ABSTRACT

Sudan has been producing its petroleum resource commercially since 1999 when Block 1/2/4 started production of its locked oil reserve. This was the major achievement by its Operator, GNPOC, when they commercialize and export crude to foreign buyers via 1500km new pipeline to Port Sudan. Since then, its daily production has increase to maximum of 300 KBOPD in 2006 before it started declining rapidly with increasing water production. Three more operators, Petro-Energy, PDOC and WNPOC started their oil production in 2006. Current total production is 522 KBOPD as of (Dec 2010).

Total Sudan oil in place as of 1st January 2009 is estimated at 15.9 billion barrels of which 39% (6.2 billion barrels) of this oil is in block 3/7 operated by PDOC which contributes about 37% total Sudan estimated ultimate oil recovery. GNPOC holds second biggest oil in place of 5.5 billion barrels but the highest recoverable oil of 1.6 billion barrels, contributing about 45%, of the national reserve. The remaining are in WNPOC and Petro-Energy.

The average recovery factor for Sudan is estimated at 23% which is relatively low on international standard. GNPOC's average recovery factor is the highest at 26%, followed by PDOC, Petro-Energy and WNPOC at 21.5%, 23% and 11.9% respectively. This is low recovery factor is attributed to amongst others the quality of the oil and also non-favorable reservoir properties, GNPOC's API is the highest at 33 API, followed by PDOC at 25 API, WNPOC at 21 API and Petro-Energy at 18 API. With declining production and the fact that 67% of the oil will still remain in the ground at the end of field producing life, there is an urgent need to adopt new approach to enhance oil recovery to arrest the declining production. The current production is declining at about 100% per annum, and in next 8 years total national production will reduce to 55% (300 KBOPD) of its current production capacity of 522 KBOPD. Total cumulative production as of end 2008 is 1.05 billion barrels.

Today, most oil fields production is on natural depletion and assisted by artificial lift pumps. Only Unity/Talih fields in GNPOC is on water injection to provide pressure maintenance, while a pilot is being implemented in PDOC. In the low API oil and viscous crude production environment, water injection is usually not favorable for application due to the poor mobility ratio which is susceptible to water fingering. And early high water-cut and low oil production rate are expected in heavy oil production. Beside infill drilling, well stimulation and horizontal well drilling to produce the "low hanging fruits" a major step forward is needed to improve oil recovery. Suitable and cost effective enhanced oil recovery technique should be selected for implementation. There are a total of 292 EOR projects implemented in 5 countries namely USA, Canada, Venezuela, China and India. Different technique like CO2 immiscible & miscible, steam, polymer and in-situ combustion is proven technologies. About 1.6 MMSTB/day are being produced from EOR project worldwide of which 49% are from thermal application and 45% are miscible. Only 6% are using chemicals. Miscible are more applicable in the production of lighter API oil.

EOR project can significantly increase recovery factor which translates into more reserve and higher production, which prolongs sustainable production and field life; however, it requires huge investment, high risk and operationally more complex than secondary recovery methods. It is estimated that at the current STOIIP figure of 15.9 billion barrels, some 2.9 of reserve can be added from IOR projects 0.5 billion barrels from water injection and 2.4 billion barrels from EOR which corresponds of 3% and 15% assumed increase in recovery factor respectively. At oil price of USD40 per barrel, this is valued at USD 116 billion of which 83% is contributed from EOR. Additional production of 400 KBOPD is anticipated from their applications assuming a decline rate of 5% EUR per year.

The objective of this study to make survey for all Sudanese fields through screening criteria to select the suitable EOR method for each block

to increase recovery factor and economical analysis for method that applied on the Sudanese fields and also by the end making road maps and wide picture for EOR in Sudan.

The study concluded that the implementation of some EOR method in Sudan will lead to maximize the production and recovery factor and it showed the importance of early implementation of these methods to make the gain as long as possible and also to take the lesson learn from the similar cases in other countries.

تلخيص

بدأ السودان إنتاج البترول تجاريا في العام 1999م من المربعات 1/2/4 بواسطة شركة النيل الكبرى كرائدة لإنتاج وتسويق النفط الخام خارجيا عبر خط أنابيب بطول 1500 كلم حتى ميناء بورتسودان

بلغ أقصى أنتاج في عام 2006 م 300000برميل يوميا لينخفض بعد ذلك تدريجيا مع أزدياد كمية الماء المصاحب للنفط بعد تلك الفترة دخلت ثلاثة شركات مرحلة الانتاج وهي شركة بترو أنرجى, شركة النيل الأبيض وشركة بترودار ليصل الأنتاج الكلى 522000 برميل يوميا.

قدرت الإحتياطي النفطي للسودان في الأول من يناير 2009م 15,9 بليون برميل يتواجد منها 6,2 بليون برميل (حوالي 39%) في مربع 3/7 تديره شركة بترودار والنى تتحكم في 37% من مجمل أنتاج السودان الكلى .

شركة النيل الكبري تأتى فى المرتبة الثانية ب 5,5 بليون برميل لكن الكمية القابلة للأنتاج تقدر ب 1,6 بليون يرميل التي تعادل 45%من الأحتياطى القومي .تلي ذلك شركة النيل الأبيض وشركة يترو أنرجى.

متوسط عامل الاستقرار والتعافي لنفط السودان تقدر ب 23% وهى نسبة منخفضة نسبيا مقارنة بالمناسيب الدولية .

معدل الاسترداد والتعافي لشركة النيل الكبرى يقدر ب 26% تليها شركة بتردار وشركة بتروأنرجى ثم شركة النيل الأبيض بنسب 21,5% ,23% ,11,9% تعتبر تلك النسب متدنية جدا ونعزى لعوامل عدة منها النوعية وعناصر الأحتياطى الغير مقبولة. وتتراوح نسب الشركات لذلك العامل كالنالى

شركة النيل الكبرى 33 وحدة

شركة بترودار 25 وحدة

شركة النيل الأبيض 21 وحدة

شركة بترو أنرجى 18 وحدة

هذا مع وجود انخفاض في الإنتاج مع حقيقة أن 77% من مجمل كمية النفط تبقى داخل الأرض مع نهاية العمر الأفتراضى للإنتاج .

لذلك يصبح ضروريا استنباط وسائل و أساليب لزيادة أنتاج النفط خلال فترة الانخفاض.

يتوقع أن ينخفض الإنتاج الحالي بنسبة تقارب 10% خلال الثماني سنوات القادمة حيث يبقى الإنتاج القومي بنسبة 55% بما يعادل 300000يرميل يوميا مقارنة بالإنتاج الحالي 522000 برميل يوميا. مع العلم بان مجمل الأنتالج بنهاية 2008م يلغ 1,05 بليون برميل .

باستمرار الانتاج فان معظم حقول النفط في حالةأستنزاف طبيعي لذلك يستعمل الرفع بالطلمبات للإنتاج عدا حقل الوحدة وحقل طلح الذي تديره شركة النيل الكبرى حيث تستعمل تقنية حقن الماء لزيادة الضغط فى حين بدأت شركة بترودارتطبيق نفس التقنية في المرحلة التجريبية . في النفوط ذات الكثافة العالية و اللزجة لا تستعمل تقنية التغذية بالماء حيث تتدنى نسبة الحركة لحساسيتها نحو سرعة المياة مقارنة مع النفط حيث تزداد نسبة الماء المنتج بكثرة مع إنخفاض إنتاج النفط فى الطبقات ذات النفط الثقيل. وتستعمل وسائل الحفر وتنشيط الأباروالحفر الأفقي كأساليب لإنتاج البترول الثقيل العالق فى الآبار. لكن الحوجة مازالت قائمة لأستنباط وسائل حديثة لزيادة الإنتاج .

هنالك دراسات تمت ل 292 مشروع للاستخلاص المحسن للنفط في خمس دول هى الولايات المتحدة ,كندا, فنزويلا , الصين ,و الهند باساليب مختلفة باستعمال ثانى أوكسيد الكربون ممزوج وغير ممزوج مع البخار وتقنية الاحتراق . زيد الناتج ب 1,6 مليون وحدة يوميا من مشروع استرداد وتعافى النفط.الناتج العالمي

يوضح أن 49% من الإنتاج يتم بوسائل حرارية و45% بوسائل المزج وتبقى نسبة 6% عن طريق الوسائل الكيمائية .

وأتضح أن تقنية المزج أكثر فعالية في النفط الخفيف .

مشاريع الاستخلاص المحسن يمكن لها أن تزيد كمية النفط المستخرج و الأحتياطى مما يزيد من العمر الأفتراضى للأنتاح لكنها تتطلب مخاطرة أعلى مع عمليات أكثر تعقيدا من تلك المستخدمة في الاستخلاص الثانوي للنفط.

لقد قدرت كمية النفط الموجودة ب 15,9 بليون برميل فإن 2,9 بليون يرميل يمكن أن تضاف كإحتياطى باستعمال الأساليب المذكوره آنفا حيث تكون نسبة الزيادة من 3% إلى 15%

أذا أخذنا قيمة 40 دولار للبرميل سيكون مجمل السعر 116 بليون دولار وتكون نسبة البترول المسترد والمتعافى حوالي 83%. وهنالك كمية يمكن أضافتها تقدر 4000000 برميل يوميا مع عامل انخفاض يعادل 5%فى العام.

هدف هذه الدراسة هو عمل مسح شامل للحقول السودانية بواسطة الغربلة و التنقيح لاختيار الطريقة المثلي لكل حقل لزيادة استخلاص البترول العالق في الآبار مع دراسة جدوى اقتصادية لكل حقل .

وخلصت الدراسة الي أن تطبيق بعض طرق الاستخلاص المحسن بالسودان ستفضي الي زيادة الانتاج ومعامل الاستخلاص ونبهت الي ضرورة التطبيق المبكر لهذه الطرق حتي تكون نتائجها منظوره علي المدي الطويل مع الاستفادة من التجارب المماثلة في الدول الاخري.