

文章编号: 0253-2697(2023)09-1472-15 DOI:10.7623/syxb202309006



渤海湾盆地南堡凹陷全油气系统 3类油气资源联合评价

姜福杰^{1,2} 郭婧^{1,2} 庞雄奇^{1,2} 陈迪^{1,2} 王建伟³ 汪英勋⁴ 李亚茜⁵
陈雪⁶ 郭婷玮^{1,2} 房舟^{1,2} 王晓昊^{1,2} 齐振国^{1,2} 文嘉豪^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院 北京 102249; 2. 油气资源与工程全国重点实验室,中国石油大学(北京) 北京 102249;
3. 中国石油冀东油田公司勘探开发研究院 河北唐山 063004; 4. 振华石油控股有限公司 北京 100031;
5. 自然资源部咨询研究中心 北京 100035; 6. 北京理工大学 北京 100081)

摘要:在近几年的勘探实践中,渤海湾盆地南堡凹陷的非常规油气资源展现出一定的勘探前景,但常规与非常规油气的资源评价彼此分离,评价结果没有制约关系,不能反映实际情况。应用全油气系统成藏理论模式实现了南堡凹陷常规与非常规油气资源的联合定量评价,有望指导未来油气勘探。研究结果显示:南堡凹陷以浮力成藏下限为界,位于自由油气动力场内的常规油气原始烃量为 18.07×10^8 t,位于局限油气动力场内的致密油气原始烃量为 38.72×10^8 t,而位于油气成藏底限之下束缚油气动力场内的页岩油气原始烃量为 107.46×10^8 t。3类资源的联合评价结果显示:南堡凹陷的页岩油气资源量为 7577.37×10^4 t,高于致密油气和常规油气的资源量;常规油气资源量为 7074.37×10^4 t,在凹陷中居第二位;致密油气资源量最小,为 4985.89×10^4 t。3类资源的联合评价结果指导了南堡凹陷页岩油的发现,发现了沙河街组三段IV—V油组的致密油藏,为中—浅层常规油气的目标优选提供了技术支撑。

关键词:全油气系统;油气资源评价;资源量;南堡凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.3 文献标识码: A

Joint evaluation of three types of oil-gas resources in whole petroleum system of Nanpu sag, Bohai Bay Basin

Jiang Fujie^{1,2} Guo Jing^{1,2} Pang Xiongqi^{1,2} Chen Di^{1,2} Wang Jianwei³ Wang Yingxun⁴
Li Yaxi⁵ Chen Xue⁶ Guo Tingwei^{1,2} Fang Zhou^{1,2} Wang Xiaohao^{1,2}
Qi Zhenguo^{1,2} Wen Jiahao^{1,2}

(1. College of Geoscience, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Jidong Oilfield Company, Hebei Tangshan 063004, China; 4. China Zhenhua Oil Co., Ltd., Beijing 100031, China; 5. Consulting and Research Center, Ministry of Natural Resources of the People's Republic of China, Beijing 100035, China; 6. Beijing Institute of Technology, Beijing 100081, China)

Abstract: In the exploration practice during recent years, the unconventional oil-gas resources of Nanpu sag in Bohai Bay Basin have demonstrated some exploration prospects. However, the evaluations on conventional and unconventional oil-gas resources are mutually separated and the evaluation results are not restrictive, which cannot reflect the actual condition. The joint quantitative evaluation of conventional and unconventional oil-gas resources is realized using the theoretical pattern of reservoir accumulation in whole petroleum system, which is expected to guide the future oil-gas exploration. The results show that Nanpu sag is bounded by lower limit of buoyance-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD), where the original hydrocarbon quantity of conventional oil-gas in a free hydrocarbon dynamic field (F-HDF) is 18.07×10^8 t, that of tight oil-gas in a confined hydrocarbon dynamic field (C-HDF) is 38.72×10^8 t, and that of shale oil-gas in a bound hydrocarbon dynamic field (B-HDF) under the bottom limit of oil-gas accumulation is 107.46×10^8 t. The joint evaluation results of three types of oil-gas resources show that the amount of shale oil-gas resources in Nanpu sag is 7577.37×10^4 t, higher than that of tight and conventional oil-gas resources; the amount of conventional oil-gas resources is 7074.37×10^4 t, ranking second in Nanpu sag; the amount of tight oil-gas resources is the lowest, namely 4985.89×10^4 t. The joint evaluation results of these resources provide a guide for the discovery of shale oil in Nanpu sag, based on which tight reservoirs are discovered in IV and V oil formations of the Member 3 of Shahejie Formation, thus providing technical support for the target optimization of conventional oil-gas in middle-shallow sequences.

Key words: whole petroleum system, oil-gas resource evaluation; resource amount; Nanpu sag; Bohai Bay Basin

基金项目:中国石油科学研究与技术开发项目“油气地质基础新理论新技术研究”项目01课题“全油气系统理论与非常规油气成藏机理”(2021DJ0101)资助。

第一作者及通信作者:姜福杰,男,1979年12月生,2008年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师,主要从事油气成藏机理与分布规律研究。Email:jiangfj@cup.edu.cn

引用:姜福杰,郭婧,庞雄奇,陈迪,王建伟,汪英勋,李亚茜,陈雪,郭婷玮,房舟,王晓昊,齐振国,文嘉豪.渤海湾盆地南堡凹陷全油气系统3类油气资源联合评价[J].石油学报,2023,44(9):1472-1486.

Cite:JIANG Fujie, GUO Jing, PANG Xiongqi, CHEN Di, WANG Jianwei, WANG Yingxun, LI Yaxi, CHEN Xue, GUO Tingwei, FANG Zhou, WANG Xiaohao, QI Zhenguo, WEN Jiahao. Joint evaluation of three types of oil-gas resources in whole petroleum system of Nanpu sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(9): 1472-1486.

背斜成藏^[1-2]的提出使得油气勘探有了理论指导,自此以后油气成藏理论得到不断完善和发展。与背斜控藏一样,浮力成藏^[2]、圈闭成藏^[3]、源控油气分布^[4]等理论都是在某一特定时期针对某一种特定类型的油气资源勘探提出的,并在勘探实践中发展成为指导油气勘探的新理论。随着油气勘探不断深入,人们越来越认识到油气的生成和运聚成藏及其分布规律是各种地质条件相互关联作用的结果,为此 Magoo 等^[5]提出了油气系统(petroleum system)的概念并用以阐述了常规油气的形成和分布规律。然而,油气系统理论在用于复杂地质条件下的油气勘探和油气资源评价时也遇到了一系列难题,不同学者通过修正和完善油气系统理论提出了一些新的概念模型和成藏模式,包括总油气系统^[6]、复合油气系统^[7]、复合总油气系统^[8]、油气成藏体系^[9]等,这些模型和模式在实际应用中大大推动了油气勘探的进程并拓展了油气勘探领域。进入21世纪,油气勘探进入了以非常规油气勘探为主的时代。油气系统概念尽管在应用中得到了完善和发展,但仍然不能有效地指导非常规油气勘探,更不能阐述常规与非常规油气联合共生的特征和规律^[10]。在这种情况下,常规与非常规油气资源的评价彼此分离,评价结果没有制约关系,不能反映实际情况。为此,贾承造等^[11]、邹才能等^[12]提出了全油气系统概念并建立了常规和非常规油气藏联合有序分布的基本模式和特殊模式^[11-12],庞雄奇等^[13]提出了全油气系统定量评价方法和技术,为复杂地质条件下各类油气资源评价提供了全新的理论和方法指导。笔者应用全油气系统理论实现了常规与非常规油气资源的联合定量评价。

在渤海湾盆地南堡凹陷,随着滩海深层钻井的增加,以及在构造、储层、成藏等方面研究的不断深入,油气勘探工作取得了新的发现,中—深层的构造—岩性油气藏取得了新的突破。南堡凹陷深层潜山的完钻井达20口,证实其存在致密砂岩油气、页岩油气等非常规油气资源,但目前相关研究仍处于起步阶段,非常规油气藏的勘探程度相对较低,资源比例不明确,沙河街组三段(沙三段)、沙河街组一段(沙一段)、东营组三段(东三段)烃源岩对常规与非常规油气的资源贡献量不清楚,对于非常规油气分布相关的控制作用方面的研究相对较薄弱。基于以上科学问题,笔者从全油气系统的角度出发,系统分析了常规油气和致密油气的成藏边界以及页岩油气富集成藏范围,建立了南堡凹

陷全油气系统成藏的地质模式,开展了常规油气、致密油气和页岩油气3类油气资源的系统评价。该成藏地质模式的建立可为南堡凹陷未来油气勘探方向的选择提供理论指导,同时3类油气资源的评价结果也可为含油气盆地油气资源评价提供新的研究思路和方法。

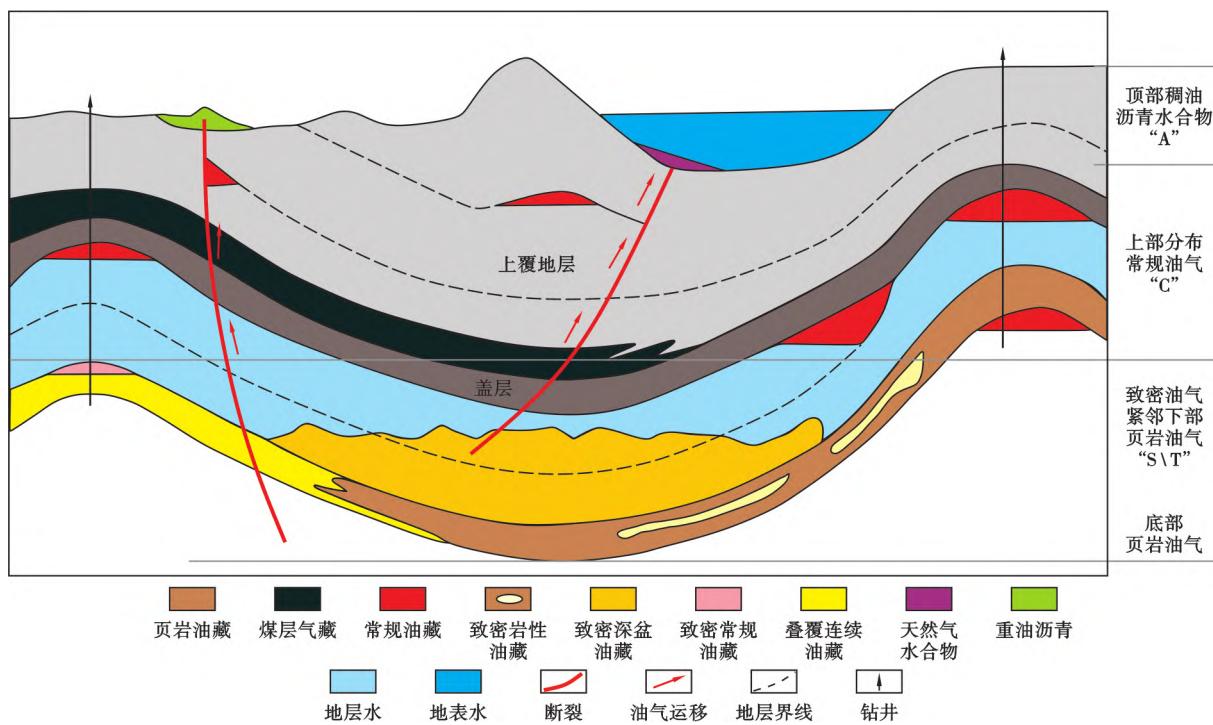
1 全油气系统理论联合评价常规与非常规油气资源的方法原理

1.1 全油气系统成藏理论模式

全油气系统被定义为一个自然系统,包括所有烃源岩层系中的固体和液态有机质、常规和非常规储层和资源,涉及油气、储层和资源在形成、演化和分布方面的地质要素和过程。全油气系统不局限于“从烃源岩到圈闭”的角度,而是从“源—储耦合、有序聚集”的角度出发,包含了常规油气和非常规油气的成藏理论^[13-14]。早期生成的油气因不能满足岩石自身的饱和条件而赋存在烃源岩内部,形成源内滞留油气;随着烃源岩生烃量的增加,烃类发生运移进入到相对高孔高渗的储层中聚集,形成常规油气;当埋深继续增加,地层的孔隙度降低,此时烃源岩还在生成油气,而这部分生成的油气一部分会继续残留在源岩层内,另外一部分继续运移出来,但此时储集层已变得相对致密,油气进入致密储层中形成致密油气资源,残留在源岩层内的就成为页岩油气资源^[13,15]。因此,一个理想的全油气系统成藏模式^[16-18]既包括油气长距离运移形成常规类油气资源,也包括短距离运移形成致密类油气资源^[19],还包括微距离运移形成页岩类油气资源^[20-21]。基于总结常规与非常规油气藏之间的差异性和关联性而建立的全油气系统控制常规和非常规油气藏有序分布的基本模式(图1)表现为:页岩类油气资源(S)形成分布于系统下部的源岩层内,向上形成与其紧密接触或交互叠置的致密类油气资源(T),再向上形成与源岩分离开来的常规油气资源(C),在地表附近还可能形成的稠油沥青和天然气水合物等异常特征的油气资源(A),可用S\T-C-A表示。

1.2 全油气系统动力场控油气分布模式

全油气系统可以划分出不同的动力场^[22]。受浮力成藏下限(BHAD)^[23]、油气成藏底限(HADL)^[24]、源岩供烃底限(ASDL)^[25]动力学边界控制,不同动力场内油气地质条件差异大,油气成藏的动力机制不同,形成的油气藏地质特征和分布特征不同^[26](图2)。全



注:S—页岩油气藏;T—致密油气藏;C—常规油气藏;A—变异改造型油气藏。

图 1 全油气系统内常规和非常规油气藏有序分布的基本模式(据文献[13]修改)

Fig.1 Basic distribution pattern of orderly conventional and unconventional reservoirs in whole petroleum system

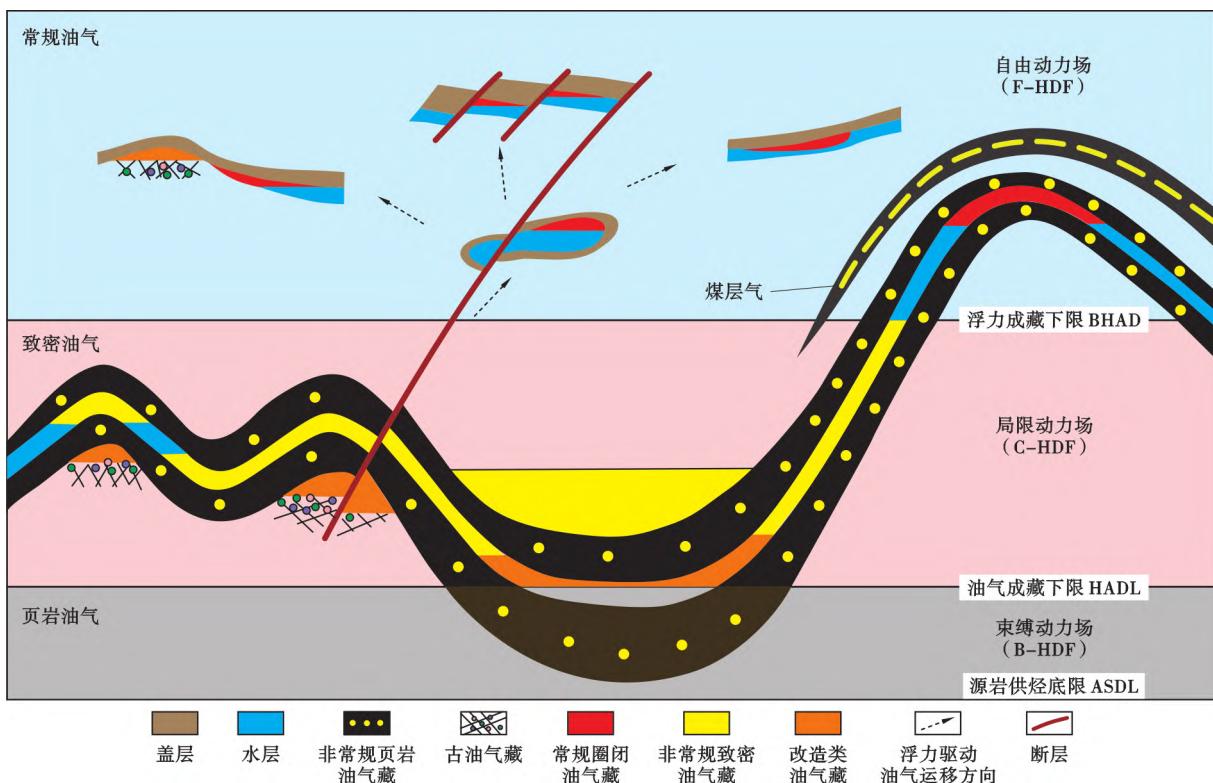


图 2 全油气系统内油气动力边界和动力场联合控油气的成藏机制与油气资源分布模式(据文献[26]修改)

Fig.2 Accumulation mechanism and distribution pattern of oil-gas resources controlled by dynamic boundaries and dynamic fields in whole petroleum system

油气系统中的动力场并不是一成不变的,会随着地层埋藏深度增大和构造演化发生转换。自由油气动力场经过压实成岩后随着孔隙度和渗透率降低会转变为局限油气动力场,再继续经过压实成岩可转变为束缚油气动力场;致密的束缚油气动力场经过构造改造和流体作用可以产生大量裂缝、溶洞、缝隙等,这使得其可转变为低孔低渗的局限油气动力场或高孔高渗的自由油气动力场,此后,油气的运聚又重新受浮力和圈闭构造控制。通常情况下,在中—浅层高孔高渗的自由动力场中主要形成常规油气藏^[27],在中—深层低孔低渗的局限油气动力场中主要形成致密油气藏^[28-29],在源岩层内超低孔、渗条件的束缚动力场中主要形成页岩类油气资源^[30-31]。油气藏实际上是各地质历史时期形成的不同类别油气藏的叠加复合。

1.3 全油气系统常规和非常规油气资源评价及其关键参数

全油气系统内油气资源总量的理论最大值就是油气生成的原始烃量,常规油气、致密油气和页岩油气3种油气资源类型实际上是烃源岩生成的油气在不同的储集介质中的分配^[32]。源岩生成后滞留在源岩层内的原始烃量,主要形成页岩类油气资源;源岩层早期处于自由动力场阶段排出的原始烃量有利于形成常规类油气资源;源岩层晚期进入局限动力场后排出的烃量有利形成致密油气藏^[33]。这3类原始烃量是全油气系统形成3类油气资源的物质基础,各类油气资源的规模潜力大小取决于这3类原始烃量的大小,即源岩层生烃总量(Q_p)。

油气资源量的计算不仅涉及到全油气系统的生油气总量,还需选取原始烃量比率(K)、油气运聚效率(R)、储层可动烃比率(M)、油气采收率(E)等关键地质参数。烃源岩生烃总量(Q_p)可以基于生烃潜力法^[34]对源岩层的分布面积(S)、厚度(H)、密度(ρ)、有机质丰度(C_{TOC})以及单位质量的有机母质在热演化过程中的油气发生率(R_p)进行积分计算获得。 K 为某类油气资源的原始烃量与生成油气总量的比率,在生油气总量不变的情况下,3类原始烃量的比率之间具有此消彼长的相互影响,可以通过剖析同一油气系统内不同源岩层的地质地球化学特征并研究其生烃史和排烃史获得。 R 为聚集起来的油气量与生油气总量之比率,包含了油气运移过程中的水溶烃量、扩散烃量、吸附烃量以及构造变动破坏烃量对油气运聚成藏的影响。油气在地下储层介质中聚集后,因受后期压实作用会变得过于致密,以致于一部分油气在现有技术条件下无法被驱动、运移而构成有效资源,被俗称为“死烃”。 M 为可动烃与总烃的比率。不同类别的油气在

聚集后的“死烃”比率有很大差异,因此 M 在实际工作中需结合研究区油气藏的储层特征进行剖析和通过物理模拟实验研究获得。 E 是一个反映人类科技水平和开采条件的关键参数,通常会随着油气勘探的深入而不断增大,因此 E 的变化对于评价油气资源量具有十分重要的意义。这些地质参数与油气资源量(Q)之间的定量关系模型可表示为:

$$Q = Q_p \cdot K \cdot R \cdot M \cdot E \quad (1)$$

1.3.1 常规油气资源评价及其关键参数

常规油气资源的原始烃量比率(K_c)指源岩层在自由动力场排出烃量与其生成油气总量的比率,通常约为10%。 K_c 的选取应当结合研究区的实际地质条件,符合实际勘探形势。中国前三轮油气资源的统计结果显示:常规油气资源的运聚效率(R_c)为3%~65%,平均为25.5%;常规油气资源的储层可动烃比率(M_c)与非常规油气资源相比要高,通常为85%~100%,平均为92.5%。全球常规油气资源采收率的统计结果显示,常规油气采收率(E_c)最高达到95%,最低仅为10%。因此,常规油气资源评价的模型为:

$$Q_c = Q_p \cdot K_c \cdot R_c \cdot M_c \cdot E_c \quad (2)$$

1.3.2 致密油气资源评价及其关键参数

晚期排出烃为致密油气资源的原始烃量,可以通过烃源岩生成的总烃量与致密油气的原始烃量比率(K_t ,通常约为40%)相乘获得。致密油气资源的运聚效率(R_t)分布范围较广,介于7.0%~100.0%,平均为52.5%;储层可动烃比率(M_t)居中,通常为15%~70%,平均为35.0%;油气采收率(E_t)为5%~55%,在中国普遍小于10%。致密油气资源评价的模型为:

$$Q_t = Q_p \cdot K_t \cdot R_t \cdot M_t \cdot E_t \quad (3)$$

1.3.3 页岩油气资源评价及其关键参数

页岩油气资源评价需要考虑多种地质关键参数的影响。烃源岩原始烃量与页岩油气原始烃量比率(K_s)的乘积就是源内滞留烃,也即页岩油气资源的原始烃量。结合非常规油气资源的勘探结果发现, K_s 约为50%。在油气聚集过程中,并非所有的原始油气都会聚集成藏,还需考虑构造破坏引起的油气散失作用,其中,页岩油气运聚效率(R_s)通常为9%~100%,平均为57.0%。页岩油气资源由于储层超致密,其储层聚集烃量中的可动烃比率(M_s)最低,通常为10%~65%,平均为27.5%。页岩油气相对于其他类型油气的勘探难度大,油气采收率(E_s)低,通常在3%~35%。页岩油气资源评价的模型为:

$$Q_s = Q_p \cdot K_s \cdot R_s \cdot M_s \cdot E_s \quad (4)$$

2 南堡凹陷地质概况与油气资源评价 关键参数的获取

2.1 南堡凹陷地质概况

2.1.1 南堡凹陷地理位置

南堡凹陷是渤海湾盆地黄骅坳陷北部“小而肥”的富油气凹陷^[35] [图 3(a)]，包括滩海和陆上两部分，勘探面积分别为 1100 km^2 和 1362 km^2 ^[36]。凹陷向东和

向南延伸至渤海海域，以沙北断层为界，与沙垒田凸起呈断超关系，西部和北部分别至涧河、燕山山脉，西北部以西南庄断层为界，东北部以柏各庄断层为界。凹陷内部发育拾场、林雀、柳南和曹妃甸 4 个次级凹陷和高尚堡、柳赞、老爷庙、南堡 1 号—5 号共计 8 个主要构造带^[37] [图 3(b)]。南堡凹陷自下而上发育古近系沙河街组、东营组及新近系馆陶组、明化镇组^[38]，整体上，凹陷的沉积厚度较大 [图 3(c)]，最大可达 7500 m。

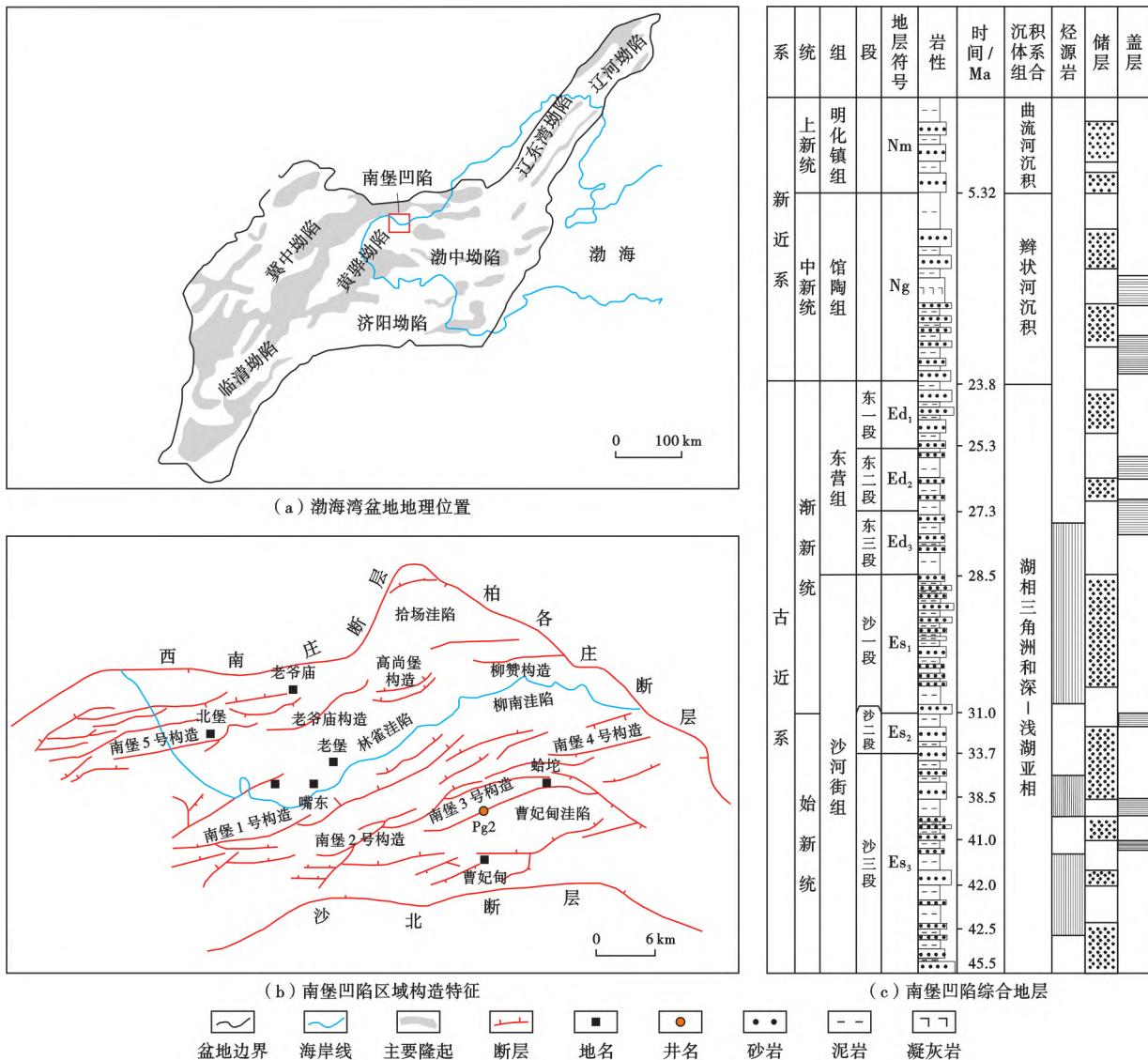


图 3 渤海湾盆地南堡凹陷区域构造及地层特征(据文献[35]修改)

Fig.3 Regional structural and stratigraphic characteristics of Nanpu sag in Bohai Bay Basin

2.1.2 南堡凹陷油气地质特征

沙三段、沙一段和东三段是南堡凹陷的主要烃源岩层^[38-39]。其中，沙三段具有厚层暗色泥岩夹薄层砂岩的沉积特点，整体厚度较大，是凹陷的重要生油层段；沙一段沉积期水体相对稳定且较浅，在高尚堡—柳赞构造(高柳地区)的沉积厚度较大，最大厚度可以达到 1100 m，为南堡凹陷主要的沉积中心；东三段的沉

积厚度大，但埋深相对较深^[40-41]。南堡凹陷的常规油气成藏按照生-储-盖组合可以划分为沙河街组“自生自储自盖式”、东营组“自生自储上盖式”和馆陶组、明化镇组“下生中储上盖式”3 种类型，明化镇组二段泥页岩为凹陷内稳定分布的区域盖层，同时东营组二段(东二段)—东三段、沙三段以发育泛滥平原亚相、深湖亚相、中—深湖亚相等为主要特征，构成了另外两套

区域盖层。3套区域盖层与下伏储层形成了3套储盖组合,表现出非常明显的垂向叠置的特点,呈现出“三明治式”的储盖组合关系^[42]。

2.1.3 南堡凹陷油气勘探概况

长期以来,南堡凹陷的油气勘探主要集中在以富集常规油气为主的中—浅层,对深部油气资源了解较少^[43-44]。依据2016年中国石油冀东油田公司第4次资源评价的结果可知,南堡凹陷中—浅层的勘探程度高,探明程度达63.0%;剩余石油资源的46.0%分布在中—深层,剩余天然气资源的76.7%分布在深层及潜山^[45-46]。在近几年的勘探实践中,在高柳地区和南堡5号构造带等地区陆续发现了致密油气藏,并且在滩海地区的页岩油气探井也有非常好的显示,这些发现展现

出南堡凹陷具有一定的非常规油气资源勘探前景^[11]。

2.2 南堡凹陷油气成藏的3个动力边界

2.2.1 浮力成藏下限

笔者通过对南堡凹陷不同构造带、不同层位的42个油气藏、38口井进行地质剖析,统计孔隙度、渗透率等参数,并结合物理模拟和数值模拟,确定了南堡凹陷不同构造带浮力成藏下限的对应深度为3 357~3 959 m,孔隙度为10.3%~11.8%。以高柳地区为例,该地区含油性好的油藏(在此指油浸和油斑)主要分布在孔隙度大于10.5%、渗透率大于1 mD的储层中(图4),目前已发现的油气藏基本上为常规油气藏。根据含油性较好的油藏的孔渗分布范围,可确定高柳地区浮力成藏下限的孔隙度为10.5%、渗透率为1 mD,对应埋深为3 959 m。

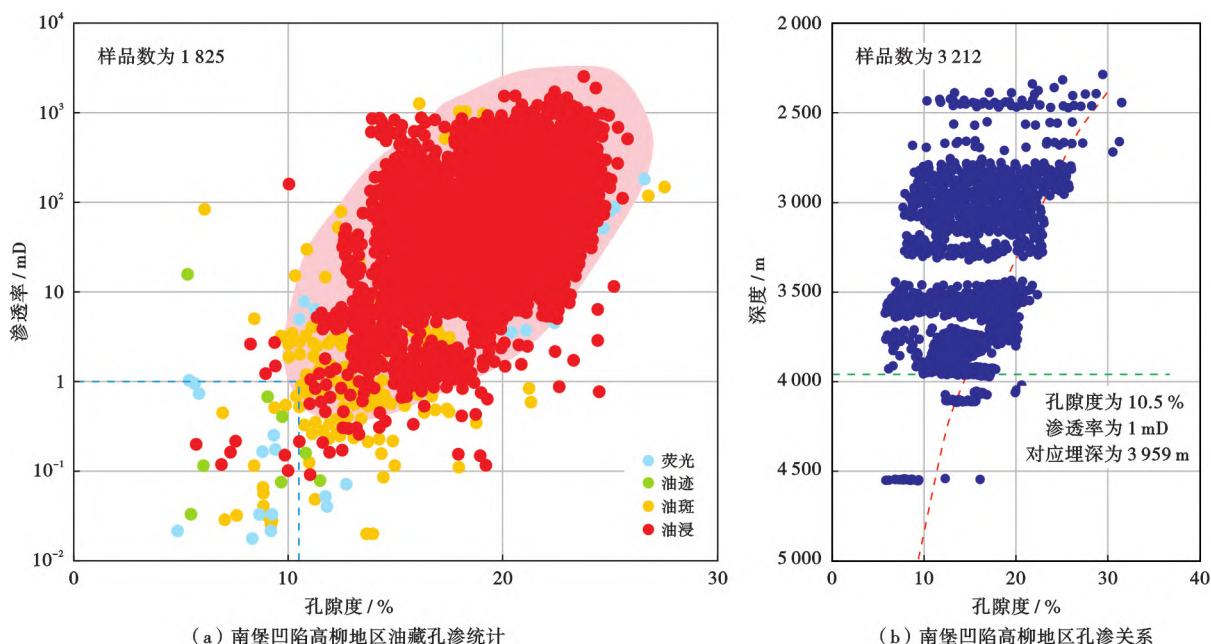


图4 渤海湾盆地南堡凹陷浮力成藏下限深度识别(以高柳地区为例)

Fig.4 Identification of buoyance-driven accumulation depth of Nanpu sag in Bohai Bay Basin

2.2.2 油气成藏底限

通过整理南堡凹陷油藏的含油气性、试油试采、录井、测井及储层物性压汞资料,统计不同构造带中砂岩的孔隙度等物性参数,结合油气钻探结果,厘定了南堡凹陷油气成藏底限对应埋藏深度为5 980~6 250 m(图5)、孔隙度为2.0%~5.5%,孔喉半径为0.027~0.051 μm。以高柳地区为例,对该地区不同孔隙度区间内油气层、油水同层、水层和干层出现的频率进行统计并绘制油气显示分布图,结果表明,随着砂岩孔隙度减小,有油气显示的地层所占比例越来越少,孔隙度在26%~28%时出现干层,直到孔隙度处于2%~4%,油气显示彻底消失,干层比率达到100%,此时对应的临界孔隙度为油气成藏的物性下限,而对应深度下限为6 120 m。

2.2.3 源岩供烃底限

源岩供烃底限是指沉积盆地油气生成趋近结束时对应的埋深或镜质体反射率(R_o)。笔者建立了南堡凹陷3套烃源岩层系的生烃潜力指数演化剖面,选取干酪根母质生成烃量不足生烃总量1%的点所对应的 R_o 来表示源岩的供烃底限(图6)。识别结果显示:沙三段、沙一段和东三段烃源岩的 R_o 供烃底限分别为3.39%、3.33%和3.63%,对应深度分别为7 120 m、6 400 m和5 700 m。

2.3 南堡凹陷油气动力场划分其联合成藏模式

2.3.1 动力场划分原则与结果

依据南堡凹陷浮力成藏下限与油气成藏底限将其自上而下划分为自由油气动力场、局限油气动力场和

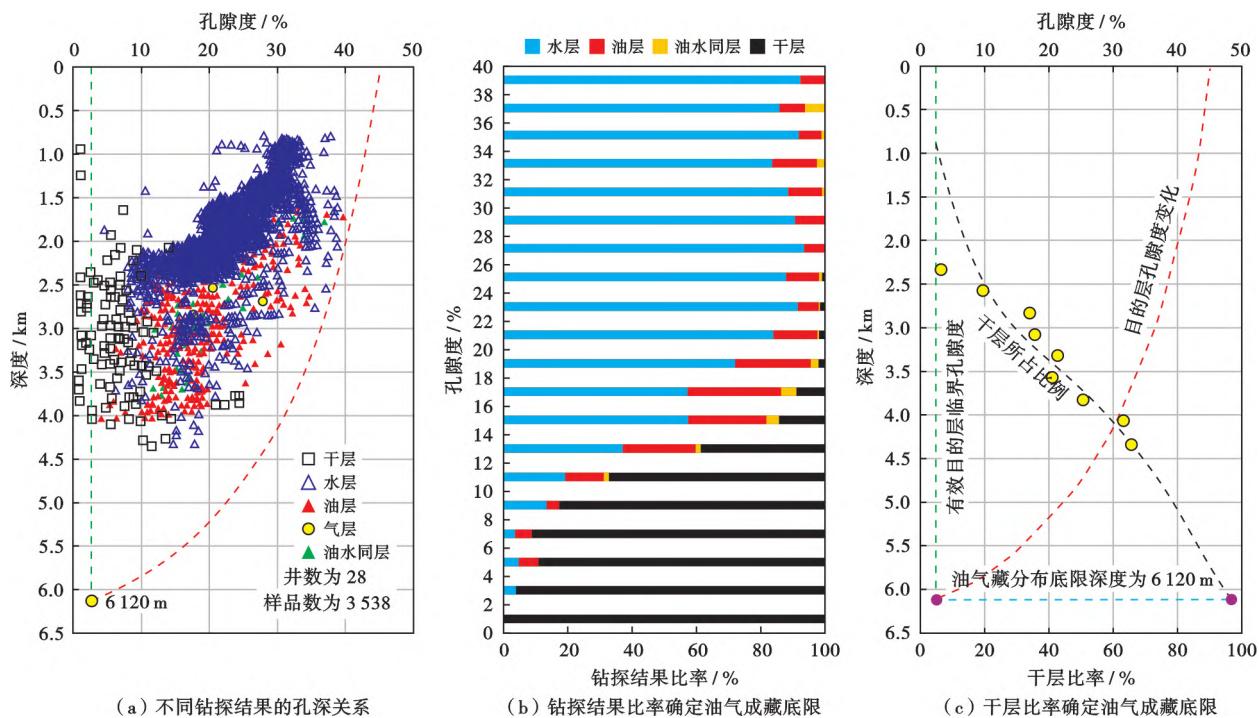
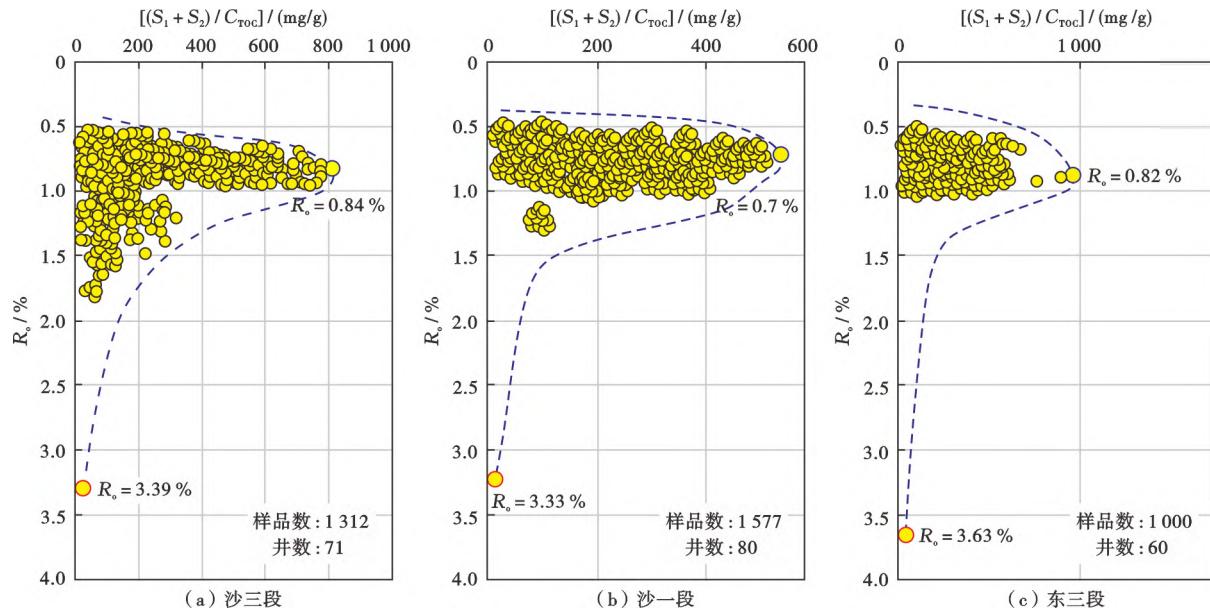


图 5 渤海湾盆地南堡凹陷油气成藏底限深度识别(以高柳地区为例)

Fig.5 Identification of hydrocarbon accumulation depth limit of Nanpu sag in Bohai Bay Basin



注: $(S_1 + S_2) / C_{TOC}$ —生烃潜力指数; R_o —镜质体反射率。

图 6 渤海湾盆地南堡凹陷源岩供烃底限的识别

Fig.6 Identification of hydrocarbon supply limit of source rocks in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

束缚油气动力场 3 个区带。图 7 为南堡凹陷过高柳地区和南堡 4 号构造的流体动力场划分结果,其中,上部虚线表示浮力成藏下限,下部虚线为油气成藏底限。可以看出,中—浅层的东营组一段(东一段)及其以上地层现今全部属于自由油气动力场,自东二段开始出现局限

油气动力场,一直到沙三段上亚段才出现束缚油气动力场。不同构造带之间两条边界条件差异较大,其中,林雀凹陷的两条边界相对于凹陷其他位置更深,目前发现的油气藏多数处于自由油气动力场之内,少量处于局限油气动力场与自由油气动力场的过渡区域。

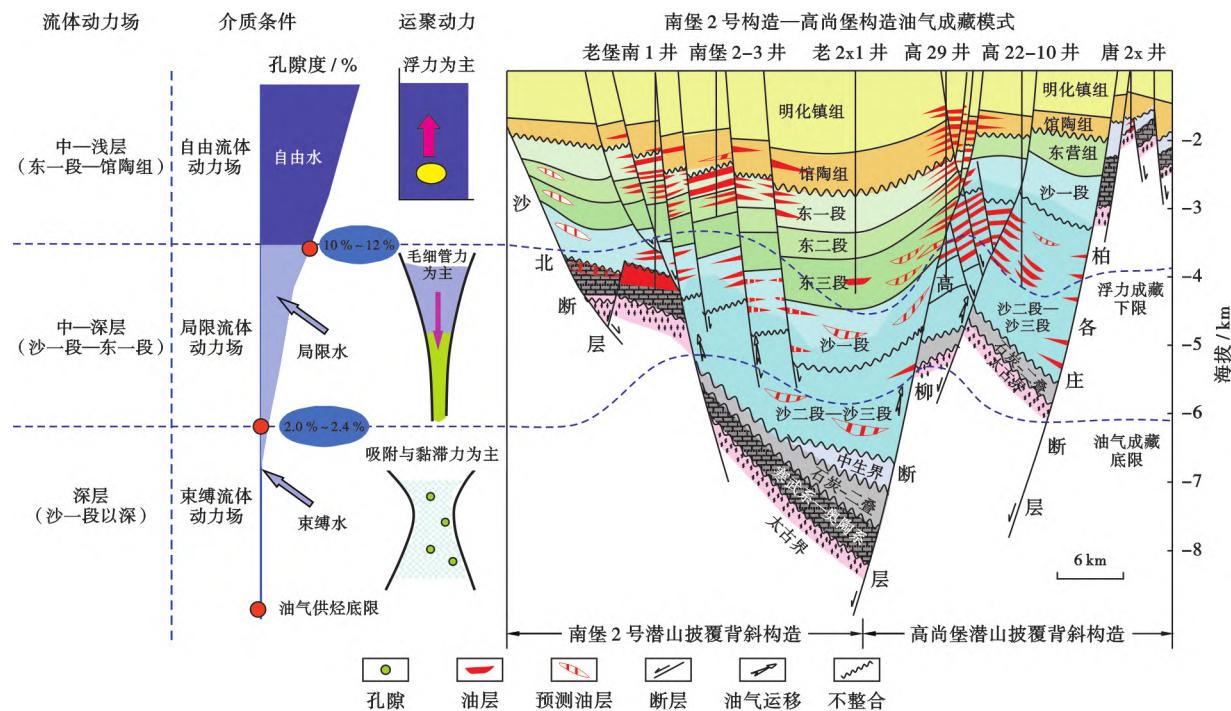


图7 渤海湾盆地南堡凹陷全油气系统成藏模式(以南堡2号构造—高尚堡构造为例)

Fig.7 Hydrocarbon accumulation model of whole petroleum system in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

2.3.2 动力场的控油气成藏模式

南堡凹陷的自由油气动力场区带分布着大量常规油气藏,其形成分布受圈闭构造控制,呈现出“高点汇聚、高孔富集、源-藏分离、上油下水、上气下水”等特征。局限油气动力场区带主要聚集以致密砂岩油气为主的非常规油气资源,其形成分布主要受局限动力场内的烃源灶、储层相、低势区、封盖层等地质要素联合控制,普遍具有“低孔富集、低压稳定、低凹汇聚、源-储紧邻及大面积连片分布”等特征^[22,47],由早期在埋深较浅的自由动力场内形成的常规油气藏经后期压实致密而成;随着未来南堡凹陷的勘探程度进一步增加,局限流体动力场中的油气分布会更接近“气水倒置和油水倒置”的特征。束缚油气动力场区带位于油气成藏底限之下的最深部,该动力场中通常发育泥页岩相关的烃源岩层,油气以残留烃的形式保存在细小的孔隙中,形成非常规页岩油气^[48]。

2.3.3 不同动力场的3类储层特征比较

在南堡凹陷浮力成藏下限之上的自由油气动力场中,储集体的孔隙度在12%以上,具有高孔高渗的特征,油气运聚遵循达西流定律,主要受浮力主导,形成常规油气聚集。南堡凹陷油气成藏底限对应的孔隙度约为20%~24%,该底限与浮力成藏下限之间形成局限油气动力场。局限油气动力场内的储层普遍致密,油气运聚遵循局限达西流定律,油气的运移不再受浮力主导,而是毛细管力的作用,主要聚集以致密砂岩油气为主的非常规油气资源。油气成藏底限之下为束缚油气动力场,其

孔隙度低于20%~24%,储层异常致密,油气通过自身的吸附和黏滞力聚集,以残留烃的形式保存在细小的孔隙中,形成页岩类油气资源。束缚油气动力场包括但不限于孔隙度小于20%~24%的储层,还包括该界限之上的富含页岩油气的烃源岩层段等。这类油气都是在早期聚集和保存下来的,由于目的层埋深较大、孔渗非常小、地层能量缺少,油气的勘探和开发风险大。

2.4 南堡凹陷烃源岩的生、排油气特征与原始烃量计算

2.4.1 烃源岩层分布的地质地球化学特征

南堡凹陷烃源岩的分布整体上表现为洼陷中心厚,在越靠近洼陷边缘的隆起地区越薄,并与湖相沉积体系的水体深度息息相关,水体越深、沉积的暗色泥岩厚度越大。从沙河街组至东营组沉积期,烃源岩的沉积厚度逐渐减薄(沙三段>沙一段>东三段),沉积中心南移,逐渐由陆上向滩海转移。沙三段烃源岩的沉积中心主要分布在凹陷北部的拾场洼陷以及林雀洼陷的北堡—老爷庙构造,主体厚度为300~600 m,最大可超过700 m;烃源岩由这两个沉积中心向西、向南尖灭,厚度逐渐减薄,到滩海地区普遍缺失[图8(a)]。沙一段烃源岩主要分布在柳南洼陷、林雀洼陷和曹妃甸洼陷,最厚处超过500 m,在柳南洼陷和老爷庙地区平均厚度为300~400 m,向南呈鼻状分布[图8(b)]。东三段烃源岩发育良好,主要分布在林雀洼陷和曹妃甸洼陷,厚度平均为300~400 m,距离凹陷中心越远,烃源岩分布越薄[图8(c)]。

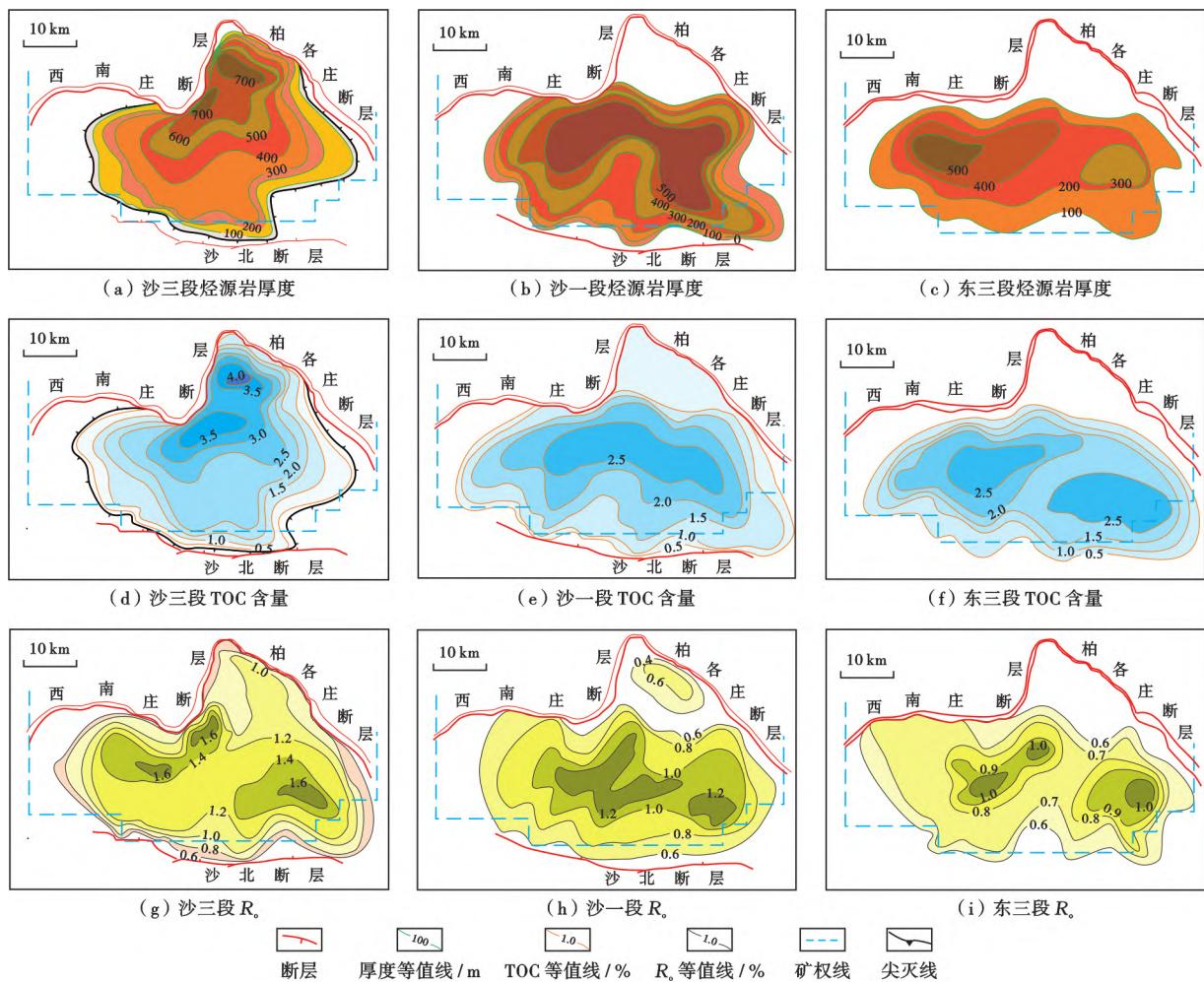


图 8 渤海湾盆地南堡凹陷烃源岩的地质地球化学特征

Fig.8 Geological and geochemical characteristics of source rocks in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

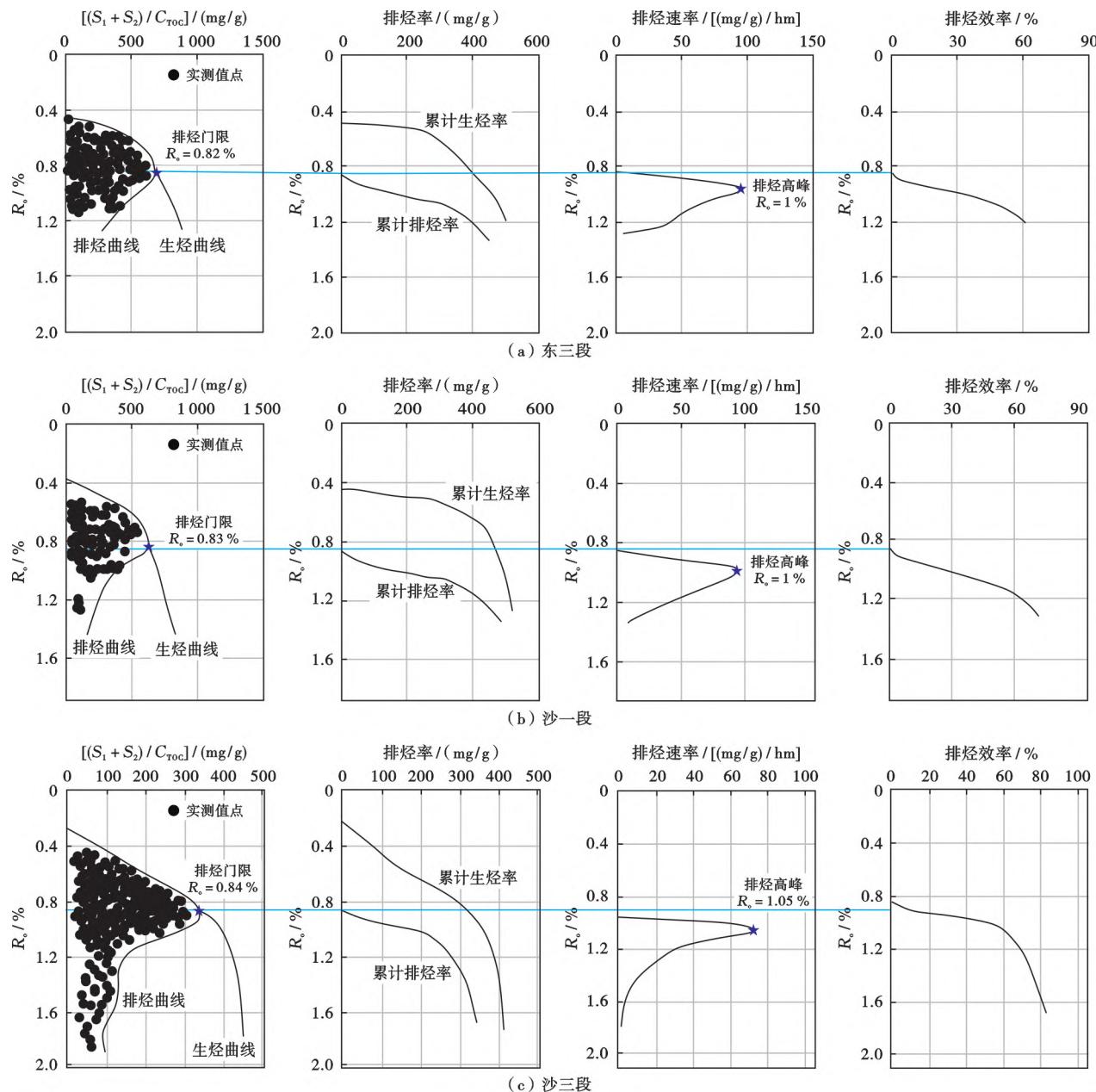
南堡凹陷烃源岩的总有机碳(TOC)含量高值区与烃源岩的分布具有相似性,不同构造的有机质丰度差异较大。沙三段烃源岩的 TOC 含量主体分布在 0.50%~4.00%,平均为 1.37%,属于好烃源岩范围,其中,拾场洼陷的有机质丰度高,可达 4.0% 以上,其次为北堡—老爷庙构造($TOC > 2.0\%$)[图 8(d)]。沙一段烃源岩的 TOC 含量分布从凹陷中心向四周逐渐较小,在柳南洼陷、林雀洼陷和曹妃甸洼陷,TOC 含量均大于 2.5%,其中,柳南洼陷的 TOC 含量最高,拾场洼陷的 TOC 含量最低[图 8(e)]。东三段烃源岩 TOC 含量的分布较广,多集中在 1.00%~2.00%,平均为 1.09%,略差于沙三段烃源岩,其中,林雀洼陷和曹妃甸洼陷内 TOC 含量的分布趋势大致相同,均由洼陷中心向四周减小[图 8(f)]。

R_s 与埋深呈正相关,埋深越深, R_s 增长越快,热演化程度越高。南堡凹陷沙三段在部分深洼地带的埋藏较深, R_s 主要为 1.4%~1.7%,整体进入了成熟阶段,其中,高值区分布在林雀洼陷北侧以及曹妃甸洼陷,向凹陷边缘逐渐降低,其附近有部分源岩进入了高

成熟阶段, R_s 最高达 1.6% 以上[图 8(g)]。沙一段烃源岩的 R_s 基本大于 0.6%, R_s 高值区的分布范围与沙三段相似,均位于林雀洼陷和曹妃甸洼陷附近,最高达 1.2% 以上,处于成熟—高熟阶段[图 8(h)]。东三段与沙河街组相比,埋深较浅,热演化程度低, R_s 分布在 0.25%~1.60%,主体大于 0.50%,处于低成熟—成熟阶段,其高值中心分别在林雀洼陷和曹妃甸洼陷, R_s 最高超过 1.0%[图 8(i)]。

2.4.2 烃源岩层生烃量、滞留烃量和排烃量

笔者基于生烃潜力法建立了南堡凹陷沙三段、沙一段和东三段烃源岩的生、排烃模型(图 9)。南堡凹陷 3 套烃源岩的排烃门限和排烃特征大致相同,随着埋深加深,烃源岩的排烃门限和排烃高峰变深。烃源岩在 R_s 为 0.5% 时进入生烃门限,在生烃初期的生烃率逐渐增大,当烃源岩生成的烃量无法满足自身的吸附量时将滞留在烃源岩的孔隙中,此时的残留烃率即为烃源岩的生烃率;随着演化程度升高,烃源岩进入排烃门限(对应 R_s 为 0.82%~0.84%),此时烃源岩的残留烃率(或生烃率)达到最大,越过这一界限,烃源岩



注: $(S_1 + S_2)/C_{TOC}$ —生烃潜力指数; R_o —镜质体反射率。

图9 渤海湾盆地南堡凹陷烃源岩的生烃、滞留烃、排烃模型

Fig.9 Hydrocarbon generation, retention and expulsion model of source rocks in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

开始排烃,并随着排烃率增大,残留烃率减小,排烃很快达到高峰,之后排烃率增加的速度减缓;整个过程中,排烃效率一直增大。沙三段作为南堡凹陷最主要的烃源岩层系,其排烃效率最高。

根据南堡凹陷烃源岩的生、排烃特征,烃源岩的厚度、密度、有机碳含量及 R_o ,计算烃源岩生烃强度、滞留烃强度和排烃强度(图10),结合烃源岩面积进行积分,计算南堡凹陷各层系烃源岩的生烃量、滞留烃量和排烃量。结果表明,南堡凹陷烃源岩的生烃强度、滞留烃强度和排烃强度均以各洼陷为中心,向洼陷边缘递减。沙三段发育巨厚的烃源岩层,生烃强度和有效生

烃面积均为凹陷最大,拥有优越的油气输导条件,导致其累计生烃量、滞留烃量和排烃量均为凹陷最大。其次为沙一段烃源岩,其生、排烃强度均优于东三段,且生、排烃的面积也更大,因此沙一段的生、排烃量较东三段更大。

沙三段烃源岩的生烃强度分布在 $0 \sim 800 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$,累计生烃量为 $111.6 \times 10^8 \text{ t}$,生烃中心位于东北部的拾场洼陷和林雀洼陷以北的老爷庙构造,滩海地区的生烃强度相对较低;滞留烃强度为 $0 \sim 500 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$,累计滞留烃量为 $71.51 \times 10^8 \text{ t}$,滞留烃中心位于拾场洼陷附近的高柳地区,并由此向西向南延伸,这与该地区

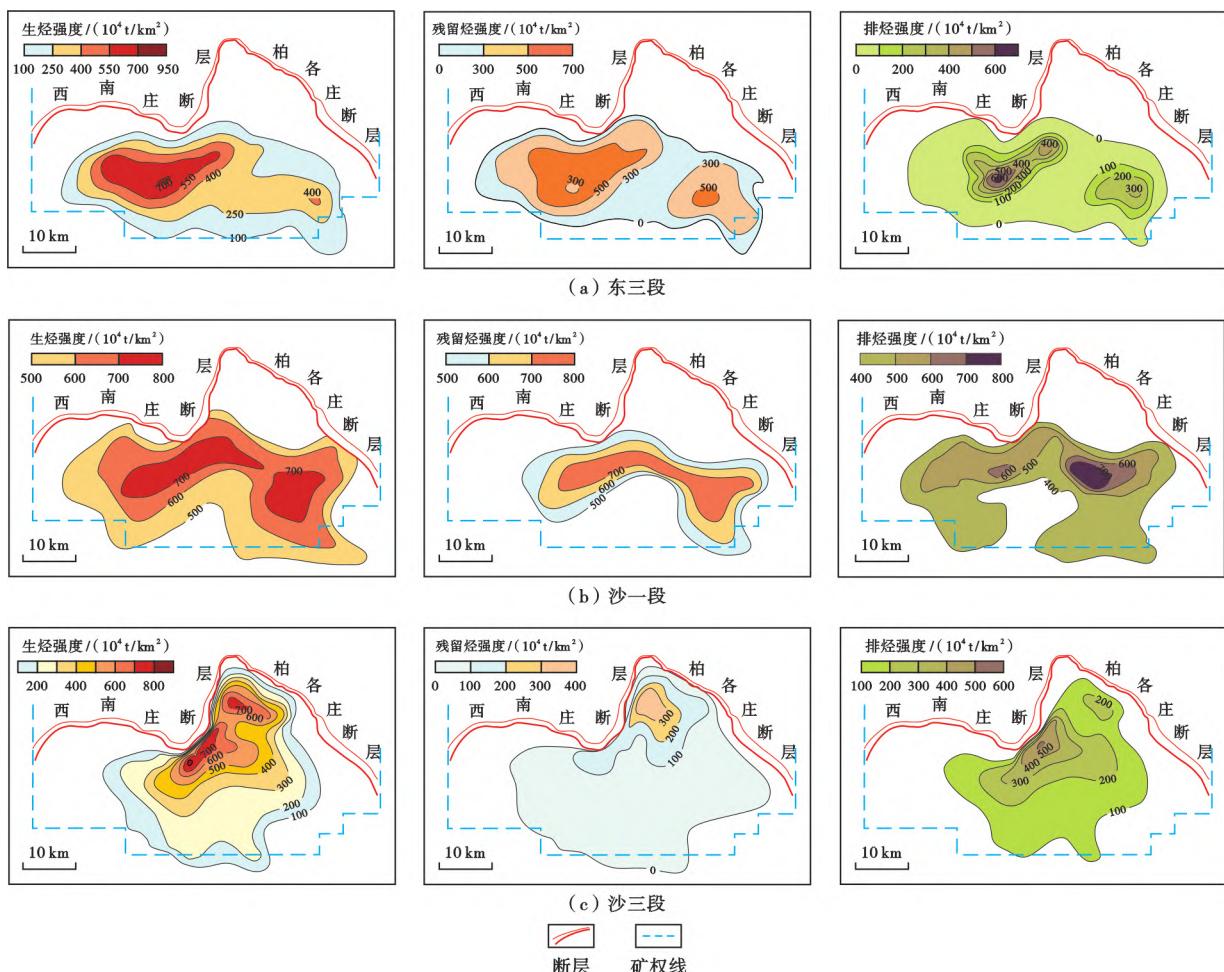


图 10 渤海湾盆地南堡凹陷生烃强度、滞留烃强度、排烃强度

Fig.10 Intensity of hydrocarbon generation, retention, and expulsion in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

发育大量厚层状泥页岩有关,由于泥页岩的孔喉半径较小,烃类生成后无法排出,从而在超致密页岩储层中残留;排烃强度分布在 $0\sim 500 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 累计排烃量为 $40.09 \times 10^8 \text{ t}$, 受烃源岩分布控制,排烃中心位于南堡凹陷中部以北的老爷庙构造带,向凹陷西南侧以及南堡 2 号、3 号构造带北部延伸,再加上断裂的多次输导作用,导致其累计排烃强度高。

沙一段源岩存在 3 个生烃中心,分别位于老爷庙地区、林雀洼陷和曹妃甸洼陷,其最大生烃强度均超过 $700 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 累计生烃量为 $38.86 \times 10^8 \text{ t}$;滞留烃中心的分布范围小于生烃中心,滞留烃强度为 $0\sim 700 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 其大小从洼陷中心向四周逐渐减小,累计滞留烃量为 $27.68 \times 10^8 \text{ t}$;排烃强度分布在 $0\sim 700 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 排烃量为 $11.18 \times 10^8 \text{ t}$, 排烃中心围绕林雀洼陷和柳南洼陷分布,柳南洼陷的排烃中心面积大于林雀洼陷。

东三段烃源岩以林雀洼陷和曹妃甸洼陷为中心发育 2 个生、排烃中心,生、排烃强度分别分布在 $0\sim$

$750 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$ 和 $0\sim 650 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 累计生烃量和排烃量分别为 $13.79 \times 10^8 \text{ t}$ 和 $5.52 \times 10^8 \text{ t}$;受源岩发育位置控制,林雀洼陷的北堡—南堡 5 号构造带和老爷庙地区的生、排烃强度最大,其次为位于曹妃甸洼陷的南堡 4 号构造带。东三段的滞留烃中心与生、排烃中心基本一致,滞留烃强度分布在 $0\sim 700 \times 10^4 \text{ t}/\text{km}^2$, 累计滞留烃量为 $8.27 \times 10^8 \text{ t}$;受岩层输导体系的影响,老堡地区的运移烃量增加,导致其滞留烃强度较低。

在烃源岩生烃强度、排烃强度和滞留烃强度计算的基础上,笔者对南堡凹陷已发现油气藏的数量与排烃距离进行了相关性分析(图 11)。将排烃距离以等间距分割,对已发现油气藏的数量进行统计,结果表明,油气藏的个数与排烃距离之间呈左偏态分布。当横向排烃距离为 $5\sim 10 \text{ km}$,纵向排烃距离为 $1\sim 3 \text{ km}$ 时,油气藏分布的数量最多。排烃距离大于这个临界范围,随着排烃距离的增加,油气到达更远圈闭的难度也更高,因此油气藏分布的数量逐渐减少。

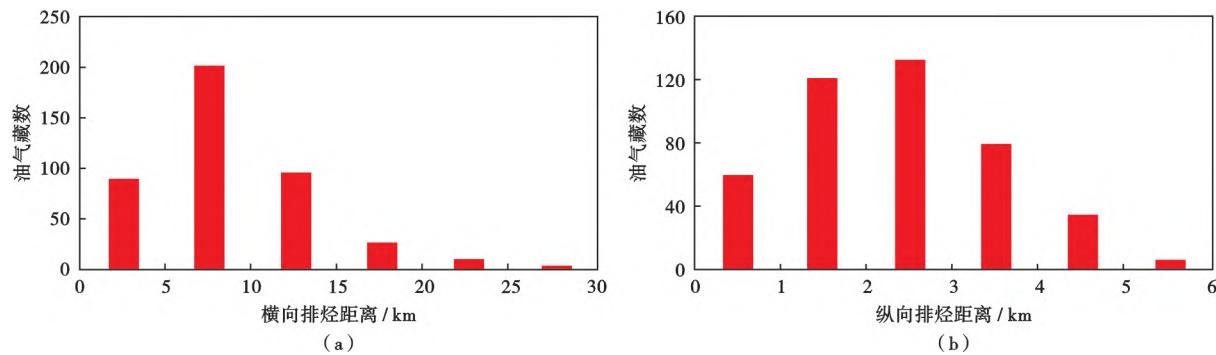


图 11 渤海湾盆地南堡凹陷油气藏数与排烃距离的关系

Fig.11 Relationship between the number of reservoirs and the distance of hydrocarbon expulsion in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

2.4.3 原始烃量纵向分布特征

以烃源岩生、排烃的地质模型为基础,全油气系统资源评价模型为理论指导,研究获得了南堡凹陷烃源岩对不同类型油气资源的原始烃量的相对贡献(表1),并明确了南堡凹陷3类油气资源原始烃量的纵向分布特征(图12)。南堡凹陷沙三段、沙一段和东三段烃源岩共计生成油气量为 164.25×10^8 t,其中,有 56.79×10^8 t的烃类生成后从烃源岩中排出,形成源外油气。以浮力成藏下限为界,烃源岩对源外常规油气藏的油气贡献量总值为 18.07×10^8 t,对源外致密油气藏的油气贡献量为 38.72×10^8 t,而源内滞留的页岩油气量为 107.46×10^8 t。从不同层系烃源岩对油气成藏的贡献分析表明,页岩油气量占全序列油气资源的65%以上,约为常规油气资源的6倍,是致密油气的2.5倍,显示出巨大的资源潜力,具有广阔的勘探前景。致密

油气的原始总烃量超过常规油气,居凹陷油气资源的第二位,占全序列油气资源的24%。致密油气和页岩油气因其储层的孔隙度和渗透率较小而区别于常规油气,其资源量占南堡凹陷总原始烃量的89%以上。非常规油气资源在渤海湾盆地南堡凹陷显示出了绝对优势,是主要的油气资源类型,在未来的油气勘探中蕴含巨大的商业价值。

表 1 渤海湾盆地南堡凹陷烃源岩的原始烃量

Table 1 Original hydrocarbon amount of source rock in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

地层	生烃量/ 10^8 t	排烃量/ 10^8 t	常规油气排烃量/ 10^8 t	致密油气排烃量/ 10^8 t	页岩油气残留量/ 10^8 t
东三段	13.79	5.52	1.38	4.14	8.27
沙一段	38.86	11.18	2.79	8.39	27.68
沙三段	111.60	40.09	13.90	26.19	71.51
总计	164.25	56.79	18.07	38.72	107.46

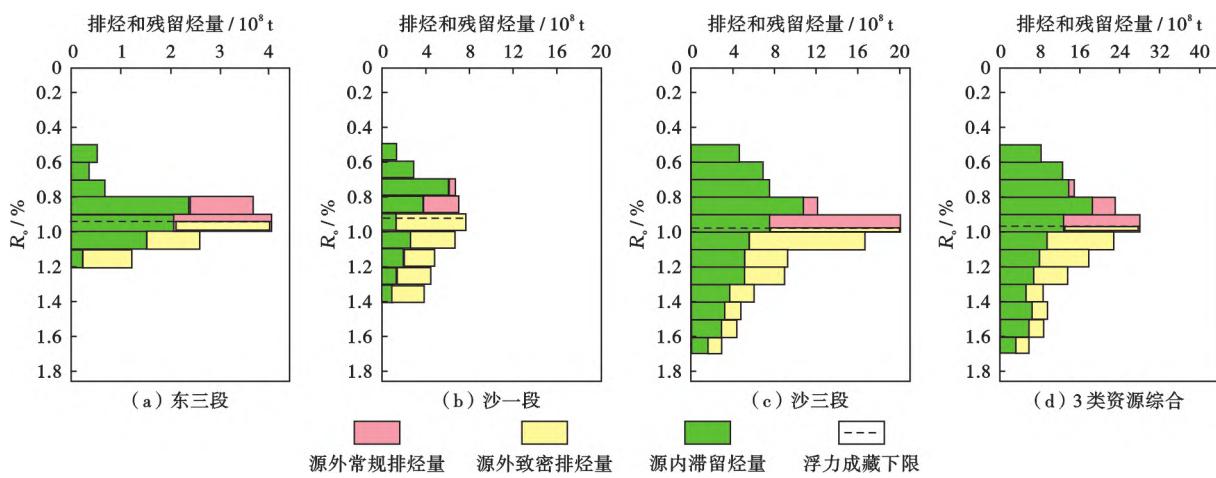


图 12 渤海湾盆地南堡凹陷全油气系统油气资源分布特征

Fig.12 Distribution characteristics of oil-gas resources in whole petroleum system of Nanpu sag, Bohai Bay Basin

3 南堡凹陷常规和非常规油气资源的评价结果

南堡凹陷烃源岩生成的总烃量为 164.25×10^8 t。

分别计算各类资源的原始烃量和烃源岩生成总烃量,获得常规油气、致密油气和页岩油气的原始烃量比率分别为11.0%、23.0%和64.5%。运聚效率和储层可动烃比率选取自全球油气资料收集和统计结果的平均

值。油气资源的采收率依据实际勘探情况确定,南堡凹陷的常规油气采收率、致密油气采收率和页岩油气采收率分别为 16.6%、7.0% 和 4.5%。基于以上油气资源评价参数的选取(表 2),再结合南堡凹陷烃源岩生烃量的计算结果,笔者对 3 类油气资源进行了联合评价,结果显示,页岩油气的资源量最大,占南堡凹陷总资源量的 38.58%,高于致密油气和常规油气资源;常规油气的资源量占 36.03%,南堡凹陷中居第二位;致密油气的资源量最小。

表 2 渤海湾盆地南堡凹陷油气资源评价参数及资源量

Table 2 Evaluation parameters and quantity of oil-gas resources in Nanpu sag of Bohai Bay Basin

类型	原始烃量 比例 K/%	运聚效率 系数 R/%	储层可动 烃比率 M/%	油气资源 采收率 E/%	资源量/ 10^4 t
常规油气 资源	11.0	25.5	92.5	16.6	7074.37
致密油气 资源	23.6	52.5	35.0	7.0	4985.89
页岩油气 资源	65.4	57.0	27.5	4.5	7577.10

3.1 常规油气资源的评价结果

南堡凹陷常规油气的原始排烃量为 18.07×10^8 t, 占烃源岩总生烃量的 11.00%。油气在运移过程中部分散失, 仅有 4.61×10^8 t 的油气聚集成藏, 且受到构造压实等作用影响, 只有 4.26×10^8 t 的烃类能够成为有效资源, 其余油气形成不可动的“死烃”。在现有技术条件下, 南堡凹陷可供开采的常规油气资源量约为 7074.37×10^4 t。该评价结果为中—浅层常规油气的目标优选提供了技术支撑, 例如, 通过老井复查发现厚油气层, 试油气后获高产油气流, 由此带来可观的经济效益。

3.2 致密油气资源的评价结果

随着演化过程中地层的埋深增加, 南堡凹陷中—深层受到成岩作用的影响, 孔隙度和渗透率降低导致储层致密化。烃源岩供给储层的原始烃量占总生烃量的 23.6%, 为 38.72×10^8 t, 其中, 有 20.35×10^8 t 的烃类在低孔、渗条件的储层中聚集保存, 7.12×10^4 t 的油气储存在有效孔隙中, 具有一定可动性。在目前的工艺前提下, 研究区可采出的致密油气资源量约为 4985.90×10^4 t, 占南堡凹陷资源量的 25.39%。南堡凹陷致密油气的评价结果促进了高北斜坡带沙三段 3 亚段 IV—V 油组油藏的再认识, 油公司新增了致密油气的控制储量和预测储量, 落实了中—深层三级储量, 发现了 2 个千万吨级规模增储区带, 这为致密油气的规模增储作出了贡献。

3.3 页岩油气资源的评价结果

南堡凹陷滞留在页岩中的原始烃量为 $107.46 \times$

10^8 t, 占烃源岩总生烃量的一半以上, 能够聚集起来的油气资源量为 61.23×10^8 t, 可动烃量为 16.84×10^8 t, 现实页岩油气资源量为 7577.10×10^4 t。沙三段、沙一段和东三段烃源岩为南堡凹陷提供了大量的页岩油气资源。随着勘探技术进步, 非常规油气资源将会成为南堡凹陷的重点勘探目标, 未来油气勘探的目标将从常规油气藏转移到页岩油气藏。页岩油气的资源评价指导了南堡 2-46 和南堡 3-66 页岩油的发现, 其中, 在南堡 2 号、3 号和 4 号构造、高柳地区新增可动用储量达千万吨。

4 结 论

(1) 南堡凹陷自上而下可划分为自由油气动力场、局限油气动力场和束缚油气动力场 3 个区带。中—浅层的东一段及以上地层在现今全部属于自由油气动力场区带, 分布常规油气; 自东二段开始出现局限油气动力场区带, 主要分布致密油气; 一直到沙三段上亚段才出现束缚油气动力场区带, 分布非常规页岩油气。

(2) 渤海湾盆地南堡凹陷的烃源岩共计生成油气 164.25×10^8 t。以浮力成藏下限为界, 常规油气的原始烃量为 18.07×10^8 t, 致密油气的原始烃量为 38.72×10^8 t, 而位于油气成藏底限之下的页岩油气的原始烃量为 107.46×10^8 t。

(3) 南堡凹陷的页岩油气资源量为 7577.37×10^4 t, 占南堡凹陷总资源量的 38.58%, 高于致密油气资源和常规油气资源; 常规油气资源量为 7074.37×10^4 t, 占 36.03%, 在凹陷中居第二位; 致密油气资源量最小, 为 4985.89×10^4 t。3 类资源的联合评价结果指导了南堡 2-46 和南堡 3-66 页岩油的发现, 发现了沙三段 IV—V 油组致密油藏, 为中—浅层常规油气的目标优选提供了技术支撑。

致谢 衷心感谢贾承造院士为论文提供了宝贵研究思路和修改意见!

参 考 文 献

- [1] MANN V, HANTSCHEL T, SCHAEFER R G, et al. Petroleum migration: mechanisms, pathways, efficiencies and numerical simulations [M] // WELTE D H, HORSFIELD B, BAKER D R. Petroleum and basin evolution: insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling. Berlin: Springer, 1997: 405-515.
- [2] WHITE I C. The geology of natural gas [J]. Science, 1885, 5(125): 521-522.
- [3] MCCOLLOUGH E H. Structural influence on the accumulation of petroleum in California [M]. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1934.
- [4] TISSOT B P, WELTE D H. Petroleum formation and occurrence [M]. New York: Springer, 1978.
- [5] MAGOON L B, DOW W G. The petroleum system—from source

- to trap[M].Tulsa,Oklahoma:AAPG,1994.
- [6] MAGOON L B,SCHMOKER J W.The total petroleum system: the natural fluid network that constrains the assessment unit[R]//USGS World Energy Assessment Team.U.S.Geological Survey world petroleum assessment 2000:description and results.Denver,Colorado:USGS,2000:
- [7] 何登发,赵文智,雷振宇,等.中国叠合型盆地复合含油气系统的基本特征[J].地学前缘,2000,7(3):23-37.
HE Dengfa,ZHAO Wenzhi,LEI Zhenyu,et al.Characteristics of composite petroleum systems of superimposed basins in China [J].Earth Science Frontiers,2000,7(3):23-37.
- [8] WANDREY C J,LAW B E,SHAH H A.Patala-nammal composite total petroleum system,Kohat-Potwar geologic province,Pakistan[R].Reston:U.S.Geological Survey,2004.
- [9] 金之钧,张一伟,王捷,等.油气成藏机理与分布规律[M].北京:石油工业出版社,2003.
JIN Zhijun,ZHANG Yiwei,WANG Jie,et al.Hydrocarbon accumulation mechanisms and oil/gas distribution[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2003.
- [10] 贾承造.论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J].石油勘探与开发,2017,44(1):1-11.
JIA Chengzao.Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geological theory[J].Petroleum Exploration and Development,2017,44(1):1-11.
- [11] 贾承造,庞雄奇,宋岩.论非常规油气成藏机理:油气自封闭作用与分子间作用力[J].石油勘探与开发,2021,48(3):437-452.
JIA Chengzao,PANG Xiongqi,SONG Yan.The mechanism of unconventional hydrocarbon formation:hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J].Petroleum Exploration and Development,2021,48(3):437-452.
- [12] 邹才能,翟光明,张光亚,等.全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J].石油勘探与开发,2015,42(1):13-25.
ZOU Caineng,ZHAI Guangming,ZHANG Guangya,et al.Formation,distribution,potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J].Petroleum Exploration and Development,2015,42(1):13-25.
- [13] 庞雄奇,贾承造,宋岩,等.全油气系统定量评价:方法原理与实际应用[J].石油学报,2022,43(6):727-759.
PANG Xiongqi,JIA Chengzao,SONG Yan,et al.Quantitative evaluation of whole petroleum system:principle and application [J].Acta Petrolei Sinica,2022,43(6):727-759.
- [14] JIA Chengzao,PANG Xiongqi,SONG Yan.Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs[J].Petroleum Science,2023,20(1):1-19.
- [15] 姜福杰,贾承造,庞雄奇,等.鄂尔多斯盆地上古生界全油气系统成藏特征与天然气富集地质模式[J].石油勘探与开发,2023,50(2):250-261.
JIANG Fujie,JIA Chengzao,PANG Xiongqi,et al.Upper Paleozoic total petroleum system and geological model of natural gas enrichment in Ordos Basin,NW China[J].Petroleum Exploration and Development,2023,50(2):250-261.
- [16] JIA Chengzao.Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory[J].Petroleum Exploration and Development,2017,44(1):1-10.
- [17] JIA Chengzao.Ordered accumulation characteristics and mechanism of conventional oil,tight oil, and shale oil sequences of Permian petroleum systems in Mahu sag,Junggar Basin[C]//Proceedings of the 17th National Organic Geochemistry Academic Conference.Fuzhou:Petroleum Geology Committee of Chinese Petroleum Society,2019.
- [18] JIA Chengzao.Whole Petroleum System—from hydrocarbon source rock to unconventional oil and gas continuous accumulation and conventional oil and gas trap[C]//Proceedings of the 8th International Symposium on Hydrocarbon Accumulation Mechanism and Petroleum Resource Evaluation.Beijing:Petroleum Geology Committee of Chinese Petroleum Society,2022.
- [19] 罗晓容,张立宽,雷裕红,等.油气运移——定量动力学研究与应用[M].北京:科学出版社,2018.
LUO Xiaorong,ZHANG Likuan,LEI Yuhong,et al.Oil and gas migration:quantitative dynamics research and application[M].Beijing:Science Press,2018.
- [20] 徐旭辉.TSM 盆地模拟资源评价理论方法与应用[M].北京:石油工业出版社,2020.
XU Xuhui.Theory,methods and application of TSM Basin simulation and resource assessment[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2020.
- [21] PANG Xiongqi.Quantitative evaluation of the whole petroleum system:hydrocarbon thresholds and their applications[M].Berlin:Springer,2023.
- [22] 庞雄奇,周新源,姜振学,等.叠合盆地油气藏形成、演化与预测评价[J].地质学报,2012,86(1):1-103.
PANG Xiongqi,ZHOU Xinyuan,JIANG Zhenxue,et al.Hydrocarbon reservoirs formation, evolution, prediction and evaluation in the superimposed Basins[J].Acta Geologica Sinica,2012,86(1):1-103.
- [23] PANG Xiongqi,JIA Chengzao,WANG Wenyang,et al.Buoyance-driven hydrocarbon accumulation depth and its implication for unconventional resource prediction [J].Geoscience Frontiers, 2021, 12 (4): 101133.
- [24] PANG Xiongqi,HU Tao,LARTER S,et al.Hydrocarbon accumulation depth limit and implications for potential resources prediction[J].Gondwana Research,2022,103:389-400.
- [25] PANG Xiongqi,JIA Chengzao,ZHANG Kun,et al.The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction[J].Earth System Science Data,2020,12(1):577-590.
- [26] PANG Xiongqi,JIA Chengzao,CHEN Junqing,et al.A unified model for the formation and distribution of both conventional and unconventional hydrocarbon reservoirs[J].Geoscience Frontiers,2021,12(2):695-711.
- [27] WANG Wenyang,PANG Xiongqi,CHEN Zhangxin,et al.Quantitative prediction of oil and gas prospects of the Sinian-Lower Paleozoic in the Sichuan Basin in central China[J].Energy,2019,174:861-872.
- [28] PANG Hong,CHEN Junqing,PANG Xiongqi,et al.Analysis of secondary migration of hydrocarbons in the Ordovician carbonate reservoirs in the Tazhong uplift,Tarim Basin,China[J].AAPG Bulletin,2013,97(10):1765-1783.

- [29] WANG Wenyang, PANG Xiongqi, CHEN Zhangxin, et al. Quantitative evaluation of transport efficiency of fault-reservoir composite migration pathway systems in carbonate petrolierous basins[J]. Energy, 2021, 222: 119983.
- [30] HU Tao, PANG Xiongqi, JIANG Shu, et al. Oil content evaluation of lacustrine organic-rich shale with strong heterogeneity: a case study of the Middle Permian Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin, NW China[J]. Fuel, 2018, 221: 196-205.
- [31] HU Tao, PANG Xiongqi, JIANG Fujie, et al. Movable oil content evaluation of lacustrine organic-rich shales: methods and a novel quantitative evaluation model[J]. Earth-Science Reviews, 2021, 214: 103545.
- [32] ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 43-59.
- [33] PANG Xiongqi, SHAO Xinhe, LI Maowen, et al. Correlation and difference between conventional and unconventional reservoirs and their unified genetic classification[J]. Gondwana Research, 2021, 97: 73-100.
- [34] 庞雄奇. 排烃门限控油气理论与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
- PANG Xiongqi. Research and application of hydrocarbon expulsion threshold theory [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [35] 范泓澈, 黄志龙, 庞雄奇, 等. 南堡凹陷古近系深层烃源岩分布特征及厚度预测[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(2): 21-25.
- FAN Hongche, HUANG Zhilong, PANG Xiongqi, et al. Evaluation approach and early-stage prediction on Paleogene hydrocarbon source rocks in Nanpu sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(2): 21-25.
- [36] 刘昭婷. 南堡凹陷不同区带浮力成藏下限的差异及影响因素分析[D]. 北京: 中国石油大学, 2018.
- LIU Zhaotong. Differences and influencing factors of the buoyance controlling reservoir limitation in different zones of Nanpu sag [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2018.
- [37] WANG Enze, LIU Guoyong, PANG Xiongqi, et al. Sedimentology, diagenetic evolution, and sweet spot prediction of tight sandstone reservoirs: a case study of the third member of the Upper Paleogene Shahejie Formation, Nanpu sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 186: 106718.
- [38] CHEN Di, PANG Xiongqi, LI Long, et al. Organic geochemical characteristics and shale oil potential of the middle Eocene early-mature shale in the Nanpu sag, Bohai Bay Basin, eastern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2021, 133: 105248.
- [39] 李亚茜. 南堡凹陷沙三段烃源岩生排烃特征及资源潜力分析[D]. 北京: 中国石油大学, 2019.
- LI Yaxi. The generation and expulsion characteristics of hydrocarbon and the resource potential of Es_3 source rocks in Nanpu sag[D]. Beijing: China University of Petroleum, 2019.
- [40] ZHANG Jiankun, GAO Jian, WU Jizhong, et al. Sedimentary characteristics and seismic geomorphology of the Upper third Member of Eocene Dongying Formation in double slope systems of Laoyemiao transverse anticline, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 109: 36-55.
- [41] 郑红菊, 董月霞, 朱光有, 等. 南堡凹陷优质烃源岩的新发现[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 385-391.
- ZHENG Hongju, DONG Yuexia, ZHU Guangyou, et al. High-quality source rocks in Nanpu sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 385-391.
- [42] 董月霞, 杨赏, 陈蕾, 等. 渤海湾盆地辫状河三角洲沉积与深部储集层特征——以南堡凹陷南部古近系沙一段为例[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(4): 385-392.
- DONG Yuexia, YANG Shang, CHEN Lei, et al. Braided river delta deposition and deep reservoir characteristics in Bohai Bay Basin: a case study of Paleogene Sha 1 Member in the south area of Nanpu Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(4): 385-392.
- [43] 朱光有, 张水昌, 王拥军, 等. 渤海湾盆地南堡大油田的形成条件与富集机制[J]. 地质学报, 2011, 85(1): 97-113.
- ZHU Guangyou, ZHANG Shuichang, WANG Yongjun, et al. Forming condition and enrichment mechanism of the Nanpu oilfield in the Bohai Bay Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(1): 97-113.
- [44] 邵新荷, 庞雄奇, 胡涛, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷沙三段泥页岩储层孔隙微观特征及其对油气滞留的意义[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(1): 67-77.
- SHAO Xinhe, PANG Xiongqi, HU Tao, et al. Microscopic characteristics of pores in Es_3 shales and its significances for hydrocarbon retention in Dongpu sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(1): 67-77.
- [45] 郭继刚, 董月霞, 庞雄奇, 等. 南堡凹陷沙三段致密砂岩气成藏条件[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(1): 23-34.
- GUO Jigang, DONG Yuexia, PANG Xiongqi, et al. Accumulation conditions of tight sand gas in the 3rd Member of the Shahejie Formation in Nanpu sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 23-34.
- [46] 汪泽成, 郑红菊, 徐安娜, 等. 南堡凹陷源上成藏组合油气勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 11-16.
- WANG Zecheng, ZHENG Hongju, XU Anna, et al. Oil-gas exploration potential for above-source plays in Nanpu sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 11-16.
- [47] 赵靖舟, 曹青, 白玉彬, 等. 油气藏形成与分布: 从连续到不连续——兼论油气藏概念及分类[J]. 石油学报, 2016, 37(2): 145-159.
- ZHAO Jingzhou, CAO Qing, BAI Yubin, et al. Petroleum accumulation from continuous to discontinuous: concept, classification and distribution[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 145-159.
- [48] JIN Zhijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan. Unconventional natural gas accumulation system[J]. Natural Gas Industry B, 2022, 9(1): 9-19.

(收稿日期 2023-06-01 改回日期 2023-07-28 编辑 雷永良)