

大张坨地下储气库地质动态及运行效果分析

王起京 张 余 刘 旭
(北京天然气集输公司)

王起京等.大张坨地下储气库地质动态及运行效果分析.天然气工业,2003;23(2):89~92

摘 要 大张坨储气库地处我国天津市大港区南 5 公里的独流碱河的滞洪区内,构造位置处于大港油田板桥油气田构造带的西部,是一个正在进行循环注气开发的凝析气藏——大港油田板桥油气田 B52 气藏——的基础上改建而成的地下储气库,目的层为沙河街组沙一下段板二油组的砂岩储层。该气藏 1994 年投入循环注气开发,2000 年改建为我国第一个天然气地下储气库,并于 2000 年 12 月投入冬季调峰生产,已完成了二个冬季调峰采气、一个注气周期的生产,目前正进行注气生产。通过对大张坨储气库运行资料的分析,系统总结了有水气藏改建储气库的生产运行特点和动态规律,对我国其他储气库的建设和运行管理有指导作用。

主题词 大张坨气田 沙河街组 地下储气库 体积 运行 天然气 供应量 调整

大张坨储气库其构造为一鼻状构造,东南侧为断距达 200~ 770 m、平面延伸超过 15 km、对油气分布起控制作用的大张坨断层,构造的上倾方向为断

层和岩性尖灭,构造的低部位为水域,并通过该水域与板桥构造中部的其他气藏相连。构造埋深 - 2 565 m,溢出点深度 - 2 800 m,圈闭面积 12

老湾一磨盘潜高的池 22、池 35、池 37、池 38、池 47、池 61 井在 $T_{1j2}^2-T_{1j1}^2$ 层均有显示,电测解释均为气层或产层。其中池 47 井试油已获工业气流。

高峰场构造峰 1、峰 4、峰 5、峰 6、峰 7、峰 11 井都在嘉一层发生不同程度的气浸、井涌显示,峰 6、峰 7、峰 9、峰 13 井 T_{1j2}^2 层有一定的储层发育,厚度一般 6~ 16 m,以鲕状灰岩为主。因此,该构造具有较大的勘探潜力。

3. 双家坝区块

该区块勘探主攻目的层为飞仙关组。已钻过飞仙关组的探井和开发井共 13 口,其中 12 口井都存在飞仙关组储层,电测解释结果有产层、可能含气层、含气层、气层四种。储层的孔隙度较低,仅有 5 口井中有孔隙度达到 5% 以上的储层段。但储层连片分布,厚度较大,即使孔隙低也可获得气井。如七里 8 井测试井段 3 871. 5~ 3 878. 2 m,声波孔隙度仅 2%~ 5%,获气 $1. 43 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

该区块内在飞仙关组试油井仅 2 口井,有必要

对该区块飞仙关组作进一步的勘探。

结 论

- (1) 川东腹区在当前开发上产任务紧迫、而天然气储量资源准备不够充分的情况下,“十五”以后要继续保持高产稳产态势,当务之急是在已开发区块内实施滚动勘探开发战略,寻找石炭系气藏储量、产能接替目标。
- (2) 川东腹区实施滚动勘探的主攻目的层系是资源潜力较大的 T_{1j2}^2 和 T_{1f}^3 等两大重要产气层系。
- (3) 在川东腹区二叠系、三叠系实施滚动勘探开发具有许多十分有利的条件。在二叠系、三叠系滚动勘探的技术方法上,首先要深入开展地质基础研究,充分利用旧井上试回采。若缺乏旧井上试,则应优选勘探井位目标,实施滚动勘探钻井工作。
- (4) 川东腹区近期滚动勘探工作优选目标区块是铁山区块、大池干井区块和双家坝区块。

(收稿日期 2002- 11- 18 编辑 钟水清)

作者简介:王起京,1963 年生,高级工程师;1984 年毕业于大庆石油学院开发系油田开发专业;长期从事气田开发研究工作,曾获省部级科技成果二等奖 2 次、三等奖 1 次,现从事地下储气库建设和管理工作。地址:(100000)北京市朝阳区亚运村汇源公寓 J 座 11 门 503 室。电话:(010) 84975042。

km²。盖层为三叠系沙河街组一段中、上部以暗色泥岩为主,厚度为 500~800 m 的砂泥岩组合,其中厚度为 430 m 的暗色泥岩直接覆盖在储集层上部,是理想的盖层,气藏在平面及纵向上具有良好的封闭性。储层为板二¹油组的 1~4 层,岩性为岩屑长石粉砂岩和细砂岩,储层的孔隙度为 10.2%~29.3%,一般在 20%~25%,渗透率为 $100 \times 10^{-3} \sim 300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,气井的有效渗透率最高达 $180 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中孔、中高渗透层。

气藏属常规的温度压力系统,原始地层压力 29.77 MPa,压力系数为 1.12,地层温度 105℃。气藏的原始气液界面为 -2 675 m,含气高度为 110 m,含气面积 6.16 km²。气藏内原始天然气为富含凝析油的凝析气,凝析油含量高达 630 g/m³,天然气相对密度为 0.603 5~0.765 9,凝析油相对密度为 0.732~0.764。地层水为 NaHCO₃ 型,总矿化度为 7 084 mg/m³。气藏含气面积内的有效厚度为 4.6~12.4 m,平均为 7.67 m,计算的天然气地质储量为 $14.87 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油为 $122.45 \times 10^4 \text{ t}$,用压降法核实气藏的原始天然气地质储量为 $13.86 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

气藏开采及气库运行状况

该气藏于 1974 年的 B52 井钻探时发现,1994 年前气藏一直未投入开发。但因该气藏通过低部位的水体与板中的北高点和南高点气藏相连通,受上述二个油气藏开发的影响,该气藏于 1994 年投入开发时,地层压力已由 29.77 MPa 下降到了 25.06 MPa,地层压力的下降幅度达 4.17 MPa。1994 年 6 月 B52 井投入试采,1995 年 1 月开始按照“二注二采”井网进行循环注气开发,到 1999 年底累计生产凝析油 $25.34 \times 10^4 \text{ t}$,净采出天然气 $1.33 \times 10^8 \text{ m}^3$,地层压力下降到了 20.24 MPa,凝析油的采出程度达 21%,天然气的采出程度为 8.68%。

2000 年改建为天然气地下储气库,新部署注采井 12 口,利用老井 4 口,形成 16 口井的注采井网。2000 年 11 月采气系统建成,并于同年 12 月 14 日开始进行第一阶段的调峰,至 2001 年 3 月 15 日调峰结束,阶段采出天然气 $0.98 \times 10^8 \text{ m}^3$,气藏的地层压力由 20.24 MPa 下降到 17.58 MPa。2001 年 3 月 26 日开始采用二台老压缩机给 TZ1、TZ2 井注气,单井日注气量 $13 \times 10^4 \sim 15 \times 10^4 \text{ m}^3$,新压缩机组于 2001 年 6 月相继投入注气生产,投入注气井 12 口,到 2001 年 11 月 15 日,大张坨储气库在本注气周期共计注气 $4.36 \times 10^8 \text{ m}^3$,地层压力上升幅度达 12.92

MPa。2001 年 11 月 16 日开始第二个阶段的调峰生产,共开井 9 口,2002 年 2 月 12 日调峰结束,本采气期阶段累计生产天然气 $1.46 \times 10^8 \text{ m}^3$,储气库的阶段压降幅度为 5.15 MPa。

地质动态及运行效果分析

1. 储层的平面连通性

(1) 含气范围内储层平面连通性好,有利于储气库的注采及凝析油采收率的提高

大张坨储气库为层状地层,储集层在平面上具有较好的延展性和连通性,并在动态资料得到了较好的反映:2000 年 10 月试油时, K3、K4、K6、K9 井采用电子压力计实测的地层压力为 19.72~20.29 MPa;在储气库平面产出差异较大的情况下,2001 年 2 月 K4、K10、K7、K8、K11 井的实测地层压力接近,未投产的 B52 井和投产时间较短的气井,其井口压力与其他井呈同步下降趋势。储气库的平面连通性好,对储气库的注气和调峰供气、提高凝析油的驱替效率、改善储气库的储集性等,都是极为有利的。

(2) 储层在平面上具有大范围的连通,与水域及相邻气藏属同一动压力系统

该气藏在未投产的情况下,受板中北、板中南高点气藏生产的影响,气藏的地层压力呈逐渐下降的趋势,至 1994 年气藏投入循环注气开发时,受上述影响,气藏的地层压力下降幅度达 4.17 MPa;处于构造低部位的 B848、B896 井,在 2001 年注气后进行了动态监测,其地层压力受储气库注采的影响呈周期性变化(见图 1),由此分析,大张坨储气库与其相

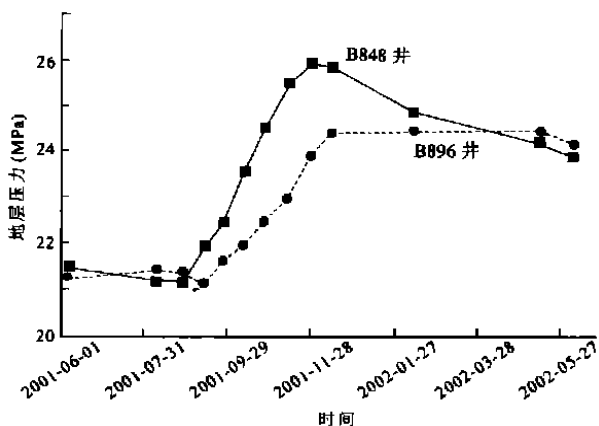


图 1 B848、896 井地层压力变化曲线

邻的板中南、北高点, B848—1 气藏等,属于同一水动力系统,储气库与气藏之间存在相互影响。

2. 注采井的产能普遍较高,对发挥储气库的调峰作用极为有利

大张坨储气库的储层物性较好, 探井试气和生产时的单井产能较高, 试油及生产时的产量在 $10 \times 10^4 \sim 22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。注采井在钻井和完井过程中, 采取了一系列的储层保护措施(如采用优质钻井液、单封技术、二级固井技术、试油及射孔联座、大负压差射孔等等), 见到了良好的效果, 经测井评价及部分注采井的不稳定试井资料分析, 证实储层污染得到了有效控制(K3、K4、K6、K9、K11等5口井储层的机械表皮系数均接近于零, K4井两次测试其机械表皮系数均小于零, K11井的表皮系数只有0.31, K3、K9两口物性较差的气井的视表皮系数分别只有-3.73和1.3), 使得注采井的产能得到进一步发挥和提高, 9口新完钻的主力注采井试油时 12.7 mm 气嘴单井产量在 $25 \times 10^4 \sim 30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 其中K4井、K11井的生产压差仅0.323、0.58 MPa, 计算气井的无阻流量达 $140 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右。

在第一调峰阶段, 高峰期的单井产量达到了 $34.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 第二调峰阶段的单井产量一般在 $45 \times 10^4 \sim 70 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 高峰期的单井产量平均达 $65 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上, 调峰生产过程中均未发现气井出砂现象。经二个冬季的调峰生产, 初步认为, 储气库的单井生产能力和总体调峰能力达到了设计要求。但在生产中距气水边界较近的K11、TZ1井已有地层水产出。

大张坨气藏为高含凝析油的凝析气, 通过注气, 储气库尤其是注气井井筒附近的流体性质发生了较大的变化, 这有利于注采井产能的改善和提高。K11井于2001年2月(注气前)和2002年2月(注气后)分别进行了改进的等时试井, 在同一压力条件下(23.5 MPa), 第一次测试计算的无阻流量为 $180 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 第二次测试计算的无阻流量则提高到 $360.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。产能提高的主要原因是注气后, 气井周围的流体由原来的凝析气转变为干气, 流体的黏度减小, 天然气黏滞阻力和紊流效益减小。

3. 库容分析

图2为大张坨储气库从1994年开发以来到2001年3月的气藏压降曲线, 该曲线的横坐标为累计净采出井流物量, 纵坐标为气藏的视地层压力。大张坨储气库的压降曲线呈较好的直线关系, 表明虽然气藏的低部位存在水体, 但水体在气藏开发及储气库运行阶段所表现出的能量有限, 利用该压降曲线计算和设计的储气库库容是有理论和实践依据的。

2001年度, 阶段注入天然气 $4.36 \times 10^8 \text{ m}^3$, 阶段

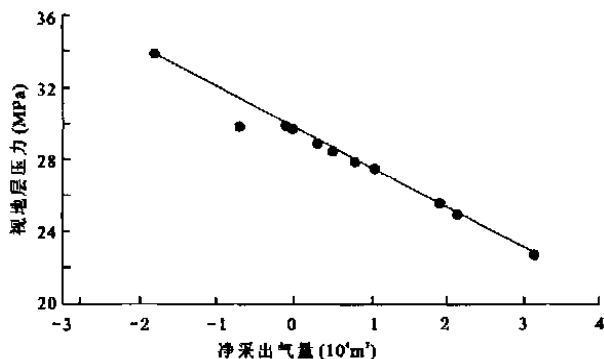


图2 大张坨储气库的库容分析曲线

压力曾升高达12.92 MPa, 经分析该测压点正处于压降曲线上。2001年冬季调峰生产天然气 $1.46 \times 10^8 \text{ m}^3$, 地层压力下降到25.5 MPa。经对比发现, 在该生产阶段, 地层压力的下降速度增大, 在压降曲线上发生偏离, 弹性产率减小。经分析造成压力下降快的主要原因是: 在整个生产期间, 气区的地层压力一直高于水域及与之相连的其他气藏的压力, 在压力差的作用下, 储气库的气水边界一直向外侧缓慢推移, 储气库的储集空间逐渐增大, 从而加快了储气库在生产阶段地层压力下降的速度。

从K11井前后二次不稳定试井资料的处理结果也发现, 随着注气储气库的压力升高, 气藏的气水边界在逐渐的向外部水体方向推移: K11井2001年2月份测试确定的气水边界距离为262 m, 2002年1月17日测试资料处理后计算新的气水边界距井的距离为285 m, 气水边界向外推移了23 m。气水边界的推移在生产动态资料上也有所反映: K11井2001年2月取两只水样, 总矿化度分别为6 818、6 669 mg/L, 为碳酸氢钠水型, 与水域的B51井水样的分析化验结果接近; 2002年1月24日再次取水样分析, 矿化度下降到了1 250 mg/L。

此外, 从大张坨储气库2002年2月调峰结束到同年5月10日恢复注气期间的测压结果也证实, 注采井和水域观察井的地层压力均有不同幅度的下降(B848由2002年2月19日的24.93 MPa下降到24.29 MPa, 下降幅度0.64 MPa, B896井由24.522 MPa下降到24.19 MPa), 均为气水边界向外推移引起压力扩散所造成的。

初步预测, 大张坨储气库2002年注气可使地层压力恢复到储气库运行压力上限的29 MPa, 库容将比2001年增加 $2\,000 \times 10^4 \sim 4\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$, 再过1~2个注采周期, 库容将逐渐接近和达到设计指标。

4. 关于凝析油的分析

大张坨储气库的原始天然气为高含凝析油的凝析气,凝析油含量在原始条件下高达 630 g/m^3 ,在循环注气开发阶段采出凝析油 $25.34 \times 10^4\text{ t}$,累计气油比达 $4\,300\text{ m}^3/\text{t}$;第一调峰阶段生产天然气 $0.978 \times 10^8\text{ m}^3$,阶段生产气油比为 $4\,900\text{ m}^3/\text{t}$,凝析油的含量较高。大张坨储气库在 2001 年全面进入注气阶段后,为了在短期内提高储气库的地层压力,为储气库调峰生产准备充足的气源条件,采取的是对所有的注采井进行注气,各井的吸收量由各井的吸气能力自行分配。注入的干气将凝析气驱替到气藏的边部和井与井之间的部位。因此,在调峰生产阶段,气井在生产时产出气主要为干气。本阶段生产天然气为 $1.46 \times 10^8\text{ m}^3$,仅产出少量凝析油,平均气油比为 $7.5 \times 10^4\text{ m}^3/\text{m}^3$,大多数井的气油比高达 $10 \times 10^4\text{ m}^3/\text{m}^3$ 以上(上述结果与数值模拟预测结果基本一致)。可见,采用笼统注气方式,不利于凝析油的生产 and 库容的提高。

结 论

(1) 试油、试井及调峰生产的实践证明,大张坨储气库的注采井生产能力较高,在目前的注采井网条件下达到了储气库设计的产量要求,注采井在钻

井和完井施工过程中所采取的储层保护措施,取得了良好的效果。

(2) 储层在平面上具有较好的连通性,这对于提高凝析气的驱替效率和提高凝析油采收率以及腾空库容极为有利。

(3) 大张坨储气库在注气时最合理的注采井网是中低部位注气和中高部位采气,采用合理的注气井网,不仅能够提高凝析油的开采效率,同时能够降低边水的影响。

(4) 大张坨储气库的气区与水域连通性好,储气库周边水域和气藏地层压力较低的情况下,气水边界缓慢向外部推移,储气库的库容量缓慢增大,逐渐接近库容设计值。此外,较低的水域压力,大大减少了边部注采井产水的可能性,有利于气井的生产管理。

(5) 大张坨储气库是我国第一个工业性的大型储气库,在今后的运行过程中要加强对气藏的动态监测,时刻注视储气库的动态变化,不断摸索其运行特点,以最大程度地发挥储气库的功能,并为我国储气库的运行管理提供可借鉴的经验。

(收稿日期 2002-08-13 编辑 居维清)

西南油气田喜获 9 项重大发现

2002 年,中国石油西南油气田分公司在老气田部署一批新井,喜获 9 项重大发现,新获井口产能 $164 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,占当年新获井口产能的 44%。

黄草峡气田位于四川盆地东部,1980 年 1 月草 1 井开钻,10 年间陆续钻井 18 口,获气井 11 口,产气总量约 $40 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。到 2001 年年底只有 4 口井产气,产气总量不足 $10 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。西南油气田分公司组织技术人员综合分析了黄草峡气田的地震资料、钻井录井资料和气田生产动态资料,利用数值模拟等新技术再次测算气田各储气层的储量,确定了新的钻探目的层,并在两个旧井场上新钻了草 30 井和草 31 井,测试产量分别为 $54.61 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 和 $38.2 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,无阻流量分别为 $197 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 和 $182.42 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

2002 年,中国石油西南油气田分公司在老气田上新钻井、加深井 18 口,获工业气井 14 口。除在黄草峡气田外,另有 8 个老气田新发现了重要储气层。南气田池 57 井最终获得测试产量 $67.71 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,无阻流量 $150.26 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;沙坪场气田天东 85 井获气 $12 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,天东 84 井等 3 口井见到良好孔隙性储气层;龙会 2 井也取得突破,获得无阻流量 $226 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流,投产后在日产 $30 \times 10^4\text{ m}^3$ 和 $50 \times 10^4\text{ m}^3$ 情况下均能稳定生产;麻柳场气田麻 5 井等 4 口井均获工业气流,4 口井的测试产量之和为 $45 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;宜宾构造也取得重要进展,宜 4 井等 3 口井获工业气流,3 口井的测试总产量为 $39 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;金华构造金 17 井通过加深修井后气产量达到 $230.3 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;临 18 井采用新工艺、新技术改造储层渗透性,获气 $5.0 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;同福场构造同福 5 井等 3 口井完钻后也展现了良好的开发前景。

陈 敏 摘自《中国石油报》

culated and the optimal exploration program is determined. The results from the method coincide with the results from other evaluation methods, and accord with the real situation. So, it is verified that the method is effective. Besides, the urstoff evaluation methods of fuzzy data entropy can also be used for ranking and classifying of other engineering.

SUBJECT HEADINGS: Fuzzy mathematics, Data, Gas fields, Development program, Evaluation

Yong Qidong (assistant professor, Doctor) was born in 1964, is a whole-life researcher of China Management Science Research Institute and a member of U.S MCDM. Add: Daping, Chongqing (400016), China Tel: (023) 68573750

POTENTIAL OF REALIZING THE RESOURCE REPLACEMENT FOR PERMIAN AND TRIASSIC IN EAST SICHUAN HINTERLAND AND ITS FEASIBILITY RESEARCH

Feng Wankui, Shao Yong and Jia Changqing (Chongqing Gas Field of Southwest Oil and Gas Field Branch, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 2, pp. 87~ 89, 3/25/2003. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Chongqing-East Sichuan region is the principal reserve-production area of natural gas in Sichuan Basin, Which has a decisive influence on Sichuan-to-east natural gas transmission project. Because the exploration difficulty increased, the reserve accreting velocity was obviously slowed down and there was a rapid drop in the reserve-production ratio. If there is no new discovery, a long-term high-stable production can't be maintained. In consideration of the structure and present situation of the gas reserves and resources in this region, through analyzing the potential of the rolling exploration and development carried out for Permian and Triassic, it is pointed out in this paper that such a rolling exploration and development is a job of small investments and quick returns, which should be the trend of the chongqing Gas Field in the near future. Finally, relevant technical measures and a tentative idea of short-term work are put forward and the short-term work targets are optimized in the paper also.

SUBJECT HEADINGS: Natural gas, Rolling exploration and development, East Sichuan, Hinterland, Permian, Triassic

Feng Wankui (senior engineer), born in 1948, is now a deputy director of the Chongqing Gas Field, the Southwest Oil and Gas Field Branch, PCL. Add: Daqing Village, Dashiba, Jiangbei District, Chongqing (400021), China Tel: (023) 67311340

GEOLOGICAL PERFORMANCE OF DAZHANGTUO UNDERGROUND GAS STORAGE AND ITS OPERATION EFFICIENCY ANALYSIS

Wang Qijing, Zhang Yu and Liu Xu (Beijing Gas

Gathering and Transferring Co. Ltd). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 2, pp. 89 ~ 92, 3/25/2003. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Dazhangtuo underground gas storage is located in the stagnantly flooded area of the Duliujianhe River five kilometers south of the Dagang District, Tianjin. Storage structure is situated in the western part of the Banqiao field structural belt of Dagang Oil Field and the underground gas storage was set up through reforming on the basis of the B52 gas reservoir in Banqiao field of Dagang Oil Field. This reservoir is a condensate gas reservoir in which a recycle gas injection development is carrying out, its objective formation being the sandstone reservoir of Ban-2 oil-bearing layers belonging to the lower interval of the first member of Shahejie Formation. The recycle gas injection development was adopted in 1994 for this gas reservoir which was reconstructed as the first underground gas storage in China in 2000 and put into winter peak shaving production in December 2000. Up to now, two winter peak shaving gas production and one gas injection cycle production have been finished and the 2002 gas injection production year is carrying out at present. Through analyzing the operation data on Dazhangtuo underground gas storage, the production-operation characteristics and performance rules of the gas storage reconstructed from a water-carrying gas reservoir are summarized in the paper, which is of a guiding role in the construction, operation and management of the other gas storages in China.

SUBJECT HEADINGS: Dazhangtuo gas field, Shahejie Formation, Underground gas storage, Volume, Operation, Natural gas, Supply quantity, Adjustment

Wang Qijing, born in 1963, is a senior engineer. Add: Room 503, Door 11, Building J, Huiyuan Apartment House, Yayun Village, Chaoyang District, Beijing (100000), China Tel: (010) 84975042

COMPLETION TECHNOLOGY OF DRILLING GAS STORAGE INJECTION-PRODUCTION WELLS ON A DEPLETED GAS FIELD

Zhao Chunlin, Wen Qinghe, Song Guihua and Chai Xijun (Research Institute of Drilling and Production Technology, Dagang Oil Field). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 2, pp. 93 ~ 95, 3/25/2003. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Dazhangtuo gas storage is the first large-sized underground gas storage in China and it was put into production in December 2000. Its being established has made a contribution to improving the gas-supply conditions and bringing the atmospheric environment under control for Beijing. Ban-876 underground gas storage is an extension project of Dazhangtuo gas storage and it is located in Ban-II₁ depleted condensate reservoir with extra-low formation pressure. The burial depths of the