

文章编号: 0253-9985(2007)01-0083-05

苏丹 Muglad 盆地福北构造-水动力油藏特征和开发经验

汪望泉^{1,2}, 樊太亮¹, 成忠良², 李国诚², 聂昌谋²

(1. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 2. 中国石油天然气勘探开发有限公司, 北京 100034)

摘要: 福拉凹陷位于苏丹共和国 Muglad 盆地的东北部, 福北油藏位于福拉凹陷中部转换带南部, 是一个构造-水动力稠油油藏。该油藏具有埋藏较浅、储集层胶结疏松、高孔隙、高渗透以及底水活跃等特点。依据油藏特点应用“排砂冷采”技术进行开发, 并采用与之相配套的完井工艺, 包括大口径套管、长沉砂口袋完井和射孔时保护厚油层中的泥岩夹层等, 使单井日产量平均超过 100 m³。在出砂严重井采用“有限排砂”开采技术, 降低了作业周期和费用, 有效地提高了开发效益。

关键词: 构造-水动力油藏; 开发经验; “排砂冷采”; 福北油藏; 福拉凹陷; 苏丹

中图分类号: TE112.3 文献标识码: A

Characteristics and development experiences of Fula N structural-hydrodynamic oil pool in Muglad Basin, Sudan

Wang Wangquan^{1,2}, Fan Tailiang¹, Cheng Zhongliang², Li Guocheng², Nie Changmou²

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

2. CNPC E & D Company Ltd., Beijing 100034, China)

Abstract Located in the south of central transitional zone of the Fula sub-basin, northeastern Muglad Basin, Sudan, the Fula N is a structural-hydrodynamic heavy oil pool with shallow burial depth, loosely cemented reservoir, high porosity and permeability, and active bottom water. These features make the CHOPS (cold heavy oil production with sand) a suitable technology for the development of the pool. Matching technologies, such as completion with bigger size casing and long sand pocket and protection of interbedded shale in thick oil layer during perforation, are adopted, achieving an average daily production of more than 100 m³ from single well. In wells with severe sand problem, the production technology known as “limited sand control” is used to reduce the operation cycle and cost, and enhance the economic returns.

Key words structural-hydrodynamic oil pool; development experience; cold heavy oil production with sand (CHOPS); Fula N oil pool; Fula sub-basin, Sudan

Muglad 盆地是在中非剪切应力场背景下形成的被动裂谷盆地^[1,2]。福拉凹陷位于 Muglad 盆地东北部, 面积约 5 000 km² (图 1)。福北油田位于福拉凹陷中部构造带, 是该凹陷发现的主力油田, 埋藏较浅, 以稠油为主。依据当地的作业条件, 该油田被经济评价为边际油田, 如何快速高效开发将决定着该项目的整体效益。研究人员结合国内外相关油田的开发经验, 探索了适

合该油田开发特点的作业工艺, 为相似油田的开发积累了经验。

1 石油地质概况

福拉凹陷包括 5 个次级构造单元: 南部断阶带、南部次凹、中部构造带、北部次凹和北部断阶带。福北油田位于福拉凹陷中部转换构造带南部。

收稿日期: 2006-03-28

第一作者简介: 汪望泉 (1969-), 男, 高级工程师、博士生, 石油地质

基金项目: 中国石油天然气集团公司科技攻关项目 (03D103)



图 1 福拉凹陷构造单元和福北油田位置

Fig. 1 Structural unit of Fula Depression and location of Fula N pool

福拉凹陷经历了 3 次裂谷断陷及沉降拗陷活动^[3-4] (图 2)。第一旋回沉积了 5 000 m 以上的 Abu Gabra 组湖相泥岩和 Bentiu 组河流相砂岩, 形成了本区唯一的生油岩和重要的储集层^[5]。第二旋回是构造圈闭主要的形成期和区域盖层 (Aradeiba 组) 发育期。第三旋回在福拉凹陷不发育, 沉积地层薄, 对早期的油气藏起调整或一定的破坏作用。

油气藏类型以构造型油气藏为主, 在多套储盖组合中获商业发现 Abu Gabra 组和 Aradeiba 组的层状边水油藏、Bentiu 组的底水块状油藏。Bentiu 组和 Aradeiba 组油藏为重质油, Abu Gabra 组油藏基本上为稀油油藏, 局部发育气藏。

2 油藏特征

2.1 构造

福北油藏指 Bentiu 组稠油油藏, 该油藏类型主要为反向断鼻 (断块) 或断垒。当断盘沿断面下掉时, 在断层上升盘形成的圈闭 (图 3)。Aradeiba 组区域发育的泥岩 (厚约 240 m) 为 Bentiu 储集层提供良好的垂向盖层和侧向封堵条件。Aradeiba

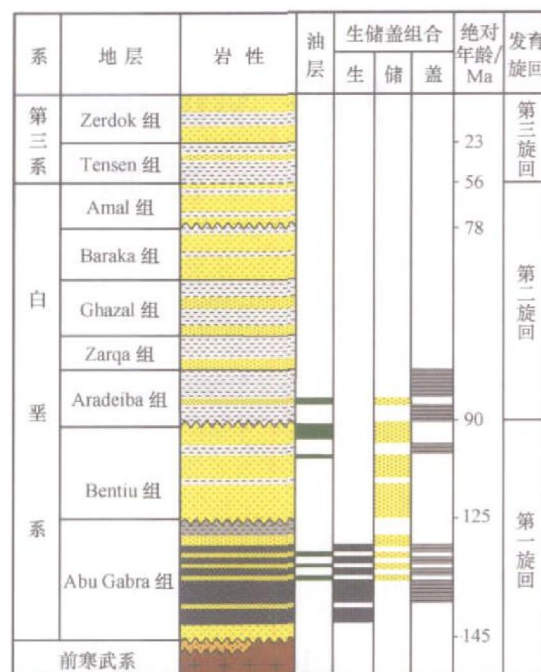


图 2 福拉凹陷地层综合图

Fig. 2 Integrated stratigraphic column of Fula Depression 组泥岩的侧向封堵是形成 Bentiu 组油藏的关键控制

制因素, 下降盘泥岩厚度和断层断距决定着油藏规模和质量^[6]。

福北油藏在福拉西掉大断层控制背景下, 被东掉和西掉两条断层挟持的断垒构造, 含油面积 7.5 km², 圈闭幅度 100 m (图 4)。西掉断层延伸长度 8.0 km, 断距为 50~ 250 m, 该断层是福北油田的主控断层, 控制了油田的油藏规模, 最大油藏高度 90 m; 东掉断层延伸长度 6.5 km, 断距最大约 100 m。

2.2 储层

Bentiu 单砂层厚度主要为 10~ 30 m。砂岩主

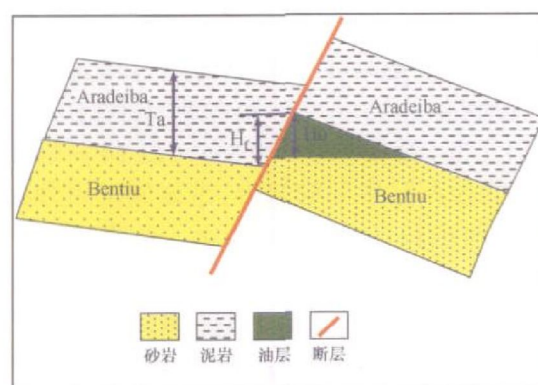


图 3 Bentiu 组成藏模式

Fig. 3 Oil accumulation model in Bentiu Formation

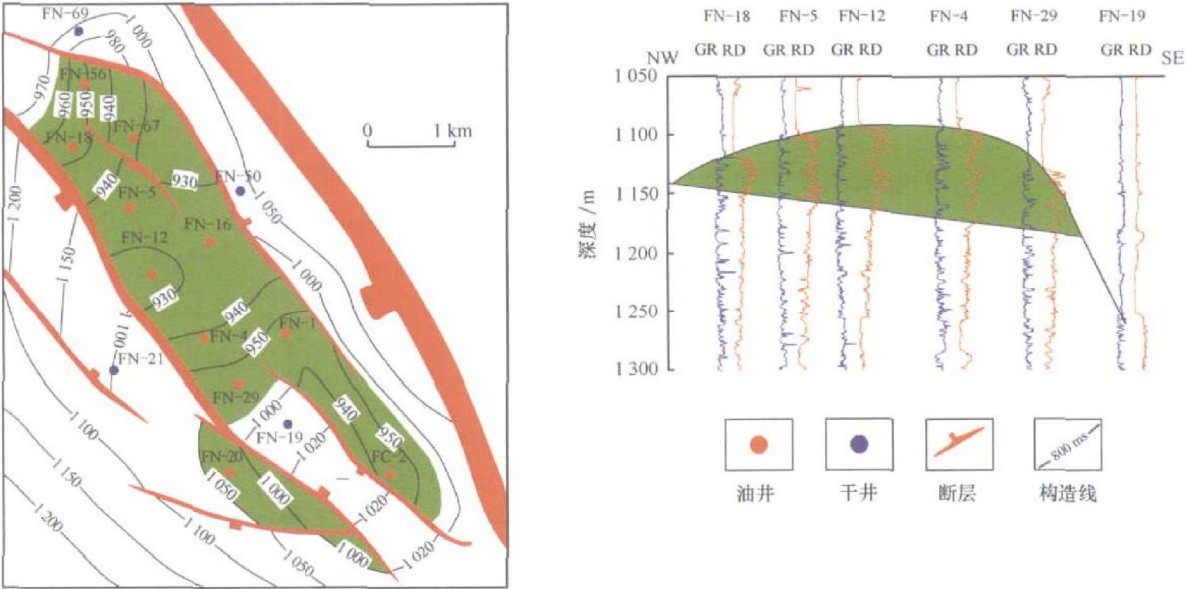


图 4 福北构造-水动力油藏组合

Fig. 4 Composition map of Fula North structural hydrodynamic oil pool

(左图为油顶时间构造图, 右图为南北向油藏剖面图)

要为亚长石砂岩, 其次为长石砂岩和石英砂岩等, 从粉砂岩到砾石变化, 分选差-较好。粒度中值为 0.2~0.4 mm, 为次棱角到次圆状, 以点接触为主。孔隙类型以原生孔隙为主, 孔喉的分选性不好, 在 0~400 μm 之间。岩心分析砂岩孔隙度在 19.7%~38.2% 之间, 平均为 31.9%, 渗透率主要分布在 $2\,960\times10^{-3}\sim6\,275\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$ 之间。砂岩成岩作用弱, 胶结疏松。

2.3 流体特征

Muglad 盆地是一个淡水盆地^[7,8]。Bentiu 组稠油呈现为高阻特征, 油层电阻大于 100 Ω·m, 一般在 2 000 Ω·m 左右。由于受活跃的边底水作用, 福北油藏具有水动力圈闭特征^[9], 具有倾斜的油水界面, 由北到南变化从 FN-18 井的 1 150 m (+400 m 海平面深度) 到 FN-29 的 1 178 m 变化 (表 1), 倾斜度为每百米 0.76 m (图 4)。原油密度 0.94 g/cm³, 粘度 1553 mPa·s (50℃), 胶质含

量 22%, 酸值为 (KOH) 9.8 mg/g 凝固点 12℃, 石蜡含量 10.6%, 硫含量 0.1%。油藏饱和压力 0.41~0.61 MPa 油气比为 1.25~2.49 m³/m³。

福北油藏原油粘度与封堵条件、水动力活跃程度和后期改造等有关。越靠近油水界面, 生物降解程度加剧, 接近油水边界的原油粘度比油层顶部大, 底部发育有沥青垫^[10]。原油粘度对温度敏感, 随着温度的增加, 原油粘度迅速下降。

根据 PVT 资料, 原油体积系数 1.011, 压缩系数 0.072/Pa。该区地层水矿化度低, Bentiu 矿化度 255~951 mg/L; pH 值 7.42~8.48, 水型为 NaHCO₃。油藏温度梯度为每百米 2.4℃。福北油藏具有统一压力系统, 压力系数为 0.85~0.88。

3 开发经验

福北油藏是一个埋藏较浅、胶结疏松、易出砂、压力低、原油密度较大、酸值高、底水活跃的稠油油藏。国外对稠油开采积累了一定的经验^[11], 国内对类似油藏开采也进行了探讨和研究^[12~14]。针对福北油藏特点, 在进行开采方式和配套工艺研究的基础上, 确定了在福北油藏进行排砂冷采, 并采取了与该油藏特点相配套的作业方式, 采用了有限防砂技术, 效果显著。

3.1 排砂冷采

排砂冷采是指在没有人工能量补充的条件

表 1 福北油藏油水界面数据

Table 1 Statistic data of oil-water interface in Fula N oil pool

井名	FN-18	FN-3	FN-5	FN-8	FN-7	FN-4	FN-29
油水界面 /m (+400 m 海平面深度)	1 150	1 156	1 160	1 166	1 170	1 174	1 178
方向	西北-东南						

下,依靠天然能量,通过调节压差使地层出砂,形成有利于流体流动的蚯蚓洞,同时又保持地层骨架不被破坏,从而大幅度改善地层的渗透率,达到提高产量的过程。排砂冷采的优点是开采成本低、产能高、风险小,适用于胶结疏松的稠油油藏。

排砂冷采在福北油藏取得了显著效果,保持长期高产的主要机理为:一是大量出砂形成蚯蚓洞网络;二是稳定的泡沫油流动;三是边底水驱动。

1) 大量出砂形成蚯蚓洞网络,使油层孔隙度和渗透率大幅度提高,改善了油层的渗流能力。将 Fula 油田油藏参数输入 4 相流模型预测蚯蚓洞长度可达 100~200 m,孔径为 25~55 mm;试验中随着砂粒的产出,油层的孔隙度从 30% 提高到 53%,渗透率从 $24\mu\text{m}^2$ 提高到 $10\sim 300\mu\text{m}^2$ 。

2) 含气稠油和泡沫油使原油密度降低,改变稠油流变特性使粘度很大的稠油得以流动;井口原油呈泡沫油特征(图 5),气泡含量为 50% 左右;泡沫较稳定,颜色呈棕色,气泡直径为 1~3 mm,静置 3~4 h 后气泡会渐渐变大,部分破灭。由于稠油中胶质和沥青质含量高,包裹气泡的油膜强度大,气泡不易破裂。试验表明溶气稠油粘度下降幅度超过 70%。泡沫油在排砂采油的过程中起到提供能量、降低粘度和携砂作用。

FN-3 井在相同的泵速和生产压差下,在防砂条件下 Bentiu 油层产量为 $31.5\text{m}^3/\text{d}$ 在不防砂条件下,产量达 $150\text{m}^3/\text{d}$ 。

位于构造高部位的油井产量较高,而构造低部位靠近底水的油井含水率较高,当产水量增加时,携砂能力降低,油井易砂堵,导致操作费用增

加,造成油井早衰。因此,携砂冷采井尽量在远离底水的部位。

3.2 完井和试油作业

以 FN-3 井测试为例,在 FN-3 井采用了两种完井方式。Bentiu 组油层完井油管下至油层顶部以上 5~10 m,封隔器坐在油层顶部以上 100 m 以内;在 FN-3 井上覆在 Bentiu 组油层之上的 Aradeiba 油层,油管(PCP 泵吸入口)下至油层以下,PCP 下至其扬程允许范围之内。在前一种情况下,Bentiu 试油结束时,井底沉砂 1.38m^3 ,Aradeiba 层试油采用第二种方式,井底沉砂仅 0.28m^3 。泵吸入口在射孔段以上,不利于排砂,油层易砂埋。泵吸入口下至油层以下,一般在 3~5 m,可有效防止油层砂埋。

另外,采用 244.5 mm 套管完井,留足 100 多米沉砂口袋,也是延长清砂作业周期、降低作业费用的有效措施。采用这种方法完井,福北油藏平均冲砂周期超过 1 年。

福北油藏底水能量强,油层传导性好,底水容易锥进。经测试,Bentiu 油层压力恢复到原始地层压力的 90% 所需要的时间为 1.4 h 左右。根据试采和数模结果,射孔应遵循以下原则:1) 射孔用大孔径、深穿透、高孔密、大负压射孔技术,使有限出砂,以利于提高产能;2) 对于较稳定的泥岩隔夹层在射孔时实施保护,砂泥岩界面处砂岩避射 0.2~0.5 m;3) 若没有隔夹层,射孔底界应距油水界面不小于油层厚度的 $2/3$ 防止水锥进。

3.3 隔夹层研究

泥岩夹层厚度一般 2~3 m,油区夹层分布范围有限,连通差,少数分布较稳定,延伸长度为 300~1000 m。夹层密度 16%,夹层频率每 100 m 为 17 层左右。隔夹层分布对 Bentiu 油层生产井含水变化影响大,生产层附近隔夹层不发育,底水锥进快,油井见水早。射孔作业时,保护好夹层可预防底水快速锥进。

3.4 有限防砂理论

试验表明,防砂井的井下工艺复杂。费用高、影响产能。不防砂井的井下工艺简单、成本低,并且可使产能达到较高水平。但是大量出砂,地面生产系统受影响大;另一方面,出砂较严重的地

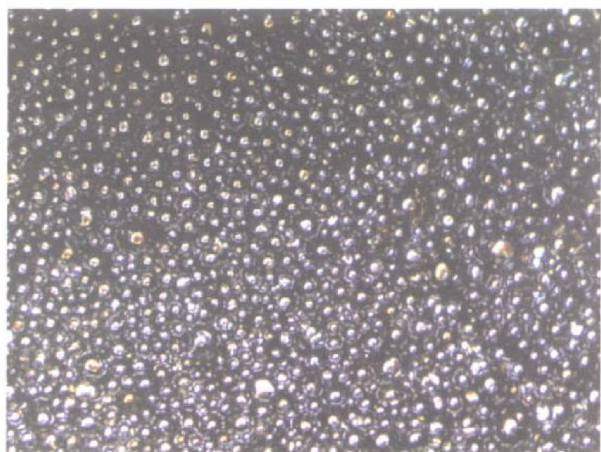


图 5 福北油藏泡沫油

Fig. 5 Foamy oil from Fula N oil pool

层, 易造成砂埋油层、堵住泵的吸入口的后果。导致修井作业频繁, 增加修井开支。

为了充分利用防砂与不防砂的有利因素, 在现场试验和理论分析的基础上, 提出了“有限排砂采油”开采方式。即对出砂严重影响正常生产的井, 利用作业简单成本相对低的割缝筛管防砂技术采取防大放小的原则。通过研究采用缝宽为 1.5 mm 的割缝筛管, 割缝筛管缝密度为每米 720 条, 缝长为 80 mm, 割缝分布为均匀交错, 割缝缝形为矩形条带状缝, 截面为直缝。割缝筛管的外径为 $\Phi 177.8$ mm, 壁厚为 6.98 mm。经过现场试验, 效果良好。

4 结论

福北油藏是一个底水活跃的构造-水动力复合稠油油藏。在加强开发地质研究的基础上, 通过“排砂冷采”, 并采用了适合该油藏特点的完井和生产技术, 有效地降低了作业成本, 简化了井下作业工艺, 减小了作业风险, 提高了原油产量, 延长了油田生产周期, 保证了油田的高效开发, 使一个边际油田产生了良好的经济效益。

参 考 文 献

- 1 Schull T J. Rift basins of interior Sudan: petroleum exploration and discovery [J]. AAPG Bulletin, 1988, 72: 1128~1142
- 2 王秀林, 汪望泉, 李素珍, 等. M 盆地构造特征及与油气的关系 [J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(1): 76~79
- 3 魏永佩, 刘池阳. 位于巨型走滑断裂端部盆地演化的地质模型——以苏丹穆格莱德盆地为例 [J]. 石油实验地质, 2003, 25(2): 129~142
- 4 张亚敏, 陈发景. 穆格莱德盆地形成特点与勘探潜力 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(3): 236~240
- 5 薛良清, 樊太亮, 许大丰, 等. 苏丹 Muglad 盆地东北部 AG 组层序地层与勘探目标评价 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(5): 506~512
- 6 童晓光, 窦立荣, 田作基, 等. 苏丹穆格莱德盆地的地质模式和成藏模式 [J]. 石油学报, 2004, 25(1): 19~24
- 7 孙黎娟, 吴凡, 王世坤. M 盆地淡水地层油层电性标准研究 [J]. 测井技术, 2001, 25(3): 212~214
- 8 黄宏才, 白运台, 王立新, 等. FL 凹陷复杂水系下高电阻率储层油气评价技术 [J]. 测井技术, 2001, 25(6): 464~466
- 9 聂昌谋, 陈发景, 白洋, 等. 苏丹富拉油田油藏地质特征 [J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(6): 671~675
- 10 窦立荣, 程顶胜, 李志. 苏丹 Muglad 盆地 FN 油田沥青垫的确认及成因分析 [J]. 地球化学, 2004, 33(3): 309~316
- 11 Chalaturmyk R J, Wagg B T. The mechanisms of solids production in unconsolidated heavy oil reservoirs [J]. SPE 2378Q 1982
- 12 马永忠, 付亚荣, 王雅贤, 等. 稠油冷采配套工艺技术 [J]. 西安石油学院学报, 2002, 17(2): 25~32
- 13 刘新福, 赵淑范, 杨志斌, 等. 稠油出砂冷采完井技术 [J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(2): 83~85
- 14 程绍志, 胡常忠, 刘新福. 稠油出砂冷采技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998

(编辑 高 岩)

2006年全球石油产量

美国《油气杂志》全球石油产量年度调查显示, 2006年全球累积原油产量超过 1 万亿桶 (119×10^{12} L)。而 Degolyer 和 Macnaughton 计算数据显示, 2005 年全球累积原油产量为 9 865 亿桶 (118×10^{12} L)。

据《油气杂志》估计, 2006 年全球石油和凝析油日产量平均为 7 239 万桶 (86.3×10^8 L), 较 2005 年的 7 226 万桶 (86.6×10^8 L) 有所增加。

2006 年石油产量增幅最大的地区为东欧和前苏联, 这主要得益于哈萨克斯坦、俄罗斯和阿塞拜疆石油产量的大幅增加。但也有一些地区的产量减少。西欧地区的石油产量几乎比 2005 年减少了 10%, 其原因是挪威、丹麦和英国的石油产量都下降了。

北美和拉丁美洲的石油总产量较 2005 年减小了 0.4%。2006 年, 加拿大和巴西的石油产量增加了, 但墨西哥和美国的石油产量减小了。《油气杂志》估算的美国石油日产量平均为 513.5 万桶 (6.12×10^8 L), 比 2005 年的 517.8 万桶 (6.17×10^8 L) 有所降低。

2006 年 OPEC 国家石油日产量平均为 2 966 万桶 (35.4×10^8 L), 而 2005 年为 2 977 万桶 (35.5×10^8 L)。印度尼西亚、沙特、委内瑞拉和尼日利亚公布的石油产量较 2005 年减少, 而科威特和卡塔尔公布的石油产量较 2005 年增加。

(摘自《油气工业信息》)