

ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

Автор статьи – Тим Солтис

Weatherford International, статья подготовлена с участием Дж.Ф. Ли

Общая информация

Винтовой насос (ВН), являющийся устройством для перекачки жидкости, был разработан в начале 1920-х годов для перекачки вязких жидкостей и растворов. С самого начала винтовые насосы получили широкое применение в самых разных условиях и использовались в различных отраслях промышленности (химической, пищевой, металлообрабатывающей, бумажной, текстильной, табачной, отходоперерабатывающей и нефтяной). С момента первых серьезных попыток применения ВН для механизированной добычи в начале 1980-х годов, происходило их постепенное внедрение в нефтяной промышленности. К 2003 г. винтовые насосы работали в самых разнообразных условиях и вариантах заканчивания в более чем 40 000 скважин по всему миру, от Аляски до Южной Америки, от добычи легкой нефти и угольного метана в российских Нижневартовске и Новокузнецке до Австралии, от отдаленных минеральных источников в горах Японии до наземных и морских скважин в Африке и Индонезии. Ниже приведены стандартные варианты и условия применения винтовых насосов:

- **Тяжелая нефть**
Плотность в градусах по API <18
Абсолютная вязкость 500 – 50000 сП
Содержание песка до 50%, сниженное до 3-5% при стабильном дебите
- **Нефть средней плотности**
Плотность в градусах по API 18 – 30
Абсолютная вязкость <500 сП
Ограничения по содержанию CO₂ и H₂S
- **Легкая нефть**
Плотность в градусах по API >30
Ограничение по содержанию ароматических углеводородов
Температурные ограничения
- **Вода**
Обезвоживание угольного метана (CBM)
Обезвоживание природного газа
Водозаборные скважины
 - Отопление жилых помещений
 - Промышленные источники минеральных водЗакачка воды - заводнение

Ниже приведена диаграмма, взятая из одного из номеров журнала Oil & Gas Journal за 2003 г., иллюстрирующая приблизительно оцененное количество скважин во всем мире, эксплуатация которых ведется с помощью систем с ВН. Хотя бросается в глаза отсутствие данных по России и СНГ, по некоторым подсчетам в нефтедобывающих регионах этих государств работает от 1000 до 2000 систем ВН.

Системы ВН обладают рядом отличительных особенностей, которые могут сделать их более предпочтительными для механизированной добычи по сравнению с другими имеющимися техническими средствами. Вот наиболее значимые из этих особенностей:

- КПД систем винтовых насосов составляет 50 – 70%
- Низкие капитальные затраты и расходы на электроэнергию
- Возможность перекачивания жидкостей с высоким уровнем вязкости, большим содержанием твердых частиц и свободного газа
- Низкие значения внутренних градиентов скорости сдвига, ограничивающие эмульгирование жидкости
- Отсутствие клапанов или деталей с возвратно-поступательным движением позволяет предотвратить закупоривания, газовые пробки или износ узлов
- Несложный монтаж и эксплуатация, минимальный объем необходимого обслуживания
- Небольшие габариты и низкий уровень шума приводной установки на устье

PROGRESSING CAVITY PUMPING SYSTEMS

Article by Tim Soltys

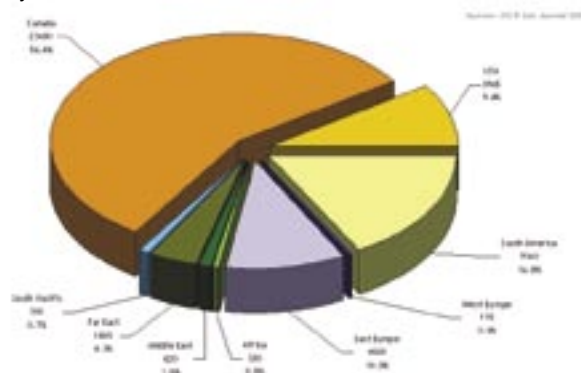
Weatherford International, assisted and organized by Mr. J. F. Lea

Overview

The progressing cavity pump (PCP) was developed as a fluid transfer pump in the early 1920's for pumping viscous fluids and slurries. Since its inception PCP's have been in a wide range of applications and industries such as; chemical, food, metalworking, mining, paper, textile, tobacco, waste treatment and petroleum. Since the first serious efforts to apply PCP's as a method of artificial lift in the early 1980's, PC pumping systems have experienced a gradual emergence in the petroleum industry. As of 2003, from Alaska to South America, from the Russian light oil and CBM applications in the Nizhnavartovsk and Novokuznetsk regions to Australia, from the secluded mountain spas in Japan to the wells offshore/onshore Africa and Indonesia it is estimated that there are over 40,000 wells operating worldwide over an extremely diverse range of applications and completions. Highlighted below are the typical progressing cavity pumping system applications.

- **Heavy Oil**
<18 API gravity
500 – 50000 cp
Sand cuts up to 50% with stabilized cuts of 3 – 5%
- **Medium Oil**
18 – 30 API gravity
<500 cp
Limits on CO₂ and H₂S content
- **Light Oil**
>30 API gravity
Limits on aromatic content
Limits on temperature
- **Water**
Coalbed methane (CBM) de-watering
Natural gas dewatering
Source water wells
 - Domestic heating
 - Commercial spasInjection – water flood

The following chart extracted from the 2003 Oil & Gas Journal illustrates the estimated number of wells globally that are producing with PC pumping systems. Although Russia and the FSU are notable absent there are an estimated 1000 – 2000 PC pumping systems deployed in these areas.



PC pumping systems have a number of distinct characteristics, which can make them preferable over other forms of artificial lift. The more prominent are:

- System efficiencies 50 – 70%
- Low capital and power costs
- Ability to produce high viscous fluids, large solids concentrations & free gas
- Low internal shear rates which limits fluid emulsification
- No valves or reciprocating parts to clog, gas lock or wear
- Simple installation, operation and low maintenance
- Low surface profile and noise

Системы ВН имеют ряд определенных ограничений по условиям применения. Основными из этих ограничений являются производительность, высота подъема жидкости и совместимость резиновых деталей с откачиваемыми жидкостями. Ниже приведен краткий перечень ограничительных условий применения и эксплуатационных проблем, связанных с использованием систем ВН.

- Производительность: 1-800 м³/день (5000 баррелей/день)
- Высота подъема жидкости: 3000 м (9800 футов)
- Температура: 150°C (300°F)
- Тенденция к возникновению неустраняемых повреждений эластомерных деталей при работе насоса без жидкости даже очень непродолжительное время.
- Воздействие некоторых жидкостей приводит к разбуханию и порче эластомерного материала

Использование усовершенствованного оборудования и материалов позволяет существенно расширить диапазон применения винтовых насосов новых моделей. Во многих случаях, ВН является не только единственным возможным вариантом механизированной эксплуатации, но и может стать весьма эффективным с экономической точки зрения при оптимальной конфигурации и правильной эксплуатации.

Основные принципы работы ВН

ВН является объемным насосом, состоящим из двух компонентов - ротора и статора (Рис. 1). Ротор имеет форму наружной спирали с числом заходов "n" и обычно изготавливается из высокопрочной стали (Рис. 2). Ротор является единственной движущейся деталью насоса. Статор представляет собой внутреннюю спираль с числом заходов "n+1" (Рис. 3) и состоит из стального кожуха-трубы с неразъемно соединенным со стенками трубы эластомерным элементом. Ротор имеет на один заход меньше чем статор. Когда они собраны вместе, группа двояковыпуклых полостей, спирально огибающая ротор снаружи, тянется вдоль винтовой линии насоса (Рис. 4). Каждая полость герметично отделена от расположенных рядом полостей с помощью уплотнительных линий. Уплотнительные линии образуются вдоль линии контакта между ротором и статором (показана красным цветом) и являются важным моментом для эффективной работы насоса. Рис. 4 показывает две отдельные полости на одном шаге статора под углом 180° друг к другу в насосе с однозаходным ротором.



Рисунок 1 – Figure 1

Принцип действия насоса

При вращении ротора происходит постоянное открытие и закрытие полостей и их перемещение от приема к подаче насоса. Площадь полости между ротором и статором остается постоянной на любом сечении по всей длине насоса, что обеспечивает непulseирующий поток. Объем полости определяется как площадь закачки (площадь поперечного сечения полости) умноженная на шаг статора. Осевая линия ротора смещена от оси статора на постоянную величину, называемую "эксцентриситет" (Рис. 5). Для насоса с однозаходной геометрией эксцентриситет равен разнице между большим и малым диаметрами ротора деленной на два. Площадь полости насоса с однозаходной геометрией равна малому диаметру ротора умноженному на 4 и умноженному на эксцентриситет. Объем полости определяется как функция площади полости умноженная на шаг статора (Рис. 5).

$$\text{Площадь полости} = d \times 4e$$

$$\text{Объем полости} = d \times 4e \times \text{шаг статора}$$

Характеристика по давлению и изменение подачи насоса при изменении давления

Номинальный уровень дифференциального давления ВН является суммой номинальных уровней давления каждой

PC pumping systems also have a number of distinct applications limitations. The most prominent of these limitations are with respect to pump capacity, lift and elastomer compatibility. The list below summarizes the current application limitations and major operational difficulties associated with PC pumping systems.

- Production rate: 1-800 m³/day (5000 bbls/day)
- Lift: 3000 m (9800 ft)
- Temperature: 150°C (300°F)
- Tendency of elastomer to sustain permanent damage if ran without fluid for even short periods of time
- Elastomer may swell or deteriorate when exposed to certain fluids

With improvements in materials and equipment design, new products are aggressively pushing to expand this application envelope. In many instances not only is the PC pumping systems the only means of artificial lift, when configured and correctly operated can be the most economical.

Basic Principles

The PCP is a positive displacement pump comprised of two components, rotor and stator (Figure 1). The rotor is the shape of an external helix of "n" lobes and typically manufactured from high strength steel (Figure 2). The rotor is the only moving piece of the pump. The stator is an internal helix of "n+1" lobes (Figure 3), consisting of a steel tube housing in which a synthetic elastomer is permanently bonded. The rotor has one less lobe than the stator and when the two are assembled, a series of lenticular cavities spiraling around the outside of the rotor are formed along the helical curve of the pump (Figure 4). Each cavity is sealed from adjacent cavities by seal lines. Seal lines are formed along the contact line between the rotor and stator (shown in red) and are critical to the pump performance. Figure 4 illustrates that in one stator pitch there are two separate cavities 180° apart in a single lobe pump.

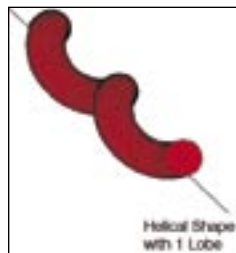


Рисунок 2 – Figure 2

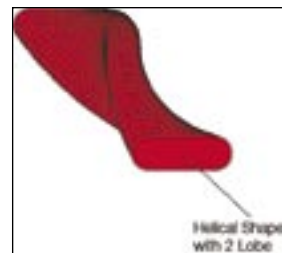


Рисунок 3 – Figure 3



Рисунок 4
Figure 4

Displacement

As the rotor rotates, opening and closing of the cavities occurs continuously, progressing the cavities from the pump suction to discharge. The cavity area between the rotor and stator remains constant, at any given cross-section along the pump length, therefore delivering a non-pulsating flow. Cavity volume is defined as the pumping (cavity cross sectional) area multiplied by stator pitch. The centerline of the rotor is offset from the center of the stator by fixed value known as the "eccentricity" (Figure 5). For a single lobe geometry pump the eccentricity is the rotor major diameter minus the rotor minor diameter divided by two. The cavity area for a single lobe geometry pump is equal to the rotor minor diameter multiplied by four times the eccentricity. Cavity volume is purely a function of the cavity area multiplied by the stator pitch (Figure 5).

$$\text{Cavity Area} = d \times 4e$$

$$\text{Cavity Volume} = d \times 4e \times \text{stator pitch}$$

Pressure Rating and Slip

The differential pressure rating of a PCP is the summation of the pressure rating for each individual stage. Although somewhat arbitrary, a stage is typically defined as one pitch length of the stator. The typical pressure rating for an individual stage ranges from 66 -100 psi. The combination of a) maximum pressure that can be developed in a single cavity and b) the



Рисунок 5 – Figure 5

отдельной ступени. Хотя это и является несколько произвольным определением, ступенью обычно называют длину одного шага статора. Обычно уровень номинального давления для отдельной ступени находится в диапазоне 66-100 psi. Комбинация а) максимального уровня давления, который может быть создан в одной полости и б) числа полостей в насосе определяет его предельное давление. Давление, которое может быть создано в каждой полости, является функцией компрессионной подгонки ротора и статора, физических характеристик эластомерного элемента, длины шага статора и свойств прокачиваемой жидкости. Для ВН, при прочих равных условиях, более высокое давление для каждой ступени обычно означает более низкую долговечность статора.

Наиболее часто используемым способом измерения эксплуатационной характеристики насоса является расчет объемного КПД насоса, определяемого как разница между исходной подачей насоса при нулевом напоре и подачей при номинальном напоре, разделенная на исходную подачу при нулевом напоре. Разница в уровнях подачи при нулевом и номинальном напорах определяется как "изменение подачи насоса при изменении давления". Изменение подачи насоса при изменении давления возникает, когда находящаяся под высоким давлением жидкость нарушает компрессионную подгонку между прилегающими полостями и прорывается между уплотнительной линией ротор/статор. Это приводит к общему снижению уровня подачи насоса, который является постоянным для данной величины дифференциального давления.

На **Рис. 6** представлена стандартная кривая эксплуатационной характеристики насоса производительностью 50 баррелей/сутки при 100 об/мин и номинальном уровне дифференциального давления 1750 psi. При номинальном давлении производительность насоса составляет 30 баррелей/сутки, что означает снижение подачи насоса на 20 баррелей/сутки или объемный КПД насоса – 60%. При дифференциальном давлении 1300 psi объемный КПД насоса – 80%, что означает снижение подачи насоса на 10 баррелей/сутки. Если компрессионная подгонка ротора и статора становится слишком плотной это приводит к значительному снижению долговечности статора. Альтернативная подгонка обеспечивает такой уровень снижения подачи, который будет являться компромиссом для максимального рабочего давления, и является основным фактором, влияющим на долговечность статора. Процесс разработки конструкции ВН включает выбор уровня компрессионной подгонки, который обеспечит оптимальную производительность насоса и долговечность статора в конкретных внутрискважинных условиях. Выбор уровня подгонки основан на ожидаемом термическом разбухании эластомера, разбухании в результате воздействия жидкости, данных испытаний, данных измерений в процессе эксплуатации, а также имеющегося опыта. Расчетные параметры, такие как геометрия насоса и тип эластомерного элемента, также учитываются при выборе подгонки. Если компрессионная подгонка слишком свободная, требования по объему и уровню подачи могут быть не достигнуты. При слишком плотной компрессионной подгонке, хотя уровень подачи и КПД насоса возрастут, произойдет значительное увеличение потерь на трение и деформации резинового элемента, что приведет к снижению срока службы насоса. В некоторых случаях потери на трение из-за слишком плотного компрессионного подгона могут превысить доступные уровни момента и мощности, создаваемые приводной установкой.

Необходимые уровни момента и мощности

При проектировании ВН необходимо учитывать два первостепенных параметра – необходимые уровни объема и подачи, которые непосредственно соотносятся с требуемыми уровнями гидравлического момента и гидравлической мощности. На **Рис. 7** показано, что гидравлический момент и выходная мощность линейно увеличиваются при увеличении дифференциального давления и объема.

Момент насоса состоит из гидравлического момента и момента трения. Моментом трения называется момент, необходимый для преодоления компрессионного подгона между ротором и статором. Момент трения зависит от степени компрессионной подгонки, эластомерного элемента статора, покрытия ротора, смазывающих свойств жидкости, вязкости жидкости, объемной производительности насоса и его длины. Момент трения насоса обычно составляет 10-40% от рабочего уровня ▶▶

number of cavities in the pump defines its pressure capability. The pressure that can be supported by each cavity is a function of the compression fit between the rotor and stator, elastomer physical properties, pitch length and properties of the produced fluid. For a PCP, at otherwise identical conditions, higher pressure per stage usually means lower stator life.

The most common method to measure pump performance is by volumetric efficiency which can be defined as the benchmark flow rate at zero head minus the flow at rated head divided by the benchmark flow at zero head. The difference in flow between zero and rated head is defined as "slip". Slip is caused when high-pressure fluid compromises the rotor/stator compression fit between adjacent cavities and blows by the rotor/stator seal line. This results in a net reduction in flow, which is constant for a given differential pressure.

Figure 6 illustrates a typical pump performance curve for a pump with a displacement of 50 bbls/day/100 rpm and a differential pressure rating of 1750 psi. At rated pressure the fluid rate is 30 bbls representing 20 bbls/day slip or a volumetric efficiency of 60%. At a differential pressure of 1300 psi the pump volumetric efficiency is 80% representing 10 bbls/day of slip. If the rotor/stator compression fit becomes too tight, stator life will be significantly reduced. Optimal fit provides a slip efficiency that is a compromise of the maximum rated pressure and is the most critical factor that determines stator life. The PCP design process involves selecting a compression fit that will provide optimal pump performance and stator life at specific down-hole conditions. Fit selection is based on anticipated thermal swell, fluid swell, test data, field data and experience. Design parameters such as pump geometry and elastomer type are also considered in the fit selection process. If the compression fit is too loose the lift and volume requirements may not be achieved. If the compression fit is too tight, although the lift capacity and pump efficiency increases, frictional losses and rubber strain are increased dramatically, resulting in reduced stator life. In some cases the frictional losses due to a high compression fit may exceed the available surface torque and horsepower capacities.

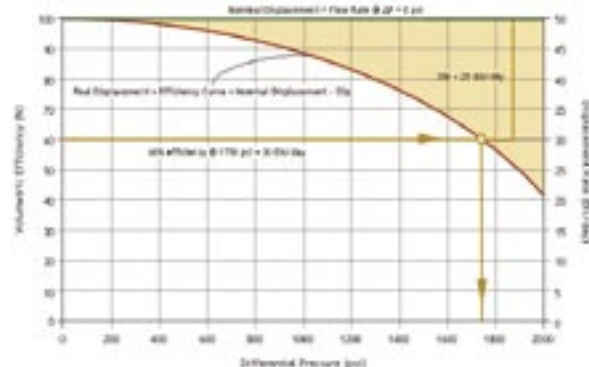


Рисунок 6 – Figure 6

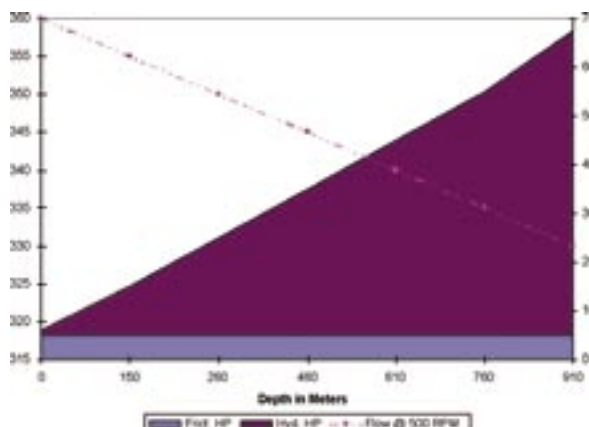


Рисунок 7 – Figure 7

Torque and Power Requirements

When designing a PC pumping system the two foremost parameters to consider are the volume and lift requirements, which correlate, directly to the hydraulic torque and hydraulic power requirements. **Figure 7** shows that the torque and horsepower output increases linearly with increasing differential pressure and volume. ▶▶

The World Leader in *Down-Hole* *Power Section* Technology

Опираясь на более чем 50-летний опыт разработки и изготовления забойных двигателей, наши модели Moyno® Power Systems обеспечивают для буровой отрасли самый широкий диапазон расхода жидкости, скорости вращения, момента и конфигурации лопастей.

Диапазоны параметров

Диаметр – 43 – 286 мм
Длина – 915 – 6250 мм
Конфигурации лопастей – 1/2s – 9/10s
Расход жидкости – 75 – 5675 л/мин
Выходной момент – 34 – 27000 Нм
Выходная мощность – 3 – 360 кВт
Скорость вращения – 30 – 2000 об/мин

Условия эксплуатации

Буровые растворы – Применение высокопрочных с низкой степенью набухания эластомерных элементов Ultra-Flex® позволяет обеспечить повышенную долговечность и высокий уровень выходной мощности при работе с буровыми растворами на водяной, нефтяной и синтетической основах, а также при бурении с воздухом или пеной.

Коррозионные и абразивные жидкости – Покрытие ротора Ultra-Shield® превосходит хромированное покрытие по защитным свойствам в этих средах.

Температура – до 190° C

Ассортимент выпускаемых забойных двигателей

Стандартная серия – применяются при бурении практически всех наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также скважин с большим и средним радиусом на участке набора кривизны.

Высокоэффективная серия – обеспечивают высокие скорости проходки и уровни рабочего момента.

Серия Малый радиус – для высокой скорости проходки при бурении участков набора кривизны с малым радиусом.

Серия для стволов с небольшими диаметрами и бурении на гибких трубах - для КРС и бурения боковых стволов через лифтовую колонну.

Серия для бурения с продувкой воздухом – для работы со сжимаемыми текучими средами, например, азотом.

**R&M ENERGY
SYSTEMS**

Excellence Through Innovation

гидравлического момента. Уровень гидравлического момента прямо пропорционален величине объемной производительности насоса и уровню дифференциального давления в насосе, и рассчитывается по формуле:

Гидравлический момент (Н•м) = 0,111 x Объемная производительность (м³/сутки/об/мин) x Дифференциальное давление (кПа)

Уровень гидравлической мощности прямо пропорционален величине общего момента насоса и скорости вращения, и рассчитывается по формуле:

Гидравлическая мощность (кВт) = 1.05x10⁻⁴ x Общий момент насоса (Н•м) x скорость вращения насоса (об/мин)

Наиболее высокие рабочие уровни момента и мощности были зафиксированы при добыче тяжелой нефти на месторождении Ориноко в Венесуэле. В этих уникальных условиях заканчивание скважины проводилось спуском обсадной колонны 9-5/8" и лифтовой колонны 5-1/2". Полученный дебит составлял 477 м³/сутки (3000 баррелей/сутки) тяжелой нефти с вязкостью >2000 сП. Были зарегистрированы рабочие уровни вращающего момента и мощности соответственно 3500 Н•м (2600 футов•фунт) и 150 кВт (200 л.с.). Первые системы ВН мощностью 223 кВт (300 л.с.), состоявшие из шпинделя 1-1/2 дюйма и двух двигателей 111 кВт (150 л.с.) были установлены в 2005 г. По случайному совпадению, в Венесуэле также используются самые большие в мире вставные системы ВН, когда насосы с объемной производительностью 80 м³/сутки/100 об/мин (500 баррелей) и высотой нагнетания 1600 м (5200 футов) устанавливаются в эксплуатационную колонну НКТ 5-1/2".

Винтовые насосы применялись также в других районах мира в условиях очень небольших объемов и низких уровней момента, как, например, на зрелом эксплуатирующемся месторождении в бассейне Ратон в Тринидаде, или в штате Нью Мексико. Начальный дебит скважин обычно составлял 80 м³/сутки (500 баррелей) с глубины 1200 м (4100 футов), и через несколько лет падал до <10 баррелей/сутки по мере истощения эксплуатируемого объекта. При таких низких дебитах необходимые рабочие уровни момента и мощности составляют соответственно <27 Н•м (20 футов•фунт) и 3,7 кВт (5 л.с.).

Эластомерные элементы

Статоры большинства винтовых насосов изготавливаются с использованием бутадиен-нитрильного каучука (NBR) из-за его прекрасных физических свойств и устойчивости к воздействию нефти. Бутадиен-нитрильный каучук (NBR) производится путем сополимеризации бутадиена с акрилонитрилом (ACN). Состав эластомерного элемента включает полимер на основе нитрила, упрочняющие материалы, вулканизирующие добавки, ускорители вулканизации и пластификаторы. Производитель ВН обладает патентом на рецептуру эластомерного состава, которая подбирается под конкретные условия эксплуатации.

Все нитрильные полимеры готовятся с различной концентрацией акрилонитрила. От содержания акрилонитрила в полимере зависит степень его устойчивости к нефти и растворителям. Увеличение содержания акрилонитрила повышает показатель полярности эластомера, что приводит к увеличению устойчивости эластомера к неполярным маслам и растворителям. Эластомеры с концентрацией ACN 25-35% являются "средними", а с концентрацией 35-50% - "высокими" по содержанию акрилонитрила составами. Эластомеры со средним по содержанию акрилонитрила составом обычно носят название "буна" (NBR), в то время как с высоким содержанием нитрила называются "высоконитрильными" (HN).

Стандартные акрилонитрильные эластомеры часто содержат большое количество ненасыщенных соединений в виде молекул с двойной и тройной связью. В отличие от одинарных связей, являющихся более стабильными, ненасыщенные связи больше подвержены химическим воздействиям и/или межмолекулярным сшиваниям. Наличие ненасыщенных связей является причиной, ограничивающей применение акрилонитрильных эластомеров в условиях высоких температур, присутствия H₂S и некоторых химических веществ. Для уменьшения количества ненасыщенных связей и улучшения физических свойств, нитрильный полимер подвергают процессу гидрогенизации. Полученный продукт обычно называют гидрированным или насыщенным каучуковым эластомером (HNBR). Механические свойства аналогичны ►►

Pump torque is comprised of both the hydraulic and friction components. The friction torque is the torque required to overcome the compression fit between the rotor and stator. The friction torque is dependent on the compression fit, stator elastomer, rotor coating, and lubricating properties of the fluid, fluid viscosity, pump displacement and length. Pump friction torque is typically 10-40% of the pumps rated hydraulic torque. The hydraulic torque is directly proportional to the pump displacement and differential pressure acting across the pump, which can be calculated using:

Hydraulic Torque (N.m) = 0.111 x Pump displacement (m³/day/rpm) x Differential pressure (kPa)

The hydraulic torque is directly proportional to the total pump torque and rotational speed, which can be calculated using:

Hydraulic Power (kW) = 1.05x10⁻⁴ x Total pump torque (N.m) x pump rotational speed (RPM)

The highest recorded normal operating torques and horsepower are in Venezuela in the heavy oil fields of the Orinoco. In these unique applications wells are completed with 9-5/8" casing and 5-1/2" tubing to produce 477 m³/day (3000 bbls/day) plus of >2000 cp heavy oil. Normal running torques and horsepower of 3500 N.m (2600 ftlbs) and 150 kW (200 hp) respectively have been recorded. The first 223 kW (300 hp) systems which consisted of 1-1/2" Drive Rod and twin 111 kW (150 hp) motors were installed in 2005. Venezuela coincidentally also has some of the largest insertable PC pumping systems in the world where PC pump displacement and lift capacities of 80m³/day/100rpm (500 bbls) and 1600 m (5200 ft) of lift are deployed in 5-1/2" production tubing.

PC pumping systems have also been deployed in extremely low volume and low torque applications such as the mature CBM Raton Basin play in Trinidad, New Mexico. The wells normally come on line producing 80 m³/day (500 bbls) from 1200 m (4100) and over several years decline to <10 bbls/day as they mature. At these low rates normal operating torque and horsepower requirements are <27 N.m (20 ftlbs) and 3.7 kW (5 hp) respectively.

Elastomers

The majority of progressing cavity pump stators are manufactured with nitrile rubbers (NBR) because of their excellent physical properties and oil resistance. Nitrile rubbers (NBR) are manufactured by copolymerization of butadiene with acrylonitrile (ACN). Elastomer compounding consists of a nitrile base polymer, reinforcing materials, curatives, accelerators and plasticizers. Elastomer compound formulations are proprietary to the PC pump manufacturer and are designed to address specific applications.

All nitrile polymers are prepared with varying ratios of ACN. The amount of oil and solvent resistance is based on the ACN content of the polymer. The addition of ACN increases the elastomer polarity therefore increasing the elastomers resistance to non-polar oils and solvents. Elastomers with 25 to 35 percent ACN content are "medium" and compounds with 35 to 50 percent ACN are known as "high" ACN compounds. Medium nitrile elastomers are generally referenced as "buna" (NBR) while high nitrile elastomers are reference as "high nitrile" (HN). Conventional nitrile elastomers often contain a large degree of unsaturation in the form of double and triple bonds. Unlike a single bond, which is more stable, the unsaturated bonds are more susceptible to chemical attack and/or cross-linking. The unsaturation is why temperature, H₂S and some chemicals limit the operating envelope of nitrile elastomers. To decrease the amount of unsaturated bonds and improve its physical properties the nitrile polymer is put through a hydrogenation process. The resulting elastomer is commonly referenced as a hydrogenated or saturated elastomer (HNBR). Mechanical properties are similar to NBR but the big advantage is improved heat resistance and improved tolerance to chemicals and H₂S. HNBR elastomers are difficult to mold and typically cost four times as much for and equivalent volume of NBR. **Figure 8** illustrates a typical elastomer selection table.

Stator elastomers are designed for different applications. Typically HNBR's are used for high temperature applications and HN's are used for applications with more aromatics in the oil. Most manufacturers will offer compatibility testing to ensure the correct elastomer and rotor/stator compression fit is selected for the application. Compatibility testing is conducted with the reservoir fluid and several different elastomers. The elastomers mechanical properties are measured before and after exposure to the reservoir fluid. **Figure 9** illustrates the typical measurements taken as part of fluid/elastomer compatibility testing. ►►

ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

PROTEX™

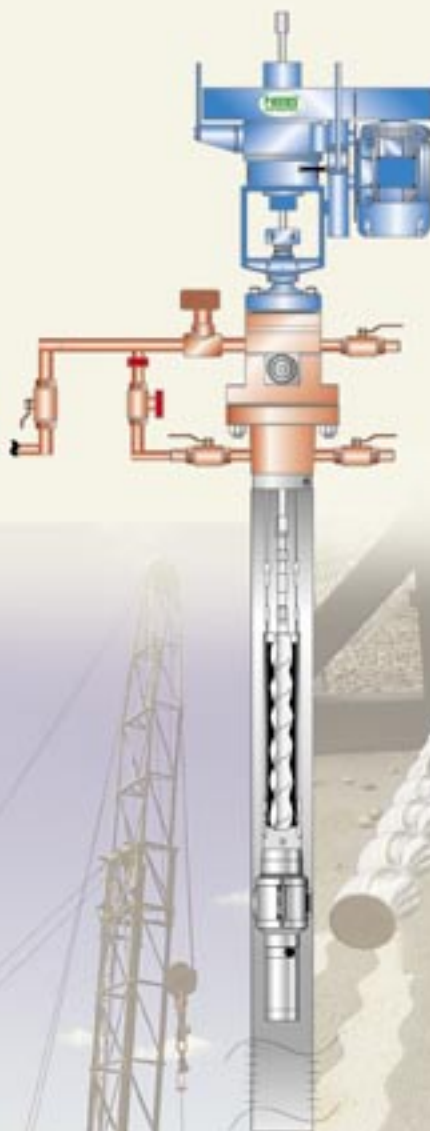
Это имя широко известно на территории России и Казахстана.

На протяжении нескольких последних лет погружные винтовые насосы компании PROTEX™ произведенные в Канаде, демонстрируют непревзойденную безотказность в работе при эксплуатации в различных технологических условиях.

На многих скважинах межремонтный период работы достиг уровня 1200 суток.

Простота и надежность конструкции, высокое качество изготовления и приемлемая стоимость — эти факторы являются решающими для потребителей продукции компании PROTEX™.

В соответствии с запросом к погружному оборудованию, технические специалисты компании PROTEX™ проведут анализ эксплуатационных характеристик по скважинам, разработают и предоставят оптимальную конструкцию погружного насоса для каждой скважины, которая будет соответствовать всем пожеланиям и технологическим требованиям заказчика.



Сделать заказ или получить ответы на возникшие вопросы можно посетив сайт компании www.protexcis.com или связавшись непосредственно с нашими специалистами:

Телефон: +1-403-252-9230
Факс: +1-403-252-9350
E-mail: pcpump@protexcis.com

Почтовый адрес:
P.O. Box 42029
400-9737 Macleod Tr. S.
Calgary, Alberta, Canada T2J 0A0

A WORLD OF DIFFERENCE IN EVERY PUMP

Characteristics		Elastomer Type				
		Buna		High Nitrile	Hydrogenated	Viton
		Soft	Medium			
Weatherford Elastomer	Type A	NBRM 55 NBRM 64	NBRM 70	NBR 70	NBR (F)	FKM
	Type B	SFO 55	SFO	6EA-1	45C (F)	
	Type C	266/55	366	356		NTR
	Type D	GAZA	MOBO	GOO		
Mechanical Properties		Excellent		Good	Good	Poor
Abrasive Resistance		Very Good		Good	Good	Poor
Aromatic Resistance		Good		Very Good	Good	Excellent
H2S Resistance		Good		Very Good	Excellent	Excellent
Water Resistance		Very Good		Good	Excellent	Excellent
Temperature Limit °F		95 °C (203 °F)		105 °C (221 °F)	125 °C (255 °F)	150 °C (302 °F)

Рисунок 8 – Figure 8

Таблица предоставлена компанией Weatherford CPS
Table Courtesy of Weatherford CPS

NBR, однако большим преимуществом является повышенная устойчивость к воздействию тепла, а также химических веществ и сероводорода. Эластомеры HNBR сложны в изготовлении с использованием пресс-форм и их стоимость обычно в четыре раза выше по сравнению с таким же объемом эластомера NBR. На **Рис. 8** представлена типовая таблица выбора эластомерных элементов.

Эластомерные элементы статоров изготавливаются для различных условий эксплуатации. Обычно элементы HNBR применяются в условиях высоких температур, а HNR – при большом содержании ароматических углеводородов в нефти. Большинство производителей предлагает проведение испытания на совместимость, обеспечивающего правильный выбор эластомерного элемента и степени подгонки ротора и статора для конкретных условий эксплуатации. Испытание на совместимость проводится с использованием пластовой жидкости и нескольких эластомерных элементов с различным составом. Проводятся замеры механических свойств эластомеров до и после воздействия пластовой жидкости. На **Рис. 9** представлены стандартные измерения при испытании на совместимость эластомерных материалов с пластовой жидкостью.

Узлы и компоненты винтового насоса

Стандартная система ВН включает приводную установку на устье, ротор, соединенный с колонной насосных штанг, статор, соединенный с нижним концом лифтовой колонны, и соединительная штанга, закрепленная на нижнем конце статора. Нестандартные системы ВН состоят из вставного винтового насоса, в котором вся установка спускается на колонне насосных штанг внутрь лифтовой колонны. Другие нестандартные системы ВН включают забойный привод или электрический погружной винтовой насос (ESPCP) и питающий/циркуляционный насос.

Помимо различного дополнительного оборудования и узлов, существует несколько конфигураций устьевых приводов и широкий диапазон типоразмеров насосов для применения в самых разнообразных и специфических условиях. На **Рис. 10 и 11** показаны стандартная конфигурация насоса с электрическим безредукторным устьевым приводом, конфигурация с забойным приводом и дополнительное оборудование, например, противовращательный переводник, соединенный с нижним концом соединительной штанги, и предотвращающий отворот лифтовой колонны при эксплуатации скважины. Противовращательный переводник используется с высокопроизводительными насосами, а также при высоких оборотах, когда момент сопротивления и вибрация увеличивают потенциальный риск отворота соединений колонны лифтовых труб. Соединительная штанга является важным компонентом насоса, и используется для установки и подгонки длины колонны насосных штанг. Несмотря на наличие множества конфигураций

Test Program Details:	Elastomers:				
	A, B, C and D in standard tensile specimens				
	Fluids:				
Test Elements:	Produced Fluid Sample from Well 12345				
	1 168 hour exposure at 100°C (212°F) and 1000 psi in autoclave				
	2 Volume, mass, hardness, tensile, elongation and modulus changes relative to baseline after fluid exposure				

Test Program Results:	Fluid Sample 12345	Elastomer:	A	B	C	D
Volume Change (%)			8.99	5.63	10.37	12.38
Mass Change (%)			7.43	5.54	8.34	10.30
Initial Hardness (Shore A)			75	77	80	77
Final Hardness (Shore A)			69	70	75	70
Hardness Change (Shore A)			-6	4	-6	-6
Initial Tensile (psi)			2000	3470	2100	1960
Final Tensile (psi)			2624	3100	2264	1650
Tensile Change (%)			+10	-10	-2	-16
Initial Elongation (%)			793	597	400	354
Final Elongation (%)			695	503	378	417
Elong. Change (%)			-15	-16	-18	16

Рисунок 9 – Figure 9

PC Pumping System Components

A conventional PC pumping system consists of a surface drive unit, rotor attached to a sucker rod string, stator attached to the bottom of the tubing string and tag-bar attached to the bottom of the stator. Non-conventional PC pumping systems would consist of insert PC pumps in which the complete assembly is deployed on the sucker rod string and set inside the tubing. Other non-conventional systems would be bottom drive units or ESPCP's and charge/circulating pumps.

There are several different surface drive configurations and a diverse range of pump types and sizes in addition to various auxiliary equipment components designed to meet the unique challenges of any application. **Figure 10 & 11** respectively illustrate a typical electric, direct drive surface configuration, down-hole configuration and auxiliary equipment such as the no-turn tool which is connected to the bottom of the tag-bar and is to prevent the tubing from backing off during production. No-turn tools should be run with high volume pumps and in high-speed applications where the resistive torque and vibrations increase the potential for a tubing connection to back off. The tag-bar is an essential pump component and is required for the installation and space-out of the rod string. Although numerous tag-bar configurations exist, typically all incorporate a high strength steel pin permanently fixed across the middle of a short pump joint. Gas separator and tail-joint assemblies are used to prevent free gas from entering the pump intake. These are typically used when the pump intake cannot be placed below the lowest set of perforations or gas producing interval.

Charge/circulating pumps are used in gassy wells to increase the primary pumps volumetric efficiency or in wells that produce large volumes of sand to prevent sand from settling out in the sump or restricting the pump intake. This special configuration consists of two PC pumps run in tandem and produced with the same rod and tubing string. The lower (charge/circulating) pump is typically double the top (primary) pumps displacement. The lift capacity of the lower pump is normally several hundred meters as the pump only has to move fluid to the intake of the primary pump. In the case of a circulating pump the two stators and rotors are typically connected by an 8 ft perforated pump joint and 10 ft pony rod respectively. The pump is normally landed with the perforated pump joint spaced across the perforations. The theory behind the configuration is to allow large volumes of fluid to be swept past the perforations assisting to keep them open and to keep sand slugs fluidized thus preventing plugging or restriction of the pump intake due to the high velocity, turbulent flow induced by the recirculation of fluid. **Figure 12** illustrates a typical charge/circulating pump configuration.

Article by **Tim Soltys**

Weatherford International, assisted and organized by Mr. J. F. Lea

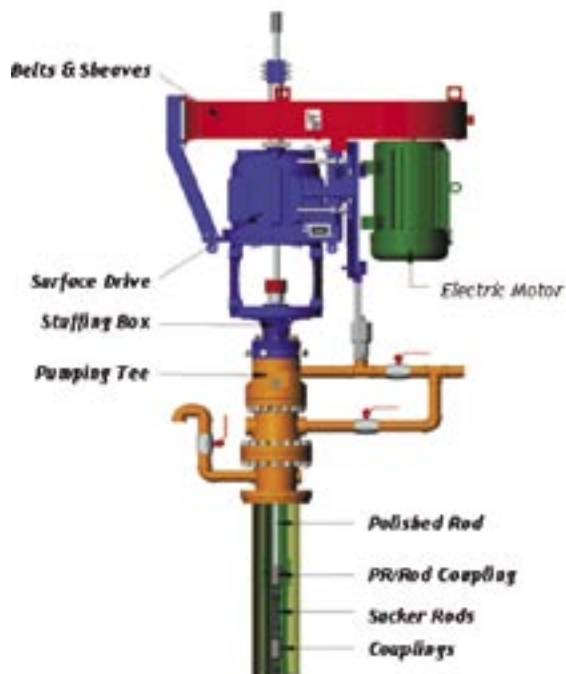


Рисунок 10 – Figure 10

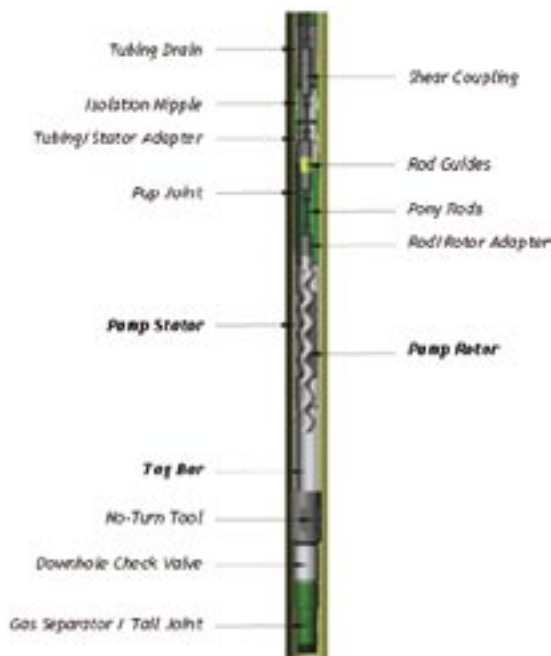


Рисунок 11 – Figure 11

соединительных штанг, все они включают высокопрочный стальной штифт, жестко закрепленный поперек короткой соединительной муфты насосных штанг. Газосепаратор и переводники для нижнего соединения насоса применяются для предотвращения поступления свободного газа на прием насоса. Это дополнительное оборудование обычно используется при невозможности установить прием насоса ниже самых нижних перфорационных отверстий или газосодержащего пласта. Питающий/циркуляционный насос применяется в скважине с высокой газированностью продукции для повышения объемного КПД основного насоса, или в скважинах с высоким содержанием песка в продукции для предотвращения оседания песка в отстойнике или ограничения уровня приема насоса. Специальная конфигурация включает два винтовых насоса, работающих в тандеме на одной и той же насосной штанге и лифтовой колонне. Нижний питающий/циркуляционный насос обычно обеспечивает удвоение высоты нагнетания основного насоса. Высота нагнетания нижнего насоса обычно составляет несколько сот метров, поскольку он предназначен для подачи жидкости только до приема основного насоса. При использовании циркуляционного насоса, оба статора и ротора обычно соединены соответственно с помощью 8-футовой перфорированной соединительной муфты и 10-футовой укороченной штанги. Насос обычно устанавливается таким образом, чтобы перфорированная соединительная муфта располагалась в интервале перфорации. Эта конфигурация предполагает, что большие объемы жидкости будут постоянно проходить вдоль отверстий, предотвращая их закупоривание и поддерживая псевдооживленное состояние песка и твердых частиц, предотвращая забивание подачи насоса благодаря высокой скорости поступающей жидкости и турбулентному потоку, создаваемым при рециркуляции жидкости. На Рис. 12 представлена стандартная конфигурация питающего/циркуляционного насоса.

Автор статьи – **Тим Солтис**

Weatherford International, статья подготовлена с участием Дж.Ф. Ли

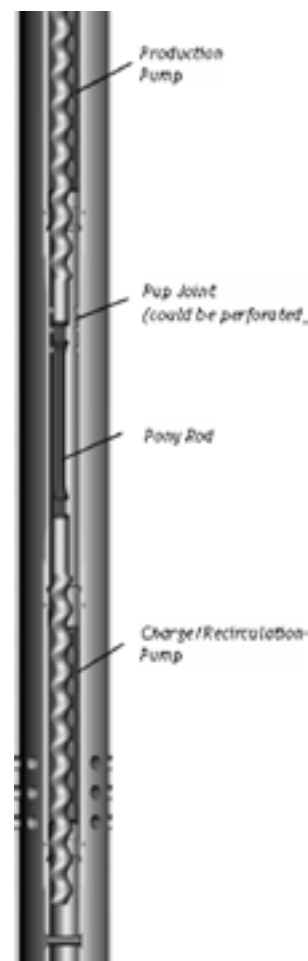


Рисунок 12 – Figure 12