

顺北油田新型井身结构配套钻井液技术研究与应

谢海龙

(中国石化 西北油田分公司 石油工程监督中心, 新疆 轮台 841600)

摘要: 针对顺北油田二叠系多漏层易漏失、志留系井壁失稳、桑塔木组火成岩坍塌应力高、深井小井眼定向携岩困难等技术难题, 推行侵入体“专打专封”新型井身结构。通过室内实验, 优选聚胺、高软化点沥青、磺酸盐共聚物等处理剂, 引入甲胺基强抑制强封堵防塌钻井液和成膜随钻堵漏钻井液技术, 并应用堵漏浆钻进解决二叠系纵向裂缝难题。通过 5 口井现场实验, 成功解决该区块多项技术难题, 形成了一套适用于顺北油田配套钻井液工艺技术, 满足新型井身结构钻进需要。

关键词: 长裸眼; 井眼净化; 井径控制; 抑制封堵、防漏堵漏; 井壁稳定; 顺北油田

中图分类号: TE254

文献标识码: A

Research and application of drilling fluid suitable for new well bore structure in the Shunbei oil field

Xie Hailong

(Engineering Supervision Center, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: In the Shunbei oil field, leakage often took place in Permian, well bores are instable in Silurian, collapse stress is high in the Sangtamu Formation, and it is difficult to carry debris directionally in deep and slim holes. A new well bore structure with special intrusion for sealing is proposed. Through laboratory experiments, we choose polyethylene amine, high softening point asphalt, sulphonate copolymer treating agent such as methylamine, and introduce methylamino drilling fluid and filming technique, to deal with longitudinal cracks in Permian. Field applications were made in 5 wells, and proved successful. A set of suitable drilling fluid technology has been developed to meet the needs of new well structure.

Key words: long well hole; well hole cleaning; caliper control; inhibition and plugging; ; prevent leakage and plugging; Shunbei oil field

1 油田概述

顺北油田位于新疆沙雅县境内, 奥陶系桑塔木组发育火成岩侵入体 221 km²。奥陶系碳酸盐岩储层埋藏深, 主要原因是志留系与桑塔木组厚度增大, 一间房组为常温、常压油藏, 高含硫化氢。A1 井测井三压力剖面表明: 区块除侵入体外, 均为正常压力系统, 钻井液密度远低于地层破裂压力。顺北油田钻井面临主要难题为二叠系漏失(漏层可

能为纵向裂缝或大裂缝漏层)、志留系井壁失稳、侵入体坍塌应力高。顺北油田已钻井二叠系漏失情况见表 1, 已钻井辉绿岩情况见表 2。

顺北油田井身结构优化后对火成岩侵入体区域的井采用四级结构, 二开长裸眼井段穿越多套压力体系, 三开井段“专打专封”火成岩侵入体。井深结构为 346.1 m×273.1 m×2 000 m+250.88 mm×193.7 mm×6 800 m+165.1 mm×139.7 mm×7 400 m+120.65 mm×7 700 m×裸眼。

表 1 顺北油田已钻井二叠系漏失情况

Table 1 Leakage in Permian in drilled wells, Shunbei oil field

井号	二叠系井段/m	岩性	密度/ (g · cm ⁻³)	漏失量/m ³	主要复杂情况
B1	4 424~4 875	英安岩 304 m, 凝灰岩 147 m	1.23~1.25	2 876	8 个漏点, 22 次桥堵, 1 次水泥浆堵漏, 1 次化学固结堵漏, 堵漏 40 d
B2	4 393~4 845	英安岩 42 m, 凝灰岩 410 m	1.25~1.26	284	2 个漏点, 1 次堵漏浆钻进, 2 次桥堵
B4	4 420~4 870	英安岩 40 m, 凝灰岩 410 m	1.24~1.25	331	3 个漏点, 4 次桥堵

收稿日期: 2016-08-25; 修订日期: 2016-09-21。

作者简介: 谢海龙(1982—), 男, 高级工程师, 从事钻井液技术监督工作。E-mail: 402504961@qq.com。

表 2 顺北油田已钻井辉绿岩情况

Table 2 Diabases in drilled wells, Shunbei oil field

井号	设计 井深/m	辉绿岩井段/m	厚度/m	使用钻井液 密度/(g·cm ⁻³)
A1	7 46	6 12~6 41	29	1.86
B3	7 69	6 45~6 70	25	1.85
B6	7 58	6 33~6 56	23	1.85

2 钻井液技术难点

2.1 二叠系火成岩地层裂缝发育、易漏失

二叠系火成岩裂缝发育,层厚均大于 400 m,漏失点多,巨大的漏失量表现为裂缝性漏失,从蹩钻现象和同时发生漏失判断,漏层可能为纵向裂缝。B2 井等 3 口井发生漏失,从漏失严重程度来看取决于英安岩的厚度。

2.2 志留系泥岩地层易井壁失稳

A1 井志留系 S₁k 组平均井径扩大率 21.05% (部分泥岩段达 60%)。对志留系泥岩理化分析,志留系泥岩微裂缝和微孔发育,表明该地层为水敏性地层,易水化膨胀掉块造成井壁失稳。

2.3 桑塔木组侵入体坍塌压力大

需使用高密度钻井液来维持井壁稳定。A1 井揭开火成岩侵入体后即划眼困难,蹩钻严重,提高密度至 1.86 g/cm³ 才勉强维持井壁稳定。

2.4 钻井液维护困难,对钻井构成威胁

高密度钻井液维护困难,高压盐水层对井下安全构成威胁。三开深井段井温高(B5 井 7 445 m 达 153 ℃),密度高(施工井密度 ≥ 1.85 g/cm³),高温、高压条件下高密度水基钻井液性能维护难度较大;B4 等 3 口井钻遇高压(盐)水层。

2.5 小井眼定向段施工困难

小井眼定向段施工存在井底温度高、钻具尺寸小及小井眼携岩等难点。B1 井井底静止温度 7 557 m 处达到 157 ℃,属于超深、高温水平井。四开 120.65 mm 小井眼,轨迹控制及水平段井眼清洁难度较大,易形成岩屑床,携岩困难,扭矩及摩阻较大。

3 新型钻井液体系引进与优化

3.1 新型随钻防漏堵漏钻井液体系优化

顺北油田二叠系以英安岩、凝灰岩为主,地层破碎,微裂缝发育,安全钻进的泥浆密度窗口小,对当量钻井液密度变化敏感。二叠系地层防漏堵漏总体思路是:“防漏为主、兼顾防塌”,即在二叠系施工中以随钻堵漏技术为主,配合静止堵漏技术完成施工。钻井液性能维护方面,使用低分子量优质

聚合物作降滤失剂,降低钻井液液相黏度,有效降低循环当量密度增加值。防漏方面采取“控制钻井液合适密度、保持钻井液良好流动性、强化随钻封堵”并配合工程技术措施。二叠系井段使用随钻堵漏技术,加入聚合物胶凝堵漏剂 PSD、竹纤维、CXD、PB-1、QS-2 和 SQD-98。

聚合物胶凝堵漏剂 PSD 具有高吸水性和高保水性,能吸收自身重量近百倍的水而使体积膨胀,形成水凝胶。以 TiO₂ 微粒为基料与丙烯酸类烯丙基单体共聚后合成出聚合物胶凝堵漏剂 PSD,能明显提高复合材料的强度和吸水性能^[1]。

成膜剂(CMJ)分子侧链上的胺基、羟基或者磺酸根基团能与黏土矿物吸附,在井壁形成一层半透膜(不透水),阻止滤液向地层渗透,减少页岩分散水化膨胀,封堵地层裂隙层理,防止地层内黏土矿物运移,防止井壁坍塌^[2]。

承压堵漏剂 CYD-1 有强凝胶效果,温度作用下会发生自交联反应强烈吸附地层岩石,在井壁形成一层高强度膜封堵漏层并提高地层承压能力,承压能力最高可达 6 MPa。

复合随钻堵漏剂 FHD-1 可吸水膨胀至原体积 5~10 倍,水化膨胀应力直接作用在其周围岩石和堵漏材料上,使“封堵墙”更加致密紧凑,与裂缝间摩擦阻力进一步加强,增强了“封堵墙”在正、负压差作用下的抗破坏性,使地层达到较高的承压能力。

3.2 钾胺基钻井液体系引入与优化

3.2.1 顺北油田易塌层位矿物分析

顺北油田 A1 井区志留系泥岩岩屑特征分析见表 3。

顺北油田桑塔木组辉绿岩在清水中滚动回收率 86.32%,线性膨胀率 2.04%,说明该辉绿岩并不水化。而辉绿岩岩体中存在微裂缝,钻井液滤液将会沿微裂缝渗流运移,致使近井壁地层孔隙压力升高,导致井壁剥落、坍塌。桑塔木泥岩在清水中滚动回收率为 16.42%,说明该泥岩水化分散性较强,其线性膨胀率为 15.29%,说明该泥岩亦具有一定的水化膨胀性。

3.2.2 钾胺基聚磺成膜钻井液体系配方优化

为解决顺北油田井壁垮塌难题,通过对胺基页岩抑制剂(HPA)^[5]、降失水剂(RHPT-1)、防塌成膜剂(CMJ-1)主要处理剂正交实验,配合 SMP、SPNH 等提高体系抗温性能。优选出钾胺基聚磺成膜钻井液体系最佳配方为:3% 坂土 + 0.2% NaCO₃ + 0.3% DS-301 + 1% RHPT-1 + 3% RHJ-3 + 0.5% DS-302 + 0.5% HPA + 0.8% CMJ-1 + 3% QS-2 + 3% SMC +

表 3 顺北油田 A1 井区志留系泥岩岩屑特征分析

Table 3 Characteristics of Silurian mudstone cuttings in A1 well area, Shunbei oil field

项目	测试结果	性能分析
全岩含量	黏土总量 6%~29%, 石英 59%~85%, 方解石 2%~4%, 白云石 1%~7%, 斜长石 1%~10%	水敏性不强, 属典型硬脆性泥质砂岩, 地层内部微裂缝扩展造成变形降低整体强度, 钻井液沿微裂缝渗透降低井壁支撑效率
黏土矿物	伊/蒙混层(含量 \geq 40%)和伊利石为主	属硬脆性地层, 井壁极易坍塌
岩样密度	2.468~2.648 g/cm ³	地层孔隙是钻井液漏失主要通道, 滤液侵入地层破坏岩石应力状态导致井壁失稳
理化性能	阳离子交换容量 CEC	5 646~6 350 m 平均 CEC 值 1.98 mmol/hg, 最高 3~4 mmol/hg
	泥页岩膨胀率	16 h 膨胀率平均 7.3%, 6 336 m 及 6 350 m 较高(16%和 9.26%)
	泥页岩回收率	岩屑清水回收率 38.46%
		整体不是强分散岩性, 个别段有一定潜在水化能力。CEC 越高, 钻进过程中越易发生水化分散反应, 实钻该井段易井壁失稳
		膨胀率处于中等水平, 伊/蒙间层会增强岩石的水化能力和分散能力 ^[3]
		地层岩石较强的水化分散性能, 水敏性中等, 遇水易水化分散 ^[4]

表 4 钻井液抗温性能测定结果(密度 1.52 g/cm³)Table 4 Temperature resistance of drilling fluid ($\rho=1.52$ g/cm³)

配方	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	FLAPI/mL	泥饼/mm
1 # 常温	45.0	39	6.0	1.0	0.2
1 # 160 °C 16 h 老化后	54.5	42	9.5	1.0	2.0
21 # 160 °C 16 h 老化后	56.5	42	14.5	1.2	1.5
3 # 160 °C 16 h 老化后	63.0	46	17.0	1.1	1.5

表 5 钻井液抗盐性能测定结果

Table 5 Salt resistant performance of drilling fluid

配方	NaCl 加量/%	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	FLAPI/mL	泥饼/mm
1	5	70.5	54	16.5	2	0.3
1 # 160 °C 老化 16 h	5	30.5	28	2.5	12	0.3
2	10	80.0	63	17.0	2	0.3
2 # 160 °C 老化 16 h	10	33.0	31	2.0	13	0.3

4%SPNH+5%~7%KCl。

3.2.3 钻井液综合性能评价

在最佳体系配方下,测定常温和 160 °C 条件下的钻井液体系的抗温、抗污染性能。配方 1、2、3 的成膜剂加量分别为 0.4%、0.6%、0.8%。

(1)抗温性能评价。钻井液抗温性能测定结果(密度 1.52 g/cm³)见表 4。结果表明随 CMJ-1 加量增加,老化后钻井液流变性较稳定,API 失水无变化,体系抗高温性能较好(160 °C)。

(2)抗盐性能评价。钻井液抗盐性能测定结果见表 5。结果表明 NaCl 加量 10% 钻井液老化后结构有所下降,动切力偏低,流变 API 失水上升较快,体系可抗 5%NaCl。

(3)抗钙侵性能评价。在最佳体系配方下,测定常温和 160 °C 条件下,不同 CaCl₂ 加量和抗钙聚合物后加量后的钻井液体系的抗钙侵性能(表 6, 7)。结果表明 CaCl₂ 加量 1% 后动切力偏低,流变

API 失水上升较快;加入 0.3% 抗钙聚合物后 API 失水降低至 8~6 mL,2 # 配方表明 CMJ-1 加量要控制在 0.6% 以内,否则流变性不可控。

(4)抑制性能评价。A1 井 S_{1k} 岩心滚动回收评价结果表明,钾胺基聚磺成膜钻井液可以极大地提高岩样滚动回收率,最高达到 93.87%,提高率在 57% 以上,最大达到 75.30%。A1 井 S_{1k} 岩心在清水和钾胺基聚磺成膜钻井液体系中的页岩膨胀率评价结果表明,钾胺基聚磺成膜钻井液可以极大地降低岩样膨胀率,最低达到 1.64%,最大降低率达到 89%。能有效防止泥页岩水化膨胀,降低地层井壁失稳风险。

3.3 堵漏浆钻进技术在 B2 井应用

借鉴 B1 井前期施工经验,在钾胺基强抑制强封堵防塌钻井液基础上,选择中细颗粒、纤维类等为主的堵漏材料,合适的粒径搭配,配制全井 12% 堵漏浆,在钻进中随时封堵二叠系裂缝,达到防漏

表 6 CaCl₂ 加量后钻井液抗钙性能测定结果Table 6 Calcium resistance of drilling fluid after adding more CaCl₂

配方	CaCl ₂ 加量/%	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	FLAPI/mL	泥饼/mm
1	1.0	45.5	29	16.5	3.6	0.4
1 # 160 °C 老化 16 h	1.0	28.0	25	3	20.0	4.0
2	1.5	46.0	30	16	4.0	0.4
2 # 160 °C 老化 16 h	1.5	48.0	20	28	26.0	5.0

表 7 抗钙聚合物加量后钻井液抗钙性能测定结果

Table 7 Calcium resistance of drilling fluid after adding more anti-calcium polymer

配方	抗钙聚合物加量/%	AV/mPa·s	PV/mPa·s	YP/Pa	FLAPI/mL
1	0.3	65.5	58	7.5	
1 # 160 °C 老化 16 h	0.3	28.0	25	3.0	8
2	0.6	103.5	78	25.5	
2 # 160 °C 老化 16 h	0.6	48.0	20	28.0	6

堵漏目的。施工中严格控制坂含与桥浆黏度 55 s 左右,加足润滑剂做好润滑防卡;坚持“少放勤放”沉砂罐底流,清除桥浆中有害固相;通过置换新配置桥浆来维持密度稳定。

B2 井从 4 610~5 243 m 全井堵漏浆钻进中,总进尺 633 m,实现了边堵漏边钻进仅消耗钻井液 124 m³,期间没有出现严重影响施工的大型漏失和失返性漏失,实现了 250.88 mm 井眼边漏边堵边钻进的堵漏浆钻进技术,并顺利下入 193.7 mm 套管。

4 主要施工技术措施

4.1 二叠系火成岩快速钻进技术

顺北油田二叠系地层漏失原因:英安岩裂缝无凝灰岩加以填充,致使钻至裂缝即发生失返性漏失。二叠系防漏堵漏措施如下:①长裸眼段防渗、防漏是钻井液维护的优先方向,思路是快速钻穿、防漏为主、循环静堵;②揭开三叠系前优化钻井液抑制、封堵防塌性能,提高黏切,控制排量,延长其井壁失稳周期,为后续施工提供稳定的井眼条件;③性能控制方面:进入二叠系前,钻井液密度控制在 1.24~1.25 g/cm³, API ≤ 4 mL 以, HTHP ≤ 10 mL, 一次性补充 1.5% SFT-100, 逐渐补充 1% RHJ-3, 提高钻井液封堵防塌性能,保持井壁稳定;④向井浆中加入沥青质防塌剂、屏蔽暂堵剂、FHD-1、CYD-1、竹纤维和 PSD 等,封堵地层微裂缝,防止水力“锥进”导致裂缝进一步扩展;⑤钻进中若遇漏失,优先采用桥浆循环静堵,直至满足强钻条件(漏速 ≤ 2 m³/h)。尽量不采取承压静堵作业(承压易使裂缝扩展、三叠系失稳)。若钻遇严重多点

漏失,则将井浆转换为桥浆钻进,推荐桥浆钻进配方:1% 核桃壳(中粗)+2% 核桃壳(细)+2% SQD-98+2% PB-1+1% 云母(中粗)+2% 云母(细)+2% QS-2。⑥二叠系保护方面:钻穿二叠系起钻前,使用 10% 封堵浆封闭二叠系,封堵浆配方为 3% 竹纤维+3% PSD+4% QS-2,下钻时分段循环,严格控制下钻速度。

4.2 长裸眼段钻井液防塌技术

(1)长裸眼段泥岩防塌技术对策。为防止井塌一般有 4 种技术手段:提高密度、强化抑制性、强化封堵和减少泥岩浸泡时间^[6]。

(2)长裸眼泥岩防塌技术措施。采用长裸眼结构,因二叠系易漏,不能提高密度防塌,故采取强抑制、精细封堵和减少钻井液浸泡时间的方法。在揭开三叠系砂岩前加入屏蔽暂堵剂,对砂岩进行防渗处理降低渗透性;钻至二叠系下部控制钻井液密度 1.30 g/cm³ 以下,防止压漏二叠系及三叠系粘卡;采用 1% 聚胺、5%~7% 氯化钾提高钻井液抑制性能,同时配伍封堵防塌材料 RHPT-1、高软化点沥青 RHJ-3、CMJ-1 及 QS-2,增强钻井液的封堵能力。

(3)性能要求。 ρ :1.25~1.28 g/cm³, FV:45~60 s, PV:15~28 mPa·s, YP:5~10 Pa, FLAPI:<4 mL, 坂含:30~40 kg/m³, 固含:<13%, FLHTHP:<12 mL。

4.3 辉绿岩侵入体高密度钻井液技术

4.3.1 辉绿岩物性特征

辉绿岩组构破碎、均质性差,水敏性弱,硬度高(≥7 级),密度高(3.02 g/cm³),与玄武岩组分近似,以长石为主(94.8%),且辉绿岩上下交界面易

发生漏失。从实钻情况来看,辉绿岩具有磁性,可以吸附在磁铁上。

4.3.2 辉绿岩钻井液技术对策

①辉绿岩侵入体以“防塌为主、兼顾防漏”,采取“提前预防,减少应力破坏”原则,强化井壁稳定;②合理选择钻井液密度,确保力学稳定辉绿岩井壁;封堵火成岩微裂缝、诱导裂缝,阻断液柱压力的传递通道,防止水力“楔劈”效应^[7];③调整钻井液流变性,减小环空压耗、激动压力等;根据返砂情况,调整钻井液粘切,以达到较好的携岩效果;④搞好高温环境下高密度钻井液高温稳定性、强化抑制防塌性、加强封堵润滑性、预防垮塌是钻井液工作重点。

4.3.3 辉绿岩钻井液性能控制点

(1)性能控制方面。进入侵入体前,将钻井液控制密度在 1.85 g/cm^3 ,黏度 $55 \sim 60 \text{ s}$,塑黏 $30 \sim 32 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,动切力 $8 \sim 10 \text{ Pa}$,动塑比 ≥ 0.3 ,保证良好的携带能力;静切力 $\geq 4 \text{ Pa}$ / $\geq 10 \text{ Pa}$ 保持良好的悬浮能力;中压失水 $\leq 4 \text{ mL}$,HTHP ($150 \text{ }^\circ\text{C}$) $\leq 12 \text{ mL}$ 。

(2)防塌方面。使用 2% 高软化点沥青(软化点 $160 \sim 180 \text{ }^\circ\text{C}$) 增强封堵微裂缝能力,在钻侵入体前加入 2% 的抗温材料和 1% RHJ-3+1% RHTP-1+2% QS-2+0.6% CMJ-1,钻进过程中保持钻井液中抗温材料的加量不低于 6%,氯化钾含量大于 3%,聚

胺含量大于 0.5%,保证钻井液的抗温稳定性和抑制防塌性能。

(3)堵漏方面。通过静止堵漏、桥浆堵漏、随钻堵漏、降低钻井液密度等手段。

(4)侵入体保护方面。起下钻及时灌浆并密切注意液面变化,避免漏失或灌浆不及时造成井壁失稳,使井下始终保持一定的液柱压力,控制起下钻速度,减少侵入体井段的激动压力。

4.4 超深水平段钻井液技术

顺北油田奥陶系一间房组裂缝发育,造斜点埋深深(B5 井 7 486 m),钻井液除需具有较强的抗高温($160 \text{ }^\circ\text{C}$)、防漏能力外,造斜及水平段还需具备较好的井眼净化与润滑防卡能力。顺北油田水平段钻井液技术对策见表 8。

5 应用效果

新型井身结构井共施工 5 口井,其中随钻防漏堵漏钻井液体系在 B5 和 B6 井试验应用,堵漏浆钻进技术在 B2 井应用。通过细化施工方案、优化钻头及提速提效工具、运用优良的钻井液性能,成功解决该油田多项技术难题,创造了多项钻井施工记录,取得了良好的应用效果。顺北油田二三开钻井技术指标见表 9。

表 8 顺北油田水平段钻井液技术

Table 8 Drilling fluid technology in horizontal section of Shunbei oil field

项目	技术对策
钻井液体系	非渗透聚磺混油钻井液体系;3.0%~4.0%膨润土+0.5%~1% SMPFL+0.2%~0.3%抗氧化剂+5%~8%抗温降失水剂+2%~3%低荧光封堵防塌剂+2%超细碳酸钙+1%~3%非渗透剂+6%~8%原油
高温稳定	磺酸盐共聚物 SMPFL+0.5%~1% SMS-19+抗氧化剂
携岩能力	控制 YP/PV ≥ 0.5
润滑性	造斜前混入 4%~5%原油,随井深增加,补充原油加量至上限
防漏	漏速 $< 5 \text{ m}^3/\text{h}$ 采用可酸化纤维封堵漏失点;漏速 $> 5 \text{ m}^3/\text{h}$ 降密度或交联成膜堵漏
储层保护	1%非渗透剂+1%屏蔽暂堵剂
性能要求	ρ : $1.32 \sim 1.35 \text{ g/cm}^3$; FV: $45 \sim 60 \text{ s}$; PV: $15 \sim 20 \text{ mPa} \cdot \text{s}$; YP: $5 \sim 10 \text{ Pa}$; FLAPI $< 4 \text{ mL}$; 坂含 $25 \sim 30 \text{ kg/m}^3$, 固含 $< 11\%$, HTHP $< 12 \text{ mL}$

表 9 顺北油田二三开钻井技术指标

Table 9 Technical indicators after second and third drillings in Shunbei oil field

井号	设计 井深/m	二开				三开			
		中完 井深/m	井底 温度/ $^\circ\text{C}$	平均 井径/mm	平均 井径 扩大率/%	中完 井深/m	井底 温度/ $^\circ\text{C}$	平均 井径/mm	平均 井径 扩大率/%
B2	7 893	7 060	135	284.9	13.56	7 470	150	181.15	12.27
B3	7 369	6 830	136	282.61	12.65	7 257	152	173.65	5.18
B4	7 761	6 840	133	278.74	11.11	7 460	151	168.92	2.30
B5	7 558	6 850	134	289.56	15.40	7 475	153	168.00	1.80
B6	7 858	6 469	124	278.39	10.99	7 290	132	167.57	1.49

(1) 273.1 mm 长裸眼套管及 139.7 mm 油层尾管一次到位率均达到 100%。B2 井 273.1 mm 套管下深 7 060 m, 创造区块同尺寸下深最深记录; B5 井 139.7 mm 套管下深 7 475 m, 创造油田小尺寸井眼套管下深最深记录。其余各井下套管期间均无遇阻显示, 返浆正常。

(2) 长裸眼井段防漏堵漏技术成功应用。施工各井较前期 B1 井堵漏周期均有大幅缩短, 裸眼井段最长的 B2 井裸眼段达到 5 060 m, B5 及 B6 成功运用竹纤维及凝胶随钻堵漏技术钻穿 450 m 二叠系, 且长裸眼施工及中完作业期间均未发生漏失。B2 和 B4 井加强随钻堵漏技术, 采用堵漏浆钻进和桥浆堵漏顺利完成二开作业。

(3) 长裸眼段提速效果明显。成功运用扭力冲击器、成膜钻井液、进口史密斯钻头等提速提效工具和技术, B2 井机械钻速达到 8.14 m/h; B6 井创造油田二开 45.04 d 钻井周期最短记录, B5 井最短周期 16.5 d 创造了三开最高机械钻速 2.62 m/h。

(4) 长裸眼井径控制取得阶段性胜利。二三开严格按照以合理的泥浆密度物理支撑井壁、强化微裂隙封堵、增强体系抑制能力、优化和控制合理的流变参数及携带悬浮能力等四项控制井径处理思路。5 口井长裸眼段平均井径扩大率为 12.74%, 控制较好的 B6 井仅为 10.99%; 三开深井段平均井径扩大率为 4.61%, 控制较好的 B5、B6 仅为 1.8% 和 1.49%。

(5) 深井高密度钻井液故障控制得力、抗污染能力优良。钻井液主要以确保辉绿岩掉块及时携带为技术目标, 通过确保良好的携岩能力、改善钻井液滤饼质量防止辉绿岩失稳、调整高温下高密度钻井液流变等技术。5 口井均顺利钻穿侵入体, B6 及 B3 井钻遇 23~25 m 辉绿岩, B4 等 3 口井发生盐水侵后, 及时循环排放地层水和混浆及干加抗高温降滤失剂, 成功解决污染问题。整个三开施工均未发生故障, 高密度钻井液在 7 400 m 以深成功应用。

(6) 小井眼抗温防托压能力大幅提升。四开小井眼要求 100 m 进尺增斜至 90°, 水平段近 300 m, 施工的 B2 等 4 口井均在 120.65 mm 小井眼 7 300 m 以深施工, 优良的聚磺混油钻井液抗温润滑能力良好, 未出现托压现象, 合理的钻井液性能控制, 有效的保护了油气层。

(7) 小井眼取心技术创国内之最。超深并且 120.65 mm 小井眼的取心作业, 取心钻头直径小至 116 mm 后施工难度极高, 国内尚未见报道。B3 井精心施工, 自 7 265 m 开始连续取心, 累计取心 6

回次, 进尺 25.7 m, 取心收获率 36.04%。虽然岩心极其破碎, 裂缝发育, 矿物质充填影响了收获率, 但突破了深井小井眼取心难题, 积累了复杂深井小井眼取心的施工经验。

6 结论与建议

(1) 该油田钻井液施工应秉承“强抑制、严封堵、适当的密度防塌, 兼顾流变性、润滑性和失水造壁性的协调统一”原则, 做好钻井液的预处理工作。

(2) 随钻封堵地层微裂缝, 防止水力“锥进”导致裂缝进一步扩展。保证钻井液中细颗粒的随钻及非渗透材料的含量, 推荐加量 3%~5%, 并优化筛布目数, 保证其不被筛除。

(3) 对于顺北油田多漏层、纵向裂缝发育的漏层等, 推广应用全井段堵漏浆钻进工艺技术, 达到防漏堵漏的效果, 节约施工周期。

(4) 钾胺基聚磺成膜钻井液体系具有较强的抑制性、封堵性和低的滤失量, 流型容易控制, 很好地解决了顺北油田志留系及桑塔木组井壁失稳的难题, 而且具有良好的润滑性, 摩阻小、抗盐抗钙能力、剪切稀释性好的特点。尤其是在造浆严重的泥页岩地层表现出的良好抑制性。

(5) 对于硬脆性地层的井壁失稳问题, 增强钻井液体系抑制性, 选择合理密度, 并降低钻井液体系滤失量, 减少滤液对地层原始应力状态的改变是关键。

(6) 软化点沥青 FF-2 (软化点 140~160 °C)、FF-3 乳胶沥青、竹纤维可以有效封堵裂隙, 推荐在该区块二叠系和下部石炭系使用; CMJ-1、RHPT-2、PSD 等抑制防塌材料对井径控制有利, 推荐现场志留系使用。

(7) 揭开辉绿岩地层前, 建议一次将钻井液密度提高至 1.80 g/cm³, 尽可能避免长时间划眼, 速战速决。

(8) 建议开展地层物性及裂缝孔喉方面的研究, 形成随钻防漏堵漏体系, 实现提高地层承压能力, 达到预防井漏、强化井眼的作用。

参考文献:

- [1] 向朝纲. 弱凝胶水基钻井液及作用机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2012: 5-8.
- [2] 杨立国. 成膜钻井液理论及应用技术研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2011: 6-12.
- [3] 徐同台, 卢淑芹. 影响泥页岩在清水中膨胀率因素的探讨[J]. 钻井液与完井液, 2004, 21(1): 5-7.
- [4] 林永学, 王忠厚, 张贞勇, 等. 塔东地区泥页岩水敏性研究[J]. 西部探矿工程, 1997(5): 16-18.

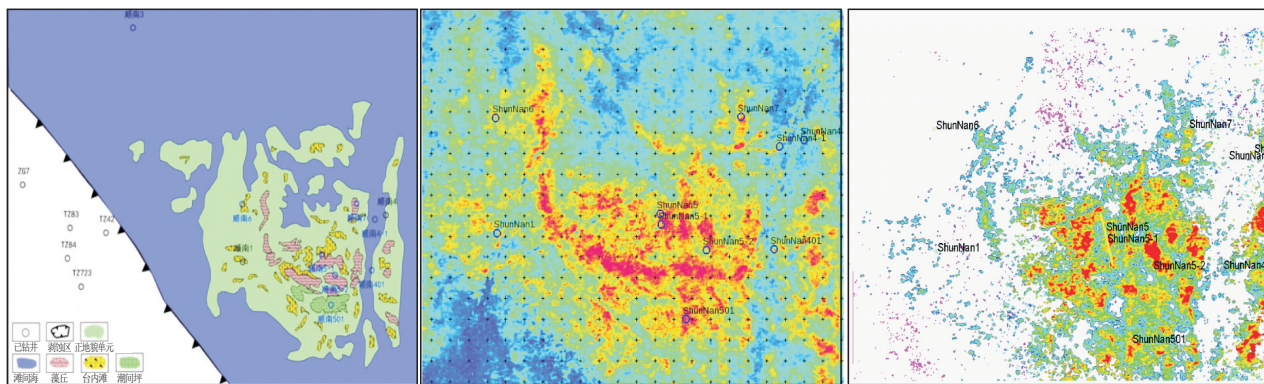


图 7 塔里木盆地 SN 三维沉积相、第三分量振幅和轨迹属性

Fig.7 Sedimentary facies, third component amplitude and track properties of SN block, Tarim Basin

识,认为第三分量不仅能反映一间房组内部的岩性,还可能指示其中的物性变化。

4 综合储层预测

应用多子波重构与地震道分解 2 种方法对 SN 工区一间房组进行储层预测分布,从预测结果来看,波形分解后的第三分量显示一间房组储层分布更为规律,而且与钻井吻合率高。综合认为,利用多子波地震道分解能更好地刻画一间房组储层横向展布。

结合测井及地质划分的沉积微相,认为 SN 三维地区为正地貌单元,受海平面频繁升降变化控制,以潮间坪-台内滩-中低能藻丘频繁互层为主,储层相对更发育。利用地震下半周轨迹属性预测的储层边界和发育区与第三分量预测结果基本吻合,与钻井揭示的储层也吻合。所以可以综合三者共同刻画一间房组储层发育范围(图 7),强振幅分布区域为有利储层发育带。

5 结论

(1)当一间房组发育储层时,由于地层强阻抗差的影响,地震反射能量变化被屏蔽,给一间房组的储层识别带来难度,而多子波分解与重构技术突破了常规地震信号处理中单一地震子波的假设,可以有效地去除强轴影响。

(2)在应用过程中没有利用井资料信息,储层横向展布与井吻合率高,证明了该方法的可靠性。多子波地震道波形分解后的第三分量横向展布上与沉积相吻合,可以有效指示储层横向分布。

(3)已知钻井揭示一间房组储层具有横向上分布广、纵向上零散的特点,应用多子波地震道分解预测横向展布结果与已知钻井吻合率高,但纵向分辨率还有待于提高。

参考文献:

[1] 王保才,刘军,马灵伟,等.塔中顺南地区奥陶系缝洞型储层地震响应特征正演模拟分析[J].石油物探,2014,53(3):344-350.

[2] 谢彬.子波分解技术在肇源南地区的应用:以 F1 油层储层预测为例[J].科学技术与工程,2012,12(15):3726-3728.

[3] 王昕,魏刚,刘歆,等.子波地震道分解与重构技术在复杂储层预测中的应用[J].断块油气田,2010,17(3):289-292.

[4] 赖生华,蒲秀刚,杜贵荣.沉积相地震波波形响应特征研究[J].石油实验地质,2008,30(4):400-404.

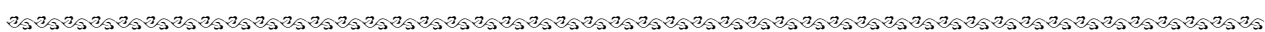
[5] 徐希坤,董晓燕,刘垒.基于分数阶导数的波形属性分析方法[J].油气地质与采收率,2008,15(6):46-48.

[6] 代双和,陈志刚,于京波,等.多子波分解与重构技术在阿尔及利亚 TKT-NGS 油田储层描述中的应用[J].石油地球物理勘探,2011,46(1):103-109.

[7] 高伟义,张昊,安平.多子波地震道分解技术在平湖油气田的应用[J].海洋石油,2011,31(4):21-23.

[8] 余刚,周小英,王箭波.多子波分解与重构法砂岩储层预测[J].西南石油大学学报(自然科学版),2013,35(1):20-25.

(编辑 徐文明)



(上接第 18 页)

[5] 邱正松,钟汉毅,黄维安.新型聚胺页岩抑制剂特性及作用机理[J].石油学报,2011,32(4):678-682.

[6] 徐家放,邱正松,刘庆来,等.塔河油田井壁稳定机理与防塌

钻井液技术研究[J].石油钻采工艺,2005,27(4):33-36.

[7] 王业众,康毅力,游利军,等.裂缝性储层漏失机理及控制技术进展[J].钻井液与完井液,2007,24(4):74-77.

(编辑 徐文明)