Dedication

Dear father

The Role models in my life , the person who were always learn me how can I deal with the life , solving my problems , be patient on the bad time , sharing me my enjoying times …

It's for you

Dear mother

My angel , you always been with me in my bad times before the best , afraid for me , caring of me and loving me …

It's for you

Dear brothers and sisters

Who always be with me , helping me , give me some advices when I need it , corrected me when I make some mistakes …

It's for you

Acknowledgement

I wish to express my sincere thanks and gratitude to my supervisor *Dr. Tagwa Ahmed Musa* for her close supervision, valuable guidance, comments and continuous help throughout the study period.

Great acknowledgements are extended to:

Staff and family of Petroleum Engineering Department, Sudan University of science and technology.

Nomenclature

Symbols

A	Cross-sectional area of a block,
B_o	Oil formation volume factor (dimension less)
c_o	Oil compressibility, psi^{-1}
c_f	Fluid compressibility, psi^{-1}
c_g	Gas compressibility, psi^{-1}
c_o	Oil compressibility, psi^{-1}
c_w	Water compressibility, psi^{-1}
c_R	Rock compressibility, psi^{-1}
Cum oil	Cumulative oil production, million of stock tank barrel (STB)
f	An arbitrary function
g	Gravitational acceleration, $\frac{cm^2}{sec}$
h	Reservoir Thickness or distance,
k	Permeability, mD
k_{ro}	Oil Relative Permeability (dimension less)
k_{rw}	Water Relative Permeability (dimension less)
k_{rog}	Oil Relative Permeability in the oil-gas system (dimension less)
k_{row}	Oil Relative Permeability in the oil-water system (dimension less)
L	Length,
M	Molecular weight
$M = Gw/Go$	Mobility Ratio (dimension less)
P_c	Capillary Pressure, psi
P_{cog}	Oil-gas capillary Pressure, psi
P_{cow}	Oil-water capillary Pressure, psi
P	Pressure, psi
P_b	Bubble point pressure, psi

P_r	Reservoir pressure, psi
P_s	Static pressure, psi
P_{wf}	Flowing well pressure, psi
q_o	Oil Production Rate, STB\D
R	Universal gas constant (dimension less)
R_s	Solution gas-oil ration (dimension less)
r_e	External radius, m
r_w	Wellbore radius, m
S_g	Gas saturation, fraction
S_w	Water saturation, fraction
S_o	Oil saturation, fraction
S_{wc}	Connate Water saturation, fraction
S_{oc}	Critical oil saturation, fraction
T	Temperature, C°, F°
t	Time, Sec
Δt	Time increment, Sec
u	Superficial or Darcy velocity, $\frac{cm}{Sec}$
V	Volume, m^{2}
x,y,z	Distance, m
γ	Density in term of pressure/ distance
μ	Viscosity, centipoises (cP)
ρ	Fluid Density, $\frac{kg}{m^3}$
θ	Angle, degree
φ	Porosity, fraction

Abbreviations

AIME	the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers
AOFP	Absolute Open Flow Potential
API	American Petroleum Institute
GNPOC	Greater Nile Petroleum Operating Company
GOR	Gas-Oil Ratio
ECLIPSE	Simulation Software (2005)
ESP	Electric Submersible Pumps
EUR	Estimated Ultimate Recovery
FWCT	field water cut
FWCTH	field water cut history
FVF	Formation Volume Factor
HA	A Sudanese Oil Field in Block 2A which is studied in this thesis
IMPES	Implicit Pressure-Explicit Saturation
IPR	Inflow performance relationship
IPTC	International Petroleum Technology Conference
MMSTB	Millions of Stock Tank Barrel
NTG	Net To Gross Ration
OOIP	Original Oil in Place
OTC	Offshore Technology Conference
OWC	Oil-Water Contact
PCOSB	Petronas Carigali Overseas Sdn. Bhd
PCP	progressive cavity pump
PDE	Partial Differential Equation
PERF	Perforation
PI	Productivity Index
PLT	Production Logging Tool
PVT	Pressure-Volume-Temperature
QC	Quality Check
RF	Recovery Factor
RUNSPEC	Run specification
SCAL	Special Core Analysis

SPE	Society of Petroleum Engineers
STB	Stock Tank Barrel
SUDAPET	Petroleum Company
Thick	Reservoir Thickness
VCL	Volume of Clay
WCT	Water Cut
WOR	Water-Oil Ratio
3-D	Three Dimensional

Abstract

The main objective of this research is to study and evaluate the water injection in sandstone reservoir to provide pressure support and sweep oil out of the pore space to improve oil production. The work focuses on several important issues of reservoir characterization and data integration for water flooding in sand stone reservoir.

In determining the suitability of a given reservoir for water flooding or pressure maintenance many factors are important, these factors considered: reservoir geometry, lithology, reservoir depth, porosity, permeability (magnitude and degree of variation), continuity of reservoir rock properties, magnitude and distribution of fluid saturations, fluid .properties, relative permeability relationships, and primary reservoir driving mechanisms

Optimization of reservoir development requires a comprehensive evaluation of many decision variables, such as the reservoir properties, well locations and production scheduling .parameters, to obtain the best economical strategies

Reservoir simulation studies for East Unity oil field, Muglad Basin, Sudan used to know the best field water injection method. Reservoirs in Unity oil field are resulted of fluvial and lacustrine deposition. The field is a highly complex anticline with major flanking faults to the west and east. Oil is trapped in separated compartments with varying degrees of dip faults closures. On flanking faults the oil-bearing formations are Aradeiba and Bentiu. East Unity oil field sandstone reservoirs is young reservoir started production at 1999. Reservoir is highly heterogeneous, characterized by mid to high porosity and mid to high .permeability

The purpose of this simulation study is to determine the suitable water injection method for high cumulative oil production. The simulation model was developed using two-phase, 3D black oil options in ECLIPSE. A good history matching was achieved for the field as general and for the wells one by one. The bottom formation (Bentiu) did not considered or perforated through this study because there are many previous studies suggested to produce from this formation later because water cut will increase by 60% if this zone perforated at the same time with Aradeiba zone.

The field now has 9 producers and 4 injectors. The study of the optimum future performance was evaluated through several water injection cases.

Cumulative water injection for ten years later for the base case (the actual case) was used as the main control for all the cases. Several cases were tested included cyclic water injection which is a process that improves waterflooding efficiency in heterogeneous reservoirs. Several cyclic water injection scenarios by "injection/no injection" time ratios such as 2:1, 1:1, and 1:2 also were simulated and evaluated using numerical simulation. The cases compared together with the actual case. The keys criteria; cumulative oil production, water cut, and recovery; were used as qualitative indicator to determine the quality of the comparison matches.

Simulation shows the optimum water injection rate is about 2835 Sm^3/day for every well, using this amount oil recovery will increase by 3.63 %. The study shows adding new injection well has no positive effects in the area although cyclic water injection was failed in East Unity field since water cut from all producers are more than 90 %.

التجريد

ان الهدف الاساسى من هذه الدراسة هو دراسة وتـ قييم حـ قن الماء فى المـكامن الرملـية لدعم الضغط للحصول على زيادة المستخلص الا قتـصادى. يركز العـمل عـلى عدة عوا مل ها مة كتركيب المكمن وتكامل البيانات للحـ قن المائى فى المكامن الرملية.

لتحديد ملائمة مكمن معين للغمر المائي أو المحافظة على الـضغط فـيه، هنا لـك عدة عوا مل توضع في الاعتبار وهي: هندسة وليثولوجيا المكمن، عمق المكمن ومـساميته ونـفاذيته (الـحجم ودر جة الاختلاف)، إضافة الى استمرارية خصائص الصخور المكمنية وآليات الدفع الابتدائية لدى المكمن.

تطوير المكمن الامثل يحتاج الى تـ قييم شامل لعدة قرارات مختلفة مثل خصائص المكمن، موا قع الابار ومعدلات الانتاج للحصول على استراتيجية ا قتصادية.

تمت دراسات تمثيل المكامن لحـ قل شرق الوحدة السودانى والذى يـ قع فى حوض المجلد لمعرفة افضل طريـ قة لحـ قن الماء بهذا المكمن. تكونت المكامن بهذا الحـ قل نتيجة للتوديع النهرى والـ قارى. تكون المكمن نتيجة لطية محدبة معـ قدة مع فوالق محيطة من الغرب والشرق. تكون النفط فى عدة مصائد مع اختلاف درجة اغلاق الفوالق. تعتبر الطبـ قات التى تحتوى على النفط فى الفوالق المحيطة هى طبـ قتى عرديبة وبانتيو.

حـ قل شرق الوحدة النفطى حـ قل جديد نوعا بدأ الانـتاج فى الـعام 1999. والمكمن شديد التباين ذو مسامية ونفاذية متوسطة الى عالية.

الغرض من هذه الدراسة هو الحصول على افضل طريـ قة لحـ قن الماء بواسطتها يمكن انتاج اكبر قدر ممكن من النـفط. تم الـحصول عـلى نـموذج محـاكاة با ستخدام طورين وثلا ثة ابـعاد مع خـيار BLACK OIL فى برنامج ECLIPSE . تم الحصول على تطابق جيد لبيانات النوذج مع البيانات الحـ قيـ قية وذلك للحـ قل ككل وللابار واحدا تلو الاخر. طبـ قة بانتيو الـسفلى لم تخـضع للدرا سة فى هذا البحث وذلك بسبب ان هنالك مجموعة كبيرة من الدرا سات الـسابـ قة وا لتى اثبـتت ان افـضل و سيلة لانتاج هذه الطبـ قة هى بعد تو قف الانتاج من طبـ قة عرديبة اذ ان المياه المنتجة مع النفط تزيد بنـسبة 60 % فى حال تم الانتاج من هذه الطبـ قة مع طبـ قة عرديبة فى نفس الو قت.

هنالك 4 ابار حـ قن و 9 ابار انتاج بحـ قل شرق الوحدة حاليا. تمت دراسة الوضع المستـ قبلى للحـ قل بعدد من سيناريوهات الحـ قن المائى و قد كان المتحكم الاساسى لجميع السيناريوهات هو الكمية الكلـ ية التى سيتم حـ قنها لعشرة سنوات قاد مة با ستخدام طريـ قة الحـ قن المـستخدمة حاليا بالحـ قل. تم تم تجربة عدة سيناريوهات بما فى ذلك سيناريو الحـ قن الدورى للماء والتى هى طريـ قة مـستخدمة لتـطوير فعالية الحـ قن المائى فى المكامن المتباينة. استخدمت عدة طرق للحـ قن الدورى منـها 2:1، 1:1، 1:2 والتى تعنى نسبة زمن الحـ قن "حـ قن/عدم حـ قن" وذ لك با ستخدام التمثـيل الـعددى. تـمت مـقار نة

كمية الانتاج التراكمى، نسبة المياه المنتجه، ومعامل الاستخلاص لجميع السيناريوهات معا و مع السيناريو الحالى المستخدم بالحقل.

اوضحت الدراسة ان معدل الحقن الامثل هو 2835 متر3/ اليوم لكل بئر من ابار الحقن الاربعه، باستخدام هذه الكمية ستزيد نسبة معامل الاستخلاص بـ 3.63 %. ايضا اوضحت الدراسة ان اضافة ابار حقن جديده لا تعطى نتائج ايجابية بينما فشلت طريقة الحقن الدورى فى زيادة الانتاج وتقليل المياه المنتجة وذلك بسبب ان نسبة المياه المنتجه بهذا الحقل ومن جميع الابار قد تجاوزت 90 %.

Table of content

List of Tables

List of Figures