

◀钻井完井▶

doi:10.11911/syztjs.2019023

玛湖油田玛 18 井区体积压裂对钻井作业 干扰问题的探讨

田林海¹, 屈 刚², 雷 鸣³, 于德成¹, 张 伟¹

(1. 中国石油西部钻探工程有限公司克拉玛依钻井公司, 新疆克拉玛依 834009; 2. 中国石油西部钻探工程有限公司工程技术处, 新疆乌鲁木齐 830011; 3. 中国石油集团油田技术服务有限公司, 北京 100027)

摘要: 玛湖油田玛 18 井区油井进行体积压裂后, 相邻中深水平井三开钻进时出现井下复杂情况的次数增多, 为了分析其原因并解决该问题, 分析探讨了体积压裂对钻井作业干扰的问题。从复杂情况类型、处置案例、阶段性防控技术修正等方面入手, 结合该井区中深水平井三开井段钻遇地层的地质特性, 分析了受体积压裂影响正钻井发生井下复杂情况的主要原因: 受体积压裂影响, 侏罗系与三叠系地层交接处形成了窜漏点, 导致在此处易出现井漏、溢流等井下复杂情况; 斜井段与水平段的泥岩井段易出现井眼失稳和垮塌。对此, 提出了针对体积压裂所造成动态窜漏以及定向井段、水平井段泥岩地层井眼失稳的处理措施。研究认为, 玛 18 井区中深水平井三开钻进防控体积压裂造成井下复杂情况的要点, 是做好裸眼井段窜漏点封堵与泥岩段井壁的支撑工作, 可为玛湖油田同类型水平井钻井提供借鉴。

关键词: 体积压裂; 水平井; 钻井; 干扰; 井下故障; 玛 18 井区; 玛湖油田

中图分类号: TE243⁺.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2019)01-0020-05

Discussion of Frac Interferences during Volumetric Fracturing in Drilling Operation of Ma 18 Well Area in Mahu Oilfield

TIAN Linhai¹, QU Gang², LEI Ming³, YU Decheng¹, ZHANG Wei¹

(1. Kelamayi Drilling Company, CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Kelamayi, Xinjiang, 834009, China;
2. Engineering and Technical Department, CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Urumqi, Xinjiang, 830011, China;
3. CNPC Oilfield Technology Service Company, Beijing, 100027, China)

Abstract: The goal of this study is to solve the problem of frac interference in an area with many downhole complexities. After volumetric fracturing in Ma 18 well area of Mahu Oilfield, numerous downhole complexities were experienced in the third spud section drilling of middle-deep horizontal wells. In order to analyze the causes and solve the problems, the interferences of volumetric fracturing in drilling operation have been analyzed. From perspectives of complicated event, disposal cases, and phased prevention and control technical modification, combined with geological characteristics of different strata in the open-hole section of the middle-deep horizontal wells in this area, the main reasons leading to drilling complexities under the influence of volumetric fracturing were analyzed. Due to the influence of volumetric fracturing, leakage points were formed at the junction of the Jurassic and Triassic strata, which led to complex phenomena such as lost circulation and overflow. The mudstone intervals in the deviated and horizontal sections were prone to wellbore instability and collapsing. Hence, the countermeasures for the dynamic leakage caused by volumetric fracturing, and the wellbore instability in the mudstone intervals of directional and horizontal sections were proposed. According to the research, during the third spud section drilling of middle-deep horizontal wells in the Ma 18 well area, the key elements for controlling the downhole complexities caused by volumetric fracturing were a consequence of plugging the leakage points in the open hole section, and supporting the wellbore in the mudstone intervals. These countermeasures could provide reference for drilling the same type of horizontal wells in Mahu Oilfield.

Key words: volume fracturing; horizontal well; drilling; interference; downhole complexity; Ma18 Block; Mahu Oilfield

玛湖油田玛 18 井区位于新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县, 其东南为玛纳斯湖, 距克拉玛依市乌尔禾区 29 km, 西北距已开发的百口泉油田 22~28 km。区域构造位于准噶尔盆地中央坳

收稿日期: 2018-11-11; 改回日期: 2018-12-25。

作者简介: 田林海(1976—), 男, 江苏淮安人, 1998 年毕业于新疆石油学院石油工程专业, 高级工程师, 主要从事钻井工程研究和现场管理工作。E-mail: tianlh2007@cnpc.com.cn。

陷玛湖凹陷西环带玛西斜坡, 目的层为该凹陷玛湖区三叠系百口泉组。玛 18 井区三叠系百口泉组油藏申报新增探明石油地质储量 $5\ 947.07 \times 10^4$ t, 含油面积 $82.04\ km^2$, 石油技术可采储量 $1\ 272.68 \times 10^4$ t; 溶解气地质储量 $98.27 \times 10^8\ m^3$, 技术可采储量 $21.03 \times 10^8\ m^3$ ^[1]。截至 2018 年 11 月, 玛 18 井区已开钻水平井 71 口, 其中已完钻井 54 口, 在钻井 17 口。玛 18 井区从 2016 年 10 月开始利用水平井进行规模化开发, 从 2017 年 5 月开始对已完钻水平井开展体积压裂。体积压裂过程中, 发现该井区原始地层压力遭到破坏, 部分在钻中深水平井三开井段不同程度地发生井下复杂情况。截至 2018 年 11 月, 共计发生较为严重的井下复杂情况 89 井次, 损失作业时间 807.63 d。调研发现, 因体积压裂而使邻井受到较大影响的案例, 目前常见于四川盆地的页岩气开发当中, 但其影响主要表现在完井套管变形, 对在钻井的影响尚未见到相关报道。为此, 笔者分析了玛 18 井区体积压裂对在钻中深水平井三开钻进干扰的问题, 提出了应对措施及后续处理方案, 以期预防或消除由这种干扰带来的不良影响。

1 地层压力分布及水平井井身结构

研究发现^[2], 玛湖油田玛 18 井区中深水平井钻遇地层的压力系数, 纵向上呈自然递增的趋势(见表 1), 侏罗系普遍为低压地层, 侏罗系与三叠系交界区的压力系数递增较为明显。该井区域目的层百口泉组 1 段为高压层, 压力系数为 1.60。以前, 该井区中深水平井的设计原则是, 技术套管封至白碱滩组第一套砂岩, 有效封隔三叠系上部的低压层后, 专打高压层(井身结构见表 2; 其中, 造斜点在井深 3 600.00 m(克上组 1 段), 入靶点在井深 4 100.00 m(百口泉组), 出靶点在井深 5 800.00 m(百口泉组))。该井身结构基本满足玛 18 井区水平井安全施工的要求, 是目前最常用的井身结构。

表 1 玛 18 井区中深水平井钻遇地层压力系数分布

Table 1 Distribution of formation pressure coefficient in medium-deep horizontal wells of Ma 18 well area

井段/m	层位	地层压力系数
0 ~ 3 200.00	吐谷鲁群组—白碱滩组	1.07
3 200.00 ~ 3 898.00	白碱滩组—百口泉组 1 段	1.40
3 898.00 ~ 3 941.00	百口泉组 1 段	1.60

表 2 玛 18 井区中深水平井井身结构

Table 2 Casing program of medium-deep horizontal wells of Ma 18 well area

开钻 次序	井深/ m	钻头直径/ mm	套管直径/ mm	套管下入 地层层位
一开	500.00	381.0	273.1	吐谷鲁群组
二开	3 140.00	241.3	193.7	白碱滩组
三开	5 800.00	165.1	127.0	百口泉组

2 体积压裂对水平井三开钻进的影响

2.1 体积压裂前已完钻中深水平井情况

玛 18 井区从 2016 年 10 月开始规模化钻水平井。2016 年 10 月至 2017 年 4 月, 可认为是玛 18 井区中深水平井钻井的第一阶段, 在该段时间内完钻的中深水平井, 同等情况下各项技术指标较为均衡, 井下故障率较低(见表 3)。

表 3 2016 年 10 月—2017 年 4 月玛 18 井区已完钻中深水平井情况

Table 3 Statistics on the drilled medium- deep horizontal wells in Ma 18 well area from October 2016 to April 2017

井号	钻井周期/ d	完钻井深/ m	平均机械钻速/ (m·h ⁻¹)	井下故障 时率, %
MaHW6107	96.75	5 290.00	10.45	0
MaHW6009	86.79	5 501.00	7.80	0
MaHW6116	108.75	5 844.00	7.84	0.2
MaHW6112	104.67	5 322.00	5.82	0
MaHW6014	111.46	6 008.00	5.84	0.2
MaHW6137	93.71	5 214.00	6.97	0.3

2.2 体积压裂后邻井三开钻进中的复杂情况

2017 年 5 月, 玛 18 井区已完钻中深水平井开始进行体积压裂, 随着体积压裂作业的进行, 邻近正钻井不同程度地出现了井下复杂情况。统计分析发现, 出现的井下复杂情况有 2 类: 1) 目的层及斜井段的泥岩段钻进过程中出现井眼失稳现象, 甚至出现井壁垮塌和卡钻; 2) 侏罗系与三叠系交界面附近, 即白碱滩组和克上组过渡段出现较为严重的窜漏现象, 具体表现为井漏、水窜、酸窜、溢流和气侵等复杂情况。

2.2.1 部分泥岩失稳案例

MaHW6110 井三开钻至井深 3 936.00 m(井斜角 67°)揭开泥岩, 继续钻至井深 3 941.00 m(井斜角 67°)时憋泵蹩顶驱, 泵压由 24 MPa 升至 30 MPa, 憋停顶

驱,发生卡钻。此时,该井钻井液密度已达设计上限 1.68 kg/L ,处理过程中从井下返出大量泥岩段掉块,证明泥岩已失稳垮塌造成卡钻。该井采取套铣、倒扣等手段解卡,但因此损失的时间长达 46 d。分析认为,该井出现井下故障的原因是邻井 MaHW6122 井实施了体积压裂作业。MaHW6122 井实施了 18 级压裂,其与 MaHW6110 井三开井段的井眼轨迹在 $3\,600.00\sim4\,009.00\text{ m}$ 井段仅相距 $94.00\sim320.00\text{ m}$ 。对比地质录井资料发现,MaHW6110 井三开井段气测基值达到 10 000,远高于 MaHW6122 井同井段气测基值(3 000),证明 MaHW6110 井三开井段地层原始压力遭到了破坏,造成泥岩段地应力发生变化引起失稳,从而导致了垮塌和卡钻。

MaHW6129 井三开水平段使用旋导钻具组合钻至井深 $5\,109.00\text{ m}$ 时揭开泥岩,继续钻至井深 $5\,168.00\text{ m}$ 处(井斜角由 88° 开始上调至 91°)发生垮塌、卡钻,钻井液密度为 1.74 kg/L 。发生井下故障后,采取了一系列处理措施(泡解卡剂 6 次,爆炸松扣作业 3 次,用反扣钻具实施倒扣作业 3 次),共计倒出钻具 180.04 m 。由于当时正处于冬季,打捞作业操作难度大,加之该井为两井平台中的一口,所以暂定封井,先处理平台另一口井(MaHW6130 井),然后再进行后续打捞作业,处理井下故障的时间达到了 99 d。分析认为,其与邻井 MaHW6126 井三开井段的井眼轨迹最近处仅相距 210.00 m ,受到了邻井体积压裂的影响(MaHW6126 井实施了 19 级压裂作业)。

2.2.2 部分窜漏案例

MaHW6007 井三开井段井眼轨迹与邻井 MaHW6014 井最近的距离仅 281.00 m ,受体积压裂的影响,水平段钻至井深 $5\,100.00\text{ m}$ 时发生严重气侵,压井作业耗时 22 d。

MaHW6132 井三开钻至井深 $3\,896.00\text{ m}$ (地层为白碱滩组,井斜角为 54°)时发生溢流。当时,距其 1.2 km 的邻井 MaHW6104 井和 MaHW6105 井正在进行体积压裂,压裂流体(水和酸化物质)窜入 MaHW6132 井井筒,导致返出钻井液的 pH 值由 9.5 降至 6.5。该井由于发生了严重水窜、酸窜,三开裸眼段出现了大面积的井壁剥落垮塌现象,致使无法恢复正常作业,被迫停钻封井。

2.2.3 体积压裂给钻井带来的主要影响

1)井控风险增大。玛 18 井区目的层百口泉组地层主要为砂砾岩,属高压低渗储层。在利用水平

井进行规模化开发前期,未发生一起井控险情,属于新疆油田三级井控风险井区。但自 2017 年 5 月开始受到体积压裂的干扰之后,水平井钻井开始出现各种井下故障,该井区也升级为新疆油田的二类井控风险井区。

2)钻井液密度提高。在利用水平井进行规模化开发初期,玛 18 井区北部、南部水平井三开井段所用钻井液密度最高分别为 1.60 和 1.68 kg/L ,但实施体积压裂后达到了 1.65 和 1.80 kg/L 。

3)井下故障时率增大。在利用水平井进行规模化开发初期,玛 18 井区钻了 12 口水平井,除 MaHW6125 井因地质原因(油层未探明)实施回填、MaHW6122 井井下完井时断套管外,其余 10 口井的井下故障时率均小于 1%。而实施体积压裂后,该井区水平井钻井井下故障时率不断增大,后来达到 8%。

3 体积压裂干扰钻井原因分析

3.1 形成游离状态下圈闭异常压力

受体积压裂影响,在以压裂井为中心的一定范围内,形成了一种游离状态下的圈闭异常压力,这是导致邻近水平井三开井段出现复杂情况的主要原因。

钻井中,异常高压和圈闭压力对井控有较大影响。一般情况下,对异常高压和圈闭压力的描述,是建立在常规认识基础上的。其中,异常高压通常是指地层原生的、本来就有的异常压力;而圈闭压力也仅仅是指存在于单一井筒条件情况下的压力。但是,本文描述的因体积压裂影响而形成的游离状态下圈闭异常压力,与传统认知的异常高压和圈闭压力既有相同之处,又有不同之处。常态下的异常高压与圈闭压力在钻井中,基本上都是单一指向的,而玛 18 井区受体积压裂影响而生成的游离状态下圈闭异常压力具有双向指向特性,这也加大了处置该类问题的难度^[3]。

分析认为,玛 18 井区体积压裂后水平井钻井时出现的 2 种复杂情况,都是受这种游离状态下圈闭异常压力的影响所致:在水平段目的层,由于受这种压力的影响,泥岩段井眼的周向应力发生波动,直接表现为揭开泥岩段后如不对钻井液密度进行补偿,就容易发生井眼失稳,最终导致井壁坍塌。

3.2 邻井三开裸眼段成为趋弱的集中点

因体积压裂形成的游离状态下的圈闭异常压力具有趋弱性,这导致邻近水平井三开裸眼段成为趋

弱的集中点。

在因体积压裂而形成的较为复杂的簇缝条件下, 注入地层内无法释放的那部分压力, 具有圈闭压力特点的同时, 又有异常高压的特性。同时, 人造簇缝所形成的空间与游离行程, 是常规状态下异常高压和圈闭压力所不具有的环境。在复杂簇缝的条件下, 这种因体积压裂形成的游离状态下的圈闭异常压力, 具有异常高压的趋弱特点, 可以传至更远的地方, 而这里的压力弱点通常就是在钻井井筒。

由于玛 18 井区水平井目的层百口泉组主体为砂砾岩, 不易形成所谓的弱点, 更多地表现为一种应力的传递, 在目的层井段的井眼周围形成一种横向应力波动, 导致井眼失稳。并且, 这种游离状态下的圈闭异常压力更容易在纵向上扩展出通往弱点的通道, 玛 18 井区白碱滩组和克上组地层的不整合交接过渡区域为该种压力通往弱点创造了条件, 也是该过渡区域成为窜漏问题主要发生区域的原因。

4 体积压裂干扰钻井的处理措施及效果

4.1 处理措施

由体积压裂而形成的这种运动能力较强的圈闭异常压力, 依托簇缝创造出的通道, 通常处于一种游离状态, 一旦发现有弱点出口, 就会形成一种压力传递趋势, 向弱点集中、扩散和输出, 在钻井中即表现为溢流与液窜。因此, 钻井过程中一旦发现有这种趋势, 就要立即采取措施, 对弱点进行强力封堵, 以改变压力输出的方向或在一定程度上消减其能量。这种做法, 在钻井过程中就是要在确保井下工具、仪器安全的前提下, 及时关井, 达到封堵弱点的目的。由于这种游离状态下的圈闭异常压力具有趋弱、运动、延展等特性, 致使该压力在此弱点被封堵后会主动寻觅下一个弱点。压力运移过程也是该压力能量消减的过程。

游离状态下的圈闭异常压力具有双向指向特性, 因此封堵方法的选择要有别于常规情况下的封堵作业。

桥塞堵漏成败的关键在于堵漏颗粒的直径分布是否与漏失通道直径相匹配, 其最佳直径为裂缝宽度或孔隙直径的 $1/7 \sim 1/3$ 。钻井过程中, 由于难以准确掌握漏失地层的裂缝宽度或孔隙直径, 因此客观上很难保证采用常规桥堵材料堵漏, 每次均在地层中形成一个桥塞。因此, 进行桥塞堵漏时, 应根据漏层的地质特性, 选择与裂缝相匹配的架桥粒子

的形状、直径、强度和浓度, 以及各级填塞粒子的合理级配和浓度。只要粒径与裂缝直径相匹配, 就能在某个位置卡住, 起到架桥作用, 小直径的颗粒填充裂缝, 并最终封堵住裂缝, 形成牢固的堵塞层, 提高地层承压能力^[4]。否则, 不是在漏失通道中形不成“桥架,”就是在井壁处“封门”, 往往导致堵漏失败。在封堵漏失层过程中, 通过刚性材料的架桥、堵塞、嵌入和渗透作用, 以及片状或纤维状颗粒的“拉筋”、渗透和“卡喉”作用等, 在裂缝内建立起封堵隔离带, 增大流体在缝内的流动压降, 阻止裂缝延伸和扩展, 同时提高井壁岩石抵抗产生新裂缝的能力, 这样就能降低漏失量, 提高地层承压能力^[5-6]。

桥塞堵漏对于井筒内单一指向的压力传递可行且有效, 但没有考虑因体积压裂而形成的游离状态下圈闭异常压力所具有的双向指向特性。因而, 受体积压裂影响的水平井采取桥塞堵漏措施, 往往只是在短时间内见到效果, 随着压力能量聚集到一定程度则会出现反吐现象, 致使桥塞堵漏形成的“桥架”出现“崩塌”, 导致封堵失败^[4, 7]。因此, 推荐使用水泥封堵, 水泥在固化后可在弱点处构筑具有抗双向冲击的“永久工事”。

不过, 在施工过程中水泥浆容易出现双向指向现象, 导致其反吐, 甚至被反推远离弱点, 从而导致水泥封堵失败^[7-8]。为了规避上述现象发生, 钻井现场采取先造“缓冲区”、再造“永久工事”的做法, 也就是在用水泥封堵前, 先用合适密度(一般高出井浆密度 $0.03 \sim 0.05 \text{ kg/L}$)的重浆作为前置液, 减缓双向指向作用, 为水泥浆在弱点处凝固赢得时间。

4.2 措施效果

目前, 玛 18 井区体积压裂干扰水平井钻井问题的处理措施, 逐渐向以水泥浆为主要封堵材料的封堵措施转变, 并取得了理想的效果。表 4 为部分应用井的封堵情况。

由表 4 可知: MaHW6123 井只采取了桥塞堵漏措施, 实施了 8 次, 耗时 28 d, 效果一般; MaHW6008 井桥塞堵漏 6 次后, 因为效果不佳改用水泥封堵, 封堵 3 次后见到效果; MaHW6006 井、MaHW6207 井和 MaHW6130 井主要采用水泥进行封堵, 处理窜漏复杂情况所用时间都明显缩短, 说明其效果较好。由此可见, 水泥封堵是目前解决玛 18 井区体积压裂干扰中深水平井三开井段钻井问题最有效的手段。

表 4 玛 18 井区部分中深水平井的封堵情况

Table 4 Plugging of partial medium-deep horizontal wells in Ma 18 well area

井号	窜漏井段/ m	桥堵 次数	水泥封 堵次数	损失时间/ d
MaHW6123	4 044.00 ~ 4 047.00	8		28
MaHW6008	3 441.00 ~ 3 448.00	6	3	38
MaHW6006	3 400.00 ~ 4 059.00	0	3	16
MaHW6207	3 300.00 ~ 4 434.00	0	2	7
MaHW6130	3 088.00 ~ 3 195.00	1	4	15

5 结论与建议

1) 体积压裂对正钻井施工的干扰已成为制约玛湖油田玛 18 井区产能建设的一个重要因素, 因此, 随着体积压裂在该井区中深水平井推广, 为了保证水平井钻井安全, 急需寻找解决体积压裂干扰钻井的方法。

2) 目前, 玛 18 井区水平井的技术套管仅封至白碱滩组第一套砂岩, 因此最佳方案是用技术套管封固白碱滩组与克上组的过渡带。但是, 克上组刚好为该区域纵向压力抬升拐点的过渡区, 如果二开揭开克上组过多, 极易在二开裸眼段揭开二叠系高压区, 或在二开段就发生因体积压裂造成的窜漏现象, 出现更难处理的局面。因此, 可以争取用技术套管完全封固白碱滩组, 但需要确定增加技术套管下深封固克上组的原则。

3) 对于因体积压裂导致的中深水平井三开泥岩段井眼失稳问题, 在进一步增强钻井液抑制性、封堵性的同时, 必须要选择合适的钻井液密度, 从化学和物理 2 方面入手, 预防或解决该问题的出现。

4) 单井进行水泥封堵时, 需要封堵多次才能取得好的效果, 这说明在水泥封堵过程中, 仍有无效施工出现。因此, 应该进一步优化水泥浆配方, 提高水泥封堵效率。

5) 建议进一步分析该井区各断裂带对游离状态下圈闭异常压力运移规律的影响, 进一步优化井身结构, 如在部分受体积压裂干扰严重区域可考虑采用四开井身结构, 尽量降低体积压裂对钻井的干扰; 建议开展纳米堵漏材料研究, 同时引入随钻封堵技术, 以降低中深水平井进行水泥封堵的风险。

参 考 文 献

References

- [1] 支东明. 玛湖凹陷百口泉组准连续型高效油藏的发现与成藏机制[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(4): 373–382.
ZHI Dongming. Discovery and hydrocarbon accumulation mechanism of quasi-continuous high-efficiency reservoirs of Baikouquan Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(4): 373–382.
- [2] 雷德文, 陈刚强, 刘海磊, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油(气)区形成条件与勘探方向研究[J]. 地质学报, 2017, 91(7): 1604–1619.
LEI Dewen, CHEN Gangqiang, LIU Hailei, et al. Study on the forming conditions and exploration fields of the Mahu giant oil (gas) province, Junggar Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(7): 1604–1619.
- [3] 翁定为, 付海峰, 卢拥军, 等. 储层改造体积预测模型的研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 95–100.
WENG Dingwei, FU Haifeng, LU Yongjun, et al. A model for predicting the volume of stimulated reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(1): 95–100.
- [4] 何新星, 李皋, 段慕白, 等. 地层裂缝动态变形对堵漏效果的影响研究[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 65–70.
HE Xinxing, LI Gao, DUAN Mubai, et al. The influence of dynamic deformation of formation fractures on the plugging effect[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(4): 65–70.
- [5] 韩来聚, 牛洪波, 窦玉玲. 胜利低渗油田长水平段水平井钻井关键技术[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(3): 7–12.
HAN Laiju, NIU Hongbo, DOU Yuling. Key drilling technologies for long displacement horizontal wells of low permeability reservoirs in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(3): 7–12.
- [6] 韩来聚, 牛洪波. 对长水平段水平井钻井技术的几点认识[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(2): 7–11.
HAN Laiju, NIU Hongbo. Understandings on drilling technology for long horizontal section wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 7–11.
- [7] 闫丰明, 康毅力, 孙凯, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层暂堵性堵漏配方研究[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(1): 47–51.
YAN Fengming, KANG Yili, SUN Kai, et al. The temporary sealing formula for fractured-vuggy carbonate reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(1): 47–51.
- [8] 穆海朋, 马开华, 丁士东. 封固海相易漏层的抗高压低密水泥浆体系研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(1): 56–60.
MU Haipeng, MA Kaihua, DING Shidong. Research on low density cement slurry for cementing marine thief zone[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 56–60.

[编辑 令文学]