

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2022.254>



珠江口盆地陆丰凹陷古近系多动力-多期次-多要素复合成藏区定量预测与评价

刘军¹, 蔡哲^{2,3}, 庞雄奇^{2,3*}, 胡涛^{2,3}, 游婷婷^{2,3}, 徐帜^{2,3}, 刘阳^{2,3},
于飒¹, 李洪博¹

1. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东深圳 518054
2. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249
3. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

摘要:珠江口盆地陆丰凹陷古近系油气成藏受多种动力多种要素联合控制,因此不能完全依照经典的浮力成藏理论预测有利成藏区带。通过剖析研究区已经发现的油气藏揭示出三种动力对油气成藏起到了关键作用,包括低位能(背斜类油气藏)、低压能(断块类油气藏)、低界面能(岩性地层类油气藏);在每一种动力作用下,油气成藏受到有效烃源层、优相储层、区域盖层、低势区带4个功能要素及其时空组合的控制。通过建立多动力-多要素复合成藏模式,对陆丰凹陷古近系4个目的层有利成藏区带进行了预测评价,优选出10个最有利目标,为研究区油气深化勘探和钻探目标优选提供了科学依据。

关键词:多动力成藏;多要素成藏;有利区带预测;古近系;陆丰凹陷;石油地质学。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2022)07-2481-13

收稿日期: 2022-05-24

Quantitative Prediction and Evaluation of Paleogene Favorable Hydrocarbon Accumulation Areas with Multi-Dynamic-Stage-Factor Combination in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin

Liu Jun¹, Cai Zhe^{2,3}, Pang Xiongqi^{2,3*}, Hu Tao^{2,3}, You Tingting^{2,3}, Xu Zhi^{2,3}, Liu Yang^{2,3},
Yu Sa¹, Li Hongbo¹

1. Shenzhen Branch of CNOOC Limited, Shenzhen 518054, China
2. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China
3. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract: The Paleogene oil and gas accumulation in Lufeng Sag of the Pearl River Mouth Basin is jointly controlled by a variety of dynamic factors, so the favorable reservoir forming area can not be predicted completely according to the classical buoyancy reservoir forming theory. By analyzing the discovered oil and gas reservoirs in the study area, in this paper it reveals that three driving forces play a key role in oil and gas accumulation, including low-level energy (anticline oil and gas reservoir), low-pressure

基金项目:中海油深圳分公司重大生产科研项目(No.SCKY-2020-SZ-21)。

作者简介:刘军(1973—),男,高级工程师,硕士,从事油气勘探研究。ORCID:0000-0003-2014-4653. E-mail:liujun1@cnooc.com.cn

*通讯作者:庞雄奇, E-mail: pangxq@cup.edu.cn

引用格式:刘军,蔡哲,庞雄奇,胡涛,游婷婷,徐帜,刘阳,于飒,李洪博,2022.珠江口盆地陆丰凹陷古近系多动力-多期次-多要素复合成藏区定量预测与评价.地球科学,47(7):2481-2493.

Citation: Liu Jun, Cai Zhe, Pang Xiongqi, Hu Tao, You Tingting, Xu Zhi, Liu Yang, Yu Sa, Li Hongbo, 2022. Quantitative Prediction and Evaluation of Paleogene Favorable Hydrocarbon Accumulation Areas with Multi-Dynamic-Stage-Factor Combination in Lufeng Sag, Pearl River Mouth Basin. *Earth Science*, 47(7):2481-2493.

energy (fault block oil and gas reservoir) and low interface energy (lithologic stratigraphic oil and gas reservoir). Under each dynamic action, oil and gas accumulation is controlled by four functional elements and their temporal and spatial combination: effective source rock, excellent facies reservoir, regional cap rock and low potential zone. By establishing a multi-dynamic-factor composite reservoir forming model, the favorable reservoir forming zones of four target layers in Lufeng Sag are predicted and evaluated, and 10 most favorable targets are selected, which provides a scientific basis for deepening oil and gas exploration and optimizing drilling targets in the study area.

Key words: multi-dynamic reservoir formation; multi-factor accumulation; favorable zone prediction; Paleogene; Lufeng Sag; petroleum geology.

学者们对烃源岩控油气作用进行了大量的研究,认为有效烃源岩控制了其周边地区油气成藏的规模、分布范围、资源潜力以及圈闭含油气性(戴金星等, 1996; 周兴熙, 1997; 胡朝元, 2005)。“源控论”突出强调了有效油源区的关键作用,指出油源区是决定一个地区有无油气田的根本前提.“源-盖共控论”补充和发展了“源控论”,强调有效烃源岩和盖层的耦合控制了油气系统的有效性,对油气的富集最重要.“含油气系统”是在“石油系统”概念的基础上提出的,是指同类或具有相同功能的自然要素按一定结构的组合(Pedersen and Calvert, 1990; Klemme and Ulmishek, 1991; Perrodon, 1992)。研究表明含油气系统是油气藏形成的天然系统,包含一套有效烃源岩以及必须的所有成藏要素与成藏作用,并根据烃源岩的有机质类型、储集岩的岩性以及含油气系统的特点将其划分为 12 类(Magoon and Dow, 1994; Sun *et al.*, 2010; Beglinger *et al.*, 2012; He *et al.*, 2014)。“油气成藏体系”是针对“含油气系统”在我国含油气盆地应用中存在的问题而提出的,是指地表以下形成油气藏所必须的烃源岩、输导体和圈闭等一切元素以及这些元素之间有效配置的自然体系。“复式油气聚集带”是我国油气地质工作者于 20 世纪 70 年代在渤海湾盆地油气勘探实践中提出来的,是指多个构造层、多套含油气层系、不同类型的油气藏在时空上的叠加复合,包括了受二级构造带、地层与岩性因素控制的油气田(或群)(胡见义等, 1986)。庞雄奇等人认为叠合盆地的油气成藏受烃源灶、古隆起、区域盖层和构造平衡带 4 个要素的控制,并提出了“多元复合”成藏模式(庞雄奇等, 2002, 2007; Zhang and Huang, 2005; Meng *et al.*, 2008; Zhang *et al.*, 2011);在此基础上于 2010 年提出了“要素匹配”成藏模式,指出构造油气藏的形成与分布主要受区域盖层(C)、沉积相(D)、古隆起(M)和烃源灶(S)4 个地质要素的控制,这 4 个要素纵向上的有

序组合控制着油气藏的成藏层位,平面上的叠加复合决定着油气藏的分布范围,地质历史时期的同时联合决定着油气成藏的时间(Hubbert, 1953; Grunau, 1987; Wang *et al.*, 2010; 庞雄奇等, 2012; Pang *et al.*, 2021c)。

1 区域地质概况

珠一坳陷位于南海珠江口盆地北部浅水区,水深 50~150 m, 面积约 37 000 km²; 自西向东分布恩平、西江、惠州、陆丰等凹陷(米立军等, 2018)(图 1)。陆丰凹陷是珠江口盆地珠一坳陷东部典型的箕状断陷,勘探上已明确多套含油层位,提交石油探明储量数千万吨,是珠一坳陷古近系最具潜力的富油生烃凹陷之一(Dai *et al.*, 2019)。目前珠江口盆地勘探面积共 26.7×10^4 km², 东部占 22.5×10^4 km², 其中陆丰凹陷面积约 7 300 km²。古近系油气勘探历程分为 4 个阶段: 1984—2004 年为被动勘探阶段, 主要勘探浅层; 2004—2009 年为主动勘探初探阶段; 2009—2015 年为主动综合勘探阶段, 源汇聚选带, 转换带找砂; 2015 年至今为全面勘探阶段, 富洼找优, 差异勘探。

目前对于珠一坳陷的构造演化、沉积成岩以及油气成藏研究取得了基本的认识,但是由于古近系埋深大, 探测难度高, 具有多期构造演化、多期生排烃和多套生储盖组合, 使得该地区的油气藏成因类型非常复杂(图 2)。除浮力外存在多动力成藏, 经典的浮力成藏理论遇到挑战, 制约了珠一坳陷古近系油气勘探的进一步深入。

2 研究方法与路线

传统的油气地质理论强调“生、储、盖、运、圈、保”6 个成藏要素的分析与研究, 存在的主要问题有 3 个: 一是难以对这些要素的品质优劣及其控油气作用的强弱进行把握; 二是有些地质要素无法进行

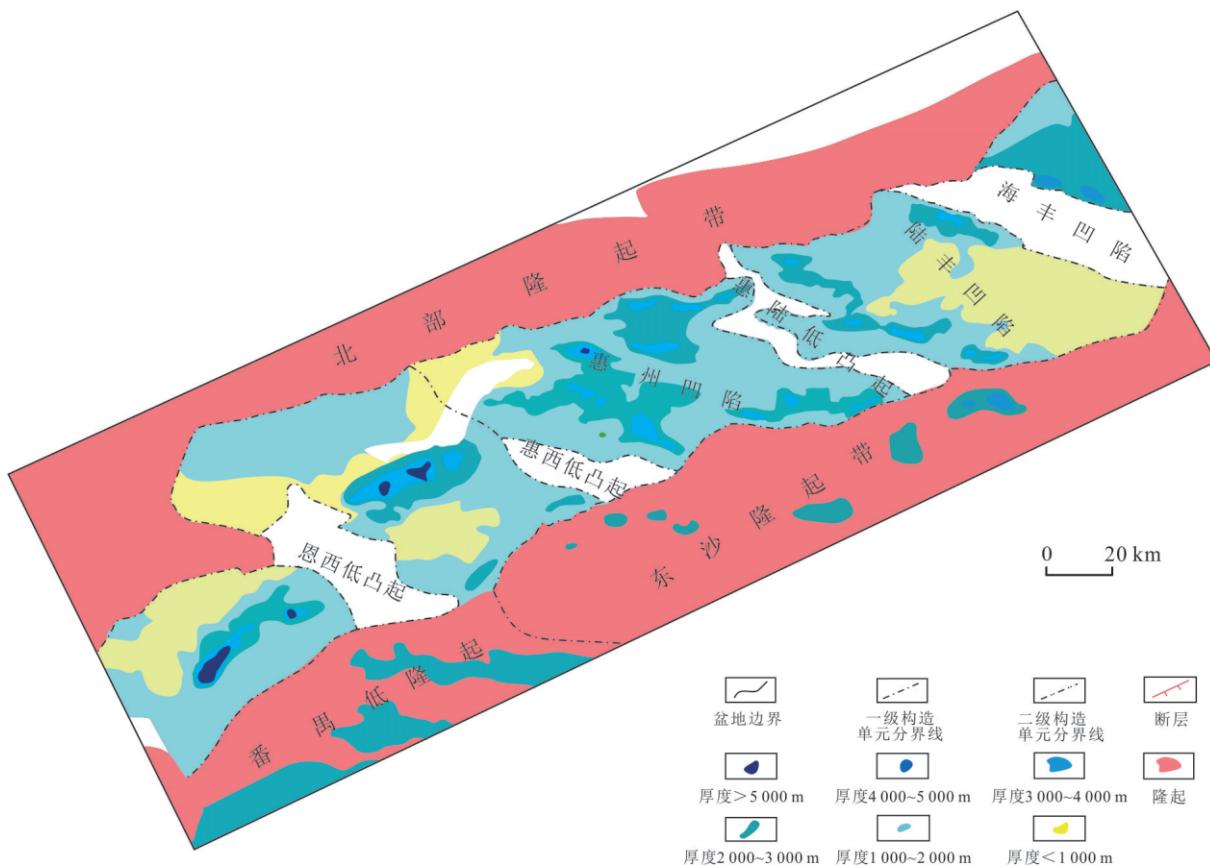


图1 研究区地理位置

Fig.1 Geographical location of the study area

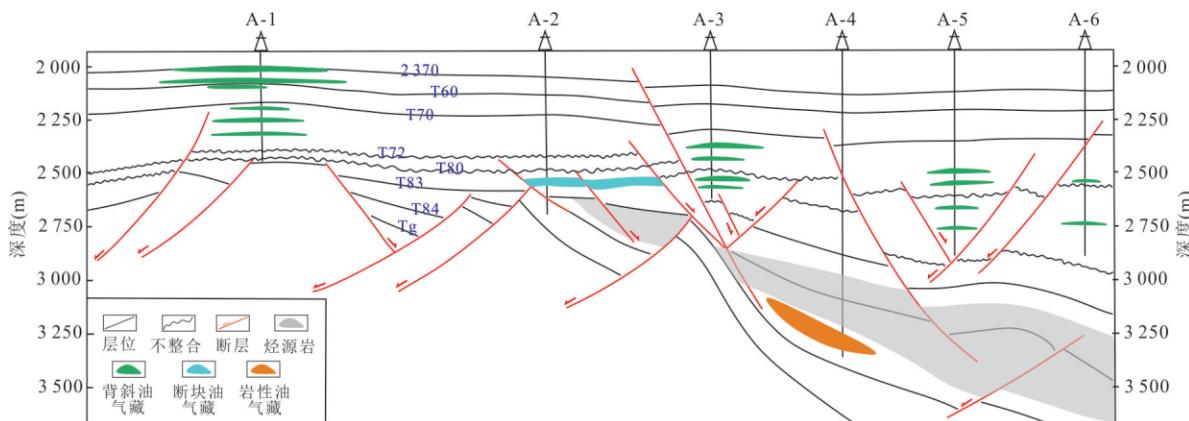


图2 陆丰凹陷古近系油藏分布

Fig.2 Distribution of Paleogene reservoirs in Lufeng Sag

客观的描述与定量的表征,比如“运、保”两个要素;三是岩性类和潜山类油气藏的有利成藏区带预测仍然是勘探的难点(He *et al.*, 2014; Pang *et al.*, 2021a, 2021b, 2021c)。因此,面对研究区含油气盆地油气勘探中存在的问题,传统的油气地质理论已不能满足勘探的需要,急需新的理论来指导越来越复杂条件下的油气勘探实践。

“多动力-多期次-多要素”复合成藏模式是在功能要素控油气分布模式(庞雄奇等, 2012; 李建华, 2012)的基础上,充分考虑研究区不同成藏动力、不同成藏期次以及不同类型成藏要素,对不同类型的油气藏建立对应的成藏模式,有效预测其分布,可有效应对复杂条件下的油气勘探。

针对珠一坳陷陆丰凹陷古近系油气藏的研究

现状以及存在的问题,通过对研究区石油地质条件的分析结合典型油气藏的解剖,阐明控制油气藏形成的主控因素,包括主要的成藏动力、关键的成藏期次等;进而开展多要素组合成藏、多动力复合成藏和多期次叠加成藏研究,建立“多动力-多期次-多要素”组合成藏模式。对于常规油气藏,主要成藏期不同类型的油气藏功能要素组合控藏模式分别为背斜油气藏(T-CDMS)、断块油气藏(T-CDFS)、岩性油气藏(T-CDLS)。通过不同期次和动力的主控因素组合预测,将各个主控因素控藏有利区叠加获得了多因素控藏有利区,并进行了结果可靠性回放检验,最后考虑多目的层有利成藏区叠加复合优选出最有利目标。

3 油气成藏主控因素与定量表征

3.1 “生-储-盖”三个关键地质要素

有效烃源岩层控制着油气藏形成分布,用S表示。有效烃源岩提供油气藏形成的物质基础,控制了油气的来源特征。烃源灶控油气作用主要表现在4个方面:油气的来源特征、成藏期次、分布范围以及资源潜力(庞雄奇,1995)。一次大量生排烃期往往对应于一次大的成藏期。有效源灶的大小及其生排烃量的大小决定了周边油气成藏规模、分布范围、资源潜力和圈闭含油气性(England *et al.*, 1987)。采用生烃潜力法对烃源岩的生排烃强度进行研究,并考虑源岩层厚度、有机母质丰度、类型和热演化程度对源岩生排烃量的影响;通过统计分析烃源岩排烃情况与油气藏之间的关系确定烃源灶对油气分布的控制作用。

结合前人研究成果,通过生烃潜力法获得研究区主要烃源岩层文昌组的排烃量达 $38.01 \times$

10^8 t ,这为油气藏的形成提供了充足的物质基础。绝大部分油气藏分布在排烃边界内部及其附近,离排烃边界越远油气藏越少,超过一定距离后无油气藏分布。对凹陷内已发现油田距排烃中心距离和距排烃门限边界距离的统计显示,油田距排烃中心距离在3倍的排烃边界内分布(图3)。

优相储层控制着油气藏形成分布,用D表示。优相储层是指受沉积环境直接控制,在适当水动力条件下形成的粒径不粗也不细的以砂岩沉积为主的地层,粒径通常介于0.1~0.5 mm(朱筱敏,2008),有利于油气富集成藏。沉积相控油气作用是指高孔渗的沉积相发育区有利于油气的聚集和成藏,有利的沉积相控制着沉积盆地有利的勘探领域或区带。

基于研究区已有的资料,依据砂地比数据构建相控模型,进而研究相控油气的关系。通过统计陆丰凹陷古近系43口井位的砂地比数据和实际油层厚度数据,分别绘制出砂地比的平面分布图和砂地比与含油气性的关系图。结果显示,油气集中分布在砂地比0.3~0.75之间,砂地比0.45~0.6的油气丰度最高(图4)。

有效盖层控制着油气藏形成分布,用C表示。有效盖层是指分布在目的层之上、能够阻止油气向上继续运移并在储层中富集成藏的非渗透性地层,厚度大、分布广、塑性强(Evamy *et al.*, 1978; Reading, 1978; Downey, 1984)。构成有效盖层的前提条件是盖层厚度大于断层断距、断距大于储层厚度(李建华,2012)。在实际工作中,可以统计分析区域盖层厚度与油气储量或工业油气流井的产能关系来建立区域盖层控油气藏分布概率的定量模型(图5)。通过统计陆丰凹陷古近系43口井位的区域盖层厚度数据

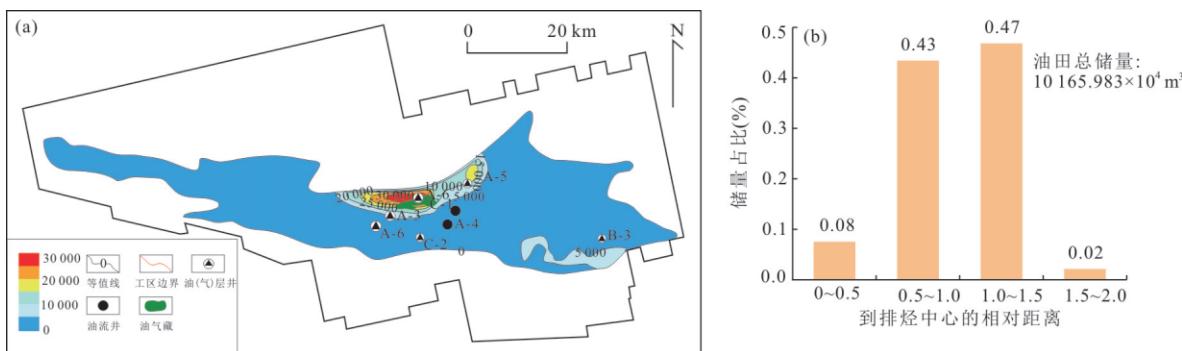


Fig.3 Hydrocarbon expulsion intensity and hydrocarbon accumulation control characteristics in Lufeng Sag

a. 陆丰凹陷现今累计排烃强度($10^4 \text{ t}/\text{km}^2$)图;b. 排烃中心相对距离与储量占比的关系

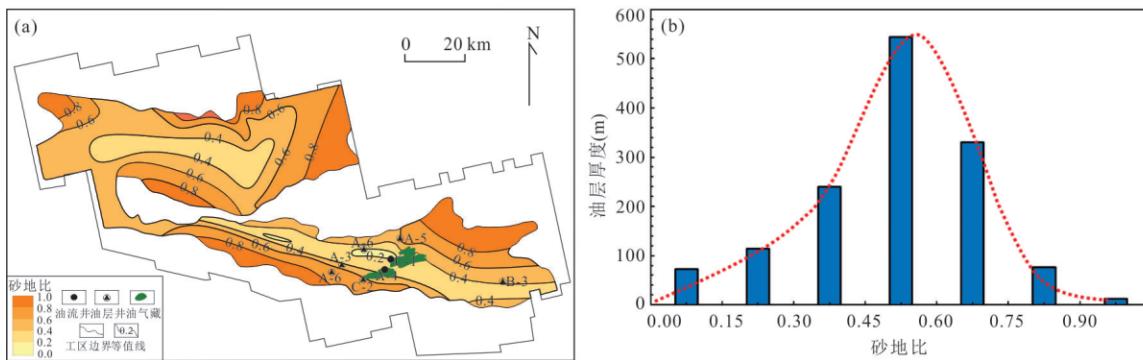


图4 陆丰凹陷储层控藏(a)及砂地比与含油气性的关系(b)

Fig.4 Reservoir control (a) and relationship between sand ground ratio and oil-gas potential (b) in Lufeng Sag

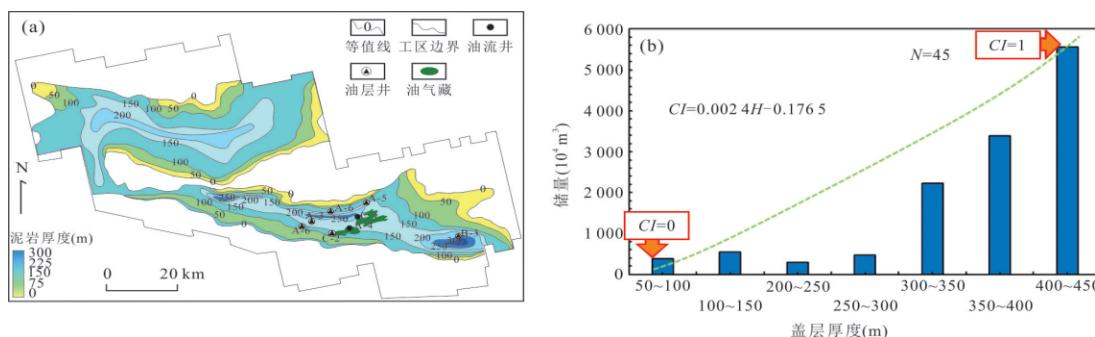


图5 陆丰凹陷盖层控藏(a)及盖层厚度与储量的关系(b)

Fig.5 Cap rock controlling reservoir (a) and relationship between cap rock thickness and petrolierous property (b) in Lufeng Sag

和油气藏储量数据,绘制出盖层厚度平面分布图和盖层厚度与储量的关系图。

研究区目的层发育有多套直接盖层和一套区域盖层,区域盖层发育时段为文三、文四段,直接盖层发育时段为恩平组及文一、文二段内部泥岩。通过统计盖层厚度与含油气性的关系,研究区区域盖层厚度和油气储量呈现正相关关系,区域盖层临界厚度为75 m。将最大油气储量对应的盖层厚度指数定为1,则可以拟合出区域盖层指数(CI)和盖层厚度的关系式,通过区域盖层厚度的平面分布就可以得到盖层的控藏概率。

3.2 三种动力作用

浮力主导下的“低位能区”控制着油气藏形成分布,用M表示。低位能系指目的层内相对埋深较浅的古隆起构造,古隆起是指地质历史过程中形成的正向构造单元(李建华,2012;张青青等,2021)。古隆起主要包含了储集、运移和圈闭这三个方面的地质条件对油气成藏的控制作用,能够反映油气在浮力的作用下运移和聚集的方向与动力,是盆地(或凹陷)内油气主要的富集场所之一,控制了油气运移的动力和分布范围。古隆起总体上是低位区,

因此,油气在浮力的作用下始终沿着最有利的构造路径向隆起高部位运移,庞雄奇等(2012)认为古隆起控制着“2类8种”油气藏的形成与分布。

在富烃凹陷中,古隆起分布范围越大,其控制的油气分布范围和数量也越大。根据古隆起的发育部位,将其划分为坡顶、坡上、坡下和坡脚4个地质单元。在实际的工作过程中,为了便于分析和处理古隆起的控油气作用,必须对古隆起进行归一化处理。主要方法为:将古隆起的顶点定义为原点,可以赋值为0;将古隆起延伸至盆地或凹陷的底界作为古隆起控油气分布的边界,可以赋值为1;那么0~1之间的区域就被认为是受古隆起控制的油气藏的分布范围。可以依据归一化后的数值大小将古隆起划分为4个不同的地质单元:0~0.25的区域可以定义为坡顶,0.25~0.5的区域可以定义为坡上,0.5~0.75的区域可以定义为坡下,0.75~1的区域可以定义为坡脚。通过统计陆丰凹陷与古隆起不同距离的油气藏个数和储量数据,将不同距离归一化,结果显示从古隆起的坡顶到坡脚,油气藏数量和储量呈显著递减趋势(图6)。

压力主导下的“低压能区”控制着油气藏形成

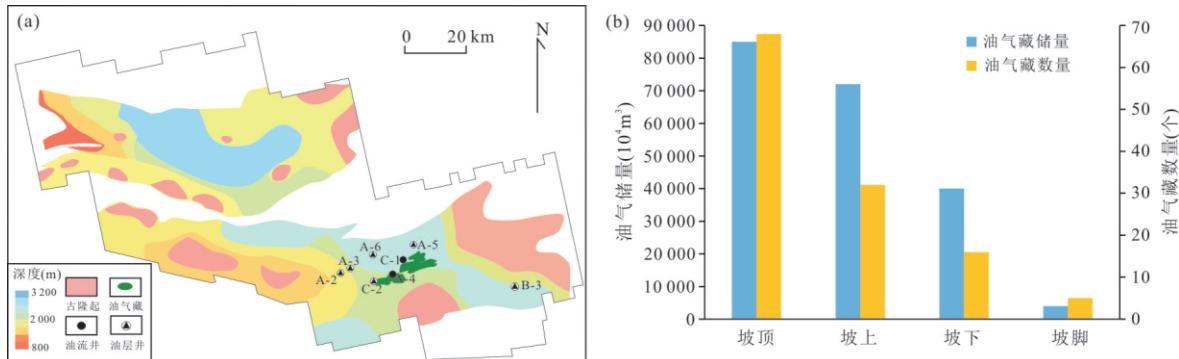


图 6 陆丰凹陷古隆起控藏及其控油气特征

Fig.6 Reservoir control of paleo-uplift in Lufeng Sag and its oil and gas control characteristics

a. T40沉积时期文昌组古构造图;b. 古隆起不同位置与油气储量的关系

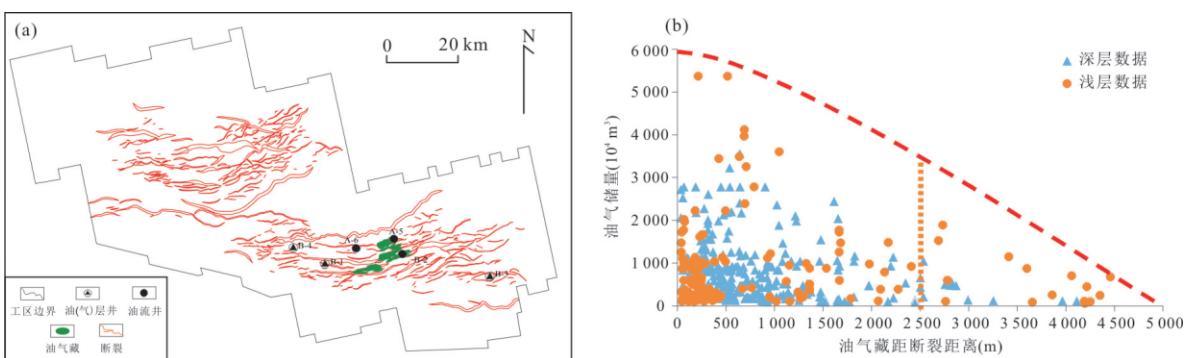


图 7 陆丰凹陷低产能控藏及其控油气特征

Fig.7 Low pressure controllable reservoirs and their hydrocarbon controlling characteristics in Lufeng Sag

a. 陆丰凹陷古近系断裂与油藏平面分布图;b. 油气藏距断裂距离与油气储量的关系

分布,用F表示。低压能区往往分布在泄压断裂带周边,断裂带也被称为断层带,是指由主断层以及其两侧的破碎岩体和若干的次级断层或者破裂面所组成的地带(程燕君等,2020; Zheng *et al.*, 2020)。含油气盆地或凹陷的断裂系统控制着油气藏的形成与分布,基本模式为:距离断裂越近,圈闭含油气性越好,反之亦然;而且不同规模(长度)的断裂控制油气分布的范围不同,断裂规模越大、控油气分布范围越大,反之则越小。研究区两期裂陷过程控制三级断裂的形成与分布,断裂是主要的油气垂向运移通道,油气优先在断裂附近的有效圈闭中聚集成藏。通过统计陆丰凹陷断裂的个数和长度及其与含油气性的关系来确定断裂(低压能)汇聚油气的特征与分布门限。通过统计陆丰凹陷的古近系和珠江、珠海组浅层的油气藏储量数据以及距断裂的距离并制图(图7),结果显示,陆丰凹陷断裂控藏门限为2.5 km,控藏门限内距断裂越近,油气越易富集,成藏概率越高,已发现的油气藏都分布在断裂发育带及其周边。

毛细管力差作用下的“低界面势能区”控制着油气藏形成分布,用L表示。低界面势能区系指目的层内毛细管力相对较小的储集岩体,在含油气盆地中,在毛细管力差的控制下,始终是由毛细管力大的细粒沉积地层向毛细管力小的低界面能区汇集。储层内、外界面势差相当于储层内、外的毛细管力差,毛细管力差越大表明储层内部相对孔隙度和渗透率越大,越有利于油气富集成藏(Hubbert, 1953; Tissot and Welte, 1978; England *et al.*, 1987; Pang *et al.*, 2013)。界面能由砂、泥岩之间的毛细管压差产生,在亲水的储集层介质内,油气在毛细管压差作用下总是趋向于从孔隙较小的介质向孔隙较大的介质迁移,即油气在具有高界面势能的泥岩中生成后,顺着孔喉半径增大方向向低界面势能处运移,最终富集于砂粒分选好、孔隙喉道宽、渗透率高、具有低界面势能的砂体中,形成地层或岩性油气藏(Davis, 1987; Jiang *et al.*, 2010)。

在实际研究中,低势区可以用砂泥岩的相对孔隙度或相对界面势能指数来表征。通过势指数(*PI*)

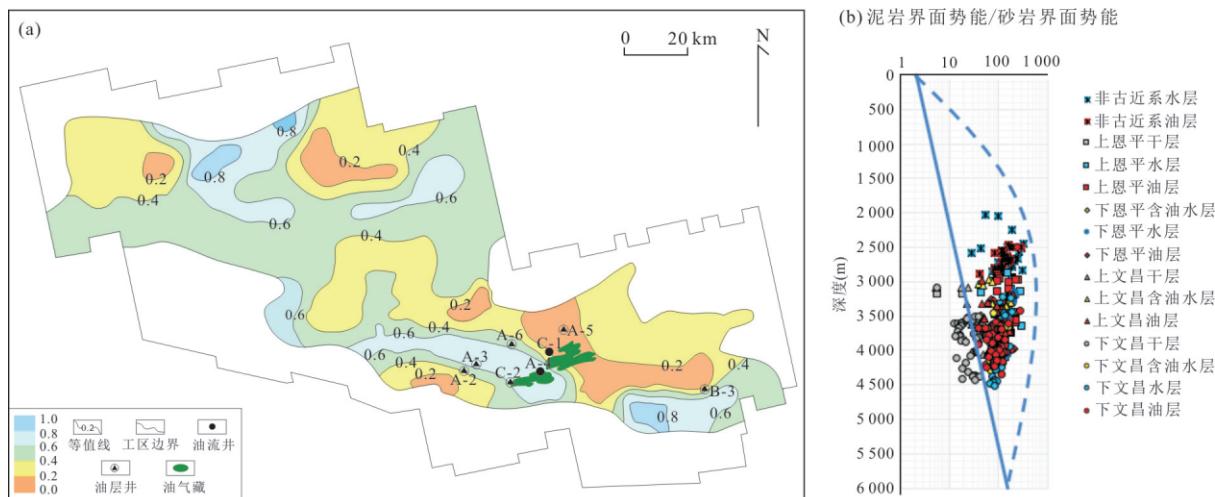


图8 陆丰凹陷低界面能分布及其控油气特征

Fig.8 Low interface energy distribution and oil and gas control characteristics in Lufeng Sag

a. 陆丰凹陷上文昌组势差分布图;b. 陆丰凹陷势差与含油气性的关系

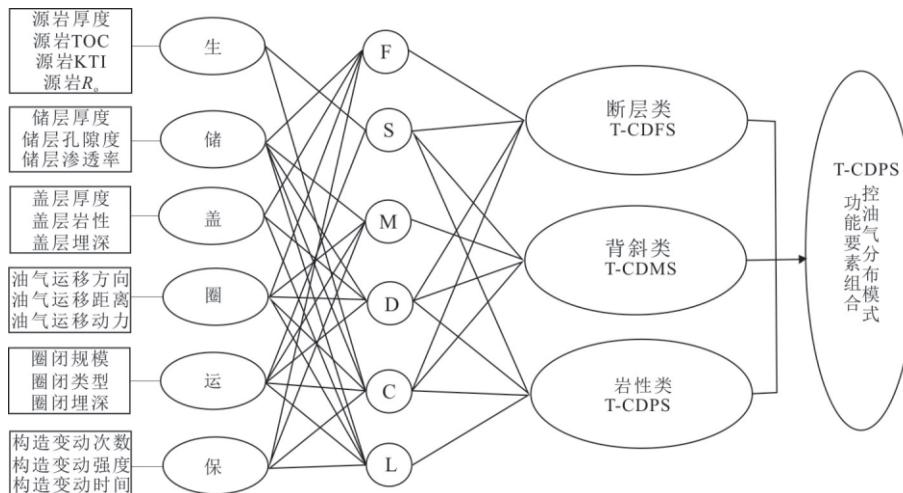


图9 功能要素组合控油气分布概念模型

Fig.9 Conceptual model of oil and gas distribution controlled by combination of functional elements

介于0~1之间表征储层内部界势场高低,而不是基于储层孔隙度大小来评价含油气性。储层含油气性不受绝对孔隙度控制,而是受相对孔隙度控制;相对孔隙度越大或储层之内界面势能越小的目的层,含油气性越好。通过砂岩的压汞资料和泥岩的埋深可求得研究区砂、泥岩的孔喉半径,进而求得砂岩和泥岩的相对界面势能,据此绘制出势差的平面分布图和相对界面势能的控油气关系图。研究区已发现的油气藏全部落入势指数小于0.65的区域内,体现低势控藏的基本特征(图8)。

3.3 四类功能要素的时空组合(T-CDPS)

实际地质条件下,前述4类6个不同的关键要素控制着油气藏的形成分布,它们都不能单独形成

油气藏,但联合作用决定着油气藏的形成与分布。有效源岩层为油气成藏提供物质基础,决定资源潜力;优相储层为油气成藏提供孔隙空间,决定油气富集程度;区域盖层为油气成藏提供保护,决定油气资源能否有效存在;古隆起、断裂带、低界面能区为油气成藏提供动力,决定油气成藏与富集能否发生。这四类要素缺一不可。通过烃源灶、区域盖层、沉积相、古隆起、断裂带和低势区这6个地质因素中的任何一个都能预测油气藏分布的有利成藏领域。这6个地质要素完全可以替代“生、储、盖、圈、运、保”对油气藏形成与分布的控制。为讨论问题方便,将烃源灶、沉积相、区域盖层、古隆起、断裂带和低势区分别用S、D、C、M、F和P来表示。

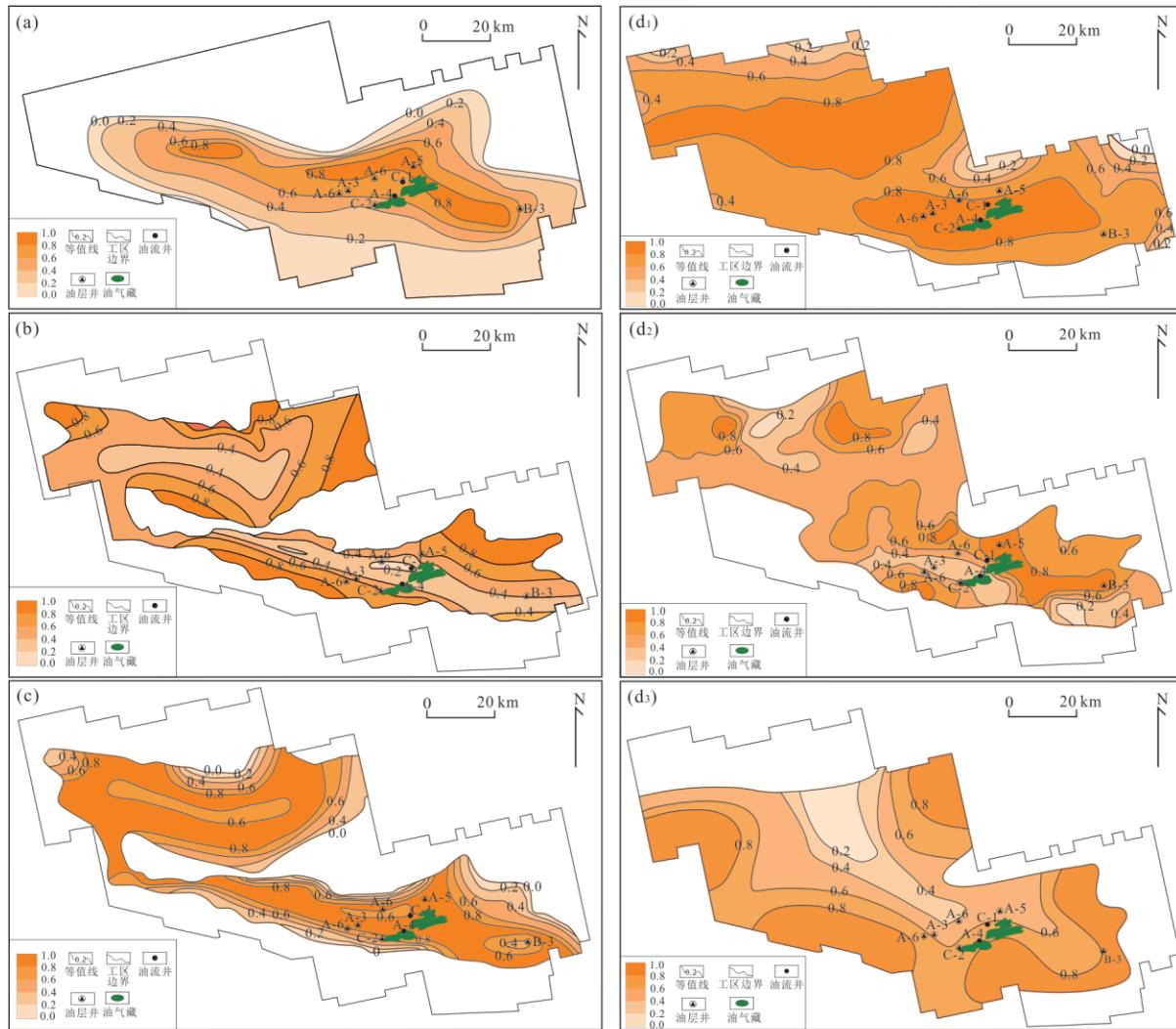


图 10 陆丰凹陷多要素和多动力分别控油气成藏分布预测评价结果

Fig.10 Prediction and evaluation results of reservoir formation and distribution controlled by multi-factor and multi-dynamic in Lufeng Sag

a. 上恩平组源控油气成藏概率平面分布图;b. 上恩平组相控油气成藏概率平面分布图;c. 上恩平组盖控油气成藏概率平面分布图;d₁. 上恩平组断裂带低压能控油气成藏概率平面分布图;d₂. 上恩平组砂岩体毛细管力差低界面能控油气成藏概率平面分布图;d₃. 上恩平组古隆起低位能控概率平面分布图

上述 4 类 6 个功能要素在主要成藏期 (T) 以不同形式组合控制着不同类型油气藏的形成与分布, 可以建立 3 种不同的组合成藏模式(图 9): 生储盖 (S-D-C) 与古隆起 (M) 的组合控制着背斜类油气藏的形成和分布, 其成藏模式可以表征为 T-CDMS; 生储盖 (S-D-C) 与储集体 (L) 的组合控制着岩性地层类油气藏的形成和分布, 其成藏模式可以表征为 T-CDLS; 生储盖 (S-D-C) 与断裂带 (F) 的组合控制着断块类油气藏的形成和分布, 其成藏模式可以表征为 T-CDFS. 在上述 3 种成藏模式中, 每一种模式的 4 个功能要素在纵向上

的有序组合控制着油气富集成藏的层位, 在平面上的叠加与复合控制了油气富集成藏的范围, 在地质历史时期中的同时联合决定了油气藏的形成时间, 它们可以用 T-CDPS 表示, P=M, F, L.

本次研究运用烃源灶 S、储层相 D、盖层 C 和低势区 P 四大类功能要素可分别预测出不同类型油气藏的分布, 其中烃源灶 S 决定了有利的资源领域(图 10a); 储层相 D 决定了有利的成藏区带(图 10b); 有效盖层决定了勘探区(图 10c); 低势区决定了油气藏的类型(图 10d₁~10d₃); C-D-P-S 四类功能要素的联合作用决定了最终的有利目标(图 11).

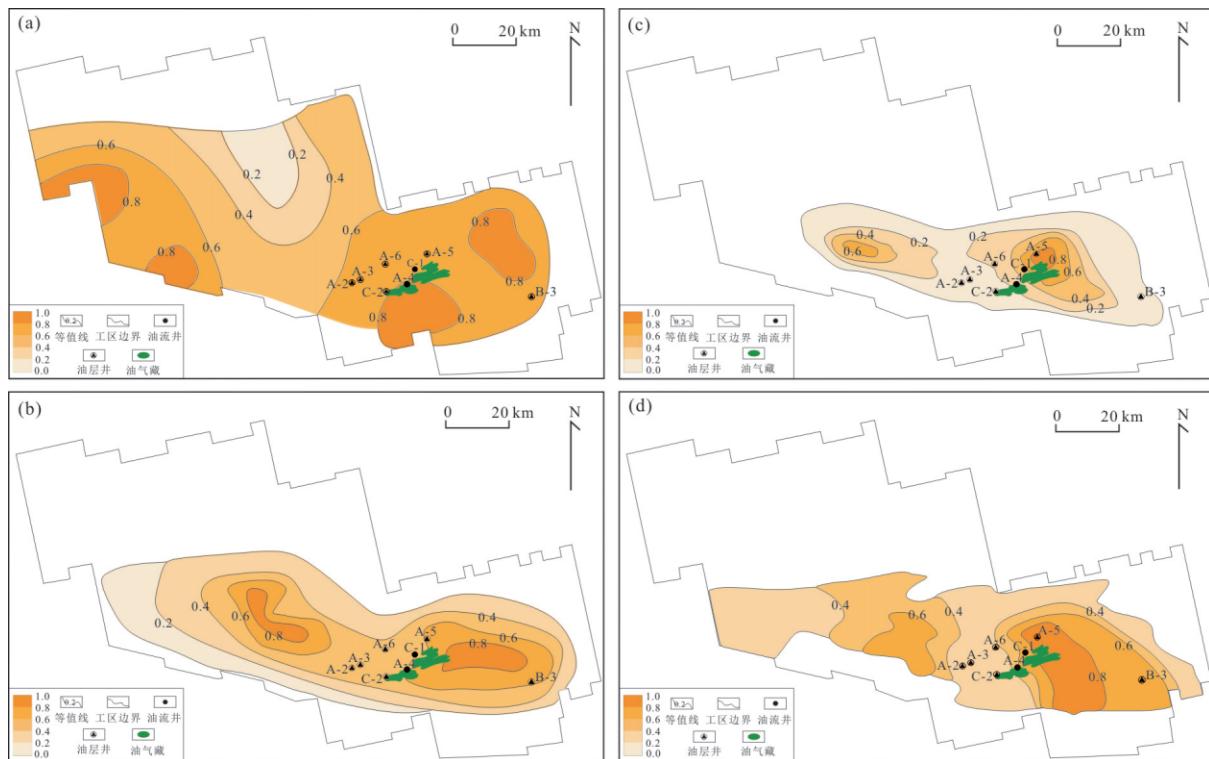


图 11 陆丰凹陷多动力-多要素组合成藏模式(T-CDPS)预测评价油气藏分布结果

Fig.11 Prediction and evaluation of reservoir distribution by multi-dynamic-factor combination reservoir forming model (T-CDPS) in Lufeng Sag

a. 背斜油藏概率平面分布图; b. 断块油藏概率平面分布图; c. 岩性油藏概率平面分布图; d. 综合预测油藏概率平面分布图

4 功能要素时空组合模式的预测结果及其可靠性检验

4.1 成藏期次

油气成藏的最早时间是烃源岩开始大量生排烃的时期,不同的生排烃高峰期对应着不同的主要成藏期次。本次研究应用排烃门限理论,结合陆丰凹陷古近系流体包裹体反演定年资料(图12),认为珠江口盆地在地史过程中发生过三期成藏作用,包括13.3~18.1 Ma、13.3~6.8 Ma、6.8~0 Ma,主要成藏期包含第二、第三成藏期,即12~0 Ma。

4.2 “多动力-多期次-多要素”组合成藏预测结果

应用“T-CDPS”组合成藏模式预测了陆丰凹陷文昌、恩平组的最有利成藏区带。其中,恩平组有利成藏区带7个,包括上恩平组4个、下恩平组3个(图13);7个有利成藏区带均位于三种成藏动力控制下的三种类型油藏的有利成藏复合区,文昌组低势区分布范围较广,有利成藏区分布主要受到断裂带和古隆起分布的影响。文昌组有利区带3个,包括上

文昌组2个、下文昌组1个(图14);3个有利成藏区带均位于三种成藏动力控制下的三种类型油藏的有利成藏复合区,文昌组低势区和断裂带分布较大,有利成藏区分布主要受到古隆起分布的影响。由于研究区古近系油气成藏受多种动力控制,油气藏的成因和分布特征十分复杂,往往受多因素联合控制形成,给主控因素分析和有利区分布预测带来了极大的挑战。通过“多动力-多期次-多要素”组合成藏模式,结合研究区勘探实践,认为浅层隆起带发育低位能形成常规油气藏,断裂带周边分布低压能形成断块油气藏,深层局限动力场发育低界面能形成广泛、连续的致密油气藏。

4.3 预测结果的可靠性检验

可靠性检验方法原理:实际操作中详细统计了古近系目的层已发现油气探井和失利井的数据,之后统计了有利区内分布的成功井和失利井的个数,最后计算成功井和失利井的占比。如果有利成藏区内成功井比例越高、失利井比例越少,表明可靠性越强,有利区预测结果可信度越高。

可靠性检验结果分析:分别统计了古近系成功井和失利井位于最有利区和有利区的探井数量,并

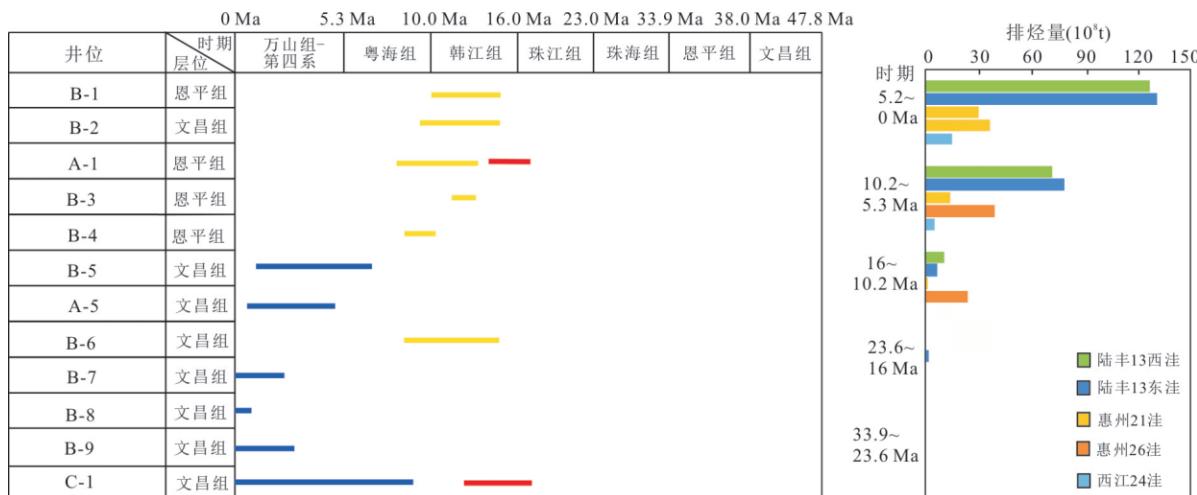


图 12 研究区流体定年图和排烃量

Fig.12 Fluid dating map and hydrocarbon expulsion in the study area

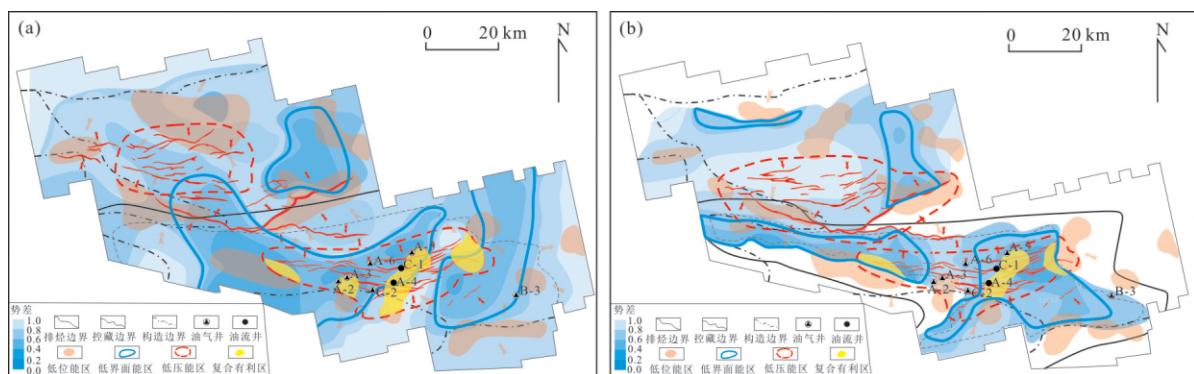


图 13 上恩平组(a)和下恩平组(b)“多动力-多期次-多要素”组合成藏预测结果

Fig.13 Reservoir forming prediction results of “multi-dynamic-factor” combination of upper Enping Formation (a) and lower Enping Formation (b)

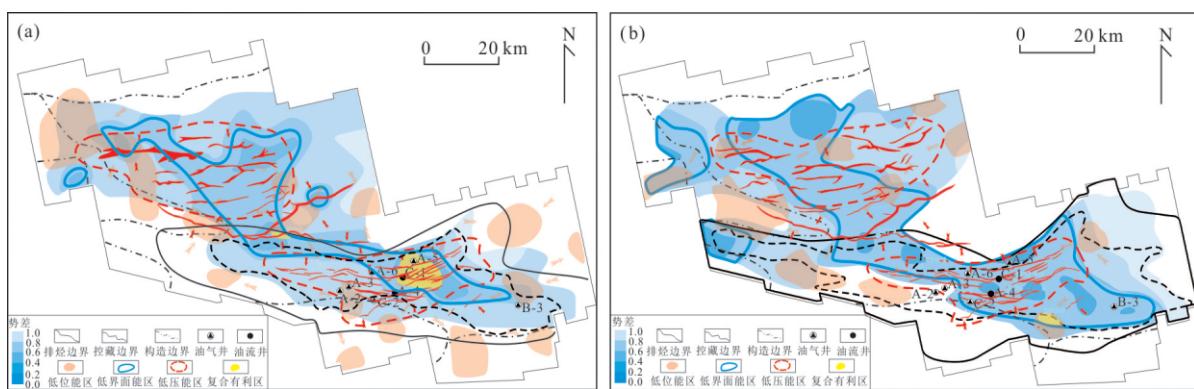


图 14 上文昌组(a)和下文昌组(b)“多动力-多期次-多要素”组合成藏预测结果

Fig.14 Reservoir forming prediction results of “multi-dynamic-factor” combination of upper Wenchang Formation (a) and lower Wenchang Formation (b)

计算了对应的占比(表1,图15).统计结果显示,落于最有利成藏区(成藏概率大于0.75)内成功井有75%、失利井有10%;落于有利成藏区(成藏概率

0.5~0.75)内成功井有17%、失利井有15%;落于较有利成藏区(成藏概率0.25~0.5)内成功井有5%、失利井有32%;落于成藏区(成藏概率0~0.25)内成

表1 部分探井功能要素成藏概率

Table 1 Reservoir forming probability of functional elements of some exploration wells

井号	层位	各要素成藏概率			
		C (区域盖层)	D (沉积相)	L、M、F (低势区)	S (烃源灶)
D-1	上文昌	0.8	0.3	0.1	0.95
D-2	上文昌	0.9	0.5	0.35	0.7
D-3	上文昌	0.1	/	/	0.65
D-4	上文昌	0.1	/	/	0.6
D-5	上文昌	0.1	/	0.1	0.7
D-6	上文昌	0.75	0.4	0.3	0.85
D-7	上文昌	0.27	0.8	0.2	0.4
D-8	上文昌	0.3	0.85	0.2	0.65
D-9	下文昌	0.3	0.4	0.1	0.85
A-6	下文昌	0.4	0.3	0.3	0.8
E-1	下文昌	0.4	0.3	0.45	0.7
E-2	下文昌	0.65	0.3	/	/
E-3	下文昌	0.4	0.2	0.3	0.85
E-4	下文昌	0.2	0.5	/	0.7
E-5	下文昌	/	/	/	0.7
E-6	下文昌	0.6	0.3	0.55	0.95
E-7	下文昌	0.2	0.5	0.2	0.7
E-8	下文昌	0.4	0.3	0.45	0.8
E-9	下文昌	0.4	0.4	0.3	0.8
F-1	下文昌	0.7	0.3	0.55	0.95
F-2	下文昌	0.5	0.2	0.45	0.82
F-3	下文昌	0.4	0.3	0.55	0.85
F-4	下文昌	0.2	0.6	0.1	0.7
A-2	下文昌	0.3	0.5	0.1	0.85
F-5	下文昌	0.3	0.5	0.45	0.85
F-6	下文昌	0.2	0.5	0.35	0.6
F-7	下文昌	0.2	0.5	0.2	0.65
A-5	下文昌	0.4	0.4	0.4	0.7
A-4-1	下文昌	0.3	0.37	0.3	0.9
A-4-2	下文昌	0.3	0.37	0.3	0.9
F-8	下文昌	0.6	0.3	0.6	0.9

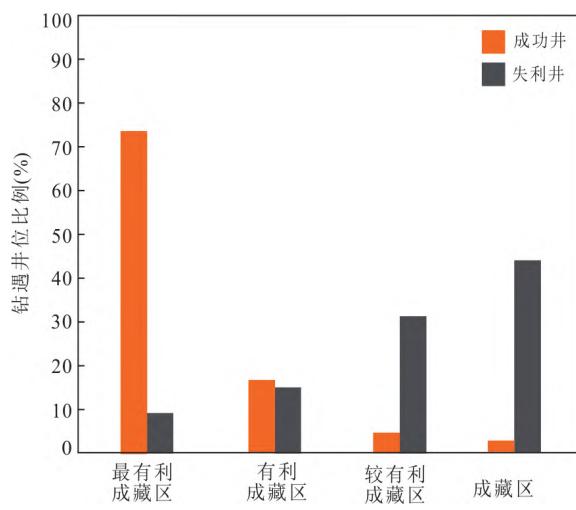


图15 有利区成功失利井检验

Fig.15 Inspection of successful and failed wells in favorable areas

功井有3%、失利井有43%。结果表明通过该方法预测的有利区是可信的。

5 结论

(1) 陆丰凹陷油气成藏受多动力、多要素、多期次控制。除受源-储-盖(S-D-C)三要素控制外,还受浮力、流体压力、毛细管力差等多动力控制;陆丰凹陷在地史过程中发生过三期成藏作用,包括13.3~18.1 Ma、13.3~6.8 Ma、6.8~0 Ma,主要出现在12~0 Ma。

(2) 源-储-盖(S-D-C)与油气成藏动力(P)这四类功能要素的时空组合决定着油气成藏形成分布:在纵向上的有序组合(C/D/P/S)决定了成藏的目的时段;在地史期的有效联合(C∩D∩P∩S)决定了成藏的时间(T);在平面上的叠合复合(C/D/P/S)决定了成藏的有利区带。

(3) 源-储-盖(S-D-C)在不同动力作用下形成不同类别的油气藏。在浮力主导下主要在隆起M形成背斜类油气藏,成藏模式为T-CDMS;在流体压力主导下主要在断裂带F泄压途径上形成断块类油气藏,成藏模式为T-CDFS;在毛细管力差主导下主要在透镜状储层L形成岩性地层类油气藏,成藏模式为T-CDLS。

(4) 应用多动力-多期次-多要素组合成藏模式“T-CDPS”预测出珠一坳陷古近系文昌组和恩平组有利成藏区带53个,包括浮力主导成藏的目标32个、低压能主导成藏的目标8个、低界面能主导成藏的目标13个以及多动力复合成藏的目标10个。基于已有钻探结果检验预测目标的可靠性超过87%。

References

- Beglinger, S. E., Doust, H., Cloetingh, S., 2012. Relating Petroleum System and Play Development to Basin Evolution: West African South Atlantic Basins. *Marine and Petroleum Geology*, 30(1): 1–25. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.008>
- Cheng, Y.J., Wu, Z.P., Zhang, J., et al., 2020. Early Cenozoic Evolution of Fault System in Xijiang Sag and Its Implication to Clockwise Rotation of Extension Stress in Northern Margin of South China Sea. *Earth Science*, 45(6): 2199–2209 (in Chinese with English abstract).
- Dai, J.X., Song, Y., Zhang, H.F., 1996. The Main Controlling Factors for the Formation of Large and Medium-Sized Gas Fields in China. *Scientia Sinica Terra*, 26

- (6): 481—487 (in Chinese).
- Dai, Y.D., Niu, Z.C., Wang, X.D., et al., 2019. Difference of Oil and Gas Enrichment Law between Paleogene and Neogene in Lufeng Sag of Pearl River Mouth Basin and Its Main Controlling Factors. *Journal of Petroleum*, 40 (Supplement 1): 41—52.
- Davis, R. W., 1987. Analysis of Hydrodynamic Factors in Petroleum Migration and Entrapment. *AAPG Bulletin*, 71(6): 643—649. <https://doi.org/10.1306/94887884-1704-11d7-8645000102c1865d>
- Downey, M. W., 1984. Evaluating Seals for Hydrocarbon Accumulations. *AAPG Bulletin*, 68(11): 1752—1763. <https://doi.org/10.1306/ad461994-16f7-11d7-8645000102c1865d>
- England, W. A., MacKenzie, A. S., Mann, D. M., et al., 1987. The Movement and Entrapment of Petroleum Fluids in the Subsurface. *Journal of the Geological Society*, 144 (2): 327—347. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.144.2.0327>
- Evamy, B. D., Haremboure, J., Kamerling, P., et al., 1978. Hydrocarbon Habitat of Tertiary Niger Delta. *AAPG Bulletin*, 62(1): 1—39. <https://doi.org/10.1306/c1ea47ed-16c9-11d7-8645000102c1865d>
- Grunau, H. R., 1987. A Worldwide Look at the Cap-Rock Problem. *Journal of Petroleum Geology*, 10(3): 245—265. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1987.tb00945.x>
- He, M., Graham, S., Scheirer, A. H., et al., 2014. A Basin Modeling and Organic Geochemistry Study in the Vallecitos Syncline, San Joaquin Basin, California. *Marine and Petroleum Geology*, 49: 15—34. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.09.001>
- Hu, C. Y., 2005. Research on the Appliance Extent of “Source Control Theory” by Semi-Quantitative Statistics Characteristics of Oil and Gas Migration Distance. *Natural Gas Industry*, 25(10): 1—3 (in Chinese with English abstract).
- Hu, J.Y., Xu, S.B., Tong, X.G., 1986. Formation and Distribution of Complex Petroleum Accumulation Zones in Bohaiwan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 13(1): 1—8 (in Chinese with English abstract).
- Hubbert, M. K., 1953. Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions. *AAPG Bulletin*, 37(8): 1954—2026. <https://doi.org/10.1306/5ceadd61-16bb-11d7-8645000102c1865d>
- Jiang, Z. X., Yang, H. J., Li, Z., et al., 2010. Differences of Hydrocarbon Enrichment between the Upper and the Lower Structural Layers in the Tazhong Paleoulift. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 84 (5): 1116—1127. <https://doi.org/10.1111/j.1755-6724.2010.00284.x>
- Klemme, H.D., Ulmishek, G.F., 1991. Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. *AAPG Bulletin*, 75(12): 1809—1851. <https://doi.org/10.1306/0c9b2a47-1710-11d7-8645000102c1865d>
- Li, J.H., 2012. Oil and Gas Distribution Model Controlled by Functional Element Combination and Its Application in Damintun Sag (Dissertation). China University of Petroleum, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Magoon, L. B., Dow, W. G., 1994. The Petroleum System: From Source to Trap. *AAPG Memoir* 60. AAPG, Tulsa.
- Meng, Q. Y., Pang, X. Q., Gao, J. B., 2008. The Multi-Factor Recombination and Processes Superimposition Model for Hydrocarbon Accumulation: Application to the Silurian in the Tarim Basin. *Petroleum Science*, 5(1): 13—19. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0002-8>
- Mi, L.J., Zhang, X.T., Chen, W.T., et al., 2018. Hydrocarbon Enrichment Law of Paleogene Zhu1 Depression and Its next Exploration Strategy in Pearl River Mouth Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 30(6): 1—13 (in Chinese with English abstract).
- Pang, H., Chen, J. Q., Pang, X. Q., et al., 2013. Key Factors Controlling Hydrocarbon Accumulations in Ordovician Carbonate Reservoirs in the Tazhong Area, Tarim Basin, Western China. *Marine and Petroleum Geology*, 43: 88—101. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.03.002>
- Pang, X. Q., 1995. Theory and Application of Hydrocarbon Expulsion Threshold Oil and Gas Control. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Pang, X. Q., Jia, C. Z., Chen, J. Q., et al., 2021a. A Unified Model for the Formation and Distribution of Both Conventional and Unconventional Hydrocarbon Reservoirs. *Geoscience Frontiers*, 12(2): 695—711. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2020.06.009>
- Pang, X. Q., Jia, C. Z., Wang, W. Y., et al., 2021b. Buoyance-Driven Hydrocarbon Accumulation Depth and Its Implication for Unconventional Resource Prediction. *Geoscience Frontiers*, 12(4): 101133. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2020.11.019>
- Pang, X. Q., Shao, X. H., Li, M. W., et al., 2021c. Correlation and Difference between Conventional and Unconventional Reservoirs and Their Unified Genetic Classification. *Gondwana Research*, 97: 73—100. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2021.04.011>

- Pang, X.Q., Jin, Z.J., Jiang, Z.X., et al., 2002. Evaluation of Hydrocarbon Resources of Superimposed Basin and Its Significance. *Petroleum Exploration and Development*, 29(1): 9—13 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X.Q., Luo, X.R., Jiang, Z.X., et al., 2007. Advancements and Problems on Hydrocarbon Accumulation Research of Complicated Superimposed Basins in Western China. *Advances in Earth Science*, 22(9): 879—887 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X.Q., Zhou, X.Y., Jiang, Z.X., et al., 2012. Hydrocarbon Reservoirs Formation, Evolution, Prediction and Evaluation in the Superimposed Basins. *Acta Geologica Sinica*, 86(1): 1—103 (in Chinese with English abstract).
- Pedersen, T.F., Calvert, S.E., 1990. Anoxia vs. Productivity: What Controls the Formation of Organic-Carbon-Rich Sediments and Sedimentary Rocks? *AAPG Bulletin*, 74(4): 454—466. <https://doi.org/10.1306/0c9b232b-1710-11d7-8645000102c1865d>
- Perrodon, A., 1992. Petroleum Systems: Models and Applications. *Journal of Petroleum Geology*, 15(2): 319—325. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1992.tb00875.x>
- Reading, H.G., 1978. Sedimentary Environments and Facies. *Palaios*, 1(5): 517—518. <https://doi.org/10.1017/S0016756800044113>
- Sun, Q. L., Wu, S. G., Lü, F. L., et al., 2010. Polygonal Faults and Their Implications for Hydrocarbon Reservoirs in the Southern Qiongdongnan Basin, South China Sea. *Journal of Asian Earth Sciences*, 39(5): 470—479. <https://doi.org/10.1016/j.jseas.2010.04.002>
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1978. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag, Berlin.
- Wang, H. J., Pang, X. Q., Wang, Z. M., et al., 2010. Multiple-Element Matching Reservoir Formation and Quantitative Prediction of Favorable Areas in Superimposed Basins. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 84(5): 1035—1054. <https://doi.org/10.1111/j.1755-6724.2010.00280.x>
- Zhang, Q.Q., Liu, K.Y., Heng, L.Q., et al., 2021. Characteristics and Genetic Distribution Model of Top Calcarenous Cementation Layers within Zhujiang Formation in Panyu Oilfield, Pearl River Mouth Basin. *Earth Science*, 46(5): 1783—1796 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Huang, H. P., 2005. Geochemistry of Palaeozoic Marine Petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. Oil Family Classification. *Organic Geochemistry*, 36(8): 1204—1214. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2005.01.013>
- Zhang, S. C., Zhang, B. M., Li, B. L., et al., 2011. History of Hydrocarbon Accumulations Spanning Important Tectonic Phases in Marine Sedimentary Basins of China: Taking the Tarim Basin as an Example. *Petroleum Exploration and Development*, 38(1): 1—15. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(11\)60010-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60010-4)
- Zhou, X. X., 1997. Essentials about Hydrocarbon Distribution Controlled by Source and Sela. *Petroleum Exploration and Development*, 24(6): 4—7 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, X. M., 2008. *Sedimentary Petrology*. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- ### 附中文参考文献
- 程燕君, 吴智平, 张杰, 等, 2020. 西江凹陷早新生代断裂演化及其对南海北缘应力场顺时针旋转的响应. 地球科学, 45(6): 2199—2209.
- 戴金星, 宋岩, 张厚福, 1996. 中国大中型气田形成的主要控制因素. 中国科学: 地球科学, 26(6): 481—487.
- 胡朝元, 2005. “源控论”适用范围量化分析. 天然气工业, 25(10): 1—3.
- 胡见义, 徐树宝, 童晓光, 1986. 渤海湾盆地复式油气聚集区(带)的形成和分布. 石油勘探与开发, 13(1): 1—8.
- 李建华, 2012. 功能要素组合控油气分布模式及其在大民屯凹陷的应用(博士学位论文). 北京: 中国石油大学.
- 米立军, 张向涛, 陈维涛, 等, 2018. 珠江口盆地珠一坳陷古近系油气富集规律及下一步勘探策略. 中国海上油气, 30(6): 1—13.
- 庞雄奇, 1995. 排烃门限控油气理论与应用. 北京: 石油工业出版社.
- 庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等, 2002. 叠合盆地油气资源评价问题及其研究意义. 石油勘探与开发, 29(1): 9—13.
- 庞雄奇, 罗晓容, 姜振学, 等, 2007. 中国西部复杂叠合盆地油气成藏研究进展与问题. 地球科学进展, 22(9): 879—887.
- 庞雄奇, 周新源, 姜振学, 等, 2012. 叠合盆地油气藏形成、演化与预测评价. 地质学报, 86(1): 1—103.
- 张青青, 刘可禹, 衡立群, 等, 2021. 珠江口盆地番禺A油田珠江组“顶钙”发育特征、成因与分布模式. 地球科学, 46(5): 1783—1796.
- 周兴熙, 1997. 源—盖共控论述要. 石油勘探与开发, 24(6): 4—7.
- 朱筱敏, 2008. *沉积岩石学*. 北京: 石油工业出版社.