الجمهورية العربية السورية
الجامعة السورية الخاصة
كلية هندسة البترول

الجامعة السورية الخاصة
SYRIAN PRIVATE UNIVERSITY

تحسين عمليات حقن الماء بالتناوب مع غاز CO_2

Improving Water Injection Processes Alternating with CO_2 Gas

إعداد الطالب:

عمر كمال الدين

أعد لنيل إجازة في هندسة البترول

بإشراف:

الدكتور أيمن شقوف

العام الدراسي:

2026_2025

المحتويات

الملخص (ABSTRACT) 7

1.1 نظرة عامة: 8

2.1 عمليات التحكم بقابلية الحركة (Mobility Control Process): 10

2.2 عملية حقن المياه المتناوب مع الغاز (WAG Process): 11

2.3 تصنيف عمليات الحقن المتناوب (WAG Process Classification) 13

2.4 بارامترات تصميم عملية الحقن المتناوب (WAG): 14

2.4.3 اختيار الغاز وحالات خاصة: 16

2.4.4 أنماط الحقن (Injection Pattern): 16

2.4.5 التدرج (Tapering): 16

2.4.6 معدل الحقن المتناوب (WAG Ratio): 16

2.4.7 النفوذية النسبية ثلاثية الأطوار (Three-phase Relative Permeability): 17

2.4.8 تاثير الجاذبية في عملية WAG: 17

2.4.9 أهمية الدراسات المخبرية والمحاكاة: 18

2.5 الحاجة إلى تطوير الامتزاجية (The Need for Miscibility Development): 19

2.6 تأثير المياه الملحية منخفضة الملوحة على استخلاص النفط: 20

2.6.2 دراسات على الصخور الكربوناتية (Carbonate Rocks): 23

2.7 المشاكل المرافقة لعملية الحقن المتناوب (WAG) 24

أهداف الدراسة (Study Objectives) 26

3.5.2 قياس النفوذية وحجم المسام (Absolute Permeability and Pore Volume):..... 38

3.5.2 قياس النفوذية المطلقة (Absolute Permeability Measurement):..... 38

3.5.3 غمر النفط لتحديد درجة التشبع بالمياه المترابطة (Oil Flood To Determine Connate Water Saturation):..... 39

3.5.4 الغمر المائي الثانوي لتحديد درجة التشبع بالنفط المتبقي (Secondary Brine Flood):... 40

3.5.5 غمر ثاني أكسيد الكربون الثانوي (*CO2*Flood Secondary):..... 40

3.5.6 غمر ثاني أكسيد الكربون الثالثي (Flood TertiaryCO_2):..... 42

أهداف الاختبارات ومقاييس الأداء 43

ظروف وبروتوكول التجارب..... 44

تصميم تجارب الـ WAG (الشكل 3.1)..... 44

4.1 أهداف وتصميم الاختبارات..... 45

4.2 الحفاظ على دقة النتائج..... 45

4.1. نتائج اختبارات غمر النفط:..... 46

4.2. نتائج اختبارات غمر المياه الملحية:..... 47

4.3. نتائج عمليات حقن الغاز:..... 48

4.4 مناقشة النتائج:..... 51

..... 56

..... 56

المقترحات:..... 57

الملخص (ABSTRACT)

يتم حالياً دراسة عملية الغمر الغازي الامتزاجي باستخدام ثاني أكسيد الكربون كعملية محتملة لتحسين استخلاص النفط (EOR) لعدد من المكامن في العالم. وتتمثل العوامل الرئيسية التي تؤثر على تنفيذ غمر ثاني أكسيد الكربون في توفر الغاز بأسعار اقتصادية وصافي نسبة الاستخدام لكل برميل نفط إضافي يتم استخلاصه. يتطلب تقليل صافي الاستهلاك التحكم في نسبة الحركية العالية (High mobility ratio) التي تؤدي إلى انخفاض كفاءة الكسح. وللتحكم في نسبة الحركية، تم اقتراح تقنية حقن المياه بالتبادل مع غاز ثاني أكسيد الكربون *(CO_2-WAG)*.

يهدف هذا العمل إلى التقييم التجريبي لاستخلاص النفط عن طريق حقن ثاني أكسيد الكربون في مكمن كربونات مختار بإحدى الدول. تم إجراء نوعين من تجارب غمر ثاني أكسيد الكربون: الحقن المستمر لثاني أكسيد الكربون الامتزاجي وحقن *(CO_2-WAG)* باستخدام جهاز تجريبي متخصص. كما تم بحث أثر تغيير نسبة الغاز إلى الماء، وملوحة المياه، والتشبع المائي الأولي على الأداء العام للغمر. أُجريت جميع الاختبارات المختبرية تحت ظروف محددة من الضغط ودرجة الحرارة بما يتوافق مع ظروف الحقل.

كشفت نتائج هذا الدراسات المخبرية عن اتجاه عام لتحسن استخلاص النفط مع زيادة حجم ثاني أكسيد الكربون داخل العينات الاسطوانية أثناء عملية الغمر. وتراوحت معدلات الاستخلاص النهائي المرصودة ما بين **52%** مع الحقن المستمر للمياه، و **72%** من النفط الأصلي الموجود مع الحقن المستمر لثاني أكسيد الكربون، بينما كانت نتائج استخلاص غمر *(CO_2-WAG)* بينهما. وقد وُجد أن نسبة *(CO_2-WAG)* المثلى هي **1:1**.

الفصل الأول

1.1 نظرة عامة:

يُقدر حجم النفط المتبقي والمحتجز في المكامن المكتشفة بعد عمليات الاستخلاص الأولية والثانوية بحوالي **377 مليار برميل**. يمكن أن يمثل هذا النفط مصدراً للطاقة لسنوات قادمة، إلا أنه وحتى تاريخه، يُعتبر غير قابل للإنتاج باستخدام التقنيات الحالية. تُوجه حالياً نفقات وجهود بحثية ضخمة نحو تعزيز استخلاص هذا النفط، ولكن بنجاح محدود. ورغم أن الاستخلاص الكامل لجميع النفط المحتجز يعد أمراً صعباً، إلا أن قاعدة الموارد المستهدفة ضخمة جداً. ومن بين العمليات الرئيسية المتنافسة لاستخلاص هذه الموارد المحتجزة، يبدو أن **حقن الغاز** هو الخيار المثالي.

تعرّف عمليات تحسين الاستثمار المدعم للنفط (EOR) بأنه: "... النفط الإضافي الذي يمكن إنتاجه اقتصادياً ... زيادة على ما يمكن استخلاصه اقتصادياً بالطرق التقليدية الأولية والثانوية". إن الهدف الرئيسي لأي طريقة من طرق تحسين الاستثمار المدعم النفط (EOR) هو زيادة **العدد الشعري (Capillary Number)**، مما يوفر **نسبة حركية "مناسبة"** ***.(M > 1.0)***

يُعرف العدد الشعري بأنه النسبة بين القوى اللزجة والقوى الشعرية:

$$N_c = \frac{Viscous\ Forces}{Capillary\ Force} = \frac{v.\mu}{\sigma.\cos\theta} \quad \ldots\ldots\ldots\

حيث تمثل k النفوذية النسبية أو الفعالة.

تعتمد الكفاءة الإجمالية لأي عملية من عمليات الاستثمار المدعم للنفط (EOR) على كل من كفاءة الكسح الميكروي (Microscopic) والماكروي (Macroscopic). وبينما يؤثر فرق كثافة الموائع واختلاف خواص الصخورعلى الكفاءة الماكروية، تتأثر كفاءة الإزاحة الميكروية بالتفاعلات البينية التي تشمل التوتر السطحي وزوايا الاتصال الديناميكية.

يعتبر حقن الغاز اليوم ثاني أكبر عملية في عمليات الاستثمار المدعم للنفط. وقد وُجد أن درجة التشبع بالنفط المتبقي في المناطق التي اكتسحها الغاز تكون منخفضة للغاية. ومع ذلك، لطالما كان الكسح الحجمي للغمر مصدر قلق. فنسبة الحركية التي تتحكم في المسح الحجمي بين الغاز المحقون و النفط المزاح في عمليات الغاز تكون عادةً غير مناسبة للغاية بسبب اللزوجة المنخفضة نسبياً للطور المحقون. هذا التفاوت يجعل من التحكم في الحركية، وبالتالي التحكم في بروفايل الغمر، الهاجس الأكبر للتطبيق الناجح لهذه العملية.

أدى القلق المذكور أعلاه إلى تطوير عملية "حقن الماء بالتناوب مع الغاز" (WAG) للتحكم في بروفايل الغمر. وقد وُجد أن الجمع بين كفاءة الإزاحة الميكروية العالية للغاز وكفاءة الكسح الماكروية الأفضل للماء يؤدي إلى زيادة إنتاج النفط الإضافي بشكل ملحوظ مقارنة بالغمر المائي البسيط. اقترح "كودل ودايس" (Caudle and Dyes) عملية WAG لأول مرة في عام 1958، وظلت الطريقة الافتراضية في الصناعة للتحكم في الحركية عند حقن الغاز، ويرجع ذلك أساساً إلى نقص البدائل المثبتة للتحكم في بروفايل الغمر. ويمكن لبارامترات المكمن الرئيسية مثل قابلية التبلل (Wettability)، والتوتر السطحي، درجة التشبع بالماء المتبقي، والفصل الجاذبي (Gravity segregation) أن تضيف تعقيداً إلى تصميم غمر WAG ناجح.

الفصل الثاني

يتم تقديم مراجعة شاملة للمراجع المتعلقة بعملية حقن الغاز بالتناوب مع الماء (WAG) في الأقسام التالية:

2.1 عمليات التحكم بقابلية الحركة (Mobility Control Process):

تعتمد الكفاءة الإجمالية لعملية تحسين الاستثمار المدعم بالنفط (EOR) على كل من كفاءة الإزاحة الميكروية وكفاءة الكسح الحجمي الماكروبي. يتم التحكم في كفاءة الكسح المساحي (Aerial sweep efficiency) بشكل أساسي من خلال نسبة **قابلية الحركة (Mobility ratio)**، إلى جانب التباين الصخري للمكمن بين الموائع المعنية، بينما يحدد فرق الكثافة بين الموائع كفاءة الكسح العمودي. إن انخفاض درجة التشبع بالنفط المتبقي في المناطق المكتسحة وضعف كفاءة الكسح الحجمي هما العاملان الرئيسيان في عمليات غمر الغاز؛ لذا أصبح التحكم في جبهة الغمر (Flood front control) ذا أهمية قصوى.

بـُذلت جهود بحثية هائلة لتحسين التحكم في بروفايل الغمر في عمليات غمر الغاز. وشمل ذلك تطوير **المثقلات المباشرة (Direct thickeners)** باستخدام مواد كيميائية قابلة للذوبان في الغاز مثل:

- ثنائي الكبريتات التيليكيلي (Telechelic Disulfate).
- بوليفلورو أكريليت (Polyfluoroacrylate).
- بوليمرات الفلورو أكريليت–ستيرين المشتركة.

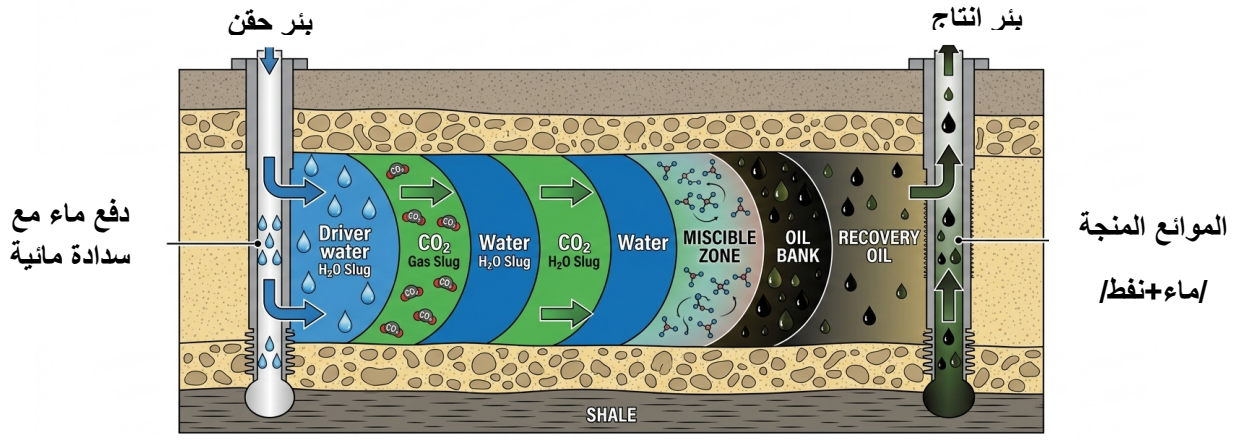
والتي يمكن أن تزيد لزوجة الغازات عدة أضعاف (على سبيل المثال، زيادة لزوجة ثاني أكسيد الكربون بمقدار 2 إلى 100 ضعف). كما تم اقتراح طرق أخرى مثل تعديلات في الشريحة المحقونة، مثل استخدام **سوائل الغاز الطبيعي (LNG)** بدلاً من الماء للنفوط عالية اللزوجة في التشكيلات ذات الضغط المنخفض والإنتاج الضعيف وغير المتماسكة. وعلى الرغم من أن هذه الطرق تبدو واعدة على نطاق المختبر أو المحاكاة، إلا أن قضايا مهمة مثل الجدوى، والتكلفة، وقابلية التطبيق، والسلامة، والأثر البيئي لا تزال بحاجة إلى معالجة.

2.2 عملية حقن المياه المتناوب مع الغاز (WAG Process):

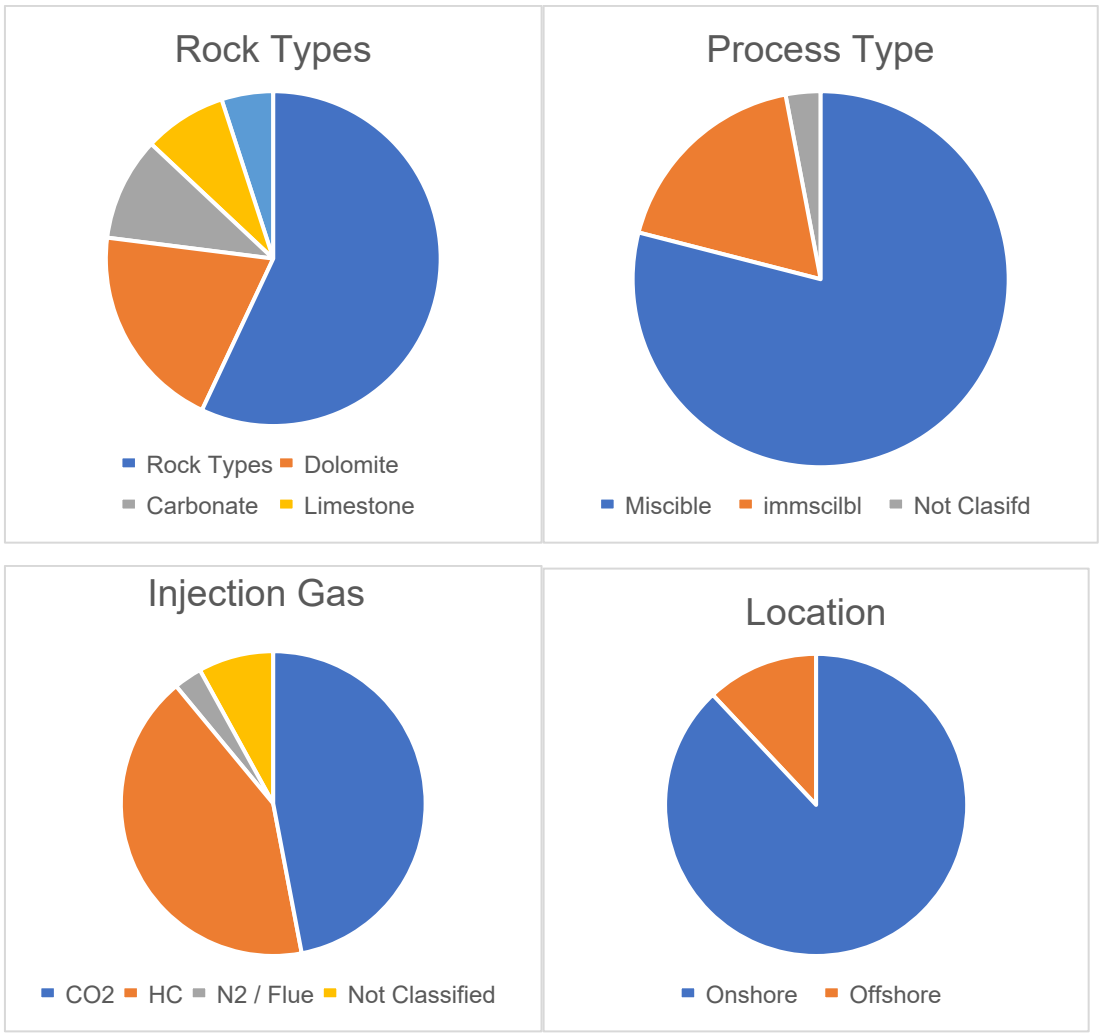
تعتمد جميع مشاريع غمر الغاز الامتزاجي التجارية تقريباً طريقة **WAG**. يوضح الشكل 2.1 رسماً تخطيطياً لعملية **WAG**. تساهم مشاريع حقن الغاز بنحو **40%** من إجمالي إنتاج الاستثمار المدعم (EOR)، ومعظمها عبارة عن غمر بطريقة **WAG**. وقد أُفيد بأن ما يقرب من **80%** من مشاريع غمر **WAG** في الولايات المتحدة كانت ناجحة اقتصادياً.

أشار المسح الذي أجراه **هادلو (Hadlow)** لعمليات **WAG** إلى أن المردود النهائي يتراوح بين **8–14%** من النفط الأصلي الموجود*(OOIP)*، بناءً على المحاكاة والاختبارات التجريبية (Pilot tests). ومع ذلك، أظهر المسح الأحدث عام 2001 الذي أجراه **كريستنسن وآخرون (Christensen et al.)**، والذي استند إلى 59 مشروعاً، أن متوسط الزيادة في استخلاص النفط كان يتراوح بين **5–10%** فقط. وتتجلى شعبية عملية **WAG** بوضوح من خلال العدد المتزايد من المشاريع والعديد من التطبيقات الناجحة على مستوى الحقول.

Fig. 3.2: Detailed Schematic of the CO_2-Water Alternating Gas (WAG) Enhanced Oil Recovery Process



1 مخطط توضيحي للحقن المتناوب لغاز co2 مع الماء في عملية EOR



الشكل 2.2: مسح عمليات WAG – توزيع وتطبيقات عملية الحقن المتناوب.

سلط **كريستنسن وآخرون (Christensen et al.)** الضوء أيضاً على سيناريوهات التطبيق وتوزيع عملية **WAG**. حازت الولايات المتحدة على الحصة الأكبر من تطبيقات **WAG** بنسبة **62.7%**، تليها كندا بنسبة **15.3%**. وقد لوحظ أن العملية طبقت في الغالب في المكامن البرية (Onshore) بنسبة (**88%**)، كما هو موضح في الشكل 1.2، ولكنها قابلة للتطبيق على مجموعة واسعة من أنواع المكامن، من الكلس (Chalk) إلى الحجر الرملي الناعم. وتجلت شعبية الغمر الامتزاجي (Miscible flood) من حقيقة أن **79%** من مشاريع **WAG** استخدمت النمط الامتزاجي. وتصدر غمر ثاني أكسيد الكربون تطبيقات **WAG** بنسبة بلغت **47%** من إجمالي المشاريع، يليه قرب الغاز الهيدروكربوني بنسبة **42%**.

2.3 تصنيف عمليات الحقن المتناوب (WAG Process Classification)

تتطلب تطبيقات المكامن واسعة النطاق نظام تصنيف جيد لفهم وتصميم عملية **WAG** بشكل أفضل. على الرغم من أن **كودل ودايس (Caudle and Dyes)** اقترحا الحقن المتناوب للماء والغاز لتحسين التحكم في قابلية الحركة، إلا أن المراجعات الميدانية تظهر أنهما يُحقنان بشكل منفصل (تبادلي). والسبب الرئيسي لهذا النمط من الحقن هو تحقيق قدرة حقن (Injectivity) أفضل عند حقن مائع واحد فقط في كل مرة.

حاول **كريستنسن وآخرون (Christensen et al.)** تصنيف عملية الحقن المتناوب (WAG) بشكل منهجي؛ حيث قاموا بتجميع العمليات في أربعة أنواع: **الامتزاجي (Miscible)**، **غير الامتزاجي (Immiscible)**، **الهجين (Hybrid)**، وأنواع أخرى بناءً على ضغط وطريقة الحقن. وقد تم تسجيل براءات اختراع للعديد من العمليات المصممة خصيصاً لمكامن معينة، وتُجمع هذه العمليات عموماً تحت تصنيف WAG "الأخرى". ومن الأمثلة على ذلك عملية "Hybrid–WAG" الحاصلة على براءة اختراع من قبل شركة **Unocal**، وعملية "DUWAG" الخاصة بشركة **Shell**. تم تطوير هذه العمليات الحاصلة على براءات اختراع (Hybrid–WAG و DUWAG) لتحسين عمليات الاستخلاص من حقن الغاز، حيث يتم حقن شريحة كبيرة من ثاني أكسيد الكربون تليها عملية WAG بنسبة 1:1.

2.4 بارامترات تصميم عملية الحقن المتناوب (WAG):

أظهرت مراجعة عمليات WAG أن هذه العملية قد طُبقت على صخور تتراوح نفوذيتها من نفوذية الكلس المنخفضة جداً إلى نفوذية الحجر الرملي العالية. وكانت معظم العمليات المطبقة من النوع **الامتزاجي**. وتعتمد مسألة الامتزاج عموماً على توفر الغاز، ولكن يتم الإبلاغ عنها بشكل أساسي كاعتبار اقتصادي ومدى الحاجة لإعادة ضغط المكمن (Repressurization) لتطبيق العملية.

تتمثل قضايا التصميم الرئيسية لعملية WAG في: خصائص المكمن واختلاف خواصه (Heterogeneity)، وخصائص الصخور والموائع، وتركيب الغاز المحقون، ونمط الحقن، ونسبة الحقن المتناوب (WAG ratio)، وتأثيرات النفوذية النسبية ثلاثية الأطوار (Three–phase

relative permeability)، وتشتت التدفق (Flow dispersion). ومن المهم ملاحظة أن حقن الغاز البسيط يُعتبر جزءاً من عملية WAG بنسبة حقن (WAG ratio) تبلغ 0:1، وبالتالي فإن قضايا التصميم المتعلقة بـ WAG تنطبق على حقن الغاز البسيط أيضاً.

2.4.1 اختلاف خواص المكمن والتطبُّق (Reservoir Heterogeneity and Stratification):

يؤثر اختلاف الخواص والتطبق بقوة على عملية استخلاص النفط. وتتأثر المكامن ذات النفوذية العمودية العالية بالتدفق العرضي (Cross–flow) المتعامد مع اتجاه التدفق العمودي. وتؤثر قوى اللزوجة والقوى الشعرية والجاذبية والتشتت عموماً على هذه الظاهرة. قد يؤثر التدفق العرضي في زيادة الكسح العمودي، ولكن تكون التأثيرات ضارة عموماً باستخلاص النفط – ويرجع ذلك أساساً إلى الفصل الجاذبي وانخفاض كفاءة الإزاحة.

ويؤدي ذلك إلى تقليل سرعة تقدم جبهة الحقن في الطبقات ذات النفوذية المنخفضة. وتتأثر عمليات استخلاص النفط بالحقن المتناوب (WAG) وحقن الغاز المستمر بشكل أقوى بهذه الظواهر. إن اختلاف خواص المكمن (Reservoir heterogeneity) يتحكم في أنماط الحقن والكسح أثناء الغمر. وتشير دراسات محاكاة المكامن لمختلف نسب النفوذية العمودية إلى الأفقية k_v / k_h إلى أن النسب العالية تؤثر سلباً على استخلاص النفط في عمليات الحقن المتناوب *(WAG)*.

2.4.2 خصائص الصخور والسوائل:

تتمثل خصائص الموائع عموماً في خواص الـ PVT (الضغط والحجم ودرجة الحرارة) "للنفط الأسود" أو الخواص التركيبية التي يتم الحصول عليها في المخبر عبر إجراءات قياسية. يمكن الحصول على تحديد دقيق جداً لخصائص الموائع باستخدام التقنيات الحالية؛ ومع ذلك، فإن التفاعلات بين الصخور والموائع مثل الالتصاق (Adhesion)، والانتشار (Spreading)، وقابلية التبلل (Wettability) تؤثر على عملية الإزاحة في المكمن.

في برامج محاكاة المكامن، تُدمج التفاعلات بين الصخور والمائع عادةً في بارامتر واحد وهو **النفوذية النسبية (Relative permeability)**. وتعتبر النفوذية النسبية حلقة الوصل بين سلوك الطور وخصائص النقل في النظام. كما تُعد بارامتراً بتروفيزيائياً هاماً، فضلاً عن كونها بارامتراً مدخلاً حرجاً في المحاكاة التنبؤية للغمر الامتزاجي. وعادة ما يتم قياس بيانات النفوذية النسبية في المخبر من خلال إجراءات قياسية باستخدام موائع وعينات اسطوانية مأخوذة من المكمن الفعلي تحت ظروف المكمن.

2.4.3 خصائص الغاز المحقون:

تتعلق هذه المسألة بموقع المكمن أكثر من قابليته للتطبيق. وتعتبر مسألة توفر الغاز هي الأكثر أهمية فيما يخص معايير التصميم. تقترح معايير تصميم حقن ثاني أكسيد الكربون *(CO2)* حداً أدنى للعمق، كما تفرض معايير محددة للجاذبية لزوجة النفط المراد إنتاجه من المكمن المعني. في الحقول البحرية (Offshore)، فإن توفر الغاز الهيدروكربوني مباشرة من الإنتاج يجعل حقن الغاز الهيدروكربوني مجدياً. ومن الأمثلة الجيدة على هذه المسألة حقل "إيكوفيسك" (Ekofisk) حيث تم تطبيق حقن الـ WAG الهيدروكربوني الامتزاجي.

2.4.3 اختيار الغاز:

أشارت الدراسات إلى أن غازات الهيدروكربون كانت الخيار الأنسب لحقل "إيكوفيسك" (Ekofisk)، رغم أن تجارب المختبر أظهرت نتائج استخلاص أعلى عند استخدام ثاني أكسيد الكربون. وبشكل عام، تعتمد معظم الحقول البحرية (Offshore) على الغاز الهيدروكربوني، بينما يظل خيار استخدام *CO2* تحت الدراسة لاعتبارات بيئية وتقليل الانبعاثات.

2.4.4 أنماط الحقن (Injection Pattern):

أظهرت الدراسات الميدانية تفضيل "نمط الخمس نقاط" (5-spot pattern) مع تقارب المسافات بين الآبار في الحقول البرية، وذلك لما يوفره من تحكم دقيق في العملية رغم التكاليف المرتفعة. كما استُخدمت أنماط أخرى مثل "التسع نقاط المقلوب" (Inverted 9-spot) في مشاريع خاصة لشركات كبرى مثل شل ويونوكال.

2.4.5 التدرج (Tapering):

تتمثل عملية التدرج في خفض نسبة الغاز إلى الماء تدريجياً مع تقدم عملية الغمر. الهدف من هذه الاستراتيجية هو:

- التحكم في حركية الغاز ومنع حدوث مسارات تدفق تفضيلية (Channeling).
- منع الاختراق المبكر للغاز (Early breakthrough).
- تقليل تكاليف الغاز المحقون، خاصة عندما يتطلب الأمر إعادة تدويره.

2.4.6 معدل الحقن المتناوب (WAG Ratio):

تعتبر نسبة **1:1** هي الأكثر شيوعاً في التطبيقات الميدانية، لكن النسبة المثلى تتأثر بشكل كبير بحالة "قابلية التبلل" (Wettability) للصخور:

- **الصخور المبللة بالماء (Water-wet):** تميل قوى الجاذبية للسيطرة على الغمر الثالثي، وتؤدي النسب العالية من WAG غالباً إلى انخفاض في استخلاص النفط.
- **الصخور المبللة بالنفط (Oil-wet):** تسيطر ظاهرة "التصبع اللزج" (Viscous fingering) على الغمر، وهنا تحقق نسبة 1:1 أقصى قدر من الاستخلاص.

أما في حالات الغمر التي تهيمن عليها قوى الفصل الجاذبي (Gravity tonguing)، فقد أظهرت النتائج أن الحقن المستمر لثاني أكسيد الكربون قد يكون أكثر فعالية في بعض السيناريوهات.

كانت عملية الحقن المستمر(Slug process) هي الأمثل في حالات معينة، حيث تبين أن نسبة WAG المثلى في عمليات الغمر الثانوي تعتمد على الحجم الكلي لكمية ثاني أكسيد الكربون المحقونة. بالنسبة للصخور المبللة بالماء (Water-wet)، اقتُرحت نسبة WAG تبلغ 0:1 (أي حقن الغاز المستمر) لكل من عمليات الغمر الثانوية والثالثية. أما بالنسبة للصخور المبللة بالنفط جزئياً (Partially oil-wet)، فيُقترح حقن الغاز بنسبة WAG تبلغ 1:1. ويعتمد الاستخلاص هنا على الحجم المحقون، حيث تؤدي الكميات الأكبر إلى نتائج أفضل لأنها تمنح فرصة أكبر لتشكيل بنك الامتزاج (Miscibility bank). وبينما تحقق كمية قدرها $0.6\ PV$ أقصى استخلاص، فإن الاعتبارات الاقتصادية تفرض عادةً أحجاماً تتراوح بين 0.2 **إلى** $0.4\ PV$. وتعتبر عمليات غمر ثاني أكسيد الكربون الثالثية والثانوية (في كل من المكامن المبللة بالنفط والمبللة بالماء) خاضعة

لسيطرة القوى اللزجة (أو ظاهرة التصبع). وفي هذه الحالات، يعزز غمر CO_2 الامتزاجي استخلاص النفط بشكل كبير لأن الامتزاج يقلل من ظاهرة التصبع بشكل ملحوظ.

2.4.7 النفوذية النسبية ثلاثية الأطوار (Three-phase Relative Permeability):

يؤدي حقن WAG إلى نمط تشبع معقد، حيث تزداد وتنقص درجات التشبع بالغاز والماء بالتناوب. وهذا يفرض متطلبات خاصة لوصف النفوذية النسبية للأطوار الثلاثة (النفط، الغاز، والماء). توجد عدة علاقات في المراجع العلمية لحساب النفوذية النسبية ثلاثية الأطوار، لكنها في كثير من الحالات لا تكون دقيقة لحقن WAG، حيث إن معظم النماذج لا تأخذ في الاعتبار تعديلات النفوذية النسبية التي تعتمد على دورات (الماء / الغاز). ويعد نموذج **Stone II** هو الأكثر شيوعاً لحساب النفوذية النسبية ثلاثية الأطوار في برامج محاكاة المكامن التجارية اليوم؛ ومع ذلك، من الضروري الحصول على بيانات تجريبية للعملية المخطط لها لضمان الدقة.

2.4.8 تاثير الجاذبية في عملية WAG:

يشير **جرين وويلهيت (Green and Willhite)** إلى أن فرق الكثافة نفسه بين الغاز المحقون والنفط المزاح — والذي يسبب مشاكل في كفاءة الكسح وضعف الشمولية بسبب تجاوز الغاز (Gravity override) — يمكن استخدامه كقوة دفع إيجابية في المكامن المائلة (Dipping reservoirs). قوى الجاذبية هي التي تحدد "استقرار الوزن النوعي" (Gravity stability) ومسار حركة الموائع داخل المكمن.

يؤدي "الفصل" بين موائع المكمن إلى التحكم في كفاءة الكسح العمودي لعملية الإزاحة. إن الإزاحة المستقرة بفعل الجاذبية (Gravity-stable displacement) للنفط عن طريق الحقن البسيط بالغاز أو تقنية الـ WAG في المكامن المائلة، تؤدي إلى استخلاص عالٍ جداً للنفط. وقد تم تأكيد ذلك من خلال التجارب المخبرية (Pilot tests)، وكذلك التطبيقات الميدانية. وعلى الرغم من أن الغرض الأساسي من حقن WAG هو التخفيف من آثار الفصل الجاذبي وتوفير بروفايل حقن مستقر، إلا أن استخدام WAG في المكامن المائلة (Downdip) قد أظهر تحكماً أفضل في البروفايل ومعدلات استخلاص أعلى؛ لذا فإن اعتبارات الجاذبية في تصميم WAG لا غنى عنها.

2.4.9 أهمية الدراسات المخبرية والمحاكاة:

تعتبر الدراسات المختبرية المفصلة المقترنة بمحاكاة المكامن ذات أهمية قصوى لتصميم ناجح لعملية WAG. فجودة البيانات المدخلة للمحاكي هي المفتاح لتقديم تنبؤات دقيقة. وبالنسبة للمحاكاة التركيبية (Compositional simulations)، يجب إجراء تجارب سلوك الأطوار (Phase behavior) وتجارب الأنبوب الدقيق (Slim–tube) واستخدامها لضبط نموذج معادلة الحالة (EOS). يساعد هذا النموذج المضبوط في التوصيف الدقيق لسوائل المكمن.

كما أن تدرج الانخفاض (Hysteresis) في النفوذية النسبية والضغط الشعري للتدفق ثلاثي الأطوار هي متطلب أساسي عند محاكاة غمر WAG الامتزاجي. وبالرغم من أن هذه التأثيرات التركيبية لا تؤثر على الغمر غير الامتزاجي بنفس القدر الذي تؤثر به على الغمر الامتزاجي، وتجري حالياً تحسينات كبيرة في نماذج النفوذية النسبية ثلاثية الأطوار، ونتيجة لذلك، تتحسن دقة دراسات المحاكاة بشكل مستمر.

2.5 الحاجة إلى تطوير الامتزاجية (The Need for Miscibility Development):

يمكن تقسيم معظم عمليات حقن الغاز إلى امتزاجية أو غير امتزاجية. وتكون عمليات حقن الغاز أكثر فاعلية عندما يكون الغاز المحقون قريباً من الامتزاج الكامل أو ممتزجاً تماماً مع النفط في المكمن. يزيد غمر الغاز من استخلاص النفط عن طريق زيادة **العدد الشعري (Capillary Number)** نتيجة لقيم التوتر السطحي المنخفضة نسبياً بين النفط والغاز المحقون. أما في **الغمر الامتزاجي**، فيتم الحصول على النفط الإضافي من خلال واحدة من ثلاث آليات: إزاحة النفط بواسطة المذيب عبر توليد حالة الامتزاج (أي انعدام التوتر السطحي بين النفط والمذيب، وبالتالي وصول العدد الشعري إلى ما لا نهاية)، وانتفاخ النفط (Oil swelling)، وخفض لزوجة النفط.

استُخدم الغمر الامتزاجي مع أو بدون تقنية WAG للتحكم في ظاهرة **التصبع اللزج (Viscous fingering)** وتقليل التوتر السطحي بين الغاز والنفط في النظام. يتم تحقيق الامتزاج من خلال إعادة رفع ضغط المكمن ليكون أعلى من **ضغط الامتزاج الاصغري (MMP)** للموائع. وقد لاحظ **كريستنسن وآخرون (Christensen et al.)** أنه من الصعب التمييز بين العمليات الامتزاجية وغير الامتزاجية في كثير من الحالات، حيث قد يتم الحصول على امتزاج "متعدد التماس"

(Multicontact miscibility)، مما يؤدي إلى عدم الدقة بشأن عملية الإزاحة الفعلية. كما أن فقدان القدرة على الحقن أو فشل الحفاظ على الضغط في المكمن الفعلي قد يتسبب في تذبذب العملية بين الحالة الامتزاجية وغير الامتزاجية خلال عمر المشروع.

أشار المؤلفون أيضاً إلى أن العمليات الامتزاجية القديمة كانت تستخدم مذيبات باهظة الثمن مثل البروبان، وهو أمر غير اقتصادي في سياق الأسعار الحالي. كما أن مشاكل الحقن وفقدان الضغط تفرض تقارب المسافات بين الآبار، مما يزيد التكاليف، رغم عدم تسجيل تضرر شديد في اقتصاديات المشاريع بسبب هذه المشكلات وحدها، لا يبدو أن هناك إجماعاً في المراجع حول ضرورة تطوير الامتزاج الكامل في غمر الغاز. حيث يقترح **روجرز وجريج (Rogers and Grigg)** أن التوتر السطحي هو البارامتر الأكثر حساسية والأسهل تعديلاً في العدد الشعري، ويريان أن الفائدة الكبرى للغمر الامتزاجي هي الانخفاض الكبير في التوتر السطحي بتكلفة منخفضة نسبياً. ومع ذلك، تم تسجيل قيم متداخلة للتوتر السطحي في حالات الغمر غير الامتزاجي، وشبه الامتزاجي (Near-miscible)، والامتزاجي.

بينما يقترح **روجرز وجريج (Rogers and Grigg)** طرقاً لتحسين العدد الشعري، لا تزال مسألة القوى اللزجة بحاجة إلى معالجة. تعتمد القوى اللزجة بشكل قوي على عدم تجانس المكمن، والخصائص البتروفيزيائية، والتدفق العرضي (Cross-flow)، وبالتالي فهي تعتمد بشكل كبير على طبيعة المكمن نفسه. ويقترح **راو (Rao)** استخدام المواد الكيميائية لتعديل قابلية التبلل (Wettability) في المكامن غير المبللة بالماء، حيث قد لا يكون تحقيق الامتزاج (لتقليل التوتر السطحي) بنفس الأهمية كما هو الحال في المكامن المبللة بالماء، حيث يكون الامتزاج مفيداً لرفع كفاءة الإزاحة على مستوى المسام إلى أقصى حد.

2.6 تأثير المياه الملحية منخفضة الملوحة على استخلاص النفط:

2.6.1 المراحل الأولى من الدراسة:

لاحظ **تانغ ومورو (Tang and Morrow)** زيادة في استخلاص النفط عن طريق الغمر المائي والتشرب التلقائي (Spontaneous imbibition) مع انخفاض الملوحة في حالات عديدة. استخدم الباحثون عينات اسطوانية صخرية "بيريا" (Berea)، ونفط "CS" الخام والمكرر، و7 أنواع مختلفة من المياه الملحية تتراوح ملوحتها بين **35,960** جزء في المليون و **151.5** جزء في المليون.

تحسن الاستخلاص بشكل ملحوظ في مكمن "CS" والعينات الصخرية "بيريا" عند حقن المياه منخفضة الملوحة بدلاً من عالية الملوحة، ولكن التحسن كان طفيفاً في العينات الاسطوانية الخالية من الحبيبات الناتجة. أمام العينات الصخورية "بيريا" التي تم تسخينها ومعالجتها بالحمض لتثبيت الحبيبات الناعمة (Fines)، فلم تأثر بملوحة المياه الملحية.

كما أظهرت العينات الاسطوانية الذي تعرضت للغمر المائي المتكرر إنتاجاً للحبيبات الناعمة وكان حساساً للملوحة في مراحل الغمر المبكرة، ولكنه توقف عن إنتاج الحبيبات وأصبح غير حساس للملوحة في مراحل الغمر المتأخرة. كما لوحظ أن العينات الاسطوانية المشبعة بنسبة **100%** بالنفط الخام في البداية — حيث تكون الحبيبات الناعمة مغمورة تماماً في الطور النفطي — لم يتأثر بملوحة المياه. وأخيراً، فإن العينات الأسطوانية المشبعة بالزيت المعدني المكرر بدلاً من النفط الخام لم يتأثر بالملوحة أيضاً.

خلص **تانغ ومورو** إلى أن المكونات القطبية الثقيلة في النفط الخام تلتصق بالحبيبات الناعمة على طول جدران المسام، وأن هذه الحبيبات ذات "درجة تبلل مختلطة" (Mixed-wet fines) يتم انتزاعها بواسطة المياه منخفضة الملوحة، مما يؤدي إلى تعديل قابلية التبلل وزيادة استخلاص النفط.

أجرى **تشانغ ومورو (Zhang and Morrow)** تجارب الغمر المائي والتشرب التلقائي باستخدام 4 عينات مختلفة من الحجر الرملي "بيريا" وثلاثة أنواع مختلفة من النفط الخام. ولاحظ الباحثون تحسناً في الاستخلاص عند حقن مياه ملحية منخفضة الملوحة في نمطي الإنتاج الثانوي والثالثي.

تفاوت تأثير المياه منخفضة الملوحة بشكل كبير بين عينات "بيريا" المختلفة، مما يشير إلى أن **التركيب المعدني (Mineralogy)** كان المتغير الأكثر أهمية في التأثير على استخلاص النفط. فمثلاً، لم تظهر الكتلة ذات النفوذية الأقل من صخر بيريا (نفوذية النيتروجين تتراوح بين 60 إلى 140 ميللي دارسي) أي حساسية للملوحة، وعُزي هذا النقص في الاستجابة إلى وجود معدن **الكلوريت (Chlorite)**. وفي حالات عدة، استجاب العينات الاسطوانية للمياه منخفضة الملوحة في النمط الثانوي وليس الثالثي. كما أصبح تأثير الملوحة المنخفضة أكثر فعالية مع درجة التشبع بالماء الأولية (S_{wi}). وفي جميع الحالات، كان حقن المياه منخفضة الملوحة مصحوباً بزيادة في الضغط يتبعها انخفاض تدريجي، كما ارتفع الرقم الهيدروجيني (pH) للموائع الخارجة.

على الجانب الآخر، هناك منشورات في المراجع العلمية تشير إلى عدم وجود فائدة من الغمر المائي منخفض الملوحة. فقد استقصى **شارما وفيلوكو (Sharma and Filoco)** تأثير ملوحة المياه

المترابطة (Connate brine) ومياه الحقن والنفط الخام على استخلاص النفط، والتي لها علاقة بدرجة التشبع بالمياه المتبقية، وقابلية التبلل باستخدام العينات الاسطوانية "بيريا"، و3 أنواع مختلفة من النفط، ومياه ملحية بتراكيزمختلفة من كلوريد الصوديوم *(NaCl)*.

في تجارب التشرب (Imbibition)، أدى خفض ملوحة المياه المترابطة إلى زيادة الاستخلاص وأثر بشكل كبير على النفوذية النسبية، بينما لم يكن لملوحة مياه الإزاحة أي تأثير معتبر. وفي تجارب التصريف (Drainage)، لم يتأثر الاستخلاص أو النفوذية النسبية بالملوحة.

أثناء الغمر المائي للنفط الخام، زاد استخلاص النفط مع انخفاض ملوحة المياه المترابطة. ومع ذلك، أثناء الغمر المائي للزيت المعدني، لم يتأثر الاستخلاص بملوحة المياه المترابطة. وفي جميع الحالات، كان استخلاص الغمر المائي غير حساس لملوحة المياه المحقونة. واقترح **شارما وفيلوكو** أن المياه المترابطة منخفضة الملوحة تغير خصائص درجة تبلل سطح الصخر من "مبلل بالماء" إلى "مبلل بشكل مختلط" (Mixed–wet)، وبالتالي تزيد من الاستخلاص.

أجرى **ويب وآخرون (Webb et al.)** دراسة ميدانية رصدوا فيها انخفاضاً في درجة التشبع بالنفط المتبقي S_{or} في المنطقة القريبة من بئر الإنتاج (Near wellbore) عن طريق حقن مياه ملحية منخفضة الملوحة. تم حقن ثلاثة أنواع من المياه الملحية في تكوين صخري فتاتي (Clastic)؛ استُخدمت المياه الأصلية المصنعة (250,000 جزء في المليون) لتحديد خط الأساس، ثم حُقنت مياه البحر المصنعة (120,000 جزء في المليون) ولم تؤدِ لتقليل درجة التشبع بالنفط أكثر، وأخيراً حُقنت مياه منخفضة الملوحة (3,000 جزء في المليون) فأدت إلى خفض S_{or} بشكل ملحوظ في نطاقين رمليين وبشكل طفيف في نطاق ثالث.

من جهة أخرى، أبلغ **تشانغ وآخرون (Zhang et al.)** عن زيادة في الاستخلاص في النمط الثالثي عن طريق تقليل ملوحة مياه المكمن بمقدار 20 ضعفاً. استُخدمت عينتان من الحجر الرملي المكمني، وأظهرت الأشعة السينية *(XRD)* أن العينات غنية بمعدني الشرت (Chert) والكاولينيت (Kaolinite). تم تحقيق استخلاص إضافي يصل إلى **70%** في النمط الثانوي. أما في النمط الثالثي، فقد وصل الاستخلاص الإضافي إلى **25%** في أفضل الحالات، لكن العملية كانت بطيئة وتطلبت حقن أكثر من 10 اضعاف حجم الفراغات المسامية *(PV)*. وعلى عكس ملاحظات الباحثين الآخرين، انخفض الرقم الهيدروجيني *(pH)* في عدة حالات عند حقن المياه منخفضة الملوحة،

وارتبط هبوط الضغط ارتباطاً وثيقاً بالاستخلاص الإضافي؛ حيث كان الضغط يرتفع بشكل ملحوظ ثم ينخفض تدريجياً .

كما رصد **بو وآخرون (Pu et al.)** لأول مرة استخلاصاً ثالثياً باستخدام مياه منخفضة الملوحة في عينات صخرية **شبه خالية من الحبيبات الناعمة.** قام الباحثون بحقن مياه ناتجة عن مياه طبقات الفحم (CBM) في 3 عينات مكمنية مكونة من الكوارتز، الفلسبار، الدولوميت، وسمنت الأنهيدريت،. كانت ملوحة مياه (CBM) حوالي 1,316 جزء في المليون. في جميع الحالات، نجحت مياه (CBM) في تحرير نفط إضافي بعد توقف الإنتاج الناتج عن الغمر بالمياه عالية الملوحة (38,651 جزء في المليون).

"أصبح الغمر المائي بالمياه منخفضة الملوحة في المرحلة الثالثية أقل تأثيراً بعد كل عملية غمر وإعادة استصلاح. وقد تمت معالجة أحد العينات الاسطوانية (Core) بالحمض لإزالة بلورات **الدولوميت**، وتبع ذلك أن أصبح استخلاص النفط غير حساس تجاه الغمر منخفض الملوحة. اقترح **بو وآخرون (Pu et al.)** أن بلورات الدولوميت تلعب دوراً مهماً في آلية استخلاص النفط بالملوحة المنخفضة؛ حيث تكتسب بعض بلورات الدولوميت **بللية مختلطة (Mixed-wet)** نتيجة ملامستها للطور النفطي خلال زيادة زمن العملية. وخلال الغمر منخفض الملوحة، قد تنفصل بلورات الدولوميت عن جدران المسام، مما يؤدي إلى تحرير النفط من سطح الصخر. بعد ذلك، تستقر بلورات الدولوميت المنفصلة عند السطح الفاصل بين النفط الخام والمياه الملحية، مما يزيد من مقاومة تدفق المياه الملحية عند هذا السطح.

2.6.2 دراسات على الصخور الكربوناتية (Carbonate Rocks):

"درس **باغسي وآخرون (Bagci et al.)** تأثير تركيب المياه الملحية على استخلاص النفط عن طريق الغمر المائي باستخدام لباب عينات صخور من الكلس. تم اختبار عشر تراكيب مختلفة للمياه الملحية للحقن خلال هذه الدراسة؛ شملت هذه المياه: كلوريد الصوديوم *(NaCl)*، وكلوريد الكالسيوم *($CaCl_2$)*، وكلوريد البوتاسيوم *(KCl)*، ومزيجاً ثنائياً منها بتركيزين مختلفين (**2%** و**5%** وزناً).

سُجل أعلى استخلاص للنفط بنسبة **35.5%** من إجمالي النفط الموجود أصلاً (OOIP) عند استخدام كلوريد البوتاسيوم (KCl) بتركيز **2%** وزناً . وخلص الباحثون إلى أن أي تعديل في تركيب مياه الحقن في الغمر المائي يمكن أن يوفر نهجاً ممكناً ومجدياً اقتصادياً لزيادة إنتاج النفط. تم ذكر

تعديل قابلية التبلل (Wettability alteration) كسبب لاستخلاص المزيد من النفط ولكن دون تقديم تفسير إضافي. ركز ذلك العمل بشكل أساسي على تجارب غمر العينات الاسطوانية باستخدام عينات اسطوانية طويلة **(20 بوصة)** وعند درجة حرارة مكمن بلغت **122 درجة فهرنهايت**. كما أظهرت عينات المياه الملحية الخارجة (Effluent) من الغمر منخفض الملوحة ارتفاعاً في الرقم الهيدروجيني *(pH)*، وهو ما نتج عن تفاعلات **التبادل الأيوني (Ion exchange)**.

واستنتج **هوغنيسين وآخرون (Hognesen et al.)** أن أي تعديل في أيونات مياه الحقن يمكن أن يؤثر على درجة تبلل الصخور، مما قد يؤدي إلى استخلاص نفط إضافي. وقدموا دراسة تشرب (Imbibition) في ظروف درجات حرارة عالية باستخدام الحجر الكلسي المكمني، ومياه البحر، ومياه التشكيل. وأظهرت النتائج أن زيادة تركيز **أيونات الكبريتات**

"في درجات الحرارة العالية، يمكن أن تعمل **أيونات الكبريتات** كعامل لتعديل قابلية التبلل في الصخور الكربوناتية، مما يؤدي لزيادة استخلاص النفط. ومع ذلك، فإن زيادة تركيز الكبريتات في مياه الحقن ستؤدي إلى تفاقم مشاكل الترسبات القشرية (Scale) وتراكم الكبريت (Souring). علاوة على ذلك، فإن هذه الاستراتيجية لها قيود تتعلق بالملوحة الأولية للمياه الملحية ودرجة الحرارة؛ ففي ظروف درجات الحرارة المنخفضة، تم خلط مادة خافضة للتوتر السطحي (Cationic Surfactant) مع المحلول المائي، مما أدى إلى زيادة التشرب التلقائي (Spontaneous Imbibition) عبر العينات الاسطوانية."

"قدم **ويب وآخرون (Webb et al.)** دراسة قارنت استخلاص النفط من عينات اسطوانية كربوناتية من بحر الشمال باستخدام مياه تكوين مصنعة خالية من الكبريتات، مقابل مياه البحر التي تحتوي على الكبريتات. أُجريت تجارب الضغط الشعري للتشرب تحت ظروف المكمن باستخدام نفط خام ومياه ملحية. وأظهرت النتيجة النهائية أن مياه البحر المصنعة كانت قادرة على تعديل درجة تبلل النظام الكربوناتي، وتحويل درجة تبلل الصخر إلى حالة أكثر بللاً بالماء **(Water–wet)**. استند هذا الاستنتاج إلى التغير في التشبع الملحوظ في اختبار التشرب التلقائي بين مياه التشكيل المصنعة ومياه البحر."

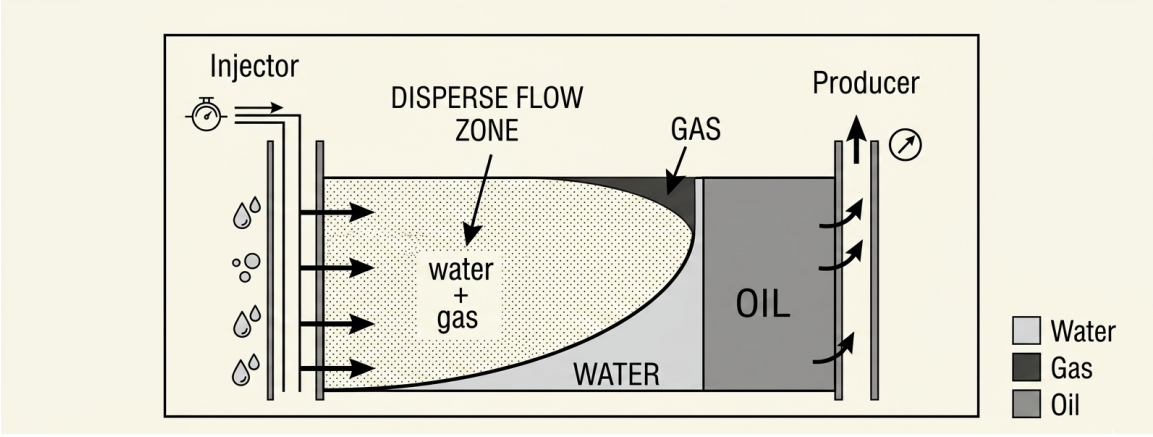
"أُجريت معظم دراسات الغمر المائي منخفض الملوحة على الحجر الكلسي؛ كما أُوصي بمياه البحر كَسائل حقن في تكوينات الطباشير. وأوضح **ستراند وآخرون (Strand et al.)** في دراسات تجريبية أولية الآلية الكيميائية لتعديل قابلية التبلل في الحجر الكلسي المتشقق بعد حقن مياه البحر، ومحلول كلوريد الصوديوم، ومياه التشكيل. استُخدمت مياه بحر اصطناعية مع أيونات الكبريتات

وبدونها لتحديد تأثير أيون الكبريتات على درجة التبلل. وأظهرت نتائج التشرب التلقائي عند درجة حرارة **248 فهرنهايت** زيادة بنسبة **15%** في استخلاص النفط عندما غُمر عينات الحجر الكلسي بمياه البحر مقارنة بمياه البحر الخالية من أيونات الكبريتات. تتميز مياه البحر بأقل إجمالي أملاح ذائبة (TDS) مقارنة بالمياه الملحية الأخرى التي تم فحصها، ولكن الدراسة لم تتضمن أي اختبار لمياه ملحية ذات ملوحة أقل من مياه البحر.

قدم **فيلده (Fielde)** نتائج حول المياه منخفضة الملوحة التي أدت لزيادة استخلاص النفط في تكوينات الحجر الكلسي؛ حيث أُجريت تجارب التشرب التلقائي باستخدام مياه التشكيل والمياه منخفضة الملوحة، وأظهرت المياه منخفضة الملوحة نتائج استخلاص نفطي مشابهة لتجارب مياه البحر.

2.7 المشاكل المرافقة لعملية الحقن المتناوب (WAG)

على الرغم من أن النماذج المخبرية تظهر كفاءة كسح عالية جداً، إلا أن تعقيدات التشغيل وظاهرة **تجاوز " الجاذبية " (Gravity override)** تجعل من WAG عملية ميدانية صعبة للحد من حالات عدم الاستقرار الناتجة عن تفاوت الحركية (Mobility) المرتبطة بعمليات حقن الغاز. يوضح الشكل 2.3 انخفاض كفاءة الكسح في المناطق البعيدة عن بئر الحقن، والفصل الجاذبي للغاز والماء المحقونين.



2-3 مخطط تسرب الغاز والماء بفعل الجاذبية في المنطقة البعيدة

تظهر مراجعة الأدبيات أن حقن الغاز يُطبق عموماً كغمر ثالثي (Tertiary flood) بعد الغمر المائي الثانوي. وتعمل درجات التشبع العالية بالمياه على حجب النفط المتبقي عن المذيب المحقون، مما يؤدي إلى ظهور **تأثير حجب المياه (Water–shielding effect)** الشديد في غمر الغاز الثالثي. هذا التأثير يكون أكثر بروزاً في المكامن المبللة بالماء (Water–wet). وتؤثر قابلية التبلل على تأثير حجب المياه.

بالإضافة إلى هذه المشكلات المتعلقة بالمكمن، هناك العديد من المشكلات التشغيلية المسجلة عند تنفيذ تقنية WAG مثل **التآكل (Corrosion)**، وتكون **الأسفلتين والهيدرات**، والاختراق المبكر للغاز (**Early breakthrough**). وقد وصف كريستنسن وآخرون قائمة كاملة وشاملة لمشكلات التشغيل

أشار **كريستنسن وآخرون (Christensen et al.)** إلى أن الإدارة الجيدة وإجراءات التشغيل السليمة ضرورية للتخفيف من حدة هذه المشاكل التقنية. ونادراً ما تُلاحظ آثار سلبية دائمة مع حقن **WAG**، حيث تم التعامل مع معظم مشكلات التشغيل بنجاح. ومع ذلك، تتطلب هذه الإجراءات مراقبة وثيقة وتحديثاً مستمراً. من الجدير بالذكر أن معدلات الاستخلاص الإضافية لعملية **WAG** نادراً ما تتجاوز **5–10%**، وتُعتبر مشكلات التشغيل الكبرى جزءاً من الروتين اليومي للمشغلين.

أهداف الدراسة (Study Objectives)

يتمثل الهدف من هذا العمل في استقصاء عملية **CO2 WAG** وتحسين العوامل التي تؤثر على أدائها، مثل:

- **نسبة الحقن التبادلي (WAG ratio).**
- **توقيت حقن الـ WAG.**
- **ملوحة المياه الملحية (Brine salinity).**

سيتم إجراء هذه الدراسة باستخدام عينات صخرية كربوناتية (**Carbonate cores**) تم جمعها من احدى الحقول.

الفصل الثالث

3.1 تحديد المهام (Tasks Identification):

تعتبر تجارب غمر العينات الاسطوانية (Coreflood experiments) لتحديد خصائص التدفق متعدد الأطوار للموائع هي المحور الأساسي لهذا العمل.

تعد تجارب غمر العينات الاسطوانية في هذا المشروع من نوع الإزاحة الديناميكية (Dynamic displacement).

يتطلب العمل تحديد المؤشرات (Parameters) لدراسة تأثيراتها على العملية بشكل فعال.

استُخدم غاز ثاني أكسيد الكربون النقي ونوعان من مياه الحقن كمواد محقونة في عمليات الغمر.

استُخدمت عينات من النفط الميت (Dead oil) من الحقل المعني كطور زيتي (Oleic phase).

استُخدمت عينات مياه مالحة (Brine) فعلية من نفس الحقل كطور مائي (Aqueous phase).

في البداية، أُجريت تجارب غمر للحالة الاساسية (Base case) باستخدام عينات أسطوانة كربوناتية فعلية ومياه تشكيل ونفط ميت.

أُجريت تجارب الحالة المرجعية باستخدام الحقن المستمر للمياه، والحقن المستمر لغاز ثاني أكسيد الكربون (CCGI) بنمط التدفق الامتزاجي (Miscible flow) باستخدام منظومة عينات اسطوانية عمودية.

أُجريت تجارب مماثلة باستخدام نمط تدفق الحقن المتناوب (CO2 WAG) بنسب حقن (WAG ratios) مختلفة وملوحات مختلفة لمياه الحقن.

هدف ذلك هو دراسة تأثير تركيب مياه الحقن، ونسبة الحقن المتناوب، وتوقيت الحقن على الاستخلاص النهائي للنفط.

3.2 موائع التجارب (Experimental Fluids):

استُخدمت كواشف كيميائية ذات درجة تحليلية (Analytic grade) في جميع التجارب.

كانت الأملاح المستخدمة لتحضير مياه التشكيل المصنعة ذات نقاوة تصل إلى 99.99%.

تمت فلترة مياه الحقن الفعلية.

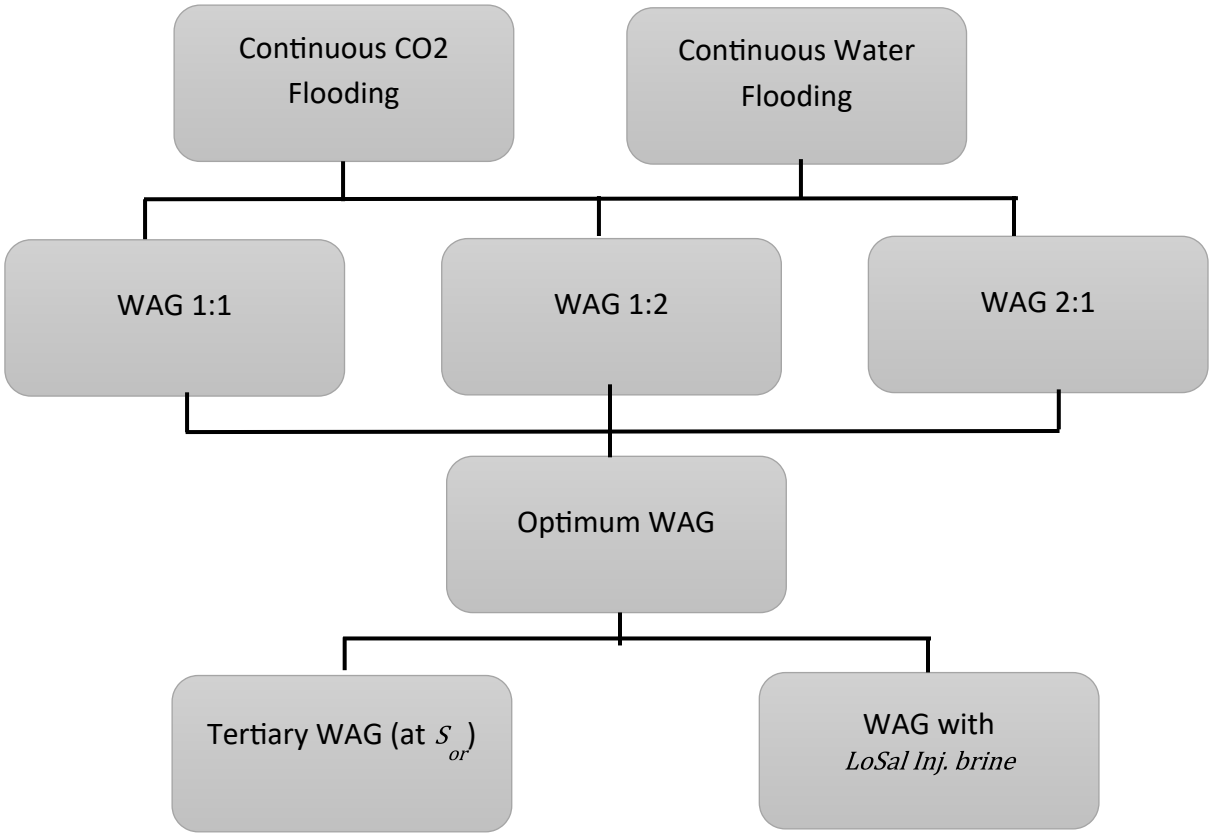
mg/L							
Brine	Ca^{++}	Mg^{++}	Na^{+}	HCO^{-3}	Cl^{-}	SO^{--4}	*TDS salinity (ppm)*
Formation Brine	15992	1282	51820	391	111852	272	163,071
UER	14033	3024	57613	244	122023	420	197,584
UER 5000 ppm	355	77	1458	6	3088	11	5000

3-1 يوضح الجدول تركيب مختلف أنواع المياه المالحة المستخدمة في الاختبارات

Component	Mole%	Component	Mole%
H_2	0	C_5	0.01
H_2S	0	iC_5	1.99
CO_2	2.59	nC_5	2.66
N_2	0.12	C_6	4.78
C_1	34.16	C_7	3.82
C_2	6.72	C_8	6.11
C_3	6.36	C_9	2.58
iC_4	1.54	C_{10+}	22.51
nC_4	4.05	*Total*	100

3.3 التصميم المخبري (Experimental Design):

تُعرض خطة التجارب التي تم تنفيذها لتحقيق أهداف هذه الدراسة في مخطط صندوقي (Block diagram) كما هو موضح في الشكل (3-1).



أجريت جميع تجارب غمر الغاز في نمط الغمر الامتزاجي (Miscible mode).

أي أن ضغط الحقن كان أعلى من ضغط الامتزاج الاصغري (MMP) بين ثاني أكسيد الكربون والنفط.

وُجد أن ضغط الامتزاج الاصغري يبلغ حوالي 2700 رطل على البوصة المربعة المطلقة (psia) باستخدام العلاقات الرياضية واسعة الاستخدام.

وبناءً على ذلك، تم تحديد ضغط الحقن لجميع التجارب عند 3000 رطل على البوصة المربعة المطلقة (psia).

تضمنت هذه الدراسة إجراء أربع مجموعات من التجارب على النحو التالي:

المجموعة (أ): غمر الحالة الاساسية (Base Case Flooding):

(عينة اسطوانة كربوناتية + نفط ميت + مياه التشكيل الملحية)

• غمر مائي مستمر باستخدام مياه (UER) في النموذج العمودي.

• غمر مستمر لثاني أكسيد الكربون الامتزاجي في النموذج العمودي.

المجموعة (ب): تحديد نسبة الحقن المتناوب المثلى (Optimum WAG Ratio):

(عينة اسطوانة كربوناتية + نفط ميت + مياه التشكيل الملحية)

• غمر ثانوي بنمط الحقن المتناوب (WAG) بنسبة 1:1 في الوضع العمودي.

• غمر ثانوي بنمط الحقن المتناوب (WAG) بنسبة 1:2 في الوضع العمودي.

• غمر ثانوي بنمط الحقن المتناوب (WAG) بنسبة 2:1 في الوضع العمودي.

المجموعة (ج): تحديد الزمن الأمثل للحقن المتناوب (Optimum WAG Timing):

(عينة اسطوانة كربوناتية + نفط ميت + مياه التشكيل الملحية)

• غمر بنمط الحقن المتناوب (WAG) بنسبة 1:1 عند درجة التشبع بالنفط المتبقي (Sor) في الوضع العمودي المتناوب.

المجموعة (د): تأثير حقن المياه منخفضة الملوحة على أداء الحقن المتناوب:

• غمر ثانوي بنمط الحقن المتناوب (WAG) باستخدام حقن المياه منخفضة الملوحة *(LoSal)* في الوضع العمودي.

3.4 التجهيزات المخبرية (Experimental Setup):

جهاز غمر العينات الاسطوانية ذو الضغط العالي لإجراء تجارب غمر العينات في الحالة غير المستقرة (Unsteady-state).

يوضح الشكل (3.2) المخطط التوضيحي للجهاز المستخدم.

يتكون الجهاز من مضختين حقن ذات ضغط عال (High-pressure syringe pumps).

تستخدم المضخة الأولى لحقن المياه العذبة بمعدل تدفق محدد إلى الجزء السفلي من وعاء النقل ذو المكبس العائم (Floating piston transfer vessel).

وتستخدم المضخة الأخرى لحقن ثاني أكسيد الكربون في حالته فوق الحرجة (*Supercritical* CO_2)داخل العينة الاسطوانية.

تم ملء وعاء النقل مائع الحقن (المياه الملحية) المراد ضخه داخل العينة الاسطوانية.

تنقل أنابيب فولاذية عالية الضغط (قطر داخلي 1/8 بوصة) السائل المراد حقنه إلى العينة بمساعدة لوحة إعادة توزيع الموائع.

يسمح للموائع المنتجة بالمرور عبر منظم الضغط الخلفي (BPR) المضبوط مسبقاً عند 3000 رطل على البوصة المربعة المطلقة (psia).

تنتقل الموائع بعد ذلك إلى أسطوانة قياس أو ميزان إلكتروني لتحديد الإنتاج التراكمي للسوائل كتابع الزمن التشغيل أو حجم المسام المحقون.

تم قياس ضغوط المدخل، والمخرج، والضغط التفاضلي، والضغط الخلفي، وضغط الحيز الحلقي باستخدام منظمات ضغط تمت معايرتها مسبقاً مقابل جهاز اختبار الوزن الساكن القياسي (Dead-weight tester).

في هذا العمل، استُخدمت عينات اسطوانة كربوناتية قصيرة مختارة كوسط مسامي للتجارب. تتميز هذه العينات بوجود غلاف واحد من "التيفلون" (Teflon) عليها لمنع تعرضها للتلف أثناء التجربة. كما يحمي هذا الغلاف العينات أثناء عمليات المعالجة مثل تسوية الأطراف، والتلميع، وتقطيع العينات.

تظهر العناصر الأساسية لجهاز غمر العينات الاسطوانية موضحة بالبيانات في الشكل (3-2).

كما تعرض الأشكال من (3-3) إلى (3-6) صوراً منفردة للمواد والمعدات المستخدمة في التجارب.

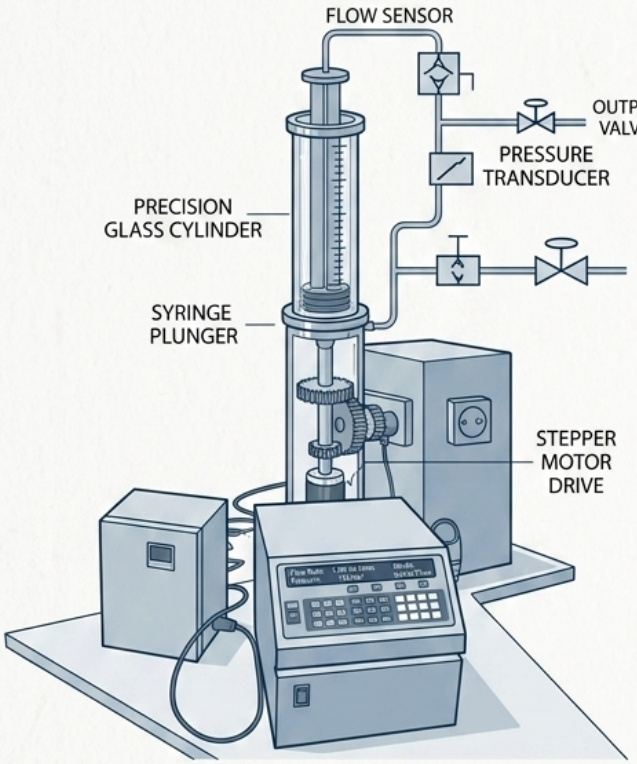


Figure 3.4: Syringe Pump

34

4-3 مضخة حقن

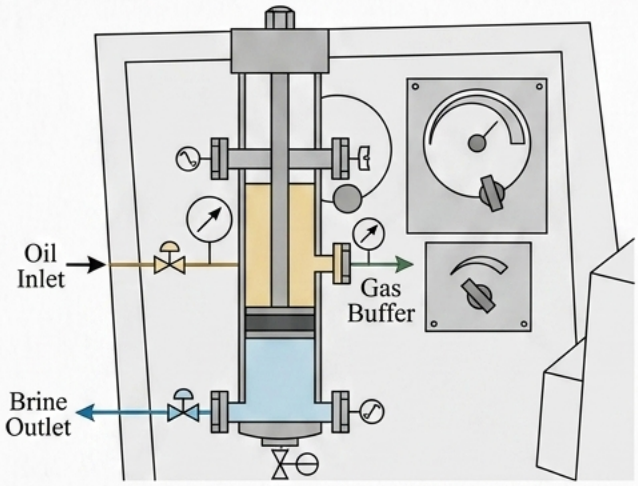
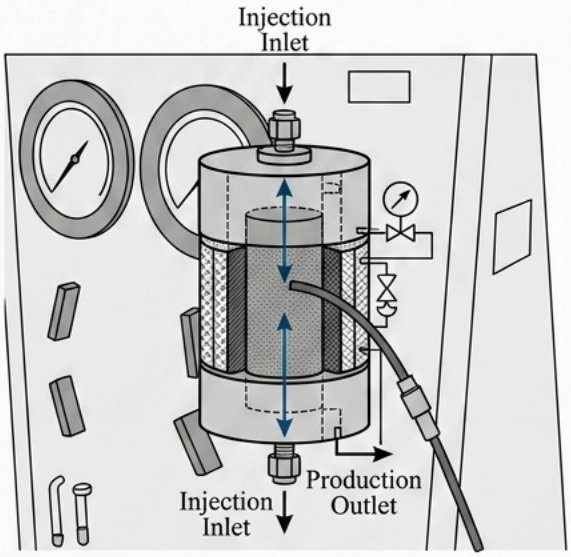


Figure 3.5: Oil/Brine Accumulator

3-5 مجمع النفط/ المحلول الملحي



3-6 حامل العينة

3.5 الإجراءات المخبرية (Experimental Procedure):

تم إجراء نوعين من التجارب في هذه الدراسة، وهما: الحقن المستمر لثاني أكسيد الكربون (Continuous CO_2 Injection) والحقن المتناوب (*WAG*). تضمنت جميع التجارب الخطوات التالية:

1. **التشبيع بالمياه الملحية:** لتحديد حجم المسام والنفوذية المطلقة.
2. **غمر النفط:** للوصول إلى درجة التشبع بالمياه المترابطة (S_{wc}).
3. **قياس نفوذية النفط القصوى:** عند نقطة النهاية (End-point oil permeability).
4. **الغمر المائي:** للوصول إلى درجة التشبع بالنفط المتبقي (S_{or})، وهو ما يمثل عملية الاستخلاص الثانوية.
5. **قياس نفوذية الماء القصوى:** عند نقطة النهاية.
6. **غمر الغاز الثالثي:** سواء بالحقن المستمر أو المتناوب (WAG).

بعد تنظيف العينة، يتم ملؤها بمحلول ملحي لتحديد حجم المسام (PV) والنفوذية المطلقة (K). ثم يتم الوصول إلى درجة التشبع بالمياه المترابطة عن طريق ضخ النفط الخام بمعدل تدفق عالٍ (**160 سم³/ساعة**). بعد ذلك، تُغمر العينة بالماء بمعدل (**60 سم³/ساعة**) باستخدام مياه ملحية مماثلة في التركيب للمياه المترابطة للوصول إلى حالة الاستخلاص الثانوي.

3.5.1 إجراءات تنظيف العينة الاسطوانية (Core Cleaning Procedure):

استُخدم جهاز "ساكسليت" للاستخلاص (Soxhlet Extraction Apparatus)، الموضح في الشكل (3.9)، لاستخلاص النفط والأملاح وتنظيف العينات الاسطوانية. يتميز هذا الجهاز بقدرته على معالجة **6 عينات** في وقت واحد.

- **التولوين (Toluene):** يُستخدم عادةً لاستخلاص المواد الهيدروكربونية (النفط).
- **الميثانول (Methanol):** يُستخدم لإذابة الأملاح المترسبة.

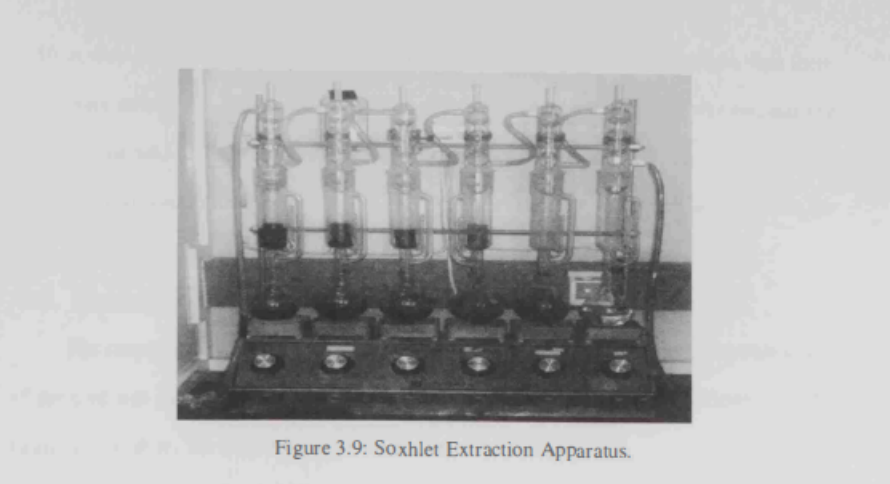
خطوات التنظيف القياسية:

1. وضع العينات في الجهاز وتعريضها لبخار التولوين حتى يخرج المذيب صافياً (دليل على إزالة النفط).

2. استبدال التولوين بالميثانول لإزالة الأملاح.
3. تجفيف العينات في فرن تحت درجة حرارة مضبوطة لضمان عدم تلف المعادن الطينية.

تكملة لإجراءات تنظيف العينات الاسطوانية باستخدام جهاز "ساكسليت"، يتم اتباع الخطوات الدقيقة التالية لضمان إزالة كافة الشوائب الهيدروكربونية والأملاح:

1. **وضعية العينات:** توضع العينات في الجزء العلوي من جهاز "ساكسليت" (كما هو موضح في الشكل 3.9).



3-7 جهاز ساكسليت

2. **إضافة المذيب:** يُضاف **التولوين** إلى الدورق السفلي (Lower flask).
3. **التبريد:** يتم تشغيل تدفق المياه عبر المكثف (Water condenser) لبدء عملية التكثيف.
4. **التسخين:** يُشغل السخان الموجود أسفل الدوارق لتبخير المذيب.
5. **مدة التنظيف:** تُترك العينات في الجهاز لمدة **ثلاثة أيام** تحت المراقبة المستمرة.
6. **التجفيف الأولي:** بعد انقضاء الأيام الثلاثة، تُرفع العينات وتُترك في الهواء الطلق لمدة **ساعتين** على الأقل لتتبخر بقايا المذيب.
7. **اختبار الأشعة فوق البنفسجية (UV):** تُعرض العينات لمصدر ضوء فوق بنفسجي؛ فإذا لوحظ وجود "وميض فلوري" (Fluorescence)، فهذا يعني وجود بقايا مواد عضوية، وعندها يجب تكرار الخطوات من 1 إلى 6. إذا لم يظهر وميض، فهذا يثبت خلو العينة من المواد العضوية.

8. **إزالة الأملاح:** تُكرر الخطوات من 1 إلى 6 باستخدام **الميثانول** بدلاً من التولوين لإذابة وإزالة الأملاح المترسبة داخل المسام.
9. **التجفيف النهائي:** بعد ثلاثة أيام من التنظيف بالميثانول، تُرفع العينات وتُجفف في الهواء الطلق لمدة **ساعتين** على الأقل.

3.5.2 قياس النفوذية وحجم المسام (Absolute Permeability and Pore Volume):

بمجرد تنظيف العينات وتجفيفها، يتم قياس الخصائص الفيزيائية الأساسية:

- **حجم المسام (PV):** يُحسب عادةً باستخدام طريقة التشبع بالمياه الملحية أو طريقة تمدد الغاز (Boyle's Law).
- **النفوذية المطلقة k:** تُقاس عن طريق ضخ المياه الملحية (Brine) بمعدلات تدفق مختلفة (q) وقياس فرق الضغط الناتج (Delta P\) عبر العينة، ثم تطبيق قانون دارسي:

$$k=\frac{14600\ Q\ \mu\ L}{A\Delta P}$$

10. **اختبار نترات الفضة ($AgNO_3$):** للتأكد من خلو العينة تماماً من الأملاح، يتم وضع قطرة من محلول نترات الفضة على العينة؛ إذا تشكل راسب أبيض *(AgCl)*، فهذا يدل على وجود بقايا أملاح، وعندها يجب تكرار الخطوتين 8 و9. إذا لم يتشكل راسب، فقد تمت عملية التنظيف بنجاح.
11. **التجفيف النهائي:** تُترك العينات في الهواء الطلق لمدة ساعتين، ثم تُوضع في الفرن لمدة **8 ساعات** لضمان الجفاف التام.

3.5.2 قياس النفوذية المطلقة (Absolute Permeability Measurement):

تبدأ هذه الخطوة بتشبيع العينة بالكامل بالمياه الملحية (Brine). قياس النفوذية المطلقة ليس فقط بارامتراً فيزيائياً للمكمن، بل هو وسيلة للتأكد من جودة تنظيف المسام.

الإجراءات القياسية:

- **الغمر الأولي:** يتم غمر العينة بالمياه الملحية الاصطناعية (لمدة ساعة إلى ساعتين لكل معدل تدفق) لإزالة أي هواء محبوس وللوصول إلى حالة توازن الضغط.
- **استقرار الضغط:** يستمر الغمر حتى يتم الحصول على فرق ضغط (Delta P) ثابت ومستقر.
- **تسجيل البيانات:** يتم تسجيل معدلات تدفق الماء وفرق الضغط الناتج في جداول مخصصة.
- **تعدد معدلات التدفق:** تُكرر العملية لثلاثة معدلات تدفق مختلفة على الأقل لضمان توافق النتائج ودقة القياس.

الحسابات:

تُحسب النفوذية المطلقة k باستخدام قانون دارسي *Darcy's Law* الموضح في المعادلة التالية:

حيث أن:

$$k=\frac{14600 \cdot Q \cdot \mu \cdot L}{A \Delta P}$$

- Q: معدل التدفق (cm^3/sec).
- μ: لزوجة السائل المحقون (cp).
- L: طول العينة (cm).
- A: مساحة المقطع العرضي (cm^2).
- ΔP: فرق الضغط (psi).

بمجرد الانتهاء من قياس النفوذية المطلقة، ستكون الخطوة التالية هي **غمر النفط (Oil Flooding)** لإزاحة الماء والوصول إلى درجة التشبع بالماء المترابطة

3.5.3 غمر النفط لتحديد درجة التشبع بالمياه المترابطة (Oil Flood To Determine Connate Water Saturation):

يتم نقل الطور الزيتي (نفط خام من حقل بوحصا) أولاً إلى وعاء نقل النفط، ثم يُضخ في العينة الاسطوانية باستخدام مضخة الحقن. من الضروري جداً **فلترة النفط** قبل ضخه في العينة لتجنب انسداد المسام.

- يتم غمر العينة بالنفط الخام بحجم مسامي مقداره $2.0PV$ (ضعفي حجم المسام).

- يتم قياس وتسجيل الأحجام التراكمية للمياه والنفط المنتجة، بالإضافة إلى فرق الضغط، كتابع للزمن.
- يُجرى غمر النفط بمعدلات تدفق منخفضة لمنع حدوث ظاهرة "**التصبع النفطي**" (**Oil fingering**).
- بعد حقن $2.0PV$ من النفط، أو عند توقف إنتاج الماء تماماً (أيهما يحدث لاحقاً)، يتم خفض معدل التدفق والسماح للنظام بالاستقرار قبل قياس فروق الضغط المستقرة.
- يتم تحديد **درجة التشبع بالمياه المترابطة** (S_{wc}) باستخدام حسابات ميزان المواد (Material Balance).

3.5.4 الغمر المائي الثانوي لتحديد درجة التشبع بالنفط المتبقي (Secondary Brine Flood):

بمجرد وصول العينات إلى حالة درجة التشبع بالمياه المترابطة ودرجة التشبع الأولية، وقبل البدء بغمر المياه الملحية، تخضع العينات لعملية "**نقع**" لمدة أسبوعين. تهدف هذه العملية إلى استعادة قابلية التبلل الاولية للصخر وتحسين توزيع النفط والماء على مستوى المسام.

إجراءات الغمر هي كما يلي:

- تُغمر العينة باستخدام مياه ملحية $2PV$ تقريباً بعد انتهاء غمر النفط.
- يتم تسجيل أحجام الماء والنفط المنتجة كتابع للزمن، مع الحفاظ على استقرار فرق الضغط.
- يُجرى الغمر بمعدل تدفق منخفض لضمان عدم حدوث تصبع (Fingering).
- بعد حقن حوالي$2PV$ يتم خفض معدل التدفق والسماح للنظام بالاستقرار لقياس فروق الضغط الثابتة وتحديد **درجة التشبع بالنفط المتبقي** S_{or}.
- يتم استخدام فرق الضغط المستقر المقاس ومعدل التدفق المقابل له لحساب **النفوذية النسبية للماء** K_{rw} **عند نقطة النهاية** باستخدام قانون دارسي.
- يُستخدم **ميزان المواد (Material Balance)** لحساب **درجة التشبع بالنفط المتبقي** S_{or}.

3.5.5 غمر ثاني أكسيد الكربون الثانوي (Flood Secondary CO_2):

تكون العينات في هذه المرحلة درجة التشبع بالمياه المترابطة بدرجة التشبع الاولية بالنفط. وقبل البدء بحقن CO_2 ، يتم **تعتيق العينات (Aging)** لمدة أسبوعين لاستعادة درجة التبلل الاصلية وتوزيع السوائل بشكل دقيق داخل المسام.

أُجري حقن الغاز الثانوي بنمطين: **الحقن المستمر لثاني أكسيد الكربون (CCGI)** وحقن **المياه المتبادل مع الغاز (WAG)**، وفقاً للإجراءات التالية:

3.5.5.1 الحقن المستمر لثاني أكسيد الكربون (CCGI):

- يتم غمر العينة بغاز CO_2 بعد الانتهاء من الغمر المائي.
- يُنفذ الغمر عادةً بمعدل تدفق منخفض جداً **(0.5 سم³/دقيقة)** لضمان استقرار الإزاحة وتلبية **معيار "ليس ورابابورت" (Leas and Rappaport criterion)** الذي يضمن استقرار التدفق.
- تعتبر هذه الخطوة الأبطأ في الإجراء المخبري بالكامل، وتتطلب تخطيطاً ومراقبة دقيقة للغاية.
- يتم قياس أحجام الماء والنفط المنتجة باستخدام قراءات الفاصل (Separator) وجدولتها كتابع للزمن (أو حجم المسام المحقون PV).
- يُطبق ميزان المواد لاحقاً لحساب التشبع النفطي المتبقي S_{or}

3.5.5.2 حقن المياه بالتناوب مع الغاز (CO_2 WAG):

- يتم غمر العينة بثاني أكسيد الكربون والماء بالتناوب بعد الغمر المائي الأولي.
- يُجرى الغمر بمعدل تدفق منخفض نسبياً **(0.5 سم³/دقيقة)** لضمان استقرار الغمر وتلبية معيار "ليس ورابابورت".
- مرة أخرى، تمثل هذه العملية...

تعتبر هذه المرحلة الأبطأ والأكثر حساسية في الإجراء المخبري بالكامل، وتتطلب تخطيطاً دقيقاً ومراقبة مستمرة لضمان دقة النتائج.

تكملة إجراءات حقن (WAG) الثانوي:

- **حجم الشريحة (Slug Size):** تم استخدام حجم شريحة قدره **20%** من حجم المسام *(PV)*. حيث يتم حقن الغاز والماء بالتناوب في دورات، سعة كل منها **20%** من حجم المسام.
- **توازن الضغط:** من الضروري جداً أن يكون الضغط متساوياً في كل من أسطوانات الماء المالح وبراميل الغاز لمنع عدم الاستقرار والاختراق المبكر *(Early breakthrough)* أثناء الغمر. ولتحقيق ذلك، تم توصيل أوعية نقل المياه وثاني أكسيد الكربون بالمضخة وتركها لتتوازن لمدة **24 ساعة** على الأقل.
- **عملية الحقن:** بعد توازن الضغط، يتم حقن شريحة غاز بحجم *20 %PV*، يليها مباشرة حقن شريحة من الماء المالح بنفس الحجم.
- **عدد الدورات:** تم تكرار هذا الإجراء لمدة **دورتين** *(2 Cycles)*.
- **القياسات:** تم قياس أحجام الماء والزيت المنتجة باستخدام قارئ الفاصل *(Separator)* وجدولتها كتابع للزمن (أو حجم المسام المحقون).
- **الحسابات:** تم تطبيق الموازنة المادية لاحقاً لحساب **درجة التشبع بالنفط المتبقي** S_{or}

3.5.6 غمر ثاني أكسيد الكربون الثالثي (Flood TertiaryCO_2):

يُقصد بالغمر الثالثي هنا هو الحقن الذي يتم بعد اكتمال عملية الغمر المائي الثانوي (أي عندما يصل المكمن أو العينة إلى S_{orw}. تم تنفيذ هذا الغمر بنمط واحد فقط وهو الحقن المتقارب للمياه والغاز *(WAG)*.

3.5.6.1 إجراءات حقن (WAG) الثالثي:

- يتم غمر العينة بالتقارب بين CO_2 والماء بعد انتهاء مرحلة الغمر المائي بالكامل.
- يتم إجراء الغمر بمعدل تدفق منخفض نسبياً **(0.5 سم³/دقيقة)** لضمان استقرار الإزاحة وتلبية **معيار "ليس ورابابورت" (Leas and Rappaport criterion)**.
- وكما ذكرنا سابقاً، تمثل هذه الخطوة المرحلة الأكثر استهلاكاً للوقت وتتطلب انتباهاً تشغيلياً عالياً.

تكملةً لإجراءات حقن **WAG الثالثي**، تم اتباع نفس المعايير الدقيقة لضمان أقصى كفاءة للإزاحة وتقليل الفواقد الفنية أثناء التجربة:

- **حجم الشريحة (Slug Size)**: استُخدمت شرائح بحجم **20%** من حجم المسام *(PV)* لكل من الغاز والماء، حيث يتم حقنهما بالتناوب.
- **توازن الضغوط:** لضمان استقرار جبهته المزاحة ومنع الاختراق المبكر *(Early breakthrough)* للغاز، كان من الضروري موازنة الضغوط داخل أسطوانات الماء والغاز. تم ربط أوعية النقل بالمضخة وتركها لمدة **24 ساعة** على الأقل للوصول إلى حالة التوازن الميكانيكي الحراري.
- **آلية الحقن:** بعد التوازن، يتم حقن شريحة الغاز أولاً بنسبة *20 %PV*، يتبعها مباشرة شريحة مائية بنفس الحجم.
- **عدد الدورات:** نُفذت هذه العملية على مدار **دورتين كاملتين**.
- **تسجيل البيانات:** تم رصد حجوم النفط والماء المنتجة بدقة باستخدام قراءات الفاصل *(Separator)* وجدولتها زمنياً أو بناءً على حجم المسام المحقون.
- **الحساب النهائي:** في نهاية التجربة، طُبقت حسابات الموازنة المادية (Material Balance) لتحديد درجة التشبع بالنفط المتبقي النهائية S_{or}.

أُجريت اختبارات غمر العينات الاسطوانية (Core flooding) على ثلاث مراحل أساسية:

1. **غمر النفط الأولي (Preliminary oil flood)**: لقياس درجة التشبع بالماء المتبقية في العينات الاسطوانية.
2. **حقن المياه الملحية (Brine injection)**: لتحديد الاستخلاص الثانوي والتشبع النفطي المتبقي *(S_{orw})* بعد الغمر المائي.
3. **حقن الغاز الامتزاجي (Miscible gas injection)**: سواء عن طريق حقن غاز ثاني أكسيد الكربون المستمر (**CCGI**) أو الحقن المتناب (**WAG**)، وذلك لتقييم كفاءة هذه العمليات في الاستخلاص.

أهداف الاختبارات ومقاييس الأداء

كان الهدف الرئيسي هو تحديد تأثير كل من:

- نمط حقن الغاز (CCGI مقابل WAG).
- نسبة الحقن المتناوب (WAG ratio).
- توقيت حقن الـ (WAG Timing) WAG.
- تركيب المياه الملحية (Brine composition).

ظروف وبروتوكول التجارب

- **الضغط:** أُجريت الاختبارات عند **3000 psi** (وهو ضغط الامتزاج).
- **المياه الملحية:** استُخدم نوعان من مياه الحقن المستخدمة حالياً في الحقول.
- **درجة التبلل:** تم نقع (Aging) العينات الاسطوانيةالكربوناتية لمدة **14 يوماً** لاستعادة القابلية الأصلية للبلل.
- **التحكم في المتغيرات:** لضمان دقة النتائج وإلغاء تأثير عدم التجانس الصخري (Heterogeneity)، استُخدمت عينات من نفس الوحدة المكمنية، متطابقة في المسامية، النفوذية، وتوزيع أحجام المسام.
- **الموائع:** استُخدمت عينات نفط فعلية من الحقل المستهدف كطور زيتي في جميع التجارب، مع تطبيق إجراءات تنظيف قياسية بين عمليات الإزاحة المختلفة.

تصميم تجارب الـ WAG (الشكل 3.1)

تم تنفيذ تجارب الـ WAG بنسب وأزمنة مختلفة كما هو موضح في المخطط التجريبي (Fig 3.1)، حيث تمت المقارنة بين الحقن المستمر للغاز وبين الدورات المتناوبة مع الماء لتقييم أيهما يحقق أقصى كفاءة إزاحة في هذه المكامن الكربوناتية.

الفصل الرابع

النتائج والمناقشة (RESULTS AND DISCUSSION)

تم تنفيذ تجارب غمر العينات الاسطوانية على ثلاث مراحل أساسية:

1. **غمر النفط الأولي:** لقياس ددرجة التشبع بالمياه المترابطة (S_{wc}) للعينة.
2. **حقن المياه الملحية:** لتحديد الاستخلاص الثانوي ودرجة التشبع بالنفط المتبقي (S_{or}).
3. **حقن الغاز الامتزاجي (ثانوي أو ثالثي):** سواء عبر الحقن المستمر لثاني أكسيد الكربون (*CCGI*) أو الحقن المتناوب (*WAG*) لتقييم كفاءة العملية.

4.1 أهداف وتصميم الاختبارات

كان الهدف الرئيسي هو تحديد تأثير كل من:

- **نمط حقن الغاز** (*WAG* مقابل *CCGI*)
- **نسبة الحقن المتناوب** (*WAG| Ratio*).
- **زمن الحقن** (*WAG| Timing*).
- **تركيب المياه الملحية** (الملوحة).

أُجريت هذه الاختبارات عند ضغط **3000 رطل على البوصة المربعة (psi)** لضمان حالة الامتزاج. واستُخدم نوعان من مياه الحقن لدراسة تأثير الملوحة المنخفضة

4.2 الحفاظ على دقة النتائج

لضمان موثوقية المقارنات وتقليل العوامل المتغيرة، تم اتباع البروتوكولات التالية:

- **نقع العينات:** خضعت جميع العينات الكربوناتية للنقع لمدة **14 يوماً** لاستعادة قابلية التبلل الطبيعية لها.
- **تجانس الصخور:** تم اختيار عينات من نفس الوحدة المكمنية لضمان تشابه المسامية، النفوذية، وتوزيع أحجام المسام، مما يلغي أثر التباين الصخري (*Heterogeneity*).

- **ثبات الموائع:** استُخدمت عينات نفط فعلية من الحقل في جميع التجارب كطور زيتي.
- **التنظيف القياسي:** طُبقت إجراءات التنظيف الجيدة *(Soxhlet)* بين عمليات الإزاحة المختلفة لضمان عودة العينة لحالتها الأولى.
-

4.1. نتائج اختبارات غمر النفط:

تتضمن هذه المجموعة من الاختبارات حقن النفط الخام في العينات الاسطولنية التي كانت مشبعة مسبقاً بالمياه الملحية للوصول إلى درجة التشبع بالماء المترابطة. كانت هذه العملية خطوة مهمة لتحديد كمية النفط الأصلي في المكان *(OOIP)*. ويرد ملخص لنتائج هذه التجارب في الجدول 4.1:

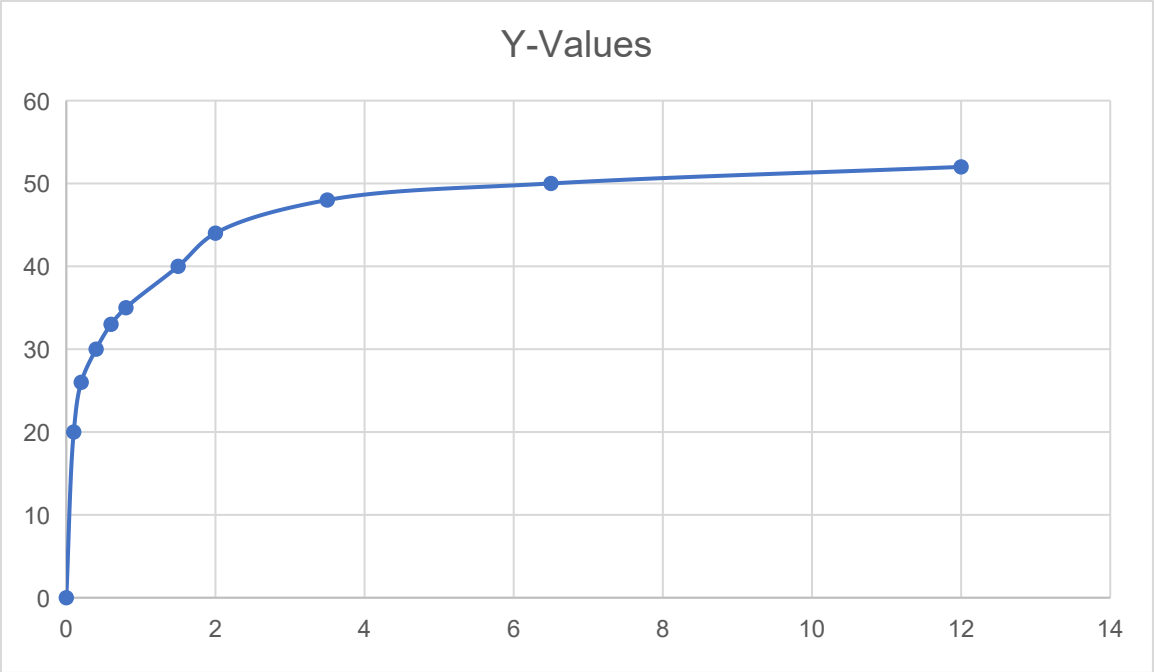
S_{oi}, fraction	S_{wc}, fraction	PV, cc	φ	K_{abs}, md	P_{Test}, psia	Brine Salinity, ppm	Experiment Title	Expt. No.
0.6	0.4	17.7	0.24	13.7	3000	197,584	Continuous Brine	1
0.5	0.5	17.94	0.21	15.5	3000	197,584	Continuous Miscible CO_2	2
0.67	0.33	19.66	0.24	13.1	3000	197,584	Miscible WAG 1:1	3
0.67	0.33	18.86	0.24	16.6	3000	197,584	Miscible WAG 1:2	4
0.62	0.38	19.93	0.26	14.6	3000	197,584	Miscible WAG 2:1	5
0.6	0.4	17.7	0.24	13.7	3000	197,584	Tertiary Miscible WAG 1:1	6
0.61	0.39	18.51	0.23	14.7	3000	5000	Miscible WAG 1:1	7

الجدول 4-1: ملخص نتائج اختبارات غمر النفط

Expt. No.	Experiment Title	Brine Salinity, ppm	P_{test}, psia	K_{abs}, md	φ	S_{OR}, fraction	Recovery % OOIP	E_d fraction
1	Continuous Brine	197,584	3000	13.7	0.24	0.29	51.9	0.52

4.2. نتائج اختبارات غمر المياه الملحية:

تتضمن هذه المجموعة من التجارب حقن المياه الملحية في العينات الأسطوانية التي كانت عند درجة التشبع بالمياه للوصول إلى درجة التشبع بالنفط المتبقي بعد الغمر المائي. تم حقن المياه الملحية بمعدل تدفق ثابت في العينات الأسطوانية بعد غمر النفط. تكمن أهمية هذه الخطوة في تقييم جدوى مخطط استخلاص النفط الثانوي. وتلخص نتائج مرحلة غمر المياه الملحية من التجارب في الجدول 4.2 والشكل.



4-1الشكل

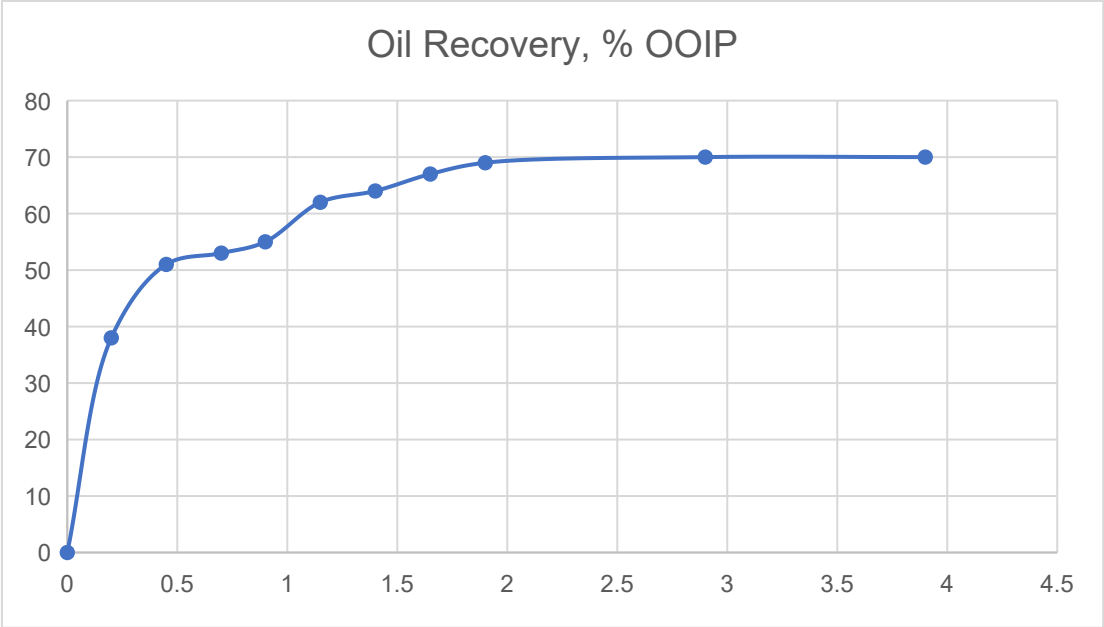
النتائج المخبرية للغمر المائي المستمر

*يوضح الشكل 4-1 أن استخلاص النفط بلغ حوالي **52%** من إجمالي النفط الأصلي في المكان)OOIP(بعد غمر عينة أسطوانية بنحو **1.2 PV** من المياه الملحية)UER(.*

4.3. نتائج عمليات حقن الغاز:

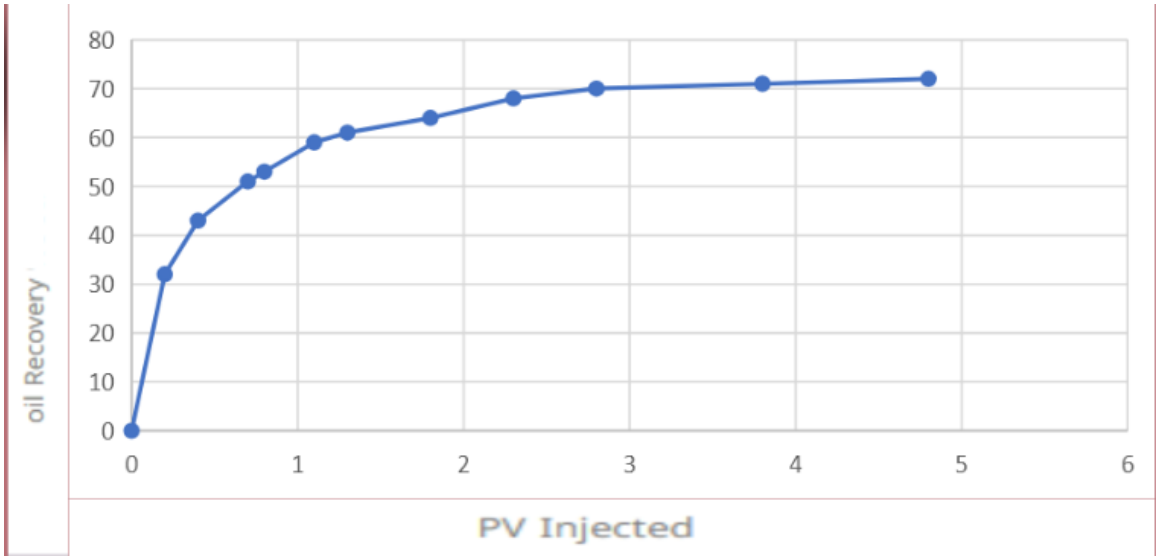
تتكون هذه المجموعة من نوعين من التجارب: حقن غاز ثاني أكسيد الكربون المستمر **(CCGI)** وحقن الماء المتناوب مع الغاز **(WAG)**. يعتبر حقن الغاز عملية شائعة من عمليات الاستثمار المدعم للنفط **(EOR)** في مكامن النفط الخفيف. وكما تشير مراجعة الأدبيات، فإن ما يقرب من **80%** من عمليات حقن الغاز تعتمد طريقة الـ **WAG**. وتتم مقارنة عملية حقن ثاني أكسيد الكربون المستمر مع حقن **WAG** بنسبة **1:1**.

تُعتبر عملية حقن ثاني أكسيد الكربون المستمر*)CCGI(* وعملية الـ *WAG* بنسبة 1:1 من أكثر عمليات الاستثمار المدعم للنفط *)EOR(* بحقن الغاز شيوعاً واستخداماً في الحقول حالياً. وبناءً على ذلك، تم إجراء استقصاء لخصائص الإزاحة لهذه العمليات. وتلخص نتائج مرحلة حقن الغاز من التجارب في الجدول 4.3 والأشكال من 4.2 إلى 4.7:



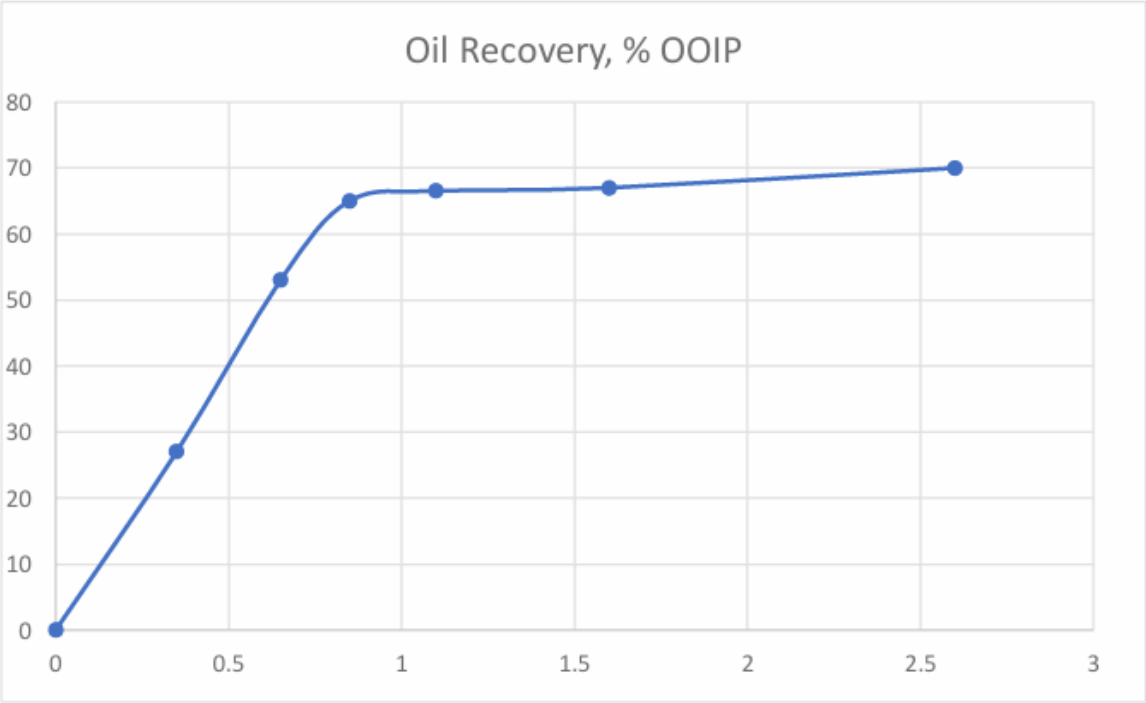
الشكل 4-2

يوضح هذا المنحني حقن الماء بالتناوب مع الغاز بنسبة 1:1.



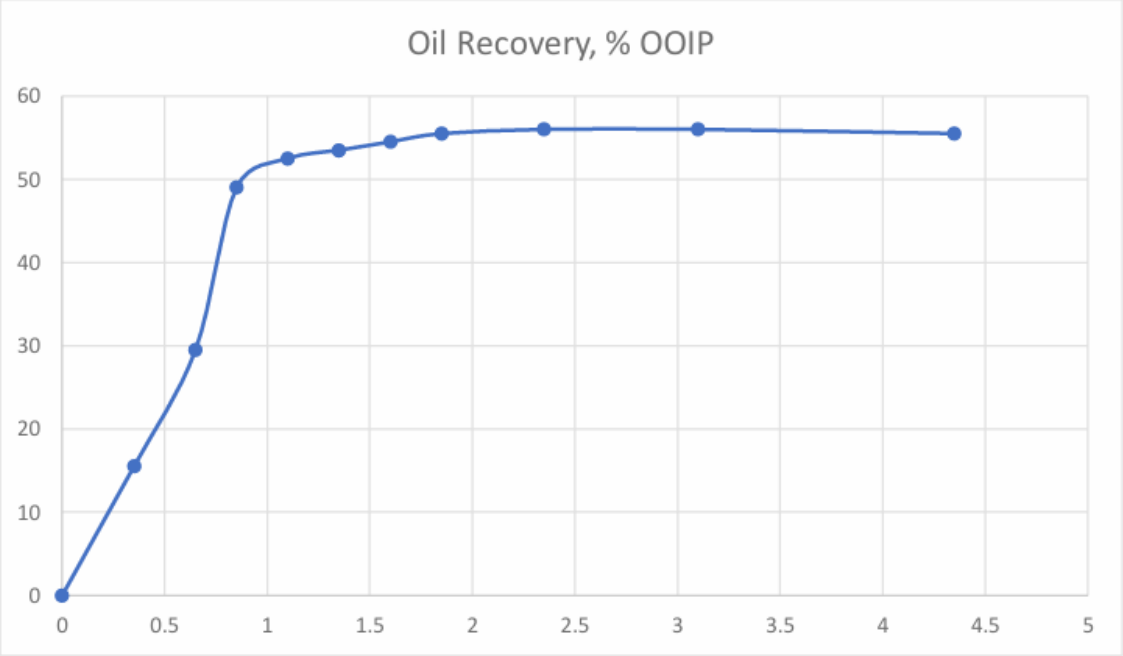
الشكل 4-3

يمثل هذا المنحني حقن غاز CO2 المستمر



الشكل 4-4

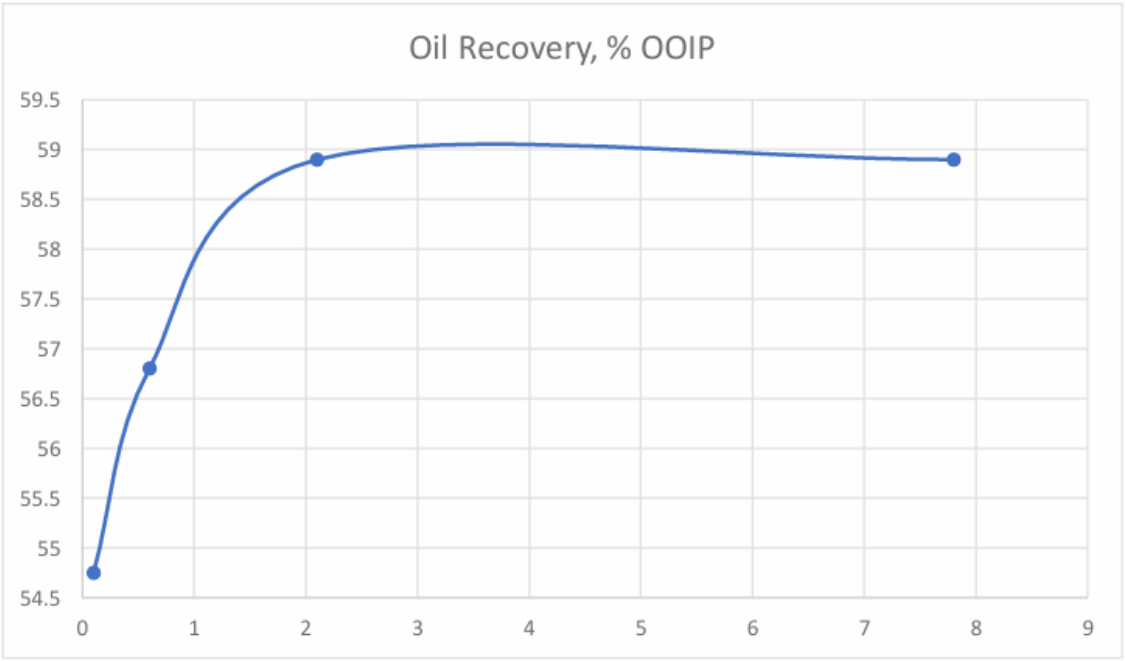
يوضح هذا المنحني حقن الماء بالتناوب مع الغاز WAG بنسبة 1:2 أي أنه كمية من الماء و ضعفيها من الغاز.



الشكل 4-5

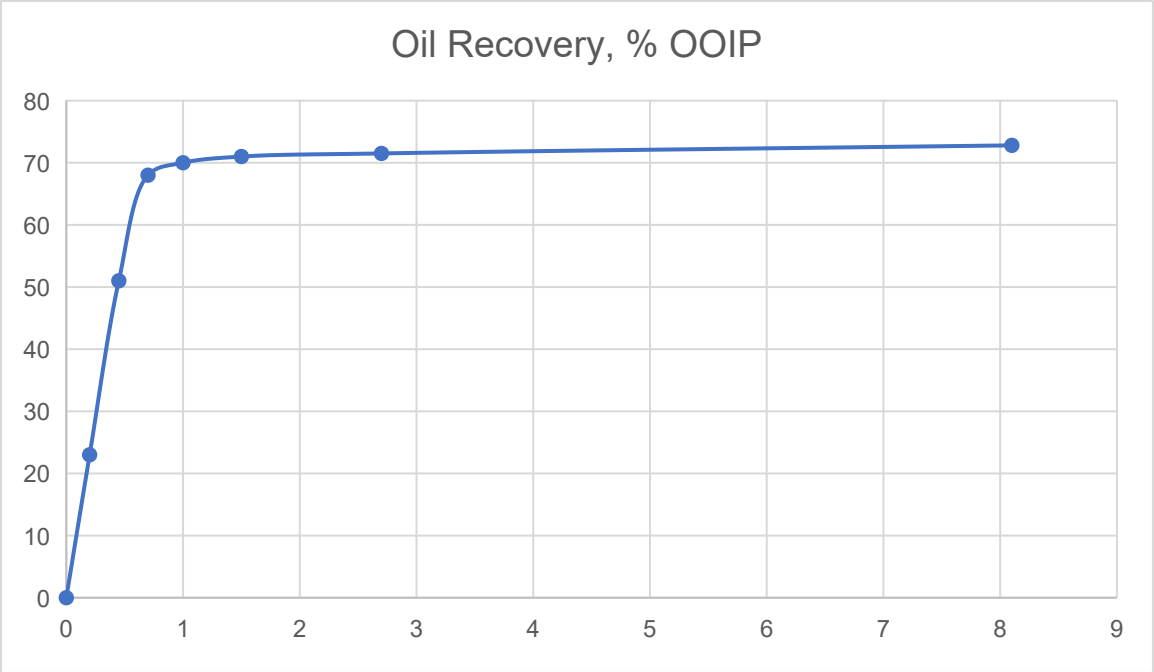
يمثل هذا المنحني حقن الماء و الغاز WAG بنسبة 1:2

أي أنه يمثل كمية من الغاز و ضعفيها من الماء.



الشكل 4-6

النتائج التجريبية لنسبة WAG 1:1 في خطة التعافي الثالثية



الشكل 4-7

يمثل هذا المنحني حقن الماء بالتناوب مع الغاز WAG

بنسبة 1:1 في نظام الاستثمار الثانوي باستخدام مياه منخفضة الملوحة(5000 جزء بالمليون)

بينما حقق الاستخلاص في المرحلة الثالثية حوالي 59% من النفط الأصلي في المكان (OOIP)، لذى استخدام مياه بتركيز 5000 جزء في المليون في نمط حقن *CO2 WAG* الثانوي إلى إنتاج حوالي 72.5% من النفط الأصلي في المكان.

4.4 مناقشة النتائج:

4.4.1 تأثير نسبة الـ WAG على استخلاص النفط:

لأغراض المقارنة، تم دمج نتائج مجموعات التجارب المختلفة في الشكل 4.8، ويمكن ملاحظة ما يلي:

أظهر غمر CO2 الامتزاجي المستمر أعلى نسبة استخلاص للنفط بلغت 73.44% من النفط الأصلي في المكان بعد حقن حوالي 5 أحجام مسامية من CO2 (الشكل 4.2). ويمكن رد ذلك إلى الامتزاج بين النفط وثاني أكسيد الكربون، والذي من شأنه أن يقضي على التوتر السطحي بينهما بشكل كبير، وبالتالي زيادة العدد الشعري (Capillary number) الذي يؤثر إيجاباً على استخلاص النفط. تتوافق هذه الملاحظة مع الأبحاث المنشورة حول الحجر الرملي، والكلس، والحجر الكلسي.

أظهر غمر المياه الملحية استخلاصاً بنسبة **52%** من النفط الأصلي (OOIP) بعد حقن **1.2** حجم مسامي *(PV)* من الماء، وهو ما يتوافق مع بعض الدراسات المنشورة حول العينات الأسطوانية الكربوناتية.

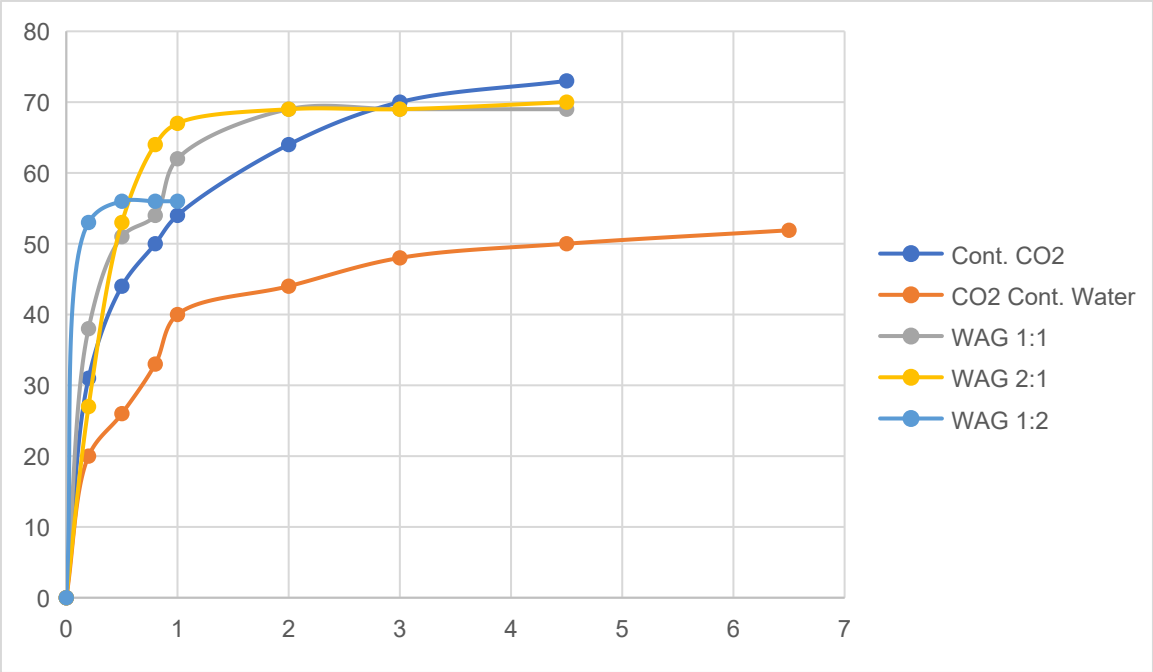
يبدو أن نسب الـ **WAG** (1:1 و 1:2) تعطي نتائج مقاربة لنتائج حقن غاز *CO2* المستمر *(CCGI)* من حيث الاستخلاص النهائي للنفط، بنسب بلغت **69.85%** و **69.84%** على التوالي. ومع ذلك، تتطلب الأخيرة (WAG) حجماً أقل من الموائع المحقونة مقارنة بالأولى؛ حوالي **4** أحجام مسامية لنسبة *WAG1:1*، و **2.5** لنسبة *WAG 1:2* (الشكلان 4.3 و 4.4).

وقد يعود السبب في الاحتياج لحجم أقل من الموائع في هاتين النسبتين إلى تحسين كفاءة قابلية الحركة (Mobilization efficiency) من خلال إدخال سائل ذو لزوجة عالية (المياه الملحية)، مما قد يقلل من نسبة الحركية (Mobility ratio) ويحسن كفاءة المسح الحجمي.

أظهرت نسبة **WAG 2:1** نتائج أفضل من الغمر المائي المستمر، حيث بلغت نسبة استخلاص النفط **56.1%** بعد حقن *4.5 PV* حجم مسامي من المياه الملحية. يمكن رد هذا التحسن جزئياً إلى الامتزاج بين النفط و *CO_2* وجزئياً إلى تحسن قابلية الحركية. ومع ذلك، لا يبدو أن نسبة الـ WAG هذه فعالة بقدر نسبتي 1:1 و 1:2.

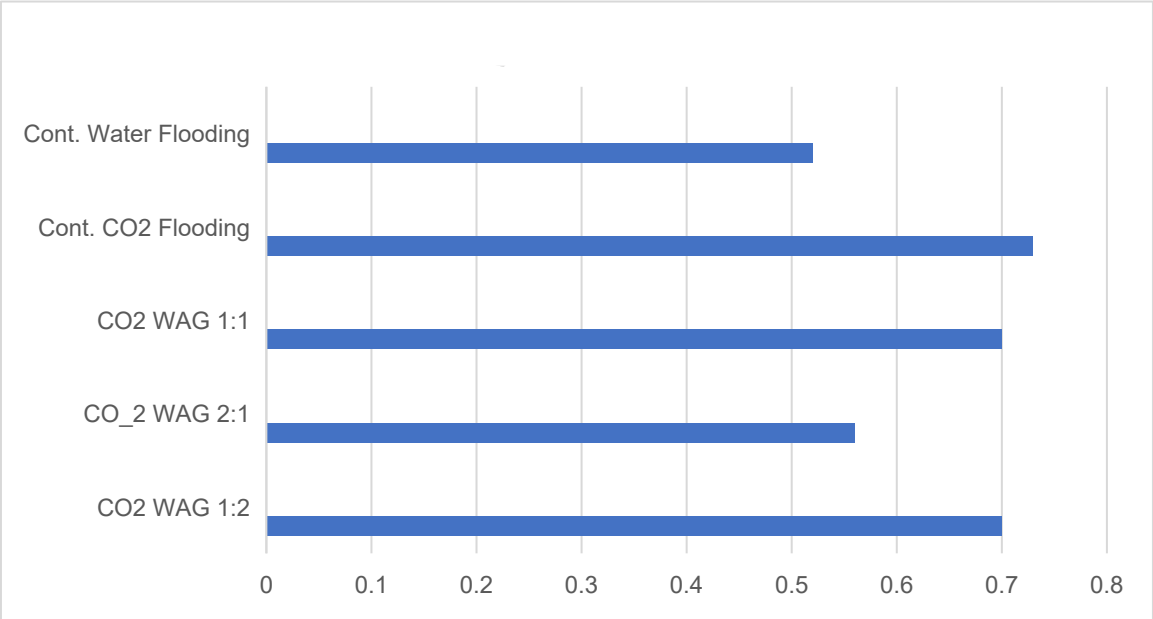
ومن وجهة نظر اقتصادية وبناءً على المناقشات المذكورة أعلاه، تبدو نسبة **WAG 1:1** هي الخيار الأفضل مقارنة بجميع الطرق الأخرى، حيث تتطلب أقل كمية من غاز CO_2 المضغوط.

تعد كفاءة الاستخلاص لأي عملية من عمليات تحسين الاستثمار المدعم النفط *(EOR)* دالة في كفاءة الإزاحة. ومن حيث كفاءة الإزاحة $[(S_{oi} - S_{or}) / S_{oi}]$، يوضح الشكل 4.9 أن حقن *CCGI* يحقق أعلى قيمة وهي **0.73**، تليه نسبتا *WAG* 1:1 و 1:2 بقيمة **0.7**. وهذا يشير إلى إمكانية اعتبار *WAG* 1:1 بديلاً مقبولاً لـ *CCGI* ونظاماً أمثلاً لغمر CO_2 في الحقل المختار. ومن ناحية أخرى، جاءت نسبة *WAG* 2:1 والغمر المائي المستمر في المرتبة الأخيرة في هذه المقارنة.



الشكل 4-8

يمثل هذا المنحني طرق الحقن بنسب متفاوتة.



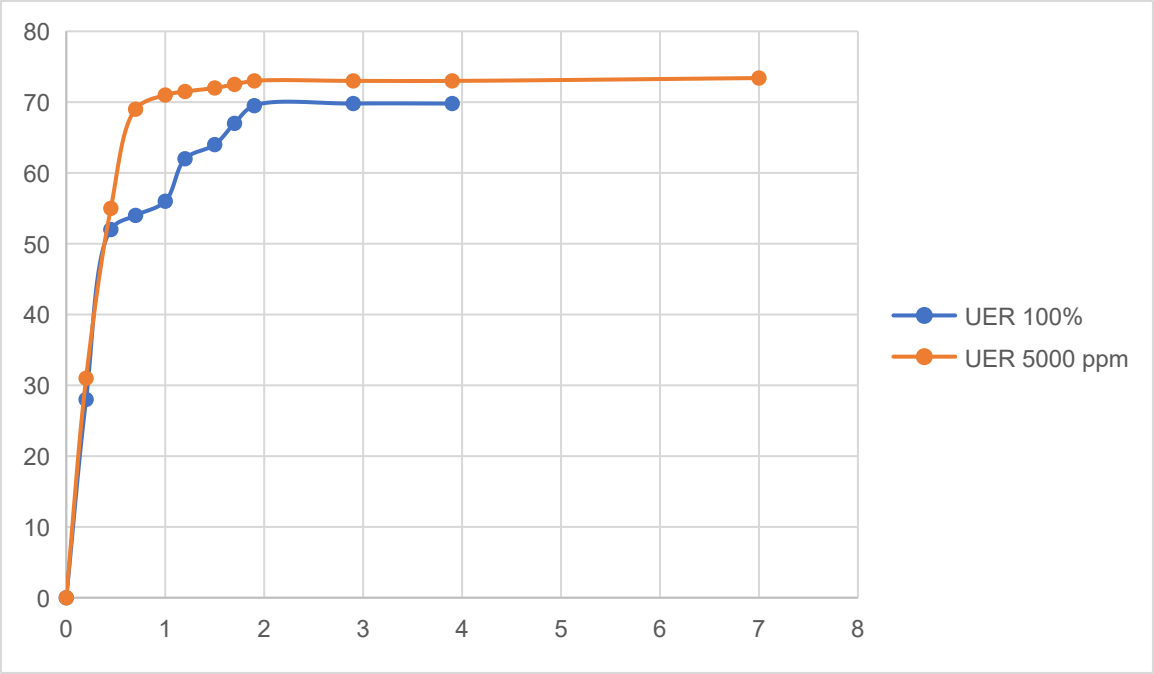
الشكل 4-9

4.4.2. تأثير اختبار الزمن المناسب لـ WAG على استخلاص النفط:

استُخدمت نسبة الـ WAG المثلى (1:1) لهذا الحقل النفطي المختار لتحديد الزمن الأمثل لبدء عملية الـ WAG. ولهذا الغرض، تم فحص مرحلتين من مراحل الاستخلاص، وهما: الاستخلاص الثانوي عند تشبع النفط الأولي (S_{oi})، والاستخلاص الثالثي عند درجة التشبع النفط المتبقي (S_{orw}). وتظهر نتائج هذه التجارب في الأشكال 4.3 و4.6 و4.10.

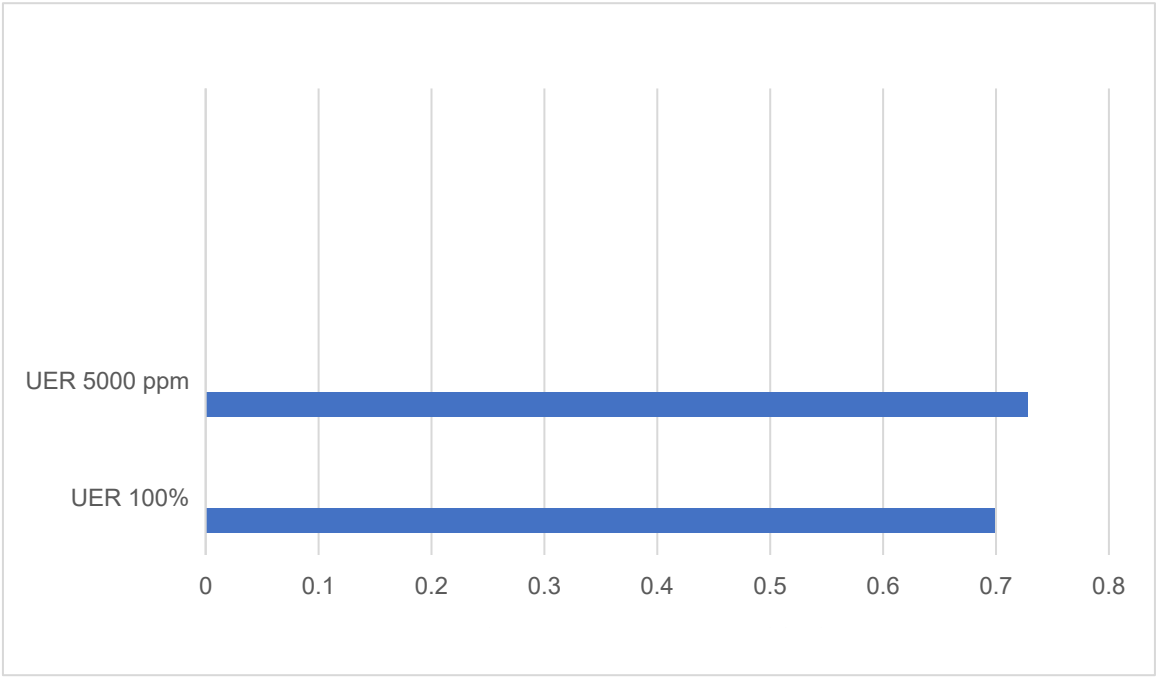
بمقارنة الاستخلاص النهائي للنفط في المرحلتين الثانوية والثالثية، يُلاحظ أن الاستخلاص الثانوي يحقق حوالي **70%** من استخلاص النفط عند حقن **4** أحجام مسامية من الموائع. أما مرحلة الاستخلاص الثالثية، فقد حققت حوالي **59%** من استخلاص النفط بعد حقن حوالي **5** أحجام مسامية من الموائع. ويمكن عزو الأداء الأفضل لـ WAG في نمط الإنتاج الثانوي إلى وجود حجم أكبر من النفط في مسام العينة، وبالتالي توفر فرصة أفضل لتشكل "بنك" امتزاج (Miscibility bank) أكثر استقراراً بين النفط وثاني أكسيد الكربون، مما يؤدي إلى كفاءة تحريك أفضل.

يظهر تأثير زمن بداية الـ WAG بوضوح في الشكل 4.11 من حيث كفاءة الإزاحة (Ed)، حيث تبلغ قيمتها في النمط الثانوي **0.7**، بينما تبلغ **0.59** في حالة مرحلة الإنتاج الثالثية.

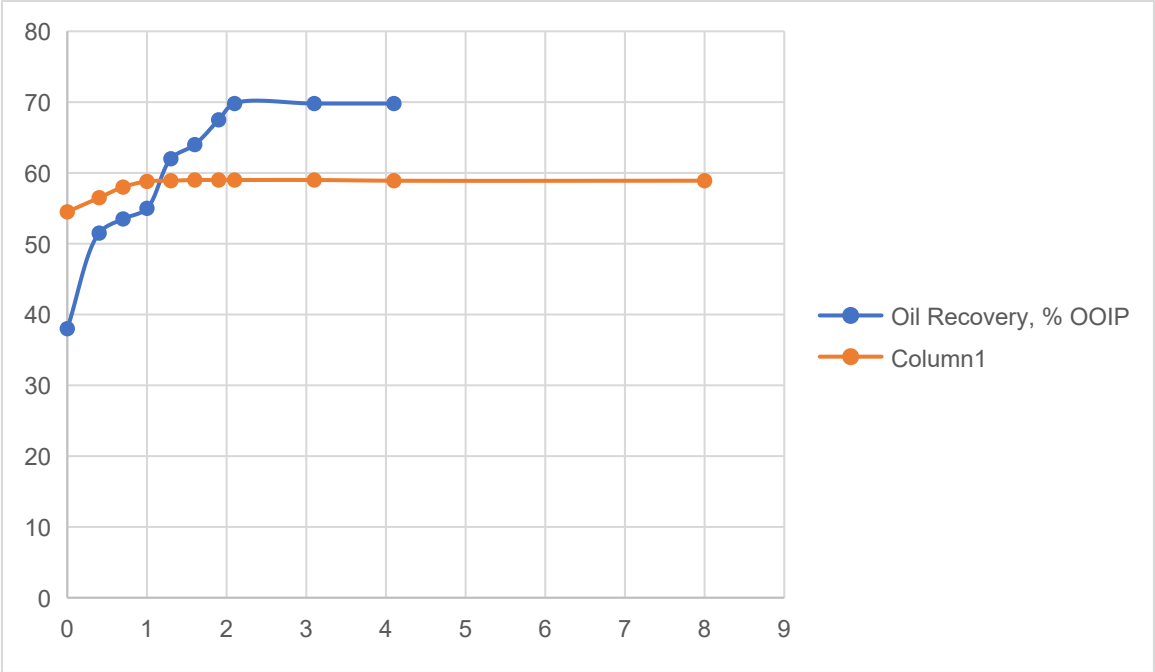


الشكل 10-4

يمثل هذا المنحني تطبيق تقنية WAG في وقت مبكر من عمر المكمن.

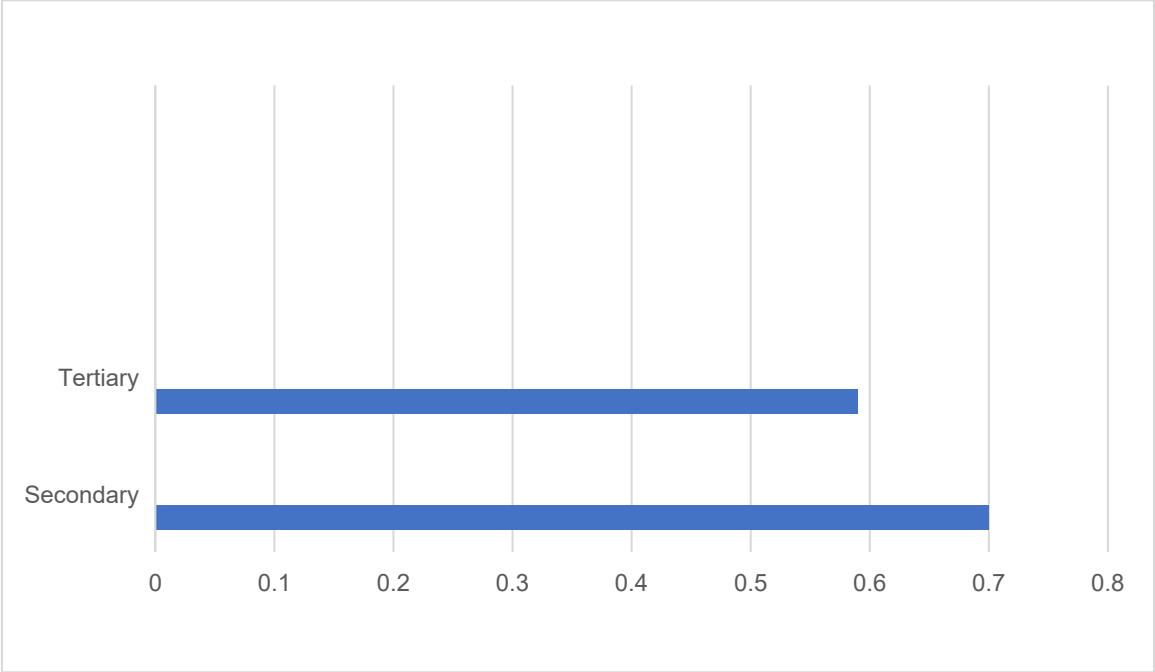


الشكل 11-4



الشكل 4-12

يمثل هذا المنحني تطبيق تقنية WAG في وقت متأخر من عمر المكمن أي بعض أن فقد الكثير من نفطه.



الشكل 13-4

النتائج:

بناءً على النتائج التجريبية لهذا العمل، يمكن استخلاص الاستنتاجات التالية:

1. إن نظام غمر ثاني أكسيد الكربون الأمثل في هذه الدراسة هو نسبة *CO2-WAG* تبلغ 1:1. وقد أدى حقن ثاني أكسيد الكربون المستمر إلى تحسن طفيف في كفاءة الإزاحة مقارنة بنسبة *CO_2-WAG* تبلغ 1:1.
2. تطلب حقن ثاني أكسيد الكربون المستمر أكثر من ضعف الحجم المسامي المحقون الذي تتطلبه عملية **1:1** *CO_2-WAG* لتحقيق استخلاص نفطي بنسبة **70%** من إجمالي النفط الأصلي في المكان *(OOIP)*.
3. وُجد أن تنفيذ غمر *CO_2-WAG* في المراحل المبكرة من عمر المكمن يمكن أن يزيد من كفاءة الإزاحة، وبالتالي يرفع من معدل استخلاص النفط النهائي.
4. أدى دمج المياه الملحية منخفضة الملوحة في عملية الـ **WAG** إلى تحسين استخلاص النفط النهائي مقارنة باستخدام المياه الملحية عالية الملوحة.
5. إن العينات المدروسة هي صخور كربوناتية و بالتالي يمكن تطبيق هذه الطريقة في الحقول السورية على حقلي سازبا النفطي.

المقترحات:

نوصي بالأعمال المستقبلية ما يلي:

1. إجراء التجارب على عينات أسطوانية أطول، نماذج صخرية طويلة تحاكي صخور المكمن، لفهم تأثير "بنك الامتزاج" (Miscibility bank) على استخلاص النفط بشكل أفضل.
2. استخدام نفط مكمني "حي" (Live reservoir oil) بدلاً من النفط "الميت" لمعرفة تأثير الغاز المذاب في النفط على الامتزاج بين ثاني أكسيد الكربون والنفط.
3. دمج أنظمة مخبرية متطورة مجهزة بتقنيات **الأشعة السينية (X-ray)** لرصد وتصور بنك الامتزاج أثناء التجربة. كما سيكون من الممكن باستخدام هذه المعدات المتقدمة تحديد ملف توزيع التشبع الموضعي (In-situ saturation profile) لمختلف الموائع المتدفقة.

4. إجراء مجموعة كاملة من تجارب CO_2-*WAG* منخفضة الملوحة للوصول إلى استنتاج نهائي بشأن تأثير المياه منخفضة الملوحة على أداء هذه التقنية.
5. دراسة تأثير حجم السدادة (Slug size) لعملية **WAG 1:1** (على سبيل المثال: حقن *0.1 PV* حجم مسامي من CO_2 متبوعاً بـ *0.1 PV* من الماء؛ أو **0.2** لكل منهما؛ أو **0.3** لكل منهما).
6. يمكن حقن الغاز الطبيعي مع الماء بدلاً من غاز CO2 في حال عدم توفره ولكنه لن يعطي نفس النتائج.
7. يجب توخي الحذر عند استخدام غاز CO2 لأنه سام و أثقل من الهواء.
8. يمكننا الحصول على غاز CO2 من الانبعاثات الصناعية و حقنه في الارض بدل انبعاثه في الجو.
9. نقترح استخدام موائع تآكل و ذلك لأن غاز CO2 يشكل مع الماء حمض الكربونيكH2CO3 الذي يؤدي إلى تآكل الأنابيب.

REFERENCES

[01] Chatzis, I, MOITow N R, and Lim H T (1983): "Magnitude and Detailed Structure of

Residual Oil", SPE Journal, 33, 2, pp. 311-326. Doi: 10.2118/10681-PA

[02] Chatzis I and MorTow N R (1984): "Correlation of Capillary Number Relationships for

Sandstones", SPE Journal (October 1984), pp. 555-562.

[03] Hinderaker, L, Utseth, R H, Hustad, O S, Kvanvik, B A, and Paulsen, J E, "RUTH -A

comprehensive Norwegian R&D program on IOR", SPE 36844, Presented at the SPE European

Petroleum Conference held in Milan, Italy, Oct 22-24, 1996.

[04] McKean, T A M, Thomas, A H, Chesher, J R, Weggeland, M C, "Schrader bluff CO2 EOR

evaluation", SPE 54619, presented at the 1999 SPE western region meeting held in Anchorage,

Alaska, 26-26 May 1999.

[05] Enick, R M, Beckman, E J, Shi, C,Huang, Z, Xu,J, Kilic,S,"Direct thickeners for CO2",

SPE 59325, presented at the 2000 SPE/DOE Improved oil recovery symposium held in Tulsa,

OK, April, 3-5, 2000.

[06] Moritis, G, "Impact of production and development RD&D ranked", Production Editor, Oil

and Gas Journal, Oct. 30, 1995.Vol 93, Issue 44.

[07] Hadlow, R E, "Update of Industry experience with CO2 Injection", SPE 24928, presented

at 1992 SPE annual technical conference and exhibition, Washington D C, Oct 4-7,1992.

[08] Kulkarni, M M, "Immicible and Miscible Gas-Oil Displacements In Porous Media", M.S.

Thesis, Louisiana State University, 2003.

[09] Christensen, J R, Stenby, E H, Skauge, A, "Review of the WAG field experience", SPE

[10] Caudle, B H, Dyes, A B, "Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection",

transactions of American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineering, 213

(1958). pp. 281-284.

[11] Huang, E T S, Holm, L W, "Effect of WAG injection and wettability on oil recovery

during carbon dioxide flooding", SPE 15491, presented at 1986 Annual technical conference

and exhibition, New Orleans, LA, Oct 5-8, 1986.

[12] Tanner, C S, Baxley, P T, Crump III, J C, Miller, W C, "Production performance of the

Wasson Denver Unit CO2 flood", SPE/DOE 24156, presented at the SPE/DOE eighth

symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, OK, Aug 22-23, 1992.

[13] Rogers, J D, Grigg, R B, "A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the

CO2 process", SPE 59329, presented at the 2000 review SPE/DOE Improved Oil Recovery

symposium on held in Tulsa, OK, April 3-5, 2000.

[14] Jensen, T B, Harpole, K J, Osthus, A, "EOR Screening for Ekofisk", SPE 65124, presented

at the 2000 SPE European Petroleum Conference held in Paris, France, 24- 25 October 2000.

[15] Jackson, D D, Andrews, G L, Claridge, E L, "Optimum WAG ratio Vs Rock wettability in

CO2 flooding", SPE 14303, presented at 60th Annual technical conference and exhibition of the

Society of Petroleum engineers held in Las Vegas, NV, Sept 22-25,1985.

[16] Larsen, J.A., and Skauge, A .: "Methodology for Numerical Simulation with

Cycledependent Relative Permeabilities," SPEJ, 163-73, June 1998(11).

[17] Green, D W, Willhite, G P, "Enhanced oil recovery", SPE Textbook series, Volume 6,1988