

文章编号:1001-5620(2006)05-0014-04

# “理想充填理论”— $d_{90}$ 经验规则在昆 2 井中的应用

艾贵成<sup>1</sup> 刘梅全<sup>1</sup> 张禄远<sup>1</sup> 李德全<sup>1</sup> 冯逸<sup>2</sup>

(1. 吐哈油田钻井公司玉门分公司,甘肃玉门;2. 华北石油管理局第四钻井工程公司,河北晋县)

**摘要** 昆 2 井是中油集团公司部署在柴达木盆地北缘昆特依凹陷潜伏 1 号构造上的一口重点探井,完钻井深为 5950 m。地质结构复杂,属喷、漏、塌、缩、卡高危地层。经与中国石油大学(北京)合作,在成膜钻井液的基础上,根据理想充填理论,引入封堵剂,进而增强地层的承压能力,以满足高压盐水层的施工要求。在研究分析地层岩性、物性、敏感性和损害因素的基础上,根据地层孔隙度、渗透率、岩性、井底温度及开钻顺序,将钻井液分为低温中孔高渗封堵成膜钻井液、中温中孔中渗封堵成膜钻井液、高温中孔中低渗封堵成膜钻井液,并在钻进过程中根据地层孔隙度,应用  $d_{90}$  规则调整封堵粒子(超细碳酸钙、磺化沥青、聚合醇、有机硅醇)和成膜剂加量。昆 2 井井壁稳定,无复杂与事故,顺利完成了钻探任务。

**关键词** 钻井液 封堵 成膜 井眼稳定  $d_{90}$  规则 防止地层损害 昆 2 井

**中图分类号**: TE254.3

**文献标识码**: A

昆 2 井是中油集团公司部署在柴达木盆地北缘昆特依凹陷潜伏 1 号构造上的一口重点探井,目的是了解地层层序、第三系沉积储层特征及含油气情况。昆 2 井完钻井深为 5950 m,地质结构复杂,属“喷、漏、塌、缩、卡”高危地层,对钻井液的抗盐、抑制、防塌、抗温、携带能力要求较高。在成膜钻井液的基础上,根据“理想充填理论”,引入封堵剂,形成封堵成膜钻井液,进而增强了地层的承压能力,以满足高压盐水层的施工要求,并根据地层的孔隙度、渗透率、岩性、井底温度及开钻顺序,将钻井液分为低温中孔高渗封堵成膜钻井液、中温中孔中渗封堵成膜钻井液、高温中孔中低渗封堵成膜钻井液。在钻进过程中根据地层孔隙度,应用  $d_{90}$  规则调整封堵粒子(超细碳酸钙、磺化沥青、聚合醇、有机硅醇)和成膜剂加量,成功地克服了盐岩层、流砂层、盐膏层、长段强造浆泥岩、高压水层、硬脆性地层等难题,顺利完成了钻探任务。在昆北斜坡和昆特依潜伏构造的 14 口探井中,昆 2 井首次实现了优质、安全、快速钻井。

## 1 $d_{90}$ 经验规则和暂堵剂优选程序

理想充填理论如下:对于保护储层的钻井液需

要根据孔喉的尺寸加入具有连续粒径序列分布的暂堵剂颗粒来有效地封堵储层大中小不等的各种孔喉,以及暂堵颗粒之间形成的孔隙。只有形成这种合理的粒径序列分布,才能确保形成滤失量极低的致密泥饼,防止钻井液和固相颗粒侵入储层。经论证,当暂堵剂颗粒累积体积分数与粒径的平方根( $\sqrt{d}$ )成正比时,可实现颗粒的理想充填。也就是说,如果在直角坐标系中暂堵剂颗粒的累积体积分数与  $\sqrt{d}$  之间呈直线关系,则表明该暂堵剂满足理想充填的必要条件。Hands 等人依据“理想充填理论”,进一步提出了便于现场实施的  $d_{90}$  经验规则,即当暂堵剂颗粒在其粒径累积分布曲线上的  $d_{90}$  值(指 90% 的颗粒粒径小于该值)与储层的最大孔喉直径或最大裂缝宽度相等时,可取得理想的暂堵效果。

根据理想充填理论和  $d_{90}$  规则,暂堵剂颗粒尺寸优选新方法的基本操作程序如下:

(1) 选用具有代表性岩样进行铸体薄片分析或压汞实验,测出储层最大孔喉直径(即  $d_{90}$ )。 $d_{90}$  也可从孔喉尺寸累积分布曲线上读出。

(2) 在暂堵剂颗粒“累积体积百分数 ~  $\sqrt{d}$ ”坐标图上,将  $d_{90}$  与原点之间的连线作为该储层的“油保

**第一作者简介**:艾贵成,1998 年毕业于西南石油学院油田化学专业,现任吐哈油田钻井公司泥浆工程师,长期从事重点探井、深井、超深井的钻井液技术研究和现场服务工作。地址:甘肃省玉门市吐哈油田钻井公司工程办;邮政编码 735200;电话 (0937) 3926134;E-mail: agc3926134@sohu.com。

基线”。优化设计的暂堵剂颗粒粒径的累积分布曲线越接近于基线,则颗粒的堆积效率越高,所形成泥饼的暂堵效果越好。

(3)若无法得到最大孔喉直径(如探井),则可用储层渗透率上限值进行估算,即  $\sqrt{K_{\max}} d_{90}$ 。若已知储层平均渗透率,可先确定  $d_{50}$ ,即  $\sqrt{K_{\text{平均}}} d_{50}$ 。然后将  $\sqrt{d_{50}}$  与坐标原点的连线延长,可外推出  $d_{90}$ 。

## 2 室内研究

### 2.1 岩性和物性分析

根据邻井冷 87 井、冷深 85 井和冷四 1 井的岩心试验,对昆 2 井储层岩性、物性作出预测:根据冷 87 井铸体薄片分析结果,推测昆 2 井储层中的粘土矿物含量为 5%~13%;参考柴北缘地区粘土矿物分析和冷 87 井粘土矿物 X-射线衍射数据,推测出昆 2 井储层中蒙脱石含量为 0~14%,伊/蒙间层矿物含量为 0~9%,伊/蒙间层矿物间层比为 20%~58%,高岭石含量为 0.3%~0.8%,伊利石含量 1%~3%,绿泥石含量 0.6%~1.8%;根据冷 87 井的铸体薄片分析结果,推测出昆 2 井储层中石英含量为 14%~17%,长石含量为 22%~39%,碳酸盐含量为 3%~20%,胶结类型为孔隙胶结;根据冷四 1 井的压汞数据表,推测昆 2 井储层渗透率为  $0.87 \times 10^{-3} \sim 554.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,有效孔隙度为 7.9%~26.5%;根据冷深 85 井的地层水资料,推测出昆 2 井地层水总矿化度为 5.6~31 g/L,  $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  浓度为 0.48~3.95 g/L。

### 2.2 地层敏感性及损害因素分析

利用中国石油大学研发的“人工神经网络储层敏感性智能化预测软件”对储层潜在损害因素进行预测。尽管储层中粘土矿物含量较高,但其中非膨胀性的粘土矿物——高岭石和绿泥石含量较低,因此因微粒运移导致的速敏损害较弱,地层为弱速敏性。蒙脱石和伊/蒙混层等水敏性粘土矿物含量较高,地层水敏性为中偏强。绿泥石为含铁的粘土矿物,经验表明,储层中少量绿泥石的存在也会表现出一定程度的盐酸酸敏性;地层具有中偏弱的盐酸酸敏性。碱敏性矿物含量较低,地层的碱敏性为中偏弱。由此得出储层损害主要有固相侵入、粘土水化膨胀,应尽力阻止钻井液侵入储层深部和提高钻井液的抑制性和封堵性。

### 2.3 封堵成膜钻井液配方确定

#### 2.3.1 暂堵剂的确定

根据资料调研,冷四 1 井的储层特性与昆 2 井较为相近。因此,可推断储层的最大孔喉尺寸为  $13.364 \mu\text{m}$ 。按照如前所述的优化设计方法并使用配套智能化软件,可确定具有理想充填效果的细目  $\text{CaCO}_3$  酸溶性暂堵剂的复配比例为:300 目 600 目 1000 目 = 20% 66% 14%,形成 BDO-066。也就是说,将以上 3 种具有不同颗粒尺寸的细目  $\text{CaCO}_3$  复配使用,可对储层起到最好的暂堵和保护效果。根据经验,暂堵剂 BDO-066 的总加量应保持在 3%~5%。

使用配套智能化软件绘制的暂堵方案优化曲线见图 1。

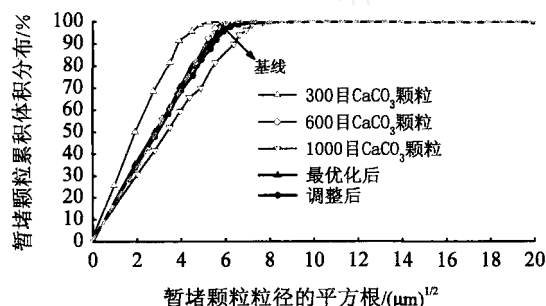


图 1 昆 2 井储层暂堵方案优化曲线

从图 1 可以看出,最优化后的曲线与储层的基线十分接近。

考虑到在钻井过程中,暂堵剂颗粒在环形空间内的剪切磨损,复配暂堵剂的优化粒度分布曲线应略靠储层“油保基线”的右侧。因此,可将 3 种暂堵剂产品的复配比例进行适当调整。经过计算,该比例可调整为:300 目 600 目 1000 目 = 30% 60% 10%)。从图 1 可以看出,调整后的粒度分布曲线略微向右偏移,并略靠储层基线右侧。

为了形成低渗透钻井液,最好在使用刚性粒子的同时,再加入适量的可变形颗粒,如磺化沥青和油溶性树脂等。选择了成膜降滤失剂 ODB-060。

#### 2.3.2 配方确定

根据预测地层孔隙度,井温等,确定钻井液分为低温中孔高渗封堵成膜钻井液(1<sup>#</sup>)、中温中孔中渗封堵成膜钻井液(2<sup>#</sup>)、高温中孔中低渗封堵成膜钻井液(3<sup>#</sup>),其配方如下。

1<sup>#</sup> 井浆 + 8% 普通超细碳酸钙 + 0.5% CMC + 0.1% MMH + 0.04% XC + 1% 成膜降滤失剂

(ODB-060) + 1.5 %抗盐降滤失剂 HS-1

2<sup>#</sup> 井浆 + 5 %超细碳酸钙 (ODB-066) + 2 %磺化沥青 + 1.5 %聚合醇 + 0.7 %成膜降滤失剂 (ODB-060) + 0.3 %CMC + 0.1 %MMH

3<sup>#</sup> 井浆 + 4 %超细碳酸钙 (ODB-066) + 3 %磺化沥青 + 1 %有机硅醇 (YGC) + 0.5 %成膜降滤失剂 (ODB-060) + 0.3 %CMC + 0.1 %MMH

在优选配方的基础上,测量膜的承压能力、渗透速度、膜效率、动滤失量和抑制性、抗盐、抗温、抗污染及油气层保护性能,主要试验数据见表 1。

表 1 封堵成膜钻井液主要试验数据

配 方	渗透速度 nD	膜效率 %	动滤失量 mL	页岩回收率 %	渗透恢复值 %
1 <sup>#</sup>	5.2	70	7.0	85	70.8
2 <sup>#</sup>	5.0	65	6.4	91	91.0
3 <sup>#</sup>	5.1	68	5.0	87	90.0

3 现场应用

3.1 二开(215.89 ~ 2103.00 m)

昆 2 井二开地层为七个泉组和狮子沟组、上油砂山组和下油砂山组,岩性为泥质盐岩、泥岩、细砂岩、色砂砾岩。地层含盐量高,存在高压盐水层,泥岩造浆能力强。地层的最大孔喉直径为 21.45 μm,渗透率为 380 ×10<sup>-3</sup> ~ 510 ×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,有效孔隙度为 18 % ~ 25 %,地层水总矿化度为 200 ~ 300 g/L, Cl<sup>-</sup> 浓度为 200 ~ 250 g/L, Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup> 浓度为 4.8 ~ 10 g/L。

使用低温中孔高渗封堵成膜钻井液。钻井液维护处理方法如下: 二开前在套管内预处理钻井液(5 %普通超细碳酸钙 + 0.5 %成膜剂 + 0.04 %XC + 0.5 %CMC),将钻井液转化成封堵成膜钻井液。钻遇砂岩或裂缝性地层,加入 1 % ~ 2 %复合堵漏剂。加入 1.5 %HS-1,以提高钻井液的抗盐性、降低滤失量。根据膜强度和渗透量,调整成膜剂和 CMC 的加量。用 0.04 %XC、0.1 %MMH 提高液相粘度,降低钻井液与地层之间的压力传递速度。

用 0.6 %大阳离子 (CHM) 和 0.2 %小阳离子 (NW-1) 维持钻井液良好的抑制性。

3.2 三开(2103.00 ~ 4300.00 m)

三开井段地层为下油砂山组、上干柴沟组,岩性

主要为棕红色砂质泥岩、棕黄色、棕红色、棕褐色泥岩夹砂岩或砾岩。最大孔喉尺寸为 18.76 μm,渗透率为 260 ×10<sup>-3</sup> ~ 420 ×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,有效孔隙度为 18 % ~ 20 %。

使用中温中孔中渗封堵成膜钻井液。钻井液维护处理方法如下: 仍用 1 %复合堵漏剂封堵较大裂缝,但是将普通超细碳酸钙改为 ODB-066 (40 % 300 目 CaCO<sub>3</sub> + 40 % 600 目 CaCO<sub>3</sub> + 20 % 1000 目 CaCO<sub>3</sub>)。用 2 %磺化沥青增强钻井液的封堵强度和抗温能力。加入 1.5 %聚合醇,降低钻井液的滤失量,增强泥饼润滑性,并利用聚合醇的浊点特性,在高于浊点温度时发生相分离,生成乳液封堵孔喉,阻止滤液进一步侵入,并且增强膜效率和地层的承压能力。补充成膜剂,保证其有效含量不少于 0.7 %。用阳离子胶液正常维护钻井液性能,并用 PSC 调节钻井液流变性。

3.3 四开(4300.00 ~ 5950.00 m)

四开井段地层为下干柴沟组,岩性主要为棕红色泥岩、棕红色砂质泥岩、含砾砂质泥岩、砂质泥岩。最大孔喉尺寸为 15.25 μm,渗透率为 120 ×10<sup>-3</sup> ~ 360 ×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,有效孔隙度为 5 % ~ 22 %。

使用高温中孔中低渗封堵成膜钻井液。钻井液维护处理方法如下: 用 4 %ODB-066 封度地层孔隙,根据地层的最大孔喉直径,改变其配方为 30 % 300 目 CaCO<sub>3</sub> + 60 % 600 目 CaCO<sub>3</sub> + 10 % 1000 目 CaCO<sub>3</sub>)。由于井温的升高(井底温度为 174 ),将聚合醇改为有机硅醇。保持成膜剂的加量为 0.5 %。其他性能维护方法同三开。

现场钻井液性能见表 2。

表 2 现场钻井液性能

开钻 次序	<i>g/cm<sup>3</sup></i>	<i>FV</i> s	<i>FL</i> mL	膜效率 %
二开	1.26 ~ 1.30	41 ~ 60	7 ~ 5	65
三开	1.38 ~ 1.47	46 ~ 70	4	70
四开	1.47 ~ 1.70	46 ~ 65	4	75
开钻 次序	<i>PV</i> mPa · s	<i>YP</i> Pa	<i>Gel</i> <sub>10 s</sub> Pa	<i>Gel</i> <sub>10 min</sub> Pa
二开	35/15	5/18	3.0/9.0	9.0/22.5
三开	22/36	5/13	2.0/8.0	5.0/13.0
四开	10/44	13/33	3.5/16.0	9.0/27.0

油层保护剂 ODB-066、ODB-060 与钻井液的配伍性较好,两者的加入,能降低钻井液的滤失量,但当中压滤失量降至小于 4 mL 后,使用效果不再明显。ODB-066、ODB-060 对钻井液性能的影响主要是漏斗粘度升高,表观粘度、塑性粘度、动切力、初

切、终切都有不同程度的上升,上升幅度随着加量的增加而增加(见表 3)。加入油层保护剂的同时,加入适量降粘剂或抑制剂,能保持钻井液性能的稳定。在低固相含量下,其对流变性的影响较小。该保护油层钻井液配方抗温性好,在高温下无明显增稠。

表 3 ODB-066、ODB-060 对昆 2 井钻井液流变性的影响情况

井段/ m	油层保护剂	$\rho$ / (g/cm <sup>3</sup> )	FV/ s	PV/ (mPa · s)	YP/ Pa	Gel <sub>10</sub> s/ Pa	Gel <sub>10</sub> min/ Pa	钻井液处理
4925 ~ 4950	10 t ODB-066	1.45 ~ 1.47	63 ~ 68	16 ~ 26	29 ~ 33	7 ~ 9	16 ~ 22	10 m <sup>3</sup> 胶液:0.5 % KPAM+0.5 %NaOH 0.5 t SMP-2,0.1 tNW-1
4950 ~ 4960	0.3 t ODB-060	1.47	68 ~ 75	26 ~ 29	29 ~ 25.5	8 ~ 8.5	17 ~ 21	10 m <sup>3</sup> 胶液:0.5 % KPAM+0.25 %NaOH 0.5 t SMP-2,0.1 tNW-1
		1.46	65	23	26	9	19	使用离心机 2 h 后性能
5060 ~ 5092	1 t ODB-060	1.46 ~ 1.46	66 ~ 86	14 ~ 22	26 ~ 35	8.5 ~ 11	17.5 ~ 22	10 m <sup>3</sup> 胶液:5 %FCLS+1 %NaOH
5201 ~ 5216	3 t ODB-066	1.47 ~ 1.48	68 ~ 78 ~ 72	45 ~ 31 ~ 24	20 ~ 23 ~ 24	7 ~ 6.5	15.5 ~ 15	10 m <sup>3</sup> 胶液:0.5 % KPAM+0.5 %NaOH 13 t 重晶石,0.05 t NW-1
5259 ~ 5265.50	3 t ODB-066 0.3 t ODB-060	1.49 ~ 1.50	57 ~ 64 ~ 67	30 ~ 36 ~ 30	16 ~ 11 ~ 19	6 ~ 7	15 ~ 18	10 m <sup>3</sup> 胶液:0.5 % KPAM+0.5 %NaOH, 2 t FT+0.25 t 单封
5273 ~ 5285	1.4 t ODB-060	1.52	51 ~ 53	9 ~ 16	26 ~ 20	5 ~ 5	13 ~ 13	
5285 ~ 5290.50	4 t ODB-066	1.52	54 ~ 55	16 ~ 10	20 ~ 25	4 ~ 4	14 ~ 11	0.2 t K-PAM

4 应用效果

1. 使用新方法优选的油层保护剂保护油层效果明显优于其它方法,储层渗透率恢复值不小于 87.5 %,表皮系数不大于 1.5;与钻井液体系配伍性好,流变性易于控制。保护油层配方抗温性好,在高温下无明显增稠;井壁稳定作用明显,井下复杂、事故远远低于同区域其它井。对保护中、高渗透性储层具有更重要的意义。与钻井液体系配伍性好,流变性易于控制。

2. 昆 2 井井壁稳定,没有发生井塌、缩径、划眼等复杂与事故,首次在昆特依凹陷构造上实现了安全钻井。该井井径扩大率小,平均井径扩大率二开

为 - 0.3 %,三开为 0.4 %,四开为 6.48 %;抗温性好,在高温下无明显增稠;维护处理简单,成本较低,比预算成本节约 30 %。

3. 由于井壁承压能力提高,稳定性增强,钻井液密度采取设计下限,同比下降 0.05 g/cm<sup>3</sup>,在密度达 1.70 g/cm<sup>3</sup> 时,仍保持较低的固相含量(19 %),为提高机械钻速创造了条件,全井平均钻速为 2.29 m/h。

致谢:该项目在中国石油大学(北京)的鄢捷年、孟尚志和冯杰的指导下,在王兆霖总监的监督下进行,在此表示深深的感谢!

(收稿日期 2006-3-22;HGF=065L10;编辑 李晓岚)

pressure well drilling. The application of this mud in Well Guan-7 showed that although the mud had been weighted to  $2.64 \text{ g/cm}^3$ , no barite settlement occurred during drilling (the maximum mud density difference between inlet and outlet was less than  $0.02 \text{ g/cm}^3$ ). Good suspension and rheology were also achieved.

**Key words** ultra-high density mud; wellbore stability; rheological properties; stability additives

**First author's address** No. 2 Drilling Company, Zhong Yuan Petroleum Exploration Bureau, Puyang 457000, China

#### **The Application of Ultra-high Density Kill Mud in Well Yingshen-1. *DFCF*, 2006, 23(5):12-13**

**Authors** WANG Shu-qi, LU Zhi-qiang, HE Wen-ting, HE Tao

**Abstract** Well Yingshen-1 is a five-section pioneer well located in Yingjisha structure, Tarim Basin. The drilled depth is 7,258 meters. Mud losses and water kick occurred frequently and, sometimes, simultaneously. To kill a high pressure water kick, a kill mud with high density,  $2.8 \text{ g/cm}^3$ , should be used. Hematite, a heavy weighting material, with a density of  $4.8 \text{ g/cm}^3$ , was used in formulating the kill mud, taking into consideration both the rheology properties and salt tolerance of the mud. This kill mud could be used at elevated temperatures. The water kick was successfully stopped using this specially designed kill mud.

**Key words** ultra-high density kill mud; controlling water kick; high temperature tolerance; well Yingshen-1

**First author's address** Tarim Oilfield, Kuer 841000, China

#### **The Application of the "Ideal Packing Theory"- $d_{90}$ Empirical Rule in Well Kun-2. *DFCF*, 2006, 23(5):14-17**

**Authors** AI Gu-cheng, LIU Mei-quan, ZHANG Lu-yuan, LI De-quan, FENG Yi

**Abstract** Well Kun-2 is a key exploration well located in the No. 1 structure in Kuntayi depression in the north of the Chaidamu Basin. The drilled depth of this well is 5950 meters. Being geologically complicated, almost all downhole problems, such as blowout, mud losses, borehole sloughing, tight hole, and pipe sticking can be found in drilling this well. In cooperation with University of Petroleum (Beijing), a new technology using the so-called "ideal packing theory" was developed. A plugging agent was introduced into a film-forming drilling fluid to increase the pressure-bearing of the formations, so that drilling operation would be done successfully in high-pressure saltwater formations. Formation lithology, physical properties, sensitivity and damaging factors were studied. The drilling fluids used were classified as: Low-temperature medium-porosity high-permeability plugging filming-forming mud, Medium-temperature medium-porosity medium-permeability plugging filming-forming mud, and High-temperature medium-porosity medium to low-permeability plugging filming-forming mud, according to the formation porosity, permeability, lithology, bottom hole temperatures and drilling sequences. During drilling, the  $d_{90}$  empirical rule was adopted to define the plugging particles (such as ultra-fine calcium carbonate, sulfonated asphalt, poly glycol, or organo silicon.) and the concentration of film-forming agents, based on the formation porosities. A gauge hole was obtained in Well Kun-2, using this technology, and the well was successfully completed.

**Key words** drilling fluid; plugging film-forming; borehole stabilization;  $d_{90}$  empirical rule; formation damage prevention; Well Kun-2

**First author's address** Yumen Division of Tuha Company Drilling Company, Yumen 735200, China