

[引著格式] 李林涛, 李运振, 赵厚祥, 等. 印度河前陆盆地油气富集规律与成藏主控因素 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2015, 37 (9+10): 7~13.

印度河前陆盆地油气富集规律与成藏主控因素

李林涛, 李运振, 赵厚祥 (中海油研究总院, 北京 100028)

王丹蕾 (中国地质大学(武汉)资源学院, 湖北 武汉 430074)

朱钊同, 信石印 (中海油研究总院, 北京 100028)

[摘要] 印度河盆地位于印度板块西北角, 印度、阿富汗和欧亚板块结合部位, 为被动大陆边缘之上发展起来的前陆盆地。印度河前陆盆地具有构造位置特殊且油气勘探程度较低的特征。将印度河盆地陆上部分划分为 12 个二级构造单元及 4 大构造演化阶段。通过对构造与沉积特征以及石油地质条件的分析、典型油气藏解剖、成藏规律研究表明, 盆地地下白垩统海相主力烃源岩品质较好、分布稳定, 下白垩统砂岩和始新统灰岩为储层, 发育与古隆起、前陆盆地相关的构造圈闭。盆地内油气主要分布在始新统和下白垩统, 以产气为主, 具有“南油北气、下油上气”的分布特征。分析认为: 烃源岩的分布与热演化特征、有利储盖组合展布特征、有利构造圈闭发育特征联合控制了盆地内的油气分布, 而后两者又间接受古隆起区和古陆架斜坡带控制。因此, 古隆起、高地相关单元和斜坡带西侧为盆地最有利勘探区。

[关键词] 印度河盆地; 前陆盆地; 油气富集规律; 成藏主控因素; 勘探方向

[中图分类号] TE122.3 [文献标志码] A [文章编号] 1000-9752 (2015) 09+10-0007-07

1 盆地概况

印度河前陆盆地 (Indus Forland Basin) 位于印度板块西北角, 其西侧为阿富汗板块、北部为欧亚板块, 盆地横跨印度与巴基斯坦两国, 主体位于巴基斯坦境内, 盆地总面积 $35 \times 10^4 \text{ km}^2$, 最大沉积厚度约 $15 \text{ km}^{[1]}$ (图 1)。

印度河盆地是巴基斯坦最主要的油气产区。自 1915 年首次获得油气发现以来, 盆地共钻探各类探井 850 口, 发现油气田 211 个, 获石油可采储量 $0.75 \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气 $1.57 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。目前, 剩余石油可采储量 $0.25 \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气 $0.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。据估算, 印度河盆地待发现石油 $1.55 \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气 $0.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。总体来看, 印度河盆地勘探程度不高, 具有较大勘探潜力。

2 盆地结构与演化特征

2.1 盆地结构特征

印度河前陆盆地西侧以贝拉蛇绿岩

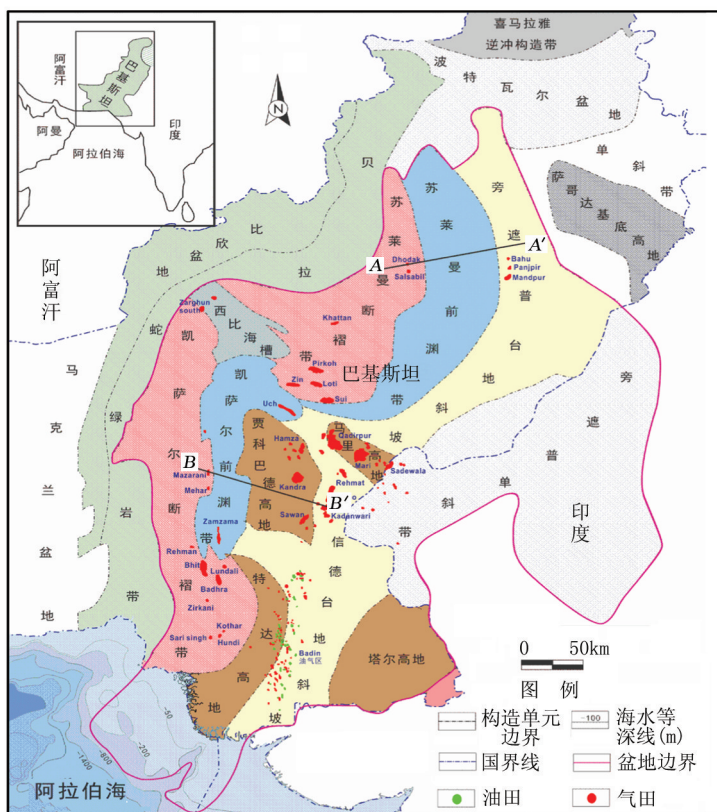


图 1 印度河盆地构造单元与油气田分布图

[收稿日期] 2015-01-06

[基金项目] 国家科技重大专项 (2011ZX05028-006)。

[作者简介] 李林涛 (1980-), 男, 博士, 工程师, 主要从事海外油气勘探研究, lintao@163.com。

带为界与阿富汗板块相接,呈近东西向展布的前陆盆地特征(图2)。盆地以前寒武系变质岩和侵入岩为基底,自下而上依次发育寒武系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系及新生界,缺失奥陶系-石炭系(图2)^[2]。

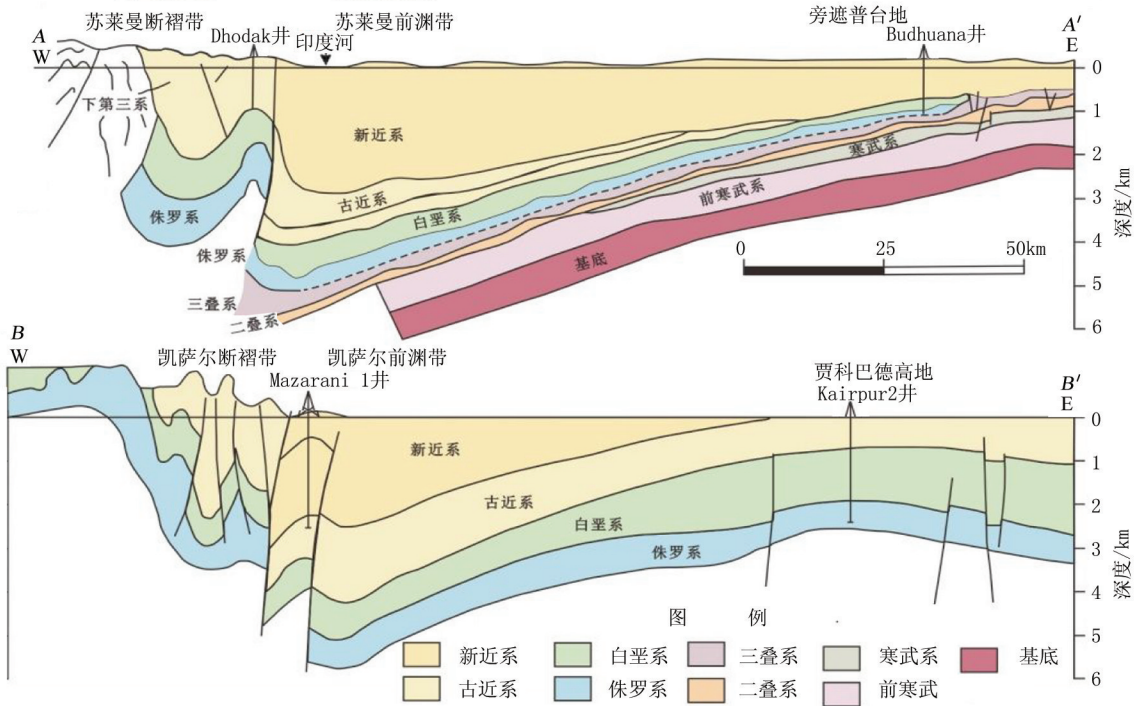


图2 印度河盆地结构剖面图^[1]

印度河盆地包括北部陆上和南部海上2大部分^[3]。构成盆地主体的北部陆上部分可划分为12个二级构造单元(图1),包括:2个断褶带(苏莱曼断褶带、凯萨尔断褶带),1个凹陷(西比海槽),2个前渊带(苏莱曼前渊带、苏莱曼前渊带),4个高地(马里高地、贾科巴德高地、特达高地和塔尔高地),2个台地斜坡(旁遮普台地斜坡、信德台地斜坡),1个单斜带(旁遮普单斜带)。

2.2 盆地演化特征

印度河盆地经历了冈瓦纳古大陆及其解体、印度板块向北漂移、印度板块与欧亚板块和阿富汗板块碰撞汇聚的演化过程^[2,4],可划分为:克拉通、被动大陆边缘、主动大陆边缘和前陆盆地4大构造演化阶段(图3)。

1) 克拉通盆地演化阶段 印度板块在古生代为冈瓦纳古大陆的一部分,沉积层不整合在上元古界变质岩基底之上。研究区寒武系发育闭塞的海湾沉积,奥陶纪-石炭纪处于陆相沉积环境,二叠纪区域性的海侵作用使盆地整体进入海相沉积环境。

2) 被动大陆边缘盆地演化阶段 始于早侏罗世印度板块与阿拉伯板块和非洲板块分离(相应裂谷期特征不明显)。研究区西部发育海相、东部发育陆源三角洲相沉积。晚侏罗世该区发生沉积间断,早白垩世印度板块开始整体向北漂移,研究区发育了一套品质较好的海相页岩烃源岩。始新世印度板块与欧亚板块洋壳开始“软碰撞”作用。

3) 主动大陆边缘盆地演化阶段 始于早渐新世开始的局部陆陆“硬碰撞”,研究区进入海相碎屑岩沉积发育阶段。早中新世,印度板块与欧亚板块的刚性碰撞作用使研究区进入造山期,导致研究区的全面抬升和海水的退出,发育河流-三角洲沉积。

4) 前陆盆地演化阶段 始于中中新世强烈的造山作用,研究区北部和西北部隆起成山并强烈侵蚀,在山前沉积了较厚的河流相陆源碎屑岩^[4]。上新世印度板块与阿富汗板块在研究区西侧的强烈碰撞,在区域上强化了这一前陆盆地演化阶段,在研究区西部发育了巨厚的河流相碎屑岩沉积。

3 石油地质条件

3.1 烃源岩

盆地内钻探证实的烃源岩主要为下白垩统 Sembar 组页岩和下 Goru 组浅海相页岩。其中，Sembar 组页岩是盆地内最主要的烃源岩。其总有机碳质量分数 ($w(TOC)$) 为 0.55%~9.48% (平均 1.4%)，有机质类型为 II、III 型，镜质体反射率 (R_o) 平均 0.87%^[1,3]。钻探结果表明，Sembar 组页岩在盆地内分布稳定，平均厚度 600~800m (最大可达 1400m)。Sembar 组页岩在晚白垩世开始进入生油窗 (对应时间约为 65Ma、埋深 2500m)，盆地南部特达高地-信德台地斜坡 (Badin 油气区) 已发现石油即来自该套源岩 (见图 1)；Sembar 组页岩在晚渐新世进入生气窗 (对应时间约为 23.3Ma、埋深 3200m)，至今仍处生气阶段，以盆地中部为主的大部分气藏均来自该套源岩^[2,5]。

下 Goru 组浅海相页岩为盆地内次要烃源岩， $w(TOC)$ 可达 1.72%， R_o 可达 1.27%^[5,6]。此外，盆地内还发育多套二叠纪-渐新统潜在烃源岩。

3.2 储层

印度河盆地钻井揭示的储层主要有 6 套^[3]，由老到新依次为 (图 3)：①下白垩统下 Goru 组砂岩；②上白垩统 Pab 组砂岩；③古新统 Ranikot 群的砂岩和灰岩；④始新统 Sui Main 组灰岩；⑤始新统 Sui Upper 组灰岩；⑥始新统 Habib Rahi 组灰岩。

盆地内主力储层主要分布在白垩系-始新统，其中下始新统 Sui Main 组灰岩为盆地内最重要储层^[2]。该储层位于内-中陆架的碳酸盐台地，岩性主要包括海滩的生物碎屑颗粒灰岩，半局限海的藻灰岩，开阔海及斜坡的灰岩、泥粒灰岩。Sui Main 组灰岩储层厚度为 100~500m，平均孔隙度 15%，平均渗透率 23mD。该套储层仅分布在盆地中部马里高地-贾科巴德高地地区，却占了盆地内已发现油气总当量的 40.7%。盆地内最大的 Sui 气田主要在该套储层获得 $3596.6 \times 10^8 m^3$ 的可采储量 (图 1)^[3,7]。

下白垩统下 Goru 组砂岩为盆地内第 2 大储层，为近岸浅海沙坝与潮汐河道沉积相，孔渗条件较好 (孔隙度为 8%~29%，渗透率为 100~1000mD)。盆地南部特达高地-信德台地斜坡地区钻井揭示的下 Goru 组储层可划分为 B-H 共 7 个砂组，其中 E 砂组是主力产层，其厚度 25~40m，孔隙度 18%~

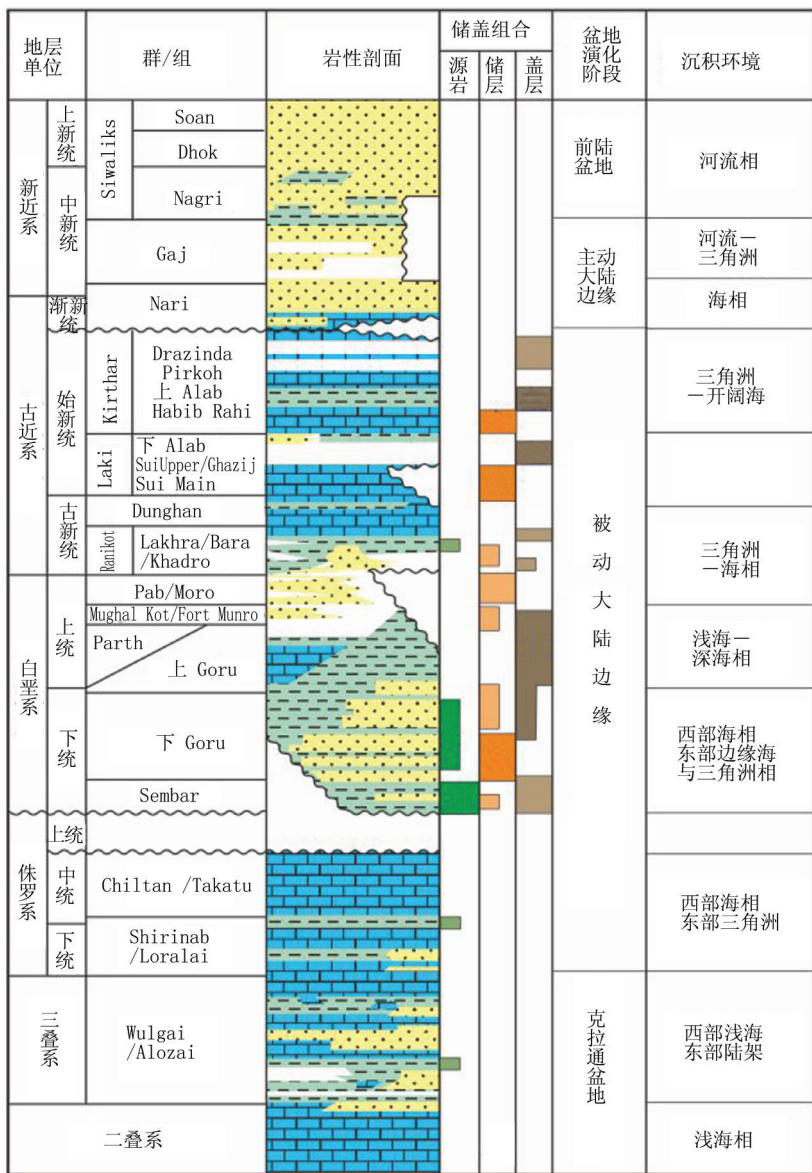


图 3 印度河盆地地层综合柱状图 (以盆地中部为例)

21%，最大渗透率 3000mD^[2,4]。下 Goru 组砂岩储层在盆地中部和南部获得众多油气藏发现，且盆地内发现的油藏均来自该套储层^[8]。

中始新统 Habib Rahi 组灰岩为盆地内获得油气发现第 3 大储层，尽管该套储层在盆地内仅发现气田 3 个，但其储量规模均较大，如 Mari 气田在该套储层中获得 $2265.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 的可采天然气储量（图 1）。该套储层在分布范围上几乎与 Sui Main 组灰岩相当（除了在贾科巴德高地北段局部缺失）^[9]。此外，盆地内还发育前寒武系-中新统多套潜在储层（图 3）^[2]。

3.3 圈闭

盆地内主要发育前寒武系陆内裂谷层序、古生代含盐构造层序、白垩系被动大陆边缘层序，新生代经历的构造挤压作用形成了一系列的相关圈闭^[4,9]，且十分发育。

盆地内发育多个低幅隆起带，西部发育近南北向延伸的西缘断褶带，在这 2 大类构造单元上发育大量的背斜圈闭，区内的主要油气发现都与其有关。如位于马里高地上的 Mari 背斜（图 1），圈闭面积达 650km²；位于西缘断褶带前端 Sui 气田所在穹窿背斜含气面积达 145km²（图 1）。上述 2 类圈闭发育带，尤其西缘断褶带上仍有大量待钻圈闭。此外，盆地南部陆上发育一些陆缘断块圈闭，南部海上发育一些待钻礁滩相岩性圈闭^[10]。

3.4 储盖组合特征

印度河盆地主要储层上部均有相应盖层发育，封盖条件较好。盆地内区域性盖层主要有白垩系上 Goru 组和下 Goru 组发育的区域性泥岩、下始新统 Ghazij 组区域性泥岩，局部盖层主要有古新统 Khadro 组泥岩、下始新统下 Alab 组页岩、中始新统上 Alab 组页岩，同时伴有部分蒸发岩^[2]。

盆地内重要的储盖组合主要有：下白垩统 Goru 组砂岩-泥岩的储盖组合、下始新统 Sui Main 灰岩-Ghazij 组泥岩的储盖组合、中始新统 Habib Rahi 组灰岩-上 Alab 组页岩的储盖组合（图 3）。

4 油气富集规律

4.1 典型油气藏

印度河盆地在多个大型构造圈闭内的始新统灰岩储层中获得了储量可观的气藏发现，如 Sui 气田和 Mari 气田，同时亦在下白垩统岩性圈闭中获天然气和凝析油发现，如 Swan 油气田。

4.1.1 Sui 气田

位于苏莱曼断褶带南端的 Sui 气田发现于 1952 年，为盆地内第一大气田（图 1）。Sui 气田储层为始新统 Sui Main 组和 Sui Upper 组灰岩，二者被厚约 20m 的 Ghazij 组页岩所分割，其中位于下部的 Sui Main 组灰岩为主力储层（占总储量的 92%），其厚度 400~459m，孔隙度 2%~25%（平均 12%）、渗透率 0.01~226mD（平均 23mD）。Sui Main 组灰岩为发育在内-中陆架上的，向上变浅的碳酸盐斜坡沉积^[2,11]，局部高孔渗储层与裂缝相关。位于上部的 Sui Upper 组灰岩平均厚度 311m，孔隙度 5%~15%，平均渗透率为 22.3mD。Sui Upper 组灰岩段下段以灰岩、泥质灰岩为主，上段以泥页岩为主，夹薄层灰岩、石膏岩。

Sui 气田处于与 Dhodak 气田和 Mazarani 气田相似的构造位置，发育于其两侧的深大断裂有效沟通了白垩系烃源与始新统储层，下白垩统 Sembar 组生成的天然气沿断裂运移至 Sui Main 组和 Sui Upper 组储层，并在储层内向高点聚集成藏（图 4）。有利储层分布和其上部盖层条件是控制该类气藏的主要因素。

4.1.2 Mari 气田

位于盆地中部马里高地的 Mari 气田发现于 1957 年，是盆地内第二大气田。Mari 气田主力储层段为始新统 Habib Rahi 组灰岩。储层顶部被上 Alab 组页岩封盖。Habib Rahi 组灰岩可划分为上、下 2 段，上部泥质灰岩段厚约 10.7m，下部灰岩段厚约 91.4m。下段为主力储层段，其孔隙度 19%~25%，渗透率 5~70mD。

Habib Rahi 组储层在平面上可分为东、西、南 3 段，其中东段平均孔隙度 25%、渗透率 40~70mD；西段平均孔隙度 20%，渗透率 10~15mD；南段平均孔隙度 18%，渗透率 5~9mD^[5]。下部断

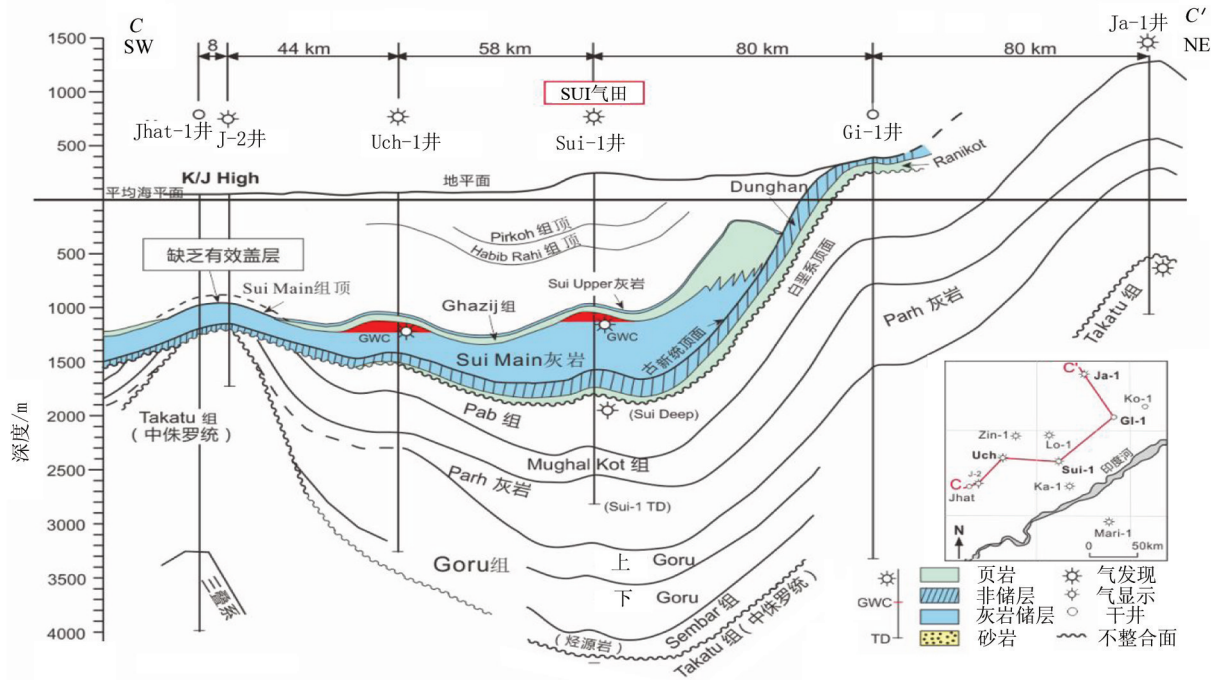


图 4 Sui 气田气藏剖面图

裂发育程度及其对储层的差异性改造，是造成这种储层分布特征的主要原因（图 5）。由基底断达 Habib Rahi 储层的深大断裂不仅沟通了 Mari 气田储层和下部源岩，同时也控制了 Mari 气田有效储层展布和气藏分布范围。

4.1.3 Sawan 油气田

位于贾科巴德高地东南部的 Sawan 油气田发现于 1998 年（图 1），为下白垩统下 Goru 组中发现储量最大的气田。Sawan 油气田发现于单斜背景下的断块构造-岩性复合圈闭内，其储层为下白垩统下 Goru 组砂岩，粒度中-粗、分选中-好，平均孔隙度约 20%，平均渗透率约 1000mD，储层质量主要受沉积相带控制，盖层为下白垩统下 Goru 组砂质泥岩^[2]。Sawan 油气田具有自生自储自盖的成藏特征，下 Goru 组有利储层展布是控制其成藏的主要因素。

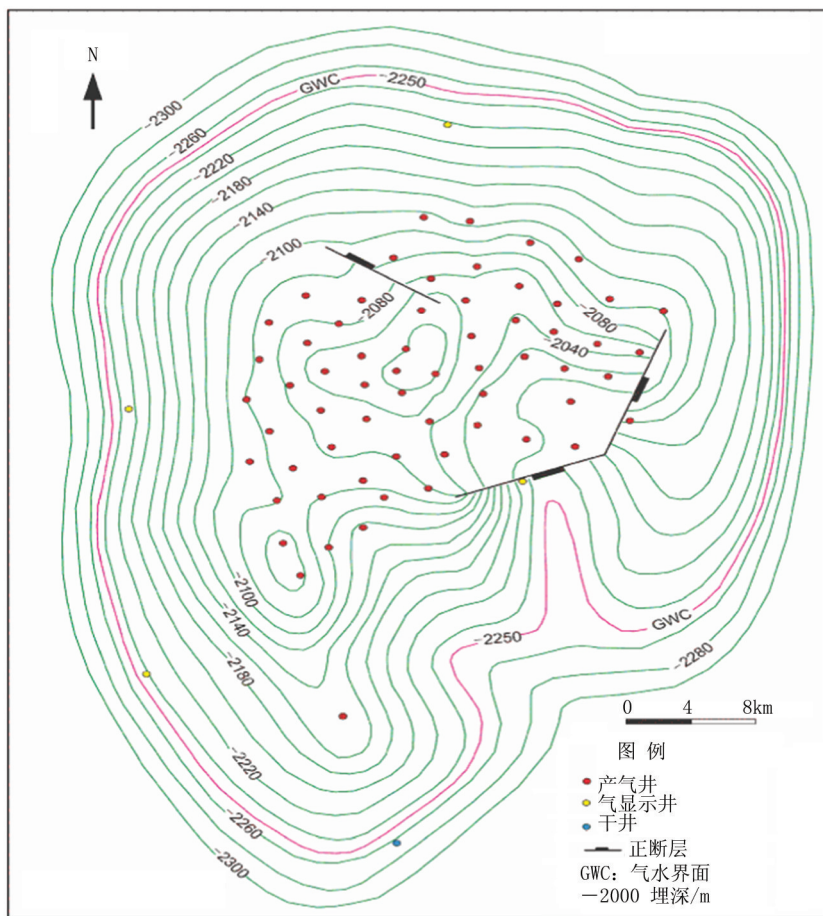


图 5 Mari 气田始新统 Habib Rahi 组储层顶面构造图

4.2 油气富集规律

印度河前陆盆地以产出天然气为主,天然气占已探明油气总储量的95%,已发现气田主要分布在盆地中部隆起构造带和西部西缘断褶带上;石油占已探明油气总储量的约4%,已发现油田主要集中在盆地南部特达高地-信德台地斜坡带上,盆地内亦有约1%的凝析油产出^[10,12]。

油气产层具有分区带特征,纵向上石油主要产于下白垩统下 Goru 组砂岩储层(占总探明储量99%),天然气主要产于始新统灰岩储层(Sui Main 组和 Habib Rahi 组共占总探明储量64.6%);平面上位于盆地中部的马里高地和贾科巴德高地占盆地油气总探明储量的63%,位于盆地南部的特达高地-信德台地斜坡占盆地油气总探明储量的22%。盆地整体具有“南老北新、下油上气”的油气分布特征。

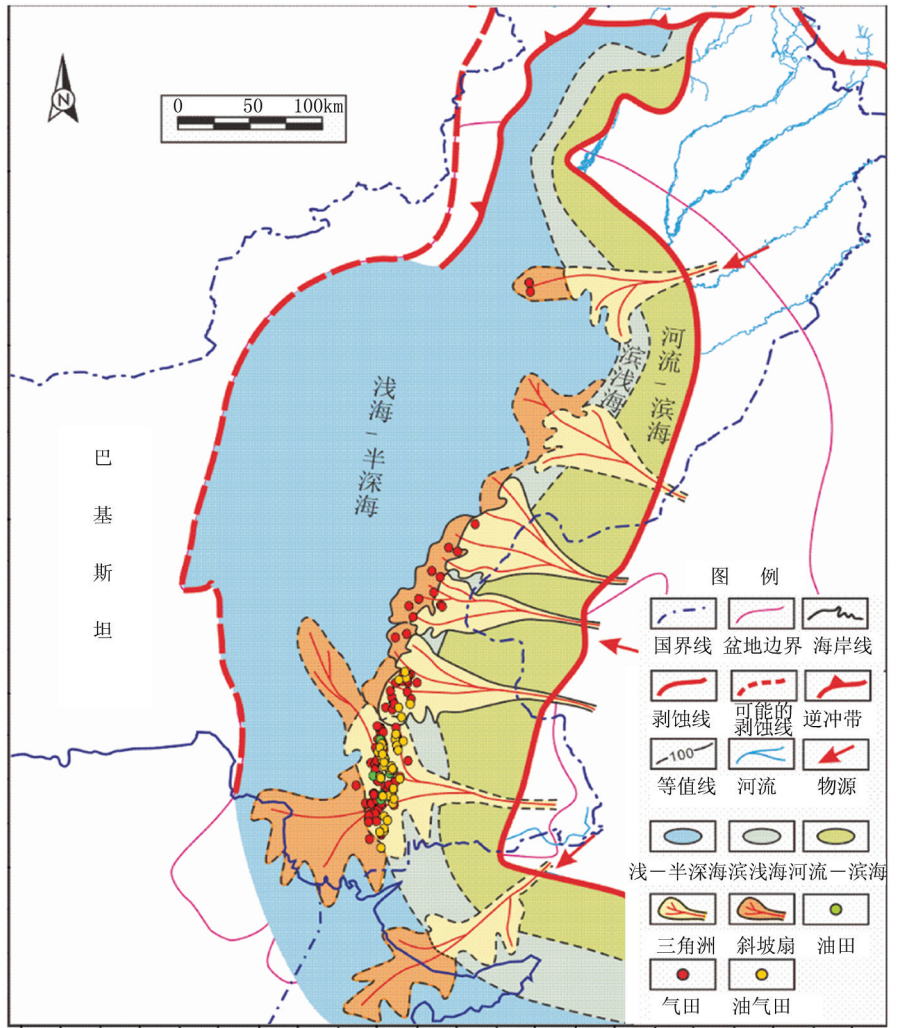


图 6 印度河盆地地下白垩统下 Goru 组沉积相与油气田分布图

5 成藏主控因素

5.1 源岩条件

印度河前陆盆地油气具有“垂向运移为主、近源成藏”的成藏特点。下白垩统 Sembar 组是盆地内最主要烃源岩。由于埋深和热演化程度的不同, Sembar 组烃源岩具有在盆地“中-北部生气、南部油气兼生”的生烃特点。烃源岩生烃中心位于苏莱曼-凯萨尔前渊带,处于过成熟生气阶段,盆地内已发现气田主要围绕该生烃中心分布^[5,11];在盆地南部地区,特达高地与信德台地斜坡西侧地区, Sembar 组烃源岩具有油气兼生的特点,控制了盆地南部的油气田主产区。

5.2 储盖条件

早白垩世下 Goru 组沉积期,盆地自东向西处于河流相、滨浅海相、浅海-半深海相沉积环境,在盆地东南部陆架边缘地区发育了一系列三角洲-斜坡扇沉积,受潮汐、波浪、沿岸流等多种因素共同控制,储集性能较好,且与下部烃源岩直接接触,下 Goru 组已发现油气主要位于该沉积相带(图 6)^[2,8]。始新统 Sui Main 组和 Habib Rahi 组灰岩在盆地内广泛分布,但仅在盆地中部马里高地-贾科巴德高地-凯萨尔前渊带地区该套灰岩储集性能较好,盆地内已发现天然气藏主要分布在该区 2 套储层内^[13]。

5.3 圈闭和断裂条件

苏莱曼褶皱带、凯萨尔褶皱带、马里高地和贾科巴德高地为盆地内主要构造圈闭发育区，该区聚集了盆地内大部分气田（图 1）^[8,13]。与构造圈闭相伴的深大断裂为油气提供了纵向运移通道，同时断裂的再活动也对始新统灰岩进行了差异性裂缝改造，改善了储层条件，控制了优质储层展布^[14,15]。

5.4 古地形地貌条件

盆地中部马里高地和贾科巴德高地自白垩纪以来一直处于构造高部位，发育了盆地内最优质的始新统灰岩储层，该区又紧邻盆地生气中心，油气沿深部断裂运移至始新统灰岩储层，形成了多个大型气田。盆地南部已探明油气田主要受下白垩统下 Goru 组有利储集相带控制，该储集相带为古三角洲沉积环境主要受早白垩世古陆架坡折带控制（图 6）。

6 结论

1) 印度河盆地为印度板块与欧亚和阿富汗板块汇聚形成的新生代前陆盆地，盆地中生代以来主要经历了克拉通演化阶段、被动大陆边缘演化阶段、主动大陆边缘演化阶段和前陆盆地演化阶段，可将其划分为 12 个二级构造单元。

2) 区内稳定分布的下白垩统 Sembar 组海相页岩是盆地内最主要的烃源岩；盆地中部和北部主要发育始新统 Sui Main 组、Sui Upper 组和 Habib Rahi 组灰岩储层，盆地南部主要发育下白垩统下 Goru 组砂岩储层；主要储层顶部均有区域性泥岩盖层发育。

3) 盆地中部和北部在隆起带和西缘断褶带上发育“构造圈闭+始新统灰岩储层”下生上储型气田；盆地南部在台地斜坡带发育“构造+下白垩统砂岩储层”自生自储型油气田。盆地整体具有“南老北新、下油上气”的油气分布特征。

[参考文献]

- [1] Bender F K, Raza H A. Geology of Pakistan [M]. Berlin: Gebruder Borntraeger, 1995.
- [2] Kadri I B. Petroleum Geology of Pakistan [M]. Ferozsons: Pakistan Petroleum Limited, 1995.
- [3] 林卫东. 印度河盆地含油气系统特征与成藏模式 [J]. 天然气工业, 2008, 28 (8): 19~21.
- [4] Edwards R A, Minshull T A, White R S. Extension across the Indian-Arabian plate boundary: the Murray Ridge [J]. Geophysical Journal International, 2000, 142: 471~477.
- [5] Wandrey C J, Law B E, Shah H A. Sembar Goru/Ghazij composite total petroleum system, Indus and Sulaiman-Kirthar geologic provinces, Pakistan and India [J]. US Geological Survey Bulletin, 2004, 22 (8): 14~23.
- [6] Sheikh A M. Pakistan energy yearbook: Hydrocarbon Development Institute of Pakistan [J]. Ministry of Petroleum and Natural Resources, 2003, 16: 80~86.
- [7] Siddiqui N K. Sui Main Limestone: Regional geology and the analysis of original pressures of a closed-system reservoir in central Pakistan [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88 (7): 1027~1035.
- [8] Iqbal M, Nazeer A, Ahmad H, et al. Hydrocarbon Exploration Perspective in Middle Jurassic-Early Cretaceous Reservoirs in the Sulaiman Fold Belt, Pakistan [J]. Search & Discovery, 2012, 3: 22~23.
- [9] Sercombe W J, Pivnick D A, Wilson W P, et al. Wrench faulting in the Northern Pakistan Forland [J]. AAPG Bulletin, 1998, 82 (11): 2023~2030.
- [10] Robison C R, Smith M A, Royle R A. Organic facies in Cretaceous and Jurassic hydrocarbon source rocks, Southern Indus basin, Pakistan [J]. International Journal of Coal Geology, 1999, 39: 245~255.
- [11] Ahmad S, Alam Z, Khan A R. Petroleum exploration and production activities in Pakistan [J]. Pakistan Petroleum Information Service, 1996, 15: 70~72.
- [12] Zaigham N A, Mallick K A. Prospect of hydrocarbon associated with fossil-rift structures of the southern Indus basin, Pakistan [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84 (11): 1843~1848.
- [13] Sheikh R A, Saqi M I, Jamil M A. Chiltan limestone and Ziarat Nala Section and its reservoir potential in Western Sulaiman and Kirthar Range-an elementary appraisal [J]. Islamabad, Pakistan, 2002, 15: 99~105.
- [14] Kazmi A H, Jan M Q. Geology and tectonics of Pakistan [M]. Karachi: Graphics Publishers, 1997.
- [15] Shuaib S M. Geology and hydrocarbon potential of the offshore Indus Basin, Pakistan [J]. AAPG Bulletin, 1982, 66 (7): 940~946.