油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的研究方法及其应用

袁红旗,张姗姗,于英华,周天旗
东北石油大学地球科学学院,黑龙江大庆,163318

内容提要:油气沿断裂垂向倒灌运移深度研究一直是上生下储式生储盖组合油气勘探研究的关键问题。为了定量研究油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度,在油气沿断裂垂向倒灌运移所需动力条件及最大深度影响因素研究的基础上,通过源岩古超压值与油气沿断裂垂向倒灌运移深度之间关系,确定油气沿断裂垂向倒灌运移所需的最小源岩古超压值(或油气沿断裂带运移阻力),由油气沿断裂垂向倒灌运移所需的动力条件,建立了一套油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的研究方法,并将其应用于松辽盆地三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂向下伏扶杨油层垂向倒灌运移的研究中,结果表明:三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移最大深度最大可达到400 m以上,主要分布在其东部边部树119井、西部边部肇13井、北部边部宋深1井和凹陷中心4个局部地区,由4个高值区向其四周青一段源岩生成的油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度逐渐减小,在凹陷中北部和凹陷边部减小至100 m以下,与目前三肇凹陷扶杨油层已发现油底深度分布基本吻合。表明该方法用于定量研究油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度是可行的。

关键词:油气;垂向倒灌运移;最大深度;三肇凹陷;扶杨油层

随着油气勘探的深入,人们越来越认识到在含油气盆地上生下储式生储盖组合中,油气的纵向分布明显受到其沿断裂垂向倒灌运移最大深度的控制,油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度越大,油气纵向分布范围越大,油气勘探的空间范围越大;反之则越小。由此看出,能否准确地确定出油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度,应是含油气盆地上生下储式生储盖组合油气勘探的关键。关于油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度研究前人曾做过一定研究与探讨,归纳起来主要三种方法,第一种是通过统计目前已发现的含油气盆地上生下储式储层中油底深度,以此连接成的包络面深度作为油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度(付晓飞等,2009;孙同文等,2012);第二种方法是根据上覆源岩超压值大小,通过压力封闭原理推导出的利用源岩超压与油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度之间的理论关系,计算油气沿断裂垂向倒灌运移的最大埋深(Bradley, 1975; Belonin et al., 1998;迟元林等,2000;刘宗堡等,2009;Chi et al., 2010);第三种依据方法也是根据上覆源岩古超压值大小,利用源岩古超压值与油气底部深度之间的统计关系,计算油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度(Hunt, 1990; Hindle, 1997; Caine et al., 1999;付红军等,2014)。这三种方法确定出的油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度对指导含油气盆地上生下储式生储盖组合油气勘探均起到了非常重要的作用。然而,这三种方法本身均存在局限性,影响了其在油气勘探中的广泛应用,如第一种方法确定出的油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度虽然与实际相符,但其不具预测性,不能有效地指导油气勘探。第二种方法虽然考虑了源岩的超压值大小,但没有考虑地层孔隙流体压力、油气沿断裂带运移阻力和浮力等因素的影响,计算得到的油气沿断裂垂向倒灌运移最大距离明显较实际值偏大,用其指导油气勘探,可能会给油气勘探带来较大风险。第三种方法虽然考虑了源岩古超压值大小的影响和油气底部深度,计算得到的油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度可能更接近实际,但源岩古超压值与油气底部深度之间到底是什么关系不清楚,而且其

注:本文为国家自然科学基金资助项目(编号:41372153,41572126)、东北石油大学培育基金项目(编号:NEPUPY-1-04)、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:2018-07-12;改回日期:2019-01-15;责任编辑:刘志强。Doi:10.16509/j.georeview.2019.02.014
作者简介:袁红旗,男,1979年生,教授,主要从事油气地质勘探的教学与研究工作,Email:18131939@qq.com。通讯作者:于英华,女,1979年生,副教授,油气成藏与储层地质专业,Email: yyhyhq2008@163.com。

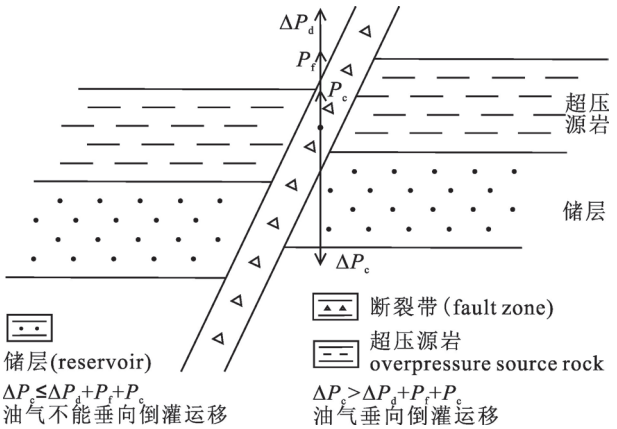


图 1 油气沿断裂垂向倒灌运移动力条件示意图

Fig. 1 Sketch map of dynamic conditions of oil and gas vertically downward migration along faults

ΔP_c—源岩古超压值;ΔP_d—地层孔隙流体压力差;P_c—油气沿断裂带运移阻力;P_f—油气浮力

ΔP_c—Paleooverpressure value of source rocks; ΔP_d—Formation pore fluid pressure difference; P_c—Migration resistance of oil and gas along fault zone; P_f—Buoyancy of oil and gas

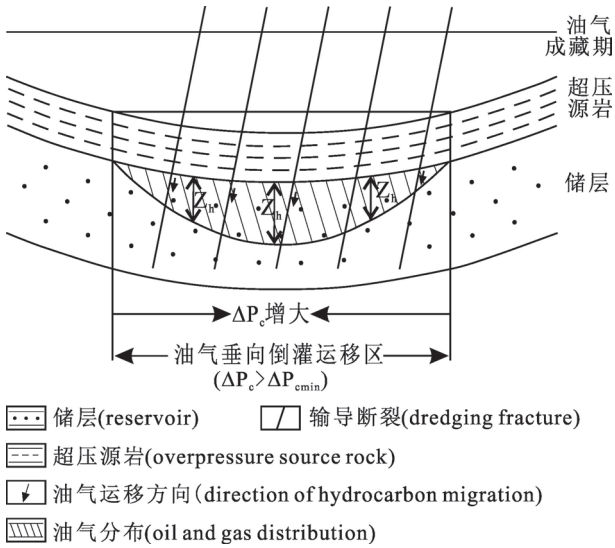


图 2 油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度与油气动力条件关系示意图

Fig. 2 Sketch map of the relationship of the maximum depth of oil and gas vertically downward migration along faults and hydrocarbon dynamic condition

ΔP_c—源岩古超压值;ΔP_{cmin}—油气垂向倒灌运移所需的最小古超压值;Z_h—油气垂向倒灌运移最大深度

ΔP_c—Paleooverpressure value of source rocks; ΔP_{cmin}—Minimum paleooverpressure required for vertical inversion of oil and gas migration; Z_h—Maximum depth of vertical inversion of oil and gas migration

准确性明显还受到勘探程度的影响,难以准确地获得符合实际的油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度,用其指导油气勘探,也会给油气勘探带来一定风险。由此看出,上述三种研究方法所确定出的油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度均不同程度地存在问题,用其难以准确地预测上生下储式油气勘探纵向分布范围,无疑会给油气勘探带来风险,因此,开展油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的研究方法研究,对于正确认识含油气盆地上生下储式油气纵向分布空间和指导油气勘探均具有重要意义。

1 油气垂向倒灌运移动力条件及最大深度的影响因素

通常情况下,源岩生成的油气是在剩余地层孔隙流体压力差及浮力作用下克服油气沿断裂带运移阻力易沿断裂向上覆地层中进行运移,并在断裂附近的断层圈闭中聚集成藏,这是下生上储式生储盖组合中油气运聚规律。而对上生下储式生储盖组合来说,源岩生成的油气要沿断裂向下倒灌运聚,其所遇到阻力除了油气沿断裂带运移阻力(应包括断裂伴生裂缝和诱导裂缝毛细管阻力、断裂填充物对油气吸附阻力和油气本身运移的粘滞力之和)(P_c)阻挡外,还会遇到地层孔隙流体压力差(ΔP_d)和油气本身浮力(P_f)的阻挡,阻力大,通常情况源岩生成的油气是不会向下伏储层垂向倒灌运移的,如图 1 所示,源岩生成的油气只有具有超压,且超压能够克服油气沿断裂带运移阻力、油气浮力和地层孔隙流体压力差上述 3 种阻力方可垂向倒灌运移;否则源岩生成油气不能垂向倒灌运移。

由上述油气垂向沿断裂倒灌运移动力条件(式 1),将 $\Delta\rho_d = \rho_w Z_h$,$\rho_f = (\rho_w - \rho_0) Z_h$ 代入式 1,便可以推导得到油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度为 Z_h 时所需的动力条件如式 2 所示,由式 2 中可以看出,源岩古超压值与 3 种阻力之间的差值越大,油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度越大;反之则越小,由图 2 可以看出,通常情况下凹陷中心源岩古超压值相对较大,油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度也就相对较大,向凹陷边部源岩古超压值逐渐减小,油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度也逐渐变小。

$$\Delta P_c \geqslant \Delta P_d + P_f + P_c \quad (1)$$

式中:ΔP_c— 源岩古超压值,MPa;ΔP_d— 地层孔隙流体压力差,MPa;P_f— 油气浮力,MPa;P_c— 油气沿断裂带运移阻力,MPa。

2　油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的研究方法

由上可知,要确定油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度就必须确定出源岩的古超压值和油气垂向倒灌运移所遇到的 3 种阻力。

$$Z_h=(\Delta P_c-\Delta P_d-P_f-P_c)/(\rho_w-\rho_h) \quad (2)$$

式中:Z_h— 油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度,m;ρ_w— 地层水密度,g/cm^3;ρ_h— 油气密度,g/cm^3;ΔP_c、ΔP_d、P_f和 P_c符号意义同上。

源岩古超压值的确定可以首先利用源岩声波时差资料随埋深变化曲线判断其是否存在超压(蔡来星等,2016),若存在超压可利用声波时差由式 3 求取源岩现今超压值,然后在地层古埋深恢复(蔡来星等,2016)的基础上,恢复油气沿断裂垂向倒灌运移时期源岩古埋深和古声波时差值,再由式 3 便可求取源岩在油气垂向倒灌运移时期的古超压值(ΔP_c)。

$$\Delta P=\rho_r Z-(\rho_r-\rho_w)/c\times\ln(\Delta t/\Delta t_0)-\rho_w Z \quad (3)$$

式中:ΔP — 源岩现今超压值,MPa;Z — 源岩现今埋深,m;Δt — 源岩声波时差值,μs/ft;Δt_0— 外推地表处源岩声波时差值,μs/ft;c — 源岩压实成岩系数;ρ_r— 沉积岩平均密度,g/cm^3;ρ_w符号意义同上。

油气沿断裂垂向倒灌运移所遇到的地层孔隙流体压力差等于油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度处地层孔隙流体压力减去油气开始沿断裂垂向倒灌运移深度(或源岩底界)处地层孔隙流体压力,可利用油气沿断裂垂向倒灌运移深度由式 4 求取,油气浮力可利用油气沿断裂垂向倒灌运移深度由式 5 求取,而油气沿断裂带运移阻力(P_c)由于受到钻井及取心的影响,所以无法通过实测方法求取,只能利用间接方法求取。由图 5 中源岩古超压值与目前储层油气底深度(可近似地看作是油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度,因为油气沿断裂垂向倒灌运移的过程中,储层油气底深度除了受到油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度的控制外,还与油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度范围内储层发育的深度有关,由于油气向两侧储层侧向运移所受阻力只有毛细管力,相对较小,油气易向其两侧运移。故有储层发育深度越大,油气底深度越大,反之越小(付广等,2017,2018)。但由于陆相沉积地层砂泥岩层厚度相对较小,这种差异造成的油气底深度与油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度相差不会太大,可以忽略不计)之间关系可以看出,当油气沿断裂垂向倒灌运移深度为零时,即油气开始沿断裂垂向倒灌运移时,$Z_h=0$,此时地层孔隙流体压力差 $\Delta P_d=0$,油气浮力 $P_f=0$,由式 1 便可以得到油气沿断裂带运移阻力 P_c 应等于最小源岩古超压值($P_{c\,min}$),即 $P_c=P_{c\,min}$。

$$\Delta P_d=\rho_w(Z_0+Z_h)-\rho_w Z_0=\rho_w Z_h \quad (4)$$

式中:Z_h— 油气沿断裂垂向倒灌运移距离,m;Z_0— 源岩底界埋深,m;ΔP_d符号意义同上。

$$P_f=(\rho_w-\rho_h)Z_h \quad (5)$$

式中:Z_h— 油气沿断裂垂向倒灌运移深度,m;P_h— 油气密度,g/cm^3;ρ_w— 地层水密度,g/cm^3。P_f符号意义同上。

其具体确定方法为首先通过上述方法利用声波时差资料计算研究区已知井点处源岩在油气沿断裂垂向倒灌运移时期古超压值,然后再统计对应井点处源岩下伏储层中油气底部深度(将其作为油气垂向倒灌运移的深度);再通过源岩古超压值与油气沿断裂垂向倒灌运移深度之间关系如图 3 所示,取油气沿断裂垂向倒灌运移深度为零时的源岩古超压值(ΔP_{cmin}),便可得到油气沿断裂垂向倒灌运移所需的最小古超压值,即为油气沿断裂带运移阻力(P_c)。最后将上述所确定出的 ΔP_c、ΔP_d、P_f和 P_c代入式 1 中整理,便可以得到油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的计算公式为:

$$Z_h=(\Delta P_c-\Delta P_{cmin})/(2\rho_w-\rho_h) \quad (6)$$

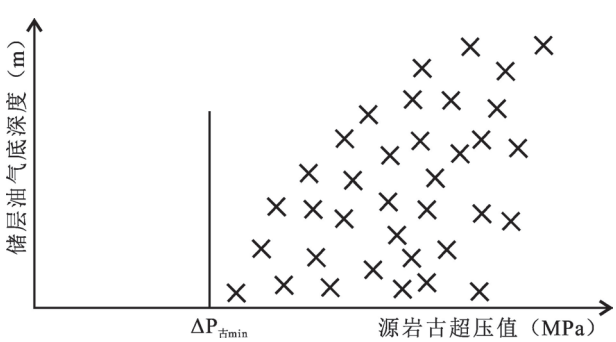


图 3 油气沿断裂垂向倒灌运移所需的最小源岩古超压值(或油气沿断裂带运移阻力确定)示意图

Fig. 3 Set figure of the needed minimum source rock overpressure value of oil and gas vertically downward migration(or capillary force of fracture filling material) along faults

$\Delta P_{古min}$—油气垂向倒灌运移所需的最小源岩古超压值

$\Delta P_{古min}$—minimum paleooverpressure of source rocks required for oil and gas vertically downward migration

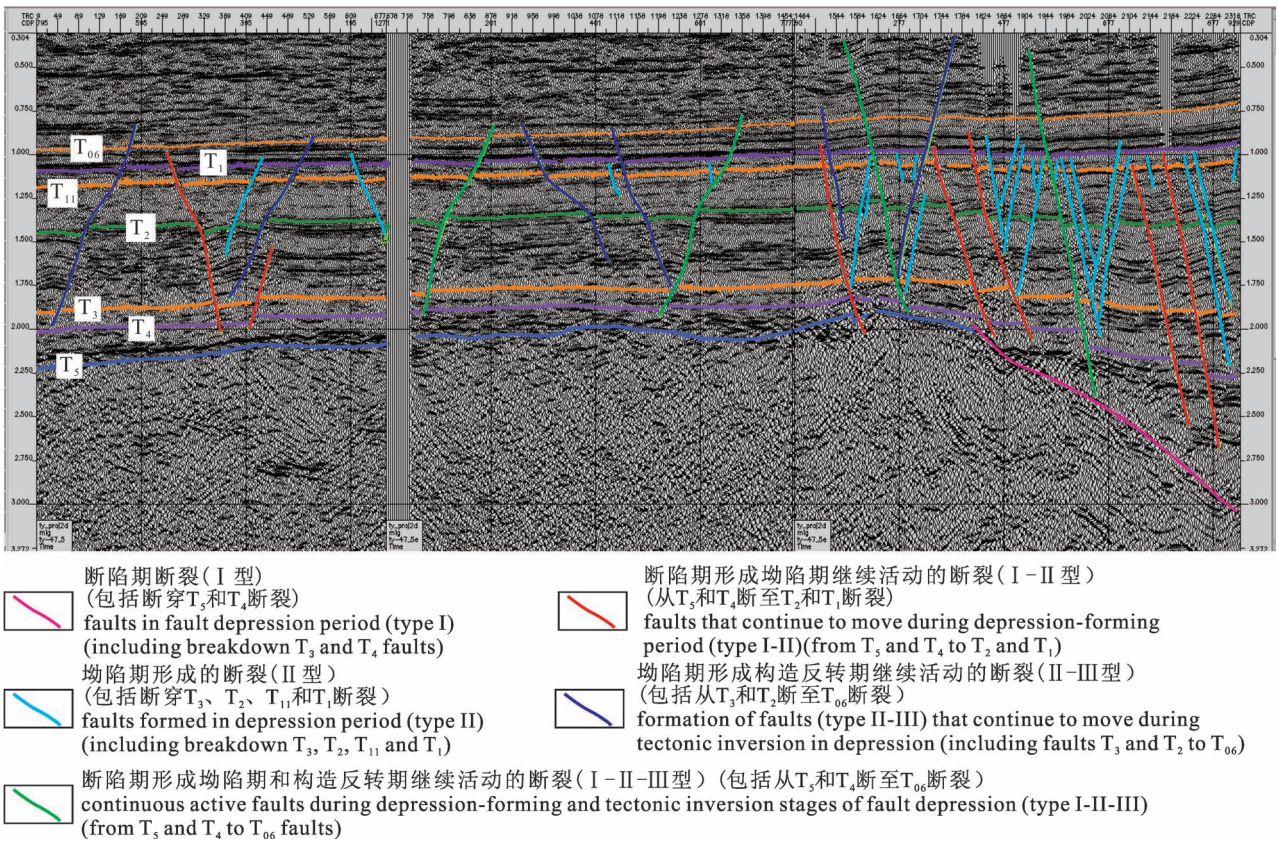


图 4 三肇凹陷典型剖面断裂类型划分图

Fig. 4 Division map of fracture types in typical sections in Sanzhao depression

3 实例应用

本文选取松辽盆地三肇凹陷为例,利用上述方法研究青一段源岩生成油气沿断裂向下伏扶余油层倒灌运移的最大深度,并通过研究结果与目前扶余油层已发现油气分布之间关系,验证该方法用于定量研究油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度是可行性。

三肇凹陷位于松辽盆地中央凹陷区内,是松辽盆地油气主要产区,该区从下自上发育的地层有下白垩统的火石岭组(K_1h)、沙河子组(K_1sh)、营城组(K_1yc)、登娄库组(K_1d)、泉头组(K_1q)及上白垩统的青山口组(K_2qn)、姚家组 K_2y、嫩江组(K_2n)、四方台组(K_2s)、明水组(K_2m)和新生界,位于泉头组三、四段的扶余油层和杨大城子组油层是其主要产油层位,目前已发现了升平、肇州、榆树林和宋芳屯油田,油源对比结果表明,其油主要来自上覆青山口组一段源岩,属于典型的上生下储式生储盖组合。由文献(丛琳等,2016;付广等,2018)可知,三肇凹陷青一段源岩目前普遍欠压实存在超压,超压值最大可达到 14 MPa 以上。三肇凹陷青一段源岩超压为其生成油沿断裂向下伏扶杨油层倒灌运移提供了动力。由文献(张博为等,2017)可知,三肇凹陷扶杨油层中发育有不同类型的断裂,但能够成为青一段源岩生成油向下伏扶杨油层垂向倒灌运移的断裂只有连接扶杨油层和上覆青一段源岩,且在油气成藏期——明水组沉积末期(张雷等,2010;孙永河等2008)活动的断裂,如图 4 中的 I—II—III 型断裂。它们连接了上覆青一段源岩和下伏扶杨油层,且在油气成藏期(明水组沉积末期,断裂断至 T06 以上层位)活动,是青一段源岩生成油向下伏扶杨油层垂向倒灌运移的断裂。由图 5 中可以看出,三肇凹陷扶杨油层输导断裂整个凹陷分布,凹陷中部相对发育,东西两侧相对较少,主要为近南北向展布,少量为北西向和北东向展布。这些输导断裂为三肇凹陷青一段源岩生成油向下伏扶杨油层倒灌运移提供了通道。由文献(付晓飞等,2012;王海学等,2014)可知,三肇凹陷青一段源岩厚度大,有机质丰富,以Ⅰ型干酪根为主,有机质演化已进入成熟阶段,由源岩生排烃史模拟结果可知,三肇凹陷青一段源岩除

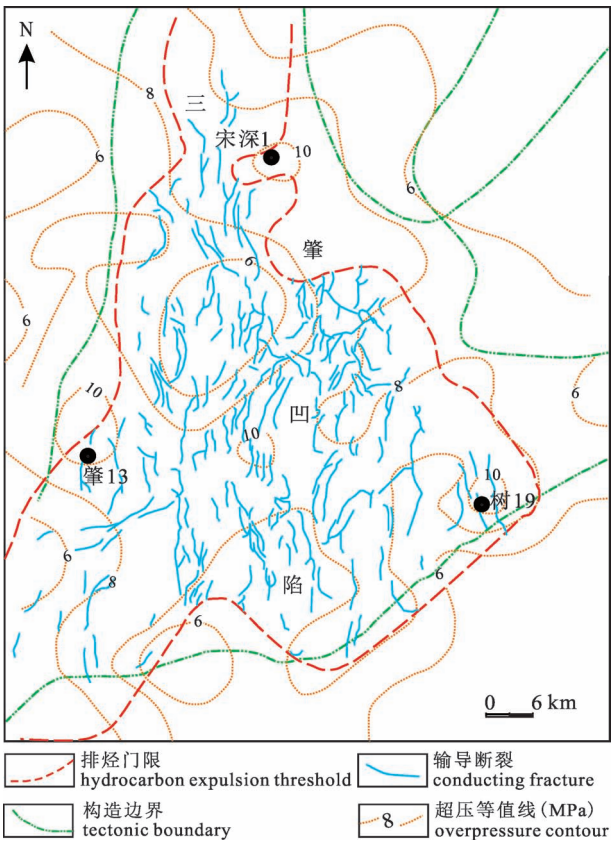


图 5 三肇凹陷青一段源岩排烃门限、古超压与输导断裂分布之间关系图

Fig. 5 The diagram of hydrocarbon expulsion threshold, ancient overpressure and conducting fracture of a source rock in Qing1 Member of Sanzhao depression

了凹陷边部局部地区外几乎整个凹陷进入排烃门限,如图 3 所示。可以生成排出油,为油向下伏扶杨油层倒灌运移提供油源。综合上述可以看出,三肇凹陷青一段源岩生成的油具备了沿断裂向下伏扶杨油层倒灌运移的条件,能否准确地确定出三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度,对指导三肇凹陷扶杨油层油勘探至关重要。

根据付广等(1998)中古埋深恢复方法,通过三肇凹陷青一段源岩在明水组沉积末期古埋深恢复,利用声波时差资料由式 1 计算其青一段源岩古超压值,如图 5 所示,由图 5 中可以看出,三肇凹陷青一段源岩在明水组沉积末期古超压值最大可达到 10 MPa 以上,主要分布在凹陷东南边部树 119 井、西部边部肇 13 井和北部边部宋深 1 井和凹陷中心处的 4 个局部地区,由此向其四周青一段源岩古超压值逐渐减小,在凹陷中北部和凹陷边部青一段源岩古超压值逐渐减小,减小至 6MPa 以下。通过统计三

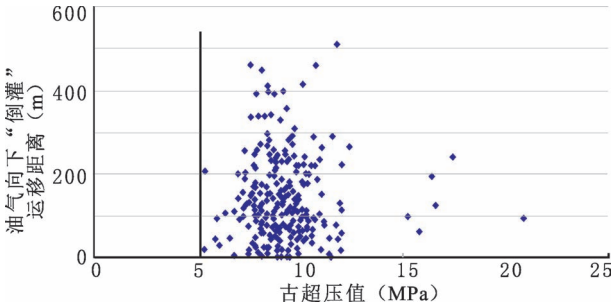


图 6 三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移所需的最小古超压值确定图

Fig. 6 Set figure of the needed minimum overpressure value of oil vertically downward migration along faults from a source rock in Qing1 Member of Sanzhao depression

肇凹陷已知井点处青一段源岩古超压值和对应井点处扶杨油层油底深度(即使油气沿断裂垂向倒灌运移未达到最大深度,因扶余—杨大城子油层为砂泥岩互层沉积,泥岩隔层厚度小,其现今油底深度也可以近似地反映油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度)之间关系,如图 6 所示,由图 6 中可以得到三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移所遇到的油气沿断裂带运移阻力或所需的最小源岩超压值约为 5 MPa,即为断裂填充物毛细管阻力。将三肇凹陷源岩古超压值(图 5)、油沿断裂垂向倒灌运移所需的最小超压值和地层水密度取 1 g/cm^3、原油密度取 0.85 g/cm^{3}代入式 6 中,便可以计算得到三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度如图 7 所示,由图 7 中可以看出,三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度最大可达到 400 m 以上,主要分布在凹陷东南边部的树 19 井处、西部边部的肇 13 井处、北部边部宋深 1 井处和凹陷中心 4 个局部地区,由 4 个高值区向其四周青一段源岩生成的油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度逐渐减小,油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度在凹陷中部及凹陷四周边部减小至 100 m 以下。

通过钻井油气显示资料统计得到,三肇凹陷扶杨油层目前已发现的油底深度最大可达到 350 m 以上,主要分布在三肇凹陷东部、中部和西部,由 4 个高值区向其四周扶杨油层油底深度逐渐减少,在凹陷北部和西南边部油底深度减小至 50 m 以下,如图 8 所示。由图 8 和图 7 可以看出,三肇凹陷扶杨油层目前已发现的油最大深度高值分布区与预测得到的青一段源岩生成油向下伏扶杨油层垂向倒灌运移最大深度高值分布区基本一致,在凹陷北部宋深 1

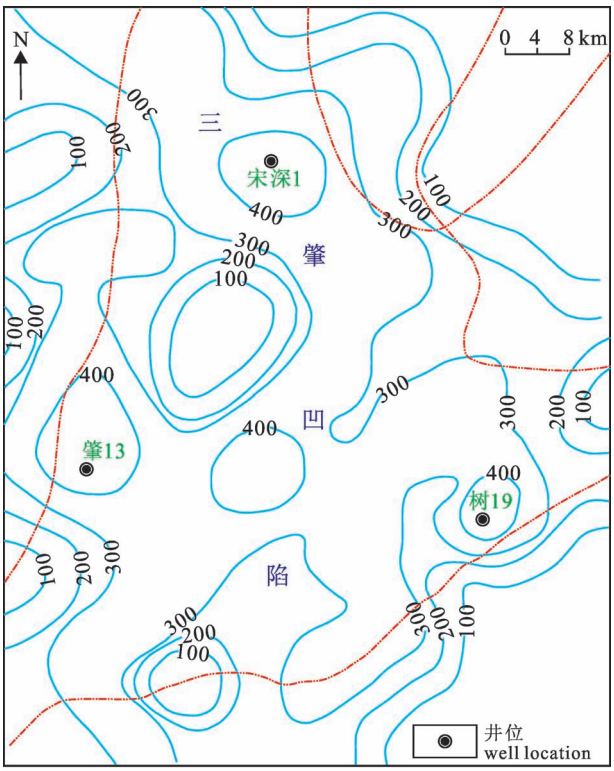


图 7 三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度分布图

Fig. 7 The distribution of the maximum depth of oil vertically downward migration along faults from a source rock in Qing1 Member of Sanzhao depression

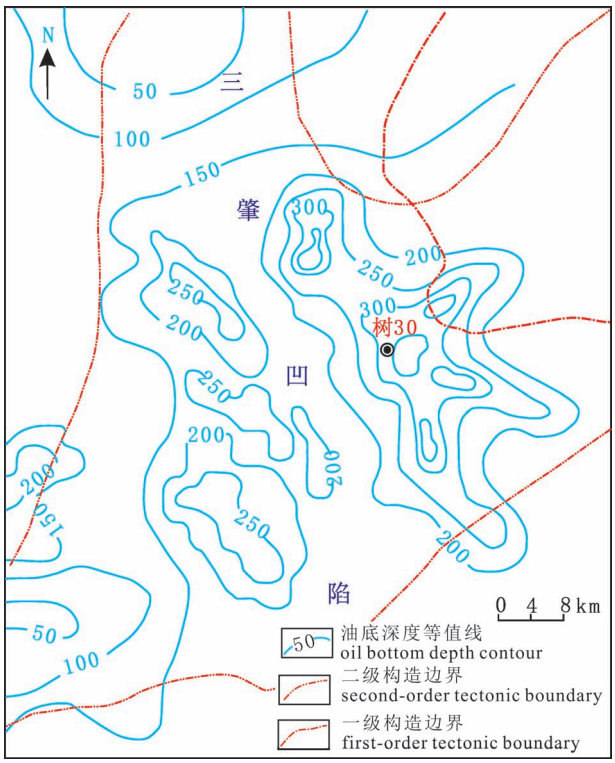


图 8 三肇凹陷扶杨油层油底深度分布图
(据冯志强等,2012 修改)

Fig. 8 The distribution of bottom oil layer depth in Fuyang reservoir of Sanzhao depression(modified from Feng Zhiqiang et al., 2012&)

井处和西部肇 13 井处略有偏移,是因为油进入扶杨油层后又侧向运移所致。除了在凹陷中部局部地区油底深度大于青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度外,其余广大地区扶杨油层油底深度均小于青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度。这是因为在凹陷中部局部地区源岩生成的油沿断裂在达到垂向倒灌运移的最大深度后,又发生侧向运移,使得此处油底深度大于青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度。而其余广大地区是因为青一段源岩生成的油沿断裂还未到达垂向倒灌运移的最大深度时便发生侧向运移,使此处油底深度小于青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度。

4 结论

(1)油气沿断裂垂向倒灌运移所需的动力条件是源岩古超压值大于所遇到的油气沿断裂带运移阻力。油气浮力和地层孔隙流体压力差之和,油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度主要受到二者差值相对大小的影响,二者差值越大,油气沿断裂垂向倒灌运移的最大深度越大;反之则越小。

(2)通过源岩古超压值与目前储层油气底深度之间关系,确定油气沿断裂垂向倒灌运移所需的最小源岩古超压值或油气沿断裂带运移阻力,由油气垂向倒灌运移所需的动力条件,建立了一套油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的定量研究方法,并将其应用于松辽盆地三肇凹陷青一段源岩生成油沿断裂向下伏扶杨油层垂向倒灌运移的最大深度研究中,结果表明:三肇凹陷青一段源岩生成的油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度可达到 400 m 以上,主要分布在凹陷东部边部树 119 井、西部肇 13 井、北部宋深 1 井和中心 4 个局部地区,由 4 个高值区向其四周青一段源岩生成油沿断裂垂向倒灌运移的最大深度逐渐减小,在凹陷中部和凹陷边部减小至 100 m 以下,与目前三肇凹陷扶杨油层已发现的油底深度分布基本吻合,表明该方法用于定量研究油气沿

断裂垂向倒灌运移的最大深度是可行的。

(3)该方法仅适用于油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的预测,而不适用于油气沿储层垂向倒灌运移的最大深度的预测。

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)

蔡来星,卢双舫,黄文彪,李昂,任欢颂. 2016. 上覆优质源岩对上生下储式致密油成藏的控制作用——以松南中央坳陷区青一段泥岩为例. 中国矿业大学学报, 45(2): 280~292.

迟元林, 萧德铭, 殷进垠. 2000. 松辽盆地三肇地区上生下储"注入式"成藏机制.地质学报, 74(4): 371~377.

丛琳, 赵天琦, 刘洋, 胡欣蕾, 王伟方. 2016. 油气垂向和侧向倒灌运移条件及其聚集规律的差异性. 中国矿业大学学报, 05: 951~957.

冯志强, 张顺, 付秀丽. 2012. 松辽盆地姚家组—嫩江组沉积演化与成藏响应. 地学前缘, 19(01): 78~87

付广, 陈章明, 王朋岩, 吕延防. 1998. 松辽盆地三肇凹陷青山口组泥岩盖层封闭能力形成时期. 地质论评, 44(3): 295~301.

付广, 王浩然. 2018. 不同时期油源断裂输导油气有利部位确定方法及其应用. 石油学报, 39(2): 180~188.

付广, 王宇鹏. 2018. 断裂密集带及附近下生上储式油气富集的控制因素.岩性油气藏, 30(2);23~29.

付广, 张桓. 2017. 油气倒灌运移形式分布区预测方法及其应用. 地质论评, 63(3): 822~830.

付红军, 樊自立, 施而修, 刘阳. 2014. 正断裂向上和向下运聚油气作用的差异性.天然气地球科学, 25(8): 1210~1217.

付晓飞, 董晶, 吕延防, 孙永河. 2012. 海拉尔盆地乌尔逊—贝尔凹陷断裂构造特征及控藏机理. 地质学报, 06: 877~889.

付晓飞, 平贵东, 范瑞东, 刘宗堡. 2009. 三肇凹陷扶杨油层油气/倒灌运聚成藏规律研究.沉积学报, 27(3): 558~566.

刘宗堡, 付晓飞, 吕延防, 付广, 庞磊. 2009. 大型凹陷向斜区油气倒灌式成藏—以松辽盆地三肇凹陷扶杨油层为例. 地质论评, 55(5): 685~692.

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. 地质评论, 58(6): 1081~1090.

孙永河, 漆家福, 吕延防, 韩华君. 2008. 渤中坳陷断裂构造特征及其对油气的控制. 石油学报, 05: 669~675.

王海学, 付晓飞, 付广, 吕延防, 杜薇. 2014. 三肇凹陷断层垂向分段生长与扶杨油层油源断层的厘定. 地球科学(中国地质大学学报), 11: 1639~1646.

张博为, 付广, 张居和, 陈雪晴, 兰晶晶. 2017. 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. 石油与天然气地质, 38(1): 22~28.

张雷, 卢双舫, 张学娟, 付广, 刘国志. 2010. 松辽盆地三肇地区扶杨油层油气成藏过程主控因素及成藏模式. 吉林大学学报(地球科学版), 03: 491~502.

Belonin M D, Vyachesla vISlavin. 1998. Abnormally high formation pressures in petroleum regions of Russia and other countries of theC. I.S.(in abnormal pressures in hydrocarbon environments). AAPG Memoir, 70:115~121.

Bradley J S. 1975. Abnormal formation pressure. AAPG Bulletin, 59(6): 957~973.

Cai Laixing, Lu Shuangfang, HUANG Wenbiao, Li Ang, Ren Huansong. 2016&. Controlling function of overlying high-quality source rocks on above generation and below storage tight oil reservoir: taking mudstone in Q_{n1} formation at central depression in southern Songliao basin as an instance. Journal of China University Of Mining &Technology, 45(2): 280~292.

Caine J S, Forster C B. 1999. Fault zone architecture and fluid flow: insights from field data and numerical modeling. Geophysical Monograph, 113: 101~127.

Chi Yuanlin, Xiao Deming, Yin Jinyin. 2000&. The injection pattern of Oil and gas migration and accumulation in the Sanzhao area of Songliao Basin. Acta Geologica Sinica, 74(4): 371~377.

Chi G, Lavoie D, Bertrand R, Lee M-K. 2010. Downward hydrocarbon migration predicted from numerical modeling of fluid overpressure in the Paleozoic Anticosti Basin, eastern Canada. Geofluids, 10(3).

Cong Lin, Zhao Tianqi, Liu Yang, Hu Xinlei, Wang Weifang. 2016&. Conditions of oil—gas downward migration in vertical and lateral and their differences in accumulation laws. Journal of China University of Mining &Technology, 05: 951~957.

Feng Zhiqiang, Zhangshun, Fu Xiuli. 2012&. Sedimentary evolution and reservoir-forming response of Yaojia—Nenjiang Formation in Songliao Basin. Geological Frontier, 19(01): 78~87.

Fu Guang, Chen Zhangming, Wang Pengyan, Lv Yanfang. 1998&. The formation period of the sealing ability of mudstone caprocaks of the Qingshankou formation in the Sanzhao depression of the Songliao Basin. Geological Review, 44(3): 295~301.

Fu Guang, Wang Haoran. 2018&. Determination method and its application of favorable positions for hydrocarbon transport in oil-source fault different periods. Acta Petrolei Sinica, 39(2): 180~188.

Fu Guang, Wang Yupeng. 2018&. Controlling factors of hydrocarbon enrichment with the type of "below source and upper reservoir" in fault concentrated zones and nearby. Lithologic Reservoirs, 30(2): 23~29

Fu Guang, Zhang Huan. 2017&. Forecasting method and application of oil and gas flowing backward migration patterns in range of distribution. Geological Review, 63(3): 822~830.

Fu Hongjun, Fan Zili, Shi Erxiu, Liu Yang. 2014&. Research on the difference between oil and gas upwards and downwards migration and accumulation through normal fault. Natural Gas Geoscience, 25(8): 1210~1217.

Fu Xiaofei, Dong Jing, Lv Yanfang, Sun Yonghe. 2012&. Fault structural characteristics of Wuerxun—Beier Depression in the Hailar Basion and their reservoir——Controlling mechanism. Acta Petrolei Sinica, (6): 877~889.

Fu Xiaofei, Ping Guidong, Fan Ruidong, Liu Zongbao. 2009&. Research on migration and mechanism of accumulation hydrocarbon "reversed migration" in Fuyu Yangdachengzi Formationin and Sanzhao Depression. Acta Sedimentologica Sinica, 27(3): 558~566.

Hunt J M. 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. AAPG Bulletin, 74(1): 1~12.

Hindle A D. 1997. Petroleum migration pathways and charge concentration :a three-dimensional model. AAPG Bulletin, 81(9): 1451~1481.

Liu Zongbao, Fu Xiaofei, Lv Yanfang, Fu Guang, Pang Lei. 2009&. Hydrocarbon reversed accumulation model of big depression syncline area: A case of the Fuyang reservoir in the Sanzhao Depression. Geological Review, 55(5): 685~692.

Sun Tongwen, Fu Guang, Lv Yanfang, Zhao Rong. 2012&. A discussion

on fault conduit fluid mechanism and fault conduit form. Geological Review, 58(6): 1081~1090.

Sun Yonghe, Qi Jiafu, Lv Yanfang, et al. 2008&. Characteristics of fault structure and its control to hydrocarbon in Bozhong Depression. Acta Petrolei Sinica, (5): 669~675.

Wang Haixue, Fu Xiaofei, Fu Guang, Lv Yanfang, Du Wei. 2014&. Vertical segmentation growth of fault and oil source fault determination in Fuyang Oil Layer of Sanzhao Depression. Earth Science, 11: 1639~1646.

Zhang Bowei, Fu Guang, Zhang Juhe, Chen Xueqing, Lan Jingjing. 2017&. 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. Oil & Gas Geology, 38(1): 22~28

Zhang Lei, Lu Shuangfang, Zhang Xuejuan, Fu Guang, Liu Guozhi. 2010&. Controlling factors and accumulation model of hydrocarbon accumulation of the Fuyang Oil Units in Sanzhao region of the Songliao Basin. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), (3): 491~502.

The research method and its application of the maximum depth of oil and gas vertically downward migration along faults

YUAN Hongqi, ZHANG Shanshan, YU Yinghua, ZHOU Tianqi

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

Objectives: The quantitative study methods and its application of the depth of oil and gas vertically downward migration along faults is the key to oil and gas exploration in the upper generation and lower accumulation pattern of petroliferous basin. To study the quantitative study methods of the maximum depth of oil and gas vertically downward migration along faults.

Methods: Based on the relationship between paleo-overpressure of source rocks and the depth of vertically downward oil and gas migration along faults, the paleo-overpressure minimum source rock needed for vertical downward and migration along faults of oil and gas was determined(or the resistance of oil and gas migration along fault zones). Based on the dynamic conditions required for oil—gas vertical inversion and migration along faults, we found a series of research methods of the maximum depth of oil and gas vertically downward migration and apply it to a source rock formation vertically downward migration along faults.

Ressults: It turned out that the maximum depth of vertically downward migration along faults of a source rock formation in Sanzhao depression of Songliao basin can reach 400m, which mainly distributed in four local areas: Shu119 well in the eastern margin , Zhao 13 well in the western margin, Songshen 1 well in the northern margin and the center of sag.

Conclusions: The maximum depth of the vertical downward migration along faults of the oil from the four high-value areas to the surrounding rocks of Qing1 Member to the periphery gradually decreased and is reduced below 100m in the northern and the edge of depression, which is basically match with the depth distribution of current found bottom oil layer in Fuyang reservoir of Sanzhao depression. This indicates that it is feasible to use the method to quantitatively study the maximum depth of oil and gas vertically downward migration along faults.

Keywords: oil and gas; vertically downward migration; the maximum depth; Sanzhao sag; Fuyu oil layer

Acknowlegements: This study was financially supported by the Natural Science Foundation of China (No. 41572126,41572126), Northeast Petroleum University Foundation (No. NEPUPY-1-04) and 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 reserch of oil and gas geology and exploration. Email: 18131939@ qq.com

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

Manuscript received on: 2018-07-12;Accepted on: 2019-01-15; Edited by: LIU Zhiqiang

Doi: 10.16509/j.georeview.2019.02.014