

УДК 622.276.66

UDC 622.276.66

05.00.00 Технические науки

Technical sciences

**ОЦЕНКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ЭКОНОМИКИ  
ПРОЕКТА ЗАВОДНЕНИЯ В  
МЕСТОРОЖДЕНИИ “X” ДЕЛЬТЫ РЕКИ  
НИГЕР, НИГЕРИЯ****EVALUATION OF OIL RECOVERY AND  
ECONOMICS OF WATERFLOODING  
PROJECT IN THE “X” FIELD OF NIGER  
DELTA, NIGERIA**

Бэссей Инико Экенг

Bassey Iniko Ekeng

аспирант

Postgraduate student

e-mail: [index\\_2k6@yahoo.com](mailto:index_2k6@yahoo.com)e-mail: [index\\_2k6@yahoo.com](mailto:index_2k6@yahoo.com)*ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный  
Технологический университет, г. Краснодар,  
Россия**FGBOI VPO «Kuban State Technological University,  
Krasnodar, Russia*

Заводнение помогает в восстановлении большого количества нефти в месторождениях, которые в противном случае были бы заброшены, когда истощается коллектор. Коллектор в дельте реки Нигер использовался, чтобы это проиллюстрировать. Месторождение X изначально содержало нефть в объеме 9.6346 ММСТВ и в течение некоторого времени производило нефть за счет природной энергии. Оставшаяся в пласте нефть, после того как естественная энергия пласта стала недостаточной, составляет 3.88 ММСТВ. Работа на месторождении была оставлена, как на истощенном месторождении с оставшейся нефтью. Но из анализа, проведенного в данной работе, видно, что если проект вторичной добычи нефти путем заводнения будет реализован на этом коллекторе, часть заброшенной нефти будет восстановлена. Около 1,59 ММСТВ - 3.88 ММСТВ нефти в коллекторе X будет произведено за время прорыва 580 дней. Кроме того, учитывая экономический аспект проекта, месторождение X хорошо подходит для инвестиций. Из расчетов видно, что ЧПС коллектора X при учетной ставке 10% составляет 5,30 млн. \$. Поскольку ЧПС на момент прорыва больше нуля, то инвестиции обоснованы

Waterflooding helps in the recovery of great amount of oil that would have otherwise been abandoned in the reservoir that is depleted. A reservoir in the Niger Delta, Reservoir X has been used to illustrate this. Reservoir X had oil initially in place as 7.345 MMSTB and was produced for some time with the reservoir natural energy. The remaining oil in the reservoir as at the time that the natural energy of the reservoir was no more sufficient to produce oil was 2.96MMSTB. The reservoir has been left as depleted reservoir with the remaining oil in it. But from the analysis conducted in this work it is seen that if secondary oil recovery project by waterflooding is embarked on the reservoir, part of the remaining abandoned oil would be recovered. With the specifications given, about 1.22MMSTB of the 2.96MMSTB of oil in reservoir X would be produced as at the breakthrough time of 580 days. Moreover, considering the economic aspect of the project, reservoir X and is good to be invested in. From the NPV calculations performed, it is seen that the NPV of reservoir X at discount rate of 10% is \$4.13 million

Ключевые слова: ЗАВОДНЕНИЕ; ВТОРИЧНАЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ; ФАКТОР ПРОИЗВОДСТВА; РАСТВОР ДЛЯ ВПРЫСКА; ВОДА; ЧАСТИЧНЫЙ ПОТОК; ЭФФЕКТИВНОСТЬ; СМЕЩЕНИЕ; АРЕАЛ РАЗВЕРТКИ; РАЗВЕРТКА

Keywords: WATERFLOODING; SECONDARY OIL RECOVERY; FACTOR, PRODUCTION; INJECTION; WATER; FRACTIONAL FLOW; EFFICIENCY; DISPLACEMENT; AREAL SWEEP; VERTICAL SWEEP

## Введение

Существует растущая необходимость разрабатывать нефтяные и газовые месторождения более эффективно и экономично из-за постоянно растущего спроса на нефть во всем мире. К сожалению, большинство

существующих нефтяных месторождений находятся в завершающей стадии разработки, характеризующейся снижением производительности и уменьшением числа новых открытий, поэтому использование процессов вторичной нефтеотдачи становится все более и более существенным.

Первоначальная добыча нефти подразумевает получение углеводородов при естественных механизмах, присутствующих в резервуаре без дополнительной энергии из инжектированных жидкостей. В большинстве случаев, естественный механизм привода является относительно неэффективным процессом и приводит к общему восстановлению низкого уровня нефти. Недостаточный естественный поток в большинстве месторождений привел к практике пополнения энергии природного водоема путем введения той или иной формы искусственного потока, основным способом является закачка газа или воды.

Этот второй этап производства называют вторичным восстановлением, и заводнение используется на данном этапе добычи нефти для поддержания пластового давления, чтобы соответствовать условиям продуктивного пласта для оптимального извлечения нефти [1]. Этот вторичный метод восстановления стал очень важным, так как многие нигерийские нефтяные месторождения находятся на поздних стадиях развития, когда нефтяные резервуары находятся на высокой стадии обводнения из-за длительного срока эксплуатации и другие требуют заводнения для поддержания пластового давления после того, как первичная энергия исчерпана.

В этом исследовании, резервуар X в дельте реки Нигер, был использован для иллюстрации этого. Резервуар X была нефть первоначально на месте, как 7,345 MMSTB и был произведен в течение некоторого времени с резервуаром природной энергии. Оставшееся масло в резервуаре, как в то время, что естественная энергия резервуара больше

не было достаточно, чтобы добывать нефть была 2.96MMSTB. Резервуар был оставлен в качестве обедненного резервуар с оставшимся масла в нем. Но из анализа, проведенного в данной работе видно, что если вторичный проект извлечения нефти путем обводнения вставших на водохранилище, часть оставшейся заброшенной нефти будет восстановлена. С учетом спецификации, о 1.22MMSTB из 2.96MMSTB нефти в резервуаре X будет производиться по состоянию на время прорыва 580 дней. Кроме того, принимая во внимание экономический аспект проекта, резервуар X хорошо вкладываться в. Из расчетов NPV выполняется, то видно, что NPV водохранилища X при ставке дисконтирования 10% составляет 4.13 млн. \$.

### **Исходная информация**

Все доступных в настоящее время добыча нефти вторичным методом основана на одном или нескольких из двух принципов: увеличение числа капилляров и / или понижая коэффициент подвижности, по сравнению с их значениями заводнения. Увеличение числа капилляров означает, практически говоря, снижение нефти воды поверхностное натяжение. Впрыскиваемое вещество подвижность может быть уменьшена за счет увеличения вязкости воды, что снижает вязкость нефти, что снижает водопроницаемость или все вышеперечисленное. Перемещение пластовых флюидов на поверхность через ствол скважины требует физических явлений вождения. В начале период эксплуатации скважины, движущей силой является естественным результатом любого или комбинации двух факторов:

- расширение газов, растворенных в нефти, если давление ниже точки пузырька (режим растворенного газа),
- расширение газовой шапки (газовая шапка привода),

- расширение водоносного горизонта под накоплением (естественный привод воды),
  - однофазные разложения пластовой породы и флюидов: газ, недостаточно насыщены нефтью или водой, сопровождающее падение давления (уплотнение диска). Но поскольку производство продолжается, эта первичная энергия истощается с уменьшением давления и как следствие приближается к пределу, где дальнейшее производство с помощью методов первичной восстановления становится неэкономичным и недостаточным. За исключением случая, газов или наличия активного водоносного пласта (подается с внешней стороны), естественные темпы восстановления, полученные низкие (от 20 до 25%). В конечном счете, естественная энергия должна быть дополнена, чтобы улучшить восстановление из резервуара. Дополнительная энергия может быть достигнуто либо путем искусственного подъема, или процесса впрыска текучей среды. Искусственный подъем имеет серьезные недостатки с точки зрения восстановления, если резервуар позволено стать истощены. Нагнетаемая жидкость в резервуар позволяет давление будет поддерживаться. Это делается путем подачи воды или газа в пласт через ствол скважины одного и добычи нефти и / или газа из другой скважины. До сих пор наиболее распространенной жидкостью впрыскивается вода из-за своей доступности, низкой стоимостью и высоким удельным весом, что облегчает инъекцию. За счет инъекции воды в продуктивный пласт начался процесс иначе называется заводнения, а давление и поток продукта поддерживается за счет вытеснения добываемой нефти. Впрыск воды дает около 80-85% дополнительного добываемой нефти.

### **Механизмы привода основного резервуара**

Шесть приводных механизмов в основном обеспечивают естественную энергию, необходимую для добычи нефти. Эти приводные

механизмы представлены в таблице 1 с диапазонами извлечения нефти. Восстановление масла с помощью любого из указанных выше механизмов вождения называется первичным восстановлением

Вождение Механизм	извлечения нефти Диапазон%
расширение Rock и жидкости	3–7
Разрыв раствора	5–30
Колпачок Газ	20–40
привод воды	35–75
Гравитация дренаж	<80
Комбинированный привод	30–60

Таблица 1- Примерный диапазон восстановления в коллектора с различными приводными механизмами [2]

Как правило, для нефти течь основным механизмом привода помогают вытолкнуть нефть на поверхность. Вскоре начальное давление резервуара падает ниже пределов рентабельной после того, как резервуар восстанавливает по меньшей мере 40% от геологических запасов нефти. Повышение нефтеотдачи помогает восстановить оставшиеся 60% заперт в геологической среде. Ниже приведен рисунок, иллюстрирующий различные методы повышения нефтеотдачи пластов.

### Анализ добычи нефти

Расчет общей эффективности восстановления

Общий коэффициент нефтеотдачи любого вторичного или третичного метода добычи нефти является результатом сочетания трех отдельных факторов эффективности, как определяется по следующей обобщенной формуле:

$$RF = E_D E_A E_V$$

Накопленная добыча нефти,  $N_p$ :

$$N_p = N_s E_D E_A E_V$$

где, RF = коэффициент нефтеотдачи ;  $N_s$  = начальные запасы нефти в пласте в начале заводнения, STB;

$N_p$  = суммарное количество добываемой нефти, STB;

$E_D$  = эффективность вытеснения;

$E_A$  = эффективность вытеснения по площади;

$E_V$  = коэффициент охвата по объёму.

Эффективность вытеснения  $E_D$  является доля подвижного нефть, которое было перемещено из охваченной зоны в любой момент времени или объема пор впрыскиваемого. Поскольку несмешивающегося закачка газа или заводнения всегда оставит некоторое остаточное масло,  $E_D$  всегда будет меньше, чем 1,0. Поверхностную эффективность развертки  $E_A$  является дробным область рисунка, которая очищается вытесняющей жидкости.

### Расчеты по добыче нефти

Нефть, добываемая,  $N_p$  до или после прорыва =  $N_s E_D E_A E_V$  Когда начальная насыщенность газа,  $S_{gi} = 0, E_D = (\bar{S}_w - S_{wi}) / (1 - S_w)$

При прорыве,

$$E_{D_{BT}} = (\bar{S}_{w_{BT}} - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$$

$$(N_p)_{BT} = N_s E_{D_{BT}} E_{A_{BT}} E_{V_{BT}}$$

Если, что  $E_A$  и  $E_V = 100\%$

$$(NP)_{BT} = N_s E_{D_{BT}}$$

До прорыва,  $S_{gi} = 0$ , получение воды,  $W_p = 0$  и скорости потока воды,  $Q_w = 0$  После прорыва,  $S_{gi} = 0, E_A E_V = 100\%$

### Расчет коэффициент вытеснения

Математически, эффективность вытеснения выражается в виде:

$E_D = (\text{Объем нефти в начале заводнения} - \text{Остальной объем нефти}) / \text{Объем нефти при заводнения}$

$$E_D = \frac{[(PV)(S_{OI}/B_{OI}) - (PV)\bar{S}_O(\bar{S}_O/B_O)]}{[(PV)(S_O/B_O)}$$

$$E_D = \frac{[(S_{OI}/B_{OI}) - (\bar{S}_O/B_O)]}{(S_{OI} - B_{OI})}$$

где  $S_{OI}$  = Начальная насыщенность нефти при заводнения;

$B_{OI}$  = Коэффициент пластового объема нефти в начале заводнения, баррель / STB;

$S_O$  = Среднее значение нефтенасыщенности в картине заводнения в определенный момент во время заводнения.

При постоянном нефти, FVF

$$E_D = \frac{(S_{OI} - \bar{S}_O)}{S_{OI}}$$

$$S_{OI} = 1 - S_{wi} - S_{gi}$$

В охваченной области, Газонасыщенность считается нулевым,

$$\bar{S}_O = 1 - \bar{S}_W$$

Также, 
$$\frac{E_D = (S_W - S_{wi} - S_{gi})}{(1 - S_{wi} - S_{gi})}$$

$\bar{S}_W$  = средняя водонасыщенность в охваченной области;

$S_{gi}$  = Начальная насыщенность газа в начале заводнения; S

$S_{wi}$  = Начальная водонасыщенность в начале заводнения; если ни один исходный газ не присутствует в начале заводнения.

$$E_D = \frac{(\bar{S}_W - S_{wi})}{(1 - S_{wi})}$$

Как  $S_w$  возрастает на разных этапах наводнения  $E_D$  также увеличивается, пока не достигнет максимума, когда среднее значение нефтенасыщенности в области рисунка заводнений сводится к остаточной нефтенасыщенности  $S_{or}$  или, что эквивалентно, когда  $S_w = 1 - S$  или  $E_D$  будет непрерывно возрастать с увеличивая насыщенность воды в резервуаре. Проблема, конечно же, лежит разработке подхода к определению увеличение средней водонасыщенности в охваченной области в зависимости от накопленной воды вводят внутривенно (или времени впрыска). Buckley and Leverett [1] разработал уравнение фракционного потока, который обеспечивает основу для установления таких отношений.

### Уравнение изменения доли фазы в многофазном потоке

Уравнение фракционный поток представляет собой модель, используемая для определения доли воды от общего потока текучей среды в определенном месте и времени в линейном пластового заводнения. Эта модель дает представление о процессе несмешивающихся перемещения заводнения и относительные эффекты различных пород, жидкости и эксплуатационных свойств на эффективность вытеснения. Место и время для значения дробного потока получают путем определения истории насыщения для этого места. Развитие уравнения дробного потока приписывается Leverett [1]

Для двух несмешивающихся жидкостей, нефти и воды, фракционного потока воды, дается уравнением:

$$F_w = \frac{1 + \frac{1.27 * 10^{-3} AK[\partial P/\partial L - 0.433\Delta\delta\sin\alpha]}{q_t\mu_o}}{1 + \mu_w K_o / (K_w \mu_o)}$$



$q_o$  = Расход масла, RB / день;  $q_w$  = Расход воды, RB / день;  $K_o$  = Эффективная проницаемость для нефти, мД;  $K_w$  = Эффективная проницаемость для воды, мД;  $A$  = площадь поперечного сечения для потока, квадратный фут;  $\mu_o$  = Вязкость нефти, сП;  $\mu_w$  = Вязкость воды, ср;  $P_c$  = Капиллярное давление;  $\gamma$  = Удельный вес жидкостей, фракции;  $\alpha$  = Угол наклона, положительный вверх провал, град.

В случае привода воды, без учета влияния градиента капиллярного давления и падению пласта, термины  $\partial P_c / \partial L$  и  $0,433\Delta\gamma\sin\alpha$

Скорость фракционного потока воды, которая вытесняющей жидкости определяется как скорость потока воды, деленное на общую скорость потока, или:  $F_w = q_w / q_t = q_w / (q_o + q_w)$

где  $F_w$  = Доля воды в протекающей потоке, т.е., обводненность, брр / барр кв

$q_t$  = Общий расход, баррелей / день =  $q_o + q_w$

$q_w$  = Расход воды, баррелей / день;

### **Эффективность вытеснения по площади**

Эффективность вытеснения по площади  $E_A$  определяется как часть общего рисунка наводнения, который вступает в контакт с вытесняющей жидкости. Оно устойчиво возрастает при инъекции от нуля в начале наводнения, пока не произойдет прорыва, после чего  $E_A$  продолжает расти более медленными темпами. Поверхностную эффективность развертки зависит в основном от следующих трех основных факторов:

1. отношение подвижности,  $M$
2. контур заводнения
3. Накопительное закачанной воды  $W_{inj}$

### Относительная подвижность

Отношение подвижности  $M$  определяется как подвижность вытесняющей жидкости к подвижности вытесненной жидкости.

$$\text{подвижность нефти} = K_o / \mu_o = K K_{ro} / \mu_o$$

$$\text{подвижность воды} = K_w / \mu_{ow} = K K_{rw} / \mu_w$$

$$\text{Коэффициент подвижности} = \frac{\text{подвижность перемещения жидкости}}{\text{подвижность вытесненной жидкости}} = (K_w / \mu_w / K_o / K_o)$$

Craig [3] предложил графическое отношения, соотносит площадное эффективность развертку на прорыв с коэффициентом подвижности для пятиточечной размещение скважин.

Таким же образом, что эффективность перемещения  $E_D$  увеличивается после прорыва, поверхностна эффективность развертки также увеличивается за счет постепенного увеличения общей площади пронесся с непрерывным впрыском. Dyes и др. [4] коррелируют увеличение эффективность вытеснения по площади после прорыва с отношением объема воды закачиваемой в любое время после того, как прорыв, к объему воды, впрыскиваемого на прорыв.

### коэффициент охвата по объёму

Вертикальная эффективность развертки,  $E_v$ , определяется как доля вертикального участка продуктивной зоны, которая является нагнетаемая жидкость. Эта специфическая эффективность развертки зависит главным образом от (1) коэффициент подвижности и (2) общего объема введенного. Как следствие неравномерных проницаемостей, любая впрыскивается жидкость будет иметь тенденцию двигаться через резервуар с нерегулярным фронтом. В более проницаемые части, закачиваемой воды

будет путешествовать быстрее, чем в менее проницаемой зоне. Возможно, область наибольшей неопределенности при проектировании заводнения является количественное знание изменения проницаемости в резервуаре. Степень изменения проницаемости считается на сегодняшний день наиболее важным параметром, влияющим на вертикальную эффективность развертки.

## Результаты

### 1. Нефтеотдачи данные расчета для заводнения месторождения X

Относительные данные проницаемости и соответствующие обводненность приведены в таблице 2. Кроме того, резервуар и данные жидкости для привода раствора резервуара приведены в таблице 2 и предложил заводнения данные в таблице 4 в приложении. Производительность восстановления должна быть предсказаны с заданными данными при постоянной скорости инъекции воды.

• средние аксиальное проницаемости	
1-й слой	( $K_x = 120$ ; $K_y = 100$ ; $K_z = 250$ )
2-й слой	( $K_x = 800$ ; $K_y = 800$ ; $K_z = 800$ )
3-й слой	( $K_x = 1000$ ; $K_y = 1000$ ; $K_z = 250$ )
4-й слой	( $K_x = 1000$ ; $K_y = 800$ ; $K_z = 250$ )
$R_s$	- 1.4
• $S_{wi}$	- 0.15
• плотность нефти	- 784.9кг/м <sup>3</sup>
• давление в пузырьке в интервале	(2.76 -35,85Мпа)
• вязкость нефти в интервале	- (0.9-1.17)
• давление горных пород	- 31.05Мпа
• горных пород пористость	- 0.19
• ГОС (газонефтяной контакт)	- 8050футов или 2453.64 м (верх коллектора)
• ВОС (водонефтяной контакт)	- 8200футов или 2499.36 м (низ коллектора)
• газонефтяной контакт	- (27,58-38,61Мпа)
• $S_{gi}$ (начальная газонасыщенность)	- 0.04
• давление воды	- 31,03Мпа
• вязкость воды	- 0.8 Сп (for $M > 1$ case)
• плотность воды	- 1010.3кг/м <sup>3</sup>

• $S_{wi}$ (водонасыщенность)	- 0.15
• $K_{rw}$ (воды относительная проницаемость)	от 0.0 до 0.55
• $K_{row}$ (нефти относительная проницаемость)	снижает с 1 на 0. Это означает, что вода бежит быстрее, чем нефть.
• $S_{or}$ (остаточная нефтенасыщенность)	- 0.1
• эксплуатационная скважина минимальный ВНР (забойное давление)	- 68.95Мпа
• нагнетательная скважина ВНР (забойное давление)	- 68.95Мпа
• Все скважины контролируются ВНР	
• объём закачиваемой жидкости за единицу времени	- 100 stb/дни
текущий дебит	- 100 stb/дни
• заводнения предел	- 3650 дня (10 лет)

Таблица 2- Данные, используемые для расчетов по добыче нефти

Вязкость воды,	0,5 ф
Предлагаемая район обводнения,	40 акров
Предлагаемый контур заводнения	5 пятно
Предлагаемые скорость закачки воды	3000 баррелей / день
Объем пор в начале наводнения	6,98 * 106 баррелей
Объем нефти в начале наводнения, $N_s$	2,96 MMSTB
Коэффициент отношение подвижности, $M$	0,923
эффективность вытеснения по площади при прорыве, $E_{авт}$	0,70
Накопительное PV воды впрыскивается в прорыве, $Q_{вт}$	0,467
Накопительное закачивание воды в прорыве, $W_{вт}$	2,28 MM за баррель
Время до прорыв воды $t_{вт}$	580 дней
коэффициент вытеснения при прорыве, $E_{двт}$	0,5838
Накопленная добыча нефти на прорыв, $[Np]_{вт}$	1,59 M.M.

Таблица 3 - Нефтеотдачи данные расчета для заводнения месторождении X

### Экономический анализ вторичной добычи нефти в коллекторе X при заводнения

На этом этапе мы определили чистая приведенная стоимость (NPV) для того, чтобы оценить экономическую жизнеспособность проекта заводнения в исследуемом нефтяного месторождения.

- Чистая приведенная стоимость (ЧПС)

Приведенная стоимость денег сравнивает стоимость определенной суммы денег сегодня к стоимости той же суммы в будущем, и наоборот, с учетом инфляции и доходности. Чистая приведенная стоимость (NPV)

представляет собой разницу между текущей стоимостью денежных поступлений и текущей стоимостью оттока денежных средств. Принимая во внимание возможность инвестиций, NPV используется организацией для анализа прибыльности проекта или инвестиций и принимать решения в отношении капитала бюджета. Он чувствителен к будущим денежным потокам, что инвестиции или проект будет выходом.

Консервативный годовая ставка дисконтирования в размере 10% был использован в данном исследовании в оценке текущей стоимости денег и основана на текущих ставках, по которым имеющие право учреждения заряженными заимствовать краткосрочные средства непосредственно от Федерального резервного банка (примерно 6,5 %). Кроме того, большинство нефтяных компаний используют этот показатель для оценки жизнеспособности предлагаемых инвестиций.

Приток денежных средств рассчитывается исходя из темпов добычи нефти и воды, полученных от каждого из добывающих скважин или от накопленной добычи из резервуара. Цена на нефть искусственно поддерживается на уровне \$ 40 за баррель в течение всего 10-летнего периода производства в то время как стоимость утилизации воды составляет \$ 3 за баррель добываемой воды. Общий приток денежных средств за весь период производства определяется,

$$C = (f_{opt} \times \$ / \text{баррель}) - (f_{wpt} \times \$ \text{wat})$$

где, C = общий приток денежных средств, \$

\$ / Баррель = Цена нефти на баррель, \$

\$ Wat = Стоимость удаление воды на баррель, \$

$f_{opt}$  = Накопленная добыча нефти, БВУ

$f_{wpt}$  = Накопленная добыча воды, БВУ

Экономический предел определяется временем, при котором стоимость обработки воды точно уравнивает доход от продажи

нефти. Разрез воды, при котором достигается экономический предел может быть рассчитана таким образом;

$$wct = \frac{wwpr}{wwpr + wopr} = \frac{\$/bbl}{\$/bbl + \$wat} = \frac{50}{50 + 3} \approx 94\%$$

где  $wct$  = обводненность, STB / STB

## Выводы

Выводы Была проведена оценка коллектора месторождения "X" для заводнения, и результаты показали, что такой тип коллектора подходит для заводнения для повышения нефтеотдачи. Были использованы уравнения для оценки окупаемости мощностей коллектора, количества воды для закачки в пласт при заданных условиях, инициирующего эффективность вытеснения. Кроме того, был выполнен анализ прибыльности для получения чистой приведенной стоимости, чтобы проверить целесообразность инвестиций.

## Список литературы

- [1] Buckley, S., and Leverett, M. (1942), "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," Trans. AIME, Vol. 146, p. 107.
- [2] Tharek Ahmed (2001): Reservoir Engineering Handbook, 2<sup>nd</sup> Edition. Elsevier, Amsterdam, ISBN978-0-88415-770-0, 1208 pp.
- [3] Craig, F., Geffen, T., and Morse, R., (Jan. 1955): "Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests," JPT, pp. 7–15, Trans. AIME, p. 204.
- [4] Dyes, A., Caudle, B., and Erickson, R., (April 1954): "Oil Production after Breakthrough as Influenced by Mobility Ratio," JPT, pp. 27–32; Trans. AIME, p. 201.
- [5] 13. Yang, D, Zhang, Q. and Youngan GU, Y. Integrated optimization and control of the production- injection operation systems for Hydrocarbon reservoirs // Journal of petroleum science and Engineering 37, 69-81, 2003.
- [5] Oil Serve Nigeria Limited, (2004): Ongoing Power Plant Stations and Pipeline Projects Listing, Port-Harcourt, Nigeria.
- [6] Chukwuemeka M. M., Charley I. C., Anyadiiegwu, (2013): Evaluation of Oil Recovery and Economics of Waterflooding in Nigeria. Petroleum & Coal 55(4) 261-272, ISSN 1337-7027.

### References

[1] Buckley, S., and Leverett, M. (1942), "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," Trans. AIME, Vol. 146, p. 107.

[2] Tharek Ahmed (2001): Reservoir Engineering Handbook, 2<sup>nd</sup> Edition. Elsevier, Amsterdam, ISBN978-0-88415-770-0, 1208 pp.

[3] Craig, F., Geffen, T., and Morse, R., (Jan. 1955): "Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests," JPT, pp. 7–15, Trans. AIME, p. 204.

[4] Dyes, A., Caudle, B., and Erickson, R., (April 1954): "Oil Production after Breakthrough as Influenced by Mobility Ratio," JPT, pp. 27–32; Trans. AIME, p. 201.

[5] 13. Yang, D, Zhang, Q. and Youngan GU, Y. Integrated optimization and control of the production- injection operation systems for Hydrocarbon reservoirs // Journal of petroleum science and Engineering 37, 69-81, 2003.

[5] Oil Serve Nigeria Limited, (2004): Ongoing Power Plant Stations and Pipeline Projects Listing, Port-Harcourt, Nigeria.

[6] Chukwuemeka M. M., Charley I. C., Anyadiegwu, (2013): Evaluation of Oil Recovery and Economics of Waterflooding in Nigeria. Petroleum & Coal 55(4) 261-272, ISSN 1337-7027.