

引用格式:朱相羽,于雯泉,张健伟,等.苏北盆地深层油气富集机理及勘探关键技术[J].油气藏评价与开发,2025,15(3):357-372.

ZHU Xiangyu, YU Wenquan, ZHANG Jianwei, et al. Oil and gas enrichment mechanisms and key exploration technologies in deep layers of Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 357-372.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.03.003

苏北盆地深层油气富集机理及勘探关键技术

朱相羽,于雯泉,张健伟,李储华,李鹤永

(中国石化江苏油田分公司,江苏扬州 225009)

摘要: 深层油气勘探领域是苏北盆地重要接替阵地,但深层储层物性整体较差、油气富集机理认识不清及有效储层预测不能满足勘探需求等问题制约了深层领域油气拓展。为了明确深层油气富集机理、攻关勘探关键技术并指明未来攻关方向,从高邮、金湖等油气富集凹陷勘探发展形势及深层领域的油气资源潜力研究入手,结合深层储层物性特征及主控因素分析,开展了深层油气赋存条件、主控因素及成藏模式等研究,建立了异常高压与浮力混合驱动阶梯状输导油气、异常高压驱动断层和砂体输导油气及早期油气充注成藏后期致密型3种深层油气富集成藏模式,明确了深层油气富集机理,并针对储层展布不清、富集区带不明及有效储层识别精度不高等勘探难题,开展了技术攻关,形成了“相控指数法”深层储层分级评价、“油气储层充注势能”油气富集程度判别及“叠前-叠后”多属性有效储层预测等深层勘探关键技术。这些研究成果为深层油气勘探领域拓展提供了理论指导和技术支持,在斜坡带、断裂带及深凹带等深层领域取得了一系列勘探进展,实现了深层油气勘探拓展,在此基础上,明确了深层油气领域勘探攻关方向,继续巩固并扩大深层领域勘探成果,为油田增储上产提供支撑。

关键词: 深层油气;富集机理;勘探关键技术;勘探进展及方向

中图分类号:TE132

文献标识码:A

Oil and gas enrichment mechanisms and key exploration technologies in deep layers of Subei Basin

ZHU Xiangyu, YU Wenquan, ZHANG Jianwei, LI Chuhua, LI Heyong

(Sinopec Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou, Jiangsu 225009, China)

Abstract: The deep oil and gas exploration area serves as a crucial position for resource development in Subei Basin. However, challenges including generally poor physical properties of deep reservoirs, insufficient understanding of oil and gas enrichment mechanisms, and ineffective reservoir prediction to meet exploration demands have constrained the expansion of deep oil and gas exploration. To understand the enrichment mechanisms of deep oil and gas, develop key exploration technologies, and indicate future research directions, this paper focuses on the deep layers of Gaoyou and Jinhu Sags, which are rich in oil and gas resources. Firstly, by analyzing the exploration development trends and oil and gas resource potential in oil and gas enrichment Sags such as Gaoyou and Jinhu, along with physical characteristics and main controlling factors of deep reservoirs, it was believed that the deep oil and gas reservoirs in Gaoyou and Jinhu Sags were mainly characterized by low to extra-low porosity and permeability. Secondary pore was the main pore type, while primary pore occurred locally. Overall, as burial depth increased, the proportion of primary pores gradually decreased. Subsequently, based on the relationship between pores and pore throats, deep reservoirs were classified into four types of pore-throat structures: large intergranular pores and wide lamellar throats; small intergranular pores and narrow lamellar throats; intragranular dissolution pores and narrow lamellar throats; and micropores and tubular throats. The physical properties of deep reservoirs were generally poor, with locally developed favorable reservoirs. The factors influencing the physical properties of deep reservoirs were complex. Analysis suggests that sedimentary factors, diagenesis, tectonic activity, oil and gas injection, and abnormal formation pressures all significantly affected the physical properties of deep reservoirs, although the controlling factors and their effects varied across different regions. Secondly, investigations were conducted on the occurrence conditions, main controlling factors, and accumulation models of deep oil and gas. The occurrence conditions of oil and gas

收稿日期:2024-09-02。

第一作者简介:朱相羽(1970—),男,教授级高级工程师,主要从事油气勘探与管理工作。地址:江苏省扬州市邗江区维扬路188号,邮政编码:225009。E-mail:zhuxyu.jsyt@sinopec.com

通信作者简介:李储华(1975—),男,硕士,高级工程师,主要从事石油地质勘探工作。地址:江苏省扬州市邗江区维扬路188号,邮政编码:225009。E-mail:lich.jsyt@sinopec.com

基金项目:中国石化科技攻关项目“苏北盆地邻源地质体成藏条件及勘探关键技术”(P24116)。

suggested that oil and gas migration and accumulation were controlled by the pressure systems and physical properties between source rocks and reservoirs, as well as between different reservoirs. Oil and gas accumulation occurred when migration forces overcame migration resistance. Microscopically, pore-throat structure determined the fluid occurrence state and permeability. Larger throat radii, lower pore-throat radius ratios, and smaller tortuosities led to enhanced pore-throat connectivity and higher reservoir permeability. Macroscopically, pressure increase with oil and gas generation provided the driving force for oil and gas migration and accumulation. The magnitude and direction of source-reservoir pressure difference decided the favorable trends for oil and gas migration and accumulation, controlling their favorable areas. In terms of the main controlling factors for oil and gas enrichment, it was believed that oil and gas accumulation and enrichment in deep reservoirs were jointly controlled by source-reservoir configuration, pressure increase with oil and gas generation, fault-sandstone carrier system, and reservoir physical properties. Three accumulation models for deep oil and gas enrichment were established: stepped accumulation driven by combined abnormal overpressure and buoyancy, accumulation via fault-sandstone carrier system driven by abnormal overpressure, and accumulation of early-stage oil and gas injection followed by later-stage compaction. These models elucidated the enrichment mechanisms of deep oil and gas. Based on the above, to address exploration challenges such as unclear reservoir distribution, undefined enrichment zones, and low identification accuracy of effective reservoirs, three breakthrough technologies were developed: (1) A facies-controlled index method for deep reservoir classification was developed based on "facies-controlled index, porosity-permeability characteristics, pore structures, and diagenetic facies". Reservoir classification criteria were formulated, categorizing reservoirs into four grades. Effective reservoirs in deep layers were mainly grades II and III. The distribution of effective reservoirs in the deep layers was evaluated across key stratigraphic intervals, revealing the graded distribution of reservoirs in deep zones of the first and third member of Funing Formation, the third submember in the first member of Dainan Formation in Gaoyou Sag, and the second member of Funing Formation in Jinhu Sag. The favorable areas of effective reservoirs in the deep layers of each stratigraphic system in each Sag were finally determined. (2) Through the analysis of deep oil and gas enrichment mechanisms, and according to the dynamic conditions of oil and gas injection, models for calculating reservoir potential energy, fluid potential, and source-reservoir pressure differences were established. Subsequently, a model for calculating the reservoir injection potential energy index were established based on the above models. Finally, the obtained reservoir injection potential energy index was used to assess the probability of oil and gas accumulation, providing technical support for the selection of favorable oil and gas accumulation zones in deep layers. (3) Subaqueous distributary channels and beach-bar sand bodies were effective reservoirs for deep oil and gas. To address the challenge of effective reservoir prediction in thin sandstone-mudstone interbeds within favorable oil and gas accumulation zones in selected deep layers, an integrated technical suite for effective reservoir prediction was developed. This technique, tailored to different sand body types such as channels and beach bars, integrated pre-stack and post-stack multi-attribute analysis. It leveraged geological, petrophysical, seismic, statistical, and other disciplinary theories to provide a comprehensive approach to reservoir prediction. Based on the distinction between sandstone and mudstone, this suite included six techniques for reservoir prediction: effective reservoir modeling based on petrophysical analysis, post-stack multi-parameter inversion constraint method, pre-stack and post-stack joint inversion method, seismic attribute threshold analysis method, seismic multi-attribute neural network prediction method, and SP curve reconstruction for acoustic curve. These techniques collectively improved the prediction accuracy of effective reservoirs in deep layers. These research findings provide theoretical guidance and technical support for the expansion of deep oil and gas exploration. Significant exploration progress has been made in deep layers such as slope zones, fault zones, and deep sag zones, enabling the expansion of deep oil and gas exploration. In the future, the research directions for addressing challenges in deep oil and gas exploration are clarified, which are continuing to consolidate and expand deep exploration to support the increase in oilfield reserves and production.

Keywords: Subei Basin; deep oil and gas reservoirs; enrichment mechanisms; key exploration technologies; exploration progress and directions

近年来,随着油气勘探理论的深化认识及工程技术的升级革新,深层油气勘探领域在储集体成因机理、地质模式、地球物理预测和储层精细建模等方面取得了一系列勘探技术进展,并在塔里木盆地、四川盆地等取得了一系列重要突破,深层油气勘探领域已成为全球各地区勘探的重要阵地。深层油气勘探领域主要是指埋深较大、储层物性较差,普遍以低孔—特低孔、低渗—特低渗储集层为主的勘探领域,深层是一个相对概念,中国石油、中国石化等根据不同地区的温度、压力、成岩作用等因素综合考虑,对深层进行了界定,中国东部地区主要以埋深3 500~4 500 m为深层界限,不同地区存在一定差异^[1-8]。

根据苏北盆地的勘探认识,一般将高邮凹陷阜宁组一段(以下简称阜一段)、阜宁组三段(以下简称阜三段)、戴南组一段(以下简称戴一段)等主力勘探层系埋深超过3 000 m的区域,金湖凹陷阜宁组二段(以下简称阜二段)下部及阜一段,海安凹陷泰州组一段(以下简称泰一段),盐城凹陷阜一段及泰一段等主力勘探层系埋深超过2 800 m的区域定义为深层油气勘探领域^[9-13]。苏北盆地深层油气的勘探程度较低、剩余资源较为丰富,是有利的拓展阵地。经过近50 a的勘探及科研攻关,形成了一系列勘探成果、勘探技术和油气成藏规律认识,但这些勘探成果、技术及认识主要集中在中浅层领域^[9-16]。中浅

层油气与深层油气的勘探发现存在明显不均衡,截至2023年底,中浅层油气探明储量约占已发现储量92%,而深层油气探明储量仅约占已发现储量8%,深层油气勘探发现少、勘探程度低,迫切需要加强勘探拓展工作,特别是油气资源最为富集的高邮、金湖凹陷,其阜宁组、戴南组等深层领域剩余资源量占苏北盆地总剩余资源量近40%,具有较大的勘探潜力和广阔前景,是深层油气勘探拓展最有利的地区。

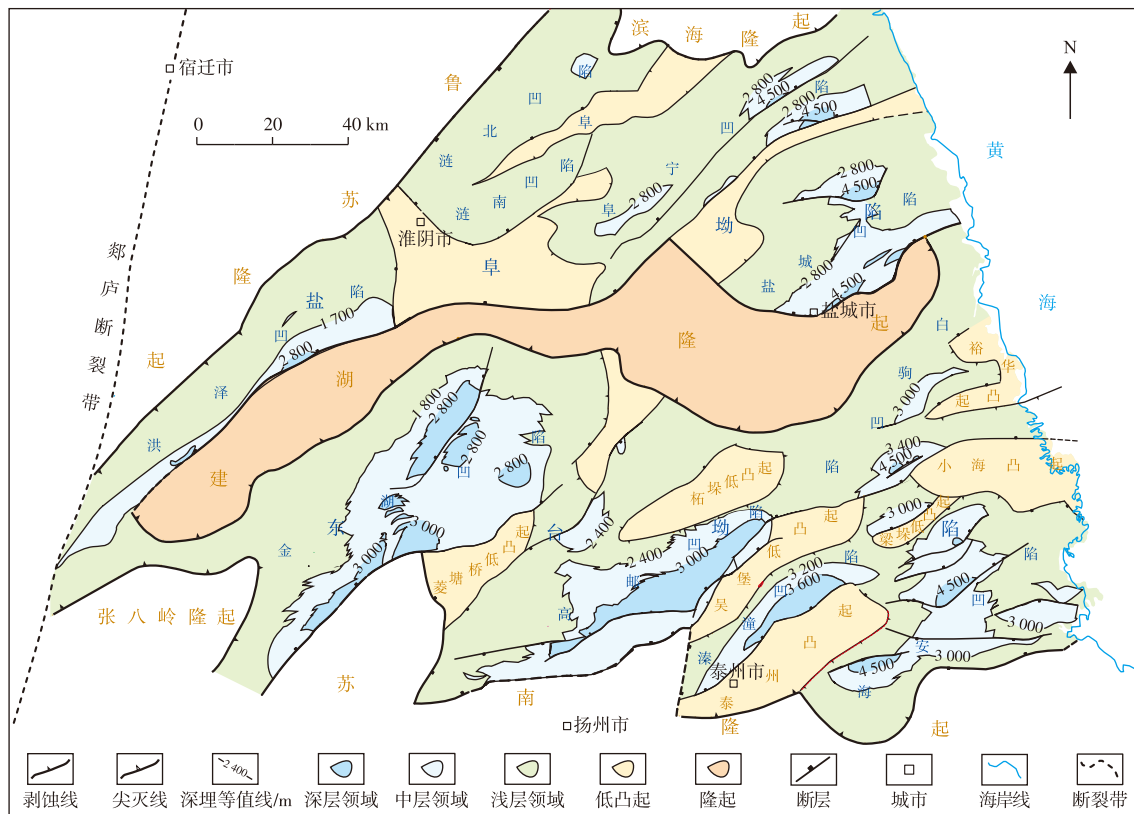
钻探揭示,储层物性整体较差、油气富集机理认识不清制约了苏北盆地深层油气拓展。针对储层物性,专家学者在苏北盆地开展了不同地区、不同层系储层物性特征及其成因机制等方面的研究,主要集中在中浅层领域,深层领域储层物性研究仍面临诸多挑战^[17-25]。分析认为,主力含油气层段(高邮凹陷阜一段、阜三段、戴一段,金湖凹陷阜二段下部及阜一段)深层储层物性整体较差的成因具有较大差异,其中高邮凹陷阜三段、戴一段等层系成岩作用以压实作用为主,碳酸盐含量较低,胶结现象较弱,如阜三段碳酸盐胶结物小于5%的频率达70%以上,砂岩发育情况、埋藏深度是控制储层物性的主要原因,储层物性整体较差的控制因素相对较简单;而高邮凹陷阜一段、金湖凹陷阜二段下部及阜一段深层储层物性整

体较差的主控因素复杂,是深层领域储层物性仍需加强研究的重点层系。

聚焦油气资源丰富的高邮、金湖凹陷深层领域,结合储层物性特征及主控因素分析,开展了深层油气赋存条件、主控因素及成藏模式等研究,明确了深层油气富集机理。针对储层展布不清、富集区带不明及有效储层识别精度不高等难题,开展了技术攻关,形成了“相控指数法”深层储层分级评价、“油气储层充注势能”油气富集程度判别及“叠前-叠后”多属性有效储层预测等深层勘探关键技术。利用这些研究成果在深层领域取得了一系列勘探进展,并提出苏北盆地深层领域勘探的攻关方向,为拓展深层油气勘探领域提供了理论指导和技术支持。

1 区域概况

苏北盆地位于扬子地台东部,属于苏北—南黄海盆地西部陆上部分,北面与滨海隆起相接,西北与鲁苏隆起相邻,西面紧邻郯庐断裂带,东至黄海海岸,南至苏南隆起,面积约为 $3.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。该盆地由北东向的隆起、拗陷组成,自北西向南东依次为盐阜拗陷、建湖隆起、东台拗陷,拗陷内又划分为多个内部次级构造单元^[9-13](图1)。



注:各凹陷中,高邮凹陷、金湖凹陷、溱潼凹陷为 T_3^3 反射层构造图;盐城凹陷为 T_3^4 反射层构造图;海安凹陷、白驹凹陷、涟阜地区为 T_4^0 反射层构造图;洪泽凹陷为 T_3^0 反射层构造图。

图1 苏北盆地构造区划及深层领域范围

Fig. 1 Tectonic division and deep exploration range in Subei Basin

苏北盆地包括高邮、金湖、海安及盐城等含油气凹陷,深层油气勘探领域在这些凹陷的多个层系均有分布,其中高邮、金湖凹陷深层具有较大的分布范围和勘探潜力,是深层油气重点拓展领域。

2 深层储层特征及油气富集机理

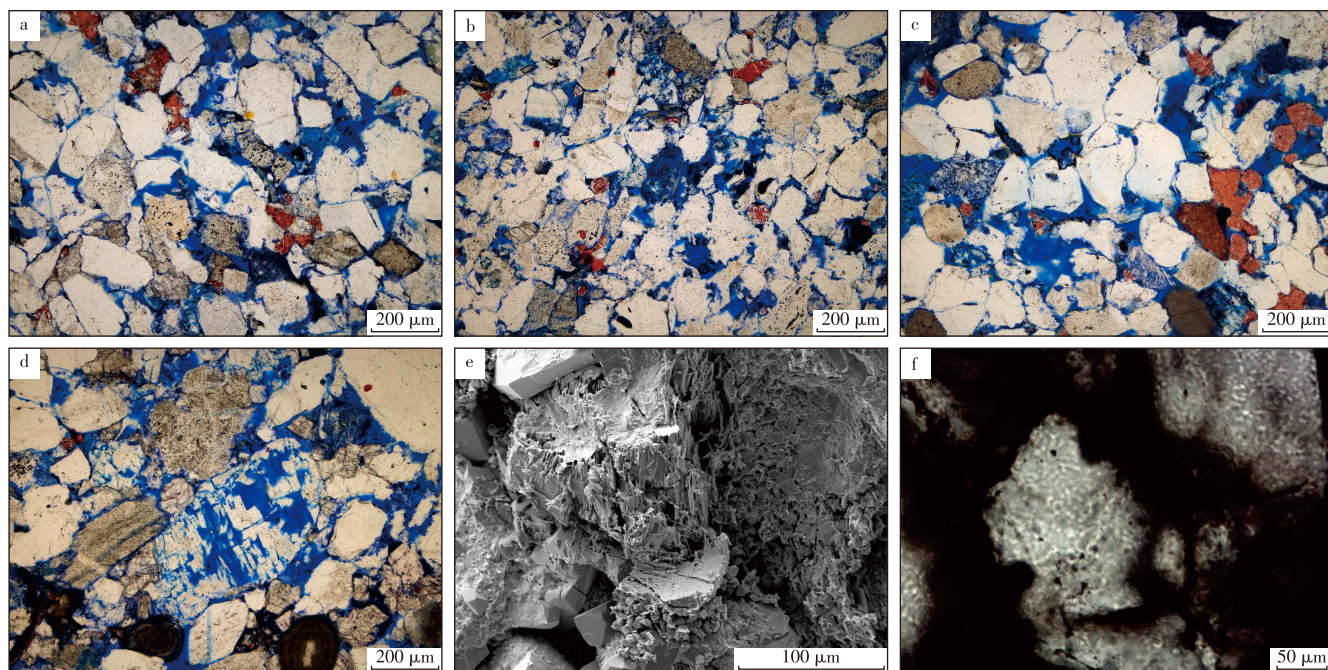
2.1 深层储层特征及主控因素

铸体薄片、扫描电镜观察等分析认为,高邮、金湖凹陷深层油气领域储层物性以低-特低孔、低-特低渗为主,孔隙类型以次生孔隙为主,局部存在原生孔隙,且整体上随着埋深加大,原生孔隙所占比例逐渐减少。其中高邮凹陷戴一段储层发育次生孔隙和原生孔隙,原生孔隙主要表现为剩余粒间孔(图2a),次生孔隙包括粒间溶孔(图2b、2c、2e)、粒内溶孔(图2d)、铸模孔和微裂缝等。高邮凹陷阜三段、阜一段,金湖凹陷阜一段和阜二段储层以次生孔隙为主,含有少量原生孔隙,一般来看,阜三段原生孔隙含量大于阜一段,原生孔隙以剩余粒间孔为主,次生孔隙有粒内溶孔、粒间溶孔(图2f)及铸模孔等类型。根据孔隙和喉道的配置关系可将深层领域进一步分为4种孔喉类型,包括:①大粒间孔-宽片状喉道组合;②小粒间孔-窄片状喉道组合(图3a);③粒内孔-窄片状喉道

组合;④微孔-管束状喉道组合(图3b)。深层储层物性整体较差,局部发育有利储层。

影响深层储层物性的因素较为复杂,分析认为沉积因素、成岩作用、构造作用、烃类充注及地层异常高压等因素对深层储层物性影响作用较大,但不同区域控制因素及控制作用不尽相同^[21-25]。高邮凹陷阜一段深层领域勘探范围广,斜坡带紧邻成熟烃源岩,存在明显的地层异常高压现象,储层物性控制因素多样,因此,以该层系为例开展深层储层物性主控因素分析,整体来看,沉积因素和成岩作用是影响深层领域储层物性最主要的控制因素^[26-27]。

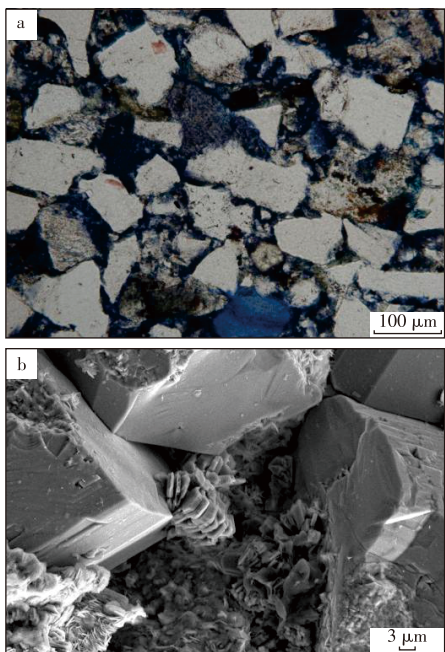
沉积因素中,高能、厚层河道微相砂体粒度粗、分选好、杂基含量低,储层物性好,是相对高孔渗储层形成的基础。高邮凹陷阜一段沉积微相主要有水下分流河道、河口坝、前缘席状砂等,不同沉积微相砂岩的孔渗特征及物性差异明显(表1),其中水下分流河道砂岩粒度粗,孔隙结构以大粒间孔-宽片状喉道、缩颈型喉道组合为主,孔隙度介于5%~20%;河口坝砂岩粒度较粗,孔隙结构类型以小-中粒间孔-窄片状喉道组合为主,孔隙度介于5%~15%;前缘席状砂砂岩粒度较细,孔隙结构类型以小粒间孔-窄片状、窄片状喉道组合为主,孔隙度介于5%~10%;而间湾砂岩较不发育。总之,储层物性高值多发育于水下分流河道、河口坝、前缘席状砂等有利相带中。



注:a. X101X井,戴一段一亚段,3 433.84 m,原生孔隙发育(铸体薄片,正交光);b. YX42井,戴一段二亚段,3 647.10 m,粒间溶孔发育(铸体薄片,正交光);c. Y104井,戴一段二亚段,3 448.35 m,粒间溶孔发育(铸体薄片,正交光);d. F85井,戴一段三亚段,3 003.60 m,粒内溶孔发育(铸体薄片,正交光);e. X101X井,戴一段一亚段,3 444.50 m,长石溶蚀现象(扫描电镜);f. 金湖HC1井,阜二段,3 143.90 m,石英边缘溶蚀现象(扫描电镜)。

图2 苏北盆地高邮凹陷孔隙类型镜下特征

Fig. 2 Microscopic characteristics of pore types in Gaoyou Sag of Subei Basin



注:a. LLX1井,阜三段,3 253.81 m,窄片状喉道(铸体薄片,正交光);b. LLX1井,阜三段,3 331.50 m,管束状喉道(扫描电镜)。

图3 苏北盆地高邮凹陷储层喉道镜下特征

Fig. 3 Microscopic characteristics of reservoir pore throats in Gaoyou Sag of Subei Basin

表1 苏北盆地高邮凹陷阜一段沉积微相与储层物性
Table 1 Sedimentary microfacies and reservoir properties of the first member of Funing Formation, Gaoyou Sag, Subei Basin

储层物性		沉积微相类型
孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	
5~20	0.1~100.0	水下分流河道
5~15	0.1~1 000.0	河口坝
5~10	0.1~10.0	前缘席状砂
0~5	<1.0	间湾

成岩作用又与埋藏史密不可分,早期烃类充注、地层异常高压也会影响成岩过程,进而影响孔隙的发育。沉积物堆积埋藏后,随着埋深增大、构造演化及不同时期流体性质的变化,发生了一系列成岩作用,包括压实、胶结、溶蚀及黏土矿物转化等,这些成岩作用构成了成岩演化序列^[18-21]。其中压实、胶结等作用不断使储层物性变差,而溶蚀等作用则能够改善储层物性,早期烃类充注等流体变化及地层异常高压的存在是影响溶蚀作用的关键因素。

压实作用、胶结作用使沉积物变致密,表现为缩孔降渗的特征。整体来看埋深越大,压实作用越强,缩孔降渗的特征也越明显,随着深度增加储层物性也变差。碳酸盐胶结作用主要与碱性环境有关^[23],高邮凹陷阜一段胶结作用普遍存在,其中最主要的是碳酸盐胶结,统计表明碳酸盐含量介于10%~30%,约占胶结物总量90%,相同

深度段碳酸盐胶结物含量越高,孔隙度越差。溶蚀作用是次生孔隙发育、改善储层物性的关键,溶蚀作用与酸性环境密切相关,薄片观察发现,高邮凹陷阜一段砂岩中发生不同程度溶蚀作用,主要溶蚀碳酸盐胶结物、长石、少量岩屑颗粒以及杂基^[23]。油气充注有利于形成酸性环境,有利于溶蚀作用的发生和次生孔隙的保存,相同深度下,高邮凹陷阜一段含油砂岩物性相对较好,而不含油的砂岩物性相对较差(图4),表明油气充注是次生孔隙发育的重要因素。另外,地层异常高压提供了油气充注的动力并抑制了储层内部流体中离子的交换,从而减缓或抑制了胶结物的沉淀,使得储层保存了原始的孔隙空间^[26-28],也是次生孔隙发育的重要因素,高邮凹陷阜一段内坡带存在地层异常高压,有利于次生孔隙的发育和保存。

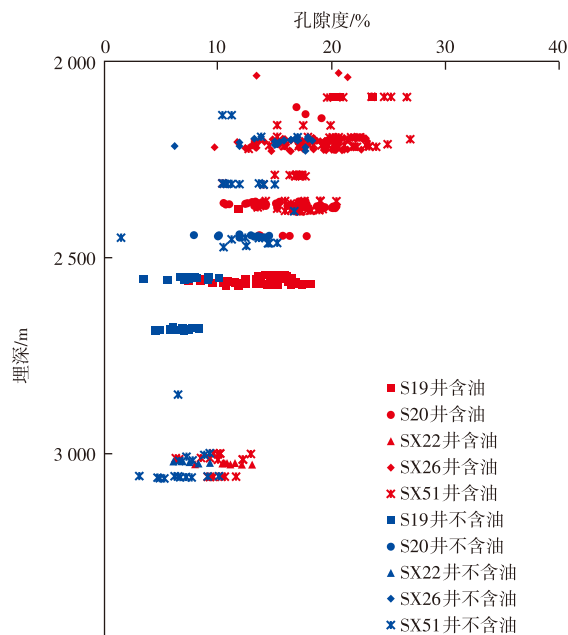


图4 苏北盆地高邮凹陷沙埝地区不同含油性的砂岩与孔隙度关系

Fig. 4 Relationship between sandstone porosity and burial depth with different oil-bearing properties in Shanian area, Gaoyou Sag, Subei Basin

总之,深层油气勘探领域储层物性受多种因素影响,其中高邮凹陷阜一段次生孔隙发育区需要具备砂岩发育的沉积微相条件、有利于油气充注的构造高带条件及有利于提供油气充注动力和孔隙保存的地层异常高压发育条件,次生孔隙发育是这些因素综合作用的结果。

2.2 深层油气富集机理

2.2.1 油气赋存条件

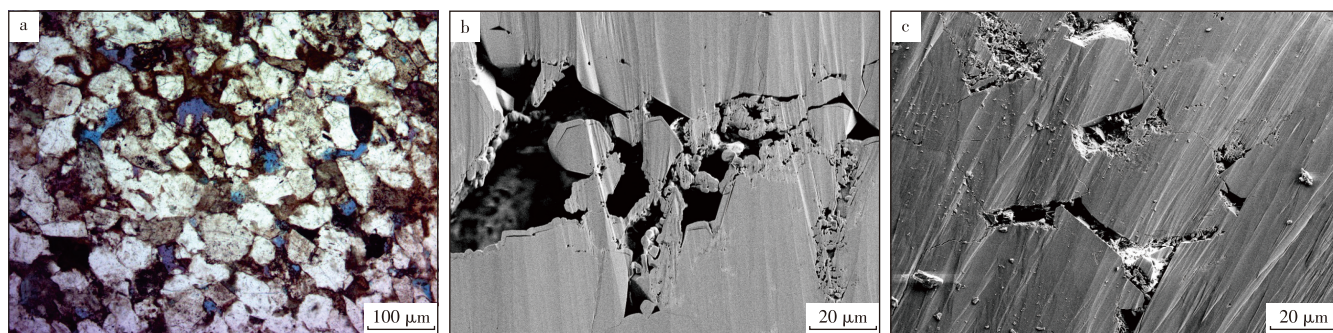
研究表明,油气的运移及聚集受烃源岩与储层、储层与储层之间压力体系和储层物性条件的控制,油气成藏是油气运移动力克服运移阻力的结果。在深层领域,异

常高压是油气运移的主要动力,油水密度差与区域高程差形成的浮力仅是油气运移动力的一部分,影响作用相对较小;而毛细管力等阻力则较大,不能忽视,因此认为油气运移的方向是异常高压、浮力等动力与毛细管力等阻力综合作用的结果。

微观上,孔喉结构决定了流体赋存状态和渗流特征^[29-34],表现为喉道半径越大、孔喉半径比越小、迂曲度越小,反映孔喉连通性越好,储层渗透率越高。表明渗透率除了跟孔喉半径有关,还跟吼道的复杂程度即孔喉的迂曲度有关。一方面,储层物性与孔喉半径关系密切,孔喉半径越大,储层物性越好。以高邮凹陷阜一段花庄地区HSX1井为例,该井4 280.3 m处为含油储层,溶蚀作用强,发育大量溶蚀孔隙和粒间微孔,孔径分布较大,缩颈型-片状或窄片状喉道类型(图5)。另一方面,利用恒速压汞对深层领域戴南组X15-1井、阜三段LL2井等开展了孔喉结构与储层物性的分析(表2),结果表明:孔喉结构决定了储层渗透率和成藏运移阻力大小。

宏观上,生烃增压提供了成藏运移动力。在成熟烃源岩中,干酪根生烃过程实际上是一个有机质总体积增加的过程。在密闭体系中,烃类的形成对增压极为有利,具有生烃增压效应。排烃动力主要依靠生烃增压等原因所造成的异常高压。当烃源岩中的压力大于储层中压力

时,烃源岩中产生的烃类流体就会在排烃动力的作用下进入储集层中。分析认为,阜一段低渗领域油气的初次运移过程中,阜二段具有连续生烃、幕式排烃的特征^[26-27]。阜二段生烃中心主要分布在刘五舍及樊川次凹,刘五舍次凹烃源岩成熟度最大,生烃增压系数由生烃中心向外逐渐减小。阜一段低渗领域所在的内斜坡大部分区域被覆盖在生烃门限范围内,生烃增压提供了油气运移的动力,当油气下排或沿断裂进入阜一段储层后,异常高压也随之传递到阜一段储层,在阜一段储层内形成异常高压,成为油气运移的动力。阜一段低渗领域成藏属于上生下储型,油气在向下排烃过程中,需要克服毛细管阻力和浮力作用。浮力是由于油气、水不同物质密度差异而产生的,浮力较小,在油柱高度不大的时候可以忽略。毛细管力的大小与两种流体间的界面张力、毛细管半径和介质的润湿性有关。因此要计算油气运移、聚集中所需要克服的毛细管力,必须已知油水界面张力和岩石的孔喉半径,但孔喉半径值需要大量的分析实验,且受储层物性非均质的影响,孔喉半径值较难取得。由于毛细管力与排替压力是一对平衡力。因此,可用排替压力代替毛细管力,而排替压力可以由压汞数据取得。通过分析排替压力与孔喉半径、孔隙度及渗透率的相关性计算了排替压力的值,在此基础上结合生烃增压,计算了源



注:a. HSX1井,4 280.3 m,含油,溶蚀孔隙发育,孔隙度15.28%(铸体薄片,正交光);b. 粒间孔道孔径较大,连通性好,少量颗粒弱溶蚀,部分为黏土矿物充填(扫描电镜);c. 片状、窄片状喉道,喉径较窄,弱连通性(扫描电镜)。

图5 苏北盆地高邮凹陷HSX1井阜一段含油砂岩储层孔喉特征

Fig. 5 Characteristics of pore throats in oil-bearing sandstone reservoirs at 4 280.3 m in the first member of Funing Formation, well HSX1, Gaoyou Sag, Subei Basin

表2 苏北盆地高邮凹陷X15-1井、LL2井恒速压汞参数

Table 2 Constant-rate mercury injection parameters of wells X15-1 and LL2 in Gaoyou Sag of Subei Basin

井号	深度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	喉道半径平均值/ μm	孔隙半径平均值/ μm	主流喉道半径/ μm	最大连通喉道半径/ μm	总孔隙进汞饱和度/%	总喉道进汞饱和度/%	总孔喉体积比	迂曲度	排驱压力/MPa
X15-1	3 090.46	13.36	44.587	10.688	204.533	12.000	10.809	43.348	35.763	1.212	2.134	0.068
X15-1	3 088.60	11.75	9.089	4.831	163.627	4.500	5.833	34.860	45.385	0.768	4.465	0.126
X15-1	3 750.63	10.26	5.663	3.781	193.076	3.000	4.868	34.132	34.139	1.000	4.028	0.151
X15-1	3 756.42	11.35	4.104	3.167	187.425	3.000	4.298	30.573	37.951	0.806	5.327	0.171
LL2	2 967.18	19.31	1.711	1.225	176.969	1.000	3.075	10.972	34.954	0.314	6.624	0.239
LL2	2 984.60	17.88	1.366	1.653	180.455	1.400	2.816	10.969	37.781	0.290	8.101	0.261
LL2	2 981.53	18.22	0.447	0.904	176.334	0.600	1.833	7.952	43.680	0.182	14.032	0.401

储压差(图6),源储压差的大小和方向决定着油气运聚的有利趋势,控制着油气运聚的有利区。从图6中可以看出,高邮凹陷阜一段斜坡带南部源储压差较大,是油气运聚的有利地区。

2.2.2 油气富集主控因素

结合深层领域储层物性控制因素及油气赋存条件研究,仍以高邮凹陷阜一段为例对深层领域油气富集机理进行分析,认为深层油气成藏富集受源储配置、生烃增压、断层砂体输导及储层物性条件共同控制。

源储广覆式配置关系提供了充注的油源条件。高邮凹陷阜一段油气主要来自阜二段,生油指标良好,总有机碳集中分布在0.40%~5.89%,氯仿沥青“A”集中分布在0.008 8%~0.704 1%,生烃潜力(S_1+S_2)集中分布在0.43~31.54 mg/g,为I—II类烃源岩;成熟度普遍高,镜质体反射率(R_o)总体大于0.8%,最高超过1.3%,为成熟—高成熟生烃阶段。成熟烃源岩范围大,以2 700 m埋深作为门限深度,对应门限温度为92 °C,则深凹带烃源岩基本达到成熟。阜二段烃源岩厚度大约200 m,分布稳定且范围广,同时顶部约50 m厚度为非生烃泥岩段,对阜一段具有良好的封盖作用;下部烃源岩首先聚集大量的热能,开始生烃、增压、排烃,由于高邮凹陷阜一段顶部为砂岩发育,与成熟烃源岩属于广覆式直接接触,阜二段烃源岩

生成的油气通过微裂隙、断层等通道以幕式排烃的方式下排充注到阜一段砂岩储层中,源储接触关系配置良好。

生烃增压提供了充足的动力条件。阜二段存在生烃增压现象,且阜二段泥岩盖层条件好,形成明显的异常高压,成为油气运移的主要动力;同时随着油气向下充注到阜一段储层中,异常高压也传递到阜一段储层中,继续成为油气运移的主要动力。而阜一段低渗透领域储层物性差、孔喉半径小,毛细管力等阻力也较大,由阜二段生烃增压形成的异常高压能否克服毛细管力充注到孔隙中成为该区油气成藏的关键。深层领域赋存条件分析表明高邮凹陷斜坡带存在较大的源储压差(图6),深凹带地区最大超过10 MPa,FSX1井在埋深大于4 000 m的井段发现了丰富的油气显示,表明油气充注的驱动力充足。再向往到中外坡及断裂带,虽然异常超压逐渐减弱,但物性条件明显变好,浮力等油气运移动力逐渐显现,因此,深层领域动力系统配置良好。

近源断层砂体构建了良好的输导条件。高邮凹陷阜一段储层发育,同时断裂体系复杂,断层和砂岩储层是油气运移的输导体系。在生烃范围内的断层切割烃源岩,沟通储层具有良好的输导能力,是油气运移的重要通道,并且油气在储层内部运移时能起到调节油气运移路线的作用。在断裂带地区,大断层调节油气向高带运移,总体输导体系配置良好。

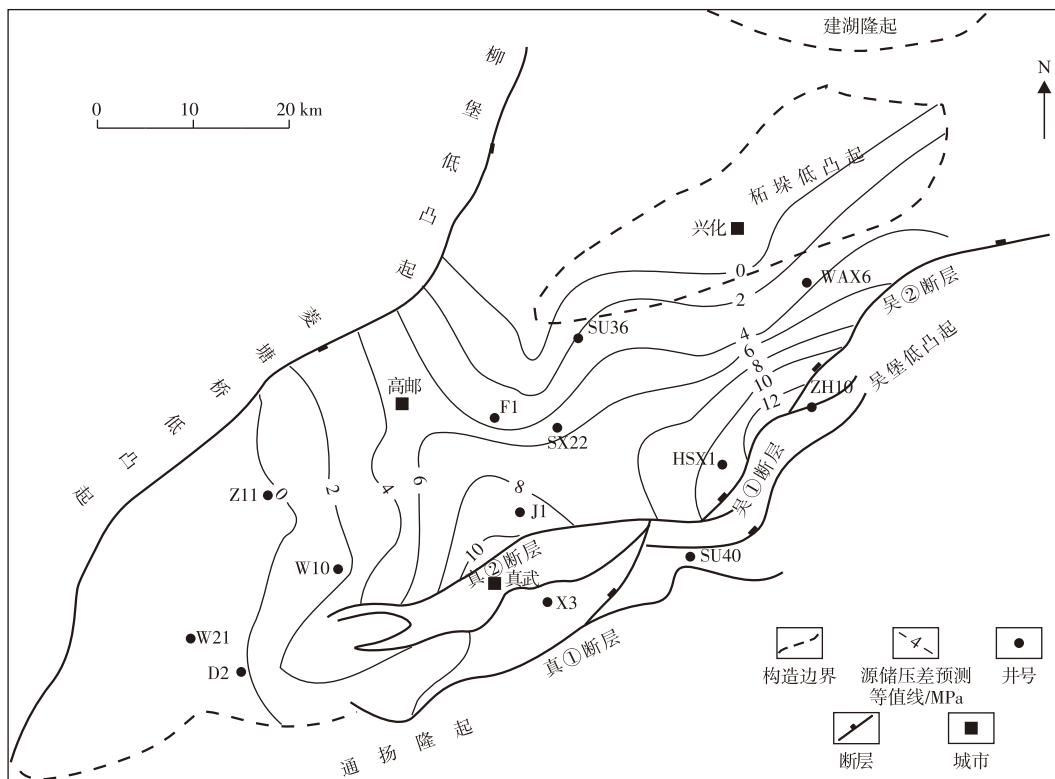


图6 苏北盆地高邮凹陷阜一段-阜二段成藏期源储压差预测等值线

Fig. 6 Isopach map of predicted source-reservoir pressure differences during oil and gas accumulation in the first and second members of Funing Formation, Gaoyou Sag, Subei Basin

有利的储层物性条件提供了储集条件。阜一段储层主要以溶蚀次生孔隙为主,而溶蚀作用需要的酸性流体主要与油气生烃有关,且酸性流体早于大规模油气运移时间,在储层形成溶蚀后,发生油气充注,伴随着油气的生成和运移,异常高压也在油气充注和后期孔隙保护中起到良好作用。溶蚀孔隙为主的有效储层早于油气大规模运移前,并伴随着异常高压的驱动,油气充注充分,烃源岩生烃与储集空间的有效性在时间关系上配置良好。

2.2.3 油气富集成藏模式

结合油气赋存条件及富集主控因素分析认为,烃源岩条件、运移动力、输导条件及储集条件共同控制着深层油气的富集成藏,根据主控因素的差异,建立了3种深层油气富集成藏模式。

1) 异常高压与浮力混合驱动阶梯状输导成藏模式

该模式主要发育在靠近深凹带的缓坡内坡带,代表区域为高邮凹陷北斜坡沙埝地区、金湖凹陷西斜坡高集地区及安乐地区,汭涧西斜坡带。这些地区在靠近深凹带处,烃源岩成熟度高,生烃增压能力强,异常高压驱动为主;向中外坡,烃源岩成熟度逐渐降低,生烃增压能力减弱,同时受油水密度差及地层抬升的影响,浮力开始作用,与异常高压共同驱动油气呈阶梯状运移,形成异常高压与浮力混合驱动阶梯状输导成藏模式。

如高邮凹陷北斜坡区沙埝地区异常高压与浮力混合驱动阶梯状输导成藏模式(图7),具有如下特点:①多米诺式断层与北抬南倾的骨架砂体剖面上组成“阶梯”状,平面上组成“网”状,使得油气沿骨架砂体侧向长距离运移,沿断层垂向调整运移,依次聚集于由近及远,由低及高部位的圈闭;②阜一段油藏与阜三段油藏具有相对独立的运移路径,两者物质交换微弱,仅在断层弱封闭性时,阜一段油气才会垂向调整向上运移;③辉绿岩的纵

向穿插为阜二段烃源岩油气上排提供了不可或缺的条件;④油气运移的主控因素受构造和砂岩厚度与地层厚度比值双重因素控制,当砂岩厚度与地层厚度比值小于20%时,油气运移更多受控于砂体的发育方向,当砂岩厚度与地层厚度比值大于20%时,油气受构造高带的控制为主。即:阜一段油气运移主要受控于构造高带,而阜三段油气在内坡受控于砂体发育方向,在中外坡受控于构造形态。

2) 异常高压驱动断层和砂体输导油气成藏模式

在斜坡带内坡如高邮凹陷富民地区异常高压普遍发育,油气由阜二段烃源岩在生烃增压形成的异常高压驱动下顺断层或直接接触的砂岩下排到阜一段储层中,并受储层中异常高压的驱动沿砂体做横向运移,进入有效圈闭聚集成藏,圈闭内的孔隙在油气充注和异常高压的影响下保存下来,而圈闭外的孔隙很快在碱性流体环境中重新被胶结,异常高压驱动断层和砂体输导油气成藏模式是低渗透领域的主要成藏模式(图8)。该模式目前发现油藏少,拓展空间较大,具有较大勘探潜力。

该成藏模式具有以下特点:①断层是油气下排的最重要运移通道,邻近烃源岩的砂体也是输导体系的重要组成部分;②油气在源下近源成藏,横向上由断层或岩性封闭,油藏类型以断层、断层-岩性油藏为主;③烃源岩中异常高压越大,油气下排距离越远。

3) 早期油气充注成藏后期致密型模式

在内坡深凹带虽然存在异常高压,早期也发生过溶蚀作用并形成油气充注、聚集成藏,但随着埋深的加大,压实压溶等作用强烈,油气充注和异常高压不能保护孔隙,最终油藏致密。

总之,结合成藏动力认为深层领域具有3种成藏模式,包括异常高压与浮力混合驱动阶梯状输导成藏模式、异常高压驱动断层和砂体输导油气成藏模式及早期油气

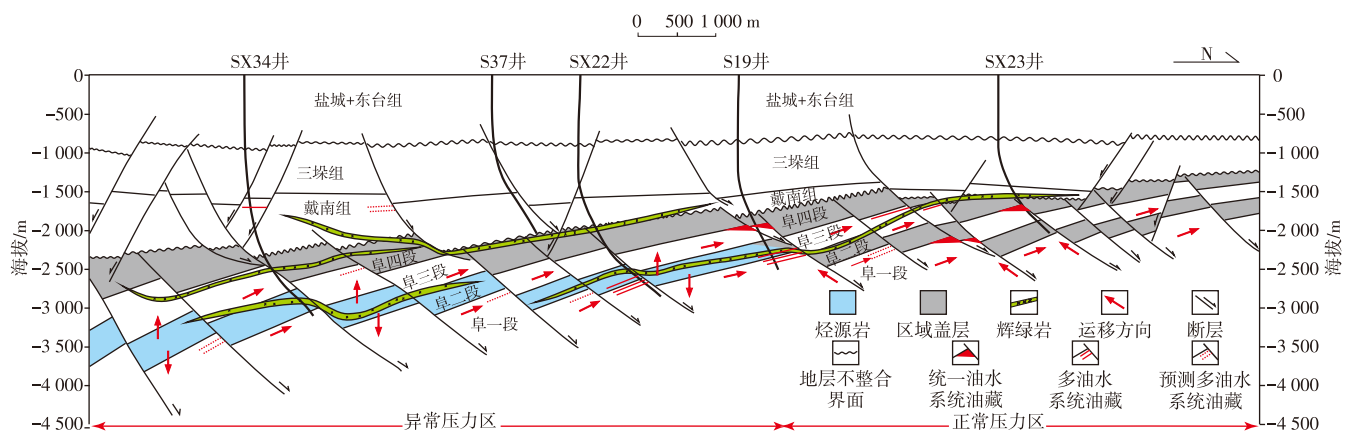


图7 苏北盆地高邮凹陷沙埝地区异常高压与浮力混合驱动阶梯状输导成藏模式

Fig. 7 Stepped oil and gas accumulation model driven by combined abnormal overpressure and buoyancy in Shanian area, Gaoyou Sag, Subei Basin

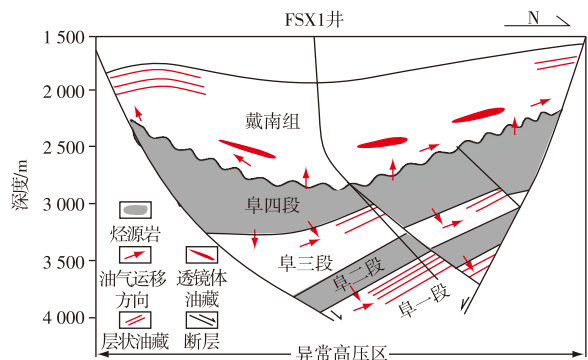


图8 苏北盆地高邮凹陷富民地区异常高压驱动断层和砂体输导油气成藏模式

Fig. 8 Oil and gas accumulation via fault-sandstone carrier system driven by abnormal overpressure in Fumin area, Gaoyou Sag, Subei Basin

充注成藏后期致密型模式,其中前两种成藏模式是深层领域的主力勘探类型。

3 深层油气勘探关键技术

“十四五”以来,针对储层展布不清、富集区带不明及有效储层识别精度不高等难题,在深层储层物性主控因素及油气富集机理分析的基础上,开展系统研究,形成了深层油气3个方面的勘探关键技术:构建了“相控指数法”深层储层分级评价技术,明确了各层系有效储层展布;建立了“油气储层充注势能”深层油气富集判别法,优选了有利成藏区带;形成了“叠前-叠后”多属性有效储层预测技术系列,识别了深层河道和滩坝砂体储集体,并落实了圈闭,这些技术为深层领域拓展提供了有力支撑。

3.1 “相控指数法”深层储层分级评价技术

钻探等资料证实,深层领域局部发育储层物性较好的有效储层,在深层储层物性主控因素分析基础上,开展储层展布评价、寻找有效储层是深层领域勘探关键任务之一。

有效储层是指具有储集和渗流流体(包括气、液态烃类和地层水)能力,并在现有技术条件下能够采出具有工业价值产量的储集层。有效储层的界定会随着工程技术进步而有所变化;同时,埋深越深会导致有效储层的孔隙度和渗透率下限值也变小,给储层评价与预测带来困难。分析认为,储层岩石的孔隙度和渗透率都是储层物性的表征参数,因此,可以利用孔隙度和渗透率构建一个新的参数来表征储层有效性,即相控指数FI,该参数消除了深度条件对有效储层孔隙度和渗透率下限的影响,采用“相控指数法”来评价储层的有效性。

相控指数FI是利用渗透率、孔隙度构建的参数,其

公式为:

$$A_{FI} = \frac{(\varphi_i + K_i)}{2} \quad (1)$$

$$\text{其中 } \varphi_i = \frac{\varphi}{\varphi_{\max}} \quad (2)$$

$$K_i = \frac{\lg(K)}{\lg(K_{\max})} \quad (3)$$

式中: A_{FI} 为相控指数; φ_i 为相对孔隙度(岩石孔隙度和最大孔隙度的比值); K_i 为相对渗透率(岩石颗粒渗透率和同深度条件下最大渗透率的比值); φ 为储层孔隙度,%; φ_{\max} 为同深度条件下最大储层孔隙度,%; K 为储层渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{\max} 为同深度条件下最大储层渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

由于渗透率的数值跨度好几个数量级,因此,取对数比值在优质储层的定量计算中更能体现渗透率的作用。相控指数介于0~1, A_{FI} 为1时,对应的储层是该深度最好的储层; A_{FI} 为0时,对应最差的储层。相控指数的值越大,其储层有效性越好,成藏的概率越大(图9)。

深层储层物性主控因素分析表明,次生孔隙是有利沉积微相、有利油气充注的构造高带及地层异常高压共同控制的结果。首先,开展有利沉积微相、构造高带、地层异常高压分布区等方面的评价,优选有利于次生孔隙发育的成岩相;其次,开展相控指数、孔渗特征、孔隙结构等方面的分析,并与成岩相叠合评价,优选出深层领域的有效储层发育带。由此,构建了以“相控指数、物性孔喉特征、成岩相、构造沉积相”为基础的“相控指数法”深层储层分级评价技术,并建立储层分级标准(表3),将储层分为4级,深层领域有效储层以II、III级储层类型为主。

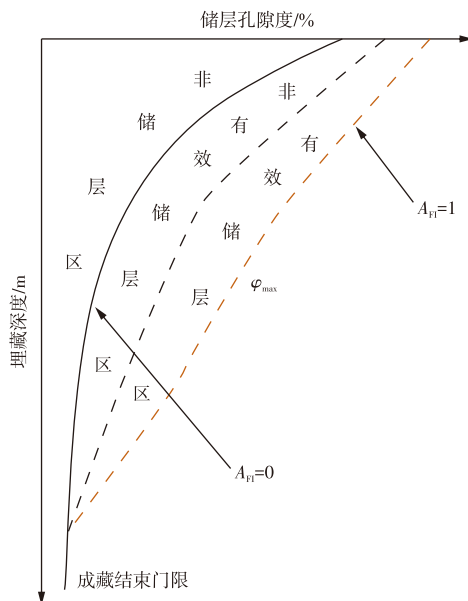


图9 相控指数示意图

Fig. 9 Schematic diagram of facies-controlled index

在此基础上,对主力层系深层领域有效储层展布进行了评价,明确了高邮凹陷阜一段、阜三段、戴一段三亚段及金湖凹陷阜二段等深层领域的储层分级展布规律,最终落实了各凹陷各层系的深层领域有效储层发育区(图10)。不同层系的有效储层发育区不同。如高邮凹陷阜一段深层领域有效储层以Ⅱ、Ⅲ级为主,其中Ⅱ级有效储层主要分布在发财庄南、沙埝南、花庄南等地区,为中压实中溶蚀成岩相,相控指数为[0.5,0.7];Ⅲ级有效储层主要分布在瓦庄、许庄两翼等地区,为中压实弱溶蚀成岩相,相控指数为[0.3,0.5](图10a)。

3.2 “油气储层充注势能”深层油气富集判别法

在深层油气富集机理分析基础上,根据油气充注动力条件,建立了储层势能求取模型、流体势能求取模型、源储压差求取模型,然后根据上述模型建立了储层充注势能指数求取模型,最后利用求得的储层充注势能指数判断油藏可能性。具体包括:

1) 建立储层势能求取模型:

$$P_{cb} = 1 - \frac{h}{h_{max}} \quad (4)$$

式中: P_{cb} 为储层势能比; h 为储层埋深,单位m; h_{max} 为目的层最大埋深,单位m。

2) 建立流体势能求取模型:

$$\Phi = gZ + \int_0^p \frac{1}{\rho} dp + \frac{1}{2} v^2 \quad (5)$$

式中: Φ 为流体势能,单位 m^2/s^2 ; g 为重力加速度,单位 m/s^2 ; Z 为该点相对于某一基准面的高程,单位m; p 为该点流体压力,单位Pa; ρ 为该点流体密度,单位 kg/m^3 ; v 为该点流速,单位 m/s 。

地下流体的流速 v 通常是极缓慢的,当 $v \approx 0$,且水、油通常可以看作不可压缩流体,其密度 ρ 不随压力变化,这时的公式为:

$$\Phi = gZ + \frac{p}{\rho} \quad (6)$$

3) 建立源储压差求取模型:

$$p_y = p_h - p_r \quad (7)$$

式中: p_y 为源储压差,单位MPa; p_h 为烃源岩压力,单位MPa; p_r 为储层压力,单位MPa。

其中储层压力 p_r 为成藏时储层的静水压力,而烃源岩压力 p_h 可利用声波时差数据求取:

$$p_h = \rho_h h_h + \frac{(\rho_h - \rho_w)}{c} \ln(t - t_0) - \rho_w h_h \quad (8)$$

式中: ρ_h 为烃源岩平均密度,单位 g/cm^3 ; ρ_w 为地层水密度,单位 g/cm^3 ; c 为泥岩正常压实趋势线斜率; t 为泥岩声波时差值,单位 $\mu s/m$; t_0 为外推的地表处泥岩声波时差值,单位 $\mu s/m$; h_h 为烃源岩埋深,单位m。

4) 建立储层充注势能指数求取模型:

$$P_x = \frac{\Phi_0}{\Phi_{0,max}} + P_{cb} - \frac{p_c}{p_{y,max}} \quad (9)$$

式中: P_x 为储层充注势能指数; Φ_0 为烃类流体势能,单位 m^2/s^2 ; $\Phi_{0,max}$ 为最大烃类流体势能,单位 m^2/s^2 ; p_c 为成藏期时的排驱压力,单位MPa; $p_{y,max}$ 为最大源储压差,单位MPa。

5) 储层充注势能指数判断油藏可能性

储层充注势能指数数值越大,表明油气的充注能力越强,形成油藏的可能性越高。数值大于1时能够形成较好的油气充注,成藏可能性较大;而指数小于1时则表明油气充注能力不足,成藏可能性较小。

该方法计算油气充注能力时,充分考虑了储层自身的性能,能够更全面描述油气充注进入储层的能力,为深层有利成藏区带优选提供了技术支撑。

3.3 “叠前-叠后”多属性深层有效储层预测技术系列

针对优选的深层领域成藏有利区内的砂泥岩薄互层

表3 基于“相控指数、物性特征、孔隙结构、成岩相、沉积特征”的储层分级标准

Table 3 Reservoir classification criteria based on “facies-controlled index, porosity-permeability characteristics, pore structures, diagenetic facies, and sedimentary characteristics”

储层类型	I	II	III	IV	
相控指数	[0.7, 1]	[0.5, 0.7)	[0.3, 0.5)	[0, 0.3)	
物性特征	孔隙度/%	≥20	[15, 20)	[10, 15)	<10
	渗透率/ $10^{-3} \mu m^2$	≥50	[10, 50)	[1, 10)	<1
孔隙结构	平均孔喉半径/ μm	≥10	[2, 10)	[0.5, 2)	<0.5
	孔隙类型	粒间孔、粒间扩溶孔	粒间孔、粒间-粒内溶孔	粒间-粒内溶孔	微孔
	孔喉结构	大粒间孔-缩颈型喉道	小粒间孔-窄片状喉道	粒内孔-窄片状喉道	微孔-管束状喉道
成岩相	强溶蚀成岩相	中压实中溶蚀相	中压实弱溶蚀相、中压实中胶结相	强压实相、强胶结相	
沉积特征	沉积微相	分流河道主体	分流河道侧缘、滩坝	河口坝、前缘席状砂	前缘席状砂
	粒度	中-细砂岩	细砂岩	粉细砂岩	粉砂岩
	砂体厚度/m	≥10	[6, 10)	[2, 6)	<2

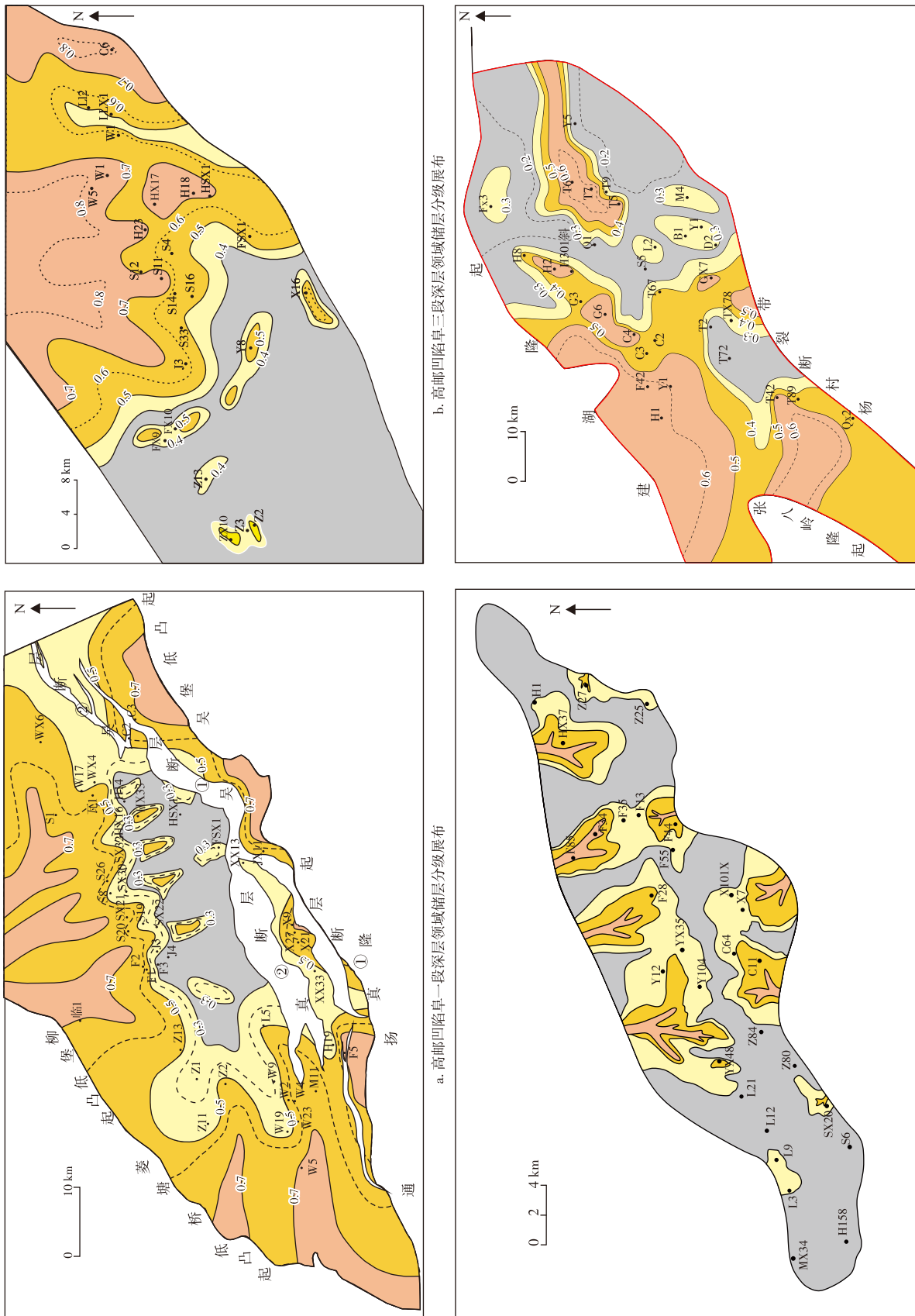


Fig. 10 Distribution of graded reservoirs in deep layers across different stratigraphic intervals in Gaoyou and Jintu Sags of Subei Basin

中有效储层预测难度大等问题开展攻关,综合运用地质学、岩石物理学、地震学、统计学等学科理论,在砂泥岩区分基础上,通过多维度拓展地震属性,多参数寻找特征曲线,多方法预测储层分布^[35],提高了深层有效储层预测精度。

结合储层物性主控因素分析认为,水下分流河道和滩坝砂体是深层油气的有效储集体,通过波阻抗反演、叠后多属性反演、地震多属性优选及神经网络分析等技术分析,总结形成了一套针对河道和滩坝等不同砂体类型的“叠前-叠后”多属性有效储层预测技术序列(图11),包括5个关键技术:基于岩石物理分析的有效储层量版法、叠后多参数反演约束法、叠前-叠后联合反演法、地震属性阈值分析法和地震多属性神经网络预测法。针对河道和滩坝等不同砂体,建立以“相控”技术为核心,通过总结深层不同类型砂体地震响应模板,利用正演模型总结建立不同类型砂体典型地震响应特征及形成机理模板。在正演模拟基础上,筛选敏感地震属性,通过复合属性法,结合阈值定位砂体平面展布,有效突出深层薄砂体发育边界。在此基础上,针对深层河道砂体具有“下切谷、条带状”等分布特征,一方面,利用有效储层量版法、叠后多参数反演约束法开展叠后有效储层预测,同时结合叠前弹性参数反演,开展“叠前-叠后”多属性预测;另一方面,利用地震属性阈值法、地震多属性神经网络预测法,在地震多属性优选的基础上开展神经网络分析,两方面互相结合,最终实现深层河道砂体有效储层预测。针对深层滩坝等砂体具有“层薄、平面展布范围较大、受构造影响明显”等特征,一方面,开展古构造背景、断层活动等控砂机制分析,明确滩坝砂体有利区;另一方面,在此

基础上,开展地震反射特征等研究,刻画地震相有利区,并利用SP曲线重构声波曲线开展相控高精度反演,实现滩坝砂体的有效储层预测。有效储层预测技术在永安、肖刘庄、联盟庄、三河北等地区识别中落实圈闭35个,圈闭资源量合计4 200×10⁴ t,取得了较好效果。

4 深层油气勘探进展

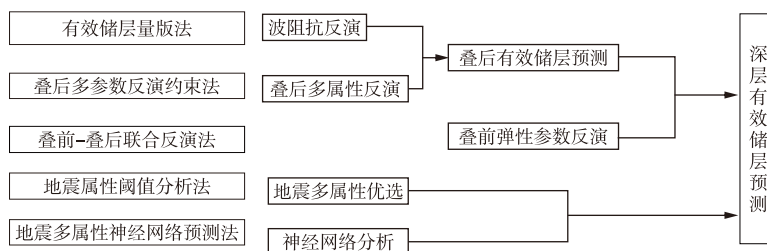
“十四五”以来,通过深层油气富集机理分析及深层油气勘探关键技术应用,在高邮、金湖凹陷深层领域开展了一系列勘探部署及难动用储量升级评价工作。一方面,通过开展深层领域探索,在斜坡带、断裂带及深凹带3个重点区带多个有利地区部署29口探井,成功19口,成功率达66%;另一方面,通过开展难动用储量升级,部署钻探了10口钻井,均获较好效果,累计新增地质储量超过江苏油田“十四五”以来总储量的三分之一,取得了较好的勘探效益。

4.1 储层分级评价技术拓展斜坡带深层领域

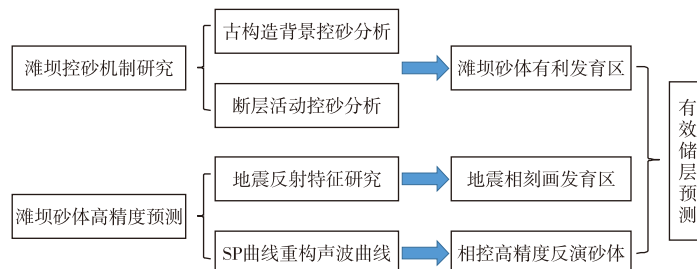
斜坡带是深层领域的重要勘探区带,“十四五”以来,在高邮凹陷沙-花-瓦南部地区、金湖凹陷三河北等地区先后发现了S85斜、H301斜等多个有利区块,取得较好勘探进展。

4.1.1 高邮凹陷沙-花-瓦南部地区

高邮凹陷沙-花-瓦南部深层领域勘探发现较少,该地区存在2个问题:①该地区处在深层领域,砂岩含量较低、储层物性较差;②该区存在火成岩侵入。



a. 以多属性反演为基础的深层领域河道有效储层预测技术流程



b. 以多属性反演为基础的深层领域滩坝有效储层预测技术流程

图11 深层领域河道和滩坝有效储层预测技术流程

Fig. 11 Technical workflow for effective reservoir prediction in channels and beach-bar systems in deep layers

围绕沙-花-瓦南部地区油气成藏难点开展了3方面工作:①利用储层分级评价方法明确有效储层分布范围。②结合油藏解剖及油气显示分析,明确其控藏的关键,建立深层领域侵入岩油藏的成藏模式,同时开展侵入岩岩床的分布范围及其侵入层位,分析侵入岩蚀变型油藏有利区。③利用河道砂体深层有效储层预测技术精细刻画沙-花-瓦南部地区的构造,系统总结深层领域侵入岩岩床及蚀变带的地震反射特征,开展深层领域砂岩储层及蚀变带储层预测,落实圈闭。最终优选并钻探预探井S85斜等井,取得较好勘探成果。

4.1.2 金湖凹陷三河北地区

在金湖凹陷三河北地区H8块阜二段滩坝砂油藏取得突破后,对三河北阜二段滩坝发育区南部的深层领域开展了新一轮砂体刻画和储层预测工作,发现内、中、外坡3个滩坝砂发育带。

按照“拓展内坡,扩大滩坝砂油藏勘探场面”的思路,首先拓展处在深层领域的内坡,利用“相控指数法”深层储层分级评价方法及滩坝砂体有效储层预测技术对该区有效储层和储层范围进行评价,在深层领域内坡滩坝砂发育带优选部署了H301斜等井,取得较好勘探成果。

4.2 深层油气富集判别法攻关断裂带深层领域

“十四五”以来,先后在高邮凹陷真武断裂带、金湖凹陷杨村断裂带的深层领域发现了X17、Q8等含油区块,拓展了断裂带深层领域勘探阵地。

4.2.1 高邮凹陷南断阶深层领域肖刘庄地区

高邮凹陷南部断阶带油气富集,但许庄、竹墩等埋藏较浅的油气富集构造高带的勘探程度已经很高,需要加强南断阶深层领域许庄、竹墩构造结合部的勘探,通过构造精细解释及储层预测分析,新发现和落实了一批圈闭目标。

应用深层油气富集判别法等深层领域技术成果对圈闭进行优选,认为X17斜块成藏条件有利,整体处在储层物性较好的区带,部署钻探了X17斜等井获得成功,表明深层领域成藏条件较好。

4.2.2 金湖凹陷金湖杨村断裂深层领域秦营地区

金湖凹陷杨村断裂带下降盘整体埋深较大,结合邻井资料对储层等条件进行分析,该地区阜四段与阜三段均为三角洲前缘亚相沉积,砂岩含量约15%~50%。Q2井阜三段垂深2 610 m岩心实测孔隙度介于9.6%~11.6%,平均为10.52%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要为低孔-特

低渗储层。阜二段一、二亚段为浅湖亚相沉积,阜二段三亚段为三角洲前缘亚相沉积,砂岩厚度与地层厚度比值约15%~25%。Q2井阜二段垂深2 840 m岩心实测孔隙度介于4.1%~4.6%,平均为4.35%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要为特低孔-特低渗储层。在此基础上,通过有效储层预测及构造精细解释,对杨村断裂带构造背景进行重新梳理,在下降盘刻画出多个微幅构造块。同时,利用深层油气富集判别法等对圈闭进行优选,最终部署了Q8井等并获得成功,展示了杨村断裂带深层领域良好的勘探前景。

4.3 有效储层预测技术激活深凹带戴南组深层领域

高邮凹陷深凹带是深层领域的重要区带,先后在高邮地区、永安南深层领域钻探成功了Y55井、Y102井及F125侧等多口井。

4.3.1 高邮凹陷永安南地区

高邮凹陷深凹带永安南地区紧邻生油中心,勘探程度较低,是评价挖潜的有利地区。利用有效储层预测技术开展储层预测,发现永安南地区戴南组发育多支由南向北展布的三角洲水下分流河道砂体,且砂体南抬北倾,具备形成砂岩上倾尖灭油藏的条件;同时,分析认为该区具备良好储层特征,通过优选部署钻探预探井Y55井获得成功,该井的成功验证了深凹带戴南组深层领域储层具备成藏条件,围绕该区利用有效储层预测技术开展储层预测,又部署钻探了Y102井等,钻井均取得成功,勘探效果较好。

4.3.2 高邮凹陷富民地区

北斜坡东部富民地区戴南组成藏条件优越,其中戴一段三亚段埋深大,该领域紧邻阜四段烃源岩,储盖组合发育,勘探程度低,是深层领域增储上产的有利层系。

结合钻井资料,开展深层领域储层精细预测,认为该区储层较发育,具备油气储集条件;同时识别并落实了一条具有一定规模的火成岩岩墙,与富民背斜构造共同形成了具有鼻状构造背景的火成岩岩墙遮挡型圈闭。通过圈闭的落实和评价,部署实施了F125侧井,取得较好勘探拓展效果。

4.4 储层分级评价技术推动难动用储量升级

深层领域难动用储层升级工作开始于2020年,当时苏北盆地保有控制储量、预测储量超过 $1.1 \times 10^8 \text{ t}$,这些储量分布的层系多、埋深差异较大。其中从埋深来看,预测储量大于3 000 m占67%,控制储量大于3 000 m占43%,因

此,深层领域难动用储量升级是重要升级目标。结合储层分级评价方法、有效储层预测技术及工程技术的应用,开展深层未升级控制、预测储量动用性评价,形成“评价—分类—举措—升级”的难动用升级流程,最终优选储层物性条件良好、砂体发育、圈闭落实的目标进行储量升级。

通过评价,在高邮凹陷花庄、黄珏、肖刘庄及马家嘴等地区,在金湖凹陷三河北、杨家坝等地区优选了10个区块,取得深层领域较好的储层升级效果。

4.5 深层油气勘探攻关方向

4.5.1 深化深层领域重点区带拓展

高邮、金湖凹陷斜坡带、断裂带及深凹带等3个重点区带的油气成藏条件有利,深层领域的勘探进展表明这3个区带仍是深层领域的主要攻关阵地。

斜坡带:高邮斜坡带沙-花-瓦南部深层领域的成功进一步展示该区域良好的勘探前景,目前该区剩余储备圈闭8个,圈闭面积28.2 km²。通过深化该领域的储层分级评价及有效储层预测优选,拓展该区勘探。金湖凹陷三河北地区深层领域的钻探成功带动了深层滩坝砂体的勘探,目前该区滩坝砂岩剩余储备圈闭11个,圈闭面积18.2 km²。同时,通过开展储层分级评价及有效储层预测,在内坡深层领域对滩坝砂体进行追踪和预测,扩大三河北地区深层领域滩坝砂体油藏勘探场面。

断裂带:肖刘庄地区钻探成功表明高邮凹陷真武等断裂带深层领域勘探潜力较大,需要开展油气富集判别及有效储层预测,精确识别圈闭,寻找高邮凹陷断裂带深层有利成藏区带。秦营地区的成功钻探表明金湖凹陷杨村断裂带阜三段埋深大于2 800 m的深层领域仍具有良好储集条件,下步将继续开展油气富集判别及有效储层预测,精细刻画杨村断裂带构造背景,落实圈闭,扩大杨村断裂带深层领域的勘探范围。

深凹带:高邮凹陷深凹带在戴一段三亚段获得了较好的试油效果,表明其深层领域具备成藏条件。目前,深凹带仍有储备圈闭5个,圈闭面积10.5 km²,下步将结合储层分级评价及有效储层预测攻关,寻找优质储层,打开深凹带深层勘探局面。另外,深层难动用储量升级方面,通过推广储层分级评价、有效储层预测技术及工程技术等方面的应用,继续优选有利目标,推动难动用储量升级。

4.5.2 推进深层领域新区带勘探

海安、盐城凹陷也是苏北盆地的重要含油气凹陷,

深层领域勘探程度低,随着储层分级评价、有效储层预测及深层油气富集判别法等技术在高邮、金湖凹陷深层领域的应用及勘探突破,海安、盐城凹陷的深层领域也将成为勘探拓展的新方向,推进这两个凹陷深层领域的勘探,为油田增储上产提供新的拓展阵地。

5 结论

1) 深层油气勘探领域是苏北盆地资源接替的重要阵地。深层油气赋存条件分析认为,微观上孔喉结构决定了流体赋存状态和渗流特征,宏观上生烃增压提供了成藏运移动力,源储压差较大的区域是深层油气聚集的有利区。在此基础上,开展了深层油气主控因素及成藏模式研究,明确了深层油气受源储配置、生烃增压、断层砂体输导及储层物性条件共同控制,建立了异常高压与浮力混合驱动阶梯状输导油气、异常高压驱动断层和砂体输导油气及早期油气充注成藏后期致密型3种深层油气富集成藏模式,其中前两种成藏模式是深层领域的主力勘探类型,从而明确了深层油气富集机理。

2) 形成了深层油气3个方面的勘探关键技术:“相控指数法”深层储层分级评价技术明确了各层系有效储层展布;“油气储层充注势能”深层油气富集判别法优选了有利成藏区带;“叠前-叠后”多属性有效储层预测技术系列识别了深层河道和滩坝砂体储集体,并落实了圈闭,这些技术为深层油气拓展提供了有力支撑,整体提升了深层油气的勘探技术水平。

3) 在深层油气富集机理及勘探关键技术支持下,高邮、金湖两大富集凹陷的深层油气领域取得较好勘探突破,分别在高邮、金湖凹陷斜坡带、断裂带和深凹带等领域以及难动用储层升级方面取得一系列勘探进展,勘探效益较好。同时通过分析明确了海安、盐城等其他凹陷深层领域攻关方向。

参考文献

- [1] 何登发,贾承造,赵文智,等.中国超深层油气勘探领域研究进展与关键问题[J].石油勘探与开发,2023,50(6):1162-1172.
HE Dengfa, JIA Chengzao, ZHAO Wenzhi, et al. Research progress and key issues of ultra-deep oil and gas exploration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(6): 1162-1172.
- [2] 黄福喜,汪少勇,李明鹏,等.中国石油深层、超深层油气勘探进展与启示[J].天然气工业,2024,44(1):86-96.
HUANG Fuxi, WANG Shaoyong, LI Mingpeng, et al. Progress and implications of deep and ultra-deep oil and gas exploration in PetroChina[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(1): 86-96.
- [3] 何治亮,马永生,朱东亚,等.深层-超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向[J].石油与天然气地质,2021,42(3):533-546.

- HE Zhiliang, MA Yongsheng, ZHU Dongya, et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(3): 533-546.
- [4] 关晓东, 郭磊. 深层—超深层油气成藏研究新进展及展望[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(2): 203-209.
- GUAN Xiaodong, GUO Lei. New progress and prospect of oil and gas accumulation research in deep to ultra-deep strata[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(2): 203-209.
- [5] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术: 兼论非常规油气地质学[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- [6] 贾承造, 王祖纲, 姜林, 等. 中国油气勘探开发成就与未来潜力: 深层、深水与非常规油气: 专访中国科学院院士、石油地质与构造地质学家贾承造[J]. *世界石油工业*, 2023, 30(3): 1-8.
- JIA Chengzhao, WANG Zugang, JIANG Lin, et al. Achievements and future potential for oil&gas exploration and development in China: Deep-formation, deep-water and unconventional reservoirs—Interview with JIA Chengzhao, Academician of the CAS, geologist in petroleum geology and structure[J]. *World Petroleum Industry*, 2023, 30(3): 1-8.
- [7] 谭伟雄, 谭忠健, 张志虎, 等. 渤中凹陷深层油气勘探录井技术进展及展望[J]. *世界石油工业*, 2023, 30(4): 40-47.
- TAN Weixiong, TAN Zhongjian, ZHANG Zhihu, et al. Progress and prospects of mud logging in deep oil & gas exploration in Bozhong Sag[J]. *World Petroleum Industry*, 2023, 30(4): 40-47.
- [8] 徐向, 辛志源, 刘超, 等. 深层常压页岩气富集机制研究: 以涪陵页岩气田白马区块为例[J]. *石油地质与工程*, 2024, 38(3): 53-60.
- XU Xiang, XIN Zhiyuan, LIU Chao, et al. Enrichment law of deep atmospheric shale gas: A case study of Baima syncline in Fuling shale gas field[J]. *Petroleum Geology & Engineering*, 2024, 38(3): 53-60.
- [9] 朱平, 毛凤鸣, 李亚辉. 复杂断块油藏形成机理和成藏模式[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
- ZHU Ping, MAO Fengming, LI Yahui. Formation mechanism and accumulation model of complex fault block reservoirs[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [10] 邱旭明, 刘玉瑞, 傅强. 苏北盆地上白垩统一第三系层序地层与沉积演化[M]. 北京: 地质出版社, 2006.
- QIU Xuming, LIU Yurui, FU Qiang. Sequence stratigraphy and sedimentary evolution of Upper Cretaceous-tertiary in Subei Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2006.
- [11] 毛凤鸣, 戴靖. 复杂小断块石油勘探开发技术[M]. 北京: 中国石化出版社, 2005.
- MAO Fengming, DAI Jing. Oil exploration and development technology of complex small fault block[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2005.
- [12] 段宏亮, 孙雅雄, 杨保良. 苏北盆地高邮凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集主控因素[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(3): 441-450.
- DUAN Hongliang, SUN Yaxiong, YANG Baoliang. Main controlling factors of shale oil enrichment in second member of Paleogene Funing Formation in Gaoyou Sag of Subei Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(3): 441-450.
- [13] 严泽宇, 梁伟, 孙雅雄, 等. 苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段深层页岩储层地应力方向及主控因素[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(6): 1187-1197.
- YAN Zeyu, LIANG Bing, SUN Yaxiong, et al. In-situ stress orientation and main controlling factors of deep shale reservoirs in the second member of Paleogene Funing Formation in Gaoyou Sag, Subei Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(6): 1187-1197.
- [14] 马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 中国南方大地构造和海相油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2004.
- MA Li, CHEN Huanjiang, GAN Kewen, et al. Tectonics and marine petroleum geology in Southern China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004.
- [15] 邱旭明, 陈伟, 李鹤永, 等. 苏北盆地走滑构造与复杂断块油气成藏[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(3): 393-401.
- QIU Xuming, CHEN Wei, LI Heyong, et al. Strike-slip structures and hydrocarbon accumulation in complex fault blocks in Subei Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(3): 393-401.
- [16] 邱海峻, 许志琴, 乔德武. 苏北盆地构造演化研究进展[J]. *地质通报*, 2006, 25(增刊2): 1117-1120.
- QIU Haijun, XU Zhiqin, QIAO Dewu. Progress in the study of the tectonic evolution of the Subei Basin, Jiangsu, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 2006, 25(Suppl. 2): 1117-1120.
- [17] 于雯泉. 致密砂岩储层成因类型分析: 以苏北盆地高邮凹陷阜一段为例[J]. *复杂油气藏*, 2018, 11(4): 1-6.
- YU Wenquan. Analysis of genetic type of tight sandstone reservoirs: A case study of the first member of Funing Formation in Gaoyou Sag [J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2018, 11(4): 1-6.
- [18] 纪友亮, 王艳艳, 刘玉瑞, 等. 高邮凹陷阜一段差异成岩作用及成因[J]. *同济大学学报(自然科学版)*, 2014, 42(3): 474-479.
- JI Youliang, WANG Yanyan, LIU Yurui, et al. Differential diagenesis and its genetic analysis of 1st member of funning formation in Gaoyou depression[J]. *Journal of Tongji University (Natural Science)*, 2014, 42(3): 474-479.
- [19] 宋秋花, 宋全友, 陈刚强, 等. 高邮凹陷北斜坡阜宁组储层成岩作用特征[J]. *断块油气田*, 2009, 16(5): 20-22.
- SONG Qiuhua, SONG Quanyou, CHEN Gangqiang, et al. Diagenetic characteristics of Funing Formation reservoir in northern slope of Gaoyou Depression[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2009, 16(5): 20-22.
- [20] 吴思仪, 司马立强, 袁龙, 等. 高邮凹陷阜一段低渗透储层特征及成因分析[J]. *岩性油气藏*, 2014, 26(2): 47-53.
- WU Siyi, SIMA Liqiang, YUAN Long, et al. Characteristics and genesis of low permeability reservoir of the first member of Fuyi Formation in Gaoyou Sag[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2014, 26(2): 47-53.
- [21] 于雯泉, 王路, 陆梅娟. 高邮凹陷阜一段致密砂岩孔隙演化差异

- 分析[J]. 复杂油气藏, 2017, 10(1): 9-16.
- YU Wenquan, WANG Lu, LU Meijuan. Differences analysis for porosity evolution of tight sandstone in the first member of Funing Formation in Gaoyou Sag[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2017, 10(1): 9-16.
- [22] 于雯泉, 李丽, 方涛, 等. 断陷盆地深层低渗透天然气储层孔隙演化定量研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 397-405.
- YU Wenquan, LI Li, FANG Tao, et al. Quantitative research for porosity evolution in low permeability deep gas reservoir of rift-subsidence basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(3): 397-405.
- [23] 于雯泉, 陈勇, 杨立干, 等. 酸性环境致密砂岩储层石英的溶蚀作用[J]. 石油学报, 2014, 35(2): 286-293.
- YU Wenquan, CHEN Yong, YANG Ligan, et al. Dissolution of quartz in tight sandstone reservoirs in an acidic environment[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(2): 286-293.
- [24] 周磊, 王永诗, 于雯泉, 等. 基于物性上、下限计算的致密砂岩储层分级评价: 以苏北盆地高邮凹陷阜宁组一段致密砂岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1308-1316, 1323.
- ZHOU Lei, WANG Yongshi, YU Wenquan, et al. Classification assessment of tight sandstone reservoir based on calculation of lower and upper limits of physical properties: A case study of the tight sandstone reservoir in the 1st member of Funing Formation in Gaoyou Sag, North Jiangsu Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(6): 1308-1316, 1323.
- [25] 纪友亮, 高崇龙, 刘玉瑞, 等. 高邮凹陷阜一段油气充注对储层物性演化的影响[J]. 同济大学学报(自然科学版), 2015, 43(1): 133-139.
- Ji Youliang, GAO Chonglong, LIU Yurui, et al. Influence of hydrocarbon charging to the reservoir property in 1st member of funning formation in Gaoyou depression[J]. *Journal of Tongji University (Natural Science)*, 2015, 43(1): 133-139.
- [26] 钱诗友, 郑元财, 吴峰, 等. 高邮凹陷北斜坡阜宁组异常高压发育特征[J]. 复杂油气藏, 2018, 11(2): 31-37.
- QIAN Shiyu, ZHENG Yuancai, WU Feng, et al. Development characteristics of abnormal high-pressure in Funing Formation of northern slope in Gaoyou Sag[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2018, 11(2): 31-37.
- [27] 吴峰, 钱诗友, 郑元财. 高邮凹陷北斜坡阜宁组异常压力成因机制研究[J]. 复杂油气藏, 2019, 12(3): 23-26, 76.
- WU Feng, QIAN Shiyu, ZHENG Yuancai. Study on forming mechanism of abnormal high-pressure in Funing Formation in northern slope of Gaoyou Sag[J]. *Complex Hydrocarbon Reservoirs*, 2019, 12(3): 23-26, 76.
- [28] 王占国. 异常高压对储层物性的影响[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(6): 31-33, 83-84.
- WANG Zhanguo. Influence of abnormal high pressure on physical properties of reservoirs[J]. *Oil & Gas Recovery Technology*, 2005, 12(6): 31-33, 83-84.
- [29] 缪欢, 郑洪扬, 范文龙, 等. 四川盆地龙马溪组深层页岩储层压力与含气量动态演化过程[J]. 世界石油工业, 2024, 31(5): 19-29.
- MIAO Huan, ZHENG Hongyang, FAN Wenlong, et al. Dynamic evolution process of pressure and gas content in the Longmaxi Formation deep shale reservoir of Sichuan Basin[J]. *World Petroleum Industry*, 2024, 31(5): 19-29.
- [30] 薛一帆, 文志刚, 黄亚浩, 等. 深层-超深层走滑断裂带储层流体来源与油气成藏过程研究: 以塔里木盆地富满油田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 549-559.
- XUE Yifan, WEN Zhigang, HUANG Yahao, et al. Study on reservoir fluid source and hydrocarbon accumulation process in deep to ultra-deep strike-slip fault zone: A case study of Fuman Oilfield, Tarim Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 549-559.
- [31] 夏祥, 马晓东, 胡文瑄, 等. 苏北盆地溱潼凹陷沙埭1井侵入岩岩石学特征及其储集性与含油性研究[J]. 石油实验地质, 2024, 46(1): 87-97.
- XIA Xiang, MA Xiaodong, HU Wenxuan, et al. Petrological characteristics, reservoir property and oil-bearing potential of intrusive rocks in well Shaduo 1, Qintong Sag, Subei Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(1): 87-97.
- [32] 严焕榕, 詹泽东, 李亚晶, 等. 致密砂岩气藏高产富集规律研究: 以川西坳陷新场: 合兴场须家河组二段气藏为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 541-548, 576.
- YAN Huanrong, ZHAN Zedong, LI Yajing, et al. High yield enrichment law for tight sandstone gas reservoir: A case study of the second member of Xujiahe Formation gas reservoir in Xinchang-Hexinchang gas field of western Sichuan Depression[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 541-548, 576.
- [33] 李储华, 于雯泉, 丁建荣. 加权断层泥比率法(WSGR)定量判断断层封闭性: 以苏北盆地高邮凹陷永安地区为例[J]. 石油实验地质, 2024, 46(1): 158-165.
- LI Chuhua, YU Wenquan, DING Jianrong. Quantitative evaluation of fault sealing by weighted shale gouge ratio(WSGR): A case study of Yongan area in Gaoyou Sag, Subei Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(1): 158-165.
- [34] 李超, 罗涛, 黄亚浩, 等. 苏北盆地高邮凹陷花页1井古近系阜宁组裂缝脉体流体演化及其对页岩油充注过程的指示意义[J]. 石油实验地质, 2024, 46(2): 228-237.
- LI Chao, LUO Tao, HUANG Yahao, et al. Fluid evolution of fracture veins of Paleogene Funing Formation in well HY1 in Subei Basin and implications for shale oil filling[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(2): 228-237.
- [35] 赖未蓉, 杨国鹏, 宋沛东, 等. 相控叠前地质统计学反演在储层预测中的应用: 以四川盆地川西坳陷须家河组二段致密砂岩储层为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 586-592.
- LAI Weirong, YANG Guopeng, SONG Peidong, et al. Application of facies-controlled prestack geostatistical inversion in reservoir prediction: A case study of tight sandstone reservoir in the second member of Xujiahe Formation in western Sichuan Depression, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 586-592.