



Energy and Mines

Petroleum

555 — 330 Graham Avenue
Winnipeg, Manitoba, CANADA
R3C 4E3

(204) 945-6577

June 10, 1986

Omega Hydrocarbons Ltd.
1300 Sunlife Plaza III
112 - 4th Avenue S.W.
CALGARY, Alberta
T2P 0H3

Attention: R.A. Beamish
Manager, Engineering

Dear Sir:

Re: Board Order No. PM 50
Waskada MC3a I Pool

Enclosed is The Oil and Natural Gas Conservation Board Order No. PM 50 authorizing pressure maintenance in the subject Pool.

You are referred to Pressure Maintenance Rule No. 5 which limits the injection wellhead pressure to 8 000 kPa.

Please notify the Waskada District Office of the Petroleum Branch prior to initiating water injection.

Yours sincerely,

A handwritten signature in dark ink, appearing to read "L.R. Dubreuil".

L.R. Dubreuil
Chief Petroleum Engineer
Petroleum Branch

LRD:dah

encl

cc: Waskada Office

Manitoba Regulation /86

Being

The Oil and Natural Gas Conservation Board

Order No. PM 50

An Order Pertaining to Pressure Maintenance by Water Flooding

Waskada Mission Canyon 3a I Pool

Made and Passed Pursuant to "The Mines Act", Cap. M160, of the
Continuing Consolidation of the Statutes of Manitoba, and
Amendments Thereto, by The Oil and Natural Gas
Conservation Board of Manitoba

(Filed:)

WHEREAS, subsection (9)(d) of Section 62 of "The Mines Act", being Chapter M160 of the Continuing Consolidation of the Statutes of Manitoba, provides as follows:

"62(9) Without restricting the generality of subsection (8) the board, with the approval of the minister, may make orders

(d) requiring the repressuring, recycling, or pressure maintenance, of any pool or portion thereof where it is economical so to do, and for that purpose where necessary requiring the introduction or injection into any pool or portion thereof of gas, air, water or other substance;"

AND WHEREAS, Omega Hydrocarbons Ltd. is the Unit Operator of the Waskada Unit No. 11.

AND WHEREAS, the Board received an application dated March 18, 1986 from Omega Hydrocarbons Ltd. for approval of a project to inject water into the Waskada Mission Canyon 3a I Pool ("the pool") in the proposed Waskada Unit No. 11 area (Unit Area) in Manitoba.

AND WHEREAS, notice of the application was published in the Manitoba Gazette.

AND WHEREAS, the Board has received no objections or interventions with respect to the application by Omega Hydrocarbons Ltd.

NOW THEREFORE, the Board orders that:

1. The Unit Operator shall conduct pressure maintenance operations by the injection of water into the pool underlying the Unit Area.
2. The pressure maintenance operation shall be in accordance with, and subject to, the following rules:

PRESSURE MAINTENANCE RULES

- 1(1) Water shall be injected into the pool through the well:

Omega Waskada WIW 12-36-1-26 (WPM)

and such other wells in the Unit Area as the Board may approve.

- (2) After the commencement of injection, the Unit Operator shall, subject to any remedial work required to be performed on the wells referred to in subclause (1) of this clause, endeavour to maintain continuous injection.
- (3) Notwithstanding the provisions of subclause (2), the Board may, upon application by the Unit Operator, approve the suspension of water injection into any well or wells, provided that the Board is satisfied that pressure maintenance operations in the Unit Area will not be adversely affected.
- (4) The completion of the wells referred to in subclause (1) will be as prescribed by the Director of the Petroleum Branch.
2. The Unit Operator, upon the the request of the Board, shall satisfy the Board as to the source, suitability and method of treatment of the water to be injected.
- 3(1) Before injection of water is commenced, the Unit Operator shall submit, to the Board results of a survey conducted to determine the static reservoir pressure in a minimum of one well in the Unit Area.
- (2) The Unit Operator shall, not less than six months nor more than 12 months after the commencement of injection, and at yearly intervals thereafter, conduct a survey to determine the static reservoir pressure in a minimum of one well in the Unit Area.
- (3) The Unit Operator shall submit the details of the surveys described in subclauses (1) and (2) of this clause to the Petroleum Branch, including a list of the wells to be surveyed, the measurement technique to be used, and the intended shut-in periods for each well, and approval shall be obtained from the Director of the Petroleum Branch before the program is carried out. Within 30 days of the completion date of the surveys, a report shall be submitted to the Petroleum Branch including:
- (a) the static reservoir pressure data obtained from the survey, corrected to a common datum;
- (b) a discussion of the survey results and pressure distribution within the Pool.

- (3) The Board may, at any time, require the Unit Operator to carry out such additional reservoir pressure surveys as it deems necessary.
- 4. The Unit Operator shall immediately report to the Board any indication of channelling or break-through of injected water to producing wells or any indication of other detrimental effects that may be attributable to the pressure maintenance operations.
- 5. The maximum wellhead pressure at which water is injected into the wells referred to in subclause (1) of clause 1 hereof shall not exceed 8 000 kPa or such other maximum pressure as the Board may prescribe. The Board may, from time to time, prescribe a maximum or minimum rate at which water shall be injected into any well in the Unit Area.
- 6(1) The Unit Operator shall, not later than the last day of each month, file with the Petroleum Branch, a report of the quantity, source and pressure of water injected during the preceding month into each well referred to in clause 1 hereof.
- (2) The Unit Operator shall, not later than the last day of each month, file with the Petroleum Branch a summary report of production and injection operations during the preceding month. This report shall include:
 - (a) a tabulation of total oil, total water and total gas produced;
 - (b) a tabulation of the number of producing wells and injection wells which were active;
 - (c) the results of at least one twenty-four production test on each producing well in the Unit including volumes of oil, gas and water produced during the test;
 - (d) a summary of any remedial operations carried out on any well in the Unit Areas.
- 7. The Unit Operator, shall, within 60 days of the end of each calendar year, file with the Petroleum Branch a report of the pressure maintenance program, setting out graphically such interpretive information necessary to evaluate the efficacy of the waterflood.

OIL AND NATURAL GAS ORDER NO. PM 50,
MADE AND PASSED THIS DAY OF
 A.D., 1986, AT THE CITY OF
WINNIPEG, IN THE PROVINCE OF MANITOBA,
BY THE OIL AND NATURAL GAS CONSERVATION BOARD

Charles S. Kang, Chairman
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Wm. McDonald, Deputy Chairman
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

R. B. Ball, Member
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Approved:

Victor Schroeder, Minister
Department of Energy and Mines

Ordonnance n° MP 50 de la Commission de gestion du pétrole
et du gaz naturel
concernant le maintien de la pression par injection d'eau
dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada)
prise aux termes de la Loi sur les mines, chapitre M160
de la Codification permanente des lois
du Manitoba, avec ses modifications

(Déposé le)

Attendu que l'alinéa 62(9)d) de la Loi sur les mines, chapitre
M160 de la Codification permanente des lois du Manitoba, prévoit
ce qui suit :

"62(9) Sans limiter la portée du paragraphe (8), la
Commission peut, par ordonnance sujette à l'approbation du
ministre :

- d) exiger la recompression, le recyclage ou le maintien de
la pression de tout ou partie de gisement lorsqu'il est
économique de ce faire et, à cette fin, exiger
l'introduction ou l'injection de gaz, d'air, d'eau ou de
toute autre substance dans tout ou partie du gisement;"

Attendu qu'Omega Hydrocarbons Ltd. est l'exploitant de la zone n° 11 (Waskada);

Attendu que la Commission a reçu une demande d'approbation d'Omega Hydrocarbons Ltd., datée du 18 mars 1986, relative à l'injection d'eau dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada), ci-après "le gisement", situé dans la zone envisagée n° 11 (Waskada), au Manitoba (ci-après "la zone");

Attendu que la Commission n'a reçu aucune objection ni intervention à l'égard de la demande présentée par Omega Hydrocarbons Ltd.;

La Commission ordonne :

1. le maintien de la pression par l'exploitant au moyen d'injection d'eau dans le gisement situé sous la zone;
2. le maintien de la pression conformément aux règles ci-après énoncées :

Règles relatives au maintien de la pression

1(1) L'eau doit être injectée dans le gisement par les puits suivants :

Omega Waskada PIE 12-36-1-26 (OMP)

Elle l'est également par les autres puits situés dans la zone que
1. Commission approuve.

1(2) L'exploitant doit assurer une injection constante,
une fois celle-ci commencée, sauf les travaux de réparation requis
à l'égard des puits visés au paragraphe (1).

1(3) Malgré les dispositions du paragraphe (2), la
Commission peut, à la requête de l'exploitant, suspendre
l'injection d'eau dans un ou plusieurs puits si elle est d'avis
que les opérations de maintien de la pression dans la zone
n'auront pas à en souffrir.

1(4) Le complètement des travaux relatifs aux puits
visés au paragraphe (1) se fera conformément aux instructions du
directeur de la Direction du pétrole.

2 L'exploitant doit indiquer à la Commission, à la
demande de celle-ci, la provenance, l'adéquation ainsi que la
méthode de traitement de l'eau injectée.

3(1) Avant de commencer l'injection d'eau, l'exploitant
doit transmettre à la Commission les résultats d'un relevé
concernant la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins
un puits de la zone.

3(2) Au moins 6 mois et au plus 12 mois après le début de l'injection, l'exploitant doit relever la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone. Il le fait ensuite annuellement.

3(3) L'exploitant transmet les résultats des relevés visés aux paragraphes (1) et (2) à la Direction du pétrole, accompagnés de la liste des puits à relever, de la technique de mesure envisagée ainsi que des périodes de fermeture prévues à l'égard de chaque puits. Le programme ne peut être entrepris sans l'autorisation du directeur de la Direction du pétrole. Rapport doit être fait à la Direction du pétrole dans les 30 jours de l'achèvement des relevés. Il énonce notamment :

- a) les données relatives à la pression statique du réservoir obtenues lors du relevé et ramenées à un même niveau;
- b) une analyse des résultats du relevé et de la répartition de la pression dans le gisement.

3(4) La Commission peut à tout moment exiger de l'exploitant des relevés supplémentaires relatifs à la pression du réservoir, selon ce qu'elle juge à-propos.

4 L'exploitant doit immédiatement signaler à la Commission tout indice d'infiltration d'eau injectée dans les puits de production ou d'effets préjudiciables qui peuvent être attribués aux opérations de maintien de la pression.

5 La pression de tête de puits maximale à laquelle
au est injectée dans les puits visés au paragraphe 1(1) est de
8 000 kPa, ou celle prescrite par la Commission. Celle-ci peut
fixer les débits maximal et minimal auxquels l'eau doit être
injectée dans l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.

6(1) L'exploitant doit remettre à la Direction du
pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport
énonçant la quantité, la provenance et la pression de l'eau
injectée dans chacun des puits visés à l'article 1 au cours du
mois précédant.

6(2) L'exploitant doit remettre à la Direction du
pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport
sommaire de la production et de l'injection au cours du mois
précédant. Le rapport doit énoncer :

- a) une table de la production totale de pétrole, d'eau et de gaz;
- b) une table des puits de production et des puits d'injection en activité;
- c) les résultats d'au moins une évaluation de la production menée durant 24 heures à l'égard de chaque puits de production de la zone, y compris les volumes de pétrole, de gaz et d'eau produits pendant l'évaluation;
- d) un résumé des opérations correctives menées à l'égard de l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.

7 L'exploitant doit remettre à la Direction du
trole, dans les 60 jours de la fin de chaque année civile, un
rapport relatif au programme de maintien de la pression qui
indique graphiquement les données nécessaires à l'évaluation de
l'efficacité de l'injection d'eau.

Ordonnance n° MP 50 prise par la Commission de gestion du
pétrole et du gaz naturel en la ville de Winnipeg, province du
Manitoba, ce ^e jour de 1986.

Pour la Commission de gestion du pétrole et du gaz
naturel,

le président,

le vice-président,

Charles S. Kang

William McDonald

R.B. Ball, membre

7 L'exploitant doit remettre à la Direction du
role, dans les 60 jours de la fin de chaque année civile, un
rapport relatif au programme de maintien de la pression qui
indique graphiquement les données nécessaires à l'évaluation de
l'efficacité de l'injection d'eau.

Ordonnance n° MP 50 prise par la Commission de gestion du
pétrole et du gaz naturel en la ville de Winnipeg, province du
Manitoba, ce ^e jour de 1986.

Pour la Commission de gestion du pétrole et du gaz
naturel,

le président,

le vice-président,

Charles S. Kang

William McDonald

R. B. Ball, membre

Approuvée par le ministre de l'Énergie et des Mines,

Vic Schroeder

Approuvée par le ministre de l'Énergie et des Mines,

Vic Schroeder

Manitoba Regulation 125/86

*Being
The Oil and Natural Gas
Conservation Board
Order No. PM 50
An Order Pertaining to
Pressure Maintenance by Water Flooding
Waskada Mission Canyon 3a I Pool
Made and Passed Pursuant to "The Mines
Act", Cap. M160, of the Continuing
Consolidation of the Statutes of Manitoba,
and Amendments Thereto, by The Oil and
Natural Gas Conservation Board of
Manitoba*

(Filed June 6, 1986)

Whereas, subsection (9)(d) of Section 62 of "The Mines Act", being Chapter M160 of the Continuing Consolidation of the Statutes of Manitoba, provides as follows:

"62(9) Without restricting the generality of subsection (8) the board, with the approval of the minister, may make orders

- (d) requiring the repressuring, recycling, or pressure maintenance, of any pool or portion thereof where it is economical so to do, and for that purpose where necessary requiring the introduction or injection into any pool or portion thereof of gas, air, water or other substance;"

And whereas, Omega Hydrocarbons Ltd. is the Unit Operator of the Waskada Unit No. 11.

And whereas, the Board received an application dated March 18, 1986 from Omega Hydrocarbons Ltd. for approval of a project to inject water into the Waskada Mission Canyon 3a I Pool ("the pool") in the proposed Waskada Unit No. 11 area (Unit Area) in Manitoba.

And whereas, notice of the application was published in the Manitoba Gazette.

And whereas, the Board has received no objections or interventions with respect to the application by Omega Hydrocarbons Ltd.

Règlement du Manitoba 125/86

Ordonnance n° MP 50 de la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel concernant le maintien de la pression par injection d'eau dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada) prise aux termes de la Loi sur les mines, chapitre M160 de la Codification permanente des lois du Manitoba, avec ses modifications

(Déposé le 6 juin 1986)

Attendu que l'alinéa 62(9)d) de la Loi sur les mines, chapitre M160 de la Codification permanente des lois du Manitoba, prévoit ce qui suit :

"62(9) Sans limiter la portée du paragraphe (8), la Commission peut, par ordonnance sujette à l'approbation du ministre :

- d) exiger la recompression, le recyclage ou le maintien de la pression de tout ou partie de gisement lorsqu'il est économique de ce faire et, à cette fin, exiger l'introduction ou l'injection de gaz, d'air, d'eau ou de toute autre substance dans tout ou partie du gisement;"

Attendu qu'Omega Hydrocarbons Ltd. est l'exploitant de la zone n 11 (Waskada);

Attendu que la Commission a reçu une demande d'approbation d'Omega Hydrocarbons Ltd., datée du 18 mars 1986, relative à l'injection d'eau dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada), ci-après "le gisement", situé dans la zone envisagée n° 11 (Waskada), au Manitoba (ci-après "la zone");

Attendu que la Commission n'a reçu aucune objection ni intervention à l'égard de la demande présentée par Omega Hydrocarbons Ltd.;

Règlement du Manitoba 125/86

Ordonnance n° MP 50 de la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel concernant le maintien de la pression par l'injection d'eau dans le gisement Mission 3a I (Waskada) prise aux termes de la Loi sur les mines, chapitre M160 de la Codification permanente des lois du Manitoba, avec ses modifications

(Déposé le 6 juin 1986)

Attendu que l'alinéa 62(9)d) de la Loi sur les mines, chapitre M160 de la Codification permanente des lois du Manitoba, prévoit ce qui suit :

Sans limiter la portée du paragraphe (8), la Commission peut, par ordonnance sujette à l'approbation du ministre :

- 1) exiger la recompression, le recyclage ou le maintien de la pression de tout ou partie de gisement lorsqu'il est économique de ce faire et, à cette fin, exiger l'introduction ou l'injection de gaz, d'air, d'eau ou de toute autre substance dans tout ou partie du gisement;";

Attendu qu'Omega Hydrocarbons Ltd. est l'exploitant de la zone n 11 (Waskada);

Attendu que la Commission a reçu la demande d'approbation d'Omega Hydrocarbons Ltd., datée du 18 mars 1986, relative à l'injection d'eau dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada), ci-après "le gisement", situé dans la zone envisagée n° 11 (Waskada), au Manitoba (ci-après "la zone");

Attendu que la Commission n'a reçu aucune objection ni intervention à l'égard de la demande présentée par Omega Hydrocarbons Ltd.;

Now therefore, the Board orders that:

1. The Unit Operator shall conduct pressure maintenance operations by the injection of water into the pool underlying the Unit Area.
2. The pressure maintenance operation shall be in accordance with, and subject to, the following rules:

Pressure Maintenance Rules

- 1(1) Water shall be injected into the pool through the well:
Omega Waskada WIW 12-36-1-26 (WPM)
and such other wells in the Unit Area as the Board may approve.
- 1(2) After the commencement of injection, the Unit Operator shall, subject to any remedial work required to be performed on the wells referred to in subclause (1) of this clause, endeavour to maintain continuous injection.
- 1(3) Notwithstanding the provisions of subclause (2), the Board may, upon application by the Unit Operator, approve the suspension of water injection into any well or wells, provided that the Board is satisfied that pressure maintenance operations in the Unit Area will not be adversely affected.
- 1(4) The completion of the wells referred to in subclause (1) will be as prescribed by the Director of the Petroleum Branch.
2. The Unit Operator, upon the request of the Board, shall satisfy the Board as to the source, suitability and method of treatment of the water to be injected.

La Commission ordonne :

1. le maintien de la pression par l'exploitant au moyen d'injection d'eau dans le gisement situé sous la zone;
2. le maintien de la pression conformément aux règles ci-après énoncées :

Règles relatives au maintien de la pression

- 1(1) L'eau doit être injectée dans le gisement par les puits suivants :

Omega Waskada PIE 12-36-1-26 (OMP)

Elle l'est également par les autres puits situés dans la zone que la Commission approuve.
- 1(2) L'exploitant doit assurer une injection constante, une fois celle-ci commencée, sauf les travaux de réparation requis à l'égard des puits visés au paragraphe (1).
- 1(3) Malgré les dispositions du paragraphe (2), la Commission peut, à la requête de l'exploitant, suspendre l'injection d'eau dans un ou plusieurs puits si elle est d'avis que les opérations de maintien de la pression dans la zone n'auront pas à en souffrir.
- 1(4) Le complètement des travaux relatifs aux puits visés au paragraphe (1) se fera conformément aux instructions du directeur de la Direction du pétrole.
2. L'exploitant doit indiquer à la Commission, à la demande de celle-ci, la provenance, l'adéquation ainsi que la méthode de traitement de l'eau injectée.

- | | |
|--|--|
| <p>3(1) Before injection of water is commenced, the Unit Operator shall submit, to the Board results of a survey conducted to determine the static reservoir pressure in a minimum of one well in the Unit Area.</p> <p>3(2) The Unit Operator shall, not less than six months nor more than 12 months after the commencement of injection, end at yearly intervals thereafter, conduct a survey to determine the static reservoir pressure in a minimum of one well in the Unit Area.</p> <p>3(3) The Unit Operator shall submit the details of the surveys described in subclauses (1) and (2) of this clause to the Petroleum Branch, including a list of the wells to be surveyed, the measurement technique to be used, and the intended shut-in periods for each well, and approval shall be obtained from the Director of the Petroleum Branch before the program is carried out. Within 30 days of the completion date of the surveys, a report shall be submitted to the Petroleum Branch including:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) the static reservoir pressure data obtained from the survey, corrected to a common datum; (b) a discussion of the survey results and pressure distribution within the Pool. <p>3(4) The Board may, at any time, require the Unit Operator to carry out such additional reservoir pressure surveys as it deems necessary.</p> <p>4. The Unit Operator shall immediately report to the Board any indication of channelling or breakthrough of injected water to producing wells or any indication of other detrimental effects that may be attributable to the pressure maintenance operations.</p> | <p>3(1) Avant de commencer l'injection d'eau, l'exploitant doit transmettre à la Commission les résultats d'un relevé concernant la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone.</p> <p>3(2) Au moins 6 mois et au plus 12 mois après le début de l'injection, l'exploitant doit relever la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone. Il le fait ensuite annuellement.</p> <p>3(3) L'exploitant transmet les résultats des relevés visés aux paragraphes (1) et (2) à la Direction du pétrole, accompagnés de la liste des puits à relever, de la technique de mesure envisagée ainsi que des périodes de fermeture prévues à l'égard de chaque puits. Le programme ne peut être entrepris sans l'autorisation du directeur de la Direction du pétrole. Rapport doit être fait à la Direction du pétrole dans les 30 jours de l'achèvement des relevés. Il énonce notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) les données relatives à la pression statique du réservoir obtenues lors du relevé et ramenées à un même niveau; b) une analyse des résultats du relevé et de la répartition de la pression dans le gisement. <p>3(4) La Commission peut à tout moment exiger de l'exploitant des relevés supplémentaires relatifs à la pression du réservoir, selon ce qu'elle juge à-propos.</p> <p>4 L'exploitant doit immédiatement signaler à la Commission tout indice d'infiltration d'eau injectée dans les puits de production ou d'effets préjudiciables qui peuvent être attribués aux opérations de maintien de la pression.</p> |
|--|--|

avant de commencer l'injection d'eau, l'exploitant doit transmettre à la Commission les résultats d'un relevé concernant la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone.

À moins 6 mois et au plus 12 mois après le début de l'injection, l'exploitant doit relever la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone. Il le fait suite annuellement.

L'exploitant transmet les résultats des relevés visés aux paragraphes (1) et (2) à la Direction du pétrole, accompagnés de la liste des puits à relever, de la technique de mesure utilisée ainsi que des périodes de mesure prévues à l'égard de chaque puits. Le programme ne peut être entrepris sans l'autorisation du directeur de la Direction du pétrole. Le rapport doit être fait à la Direction du pétrole dans les 30 jours de l'achèvement des relevés. Il énonce notamment :

les données relatives à la pression statique du réservoir obtenues lors du relevé et ramenées à un même niveau; une analyse des résultats du relevé et de la répartition de la pression dans le gisement.

La Commission peut à tout moment exiger de l'exploitant des relevés complémentaires relatifs à la pression du réservoir, selon ce qu'elle juge à-propos.

L'exploitant doit immédiatement signaler à la Commission tout indice de filtration d'eau injectée dans les zones de production ou d'effets préjudiciables qui peuvent être attribués aux opérations de maintien de la pression.

5. The maximum wellhead pressure at which water is injected into the wells referred to in subclause (1) of clause 1 hereof shall not exceed 8 000 kPa or such other maximum pressure as the Board may prescribe. The Board may, from time to time, prescribe a maximum or minimum rate at which rate shall be injected into any well in the Unit Area.

6(1) The Unit Operator shall, not later than the last day of each month, file with the Petroleum Branch, a report of the quantity, source and pressure of water injected during the preceding month into each well referred to in clause 1 hereof.

6(2) The Unit Operator shall, not later than the last day of each month, file with the Petroleum Branch a summary report of production and injection operations during the preceding month. This report shall include:

- (a) a tabulation of total oil, total water and total gas produced;
- (b) a tabulation of the number of producing wells and injection wells which were active;
- (c) the results of at least one twenty-four production test on each producing well in the Unit including volumes of oil, gas and water produced during the test;
- (d) a summary of any remedial operations carried out on any well in the Unit Areas.

7. The Unit Operator, shall, within 60 days of the end of each calendar year, file with the Petroleum Branch a report of the pressure maintenance program, setting out graphically such interpretive information necessary to evaluate the efficacy of the waterflood.

5 La pression de tête de puits maximale à laquelle l'eau est injectée dans les puits visés au paragraphe 1(1) est de 8 000 kPa, ou celle prescrite par la Commission. Celle-ci peut fixer les débits maximal et minimal auxquels l'eau doit être injectée dans l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.

6(1) L'exploitant doit remettre à la Direction du pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport énonçant la quantité, la provenance et la pression de l'eau injectée dans chacun des puits visés à l'article 1 au cours du mois précédant.

6(2) L'exploitant doit remettre à la Direction du pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport sommaire de la production et de l'injection au cours du mois précédant. Le rapport doit énoncer :

- a) une table de la production totale de pétrole, d'eau et de gaz;
- b) une table des puits de production et des puits d'injection en activité;
- c) les résultats d'au moins une évaluation de la production menée durant 24 heures à l'égard de chaque puits de production de la zone, y compris les volumes de pétrole, de gaz et d'eau produits pendant l'évaluation;
- d) un résumé des opérations correctives menées à l'égard de l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.

7 L'exploitant doit remettre à la Direction du pétrole, dans les 60 jours de la fin de chaque année civile, un rapport relatif au programme de maintien de la pression qui indique graphiquement les données nécessaires à l'évaluation de l'efficacité de l'injection d'eau.

Oil and Natural Gas Order No. PM 50, made and passed this 4th day of June, 1986, at the City of Winnipeg, in the Province of Manitoba, by the Oil and Natural Gas Conservation Board.

"Charles S. Kang"

Charles S. Kang,
Chairman,
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

"Wm. McDonald"

Wm. McDonald,
Deputy Chairman,
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

"R. B. Ball"

R. B. Ball,
Member,
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Approved:

"Vic Schroeder"

Vic Schroeder,
Minister,
Department of Energy and Mines

Ordonnance n° MP 50 prise par la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel en la ville de Winnipeg, province du Manitoba, ce 4^e jour de juin 1986.

Pour la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel,

le président,

"Charles S. Kang"

Charles S. Kang

le vice-président,

"William McDonald"

William McDonald

"R. B. Ball"

R. B. Ball,
membre

Approuvée par le ministre de l'Énergie et des Mines,

"Victor Schroeder"

Vic Schroeder

Manitoba Regulation 126/86

*Being a Regulation Under The Highway
Traffic Act Respecting the Transportation
of Dangerous Materials on Highways.*

(Filed June 6, 1986)

- 1 Manitoba Revised Regulation H60-R15 and Manitoba Regulation 230/84 are repealed.

Règlement du Manitoba 126/86

*Règlement d'application du Code de la
route concernant le transport routier de
substances dangereuses*

(Déposé le 6 juin 1986)

- 1 Le "Manitoba Revised Regulation H60-R15" et le règlement du Manitoba 230/84 sont abrogés.

"Charles S. Kang"

Charles S. Kang

le vice-président,

"William McDonald"

William McDonald

"R. B. Ball"

R. B. Ball,
membre


éé par le ministre de l'Énergie et des

"Victor Schroeder"

Victor Schroeder

Manitoba

→ Bob
- sent for signatures
on May 27th



Memorandum

Date May 26, 1986

To The Oil and Natural Gas Conservation Board

From H. Clare Moster
Director, Petroleum Branch

Charles S. Kang - Chairman
Wm. McDonald - Deputy Chairman
R. B. Ball - Member

Telephone

Subject Waskada Mission Canyon 3a I Pool
Pressure Maintenance Operations

Omega Hydrocarbons Ltd. have made application for approval to conduct pressure maintenance operations in the subject Pool by the conversion of one well to water injection. Notice of the application was published in the Manitoba Gazette (April 26, 1986) and was sent to the offsetting working interest owners. No objection to the application was received.

Recommendation:

It is recommended that the application be approved and that Board Order No. PM 50 (copies attached) be issued.

Discussion:

The proposed Board Order No. PM 50 includes all the normal relevant provisions included in recent pressure maintenance orders. Note that Pressure Maintenance Rule No. 5 limits wellhead pressure to 8 000 kPa to ensure reservoir fracturing does not occur.

Original Signed by H. C. Moster

H. Clare Moster

MA/1k

First | Fold

Docket 69/86 (DC)

Freynt & Sons Transport Ltd.,
Winnipeg, Manitoba. — Intra and Extra-
provincial Designated Commodities.

Docket 74/86 (DC)

Ray Cyr and Sons Ltd.,
Ile Des Chenes, Manitoba. — Intra and
Extra-provincial Designated Com-
modities.

Docket 77/86 (DC)

Winkler Freightways Ltd.,
Winkler, Manitoba. — Intra and Extra-
provincial Designated Commodities.

Docket 78/86 (DC)

Albert Sadowski, o/a
West-K Trucking,
Winnipeg, Manitoba. — Intra and Extra-
provincial Designated Commodities.

Docket 79/86 (DC)

Abe Janzen, o/a
Big "A" Trucking,

Winkler, Manitoba. — Intra and Extra-
provincial Designated Commodities.

Docket 70/86 (DC)

Cen-Can Express Ltd.,
Winnipeg, Manitoba. — Intra and Extra-
provincial Designated Commodities.

The Board requests that any person with
knowledge of matters which may reflect
adversely on the fitness of any of the above
carriers provide the relevant information
in writing to the Board Secretary, L. G.
Olijnek, 200-301 Weston Street, Winnipeg,
Manitoba, R3E 3H4. Upon receipt of any
such information the Board will consider
whether to conduct a public review of the
grant of authority.

L. G. OLJNEK,
Secretary,

THE MANITOBA MOTOR
TRANSPORT BOARD.

—17

UNDER THE MINES ACT

Omega Hydrocarbons Ltd., as operator
of the proposed Waskada Unit No. 11, has
made application under The Mines Act for
approval to conduct pressure maintenance
operations in a portion of the Waskada Mis-
sion Canyon 3a I Pool. It is proposed to con-
vert the following well to water injection:

Omega Waskada 12-36-1-26 (WPM)

If no intervention or objection in writing
is received by the Board at Room 309, Leg-
islative Building, Winnipeg, Manitoba, R3C
0V8, within 14 days of the publication of this
notice, the Board may approve the applica-
tion.

Dated at Winnipeg, this 10th day of April,
1986.

CHARLES S. KANG,
Chairman.

—16

Rideau Petroleums Limited has made

application to recomplete the well known
as

Rideau Daly 10-27-9-29 (WPM)

located on Legal Subdivision 10 of Section
27, Township 9, Range 29, West of the Prin-
cipal Meridian, as a salt water disposal
well. The proposed zones of disposal are the
Upper Unnamed Lodgepole, Daly and
Cruickshank Crinoidal Zones of the Mis-
sissippian Lodgepole Formation.

If no valid objection in writing is received
by the Board at Room 309, Legislative
Building, Winnipeg, Manitoba, R3C 0V8,
within 14 days of the publication of this
notice, the Board may approve the applica-
tion.

Dated at Winnipeg, this 10th day of April,
1986.

CHARLES S. KANG,
Chairman.

—16

**UNDER THE CORPORATION CAPITAL TAX ACT, THE GASOLINE TAX ACT, THE
MINING TAX ACT, THE MOTIVE FUEL TAX ACT, THE RETAIL SALES TAX ACT,
Part I, of THE REVENUE ACT, 1964 and THE TOBACCO TAX ACT**

Notice is hereby given that pursuant to
subsection 32(2) of The Corporation Capital
Tax Act, subsection 11(8) of The Gasoline
Tax Act, subsection 34(2) of The Mining
Tax Act, subsection 11(8) of The Motive
Fuel Tax Act, subsection 12(5) of The Retail
Sales Tax Act, subsection 9.1(1) of Part I, of
The Revenue Act, 1964, and subsection 9(8)

of The Tobacco Tax Act, the Minister of
Finance, for the Government of Manitoba,
has entered into an Agreement with the
Minister of Finance for the Government of
British Columbia, for a Reciprocal
Exchange of Information for the sole pur-
pose of enabling each of said Provinces to



The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Room 309
Legislative Building
Winnipeg, Manitoba, CANADA
R3C 0V8

(204) 945-3130

NOTICE

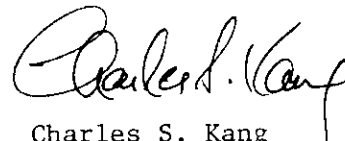
UNDER THE MINES ACT

Omega Hydrocarbons Ltd., as operator of the proposed Waskada Unit No. 11, has made application under The Mines Act for approval to conduct pressure maintenance operations in a portion of the Waskada Mission Canyon 3a I Pool. It is proposed to convert the following well to water injection:

Omega Waskada 12-36-1-26 (WPM)

If no intervention or objection in writing is received by the Board at Room 309, Legislative Building, Winnipeg, Manitoba, R3C 0V8, within 14 days of the publication of this notice, the Board may approve the application.

DATED at Winnipeg, this 10th day of April, 1986.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Charles S. Kang".

Charles S. Kang
Chairman



Memorandum

Date April 8, 1986

To The Oil and Natural Gas Conservation Board

From H. Clare Moster
Director, Petroleum Branch

Charles S. Kang - Chairman
Wm. McDonald - Deputy Chairman
J. F. Redgwell - Member

Telephone

Subject Pressure Maintenance - Waskada MC3a I Pool

Omega Hydrocarbons Ltd., as operator of the proposed Waskada Unit No. 11, has made application for approval to conduct pressure maintenance operations in the Waskada MC3a I Pool. Omega proposes to inject water in one well (located in Lsd 12 of Section 36-1-26 WPM).

Recommendations:

It is recommended that notice of the application be published in the Manitoba Gazette and the Melita New Era and sent to offsetting working interest owners. A proposed notice is attached.

In the absence of objections to the notice, it is recommended that the application be approved and that an appropriate Board Order be issued.

Discussion:

The Waskada MC3a I Pool was discovered in August, 1983 with the completion of the well Omega Waskada 12-36-1-26 (WPM) in the Mission Canyon 3a zone over the interval 940 to 945 m KB. The Pool has since been developed over an area of 200 acres (80 ha) and currently includes 5 producing wells (see Figure No. 1).

The Mission Canyon 3a zone is the lower porous unit of the Mission Canyon 3 member. This zone can be defined as the interval 958.0 to 968.5 m KB on the BHC Sonic Log for the well Chevron Waskada Prov. 4-20-1-25 (WPM) (see Fig. No. 2). Where wells are drilled deep enough to penetrate the MC2 marker (975 m KB on Fig. No. 2), it is usually quite easy to distinguish the MC3a zone from the overlying MC3b zone.

Figure No. 3 shows Pool oil production in m^3 per month. Pool production peaked at $530 m^3$ (month near the end of 1983 and has since declined to about $190 m^3$ /month (January 1986)). Projecting an average decline curve to abandonment conditions ($60 m^3$ /month - per Omega's application) a remaining recoverable primary reserve (as per December 31, 1985) of approximately $11\ 000 m^3$ is estimated. This is approximately equivalent to the recoverable primary reserves estimated by Omega.

Although it is difficult to quantify the incremental reserves that would be realized through waterflooding, the performance of the only other active waterflood in the Mission Canyon (Waskada MC3b A Pool) and the apparent good reservoir continuity suggests that an increase in recoverable reserves may be significant.

Omega proposes to convert the well in Lsd 12, Section 36-1-26 (WPM) to a water injection well. As seen in Fig. No. 1, this well is located at the extreme east end of the MC3a I Pool. Log calculations performed on all five wells in the Pool show that formation bottom water saturations are low in the central portion of the Pool (i.e. 7-35-1-26 WPM, 9-35-1-26 WPM and 10-35-1-26 WPM) and increase to the east and west. This increase in water saturation at the east and west edges of the Pool can be explained by a structural decline to the west, and in particular, to the east of the Pool (see Fig. No. 1). The structurally lowest tract location in the Pool is in Lsd 12, Section 36-1-26 WPM. Thus 12-36-1-26 WPM is a good candidate for water injection in the MC3a I Pool (i.e. - oil can be "swept" away from 12-36-1-26 towards the four updip producers to the west).

The only potentially affected working interest owner is Hudson's Bay Oil and Gas (now Dome) which is also a working interest owner in part of the project area (Lsd 7-35-1-26). It is proposed that the notice be published in the Manitoba Gazette, the Melita New Era and sent to the offsetting working interest owner (see Table No. 1).

Completion of the wells and proposed surface facilities are similar to current facilities in use for the Waskada Lower Amaranth A Pool waterflood and are acceptable.

Fracture gradient calculations indicate reservoir fracturing could occur at pressures of 8 830 kPa or greater. Inasmuch as it is not normally necessary to fracture the Mississippian on completion, injection pressures should not exceed this pressure. A limiting injection pressure of 8 000 kPa is proposed.



H. Clare Moster

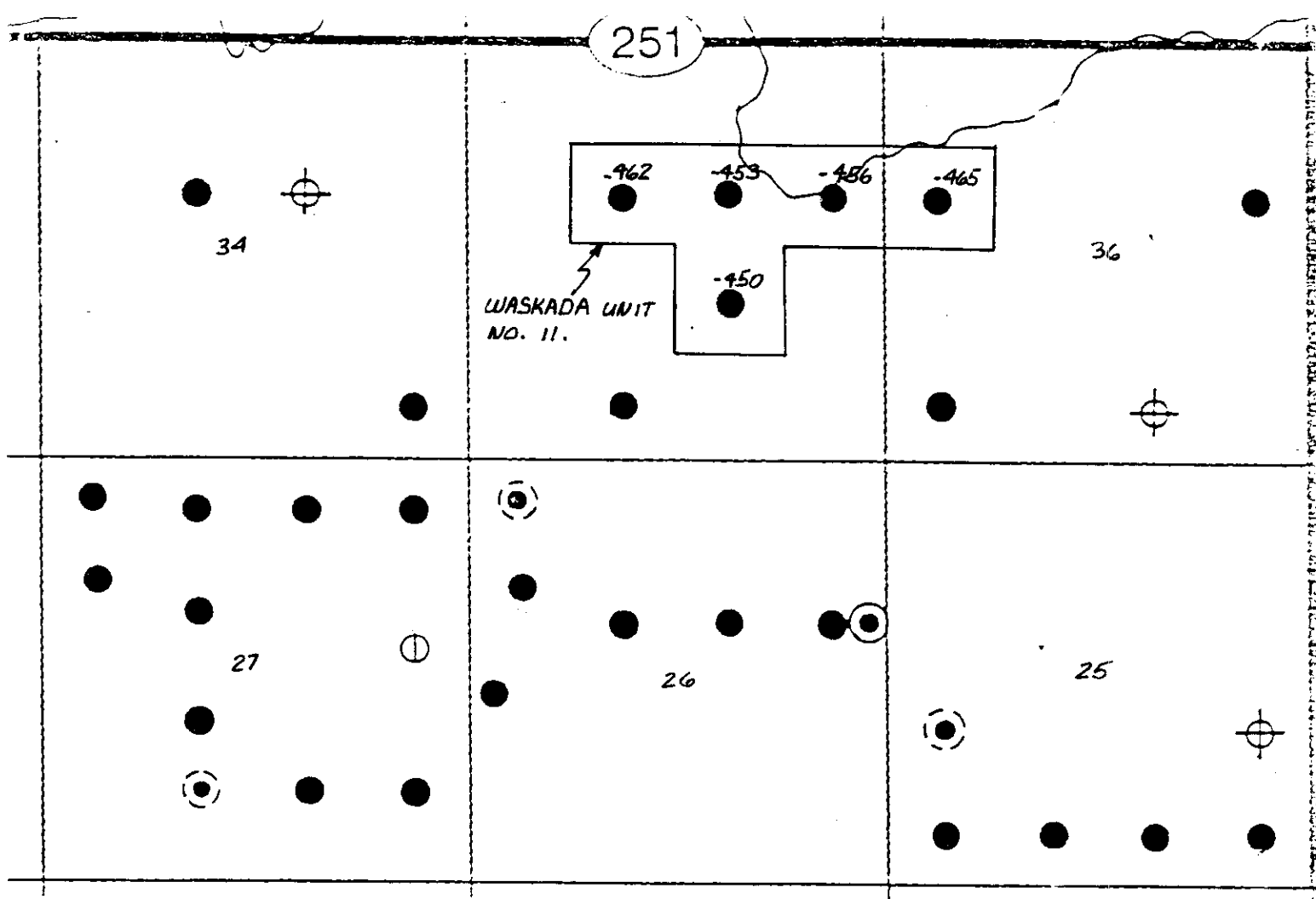


FIGURE NO. 1

(note: only Mississippian wells shown)
 (structure to top of MC3a shown in Unit)

● producing well

⊕ dry and abandoned well

⊞ standing well

⊙ water injection well

⊗ salt water disposal well

FIG. No. 2
Gamma Ray - BHC Sonic
Log.
Chevron Waskada Prov
4-20-1-25 (WPM)

00925

MC3b

MC3b
Zone

00950

MC3a

MC3a
Zone

MC-2
00975

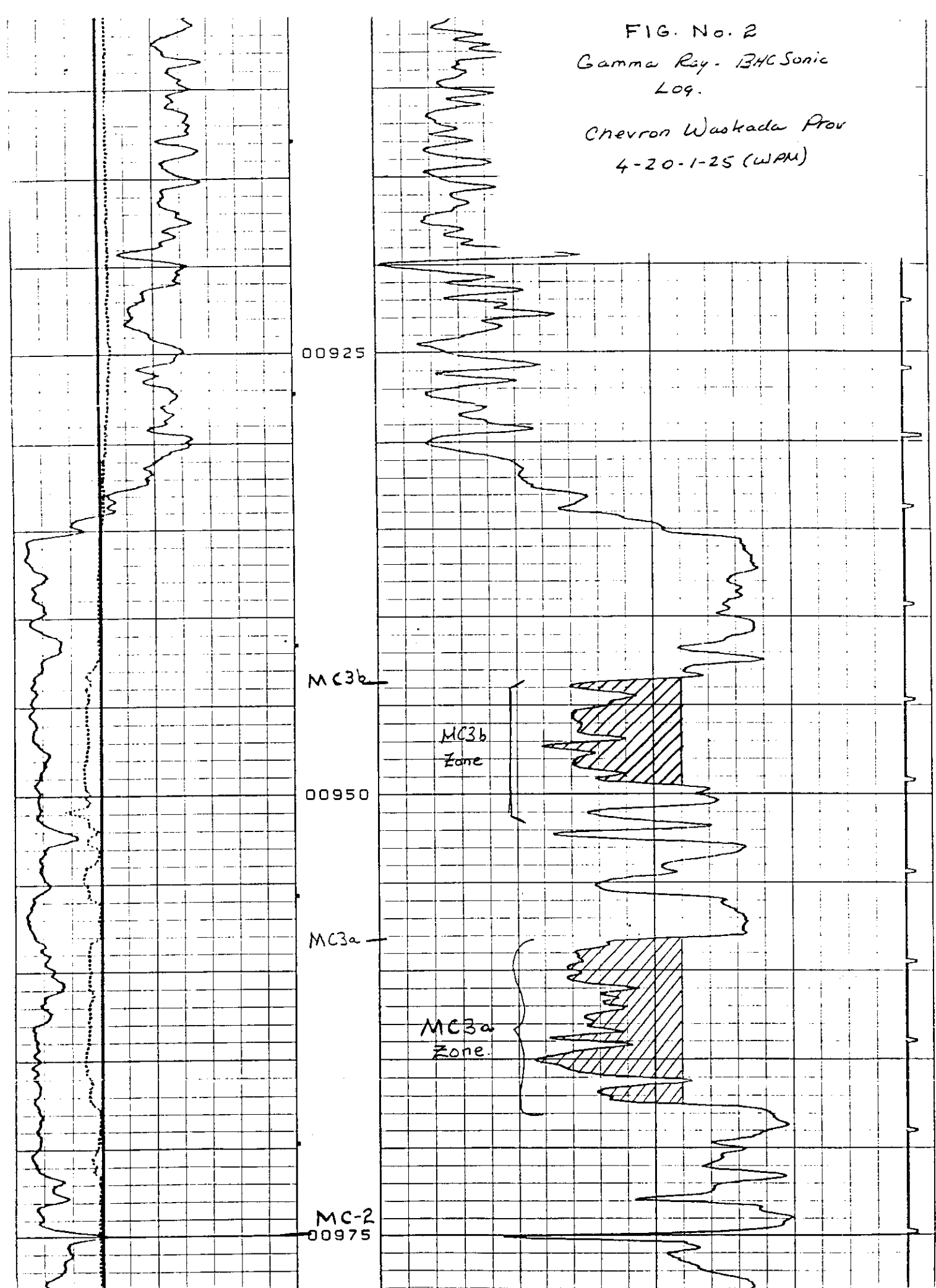


FIGURE NO.3

LOWER ALIDA (MC3AI) HISTORY

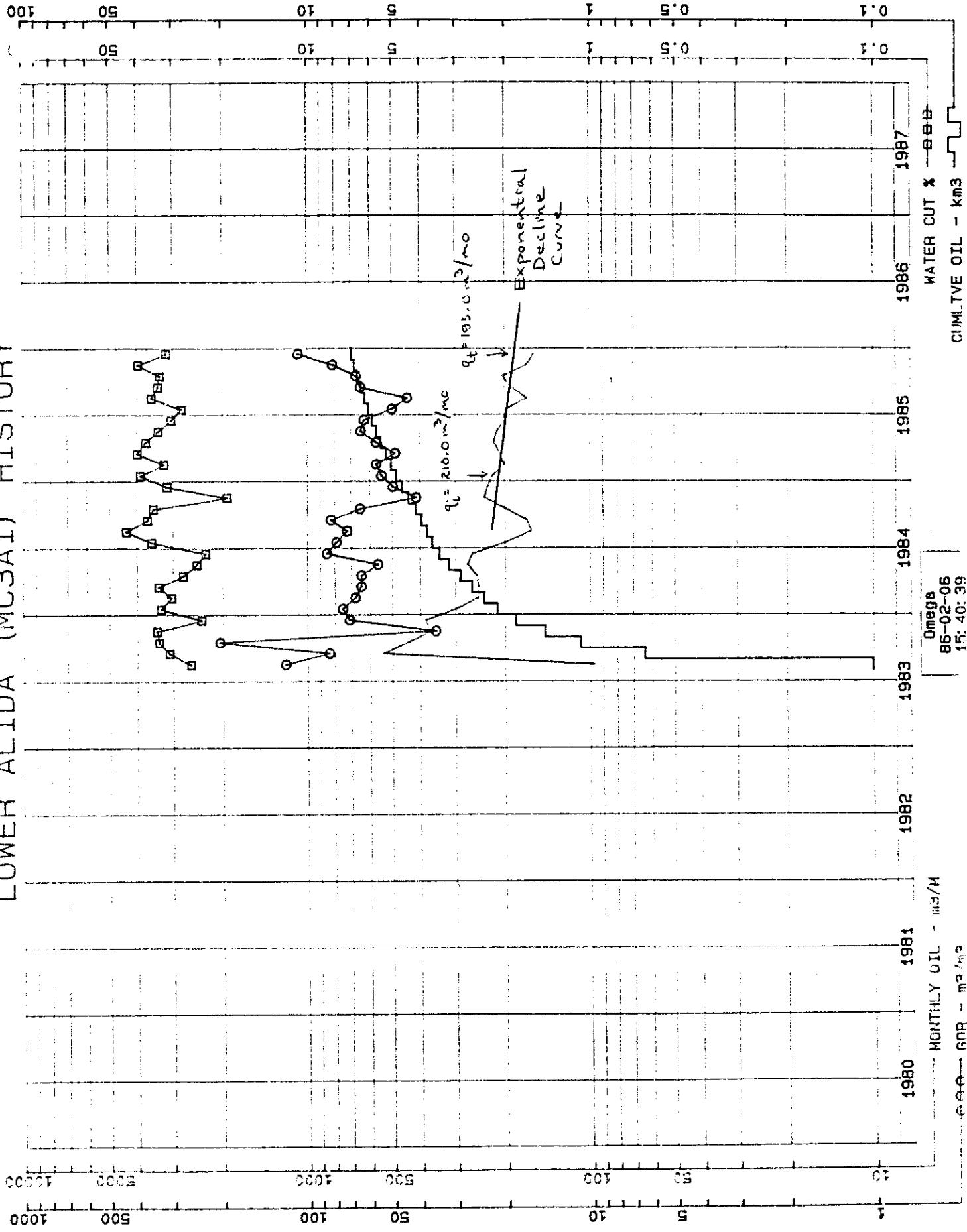
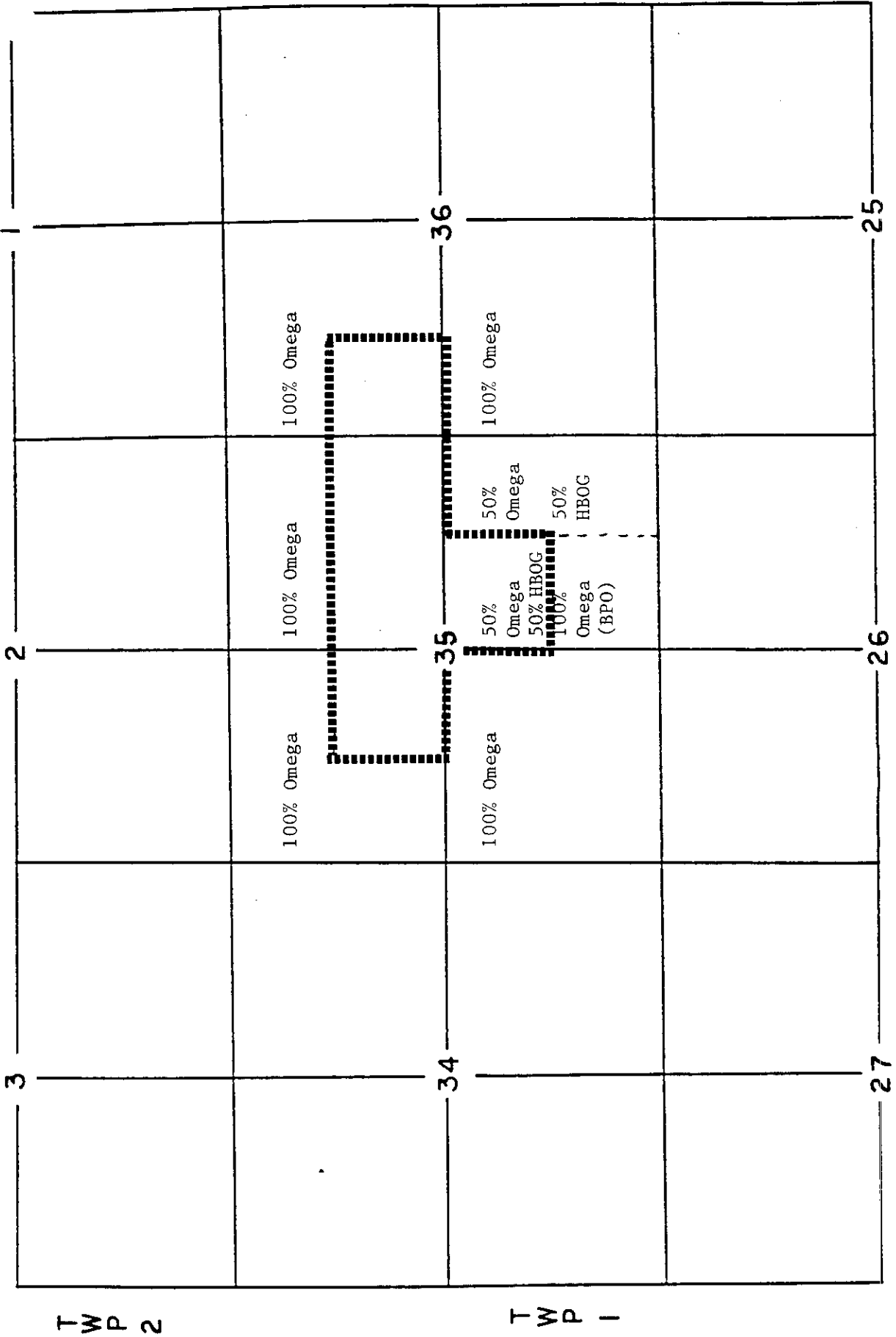


FIGURE NO. 4
 Lessee Map In and Adjoining
 The Proposed Waskada Unit No. 11





The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Room 309
Legislative Building
Winnipeg, Manitoba, CANADA
R3C 0V8

(204) 945-3130

NOTICE

UNDER THE MINES ACT

Omega Hydrocarbons Ltd., as operator of the proposed Waskada Unit No. 11, has made application under The Mines Act for approval to conduct pressure maintenance operations in a portion of the Waskada Mission Canyon 3a I Pool. It is proposed to convert the following well to water injection:

Omega Waskada 12-36-1-26 (WPM)

If no intervention or objection in writing is received by the Board at Room 309, Legislative Building, Winnipeg, Manitoba, R3C 0V8, within 14 days of the publication of this notice, the Board may approve the application.

DATED at Winnipeg, this day of , 1986.

Charles S. Kang
Chairman



The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Room 309
Legislative Building
Winnipeg, Manitoba, CANADA
R3C 0V8

(204) 945-3130

NOTICE

UNDER THE MINES ACT

Omega Hydrocarbons Ltd., as operator of the proposed Waskada Unit No. ~~4~~, has made application under The Mines Act for approval to conduct pressure maintenance operations in a portion of the Waskada Mission Canyon ~~3B-B~~ Pool. It is proposed to convert the following well to water injection:
3a I

~~12-36-1-26~~
Omega Waskada ~~11-27-1-26~~ (WPM)

~~Omega Waskada Prov. 1-34-1-26 (WPM)~~

If no intervention or objection in writing is received by the Board at Room 309, Legislative Building, Winnipeg, Manitoba, R3C 0V8, within 14 days of the publication of this notice, the Board may approve the application.

Dated at Winnipeg, this ~~25~~ day of February, 1986.

Charles S. Kang
In Charge
Chairman
Chairman



1300 SUN LIFE PLAZA III
11/2 4th AVENUE S.W.
CALGARY, ALBERTA, CANADA T2P 0H3
TELEPHONE (403) 261-0743

March 18, 1986

The Oil and Natural Gas
Conservation Board
555-330 Graham Avenue
Winnipeg, Manitoba
R3C 4E3

DEPARTMENT OF ENERGY
AND MINES

MAR 20 1986

by Courier 12 Noon
ENERGY ECONOMICS BRANCH

Attention: **Mr. Charles S. Kang**
Chairman

Dear Sir:

Re: Waskada Mission Canyon 3aI Pool
Pressure Maintenance Application

With this submission Omega Hydrocarbons Ltd. hereby makes application to conduct a pressure maintenance scheme by the injection of water into the above mentioned pool. The effective area of the MC3aI pool is shown in Attachment 1 and work is underway to unitize the subject formation. The proposed Waskada Unit No. 11 will consist of 5 tracts and contain LSD's 7-35, 9-35, 10-35, 11-35, and 12-36-1-26 WPM. Based on the performance of the waterflood this Unit may require a future expansion. At present the Unit agreement is being circulated for final approval to all parties involved. Omega Hydrocarbons Ltd. requests permission to inject water into well;

Omega Waskada 12-36-1-26 WPM

coincident with the effective date of the new Unit.

As operator of both the proposed Unit and other existing pressure maintenance schemes within the Waskada area we intend to continue operating in accordance with the current pressure maintenance rules. Therefore, prior to the commencement of water injection, a bottomhole pressure measurement will be taken at the proposed injector. A maximum allowable wellhead pressure of 8000 kPa will be set for the new water injection well and the additional production/injection data will be reported monthly in the same manner as the existing schemes.

Corrosion prevention methods within Waskada Unit No. 11 will include cathodic protection, internally coated flowlines and well treatments. In an effort to extend the life of the water injection system all injection lines and injection well tubing strings will be internally coated. Regular chemical treatments (XC-320) at each production well are also planned, to combat bacterial corrosion which has been an ongoing problem in Waskada.

At present, both produced water plus makeup water from the Blairmore formation is being used for injection purposes. Current water production has been averaging $1100\text{m}^3/\text{d}$ while the three (3) existing source water wells are capable of producing an additional $700\text{m}^3/\text{d}$ of water. Since, these water volumes are below the total injection requirements needed to waterflood both the Lower Amaranth and Mississippian formations Omega plans to further increase the source water capacity. Work is presently underway to convert well 11-30-1-25 WPM into a Blairmore source water well. The existing injection facilities have recently been expanded at the 11-30-1-25 WPM battery and a high pressure injection pump capable of handling an additional $700\text{m}^3/\text{d}$ of water has been installed at satellite 7-27-1-26 WPM to accomodate the increased injection volumes. Since, water analyses taken from the Mission Canyon and Lower Amaranth formations are very similar it is felt that the water compatibility tests done previously for the Lower Amaranth pressure maintenance schemes are applicable here.

The original oil in place for the MC3aI pool is estimated to be 212652m^3 based on the following assumptions,

- 1) a total porous rock volume of 48.91 ha-m obtained from the Øh map contained in Attachment 1,
- 2) an average water saturation of 50%, and
- 3) an initial oil formation volume factor of 1.150 (obtained from a previously submitted Mission Canyon PVT study)

Under the current primary producing mechanism the cumulative oil production to the end of December, 1985 is $6,966.0\text{m}^3$ and it is estimated that the ultimate primary recovery will be 18817.5m^3 or 8.85% of the original oil in place. This ultimate recovery value was derived from a decline curve analysis done on the total pool's production during 1985. Based on secondary recovery estimates for similar pools we anticipate an ultimate recovery after waterflooding of approximately 53163m^3 or 25% of the original oil in place.

In further support of this application please find attached the following information:

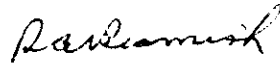
- 1) Lessor Map of the New Unit Area
- 2) Lessee Map of the New Unit Area
- 3) Well Status Summary
- 4) Surface Lease Owner Notification
- 5) Schematic Diagram of the Proposed Water Injection System
- 6) OOIP and Primary Recovery Calculations

Should you have any comments or questions related to the application, please contact either myself or Mr. Richard Brekke at (403) 261-0743.

We would appreciate your earliest attention to this matter.

Yours truly,

OMEGA HYDROCARBONS LTD.



R.A. Beamish, P. Eng.
Manager - Engineering

RAB:vb

Encl.

c.c. R. Dubreuil - Man. Pet. Branch
Waskada (Miss) Waterflood
Approvals File

10

11

12

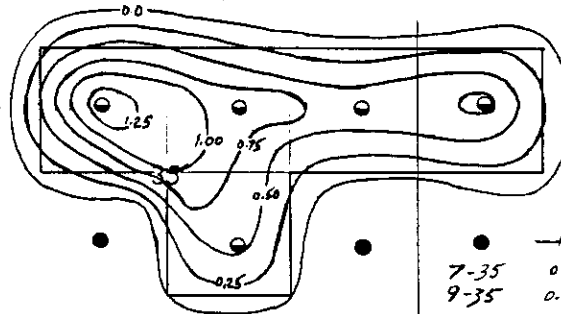
WASSADA UNIT 11 - ϕh ISOPACH MAP (ϕh AS DETERMINED USING LOGDATE - 6% & 50% SW CUTOFFS)

13

2

34

36



ϕh	
7-35	0.5254
9-35	0.6414
10-35	0.8694
11-35	1.3634
12-36	0.7708

27

26

25

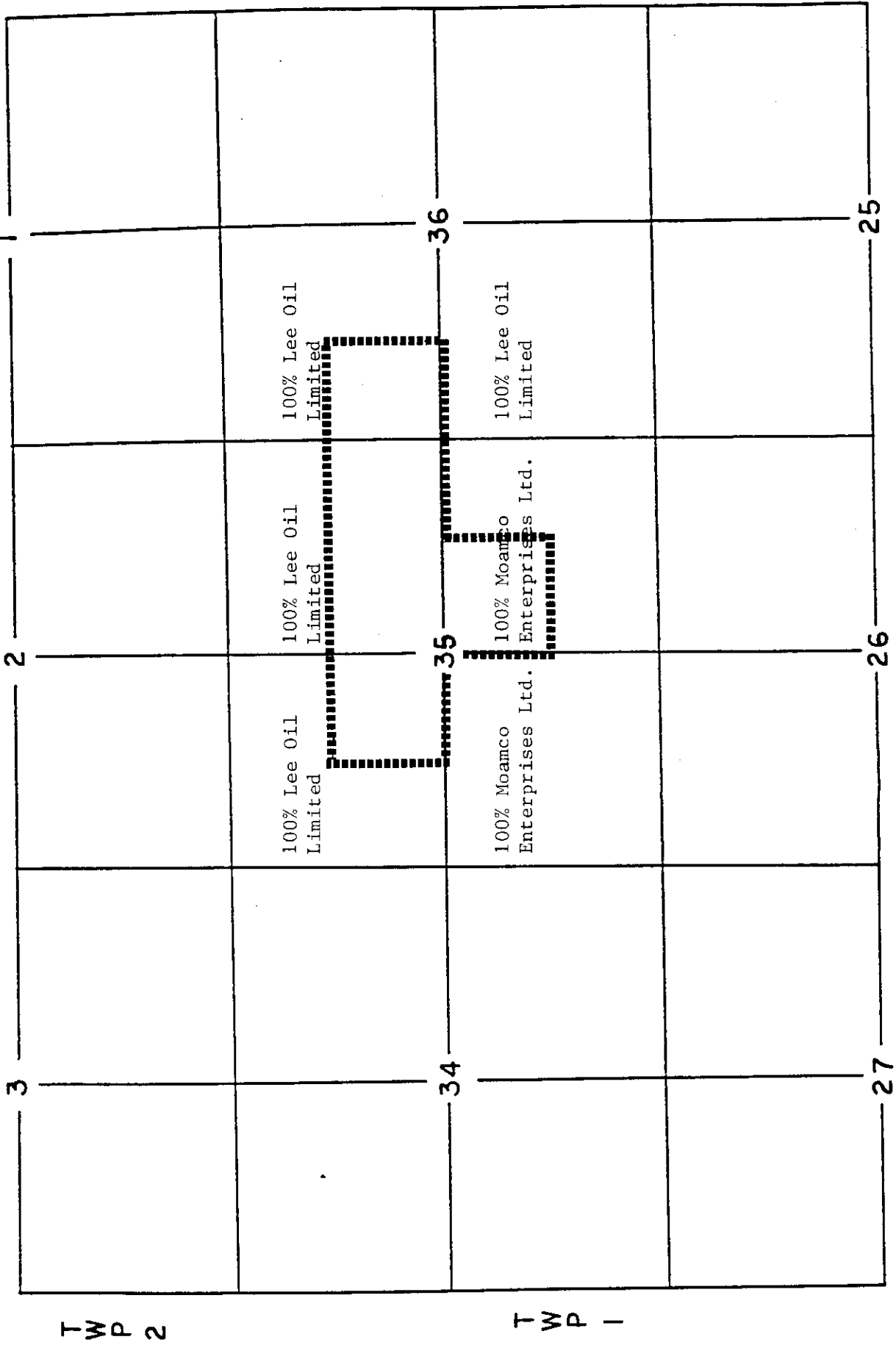
17-Mar-86

WASKADA UNIT 11 A*PHI*h (H-m)

BLOCK	TRACTS				
	7-35	9-35	10-35	11-35	12-36
1	0.15	0.26	0.50	1.10	0.25
2	0.30	0.26	0.70	0.90	0.35
3	0.27	0.30	0.90	0.61	0.35
4	0.15	0.38	1.06	0.36	0.32
5	0.30	0.64	1.08	0.64	0.70
6	0.50	0.66	0.95	1.10	0.63
7	0.50	0.67	0.82	1.30	0.62
8	0.25	0.63	0.75	1.20	0.38
9	0.33	0.69	0.76	1.13	0.39
10	0.58	0.73	0.80	1.25	0.75
11	0.65	0.73	0.82	1.20	0.75
12	0.50	0.67	1.05	0.75	0.70
13	0.80	0.32	0.62	0.50	0.38
14	0.80	0.28	0.50	0.74	0.39
15	0.64	0.28	0.40	0.76	0.38
16	0.40	0.32	0.38	0.75	0.25
A*PHI*h -	7.12	7.82	12.09	14.29	7.59

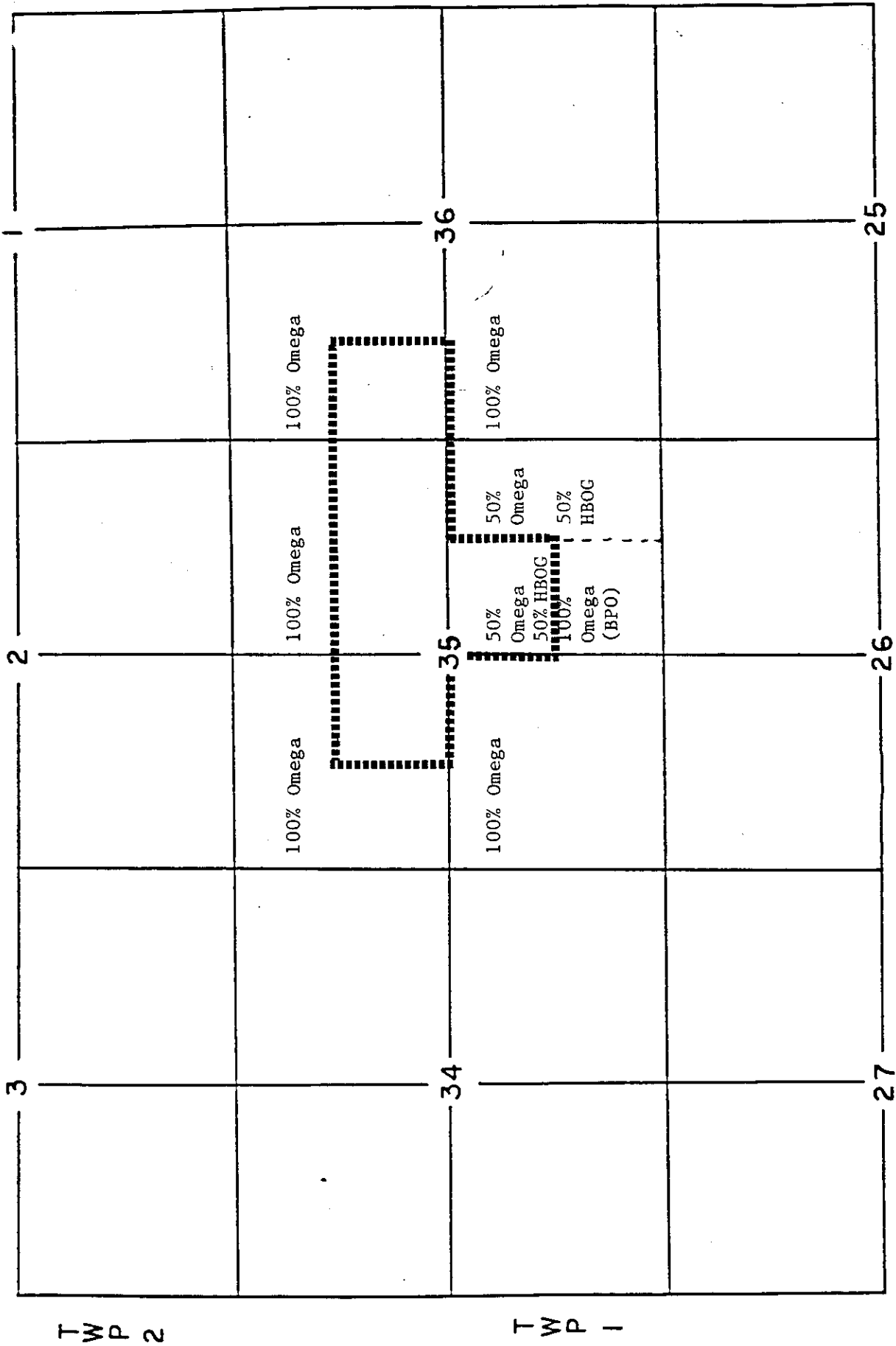
BLOCKS 1 TO 16 REPRESENT ONE HECTARE EACH AND ARE
NUMBERED EXACTLY AS ARE L.S.D.'s WITHIN A SECTION.

Lessor Map In and Adjoining
The Proposed Waskada Unit No. 11



RGE 26 WPM

Lessee Map In and Adjoining
The Proposed Waskada Unit No. 11



**Well Status Summary
For Wells In and Adjoining
The Proposed Maskada Unit No. 11**

<u>Well</u>		<u>Completed Zone</u>	<u>Status</u>
2-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
3-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
5-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Water Injector
6-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
7-35-1-26	WPM	Lower Alida	Producing Oil Well
8-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
9-35-1-26	WPM	Lower Alida	Producing Oil Well
10-35-1-26	WPM	Lower Alida	Producing Oil Well
11-35-1-26	WPM	Lower Alida	Producing Oil Well
12-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
13-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Water Injector
14-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
15-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Water Injector
16-35-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
5-36-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
6-36-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
11-36-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well
12-36-1-26	WPM	Lower Alida	Producing Oil Well
13-36-1-26	WPM	Lower Amaranth	Water Injector
14-36-1-26	WPM	Lower Amaranth	Producing Oil Well



1300 SUN LIFE PLAZA III
112 - 4th AVENUE S.W.
CALGARY, ALBERTA, CANADA T2P 0H3
TELEPHONE (403) 261-0743

March 17, 1986

Proposed Waskada Unit No. 11
Surface Owners
(Addressee List Attached)

Dear Sir/Madam:

Re: Proposed Waskada Unit No. 11
Sections 35 and 36 Twp. 1, Rge 26 WPM

The purpose of this letter is to inform you that Omega Hydrocarbons Ltd. intends to initiate a pressure maintenance scheme within the above mentioned Unit area. The proposed Unit will contain LSD's 7-35, 9-35, 10-35, 11-35, and 12-36-1-26 WPM.

The proposed pressure maintenance scheme will involve the injection of produced water into the Mission Canyon 3aI formation through well 12-36-1-26 WPM to maintain reservoir pressure and "sweep" oil towards the offsetting production wells. The performance of the waterflood will be evaluated by continually monitoring injection and production data. Any decisions regarding future development drilling and further waterflood expansions in this area will be made based on the results of this project.

If you have any comments or questions related to the proposed project please contact either myself or Mr. Richard Brekke at (403) 261-0743.

Yours truly,

OMEGA HYDROCARBONS LTD.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read "R.A. Beamish".

R.A. Beamish, P.Eng.
Manager - Engineering

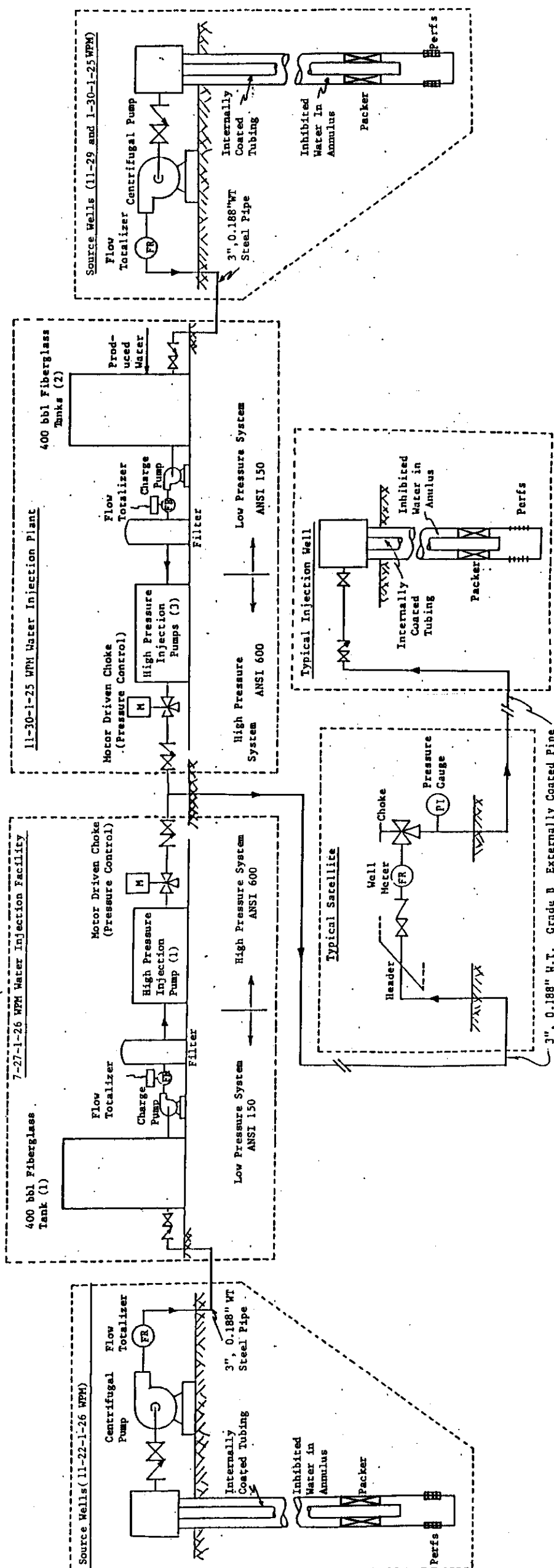
RAB:vb

c.c. C. Kang - Man. Board
R. Dubreuil - Man. Pet. Branch
Waskada Unit No. 11 File
Land Dept.
Waskada (Mission Canyon)
Waterflood Approvals File

Proposed Waskada Unit No. 11
Surface Owners
Addressee List

Marvin George Rowe
Odessey Tower 3
7030 Coach Hill Rd. S.W.
Calgary, Alberta
T3H 1C8

Howard Glover Lee
Waskada, Manitoba
ROM 2E0



WASKADA UNIT NO. 11
OOIP and PRIMARY RECOVERY CALCULATIONS

Original Oil in Place Determination

$$OOIP = \frac{10000 A\phi h (1-S_w)}{Boi} = \frac{10000 (48.91) (1-.5)}{1.15} = 212652m^3$$

Where $S_w = 50\%$ (average) $Boi = 1.15Rm^3/m$ $A\phi h = 48.91$ ha-m

$A\phi h$ was obtained by planimetering the ϕh map contained in Attachment 1.

Primary Recovery Determination

An ultimate oil recovery value for primary depletion of the MC3aI pool was obtained by using commonly accepted decline curve analysis techniques. The first step involved gathering and plotting all the historical production data. Using the attached data a best fit straight line was determined. This line represents the anticipated decline rate for the subject reservoir assuming an exponential ($n=0$) or a constant percentage decline over time. From the attached data we can obtain the following values;

$$\begin{aligned} q_i &= 210.0m^3/month \text{ (initial production rate at the start of decline)} \\ q_t &= 185.0m^3/month \text{ (final production rate on the decline curve)} \\ q_e &= 60.0m^3/month \text{ (economic limit assuming 4 wells x .5m}^3\text{/day)} \\ Q_i &= 4616.5m^3 \text{ (cumulative production to the start of decline)} \\ Q_t &= 2349.5m^3 \text{ (cumulative production between } q_i \text{ and } q_t) \\ t &= 12 \text{ months (time between } q_i \text{ and } q_t) \end{aligned}$$

$$D \text{ (decline rate)} = \frac{\ln (q_i/q_t)}{t} = \frac{\ln (210.0/185.0)}{12} = .01056 \text{ month}^{-1}$$

$$\begin{aligned} \text{months} \quad t_e \text{ (time remaining to} &= \frac{\ln (q_i/q_e)}{D} = \frac{\ln (210.0/60.0)}{.01056} = 118.60 \\ \text{economic limit)} & \end{aligned}$$

$$Q_e \text{ (expected recovery} = q_i (t_e) \left(\frac{1-(q_i/q_e)^{-1}}{\ln (q_i/q_e)} \right) = 14201.0m^3 \\ \text{from } q_i \text{ to } q_e)$$

$$Q_{\text{Total}} \text{ (total expected)} = Q_i + Q_e = 18817.5m^3 \\ \text{recovery}$$

$$\text{Primary Recovery (\%)} = \frac{Q_{\text{Total}}}{OOIP} = \frac{18817.5}{212652} = 8.85\% \text{ of OOIP}$$

*** S I D R E ***
 OMEGA PRODUCTION DATA BASE
 LOWER ALIDA (MCDAL) HISTORY

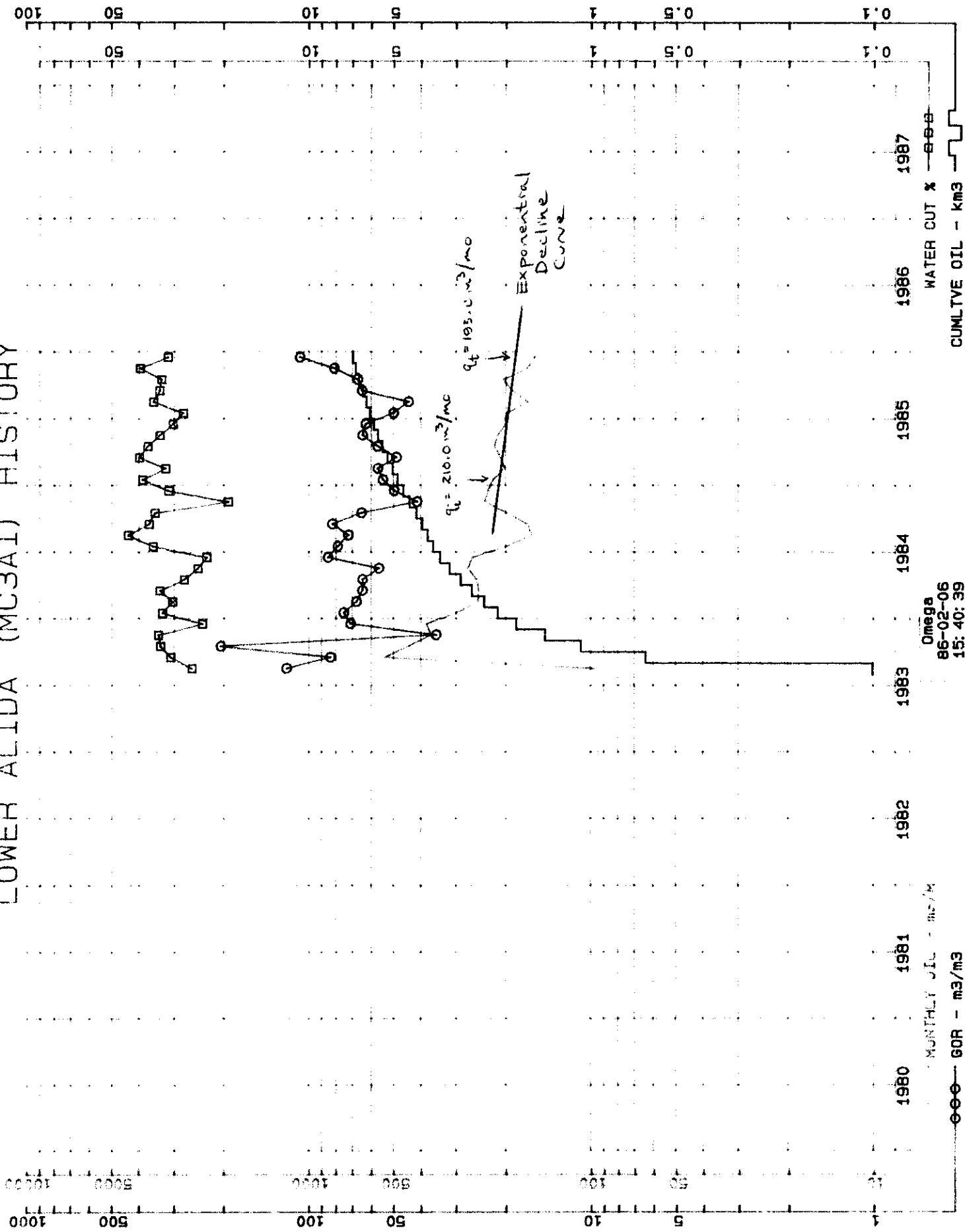
Omega
 86-02-06
 15:40:39

MONTH	PRDN	WELL COUNT	DIL	WATER	GAS	WOR	GOR	DIL	CUM. DIL	CUM. WAT	CUM. GAS	C.I. WAT	C.I. GAS
		INJN	m3/M	m3/M	m3/M		m3/m3	m3/D	m3	m3	m3	m3	m3
1983-08	2	0	57.6	34.3	11.7	0.35	120	3.1	37.5	24.7	11.7	0.0	0.0
1983-09	4	0	540.2	251.9	45.2	0.45	84	18.0	637.8	276.2	67.0	0.0	0.0
1983-10	4	0	444.1	225.0	91.2	0.51	205	14.3	1081.9	501.2	148.2	0.0	0.0
1983-11	4	0	338.0	191.2	13.0	0.52	35	12.3	1449.9	692.4	161.2	0.0	0.0
1983-12	4	0	383.8	120.3	27.3	0.31	71	12.4	1333.7	812.7	188.5	0.0	0.0
1984-01	4	0	299.5	148.1	22.5	0.49	75	9.7	2133.2	960.8	211.0	0.0	0.0
1984-02	4	0	280.7	105.8	17.0	0.44	68	8.6	2433.9	1070.8	228.0	0.0	0.0
1984-03	4	0	249.4	126.9	16.1	0.51	65	8.0	2633.3	1197.5	244.1	0.0	0.0
1984-04	4	0	232.9	96.9	16.3	0.38	64	8.4	2866.2	1294.4	260.4	0.0	0.0
1984-05	4	0	273.0	99.9	15.4	0.33	53	8.9	3159.2	1394.3	275.8	0.0	0.0
1984-06	4	0	262.1	72.4	22.4	0.30	85	9.7	3421.3	1522.7	298.2	0.0	0.0
1984-07	4	0	199.9	110.8	15.8	0.55	79	9.4	3621.2	1637.5	314.0	0.0	0.0
1984-08	4	0	161.5	15.7	11.7	0.78	72	5.2	3782.7	1769.2	335.7	0.0	0.0
1984-09	4	0	167.3	97.9	13.8	0.59	82	5.6	3950.0	197.1	339.5	0.0	0.0
1984-10	4	0	198.3	107.6	12.5	0.54	65	5.4	4158.3	1904.7	352.4	0.0	0.0
1984-11	5	0	237.2	58.7	9.8	0.24	41	7.9	4355.5	191.4	352.2	0.0	0.0
1984-12	5	0	231.0	106.1	11.5	0.43	50	7.5	4616.5	345.5	352.7	0.0	0.0
1985-01	5	0	221.5	141.2	12.3	0.44	53	7.1	4838.8	228.7	352.8	0.0	0.0
1985-02	5	0	202.1	95.0	11.5	0.49	57	7.2	5040.1	229.7	357.1	0.0	0.0
1985-03	5	0	208.7	156.5	10.2	0.57	49	6.7	5248.6	232.5	357.4	0.0	0.0
1985-04	5	0	215.2	130.5	12.5	0.50	57	7.3	5493.0	254.0	357.5	0.0	0.0
1985-05	5	0	213.8	109.0	12.8	0.61	55	6.9	5711.8	233.0	357.8	0.0	0.0
1985-06	5	0	200.3	97.5	12.3	0.44	53	5.7	5921.1	270.5	357.9	0.0	0.0
1985-07	5	0	197.6	76.6	9.5	0.39	50	5.4	6155.7	224.1	357.9	0.0	0.0
1985-08	5	0	167.1	92.4	7.4	0.53	43	5.4	6346.3	225.5	357.9	0.0	0.0
1985-09	5	0	189.8	97.0	13.3	0.51	65	6.3	6535.6	302.5	357.9	0.0	0.0
1985-10	5	0	204.2	102.0	13.7	0.50	47	5.5	6740.8	315.0	357.9	0.0	0.0
1985-11	5	0	167.4	110.1	13.6	0.62	61	5.5	6908.2	329.4	357.9	0.0	0.0
1985-12	5	0	157.8	73.0	17.0	0.46	109	5.1	7083.0	333.3	357.9	0.0	0.0

LIST OF WELLS

(0)07-35-001-26 WIM(0)
 (0)11-35-001-26 WIM(0)
 (0)10-35-001-26 WIM(0)

LOWER ALIDA (MC3AI) HISTORY



Washoda Unit No. 11 - Mission Canyon fm. / Fracture Pressure Gradient
Calc.

12-26-26 Fig. 1.17 - Howard + Fast

$$\gamma_f = 0.85 \text{ psi/ft.}$$

$$D = 935 \text{ m} = 3068'$$

$$\text{frac. press (max whp)} = 3068(0.85 - .433)$$

$$= 1279 \text{ psi}$$

$$= 8828 \text{ kPa.}$$

$$\text{set max wellhead pressure} = 8000 \text{ kPa.}$$

Log Calculations: $\phi = \frac{\Delta t - 160}{375}$

12-36-26

Depth	Δt	ϕ	R_L	S_w	ϕS_w
935	203	11.5	50	11	1.3
936	180	5.3	60	24	1.3
936-37	210	21.3	42	<10	<2.1
937	204	11.7	?	-	-
938-39	183	6.1	70	19	1.2
939-40	212	13.9	14	20	2.8
940-42	170	2.7	41	67	1.8
942-43.5	205	12	9	31	3.7
943.5-45	180	5.3	40	31	1.6
945-46	192	8.5	20	28	2.4

$$\phi w = -469$$

free water?

$$\text{Top MC33} = -465 \text{ m (ss)}$$

7-35-1-26

Depth	Δt	ϕ	R_t	S_w	ϕS_w	
922.5-925	188	4.8	30	40	1.9	
925-26	246	23	8	17	3.9	
926-27	171	3	9	-	-	
928-34	180	5.3	32	35	1.9	no free water.

TOP MC3 = -450.7 m.

7-35-1-20

925-26	235	20	20	10	2.0	
927	213	14	11	22	3.1	
928-29	218	15.5	20	14	2.2	
930	180	5.3	36	33	1.7	
933	177	4.5	70	27	1.2	no free water.

TOP MC3 = -455.7

10-35-1-16

922-24	215	14.7	15	18	2.6	
925	180	5.3	40	30	1.6	
926 926-27	240	21.3	10	15	2.1	
927	214	14.4	13	20	2.9	
930	210	13.3	40	11	1.5	
930-32	175	4	>40?	-	-	no free water.

TOP MC3 = -453.1 m.

11-35-1-26

931	224	17	24	11	1.9	
933	190	8	40	20	1.6	
935	232	19.2	50?	<10	1.9	
935-57	220	16	20	14	2.2	} free water?
938	233	19.5	9	18	3.5	

- $q_w = -466$ (down)

TOF MC3 = -461.6

$q_w = -470 \text{ mKB}$ - see bottom water (free) @ 11-35 and 12-36
 12-36 is structurally lowest of all 5 locations +
 is thus the idea water-drive location for Unit No. 11.

Production decline analysis

1) $q_c = \frac{450}{30} = 22 \text{ m}^3/\text{d}$

$q_t = \frac{120}{30} = 4 \text{ m}^3/\text{d}$

$t = 8 \text{ yrs}$

$A_i = 19.2\%$

2) $q_c = \frac{190}{30} = 6.3 \text{ m}^3/\text{d} \text{ (Jan/86)}$

$q_t = 4 \times 0.5 = 2 \text{ m}^3/\text{d}$

$A_i = 19.2\%$

$t = 5.4 \text{ yrs. (from Jan/86)}$

$N_p = 7366 \text{ m}^3 \text{ (from Jan/86)}$

Cum. m to end of '85 = 6966 m^3

est. act. w.c. = $14332 \text{ m}^3 \approx 6.7\% \text{ rec.}$

Manitoba Regulation /86

Being

The Oil and Natural Gas Conservation Board

Order No. PM 50

An Order Pertaining to Pressure Maintenance by Water Flooding

Waskada Mission Canyon 3a I Pool

Made and Passed Pursuant to "The Mines Act", Cap. M160, of the
Continuing Consolidation of the Statutes of Manitoba, and
Amendments Thereto, by The Oil and Natural Gas
Conservation Board of Manitoba

(Filed:)

WHEREAS, subsection (9)(d) of Section 62 of "The Mines Act", being Chapter M160 of the Continuing Consolidation of the Statutes of Manitoba, provides as follows:

"62(9) Without restricting the generality of subsection (8) the board, with the approval of the minister, may make orders

(d) requiring the repressuring, recycling, or pressure maintenance, of any pool or portion thereof where it is economical so to do, and for that purpose where necessary requiring the introduction or injection into any pool or portion thereof of gas, air, water or other substance;"

AND WHEREAS, Omega Hydrocarbons Ltd. is the Unit Operator of the Waskada Unit No. 11.

AND WHEREAS, the Board received an application dated March 18, 1986 from Omega Hydrocarbons Ltd. for approval of a project to inject water into the Waskada Mission Canyon 3a I Pool ("the pool") in the proposed Waskada Unit No. 11 area (Unit Area) in Manitoba.

AND WHEREAS, notice of the application was published in the Manitoba Gazette.

AND WHEREAS, the Board has received no objections or interventions with respect to the application by Omega Hydrocarbons Ltd.

NOW THEREFORE, the Board orders that:

1. The Unit Operator shall conduct pressure maintenance operations by the injection of water into the pool underlying the Unit Area.
2. The pressure maintenance operation shall be in accordance with, and subject to, the following rules:

PRESSURE MAINTENANCE RULES

- 1(1) Water shall be injected into the pool through the well:

Omega Waskada WIW 12-36-1-26 (WPM)

and such other wells in the Unit Area as the Board may approve.

- (2) After the commencement of injection, the Unit Operator shall, subject to any remedial work required to be performed on the wells referred to in subclause (1) of this clause, endeavour to maintain continuous injection.
- (3) Notwithstanding the provisions of subclause (2), the Board may, upon application by the Unit Operator, approve the suspension of water injection into any well or wells, provided that the Board is satisfied that pressure maintenance operations in the Unit Area will not be adversely affected.
- (4) The completion of the wells referred to in subclause (1) will be as prescribed by the Director of the Petroleum Branch.
2. The Unit Operator, upon the request of the Board, shall satisfy the Board as to the source, suitability and method of treatment of the water to be injected.
- 3(1) Before injection of water is commenced, the Unit Operator shall submit, to the Board results of a survey conducted to determine the static reservoir pressure in a minimum of one well in the Unit Area.
- (2) The Unit Operator shall, not less than six months nor more than 12 months after the commencement of injection, and at yearly intervals thereafter, conduct a survey to determine the static reservoir pressure in a minimum of one well in the Unit Area.
- (3) The Unit Operator shall submit the details of the surveys described in subclauses (1) and (2) of this clause to the Petroleum Branch, including a list of the wells to be surveyed, the measurement technique to be used, and the intended shut-in periods for each well, and approval shall be obtained from the Director of the Petroleum Branch before the program is carried out. Within 30 days of the completion date of the surveys, a report shall be submitted to the Petroleum Branch including:
- (a) the static reservoir pressure data obtained from the survey, corrected to a common datum;
- (b) a discussion of the survey results and pressure distribution within the Pool.

- (3) The Board may, at any time, require the Unit Operator to carry out such additional reservoir pressure surveys as it deems necessary.
- 4. The Unit Operator shall immediately report to the Board any indication of channelling or break-through of injected water to producing wells or any indication of other detrimental effects that may be attributable to the pressure maintenance operations.
- 5. The maximum wellhead pressure at which water is injected into the wells referred to in subclause (1) of clause 1 hereof shall not exceed 8 000 kPa or such other maximum pressure as the Board may prescribe. The Board may, from time to time, prescribe a maximum or minimum rate at which water shall be injected into any well in the Unit Area.
- 6(1) The Unit Operator shall, not later than the last day of each month, file with the Petroleum Branch, a report of the quantity, source and pressure of water injected during the preceding month into each well referred to in clause 1 hereof.
- (2) The Unit Operator shall, not later than the last day of each month, file with the Petroleum Branch a summary report of production and injection operations during the preceding month. This report shall include:
 - (a) a tabulation of total oil, total water and total gas produced;
 - (b) a tabulation of the number of producing wells and injection wells which were active;
 - (c) the results of at least one twenty-four production test on each producing well in the Unit including volumes of oil, gas and water produced during the test;
 - (d) a summary of any remedial operations carried out on any well in the Unit Areas.
- 7. The Unit Operator, shall, within 60 days of the end of each calendar year, file with the Petroleum Branch a report of the pressure maintenance program, setting out graphically such interpretive information necessary to evaluate the efficacy of the waterflood.

L AND NATURAL GAS ORDER NO. PM 50,
MADE AND PASSED THIS 4th DAY OF
June A.D., 1986, AT THE CITY OF
WINNIPEG, IN THE PROVINCE OF MANITOBA,
BY THE OIL AND NATURAL GAS CONSERVATION BOARD



Charles S. Kang, Chairman
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

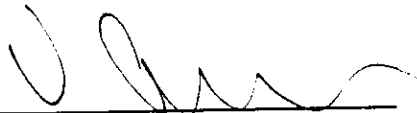


Wm. McDonald, Deputy Chairman
The Oil and Natural Gas
Conservation Board



R. B. Ball, Member
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Approved:



Vic Schroeder, Minister
Department of Energy and Mines


THE REGULATIONS ACT

CERTIFICATE

I, Charles S. Kang, Chairman of The Oil and Natural Gas Conservation Board, hereby certify that the attached regulation is the original Order:--

- (a) entitled The Oil and Natural Gas Conservation Board Order No. FM 50;
- (b) made pursuant to The Mines Act;
- (c) by The Oil and Natural Gas Conservation Board;
- (d) on the *4th* day of *June* A.D. 1986;
- (e) approved by the Honourable the Minister of Energy and Mines on the *4th* day of *June* A.D. 1986; and
- (f) which regulation comes into force on the day of filing with the Registrar of Regulations.

DATED this *4th* day of *June* A.D. 1986



Charles S. Kang
Chairman
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

LOI SUR LES TEXTES RÉGLEMENTAIRES

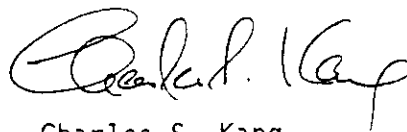
C E R T I F I C A T

Je soussigné, Charles S. Kang, président de la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel, certifie par les présentes que le règlement ci-joint constitue l'original du règlement :

- a) intitulé "Ordonnance n° MP 50",
- b) adopté conformément à la Loi sur les mines,
- c) par la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel,
- d) le 4 jour d juin 1986,
- e) approuvé par le ministre de l'Énergie et des Mines le 4 jour d juin 1986;
- f) lequel règlement entre en vigueur sur dépôt auprès du registraire des règlements.

Fait le 4 jour d juin 1986.

Le président de la Commission de gestion
du pétrole et du gaz naturel,


Charles S. Kang

Ordonnance n° MP 50 de la Commission de gestion du pétrole
et du gaz naturel
concernant le maintien de la pression par injection d'eau
dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada)
prise aux termes de la Loi sur les mines, chapitre M160
de la Codification permanente des lois
du Manitoba, avec ses modifications

(Déposé le)

Attendu que l'alinéa 62(9)d) de la Loi sur les mines, chapitre
M160 de la Codification permanente des lois du Manitoba, prévoit
ce qui suit :

"62(9) Sans limiter la portée du paragraphe (8), la
Commission peut, par ordonnance sujette à l'approbation du
ministre :

- d) exiger la recompression, le recyclage ou le maintien de
la pression de tout ou partie de gisement lorsqu'il est
économique de ce faire et, à cette fin, exiger
l'introduction ou l'injection de gaz, d'air, d'eau ou de
toute autre substance dans tout ou partie du gisement;"

Attendu qu'Omega Hydrocarbons Ltd. est l'exploitant de la zone n° 11 (Waskada);

Attendu que la Commission a reçu une demande d'approbation d'Omega Hydrocarbons Ltd., datée du 18 mars 1986, relative à l'injection d'eau dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada), ci-après "le gisement", situé dans la zone envisagée n° 11 (Waskada), au Manitoba (ci-après "la zone");

Attendu que la Commission n'a reçu aucune objection ni intervention à l'égard de la demande présentée par Omega Hydrocarbons Ltd.;

La Commission ordonne :

1. le maintien de la pression par l'exploitant au moyen d'injection d'eau dans le gisement situé sous la zone;
2. le maintien de la pression conformément aux règles ci-après énoncées :

Règles relatives au maintien de la pression

1(1) L'eau doit être injectée dans le gisement par les puits suivants :

Omega Waskada PIE 12-36-1-26 (OMP)

Elle l'est également par les autres puits situés dans la zone que
1. Commission approuve.

1(2) L'exploitant doit assurer une injection constante, une fois celle-ci commencée, sauf les travaux de réparation requis à l'égard des puits visés au paragraphe (1).

1(3) Malgré les dispositions du paragraphe (2), la Commission peut, à la requête de l'exploitant, suspendre l'injection d'eau dans un ou plusieurs puits si elle est d'avis que les opérations de maintien de la pression dans la zone n'auront pas à en souffrir.

1(4) Le complètement des travaux relatifs aux puits visés au paragraphe (1) se fera conformément aux instructions du directeur de la Direction du pétrole.

2 L'exploitant doit indiquer à la Commission, à la demande de celle-ci, la provenance, l'adéquation ainsi que la méthode de traitement de l'eau injectée.

3(1) Avant de commencer l'injection d'eau, l'exploitant doit transmettre à la Commission les résultats d'un relevé concernant la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone.

3(2) Au moins 6 mois et au plus 12 mois après le début de l'injection, l'exploitant doit relever la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone. Il le fait ensuite annuellement.

3(3) L'exploitant transmet les résultats des relevés visés aux paragraphes (1) et (2) à la Direction du pétrole, accompagnés de la liste des puits à relever, de la technique de mesure envisagée ainsi que des périodes de fermeture prévues à l'égard de chaque puits. Le programme ne peut être entrepris sans l'autorisation du directeur de la Direction du pétrole. Rapport doit être fait à la Direction du pétrole dans les 30 jours de l'achèvement des relevés. Il énonce notamment :

- a) les données relatives à la pression statique du réservoir obtenues lors du relevé et ramenées à un même niveau;
- b) une analyse des résultats du relevé et de la répartition de la pression dans le gisement.

3(4) La Commission peut à tout moment exiger de l'exploitant des relevés supplémentaires relatifs à la pression du réservoir, selon ce qu'elle juge à-propos.

4 L'exploitant doit immédiatement signaler à la Commission tout indice d'infiltration d'eau injectée dans les puits de production ou d'effets préjudiciables qui peuvent être attribués aux opérations de maintien de la pression.

5 La pression de tête de puits maximale à laquelle eau est injectée dans les puits visés au paragraphe 1(1) est de 8 000 kPa, ou celle prescrite par la Commission. Celle-ci peut fixer les débits maximal et minimal auxquels l'eau doit être injectée dans l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.

6(1) L'exploitant doit remettre à la Direction du pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport énonçant la quantité, la provenance et la pression de l'eau injectée dans chacun des puits visés à l'article 1 au cours du mois précédant.

6(2) L'exploitant doit remettre à la Direction du pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport sommaire de la production et de l'injection au cours du mois précédant. Le rapport doit énoncer :

- a) une table de la production totale de pétrole, d'eau et de gaz;
- b) une table des puits de production et des puits d'injection en activité;
- c) les résultats d'au moins une évaluation de la production menée durant 24 heures à l'égard de chaque puits de production de la zone, y compris les volumes de pétrole, de gaz et d'eau produits pendant l'évaluation;
- d) un résumé des opérations correctives menées à l'égard de l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.


7 L'exploitant doit remettre à la Direction du
role, dans les 60 jours de la fin de chaque année civile, un
rapport relatif au programme de maintien de la pression qui
indique graphiquement les données nécessaires à l'évaluation de
l'efficacité de l'injection d'eau.

Ordonnance n° MP 50 prise par la Commission de gestion du
pétrole et du gaz naturel en la ville de Winnipeg, province du
Manitoba, ce 4^e jour de juin 1986.

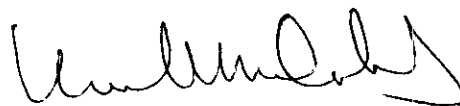
Pour la Commission de gestion du pétrole et du gaz
naturel,

le président,

le vice-président,



Charles S. Kang




William McDonald



R. B. Ball, membre

Approuvée par le ministre de l'Énergie et des Mines,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Vic Schroeder', with a stylized, cursive script.

Vic Schroeder

LOI SUR LES TEXTES RÉGLEMENTAIRES

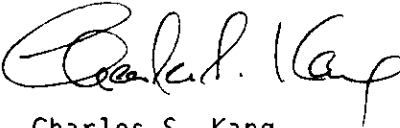
C E R T I F I C A T

Je soussigné, Charles S. Kang, président de la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel, certifie par les présentes que le règlement ci-joint constitue l'original du règlement :

- a) intitulé "Ordonnance n° MP 50",
- b) adopté conformément à la Loi sur les mines,
- c) par la Commission de gestion du pétrole et du gaz naturel,
- d) le 4 jour d juin 1986,
- e) approuvé par le ministre de l'Énergie et des Mines le 4 jour d juin 1986;
- f) lequel règlement entre en vigueur sur dépôt auprès du registraire des règlements.

Fait le 4 jour d juin 1986.

Le président de la Commission de gestion
du pétrole et du gaz naturel, .


Charles S. Kang

THE REGULATIONS ACT

CERTIFICATE

I, Charles S. Kang, Chairman of The Oil and Natural Gas Conservation Board, hereby certify that the attached regulation is the original Order:--

- (a) entitled The Oil and Natural Gas Conservation Board Order No. FM 50;
- (b) made pursuant to The Mines Act;
- (c) by The Oil and Natural Gas Conservation Board;
- (d) on the 4th day of June A.D. 1986;
- (e) approved by the Honourable the Minister of Energy and Mines on the 4th day of June A.D. 1986; and
- (f) which regulation comes into force on the day of filing with the Registrar of Regulations.

DATED this 4th day of June A.D. 1986



Charles S. Kang
Chairman
The Oil and Natural Gas
Conservation Board

Ordonnance n° MP 50 de la Commission de gestion du pétrole
et du gaz naturel
concernant le maintien de la pression par injection d'eau
dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada)
prise aux termes de la Loi sur les mines, chapitre M160
de la Codification permanente des lois
du Manitoba, avec ses modifications

(Déposé le

)

Attendu que l'alinéa 62(9)d) de la Loi sur les mines, chapitre
M160 de la Codification permanente des lois du Manitoba, prévoit
ce qui suit :

"62(9) Sans limiter la portée du paragraphe (8), la
Commission peut, par ordonnance sujette à l'approbation du
ministre :

- d) exiger la recompression, le recyclage ou le maintien de
la pression de tout ou partie de gisement lorsqu'il est
économique de ce faire et, à cette fin, exiger
l'introduction ou l'injection de gaz, d'air, d'eau ou de
toute autre substance dans tout ou partie du gisement;"

Attendu qu'Omega Hydrocarbons Ltd. est l'exploitant de la zone n° 11 (Waskada);

Attendu que la Commission a reçu une demande d'approbation d'Omega Hydrocarbons Ltd., datée du 18 mars 1986, relative à l'injection d'eau dans le gisement Mission Canyon 3a I (Waskada), ci-après "le gisement", situé dans la zone envisagée n° 11 (Waskada), au Manitoba (ci-après "la zone");

Attendu que la Commission n'a reçu aucune objection ni intervention à l'égard de la demande présentée par Omega Hydrocarbons Ltd.;

La Commission ordonne :

1. le maintien de la pression par l'exploitant au moyen d'injection d'eau dans le gisement situé sous la zone;
2. le maintien de la pression conformément aux règles ci-après énoncées :

Règles relatives au maintien de la pression

1(1) L'eau doit être injectée dans le gisement par les puits suivants :

Omega Waskada PIE 12-36-1-26 (OMP)

Elle l'est également par les autres puits situés dans la zone que la Commission approuve.

1(2) L'exploitant doit assurer une injection constante, une fois celle-ci commencée, sauf les travaux de réparation requis à l'égard des puits visés au paragraphe (1).

1(3) Malgré les dispositions du paragraphe (2), la Commission peut, à la requête de l'exploitant, suspendre l'injection d'eau dans un ou plusieurs puits si elle est d'avis que les opérations de maintien de la pression dans la zone n'auront pas à en souffrir.

1(4) Le complètement des travaux relatifs aux puits visés au paragraphe (1) se fera conformément aux instructions du directeur de la Direction du pétrole.

2 L'exploitant doit indiquer à la Commission, à la demande de celle-ci, la provenance, l'adéquation ainsi que la méthode de traitement de l'eau injectée.

3(1) Avant de commencer l'injection d'eau, l'exploitant doit transmettre à la Commission les résultats d'un relevé concernant la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone.

3(2) Au moins 6 mois et au plus 12 mois après le début de l'injection, l'exploitant doit relever la pression statique du réservoir à l'égard d'au moins un puits de la zone. Il le fait ensuite annuellement.

3(3) L'exploitant transmet les résultats des relevés visés aux paragraphes (1) et (2) à la Direction du pétrole, accompagnés de la liste des puits à relever, de la technique de mesure envisagée ainsi que des périodes de fermeture prévues à l'égard de chaque puits. Le programme ne peut être entrepris sans l'autorisation du directeur de la Direction du pétrole. Rapport doit être fait à la Direction du pétrole dans les 30 jours de l'achèvement des relevés. Il énonce notamment :

- a) les données relatives à la pression statique du réservoir obtenues lors du relevé et ramenées à un même niveau;
- b) une analyse des résultats du relevé et de la répartition de la pression dans le gisement.

3(4) La Commission peut à tout moment exiger de l'exploitant des relevés supplémentaires relatifs à la pression du réservoir, selon ce qu'elle juge à-propos.

4 L'exploitant doit immédiatement signaler à la Commission tout indice d'infiltration d'eau injectée dans les puits de production ou d'effets préjudiciables qui peuvent être attribués aux opérations de maintien de la pression.

5 La pression de tête de puits maximale à laquelle l'eau est injectée dans les puits visés au paragraphe 1(1) est de 8 000 kPa, ou celle prescrite par la Commission. Celle-ci peut fixer les débits maximal et minimal auxquels l'eau doit être injectée dans l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.

6(1) L'exploitant doit remettre à la Direction du pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport énonçant la quantité, la provenance et la pression de l'eau injectée dans chacun des puits visés à l'article 1 au cours du mois précédant.

6(2) L'exploitant doit remettre à la Direction du pétrole, au plus tard le dernier jour de chaque mois, un rapport sommaire de la production et de l'injection au cours du mois précédant. Le rapport doit énoncer :

- a) une table de la production totale de pétrole, d'eau et de gaz;
- b) une table des puits de production et des puits d'injection en activité;
- c) les résultats d'au moins une évaluation de la production menée durant 24 heures à l'égard de chaque puits de production de la zone, y compris les volumes de pétrole, de gaz et d'eau produits pendant l'évaluation;
- d) un résumé des opérations correctives menées à l'égard de l'un ou l'autre des puits situés dans la zone.

7 L'exploitant doit remettre à la Direction du
pétrole, dans les 60 jours de la fin de chaque année civile, un
rapport relatif au programme de maintien de la pression qui
indique graphiquement les données nécessaires à l'évaluation de
l'efficacité de l'injection d'eau.

Ordonnance n° MP 50 prise par la Commission de gestion du
pétrole et du gaz naturel en la ville de Winnipeg, province du
Manitoba, ce 4^e jour de juin 1986.

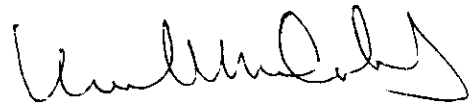
Pour la Commission de gestion du pétrole et du gaz
naturel,

le président,

le vice-président,



Charles S. Kang

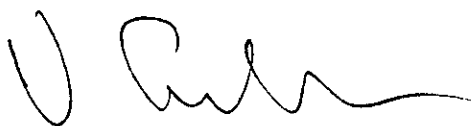


William McDonald



R. B. Ball, membre

Approuvée par le ministre de l'Énergie et des Mines,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Vic Schroeder', with a stylized, cursive script.

Vic Schroeder