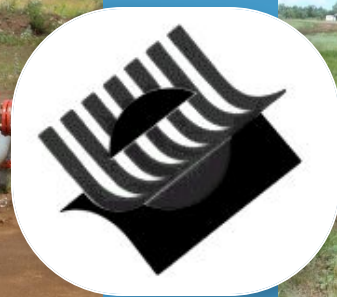


Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

*Баландин Л.
Н.*





ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

Нефтяная залежь представляет собой скопление жидких углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера. Часто нефтяная залежь имеет контакт с водяным пластом. При этом возможны два основных типа взаимного расположения. Если вода располагается ниже нефтяной залежи на всем ее протяжении, такую воду называют подошвенной. Если контакт с водой происходит в пониженных частях залежи, на ее крыльях в этом случае используется термин - контурная вода. Уровень, на котором расположена граница между нефтью и водой, определяет положение водонефтяного контакта.


В ряде случаев на эксплуатацию залежи влияние может оказывать и вода, находящаяся выше или ниже нефтяной залежи, а также вода, находящаяся в пропластках самого нефтяного пласта (промежуточная вода).

При формировании нефтяной залежи может образоваться область, занятая свободным газом, так называемая газовая шапка. Размеры этой области могут быть незначительными, а могут иметь промышленное значение. В этом случае залежь называется нефтегазовой.

В процессе эксплуатации залежи на показатели разработки оказывает существенное влияние наличие контакта с водяной и газовой областями. Поэтому уже на стадии разведки месторождения важно правильно определить тип залежи и оценить соотношение размеров

Статистические исследования данных о составных пластовых нефтях и газов большого числа месторождений показали, что состав и другие термодинамические и физико-химические характеристики добываемой продукции являются информативными в отношении оценки типа залежи, соотношения нефти и газа в пласте, наличия аномально высоких пластовых давлений и других важных для разработки факторов. Использование этих данных позволяет на ранней стадии разведки и разработки получить дополнительную важную информацию о состоянии объекта к обычно используемой при геологических и промысловых исследованиях.

Так как состав нефти и газа относится к числу параметров, которые могут варьироваться в пределах одной и той же залежи, то при их использовании следует применять методы классификации, не чувствительные к изменению этих параметров в пределах этой залежи. В качестве такого метода можно рекомендовать метод ранговой классификации. Суть его заключается в следующем.



МЕХАНИЗМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Жидкость из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины. Поэтому пластовое давление - основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи. Точнее, следует говорить не об абсолютной величине этого параметра, а об его соотношении с нормальным пластовым давлением на глубине залегания данной залежи, которое равно давлению столба воды равной высоты. Различают залежи

- Аномально-высокое пластовое давление – АВПД, у которых начальное пластовое давление превышает эту величину;**
- Аномально низкое пластовое давление – АНПД, у которых низкое начальное давление.**

Типы источников пластовой энергии

```
graph TD; A[Типы источников пластовой энергии] --> B[естественные]; A --> C[искусственные]; B --> D[Водонапорный режим]; B --> E[Режим газовой шапки]; B --> F[Режим растворенного газа];
```


естественные

искусственные

**Водонапорный
режим**

**Режим газовой
шапки**

**Режим
растворенного газа**



ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ

Пластовые давления

Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов для давлений, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.

Статическое давление на забое скважины

Статическое давление - это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение. Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

Статический уровень

Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

Динамическое давление на забое скважины

Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.

Динамический уровень жидкости

Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.

При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться

Среднее пластовое давление

По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способы и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени выработанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление $P_{ср}$ вычисляют по замерам статических давлений P_i в отдельных скважинах.

Пластовое давление в зоне нагнетания

При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (3) и дополнительно карту полей равных толщин.

Пластовое давление в зоне отбора

За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т. е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять как средневзвешенное по объему пласта.

Начальное пластовое давление

Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.

Текущее пластовое давление

В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.

Приведенное давление

Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.

Приток жидкости к скважине

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.



ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

Пробуренные нефтедобывающие скважины обычно эксплуатируются несколько десятков лет. В течение этого времени месторождение проходит различные стадии разработки - от начальной, когда добывается безводная нефть и, как правило, фонтанным способом, до последних стадий, когда добывается в больших количествах сильно обводненная продукция механизированным способом. Пластовое давление в процессе разработки также снижается, и поэтому на последующих этапах приходится извлекать большие объемы жидкости при низких динамических уровнях. В ряде случаев в результате накопления информации о неоднородности пласта и расчлененности его на самостоятельные пропластки выявляется необходимость их отдельной эксплуатации или отдельной закачки воды в разные пропластки через одну и ту же скважину. Надежно определить условия эксплуатации данной скважины на весь период ее работы не представляется возможным. Однако чем лучше конструкция скважин соответствует всему возможному разнообразию условий их работы в будущем, тем легче выбрать оборудование для оптимальных условий эксплуатации как отдельных скважин, так и месторождений в целом на разных стадиях егс разработки. В связи с этим особое значение приобретает диаметр эксплуатационной колонны. Часто именно он ограничивает подачу насосного оборудования для откачки больших объемов жидкости или специального оборудования для отдельной эксплуатации пластов.

В связи с этим нельзя не отметить, что в ряде случаев экономия, достигаемая при бурении скважин малого или уменьшенного диаметра, оборачивается убытками вследствие невозможности оптимальной эксплуатации таких скважин на последующих этапах разработки месторождения.

Конструкция крепления скважины определяется геологическими и техническими факторами с учетом ее длительной эксплуатации. Важным элементом конструкции скважины является конструкция призабойной части.

Несовершенные скважины

Несовершенные скважины бывают трех видов: скважина с открытым забоем, частично вскрывающая пласт на величину b (рис. 1, а) - несовершенная скважина по степени вскрытия - $\delta = b/h$; скважина с перфорированным забоем и вскрывающая пласт на полную толщину (рис. 1, б) - несовершенная скважина по характеру вскрытия; скважина, перфорированная не на всю толщину пласта и вскрывающая его частично (рис. 1, в) - несовершенная по степени и характеру вскрытия (двойной вид несовершенства).

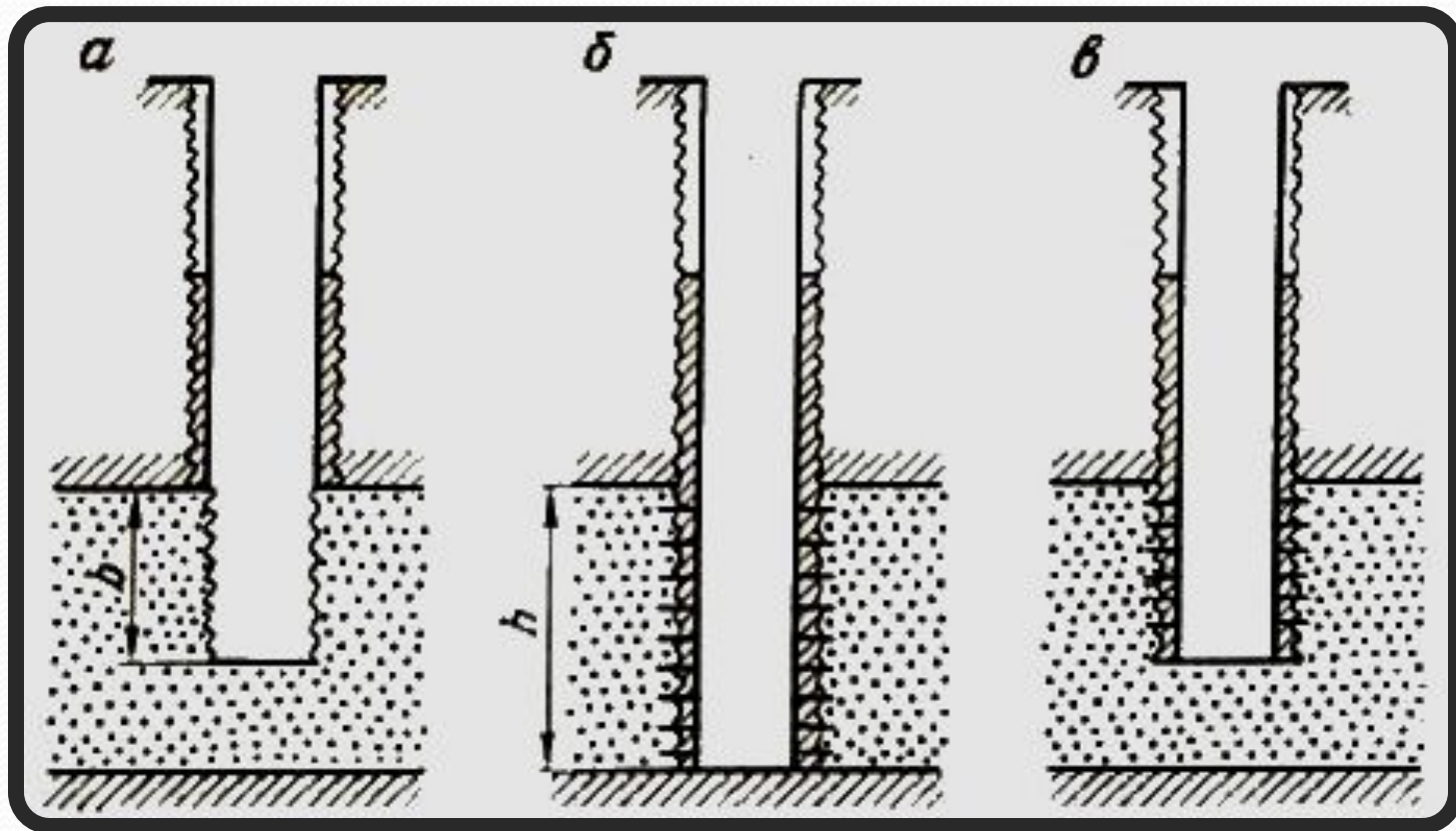


Рис. 1 Виды несовершенных скважин:

а - скважина, несовершенная по степени вскрытия; б - скважина, несовершенная по характеру вскрытия, в - скважина с двойным видом несовершенства по степени и характеру вскрытия

Для скважины с двойным несовершенством величина C может быть найдена следующим образом. Представим приток в скважину с двойным несовершенством состоящим из двух последовательных притоков (рис. 2): - притока в фиктивную несовершенную по степени вскрытия скважину увеличенного радиуса R и притока в несовершенную по характеру вскрытия скважину с действительным радиусом r_c и плотностью перфорации n .

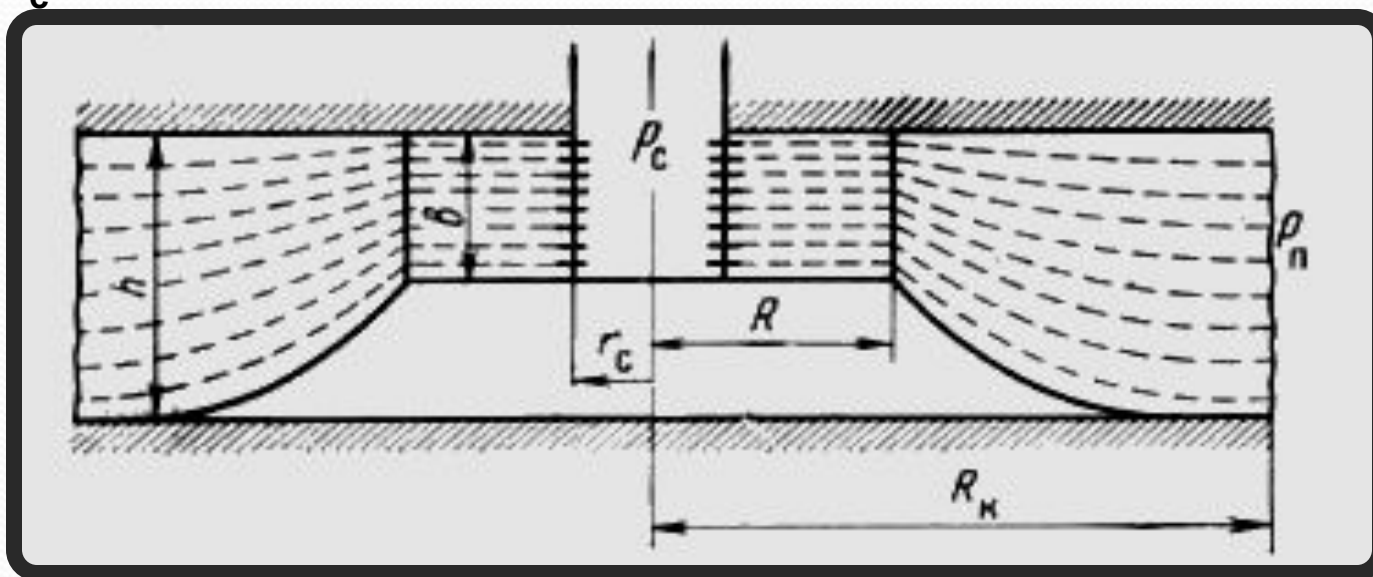


Рис. 2. Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства



Методы освоения нефтяных скважин

Освоение скважины - комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта. После проводки скважины, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны, которую иногда называют вторичным вскрытием пласта, призабойная зона и особенно поверхность вскрытого пласта бывают загрязнены тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Кроме того, воздействие на породу ударных волн широкого диапазона частот при перфорации вызывает иногда необратимые физико-химические процессы в пограничных слоях тонкодисперсной пористой среды, размеры пор которой соизмеримы с размерами этих пограничных слоев с аномальными свойствами. В результате образуется зона с пониженной проницаемостью или с полным ее отсутствием.

Цель освоения - восстановление естественной проницаемости коллектора на всем протяжении вплоть до обнаженной поверхности пласта перфорационных каналов и получения продукции скважины, соответствующей ее потенциальным возможностям. Все операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое депрессии, т. е. давления ниже пластового. Причем в устойчивых коллекторах эта депрессия должна быть достаточно большой и достигаться быстро, в рыхлых коллекторах, наоборот,

Различают методы освоения пластов с высоким начальным давлением, когда ожидаются фонтанные проявления, и с малым давлением (на разработанных площадях), когда угрозы открытого фонтанирования нет и предполагается механизированный способ эксплуатации. В практике нефтедобычи известно много случаев открытого нерегулируемого фонтанирования скважин с длительными пожарами в результате нарушения технологии вскрытия пласта и освоения скважины. Такие явления не только выводят из строя саму скважину, но и приводят к истощению самого месторождения.

Можно выделить **шесть основных способов вызова притока:**

- *Тартание*
- *Поршневание*
- *Замена скважинной жидкости на более легкую*
- *Компрессорный метод*
- *Прокачка газожидкостной смеси*
- *Откачка глубинными насосами.*

Перед освоением на устье скважины устанавливается арматура или ее часть в соответствии с применяемым методом и предлагаемым способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны должна быть установлена задвижка высокого давления для перекрытия при необходимости ствола скважины.

Тартание

Тартание - это извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (16 мм) канате с помощью лебедки. Желонка изготавливается из трубы длиной 8 м, имеющей в нижней части клапан со штоком, открывающимся при упоре на шток. В верхней части желонки предусматривается скоба для прикрепления каната. Диаметр желонки обычно не превышает 0,7 диаметра обсадной колонны. За один спуск желонка выносит жидкость объемом, не превышающим 0,06 м³.

Тартание - малопроизводительный, трудоемкий способ с очень ограниченными возможностями применения, так как устьева задвижка при фонтанных проявлениях не может быть закрыта до извлечения из скважины желонки и каната. Однако возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя и контроля за положением уровня жидкости в скважине дают этому способу некоторые преимущества.

Поршневание

Поршневание. При поршневании (свабировании) поршень или сваб спускается на канате в НКТ. Поршень представляет собой трубу малого диаметра (25 - 37,5 мм) с клапаном, в нижней части открывающимся вверх. На наружной поверхности трубы (в стыках) укреплены эластичные резиновые манжеты (3 - 4 шт.), армированные провололочной сеткой. При спуске поршня под уровень жидкость перетекает через клапан в пространство над поршнем. При подъеме клапан закрывается, а манжеты, распираемые давлением столба жидкости над ними, прижимаются к стенкам НКТ и уплотняются. За один подъем поршень выносит столб жидкости, равный глубине его погружения под уровень жидкости. Глубина погружения ограничена прочностью тартального каната и обычно не превышает 75 - 150 м. Поршневание в 10 - 15 раз производительнее тартания. Устье при поршневании также остается открытым, что связано с опасностями неожиданного выброса.

Замена скважинной жидкости

Замена осуществляется при спущенных в скважину НКТ и герметизированном устье, что предотвращает выбросы и фонтанные проявления. Выходящая из бурения скважина обычно заполнена глинистым раствором. Производя промывку скважины (прямую или обратную) водой или дегазированной нефтью, можно получить уменьшение забойного давления на величину

$$\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot Lg \cdot \cos\beta \quad (1)$$

где ρ_1 - плотность глинистого раствора;

ρ_2 - плотность промывочной жидкости;

L - глубина спущенных НКТ;

β - средний угол кривизны скважины.

Компрессорный способ

Этот способ нашел наиболее широкое распространение при освоении фонтанных, полуфонтанных и частично механизированных скважин. В скважину спускается колонна НКТ, а устье оборудуется фонтанной арматурой. К межтрубному пространству присоединяется нагнетательный трубопровод от передвижного компрессора.

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве оттесняется до башмака НКТ или до пускового отверстия в НКТ, сделанного заранее на соответствующей глубине. Газ, попадая в НКТ, разгазирует жидкость в них. В результате давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, а следовательно, давление на забое P_z . При $P_z < P_{пл}$ начинается приток, и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. После опробований и получения устойчивого притока скважина переводится на стационарный режим работы.

Освоение ведется с непрерывным контролем параметров процесса при герметизированном устье скважины. Поэтому этот способ наиболее безопасен и позволяет быстро получить значительные депрессии на пласт, что особенно важно для эффективной очистки призабойной зоны скважины. Однако применение компрессорного способа освоения ограничено в скважинах, пробуренных в рыхлых и неустойчивых коллекторах. В некоторых районах возникает необходимость освоения скважин глубиной 4500 - 5500 м, а увеличение глубины также ограничивает использование компрессорного способа.

Освоение скважин закачкой газированной жидкости

Освоение скважин путем закачки газированной жидкости заключается в том, что вместо чистого газа или воздуха в межтрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность такой газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов закачиваемых газа и жидкости. Это позволяет регулировать параметры процесса освоения. Поскольку плотность газожидкостной смеси больше плотности чистого газа, то это позволяет осваивать более глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление.

Для такого освоения к скважине подвозится передвижной компрессор, насосный агрегат, создающий по меньшей мере такое же давление, как и компрессор, емкости для жидкости и смеситель для диспергирования газа в нагнетаемой жидкости. При нагнетании газожидкостная смесь движется сверху вниз при непрерывно изменяющемся давлении и температуре. Процесс этот сложный. Однако можно записать уравнение баланса давлений с усредненными параметрами смеси и расхода.


Освоение скважинными

насосами

На истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, когда не ожидаются фонтанные проявления, скважины могут быть освоены откачкой из них жидкости скважинными насосами (ШСН или ПЦЭН), спускаемыми на проектную глубину в соответствии с предполагаемыми дебитом и динамическим уровнем. При откачке из скважины жидкости насосами забойное давление уменьшается, пока не достигнет величины $P_c < P_{пл}$, при которой устанавливается приток из пласта. Такой метод эффективен в тех случаях, когда по опыту известно, что скважина не нуждается в глубокой и длительной депрессии для очистки призабойной зоны от раствора и разрушения глинистой корки.

Перед спуском насоса скважина промывается до забоя водой или лучше нефтью, что вызывает необходимость подвоза к скважине промывочной жидкости - нефти и размещения насосного агрегата и емкости. При промывке водой в зимних условиях возникает проблема подогрева жидкости для предотвращения замерзания.

В заключение необходимо отметить, что в различных нефтяных районах выработывались и другие практические приемы освоения скважин в соответствии с особенностями того или иного месторождения. В качестве примера можно указать и на такой прием, когда при компрессорном методе в затрубное пространство, заполненное нагнетаемым воздухом, подкачивают некоторое количество воды для увеличения плотности смеси и снижения давления на компрессоре. Это позволяет осуществить продавку скважины при большей глубине спуска НКТ.



**Физика процесса
движения
газожидкостной смеси в
вертикальной трубе**

Подъем жидкости из скважин нефтяных месторождений практически всегда сопровождается выделением газа. Поэтому для понимания процессов подъема жидкости из скважин, умения проектировать установки для подъема и выбирать необходимое оборудование, надо знать законы движения газожидкостных смесей (ГЖС) в трубах. При всех известных способах добычи нефти приходится иметь дело с движением газожидкостных смесей либо на всем пути от забоя до устья, либо на большей части этого пути. Эти законы сложнее законов движения однородных жидкостей в трубах и изучены хуже. Если при движении однофазного потока приходится иметь дело с одним опытным коэффициентом λ (коэффициент трения), то при движении двухфазного потока - газожидкостных смесей приходится прибегать по меньшей мере к двум опытным характеристикам потока, которые в свою очередь зависят от многих других параметров процесса и условий движения, многообразие которых чрезвычайно велико.



Зависимость подачи жидкости от расхода газа

Качественную характеристику процесса движения газожидкостной смеси (ГЖС) в вертикальной трубе легче уяснить из следующего простого опыта (рис. 1). Представим, что трубка 1 длиной L погружена под уровень жидкости неограниченного водоема на глубину h . К нижнему открытому концу трубки, который по аналогии с промышленной терминологией будем называть башмаком, подведена другая трубка 2 для подачи с поверхности сжатого газа. На трубке имеется регулятор расхода 3, с помощью которого можно установить желаемый расход газа.

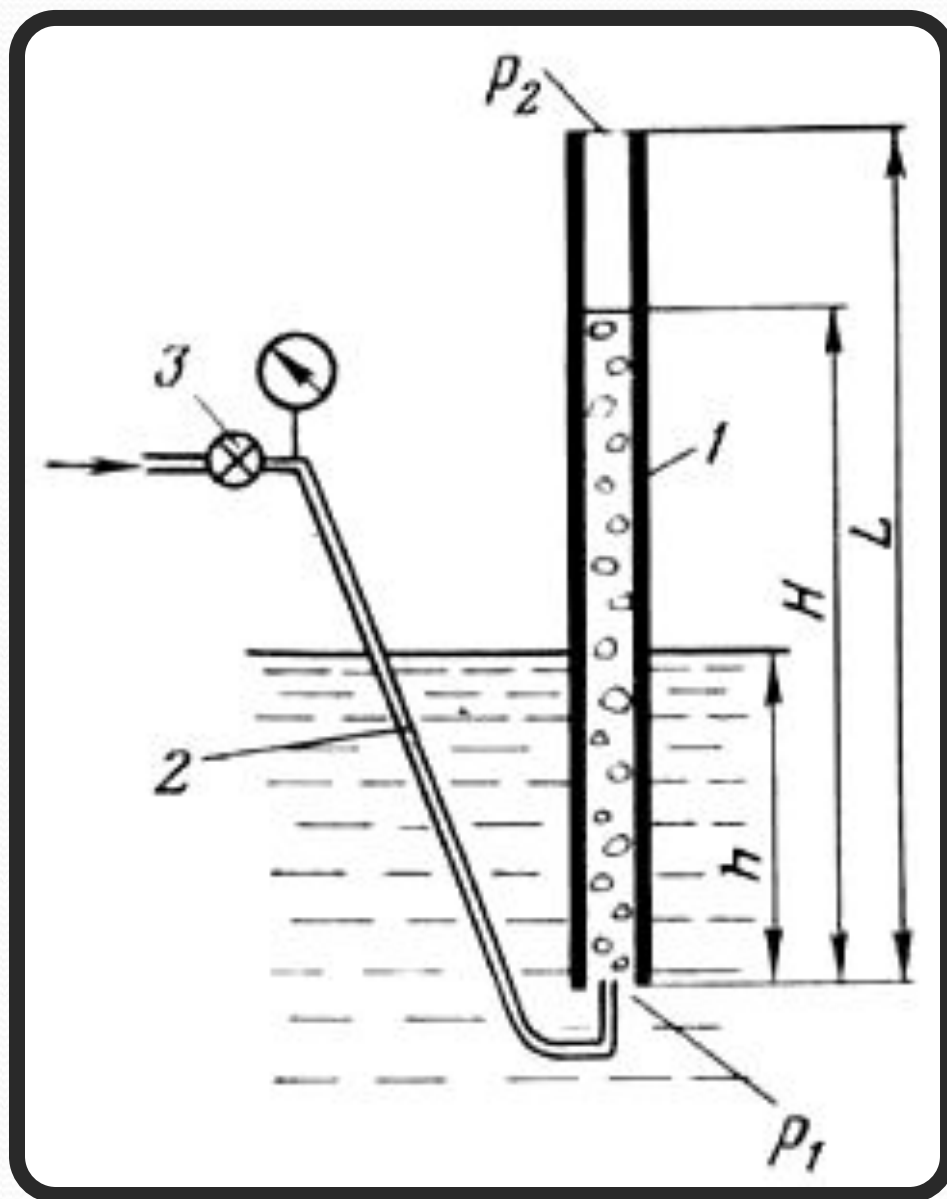


Рис. 1.

Принципиальная схема газожидкостного подъемника

Давление у башмака подъемной трубки 1 будет равно гидростатическому на глубине h - $P_1 = \rho g h$ и, очевидно, не будет изменяться от того, много или мало газа подается к башмаку. По трубке 2 подается газ, и в трубке 1 создается газожидкостная смесь средней плотности ρ_c , которая поднимается на некоторую высоту H .



Зависимость оптимальной и максимальной подач от относительного погружения

Для любого семейства кривых $q(V)$, построенного для данного диаметра труб, можно найти q_{\max} и $q_{\text{опт}}$ и проследить их зависимость от изменения относительного погружения ε . С увеличением ε величины q_{\max} также увеличиваются по криволинейному закону (см. рис. 3 и 4). Что касается $q_{\text{опт}}$, то последние, во-первых, всегда остаются меньше соответствующих q_{\max} и, во-вторых, сначала увеличиваются с ростом ε , а затем при $0,5 < \varepsilon < 1$ начинают уменьшаться. В частности, при $\varepsilon = 1$ кривая $q(V)$ выходит из начала координат. Поэтому касательная, проведенная из начала координат, будет иметь точку соприкосновения с кривой $q(V)$ в начале координат. Это означает для $q(V)$ при $\varepsilon = 1$ $q_{\text{опт}} = 0$. Таким образом, величины $q_{\text{опт}}$ должны сначала увеличиваться, затем уменьшаться и при $\varepsilon = 1$ обращаться в нуль. Наибольшая величина $q_{\text{опт}}$ достигается при $\varepsilon = 0,5 - 0,6$ (рис. 1). Это подтверждается и многочисленными опытами различных исследователей. Отсюда можно сделать важный для практики вывод: для достижения наибольшей эффективности работы газожидкостного подъемника необходимо осуществить погружение подъемной трубы под уровень жидкости на 50 - 60% ($\varepsilon = 0,5 - 0,6$) от всей длины трубы L . Однако эта рекомендация в реальных условиях не всегда может быть выполнена из-за низкого динамического уровня или из-за ограниченного давления газа, используемого для этой цели.

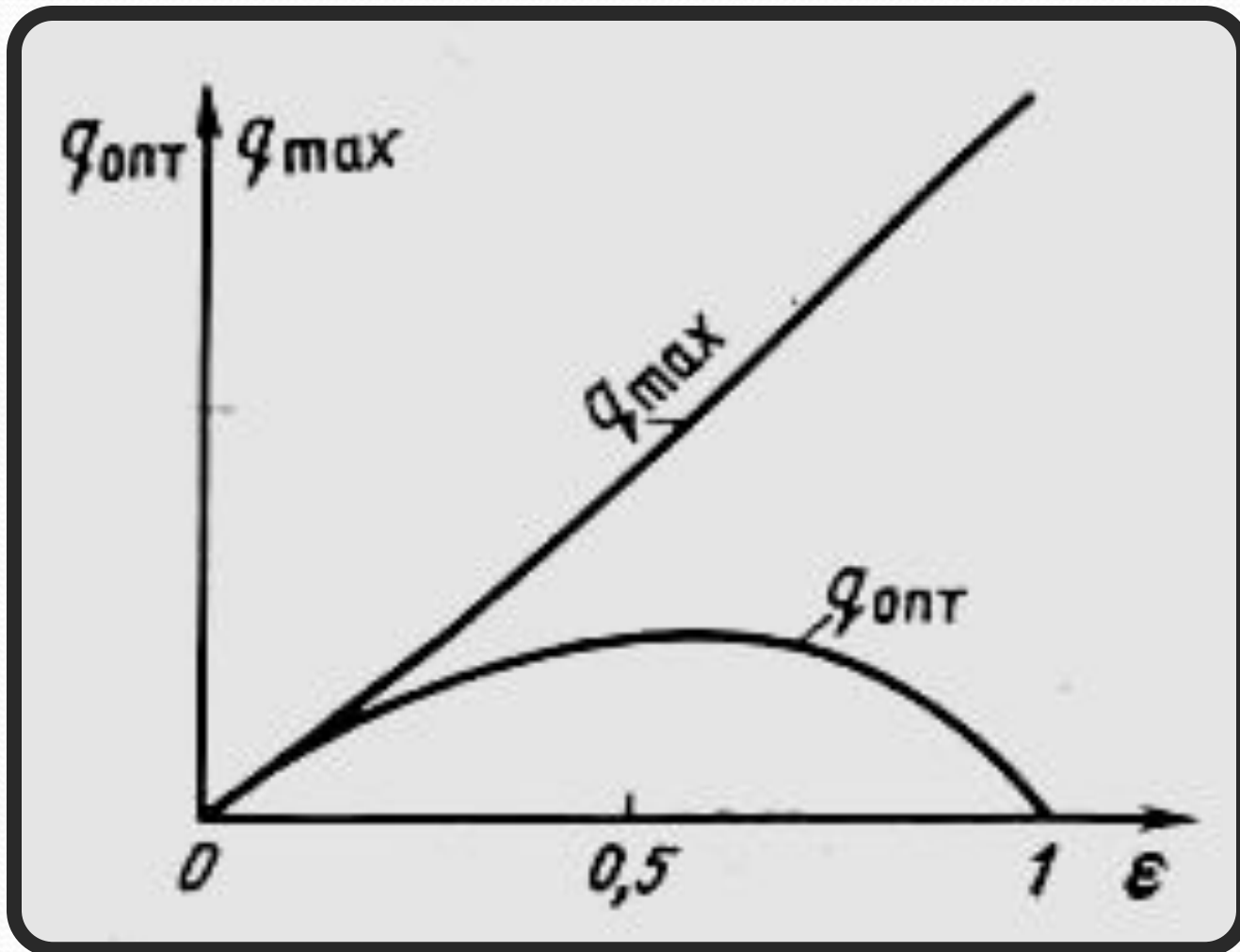


Рис. 1 Зависимость оптимальной q_{opt} и максимальной q_{max} подачи от относительного нагружения ϵ

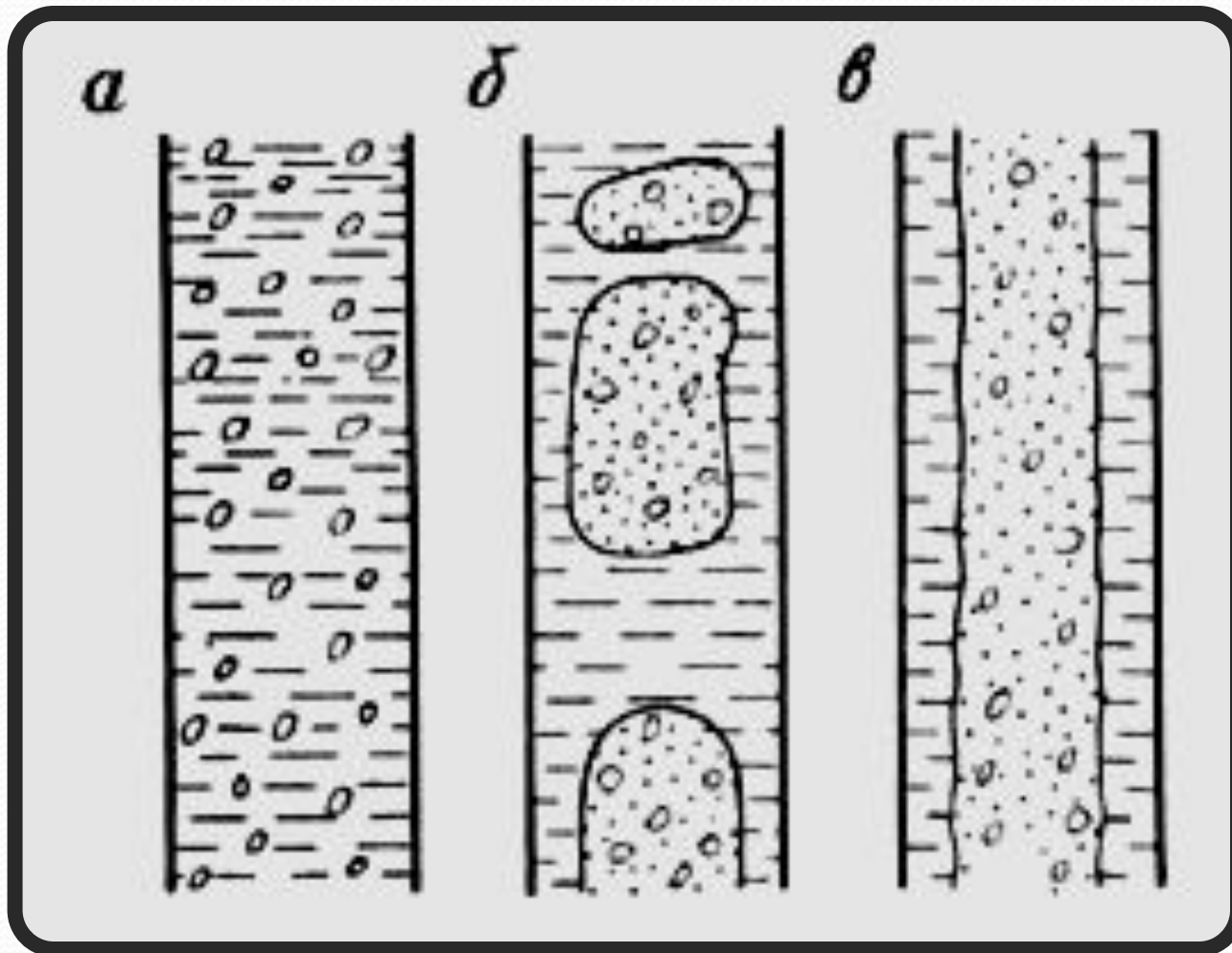



Рис. 2 Структуры газожидкостного потока:
а - эмульсионная; б - четочная; в – стержневая



Структура потока ГЖС в вертикальной трубе

В зависимости от физических свойств жидкости и характера ввода газа в поток могут возникать различные структуры движения ГЖС в трубе, которые существенным образом влияют на энергетические показатели подъема жидкости. В фонтанных скважинах на участке НКТ, где давление меньше давления насыщения, выделяющийся из нефти свободный газ образует тонкодисперсную структуру, называемую эмульсионной. Мелкие газовые пузырьки более или менее равномерно пронизывают массу нефти, образуя практически однородную квазигомогенную смесь газа и жидкости. Вследствие своей малости (доли мм) и большой плотности газовые пузырьки обладают малой архимедовой силой. Поэтому их скорость всплытия относительно жидкости пренебрежимо мала и в расчетах может не учитываться.

Это происходит до тех пор, пока в результате уменьшения давления при движении смеси вверх по трубе газовые пузырьки, расширяясь, увеличивают объемное газосодержание потока до 20 - 25%. При дальнейшем уменьшении давления и поступлении из нефти новых количеств газа пузырьки, сливаясь, образуют глобулы больших размеров, измеряемые в диаметре несколькими сантиметрами. Скорость всплытия таких глобул в результате действия архимедовой силы становится большой, достигая нескольких десятков сантиметров в секунду. Это ухудшает энергетические показатели процесса подъема. Такая структура называется четочной.

При больших расходах газа возникает стержневая структура, при которой газ с распыленными в нем каплями жидкости движется непрерывным потоком, увлекая за собой по стенкам трубы волнистую пленку жидкости. При стержневой структуре движения скорость газа по отношению к жидкости достигает нескольких метров в секунду. Между эмульсионной, четочной и стержневой структурами не существует резких границ перехода и тем не менее некоторые исследователи выделяют и переходные структуры от эмульсионной к четочной, и от четочной к стержневой (рис. 2). На возникновение той или иной структуры существенное влияние оказывает вязкость нефти, а также наличие в ней различных ПАВ, способствующих диспергации газа в потоке.



Уравнение баланса давлений

При проектировании или анализе работы установок для подъема жидкости из скважин, когда по НКТ движется ГЖС, основным вопросом является определение потерь давления, связанных с этим движением. Рассматривая некоторый участок вертикальной трубы, в которой движется ГЖС, можно записать

$$P_1 = P_c + P_{тр} + P_{ус} + P_2 \quad (1)$$

где P_1 - давление в нижней части трубы,

P_c - давление, уравновешивающее гидростатическое давление столба ГЖС,

$P_{тр}$ - потери давления на преодоление сил трения при движении ГЖС,

$P_{ус}$ - потери давления на создание ускорения потока ГЖС, так как его скорость при движении в сторону меньших давлений увеличивается из-за расширения газа;

P_2 - противодействие на верхнем конце трубы.

Уравнение (1) справедливо для всех случаев: короткой и длинной трубы, вертикальной и наклонной и является основным при расчете потерь давления и их составляющих.

При практических расчетах могут возникнуть две основные задачи, когда известно давление вверху P_2 и требуется определить давление внизу P_1 или наоборот. При этом все другие условия, такие как длина трубы, ее диаметр, расход поднимаемой жидкости, свойства жидкости и газа и другие, должны быть известны. Это так называемые прямые задачи. Но могут возникать и другие задачи, которые можно назвать обратными, когда, например, требуется определить расход поднимаемой жидкости q при заданном перепаде давления $P_1 - P_2$. Или определить необходимое количество газа G_0 для подъема заданного количества жидкости q при заданном перепаде давления $P_1 - P_2$ и ряд других задач. Во всех случаях необходимо знать слагаемые, входящие в уравнение баланса давления (1).

В восходящем потоке газ движется быстрее жидкости, так как на него действует архимедова сила выталкивания. Обозначим

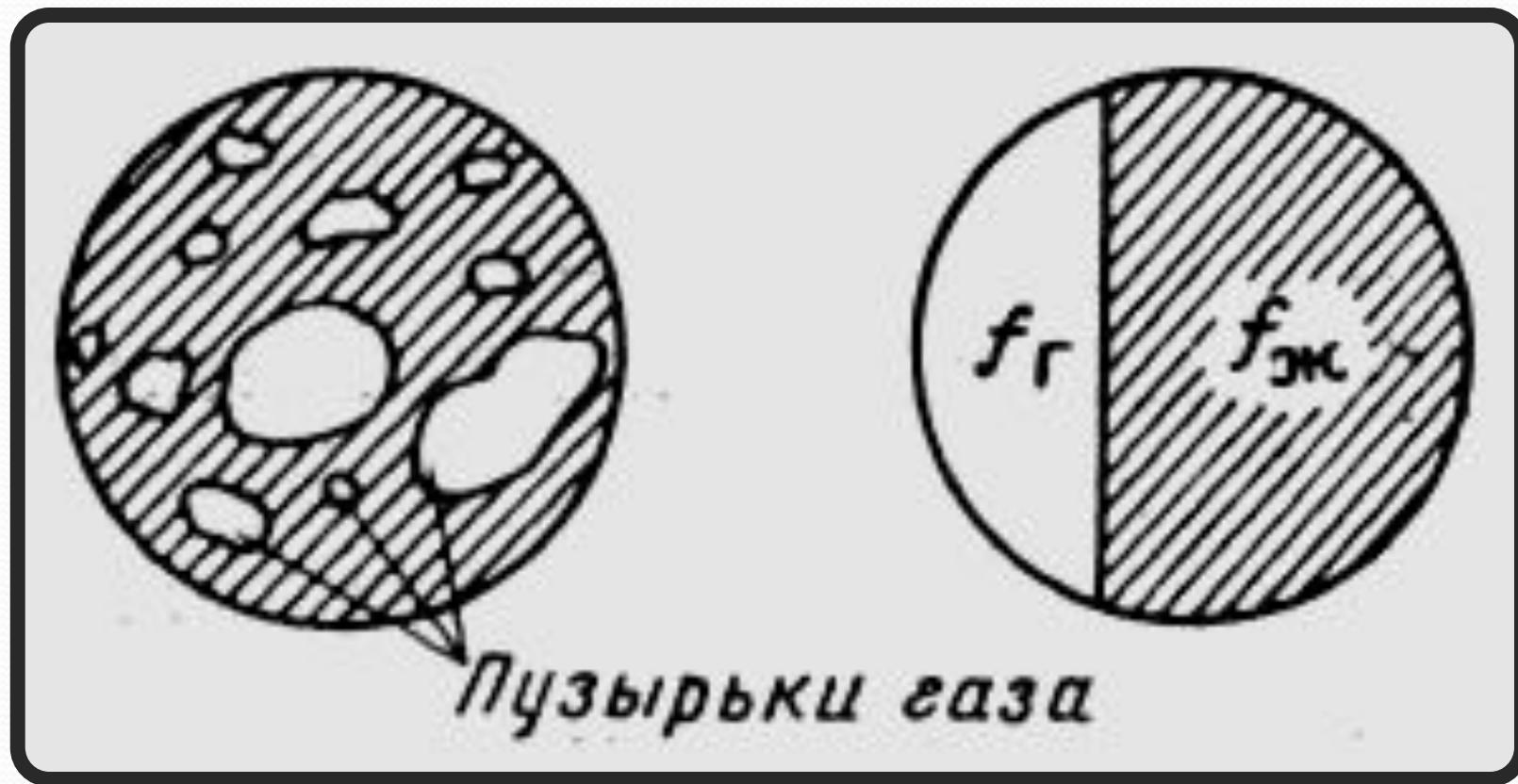


Рис. 3 Среднестатистические площади в трубе, занятые газом и жидкостью



Введение

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Общим обязательным условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

$$P_c = P_{\Gamma} + P_{\text{тр}} + P_y \quad (1)$$

где P_c - давление на забое скважины;

P_{Γ} , $P_{\text{тр}}$, P_y - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодействие на устье, соответственно.

Различают два вида фонтанирования скважин:

- фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, - артезианское фонтанирование;
- фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование, - наиболее распространенный способ фонтанирования.

Артезианский способ встречается при добыче нефти редко. Он возможен при полном отсутствии растворенного газа в нефти и при забойном давлении, превышающем гидростатическое давление столба негазированной жидкости в скважине. При наличии растворенного газа в жидкости, который не выделяется благодаря давлению на устье, превышающему давление насыщения, и при давлении на забое, превышающем сумму двух давлений: гидростатического столба негазированной жидкости и давления на устье скважины.

Поскольку присутствие пузырьков свободного газа в жидкости уменьшает плотность последней и, следовательно, гидростатическое давление такого столба жидкости, то давление на забое скважины, необходимое для фонтанирования газированной жидкости, существующе меньше, чем при артезианском



Артезианское фонтанирование

Теоретическое описание процесса артезианского фонтанирования практически не отличается от расчета движения однородной жидкости по трубе. Давление на забое скважины P_c при фонтанировании определяется уравнением (1), в котором гидростатическое давление столба жидкости благодаря постоянству плотности жидкости определяются простым соотношением

$$P_{\Gamma} = \bar{\rho} \cdot g \cdot H \quad (2)$$

где ρ - средняя плотность жидкости в скважине;

H - расстояние по вертикали между забоем (обычно серединой интервала перфорации) и устьем скважины.

Для наклонных скважин

$$H = L \cdot \cos \alpha$$

где L - расстояние от забоя до устья вдоль оси наклонной скважины; α - средний зенитный угол кривизны скважины.


Для наклонных скважин, имеющих на разных глубинах различный угол кривизны α_i , расстояние H необходимо определять разделением глубины скважины на интервалы и суммированием проекций этих интервалов на вертикальную ось:

$$H = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta L_i \cdot \cos \alpha_i \quad (3)$$

где ΔL_i - длина i - го интервала;

α_i - угол кривизны i - го интервала;

n - число интервалов, на которое разбивается общая глубина скважины.



Фонтанирование за счет энергии газа

Это наиболее распространенный способ фонтанирования нефтяных скважин. Уже было отмечено, что при артезианском фонтанировании в фонтанных трубах движется негазированная жидкость (нефть), поэтому, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба такой жидкости, забойное давление должно быть достаточно высоким.

При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба ГЖС в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньшее забойное давление.

При движении жидкости по НКТ от забоя к устью давление уменьшается, и на некоторой высоте оно становится равным давлению насыщения $P_{нас}$, а выше - ниже давления насыщения. В зоне, где $P < P_{нас}$, из нефти выделяется газ, причем этого газа становится тем больше, чем меньше давление, т. е. чем больше разница давлений $\Delta P = P_{нас} - P$. Таким образом, нефть при фонтанировании разгазируется в результате выделения из нее растворенного газа, перехода его в свободное состояние и образования ГЖС с плотностью, существенно меньшей плотности чистой нефти. В описанном случае фонтанирование будет происходить при давлении на забое скважины, превышающем давление насыщения ($P_c > P_{нас}$), и газ будет выделяться на некоторой высоте в НКТ.

Возможен другой случай, когда фонтанирование происходит при давлении на забое скважины ниже давления насыщения ($P_c < P_{нас}$). При этом на забой скважины вместе с нефтью поступает свободный газ, к которому, по мере подъема нефти по НКТ, добавляются дополнительные порции свободного газа, выделяющегося из нефти при снижении давления. Масса свободного газа, приходящегося на единицу массы жидкости, по мере подъема увеличивается. Объем свободного газа также увеличивается за счет его расширения. В результате газонасыщенность потока возрастает, а его плотность соответственно снижается.

Таким образом, фонтанирование скважины может происходить при давлении на забое P_c выше или ниже давления насыщения $P_{нас}$.

Рассмотрим теперь два случая
фонтанирования.

1. $P_c < P_{нас}$ (рис. 2, а).

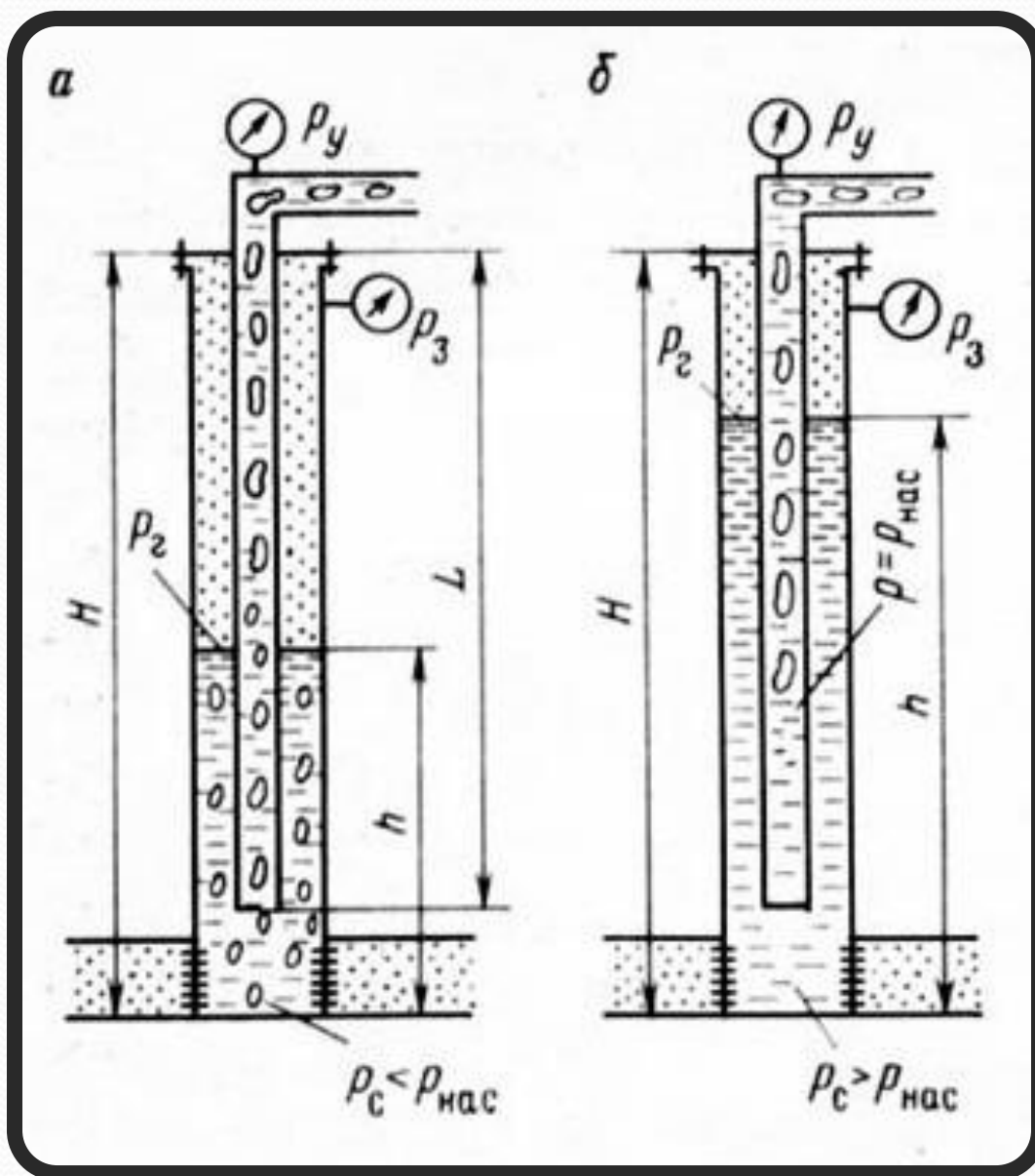


Рис. 2. Схема скважин при фонтанировании

а - при давлении на забое меньше давления насыщения ($P_c < P_{нас}$);

б - при давлении на забое больше давления насыщения ($P_c > P_{нас}$);

Свободный газ имеется на самом забое. К башмаку фонтанных труб будет двигаться газожидкостная смесь. При работе такой скважины основная масса пузырьков газа будет увлекаться потоком жидкости и попадать в фонтанные трубы. Однако часть пузырьков, двигающихся непосредственно у стенки обсадной колонны, будет проскальзывать мимо башмака НКТ и попадать в межтрубное пространство. В межтрубном пространстве выше башмака движения жидкости не происходит. Поэтому пузырьки газа в нем будут всплывать, достигать уровня жидкости и пополнять газовую подушку в межтрубном пространстве. Таким образом, при фонтанировании, когда $P_c < P_{нас}$, создаются условия для непрерывного накопления газа в межтрубном пространстве.

Интенсивность этого процесса зависит от многих факторов.

1. От скорости восходящего потока ГЖС, т. е. от дебита скважины. Чем больше дебит, тем меньше газа попадает в межтрубное пространство.

2. От величины зазора между обсадной колонной и фонтанными трубами.


3. От количества и величины газовых пузырьков, что в свою очередь зависит от разницы между давлением насыщения и давлением у башмака.

4. От вязкости жидкости.

2. $P_c > P_{\text{нас}}$ (рис. 2, б).

Свободный газ в этом случае не накапливается в затрубном пространстве, так как нет условий для его проскальзывания у башмака фонтанных труб. В самих трубах газ начнет выделяться на некоторой высоте от башмака, где давление станет равным давлению насыщения. Поскольку при работе скважины обновление жидкости в затрубном пространстве не происходит, то не возникают и условия для пополнения газа. Из объема нефти, находящейся в затрубном пространстве, частично выделится растворенный газ, после чего вся система придет в равновесие. Уровень жидкости в этом случае будет находиться на некоторой глубине h в соответствии с выражением (20).

Различным положениям уровня будет соответствовать различное давление P_3 . В этом случае вследствие неопределенности величины h становится невозможным определение забойного давления P_c по величине P .



**Расчет процесса
фонтанирования с помощью
кривых распределения
давления**

Умение рассчитывать при любых заданных условиях кривую распределения давления вдоль НКТ при движении по ним газожидкостной смеси позволяет по-новому подойти к расчету процесса фонтанирования, выбора диаметра труб и режима в целом. Использование кривых распределения давления $P(x)$ при проектировании и анализе фонтанной эксплуатации (а также других способов эксплуатации скважин) позволяет решить ряд новых задач, недоступных при использовании прежних расчетных методов. Далее будем исходить из того, что при любых заданных условиях кривая распределения давления $P(x)$ в НКТ может быть определена и построена любыми возможными методами.

Заметим, что для проектирования или для анализа фонтанной эксплуатации не требуется распределение давления $P(x)$ вдоль всей длины НКТ. Достаточно знать забойное или башмачное давление, соответствующее данному забойному давлению, давление на устье при заданных параметрах работы скважины или наоборот, устьевое давление и соответствующее давление на забое при заданных параметрах работы скважины.

Однако поскольку простых и надежных формул (кроме формул А. П. Крылова), связывающих устьевое и забойное давления при прочих заданных условиях, нет, то приходится прибегать к численному интегрированию процесса движения ГЖС по трубе, т. е. расчету по шагам. При таком решении неизбежно получаются значения давлений в промежуточных точках между устьем и забоем, использование которых необязательно. Рассмотрим для начала простейший случай, когда задан дебит скважины Q и соответствующее этому дебиту забойное давление P_c . Отметим, что во всех случаях проектирования процесса эксплуатации скважины любым способом знание уравнения притока или индикаторной линии обязательно. В противном случае любой инженерный расчет становится невозможным, если не говорить о предположительных оценках возможных показателей работы скважины. Итак, если задан дебит, то по индикаторной линии или по уравнению притока определяется соответствующее этому дебиту давление на забое скважины.

В отношении фонтанных труб уже указывалось, что их диаметр выбирается из соображений технологических условий и возможности спуска в скважину глубинных приборов для различных исследований. Можно сказать, что для подавляющего числа случаев это будут либо трубы диаметром $d = 60$ мм, либо $d = 73$ мм. Лишь для редких случаев, когда ожидаемые отборы могут достигать нескольких сот $\text{м}^3/\text{сут}$, можно говорить о целесообразности использования труб $d = 89$ мм. Во всяком случае для последующего расчета диаметром НКТ задаемся.

Зная дебит, газовый фактор, плотность нефти, воды и обводненность продукции, а также другие данные, такие как температура и ее распределение по стволу скважины, объемный коэффициент нефти (жидкости), необходимые для расчета, строим кривую распределения давления $P(x)$, начиная от точки с известным давлением P_c на забое скважины (рис. 2).

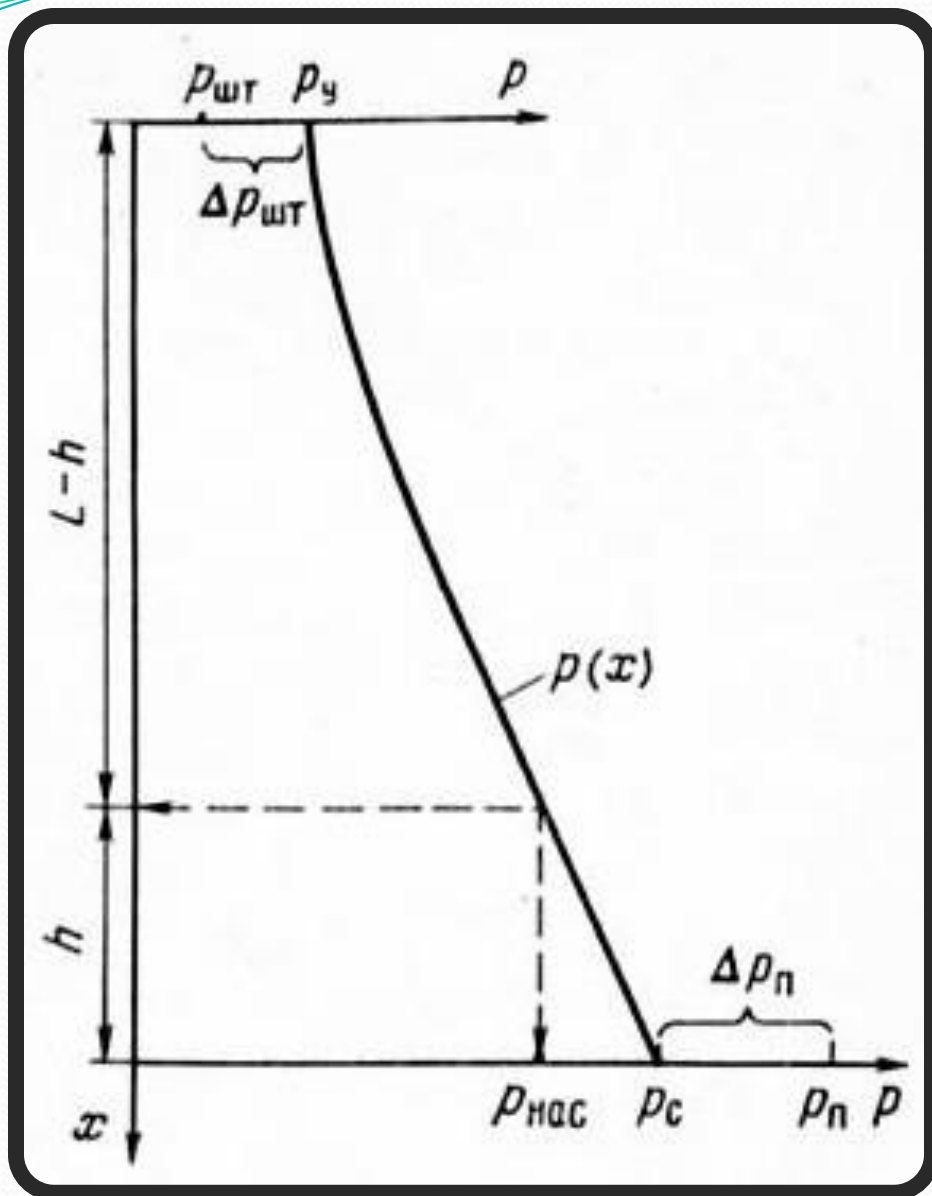


Рис. 2. Построение кривой распределения давления в фонтанных трубах по методу «снизу вверх» и определение давления на устье

При этом могут возникнуть разные условия расчета, которые необходимо учитывать.

а. Башмак НКТ находится непосредственно на забое скважины, так что $P_c = P_b$.

б. Башмак НКТ находится выше забоя на некотором расстоянии $a = H - L$, так что $P_b < P_c$.

в. Давление на забое или у башмака больше давления насыщения, т. е. $P_c = P_b > P_{нас}$.

г. Давление на забое меньше давления насыщения, т. е. $P_c < P_{нас}$.



Общие принципы газлифтной эксплуатации

Газлифтная скважина - это по существу та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу (рис. 1).

По колонне труб 1 газ с поверхности подается к башмаку 2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубам 3. Закачиваемый газ добавляется к газу, выделяющемуся из пластовой жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность. Все понятия и определения, изложенные в теории движения газожидкостных смесей в вертикальных трубах, в равной мере приложимы к газлифтной эксплуатации скважин и служат ее теоретической основой.

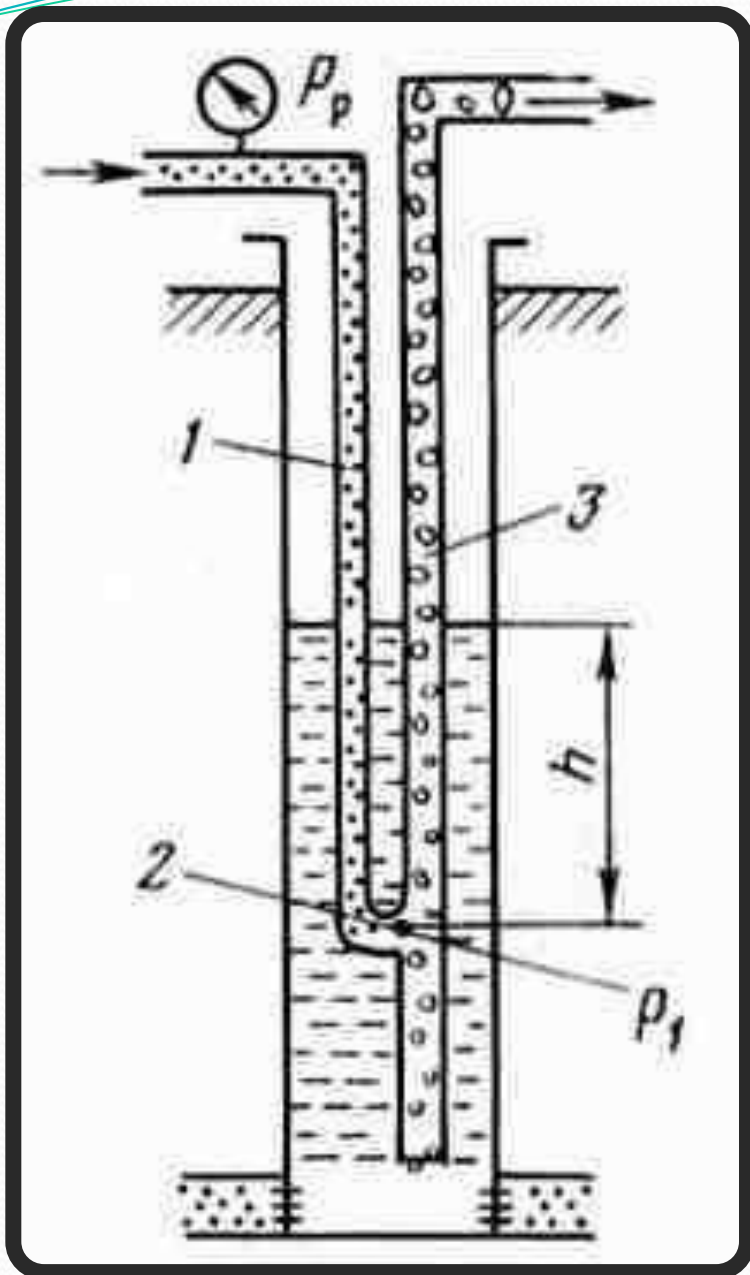


Рис. 1
Принципиальная
схема газлифта

Точка ввода газа в подъемные трубы (башмак) погружена под уровень жидкости на величину h ; давление газа P_1 в точке его ввода в трубы пропорционально погружению h и связано с ним очевидным соотношением $P_1 = h\rho g$. Давление закачиваемого газа, измеренное на устье скважины, называется рабочим давлением P_p . Оно практически равно давлению у башмака P_1 и отличается от него только на величину гидростатического давления газового столба ΔP_1 и потери давления на трение газа в трубе ΔP_2 , причем ΔP_1 увеличивает давление внизу P_1 , а ΔP_2 уменьшает. Таким образом,

$$P_1 = P_p + \Delta P_1 - \Delta P_2$$

или

$$P_p = P_1 - \Delta P_1 + \Delta P_2 \quad (1)$$

В реальных скважинах ΔP_1 составляет несколько процентов от P_1 , а ΔP_2 еще меньше. Поэтому рабочее давление P_r и давление у башмака P_1 мало отличаются друг от друга. Таким образом, достаточно просто определить давление на забое работающей газлифтной скважины по ее рабочему давлению на устье.

Это упрощает процедуру исследования газлифтной скважины, регулировку ее работы и установление оптимального режима. Скважину, в которую закачивают газ для использования его энергии для подъема жидкости, называют газлифтной, при закачке для той же цели воздуха - эрлифтной.

Применение воздуха способствует образованию в НКТ очень стойкой эмульсии, разложение которой требует ее специальной обработки поверхностно-активными веществами, нагрева и и дли тельного отстоя. Выделяющаяся при сепарации на поверхности газоздушная смесь опасна в пожарном отношении, так как при определенных соотношениях образует взрывчатую смесь. Это создает необходимость выпуска отработанной газоздушной смеси после сепарации в

Применение углеводородного газа, хотя и способствует образованию эмульсии, но такая эмульсия нестойкая и разрушается (расслаивается) часто простым отстоем без применения дорогостоящей обработки для получения чистой кондиционной нефти. Это объясняется отсутствием кислорода или его незначительным содержанием в используемом углеводородном газе и химическим родством газа и нефти, имеющих общую углеводородную основу. Кислород, содержащийся в воздухе, способствует окислительным процессам и образованию на глобулах воды устойчивых оболочек, препятствующих слиянию воды, укрупнению глобул и последующему их оседанию при отстое. Вследствие своей относительной взрывобезопасности отработанный газ после сепарации собирается в систему газосбора и утилизируется. Причем отсепарированный газ газлифтной скважины при бурном перемешивании его с нефтью при движении по НКТ обогащается бензиновыми фракциями. При физической переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты. Что касается нефти, то она стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении.

Переработанный (осушенный) на газобензиновых заводах газ снова используется для работы газлифтных скважин после его предварительного сжатия до необходимого давления на


Таким образом, газлифт позволяет улучшать использование газа и эксплуатировать месторождение более рационально по сравнению с эрлифтом. Единственным достоинством эрлифта является неограниченность источника воздуха как рабочего агента для газожидкостного подъемника. Реальные газлифтные скважины не оборудуются по схеме, показанной на рис. 1, так как спуск в скважину двух параллельных рядов труб, жестко связанных внизу башмаком, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена только лишь для пояснения принципа работы газлифта. Однако ее использование вполне возможно и в ряде случаев целесообразно для откачки больших объемов жидкости, например, из шахт или других емкостей с широким проходным сечением.

Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4 -10 МПа. Источниками сжатого газа обычно бывают либо специальные компрессорные станции, либо компрессорные газоперерабатывающих заводов, развивающие необходимое давление и обеспечивающие нужную подачу. Такую систему газлифтной эксплуатации называют компрессорным газлифтом. Системы, в которых для газлифта используется природный газ из чисто газовых или газоконденсатных месторождений, называют бескомпрессорным газлифтом.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам. Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров. Существует система газлифтной эксплуатации, которая называется внутрискважинным газлифтом. В этих системах источником сжатого газа служит газ газоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтенасыщенного пласта. Оба пласта вскрываются общим фильтром.

В таких случаях газоносный горизонт изолируется от нефтеносного пласта одним или двумя пакерами (сверху и снизу), и газ вводится в трубы через штуцерное устройство, дозирующее количество газа, поступающего в НКТ.

Внутрискважинный газлифт исключает необходимость предварительной подготовки газа, но вносит трудности в регулировку работы газлифта. Этот способ оказался эффективным средством эксплуатации добывающих скважин на нефтяных месторождениях Тюменской области, в которых над нефтяными горизонтами залегают газонасыщенные пласты с достаточными запасами газа и давления



Конструкции газлифтных подъемников

Два канала, необходимых для работы газлифтной скважины в реальных условиях, создаются двумя рядами концентрично расположенных труб, т. е. спуском в скважину первого (внешнего) и второго (внутреннего) рядов труб. Внешний ряд труб большего диаметра (обычно 73 - 102 мм) спускается первым. Внутренний, меньшего диаметра (обычно 48, 60, 73 мм) спускается вторым внутрь первого ряда. Образуется так называемый двухрядный подъемник, в котором, как правило, сжатый газ подается в межтрубное пространство между первым и вторым рядами труб, а ГЖС поднимается по внутреннему, второму ряду труб (рис. 2, а). Первый ряд труб обычно спускается до интервала перфорации, а второй под динамический уровень на глубину, соответствующую рабочему давлению газа, так как погружение башмака НКТ под динамический уровень, выраженное в единицах давления, всегда равно рабочему давлению газа.

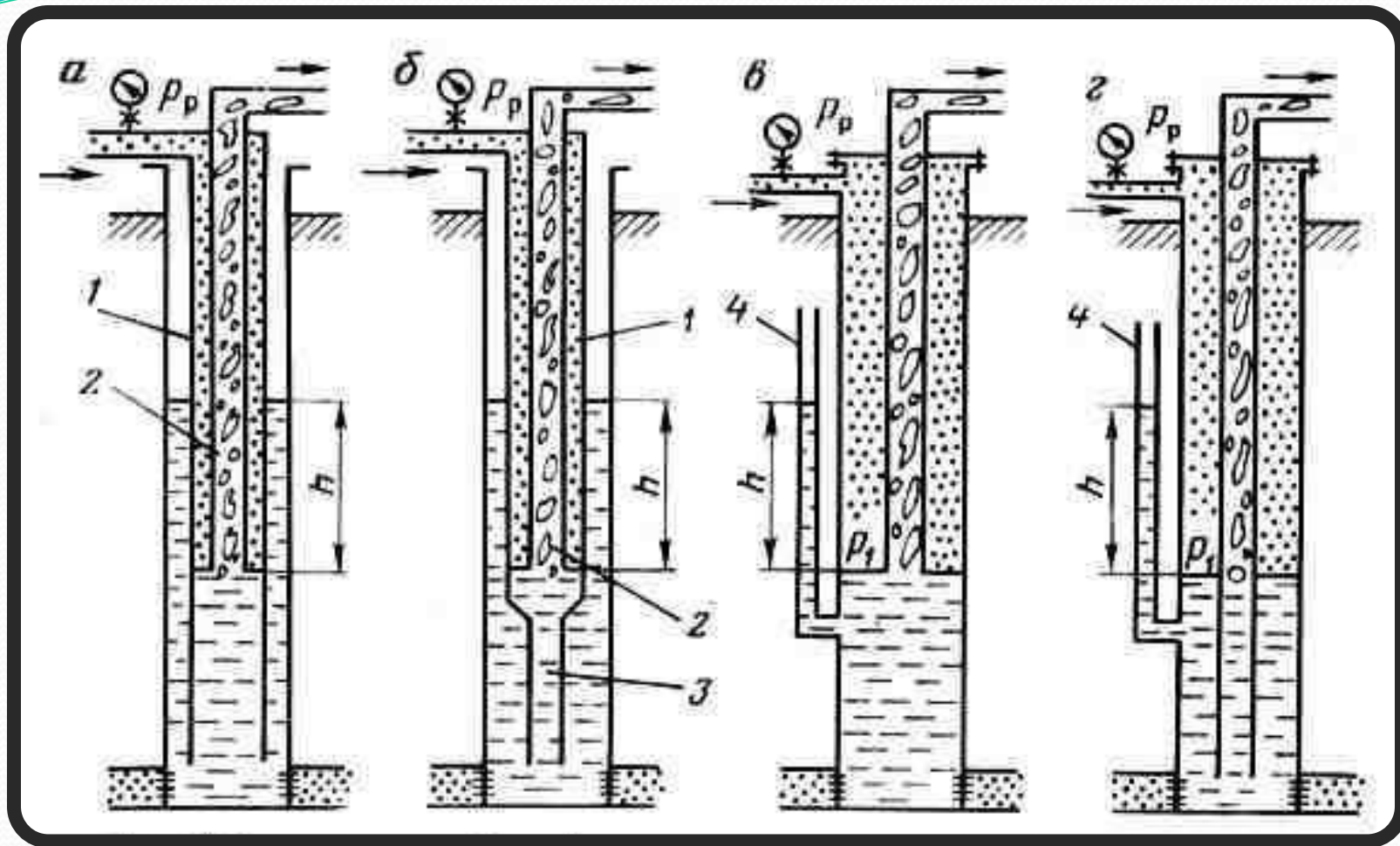
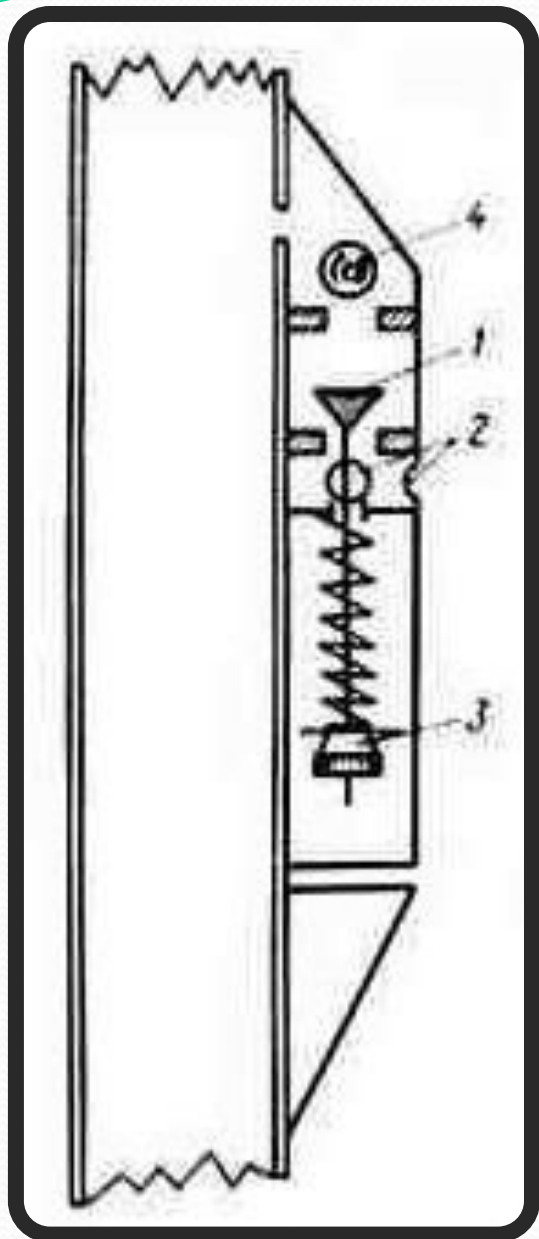



Рис. 2. Схема конструкций газлифтных подъемников:
 а - двухрядный подъемник; б - полуторарядный подъемник; в -
 однорядный подъемник; г - однорядный подъемник с рабочим
 отверстием



**Рис. 3. Принципиальная схема
концевого клапана:**

**1 - конический клапан;
2 - рабочее отверстие,
3 - регулировочная головка
для**

**изменения натяжения пружин;
4 - шариковый клапан для
промывки скважин**



Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление)

Эксплуатация скважин не протекает бесперебойно. По различным причинам их приходится останавливать для ремонта и вновь пускать в эксплуатацию. Пуск газлифтных скважин имеет некоторые особенности, связанные с принципом их работы. Рассмотрим пуск газлифтной скважины, оборудованной однорядным подъемником, работающим по кольцевой системе. Процесс пуска состоит в доведении закачиваемого газа до башмака подъемных труб, т. е. в отжати газом уровня жидкости до башмака. Это означает, что объем жидкости в межтрубном пространстве V_1 должен быть вытеснен нагнетаемым газом (рис. 4). Вытесняемая жидкость перетекает в подъемные трубы, в результате чего уровень в них становится выше статического. Возникает репрессия на пласт, определяемая превышением столба жидкости Δh над статическим уровнем, под действием которой должно произойти частичное поглощение жидкости пластом. При плохой проницаемости пласта или наличии на забое илистых осадков, которые могут играть роль обратного клапана, т. е. пропускать жидкость из пласта и препятствовать ее поглощению, вся вытесняемая жидкость перетечет в подъемные трубы, так что объем V_1 будет равен объему жидкости V_2 перемещенной в трубы. При частичном поглощении жидкости пластом $V < V_1$. Обозначим в общем случае

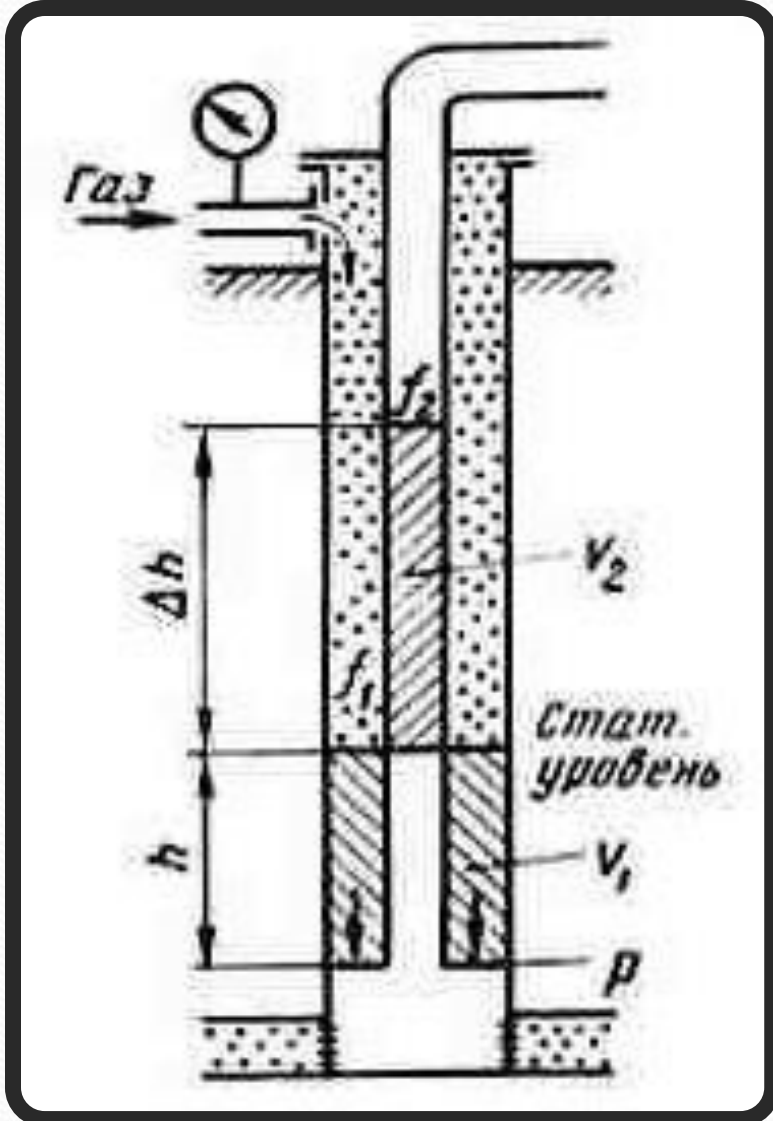


Рис. 4. Положение уровней жидкости при пуске газлифтной скважины

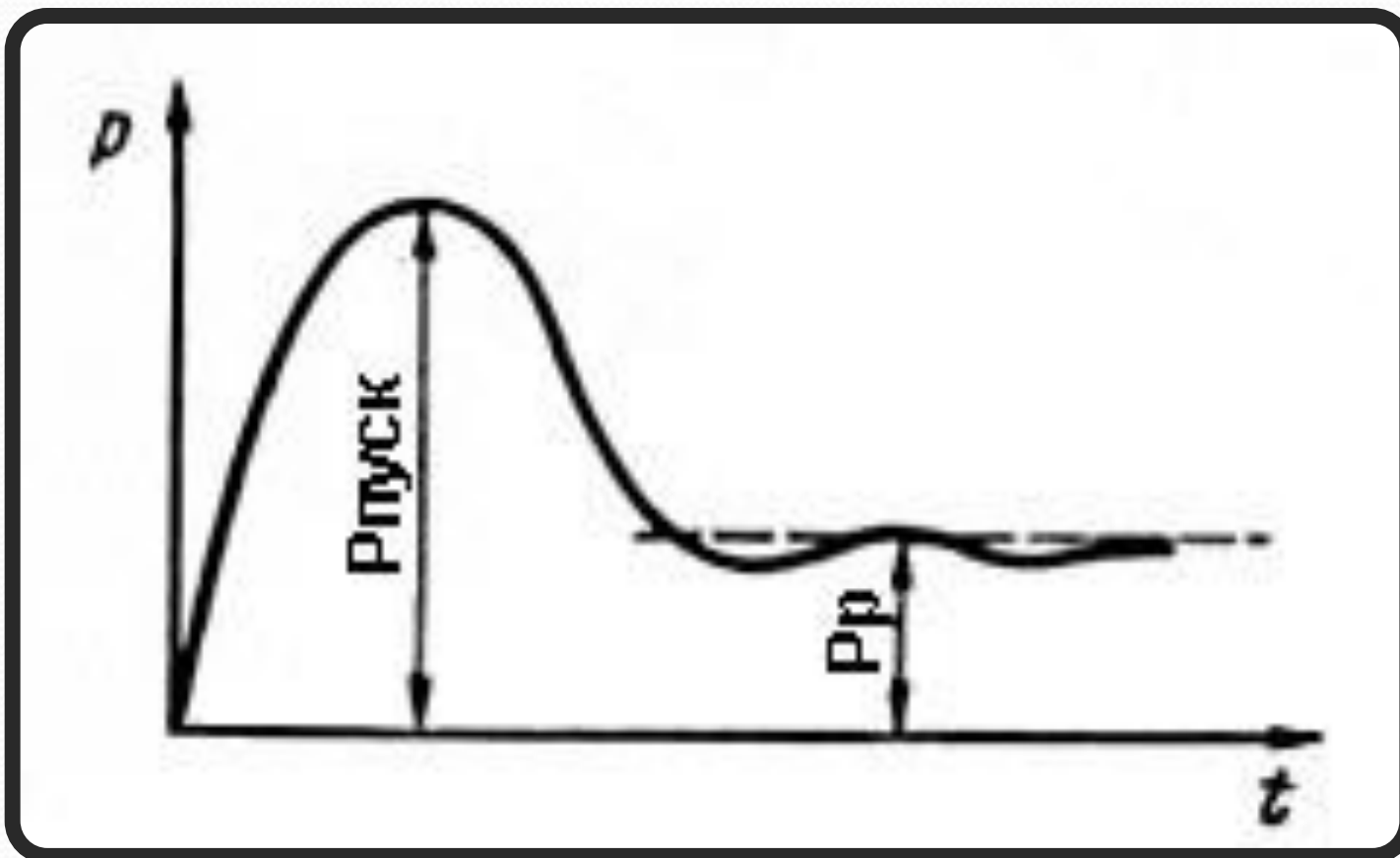



Рис. 5. Изменение давления газа на устье при пуске газлифтной скважины

Характерный процесс пуска газлифтной скважины в функции времени показан на рис. 5. После прорыва газа через башмак подъемных труб и выноса части жидкости скважина переходит на установившийся режим работы с соответствующим отбору динамическим уровнем, а следовательно, и соответствующим этому уровню рабочим давлением P_p .



ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ НАСОСАМИ



Общая схема штанговой насосной установки, ее элементы и назначение

Штанговая насосная установки ШНУ (рис. .1) состоит из наземного и подземного оборудования. Подземное оборудование включает: штанговый скважинный насос (ШСН) со всасывающим клапаном 1 (неподвижный) на нижнем конце цилиндра и нагнетательным клапаном 2 (подвижный) на верхнем конце поршня-плунжера, насосные штанги 3 и трубы.

Кроме того, подземное оборудование может включать различные защитные устройства (газовые и песочные якоря, хвостовики), присоединяемые к приемному патрубку ШСН и улучшающие его работу в осложненных условиях (песок, газ).

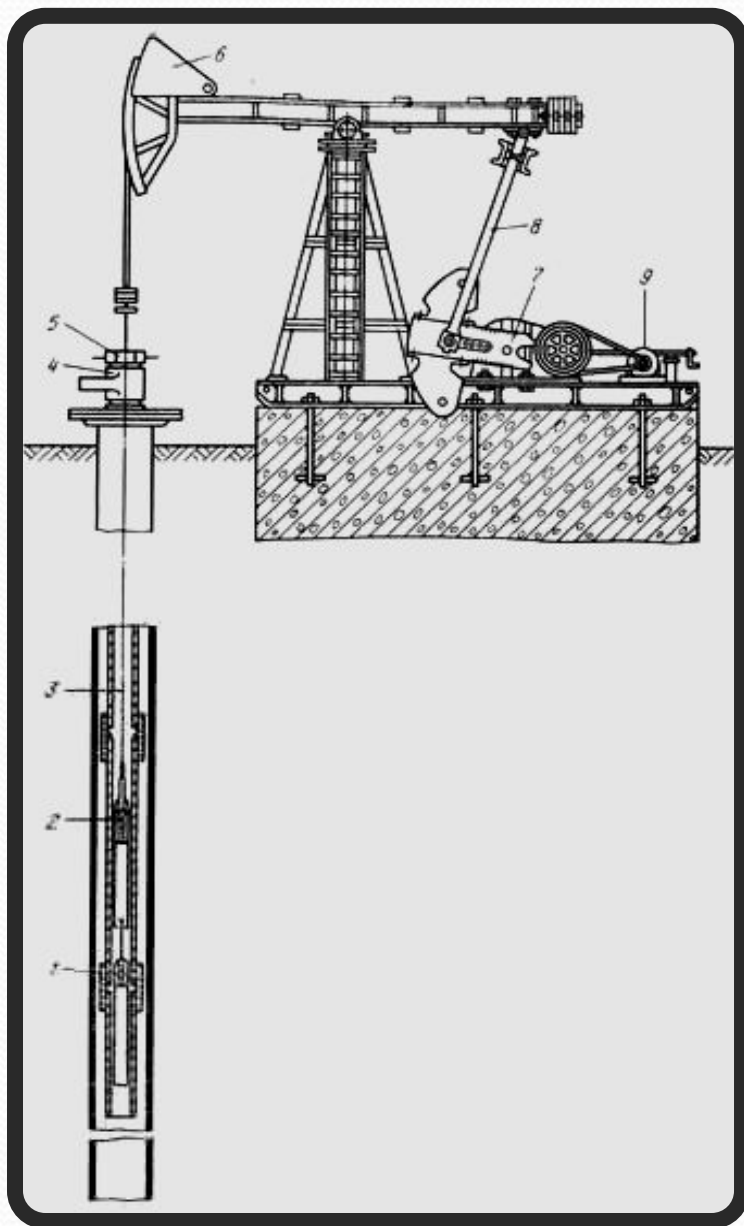


Рис.1.
Общая схема
штанговой насосной
установки

В наземное оборудование входит станок-качалка (СК), состоящий из электродвигателя 9, кривошипа 7, шатуна 8, балансира 6, устьевого сальника 5, устьевой обвязки и тройника 4.

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение, близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску для сочленения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спуско-подъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте.

Балансир качается на поперечной оси, укрепленной в подшипниках, и сочленяется с двумя массивными кривошипами 7 с помощью двух шатунов 8, расположенных по обе стороны редуктора. Кривошипы с подвижными противовесами могут перемещаться относительно оси вращения главного вала редуктора на то или иное расстояние вдоль кривошипов. Противовесы необходимы для


Все элементы станка-качалки - пирамида, редуктор, электродвигатель - крепятся к единой раме, которая закрепляется на бетонном фундаменте. Кроме того, все СК снабжены тормозным устройством, необходимым для удержания балансира и кривошипов в любом заданном положении. Точка сочленения шатуна с кривошипом может менять свое расстояние относительно центра вращения перестановкой пальца кривошипа в то или иное отверстие, которых для этого предусмотрено несколько. Этим достигается ступенчатое изменение амплитуды качаний балансира, т. е. длины хода штанг.

Поскольку редуктор имеет постоянное передаточное число, то изменение частоты качаний достигается только изменением передаточного числа клиноременной трансмиссии и сменой шкива на валу электродвигателя на больший или меньший диаметр.

Промышленностью выпускается большое число станков-качалок различных типоразмеров (так называемый нормальный ряд) грузоподъемностью на головке балансира от 10 до 200 кН, в соответствии с широким диапазоном глубин и дебитов скважин, которые приходится оборудовать штанговыми установками (ШСНУ).

Типоразмеры СК и их основные параметры регламентируются государственным стандартом.

Штанговый скважинный насос состоит из длинного (2 - 4 м) цилиндра той или иной конструкции. На нижнем конце цилиндра укреплен неподвижный всасывающий клапан, открывающийся при ходе вверх. Цилиндр подвешивается на трубах. В нем перемещается поршень-плунжер, выполненный в виде длинной (1 - 1,5 м) гладко обработанной трубы, имеющей нагнетательный клапан, также открывающийся вверх. Плунжер подвешивается на штангах. При движении плунжера вверх жидкость через всасывающий клапан под воздействием давления на приеме насоса заполняет внутреннюю полость цилиндра. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывает нагнетательный клапан. Таким образом, плунжер с открытым клапаном погружается в жидкость. При очередном ходе вверх нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер превращается в поршень и поднимает жидкость на высоту, равную длине хода (0,6 - 6 м). Накапливающаяся над плунжером жидкость достигает устья скважины и через тройник поступает в нефтесборную сеть.



Подача штангового скважинного насоса и коэффициент подачи

При перемещении плунжера вверх на величину его хода $S_{\text{п}}$ вытесняется объем жидкости

$$Q_1 = S_{\text{п}} \cdot (F - f),$$

где F - площадь сечения плунжера (или цилиндра насоса);
 f - площадь сечения штанг.

При перемещении плунжера вниз на ту же величину $S_{\text{п}}$ вытесняется дополнительный объем жидкости, равный

$$Q_2 = S_{\text{п}} \cdot f.$$

За полный (двойной) ход плунжера подача насоса равна сумме подач за ход вверх и ход вниз:

$$q = q_1 + q_2 = S_{\Pi} \cdot (F - f) + S_{\Pi} \cdot f = F \cdot S_{\Pi}.$$

Если плунжер делает n ходов в минуту, то минутная подача будет равна (qn) . Умножая на число минут в сутки, получим суточную подачу в объемных единицах

$$Q = F \cdot S_{\Pi} \cdot n \cdot 60 \cdot 24 = 1440 \cdot F \cdot S_{\Pi} \cdot n. \quad (1)$$

Между плунжером и точкой подвеса штанг, т. е. головкой балансира, от которого плунжеру передается возвратно-поступательное движение, находится длинная колонна штанг, которую необходимо рассматривать как упругий стержень. Поэтому движение плунжера ни по амплитуде, ни по фазе не совпадает с движением точки подвеса. Другими словами, ход плунжера S_p не равен ходу точки подвеса S . Действительный ход плунжера не поддается прямому измерению. Ход точки подвеса поддается измерению и бывает известен из паспортной характеристики станка-качалки.

Поэтому в формулу (1) вместо S_p подставляют S , при этом получается так называемая теоретическая подача ШСН:

$$Q_T = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n. \quad (2)$$

Действительная подача Q_d , замеренная на поверхности после сепарации и охлаждения нефти, как правило, меньше теоретической (за исключением насосных скважин с периодическими фонтанными проявлениями) в силу целого ряда причин. Отношение Q_d к Q_t называют коэффициентом подачи насоса, который учитывает все возможные факторы, отрицательно влияющие на подачу ШСН. Таким образом, коэффициент подачи

$$\eta = Q_d / Q_t. \quad (3)$$

Для каждой конкретной скважины величина η служит в известной мере показателем правильности выбора оборудования и режима откачки установки. Нормальным считается, если $\eta > 0.6 - 0.65$.

Однако бывают условия (большие газовые факторы, низкие динамические уровни), когда не удается получить и этих значений коэффициентов подачи, и тем не менее откачка жидкости с помощью ШСН может оставаться самым эффективным способом эксплуатации.

На коэффициент подачи ШСН влияют постоянные и переменные факторы.

К постоянным факторам можно отнести:

- влияние свободного газа в откачиваемой смеси;
- уменьшение полезного хода плунжера по сравнению с ходом точки подвеса штанг за счет упругих деформаций насосных штанг и труб;
- уменьшение объема откачиваемой жидкости (усадка) в результате ее охлаждения на поверхности и дегазации в сепарационных устройствах.
- К переменным факторам, изменяющимся во времени, можно отнести:
- утечки между цилиндром и плунжером, которые зависят от степени износа насоса и наличия абразивных примесей в откачиваемой жидкости;
- утечки в клапанах насоса из-за их немгновенного закрытия и открытия и, главным образом, из-за их износа и коррозии;
- утечки через неплотности в муфтовых соединениях ШСН


Переменные факторы, сводящиеся к различного рода утечкам, меняются во времени и поэтому их трудно определить расчетным путем, за исключением утечек через зазор между плунжером и цилиндром. Это приводит к тому, что коэффициент подачи η вновь спущенного в скважину насоса, после незначительного его снижения в начальный период в результате приработки плунжера, затем стабилизируется и длительное время остается практически постоянным. Затем он заметно начинает снижаться в результате прогрессирующего износа клапанов, их седел и увеличения зазора между плунжером и цилиндром. Наряду с этим может произойти и резкое уменьшение коэффициента подачи в результате смещения втулок насосов, отворотов и неплотностей в муфтах.

Таким образом, результирующий коэффициент подачи насоса можно представить как произведение нескольких коэффициентов, учитывающих влияние на его подачу различных факторов:

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4, \quad (4)$$

где η_1 - коэффициент наполнения цилиндра насоса жидкостью, учитывающий влияние свободного газа; η_2 - коэффициент, учитывающий влияние уменьшения хода плунжера; η_3 - коэффициент утечек, учитывающий наличие неизбежных утечек жидкости при работе насоса; η_4 - коэффициент усадки, учитывающий уменьшение объема жидкости при достижении ею поверхностных емкостей.

Рассмотрим эти коэффициенты более подробно, а также методы их расчета.



Нагрузки, действующие на штанги, и их влияние на ход плунжера

Динамика работы установки ШСН очень сложна. Однако в большинстве случаев упрощенная теория ее работы дает вполне приемлемые результаты. При ходе вверх статические нагрузки в точке подвеса штанг складываются из веса штанг $P_{шт}$ и веса столба жидкости $P_{ж}$. В н. м. т. в результате изменения направления движения, когда возникает максимальное ускорение, к ним добавляется сила инерции P_i , направленная вниз; кроме того, действует сила трения $P_{тр}$, также направленная вниз. Таким образом, максимальная нагрузка, возникающая в точке подвеса штанг при начале хода вверх, будет равна

$$P_{\max} = P_{шт} + P_{ж} + P_i + P_{тр}. \quad (30)$$

При ходе вниз нагнетательный клапан открывается и гидростатические давления над и под плунжером выравниваются. Поэтому нагрузка от столба жидкости со штанг снимается и передается на трубы, так как имеющийся в цилиндре всасывающий клапан при ходе вниз закрыт. Силы инерции, возникающие в в. м. т., направлены вверх. Силы трения также направлены вверх, т. е. в сторону, противоположную направлению движения. Поэтому нагрузка в начале хода вниз будет минимальной

$$P_{\min} = P_{\text{ш}} - P_i - P_{\text{тр}}. \quad (31)$$

Силы $P_i + P_{\text{тр}}$ составляют малую долю от $P_{\text{ш}} + P_{\text{ж}}$. Обычно они не превышают 5 - 10%. Поэтому их влияние на ход плунжера невелико.



Влияние статических нагрузок

Сила $P_{ж}$ действует попеременно то на штанги (ход вверх), то на трубы (ход вниз). В результате этого при ходе вверх штанги дополнительно растягиваются на величину $\lambda_{ш}$, которая может быть определена по закону Гука

$$\lambda_{ш} = \frac{P_{ж} \cdot L}{E \cdot f_{ш}}. \quad (32)$$

Одновременно с этим, в результате снятия с труб силы $P_{ж}$, последние укорачиваются на величину

$$\lambda_{т} = \frac{P_{ж} \cdot L}{E \cdot f_{т}}. \quad (33)$$

В результате, перемещение плунжера относительно цилиндра насоса, т. е. начало процесса всасывания жидкости, начнется только после того, как точка подвеса скомпенсирует своим перемещением вверх удлинение штанг $\lambda_{ш}$ и сжатие труб $\lambda_{т}$. Поэтому полезный ход плунжера составит

$$S_{пл} = S - (\lambda_{ш} + \lambda_{т}) \quad (34)$$

Обычно обозначают

$$\lambda = (\lambda_{ш} + \lambda_{т}) \quad (35)$$

Подставляя в (35) значения $\lambda_{ш}$ и $\lambda_{т}$ согласно (32) и (33).

получим

$$\lambda = \frac{P_{ж} \cdot L}{E} \cdot \left(\frac{1}{f_{ш}} + \frac{1}{f_{т}} \right). \quad (36)$$

где $P_{ж}$ - вес столба жидкости, действующий на плунжер; L - длина штанг, или глубина подвески ШСН; E - модуль Юнга; $f_{ш}$ - площадь сечения штанг; $f_{т}$ - площадь сечения металла труб. Верхние штанги испытывают наибольшую нагрузку, так как на них действует вес всей колонны штанг. Нижние штанги нагрузку от собственного веса не испытывают. Поэтому, исходя из принципа равнопрочности колонны штанг, а также для уменьшения нагрузки на головку балансира колонну штанг делают ступенчатой, состоящей из участков штанг с уменьшающимся книзу диаметром. Кроме одноступенчатых колонн применяются двух- и трехступенчатые. Каждая ступень дополнительно удлиняется под действием одной и той же силы $P_{ж}$.


Поэтому суммарное удлинение ступенчатой колонны штанг будет равно сумме удлинений отдельных ступеней с учетом их длины l_i и площади сечения f_i . Тогда для трехступенчатой колонны получим

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{P_{\text{ж}}}{E} \cdot \left(\frac{l_1}{f_{\text{ш1}}} + \frac{l_2}{f_{\text{ш2}}} + \frac{l_3}{f_{\text{ш3}}} \right).$$

или с учетом деформации труб

$$\lambda = \frac{P_{\text{ж}}}{E} \cdot \left(\frac{L}{f_{\text{T}}} + \frac{l_2}{f_{\text{ш2}}} + \frac{l_3}{f_{\text{ш3}}} \right).$$

Учитывая конструкцию сочленения штанг с плунжером с помощью клапанной клетки, при которой на нижний торец штанги действует гидростатическое давление, необходимо $R_{шт}$ принимать с учетом выталкивающей силы Архимеда, равной произведению площади сечения штанги на гидростатическое давление столба жидкости над плунжером. При современных однотрубных системах сбора нефти и газа давление на устье P_u насосных скважин может достигать больших значений, поэтому при вычислении гидростатического давления, действующего на штанги, необходимо учитывать и это обстоятельство.



**Исследование скважин,
оборудованных штанговыми
насосными установками**

Исследование ШСНУ необходимо для изучения притока и построения индикаторной кривой, а также для изучения работы самого насоса и выявления причин низкого коэффициента подачи.

Изменение отбора жидкости ШСНУ достигается либо изменением хода полированного штока 5 перестановкой пальца шатуна на кривошипе, либо изменением числа качаний п сменой шкива на валу электродвигателя. В некоторых случаях отбор можно изменить сменой размера насоса (P), однако эта операция сложнее, так как требует осуществления спуско-подъемных работ на скважине.

При каждом изменении режима откачки после выхода скважины на установившийся режим, что определяется по стабилизации дебита, замеряется прямым или косвенным методом забойное давление, соответствующее данному установившемуся режиму работы. Для прямого измерения забойного давления созданы малогабаритные скважинные манометры диаметром 22 - 25 мм.

Такие приборы могут быть спущены в межтрубное пространство скважины на стальной проволоке через отверстие в планшайбе при эксцентричной подвеске НК.Т на устье. Полученные таким образом данные о забойном давлении наиболее достоверны. Однако в глубоких искривленных скважинах, а также при малых зазорах в межтрубном пространстве бывают прихваты манометра и обрывы проволоки. Для предотвращения этого используются так называемые лифтовые скважинные манометры, подвешиваемые к приемному патрубку ШСН и спускаемые в скважину вместе с НК.Т. Эти манометры имеют часовой механизм с многосуточным заводом и фиксируют на бумажном бланке динамику изменения давления на глубине спуска прибора в процессе трех-четырёхкратного изменения режимов откачки (дебитов).

Такой метод позволяет получить достаточно надежные результаты исследования, однако он связан с необходимостью осуществления спуско-подъемных операций для спуска и подъема лифтового манометра. Поэтому эти замеры приурочивают к очередным ремонтным работам на скважине или очередной смене насоса. В настоящее время лифтовые манометры по этой причине не находят применения.

К косвенным методам исследования скважины на приток относится замер глубины динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве, устанавливающегося при том или ином режиме откачки специальными приборами - эхолотами.

ЭХОЛОТ



Эхолот работает следующим образом. В межтрубное пространство посылается звуковой импульс, который отражается от уровня жидкости, возвращается к устью скважины и улавливается микрофоном, соединенным через усилитель с регистрирующим устройством, записывающим все сигналы на бумажной ленте в виде диаграммы. Бумажная лента движется с помощью лентопротяжного механизма с постоянной скоростью. Измеряя расстояние между двумя пиками диаграммы, соответствующими начальному импульсу и отраженному от уровня, можно определить глубину этого уровня.

Поскольку звуковой сигнал проходит двойное расстояние от устья до уровня и обратно, то, если известна скорость распространения звуковой волны в газовой среде межтрубного пространства, глубина уровня может быть найдена из простого соотношения:

$$S = v \cdot \frac{t}{2}$$

где **S** - глубина уровня; **$t = l / a$** - время от момента подачи импульса до прихода отраженного сигнала, который проходит за это время путь **2S**; **v** - скорость звука в газовой среде межтрубного пространства; **l** - расстояние между двумя пиками диаграммы на бумажной ленте; **a** - скорость движения бумажной ленты.

Такой метод определения уровня жидкости имеет ряд недостатков.

Скорость звука v в межтрубном пространстве зависит от давления, температуры и плотности газа, заполняющего это пространство. Погрешность в определении v непосредственно влияет на определяемую величину уровня S .

При измерении нескольких значений S_i , и вычислении по ним величин ΔS_i , соответствующих нескольким режимам отбора жидкости в той же скважине, погрешности уменьшаются, так как систематическая ошибка в величине v одинаково отразится на всех измеряемых значениях S .

Чтобы исключить ошибки, связанные с определением скорости звука в межтрубном пространстве, на колонне НК.Т устанавливают репер - утолщенную муфту, на 50 - 60% перекрывающую межтрубное пространство. Глубина установки этого репера S_0 заранее известна. В этом случае на эхограмме получаются три пика: первый соответствует моменту подачи импульса на устье, второй - отраженному сигналу от репера и третий - отраженному сигналу от уровня. Очевидно, что расстояния между пиками эхограммы пропорциональны глубинам установки репера S_0 и уровня S . Из пропорции

$$\frac{S}{S_0} = \frac{I}{I_0} \quad \text{находим} \quad S = S_0 \cdot \frac{I}{I_0}$$

Таким образом, установка репера исключает необходимость определения скорости звука в кольцевом пространстве. Для большей точности репер устанавливают вблизи уровня жидкости.

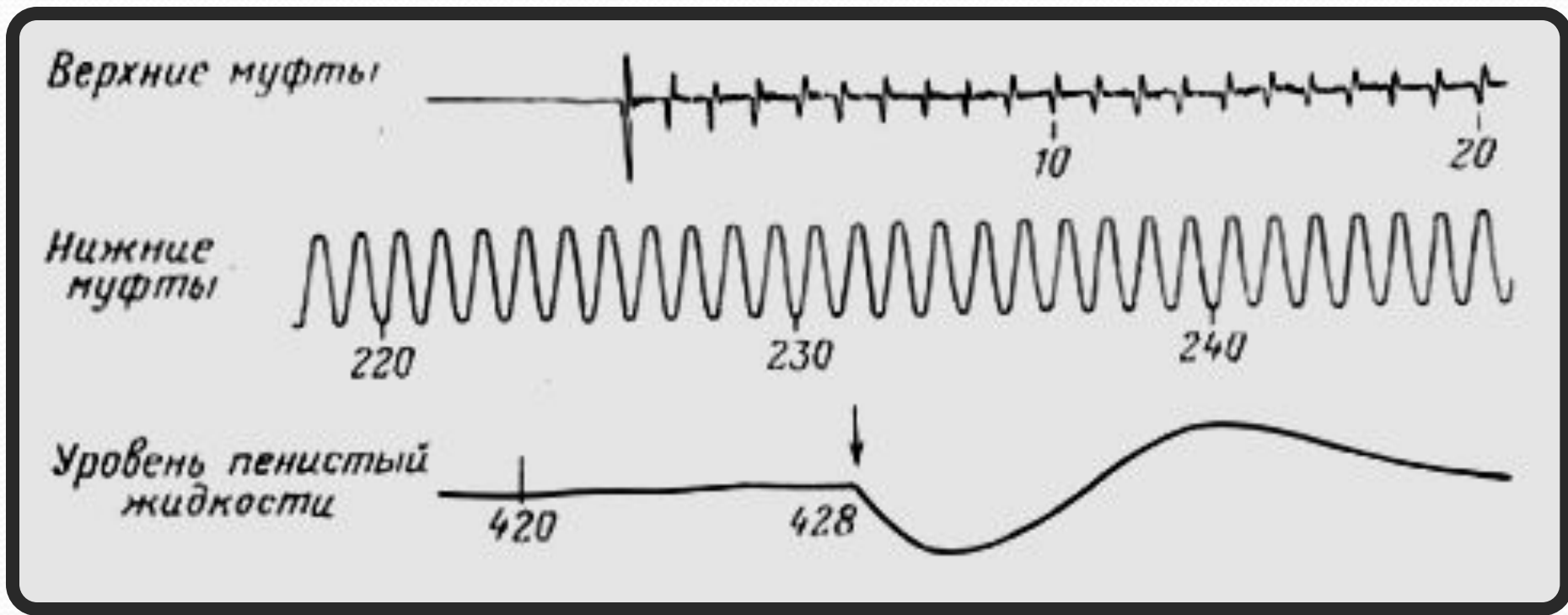


Рис. 1

Типичные эхограммы, снятые с помощью трехканального эхолота

Динамометрия ШСНУ



Снятие диаграммы нагрузки на полированный шток в зависимости от хода называется динамометрией ШСНУ. Она осуществляется силоизмерительным регистрирующим прибором - динамометром.

Сопоставление снятой на ШСНУ динамограммы с теоретической позволяет выявить отклонения от нормальной работы установки в целом и дефекты в работе самого ШСН. Регулярное обследование ШСНУ является обязательным, так как позволяет своевременно предотвратить более серьезные осложнения. Динамограмма, кроме того, позволяет уточнить режим откачки и по возможности его улучшить.

Известны динамографы механические, гидравлические, электрические, электромагнитные, тензометрические и др. Однако наибольшее распространение получили гидравлические динамографы, в которых нагрузка на полированный шток передается

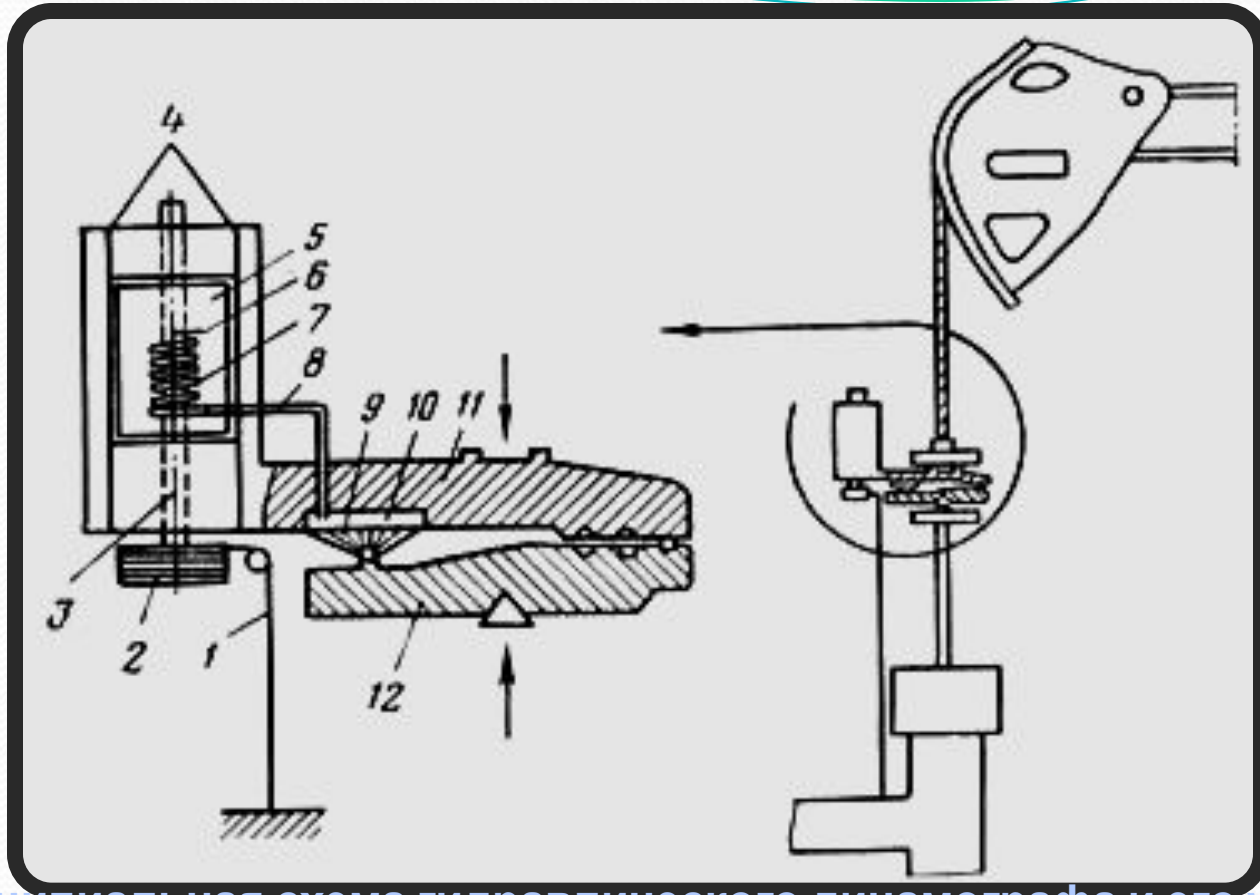


Рис. 2 Принципиальная схема гидравлического динамографа и его установки между траверсами канатной подвески: 1 - шнур, 2 - шкив ходового вита, 3 - ходовой

винт столика, 4 - направляющие салазки столика, 5 - бумажный бланк, прикрепляемый к столику, 6 - перо геликсной пружины, 7 - геликсная пружина, 8 - капиллярная трубка, соединяющая геликсную пружину с полостью силоизмерительной камеры - 9, 10 - нажимной диск, 11 - верхний рычаг силоизмерительной части, 12 - нижний рычаг силоизмерительной части

через рычажную систему на упругую диафрагму камеры, заполненной жидкостью. Давление жидкости в камере, пропорциональное усилию в штоке, по капилляру передается геликсной пружине. При увеличении давления геликсная пружина разворачивается и поворачивает перо, которое чертит линию на бумажном бланке, закрепленном на подвижном столике или барабане.

Перемещение столика пропорционально ходу полированного штока. Таким образом, смещение пера, пропорциональное усилиям в штоке, соответствует оси ординат, а смещение столика, пропорциональное ходу штока, - оси абсцисс.

Месдоза, геликсная пружина с пером, столик и его приводной червячный механизм смонтированы вместе в виде компактного прибора. Стандартное оборудование ШСНУ предусматривает возможность установки динамографа в разъеме между траверсами канатной подвески. Приводной механизм столика или барабана с помощью шнура соединяется с неподвижной точкой - сальником устьевого

При движении штока вверх шнур разматывается со специального шкива, который при этом поворачивается на несколько оборотов, вращая червячный ходовой винт, и перемещает столик. Одновременно при этом заводится спиральная возвратная пружина. При обратном ходе столик возвращается в исходное положение с помощью возвратной пружины, вращающей червяк и шкив в обратном направлении. Шнур при этом наматывается на шкив, оставаясь в натянутом состоянии. К прибору прилагается три сменных шкива различного диаметра. Это позволяет получить три различных масштаба хода, обычно 1 : 15, 1 : 30 и 1 : 45.

Серийный динамограф ГДМ-3 (гидравлический динамограф с месдозой, тип 3), установленный в разъем траверс контактной подвески (показана в разрезе), изображен на рис. 2.

В этом динамографе жидкостная камера встроена в верхнем рычаге силоизмерительной части (пластине) 11 силоизмерительного устройства. Правая опора пластин силоизмерительного устройства допускает перестановку опоры, при которой соотношение плеч рычажной системы изменяется. Это позволяет 3 раза изменить масштаб усилий: 1; 0,75; 0,53, что в свою очередь обеспечивает пределы измерения усилий в полированном штоке в 40; 80; 100 кН.

Теоретическая динамограмма показана на рис. 3. На нее наложена (показана пунктиром) типичная фактическая динамо-грамма исправного насоса, спущенного на небольшую глубину и работающего в условиях отсутствия газа.

Линия аб означает деформацию штанг и труб и отражает процесс восприятия штангами нагрузки от веса жидкости. Это происходит при перемещении штока на величину λ , начиная от н. м. т.

Линия бв - полезный ход плунжера, во время которого статическая нагрузка на шток равна весу штанг и жидкости.

Точка в соответствует верхней мертвой точке (в. м. т.). Линия вга - ходу вниз, при котором также штанги и трубы деформируются, но в обратном порядке, так как нагнетательный клапан открывается, штанги теряют при этом нагрузку и сокращаются, а трубы (всасывающий

Реальная динамограмма всегда отличается от теоретической. Превышение пунктира над линией бв означает появление дополнительных нагрузок, связанных с инерцией системы и трением, этим же объясняется снижение пунктирной линии по отношению к линии га при ходе вниз. Изучение снятой динамограммы и ее сопоставление с теоретической позволяет выявить ряд дефектов и неполадок в работе ШСНУ. Так, смещение точек б и г вправо означает пропуски в нагнетательной части насоса в результате растягивания во времени процесса перехода нагрузки Рж с труб на штанги. пропуск в нагнетательной части приводит к заполнению объема цилиндра, высвобождаемого плунжером, перетекающей жидкостью и, таким образом, создает на плунжер подпор снизу. Чем больше утечки в нагнетательной части, тем сильнее смещение точек б и г вправо.

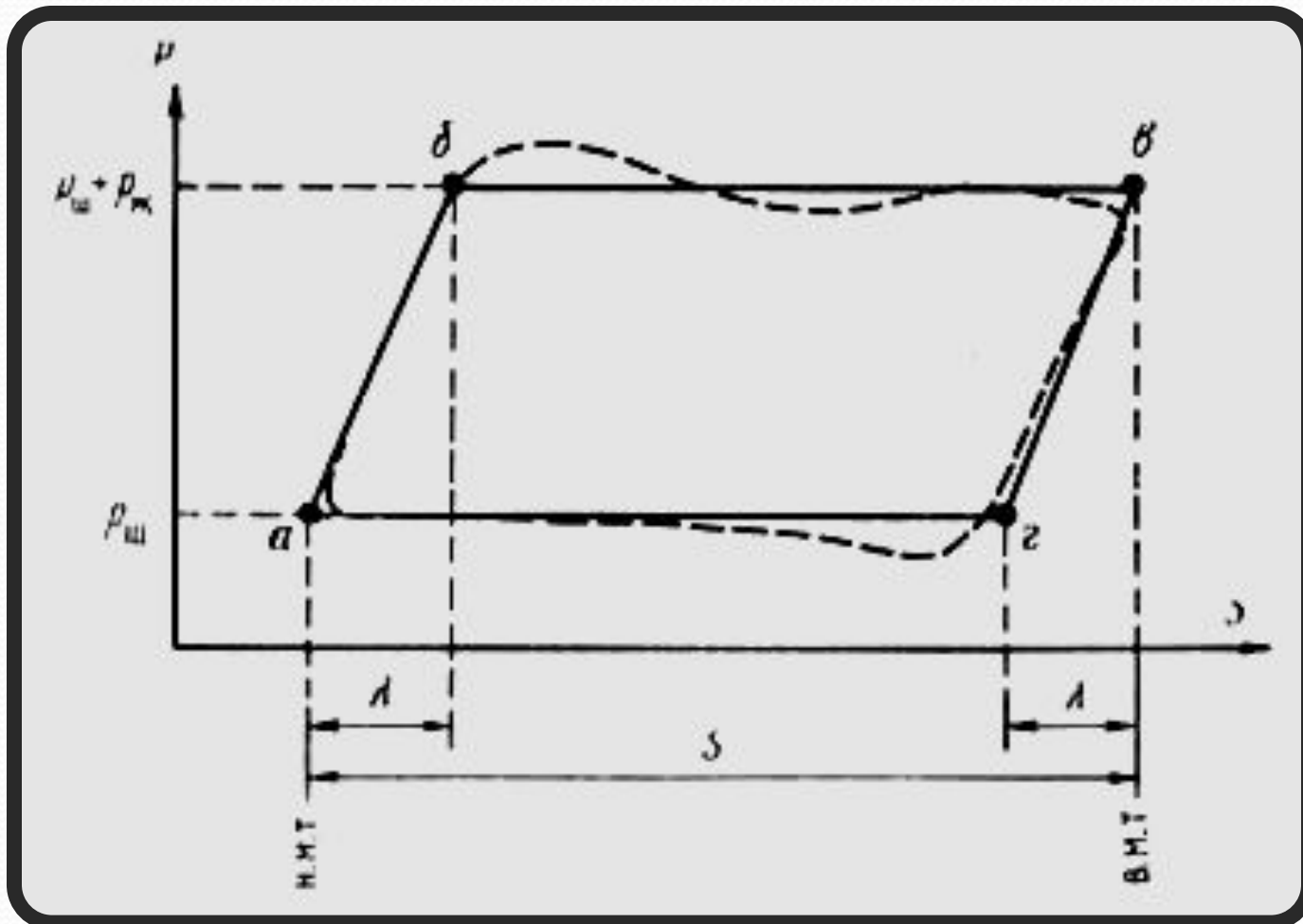


Рис. 3. Теоретическая динамограмма (сплошная линия), совмещенная с фактической (пунктирная линия), нормально работающей штанговой насосной установки при малых глубинах

При пропуске в приемной части (всасывающий клапан) происходит обратное явление. Точки б и г смещаются влево. Утечки жидкости в приемной части раньше времени снимают подпор плунжера снизу и штанги воспринимают вес жидкости быстрее.

На динамограмме отражается вредное влияние газа, попадающего в ШСН. В этом случае переход от точки в к линии аг происходит плавно, что означает сжатие газа в цилиндре под плунжером. Динамограммы позволяют выявить правильность посадки плунжера в цилиндре. Появление короткого спада нагрузки вблизи н. м. т., ниже $P_{шт}$, свидетельствует об ударе плунжера о всасывающий клапан. Резкое снижение нагрузки ниже $P = P_{ш} + P_{ж}$ вблизи в. м. т. означает выход плунжера из цилиндра насоса (если насос невставной), а появление пика у в. м. т. - удары плунжера об ограничительную гайку цилиндра в случае вставного насоса (рис. 4).

Подобная расшифровка динамограмм, однако, возможна в ограниченных случаях (малые глубины, жесткие штанги, малые диаметры плунжера). При возникновении колебательных нагрузок, т. е. при динамическом режиме откачки $\varphi = \omega L/a > 0,20$, динамограмма искажается и в некоторых случаях при нормально работающем скважинном насосе может приобрести очень сложный вид. Это является результатом наложения на нормальную динамограмму нагрузок, вызванных колебательными процессами в штангах, которые в свою очередь есть результат интерференции собственных упругих колебаний штанг и вынужденных колебаний, вызванных работой станка-качалки.

Анализ и расшифровка сложных динамограмм связаны с необходимостью перехода от динамограммы, снятой на верхнем конце колонны штанг (полированный шток), к динамограмме, соответствующий нижнему концу колонны штанг. Это равносильно установке динамографа непосредственно над плунжером. Вообще такие динамограммы были созданы, однако их использование связано с двукратным спуском и извлечением штанг и насоса из скважины и поэтому они не нашли практического применения.

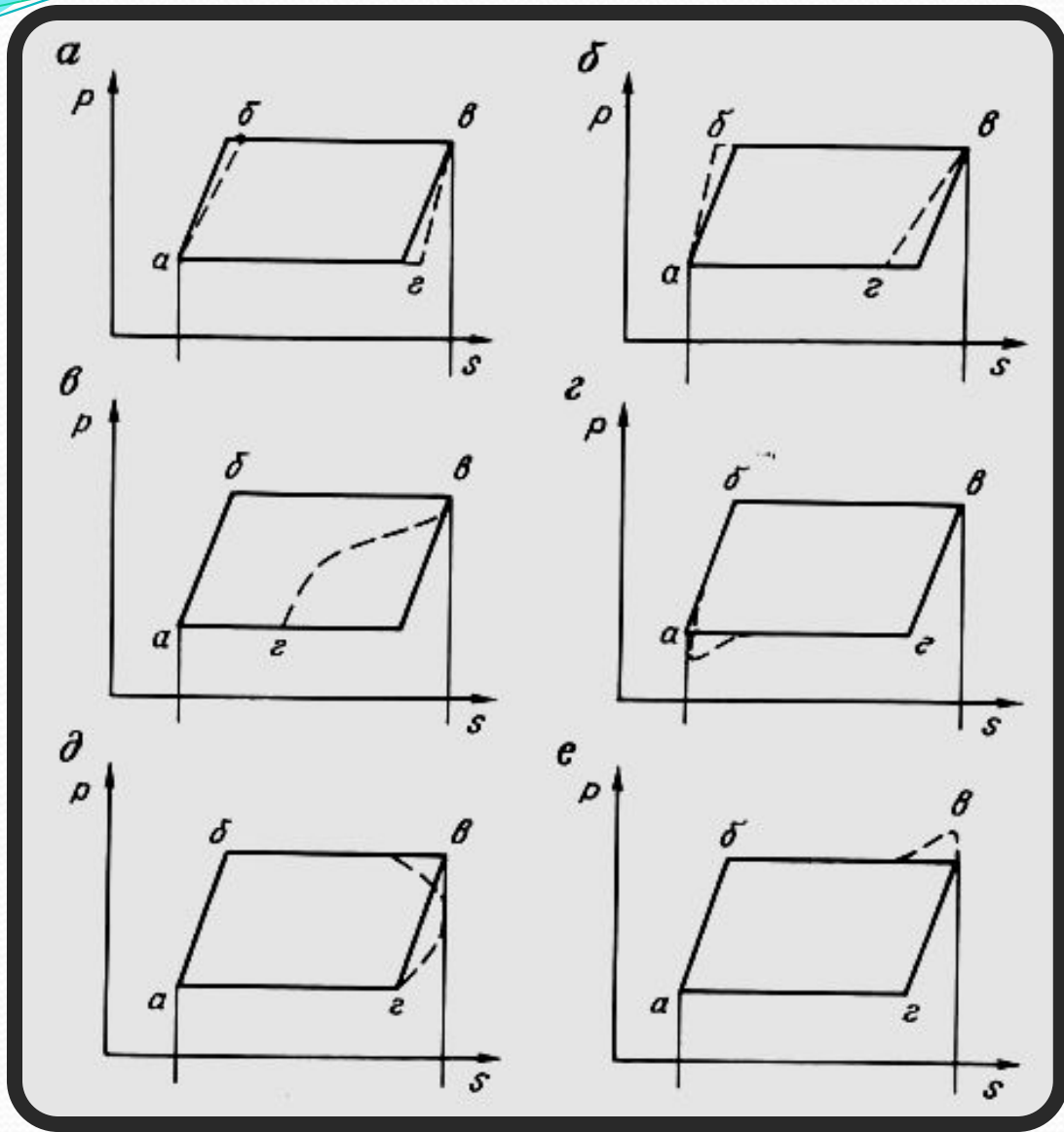



Рис 4
 Отражение дефектов работы штангового насоса на динамограмме
а - пропуски в нагнетательной части, **б** - пропуски во всасывающей части,
в - влияние газа, **г** - низкая посадка плунжера, **д** - выход плунжера из цилиндра трубного насоса, **е** - удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса



**Эксплуатация скважин
погружными
центробежными
электронасосами**



Общая схема установки погружного центробежного электронасоса

Центробежные насосы для откачки жидкости из скважины принципиально не отличаются от обычных центробежных насосов, используемых для перекачки жидкостей на поверхности земли. Однако малые радиальные размеры, обусловленные диаметром обсадных колонн, в которые спускаются центробежные насосы, практически неограниченные осевые размеры, необходимость преодоления высоких напоров и работа насоса в погруженном состоянии привели к созданию центробежных насосных агрегатов специфического конструктивного исполнения. Внешне они ничем не отличаются от трубы, но внутренняя полость такой трубы содержит большое число сложных деталей, требующих совершенной технологии изготовления.

Погружные центробежные электронасосы (ПЦЭН) - это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. ПЦЭН опускается в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150 - 300 м. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясками электрокабель. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой. Установка ПЦЭН (рис. 1) включает маслозаполненный электродвигатель ПЭД 1; звено гидрозащиты или протектор 2; приемную сетку насоса для забора жидкости 3; многоступенчатый центробежный насос ПЦЭН 4; НКТ 5; бронированный трехжильный электрокабель 6; пояски для крепления кабеля к НКТ 7; устьевую арматуру 8; барабан для намотки кабеля при спуско-подъемных работах и хранения некоторого запаса кабеля 9; трансформатор или автотрансформатор 10; станцию управления с автоматикой 11 и компенсатор 12.

Насос, протектор и электродвигатель являются отдельными

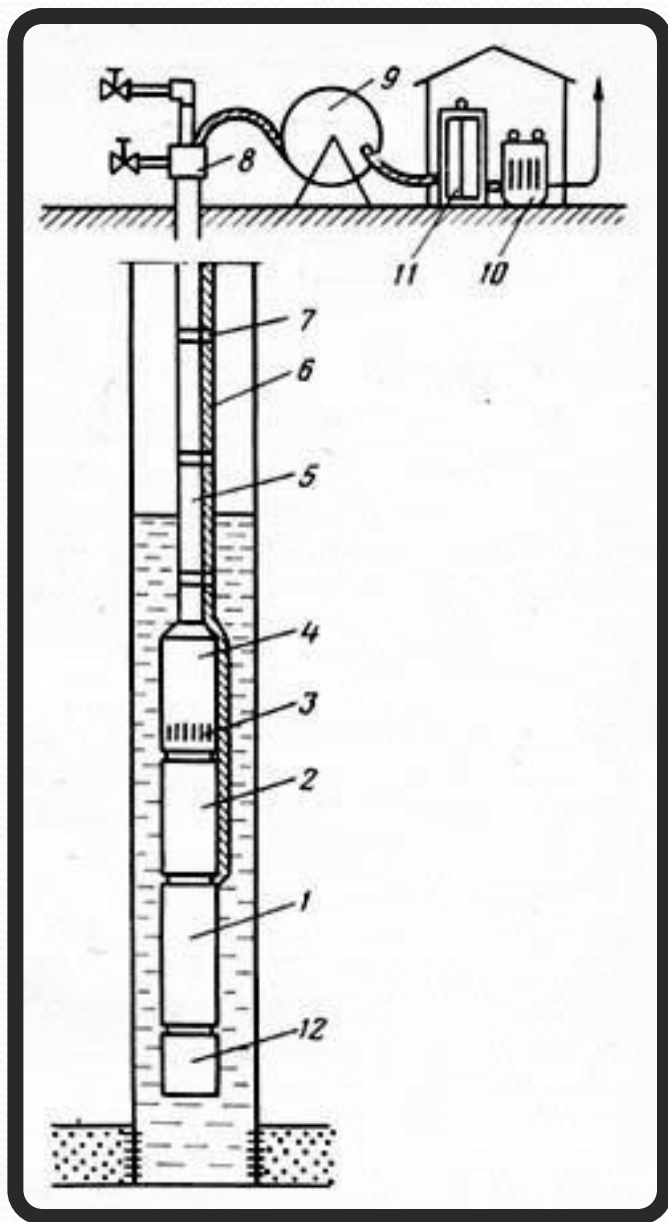


Рис. 1.
Общая схема
оборудования скважины
установкой погружного
центробежного насоса

имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всей установки. При необходимости подъема жидкости с больших глубин секции ПЦЭН соединяются друг с другом так, что общее число ступеней достигает 400. Всасываемая насосом жидкость последовательно проходит все ступени и покидает насос с напором, равным внешнему гидравлическому сопротивлению. УПЦЭН отличаются малой металлоемкостью, широким диапазоном рабочих характеристик, как по напору, так и по расходу, достаточно высоким к. п. д., возможностью откачки больших количеств жидкости и большим межремонтным периодом. Следует напомнить, что средняя по России подача по жидкости одной УПЦЭН составляет 114,7 т/сут, а УШСН - 14,1 т/сут.

Все насосы делятся на две основные группы; обычного и износостойкого исполнения. Подавляющая часть действующего фонда насосов (около 95 %) - обычного исполнения.

Насосы износостойкого исполнения предназначены для работы в скважинах, в продукции которых имеется небольшое количество песка и других механических примесей (до 1 % по массе). По поперечным размерам все насосы делятся на 3 условные группы: 5; 5А и 6, что означает номинальный диаметр обсадной колонны (в дюймах) в которую может быть спущен данный насос

Группа 5 имеет наружный диаметр корпуса 92 мм, группа 5А - 103 мм и группа б - 114 мм. Частота вращения вала насосов соответствует частоте переменного тока в электросети. В России это частота - 50 Гц, что дает синхронную скорость (для двухполюсной машины) 3000 мин⁻¹. В шифре ПЦЭН заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при работе на оптимальном режиме. Например, ЭЦН5-40-950 означает центробежный электронасос группы 5 с подачей 40 м³/сут (по воде) и напором 950 м. ЭЦН5А-360-600 означает насос группы 5А с подачей 360 м³/сут и напором 600 м.

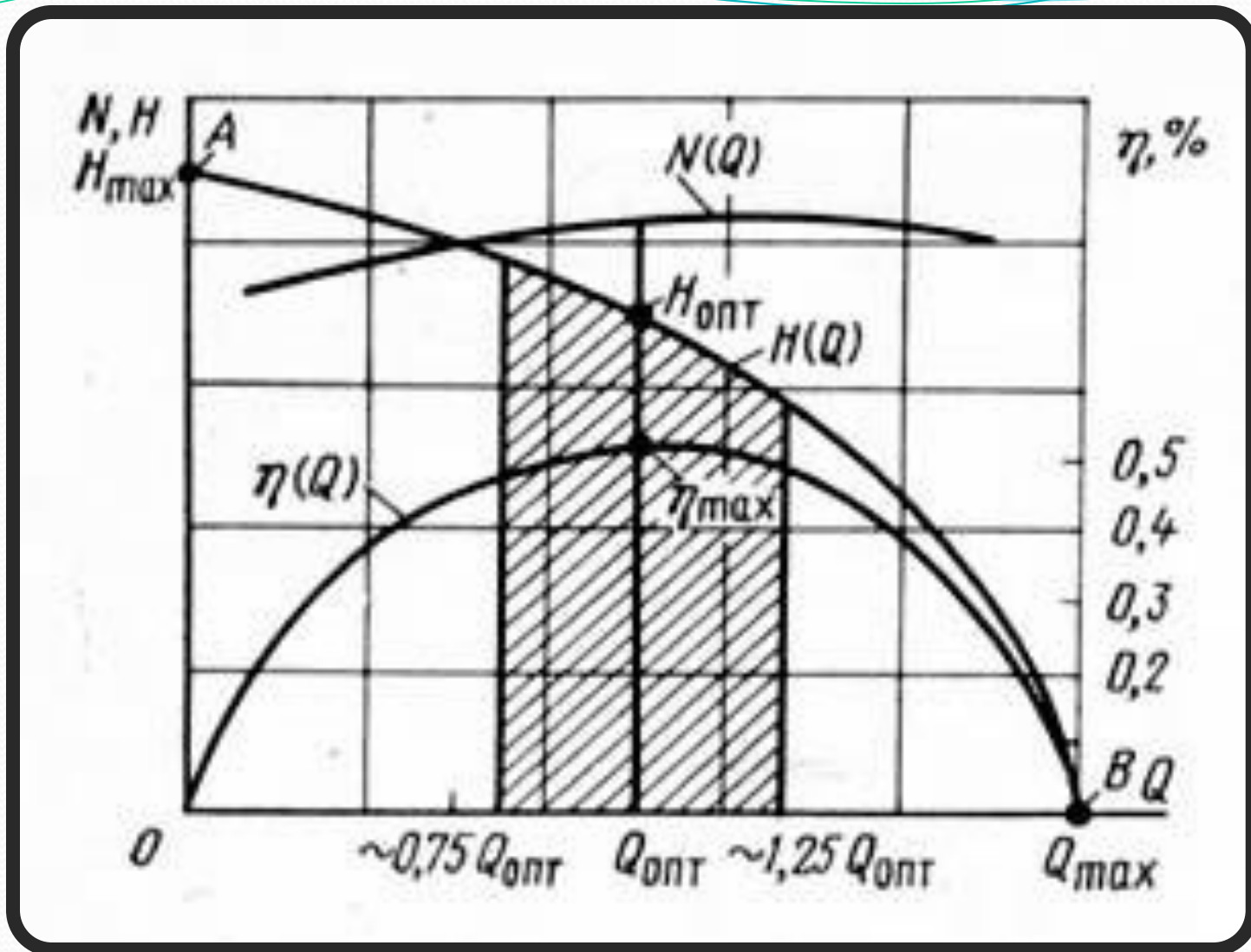


Рис. 2. Типичная характеристика погружного центробежного насоса

В шифре насосов износостойкого исполнения имеется буква И, означающая износостойкость. В них рабочие колеса изготавливаются не из металла, а из полиамидной смолы (П-68). В корпусе насоса примерно через каждые 20 ступеней устанавливаются промежуточные резино-металлические центрирующие вал подшипники, в результате чего насос износостойкого исполнения имеет меньше ступеней и соответственно напор.

Торцовые опоры рабочих колес не чугунные, а в виде запрессованных колец из закаленной стали 40Х. Вместо текстолитовых опорных шайб между рабочими колесами и направляющими аппаратами применяются шайбы из маслостойкой резины.


Все типы насосов имеют паспортную рабочую характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\eta(Q)$ (к. п. д., подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача). Обычно эти зависимости даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале (рис. 2).

Всякий центробежный насос, в том числе и ПЦЭН, может работать при закрытой выкидной задвижке (точка А: $Q = 0$; $H = H_{\max}$) и без противодействия на выкиде (точка В: $Q = Q_{\max}$; $H = 0$). Поскольку полезная работа насоса пропорциональна произведению подачи на напор, то для этих двух крайних режимов работы насоса полезная работа будет равна нулю, а следовательно, и к. п. д. будет равен нулю. При определенном соотношении (Q и H , обусловленном минимальными внутренними потерями насоса, к. п. д. достигает максимального значения, равного примерно 0,5 - 0,6. Обычно насосы с малой подачей и малым диаметром рабочих колес, а также с большим числом ступеней имеют пониженный к. п. д. Подача и напор, соответствующие максимальному к. п. д., называются оптимальным режимом работы насоса. Зависимость η (Q) около своего максимума уменьшается плавно, поэтому вполне допустима работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту и другую сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать разумному снижению к. п. д. насоса (на 3 - 5%). Это обуславливает целую область возможных режимов работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью (см. рис. 2, штриховка).

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера ПЦЭН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины.

Выпускаемые в настоящее время насосы рассчитаны на номинальные расходы от 40 (ЭЦН5-40-950) до 500 м³/сут (ЭЦН6-500-750) и напоры от 450 м (ЭЦН6-500-450) до 1500 м (ЭЦН6-100-1500). Кроме того, имеются насосы специального назначения, например для закачки воды в пласты. Эти насосы имеют подачу до 3000 м³/сут и напоры до 1200 м.

Напор, который может преодолеть насос, прямо пропорционален числу ступеней. Развиваемый одной ступенью при оптимальном режиме работы, он зависит, в частности, от размеров рабочего колеса, которые зависят в свою очередь от радиальных габаритов насоса. При внешнем диаметре корпуса насоса 92 мм средний напор, развиваемый одной ступенью (при работе на воде), равен 3,86 м при колебаниях от 3,69 до 4,2 м. При внешнем диаметре 114 мм



Определение глубины подвески ПЦЭН

Глубина подвески насоса определяется:

- 1) глубиной динамического уровня жидкости в скважине H_d при отборе заданного количества жидкости;
- 2) глубиной погружения ПЦЭН под динамический уровень H_p , минимально необходимой для обеспечения нормальной работы насоса;
- 3) противодавлением на устье скважины P_y , которое необходимо преодолеть;
- 4) потерями напора на преодоление сил трения в НКТ при движении потока $h_{тр}$;
- 5) работой выделяющегося из жидкости газа H_r , уменьшающего необходимый суммарный напор.

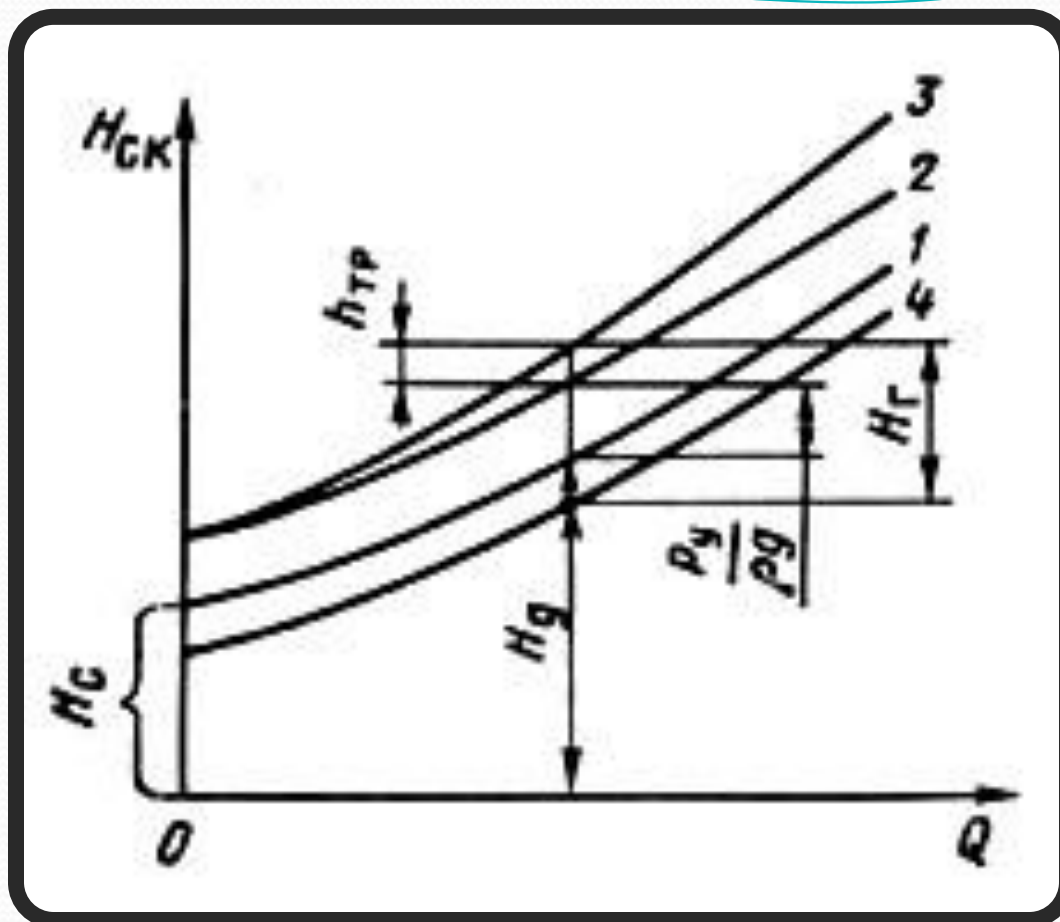


Рис. 3 Напорные характеристики скважины:
 1 - глубина (от устья) динамического уровня, 2 - необходимый напор с учетом давления на устье, 3 - необходимый напор с учетом сил трения, 4 - результирующий напор с учетом «газлифтного эффекта»

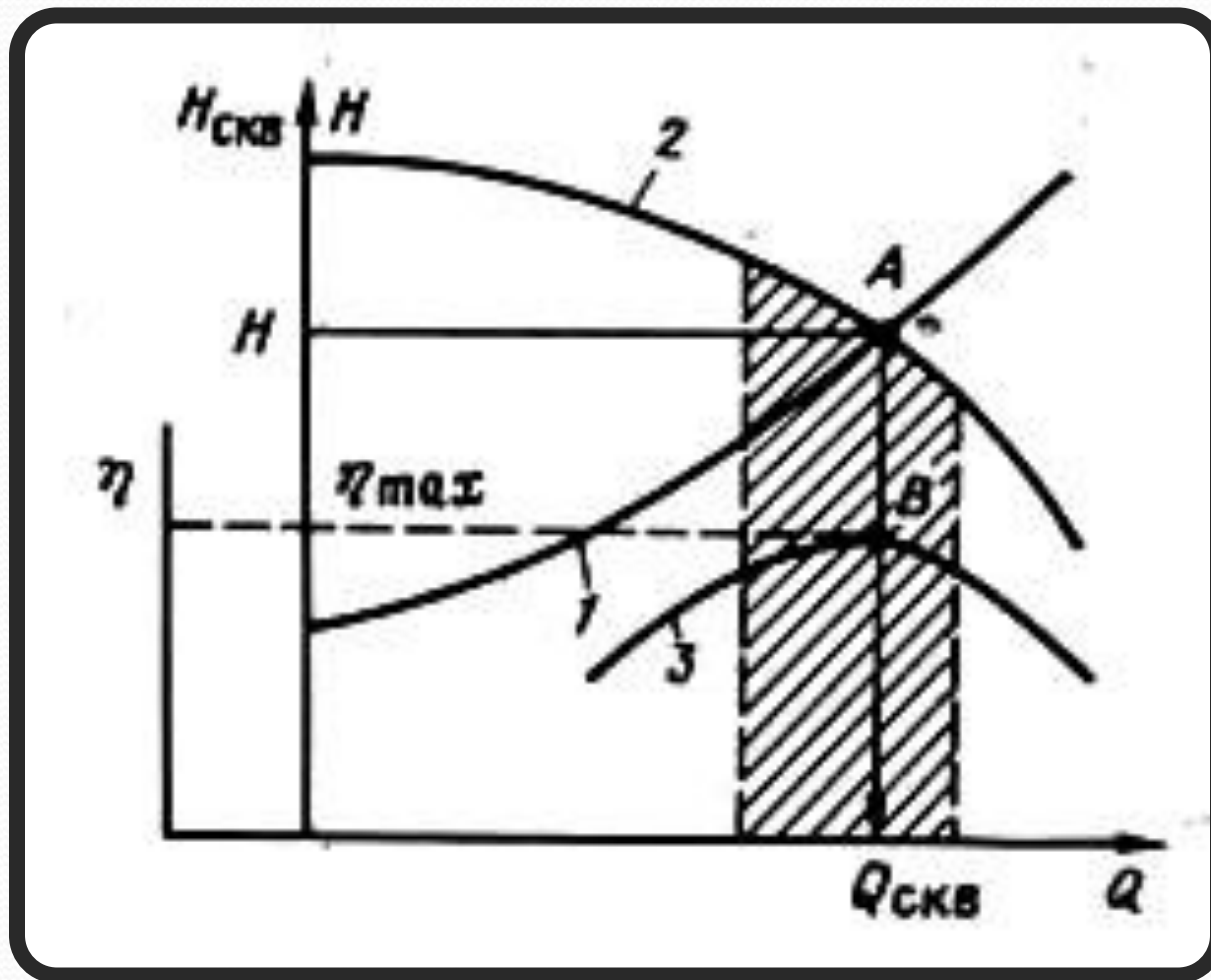


Рис. 4 Согласование напорной характеристики скважины (1) с $H(Q)$, характеристикой ПЦЭН (2), 3 - линия к. п. д.

Величину H_r можно приближенно определить по формуле, следующей из термодинамики идеальных газов, подобно тому, как это может быть сделано при учете работы газа в НКТ в скважине, оборудованной ШСН.


Однако, при работе ПЦЭН для учета большей производительности по сравнению с ШСН и меньших потерь скольжения можно рекомендовать более высокие значения коэффициента полезного действия для оценки эффективности работы газа.

при добыче чистой нефти $\eta = 0,8$;

при обводненной нефти $0,2 < n < 0,5$ $\eta = 0,65$;

при сильно обводненной нефти $0,5 < n < 0,9$ $\eta = 0,5$;

При наличии фактических замеров давления на выкиде ЭЦН величина η может быть уточнена.



**ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТИ ОТКАЧИВАЕМОЙ
ЖИДКОСТИ
НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОГРУЖНОГО
ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА**

Влияние вязкости жидкости на характеристики центробежного насоса изучалось экспериментально многими отечественными и зарубежными исследователями. Прежде чем приступить к изложению и обобщению результатов этих исследований, остановимся вкратце на необходимых и достаточных критериях подобия, используемых при обобщении экспериментальных данных о влиянии вязкости жидкости на внешние параметры работы центробежного насоса, которые найдены из анализа размерностей. Основными величинами центробежных насосов, по А.И. Степанову, являются:

Q — подача (объем в единицу времени),
 $\text{м}^3/\text{сут}$;

H —напор насоса, **м** ;

n — число оборотов вала насоса, **$1/\text{с}$** ;

D — диаметр рабочего колеса,
характеризующий размер насоса для
ряда подобных насосов, **м** ;

g — ускорение силы тяжести, **$\text{м}/\text{с}^2$** ;

ρ — плотность жидкости, **$\text{кг}/\text{м}^3$** ;

μ — вязкость жидкости, **$\text{Па}\cdot\text{с}$** ;


E — энергия, приложенная к валу насоса,
получаемая в форме полезной работы
насоса и равная **$\rho g Q H$** . **$\text{кг}\cdot\text{м}^2/\text{с}^2$** .



ВЛИЯНИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА РАБОТУ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА



С точки зрения оценки работоспособности центробежных насосов на водонефтяных эмульсиях необходимо вкратце остановиться на важнейших свойствах последних и возможности их образования в различных элементах добывающей системы.



ОБРАЗОВАНИЕ И НЕКОТОРЫЕ СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Процесс образования эмульсии по существующему представлению состоит в диспергировании одной нерастворимой жидкости в другой нерастворимой жидкости и образовании на диспергированных частицах дисперсной фазы прочной адсорбционной стабилизирующей пленки, препятствующей коалесценции и расслоению эмульсии. Образование эмульсии может происходить в двух вариантах: самопроизвольное — при наличии в смешиваемых жидкостях компонентов, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела двух жидкостей, и принудительное — при интенсивном перемешивании жидкостей.

Можно предполагать, что в нефтепромысловой практике процесс образования эмульсии идет комплексно, т. е. самопроизвольное диспергирование сочетается с принудительным; точнее, наряду с процессом интенсивного перемешивания жидкостей, идет физико-химический процесс образования на диспергированных частицах прочных стабилизирующих пленок.

Не останавливаясь на механизме образования эмульсий, отметим, что прочная адсорбционная пленка на диспергированных частицах состоит из ряда веществ: кислот, низко- и высокомолекулярных смол, асфальтенов, микрочастиц парафинов и минералов, т.е. тех, которые присутствуют в растворенном или коллоидном состоянии в нефтях практически всех месторождений. Кроме того, пластовые минерализованные воды, содержащие ионы кальция и магния, увеличивают возможность и уменьшают время эмульгирования; ионы же хлористого натрия увеличивают время образования эмульсии.

Считается, что физико-химические свойства добываемой нефти и пластовой воды способствуют образованию прочных водонефтяных эмульсий.

Наиболее важным свойством эмульсии является ее вязкость, которая, в зависимости от условий образования, значительно превышает вязкости жидкостей, образующих ее, т.е. вязкость эмульсии не подчиняется закону аддитивности. Вязкость водонефтяных эмульсий зависит, во-первых, от наличия эмульгаторов и создания прочной межфазной поверхностной пленки, т.е. состава и свойств вод и нефтей, образующих эмульсию, и, во-вторых, от процентного соотношения дисперсной фазы и дисперсионной среды, степени дисперсности, внешних условий образования эмульсии (давление и температура) и от градиента скорости. Такая сложная взаимосвязь не позволяет получить в настоящее время теоретической зависимости вязкости эмульсий от факторов, влияющих на нее.

Вязкость и стойкость водонефтяной эмульсии зависят и от соотношения фаз: как правило, увеличение дисперсной фазы (воды) до определенного предела приводит к значительному повышению вязкости эмульсии. Для различных нефтяных месторождений величина этого предела колеблется от 35 до 70%, что видно из рис. 4 (исследования проведены при температуре 293 К). Дальнейшее увеличение процентного содержания воды приводит к резкому снижению вязкости эмульсии и ее стойкости. Вязкость и стойкость эмульсии в значительной степени определяются размерами частиц дисперсной фазы; чем меньше диаметр частиц дисперсной фазы, тем больше вязкость и выше стойкость эмульсии. Дисперсность эмульсии зависит от физико-химических свойств смешиваемых жидкостей, интенсивности перемешивания, концентрации дисперсной фазы, а также от скорости и времени диспергирования. Установлено, что увеличение времени перемешивания жидкостей приводит к увеличению вязкости эмульсии.

Изменение давления приводит к изменению межфазного натяжения; если для смешиваемых жидкостей существует давление смешения, при котором исчезает поверхность раздела между фазами, то процесс диспергирования облегчается. Если такого давления не существует, то увеличение давления, кроме изменения вязкости смешиваемых жидкостей, приводит к ухудшению процесса диспергирования. В настоящее время принято считать, что повышение температуры свыше 293 К ведет к увеличению времени образования эмульсии за счет понижения вязкости и прочности граничных пленок, к растворению ряда смол, асфальтенов и др. Увеличение температуры до 293 К приводит к ускорению процесса эмульсии образования.

Время существования эмульсии сильно влияет на ее стойкость благодаря упрочнению пленок на диспергированных частицах. Для отдельных нефтей вязкость пленок через 24 часа при температуре 290 К увеличивается в тысячи и десятки тысяч раз.

Одним из важных свойств эмульсий является обращение фаз (инверсия), зависящее от физико-химических свойств смешиваемых жидкостей, соотношения объемов фаз, дисперсности, природы эмульгатора и его количества в эмульсии.

Таким образом, водонефтяные эмульсии являются чрезвычайно сложными системами, аналитическое исследование которых в настоящее время маловероятно.



**Причины и места
образования водонефтяных
эмульсий в добывающей
системе**

Анализ пластовых флюидов подавляющего большинства нефтяных месторождений России показывает, что они склонны к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Так, большинство нефтей в своем составе имеют силикагелевые смолы, парафины, асфальтены, серу и др., процентное соотношение которых может значительно изменяться. В химическом составе пластовых вод содержатся ионы S_1 ,

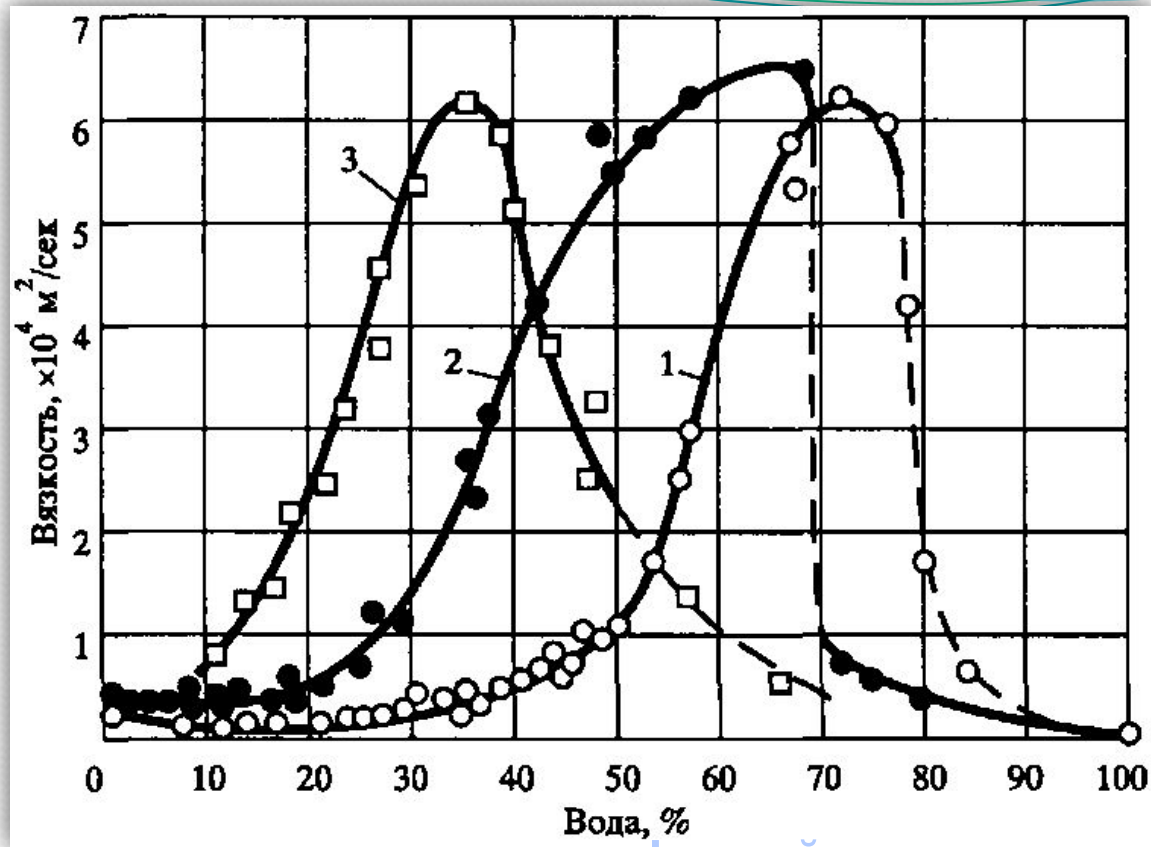


Рис.4. Зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от процентного содержания воды (дисперсной фазы):

- 1 — нефть пласта Д1 Шкаповского нефтяного месторождения и пресная вода;
- 2 — нефть угленосной свиты Арланского месторождения и пластовая вода;
- 3 — нефти пласта Д1 Туймазинского, Серафимовского и Шкаповского месторождений и пластовая вода


SO_4 , Na, Mg, Ca, HCO_3 , J и других элементов и соединений. Таким образом, присутствующие в пластовых жидкостях компоненты, при определенных условиях их сосуществования, характеризуют эти жидкости как склонные к образованию эмульсий.

В процессе добычи нефти возможность образования эмульсий в продуктивном пласте и в интервале его перфорации незначительна. Чрезвычайно мала вероятность образования эмульсий и в интервале «забой-прием погружного оборудования», в чем нас убеждают многочисленные результаты исследования этого интервала путем отбора проб. Не образуются стойких водонефтяных эмульсий и в фонтанных скважинах, работающих без штуцера; при работе со штуцерами в фонтанных скважинах могут образовываться водонефтяные эмульсии. Некоторые исследователи отмечали образование водонефтяных эмульсий в скважинах, эксплуатируемых компрессорным способом (в

Глубиннонасосный способ эксплуатации в силу своей специфики более склонен к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Наиболее вероятными местами образования эмульсии при штанговой эксплуатации являются клапаны глубинного насоса и колонна НКТ. Длительный период пребывания воды и нефти в колонне НКТ, циклический характер подачи жидкости в трубы и возвратно-поступательное движение колонны штанг с множеством муфтовых соединений способствуют интенсивному перемешиванию жидкости и ее диспергированию с образованием водонефтяной эмульсии.

Промысловые наблюдения показывают: наиболее стойкие эмульсии образуются в скважинах, эксплуатируемых погружными центробежными насосами.

Есть несколько причин, способствующих в этом случае образованию эмульсий: неравномерность поля скоростей и давлений в рабочем колесе, направляющем аппарате и в зазорах между ними приводит к образованию турбулентных зон и вихрей. В частности, образование вихрей зависит и от режима работы насоса, особенно в области подач $Q < Q_{от}$. Выход жидкости из рабочего колеса и дальнейшее ее движение в направляющий аппарат связаны с явлением, аналогичным удару. Таким образом, в центробежном насосе основным местом образования эмульсии являются рабочие органы (рабочие колеса и направляющие аппараты), а режим работы насоса и физико-химические свойства воды и нефти в значительной мере определяют степень эмульсиеобразования.



**ВЛИЯНИЕ НА РАБОТУ
ПОГРУЖНОГО
ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА
СВОБОДНОГО ГАЗА**

В большинстве случаев при эксплуатации скважин УЭЦН давление на приеме насоса всегда меньше давления насыщения, что предопределяет работу насоса с определенным количеством свободного газа. Известно, что центробежные насосы весьма чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа.

В 60-е, 70-е годы в СССР было выполнено большое количество теоретических и экспериментальных исследований, показавших, что на работоспособность центробежного насоса существенное влияние оказывает не только количество свободного газа, но и его дисперсность. Экспериментальным исследованиям подвергнуты центробежные насосы с различными коэффициентами быстроходности и типами отвода: улиточный, радиальный и осевой направляющие аппараты. Первые исследования проведены на специальных стендах на смесях «вода—воздух» и позволяют сделать следующие выводы:

1. Работа центробежных насосов на водовоздушных смесях характеризуется снижением внешних параметров: Q, H, N, η .

2. Снижение параметров работы насоса зависит от величины газосодержания в откачиваемой жидкости, увеличение которого до определенного предела приводит к прекращению работы насоса

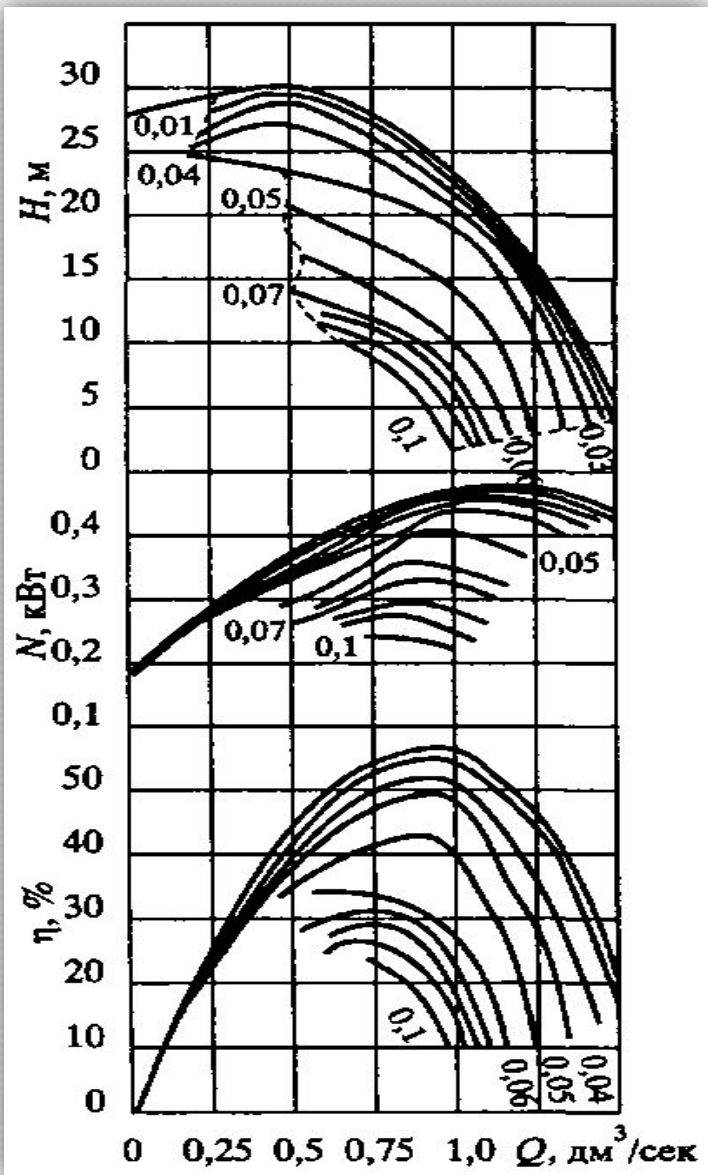


Рис. 8. Характеристики пяти ступеней погружного насоса ЭН-95 при работе на водовоздушных смесях при газосодержаниях от 0 до 0.1.

При откачке газожидкостных смесей по мере роста газосодержания Γ (отношение объема газа к объему жидкости) резко сокращается область работы насоса по подаче и напору.

На рис. 8 для примера приведены экспериментальные характеристики сборки из пяти ступеней погружного насоса ЭН-95 на водовоздушных смесях при изменении газосодержания Γ от 0 до 0,10. Обобщение многочисленных результатов экспериментальных исследований позволяет установить следующее:

1. Независимо от конструкции рабочих органов, типа направляющего аппарата и коэффициента быстроходности внешние параметры изменяются незначительно от соответствующих при работе на воде только в области малых газосодержаний (0,01-0,02).

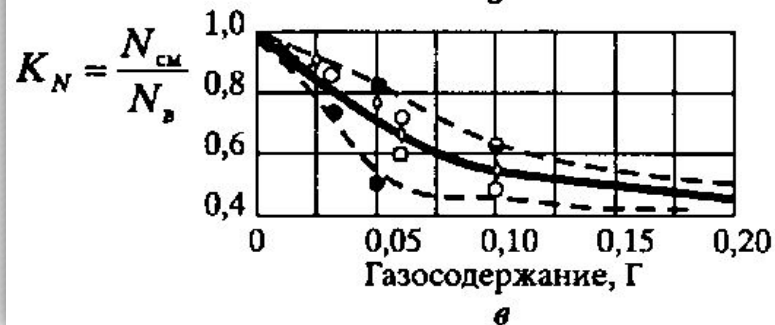
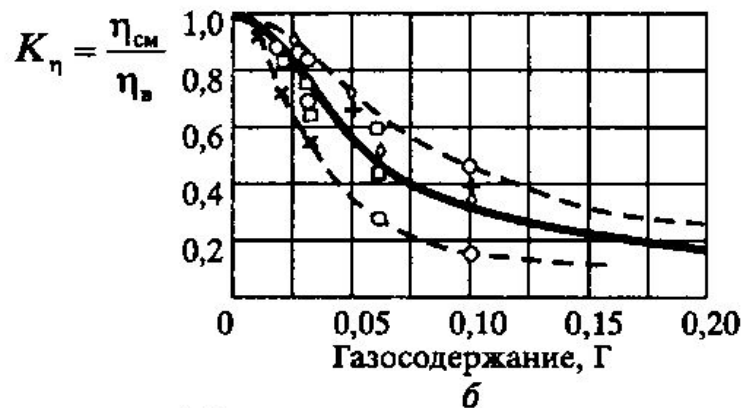
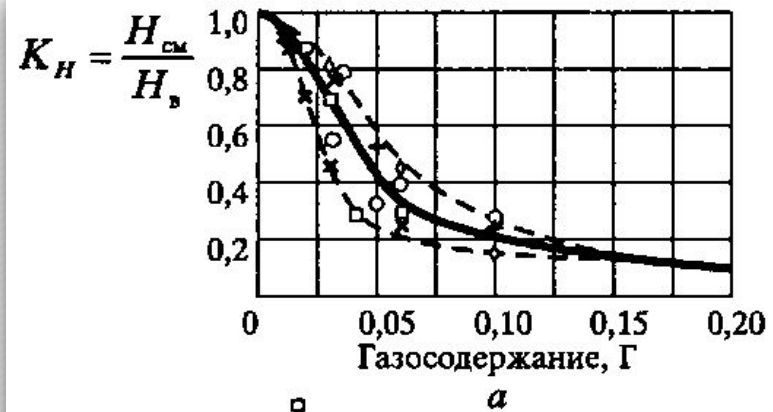


Рис. 9. Обобщенные зависимости $K_H(a)$, K_η (б) и K_N (в) в функции газосодержания

Наибольшее изменение при увеличении газосодержания испытывает напор насоса H , а наименьшее — потребляемая мощность N .

3. Снижение относительных параметров исследованных насосов практически не зависит от режима их работы (оптимальный режим и режимы левее и правее $Q_{e\text{opt}}$

опт 4. Увеличение числа ступеней насоса приводит к меньшему изменению напора и КПД и к большему изменению мощности.

5. Общий характер изменения относительных параметров исследованных насосов одинаков.

Обобщенные зависимости K_H , K_η и K_N функции газосодержания представлены на рис. 9.

Основным элементом погружного винтового насоса (ПВН) является червячный винт, вращающийся в резиновой обойме специального профиля. В пределах каждого шага винта между ним и резиновой обоймой образуются полости, заполненные жидкостью и перемещающиеся вдоль оси винта. Приводом служит такой же ПЭД, как и для ПЦЭН, с частотой вращения, вдвое меньшей. Это достигается такими соединениями и укладкой статорной обмотки двигателя, что создается четырехполюсное магнитное поле с синхронной частотой вращения 1500 мин⁻¹.

Если для ПЦЭН увеличение частоты вращения улучшает эксплуатационные характеристики насоса, то для ПВН, наоборот, желательно уменьшение частоты вращения вала, так как в противном случае увеличивается износ, нагрев, снижается к. п. д. и другие показатели. Внешне ПВН мало отличается от ПЦЭН.

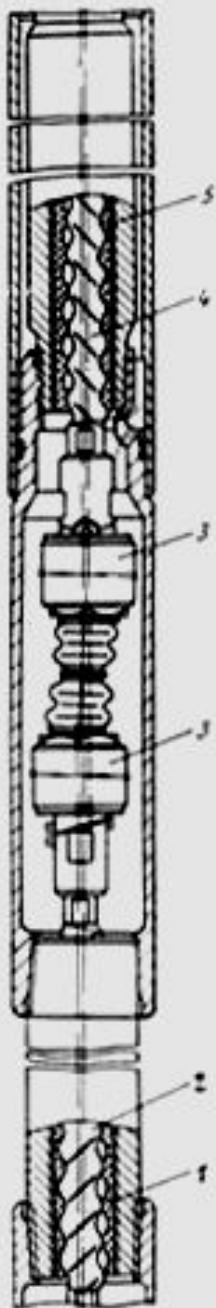
В комплект установки входят: автотрансформатор или трансформатор на соответствующие напряжения для питания ПЭД; станция управления с необходимой автоматикой и защитой; устьевое оборудование, герметизирующее устье скважины и ввод кабеля в скважину; электрический кабель круглого сечения, прикрепляемый поясками к НКТ; винтовой насос, состоящий из двух работающих навстречу друг другу винтов с двумя приемными сетками и общим выкидом; гидрозащита электродвигателя; маслонаполненный четырехполюсный электродвигатель переменного тока - ПЭД.

Основной рабочий орган винтового насоса (рис.1) состоит из двух стальных полированных и хромированных одно-заходных винтов 2 и 4 с плавной нарезкой, вращающихся в резинометаллических обоймах 1 и 5, изготовленных из нефтестойкой резины особого состава.

Внутренняя полость обойм представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в два раза больше, чем шаг винта. Винты соединены с ПЭДом и между собой валом с промежуточной эксцентриковой муфтой 3. Оба винта имеют одинаковое направление вращения, но один винт имеет правое направление спирали, а другой - левое. Поэтому верхний винт подает жидкость сверху вниз, а нижний - снизу вверх. Это позволяет уравновесить винты, так как силы, действующие на них от перепада давления со стороны выкида и приема, будут взаимно противоположны.

Любое поперечное сечение стального винта есть правильный круг, однако центры этих кругов лежат на винтовой линии, ось которой является осью вращения всего винта. В любом сечении винта, перпендикулярном к его оси, круговое сечение оказывается смещенным от оси вращения на расстояние e , называемое эксцентриситетом (рис. 2).

Рис. 1 Винтовой насос с двумя уравновешенными рабочими органами



Ротор, статор (внешний вид)

Поперечные сечения внутренней полости резиновой обоймы в любом месте вдоль оси винта одинаковые, но повернуты относительно друг друга. Через расстояние, равное шагу, эти сечения совпадают.

Само сечение внутренней полости в любом месте представляет собой две полуокружности с радиусом, равным радиусу сечения винта, раздвинутые друг от друга на расстояние $4e$.

При работе двигателя винт вращается вокруг собственной оси. Одновременно сама ось винта совершает вращательное движение по окружности диаметром $d = 4e$.

Гребень спирали винта по всей своей длине находится в непрерывном соприкосновении с резиновой обоймой. Между винтом и обоймой образуется полость, площадь сечения которой равна произведению диаметра винта D на $4e$, а высота этой полости в направлении оси винта равна шагу обоймы T ($T = 2t$, где t - шаг винта).

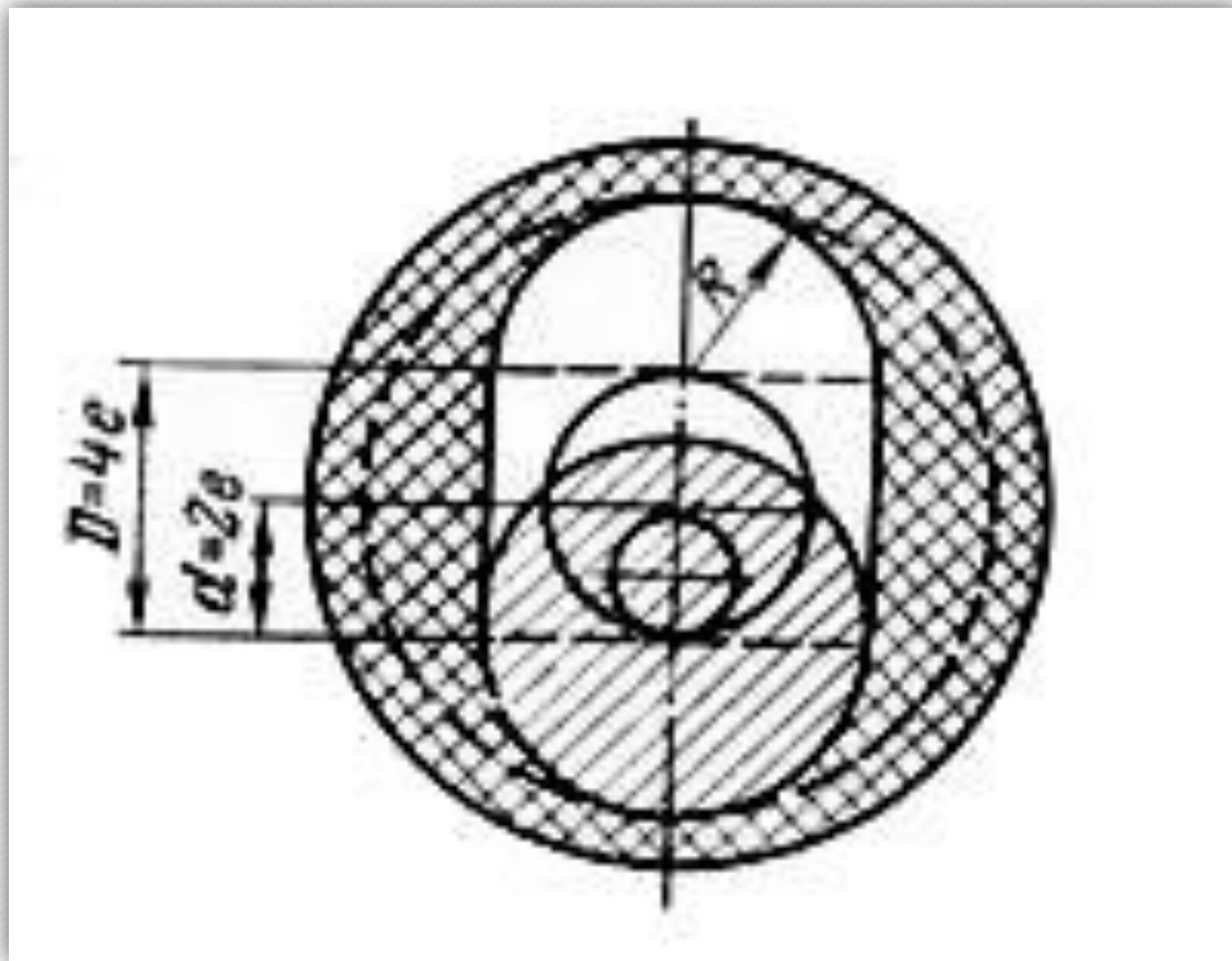


Рис. 2. Сечение резиновой обоймы и винта насоса

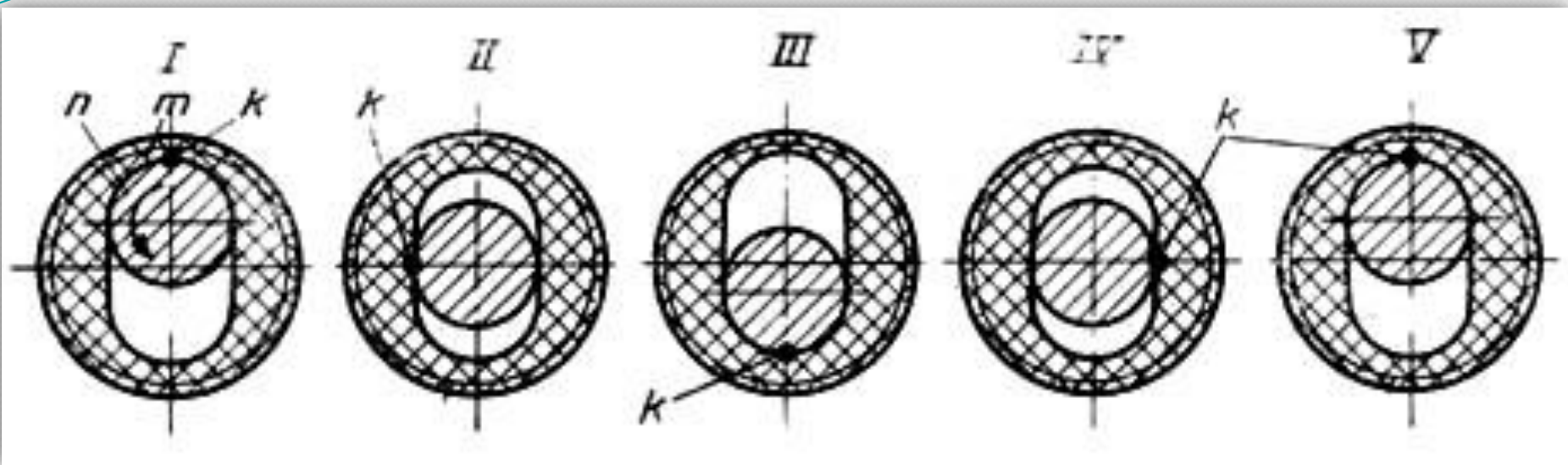


Рис. 3. Положение сечения винта в обойме при его повороте на один оборот

I - исходное положение, II - положение при повороте на 90°, III - положение при повороте на 180°, IV - положение при повороте на 270°, V - положение при повороте на 360°; к - фиксированная точка на поверхности винта (вращение против часовой стрелки)

Перекачиваемая жидкость заполняет полость между винтом и обоймой точка на поверхности винта (вращение против часовой стрелки) мой в пределах каждого шага и, так как при вращении винт в осевом направлении не движется, то жидкость будет перемещаться вдоль оси винта на расстояние одного шага при повороте винта на один оборот. Следовательно, суточная подача винтового насоса будет равна

$$Q = 4 \cdot e \cdot D \cdot T \cdot n \cdot 60 \cdot 24 \cdot \alpha \quad (1)$$

где n - частота вращения вала ПЭДа (примерно 1480 мин⁻¹); α - коэффициент подачи насоса: коэффициент подачи насоса, учитывает обратные протечки через линию соприкосновения гребня спирали винта с внутренней полостью обоймы; неполное заполнение полостей за счет наличия газа во всасывающей смеси; усадку нефти при переходе ее от термодинамических условий насоса к условиям на поверхности.

На рис. 3 показаны четыре последовательных положения сечения винта в обойме при одном его повороте.

Для того чтобы верхний и нижний винты имели возможность вращаться не только вокруг своей оси, но и по окружности диаметром $d = 2e$, они соединены между собой специальными эксцентриковыми муфтами (см. рис.1). Конец вала, выходящего из верхнего сальника и подшипника узла гидрозащиты, соединяется с нижним винтом также с помощью эксцентриковых муфт 3.

Эксцентриковые муфты работают в жидкости, откачиваемой насосом. Насос имеет двухсторонний прием жидкости и общий выкид в пространство между верхним и нижним винтами. Далее жидкость проходит по кольцевому зазору между корпусом металло-резиновой обоймы верхнего винта и кожухом насоса. Затем по специальным косым каналам, минуя приемную сетку верхнего винта, жидкость попадает в головную часть ПВН, в которой имеется многофункциональный предохранительный клапан поршеньково-золотникового типа. Обойдя по сверлению предохранительный клапан, жидкость проходит по измерительной трубе и попадает в НКТ.

В нижней части насоса, ниже герметизирующего сальника и двухрядного радиально-упорного подшипника размещается пусковая муфта. Она соединяет вал протектора и двигателя с валом насоса только после того, как вал двигателя разовьет число оборотов, соответствующее максимальному крутящему моменту двигателя. Для этого в пусковой муфте имеются выдвигные эксцентриковые кулачки, входящие в зацепление при определенной частоте вращения вала. Такая пусковая муфта обеспечивает надежный запуск насоса при максимальном крутящем моменте двигателя.

Кроме того, она не позволяет вращаться валу насоса в сторону, противоположную заданному направлению. В этом случае в муфте происходит свободное проворачивание валов без зацепления, чем предупреждается развинчивание деталей насоса и резьбовых соединений, а резиновые обоймы рабочих органов предохраняются, таким образом, от перегрева и сухого трения, так как при обратном вращении жидкость из НКТ откачалась бы в кольцевое пространство. Такое обратное вращение может произойти при ошибочной перестановке двух концев электрического кабеля на трансформаторе

Четыре эксцентриковые муфты позволяют за счет подвижности шарниров передавать необходимый крутящий момент и одновременно совершать винтам сложное планетарное движение в резиновых обоймах.

Поршеньково-золотниковый предохранительный клапан выполняет следующие функции.

Так как сквозной проток жидкости при неподвижном винте в ПВН невозможен, то при его спуске в скважину на НКТ под уровень жидкости возникает необходимость заполнения НКТ жидкостью из межтрубного пространства. В этом случае поршеньково-золотниковый предохранительный клапан устанавливает сообщение внутренней полости НКТ с межтрубным пространством.

При подъеме ПВН из скважины жидкость из НКТ по тем же причинам не может перетечь в межтрубное пространство. Поршеньково-золотниковый клапан в этом случае также устанавливает сообщение внутренней полости НКТ с межтрубным пространством и жидкость сливается.

При недостаточном притоке жидкости из пласта в скважину или при содержании в жидкости большого количества газа золотник предохранительного клапана устанавливается так, что часть жидкости из колонны НКТ перетекает через боковой клапан в межтрубное пространство. Когда насос разовьет нормальную подачу, золотник клапана перекроет боковой спусковой канал и вся жидкость, подаваемая насосом, будет поступать в НКТ.

В противоположность ПЦЭН винтовые насосы, как и все объемные машины, не могут работать при закрытом выкиде. Поэтому при случайном закрытии задвижки на устье ПВН выходит из строя. Для предупреждения подобных явлений золотниковый предохранительный клапан срабатывает и сбрасывает жидкость из НКТ в межтрубное пространство. Для этого клапан регулируется на строго регламентируемую величину давления, при превышении которой происходит сброс.

Золотниковый предохранительный клапан позволяет откачивать жидкость из скважин с низким динамическим уровнем и не допускает его снижения до приемных сеток насоса, так как в этом случае клапан сбросит жидкость из НКТ в межтрубное пространство. Это приведет к снижению результирующей подачи и срабатыванию релейной защиты на станции управления, отключающей всю установку.

Если по каким-либо причинам установка не отключится, то после накопления жидкости в межтрубном пространстве и повышения ее уровня клапан закроет спусковой канал и установка перейдет на нормальный режим работы с полной подачей жидкости в НКТ. Поскольку слабый приток из пласта сохраняется, то это приведет снова к снижению уровня в межтрубном пространстве, клапан снова сработает и сбросит жидкость из НКТ в межтрубное пространство.

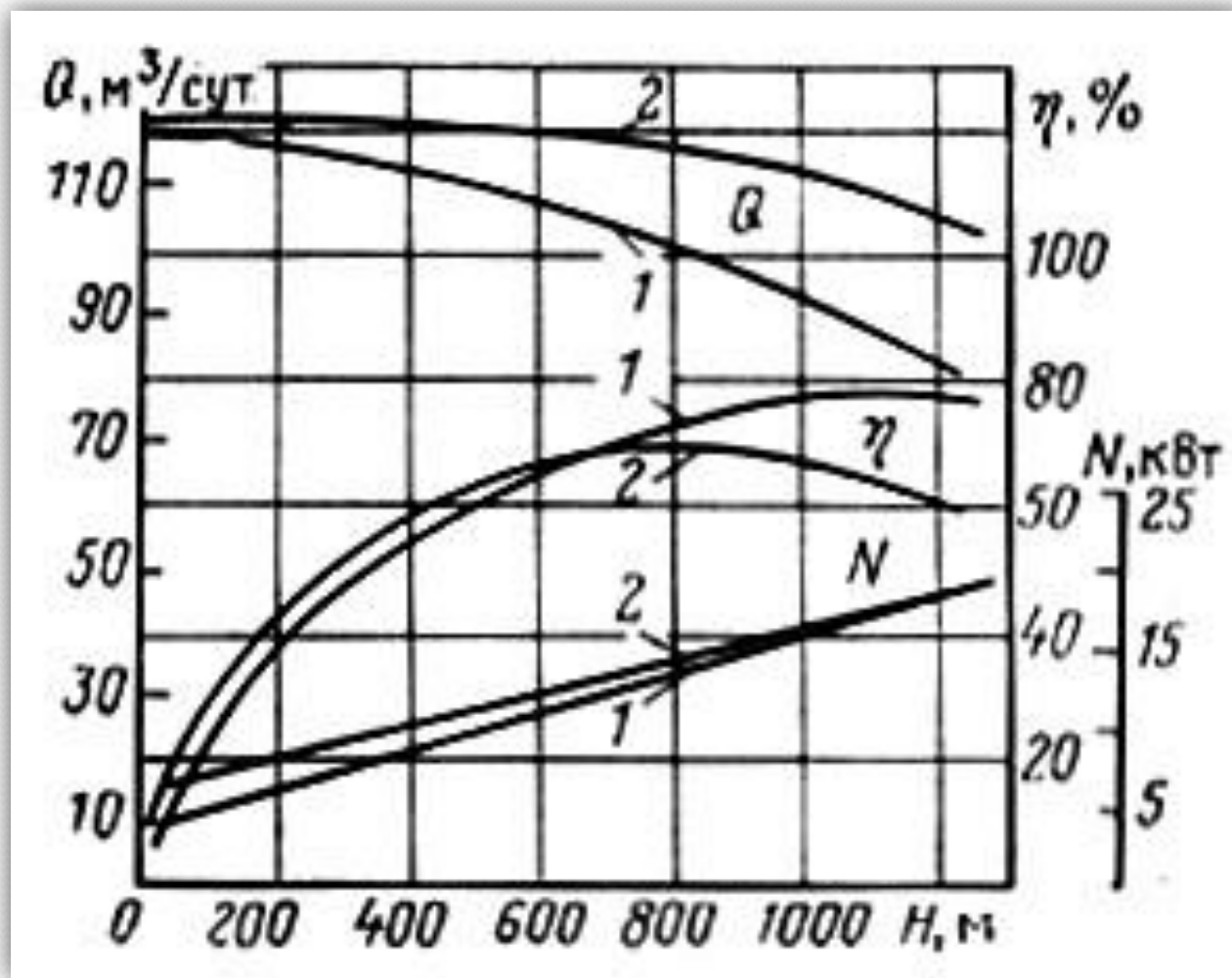
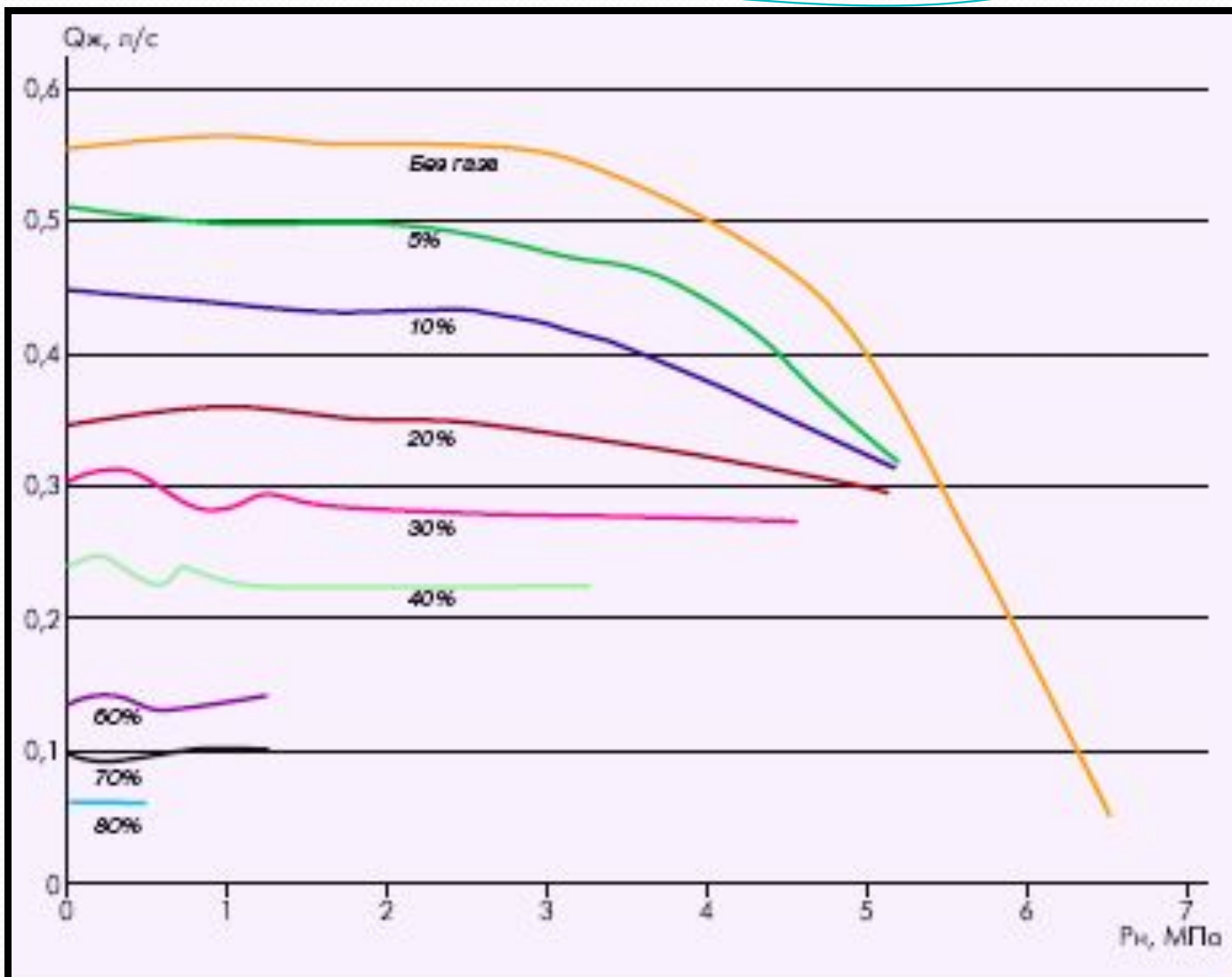


Рис. 4. Рабочие характеристики винтового насоса типа ЭВНТ5А-100-1000 при работе на воде и глицерине



Напорная характеристика винтового насоса при $n = 150$ об./мин.

Если по каким-либо причинам установка не отключится, то после накопления жидкости в межтрубном пространстве и повышения ее уровня клапан закроет спусковой канал и установка перейдет на нормальный режим работы с полной подачей жидкости в НКТ. Поскольку слабый приток из пласта сохраняется, то это приведет снова к снижению уровня в межтрубном пространстве, клапан снова сработает и сбросит жидкость из НКТ в межтрубное пространство. Такая вынужденная самопроизвольная периодическая эксплуатация будет продолжаться до тех пор, пока станция управления не отключит установку. Назначением золотникового предохранительного клапана является недопущение сухого трения винта в резиновой обойме и выхода из строя насоса по этой причине.

Шламочная труба предохраняет насос от попадания в его рабочие органы твердых частиц окалины со стенок НКТ и стеклянной крошки в случае применения остеклованных или эмалированных НКТ. Она представляет собой обычный патрубок с боковыми отверстиями и заглушенным верхним концом. Оседающие твердые частицы накапливаются между внутренней поверхностью НКТ и наружной поверхностью шламовой трубы.

Как видно из описания, ПВН - несложная машина с небольшим числом деталей (в противоположность ПЦЭН) и в настоящее время имеет высокую надежность и достаточно большой межремонтный период. На отечественных промыслах уже прошли широкие промышленные испытания несколько серийных конструкций, рассчитанных на номинальную подачу 40, 80 и 100 м³/сут при диаметрах обсадных колонн 146 и 168 мм.

Благодаря двум винтам с правым и левым направлением их спиралей эти насосы во время работы взаимно гидравлически разгружаются, поэтому их опорные подшипники и пяты не подвергаются большим осевым усилиям. Друг от друга насосы отличаются только размерами винтов и резиновых обойм, благодаря чему достигнута и высокая унификация, и взаимозаменяемость всех остальных деталей и узлов. Наиболее слабым местом в винтовых насосах является резиновая обойма, которая при недостатке смазки сразу выходит из строя. Винтовые насосы на вязкой жидкости работают лучше, чем на сильно обводненной продукции скважин. Они не эмульгируют нефть, как центробежные насосы. К- п. д. насоса достигает 0,8.


Винтовые насосы имеют шифр, подобный шифру центробежных насосов. Например, ЭВНТ5А-100-1000 означает: электровинтовой насос (ЭВН) тихоходный (Т) под колонну 5А с подачей 100 м³/сут, напором 1000 м. Имеются насосы, развивающие напор 1400 м. Насос ЭВНТ5А-100-1000 имеет на воде максимальный к. п. д. 0,68 - 0,7, а при незначительном повышении вязкости жидкости до 0,4 см²/с его максимальный к. п. д. увеличивается до 0,73 - 0,75.

На рис. 4 показаны рабочие характеристики серийного насоса ЭВНТ5А-100-1000 при его работе на воде (кривые 1) и глицерине (кривые 2) с вязкостью 1,35 см²/с. Поскольку ПВН является объемной машиной, то его подача гораздо в меньшей степени, чем в ПЦЭН, зависит от напора. Повышение напора увеличивает протечки жидкости через линию контакта гребня винта с внутренней полостью резиновой обоймы, и это несколько снижает подачу. Тем не менее для ПВН характерна более широкая область рекомендованных режимов при сохранении высоких значений к. п. д.

Это позволяет один и тот же ПВН применять для эксплуатации скважин с различными динамическими уровнями. Например, для насосов с напором до $H = 1000$ м и подачами от 40 до $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ зона оптимального к. п. д. находится в пределах напоров от 350 до 1000 м. Продолжительность работы ПВН без подъема в некоторых случаях достигла 16 месяцев (Туймазанефть).

Применение ПВН весьма эффективно при откачке высоковязких нефтей. Они менее чувствительны к присутствию в нефти газа, а попадание последнего в рабочие органы не вызывает срыва подачи.

Глубина подвески ПВН и параметры его работы определяются так же, как это было изложено раньше при изучении ПЦЭН.



Принцип действия гидропоршневого насоса

Гидропоршневые насосы (ГПН) состоят из двух основных частей: гидравлического поршневого двигателя объемного типа D (рис. 1) и соединенного с двигателем общим штоком поршневого насоса двухстороннего действия Н. Важным элементом ГПН, управляющим его работой, является золотниковое устройство З. По принципу действия оно аналогично действию четырехходового крана. Внутренняя часть золотника с каналами может поворачиваться на 90° и занимать два положения (рис.1, сплошные и пунктирные линии). Такие переключения (повороты) осуществляются автоматически от штока двигателя.

Рабочая жидкость нагнетается с поверхности силовым насосом по трубопроводу 1 (НКТ) и при положении золотника, показанном на рисунке, попадает в верхнюю полость цилиндра двигателя D. Одновременно нижняя полость цилиндра двигателя D с помощью золотника сообщается с выкидной линией 2 (кольцевое пространство)

Под действием давления рабочей жидкости поршень 3 двигателя совершает ход вниз. Жидкость из-под поршня выходит через золотник в выкидной трубопровод 2 (кольцевое пространство). В конце хода вниз четырехходовой кран (золотник) автоматически поворачивается на 90° , а его каналы занимают положение, показанное на рис.1 пунктиром. Рабочая жидкость из трубопровода 1 (НКТ) благодаря новому положению золотника получает доступ в нижнюю полость цилиндра двигателя D, а отработанная жидкость из верхней полости цилиндра попадает в выкидную линию 2. Под действием давления рабочей жидкости, поступающей в нижнюю полость, поршень 3 совершает ход вверх. В конце хода вверх золотник, связанный со штоком двигателя, снова поворачивается на 90° в обратную сторону, а его каналы снова занимают первоначальное положение. Это обеспечивает поступление рабочей жидкости в верхнюю полость двигателя и ход вниз. Скорость перемещения поршня двигателя и число его ходов, очевидно, будет зависеть от скорости закачки рабочей жидкости. При малой скорости закачки число ходов поршня двигателя будет малым и наоборот. Однако число ходов не может увеличиваться беспредельно. Инерция поршневой группы агрегата, золотника и жидкости в каналах будет лимитировать число 1 ходов, которое

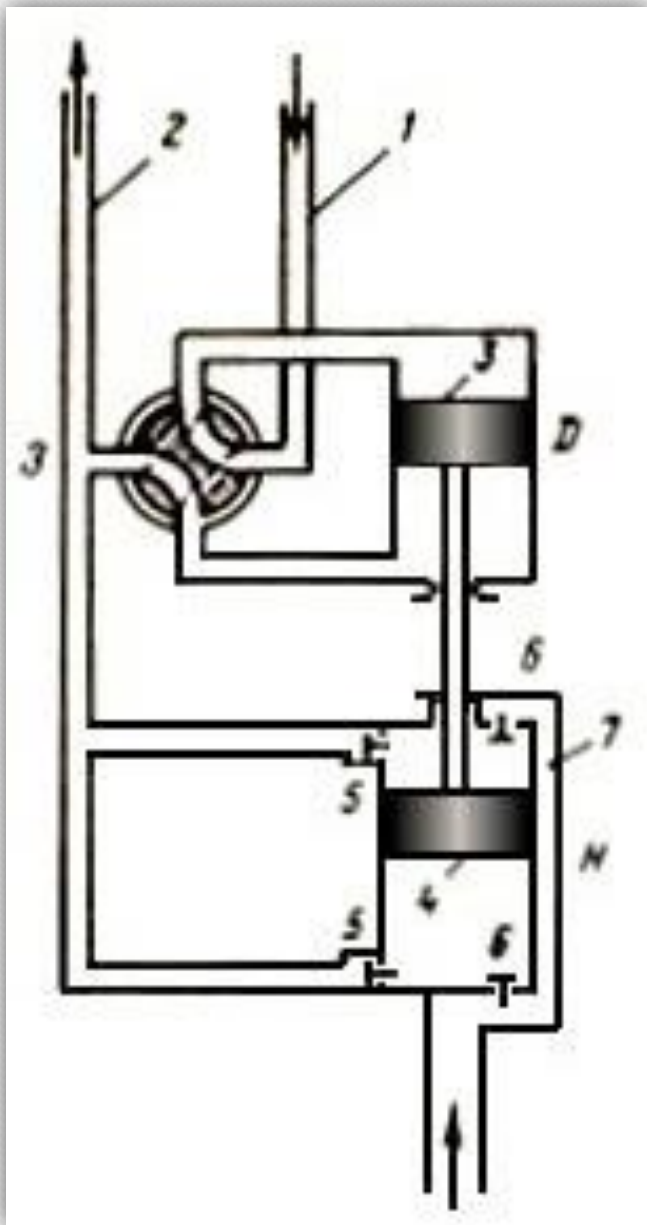


Рис. 1. Принципиальная схема гидропоршневого насоса двойного действия с золотником, схематично показанного в виде двухходового крана

Жестко со штоком двигателя связан поршень (плунжер) 4 скважинного насоса Н, который также совершает возвратно-поступательное движение. Цилиндр насоса имеет с обеих сторон по одному нагнетательному 5 и всасывающему 6 клапану. При ходе поршня 4 вниз пластовая жидкость под действием давления на глубине погружения насоса будет поступать в верхнюю полость цилиндра насоса, проходя по обводному каналу 7 и через верхний всасывающий клапан 6. Пластовая жидкость из нижней полости цилиндра при ходе поршня 4 вниз будет вытесняться через нижний нагнетательный клапан 5 в выкидной трубопровод 2 (кольцевое пространство), смешиваясь там с отработанной рабочей жидкостью. При ходе поршня 4 вверх в полости под поршнем будет происходить всасывание пластовой жидкости через нижний всасывающий клапан 6, а в полости над поршнем нагнетание пластовой жидкости через верхний нагнетательный клапан 5 в выкидной трубопровод 2, т. е. в кольцевое пространство.

Конструктивно золотник выполнен в виде фасонной втулки, сидящей на штоке двигателя, которая может перемещаться в своем цилиндре с подводными и отводящими каналами. В верхней и нижней частях штока двигателя имеются короткие пазы - каналы, через которые рабочая жидкость попадает в цилиндр золотника и смещает фасонную втулку для сообщения полостей цилиндра двигателя с трубопроводами 1 и 2. Благодаря двойному действию подача насоса почти в 2 раза больше подачи обычного плунжерного насоса одинарного действия при прочих равных условиях (диаметр, ход, габарит).

Существуют ГПН одинарного действия или так называемого дифференциального типа, в которых подача насосом пластовой жидкости происходит только при ходе вверх (рис. 2). Рабочая жидкость подается по каналу 6 в пространство под поршень двигателя и далее через специальный канал 7 в поршне, перекрываемый управляющим клапаном 5, попадает в полость над поршнем 4 (рис. 2, а).

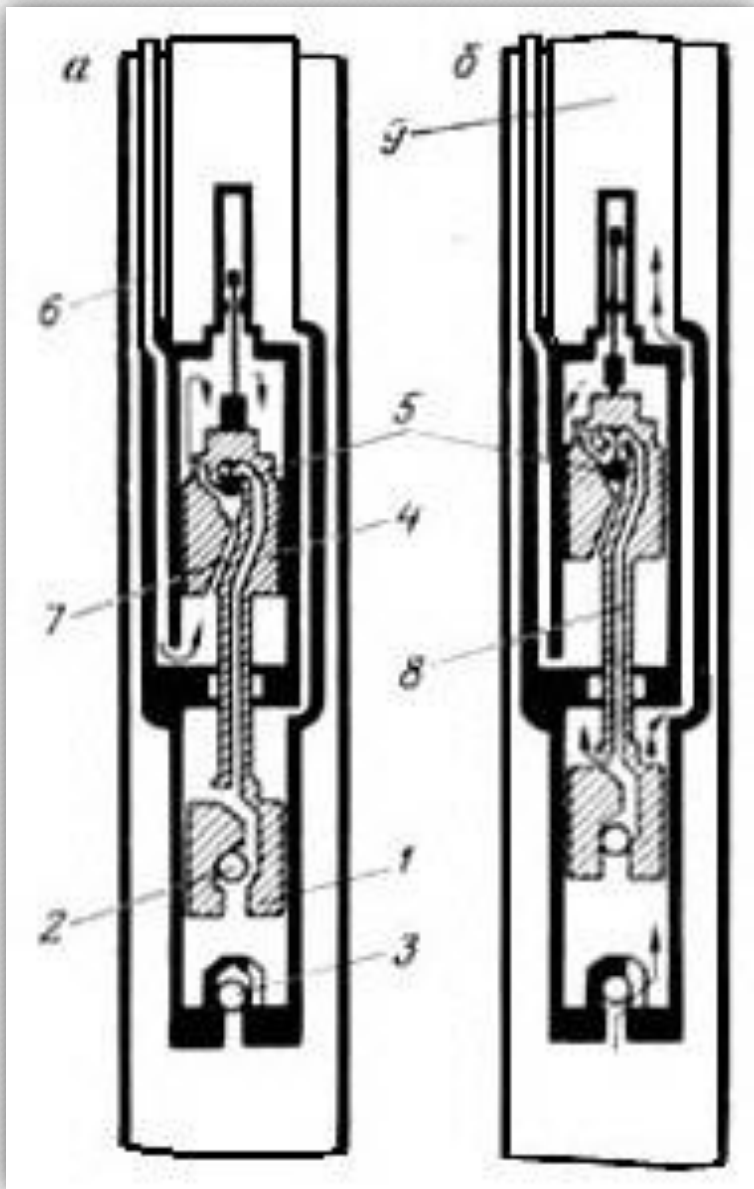


Рис. 2. Принципиальная
схема ГПН
дифференциального
типа
(одинарного действия):
а - ход вниз, б - ход
вверх

Поскольку верхняя площадь поршня 4 больше нижней на величину площади штока, то сила, действующая сверху, будет больше, чем снизу, поэтому поршень 4 двигателя переместится вниз. Вместе с ним получит перемещение вниз плунжер 1 в насосном цилиндре. Нагнетательный клапан 2 в плунжере откроется. При крайнем нижнем положении поршня двигателя управляющий клапан 5 перекроется, и канал 7 закроется (рис. 2,б).

Верхняя полость двигателя через канал 8 и внутреннее сверление в теле штока получит сообщение с пространством над плунжером насоса и по обводному каналу с насосными трубами 9. Давление под поршнем двигателя будет нарастать, пока поршень не сделает ход вверх. При ходе вверх всасывающий клапан 3 откроется и цилиндр насоса будет заполняться пластовой жидкостью. В крайнем верхнем положении управляющий клапан механического действия снова откроет канал 7 и закроет канал 8. Произойдет ход вниз.

Работа ГПН одинарного действия сопровождается сильной пульсацией давления рабочей жидкости на поверхности. Замеряя давление рабочей жидкости с помощью самопишущего манометра, можно получить динамограмму работы ГПН. Насос подобного типа американской фирмы «Коуб» носит название «Гидролифта». Он имеет номинальный размер от 50 до 137 мм, ход 1,53 м и производительность, как сообщается в печати, от 24 до 2400 м³/сут.

Нагнетательным каналом для подачи рабочей жидкости к ГПН служит обычно колонна НКТ, на конце которых размещается агрегат ГПН. Каналом для возвращения на поверхность отработанной рабочей жидкости, а также для подачи на поверхность пластовой жидкости, откачиваемой насосом, служит кольцевое пространство между первым и вторым рядом НКТ. Таким образом, для обеспечения работы ГПН необходимо два канала, а следовательно, два ряда труб. Однако существуют схемы и с одним рядом труб. В этих схемах вторым каналом для возврата жидкостей на поверхность является кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной. При работе по такой схеме на глубине подвески насоса устанавливается пакер, герметизирующий кольцевое пространство, и весь пластовый газ вынужден проходить вместе с жидкостью через насос.

Применение различных сепарационных устройств в виде газовых якорей становится бесполезным. Это приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса.

Существуют трехканальные системы, при которых рабочая жидкость подается по внутреннему малому диаметру НКТ, а возвращается на поверхность по кольцевому промежутку между первым и вторым рядом НКТ без смешивания ее с пластовой жидкостью. Пластовая жидкость поступает на поверхность по третьему каналу, между вторым и третьим рядами НКТ. Как видно, при работе по такой схеме нужны три ряда НКТ. В крайнем случае третьим каналом для подачи пластовой жидкости на поверхность может служить кольцевое пространство между вторым - наружным рядом НКТ и обсадной колонной.

Трехканальная схема имеет преимущество перед двухканальной, так как отпадает необходимость отделения рабочей жидкости от пластовой, ее подготовка и регенерация для повторного использования. При трехканальной схеме сепарационные устройства и подготовка рабочей жидкости на поверхности сильно упрощаются.

Большим недостатком трехканальных или, как их называют, закрытых систем является большая металлоемкость установки, а следовательно, высокая стоимость оборудования скважины.

Спуск и установка ГПН в скважине может осуществляться двумя путями: спуск и подвеска ГПН на НКТ и спуск ГПН и посадка его на рабочее место проталкиванием нагнетаемой жидкостью через НКТ (так называемые свободные ГПН).

На рис. 3, а и б показаны возможные схемы установки ГПН в скважине. На НКТ малого диаметра (второй ряд труб) 1 подвешивается ГПН 4, который нижней своей частью, имеющей уплотнительный элемент 7, садится в посадочный конус 5, привинченный к низу первого ряда НКТ 2 большего диаметра (рис. 3, а).

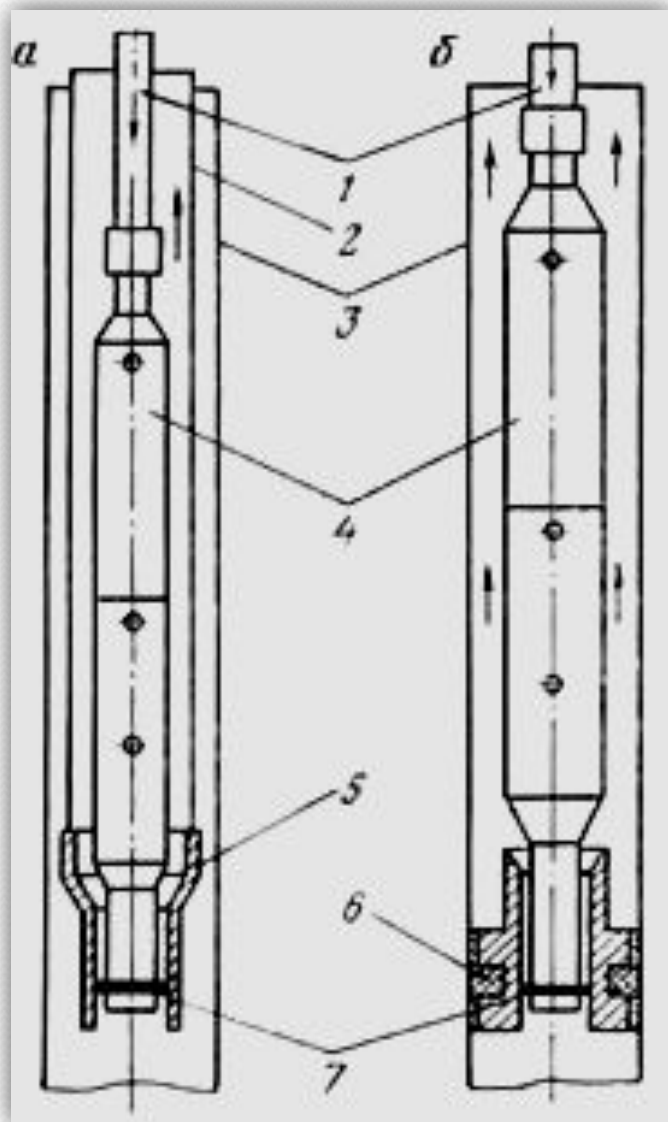


Рис. 3. Схема оборудования скважины гидропоршневым насосом:

**а - при двухрядном подъемнике,
б - при однорядном подъемнике**

Сначала спускается НКТ большего диаметра (первый ряд труб), а затем на НКТ меньшего диаметра спускается ГПН. Рабочая жидкость нагнетается по НКТ малого диаметра. Отработанная жидкость вместе с пластовой поднимается по кольцевому пространству. На рис.3, б показана однотрубная система. В скважину предварительно спускается и закрепляется на шлипсах пакер 6 с посадочным конусом для ГПН, для герметизации кольцевого пространства. После установки пакера НКТ извлекаются и на них спускается ГПН с посадкой на пакер. Рабочая жидкость нагнетается по НКТ. Отработанная и пластовая жидкости возвращаются по кольцевому пространству. Для ремонта ГПН при его спуске на НКТ необходимо извлекать всю колонну труб из скважины. Эти операции трудоемки и связаны с работой на скважине бригады подземного ремонта. В связи с этим были разработаны и в настоящее время наиболее распространены свободные ГПН (рис.4). На устье скважины устанавливается четырехходовой кран - переключатель высокого давления, позволяющий нагнетание жидкости в НКТ и выход жидкости из кольцевого пространства и нагнетание жидкости в кольцевое пространство

При оборудовании скважины свободным ГПН в нижней части НКТ обязательно устанавливается обратный клапан. После заполнения НКТ нефтью, удерживаемой обратным клапаном, сбрасывается ГПН, который потоком жидкости, нагнетаемой в НКТ, проталкивается вниз. При этом четырехходовой кран устанавливается в положение «спуск - работа». В нижней части второго ряда НКТ имеется специальный стакан с необходимыми каналами и уплотнительными кольцами для посадки в него ГПН.

На корпусе ГПН имеются уплотнительные резиновые кольца и отверстия для перетоков жидкости, а в верхней части ГПН - эластичный резиновый поршень-манжет диаметром, равным внутреннему диаметру НКТ. Кроме того, имеется коническая ловительная головка. Давлением рабочей жидкости, нагнетаемой в НКТ, ГПН садится в стакан. Приемная часть ГПН внизу корпуса проходит через уплотнитель в стакан с обратным клапаном.

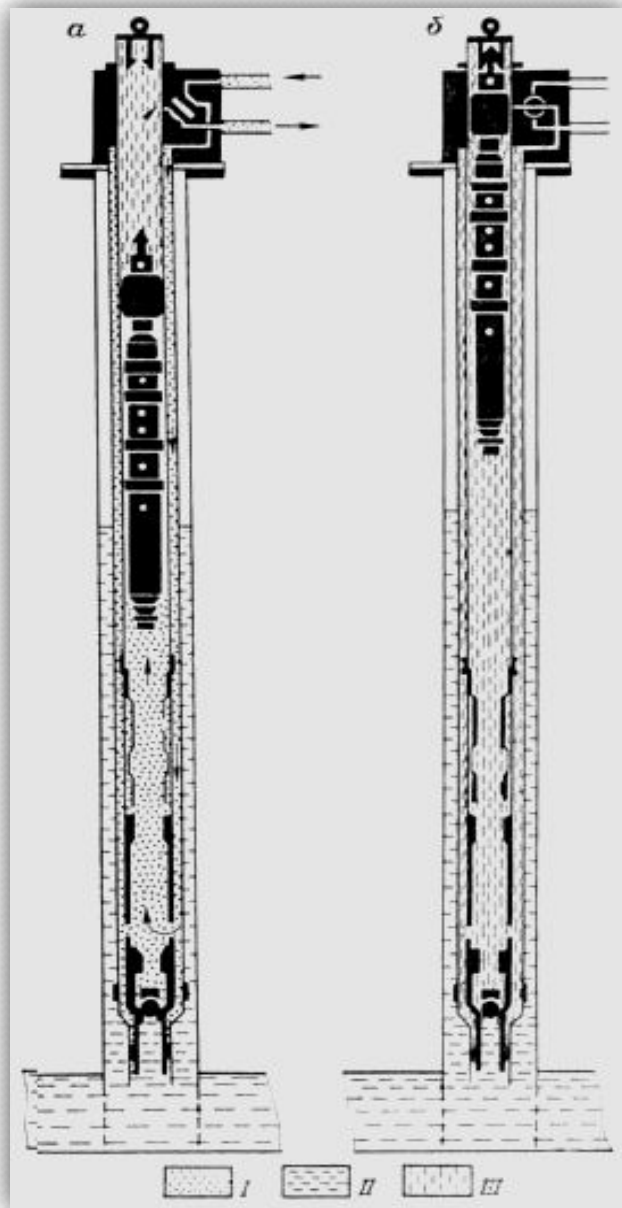


Рис. 4. Схема подъема из скважины свободного ГПН:

а - подъем насоса,
б - захват устьевым ловителем.

Жидкость под действием:

- I** - рабочего давления,
- II** - забойного давления,
- III** - избыточного гидростатического давления

После посадки ГПН на место давление рабочей жидкости возрастает, и насос начинает работать. Для подъема насоса из скважины четырехходовой кран устанавливается в положение «подъем». Рабочая жидкость от силового агрегата начинает поступать в кольцевое пространство между НКТ и создает давление под уплотнительными кольцами насоса. При определенном давлении ГПН выходит из посадочного стакана, проталкивается вверх по НКТ (рис. 4, а). При захвате насоса ловителем (рис. 4, б) одновременно выключается привод силового насоса, после чего устье скважины может быть открыто и насос извлечен на мостки. Скорость спуска и подъема свободного ГПН определяется расходом рабочей жидкости, состоянием уплотнительной манжеты и вообще спуск происходит при малых давлениях. Выпрессовка насоса из его посадочного стакана осуществляется при значительных давлениях. Спуск и подъем свободного ГПН с глубины примерно 2000 м могут быть осуществлены одним человеком за 2 - 2,5 ч. Поднятый насос извлекается из скважины вместе с ловителем с помощью ручной лебедки и небольших талей. Это является большим преимуществом свободных ГПН

Однако наружный диаметр корпуса свободного ГПН должен быть всегда меньше внутреннего диаметра НКТ, поэтому свободные ГПН имеют всегда меньшую подачу, чем насосы, спускаемые на трубах, при прочих равных условиях.

На поверхности у устья скважины устанавливается силовой насос, нагнетающий рабочую жидкость в НКТ для привода ГПН. Причем имеются индивидуальные системы, когда на каждой скважине установлен силовой насос и групповые, когда один, более мощный силовой насос предназначен для нескольких скважин, оборудованных ГПН. Обычно в качестве силовых используются трехплунжерные вертикальные и горизонтальные насосы высокого давления различной мощности с приводом от электродвигателя или газового двигателя внутреннего сгорания. Плунжерные насосы снабжаются гильзами и плунжерами разного диаметра. Это позволяет в достаточно широком диапазоне ступенчато регулировать подачу рабочей жидкости и ее давление в пределах установленной мощности.

К числу поверхностных сооружений относятся сепарационные устройства и установка по очистке от песка и воды рабочей жидкости, так как для работы такого сложного агрегата с обилием точно пригнанных поверхностей и узких каналов требуется очень чистая рабочая жидкость. Это сильно удорожает и усложняет технику и практику эксплуатации скважин с помощью ГПН.