

辽河拗陷牛心坨沙四段致密砂岩油形成主控因素及有利区预测

庞宏^{1,2*}, 吴松^{1,2}, 胡英杰³, 王海朋⁴, 丁旭光^{1,2}, 刘兴周³, 惠沙沙^{1,2}, 陈昌³, 郭军敏³

1 中国石油大学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)地球科学学院盆地与油藏研究中心, 北京 102249

3 中国石油辽河油田公司勘探开发研究院, 盘锦 124000

4 中国石油集团测井有限公司辽河分公司, 盘锦 124000

* 通信作者, panghong19820107@126.com

收稿日期: 2020-09-29

国家自然科学基金项目(U19B6003)、中国石油大学(北京)科研基金(2462020YXZZ022)资助

摘要 牛心坨地区沙四段勘探程度较低, 但勘探前景较好。前人研究普遍认为牛心坨地区沙四段砂岩油藏主要为常规的构造、岩性油藏, 并建立了沙四段油藏源控成藏模式, 指出构造高点及断裂附近为油气富集有利部位。但近期作者团队研究发现研究区沙四段砂岩储层存在普遍致密的现象, 研究其致密油形成主控因素及有利区预测对研究区未来勘探具有指导意义。本文利用 30 口井的资料, 4103 个分析测试数据(包括 264 个烃源岩地化数据, 2624 个储层物性数据, 55 个压力数据), 采用功能要素组合的方法, 剖析了研究区沙四段致密油形成条件, 阐明了致密油形成的主控因素, 并预测了有利区带的分布范围。研究结果表明: 牛心坨地区沙四段砂岩具有低孔富集、低压稳定、源储紧邻, 连片富集的特征, 具备致密油形成的条件。致密油的形成与富集受储层和烃源岩的联合控制作用。此外, 牛心坨地区沙四段储层孔隙度中等时($5% < \Phi < 12%$), 含油气性最好, 牛心坨亚段源岩潜力最大, 已发现的油气距排烃中心距离小于 10 km; 依据 T-DPS 分布发育模式(D: 沉积相; P: 构造稳定带; S: 烃源岩)预测了致密油有利区带分布范围, I类有利区(孔隙度为 6%-10%)位于坨 43—坨 16 井区、坨 605—坨 24 井区以北、坨 45—坨 25 井区、研究区中部。II类有利区位于坨 1 井区、坨 602 井区、坨 21—坨 15 井区南沙四段储层有利区。研究成果对研究区勘探开发指明了方向。

关键词 牛心坨; 沙四段; 致密油; 主控因素; 有利区带预测

Main controlling factors and favorable area prediction of tight sandstone oil formations in the Niuxintuo Es₄ member in the Liaohe Depression

PANG Hong^{1,2}, WU Song^{1,2}, HU Yingjie³, WANG Haipeng⁴, DING Xuguang^{1,2}, LIU Xingzhou³, XI Shasha^{1,2}, CHEN Chang³, GUO Junmin³

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

引用格式: 庞宏, 吴松, 胡英杰, 王海朋, 丁旭光, 刘兴周, 惠沙沙, 陈昌, 郭军敏. 辽河拗陷牛心坨沙四段致密砂岩油形成主控因素及有利区预测. 石油科学通报, 2020, 04: 467-482

PANG Hong, WU Song, HU Yingjie, WANG Haipeng, DING Xuguang, LIU Xingzhou, XI Shasha, CHEN Chang, GUO Junmin. Main controlling factors and favorable area prediction of tight sandstone oil formations in the Niuxintuo Es₄ member in the Liaohe Depression. Petroleum Science Bulletin, 2020, 04: 467-482. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.041

2 Basin and Reservoir Research Center, faculty of Earth Sciences, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Exploration and Development Research Institute of PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin 124000, China

4 Production logging project department of Liaohe Branch, District Xinglongtai, Panjin 124000, China

Abstract The degree of exploration of the fourth member of the Shahejie Formation in the Niuxintuo area is low, but the exploration prospects are good. Previous studies generally believe that the sandstone reservoirs in the fourth member of the Shahejie Formation are mainly conventional structural and lithological reservoirs, and the source controlled reservoir forming model of the fourth member of Shahejie formation is established, and it is pointed out that the structural high point and the vicinity of faults are favorable places for oil and gas enrichment. However, a recent study by the author's team found that the sandstone reservoirs of the fourth member of the Shahejie Formation in the study area are generally tight. It is significant to study the main controlling factors of tight oil formation and the prediction of favorable areas for future exploration in the study area. Based on the analysis of 30 wells and 4103 test data (including 264 geochemical data of hydrocarbon source rocks, 2624 physical property data of reservoirs and 55 pressure data), the formation conditions of tight oil in the fourth member of the Shahejie Formation in the study area are analyzed by using the method of functional element combination, the main controlling factors of tight oil formation are clarified, and the distribution range of favorable zones is predicted. The results show that the sandstone of the fourth member of Shahejie Formation in the Niuxintuo area has the characteristics of low porosity enrichment, low pressure stability, close source to reservoir distance and contiguous enrichment, and has the conditions for the formation of tight oil. The formation and enrichment of tight oil are controlled by the reservoir and source rock. In addition, the fourth member of the Shahejie Formation in the Niuxintuo area has medium porosity ($5\% < \Phi < 12\%$), with the best oil and gas potential and the source rock potential of the Niuxintuo sub member is the largest. It is found that the distance between oil and gas reservoirs and the hydrocarbon expulsion center is less than 10 km. According to the T-DPS distribution and development model (T: Time; D: Sedimentary facies; P: structural stable zone; S: source rock), the dense oil-favorable zone is measured. The most favorable zones (porosity is 6% - 10%) are located in the Tuo 43-Tuo 16 well block, north of the Tuo 605-Tuo 24 well block, and the middle of the Tuo 45-Tuo 25 well block. The secondary favorable areas are located in Tuo-1, Tuo-602 and Tuo-21-Tuo-15. The research results indicate the direction of exploration and development in the study area.

Keywords Niuxintuo area; the fourth member of Shahejie Formation; tight oil; main control factors; favorable zone prediction

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.041

0 引言

牛心坨地区是辽河拗陷勘探程度较低的地区之一, 经过了多轮的油气勘探, 目前在该区完钻探井近 90 口, 沙四段主要在牛心坨亚段获得了工业油气流。特别是近期坨 45 井在该层位试油获得了日产油 46.2 方的高产油流, 该井的钻探成功, 展示了坨南地区良好的勘探前景。

牛心坨地区的沙四段砂岩油气成藏机理研究引起了国内外学者的关注, 大都认为沙四段砂岩油藏主要为常规的构造、岩性油藏, 并建立了沙四段油藏源控成藏模式, 指出构造高点及断裂附近为油气富集的可利部位^[1-4]。在 1998—2002 年间, 通过常规油气的成藏模式指导先后经历了两个勘探高峰期, 但自 2003 年起, 对于常规油气发育有利的构造带的钻探并未有较大的收获, 依托于源控、构造等因素建立起的常规油气成藏模式已经无法对油田勘探部署进行有效的指导。作者及团队在近期研究表明, 坨南地区沙四段砂岩油藏存在普遍致密的特征, 油气主要富集在孔隙度相对中等的地区(图 1), 可能发育致密油藏, 如果该结论

成立的话, 那么研究区的勘探方向将要向斜坡和凹陷转变。致密油藏通常具有储层物性较差、发育于异常压力环境以及近源成藏等特点, 本文拟通过致密油藏形成条件入手, 对牛心坨地区致密油储层进行分析; 通过沉积相(D)、构造稳定带(P)和烃源岩(S)3 大要素

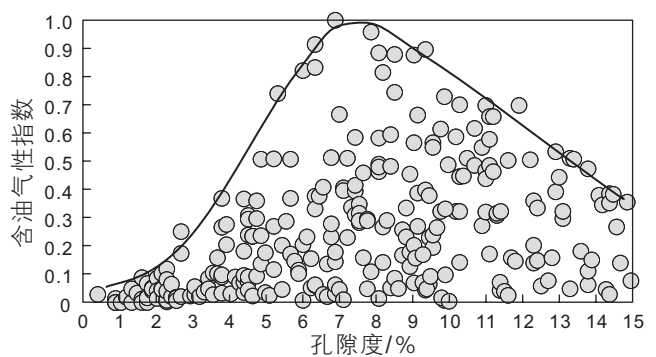


图 1 牛心坨 E_{2s_4} 孔隙度与含油气性关系统计图

Fig. 1 Statistical chart of the relationship between the porosity and the petroliferous properties of Niuxintuo E_{2s_4}

注: 含油气性指数是指将研究区含油饱和度数据归一化处理以表示含油气性大小的一种参数, 含油气性指数 = (最大含油饱和度 - 含油饱和度) / (最大含油饱和度 - 最小含油饱和度)

主控因素分析, 建立致密油藏成藏模式, 依据成藏模式预测有利勘探区带, 研究成果对研究区未来勘探具有指导意义。

1 地质概况

辽河拗陷属陆相断陷盆地, 牛心坨地区位于辽河西部凹陷东陡坡带的北部(图 2)。受辽河断陷演化阶段性和沉积旋回控制, 西部凹陷新生界自下而上依次发育了古近系房身泡组、沙河街组、东营组和馆陶组等层系^[5]。其中与烃源岩和油气藏关系最为密切的是沙河街组。沙河街组四段是辽河断陷裂陷形成湖盆的初期产物, 自下而上主要为牛心坨亚段、高升亚段及杜家台亚段(图 2), 探明及控制储量主要分布在牛心坨亚段及高升亚段(图 2)。沙四段岩性以中一薄层层状砂岩为主夹暗色泥岩, 顶部发育所谓“上特殊岩性段”, 即钙质泥岩、油页岩与暗色泥岩呈薄互层^[6], 牛心坨地区沙四段发育多种沉积相带, 其中杜家台亚段沉积相主要为扇三角洲和湖泊相, 岩性以深色泥岩、砂砾岩为主; 高升亚段沉积相主要为湖湘和浊积扇, 岩性以厚层泥岩、油页岩、部分灰岩及薄层砂岩为主; 牛心坨亚段沉积相主要为滨浅湖、冲积扇, 岩性以泥岩、砂岩、砂砾岩、薄层灰岩为主。研究区主要储层

为牛心坨亚段砂岩、砂砾岩, 盖层为沙三段、杜家台亚段及高升亚段厚层泥岩。

2 致密油形成地质条件

2.1 低孔富集

致密油储层物性临界条件为孔隙度小于 12% 和渗透率小于 1 mD 已成为国内外学者的共识^[7-10]。牛心坨地区沙四段主要产层为牛心坨亚段和高升亚段, 沉积相主要以滨浅湖和冲积扇为主, 岩性以砂砾岩、细砂、泥岩为主, 部分地区见碳酸盐岩、玄武岩^[11-12]。通过对研究区 22 口井, 2624 个实测的砂岩油层孔隙度和渗透率的统计发现, 牛心坨油层和高升油层的孔隙度均主要分布在 5%~15%, 平均孔隙度都不超过 10%, 渗透率均主要分布在小于 1 mD 范围, 主体表现为致密储层的特征(图 3)。从坨 27 井、张 1 井等单井沙四段含油储层的特征来看, 相对低孔隙(孔隙度 < 10%) 的储层为主要产油层, 日产油分别是 4.41 t 和 4.68 t, 而相对高孔隙(孔隙度 > 10%) 的储层反而含油气性较差(图 3), 呈现低孔富油的特征。从整个牛心坨地区沙四储层的物性和含油气性的统计关系来看, 也表现为储层孔隙中等的时候(孔隙度在 6%~10% 时, 含油

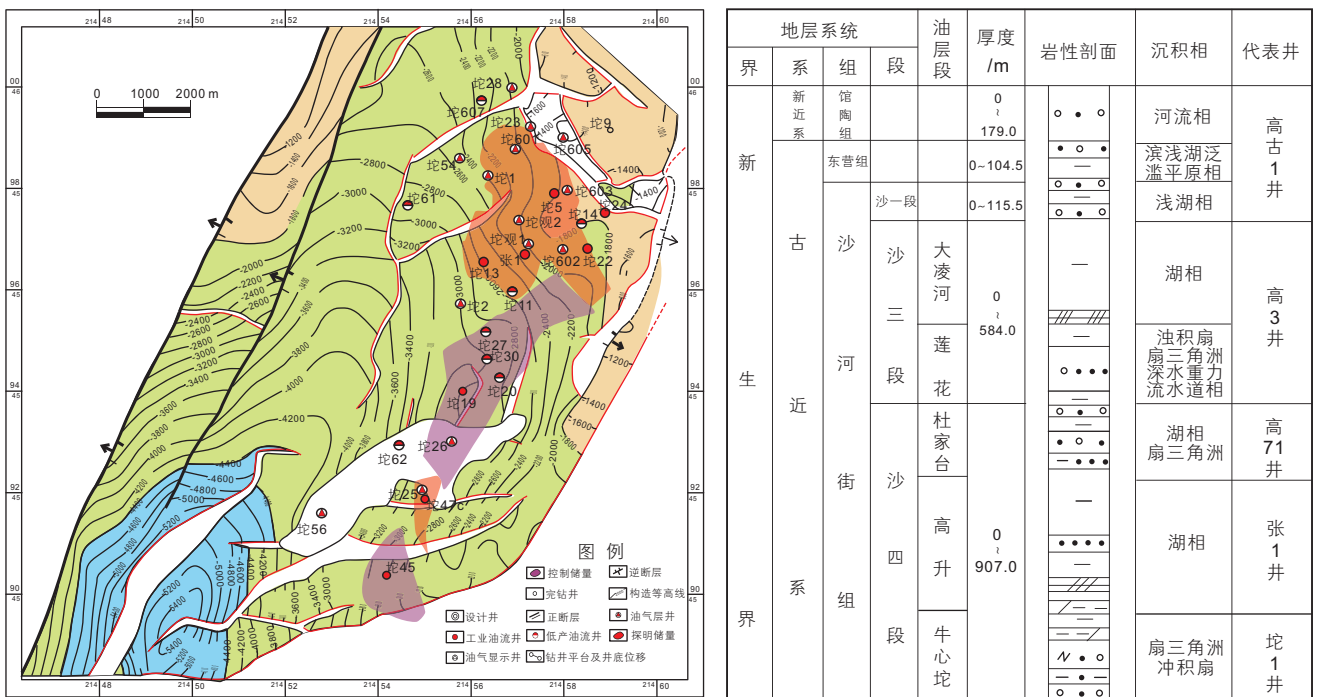


图 2 辽河牛心坨地区位置与沙四段油藏分布图及牛心坨地区地层综合柱状图

Fig. 2 Location of Niuxintuo area in Liaohé and reservoir distribution in the fourth member of Shahejie Formation and comprehensive histogram of strata in Niuxintuo area

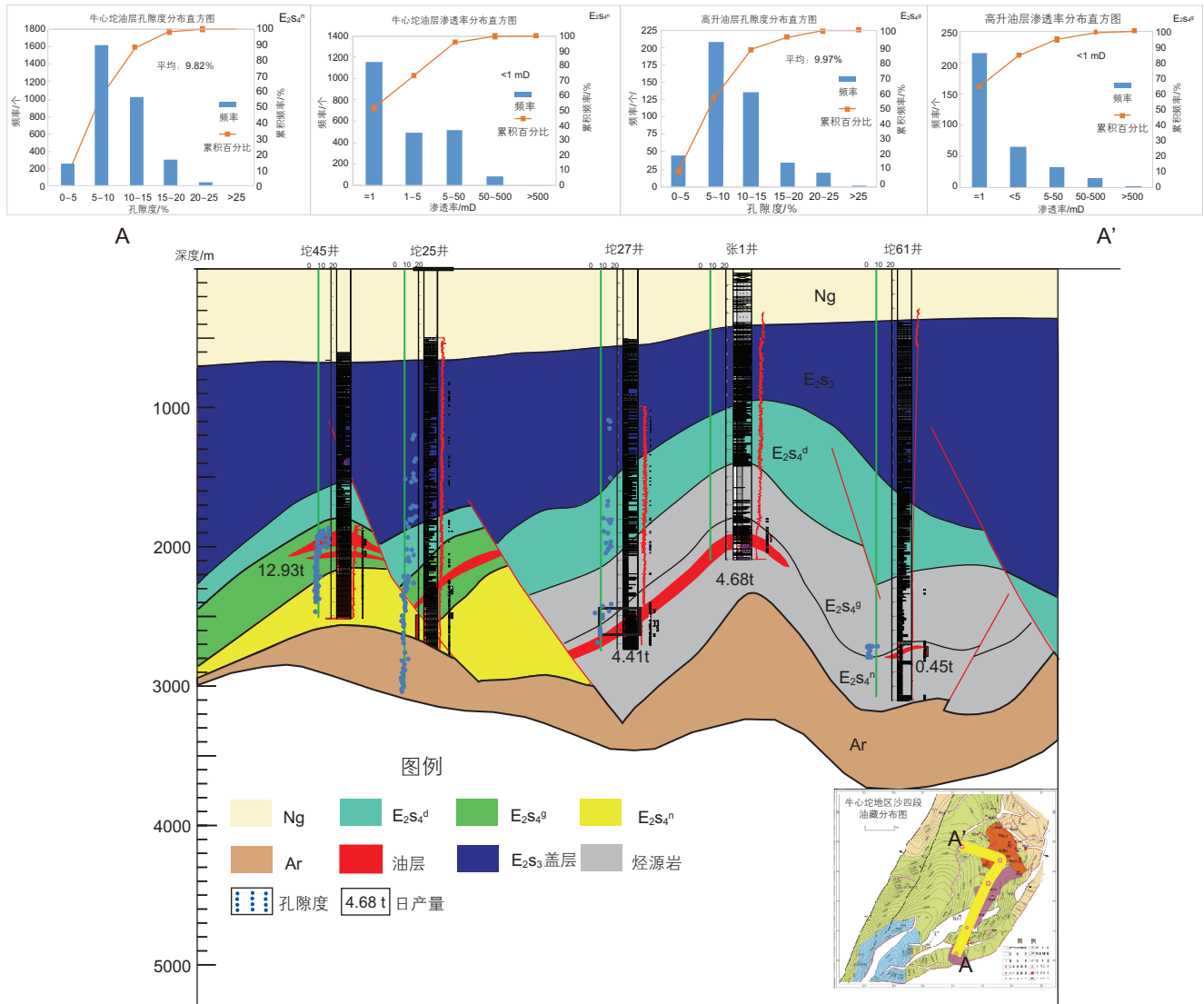


图3 牛心坨地区地层剖面及物性频率分布图

Fig. 3 Stratigraphic profile and physical property frequency distribution in Niuxintuo area

气性达到峰值)含油气性最好(图1)。这并不是研究区的特例,在玛湖地区致密油、库车地区致密气、沾化地区页岩油等致密储层都表现为储层条件中等时^[13-17],含油气性最好。对于这种现象,前人通过致密储层物理模拟实验进行了解释^[18-19],在庞雄奇2013年的实验中采用一维透明有机玻璃管模型,实验分为4组,分别采用4种不同粒径的石英砂作为上层与下层的石英砂进行组合,发现随着上层砂体物性逐渐变差,穿过砂体所需油量呈增大趋势,且尽管用油量不断增大,油在两砂层界面处停留的时间却越来越长^[18]。实验结果表明,对于常规储层和致密储层中油气运移的动力存在差异,前者以浮力作用为主,而在后者中浮力几乎不能运移油气,以非浮力作用为主,其两者的边界条件对应孔隙度为10%~12%,当储层物性超过该临界孔

隙时,油气会在浮力作用下往构造高部位富集,而致密油气主要富集在凹陷和斜坡部位。如坨13井至坨24井区间,表现为连片含油的特点,但由于坨13井至坨24井之间岩性变化复杂,由大套的砂岩转变为沙泥互层,导致砂体连通性变差,因而构造高部位不含油,而在斜坡部位有大量的油气聚集成藏,表现为低孔富集的特征(图4)。依据该地区储层孔隙度的分布特点大于12%的储层大多分布于构造的高部位(图5),而在构造高部位发现的油气比较少,油气主要是分布在斜坡与凹陷相对低孔隙的部位,因此我们认为整体主要是低孔富集。

通过油气的充注时期和储层致密化综合研究,油气的排烃门限结果表明在埋深1700m处对应的成藏期是沙三时期至今,这一门限的确立在下文进行了详细

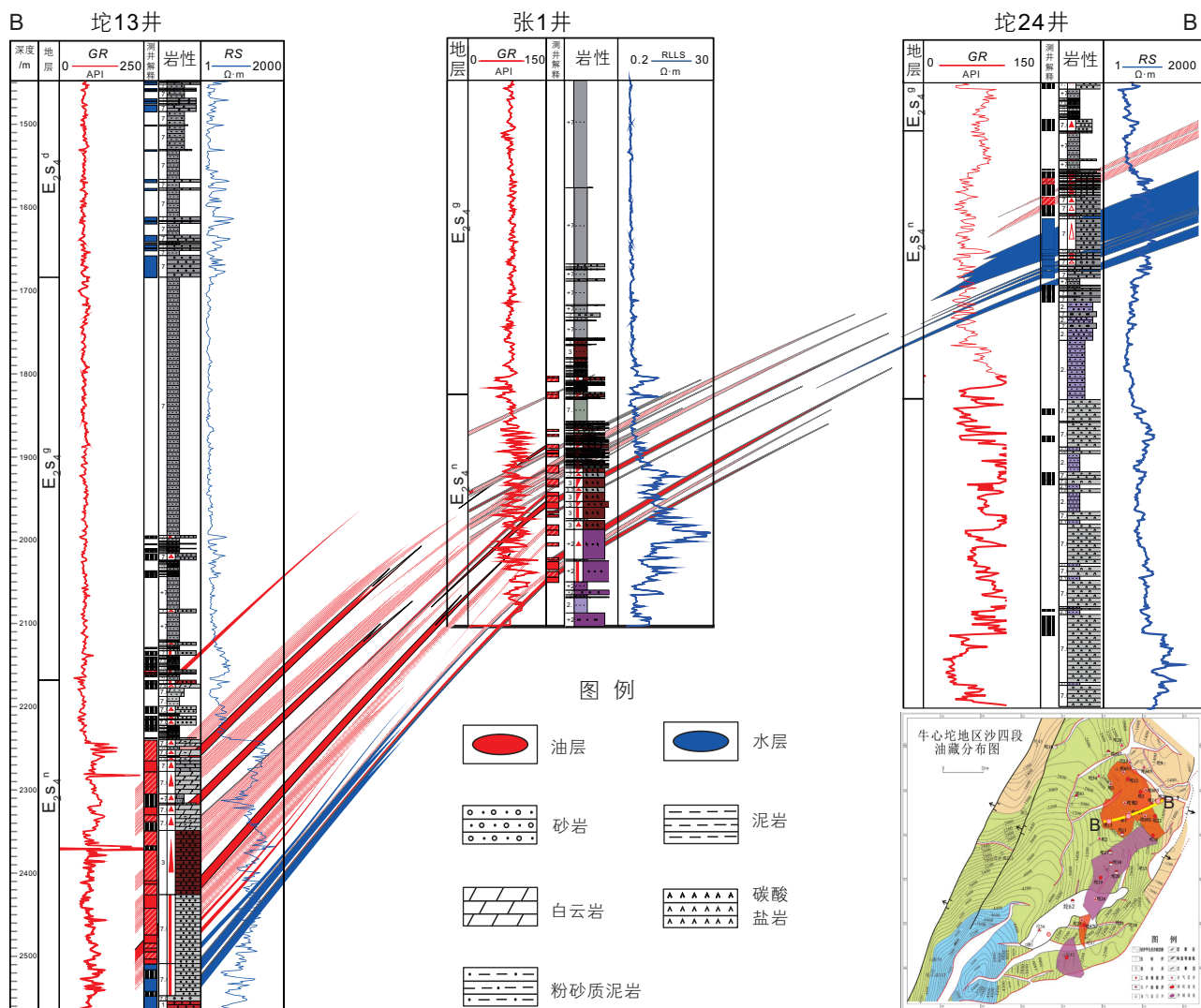


图4 坨13—张1—坨24井连井剖面图
 Fig. 4 Profile of well Tuo13-zhang 1-tuo 24

的描述。魏巍(2013)通过沉积相和成岩相综合研究,建立了沙四段储层孔隙度演化预测模型,结果表明,在沙三下亚段沉积末期,沙四段储层孔隙度主要分布在大于25%,属于高孔隙储层^[20]。而后,随着裂陷的持续发育,在沙三中亚段沉积时期,储层就开始致密,构造低部位孔隙度普遍小于10%。由于牛心坨地区油气的充注期是沙三期至今,因此,在构造低部位是边致密边成藏,同时在构造低部位与构造高部位连接部分存在着先成藏后致密和边致密边成藏的叠加复合油藏,其基本特征是油藏在高点、低点均有分布,属于连续性油藏,如张1井和坨27井(图3),属于浮力与非浮力综合作用的结果。

2.2 低压稳定

本文应用来自于研究区13口井的55个原始地层

压力的数据研究牛心坨地区沙四段油层的压力特征,从压力系数的统计特征来看,其值主要小于1(局部3个点压力系数超过1,为常压),表现为负压的特征(图6a),进一步从平面的分布特征来看,除了北部的坨27井区附近表现为常压外,整体均表现为负压(图6c)。致密油形成环境常表现为异常压力环境,大多数盆地表现为异常高压,但研究区的负压环境并不是特例,在中国其他部分陆相盆地中也有负压的存在,如鄂尔多斯盆地镇泾地区,松辽盆地南部的十屋断陷,齐家凹陷金63井等^[21-23]。异常低压的成因多样,可将其归纳为构造抬升、地层剥蚀造成的孔隙回弹、饱和天然气深埋及承压面低于地表等^[24-29]。从油气的主成藏期和构造活动配置情况来看,大量成藏期主要为沙三晚期^[30],而在沙三晚期之后,研究区没有发生大规模的构造活动^[31],属于构造稳定区,基本上可以排除构造

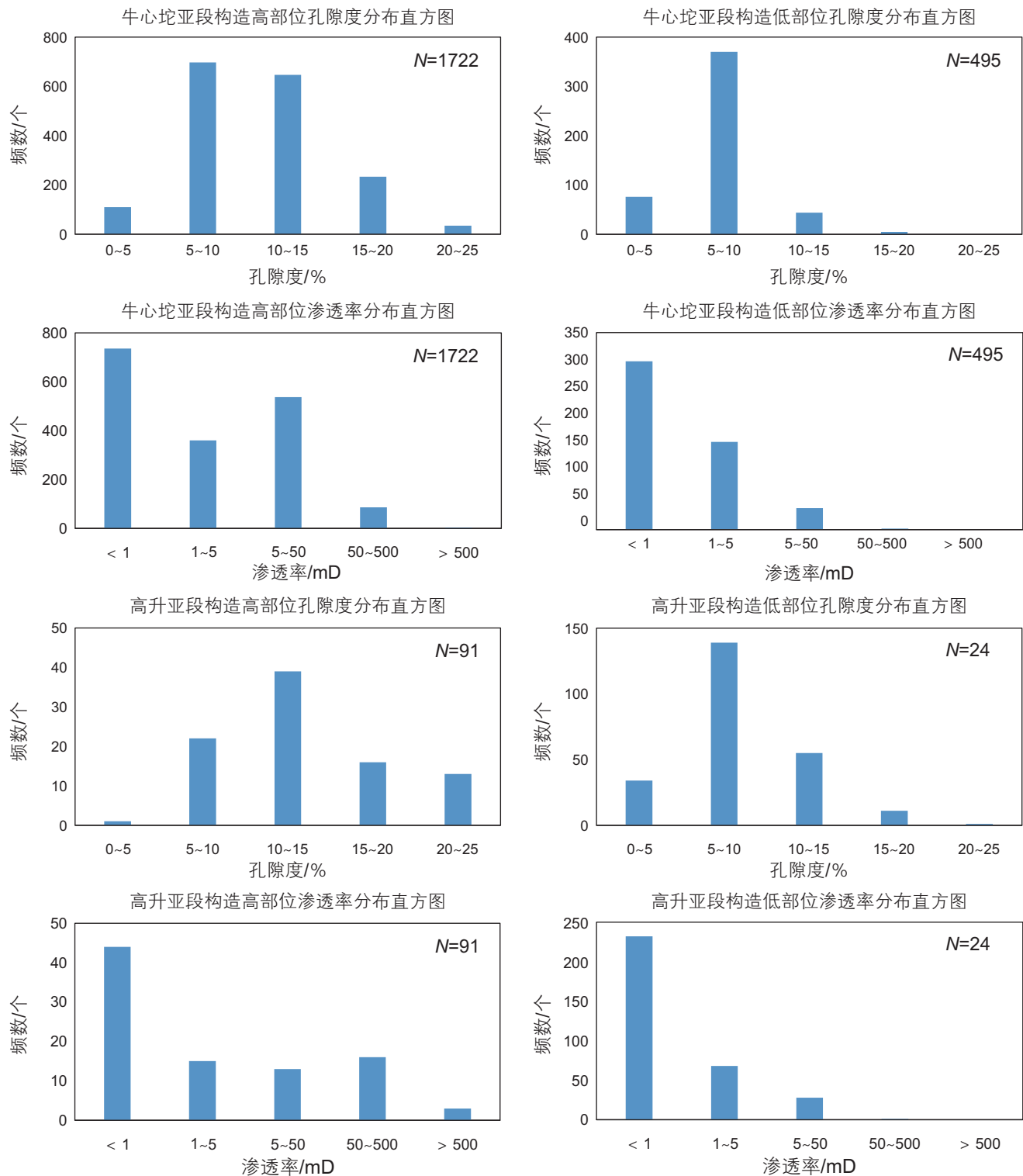


图5 牛心坨地区牛心坨亚段及高升亚段不同构造部位孔隙统计图

Fig. 5 Porosity and permeability statistics of different structural parts of Niuxintuo and Gaosheng sub members in Niuxintuo area

活动的影响。通过对力平衡方程的推导(图6b),假设图6b中点1和点2位置分别为常规油藏和非常规油藏稳定时压力,那么从推导的公式来看,位于点1处的常规油藏的油藏压力等于浮力与1点到油水界面的油

柱压力的差,而位于点2处的非常规油藏的油藏压力等于静水压力与2点到油水界面的油柱压力差之和。明显的可以看出,常规油藏表现为超压稳定的特征,而非常规油藏则表现为负压稳定特征。因此,从研究

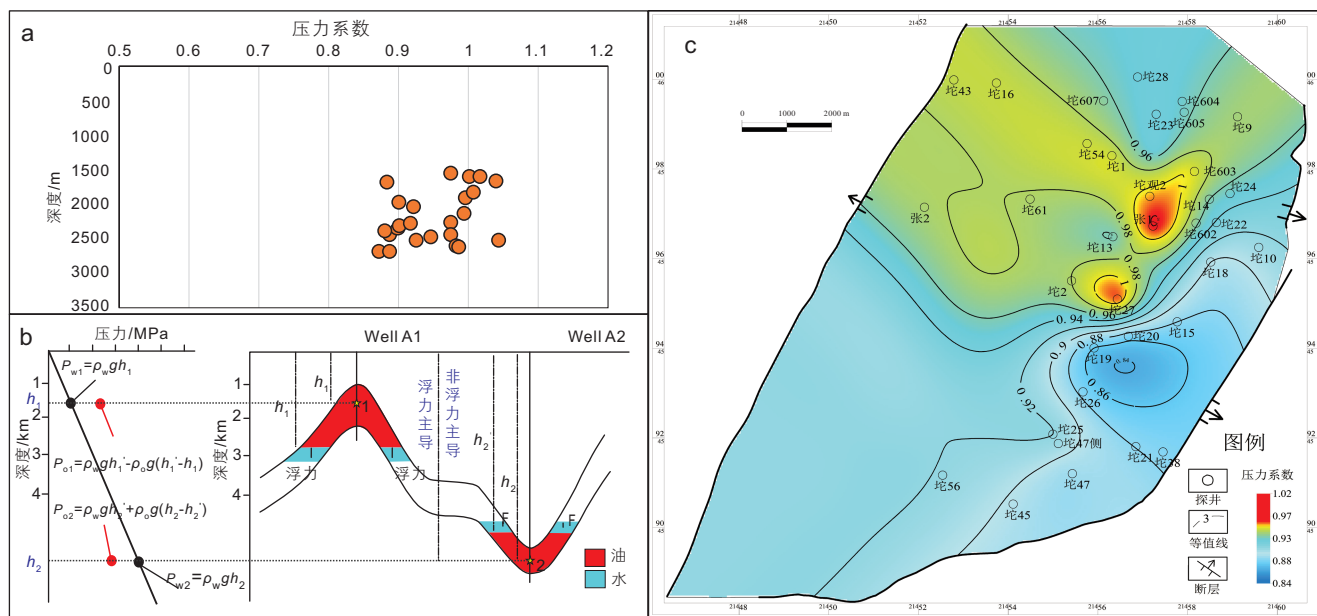
的地质背景来看, 表现为负压稳定的非常规油藏特征。

2.3 源储紧邻

2.3.1 沉积相

牛心坨沉积期, 湖盆刚刚开始形成。这一时期由

于气候干旱, 水体较浅等因素的影响, 主要为滨浅湖水体, 发育滨浅湖相和冲积扇相沉积^[3]。研究区东部的中央隆起带物源供给充足, 沉积厚度较大, 沉积厚度在 150~400 m, 最大厚度在坨 25 井, 超过了 800 m (未穿)。砂岩厚度主要在 50~200 m, 最大值在坨 25 井, 超过了 700 m(未穿)(图 7)。岩性以泥岩、砂岩、



(a) 牛心坨地区沙四段压力系数统计图 (b) 不同类型油藏压力特征理论计算模型 (c) 牛心坨地区沙四段压力平面分布图
 参数说明: P : 压力, MPa; g : 重力加速度, 单位 m/s^2 ; ρ_o : 油密度 g/cm^3 ; h : 埋深, km

图 6 牛心坨地区沙四段压力特征解释图

Fig. 6 Pressure characteristics of the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo area

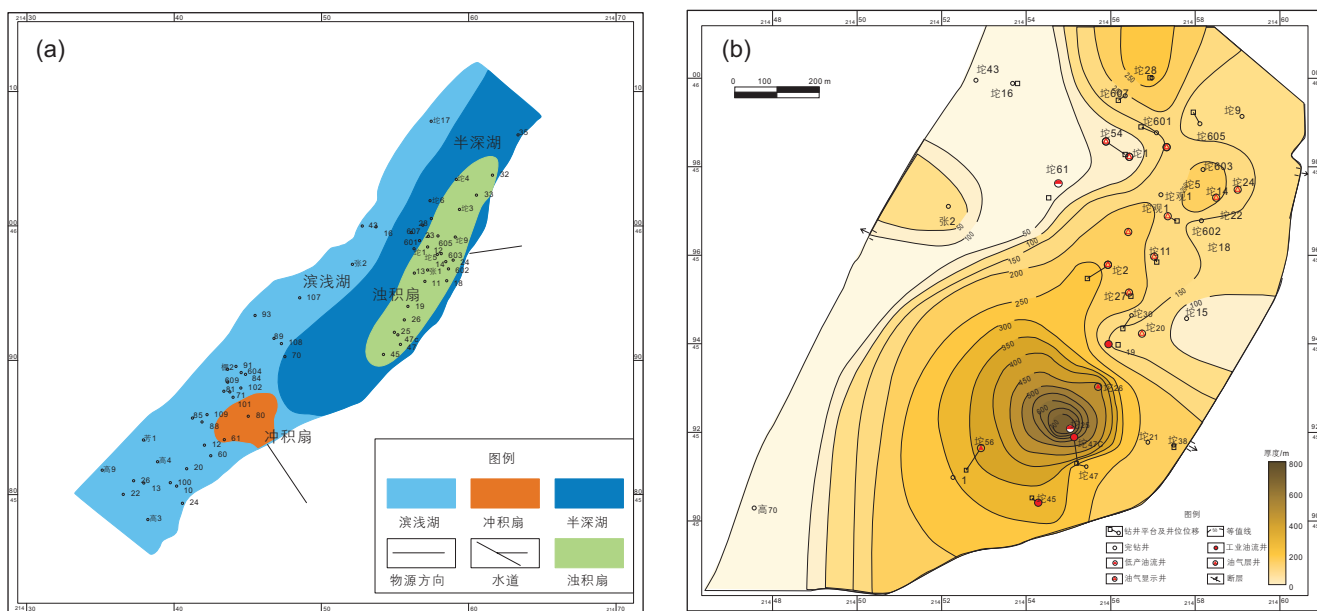


图 7 (a) 牛心坨油层沉积相平面展布图, (b) 牛心坨亚段砂体厚度等值线图

Fig. 7 (a) Plane distribution of sedimentary facies in Niuxintuo oil layer, (b) sandstone thickness contour map of Niuxintuo sub member

砂砾岩、薄层灰岩为主。

高升沉积时期，边界断裂继续活动，水体不断上升，湖盆处于稳定沉降阶段，牛心坨地区主要发育半深湖相^[3]。牛心坨洼陷地区地层沉积厚度相对较高。对于砂岩的沉积情况，虽然在南部坨50井砂岩沉积厚度可达600 m，但整体高升亚段砂岩沉积厚度很低，主要分布在10~40 m(图8)。岩性以厚层泥岩、油页岩、部分灰岩及薄层砂岩为主。

2.3.2 源储关系

致密储集层由于物性差，基质渗透率低等特点，

聚集机理表现为“近源成藏”^[32-36]。牛心坨地区沙四烃源岩地质化特征，前人开展过研究，主要通过Pr/Ph、规则烷分布等地球化学的油源对比，认为牛心坨沙四段的油主要来自本地区沙四的烃源岩^[37]。同时，对沙四段整体烃源岩的TOC、 R_o 、厚度等特征进行了初步分析^[37]。对于具体哪一套为主力产油层也有学者对其进行了分析。黄毅等人(2005)通过 T_s/T_m 以及C29/C29TS生物标志化合物的精细油源对比，认为牛心坨亚段为牛心坨地区沙四段油气的主要来源^[38]。本文采用排烃门限控油气理论对沙四段牛心坨亚段、高

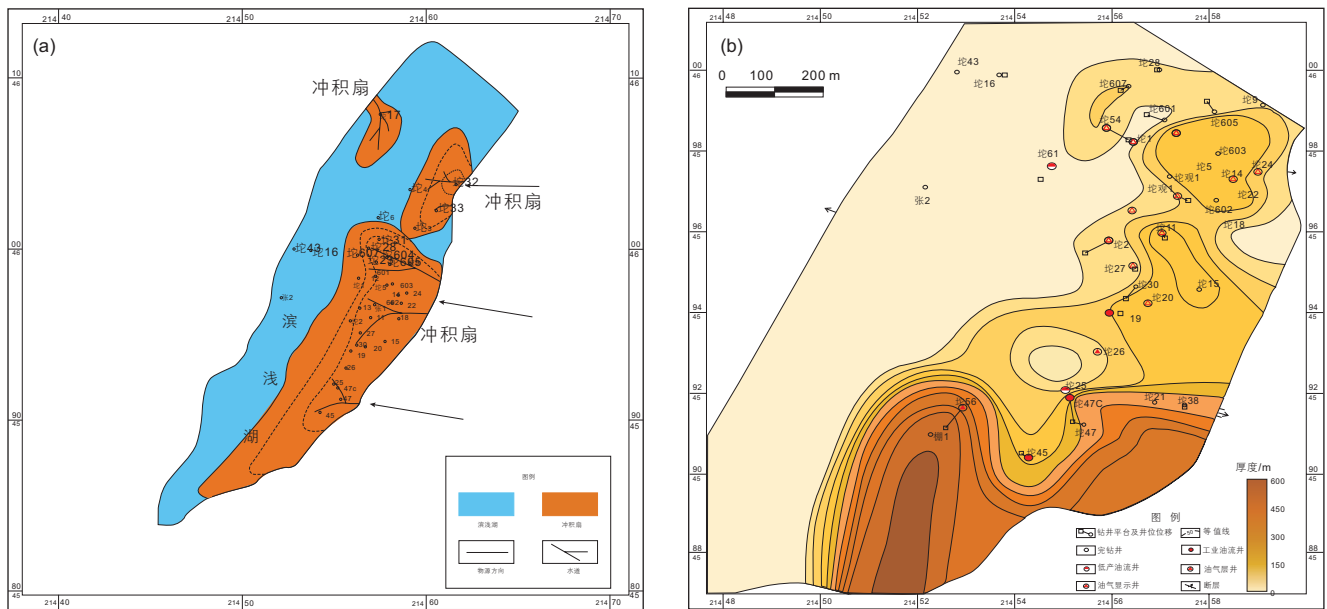


图8 (a)高升油层沉积相平面展布图, (b)高升亚段砂体厚度等值线图

Fig. 8 (a)Plane distribution of sedimentary facies in Gaosheng oil layer, (b)sandstone thickness contour map of Gaosheng sub member

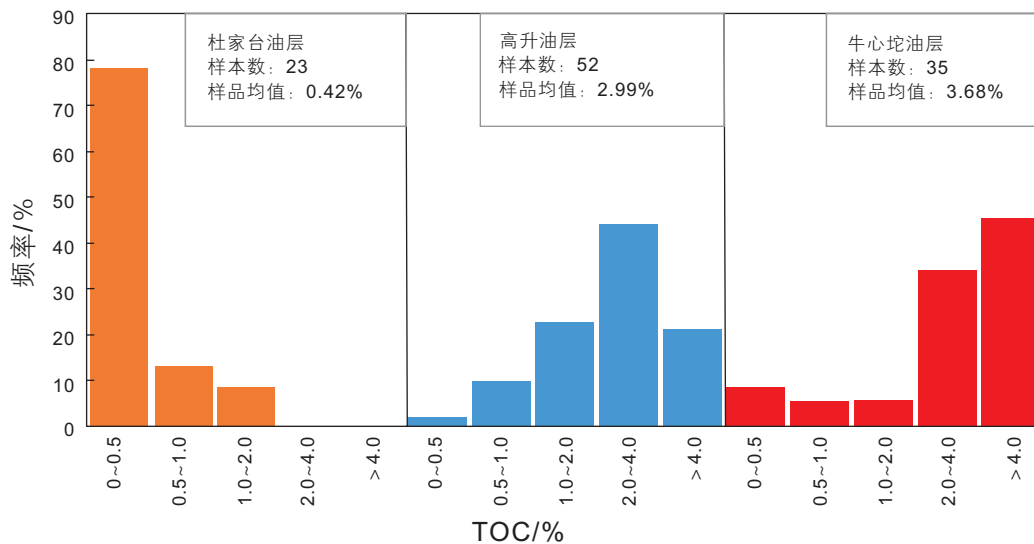


图9 牛心坨地区沙四段各亚段TOC分布直方图

Fig. 9 TOC distribution histogram of each sub section of the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo area

升亚段、牛心坨亚段生排烃强度进行分析，对不同亚段的贡献进行判别，对于该地区的研究，特别是非常规油气勘探来说，非常重要。

本文通过对研究区 30 口井(井位置见图 2)，264 个测试地化数据，开展了三个亚段的烃源岩特征分析。结果表明，杜家台亚段有机质丰度整体<0.50%，平均 0.42%；高升亚段 TOC 介于 1.00%~7.00%，平均 2.99%；牛心坨亚段 TOC 整体>2.00%，平均 3.68%(图 9)。烃源岩在整个牛心坨地区均有分布，厚度分布不均，这可能与沉积环境有关^[39]。高升亚段暗色泥岩厚度最大可达 450 m，主要分布在坨 2 井及坨 6 井周围，向四周减薄；并且在中下部发育油页岩，最大厚度可

达 150 m。牛心坨亚段暗色泥岩厚度最大可达 300 m，主要分布在坨 4—坨 6—坨 607 井周围，向南逐渐减薄(图 10)。综合判断认为杜家台亚段属于差烃源岩，高升亚段及牛心坨亚段属于好烃源岩。

依据庞雄奇提出的排烃门限控油气理论^[40-41]，开展了三个亚段的排烃特征分析。采用一个综合热解参数——生烃潜力指数 $[(S_1+S_2)/TOC]$ 来表征源岩的生烃潜力。当源岩的生烃潜力指数在演化过程中开始减小时，则表明有烃类开始排出，而开始减小时所处的埋深代表了烃源岩的排烃门限。研究表明，牛心坨地区的排烃门限大致在 1700 m 左右(图 11)。

随后，可根据下式(式 1)计算某一深度下烃源岩

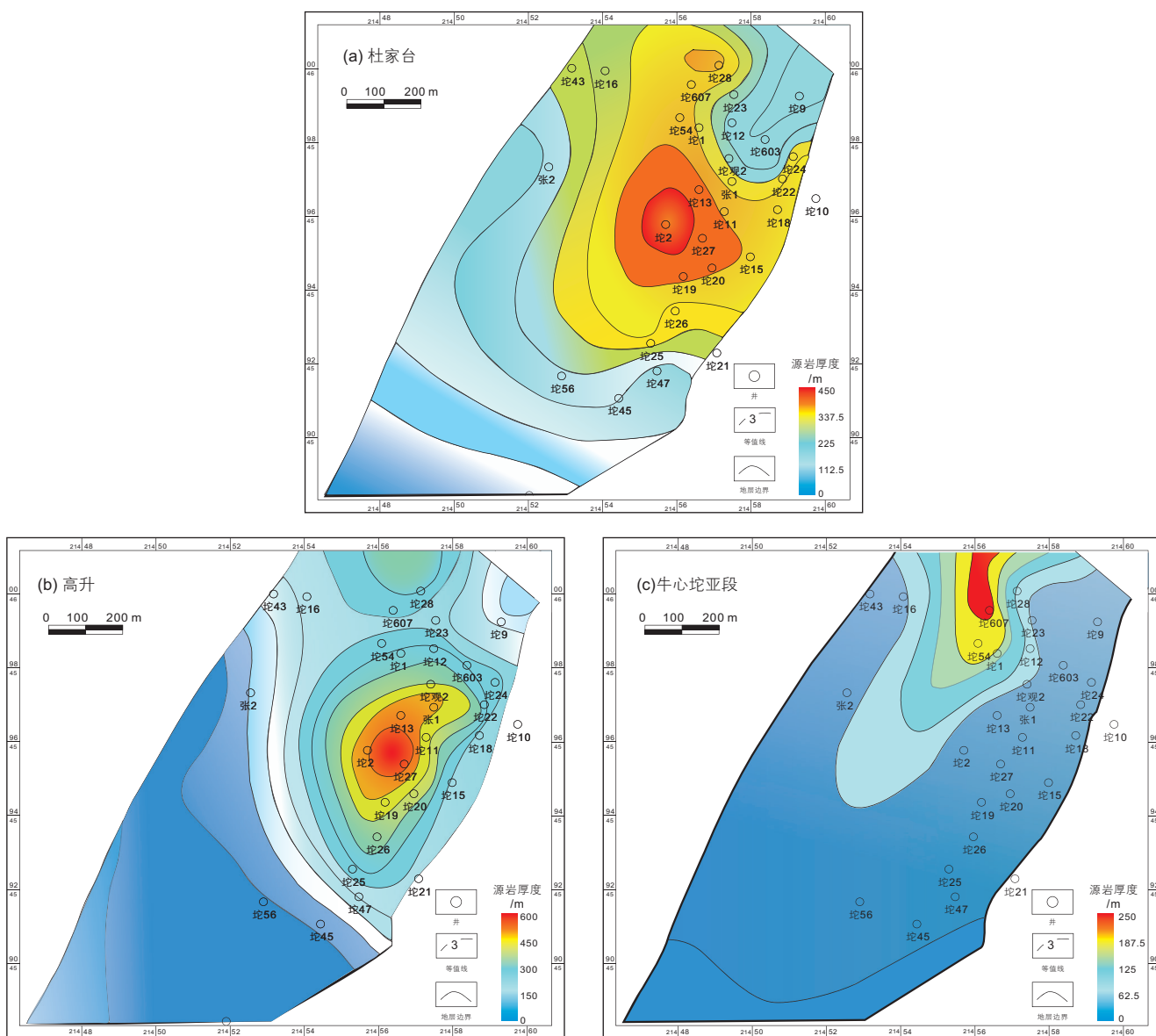


图 10 牛心坨沙四段烃源岩厚度等值线图

Fig. 10 Thickness contour map of source rock of the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo

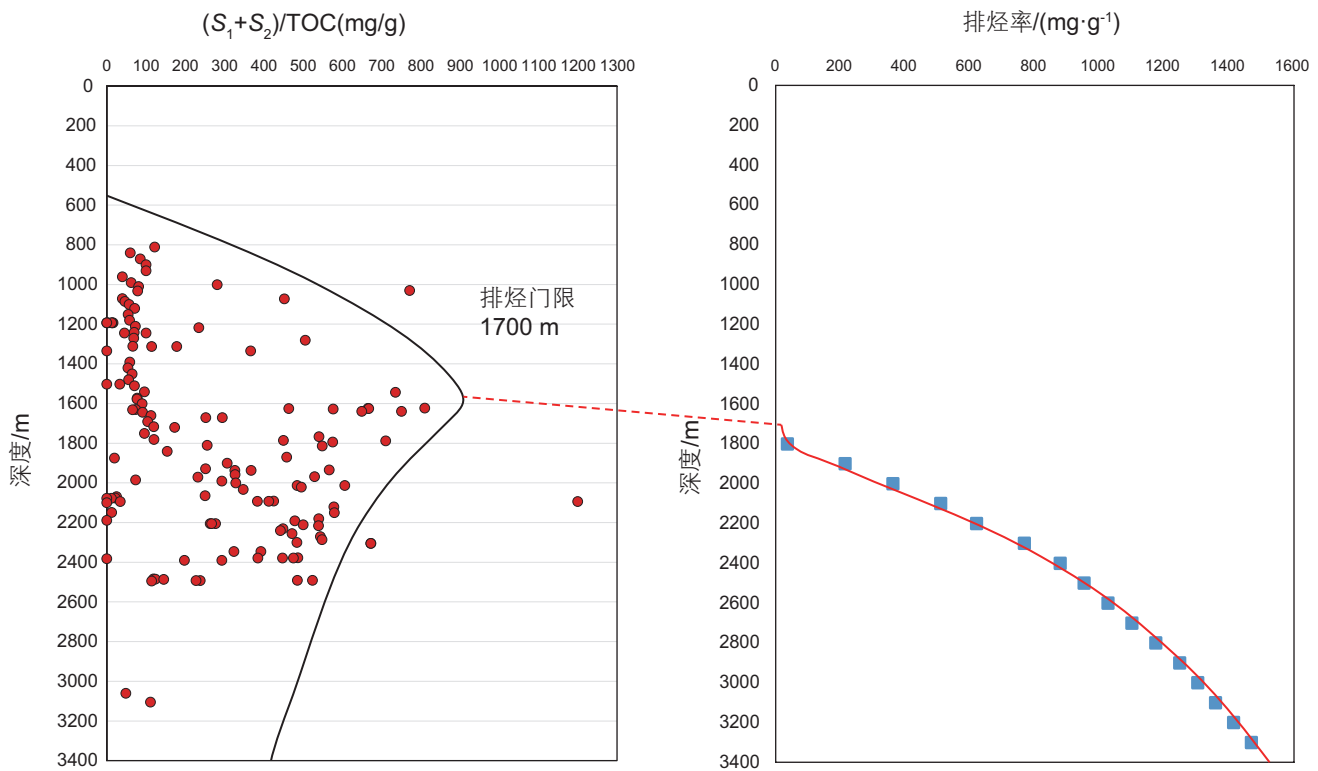


图 11 坨南地区烃源岩生烃潜力指数随埋深变化关系

Fig. 11 Relationship between hydrocarbon generation potential index of source rock and burial depth in Tuonan area

的排烃率:

$$HCl_0 - HCl_p \begin{cases} < 0, Z < Z_0, \text{ 未进入排烃门限} \\ = 0, Z < Z_0, \text{ 处于排烃门限} \\ > 0, Z < Z_0, \text{ 进入排烃门限} \end{cases} \quad (1)$$

式中, HCl_0 为最大原始生烃潜力指数, mg/g ; HCl_p 为现今任一演化阶段下源岩的生烃潜力指数, mg/g ; Z 为埋深, m ; Z_0 为最大原始生烃潜力所对应的埋深, m 。

计算出的排烃率结合烃源岩厚度、有机碳含量以及岩石密度等, 根据下式(式 2)计算出排烃强度:

$$E = \int_{Z_0}^Z Q_e(Z) H \rho(Z) \text{TOC} dZ \quad (2)$$

式中, E 为排烃强度, 10^4 t/km^2 ; Z 为埋深, m ; Z_0 为排烃门限, m ; $Q_e(Z)$ 为单位质量有机碳的排烃量, mg/g ; H 为烃源岩厚度, m ; $\rho(Z)$ 为烃源岩密度, g/cm^3 ; TOC 为有机碳百分含量, %。

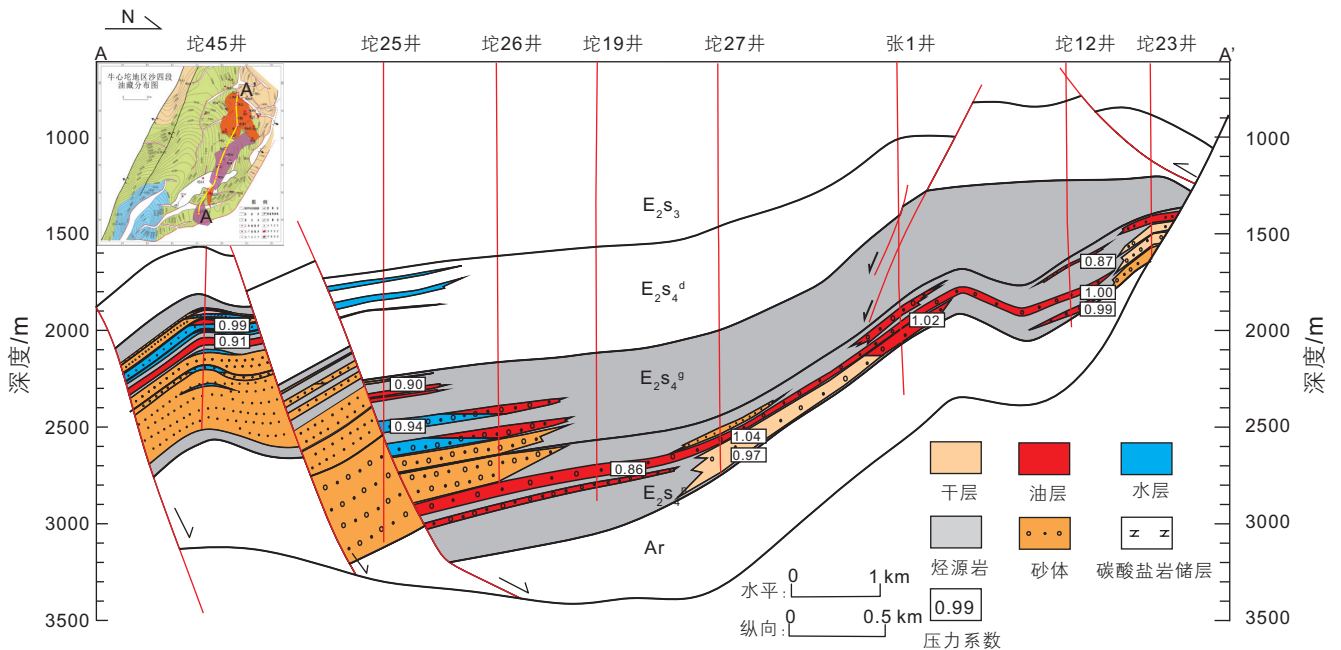
结果表明, 研究区杜家台亚段烃源岩最大排烃强度仅为 $1.6 \times 10^4 \text{ t/km}^2$; 高升亚段烃源岩排烃强度最大可达 $7 \times 10^4 \text{ t/km}^2$; 牛心坨亚段为主力烃源岩分布亚段, 最大排烃强度可达 $15 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。目前发现的油藏主要在牛心坨亚段(图 12a), 与本地区主力烃源岩处于同一亚段表明油藏均有源储紧邻的特征, 同时,

沿着斜坡方向, 油气有连片分布的趋势(图 12b)。

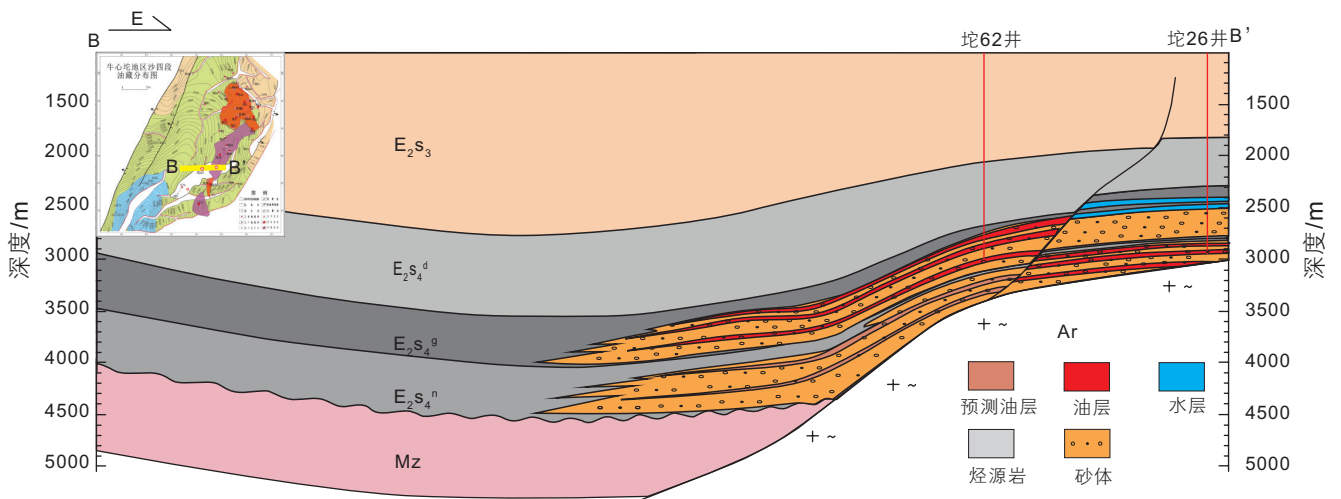
3 致密油主控因素

3.1 储层物性控油作用

地层某一埋深条件下储层的物性条件必须超过某一临界值油气才能充注到储层中, 超过该临界值储层为油层或含油层, 低于该临界值储层为水层或干层^[42]。统计牛心坨地区油层、水层、干层随埋深变化发现, 油层孔隙度下限随深度增大而减小(图 13), 这与庞雄奇等(2014)统计的中国六大含油气盆地油层孔隙度下限随埋深变化规律一致^[43], 沙四段油层下限孔隙度为 5%。当孔隙度 < 5%, 不再发育油层, 当孔隙度 > 12% 时, 也不利于非常规油藏保存。从孔隙度等值线图与牛心坨油层储量分布上可以看出, 储量几乎分布于孔隙度 < 12% 区域(图 13)。这主要是因为孔隙度大于 12% 主要是分布于构造高部位, 不利于致密油富集。从孔隙度与含油气性指数关系上也可以看出, 当 $5\% < \text{孔隙度} < 12\%$ 时, 含油气性最好, 含油气指数大于 0.5(图 1)。



(a)坨45—坨25—坨26—坨19—坨27—张1—坨12—坨23井油藏剖面图(由南向北)



(b)坨62—坨26井油藏剖面图(由西向东)

图 12 牛心坨沙四段致密油源储紧邻富集模式

Fig. 12 Tight oil source reservoir adjacent enrichment model of the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo

3.2 烃源岩控油作用

烃源岩是油气生成的物质基础。牛心坨地区烃源岩主要为E₂s₄高升亚段和牛心坨亚段，主力为牛心坨亚段烃源岩，排烃强度可以达到10×10⁴t/km²。从烃源岩排烃强度与目前已发现油藏叠合图来看(图14)，目前发现的油气主要近源岩分布。进一步通过含油饱和度随距排烃中心距离的统计发现，随着距离排烃中心距离的增加，含油气性逐渐变差(图14)。

4 有利区预测

4.1 预测方法

综上所述，牛心坨沙四优质烃源岩主要为牛心坨亚段，砂岩储层普遍致密，源储紧邻，原油连续性分布，具备了形成致密油藏的良好条件，油气运聚动力以非浮力为主。同时，姜振学等(2015)通过地区的分析认为稳定的构造环境是致密油的保存的必

要条件^[44]。因此，本文应用功能要素组合控藏模式“T-DPS”对牛心坨地区致密油有利成藏区带进行预测。3大功能要素包括储层(D)、构造稳定带(P)和烃源岩(S)。

4.2 有利区预测

充足油源是牛心坨地区致密油藏形成的基础，只有距离排烃中心距离大于10 km时，发现油藏很少。有利沉积相带控制了有效储层和致密油藏的分布，当

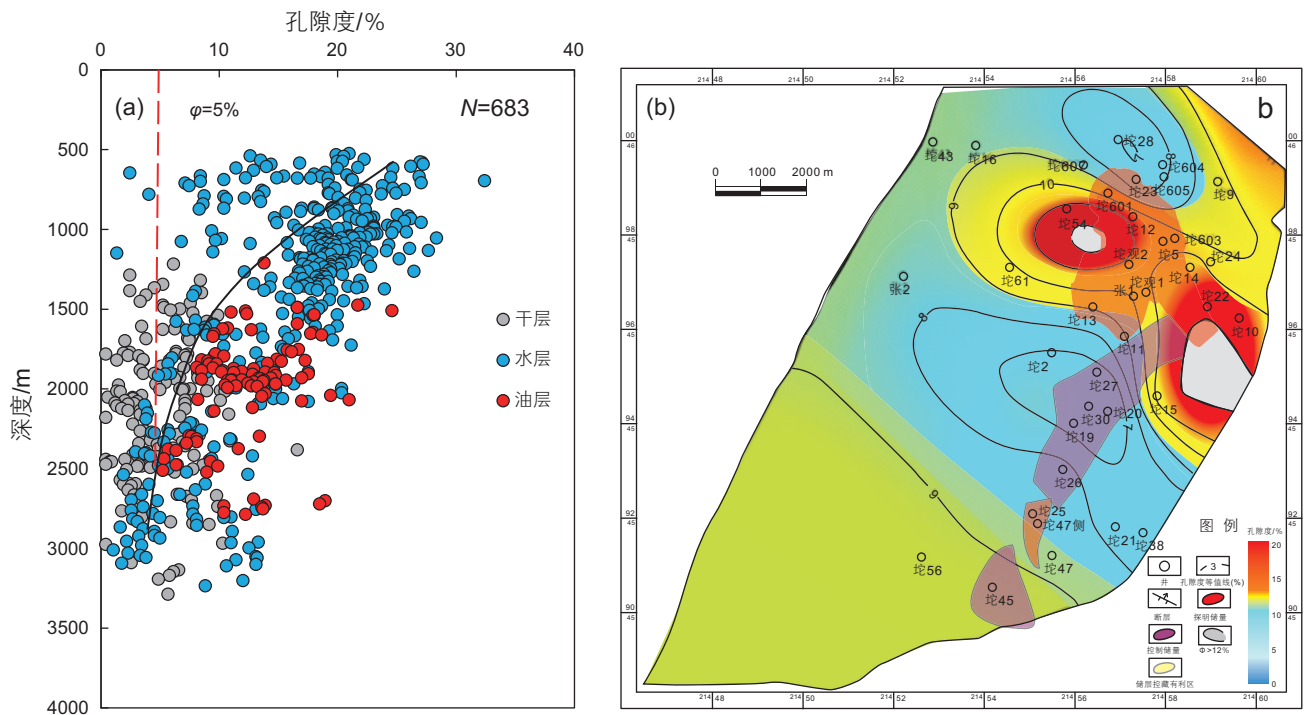


图 13 牛心坨沙四段 (a) 临界储层物性统计图及 (b) 已发现油藏与孔隙度等值线叠合图

Fig. 13 (a) Statistical chart of physical properties of the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo and (b) superposition of discovered reservoir and porosity isoline in the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo

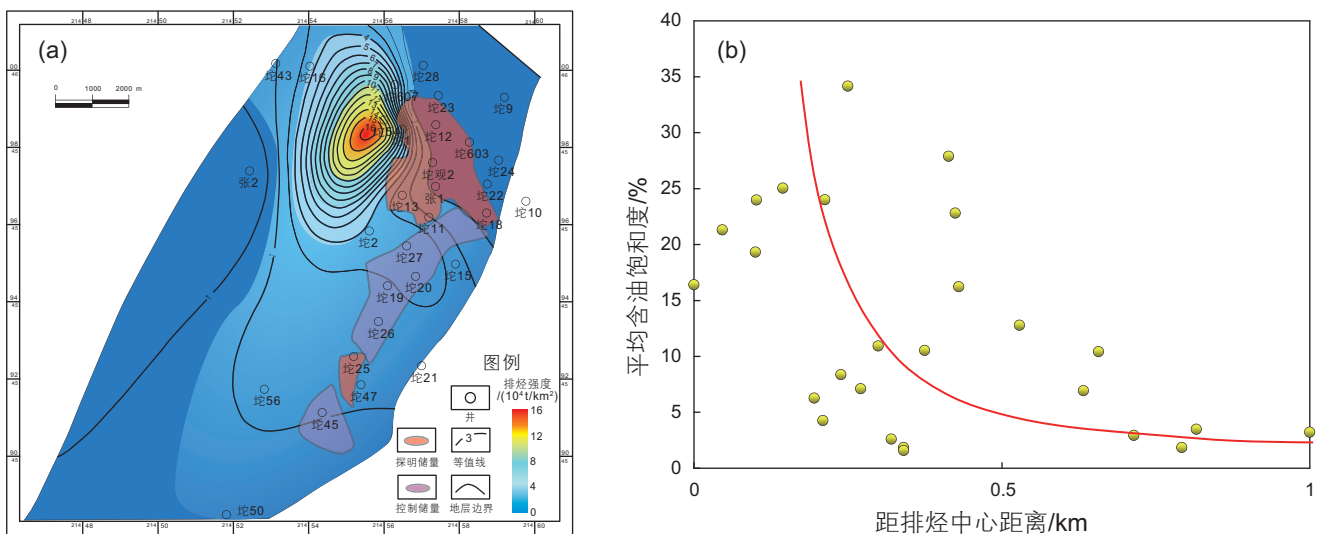


图 14 牛心坨沙四段 (a) 已发现油藏与排烃强度等值线叠合图及 (b) 已发现储层含油性与其距排烃中心距离关系统计图

Fig. 14 (a) superposition of discovered oil reservoir and hydrocarbon expulsion intensity isoline in the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo and (b) statistical chart of the relationship between the discovered reservoir oil-bearing capacity and the distance from the hydrocarbon expulsion center

牛心坨储层达到有效储层物性下限(5%)时,油气才能聚集。利用研究区储层致密边界(孔隙度 $\leq 12\%$)对致密边界进行了限定,构造稳定带为构造活动强度较弱地区,为致密油形成的基本条件。综合以上分析,将距排烃中心距离小于10 km(图15a),物性 $5\% < \text{孔隙度} < 12\%$ (图15b),断裂发育较小地区(图15c)做为研究区致密油形成的有利条件,通过多要素进行叠合,预测了致密油藏有利区(图15d)。I类有利区(孔隙度为6%~10%)位于坨43—坨16井区、坨605—坨24井区以北、坨45—坨25井区和研究区中

部。II类有利区位于坨1井区、坨602井区、坨21—坨15井区南沙四段储层有利区。

5 结论

(1)坨南地区沙四段具备致密连续型油藏形成条件。储层具有低孔富集、低压稳定、源储紧邻、连片富集的特征。

(2)致密油受储层、烃源岩联合控制。储层孔隙度不大不小时最好($5\% < \text{孔隙度} < 12\%$),牛心坨亚段源岩

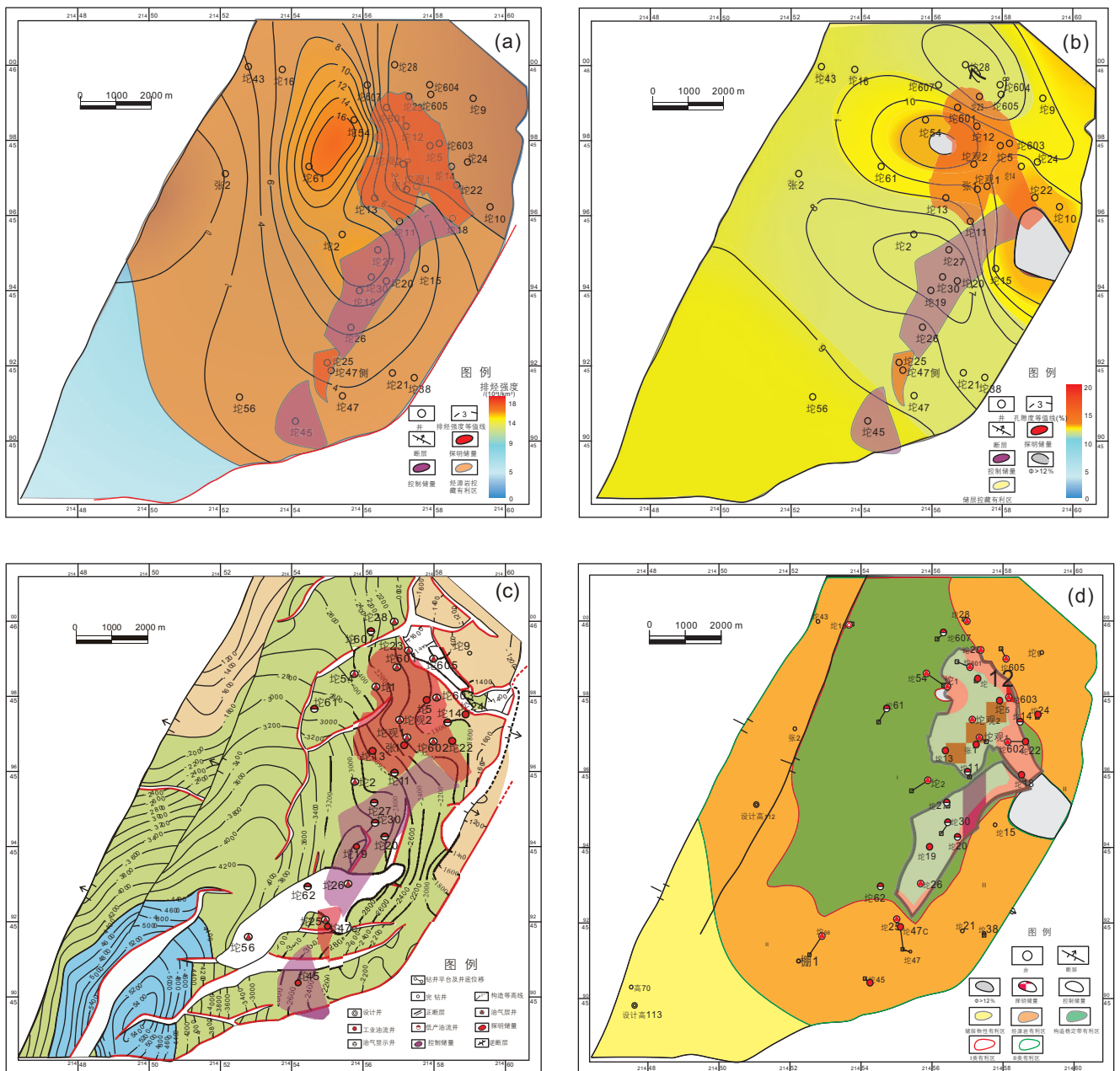


图 15 牛心坨沙四段致密油有利区预测

Fig. 15 Prediction of the favorable area of tight oil in the fourth member of Shahejie Formation in Niuxintuo

潜力最大,发现油气距排烃中心距离小于10 km。 605—坨24井区以北、坨45—坨25井区和研究区中
(3) 致密油I类有利区位于坨43—坨16井区、坨 部。

参考文献

- [1] 赵志辉. 辽河牛心坨地区沙四段油气成藏规律研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015. [ZHAO Z H. Hydrocarbon accumulation regularity of research about the fourth section of shahejie in Niuxintuo district of Liaohe [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.]
- [2] 王光明. 辽河坳陷牛心坨洼陷断裂构造与油气研究[J]. 中国石油勘探, 2009, 14(02): 31–35+6. [WANG G M. Research on faults and oil and gas in Niuxintuo sag of Liaohe Depression. [J]. China Petroleum Exploration, 2009, 14(02): 31–35+6.]
- [3] 柏桐. 辽河坳陷牛心坨地区沙四段层序地层及沉积相研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2015. [BAI T. The Es4 sequence stratigraphy and sedimentary facies researching in Niuxintuo Area of Liaohe fault depression[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.]
- [4] 李树山, 王伟林. 牛心坨地区周边勘探目标评价[J]. 特种油气藏, 2009, 16(03): 28–30+34+106. [LI S S, WANG W L. Evaluation of exploration targets around Niuxintuo area. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(03): 28–30+34+106.]
- [5] 李毅, 方石, 孙平昌, 等. 辽河盆地西部凹陷沙河街组古近系页岩气成藏地质条件研究[J]. 地质与资源, 2017, 26(02): 140–146. [LI M, FANG S, SUN P C, et al. Geological conditions of shale gas accumulation of paleogene Shahejie formation in the western sag of Liaohe Basin[J]. Geology and Resources, 2017, 26(02): 140–146.]
- [6] 郭迎春, 宋岩, 庞雄奇, 等. 连续型致密砂岩气近源累计聚集的特征及成因机制[J]. 地球科学, 2016, 41(03): 433–440. [GUO Y C, SONG Y, PANG X Q, et al. Characteristics and genetic mechanism of near-source accumulated accumulation for continuous-type tight sand gas[J]. Earth Science, 2016, 41(03): 433–440.]
- [7] 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(04): 385–399+454. [ZOU C N, ZHANG G S, YANG Z, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum exploration and development, 2013, 40(04): 385–399+454.]
- [8] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(03): 343–350. [JIA C Z, ZOU C N, LI J Z, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta petrolei sinica, 2012, 33(03): 343–350.]
- [9] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(01): 1–10. [ZHAO W Z, HU S Y, HOU L H, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. Petroleum exploration and development, 2020, 47(01): 1–10.]
- [10] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(06): 1015–1026. [SUN L D, ZOU C N, JIA A L, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(06): 1015–1026.]
- [11] 刘圣乾, 姜在兴, 王夏斌, 等. 辽河西部凹陷西斜坡沙四段储层特征及成岩作用对其影响[J]. 现代地质, 2015, 29(03): 692–701. [LIU S Q, JIANG Z X, WANG X B, et al. Reservoir characteristics and the effect of diagenesis on E₂S₄ reservoir in the west slope of West Depression, Liaohe Oilfield[J]. Geoscience, 2015, 29(03): 692–701.]
- [12] 蒋学峰. 牛心坨地区储层特征研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(01): 182–183. [JIANG X F. Study on reservoir characteristics in Niuxintuo area[J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2020, 40(01): 182–183.]
- [13] 庞宏, 尤新才, 胡涛, 等. 准噶尔盆地深部致密油藏形成条件与分布预测——以玛湖凹陷西斜坡风城组致密油为例[J]. 石油学报, 2015, 36(S2): 176–183. [PANG H, YOU X C, HU T, et al. Forming conditions and distribution prediction of deep tight reservoir in Junggar Basin: a case study from tight reservoir of Fengcheng Formation in the west slope of Mahu sag[J]. Acta petrolei sinica, 2015, 36(S2): 176–183.]
- [14] 姜振学, 李峰, 杨海军, 等. 库车坳陷迪北地区侏罗系致密储层裂缝发育特征及控藏模式[J]. 石油学报, 2015, 36(S2): 102–111. [JIANG Z X, LI F, YANG H J, et al. Development characteristics of fractures in Jurassic tight reservoir in Dibe area of Kuqa depression and its reservoir-controlling mode, Acta petrolei sinica, 2015, 36(S2): 102–111.]
- [15] 许琳, 常秋生, 冯玲丽, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩油储层特征及控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(05): 649–660. [XU L, CHANG Q S, FENG L L, et al. The reservoir characteristics and control factors of shale oil in Permian Fengcheng Formation of Mahu sag, Junggar Basin[J]. China petroleum exploration, 2019, 24(05): 649–660.]
- [16] 张立强, 严一鸣, 罗晓容, 等. 库车坳陷依奇克里克地区下侏罗统阿合组致密砂岩储层的成岩差异性特征研究[J]. 地学前沿, 2018, 25(02): 170–178. [ZHANG L Q, YAN Y M, LUO X R, et al. Diagenetic differences of tight sandstone of the Lower Jurassic Ahe Formation in the Yiqikelike Area of the Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Earth science frontiers, 2018, 25(02): 170–178.]

- [17] 苏思远, 姜振学, 宁传祥, 等. 沾化凹陷页岩油富集可采主控因素研究[J]. 石油科学通报, 2017, 2(02): 187–198. [SU S Y, JIANG Z X, NING C X, et. al. Study of the main controlling factors of shale oil enrichment in the Zhanhua Sag[J]. Petroleum Science Bulletin, 2017, 2(02): 187–198.]
- [18] 庞雄奇, 陈冬霞, 张俊, 等. 相一势—源复合控油气成藏机制物理模拟实验研究[J]. 古地理学报, 2013, 15(05): 575–592. [PANG X Q, CHEN D X, ZHANG J, et. al Physical simulation experimental study on mechanism for hydrocarbon accumulation controlled by facies-potential-source coupling[J]. Journal of palaeogeography, 2013, 15(05): 575–592.]
- [19] 肖芝华, 胡国艺, 李志生. 封闭体系下压力变化对烃源岩产气率的影响[J]. 天然气地球科学, 2007, (02): 284–288. [XIAO Z H, HU G Y, LI Z S. Effect of pressure on hydrocarbon generation of source rock in close system[J]. Natural gas geoscience, 2007, (02): 284–288.]
- [20] 魏巍. 西部凹陷南部沙河街组储层孔隙度计算与有利区预测[D]. 大庆: 东北石油大学, 2013. [WEI W. The calculation of reservoir porosity and the prediction of the favorable exploration areas in the southern of western depression[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2013.]
- [21] 马立元, 邱桂强, 李超, 等. 鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组异常压力演化及其成藏意义[J]. 地质通报, 2020, 39(04): 503–511. [MA L Y, QIU G Q, LI C, et. al. The evolution of abnormal pressure of Yanchang Formation in Zhenjing area of Ordos basin and its reservoir-forming significance[J]. Geological Bulletin of China, 2020, 39(4): 503–511.]
- [22] 解习农, 李思田, 刘晓峰等. 异常压力盆地流体动力学[M], 武汉: 中国地质大学出版社. 2006. [XIE X N, LI S T, LIU X F, et. al. Basic field dynamics in abnormally pressured environments[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2006.]
- [23] 张磊. 齐家—古龙凹陷高台子油层致密储层成岩特征及有利勘探区预测[D]. 大庆: 东北石油大学, 2019. [ZHANG L. Diagenetic characteristics of the tight reservoir and the favorable exploration area forecast of Gaotaizi tight oil layer in Qijia-Gulong Sag[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2019.]
- [24] 蔡勋育. 第三系残留型盆地油气成藏动力学研究——以广西百色盆地为例[D]. 四川: 成都, 成都理工大学, 2005. [CAI X Y. Study on the dynamic of petroleum accumulation in relict basin of tertiary: A case study from Baise Basin, Guangxi[D]. Sichuan: Chengdu, Chengdu University of Technology, 2005.]
- [25] 喻廷旭, 汤达祯, 许浩, 等. 柴西北地区油泉子油田浅层油藏异常低压形成机制[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 32–35. [YU T X, TANG D Z, XU H, et. al. The formation mechanism of lower pressure in the shallow reservoirs of Youquanzi, northwestern Qaidam basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 32–35.]
- [26] 胡安文, 孟元林, 孙洪斌, 等. 辽河西部凹陷南段异常低压体系及其成因机制[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(9): 3150–3157. [HU A Y, MENG Y L, SUN H B, et. al. Underpressure system and forming mechanisms in southern part of Liaohe West Sag[J]. Journal of Central South University, 2014, 45(9): 3150–3157.]
- [27] 康媛, 孙卫, 盛军, 等. 新疆三塘湖盆地牛圈湖区块异常低压成因及压力演化定量分析[J]. 地质论评, 2016, 62(1): 103–110. [KANG Y, SUN W, SHENG J, et. al. The quantitative analysis of causes of low pressure and the pressure evolution in the Niujuanhu Area of Santanghu Basin, Xinjiang[J]. Geological Review, 2016, 62(1): 103–110.]
- [28] 褚庆忠, 李耀华. 异常压力形成机制研究综述[J]. 天然气勘探与开发, 2001, 24(4): 38–46. [CHU Q Z, LI Y H. Review on the formation mechanism of abnormal pressure[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2001, 24(4): 38–46.]
- [29] 包友书. 构造抬升剥蚀与异常压力形成[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 684–688. [BAO S Y. Relationship between tectonic uplifting & erosion and formation of abnormal pressure[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 684–688.]
- [30] 李明刚, 漆家福, 童亨茂, 等. 辽河西部凹陷新生代断裂构造特征与油气成藏[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(03): 281–288. [LI M G, QI J F, TONG H M, et. al. Cenozoic fault structure and hydrocarbon accumulation in Western Sag, Liaohe Depression[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(03): 281–288.]
- [31] 杨宝林. 辽西凹陷油气成藏机制及主控因素[D]. 武汉: 中国地质大学, 2014. [YANG B L. The mechanism and main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Liaoxo depression[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2014.]
- [32] 汪少勇, 黄福喜, 宋涛, 等. 中国陆相致密油“甜点”富集高产控制因素及勘探建议[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2019, 46(06): 641–650. [WANG S Y, HUANG F X, SONG T, et. al. Enrichment and prolific factors of “sweet spots” of terrestrial tight oil in China and its exploration suggestion[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2019, 46(06): 641–650.]
- [33] 朱如凯, 邹才能, 吴松涛, 等. 中国陆相致密油形成机理与富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(06): 1168–1184. [ZHU R K, ZOU C N, WU S T, et. al. Mechanism for generation and accumulation of continental tight oil in China[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(06): 1168–1184.]
- [34] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(01): 3–17+1–2. [ZOU C N, ZHU R K, BAI B, et. al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil[J]. Bulletin Of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(01): 3–17+1–2.]
- [35] 杨华, 梁晓伟, 牛小兵, 等. 陆相致密油形成地质条件及富集主控因素——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组7段为例[J]. 石油勘探

- 与开发, 2017, 44(01): 12–20. [YANG H, LIANG X W, NIU X B, et. al. Geological conditions for continental tight oil formation and the main controlling factors for the enrichment: A case of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(01): 12–20.]
- [36] 康玉柱. 中扬子地区非常规天然气资源潜力及勘查方向[J]. 石油科学通报, 2020, 5(02): 141–147. [KANG Y Z. Potential and exploration direction of unconventional natural gas resources in the middle Yangtze Region [J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(02): 141–147.]
- [37] 葛明娜, 张金川, 李婉君, 等. 辽河西部凹陷页岩油气富集主控因素[J]. 石油地质与工程, 2015, 29(05): 46–49+53+146. [GE M N, ZHANG J C, LI W J, et. al. Main controlling factors analysis of shale oil and gas accumulation in west sag of Liaohe depression[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2015, 29(05): 46–49+53+146.]
- [38] 黄毅, 吴拓, 杨俊印. GC / MS技术在牛心坨地区油源对比中的应用[A]. 中国化学会色谱专业委员会、中国色谱学会、中国科学院大连化学物理研究所. 第十五次全国色谱学术报告会文集(上册)[C]. 中国化学会色谱专业委员会、中国色谱学会、中国科学院大连化学物理研究所: 中国化学会, 2005: 2. [HUANG Y, WU T, YANG J Y. Application of GC / MS technology in oil source correlation of Niuxintuo area [A] Committee of chromatography, Chinese society of chromatography, Dalian Institute of Chemical Physics, Chinese Academy of Sciences. Proceedings of the 15th National Symposium on chromatography (Volume 1) [C]. Chinese society of chemistry, Chinese society of chromatography, Dalian Institute of Chemical Physics, Chinese Academy of Sciences: Chinese society of chemistry, 2005: 2]
- [39] 何贞铭, 林克湘, 王振奇, 等. 牛心坨油田牛心坨油层沉积相分析[J]. 江汉石油学院学报, 2000, (03): 15–19+8–7. [HE Z M, LIN K X, WANG Z Q, et. al. Analysis of sedimentary facies in Niuxintuo Reservoir of Niuxintuo Oilfield[J]. Journal of Jianghan petroleum institute, 2000, (03): 15–19+8–7.]
- [40] 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 X Q. Hydrocarbon expulsion threshold control theory and Application[M]. Beijing: Petroleum industry press, 1995.]
- [41] 庞雄奇, 陈章明. 排油气门限的基本概念、研究意义与应用[J]. 现代地质, 1997, (04): 103–110+112–114. [PANG X Q, CHEN Z M. Basic concept of hydrocarbon expulsion threshold and its research significance and application[J]. Geoscience, 1997, (04): 103–110+112–114.]
- [42] PURCELL W R. 1949. Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom[J]. Journal of Petroleum Technology, 1(2): 39–48.
- [43] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测[J]. 石油学报, 2014, 35(05): 795–828. [PANG X Q, JIANG Z X, HUANG H D, et. al. Formation mechanisms, distribution models, and prediction of superimposed, countinuous hydrocarbon reservoirs[J]. ACTA Petrolei Sinica, 2014, 35(05): 795–828.]
- [44] JIANG Z X, LI Z, LI F, et. al. Tight sandstone gas accumulation mechanism and development models[J]. Petroleum Science, 2015, 12(04): 587–605.

(责任编辑 刘冬冬 编辑 付娟娟)