OAPEC

award for scientific research for the year 2010

استخدام طريقة الحقن الكيميائي ASP لزيادة عامل الإزاحة النفطي في حقل ديرو(سوريا)

USING ASP CHEMICAL FLOODING METHOD FOR INCREASING OIL DISPLACEMENT FACTOR IN DERO OILFIELD(Syria)

بحث علمي تطبيقي في مجال

Enhanced Oil Recovery(EOR)

إعداد

الدكتورالمهندس

مصعب بدر الدين البريدي

PHD In Enhanced Oil Recovery(EOR)

أنجز هذا البحث بتاريخ 2010/2/23

E.mail : mosab853331@yahoo.com

المقدمة (Introduction)

نضوب النفط حقيقة علمية.ليس في سورية فقط بل في جميع البلدان المنتجة لهذه الثروة.ولعل في إحصائيات منظمة أوبك فيصلاً لهذه الحقيقة ، حيث أكدت في دراسة لها أن النفط العالمي سينضب عام 2050 رغم المحاولات في هذا البلد أو ذاك لتأخير أجل الزيت الأسود، كما أن زيادة الاستهلاك ستسرع من تاريخ النضوب، فالنفط موجود في تجاويف محددة ضمن طبقات الأرض وليس ثمة بحار نفطية .

يشكل تدني إنتاج و تصدير النفط الخام عائقاً أمام تقدم الاقتصاد السوري في المستقبل المنظور و ذلك بسبب نضوب المخزون النفطي وعدم قدرة قطاعات الاقتصاد الرئيسة الأخرى كالصناعة والزراعة والسياحة التعويض عما يقدمه قطاع النفط للاقتصاد الوطني . لقد بدأنا نلمس حسب الدراسات المستمرة تناقص إنتاج النفط منذ عام1998 وقت كان في الذروة أي600 ألف برميل يومياً ، في حين لا يتجاوز إنتاجنا اليوم350ألف برميل يومياً ، ويتوقع أن يتناقص هذا الإنتاج بشكل كبير ابتداءً من العام 2008، وستصبح سورية بسبب تدني إنتاجها النفطي وتزايد استهلاكه محلياً مستورداً صافياً للنفط وذلك في حوالي العام2015 , فالدراسات التي قامت بها الشركة السورية للنفط أكدت أن إنتاج النفط سيستمر بالتناقص وسينحدر إلى حوالي250 ألف برميل يوميا بحلول العام 2020 .

عملياً تستطيع طرق الإنتاج الأولي(PrimaryProduction) أن تحقق مردوداً يتراوح بين15–25% في حين أن طرق الإنتاج الثانوي(SecondaryProduction) يمكن أن تحقق مردوداًإضافياً يتراوح بين10–20% وهذا يعني بقاء كميات من النفط ضمن الطبقة المنتجة لايمكن استخراجها إلا بتطبيق طرق الإنتاج الثالثي (الإنتاج المدعم للنفط) والتي تشكل الطرق الكيميائية أحد أنواعها الهامة .

وهذا مادفعنا إلى البحث في سبل تطوير طرق إنتاج النفط في الحقول السورية وذلك عن طريق التوجه لدراسة إمكانية استخدام طرق الاستثمار المدعم للنفط (EOR), وبصورة خاصة الطرق الكيميائية منها Chemical EOR والتي يمكن أن ترفع مردود الطبقة بشكل أكبر وبالتالي تمكن من استخراج الكميات المتبقية من النفط في الطبقة المنتجة . تتميز الطرق الكيميائية بما يلي :

- سهولة تطبيقها، حيث لا تحتاج إلى معدات سطحية كثيرة ومعقدة كباقي طرق الاستثمار المدعم للنفط الأخرى مثل حقن CO_2، حقن البخار.... الخ، إضافة إلى استخدامها الآمن.
- إمكانية تطبيقها في مختلف مراحل استثمار الحقل، كما أن الشروط الحدية التي تفرض استخدامها تمتاز بالمرونة مما يجعلها مؤهلة لتشمل حقولاً واسعة .
- الانتشارالواسع لاستخدام هذه الطرق في الوقت الحالي عالمياً وخاصة مع ارتفاع أسعار النفط مؤخراً، مما جعل هذه الطرق اقتصادية وفتح المجال أمامها بعد أن كان استخدامها في الماضي محدوداً بأسعار النفط المنخفضة(العامل الاقتصادي).

- إمكانية تطبيق هذه الطرق مع الحقن المائي الواسع الانتشار عالمياً في حقول كثيرة، إضافة إلى كون طريقة الحقن المائي مطبقة حالياً في بعض الحقول السورية لزيادة عامل الإزاحة النفطي، حيث يؤدي استخدام هذه الطرق مع الحقن المائي إلى تحسين فعالية الكسح (*SweepEfficiency*)، وبالتالي زيادة المردود النفطي بشكل أفضل من استخدام الحقن المائي لوحده.
- التنوع الكبير لهذه الطرق وبالتالي التنوع الواسع في شروط استخدامها الأمر الذي يجعلها تشمل حقولاً كثيرة لتطبيقها (*Alkaline, Polymer, Surfactant, ASP, AP, SP, MP, MAP, ….*).

تُشكل مخفضات التوتر السطحي , البوليميرات , والقلويات المكونات الرئيسة لأية عملية استثمار مدعم للنفط كيميائياً , ويمكن أن تكون تفاعلات هذه المواد مهمةً جداً بالنسبة للنتيجة النهائية للتجارب الحقلية حيث يمكن أن تعزز أو تقلل من التأثير المرغوب لكل مادة عندما تختلط دفعات هذه المواد المختلفة في المكمن. قد يكون المطلوب في بعض الحالات حقن هذه المواد الكيميائية المختلفة معاً في ذات الدفعة كما هو الحال في الطريقة موضوع البحث (*ASP*) وذلك لكي يكون لها تأثير مضاعف و لتقصير المدة اللازمة للحقن وبالتالي تطوير هذه العملية اقتصادياً. وبما أن حقن محاليل مخفضات التوترالسطحي والقلويات والبوليميرات يعتمد على مبدأ الإزاحة بالامتزاج فإن دراسة السلوك الطوري لهذه المحاليل مع النفط ضرورية جداً من أجل تشكيل أنظمة تُبدي مناطق ثنائية الطور ذات حجوم صغيرة .

تُعتبر طريقة الحقن الكيميائي(*ASP*) تقنية حديثة في الاستثمار المدعم للنفط ، مُطورة عن طريقة حقن البوليميرات وحقن القلويات وحقن مخفضات التوتر السطحي، فهي تجمع بين محاسن هذه الطرق جميعها, وتلقى هذه الطريقة في الوقت الحالي اهتماماً كبيراً من حيث البحث والتطبيق. كما أن استخدام هذه الكيماويات معاً يمكن أن يحقق مردوداً مرتفعاً للنفط وبكلفة منخفضة نسبياً, وذلك نتيجة لاستخدام القلويات ذات الثمن الأقل, مما يقلل من استخدام المواد المخفضة للتوتر السطحي الأغلى سعراً , ويؤدي الغرض ذاته بكفاءة عالية , ومع الأخذ بعين الاعتبار أهمية وجود البوليمير في محلول الحقن *ASP*.

يوجد حالياً أكثرمن*27* مشروعاً للحقن الكيميائي(***ASP***) في العالم موزعة في كل من حقول ألبرتا، كاليفورنيا، الصين،كولورادو ، إندونيسيا،الهند, لويزيانا، أوكلاهوما، فنزويلا ووايومينغ وغيرها. إضافة لذلك هناك حالياً *12* مشروعاً للحقن الكيميائي***ASP*** في طريقها للتطبيق في الولايات المتحدة الأمريكية .

أتمنى أن أكون قد وفقت في تقديم خطوة على طريق تطبيق طرق الاستثمار المدعم للنفط في الحقول السورية والتي أصبحنا بحاجة ملحة جداً لتطبيقها خلال الأعوام القليلة القادمة .

والله ولي التوفيق

الدكتورالمهندس

مصعب بدر الدين البريدي

ملخص البحث

تم في هذه البحث دراسة إمكانية استخدام طريقة الحقن الكيميائي *ASP* كإحدى طرق الاستثمار المدعم للنفط Enhanced Oil Recovery(EOR) بهدف زيادة عامل الإزاحة في حقول النفط السورية . بدايةً أجري مسح مرجعي لطرق (EOR) بشكل عام والكيميائية منها(Chemical EOR) بشكل خاص, متضمناً بصورة خاصة المسح المرجعي لطريقة الحقن الكيميائي *ASP* (الدراسات المخبرية والمشاريع الحقلية التي تخص هذه الطريقة) كما أجري أيضاً مسح مرجعي لطرق الاستثمار المدعم للنفط المنفذة والمخطط لها في الحقول السورية . وبعد دراسة المؤشرات الخزنية للحقول السورية ومقاطعتها مع شروط تطبيق طريقة الحقن*ASP* اختير أحد الحقول المناسبة للدراسة والتطبيق(حقل ديرو), حيث أحضرت منه عينات صخرية وسائلة, وقيست خصائصها الفيزيائية والكيميائية . استخدم في الدراسة المخبرية 14 نوع من مخفضات التوتر السطحي و7 أنواع من البوليميرات و6 أنواع من القلويات ومن خلال قياس المؤشرات الفيزيائية والكيميائية لمحاليلها تم التوصل إلى تحديد التركيز المثالي لكل مادة في النظام المحقون(فيما إذا تم حقنها بشكل منفصل), ومن ثم التركيز المثالي لهذه المواد (فيما إذا تم حقنها كمزيج في الطبقة (*ASP*)) والتي تحقق أقل توتر بين سطحي من جهة وأعلى لزوجة من جهة أخرى . ونظراً لأن دراسة السلوك الطوري مهمة جداً لتفسير عمليات الإزاحة, كما أن ربط نتائج عمليات الإزاحة والسلوك الطوري مع الاختبارات الحقلية يُعتبر من العوامل الحاسمة لنجاح عملية الحقن الكيميائي*ASP*, فقد درس في هذا الإطار تأثير إضافة كل مكون من مكونات محلول الحقن الكيميائي *ASP* على خاصية الامتزاج(نفط/محلول*ASP*) إضافة إلى دراسة تأثير درجتي الحرارة والملوحة الطبقيتين على الخاصية المذكورة. ونتيجة لهذه الدراسة فقد تم تحديد التركيز الأمثل لمكونات محلول الحقن الكيميائي *ASP* المختارة في المرحلة السابقة , ولكن من وجهة نظر سلوك الأطوار(أي التراكيز التي تحقق أكبر حجم لمنطقة الطور الواحد) . وفي المرحلة اللاحقة تم حقن المحلول المثالي المحقق سابقاً ضمن نموذج صخري يحاكي الطبقة المنتجة للحقل المدروس وذلك بأشكال وطرق مختلفة , وقورنت نتائج عمليات حقن المحلول*ASP* بعملية حقن المياه . ومن ثم تم تحديد الحجم المثالي لدفعة محلول*ASP* التي يجب حقنها في الطبقة .وأخيراً تم إجراء دراسة اقتصادية تضمنت اختيار نموذج مصغر (*PILOT*) في الحقل المدروس ,وتحديد حجوم المواد المحقونة ,والتسلسل المقترح لحقنها إضافة إلى تصميم مخطط الحقن المقترح , ومن ثم حساب كلفة المواد المحقونة ضمن البايلوت , وكمية النفط المتوقع

إنتاجها منه بعد حقن دفعة محلول *ASP*. وبمحصلة ماسبق فقد تم التوصل إلى مجموعة هامة من النتائج صنفت في آخر البحث .

ABSTRACT

This work was conducted to study the feasibility of using ASP Chemical injection as Enhanced oil recovery method to increase the recovery factor from the Syrian oil fields

At the beginning a Literature Review of the enhanced oil recovery methods in general was conducted, especially chemical methods, including ASP solution method (lab studies and field projects related to this method),

After studying reservoir characteristics of Syrian oil fields and the data were correlated with the requirements ASP chemical injection applications, a suitable field was selected (Diero field for lab experiments), and samples of the field pay formation and fluids were prepared, and their chemical and physical properties were defined.

In the lab experiments, 14 types of surfactants, 7 types of polymers, and 6 types of alkaline were used, chemical and physical parameters of their solutions were determined, to determine the optimum concentration for each component in the injection system (if were injected separately), then the optimal concentrations of their mixed solution in the formation (ASP) which can achieve the lowest interfacial tension, and on the other hand the maximum viscosity.

Since studying the phase behavior is very important for displacement mechanism explanation, as well as correlation the displacement and phase behavior results with field testing are considered of the crucial factors in the success of ASP chemical injection. In this view the effect of addition every component of ASP solution on ASP solution/oil miscibility, the effect of formation salinity and temperature on the mentioned property were studied.

As a result of this study the optimum concentrations of ASP solution components (that are selected in the previous step) were determined from the phase behavior point of view (e.i the concentrations that meet the minimum multiphase area and maximum single phase area).

In the next step the chosen solution was injected in formation rock model which simulate the reservoir formation of the field in different methods and patterns , and the results of ASP solution injection were compared with dual component arrangements injection trials such as: water injection

Then the optimal volume of the ASP solution slug to be injected in the reservoir was determined.

Finally economic study was conducted, included selection of pilot model of the field, determination of volume of injected chemicals, suggested plan of chemical injection sequence, in addition to design of suggested injection pattern, then the cost of chemical to be injected in the model was calculated, and the expected oil production volumes from the pilot after ASP solution slug injection.

As a result from the above mentioned, a very important group of results were obtained and classified at the end of this study.

.....

KEY WORDS

Alkaline- Surfactant-Polymer- Screening criteria- Displacement-Station- Flooding Permeability-Porosity-Phase Behavior-Single Phase-Miscibility-Solution-Mixture-ChemicalEOR-InterfasialTension-SurfaceTension-Viscosity-Conductivity-Turbidity-Adsorption-Share Rate-Optimum Concentration-Anionic-Non Anionic-Simulation-Oil Recovery-Pilot-Slug-Cores-Recoverability-Water Percent-Injection-Economical- Cash water

مخطط البحث

الدراسة النظرية

و تضمنت المحاور الرئيسة التالية :

1- تعريف طريقة الحقن الكيميائي ASP

2- مبررات وأسباب اختيار طريقة الحقن الكيميائي ASP كإحدى طرق الاستثمار المدعم للنفط EOR.

3- آليات تأثير طريقة الحقن الكيميائي***ASP***.

4- المؤشرات الخزنية للطبقة المنتجة في حقل ديرو

5- الشروط الحدية(***Screening Criteria***) لاستخدام طريقة الحقن الكيميائي ***ASP***. ومقاطعتها مع المؤشرات الخزنية لحقل ديرو.

6- مبررات وأسباب اختيار حقل ديرو لتطبيق طريقة الحقن ASP .

7- دراسة جيولوجية وتركيبية لحقل ديرو .

الدراسة العملية

وتضمنت مايلي:

1- تحليل الموائع الطبقية لحقل ديرو وقياسات الأكوار

2- اختيار النوع من (POLYMERS),(SURFACTANTS),(ALKALINES) الأكثر فعالية لتطبيق طريقة الحقن ASP في حقل ديرو

3- تحديد التراكيز المثالية لمكونات محلول الحقن ASP التي تعطي أعلى فعالية عند حقنها في حقل ديرو

4- دراسة السلوك الطوري (نفط ديرو/محلول ASP)

5- تحضيرات عمليات الإزاحة :وتضمنت

- تحضير موديل فيزيائي للطبقة المنتجة لحقل ديرو
- تحضير موديل فيزيائي للنفط الطبقي
- تحضير الموديل الطبقي لعمليات الازاحة

6- عمليات الإزاحة (*Displacement*)

7- المردود الاقتصادي لعملية الحقن ASP في حقل ديرو

8- الاستنتاجات والتوصيات .

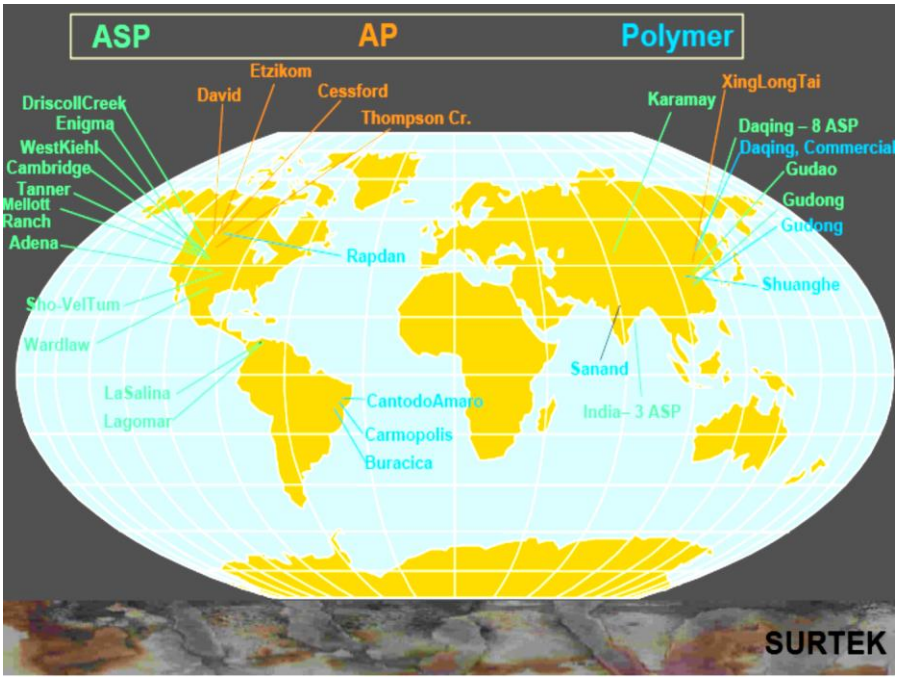
الدراسة النظرية

1- تعريف طريقة الحقن الكيميائي ASP

تُعتبر طريقة الحقن الكيميائي(*ASP*) تقنية حديثة في الاستثمار المدعم للنفط EOR، وهي مُطورة عن كل من طريقة حقن البوليميرات , حقن القلويات وحقن مخفضات التوتر السطحي، فهي تجمع بين محاسن هذه الطرق جميعاً حيث يمكن الاستفادة من أهمية وجود البوليميرات والقلويات والمواد المخفضة للتوتر السطحي مجتمعة، وتلقى هذه الطريقة في الوقت الحالي اهتماماً كبيراً من حيث البحث والتطبيق.

إن استخدام هذه الكيماويات معاً يمكن أن يحقق مردوداً مرتفعاً للنفط وبكلفة منخفضة نسبياً وذلك نتيجة استخدام القلويات ذات الثمن الأقل مما يقلل من استخدام المواد المخفضة للتوتر السطحي الغالية الثمن (بعض الأنواع) ويؤدي ذات الغرض بكفاءة عالية , مع الأخذ بعين الاعتبار أهمية وجود البوليمير في محلول الحقن ASP. هناك أكثر من27 مشروعاً للحقن الكيميائي(*ASP*) في العالم موزعة في كل من حقول ألبرتا، كاليفورنيا، الصين، كولورادو، إندونيسيا، لويزيانا، أوكلاهوما، فنزويلا وويومينغ. إضافة إلى ذلك هناك 15 مشروعاً تم اعتمادها في تشرين الأول2003، وفي الوقت الحالي هناك 12 مشروعاً للحقن الكيميائي(*ASP*) في طريقها للتطبيق في الولايات المتحدة الأمريكية .

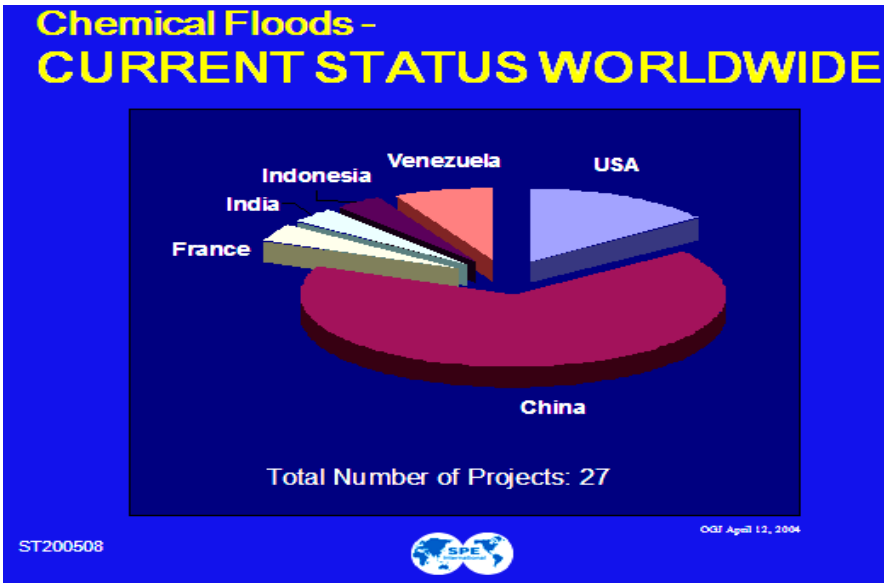
يبين الشكل التالي توزعاً لبعض مشاريع الحقن الكيميائي(*ASP*) في الحقول النفطية لبعض دول العالم.



الشكل(1) : مشاريع الحقن الكيميائي ومن ضمنها طريقة الحقن(*ASP*)

2- أسباب اختيار طريقة الحقن ASP كإحدى طرق الاستثمار المدعم للنفط.

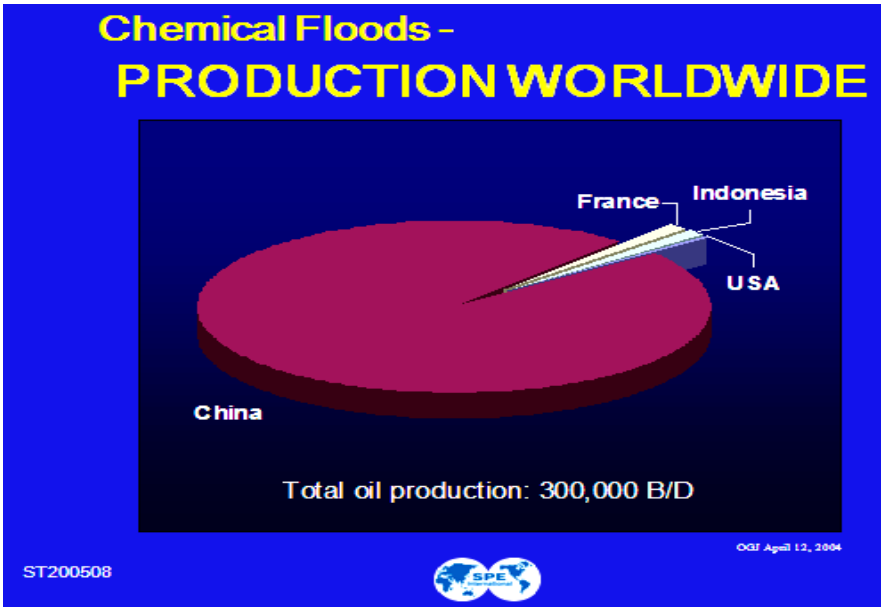
تعتبر طريقة الحقن الكيميائيASP إحدى طرق الاستثمار المدعم للنفط *EOR* التي لاقت في الآونة الأخيرة اهتماماً كبيراً من قبل شركات النفط العالمية ومهندسي البترول في مراكز الأبحاث النفطية وخاصة مع الارتفاع الكبير لأسعار النفط مؤخراً. يبين الشكل التالي مشاريع الحقن الكيميائي في مجموعة من دول العالم لعام *2004*



الشكل(2): توزع مشاريع الحقن الكيميائي في بعض دول العالم لعام *2004*.

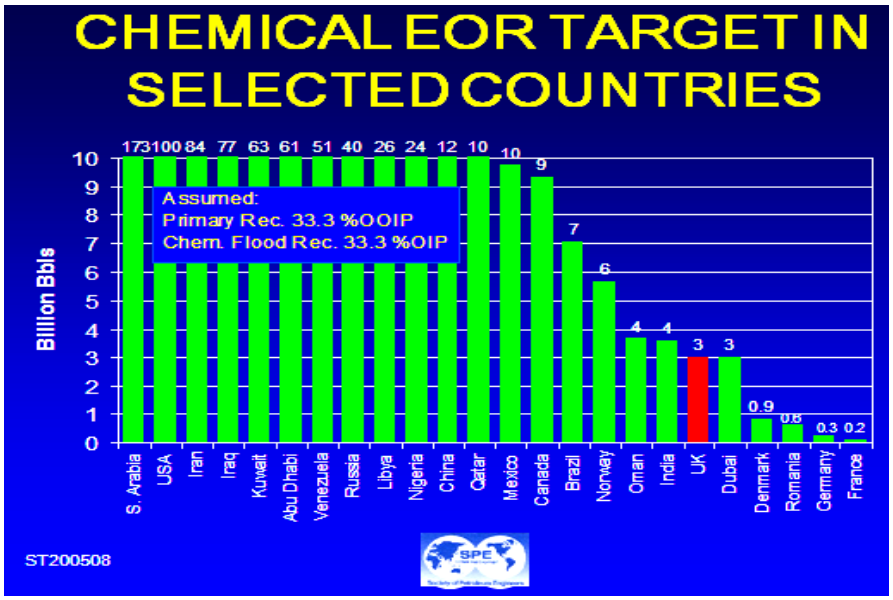
لقد أدى استخدام الطرق الكيميائية إلى زيادة معدل الإنتاج ووصل إلى أكثر من *25%* من*OOIP* في بعض الخزانات، وهذه تعتبر نسبة كبيرة بالمقارنة مع الطرق الأخرى.

يوضح الشكل التالي مردود استخدام الطرق الكيميائية في عمليات الإنتاج لبعض الدول حيث وصل إلى *300,000bbl/day* ومعدل إنتاج النفط يعتبر مقياساً لنجاح هذه الطرق الكيميائية.



الشكل(3): مردود استخدام الطرق الكيميائية لبعض دول العالم.

أما الشكل التالي فيوضح الاستثمار المدعم للنفط بالطرق الكيميائية *ChemicalEOR* لمجموعة من الدول بدءاً من المملكة العربية السعودية فالولايات المتحدة الأمريكية، إيران ..... فرنسا، وذلك بفرض أن المردود الأولي(*33.3 %*) من(*OOIP*)، والمردود باستخدام الطرق الكيميائية (*33.3%*) من (*OIP*)



الشكل(4): الاستثمار المدعم الكيميائي للنفط المستهدف لمجموعة من الدول.

يتضح من كافة الأشكال السابقة أن عمليات الاستثمار المدعم للنفط باستخدام الطرق الكيميائية *Chemical EOR* ومنها طريقة الحقن ASP لها تأثير إيجابي على عمليات استخراج النفط، ولهذا فإن هذه الطريقة تعتبر هامة جداً في تحسين إنتاج النفط وزيادة عامل الإزاحة النفطي.

إضافة لما سبق فإن طريقة الحقن ASP تتميز بما يلي:

1- سهولة تطبيقها، حيث لا تحتاج إلى معدات سطحية كثيرة ومعقدة كباقي طرق الاستثمار المدعم للنفط الأخرى مثل حقن CO_2، حقن البخار.... الخ، إضافة إلى استخدامها الآمن.

2- يمكن تطبيقها في مختلف مراحل استثمار الحقل، إضافة إلى أن الشروط الحدية التي تفرض استخدامها تمتاز بالمرونة مما يجعلها مؤهلة لتشمل حقولاً واسعة وذات مواصفات مختلفة.

3- الانتشار العالمي الواسع لاستخدام هذه الطريقة في الوقت الحالي وخاصة مع ارتفاع أسعار النفط مؤخراً، مما جعل هذه الطريقة اقتصادية وفتح المجال أمامها بعد أن كان استخدامها في الماضي محدوداً بأسعار النفط المنخفضة (العامل الاقتصادي).

4- إمكانية تطبيق هذه الطريقة مع الحقن المائي الواسع الانتشار عالمياً في حقول كثيرة، إضافة إلى كون طريقة الحقن المائي مطبقة حالياً في حقل ديرو لزيادة عامل الإزاحة النفطي فيه، حيث يؤدي استخدام هذه الطريقة مع الحقن المائي إلى تحسين فعالية الكسح (*SweepEfficiency*)، وبالتالي زيادة المردود النفطي بشكل أفضل من استخدام الحقن المائي لوحده.

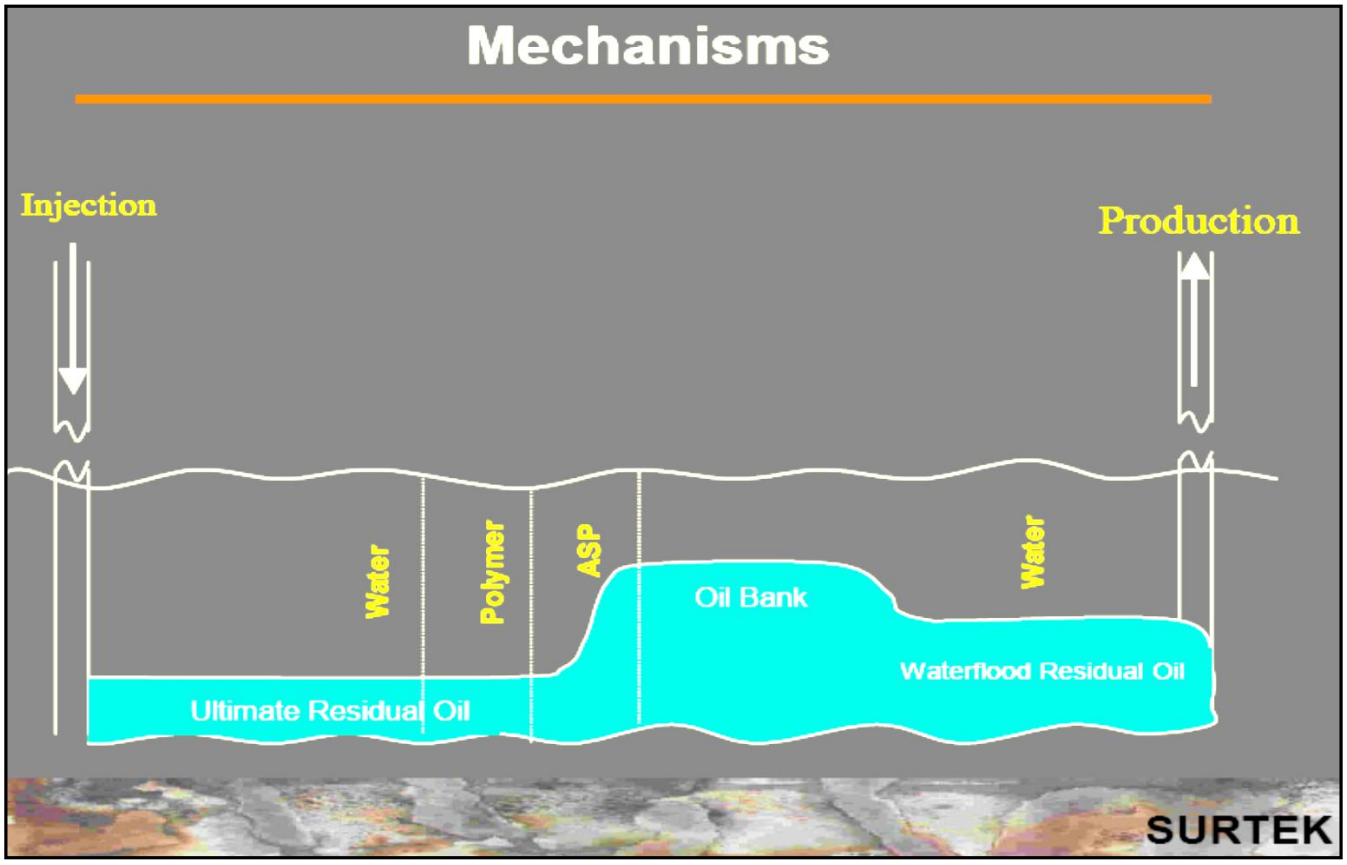
5- التنوع الكبير للطرق الكيميائية وبالتالي التنوع الواسع في شروط استخدامها الأمر الذي يجعلها تشمل حقولاً كثيرة لتطبيقها (*Alkaline, Polymer, Surfactant, ASP, AP, SP, MP, MAP, ...*).

3-آليات تأثير طريقة الحقن ASP وميكانيكية الإزاحة:

- تخفيض التوتر بين السطحي(*Interfacial Tension*) بين النفط والمياه
- تخفيض نسبة الحركية(*Mobility Ratio*) بين النفط والماء
- زيادة الرقم الشعري (N_c *Capillary Number*)
- إستحلاب النفط(*Emulsification Of Oil*)
- تغيير خاصية التبلل (*Wet ability alteration*)

ميكانيكية الإزاحة باستخدام طريقة الحقن الكيميائي(*ASP*)

إن التأثير المشترك لكل من القلويات ومخفضات التوتر السطحي والبوليمير في محلول الحقن (*ASP*) يؤدي إلى إزاحة للنفط كما هو مبين في الشكل التالي.



الشكل(5): آلية الإزاحة وفق طريقة الحقن (***ASP***) (*Premixed Slugs*) .

نشير هنا إلى أن الحقن الكيميائي(*ASP*) يمكن تطبيقه بطريقتين:

1-الطريقة الأولى: تحضير مزيج من القلوي ومخفض التوتر السطحي والبوليمير معاً بتراكيز محددة لكل منها على السطح ومن ثم حقن هذا المزيج دفعة واحدة، يليه دفعة من محلول بوليميري ثم حقن سائل الإزاحة، يُطلق على هذه الشكل اسم(*premixed injection*)

2-الطريقة الثانية: حقن متناوب لكل من القلويات ومخفضات التوتر السطحي والبوليمير بتراكيز محددة وبحجوم محددة ومدروسة مخبرياً يليها حقن دفعة البوليمير ومن ثم حقن سائل الإزاحة (*Drive Water*)، وهذه الطريقة يطلق عليها(*Sequence Injection*).

4-المؤشرات الخزنية للطبقة المنتجة في حقل ديرو

الجدول(1): المؤشرات الخزنية لحقل ديرو

الطبقة	الجريبي	الانتقالية
عام الإنتاج	*1982*	*1985*
المساحة	*3.6 Km²*	*54 Km²*
السماكة الفعالة	*4.55 m*	
متوسط التشبع بالنفط حتى نهاية2008	*(65 %)*	
API	*35.1*	

لزوجة النفط بالشروط السطحية	15.5 C.P
لزوجة النفط بالشروط الطبقية	4.5 C.P
المردود النفطي الأولي	15 %
المردود النفطي الحالي	8.8 %
الاحتياطي القابل للاستخراج	$1.299.10^6\ m^3$ | $2.56.10^6\ m^3$
الاحتياطي الجيولوجي	$8.662.10^6\ m^3$ | $17.064.10^6\ m^3$
نسبة المياه الحالية حتى نهاية 2008	34.5%
الضغط الطبقي الأولي	54 atm
الضغط الطبقي الحالي	45atm
ضغط القاع	42atm
حرارة الطبقة	33 °C
عدد الآبار الكلي	59
عدد الآبار المنتجة	34
عدد الآبار العاملة	37
الإنتاج التراكمي من النفط حتى عام 2006	$1.507685.10^6\ m^3$
الاحتياطي المتبقي	$2.407.10^6\ m^3$
كثافة شبكة الآبار	91.4
السحب السنوي	2.2%
معدل الاستنضاب	58.9%
وصف الطبقة	حجر كربوناتي مسامي فجوي مشقق
عمق الطبقة	600m
عامل حجم النفط	(1.01)

5-الشروط الحدية (*Screening Criteria*)لاستخدام طريقة الحقن الكيميائي (*ASP*):

الجدول(2):الشروط الحدية لاستخدام طريقة الحقن الكيميائي (*ASP*).

$API > 20$
$\mu < 35(c.p)$
$S_o > 35\%$
$K > 10(m.D)$
$Depth < 9000(ft)$

Temperature less 200 F
h (m) غير محددة
الكميات الكبيرة من الجص والأنهيدريت والغضار غير مرغوب بها
تُفضل التشكيلات التي لا تحوي شقوقاً وفوالق بشكل كبير

من خلال مقاطعة الشروط الحدية لتطبيق طريقة الحقن الكيميائي(*ASP*) مع مواصفات الطبقة المنتجة والسوائل الطبقية في حقل ديرو وجدنا أنه يمكن فعلياً تطبيق طريقة الحقن الكيميائي(*ASP*) على حقل ديرو حيث تتطابق مواصفات هذا الحقل تماماً مع شروط تطبيق هذه الطريقة .

الجدول(3) : مقارنة بين مواصفات حقل ديرو وشروط تطبيق طريقة الحقن*ASP*

شروط تطبيق الطريقة	مواصفات حقل ديرو
API > 20	*API = 35.1*
μ *< 35(C.P)*	μ(سطحية)=15.5 C.P (30 °C) μ(طبقية)=4.5 C.P
S_o *> 35%*	S_o الحالية=65%
K > 10(mD)	*K =89.6(mD)*
Depth < 9000(ft)	*Depth= 600 m*
Temperature less 200 F	*T= 33 °C=91.4F⁰*
h (m) N.C	*h=4.55 m*

6- مبررات وأسباب اختيار حقل ديرو لتطبيق طريقة الحقن ASP .

1-إن مواصفات حقل ديرو(المواصفات الخزنية ومواصفات السوائل الطبقية) تتطابق تماماً مع شروط استخدام طريقة الحقن الكيميائي(*ASP*) كما هو موضح سابقاً.

إضافة إلى ذلك فإن الشرطين(9,8) المذكورين سابقاً في الجدول(2) محققين في حقل ديرو.

2- تداخلات الجص والأنهيدريت والغضار ضمن المجال المنتج قليلة جداً حسب الوصف الليتولوجي.

3-الإنتاج من حقل ديرو يتم من طبقة الجريبي التي وصفها : حجر كربوناتي مسامي شقي فجوي قليل الفوالق والشقوق كما هو واضح من خلال الخارطة التركيبية للحقل المعروضة لاحقاً .

4-يتمتع حقل ديرو بمسامية جيدة (*22%*).

5-وجود احتياطي جيولوجي يعادل($17.064.10^6 m^3$) أما الاحتياطي المتبقي ($2.407.10^6 m^3$).

6-المردود الحالي ضعيف لا يتجاوز(*8.8%*) بالرغم من الكثافة العالية لشبكة الآبارحيث تبلغ (*91.4%*)، (عدد الآبار العاملة حالياً 37 بئراً).

7-ارتفاع نسبة الإماهة تدريجياً (*28.5%*) حتى تاريخ 2006/12/31. (بنهاية 2008 بلغت 34.5%) .

8–وجود حقن مياه حالياً في حقل ديرو لدعم الضغط الطبقي وهذا عامل مساعد في تطبيق هذه الطريقة، لكن حقن المياه غير كافي مستقبلاً وحالياً لأسباب كثيرة تتعلق بانخفاض المردود النفطي .

9–إن (*PH*) الوسط لحقل ديرو قلوي بحدود (*PH≈8.5*) وهذا الوسط مناسب جداً لحقن مخفضات التوتر السطحي(الكمية الضائعة بالامتزاز أقل ما يمكن، لا يحصل ترسيب، فعالية عظمى)، إضافة لكونه يُعتبر وسطاً ملائماً ومناسباً جداً للمحافظة على لزوجة محلول البوليمير المضاف إلى محلول الحقن(*ASP*).

7– دراسة جيولوجية وتكتونية لحقل ديرو:

يقع حقل ديرو إلى الشمال من مدينة دير الزور بمسافة (*36Km*) وفي نهوض مستقل سمي نهوض الذرو. اكتشف هذا التركيب لأول مرة عام 1934 من قبل الجيولوجيين (*T.F.Williamson, F.E.Willing*) اللذين قاما بمسح المنطقة جيولوجياً ووضعا خارطة جيولوجية لها، وفيها يظهر التركيب على شكل مجموعة قبب تأخذ اتجاه جبل البشري، وتظهر في قمة التركيب تشكيلة الفارس الأسفل بينما تظهر توضعات الفارس الأعلى في المنحدر الشمالي للتركيب.

جرت في منطقة ديرو والمناطق المجاورة لها عدة مسوحات اهتزازية من قبل شركة الحيو (1974– 1975)، والفرق الوطنية(1979– 1982) . تم حفر بئر ديرو– 2 بتاريخ 1983/3/5 ثم استُؤنف الحفر في تركيب ديرو مرة أخرى بناءً على خطة عمل مديرية الاستكشاف لعام 1983 لاستكشاف تشكيلتي الجريبي والانتقالية وذلك بحفر الآبار(3– 4– 5– 6– 7– 8– 9– 10). في الربع الثاني من عام 1984 أُعيد تفسير منطقة ديرو من قبل دائرة التفسيرات في مديرية الاستكشاف، وعلى أساسها تم حفر الآبار التالية (15– 16– 17– 18– 19) جنوب ديرو حيث دلّت نتائجها الإيجابية على وجود تجمعات هيدروكربونية في إغلاقات جديدة منتشرة على محور موازٍ لمحور حقل ديرو الرئيسي، كما تم حفر الآبار التالية (11– 12– 13) في ذات العام.

تكتونية حقل ديرو:

تقع منطقة ديرو من الناحية التكتونية على المنحدر الغربي لمرتفع دير الزور، وبسبب التكسير التكتوني يُقسّم التركيب إلى ثلاثة نطاقات ذات طبيعة متدرجة مع هبوط بالاتجاه الجنوبي– الشرقي.

تتوضع التكسرات(الفوالق) الإقليمية الطابع من جهة منخفض الفرات باتجاه شمال شرق، وهي من النوع الكلسي. الفالق الأول ذو رمية (*20-35m*) والثاني يقع إلى الشمال وهو ذو رمية (*80- 100 m*). إن رمية هذه الفوالق تكون أقل بالاتجاه الجنوبي الغربي.

الدراسات الليتوستراتغرافية التفصيلية لتشكيلتي الجريبي والانتقالية:

A. تشكيلة الجريبي: اعتماداً على الدراسة الستراتغرافية والبتروغرافية الترسيبية المفصّلة للعينات الاسطوانية المقتطعة من هذه التشكيلة أمكن تقسيم هذه التشكيلة إلى النطاقات الأربعة التالية:

النطاق الأول(*JE1*): تتكون صخور هذا النطاق من كربونات ميكريتية كلسية، أما الدولوميت الميكريتي فإن انتشاره محدود وتحتوي صخوره أيضاً على عقد من الأنهيدريت بالاضافة إلى بلورات من البيريت، تتراوح سماكة هذا النطاق بين (*39m*) في بئر ديرو6 و(*33.5m*) في بئر ديرو15.

النطاق الثاني(*JE2*): تتكون صخور هذا النطاق من صخور كلسية من نوع بيوميكروسباريت بالإضافة إلى الدولوميت وحشوات من الأنهيدريت، سماكة هذا النطاق(*20m*) في بئر ديرو8، و(*12m*) في بئر ديرو18.

النطاق الثالث(*JE3*): عبارة عن طبقة من الأنهيدريت سماكتها(*2m*).

النطاق الرابع(*JE4*): يتكون من صخور بيوميكريتية كلسية، وبيوميكروسباريتية أحياناً خاضعة لعملية الدلمتة. سماكة هذا النطاق(*28m*) في بئر ديرو5، و(*23.5m*) في بئري ديرو2 و6.

B. المنطقة الانتقالية: تتوضع المنطقة الانتقالية مباشرة فوق تشكيلة الجريبي وتعكس تناوباً في البيئة الترسيبية من بحرية ضحلة إلى بحيرية، ونتيجةً لهذا التناوب أمكن تمييز النطاقات التالية من الأسفل للأعلى

النطاق(*TR1*): يتميز بوجود صخور كلسية من نوع دولوميكريت، وتبلغ سماكته الوسطية بحدود(*2m*).

النطاق(*TR2*): يشبه النطاق الأول مع تحول في بنية الصخر إلى ميكاروسباريت، سماكته الوسطية(*3m*)

النطاق(*TR3*): عبارة عن حجر كلسي ميكروسباريتي، سماكته الوسطية بحدود(*5m*).

النطاق(*TR4*): صخور هذا النطاق مشابهة للنطاق(*TR3*)، سماكته الوسطية (*6m*) وثُبت أنه حامل للنفط استناداً لعمليات الإنهاء التي تمت في آبار ديرو(6- 7- 8).

الخصائص البتروغرافية والترسيبية لتشكيلتي الجريبي والانتقالية:

يمكن تمييز ثلاث نطاقات من الأسفل للأعلى هي:

نطاق أ، ويمثل (*JE1*): يتكون من صخور كربوناتية ميكريتية، ويشكل الكلس المجهري(*70%*) من حجم الصخر الكلي، الخصائص الخزنية للصخور المدروسة متوسطة، حيث تتراوح نسبة الفراغات من (*10-15%*) وأبعاد(*0.02-0.8mm*) كما تُلاحظ تشققات عمودية قليلة من مرتبة ميليمترية في الصخر.

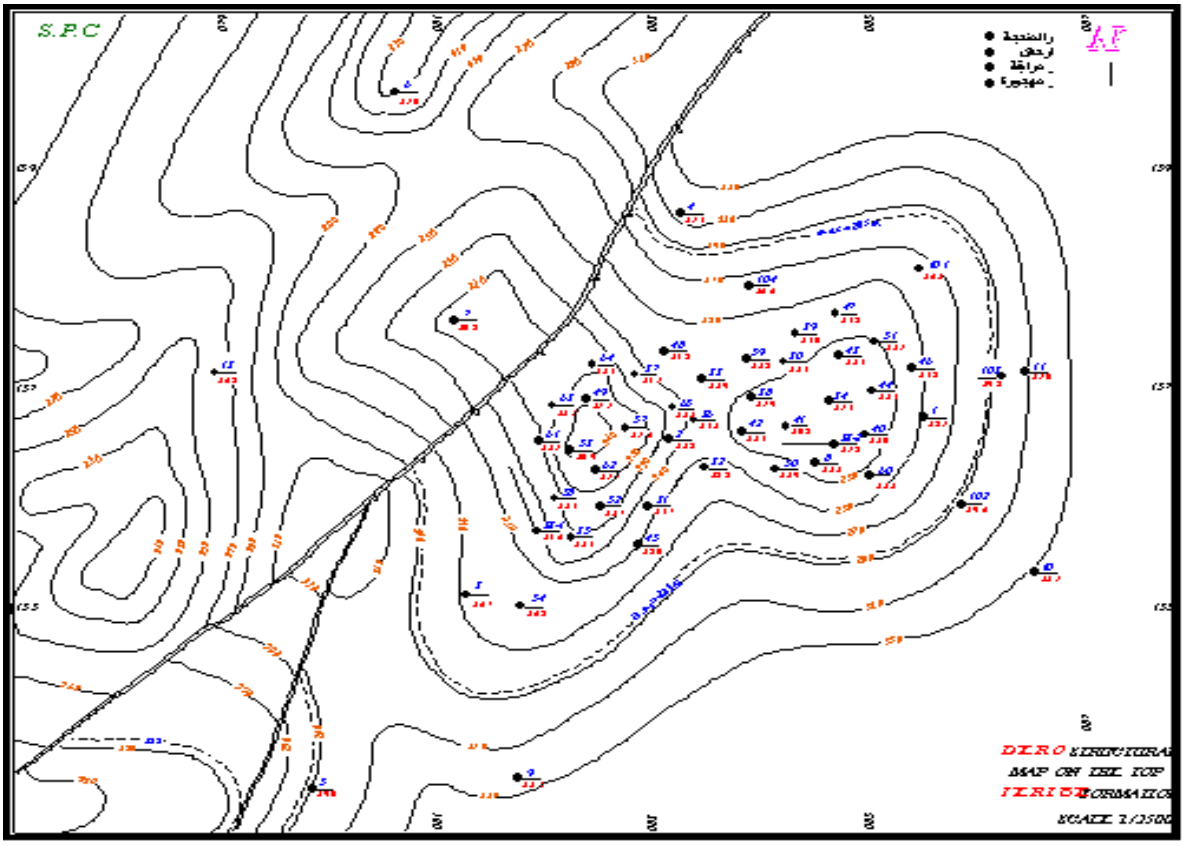
نطاق ب، ويمثل (*JE2*): يتكون من صخور كلسية ميكروسباريتية، حيث يتكون من كلس ميكروسباريتي وأحياناً ميكريتي بين(*50-60%*) من حجم الصخر الكلسي، نسبة الفراغات تتراوح بين (*15-25%*)، وأبعادها من(*0.02- 1.5mm*) مع وجود كهوف تصل أبعادها إلى(*9mm*).

نطاق ج، ويمثل (*JE3*): عبارة عن طبقة من الأنهيدريت سماكتها من(*2-4m*)، خصائص هذا الصخر الخزنية سيئة ولا توجد شواهد نفطية.

نطاق د، ويمثل (*JE4*): تتكون صخوره من كلس ميكريتي إلى ميكروسباريتي مع دلمتة، تُشكل الصخور الميكريتية والميكروسباريتية نسبة تتراوح بين(*50- 80%*) من حجم الصخر الكلي، الخصائص الخزنية سيئة بشكلٍ عام بالقسم العلوي وجيدة في القسم السفلي.

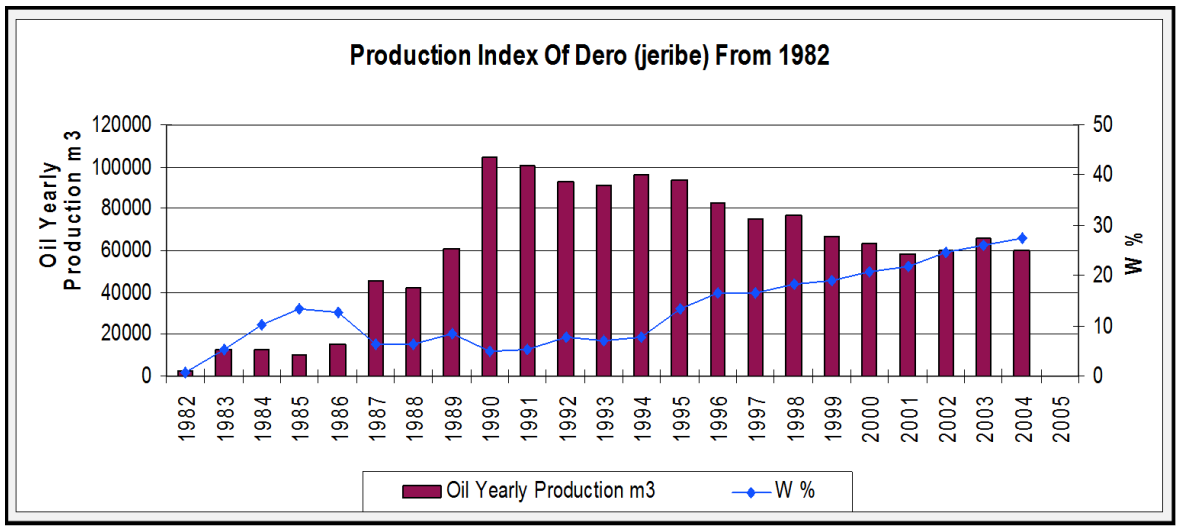
الخارطة التركيبية لحقل ديرو:

يبين الشكل التالي الخارطة التركيبية لتشكيلة الجريبي في حقل ديرو.



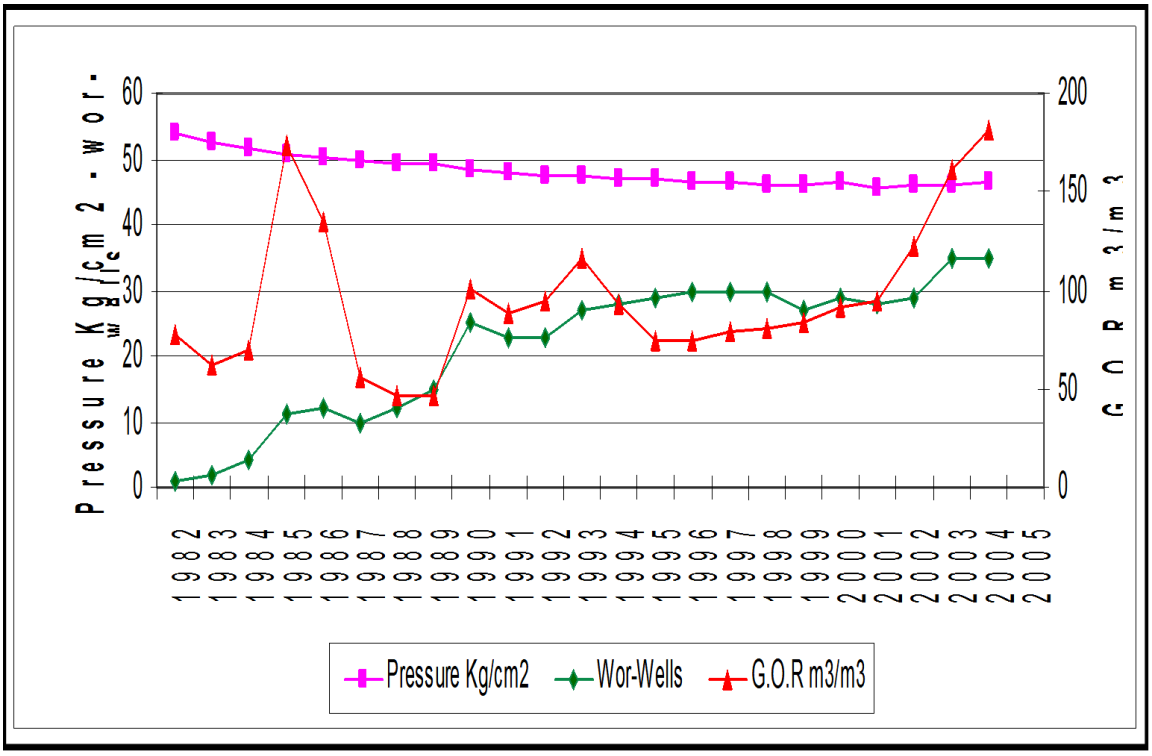
الشكل(6): الخارطة التركيبية لحقل ديرو (تشكيلة الجريبي).

كما يبين الشكل التالي الإنتاج السنوي من النفط لحقل ديرو وذلك بين عامي 1982و 2005.



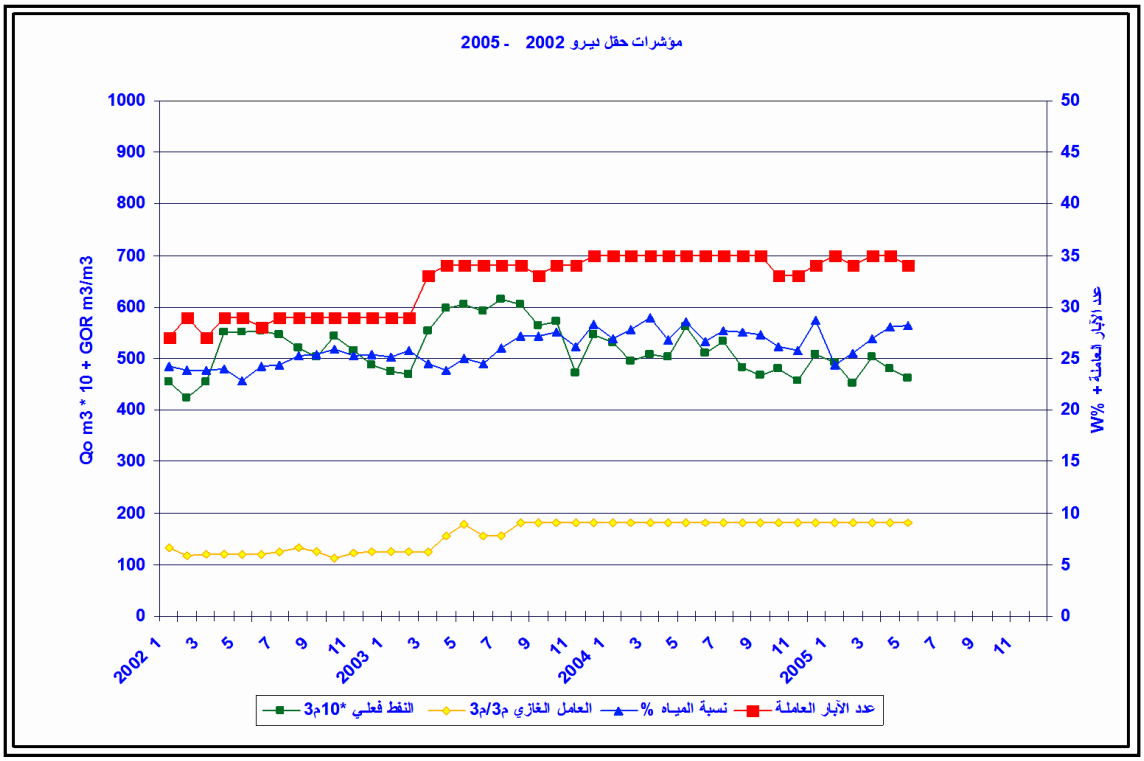
الشكل(7): مؤشر الإنتاج السنوي لحقل ديرو بين عامي 1982و 2005.

أماالشكل التالي فيُبين تغير الضغط الطبقي للحقل المذكور مابين عامي 1982 و 2005.

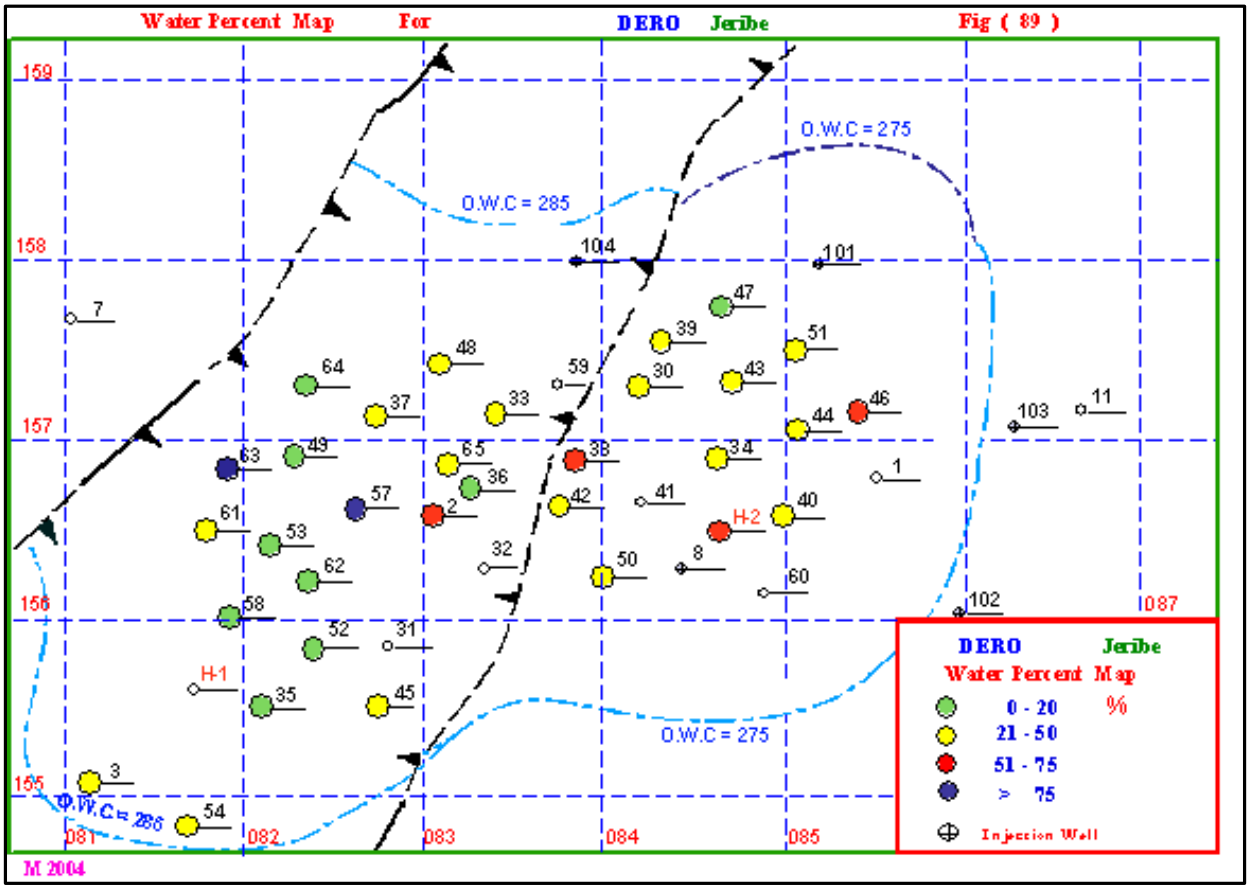


الشكل(8): تغير الضغط الطبقي، والعامل الغازي لحقل ديرو بين عامي1982و2005.

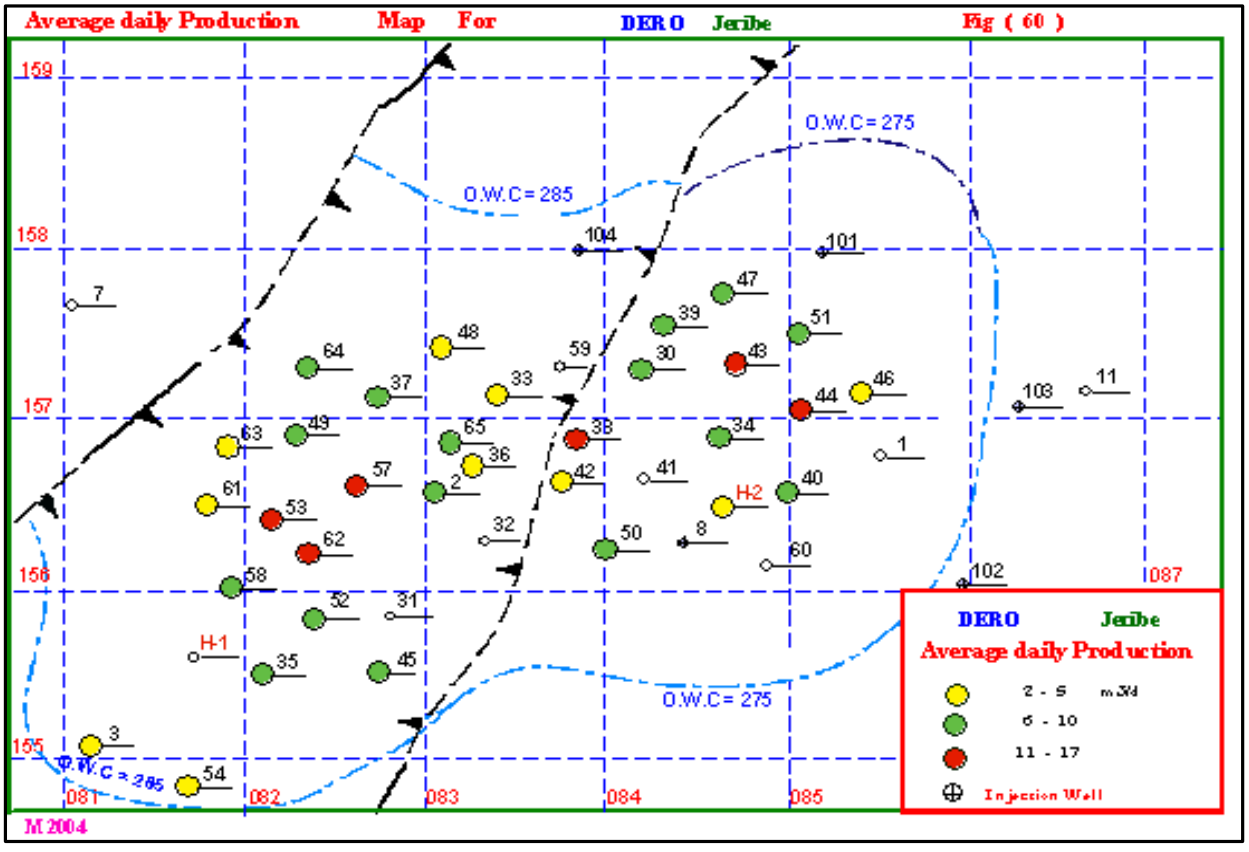
كما يبين الشكل التالي مؤشرات أخرى للحقل المذكور مابين عامي (2002 و2005) .



الشكل(9) : مؤشرات حقل ديرو (عدد الآبار العاملة – نسبة المياه–العامل الغازي –النفط الفعلي) مابين عامي 2005–2002



الشكل(10) : آبار ديرو (نسبة المياه المنتجة)



الشكل(11) : آبار ديرو (الإنتاج اليومي)

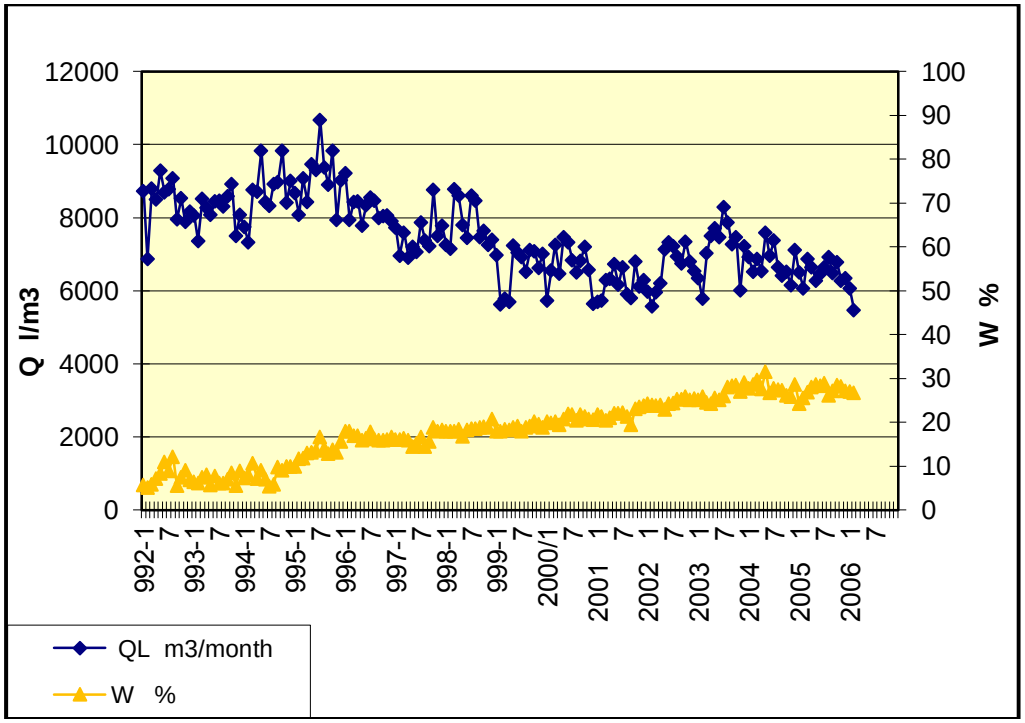
طرق الانتاج الثانوي المطبقة حالياً في حقل ديرو:

حقن المياه :

بدأ حقن المياه في تشكيلة الجريبي من خلال بئر ديرو – 101 بتاريخ 1993/3/12, واستمر الحقن بشكل غير منتظم ومعدلات منخفضة ($30m^3/day$) حتى تاريخ 1/17/ 1996 حيث أصبح الحقن في ثلاثة آبار معاً (102،101، 103) بمعدل يومي ($100m^3$) مياه مرقدة ومعالجة حتى تاريخ 3/8/ 1996, حيث استمر الحقن في كل بئر على حدى بذات المعدل ($100m^3$)، وقد تم خلال العام 1998 إضافة بئر ديرو – 8 ليصبح عدد آبار الحقن أربعة، ثم تم حفر بئر أخرى ديرو 104 في العام 1999 ليصبح عددها خمسة آبار يحقن فيها بشكل وسطي كمية ($300m^3/day$)، وتجري الآن دراسة إمكانية حقن ($500m^3/day$) مستقبلاً، وقد تم تجهيز بئر ديرو 32 لحقن المياه المفصولة في محطة المعالجة، حيث بدأ الحقن فيه عام 2005.

وقد بلغت الكمية المحقونة السنوية ($77752m^3$) والتراكمية ($658857m^3$)، مقابل إنتاج تراكمي من الموائع (10703.10^6m^3)، وهذا يُشكل نسبة ضئيلة لا تزيد عن(38.5%).

من خلال دراسة الآبار العاملة يُلاحظ أن حركة المياه في المكمن جانبية وهي نشيطة في الجزأين الشرقي والجنوبي من منطقة الآبار (2– 60– 50) القريبة من بئر الحقن 8 ومنطقة الآبار (2– 57– 46)، حيث يُلاحظ تقدم مخروطي لمستوى التقاء النفط بالماء بمقدار (18-20m)، وكذلك في الجزء الغربي من منطقة بئر ديرو 58 يُلاحظ تقدم لمستوي التقاء النفط بالماء بمقدار (15-20m)، وكذلك في منطقة الآبار (51–44–43) يُلاحظ تقدم للمياه، أما في باقي الأجزاء فلا تُلاحظ حركة ذات أهمية لخط التقاء النفط بالماء.



الشكل(12) : كمية المياه المحقونة ونسبة المياه المنتجة بالعلاقة مع الزمن مابين عامي 1992–2007

الدراسة العملية

1- تحليل الموائع الطبقية لحقل ديرو وقياسات الأكوار

وتتضمن مايلي :

- **تحليل المياه الطبقية لحقل ديرو:** قمت بإجراء تحليل للمياه الطبقية مبين نتائجه بالجدول التالي:

الجدول(4): نتائج تحليل عينة مياه مرافقة (*produced water*) مأخوذة من حقل ديرو.

المؤشر	القيمة	(الواحدة)
Density	*1.106*	*(gr/cm^3)*
Viscosity	*0.96*	*(C.P)*
Ca^{++}	*141.0*	*(Mgeq/L)*
Mg^{++}	*163*	*(Mgeq/L)*
$Na^{+}+K^{+}$	*2690.3*	*(Mgeq/L)*
Total Cations	*2994*	*(Mgeq/L)*
Cl^{-}	*2989*	*(Mgeq/L)*
HCo_3^{-}	*5*	*(Mgeq/L)*
So_4^{--}	*0*	*(Mgeq/L)*
Total Anions	*2994.3*	*(Mgeq/L)*
H_2S	*429*	*(ppm)*
PH	*9.36*	*-*
conductivity	*163.6*	*(µs/cm)*
Turbidity	*15.3*	*(NTU)*
T.D.S	*82*	*(gr/L)*
D.O	*43*	*% (15 °C)*

- **تحليل نفط حقل ديرو:** أما نتائج تحليل النفط التي أجريتها فهي مبينة بالجدول التالي:

الجدول(5): نتائج تحليل عينة نفط مأخوذة من محطة تجميع حقل ديرو.

المؤشر	القيمة	الواحدة
Density(15c)	*0.8493*	*gr/cm^3*
API	*35*	*API*
الكبريت	*4*	*% Wt*
البارافينات	*6.1*	*% Wt*
الإسفلت	*1.5*	*% Wt*
الراتنجات	*8*	*% Wt*
الزيوت	*84.5*	*% Wt*
µ(33c)	*4.5*	*C.P*
Acid Number	*0.21*	*mg KOH/gr oil*
σ(33c)	*27.5*	*mN/M*
IFT(oil/water)at33c	*12.7*	*mN/M*

- **قياسات الأكوار** : وتتضمن

أولاً قياسات المسامية: وهي موضحة في الجدول التالي :

الجدول(6): نتائج قياس المسامية للعينات الاسطوانية المأخوذة من آبار حقل ديرو .

رقم العينة	رقم البئر	المجال (m)	المسامية (%)
H26	D-3	573.37- 573.2	26.22
H27	D-3	573.37- 573.2	27.51
H28	D-3	564.10-564.00	29.84
H29	D-3	564.10-564.00	30.26
H30	D-3	574.50-574.40	27.38
H31	D-3	578.75-578.50	24.55
H32	D-3	578.75-578.50	25.73
H33	D-3	578.75-578.50	22.1
H34	D-3	578.75-578.50	16.21
H21a	D-60	586.6-586.5	34.79
H21b	D-60	586.6-586.5	30.97
H22	D-60	587.15-587.00	5.39
H23	D-60	587.15-587.00	26.51
X1	D- 34	565.15-565	27.13
Y1	D- 2	577.10-577	23.53
Z1	D- 52	558.35-558.2	25.51
A1	D- 49	527.5-527.2	28.81

ثانياً : قياسات النفوذية: وهي موضحة في الجدول التالي:

الجدول(7): نتائج قياسات النفوذية المطلقة للعينات الاسطوانية المأخوذة من آبار حقل ديرو.

رقم العينة	رقم البئر	المجال (m)	النفوذيةK (mD)
H1	D- 3	573.37- 573.2	79.13
H2	D- 3	573.37- 573.2	163.9
H3	D- 3	574.10- 574	65.71
V1	D- 60	586.6- 586.5	401.14
V2	D- 60	586.6- 586.5	151.18
V3	D- 60	587.15- 587	6.67
X1	D- 34	565.15-565	93.1
X2	D- 34	565.15-565	68.5
X3	D- 34	565.15-565	41.1
Y1	D- 2	577.10-577	61.42
Y2	D- 2	578.2-578	104.2
Y3	D- 2	578.2-578	106.45
Z1	D- 52	558.35-558.2	86.3
Z2	D- 52	558.35-558.2	78.3
Z3	D- 52	558.7-558.5	57.6
A1	D- 49	527.5-527.2	35.4
B1	D- 33	585.5-585.2	79.7
C1	D- 30	571.5-571.3	34.6
C2	D- 30	571.5-571.3	56.3
D1	D- 38	567.15-567	48.0
D2	D- 38	566.5-566.2	64.3

ملاحظة: تم اختيار الآبارالتي أخذت منها الأكوار بحيث تغطي كامل التركيب المنتج في حقل ديرو

النتائج :

- بلغ متوسط المسامية لحقل ديروالمحددة من قياسات الأكوار 25.4%
- بلغ متوسط النفوذية لحقل ديرو المحددة من قياسات الأكوار 89.66mD

المواد الكيميائية المستخدمة في البحث :

وتتضمن مايلي :

أولاً : مخفضات التوتر السطحي المستخدمة في البحث:

قمت بتأمين14 نوع من مخفضات التوترالسطحي(وذلك من الأسواق المحلية والشركات الأجنبية المصنعة لها) وهي مبينة في الجدول التالي :

الجدول(8): أنواع مخفضات التوتر السطحي المدروسة

SUR 1	دوديسيل سلفات الصوديوم *DDSNa*
SUR 2	نونيل فينول8 *NP8*
SUR 3	دوديسيل بنزن سلفونيك أسيد *DDBSA*
SUR 4	سبان80 *SPAN80*
SUR 5	لوريل إيتر سلفات الصوديوم
SUR 6	لوريل سلفات الصوديوم
SUR 7	إيتوكزيلات الكحول (*Wetconol*)
SUR 8	كوكو دي إيتانول أميد (كمبرلان)
SUR 9	دوديسيل بنزن سلفونات الصوديوم *DDBSNa* (محضر مخبرياً)
SUR 10	دوديسيل بنزن سلفونات الكالسيوم *DDBSCa* – وتيكونات (*P1220EH*)
SUR 11	توين 80 *TWEEN80*
SUR 12	نونيل فينول 10 *NP10*
SUR 13	دوديسيل بنزن سلفونات الصوديوم *DDBSNa* (ويتكونات*1223L*)
SUR 14	نونيل فينول 100 *NP100*

ثانياً :البوليميرات المستخدمة في البحث:

الجدول(9) : أنواع البوليميرات المعدة للدراسة

POL1	بولي أكريل أميد *PAM* (*BDH*)
POL11	بولي أكريل أميد *PAM* (*SS120H*)
POL2	*Xanthan gum*
POL3	ميتيل السيللوز *MC* (تيلوز).
POL4	كربوكسي متيل السيللوز عالي اللزوجة *C.M.C.H.V*
POL5	بولي فينيل بيريدون.*PVB*
POL6	النشاء.
POL8	هيدروكسي إيتيل السيللوز *HEC*
POL9	بولي أكريل أميد(*SS120H*)+ *Xanthangum* بنسبة *1:1*.
POL10	بولي أكريل أميد(*SS120H*)+هيدروكسي إيتيل السيللوز *HE* بنسبة1:1

ثالثاً: القلويات المستخدمة في البحث:

الجدول(10): أنواع القلويات المدروسة

ALK1	هيدروكسيد الصوديوم.
ALK2	بيكربونات الصوديوم.
ALK3	كربونات الصوديوم.
ALK4	بنتا ثلاثي فوسفات الصوديوم
ALK5	ثلاثي إيتانول أمين .
ALK6	كربونات الصوديوم + بيكربونات الصوديوم بنسبة 1:1

2- اختيار النوع من (POLYMER),(SURFACTANT),(ALKALINE) الأكثر فعالية لتطبيق طريقة الحقن ASP في حقل ديرو

A. إختيار البوليمير الأنسب والذي سيتم من خلال :

دراسة العلاقة بين كل من (التركيز Cp , تركيز Ca^{++} , درجة PH , الحرارة T) واللزوجة µ للمحاليل البوليميرية المدروسة وذلك عند سرعات قص مختلفة:

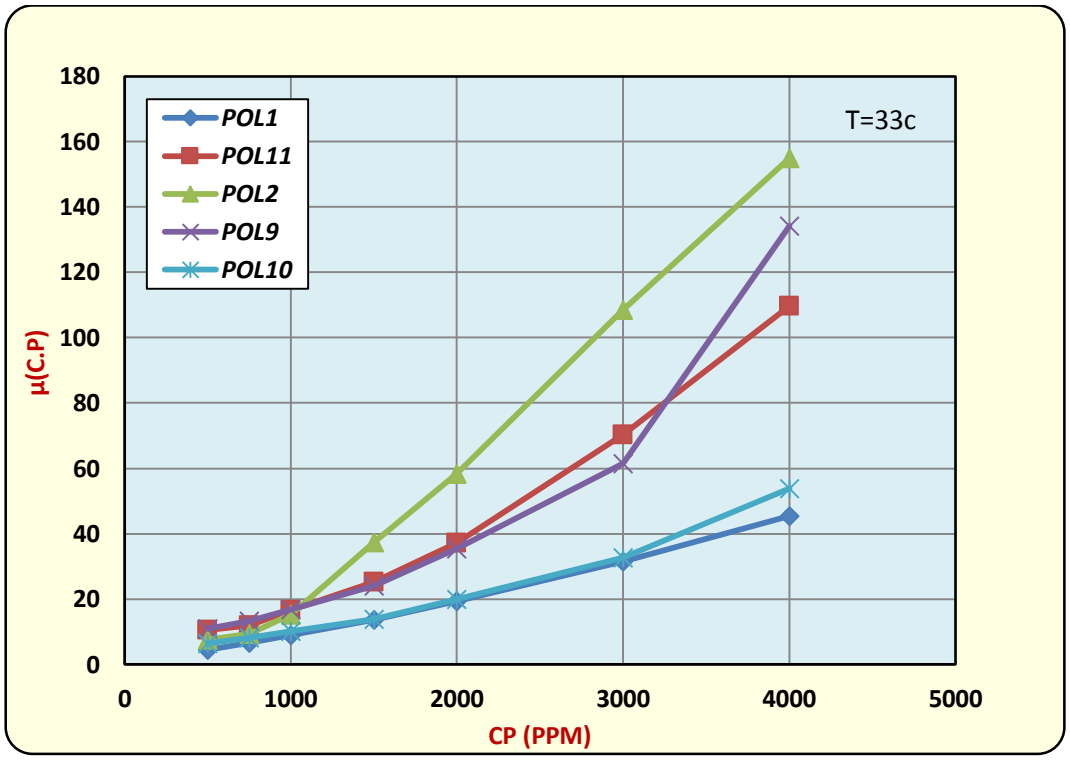
تهدف هذه الدراسة إلى اختيار نوع البوليميرالذي يحقق أعلى لزوجة من جهة وأكبر مقاومة لكل من تأثير الكاتيونات Ca^{++} , الحرارة ***T*** , درجة الحموضة ***PH*** من جهة أخرى وذلك عند أدنى تركيز.

- التراكيز المقترحة للدراسة لكل نوع من البوليميرات:

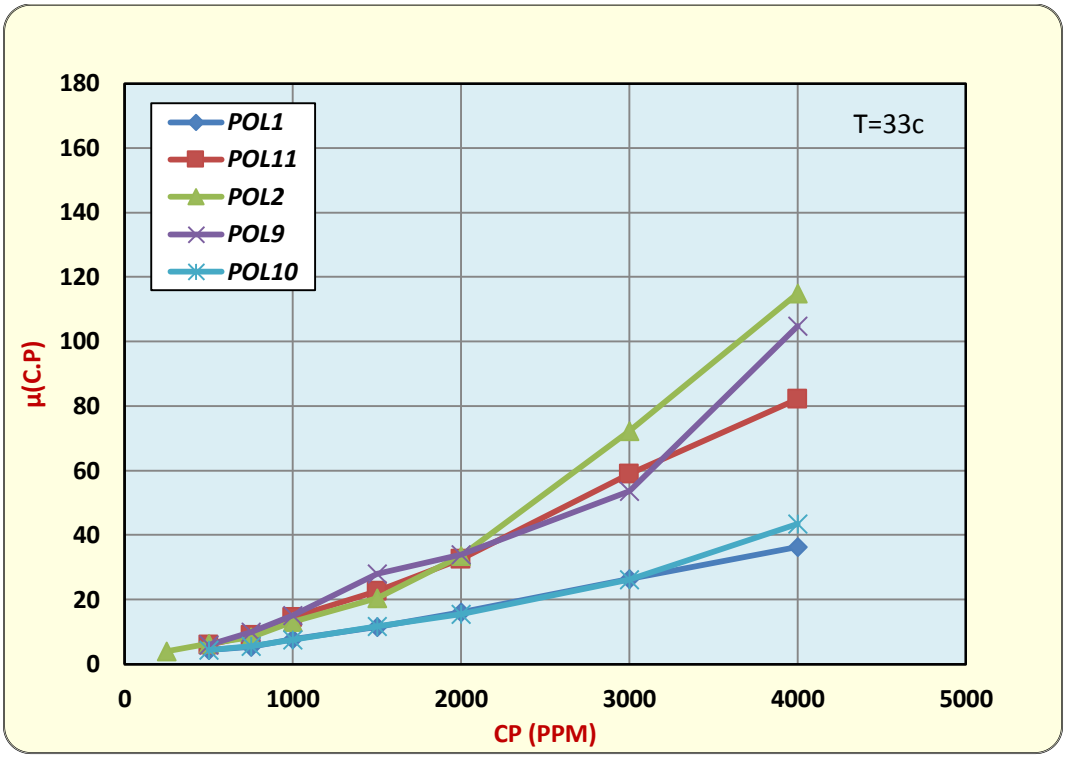
(*500- 750- 1000- 1500- 2000- 3000- 4000 ppm*)

- جهاز قياس اللزوجة (*Viscometer- HAAKE 550*) مجهز بحمام مائي وموصول بكمبيوتر لمعالجة النتائج وهومن أحدث الأجهزة المتطورة لقياس الخصائص الريولوجية للمحاليل البوليميرية.

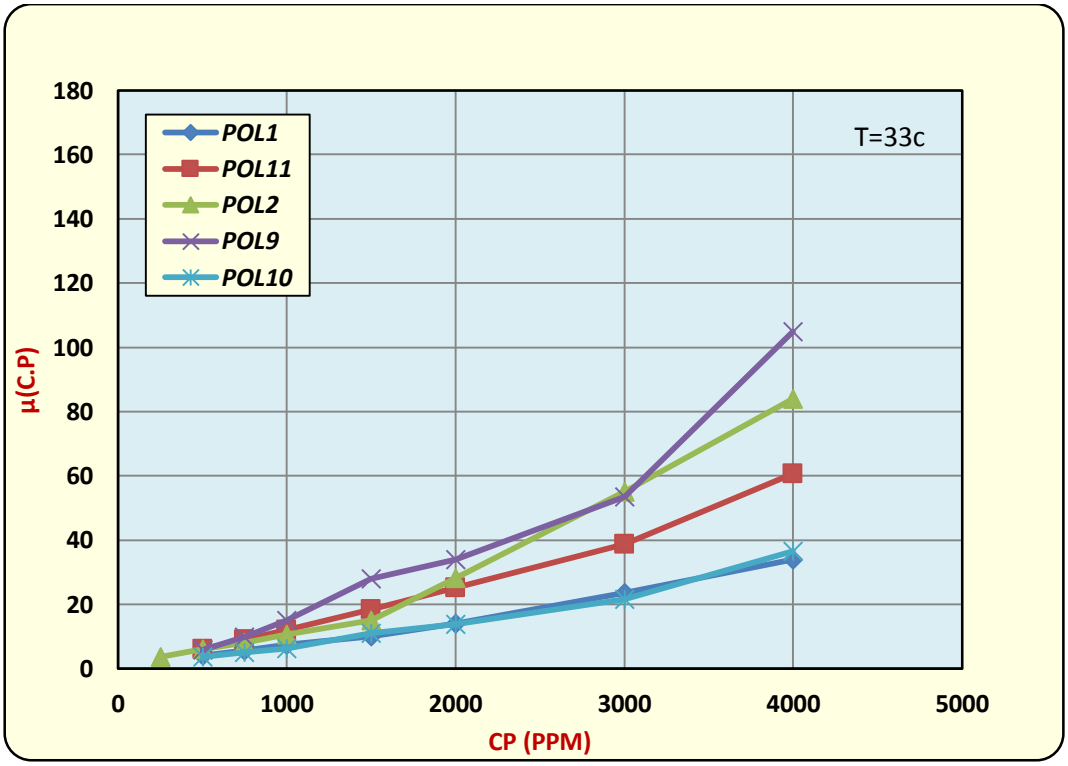
تبين الأشكال التالية تغير اللزوجة بالعلاقة مع التركيز للأنواع المدروسة من البوليميرات عند كل سرعة من سرعات القص المدروسة.



الشكل(13): تغير اللزوجة بالعلاقة مع التركيز للأنواع المدروسة من البوليميرات عند سرعة القص (*21 RPM*).



الشكل(14): تغير اللزوجة بالعلاقة مع التركيز للأنواع المدروسة من البوليميرات عند سرعة القص (*32 RPM*).



الشكل(15): تغير اللزوجة بالعلاقة مع التركيز للأنواع المدروسة من البوليميرات عند سرعة القص (*50 RPM*).

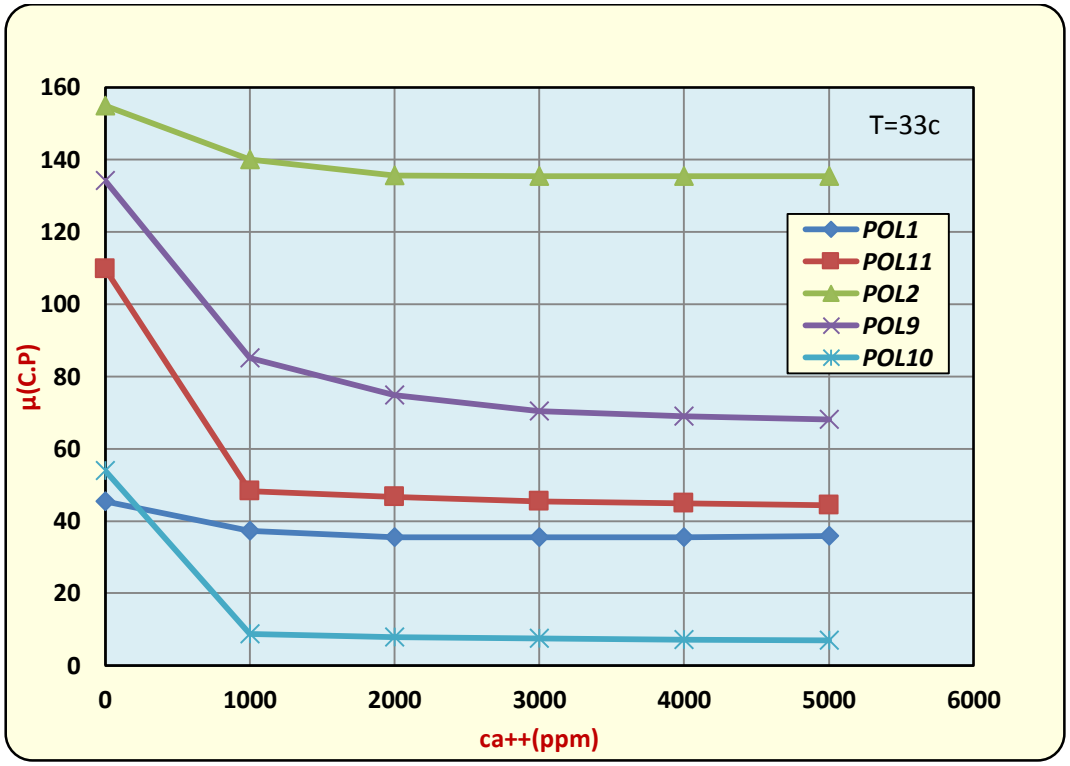
النتيجة:

يعتبر البوليمير (*Xanthan Gum*) من أفضل الأنواع المدروسة لأن محلوله يعطي :

- ✓ أعلى لزوجة.
- ✓ أعلى مقاومة لإجهادات القص.

دراسة تأثير الملوحة على لزوجة المحاليل البوليميرية المدروسة:

تهدف هذه الدراسة إلى تحديد النوع من البوليميرات المدروسة الأكثر مقاومة للأملاح. من أجل ذلك فقد تم تحضير محاليل بوليميرية لكافة الأنواع بتركيز ثابت للبوليمير، وبوجود تراكيز مختلفة من الكاتيونات (دُرس بشكلٍ خاص تأثير الكاتيونات ثنائية التكافؤ على خاصية اللزوجة لكون تأثيرها أكبر من تأثير الكاتيونات أحادية التكافؤ) ، نتائج القياسات موضحة في الشكل التالي :



الشكل(16): تغير اللزوجة بالعلاقة مع تركيز (Ca^{++}) في المحلول للبوليميرات المدروسة.

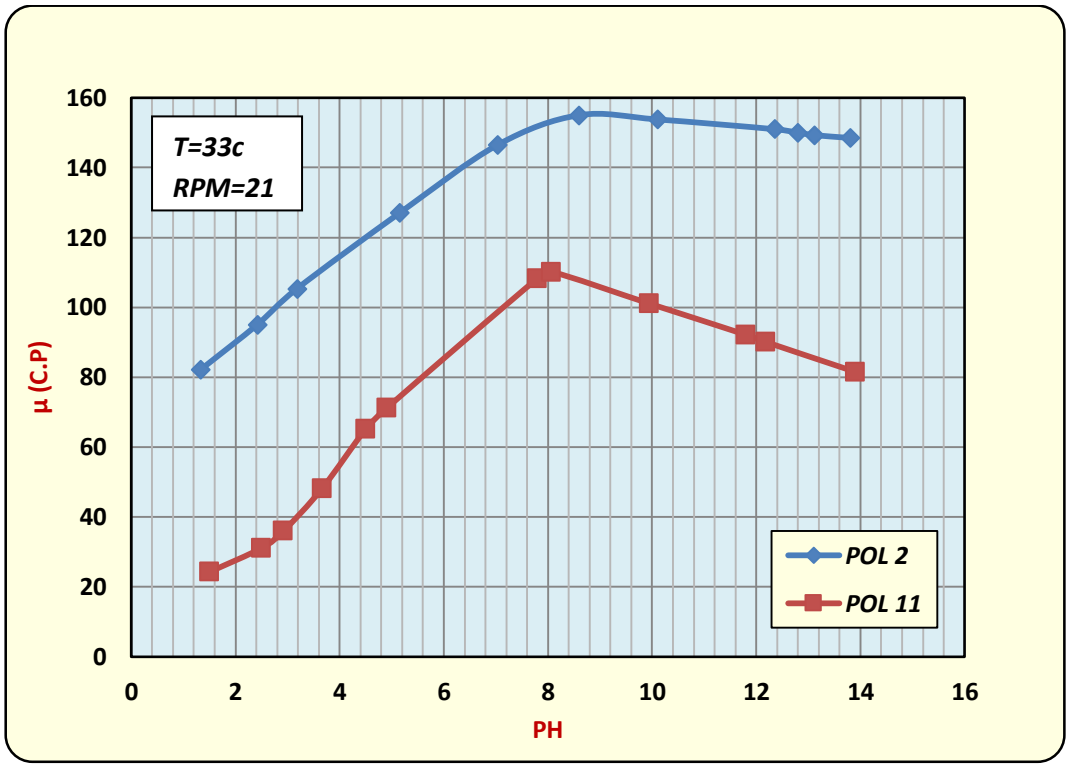
النتيجة:

من دراسة المنحنيات البيانية نجد أن :

البوليمير (*Xanthan Gum*) أكثر مقاومةً للملوحة من بقية الأنواع الأخرى.

دراسة تأثير درجة حموضة الوسط (*PH*) على لزوجة المحاليل البوليميرية المدروسة:

تهدف هذه الدراسة إلى تحديد تأثير درجة الحموضة *PH* على خاصية اللزوجة للمحلول البوليميري، لأجل ذلك تم تحضير عدة محاليل بوليميرية من النوعين *POL2* و *POL11* (راجع جدول الأسماء) وبتركيز ثابت للبوليمير , مع تغيير قيم(*PH*) بالإتجاهين الحمضي والقلوي، ومن ثم قيست لزوجات هذه المحاليل المحضرة عند درجة حرارة الطبقة، ورُسمت العلاقات البيانية التي تُمثل تغير اللزوجة بالعلاقة مع درجة الحموضة (*PH*) عند تركيز ثابت للبوليمير، علماً أن تغيير حموضة الوسط بالإتجاه القلوي تمت عن طريق إضافة(*NaOH*)، بينما بالإتجاه الحمضي عن طريق إضافة(*HCl 15%*). نتائج القياسات موضحة في الشكل التالي :



الشكل(17): تغير اللزوجة بالعلاقة مع درجة الحموضة (*PH*) للمحلولين البوليميريين *POL2* و *POL11*عند سرعة قص (*21 RPM*).

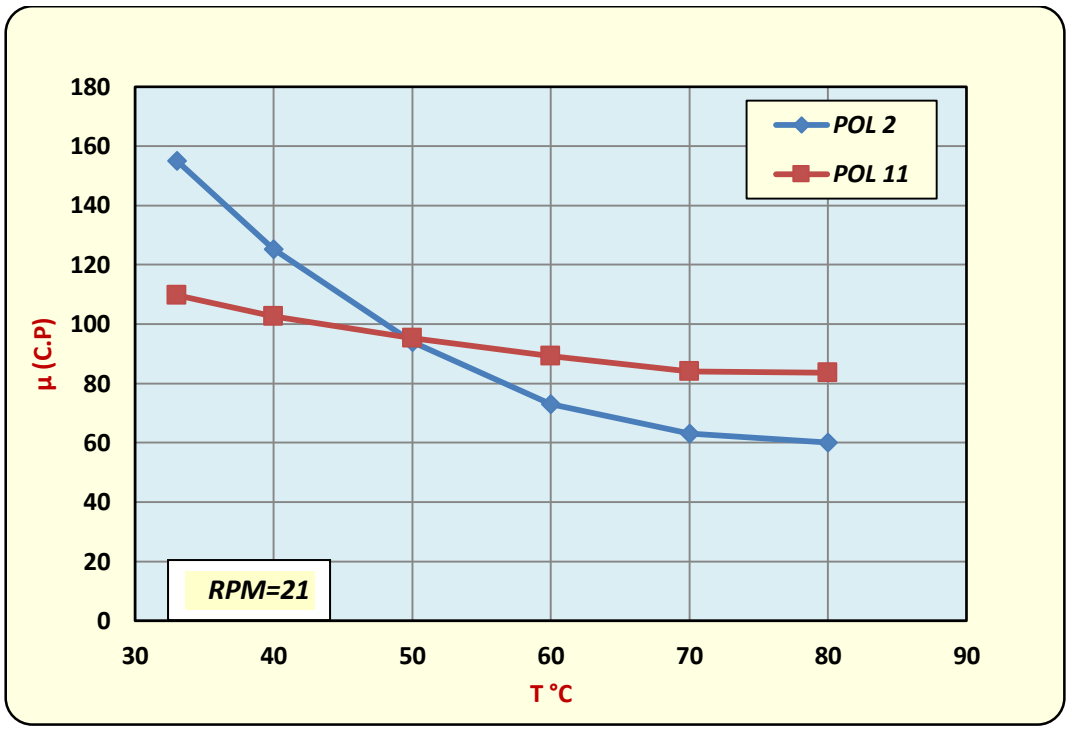
النتائج:

1- يبدي محلول البوليمير(*POL2*) تأثراً أقل بكثير بالوسط القلوي مقارنة بالنوع (*POL11*).

2- إن درجة حموضة الوسط التي تحافظ على لزوجة المحلول البوليميري (*POL2*) عند قيمتها العظمى تقابل (*PH=8.59*) أما بالنسبة للنوع (*POL11*) فإن درجة حموضة الوسط هي (*PH=8.07*). **الخلاصة** : يجب أن درجة حموضة الوسط المثالية التي تحافظ على لزوجة المحاليل البوليميرية المدروسة بحدود (*PH~ 8- 9*) .

دراسة تأثير درجة الحرارة على لزوجة المحاليل البوليميرية المدروسة:

تهدف هذه المرحلة إلى دراسة تأثير درجة الحرارة على لزوجة المحلول البوليميري واختيار النوع الأكثر مقاومة للحرارة ، لذلك تم تحضير محاليل بوليميرية من النوعين (*POL2*) و(*POL11*)– (راجع جدول الأسماء) بتركيز ثابت (*4000ppm*)، وتم قياس تغير لزوجة هذه المحاليل البوليميرية المذكورة عند درجات الحرارة التالية(*33- 40- 50- 60- 70- 80*). نتائج القياسات موضحة في الشكل التالي



الشكل(18): تغير اللزوجة بالعلاقة مع درجة الحرارة للنوعين المدروسين من البوليميرات عند سرعة قص(*21RPM*).

النتائج:

بمقارنة تأثير درجة الحرارة على لزوجة النوعين المدروسين نجد أن تأثيرها على لزوجة المحلول البوليميري(*POL2*) أكبر منه بالنسبة للنوع (*POL11*) وذلك في المجال الحراري (*33-80°C*)المدروس. ومنه نستنتج أن : تأثير درجة الحرارة على لزوجة المحلول البوليميري (*XanthanGum*) أكبر منه بالنسبة للنوع (*PAM*).

B. إختيار مخفض التوتر السطحي الأنسب والذي سيتم من خلال :

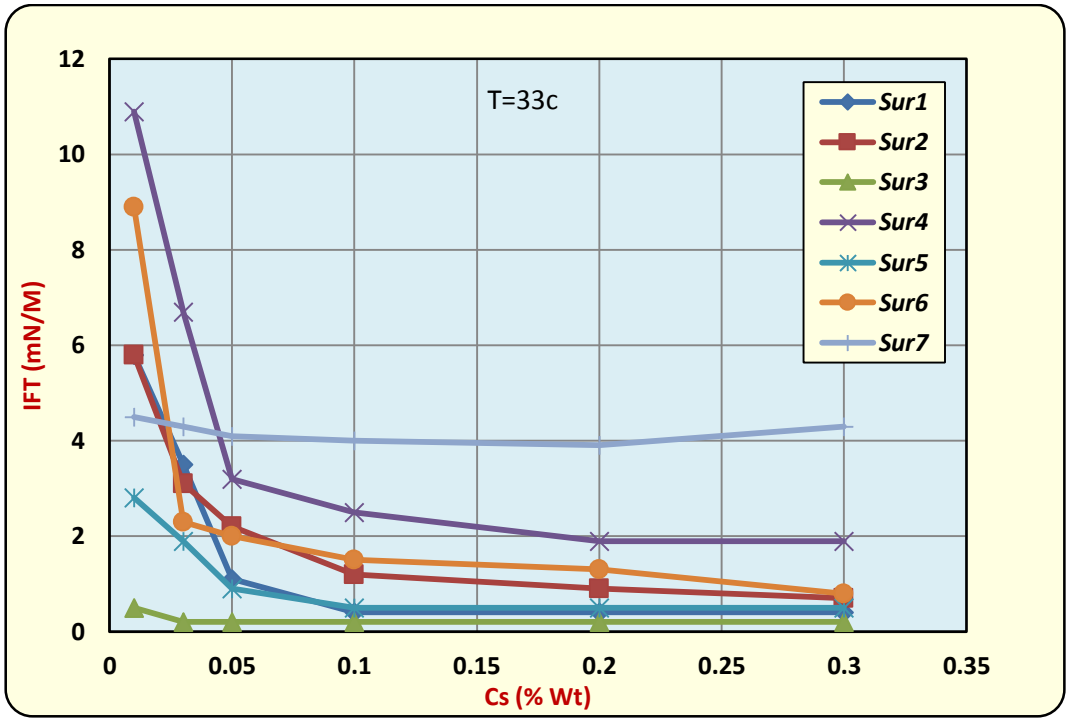
دراسة العلاقة بين (*IFT*) والتركيز Cs للأنواع المدروسة من مخفضات التوتر السطحي:

تهدف هذه الدراسة إلى اختيار نوع مخفض التوتر السطحي الذي يحقق أدنى(*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط عند أدنى تركيز , وذلك عن طريق تحديد التركيز المثالي(*CMC*) لكافة أنوع مخفضات التوتر السطحي.

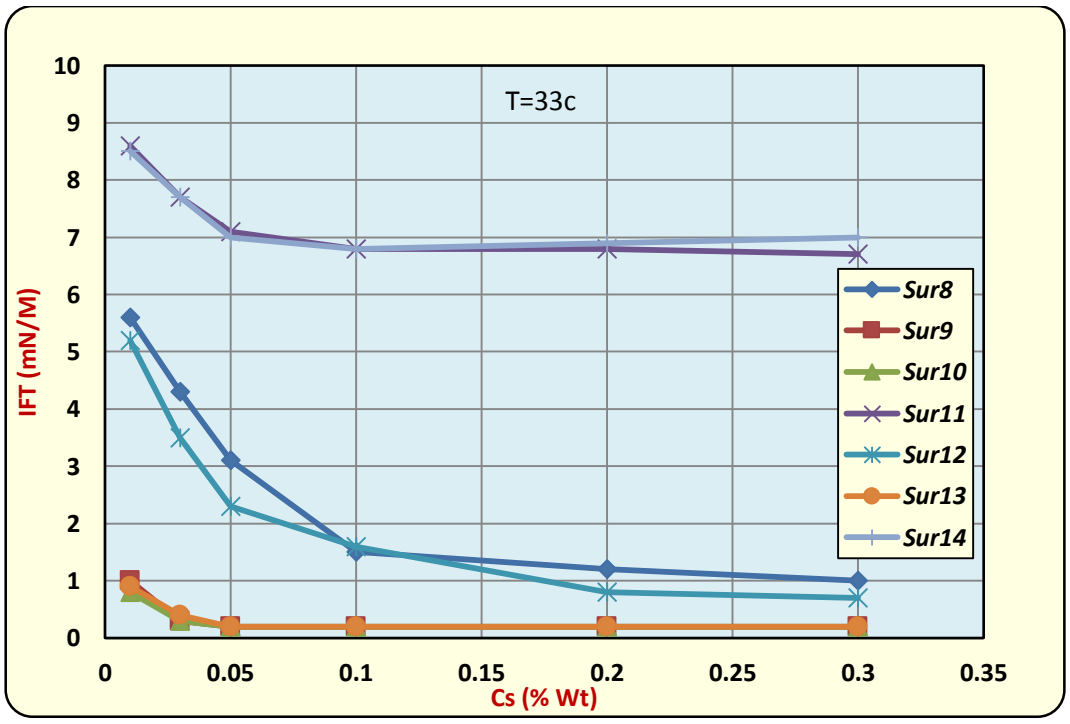
- التراكيز المقترحة للدراسة Cs هي : (*0.01- 0.03- 0.05- 0.1- 0.2- 0.3 % Wt*).
- الحجوم المحضرة لكل نوع (*500ml*).

- الحجم اللازم للقياس (*30ml*).
- جهاز قياس(*IFT*): (*KRUSS Tensiometer K-10*) موصول بحمام مائي مبرمج حرارياً.

جميع القياسات أجريت بدرجة حرارة الطبقة ونتائجها مبينة في الأشكال التالية:



الشكل(19): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز Cs لمخفضات التوتر السطحي من (*Sur 1*)–(*Sur 7*).



الشكل(20): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز Cs لمخفضات التوتر السطحي من (*Sur 8*)–(*Sur 14*).

النتائج:

يمكن تلخيص نتائج دراسة الأنواع الـ *14* من مخفضات التوتر السطحي في الجدول التالي:

الجدول (11): ملخص نتائج دراسة الأنواع الـ *14* لمخفضات التوتر السطحي.

نوع مخفض التوتر السطحي	IFT_{min} mN/M	CMC %wt
SUR 1 (DDSNa)	*1.1*	*0.05*
SUR 2 (NP8)	*1.2*	*0.1*
SUR 3 (DDBSA)	*0.2*	*0.03*
SUR 4 (SPAN80)	*3.2*	*0.05*
SUR 5 (LESNa)	*0.9*	*0.05*
SUR 6 (LSNa)	*2.3*	*0.03*
SUR 7(إيتوكزيلات الكحول)	*4.1*	*0.05*
SUR 8 (كمبرلان)	*1.5*	*0.1*
SUR 9 (DDBSNa)	*0.2*	*0.05*
SUR10 (DDBSCa)	*0.2*	*0.05*
SUR 11 (TWEEN80)	*7.1*	*0.05*
SUR 12 (NP10)	*1.6*	*0.1*
SUR 13 (DDBSNa)wetconat1223L	*0.2*	*0.05*
SUR 14 (NP100)	*7*	*0.05*

إن أفضل الأنواع التي يمكن الاعتماد عليها في هذه الدراسة هي:

A. الأنواع (*Sur13*) – (*Sur9*) – (*Sur10*) ولها ذات التركيب العام. (أفضلية أولى) .

B. النوع (*Sur3*) (أفضلية ثانية).

C. النوع (*Sur1*) (أفضلية ثالثة).

وذلك للأسباب التالية:

a) تبدي الأنواع (*Sur13- Sur9- Sur10*) أدنى(*IFT*) عند أدنى تركيز، وكذلك النوع (*Sur3*) يعطي ذات القيمة لـ (*IFT*) عند التركيز ذاته ، أما النوع (*Sur1*) فيعطي (*IFT*) مساوية (*1.1*) عند ذات التركيز.

b) جميع مخفضات التوتر السطحي المختارة أنيونية وتتوافق مع شحنة الصخر المدروس.

c) جميع مخفضات التوتر السطحي المختارة عدد ذرات الكربون فيها أكثر من 8 ذرات.

d) درجة حرارة الطبقة المدروسة (تشكيلة الجريبي– حقل ديرو) أعلى من حرارة كرافت لكافة المخفضات المختارة. حيث أن حرارة الطبقة (*33 °C*) وحرارة كرافت تقريباً(*29 °C*).

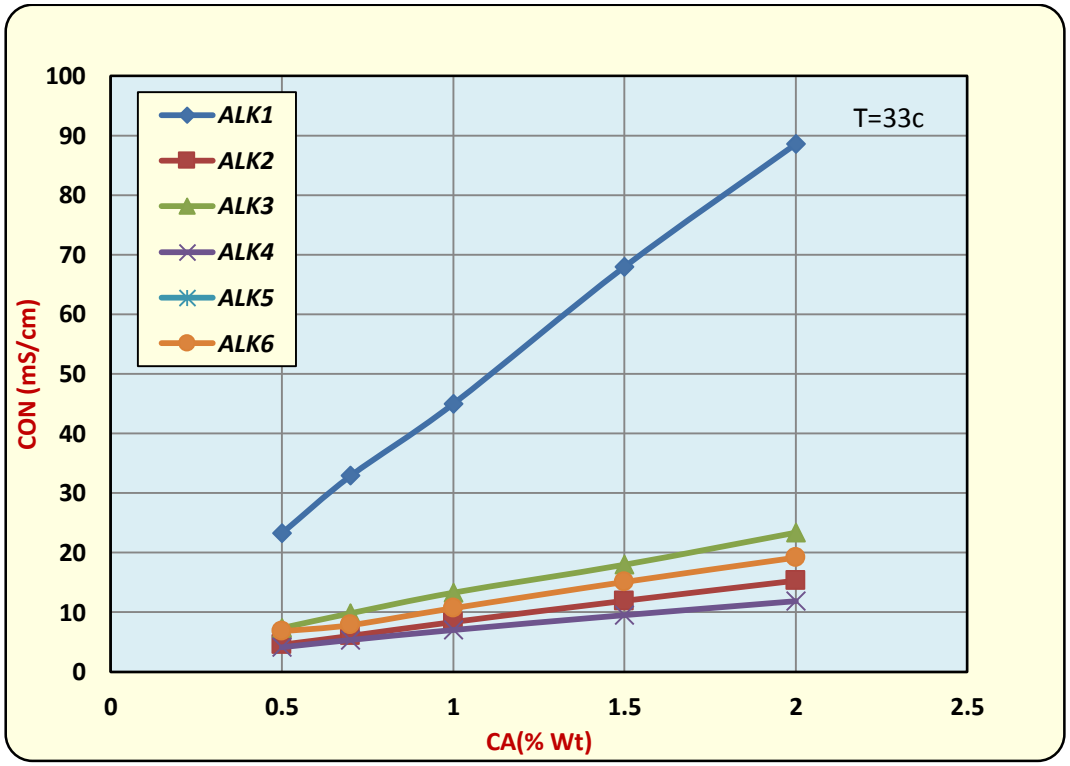
بناءً على ماسبق نجد أن الأنواع (*Sur10- Sur9- Sur13- Sur3*) هي المرشحة لاختيار أحدها للدراسة، من جهة أخرى سيتم استبعاد مخفض التوتر السطحي(*Sur3*) وذلك لأن محلوله يشكل عند تراكيز معينة وسطاً حمضياً ، وبالتالي تبقى الأنواع (*Sur10- Sur9- Sur13*) هي المرشحة لاختيار أحدها للدراسة.

C. إختيار القلوي الأنسب والذي سيتم من خلال :

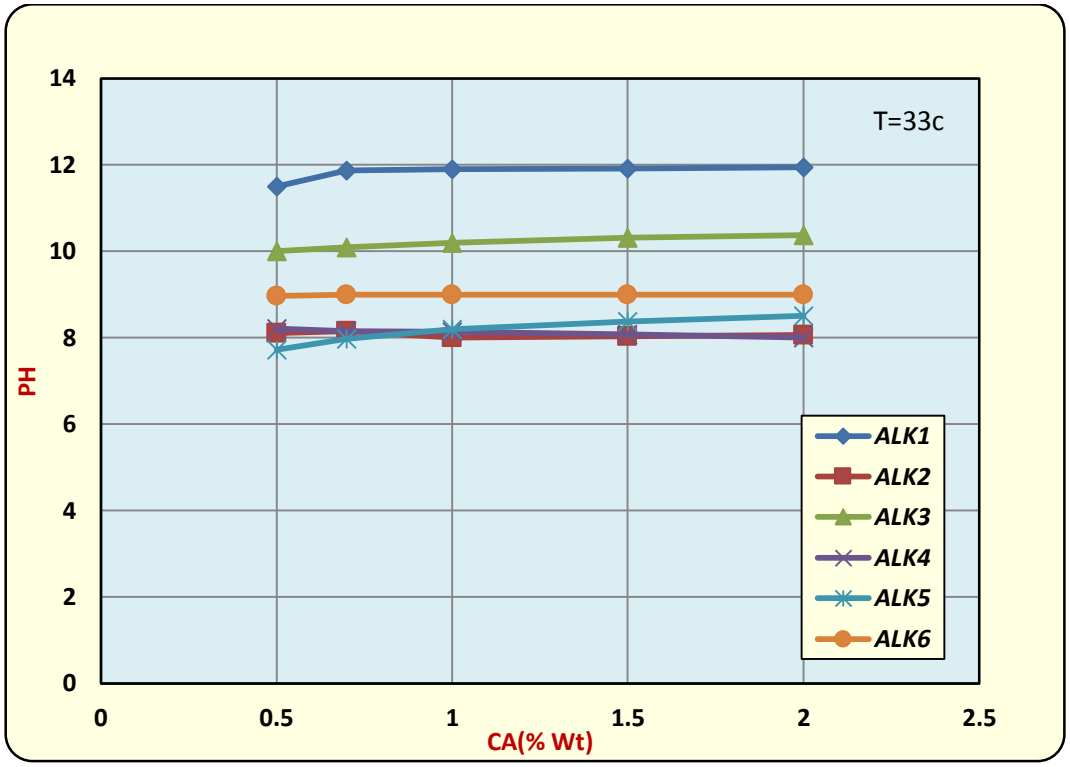
دراسة العلاقة بين كل من(*IFT , con , TuR , PH*) والتركيز C_A للأنواع المدروسة من القلويات:

تهدف هذه الدراسة إلى اختيار نوع القلويات الذي يحقق أدنى(*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط عند أدنى تركيز من جهة, ومن جهة أخرى النوع الذي يحقق أفضل المؤشرات بالنسبة لكل من (*PH , TUR , con*)

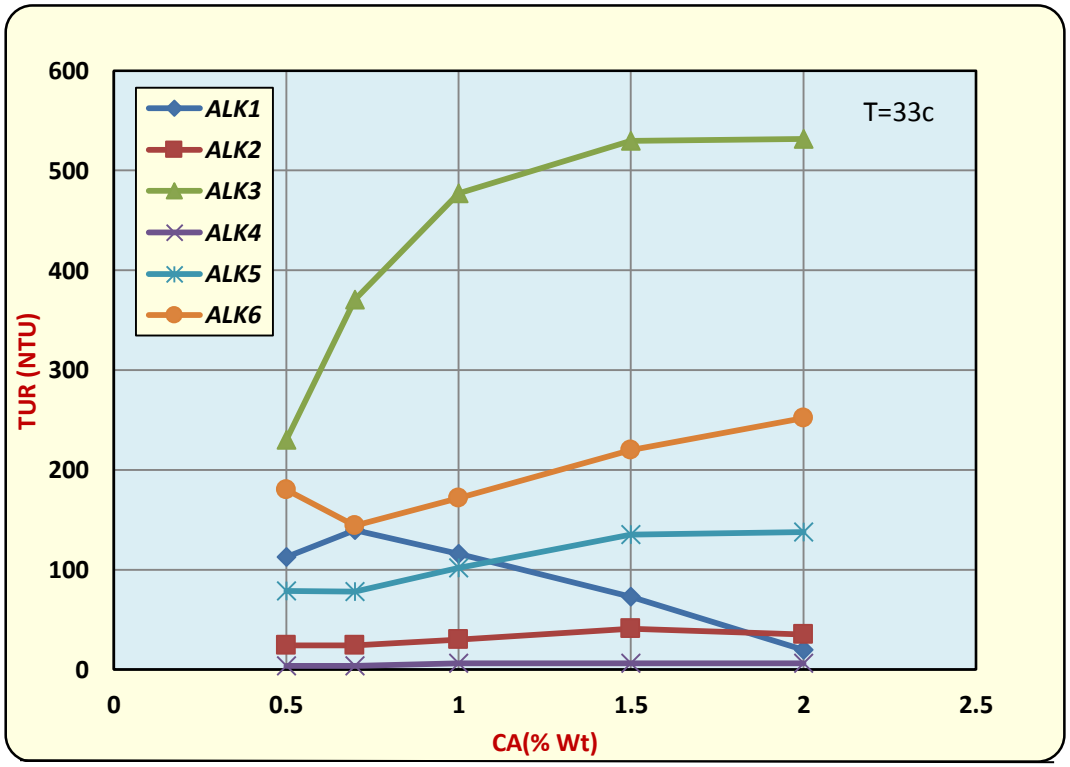
أجريت كافة القياسات بدرجة حرارة الطبقة ومثلت النتائج في الأشكال التالية:



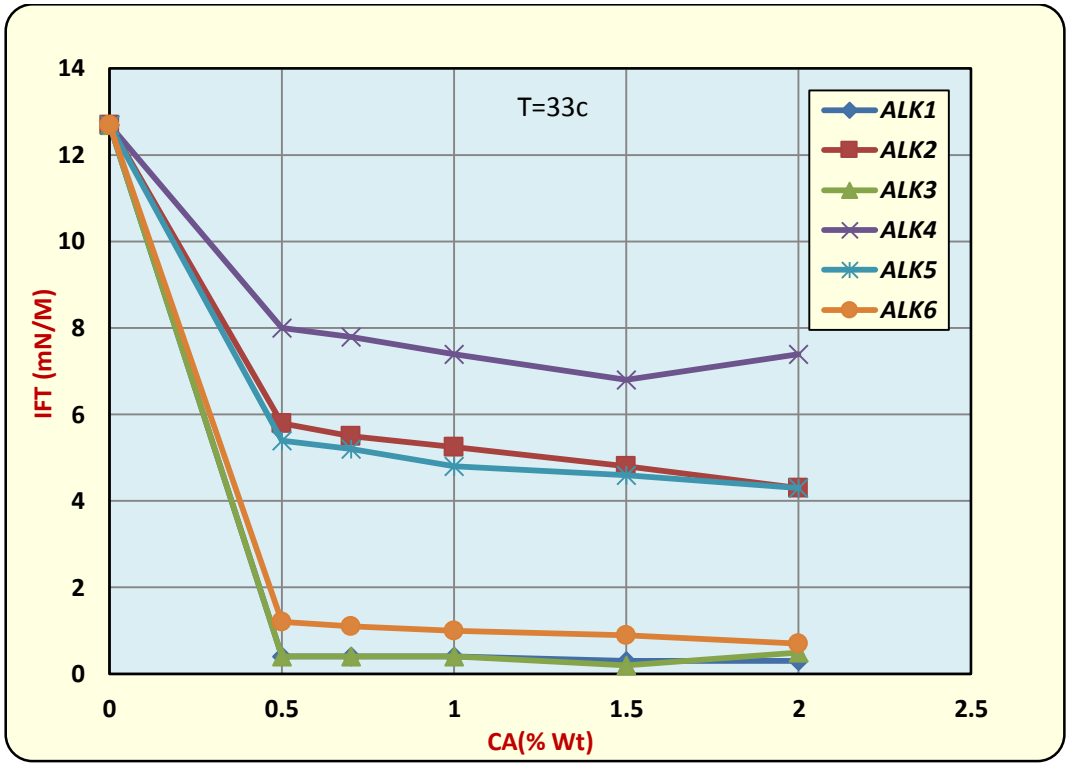
الشكل(21): تغير الناقلية الكهربائية (*CON*) بالعلاقة مع التركيز CA للأنواع المدروسة من القلويات.



الشكل(22): تغير (*PH*) بالعلاقة مع التركيز CA للأنواع المدروسة من القلويات.



الشكل(23): تغير درجة العكارة بالعلاقة مع التركيز CA للأنواع المدروسة من القلويات.



الشكل(24): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز CA للأنواع المدروسة من القلويات.

النتائج ومناقشتها:

يمكن تلخيص نتائج دراسة الأنواع الستة من القلويات في الجدول التالي:

الجدول(12): ملخص نتائج دراسة الأنواع الستة من القلويات المدروسة.

نوع القلوي	*IFT (mN/M)*	*CMC (%Wt)*	*CON (μ_S/cm)*	*PH*	*TUR (NTU)*	ملاحظات
ALK1=NaOH	*0.4*	*0.5*	*23.3×10^9*	*11.5*	*113*	*CoN* الناقلية الكهربائية للمحلول الموافقة للتركيز الجزيئي الحدي.
ALK2=$NaHCO_3$	*5.8*	*0.5*	*4.61×10^9*	*8.11*	*24*	*TUR*: درجة العكارة للمحلول الموافقة للتركيز الجزيئي الحدي.
ALK3=Na_2CO_3	*0.4*	*0.5*	*7.33×10^9*	*10*	*230*	*PH*: درجة حموضة المحلول الموافقة للتركيز الجزيئي الحدي.
ALK4=$Na_5P_3O_{10}$	*8*	*0.5*	*4.11*	*8.21*	*4*	*IFT*: التوتر بين السطحي الموافق للتركيز الجزيئي الحدي.
ALK5= $C_6H_{15}NO_3$	*5.4*	*0.5*	*452*	*7.72*	*79*	CMC: التركيز الجزيئي الحدي
ALK6=$NaHCO_3$+ Na_2CO_3 1:1	*1.2*	*0.5*	*6.88×10^9*	*8.97*	*180*	

تم اختيار كلاً من **القلوي(*NaOH*)** و**القلوي(Na_2CO_3)** حيث يبدي القلوي(*NaOH*) أدنى قيمة لـ (*IFT*) ، وكذلك أعلى ناقلية كهربائية ودرجة حموضة وذلك عند التركيز(*0.5%Wt*)، أما درجة عكارة محلوله عند ذات التركيز فتساوي(*113NTU*) وهي تعتبر مقبولة. أما بالنسبة للقلوي(Na_2CO_3) فإن قيمة(*IFT*) له عند التركيز (*0.5%Wt*) لها ذات قيمة القلوي(*NaOH*)، لكن درجة الـ (*PH*) له والناقلية الكهربائية أقل مقارنة بالنوع (*NaOH*)، في حين يبدي محلوله درجة عكارة عالية عند التركيز(*0.5%Wt*) مقارنة بالنوع (*NaOH*).

الخلاصة:

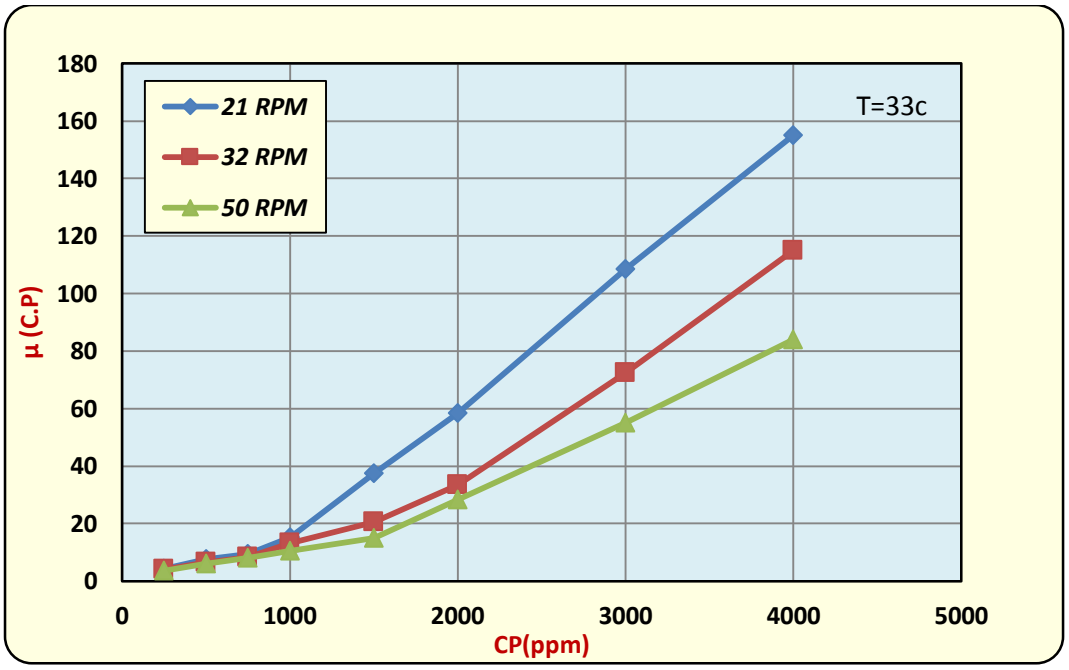
1- بالنسبة لاختيار البوليمير الأنسب:

تم اختيار البوليمير(*Xanthan Gum*) وذلك للأسباب التالية:

- مقاومته للملوحة أكبرمن الأنواع الأخرى المدروسة.
- بزيادة تركيز البوليمير(*XanthanGum*) في المحلول فإنه يعطي قيماً للزوجة أعلى بالمقارنة مع الأنواع الأخرى وخاصةً عند التراكيز القليلة.
- مقاومته لاجهادات القص أكبر من الأنواع الأخرى المدروسة.
- تبدي لزوجة محاليله تأثراً أقل بالوسط القلوي بالمقارنة مع البولي أكريل أميد.
- التوتر السطحي لمحاليله أقل بالمقارنة مع الأنواع الأخرى المدروسة .

ومن أجل تحديد التركيز المثالي للبوليمير(*Xanthan Gum*) :

تم رسم العلاقة بين اللزوجة والتركيز Cp عند سرعات قص مختلفة كما هو مبين في الشكل التالي:



الشكل(25): تغيراللزوجة بالعلاقة مع التركيز للبوليمير(*XanthanGum*) عند سرعات قص مختلفة.

وبنتيجة دراسة الشكل وجدنا أن التركيز المثالي للبوليمير الذي يعطي لزوجة موافقة للزوجة نفط الحقل المدروس (حقل ديرو) بالشروط الطبقية والمساوية(*4.5cp*) يتراوح بين(*300- 400 ppm*).

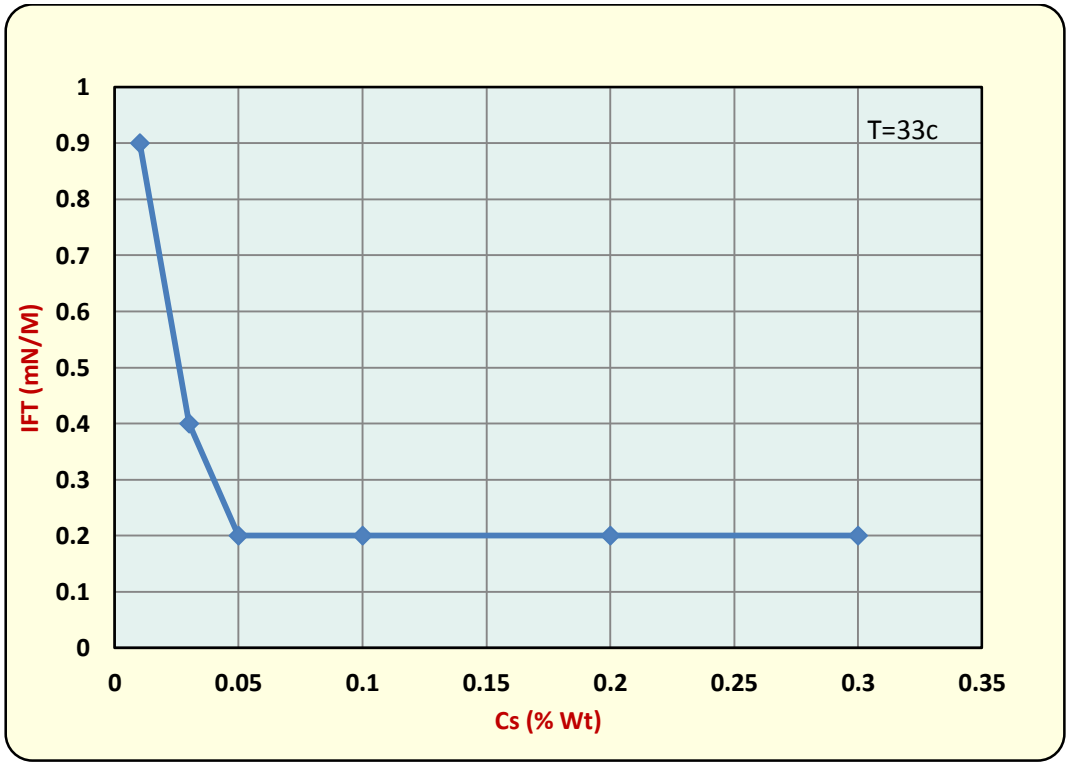
2- بالنسبة لإختيار مخفض التوتر السطحي الأنسب :

تم اختيار مخفض التوتر السطحي(*DDBSNa –Wetconat1223L*) للأسباب التالية:

- التركيز المذيلي الحدي(*CMC*) له أقل من الأنواع الأخرى المدروسة.
- يعطي أدنى(*IFT*) عند أدنى تركيز بالمقارنة مع الأنواع الأخرى من المخفضات المدروسة .
- أنيوني مناسب للصخور الكربوناتية والكلسية.
- توافق شاردة Na في تركيبه مع شاردة Na في القلوي(*NaOH*) الذي سيستخدم في المحلول(*ASP*)
- امتزازه قليل على سطح الصخر (المواد الفعالة سطحياً الأنيونية بشكلٍ عام).
- رخيص الثمن ويمكن تحضيره مخبرياً.

ومن أجل تحديد التركيز المثالي للمخفض(*DDBSNa*)(*Wetconat 1223L*) :

تم رسم العلاقة بين تركيز المخفض Cs والتوتر بين السطحي(*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط كما هو مبين في الشكل التالي :



الشكل(26): تغير(*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز Cs للمخفض(*DDBSNa*).

وبنتيجة دراسة الشكل نجد أن التركيز المثالي الذي يعطي أدنى(*IFT*) عند أدنى تركيزهو(*Cs=0.05 % Wt*).

3- بالنسبة لإختيار القلوي الأنسب:

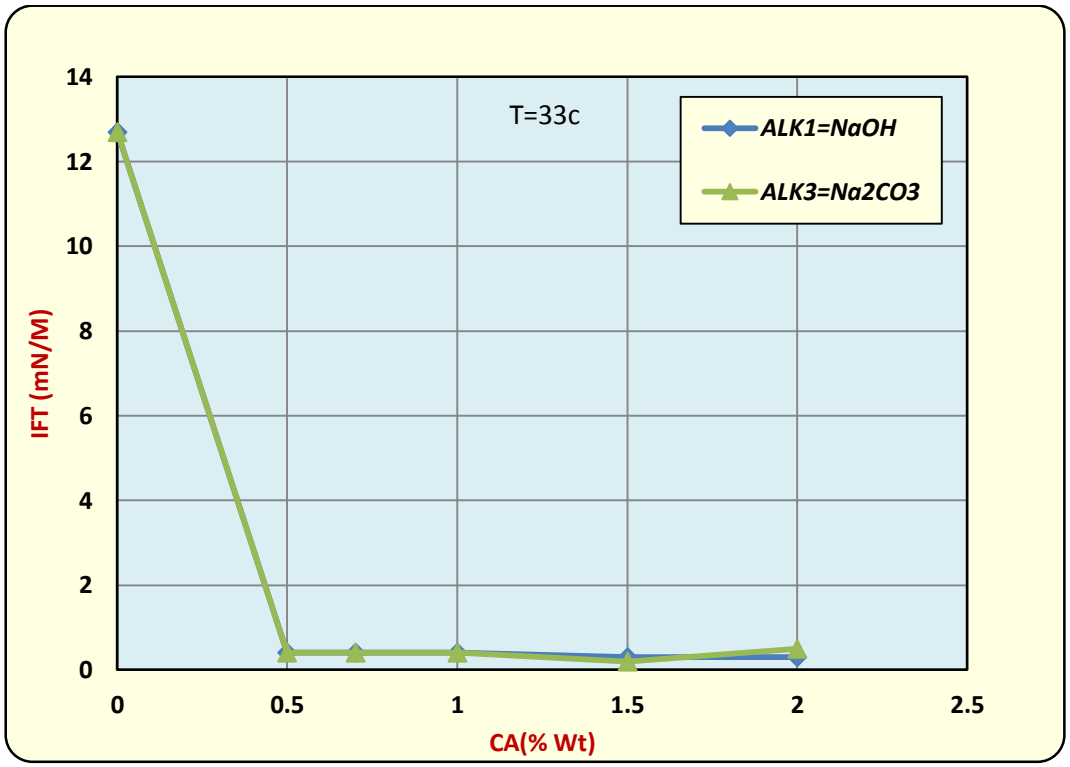
تم اختيار القلوي(*NaOH*) كأفضلية أولى(مع اختيار Na_2CO_3 كأفضلية ثانية) للأسباب التالية:

- يعطي محلول القلوي(*NaOH*) أدنى(*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط عند أدنى تركيز ، كذلك يشترك القلوي(Na_2CO_3) مع هيدروكسيد الصوديوم في هذه الميزة .

- *PH* محلول القلوي*NaOH* بحدود(*11.5*) وهذا مناسب لتقليل الكمية الضائعة بالامتزاز من مخفض التوتر السطحي المستخدم في المحلول(*ASP*)على سطح الصخر, إضافةً إلى دوره الفعال في تغيير قابلية التبلل.
- تناقص درجة عكارة محلول *NaOH* مع زيادة تركيزه فيه.

ومن أجل تحديد التركيز المثالي للقلوي *NaoH* :

تم دراسة تغير (*IFT*)على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز CA للنوعين ($NaOH, Na_2CO_3$) كما هو مبين بالشكل التالي :



الشكل(27): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز CA للنوعين($NaOH, Na_2CO_3$).

وبنتيجة دراسة الشكل وجدنا أن التركيز المثالي للقلوي(*NaOH*) والقلوي(Na_2CO_3) الذي يعطي أدنى(*IFT*) هو (*CA=0.5%Wt*).

3- تحديد التراكيز المثالية لمكونات محلول الحقن ASP التي تعطي أعلى فعالية عند حقنها في حقل ديرو

بعد أن تم في المرحلة الأولى اختيار البوليمير (*XanthanGum*) والقلوي (*NaOH*) ومخفض التوتر السطحي (*DDBSNa*) وذلك من بين كل الأنواع المدروسة سابقاً ، وبعد أن تم تحديد التركيز المثالي لكل نوع منهم والمبينة في الجدول التالي :

الجدول(13) : التراكيز المثالية للأنواع المختارة

النوع	التركيز المثالي
البوليمير (*Xanthan Gum*)	*Cp=300- 400 ppm*
القلوي (*NaOH*)	*CA=0.5 %Wt*
المخفض (*DDBSNa*)	*Cs=0.05 %Wt*

فإنه سيتم في هذه المرحلة تحديد التركيز المثالي لكل نوع من الأنواع المذكورة ولكن ضمن المحلول(*ASP*), بمعنىً آخر تحديد التركيز المثالي لكل مكون بوجود بقية مكونات المحلول الأخرى، والهدف من ذلك هو دراسة ومعرفة تأثير مكونات المحلول(*ASP*) على تحديد قيمة الـ (*CMC*) لأحد هذه المكونات. ولأجل تحقيق هذا الهدف فقد تم اختيار أربعة تراكيز لكل مكون من مكونات المحلول(*ASP*) المذكورة سابقاً والمختارة بناءً على نتائج المرحلة الأولى، وبحيث تتضمن هذه التراكيز الأربعة لكل مكون التركيز المثالي الذي تم التوصل إليه بالمرحلة الأولى من الدراسة، هذه التراكيز موضحة في الجدول التالي:

الجدول(14) : التراكيز المختارة للدراسة لمكونات المحلول (*ASP*) بناءً على نتائج المرحلة الأولى

المادة	التراكيز المختارة للدراسة
البوليمير (*Xanthan Gum*)	*500- 1000- 2000- 4000 ppm*
القلوي (*NaOH*)	*0.3- 0.5- 0.7- 1.5 %Wt*
المخفض (*DDBSNa*)	*0.03- 0.05- 0.1- 0.2 %Wt*

يمكننا تمثيل جميع هذه التراكيز على شكل مصفوفة:

$$\begin{Bmatrix} P_1 = 500 & A_1 = 0.3 & S_1 = 0.03 \\ P_2 = 1000 & A_2 = 0.5 & S_2 = 0.05 \\ P_3 = 2000 & A_3 = 0.7 & S_3 = 0.1 \\ P_4 = 4000 & A_4 = 1.5 & S_4 = 0.2 \end{Bmatrix}$$

وبما أنه لدينا ثلاثة متغيرات هي(*P,S,A*) ولكل متغير أربعة تراكيز وبالتالي فإن احتمالات المحاليل*ASP* التي يمكن تشكيلها هو ($4^3=64$) احتمال مبينة كالتالي :

الجدول(15): نتائج حل المصفوفة الرياضية واحتمالات المحاليل *ASP* التي يمكن تشكيلها

المجموعة الأولى	المجموعة الثانية	المجموعة الثالثة	المجموعة الرابعة
$P_1A_1S_1$	$P_2A_1S_1$	$P_3A_1S_1$	$P_4A_1S_1$
$P_1A_1S_2$	$P_2A_1S_2$	$P_3A_1S_2$	$P_4A_1S_2$
$P_1A_1S_3$	$P_2A_1S_3$	$P_3A_1S_3$	$P_4A_1S_3$
$P_1A_1S_4$	$P_2A_1S_4$	$P_3A_1S_4$	$P_4A_1S_4$
$P_1A_2S_1$	$P_2A_2S_1$	$P_3A_2S_1$	$P_4A_2S_1$
$P_1A_2S_2$	$P_2A_2S_2$	$P_3A_2S_2$	$P_4A_2S_2$
$P_1A_2S_3$	$P_2A_2S_3$	$P_3A_2S_3$	$P_4A_2S_3$
$P_1A_2S_4$	$P_2A_2S_4$	$P_3A_2S_4$	$P_4A_2S_4$
$P_1A_3S_1$	$P_2A_3S_1$	$P_3A_3S_1$	$P_4A_3S_1$
$P_1A_3S_2$	$P_2A_3S_2$	$P_3A_3S_2$	$P_4A_3S_2$
$P_1A_3S_3$	$P_2A_3S_3$	$P_3A_3S_3$	$P_4A_3S_3$
$P_1A_3S_4$	$P_2A_3S_4$	$P_3A_3S_4$	$P_4A_3S_4$
$P_1A_4S_1$	$P_2A_4S_1$	$P_3A_4S_1$	$P_4A_4S_1$
$P_1A_4S_2$	$P_2A_4S_2$	$P_3A_4S_2$	$P_4A_4S_2$
$P_1A_4S_3$	$P_2A_4S_3$	$P_3A_4S_3$	$P_4A_4S_3$
$P_1A_4S_4$	$P_2A_4S_4$	$P_3A_4S_4$	$P_4A_4S_4$

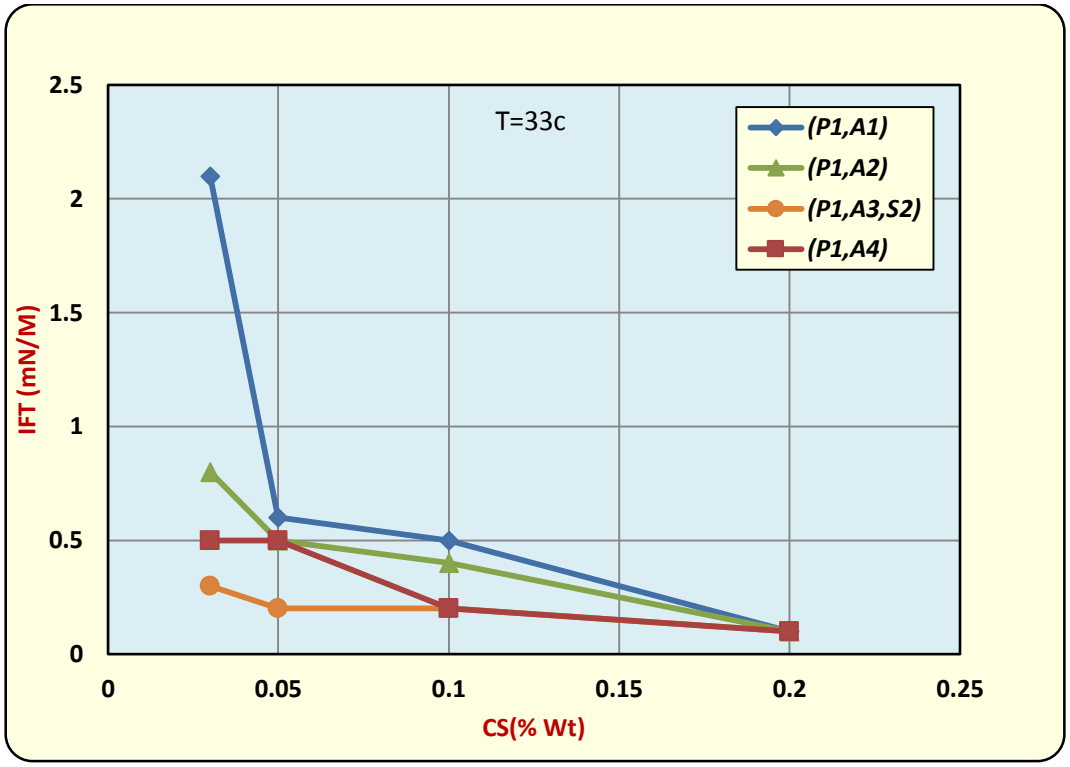
يتم بالنسبة لكل محلول من أصل (*64*) قياس كلٍ من (*IFT,μ*) بدرجة حرارة الطبقة ثم تُرسم العلاقة بين (*Cs,IFT*) لكل زمرة في كل مجموعة بحيث نحصل على أربعة منحنيات في كل مجموعة، نختار من كل مجموعة المنحني الذي يمثل المحلول الذي يعطي أدنى(*IFT*) بالعلاقة مع تركيز المخفض(*Cs*) وبالتالي سنحصل على أربعة منحنيات نهائية، ثم تُرسم هذه المنحنيات ضمن جملة محاور واحدة يتم منه أخيراً اختيار المنحني الذي يمثل المحلول*ASP* الذي يعطي أدنى(*IFT*) بالعلاقة مع التركيز، ومنه يحدد التركيز المثالي للمخفض ضمن المحلول والذي يتضمن بذات الوقت تركيز القلوي ضمن المحلول، وبذلك نكون قد حددنا التركيز المثالي لكل من(*A,S*) ضمن محلول*ASP* ويبقى تحديد التركيز المثالي للبوليمير ضمن المحلول المذكور. يُحدد هذا التركيز الذي يتوافق مع التراكيز المثالية لكل من(*A,S*) ضمن محلول *ASP* كما يلي: تُدرس العلاقة بين(*μ,Cp*) لمحلول البوليمير الذي يحتوي التراكيز المثالية(*A,S*)، ومن تقاطع قيمة اللزوجة الموافقة للزوجة نفط الحقل المدروس(حقل ديرو) يتم تحديد(*Cp*) المثالي ضمن محلول*ASP* . النتائج موضحة في الجدول التالي

الجدول(16) : نتائج قياس كل من *IFT* واللزوجة عند سرعات قص مختلفة للمحاليل *ASP* المشكلة

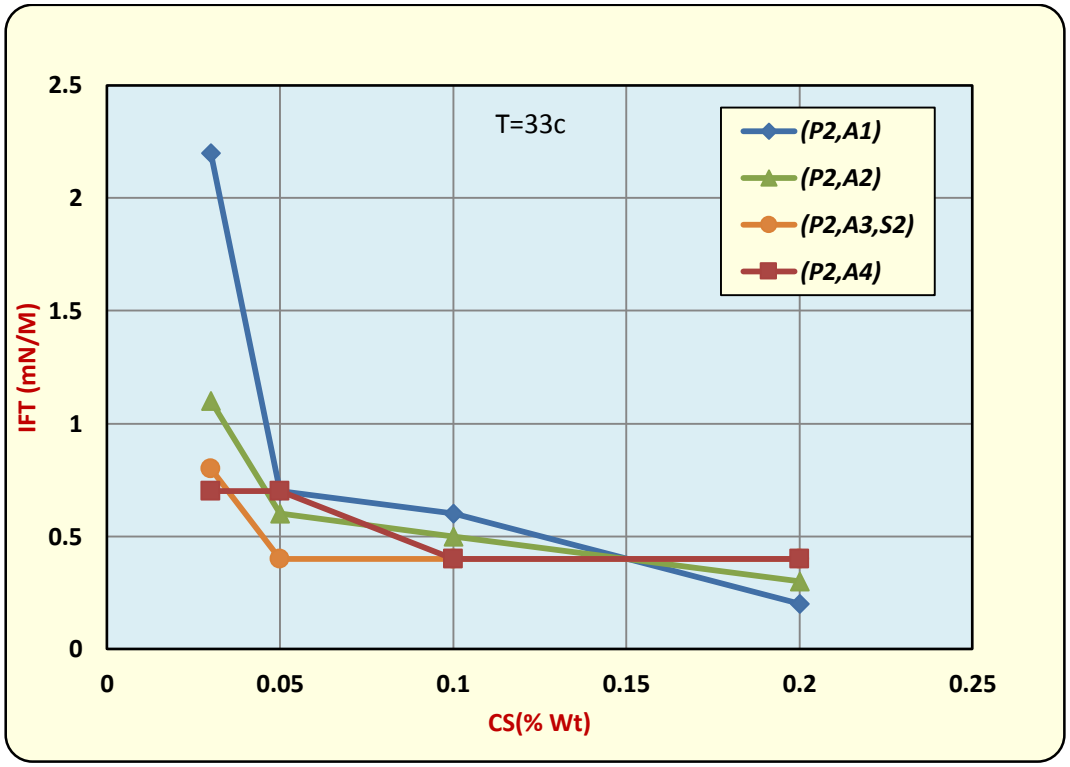
المجموعة لأولى	*IFT* mN/M	μ_{21} (C.P)	μ_{32} (C.P)	μ_{50} (C.P)	المجموعة الثانية	*IFT* mN/M	μ_{21} (C.P)	μ_{32} (C.P)	μ_{50} (C.P)
$P_1A_1S_1$	2.1	6.54	5.82	4.95	$P_2A_1S_1$	2.2	17.46	16.17	15.4
$P_1A_1S_2$	0.6	6.31	5.82	4.94	$P_2A_1S_2$	0.7	17.27	16.11	15.1
$P_1A_1S_3$	0.5	6	5.82	4.72	$P_2A_1S_3$	0.6	17.15	16.1	15
$P_1A_1S_4$	0.1	5.92	5.82	4.38	$P_2A_1S_4$	0.2	17	16.05	14.9
$P_1A_2S_1$	0.8	6.54	4.92	4.72	$P_2A_2S_1$	1.1	17	15.6	15
$P_1A_2S_2$	0.5	5.5	4.8	4.65	$P_2A_2S_2$	0.6	16.9	15.2	14.9
$P_1A_2S_3$	0.4	5.13	4.62	4.61	$P_2A_2S_3$	0.5	16.8	14.9	14.3
$P_1A_2S_4$	0.1	4.34	4.28	4.25	$P_2A_2S_4$	0.3	16.7	14.8	14.1
$P_1A_3S_1$	0.3	4.48	4.48	4.3	$P_2A_3S_1$	0.8	16	14.3	14
$P_1A_3S_2$	0.1	4.37	4.28	4.17	$P_2A_3S_2$	0.4	15.4	14.1	11.6
$P_1A_3S_3$	0.1	4.35	4.23	3.76	$P_2A_3S_3$	0.4	14.9	13.9	11.1
$P_1A_3S_4$	0.1	4.3	4.19	3.18	$P_2A_3S_4$	0.4	14.8	13.7	10.9
$P_1A_4S_1$	0.5	4.38	4.2	3.76	$P_2A_4S_1$	0.7	14	13.6	10.8
$P_1A_4S_2$	0.5	4.34	4.15	3.31	$P_2A_4S_2$	0.7	13.8	13.4	10
$P_1A_4S_3$	0.2	4.11	4.1	3.13	$P_2A_4S_3$	0.4	13.5	13.1	9.8
$P_1A_4S_4$	0.1	3.74	3.94	2.82	$P_2A_4S_4$	0.4	13.2	12.8	9.7

تابع الجدول

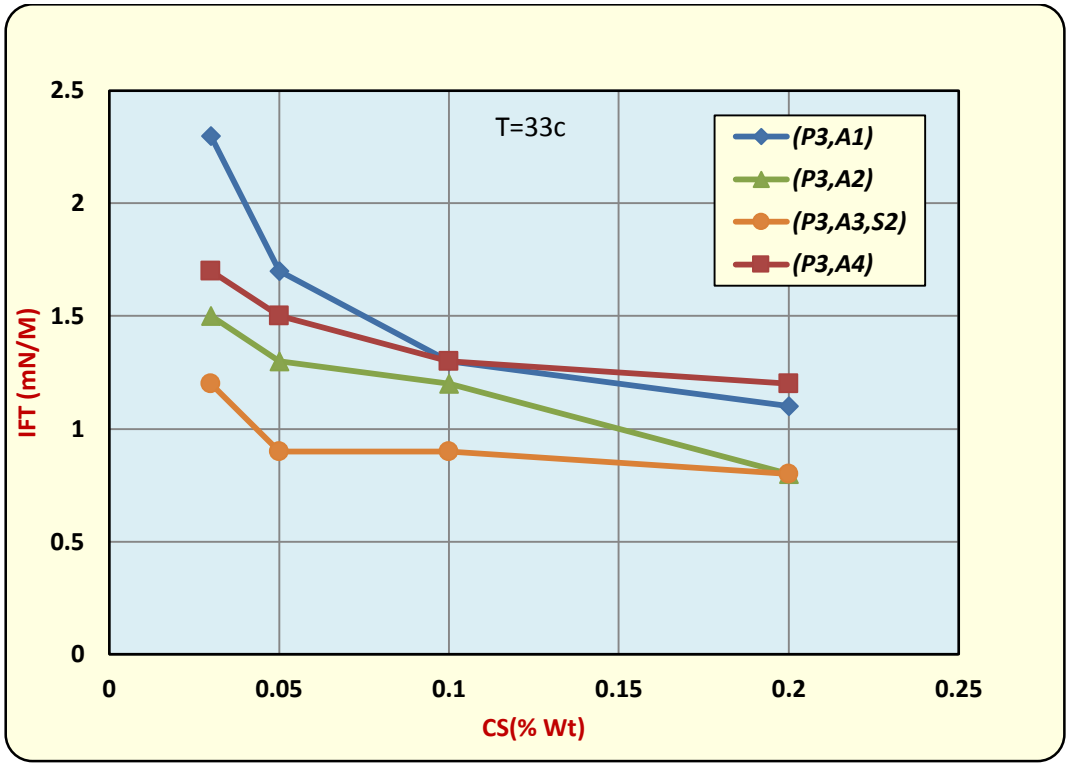
المجموعة الثالثة	*IFT* mN/M	μ_{21} (C.P)	μ_{32} (C.P)	μ_{50} (C.P)	المجموعة الرابعة	*IFT* mN/M	μ_{21} (C.P)	μ_{32} (C.P)	μ_{50} (C.P
$P_3A_1S_1$	2.3	52.6	42.9	28.4	$P_4A_1S_1$	5.1	144	112	83.05
$P_3A_1S_2$	1.7	51.5	42	27.6	$P_4A_1S_2$	5.1	143.2	111.5	82.8
$P_3A_1S_3$	1.3	50.8	41.7	26.8	$P_4A_1S_3$	5.1	142.8	110.8	82.2
$P_3A_1S_4$	1.1	50.7	41.0	26.3	$P_4A_1S_4$	5.1	141	109	79
$P_3A_2S_1$	1.5	52.3	41	27.1	$P_4A_2S_1$	5.1	138	105	76.5
$P_3A_2S_2$	1.3	51.7	40.8	26.9	$P_4A_2S_2$	5.1	137	104.1	75
$P_3A_2S_3$	1.2	50.3	40.4	26.3	$P_4A_2S_3$	5	136.8	104	74.7
$P_3A_2S_4$	0.8	50.2	40.2	26.2	$P_4A_2S_4$	4.7	136.2	103	72.7
$P_3A_3S_1$	1.2	49.7	40.8	26.8	$P_4A_3S_1$	5.2	134.1	101	71.8
$P_3A_3S_2$	0.9	49.1	40.3	26.4	$P_4A_3S_2$	5	133.4	100.1	71
$P_3A_3S_3$	0.9	49	39.7	25.9	$P_4A_3S_3$	5	132.8	99.7	69.3
$P_3A_3S_4$	0.8	48.9	38.9	25.2	$P_4A_3S_4$	4.8	132	99	66.5
$P_3A_4S_1$	1.7	48.5	38.3	25	$P_4A_4S_1$	5.1	131	98	65.7
$P_3A_4S_2$	1.5	48.1	37.9	24.7	$P_4A_4S_2$	5.1	130.3	97.8	64.8
$P_3A_4S_3$	1.3	47.8	37.5	24.1	$P_4A_4S_3$	5	129.7	97	64.5
$P_3A_4S_4$	1.2	47.1	37.4	23.8	$P_4A_4S_4$	4.7	128.2	97	64.4



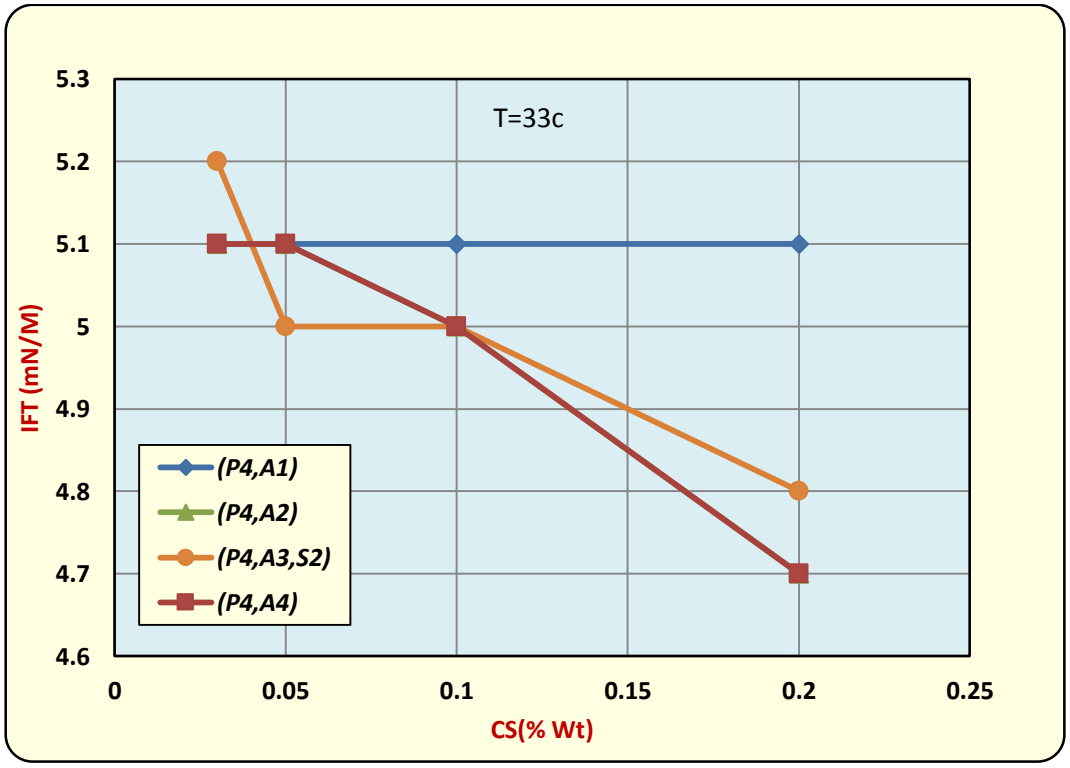
الشكل(28): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز Cs لمخفض التوتر السطحي (*DDBSNa*) "المجموعة الأولى".



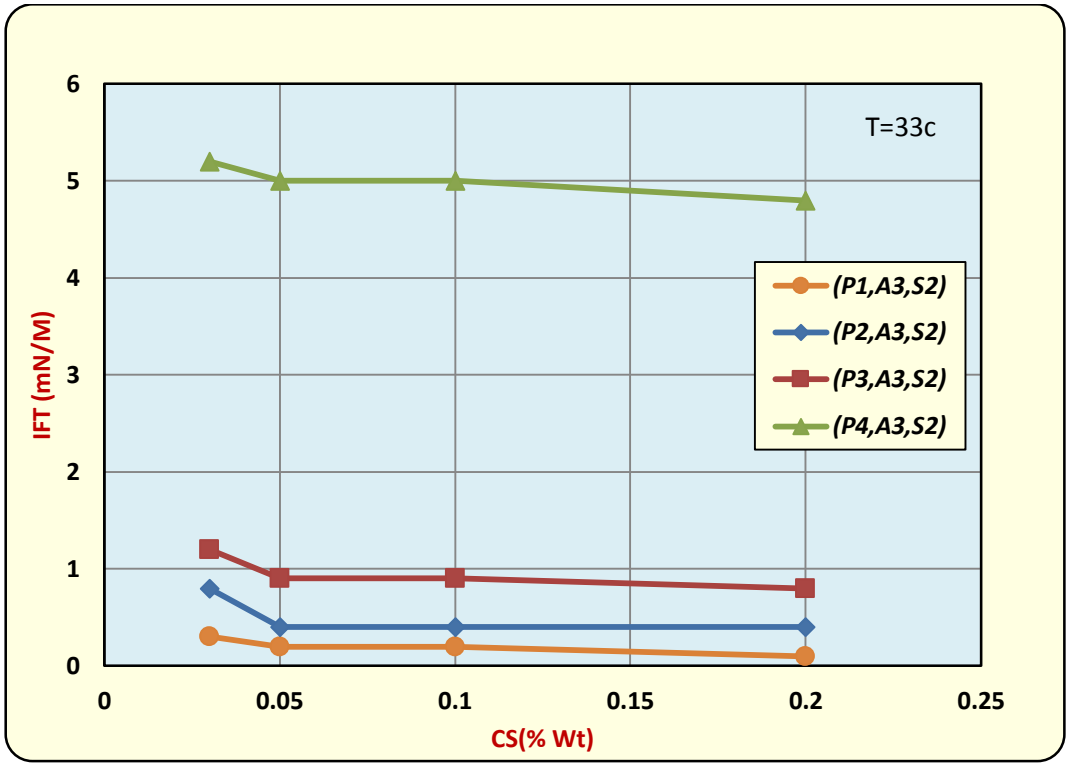
الشكل(29): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز Cs لمخفض التوتر السطحي (*DDBSNa*) "المجموعة الثانية".



الشكل(30): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز Cs لمخفض التوتر السطحي (*DDBSNa*) "المجموعة الثالثة".



الشكل(31): تغير (*IFT*) على الحد الفاصل مع النفط بالعلاقة مع التركيز Cs لمخفض التوتر السطحي (*DDBSNa*) "المجموعة الرابعة".



الشكل(32): تغير (*IFT*) بالعلاقة مع التركيز Cs لمخفض التوتر السطحي (*DDBSNa*) للمنحنيات الأربعة المختارة من كل مجموعة.

مناقشة النتائج:

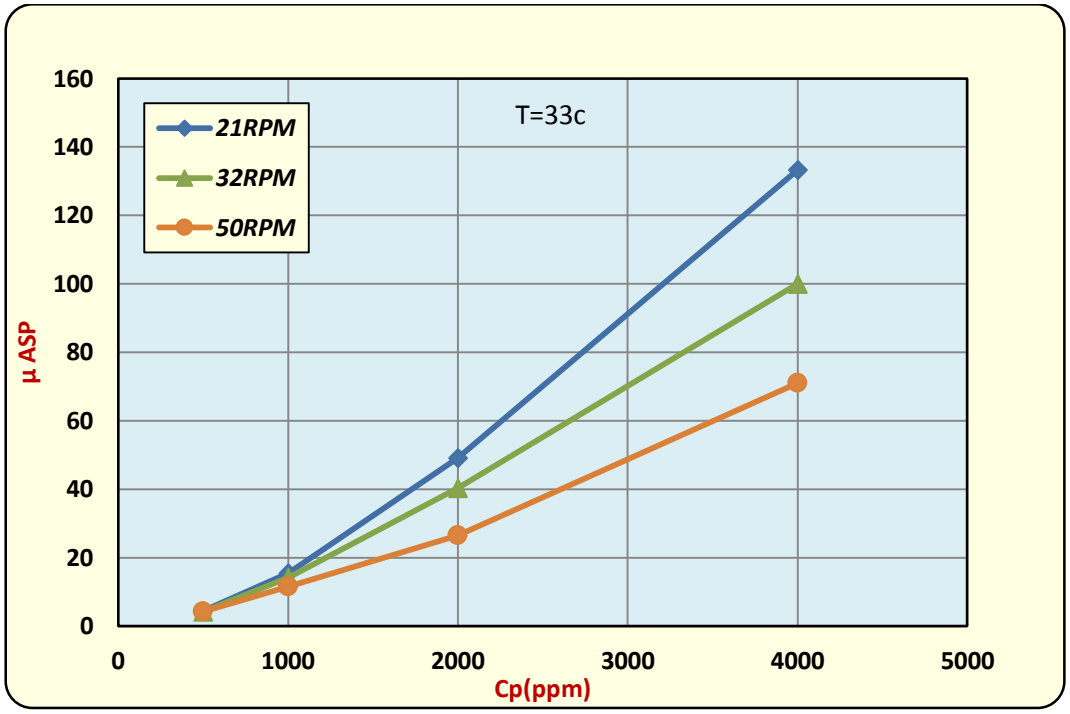
يُلاحظ من الأشكال الأربعة الخاصة بالمجموعات الأربع، ومن الشكل الأخير الذي يضم المنحنيات الأربعة المختارة من كل مجموعة أن أدنى قيمة للتوتر بين السطحي في المجموعة الأولى يمثلها التركيز (A_3S_2) وكذلك الأمر في المجموعات الثانية والثالثة والرابعة، وبالتالي فإن التركيز المثالي لمخفض التوتر السطحي في كل المجموعات المدروسة هو التركيز (Cs_2=0.05%Wt) والمتوافق تماماً مع تركيز القلوي (CA_3=0.7%Wt). إذاً يمكننا القول أن التركيز المثالي للمخفض (*DDBSNa*) ضمن المحلول *ASP* هو (*Cs*=0.05%Wt)، والتركيز المثالي للقلوي (*NaOH*) ضمن المحلول *ASP* هو (*CA*=0.7%Wt) .

بقي علينا تحديد التركيز المثالي للبوليمير ضمن المحلول *ASP* والذي يحقق الشرطين التاليين:

1- أن يُوافق لزوجة نفط الحقل المدروس(حقل ديرو).

2- أن يتوافق مع التراكيز المثالية لكل من(*S,A*) ضمن المحلول والمحددين بيانياً.

ولأجل ذلك تم رسم العلاقة بين(μ_{ASP},*Cp*) ضمن المحلول الذي يحوي التراكيز المثالية لكل من(*S,A*) . التمثيل البياني للنتائج موضح في الشكل التالي:



الشكل(33): تغير (μ_{ASP}) بالعلاقة مع (Cp) للبوليمير ($Xanthan\ Gum$) عند سرعات قص مختلفة.

بمقاطعة قيمة اللزوجة (μ_o=4.5CP) (لزوجة نفط الحقل المدروس بالشروط الطبقية) مع المنحنيات الثلاثة نجد أن:

$$Cp_1\left(\Omega_1 = 21\frac{1}{min}\right) = 510\ ppm$$
$$Cp_2\left(\Omega_2 = 32\frac{1}{min}\right) = 525\ ppm$$
$$Cp_3\left(\Omega_3 = 50\frac{1}{min}\right) = 550\ ppm$$

يمكننا القول أن التركيز المثالي للبوليمير ($XanthanGum$) ضمن المحلولASP الذي يحوي التراكيز المثالية لـ (S,A) يتراوح بين ($510\sim 550\ ppm$) وذلك تبعاً لسرعة القص.

بمعنى آخر: إن التركيز المثالي للبوليمير ضمن المحلول تابع لسرعة القص، ومع زيادة سرعة القص يتطلب استخدام تركيز أكبر من البوليمير.

(نتائج المرحلتين الأولى والثانية):

يمكننا مقارنة التراكيز المثالية التي حصلنا عليها في المرحلتين الأولى والثانية كما هو مبين في الجدول :

الجدول(17): مقارنة بين نتائج المرحلتين الأولى والثانية لاختيار التراكيزالمثالية لكل من (P,S,A).

المرحلة	CA (% Wt)	Cs (% Wt)	Cp (ppm)
المرحلة الأولى (التراكيز المثالية بشكلٍ منفصل)	0.5	0.05	300~400 حسب سرعة القص
المرحلة الثانية (التراكيز المثالية ضمن المحلول)	0.7	0.05	510~550 حسب سرعة القص

قياس مؤشرات محلول الحقن *ASP* الذي تم تحديد تراكيزه المثالية :

بناءً على النتائج التي توصلنا إليها فقد تم تحضير محلول(*ASP*) بالتراكيز المثالية المشار إليها سابقاً، وتم قياس المؤشرات التالية لهذا المحلول والمبينة في الجدول التالي:

الجدول(18): نتائج قياس مؤشرات محلول(***ASP***).

المؤشر	القيمة	الواحدة
C_A	0.7	% Wt
C_s	0.05	% Wt
C_p	550	ppm
σ	28.5	mN/M
IFT	0.2	mN/M
d	1.0086	gr/cm^3
Turbidity	63.9	NTU
$\mu_{21\ RPM}$	4.9	C.P
$\mu_{32\ RPM}$	4.7	C.P
$\mu_{50\ RPM}$	4.5	C.P
PH	11.8	-
CON	45.3	µs/cm
D.O	82	%
D.O	3.2	mg/Liter
Salinity	33	%
TDS	22.7	gr/Liter

4-دراسة السلوك الطوري *Phase Behavior* (نفط ديرو/ محلول*ASP*)

إن دراسة السلوك الطوري وإعداد البيانات اللازمة عند التوازن الطوري (نفط ديرو/محلول*ASP*) ضروري جداً لتكوين نظام يُقلل من حجم المناطق متعددة الأطوار ويزيد من حجم منطقة الطور الواحد، كما أن دراسة السلوك الطوري بالشروط الطبقية (حرارة- ملوحة) تعطي طريقة مهمة جداً للتنبؤ بتكوين الأطوار المختلفة داخل الطبقة . ونظراً لأن معرفة السلوك الطوري مهمة جداً لتفسير عمليات الإزاحة كما أن ربط كل من نتائج عمليات الإزاحة والسلوك الطوري مع الاختبارات الحقلية يُعتبر من العوامل الحاسمة لنجاح عملية الحقن الكيميائي لذلك كان لا بد من التوجه لإجراء هذه الدراسة.

تمت دراسة العوامل التالية المؤثرة على السلوك الطوري (نفط/ محلول*ASP*):

1. تأثير تغير تركيز مخفض التوتر السطحي(*DDBSNa-Wetconat1223L*) في المحلول(*ASP*) على السلوك الطوري(نفط/ محلول*ASP*).
2. تأثير تغير تركيز القلوي(*NaOH*) في المحلول(*ASP*) على السلوك الطوري (نفط/ محلول*ASP*).
3. تأثير تغير تركيز البوليمير(*XanthanGum*) في المحلول(*ASP*) على السلوك الطوري (نفط/ محلول*ASP*).

4. تأثير تغير درجة الحرارة على السلوك الطوري (نفط/ محلول*ASP*).

5. تأثير تغير الملوحة على السلوك الطوري (نفط/ محلول*ASP*).

كما تم تحديد التركيز الأمثل لكل من (*A, S, P*) ضمن محلول (*ASP*) من وجهة نظر السلوك الطوري

ولقد تم عرض النتائج التي تم التوصل إليها باختصار في فقرة النتائج آخر البحث .

5- تحضيرات عمليات الإزاحة

وتشمل :

- تحضير موديل فيزيائي للطبقة المنتجة لحقل ديرو
- تحضير موديل فيزيائي للنفط الطبقي
- تحضير الموديل الطبقي لعمليات الازاحة

تحضير موديل فيزيائي للطبقة المنتجة لحقل ديرو:

تم في هذه المرحلة من الدراسة اختيار وتحضير الموديل الصخري المناسب الذي يحقق نفوذية ومسامية موافقة لنفوذية ومسامية الطبقة المنتجة في حقل ديرو.

المواد المستخدمة في تحضير الموديل مع أبعاد حبيباتهاهي:

1- ***75 µM > (Marble) > 63 µM***

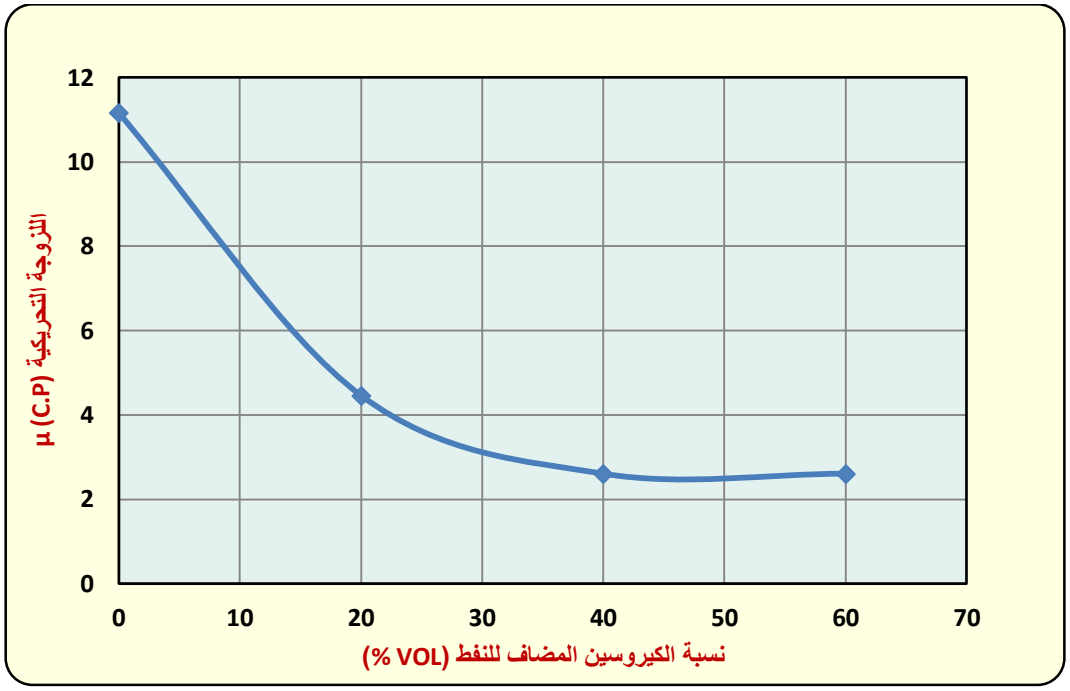
2- ***150 µM > (Silica floor) > 75 µM***

وجدنا بعد كثير من التجارب التي أجريت والتي لايتسع المجال لذكرها أن النسبة المثالية لكلٍ من المكونين الأساسي(الماربل) والثانوي(السيليكا فلور) التي تحقق موديلاً صخرياً له نفوذية موافقة للنفوذية الوسطية لحقل ديرو والمساوية 89.66mD هي:

- نسبة المكون الأساسي: *89%* (*Marble*) .
- نسبة المكون الثانوي: *11%* (*Marble OR silica floor*) .

تحضير موديل فيزيائي للنفط الطبقي لحقل ديرو:

من المعلوم أن للنفط الطبقي كثافة ولزوجة وقوة توتر سطحي معينة وبالتالي فإنه أثناء إجراء التجارب المخبرية وعمليات الإزاحة لا يجوز استخدام النفط الميت(السطحي) وذلك نتيجةً لتأثره بالشروط السطحية ، وبالتالي فإنه في مثل هذه الحالة يُؤخذ النفط الميت ويُضاف إليه كيروسين لتخفيض لزوجته وجعلها مساوية للزوجة النفط الطبقي لحقل ديرو كما هو موضح بالشكل التالي:



الشكل(34): تغير اللزوجة التحريكية للنفط المحضر بالعلاقة مع النسبة الحجمية للكيروسين المضاف.

من خلال مقاطعة قيمة اللزوجة الطبقية لنفط الحقل المدروس (حقل ديرو) والمساوية (*4.5C.P*) وجدنا أن النسبة الحجمية المثالية للكيروسين المضاف تساوي C_k=19.5%voL .

تحضير الموديل الطبقي لعمليات الازاحة: وقد تضمن الخطوات التالية

- إشباع النموذج بالمياه لتحقيق المياه المترابطة
- إزاحة المياه الحرة من النموذج
- إشباع النموذج بالنفط
- رفع درجة حرارة الموديل الطبقي إلى الدرجة المطلوبة (درجة حرارة حقل ديرو) قبل ساعة من بدء الحقن لتحقيق توزع حراري متجانس على كامل طول الموديل

النتائج :

- حجم الموديل الصخري : $V=F.L=5.064\ x75=379.8cm^3$
- بلغ حجم المياه المترابطة في النموذج $Vw= 16.6cm^3$
- ومنه فان نسبة المياه المترابطة في النموذج تساوي 12.82%
- وبالتالي فانه إذا تم إشباع الموديل الصخري بالنفط فستكون درجة التشبع بالنفط مساوية 87.18%
- بمقارنة درجة التشبع بالنفط التي حصلنا عليها للموديل الصخري مع متوسط التشبع بالنفط للحقل المدروس(حقل ديرو) والمساوية (85%) (حسب مؤشرات عام 2006 للحقل المذكور) نجد أن هناك فرق يُعادل(2.18%) وبالتالي فإن الخطأ النسبي في تعيين (S_o) هو 2.5% وهي نسبة خطأ صغيرة، وبالتالي يمكن اعتماد درجة التشبع بالنفط التي حصلنا عليها عن طريق إشباع الموديل الصخري بالنفط كأساس للدراسة كونها قريبة من درجة التشبع بالنفط في الحقل المدروس .

6-عمليات الإزاحة :

أجريت العمليات التالية باستخدام محطة الإزاحة المبينة في الشكل 35على النموذج المشبع بالنفط:

1- حقن المياه *W.F.(Water Flooding)* .(للمقارنة)

2- *ASP Flooding* بدون إزاحة مسبقة بالمياه.*ASPF1* .

3- *ASP Flooding* بعد إزاحة مسبقة بالمياه (بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه)*ASPF2* .

4- *(ASP)- P- Flooding* بدون إزاحة مسبقة بالمياه.*ASP-PF1* .

5- *(ASP)- P- Flooding* بعد إزاحة مسبقة بالمياه (بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه)*ASP-PF2* .

ملاحظات:

1- تم حقن محلولASP بالنسب التالية *PV*(*50%, 30%, 15%*) وذلك عند كل عملية إزاحة مذكورةأعلاه

2- تمت متابعة الحقن بسائل الإزاحة (*Produced Water*) حتى النسبة *PV*(*250 %*) .

3- توضيح الرموز المستخدمة في الأشكال اللاحقة :

***ODF*:** عامل الإزاحة (%).(*oil Displacement factor*)

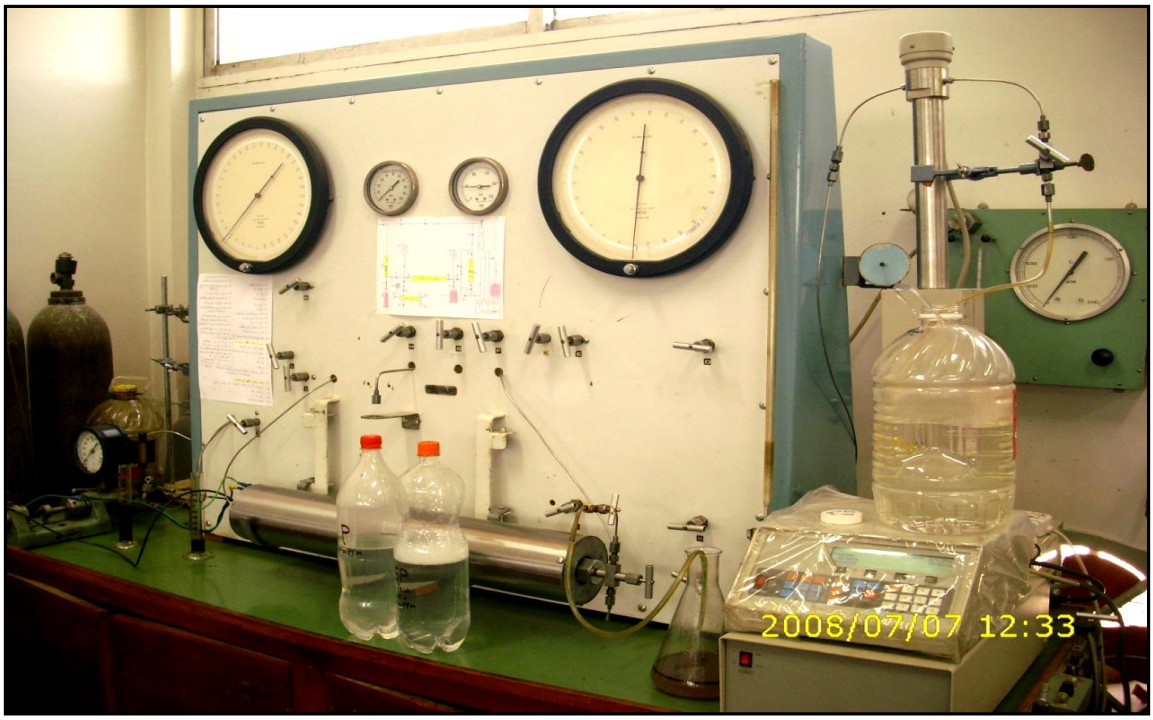
***W*:** نسبة المياه في السائل المنتج (نفط + مياه) w%=vw/vT .100

***Ra*:** عامل مقترح (*Recoverability*) يمثل نسبة النفط في السائل المنتج (النسبة بين حجم النفط التراكمي

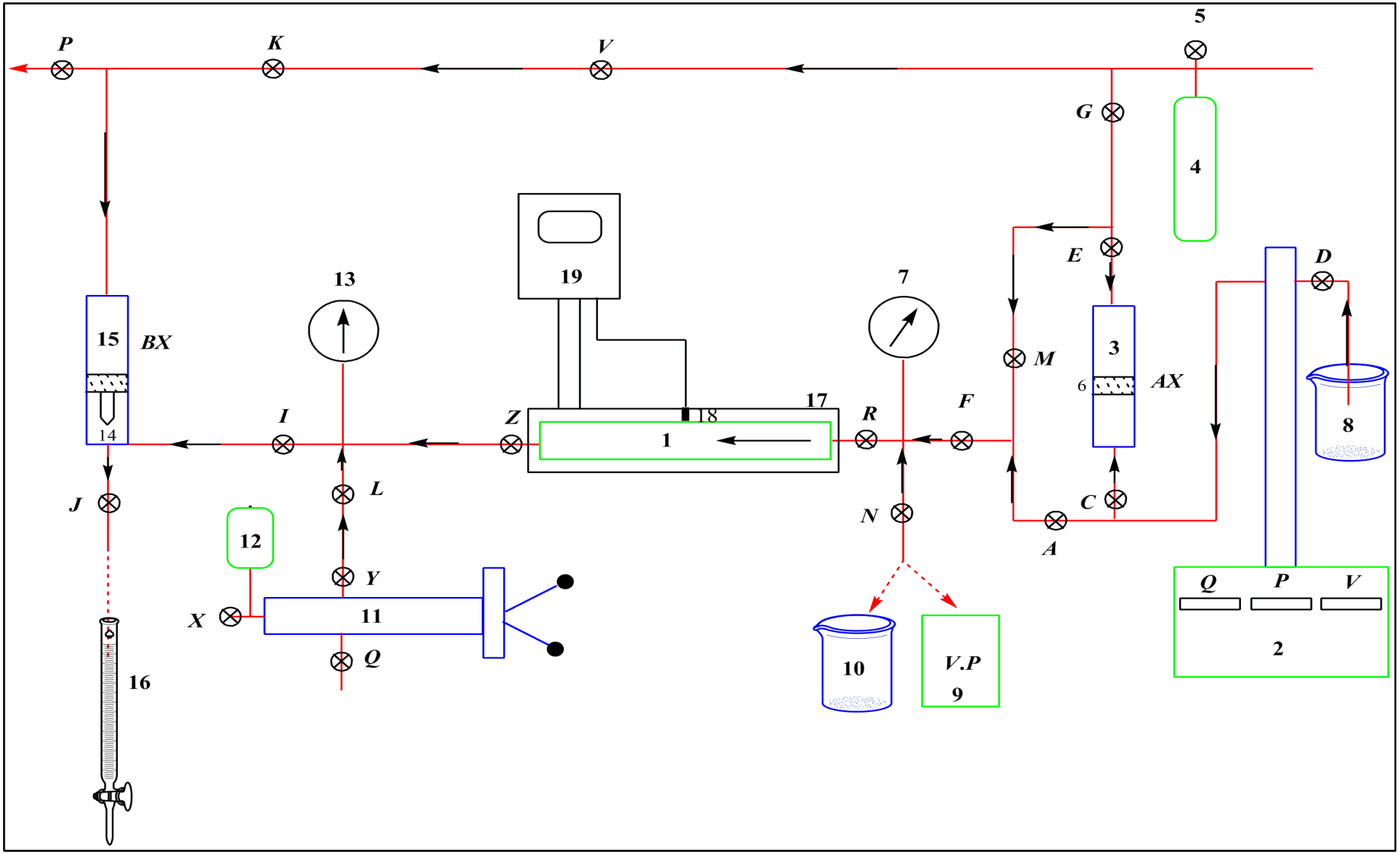
***Vpv*:** نسبة حجم السائل المحقون إلى حجم الفراغات المسامية (%).

المنتج في كل مرحلة حقن إلى حجم السائل التراكمي المحقون في ذات المرحلة) .

4- تم تصنيع المحطة المبينة في الشكل 35 محليا وأعطت نتائج لاتقل دقتها عن تلك المصنعة في الخارج.



الشكل(35): صورة تبين محطة الإزاحة مع مضخة الحقن وملحقاتها



الشكل (36): مخطط محطة الإزاحة والحقن مع الملحقات

أجزاء محطة الإزاحة :

1- الموديل الطبقي الصخري الموجود ضمن نموذج معدني مصنوع من الستانلس ستيل .

2- مضخة الحقن: وهي مضخة مكبسية متطورة يتم من خلالها التحكم بالضغط والحجم والغزارة آلياً .

3- اسطوانة المادة الفعالة *AX* : وبداخلها مكبساً يفصل بين المادة الفعالة بالأعلى وسائل الإزاحة بالأسفل .

4- اسطوانة هواء .

5- صمام تنظيم الضغط .

6- مكبس اسطوانة المادة الفعالة .

7- مقياس ضغط مدخل النموذج .

8- سائل الإزاحة .

9- مضخة تفريغ .

10- وعاء تصريف .

11- مضخة النفط وهي عبارة عن مضخة مكبسية تستعمل لإشباع النموذج بالنفط .

12- وعاء حامل للنفط .

13- مقياس ضغط مخرج النموذج .

14- الصمام الإبري .

15- الاسطوانة *BX* .

16- سحاحة مدرجة بأجزاء الميليلتر .

17- جهاز رفع حرارة النموذج .

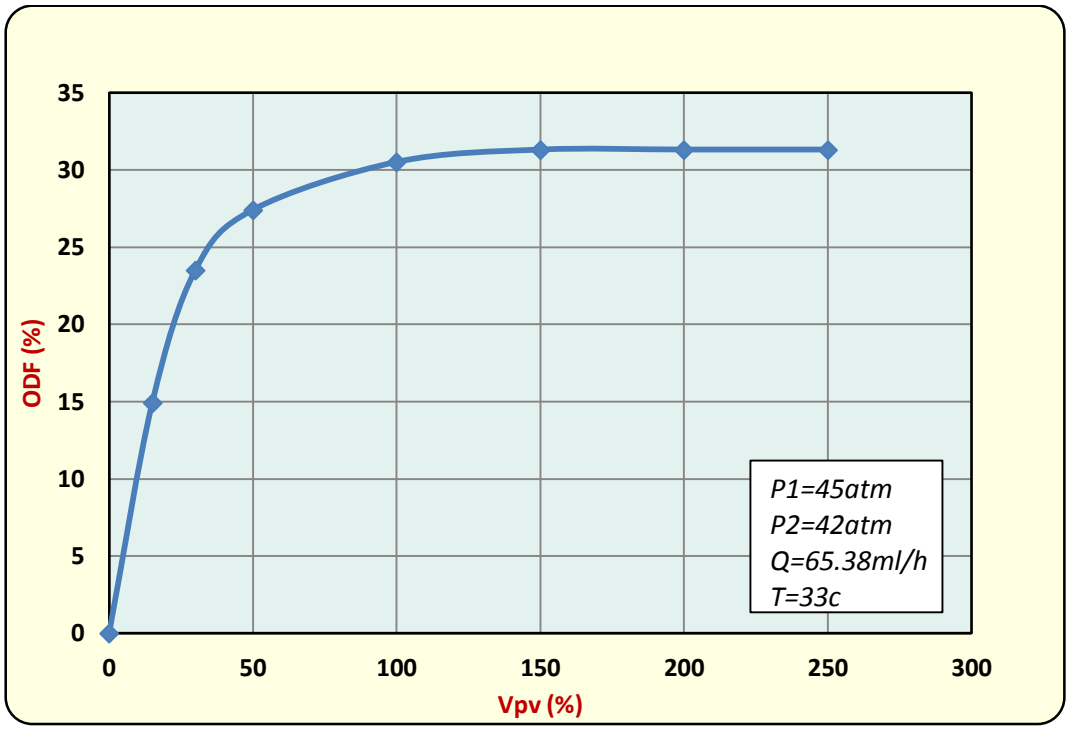
18- حساس حراري .

19- جهاز التحكم بحرارة النموذج .

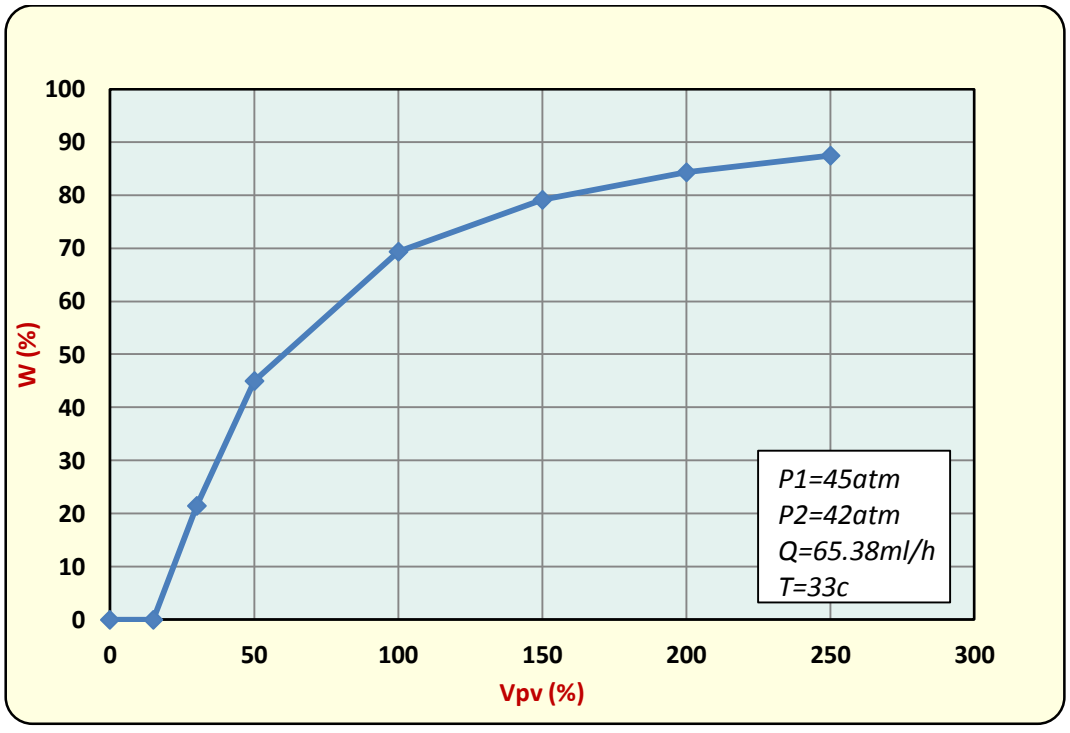
20- الصمامات : *D-C-A-G-E-M-F-N-R-Z-L-I-Y-Q-X-J-K-P-V* .

حقن المياه (*Water Flooding*):(للمقارنة)

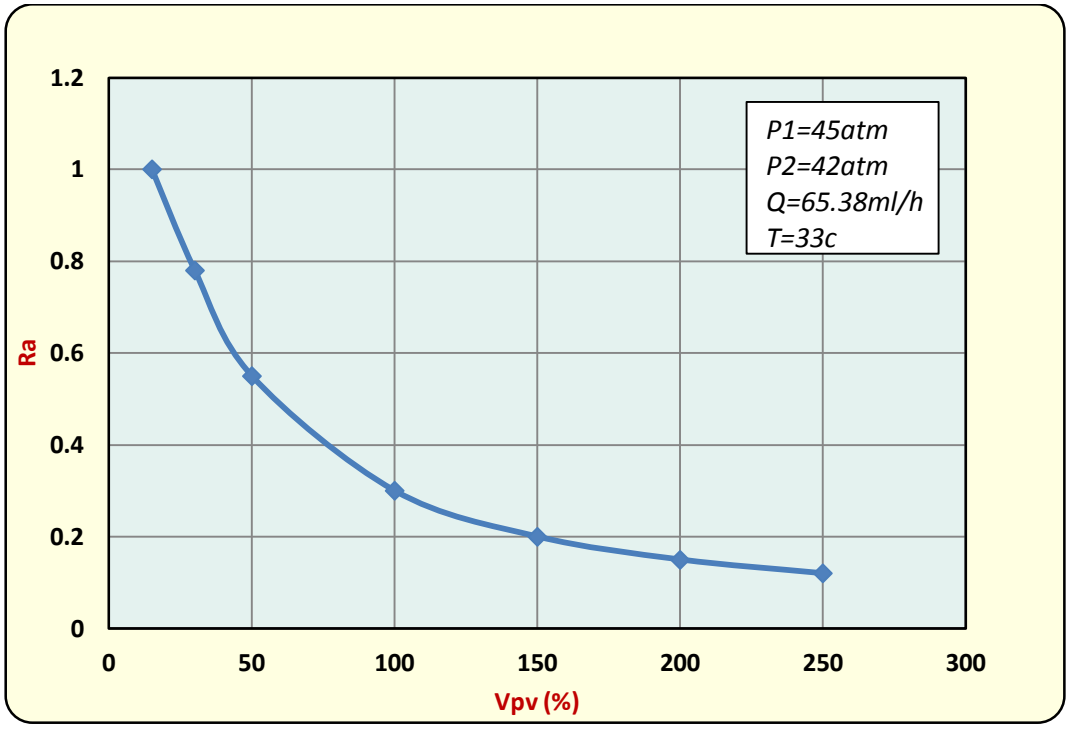
التمثيل البياني للنتائج موضح في الأشكال التالية :



الشكل(37): تغير عامل الإزاحة *ODF* بالعلاقة مع (نسبة حجم السائل المحقون إلى حجم الفراغات المسامية Vpv%) (*Water Flooding*).



الشكل(38): تغيرنسبة المياه المنتجة مع النفط *W* بالعلاقة مع (نسبة حجم السائل المحقون إلى حجم الفراغات المسامية Vpv%) (*Water Flooding*).



الشكل(39): تغير العامل *Ra* بالعلاقة مع (نسبة حجم السائل المحقون إلى حجم الفراغات المسامية%Vpv) (*Water Flooding*)

ملخص نتائج عملية حقن المياه:

يمكن تلخيص نتائج عملية حقن المياه (*water flooding*) من خلال الجدول التالي :

Ra(min)	*Ra(max)*	*W(max)* *%*	*ODF(max)* *%*
0.12	*1*	*87.4*	*31.3*

عملية الحقن ASP (Alkaline/ Surfactant/ Polymer Flooding):

أجريت طريقة الحقن الكيميائي(ASP) بالأشكال التالية:

الشكل الأول: الحقن الكيميائي(ASP) بدون إزاحة مسبقة بالمياه.

الشكل الثاني: الحقن الكيميائي(ASP) بعد إزاحة مسبقة بالمياه(بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه).

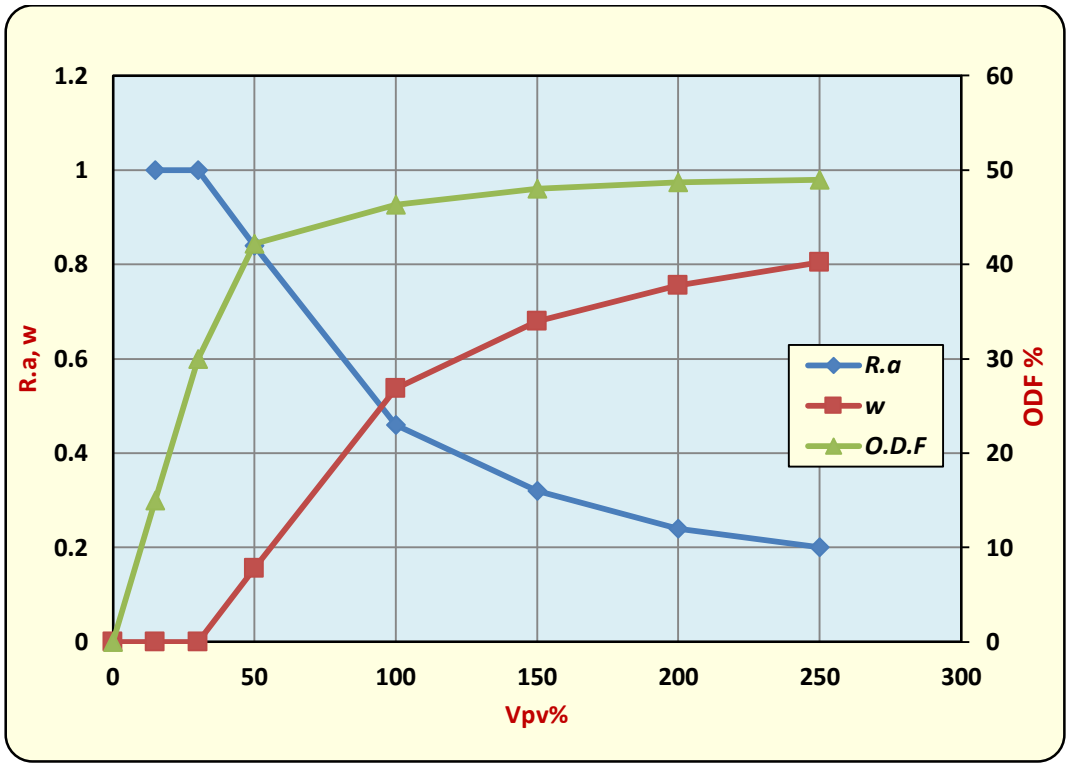
الشكل الثالث: الحقن الكيميائي(ASP) متبوع بدفعة محلول بوليميري(ASP- P) وبدون إزاحة مسبقة بالمياه.

الشكل الرابع: الحقن الكيميائي (ASP) متبوع بدفعة محلول بوليميري(ASP-P) وبعد إزاحة مسبقة بالمياه (بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه). توضيح الأشكال الأربعة للحقن مبين في الجدول التالي:

الجدول(19): أشكال عملية الحقن (ASP) المنفذة مخبرياً.

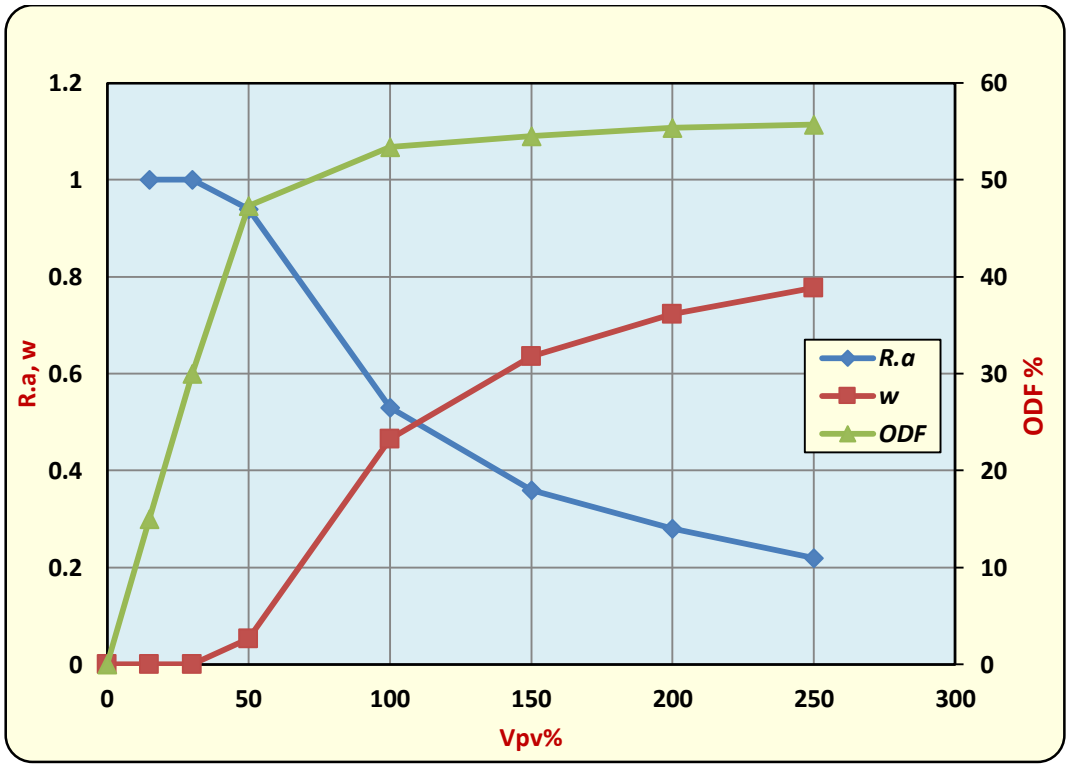
المرحلة ← الشكل ▼	المرحلة الأولى	المرحلة الثانية	المرحلة الثالثة	المرحلة الرابعة
الشكل الأول	حقن (ASP) بنسب حجمية مختلفة من حجم الفراغات المسامية 50-30-15%PV	حقن مائي مستمرحتى 250% pv (سائل الإزاحة)	–	–
الشكل الثاني	إزاحة كاملة بالمياه Water Flooding250% Pv	حقن (ASP) بنسب حجمية مختلفة من حجم الفراغات المسامية 50-30-15%PV	حقن مائي مستمر حتى 250% Pv (سائل الإزاحة)	–
الشكل الثالث	حقن (ASP) بنسب حجمية مختلفة من حجم الفراغات المسامية 50-30-15%PV	حقن دفعة بوليمير 15 % Pv	حقن مائي مستمر حتى 250% Pv (سائل الإزاحة)	–
الشكل الرابع	إزاحة كاملة بالمياه Water Flooding250% Pv	حقن (ASP) بنسب حجمية مختلفة من حجم الفراغات المسامية 50-30-15%PV	حقن دفعة بوليمير 15 % Pv	حقن مائي مستمر حتى 250% Pv (سائل الإزاحة)

1-الحقن الكيميائي (*ASP*) بدون إزاحة مسبقة بالمياه.



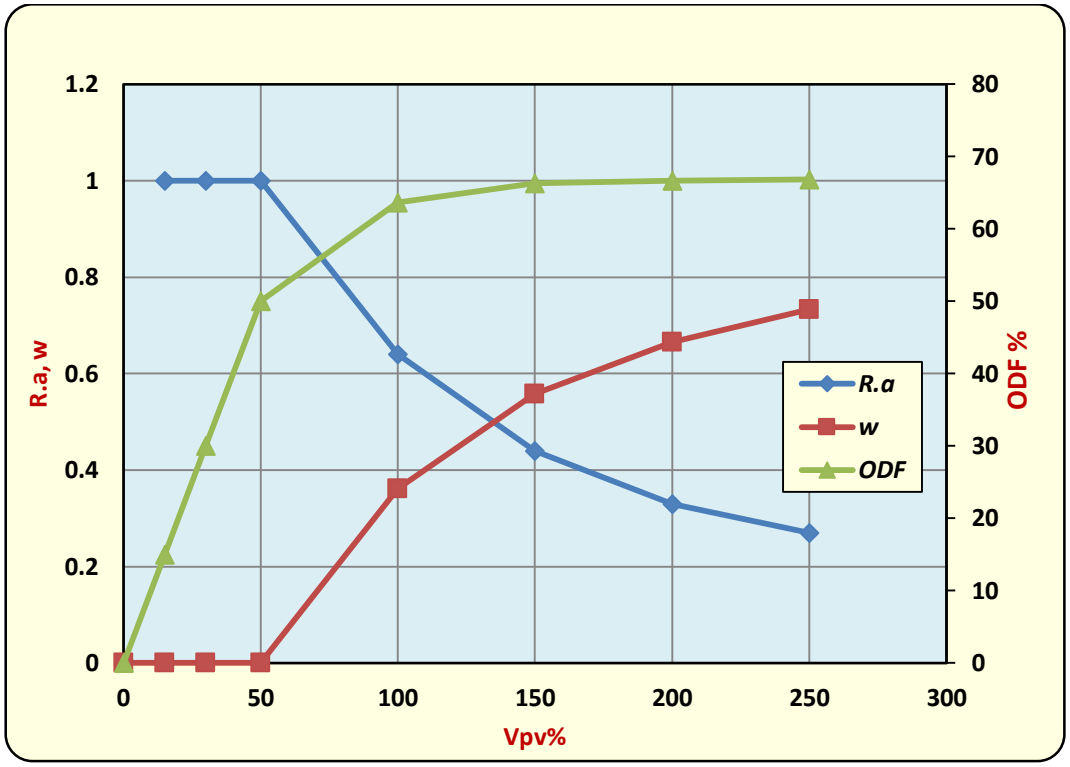
الشكل(40) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الأول لعملية الحقن ASP - *ASP flooding 15%PV*)



الشكل(41) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

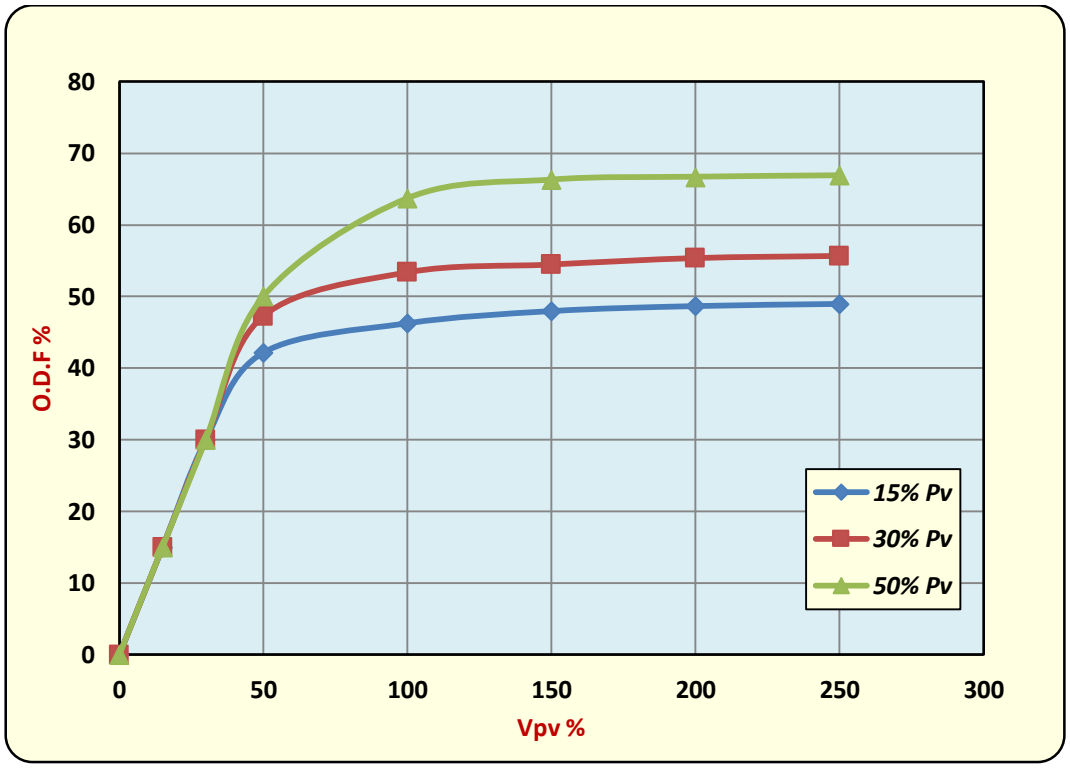
(الشكل الأول لعملية الحقن ASP - *ASP flooding 30%PV*)



الشكل(42) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

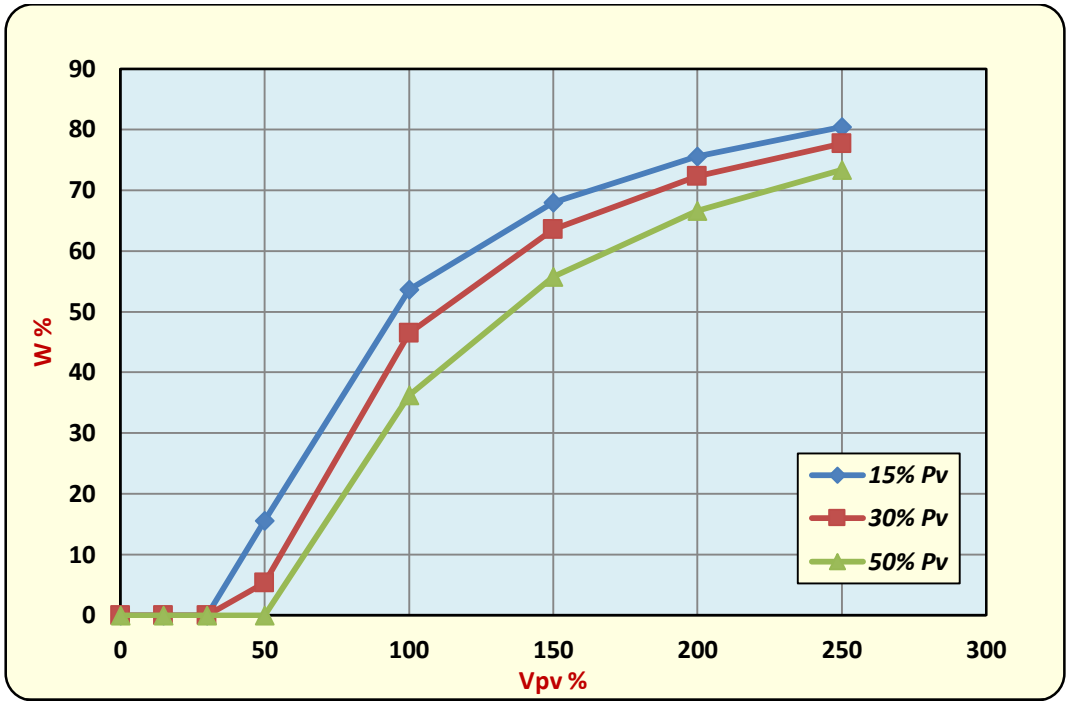
(الشكل الأول لعملية الحقن ASP - *ASP flooding 50%PV*)

التمثيل البياني لنتائج عملية الحقن *ASP* (الشكل الأول)عند جميع النسب المحقونة موضح في الأشكال التالية

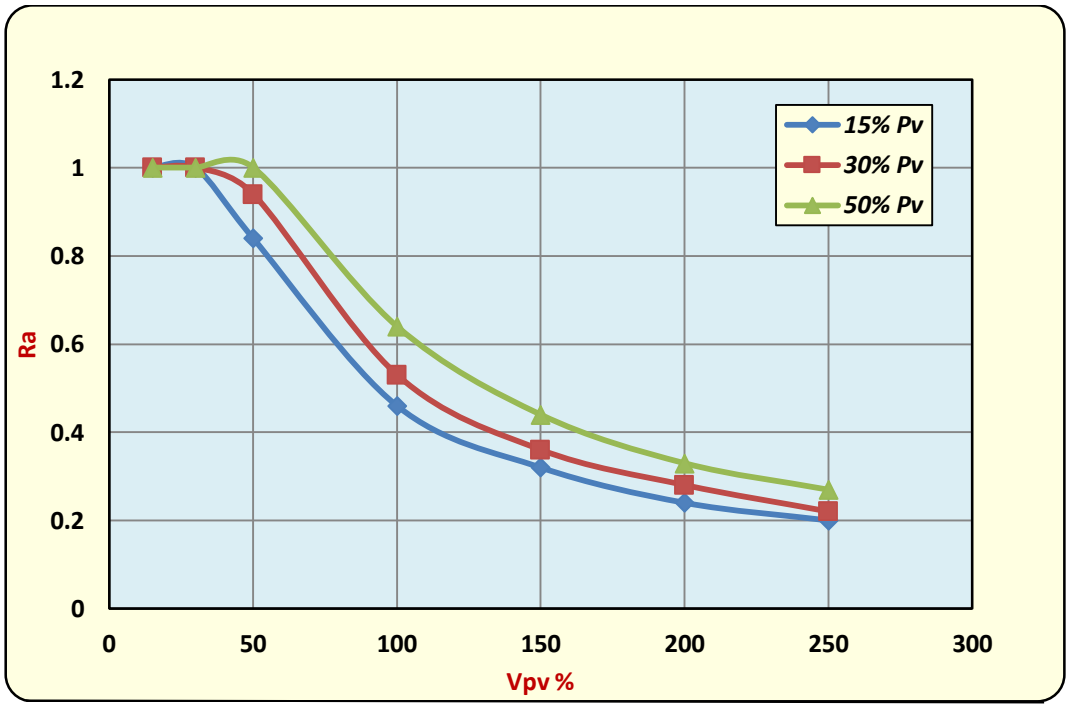


الشكل(43): تغير *ODF* بالعلاقة مع (Vpv%) عند جميع النسب المحقونة

(الشكل الأول لعملية الحقن *ASP*).



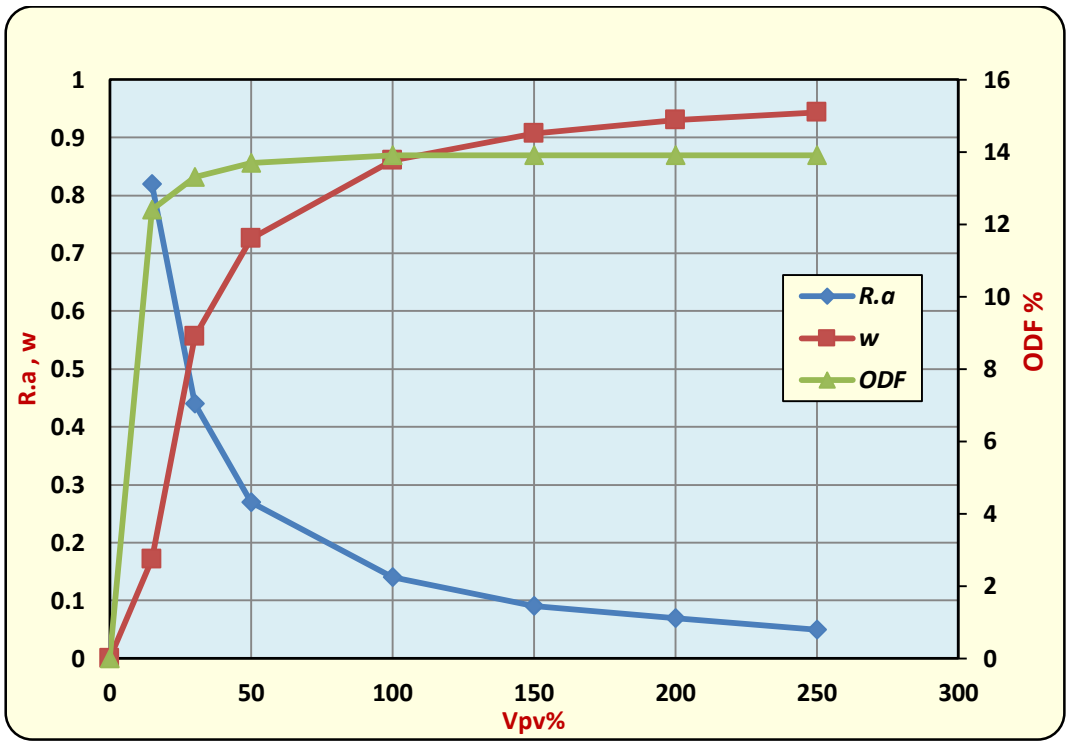
الشكل(44): تغير *W* بالعلاقة مع (Vpv%) عند جميع النسب المحقونة (الشكل الأول لعملية الحقن *ASP*).



الشكل(45): تغير *Ra* بالعلاقة مع (Vpv%) عند جميع النسب المحقونة (الشكل الأول لعملية الحقن *ASP*).

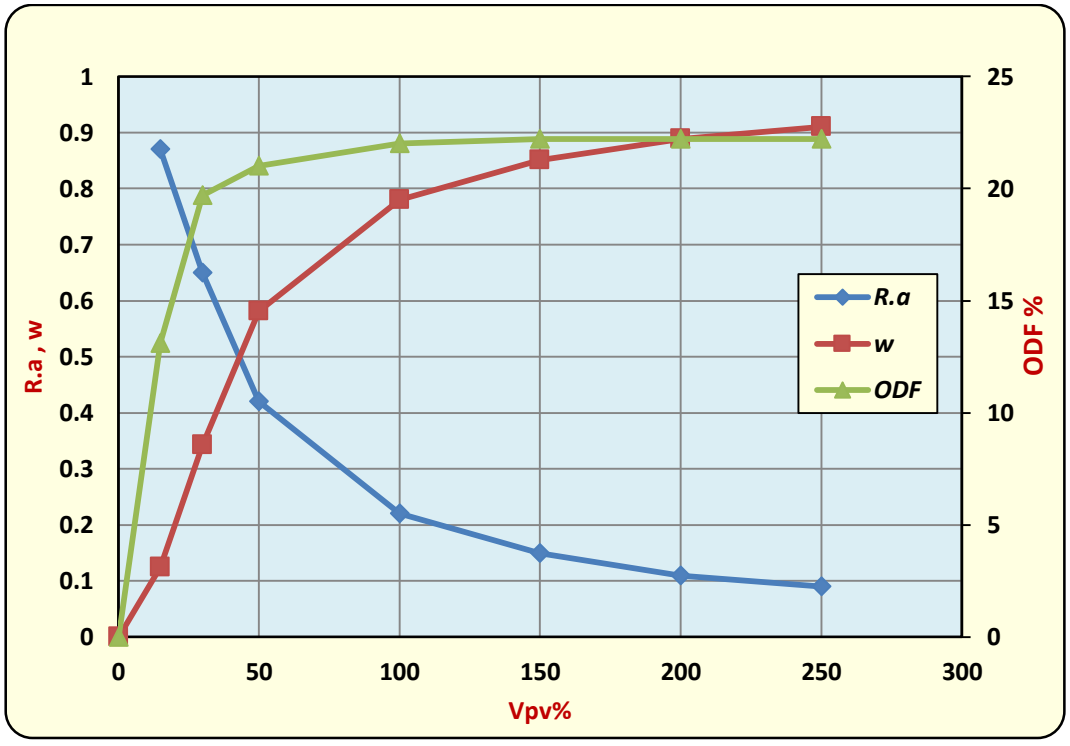
ملخص نتائج عملية الحقن *ASP* (الشكل الأول):

Ra(min)	*Ra(max)*	*W(max)* %	*ODF(max)* %	نسبة حجم المحلول *ASP* المحقون إلى حجم الفراغات المسامية *PV*%
0.2	*1*	*80.4*	*49*	***15***
0.22	*1*	*77.7*	*55.7*	***30***
0.27	*1*	*73.4*	*66.9*	***50***



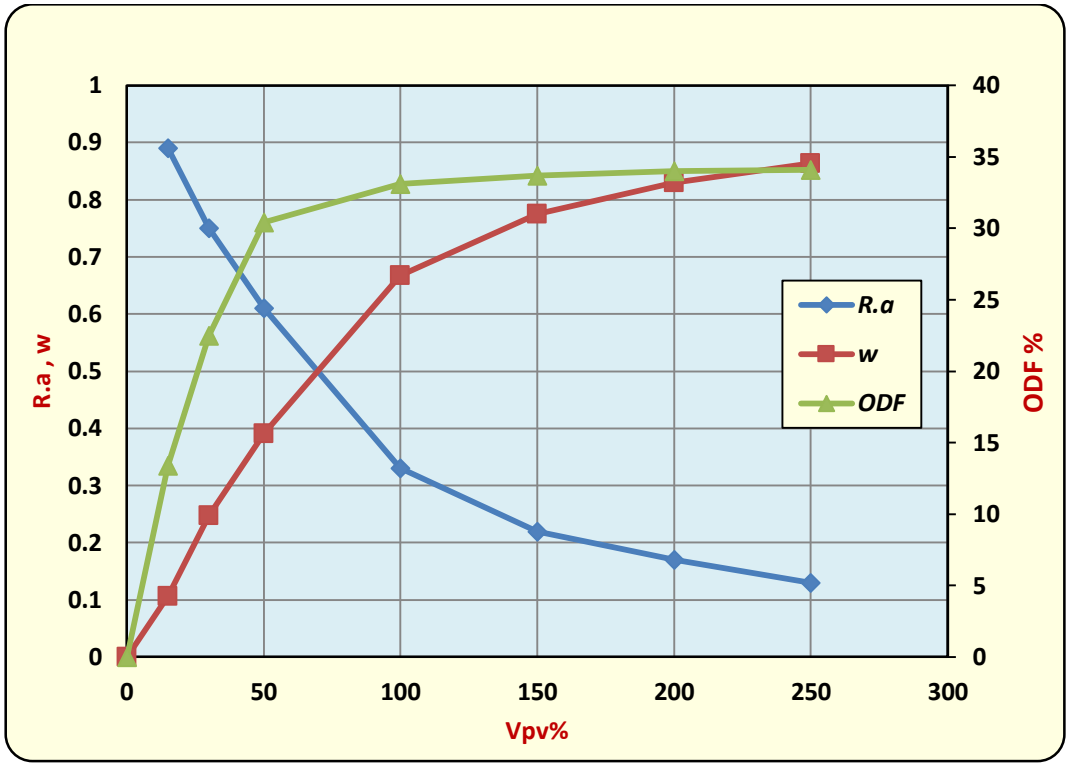
الشكل(46) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الثاني لعملية الحقن ASP - *ASP flooding 15%PV*)



الشكل(47) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

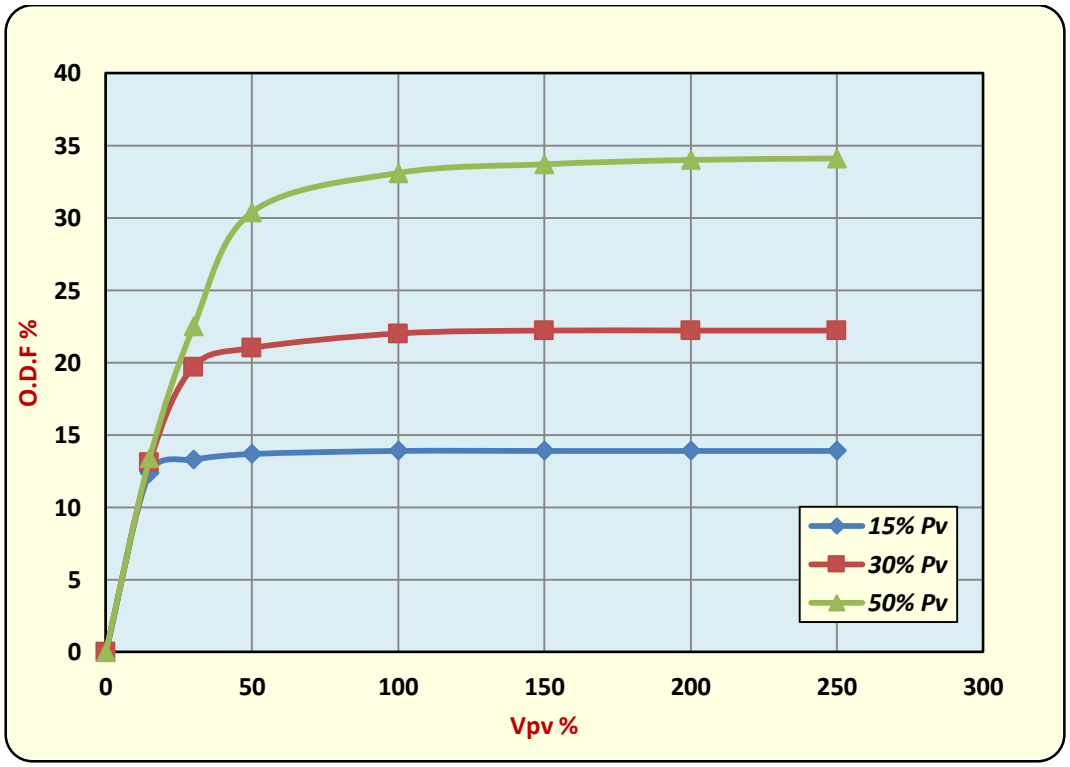
(الشكل الثاني لعملية الحقن ASP - *ASP flooding 30%PV*)



الشكل(48) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

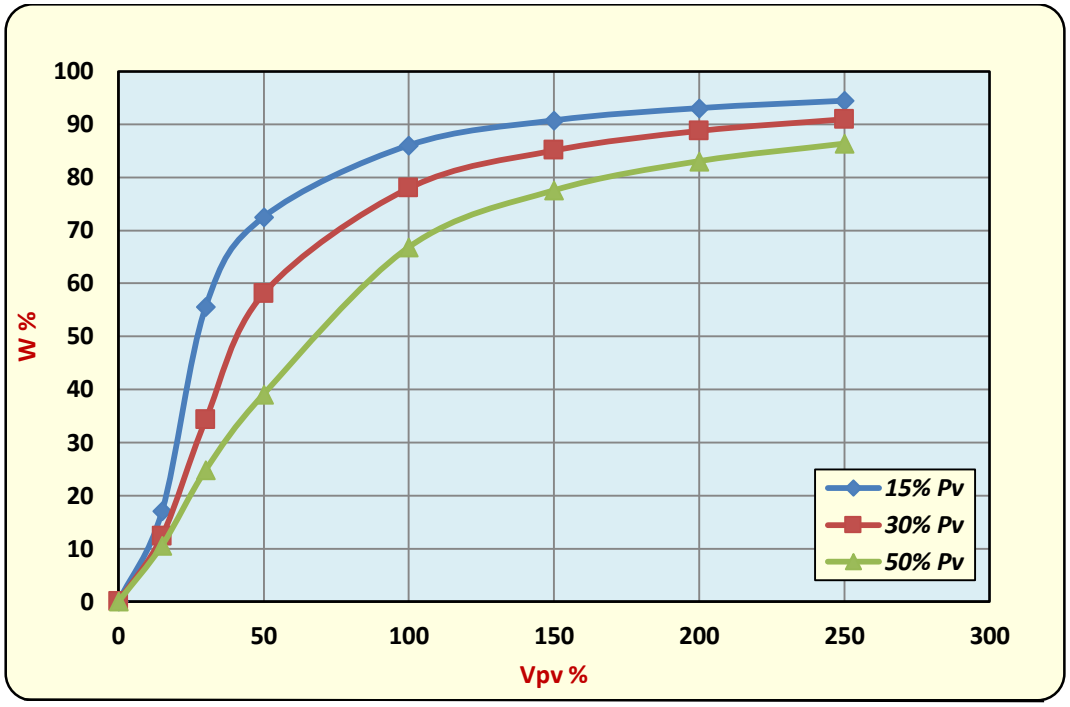
(الشكل الثاني لعملية الحقن ASP - *ASP flooding 50%PV*)

التمثيل البياني لنتائج عملية الحقن(*ASP*)(الشكل الثاني)عند جميع النسب المحقونة موضح في الأشكال التالية

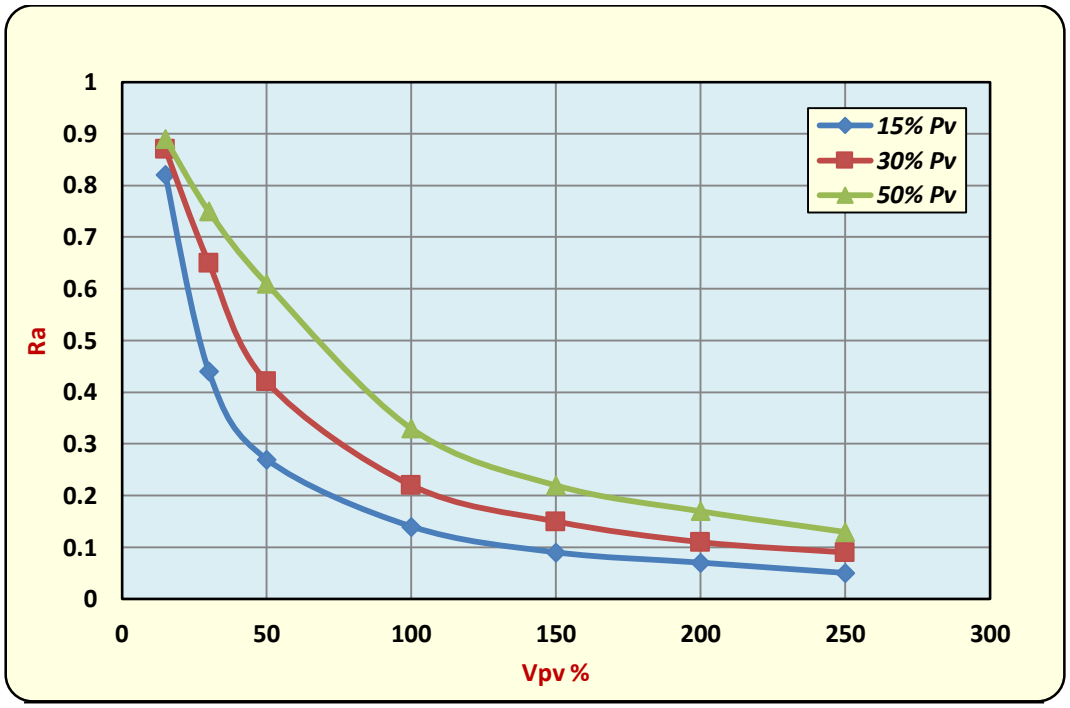


الشكل(49): تغير *ODF* بالعلاقة مع (Vpv%)عند جميع النسب المحقونة

(الشكل الثاني لعملية الحقن *ASP*).



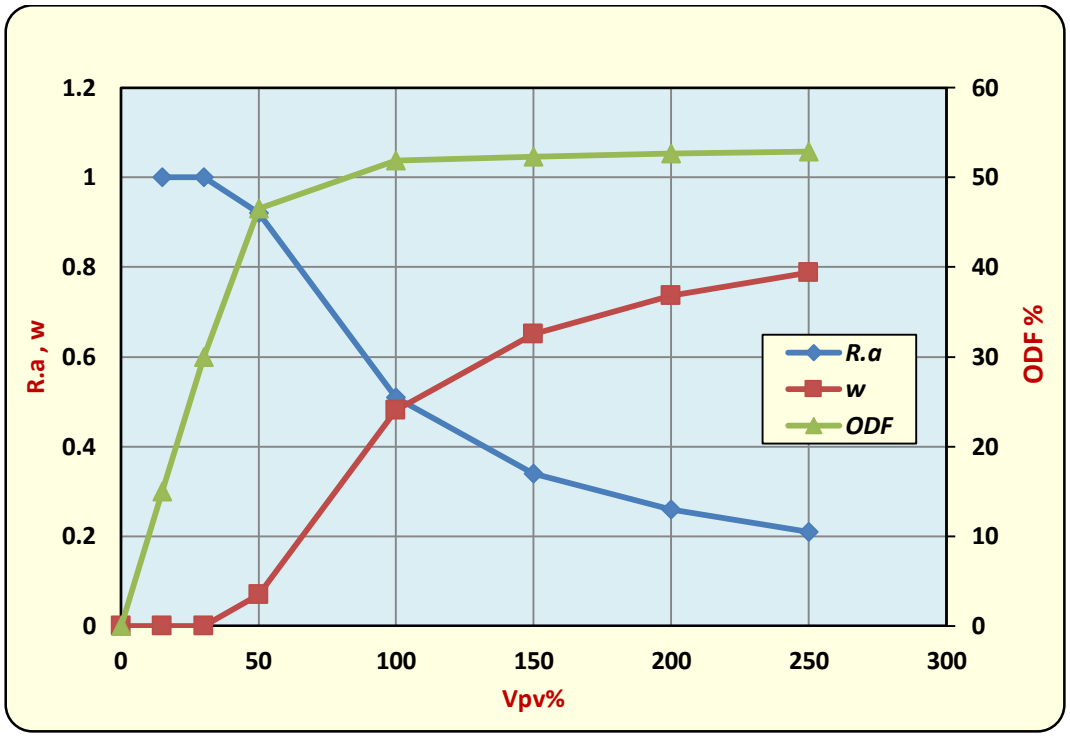
الشكل(50): تغير *W* بالعلاقة مع(Vpv%)عند جميع النسب المحقونة (الشكل الثاني لعملية الحقن *ASP*).



الشكل(51): تغير *Ra* بالعلاقة مع(Vpv%)عند جميع النسب المحقونة(الشكل الثاني لعملية الحقن *ASP*).

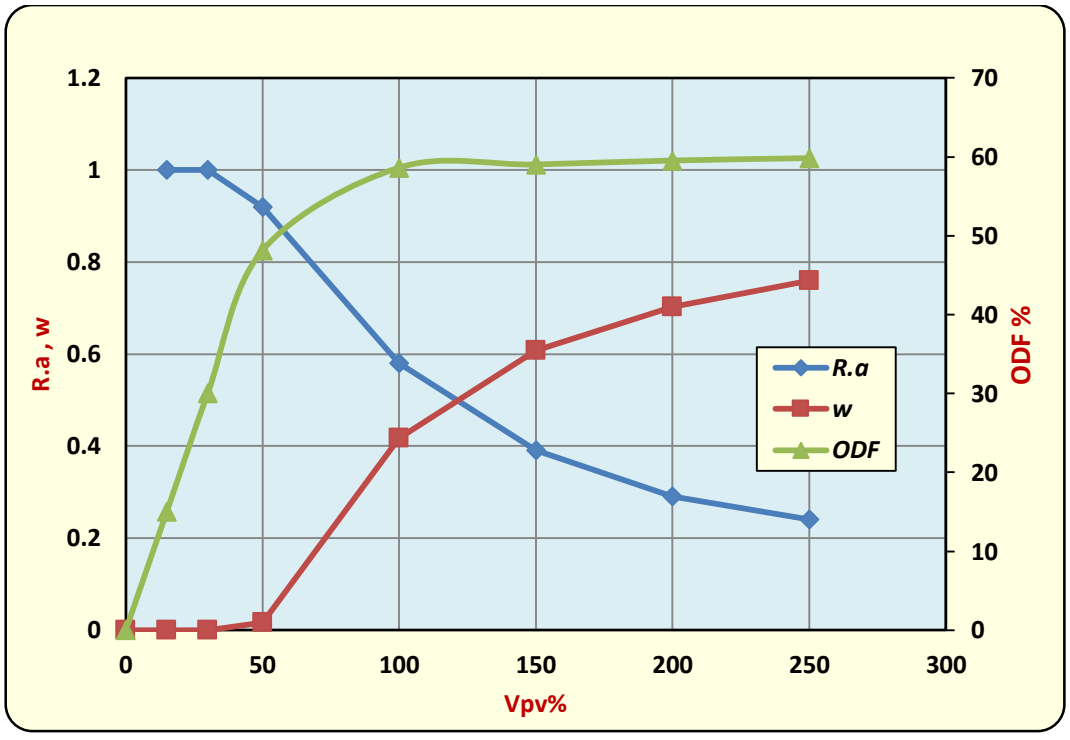
ملخص نتائج عملية الحقن (*ASP*) (الشكل الثاني):

Ra(min)	*Ra(max)*	*W(max)* %	*ODF(max)* %	نسبة حجم المحلول*ASP* المحقون إلى حجم الفراغات المسامية *PV*%
0.05	*0.82*	*94.4*	*13.91*	***15***
0.09	*0.87*	*91*	*22.2*	***30***
0.13	*0.89*	*86.3*	*34.1*	***50***



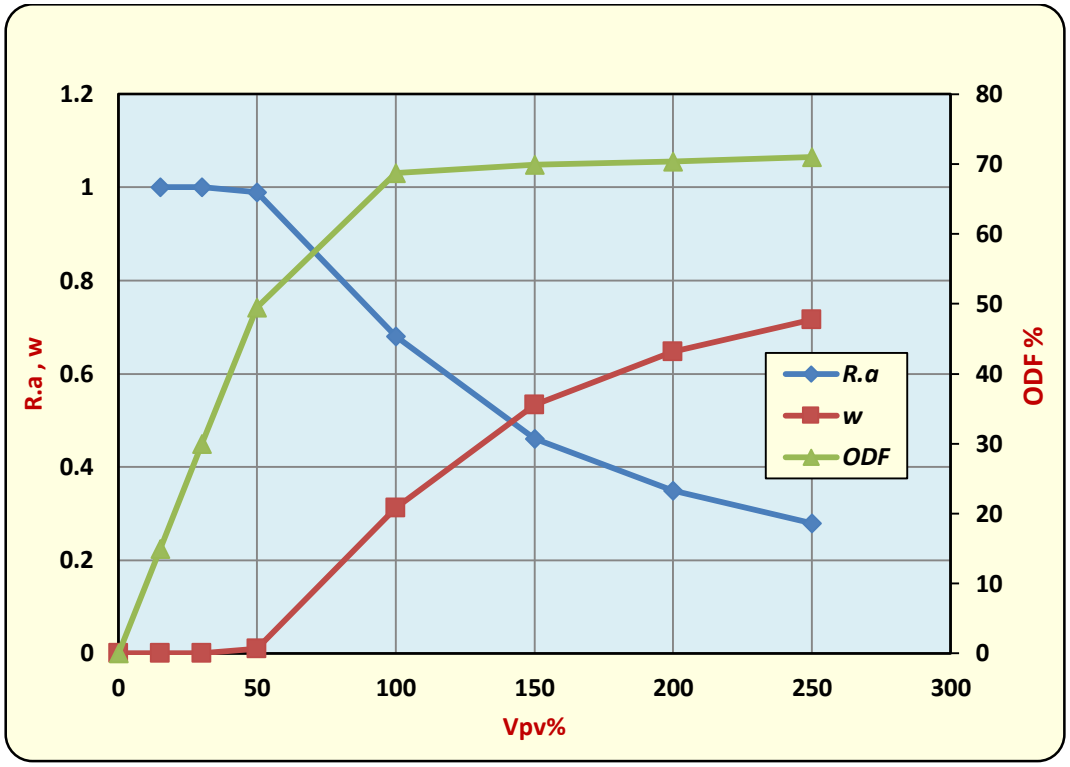
الشكل(52) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الثالث لعملية الحقن ASP - *ASP flooding15%PV*)



الشكل(53) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

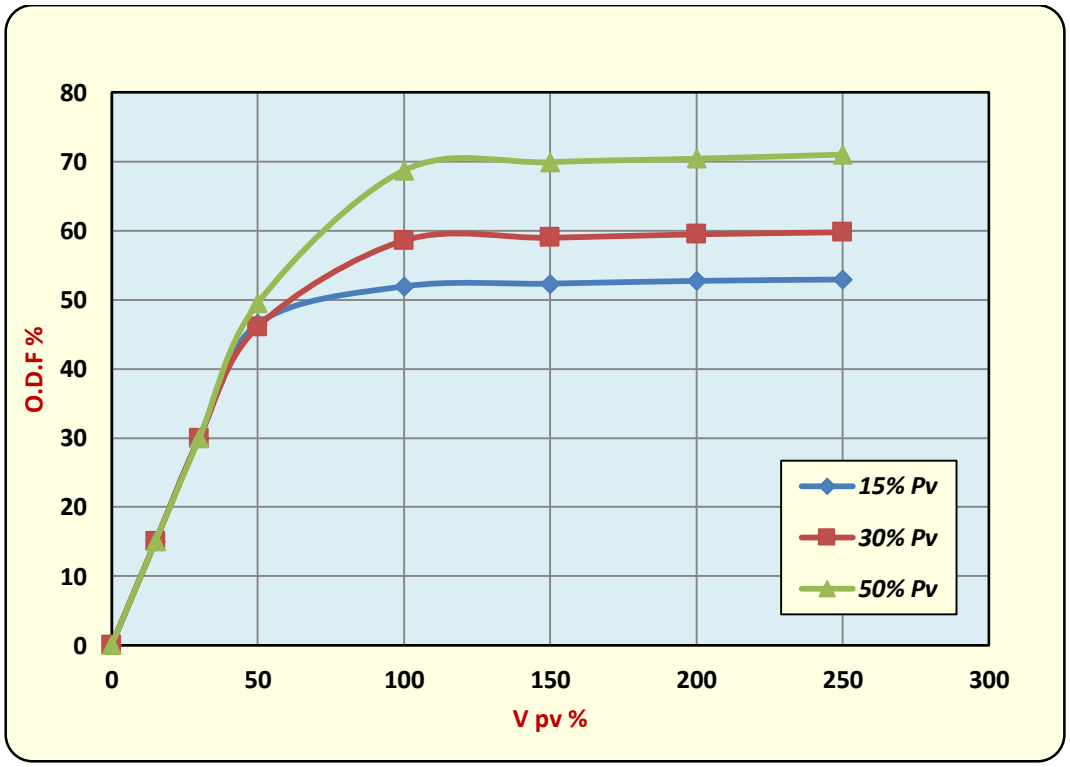
(الشكل الثالث لعملية الحقن ASP - *ASP flooding30%PV*)



الشكل(54) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

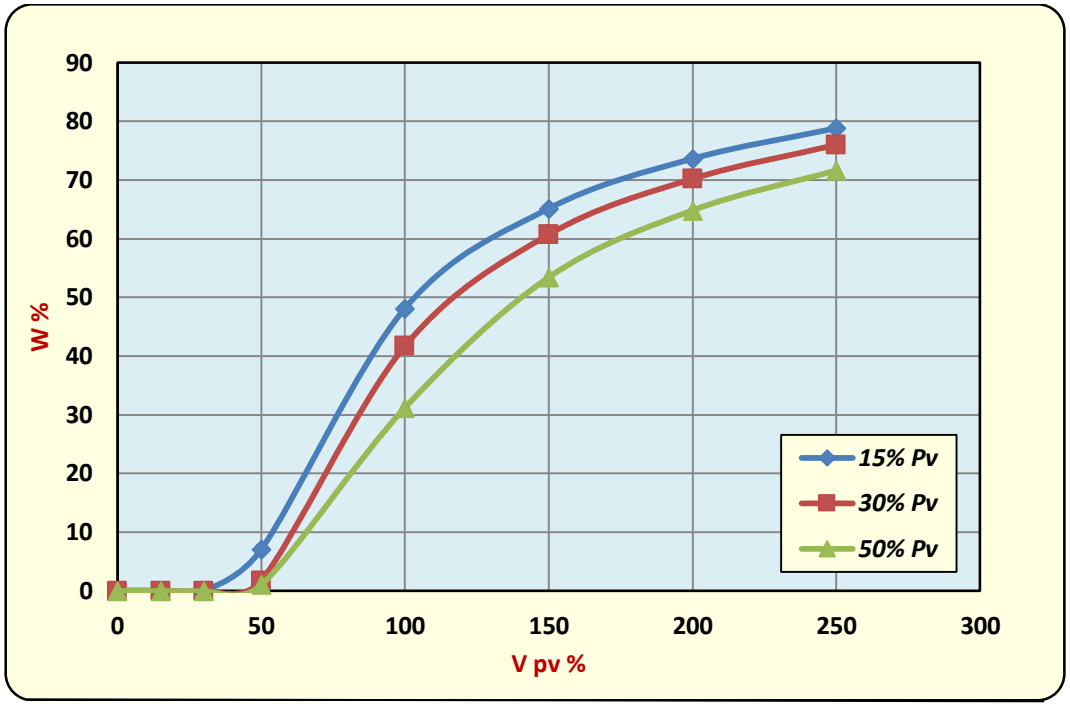
(الشكل الثالث لعملية الحقن ASP - *ASP flooding50%PV*)

التمثيل البياني لنتائج عملية الحقن(*ASP*)(الشكل الثالث)عند جميع النسب المحقونة موضح في الأشكال التالية

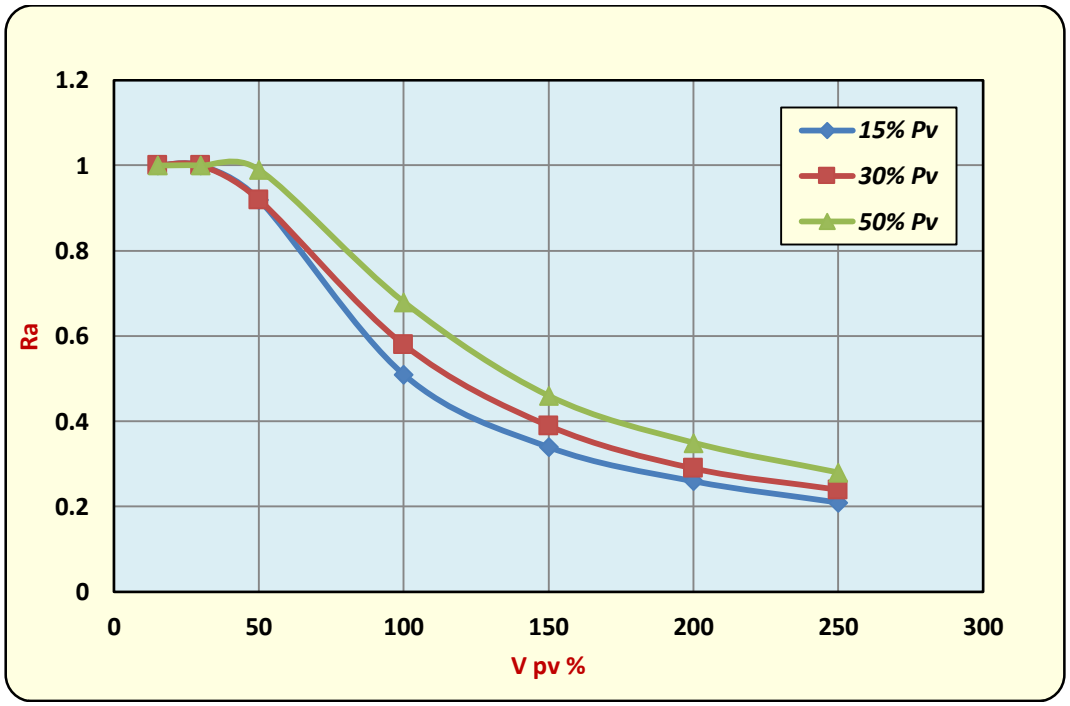


الشكل(55):تغير *ODF* بالعلاقة مع (Vpv%) عند جميع النسب المحقونة

(الشكل الثالث لعملية الحقن *ASP*).



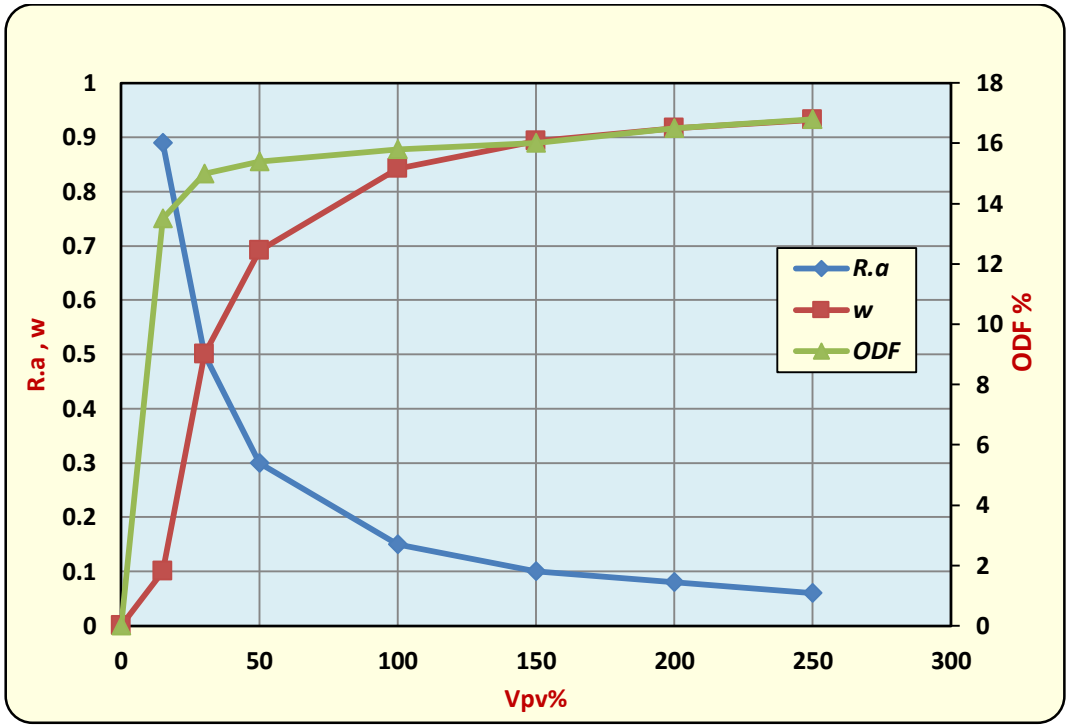
الشكل(56): تغير *W* بالعلاقة مع(Vpv%)عند جميع النسب المحقونة (الشكل الثالث لعملية الحقن *ASP*).



الشكل(57): تغير *Ra* بالعلاقة مع(Vpv%)عند جميع النسب المحقونة (الشكل الثالث لعملية الحقن *ASP*).

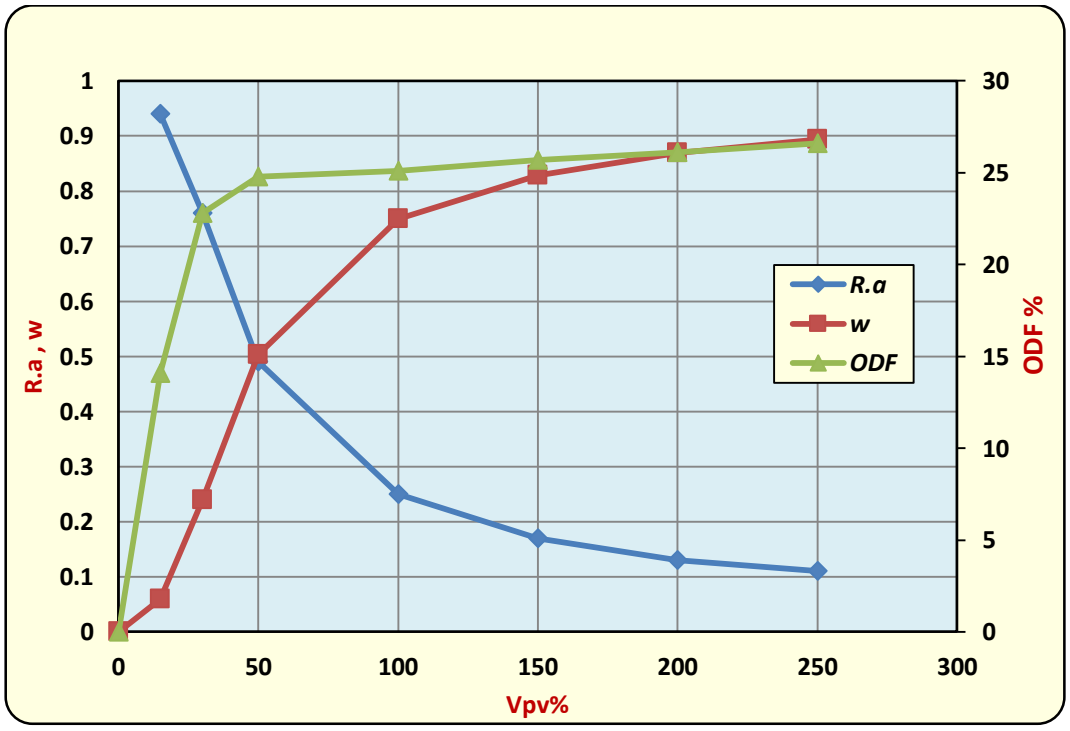
ملخص نتائج عملية الحقن (*ASP*) (الشكل الثالث):

Ra(min)	*Ra(max)*	*W(max)* %	*ODF(max)* %	نسبة حجم المحلول*ASP* المحقون إلى حجم الفراغات المسامية *PV*%
0.21	*1*	*78.8*	*52.9*	***15***
0.24	*1*	*76*	*59.8*	***30***
0.28	*1*	*71.6*	*71*	***50***



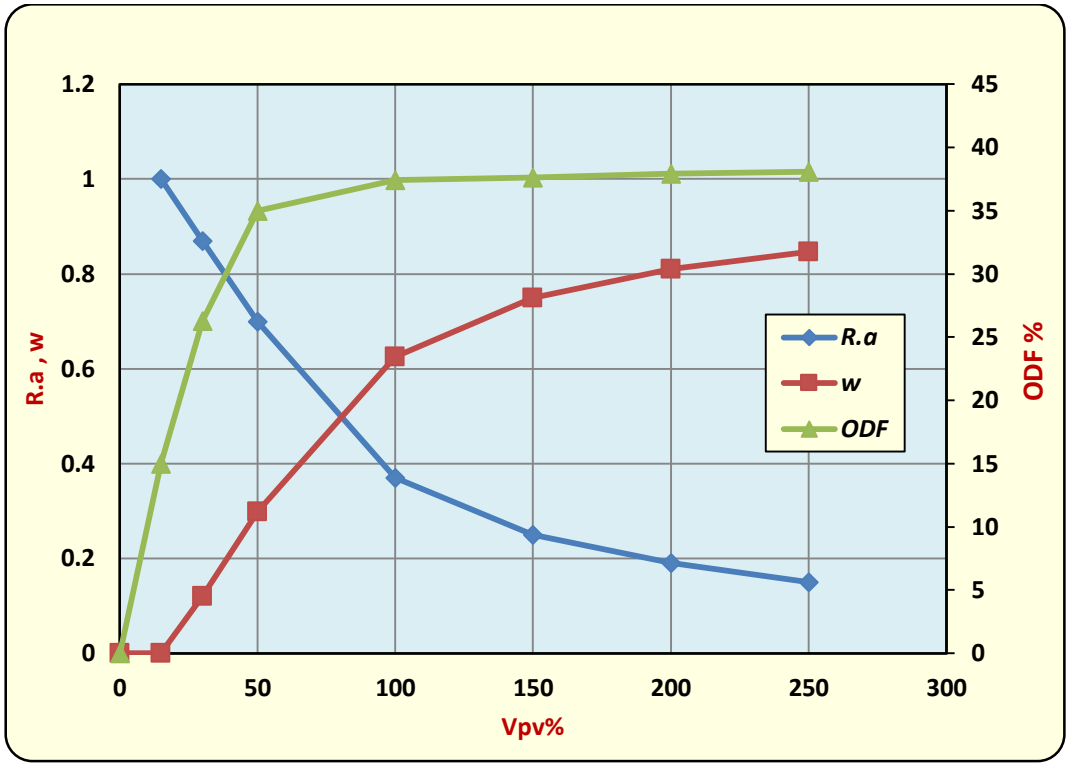
الشكل(58) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الرابع لعملية الحقن ASP - *ASP flooding15%PV*)



الشكل(59) :تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

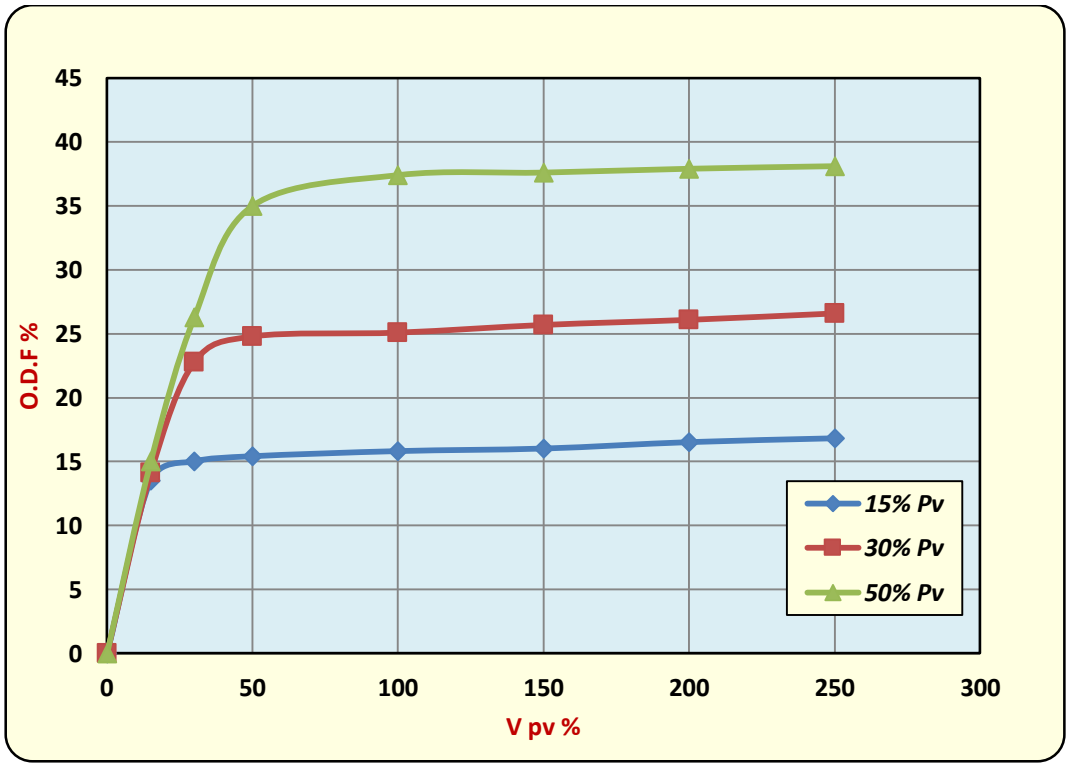
(الشكل الرابع لعملية الحقن ASP - *ASP flooding30%PV*)



الشكل(60) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

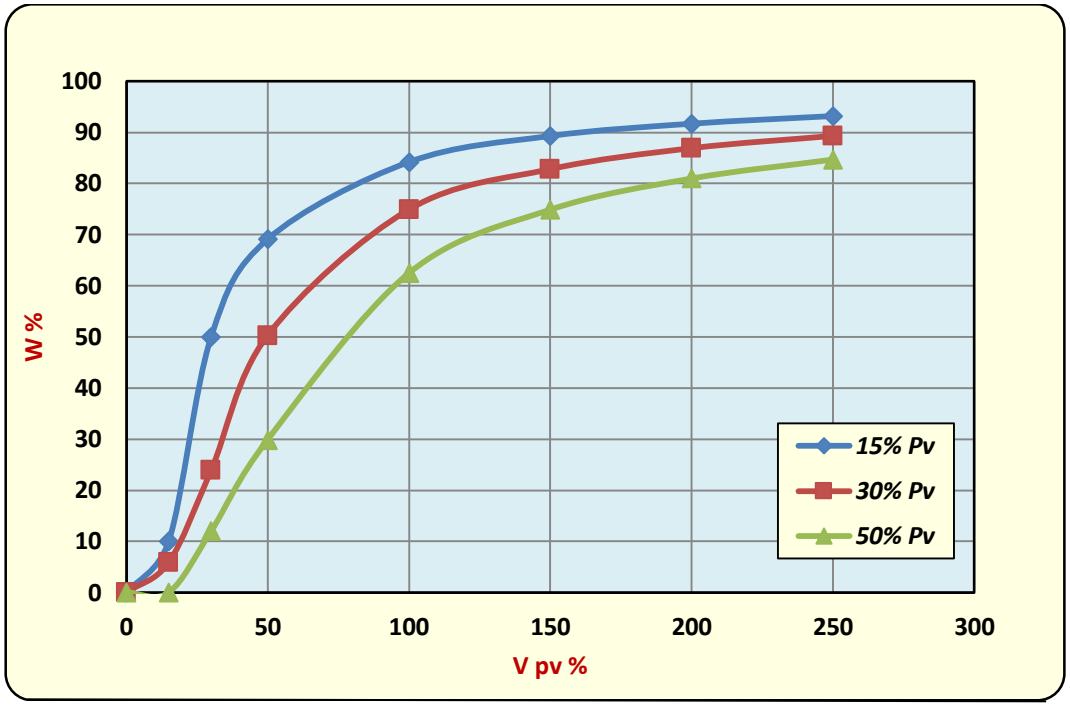
(الشكل الرابع لعملية الحقن ASP - *ASP flooding50%PV*)

التمثيل البياني لنتائج عملية الحقن(*ASP*)(الشكل الرابع) عند جميع النسب المحقونة موضح في الأشكال التالية

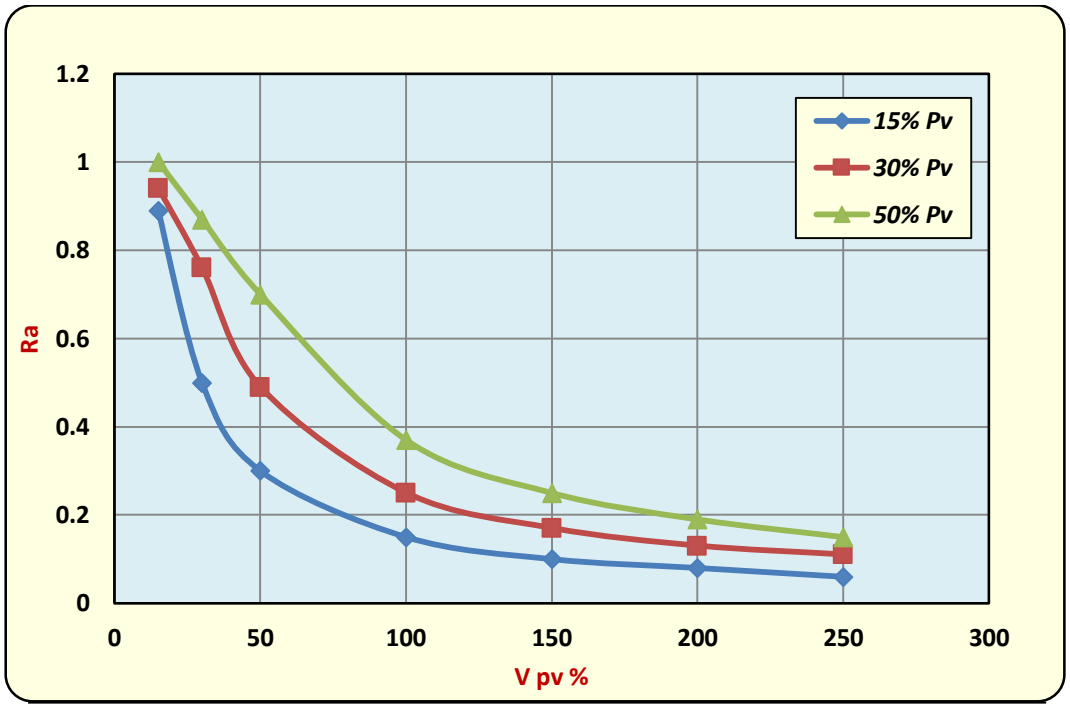


الشكل(61): تغير *ODF* بالعلاقة مع (Vpv%)عند جميع النسب المحقونة

(الشكل الرابع لعملية الحقن *ASP*).



الشكل(62): تغير *W* بالعلاقة مع(Vpv%)عند جميع النسب المحقونة(الشكل الرابع لعملية الحقن *ASP*).



الشكل(63): تغير *Ra* بالعلاقة مع (Vpv%)عند جميع النسب المحقونة(الشكل الرابع لعملية الحقن *ASP*).

ملخص نتائج عملية الحقن (*ASP*) الشكل الرابع:

Ra(min)	*Ra(max)*	*W(max) %*	*ODF(max) %*	نسبة حجم المحلول*ASP* المحقون إلى حجم الفراغات المسامية *%PV*
0.06	*0.89*	*93.2*	*16.8*	***15***
0.11	*0.94*	*89.3*	*26.6*	***30***
0.15	*1*	*84.7*	*38.1*	***50***

مقارنة بين عمليات الحقن المدروسة :

1– حقن المياه (*Water Flooding*) *W.F.* للمقارنة.

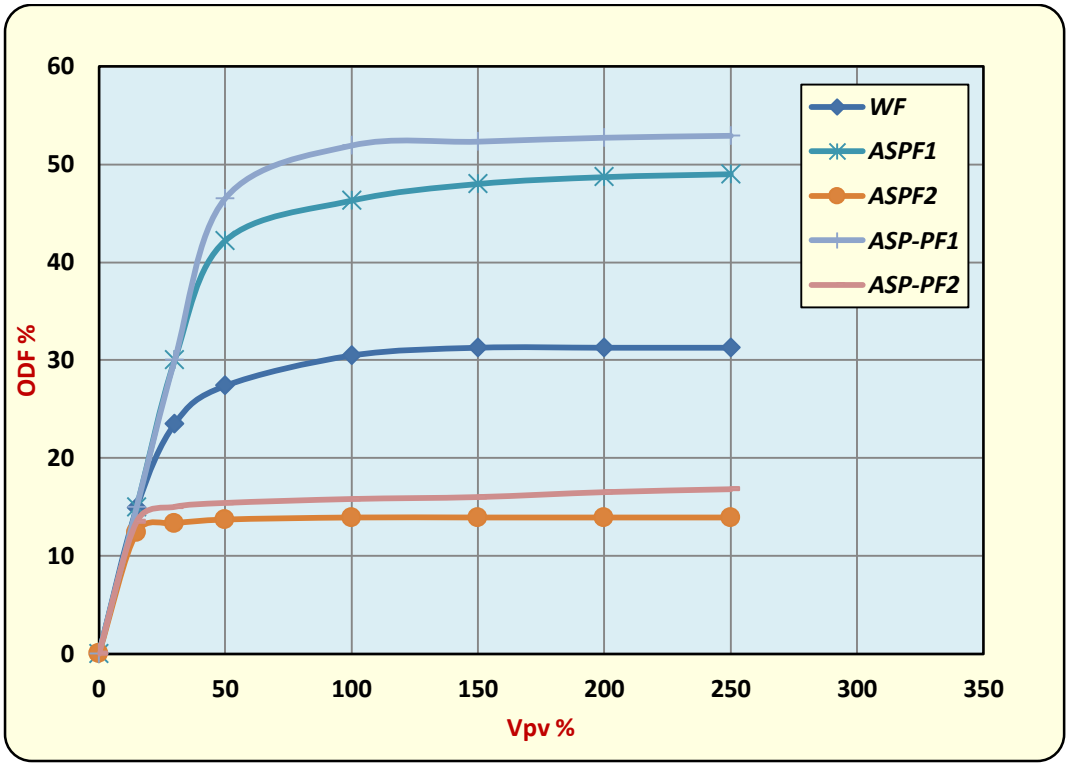
2– *ASP Flooding* بدون إزاحة مسبقة بالمياه. *ASPF1* .

3– *ASP Flooding* بعد إزاحة مسبقة بالمياه (بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه)*ASPF2* .

4– *(ASP)- P- Flooding* بدون إزاحة مسبقة بالمياه. *ASP-PF1* .

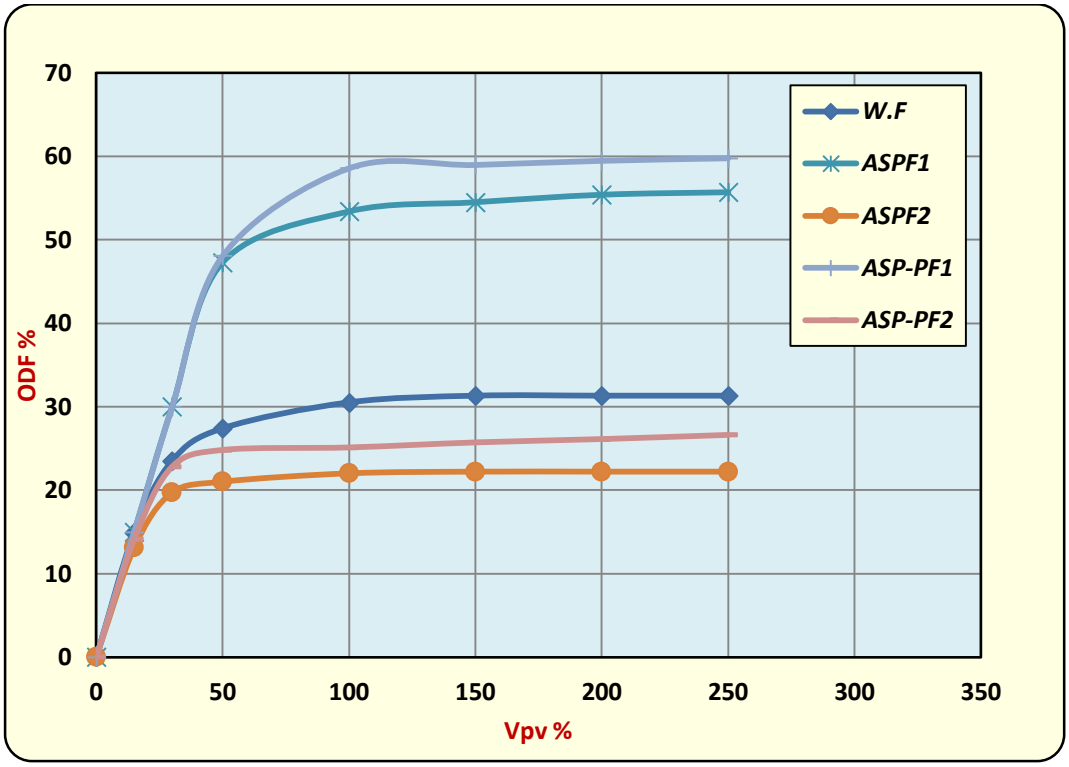
5– *(ASP)- P- Flooding* بعد إزاحة مسبقة بالمياه (بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه) *ASP-PF2* .

ستتم عملية المقارنة بين أشكال الحقن *ASP* من حيث فعاليتهاعن طريق رسم العلاقة بين كل من (*ODF %* , *W%* , *Ra*) ونسبة حجم السائل المحقون إلى حجم الفراغات المسامية *Vpv%* وذلك لجميع أشكال الحقن المدروسة. ومقارنتها مع الحقن المائي . النتائج موضحة في الأشكال التالية :

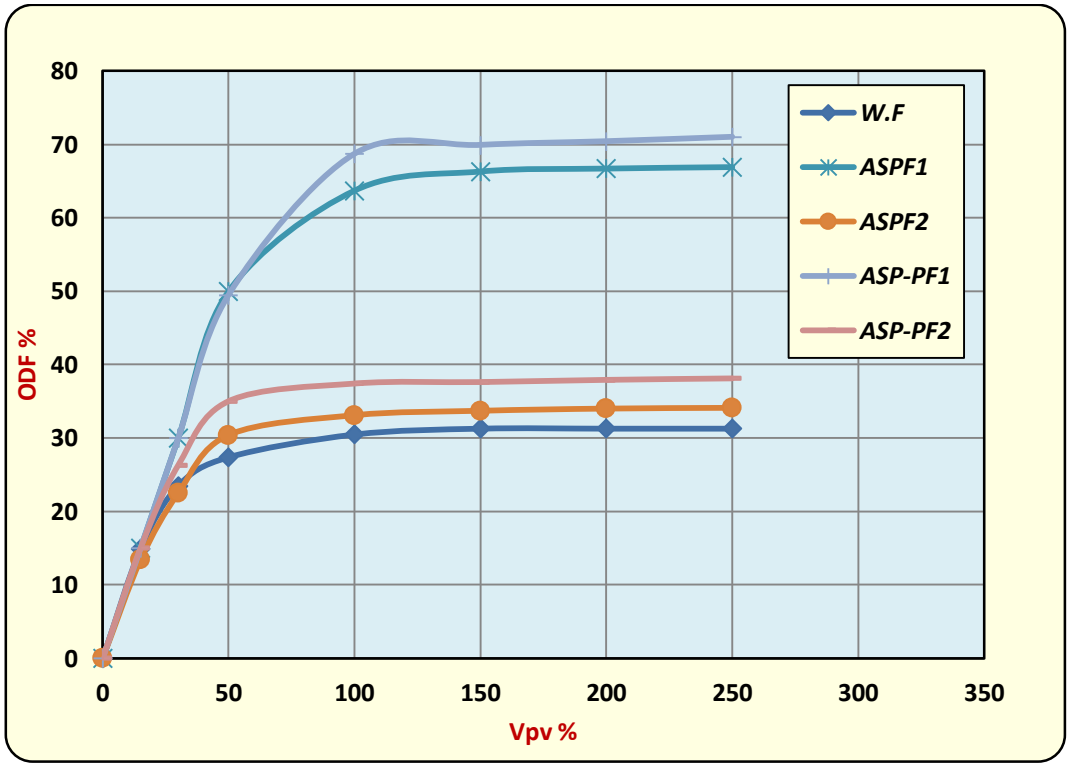


الشكل(64): تغير *ODF* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة

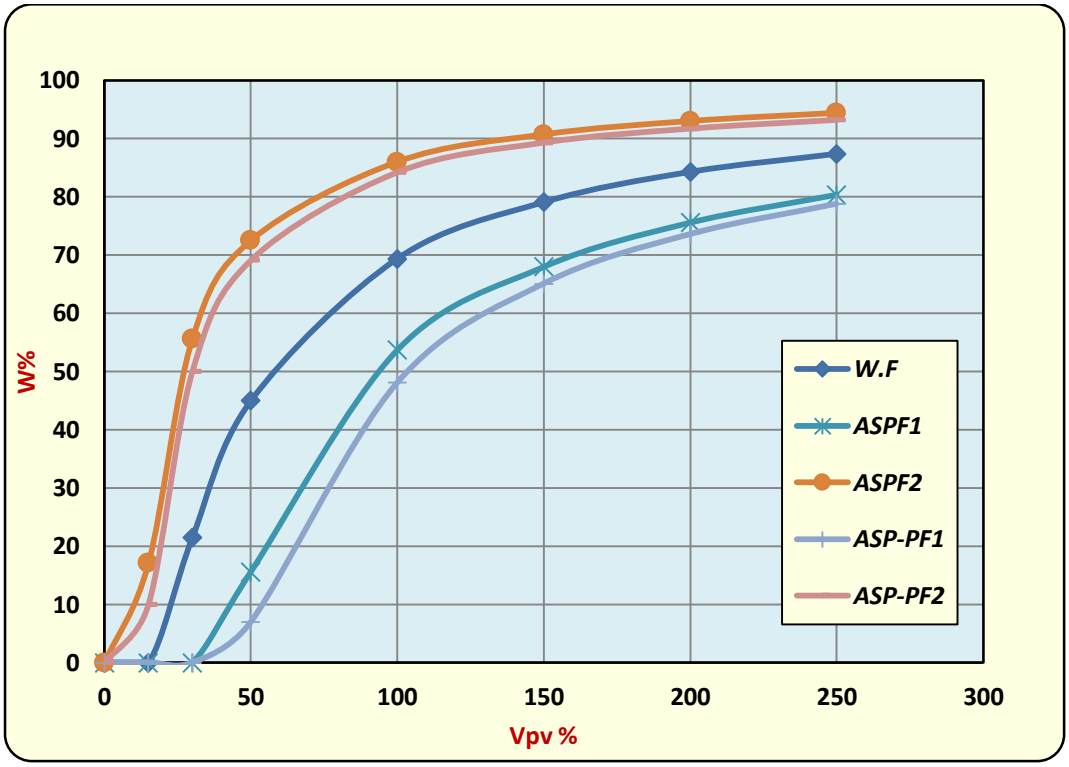
عند حقن المحلول*ASP* بنسبة (*15%pv*)



الشكل(65): تغير *ODF* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة عند حقن المحلول*ASP* بنسبة (*30%pv*) .

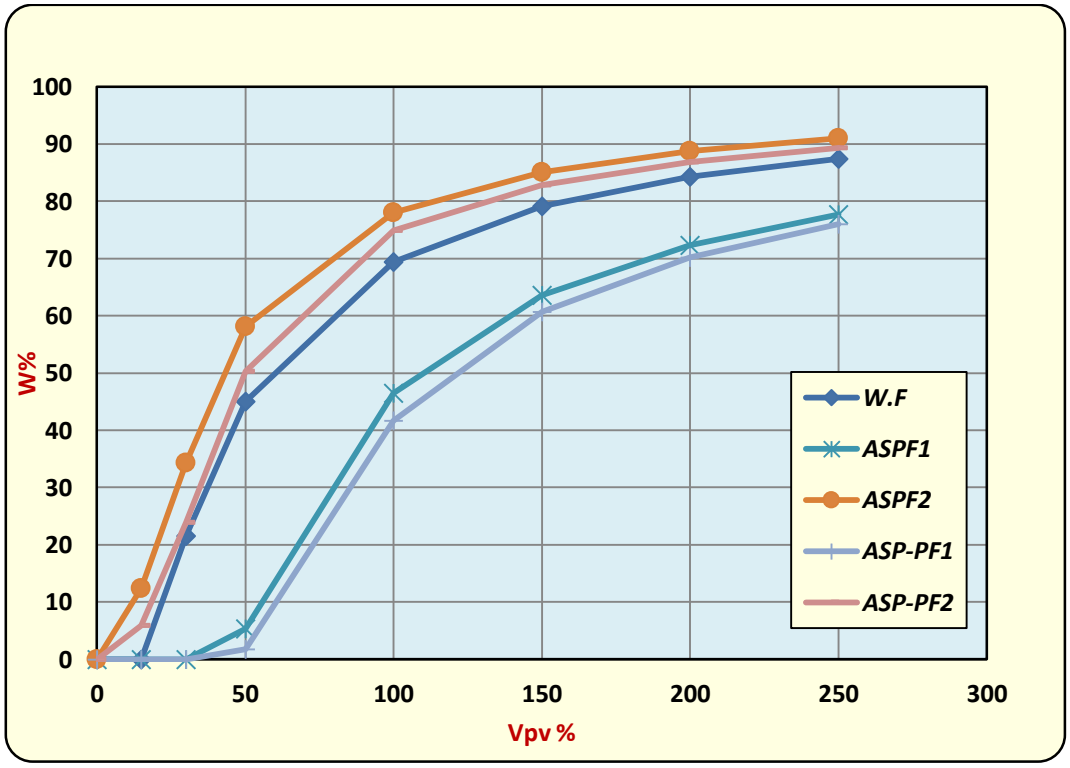


الشكل(66): تغير *ODF* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة عند حقن المحلول*ASP* بنسبة (*50%pv*) .



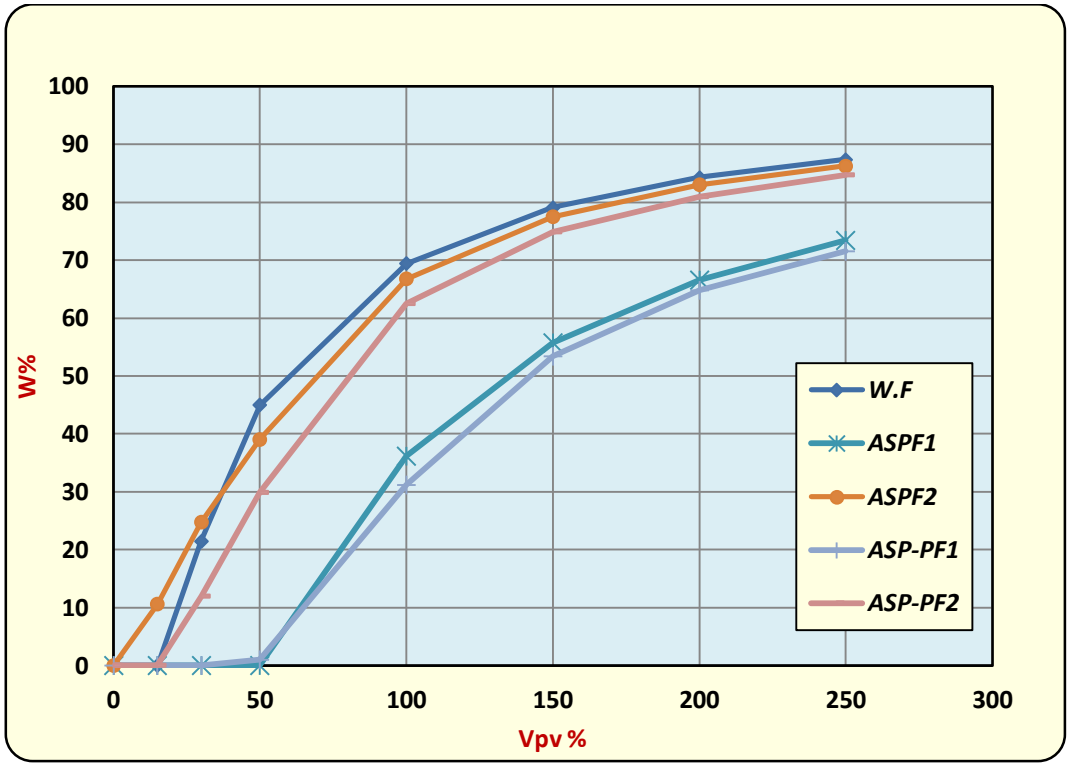
الشكل(67): تغير *W* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة

عند حقن المحلول *ASP* بنسبة (*15%pv*) .



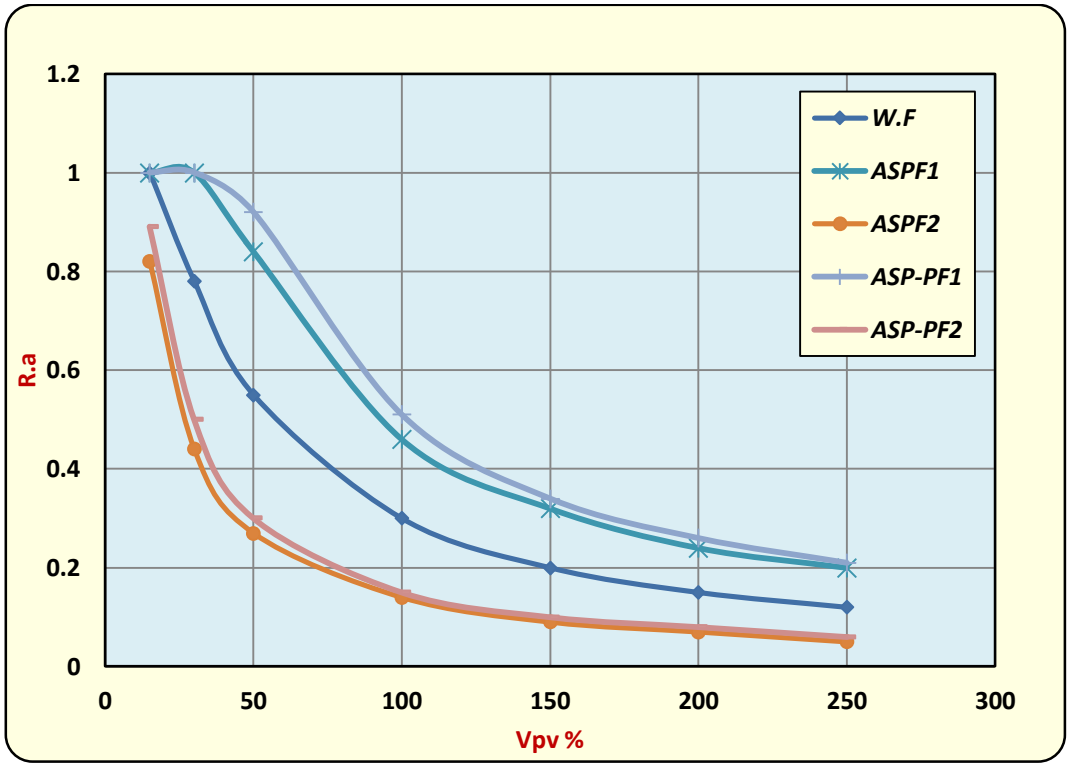
الشكل(68): تغير *W* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة

عند حقن المحلول *ASP* بنسبة (*30%pv*).



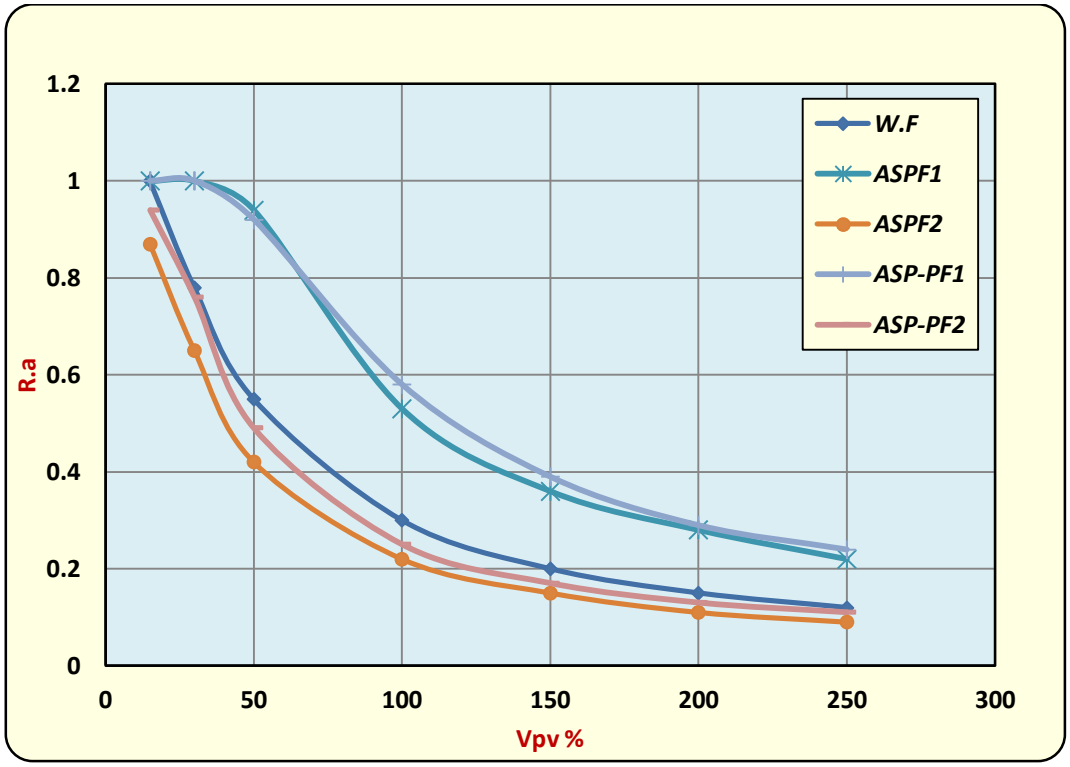
الشكل(69): تغير *W* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة

عند حقن المحلول*ASP* بنسبة (*50%pv*)

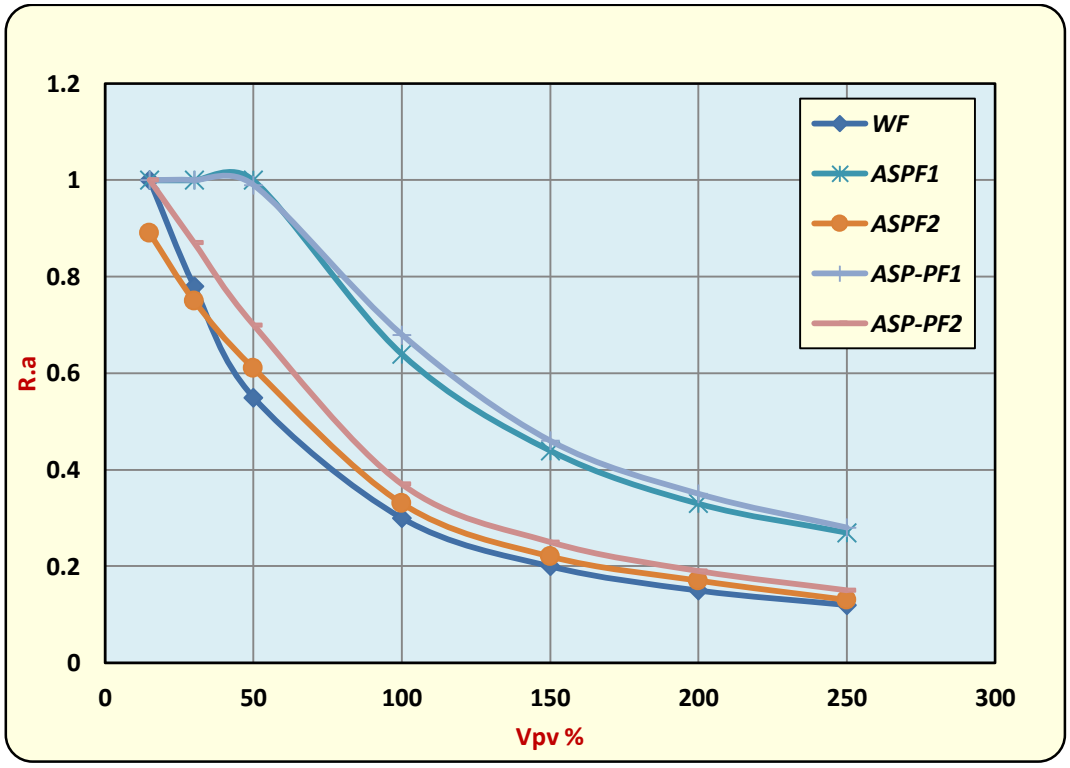


الشكل(70): تغير *Ra* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة

عند حقن المحلول*ASP* بنسبة (*15%pv*) .



الشكل(71): تغير *Ra* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة عند حقن المحلول*ASP* بنسبة *(30%pv)* .



الشكل(72): تغير *Ra* بالعلاقة مع (Vpv%) لجميع الطرق المدروسة عند حقن المحلول*ASP* بنسبة *(50%pv)* .

نتائج المقارنة :

من حيث قيم عامل الإزاحة النهائي عند كل نسبة لحجم محلولASP بالنسبة لحجم الفراغات المسامية فإن:

%pv	المتراجحة
15	ASP-PF1>ASPF1>WF>ASP-PF2>ASPF2
30	ASP-PF1>ASPF1 >WF>ASP-PF2>ASPF2
50	ASP-PF1>ASPF1 > ASP-PF2>ASPF2>WF

من حيث قيم نسبة المياه المنتجة عند كل نسبة لحجم محلولASP بالنسبة لحجم الفراغات المسامية فإن :

%pv	المتراجحة
15	ASP-PF1<ASPF1< WF<ASP-PF2<ASPF2
30	ASP-PF1<ASPF1< WF<ASP-PF2<ASPF2
50	ASP-PF1<ASPF1 <ASP-PF2<ASPF2<WF

ومن حيث قيم R.a النهائي عند كل نسبة لحجم محلولASP بالنسبة لحجم الفراغات المسامية فإن :

%pv	المتراجحة
15	ASP-PF1>ASPF1>WF>ASP-PF2>ASPF2
30	ASP-PF1>ASPF1 >WF>ASP-PF2>ASPF2
50	ASP-PF1>ASPF1 > ASP-PF2>ASPF2>WF

من خلال قراءة الجداول السابقة نجد :

- إن عملية الحقن من الشكل ASP-P F1 قد حققت أعلى عامل إزاحة وأقل نسبة مياه منتجة مع النفط وبذات الوقت أعلى نسبة نفط في السائل المنتج .وهذا يعود إلى الأسباب التالية :

1- التأثير التكاملي والمتضافر لكل من مخفض التوتر السطحي والقلوي والبوليمير في محلول الحقن ASP

2- تأثيرضبط الحركية الناتج عن دفعة محلول البوليمير المحقونة خلف دفعة محلول ASP .

- وأما بالنسبة لعملية الحقن من الشكل ASP F1 فقد كانت نتائج مؤشراتها أقل من العملية المذكورة سابقاً وذلك بسبب غياب دفعة محلول البوليمير خلف دفعة محلول ASP .
- بمقارنة نتائج مؤشرات عملية الحقن WF مع مؤشرات عمليات الحقن السابقة نجد أن جميع عمليات الحقن السابقة كانت نتائج مؤشراتها أفضل بكثير .
- بمقارنة نتائج مؤشرات عمليات الحقن السابقة مع عمليتي الحقن ASPF2 , ASP-PF2 نجد أن مؤشرات هاتين العمليتين كانت أقل من طرق الحقن المذكورة سابقاً وعند جميع نسب الحقن المدروسة باستثناء عملية الحقن WF حيث كانت مؤشراتها أفضل من مؤشرات العمليتين المذكورتين وذلك عند النسب 15%PV و 30%PV فقط , بينما عند النسبة 50%PV فقد كانت مؤشرات العمليتين المذكورتين أفضل من مؤشرات عملية الحقن WF وهذا يعود إلى أن كلاً من عمليتي الحقن ASPF2 , ASP-PF2 قد أجريتا بعد إزاحة مسبقة للنموذج بالمياه أي بعد انتهاء فعالية عملية الحقن المائي , في حين أن عمليات الحقن الأخرى قد تم إجراؤها دون إزاحة مسبقة للنموذج بالمياه .

7- المردود الاقتصادي لعملية الحقن ASP في حقل ديرو

ويتضمن المحاور التالية :

- تسلسل المواد المحقونة المقترح لعملية حقن *ASP* كتجربة مصغرة (*PILOT*) في حقل ديرو .
- حجوم المواد المحقونة المقترح لعملية حقن *ASP* كتجربة مصغرة في حقل ديرو .
- تحديد الحجم المثالي لدفعة محلول *ASP* التي يجب حقنها في الطبقة .
- مخطط الحقن المقترح .
- اختيار(*PILOT*) في الحقل المدروس وتحديد مؤشراته الخزنية الرئيسة .
- حساب كلفة المواد المحقونة في بئر الحقن ضمن البايلوت .
- حساب كمية النفط المتوقع إنتاجها من البايلوت بعد حقن دفعة محلول ***ASP*** والكلفة الإضافية لبرميل النفط نتيجة استخدام المواد الكيميائية.
- كلفة المواد الكيميائية المحقونة في البايلوت

تسلسل المواد المحقونة المقترح لعملية حقن *ASP* كتجربة مصغرة (*PILOT*) في حقل ديرو:

- *Maine slug* : دفعة محلول *ASP* الرئيسة
- *Mobility buffer* : دفعة محلول بوليميري لضبط حركية الدفعة الرئيسة
- *Fresh water* : دفعة مياه عذبة لحماية كل من دفعة المحلول البوليميري ودفعة محلول ***ASP*** من تأثير ملوحة سائل الإزاحة .
- *Cashe water* : سائل الإزاحة .

حجوم المواد المحقونة المقترح لعملية حقن *ASP* كتجربة مصغرة في حقل ديرو :

- *Maine slug* :(سيتم شرح كيفية تحديد الحجم المثالي لهذه الدفعة في الفقرة التالية)
- *Mobility buffer* : الحجم الذي أقترحه لهذه الدفعة حتى *15%PV* .
- *Fresh water* : أقترح حقن هذه الدفعة بحجم من *5-10%PV* (حقن هذه الدفعة اختياري في حال استخدام البوليمير *Xanthan gum*) .
- *Cashe water*:يتم متابعة حقن سائل الإزاحة بعد دفعة المياه العذبة وبحجم كلي لهما يساوي*100%PV*

تحديد الحجم المثالي لدفعة محلول *ASP* التي يجب حقنها في الطبقة :

إن تحديد الحجم المثالي لدفعة محلول *ASP* مرتبط بشكل أساسي بتحقيق :

- أكبر (*recoverability -R.a*) .
- أكبر (*oil displacement factor -O.D.F%*) .
- أقل (*produced water -W%*) .

لذلك فإن تحديد الحجم المثالي لدفعة محلول *ASP* سيتم وفق المراحل التالية :

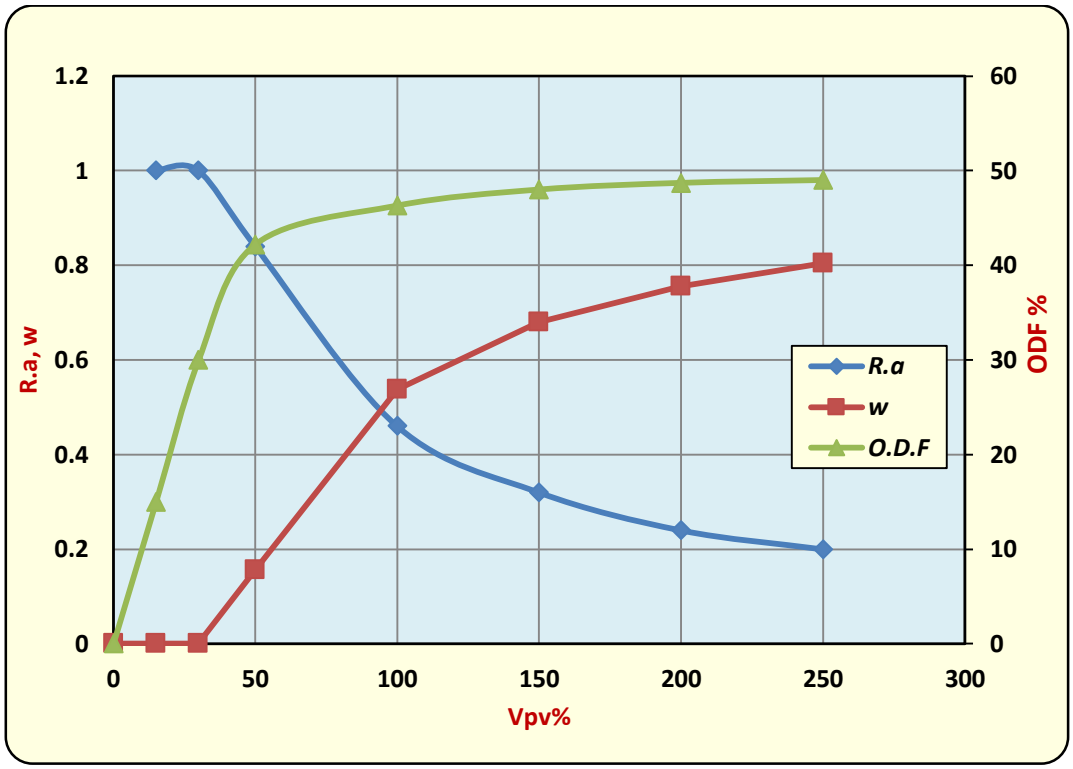
1- ترسم العلاقة البيانية المشتركة بين كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع نسبة حجم السائل المحقون إلى حجم الفراغات المسامية *Vpv%* وذلك عند جميع نسب الحقن للمحلول *ASP* .

2- تقارن قيم كل من عامل الإزاحة ونسبة المياه المنتجة مع النفط والعامل *R.a* عند كل نسبة حقن *ASP* .

3- يتم اختيار النسبة التي تحقق أعلى قيمة لعامل الإزاحة وللعامل *R.a* وبذات الوقت أقل قيمة لنسبة المياه المنتجة مع النفط .

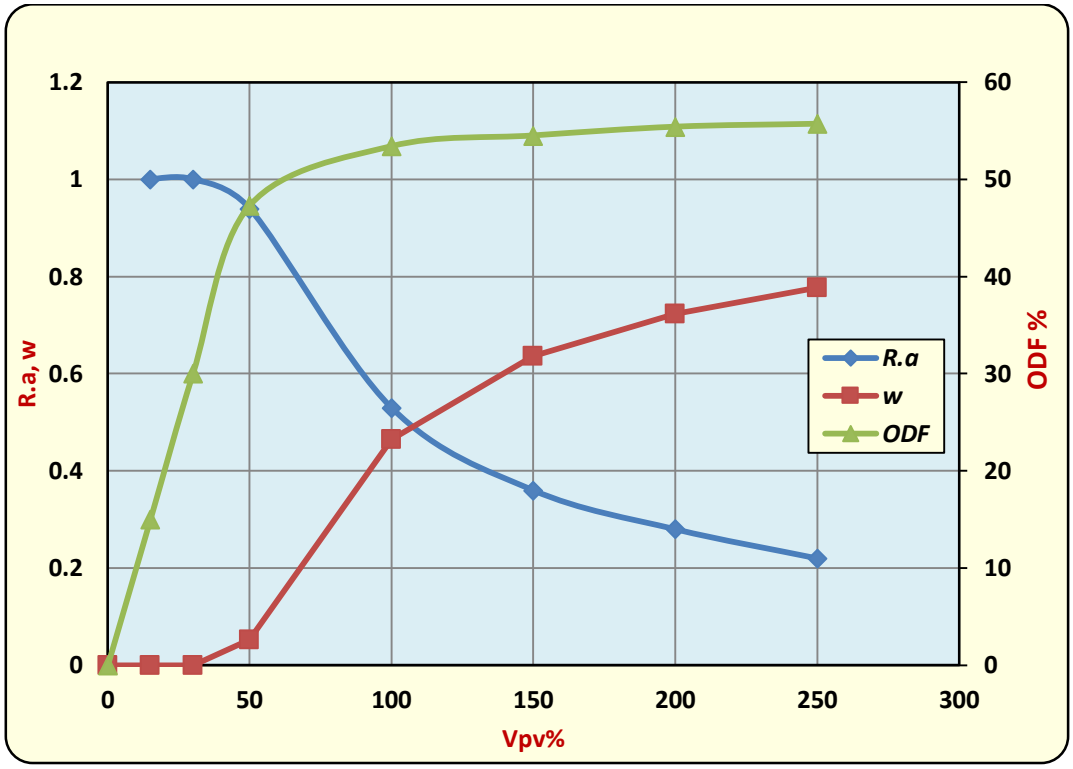
بالنسبة للشكل الأول من عملية الحقن ASP (ASPF1):

فإن التمثيل البياني للنتائج موضح في الأشكال التالية :



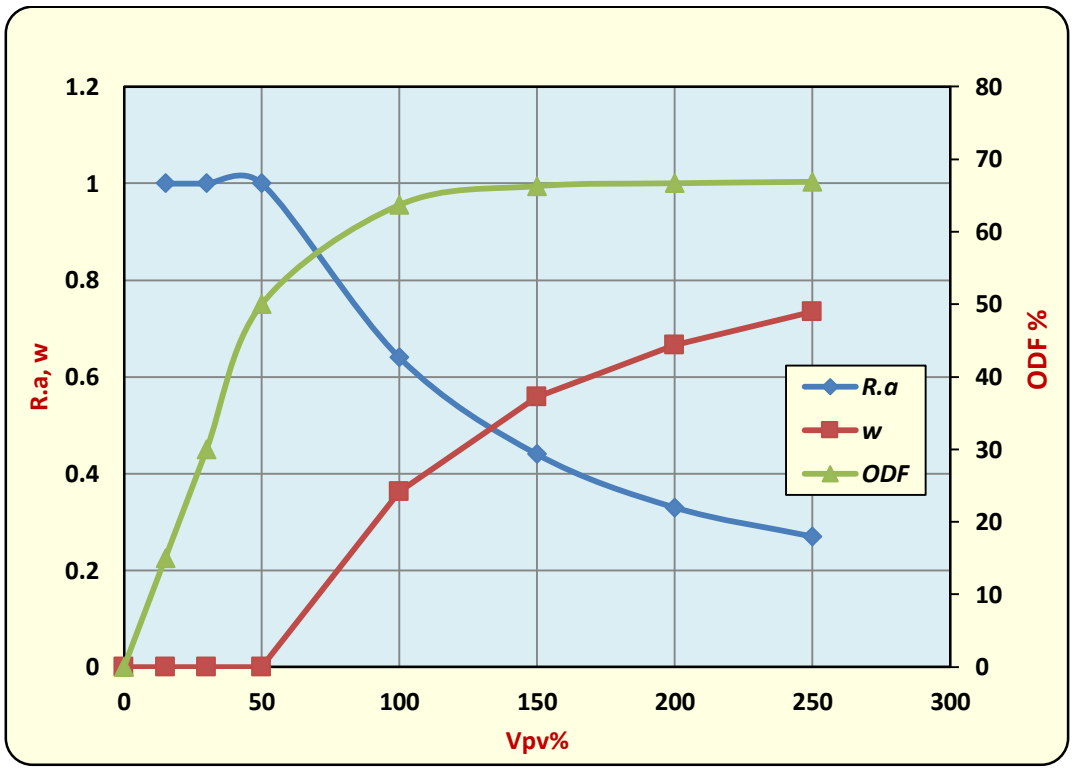
الشكل(73) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الأول) *ASP flooding 15%PV*



الشكل(74) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الأول) *ASP flooding 30%PV*

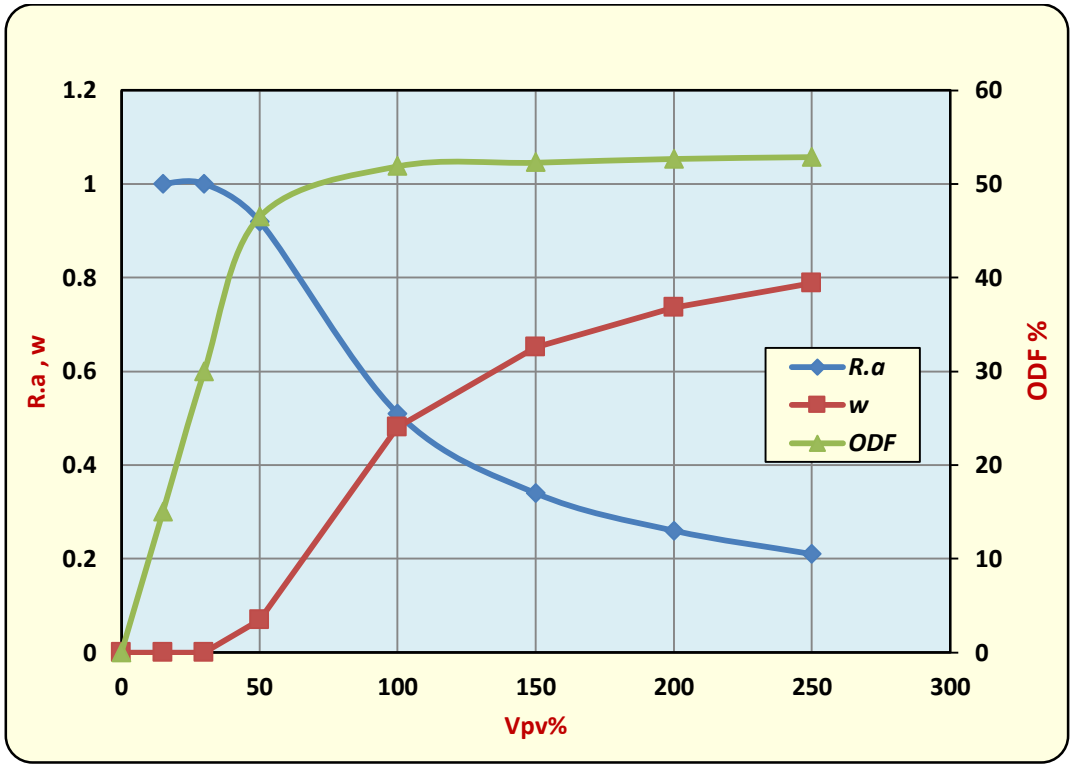


الشكل(75) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الأول) *ASP flooding 50%PV*

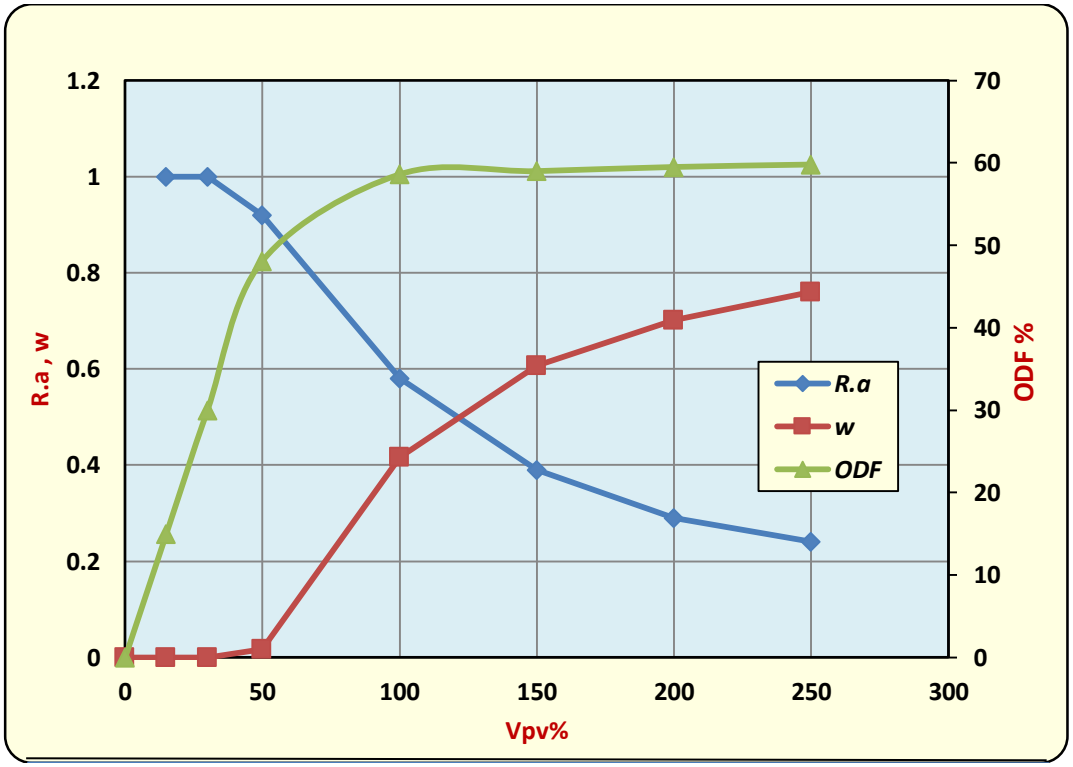
أما بالنسبة للشكل الثالث من عملية الحقن ASP (ASP-PF1):

فإن التمثيل البياني للنتائج موضح في الأشكال التالية :



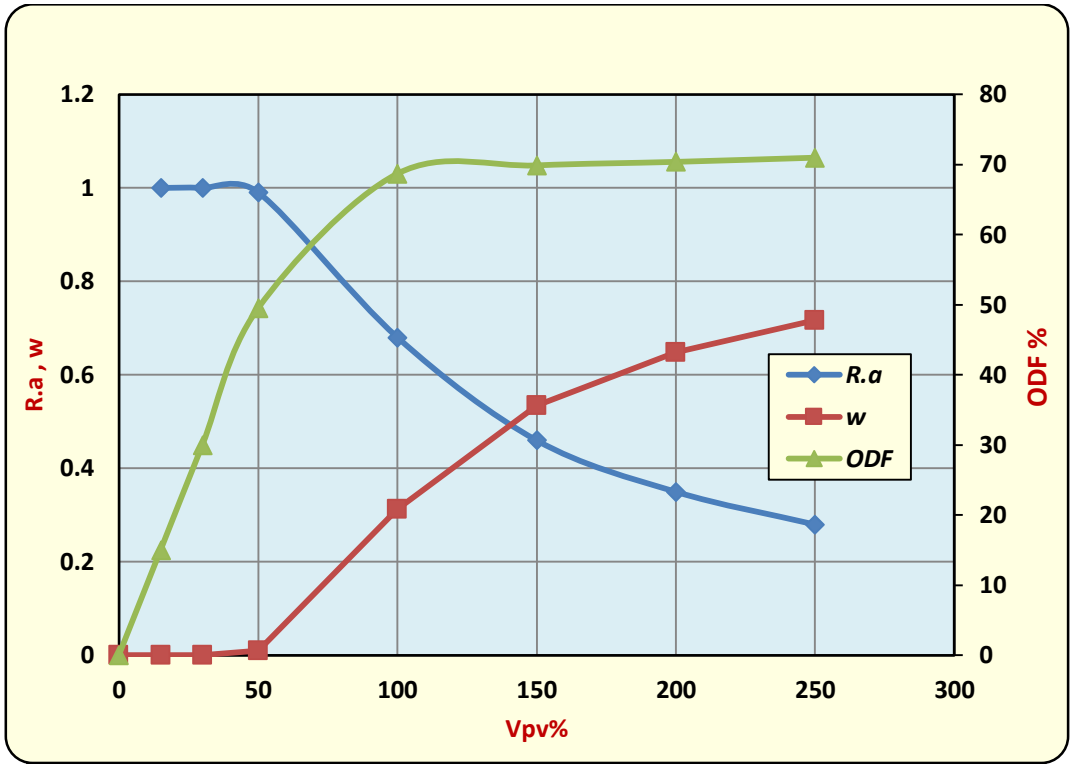
الشكل(76) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الثالث) *ASP flooding 15%PV*



الشكل(77) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الثالث) *ASP flooding30%PV*



الشكل(78) : تغير كل من *O.D.F* و *R.a* و *W* بالعلاقة مع (Vpv%)

(الشكل الثالث) *ASP flooding 50%PV*

النتائج :

كما هو واضح من الأشكال السابقة فإن :

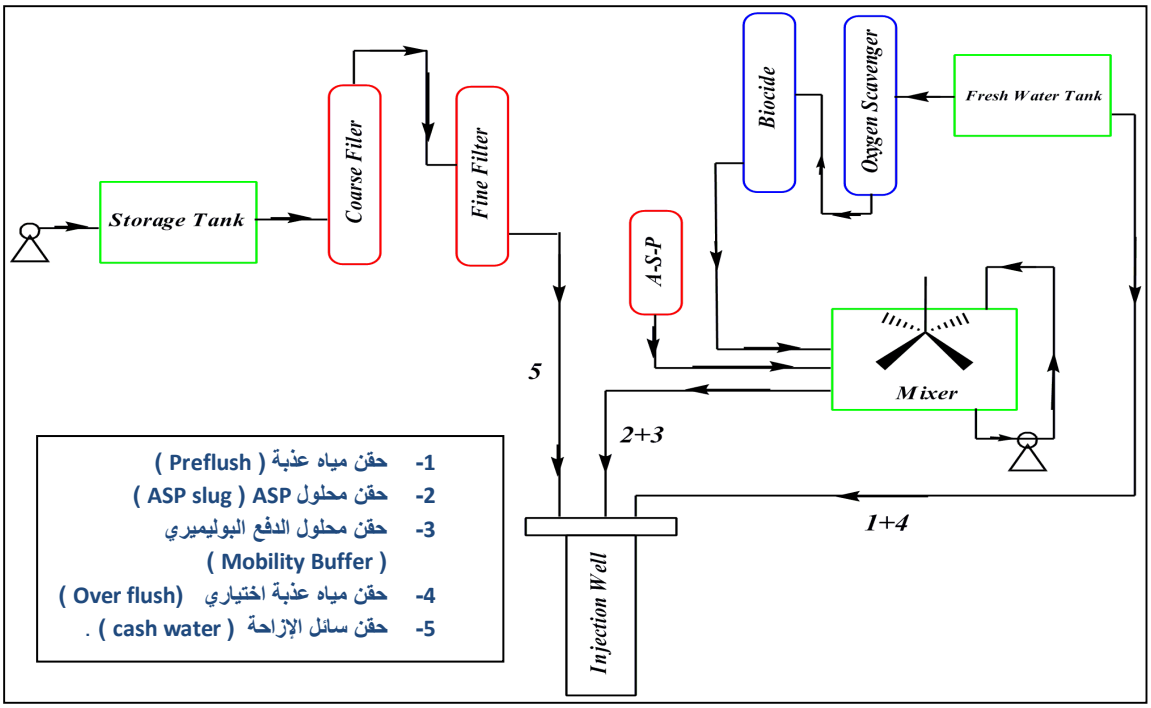
الحجم الأدنى لدفعة محلول *ASP* الذي يحقق المؤشرات المطلوبة هو *30%PV* في حين أن الحجم الأقصى لدفعة محلول *ASP* الذي يحقق المؤشرات المطلوبة هو *50%PV* . وهذا يعني باختصار أن الحجم المثالي يتراوح بين *30-50%PV* . وذلك لأنه ضمن هذا المجال المذكور يمكن تحقيق:

1- أكبر عامل إزاحة *ODF* .

2- أقل نسبة مياه منتجة مع النفط *W* .

3- أكبر قيمة للعامل *R.a* .

مخطط تسلسل المواد المحقونة المقترح :



الشكل(79): مخطط مفترض ومبسط للتجهيزات السطحية اللازمة لإنجاز عملية الحقن *ASP*

اختيار(*PILOT*) في حقل ديرو وتحديد مؤشراته الخزنية الرئيسة:

تم اختيار نموذج حقن تجريبي رباعي النقاط معكوس عبارة عن مثلث تضم رؤوسه الآبار المنتجة التالية :

البئر D2 (منتج) - البئر D60 (منتج)- البئر D50 (منتج)

وبداخل البايلوت يوجد بئر الحقن D8 كما هو مبين في الخارطة التركيبية لحقل ديرو

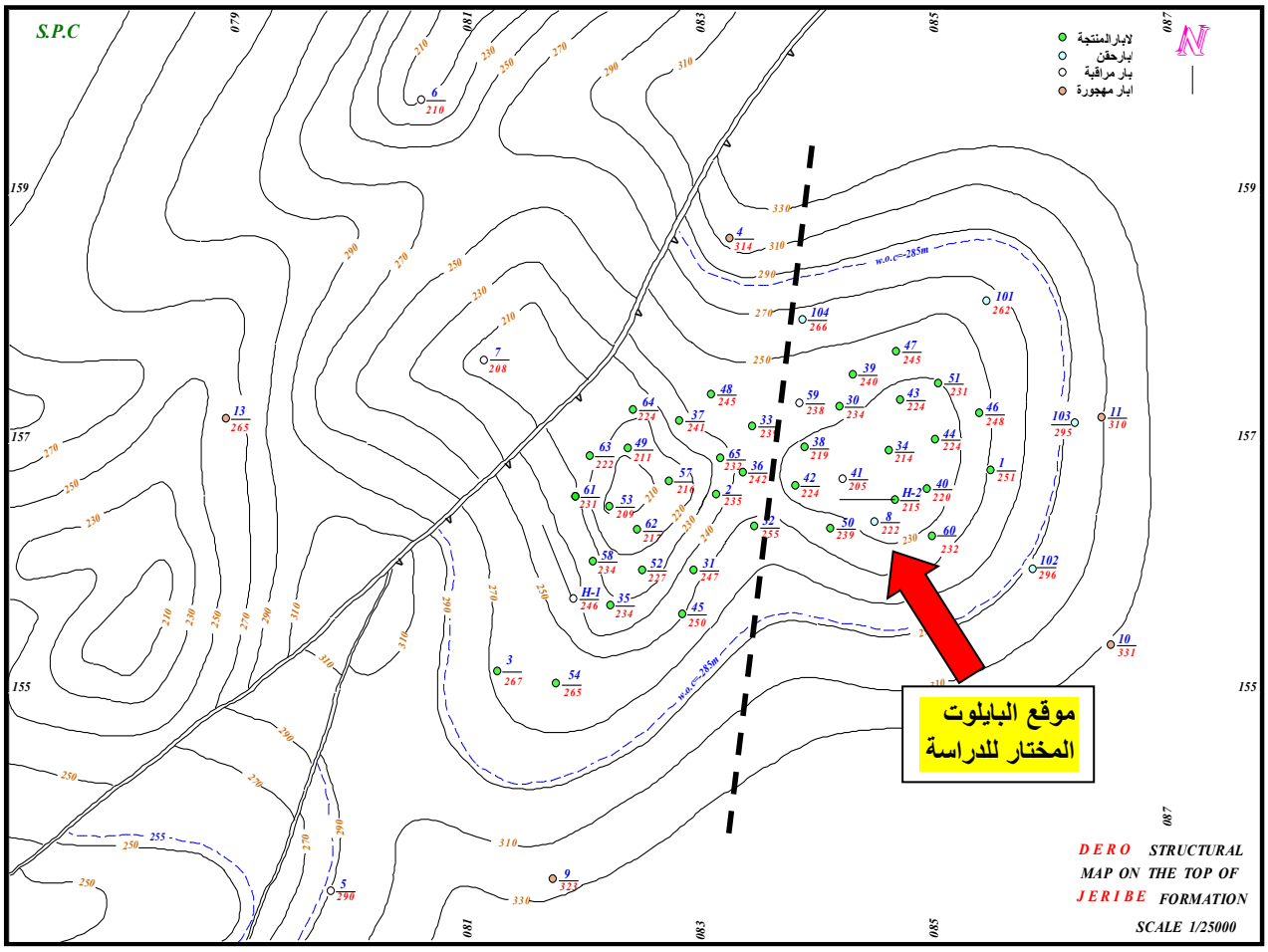
مؤشرات الآبار المنتجة ضمن البايلوت :

الجدول(20): المؤشرات الإنتاجية للآبار الواقعة ضمن البايلوت المدروس لعام 2007

W %	Q_T m3/day	Q_w m3/day	Q_o m3/day	البئر
58.5	7	4.1	2.9	D2
62.1	4	2.48	1.52	D60
34.2	5	1.71	3.29	D50

الجدول(21) : المؤشرات الإنتاجية للآبار الواقعة ضمن البايلوت المدروس لعام 2008

W %	Q_T m3/day	Q_w m3/day	Q_o m3/day	البئر
65	8	5.2	2.8	D2
64	6	3.2	1.8	D60
33	5	1.98	4.02	D50



الشكل(80): الخارطة التركيبية لحقل ديرو

مواصفات البايلوت :

الجدول(22): مواصفات البايلوت المدروس في حقل ديرو

المسافة بين الآبار	900m = D60 و D50 425m= D2و D60 675m = D50 و D2
عمق الطبقة المنتجة ضمن البايلوت	576m وسطياً
متوسط مسامية الطبقة المحسوبة من الأكوار	25.43%
مساحة البايلوت	$135000m^2$
كميةالمياه المحقونة يومياً في بئر الحقن D8	$100m^3$
حرارة الطبقة المنتجة ضمن البايلوت	33C
درجة التشبع بالنفط الحالية (نهايةعام 2008)	65%
حجم النفط ضمن البايلوت	F.h.m.So=135000x4,5x0,254x 0,65 = $100298m^3$
متوسط سماكة الطبقة المنتجة الفعالة	4.5m

حساب حجوم المواد المحقونة في البايلوت :

1- حجم محلول *ASP* (*Maine slug*) :

$$V_{Maine\ slug}= 0.50x100298=50149\ m^3$$

2- حجم محلول البوليمير خلف الدفعة الرئيسة (*Mobility buffer*) :

$$V_{mobility\ buffer}= 0.15x\ 100298=15044.7\ m^3$$

3- حجم دفعة المياه العذبة خلف جبهة المحلول البوليميري (*fresh water*) وهي عبارة عن جزء من سائل الإزاحة :

$$V_{fresh\ water} = 0,05x\ 100298=5014.9\ m^3$$

4- حجم دفعة سائل الإزاحة (*Cashe water*) :

$$V_{Cashe\ water} =0.95x100298=95283.1m^3$$

كميات النفط المتوقع إنتاجها من البايلوت لدى إجراء عملية الحقن ASP :

- كمية النفط المتوقع إنتاجها من البايلوت بعد حقن محلول (*ASP*) بالشكل الأول:

$$Qo=0.663\ x\ 100298\ =66497.5m^3$$

- كمية النفط المتوقع إنتاجها من البايلوت بعد حقن محلول (*ASP–P*) بالشكل الثالث:

$$Qo\ =0.70\ x\ 100298=\ 70208.6\ m^3$$

ملاحظة1 : الرقم 0.663 يمثل عامل الإزاحة النهائي عند حقن *ASP* بالشكل الأول وذلك عند حجم كلي للسوائل المحقونة بالنسبة لحجم الفراغات المسامية يساوي *150 %pv* وهي تمثل :

(حجم دفعة *ASP* +حجم دفعة المياه العذبة + حجم سائل الإزاحة) .

ملاحظة 2 : الرقم 0.70 يمثل عامل الإزاحة النهائي عند حقن *ASP* بالشكل الثالث وذلك عند حجم كلي للسوائل المحقونة بالنسبة لحجم الفراغات المسامية يساوي *155 %pv* وهي تمثل:(حجم دفعة *ASP* + حجم دفعة البوليمير خلف دفعة *ASP* +حجم دفعة المياه العذبة + حجم سائل الإزاحة) .

كلفة المواد الكيميائية المحقونة في البايلوت (حالة حقن محلول ASP – الشكل الأول) :

وتتضمن مايلي :

1- كلفة القلوي المستخدم في تحضير محلول *ASP* .

2- كلفة مخفض التوتر السطحي المستخدم في تحضير محلول *ASP* إضافة للكمية الضائعة بالامتزاز.

3- كلفة البوليمير المستخدم في تحضير محلول *ASP* إضافة للكمية الضائعة بالامتزاز.

4- كلفة المواد الكيميائية اللازمة لمعالجة المياه المستخدمة في تحضير محلول*ASP* وهي :

(مواد ماصة للأوكسجين+مضاد بكتيريا)

أولاً :كلفة القلوي المستخدم في تحضير محلول ASP :

- كمية القلوي اللازمة لتحضير $50149\ m^3$ من محلول *ASP* تساوي 351043 Kg
- ثمن 1Kg من القلوي *NaOH* يساوي : 0.8 $
- ثمن القلوي اللازم لتحضير $50149\ m^3$ من محلول *ASP* تساوي **280834 $**

ثانياً : كلفة مخفض التوتر السطحي المستخدم في تحضير محلول ASP:

- كمية مخفض التوتر السطحي الأساسية اللازمة لتحضير m^3 50149 من محلول *ASP* تساوي 25074.5Kg
- يضاف كمية مخفض التوتر السطحي المحسوبة على أساس الكمية الضائعة بالامتزاز واللازمة لتحضير m^3 50149من محلول *ASP* والتي تساوي : 3259.6 kg
- الكمية الكلية للمخفض تساوي : 28334.1 kg
- ثمن 1Kg من مخفض التوتر السطحي *DDBSNa* يساوي : 2.04 $
- ثمن الكمية الكلية من مخفض التوتر السطحي تساوي : **57801.56 $**

ثالثاً : كلفة البوليمير المستخدم في تحضير محلول ASP :

- كمية البوليمير الأساسية اللازمة لتحضير m^3 50149 من محلول *ASP* تساوي 27581.9Kg
- يضاف كمية البوليمير المحسوبة على أساس الكمية الضائعة بالامتزاز واللازمة لتحضير m^3 50149من محلول *ASP* والتي تساوي : 2507.45 kg
- الكمية الكلية للبوليمير تساوي : 30089.35 kg
- ثمن 1Kg من البوليمير *Xanthan gum* يساوي : 8.4 $
- ثمن الكمية الكلية من البوليمير تساوي : **252750.54 $**

رابعاً : كلفة المواد الكيميائية اللازمة لمعالجة المياه المستخدمة في تحضير محلولASP :

- كمية مادة *Oxygen Scavenger* الماصة للأوكسجين اللازمة لمعالجة m^3 50149 من محلول *ASP* تساوي :401.19 liter
- ثمن 1liter من المادة يساوي : 0.517 $
- ثمن الكمية الكلية يساوي : **207.4 $**
- كمية مادة *Biocid 1* المضادة للبكتيريا اللازمة لمعالجة m^3 50149 من محلول *ASP* تساوي : 6519liter
- ثمن 1liter من المادة يساوي : 2.65 $
- ثمن الكمية الكلية يساوي: **17275 $**

النتائج :

- الكلفة الإجمالية للمواد الكيميائية: **608868.5 $**
- كمية النفط المنتجة من البايلوت عند إجراء الحقن *ASP* : 66497.5 m^3
- الحجوم الكلية للسوائل المحقونة نتيجة لتطبيق عملية الحقن *ASP* وتشمل :

1- حجم محلول *ASP* (*Maine slug*)

2- حجم دفعة المياه العذبة (*fresh water*) خلف محلول *ASP* وهي عبارة عن جزء من سائل الإزاحة

3- حجم دفعة سائل الإزاحة (*Cashe water*)

إن مجموع هذه الحجوم اللازمة لإتمام عملية الحقن *ASP* هو 150447m^3

- معدل الحقن اليومي في بئر الحقن D8 الواقع ضمن البايلوت هو 100 مترمكعب يومياً وبالتالي فان الحجم الكلي 150447m^3 لو كان مياه فقط فانه سينتج نفطاً يساوي :

1504.47m^3 x 8.62m^3 أي مايعادل 12968.53m^3

- كمية النفط الإضافية المنتجة زيادة عن كمية النفط المنتجة من البايلوت بسبب الحقن المائي

66497.5m^3-12968.53m^3 أي مايعادل 53528.9 m^3 أي مايعادل **336161.9bbl**

- سعر برميل النفط الحالي : 55 $ حسب أسعار(2008/11/3)
- سعر كمية النفط الإضافية المنتجة نتيجة الحقن *ASP* : 18488904 $
- سعر كمية النفط المنتجة نتيجة الحقن المائي فقط : 4479330 $
- العائد : **14009574 $**
- الكلفة الإضافية لبرميل النفط بسبب استخدام المواد الكيميائية عند الحقن *ASP* تساوي **1.811$/bbl**

كلفة المواد الكيميائية المحقونة في البايلوت (حالة حقن محلول ASP-P الشكل الثالث)

وتتضمن مايلي :

1- كلفة القلوي المستخدم في تحضير محلول *ASP* .

2- كلفة مخفض التوتر السطحي المستخدم في تحضير محلول *ASP* إضافة للكمية الضائعة بالامتزاز.

3- كلفة البوليمير المستخدم في تحضير محلول *ASP* إضافة للكمية الضائعة بالامتزاز.

4- كلفة البوليمير المستخدم في تحضير محلول الدفع .

5- كلفة المواد الكيميائية اللازمة لمعالجة المياه المستخدمة في تحضير محلول*ASP* وهي : (مواد ماصة للأوكسجين+مضاد بكتيريا) .

أولاً :كلفة القلوي المستخدم في تحضير محلول ASP :

- كمية القلوي اللازمة لتحضير 50149m^3 من محلول *ASP* تساوي 351043 Kg
- ثمن 1Kg من القلوي *NaOH* يساوي : 0.8 $
- ثمن القلوي اللازم لتحضير 50149m^3 من محلول *ASP* تساوي **280834 $**

ثانياً : كلفة مخفض التوتر السطحي المستخدم في تحضير محلول ASP :

- كميـة مخفـض التـوتر السـطحي الأساسـية اللازمـة لتحضـير $50149m^3$ مـن محلـول *ASP* تسـاوي 25074.5Kg
- يضاف كمية مخفض التوتر السطحي المحسوبة على أساس الكمية الضائعة بالامتزاز واللازمة لتحضير $50149\ m^3$ من محلول *ASP* والتي تساوي : 3259.6 kg
- الكمية الكلية للمخفض تساوي : 28334.1 kg
- ثمن 1Kg من مخفض التوتر السطحي *DDBSNa* يساوي : 2.04 $
- ثمن الكمية الكلية من مخفض التوتر السطحي تساوي : **57801.56 $**

ثالثاً : كلفة البوليمير المستخدم في تحضير محلول ASP :

- كمية البوليمير الأساسية اللازمة لتحضير $50149m^3$ من محلول *ASP* تساوي 27581.9 Kg
- يضاف كمية البوليمير المحسوبة على أساس الكمية الضائعة بالامتزاز واللازمة لتحضير $50149\ m^3$ من محلول *ASP* والتي تساوي : 2507.45 kg
- الكمية الكلية للبوليمير تساوي : 30089.35 kg
- ثمن 1Kg من البوليمير *Xanthan gum* يساوي : 8.4 $
- ثمن الكمية الكلية من البوليمير تساوي : **252750.54 $**

رابعاً :كلفة البوليمير المستخدم في تحضير محلول الدفع البوليميري :

- كمية البوليمير اللازمة لتحضير $15044.7\ m^3$ من محلول الدفع البوليميري تساوي : 8274.5 Kg
- ثمن 1Kg من البوليمير *Xanthan gum* يساوي : 8.4 $
- ثمن البوليمير اللازم لتحضير $15044.7m^3$ من محلول الدفع البوليميري تساوي: **69505.8 $**

خامساً : كلفة المواد الكيميائية اللازمة لمعالجة المياه المستخدمة في تحضير محلولASP :

- كمية مادة *Oxygen Scavenger* الماصة للأوكسجين اللازمة لمعالجة $50149\ m^3$ من محلول *ASP* تساوي :401.19 liter
- ثمن 1liter من المادة يساوي : 0.517 $
- ثمن الكمية الكلية يساوي : **207.4 $**
- كمية مادة *Biocid 1* المضادة للبكتيريا اللازمة لمعالجة $50149\ m^3$ من محلول *ASP* تساوي : 6519liter
- ثمن 1liter من المادة يساوي : 2.65 $
- ثمن الكمية الكلية يساوي : **17275 $**

النتائج :

- الكلفة الإجمالية للمواد الكيميائية : **678374 $**
- كمية النفط المنتجة من البايلوت عند إجراء الحقن *ASP-P*: 70208.6 m^3
- الحجوم الكلية للسوائل المحقونة نتيجة لتطبيق عملية الحقن ASP-P تشمل :

1- حجم محلول *ASP* (*Maine slug*)

2- حجم محلول البوليمير خلف الدفعة الرئيسة (*Mobility buffer*)

3- حجم دفعة المياه العذبة خلف دفعة المحلول البوليميري (*fresh water*) وهي جزء من حجم سائل الإزاحة .

4- حجم دفعة سائل الإزاحة (*Cashe water*) .

إن مجموع هذه الحجوم اللازمة لإتمام عملية الحقن *ASP* هو : 165491.7m^3

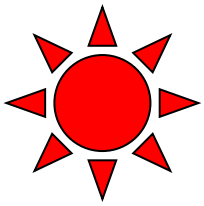
- معدل الحقن اليومي في بئر الحقن D8 الواقع ضمن البايلوت هو 100 مترمكعب يومياً وبالتالي فإن الحجم الكلي لو كان مياه فقط فإنه سينتج نفطاً يساوي :

1654.917m^3x8.62 m^3=14265.38m^3

- كمية النفط الإضافية المنتجة زيادة عن كمية النفط المنتجة من البايلوت بسبب الحقن المائي :

70208.6m^3- 14265.38m^3=55943.22m^3=**351323.4bbl**

- سعر برميل النفط الحالي : 55$ حسب أسعار(2008/11/3)
- سعر كمية النفط الإضافية المنتجة نتيجة الحقن *ASP-P* : 19322787 $
- سعر كمية النفط المنتجة نتيجة الحقن المائي فقط : 4927262.2 $
- العائد : **14395525 $**
- الكلفة الإضافية لبرميل النفط بسبب استخدام المواد الكيميائية عند إجراء الحقن *ASP-P* تساوي **1.93 $/bbl**



8- الاستنتاجات والتوصيات :

أولاً: الاستنتاجات :

التركيزالأمثل لمخفض التوترالسطحي *DDBSNa* ضمن محلول*ASP* والذي يحقق أعلى امتزاجية (نفط/*ASP*) هو *0.05%wt* وبالتالي هناك توافق بين التركيزالأمثل للمخفض المدروس والمحدد من خلال قياس *IFT* على الحد الفاصل مع النفط (*0.05%wt*) والتركيز المحدد من خلال دراسة السلوك الطوري .

2- التركيز الأمثل للقلوي *NaOH* ضمن محلول*ASP* والذي يحقق أعلى امتزاجية (نفط/*ASP*)هو *0.7%wt* وهذا التركيز يتوافق مع التركيزالمحدد من خلال قياس *IFT* على الحد الفاصل مع النفط .

3- تبدي محاليل البوليمير *Xanthan gum* تأثراً أقل بكثير بالوسط القلوي مقارنة بمحاليل *PAM* .

4- إن درجة حموضة الوسط المثالية التي تحافظ على لزوجة المحلول البوليميري *Xanthangum* يجب أن تكون بحدود(*PH~ 8- 9*) .

5-استخدام البوليمير *Xanthangum* بتركيز يتراوح بين(*0- 1000ppm*) لا تُرافقه زيادة كبيرة في الكمية الضائعة بالامتزاز، في حين أنه إذا إستخدم بتركيزمن(*1000ppm*) وحتى(*5000ppm*) فإن الضياع بالامتزاز سيكون كبيراً ويجب أخذه بعين الإعتبار.

6-إن مخفض التوتر السطحي *DDBSNa* من أفضل الأنواع الأربعة عشر المدروسة وذلك للأسباب التالية :

- يعطي المخفض المذكورأدنى(*IFT*) عند أدنى تركيز.
- توافق شحنة الصخر المدروس مع شحنة المخفض المذكورعند قيم *PH* المرتفعة .
- توافق شاردة الصوديوم (Na^+) في تركيبه مع شاردة الصوديوم في القلوي (*NaOH*) المستخدم في المحلول(*ASP*) .
- امتزازه قليل على سطح الصخر(المواد الفعالة سطحياً الأنيونية بشكلٍ عام).
- رخيص الثمن ويمكن تحضيره مخبرياً.

7-إن القلوي(*NaOH*) من أفضل أنواع القلويات المدروسة وذلك للأسباب التالية :

- يعطي القلوي المذكور أدنى(*IFT*) عند أدنى تركيز مقارنة بالأنواع الأخرى.
- يعطي محلوله أعلى ناقلية كهربائية وأعلى درجة حموضة (*PH*) عند أدنى تركيز .
- درجة عكارة محلوله قليلة نوعاً ما .

8- البوليمير *XanthanGum* من أفضل أنواع البوليميرات المدروسة وذلك للأسباب التالية:

- مقاومته للملوحة أكبر من الأنواع الأخرى.
- بزيادة تركيز البوليمير *XanthanGum* في المحلول فإنه يعطي قيماً للزوجة أعلى بالمقارنة مع الأنواع الأخرى وخاصةً عند التراكيز القليلة .
- مقاومته لإجهادات القص أكبر من الأنواع الأخرى .
- تبدي لزوجة محاليله تأثراً أقل بالوسط القلوي بالمقارنة مع محاليل البولي أكريل أميد.

9– يؤثر محلول القلوي*NaOH* بشكل ضعيف على لزوجة محلول البوليمير *Xanthangum* في محلول الحقن*ASP* وهذا التأثير ناجم برأيي عن سببين :

الأول: إن الوسط القلوي الذي يحققه وجود(*NaOH*) بالمحلول يُؤثر بشكل سلبي وضعيف على لزوجة المحلول البوليميري*Xanthan gum* .

الثاني: إن تشرد*NaOH* في المحلول يعطي شاردة (Na^+) التي لها تأثير ضعيف أيضاً على لزوجة المحلول البوليميري*Xanthan gum* .

10–التركيز الأمثل للبوليمير *Xanthan gum* الذي يحقق أعلى امتزاجية (نفط/محلول*ASP*) هو *550PPm*

11– إن استخدام البوليمير *Xanthangum* بتراكيز عالية يؤثر بشكل سلبي على حجم منطقة الطور الواحد(نفط/*ASP*) .

12– التراكيزالمثالية لكلٍ من(*A,S,P*) ضمن محلول(*ASP*) والتي تحقق أعلى قيمة لحجم منطقة الطور الواحد (نفط/ASP) متوافقة تماماً مع التراكيز التي تم الحصول عليها لكل من(*A,S,P*) ضمن المحلول (*ASP*) والتي تحقق أدنى(*IFT*) وأعلى لزوجة موافقة للزوجة نفط الحقل المدروس .

13– تؤثر ملوحة الوسط بشكل سلبي على خاصية الامتزاز (نفط/*ASP*) ويكون هذا التأثير واضحاً عند تراكيزالملوحة المنخفضة والعالية على حد سواء .

14– تأثير الحرارة على خاصية الامتزاز (نفط/*ASP*) سلبي ويؤدي إلى تقليل حجم منطقة الطور الواحد .

15– الخليط المكون من الماربل و/أو الرمل بالنسب وأقطار الحبيبات التالية :

89% (طور أساسي) *75 µM > (Marble) > 63 µM*

11% (طور ثانوي) *150 µM > (silica floor* or *Marble) >75 µM*

يشكل نموذجاً صخرياً يحاكي الطبقة المنتجة للحقل المدروس من حيث النفوذية والمسامية .

16– إن تحديد الحجم المثالي لدفعة محلول*ASP* مرتبط بشكل أساسي بتحقيق :

- أعلى(*recoverability -R.a*)
- أعلى(*oil displacement factor-O.D.F %*)
- أقل(*water percent W%*)

17- الحجم المثالي لدفعة محلول *ASP* الذي يحقق أكبر *O.D.F* وبذات الوقت أعلى *Ra* وأقل *W* يتراوح بين *30-50%PV* .

18– إن حقن دفعة من محلول البوليمير خلف الدفعة *ASP* الرئيسة يساهم في زيادة عامل الإزاحة بشكل واضح عند جميع نسب الحقن المدروسة .

19– إن أكبر عامل إزاحة حققته عملية الحقن *ASP* من الشكل الثالث(*ASP-PF1*) تليها عملية الحقن *ASP* من الشكل الأول(*ASPF1*) فعملية الحقن*ASP* من الشكل الرابع(*ASP-PF2*) وأخيراً عملية الحقن *ASP* من الشكل الثاني(*ASPF2*) وذلك عند جميع نسب الحقن المدروسة .

20- إن أقل نسبة للمياه المنتجة مع النفط حققته عملية الحقن *ASP* من الشكل الثالث تليها عملية الحقن *ASP* من الشكل الأول فعملية الحقن *ASP* من الشكل الرابع وأخيراً عملية الحقن *ASP* من الشكل الثاني وذلك عند جميع نسب الحقن المدروسة .

21- الكلفة الإضافية لبرميل النفط نتيجة استخدام المواد الكيميائية في محلول الحقن *ASP*هي : 1.811 $/bbl عند الحقن *ASP* و 1.93 $/bbl عند الحقن *ASP-P* .

22- بالمقارنة بين جميع الطرق المدروسة :

- ✓ *Water flooding*(*W.F*)
- ✓ *ASPF1* (بدون إزاحة مسبقة بالمياه – الشكل الأول) .
- ✓ *ASPF2* (بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه – الشكل الثاني) .
- ✓ *ASP-PF1* (بدون إزاحة مسبقة بالمياه– الشكل الثالث) .
- ✓ *ASP-PF2* (بعد انتهاء فعالية الإزاحة بالمياه – الشكل الرابع) .
- ✓ من حيث قيم عامل الإزاحة النهائي عند كل نسبة لحجم محلول*ASP* بالنسبة لحجم الفراغات المسامية

%pv	المتراجحة
15	*ASP-PF1>ASPF1>WF>ASP-PF2>ASPF2*
30	*ASP-PF1>ASPF1 >WF>ASP-PF2>ASPF2*
50	*ASP-PF1>ASPF1 > ASP-PF2>ASPF2>WF*

- ✓ من حيث قيم نسبة المياه المنتجة عند كل نسبة لحجم محلول*ASP* بالنسبة لحجم الفراغات المسامية

%pv	المتراجحة
15	*ASP-PF1<ASPF1< WF<ASP-PF2<ASPF2*
30	*ASP-PF1<ASPF1< WF<ASP-PF2<ASPF2*
50	*ASP-PF1<ASPF1 <ASP-PF2<ASPF2<WF*

- ✓ ومن حيث قيم *R.α* النهائي عند كل نسبة لحجم محلول*ASP* بالنسبة لحجم الفراغات المسامية

%pv	المتراجحة
15	*ASP-PF1>ASPF1>WF>ASP-PF2>ASPF2*
30	*ASP-PF1>ASPF1 >WF>ASP-PF2>ASPF2*
50	*ASP-PF1>ASPF1 > ASP-PF2>ASPF2>WF*

ثانياً : التوصيات:

1. البدء بتطبيق نتائج هذا البحث على حقل ديرو وذلك عن طريق إجراء تجربة صناعية مصغرة لحقن محلول *ASP* الذي تم التوصل إليه مخبرياً في البايلوت الذي تم اختياره للدراسة وذلك بالتنسيق مع إدارة حقول الجبسة والشركة السورية للنفط مع المتابعة الميدانية لنتائج عملية الحقن .
2. تعميم نتائج الدراسة التجريبية لهذا البحث لتشمل بقية الحقول النفطية القابلة لتطبيق طريقة الحقن *ASP*.
3. إجراء أبحاث لاحقة تهدف إلى إمكانية استخدام طرق الحقن الكيميائي الأخرى مثل: *EmulsionFlooding - MPFlooding - MAPFlooding* وحتى الطرق الأساسية *Polymer Flooding - Surfactant Flooding - Alkaline Flooding* وذلك بهدف زيادة عامل الإزاحة .
4. التركيز على استخدام البيوبوليمير *Xanthan gum* في الخزانات الكربوناتية كأساس للدراسات اللاحقة نظراً لنتائجه الإيجابية الأفضل من البولي أكريل أميد على تلك الخزانات .
5. توسيع البحث والدراسة في مجال استخدام القلويات العضوية إلى جانب استخدام القلويات التقليدية .
6. التركيز في الأبحاث اللاحقة على استخدام مخفضات التوتر السطحي الأنيونية فقط .
7. ضرورة اعتماد الأبحاث اللاحقة على دراسة السلوك الطوري كأساس لاختيار التراكيز المثالية للمواد الكيميائية في أي عملية حقن كيميائي .
8. التأكيد على أهمية وضرورة إجراء تحاليل مخبرية للمياه التي ستستخدم في تحضير محلول الحقن الكيميائي *ASP* ومن أهمها(*TDS-TSS-DO* إضافة إلى التحليل البكتري) .
9. ضرورة اتباع المعالجة الصحيحة المتكاملة (الميكانيكية والكيميائية) لمياه الحقن المستخدمة في الحقول السورية لما تقدمه من نتائج إيجابية في نجاح عمليات الحقن الكيميائي.
10. ضرورة وأهمية معالجة المياه المستخدمة في تحضير محلول البوليمير *Xanthan gum* وبالتالي المياه المستخدمة في تحضير محلول الحقن *ASP* بمواد ماصة للأوكسجين ومضادة للبكتيريا.
11. التأكيد على استخدام مخفض التوتر السطحي *DDBSNa*المحضر مخبرياً من قبل الباحث في الدراسات والأبحاث اللاحقة كونه فعال واقتصادي بذات الوقت .

انتهى بعون الله

(REFERENCES)المراجع

1-*Songwanchao, Yang Chengzhi "Alkaline-Surfactant-Polymer Combination Flooding For Improving Recovery of The Oil" SPE 1995.*

2-*D.L.Zang,Sliu"Favorable AttributesOfAlkaline-Surfactant-PolymerCombinationFlooding"SPE 2006.*

3-*H.S.Alhashim, H.Y.Al- Yousef " Alkaline-Surfactant-Polymer Formulation For Saudi Arabia Arabian Carbonate Reservoirs" SPE 1996.*

4-*WeiWang,YonganGu"DetectionAnd Reuse Of Produced Chemicals In Alkaline/Surfactant/Polymer Floods" SPE 2003.*

5-*Yaun Shiyi, Yang Hau "Effects Of Important Factors On Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding" SPE 1998.*

6-*Gau Shut Ang, Li Huabin " Alkaline/Surfactant/Polymer Pilot Performance Of The West Central Saertu, Daqing Oil Field" SPE 1996.*

7-*P.H.Krumrine, J.S.Falcone "Surfactant, Polymer And Alkaline Interactions In Chemical Flooding Processes" SPE 1983.*

8-*P.D.Berer And C.A.Lee "Improved ASP Process Using Organic Alkaline" SPE 2006.*

9-*Gao, Shutang, Li Huabin "Laboratory InvestigationOfCombinationOf Alkaline/Surfactant/Polymer Technology For Daging EOR" SPE 1995.*

10-*I.M.Mihcakan, C.W.Van Kirk "Blending Alkaline And Polymer Solutions Together Into A Single Slug Improve EOR" SPE 1986.*

11-*Mahendra Protap "Field ImplementationOfAlkaline/Surfactant/Polymer(ASP)Flooding: Amaiden Effort In India" SPE 2004.*

12-*Wang Demin, Cheng Jiecheng "An Alkaline/Surfactant/Polymer Field Test In A Reservoir With A Long Term 100 % Water Cut" SPE 1998.*

13-*Jir Ui Hou, Zhong Chun Liu "Restudy Of Main Factors Of Effects On ASP Floods And Expansion Of Capillary Theory In Heterogeneous Reservoirs" SPE 2002.*

14-*Yuan Shiyi, Yang Puhua "Numerical Simulation Of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding" SPE 1995.*

15-*N.Arihara, T.Yoneyama "Oil Recovery Mechanisms Of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding" SPE 1999.*

16-*Zhengshin Tong, ChengzhiYang "A Study Of Microscopic Flooding Mechanism Of ASP" SPE 1998.*

17-*H.A.Nasr- Eldin, B.F.Hawkins "Viscosity Behavior Of Alkaline/Surfactant/Polyacrylamid Solutions Used For Enhanced Oil Recovery" SPE 1991.*

18-*M.J.Pitts, P.dowling " Alkaline/Surfactant/Polymer Flood Of The Tanner Field" SPE 2006.*

19-*Li Hong Fu, Liao Guangzhi " Alkaline/Surfactant/Polymer (ASP) Commercial Flooding Test In Central Xing2 Area Of Daqing Oil Field" SPE 2003.*

20-*Han Dong, Yuan Hong "The EffectOfWettability On Oil Recovery Of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding" SPE 2006.*

21-*Zhongchun Liu, Xiang Y ue "Comparison Of Displacement Oil Mechanism Of Polymer, ASP And Foam Of ASP In Micro Pores And Dead Ends Of Pores" SPE 2002.*

22-*Wang Demin,Cheng Jiecheng "Alkaline Bio Surfactant Polymer Pilots In Daqing Oil Field" SPE 1999.*

23-*M.delshad,W.HanXingiang"Alkaline/Surfactant/PolymerFloodPredictionsForThe Karmary Oil Field" SPE 1998.*

24-*H.L.Chang, Z.Q.Zhang "Advances In Polymer Flooding And Alkaline/Surfactant/Polymer Processes As Developed And Applied In The People's Republic Of China" JPT 2006.*

25-*JayVargo,JimTurner"Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding Of The Cambridge Minnelusa Field" SPE 2000.*

26-*Wang, Chang Long, Li Huanchen "Application And Deign Of Alkaline/Surfactant/Polymer System To Close Well Spacing Pilot Gudong Oil Field" California 1997.*

27-*Wang Demin, Yang Zhenyu "Summary Of ASP Pilots In Daqing Oil Field" SPE 1999.*

28-*French, Tory R "A Method For Simplifying Field Application Of ASP" SPE 1996.*

29-*Wu Di, Zhaofengling "Emulsification And Stabilization Of ASP Flooding Produced Liquid" SPE 2001.*

30-*Wang Demin, Zhang Zhenhua "Pilot Tests Of Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding In Daqing Oil Field" SPE 1997.*

31-*Zhijian, Zhang, Qu Yigen "A Successful ASP Flooding Pilot In Gudong Oil Field" SPE 1998.*

32-*Clara Hernandez, Larry J "ASP System Design For An Offshore Application In The La Salina Field" SPE 2001.*

33-*Hou Jir Ui, Ziu Zhongchun "Study Of The Effect Of ASP Solution Viscoelasticity On Displacement Efficiency" SPE 2001.*

34-*Hongjun, Yang "Study On Reservoir Engineering: ASP Flooding Pilot Test In Karmary Oil Field" SPE 1998.*

35-*Manrique E " Alkaline/Surfactant/Polymer At VLA Field In Maracaibo Lake" SPE 2000.*

36-*Qiao Qi, Hongjun "The Pilot Test Of ASP Combination Flooding In Karamary Oil Field" SPE 2000.*

37-*S.R.Clark, M.J.Pitts "Design And Application Of An Alkaline/Surfactant/Polymer Recovery System To The West Kiehl Field" SPE 1993.*

38-*Meyers, M.J.Pitts " Alkaline/Surfactant/Polymer Flood Of The West Kiehl , Minnelusa Unit" SPE 1992.*

39-*Sui Jun, Yang Cheng- Zhi " Surfactant/ Alkaline /Polymer Flooding Pilot Project In Non Acidic Paraffin Oil Field In Daqing" SPE 2000.*

40-*WanLi Kang, Demin Wang "Emulsification Characteristic And De- Emulsifiers Action For Alkaline/Surfactant/Polymer Flood" SPE 2001.*

41-*Jia Qing, Zhou Bin "Development And Application Of Silicate Scale Inhibitor For ASP Flooding" SPE 2002.*

42-*Wyatt, Malcolm " Alkaline/Surfactant/Polymer Technology Potential Of The Minnelusa Trend, Powder River Basin" SPE 1995.*

43-*Clara Hernandez, Larry Chacon "Single Well Chemical Tracer Test To Determine ASP Injection Efficiency At Lagomar VLA Area" SPE 2002.*

44-*XiaomingYang,GuangzhiLiao"AnExtendedFieldTestStudyOn Alkaline/Surfactant/Polymer Flooding In Beiyiduanxi Of Daqing Oil Field" SPE 2003.*

45 – مديرية حقول الجبسة " تقارير دائرة هندسةالمخزون" .

46– أ.د. جورج عبد الأحد " فيزياء الطبقة النفطية والغازية " , جامعة البعث 1998

47– م .مصعب البريدي," تحسين إنتاج النفط من الطبقات الخازنة بالطرق الكيميائية – 2000 -