

对 21 世纪大庆油田开发前沿技术发展的初步思考

巢 华 庆

大庆油田有限责任公司

前 言

20 世纪下半叶是中国石油工业实现历史性跨越的 50 年, 1960 年大庆油田发现并开始投入开发, 正是转折点。目前中国已跃居世界第五产油大国。

从 1960 年到 1999 年底, 大庆油田已有 27 个油气田(含油面积总计 1885km^2) 相继投入开发, 建成我国最大的石油生产基地, 具有年产 $5600 \times 10^4\text{t}$ 原油和 $23 \times 10^8\text{m}^3$ 天然气的生产能力。40 年来, 大庆油田累计生产原油 $15.71 \times 10^8\text{t}$, 占同期全国陆上石油总产量的 46.12%; 累计上缴利税 2387 亿元, 是同期国家投资总额的 46 倍; 累计提供出口原油 $3.48 \times 10^8\text{t}$, 为国家创汇 486 亿美元, 还承担了 4190 亿元原油价差。

大庆油田 40 年高速高效开发, 创出世界同类型油田开发新水平, 取得巨大的经济效益和社会效益, 有力地支撑了我国石油工业和国民经济的持续稳定发展。在新世纪的新形势下, 分析大庆油田开发面临的新挑战, 研究并确定相应的前沿技术及前沿性工作, 不仅直接关系到大庆油田的可持续发展, 而且对我国石油工业和黑龙江省的经济发展都有重要现实意义。

新世纪大庆油田开发 面临的新挑战

新世纪大庆油田开发面临的新挑战, 核心是资源采掘型企业在市场经济条件下如何实现可持续发展。具体反映在以下三方面。

1 储采失衡日趋严重, 后备资源不能满足需要

到 1999 年, 大庆油田经过 16 年高速上产和连续 24 年保持年产 $5000 \times 10^4\text{t}$ 以上稳产, 在累计采出石油可采储量的 70.32% 之后, 进入了高含水后期开采阶段, 油田剩余可采储量逐步减少(见图 1)。自 1980 年以来, 阶段储采平衡系数已由“六五”期间的 1.1 逐步降到“八五”期间的 0.86, “九五”前 4 年又进一步下降到 0.77, 其中喇萨杏主力油田已降到 0.67。按照现有经济和技术条件, 油田剩余可采储量已很难适应 21 世

纪可持续发展的需要。

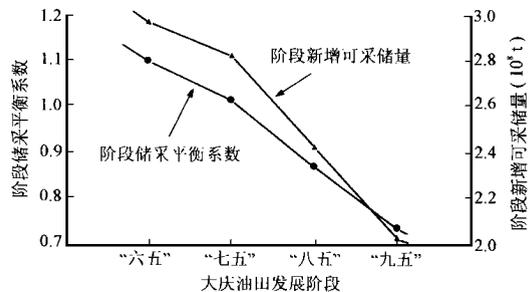


图 1 大庆油田阶段新增可采储量与储采平衡系数变化图

2 开发难度急剧增大, 总体经济效益逐步变差

由于储采失衡造成后备资源不足, 使油田综合含水率高、采出程度高和剩余可采储量采油速率高的“三高”状况日益突出, 以致“九五”期间出现含水上升速率、产量递减速率和油水井套损速率“三个加快”的势头, 进一步使老油田开发难度急剧增大。新增可采储量主要是低渗透率、低丰度、低产能的贫矿或尾矿的储量, 而要开发动用这些低品位储量, 又将导致总体开发效益进一步变差。

3 重组改制对大庆油田公司要求更高, 市场竞争更加激烈

重组改制后的大庆油田公司只能从事油气主营业务, 不能再发展多元经济和其它产业, 处于背“油”一战的境地; 同时, 随着我国加入 WTO 日益临近, 国内油气勘探开发和油品市场将进一步对外开放。正处于转轨期的大庆油田公司将不可避免地面临油田开发资源、技术和人才等方面的巨大冲击, 并承受前所未有的国际市场竞争压力。

为了把历史性挑战转化为历史性机遇, 21 世纪大庆油田开发必须坚持发扬大庆精神, 搞好二次创业, 努力实现高水平、高效益、可持续发展, 这是历史赋予新世纪大庆人的光荣使命。

以增加经济可采储量为目标 大力加快油田开发前沿技术发展

拥有足够的经济可采储量, 是实现油田可持续发展

展的物质基础,也是油田科技发展的最终目标。在大庆油田开发的40年中,特别是进入高含水开采期以来,油田科技发展坚持“三个超前”,即超前进行先导性开发工艺试验、超前认识油田开发技术难点和超前组织开展科技攻关并做好技术准备。通过不断技术创新、分阶段搞好开发综合调整,已累计新增可采储量 $10 \times 10^8 \text{t}$,为高速高效开发提供了可靠的资源保证。针对油田开发现状和21世纪可持续发展需要,今后应坚持以增加经济可采储量为目标,按两个层次大力加快前沿性科技发展。

1 开发前沿技术的第一个层次

第一层次为近期前沿技术,以提高探明储量动用程度和采出程度为重点,主要有以下三套核心技术。

(1)高含水后期提高水驱采收率配套技术

1999年,大庆喇萨杏主力油田已动用 $41.61 \times 10^8 \text{t}$ 储量投入水驱开发,年产 $4217.18 \times 10^4 \text{t}$ 原油,占全油田总产量的77.34%。虽然目前水驱储量采出程度已达36.44%,但由于其储量基数较大,且各类储集层动用状况存在一定差异,所以相当一部分薄、差储集层仍有一定潜力。因此,要进一步发展稳油控水技术,重点深化以精细地质研究为基础的高含水后期剩余油研究,加快三次加密调整方法及配套技术攻关;同时,要完善二次加密综合治理和注采系统调整,优化薄、差层细分开采技术系列。通过以上深化研究和技术攻关,力争在“十五”期间新增水驱可采储量 $7000 \times 10^4 \text{t}$ 左右。

(2)聚合物驱综合调整和三元复合驱配套技术

1999年,大庆喇萨杏油田已有 $2.47 \times 10^8 \text{t}$ 储量投入聚合物驱开发,年产原油达 $826.97 \times 10^4 \text{t}$,占全油田总产量的15.17%,以聚合物驱为代表的三次采油已成为大庆油田高含水后期开发的重点接替技术(见图2)。

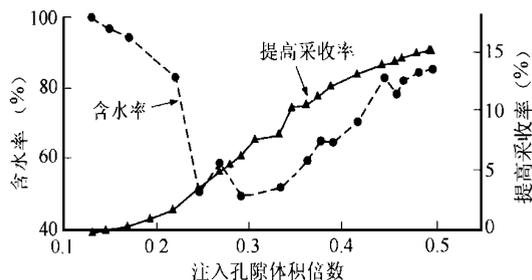


图2 大庆油田高含水后期聚合物驱开发效果图

实践表明,同水驱开发一样,对于储集层非均质性十分严重的大庆油田,搞好聚合物驱过程中的综合调整,是进一步提高聚合物驱总体开发效益的必由之路。为此,要重点加强聚合物驱分注、举升和测试配套技术攻关,完善聚合物驱跟踪调整和深度调剖技术,以进一

步提高聚合物驱采收率。从大庆油田的地质条件和开发状况看,三元复合驱具有更好的增储前景,目前的试验研究结果已初步证明,采用三元复合驱可比聚合物驱提高采收率8~9个百分点,但其成本要比聚合物驱高。为尽快将这项技术转化为现实生产力,今后几年内要大力加快以复合驱配方优化、国产表面活性剂研制、效果预测、防垢、举升和地面集输为主的配套技术攻关,力争在“十五”期末使三元复合驱投入工业化应用,通过发展三次采油技术,努力达到新增可采储量 $7000 \times 10^4 \text{t}$ 的目标。

(3)大庆外围“三低”油藏有效开发配套技术

1999年,大庆外围油田已有 $3.59 \times 10^8 \text{t}$ 地质储量投入开发,采出程度为8.45%,年产 $406.05 \times 10^4 \text{t}$ 原油,占全油田总产量的7.45%。由于大庆外围油田属低渗透率储集层、低储量丰度和低单井产能的“三低”贫矿,不仅开发技术难度大,而且总体经济效益也很差,以致目前尚有 $7.3 \times 10^8 \text{t}$ “三低”探明储量难以投入有效开发。为了进一步提高“三低”油藏储量的采出程度和动用程度,要以降低开发生产成本为中心,深化完善对探明储量的评价方法,配套发展储集层预测和区块优化技术,研究完善提捞采油、活动式采油和小井眼开采技术,加强增效注采和简易地面集输技术配套,力争“十五”期间动用 $7.3 \times 10^8 \text{t}$ “三低”探明储量中的 $8300 \times 10^4 \text{t}$ 以上,新增可采储量 $2000 \times 10^4 \text{t}$ 左右。

按照上述前沿技术攻关构想,通过深挖现有资源潜力,“十五”期间大庆油田预期新增可采储量 $1.5 \times 10^8 \sim 1.7 \times 10^8 \text{t}$,这将在一定程度上缓解后备资源紧缺的矛盾,使“十五”期间大庆油田开发总体经济效益仍保持在较高水平。

2 开发前沿技术的第二个层次

大庆油田开发前沿技术的第二个层次,主要着眼于21世纪油田长远发展需要,重点要在以下3个方向积极进行新的探索和研究。

(1)三次采油后的接替新技术

采用以聚合物驱和三元复合驱为主的三次采油技术虽然能大幅度提高油田采收率,但预计仍有40%以上的剩余油滞留地下。为了把这部分剩余油尽可能经济有效地开采出来,现在应着手研究泡沫驱、微生物驱和其它接替新技术在大庆油田的应用前景,提前做好必要的技术储备,以进一步提高最终采收率。

(2)有效开发新增探明储量的相关技术

随着21世纪大庆油田公司的油气勘探领域逐步扩大,将会不断发现新的油气资源,对一些前景较好的勘探新领域,如深部致密层天然气藏、复杂断块致密油

气藏(储集层空气渗透率可低至 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)等,应及时做好相应的开发技术准备,为有效开发新的油气资源积极创造条件。

(3)国内外油田开发市场需要的相关技术

大庆油田经过 40 年技术创新,形成了一整套适应陆相非均质、多油层油田的开发地质理论、开发调整方法以及配套工程技术系列。随着石油技术市场的进一步开放,在学习引进国内外先进技术的同时,要针对国内外部分油田开发需要,有选择地发展能发挥大庆油田自身优势的相关技术,积极参与日趋激烈的市场竞争,力争在国内外油田开发技术市场中占有一席之地。

以提高总体经济效益为中心 进一步强化油田开发现代经营管理

技术创新和强化经营管理是推动现代企业发展缺一不可的两大动力。大庆油田公司要更好地迎接新世纪新形势下的新挑战,不仅要大力加快前沿技术创新,还必须同步强化现代油田开发经营管理。特别在我国即将加入 WTO 和中国石油天然气集团公司完成重组改制的宏观背景条件下,进一步强化油田开发现代经营管理,既是加快前沿技术发展的重要条件,也是促使科技成果转化成为现实生产力的必要保证。

针对大庆油田内部和外部环境条件已经并将继续发生深刻变化的现实,1999 年初,正式把“高水平、高效益、可持续发展”确立为大庆油田高含水后期油田开发的战略指导方针。这一方针以改善大庆油田开发总体经济效益为中心,大力发展、应用高水平油气开发技术,不断深化重组改制和现代企业管理,努力在 21 世纪实现油田可持续发展。这一方针的贯彻实施标志着:大庆油田开发工作从以原油产量为中心进一步转移到以经济效益为中心,从以油田持续稳产为总目标转移到以可持续发展为总目标。这符合油田开发的自然规律,符合市场经济的客观要求,也符合国家、地方、

企业和广大职工的根本利益。这一方针的确立,进一步把技术进步和创新定位于油田可持续发展的先导地位上,从而为加快油田开发前沿技术发展提供了更加可靠的保证。

为了把这一方针更好地落到实处,要进一步从不同层面上搞好科学民主决策,大到总体规划方案,小到单井单项措施,都要进一步强调整体优化,突出效益分析;要进一步完善决策制度,严格决策程序,通过强化对决策过程的管理,正确有效地实施一系列战术和战役决策,确保顺利实现油田开发战略目标。

结 论

20 世纪后 40 年,大庆油田为我国石油工业和国民经济发展做出了巨大贡献。为了在 21 世纪实现大庆油田高水平、高效益、可持续发展,面对新世纪,要坚持发扬大庆精神,不断增强创新意识,在集中全力搞好油田开发前沿技术攻关的同时,强化油田开发现代经营管理,大力实施低成本开发战略;强化高素质人才管理,大力培养油田开发技术创新人才;强化油田开发政策研究,大力推进企业和地方经济协调发展。此外,大庆油田还要尽快与国际接轨,为拓展油气开发空间积极创造条件。

参 考 文 献

- 1 巢华庆.为实现跨世纪油田可持续发展而努力.见:大庆油田开发 40 周年文集.北京:石油工业出版社,2000.
- 2 刘丁曾,李伯虎等.大庆萨葡油层多层砂岩油藏.北京:石油工业出版社,1997.

作者简介 巢华庆,男,59岁,教授级高级工程师,长期从事大庆油田开发地质研究和管理工。地址:黑龙江省大庆市,大庆油田有限责任公司总经理办公室,邮政编码 163453;电话及传真:(0459)5996003。

收稿日期 2000-09-23

(编辑、绘图 王孝陵)

石油勘探与开发·中文摘要

第 28 卷 第 1 期 出版日期 2001 年 2 月 23 日

·专家论坛·

TE122. 1

20010101

中国陆上剩余油气资源潜力及其分布和勘探对策[刊]/赵文智, 奚立荣//石油勘探与开发.-2001, 28(1).-1~5

我国陆上油气资源十分丰富, 经过半个世纪的勘探取得了举世瞩目的成就。但总体上看, 资源探明程度还不高, 油、气探明率分别为 26.9% 和 5.4%, 未探明的资源量还很大。石油剩余资源的 42.4% 分布在东部的裂谷盆地, 46% 分布在西部的叠合盆地; 天然气剩余资源的 37% 分布在中部的四川盆地和鄂尔多斯盆地, 28.1% 分布在西部的塔里木盆地。剩余油气资源丰富, 但质量偏差, 勘探难度大, 勘探成本高。21 世纪前十年的油气勘探将面临诸多严峻挑战。为确保石油天然气工业的持续发展, 不仅要开展基础理论研究, 还必须建立、健全风险勘探机制和经济评价决策系统, 进一步发展先进适用的勘探技术, 开辟新的勘探领域, 发现更多的商业储量, 确保我国油气产量稳中有升。表 4 参 9(奚立荣摘)

主题词 陆地 油气资源 剩余储量 分布 勘探 策略

TE34

20010102

对 21 世纪大庆油田开发前沿技术发展的初步思考[刊]/巢华庆//石油勘探与开发.-2001, 28(1).-6~8

21 世纪大庆油田开发面临的新挑战具体反映为: ① 已累计采出石油可采储量的 70.32%, 储采失衡日趋严重; ② 开发难度急剧增大, 总体经济效益逐步变差; ③ 重组改制要求更高, 市场竞争更加激烈。今后大庆油田开发工作从以原油产量为中心转移到以经济效益为中心, 从以持续稳产为总目标转移到以可持续发展为总目标, 要大力加快两个层次的前沿性科技发展。第一层次为近期前沿技术, 以提高探明储量动用程度和采出程度为重点, 包括 3 套核心技术: ① 高含水后期提高水驱采收率配套技术; ② 聚合物驱综合调整和三元复合驱配套技术; ③ 大庆外围“三低”(低渗透率储集层、低储量丰度和低单井产能)油藏有效开发配套技术。第二层次主要着眼于 21 世纪油田长远发展需要, 重点在 3 个方向积极进行新的探索和研究: ① 三次采油后的泡沫驱、微生物驱和其它接替新技术; ② 有效开发深部致密层天然气藏、复杂断块致密油气藏新增探明储量的相关技术; ③ 国内外油田开发市场需要的相关技术。今后要以改善大庆油田开发总体经济效益为中心, 大力发展、应用高水平油气开发技术, 不断深化重组改制和现代企业管理, 努力在 21 世纪实现油田可持续发展。图 2 参 2(王孝陵摘)

主题词 大庆油田 高含水期 开发阶段 油气开采 经

济效益 提高采收率 技术 发展战略

·石油地质研究·

TE122. 1

20010103

中国煤层气资源潜力及其勘探方向[刊]/刘洪林, 王红岩...//石油勘探与开发.-2001, 28(1).-9~11

煤层气是赋存于煤层中的一种非常规天然气资源, 我国煤炭资源丰富, 煤层气资源也十分丰富。通过对煤层的吨煤含气量、含气饱和度、含气质量(甲烷浓度)、含气强度(资源丰度)这 4 项含气性参数的研究, 查明了我国华北、华南、西北和东北聚气大区煤层的含气性差异及控制因素; 并依据新的评价原则, 分三个级别(评价区块、聚气带和聚气大区)对我国煤层气资源量进行了新一轮评价, 预测深度浅于 2000m 的煤层气总资源量为 $22.5 \times 10^{12} \text{m}^3$, 深度浅于 1500m 而且含气量大于 $8 \text{m}^3/\text{t}$ 的有效勘探资源量为 $7.29 \times 10^{12} \text{m}^3$, 占总资源量的 32.4%。沁水盆地、鄂尔多斯盆地、六盘水盆地内许多评价区块具有煤层含气量高、含气饱和度高、资源丰度大、含气质量高等有利条件, 是我国煤层气勘探的重点目标区。图 1 表 1 参 3(刘洪林摘)

主题词 煤层 甲烷 资源量计算 资源量 分布 勘探 方向

TE122. 1

20010104

我国中西部前陆盆地天然气分布规律与有利勘探区带优选[刊]/曾宪斌, 张静华...//石油勘探与开发.-2001, 28(1).-12~14

我国中西部前陆盆地天然气资源丰富, 5 个主要富气盆地的资源探明率只有 9.3%, 天然气勘探潜力较大。中西部前陆盆地大中型气田有 7 种富集成藏模式, 其中冲断挤压作用是天然气分布的重要控制因素。研究分析了前陆盆地各二级构造带大中型气田类型及分布特点, 认为冲断带下盘大型构造圈闭群、前渊斜坡岩性尖灭区带与浅层次生气藏、前缘隆起上的断块圈闭群等是前陆盆地有利的天然气富集区带。依据对前陆盆地地质规律深入研究的结果, 结合目前天然气勘探实际, 提出了大中型气田富集区带的优选原则, 并优选了中西部前陆盆地 5 个天然气富集区带: 塔里木盆地库车前陆冲断带中的克依构造带逆冲断裂下盘的膏盐层下部大型构造圈闭群, 柴达木盆地北缘冲断带的冷湖—南八仙构造带, 四川盆地川西北前陆凹陷前渊区带的盐井沟—苏马头—龙泉山侏罗系浅层气, 川西前缘斜坡带的梓潼斜坡上三叠统须家河组岩性尖灭区带, 准噶尔盆地南缘第二排、第三排构造带的第三系、白垩系气藏。图 1 参 4(曾宪斌摘)

SHIYOU KANTAN YU KAIFA

(PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT)

Vol. 28 No. 1 Feb. 2001

ABSTRACT

Potential distribution and exploration strategy of petroleum resources remained onshore China. ZHAO Wen-zhi; et al. (Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Beijing 100083, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 1-5. Petroleum resources onshore China are abundant, through half century of exploration a great achievement has been made in China. However, its exploration degree onshore is not high, the proved ratios of oil and gas are 26.9% and 5.4%, respectively. The undiscovered resources are still very large. About 42.4% of remaining oil resources is in the rift basins of East China and 46% in the superimposed basins of West China. About 37% of remaining gas resources is in the Sichuan and Ordos basins of Central China and 28.1% in the Tarim basin. Although the remaining resources are abundant, their quality is relatively poor, the exploration difficulty is big and the exploration cost will increase greatly. As a result, the petroleum exploration will face a great challenge in the next decade. In order to keep the sustainable growth of petroleum industry and open new exploration frontiers to find more commercial oil and gas reserves, basic theory research should be carried out, risky exploration mechanism and economic evaluation and decision making system should be established and strengthened, and advanced and practical techniques should be developed. **Subject heading.** Land, Oil and gas resource, Remaining reserve, Distribution, Exploration, Strategy

Preliminary thinking on leading edge technology development of Daqing oil field in the 21st century. CHAO Hua-qing (Daqing Oil Field Company, Ltd., PetroChina, Heilongjiang 163453 P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 6-8. In the 21st century, Daqing oil field has to face new challenges mainly reflected in: (1) Unbalance in reserve-production ratio is tending to be

serious after recovering cumulative production 70.32% of petroleum recoverable reserve; (2) Development difficulty increasing dramatically, with overall economic benefit getting poor; and (3) More strict requirements must be put forward in recognition and restructuring, due to the fact that market competition becomes more intense. From now on, the key work during development of Daqing oil field will be converted from petroleum production rates to economic benefit, and overall targets will be converted from continuous stable production to sustainable development, leading edge technology development in two levels will be accelerated. One level is about recent leading edge technology, focusing on increasing the employment percentage of and the total oil produced over the proved OOIP, which includes 3 sets of core techniques: (1) A complete set of techniques for improving waterflooding recovery factor at late high water cut stage; (2) Polymer flooding combined with ASP technique; and (3) Completion set of techniques for effective development of peripheral low permeability, low reserve richness and low single well productivity reservoirs. Another level is mainly about oil field long-term development requirements in the 21st century, focusing on new exploration and investigation in three directions: (1) Foam flooding, microbial flooding and other replacing new techniques after EOR; (2) Related techniques for effective development of newly incremental proved reserves in deep tight natural gas reservoir and complex fault-block oil and gas reservoirs; and (3) Related techniques required by market development for oil fields both at home and abroad. In the future, focus will be put on improving overall economic benefit of developing Daqing oil field through energetically developing and applying advanced hydrocarbon recovery techniques, continually deepening reorganization, restructuring and modern enterprise management

and endeavoring to realize oil field sustainable development in the 21st century. **Subject heading:** Daqing oil field, High water cut stage, Development phase, Oil and gas production, Economic benefit, Enhanced oil recovery, Technique, Developing strategy

Coal bed methane resource and its exploration direction in China.

LIU Hong-lin; et al. (Wanzhuang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Hebei 065007, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 9-11. Coal bed methane is an unconventional natural gas trapped in coal bed. Our country has rich coal and rich coal bed methane. In this paper, the author found out the difference in gas content and its controlling factor through four parameters, such as gas content per ton of coal, gas saturation, gas concentration and gas abundance. New calculation of resource shows that in China coal bed methane shallower than 2000m is about $22.5 \times 10^{12} \text{m}^3$, and the available resource of coal bed methane shallower than 1500m is about $7.29 \times 10^{12} \text{m}^3$, accounting for 32.4% of the total resources of this kind. In the Qinshui basin, Ordos basin and Liupanshui basin, there are many favorable sections for coal bed methane exploration because of high gas content, high saturation, high gas quality and high abundance. They are the most potential areas for coal bed methane exploration. **Subject heading:** Coal bed, Methane, Resource calculation, Resource extent, Distribution, Exploration, Direction

The distribution rule of natural gas and the screening of profitable exploration areas in foreland basins of Central and West China.

ZENG Xian-bin; et al. (Wanzhuang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Hebei 065007, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 12-14. The natural gas resource is rich in Central and West China. The ratio of proved reserves is only 9.3% in the five gas rich basins there the natural gas exploration potential is large. There are seven models of major gas fields in the foreland basins. Distribution of gas rich areas is mainly controlled by the fault-fold or rupture. After studying the type of development and distribution characteristics of large-medium-sized gas fields of each second-order structure in the foreland basins, the authors hold that the large-scale structural traps in the lower block of thrust belt, the lithological fringe in the

foreland slope area and shallow secondary gas pools as well as the fault block traps in the frontal uplifts of foreland basins etc. are favourable enrichment zones of natural gas in this kind of basin. On the basis of detail geologic research for the foreland basin and the present situation for natural gas exploration, the authors draw out the useful ways to select profitable exploration areas, and select five profitable gas rich areas in the foreland basins of Central and West China. They are large scale structural traps underneath the salt bed in the lower wall of over-thrust fault in Keyi structural zone of Kuqa foreland thrust belt in Terim basin, Lenghu-Nanbaxian structural zone in the thrust belt on the northern fringe of the Qaidum basin, Jurassic Yanjinggou-Sumatou-Longquanshan shallow gas beds of foreland sag in northwestern Sichuan basin, lithological fringe zone in Upper Triassic Xujiahe Formation on Zitong slope of Chuanxi front slope belt and Tertiary and Cretaceous gas reservoirs of second and third structures in the southern fringe of Jungar basin. **Subject heading:** Foreland basin, Natural gas resource, Large scale, Medium type, Gas field, Distribution, Gas reservoir formation, Mode, Exploration region, Selection

A comparison study on the exploration potential between Bohai Bay basin and Subei basin.

QIAN Ji; et al. (Research Institute of Petroleum Exploration and Production, Sinopec, Beijing 100083, P. R. China). *Shiyou Kantan Yu Kaifa* 2001, 28(1), 15-18. Although big differences exist in basin formation and hydrocarbon formation, there are still similar discovery rule and process between Bohai Bay basin and Subei basin. The cognizance achieved through the comparison studies on reserve increase, accumulate reserve to resource ratio, reserve proveness velocity, the distribution of oilfield size and the exploration stage between the two basins indicates that for the Bohai Bay basin, the distribution of oilfield size accords with lognormal distribution, large and medium oilfields account for 64% of total oilfields number, reserve increase has passed the peak of sine curve and still in later high peak period, the new peak is predicted after the year 2000, the potential will be in deep prospects, various new type of reservoir onshore and wide exploration domain offshore. For the Subei basin, the distribution of oilfield size does not accord with a complete lognormal distribution. Most oilfields are small in size, the reserve increases rapidly and waves gently, its petroleum exploration is in early high