

牛庄洼陷砂岩透镜体成藏特征及主控因素剖析*

张俊^{1,2}, 庞雄奇^{1,2}, 陈冬霞^{1,2}, 姜振学^{1,2}

(1. 石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249)

摘要: 通过对牛庄洼陷3个典型的砂岩透镜体油藏的成因机理及其主控因素的剖析, 发现砂岩透镜体形成的沉积环境或砂岩体成因类型、砂体围岩供烃条件和砂体自身的物性条件是制约岩性油藏成藏的主控因素。在浊积岩砂体形成的油气藏中, 砂体围岩的供烃条件(有机碳含量、有机质类型、镜质体反射率)越好, 砂体自身孔渗性(孔隙度、渗透率)越好, 砂体的含油性(充满度、含油饱和度)就越好。牛庄油田牛20C3、王70B和牛35B1都是浊积砂体, 其中牛20C3砂体的围岩供烃条件及其自身物性最好, 砂体的含油性也最好, 圈闭充满度高达74.56%; 王70B砂体围岩供烃和自身物性较好, 砂体含油性中等, 圈闭充满度53.25%; 而牛35B1砂体的围岩供烃和自身物性差, 其充满度仅有29.02%。

关键词: 渤海湾盆地; 砂岩透镜体; 油藏; 特征; 主控因素

第一作者简介: 张俊, 女, 25岁, 硕士生, 油气藏形成与分布

中图分类号: TE112.422

文献标识码: A

牛庄油田位于济阳坳陷东营凹陷中央断裂背斜带以南的牛庄-六户洼陷, 是一个地质储量近亿吨级的大型油田。油田地处济阳坳陷东营三角洲前缘斜坡地带, 三角洲沉积厚度大, 分布面积广, 并发育了一系列透镜状砂体岩性油藏。目前在已发现的145个砂体中45个砂体含油, 74.6 km²含油面积内探明地质储量8 287 × 10⁴ t。

1 典型砂体成藏特征

牛庄油田的勘探和研究结果表明, 牛庄洼陷砂岩透镜体含油具有明显不均一性。沙河街组三段(简称沙三)中、下的中小型砂岩体含油性有好、中、差3种情况。因此, 选取了3个典型砂岩透镜体进行剖析: 牛20C3砂体地处牛庄油田南部, 位于洼陷与缓坡带之间, 砂体含油性好, 圈闭充满度高达74.56%; 王70B砂体地处牛庄油田东部, 位于六户向斜东翼宽缓单斜上, 砂体含油性较好, 圈闭充满度53.25%; 牛35B1砂体位于牛庄洼陷西部缓斜坡带上, 砂体含油性较差, 充满度仅有29.02%(图1)。剖析内容包括: 砂体层位、埋深、构造部位、沉积体系及沉积相、岩石学特征、粒度、分选及磨圆、砂体孔渗性、孔隙类型及孔喉半径、

成岩特征、含油气性、砂体特征、充满度及砂体压力等(表1)。

1.1 砂体成因类型

牛庄油田的砂体类型主要有4种: ①三角洲前缘席状砂、②滑塌浊积砂岩体、③深水水下扇砂岩体、④水下冲积扇砂岩体。其中滑塌浊积岩体是牛庄油田的主要储集类型, 且浊积砂体最易形成透镜体岩性油藏, 油藏的含油气性最好。这些浊积砂体是牛庄三角洲由东向西推进的结果。在沙三中沉积时期, 由于牛庄三角洲的推进速度比较快, 其前缘相砂体不稳定, 极易在三角洲前缘斜坡上产生滑塌, 形成滑塌浊积岩体^[1], 3个砂体均是在这种成因机制下形成。其中牛20C3为三角洲前缘斜坡浊积扇沉积体系的扇主体微相; 王70B是深湖半深湖滑塌浊积扇, 砂体处于中扇和外扇过渡带; 牛35B1砂体属三角洲前缘斜坡深水滑塌浊积扇的主体微相。从沉积相类型上看, 3个砂体成因机制相似, 且都属浊积扇体。

1.2 砂体围岩条件

牛庄油田烃源岩主要为沙河街组四段上(简称沙四上)和沙三段, 为深湖相-半深湖相暗色泥岩、油页岩、油泥岩, 暗色泥岩厚300~800 m。牛庄油田自沙四上沉积时开始处于独立的沉积中心, 牛庄-六户洼陷沉积时, 最大面积1 704 km², 暗色泥岩最大厚度550 m, 体积940 km³。有机质

* 国家自然科学基金项目“砂岩透镜体成藏门限及其控油气作用”(40172057)和国家科技攻关项目“济阳坳陷复杂隐蔽油气藏地质评价和勘探关键技术研究”(编号: 2001BA605A09)资助

收稿日期: 2003-07-10

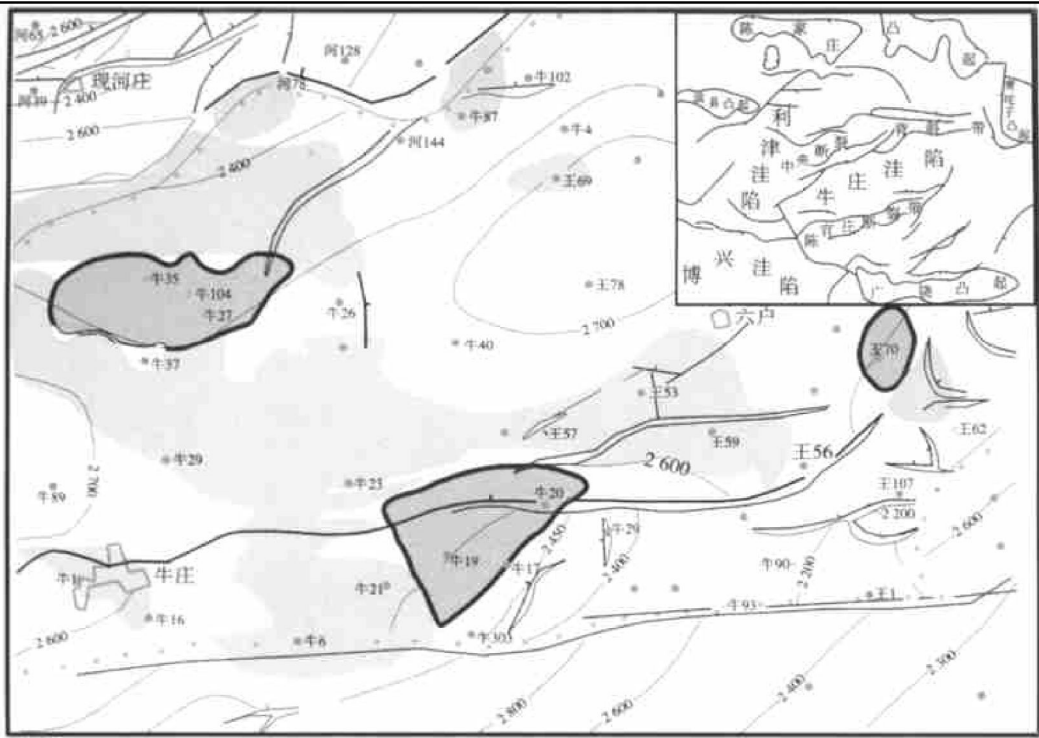


图 1 牛庄油田位置及沙三中砂体平面分布图

Fig. 1 Plan view showing the location in Niuzhuang oilfield and sand body distribution of the 3rd member of Shahejie Fm

表 1 典型砂体成藏特征表

Table 1 The table of petroleum accumulation characteristics of typical sand bodies

特征参数	不同圈闭的特征和参数取值		
	牛庄牛 20C3	牛庄王 70B	牛庄牛 35B1
油田名称	牛庄油田	牛庄油田	牛庄油田
洼陷名称	牛庄洼陷南部, 南斜坡北部	牛庄洼陷东部单斜	牛庄洼陷西部缓斜坡带(西北坡)
区块	牛 20 断块	中央隆起带南斜坡东部	河 3 鼻状构造
地理位置	牛庄油田南部	牛庄油田东部	东营区油郭乡
层位	Es ₃	Es ₃	Es ₃
埋深/m	2 890~ 3 020	2 780~ 2 920	2 950~ 3 100
构造部位	洼陷与缓坡带之间	缓坡带	缓坡带, 地层东南倾 5°
沉积体系	三角洲前缘斜坡浊积扇	深湖、半深湖滑塌浊积扇	三角洲前缘斜坡深水滑塌浊积扇
沉积相、微相	扇主体	中扇主体、外扇、内扇	扇主体
岩石学特征	粗粉砂岩和细长石砂岩夹少量不等粒砂岩	棕色—灰褐色砾状砂岩、含砾砂岩为主, 中细砂岩次之	长石细砂岩, 长石 30%~ 35%, 岩屑 20%~ 25%, 石英 42%~ 45%
粒度中值/mm	0. 1~ 0. 21	0. 29	0. 05~ 0. 2
磨圆、分选	中等偏差, 次棱角状	差	次棱角, 结构成熟度低, 分选差—中
泥质含量/%	12	内扇 8. 8; 中扇 12; 外扇 13~ 32	12
孔隙类型	次生孔隙为主, 粒间孔少量	较多的原生孔隙	微孔隙, 粒间孔为主
孔喉半径/μm	1. 877~ 4. 768, 平均 0. 594~ 1. 93	未取得数据	0. 594~ 1. 93, 中值 0. 583~ 1. 062
成岩特征	孔隙式胶结为主, 以泥质为主	埋藏浅, 成岩作用强	孔隙式胶结为主, 以泥质为主, 压实作用强, 石英次生加大充填孔隙
含油气性	整体含油	主体部位含油	中部主体含油
有效厚度/m	5. 87	15~ 16. 7	5. 4
含油面积/km ²	1. 4	1	3
含油体积/km ³	8. 22	16. 7	16. 2
平均孔隙度/%	19. 3	18	17
平均渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	514	157	63
圈闭充满度/%	74. 56	53. 25	29. 02
压力系数	1. 59	1. 08~ 1. 14	1. 24

丰度高, 沙四上亚段 3%~ 6%, 沙三段 0.8%~ 11.3%; 氯仿“A”沙四段一般大于 2%, 沙三段 0.084%~ 0.968%; 陈官庄断裂带之内的广大地区 R₀ 大于 0.5%, 其他地区 R₀ 为 0.3%~ 0.5%; 埋

深一般大于 2 900 m, 达到成熟烃源岩门限; 而且沙四上-沙三各亚段中, 沙四段生烃强度大, 达 $1\,700 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。沙三段为 $120 \times 10^4 \sim 1\,000 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。牛庄-六户洼陷总生烃量 $125 \times 10^8 \text{ t}$, 总排烃量 $18.8 \times 10^8 \text{ t}$, 总资源量 $7.55 \times 10^8 \text{ t}$, 具有非常丰富的资源^[2]。但由于距排烃中心的远近、圈闭的形成与排烃时间的匹配关系等因素的不同及围岩有机地化性质的差异, 导致各砂体围岩具有不同的生排烃条件。为了解 3 个典型砂体生排烃条件, 对 3 个砂体周围泥岩取样作详细分析化验, 并将 3 个砂体的有机碳含量 (TOC) 及氯仿“A”等参数进行比较 (图 2)。牛 20C3 砂体的深度在 3 000~3 100 m, 砂

体周围被近 30 m 厚的泥岩所包围, 泥岩有机质含量高, TOC 最高达 2.97%, 均值 2.064%, 氯仿“A”均值 0.288%, 母质类型 II_A 型, 围岩条件明显优于其他两个砂体。王 70B 砂体, 砂体周围泥岩有机碳含量平均值为 0.663%, 氯仿“A”均值为 0.129%, 母质以 II_B 型为主。牛 35B1 砂体处在 2 950~3 100 m 深度范围内, 砂体周围泥岩厚度近 20 m, 其有机碳含量平均值为 0.874%, 氯仿“A”平均值为 0.108%, 母质为 II_A 和 II_B 两种类型。从分析化验结果看, 牛 20C3 砂体的围岩条件占有明显的优势, 而王 70B 砂体与牛 35B1 砂体围岩条件相对差一些。

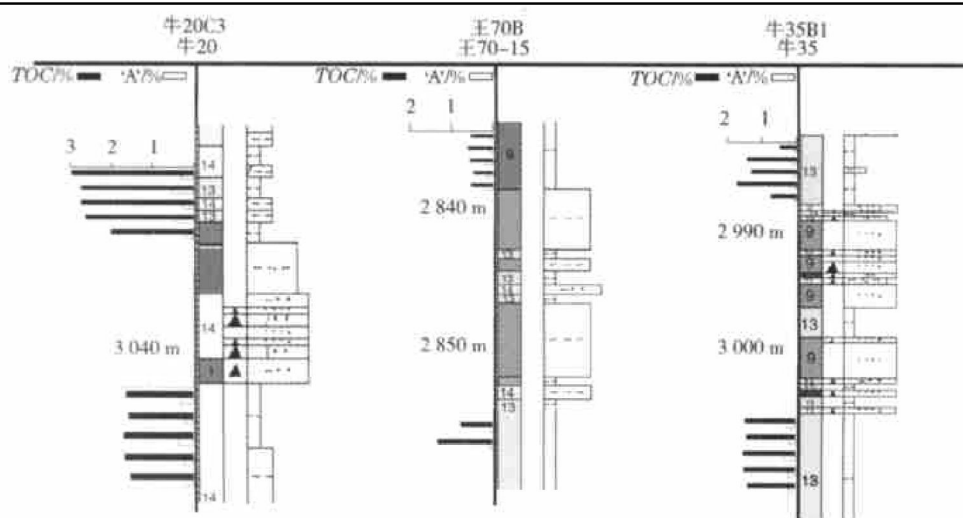


图2 典型砂体围岩有机地化分析对比图

Fig. 2 Comparison of the sampling point and content of organic carbon of typical sand bodies

1.3 物性条件

根据牛 20 钻井取芯分析, 沙三中储层为粗粉砂岩和细长石砂岩, 储层以次生孔隙为主, 粒间孔少量及少量粒内微孔, 孔隙度均值 19.3%。储层以孔隙式胶结为主, 胶结物多为泥质, 平均渗透率 $514 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。砂体分选中等偏差, 孔喉半径最大 1.887~4.768 μm , 平均 0.594~1.93 μm , 属中渗透储层。

王 70B 砂体主要由棕色-灰褐色粒状砂岩、含砾砂岩组成, 粒度中值为 0.29 mm, 分选较差, 储层中具有较多的原生孔隙, 孔隙度平均为 18%, 平均渗透率为 $157 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 埋藏浅成岩作用强, 也属中渗透储层。

根据牛 35 钻井取芯分析, 沙三中储层为长石细砂岩, 石英含量为 42%~45%, 长石含量为 30%~35%, 岩屑含量 20%~25%, 储层胶结类型以孔隙

式为主, 胶结物以泥质为主, 含量在 12% 左右, 储层孔隙类型主要为微孔隙、粒间孔及少量的粒内微孔。孔隙度平均值为 17%, 平均渗透率为 $63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。粒度中值 0.05~0.12 mm, 分选中-差, 分选系数从 1.30~2.10, 泥质含量 7.1%~15.3%, 平均含量在 12% 左右。储层孔喉半径 0.594~1.93 μm , 孔喉半径中值 0.583~1.062 μm , 物性差, 属低渗透储层。

从物性比较结果看, 牛 20 的孔隙度和渗透率都较高, 而牛 35B1 的渗透率只有 $63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度也最低。综合来看, 牛 20C3 的物性最好, 王 70B 次之, 牛 35B1 最差 (图 3)。

2 主控因素

从剖析结果分析, 牛 20C3 砂体类型、围岩条件及砂体物性都相对较好, 含油性高。王 70B 砂

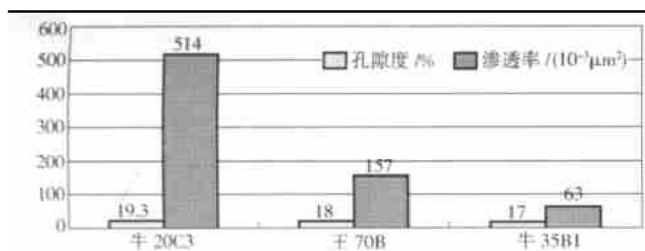


图3 典型砂体平均孔隙度与渗透率分布直方图

Fig. 3 The average porosity and permeability distribution histogram of typical sand bodies

体,虽然围岩条件较差,但其砂体类型和物性较好,含油性较高。而牛 35B1 砂体的围岩条件和其本身物性都不好,因此不具备高产砂体的条件,含油性最差。截至 2002 年 7 月底,牛 20 井累计产油 $72.8431 \times 10^4 \text{ t}$, 累气 $0.155007 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累水 $41.7933 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。王 70 井累计产油 $47.4062 \times 10^4 \text{ t}$, 累气 $0.104936 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累水 $106.8446 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。牛 35 井累计产油 $5.0088 \times 10^4 \text{ t}$, 累气 $0.042527 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累水 $1.0653 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。剖析结果表明:制约砂体成藏的主要因素有砂体成因类型、砂体围岩条件及砂体自身物性。

砂体成因类型受沉积环境和岩相古地理条件的控制,沉积环境控制着储集体的分布与发育,对其岩性和物性也有很大影响,一定的沉积环境,形成一定的储集岩体,且储集岩体的几何形态与分布有一定的规律性。在烃源岩初次排烃时期,油气主要有垂直向上和侧向上向盆地边缘两个运移方向,即由高势区向低势区运移。包裹于泥岩之中的砂岩体是相对低势区,也是油气运移的方向。在没有断层的情况下,储层本身就是很好的运移通道,油气优先注入其中,运移方式是生油岩向所夹持的砂岩体直接运移成藏。处于烃源岩包裹之中的浊积砂岩体具有得天独厚的条件,泥岩中生成的油气从四面八方运移至储集体内,十分有利于成藏^[3]。

烃源岩埋深演化过程中,在有机母质丰度、类型和转化程度等因素满足源岩生烃的条件下,有机母质开始大量生油气,当其生烃量饱和了自身吸附、孔隙水溶解、油溶解(气)和毛细管封堵等多种形式的存留需要,才开始以游离相大量排运油^[4]。在地质条件下,随埋藏深度的增加,有效烃源岩热演化生、排烃。当深度增加到一定程度时,孤立的岩性砂岩体在接触或被有效的烃源岩包围

并且只有生油气源岩进入生、排烃门限,生、排烃量足够时,油气才运集成藏^[5]。对砂岩透镜体这种特殊类型的储集体来说,只有当包围它的源岩进入供烃门限后,才能形成油气藏。源岩中烃浓度差产生的有机网络扩散作用和毛细管输导作用是导致砂岩透镜体成藏的基本动力^[6~10]。满足这种条件的源岩(围岩)已经产生了足够的烃量,这些烃量已经彼此连接成油气赖以克服毛细管阻力的有机网络。

岩性油藏含油气性除受外部沉积条件和烃源岩的控制外,另一重要因素是砂岩体自身条件。砂体内部孔渗性、砂体粒径大小、砂体分选性(级差)也是影响和控制砂体油气充注的主控因素。在埋藏压实作用过程中,随埋深的增加,岩石颗粒之间的孔喉半径减小。但在相同埋深条件下,砂岩和泥岩的压实程度存在差异,泥岩压实程度较砂岩压实程度大,这样砂泥岩间孔喉半径存在差异,正是孔喉半径的差异,导致形成孔喉间毛管压力的差异,成为透镜体成藏的动力之一^[7,8]。只有当砂体的内部孔渗条件达到一定的临界值时,砂体才能接收来自外部烃源岩中的油气。实验发现,粒径大的砂体含油气性好,粒度细的砂体可能没有油气的聚集。岩性砂体成藏实验发现只有砂体的粒径达到一定的临界值后,才能聚集油气^[11]。

参 考 文 献

- 王捷,关德范. 油气生成运移聚集模型研究[M]. 北京:石油工业出版社,1999. 194~197
- 张方吼. 牛庄洼陷烃源岩体的几何描述[J]. 沉积学报,1998,16(1):87~92
- 赵澄林,张善文,袁静,等. 胜利油区沉积储层与油气[M]. 北京:石油工业出版社,1999. 95~96
- 西门诺维奇 B B. 非背斜油气藏[M]. 刘淑萱,徐树宏译. 北京:石油工业出版社,1986. 161
- 庞雄奇,姜振学,李建青,等. 油气成藏过程中的地质门限及其控油气作用[J]. 石油大学学报,2000,24(4):53~58
- Stainforth J G. Primary migration of hydrocarbons by diffusion through organic matter networks, and its effect on oil and gas generation[J]. Org Geochem, 1990, 16(1):1~3
- Magara K. Reevaluation of montmorillonite dehydration as cause of abnormal pressure and hydrocarbon migration[J]. AAPG Bull, 1975, 59:292~302
- Berg R R. Capillary pressures in stratigraphic traps[J]. AAPG Bull, 1975, 59(5):939~956
- 庞雄奇,金之钧,左胜杰. 油气成藏动力学模式成因与分类[J]. 地学前缘,2000,7(4):507~514

10 张云峰, 付广. 砂岩透镜体油藏聚油机理及成藏模式[J]. 断块油气田, 2000, 7(2): 12~14

11 曾溅辉, 金之钧. 油气二次运移和聚集物理模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000. 207~210

PETROLEUM ACCUMULATION MECHANISM AND ITS MAIN CONTROLLING FACTORS OF SAND LENS IN NIUZHUANG SUBSAG

Zhang Jun^{1,2} Pang Xiongqi^{1,2} Chen Dongxia^{1,2} Jiang Zhenxue^{1,2}

(1. Key Laboratory of Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, University of Petroleum, Beijing;

2. Research Center of Basin & Reservoir, University of Petroleum, Beijing)

Abstract: Petroleum exploration and research show that the small-medium lenticular sand bodies in the middle or the lower 3rd member of Shahejie Fm in the Niuzhuang subsag have different petroliferous property. Three lenticular turbidite bodies (Niu 20C3, Wang 70B and Niu 35B1) were selected as case studies, including the sand body horizon, buried depth, tectonic position, sedimentary system and facies, petrologic character, grain size, sorting and roundness, porosity and permeability, pore type, pore throat radius, diagenesis, petroliferous property, sand body characteristics, trap filling, reservoir pressure and so on. Through detailed geological analyses, it is found that the Niu 20C3 sand body has the trap filling of 74.56%, with the best conditions of hydrocarbon supply and petrophysical property; with Wang70B has better conditions of hydrocarbon supply and petrophysical property; with the medium petroliferous property (trap filling of 53.25%); Niu 35B has the lowest petroliferous property (trap filling of 29.02%), with the worst conditions of hydrocarbon supply and petrophysical property. The research results of three cases studies indicate that the main factors which control oil and gas accumulation in sand lens reservoir are sedimentary environment or genetic type of sand body, hydrocarbon supply of surrounding rock, and petroliferous property of sand body. In the turbidite sand reservoirs, the petroliferous property proportional to hydrocarbon supply condition of surrounding rock as well as porosity and permeability of sand body. The genetic type of sand body is controlled by sedimentary environment and lithofacies palaeogeograph. Sedimentary environment not only controls the reservoirs macroscopical distribution and development, but also have an important influence on lithology and microscopical feature. Turbidite sand lens reservoirs confined in source rock are favorable for petroleum accumulation, because the oil and gas sourced from mud rock can move into them from all different directions. Oil and gas can be accumulated only when the hydrocarbon-generating amount, which is transformed from organic matter contacting with sand body, exceeds residual hydrocarbon amount (including the absorbed hydrocarbon, soluble hydrocarbon in porous water, soluble gas in oil and blocking hydrocarbon by capillary pressure) during the burial evolution process of source rock. Petrophysical characteristics of sand body, including porosity, permeability, grain size, sorting and heterogeneity, play especially important role in petroleum accumulation of sand lens reservoir. Experiments demonstrate that only if the grain size of lithologic reservoir exceeds some critical size, oil and gas can be accumulated in the sand body. During the geological history, the evolution of oil and gas accumulation in lithologic reservoir could be divided into three phases. The first one is in shallow depth where such a lithologic oil and gas pool does not exist because the hydrocarbon amounts, sourced from the mud rock confining sand body, does not exceed the dispersed and residual hydrocarbon amounts. The second one is in the medium depth where the lithologic oil and gas pools could be formed because the hydrocarbon-generating amount is enough to supply the oil and gas accumulation in lithologic pool and organic acid formed by organic matter transformation might improve the reservoir petrophysical property. The last one is in a great depth where oil and gas can not be accumulated owing to the poor petrophysical property of reservoir. Therefore, as the burial depth is increased, the lithologic pool formed by stages, petroleum is only accumulated in the second phase with medium depth.

Key words: Bohai Bay basin; sand lens reservoir; main controlling factors; petroleum accumulation mechanism and model