

断裂岩石排替压力预测方法的改进及其应用

徐海轩^{1,2}, 李江海^{1,2}

(1. 北京大学 地球与空间科学学院, 北京 100871; 2. 造山带与地壳演化教育部重点实验室, 北京 100871)

摘要:为了解决目前断裂岩石排替压力预测方法尚存在的问题,以便更准确、科学地反映地下实际情况,根据断裂岩石和围岩排替压力与压实成岩程度之间的正相关关系,利用断裂岩石与相同埋深围岩排替压力之比应等于断裂岩石与相同埋深围岩压实成岩程度之比的关系,推导出了断裂岩石与相同埋深围岩排替压力之间关系,进而改进了目前断裂岩石排替压力的预测方法。利用该方法预测海拉尔盆地贝尔凹陷呼和诺仁背斜带 F_1 断裂在大磨拐河组一段下亚段区域性泥岩盖层内的断裂岩石排替压力,结果表明改进后方法的预测结果明显小于改进前方法的预测结果,更符合 F_1 断裂处南屯组二段油气仅分布在构造高部位的实际情况。改进后的断裂岩石排替压力预测方法适用于碎屑岩含油气盆地张性断裂在脆性地层中的断裂岩石排替压力预测。

关键词:围岩;盖层;排替压力;断裂岩石;海拉尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

An improved method for predicting the displacement pressure of fractured rocks and its application

XU Haixuan^{1,2}, LI Jianghai^{1,2}

(1. School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China; 2. Laboratory of Orogenic Belts and Crustal Evolution of Ministry of Education, Beijing 100871, China)

Abstract: This study aims to improve currently used method for predicting the displacement pressure of fractured rocks in order to more accurately and scientifically reflect actual subsurface conditions. Given that fractured and surrounding rocks exhibit a positive correlation between their displacement pressures and their degrees of compaction and diagenesis, the displacement pressure ratio between fractured rocks and surrounding rocks at the same burial depth should equal their ratio of the degree of compaction and diagenesis. Based on this equivalence, we can derive the relationship between the displacement pressures of fractured rocks and surrounding rocks at the same burial depth, thus improving the existing predictive method. The improved method is applied to predict the displacement pressure of fault F_1 -induced fractured rocks in regional mudstone cap rocks in the lower section of the 1st member of the Damoguaihe Formation (also referred to as the Da 1 Member) in the Huhenuoren anticlinal zone of the Beier Sag, Hailaer Basin. The results indicate that the displacement pressure predicted using the improved method is significantly lower than that derived from the original method, aligning more accurately with the actual observation that the oil and gas in the 2nd member of the Nantun Formation (also referred to as the Nan 2 Member) along fault F_1 are merely detected in the structurally higher parts. Therefore, the improved method for predicting the displacement pressure of fractured rocks can be employed effectively to estimate the displacement pressure of extensional fault-induced fractured rocks in brittle strata of sandstone-mudstone petroliferous basins.

Key words: carp rock, surrounding rock, displacement pressure, fractured rock, Hailaer Basin

引用格式:徐海轩,李江海. 断裂岩石排替压力预测方法的改进及其应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 866-872. DOI:10.11743/ogg20240320.

XU Haixuan, LI Jianghai. An improved method for predicting the displacement pressure of fractured rocks and its application [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 866-872. DOI:10.11743/ogg20240320.

收稿日期:2024-02-22;修回日期:2024-05-10。

第一作者简介:徐海轩(1997—),男,博士研究生,石油地质。E-mail: HaixuanXu@126.com。

基金项目:国家重点研发计划项目(2023YFC2906501)。

随着含油气盆地断裂型油气藏勘探的不断深入,人们对断裂封闭性研究也在不断深入,断裂岩石排替压力作为断裂封闭性评价的主要参数,其预测方法也越来越多。然而由于受地质条件复杂性和人们认识水平的局限,目前断裂岩石排替压力预测方法尚存在难以准确地反映地下实际情况的问题,不能满足断裂型油气藏勘探的需要。因此,改进目前断裂岩石排替压力的预测方法,对认识含油气盆地断裂型油气分布特征及明确油气勘探方向至关重要。

前人预测断裂岩石排替压力方法,主要是在假设断裂岩石为倾斜岩层,其同围岩一样,排替压力也会与其压实成岩埋深和泥质含量成正比关系^[1-3],因此只要确定出断裂岩石的压实成岩埋深和泥质含量,将二者代入已建立的研究区围岩实测排替压力随其压实埋深和泥质含量的关系式中^[4-5],可计算出断裂岩石排替压力^[6]。该方法的预测结果对认识断裂型油气藏分布特征和精准指导油气勘探至关重要。然而,这种断裂岩石排替压力预测方法的关键,是要确定出断裂岩石压实成岩埋深和泥质含量。断裂岩石泥质含量的确定,目前已有切实可行的方法,计算结果较为准确确定。而断裂岩石压实成岩埋深的确定,目前方法尚不成熟。由于将断裂岩石假设为倾斜岩层的这一条件太苛刻,造成断裂岩石排替压力预测结果难以反映地下真实情况^[7-9],从而影响了断裂型油气藏分布特征的准确认识,使油气勘探存在一定风险。因此改进目前预测断裂岩石排替压力方法,对弄清含油气盆地断裂型油气分布特征及明确油气勘探方向具有重要意义。

1 断裂岩石封闭机制及排替压力影响因素

大量研究成果^[10-11]表明,断裂岩石之所以能封闭与其对接的储层或其下储层中的油气,是因为断裂岩石与储层岩石之间存在物性差异(断裂岩石物性低于或等于储层岩石物性),即断裂岩石与储层岩石之间存在着排替压力差(断裂岩石排替压力大于或等于储层岩石排替压力),断裂岩石封闭;反之,断裂岩石不封闭(图1)。

由上可以看出,要想知道断裂岩石是否封闭油气,就必须要知道断裂岩石和储层岩石排替压力的相对大小。而对于确定的储层岩石而言,因其埋深及岩性相差不大,其排替压力相差也就不大,此时断裂岩石是否封闭油气,则主要取决于断裂岩石本身排替压力的相对大小。断裂岩石排替压力越大,封闭能力越强;反之

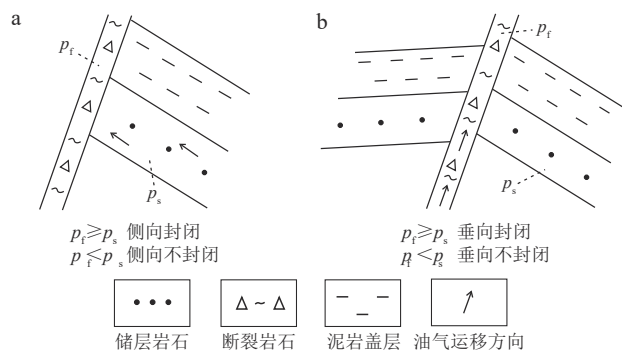


图1 断裂岩石封闭机制示意图

Fig. 1 Schematic diagram showing the sealing mechanism of fractured rocks

a. 断裂岩石侧向封闭与不封闭; b. 断裂岩石垂向封闭与不封闭
(p_t 为断裂岩石排替压力; p_s 为储层岩石排替压力。)

则越弱。由文献[12]可知,断裂岩石排替压力大小又与其上覆沉积载荷重量产生的正压力、泥质含量和压实成岩时间有关,目前普遍认为与上覆沉积载荷重量产生的正压力、泥质含量和压实成岩时间成正比。

2 改进前断裂岩石排替压力的预测方法

由文献[13-15]可知,改进前断裂岩石排替压力预测方法是假设断裂岩石为倾斜岩层,同围岩一样,排替压力与压实成岩埋深与泥质含量成正比。由此看出,只要求出断裂岩石压实成岩埋深与泥质含量,将其代入研究区已建立的围岩实测排替压力随压实埋深、泥质含量变化关系式中,便可获得断裂岩石排替压力。

由于受到钻井取心的限制,无法在实验室内连续测试得到断裂岩石压实成岩埋深和泥质含量,所以只能利用计算方法求取,详细方法为:由地震资料标定断裂在目的层内的断距和确定被断裂断移的岩层厚度,利用自然伽马测井值,由公式(1)求取目的层岩石泥质含量,再由文献[10]中断裂岩石泥质含量计算公式(3)求取断裂岩石泥质含量;利用钻井及地震资料读取断裂在目的层内埋深、倾角和向上延伸层位,利用地质年代表标定断裂岩石压实成岩时间(断裂终止活动时期至现在)和断裂岩石处相同埋深围岩的压实成岩时间,在设定断裂岩石和围岩压实成岩速率相等的条件下,可推导出断层岩石压实成岩埋深计算公式(4)^[1],由公式(4)可获得断裂岩石压实成岩埋深。最后,将上述断裂岩石泥质含量和压实成岩埋深代入公式(5)中,可计算出改进前方法预测的断裂岩石排替压力。

$$V_{sh} = \frac{2^{GCUR \cdot I_{GR}} - 1}{2^{GCUR} - 1} \quad (1)$$

其中:

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

式中: V_{sh} 为岩石泥质含量, %; GR 为目的层自然伽马测井值, API; GR_{max} 和 GR_{min} 分别为某井纯泥岩、纯砂岩的自然伽马值极大值和极小值, API; $GCUR$ 为经验系数, 无量纲, 古近系和新近系取 3.7, 老地层取 2.0; I_{GR} 为自然伽马相对值, 无量纲。

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

式中: R_i 为断裂岩石泥质含量, %; H_i 为被断裂断移的第 i 层层厚度, m; R_i 为被断裂断移的第 i 层岩层泥质含量, %; L 为断裂断距, m; i 为被断裂断移的第 i 层岩层; n 为被断裂断移岩层层数。

$$Z_f = \frac{T_0}{T} \cdot \frac{Z}{\cos \theta} \quad (4)$$

式中: Z_f 为断裂岩石压实埋深, m; T_0 为断裂终止活动时间, Ma; T 为相同埋深围岩的压实成岩时间, Ma; Z 为断裂岩石埋深, m; θ 为断裂倾角, ($^\circ$)。

$$p_m = ae^{bZ_m R_m} \quad (5)$$

式中: p_m 为围岩预测排替压力, MPa; Z_m 为围岩压实成岩埋深, m; R_m 为围岩泥质含量, %; a, b 为与地区有关的常数, 无量纲。

3 改进后断裂岩石排替压力的预测方法

由上可以看出, 改进前方法断裂岩石排替压力的预测, 须首先确定出断裂岩石压实成岩埋深和泥质含量, 而有关断裂岩石压实成岩埋深的假设条件非常苛刻, 断裂岩石和与相同埋深围岩岩石成分不同, 其压实成岩速率不可能相同。故据此假设条件计算出的断裂岩石压实成岩埋深, 难以准确地反映地下实际真值, 据此计算出的断裂岩石排替压力也就难以反映出地下实际情况。因此, 必须对此断裂岩石排替压力的预测方法进行改进。

虽然断裂岩石与相同埋深围岩的压实成岩速率不一定相等, 但二者的压实成岩规律应是相似的, 均受到上覆沉积载荷重量产生的正压力、泥质含量和压实成岩的时间共同影响, 即上覆沉积载荷重量产生的压力越大, 泥质含量越高, 压实成岩时间越长, 断裂岩石和相同埋深围岩的压实成岩程度越高; 反之则越低。由

于断裂岩石与相同埋深围岩上覆沉积载荷重量产生的正压力、泥质含量和压实成岩时间不同, 二者压实成岩程度也就不同。造成二者孔隙喉道大小不同, 排替压力也就不同。由文献[16-17]可知, 岩石压实成岩程度越高, 其孔隙喉道越小, 排替压力越大; 反之则越小。据此可以得到断裂岩石与相同埋深围岩排替压力之比应等于二者压实成岩程度之比, 由此可以推导出断裂岩石与相同埋深围岩排替压力之间关系, 如公式(6)所示。由公式(6)可以看出, 断裂岩石排替压力 p_f 与相同埋深围岩排替压力和断裂岩石压实成岩程度成正比, 与相同埋深围岩压实成岩程度成反比。将公式(9)、公式(10)中的 N_f 和 N_w 代入公式(6)中得到断裂岩石排替压力与相同埋深围岩排替压力之间关系, 如公式(11)所示。

$$p_f = \frac{A_f}{A_w} p_w \quad (6)$$

其中:

$$A_f = N_f R_f T_f \quad (7)$$

$$A_w = N_w R_w T_w \quad (8)$$

式中: p_f 为断裂岩石排替压力, MPa; p_w 为相同埋深围岩排替压力, MPa; A_f 为断裂岩石压实成岩程度指数, MPa·Ma; A_w 为相同埋深围岩压实成岩程度指数, MPa·Ma; N_f 为断裂岩石上覆沉积载荷重量产生的正压力, MPa; N_w 为相同埋深围岩上覆沉积载荷重量产生的正压力, MPa; R_f 为断裂岩石泥质含量, %; R_w 为相同埋深围岩泥质含量, %; T_f 为断裂岩石压实成岩时间, Ma; T_w 为相同埋深围岩压实成岩时间, Ma。

$$N_f = \rho_f Z \cos \theta \quad (9)$$

$$N_w = \rho_w Z \quad (10)$$

式中: Z 为断裂岩石埋深, m; ρ_f 为沉积岩平均密度, g/cm³。

$$p_f = \frac{R_f T_f \cos \theta}{R_w T_w} p_w \quad (11)$$

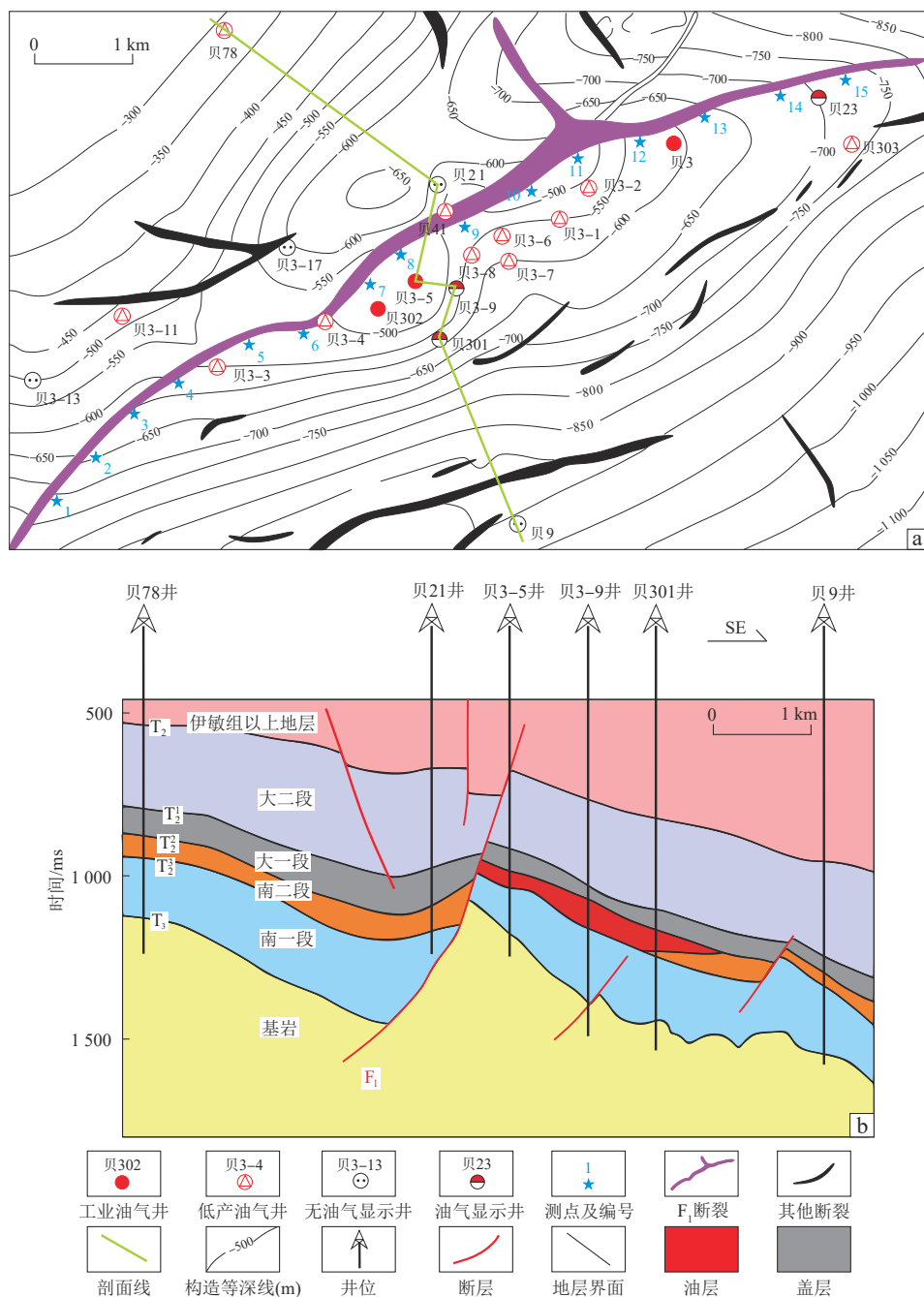
由公式(11)中可以看出, 只要求出断裂岩石的 R_f , T_f , θ 和围岩 R_w , T_w 和 p_w , 便可获得断裂岩石的排替压力 p_f 。断裂岩石的 R_f 可利用断裂在目的层内的断距、被其断移岩层厚度和泥质含量, 由公式(3)求得。 T_f 可根据断裂向上延伸层位, 由地质年代表确定其停止活动的年代, 由此年代至现今的时间段便可以得到。 θ 可利用地震剖面直接测量得到。 R_w 可利用自然伽马测井值, 由公式(1)求得。 T_w 可据其地层时代, 由地质年代表求得。 p_w 可由围岩 Z_w 和 R_w 代入公式(5)中求得。最后将上述已求取的各参数再代入公式(11)中, 可计算出改进后方法预测的断裂岩石排替压力。

4 实例应用

本文选取海拉尔盆地贝尔凹陷呼和诺仁构造带 F_1 断裂作为实例,利用改进前后方法预测 F_1 断裂在下白垩统大磨拐河组一段(大一段)区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力,并分析预测结果与目前 F_1 断裂处下白

垩统南屯组二段(南二段)已钻遇油气分布之间关系,证实改进后方法较改进前方法预测断裂岩石排替压力的合理性。

贝尔凹陷西部的呼和诺仁构造带为一背斜构造带,其顶部被 F_1 断裂改造(图2),钻遇该构造带的探井揭示该区地层下部为布达特群,上部为下白垩统的南屯组、大磨拐河组和伊敏组。 F_1 断裂是发育于呼和诺



仁构造带中部的一条北东向正断裂,长约13.4 km。剖面上 F_1 断裂向北西方向倾斜,上部倾角大于下部倾角,倾角变化范围在 $15 \sim 50^\circ$,垂向上断开层位由上部伊敏组二、三段向下一直断至布达特群基岩,表现出长期继承性发育的特征,如图2所示。目前呼和诺仁构造带已发现油气主要分布在南二段。油-源对比表明,油气与东部贝西洼槽南一段源岩有亲缘关系。大一下亚段发育的区域性泥岩为其油气盖层,由图2中可以看出, F_1 断裂破坏了大一下亚段区域性泥岩盖层。目前 F_1 断裂处南二段已发现的油气主要分布在测点7,8,12和14处,其余测点无油气发现。这除了与油气供给是否充足和构造位置相对高低有关外,主要是受到了 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石封闭性好坏(即排替压力相对大小)的影响。因此能否准确地预测出 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力,是明确呼和诺仁构造带 F_1 断裂处南二段油气分布规律并有效指导该区油气勘探的关键。

利用地震资料确定大一下亚段区域性泥岩盖层内断距厚度及其内 F_1 断裂断开区域性泥岩盖层的厚度。由自然伽马测井值,利用公式(1)求取大一下亚段区域性泥岩盖层岩层泥质含量,再将 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断距、大一下亚段区域性泥岩盖层岩层厚度和泥质含量,代入公式(3)求取断裂岩石泥质含量,如表1所示。利用地震资料读取 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内埋深、倾角和向上延伸层位(伊敏组二、三段),由地质年代表可知 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石压实成岩时间约为102 Ma和大一下亚段泥岩盖层岩石压实成岩时间约为128.75 Ma。由公式(4)可计算得到 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石压实成岩埋深,再将上述已确定出的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内泥质含量和压实成岩埋深,代入贝尔凹陷围岩实测排替压力数据与其埋深、泥质含量之间统计关系公式(12)中,可得到改进前方法计算的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力(表1)。由表1中可以看出,改进前方法得到的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力为1.19~1.67 MPa,高值区主要分布在测点7—测点15处,测点1—测点6处断裂岩石排替压力相对较小(图3)。

$$p_w = 0.88e^{0.172 \times 10^{-3} Z_w R_w} \quad (12)$$

式中: p_w 为贝尔凹陷围岩预测排替压力,MPa; Z_w 为贝尔凹陷围岩压实成岩埋深,m; R_w 为贝尔凹陷围岩泥

质含量,%。

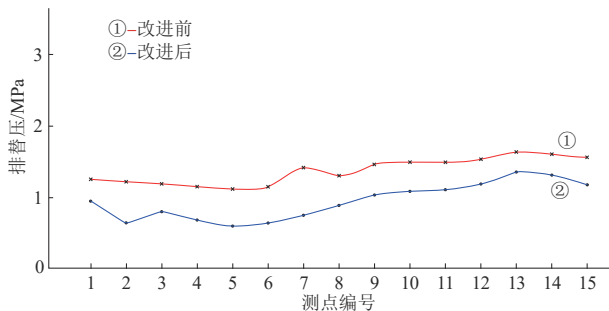
利用钻井及地震资料获取 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内埋深,利用自然伽马测井值,由公式(1)求取大一下亚段区域性泥岩盖层泥质含量,如表1所示。将上述已确定出来的大一下亚段区域性泥岩盖层埋深及泥质含量代入公式(12)中,便可以求得大一下亚段区域性泥岩盖层排替压力(表1),再将 F_1 断裂倾角余弦值、 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石泥质含量、压实成岩时间、大一下亚段区域性泥岩盖层泥质含量、压实成岩时间和排替压力代入公式(11)中,便可利用改进后方法计算出 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力(表1)。由表1中可以看出,改进后方法计算得到的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力为0.61~1.37 MPa,高值区主要分布在测点8—测点15处,测点1—测点7处断裂岩石排替压力相对较低(图3)。

目前油气钻探已在 F_1 断裂测点7,8,12和14处南二段发现油气(图2),正好位于改进前、后方法计算得到的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力相对较高的区域内(图3)。这些区域有利于油气在南二段储层内聚集与保存,因而钻探获得了油气发现。而测点1—测点7处是因为 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力相对较小(图3),不利于油气在南二段储层内聚集与保存,因而钻探未获得油气发现。而测点9,10,11,13和15处虽然 F_1 断裂在大一下段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力相对较大,从断圈封闭性上看有利于油气在南二段储层内聚集与保存,但由于其砂体不发育,因而油气钻探未获得油气发现。

由图3中可以看出,虽然改进前、后方法预测出的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力变化规律相近,但改进后方法预测结果明显小于改进前方法的预测结果。这主要是由于改进前方法预测出的断裂岩石压实成岩埋深较实际值偏大,造成预测出的断裂岩石排替压力值偏大。改进后方法的预测结果更符合研究区地下实际情况,这一点已被油气勘探所证实。因为目前油气钻探揭示 F_1 断裂处南二段已发现油气量有限,仅分布在构造相对较高部位,相对较低部位无油气发现,这除了与油气供给不足有关外,主要原因是 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力相对较小,封闭能力相对较弱。由此可以看出,改进后方法较改进前方法预测结果更符合地下实际情况。

表1 用改进前、后方法预测出的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力及相关参数统计Table 1 Statistics showing the displacement pressure measurement of F_1 fault-induced fractured rocks in regional mudstone cap rocks in the lower section of the Da 1 Member predicted using the methods before and after improvement

测点 编号	F_1 断裂在大一下亚段 区域性泥岩盖层内断 裂岩石泥质含量/%	F_1 断裂在大一下亚 段区域性泥岩盖层 内断裂岩石压实成 岩埋深/m	改进前方法预测 F_1 断 裂在大一下亚段区域 性泥岩盖层内断裂岩 石排替压力/MPa	大一下亚段区域性泥 岩盖层泥质含量/%	大一下亚段区域性泥 岩盖层排替压力/MPa	改进后方法预测 F_1 断 裂在大一下亚段区域 性泥岩盖层内断裂岩 石排替压力/MPa
1	0.48	573.8	1.28	0.61	1.83	0.98
2	0.33	521.8	1.22	0.63	1.77	0.63
3	0.39	493.4	1.24	0.64	1.72	0.81
4	0.36	469.5	1.17	0.65	1.71	0.65
5	0.43	423.3	1.19	0.73	1.70	0.61
6	0.52	415.5	1.20	0.75	1.72	0.67
7	0.67	368.3	1.43	0.90	1.78	0.71
8	0.73	370.8	1.34	0.96	1.88	0.90
9	0.73	396.7	1.44	0.95	1.96	1.04
10	0.73	405.9	1.46	0.94	1.99	1.07
11	0.73	409.5	1.47	0.91	1.94	1.07
12	0.73	435.9	1.51	0.77	1.78	1.16
13	0.72	507.6	1.67	0.61	1.71	1.37
14	0.67	546.7	1.65	0.62	1.82	1.35
15	0.55	585.1	1.59	0.68	2.05	1.13

图3 用改进前、后方法预测出的 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力对比Fig. 3 Line chart showing the displacement pressures of F_1 fault-induced fractured rocks in regional mudstone cap rocks in the lower section of the Da 1 Member predicted using the methods before and after improvement

5 结论

1) 断裂岩石排替压力与上覆沉积载荷重量产生的正压力、泥质含量和压实成岩时间成正比。利用断裂岩石与相同埋深围岩压实成岩程度和排替压力之间的正比关系,建立一套断裂岩石排替压力预测改进方法,经实例应用,结果证实了改进后方法较改进前方法预测结果明显要小,与目前已发现油气分布之间吻合程度更高,更符合地下实际情况。

2) 海拉尔盆地贝尔凹陷呼和诺仁构造带 F_1 断裂在大一下亚段区域性泥岩盖层内断裂岩石排替压力为0.61~1.37 MPa,高值区主要分布在测点8—测点15处,有利于油气在南二段内聚集与保存,排替压力相对低值区分布在测点1—测点7处,不利于油气在南二段聚集保存,与目前 F_1 断裂处南二段内已发现油气主要分布在测点7,8,12和14处相吻合,测点9,11,13和15处南二段无油气分布,可能是构造位置相对较低,油气供给不足造成的。

3) 改进后断裂岩石排替压力预测方法主要适用于碎屑岩含油气盆地脆性地层中张性断裂岩石排替压力的预测。

参 考 文 献

- [1] 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 and Gas Geology, 2014, 35(3): 359-364.
- [2] 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.

- [3] 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, LYU 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.
- [4] 范婕, 蒋有录, 宋明水, 等. “SGR下限法”在判别古油藏中的应用[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(4): 755-764.
FAN Jie, JIANG Youlu, SONG Mingshui, et al. The application of “SGR lower limit method” in recognizing paleoreservoir [J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2020, 49(4): 755-764.
- [5] 曹思佳, 许凤鸣, 孙显义, 等. 断裂致泥岩盖层封闭形成期滞后程度的预测方法及其应用[J]. 天然气工业, 2021, 41(6): 37-43.
CAO Sijia, XU Fengming, SUN Xianyi, et al. A method for predicting the fault induced lag degree of seal formation time of mudstone cap rocks and its application[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 37-43.
- [6] 吴雨农, 袁红旗, 张亚雄, 等. 断盖配置封闭性演化阶段恢复方法及其应用[J]. 地质论评, 2022, 68(3): 1161-1169.
WU Yunong, YUAN Hongqi, ZHANG Yaxiong, et al. Restoration method of fault—caprock configuration sealing evolution stage and its application[J]. Geological Review, 2022, 68(3): 1161-1169.
- [7] 刘震, 孙迪, 李潍莲, 等. 沉积盆地地层孔隙动力学研究进展[J]. 石油学报, 2016, 37(10): 1193-1215.
LIU Zhen, SUN Di, LI Weilian, et al. Advances in research on stratigraphic porodynamics of sedimentary basins [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1193-1215.
- [8] 李超, 罗晓容, 张立宽. 泥岩化学压实作用的超压响应与孔隙压力预测[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(5): 951-973.
LI Chao, LUO Xiaorong, ZHANG Likuan. Overpressure responses for chemical compaction of mudstones and the pore pressure prediction[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(5): 951-973.
- [9] 胡欣蕾, 吕延防, 付广, 等. 南堡凹陷1号构造断层垂向封闭能力定量评价[J]. 地球科学, 2019, 44(11): 3882-3893.
HU Xinlei, LYU Yanfang, FU Guang, et al. Quantitative evaluation of fault vertical sealing ability of 1st structure in Nanpu Sag[J]. Earth Science, 2019, 44(11): 3882-3893.
- [10] 付广, 王浩然, 胡欣蕾. 断裂带盖层油气封盖断接厚度下限的预测方法及其应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(3): 30-37.
FU Guang, WANG Haoran, HU Xinlei. Prediction method and application of caprock faulted-contact thickness lower limit for oil-gas sealing in fault zone [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2015, 39(3): 30-37.
- [11] 王伟, 付广, 胡欣蕾. 断裂对盖层封气综合能力破坏程度的研究方法及其应用[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2017, 47(3): 685-693.
WANG Wei, FU Guang, HU Xinlei. A method study of destruction degree of faults to caprock comprehensive sealing gas ability and its application [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2017, 47(3): 685-693.
- [12] 吴碧波, 邹明生, 陆江, 等. 涪西南凹陷TY油田断层封闭性定量评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(4): 74-80.
WU Bibo, ZOU Mingsheng, LU Jiang, et al. A quantitative evaluation of fault sealing of the TY Oilfield in the Weixinan Sag [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(4): 74-80.
- [13] 袁红旗, 曹文瑞, 于英华, 等. 断盖配置渗漏油气时期确定方法及其应用[J]. 地质论评, 2021, 67(2): 420-428.
YUAN Hongqi, CAO Wenrui, YU Yinghua, et al. Determination method and application of leakage period for oil and gas of fault—caprock configuration [J]. Geological Review, 2021, 67(2): 420-428.
- [14] 付广, 王超, 历娜, 等. 断-砂配置中油气运移方向的判别方法及其应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(5): 51-58.
FU Guang, WANG Chao, LI Na, et al. Discriminatory method and its application of oil-gas migrating direction in fault-sand-body configuration [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(5): 51-58.
- [15] 田伟超, 卢双舫, 王伟明, 等. 三塘湖盆地卡拉岗组火山岩风化壳储层微纳米孔隙演变机制及与含油性关系[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1281-1294, 1307.
TIAN Weichao, LU Shuangfang, WANG Weiming, et al. Evolution mechanism of micro/nano-scale pores in volcanic weathering crust reservoir in the Kalagang Formation in Santanghu Basin and their relationship with oil-bearing property[J]. Oil and Gas Geology, 2019, 40(6): 1281-1294, 1307.
- [16] 陈贺贺, 朱筱敏, 陈纯芳, 等. 致密砂岩储层致密化与成藏史耦合关系研究——以鄂尔多斯南部镇原—泾川地区延长组长8油层组为例[J]. 沉积学报, 2018, 36(2): 401-414.
CHEN Hehe, ZHU Xiaomin, CHEN Chunfang, et al. The coupling relationship of reservoir densification history and hydrocarbon emplacement in tight sandstone reservoir: A case study of the Chang 8 oil member, Yanchang Formation, southern Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2018, 36(2): 401-414.
- [17] 李永豪, 曹剑, 胡文瑄, 等. 膏盐岩油气封盖性研究进展[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(5): 634-643.
LI Yonghao, CAO Jian, HU Wenxuan, et al. Research advances on hydrocarbon sealing properties of gypsolyte/saline rocks [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(5): 634-643.

(编辑 张亚雄)