

Моделирование работы скважины: Оптимизация добычи и выявление и устранение проблем с использованием метода узлового анализа

Well Modelling: Optimized Production and Troubleshooting Using Nodal Analysis

J F Lea, PLTech LLC, Lubbock TX
Cleon Dunham, Oilfield Automation Consulting, Austin TX
Lynn Rowlan, Echometer Inc, Wichita Falls, TX

Моделирование работы скважины с использованием метода узлового анализа Nodal AnalysisTM (разработка Macco Schlumberger) является широко применяемой сейчас методикой анализа эффективности работы отдельных скважин и оценки возможности применения различных технологий для повышения уровня добычи. В данной методике используется моделирование работы скважины, позволяющее определить дебит, увеличение (или падение) дебита и давления при газлифтом методе добычи или других факторах, а также вносить необходимые корректировки для оптимизации добычи или решения проблем, возникших в ходе эксплуатации скважины. Как показано на **Рис. 1**, данная технология основана на одном из элементов системы эксплуатации скважины, обеспечивающем приток жидкости – пласте. А другие компоненты этой системы, включая схему заканчивания, пути скважинных флюидов, различные ограничения потока и т.п. анализируются при создании модели от пласта до сепаратора.

Соотношение забойного давления фонтанирования с дебитом скважины (IPR) показывает способность пласта подавать жидкость в ствол скважины. Для того чтобы пласт мог отдавать жидкость, необходимо наличие перепада давления между статическим пластовым давлением и давлением фонтанирования в стволе скважины. Многофазный поток в вертикальной или наклонно-направленной скважине используется для определения потерь давления от низа НКТ (или от низа участка перфорации) до устья. Для мониторинга эффективности работы систем механизированной добычи или

Well modelling using Nodal AnalysisTM (from Macco Schlumberger) has become a commonly used technique to analyze single wells and evaluate alternatives for improving well performance. The technique uses a model of the well that allows one to determine flow and pressure losses (or gains) from artificial lift or other factors, and make adjustments to optimize production or solve problems discovered in the well system. **Figure 1** shows that this technique is driven by an inflow component, the reservoir; and the completion, flow paths, restrictions to flow, and other well components are modeled from the reservoir to the separator.

The inflow performance relationship, or IPR, of a well represents the ability of the formation to produce fluids into the wellbore. For the formation to produce fluid, a pressure differential must exist from the reservoir static pressure to the producing pressure at the wellbore. Multiphase flow in vertical or directional wells is used to determine the pressure loss from the bottom of the tubing or perforations to the surface. Monitoring the performance of artificial lift systems or designing new artificial lift systems requires solving for the pressure required by the well to lift the fluids to the surface. This pressure is determined by coupling the well inflow and tubing outflow characteristics at a node, usually at the pump intake at the bottom of the tubing. For flowing and gas-lift wells the evaluation is usually made at the bottom of the tubing.

■ Inflow Performance Relationship Methods

There are several methods used to describe the inflow performance of a well. Generically, IPR relates the average reservoir pressure of the well (P_r) and the producing bottom-hole pressure at the sandface (P_{wf}) to a

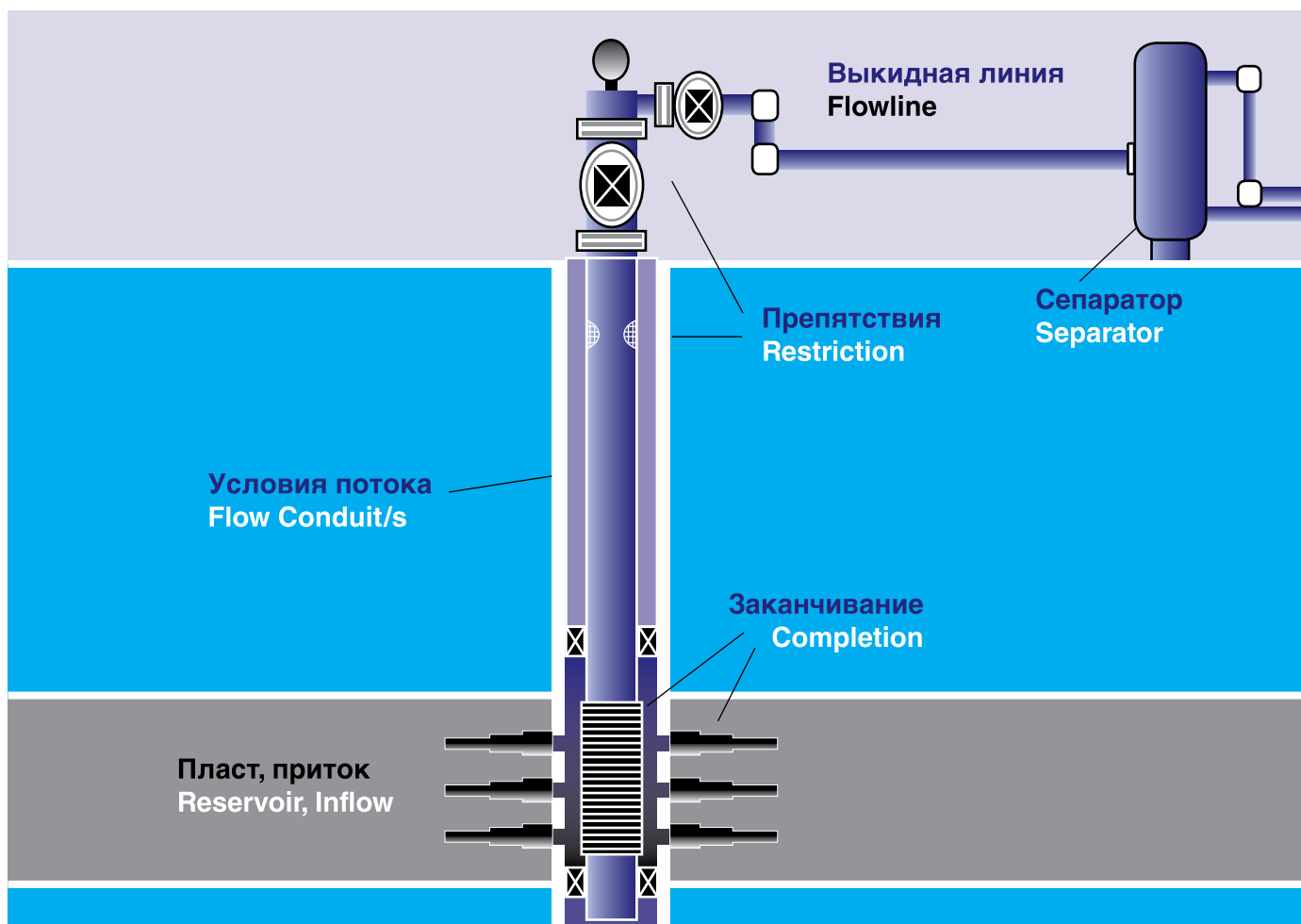


Рис. 1: Метод узлового анализа Nodal Analysis™ (Macco Schlumberger) позволяет смоделировать отдельную скважину

Figure 1: Nodal Analysis™ (from Macco Schlumberger) is a model of a single well.

разработки программы по использованию новой системы мехдобычи необходимо найти решение для обеспечения уровня давления, требуемого для подъема жидкости на устье. Этот уровень давления определяется путем сочетания характеристик притока жидкости в скважину и выхода жидкости из НКТ в единой узловой точке, обычно – на приеме насоса внизу лифтовой колонны. Для самофонтанирующих и газлифтных скважин обычно оценка проводится на уровне низа НКТ.

Методы соотношения забойного давления при отборе жидкости с уровнем дебита (IPR)

Существует несколько методов, используемых для описания характеристик притока в скважине. В общем смысле, IPR устанавливает соотношение между средним пластовым давлением скважины (P_r), а также забойным давлением притока на вскрытой поверхности забоя и стенок скважины в продуктивном песчаном пласте (P_{wf}) и соответствующим уровнем дебита (Q_f).

Наиболее часто используются два следующих метода:

corresponding fluid production rate (Q_f).

Two of the more commonly accepted methods are:

- Constant PI Method
- Vogel Method

The Constant PI Method, sometimes called the straight line PI method, assumes the productivity index (PI) of the well is constant whether the reservoir pressure (P_r) is above or below the bubble point pressure (P_{bp}) of the reservoir oil. The PI method is most often used under the following conditions:

- In high oil cut wells with pressures above the bubble point pressure, where $P_r > P_{bp}$.
- For water wells or high water cut wells and where no free gas flows occur in the reservoir.
- When water cuts greater than 50% exist and the oil is produced above or near the bubble point pressure.

$$PI = \frac{Q_f}{P_r - P_{wf}} \quad (1)$$

- Метод постоянного коэффициента продуктивности (PI)
- Метод Фогеля

Метод постоянного коэффициента продуктивности, называемый иногда методом прямолинейного коэффициента продуктивности, предполагает, что коэффициент продуктивности (PI) скважины остается неизменным независимо от того, находится ли пластовое давление (P_r) выше или ниже давления насыщения (P_{bp}) пластовой нефти. Метод наиболее часто применяется в следующих условиях:

- При большом содержании нефти в скважинной жидкости с уровнем давления, превышающим давление насыщения, где $P_r > P_{bp}$.
- Для водяных скважин или при большом содержании воды в скважинной жидкости и отсутствии притока свободного газа из пласта.
- При обводненности продукции скважины свыше 50% и уровне давления при откачке превышающим или близким давлению насыщения.

$$PI = \frac{Q_f}{P_r - P_{wf}} \quad (1)$$

Где:

- Q_f = общий дебит жидкости [баррелей в сутки, приведенных к нормальным условиям]
- P_r = средняя величина статического пластового давления.... [psi]
- P_{wf} = давление на забое при добыче из скважины..... [psi]

Если известны величины статического пластового давления и коэффициента продуктивности скважины, можно рассчитать давление на забое при эксплуатации скважины для конкретного дебита жидкости. Либо можно рассчитать общий дебит скважины, используя коэффициент продуктивности, пластовое давление в статических условиях и необходимый уровень давления при добыче.

Метод Фогеля, описанный впервые в одной из публикаций в январе 1968 г., позволяет выполнять расчеты для прогнозирования максимального дебита скважины. Данный метод может быть применен к любым типам пластов-коллекторов, включая пласты с водонапорным режимом при добыче нефти с очень низким уровнем давления насыщения, а также нефти с низким коэффициентом усадки. Кривую Фогеля обычно рекомендуют использовать в скважинах с наличием свободного газа в продукции. Следующее уравнение описывает метод соотношения забойного давления при отборе жидкости с

where,

- Q_f = Total fluid rate..... [stb/day]
 P_r = Average static reservoir pressure.... [psi]
 P_{wf} = Producing bottom-hole pressure..... [psi]

When the static reservoir pressure and PI of the well are known, the producing bottom-hole pressure can be calculated for a given liquid production rate; or, the total liquid rate can be calculated by using PI, the static reservoir pressure, and the desired producing pressure.

The Vogel Method, defined in a publication of the Vogel method in January 1968, provides a calculation method to predict a well's maximum fluid rate. This method may be applied to all reservoirs, including water drive reservoirs with very low bubble point pressure oils and low shrinkage factor crude oils. Use of the Vogel curve is usually recommended in wells producing free gas. The equation describing the IPR method is:

$$\frac{Q_f}{Q_{max}} = 1.0 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2)$$

where,

- Q_f = Total fluid rate... [stb/day]
SBHP - P_r = Average static reservoir pressure... [psi]
PBHP - P_{wf} = Producing bottom-hole pressure..... [psi]
 Q_{max} = Maximum fluid rate at $P_{wf} = 0.0$. [stb/day]

Q_f is the total fluid rate from a "good" test measured at the time of a fluid level shot and the producing volume corresponds to the calculated PBHP, P_{wf} . Q_{max} is the maximum fluid rate if the well could be drawn down 100% from its static pressure, i.e. $P_{wf} = 0.0$. From the pressure ratio P_{wf} / P_r , the dimensionless fluid rate ratio, Q_f / Q_{max} is determined, and thus the maximum fluid rate, Q_{max} , at 100% drawdown is fixed. Therefore, for any fluid rate corresponding to a producing bottom-hole pressure, an inflow performance of a well can be determined by using the dimensionless Vogel chart shown in **Figure 2**. The pressures in the Vogel correlation are in psig.

The reservoir component is modeled by single phase flow radial equations, and various empirical IPR expressions requiring test data to model the well reservoir input. There are techniques to determine the shape and form of future IPR (Inflow Performance Relationships) but the time into the future that depletion causes changes in the inflow is usually predicted by reservoir modeling.. **Figure 3** shows how the static bottom-hole pressure (average reservoir pressure) is drawn down to a producing bottom hole pressure (PBHP) by flowing or artificially lifting the well.

The PI and Vogel IPR expressions require flow and pressure test data to determine constants in the expressions. These curves are plotted in **Figure 4**.

Устали от аварий и простоев?



Самые актуальные технические статьи, интервью с руководителями высшего и среднего звена нефтегазовых и сервисных компаний, а также примеры успешного применения новейших технологий и методик для решения сложных производственных задач. Вы снова на коне!

ROGTEC

выбор отраслевых специалистов!

www.rogtecmagazine.com

ROGTEC

уровнем дебита скважины:

$$\frac{Q_f}{Q_{\max}} = 1.0 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2)$$

Где:

- Q_f** = общий дебит жидкости... ..
[баррелей в сутки, приведенных к нормальным условиям]
- SBHP - P_r** = средняя величина статического пластового давления.. [psi]
- PBHP - P_{wf}** = давление на забое при отборе из скважины..... [psi]
- Q_{max}** = общий дебит жидкости при P_{wf} = 0.0.
[баррелей в сутки, приведенных к нормальным условиям]

Q_f – общий дебит жидкости по “надежному” замеру во время записи показаний уровнемера и добываемый объем соответствует расчетным значениям PBHP, P_{wf}. Q_{max} – максимальный дебит жидкости при возможности создания депрессии на пласт равной 100% от уровня статического давления, т.е. P_{wf} = 0.0. Из соотношения давлений P_{wf} / P_r, определяется безразмерное соотношение дебитов Q_f / Q_{max}, и, таким образом, максимальный дебит Q_{max}, при 100% уровне депрессии является фиксированным. Поэтому для любого дебита жидкости, соответствующего давлению на забое при отборе жидкости характеристики притока в скважине могут быть определены с помощью диаграммы безразмерных величин Фогеля, представленной на **Рис. 2**. Уровни давлений в соотношении Фогеля представлены в PSIG (манометрическое давление в фунтах на кв. дюйм).

Элементы пласта моделируются с помощью радиальных уравнений однофазного потока и различных эмпирических выражений IPR (соотношения забойного давления фонтанирования с дебитом), требующих данные исследований для моделирования параметров работы пласта. Существуют методики для определения профиля и формы будущего IPR (соотношения забойного давления фонтанирования с дебитом), однако время в будущем, когда истощение пласта приведет к изменению притока обычно прогнозируется с помощью моделирования пласта. На **Рис. 3** показано как за счет депрессии статическое давление на забое (среднее значение пластового давления) трансформируется в забойное давление при отборе (PBHP) при фонтанировании скважины или механической эксплуатации.

Выражения коэффициента продуктивности и соотношение забойного давления фонтанирования с дебитом (по Фогелю) требуют данных по

Кривая соотношения забойного давления фонтанирования с дебитом (по Фогелю)
Vogel's IPR Curve

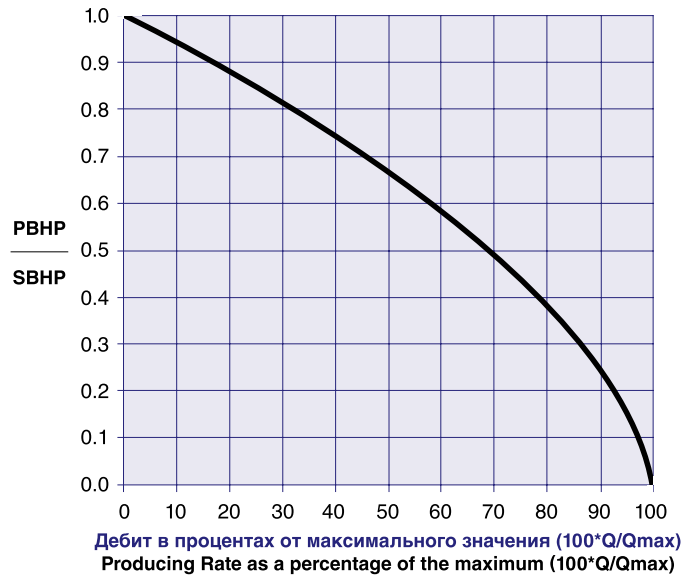


Рис. 2: Диаграмма кривой безразмерных величин Фогеля
Figure 2: Dimensionless Vogel Curve

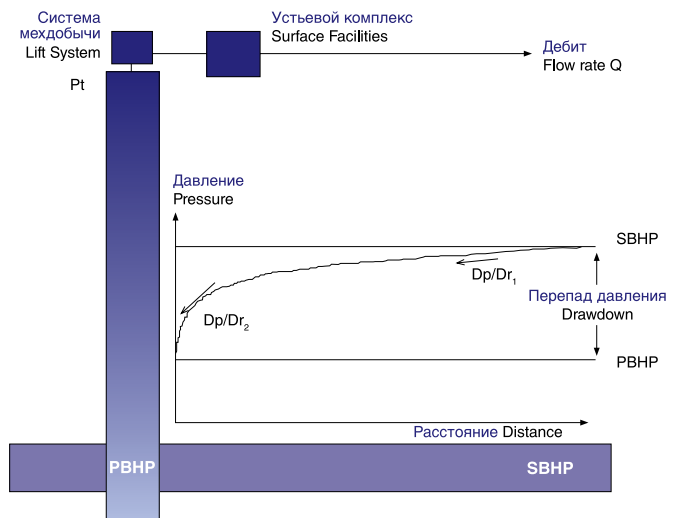


Рис. 3: Иллюстрация падения пластового давления в призабойной зоне до уровня давления при отборе. (по данным компании Echometer Inc.)
Figure 3: Illustration of how the reservoir pressure drops to a producing pressure near the wellbore. (Echometer Inc.)

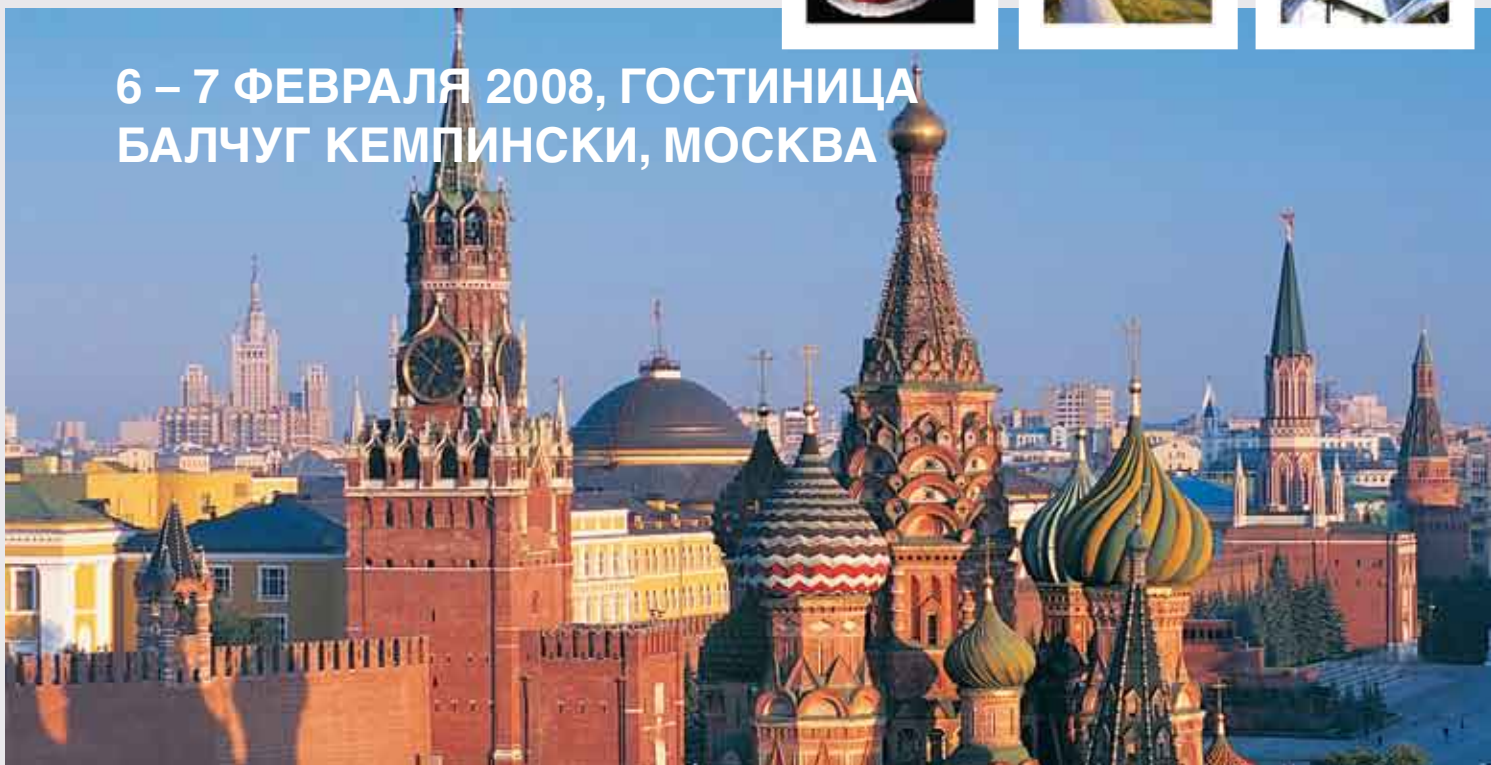
There are expressions for combination PI/Vogel IPR curves that describe inflow performance from a reservoir with pressures greater than the bubble point using the straight-line PI method and then using the Vogel method to describe the inflow performance for pressures below the bubble point.

ШЕЛЬФ РОССИИ 2008

III ЕЖЕГОДНАЯ ВСТРЕЧА



6 – 7 ФЕВРАЛЯ 2008, ГОСТИНИЦА
БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ, МОСКВА



СПОНСОРЫ МЕРОПРИЯТИЯ



C/M/S/ Cameron McKenna

bluewater

ОСНОВНЫЕ ДОКЛАДЧИКИ

Иван Глумов
Генеральный Директор
СЕВЕРНЕФТЕГАЗ

Павел Никитин
Заместитель Директора
Морские и нефтегазовые
месторождения
ВНИИГАЗ, ГАЗПРОМ

Николай Платонов
Заместитель начальника
Управления нефтяной
промышленности
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО
ЭНЕРГЕТИКЕ**

Бенгт Ли Хансен
Президент
STATOILHYDRO, Россия

Хёрв Мадео
Заместитель директора
Вице-Президент
ТОТАЛЬ

Лев Бродский
Генеральный директор
**САХАЛИНСКИЕ ПРОЕКТЫ
(РОСНЕФТЬ)**



10TH ANNIVERSARY 1997-2007
Providing 10 years of excellence
to the oil and gas industry

За дальнейшей информацией, пожалуйста, обращайтесь по
телефону: +44 207 067 1800, факсу: +44 207 430 9513
или эл. почте: j.golodnikova@theenergyexchange.co.uk
www.theenergyexchange.co.uk

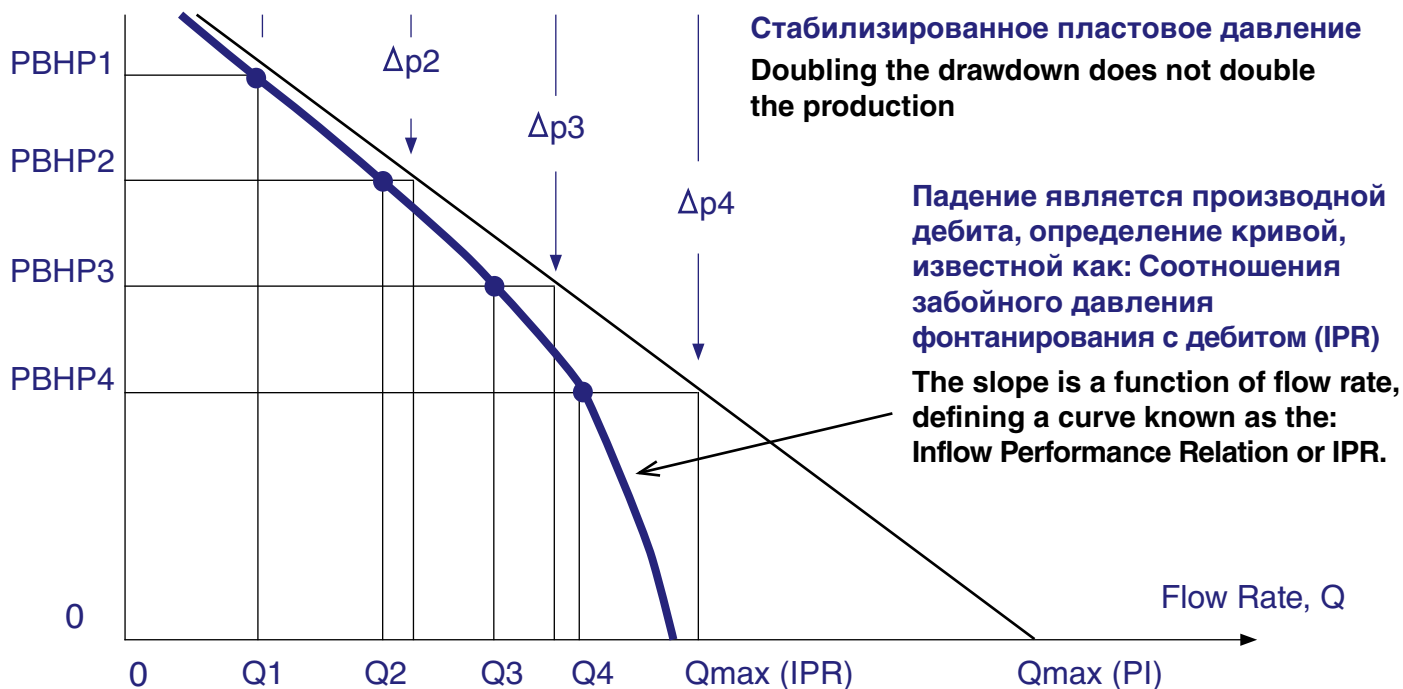


Рис. 4: Кривые характеристик притока. Прямолинейный коэффициент продуктивности и кривая соотношения забойного давления при фонтанировании с дебитом.

Figure 4: Inflow performance curves. The straight line PI and the curved IPR

характеристикам притока и давлению, получаемых в ходе исследования скважины, для определения констант в выражениях. Данные кривые изображены на **Рис. 4**.

Имеются выражения для сочетания коэффициента продуктивности PI с кривыми соотношения забойного давления при фонтанировании с дебитом (по Фогелю), описывающие характеристики притока из пласта с давлениями, превышающими давление насыщения, используя метод прямолинейного коэффициента продуктивности, а затем, используя метод Фогеля для описания характеристик притока для давлений ниже давления насыщения.

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - .75 + s + Dq_o \right)}$$

Где:

- q_o Приток нефти в скважину (норм. баррелей в сутки)
- β_o Объемный коэффициент флюида в пластовых условиях (баррель/норм. баррель)
- μ_o Вязкость нефти, сантипуаз
- k_o Проницаемость пласта по нефти, мД
- h Эффективная мощность пласта
- P_r Среднее пластовое давление (абс. давл-е в psi)
- P_{wf} Давление на забое при отборе из скважины (абс. давл-е в psi)
- r_e Радиус зоны дренирования (футов)
- s Призабойная зона со сниженной проницаемостью
- Dq_o Зависимость дебита от снижения проницаемости призабойной зоны

The oil radial flow equation can predict a PI curve if reservoir data is available.

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - .75 + s + Dq_o \right)}$$

Where :

- q_o = oil flow into the well, stb/D
- β_o = formation volume factor of oil bbl/stb
- μ_o = viscosity of oil, cp
- k_o = permeability of the formation to oil, md
- h = net thickness of the foration,
- P_r = average reservoir pressure, psia
- P_{wf} = PBHP, psia
- r_e = radius of drainage, ft
- s = skin
- Dq_o = rate dependent skin

Over the page is the single phase gas flow radial flow gas equation

Уравнение радиального потока нефти позволяет прогнозировать кривую коэффициента продуктивности при наличии данных по характеристикам пласта.

Ниже представлено уравнение отношения дебитов однофазного потока газа и радиального потока газа

$$q_g = \frac{7.03 \times 10^{-4} k_g h (Pr^2 - Pwf^2)}{izT (\ln(re/472/rw) + s + D_q g)}$$

Где:

q_g = Дебит газа (станд. куб. футов в сутки)

k_g = Проницаемость по газу, мД

h = Мощность пласта, футов

z = Коэффициент сжимаемости газа при норм. температуре и норм. давлении

ig = Вязкость газа (сантипуаз), средние расчетные значения давлений и температуры

T = Средняя температура пласта (°R)

re = Радиус дренирования (футов)

rw = Радиус ствола скважины (футов)

s = Скин-эффект (переходная зона со сниженной проницаемостью)

D_q = Скин-эффект, зависящий от уровня притока (при поступлении жидкости в скважину давление падает при низкой проницаемости)

Ниже представлено “уравнение обратного давления” для притока газа, определенное по данным исследований скважины, вместо использования характеристик пласта, необходимых для уравнения радиального потока газа.

$$q_g = C(Pr - Pwf^2)^n$$

q_g = Дебит газа (миллион стандарт. куб. футов в сутки)

Pr = Среднее пластовое давление (psi абс.)

Pwf = Забойное давление при фонтанировании, psi абс.

C = Коэффициент, определяемый по результатам исследования, млн. ст. футов³/сутки

n = Экспонента по результатам исследований, варьируется от 0.5 до 1.0

Эти уравнения потоков жидкости и газа широко применяются для расчета пластовых притоков при использовании метода узлового анализа. Для трещиноватых пластов и скважин с горизонтальными участками ствола имеются другие выражения, включенные во многие программные пакеты Nodal.

$$q_g = \frac{7.03 \times 10^{-4} k_g h (Pr^2 - Pwf^2)}{izT (\ln(re/472/rw) + s + D_q g)}$$

Where:

q_g = gas flow, Mscf/D

k_g = permeability to gas, md

h = pay thickness, h

z = gas deviation factor at average temperature and average pressure

ig = gas viscosity, cp, calculated at average pressure and temperature

T = average reservoir temperature, °R

re = drainage radius, ft

rw = wellbore radius, ft

s = skin (example: reduced permeability around wellbore)

D_q = rate dependent skin (example: high rate non D'Arcy flow pressure drop as fluids enter wellbore)

Below is the “back pressure equation” for gas flow determined from well tests as opposed to using reservoir properties needed for the gas radial flow equation.

$$q_g = C(Pr - Pwf^2)^n$$

q_g = gas rate, Mscf/D

Pr = average reservoir pressure, psia

Pwf = flowing bottom hole pressure, psia

C = coefficient determined from test data, Mscf/D / (psia²ⁿ)

n = exponent from test data varying from .5 to 1.0

These liquid and gas flow equations are used extensively for the reservoir inflow when applying Nodal Analysis. There are other expressions for fractured and horizontal wells, and other expressions available in many Nodal computer packages.

The pressure drop in the tubing for multiphase flow is composed of the gravity pressure drop, the friction pressure drop and an acceleration term for higher rate flows. The friction and the gravity term (mostly from weight of liquids in multiphase flow) is pictured in **Figure 5**.

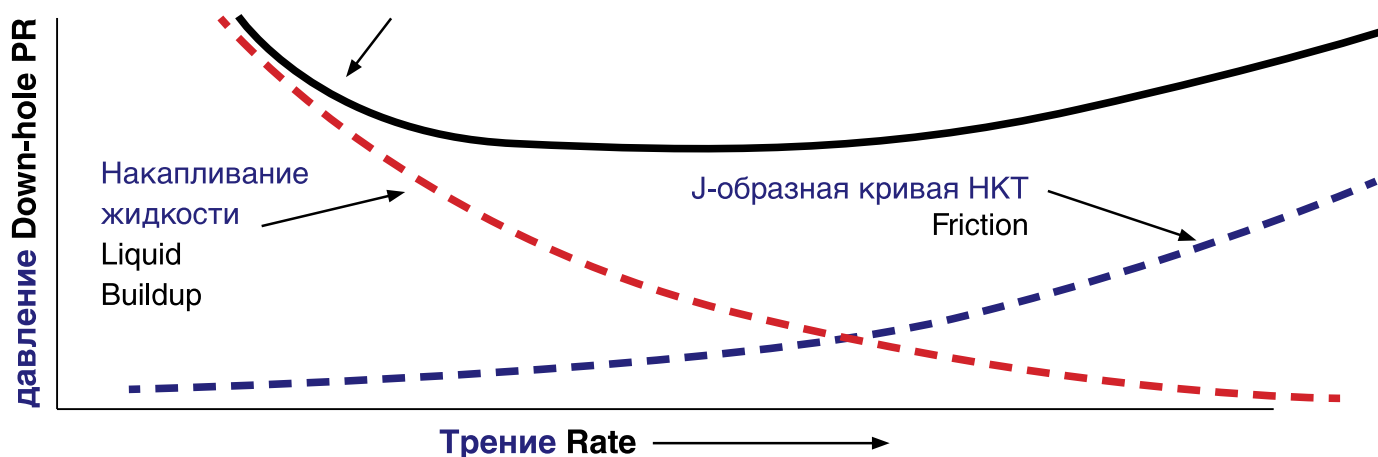


Рис. 5: Кривая рабочих характеристик НКТ с компонентами потерь на силу тяжести и трение
Figure 5: Tubing performance curve, showing gravity and friction components

Перепад давления в НКТ при многофазном потоке включает потери давления на силу тяжести, трение, а также условие ускорения для потоков с большими скоростями. Условие трения и силы тяжести (главным образом из-за веса жидкостей в многофазном потоке) представлено на **Рис. 5**.

Использование кривых притока и потока для прогнозирования показателей работы скважины

Кривые рабочих характеристик НКТ, пересекающие кривые параметров пласта, включают давление в НКТ на устье или, как альтернативу, модель выкидной линии на устье и другие возможные падения давления, например, в искривленных НКТ, на штуцерах, выкидных линиях и других препятствиях потоку. Кривая НКТ и другие препятствия потоку называются кривыми потока и кривыми пласта, возможно, сочетаются с эффектами заканчивания, такими как перфорационное заканчивание, препятствия потоку в виде гравийной набивки и пр. носят название кривых притока.

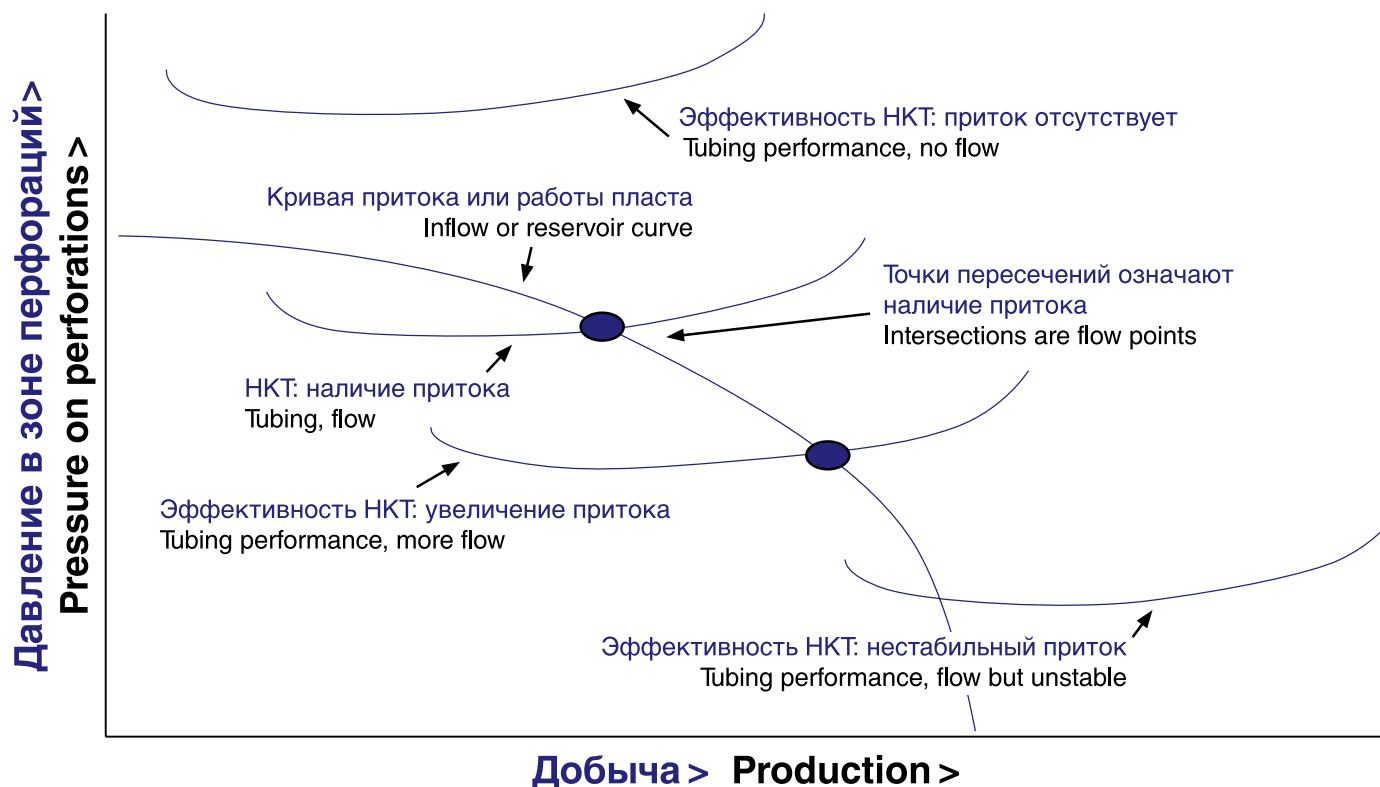


Рис. 6: Кривые потока в НКТ, пересекающие кривые притока из пласта. Добыча из скважины может вестись с НКТ двух диаметров в двух точках, отмеченных маленькими синими кружками.

Когда кривые притока пересекаются с кривыми потока, точка пересечения при общем уровне давления и дебите прогнозирует дебит данной моделируемой скважины. На **Рис. 6** представлены различные кривые НКТ (кривые потока) и то, каким образом они могут соотноситься с пластом (кривая

Using Inflow and Outflow Curves to Predict Well Performance

Tubing performance curves that intersect the reservoir curves include the surface tubing pressure or alternately a model of a flow line at the surface and possible other pressure drops such as deviated tubing, chokes, flowlines and possibly other restrictions. The tubing curve and other restrictions are referred to as outflow curves and the reservoir curves, possibly combined with completion effects such as perforated completions, gravel packed restrictions, or other completion effects are referred to as inflow curves.

When the inflow curves intersect the outflow curves, the point of intersection at a common pressure and rate predict the rate for the well model. **Figure 6** shows various tubing (outflow) curves and how they might appear with respect to the reservoir (inflow curve). It can be shown that the tubing curve should intersect the reservoir curve to right of the minimum in the multiphase outflow curve, or the well is predicted to be unstable.

Figure 6: Tubing outflow curves intersecting a reservoir inflow curve. The well can actually produce with two tubing sizes, at the two points indicated by small blue circles.

Various correlations exist in the industry to model the pressure drop in oil and gas wells. It is wise to compare these correlations to actual tubing flow pressure measurements before making extensive use of a particular correlation. Some methods listed primarily by

притока). Видно, что кривая НКТ должна пересекать кривую пласта справа от минимума на кривой многофазного потока, или скважина прогнозируется как нестабильная.

В отрасли существует множество корреляций для моделирования падения давления в нефтяных и газовых скважинах. Неплохая идея – сравнивать эти корреляции с фактическими результатами измерения давлением в НКТ при отборе прежде чем начинать широкое применение конкретной корреляции. Некоторые перечисляемые методы имеют название непосредственно по имени их авторов, включая метод OLGA из программы SNAP.

- HagedornBrown
- Orkiszewski
- DunsRos
- Aziz
- BeggsBrill
- MukherjeeBrill
- Gray
- Mona
- ModifiedGray
- DunsRosGray
- Stoisits
- CullenderSmith
- Ansari
- OLGASteadyState

Корреляции падения давления в НКТ в газовых скважинах включают:

- HagedornBrown
- Orkiszewski
- DunsRos
- Aziz
- BeggsBrill
- MukherjeeBrill
- Gray
- Mona
- ModifiedGray
- DunsRosGray
- Stoisits
- CullenderSmith
- Ansari
- OLGASteadyState

Для скважин с механизированной эксплуатацией приток определяется замером уровня жидкости в затрубье и использованием этого значения для расчета забойного давления при отборе для простоты определения соотношения забойного давления фонтанирования с дебитом для конкретной скважины. Различные статьи по использованию этой методики размещены на www.echometer.com. На **Рис. 7** представлено распределение давлений сверху вниз по НКТ и обсадной колонне, вплоть до забойного давления на уровне пласта.

the author's names and the OLGA method are listed below from the SNAP program.

- HagedornBrown
- Orkiszewski
- DunsRos
- Aziz
- BeggsBrill
- MukherjeeBrill
- Gray
- Mona
- ModifiedGray
- DunsRosGray
- Stoisits
- CullenderSmith
- Ansari
- OLGASteadyState

Gas well tubing pressure drop correlations include:

- HagedornBrown
- Orkiszewski
- DunsRos
- Aziz
- BeggsBrill
- MukherjeeBrill
- Gray
- Mona
- ModifiedGray
- DunsRosGray
- Stoisits
- CullenderSmith
- Ansari
- OLGASteadyState

For pumping wells, the inflow is estimated by determining the fluid level in the annulus and using this to calculate a flowing bottom-hole pressure to facilitate determination of the IPR for the well. See www.echometer.com for various papers related to using this technique. **Figure 7** shows pressure distributions down the tubing and casing, both terminating at the reservoir at bottom hole conditions.

There are many uses of Nodal Analysis. It can be used to study:

- Oil and Gas wells
- Perforated completions
- Fractured completions
- Sand control completions
- Gas-lift wells
- Other artificially lifted wells
- The optimum tubing size in a well
- Effects of compression or wellhead pressure

And many other situations.

The idea is that if a model can be developed that simulates well performance, adjustments can be made in the model to find ways to optimize production.

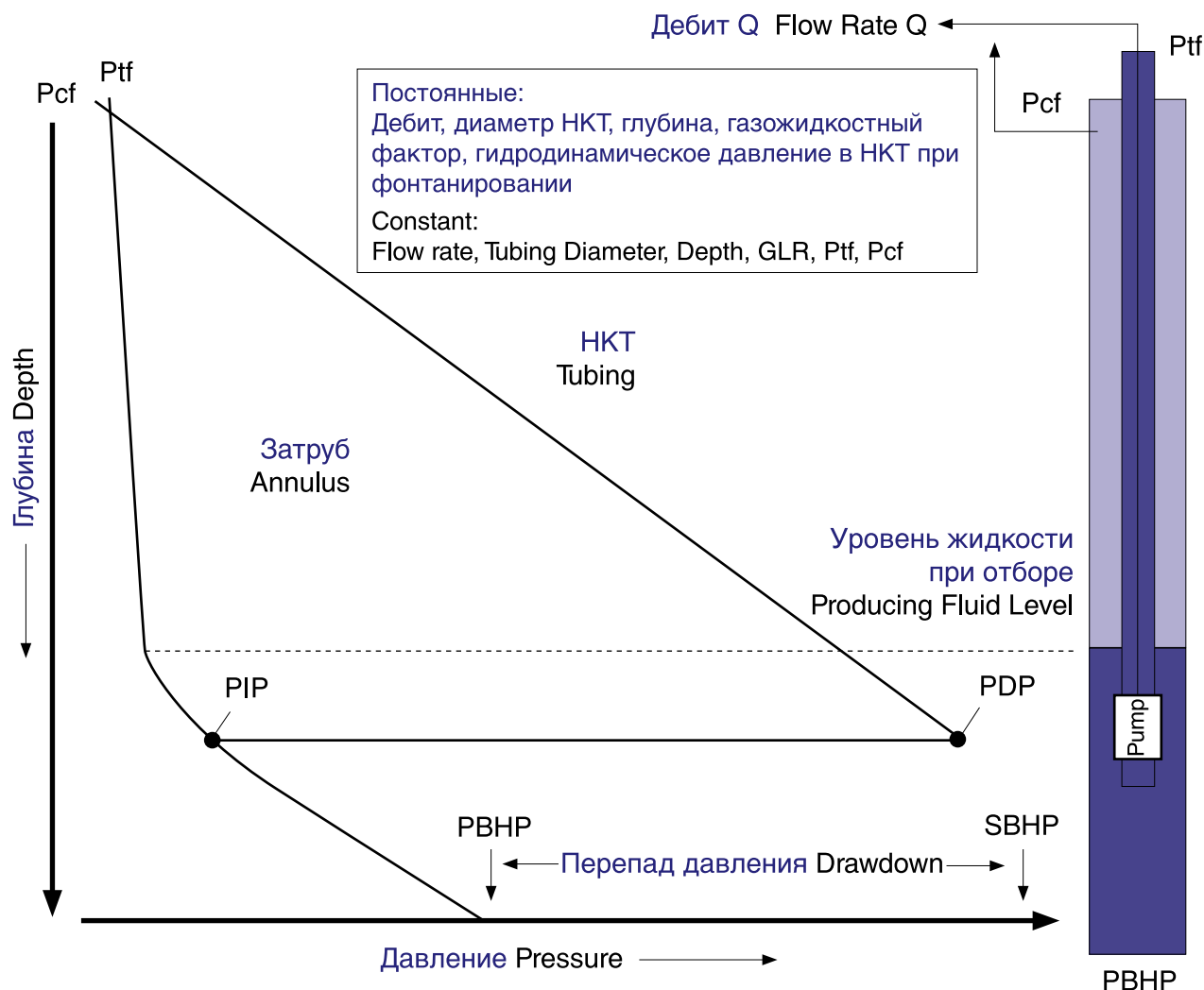


Рис. 7: Профили уровней давления в затрубе и в НКТ для скважин с механизированной добычей.

Figure 7: Pressure profiles in the casing annulus and tubing, for a pumping well

Методика узлового анализа имеет много различных применений. В частности, ее применяют для исследования и анализа:

- Работы нефтяных и газовых скважин
- Методов заканчивания с перфорацией
- Методов заканчивания в пластах с трещиноватым коллектором
- Методов заканчивания с использованием песочных фильтров
- Скважин с газлифтной эксплуатацией
- Скважин с другими способами механизированной добычи
- Оптимальных диаметров НКТ для скважин
- Эффектов компрессии или устьевого давления

Метод также применяется для исследования множества других ситуаций.

Идея состоит в том, что если может быть разработана модель, воспроизводящая работу

■ An Example of Input Data and Resultant Nodal Output

Reservoir Data:

Pr, reservoir average pressure, 1000 psi
Pb, bubble point, psi, 600 psi
Well test: 450 bpd @ 500 psi flowing bottom-hole pressure

Outflow Data:

WHP: 100 psi
2 3/8's tubing to 5000'
WOR: 1
Water gravity: 1.03
Oil Gravity: 30 API
Gas gravity: .65
GOR: 888 scf/stock tank bbl oil
BHT: 150F
WHT: 110F

Problem: Where will this well flow?

Examine smaller tubing sizes: 1.61, 1.38 and 1.049" ID

Answer: Using this data the Nodal plot (**Figure 8**) is prepared:

Figure 8 is a calculated tubing plot that shows the current

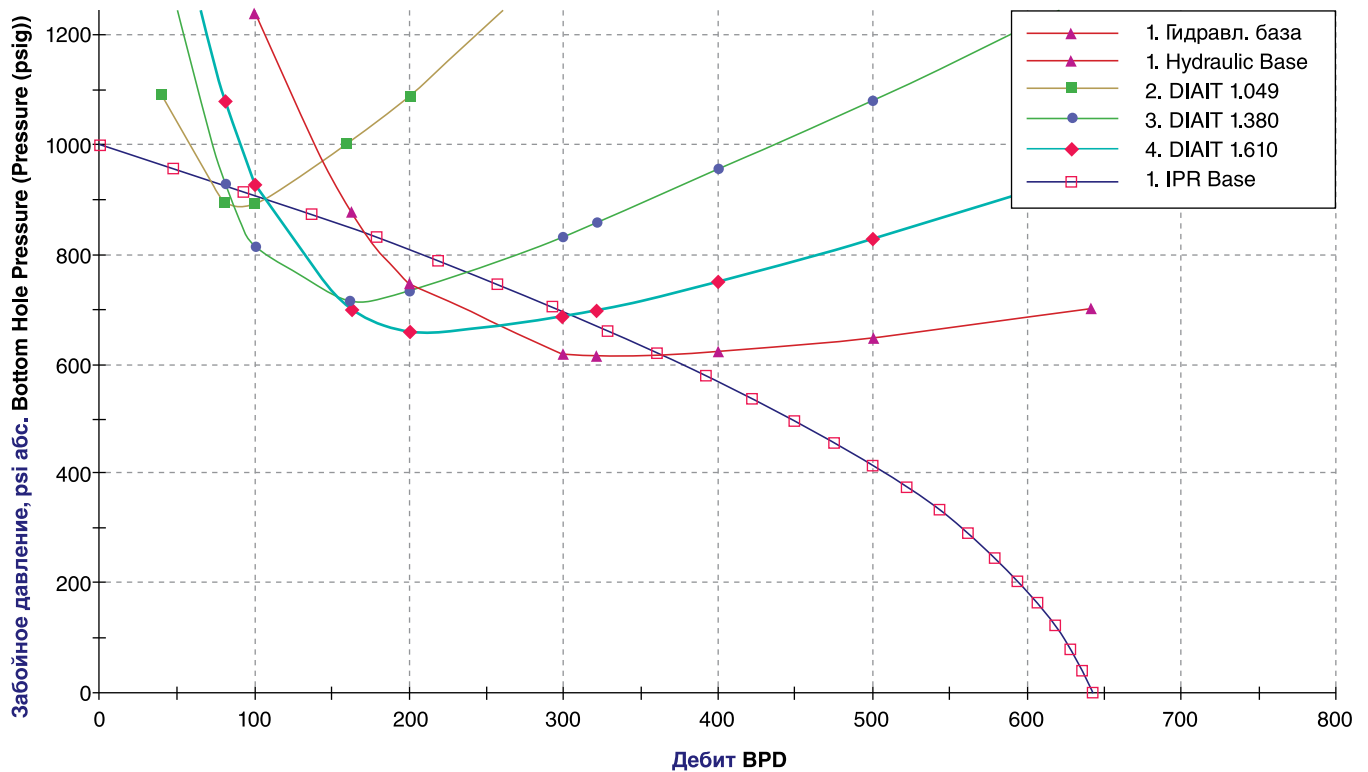


Рис. 8: Анализ показателей работы НКТ различных диаметров (SNAP, RyderScott.com). Используемая в скважине НКТ 2 3/8" обозначается термином "гидравлическая база".

Figure 8: Study of tubing size performance (SNAP, RyderScott.com) The current 2 3/8's tubing is referred to in the legend as "hydraulic base."

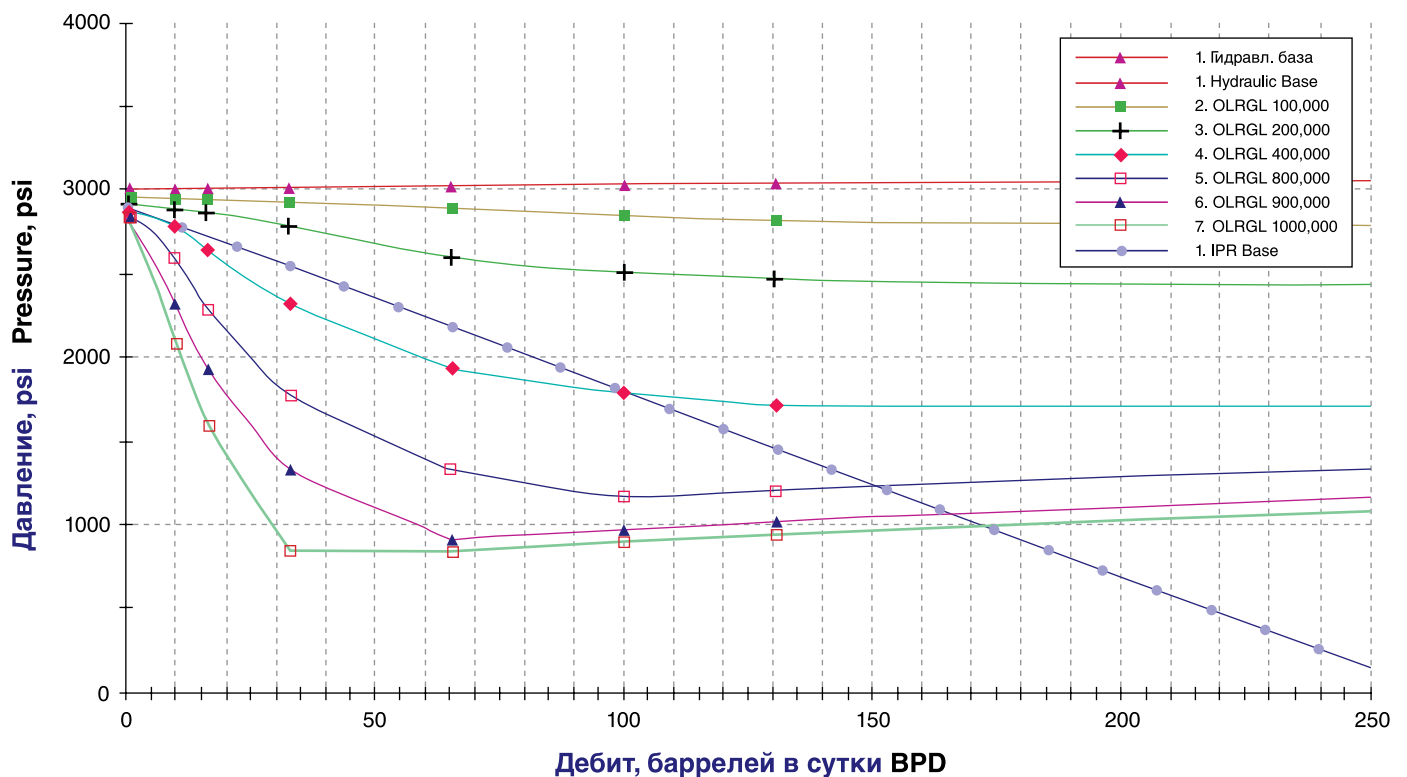


Рис. 9: Влияние уровня газлифтной закачки на потенциальный дебит

Figure 9: The impact of gas-lift injection rate on potential production rate

скважины, в такую модель можно вносить необходимые корректировки для оптимизации добычи.

Примеры исходных данных и результатов узлового анализа Nodal

Данные по пласту:

P_r , средний уровень пластового давления, 1000 psi

P_b , давление насыщения, 600 psi

Гидродинамическое исследование скважины: 450 баррелей в сутки при 500 psi забойном давлении фонтанирования

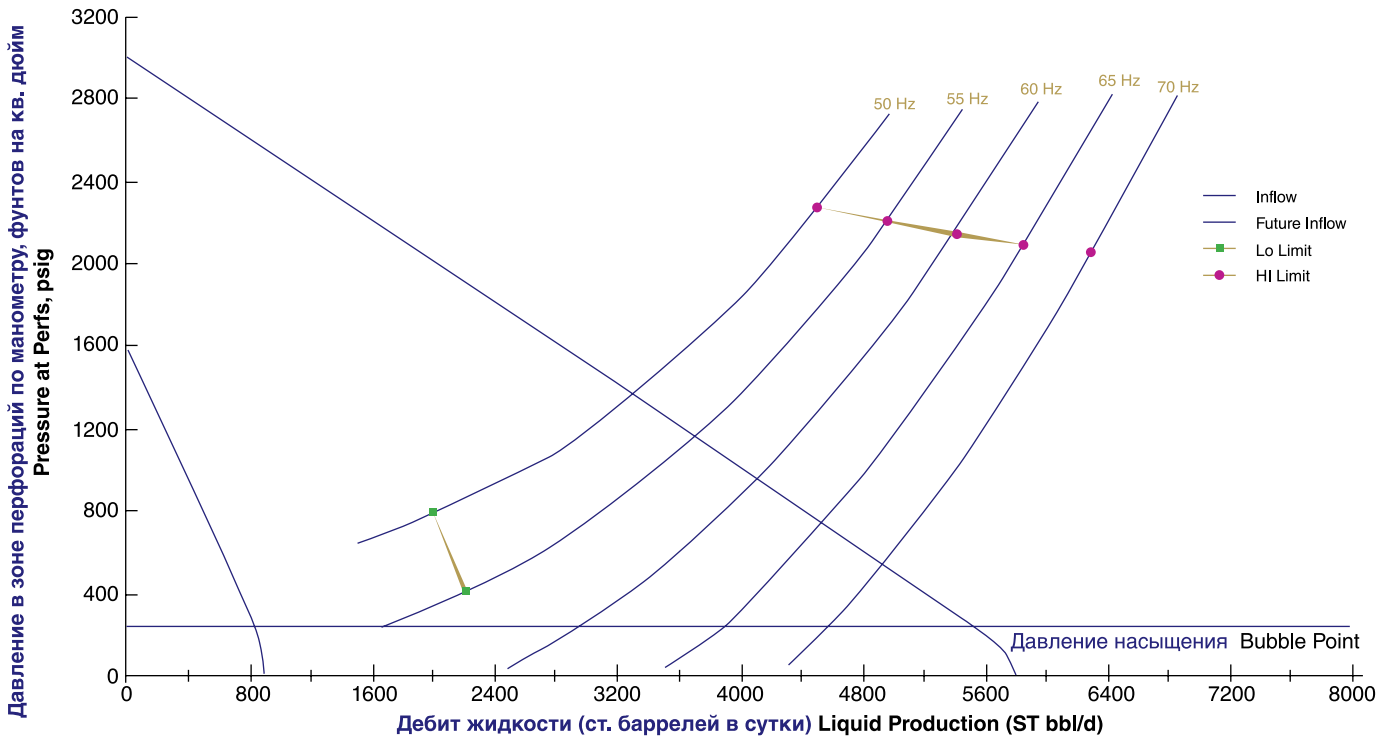


Рис. 10: Влияние скорости ЭЦН на потенциальный уровень дебита

Figure 10: The impact of ESP pump speed on potential production rate

Данные фонтанирования:

Устьевое давление: 100 psi

НКТ 2 3/8 дюйма спущено до глубины 5000 футов

Водонефтяной фактор: 1

Удельная плотность воды: 1,03

Плотность нефти: 30 по API

Плотность газа: 0,65

Газовый фактор: 888 ст. куб. футов на баррель нефти в норм. условиях

Температура на забое: 150F Фарренгейта

Температура на устье: 110F Фарренгейта

Проблема: Как будет работать эта скважина?

Проверка НКТ меньших диаметров: 1,61, 1,38 и 1,049 дюймов внутренний диаметр

Ответ: Данные были использованы для построения диаграммы по методу узлового анализа (Рис. 8):

Рис. 8 показывает расчетную диаграмму для НКТ, на которой пересечение кривой показателей

tubing/IPR intersection is about 360 BPD and the smaller tubing ID's show diminishing results down to about 110 bpd for the 1.049" tubing ID. None of the tubing ID's show results close to the IPR maximum flow rate of about 640 bpd. A lower tubing wellhead pressure would help in that regard, if desired.

Figure 9 shows a study of the amount of gas injected into the tubing at the bottom of the tubing to determine how a well will respond to gas lift. (SNAP, RyderScott.com)

Figure 10 shows an Electrical Submersible Pump / Tubing performance plotted against a PI plot to determine the

effects of pump speed (changed by electrical frequency supplied to the motor downhole).

Figure 11 shows a high rate oil well case. The well performance depends on the water cut of the production. The results show a range of operation depending on the possible water cuts.

These examples are only a few of those that could be presented to show how well performance can be evaluated using Nodal Analysis, and to see if there are opportunities to optimize production for oil and gas wells.

For more information, among many references possible, see:

1) Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells, by K E Brown and J F Lea, SPE 14714, JPT, Oct 1985

2) Lets Get the Most out of Existing Wells, Oilfield Review, Winter 1997, S Bartz, J M Mach, Jawaid Saeedi and others.

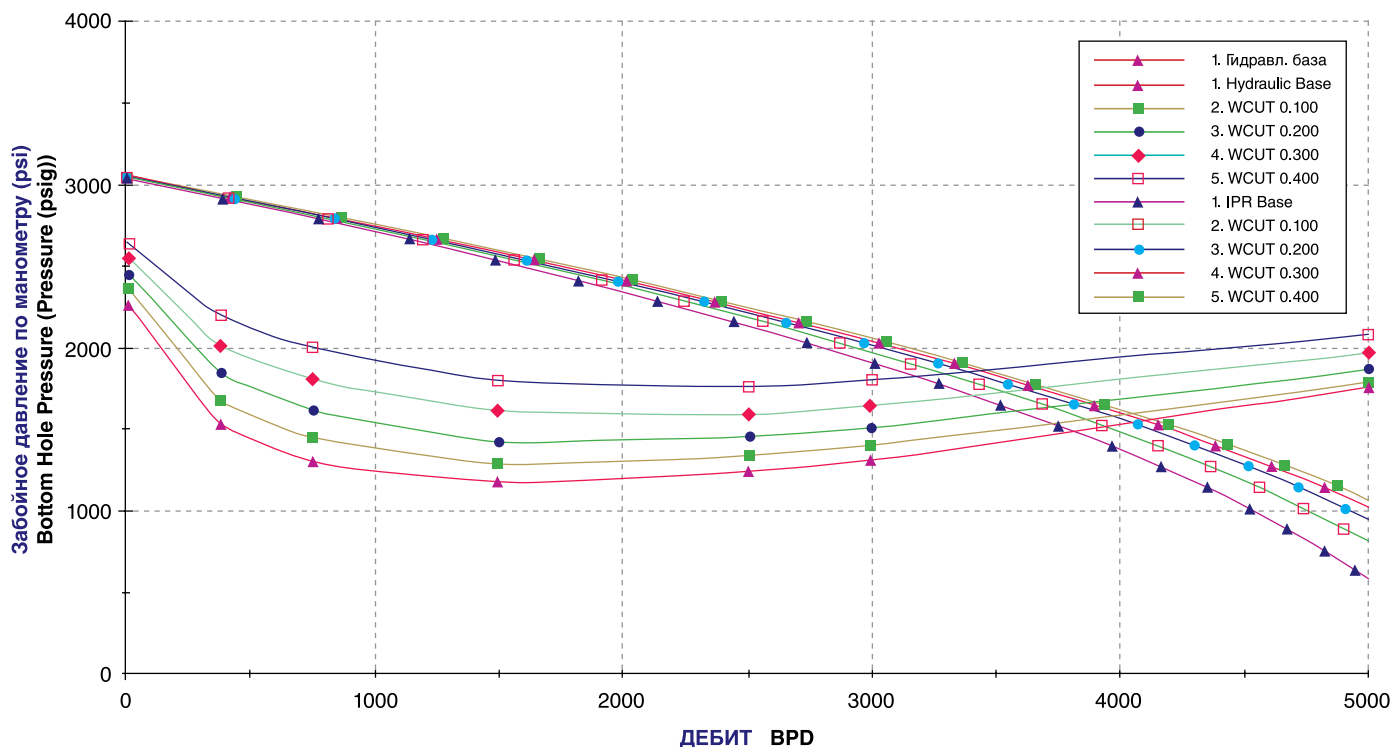


Рис. 11: Влияние обводненности продукции скважины на диаметр НКТ и эффективность работы пласта (SNAP, RyderScott.com)

Figure 11: The impact of water cut on tubing and reservoir performance (SNAP, RyderScott.com)

работы НКТ и соотношения забойного давления фонтанирования с дебитом находится на уровне около 360 баррелей в сутки, а результаты для НКТ меньших внутренних диаметров снижаются до примерно 110 баррелей в сутки для НКТ 1,049". Ни один из диаметров НКТ не показал результатов близких к соотношению забойного давления фонтанирования с дебитом для максимального дебита примерно 640 баррелей в сутки. В данном случае было бы полезным уменьшение устьевое давления в НКТ.

На Рис. 9 представлен анализ объема закачиваемого газа в НКТ в низу НКТ для определения реакции скважины на применение газлифтного метода. (SNAP, RyderScott.com)

На Рис. 10 представлены показатели работы скважины с ЭЦН и НКТ, в сравнении с диаграммой коэффициента продуктивности, для определения эффектов изменения скорости насоса с помощью входящего в его комплект частотно регулируемого привода. (AcceESP, PLTechLLC.com)

На Рис. 11 представлен случай для нефтяной скважины с высоким дебитом. Эффективность работы скважины зависит от содержания воды в продукции скважины. Результаты показывают диапазон рабочих значений в зависимости от возможных уровней обводненности продукции.

Эти примеры являются только частью тех, которые можно было бы привести для демонстрации исследования эффективности работы скважины с помощью метода узлового анализа, и поиска возможностей для оптимизации добычи из нефтяных и газовых скважин.

Ниже приводятся источники дополнительной информации на эту тему:

1) Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells, by K E Brown and J F Lea, SPE 14714, JPT, Oct 1985

2) Lets Get the Most out of Existing Wells, Oilfield Review, Winter 1997, S Bartz, J M Mach, Jawaid Saeedi and others.