تحسين عملية عزل المخاريط المائية باستخدام الحقن المزدوج في بعض الحقول السورية

طالب الماجستير: م. محمد الشيخ ماجستير في هندسة مخزون وإنتاج ونقل النفط

كلية الهندسة الكيميائية والبترولية – جامعة البعث

إشراف الدكتور: يوسف رجوب

الملخص

يقل معدل إنتاج البئر و يمكن أن ينعدم في بعض الحالات و ذلك أثناء استثمار الطبقات المنتجة الحاملة للنفط ، و يتحول الإنتاج من البئر إلى مياه طبقية على الرغم من بقاء كميات كبيرة من النفط في الطبقة المستثمرة ، وهذه الحالة تعرف بانغمار الطبقة المنتجة بالماء أو الغاز التي قد تأتي من الطبقة نفسها بسبب التقدم الطبيعي للمياه أو نتيجة استثمار الطبقة المنتجة بمعدلات عالية .

يهدف البحث إلى دراسة طريقة جديدة في عزل المخاريط المائية من خلال الحقن المزدوج باستخدام المواسير المرنة من خلال اختيار سائلي المعالجة والحماية المناسبين واجراء دراسة اقتصادية من أجل معرفة مدى الاستفادة من هذه الطريقة.

الكلمات المفتاحية : المخاريط المائية ، صيانة الآبار، الحقن المزدوج ، المواسير المرنة .

Enhancing the Isolation Process Of Water Coning Using A Double-Injection Method In some Syrian Fields

Abstract

The rate of well production is reduced and may be absent in some cases during the formation recovery.

Production from the well turns into water or gas, although large quantities of oil remain in formation. This situation is known as flooding the producing layer with water or gas, which may come from the same layer due to natural progress of water or as a result of high rates of oil recovery from production layers.

The research aims to study a new method for isolating water coning through double injection using coiled tubing by selecting the appropriate treatment and protective fluids and conducting an economic study to know the benefit of this method.

Key words : Water coning , Well workover , The dual injection , Coiled tubing .

1 – المقدمة :

يمكن أن يقل إنتاج البئر من النفط أو ينعدم في أثناء استثمار الطبقات الحاملة للمركبات الهيدروكربونية حيث ينتج الماء مع أن الطبقات ما زالت تحوي كميات هامة من النفط وهذا ما يطلق عليه بانغمار الطبقة المنتجة بالماء التي قد تأتي من الطبقة نفسها بسبب التقدم العادي للمياه (الانغمار التدريجي لشبكة الآبار) أو نتيجة التقدم غير العادي لهذه المياه وقدومها من مناطق أخرى وإن من أفضل الطرق المستخدمة في عزل المخاريط المائية هي الطرق الكيميائية (اسمنت، سيليكات، بولميرات).

من سلبيات استخدام الطرق الكيميائية:

1. تقليل نفوذية المجال النفطي .
2. ضرورة إعادة تنشيط المجال النفطي (تحميض ، تشقيق ثم إجراء عملية الغسيل).
3. قد تحدث مشاكل غير متوقعة (تأخر زمني) يسبب تغير في مواصفات موائع المعالجة.
4. خطورة حدوث الاستعصاء أثناء تنفيذ عملية العزل .
5. تأثير هذه المواد الكيميائية على عمليات الاستثمار المدعم (الإنتاج الثالثي) التي يمكن أن يخضع لها المكمن لاحقاً.

2 – هدف البحث :

يهدف هذا البحث إلى تقليل من سلبيات الطرق الكيميائية من خلال طريقة الحقن المزدوج من خلال:

1. تحقيق عملية عزل جيد للمخاريط المائية

2. حصر تأثير سائل المعالجة في المجال المائي.
3. الحفاظ على مواصفات الطبقة المنتجة وتحسينها عن طريق استخدام مائع حماية.
4. زيادة سرعة العملية باستخدام الحقن المزدوج.

3- مواد و طرق البحث :

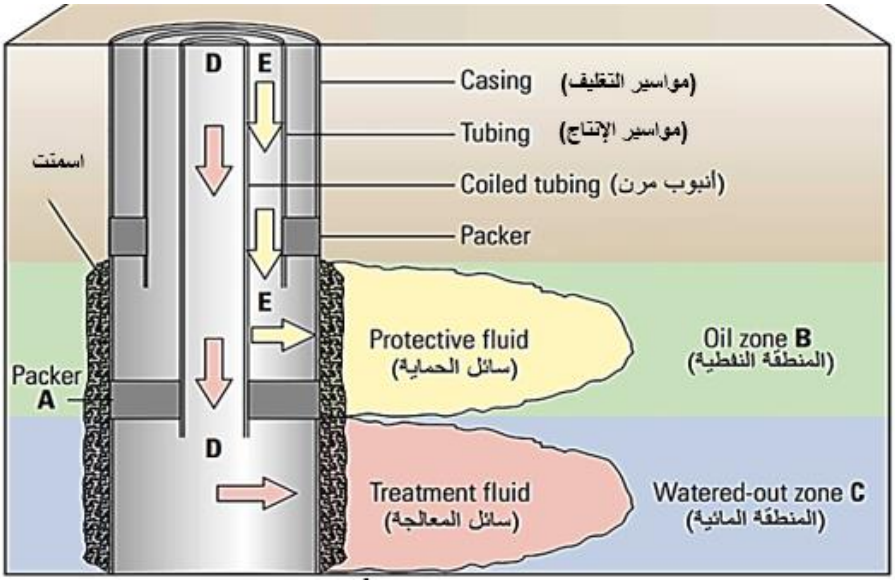
اعتمد البحث على طريقة الحقن المزدوج في معالجة مشكلة المخاريط المائية حيث يتم اختيار كلاً من سائلي الحماية والمعالجة المناسبين وتم استخدام برنامج Eclipse Schlumberger Simulator لتنفيذ عملية النمذجة والمحاكاة من خلال مقارنة مؤشرات الإنتاج في حالتين الأولى بدون استخدام الحقن المزدوج والثانية مع استخدام الحقن المزدوج من ثم اجراء الدراسة الاقتصادية للطريقة المدروسة.

4- طريقة الحقن المزدوج (Dual Injection)[1] :

تعتبر هذه الطريقة من الطرائق الكيميائية المستخدمة لعزل المخاريط المائية، وبالتالي فهي تتطلب توضعاً دقيقاً للموائع المستخدمة ضمن الطبقة المستهدفة ويعد تحقيق ذلك أمراً جوهرياً خوفاً من تخريب وأذية المنطقة النفطية. لتنفيذ ذلك، يتم استخدام الأنابيب المرنة (Coiled tubing) مع عوازل منع التسريب القابلة للنفخ (Inflatable Packers) كي نتمكن من ضخ سائل المعالجة (Treatment fluid) ضمن الطبقة المائية بدون حصول خطر على المنطقة النفطية المنتجة.

تقوم طريقة الحقن المزدوج باستخدام الأنابيب المرنة على استخدام عازل منع تسريب (A) لتأمين العزل بين المنطقتين النفطية (B) والمائية (C)، ثم ضخ سائل معالجة (D) بواسطة الأنابيب المرنة لإيصاله إلى المنطقة المائية لمنع الدخول غير المرغوب للماء

إلى المنطقة النفطية المنتجة أي عزل مخاريط الماء. وفي نفس الوقت، يتم ضخ سائل حماية (E) إلى المنطقة النفطية عبر حلقة الغلاف (Casing annulus) ليصل إلى الطبقة النفطية بهدف الحفاظ على مواصفاتها وتحسينها كما يُظهر الشكل التالي[1] :



الشكل (1): مخطط تنفيذ طريقة الحقن المزدوج باستخدام الأنابيب المرنة[1] .

يقوم سائل المعالجة عند ضخه في المنطقة المائية برفع لزوجة الماء بشكل كبير بحيث تقل النفوذية ضمن المنطقة المشبعة بالماء وبالتالي يقل احتمال تشكل مخاريط الماء بشكل كبير[2] .

بينما يقوم سائل الحماية عند حقنه في المنطقة النفطية بتشكيل حاجز غير نفوذ لمنع سائل المعالجة من دخول المنطقة المشبعة بالنفط [2] .

4-1- سوائل المعالجة:

تستخدم سوائل المعالجة باختصار لرفع لزوجة الماء وبالتالي تخفيض حركيتها ومن ثم ينخفض احتمال تشكل مخروط الماء بشكل كبير. من أهم السوائل المستخدمة كسوائل

معالجة هي محاليل البوليميرات لقدرتها الكبيرة على رفع لزوجة الماء عند استخدام تراكيز منخفضة منها وتوافرها صناعياً أو طبيعياً [3].

يتم عادة استخدام بوليميرات تنحل في الماء، وتكون ذات أوزان جزيئية عالية لكنها لا تشكل محاليل حقيقية بل تكون جزيئات البوليمير متوزعة ضمن جزيئات الماء ويؤخذ بعين الاعتبار عند اختيار البوليمير المناسب ألا تكون جزيئاته كبيرة بحيث تشكل إعاقة لحركة السوائل ضمن المسامات [3].

-المبدأ الفيزيائي لحقن البوليميرات: عندما يزيح الماء النفط من الفراغات المسامية فإن سرعة الإزاحة تتناسب مع حركية الماء أي:

$$\lambda_W = \frac{K_W}{\mu_W}$$

λ_W: حركية المياه.

K_W: النفوذية الفعالة للصخر بالنسبة للماء.

μ_W: لزوجة الماء.

أما حركية النفط تعطى بالعلاقة:

$$\lambda_O = \frac{K_O}{\mu_O}$$

λ_O: حركية النفط.

K_O: النفوذية الفعالة للصخر بالنسبة للنفط.

μ_O: لزوجة النفط.

وعند تساوي سرع الجريان لكلا السائلين باتجاه البئر المنتج يكون:

$$\lambda_W = \lambda_O$$

وبالتالي: $\frac{\lambda_W}{\lambda_O} = 1$

يُعرف بعد ذلك مفهوم نسبة الحركية (mobility ratio) وهو مؤشر يصف نسبة حركية الطور المُزيح للطور المُزاح أي:

$$M_{W-O} = \frac{\lambda_W}{\lambda_O} = \frac{K_W . \mu_O}{K_O . \mu_W}$$

وبالتقسيم على النفوذية المطلقة نجد:

$$M_{W-O} = \frac{K_{rw} . \mu_O}{K_{ro} . \mu_W}$$

$K_{\Gamma W}$: النفوذية النسبية للمياه.

$K_{\Gamma O}$: النفوذية النسبية للنفط.

يُلاحظ أن نسبة الحركية M_{W-O} أكبر من الواحد وبالتالي فإن معدل الحركية غير مرغوب به لذلك يتم استخدام البوليميرات المنحلة بالماء من أجل زيادة μ_W وتخفيض K_{rw} الأمر الذي يؤدي إلى تخفيض M_{W-O} لتكون قريبة من الواحد أو حتى أقل من الواحد (حركية النفط أكبر أو تساوي حركية المياه في الطبقة المنتجة) وبالتالي تحقيق معامل كسح حجمي (عمودي وأفقي) أفضل [3,4].

يوجد عدد من المواد والبوليميرات التي يمكن استخدامها لتحضير سائل المعالجة مثل [2,3,4]:

جدول (1): أنواع البولميرات مع مواد يمكن أن تضاف لها

المادة	مواصفات عامة
Polyacrylamides	صناعي، سالب القطبية، يوجد بشكل بودرة، يشكل مع الماء هلاماً غروياً
Xanthan gum	طبيعي ذو منشأ عضوي، سالب القطبية
Polyacrylate copolymers	صناعي، سالب القطبية، يذوب في الماء
Xanthan+ KCl +NaOH + CaCO3+ Starch powder	مزيج كيميائي يحسن خواص البوليمير الأساسي (Xanthan) ويرفع لزوجته بفعل كربونات الكالسيوم وبودرة النشاء

Xanthan Gum (XG)+ KCl +NaOH + CaCO3+ Starch powder:

تستخدم مثل هذه التركيبة بشكل أساسي عندما يكون احتمال دخول الماء إلى المنطقة النفطية كبيراً أي عندما لا يكون كافياً استخدام محلول البوليمير لوحده كما في المكامن المتشققة (fractured reservoirs) التي قد تحوي شبكة من الشقوق المعقدة والمسامات العالية، حيث يصبح احتمال تشكل المخاريط المائية كبيراً للغاية[2] .

لذلك يلزم ضخ سائل مستقر حرارياً وعالي التحمل للكالسيوم وقادر على إغلاق الشقوق ومنع تسرب الماء عبره[2,5] .

يظهر الجدول (2) التالي دور كل مكون في التركيبة السابقة والكميات المثلى الواجب استخدامها من كل مكون للحصول على ليتر واحد من سائل المعالجة المقترح [2] :

الجدول (2) : المواد المستخدمة لتشكيل سائل المعالجة المقترح وكمياتها.

المادة الكيميائية	وظيفة ودور المادة	الكمية اللازمة لتحضير 1L
كلوريد البوتاسيوم (KCl)	مانع انتباج بفعل الماء	30 g
هيدروكسيد الصوديوم (NaOH)	مادة ضبط درجة الحموضة PH	لضبط درجة الحموضة حتى 9.5
كربونات الكالسيوم (CaCO3)	عامل ربط المسامات	65 g
بوليمير Xanthan	رافع لزوجة	4 g
بودرة النشاء (Starch powder)	عامل مساعد على تماسك الجل الناتج	16

4-2- سوائل الحماية:

اقترحت الأوراق البحثية عدة سوائل حماية وذلك لحماية الطبقة النفطية من المواد الهلامية البوليمرية شديدة الضرر (سائل المعالجة). تمثل حماية مناطق النفط في المكامن المتشققة تحديًا كبيرًا تقنيًا واقتصاديًا بسبب تعقيد شبكة الشقوق[6] .

بوليمر Xanthan (XP) + ألياف السيللوز في محلول كلوريد البوتاسيوم.

وضع الباحث B. Ghosh وزملاؤه عدة شروط على مواصفات سائل الحماية الذي يمكن استخدامه[6] . فاقترحوا سائل حماية لزج يحتوي على جزيئات ليفية دقيقة معلقة، يتم ضخ هذا السائل لإنشاء كعكة ترشيح عديمة النفوذية (impermeable filter cake) في الصخور والمناطق الحاوية للنفط منخفضة النفوذية ولكن يسمح بمرور المزيد من السوائل عبر الشقوق مثل سائل المعالجة الذي نريده أن يُغلق الشقوق ليمنع دخول الماء عبرها وتشكيل مخروط الماء. تعتمد هذه التقنية على الفرق بين حجم الجسيمات للمواد المعلقة، وحجم فتحات الشق. يتم اختيار أبعاد جسيمات المواد الليفية بعناية، لتكون صغيرة بما يكفي لاختراق الشقوق بحرية، ولكنها كبيرة بما يكفي كي لا تدخل المنطقة الخازنة للنفط ولتشكيل كعكة مرشح خارجي على المناطق الحاوية للنفط. ويجب أن يكون سائل الحماية قابلاً للتحلل بسهولة عن طريق مواد كيميائية مناسبة من أجل استعادة نفاذية الطبقة الحاملة للنفط لما كانت عليه تقريباً، يمكن استخدام كمادة تفكيك سائل الحماية محلول amylase بتركيز 5% ذو درجة حموضة معدلة بواسطة حمض كلور الماء لتصبح pH=4[2].

بناءً على الشروط السابقة، تم خلط ألياف السيللوز الدقيقة المنتقاة بدقة ذات أطوال من 100 إلى 200 مم (في الوسط المائي) بمحلول بوليمر Xanthan (XP) ذو لزوجة مناسبة. كانت التراكيز المثلى المستخدمة للمواد الداخلة في تحضير سائل الحماية وفقاً لهذه المقالة هي بوليمر Xanthan 0.4% وألياف السيللوز 1.5% في محلول كلوريد

البوتاسيوم KCl تركيزه 4%. استُخدِم كلوريد البوتاسيوم لتجنب انتباج الطين (Clay) بالماء كونه يعمل كمانع انتباج[6] .

يعتبر السيللوز من المركبات العضوية المتشكلة من سلاسل بوليميرية طويلة من الكربوهيدرات أي يتكون من عدد كبير من وحدات الغلوكوز. تُصنع ألياف السيللوز من إيثرات (مركبات عضوية تحوي زمرة الإيثر الكيميائية R1-O-R2) أو استرات (مركبات عضوية تحوي زمرة الاستر (R-COO-R*) السليلوز، والتي يمكن الحصول عليها من لحاء أو خشب أو أوراق نباتات أو من مواد نباتية أخرى. يمتلك السيللوز كتلة جزيئية تساوي 162.14 g/mol لكل وحد غلوكوز وهو ذو لون أبيض كثافته 1.5 g/cm3 يمتلك مجال لحرارة الانصهار بين 260–270 درجة مئوية وهو لا ينحل في الماء بل يشكل فيها معلقاً.

توجد دراسات أخرى لاختيار واختبار سائل حماية إذ اقترح الباحث Bisweswar Ghosh وزملاؤه سائل حماية مشابه للسائل المذكور سابقاً ولكن باستخدام السيللوز سالب القطبية بدلاً عن ألياف السيللوز وإضافة كربونات الكالسيوم لسد المسامات [2] .

اقترح الباحث Zhang وزملاؤه (1998) استخدام مواد عضوية غير بوليميرية (لا تتكون من سلاسل طويلة) لتشكيل كعكة ترشيح ذات نفوذية ضعيفة وهذه المواد هي ألفا وبيتا ميتيل غلوكوز alpha- and beta-methyl glucosides (MEG) حيث استخدمت هذه المواد في سوائل الحفر ويمكن استخدامها أيضاً في سوائل الحماية[3] . تعتبر هذه المواد من مشتقات الغلوكوز المُنتَج من نشاء الذرة وهي تخفض التوتر السطحي وتشكل جسور بين المسامات فتساهم بتشكيل كعكة ترشيح منخفضة النفوذية.

الجدول (3) : المواد المستخدمة لتشكيل سائل الحماية المقترح وكمياتها.

المادة الكيميائية	وظيفة ودور المادة	الكمية اللازمة

		لتحضير 1L
كلوريد البوتاسيوم (KCl)	مانع انتباج بفعل الماء	40 g
بوليمير Xanthan	رافع لزوجة	4 g
ألياف السيلوز	عامل مساعد على تماسك الجل الناتج	15 g
محلول amylase	من أجل استعادة النفوذية للمجال المنتج	5%

5- الدراسة العملية :

5-1- اختيار سائل المعالجة:

تم اختيار سائل المعالجة المقترح من قبل الباحث Ghosh وزملائه أي السائل المركب التالي:

(Xanthan Gum (XG)+ KCl +NaOH + $CaCO_3$+ Starch powder)

وقد ذُكرت كميات كل مادة داخلة في تركيب ليتر من هذا السائل في الجدول(2) .

5-2- اختيار سائل الحماية:

تم اختيار سائل الحماية المقترح من قبل الباحث Ghosh وزملائه أي السائل المكون من ألياف السيللوز مع كلوريد البوتاسيوم وبولمير.

وقد ذُكرت كميات كل مادة داخلة في تركيب ليتر من هذا السائل في الجدول(3) .

- ✓ تم اختيار سوائل المعالجة والحماية المذكورة أعلاه دون غيرها بسبب نجاحها في تخفيض نفوذية الماء بحدود 90%، وعلى الرغم من انخفاض

نفوذية النفط أيضاً بحدود 10% ولكن مع استخدام سائل amylase سوف تعود النفوذية الى ما كانت عليه.

5-3- الأنابيب المرنة:

يتم استخدام أنابيب مرنة ملفوفة على بكرات مصنوعة من الفولاذ المارتنسيتي المُعالج حرارياً. أبعاد الأنابيب الملتفة كالتالي:

-قطر الأنبوب الخارجي: r_0=1.5inch

-قطر الأنبوب الداخلي: r_i=1.26 inch

5-4- برنامج النمذجة والمحاكاة:

تم استخدام برنامج Eclipse Schlumberger Simulator لتنفيذ عملية النمذجة والمحاكاة. تم دراسة عملية المحاكاة وفق مرحلتين أساسيتين(بدون الحقن ومع اجراء عملية الحقن):

لمحة عن موقع الدراسة(حقل البرغوث):

هو حقل نفطي يقع على بعد 20km عن حقل التنك حيث يبلغ إحتياطي الحقل 78MMSTB وهو يعتمد على طاقة الدفع المائي في الإنتاج ويتم الإنتاج فيه من طبقة الضّبّيات الكربوناتية ويبلغ الضغط الطبقي البدائي للمكمن 5000 PSI

ويوضح الجدول (4) بيانات ومواصفات النفط في المكمن المدروس والتي هي جزء من المعطيات التي تم إدخالها إلى برنامج المحاكاة.

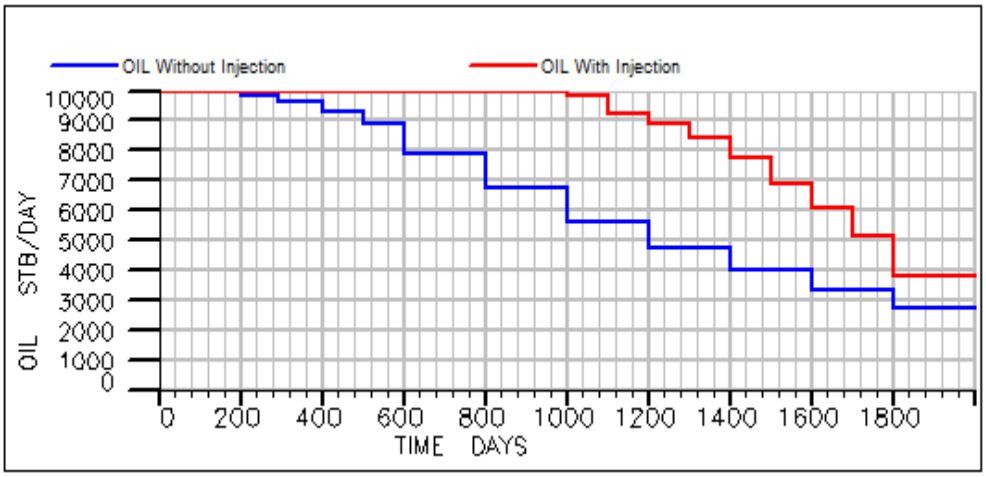
الجدول (4) :مواصفات النفط في المكمن المدروس.[7]

Bubble Point Pressure	1124 psi
Bubble Point Temp	269 F°
Oil Density	49 Lb/ft^3
Water Density	63 Lb/ft^3
PVDO P(psia) Bo(rb/stb) Viscosity(Cp)	300 1.1 1.16 800 1.23 1.127 6000 1.15 1.19
PVTW P(psia) Bw(rb/stb)	4500 1.02
Bo	1.25 rb/stb
Perm	200 md

المقارنة بين الحالتين بدون حقن ومع اجراء عملية الحقن:

تتم عملية المقارنة من خلال المنحيات البيانية لإنتاج النفط و الماء والإنتاج التراكمي للنفط والماء بدون اجراء عملية حقن و مع اجراء عملية حقن وفق مايلي:

1- إنتاج النفط :

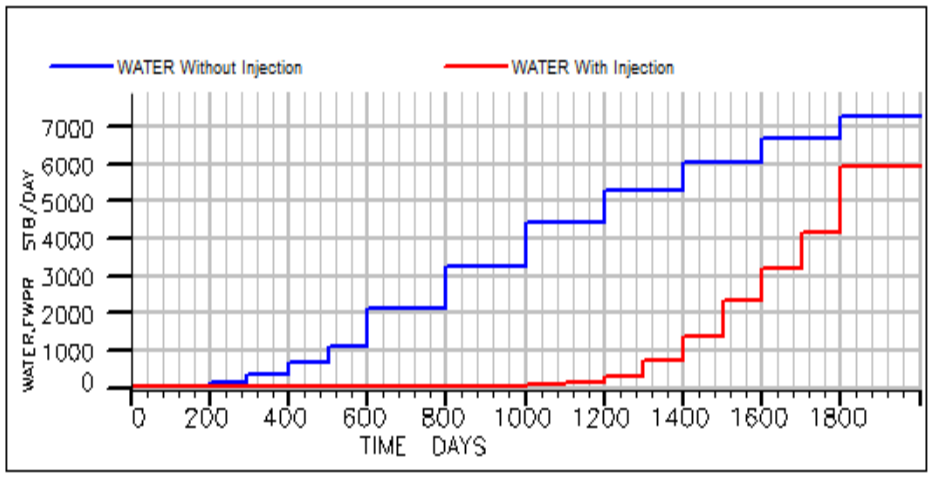


الشكل(1): مقارنة بين إنتاج النفط بدون استخدام الحقن المزدوج ومع استخدام الحقن المزدوج.

يُلاحظ انخفاض معدل إنتاج النفط (بدون اجراء عملية الحقن المزدوج) بعد الإنتاج لمدة 200 يوم فقط بسبب دخول الماء بكميات كبيرة للمنطقة النفطية نتيجة تشكل المخاريط المائية وبالتالي ينخفض إنتاج النفط ويزداد إنتاج الماء.

بينما معدل إنتاج النفط (مع اجراء عملية الحقن المزدوج) يبقى ثابتاً تقريباً حتى مرور 1000 يوم مما يعني تأخر دخول الماء إلى المنطقة النفطية بسبب عزل مخاريط الماء.

2- انتاج الماء:

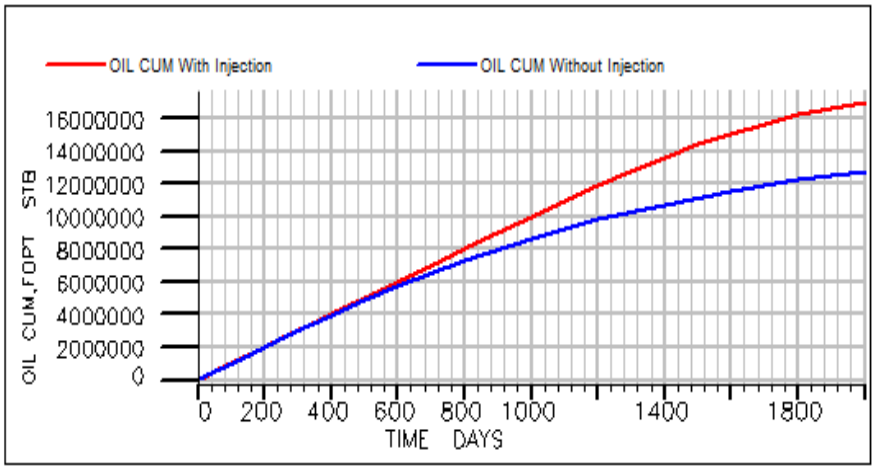


الشكل(2): مقارنة بين إنتاج الماء بدون استخدام الحقن المزدوج ومع استخدام الحقن المزدوج.

يُلاحَظ في الشكل السابق أن معدل إنتاج الماء (بدون اجراء عملية الحقن المزدوج) يكون معدوماً تقريباً حتى مرور 200 يوم إنتاج ثم يبدأ بالارتفاع بكميات كبيرة.

بينما معدل إنتاج الماء (مع اجراء عملية الحقن المزدوج) يبقى معدوماً تقريباً حتى مرور 1000 يوم مما يعني تأخر دخول الماء إلى المنطقة النفطية بسبب عزل مخاريط الماء.

3- إنتاج النفط التراكمي:

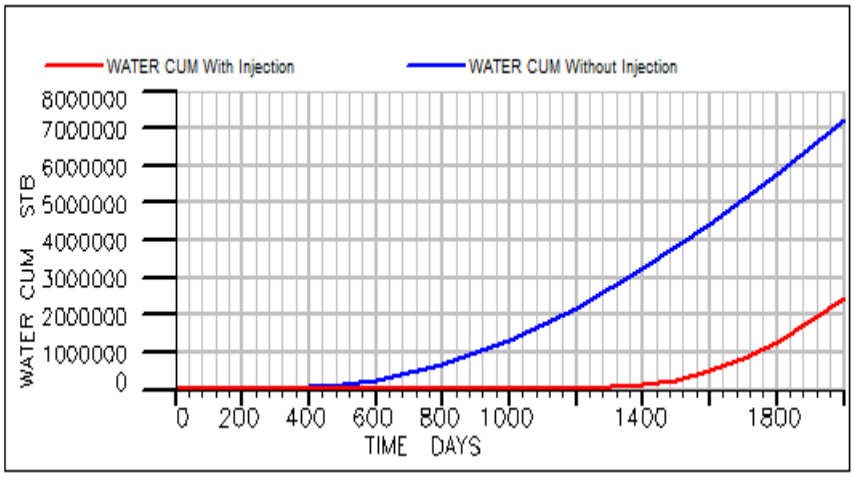


الشكل(3): مقارنة بين إنتاج النفط التراكمي بدون استخدام الحقن المزدوج ومع استخدام الحقن المزدوج.

يُلاحظ في الشكل السابق معدل إنتاج النفط التراكمي (بدون اجراء عملية الحقن المزدوج) يكون بشكل شبه خطي حتى 200 يوم فقط من إنتاج النفط ثم يصبح بشكل منحني بسبب تشكل المخاريط المائية وإنتاج المياه بكميات كبيرة.

بينما معدل إنتاج النفط (مع اجراء عملية الحقن المزدوج) نلاحظ أن علاقة إجمالي إنتاج النفط بالزمن هي علاقة خطية تقريباً حتى مرور 1400 يوم إنتاج ثم يبدأ الإجمالي بالتناقص بشكل قليل.

4- إنتاج الماء التراكمي:



الشكل(4): مقارنة بين إنتاج الماء التراكمي بدون استخدام الحقن المزدوج ومع استخدام الحقن المزدوج.

يُلاحظ في الشكل السابق أن معدل إنتاج الماء التراكمي (بدون اجراء عملية الحقن المزدوج) يزداد بشكل طردي بعد 300 يوم فقط من إنتاج النفط بسبب تشكل المخاريط المائية.

بينما معدل إنتاج الماء التراكمي (مع اجراء عملية الحقن المزدوج) نلاحظ أن علاقة إجمالي إنتاج الماء مع الزمن لا تظهر إلا بعد مرور 1300 يوم إنتاج ثم يبدأ الإجمالي للماء بالتزايد بشكل أقل حدة من المنحني الاخر.

معدل إنتاج النفط التراكمي من الحقل بدون الحقن:

Field Oil Production Rate (FOPR)=12762147 STB

معدل إنتاج النفط التراكمي من الحقل مع الحقن:

Field Oil Production Rate (FOPR)=16966925 STB

مقدار الزيادة في إنتاج النفط: 4204778 STB

أي بمعدل زيادة إنتاج تقريبي 33%.

الجدول(5):المقارنة بين إنتاج الماء والنفط بين بدون استخدام الحقن المزدوج ومع استخدام الحقن المزدوج.

	الإنتاج التراكمي من النفط (STB)	الإنتاج التراكمي من الماء (STB)
بدون عملية الحقن المزدوج	12762147	7237853
مع عملية الحقن المزدوج	16966925	2419317

يُلاحَظ تحسن معدل إنتاج النفط بمقدار 33% تقريباً وانخفاض معدل إنتاج الماء بمقدار 66.6% مما يعني نجاح طريقة الحقن المزدوج في عزل المخاريط المائية.

الاقتصادية الجدوى دراسة:

سيتم في هذه الدراسة اعتماد عملة الدولار لحساب مقدار الجدوى الاقتصادية في استخدام هذه الطريقة لمدة 2000 يوم:

بافتراض سعر برميل النفط 44 دولار.

الجدول(6): لائحة باسعار المواد الداخلة بتركيب سائل الحقن والحماية

المادة الكيميائية	سعر 1 كغ (الدولار)	النسبة الوزنية لتحضير 1كغ(%)
كلوريد البوتاسيوم (KCl)	0.63	3
هيدروكسيد الصوديوم (NaOH)	0.5	3
كربونات الكالسيوم ($CaCO_3$)	0.7	6.5
بوليمير Xanthan	1.6	0.4
بودرة النشاء(Starch powder)	0.5	1.6
سللوز سالب القطبية	3.5	1.5
محلول amylase	0.5	5

سعر 1 ليتر من سائل الحقن يساوي 1.5 دولار

سعر 1 ليتر من سائل الحماية 2.5 دولار.

سعر 1 ليتر من محلول amylase 0.5 دولار.

سعر برميل النفط: 44 دولار.

تكلفة إنتاج برميل النفط في سوريا 3 دولار.

معدل إنتاج النفط التراكمي من الحقل بدون استخدام الحقن المزدوج:

Field Oil Production Rate (FOPR)=12762147 STB

معدل إنتاج النفط التراكمي من الحقل بعد استخدام الحقن المزدوج:

Field Oil Production Rate (FOPR)=16966925 STB

مقدار الزيادة في إنتاج النفط: 4204778 STB

أي بمعدل زيادة إنتاج تقريبي 33%

حساب حجوم كلٍّ من سائلي المعالجة والحماية:

المعادلة المستخدمة في حساب حجم كلٍّ من سائلي المعالجة والحماية:

$$v = \Phi \cdot \pi \cdot D \cdot 0.8 * \left\{ H \cdot D + 2 \cdot H \cdot R_{wellbore} + 2 \cdot \frac{K_v}{K_h} \cdot \left[\frac{2}{3} D^2 + \frac{\pi}{2} \cdot R_{wellbore} \cdot D \right] \right\}$$

ø: المسامية.

H: سماكة المنطقة المراد التأثير فيها.

D: عمق المنطقة المراد وصول السائل اليها.

$R_{wellbore}$: نصف قطر البئر .

Kv/kh: نسبة النفوذية الشاقولية الى الأفقية.

الجدول(7): المعطيات الداخلة في حساب حجم سائل المعالجة

Well				
Well parameters	Value	Unit	Value	Unit
سماكة المنطقة المراد التاثير فيها	**18**	M	18.00	M
نصف قطر البئر	**7**	inch	0.18	M
(open hole bit size)				
المسامية	**20**	%	20%	
نسبة النفوذية الشاقولية الى الأفقية.	**0.1**		0.10	
عمق المنطقة المراد وصول السائل اليها	**1.5**	m	1.50	M
حجم سائل المعالجة	**31841**	**l**	**31.8**	**m3**

تكلفة سائل المعالجة=31841×1.50=47761.5$

الجدول(8): المعطيات الداخلة في حساب حجم سائل الحماية

Well				
Well parameters	Value	Unit	Value	Unit
سماكة المنطقة المراد التاثير فيها	**6**	M	6.00	M
نصف قطر البئر	**7**	Inch	0.18	M
(open hole bit size)				
المسامية	**20**	%	20%	
نسبة النفوذية الشاقولية الى				

			الأفقية.
	0.10	**0.1**	
			عمق المنطقة المراد وصول السائل اليها
M	1.50	M	**1.5**
m3	**10.9**	**L**	**10855**
			حجم سائل الحماية

تكلفة سائل الحماية=10855×2.5=27137.5$.

تكلفة محلول الأميلاس=10855×0.5=5427.5$.

تكلفة استخدام مجموعة المواسير المرنة (للحقن والاحياء)= 7000$.

حساب الربح قبل عملية الحقن المزدوج علما أن تكلفة إنتاج البرميل النفطي هي 3 دولار تقريبياً:

الربح= عدد البراميل المنتجة قبل الحقن المزدوج * سعر البرميل – تكلفة البرميل * عدد البراميل المنتجة قبل الحقن المزدوج.

الربح =523248027 دولار

حساب الربح بعد الحقن المزدوج

الربح = عدد البراميل المنتجة بعد الحقن المزدوج * سعر البرميل – تكلفة البرميل * عدد البراميل المنتجة بعد الحقن المزدوج –تكلفة استخدام المواسير المرنة – تكلفة سائل المعالجة – تكلفة سائل الحماية – تكلفة محلول amylase.

الربح =695549598.5 دولار.

مقدار الزيادة في الربح =[(الربح بعد الحقن – الربح قبل الحقن)/ الربح بعد الحقن]*100

مقدار الزيادة في الربح=24.8%

أي أن عمليه الحقن المزدوج تساهم في زيادة الارباح بمقدار 25 % على مدى 2000 يوم.

الاستنتاجات والتوصيات:

1. زيادة إنتاج النفط بمعدل 33 % بعد إجراء عملية الحقن المزدوج.

2. انخفاض إنتاج الماء بمعدل 66.6 % بعد إجراء عملية الحقن المزدوج.

3. دراسة سوائل معالجة وسوائل حماية أخرى بحيث تكون ذات كفاءة عالية وسعر منخفض لتحقيق مردود اقتصادي جيد.

4. دراسة تركيز سوائل المعالجة وسوائل الحماية الواجب إضافتها إلى الآبار النفطية تبعاً للزوجة النفط في الأراضي السورية وتحقيق الأمثلية في الإضافة للمواد وذلك لتحقيق أفضل مردود اقتصادي وتقليل الهدر قدر الامكان.

5. دراسة الجدوى الاقتصادية للحقن المزدوج على مدة زمنية أكثر من 2000 يوم لتحديد مدى جدوى هذه العملية على المدى البعيد.

6. العمل على نمذجة الآبار السورية وتطوير محاكاة المكامن النفطية حاسوبياً وذلك لتقليل الاخطاء وإجراء دراسات على الآبار بشكل جيد وتحديد أفضل طريقة لتجنب تشكل المخاريط المائية قدر الإمكان أو تأجيل تشكلها تبعا لمعدل الإنتاج أو الحواجز أو بواسطة الحقن المزدوج.

7. زيادة عامل النفوذية الأفقية بإحدى طرائق المعالجة (تحميض، تشقيق هيدروليكي، ...)، أو إنقاص النفوذية العمودية للتقليل أو لمنع تقدم الماء وبالتالي تشكل المخاريط المائية.

8. الابتعاد بما فيه الكفاية عن مستوى التقاء النفط بالماء، لذلك من الافضل أن يكون التثقيب في مركز الطبقة المنتجة.

9. يتم تقليل تشكل المخاريط المائية والغازية باختيار نظام التثقيب المكثف.

10. تنظيم معدل استثمار الطبقات النفطية لمنع حدوث عمليات الإماهة لما لها من تأثيرات سلبية على المواصفات الخزنية للطبقة المنتجة من جهة المعدات الموجودة في البئر من جهة أخرى .

11. من خلال الأعمال الحقلية و التجارب العملية تم التوصل إلى أن الميل لتشكل المخاريط المائية أو الغازية يتناسب عكساً مع فرق الكثافة و طرداً مع فرق اللزوجة للموائع الطبقية.

12. ينصح بتشكيل حواجز اصطناعية غير نفوذة بين النفط و الغاز أو النفط و الماء بضخ مواد عازلة (نفط لزج أو اسمنت أو مواد بلاستيكية) و لتسهيل ذلك يفضل إجراء عملية تشقيق هيدروليكي للطبقة لفتح شقوق أفقية و من ثم تغلق بالمواد العازلة .

13. ينصح بدراسة استخدام تقنية الأبار الذكية **(Smart Wells)** من أجل تنظيم عملية الإنتاج والتقليل من خطر حدوث الاماهة المبكرة للخزانات النفطية.

14. تحسين المعدل الحرج في حالة الآبار الأفقية عنها في الآبار العمودية ، و هذا يتحقق بحفر بئر أفقية بطول جذع كبير و الذي يحقق فرق ضغط قليل بين الطبقة و جذع البئر.

قائمة المراجع **References**:

1- Bill Bailey, Mike Crabtree, Jeb Tyrie, Jon Elphick, Fikri Kuchuk, Christian Romano, Leo Roodhart ; 2006; Water Control-Schlumberger.

2- Ghosh, Bisweswar, Samhar Adi Ali, and Hadi Belhaj. "Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design." Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2020): 1-11.

3- Civan, F. "Reservoir Formation Damage-Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation, Gulf Professional Pub." (2007).

4- Thomas, F. Brent, et al. "Water shut-off treatments-reduce water and accelerate oil production." Journal of Canadian Petroleum Technology 39.04 (2000).

5- Reda AA (2016) Evaluation of water coning phenomenon in naturally fractured oil reservoirs. J Petrol Technol.

6- Ghosh, B., et al. "Development of a novel chemical water shut-off method for fractured reservoirs: Laboratory development and verification through core flow experiments." Journal of Petroleum Science and Engineering 96 (2012): 176-184.

7- Al Furat Petroleum Company (AFPC) Reports.