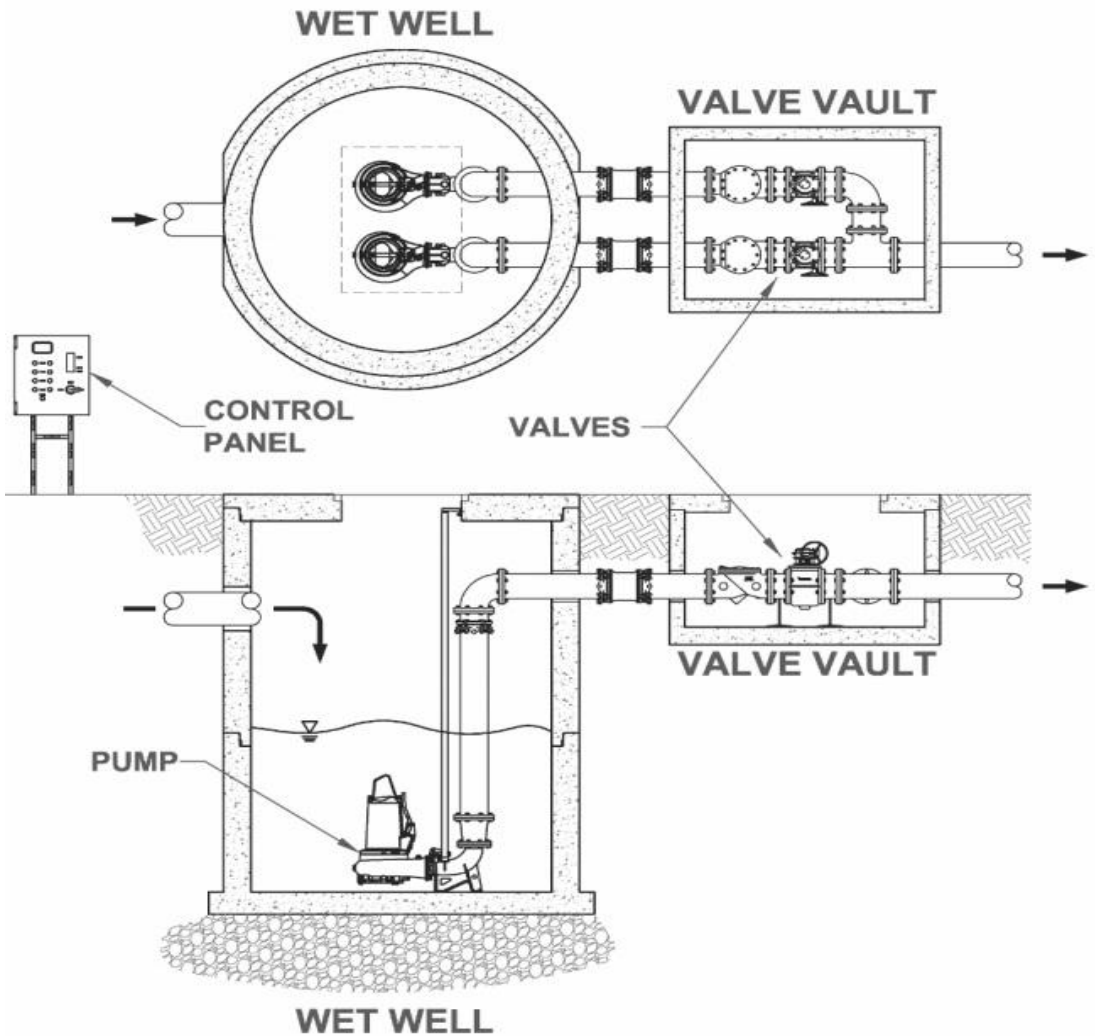
وَجَعَلْنَا مِنَ الْمَاءِ

كُلَّ شَيْءٍ حَيٍّ

SUBMERSIBLE LIFT STATION

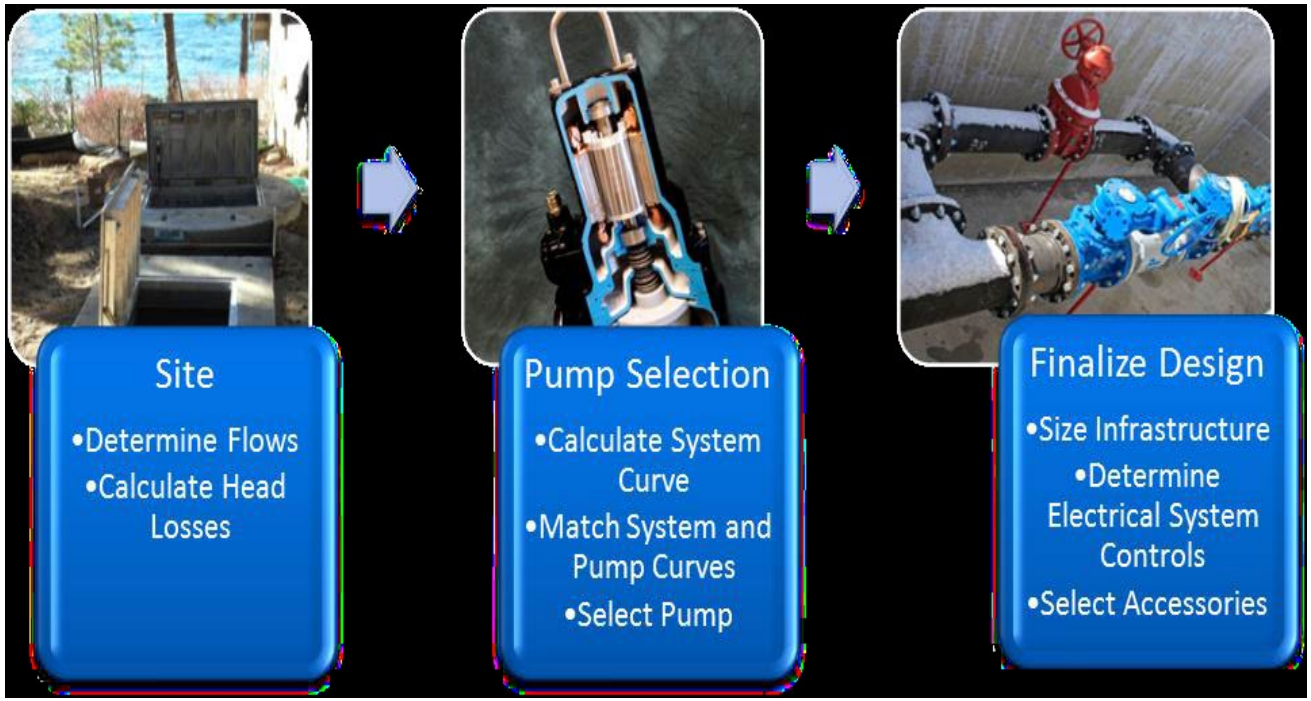
General Configuration

OVERVIEW OF A TYPICAL SUBMERSIBLE LIFT STATION



تشتمل محطة الرفع الغاطسة النموذجية بواسطة على بئر رطب ومضخات غاطسة مزدوجة وصمامات ونظام تحكم إلكتروني في المضخة. في المحطات الأصغر ، غالبًا ما يتم تركيب الصمامات في البئر الرطب لتوفير تكاليف البنية التحتية. في الأنظمة الأكبر ، يوصى بتحديد غرفة صمام منفصل لتوفير وصول سهل في حالة الحاجة إلى الصيانة.

DESIGN PROCESS



ضرورة تحديد معدلات التدفق بشكل صحيح ، فضلاً عن توفير فهم جيد لحدوث هذه التدفقات وكيفية ارتباطها بمحطة الضخ.

الخطوات التالية في التصميم هي اعتبارات الموقع. إلى أي مدى تحتاج محطة الرفع إلى الضخ؟ ما الارتفاع الذي يحتاجه السائل للارتفاع؟ هذه الأسئلة ، عندما تقترن مع معدل التدفق ، ستحدد في النهاية حجم المضخة التي سيتطلبها النظام. ستلعب اعتبارات الموقع الإضافية ، مثل ما إذا كانت محطة الرفع تقع على طريق أم لا ، في معايير التصميم الأخرى المختلفة. كلما كان فهم الموقع أفضل ، كان تصميم محطة الرفع أسهل.

بمجرد تحديد التدفق وأخذ اعتبارات الموقع في الاعتبار ، يمكن تطوير منحنى النظام. يتطابق منحنى النظام مع منحنيات مختلفة للمضخة في عملية تكرارية لتحديد المضخة التي تناسب متطلبات المشروع بشكل أفضل. بمجرد اختيار المضخة ، يمكن تحديد حجم جميع المكونات الإضافية ، مثل البئر الرطب ، وغرفة الصمام ، والأنابيب ، ونظام التحكم ، وما إلى ذلك.

BASIC PUMP SELECTION

THE SYSTEM CURVE

The most important part of any pump selection is first determining the system curve. This means, at the very least,the flowrate and head that will be required of the pump must be identified. Often this is the first mistake made in the selection process.

In many potable water booster stations, the flowrate is determined by a downstream demand. In a typical application, the purpose of the lift station is to simply move water from one location to another. Therefore, the flow is typically governed by the inflow to the station, and not an outflow demand. Once the flow rate into the station is found, the amount of head required by the pump can be determined by calculating the system losses in the piping network.

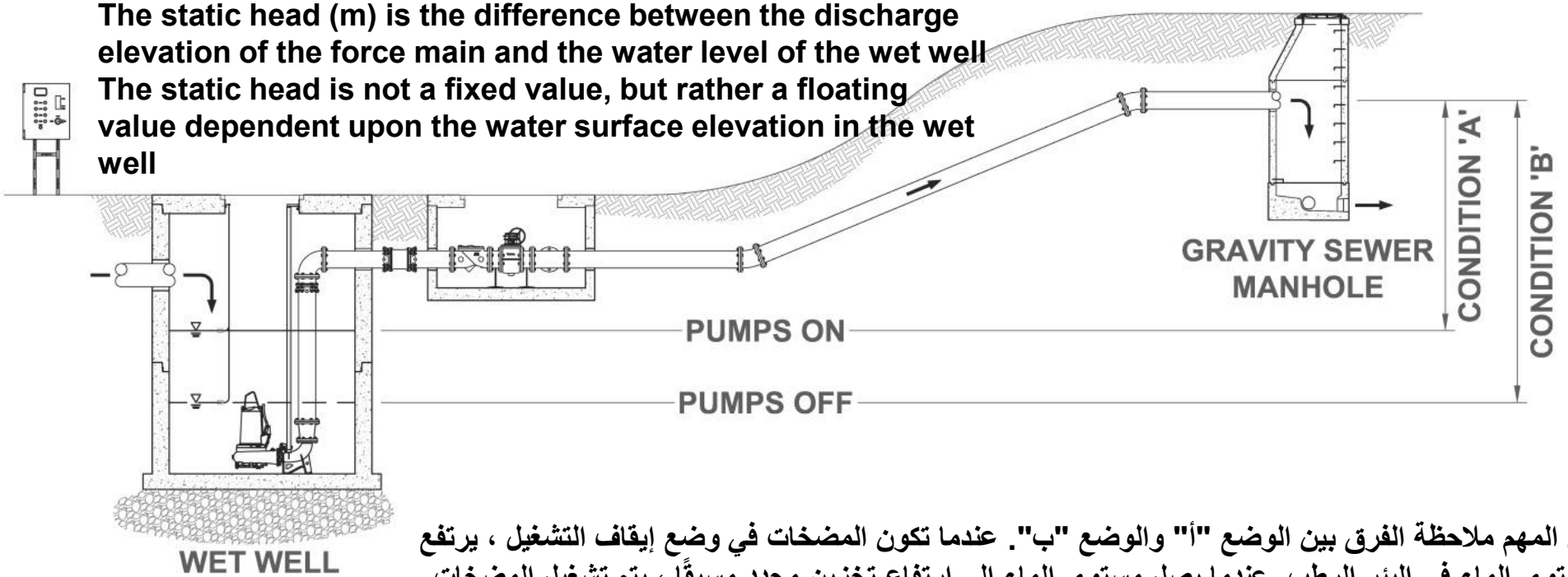
The friction losses will lead to poorly sized equipment that will have a poor efficiency and reliability.

Calculation of the system losses at several different flow rates will yield a system curve. System curves represent a loss of energy in systems with a variation in the flow rate.
Or, stated differently, the amount of energy the pump must generate to operate at a given flowrate.
System losses come in two forms that are outlined below

BASIC PUMP SELECTION

STATIC LOSSES

The static head (m) is the difference between the discharge elevation of the force main and the water level of the wet well The static head is not a fixed value, but rather a floating value dependent upon the water surface elevation in the wet well



من المهم ملاحظة الفرق بين الوضع "أ" والوضع "ب". عندما تكون المضخات في وضع إيقاف التشغيل ، يرتفع مستوى الماء في البئر الرطب. عندما يصل مستوى الماء إلى ارتفاع تخزين محدد مسبقًا ، يتم تشغيل المضخات وينخفض ارتفاع السطح حتى يصل إلى المضخات.

The system curve itself can fluctuate. Therefore, the system curve is not a single point set – It is a range of curves. This will become more apparent when developing a system curve is discussed later in this manual

FRICTION LOSSES

سنستخدم معادلة هازن ويليامز نظرًا لسهولتها النسبية وهناك بعض القيود على معادلة هازن ويليامز والتي سيتم مناقشتها

هناك بعض مزايا استخدام معادلة هازن ويليامز.

بسيطة وسهلة الاستخدام معادلة هازن ويليامز مقيدة إلى حد ما لأنه يجب أن يكون هناك تدفق مضطرب داخل الأنبوب ، ويجب أن يكون نوع السائل ماء في درجة حرارة الغرفة أو بالقرب منها. بالإضافة إلى ذلك ، يجب أن تكون سرعة السائل بين 1 إلى 3 م / ثانية. هذا القيد الأخير يفسح المجال بشكل جيد لتصميم رفع المياه العادمة لأنه إذا كانت سرعة مياه الصرف الصحي أقل من ذلك، فلن تكون هناك طاقة كافية لتنظيف أنبوب المواد الصلبة. على العكس من ذلك ، يتدفق الماء فوق 3 م/ ثانية. يمكن أن تتلف مادة الأنبوب القيد الأخير هو أنه لا ينبغي استخدام معادلة هازن ويليامز في أنابيب القوة التي يزيد قطرها عن 60 بوصة.

HAZEN WILLIAM EQUATION

$$v = 0.849 c R^{0.63} S^{0.54}$$

v = velocity m/sec
C = Hazen Williams friction coefficient
R = hydraulic radius m
S = head loss m

Hazen Williams Coefficient, C

Pipe Material	Design C
PVC	150
Asbestos Cement	140
Welded Steel	100
Concrete	100
Cast Iron	100
Copper or Brass	130
Vitrified Clay	100
Corrugated Steel	60

Hazen Williams formula

تعد معادلة هيزن- وليمز من اكثر المعادالت استخداما في تصميم شبكات االسالة وتاخذ المعادلة الشكل التالي:

$$v = 0.849cR^{0.63}S^{0.54}$$

V= velocity ($^{m}/_{sec}$)
R= hydraulic radius (m)

$$R = \frac{A}{P} = \frac{Cross\ sectional\ area}{Wetted\ perimeter} = \frac{\pi D^2/4}{\pi D} = \frac{D}{4}$$

S= hydraulic gradient C= Coefficient depended on the type of pipe

وبالتعويض في معادلة االستمرارية نحصل على الشكل التالي لمعادلة هيزن- وليمز

$$Q=A\times V=\frac{\pi D^2}{4}\times 0.849\times C\times\left(\frac{\frac{\pi D^2}{4}}{\pi D}\right)^{0.63}\times S^{0.54}$$

$$\mathbf{Q=0.278\times C\times D^{2.63}\times S^{0.54}}$$

مالحظات:

- قيمة C لأللنبوب تقل مع الزمن.
- يستعمل النموغرام Nomogram لحل مسائل الجريان في االنابيب.
- ان األلخطاء الناتجة عن قراءة النموغرام ال تكون أكبر من تلك الناتجة عن تخمين قيمة يعتمد الشكل المبين على قيمة C=100 ويمكن استعماله ألي أنبوب.

يستعمل النومغرام لحل معادلة هيزن- وليمز وهو مصمم على اساس ان قيمة C=100

وتحسب السرعة او الجريان بعد معرفة قطر االنبوب وانحدار الخط الهيدروليكي وبعد معرفة الجريان او السرعة وقطر االنبوب)يحسب قطر االنبوب(المطلوب بعد معرفة الجريان وضائع الشحنة.

اما لحالة االنابيب التي لها قيم C تختلف عن 100 يتم استخدام العالقات التالية.

MINOR LOSSES

- هناك خسائر في الطاقة بسبب الاحتكاك الداخلي للسائل ، وكذلك الاحتكاك بين الماء وجدار الأنبوب. يتم مواجهة خسائر طاقة إضافية عندما يمر السائل عبر الانحناءات والقيود والصمامات وما إلى ذلك. يشار إلى هذه الخسائر الطفيفة الطريقتان النموذجيتان لحساب الخسائر الطفيفة هما تقديرات قيمة الطول المكافئ
- *والتي تحدد معاملات للتركيبات والصمامات المختلفة. يمكن استخدام القيم التالية لتقدير الخسائر الطفيفة.* ***K*** في هذا المثال ، يتم استخدام طريقة تقدير قيمة *يجب التحقق من هذه القيم مقابل توصيات الشركات المصنعة المحددة.*

Entrance	Bellmouth	0.005
	Rounded	0.25
	Sharp-Edged	0.5
	Projecting	0.8
Exits		1.0
90° Bend		0.25
45° Bend		0.18
Tee, line flow		0.30
Tee, branch flow		0.75
Cross, line flow		0.50
Cross, branch flow		0.75
Wye, 45°		0.50

	Ball	0.04
Check Valves	Ball	0.9-1.7
	Rubber flapper (v < ft/s)	2.0
	Rubber flapper (v > ft/s)	1.1
	Swing	0.6-2.2
Gate	Double Disc	0.1-0.2
	Resilient seat	0.3
Knife Gate	Metal seat	0.2
	Resilient seat	0.3
Eccentric Plug	Rectangular (80%) opening	1.0
	Full bore opening	0.5

K Values for Pumping Station Design

$$h_m = \Sigma K \frac{v^2}{2g}$$

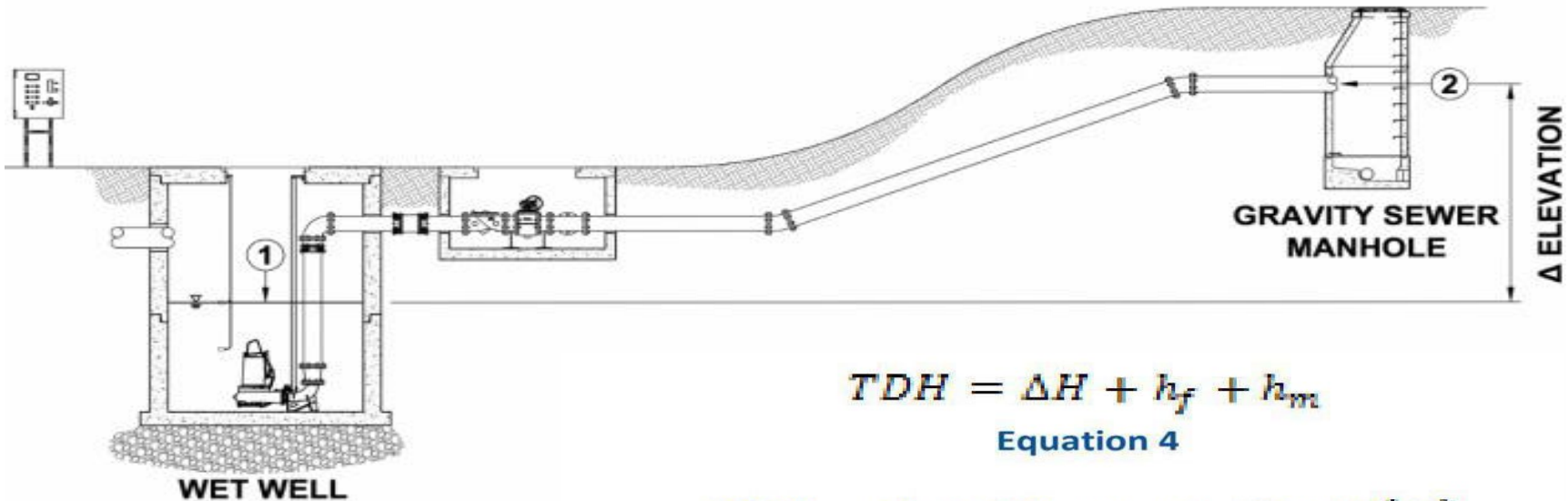
$h_m = Minor\ headloss\ (ft)$

$K = K\ coefficient\ (unitless)$

$$v = velocity\ of\ fluid\ in\ pipe\ (ft/s) = \frac{Flow\ (cf/s)}{Cross\ sectional\ area\ of\ pipe\ (sf)}$$

$g = gravity = 32.2\ ft/s$

TOTAL DYNAMIC HEAD



$$TDH = \Delta H + h_f + h_m$$

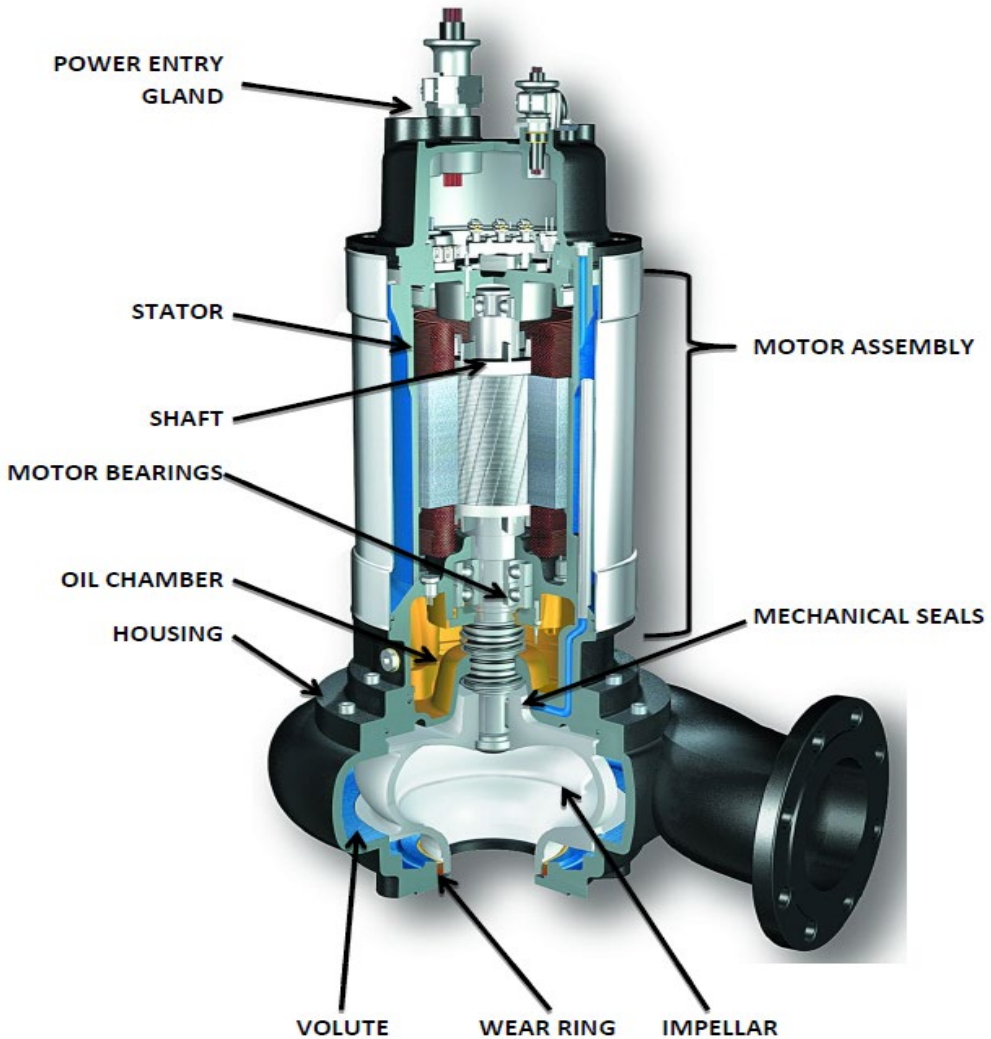
Equation 4

$$TDH = Total\ Dynamic\ Head\ (ft)$$

$$\Delta H = Static\ head = elev_2 - elev_1\ (ft)$$

$$TDH = \Delta H + (L)10.5\left(\frac{Q}{C}\right)^{1.85} D^{-4.87} + \Sigma K \frac{v^2}{2g}$$

HOW PUMPS WORK



الانمبلرهو قلب المضخة والجزء الوحيد الذي يضيف الطاقة إلى السائل. ببساطة ، تُضاف الطاقة عن طريق تسريع السائل من نصف القطر الأصغر عند مدخل الدافع إلى نصف قطر أكبر عند مخرج الانمبلر. يمكن زيادة كمية الطاقة المدخلة في المائع عن طريق زيادة القطر الخارجي للمروحة ، أو زيادة السرعة التي يعمل بها.

THE CASING

$$\frac{P_1 * 2.31}{sg} + \frac{V_1^2}{2g} + Z_1 = \frac{P_2 * 2.31}{sg} + \frac{V_2^2}{2g} + Z_2$$

Equation 6

P = Pressure (psi)

sg = Specific gravity (unitless)

V = Velocity of the fluid (ft/s)

G = Acceleration due to gravity (32.16 ft/sec^2)

Z = Elevation of the centerline of the liquid path

Subscripts:

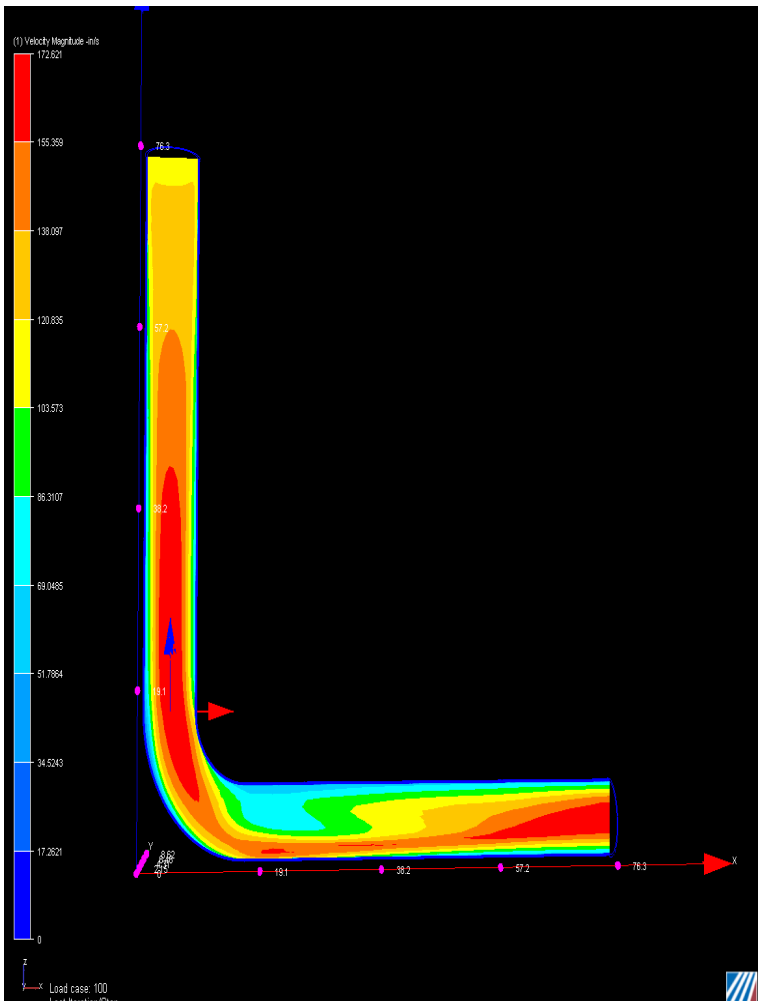
1 = Upstream condition

2 = Downstream condition

الهدف هو زيادة الضغط ولتحويل الطاقة عالية السرعة إلى ضغط وطاقة. انظر معادلة برنولي

only the change in pressure and velocity is left to be considered. In order for the two sides of the equation to balance, decrease in velocity from point 1 to point 2 must have a corresponding increase in pressure from point 1 to point 2. Bernoulli's Equation is a simplified representation of this process. Technically, it only applies to flows along a streamline and neglects friction, but it is sufficient to understand the basic principle.

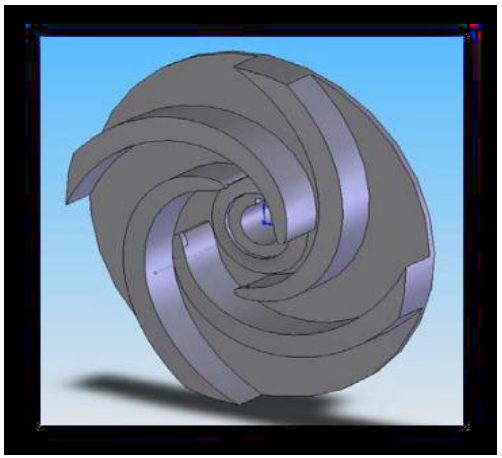
THE INLET



المناقشة التالية بشأن المداخل أقل أهمية في تصميم محطة الرفع الغاطسة لأنه لا توجد أنابيب مدخل قبل الانمبلر. ومع ذلك ، يجب أن تؤخذ هذه الاعتبارات في الاعتبار عند تصميم محطة رفع عنبر جاف. تتمثل وظيفة المدخل في نقل السائل من أنبوب الإدخال إلى مدخل الانمبلر بطريقة لا تفرض خسارة أقل ويخلق ملف تعريف السرعة الأكثر اتساقًا عند مدخل الانمبلر. لذلك ، فإن هندسة المدخل المثالية هي مدخل أنبوب مستقيم مع تفتق طفيف من حافة الأنبوب إلى عين الانمبلر

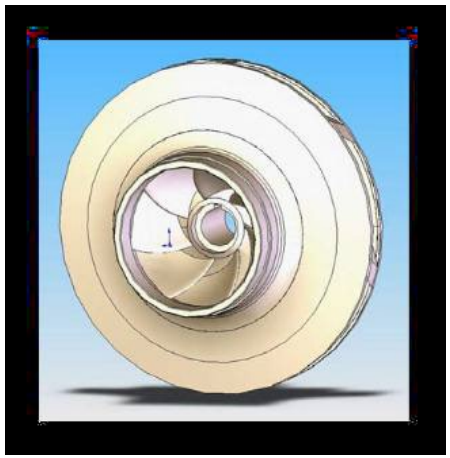
عين الانمبلر. مع المضخات الغاطسة ، يتم تخطيط تكوين المدخل من قبل الشركة المصنعة بناءً على

IMPELLER TYPES



SEMI-OPEN IMPELLERS

more efficient than fully open impeller designs



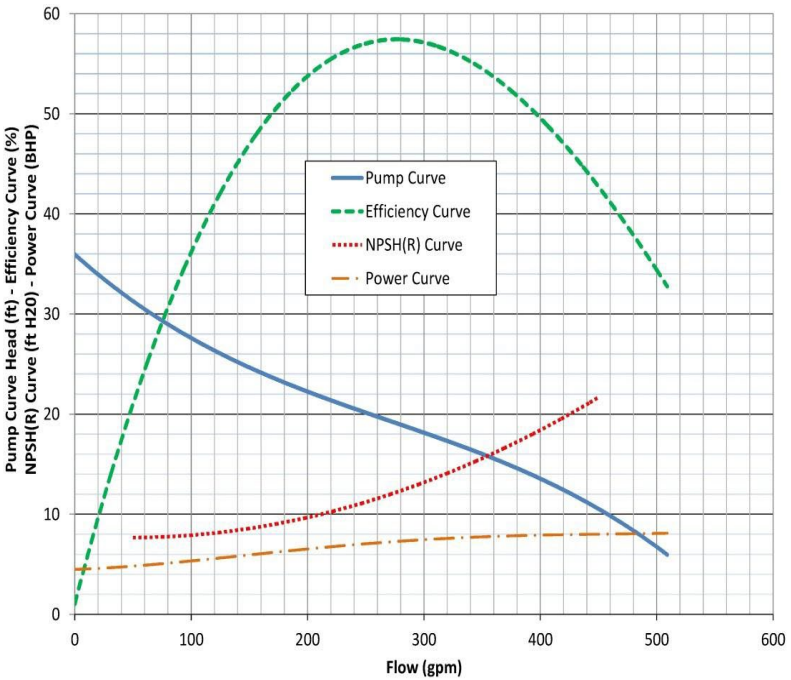
CLOSED IMPELLERS

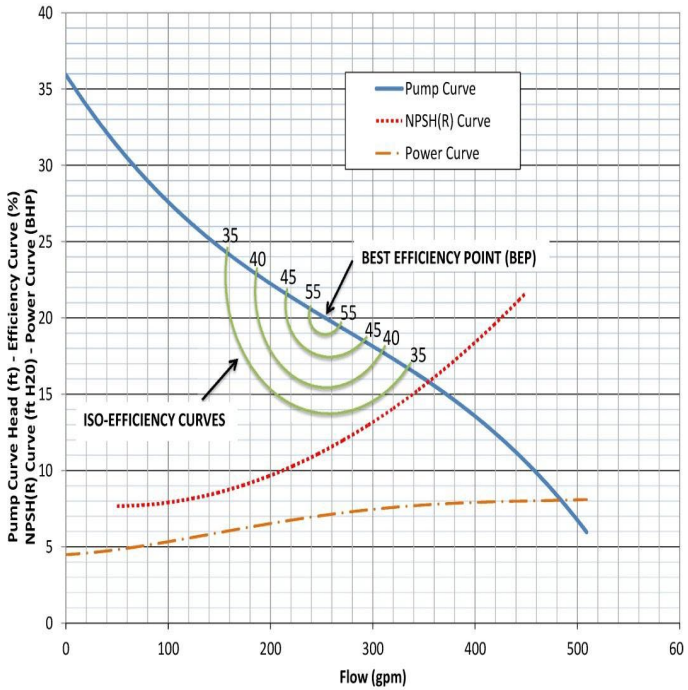
The disadvantage of closed impellers is that any debris entering the vanes

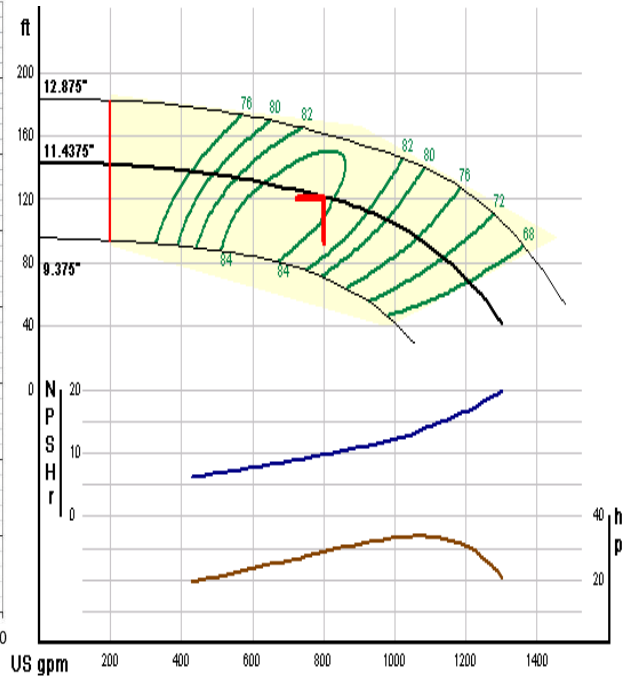
OPEN IMPELLERS

less expensive

PUMP CURVES





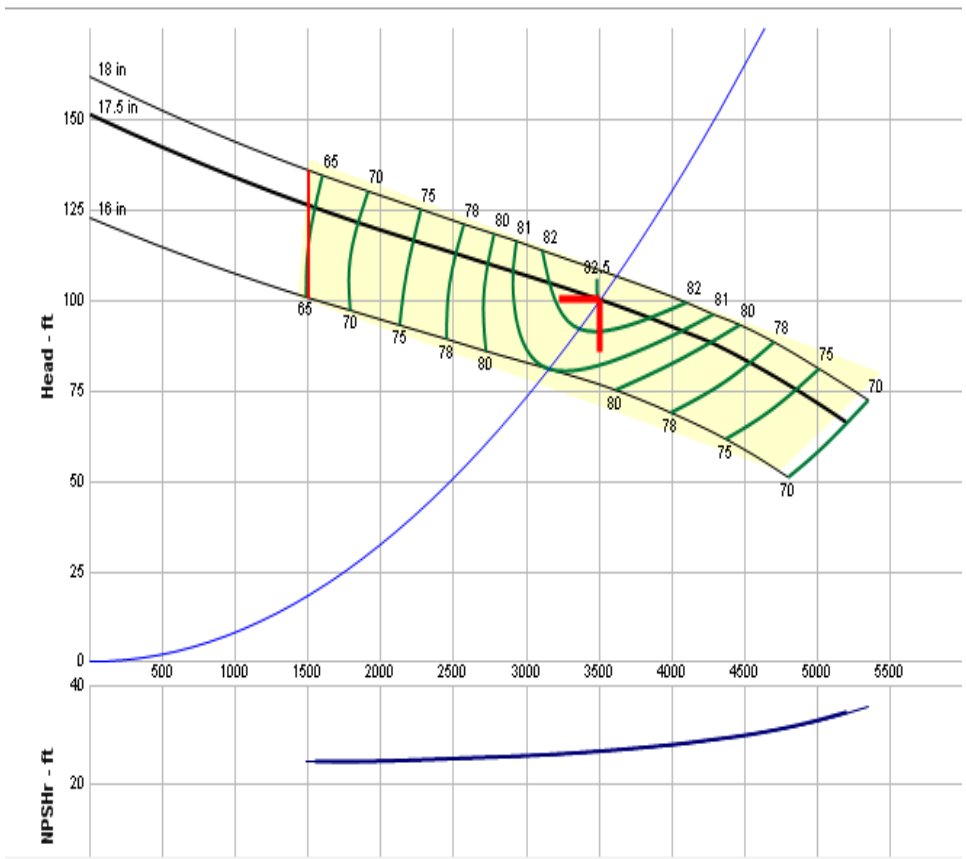


As the impeller diameter decreases in size, the performance is reduced. This allows the pump performance to be modified to meet specific application requirements.

Additionally, a reduction in diameter reduces the pump power requirement.

A reduction of only 10% in the impeller diameter can result in a 27% reduction in power requirements

INTERACTION OF THE SYSTEM CURVE WITH THE PUMP CURVE



Pumps operate where the pump curve meets the system curve. Ideally, pumps should be sized to run as closely as possible to its best efficiency flowrate. This not only makes the pump more efficient, but also improves its reliability.

Correct sizing requires that both pump curves be fairly accurate. Minor variances of the manufacturer's tolerances may affect the pumps performance, but all curves have a tolerance of approximately ±3%. System curves have a much wider range of inaccuracy due to variations in pipe and fitting friction losses between various manufacturers.
The note at the bottom of the Cameron Hydraulic Data book of pipe tables advises that a 15% to 20% increase in loss should be used above the loss levels shown in their tables. This inaccuracy, and the rising cost of power, make it imperative that larger pumps be field tested to determine actual flowrate.
Excessive flow causes excessive friction thus driving up power consumption and operating costs. Field testing allows the system
calculations to be confirmed, and the pump to be modified, to meet the actual system conditions.

NET POSITVE SUCTION HEAD

While Net Positive Suction Head (NPHA) analysis is not a concern with submersible pump design, when designing a dry pit, a NPSH analysis is critical.
The following discussion demonstrates why NPHA analysis is not necessary in submersible pump design.
There are two forms of NPSH. Net Positive Suction Head Required (NPSHR) is provided by the manufacturer, and net positive suction head available (NPSHA) is the amount of energy available at the inlet of the pump in relation to the system layout. NPSHA is calculated using the formula below:

$$NPSHA = h_{atm} \pm Z_s - h_{vp} - h_f$$

Equation 7

h_{atm} = Atmospheric pressure at the surface of the liquid (ft)

Z_s = Suction Static Head (ft)

h_{vp} = The liquids vapor pressure at the pumped temperature (ft)

h_f = The friction losses in the pipe and fittings from the suction tank to the pump inlet (ft)

NPSHR is provided on the manufacturers curve. The most important thing to know about NPSH is that the NPSHA must be greater than the NPSHR. Typically, a factor of safety of 1.3 is used. Thus:

$$NPSH\ Margin = \frac{NPSHA}{NPSHR} \geq 1.3$$

The purpose of a net positive suction head analysis is to ensure that the impeller of the pump is submerged with liquid.
For example, in a dry pit design the water is stored in a wet well, and the pump is stored in a separate structure and is not submerged.
If the layout was such that, at some point, the water level in the wet well dropped low enough that it was not being forced into the pump impeller, the pump would begin to cavitate.
In a submersible pump station with proper design of the control elevations, the pump is always submerged and forcing the fluid into the impeller thus eliminating this concern.

NPSH formula

$$NPSH_a = (p_e + p_b - p_v)/(\varrho \cdot g) + v_e^2/2g - H_{L,s} - H_{s\,geo} \pm s' \qquad \textbf{(29)}$$

where

p_e	Gauge pressure in suction tank in N/m^2
p_b	Absolute atmospheric pressure in N/m^2 (Table 13: consider effect of altitude!)
p_v	Vapour pressure in N/m^2 (in Table 12 as absolute pressure!)
ϱ	Density in kg/m^3
g	Gravitational constant, 9.81 m/s^2
v_e	Flow velocity in the suction tank or sump in m/s
$H_{L,s}$	Head loss in the suction piping in m
$H_{s\,geo}$	Height difference between the fluid level in the suction tank or sump and the centre of the pump inlet in m
s'	Height difference between the centre of the pump inlet and the centre of the impeller inlet in m

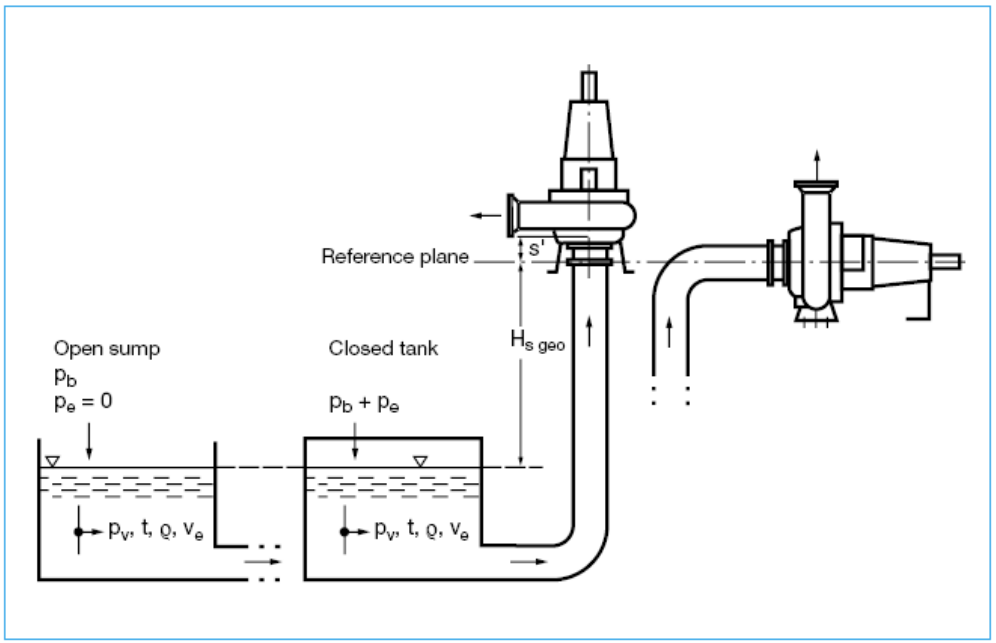
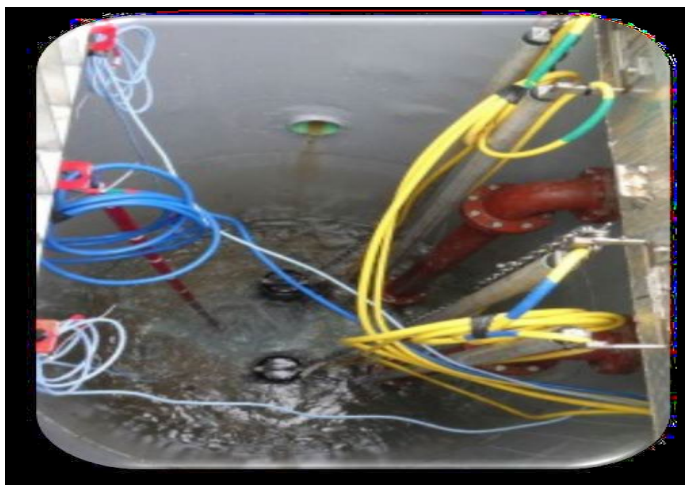
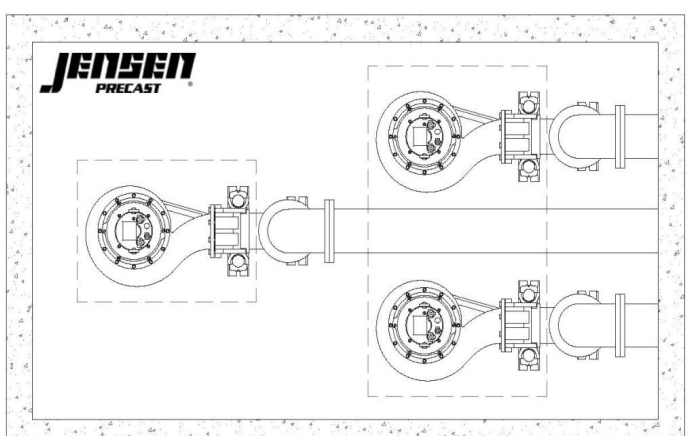


Fig. 36: Calculation of the $NPSH_a$ for suction lift operation for horizontally or vertically installed pumps

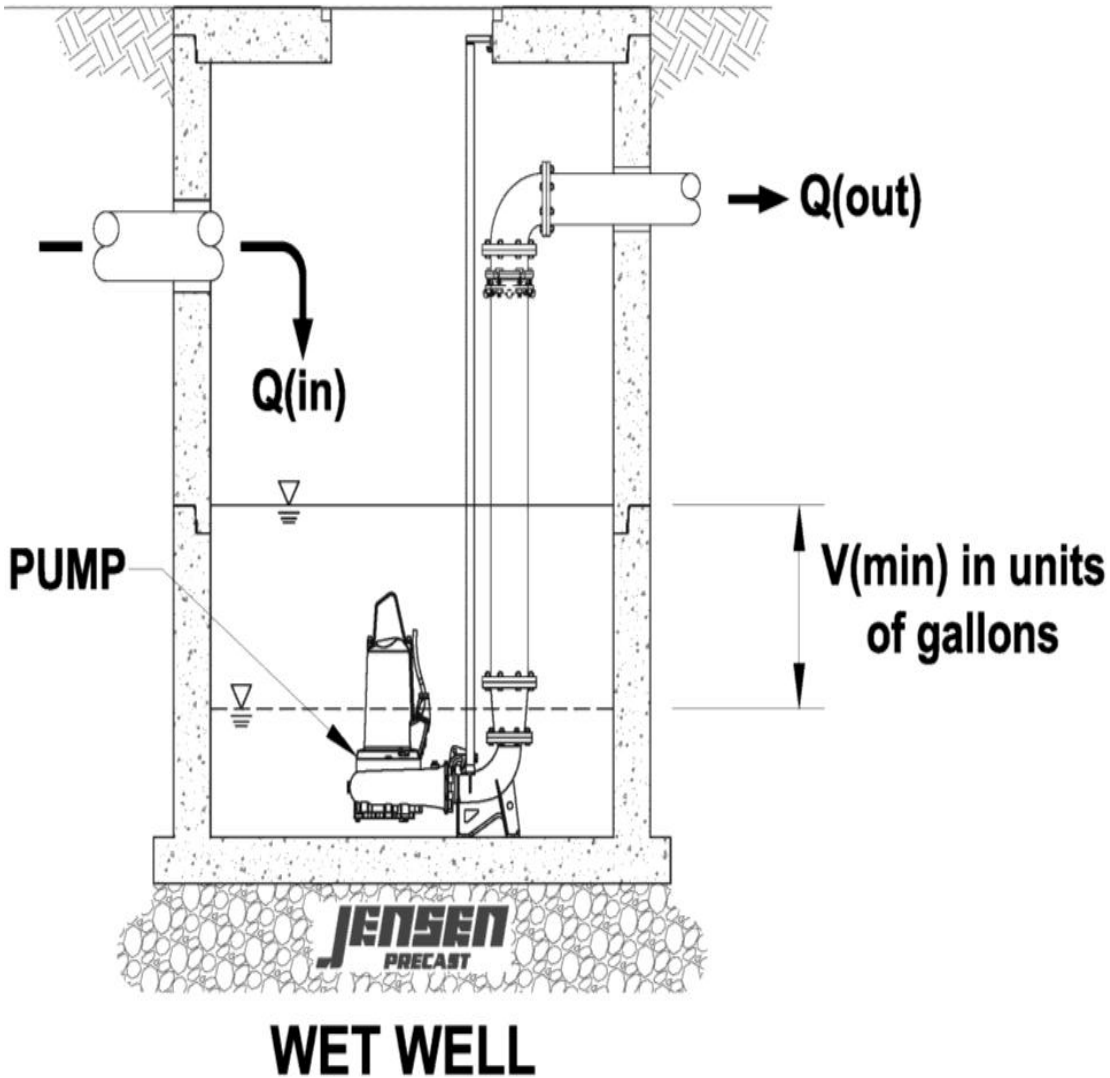
INTRODUCTION TO WET WELL DESIGN





تستخدم معظم محطات الرفع للطلمبات الغاطسة بئر- بيارة مستديره وذلك لانخفاض تكاليف المواد ، وحجم أصغر ، وخصائص قوة الهيكل الدائري.

اذا كان التدفق عالى والمضخات كبيرة الحجم نصمم البئر المستطيل



MINIMUM STORAGE VOLUME

معايير التصميم الأولى التي يجب تحديدها هي إجمالي معدل تدفق النظام والتدفق الذي ستخرج فيه المضخات يمكن العثور على تدفق التفريغ عند تقاطع منحنى النظام ومنحنى أداء المضخة. سيتم تحديد هذه التدفقات على أنها:

QIN = Inflow rate into wet well

QOUT = Discharge flow rate out of wet well

عادة يجب أن يكون الحد الأدنى الموصى به للوقت بين بدء تشغيل المضخة من ثماني إلى عشر دقائق ، أو ما يقرب من ست مرات بدء في الساعةسيتم تمثيل هذه القيم على النحو التالي:

TMIN = Minimum cycle time between pump starts (minutes)

VMIN = Minimum storage volume of wet well to hold/gather fluid during pump off

MINIMUM STORAGE VOLUME

V(min) can be determined by starting with the following equation which relates the inflow, storage volume, and outflow to T(min):

$$T_{MIN} = \frac{V_{MIN}}{Q_{IN}} + \frac{V_{MIN}}{Q_{OUT} - Q_{IN}}$$

Hydraulic Institute Intake Design – 1998 Equation B.1

Assuming the flows entering the wet well have been properly estimated, and an appropriate pump has been selected for the demand, the worst case scenario is that the inflow is twice the rate as the outflow. Or:

$$Q_{IN} = Q_{OUT} / 2$$

Equation V.1

The result of plugging this into the Q_{IN} component of equation 1 and rearranging for V_{MIN} is:

$$T_{MIN} = \frac{V_{MIN}}{Q_{IN}} + \frac{V_{MIN}}{Q_{OUT} - Q_{IN}} = \frac{4 * V_{MIN}}{Q_{OUT}}$$

Equation V.2

Therefore:

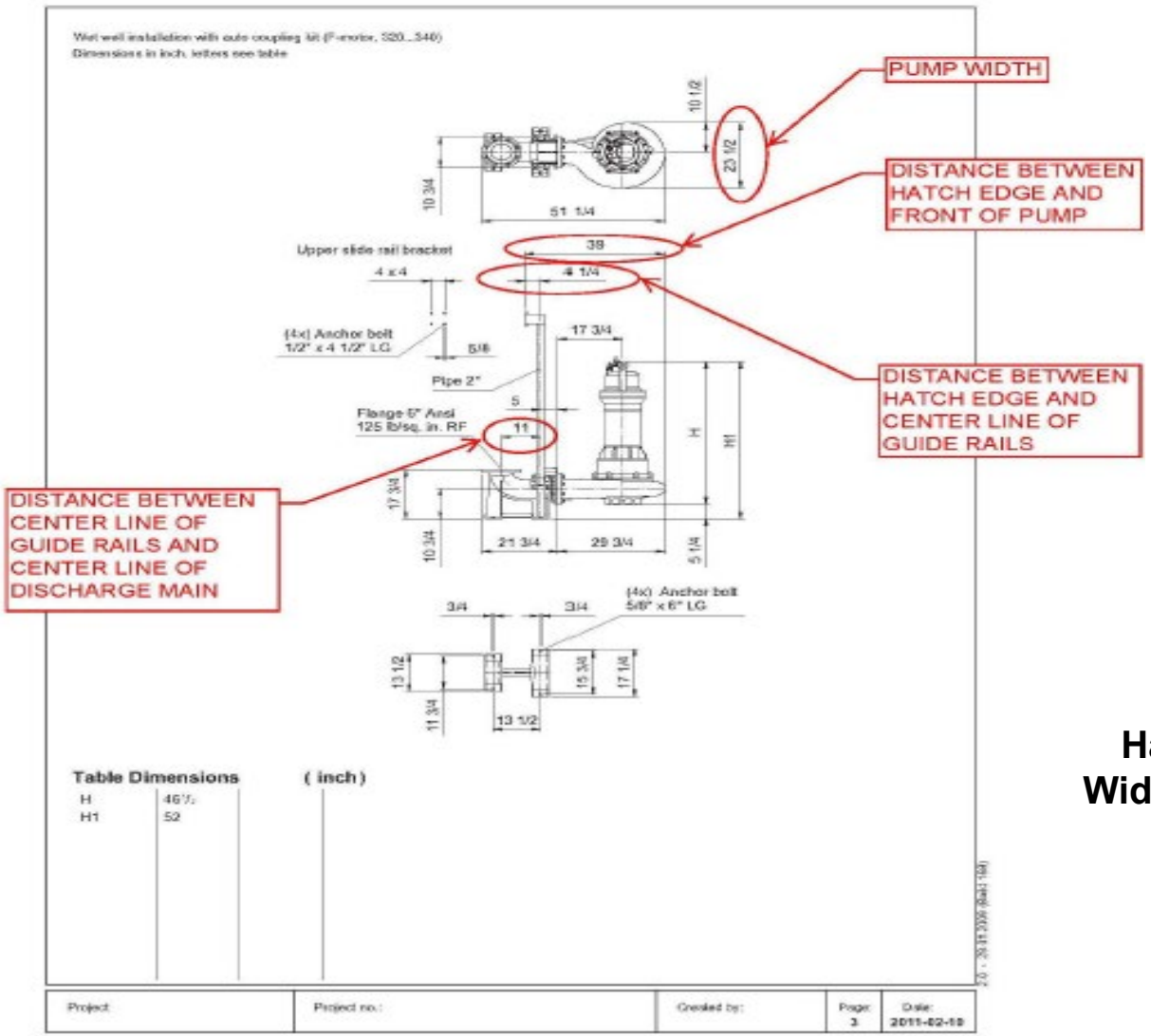
$$V_{MIN} = \frac{T_{MIN} * Q_{OUT}}{4}$$

Equation V.3

HOMA

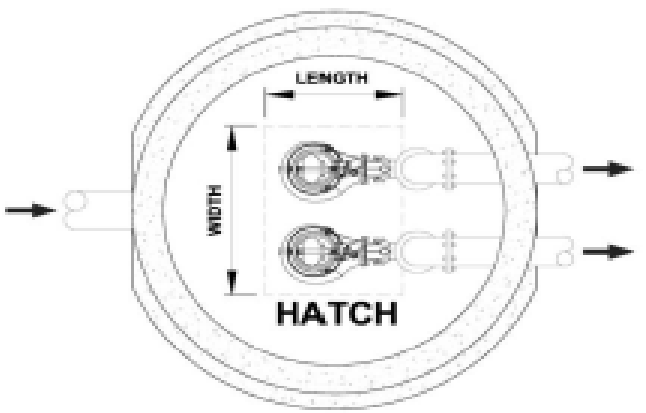
Dimensions

AK636-320/26F/C

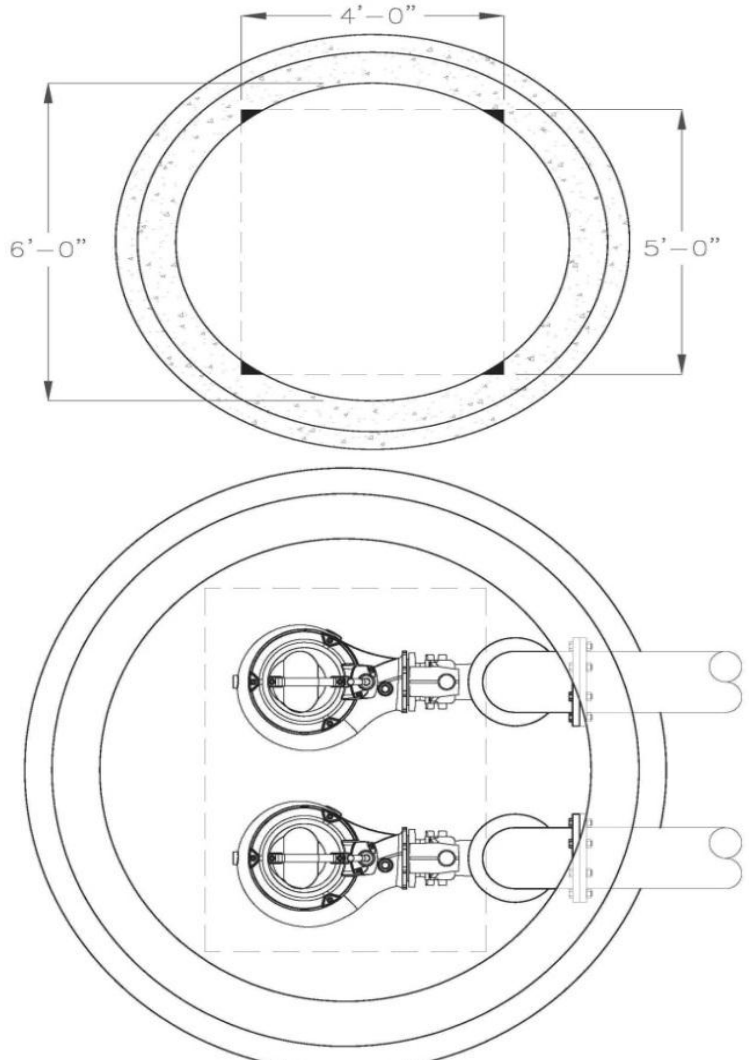


SIZE OF WELL

أولاً ، حدد الأبعاد الأفقية للمضخات بالرجوع إلى أوراق المعلومات الفنية للمضخة المختارة. يتم عرض بعض الأبعاد المهمة في المثال الموجود في الصفحة التالية.



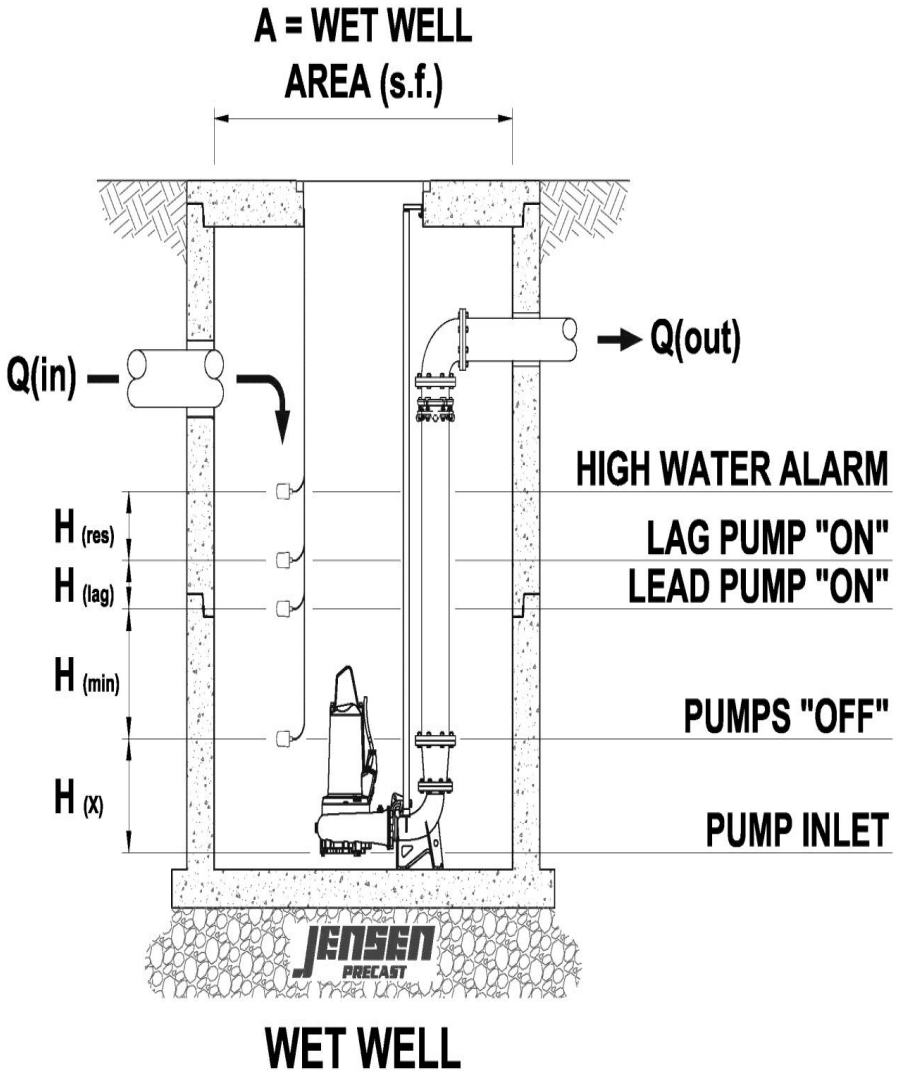
Hatch Width = (Number Of Pumps * Pump Width) + [(Number Of Pumps - 1) * Minimum Pump Spacing]



DIAMETER OF WELL

كقاعدة عامة ، من الأفضل الخطأ مع فتحة أكبر. أحد الأسباب هو مواسير الطرد في كثير من الأحيان يتم تعين الحجم ولكن يتم نسيان أنابيب الطرد في المثال التالي ، يتم تحديد حجم الفتحة بشكل صحيح وتباعد المضخات بشكل صحيح. ومع ذلك ، مع وجود كوع 90 ، فلن تتناسب الحافة داخل البئر ، لذا يجب استخدام فتحة أكبر. أيضًا ، ضع في اعتبارك مخاوف التثبيت مثل التأكد من أن لدى المقاول مساحة عمل كافية لربط الفلنجات في كوع 90. بعض الاعتبارات النهائية عند تحديد حجم قطر البئر الرطب هي قيود الموقع مثل: هل هناك قيود على العمق الذي يمكن أن يكون عليه البئر الرطب ، مثل نوع التربة أو ارتفاع المياه الجوفية؟ قيود الموقع التي من شأنها أن تجبر البئر على أن يكون لها

small footprint

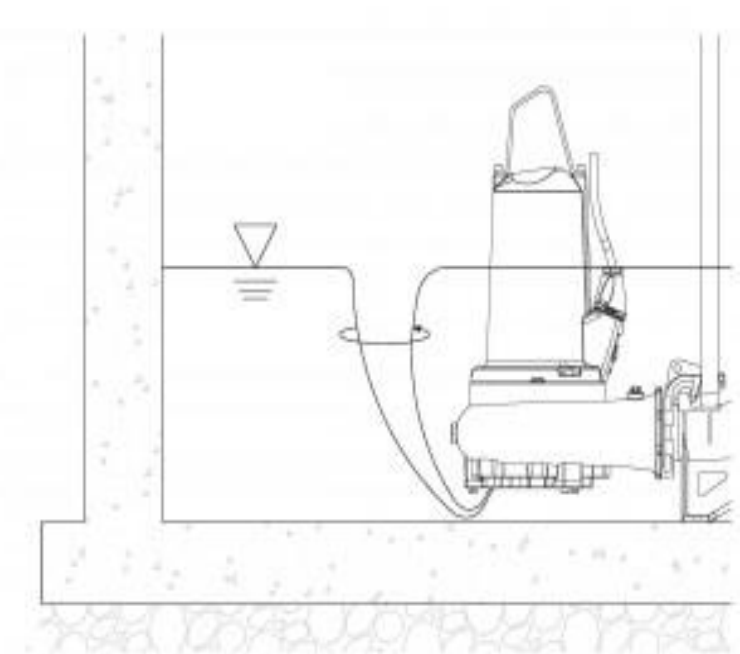


CONTROL ELEVATIONS

الآن بعد أن أصبح حجم التخزين الأدنى معروفًا ، بالإضافة إلى حجم البئر الرطب ، يمكن تحديد ارتفاعات التحكم في النظام. يوجد في نظام الضخ المزدوج 5 ارتفاعات أساسية حرجة

HX = Pump Inlet to the Pumps "Off" Elevation
HMIN = Pumps "Off" to the Lead Pump "On" Elevation
HLEAD = Lead Pump "On" to the Lag Pump "On" Elevation
HRES = Lag Pump "On" to the High Water Alarm Elevation

HX – MINIMUM SUBMERGENCE



الغرض من الحد الأدنى من الغمر هو منع دخول الهواء إلى المضخة. سيؤدي الافتقار إلى الحد الأدنى من الغمر إلى حدوث ما يُعرف باسم "الدوران المسبق" والذي يمكن أن يؤدي إلى دوامة. لمنع حدوث دوامة ، تم تطوير المعادلة التالية وهي الحد الأدنى للمسافة بين مدخل المضخة وارتفاع سطح الماء. في بعض الأحيان ، يُشار إلى H (x) وفي كلتا الحالتين ، يكون الحد الأدنى من الغمر. .Sباسم

$$H_X = D(1 + 2.3F_D)$$

$$F_D = \frac{V}{(gD^{0.5})}$$

D = Inlet Diameter (ft)

g = gravity (32.2 ft/s^2)

V = Velocity (ft/s) of fluid at the inlet and is determined by:

Q = Pump Discharge Flow (cfs)

A = Area of inlet (ft^2)

$$V = Q / A$$

HMIN – MINIMUM STORAGE

H(min) is the distance between the pumps "off" and lead pump "on" elevations. It is determined by the following equation.

$$H_{MIN} = V_{MIN} / A$$

V min = Minimum storage volume (gallons)
A = Cross sectional area of wet well (sq.ft.)

HLAG – LAG STORAGE

Duplex submersible pump stations should be sized so that one pump will be able to handle peak flow events. During events where the inflow exceeds the predicted max flow, the second pump can be used to handle the additional flows. This is where H(lag) comes into play. It is an arbitrary factor of safety set by the engineer. Typically, in smaller flow stations of less than 200 gpm, an H(lag) of at least six inches is recommended. The larger the engineer makes H(lag), the more conservative the system, but material and construction costs will increase.

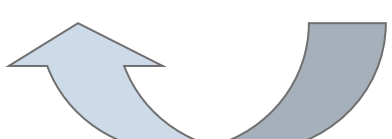
HRES – RESERVOIR STORAGE

As with H(lag), H(res) is a factor of safety built into the submersible pump station. In the event the actual inflow far
exceeds the max predicted inflow, or a pump fails, an alarm is triggered. This alarm signals station operators that
there is a problem. For smaller flow stations (less than 200 gpm) an H(lag) of at least twelve inches is recommended. However, this should be a decision made by the engineer on a system by system basis.

2. Technical specification

Cavitation

- disruption of flow and head
- noise emission increase
- vibration increase
- damage of impeller
- interruption to lubricate (medium lubricated) bearings
- malfunction of axial thrust balancing



NPSH – Net positive suction head

- NPSH is (beside operation flow, - head and required power) one of the most important operating data.

NPSH is related to cavitation

NSPH definition

- NPSHavailable = given NPSH by the design of the system
- NPSHrequired = NPSH, given by the design of the pump

1) **NPSHavailable > NPSHrequired**

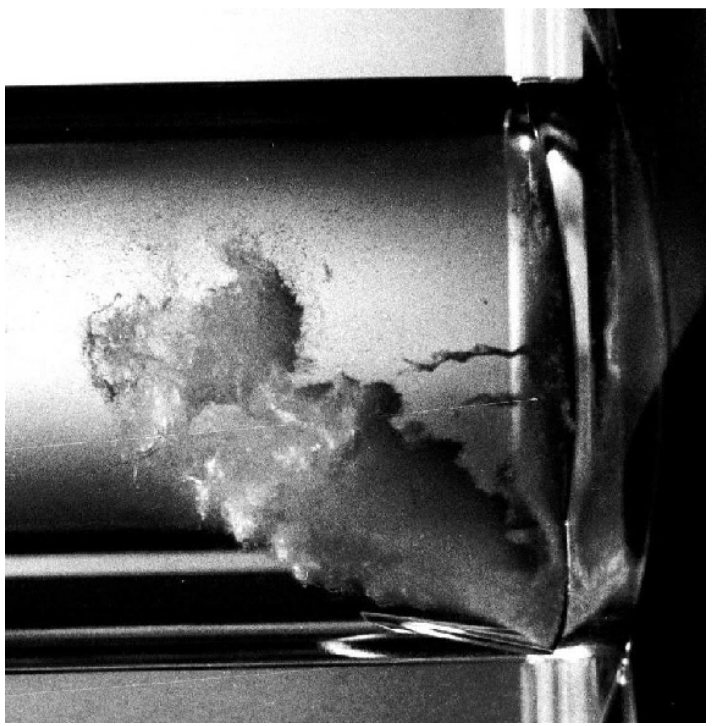
to guarantee the pump operation relliability (= to guarantee that the pumps don´t run into cavitation)

e.g:

What happen in case of a situation where NPSHavailable = 3m and NPSHrequired = 4 m

Cavitation

-gas/vapour bubble (depending to pressure and temperature) and implode on surfaces (micro – jet up to 10^5 bar).



مصادر المحاضرة

كتاب مصنع تورشيما للطلمبات
محاضرات درجة الماجستير من جامعة كرين فيلد
الكود المصرى
بعض المصادر من الانترنت