

05.00.00 Технические науки

05.00.00 Technical sciences

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПРОЕКТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ "X" ДЕЛЬТЫ РЕКИ НИГЕР, НИГЕРИЯ**

**OPTIMIZATION OF WELL PLACEMENT IN WATERFLOOD PROJECT IN "X" FIELD NIGER DELTA, NIGERIA**

Бэссей Инико Экенг  
аспирант  
e-mail: index\_2k6@yahoo.com  
*ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет», г. Краснодар, Россия*

Bassey Iniko Ekeng  
postgraduate student  
e-mail: index\_2k6@yahoo.com  
*FGBOI VPO Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia*

Заводнение используется при добыче нефти вторичными методами, чтобы выровнять пластовое давление и повысить его для того, чтобы соответствовать условиям продуктивного пласта с целью оптимального извлечения нефти. Одной из важных переменных оптимизации для реализации этой цели – это размещение скважин. Различные методы были предложены для этой проблемы. Среди них прямая оптимизация, что, хотя и является точным методом, достаточно сложно, из-за количества требуемых моделирований. Оптимальное размещение до шести нагнетательных скважин было изучено на месторождении «X» в западной части дельты реки Нигер в Нигерии. Скорость закачивания и времени впрыска также была оптимизирована и чистая приведенная стоимость (ЧПС) проекта затопления был использован в качестве целевой функции. В этом исследовании показано, теоретически и с помощью программы Eclipse, 100, в соответствии с основными элементарными характеристиками пласта, оптимальная добыча нефти сильно зависит от сетки скважин размещения и скорости закачивания. Результаты моделирования показывают, что хорошая эффективность вытеснения может быть достигнута с регулярным рисунком и с оптимальным расположением скважины.

Water flooding used in secondary oil recovery to level up reservoir pressure can be enhanced in order to fit the reservoir conditions with the aim to optimally recover oil. One of the important optimization variables to realize this aim is optimal well placement. Various methods have been suggested for this problem. Among these is direct optimization, although accurate, is difficult due to the number of simulations required. Optimal placement of up to six injection wells was studied at the X field in western Niger Delta of Nigeria. Injection rate and injection time was also optimized and net present value (NPV) of the flooding project was used as the objective function. In this case study, it is shown theoretically and by means of Eclipse 100 that according to the basic elementary reservoir characteristics, optimal oil recovery is strongly dependent on well placement pattern and injection rate. Simulation results show that good sweep efficiency can be achieved with a regular pattern with an optimal well position.

Ключевые слова: заводнение; оптимизация; размещение скважин; генетический алгоритм (ГА).

Key words: waterflooding; optimization; well placement; genetic algorithm (GA).

## **Введение**

Расположение скважин является важным шагом в добыче нефти и предназначено для максимального извлечения ресурсов. Традиционные методы зависят от опыта инженеров нефтяников и геологического строения. Решение задач высокой сложности и различных параметров, как правило, требует много

времени и денег. Свойства и расположение скважин являются важными факторами, которые могут повлиять на доходы нефтяной компании. Трудно измерить свойства нефтяного пласта, который, как правило, находится под землей на глубине от ста до тысячи метров. Поэтому, необходимо использовать процесс моделирования пласта, чтобы определить местонахождение скважины внутри неоднородного коллектора.

Тем не менее, определение подходящего места для новых скважин является сложной проблемой, которая зависит от коллектора и свойств жидкостей, а также технические характеристики наземного оборудования и экономических критериев. Для решения этой проблемы были предложены различные подходы. Среди них – прямая оптимизация с использованием имитатора в качестве оценочной функции, которая хотя и является точной, в большинстве случаев неосуществима из-за количества требуемых моделирований [1].

Значительная часть исследовательской работы была проведена, для того чтобы определить оптимальное расположение, тип и траектории скважин, которые будут пробурены в залежи. В 2002 году был предложен гибридный метод оптимизации на основе генетического алгоритма (ГА) [1].

Целевой функцией выступила ЧПС, в то время как были оптимизированы темпы закачки воды и размещения до четырех нагнетательных скважин. В работе [2] также расширены исследования по оптимизации процесса путем включения типа скважины и траектории нестандартных скважин. Эта проблема также является более сложной, чем другие задачи оптимизации, ввиду широкого спектра возможных типов скважин, которые необходимо учитывать, в том числе количество скважин, расположение и ориентация ответвлений. Эта процедура оптимизации повлекла за собой использование ГА в сочетании с другими процедурами, такими как искусственная нейронная сеть.

Результаты показали, что пошаговая ЧПС в \$ 154 млн с трех нагнетательных скважин была достигнута после оптимального размещения, по

сравнению со случаем без нагнетательных скважин [3]. Также было проведено аналогичное исследование с использованием гибридного генетического алгоритма (ГГА), чтобы определить оптимальное расположение. Эта техника была использована, чтобы оптимизировать как вертикальные, так и горизонтальные скважины, как для проектов закачки газа, так и для закачки воды в пласт с использованием ЧПС в качестве целевой функции. Были сопоставлены результаты, полученные от оптимизации размещения скважин, предложенных методом ГГА с результатами, полученными инженерными решениями. Оптимизированные результаты размещения, полученные с использованием ГГА, показали значительное увеличение совокупного производства, приблизительно на 70% больше, чем при предложенных инженерных решениях. В исследовании [3] также расширены исследования по оптимизации процесса путем включения типа скважины и траектории нестандартных скважин. Эта проблема является более сложной, чем другие задачи оптимизации из-за широкого спектра возможных типов скважин, которые необходимо учитывать, в том числе количество скважин, расположение и ориентацию ответвлений. Такая процедура оптимизации повлекла за собой использование ГА в сочетании с другими процедурами, такими как искусственная нейронная сеть. Наблюдалось общее увеличение целевой функции по отношению к базовому варианту до 30% в некоторых случаях.

Алгоритм оптимизации, используемый в данной работе, - это генетический алгоритм. Главной особенностью ГА является способность работать в пространстве решений с негладкой и нелинейной топологией, где традиционные методы совершенно не работают. В настоящем исследовании был использован симулятор коллектора. Генетический алгоритм зависит от принципа искусственного интеллекта, подобно тому, как теория Дарвина зависит от естественного отбора. Генетический алгоритм связан с симулятором, чтобы заново оценить оптимизированную скважину на каждой итерации [4].

Местоположение скважины является одним из наиболее важных аспектов в определении производства и характеристик пласта, и оно сильно зависит от

расположения скважин [5]. Процесс выбора наилучшего места для скважин происходит в основном с помощью метода проб и ошибок. Это отнимает много времени и требует высоких затрат на подсчеты, так как производительность зависит от многих переменных, связанных с характеристиками, коллектором и свойствами жидкостей, которые могут быть рассмотрены только с помощью численного моделирования. Использование алгоритма оптимизации, для того чтобы найти хорошее расположение скважин может быть очень полезным, но оно также может привести к слишком большому количеству моделирований для тестирования многих вариантов, большинство из которых окажутся одноразовыми [6],

### **Вводная информация**

Оптимальное управление пластами является важной темой в нефтяной промышленности. Большинство исследований, связанных с оптимизацией производительности пласта, связано с размещением скважин.

В [7], был предложен метод оптимизации размещения скважин под геологическими неопределённостями, основанный на характеристической поверхности и экспериментальном проектировании. Множественная регрессия и кригинг были использованы для уменьшения количества прогонов моделирования. Методология оптимизации количества и расположения добывающих скважин в новых областях была разработана в работе [8]. Она применялась на стадии первичной добычи, разработанной с вертикальными скважинами. В работе используются параллельные вычисления с целью ускорения процесса. В работе [9] предложена процедура оптимизации на основе моделирования коллектора, которая оценивает как отдельные скважины, так и характеристики всего месторождения. Методика помогает менеджерам принимать решения, которые приведут к адекватному восстановлению коллекторов, максимизации прибыли и минимизации рисков, связанных с инвестициями.

Процесс выбора оптимального размещения и количества скважин – не простая процедура из-за числа переменных. Поведение скважины зависит от свойств коллектора и взаимодействия с другими скважинами пласта, и оно может быть адекватно предсказано только с помощью численного моделирования. Таким образом, каждая комбинация числа и расположения скважин должна быть протестирована инженерами. Для этой цели широко применяется генетический алгоритм, благодаря его способности работать в пространстве решений с негладкой и нелинейной топологией, где традиционные методы, как правило, неприемлемы.

ГА является методом оптимизации на основе естественного процесса эволюции. Он работает путем определения первичной совокупности с  $N$  результатами измерений. Каждый результат измерений оценивается в соответствии со значением функции пригодности.

В работе [10] разработан гибридный алгоритм на основе прямых методов, таких как генетический алгоритм, поиск многогранника и поиск с запретами для получения оптимального решения задач, связанных с разработкой месторождения. Симулятор был использован в качестве генератора данных для оценки целевой функции, в котором присутствовал анализ денежных потоков. В работе [11, 12] также использовался генетический алгоритм для уменьшения вычислительной нагрузки для решения задачи оптимизации размещения скважин при неопределенностях. Применение генетического алгоритма и имитация нормализации представлены Янгом и др. в работе [13], чтобы оптимизировать операционные системы производства-закачки.

### **Численные тесты и результаты**

Рассматривался коллектор размером 500 футов  $\times$  500 футов  $\times$  10 футов, в направлениях  $x$  и  $y$ , этот резервуар разделен на 50 блоков сетки. Мы выделяем только один слой для направления  $z$  по причине толщины. 18 скважин планируется разместить в коллекторе, среди них шесть нагнетательных скважин, с максимальным нижним давлением 5 000 фунтов на квадратный дюйм, и

двенадцать добывающих скважин с максимальным нижним давлением 4 000 фунтов на квадратный дюйм.

Целью данного исследования является моделирование и оптимизация размещения скважин при заводнении в обычном коллекторе X дельты реки Нигер, Нигерия. Схема обычного резервуара представлена на рис.1

Относительное расположение нагнетательных скважин показано на рис. 1. Цветная полоса показывает насыщение водой в резервуаре.

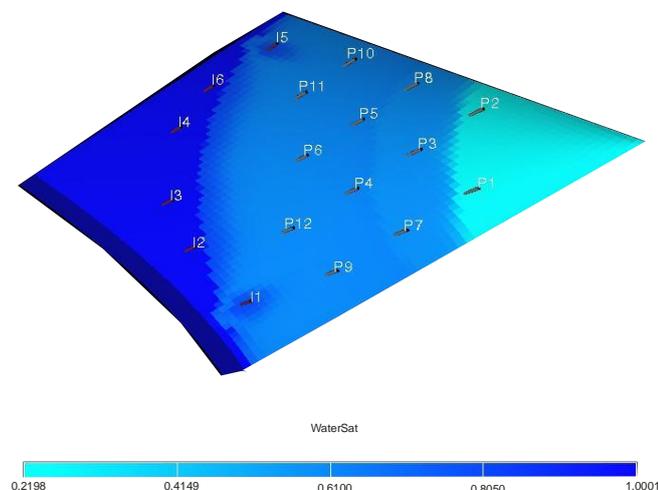


Рисунок 1- Схема месторождения «X» коллектора

**Выбор сетки скважин:** Прежде всего, следует отметить, что добываемые вода и нефть связаны материальным уравнением баланса:  $W_{inj} = N_p B_o + W_p B_w$ . Таким образом, кумулятивный впрыск воды  $W_p$  должен быть небольшим, так чтобы  $N_p$  был высоким.

Четыре различные сетки скважины одного типа, но различного количества также были смоделированы, среди них были отобраны для дальнейшего моделирования сетки с самой высокой добычей нефти и самым низким производством воды. Эти отобранные сетки скважин были также подвергнуты моделированию и результаты показаны в таблице (рис. 2) для селективного сравнения.

Пятиточечная модель с 13 скважинами, периферическими 18 скважинами и линейным контуром заводнения в 12 скважин была выбрана в качестве лучшей

модели. На рис. 2 показано, что периферическая картина с 18 скважинами имеет самую высокую нефтеотдачу, но ее суммарное поступление воды (СПВ) является вторым по величине после перевернутого рисунка с пятью точками (до 3200 дня). Перевернутый рисунок с пятью точками также является очень хорошим вариантом, где коэффициент извлечения нефти (КИН) не ниже, чем при периферическом рисунке с 18 скважинами. Итак, периферическая картина с 18 скважинами может быть лучшей альтернативой для сохранения высокой стоимости по утилизации воды, случай 5-точечной оптимизации рисунка по-прежнему является относительно дорогостоящим. Использование периферического рисунка с 18 скважинами (наш случай) дает нам право прибегнуть к стратегии снижения СПВ как можно больше, чтобы сохранить высокий коэффициент нефтеотдачи.

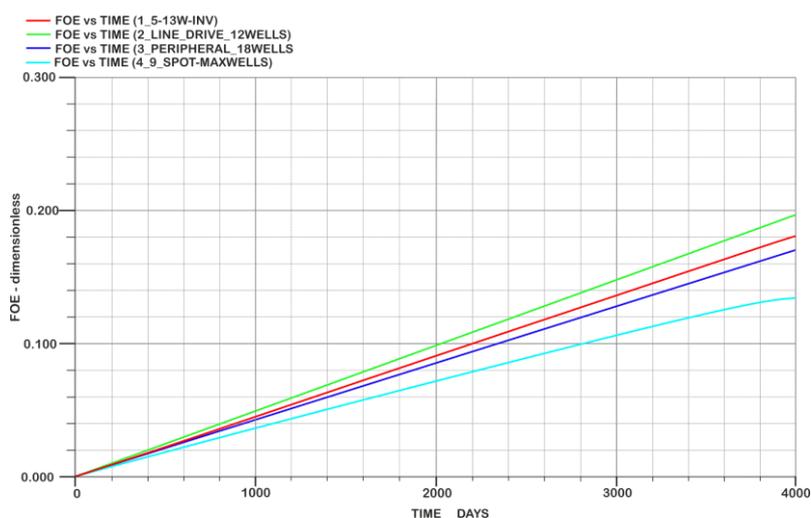


Рисунок 2 - Добыча нефти (КИН - безразмерный) в зависимости от времени (дни)

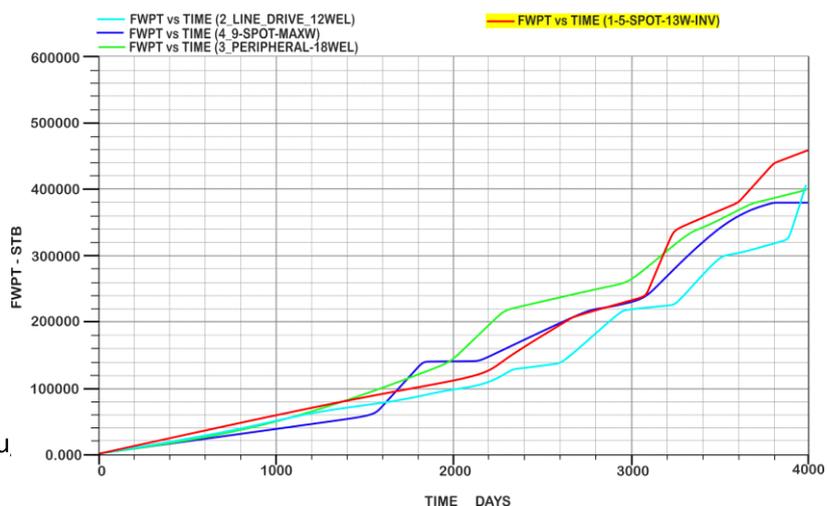


Рисунок 3 - СПВ против времени (дни)

### Оптимизация сетки скважин

Во-первых, мы провели моделирование трех выбранных сеток скважин и базового случая с тремя различными скоростями закачки. Как можно видеть, за счет увеличения скорости закачки заводнения, нефтеотдача выросла относительно естественного состояния заводнения (наш базовый вариант). Во-вторых, мы повторили все шаги, и полученные результаты аналогичны предыдущему случаю. Показано, что нефтеотдача при заводнении выше в сценарии с периферическими 18 скважинами, чем в других сценариях с той же скоростью впрыска: Рисунок 4 - 6.

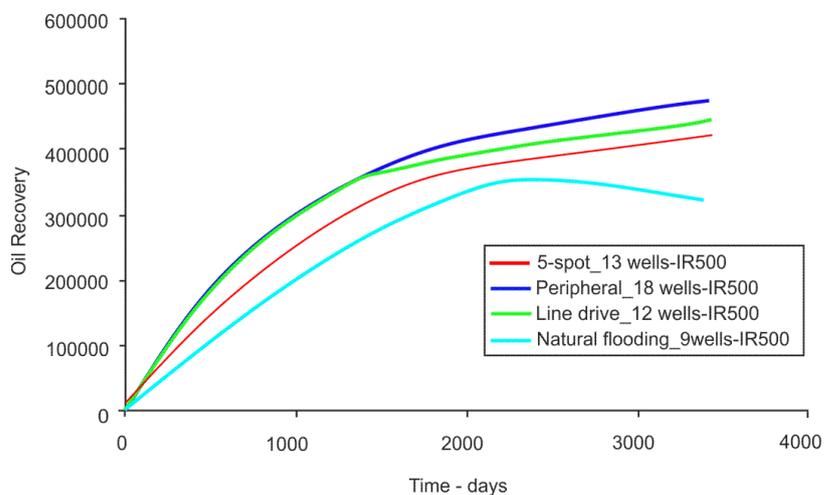


Рисунок 4 - Резервуар при закачке 500 STB / день

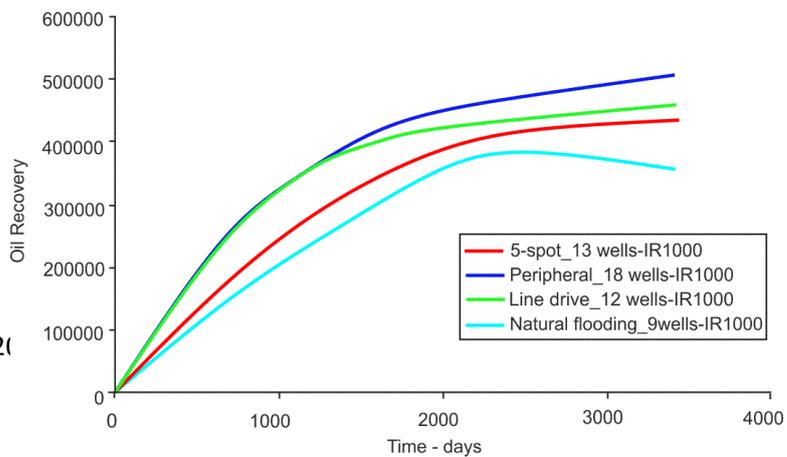


Рисунок 5 - Резервуар при закачке 1000 STB / день

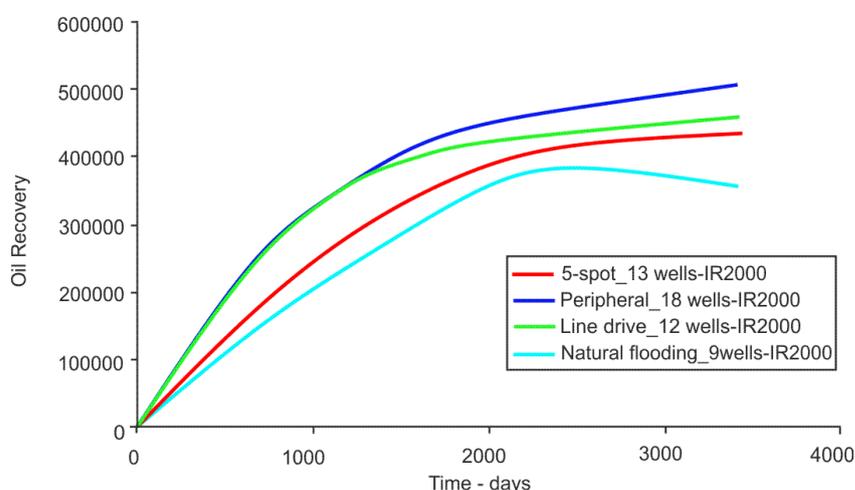


Рисунок 6 - Резервуар при закачке 2000 STB / день

Результаты моделирования трех выбранных образцов также в отношении добычи нефти представлены в таблицах 1-3. Можно видеть, что рисунок с 18 периферийными скважинами показывает самую высокую нефтеотдачу при скорости впрыска 500 баррелей в день, а также увеличение на 35,22% от базового варианта (сценарий 1).

Оптимизация за счет увеличения скорости впрыска от верхнего слоя, Рисунок 4-6 улучшения КИН выбранных моделей скважин за счет закачки из 2-го слоя. В первом случае, скорость инъекции 500stb / день (отношение скорости закачки = 500 STB / день), увеличение нефтеотдачи, как и в таблице 1.

Закачка 500 STB/день со 2-го слоя, похоже, замедлила поток воды, что привело к повышению коэффициента вытеснения и меньшему перепуску нефти. Это может происходить благодаря падению давления между нагнетательными и добывающими скважинами с увеличением расстояния между двумя скважинами снизу отверстия ( $q\mu L = K.A.\Delta P$ , если  $L$  увеличивается,  $Q$  и / или  $\Delta P$  должна уменьшаться для поддержания уравнения баланса).

Рассмотрим уравнение дробного потока (обводненности):

$$f_w = \frac{1 + \left( \frac{0.001127(kk_{ro})A}{\mu_o i_w} \right) \left[ \frac{\delta\rho_c}{\delta x} - 0.433\Delta\rho \sin \alpha \right]}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}}$$

Но, следует отметить, что добываемые вода и нефть, связаны уравнением материального баланса:

$$W_{inj} = N_p B_o + W_p B_w$$

Таким образом, определенный кумулятивный впрыск воды  $W_p$  должен быть небольшим, так чтобы  $N_p$  был высоким.

Наклон формирования в нашем случае производится с помощью впрыска из 2-го слоя, в то время как производство происходит из 3-го слоя. Если  $\alpha$  положительна (поток вверх по пласту)  $f_w$  будет уменьшаться по мере увеличения  $\alpha$  и наоборот. Обратите внимание на то, что если забои нагнетательных и добывающих скважин находятся на одном уровне ( $\alpha = 0$ )  $f_w$  имеет максимальное значение, если все остальные переменные остаются постоянными.

Таблица 1 - Нефтеотдачи в соответствии сеткой скважин

| Scenarios<br>(injection at 500 STB/day) | Oil Recovery (%) |
|---|------------------|
| Do nothing (natural flooding)           | 11.92            |
| 5-spot 13 wells                         | 26.22            |
| Peripheral 18 wells                     | 35.22            |
| Line drive 12 wells                     | 29.11            |

Таким образом, мы можем сделать вывод о том, что заводнение сильно зависит от местоположения скважины и скорости впрыска. Другое дело, что эти результаты рассчитаны на ограниченное время моделирования.

Таблица 2 - Нефтеотдача сетки скважин

| Scenarios<br>(injection at 1000 STB/day) | Oil Recovery (%) |
|--|------------------|
| Do nothing (natural flooding)            | 11.92            |
| 5-spot 13 wells                          | 29.11            |
| Peripheral 18 wells                      | 38.32            |
| Line drive 12 wells                      | 32.13            |

Таблица 3 - Нефтеотдача сетки скважин

| Scenarios<br>(injection at 2000 STB/day) | Oil Recovery (%) |
|--|------------------|
| Do nothing (natural flooding)            | 11.92            |
| 5-spot 13 wells                          | 29.11            |
| Peripheral 18 wells                      | 38.33            |
| Line drive 12 wells                      | 32.13            |

Окончательная нефтеотдача при заводнении приблизительно на 30 - 40% больше, чем естественное состояние. Кроме того, было показано, что при увеличении скорости впрыска, добыча нефти также увеличивается, рис. 4 и 5, но дальнейшее увеличение скорости впрыска до 2000 STB / день (рис. 6) не показывает увеличения добычи нефти

### Литература

1. Baris, G., Horne, R. N., Rogers, L., and Rosenzweig, J. J., Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Waterflooding Project // SPE Reservoir Evaluation and Engineering, June 2002, vol. 5, no. 3, pp. 229 – 236.
2. Burak, Y., Durlinsky, L. J., and Aziz, K. Optimization of Nonconventional Well Type, Location and Trajectory // SPE Journal September 2003, vol. 8, no. 3, pp 200-210.
3. Badru, O., and Kabir, C. S. Well Placement Optimization in Field Development // paper SPE 84191 prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 5 – 8 Oct, 2003.

1. Wathiq J. AL-Mudhafar . Using optimization Techniques for determining optimal locations of additional oil wells in south Rumaila oil field // SPE, Iraqi south oil company; Mohammed S. AL-jawad, SPE, Baghdad university, 2010
5. O. Badru. Well Placement Optimization in Field Development // SPE, Stanford U. and C. S. Kabir, SPE, Chevron Texaco overseas petroleum
6. Celio M. Production Strategy Optimization Using Genetic Algorithm and Quality Map // SPE, Lincoln Nakajima, SPE, and Denis J. Schiozer, SPE, Unicamp, 2008
7. Anonson, S.I., Eide, A. L., Holden, L. Optimization reservoir performance under with Application to well location // SPE 30710, SPE Annual Technical conference and Exhibition, Dallas, U.S.A., Oct, 22-25, 1995.
8. Pedroso Jr., C., Schiozer ,D. J. Optimization location of well in fluid development using reservoir simulation and parallel computing // Rio oil& Gas, Rio de Janeiro, Brazil, 2000
9. Mezzomo, C.C., Schiozer, D.J. Methodology for water injection strategies planning optimization using reservoir simulation // Paper 2002-121, 2002 Petroleum society's Canadian international Petroleum conference, Calgary, Alberta, Canada, Jun. 11-13, 2002
10. Bittencourt, A.C., Horne, R.N. Reservoir Development and design optimization //SPE 388895, SPE Annual Technical conference and Exhibition, San Antonia, TX, Usa., Oct. 5-8, 1995
11. Guyaguler, B., Horne, R.N. Uncertainty Assessment of well placement optimization // SPE 71625, SPE Annual Technical conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA., 30 Sep. to 3 Oct, 2001
12. Guyaguler, B., et al. Optimization of well placement in Gulf of Mexico waterflooding project // SPE 63221, SPE Annual Technical conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA., Oct. 1-4, 2000.
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.