

辽河盆地深井（含深水平井）钻井液技术研究与应用

张振华 董春旭 李忠义 彭云涛 杨永胜 单德金 陈淑权

中油长城钻探工程有限公司钻井液公司

摘 要: 本文介绍了辽河盆地深井和深水平井钻井液技术面临的主要问题及解决办法。使用有机硅、有机硅氟和无毒分散钻井液技术解决井壁稳定问题；使用高温交联技术解决了无固相钻井液高温稳定问题；采用超低渗透随钻堵漏技术解决了东营组、沙河街组和太古界潜山地层井漏问题、安全密度窗口窄的问题；采用固液配合润滑技术解决了深水平井润滑防卡问题；采用紊流携岩和 GOB 机理携岩解决了深水平井携岩问题；在无固相钻井液中使用中空玻璃微珠降低密度实现了欠平衡钻井，实现了甲方的勘探开发目的。

1 前言

深井钻井液技术是深井钻井的一项支撑技术，也是深井钻井技术发展水平的一项标志性技术，深水平井钻井液技术则是深井钻井液技术的延伸和发展。针对辽河盆地深层地质特点和钻井施工中存在的突出问题，通过研究与实践，解决了油区东营、沙 1+2 造浆地层的严重抽吸问题，形成了一套城区深井安全快速钻井的钻井液技术；从提高钻井液的随钻封堵能力入手，采用随钻防漏、堵漏技术逐步提高地层承压能力，解决了负、窄密度窗口问题；采用淡水无固相钻井液和高密度卤水氯化钙无固相防漏、堵漏钻井液，解决了太古界潜山高压裂缝性油藏的防漏、堵漏问题及油层保护；采用油包水钻井液和中空玻璃微珠降低密度技术实现了欠平衡钻井。

2006-2008 年辽河油区深层钻探开发重点区块分布在兴隆台城区、马圈子、陈家、沈北等地，共进行深井、深水平井施工 162 口，累计进尺 641022m，平均井深 3957m。其中水平井 39 口，平均井深 4155m；兴隆台地区完成 33 口，钻井进尺 142310m，平均井深 4312m，兴古 7-H306 井创造了辽河油区水平井井深 5502m 的最深纪录，水平段长 1116 m，创造了水平段最长纪录；沈 280-1 井最大井斜 114°，创造了辽河油区深水平井井斜最大纪录；马古 6 井创造了辽河 5301m 垂深最深纪录；静 52-H1Z 井完成 20 分支水平井，创国内分支水平井纪录。

2 地质简况

（1）辽河盆地地层特点：埋藏较浅的区块，馆陶组、东营组和沙一、沙二段油气层砂岩破裂压力较低，钻井液密度较高时易发生井漏；东营组和沙河街软泥岩发育，易缩径导致起钻抽吸。埋藏较深的区块，东营组、沙一、沙三、沙四大段泥岩中的异常压力均较高，特别是厚层泥岩的中部均存在着不同程度的泥岩异常压力，易发生井塌；沙三段、沙四段和中生界异常高压油气层，容易发生油气侵、井涌甚至井喷。

（2）勘探重点的太古界潜山井段，地层裂缝发育，属裂缝型储层，各区块压力系数不同，但共同点是喷、漏同层，安全密度窗口窄。

3 技术难点及解决的技术思路

3.1 井壁稳定问题

深井施工时间长，辽河盆地东营组下部、沙三、沙四段地层主要为深灰色泥岩、页岩，水敏性强，经长时间浸泡，极易发生剥落、坍塌现象，煤层、玄武岩和部分地区火山岩等也易坍塌。

有机硅钻井液、硅氟钻井液、无毒分散聚合物钻井液综合配套技术，以上钻井液体系在辽河盆地已使用多年，并见到了良好的防塌效果，是成熟技术。近年对钻井液体系配方和辅助处理剂进行了改进，在体系中加入泥页岩强抑制剂和封堵剂，提高封堵能力和抑制能力，达到了稳定井壁的目的。

3.2 高温稳定性问题

近年辽河盆地深层钻探以勘探开发潜山储层为主，为了保护储层，大多使用无固相钻井液。由于无固相钻井液是不含土相的纯液体相，其体系的粘度受温度的影响比常规钻井液要敏感的多，而深井的井底温度较高，无固相钻井液中的高分子聚合物，在高温环境下容易使作用减弱或失去作用，造成钻井液体系不稳定，常规的无固相钻井液体系抗温只能达到 120℃，已经不能满足勘探开发的需求。

对于含有般土相的钻井液体系的抗温性能较好控制，主要是使用抗高温处理剂、降低般土含量及有害固相含量、使用抑制剂、稀释剂及表面活性剂提高钻井液的热稳定性；对于无固相钻井液温度达到 120—150℃，使用“高温适度交联技术”提高体系的高温稳定性。

3.3 防漏、堵漏问题

深井钻井，裸眼井段长，在同一裸眼井段内，常存在多套压力层系，甚至喷漏同层，为了满足一次井控及深部泥页岩地层防塌的需要，使用较高的钻井液密度时，增加了低压层的井漏风险。如兴古 7 块同一裸眼井段，上部东营组和沙 1+2 段地层承压能力低，密度大于 1.15g/cm³ 即发生井漏；下部沙 3 段存在高压层，需要密度达到 1.28~1.42 g/cm³ 才能维持平衡。太古界潜山地层，属裂缝性储层，喷漏同层，安全密度窗口极窄；在采用分支水平井开发时，不同分支或同一分支的不同井深，地层承压能力也相差很大。另外，深井钻井作业激动压力大，也增加了井漏几率。

针对辽河地层井漏问题的复杂性，采取对症下药的策略。①对渗透性好的低压砂岩地层，采取随钻堵漏技术提高地层承压能力，在钻开漏层前加入堵漏剂，以较低的密度钻开漏层，然后逐步提高密度在不压裂地层的前提下，把堵漏剂挤入地层孔隙，达到提高地层承压能力的目的。②对喷、漏同层的裂缝性地层，采用保持钻井液中堵漏剂含量，钻进中不降低密度钻穿漏层的方法。在钻遇天然或诱导裂缝发生漏失时，利用“有效封缝即堵技术”，使用随钻堵漏剂在很短时间内，漏失很少量时迅速堵住裂缝；并使“堵塞段”抗压强度较大且其渗透率很低(接近为 0)，防止裂缝扩张。③若天然致漏裂缝过大，一钻遇就表现出有进无出的恶性漏失，则停钻承压堵漏。④防止页岩地层诱导裂缝的产生和扩张，采取提高钻井液抑制性，降低页岩地层水化程度，提高井下地层抗张强度，从而提高地层破裂压力（承压能力）。

3.4 润滑防卡问题

深井由于裸眼段长，同一井筒中存在多套压力层系，低压层相对压差大，以及井身轨迹不好，施工时间长等因素，给防粘卡带来很大困难。在水平井中由于钻具与井壁接触面积大、时间长和容易形成岩屑床等原因，则情况会更加严重。

使用固液混合润滑防卡技术，可以兼顾滑动摩擦和滚动摩擦，从而提高润滑效率。首先通过降低滤失量、形成好的滤饼，然后结合液体 RT-001、柴油、沥青类及乳化剂 SP-80、T-80、固体润滑剂等降低摩阻，完井作业配合塑料小球、玻璃小球解决电测、下套管摩阻大的问题。深层井段同时使用聚合醇，利用聚合醇的浊点效应，当高于其浊点温度时，呈油溶性，从而提高高温润滑性；室内试验表明，聚合醇加入 3%，摩阻降低率可达 56%。

3.5 保护储层问题

深井钻速慢，钻井液与油气层接触时间长，水平井油气层揭露面积更大、时间更长；另外，打开潜山油气层同时存在喷、漏风险，在防喷、防漏的同时如何减小对油气层的污染是一个难题。

使用超低渗透、广谱屏蔽暂堵钻井液对储层进行保护，超低渗透油气层保护技术利用特殊聚合物处理剂在井壁岩石表面浓集形成胶束，依靠聚合物胶束或胶粒界面吸力及其可变形性，能封堵岩石表面较大范围的孔喉，在井壁岩石表面形成致密超低渗透封堵薄层，有效封堵不同渗透性地层和微裂缝泥页岩地层，在井壁的外围形成保护层，钻井液及其滤液完全隔离，不会渗透到地层中，可以实现接近零滤失钻井，降低钻井液滤液对油气层的污染。

对中生界和潜山地层使用无固相钻井液、水包油钻井液体系，减少固相颗粒堵塞油层通道；用低密度实现欠平衡减少固体对油气层污染；提高钻井速度、使用低密度实现近平衡钻井等保护油气层技术对储层进行保护。

3.6 水平井携岩问题

水平井携岩问题一直是困扰水平井施工的一个难题，在深水平井施工中，由于存在高温、高压、钻屑运移时间长、井段长等诸多影响因素，这一问题就变得更加复杂。经过探索在近年深水平井施工中主要采取以下方法解决：

(1) 实现紊流携岩

紊流携岩是被公认最有效的携岩方法，但受钻井机械和地层条件的限制较多，近年来随钻井机械性能的改善，在部分地层条件允许的水平井施工中采用紊流携岩技术成为可能。

(2) 采用 GOB 机理携岩

在不能实现紊流携岩的水平井中采取 GOB 机理携岩。GOB 携岩机理认为，在钻井液中加入少量的矿物油和表面活性剂，由于井底高温、水眼喷射等作用，会在钻井液中产生一些气泡、油珠；在油层中钻进时，地层中的原油也会进入钻井液中，形成一些小油珠。这些大量的气泡、油珠在特定的表面活性剂的作用下，粘附在钻屑表面，由于气泡，油珠的密度很低，向上的浮力很大，这样就会拖着岩屑向上运移。以达到悬浮钻屑、携岩目的。

4 室内实验

4.1 泥页岩抑制性评价（图 1、图 2）。

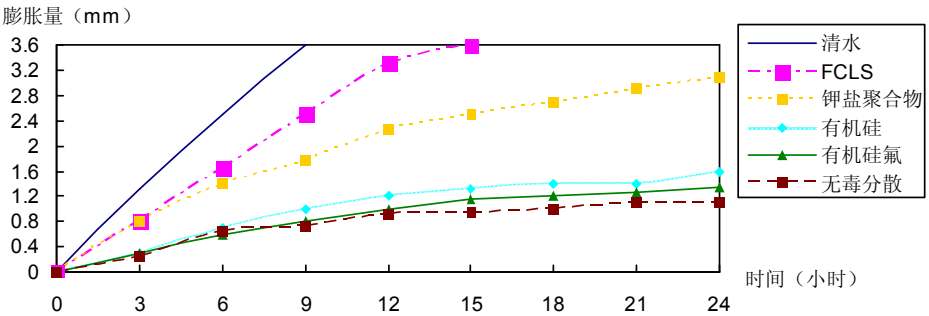


图 1 页岩膨胀率对比图

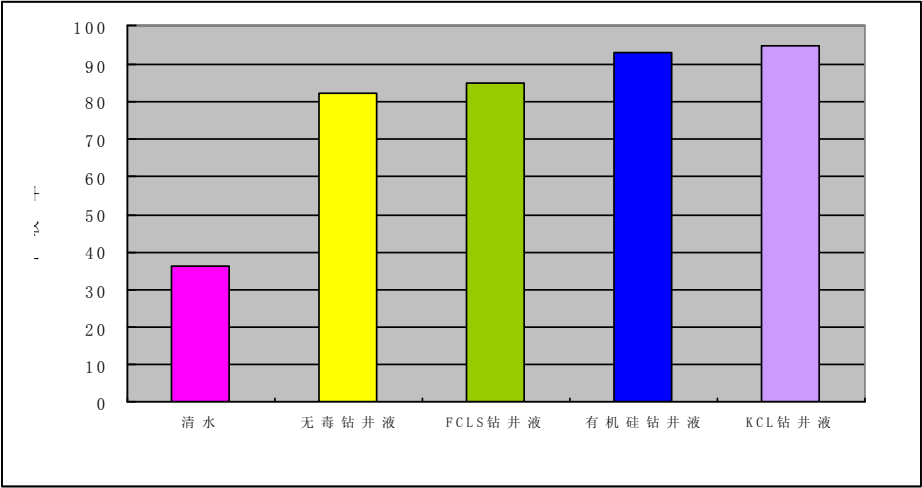


图 2 页岩回收率直方图

从图 1、图 2 中可以看出，有机硅、有机硅氟和无毒分散钻井液对页岩都具有较强的抑制性，可以满足辽河盆地钻探需要。

4.2 高温稳定性评价

(1) 有机硅钻井液高温流变性能评价（表 1）

表 1 有机硅钻井液高温流变性能

| 配方 | 测试条件 | D g/cm ³ | FV s | Gel Pa | AV mPa.s | YP Pa | n | K mPa.S ⁿ |
|--|----------------|------------------------|---------|-----------|-------------|----------|------|-------------------------|
| 淡水+6%土粉+1.0%有机硅稳定剂+1%硅稀释剂+0.4%NaOH+1%防塌剂 A+1%防塌剂 B+0.1%抑制剂+3% RT-001(II)+1%固体润滑剂+重晶石 | 室温 | 1.52 | 35.5 | 2.0/3.5 | 40 | 7.0 | 0.77 | 196 |
| | 90℃ | 1.50 | 21 | 2.0/2.5 | 20.5 | 3.5 | 0.77 | 100 |
| | 150℃/16h/70℃测量 | 1.52 | 35 | 2.5/3.5 | 41 | 6.0 | 0.80 | 163 |

(2) 有机硅氟钻井液不同配方高温性能评价（表 2）

表 2 有机硅氟钻井液配方抗温试验结果

| 配方组成 | 测试条件 | FV s | FL ml | PH 值 | PV mpa.s | AV mpa.s | YP Pa | YP/P Vs-1 | n | K mpa.s ⁿ | Φ6 格 | Φ3 格 |
|---|------------------|---------|----------|---------|-------------|-------------|----------|--------------|------|-------------------------|---------|---------|
| 基浆+1% SF+3% SAS+3% 护胶剂+1% 防塌剂+0.3%K-PA M | 室温 | 37.5 | 5.0 | 10.5 | 23.0 | 27.25 | 4.25 | 185 | 0.79 | 112 | 2.5 | 1.5 |
| | 95℃ | 20.5 | 7.0 | 10.5 | 7.5 | 8.75 | 1.25 | 167 | 0.70 | 74 | 1.0 | 0.5 |
| | 180℃ / 16h 室温 | 100 | 5.2 | 10.5 | 58.0 | 68.5 | 10.5 | 181 | 0.79 | 282 | 5 | 4 |
| | 滚后 95℃ | 30.0 | 5.0 | 10.5 | 19.0 | 22.0 | 3.0 | 158 | 0.82 | 73.6 | 2 | 1 |
| 基浆+2% SF+3% SAS+3% 护胶剂+1% 防塌剂+0.3%K-PA M | 室温 | 35.5 | 6.0 | 10.5 | 20.0 | 25.5 | 5.5 | 275 | 0.72 | 168 | 2.5 | 1.5 |
| | 95℃ | 19.0 | 7.0 | 10.5 | 7.0 | 8.5 | 1.5 | 21.4 | 0.77 | 40 | 0 | 0 |
| | 180℃ / 16h 室温 | 44.0 | 5.4 | 10.5 | 33.0 | 39.0 | 6.0 | 182 | 0.80 | 1673 | 2.5 | 2 |
| | 滚后 95℃ | 23.5 | 6.8 | 10.5 | 15.5 | 15.75 | 0.3 | 16.4 | 1.00 | | 0 | 0 |
| | 230℃ / 16h 室温 | 71.0 | 10.5 | 10.0 | 35.0 | 42.5 | 7.5 | 214 | 0.77 | 199 | 1 | 0.5 |
| 基浆+3% | 滚后 95℃ | 23.0 | 10.0 | 10.0 | 8.0 | 8.5 | 0.5 | 62.5 | 0.91 | 15 | 14 | 12 |
| | 室温 | 33.5 | 4.6 | 11.0 | 19.0 | 22.5 | 3.5 | 184 | 0.79 | 92 | 1.0 | 1.0 |
| | 95℃ | 19.0 | 7.4 | 10.5 | 6.0 | 7.5 | 1.5 | 250 | 0.74 | 43 | 0 | 0 |

| | | | | | | | | | | | | |
|--|------------------|------|------|------|------|------|------|-----|------|------|-----|-----|
| SF+3% SAS+3% 护胶剂+1% 防塌剂+0.3%K-PA M | 180℃ / 16h 室温 | 72.0 | 6.0 | 10.5 | 79.5 | 74.2 | | | | | 2.5 | 2.0 |
| | 滚后 95℃ | 19.0 | 7.0 | 10.5 | 11.0 | 11.5 | 0.5 | 45 | 0.94 | 17 | 1.0 | 0.5 |
| | 200℃ / 16h 室温 | 81.5 | 6.4 | 11.0 | 49.0 | 58.0 | 9.0 | 184 | 0.79 | 238 | 4 | 3 |
| | 滚后 95℃ | 22.0 | 7.9 | 11.0 | 10.5 | 12.8 | 2.25 | 214 | 0.77 | 59.7 | . | 0 |
| | 230℃ / 16h | 47.0 | 10.4 | 10.5 | 29.0 | 38.5 | 9.5 | 327 | 0.68 | 335 | 10 | 9 |
| | 滚后 95℃ | 25.0 | 12.0 | 10.5 | 5.0 | 8.0 | 3.0 | 600 | 0.54 | 183 | 0 | 0 |

（3）无固相钻井液高温性能评价（表3）

表3 使用高温交联无固相钻井液抗温性能评价

| 配方 | 测试条件 | D g/cm ³ | FV s | pH | Gel Pa/Pa | PV mPa.s | YP Pa | n | K mPa.s ⁿ |
|---|------------------|------------------------|---------|-----|--------------|-------------|----------|------|-------------------------|
| 清水+0.8%增粘剂 | 常温 | 1.01 | 105 | 9.5 | 3.0/4.0 | 29 | 16 | 0.56 | 939 |
| 1# +1.2% 增粘剂 | 加温 95℃ | 1.0 | 37 | 9.5 | 2.0/3.0 | 15 | 7 | 0.60 | 432 |
| 2#+1.0%CMC+0.1% NaOH +0.8% 交联剂 A+1.0%交联剂B | 150℃ /16h/70℃ 测量 | 1.0 | 46 | 9 | 1.0/1.5 | 17 | 9.5 | 0.56 | 521 |

4.3 防漏、堵漏技术的室内评价

在井浆（没有加堵漏材料）中加入不同比例的单项压力封堵剂和超低渗透剂，评价堵漏材料对钻井液性能的影响和封堵效果，实验数据见表4、表5。

表4 实验性能数据表

| 序号 | 配方及加量 | FV s | G10"/G10 Pa | YP Pa | n | K mPa.s ⁿ | 温度 ℃ |
|----|---------------------------|---------|----------------|----------|------|-------------------------|---------|
| 0 | 普通井浆 | 40 | 0.5/2.0 | 4.0 | 0.71 | 133 | 室温 |
| 1 | 普通井浆+1.0%单封+1.5% 超低渗透剂 | 45 | 1.0/3.5 | 5.0 | 0.68 | 183 | 室温 |
| 2 | 普通井浆+1.5%单封+2.0% 超低渗透剂 | 47 | 1.0/4.0 | 5.5 | 0.67 | 210 | 室温 |

表4 数据结果显示，单项压力封堵剂和超低渗透剂的加入，对各项性能指标基本没有影响。

表5 封堵效果实验数据表

| 序号 | 项 目 | 砂床浸入深度（cm） | 温 度 |
|----|-------------------------------|------------|-----------------|
| 0 | 普通井浆 | >全滤失 | 室 温 |
| | | >全滤失 | 110℃恒滚 10h40℃测定 |
| 1 | 普通井浆+1.0%单封 +1.0%超低渗透剂 | 6.5 | 室 温 |
| | | 8.0 | 110℃恒滚 10h40℃测定 |
| 2 | 普通井浆+1.5%单封 +1.5%超低渗透剂 | 5.0 | 室 温 |
| | | 6.5 | 110℃恒滚 10h40℃测定 |
| 3 | 普通井浆+1.5%单封 +2.0%超低渗透剂 | 4.0 | 室 温 |
| | | 5.5 | 110℃恒滚 10h40℃测定 |
| 4 | 普通井浆+1%复合堵漏 剂+1.5%单封+2.0%超 | 3.5 | 室 温 |
| | | 5.0 | 110℃恒滚 10h40℃测定 |

表 5 数据结果显示, 单项压力封闭剂含量达到 1.5%, 超低渗透剂含量到 1.5-2.0%对沙床孔隙具有较好的封堵作用。

4.4 保护储层技术

(1) 常规钻井液岩心伤害测试

以有机硅钻井液为例, 用兴古 7-8 井的岩心 (渗透率在 $1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \text{Urr12}$ 范围) 进行岩心伤害测试, 用模拟地层水饱和岩心, 注入煤油建立束缚水饱和度, 然后测量油相渗透率。在 3.0 MPa 压力下反向注入钻井泥浆并保持 24 小时, 然后正向注入煤油, 待流量稳定后测量油相渗透率。测试结果表明有机硅钻井液对油层伤害较小, 渗透率恢复值可达 87.3 %。

(2) 使用中空玻璃微珠降低无固相钻井液密度试验

中空玻璃微珠(壁厚约为直径5%), 具备较高的抗压强度和稳定的化学性质,化学成分为耐热碱石灰硼硅酸盐玻璃,密度为 $0.32-0.60 \text{g/cm}^3$, 粒径为 $10-90 \mu\text{m}$, 承压能力范围为 $14-124 \text{Mpa}$, 粒径小球状,良好的井筒润滑性,表观为白色,热稳定性在 600°C 开始变软,不溶于油和水。图3是用电子显微镜对中空玻璃微珠扫描的图片。

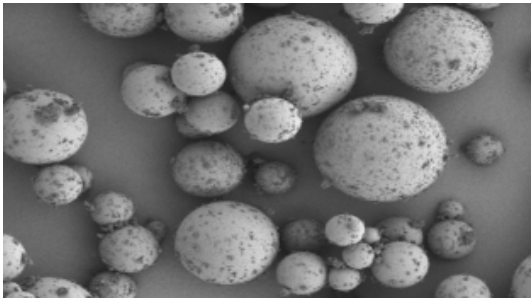


图3 中空玻璃微珠照片

中空玻璃微珠有多种型号, 根据辽河盆地深井钻井的实际情况, 我们选择的中空玻璃微珠密度 0.45g/cm^3 , 可抗压 41.3Mpa ,最大粒径为 $80 \mu\text{m}$ 。选择油包水无固相钻井液密度 0.91g/cm^3 为基浆。在基浆中分别加入3%、5%、8%中空玻璃微珠。实验结果见表6。

表6 中空玻璃微珠的加量评价表

| 序号 | 中空玻璃微珠 加量 (体积%) | D g/cm^3 | FV s | PV mPa.s | Yp Pa | n | K mPa.s^n | YP/PV s^{-1} |
|----|--------------------|----------------------|---------|----------------------|----------|------|-----------------------|--------------------------|
| 1# | 3% | 0.89 | 94 | 41 | 17 | 0.64 | 735 | 414 |
| 2# | 5% | 0.85 | 105 | 46 | 18 | 0.64 | 812 | 391 |
| 3# | 8% | 0.83 | 132 | 55 | 22.5 | 0.63 | 956 | 409 |

由表6可以看出, 随中空玻璃微珠加量的增加, 钻井液密度不断降低, 加量8%时钻井液的密度可以达到 0.83g/cm^3 。

5 技术应用及效果

5.1 兴隆台地区

2006-2008年钻井液公司在兴隆台地区共施工36口井, 平均井深 4353m ; 其中马古6井 5301m 创造了辽河盆地最大井深的纪录; 兴古7-H306井斜深 5502m , 水平段长 1116m , 创造了辽河盆地水平井最深、水平井段最长纪录。

在兴隆台地区钻井施工中成功运用了随钻堵漏技术、润滑技术,保证了实现城区高危井一次井控,解决了城区高危井安全快速钻井问题,并保护了油气层。与2002-2005年对比,事故复杂率大幅度降低,井漏发生率由平均万米进尺发生严重井漏1.7井次降低到0.7井次,油气侵损失时间降低几乎为零;事故损失时间由每万米进尺818小时降低到35小时,降低率为95.7%。以兴古7块为例,2006-2008年共施工29口井,平均井深4286m,施工中主要采取了以下技术:

(1) 随钻堵漏技术

在防漏井段,东营1500m-1600m井段,沙1+2段1700m—2000m砂砾岩井段,沙三段局部低压油气层、中生界砂砾岩及火山岩井段,太古界潜山裂缝。使用1-1.5%超低渗透剂、1-1.5%暂堵剂提高地层承压能力施工中保持堵漏剂含量达到3%,提密度过程中同时补充1%超低渗透处理剂;正常提密度幅度一循环周不超过0.01 g/cm³。

(2) 润滑技术

采用固、液配合润滑技术,采用柴油或RT-001+沥青类+石墨等固体润滑剂提高钻井液的润滑性,降低钻具扭矩和起下钻摩擦阻力,随着井深的增加逐步提高润滑剂的含量,在技术套管中出现摩阻较大的情况时加入1.0~1.5%的极压润滑剂降低钻具与套管间的摩擦力。完井电测、下套管使用石墨、塑料小球打封闭保证作业的顺利进行。同时保持固控设备高效率运转,东营、沙一二段离心机使用率为40~50%,潜山井段离心机使用率为30~40%,及时清除有害固相,降低含砂量至0.3%以下。

(3) 井眼净化技术

① 采用合理的泵排量,提高环空返速,Φ311mm井眼环空返速保持在0.70—0.90m/s,Φ215.9mm环空返速保持在1.1—1.3m/s;

② 无固相钻井液,施工中使用XC提高低剪切速率下的粘度,水平井控制钻井液旋转粘度计的3转读数≥4,6转读数≥8之间;

③ 井底温度超过150℃,加入0.2—0.3%表面活性剂提高钻井液的高温稳定性,满足深井、水平井携砂的需要。

5.2 沈北地区

2006-2008年钻井液公司在沈北地区共施工49口井,平均井深3936m;其中探井13口,平均井深3904m;水平井17口,平均井深4054m;沈280-1井完钻井深4012m,是一口“L”型水平井,最大井斜114°,水平段长1012m,是深水平井中井斜最大的一口井;沈289井完钻井深3793.53m,是国内成功使用中空玻璃微珠降密度并实施欠平衡钻井的第一口井;静52-H1Z井是一口20分支的水平井,总进尺7578米,水平段总进尺4334米,其中主井眼水平段长1002米,20个鱼骨分支总进尺3332米,是目前国内分支数量最多的鱼骨型多分支水平井。

(1) 沈289井

该井完钻井深3793.53m,目的层为太古界潜山段,三开井身结构;在三开用Φ152mm钻头钻进至3495m时发现油气显示较好,为保护油层采用了油包水型中空玻璃微珠低密度钻井液体系。该体系在现场成功应用,使钻井液密度远低于潜山油层压力系数,为欠平衡钻井提供了保障,通过对密度的调整,保证施工中一直处于点火燃烧状态,取得较理想的效果,发现了良好的油气显示,下入筛管完井。

在井深3495m时,见到较好的油气显示后,将油包水钻井液转化配制成为低密度钻井液。配方为:60%柴油+40%水+2%乳化剂+8%中空玻璃微珠+增粘剂+油保材料。调整后钻井液性能:密度0.83g/cm³,粘度147s、初切7/7Pa、API FV12ml、PH值8。

钻进至井深3544m,欠平衡点火成功,火焰高度1.5—3.5m,全烃值为40%。在井深3547.0m,钻井液密度0.86g/cm³全烃值30—100%,欠平衡正常钻进,火焰正常燃烧,套压为0,井深3635m时全烃值从18%上升到100%,钻井液受侵时密度为0.84g/cm³-0.85g/cm³,钻井液从溢流管线经分离器出口涌向震动筛,泥浆量增加7m³,发生溢流,停泵关井,套压很快升到5Mpa,立压5Mpa,套压逐渐升到6.73Mpa,立压6.0Mpa,后用压井液压井。同时在使用油包水型中空玻璃微珠钻井液体系也提高了机械钻速,井段3547m-3670m,纯钻40.7h,机械钻速达到3.02m/h。该井成功地实施了欠平衡钻井,取得了预期的效果。现场钻井液性

能变化见表5。

表5 欠平衡井段钻井液性能

| 井深 m | D g/cm ³ | FV s | G10"/G10 Pa | PV mPa.s | Yp Pa | n 无因次 | K mPa.sn | YP/PV s ⁻¹ |
|---------|------------------------|---------|----------------|-------------|----------|----------|-------------|--------------------------|
| 3495 | 0.83 | 145 | 4/4 | 57 | 25.5 | 0.61 | 1175 | 447 |
| 3500 | 0.84 | 132 | 6/6 | 44 | 24 | 0.57 | 1272 | 568 |
| 3530 | 0.85 | 98 | 4/4.5 | 44 | 20.5 | 0.6 | 980 | 466 |
| 3602 | 0.88 | 94 | 4/5 | 56 | 21.5 | 0.65 | 777 | 384 |

钻井液密度变化曲线图。见图4

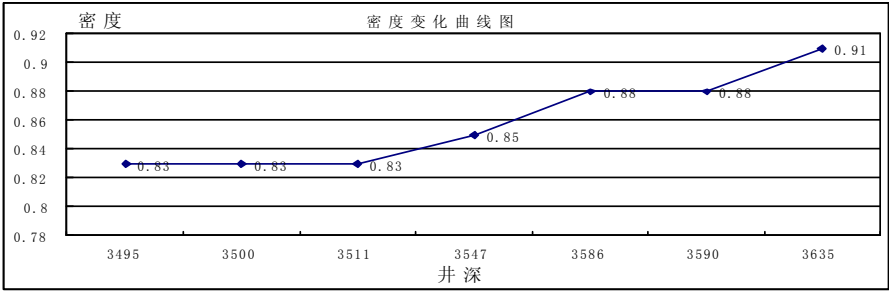


图4 密度变化曲线图

(2) 静 52-H1Z 井

静 52-H1Z 井是沈北大民屯凹陷静安堡潜山静 52 块的一口 20 分支的水平井，是目前国内分支数量最多的鱼骨型多分支水平井。井身结构见图 5。

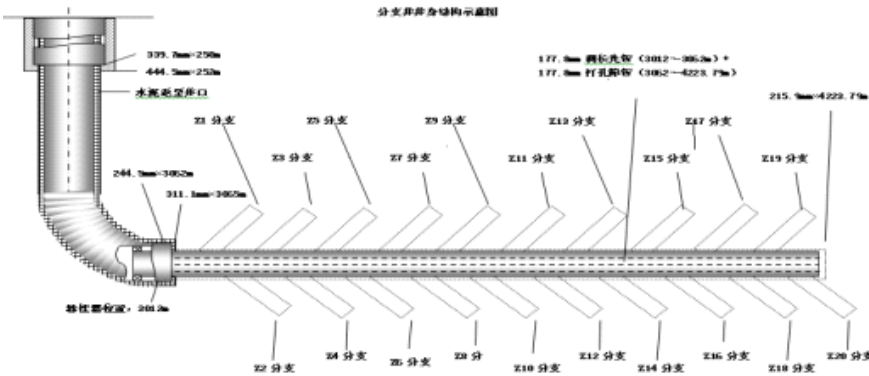


图 5 静 52H1Z 井身结构示意图

该井三开水平段 20 分支，是本井的关键井段。

① 采用具有很高的动塑比无固相钻井液并配合 GOB 机理携岩解决了水平段，分支井段携岩问题。

② 使用聚合醇和润滑剂-TR 解决了润滑问题。在传统的润滑减阻技术不能满足本井的施工，经过试验人员大量的室内实验，寻找出一种有效的润滑剂-TR，这种润滑剂能够在金属表面吸附形成润滑层，提高金属的润滑性能之外，这种润滑剂分子更容易与井壁岩石发生吸附。在井壁上形成一层润滑层，起到润滑作用。当钻进到井深 3091 米时，钻具本身悬重为 90 吨，上提钻具时的重量是 130 吨，多提了 40 吨。一次性加入润滑剂-TR6.5 吨后，上提钻具的重量降低到 100-105 吨。起到了明显的润滑减阻效果。

③ 三开井段是本井的主要油气层段，油气层的保护是关键：①无固相体系保护油气层，不会产生固相颗粒对油气层的伤害。该体系会在井壁附近低剪切状态下形成的高粘弹性区域，阻止钻井液滤液向油气层深处运移，减轻了液体对孔隙的封堵，有助于保护油气层。②超低渗透：利用超低渗透降滤失剂保护油气层作用机理。在三开井段的无固相体系中加入0.5-1%超低渗透降滤失剂，在钻进过程中，及时地加入超低渗透处理剂，以保证其在钻井液中的含量。实现无损害钻井及保护油气层的目的，起到很好的保护油气层的作用。三开段钻井液性能见表6。

表 6 静 52-H1Z 井三开段钻井液性能

| 井深 m | 密度 g/cm ³ | 粘度 s | FL ml | φ600 Pa | φ300 Pa | φ6 Pa | φ3 Pa | PV mPa·S | YP Pa | n | K mPa·S ⁿ |
|---------|-------------------------|---------|----------|------------|------------|----------|----------|-------------|----------|------|-------------------------|
| 3474 | 1.02 | 53 | 5 | 54 | 40 | 7 | 5 | 14 | 13 | 0.44 | 929 |
| 3581 | 1.03 | 52 | 5 | 49 | 37 | 7 | 4 | 12 | 12 | 0.42 | 1000 |
| 3679 | 1.03 | 51 | 4.6 | 58 | 44 | 12 | 10 | 14 | 15 | 0.40 | 1763 |
| 3823 | 1.02 | 58 | 5 | 75 | 58 | 13 | 8 | 17 | 20.5 | 0.37 | 2803 |
| 4023 | 1.03 | 59 | 4.8 | 59 | 46 | 8 | 7 | 13 | 16.5 | 0.36 | 2363 |
| 4169 | 1.03 | 53 | 5 | 55 | 43 | 10 | 6 | 12 | 15.5 | 0.36 | 2200 |

6 几点认识

- （1）辽河盆地深井（含深水平井）钻井液技术的应用，减少了钻井事故和复杂情况，为安全钻井提供了保障。
- （2）深井（含深水平井）钻井液技术，有针对性地解决了辽河盆地井塌、井漏、无固相抗高温等问题，实现了深井钻井液技术新的突破。
- （3）深井（含深水平井）钻井液技术满足了辽河盆地发现和保护油气层要求，为实现钻探目的提供了技术保障。
- （4）辽河盆地深井（含深水平井）钻井液技术适用于辽河盆地外其他类似地质状况地区，具有推广价值。