排替压力与其下储层剩余压力的相对大小和断裂封闭能力形成时期与源岩生排烃高峰期相对早晚, 分别建立了一套断裂封闭能力有效性和断裂封闭时间有效性研究方法, 并将其应用于渤海湾盆地南堡凹陷南堡5号构造NP5-2断裂在9条测线处东二段泥岩盖层内封闭能力有效性和时间有效性的研究中, 结果表明: NP5-2断裂除了在L6和L7测线处封闭能力有效性差之外, 其余测线处封闭能力有效性均好, 有利于其下天然气的聚集和保存。NP5-2断裂封闭能力形成时期均晚于沙三段和沙一段源岩二次生排烃高峰期, 封闭时间有效性差, 不利于封闭沙三段和沙一段源岩生排出的天然气, 与目前南堡5号构造东二段泥岩盖层之下有天然气聚集但不富集的情况相吻合, 表明该方法用于研究断裂封闭能力有效性和时间有效性是可行的。

**关键词** 断裂封闭; 能力有效性; 时间有效性; 南堡5号构造; 东二段泥岩盖层

## 0 引言

随着油气勘探的深入, 人们对盖层条件的认识也在不断深入, 盖层条件的优劣除了受到原始沉积条件的影响外, 后期是否遭到断裂的破坏及其破坏程度高低应是决定盖层能否有效地封闭下伏油气的重要条件。如果盖层未遭到断裂破坏, 对下伏油气聚集程度的控制主要受到其封闭能力有效性和时间有效性的控制, 封闭能力有效性和时间有效性越好, 盖层所能封闭住的油气越多; 反之则越少。如果盖层遭到断裂破坏, 对下伏油气聚集程度的控制就不再取决于其本身封闭能力有效性和时间有效性, 而应取决于其内断裂封闭能力有效性和时间有效性, 断裂封闭能力有效性和时间有效性越好, 盖层所能封闭住的油气越多; 反之则越少。由此看出, 能否正确认识此问题, 是含油气盆

地断裂发育区油气勘探的关键。关于盖层封闭能力有效性和时间有效性前人曾做过大量研究和探讨, 主要通过封闭能力形成时期与源岩大量排烃期相对早晚比较来研究盖层封闭时间有效性<sup>[1-12]</sup>, 也有少量文献<sup>[13-14]</sup>从盖层封闭能力与其下储层剩余压力相对大小比较来研究盖层封闭能力有效性。然而, 由于受到断裂本身复杂性的影响, 目前针对断层封闭能力有效性和时间有效性的研究相对较少, 有也主要是对断层封闭能力有效性进行的研究<sup>[15-16]</sup>, 而对断层封闭时间有效性研究目前尚未见文献报导, 这无疑不利于含油气盆地断裂发育区油气勘探的深入。因此, 开展断层封闭能力有效性和时间有效性研究方法的研究, 对于正确认识含油气盆地断裂发育区油气分布规律和指导油气勘探均具有重要意义。

引用格式: 付广, 陈雪晴. 断裂封闭能力有效性和时间有效性研究方法及其应用. 石油科学通报, 2016, 02: 183-190

FU Guang, CHEN Xueqing. A study of fault sealing effectiveness and timeliness and its applications. Petroleum Science Bulletin, 2016, 02: 183-190. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.014

### 1 断裂封闭能力有效性和时间有效性及其影响因素

所谓断裂封闭能力有效性是指断层岩排替压力与其下伏储层剩余压力大小的匹配关系，如果断层岩排替压力大于或等于下伏储层剩余压力，那么断裂可以封闭住下伏储层中的油气，封闭能力有效性好，如图 1a 所示；相反，如果断层岩排替压力小于其下伏储层剩余压力，那么断裂不能封闭住下伏储层中的油气，油气将在剩余压力的作用下通过断层岩向上运移散失，直至储层剩余压力等于断层岩排替压力为止，断层封闭能力有效性差，如图 1b 所示。

所谓断裂封闭时间有效性是指断裂封闭能力形成时期与源岩生排烃高峰期之间的匹配关系，如果断裂封闭能力形成时期早于或与源岩生排烃高峰期同期，那么断裂可以封闭住源岩生成排出的大量油气，有利于油气聚集与保存，断裂封闭时间有效性好，如图 2a 所示；相反，如果断裂封闭能力形成时期晚于源岩生

排烃高峰期，那么断裂所能封闭住的源岩生排烃量大小受到二者时间差大小的影响，二者时间差越小，断裂所能封闭住源岩生排烃量越大，断裂封闭时间有效性相对越好；反之则相对越差，如图 2b 所示。

### 2 断裂封闭能力有效性和时间有效性的研究方法

由于断裂封闭能力有效性和时间有效性所反映的断裂封闭油气特征不同，其影响因素不同，造成其研究方法也就不同。

要研究断裂封闭能力有效性，就必须确定出断层岩排替压力和下伏储层剩余压力。由于受钻井和取心等因素的影响，无法利用实测方法获取断层岩排替压力，而只能利用围岩实测排替压力与压实成岩埋深(若上覆地层不存在明显的抬升剥蚀，可用目前埋深代替)、泥质含量(可由文献[17]中泥质含量预测方法，利用自然伽马测井资料计算求得)之间经验关系<sup>[16]</sup>来间接地求取断层岩排替压力，其原理是假设断层岩为

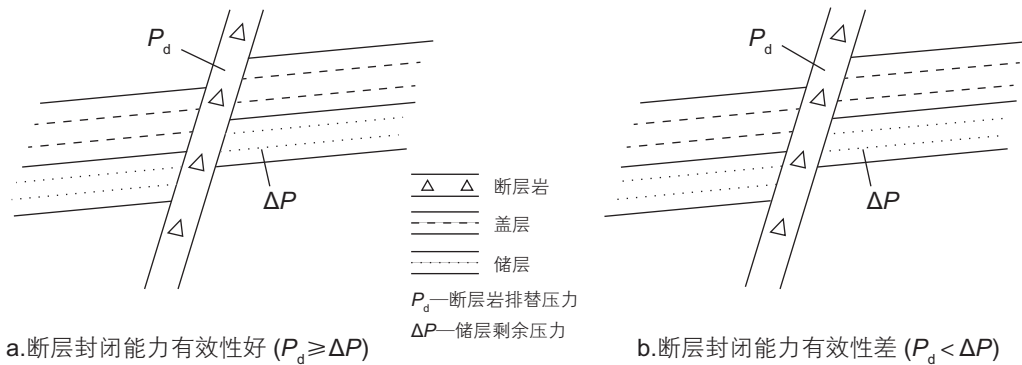


图 1 断裂封闭能力有效性和时间有效性示意图  
Fig. 1 Sketch map of fault sealing effectiveness and time effectiveness

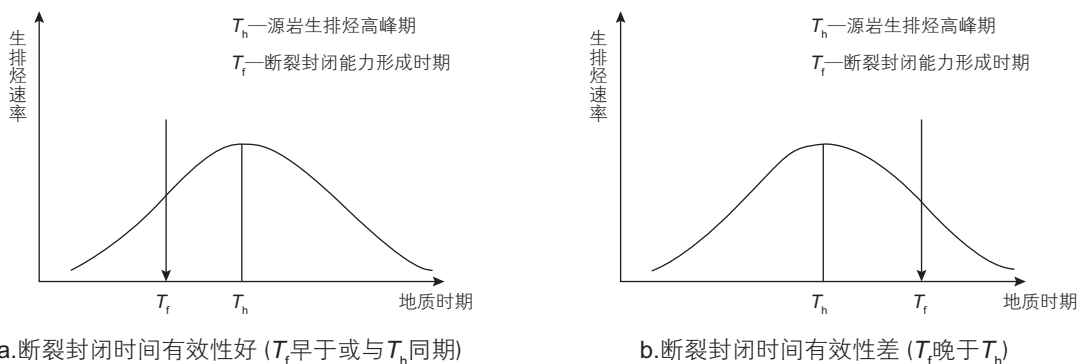


图 2 断裂封闭能力有效性和时间有效性示意图  
Fig. 2 Sketch map of fault sealing effectiveness and time effectiveness

一个倾置于围岩地层中的一个岩层，其断层岩排替压力大小同围岩地层一样，也受到压实成岩埋深和泥质含量的影响，即断层岩压实成岩埋深越大，泥质含量越大，断层岩排替压力越大；反之则越小。由此看出，只要确定出断层岩的压实成岩埋深和泥质含量，便可以利用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求得断层岩排替压力。断层岩压实成岩埋深可以根据断层岩压实成岩时间、与其具有相同埋深的围岩压实成岩埋深和压实成岩时间(若上覆地层没有明显的抬升剥蚀，可用其开始沉积至今时间表示)求得，在假设断层岩压实成岩历史与围岩压实成岩历史相同条件下，由断层岩和与其具有相同埋深的围岩压实成岩程度与孔隙度之间的反比关系(式 1)推导得到式 2，从而确定出断层岩的压实成岩埋深。断层岩泥质含量可根据断裂断距和被断裂错动岩层厚度及其泥质含量，由式 3 求得。最后将上述已确定出的断层岩压实成岩埋深、泥质含量代入围岩实测排替压力与其压实成岩埋深、泥质含量之间关系式中，便可以计算得到断层岩排替压力。

$$\frac{\rho_r Z T_f}{\rho_r Z T_s} = \frac{\phi_o e^{-cZ}}{\phi_o e^{-cZ_f}} \quad (1)$$

$$Z_f = Z - \frac{1}{c} \ln \frac{T_s}{T_f} \quad (2)$$

式中， $Z_f$ 为断层岩压实成岩埋深，m； $T_s$ 为与断层岩具有相同埋深围岩压实成岩作用时间，Ma； $T_f$ 为断层岩压实成岩时间，Ma； $Z$ 为与断层岩具有相同埋深围岩压实成岩埋深，m； $C$ 为围岩地层压实成岩系数，可由砂泥岩孔隙度随埋深变化关系得到； $\rho_r$ 为沉积岩石平均密度，g/cm<sup>3</sup>； $\phi_o$ 为围岩初始孔隙度，小数。

$$R_f = \frac{\sum_{i=1}^n H_i R_i}{L} \quad (3)$$

式中， $R_f$ 为断层岩泥质含量，小数； $H_i$ 为被断裂错动第*i*层岩层厚度，m； $R_i$ 为被断裂错动第*i*层岩层泥质含量，小数； $n$ 为被断裂错动岩层数； $L$ 为断裂断距，m。

下伏储层剩余压力可以根据其埋深和压力系数大小，由式 4 计算求得。

$$\Delta P = (k-1) \rho_w Z \quad (4)$$

式中， $\Delta P$ 为储层剩余压力，MPa； $Z$ 为储层埋深，m； $k$ 为储层压力系数； $\rho_w$ 为地层水密度，g/cm<sup>3</sup>。

通过比较上述已确定出的断层岩排替压力与其下伏储层剩余压力的相对大小，便可以对断裂封闭能力有效性进行研究。

要研究断裂封闭时间有效性，就必须先确定出断裂封闭能力形成时期和源岩生排烃高峰期。断裂封闭能力形成时期可以按照泥岩盖层封闭能力形成时期(盖层排替压力等于 1 MPa 所对应的时期<sup>[18]</sup>)的研究方法来原因。断裂刚刚停止活动时，在上覆堆积载荷和区域主压应力的作用下，断层岩压实成岩程度相对较低，封闭能力弱，不能对油气形成封闭能力。随着埋深逐渐增加，断层岩压实成岩程度逐渐增强，排替压力逐渐增大，当达到 1 MPa 时，开始形成封闭能力，故可以把断层岩排替压力等于 1 MPa 所对应的时期作为断裂封闭能力形成时期。可按照下述步骤来确定断层封闭能力形成时期，首先在假设断层岩泥质含量在各地质时期基本不变的条件下，通过不同时期围岩古埋深恢复<sup>[18]</sup>，确定古压实成岩时期和断层岩古压实成岩时期，由式 1 计算不同时期断层岩古压实成岩埋深，然后由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式，便可以计算出不同时期断层岩古排替压力。最后由断层岩古排替压力与时间变化关系便可以确定出断层岩排替压力等于 1 MPa 所对应的时期，即为断裂封闭能力形成时期。利用源岩生排烃模拟结果，做出源岩生排烃速率或生排烃量随时间的变化关系图，取生排烃速率或生排烃量最大的时期即为源岩生排烃高峰期。

通过比较上述已确定出的断裂封闭能力形成时期与源岩生排烃高峰期的早晚，便可对断裂封闭时间有效性进行研究。

### 3 实例应用

本文选取渤海湾盆地南堡凹陷南堡 5 号构造 NP5-2 断裂为例，利用上述方法研究其在东二段泥岩盖层内封闭能力有效性和时间有效性，并通过研究成果与目前东二段泥岩盖层之下已发现的天然气分布之间关系分析，验证该方法用于研究断裂封闭能力有效性和时间有效性是可行的。

南堡 5 号构造位于南堡凹陷西北部，是南堡凹陷一个重要含气构造，构造形态总体上为一发育在古潜山背景上的披覆背斜构造，构造方向为北北东向，被北北东向断裂切割复杂化，如图 3 所示。该构造从下至上发育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。截至目前为止，该构造已在沙河街组至东二段下部见到了天然气显示，但天然气主要分布在东二段泥岩盖层之下的储层中，东二段泥岩盖层发育，在南堡 5 号构造可达

到 198~305 m，是一套区域性盖层。NP5-2 断裂位于南堡 5 号构造的中南部地区，是一条北东东向展布的正断层，发育规模总体上是下部大，上部小，断距可达 70~160 m，断裂倾角变化较大从 30°~70°，如图 4 所示。由图 4 中可以看出，NP5-2 断裂是在东三段中晚期发育起来的断裂，主要活动时期为东营组沉积时期，馆陶组沉积中期停止活动至今。NP5-2 断裂错断了东二段泥岩盖层，但并未将其完全错开，东二段泥岩盖层仍保持横向分布的连续性，但其对下伏天然气封闭能力有效性和时间有效性已不再取决于东二段泥

岩，而应取决于 NP5-2 断裂能力封闭有效性和时间有效性。由此看出，能否正确认识 NP5-2 断裂在东二段泥岩盖层内封闭能力有效性和时间有效性，对于南堡 5 号构造东二段泥岩盖层之下天然气勘探至关重要。

由 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层内埋深，利用围岩孔隙度与埋深之间变化关系图(图 6)确定出 C 值为 0.000 47，由式 2 计算得到的断层岩压实成岩埋深，将开始沉积至今的时间(约为 25.3Ma)作为东二段泥岩盖层压实成岩时间，利用 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层内的断距、被其错断岩

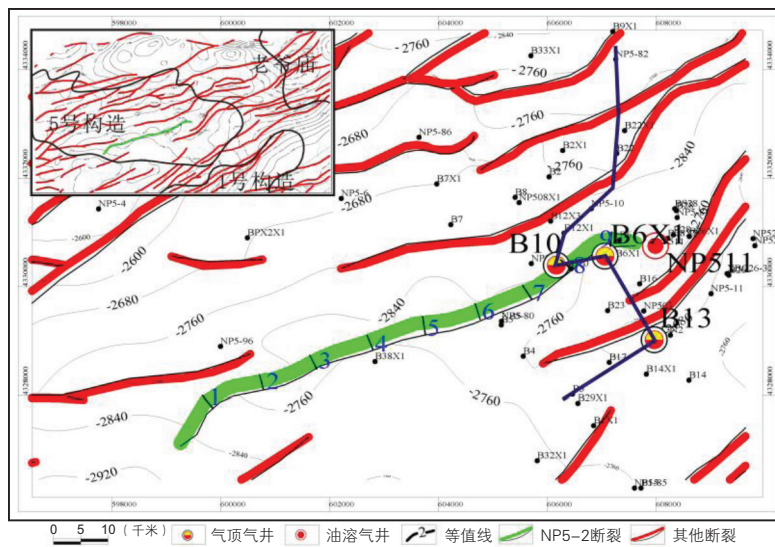


图 3 南堡凹陷 5 号构造 NP5-2 断裂与天然气分布关系图

Fig.3 Relationship between NP5-2 fault and gas distribution in 5 structure of Nanpu sag

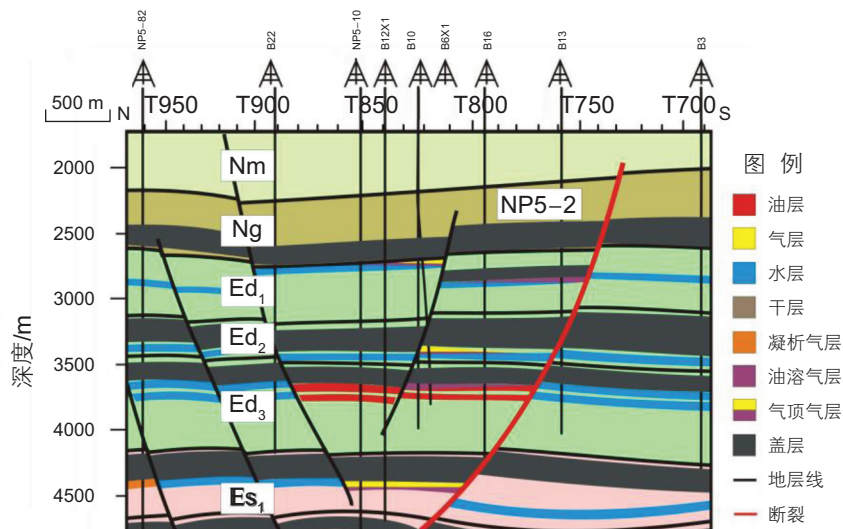


图 4 南堡凹陷 5 号构造过 NP5-2 断裂气藏剖面图

Fig. 4 Gas reservoir profile across NP5-2 fault in 5 structure of Nanpu sag

层厚度、泥质含量，由式 2 和式 3 便可以计算得到 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层内断层岩的压实成岩埋深和泥质含量，将以上参数代入南堡凹陷利用实测围岩排替压力数据(表 2)与其压实成岩埋深和泥质含量之间关系式(式 5)中，便可以计算得到 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层内断层岩排替压力为 0.863~1.919 MPa，如表 1 所示。根据 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层之下储层压力系数及埋深资料(表 1)，由式 4 便可以计算得到 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层之下储层剩余压力为 -2.881~6.865 MPa，如表 1 所示。

$$P_d = 0.031 \left( \frac{ZR}{100} \right)^{1.507} \quad (5)$$

式中， $P_d$ 为围岩排替压力，MPa； $Z$ 为围岩压实成岩埋深，m； $R$ 为围岩泥质含量，小数。

通过比较 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层内断层岩排替压力与其下储层剩余压力的相对大小(表 1)可以得到，NP5-2 断裂在测线 L1、L2、L3、L4、L5、L8、L9 处断层岩排替压力大于其下储层剩余压力，封闭能力有效性好，而在 L6 和 L7 测线处断层岩排替压力小于其下储层剩余压力，封闭能力有效性差。由图 3 中可以看出，南堡 5 号构造在东二段泥岩盖层之下目前已发现的天然气主要分布在 L8 和 L9 测线处，是因为 NP5-2 断裂在 L8 和 L9 测线处封闭能力有效性好造成的。而 L1、L2、L3、L4、L5 测线处无天然气是因为缺少圈闭构造造成的。

通过不同时期东二段泥岩盖层古埋深恢复、古压实成岩时期和断层岩压实成岩时期确定，便可以确定

出不同时期断层岩古压实成岩埋深，在假设断层岩泥质含量各地质时期不变的情况下，便可以计算得到 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层内断层古排替压力，取其平均值作出其随时间变化关系图，如图 5 所示，由图 5 中可以看出，NP5-2 断裂在东二段泥岩盖层内断层岩从馆陶组沉积中期开始压实成岩，之后断层岩排替压力逐渐增大，封闭能力逐渐增强，约在明化镇组下段沉积晚期断层岩排替压力达到 1 MPa，开始形成封闭能力，即 NP5-2 断裂封闭能力形成时期约为明化镇组下段沉积晚期。由南堡凹陷源岩生排烃史模拟研究可以得到，主要源岩沙三段和沙一段源岩在沙一段沉积中期开始向外排烃，在馆陶组沉积中期达到第一次生排烃高峰期，在明化镇组下段沉积末期达到第二次生排烃高峰期，由此看出，NP5-2 断裂封闭能力形成时期均晚于沙三段和沙一段源岩 2 次生排烃高峰期，封闭时间有效性差，不利于封闭沙三段和沙一段源岩生排出的天然气，这可能是南堡 5 号构造目前在东二段泥岩盖层之下储层中仅有少量井见到天然气显示的根本原因。

#### 4 结论

(1)断裂封闭能力有效性是指断层岩排替压力与其下伏储层剩余压力大小的匹配关系，断层岩排替压力大于或等于下伏储层剩余压力，断裂封闭能力有效性好；反之则差。断裂封闭时间有效性是指断裂封闭能力形成时期与源岩生排烃高峰期的匹配关系，断裂封闭能力形成时期早于或与源岩生排烃高峰期同期，断

表 1 NP5-2 断裂在 9 条测线处东二段泥岩盖层内断层岩排替压力及其之下储层剩余压力计算表

Table 1 Computation of displacement pressure of fault rock in Ed<sub>2</sub> mudstone caprock and residual pressure of its under reservoir at 9 lines of NP5-2 fault

测线号	东二段泥岩盖层埋深/m	东二段泥岩盖层之下储层压力系数	东二段泥岩盖层之下储层剩余压力/MPa	断层岩压实成岩埋深/m	断层岩泥质含量/%	断层岩排替压力/MPa	断裂封闭能力有效性
L1	2 340.7	0.908	-2.153	1 369.3	94.9	1.479	好
L2	2 670.5	0.964	-0.096	1 562.2	98.9	1.919	好
L3	2 634.9	1.005	0.013	1 541.4	99.5	1.898	好
L4	2 686.6	0.987	-0.035	1 571.6	92.8	1.759	好
L5	2 628.8	1.056	1.472	1 537.8	85.7	1.510	好
L6	2 648.7	1.218	5.774	1 549.4	72.5	1.187	差
L7	2 459.6	1.220	5.411	1 438.8	63.2	0.863	差
L8	2 626.1	1.057	1.497	1 536.2	86.9	1.540	好
L9	2 562.3	1.048	1.230	1 498.9	89.6	1.554	好

表2 南堡凹陷围岩样品排替压力与其埋深和泥质含量关系表

Table 2 Relationship between displacement pressure and buried depth and mudstone gradient of surrounding rock samples in Nanpu sag

井号	深度/m	排替压力/MPa	泥质含量/%	井号	深度/m	排替压力/MPa	泥质含量/%
NP208	2 103.93	0.10	23.34	M28 × 1 浅	2 813.30	0.48	19.95
M8 × 1	2 358.70	0.04	54.98	NP4-51 浅	2 449.79	3.18	54.60
G3101	2 917.51	0.48	7.22	NP5-10	3 320.00	2.82	32.40
M22	2 066.01	0.38	13.38	NP5-6	3 447.90	0.63	33.32
B7	3 597.58	4.12	38.70	NP509	3 221.86	0.19	5.14
LP1	3 054.64	0.44	5.18	NP5-4	3 339.90	0.03	0.76
L12	3 557.05	0.38	16.94	NP4-51 深	3 745.48	0.59	29.77
NP1-37	3 045.50	0.62	8.79	M28 × 1 深	3 268.60	1.34	248.48
L21-5	3 110.31	0.41	25.80	NP5-6	3 445.05	0.83	61.43
NP1-22	2 696.38	0.18	25.20	LP1 深	3 055.50	0.56	27.04
NP401 × 33	3 304.40	0.17	31.75	NP1	4 244.60	0.59	29.06
B10	3 383.87	1.57	47.71	M38 × 1	3 318.70	0.64	34.58
M108 × 1	3 345.30	3.11	46.16	M10	2 678.70	0.49	20.75
M7	1 891.00	0.44	22.83	M11	2 362.90	0.72	44.17
G3104	3 637.13	0.30	23.51	B32 × 1	1 946.45	0.11	2.66
L21-2	1 730.10	0.02	7.81	L15	2 633.49	0.24	7.22
PG1	3 272.14	2.03	56.53	G4	2 663.90	4.46	32.70
G3106	3 899.50	2.06	36.52	LPN1	2 647.40	0.26	7.84
G49	2 448.60	0.89	5.64	G3102	3 424.50	0.57	27.70
G3105	3 589.36	0.82	60.08	G62	4 054.60	1.31	229.28
B6 × 1	3 093.50	0.85	64.71	NP1-4	3 386.72	4.57	52.19
B6	3 196.30	0.78	52.72	M1	3 432.04	7.65	65.83
M30	2 355.01	0.80	55.90	M5	2 768.36	3.77	51.21
M24	2 303.00	0.13	3.19	B5	4 219.40	4.25	35.89
M15	2 807.90	0.33	10.93	B3	2 776.61	1.66	63.80
G23	3 119.20	0.52	23.42	B22 × 1	4 061.80	3.29	58.04
NP206	2 540.68	0.80	56.41	B13	2 707.31	0.87	68.42
NP2-52	3 363.50	0.53	24.37	M17-1	2 723.85	0.77	51.49

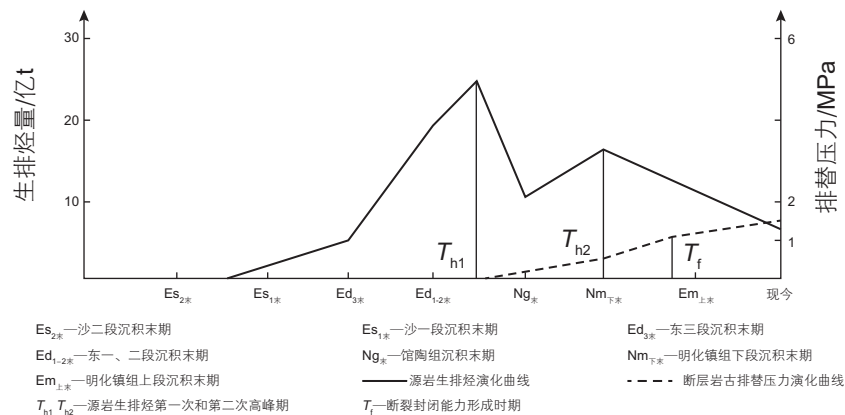


图5 南堡凹陷 NP5-2 断裂封闭能力形成时期与沙三段和沙一段源岩生排烃高峰期匹配关系图

Fig. 5 Relationship between sealing ability formation period of NP5-2 fault and high period of hydrocarbon generation and displacement in Es<sub>3</sub> and Es<sub>1</sub> source rock of Nanpu sag

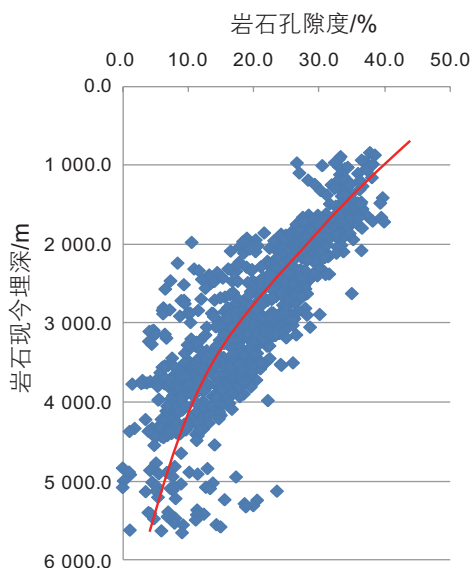


图6 南堡凹陷围岩孔隙度随埋深变化关系图  
 Fig. 6 Relationship between porosity and burial depth of surrounding rocks in Nanpu Sag

裂封闭时间有效性最好；如果断裂封闭能力形成时期与源岩生排烃高峰期不同期，二者时间差越小，断裂封闭时间有效性相对越好；反之则相对越差。

(2)通过比较断层岩排替压力与其下伏储层剩余压力的相对大小和断裂封闭能力形成时期与源岩生排烃高峰期相对早晚，分别建立了断裂封闭能力有效性和封闭时间有效性研究方法，并将其应用于渤海湾盆地南堡凹陷南堡5号构造NP5-2断裂在9条测线处东二段泥岩盖层内封闭能力有效性和时间有效性的研究中，结果表明：NP5-2断裂除了在L6和L7测线处封闭能力有效性差之外，其余测线处封闭能力有效性好，有利于天然气聚集和保存。NP5-2断裂封闭能力形成时期均晚于沙三段和沙一段源岩2次生排烃高峰期，封闭时间有效性差，不利于封闭沙三段和沙一段源岩生排出的天然气，与目前南堡5号构造东二段泥岩盖层之下有天然气聚集但不富集相吻合，表明该方法用于研究断裂封闭能力有效性和时间有效性是可行的。

参考文献

[1] 吕延防,付广,于丹. 中国大中型气田盖层封盖能力综合评价及其对成藏的贡献[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 742-745.[LV Y F, FU G, YU D. Comprehensive evaluation of sealing ability of cap rock in China's large and medium gas fields and their contribution to gas accumulation[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(6): 742-745.]

[2] 赵玉珍. 我国高储量丰度大中型气田形成的盖层封闭能力有效性[J]. 大庆石油学院学报, 2010, 34(3): 7-9.[ZHAO Y Z. Effectiveness of seal gas ability of cap rock for the formation of large and medium gas fields with high reserve abundance in China[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(3): 7-9.]

[3] 史集建,李丽丽,吕延防,等. 致密砂岩气田盖层封闭能力综合评价—以四川盆地广安气田为例[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(3): 307-314.[SHI J J, LI L L, LV Y F, et al. Comprehensive evaluation on the sealing capability of cap rocks in tight sandstone gasfield—a case study from Guang'an gasfield in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 307-314.]

[4] 高宁,王国庆,何淑娟,等. 一种利用盖层预测不同储量丰度气藏分布区的方法—以松辽盆地徐家围子断陷为例[J]. 大庆石油学院学报, 2011, 35(3): 1-6.[GAO N, WANG G Q, HE S J, et al. A method of forecasting distribution regions of gas reservoirs with different reserve abundance by cap rocks—an example of Xujiaweizi depression in Songliao basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(3): 1-6.]

[5] 薛永超,程林松,付广. 大庆长垣以东地区登二段泥质岩盖层封气能力综合评价[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2005, 35(5): 626-631.[XUE Y C, CHENG L S, FU G. Comprehensive evaluation of gas sealing ability of the lower Denglouku Formation (K<sub>2</sub><sup>d</sup>) mudstone cap-rock in the east of the Daqing Placanticline[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2005, 35(5): 626-631.]

[6] 刘性全,侯吉瑞,付博. 断—盖时空匹配及其对油气聚集与分布的控制作用—以南堡凹陷中浅层东营组为例[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(1): 8-15.[LIU X Q, HOU J R, FU B. Controlling of time and space match in faults transporting oil-gas and caprocks to oil and gas accumulation and distribution—an example form middle and shallow strata in Nanpu Depression[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(1): 8-15.]

[7] 牟敦山,付广,胡明. 徐深气田盖层封气有效性研究[J]. 沉积学报, 2011, 29(1): 158-162.[ MU D S, FU G, HU M. Research on sealing gas effectiveness of cap rock in Xushen Gasfield[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(1): 158-162.]

[8] 吕延防,陈章明,付广. 松辽盆地朝长地区青山口组天然气盖层封闭特征及封闭有效性[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(1): 55-61.[LV Y F, CHEN Z M, FU G. A study on the sealing property and the effectiveness of Qingshankou Formations as a gas cap rock in Chaochang Area, Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 1993, 20(1): 55-61.]

[9] 吕延防,黄劲松,付广,等. 砂泥岩薄互层段中断层封闭性的定量研究[J]. 石油学报, 2009, 30(6): 826-827.[LV Y F, HUANG J S, FU G, et al. Quantitative study on fault sealing ability in sandstone and mudstone thin interbed[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 826-827.]

- [10] 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: 4-30.[LV Y F, FU G, GAO D L, et al. Research on seal of oil-gas reservoirs[M]. Beijing Petroleum Industry Press, 1996: 4-30.]
- [11] 史集建,付广,吕延防,等. 歧口凹陷沙河街组一段中部区域盖层封气能力综合评价[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(54): 671-681.[SHI J J, FU G, LV Y F, et al. Comprehensive evaluation of regional seal in the middle of the first member of Shahejie Fm in the Qikou Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(54): 671-681.]
- [12] 黄传炎,王华,吴永平,等. 歧口凹陷第三系层序格架下的油气藏富集规律[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2010, 4(5): 986-994. [HUANG C Y, WANG H, WU Y P, et al. Analysis of the hydrocarbon enrichment regularity in the Sequence stratigraphic framework of tertiary in Qikou Sag[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2010, 4(5): 986-994.]
- [13] 渠芳,陈清华,连承波,等. 孤岛油田西南缘油气运移通道匹配研究[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2011, 31(3): 141-150.[QU F, CHEN Q, LIAN C B, et al. Research on the mechanism of hydrocarbon migration pathway in the southwest part of Gudao Oilfield[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2011, 31(3): 141-150.]
- [14] 付广,王岐,史集建. 大港油田沙一段中部泥岩盖层封闭油气能力和时间有效性[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2012, 43(8): 3142-3148.[FU G, WANG Q, SHI J J. Sealing oil-gas time and ability effectiveness of mudstone caprocks in middle Es1 in Dagang Oilfield[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2012, 43(8): 3142-3148.]
- [15] 刘琨,胡望水,陆建林. 系统分析评价断层封闭能力的思路[J]. 石油勘探与开发, 2004, 02: 87-89. [LIU K, HU W S, LU J L. Petroleum exploration and development thought of [J]. Sealing ability evaluation of fault analysis system, 2004, 02: 87-89.]
- [16] 吕延防,黄劲松,付广,等. 砂泥岩薄互层段中断层封闭性的定量研究[J]. 石油学报, 2009, 06: 824-829.[LV Y F, HUANG J S, FU G, et al. Quantitative study on the closure of the fault zone in the thin section of sandstone and mudstone [J]. Journal of petroleum, 2009, 06: 824-829.]
- [17] 吴国平,苏江玉,成实,等. 基于自然伽马测井信号的维纳滤波法求取泥质含量[J]. 地球科学—中国地质大学学报, 2008, 33(4): 572-576.[WU G P, SU J Y, CHENG S, et al. A method for obtaining shaliness using Wiener filtering based on logging data natural Gamma ray [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2008, 33(4): 572-576.]
- [18] 付广,史集建,吕延防. 断层岩古排替压力恢复及其封闭性能研究[J]. 中国矿业大学学报, 2013, 42(6): 996-1001.[FU G, SHI J J, LV Y F. Study of ancient displacement pressure of fault rock recovery and its sealing characteristics[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2013, 42(6): 996-1001.]

## A study of fault sealing effectiveness and timeliness and its applications

FU Guang, CHEN Xueqing

*Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China*

**Abstract** The effect of faults in oil and gas reservoirs were examined based on the study of fault sealing and timing effectiveness and their influence factors. This was through comparison of the displacement pressure of faulted rock and of the underlying reservoir, the formation period of fault sealing and the high period of hydrocarbon generation and expulsion in source rocks. A set of study methods on the fault sealing effectiveness and fault sealing timing were built, and they were applied to study of the NP5-2 fault sealing effectiveness and timeliness in the Ed<sub>2</sub> mudstone caprock of 9 lines in the Nanpu 5 structure of the Nanpu sag in Bohai Bay Basin. Apart from L6 and L7 where the NP5-2 fault sealing effectiveness is poor, the results indicate that the sealing is good which has favored for gas accumulation and preservation. The formation period of the sealing ability of NP5-2 fault is later than the second high period of hydrocarbon generation and expulsion of Es<sub>3</sub> and Es<sub>1</sub> source rocks. This meant the fault was not sealed at the right time and so gas from Es<sub>3</sub> and Es<sub>1</sub> leaked away. This matches with the situation where gas accumulates but not much under the Ed<sub>2</sub> mudstone caprock in the 5th structure of the Nanpu sag. It is feasible for this method to study fault sealing effectiveness and timeliness.

**Keywords** fault sealing; sealing effectiveness; timeliness; Nanpu 5 structure; Ed<sub>2</sub> mudstone caprock

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2016.02.014

(编辑 付娟娟)