講 演

坑井のライフサイクルとセメントの健全性について*

羽 倉 淳 一**

(Received July 27, 2005 ; accepted September 2, 2005)

The life of well and long term cement zonal isolation

Junichi Hagura

Abstract : One of the main functions of cement is to prevent fluid communication between formations or to surface throughout the life of the well, including after abandonment. Even when cementing operations has provided a good initial hydraulic seal, changes in downhole conditions can induce stresses to destroy the integrity of the cement sheath resulting in a loss of zonal isolation.

We present an analysis of the mechanical response of set cement in a cased wellbore to quantify this damage and determine the key controlling parameters. The results show that the thermo-elastic properties of the casing, cement, and formation play a significant role. The type of failure, either cement debonding or cement cracking, is a function of the nature of the downhole condition variations. This analysis allows us to propose appropriate cement mechanical properties to avoid cement failure and debonding. We show that the use of high compressive strength cement is not always the best solution and, in some cases, flexible cements are preferred.

A new approach to cement design was undertaken to fulfill the requirement. A cement system with improved flexibility to resist stress cracking was designed and implemented. This system is engineered to have a low Young's Modulus while maintaining relatively high compressive and tensile strengths as compared to conventional cement systems. The permeability of the set cement is very low, yielding a material that is highly resistant to attack by corrosive fluids. Finally, the system can be designed to be gas tight to prevent gas migration.

This paper presents data on the new cementing design methodology and technologies used as well as simulation comparisons and large scale laboratory test results.

Key words : cementing, stress analysis, flexible, expansion, zonal isolation, SCP

1. はじめに

石油ガス坑井の一生は、掘削中から生産開始を経て廃坑にいたるまでさまざまな段階を経て成り立っている。そのなかでセメントの果たす大きな役割の 1 つは、廃坑後も含めた坑井の寿命の間、異なった地層間の流体のコ

ミュニケーションを防ぐことにある。掘削中から生産開始を経て廃坑にいたるまでの坑井ライフサイクルの各段階においてのセメントの健全性の評価の行い方、またどのようなシステムが効果的な地層の遮蔽を行うことができるかを紹介する。

2. 坑井状況の変動によるセメントへの影響

2.1 坑井状況の変動

ケーシングセメンティング作業の終了後、目的の地層の遮蔽を達することができても、坑井の状況が変わることによりセメントに対すストレスが生じ、セメントのボンディングが破壊されてしまい地層の遮蔽を保つことができない場合がある。

*平成 17 年 6 月 1 日、石油技術協会春季講演会作井部門シンポジウム「改修と仕上げ技術～坑井の健全性確立への取り組み～」で講演 This paper was presented at the 2005 JAPT Drilling Symposium entitled "Workover and well completion technologies ~ The current and historical approach for trouble free well completion. ~" held in Tokyo, Japan, June 1, 2005.

** シュルンベルジェ㈱ Schlumberger K.K.

坑井状況の変動の具体的な理由としては、坑井掘削、パーフォレーション、油井刺激、貯留層からの生産などのさまざまな作業工程が考えられる。掘削作業中は、次の区間を掘るために泥水比重を掘削に適したものに換えたり、深部地層により温められた泥水を循環することで管内の温度上昇が起こるので、これに伴い坑井内で圧力変動を生じる。またケーシングの遮蔽性を確かめるためのケーシング加圧テストや掘削作業中のリークオフテストも圧力上昇の原因となる。

生産中の圧力や温度の上昇は、主に地表付近のケーシング区間で起こる。場合によっては室温、大気圧から坑底温度や坑底圧近くまで上昇することもある。また温度上昇は、アニュラス部分がガスで飽和されている場合には、ガス膨張により圧力上昇の原因ともなる。生産中の圧力の低下は、流速にも左右されるが、坑底圧から流動坑底圧に低下するために、主に生産層付近で大きな低下が見られる。この他にもセメントには、温度や圧力変化以外の負荷も坑井の寿命がつきるまで長期にわたってかかってくる。

2.2 セメントの健全性の与える影響

セメントの不十分な充填や、坑井状況の変化により生じるセメント亀裂、マイクロアニュラスなどの問題は、次のような問題点を生じる。

- ・異なった地層間での流体のコミュニケーション
- ・好ましくない流体の生産
- ・SCP (Sustained Casing Pressure) などに代表されるガスマイグレーション問題
- ・石油ガス生産の損失
- ・ケーシングの腐食

これらの問題を解決するために改修作業を行う必要があり、坑井維持の為に余計なコストが発生してしまう。

米国のMMS（ミネラルズ マネージメント サービス）のデータによると、メキシコ湾の大陸棚の外側部分には生産中、あるいは一時的に廃坑された坑井が約15,500本あり、その内約43%の坑井で少なくとも1つのケーシングにSCPが見られる（James, and Munk, 2003）。この比率を見る限り、坑井のライフサイクルにわたってセメントが最後まで健全性を保つ可能性は決して高くはない。

3. ストレスアナリシス

このように坑井での条件にはさまざまな変化の要因があるにもかかわらず、坑井自身の構成条件に基づき、セメント破壊を定量的に評価し、坑井のライフサイクル中に引き起こされる負荷に耐えうるように、セメントの機械的性質（弾力性、強度、膨張性）を最適化しよう

とする試みはあまりなされてこなかった。そこで、ケーシングと地層の間にあるセメントの機械的な反応に対して、セメント破壊を定量化し主要なパラメーターを割り出すために、詳細な検討を行った（Thiercelin, Dargarud, Baret, Rodriguez, 1997）。その結果、ケーシング、セメント、地層の熱弾性特性が重大な役割を果たしていることが分かり、熱弾性モデルを使用したセメント破壊を定量化可能なシミュレーターが開発された。これは坑井断面における半径方向と周方向の二次元の数学的モデルで、坑底での圧力と温度の変化によるセメントの挙動をシミュレートしている。ただし坑井全体をそのままでは扱わず、特定の深度で断面として計算している。

このモデルでは、以下の3つのセメントにかかる危険性を検知することが可能である。

- ・セメントの亀裂（引っ張り方向の破壊）
- ・圧縮による破裂
- ・マイクロアニュラス

4. ストレス対策セメントスラリーについて

在来型のセメントに対する温度や圧力による耐性の限界は、比較的以前から認識されていた。在来型セメントの限界に打ち勝ち、セメンチングに要求される必要条件を満たすために、セメントを新たな方法でデザインする手法（Le Roy-Delage, Thiercelin, and Vidick, 2000）がとられた。新セメントシステムはHPFE（High Performance Flexible and Expandable）と呼ばれ、ストレスによる亀裂に耐性を持たせるために柔軟性を向上させている。このシステムは、在来型のセメントに比べると相対的に高い圧縮強度や引っ張り強さを保ちつつ、低いヤング率やポアソン比を持てるように設計されている。さらにこのシステムには、ポルトランドセメントに特有の体積収縮を相殺するために、軽度の膨張性を与えるようにもデザインされている。

4.1 セメントに柔軟性を持たせる方法

柔軟性は、セメントの中に非常に高い曲げ要素を持つ固形微粒子を加えることで成り立っている。これらの粒子は、粒子の充填を最適化するために特別な大きさになっている。これは粒子径をコントロールし、さまざまな骨材を添加することにより、優れた性状を持たせることができるPSD（Particle Size Distribution）コンセプトを元にしており、セメントの引っ張り強度を犠牲にすることなく柔軟性のある粒子の使用量を最大化している。また、この粒子の使用量を調節することでセメントの柔軟性も調節可能である。図1にPSDスラリーの概念図を示す。

PSD スラリー

Particle Size Distribution (PSD)テクノロジーを用いることで、固体粒子の水に対する比率を最大化する。スラリーの流体としての特性と、セメントが固化した際の機械的性質を最適化。

図 1 PSD スラリーの概念図

4.2 セメントに膨張性を持たせる方法

ポルトランドセメントの水和反応による体積収縮は、条件や測定方法によって異なるが0.5から5%程度である。在来型のセメントに酸化カルシウムや酸化マグネシウムなどに代表される膨張剤を加えることで、セメント体積の減少を低減する方法は以前から使用されることもあった。セメントの膨張メカニズムは、作用物質の水和反応や結晶化に起因する、化学的あるいは鉱物学的な変化と捉えられている。

セメントとケーシングあるいは地層間の良好なボンディングは、効果的な遮蔽を行うのに重要な要素である。そのため、膨張剤をセメントに加えるのは有効な方法であるが、地層との関係を考慮に入れる必要がある。従来は、膨張はケーシング方向に働き常に遮蔽を向上させると考えられていたが、柔らかい地層の場合はセメントが外周に向かい膨張し、逆にケーシングとの間にマイクロアニュラスを生じる可能性（Baumgarte, Thiercelin, and Klais, 1999）もありえる。

HPFE システムの場合、柔らかい地層に合わせてセメントのヤング率も低減させることができる。そのため、過剰な膨張に因るセメント自身の破壊の可能性を減少させ、膨張剤をより有効に生かすことができる。

5. 実際の条件での比較について

いくつかのケースに分けてストレスアナリシスのシミュレーション結果やラボでの実験結果を説明する。

5.1 シミュレーションでの比較（坑井圧力上昇）

ストレスアナリシスを用いて、9-5/8" ケーシングを457 ksc (6,500psi) に加圧する場合、セメントにどのような問題が生じるかを調べた。セメント、地層、ケーシ

表 1 シミュレーションに使用した 9-5/8" ケーシング、地層、セメントのデータ

坑井概略	
オープンホール	12-1/4"
ケーシング外径	9-5/8"
ケーシング重量	53.5 lbm/ft
在来型セメント	
比重	1.92 SG (16 ppg)
圧縮強度	39.2 MPa (5685 psi)
引っ張り強さ	3.9 MPa (569 psi)
ヤング率	9041 MPa (1,311,285 psi)
地層（砂岩）	
比重	2.28 SG (19 ppg)
ヤング率	24,062 MPa (3,489,900 psi)
ポアソン比	0.25
HPFE セメント	
比重	1.92 SG (16 ppg)
圧縮強度	21.1 MPa (3060 psi)
引っ張り強さ	2.1 MPa (306 psi)
ヤング率	2594 MPa (376,228 psi)

ングのデータは表 1 のとおりである。図 2 に示すように 1.92 SG の在来型セメントを使用した場合、接線方向の引っ張り応力がセメントの引っ張り強さを超えるため、接線方向に破壊される。

同じ坑井条件で、セメントを HPFE システムに変更した結果も示す。セメントの力学的性質は表 1 のとおりである。この例では、セメントの圧縮強度は在来型セメントに比べて 6 割程度と少し低いものの、ヤング率は 1/4 程度しかない。図 3 に示すように接線方向の引っ張り応力はセメントの引っ張り強さを超えないのでセメントのボンディングは破壊されず、地層の遮蔽を保つことができる。

セメントの破壊を防ぐためには、単に高圧縮強度のセメントを使用することが常に最善の方法とは限らない。場合によっては、柔軟性のあるセメントの方が望ましいことをシミュレーション結果は示している。

5.2 シミュレーションでの比較（坑井圧力低下に伴うマイクロアニュラス）

ストレスアナリシスを用いて、3,000 m の深度の 9-5/8" ケーシング内の坑内流体を 1.6 SG から 1.2 SG に変えた場合、セメントにどのような問題が生じるかを調べた。地表から温度の低い流体を循環すると仮定し、坑底温度も 90 degC から 60 degC に 1 時間で低下すると仮定する。その結果、図 4 に示すように時間経過とともに 95 μ m のマイクロアニュラスが発生している。

図2 在来型セメントを使用した場合に加圧テストでセメントの受けるストレス

図3 HPFE セメントを使用した場合に加圧テストでセメントの受けるストレス

5.3 実寸大でのアニュラス実験

数種類のセメントシステムを、図5に示す実物大のケーシングと地層を模したアニュラスモデルを用いて比較実験 (Boukhelifa, Moroni, James, Thiercelin, Lemaire, 2004) を行った。セメントの機械的性質を、セメント破

壊による空気に対する浸透性の増加として測定した。セメントが受ける応力は、セメントの内壁部分の直径を増減させることで、坑内での圧力や温度変更によるストレスを模している。具体的には、ケーシングを所定の位置から 180 μ m 膨張させた上で元に戻し、その後 60 μ m

図4 在来型セメントを使用した場合に坑井圧力低下に伴いセメントの受けるストレス

図5 アニュラスシーリング試験装置の断面図

収縮した後に所定の位置に戻した時点で1サイクルとして、それを数回繰り返す実験を行った。

実験に使用したセメントシステムは下記のとおりである。各セメントの機械的性質は表2に示す。

- ・在来型ニートセメント
- ・HPFE システム（膨張性無し）
- ・HPFE システム（膨張性有り）
- ・フォームセメント（30% フォームクォリティー，膨張性有り）

実験結果のいくつかを例として図6に示す。この結果より以下の点が確認できた。

- ・HPFE システムは、在来型ニートスラリーと比較してケーシングのより大きな膨張収縮に対して耐えうる。
- ・膨張性のあるHPFE システムは大きな変動に対して耐性を持ち、さらにセメントの膨張中に蓄えられたエネルギーを放つことでマイクロアニュラスにより生じた隙間を満たす。
- ・フォームセメントはケーシング外径が増した場合に

は、在来型ニートセメントに比較すると良い耐性を示すが、HPFE システムほどではない。

5.4 実際の使用例

ここでは、実際にストレス対策セメンチングが行われた例を紹介する。

中東のあるフィールドでは、在来型のセメントを使用していたが、地表にガスの噴出が見られたり、坑内流体のマigreション問題を抱えていた。ストレスアナリシスを用いた検討で、2つの問題点が浮上した。ケーシングの加圧テストあるいはシュールボンドテスト（21.7 kPa/m, 0.96 psi/ft 付近まで）でセメントを破壊した、あるいは、ガスの生産中に温度変化に起因するストレスがボンディングを破壊したかである。このシミュレーション結果に基づき、9-5/8" ケーシングセメンチングに、膨張性も加味して機械的特性を最適化したHPFE システムを使用した。セメンチング直後の検層で、ボンディングは良かったが、2ヵ月後の再検層ではさらに改善されていた。1年間の生産後にも、同じフィールド内の他坑井に見られるマイクロアニュラスもSCPも、この坑井からは見られていない。

6. ま と め

これらのシミュレーションや実験結果をまとめると次のようになる。

- ・ストレスアナリシスのシミュレーションを利用して坑井状況の変化によるストレスの状況を解析可能である、またセメントを無傷に保つための物理的性質も予

表2 実験に使用した各セメントの機械的特性

スラリー No	S0	S2	S4	S6
種類	在来型ニート	HPFE (膨張性無し)	HPFE (膨張性有り)	フォームセメント (30% クオリティー) + 膨張剤
比重 (SG)	1.9	1.43	1.44	1.32
ヤング率 (MPa) (psi)	10,000 1,450,000	1,000 145,000	1,000 145,000	3,100 450,000
一軸圧縮強度 (MPa) (psi)	30 4,350	5.5 800	5.5 800	9 1,300
ポアソン比	0.15	0.2	0.2	0.2

Air permeability of the neat system S0 measured while cycling in the 2-mm ring configuration

S0 : 在来型ニート

Air permeability of the flexible and expanding system S4 measured while cycling in the 2-mm ring configuration

S4 : HPFE (膨張性有り)

Air permeability of the flexible system S2 measured while cycling in the 2-mm ring configuration

S2 : HPFE (膨張性無し)

Air permeability of the foamed system with expanding agent S6 measured while cycling in the 2-mm ring configuration

S6 : フォーム (30%フォームクオリ
ティー)

図6 各セメントのケーシング外径の増減に伴う空気浸透率の変化

測可能である。

- ・ HPFE テクノロジーを使用することで、坑井を長期間にわたって耐久性を持たせるために、セメントデザインを特定の条件にあつらえることが可能である。
- 坑井のライフサイクルにわたって、セメントが地層を遮蔽するためには次のようなデザインプロセスをとる必要がある。

1. まず坑井内でおこる状況を想定してセメントの耐性をシミュレーションする。
2. その結果、セメント破壊が予見されるのであれば、HPFE システムなどの代替タイプのセメントデータを元に再計算を行う。
3. 次に、セメント剥離の可能性を検討する。
4. マイクロアニュラスが予見されるのであれば、膨張剤をエンジニアリングガイドラインに沿って追加する。

ここに述べた方針でセメントの健全性を検討すれば、ケーシングの保護を向上させ、マイクロアニュラスの発生を低減し、後に油井刺激を含む改修作業が行われてもそれに耐えうる遮蔽を達することができる。結果としては坑井のライフサイクルを延長することとなり、最終的には油ガスの生産量の増大ならびに ROI (投資利益率) を高めることもできる。

ただしこれらの要件は、ケーシングセメンチングを正しく行った上で考慮されなければならない。初めに、泥水循環や調泥、ケーシングセントラリゼーション、パイプ移動(上下動や回転)、ワイパープラグ、プレフラッシュ(ウォッシュやスパーサー)、正しいフローレジームの選択などに代表される、セメンチングの基本を押さえた上で、ストレスアナリシスを検討しないといけない。

既存の坑井で、ケーシングセメンチングを行ったさいには良好なセメンチング作業を行っているにもかかわらず

ず、後に外圧の上昇などに見られる健全性の問題が生じている坑井やフィールドがあれば、セメンチング作業後にセメントがどのような環境に実際に置かれているかを再検討する価値がある。

SI 単位換算係数

$$\text{inch} \times 2.54 \quad \text{E} - 02 = \text{m}$$

$$\text{lbm/ft} \times 1.48816 \quad \text{E} - 00 = \text{kg/m}$$

引 用 文 献

Baumgarte, C., Thiercelin, M. and Klais, D., 1999 : Case studies of Expanding Cement To Prevent Microannular Formation, paper SPE 56535, presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Oct. 1999.

Boukhelifa, L., Moroni, N., James, S.G., Thiercelin, M.J. and

Lemaire, G., 2004 : Evaluation of Cement Systems for Oil and Gas Well Zonal Isolation in a Full-Scale Annular Geometry, paper IADC/SPE 87195, presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, Mar. 2004.

James, S. and Munk, T., 2003 : From Mud to Cement ? Building Gas Wells, *Oilfield Review*, Autumn 2003, 62-76.

Le Roy-Delage, S., Thiercelin, M. and Vidick, B., 2000 : New Cement Systems for Durable Zonal Isolation, paper IADC/SPE 59132, presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, Feb. 2000.

Thiercelin, M.J., Dargarud, B., Baret, J.F. and Rodriguez, W.J., 1997 : Cement Design Based on Cement Mechanical Response, paper SPE 52890, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Oct. 1997.