カフジおよびフート油田のダンブウォーターフラッディング*

有馬悦郎**

(昭和60年9月12日受付, 60年9月26日受理)

Dump Waterflooding in Khafji and Hout Fields

By

Etsuro ARIMA

Abstract: Dump water flooding is a method utilizing a cross flow within a wellbore. The dumping water is established by the difference of flow potentials between a natural aquifer as a water source and an oil reservoir. Therefore, once the perforation is made into the both of aquifer and oil reservoir and the potential of aquifer is kept higher than that of the oil reservoir, water is continuously injected without any artificial drive. Obviously, the simple nature of the method indicates extreme dominance in economy. However, the injection performance is very sensitive with the conditions of aquifer and oil reservoir. Accordingly, the applicability of the method is highly limited. In the first part, the basic mechanism of dump water flooding is presented and the advantage and disadvantage of the method are briefly discussed. In the latter part, the examples of three projects in Khafji and Hout fields, Saudi Arabia are presented and the keys to the successful operation are briefly discussed.

1. 緒 言

ダンブウォーターフラッディングは、自然の水層を水源として、その水層と対象の油層の圧力差（ポテンシャル差）を利用する水圧入方式である^{1)~2)}。しかしながら、自然の水層および対象となる油層の条件に大きく左右される方式であるため、適用範囲は限られている。ただし条件が整った場合、このダンブウォーターフラッドは経済性の点において非常に優れた方式であると言える。ダンブウォーターフラッドの成否に影響する要因、その利点および欠点は、ほとんど自然条件に起因するものであり、対象となる水層および油層の解析は慎重に行う必要がある。幸い、カフジおよびフート油田には十分に大きい水層が存在し、現在までに合計3油層においてダンブウォーターフラッドが実施されてきた。このうち1油層はパイロットテストからフルスケール操業に移行し成功を収めている。他の2油層についても、パイロットテストを終了し、これらのうち1つの油層においてはダンブウォーターフラッドは中止している。これら3油層の実

例を引用し、ダンブウォーターフラッドの概略を説明し、その利点および欠点について述べるとともに、この成否を分けるカギについても考えてみる。

2. ダンブウォーターフラッディングの概略

2.1. 原理

自然の水層を水源として、その水層と対象となる油層のポテンシャル差を利用する水圧入方式である。水層のポテンシャルが油層のそれよりも高い状態に維持されるならば、その差圧で水は圧入され続ける（図1）。坑井内のクロスフローを積極的に利用する方式とも言える。

2.2. 影響する要素

a. 水層および油層の圧力差（ポテンシャル差）

水の圧入量は、水層および油層のポテンシャル差に比例する。仮に初期に水層と油層のポテンシャル差が小さい場合でも、原油生産が進行して油層圧の減退が大きくなった時点では、ポテンシャル差は大きくなり、水は大量に油層に圧入される。したがって、どの時点でダンブウォーターフラッドを実施するか、あるいはどこまで油層圧を減退させるか（通常は原油の飽和圧まで）を決定することは重要と言える。逆に初期において、すでに高圧入量を期待する場合、かなり高いポテンシャルの水層

* 第50回石油技術協会総会、開催・生産部門シンポジウム「原油・三次回収技術」にて講演（昭和60年6月4日）

** アラビア石油株式会社技術部

図1 ダンプフラッドの原理

が必要となる。

b. 水層の影響

水層の圧力減退のスピードは、全体の圧入量および生産量を左右する重要な要素である。水層および油層の差圧により水が圧入される方式であるため、水層の圧力減退はただちに圧入量の減退をもたらす。したがって、水層の容量は大きければ大きい程好ましいと言える。またトランスマシビリティ (Kh/μ) も大きければ大きい程好ましい。水層の圧力減退のスピードを知ることは非常に重要で供給源の水層の挙動、特に長期間の挙動を予測する必要がある。

c. 油層の影響

油層の因子で影響が大きいのは、トランスマシビリティである。トランスマシビリティが悪い場合、インジェクティビティが悪くなり差圧が小さくなり不利となるうえ、圧力伝播が悪く pressure maintenance そのものが効率よく行われない。また、均質性も重要な要素で、掃攻効率 (Sweep efficiency) を著しく低下させるような不均質な油層は好ましくない。以上のことを含め、一般に水攻法に影響する要素³⁾は、ダンプフラッドに影響を及ぼすのは言うまでもない。

d. 水層および油層のリンク効果

ダンプ井 (圧入井) の能力は、水層におけるプロダクティビティインデックス (PI) および油層におけるインジェクティビティインデックス (II) による。

水層での水生産レートは、

$$Q = PI(P_{sa} - P_{fa}) \quad (1)$$

ただし P_{sa} = 水層基準面でのスタティックプレッシャー

P_{fa} = 水層基準面でのフローイングプレッシャー

油層での水圧入レートは、

$$Q = II(P_{fr} - P_{sr}) \quad (2)$$

ただし、 P_{sr} = 油層基準面でのスタティックプレッシャー

P_{fr} = 油層基準面でのフローイングプレッシャー

ここで

$$P_{fr} = P_{fa} + \Delta P \quad (3)$$

ただし、 ΔP = 管内圧力損失 (フリクションロスを見捨てるならば水柱圧)

以上、(1)、(2)および(3)式より、圧入レートは、

$$Q = IND(P_{sa} - P_{sr} + \Delta P) \quad (4)$$

の式で表される。ただし IND は次の式で定義する。

$$\frac{1}{IND} = \frac{1}{PI} + \frac{1}{II} \quad (5)$$

(5)式でわかるように、 IND は PI および II の調和平均の2分の1である。したがって、 PI および II は同程度に高い値であることが望ましく、 PI あるいは II のどちらか片方でも低いと IND は当然低くなる。 PI あるいは II が悪い場合、坑井刺激法の適用を検討する必要がある。

e. 水質

水質は強制圧入方式の場合と同様に詳細に検査する必要がある。一般に、水攻法に使用する水は、①油層内、坑井内その他においてブラギングを起こさないこと、②坑井内その他において腐食を起こさないことを必要条件とする⁴⁾。しかしながら、ダンプフラッドの場合、強制圧入方式と異なり、水の処理が不可能となるため、水層の水質の適不適は直接ダンプフラッド計画の可否を決定するとも言える。油層内のコンネクターとコンパティビリティ、浮遊物、腐食性の定量解析は慎重に行う必要がある。

2.3. モニタリング

強制圧入方式と異なり、以下のような難点がある。

- (1) ダンプ井のスタティックプレッシャーを定期的に測定できない。
- (2) したがって、ダンプ井の PI および II は仕上げのとき改修のとき以外には得られない。
- (3) 圧入レートは、ダウンホールフローメーターでしか測定できない。

2.4. ダンプ井の仕上げ計画および坑井テスト

ダンプ井の仕上げは数種類考えられる。例えばカフジ油田においては、図2のような坑井仕上げが実施されている。また、仕上げ時には、各種の坑井テストを行う必要がある。表1に坑井仕上げおよび各種テストのプログラムの1例を示す。

2.5. 利点および欠点

ダンプフラッドの利点は、経済性が優れているという点に尽きる。強制圧入方式と異なり、ポンプ、水処理、パイピング等一切の地上設備を必要としないため、経済性では極めて有利である。

表1 坑井仕上げおよび坑井テストプログラムの1例

Treatment of sea water
Set casing
Wash out well w/clean sea water
Perforate oil zone
Flow back to clean
Pressure build up ← PI and skin(Before acidization)
Acidize
Flow back to clean
Pressure build up ← PI and skin(After acidization)
Injection test using CLEAN water ← II, Kh and skin
Set Quick Retrievable Bridge Plug below source aquifer
Perforate aquifer zone(source aquifer)
Pump test w/Reda
Pressure build up ← PI, Kh and skin in aquifer
Washing thoroughly w/CLEAN sea water
Pull Bridge Plug
Complete well as desired
Flow meter survey should be run as soon as possible

反対に欠点は、圧入量を任意にコントロールできないことである。その他にも、2.3で述べたようにモニタリングに難があること、適用範囲に限られることも欠点と言える。

3. カフジおよびフート油田における実例

カフジおよびフート油田はサウジアラビアカフジ市の沖合それぞれ約45kmおよび約60kmに位置し(図3)それぞれ複数の油層を有している。図4は同地域の地質柱状図を示す。カフジ油田では合計5枚の油層から原油を生産している。深度の浅い方から、A石灰岩層、B石灰岩層、第1パーレン砂岩層、第2パーレン砂岩層およびラタウィ石灰岩層の5層である。そのうち主力油層となっているのは、第1パーレン砂岩層および第2パーレン砂岩層の2層で、同油田の総累計生産量の約90%はこの2層からの原油である。フート油田では合計4枚の油層から比較的少量の原油を生産している。深度の浅い方から、U石灰岩層、UP石灰岩層、A石灰岩層およびラタウィ石灰岩層の4層である。

これらの油層のうちダンプウォーターフラッディングが実施されたのは、カフジラタウィ石灰岩層、カフジA石灰岩層およびフートラタウィ石灰岩層の合計3油層である。このうちカフジラタウィ石灰岩層はパイロットテストを経た後、フルスケール操業に移行している。その

Schematic of dumpwater injectors.

図2 坑井仕上げ例

他の2油層については、パイロットテストを終了し、拡張は行っていない。カフジA石灰岩層においてはダンプ井をセメントプラグし、水圧入中止に至っている。以下3油層の実例を紹介する。

3.1. カフジラタウィ石灰岩層

同油層は1963年10月に発見され、6年後の1969年8月より本格的生産が開始された。現在までに合計35本の坑井が仕上げられている。その内訳は、

生産井：23本

観測井：4本

ダンプ井（水圧入井）：8本

である。生産原油は約33° APIの比較的軽質油であり、1984年末現在で累計193.0 MMSTBを生産している。貯留岩、原油その他の性状は表2に示す。同油層の下方には水層が存在するが、水層の直上に厚さ約30ftのタールマットが存在し、油層をシールするような格好になっており、上部の軽質油域への水層による圧力供給は著しく損なわれている。商業生産開始後、急激な圧力減退が見られ、さらに一部の生産井でその坑底圧が原油の飽和圧力を下回る坑井が現れたため、生産ガス油比が急激に上昇した。初期において約700SCF/STBであったのが、4

年後の1974年には約1,550 SCF/STBまで上昇した（図5）。このようなことから油層圧維持のために何らかの手段を講じることが早い時期から検討されたが、1973年に総合的なリザバースタディを行った後、ダンプウォーターフラッドが同油層に適用可能であり、最もフィジブルであると判断し、そのパイロットテストを実施することになった。水源としては各種試験を経た後、シュワイバ石灰岩層および第2パーレン砂岩層の2層を採用することになった。1975年11月よりパイロットテストを開始し、その後漸次ダンプ井を増加し現在ダンプ井は8本となっている。フラッドパターンはベリフェラルである。

パイロットテスト開始後、生産ガス油比の降下が見られた。開始前の値1,550 SCF/STBから900 SCF/STBまで降下した。油層圧は非常に効果的に約2,600 psigのレベルに維持されている。パイロットテスト開始後、各種データがある程度蓄積されたため、1976年再びリザバースタディを行い、その結果に基づきダンプフラッドの拡張を決定し現在に至っている。

3.2. カフジA石灰岩層

同油層は1960年に発見され、1964年4月に商業生産を

図3 油田位置図

開始した。現在までに28本の坑井が同油層に仕上げられている。その内訳は、

生産井：22本（密閉井および休止井を含む）

観測井：1本

ダンブ井：5本（うち4本は廃坑）

である。生産原油は28.5° API の比較的重質油であり、1984 年末現在で累計 65.4 MMSTB を生産している。貯留岩、原油その他の性状は表 2 に示す。同油層は油水接触面が確認されておらず、タイトゾーンにシールドされた枯渇押し型油層である。商業生産開始当初、約10,000 B/D のレベルで生産したが、油層圧は急激に下がり、1968年までに約400psi の降下が見られた(図6)。一方、同油層の原油の飽和圧力は約400 psig と低く、生産ガス油比は一定している。典型的な枯渇押し型油層のため開

発当初から油層圧維持のために水攻法が検討されたが、1966年および1973年にリザバースタディを行った後、その際立った経済性からダンブフラッドの実施を決定した。水源はラドゥーマ層およびタヤラート層とし、1973年4月パイロットテストを開始した。その後1974年までに5本のダンブ井が仕上げられたが、ウォーターブレイクスルーが早く掃攻効率が非常に悪いことが判明した。しかも水源であるラドゥーマ層およびタヤラート層の水に含まれる硫化水素が致命的な坑井内腐食を引起こすに至り、現在ダンブ井は1本を残し、他の4本にセメントプラグを施しダンブインジェクションを中止している。

3.3. フートラタウィ石灰岩層

同油層は1963年に発見され、1969年8月より商業生産を開始した。現在までに21本の坑井が同油層に仕上げら

NEOGENE AGE	STAGE	GROUP	FORMATION	DIAGRAM	ROCK FACIES	MAX. THICK (FT)	DEPTH (FT)	RESERVOIR	REMARKS
PALEOCENE-EOCENE	BASA	KUWAIT	GHAR		sand shaly sand limy sand	1500	500 ~1500	EOCENE GAS ZONE	
			DAMMAM		dolomite shale	800			
			RUS		anhydrite	300			
			RADHUMA		dolomite	2000			
UPPER CRETACEOUS	ARUMA		TAYARAT		dolomite shale	1000	3100 ~4400		
			BAHRA		limestone	400			
			GUDAIR		shale	200			GRAY SHALE
			MAGWA		limestone	500	4000 ~5000		"U" LIMESTONE (U1,U2,UP)
MIDDLE CRETACEOUS	WASIA	CENOMANIAN-TURONIAN	AHMADI		shale limestone	100 300			"A" LIMESTONE
			WARA		shale sand	150			
			MAUDDUD		limestone	350	4500 ~5600		"B" LIMESTONE
			BURGAN		shale sand shaly sand	150 400 800			1ST BAHRAIN SAND 2ND BAHRAIN SAND
LOWER CRETACEOUS	THAMAMA	MECOMIAN-APTIAN-ALBIAN	SHUAIBA		limestone	300	5900 ~7000		ARAILLACEOUS LIMESTONE
			ZUBAIR		shaly sand shale limy shale	1500			
			HOUT		limestone		7000 ~8700		RATAWI LIMESTONE
JURASSIC	RITADE		HITH		anhydrite halite		8900 ~10400	ARAB ZONE (?)	
			ARAB		limestone anhydrite				

図4 地質柱状図

表2 油層データ (BASIC RESERVOIR DATA DECEMBER 31, 1984)

		Khafji		Hout
		A Ls.	Ratawi	Ratawi
1. Rock Parameters:				
Average Reservoir Porosity	%	17.5	24.7	11.2
Average Reservoir Rock Permeability, Darcy		0.28	0.018	...
2. Fluid Parameters:				
Average Solution Gas Oil Ratio	SCF/STB	139	646	850
Average Reservoir Oil Saturation Press	psi	392	2230	3060
Average Reservoir Oil Viscosity	cp	3.9	0.91	0.48
Average Reservoir Oil Gravity		0.850	0.728	0.659
Average Surface Oil Gravity	°API	28.5	32.8	36.5
Reservoir Water Viscosity	cp	0.68	0.5	...
Reservoir Water Gravity, @ 20°C		...	1.155	1.203
Reservoir Water pH Value		5.3	5.8	5.4
Reservoir Water Total Carbon Dioxide	mg/l	...	100.0	...
Reservoir Water Salinity	×1000ppm	160	151	266.6
3. Reservoir Parameters:				
Estimated Gross Pay Thickness	ft	172	171.0	96
Average Temperature	°F	137	187	218
4. Cumulative Production:				
Cumulative Oil Production	MMSTB	65.4	193.0	14.7
Cumulative Water Injection	MMSTB	11.112(@ Dec.83)	80.633	13.9
5. Reservoir Pressure:				
Original Reservoir Pressure	psig	2317	3605	4781
Average Reservoir Pressure	psig	1980	2692	3773
As of		31/8/84	30/9/84	30/9/84

図5 カフジラウィ石灰岩層油層挙動

れている。その内訳は、

生産井：14本（密閉井および休止井含む）

観測井：3本

ダンブ井：2本

廃坑：2本

である。生産原油は約37° API の軽質原油で、累計生産

図6 カフジA石灰岩層油層挙動

図7 フートラタウィ石灰岩層油層挙動

Typical Log Response of Khafji A - Limestone

図8 カフジA石灰岩層の典型的電検

量は1984年末現在で14.7 MMSTBである。貯留岩、原油その他の性状は表2に示す。同油層はカフジラウィ石灰岩層と同様に下部にタールマットが存在しており、下方の水層を遮断する格好になっているため水層からの圧力供給は無視できると判断している。1969年から1970年にかけて約16,000B/Dの原油を生産したが、その間に油層圧は800 psi 減少している。逆に生産ガス油比は約1,700SCF/STB から4,000SCF/STB に上昇した(図7)。これは一部の坑井で坑底圧が原油の飽和圧以下に低下したためである。1973年にフルスケールのリザバースタディを行い、水攻法による回収が最も効率的かつ最も採算性が高いと判断した。さらに他の2油層と同様に経済的な有利さから、ダンプウォーターフラッドを採用することにした。1975年に2本の生産井をダンプ井にコンバートし、パイロットテストを開始した。その後、何本かの生産井の生産ガス油比の低下および圧力上昇が確認されたが、高ガス油比のため密閉する坑井の数が増加し、また操業上増産の必要なしとして低レベルの生産量を維持するにとどまったため、その後ダンプフラッドの拡張は行っていない。

4. 比較検討

3油層のうちカフジラウィ石灰岩層は成功を収めたと言えるが、他の2油層については必ずしも成功とは言

えず、パイロットテストを実施したのみでその後の拡張は中止した。以下、その成否を分けた原因を含め、3油層の比較検討を行いたい。

カフジA石灰岩層においては、まず掃攻効率が悪いということが指摘される。他の2油層と比較して油が重質であり粘性が高い(油層状態で3.9c.p.)ため、モビリティレシオが高くなり置換効率(Displacement sweep efficiency)が低くなっている。さらに、油層のヘテロジェニティが強いということも大きな影響である。図8は同層の典型的な電検結果を示している。ここでソニックログのサイクルスキップは、フラクチャーの存在を示している。同油層はフラクチャー型の石灰岩層で、均質性が悪くTDTログ⁵⁾やPCTログ等からもわかるように、垂直掃攻効率(Vertical sweep efficiency)および面積掃攻効率(Areal sweep efficiency)⁶⁾の両方とも高い値が望めないという悪条件を有している。結局、置換効率、垂直掃攻効率および面積掃攻効率のすべてが低いため、非常に早いウォーターブレイクスルーがもたらされ、ブレイクスルー後も回収の伸びが望めないということが結論づけられる。その他にも3.2で述べたように圧入水の水質にも問題があり、坑井内腐食を引き起こすという事態が発生したことも同プロジェクトの中止の原因の一つになっている⁷⁾。この坑井内腐食の原因は主に水に含まれる硫化水素であると考えられた。当初予想したよりも腐食

Schematic cross section of reservoir pilot region between injector and producer.

図10 垂直掃攻模式図カフジラウィ石灰岩層

Probable indication of water exit on TDT log.

図9 TDTログの例カフジラウィ石灰岩層

の進行が早く坑井の損傷は激しかった。

フートラタウィ石灰岩層の場合、原油の飽和圧力が地域的に分布しており、ある地域では原油の飽和圧力が油層の初期圧力に近く、比較的初期に遊離ガスが発生する坑井があったため、pressure maintenance を効果的に行うには比較的初期において水層のポテンシャルが油層のそれより十分に高い必要があった。一方、貯留岩の特性はカフジA石灰岩層と同様にやはり均質性は良好でないと言えるが、原油は軽質油でモビリティレシオは低く置換効率率は比較的高い。しかしながら、他の2油層に比べ、同油層に特徴的なのはやはり原油の飽和圧力が高くかなり高い圧力の水層が必要だったということである。

カフジラタウィ石灰岩層の場合、カフジA石灰岩層と同様に垂直掃攻効率は高くない。図9および図10は、それぞれTDTログの1例および垂直掃攻を模式的に示したものである。同図からもわかるように垂直掃攻効率は高くないと言える。しかしながら、置換効率は比較的軽質油のため良好と言える。同層の場合、油層のヘテロジェニティがそれほど決定的な負の要因になっておらず、油層圧は効果的に維持されている。

参考文献

- 1) FUJITA, K., 1982: Pressure Maintenance by Formation Water Dumping for the Ratawi Limestone Oil Reservoir, Offshore Khafji. *J. Petroleum Tech.*, April, 734-754.
- 2) 盛 俊夫, 1980: ダンプフラッドによる水圧入実施の1例。石技誌, 45(1), 31-32.
- 3) CRAIG, F.F. Jr., 1971: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. *Monograph*, Vol. 3, *Soc. of Pet. Eng. of AIME*.
- 4) PATTON, C.C., 1971: Oilfield Water Systems. STEMS 14-49, Campbell Petroleum Series.
- 5) 林田進男, 1982: TDT サーベイの実施例。石技誌, 47(1), 34-40.
- 6) CAUDLE, B.H., 1967: Fundamentals of Reservoir Engineering. *Soc. of Pet. Eng. of AIME*.
- 7) 山本洋一, 1982: 坑井内腐食の原因とその対策カフジ油田における実例。石技誌, 47(6), 410-418.