油气倒灌运移形式分布区预测方法及其应用

付广,张桓
东北石油大学,黑龙江大庆,163318

内容提要:为了研究含油气盆地倒灌运移油气分布规律,在油气倒灌运移和常规油气运移对比的基础上,对油气倒灌运移形成所需条件和分布区预测方法进行了研究,结果表明:油气倒灌运移按运移方向可分为油气垂向和侧向倒灌运移形式两种,前者发生所需条件是油源断裂发育在一定压力差的紧邻源储区内,后者发生所需的条件是油源断裂发育在区域性盖层封闭区内。通过一定压力差的紧邻源储区和油源断裂叠合和区域性盖层封闭区和油源断裂分布叠合,分别建立了一套油气垂向和侧向倒灌运移形式分布区的预测方法,并将其分别应用于松辽盆地三肇凹陷青一段源岩生成的油向扶扬油层垂向倒灌运移形式分布区和渤海湾盆地南堡凹陷沿油源断裂运移天然气向东一段储层侧向倒灌运移形式分布区的预测中,其结果表明:三肇凹陷青一段源岩生成的油向下伏扶扬油层垂向倒灌运移形式分布区,除凹陷内和边部局部地区外,整个凹陷分布,南堡凹陷沿油源断裂运移的天然气向东一段源岩侧向倒灌运移形式分布区主要分布在凹陷西南地区。分别与三肇凹陷扶扬油层目前已发现的油藏分布和南堡凹陷东一段目前已发现的气藏分布相吻合,表明该二种方法分别用于预测油气垂向和侧向倒灌运移形式分布区是可行的。

关键词:油气;垂向倒灌运移;侧向倒灌运移;运移形式;分布区;预测方法

油气勘探的实践表明,通常情况下油气在浮力的作用下在含油气盆地内是由高势区向低势区进行运移,最后在低势区遮挡成藏(邹才能等,2015)。然而,在某些特殊的地质条件下油气也会发生由低势区向高势区的倒灌运移,最后在高势区遮挡成藏,这种倒灌运移不仅表现在垂向运移和聚集中,而且也可表现在侧向运移和聚集中。能否正确认识这种倒灌运移油气的运聚规律,对指导这类油气勘探至关重要。关于油气倒灌运移及其运聚规律前人曾做过研究和探讨,主要是对油气垂向倒灌运移所需条件进行的研究(孙同文等,2012;巨世昌等,2014;张少华等,2015;付晓飞等,2009),认为油气要发生倒灌运移必须具有2个条件,一个是源岩具有超压,另一个是具有输导断裂,二者缺一不可。对油气垂向倒灌运移的距离分布范围及对油气成藏与分布的控制作用也有人进行了研究(付广等,2008;史集建等,2009;付广等,2010),认为源岩超压值大小决定着油气垂向倒灌运移的距离、分布范围,同时油气垂向倒灌运移的空间分布范围控制着油气的空间分布范围。然而,油气侧向倒灌运移的研究,仅仅在断—盖空间配置关系研究时提及发生所需的条件(王雅春等,2009),但对其空间分布及油气成藏与分布的控制作用均缺少全面、深入研究,这无疑是不利于该类油气勘探的深入。因此,开展油气倒灌运移形式分布区预测方法研究,对于正确认识含油气盆地倒灌运移所形成的油气分布规律和指导其油气勘探均具重要意义。

1 油气倒灌运移形式及所需条件

油气倒灌运移形式按油气运移方向不同可分为二种,一种是垂向倒灌运移形式,其主要发生在含油气盆地源岩区内,源岩生成的油气在源储压力差的作用下通过断裂向下伏紧邻储层中运移的一种形式,如图1a所示。该油气运移形式发生所需的条件有两个,一个是源储之间具有足够大的压力差,源岩生成的油气才能克服油气垂向倒灌运移所遇到的各种阻力(被断裂破碎储层的毛细管力、地层压力和油气本身浮力之和)向下伏物性相对较好的储层中运移;另一个是断裂在油气成藏期活动开启,可成为油气垂向倒灌运移的输导通道,即为油源断裂。另一种是侧向倒灌运移形式,其也主要发生在含油气盆地源岩区内,源岩生成的油气在地层剩余压力和

注:本文为国家自然科学基金资助项目"油源断裂转换带优势输导油气条件研究"(编号:41372153)的成果。
投稿日期:2016-07-04;改回日期:2017-3-23;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2017.03.020
作者简介:付广,男,1962年生。教授,博士生导师,现从事油气藏形成与保存研究。Email:fuguang2008@126.com。

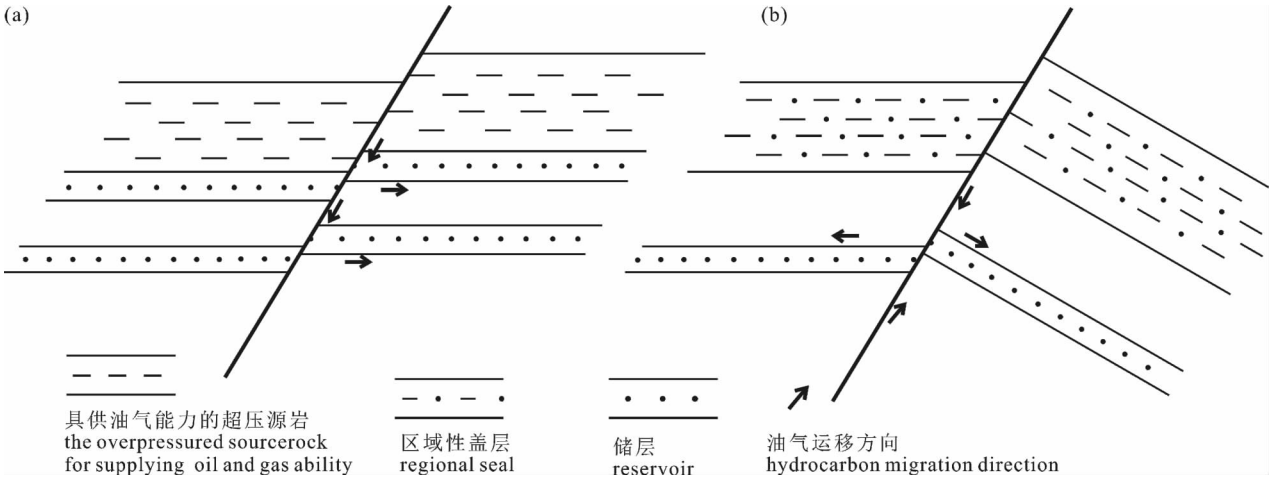


图 1 油气倒灌运移形式示意图:(a)垂向倒灌运移;(b)侧向倒灌运移

Fig. 1 The sketch map of oil and gas flowing backward migration patterns: (a) vertical flowing backward migration; (b) lateral flowing backward migration

浮力的作用下沿断裂向上运移过程中,因受区域性盖层的阻挡而向断裂两侧输导条件相对较好的下倾砂岩层中运移的一种形式,如图 1b 所示,通常情况下由于断裂活动时,作为油气运移输导通道的伴生裂缝的孔渗性明显好于两侧砂岩储层的孔渗性,况且砂体又呈下倾分布,油气是不会向其发生运移的,而应沿断裂向上运移。如果沿断裂向上运移油气遇到区域性盖层阻挡时,且区域性盖层断接厚度大于或等于其封油气所需的最小断接厚度,表明断裂在其内的分段生长上下并未连接成一条断裂(付广等,2013,2015),油气不能沿断裂穿过区域性盖层向上运移,被封闭在区域性盖层之下,油气除了向上倾砂岩层发生侧向分流运移外,还会发生向下倾砂岩储层中的侧向倒灌运移,但这种形式的油气运移因所受阻力太大,运移距离不会太远,仅分布在断裂附近。相反,如果区域性盖层断接厚度小于其封油气所需的最小断接厚度,表明断裂在其内的分段生长上下连接成一条断裂,油气沿断裂可以穿过区域性盖层向上运移,油气不会向下倾砂岩层中发生侧向倒灌运移。

2　油气倒灌运移形式分布区预测方法

由于油气垂向倒灌运移形式和油气侧向倒灌运移形式发生所需的条件不同,它们分布区预测的方法也就不同。

2.1　油气垂向倒灌运移分布区的预测方法

由上可知,油气垂向倒灌运移形式发生所需的条件是具有一定压力差值的紧邻源储区内发育有油源断裂,因此,只要确定出具有一定压力差值的紧邻源储区和油源断裂的分布,二者叠合便可以确定出油气垂向倒灌运移形式分布区。具有一定压力差值的紧邻源储区可以通过以下步骤确定。首先利用源岩有机质成熟度资料或生排烃史模拟结果,根据 $Ro \geqslant 0.5\%$ 或源岩生排烃门限确定出成熟源岩分布区;然后利用声波时差资料根据文献(邱桂强等,2003;付广等,2000;王国民等,2008)中源岩超压计算方法求取源岩现今超压值大小,利用地层古厚度恢复方法恢复源岩在油气成藏期(可根据储层流体包裹体均一温度,由文献(谭开俊等,2005;李美俊等,2007)中的方法来确定)的古超压值大小,计算出源储压力差值;再由源储压力差值与储层中油气垂向倒灌运移深度之间关系(图 2),确定出油气垂向倒灌运移所需的最小源储古压力差值;最后将源储压力差值大于油气垂向倒灌运移所需的最小源储古压力差值的分布范围与成熟源岩分布范围叠合,便可以得到具有一定压力差值的紧邻源储区。油源断裂分布可以利用三维地震资料通过断穿不同层位断裂拆分,然后将连接成熟源岩与目的储层,且在油气成藏期活动的断裂分布划在一起,即为油源断裂分布区。

将上述确定出来的具有一定压力差值的紧邻源储区与油源断裂分布区叠合,便可以得到油气垂向倒灌运移形式的分布区。

2.2 油气侧向倒灌运移形式分布区的预测方法

由上可知,油气侧向倒灌运移形式发生所需的条件是区域性盖层封闭区内发育有油源断裂,因此,

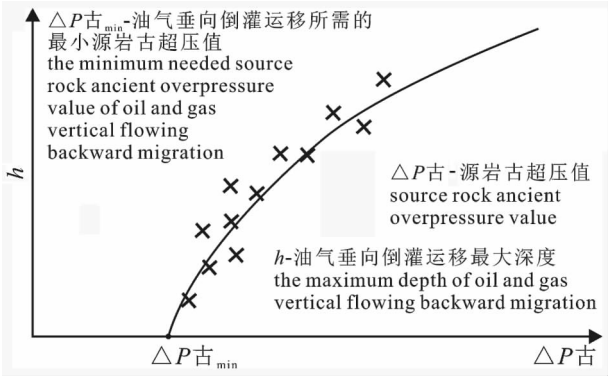


图 2 源储古压力与储层中油气垂向倒灌运移深度之间关系示意图

Fig. 2 Relationship of source rock ancient overpressure value and the maxium depth of oil and gas vertical flowing backward migration

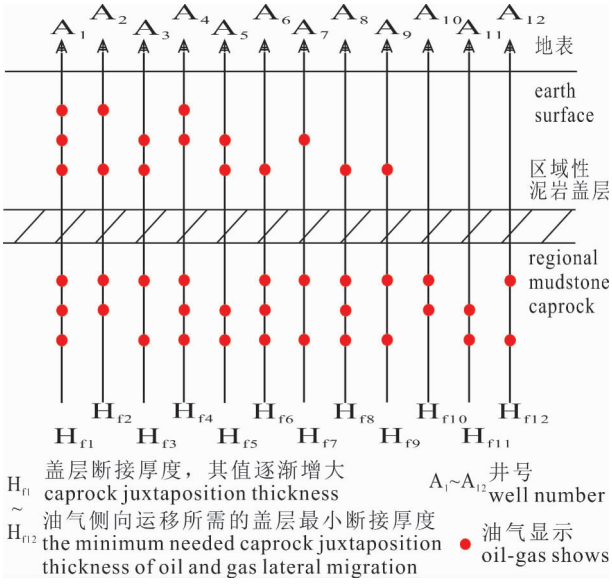


图 3 区域性盖层封油气所需最小断接厚度厘定示意图

Fig. 3 Minimum juxtaposition thickness of oil and gas sealing of regional caps

只要确定出区域性盖层封闭区和油源断裂分布区，将二者叠合便可以确定油气侧向倒灌运移形式分布区。区域性盖层封闭区可以按照以下步骤来确定，首先利用研究区已知井油源断裂断距和区域性盖层厚度，计算其断接厚度，并将其由小至大排列，统计其上下油气分布特征，将油气仅在区域性盖层之下分布的最小断接厚度作为其封油气所需的最小断接厚度，如图 3 所示；然后再统计区域性盖层内所有油源断裂断距和区域性盖层厚度，计算其断接厚度，并将其作成平面图，最后将区域性盖层断接厚度大于和等于其封油气所需的最小断接厚度的区域划在一起，即为区域性盖层封闭区。油源断裂分布可按上述方法来确定。将已确定出来的区域性盖层封闭区与油源断裂分布区叠合，便可以得到油气侧向倒灌运移形式分布区。

3 实例应用

3.1 油气垂向倒灌运移形式分布区预测实例应用

本文选取松辽盆地三肇凹陷青一段源岩为例，利用上述方法预测其生成油气向下伏扶扬油层垂向倒灌运移形式分布区，并通过预测结果与其下扶扬油层目前已发现油分布之间关系分析，验证该方法用于预测油气垂向灌溉运移形式分布区的可行性。

三肇凹陷位于松辽盆地中央坳陷区内，位于下白垩统泉头组三、四段的扶扬油层是其油的主要产层，油源对比结果表明，其油主要来自上覆上白垩统青山口组一段源岩。由于扶扬油层与上覆青一段源岩之间为上生下储式生储盖组合，青一段源岩生成的油主要通过垂向倒灌运移形式向下伏扶扬油层中运移，能否确定出其油气向下伏扶扬油层的垂向倒灌形式分布区，对于指导其油气勘探具重要意义。

由声波时差资料计算得三肇凹陷青一段源岩目前超压值最大可达到 18 MPa 以上，主要分布在三肇凹陷中心处，由凹陷中心向其四周青一段源岩超压值逐渐减小，在凹陷边部减小至 6 MPa 以下（梁江平等，2009；孙同文等，2011）而其下扶扬油层则是常压地层，青一段源岩和下伏扶扬油层之间具有压力差。由三维地震资料解释结果可知，三肇凹陷 T2 反射层（青一段源岩底界面）断裂发育，但能够连接青一段源岩和下伏扶扬油层，且在油气成藏期明水组沉积末期（谢昭涵等，2013，2015；孙永河等，2013；丁修建等，2013；廖兴明等，2016）活动的油源断裂，主要是 T5-T06、T4-T06、T3-T06 和 T2-T06 这些长期断裂，它们在三肇凹陷广泛发育，主要分布在断裂密集带的边部，如图 4 所示。

由此看出，三肇凹陷青一段源岩生成的源岩具备了垂向倒灌运移所需的条件。由地层古厚度恢复方法对青一段源岩在明水组沉积末期古埋深进行恢复，在此基础上，利用声波时差对青一段源岩在明水组沉积末期的古超压值进行计算，结果表明三肇凹陷青一段源岩在明水组沉积末期的古超压值最大可达到 10 MPa 以上，主要分布在凹陷的中心处，由凹陷中心向其四周青一段源岩古超压值逐渐的减小，

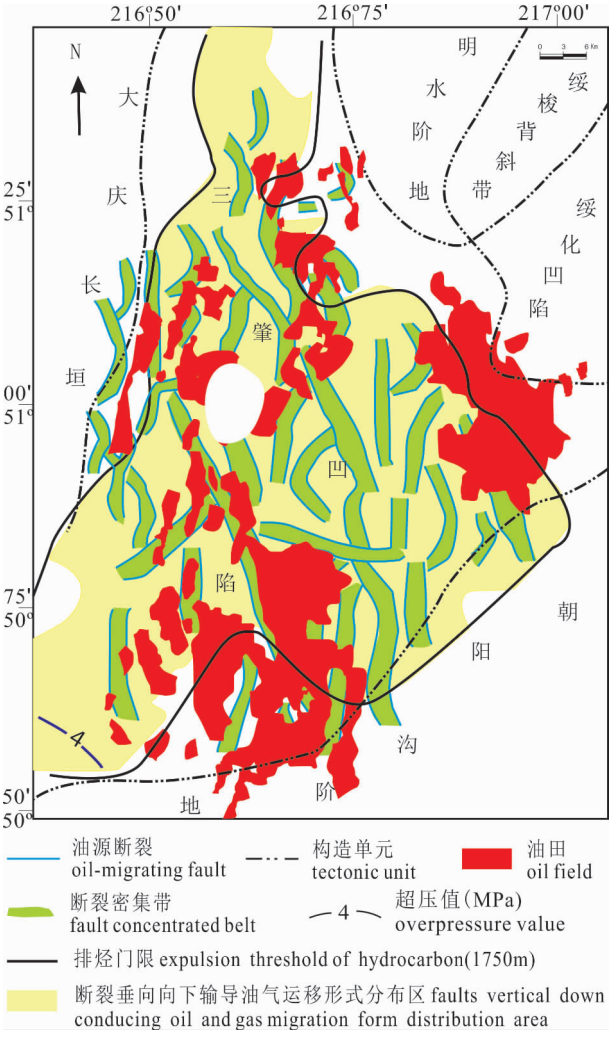


图 4 三肇凹陷油气垂向倒灌运移形式分布区预测图

Fig. 4 Prediction of oil and gas vertical flowing backward migration patterns in range of distribution in Sanzhao depression

在凹陷边部减小至 4 MPa 以下(吕延防等,2009)。

通过统计三肇凹陷青一段源岩与扶扬油层之间古压力差值与扶扬油层中油气垂向倒灌运移的深度(用目前扶扬油层的油底深度表示)之间关系(图 5),可以得到三肇凹陷青一段源岩生成油气向扶扬油层中垂向倒灌运移所需要的最小古超压值约为 5 MPa,由源岩生排烃史模拟结果可知,三肇凹陷青一段源岩除在凹陷边部局部地区未进排烃的门限外,整个凹陷绝大部分地区均已进入排烃门限。由三肇凹陷青一段源岩和扶扬油层古压力差值大于油气垂向倒灌运移所需的最小古超压值范围与其排烃范围叠合,便可以得到三肇凹陷青一段源岩与扶扬油层之间压力差大于 5 MPa 的源储区,如图 4 所示,再与油源断裂(断裂密集带边部断裂)分布叠合,便可以

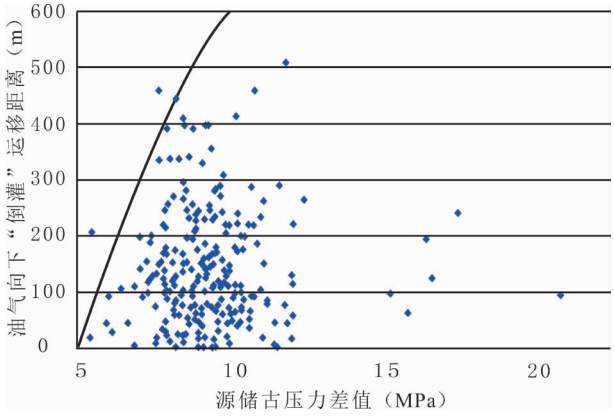


图 5 三肇凹陷青一段源岩与扶扬油层古压力差值与油气垂向倒灌运移深度之间关系图

Fig. 5 Relationship of source rock ancient overpressure value of Ed_1 in Sanzhao depression and oil and gas vertical flowing backward migration depth

得到三肇凹陷青一段源岩生成油垂向倒灌运移形式分布区,如图 4 所示,由图 4 中可以看出,三肇凹陷除了凹陷内部及边部局部地区外,其余广大地区皆为油垂向倒灌运移形式分布区(蒙启安等,2014)。青一段源岩生成的油均可以在整个凹陷范围内向扶扬油层垂向倒灌运移和聚集成藏,这可能是目前三肇凹陷扶扬油层为什么油藏整个凹陷大面积分布(图 4)的根本原因。

3.2　油气侧向倒灌运移形式分布区预测实例应用

本文选取渤海湾盆地南堡凹陷古近系东营组一段储层为例,利用上述方法预测沿油源断裂运移天然气向东一段储层侧向倒灌运移形式分布区,并通过预测结果与目前东一段已发现天然气藏分布之间关系分析,验证该方法用于预测油气侧向倒灌运移形式分布区的可行性。

南堡凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷北部,是一个北断南超的箕状断陷,该凹陷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(兰朝利等,2015)。截止目前为止,南堡凹陷从下伏基岩至上覆明化镇组皆发现了天然气,但以东一段为多,气源对比结果表明,东一段油气主要来自下伏沙三段或沙一段源岩。由于东一段储层与下伏沙三段或沙一段源岩之间被多套源岩层相隔,沙三段或沙一段源岩生成的天然气只能通过油源断裂才能运移至上覆东一段储层。由三维地震资料的解释结果可知,南堡凹陷东一段内发育有中期走滑伸展、晚期张扭、早期伸展—中期走滑伸展、中期走滑伸展—晚期张扭和早期伸展—

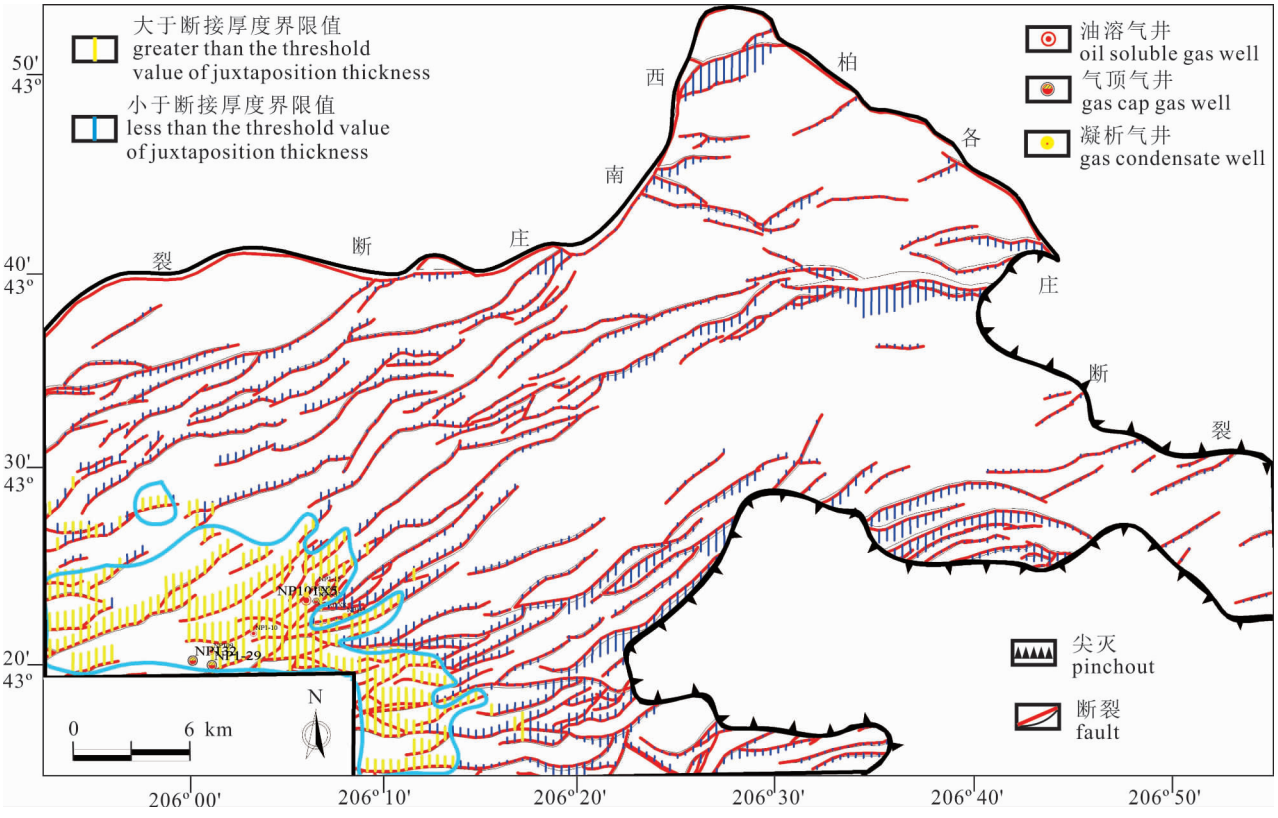


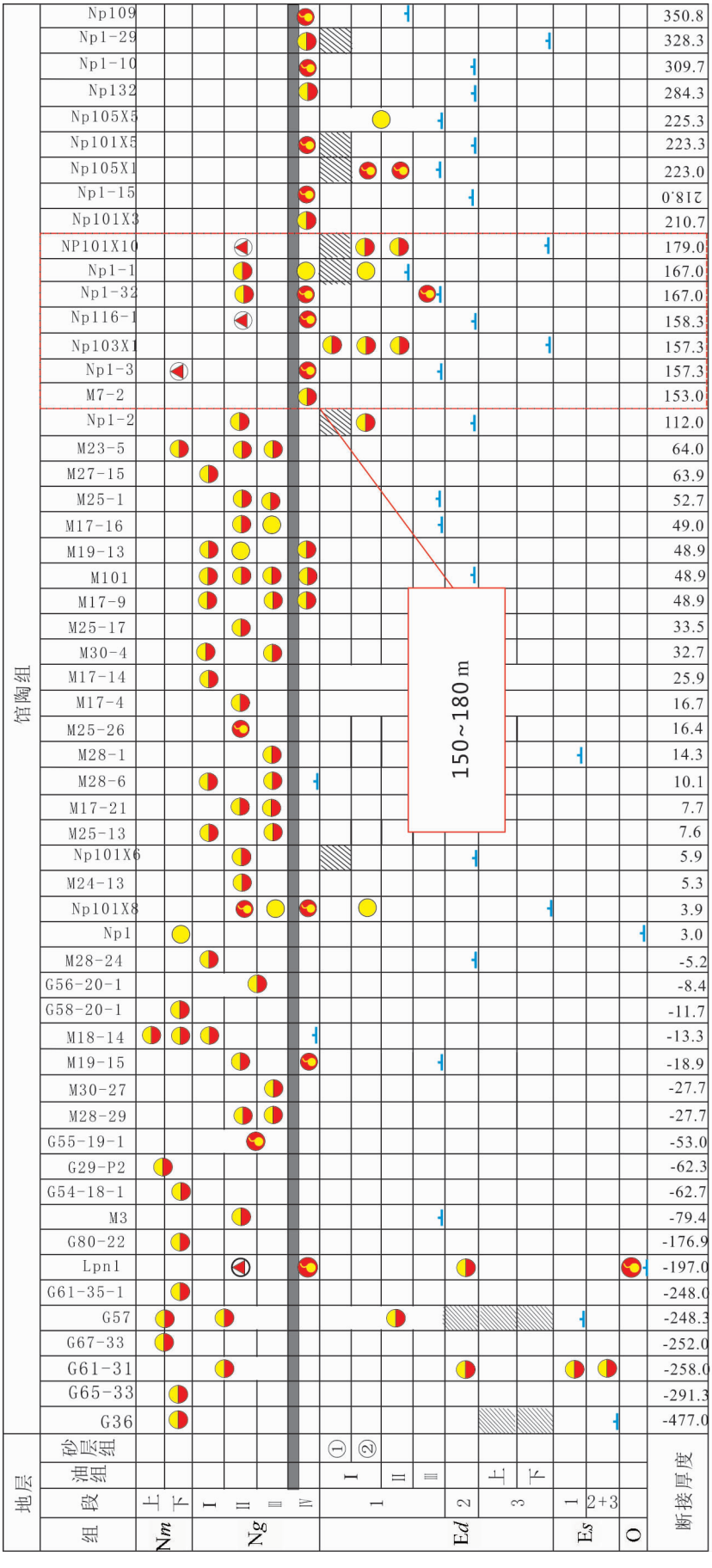
图 6 南堡凹陷东一段天然气侧向倒灌运移形式分布图

Fig. 6 Distribution of gas lateral flowing backward migration patterns of Ed_1 in Nanpu sag

中期走滑伸展—晚期张扭 5 类断裂，但只有中期走滑伸展—晚期张扭和早期伸展—中期走滑伸展—晚期张扭 2 类断裂才能成为东一段储层的油源断裂。由图 6 中可以看出，南堡凹陷东一段储层内油源断裂主要发育于凹陷西部，凹陷东部油源断裂相对不发育，仅分布在北部、中部和南部局部地区。东一段储层的区域性盖层是馆三段发育的火山岩，最大厚度可达到 380 m 以上，主要分布在凹陷西南边部，由此向凹陷四周馆三段火山岩盖层厚度逐渐减少，在凹陷边部减少至 10 m 以下。通过 56 口井油源断裂断距与馆三段火山岩盖层厚度统计，计算其断接厚度，并将其从小至大排列，统计馆三段火山岩盖层上下天然气分布特征，如图 7 所示，将仅在馆三段火山岩盖层之下有天然气分布的馆三段火山岩盖层的最小断接厚度作为其封气所需要的最小断接厚度为 150 ~ 180 m。统计馆三段火山岩盖层内所有油源断裂断距和对应处馆三段火山岩盖层厚度，计算其断接厚度，并作成平面分布图，将所有断接厚度大于其封气所需最小断接厚度的馆三段火山岩盖层划在一起即为其封闭区，如图 6 所示，由图 6 中可以看出，南堡凹陷馆三段火山岩盖层封闭区主要分布在凹陷西南地区，凹陷中部零星分布区，面积相对较小。再与油源断裂分布区叠合，便可以得到南堡凹陷东一段油气侧向倒灌运移形式分布区如图 6 所示，在图 6 中可以看出，南堡凹陷东一段油气侧向倒灌运移形式分布区主要分布在凹陷西南地区，中部零星分布。下伏沙三段或沙一段源岩生成的天然气沿着油源断裂运移至馆三段火山岩盖层封闭区，天然气停止向上运移，向油源断裂两侧上倾砂体中发生侧向运移和向下倾砂体中发生侧向倒灌运移，并在其附近的正向构造内聚集成藏，这可能是目前南堡凹陷东一段目前已找到的天然气主要分布在凹陷西南地区（图 6）的根本原因。

4 结论

（1）油气倒灌运移形式按油气运移方向可分为油气垂向倒灌运移形式和油气侧向倒灌运移形式 2 种。前者发生所需的条件是油源断裂发育在具有一定压力差的源储区内，后者发生所需的条件是油源断裂发育在区域性盖层封闭区内。



凝析气层gas condensate reservoir　纯气pure gas　气顶气gas cap gas　油溶气dissolved gas in oil　盖层caprocks　地层缺失lacuna　完井层位completion horizon

图7 南堡凹陷馆三段火山岩盖层封气所需的最小断接厚度厘定图　Fig.7 Minimum limit determination of gas sealing of Ng^3 volcanic rocks in Nanpu Depression

(2)通过具有一定压力差的源储区和油源断裂分布区叠合及区域性盖层封闭区和油源断裂分布区叠合,分别建立了一套油气垂向倒灌运移形式和侧向倒灌运移形式分布区的预测方法,并分别将其应用于松辽盆地三肇凹陷青一段生成的油向下伏扶扬油层垂向倒灌运移形式分布区和渤海湾盆地南堡凹陷沿油源断裂运移的天然气向东一段储层侧向倒灌运移形式分布区的预测中,其结果表明:三肇凹陷青一段泥岩生成油向下伏扶扬油层垂向倒灌运移形式分布区除凹陷内部和边部局部地区外,整个凹陷分布,南堡凹陷沿油源断裂运移的天然气向东一段储层侧向倒灌运移形式分布区主要分布在凹陷西南地区。分别与目前三肇凹陷扶扬油层已发现的油藏分布和南堡凹陷东一段已发现的气藏分布相结合,表明该二种方法用于预测油气垂向和侧向倒灌运移形式分布区是可行的。

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)

丁修建,柳广弟,孙明亮,王盘根. 2013. 多边形断层系特征及成因机制——以松辽盆地三肇凹陷为例. 石油勘探与开发,40(3):309~319.

付广,王浩然,胡欣蕾. 2015. 断裂带盖层油气封盖断接厚度下限的预测方法及其应用. 中国石油大学学报(自然科学版),39(3):30~37.

付广,王有功,袁大伟. 2010. 三肇凹陷扶扬油层源断裂的再认识及其对成藏的控制作用. 石油学报,31(5):762~766.

付广,王有功. 2008. 三肇凹陷青山口组源岩生成油向下"倒灌"运移层位及其研究意义. 沉积学报,26(2):355~360.

付广,薛永超,杨勉. 2000. 用声波时差资料确定欠压实泥岩盖层压力封闭形成时期及其意义. 石油地球物理勘探, 35(5):634~640.

付广,杨敬博. 2013. 断盖配置对沿断裂运移油气的封闭作用:以南堡凹陷中浅层为例. 地球科学(中国地质大学学报),38(4):783~791.

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

巨世昌,赵靖舟. 2014. 浅谈推动油气"倒灌"运移的动力计算方法——以松辽盆地三肇地区扶扬油层为例. 非常规油气, 1(3):25~28.

兰朝利,廖保方,王志坤,刘丹江,杨明慧,崔志员. 2015. 渤海湾盆地南堡凹陷滩海潜山裂缝特征及其形成机制. 地质学报,89(2):252~261.

李美俊,王铁冠,刘菊,张梅珠,卢鸿,马庆林,高黎惠. 2007. 由流体包裹体均一温度和埋藏史确定油气成藏时间的几个问题——以北部湾盆地福山凹陷为例. 石油与天然气地质,28(2):151~158.

梁江平,包丽. 2009. 三肇凹陷青山口组一段泥岩超压形成与演化过程初探. 地质科学,44(2):769~776.

廖兴明,廖晓蓉,施玉华,柳世光. 2016. 辽河断陷源内油气资源潜力分析. 地质论评,62(6):1462~1470.

吕延防,李健民,付晓飞,付广,王有功,玄昌姬. 2009. 松辽盆地三肇凹陷油气下排的地质条件及找油方向. 地质科学,44(2):525~533.

蒙启安,赵波,梁江平,孙国昕,彭建亮,包丽,李迎霜,霍丽明,马永义. 2014. 源外斜坡区油气成藏要素研究——以松辽盆地北部西部斜坡区为例. 地质学报,88(3):433~446.

邱桂强,凌云,樊洪海. 2003. 东营凹陷古近系烃源岩超压特征及分布规律. 石油勘探与开发,30(3):71~75.

史集建,付广,李丽丽. 2009. 滨北地区青一段油气向下"倒灌"运移距离和层位的定量研究. 油气地质与采收率,16(1):26~29.

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.

孙同文,吕延防,刘宗堡,付晓飞,付广. 2011. 大庆长垣以东地区扶余油层油气运移与富集. 石油勘探与开发,38(6):700~707.

孙永河,白鹿,付晓飞. 2013. 松辽盆地北部 T_2 反射层断裂密集带成因机制. 地球科学(中国地质大学学报),38(4):797~806.

谭开俊,卫平生,吕锡敏,牟中海. 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):24~26,35.

王国民,付广,庚琪. 2008. 松辽盆地北部嫩一段泥岩超压形成与演化. 吉林大学学报(地球科学版),38(5):765~770.

王雅春,王胜男. 2009. 源岩、超压和断裂空间匹配对三肇凹陷扶扬油层油成藏的控制作用. 吉林大学学报(地球科学版), 39(4):656~661.

谢昭涵,付晓飞. 2013. 松辽盆地"T_2"断裂密集带成因机制及控藏机理——以三肇凹陷为例. 地质科学,48(3):891~907.

谢昭涵,罗静爽,刘忠亮,魏志鹏,叶凡,王兴元. 2015. 松辽盆地徐家围子断陷的断裂复活演化特征及控藏作用. 地质论评,61(6):1332~1346

张少华,杨明慧,罗晓华. 2015. 断裂带油气幕式运移:来自物理模拟实验的启示. 地质论评,61(5):1183~1191.

邹才能,杨智,朱如凯,张国生,侯连华,吴松涛,陶士振,袁选俊,董大忠,王玉满,王岚,黄金亮,王淑芳. 2015. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展. 地质学报,89(6):979~1007.

Ding Xiujian, Liu Guangdi, Sun Mingliang, Wang Pangen. 2013&. Origin of Polygonal Fault Systems: A Case from the Sanzhao Sag in the Songliao Basin. Petroleum Exploration and Development, 40(3):309~319.

Fu Guang, Wang Haoran, Hu Xinlei. 2015&. Prediction Method and Application of Caprock Faulted-contact Thickness Lower Limit for Oil-Gas Sealing in Fault Zone. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 39(3):30~37.

Fu Guang, Wang Yougong, Yuan Dawei. 2010&. Source Faults of Fuyang Oil Layer in Sanzhao Depression and Its Control to Oil Accumulation. Acta Petrolei Sinica, 31(5):762~766.

Fu Guang, Wang Yougong. 2008&. Oil Generated from Source Rock of Qingshankou Formation in Sanzhao Depression Downward Flowing Backward Horizon and the Research Significance. Acta Sedimentologica Sinica, 26(2):355~360.

Fu Guang, Xue Yongchao, Yang Mian. 2000&. Determine Forming Period of Pressure Seal for Undercompacted Shale Cap and Its Meaning by Using Interval Transit Time Data. Oil Geophysical Prospecting, 35(5):634~640.

Fu Guang, Yang Jingbo. 2013&. Sealing of Matching between Fault and Caprock to Oil-Gas Migration along Faults: An Example from Middle and Shallow Strata in Nanpu Depression. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 38(4):783~791.

Fu Xiaofei, Ping Guidong, Fan Ruidong, Liu Zongbao. 2009&. Oil and

Gas of Fuyang Reservoir in Sanzhao Depression Flowing Backward Accumulation Laws Research. Acta Sedimentologica Sinica, 27(3): 558 ~ 566.

Ju Shichang, Zhao Jingzhou. 2014&. Discussion on the Calculation Method of the Dynamics of Promoting Oil&Gas " Reversed Migration" - - A Case of the Fuyang Oil Layer in the Sanzhao Area. Unconventional Oil&Gas, 1(3):25 ~ 28.

Lü Yanfang, Li Jianmin, Fu Xiaofei, Fu Guang, Wang Yougong, Xuan Changji. 2009&. Geologic Conditions of Oil - Gas Downward Discharging and Exploration Direction in the Sanzhao Sag, Songliao Basin. Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica), 44(2):525 ~ 533.

Lan Zhaoli, Liao Baofang, Wang Zhikun, Liu Danjiang, Yang Minghui, Cui Zhiyuan. 2015&. Characteristics and Growth Mechanism of Fractures within the Ordovician Buried Carbonate Hill in Nanpu Sag Offshore Bohai Bay Basin. Acta Geologica Sinica, 89(2):252 ~ 261.

Li Meijun, Wang Tieguan, Liu Ju, Zhang Meizhu, Lu Hong, Ma Qinglin, Gao Lihui. 2007&. A Discussion on Hydrocarbon Accumulation Dating Determined by Homogenization Temperature and Burial History of Fluid Inclusions - An Example from the Fushan Depression, Beibuwan Basin. Oil & Gas Geology, 28(2):151 ~ 158.

Liang Jiangping, Bao Li. 2009&. The Mudstone Overpressure Formation and Evolution Process of First Section of Qingshankou Formation in Sanzhao Depression. Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica), 44(2):769 ~ 776.

Liao Xingming, Liao Xiaorong, Shi Yuhua, Liu Shiguang. 2016&. Oil and Gas Resource Potential Analysis within Kitchen in Liaohe Rift. Geological Review, 62(6):1462 ~ 1470.

Meng Qian, Zhao Bo, Liang Jiangping, Sun Guoxin, Peng Jianliang, Bao Li, Li Yingshuang, Huo Liming, Ma Yongyi. 2014&. Hydrocarbon Accumulation Factors of the Slope Area Outside of Source Area: a Case Study of West Slope Area in Northern Songliao Basin. Acta Geologica Sinica, 88(3):433 ~ 446.

Qiu Guiqiang, Ling Yun, Fan Honghai. 2003&. The Characteristics and Distribution of Abnormal Pressure in the Paleogene Source Rocks of Dongying Sag. Petroleum Exploration and Development, 30(3):71 ~ 75.

Shi Jijian, Fu Guang, Li Lili. 2009#. The Quantitative Study on Downward Flowing Backward Migration Distance and Horizon of Oil and Gas of K_1 qn1 in Binbei Region. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 16(1):26 ~ 29.

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.

Sun Tongwen, Lü Yanfang, Liu Zongbao, Fu Xiaofei, Fu Guang. 2011&. Hydrocarbon Migration and Enrichment Features of the Fuyu Oil Layer to the East of the Daqing Placanticline. Petroleum Exploration and Development, 38(6):700 ~ 707.

Sun Yonghe, Bai Lu. Fu Xiaofei. 2013&. Genetic Mechanism of T2 Reflector Fault Dense Zones in Northern Songliao Basin. Earth Science (Journal of China University of Geosciences), 38(4):797 ~ 806.

Tan Kaijun, Wei Pingsheng, Lü Ximin, Mou Zhonghai. 2005&. The Research and Application of Quantitative Recovery Method of Strata Thickness - A Case of Lu Dong Area in Junggar Basin. Natural Gas Industry, 25(10):24 ~ 26, 35.

Wang Guomin, Fu Guang, Geng Qi. 2008&. Formation and Evolution of Overpressure of $K_1 n^1$ Mudstone in the North of Songliao Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 38(5):765 ~ 770.

Wang Yachun, Wang Shengnan. 2009&. Controlling of the Match of Source Rock, Overpressure and Fault on Oil Accumulation of Fu-Yang Oil Layer in Sanzhao Depression. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 39(4):656 ~ 661.

Xie Zhaohan, Fu Xiaofei. 2013&. The Formation Mechanism and Control Mechanism of "T_2" Fault Concentrated Belt in Songliao Basin - - A Case of Sanzhao Depression. Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica), 48(3):891 ~ 907.

Xie Zhaohan, Luo Jingshuang, Liu Zhongliang, Wei Zhipeng, Ye Fan, Wang Yuanxing. 2015&. Fault Reactive and Reservoir controlling of Xujiaweizi Fault Depression, Songliao Basin. Geological Review, 61(6):1332 ~ 1346.

Zhang Shaohua, Yang Minghui, Luo Xiaohua. 2015&. Hydrocarbon Episodic Migration in Fault Zones: Insights from Physical Simulation Experiments. Geological Review, 61(5):1183 ~ 1191.

Zou Caineng, Yang Zhi, Zhu Rukai, Zhang Guosheng, Hou Lianhua, Wu Songtao, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, Dong Dazhong, Wang Yuman, Wang Lan, Huang Jinliang, Wang Shufang. 2015&. Progress in China's Unconventional Oil & Gas Exploration and Development and Theoretical Technologies. Acta Geologica Sinica. 89(6): 979 ~ 1007.

Forecasting Method and Application of Oil and Gas Flowing Backward Migration Patterns in Range of Distribution

FU Guang, ZHANG Huan

Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang, 163318

Abstract: To study the oil and gas distribution regularities of downward migration in petroleum-bearing basin, based on the correlation of oil and gas flowing backward migration and conventional oil and gas migration, we mainly researched the forming conditions of oil and gas flowing backward migration and distribution area forecasting method. It turned out that according to the direction of transportation, the oil and gas flowing backward migration can be divided into two forms of vertical migration and lateral migration. The former occurs when oil-migrating faults develop close to the source reservoir with a certain pressure difference, and the latter occurs as oil-migrating faults

develop in a regional caprock sealing area. Through a certain pressure difference between the adjacent source reservoir and oil source fracture overlap, and regional cap covered area and oil source fracture distribution overlap, we established a set of forecasting methods of oil and gas verticaland lateral flowing backward migration patterns in range of distribution, then use them in the forecasting of oil and gas vertical flowing backward migration patterns in range of distribution from oil generated in source of K_1qn^1 in Sanzhao depression of Songliao basin to Fuyang reservoir, and in the forecasting of gas lateral flowing backward migration patterns in range of distribution from Nanpu depression in Bohai Bay basin along oil-migrating faults to Ed^1 reservoir. The result shows that the vertical migration patterns ranges of distribution of oil generated from source of K_1qn^1 in Sanzhao depression flows backward to Fu Yang reservoirs, distributing in the depression except in local region and edge, and gas transporting to source of K_1qn^1 in Nanpu depression along oil-migrating faults lateral flowing backward migration patterns in range of distribution mainly spreads in the southwest of the depression, separately consistent with found reservoir distribution of Fuyang reservoir in Sanzhao depression and discovered distribution of gas pools of Ed^1 in Nanpu sag at present. It shows that it is feasible to apply two methods separately to predict oil and gas vertical and lateral flowing backward migration patterns in range of distribution.

Keywords: Petroleum; vertical flowing backward migration; lateral flowing backward migration; migration patterns; range of distribution; forecasting method

Acknowledgements: This research was supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 41372153).

First author: FU Guang, male, born in 1962. professor, PHD supervisor, is mainly engaged in the study of formation and preservation of oil and gas reservoirs. Email: fuguang2008@126.com

Manuscript received on: 2016-07-04; Accepted on: 2017-03-23; Edited by: LIU Zhiqiang

Doi: 10.16509/j.georeview.2017.03.020