

准噶尔盆地南缘地区

稳定井壁的钻井液技术

李 健 罗平亚(中国工程院院士)

西南石油学院

摘 要 通过对准噶尔盆地南缘地区地层的矿物组成、结构、理化性能以及钻井液使用情况的分析,确定出钻井液引起井下复杂情况的原因,提出了钻井液实现强抑制、严密封堵和优良流变性能的对策,建立了能同时保持强抑制和优良性能的钻井液体系。在现场应用后收到显著效果。

主题词 准噶尔盆地 南 聚合物钻井液 稳定 井壁 钻井液

在新疆准噶尔盆地南缘的北天山山前拗陷中背斜带维尔果斯背斜与安集海背斜上曾先后钻井十多口,都因井壁稳定问题无法解决而报废。针对这一情况开展了准噶尔盆地南缘地区井壁不稳定问题分析及对策的研究工作,提出了解决该地区井壁不稳定问题的钻井液技术,并分别在该区的5口重点探井上应用,均取得了成功。

复杂地层与钻井问题

地质概况:准噶尔盆地南缘地区地质情况,表现为上部地层为山前洪积沟多旋回的无胶结的巨厚砾石堆积,钻井过程中造壁困难,且地层破碎,地层倾角大,中下部存在大段龟裂性硬脆页岩和强水敏泥页岩,尤以安集海组造浆最为严重。

钻井液技术问题:使用过的阴离子聚合物复合盐、钾石灰钻井液还不能有效抑制地层粘土矿物的水化、分散和造浆;为对付高压水层、气层以及高构造应力而使用高密度钻井液,钻井液增粘问题突出,

性能难以稳定;维持钻井液具有良好的流变性能和造壁性能同保持钻井液具有强抑性之间存在矛盾。由于地层存在强水敏泥页岩,采用高浓度无机盐提供抑制性的同时又给钻井液始终保持良好流变性,尤其是造壁性带来损害,而调整流变性与造壁性所采取的措施和处理剂,又在一定程度上削弱了钻井液的抑制性。

正是由于地层和钻井液存在的上述问题,该区钻井难度大,塌、卡、喷等事故频繁发生,钻井速度慢,钻井成本高。

井下复杂情况原因分析

1. 地层岩矿分析及理化性能分析

选取南缘霍8A井地层岩心及塌块进行室内实验分析,研究程序及其结果如下。

(1) 矿物组成分析结果

其分析结果,见表1。

(2) 电镜和柱体薄片结果

表 1
Table 1.

岩 样	粘土 总量	粘 土 矿 物 含 量					混层中 S
		S	I	K	C	I/S	
安集海组露头	>70	16	18	16	50		
安集海组 885~888 m 岩心	>70	65.85	17.77	7.28	9.10		
安集海组 885~888 m 岩心			27.11	5.38	7.34	60.17	94
安集海组 1 016~1 018 m 岩心	>70		36.77	9.32	11.26	42.65	94
塔西河组 1 633~1 635 m 岩心			26.83	7.52	9.15	57.60	80

注:S为蒙脱石;I为伊利石;K为高岭石;C为长石。

泥岩裂隙发育,裂隙宽度一般为 $3\sim 4\ \mu\text{m}$,最大颗粒间裂隙为 $13\ \mu\text{m}$ 。粘土矿物分布极不均匀,大都分布在大颗粒间裂隙处。

通过薄片分析发现,泥岩结构为泥质支撑,碎屑

颗粒多呈悬浮状,碎屑物主要为石英及大量白云母和长石。

(3)理化性能分析(见表2)

由以上研究数据可看出,安集海组泥页岩具有

表2 南缘地区部分地层岩样理化指标

Table 2. Physicochemical indexes of rock samples collected from of some formations on the southern fringe of the area

岩 样	密度 (g/cm^3)	膨胀率(%)		MBT		回收率 (%)	页岩吸附等温线平均含盐量(%)					CST (s)
		2 h	16 h	CBC	MBT		氯化 锌	氯化 钙	硝酸 钙	氯化 钠	磷酸 氢钾	
安集海组 1×NIS 露头	2.68	15.00	18.87	8	11.43	37.06	2.17	2.40	2.50	2.57	3.08	310.1
安集海组 885~888 m 岩心	2.00	13.03	30.24	13	18.57	3.43	4.47	4.15	5.49	5.48	10.18	101.1
安集海组 1 016~1 018 m 岩心	2.71	15.50	20.27	12	17.14	9.25	3.00	4.70	5.13	7.44	12.09	121.3
塔西河组 1 633~1 635 m 岩心	2.71	20.12	26.70	16	18.57	32.02	3.70	3.83	4.43	5.45	7.32	274.2

注:膨胀率为体积膨胀百分数;CBC单位为 $\text{mmol}/100\text{g}$ 干页岩;MBT单位为毫克当量/100g干页岩;回收率为淡水80℃滚动16h,40目筛余百分数。

较高的水敏性矿物含量、水化趋势和能力,这是引起地层造浆和缩径的重要原因。此外,特别值得注意的是安集海组泥页岩的滚动回收率异常的低,而CST值却不高,且随剪切时间变化也不显著。这是因为,当岩样处于较大颗粒时,由于裂缝发育,水敏性矿物又分布在孔隙、裂隙壁面,遇水后水化、膨胀,导致颗粒间联接较弱,造成泥页岩的解离或分散;而当岩样已处于较细粒度(如CST实验用小于100目的岩粉)其中粘土矿物总量相对小,碎屑矿多,故其水化能力较弱,表现出CST值不高,这一事实可表明泥页岩表现出的水化分散能力不仅与其矿物组成有关,而且还与其结构、粘土矿物的分布密切相关。

2. 钻井液性能引起井下复杂情况分析

(1)钻井液密度使用不合适,造成在井壁不稳定井段负压钻井。

(2)砾石层胶结差,钻井液造壁性又不能形成致密泥饼,起到护壁、胶结砾石的作用。

(3)使用的钻井液还不能有效抑制泥岩引起的水化、分散,尤其是在高固相含量、高密度下,大分子聚合物包被剂又加不进,致使地层造浆、缩径严重,钻井液流变性能不稳定。

(4)安集海组与塔西河组泥岩破碎、微裂隙发育,且粘土矿物主要以蒙脱石和伊/蒙混层为主,又主要分布于孔喉、微裂隙壁面处。当遇水后,由于水化速度和程度的差异,结果又次生出更多的微裂隙,造成颗粒联接强度减弱,最终丧失稳定性,因此,若钻井液中固相颗粒与地层孔隙大小不相匹配,形不

成致密、有效的封堵层,而一味想依靠提高钻井液密度来维持井壁稳定结果适得其反。

(5)在用的钻井液体系,存在保持强抑制性与获得良好的流变性与造壁性之间的矛盾,造成钻井液性能波动大,处理频繁。若此矛盾协调不好又诱导井下复杂情况的发生。因为使用高矿化度抑制泥岩水化分散的同时,造成控制流变性和造壁性困难,迫使用一些分散剂或抑制能力差的低分子量聚合物降粘剂和降失水剂,这又在很大程度上削弱了钻井液的抑制性,形成一恶性循环。

解决井壁不稳定的 钻井液技术关键及对策

(1)确定出钻井液液柱压力所提供确保井壁力学稳定的最低使用密度。这是确保井壁稳定的先决条件。

(2)保持钻井液具有强抑制性。采用两性离子聚合物与无机盐配合,始终保持钻井液的强抑制性。在高固相含量与高密度下,则以两性离子低分子量聚合物XY₂₇提供抑制性。

(3)保证优良的造壁性和严密的封堵能力。对于微裂隙发育的泥页岩地层,防塌的措施除提高钻井液体系抑制性的措施外,封堵微裂缝也是重要的措施之一。可以设想对于微裂缝的严密封堵(滤液向地层内部的渗透率接近于零),可以控制和减少泥浆滤液沿裂缝侵入地层所造成的坍塌。

针对南缘地区地层特点,应采取同时注重对裂

隙形成表面封堵(即泥浆外泥饼封堵作用)和表层封堵(即形成所谓内泥饼)。用与地层裂隙和孔喉尺寸相匹配的固相颗粒及其粒度分布,形成桥塞充填裂隙、孔喉,实现在井壁周围形成致密的“屏蔽带”,阻止泥浆及其滤液的进入。在钻井液体系中应使桥塞粒子(颗粒直径地层裂缝喉道或孔隙直径的2/3)的浓度保持在5%左右。

(4)保持钻井液抑制性、造壁性和流变性的协调统一。利用两性离子聚合物的特有分子结构,既保证体系的强抑制性,又保持了体系中粘土颗粒原有分散度,使钻井液能够具有合理粒度级配,实现调整与控制体系的流变性能,确保超高密度钻井液性能的稳定。

钻井液体系室内研究

1. 抑制性的实现

采用无机盐 KCl、CaO(或水泥)配合两性离子聚合物 XY₂₇,抑制泥岩的水化、分散。

(1)无机盐浓度的选择,KCl 浓度选择在5%~10%合适,CaO 选择在1%~3%合适。

(2)XY₂₇浓度选择见表3。

表3
Table 3.

KCl 使用浓度(%)	5	10	10	10	10
CaO 浓度为1%					
XY ₂₇ 使用浓度(%)	0.1	0.3	0.5	0.7	1
CST(s)	40.2	35.1	30.7	25.6	21.6
16 h, 90℃, 40 目 滚动回收率(%)	66.7	77.6	82.6	87.9	

注:安集海组泥岩。无机盐 KCl 和 CaO 与 XY₂₇配合后,可获得更强的抑制性。

2. 钻井液流变性能与造壁性能

对于胶结差的砂、砾石层,则以高浓度的稠泥浆并配合磺化沥青和聚合物,形成人工胶结,其材料由膨润土浆、FA₃₆₇、SAS、CMC 组成。

进入安集海组复杂井段时,将钻井液转化为以使用 SMP、PSC 或 SPNH 作为护胶剂,确保配浆用土浆的充分分散和改善泥饼质量,以 XY₂₇和 SK—Ⅰ调整流变性,并加入少量 Ca²⁺,使之同腐植酸产生胶质沉淀,进一步改善泥饼。

加入水化分散性较好,粘度较细的 HL—Ⅰ,进一步改善泥饼质量,且对流变性影响不大。增加 XY₂₇用量,可显著增强抑制性,因此两性离子聚合

物 XY₂₇不仅具调整流变性的作用,而且更主要的起着抑制剂的作用。

3. 封堵效果

采用在水中分散能力强,粒度较细的 SAS,配合颗粒较粗的溶解沥青,充当加桥粒子,依靠泥浆中分散的细小粘土颗粒为填充粒子。这样要求调整泥浆中的粒度分布与地层的裂隙、孔喉直径相适应。

(1)粒度分析结果显示,泥浆中粒度分布,中值半径与薄片、电镜照片的裂隙、孔喉直径大小相适应。

(2)动态钻井液失水实验结果(见表4)。

表4

Table 4.

岩心	岩心 渗透率 (10 ⁻² μm ²)	封堵后 渗透率 (10 ⁻² μm ²)	暂堵条件(动态)			
			Δp (MPa)	围压 (MPa)	时间 (min)	滤失量 (mL)
安集海组	0.062 1	0	5.2	2.5	10	0.03

注:钻井液为成果配方。

因此,使用无机盐和两性离子聚合物提供钻井液的强抑制性,磺化树脂类产品控制粘土颗粒的适当分散度,改善泥饼质量,再配合使用各种粒度的沥青类制品,形成严密封堵,同时保持钻井液使用合理密度,调整各种性能达到协调统一,就成为南缘地区解决井壁不稳定问题钻井液技术的关键。

钻井液体系的实际应用情况

目前已成功地在南缘地区钻成5口井,收到显著的技术效果,结束了自50年代以来没有在该地区钻成功一口井的历史。它表明目前采用此项钻井液体系与技术措施是适合南缘地区复杂井段解决井壁不稳定问题的。

从使用情况来看,取得的效果主要反映在以下几个方面。

(1)具有强抑制性,实现井壁稳定,在超高密度钻遇强分散地层时,仍能保持钻井液性能稳定,顺利钻穿复杂层段。

安4井使用此项技术后(表5),钻穿300多米后的安集海组,压住了高压水层的溢流和处理了由于溢流造成的井塌,钻井液密度高达2.4 g/cm³,性能仍保持稳定,完井电测一次成功,井径扩大率9.32%。独南1井在强造浆井段没有冲放泥浆。

(2)实现了强化钻井液的造壁性和封堵能力,减

铁山
21井

单管油、套管分层开采完井工艺技术

何 冶

四川石油管理局钻井处

罗 明 周 兵

四川石油管理局开发处

摘 要 结合铁山 21 井分层开采工作,介绍一种利用插管封隔器及相应井下工具,封隔上、下两个生产层的分层开采工艺技术。其特点是,将油管和油套环空(套管)各作为一条采气通道,达到了分层开采两层的目的。该工艺具有施工简单,投资少等优点,适用于在 H_2S 含量较低的井上推广使用。

主题词 四川气田 东 分层开采 井下工具 工艺 技术 完井

30 多年的勘探开发实践表明,四川气田地质构造具有纵向上多产层,横向上多裂缝圈闭的特点。从震旦系到侏罗系共获工业价值的产层 15 个。在已获得的 82 个气田中,有两个以上产层的气田有 52 个,占气田总数 63.41%,其中有 11 个气田具有 4 个以上产层,占 13.41%。这种特点要求我们尽快发展和完善一井多层完井工艺技术,以发挥四川气田多产层的优势,实现“少井高产”,提高勘探开发经济效益。

80 年代中期,四川石油管理局技术人员开始进行分层开采试验工作。首先选择层间压力比较接近的 2~3 个产层,进行分层作业合层开采技术试验并取得了成功,现已广泛在四川气田上使用。而一井两层分层开采工艺技术,由于选井及工具适应性问题没有得到很好解决,发展比较慢。为加快这一工作进程,1994 年在川东主产区选井并引进必要的井下工具和特殊扣油管,开始进行一井单管油、套管两层分层开采工艺试验。

表 5 安 4 井内泥浆污染试验

Table 5. Mud pollution test in the borehole of well An 4

污染配方 与试验条件	ρ (g/cm ³)	FV (s)	FL (mL)	K (mm)	Q_{10s} (Pa)	Q_{10min} (Pa)	AV (mPa·s)	PV (mPa·s)	YP (Pa)
井内泥浆 /70℃	2.42	59	4.5	2	11	26	72.5	52	21
井内泥浆 +50%土 粉/70℃		81	3.3	1.5	13	29	90.5	63	28.1

弱井壁不稳定的发生。如安 4 井井内泥浆具有优良的造壁性,用 42 型高温高压失水仪测常温下 30 min 失水量为 1.6~1.7 mL。

调节钻井液中颗粒尺寸及分布尽量与地层孔隙、裂隙相匹配,能形成桥塞的颗粒,是解决井壁不稳定的重要手段。

(3) 实现了钻井液流变性、造壁性和抑制性协调

统一。安 4 井井内泥浆使用密度 2.4 g/cm^3 ,矿化度为 $10 \times 10^4 \text{ mg/L}$,钻井液粘度始终维持 60~80 s,而且在安集海组中钻进 100 m,没有处理过一次钻井液。在发生溢流造成井塌后,能在划眼时,返速 0.4 m/s 下带出坍塌物。此外在独南 1 井、霍 8A 井、齐 3 井上也表现出良好性能。表明两性离子聚合物具有强吸附和包被能力,并与无机盐配合抑制了安集海组强水敏地层水化分散,同时两性离子聚合物又能与磺化酚醛树脂类产品配合,维持在高矿化度条件下钻井液性能所需的粘土颗粒分散度和胶体稳定,从而实现钻井液性能的稳定。

李健,副教授;1988 年在西南石油学院获油气田开发工程硕士学位,曾获多项部级奖。地址:(637001)四川省南充市。电话:(0817)2224433 转 2821。

(审稿人 高级工程师 周大钧
修改回稿 1995-05-18 编辑 钟水清)

Li Jian (*Southwest Petroleum Institute*), Luo Pingya; **DRILLING FLUID TECHNIQUE FOR STABILIZING SIDEWALL IN THE SOUTHERN FRINGE AREA OF ZHUNGEER BASIN**, NGI 16(1), 1996:39~42

ABSTRACT: Through investigating the mineral composition, texture, physicochemical properties and the drilling fluid service conditions of the formations on the northern fringe of Zhungeer Basin, the reasons of complex conditions caused by drilling fluid in downhole are analysed. The countermeasures of making drilling fluid achieve strong inhibition, rigour shut off and good rheological performance are put forward. The drilling fluid system with strong inhibition and good performance is set up. The result is proven remarkable after on-the-spot application.

SUBJECT HEADINGS: Zhungeer Basin, Polymer drilling fluid, Stabilization, Sidewall, Drilling fluid.

Li Jian, associate professor, received a M. S in reservoir engineering from Southwest Petroleum Institute in 1988, Add: (637001) Nanchong Sichuan. Tel: (0817) 224433—2821.

He Ye (*Drilling Department of Sichuan Petroleum Administration*), Luo Ming, Zhou Bing; **WELL COMPLETION TECHNIQUES FOR TUBING AND CASING SEPARATE ZONE PRODUCTION OF WELL 21 TIESHAN**, NGI 16(1), 1996:42~45

ABSTRACT: Taking the separate zone production of well 21 Tieshan as an example, a separate zone production technique of using bayonet-tube packer and the appropriate downhole tool to separate the upper producing zone from the lower is introduced. The characteristic of the technique lies in taking tubing and casing annular space as the production passages respectively to achieve separate zone production. The present technique, with the merits of simple operation and small investment, is suitable for the wells with low H_2S content.

SUBJECT HEADINGS: Separate zone production, Downhole tool, Technology, Technique.

He Ye, senior engineer, graduated in petroleum development department from Southwest Petroleum Institute in 1982; He is long engaged in the technical management of well completion and fracture acidizing. Add: (610051) No. 3, Sec. 1, Fuqing Rd, Chengdu, Sichuan. Tel: (028) 3324911—211752.

Yang Hongzhi (*Drilling and Producing Technology Research Institute of Changqing Petroleum Exploration Bureau*), Zhang Chunfa, Zhu Jiangfeng; **DISCUSSION ON OVERSEAS DEEPENED ACIDIZING TECHNOLOGY**, NGI 16(1), 1996:46~49

ABSTRACT: After 6 gas well's Multi pad-acid and CFA (close fracture acidizing) cooperation with HALLIBURTON (USA) and PRODRILL (UK) in Shanganning Basin, the common and different characteristics of Multi pad-acid and CFA used by HALLIBURTON and PRODILL are discussed. Considering the reservoir features in the central basin and using the advanced techniques and experiences of the foreign company, a new view on the deepened acidizing in the area is put forward.

SUBJECT HEADINGS: Deepening, Acidizing, Technology, Technique, Discussion, Eerduosi Basin, Middle, Gas field.

Fan Xueping (*Southwest Petroleum Institute*), Zhao Liqiang, Huang Jiammin; **PERFORMANCE ANALYSIS OF 3-D ACID FRACTURING CARBONATE GAS WELLS**, NGI 16(1), 1996:50~55

ABSTRACT: Fracture geometry, effective distance, conductivity of acid corrosion fracture and gas well productivity after acid fracturing are the important parameters for the economic evaluation of acid fracturing. The forecast model of 3-D acid fracturing performance is set up by considering that fracture conductivity is influenced by the factors such as producing pressure drop, Non-Darcy effect, reservoir contamination etc. It is suggested that the fracture closure stress and Non-Darcy effect make gas well production drop down.

SUBJECT HEADINGS: Gas well, 3-D acid facturing, Closure stress, Nondarcy flow, Reservoir contamination, Prediction.

Fan Xueping, lecturer, received a M. S in geology from Southwest Petroleum Institute in 1992; presently he is engaged in oil production teaching and reseach. Add: (630042) Chongqing, Sichuan.