

临南洼陷岩性油藏成藏动力与含油性分析

段云歌, 常象春

(山东科技大学 地质科学与工程学院, 山东 青岛 266510)

摘要: 为了明确临南洼陷岩性油藏的成藏动力, 评价砂体的含油性, 通过对测井资料和典型油藏解剖, 从等效排烃压力、围岩剩余压力及成藏指数、砂体充满度等方面进行了定量评价。研究表明, 砂岩透镜体油藏因其被烃源岩包围且具有良好的生储盖组合, 成藏动力最大, 成藏条件最好, 砂体充满度最高; 砂体上倾尖灭油藏具有优质资源储配置及有利的输导体系, 成藏动力大, 砂体充满度较高; 构造—岩性油藏由于储层物性变化较大, 造成成藏动力及含油性变化大, 砂体充满度较低。

关键词: 临南洼陷; 岩性油藏; 等效排烃压力; 围岩剩余压力; 成藏指数; 充满度

中图分类号: P618.13; TE122.3 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-6561(2009)03-0272-05

Study on Hydrocarbons Accumulation Dynamics and Petroliferous Quality of Lithologic Reservoirs in Linnan Subsag

DUAN Yun-ge, CHANG Xiang-chun

(School of Geological Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266510, Shandong, China)

Abstract In order to determine the hydrocarbon accumulation dynamics and evaluate the oil-bearing properties, the equivalent charging pressure, shoulder-bed surplus pressure and reservoir index of each kind of lithological reservoirs in this area have been quantitatively evaluated based on the well logging and the analyzing of typical reservoirs. It is indicated that lenticular reservoirs have the highest filling degree due to the “surrounded within the mature source rocks” model and the excellent source-reservoir-sealing assemblage, the relatively largest pool-forming dynamics and the best reservoir forming conditions. Updined pinch-out reservoirs have a high filling degree, in that it is provided with the excellent combination between source and reservoir rocks and carrier system, and the high forming dynamics. The unstable physical properties of structure-lithological reservoirs result in variable forming-dynamics and petroliferous quality, and make a low filling degree.

Key words: linnan subsag; lithological reservoirs; equivalent charging pressure; shoulder-bed surplus pressure; reservoir forming index; oil filling degree

0 引言

随着油气勘探的深入, 油气藏的隐蔽性越来越强, 20 世纪 90 年代, 勘探重点已由构造油气藏转为隐蔽油气藏, 隐蔽油气藏在新发现油气藏中所占比例逐年增大, 2000 年以来探明储量的 60%~70% 属隐蔽油气藏^[1], 尤其是岩性油气藏^[2]。岩性油气藏已成为下一步油气勘探的重要领域。

采用动力学的思想和方法研究油气成藏的过

程是石油地质学界一直努力的方向^[3], 不少学者针对成藏动力进行了研究, 认为烃类生成产生的膨胀力和烃浓度差引起的扩散力是岩性油藏成藏的主要动力, 而岩石吸附力和粘滞力是成藏的主要阻力^[4-6]。砂岩透镜体动力学成因类型包括毛细管力超压联控型和超压单控型, 处于强超压状态的砂岩透镜体油气藏可能存在侧向和垂向两种流体排放模式^[7], 并提出利用等效排烃压力和成藏指数来评价岩性油藏的形成^[8-10]。实验模拟表明, 在毛细管

收稿日期: 2008-10-16

基金项目: 国家自然科学基金项目 (40502013)

作者简介: 段云歌 (1982-) 女, 河南新乡人, 工学硕士研究生, 从事油气地质学研究。E-mail: duanyunge0211@163.com

力的作用下, 油气首先从较大孔隙进入源内透镜状砂体中, 使其内的孔隙水被替换出来, 并从较小孔隙进入到泥岩中, 直到砂体被油气饱和为止^[11]。有效砂岩透镜体油气藏形成要求有效的油源供给、优势的运移通道、砂岩透镜体良好的物性及其动态配置关系^[12]。透镜状砂岩体油气藏成藏运移过程中幕式排烃和阶段式充注是相对独立的两个过程, 只有当二者协调一致时, 才能完成透镜状砂岩体油气藏成藏过程^[13]。并评价了正常压力系统和异常高压系统中油气运移的驱动力、运移相态及成藏机制^[14-15]。

勘探实践表明, 岩性圈闭含油性变化很大, 且目前研究大多处于定性评价阶段^[2], 岩性圈闭含油性的定量评价成为影响勘探决策的重要依据, 因而从成藏动力出发, 研究岩性油气藏的含油程度具有重要意义。

1 地质背景

临南洼陷是济阳拗陷惠民凹陷中最重要的洼陷, 位于惠民凹陷西部中端, 北以中央隆起与滋镇洼陷相隔, 南面由临南斜坡向鲁西隆起过渡, 受北倾的夏口断层和南倾的临商断层控制, 构成不对称的地堑式结构。本区内发育了中央隆起带、临南洼陷带、夏口断裂带和临南斜坡带 4 个次级构造单元(图 1)。惠民凹陷基底由太古界及古生界组成, 其上发育下古生界寒武系、奥陶系, 上古生界石炭系、二叠系, 中生界侏罗系、白垩系, 新生界古近系、新近系和第四系。

自 1960 年华 7 井的成功钻探开始, 至 20 世纪 90 年代中期, 惠民凹陷主要是在中央背斜带、斜坡带寻找断块构造油气藏, 以构造油气藏的勘探为

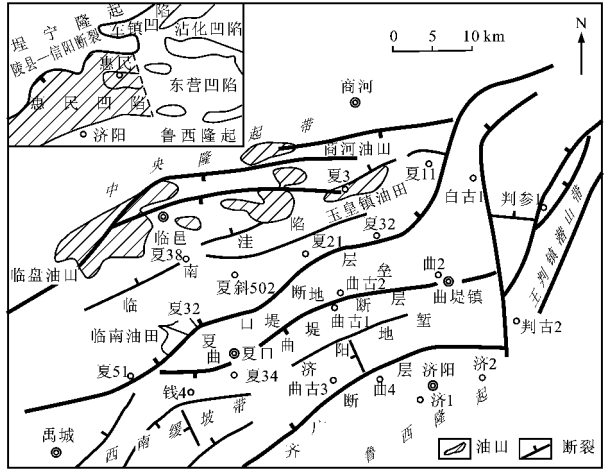


图 1 临南洼陷构造位置

Fig. 1 Tectonic Location of Linnan Subsag

主。自 2000 年 4 月夏 94 井成功揭示岩性油藏以来, 勘探的重点逐渐转移到隐蔽油气藏上, 隐蔽油气藏逐渐成为重要的勘探对象。

2 成藏动力与含油程度评价模型

2.1 声波时差与孔隙度的变化关系

岩层孔隙中通常被油、气、水等流体介质充填, 这些介质对岩层的声速有明显的影响^[16], 通过建立岩样测试孔隙度及对应声波时差, 可建立岩石孔隙度和声波时差的相关变化关系(图 2)。

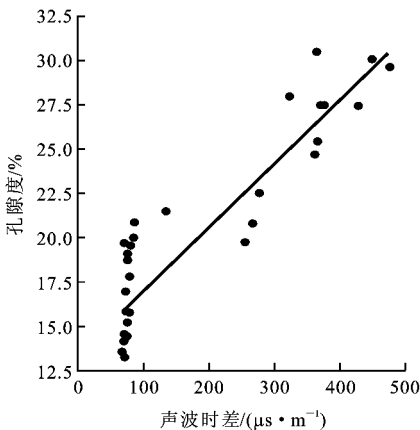


图 2 临南洼陷声波时差与孔隙度关系

Fig. 2 Relationship Between Interval Transit Time and Porosity in Linnan Subsag

其相关关系为

$$\varphi = 0.035 \, 1 \Delta t + 13.828 \quad R^2 = 0.836 \, 6 \quad (1)$$

式中: φ 为孔隙度(%); Δt 为声波时差($\mu\text{s}/\text{m}$)。

2.2 成藏动力

勘探实践表明, 油气从烃源岩向岩性圈闭运移的同时也受到一定的阻力, 岩性圈闭能否成藏关键取决于成藏动力和阻力谁占优势, 当动力大于阻力时, 成藏即可完成, 否则难以成藏^[8]。

作为油气二次运移主要动力的孔隙流体压力显著影响着油气运移、聚集成藏动力学过程。一般来讲, 在正常压实带, 孔隙流体压力从理论上等于静水压力, 即

$$P_{\text{stat}} = \rho_w H \quad (2)$$

式中: H 为埋深(m); P_{stat} 为埋深在 H 处的孔隙流体压力(kg/cm^2); ρ_w 为地层水密度($\text{kg}/(\text{cm}^3 \cdot \text{m})$)。

在欠压实带, 孔隙流体压力高于相应的静水压力^[17], 根据等效深度法计算流体压力

$$P = \rho_w H + \rho_b (H - H_0) \quad (3)$$

剩余流体压力(围岩剩余压力)

$$P_s = P - P_{\text{std}} = \rho_b (H - H_0) \quad (4)$$

式中: H_0 为孔隙度与 H 相当的正常压实曲线上对应点的深度 (m); P_s 为围岩剩余压力 (kg/cm^2)。对于临南洼陷, ρ_b 为上覆岩层的平均体积密度 ($\text{kg}/(\text{cm}^3 \cdot \text{m})$), 可表示为

$$\rho_b = 0.000\ 060\ 172\ 5H + 2.205\ 96$$

2.3 成藏阻力

等效排烃压力被用来定量评价油气进入岩性圈闭所受到的阻力, 它本身是指压汞测试时, 进汞 50% 时所对应的压力值, 代表了大规模进汞时必须克服的阻力。等效排烃压力越小, 油气进入储层的阻力就越小, 在异常高压排驱作用下越容易进入圈闭成藏; 反之, 则不易成藏^[18]。

根据大量的测试资料, 建立了济阳拗陷岩性油气藏等效排烃压力与孔隙度的关系模型

$$\lg(P_e) = -0.001\ 3\varphi^2 + 0.001\ 06\varphi + 0.210\ 5 \quad (5)$$

式中: P_e 为等效排烃压力 (MPa); φ 为孔隙度 (%)。

2.4 成藏指数及砂体充满度

根据成藏动力学分析, 反映成藏动力的剩余围岩压力越大, 油气进入岩性圈闭的能力越强; 在相同成藏动力条件下, 反映成藏阻力的等效排烃压力越小, 油气进入岩性圈闭的可能性越大, 成藏的可能性就越大。王宁等^[17]提出了成藏动力和成藏阻力之比的无因次量, 即成藏指数 (I_r) 的概念

$$I_r = P_s / P_e \quad (6)$$

成藏指数值越大, 越有利于砂体形成岩性油气藏, 反之就不利于成藏。当成藏指数大于 14 时, 反应了成藏条件很好, 而当成藏指数小于 8 时, 则说明成藏条件差。

卓勤功等^[19]建立了砂体充满度 (I , %) 与成藏动力即围岩剩余压力 (P_s) 之间的关系模型

$$I = 7.339P_s - 33.884 \quad (7)$$

随着成藏动力的增加, 砂体的含油程度呈增加趋势, 即砂体充满度亦呈增加的趋势。一般情况下, 当充满度达到 60% 时, 表现出砂体的含油性好; 当小于 40% 时, 则说明砂体的含油性较差。

3 成藏动力与含油程度分析

3.1 砂岩透镜体油藏

夏 94 块位于临南洼陷江家店地区, 处于临南洼陷东南部洼陷中央的营子街断层与南部夏口边界断层之间。该地区地层整体向西北倾斜, 被近东西或北东东向断层切割, 局部形成宽缓的小型鼻状

构造。在夏口断层南部双丰扇三角洲和瓦屋扇三角洲向北东和北西方向推进, 形成与之相关的滑塌浊积岩和深水浊积岩, 砂体在纵向上相互叠置, 形成厚度大的浊积扇砂体, 这些砂体处于烃源岩之中, 形成了透镜体岩性油气藏。

夏 94 块主力含油层系为沙三中和沙三下, 其中沙三中亚段发育物源来自南部的深水浊积扇透镜体岩性油气藏, 沙三下亚段还发育有以江家店扇三角洲砂岩为储层的构造—岩性油气藏 (图 3)。

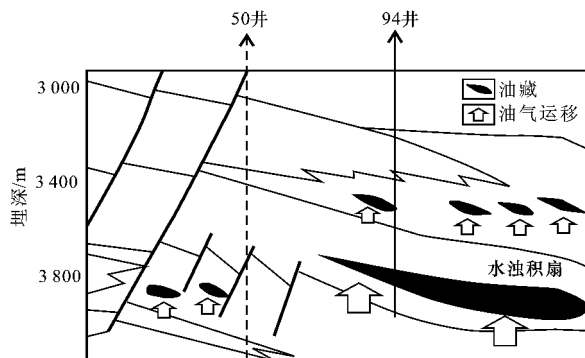


图 3 夏 94 块岩性油藏剖面

Fig. 3 Profile of Lithologic Reservoirs in Xia 94 Block

夏 94 块砂岩透镜体一般位于湖盆深水区或三角洲前缘斜坡滑塌浊积岩体部位, 周围被非渗透性的烃源岩包围^[20], 沙三段烃源岩作为该区主要的生油岩, 处于成熟—高成熟演化阶段, 提供了丰富的油源保证。而且砂岩透镜体具有较好的物性, 油层孔隙度达 12.0%, 渗透率为 $1.13 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为油气聚集提供了充足的空间。由于透镜体被烃源岩包裹, 处于同一个压力系统内, 随着埋藏深度的增加, 泥岩内形成异常高压的同时, 砂岩内也存在异常高压, 且体系内压力最终达到平衡。系统的异常高压不但促使泥岩内而且使砂岩内也形成微裂隙^[21], 增加了流体流动的通道, 促使流体的运移。透镜体中油气的聚集成藏并不需要烃源岩中生成的油气大规模运移, 运移距离短, 可以说几乎仍然是烃源岩内部油气流动的问题。

根据所建立的成藏动力与含油性评价关系模型, 得到该区围岩剩余压力为 8~20 MPa, 等效排烃压力 0.36~0.74 MPa, 成藏指数较高, 为 20~50, 砂体充满度高, 一般高于 70% (表 1)。

3.2 岩性上倾尖灭油气藏

商 5-11 块在构造位置上位于惠民凹陷西部之中央隆起带东端的商河构造带上, 该块为自商 8-297 井向东、北、西 3 个方向抬高的半向斜构造, 沙

表 1 临南洼陷典型岩性油气藏成藏特征

Tab. 1 Accumulation Property of Lithological Reservoirs in Linnan Subag

项目	夏 94 块	商 5-11 块	夏斜 502 块
油田名称	江家店油田	商河油田	江家店油田
地理位置	临南洼陷 东南部	中央隆起带 东端	江家店地区 中北部
层位	Es ₃ ^上	Es ₃ ^上	Es ₃ ^下
埋深/m	2 850~3 600	1 850~1 990	3 000~3 500
构造部位	营子街断层和夏 口边界断层之间	商河构造 带上	夏口断裂带 中部
油气藏类型	砂岩透镜体	砂岩上倾尖灭	岩性一构造
平均孔隙度/%	12.0	23.3	13.7
平均渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	1.13	182.57	42.00
储层物性	低孔低渗	高孔高渗	低孔高渗
围岩剩余压力/MPa	8~20	12~14	4~12
等效排烃压力/MPa	0.36~0.74	0.27~0.35	0.39~0.76
成藏指数	20~50	40~47	5~28
砂体充满度/%	70~100	50~70	0~30
成藏综合评价	好	较好	较差

三上为一套深水环境沉积的灰白色浊积砂岩,其储层的岩性以浅灰色粉细砂岩为主,成熟度较低,分选差,形成众多而不完整的鲍玛序列。该区储层分布极不均匀,在商二区砂岩厚度 170 m 以上,到一区、二区的东部完全尖灭,是典型的岩性尖灭圈闭。该圈闭南端由商二区北界的断层与烃源岩沟通,部分直接置于烃源岩中。

商 5-11 块主体受近东西向临商断层和北东东向的夏口大断层控制,在断块活动过程中还形成了大量的近东西向断层^[22],为油气聚集提供了有利通道(图 4)。

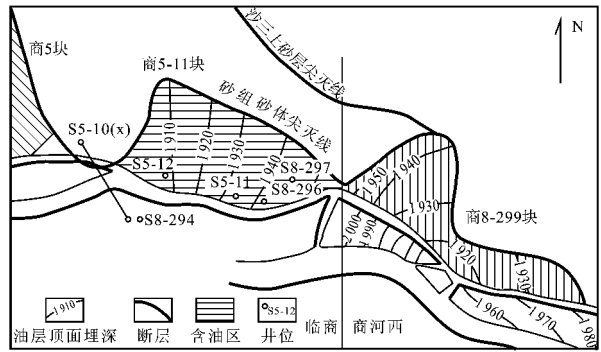


图 4 商 5-11 上倾尖灭岩性油藏平面

Fig. 4 Ichnography of Upclined Pinch-out Traps in Shang 5-11 Block

该圈闭南端由商二区北界的断层与烃源岩沟通,部分直接置于烃源岩中。对于砂体穿插于源岩

中的上倾尖灭油气藏来说,储层与烃源岩之间不存在压力差。最初源岩中的油气在毛细管力、生烃膨胀力和扩散力作用下,克服粘滞力和毛细管的摩擦力向砂体底界面运移,其动力学机制及过程与砂岩透镜体相似。对于断层沟通型源岩的上倾尖灭岩性油气藏,源岩排出的油气在烃源层与储集层之间剩余压力和浮力的作用下,沿着断层向上运移,到达砂体底界面时,二者合力在砂体方向的分量促使油气向砂体中运移。在动力大于毛细管力和摩擦阻力时,油气开始沿上倾尖灭砂体向上运移并在顶部形成聚集。

此外,商 5-11 断块沙三上储层物性好,孔隙度达 20.0%~24.4%,渗透率高达(1.991~22.85)×10⁻² μm²,储集条件好。

成藏动力学评价表明,该块中国岩剩余压力为 12~14 MPa,等效排烃压力为 0.27~0.35 MPa,成藏指数高达 40~47,砂体充满度较高,达 50%~70%(表 1)。

3.3 构造-岩性油气藏

夏斜 502 块处于夏口断裂带中段和江家店构造带中部,是江家店地区中北部的一个顺向断阶。夏斜 502 断块南北分别以两条北东东向顺向断层为界,内部地层东南高西北低,呈断鼻状向西北倾斜,断阶内部被夏 501 井与夏斜 502 井之间的一条近南北向断层分割成 2 个次级断块。该块三角洲前缘亚相发育,扇三角洲旋回明显,沙三下亚段含油砂体处于扇三角洲前缘亚相分布区。扇三角洲的多个朵叶体与该区近东西向断层配置,构成多个断层-岩性油气藏(图 5)。

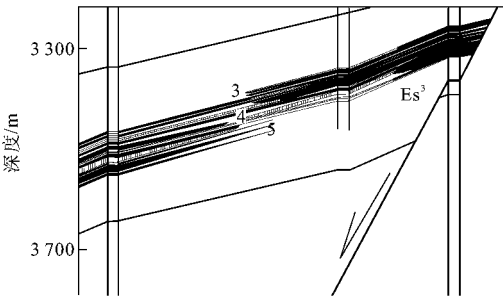


图 5 夏 502 构造-岩性油藏东西向剖面

Fig. 5 East-west Profile of Structural-lithologic Reservoirs in Xia 502 Block

构造-岩性油气藏多分布在三角洲、近岸水下扇或大型浊积扇体沿古沟槽两侧,埋藏深。夏 502 块区主断裂体系以近东西走向为主,主要物源体系

基本呈近南北向展布或推进,推进过程中侧向尖灭,上倾方向被断层切割且靠断层封堵,形成由断层封堵及岩性尖灭双重因素控制的构造—岩性圈闭。

夏口断层对该油气藏的形成起了重要的封堵作用,在夏口断层西南部,临南洼陷生成的油气在向储集层运移的过程中受到夏口断层的封闭而被阻止,从而在夏口断层的下盘形成油气藏^[23]。

夏斜 502 断块的主要含油层系为沙三下亚段砂岩体,纵向上主要集中在 3、4 砂组,平面上受砂体厚度的控制,主要富集在夏斜 502 井附近,其中夏 502-3 井油层厚度达 50 m。该块含油层系单层厚度薄,平均单层有效厚度 3.7 m。该储层岩性主要为长石细(粉)砂岩及不等粒岩屑长石砂岩,含少量泥质粉砂岩,分选、磨圆较差,成熟度低,胶结类型为孔隙—接触型。该储层物性平均孔隙度为 13.7%,平均渗透率为 $42.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,物性较差,为低孔特低渗储层。黏土矿物含量高是造成储层低孔特低渗的重要原因。在平面上,夏斜 502 断块由南到北,物性逐渐变差,夏斜 502 井物性最好,各小层、砂层组和整个砂体平面上的分布都表现为向北砂体逐渐减薄直至尖灭的沉积特征。

由于该块构造—岩性油藏储集层的孔隙度较小,剩余压力也相对较低,这些因素对于形成高含油程度的油气藏不利,因此,在夏口断层的封堵作用下,该区只形成充满度较低的油藏。

成藏动力学评价表明,该块围岩剩余压力为 4~12 MPa,等效排烃压力为 0.39~0.76 MPa,成藏指数较低,为 5~28,充满度较低,为 0%~30%(表 1)。

整体来看,临南洼陷岩性油藏中砂岩透镜体型、岩性上倾尖灭型成藏指数与充满度均较高,而构造—岩性型油气藏较之略差,且存在较大变化。

4 结语

(1)临南洼陷中不同类型岩性油藏的异常流体压力情况及其含油性略有差异,其中,砂岩透镜体油藏的围岩剩余压力最大,含油程度很高;砂体上倾尖灭油藏稍次之;构造—岩性油气藏的剩余压力最小。

(2)不同类型岩性油藏的成藏及含油程度存在差异,主要成因是砂岩透镜体油藏邻近烃源岩且具有良好的生储盖组合、砂体上倾尖灭油藏优质源储配置及输导体系、构造—岩性油气藏储层的物性变化等地质因素。

参考文献:

- [1] 李丕龙,金之钧,张善文,等. 济阳拗陷油气勘探现状及主要研究进展[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 1-4.
- [2] 张俊,庞雄奇,姜振学,等. 东营凹陷岩性油藏含油性定量预测[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2005, 35(6): 732-737.
- [3] 罗晓容. 油气成藏动力学研究之我见[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(2): 149-156.
- [4] 曾溅辉,张善文,邱楠生,等. 济阳拗陷砂岩透镜体油气藏充满度大小及其主控因素[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2002, 27(6): 729-732.
- [5] 李丕龙,庞雄奇,陈冬霞,等. 济阳拗陷砂岩透镜体油藏成因机理与模式[J]. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2004, 34(增刊 1): 143-151.
- [6] 杜春国,邹华耀,邵振军,等. 砂岩透镜体油气藏成因机理与模式[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2006, 36(3): 370-376.
- [7] 王宁,翟剑飞,陈宝宁. 等效排烃压力及其在东营凹陷油气勘探中的应用[J]. 石油大学学报, 2000, 24(4): 58-60.
- [8] 潘元林,张善文,肖焕钦. 济阳断陷盆地隐蔽油气藏勘探[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- [9] 李丕龙,张善文,宋国奇. 断陷盆地隐蔽油气藏形成机制——以渤海湾盆地济阳拗陷为例[J]. 石油实验地质, 2004, 26(1): 3-10.
- [10] 张云峰. 源岩内岩性油气藏形成的模拟实验及机理分析[J]. 实验室研究与探索, 2001, 20(2): 103-104.
- [11] 孙卫国,杨成顺. 砂岩透镜体储油机理新认识[J]. 油气地球物理, 2005, 3(2): 57-62.
- [12] 闫长辉,张善文,荣启宏. 透镜状砂岩体油藏成藏运移机理[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2004, 31(6): 717-719.
- [13] 曾溅辉,郑和荣,王宁. 东营凹陷岩性油气藏成藏动力学特征[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(4): 326-329.
- [14] 隋凤贵. 断陷湖盆陡坡带砂砾岩扇体成藏动力学特征——以东营凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 335-340.
- [15] 丁次乾. 矿场地球物理[M]. 山东东营: 石油大学出版社, 1994.
- [16] 张金亮,常象春. 石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [17] 王宁,陈宝宁,翟剑飞. 岩性油气藏形成的成藏指数[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6): 4-5.
- [18] 刘池洋. 沉积盆地动力学与盆地成藏(矿)系统[J]. 地球科学与环境学报, 2008, 30(1): 1-23.
- [19] 卓勤功,银燕,向立宏,等. 东营凹陷岩性圈闭含油性定量预测[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(1): 51-54.
- [20] 张小莉,查明. 惠民凹陷临邑洼陷岩性油藏控制因素分析[J]. 沉积学报, 2006, 24(2): 289-293.
- [21] 郝运轻,边雪梅,王德坪,等. 东营凹陷王 46 井孔二段暗色泥岩沉积环境[J]. 地球科学与环境学报, 2006, 28(3): 45-47.
- [22] 付金华,刘玉亮,刘金,等. 临南地区断层输导体系与油气成藏模式[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(3): 55-58.
- [23] 杜玉民. 夏口断层对临南斜坡区油气分布及运移方向的影响[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(5): 525-528.