

南堡凹陷沙三段致密砂岩气成藏条件

郭继刚^{1,2},董月霞³,庞雄奇^{1,4},黄红祥³,姜福杰^{1,4},徐静¹,王鹏威¹,彭威龙¹

(1. 中国石油大学 盆地与油藏研究中心,北京 102249; 2. 国土资源部 油气资源战略研究中心,北京 100034; 3. 中国石油冀东油田分公司,河北 唐山 063004; 4. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249)

摘要:在对烃源岩和储层基本特征分析的基础上,采用生烃潜力法恢复了烃源岩的排烃历史,并从数值模拟的角度研究了储层孔隙度的演化历史。结果表明,渤海湾盆地南堡凹陷沙河街组三段具有良好的致密砂岩气成藏地质条件:中等-好的供气源岩和广泛分布的致密储层,烃源岩与致密储层紧密相邻,天然气成藏时间和储层致密时间配置较好。烃源岩的排气高峰时间是在馆陶期到明化镇早期,储层致密的时间是馆陶末期到明化镇早期。在生烃增压造成的气体膨胀力作用之下,天然气可近源聚集在紧邻烃源岩分布的致密透镜状岩性砂体中,形成连续型致密砂岩气藏。

关键词:成藏条件;烃源岩;致密砂岩气;沙河街组三段;南堡凹陷

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Accumulation conditions of tight sand gas in the 3rd member of the Shahejie Formation in Nanpu Sag, Bohai Bay BasinGuo Jigang^{1,2}, Dong Yuexia³, Pang Xiongqi^{1,4}, Huang Hongxiang³, Jiang Fujie^{1,4}, Xu Jing¹, Wang Pengwei¹, Peng Weilong¹

(1. Research Center of Basin and Reservoir, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, Ministry of Land and Resources, Beijing 100034, China; 3. Jidong Oil Company, PetroChina, Tangshan, Hebei 063004, China; 4. Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Based on analyses of the source rocks and reservoirs in the Es³ (the 3rd member of Shahejie Fm), the hydrocarbon expulsion history was restored with the hydrocarbon generation potential method, and evolution history of reservoir porosity was established through numerical modeling. The results show that accumulation conditions of tight sand gas in the Es³ in the Nanpu Sag of the Bohai Bay Basin are pretty good: fair-good source rocks and widespread reservoirs were closely connected with each other, and the timing of gas accumulation and reservoir tightening was favorable. The peak gas expulsion occurred from the Guantao to early Minghuazhen, while the reservoir tightening was from the late Guantao to early Minghuazhen. These gases might accumulate in the lenticular sand body near the source rocks under the force of gas expansion, forming continuous tight sand gas reservoirs.

Key words: accumulation condition, source rock, tight sand gas, the 3rd member of Shahejie Formation, Nanpu Sag

致密砂岩气是非常重要的非常规油气资源之一,在当今常规油气储量不断减少的大背景下,致密砂岩气藏的勘探与开发对于缓解这一紧张局面具有重大意义,因此,致密砂岩气的研究受到众多学者的广泛重视^[1-6]。我国致密砂岩气的发展非常快,鄂尔多斯盆地上古生界和川西坳陷须家河组等一批致密砂岩气田先后被发现和开发利用,致密砂岩气探明储量和年产量均呈快速增长的趋势^[7]。但是,东部断陷盆地致密砂岩气的研究依然是一个前沿课题^[8]。截止2012年

底,渤海湾盆地南堡凹陷已发现的石油三级储量超 10×10^4 t,天然气三级储量超 400×10^8 m³,证实南堡凹陷是一个小而肥的富油气凹陷。根据油气资源三角图的概念^[9],可大胆预测拥有着可观常规油气储量的南堡凹陷也可能拥有着更为可观的致密油气储量。因此,开展南堡凹陷沙河街组三段(沙三段)致密砂岩气的研究对于认清该地区致密砂岩气的成藏条件、资源潜力及开辟天然气勘探开发的新领域意义重大。

由于不同研究者对致密砂岩气藏的认识程度不同

收稿日期:2014-08-15;修订日期:2014-11-12。

第一作者简介:郭继刚(1986—),男,博士,油气藏形成机理与分布规律。E-mail:guojigang1986@126.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41102085, U1262205);国家重点基础研究发展规划(“973”计划)项目(2011CB201102);国家科技重大专项(2011ZX05006-006)。

表1 不同分类的致密砂岩油气储层孔隙度和渗透率值
Table 1 Porosity and permeability of different types of tight reservoirs

孔隙度上限/%	渗透率上限/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	学者或研究机构
10	0.1	美国联邦能源管理委员会(FERC) ^[14]
	0.1	Elkins ^[15]
	0.1	Wyman ^[16]
	0.1	Spencer ^[17-18]
12	0.1	关德师和牛嘉玉 ^[11]
10	0.1(有效渗透率)	中国石油天然气总公司 ^[19]
10	0.5	戴金星等 ^[20]
12	1(空气渗透率)	Surdam ^[21]
12	1	庞雄奇等 ^[22]
5	0.1	Holditch ^[9]
	0.1(有效渗透率)	国家能源局 ^[23]
	0.1(覆压基质渗透率)	国家能源局 ^[24]
10	1(空气渗透率); 0.1(原地渗透率)	邹才能等 ^[25]
12	1	邢恩袁等 ^[26]

或者命名的出发点不同,出现了致密砂岩气、盆地中心气、深盆气、连续型气藏、根缘气等称谓^[1-2,4,6,10]。其中,致密砂岩气是目前使用最为广泛的称谓。国际上对含油气致密砂岩的地质评价尚未形成统一的标准和界限,不同国家、不同地区、不同研究机构和不同的研究者所采用的标准不同(表1)。本文中致密砂岩气藏是指孔隙度小于12%、原地渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或空气渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含气饱和度小于60%的砂岩中储集的天然气^[11]。国内外典型致密砂岩气藏的研究表明,大面积排气的烃源岩、致密连片的储集层、天然气成藏时间与储层致密时间的匹配是致密砂岩气成藏的关键条件^[5,12-13]。

1 区域地质概况

南堡凹陷是渤海湾盆地北部的一个小型断陷盆地,位于华北板块东北部、燕山台褶带南缘,是在华北地台基底上,经中、新生代块断运动而形成。南堡凹陷北断南超,具典型的箕状凹陷构造特征,勘探面积为1 932 km²,其中陆地面积570 km²,海域面积1 362 km²^[27]。南堡凹陷自北向南分别为高尚堡、柳

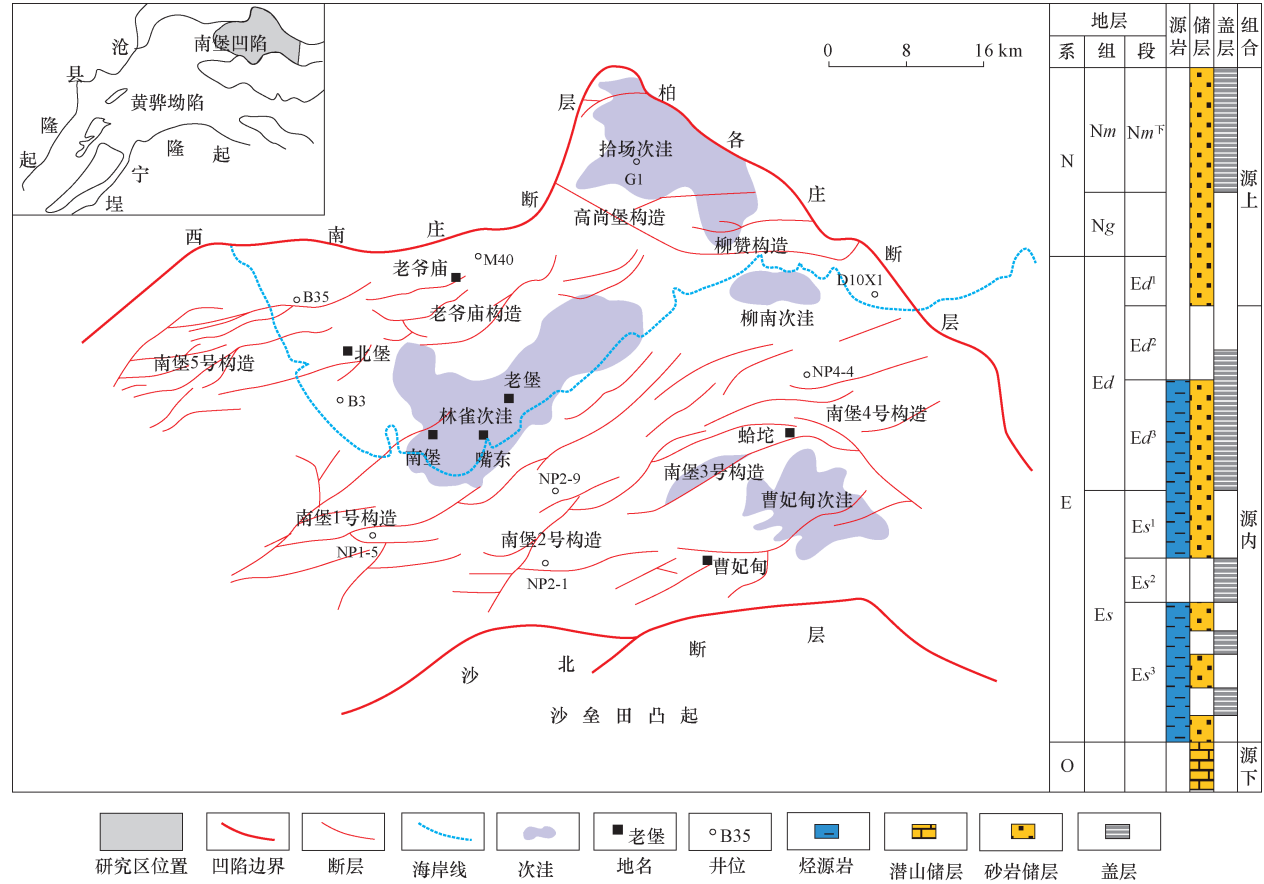


图1 南堡凹陷地理位置及地层柱状图

Fig. 1 Geographical location and stratigraphic column of the Nanpu Sag

Nm^下. 明代镇组下段;Ng. 馆陶组;Ed¹. 东营组一段;Ed². 东营组二段;Ed³. 东营组三段;Es¹. 沙河街组一段;Es². 沙河街组二段;Es³. 沙河街组三段

赞、老爷庙、南堡5号、南堡1号、南堡2号、南堡3号和南堡4号八个构造带(图1)。南堡凹陷发育太古宙—第四纪的巨厚地层,其中古近系为湖相沉积,新近系—第四系为河流相沉积。沙(沙河街组)三段(E_s^3)、沙一段(E_s^1)和东(东营组)三段(E_d^3)是南堡凹陷的3套烃源岩层系,其中,沙三段为主力烃源岩^[28]。自下而上发育多套储集层,明化镇组(Nm)下段厚层泥岩、馆陶组(Ng)火山岩、东二段(E_d^2)泥岩及各套烃源岩都可作为区域盖层,储层和盖层垂向叠置,构成了研究区多套有利成藏组合(图1)。沙三段(E_s^3)为滨浅湖—深湖、扇三角洲和冲积扇沉积^[29],是南堡凹陷主要的生油和含油层段,根据岩性可将其自下而上划分为:沙三五亚段($E_s^{3(5)}$)、沙三四亚段($E_s^{3(4)}$)、沙三三亚段($E_s^{3(3)}$)、沙三二亚段($E_s^{3(2)}$)和沙三亚段($E_s^{3(1)}$)。

2 烃源岩

2.1 烃源岩分布特征

南堡凹陷的钻井主要分布在构造高部位,而深凹陷部位的探井极少。地质条件下,烃源岩往往发育在埋深较大的次级凹陷部位,在构造高部位的烃源岩一般较薄,南堡凹陷内部的烃源岩也符合该分布规律。根据钻井、沉积相和构造等资料,对南堡凹陷

沙三段烃源岩的平面分布进行了预测(图2)。结果表明,南堡凹陷南部滩海地区很大一部分缺失沙三段烃源岩,但沙三段烃源岩在凹陷的北部广泛分布并且厚度较大,在次级凹陷更是异常发育,如林雀次洼的烃源岩厚度大于700 m,其中仅沙三四亚段的厚度就达到250 m^[28]。另外,在曹妃甸次洼、柳南次洼、拾场次洼等均发育巨厚的沙三段烃源岩(图2)。

2.2 烃源岩有机质丰度

南堡凹陷钻遇沙三段的探井较少,44口探井沙三段泥岩的分析测试数据统计表明,沙三段泥岩具有较高的有机质丰度(表2)。有机碳含量(TOC)主要分布在0.02%~23.44%,均值为0.85%;热解生烃潜量($S_1 + S_2$)变化范围在0.02~63.26 mg/g,均值3.05 mg/g;氯仿沥青“A”含量变化范围在0.0016%~0.8725%,均值为0.0340%;总烃含量(HC)变化范围在31.10~5 086.70 $\times 10^{-6}$,均值457.44 $\times 10^{-6}$ 。总的来讲,沙三四亚段和沙三五亚段泥岩有机质丰度明显好于沙三亚段、沙三二亚段和沙三三亚段泥岩,为好烃源岩。综合评价沙三段泥岩为中等—好烃源岩(表2)。

2.3 烃源岩有机质类型

岩石热解和干酪根元素分析测试结果表明,南堡

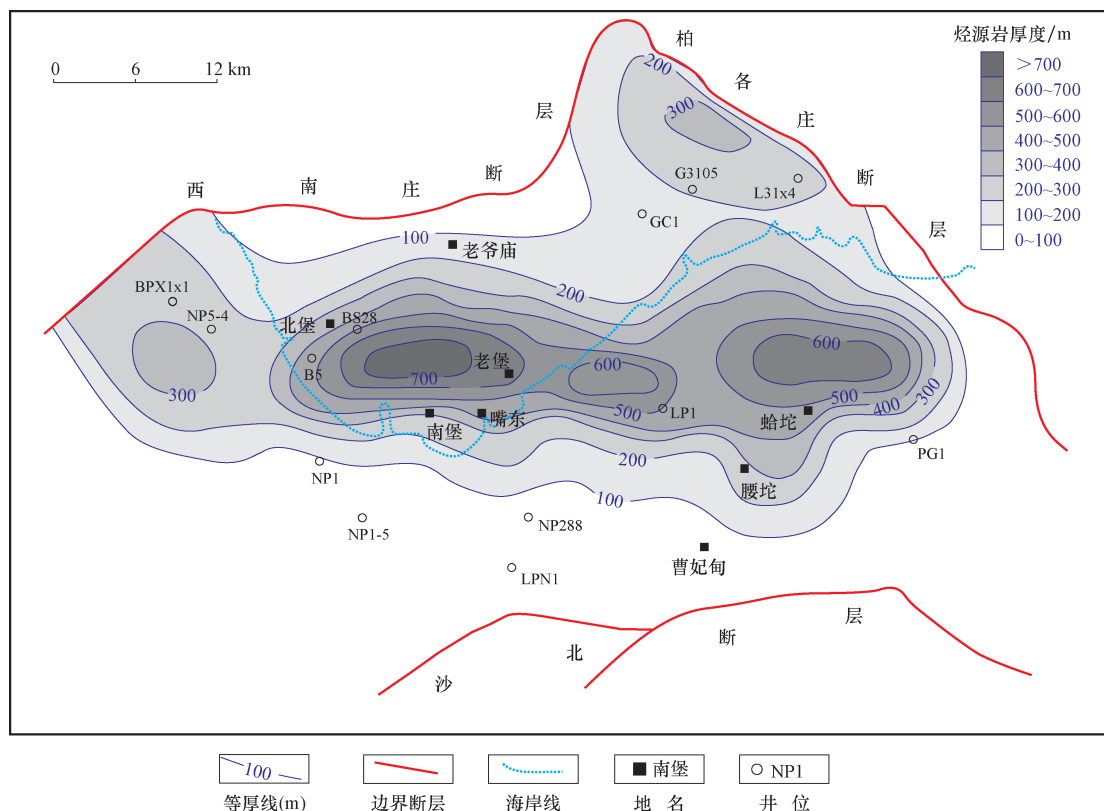


图2 南堡凹陷沙三段烃源岩厚度

Fig. 2 Isopach of the E_s^3 source rock in the Nanpu Sag

表 2 南堡凹陷沙三段泥岩有机质丰度统计
Table 2 Statistic of organic matter abundance of the Es³ mudstones in the Nanpu Sag

层段	TOC		S ₁ + S ₂		氯仿沥青“A”含量		HC	
	数值/%	样品数/个	数值/(mg · g ⁻¹)	样品数/个	数值/%	样品数/个	数值/10 ⁻⁶	样品数/个
Es ³ (1)	0.06 ~ 7.95 0.75	69	0.04 ~ 10.02 1.05	69	0.010 4 ~ 0.068 5 0.031 2	22	72.50 ~ 386.61 183	7
Es ³ (2)	0.08 ~ 3.43 0.42	94	0.02 ~ 13.72 0.70	94	0.004 1 ~ 0.242 0.040 1	58	39.93 ~ 450.50 164	13
Es ³ (3)	0.04 ~ 4.08 0.42	176	0.01 ~ 19.58 0.90	176	0.001 6 ~ 0.102 6 0.025 8	81	68.20 ~ 497.82 183	18
Es ³ (4)	0.06 ~ 14.32 1.62	105	0.02 ~ 63.26 8.50	105	0.002 6 ~ 0.872 5 0.158 7	56	84.21 ~ 5 086.70 1 102	18
Es ³ (5)	0.02 ~ 23.44 1.54	58	0.06 ~ 6.57 5.92	58	0.001 9 ~ 0.123 8 0.039 2	23	31.13 ~ 640.3 303	6

注:表中数据为最小值~最大值/平均值。

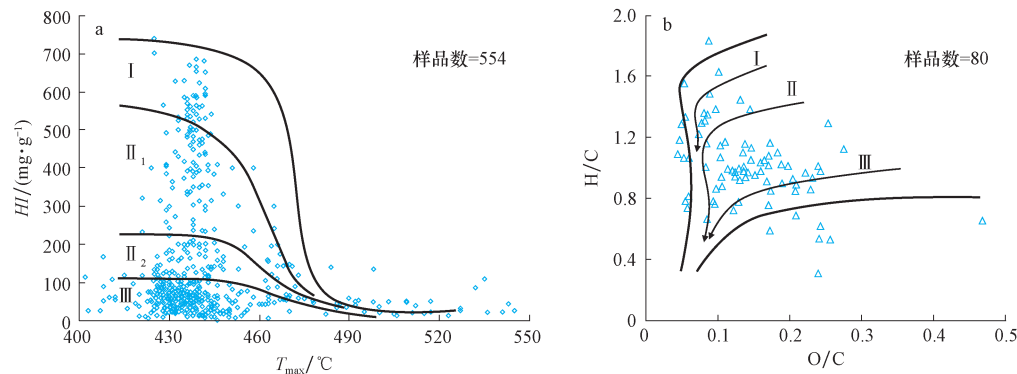


图 3 南堡凹陷沙三段烃源岩有机质类型划分

Fig. 3 Division of kerogen types of the Es³ source rock in the Nanpu Sag

a. 氢指数(HI) - 最高热解峰温(T_{max})关系;b. 干酪根元素分析结果

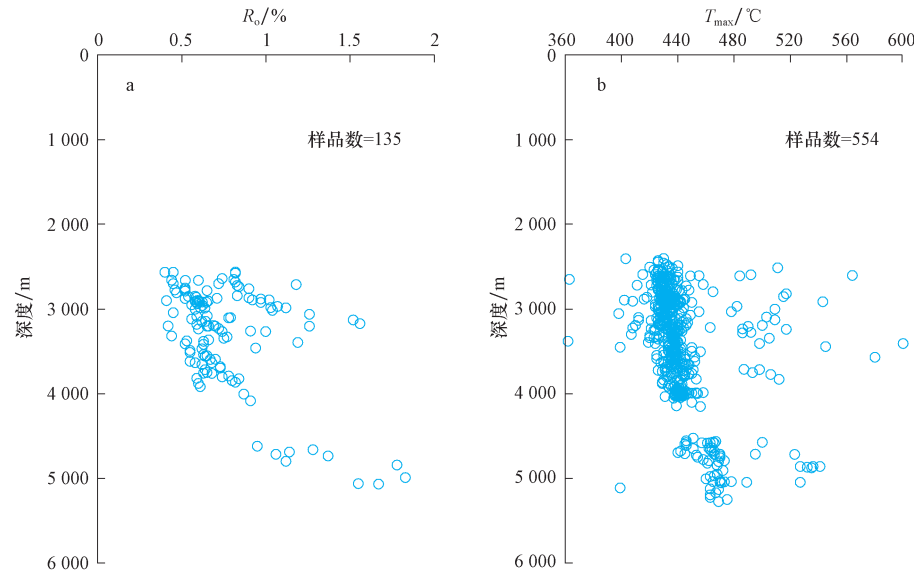


图 4 南堡凹陷沙三段烃源岩有机质成熟度

Fig. 4 Organic matter maturity of the Es³ source rock in the Nanpu Sag

a. 镜质体反射率 R_o 与深度关系;b. 最大热解峰温 T_{max} 与深度关系

凹陷沙三段烃源岩的有机质类型包含 I 型、II 型和 III 型三类(图 3)。根据热解实验参数最高热解峰温 (T_{max}) 和氢指数(HI) 的划分结果,氢指数主要分布在

40 ~ 600 mg/g,最高热解峰温(T_{max}) 主要分布在 430 ~ 500 °C(图 3a)。根据干酪根元素的分析结果,H/C 原子比分布在 0.6 ~ 1.4,而 O/C 原子比分布在 0.05 ~

0.25。这些结果均表明,沙三段烃源岩是以Ⅱ₂型和Ⅲ型有机质为主(图3b)。

2.4 烃源岩成熟度

镜质体反射率(R_o)和最大热解峰温(T_{max})是判断烃源岩成熟度最常用的指标。统计南堡凹陷沙三段135个泥岩样品镜质组反射率测试结果表明,镜质体反射率绝大多数高于0.5%,主要为0.5%~1.5%,个别测试值接近2%(图4a);554个泥岩样品最大热解峰温统计表明,最大热解峰温总体大于430℃,主要分布在430~500℃,部分大于500℃(图4b)。这些数据均说明,沙三段多数烃源岩成熟度已经达到成熟—高成熟阶段,部分烃源岩达到过成熟阶段,但由于实测烃源岩样品多来自于埋藏较浅的凸起或者次洼斜坡部位,而次洼深部烃源岩的成熟度更高,可能大部分处于生干气阶段。

3 储层条件

3.1 岩石学特征

南堡凹陷沙三段储层的岩石类型主要为长石岩屑砂岩,少数为岩屑长石砂岩(图5)。砂岩的成分成熟度不高,碎屑组分中石英的平均体积分数为33.42%,长石的平均体积分数为26.23%,岩屑的含量最高,平均体积分数为40.35%。岩石结构成熟度也不高,分选性中等—差,磨圆度为次棱角—次圆状,呈点—线式接触,少量呈游离式接触,属于孔隙式胶结,部分为接触式胶结(图6a,b)。填隙物包括杂基和胶结物,填隙物体积分数为4%~30%,平均

为15.4%;其中杂基体积分数较高,平均为9.9%,主要为泥质;胶结物主要是方解石,体积分数平均为5.7%,还含有少量的自生粘土矿物和石英次生加大和白云石,偶见长石次生加大(图6c—h)。扫描电镜分析表明,粘土矿物主要是黄铁矿、绿泥石、伊/蒙混层、伊利石和石膏等(图6d—g)。根据岩石薄片及扫描电镜观察,砂岩孔隙类型有粒间溶孔、粒内溶孔、粘土矿物晶间微孔和铸模孔等4种孔隙类型(图6a—j),其中以粒间溶孔为主(图6a,d—h,j),少量粒内溶孔(图6c)及晶间微孔(图6d),偶见铸模孔(图6b)。

3.2 物性特征

南堡凹陷沙三段砂岩储层在高柳断层的上升盘和下降盘皆有分布。其中,处于上升盘的高柳地区沙三段储层物性较好(图7a),统计该区35口探井2726个测井解释储层物性数据表明,孔隙度介于0.10%~47.54%,平均为16.46%;渗透率介于 $0.01 \times 10^{-3} \sim 5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $74.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中孔、中渗储层^[29]。而处于高柳断层下降盘的滩海地区储层则比较致密(图7b),14口探井的456个测井解释储层物性数据统计结果表明,孔隙度介于0.01%~24.70%,平均为7.66%,其中,92.08%的数据点孔隙度小于12%;渗透率介于 $0.10 \times 10^{-3} \sim 204.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $2.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中,66.81%的数据点渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,评价为特低孔、特低渗—低渗储层^[30],因此,滩海地区是南堡凹陷致密砂岩油气勘探的重点区域。

根据钻井岩心、测井解释结合沉积相以及构造等资料,获得了南堡凹陷沙三段储层孔隙度的平面分布预测。以沙三三亚段为例(图8),可见,南堡凹陷沙三段储层较为致密,包括滩海在内的大部分区域孔隙度小于12%,因此,南堡凹陷沙三段具有致密砂岩气藏形成的广泛分布的致密砂岩储层条件。

4 储层致密时间与油气成藏时间

储层致密时间和油气成藏时间的先后是致密砂岩油气成藏研究的重点^[5]。先成藏后致密形成的是“先成型”致密砂岩气藏,一般分布面积小,储量不大;而先致密后成藏形成的“后成型”致密砂岩气藏往往是连续的,分布面积大,储量也大,称为连续型致密砂岩气藏。

4.1 储层孔隙度演化

孔隙度演化是储层研究的难点。多年来,众多学者提出了多种孔隙度演化预测的方法:Athy首先提出

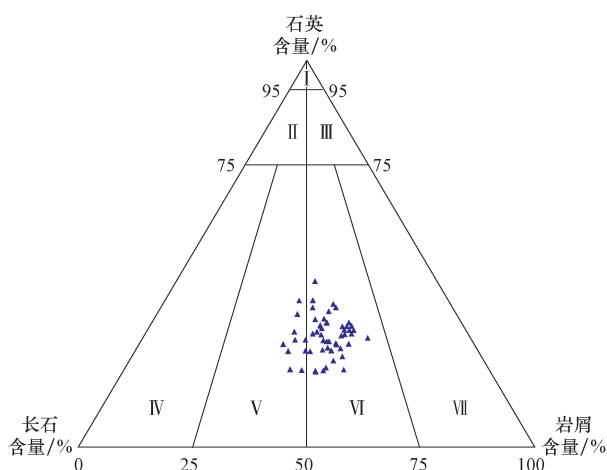


图5 南堡凹陷沙三段储层砂岩类型划分

Fig. 5 Division of reservoir types of the Es³ sandstone in the Nanpu Sag

I. 石英砂岩; II. 亚长石砂岩; III. 亚岩屑砂岩; IV. 长石砂岩;
V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩

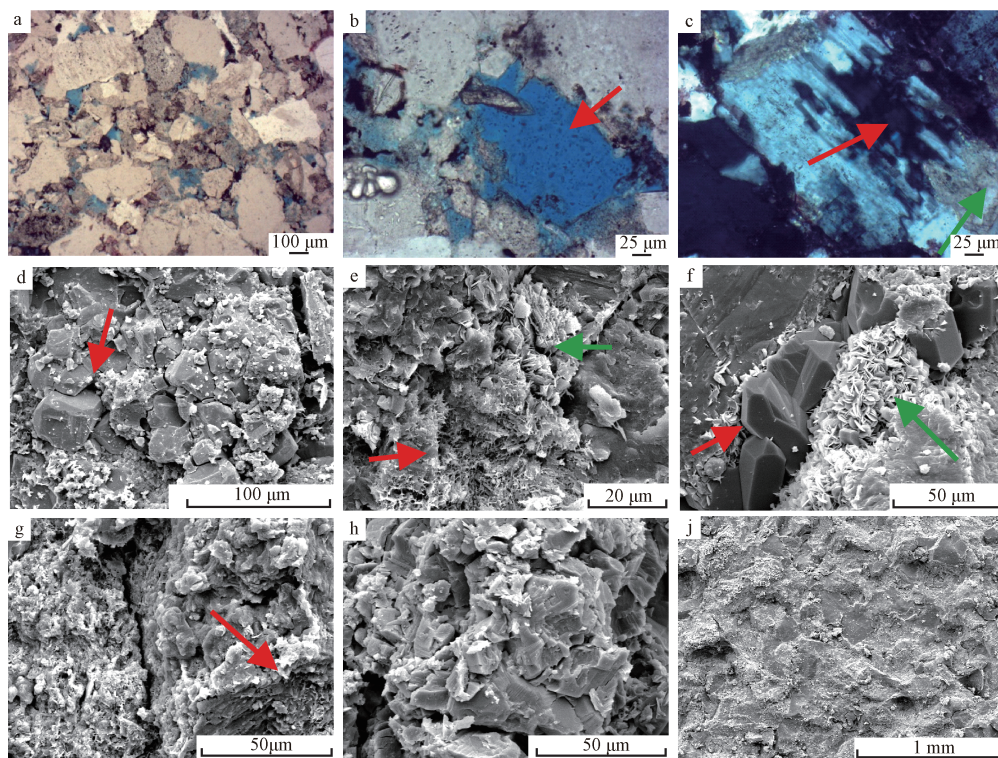


图6 南堡凹陷沙三段致密砂岩储层岩石薄片和扫描电镜照片

Fig. 6 Core thin section and SEM images of the Es³ tight sandstones in the Nanpu Sag

a. 灰色细砂岩, 线-线-凹凸接触为主, 粒间溶蚀孔隙为主, 铸体薄片, 单偏光, 南堡1井, 埋深4 170.87 m, Es³; b. 灰色细砂岩, 长石颗粒溶解形成铸模孔, 铸体薄片, 单偏光, 南堡1井, 埋深4 170.81 m, Es³; c. 灰色细砂岩, 长石溶蚀, 粒内溶孔(红色箭头), 部分被碳酸盐岩充填(绿色箭头), 铸体薄片, 正交偏光, 南堡1井, 埋深4 170.81 m, Es³; d. 灰色细砂岩, 粒间孔, 黄铁矿充填, 黄铁矿晶体之间形成晶间微孔, 扫描电镜, 北5井, 埋深4 547.28 m, Es³; e. 灰色细砂岩, 粒间孔, 自生绿泥石(绿色箭头)和伊利石(红色箭头)充填, 绿泥石正在转化为伊利石, 扫描电镜, 北5井, 埋深4 541.75 m, Es³; f. 灰色细砂岩, 次生石英加大(红色箭头), 粒间孔, 绿泥石(绿色箭头)充填, 次生石英与绿泥石争相生长, 扫描电镜, 北5井, 埋深4 541.75 m, Es³; g. 灰色细砂岩, 孔隙度10.7%, 渗透率为 $0.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒间孔, 伊利石、伊蒙混层充填, 扫描电镜, 北5井, 埋深4 546.02 m, Es³; h. 灰色细砂岩, 孔隙度5.8%, 渗透率为 $0.23 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 粒间孔, 白云石充填, 扫描电镜, 北5井, 埋深4 547.28 m, Es³; i. 灰色细砂岩, 孔隙度5.2%, 渗透率小于 $0.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙不发育, 见少量粒间孔隙, 扫描电镜, 北5井, 埋深4 541.75 m, Es³

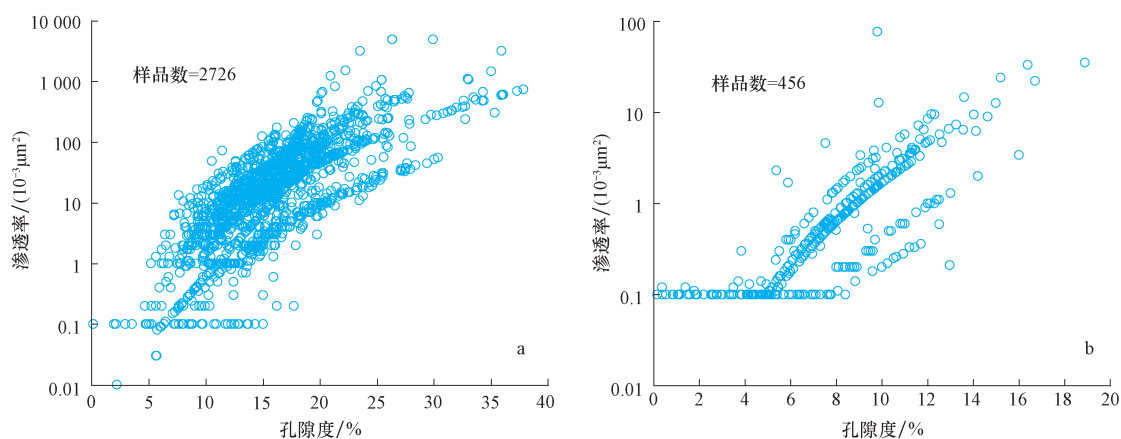


图7 南堡凹陷沙三段储层孔隙度与渗透率相关性

Fig. 7 Correlation between porosity and permeability of the Es³ reservoir in the Nanpu Sag

a. 高柳断层上升盘; b. 高柳断层下降盘

孔隙度和储层埋藏深度的关系式^[31]; Maxwell 等推导出时间与温度对孔隙度演化的影响^[32]; Scherer 考虑了储层的埋藏深度、地温梯度、颗粒分选性、石英颗粒的体积分数和沉积物年龄等因素^[33]; 刘震等研究指出碎

屑岩压实过程中时间也是影响因素之一, 孔隙度是埋深和埋藏时间的二元函数^[34]; 但是这些孔隙度演化预测方法仅考虑了压实作用, 对于溶解和胶结等成岩作用对孔隙度演化的影响没有考虑^[35]。寿建峰和孟元

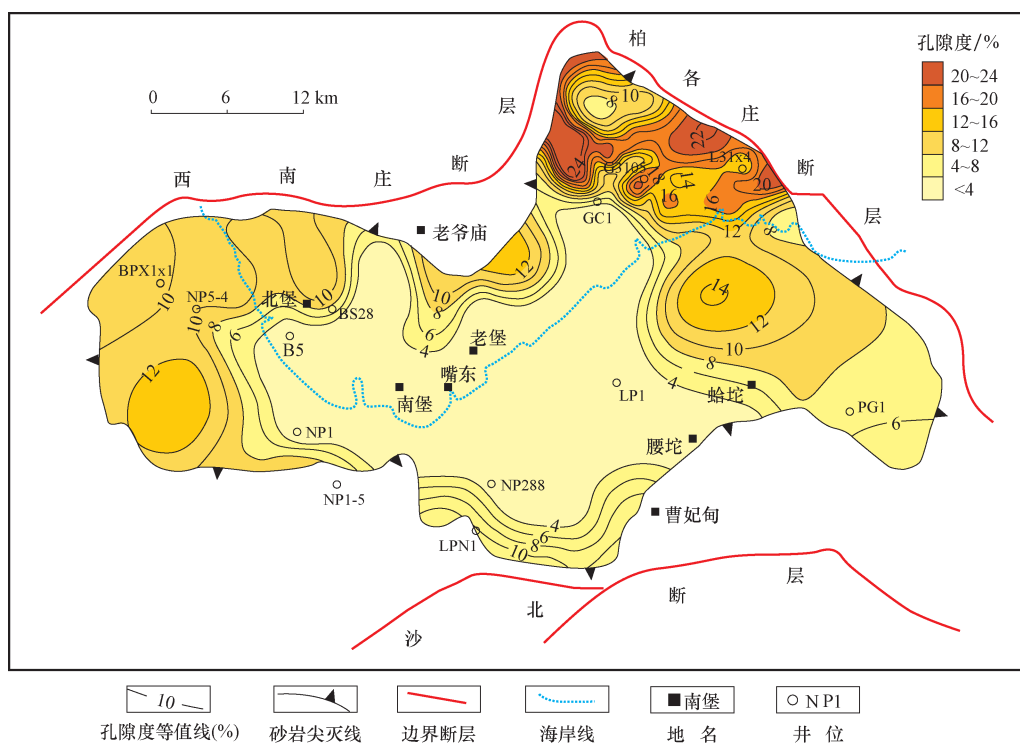


图8 南堡凹陷沙三三段储层孔隙度平面分布

Fig. 8 Porosity distribution of the Es³⁽³⁾ reservoir in the Nanpu Sag

林等^[35-37]考虑了上述成岩作用对孔隙度演化的作用,但是由于这些方法需要统计大量的岩石薄片观察数据和定量的成岩序列分析数据,只能求得成岩关键时刻的孔隙度,操作性和实用性有待提高。潘高峰在刘震提出的二元函数模拟孔隙度减小过程^[34]的基础上,提出了孔隙度增加过程的定量数值模拟方法,认为70~90℃地温是次生溶蚀孔隙产生的窗口^[38]。该方法以效应模拟为原则,以现今孔隙度特征为切入点,以地史时间为主线,把孔隙度演化分为孔隙度减小和孔隙度增大两个独立的过程,建立的数值模拟模型具有时间联系性且操作简单、方法可行、结果可靠。因此,南堡凹陷沙三段储层孔隙度的演化采用潘高峰提出的方法进行。

沙三段储层在沉积演化过程中,除了受到压实和胶结等减孔作用以外,还受到次生溶蚀等增孔作用。对这些典型探井现今的孔隙度随深度演化特征表明,一些地区的单井以减孔作用为主,无明显的增孔作用,如北深28井和高深1井(图9),对于这些探井,孔隙度演化的模拟只需用孔隙度与时间和埋深的双元函数模拟其减孔过程[公式(1),图10]。公式(1)为根据研究区钻遇沙三段地层所有探井的次生增孔段之上的砂岩地层的测井孔隙度、埋深以及结合单井埋藏史获得的地质年代数据,多元回归获得的地层减孔后孔隙度与埋深及地质年代的双元函数。另外一些地区的单井除了减孔作用外,可见到明显的

次生增孔作用,如北5井和堡古1井(图9)。对于这些探井,孔隙度演化过程模拟既要模拟孔隙度减小过程也要模拟孔隙度增加过程(图11)。沙三段储层孔隙度增加过程以及总孔隙度演化模拟采用潘高峰等孔隙度演化模型[公式(2)]^[38]结合地层埋藏史进行研究。

$$\Phi_n = 47e^{(-0.0003998826z + 0.0000734080t - 0.000000358z)} \quad (1)$$

$$\Phi = \begin{cases} \Phi_n, t > t_1 \\ \Phi_n - \frac{2\Delta\Phi}{\Delta t^3}(t - t_1)^3 + \frac{3\Delta\Phi}{\Delta t^2}(t - t_1)^2, t_2 < t \leq t_1 \\ \Phi_n + \Delta\Phi, t \leq t_2 \end{cases} \quad (2)$$

式中: Φ 为地层总孔隙度,%; Φ_n 为地层减孔后孔隙度,%; z 为埋深,m; $\Delta\Phi$ 为地层增加孔隙度,%; t 为距今地质年代,Ma; t_1 为地层温度首次达到70℃的时间,Ma; t_2 为地层温度首次达到90℃对应的时间,Ma。

将孔隙度值为12%作为储层致密的界限^[35],结合南堡凹陷不同构造带典型探井埋藏史的模拟,沙三段储层致密的初始深度所对应的时间即为储层致密的初始时间。模拟结果表明,滩海地区和陆上的高尚堡地区沙三段储层致密的时间主要是在馆陶末期到明化镇早期,而陆上的柳赞地区沙三段储层普遍物性较好,尚未达到致密(表3)。

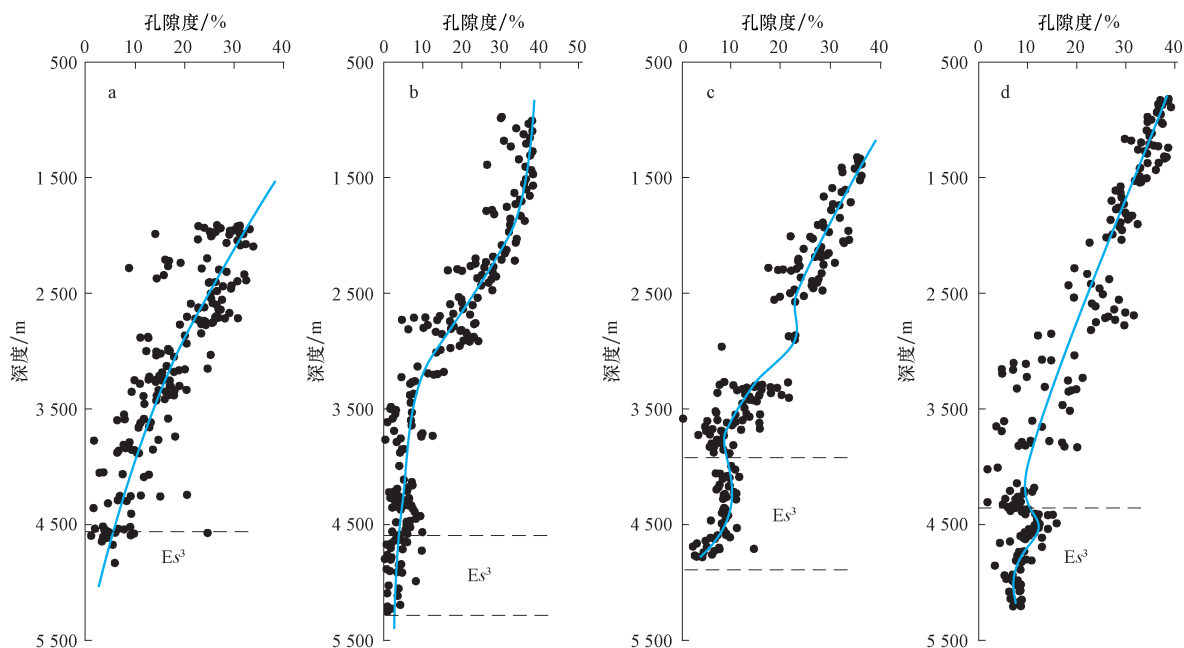


图9 南堡凹陷典型单井孔隙度-深度关系

Fig. 9 Typical single well porosity vs. depth in the Nanpu Sag

a. 北深28井; b. 高深1井; c. 堡古1井; d. 北5井

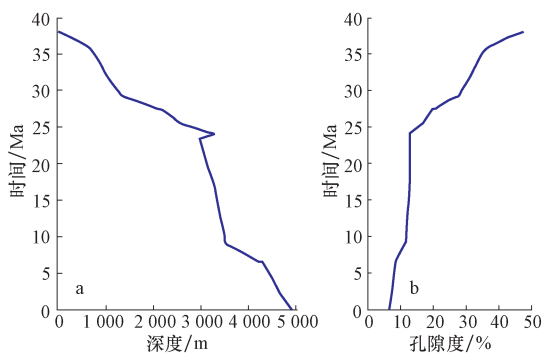


图10 南堡凹陷沙三段储层孔隙度减小演化过程模拟(北深28井)

Fig. 10 Simulation of the porosity decrease of the Es³ reservoir in the Nanpu Sag (Well BS28)

a. 埋藏史; b. 孔隙度减小过程

4.2 油气成藏时间

流体包裹体和烃源岩排烃历史分析是确定油气成藏时间应用较为广泛的两种手段。南堡凹陷北5井、北深28井、高19-10井、柳90井、柳12-3井和南堡1-5井等6口探井沙三段储层液态包裹体取样测试的结果表明,液态包裹体的均一温度主要位于80~105℃和120~150℃(图12),结合埋藏史和热演化史特征,对应的地质时间主要是东营期和馆陶期到明化镇早期(图13)。但是,由于目前南堡凹陷钻遇深层沙三段的探井较少,取样分析的烃类包裹体基本全为油包裹体,因此,流体包裹体均一化温度测试结果主要反映的是储层中原生油藏形成的时间。鉴于此,需要研

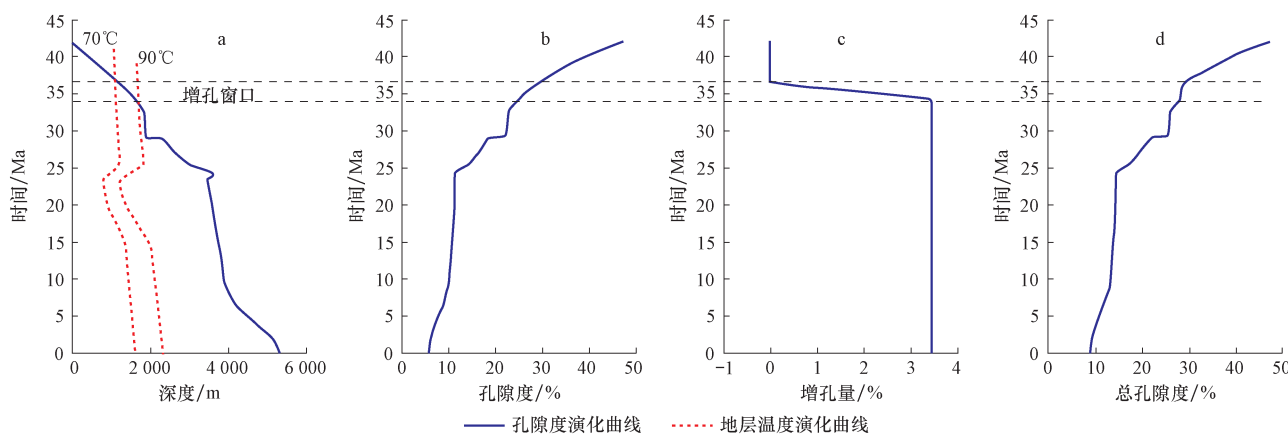


图11 南堡凹陷沙三段储层孔隙度减小和增加演化过程模拟(北5井)

Fig. 11 Simulation of the porosity decrease and increase process of the Es³ reservoir in the Nanpu Sag (Well B5)

a. 埋藏史与热史; b. 孔隙度减小过程; c. 孔隙度增大过程; d. 总孔隙度演化过程

表 3 南堡凹陷典型探井沙三段储层致密化时间
Table 3 Time of the Es³ reservoir tightening in typical wells in the Nanpu Sag

构造带	井号	层段(亚段)	致密时间/Ma
南堡 1 号	南堡 1	Es ³⁽¹⁾	6 ~ 8
		Es ³⁽²⁾	7 ~ 9
		Es ³⁽³⁾	11 ~ 13
南堡 2 号	老堡南 1	Es ³⁽²⁾	2 ~ 4
		Es ³⁽³⁾	4 ~ 5
南堡 3 号	堡古 2	Es ³⁽¹⁾	6 ~ 8
		Es ³⁽²⁾	7 ~ 9
南堡 4 号	堡古 1	Es ³⁽¹⁾	3 ~ 5
		Es ³⁽²⁾	4 ~ 6
		Es ³⁽³⁾	7 ~ 24
南堡 5 号构造	北深 28 北 5	Es ³⁽¹⁾	13 ~ 15
		Es ³	7 ~ 9
高尚堡	高深 1	Es ³⁽¹⁾	9 ~ 25
		Es ³⁽²⁾	9 ~ 24. 5
		Es ³⁽³⁾	7 ~ 8
柳赞	柳 90	Es ³⁽⁵⁾	未致密

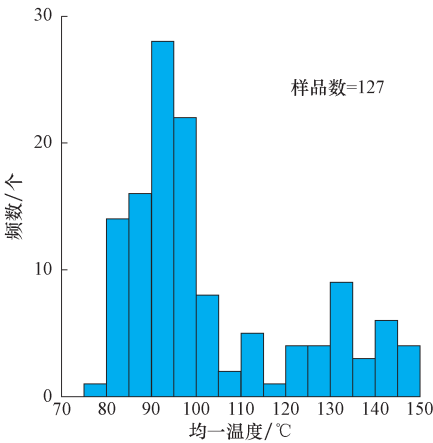


图 12 南堡凹陷沙三段液态包裹体均一化温度直方图
Fig. 12 Histogram of homogenized temperature of liquid inclusions of the Es³ reservoir in the Nanpu Sag

究沙三段烃源岩的排烃历史来间接获得天然气的成藏历史。

基于排烃门限理论的生烃潜力法能够有效地研究烃源岩的排烃强度、排烃量和排烃历史^[39]。应用该方

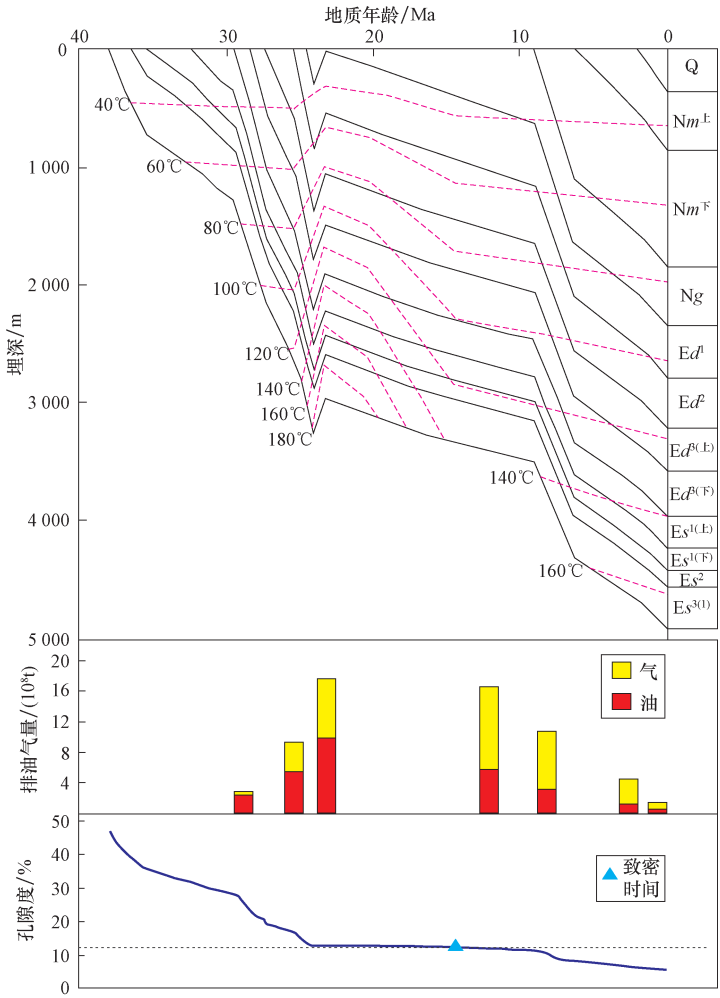


图 13 南堡凹陷沙三段烃源岩排油气史与储层孔隙度演化史(北深 28 井)

Fig. 13 History of hydrocarbon expulsion and reservoir porosity evolution of the Es³ source rock in the Nanpu Sag(Well BS 28)

Nm^上. 明代镇组上段; Nm^下. 明代镇组下段; Ng. 馆陶组; Ed¹. 东营组一段; Ed². 东营组二段;
Ed^{3(上)}. 东三上亚段; Ed^{3(下)}. 东三下亚段; Es^{1(上)}. 沙一上亚段; Es^{1(下)}. 沙一下亚段; Es². 沙河街组二段; Es³⁽¹⁾. 沙三—亚段

法恢复了南堡凹陷沙三段烃源岩的排烃历史(表4;图13)。结果表明,沙三段烃源岩在东营期以来才开始大规模发生排烃过程,在东营期、馆陶期和明化镇期均排出了大量的油气。其中,烃源岩排油高峰时间主要位于东营晚期到馆陶期,这与流体包裹体研究的结果基本一致。而烃源岩的排气高峰时间主要是馆陶期到明化镇早期(23~6 Ma)。沙三段烃源岩累积排烃量为 62.99×10^8 t,其中累积排油量为 28.26×10^8 t,累积排气量为 4.35×10^{12} m³。沙三段烃源岩在沙三段储层致密(致密化时间为馆陶末期到明化镇早期)之后排出的天然气量为 $1.49 \times 10^{12} \sim 2.85 \times 10^{12}$ m³。这说明,沙三段烃源岩能够为致密砂岩气藏的形成提供雄厚的物质基础。

5 近源成藏预测模式

致密砂岩气的砂体有两类:一类是海相沉积,分布面积大,厚度稳定,呈单层、较厚的含气层出现,为毯状致密气砂层;另一类主要为陆相沉积,在较厚的地层中散布着多层叠置的透镜状含气层,这种致密

气砂层更为普遍^[18]。连续型致密砂岩气藏形成和分布于烃源灶排气中心或周边,源-储紧密相邻。天然气大量生成并在生烃增压产生的气体膨胀力作用下进入到邻近的致密储层内聚集,由于浮力不能克服储层内的毛细管力,它们滞留在储层内,随着源岩供气量的增大,天然气通过扩大自身的体积而不断扩大面积,储层面积越大,连通性越好,它们向外扩展越容易;储层厚度越大,源岩供气量越大,致密砂岩气藏的储量规模也就越大。正因为这一特征,这类气藏也被一些学者称为根缘气藏^[10]。我国鄂尔多斯盆地上古生界和四川盆地须家河组连续型致密砂岩气藏都具有此典型特征。

南堡凹陷沙三段为滨浅湖-深湖、扇三角洲和冲积扇沉积,致密储集层以岩性砂体的形式分布于烃源岩之后,形成一种“泥包砂”的源-储近源配置关系(图14),因此,当储层致密之后,烃源岩生成的天然气在没有断层等优势运移通道远距离运移的情况下,很可能在生烃增压导致的气体膨胀力的作用下在附近的透镜状岩性砂体中近源聚集(图14),形成连续的致密砂岩气藏。

表4 南堡凹陷沙三段烃源岩各地质历史时期排烃量

Table 4 Volume of hydrocarbons expelled from the Es³ source rock in the Nanpu Sag in different geological periods

地质时间	Ed 早期(29 Ma)	Ed 晚期(25 Ma)	Ng 早期(23 Ma)	Ng 晚期(9 Ma)	Nm 早期(6 Ma)	Nm 晚期(2 Ma)	Q(0 Ma)	总计
排油量/(10 ⁸ t)	2.35	5.46	9.87	5.77	3.13	1.18	0.49	28.26
排气量/(10 ⁸ t)	0.43	3.86	7.79	10.83	7.65	3.25	0.94	34.74
排烃量/(10 ⁸ t)	2.79	9.33	17.65	16.60	10.78	4.42	1.43	62.99

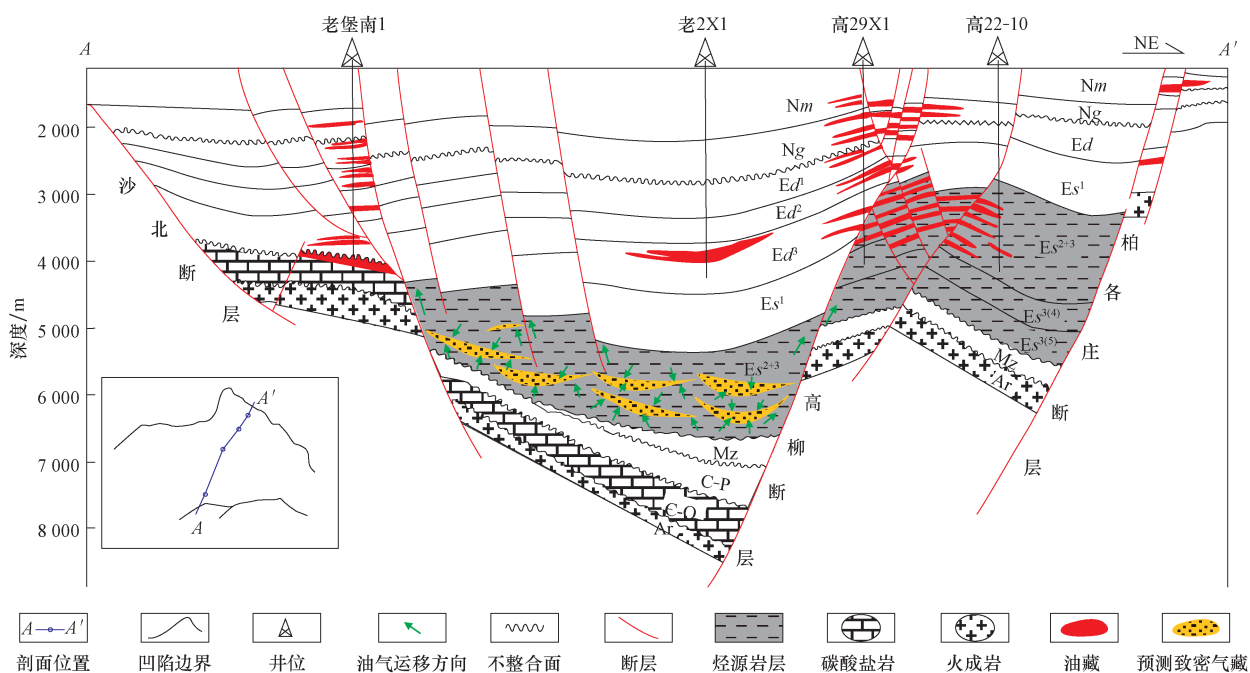


图14 南堡凹陷沙三段致密砂岩气藏近源成藏预测模式

Fig. 14 Predicted model of near-source accumulation of the Es³ tight sandstone gas reservoir in the Nanpu Sag

Ar. 太古宇;C. 寒武系;O. 奥陶系;C. 石炭系;P. 二叠系;Mz. 中生界;Es³⁽⁵⁾. 沙三五亚段;Es³⁽⁴⁾. 沙三四亚段;Es²⁺³. 沙河街组二、三段;Es¹. 沙河街组一段;Ed³. 东营组三段;Ed². 东营组二段;Ed¹. 东营组一段;Ng. 馆陶组;Nm. 明化镇组

6 结论

1) 南堡凹陷沙三段具有良好的气源岩和致密储层条件。沙三段烃源岩分布广,厚度大,有机质丰度较高,干酪根类型以Ⅱ₂型和Ⅲ型为主,处于高成熟-过成熟演化阶段,为一套优质的供气源岩。储层结构成熟度和成分成熟度均不高,孔隙类型以粒间溶蚀孔隙为主,平面上,高柳断层下降盘的滩海地区普遍致密,致密储层分布面积广。

2) 南堡凹陷沙三段天然气成藏时间与储层致密化时间匹配较好。烃源岩排气高峰为馆陶期到明化镇早期(23~6 Ma),储层致密化的时间为馆陶末期到明化镇早期(9~6 Ma)。储层致密化后,烃源岩排气量约为 $1.49 \times 10^{12} \sim 2.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$,为沙三段致密砂岩气藏的形成提供了雄厚的物质基础。

3) 南堡凹陷沙三段致密储集层与烃源岩配置关系好。致密储集层紧邻烃源岩或位于烃源岩之内,有利于致密砂岩气的近距离大规模聚集。储层致密化后,南堡凹陷沙三段烃源岩排出的天然气可在生烃增压导致的气体膨胀力作用下在临近的致密砂体中就近聚集,形成连续的致密砂岩气藏。

参 考 文 献

- [1] Law B E. Basin-centered gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [2] Masters J A. Deep basin gas trap, western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [3] 贾承造, 郑民, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129-136.
Jiang Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [4] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [5] 姜振学, 林世国, 庞雄奇, 等. 两种类型致密砂岩气藏对比[J]. 石油实验地质, 2006, 28(3): 210-219.
Jiang Zhenxue, Lin Shiguo, Pang Xiongqi, et al. The comparison of two types of tight sand gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(3): 210-219.
- [6] 邹才能, 陶士振, 袁选俊, 等. 连续型油气藏及其在全球的重要性: 成藏、分布与评价[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(6): 669-682.
Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, et al. Global importance of "continuous" petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(6): 669-682.
- [7] 李建忠, 郭彬程, 郑民, 等. 中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 607-614.
Li Jianzhong, Guo Bingcheng, Zheng Min, et al. Main types, geological features and resource potential of tight sandstone gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4): 607-614.
- [8] 边瑞康, 张培先, 邓飞涌, 等. 辽河坳陷东部凹陷沙三段根缘气成藏条件与分布预测[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2012, 43(5): 1830-1836.
Bian Ruikang, Zhang Peixian, Deng Feiyong, et al. Accumulation condition analysis and distribution prediction of source-contacting gas in third member of Shahejie Formation, eastern sag of Liaohe Depression[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2012, 43(5): 1830-1836.
- [9] Holditch S A. Tight gas sands[J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [10] 张金川. 根缘气(深盆气)的研究进展[J]. 现代地质, 2003, 17(2): 210.
Zhang Jinchuan. Recent progresses of source-contacting gas (deep basin gas)[J]. Geoscience, 2003, 17(2): 210.
- [11] 关德师, 牛嘉玉. 中国非常规油气地质[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 60-85.
Guan Deshi, Niu Jiayu. Unconventional oil and gas geology in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 60-85.
- [12] 王涛. 中国深盆地[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 41-47.
Wang Tao. The deep basin gas in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 41-47.
- [13] 朱光有, 张水昌, 陈玲, 等. 天然气充注成藏与深部砂岩储集层的形成——以塔里木盆地库车坳陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 347-357.
Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Chen Ling, et al. Coupling relationship between natural gas charging and deep sandstone reservoir formation: a case from the Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 347-357.
- [14] Federal Energy Regulatory Commission. Natural gas policy act of 1978[R]. Washington: Federal Energy Regulatory Commission, 1978.
- [15] Elkins LE. The technology and economics of gas recovery from tight-sands[R]. New Mexico: SPE Production Technology Symposium, 1978.
- [16] Spencer C W. Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region[J]. Journal of Petroleum Geology, 1985, 37(7): 1308-1314.
- [17] Spencer C W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(5): 613-629.
- [18] 中国石油天然气总公司. SY/T 6168—1995 中华人民共和国石油和天然气行业标准[S]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
China National Petroleum Corporation. SY/T 6168—1995 Oil and gas industry standard of the People's Republic of China[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [19] 戴金星, 裴锡古, 戚厚发. 中国天然气地质学: 卷二[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996: 66-73.
Dai Jinxing, Pei Xigu, Qi Houfa. Natural gas geology in China: Vol. 2[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996: 66-73.
- [20] Surdam RC. A new paradigm for gas exploration in anomalously pres-

- sured "tight gas sands" in the Rocky Mountain Laramide Basins [C]// AAPG Memoir 67: Seals, traps, and the petroleum system. Tulsa: AAPG, 1997.
- [21] 庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等. 深盆气成藏门限及其物理模拟实验 [J]. 天然气地球科学, 2003, 14(3): 207-214.
- Pang Xiongqi, Jin Zhijun, Jiang Zhenxue, et al. Critical condition for gas accumulation in the deep basin trap and physical modeling [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(3): 207-214.
- [22] 国家能源局. SY/T 6168—2009 中华人民共和国石油和天然气行业标准 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2009.
- National Energy Administration. SY/T 6168—2009 Oil and gas industry standard of the People's Republic of China [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009.
- [23] 国家能源局. SY/T 6832—2011 中华人民共和国石油和天然气行业标准 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- National Energy Administration. SY/T 6832—2011 Oil and gas industry standard of the People's Republic of China [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [24] 邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质 [M]. 北京: 地质出版社, 2011: 50-71, 86-92.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional petroleum geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011: 50-71, 86-92.
- [25] 邢恩袁, 庞雄奇, 肖中尧, 等. 塔里木盆地库车坳陷依南2气藏类型的判别 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(6): 21-27.
- Xing Enyuan, Pang Xiongqi, Xiao Zhongyao, et al. Type discrimination of Yinan 2 gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2011, 35(6): 21-27.
- [26] 黄曼宁, 董月霞, 庞雄奇, 等. 南堡凹陷构造型油气藏分布主控因素及预测方法 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(5): 695-704.
- Huang Manning, Dong Yuexia, Pang Xiongqi, et al. Controlling factors of structural reservoir distribution and its prediction method in Nanpu Depression, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 695-704.
- [27] 吕延防, 许辰璐, 付广, 等. 南堡凹陷中浅层盖-断组合控油模式及有利含油层位预测 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 86-97.
- Ly Yanfang, Xu Chenlu, Fu Guang, et al. Oil-controlling models of caprock-fault combination and prediction of favorable horizons for hydrocarbon accumulation in middle-shallow sequences of Nanpu Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 86-97.
- [28] 孙永河, 赵博, 董月霞, 等. 南堡凹陷断裂对油气运聚成藏的控制作用 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 540-549.
- Sun Yonghe, Zhao Bo, Dong Yuexia, et al. Control of faults on hydrocarbon migration and accumulation in the Nanpu Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 540-549.
- [29] 中国石油天然气总公司. SY/T 6285—1997, 中华人民共和国石油天然气行业标准 [S]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- China National Petroleum Corporation. SY/T 6285—1997. Oil and Gas Industry Standard of the People's Republic of China [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [30] Athy L F. Density, porosity and compaction of sedimentary rocks [J]. AAPG Bulletin, 1930, 4: 1-24.
- [31] Maxwell J C. Influence of depth, temperature, and geologic age on porosity of quartzose sandstone [J]. AAPG Bulletin, 1964, 48(5): 697-709.
- [32] Scherer M. Parameters influencing porosity in sand-stones: a model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491.
- [33] 刘震, 邵新军, 金博, 等. 压实过程中埋深和时间对碎屑岩孔隙度演化的共同影响 [J]. 现代地质, 2007, 21(1): 125-132.
- Liu Zhen, Shao Xinjun, Jin Bo, et al. Co-effect of depth and burial time on the evolution of porosity for classic rocks during the stage of compaction [J]. Geoscience, 2007, 21(1): 125-132.
- [34] 陈冬霞, 庞雄奇, 杨克明, 等. 川西坳陷中段上三叠统须二段致密砂岩孔隙度演化史 [J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2012, 42(1): 42-51.
- Chen Dongxia, Pang Xiongqi, Yang Keming, et al. Porosity evolution of tight gas sand of the second member of Xujiahe Formation of Upper Triassic, western Sichuan Depression [J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2012, 42(1): 42-51.
- [35] 寿建峰, 朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究 [J]. 地质科学, 1998, 33(2): 244-250.
- Shou Jianfeng, Zhu Guohua. Study on quantitative predication of porosity preservation in sandstone reservoirs [J]. Scientia Geologica Sinica, 1998, 33(2): 244-250.
- [36] 孟元林, 姜文亚, 刘德来. 储层孔隙度预测与孔隙演化史模拟方法探讨: 以辽河拗陷双清地区为例 [J]. 沉积学报, 2008, 26(5): 780-788.
- Meng Yuanlin, Jiang Wenya, Liu Delai. Reservoir porosity prediction and its evolving history modeling: a case of shuangqing region in the Liaohe West Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(5): 780-788.
- [37] 潘高峰, 刘震, 赵舒, 等. 砂岩孔隙度演化定量模拟方法——以鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组为例 [J]. 石油学报, 2011, 31(2): 249-256.
- Pan Gaofeng, Liu Zhen, Zhao Shu, et al. Quantitative simulation of sandstone porosity evolution: a case from Yanchang Formation of the Zhenjing area, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 31(2): 249-256.
- [38] Jiang F J, Pang X Q, Guo J G, et al. Identification and hydrocarbon expulsion history simulation of the effective source rocks in the Dongying Formation, Paleogene, Bohai Sea area, eastern China [J]. Revista Mexicana De Ciencias Geologicas, 2013, 32(2): 355-370.
- [39] 郭继刚, 王绪龙, 庞雄奇, 等. 准噶尔盆地南缘中下侏罗统烃源岩评价及排烃特征 [J]. 中国矿业大学学报, 2013, 42(4): 595-605.
- Jiang Fujie, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. The quality evaluation and hydrocarbon expulsion characters of source rocks in the 3rd member of Shahejie Formation in the Bohai sea [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2013, 42(4): 595-605.

(编辑 张玉银)