Azzaytuna University
Agriculture faculty

مجلة النماء للعلوم و التكنولوجيا

Science & Technology's Development Journal
(STDJ)



مجلة علمية محكمة سنوية تصدر عن
كلية الزراعة جامعة الزيتونة

مجلة النماء للعلوم والتكنولوجيا

مجلة علمية محكمة تصدر عن كلية الزراعة جامعة الزيتونة

تنويه

1. المجلة ترحب بما يصل إليها من أبحاث وعلى استعداد لنشرها بعد التحكيم.
2. المجلة تحترم آراء المحكمين وتعمل بمقتضاها.
3. كافة الآراء والأفكار المنشورة تعبر عن آراء أصحابها فقط.
4. يتحمل الباحث مسؤولية الأمانة العلمية وهو المسؤول عما ينشر عنه.
5. البحوث المقدمة للنشر لا ترد لأصحابها سواءً نشرت أو لم تنشر.

(حقوق الطبع محفوظة للكلية)

مجلة النماء للعلوم والتكنولوجيا

السنة الرابعة العدد الرابع المجلد (1) مارس 2023

مجلة علمية محكمة - تصدر دورية سنوية - عن كلية الزراعة جامعة الزيتونة

رقم الايداع القانوني 2021/417 الدار الوطنية للكتب

ISSN : 2789-9535

هيئة التحرير بالمجلة

د. سعد سعد مادي	المشرف العام
أ.د. عبدالحميد أبوبكر يوسف	رئيس التحرير
د. يوسف منصور بوحجر	مدير التحرير
د. مسعود محمد احفيظان	رئيس اللجنة العلمية
د. صديق مريحيل السلامي	عضواً
أ. رمضان الدوكالي عبدالحميد	عضواً
أ. عبدالكريم عبدالله العربي	عضواً
أ. عبدالناصر عبدالقادر محمد	عضواً
أ.د. عامر الفيتوري المقري	رئيس اللجنة الاستشارية
أ.د. فرج علي جبيل	عضواً استشارياً
د. فرج عمران عليوان	عضواً استشارياً
د. مصطفى الهادي الساعدي	عضواً استشارياً

مجلة النماء للعلوم والتكنولوجيا: مجلة علمية دورية محكمة تصدر عن كلية الزراعة جامعة الزيتونة تعنى بالبحوث والدراسات المبتكرة في مختلف العلوم التطبيقية وتقبل نشر الأبحاث العلمية الأصيلة والنتائج العلمية المبتكرة.

الرسالة

الاسهام في نشر العلوم والمعارف الحديثة باستخدام أحدث معايير وتقنيات النشر والطباعة، ودعم الإبداع الفكري والتوظيف الأمثل للتقنية والشراكة المحلية والعالمية الفاعلة.

الرؤيـة

الارتقاء بإصدارات المجلة لتصبح مصادر معرفة ذات قيمة علمية تفيد المجتمع، والريادة العالمية والتميز في نشر البحوث العلمية.

الأهداف

1- تحقيق تقدم في التصنيفات العالمية عن طريق تقوية الجامعة بأكملها، والتميز بحثياً وتعليمياً في كافة المجالات.

2- استقطاب وتطوير أعضاء هيئة تحكيم واستشاريين متميزون.

3- تحقيق الجودة المطلوبة للبحث العلمي.

4- تمكين الباحثين والمحكمين من اكتساب المهارات الفكرية والمهنية أثناء حياتهم البحثية والعلمية.

5- بناء جسور التواصل داخل الجامعة وخارجها مع الجامعات الأخرى المحلية والإقليمية والعالمية.

قواعد النشر

تصدر المجلة وفق مبادئ الدين الإسلامي الحنيف، ووفق قوانين الإصدار للدولة الليبية، وكذلك وفق رؤية ورسالة وأهداف جامعة الزيتونة.

قواعد و شروط النشر بمجلة النماء للعلوم و التكنولوجيا كلية الزراعة جامعة الزيتونة

1- أن يكون البحث لم يسبق نشره في أي جهة أخرى وأن يتعهد الباحث كتابة بذلك.

2- أن يكون البحث مكتوباً بلغة سليمة، ومراعياً لقواعد الضبط ودقة الرسوم والأشكال إن وجدت، ومطبوعاً بخط (Simplified Arabic) للغة العربية، وبخط (Times News Roman) للغة الأجنبية، وبحجم (12)، وبمسافة مفردة بين الأسطر، وأن تكون أبعاد الهوامش للصفحة من أعلى وأسفل (4 سم) ومن الجانبين (3 سم)، وألا يزيد البحث عن (25) صفحة.

3- أن تكون الجداول والأشكال مدرجة في أماكنها الصحيحة، وأن تشمل العناوين والبيانات الايضاحية الضرورية، ويراعى ألا تتجاوز أبعاد الأشكال و الجداول حجم حيز الكتابة في صفحة Microsoft Word.

4- أن يكون البحث ملتزماً بدقة التوثيق، وحسن استخدام المراجع، وأن يراعى اتباع نظام (APA) في توثيق المراجع داخل النص وفي كتابة المراجع نهاية البحث.

5- تحتفظ المجلة بحقها في اخراج البحث وإبراز عناوينه بما يتناسب واسلوبها في النشر.

6- تنشر المجلة البحوث المكتوبة باللغة الأجنبية شريطة أن ترفق بملخص باللغة العربية لا يتجاوز 250 كلمة.

7- ترسل نسخة من البحث مطبوعة على ورق حجم (A4) إلى مقر المجلة، أو نسخة إلكترونية إلى البريد الالكتروني للمجلة (annamaa@azu.edu.ly)، على أن يكتب على صفحة الغلاف: اسم الباحث ثلاثي، مكان عمله، تخصصه، رقم الهاتف والبريد الإلكتروني.

8- يتم تبليغ الباحث بقرار قبول البحث أو رفضه خلال مدة أقصاها ستون يوماً من تاريخ استلام البحث، وفي حالة الرفض فالمجلة غير ملزمة بذكر أسباب عدم القبول.

9- في حالة ورود ملاحظات وتعديلات على البحث من المحكم يتم ارسالها للباحث لإجراء التعديلات المطلوبة وعليه الالتزام بها، على أن يعاد إرسالها للمجلة خلال فترة أقصاها خمسة عشر يوماً.

10- أن يلتزم الباحث بعدم إرسال بحثه لأية جهة أخرى للنشر حتى يتم اخطاره برد المجلة.

11- دفع الرسوم المخصصة للتحكيم العلمي وللمراجعة اللغوية والنشر، إن وجدت.

كلمة افتتاحية

الحمد لله حمداً كثيراً طيباً مباركاً فيه، والصلاة والسلام على محمد وعلى آله وصحبه أجمعين.

يسعد أسرة مجلة النماء للعلوم والتكنولوجيا أن تقدم للباحثين أصدق التحيات وأعطرها بعد إصدارها بشكل منتظم وردود الفعل التي تلقيناها والتي كانت لنا بمثابة دافع لمواصلة السير قدماً، لتطوير بيت الخبرة، لكي يكون استمراراً للجهود المبذولة وتوثيق النتاج العلمي الأكاديمي المتخصص، رغبة من هيئة التحرير في أن تكون المجلة منفذاً لنشر الإنتاج العلمي الذي سيقدم في المجالس العلمية، ولجان الترقية، وفقاً للقواعد والضوابط المنصوص عليها.

فمن خلال العدد **الرابع المجلد الأول مارس 2023م** نهديكم أعزاءنا القراء والبحاث عدداً من البحوث والدراسات في مجالات متنوعة والتي تشكل حلقة مهمة في السلسلة البحثية لتعميق المعرفة لديكم ودعم مصادركم.

وفي الختام نتقدم بالشكر والامتنان إلى كل من ساهم وعمل على استمرار هذه المجلة العلمية، وندعو جميع الباحثين المهتمين بالعلوم والتكنولوجيا إلى تقديم نتاجهم العلمي للنشر فيها.

أسرة المجلة

مجلة النماء للعلوم والتكنولوجيا (STDJ)
السنة الرابعة العدد الرابع المجلد (1) مارس 2023
مجلة علمية محكمة تصدر عن كلية الزراعة جامعة الزيتونة

المحتويات

العنوان	الاسم	الصفحة
تقييم القوانين والتشريعات الليبية ودورها في حماية المصادر المائية	عبد الوهاب الأزرق، عبد الناصر القزون	1
معارف وتنفيذ الزراع للتوصيات الفنية المتعلقة بالمحافظة على البيئة دراسة ميدانية في محافظة أبين	غالية موسى رجب، زياد عبدالله هشال	13
على تخزين ثمار الليمون والتشميع تأثير بعض معاملات التغليف	صابرين محمد خليفة، طه محمد أبوبكر	26
دراسة تأثير سماد الدواجن على تحولات النيتروجين والنشاط الميكروبي في التربة الرملية	عبدالناصر عبدالقادر محمد، محمد الطاهر الفيتوري	32
دراسة مسحية ميدانية للطريقة التقليدية المستخدمة في تصنيع العكه والسمن ورب الخروب المنتجة بمنطقة الجبل الاخضر	عبد الرسول بوسلطان، مبروكه ميلاد، حنان محمود	44
أهمية دعم وتطوير الخدمات والأنشطة المكملة لعملية التنمية الزراعية في ليبيا	فتحية علي اسبيقه، الهام جمعه البقي	66
تأثير معاملة تبن الشعير باليوريا على معدل الكفاءة الغذائية ووزن الجسم لجدايا الماعز المحلي	ادريس محمد منصور، عبدالرزاق البشير فريوان	82
تقدير تدهور الغطاء الأرضي لغابة جوددانم بشمال غرب ليبيا باستخدام الصور الفضائية وتقنية نظم المعلومات الجغرافية	رضاء الشريف، إبراهيم شكاب، نجيب فروجة، محمود الشنطة	89
دراسة تأثير بعض العوامل البيئية على نمو فطريات*Botrytis cinerae* و*Botrytis Fabae*	امنة المبروك عقيلة، نوارة علي محمد، حنان ابراهيم علي	97
تحليل اقتصادي لاستجابة عرض زيت الزيتون في ليبيا خلال الفترة 1985-2019	سعاد خليل البناقو	106
تأثير استخدام مخلفات عصر الزيتون (الفيتورة) على أداء دجاج اللحم	عبدالكريم عبدالله العربي	114
إمكانية تطبيق مبادئ نظام الهاسب (HACCP) خلال إنتاج زيت الزيتون بالمعاصر الأهلية	صفي الدين انبيه، حميدة أبوشحمة، نجمي منصور، يوسف بوحجر، تسنيم احفيظان	120
أهمية بناء نموذج التوازن العام القابل للحساب للاقتصاد الوطني الليبي	أمان محمد الرمالي	138
دراسة التغيرات في الخصائص الكيميائية، الفيزيائية والحسية للخبز العربي وعلاقتها بنسبة الاستخلاص خلال 72 ساعه	صلاح علي الهبيل	147
تداخل الامراضية بين نيماتودا تعقد الجذور *Meloidogynejavanica* و*M. incognita* وفطر ذبول الفيالوفورا-*Phialophoracyclaminis* علي أشجار الزيتون بمحافظة المرقب	عمر عمران البي، صالح الهادي الشريف، خليفه حسين دعباج	158
تحديات البحث العلمي في مراكز البحوث الزراعية في الدول العربية دراسة حالة مؤسسات البحوث الزراعية في ليبيا	مسعودة عبد الرحيم بوعروشة، عبد السلام عبد الحفيظ الصلاي	170

مجلة النماء للعلوم والتكنولوجيا (STDJ)
السنة الرابعة العدد الرابع المجلد (1) مارس 2023
مجلة علمية محكمة تصدر عن كلية الزراعة جامعة الزيتونة

المحتويات

Title	Name	Page
Determination of puberty of local goats compared to Shami goats under local environmental conditions	Fawzi Musbah Eisa	195
Survey and study of biodiversity in Shabruq Valley, Tobruq, Libya	Mona Allafe, Abdullh Abdullh, Madina Alshaary, Nor Al-deen Abd Al-karem	202
Data Mining Approach to Analyze Node localization on Wireless Sensor Network Dataset	Abobaker M. Albaboh, Ali A. Baraka, Abdussalam A. Alashhab	210
Use of plant essential oils in fish aquaculture as growth promoters: A review.	Iman Daw Amhamed, Gamaia Ali Mohamed, Mohamed Omar Abdalla	222
The Relation Between Seed Size, Water Imbibition Rate, And Germination Speed In Some Genotypes Of Bambara Groundnut (Vigna subterranea (L.) Verdc.)	Mohamed Milad Mohamed Draweel	238
Prevalence of Prematurity at the Special Care Baby Unit in the Children's Hospital—Tripoli	Ibrahim Mouftah Ali Altourshani	246
Evaluation of the Antioxidant Activities To Various Solvent Extracts From *Asphodelus microcarpus L.* plant Growing in Al-Jabal Al- Khadar region, Libya	Thuryya Saleh Farag	254
Annual effective dose and Excess Lifetime Cancer Risk in soil samples from a sits around the city of Al-Bayda, Libya	Salha Alsaadi, Asma AL-abrdi, Jemila Mussa	273
Seroma prevention post abdominoplasty	Munir Abdulmoula, AHMAD IBRAHIM	280
Effect of choke size and well head pressure perform a system analysis, case study in Libya	Elnori Elhaddad	284

Effect of choke size and well head pressure perform a system analysis, case study in Libya

Elnori Elhaddad
Petroleum Engineering Department, Faculty of Engineering, Baniwaleed University.
norimab2014@gmail.com

تأثير حجم الخانق وضغط رأس البئر إجراء تحليل للنظام، دراسة حالة في ليبيا

المستخلص:

أجريت هذه الدراسة باستخدام ارتباط جيلبرت وبرمجيات PIPESIM لنظام الدي يكون فيه حجم الخانق صغيرًا جدًا، أداء البئر يتدهور، يحدث انخفاض كبير جدًا في الضغط داخل الخانق، لهذا النوع، من الواضح أن تحسين أداء المكمن عن طريق التحفيز سيكون مضيعة للجهد ما لم يتم وضع حجم خانق أكبر. ومع ذلك، إذا كان حجم الخانق كبيرًا جدًا، فقد تكون سرعة تحرك السائل لأعلى منخفضة جدًا بحيث لا يمكنها رفع السوائل بشكل فعال إلى السطح، والحصول أخيرًا على معدلات إنتاج منخفضة. البئر المستخدم في هده الدراسة صمم أن يكون E-226. صخر المكمن هو الحجر الجيري GialoPaleocene. هذا البئر ينتج ماء مفرط تصل إلى 92٪ وينتج هيدروكربونات 8٪ فقط. في هذه الدراسة، لم يتم تركيب خنق سطحي للبئر، في هده الحالة قد يؤدي إنتاج سوائل بمعدلات أعلى من المعدلات المثالي مع حجم الخانق المفتوح بالكامل وإلى حدوث مجموعة من المشاكل الغير المرغوب فيها مثل اختراق الماء والغاز للبئر، وإنتاج الرمال، والتآكل. لذلك، كما هو متوقع، سيؤدي تغيير حجم الخانق في النهاية إلى تغيير ضغط قاع البئر وتغير معدل الانتاج، مما يؤدي إلى تغير ضغط رأس البئر. لضبط ذلك، علينا الأخذ بعين الاعتبار لضغط راس البئر ومنحنى أداء خط انبوب الانتاج السطحي. تركز هده الدراسة على طرق تحسين الانتاج للبئر النفطي مع تحسين حجم الخانق. سيؤدي تغيير حجم الخانق في النهاية إلى تغيير ضغط قاع البئر وتغير معدل التدفق، مما سيغير ضغط رأس البئر.

الكلمات المفتاحية: *حجم الخانق ، ضغط رأس البئر ، تحليل النظام ، علاقة جيلبرت ، بايبسم سوفت وير.*

Abstract:

This study was conducted by using Gilbert correlation and PIPESIM software for a system in which the choke size is too small, the well performance suffers, too much pressure drop occurs in the choke, for this type, it is obvious that improving the reservoir performance by stimulation would be a waste of effort unless larger choke size was installed. However, if the choke size is too large, the velocity of the fluid moving up may be too low to effectively lift the liquids to the surface, and finally getting low production rates. The well-used in this case study will be designated as E-226. The GialoPaleocene Limestone Reservoir. This well produces excessive water 92% and produces hydrocarbons only 8%. In this study, the well don't have surface choke installed, withdrawing fluid at higher than optimum rates with fully open choke size may create a host of unwanted problems like water/gas breakthrough, sand production, erosion. So, as

you suspect, changing choke size will eventually change FBHP and flow-rate, which will change Well Head Pressure. To model that, you need to consider wellhead Pressure and flow line performance curve. The case study emphasizing on the use of production optimization of an oil well with optimize choke size. Changing choke size will eventually change FBHP and flow rate, which will change well head pressure.

Keywords: *choke size, well head pressure, system analysis, Gilbert correlation, pipesim software.*

Introduction:

In practice, it is worth mentioning that very few wells are produced without any restrictions at all to obtain the maximum production rate **(**Ajienka **&** Ikoku, 1987). The overall performance of the production well is a function of several variables, e.g., tubing size, well head pressure, choke size, etc. Flow rate (Q) is a measure of the rate of production of reservoir fluids, which is a function of perforation density, reservoir pressure, tubing size, choke / bean size, flow line diameter, and separator pressure **(**Carroll, 1990). This means that any change in these variables will change the performance of the well, Figure (1).

The wellhead chokes in the oil and gas industry are used to regulate the flow rate in order to maintain the allowable well, which helps maintain reservoir pressure, protect the surface equipment, to prevent water and gas coning, and provide the necessary back pressure to avoid configuration damage due to excessive drawdown **(**Nasriani **&** Kalantariasl**,** 2011).

The published multiphase flow correlations are highly empirical for Offshore Bouri Oil field, Libya (Mesallati et al., 2000). Several correlations have been offered for describing critical and subcritical multi-phase flow through wellhead chokes (Al-Attar, 2009). Majority of such correlations are based on limited ranges of flow variables. According to quality and scope of data upon which they are based, the validity of those correlations is limited.

The most popular correlation was developed by Gilbert (Gilbert, 1954), but it is valid for critical flow occurring when the upstream pressure of the choke is at least 70% higher than the downstream pressure or when the ratio of downstream pressure to upstream pressure is equal to 0.588 (Ghareeb & Shedid, 2007). However, other researchers proposed various correlations rather than Gilbert's equation in the literature.

As choke size is increased the friction losses decrease which results in a lower P_{wf} and therefore, a larger inflow. However, as the tubing size or choke size is further increased the well begins loading with liquid and the flow becomes intermittent or unstable. As the liquid level in the well builds the well will eventually die (Beggs, 2003), Figure (2).

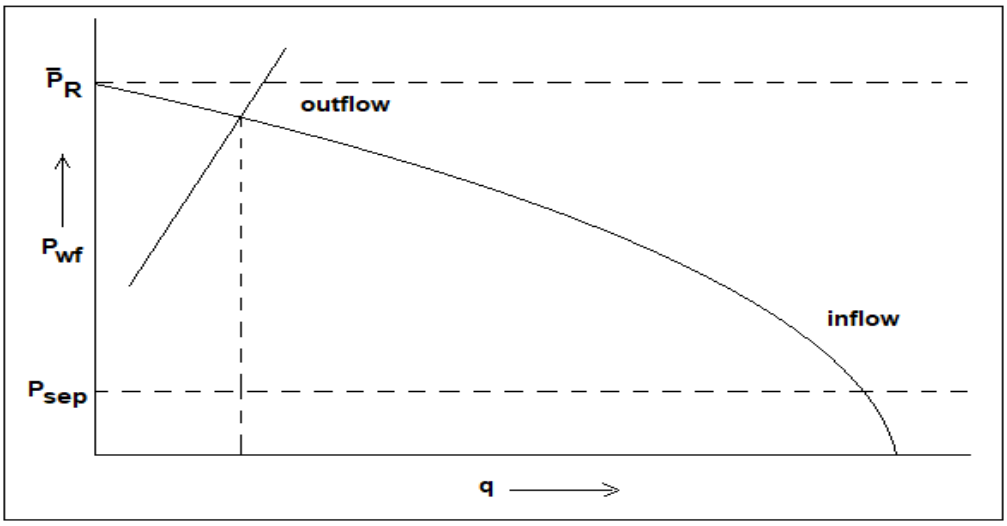


Figure 1. Well restricted by choke size are too small, the well is going to die (Beggs, 2003).

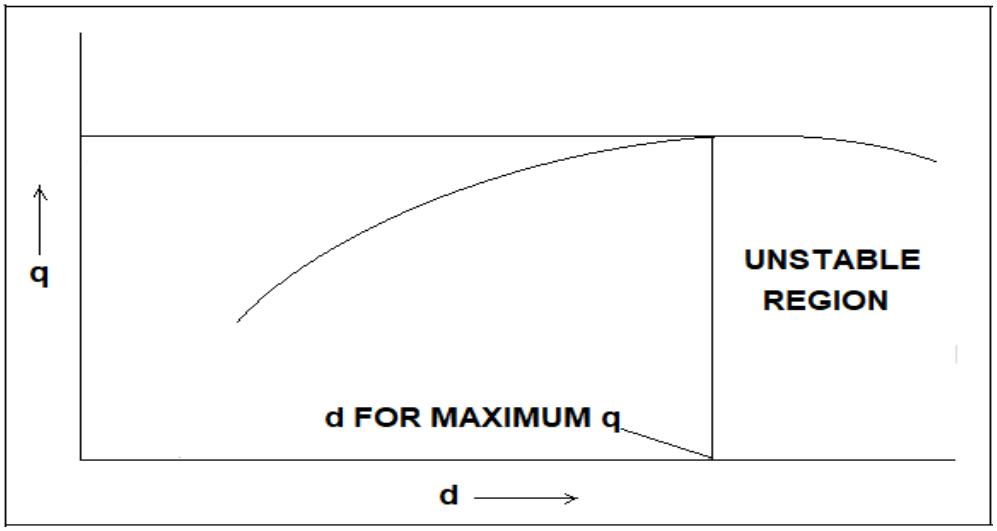


Figure 2. Finding the optimum choke size (Beggs, 2003).

- The case study emphasizing on the use of production optimization of an oil well with optimize choke size.

In order to assess the relation between production rate and wellhead pressure for two phase critical flow, numerous empirical have been established.

The first empirical correlation for choke selection was done by Gilbert in 1954. He developed an empirical correlation for critical flow through a choke. He used production data from flowing oil wells in the Ten Section field of California (Gilbert, 1954). Gilbert's equation consists mainly of a three-parameter equation in which the flow rate is linearly proportional to the upstream pressure. The second experimental relation was proposed by Baxendell in 1957. He revised Gilbert's equation to update the coefficients based on incremental data (Baxendall, 1957). The third experimental relation was

proposed by Achong in 1961. He modified Gilbert's equation to match the performance of wells in Lake Maracaibo field in Venezuela (Achong, 1961).

In 1960, a new theory based on Tangren's theory was proposed by Ros for a continuous gas phase. This analysis led to the development of an equation relating mass flow of gas and liquid, upstream pressure and choke size (Ros, 1960). To make Ros' correlation available to oil field workers, Poetmann and Beck converted the correlation to oil field units and reduced it to a graphical form (Poettmann & Beck, 1963).

In 1969, Omana, Brown, Brill and Thompson conducted experimental field tests at the facilities of Union Company of California's Tiger Lagoon Field in Louisiana to study the multiphase flow of gas and liquid (gas-water system) through a small-sized choke in a vertical position, and used dimensional analysis to obtain their empirical equation (Omana et al., 1969).

In 1975, a theoretical model relating dynamic orifice performance in both critical and sub critical flow regimes was developed (Ashford & Pierce, 1975).

In 1986, Sachdeva, Schmidt, Brill and Blais developed a model to calculate flow rate of a choke by investigating a two-phase flow through wellhead chokes, including both critical and subcritical flow (Fortunati, 1972). Ajienka and Ikoku analyzed several correlations, including those by Gilbert, Baxendell, Ros, Achong, and Ashford, and proposed two well models (Sachdeva et al., 1986).

In 1996, Elgibaly and Nashawi developed a correlation to describe the choke performance of the Middle-East oil wells (Ajienka, 2005).

In 2007, Ghareeb and Shedid attempted to overcome the limitations of the existing correlations for artificially flowing wells by developing a new correlation capable of calculating precisely the wellhead flow production (Elgibaly & Nashawi, 1996).

In 2014, Ebuka used an integrated production model (Prosper software) to optimize production in a mature Niger Delta field where continuous declining rates greatly limited the economics for routine production optimization activities (Okon et al., 2015).

Wellhead chokes are used in the petroleum industry to control flow rate, to maintain well allowable, to protect surface equipments, to prevent water and gas coning and to provide the necessary backpressure to reservoir to avoid formation damage from excessive drawdown (Nasriani & Kalantariasl, 2011).

In 2015, Okon used sixtyfour field test data from oil producing wells in the Niger Delta region of Nigeria to develop wellhead pressure-production rate correlations based on Gilbert and modified Gilbert equations (Alrumah & Bizanti, 2007).

Research method:

The well-used in this case study will be designated as E-226.The GialoPaleocene Limestone Reservoir was first discovered in March 1961 by drilling of well E1, and put on production in November 1964. The Gialo Paleocene reservoir produces from the Zelten Limestone member of the Upper Paleocene Epoch. Three Facies with insignificant differences in properties have been identified.

Paleocene is the lowest productive reservoir in the Gialo horst block. The maximum gross thickness is 150 feet in the east-central part of the reservoir and thins to the west. The main reservoir is a structural trap in Zelten limestone, delineated by faults. Oil has been trapped in a structural high formed by the Gialo Block. The reservoir data summary includes average values of the fluid and rock properties is given in Table (1)**.**

2.1 Reservoir data summary Paleocene Zelten Limestone Reservoir – Gialo Conc. 59E.

Table 1. Basic reservoir data

Formation Producing	Paleocene Limestone
Top of Pay Formation	6300 ft. KB
Datum Depth	5900 ft.
Productive Acre	15,008 Acres
Average Net Pay	47.6 ft
Original BHP at Datum	2726 psig
Reservoir Temperature at Datum	186 deg F

Table 2. Average rock properties

Porosity	25.2 %
Permeability (horizontal)	14.5 md
Water Saturation	37.4 %

Table 3. Fluid properties

Saturation Pressure	927 psig
Differential Solution GOR	440 scf/stb
Flash Solution GOR	300 scf/stb
F.V.F. at Original Pressure	1.282 RB/STB
Current Reservoir Pressure	2238 psig
API Gravity at 60 deg F	39.4 deg API

Well Data.

E-226 Well.

The Configuration and Completion data for this well as the following;

Location: 28° 42' 22" N 21 25' 26" E

Elevation: 332' GL 340 KB

Depth: 6340' MD 6300' (TVD)

Table 4. Well completion data.

Casing	Size (in)	Weight (lb/ft)	Grade	Depth (ft)
surface casing	13 3/8	61	J55	831
production casing	9 5/8	40	J55	2753
Production Liner	7	23	N80	2572 - 6338

The Cumulative Oil production is 2.57 MMBBL

The oil production rate is 140 STB/D and the water cut is 92%.

The SBHP is 2086 psig and the P.I is 0.169 BOPD/psig.

1. Calculate the inflow and outflow performance for the well at original conditions

Stable point: Q = 2287 (STB/DAY), P_{WF} = 1401 psig, Reservoir pressure =2700 psig

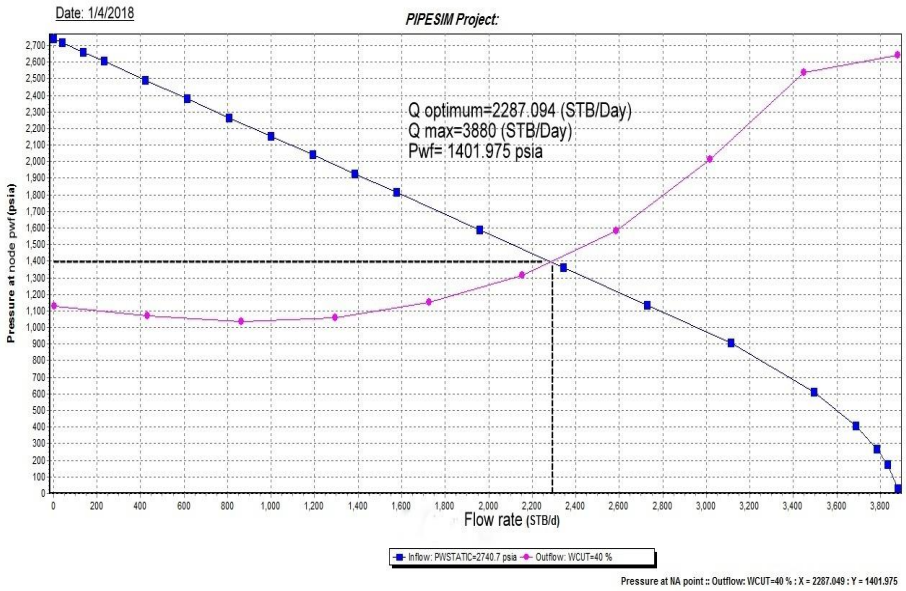


Figure 3. shows inflow and outflow performance relationship curve for the well at original conditions.

2. Calculate the inflow and outflow performance for the well at actual conditions

Stable point: Q = 1728 (STB/DAY), P_{WF} = 1282 psig, Reservoir pressure =2300 psig

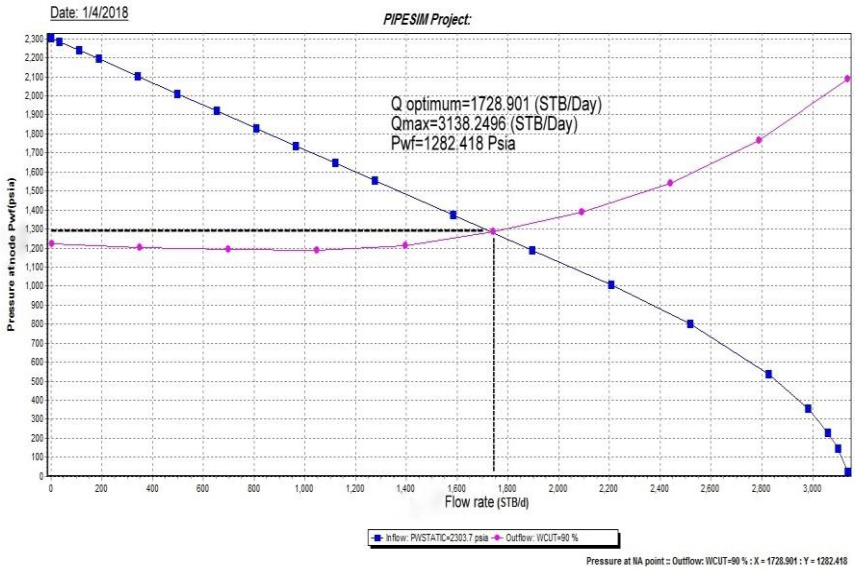


Figure 4. shows inflow and outflow performance relationship curve for the well at actual conditions.

The multiphase flow of oil and gas from the reservoir into the storage tanks is noted in (Fig (5), and is divided into three stages: inflow, Vertical flow and horizontal flow, and the pressure losses are:

1. Δp_1: Flow through the porous medium (inflow performance). Δp_1 will vary from 10 – 50 % of the total loss.
2. Δp_2: multiphase flow from the bottom of the well to the surface. Δp_2 will vary from 30 - 80% of the total pressure loss.
3. Δp_3: multiphase flow from the wellhead into the storage tanks (surface flow performance). Δp_3 will vary from 5-30% of the total pressure loss depending upon many factors and in particular on whether or not the well needs to be choked

Stages 2 and 3 require their own multiphase flow correlation in order to determine Δp_2 and Δp_3. These pressure losses are shown graphically in (Fig (5).

The following stepwise procedure will help to understand this plot.

1. Plot the inflow curve using Vogel Equation (Vogel, 1968). Developed for saturated reservoir (at or below bubble point):

i. Can be applied for any reservoir where gas saturation increases as pressure declines

ii. No skin, but can be extended for skin effects

iii. Vogel found that the production Q_o can be expressed as

$$\frac{q_o}{q_{o,\max}} = 1 - .2\frac{P_{wf}}{P_R} - .8\left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2$$

● One test point required $R = P_{WF} / P_R$

1. From the depth of the well, G/L and diameter find the values of the wellhead pressure corresponding to different flow rates from pressure traverse curves and plot.
2. Plot the surface separator pressure horizontal line. These it can be selected for the desired rate.
3. Draw in a vertical line at the rate desired. This will be the equilibrium condition, given Q, P_{wf} and P_{wh}.

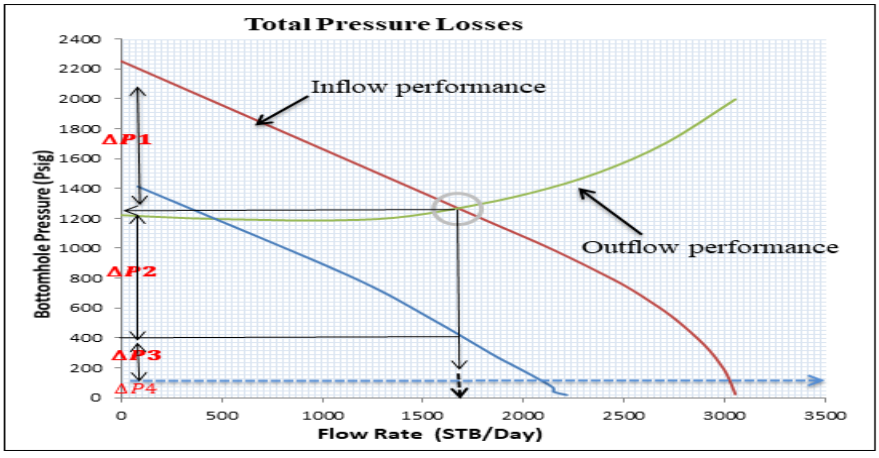


Figure. 5. shows determination of flow capacity, the three stages; Inflow performance, Vertical flow and horizontal flow performance and total pressure losses before optimizing.

Wellhead pressure can be calculated now from Figure (5) after calculating Δp_3 or by Gilbert Equation. P_{wh}= 400 psig for flow rate = 1728 STB/d

- Since the VLP and IPR were calculated, it was possible to move on and use it to perform a system analysis

Gilbert Equation

$$pwh = \frac{A1 q l R^{A2}}{d^{A3}}$$

A1=3.86*10^-3

A2=0.546

A3=1.89

Where:

Q_L: total flow rate of total liquid.

R: gas liquid ratio.

d: chock size diameter (1/64).

Since:

Q = 1728.901 (STB/D).

R = 300 (SCF/STB).

Results and discussion:

The calculations of inflow and outflow performance relationship curve for the well at actual conditions;

Stable point where, Q = 1728 (STB/DAY), P_{WF} = 1282 psig, Reservoir pressure =2300 psig,

Draw down pressure 2300 – 1282 = 1018 psig

The calculations of inflow and outflow performance relationship curve for the well at original conditions

Stable point where, Q = 2287 (STB/DAY), P_{WF} = 1401 psig, Reservoir pressure =2700 psig

Draw down pressure from reservoir pressure to the bottom hole pressure:

2700 – 1401 = 1299 psig

Currently the well production rate is about 1728 STB/D with a 90 % water cut.

Table (5), shows E-226 well choke sizes at different flow rates and wellhead pressures. Generally almost all flowing wells utilize wellhead chokes in order to regulate the flowing rate, prevent water, gas coning and sand problems, as well as valves installed for safety purposes. As a major factor of killing the producer well, the inaccurate flow rate predictions may inevitably lead towards gas or water coning, sand entry and excessive pressures at the separator. Larger amount of produced water contributes to high operating costs and is a major environmental concern for oil production.

The most of published multiphase flow correlations are highly empirical. Several correlations have been offered for describing critical and subcritical multi-phase flow through wellhead chokes. Majority of such correlations are based on limited ranges of flow variables. According to quality and scope of data upon which they are based, the validity of those correlations is limited. Gilbert (1954) created a correlation, which is precise and most common for critical flow that taking place anytime when the upstream pressure of the choke size greater than the downstream pressure at least 70%. However, other researchers proposed various correlations rather than Gilbert's equation in the literature.

Flow through the wellhead chokes mainly fall into two critical and subcritical conditions. Within this context, the critical flow condition refers to the state which the flow rate reaches a maximum value that is independent of a pressure drop applied across the choke and changes in pressure downstream of the choke do not affect the flow rate. Hence, wellhead chokes are commonly operated under critical flow conditions in order to isolate the reservoir from pressure variation introduced by surface equipment. Empirical correlations are mainly used for critical flow condition.

In this study, production data from E-226 well, choke sizes have calculated at different flow rates and wellhead pressures, Table (5). First and foremost, this well don't have surface choke installed.

Reservoir and by extension, wells have an optimum production rate, which depends on numerous factors like reservoir pressure, drive mechanism, permeability, viscosity, porosity, thickness of oil column, etc. Withdrawing fluid at higher than optimum rates with fully open choke size may create a host of unwanted problems like water/gas breakthrough, sand production, erosion, etc. Installation of choke creates a back pressure on the well, thereby restricting fluid flow to the required rates.

Table 5. shows well E-226 choke sizes at different flow rates and wellhead pressures.

Bean size (inches)	Wellhead Pressure (psig)	Q (STB/D)
0.20	3147.160874	No intersection
0.25	2064.234436	No intersection
0.28	1666.237698	No intersection
0.30	1462.535659	77.652
0.40	849.1262201	1144.658
0.50	556.9450226	1556.48
0.70	294.8698301	1888.085
0.80	229.1002483	1976.334
1	150.2676987	2088.65
1.5	69.83178697	2190.27
2	40.54328586	2227.708

- So, when choke size increased, the well head pressure decreased and flow rate will be increase.
- This well don't have surface choke installed, withdrawing fluid at higher than optimum rates with fully open choke size may create a host of unwanted problems like water/gas breakthrough, sand production, erosion, etc.
- At choke sizes 0.2, 0.25 and 0.28 there is no flow because of choke sizes are too small.

Conclusion and Recommendations:

Chokes are normally used to control fluid flow rate or downstream system pressure.

Reservoir and by extension, wells have an optimum production rate, which depends on numerous factors like reservoir pressure, drive mechanism, permeability, viscosity, porosity, thickness of oil column, etc. Withdrawing fluid at higher than optimum rates with fully open choke size may create a host of unwanted problems like water/gas breakthrough, sand production, erosion, etc. Installation of choke creates a back pressure on the well, thereby restricting fluid flow to the required rates.

Reservoir pressures are substantially higher than the design pressures of surface equipment. Installing a choke ensures that the pressures downstream of the choke are compatible with the equipment pressure.

Smaller the choke opening --> More restriction --> More back pressure at Bottomhole ---> Increase in FBHP---> Reduced flow from Reservoir to wellbore --> Reduced flow in the tubing --> Less production.

As the flow in the pipe is reduced, it will modify the pressure loss profile / Vertical lift performance for flow through tubing and accordingly you will get different Well head pressure.

So, as you suspect, changing choke size will eventually change FBHP and flow rate, which will change Well Head Pressure. To model that, you need to consider wellhead and flow line performance curve.

References:

Achong, I. (1961). Revised Bean Performance Formula for Lake Maracaibo Wells, *Shell Internal Report* (October), pp. 13 – 17.

Ajienka, J. A. (2005). Christmas Tree, Tree of Life, Tree of Knowledge. An Inaugural Lecture Series No. 47, University of Port Harcourt, Rivers State, December 15, p. 47

Ajienka, J. A. and Ikoku, C. U. (1987). A Generalized Model for Multiphase Flow Metering, SPE Paper 17174-MS presented at the Tenth Annual International Conference of Society of Petroleum Engineers held in Lagos, Nigeria, pp. 2 – 6.

Al-Attar, H. H (2009). New Correlations for Critical and Subcritical Two- Phase Flow Through Surface Chocks in High-Rate Oil Wells, SPE 120788.

Alrumah, M. K. and Bizanti, M. S. (2007). New Multiphase Choke Correlations for Kuwait Fields, SPE Paper 105103-MS presented at the Society of Petroleum Engineers Middle East Oil and Gas Show and Conference held in Manama, Kingdom of Bahrain on March 11 – 14, pp. 1 – 4.

Ashford, F. E. and Pierce, P. E. (1975). Determining Multiphase Pressure Drops and Flow Capacities in Down-hole Safety Valves, *Journal of Petroleum Technology*, (September), 27(1): 1145 - 1152

Baxendall, P. B. (1957). Bean Performance-Lake Wells, *Internal Report*, pp.4 – 8.

Beggs, H. D. (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma, May

Carroll, J. A. (1990). Multivariate Production Systems Optimization, A Report Submitted to the Department Of Petroleum Engineering and The Committee on Graduate Studies of Stanford University, pp. 4 – 6.

Elgibaly, A. A. M. and Nashawi, I. S. (1996). Prediction of Two-Phase Flow through Chokes for Middle – East Oil Wells. SPE Paper 36274 presented at 7th Abu Dhabi International Society of Petroleum Engineers Exhibition and Conference held at Abu Dhabi, United Arab Emirate, October 13 – 16, p.12.

Fortunati, F. (1972). Two Phase Flow through Wellhead Chokes, SPE Paper 3742 presented at the Society of Petroleum Engineers European Meeting, Amsterdam, May 17 – 18, pp. 14 – 19.

Ghareeb, M. and Shedid, A.. (2007). A New Correlation for Calculating Wellhead Production Considering Influence of Temperature, GOR, and Water-Cut for Artificially Lifted Wells, IPTC 11101.

Gilbert, W. E. (1954). Flowing and Gas-Lift Well Performance, Dril. And Prod. Prac.API, 143, 127–154.

Mesallati, A., Biznati, M., and Mansouri, N (2000). Multiphase-Flow choke correlations for Offshore Bouri Oil field, International Gas Union 21st World Gas Conference, 49 pp., Nice, France, 6–9 June.

Nasriani, H. R. and Kalantariasl A. (2011). Two Phase Flow Choke Performance in High Rate Gas Condensate Wells, presented at Society of Petroleum Engineers Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Indonesia, pp. 5 – 7.

Okon, A. N, Udoh, F. D. and Appah, D. (2015). Empirical Wellhead Pressure-Production Rate Correlations for Niger Delta Oil Wells, SPE Paper 178303-MS, presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition held in Lagos, Nigeria on August 4 – 6, pp. 2 – 8.

Omana, R, Houssiere, C. Jr, Brown, K. E, Brill, J. P, and Thompson, R. E. (1969). Multiphase Flow through Chokes, SPE Paper 2682 presented at the 44th Society of Petroleum Engineers Annual Meeting held in Denver, Colorado on September 28 – October 1, pp. 9 – 14.

Poettmann, F. H. and Beck, R. L. (1963). New Charts Developed to Predict Gas-Liquid Flow through Chokes, World Oil (March 1963), pp. 95-101.

Ros, N. C. J. (1960). An Analysis of Critical Simultaneous Gas/liquid Flow through a Restriction and its Application to Flow Metering, Applied Science Research, 9(1): 374–388.

Sachdeva, R, Schmidt, Z, Brill, J. P. and Blais, R. M. (1986). Two-Phase Flow through Chokes, SPE Paper 15657, presented at the Society of Petroleum Engineers 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October 5 – 8, pp. 1 – 12.

Vogel, J. v.(1968). " inflow Performance Relationships for Solution Gas drive Wells," JPT.