

岩性油藏三元成因模式及初步应用*

陈冬霞¹, 庞雄奇^{1,2}, 翁庆萍², 姜振学^{1,2}, 张俊²

(1. 石油大学石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 2. 石油大学盆地与油藏研究中心, 北京 102249)

摘要: 济阳坳陷岩性油藏系统研究和统计发现, 岩性油藏成藏主要受油源、储集物性和砂体成因类型等因素的控制。随埋深增加, 岩性油藏的形成具有阶段性, 在埋深适当的第二阶段成藏条件最好。岩性圈闭油气成藏可以用三元成因进行解释, 围岩生排烃条件由差到好, 砂体自身条件由差到好, 砂体的沉积环境从不利到有利。当三方面均满足一定的条件时, 圈闭具有成藏的条件。通过对车镇凹陷沙河街组三段下层序 I 油源条件、沉积体系和沉积相及储集物性分析, 应用三元成因模式对岩性圈闭和岩性油藏的分布进行了初步预测: 车西洼陷和郭局子洼陷中心的浊积扇体, 车 271 井区和大 355 井区是岩性圈闭和岩性油藏发育的有利地区。

关键词: 岩性油藏; 主控因素; 成藏过程; 三元成因; 车镇凹陷

第一作者简介: 陈冬霞, 女, 28 岁, 博士生, 油气藏形成与分布

中图分类号: TE112.422

文献标识码: A

1 成藏主控因素

岩性圈闭是在沉积作用或成岩、后生作用下, 储集岩体的岩性或物性发生突变, 被不透渗层所包围或遮挡而形成的圈闭^[1]。岩性油藏和构造油藏相比, 要求形成油气藏的所有基本条件: 油源、储集空间、运聚和保存等都不十分依赖于构造条件。上翘尖灭砂体和透镜体都直接或间接接触源岩, 砂体本身即为良好的运移通道, 且同沉积断裂和砂体表面的微裂缝及粒间孔喉是油气的重要通道, 经初次运移和二次运移即可成藏。透镜体在成藏过程及其以后的保存期内, 由于一般包裹于生油岩之中或被大套泥岩层覆盖, 盖层条件十分优越, 受构造运动影响较小, 利于油气的保存^[2]。因此岩性油藏成藏主要受油源、储集物性和砂体成因类型等因素的控制。

1.1 围岩生排烃

烃源岩埋深演化过程中, 油气饱和了自身吸附、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^[3]。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, 油气才运聚成藏。

济阳坳陷沙河街组三段生油门限大于 2 000 m,

排烃门限大于 2 500 m。由济阳坳陷下第三系岩性油藏的埋藏深度统计, 当埋深大于 2 000 m, 岩性砂体开始储油, 在 2 800~3 500 m, 含油砂体分布频率最高。

1.2 砂体成因类型

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。岩性油气藏虽然可以发育在多种沉积环境中^[4](河道、三角洲、沿岸砂坝、各种浊积扇), 但不同沉积环境下形成的不同类型的砂体其含油气情况是不尽相同的。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。没有断层的影响下, 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。处于烃源岩包裹之中的浊积砂岩体具有得天独厚的条件^[5]。

济阳坳陷下第三系岩性砂体主要分布在深湖浊积扇和三角洲前缘滑塌浊积扇内, 其次为水下扇和三角洲。岩性砂体的分布和含油气性受沉积作用的控制, 在浊积扇体内岩性砂体发育, 含油气性较好, 其次是三角洲砂体和水下扇砂体。同为浊积岩体, 深水浊积和三角洲前缘滑塌浊积的含油气性也有差异, 前者较后者油气充满度高。

1.3 砂体物性

砂体孔渗性、粒径分选性(级差)也是影响和

* 国家自然科学基金项目(40172057)与国家科技攻关项目(2001BA605A09)部分成果

收稿日期: 2003-05-26

控制砂体油气充注的主控因素。只有当砂体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^[6]。

由济阳坳陷的岩性砂体统计,油气分布在平均孔隙度大于12%,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,分选差~中等,平均粒径大于0.2 mm的砂体内。且有随物性增加含油气性变好,充满度增高的趋势。

2 三元成因机制

2.1 成藏过程和模式

在上覆沉积物的压实作用下,随埋藏深度的增大,源岩和砂岩储集体均发生演化,可以分成3个阶段(图1)。在埋藏浅的第一阶段,储集体在压实作用下,孔隙急剧下降,但仍保持一定的原生孔隙,具有较好的储集性能。但包围砂体的源岩未达到生烃门限,或生成的烃量不足以满足各种耗散和残留,不能进入排烃门限,没有可以提供圈闭聚集的油气来源,难以形成油气藏。在埋深适当的第二阶段,源岩生成了足够的烃量,而且在此阶段,虽然储集性能降低,但各种次生孔隙的发育,增大了孔隙空间提高了储集性能。在此阶段源岩供烃和圈闭储集性能能够同时得到满足,因而利于形成油气藏。在埋深过大的第三阶段,因后期压实作用强烈,储集体内的各种孔隙均减少,储集性能差,不能作为有效的储集体而无法成藏。

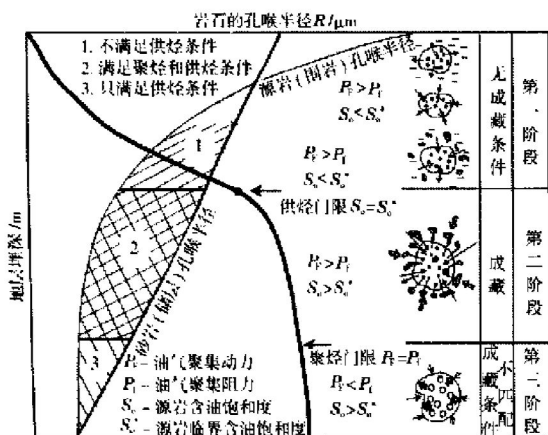


图1 岩性油气藏成藏模式

Fig. 1 Accumulation mechanism model of hydrocarbon of lithologic pools

2.2 三元成因模式

从岩性油藏成藏主控因素和成藏过程分析发

现,只有达到一定的深度后,烃源岩经热演化才能形成足够的烃量以提供圈闭内的油气聚集;受沉积作用的控制,只有某些类型的圈闭内油气较为富集;砂体自身条件对圈闭成藏也起着控制作用。

因此,岩性圈闭油气成藏可以用三元成因进行解释(图2)。三端元分别用砂体类型代表沉积环境,用埋藏深度和排烃强度表示生排烃条件,用砂体的物性表示砂体自身条件。围岩生排烃条件由差到好,砂体自身条件由差到好,砂体的沉积环境从不利到有利。当三方面均满足一定的条件时,圈闭具有成藏的条件。济阳坳陷砂体的分布符合三元成因模式。区内砂体的统计发现,绝大部分砂体均分布在I类区,少量分布在II类区,极少量分布在III类区,几乎无砂体分布在IV类区。

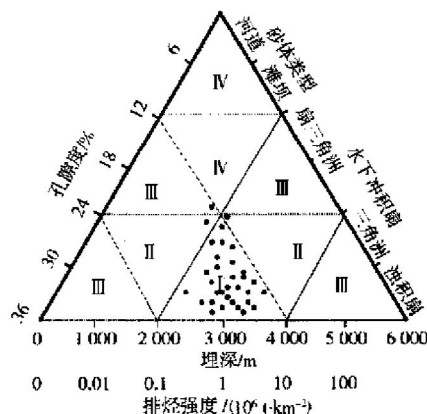


图2 岩性砂体三元成因预测模型

Fig. 2 Ternary genetic prediction model of lithologic sandstone

3 应用

车镇凹陷位于济阳坳陷北部,三面被埕宁隆起和义和庄凸起环绕,东端和沾化凹陷相邻。东西长81 km,南北宽23 km,面积约1900 km²。凹陷被大王庄和车西两个鼻状构造分割为3个洼陷,自西向东为车西洼陷、大王北洼陷、郭局子洼陷。

3.1 成藏条件

3.1.1 源岩条件

烃源岩主要有沙河街组一段、三段和四段上亚段。对岩性砂体而言,最重要的烃源岩为沙河街组三段泥岩。该套泥岩分布于整个车镇凹陷,尤其在洼陷中心厚度大,如车西洼陷和郭局子洼陷可达600 m,大王北洼陷达500 m。主力生油岩进入生油门限的深度大体在2100~2300 m。

源岩生 排烃中心在车西洼陷、大王北洼陷和郭局子洼陷内。车西洼陷中心排烃强度 $0\sim 2\times 10^6\text{ t/km}^2$, 在洼陷中心低洼处排烃强度高, 向南部斜坡带和北部陡坡带降低, 甚至为 0; 大王北洼陷源岩生烃能力较差, 洼陷最中心部位排烃强度仅

为 $0.5\times 10^6\text{ t/km}^2$, 而且分布范围局限; 郭局子洼陷生排烃效果相对较好, 在洼陷中心局部位排烃强度可达 $3\times 10^6\text{ t/km}^2$, 而且排烃强度为 $2\times 10^6\text{ t/km}^2$ 的分布范围较大, 是车镇凹陷沙河街组三段下亚段的主力生排油洼陷(图 3)。

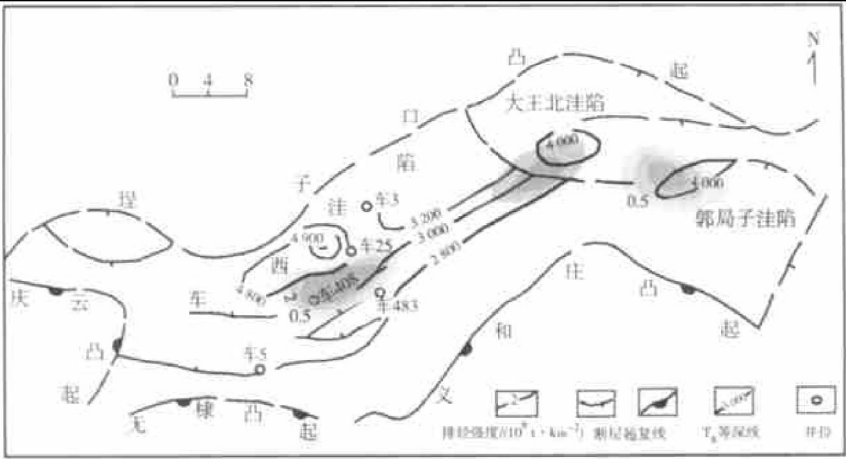


图 3 车镇凹陷沙河街组三段下亚段排烃强度图

Fig. 3 Hydrocarbon expelling intensity in the lower submember of Es₃ in Chezhen depression

3.1.2 砂体成因类型

构成沙河街组三段下亚段层序 I 的沉积相主要类型有: 北部陡坡带的近岸水下扇、车西洼陷西

南部的扇三角洲、车西洼陷中心和斜坡带的湖底扇, 在大王北洼陷和郭局子洼陷有零星的湖底扇分布, 凹陷东部滨浅湖中有滩坝的沉积(图 4)。

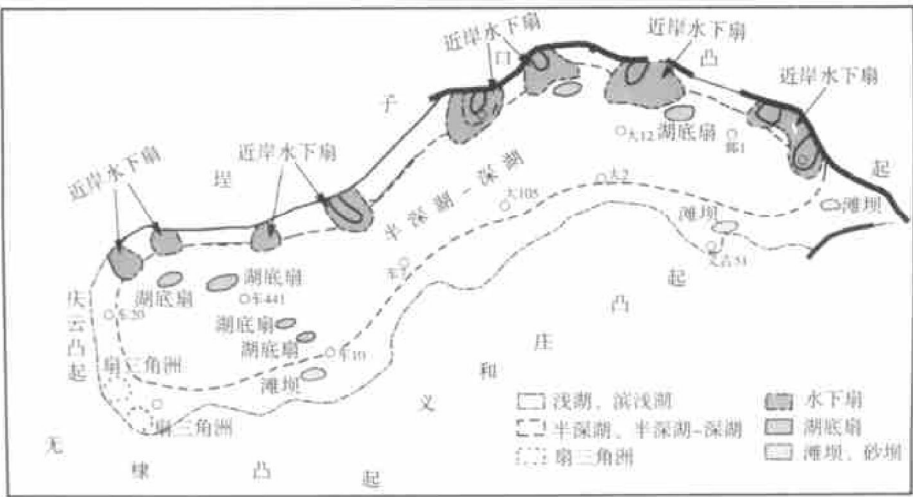


图 4 车镇凹陷层序 I 沉积体系展布图

Fig. 4 Areal distribution map of sedimentary system in the sequence I in Chezhen depression

3.1.3 储层物性

车镇凹陷下第三系同一构造分区不同层位但相同成因储集体具有相似物性, 而发育于不同构造分区的不同成因储集体其性能存在很大差

别(表 1)。

3.2 预测

在源岩排烃强度、沉积相平面展布和砂体分布及物性分析的基础上, 将三者叠合为车镇凹陷

表 1 车镇凹陷沙河街组三段不同成因储集体分类评价

Table 1 Assessment table of different genetic types of reservoirs in the 3rd member of Shahejie Fm in Chezhen depression

沉积相	埋深范围/m	代表井的物性			储层类型 ^[7]
		井号	孔隙度/%	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	
北部近岸水下扇(扇三角洲)	1 500~ 2 500	大 656	22	159	Ⅲ类, 少量Ⅳ类
南部三角洲	1 750~ 2 250	车 275	19.14	207.8	Ⅲ类, 少量Ⅱ类
中央洼陷带湖底扇	2 250~ 3 250	大 52	15.85	26.71	Ⅳ类
滨浅湖滩坝、砂坝	2 250~ 3 250	无井	22	250~ 600	Ⅲ类

沙河街组三段岩性油藏三元成因预测图(图 5)。

可以发现, 车西洼陷中心排烃强度 $0 \sim 2 \times 10^6 \text{ t/km}^2$, 在洼陷中心低洼处排烃强度高, 向南部斜坡带和北部陡坡带降低, 甚至为 0。虽然北带和南部砂体物性较好, 但远离生排烃中心, 不利于形成岩性油藏。中央洼陷带湖底扇体离生排油中心较近, 属于较有利地区。盆地北缘扇三角洲前缘的两个滑塌浊积扇体(车 12 和车 22) 离排烃强度为 0 的等值线距离较远, 没有被有效的烃源岩包裹, 为Ⅲ类区, 是潜在的岩性油藏发育区。如果有断层的作用, 烃可以通过断层运移, 这两个浊积扇体也可能形成岩性油藏。盆地南坡的两个浊积扇体(车 271 附近) 虽没有被有效的烃源岩包裹, 但

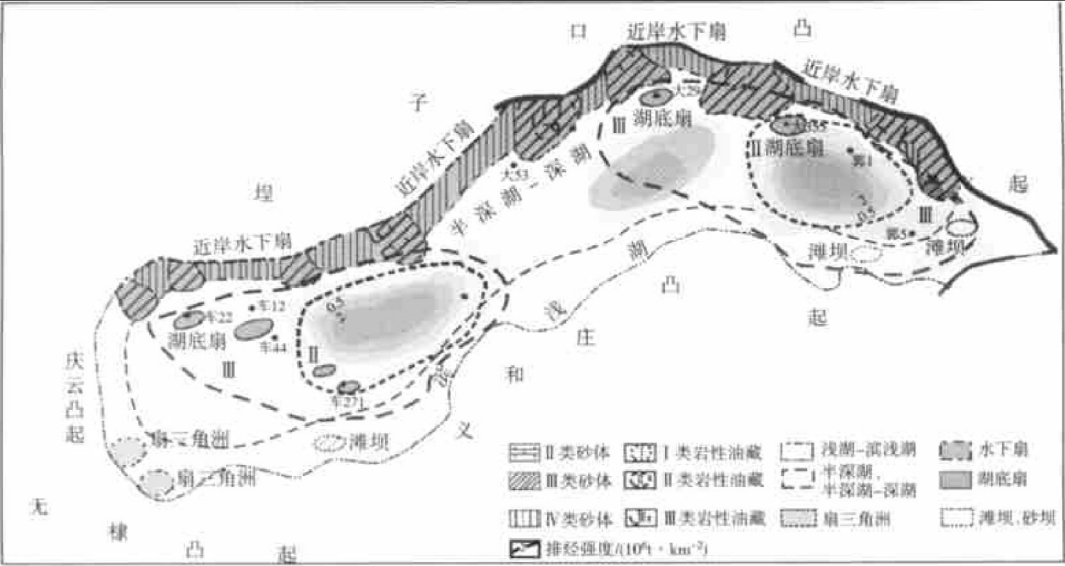


图 5 车镇凹陷沙河街组三段下层序 I 岩性圈闭三元叠合预测图

Fig. 5 Ternary genetic prediction map of lithologic traps in the sequence I in the 3rd member of Shahejie Fm in Chezhen depression

临近排烃洼陷中心, 为Ⅱ类区, 是有利的岩性油藏发育区。大王北地区生烃能力较差, 洼陷最中心部位排烃强度仅为 $0.5 \times 10^6 \text{ t/km}^2$, 而且分布范围局限。北缘扇三角洲前缘的滑塌浊积扇体(大 29) 没有被有效的烃源岩包裹, 与排烃洼陷中心有一定距离, 为Ⅲ类区, 是潜在的岩性油藏发育区。郭局子洼陷生排烃效果相对较好, 在洼陷中心局部位排烃强度可达 $3 \times 10^6 \text{ t/km}^2$, 而且排烃强度为 $2 \times 10^6 \text{ t/km}^2$ 的分布范围较大, 大 355 浊积扇体在排烃洼陷中心边缘, 为Ⅱ类区, 是有利的岩性油藏发育区。盆地南部的滩坝砂体和扇三角洲砂体发育区, 储层性质虽然较好, 但远离洼陷中心, 为Ⅲ类区, 是潜在的岩性油藏发育区, 在断层的作用下可能形成一些小型的构造-岩性圈闭。

参 考 文 献

- 1 胡见义, 徐树宝. 非构造油气藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1986. 81~ 83
- 2 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. 198~ 207
- 3 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
- 4 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
- 5 赵澄林, 袁静, 张善文, 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
- 6 曾贻辉, 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
- 7 刘孟慧, 赵澄林. 碎屑岩成岩演化模式[M]. 北京: 石油大学出版社, 1992. 9~ 10

DISCUSSION AND PRELIMINARY APPLICATION OF TERNARY GENETIC MECHANISM OF LITHOLOGIC RESERVOIR

Chen Dongxia¹ Pang Xiongqi^{1,2} Weng Qingping² Jiang Zhenxue^{1,2} Zhang Jun²

(1. Key Laboratory of Oil and Gas Accumulation Mechanism, Ministry of Education, University of Petroleum, Beijing;

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

Abstract: Based on the systematical research and statistical analysis on lithologic oil reservoirs in Jiyang depression, it is found that the formation of lithologic oil reservoir is mainly controlled by hydrocarbon resource, reservoir petrophysical property and sandbody genetic type. In the geological history, the effective hydrocarbon source rocks were subjected to increasing temperature and pressure during burial period. When the isolated sandstone body contacts with or is surrounded by effective source rock and only when the hydrocarbon source rock reaches hydrocarbon generation and expulsion threshold during burial to greater depths, migration and accumulation of petroleum can take place in significant quantities. When those sandstone does not contact with effective hydrocarbon source rock, migration and accumulation of petroleum can also take place if faults link up the lower, upper or deep source rocks. Although the lithological oil reservoir can be developed in various sedimentary environment (channel, delta, estuarine bar and turbidite fan), the sandbodies developed in different sedimentary environment have different hydrocarbon potential. The areal distribution and hydrocarbon potential of lithologic sandbody are controlled by deposition. The lithologic sandbody is best developed in turbidite fan and has better hydrocarbon potential, the delta and subsea fan sandstones have secondary position in hydrocarbon potential. Even in turbidite sandbody, the deep-water turbidite is different from delta front fluxoturbidite in hydrocarbon potential. The hydrocarbon filling factor in deep-water turbidite is higher than that in delta front fluxoturbidite. The porosity and permeability in sandstone are also major factors that affect and control the hydrocarbon filling factor in sandstone. Sandstone can't be filled with oil and gas from hydrocarbon source rock until the porosity and permeability in sandstone reach their critical values. From analysis of major factors that control the formation lithologic oil reservoirs, it is found that the hydrocarbon source rock can't generate enough hydrocarbon for oil and gas accumulation in trap until the source rocks are buried to depth threshold of hydrocarbon generation. The sedimentary environment of trap formation affects hydrocarbon accumulation. Under the control of deposition, oil and gas can only be accumulated in some types of traps. Moreover, the internal condition of sandstone, i. e. petrophysical properties of sandstone, also control hydrocarbon accumulation in traps. Therefore, hydrocarbon accumulation in lithologic traps can be explained by three-genetic factors. In the ternary composite accumulation model, three end members are represented by sandstone type (i. e. sedimentary environment) buried depth and hydrocarbon expelling intensity (i. e. hydrocarbon generation and expulsion), sandstone petrophysical property (i. e. internal condition of sandstone) respectively. The hydrocarbon generation and expulsion condition and sandstone internal condition range from bad to good, sedimentary environment range from unfavorable to favorable. Trap hasn't hydrocarbon accumulation until all three-genetic factors satisfy certain conditions. On the basis of fine analysis on hydrocarbon source condition, sedimentary system, sedimentary facies and reservoir petrophysical properties for the sequence I in lower Es₃ in Chechen depression, the ternary genetic mechanism was used to make preliminary and comprehensive prediction on the lithologic pools in sequence I in lower Es₃ in Chechen depression. According to prediction results, we suggest that the important turbidite fan bodies in Chexi and Guojuzi sags are important exploration targets, where the Che 271 and Da 355 wellblocks are favorable regions for searching lithologic trap and lithologic pools.

Key words: lithologic oil reservoir; major controlling factors; petroleum accumulation process; three-genetic factors; Chechen depression