

毛坝1井钻井井控实践

赵金洲 李真祥

(胜利石油管理局)

赵金洲等. 毛坝1井钻井井控实践. 天然气工业, 2003; 23(5): 44~47

摘要 南方海相地层高压气井的井控工艺有其独有的特点和难点, 允许开展工作的压力窗口狭窄, 能量足, 喷势大, 来势猛, 失控造成的损失会非常严重。对既漏又喷的地层可以采用堵漏和提高钻井液密度压井相结合、待压稳后才继续后续作业的方法进行钻井施工。直放喷通道是气井井控的常备通道, 长期关井和间歇放喷不利于井控安全, 最好的办法是尽快压井。井控设备配套应在行业标准的基础上进一步强化, 除了高压水密封试验外还必须进行高、低压气密封试验。压井需要较多的重钻井液储备和更复杂的工序。节流放喷期间应采取保温措施。

主题词 四川 东 钻井 井控 高压气井

胜利石油管理局黄河钻井四公司 3252 队承钻的毛坝 1 井在飞三段钻遇了高压气层, 在中石化南方分公司的指导下, 先后 8 次成功压井, 试气无阻流量 $1.03 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该井的钻井井控工艺有很强的对应于南方海相地层气井的针对性, 对以后类似气井的施工有较强的借鉴意义。

难点和特点

毛坝 1 井设计井深 4 500 m, 位于四川盆地川东断褶带黄金口构造带, 主要钻探目的层为飞仙关组二段、三段, 兼探嘉陵江组、须家河组、自流井组一段, 揭穿飞仙关组第二套储层后完钻。Ø39.7 mm 套管下深 2 763.14 m, 双级固井水泥浆返至地面, 井口安装了一套 70 MPa 井控装置。有许多有利于进行井控作业的因素: 技术套管封完了陆相砂、泥岩剖面, 裸露地层在发生较大压力波动的情况下均能保持稳定, 不易发生坍塌、沉砂卡钻; 产层上部裸露地层孔隙、裂缝不发育, 不易发生粘吸卡钻; 天然气从产层内向井筒内运移的速度对钻井液密度敏感, 钻井液柱能够平衡地层内流体; 天然气中基本不含 H_2S (事先不知道)。也有一些不利于进行井控作业的因素: 邻井距离较远, 参考性较差; 产层为灰岩裂缝性地层, 裂缝大小不清楚; 产层内流体是天然气, 压力高, 来势猛, 处理必须快; 产层联通性好, 能量足, 会越喷越厉害, 不会喷一阵后自动停喷; 关井期

间天然气极易滑脱聚集, 在井口形成高压, 易压漏地层; 压井期间天然气易滑脱, 一次压井往往需要多个循环周; 裸眼又喷又漏, 压力窗口狭窄, 不采取措施的情况下不能同时既能建立循环不漏失、又能压稳产层不溢流井喷; 水源较远, 井场窄小, 交通不便, 周围为茂密的森林, 井控作业外部条件较差。

现场实践

从 2002 年 11 月 18 日钻进至井深 4 324.54 m 第一次压井开始, 先后井喷、压井 8 次, 压井过程中有以下一些南方海相高压天然气气井井控的独特现象、做法和经验值得以后在类似的工作中借鉴:

(1) 在未建立比较稳定的平衡的情况下继续进行其它作业致使天然气溢流多次发生和多次压井。在飞三段提前钻开地层未能充分压稳的情况下继续钻进和进行静止、短起下试验, 老在平衡点附近摸索, 未能及时堵漏和加重, 钻井液既不能平衡高压产层又在间断漏失。在井深 4 324.54 m 钻井液密度 1.88 g/cm^3 左右仅能敞口建立循环的情况下保持原有密度继续钻进, 钻进至井深 4 352.25 m 时连循环也无法维持, 加重泥浆到 1.92 g/cm^3 才维持住。此后在静止、短起下测试的过程中多次溢流压井, 在 14 天时间内大型压井 8 次。由于气侵, 一般压井一个循环周压不稳, 一次压井动辄需要 7~8 h, 环空最高压力达 38 MPa, 比较幸运的是每次都能顺利压住。

作者简介: 赵金洲, 教授级高级工程师, 1963 年生; 1983 年毕业于江汉石油学院开发系钻井专业, 长期从事钻井技术工作, 现任胜利石油管理局副局长。地址: (257000) 山东省东营市西城区。电话: (0546) 8710317。

如果用暂堵浆打开产层,或者发现漏失后先下决心堵好,然后提高钻井液密度压稳,再继续施工或进行静止、短起下试验,工作可能会少一些风险。在施工中通过不断的探索,最后采用复合堵漏剂、随钻堵漏剂堵漏提高承压能力,堵压结合才使作业得以继续进行。纵观毛坝 1 井飞三段地层的压力变化,1.92 g/cm³ 的泥浆是能维持循环不产生集中气柱的最低点,1.95 g/cm³ 的泥浆是静止不产生集中气柱的最低点,按井控规定,钻井液密度最少附加 0.07 g/cm³,应加到 2.03 g/cm³ 左右才比较保险。

(2) 不正确的操作程序影响密封效果,高压水密封试压合格后的设备还应进行高、低压气密封试验。毛坝 1 井的所有井控装置都只进行了高压水密封试压,作业中双闸板封井器 $\varnothing 127$ mm 闸板关上后密封不严,接着关单闸板 $\varnothing 127$ mm 闸板也听见有气窜的声音,最后关闭了全封才算关严。压井中环空压力达到了 38 MPa。钻井液液气分离器的排气管线没有采用法兰—钢圈连接,排气过程中接头漏气,井口套管头也有一处往外窜气,所幸都没有越漏越大并且气体中不含 H₂S,没有酿成大祸。在第一次关井的过程中,没有按井控规定的关万能—关闸板—开万能的顺序开关封井器,在流体高速流动的情况下首先关闭双闸板防喷器,结果未能关严,关井程序不对可能是关不好的一条诱因。

(3) 长期关井在井口形成气柱,间断放喷使套压升高很快。毛坝 1 井第一、第二次压井后曾长期关井,井口压力迅速上升到了 37、38 MPa。通过第三次压井节流放喷的实际情况看,长期关井在井口形成了一段长 2 400 m 左右的气柱。第四次压井前停了 5 min,井口形成了一段长 240 m 的气柱。第一次压井前仅间断节流放喷 34 min,压力就由 29 MPa 上升到了 38 MPa。

(4) 压井液数量不足致使压井作业危机重重。由于气体极易滑脱,压井过程中极易气窜,不能指望一个循环周就能压稳地层。一般情况下毛坝 1 井每次压井都会超过一个循环周,第一、第二次压井时压井液的数量不足,导致压井失败。现场储备罐太少,配备 200 m³ 重钻井液就很困难,地面循环罐连上水罐在内也只有 60 m³ 左右的钻井液能参与循环。一般情况下压井作业应事先准备 2 倍于井筒体积以上的可泵入的钻井液。

(5) 成功应用先建立循环、再逐步提高密度将井压稳的方法进行井控作业。第三次压井前井口形成气柱后较难测知地层压力,为防止井漏,先用 1.70

g/cm³ 钻井液压井,虽然无法平衡,但建立了循环,此后边循环边加重,逐步提高密度至 1.88 g/cm³ 才把井压稳。这种方法在后续的压井作业中多次成功地应用。

(6) 将直放喷通道作为气井井控的常备通道。为防止过高的压力和流量蹩开液气分离器销子,造成作业危险,应改变东部油田将节流阀—钻井液液气分离器线路作为常备流道的做法。在毛坝 1 井的井控作业中(包括关井和压井过程),都是先走节流阀—直放喷线路,接下来在压力、流量能被控制在允许的范围内时才走节流阀—钻井液液气分离器的通路(缓慢打开液气分离器前闸门,慢慢关闭直放喷管线前闸门)。在压井过程中集中的气段也应走直放喷管线,有钻井液返出时才考虑走液气分离器。压井过程中压力很大、流量很大时,即使是喷出物为钻井液也应坚持走直放喷通道。只有这样做才能充分保障井控安全。

(7) 防冻工作准备不足影响了压井作业。在高压、高产量气井的压井过程中极易形成冰堵,对节流、放喷、回收通道都应提前作好防冻工作。在毛坝 1 井第三次压井的过程中,最初喷出物为天然气,有部分钻井液喷出时钻井液以冰块的形式一块一块地往外喷,最后放喷通道被堵死,最可能结冰堵塞的地方为小直径处、拐弯处、闸门等地方。冰堵后必须用棕绳皮浇柴油烤放喷管线,工作比较被动。

(8) 不合理的井口内防喷工具配置影响了井控作业。旋塞在高压的情况下开关自如准确测知地层压力、方便进行井控作业的重要保证。以前在南方海相气井的井控作业中,发生过由于高压造成旋塞构件变形引起旋塞打不开或关不了的情况,给井控工作带来过很多麻烦。为防止毛坝 1 井发生这方面的问题,钻具中使用了钻杆止回阀,溢流后不能准确测知立管压力、地层压力和不能准确确定合理的压井液密度(最后只好凭经验确定),工作有较大的盲目性。

(9) 在现场割开更换万能胶芯。毛坝 1 井万能封井器使用的 1 套球形胶芯由于长期关井发生损坏,井又未压稳,很难将钻具从井内安全起出,被迫割开更换并有效地完成了后续井控作业。

(10) 紧急情况下使用手动打压使节流控制箱坚持工作。在井控作业中发现节流控制箱由于先导阀装反,气动泵不工作,压井时只能用手动节流阀操作。第三次压井时手动节流阀及其一侧的闸阀冰堵,节流控制箱用手动泵打压,测试证明液动节流阀

能工作,迅速倒液动节流阀一侧管路,避免了事故的进一步恶化。

(11)连续监测钻井液密度,对低点及时补充加重材料,对高点通过机械除砂降低密度,保持了钻井液密度均匀。毛坝1井对钻井液密度非常敏感,长期在平衡点附近试验,稍低则溢稍高则漏,因此,不能在压井中靠钻井液在井内和地面循环罐中循环把钻井液调匀。

(12)提前制定各种预案,周密进行压井作业。压井作业是一种非常细致的工作,不能有任何疏忽,要建立严密的指挥系统,岗位分工明确,操作程序细致。

(13)以立压为依据进行压井作业。

(14)关井、压井期间钻具长时间静止未发生卡钻。最初历经3次压井55小时没活动钻具都没卡钻,此后每次井喷钻具都动辄十多个小时关井不活动,都没被卡。

(15)产层内气体被压稳的程度对液柱压力很敏感,液柱能有效地平衡地层流体。钻井液密度 1.92 g/cm^3 静止观察时油气上窜速度为 759.5 m/h ;钻井液密度 1.92 g/cm^3 短起下时油气上窜速度为 910.20 m/h ;钻井液密度 1.95 g/cm^3 静止观察时油气上窜速度为 459.51 m/h ;钻井液密度 2.00 g/cm^3 短起下时油气上窜速度为 48.00 m/h 。随着液柱密度的提高,油气上窜速度呈直线下降的趋势,证明产层内的气体与井筒内的液体不存在由于密度差而置换的现象,产层裂缝没有达到形成密度置换的程度。

(16)用边漏边堵的方法成功地提高了飞三段漏失地层的承压能力。由于不知道裂缝的发育程度和漏失层位,采取现场试验的办法确定堵漏钻井液配方,采用了各种不同的堵漏材料混合配置堵漏钻井液,井底是重点漏失层位用段塞堵,其它层段采用普通堵漏钻井液堵漏。堵漏材料的最大粒径为 10 mm ,段塞段内加入尽量多的堵漏材料,只要钻井液泵能泵入即可。段塞的基浆密度保持在 1.90 g/cm^3 左右以便于加入更多的堵漏材料,段塞漏失完后重新注入。小排量注堵漏钻井液,起到漏层上部先 10 L/s 小排量循环,不漏失再 20 L/s 循环,仍不漏失就以每周 0.02 g/cm^3 的速度加重一周,加重时排量保持在 10 L/s 左右,加重完用 10 L/s 循环不漏,再用 20 L/s 排量循环,如果不漏继续加重……加重或循环中有轻微漏失仍继续进行作业,结果都是在经过一段时间后漏失逐渐由大变小直到不漏,最后加重到了 2.00 g/cm^3 ,为下步作业创造了前提条件。

井控工艺

针对毛坝1井的难点和特点,结合井控作业实践,在类似井的施工中,除常规的办法外,可以采用以下工艺。

(1)总体方案。作为一种比较稳妥的办法,压力控制可以就高不就低,地层承压能力不够时应堵漏提高承压能力,先保证整个裸眼能够承受压井所需的最高钻井液密度并且留有余地,然后才提密度将上部地层压稳,最后才考虑继续向下部未知的层系钻进或进行其它作业。

(2)准备工作。过硬的井控设备是顺利进行井控作业的前提和保证。除了按设计进行常规的配套安装外,在该区域钻井应当对井控装置可能的薄弱环节进行强化。可以把单闸板装在两个四通之间,设备出厂前应进行气密封试压。除了高压密封试压合格外,低压试验也不能省略。上四通节流管汇外的放喷管线应当接两条,节流管汇与直放喷管线、节流管汇与液气分离器之间最好采用双闸门,钻井液液气分离器排气管线直径应大于 244.5 mm 。直放喷管线应当采用专用的防硫管线,内径大于或等于 103 mm ,放喷管线、排气管线应在现场按额定压力试压合格(21 MPa)。储备足够的轻、重钻井液和堵漏、加重、除硫、造浆材料。重钻井液储备必须为井筒容积的2倍以上,保证在即使发生漏失的情况下也能坚持循环,能够一次压稳产层,在压井作业中压井液体积应留有余地。为保证现场有充足的手段进行钻井液密度调整,加重料必须储备充足,一般铁矿粉至少应储备 300 t 。储备足够的备件。现场可能发生损坏的井控装置的部件都要有所储备。在现场配备井控装置的防爆装拆工具,除锤击扳手外,应配一套气动扳手(带合适的扳手头、管线)。还应在现场储备万能胶心、各种闸板总成、万能顶盖密封圈、闸板侧门密封圈、普通闸阀、液动平板阀、手动节流阀、液动节流阀。使用和备用合格的内放喷工具。所有的方钻杆旋塞都应在管具公司进行长期带压工作试验,在高压情况下能顺利打开后才能上井(打开时可以注平衡压力)。钻具应当有较强的抗腐蚀能力,泥浆中加足除硫剂。考虑到 H_2S 的腐蚀程度与温度的关系很紧密,一般在井深 $3\ 500\text{ m}$ 以上井段可选用G105钻杆。各种接头和内放喷工具也必须抗硫,有一个环节出问题都会带来很大的麻烦。必须使用防爆电路,各区域用电分线输送、集中控制。消防、急救、逃生装置配套齐全。

尽力为井控工作创造一个比较好的外部环境。宿舍远离井场 300 m 以外,井场周围 500 m 以内的居民应当搬走,井场与周围农田、山林有隔离带或防火墙,放喷口附近 50 m 以内的所有易燃物应予以清理。

(3) 关井程序。按程序操作,先关万能,接着关单闸板封井器,然后打开万能,如果不漏则关闭手动锁紧装置,用单闸板长期封井。如果密封不严则按关万能—关双闸板封井器—钻杆闸板—开万能—关闭手动锁紧装置的顺序操作。

(4) 压井作业。尽量避免长期关井。井口间断放气会使环空压力迅速上升,只要井口装置及井口附近套管能够承受,在进行准备工作的时间内,应尽量避免间歇放喷。敞口放喷将环空喷空后,压井钻井液进入环空后会被迅速雾化喷出,很难建立液柱,是气井井控中一种不得已的方法,一般不宜采取。长期关井和间断放喷、敞口放喷都不是好办法,最好的方法是发生溢流后迅速压井。以立压为依据进行压井作业。在压井重钻井液从井口到井底的过程中,考虑压井排量下的循环压力、钻井液密度变化产生的静液压力差、钻井液密度变化引起的循环压力变化、关井立管压力四部分,作出在各个时间立压变化的数据表,压井作业中根据该数据表调整节流阀开启度。在重钻井液从井底返到地面的过程中,保持立压不变。如果环空压力有超过控制的趋势,应考虑减小泵入排量,加大节流阀开启度(钻井液液气分离器不安全时应及时倒换成直放喷)。压井过程中井口排出的流体应先走节流阀—直放喷线路,接下来在压力、流量能被控制在允许的范围内时才走节流阀—钻井液液气分离器的线路(缓慢打开液气分离器进液管线前面的闸门,慢慢关闭直放喷线与节流管汇之间的闸门)。防止过高的压力、流量憋开液气分离器销子,造成作业危险。集中的气段只能走直放喷管线,当有钻井液返出时才考虑走通过液气分离器的通道。压井过程中如果压力很大、流量很大,即使是喷出物为钻井液也应走直放喷通道,有可能的情况下也可以考虑让部分流体经过液气分离器,但这样做在现场操作起来相当困难。正常作业期间经常进行地层承压试验,结合套管抗内压能力、井口装置承压能力,确定关井最大压力,为压井、放喷提供理论依据。当地层压力高、能量充足、井口压力超过一定的高度后,可以考虑双放喷管线或四条

放喷管线放喷。节流压井的过程中高速流动的流体将吸收大量的能量,容易形成冰堵,在压井作业前就应当对节流管汇(特别是闸门)采取保温措施(常流的热水、电热带等)。保持循环和均匀的钻井液密度非常重要。在井口已形成气柱的气井的压井过程中,通过压井先建立循环再逐步提高密度将井压稳是井控工作的一种有效方法,这在不知道地层压力和有关井漏的情况下非常重要。作业中应连续监测钻井液密度,为保持均匀,对密度过低的点应及时补充加重材料,密度过高的点可通过机械除砂的方法降低密度。在关井、压井过程中,没必要考虑活动钻具,压井完成后可多循环几周证实切实压稳后才开井活动钻具。井压稳后,起钻、电测、下套管前除进行静止、短起下测油气上窜速度外,必须进行模拟起下钻试验(起到技术套管内再下到井底静止等待),试验的时间要超过下次作业(含起下钻)的时间加上一定的安全附加值。

结 论

(1) 喷漏同存于一个井段内时,在不使用欠平衡装置的情况下,先提高地层承压能力、提高密度用液柱切实平衡地层压力后才继续钻进是比较稳妥的方法。

(2) 川东地区黄金口构造带飞三段气层对钻井液密度敏感,用钻井液液柱可以有效控制气体的上窜速度。

(3) 南方海相气井的井控装置应在行业井控标准的基础上进行强化。

(4) 气井长期关井会在井口形成气柱,间歇放喷会使环空套压迅速上升,最好的办法是出现溢流后迅速压井。

(5) 直放喷通道是气井井控的常备通道,高速流动的流体容易结冰堵,节流放喷期间应采取保温措施。

(6) 气井压井可采取先建立循环、然后逐步提高密度压稳的方法,压井一般需要远远多于油井压井的钻井液。

(7) 南方海相地层关井、压井期间没必要中途活动钻具。

(收稿日期 2003 - 04 - 18 编辑 钟水清)

Liu Lihua (*female, Master*), born in 1964 ,is a senior engineer. Add: Zhonghechang , Shuangliu , Chengdu , Sichuan (610212) ,China Tel:(028) 82975338

RESEARCH ON THE LOG EVALUATION METHOD OF IRREDUCIBLE WATER SATURATION IN YINGGEHAI BASIN

Gao Chuqiao , Yuan Yunfu (Jiangan Petroleum Institute) , Wu Hongshen ,Li Maowen and Hu Xiangyang (Research Center of CNOOC). *NA TUR. GAS IND.* v. 23 , no. 5 , pp. 38 ~ 40 , 9/ 25/ 2003. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:Irreducible water saturation is one of the important parameters of evaluating hydrocarbon reservoirs ,being the key parameter of analyzing the nature of the fluid produced from the reservoir and calculating oil-water relative permeability and water production rate. The irreducible water saturations in the net gas formation in D field in Yinggehai Basin change from 20 % ~ 70 % . Through investigating the factors influencing the irreducible water saturation in D field ,it was found out that when irreducible water content is high because of fine sand grains and complicated pore structure , the irreducible water saturation is related to not only the petrophysical property of rock itself but also gas column height. In regard to the reservoirs with the same petrophysical property ,the irreducible water saturation decreases with the increase in the gas column height ;and if the reservoirs have identical gas column height ,the irreducible water saturation increases with the decrease in porosity. The relationship between the irreducible water saturation and the porosity and gas column height is put forward in the paper. Through applying on the spot ,it was proved that the natural gas reservoirs in Yinggehai Basin may be satisfactorily evaluated by use of such a relationship ,so it has important reference value to the log evaluation of both low resistivity reservoirs and complex reservoirs.

SUBJECT HEADINGS :Log interpretation ,Irreducible water saturation ,Resistivity ,Oil and gas formation ,Porosity , Gas column , Yinggehai Basin

Hao Chuqiao (*Doctor*) , born in 1966 ,is an associate professor. Add:Jingzhou ,Hubei (434023) ,China Tel:(0716) 8430415 - 808

RELATION BETWEEN THE PRODUCTIVITY AND THE DEGREE OF DEVELOPMENT OF THE

FRACTURES IN LOW POROSITY AND LOW PERMEABILITY SANDSHALE RESERVOIRS

Gan Xiu 'e (Logging Company of SPA) . *NA TUR. GAS IND.* v. 23 ,no. 5 ,pp. 41 ~ 43 ,9/ 25/ 2003. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:The correlation between the magnitude of porosity and the productivity of reservoir is unnoticeable in regard to low porosity and low permeability sandshale reservoirs. So the degree of development of pores in reservoir was much more considered and the influence of the fractures on the productivity of reservoir was neglected in general in the process of conventional resevoir analysis in the past. Along with the developments in logging techniques ,however ,especially the application of imaging logging data ,it was found out that the productivities of some low porosity sandshale reservoirs with well developed fractures were very high ,in which the fractures played an important role in hydrocarbon migration and accumulation , thus raising and deepening the cognition about the sandshale reservoirs. In low porosity and low permeability sandshale reservoir ,the storage space of fluids in reservoir and the connectivity between pores (filtration channels) are all relatively poor because of low porosity. The fractures ,however ,serve a dual purpose ,i. e. they play an important role in not only connecting pores but also storing fluids. Therefore such a parameter is of great significance in evaluating the low porosity and low permeability sandshale reservoirs. In other words ,it plays an increasingly important role in the comprehensive assessment and stimulation assessment of the sandshale reservoirs and exerts a tremendous influence on the productivity of reservoir ,especially in regard to the low porosity sandshale reservoirs.

SUBJECT HEADINGS :Reservoir ,Low permeability pool , Fracture (rock) ,Productivity ,Imaging logging

Gan Xiu 'e (*female*) , born in 1966 ,is an engineer. Add: Dashiba ,Jiangbei District ,Chongqing (400021) ,China Tel: (023) 67406032

PRACTICE OF WELL CONTROL IN DRILLING WELL MAOBA - 1

Zhao Jinzhou and Li Zhenxiang (Shengli Petroleum Administration) . *NA TUR. GAS IND.* v. 23 , no. 5 , pp. 44 ~ 47 , 9/ 25/ 2003. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT:The well control technology of high-pressure gas wells in the marine strata in South China has its unique features and difficulties. This kind of wells has a narrow permissible

working pressure range, sufficient energy and strong and vigorous gas gush; and the loss caused by out-of-control was very serious. Such a drilling operation, that on the basis of combining plugging with well-killing by raising drilling fluid density, the follow-up works will not be continued until the well-killing is successfully finished, may be adopted for the formation with both mud loss and well blowout. Straight flushing channel is a commonly-prepared equipment of controlling gas well and the best way is to make the well killing as soon as possible because long-term shut-in well and intermittent flush are unfavourable for the safety in well control. Matching well control equipment should be further strengthened on the basis of professional standard and it is also necessary to carry out the high and low pressure gas sealing tests besides the high pressure water sealing test. The well killing is in need of more heavy drilling fluid and more complicated operating sequence and some thermal insulation measures should be adopted during throttling flush.

SUBJECT HEADINGS: Sichuan, East, Drilling, Well control, High pressure, Gas well

Zhao Jinzhou (*professorial senior engineer*), born in 1963, is now the vice-director of Shengli Petroleum Administration. Add: Dongying, Shangdong (257000), China Tel: (0546) 8710317

MECHANISM AND COUNTERMEASURES OF GAS RESERVOIR DAMAGE CAUSED BY HIGH SALINITY BRINE DRILLING COMPLETION FLUID

Yang Xianyou, Li Shubai and Fang Hui (Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 5, pp. 48 ~ 50, 9/25/2003. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: The brine drilling-completion fluid can play an important role in preventing the occurrence of hole instability and the formation of reservoir water-sensitive damage caused by the dissolution of anhydrous salt beds and the hydration swelling and dispersion of clay minerals in strata. Research results, however, indicated that the gas reservoir damage caused by high salinity drilling-completion fluid was very serious and the damage rate of permeability was up to 90%. The damage mechanism is that the reservoir pore passages were plugged by the salt crystals formed from the high salinity brine drilling-completion fluid in the process of back-flowing displacement with dry gas. The technical countermeasures of preventing and controlling such a damage are introduced in the paper also.

SUBJECT HEADINGS: High salinity, Brine, Drilling-completion fluid, Gas reservoir, Damage, Mechanism, Countermeasure

Yang Xianyou (*Doctor*), born in 1958, is a senior engineer. Add: Production Department, POB 910, Xueyuan Road, Beijing (100083), China Tel: (010) 62098257

FINITE ELEMENT ANALYSIS ON EFFECT OF WEAR ON CASING COLLAPSING STRENGTH²⁾

Han Jianzeng, Li Zhonghua (Shanghai Jiaotong University), Zhang Yi, Yu Baiqin (Baoshan Iron & Steel Co., Ltd.), Yang Long, Lian Zhanghua, Shi Taihe (Southwest Petroleum Institute), Zhang Yuanze and Li Fude (Sichuan Petroleum Administration). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 5, pp. 51 ~ 53, 9/25/2003. (ISSN1000 - 0976; **In Chinese**)

ABSTRACT: With the development of petroleum industry, there are more and more deep well, ultra-deep well, horizontal well and extended-reach well. Due to their particularities, the wear caused by drill string inside casing wall during drilling makes casing strength decrease. Thus, the effect of the wear on casing collapsing strength should be considered while casing design. But the effect was not considered among the collapse-pressure equations given in API Bulletin 5C3. In this paper, the effect is lubricated by both finite element method and theoretical analysis. The difference between crescent-shape wear model and eccentric cylinder approximation wear model, and that between crescent-shape wear model and minimum wall thickness uniform wear model are discussed respectively in details. At the same time, the mechanisms leading to the differences among the three wear models are also discussed.

SUBJECT HEADINGS: Casing, Collapsing strength, Wear, Finite element method.

Han Jianzeng (*postdoctoral researcher*) Add: No. 3521, Tongji Road, Baoshan District, Shanghai (201900), China Tel: (021) 26645445

ANALYSING THE INFLUENCE PRODUCED BY INITIAL HOLE FACTORS ON THE PRIMARY SECTION TRAJECTORY IN RE-ENTRY HORIZONTAL WELLS²⁾

Shi Xiaobin, Nie Rongguo and Chen Ping (Southwest Petroleum Institute), Qin Wenge and Lu Shiqing (Xinjiang Petroleum Administration).