

陆相断陷盆地全油气系统成藏动力场特征与有序分布模式 ——以渤海湾盆地南堡凹陷为例

庞宏^{1,2}, 刘国勇³, 贾承造^{1,4}, 姜福杰^{1,2}, 姜林⁴, 王建伟⁵, 马学峰⁶, 陈迪^{1,2}, 陈君青^{1,2}

[1. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油 青海油田公司, 甘肃 敦煌 814000; 4. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083; 5. 中国石油 冀东油田分公司, 河北 唐山 063000; 6. 中国石油 华北油田分公司 勘探开发研究院, 河北 任丘 062552]

摘要:中国东部断陷盆地广泛发育联合共生的页岩、致密和常规等类型的油气藏,且分布规律复杂。基于全油气系统理论和成藏动力场模式,以渤海湾盆地南堡凹陷为例,通过典型油气藏剖析,判识不同类型油气藏动力学边界,划分油气动力场,研究不同动力场内油气成藏特征,建立全油气系统动力场演化控藏模式,阐明油气藏成因机制。研究结果表明:南堡凹陷存在浮力成藏下限、油气成藏底限、源岩供烃底限3个动力学边界,形成自由、局限和束缚3个动力场。这3个动力场分别控制常规、致密和页岩3类油气藏自上而下的有序分布。浮力成藏下限对应的临界孔隙度、渗透率和孔喉半径分别为10.0%, $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和0.380 μm ;油气成藏底限的临界孔隙度和孔喉半径分别为2.0%和0.037 μm ;源岩供烃底限预测临界孔隙度为1.0%,对应的镜质体反射率(R_o)约为3.3%。不同地区成藏动力学边界存在差异,主要受岩性和地温梯度的影响,岩性越粗,地温梯度越低,浮力成藏下限越深。在东营组沉积末期主要发育自由动力场形成的常规油气藏;明化镇组沉积末期主要发育局限动力场形成的致密油气藏;现今在中-浅层主要发育油气动力场形成的常规油气藏,中-深层主要发育局限动力场形成的致密油气藏,深层束缚动力场在高柳地区和林雀次洼发育页岩油气藏。南堡凹陷林雀次洼—高柳地区从洼陷到盆地边缘呈现古近系—新近系全油气系统“页岩油气藏—致密油气藏—常规油气藏”序列分布演化模式。

关键词:浮力成藏下限;油气成藏底限;源岩供烃底限;油气动力场;全油气系统;油气成藏动力学;南堡凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Characteristics of accumulation dynamic fields and orderly distribution pattern of hydrocarbon reservoirs in the whole petroleum system of a continental faulted basin: A case study of the Nanpu Sag in the Bohai Bay Basin

PANG Hong^{1,2}, LIU Guoyong³, JIA Chengzao^{1,4}, JIANG Fujie^{1,2}, JIANG Lin⁴, WANG Jianwei⁵,
MA Xuefeng⁶, CHEN Di^{1,2}, CHEN Junqing^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang, Gansu 814000, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 5. Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063000, China; 6. Research Institute of Exploration and Development, Huabei Oilfield Company, PetroChina, Renqiu, Hebei 062552, China]

Abstract: Widespread shale, tight, and conventional hydrocarbon reservoirs coexist in continental faulted basins in eastern China, as characterized by complex reservoir distribution patterns. Based on the whole petroleum system theory and the dynamic field model for hydrocarbon accumulation, we investigate the Nanpu Sag in the Bohai Bay Basin. By analyzing representative hydrocarbon reservoirs, we identify the dynamic boundaries of varying hydrocarbon reservoir types, delineate the dynamic fields for hydrocarbon accumulation, and examine the hydrocarbon accumulation characteristics within each dynamic field. Accordingly, the dynamic field evolution-controlled hydrocarbon accumulation model in the whole petroleum

收稿日期:2025-04-28;修回日期:2025-07-06。

第一作者简介:庞宏(1982—),男,博士、副教授,常规与非常规油气成藏机理。E-mail: panghong19820107@126.com。

基金项目:中国石油科技部项目(2021DJ0101)。

system is established with the genetic mechanisms of the hydrocarbon reservoirs elucidated. The results indicate that the Nanpu Sag exhibits three dynamic boundaries: the buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD), the hydrocarbon accumulation depth limit (HADL), and the active source-rock depth limit (ASDL). These boundaries delineate a free, a restricted, and an irreducible dynamic field for hydrocarbon accumulation, which govern the conventional, tight, and shale hydrocarbon reservoirs, respectively that are distributed in a regular pattern from top to bottom. The BHAD corresponds to a critical porosity of 10.0%, a permeability of $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, and a pore-throat radius of $0.380 \mu\text{m}$. The HADL is characterized by a critical porosity of 2.0% and a pore-throat radius of $0.037 \mu\text{m}$. For the ASDL, the critical porosity is predicted to be 1.0%, corresponding to a vitrinite reflectance (R_o) of approximately 3.3%. These dynamic boundaries differ across varying areas primarily due to the influence of lithology and geothermal gradient. Specifically, a coarser-grained lithology and a lower thermal gradient are associated with a deeper BHAD. During the late depositional stage of the Dongying Formation, conventional hydrocarbon reservoirs are primarily formed due to the presence of the free hydrocarbon dynamic field. During the late depositional stage of the Minghuazhen Formation, tight hydrocarbon reservoirs were principally formed under the action of the restricted dynamic field. At present, the free dynamic field predominates in the shallow to intermediate stratigraphic levels with conventional hydrocarbon reservoirs occurring, the restricted dynamic field is primarily distributed in the intermediate to deep layers with tight hydrocarbon reservoirs forming, and the deep irreducible dynamic field contributes to the formation of shale hydrocarbon reservoirs in the Gaoliu area and the Linque Sub-sag. Therefore, the Linque Sub-sag—Gaoliu area in the Nanpu Sag exhibits a distribution and evolutionary sequence of shale, tight, and conventional hydrocarbon reservoirs within the Paleogene-Neogene whole petroleum system from sub-sags to the basin margin.

Key words: buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD), hydrocarbon accumulation depth limit (HADL), active source-rock depth limit (ASDL), dynamic field of hydrocarbon accumulation, whole petroleum system, dynamics of petroleum migration and accumulation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin

引用格式: 庞宏, 刘国勇, 贾承造, 等. 陆相断陷盆地全油气系统成藏动力场特征与有序分布模式——以渤海湾盆地南堡凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1136–1151. DOI: 10.11743/ogg20250408.

PANG Hong, LIU Guoyong, JIA Chengzao, et al. Characteristics of accumulation dynamic fields and orderly distribution pattern of hydrocarbon reservoirs in the whole petroleum system of a continental faulted basin: A case study of the Nanpu Sag in the Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1136–1151. DOI: 10.11743/ogg20250408.

渤海湾盆地南堡凹陷自20世纪80年代末开始勘探以来, 已历经3个勘探阶段。①早期勘探阶段(1989—2002年), 主要勘探对象为陆上的4个构造带, 勘探发现主要集中在高尚堡、柳赞和老爷庙构造, 发现了高柳整装构造油藏, 探明石油地质储量达 $8\,118 \times 10^4 \text{ t}$; ②快速勘探阶段(2003—2007年), 勘探发现集中在柳赞北部、高尚堡构造北部、南堡1号构造带和南堡2号构造带, 探明石油地质储量达 $57\,149 \times 10^4 \text{ t}$; ③深化勘探阶段(2008年至今), 勘探领域由构造油气藏向岩性地层油气藏转变, 由中浅层向中深层转变, 由常规向非常规转变, 发现了以高北斜坡沙河街组三段(沙三段, E_s^3)为代表的致密油藏和以南堡2-46井和南堡3-66井为代表的页岩油藏^[1-4]。通过分析断裂结构及油气分布特征, 提出了多种断控常规油气运移模式并构建了成藏模型^[5]。同时, 针对页岩油气发现, 结合页岩古生物、矿物和地球化学分析, 研究了南堡凹陷咸水湖盆烃源岩特征、潜力及分布^[6-7]。然而, 南堡凹陷常规与非常规

油气并存, 形成的油气藏还经历多期次的构造运动和成藏作用, 导致油气分布规律复杂。传统含油气系统理论^[8]在指导该地区油气勘探过程中遇到挑战。贾承造等提出的全油气系统理论, 强调常规-非常规油气系统的整体性和复杂性^[9]。这一理论的提出为理解油气成藏过程提供了新的视角。南堡凹陷具备“页岩油气藏-致密油气藏-常规油气藏”全油气系统特征, 其油气藏的形成和分布受多种因素控制。其中, 油气动力场是揭示不同类型油气藏之间的关联性和差异性的关键^[10-12]。拟通过动力学边界判识, 划分油气成藏动力场, 分析不同动力场油气藏特征, 在此基础上建立油气动力场控藏有序分布模式, 揭示常规油气与非常规油气的成藏差异和分布规律, 为油气勘探提供理论依据。

1 油气动力场成藏研究方法

沉积盆地油气富集成藏规律受盆地内浮力成藏下

限、油气成藏底限和源岩供烃底限3个动力学边界条件的控制。依据这3个动力学边界,将盆地自上而下分为自由动力场、局限动力场和束缚动力场。①自由动力场介于沉积盆地地表和浮力成藏下限之间,油气可以在浮力、压力、水动力和毛细管力的作用下运聚成藏,主要形成常规油气藏;②局限动力场介于浮力成藏下限和油气成藏底限之间,油气主要在分子体积膨胀力和毛细管力的作用下运聚成藏,主要形成非常规致密类油气藏;③束缚动力场位于油气成藏底限和烃源岩供烃底限之间,油气只能在分子扩散力作用下运移,主要形成页岩油气藏^[11](图1)。

依据沉积盆地不同流体动力场作用下的油气作用,分析全油气系统动力场演化控藏机制并建立控藏模型。首先,开展盆地分析,厘清“生-储-盖”组合特征与油气藏的发育分布特征,重点研究各目的层浮力成藏下限、油气成藏底限和源岩供烃底限。其次,分析动力学边界条件变化的影响因素;结合实际地质条件预测目的层浮力成藏下限、油气成藏底限和源岩供烃底限在剖面上和平面上的分布,并划分出自由、局限和束缚动力场,分析不同动力场的油气藏特征。最后,建立全油气系统动力场演化及有序分布模式。浮力成藏下限、油气成藏底限和源岩供烃底限判别方法如下:

1) 浮力成藏下限主要基于实例剖析、统计分析和数值模拟综合判识。实例剖析常规和非常规油气藏气-水倒置、油-水倒置、无明显油-水界面及大面积连

片分布的边界,在此基础上,统计分析油气的分布由“上气下水”转变为“下气上水”的临界条件,并通过力平衡(气体膨胀力 = 静水压力 + 毛细管力)方程数值模拟综合确定浮力成藏下限。

2) 油气成藏底限主要基于束缚水饱和度和储层内外势差以及最小流动孔喉半径综合判识。随着储层埋深的增加,压实作用不断增强,由于岩石固体骨架体积基本不变,孔隙空间在不断压实作用下减小。由于靠近颗粒内壁的几层吸附水膜保持相对稳定,减小的部分以自由孔隙空间为主,因此束缚孔隙空间所占的比例逐渐增大^[13]。当自由孔隙空间完全消失时,储层空间仅为束缚孔隙空间,全部被束缚水占据。此时,圈闭内、外势差提供的能量不足以满足临界成藏条件所需的能量;压汞测试的渗透率累计贡献率达99.99%,对应的孔喉半径即为最小流动孔喉半径,小于该孔喉半径的喉道不具备渗透能力,即为油气成藏底限。

3) 源岩供烃底限主要基于有机元素比值变化、生烃潜力指数变化、残留烃指数变化和排烃特征变化法综合判识。把H/C原子数比值最后变化率占总变化率的1%,有机质基本不生烃或生烃潜力极小(生烃潜力占总生烃潜力的1%), S_1/TOC 或“A”/TOC比值(S_1 为游离烃含量,TOC为总有机碳含量,“A”表示氯仿沥青“A”含量)减小到某一很小值后基本不再变化,以及排烃效率增大到最大接近100%时对应的临界条件视为烃源岩供烃底限。

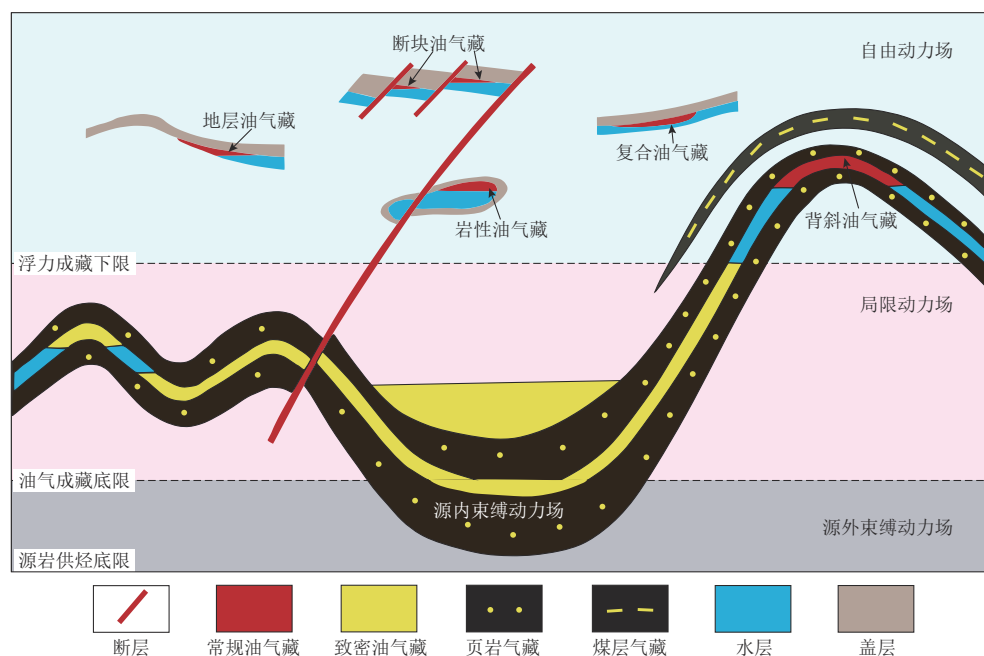


图1 全油气系统动力学边界和动力场联合控油气成藏机制与油气资源分布模式^[10]

Fig. 1 Diagram showing hydrocarbon accumulation mechanisms and the distribution pattern of hydrocarbon resources under the joint control of dynamic boundaries and dynamic fields of a whole petroleum system^[10]

2 研究区油气地质概况

南堡凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷东北,勘探面积仅为1 932 km²,其中包括海域勘探面积570 km²。南堡凹陷是一个典型的勘探面积小而油气富集程度高的断陷成因凹陷^[14]。南堡凹陷北以西南庄断层与柏各庄断层为界,南部则以沙北边界断层与沙北隆起为界^[14]。南堡凹陷内部发育4个生烃洼陷,自北至南分别是拾场次洼、柳南次洼、林雀次洼以及曹妃甸次洼(图1)。围绕这些生烃洼陷,南堡凹陷还发育8个构造带,自北向南依次是高尚堡构造带、柳赞构造带、老爷庙构造带和南部滩海地区的南堡1号—南堡5号构造带(图2)。经过30多年的勘探开发,南堡凹陷常规油气的勘探成果丰硕,在各构造带内均有重大勘探发现^[15](图2)。南堡凹陷的油气发现不仅平面上分布广泛,而且纵向上自新近系—白垩系也均有油气发现,发育多套含油气层系^[16]。馆陶组—沙三段探明储量主要分布在高柳斜坡、老爷庙构造以及南堡1号、2号和4号构造带主体,控制储量主要分布在南堡5号构造带(图2)。南堡凹陷发育较为完整的新生界,自下而上分别发育古近系沙河街组(Es)和东营组(Ed),新近系馆陶组(Ng)和明化镇组(Nm),以及第四系平原组(Qp)^[17](图2)。其中,沙河街组自底向顶又可进一步划分沙四段(Es⁴)—沙一段(Es¹),但是研究区普遍缺失

沙四段地层。厚层的沙三段自底向顶可进一步划分为Es³⁽⁵⁾—Es³⁽¹⁾ 5个亚段;东营组自下而上可进一步划分为东营组三段(东三段,Ed³)—东一段(Ed¹) 3个亚段(图2)。南堡凹陷发育3套烃源岩层系,分别为沙三段、沙一段以及东三段烃源岩^[15-17]。沙三段烃源岩平均TOC为1.3%,有机质类型以Ⅱ₂型及Ⅲ型为主,整体处于成熟—高成熟阶段,平均镜质体反射率(R_o)约为1.0%^[17]。沙一段烃源岩的有机质类型与沙三段烃源岩相近,但成熟度略低,整体处于成熟阶段,R_o主要介于0.7%~1.3%。东三段烃源岩有机质丰度介于沙三段与沙一段两套烃源岩之间,TOC平均值为1.2%,以Ⅱ₁型及Ⅱ₂型有机质为主,平均R_o约为0.8%。另外,南堡凹陷发育沙三段—明化镇组多套储层,明化镇组储层自下而上岩性逐渐变粗,馆陶组为砂砾岩夹泥岩为主,东营组下部发育1套中—细粒砂岩高品质储层,沙河街组储层集中在沙三段和沙一段。区域盖层分别为明化镇组中—下部、东二段顶部、东三段顶部与沙一段顶部泥质区域盖层,以及馆陶组中—下部玄武岩区域盖层^[17]。

3 油气成藏动力学边界判别结果

剖析南堡凹陷南堡1号—5号构造带以及高尚堡和老爷庙共7个构造带,判别不同构造带浮力成藏下限和油气成藏底限动力学边界,并通过对比不同构造带动力学边界的差异,阐明动力学边界影响因素。

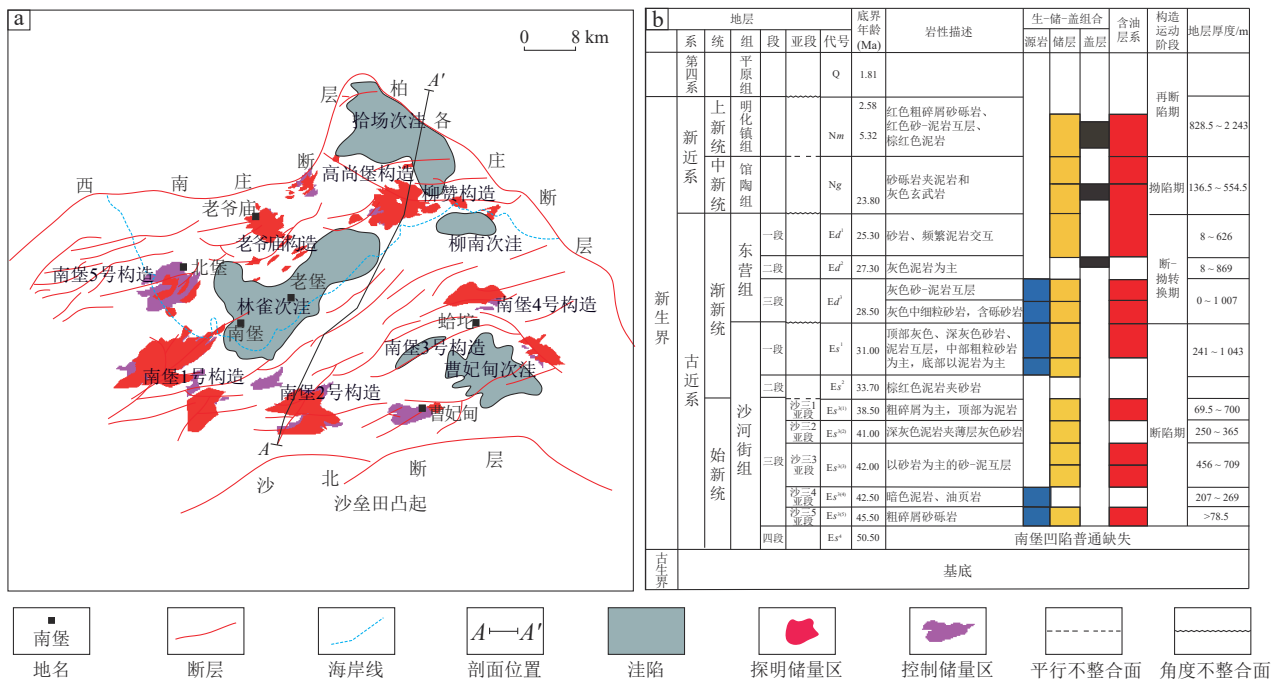


图2 渤海湾盆地南堡凹陷构造单元划分(a)及地层综合柱状图(b)
Fig. 2 Structural unit division map (a) and composite stratigraphic column (b) of the Nanpu Sag, Bohai Bay Basin

3.1 浮力成藏下限

浮力成藏下限指地层介质随着埋深增大、压实作用增强而使孔隙度降低、渗透率减小、孔喉半径变小到某一临界条件之后,浮力对油气运移成藏不再起主导作用的埋深下限,通常用与埋深对应的储层孔隙度、渗透率及孔喉半径等地质参数表征(图3a)。

在评价储层物性时,常规孔隙度和渗透率数据常在地表常压条件下测得,覆压孔隙度和渗透率更能反映地下真实情况,这对于深部储层来说更为重要。因此,对高柳地区38口井、1 825个测得的常规孔隙度和渗透率数据通过岩心实验标定,进行覆压校正获得覆压孔隙度和渗透率数据,统计分析发现含油气性好的构造油藏主要分布在孔隙度大于10.5%、渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层中,高北斜坡含油性好的致密油

藏主要分布在孔隙度小于10.5%、渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的地层中,大于该临界条件则表现为水层特征,因此孔隙度为10.5%和渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 是南堡凹陷浮力成藏下限边界(图3b)。进一步通过孔隙度和渗透率关系分析,收集到高柳地区3 712个孔隙度数据,其在埋深上的分布并不均匀,导致个别数据的埋深较大、对整体拟合结果影响较大,而且该埋深上采集数据较多,存在较多过小和过大的数据点,往往离散程度大。为了更好地表示孔隙度和埋深之间的关系,对收集到的样本以每10 m为一段取平均值的方法进行孔隙度-埋深关系拟合,推测出高柳地区孔隙度为10.5%时对应的埋深为3 915 m(图3c)。采用相似的方法原理判识南堡1号—南堡5号和老爷庙地区浮力成藏下限对应的埋深分别为3 516, 3 625, 3 698, 3 758, 3 717和3 400 m(图4)。

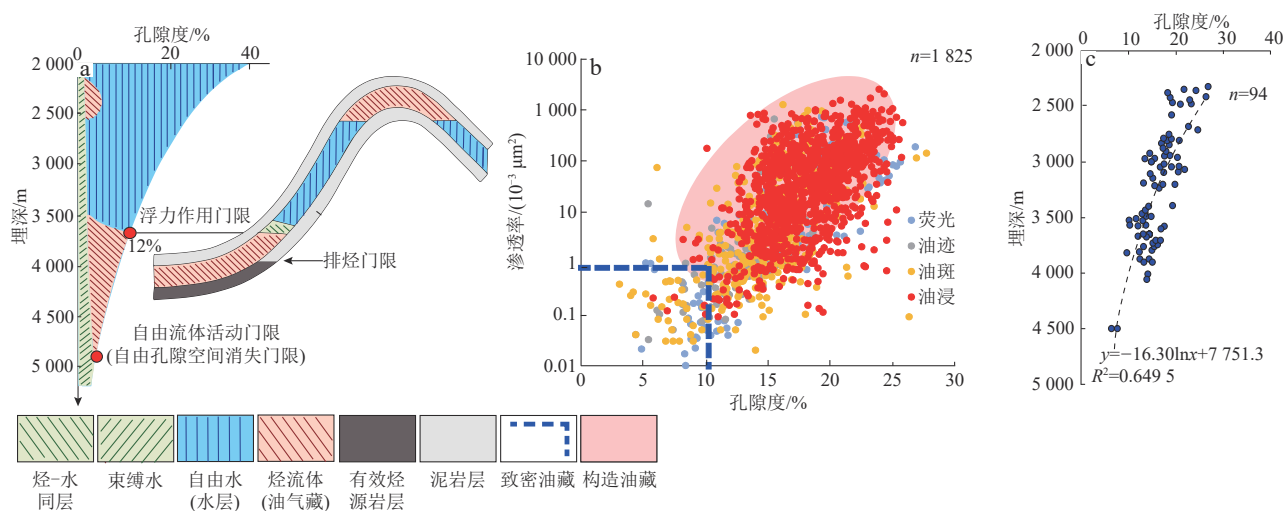


图3 浮力成藏下限判识原理

Fig. 3 Principles behind BHAD identification

a. 浮力成藏下限示意图; b. 高尚堡构造带不同类型油藏孔、渗相关性; c. 高尚堡孔隙度随埋深的变化

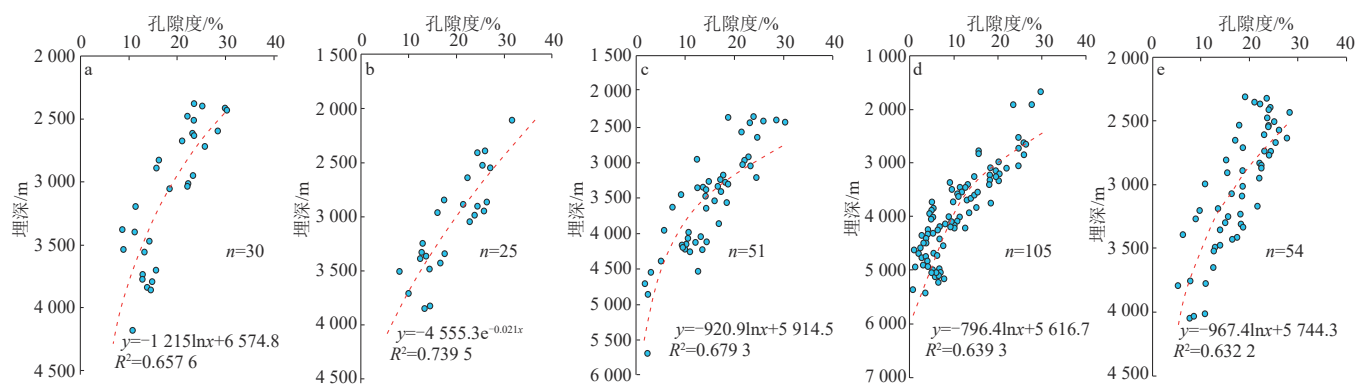


图4 南堡凹陷不同地区浮力成藏下限判识与统计分析

Fig. 4 BHAD identification and statistical analysis across varying areas of the Nanpu Sag

a. 南堡1号构造带; b. 南堡2号构造带; c. 南堡3号和4号构造带; d. 南堡5号构造带; e. 老爷庙构造带

依据试油、测井以及录井等资料,对单井的油/气/水层进行标定,在高尚堡地区选取12口钻遇 $E_s^{(3)}$ 亚段的典型井,通过油-气-水界面的分布关系分析,发现在浮力成藏下限(埋深3 900 m)之上的中浅层,水层较多,油层均分布于水层之上,表现出明显的常规油气藏特征,主要发育断层类相关的构造油气藏的和地层岩性油气藏。在中深层,开始呈现油层集中现象,并且在 $E_s^{(3)}$ 段出现油-水倒置的现象,在深凹斜坡区大面积连片分布(图5a)。南堡1号—南堡5号构造带以及老爷庙地区浮力成藏下限之下均开始表现出油-气-水倒置、无明显油-水界面的非常规油气藏特征(图5b—f)。

3.2 油气成藏底限

油气成藏底限是指在地质条件下,流体不能在储层自由活动的临界地质条件,通常对应着油气聚集成藏的最大埋深或最小孔隙度。低势是油气运移聚集的动力,也是油气能够保存的根本原因。随着埋深增大,圈闭能够聚集油气成藏的临界势差也相应变大,也就是说油气要排驱孔隙水进入埋藏较深的致密储层中时需要更高的能量。前人通过地质分析、物理模拟和数值模拟等手段分析,认为深部致密储层的油气运移动力主要是砂岩目的层与周围泥岩的毛细管力差,可用

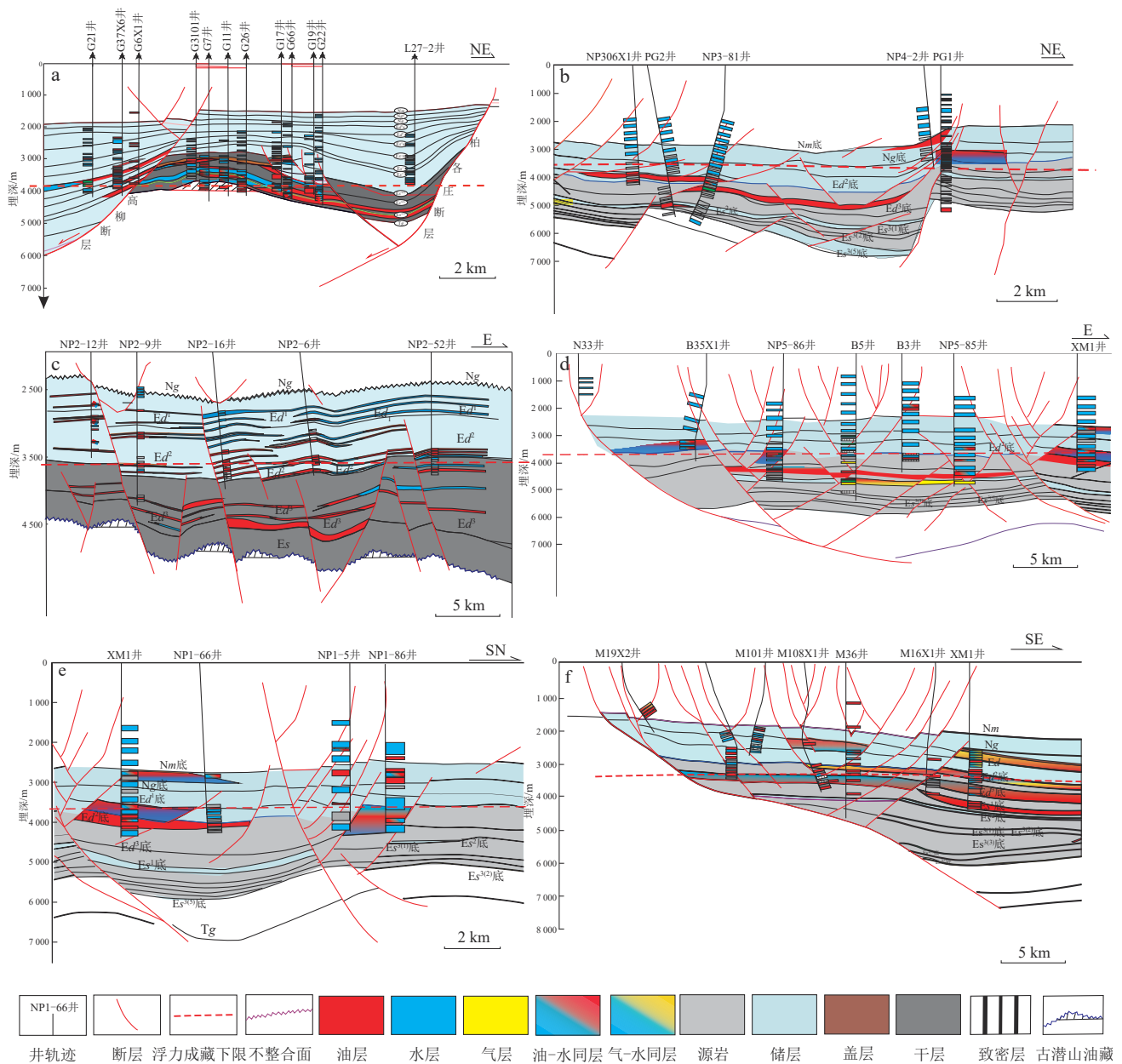


图5 南堡凹陷不同构造带浮力成藏下限及油藏特征剖面

Fig. 5 BHADs and reservoir characteristics across varying areas of the Nanpu Sag

a. 高柳地区; b. 南堡3号和南堡4号构造带; c. 南堡2号构造带; d. 南堡5号构造带; e. 南堡1号构造带; f. 老爷庙构造带

泥岩/砂岩界面势能比值表示,浅层的临界条件是该比值为2,该临界条件随着埋深的增大而增大^[18]。本文将同一埋深储层最大毛细管力与油气进入储层需要克服的最小毛细管力之差作为有效毛细管力差,通常称之为圈闭内、外势差,是油气运移的主要动力,有效毛细管力差越大,油气越易富集,当地层埋深达到一定数值时,砂、泥岩的孔喉半径几乎无差别,圈闭内、外势差提供的能量不足以满足临界成藏条件需要的能量,这时油气不能成藏,对应的埋深就是油气成藏底限埋深(图6)。

对高柳地区进行势差变化分析研究,主要利用了压汞实测资料和测井资料。首先,利用压汞数据将储层孔隙度、渗透率与孔喉半径之间的关系进行多元拟合,泥岩孔喉半径随深度的变化引用了前人关于渤海湾盆地泥岩孔隙演化规律^[19-24]。依据研究区压汞资料与孔喉关系拟合出的砂岩储层孔喉演化规律,结合高柳地区3 538个测井数据点的孔隙度和渗透率数据,分

析泥岩/砂岩界面势能比值随埋深的变化规律。以泥岩/砂岩界面势能比值为2作为油气能够充注的临界条件,随着埋深增大,临界条件有逐渐增大趋势,当最大圈闭内、外势差与油气充注临界势差相等时,得到油气成藏底限。由此,利用内、外势差法得到的高柳地区油气成藏底限埋深为6 100 m(图6)。

对南堡凹陷高柳地区11口井的171块砂岩样品进行核磁共振实验,提取所有的物性及束缚水饱和度数据,利用回归法厘定束缚水饱和度与孔隙度关系式,将束缚水饱和度($S_{wi} = 100\%$)代入式中,对应的孔隙度即为油气成藏底限孔隙度,约为2.3%(图7a)。利用J函数反求油气藏的平均毛细管力曲线(图7b)。根据上述计算过程,得到累积渗透能力近100%时所对应的最小流动孔喉半径为0.038 μm 。利用G3102-8井和G8X1井进行验证:G3102-8井沙河街组最小流动孔喉半径为0.039 μm ,G8X1井沙河街组最小流动孔喉半径为0.037 μm (图7c,d)。

3.3 油气动力场边界的影响因素

将整个南堡凹陷8 231个砂岩储层样品按不同的分选程度进行分类,对分选性相同的再按粒度大小进一步细分成粗砂岩、中砂岩、细砂岩和粉砂岩4类,然后对比分选性相同的4类砂岩储层的浮力成藏下限和油气成藏底限。分选性好的砂岩储层,孔隙度10%为浮力成藏下限孔隙度;相同分选性的砂岩储层中,随着粒径的增大,浮力成藏下限埋深逐渐变深(图8a)。从粉砂岩到粗砂岩,浮力成藏下限埋深在3 369 ~ 4 167 m内变化。以孔隙度2%来表征油气成藏底限,不同粒径储层油气成藏底限的变化特征与浮力成藏下限相似(图8b)。岩石孔隙空间主要为颗粒间空隙,颗粒粒径越大(岩性越粗),颗粒之间的原始堆积空隙(粒间孔)在未受强烈压实和胶结情况下的尺寸(孔隙及喉道)通常也会越大,唐勇等基于高压压汞实验分析玛湖凹陷风城组碎屑岩储层时也得到相似的结论^[25]。因此,岩性越粗,相对于相同压实和胶结条件下的细粒碎屑岩储层,毛细管阻力越小,浮力可有效驱动油气至更大深度,直到浮力与“地层压力+毛细管力”重新达到平衡,可见浮力在更深部仍能有效驱动油气聚集,形成常规油气藏。

南堡凹陷不同区带地温梯度存在差异:①南堡1号构造带地温梯度分布范围为2.85 ~ 3.30 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$,平均值为3.02 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$;②南堡2号构造带地温梯度分布范围为2.70 ~ 3.25 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$,平均值为2.96 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$;③南堡3号和南堡4号构造带地温梯

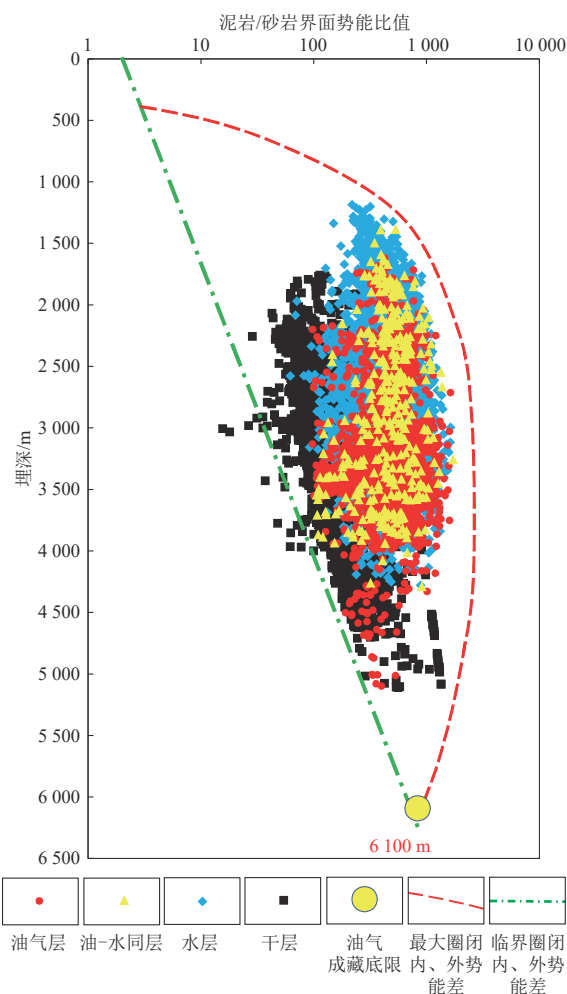


图6 南堡凹陷高柳地区泥岩/砂岩界面势能比值与埋深的关系

Fig. 6 Potential energy ratio between mudstone and sandstone interfaces vs. depth in the Gaoliu area, Nanpu Sag

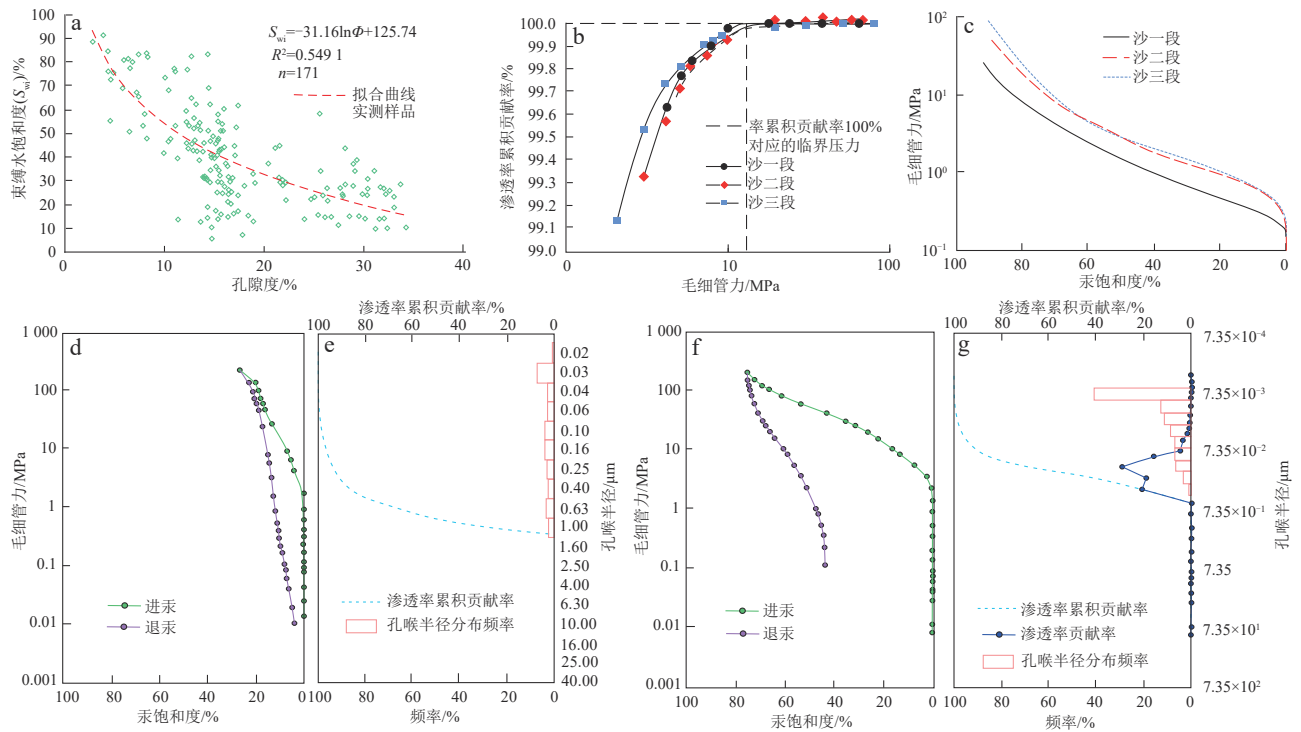


图7 南堡凹陷油气成藏底限辨识

Fig. 7 HADL identification in the Nanpu Sag

a. 高柳地区束缚水饱和度随孔隙度的变化;b,c. 分别为沙河街组各目的层毛管力与渗透率和束缚水饱和度的关系;d. G3102-8井岩心样品高压压汞饱和度与毛管力的关系曲线;e. G3102-8井岩心样品孔喉半径分布频率与渗透率累积贡献率的关系曲线;f. G8X1井岩心样品高压压汞饱和度和毛管力的关系曲线;g. G8X1井岩心样品孔喉半径分布频率与渗透率累积贡献率的关系曲线

度分布范围为 $2.90 \sim 3.35$ $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$, 平均值为 3.08 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$; ④南堡5号构造带地温梯度分布范围为 $2.90 \sim 3.15$ $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$, 平均值为 3.01 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$; ⑥老爷庙地区地温梯度分布范围为 $2.95 \sim 3.10$ $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$, 平均值为 3.01 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$; ⑦高柳地区地温梯度分布范围为 $2.85 \sim 3.55$ $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$, 平均值为 3.12 $^{\circ}\text{C}/(100\text{ m})$ 。地温梯度整体表现为凹陷区较低、隆起处较高的特征。高地温梯度表现为浮力成藏下限较深的特征, 如老爷庙构造带、南堡5号构造带以及南堡1号构造带; 低地温梯度表现为浮力成藏下限相对较浅的特征, 如高柳地区以及南堡2号、南堡3号和南堡4号构造带。根本原因是目的层在演化过程中经历的温度较高、热演化程度偏高, 在相同埋深条件下地层受到的压实作用较强, 具有早致密的特点。庞雄奇等对世界范围内14个重点含油气盆地的油气成藏底限进行分析, 也得出相似的规律: 浮力成藏下限埋深随地温梯度的减小而变深^[26]。

3.4 源岩供烃底限

源岩供烃底限指干酪根母质进一步生成的烃量不足生烃总量的1%时的界限, 对应的埋深或有机质转

化程度以镜质体反射率(R_o)来表示。

由于不同地区热演化史的差异, 对应的生烃底限埋深是不同的, 因此, 对 R_o 和埋深进行拟合, 生烃底限先用 R_o 表示, 再转化为埋深。本文利用第一部分介绍的4种方法确定沙三段、沙一段和东三段3套烃源岩层的供烃底限。结果表明: ①东三段源岩供烃底限 R_o 介于 $2.74\% \sim 3.63\%$, 对应埋深介于 $5\ 305 \sim 5\ 700\text{ m}$ (图9a); ②沙一段源岩供烃底限 R_o 介于 $3.26\% \sim 3.96\%$, 对应埋深介于 $6\ 360 \sim 6\ 720\text{ m}$ (图9b); ③沙三段源岩供烃底限 R_o 介于 $2.98\% \sim 3.71\%$, 对应埋深介于 $6\ 510 \sim 7\ 340\text{ m}$ (图9c)。

4 油气动力场划分及其成藏特征

4.1 油气动力场划分

依据浮力成藏下限、油气成藏底限和源岩供烃底限, 南堡凹陷自上而下可划分为自由动力场、局限动力场和束缚动力场。南堡凹陷高柳地区和南堡2号构造带的流体动力场划分结果见图10。可以看出, 位于中浅层的东一段及其以上地层现今全部属于自由动力

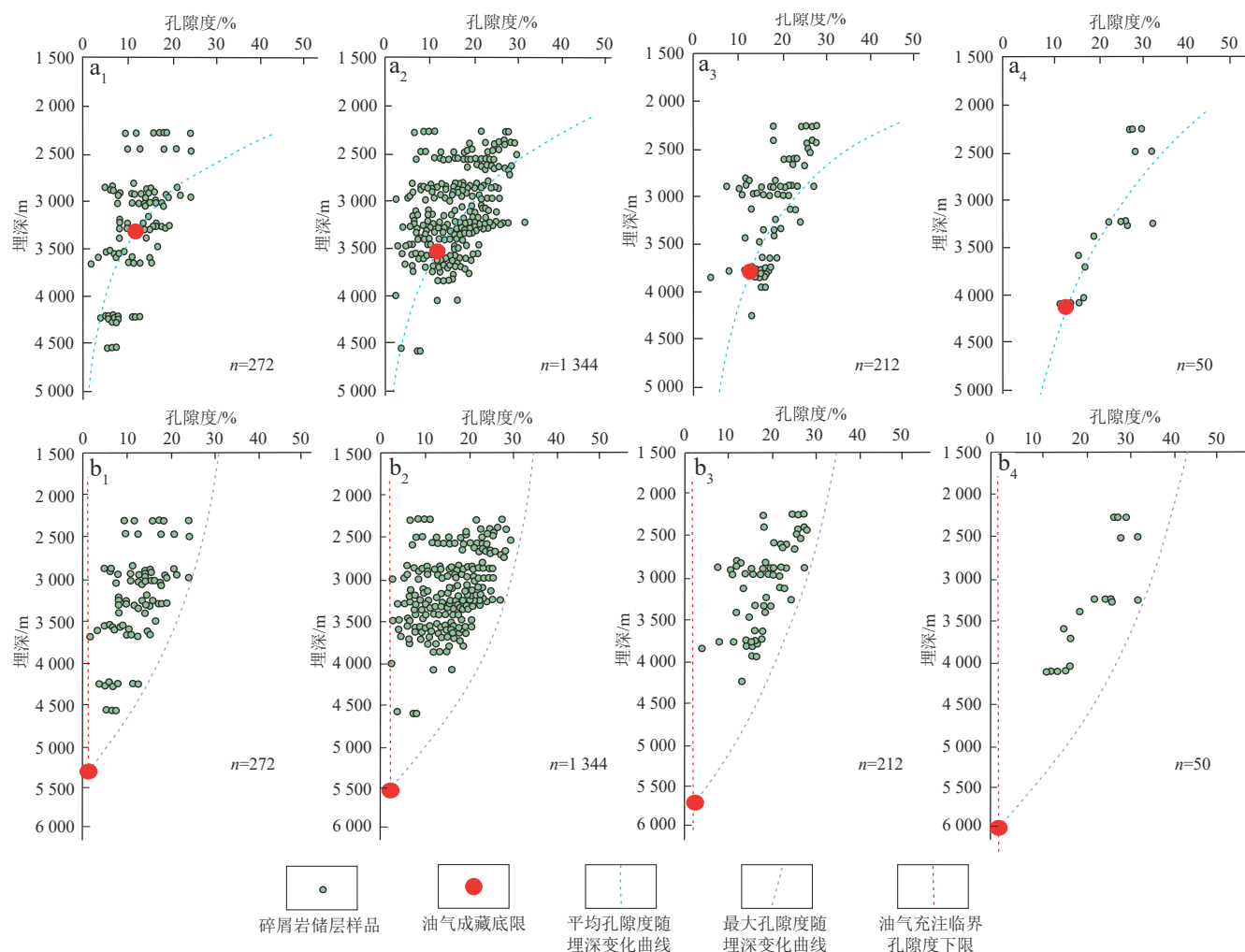


图8 南堡凹陷分选性好的不同粒径砂岩储层浮力成藏下限和油气成藏底限的变化

Fig. 8 Depth variations of BHADs and HADLs in well-sorted sandstone reservoirs with different grain sizes in the Nanpu Sag

a_1, b_1 . 粉砂岩; a_2, b_2 . 细砂岩; a_3, b_3 . 中砂岩; a_4, b_4 . 粗砂岩

场,自东二段开始出现局限动力场,一直到沙三段3亚段($E_s^{3(U)}$)才出现束缚动力场。不同构造带之间由于地温梯度、岩性等的差异,导致边界条件存在较大差异,其中,林雀次洼的2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动力场之内,少量处于局限动力场与自由动力场的过渡区域。

4.2 不同动力场油气藏特征

在南堡凹陷浮力成藏下限之上的自由动力场中,储集体的孔隙度大于10.0%,具有高孔、高渗的特征,油气运聚遵循达西定律,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为2.0%~2.4%,该底限与浮力成藏下限之间形成局限动力场。局限动力场内的储层普遍致密,油气运聚遵循局限达西定律,不再受浮力主导,而是在毛细管力的作用下形成以致密砂岩油气为主的非常规油气资

源。以高北斜坡 $E_s^{3(3)}$ 油藏为例,从斜坡到高部位局限场的致密油藏和自由场的常规油藏有序分布。 $E_s^{3(3)}$ 段Ⅱ和Ⅲ油组位于浮力成藏下限之上的自由动力场,埋深3500~4000 m,孔隙度为15%~18%,为典型的岩性-构造油藏,现为上油下水的特征;低部位的 $E_s^{3(3)}$ 段Ⅳ和Ⅴ油组位于浮力成藏下限之上的局限动力场,埋深3800~4500 m,孔隙度介于8%~12%,为典型的致密油藏,无明显油-水界面及大面积连片分布(图11)。

油气成藏底限之下为束缚动力场,孔隙度低于2%,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。束缚动力场包括但不限于孔隙度小于2%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。南堡凹陷沙一段—东三段下亚段沉积时期,环林雀和曹妃甸次洼继承性发育宽缓的斜坡背景,有

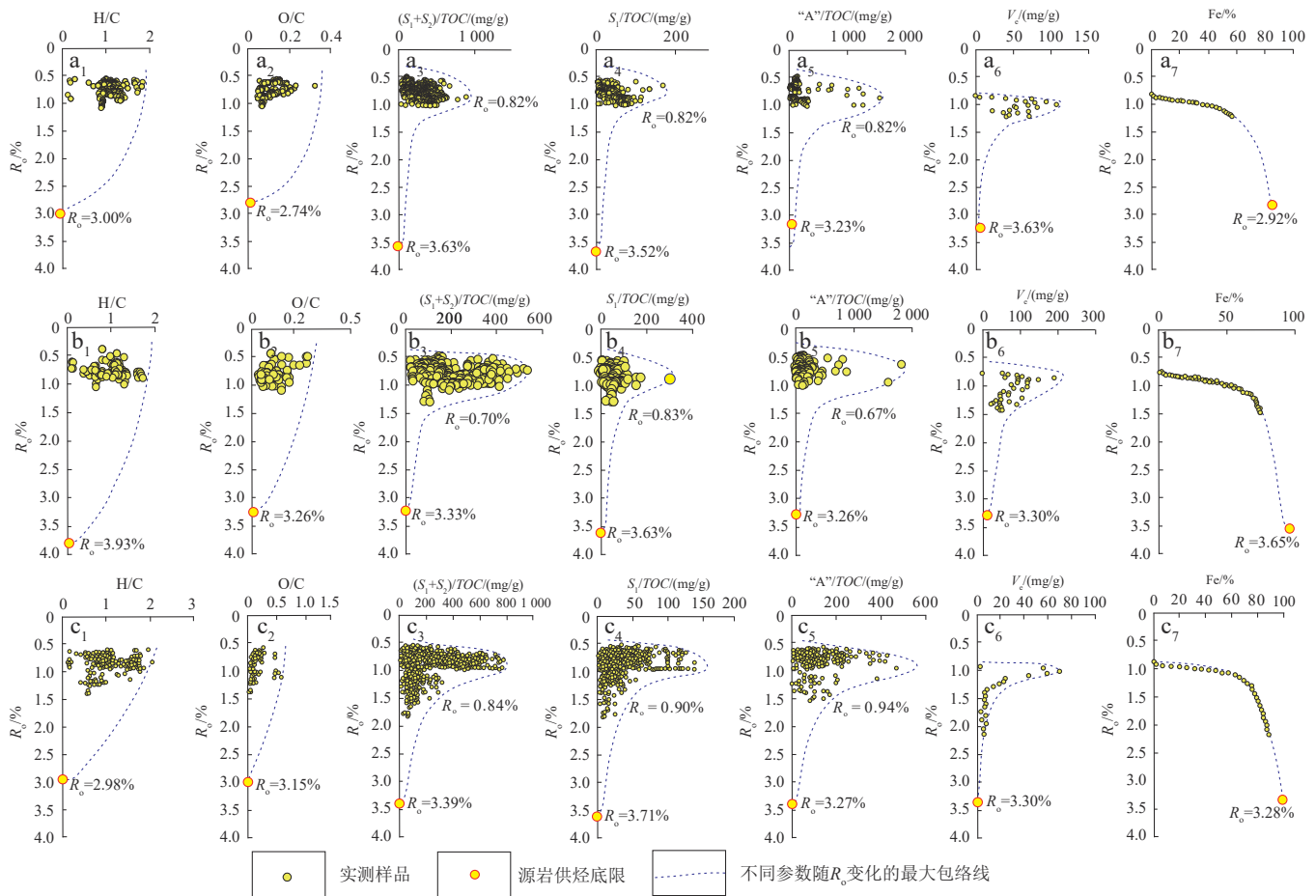


图9 南堡凹陷烃源岩排烃门限和供烃底限认识

Fig. 9 ASDI identification in the Nanpu Sag

a_1 — a_7 , 分别为东三段有机质 H/C 和 O/C 原子数比值(a_1 , a_2)、生烃潜力指数(a_3)、残留烃指数(a_4)、有机质转化程度(a_5)、排烃速率(a_6)和排烃效率(a_7)随 R_o 的变化特征; b_1 — b_7 , 分别为沙一段有机质 H/C 和 O/C 原子数比值(b_1 , b_2)、生烃潜力指数(b_3)、残留烃指数(b_4)、有机质转化程度(b_5)、排烃速率(b_6)和排烃效率(b_7)随 R_o 的变化特征; c_1 — c_7 , 分别为沙三段有机质 H/C 和 O/C 原子数比值(c_1 , c_2)、生烃潜力指数(c_3)、残留烃指数(c_4)、有机质转化程度(c_5)、排烃速率(c_6)和排烃效率(c_7)随 R_o 的变化特征

[H/C 表示氢碳原子数比值; O/C 表示氧碳原子数比; $(S_1+S_2)/TOC$ 表示生烃潜力指数; S_1/TOC 表示残留烃指数; “A”表示氯仿沥青“A”含量; “A”/TOC 表示有机质转化程度; Fe 表示排烃效率; v_g 表示排烃速率。]

利于细粒沉积岩类大面积稳定分布,是页岩油气藏发育的有利相带。同时,页岩层系发育细粒混合沉积岩和细粒长英质沉积岩,脆性矿物含量高,脆性指数达 70.0%。烃源岩有机质丰度较高,TOC 一般大于 1.0%,成熟度适中, R_o 大于 0.6%,地层压力较高,压力系数大于 1.2,距离物源区较远,位于前三三角洲-半深湖相带,具备良好的页岩油形成地质条件。细粒沉积岩与高成熟、低黏度烃类源-储一体超压成藏,长英质细粒沉积岩是页岩油藏的优势组构相,页岩油藏在稳定构造背景下大面积连续分布(图 12),在半深湖相内已部署 NP2-46 井和 NP3-66 井,在沙一段和东三段页岩油甜点试油分别获日产量 $21.87 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $20.65 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的工业油流,指示良好的页岩油勘探前景。

4.3 油气动力场成藏有序分布演化模式

4.3.1 油气成藏期确定

埋藏史和流体包裹体分析结果显示,沙一段流体包裹体均一温度集中在 $75 \sim 135^\circ\text{C}$,东一段流体包裹体均一温度介于 $75 \sim 95^\circ\text{C}$,明化镇组流体包裹体均一温度介于 $70 \sim 85^\circ\text{C}$,南堡凹陷主要经历 2 期生、排烃。其中,第一期发生在东营组沉积末期,沙三段烃源岩达到成熟并开始大量生、排烃;第二期发生在明化镇组沉积中、末期,沙一段和东营组烃源岩开始成熟并生、排烃(图 13)。

4.3.2 油气成藏阶段划分

南堡凹陷主要目的层段在埋藏过程中可能都经历

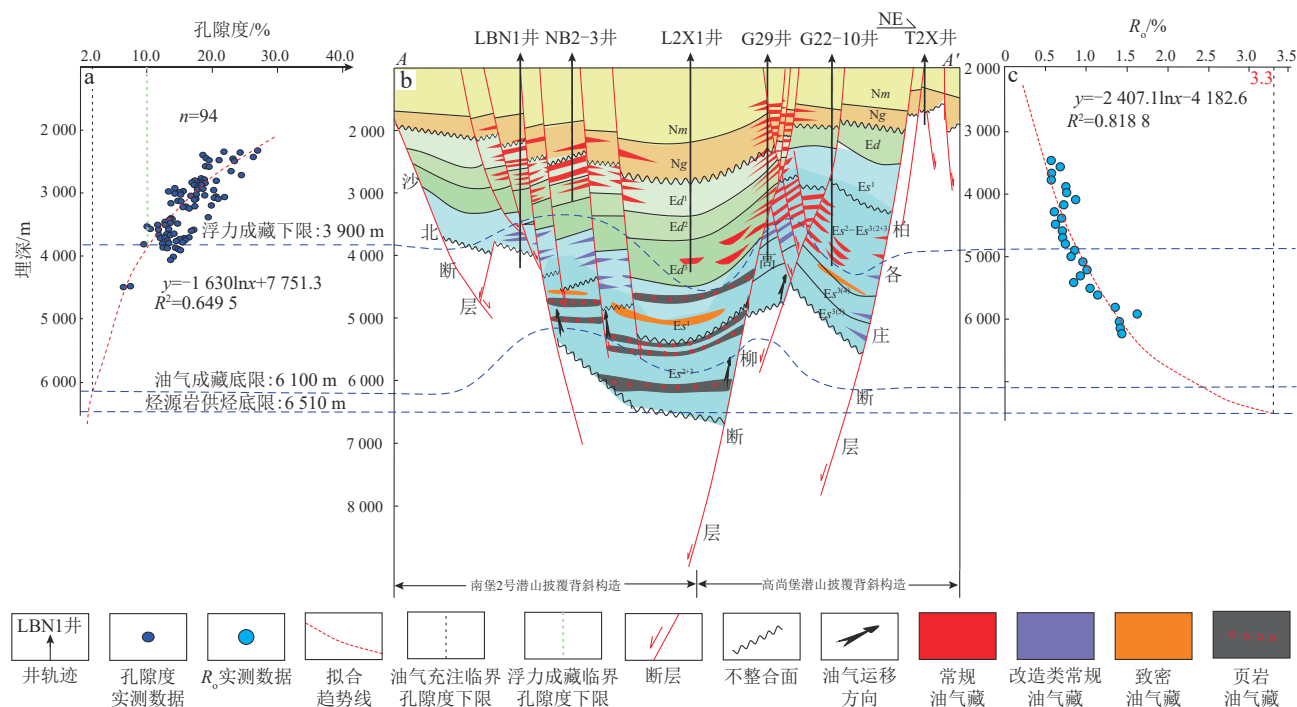
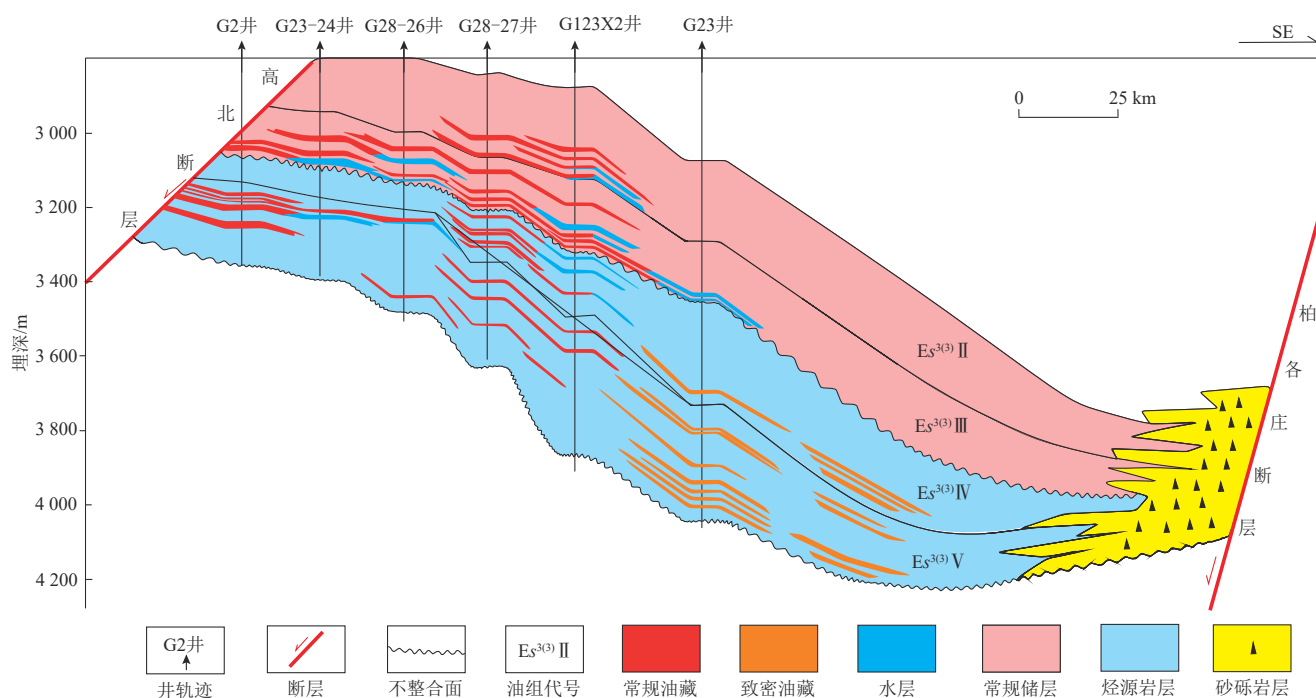


图10 南堡凹陷全油气系统成藏动力场模式

Fig. 10 Diagram showing the dynamic field model of hydrocarbon accumulation in the whole petroleum system of the Nanpu Sag

a. 孔隙度随埋深的变化; b. 流动动力场剖面(剖面位置见图2a); c. 成熟度(镜质体反射率 R_o)随埋深的变化图11 南堡凹陷高北斜坡 $Es^{3(3)}$ 亚段不同类型油气藏联合共生及其有序分布特征剖面Fig. 11 Coexistence and orderly distribution of varying hydrocarbon reservoir types in the 3rd sub-member of the 3rd member of the Shahejie Formation ($Es^{3(3)}$), Gaobei slope, Nanpu Sag

了自由动力场、局限动力场和束缚动力场。关键成藏动力场转换边界受古温度场和压力场等条件综合控制,是一个非常复杂的过程,贾承造等通过对非常规油

气自封闭作用力的研究,将孔隙度小于12.0%、渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 和孔喉半径小于 $0.1 \mu m$ 确定为浮力成藏下限边界^[27],与本研究区的分析结果相似。本文

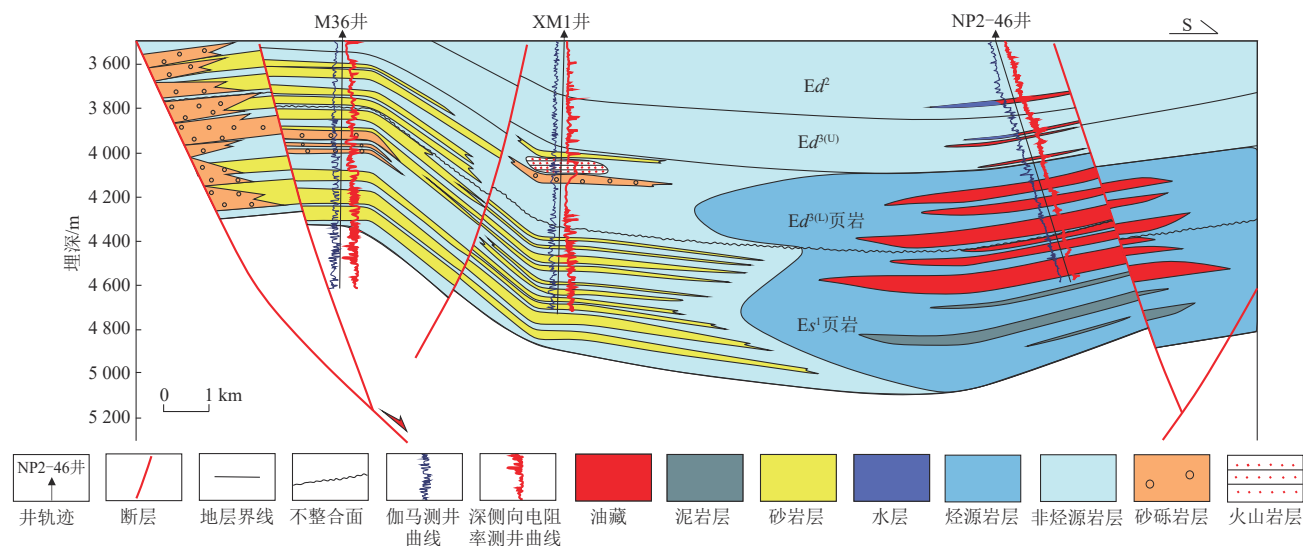


图12 南堡凹陷林雀次凹页岩油成藏模式示意图

Fig. 12 Shale oil accumulation model in the Linque Sub-sag, Nanpu Sag

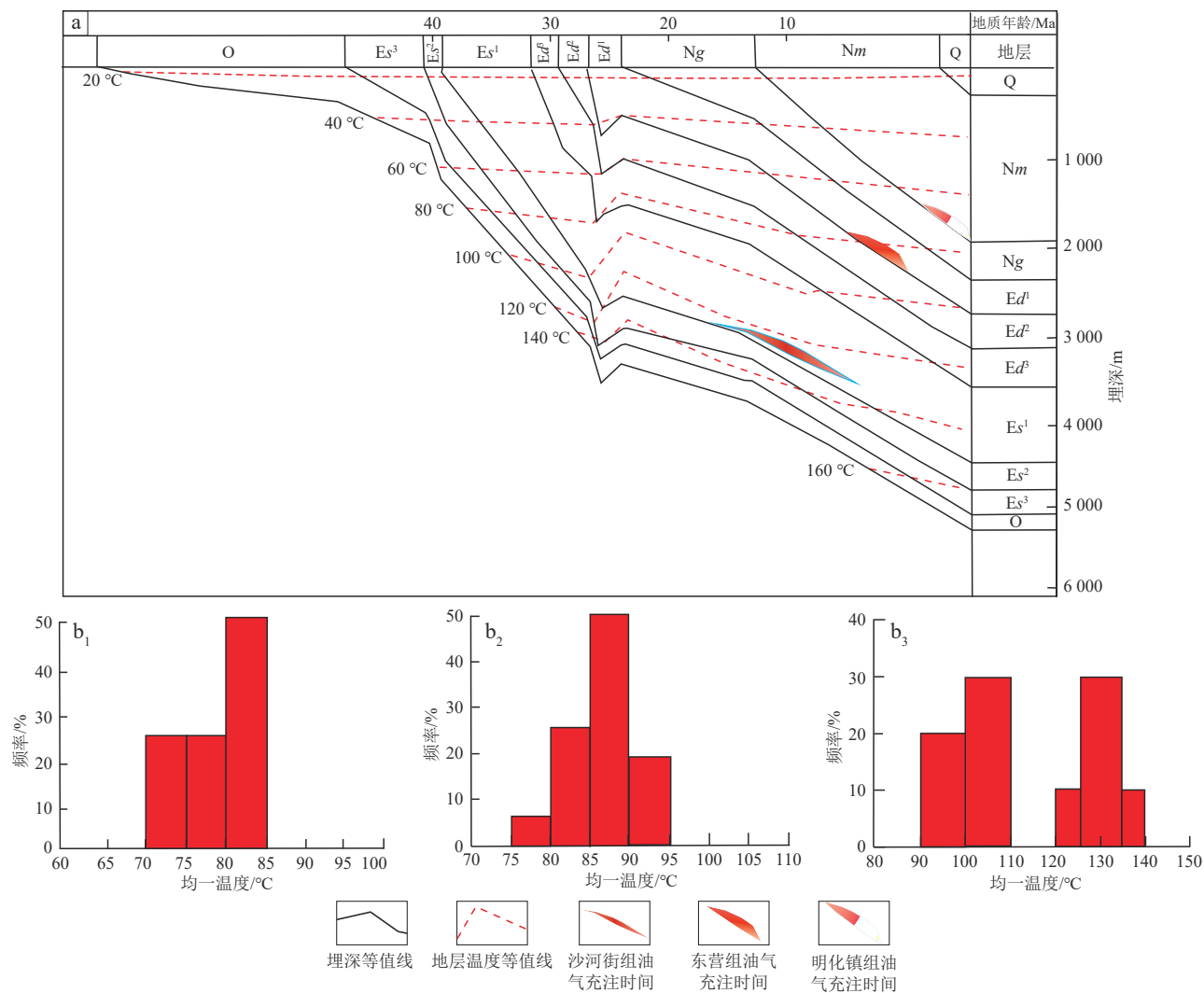


图13 南堡凹陷NP1井埋藏史和储层流体包裹体均一温度分布特征

Fig. 13 Burial history and homogenization temperature distributions of fluid inclusions in well NP1, Nanpu Sag

a. 南堡凹陷埋藏史; b₁. 明化镇组流体包裹体均一温度频率分布直方图, 埋深 1 829 m; b₂. 东一段流体包裹体均一温度频率分布直方图, 埋深 2 630 m; b₃. 沙一段流体包裹体均一温度频率分布直方图, 埋深 4 170 m

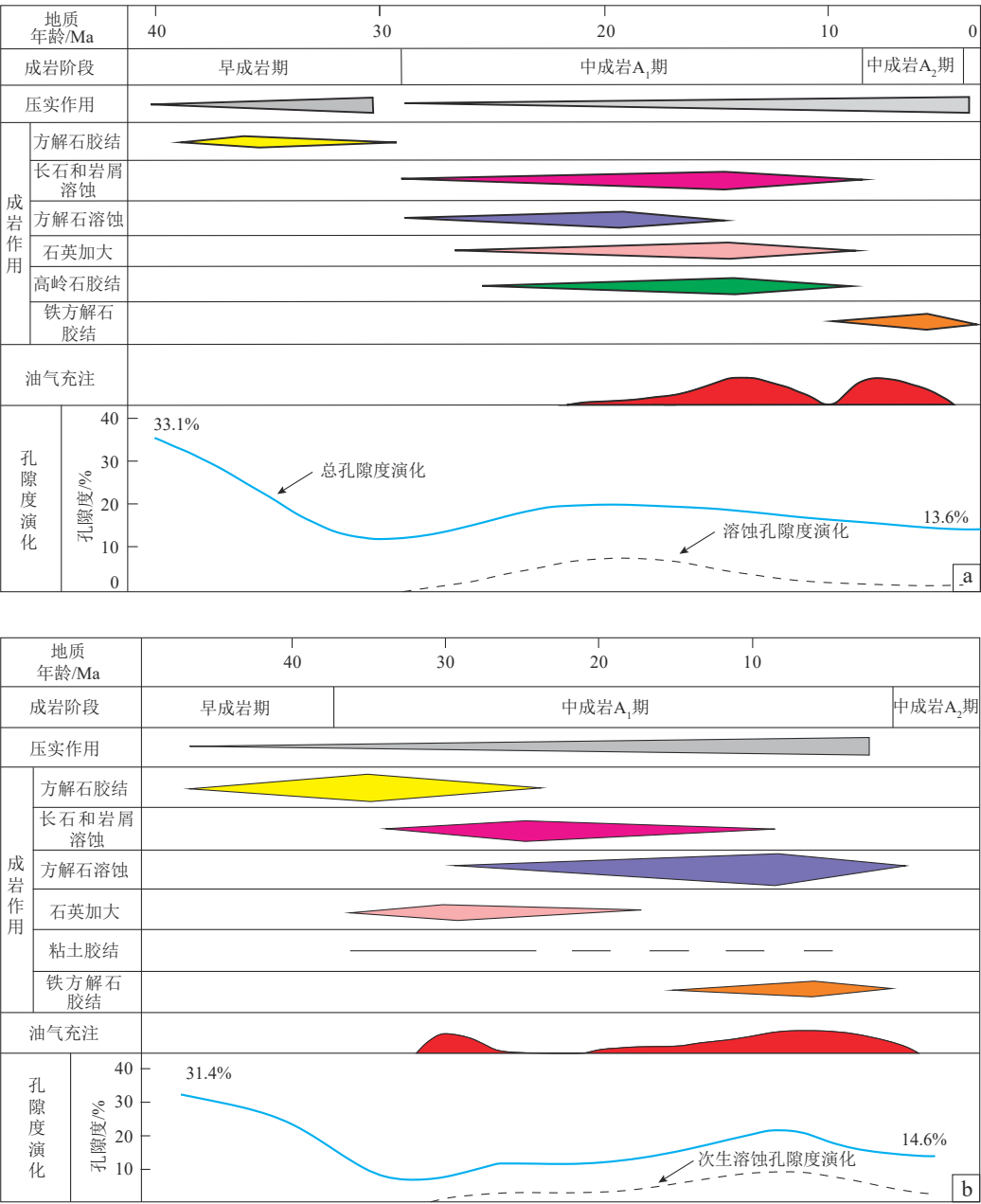


图 14 南堡凹陷不同地区储层演化史

Fig. 14 Reservoir evolution histories in different areas of the Nanpu Sag

a. 南堡3号构造带,沙一段; b. 高柳地区,沙三段

拟通过关键成藏期古孔隙恢复方法,将孔隙度 10.5% 作为古今浮力成藏下限的动力学边界。由于不同的储层及烃源岩演化过程不同,不同阶段形成的油气在纵向上叠加、平面上复合形成了现今的油气分布特征。依据源-储耦合分析,结合烃源岩的生烃史及致密化史综合分析(图 13,图 14),建立了南堡凹陷油气动力场演化控藏模式(图 15)。沙河街组沉积末期,地层埋深较浅,地层压实作用较弱,储层孔隙度和渗透率高(图 14),自由动力场广泛分布,仅在高柳等地区储层致密(图 14),发育局限动力场;沙河街组沉积末期,地

层经历短暂隆起剥蚀后继续沉降,至东营组沉积末期,地层压实作用较强,储层孔隙度和渗透率较高,自由动力场范围缩小,局限动力场范围增大,除了高柳地区以外,在林雀次凹也发育局限动力场。此外,林雀次洼开始出现束缚动力场。馆陶组沉积末期地层短暂抬升剥蚀后继续沉降,主要发育自由动力场和局限动力场,多形成常规和致密油气藏。至明化镇组沉积末期,地层压实作用进一步增强,储层物性变差,局限动力场范围进一步扩大,从高柳地区到南堡2号构造带均有分布。束缚动力场在林雀次洼发育,主要生成页岩油气。演

化至现今,南堡凹陷中浅层主要发育自由动力场,以常规油气藏为主,中深层主要发育局限动力场,以致密油

气藏为主,深层束缚动力场使得林雀次洼和高柳地区发育页岩油气藏(图15)。

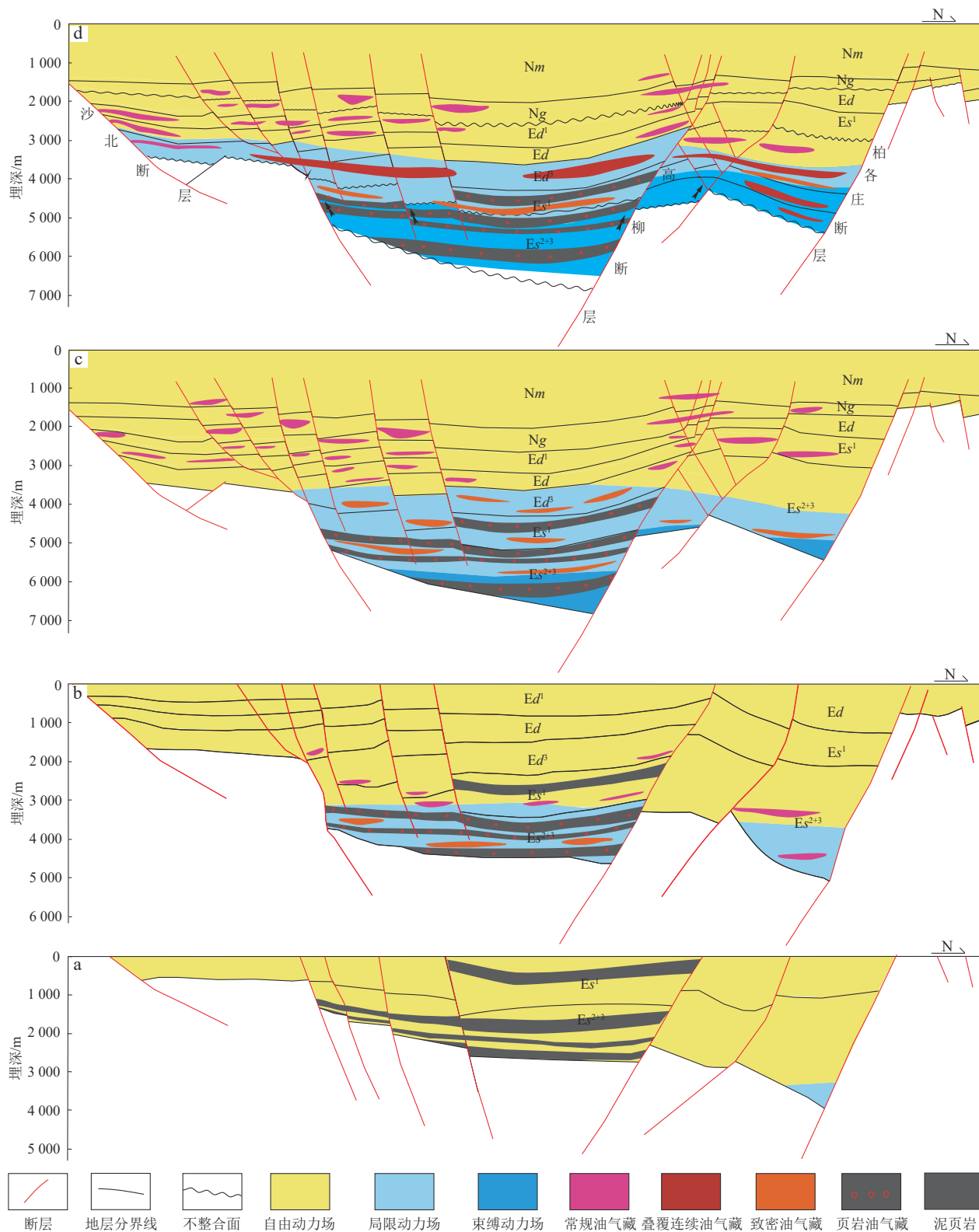


图15 南堡凹陷古近系-新近系全油气系统动力场成藏演化模式

Fig. 15 Diagrams showing the evolutionary models of hydrocarbon reservoirs under the control of accumulation dynamic fields in the Paleogene-Neogene whole petroleum system of the Nanpu Sag

a. 沙河街组沉积末期; b. 东营组沉积末期; c. 明化镇组沉积末期; d. 现今

5 结论

1) 南堡凹陷古近系全油气系统发育浮力成藏下限、油气成藏底限和源岩供烃底限3个成藏动力学边界,不同地区成藏动力学边界存在差异,主要受岩性和地温梯度的影响,岩性越粗、地温梯度越低,浮力成藏下限越深。

2) 南堡凹陷古近系全油气系统浮力成藏下限、油气成藏底限和源岩供烃底限分别形成了自由动力场、局限动力场和束缚动力场,油气自上而下呈“常规油气—致密油气—页岩油气”有序分布。

3) 依据源-储耦合分析,建立了南堡凹陷全油气系统动力场演化控藏模式,东营组沉积末期主要发育自由和局限动力场,以常规油气藏和致密油气藏为主,现今在中浅层主要发育自由动力场,中深层主要发育局限动力场,深层束缚动力场在高柳地区和林雀次洼发育页岩油气藏,并经勘探证实。

参 考 文 献

- [1] 孙永河, 赵博, 董月霞, 等. 南堡凹陷断裂对油气运聚成藏的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 540-549.
SUN Yonghe, ZHAO Bo, DONG Yuexia, et al. Control of faults on hydrocarbon migration and accumulation in the Nanpu Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 540-549.
- [2] 杨晓利, 张自力, 孙明, 等. 同沉积断层控砂模式——以南堡凹陷南部地区Es¹段为例[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(4): 526-533.
YANG Xiaoli, ZHANG Zili, SUN Ming, et al. Models of contemporaneous fault controlling sandstone deposition: A case study of Es¹ in southern Nanpu Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4): 526-533.
- [3] 高永亮, 李国永, 刘小平, 等. 南堡凹陷林雀次洼沙一段页岩不同尺度孔喉分形特征及其主控因素[J]. 特种油气藏, 2024, 31(6): 39-48.
GAO Yongliang, LI Guoyong, LIU Xiaoping, et al. Fractal characteristics of shale pore throats at various scales and their dominant controlling factors in the first member of the Shahejie Formation in the Linque sub-sag of the Nanpu Depression [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(6): 39-48.
- [4] 高长海, 王健, 罗瑞, 等. 致密砂岩储层成岩史与成藏史耦合关系研究——以南堡凹陷滩海地区沙一段为例[J]. 中国矿业大学学报, 2019, 48(4): 819-829.
GAO Changhai, WANG Jian, LUO Rui, et al. Coupling relationship between diagenetic evolution and hydrocarbon accumulation of tight sandstone reservoir: A case study of the first member of Shahejie Formation in the beach area of Nanpu Sag[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2019, 48(4): 819-829.
- [5] JIANG Youlu, ZHAO Kai, IMBER J, et al. Recognizing the internal structure of normal faults in clastic rocks and its impact on hydrocarbon migration: A case study from Nanpu Depression in the Bohai Bay Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 184: 106492.
- [6] WANG Shilin, MANSOUR A, LI Cong, et al. Source rock assessment and organic matter characterization of the Oligocene upper Shahejie and Dongying formations in the Nanpu depression of the saline lacustrine Bohai Bay Basin, China: Geochemical, palynological, and mineralogical perspectives [J]. Marine and Petroleum Geology, 2024, 165: 106902.
- [7] LIU Huan, LIU Xiaoping, LIU Guoyong, et al. Sedimentary environment controls on the lacustrine shale lithofacies: A case study from the Nanpu Depression, Bohai Bay Basin [J]. Geoenery Science and Engineering, 2023, 225: 211704.
- [8] 李小冬, 郑伟, 史原鹏, 等. 基于全油气系统理论的油气资源评价方法——以冀中坳陷武清凹陷沙河街组三段为例[J]. 断块油气田, 2024, 31(5): 778-785.
LI Xiaodong, ZHENG Wei, SHI Yuanpeng, et al. Oil and gas resource assessment method based on whole oil-gas system theory: Taking the 3rd Member of Shahejie Formation in Wuqing Sag of Jizhong Depression as an example [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024, 31(5): 778-785.
- [9] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 全油气系统理论基本原理[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 679-691.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Basic principles of the whole petroleum system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 679-691.
- [10] PANG Xiongqi. Quantitative evaluation of the whole petroleum system[M]. Singapore: Springer, 2023: 1-10.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 姜福杰, 庞雄奇, 武丽. 致密砂岩气藏成藏过程中的地质门限及其控气机理[J]. 石油学报, 2010, 31(1): 49-54.
JIANG Fujie, PANG Xiongqi, WU Li. Geologic thresholds and its gas-controlling function during forming process of tight sandstone gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(1): 49-54.
- [14] 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.
- [15] 刘国勇, 庞雄奇, 马乾, 等. 南堡凹陷油气藏形成与预测评价 [M]. 北京: 科学出版社, 2023: 13-296.
- LIU Guoyong, PANG Xiongqi, MA Qian, et al. Formation and prediction evaluation of oil and gas reservoirs in Nanpu Depression [M]. Beijing: Science press, 2023: 13-296.
- [16] 姜福杰, 郭婧, 庞雄奇, 等. 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.
- JIANG Fujie, GUO Jing, PANG Xiongqi, et al. 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.
- [17] 刘国勇, 刘华, 陈蕾, 等. 南堡凹陷油气分布有序性与差异富集主控因素[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(2): 112-122.
- LIU Guoyong, LIU Hua, CHEN Lei, et al. Orderly distribution of oil and gas and the main controlling factors for the differential hydrocarbon enrichment in Nanpu Sag [J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(2): 112-122.
- [18] 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.
- [19] 孙致学, 楚鹏, 张青茹, 等. 微观驱油实验数值模拟方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2015, 34(3): 124-128.
- SUN Zhixue, CHU Peng, ZHANG Qingru, et al. Numerical simulating method of the microscopic oil-flooding experiment [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2015, 34(3): 124-128.
- [20] 倪怀玮. 超临界地质流体的性质和效应[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2020, 39(3): 443-447, 440.
- NI Huaiwei. Properties and effects of supercritical geofluids [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2020, 39(3): 443-447, 440.
- [21] 陈少伟, 刘建章. 含油气盆地微观裂缝脉体期次、成因与流体演化研究进展及展望[J]. 地质科技通报, 2021, 40(4): 81-92.
- CHEN Shaowei, LIU Jianzhang. Research progress and prospects of the stages, genesis and fluid evolution of micro-fracture veins in petroliferous basins [J]. *Bulletin of Geological Science and Technology*, 2021, 40(4): 81-92.
- [22] 张志刚, 段振豪. 地质流体热力学性质的蒙特卡罗模拟[J]. 地学前缘, 2001, 8(4): 402-408.
- ZHANG Zhigang, DUAN Zhenhao. Monte Carlo simulation of thermodynamic properties of geological fluids [J]. *Earth Science Frontiers*, 2001, 8(4): 402-408.
- [23] 白桦. 南堡凹陷低孔渗介质条件下油气可动性研究及可动资源潜力预测[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017: 35-40.
- BAI Hua. Study on the hydrocarbon mobility under the geological conditions of low porosity and permeability and prediction on movable resource potential in Nanpu Sag [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017: 35-40.
- [24] 单家增, 王捷, 王秉海, 等. 光弹物理模拟实验法在古应力场研究中的应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2000, 24(4): 61-66.
- SHAN Jiazeng, WANG Jie, WANG Binghai, et al. Application of photoelastic experiments method to study of palaeotectonic stress field [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2000, 24(4): 61-66.
- [25] 唐勇, 贾承造, 陈方文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组全粒序储层孔喉结构与原油可动性关系[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 99-111.
- TANG Yong, JIA Chengzao, CHEN Fangwen, et al. Relationship between pore throat structure and crude oil mobility of full particle sequence reservoirs in Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 99-111.
- [26] PANG Xiongqi, JIA Chengzao, WANG Wenyang. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins [J]. *Petroleum Science*, 2015, 12(1): 1-53.
- [27] 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.

(编辑 张 晟)