講 演
 Lecture

セッション 2: ケーシング・セメンチング作業の分析から得た教訓*

福 嶋 直 哉**

(Received August 22, 2014 ; accepted October 10, 2014)

Lessons learned from analysis of casing and cementing operations

Naoya Fukushima

Abstract : It was concluded that hydrocarbon flow occurred through the 7"×9-7/8" production casing from the shoe track. A combination of casing design (long-strings or liner), cementing program, temporary abandonment plan, failure of function of float collar, contamination / channeling of cement were possible causes of hydrocarbon flow. A mitigation plan to prevent blowout is proposed and discussed in this paper.

Keywords : Macondo, casing design, cementing design, float collar, temporary abandonment, annular pressure build up

1. はじめに

メキシコ湾原油流出事故に至る経緯のうち、シンポジウムのセッション 2 では事故後の米国政府の調査により事故の原因と推定されたフローパスの 3 つのシナリオについて説明し、海洋におけるインターベンション作業で判明した事実からケーシング内からのフローパスが事故の原因と結論付けられた理由について述べる。次にこの結論に至ったケーシングおよびセメンチングデザインの問題点を抽出し、考えられる対策を提案するとともに、仮廃坑計画に対する考え方についても言及する。

2. フローパス

2.1 フローパスの推定－3 つのシナリオ

フローパスのシナリオとして以下の 3 つのシナリオが推定された。

シナリオ 1: アニュラスのセメントが効いておらず、アニュラスよりフローした。

シナリオ 2: アニュラスのセメントが効いておらず、さらにケーシングが破損し、アニュラスおよび管内からフローした。

シナリオ 3: シュートラックの破損により管内からフローした。

2.2 インターベンション作業で判明した事実

ROV による観察およびインプレッションツール (Impression Tool) による測定により、シールアッセンブリーがウェルヘッドの定位置にセットされていたことが確認でき、さらにロックダウンスリーブをセットし、5,200 psi の圧力を保持できたことから、ケーシングハンガーが正規の位置にセットされていることが判明した。回収した BOP の調査結果によりケーシングハンガーとシールアッセンブリーには浸食が見られなかったが、ブラインドシアラム内部に浸食が確認された。

9-7/8" ケーシングのアニュラスに 13.2 ppg の泥水を用いて加圧テストを実施し 4,158 psi を保持した。管内に 14.3 ppg の泥水を満たし、9,176 ~ 9,186 ft 間にパーフォレーションを実施した結果、管内からアニュラスへの U-チューブフローがなく、またアイソレーションスキャナーツール (Isolation Scanner Tool) による検層の結果、アニュラスにはフリーガスが存在しないことを確認した。

2.3 フローパスの特定

アニュラスの加圧テストで圧力を保持したこと、管内からアニュラスへの U-チューブフローがなかったこと、アニュラスにフリーガスが存在しなかったこと、さらにケーシングハンガーとシールアッセンブリーには浸食が認められなかったことより、シナリオ 1 および 2 の可能性は否定された。

ブラインドシアラム内部に確認された浸食は、高圧力の流体 (ハイドロカーボン) がフローしたことによる浸食と判断し、ハイドロカーボンはシュートラックの破損によりケーシング管内からフローしたと結論づけられた。

* 平成 26 年 6 月 4 日、平成 26 年度石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「メキシコ湾原油流出事故の総括」で講演 This paper was presented at the 2014 JAPT Drilling Symposium entitled "Lessons Learned from the blowout in Gulf of Mexico" held in Niigata, Japan, June 4, 2014.

** 出光オイルアンドガス開発株式会社 Idemitsu Oil & Gas Co., Ltd.

図1 フローパスのシナリオ

2.4 シュートラック破損の原因

シュートラックが破損した原因は、ロングストリングを選定したことおよび不完全なセメントデザインによる泥水とセメントのコンタミ、セメントと泥水の置換、N2セメントの窒素とセメントの分離、オーバードイスプレイスメントおよびフロートカラーの破損が挙げられた。

3. ケーシングデザイン

当初 7"×9-7/8" ケーシングのロングストリングを採用する計画であった。しかし、セメンチングモデルシミュレーションの結果、セメンチング中に地層破壊を起こしセメンチングが失敗する可能性が高く、セメントを貯留層の上 500 ft まで上げるという基準を見たなさないことが予想され、セメンチング失敗による補修セメンチングを実施す

る可能性が高いことが示唆された。さらにロングストリングの場合裸坑部を含めウェルヘッドまでのアニュラスがセメントで充填されないため、ウェルヘッドシールアッセンブリーしかバリアがないことから 7" ライナーの採用を推奨した。

7" ライナーのセメンチングではロングストリングに比べ等価循環泥水比重が低くセメンチング中に地層破壊を起こす可能性が低いこと、ライナータイバックによりタイバックセメンチングとタイバックシールの 2 つのバリアが得られることからライナーの優位性も認識していた。

しかしながら、その後のセメンチングモデルシミュレーションでロングストリングの場合でもセメンチング中に地層破壊を起こす可能性は低く、セメンチングが成功する結果が出たこと、仕上げ費用がライナーに比べ 700～1,000 万ドル安価であることから最終的にロングストリングを選択した。

ロングストリングおよびライナー以外のオプションとして、いずれのケーシングもセットせず、裸坑部にセメントプラグをセットして仮廃坑する第 3 のオプションを認識していたが、このオプションはあくまで坑内状況が悪い場合のオプションであること、セメント浚いや電検のやり直しによる支出が 1,000～1,500 万ドルと多額であることから採用は見送られた。

4. セメンチング

4.1 セメンチングデザイン

セメントデザインとモデリングは、セメンチング中の逸泥を軽減することに集中した結果、セメントコラムを最小限にすることとしたため、セメントスラリー量は 51 bbl と少量にし、窒素セメントの使用と低ポンプレート (4 BPM) でセメンチングを実施する計画とした。セメントスラリーは、リードスラリー 5.2 bbl、窒素セメントスラリー 38.9 bbl、テールスラリー 6.9 bbl で、スパーサーはベース

図2 坑内図

図3 坑内図—拡大

図4 Auto-Fill Up 機能付, Double Check Valve Weatherford Model 45AP

オイル, 先行水, 後行水が計画された。セメントボンドログ測定のための捨て穴を確保するため, フロートカラー上にはセメントを置かない計画であった。

また, アニユラス圧力上昇を防止するため, 9-7/8\" ケーシング管内までセメントを上げない計画とした。

セメントの圧縮強度試験は完了しておらず, 高いガスフローポテンシャルが指摘されていたが, このリスクを適切に分析, 評価していなかった。

4.2 セメンチング作業

捨て穴に重泥水をスポットすることなくケーシングを降下し, またセメンチング前の循環では逸泥を懸念し, ボトムアップすることなくセメンチング作業を実施した。

フロートカラーをオートフィルアップポジションから循環ポジションにコンバートするために9回の加圧を必要とし, 最終的に3,142 psiで循環ポジションにコンバートできた。通常は, コンバートにはポンプレート5~7 BPM, 差圧400~700 psiが必要だが, 4 BPMで循環したため,

十分な差圧が得られず, コンバートが成功しなかったと考えられる。

また, セメンチング前にボトムワイパープラグを投入し, フロートカラーに到着後ラプチャーディスクを破るために設計圧力900~1,000 psiに対し2,900 psiの加圧が必要であった。これらの事実は, フロートカラーに何らかの異常(異物の詰まり, 破損など)があることを示唆していた。

セメンチング作業終了後15~20分間フローバックをチェックしたところ, ペンシルストリーム(pencil stream)が見られたもののリグのヒービングの影響と判断し, フロートカラーのバックバルブは効いていると判断した。

5. 問題点

5.1 ケーシングデザイン

ロングストリングの管内容量約1,000 bblに比べ, セメントスラリー容量が51 bblと極端に少ないため, セメン

表 1 ライナーとロングストリングの比較

	ライナー	ロングストリング
シュー位置	自由度高	自由度なし
管内容量	600 bbl	1,000 bbl
セメントのコンタミ	可能性低	可能性高
ECD	低い	高い
逸泥	可能性低	可能性高
セメンチング成功	可能性高	可能性低
バリア	アニュラスセメント ライナーパッカー タイバックセメント タイバックシール	アニュラスセメント バックオフシール
APB によるケーシング破損*	可能性低	可能性低
タイバック時のトラブル	可能性あり	可能性なし
仕上げ費用	高い	低い

*16" ケーシングにラプチャーディスクを使用していたため、どちらのケースも APB によるケーシング破損の可能性は低い

トと泥水がコンタミする可能性が高くなった。ライナーの場合、管内容量が 600 bbl とロングストリングに比べ少ないため、セメントと泥水がコンタミする可能性が低くなったと考えられる。

ライナーの場合ロングストリングに比べ、等価循環泥水比重が低く、逸泥の可能性を最小限にとどめ、セメンチングが成功する可能性を高められた。また、ライナーの場合アニュラスにはセメント、ライナーパッカー、タイバックセメントおよびタイバックシールの 4 つのバリアを設けることができるため、ロングストリングに比べ坑井の健全性も高められた。

5.2 セメンチング

圧縮強度試験が完了していないにもかかわらず、またセメンチングモデルシミュレーションの結果高いガスフローポテンシャルが指摘されたがそのリスクを分析、評価することなく窒素セメントによるセメンチングを実施した。

アニュラス圧力上昇時に備え 16" ケーシングにラプチャーディスクを使用していたにもかかわらず、アニュラス圧力上昇を防止する目的で 9-7/8" ケーシング管内までセメントを上げない計画であったため、セメントスラリー量が極端に少なく、またロングストリングの管内容量がセメントスラリー量に比べ極端に多く、泥水とセメントのコンタミが発生した。

逸泥を軽減するために低ポンプレートでセメンチングを実施したことによるセメントと泥水の置換効率の悪化および捨て穴に重泥をスポットしなかったため、セメントと泥水の置換が発生したと考えられる。セメンチング前にボトムアップを実施しなかったため、ガスがセメントに溶け込み、セメントの強度が十分保たれなかった可能性も考えられる。

フロートカラーが破損もしくは異物の詰まりにより、バックバルブが効いていなかった可能性があり、セメンチング終了後のフローバックの確認時にペンシルストリームが見られたにもかかわらず、リグのヒービングによるものと判断した。

6. 考えられる対策

ロングストリングに比べ管内容量の少ないライナーを採用することでセメントが泥水とコンタミする可能性を低くできると考える。また、ライナーの場合シューを元肌直上にセットできるため、捨て穴でのセメントと泥水の置換を最小限にとどめることができる。ライナーパッカーを使用すればアニュラスの第 2 バリアとなり、坑井の圧力遮断の信頼性を高めることができた。

16" ケーシングに使用されたラプチャーディスクによりアニュラス圧力上昇対策を取っていたので、セメントを 9-7/8" ケーシング管内まで上げる十分な量のセメントスラリーを送ることで泥水とのコンタミを軽減できたと考える。

仮廃坑する際に 7"×9-7/8" ケーシング管内にセメントプラグもしくはメカニカルプラグをセットし、第 2、第 3 のバリアを設け坑井の健全性を高める必要があった。

また、ケーシングをセットせず、裸坑部にセメントプラグをセットして仮廃坑するというオプションを選択する価値はあると考える。このオプションを選択した場合、ケーシングデザインやセメンチングデザインを含む坑井デザインを見直す機会が得られていたと考える。

SI 単位換算係数

psi × 6.894757	E + 03 = Pa
bbl × 1.589874	E - 01 = m ³
inch(") × 2.54*	E - 02 = m
ft × 3.048	E - 01 = m
ppg × 1.198	E + 02 = kg/m ³

*は正確な値

参 考 文 献

The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement, 2011 : Report regarding the Causes of the April 20, 2010 Macondo Well Blowout.