Раздел 1. Классификация и состав машин, оборудования, сооружений и инструмента для добычи нефти и газа

I группа.

Оборудование эксплуатационной скважины обеспечивает нормальное функционирование важнейшего из промысловых сооружений – эксплуатационной скважины, являющейся **каналом**, связывающим продуктивный пласт с дневной поверхностью.

Надежность и эффективность оборудования этой группы полностью предопределяют надежность работы скважины. Оборудование этой группы включает:

1. **Обсадные колонны труб**, образующие ствол скважины и обеспечивающие его надежность.

2. **Колонные головки**, которые соединяют на устье скважины обсадные колонны в один узел, одновременно служат пьедесталом для спущенных в скважину средств ее эксплуатации.

3. **Фильтры**, которыми оснащают скважину в зоне продуктивного пласта для фильтрации пластовой жидкости или газа.

4. **Клапаны-отсекатели** пласта устанавливаются над фильтром для предупреждения открытого фонтанирования скважины. Клапанами-отсекателями пласта оснащаются фонтанирующие скважины.

5. **Пакеры** устанавливаются в скважине для ее разделения на участки и их герметизации.

6. **Прискважинные сооружения**, представляющие собой площадку в зоне устья скважины для ее обслуживания и ремонта.

II группа.

Оборудование для эксплуатации скважин предназначено для подъема из скважины пластовой жидкости или газа. Часть оборудования спускается в скважину и является в этом случае «**подъемником**» (лифтом). В других случаях оборудование применяется для нагнетания в пласт жидкости или газа, и оборудование называется **нагнетательным**.

Группа состоит из следующих подгрупп:

1. **Оборудование для фонтанных скважин.** Это оборудование предназначено для эксплуатации только фонтанирующих нефтяных, газовых или газоконденсатных скважин. Оборудование состоит из **подъемника (лифта), фонтанной арматуры и манифольда**, позволяющих поднимать по скважине на поверхность продукцию, обеспечивать контроль и регулирование фонтанирования и поддерживать оптимальный режим работы скважины.

2. **Газлифтное** оборудование предназначается для эксплуатации скважины путем подачи сжатого газа к низу подъемника. К этому оборудованию относятся **газлифтный подъемник** с комплектом пусковых и рабочих клапанов, **газлифтная арматура** с КИП и **манифольдом**, **компрессорные станции** с мотокомпрессорами, холодильниками, оборудованием для подготовки газа и сложная сеть коммуникаций – **трубопроводов** для подачи газа к скважине со средствами автоматизации и регулирования. Газокомпрессорные станции с мотокомпрессорами используются для компримирования и нагнетания в скважину газа, энергия которого и обеспечивает подъем пластовой жидкости из скважины на поверхность.

3. **Запорные устройства** – один из наиболее часто применяемых видов оборудования для перекрытия и герметизации трубопроводов: нефте-, газо- и водопроводов. Запорные устройства применяются и в фонтанной арматуре для управления потоками жидкости или газа, а также при газлифтной и других видах эксплуатации скважин.

4. **Насосно-компрессорные трубы** (НКТ) широко применяются в нефтегазодобывающей промышленности при фонтанной, газлифтной и насосной эксплуатациях.

5. **Штанговые скважинные насосные установки** с механическим приводом нашли массовое применение на промыслах. Оборудование предназначено для подъема жидкости с помощью штангового насоса.

К подгруппе относятся: **скважинный насос**, спущенный на НКТ и приводимый в действие колонной штанг, **насосные штанги и поверхностный привод** (включающий энергетическую установку и механический преобразователь вращательного движения вала привода установки в поступательное колонны штанг)

6. **Штанговые установки** с гидроприводом отличаются использованием гидравлического преобразователя вместо механического, что резко сокращает

металлоемкость установки, ее массу и устраняет необходимость сооружения мощного фундамента под установку.

7. **Бесштанговые установки** центробежных скважинных электронасосов предназначены для эксплуатации высокодебитных скважин. В состав входят спускаемые в скважину погружной центробежный насос с электродвигателем и протектором, колонна насосных труб с токонесущим кабелем и поверхностная система управления электроприводом.

8. **Бесштанговые электровинтовые скважинные насосы** предназначены для эксплуатации скважин с небольшими дебитами и отличаются от предыдущих использованием вместо центробежного винтового насоса.

9. **Бесштанговые гидропоршневые скважинные насосы** используются для эксплуатации глубоких и наклонно-направленных скважин. В состав установок входят спускаемый в скважину на колонне насосных труб гидроприводный скважинный насос, поверхностный силовой насос с приводом, нагнетающий рабочую жидкость в гидропривод скважинного насоса, и система подготовки рабочей жидкости.

10. Оборудование для эксплуатации одной скважиной нескольких разных по характеристикам пластов, которое размещается в одном стволе и включает комплекс разнотипного оборудования (например, фонтанного и насосного), в результате чего становится возможным при разработке многопластовых месторождений нефти и газа значительно сократить число эксплуатационных скважин.

В состав оборудования этой подгруппы входят спускаемые в скважину **пакеры**, разделяющие ствол скважины на изолированные, связанные с разными пластами участки, и **подъемники**, позволяющие поднимать тем или иным способом жидкость или газ по колоннам труб на поверхность, где на устье скважины размещено устьевое оборудование, направляющее отдельно добытые нефть или газ с различными характеристиками в систему сбора.

III группа.

Оборудование для подземного ремонта, **освоения и обработки скважин** предназначено для поддержания работоспособности

В группу входят:

1. **Подъемники** для спускоподъемных операций внутрискважинной части.

В состав подъемников входят:

привод, лебедка, транспортная база, полиспастная система

2. **Стационарные грузоподъемные сооружения** работают в сочетании с подъемниками.

К этой подгруппе относятся:

вышки, мачты, стеллажи, они используются в основном для текущего ремонта.

3. **Спускоподъемные агрегаты**

К которым относятся:

агрегатированные на транспортной базе силовой привод, **трансмиссия, лебедка, полиспастная система, вышка, стеллажи и средства механизации для спуска и подъема труб, штанг**.

4. Подгруппы **спускоподъемных инструментов** для спускоподъемных операций с трубами или штангами при подземных ремонтах с помощью подъемников и комплекса специальных устройств – **трубных элеваторов и штропов, ключей, спайдеров**.

5. **Оборудование для ремонта скважин под давлением**. Ремонт скважин с высоконапорными пластами обычным способом связан с вероятностью открытого фонтанирования. Для его предупреждения, а также для спуска и подъема в скважину колонн труб или штанг под давлением применяется комплекс оборудования, включающий специальный подъемник для задавливания спускаемых труб и штанг, и устройства, герметизирующие устье скважины.

6. **Оборудование для ликвидации открытых фонтанов**.

7. **Оборудование для промывки скважин**. Во время эксплуатации скважины в ее ствол попадают частицы песка и глин и осаждаются в виде пробки. Песчаные пробки удаляются промывкой с помощью передвижных промывочных агрегатов или тартанием.

К этой группе оборудования относятся **промывочные агрегаты**.

8. **Депарафинизационное оборудование**, позволяющее удалять осаждающийся на подъемном оборудовании парафин во время эксплуатации или во время подземных ремонтов скважин. Применяются **механические и термические** способы.

9. **Оборудование для капитального ремонта скважин (КРС)**

Они позволяют выполнять бурение, цементаж, исправление скважин, их освоение, а для этого включают в себя:

вышку, основания, талевую систему, лебедку, систему промывки, ротор, вертлюг, ведущую трубу, привод и трансмиссию, транспортную базу.

10. **Инструмент для капитального ремонта скважин предназначен** для ликвидации аварии внутри скважин, исправления ствола и извлечения из него отдельных деталей, для фрезерования и других работ внутри скважины при ее капитальном ремонте, а иногда и при текущем.

11. Подгруппа **оборудования для внутрискважинных работ.** Оснащенность скважин и подъемного оборудования, спущенного в скважину, клапанами-отсекателями пласта, пакерами, газлифтными клапанами делает необходимым периодическую их замену, управление ими, регулирование. Периодически возникает необходимость измерения внутрискважинных параметров (температур, давлений и т. д.). Все эти внутрискважинные работы выполняются с помощью специализированных агрегатов, приспособлений и инструмента составляющих самостоятельный комплекс.

IV группа.

Оборудование и сооружения для интенсификации добычи нефти и газа и для увеличения нефтегазоотдачи пластов. Широкое применение этого оборудования позволяет сократить время разработки месторождений и количество оставшихся неизвлеченными нефти и газа.

В группу входит следующее.

1. **Оборудование и сооружения для подготовки воды**.

Сооружения и оборудования по получению воды и ее подготовке и составляют эту подгруппу, включая **водозабор, систему отстоя,** коагулирования, химической и бактериологической обработки.

2. Подгруппы **оборудования насосных станций и собственно насосы для нагнетания воды в пласт**, к которым относятся здания насосных, обвязка насосов и энергетическое хозяйство, собственно нагнетательные насосы с приводом, обычно электрическим, системы дозировочных насосов для добавления к воде различных химических реагентов.

3. Подгруппы **оборудования для нагнетания в пласт газа**,

к которым относятся:

компрессорные станции, основой которых являются компрессоры разных типов и характеристик (поршневые, турбинные с электрогазомоторным или газотурбинным приводом), **энергетическое хозяйство**, **системы подготовки газа,** контроля и регулирования.

4. **Оборудование и коммуникационные сооружения**,

к которым относятся:

сети трубопроводов и распределительных устройств для подачи воды от насосных станций и газа от компрессорных к нагнетательным скважинам, а также **система управления распределением воды и газа** по скважинам.

5. **Оборудование для гидроразрыва или кислотной обработки**, для улучшения проницаемости пласта и его призабойной зоны.

Оборудование для ГРП состоит из комплекса агрегатов, связанных в период проведения операций по гидроразрыву общей обвязкой. В числе агрегатов используются **насосные высокого давления**, песковые, смесительные, автоцистерны и др.

Оборудование для кислотной обработки представляет собой **комплекс из цистерн с раствором кислоты, насосных агрегатов и обвязки, объединяющей их со скважиной в одну систему и позволяющей нагнетать раствор кислоты в пласт для увеличения проницаемости**, а соответственно и притока жидкости и газа к скважине.

6. **Оборудование для термического воздействия на пласт** применяется с целью прогрева пласта и снижения за счет этого вязкости пластовой жидкости или для создания внутрипластового очага горения жидкости с образованием фракций, извлечение которых позволяет резко увеличить нефтеотдачу.

К подгруппе относятся:

водоподогреватели, парогенераторы, оборудование для подогрева зоны фильтра скважины, нагнетатели разных типов.

V группа

Оборудование и сооружения для сбора продукции скважин, **ее разделения** – сепарации на нефть, газ, воду и примеси, измерения и первичной подготовки нефти, газа, газового конденсата.

Оборудование этой группы расположено на поверхности, в основном на территории промысла.

В группу входит следующее оборудование.

1.Оборудование и сооружения для разделения пластовой газированной жидкости на нефть, газ и воду.

К ним относятся:

комплексы, состоящие из отстойников, сепараторов, и запорной арматуры.

2.Подгруппы **оборудования и сооружений для подготовки товарной нефти**,

к которым относятся:

установки для обезвоживания нефти, **установки обессоливания, деэмульгаторы**..

2. **Перекачивающее оборудование** состоит **из:**

промысловых, насосных и компрессорных перекачивающих установок и станции для перекачки продукции скважин, подготовлвенной нефти, газа, воды с **центробежными или поршневыми, иногда винтовыми насосами**, **компрессорами и электроприводом с соответствующей обвязкой, КИП, запорной и регулирующей арматурой и средствами автоматизации**.

3. **Оборудование для хранения нефти**.

Подготовленная товарная нефть хранится в товарных парках, основными сооружениями в которых являются резервуары необходимой емкости, оснащенные системой замера, перекачки, улавливания легких фракций. Иногда парк имеет емкости для хранения газового конденсата и различных фракций газа.

5. **Трубопроводные коммуникации**, связывающие в единую систему скважины, насосные и компрессорные установки с остальным оборудованием группы.

6**. Подгруппы оборудования для подготовки и первичной переработки газа** на газоконденсатных и чисто газовых месторождениях. К этим подгруппам относится большое число установок с оборудованием и аппаратами для технологических процессов, в результате которых получаются углеводороды, являющиеся товарным сырьем для химической переработки, и сухой газ.

VI группа.

Оборудование для эксплуатации морских нефтегазовых и газовых промыслов

Ниже перечислены подгруппы:

1. **Кустовые стационарные платформы**. К ним относятся платформы разных типов и конструктивных схем, служащих **основанием** для поверхностных устьев куста наклонно-направленных скважин и размещения комплекса технических средств, обеспечивающих функционирование куста. 2**. Центральные стационарные платформы**, позволяющие разместить на них комплекс оборудования, связывающего кустовые платформы в единую систему.

3. **Опоры стационарных платформ** – сооружения, несущие стационарную платформу.

4. **Блоки оборудования**, размещаемые на стационарных платформах. Комплекс смонтированных в необходимом сочетании блоков модулей обеспечивает функционирование всей стационарной платформы.

5. **Оборудование для эксплуатации скважин** функционально аналогично обычному.

6. **Подводное оборудование**.

7. **Оборудование для беспричального налива нефти**. Оборудование этой группы относится к нефтеналивному, однако отличается от обычного портового возможностью налива танкера в условиях морских акваторий без обычного причала.

8. **Подгруппы береговых сооружений и оборудования**, энергетического оборудования, флота специализированного обслуживания, водолазного комплекса по своей структуре, функциональным и принципиальным схемам аналогичны применяемым в других отраслях, однако отличаются конструктивным исполнением, характеристиками, параметрами, отражающими специфику морских промыслов и требований, предъявляемых технологическими процессами и операциями, выполняемыми в условиях морского или океанского шельфа.

VII группа.

Оборудование ремонтно-механической службы для поддержания в работоспособном состоянии всего парка машин, специального оборудования, сооружений, составляющих промысловое хозяйство, за исключением скважин, а также оборудования транспортных служб.

VIII группа.

Оборудование службы энергетики.

Раздел 2. Конструкция скважины. Оборудование устья скважины

1. Конструкция скважин. Основные требования, предъявляемые к конструкции скважины. Основные параметры конструкции скважин.

Конструкция скважины – это взаимное расположение обсадных колонн различного диаметра, длины и толщины их стенок, а также высоты подъема цемента в межтрубных пространствах.

Основные требования к конструкции скважины:

1) правильно выбранный внутр. диаметр каждой колонны
2) надлежащая прочность и герметичность обсадных колонн
3) мин. расход металла на 1м глубины скважины
4) возможность применения любого из сущ. способов эксплуатации
5) возможность возврата для эксплуатации перекрытых колоннами вышележащих продуктивных пластов
6) возможность проведения ремонтных работ при бурении и экспл. скважины
7) герметичность зацементированного пространства
8) долговременная работа в соответствующих геол.-физ. условиях (корроз. среде и т.д.)

Основные параметры конструкции скважин:

- Количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска;
- Диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну;
- Высота подъема и качество тампонажного раствора за ними;
- Обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

2. Выбор диаметра эксплуатационной колонны нагнетательной скважины, разведочной скважины (поискового характера), эксплуатационной скважины.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта.

В разведочных скважинах на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток.

Диаметр эксплуатационной обсадной колонны выбирают исходя из ожидаемых суммарных дебитов и габаритов оборудования, которое должно быть спущено в данную колонну для обеспечения заданных дебитов, проведения геофизических исследований, опробования продуктивных пластов.

Ожидаемый дебит							
Нефтяной (т/сут)				Газовой (тыс. м^3/сут)			
до 40	40-60	60-120	> 120	до 75	до 250	до 500	> 500
114	127-146	146-159	168	114	127-168	194-245	219-324

3. Особенности при проектировании конструкций газовых, нефтяных и газоконденсатных скважин. Требования к конструкциям газовых, нефтяных и газоконденсатных скважин.

Особенности при проектировании конструкций газовых, нефтяных и газоконденсатных скважин:

- давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;
- незначительная вязкость газа обусловливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и колонного пространства;
- интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность (при определенных температурных перепадах и некачественном цементировании колонны перемещаются в верхнем колонном направлении);
- возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;
- длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозионным покрытием и пакеров.

Требования к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин:

- Прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в колонном пространстве;
- Качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газонефтяных пластов;
- Достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);
- Максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.
- Запроектированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

4. Вскрытие продуктивных пластов и его влияние на конструкцию скважин. Влияние способа бурения на выбор конструкции скважины.

Вскрытие продуктивных пластов и его влияние на конструкцию скважин:

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или «обратным» цементированием.

При наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной

колонной. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

Влияние способа бурения на выбор конструкции скважины:

В нашей стране бурение скважин, осуществляется роторным способом и забойными двигателями, диаметром 168 и 190 мм., что определяет возможную ее конструкцию, при закачивании скважины:

Диаметр турбобура, мм	190	168
Конструкция скважины, мм	377х273х146(168)	351х245х146(168)

При бурении скважин роторным способом диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн наиболее широк.

При выборе конструкции должны быть обеспечены условия максимального сохранения естественного состояния продуктивных горизонтов.

5. Типы конструкций эксплуатационных колонн. Фильтры скважинные.



Фильтры - ими оснащают скважину в зоне продуктивного пласта для фильтрации пластовой жидкости или газа. Фильтровая секция является
частью **хвостовика** или **эксплуатационной колонны** и спускается точно напротив продуктивного пласта.

6. Обвязка колонная муфтовая (ОКМ) и клиньевая (ОКК).

(На поверхности обсадные колонны обвязываются колонной обвязкой. Она предназначена для: надежной герметизации межзатрубья, контроля давления в межзатрубе, возможности крепления к одной колонной головке обсадных колонн различного диаметра, установки устьевого оборудования скв.)

Обвязка колонная муфтовая (ОКМ) – с муфтовой подвеской обсадной эксплуатационной колонны, рассчитана на давление до 14МПа. Состоит из: пробкового крана, корпуса, манометра, муфтовой подвески. Корпус обвязки навинчивается на кондуктор, муфтовая подвеска – на обсадную экспл. колонну. Современные обвязки типа ОКМ изготавливают на давление 21МПа.

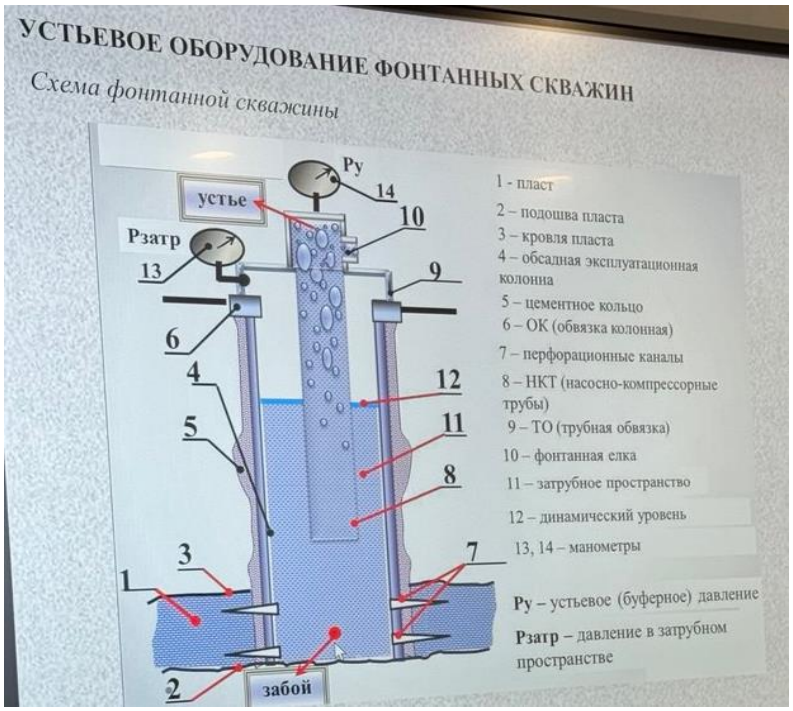
Обвязка колонная клиньевая (ОКК) – с клиньевой подвеской обсадных колонн. Состоит из: корпуса, который навинчивается на кондуктор, клина во внутр. поверхности корпуса, удерживающего обсадную колонну на весу. Изготавливается на рабочие давления 21, 35 и 70 Мпа.

(В случае, если необходимо спустить более двух обсадных колонн, применяют обвязку ОКК, которая будет состоять из отдельных сборочных единиц – колонных головок. Все последующие колонные головки устанавливают на мере спуска и цементирования обсадных колонн. Их подбирают с учетом полуторакратного ожидаемого пластового давления.)

7. Устьевое оборудование фонтанных скважин. Обозначение (шифр) устьевой фонтанной арматуры.

Основные функции **фонтанной арматуры**:

- герметизация устья скважины;
- управление, контроль и регулирование технологического режима эксплуатации (работы) скважины;
- направление продукции скважины через манифольд в систему сбора и подготовки нефти и газа;
- полное закрытие или глушение скважины;
- обеспечение подвески одного или двух рядов (НКТ);
- обеспечение спуска в скважину приборов, устройств, оборудования;
- обеспечение закачки в скважину рабочих агентов для воздействия на пласт или призабойную зону пласта и других специальных веществ.

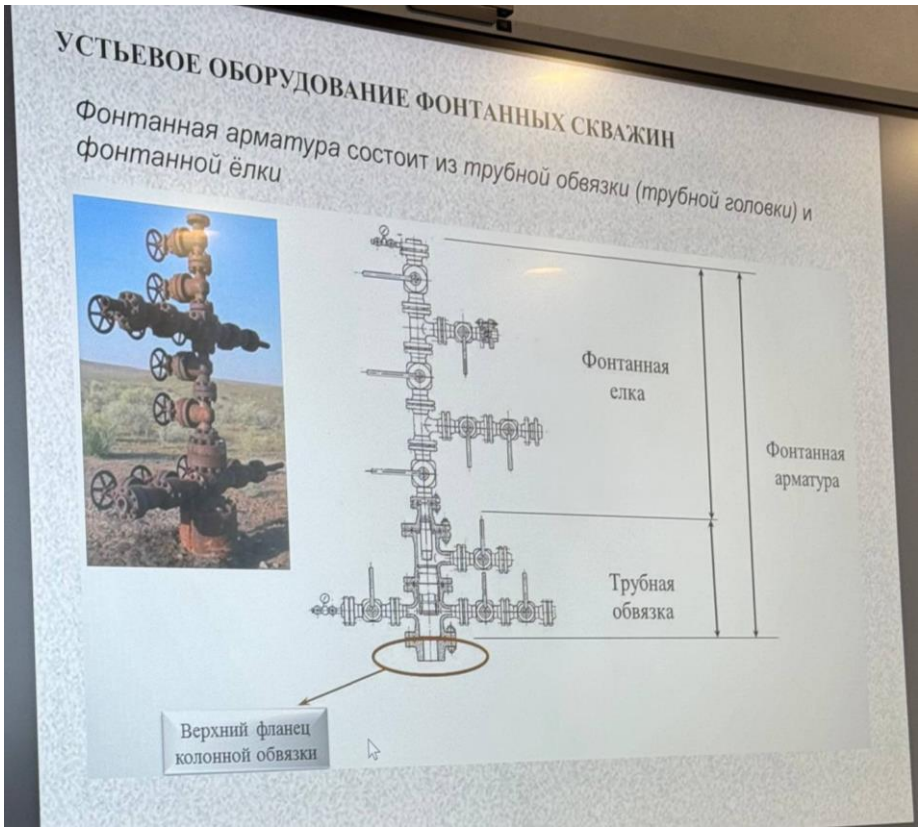


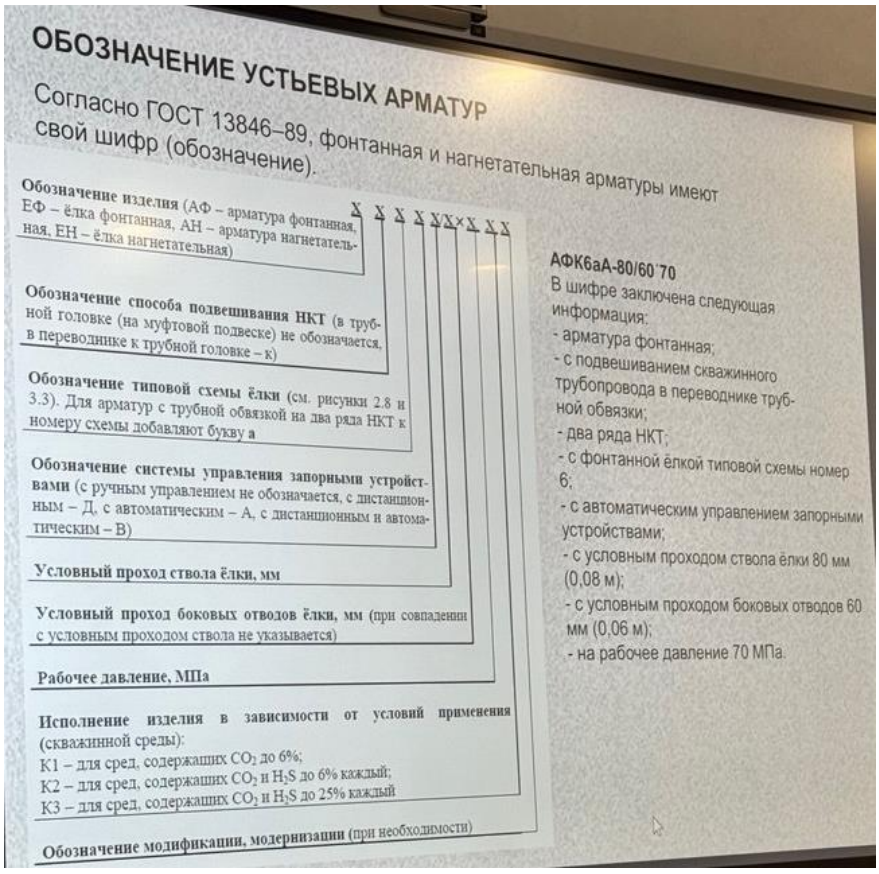
Если скважина эксплуатируется фонтанным способом, то на устье такой скважины устанавливается фонтанная арматура, которая монтируется на верхний фланец колонной головки.

Фонтанная арматура состоит из *фонтанной елки + трубной обвязки* (трубной головки).

Трубная обвязка предназначена:

1. Для подвески колонн НКТ
2. Для герметизации пространства между обсадной эксплуатационной колонной и НКТ
3. Для промывки и закачки в скважину рабочих агентов и других веществ
4. Для контроля давления в затрубном пространстве
5. Для установки фонтанной елки
6. Трубная обвязка состоит из крестовины с двумя боковыми отводами и трубной подвески. Согласно ГОСТ, трубные обвязки изготавливают для подвески НКТ на муфтовой подвеске или на резьбе.
7. **Фонтанная елка** крепится на верхний фланец трубной обвязки. Она может включать 1 или 2 тройника, либо крестовину. В тройниковой конструкции предусматриваются 2 выкидные линии: верхняя (рабочая) и нижняя (запасная). В крестовой конструкции имеются 2 боковых отвода: запасной и рабочий. Сверху елка заканчивается колпаком (буфером).
8. **Регулирующие устройства**: дроссели (штуцеры), регулирующие режим работы скважины созданием местного гидравлического сопротивления потоку. Штуцера бывают регулируемые и нерегулируемые. Также имеются задвижки или краны, катушки и патрубки.





8. Устьевое оборудование нагнетательных скважин. Обозначение (шифр) устьевой нагнетательной арматуры.

Конструкция арматуры нагнетательных скважин должна обеспечивать возможность:

- закачки предусмотренных в проектах объёмов рабочего агента (воды, газа) и проведения геолого-технических мероприятий при заданных рабочих термобарических условиях;
- производства всех видов ремонтов и исследований с использованием, соответствующих оборудования, аппаратуры, приборов и инструментов;
- надёжного разобщения отдельных пластов и объектов разработки.

Нагнетательная арматура предназначена:

- для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе нагнетания в скважину рабочего агента (воды, газа);
- для выполнения ремонтных работ;
- для проведения исследовательских работ и мероприятий по повышению приемистости пласта, осуществляемых без прекращения закачки.

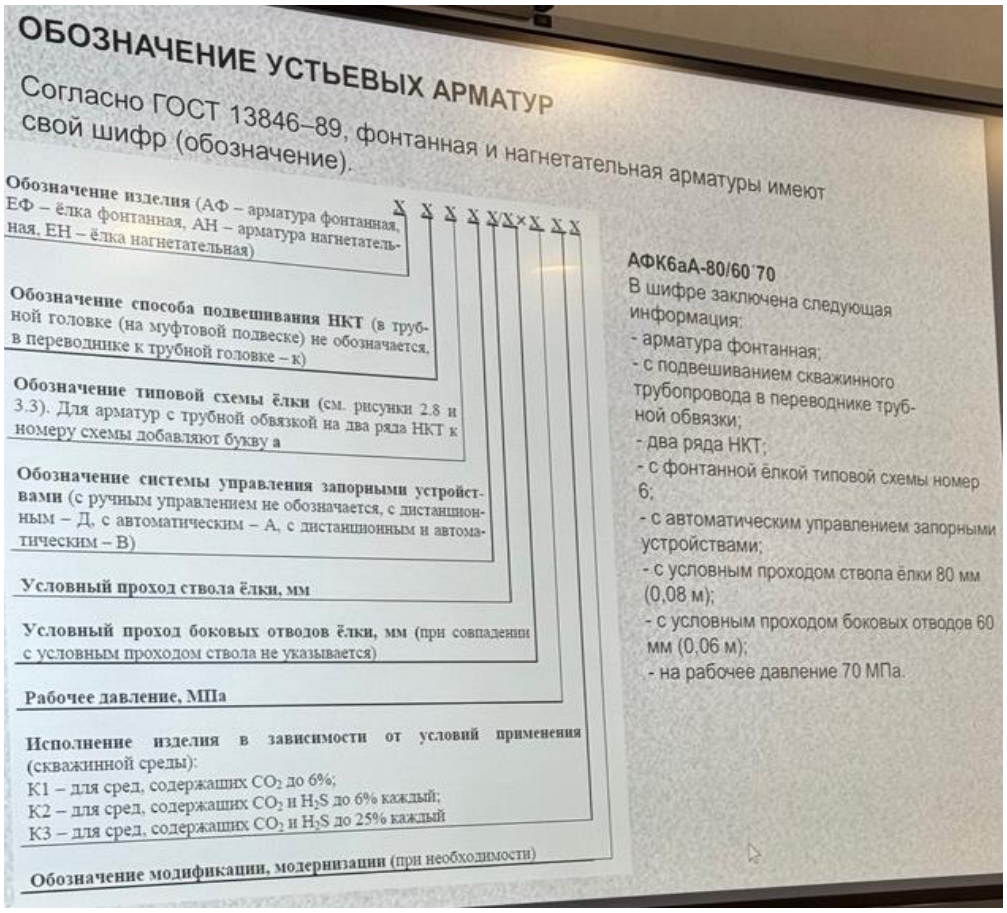
Нагнетательная арматура устанавливается на верхний фланец колонной обвязки и состоит из *трубной обвязки (трубной головки)* и *нагнетательной ёлки*.

Трубная обвязка предназначена:

- для герметизации затрубного пространства;
- для подвески колонны НКТ;
- для проведения различных технологических операций;
- для исследовательских и ремонтных работ.

Трубная обвязка состоит из ответного фланца, запорных устройств, крестовины, манометра и быстросменного соединения.

На верхний фланец трубной обвязки устанавливается *нагнетательная ёлка*. Нагнетательная ёлка служит для закачки жидкости и газа через НКТ.



9. Трубы: насосно-компрессорные, обсадные, бурильные и нефтепромысловые.

НКТ:

При всех способах эксплуатации скважин подъем жидкости и газа на поверхность происходит обычно по НКТ, спускаемых в скважину перед началом эксплуатации.

НКТ используют для различных технологических процессов: соляно-кислотной обработки пластов, ГРП, разбуривания цементных пробок и тд.

Ограничением при выборе диаметра проходных отверстий скважинного трубопровода служит скорость потока рабочей среды. Для нефтяных скважин она не должна превышать 10 м/с, а для газовых – 24 м/с. Это связано с резко увеличивающимся эрозионным износом трубопровода и устьевого оборудования. Иногда увеличивают диаметр трубопровода с целью обеспечения эрозионной и коррозионной стойкости.

Отечественная промышленность выпускает НКТ диаметром 60, 73, 89, 114 мм и муфты к ним из стали группы прочности «Д», «К» и «Е».

Длина насосно-компрессорных труб 5.5 – 10.5 м. На толщину стенки установлен минусовой допуск в 12,5 % от толщины. Внутренний диаметр НКТ проверяется шаблоном.

Для защиты НКТ от парафина и коррозии и снижения гидросопротивления на 20-30 % применяются защитные покрытия (стекло, стеклоэмали, лакокрасочные материалы и др.).

В основном применяют трубы условным диаметром (округленным наружным) 60 и 73 мм. Предельная глубина спуска НКТ в фонтанную скважину в зависимости от диаметра и группы прочности составляет 1780 – 4250 м, а допускаемый минимальный зазор между

внутренней стенкой обсадной колонны и наружной стенкой муфты НКТ – 12– 15 мм. Это значит, что максимальный диаметр НКТ не должен превышать при 146 мм эксплуатационной колонне 73 мм, при 168 мм – 89 мм и при 194 – 114 мм (взято по условным диаметрам обсадных труб и НКТ).

Обсадные колонны труб

Образуют ствол скважины и обеспечивают его надежность.

Назначение:

- Обеспечивают целостность и устойчивость ствола скважины на всей ее глубине, предотвращая обвалы породы.
- Изолируют разные геологические пласты (например, пласты с пресной водой от нефтеносных).
- Служат направляющими для другого оборудования.

Конструкция и особенности:

- **Спускаются и цементируются поэтапно:** Сначала трубы большого диаметра, затем меньшего, создавая конструкцию, похожую на телескоп.
- Толстостенные, с высокой сопротивляемостью внешнему давлению и смятию.
- Имеют резьбовые соединения (часто премиум-класса), обеспечивающие герметичность.

Классификация по этапам спуска:

- **Направление** — самая первая, неглубокая колонна.
- **Кондуктор** — изолирует неустойчивые, мягкие и трещиноватые породы, осложняющие процесс бурения.
- **Промежуточная (техническая) колонна** — одна или несколько, для изоляции интервалов, несовместимых по условиям бурения.
- **Эксплуатационная колонна** — предназначена для подъема нефти и газа от забоя к устью скважины или для нагнетания воды (газа) в продуктивный пласт с целью поддержания давления в нем.

Бурильные трубы

Назначение:

- Формируют **бурильную колонну**, которая передает вращение от ротора на долото, разрушающее породу.
- По ним циркулирует буровой раствор, который охлаждает долото, выносит шлам (разрушенную породу) на поверхность и поддерживает стенки скважины.

Конструкция и особенности:

- Тонкостенные трубы с утолщениями на концах (**муфтами**).
- Имеют специальные резьбовые соединения, рассчитанные на огромные крутящие моменты, растяжение и внутреннее давление.
- Изготавливаются из высокопрочных сталей.

Нефтепромысловые трубы

Назначение:

- Формируют наземную инфраструктуру для сбора и транспортировки продукции.

К ним относятся:

- **Выкидные линии:** От устья скважины до групповой замерной установки (ГЗУ).
- **Сборные коллекторы:** Для транспорта жидкости от нескольких скважин к дожимным насосным станциям или установкам подготовки.
- **Трубы для систем поддержания пластового давления (ППД):** Для закачки воды в пласт.
- **Внутрипромысловые трубопроводы:** Для перекачки нефти, газа, воды.

Конструкция и особенности:

- Стальные или пластиковые (ПЭ, стеклопластик).
- Сварные или с резьбовыми соединениями.
- Работают при более низких давлениях по сравнению с НКТ или обсадными, но рассчитаны на длительную эксплуатацию.

10. Скважинные уплотнители (пакеры).

Пакеры устанавливаются в скважине для ее разделения на участки и их герметизации.

Пакеры – необходимы для разобщения части ствола скважины по вертикали и герметизации нарушенных участков обсадной колонны.

По способу посадки:

- Механические «М»
- Гидравлические «Г»
- Гидромеханические «ГМ»

Типы пакеров:

- «ПВ» - воспринимают усилие от перепада давления, направл. вверх
- «ПН» - воспринимают усилие от перепада давления, направл. вниз
- «ПД» - воспринимают усилие от перепада давления, направл. вверх и вниз

Механический пакер расширяется при воздействии осевой нагрузки (масса НКТ).
Оболочка гидравлического пакера расширяется при подаче в нее жидкости.

Раздел 3. Оборудование фонтанных скважин

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик.
Общее обязательное условие для работы любой фонтанирующей скважины:

$P_{пл} > P_з$ и $P_з >= P_х + P_{тр} + P_у$
Забойное давление должно быть достаточно большим, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине (рассчитанное по вертикали); трение, связанное с движением этой жидкости в подъемнике; противодавление на устье скважины

Потери давления на трение $P_{тр}$ определяются по формулам трубной гидравлики: $P_{тр} = \lambda * \frac{|L}{d} * \frac{C^2}{2*g} * \rho * g$

Скорость жидкости $C_ж$ в НКТ(диаметром d и сечением f) определяется обычно через ее расход и плотность: $C_ж = \left(\frac{Q_н * b_н}{\rho_н} + \frac{Q_B * b_B}{\rho_B}\right) * \frac{1}{f}$

Величины коэффициента сопротивления λ определяются через число Re по соответствующим графикам или аппроксимирующим формулам.

Противодавление на устье скважины p_y определяется ее удаленностью от групповой замерной установки, давлением в этой установке или размером штуцера (местного сопротивления), обычно устанавливаемого на выкидной линии фонтанирующей скважины для регулирования ее дебита. При однотрубных, герметизированных системах нефтегазосбора давления на устье p_y бывает большим, достигая нескольких МПа.

Артезианское фонтанирование – фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьки газа, этот способ возможен

- при полном отсутствии растворенного газа в нефти;
- при наличии растворенного газа в жидкости.

Фонтанирование за счет энергии газа - фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, этот способ возможен

- при давлении на забое выше давления насыщения
- при давлении на забое ниже давления насыщения

Фонтанная скважина – скважина, в которой нефть изливается на поверхность за счет естественной энергии нефтяного пласта. На устье каждой скв. Устанавливается фонтанная арматура (трубная головка и фонтанная елка), которая обеспечивваент:

- Подвеску фонтанных труб и герметизацию устья скв. (трубная головка)
- Регулирование режима эксплуатации фонтанной скв. (штуцеры)
- Возможность замера давления в затрубном пространстве и на выкиде (манометры)
- Возможность спуска в скв. Разных скваженных измерительных приборов под давлением, не останавливая работу фонтанной скважины (буферная задвижка).

Внутрискважинное оборудование - оборудование, спускаемое в скважину на колонне НКТ. Его основные задачи: создать канал для подъема флюида, обеспечивать герметичность, управлять потоком и безопасность.

1. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) – трубы, по которым происходит подъем жидкости и газа на поверхность, их еще называют **фонтанными, компрессорными, насосными, подъемными, лифтовыми.**

Ограничением при выборе диаметра служит скорость потока рабочей среды. Для нефтяных – не превышает 10 м\с, для газовых – 24 м\с. Это связано с резко увелич. Эрозионным износом трубопровода и устьевого оборудования.

Отечественная промышленность выпускает НКТ: 60, 73, 89, 114 мм.

Производятся НКТ (муфтовые гладкие) с конической резьбой:

- Треугольного профиля
- Трапецеидального профиля
- Треугольного профиля с повыш. пластичностью и хладостойкостью
- Треугольного профиля с узлом уплотнения из полимерного материала (высокая герметичность и меньший коррозионный износ резьбы)

Слабое звено НКТ- резьбовое соединение.

Усилия, при которых напряжения в нарезной части трубы достигают предела текучести – страгивающая нагрузка.

Предельно допустимая длина подвески для одноразмерной колонны: $L = \left(\frac{Q_{стр}}{К * q_m}\right)$

, где $Q_{стр}$ – страгивающая нагрузка; К – коэффициент запаса прочности (1,3÷1,5); q_m – вес 1 м. трубы

Допустимое внутреннее давление для труб: $P = \frac{2\delta\sigma_m}{d_н * K}$

, где δ – толщина стенки трубы; σ_m – предел текучести; $d_н$ – наружный диаметр трубы.

2. Фонтанные трубы (языки) с пакером:

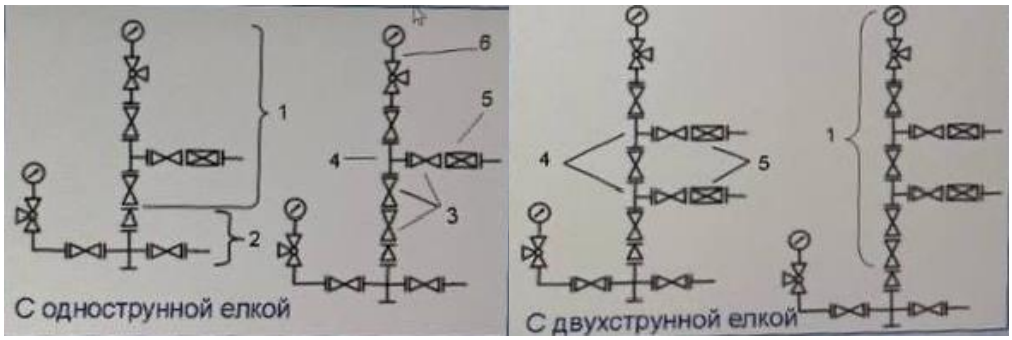
· Пакер — это уплотнительное устройство, которое создает герметичное разделение между пространством внутри НКТ и затрубным (кольцевым) пространством. Он "садится" на определенной глубине и предотвращает попадание флюида из пласта в затрубное пространство.

· Фонтанные трубы спускаются внутрь НКТ и создают дополнительный канал, часто для интенсификации добычи (например, для подачи газа или ингибиторов).

3. Оборудование для регулировки и безопасности (на забойной линии):
· Забойные клапаны-отсекатели: устанавливаются в НКТ ниже пакера. Автоматически закрываются при резком падении давления (например, при разрыве линии на поверхности), предотвращая обратный поток из скважины.
· Газовые или жидкостные штуцеры: Могут быть установлены на забое для регулирования дебита и предотвращения песчаных выносов или конусообразования.
· Клапаны непрерывной газлифтной эксплуатации (при необходимости): Для скважин с недостаточной пластовой энергией.
4. Приборы и кабели:
· Датчики давления и температуры, спускаемые на кабеле для мониторинга

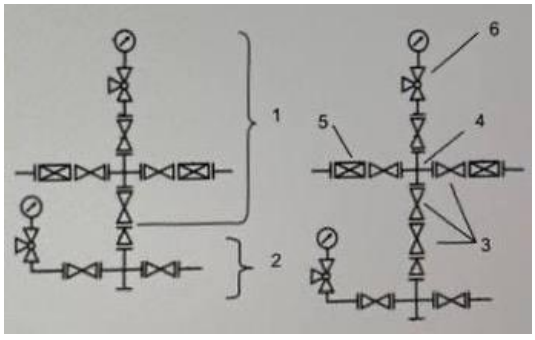
пластовых условий.
· Линии для закачки ингибиторов гидратообразования или коррозии.

Наземное (устьевое) оборудование — это комплекс аппаратов, установленных на устье скважины. Его функции: управление потоком, регулирование параметров, обеспечение безопасности и подготовка флюида к транспортировке.
Тройниковая схема с двухструнной елкой применятся для скв. с содержанием мех. примесей в продукции.



1. Фонтанная арматура (тройниковые схемы):
· Фонтанная елка - устанавливается на трубную головку и предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды.
· Трубная головка;
· Запорные устройства;
· Тройник;
· Штуцеры (дроссели) - гидравлическое сопротивление для контроля дебита и давления на выходе. Бывают сменные (с отверстием фиксированного диаметра) или регулируемые (игольчатые);
· Буфер с трехходовым краном и манометром.

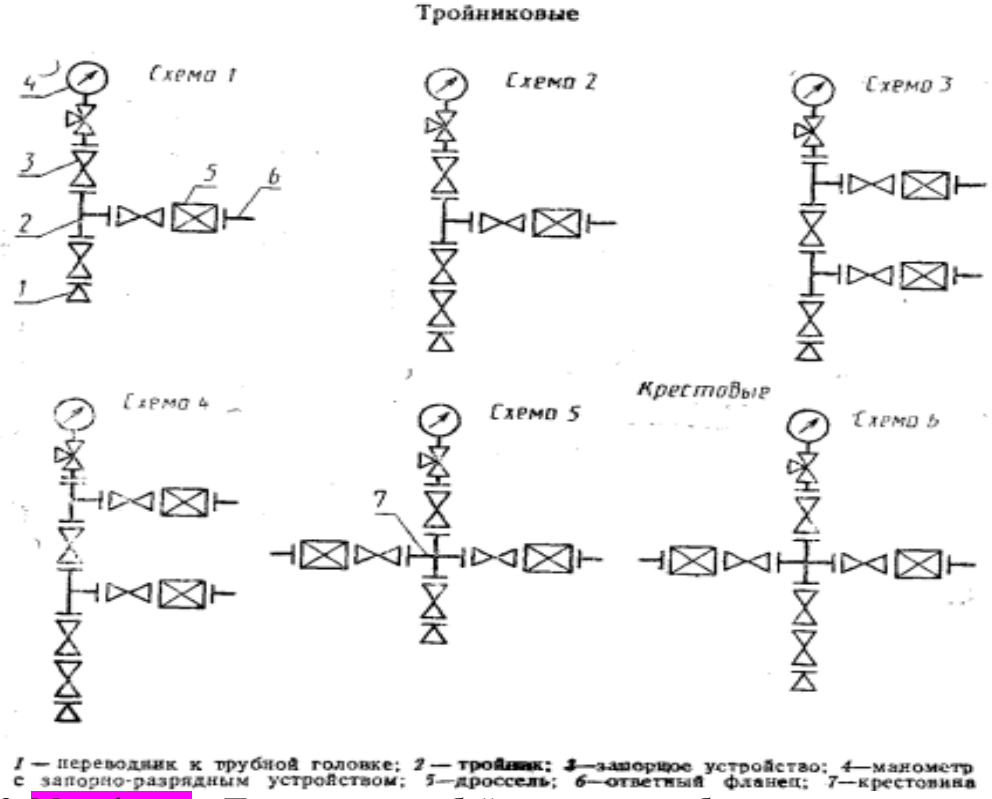
Фонтанная арматура (крестовые схемы) состоит из того же, только вместо тройника - крестовина.



Двухструнная (тройниковая и крестовая) конструкция елки целесообразна, когда нежелательны остановки скважины при смене штуцера или запорного устройства, причем рабочей является верхняя или любая боковая струна, а первое от ствола запорное устройство - запасным.манометром. Сверху елка заканчивается колпаком (буфером) с трехходовым краном и манометром.

Типы и схемы фонтанных елок

· Арматура бывает трехходовая (один выход) или крестовая (два выхода).



1 — переводник к трубной головке; *2* — тройник; *3*—запорное устройство; *4*—манометр с запорно-разрядным устройством; *5*—дроссель; *6*—ответный фланец; *7*—крестовина

2. Манифольд – Представляет собой сочетание трубопроводов, запорных устройств и клапанов, обвязывающих устьевую арматуру с выкидной линией (шлейфом), подающей продукцию. Также служит для подключения к трубному и затрубному пространству агрегатов для проведения различных операций при пуске, эксплуатации и ремонте скв.

3. Оборудование для подготовки и измерения:

· Сепараторы: Разделяют фонтанную продукцию на нефть, газ и пластовую воду.

· Дегидраторы и десольваторы: Осушают нефть и удаляют соли.

· Измерительные приборы: Расходомеры (вихревые, ультразвуковые), счетчики количества, анализаторы состава газа (Хроматографы).

· Система подачи ингибиторов: Для предотвращения образования гидратов в штуцере и выкидной линии.

4. Система управления и безопасности:

· Система ПАЗ (противовыбросовая арматура, плашечные и вращающиеся превенторы): Устанавливается под фонтанной елкой. Это последний барьер на пути открытого фонтанирования при аварии. При необходимости гидравлически перекрывает устье скважины.

· Система SCADA: Автоматизированный сбор данных с датчиков (давление, температура, расход) и дистанционное управление задвижками.

· Система аварийного отключения (ESD): при срабатывании датчиков аварийного давления автоматически закрывает задвижки на елке и манифольде.

4 вопрос. Запорные и регулирующие устройства фонтанной арматуры и манифольда. Устройства для регулирования работы фонтанной скважины (штуцеры)

Режим работы фонтанных скважин можно изменять:

- Созданием противодавления на выкиде фонт. Елки установкой устьевых штуцеров;
- Созданием местного сопротивления у башмака НКТ путем применения глубинных штуцеров

- Подбором диаметра и длины колонны НКТ

Устьевой штуцер со сменной втулкой – используется на скв., в продукции которых содержится песок. При смене втулок переводят фонтанную струю с рабочей линии на запасную задвижками.

Регулируемый устьевой штуцер – для ступенчатого (осуществляется с помощью устанавливаемых в гильзунасадок разного диамера) и бесступенчатого регулирования режима работы скв. Применяются только в скв. С малым содержанием песка. Фонтанная струя меняет свое направление на 90 градусов. Для изменения проходного сечения применяется игла наконечник.

Запорные устройства фонтанной арматуры.

Для перекрытия проходных отверстий в фонтанной арматуре, устьевом оборудовании и трубопроводах применяются запорные устройства нескольких типов:

- Пробковые краны
- Прямоточные задвижки
- Шаровые краны



Управление пробковым краном осуществляется путем поворота пробки рукояткой до упора в выступ горловины корпуса. С целью повышения коррозионной стойкости пробка подвергается сульфатации.



Задвижки с ручным приводом и пневматическим. Вторые состоят из тех же узлов и деталей, что и задвижки с ручным, только имеют пневматическую систему управления. Оно осуществляется как принудительно, так и автоматически при срабатывании пневмопилота.

Шаровые краны применяются на технологических трубопроводах с давлением до 4-х МПа. Проходной кран- для перекратия потока рабочей среды, трехходовой – для распределения потока (подачи потока жидкости и газа в разных напрвлениях).

5 вопрос. Устройства для спуска измерительных приборов в скважину.

Измерительные приборы спускают в скважины на проволоке без остановки скважин. Поскольку на устьях всегда имеется давление, то измерительные приборы в действующую скв. вводят через лубрикатор.



6 вопрос. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение. Комплексы типа КУСА и КУСА-Э.

• Открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушений герметичности устьевой арматуры. Для предупреждения нерегулируемого фонтанирования арматура всегда опрессовывается на двукратное испытательное давление.

• Пульсация при фонтанировании, которая может привести к преждевременной остановке скважины.

• Образование асфальто-смолистых и парафиновых отложений на внутренних стенках НКТ и в выкидных линиях.

• Образование песчаных пробок на забое и в самих НКТ при эксплуатации неустойчивых пластов, склонных к пескопроявлению.

• Отложения солей на забое скважины и внутри НКТ.

Оборудование для предупреждения открытого нерегулируемого фонтанирования

Для предупреждения открытых фонтанов при эксплуатации фонтанных скважин применяются комплексы типа КУСА и КУСА-Э.

Основные элементы комплексов:

• пакер;

• скважинный клапан-отсекатель, устанавливаемый внутрь НКТ на глубине до 200 м;

• наземная станция управления.

Управление клапаном-отсекателем может быть пневматическим (тип КУСА) или электрогидравлическим (типа КУСА-Э). Комплексы могут обслуживать от одной до восьми скважин в случае разгерметизации устья, при отклонении от заданных параметров (давления, дебита) работы скважин.

Раздел 4. Оборудование газлифтных скважин

1. Наземное и внутрискважинное оборудование для газлифтной эксплуатации скважин.

Область применения газлифтного способа добычи нефти

1.1. Наземное оборудование газлифтных скважин

К наземному оборудованию газлифтной эксплуатации относятся устройства и системы, обеспечивающие подачу газа в скважину, его регулирование и контроль параметров работы.

Основные элементы наземного оборудования:

- компрессорные станции (для сжатия попутного или природного газа);
- газораспределительные коллекторы;
- газлифтные линии (трубопроводы подачи газа к скважинам);
- запорная и регулирующая арматура;
- измерительные приборы (манометры, расходомеры, термометры);
- фонтанная арматура газлифтной скважины (ёлка);
- системы автоматики и телеметрии.

Наземное оборудование обеспечивает подачу газа под необходимым давлением и в заданном режиме в затрубное пространство или в НКТ.

1.2. Внутрискважинное оборудование газлифтных скважин

Внутрискважинное оборудование предназначено для подачи газа в поток жидкости и подъема продукции на поверхность.

Основные элементы внутрискважинного оборудования:

- насосно-компрессорные трубы (НКТ);
- газлифтные клапаны (пусковые и рабочие);
- мандрели для установки клапанов;
- пакеры (при необходимости изоляции интервалов);
- обратные клапаны;
- хвостовики и направляющие устройства.

Газ подается через газлифтные клапаны в НКТ, снижая плотность столба жидкости и обеспечивая подъем смеси на поверхность.

1.3. Область применения газлифтного способа добычи нефти

Газлифтный способ применяется в следующих условиях:

- при больших дебитах жидкости;
- при высоком газовом факторе пласта;
- при наличии дешевого или попутного газа;
- в скважинах с высоким пластовым давлением;
- в искривленных и наклонно-направленных скважинах;
- при высоких температурах и агрессивных средах.

Преимущества газлифта:

- отсутствие подвижных механических частей в скважине;
- высокая надежность и долговечность;
- возможность работы на больших глубинах;
- удобство автоматизации и регулирования режима.

2. Конструкции газлифтных подъемников для непрерывной и периодической эксплуатации

2.1. Газлифтные подъемники для непрерывной эксплуатации

Непрерывный газлифт применяется при постоянном притоке жидкости из пласта.

Особенности конструкции:

- газ подается непрерывно;
- используется несколько газлифтных клапанов, расположенных по глубине;
- рабочий клапан устанавливается в зоне оптимального давления;
- НКТ малого диаметра для повышения скорости потока.

Газ непрерывно смешивается с жидкостью, обеспечивая стабильный подъем продукции.

2.2. Газлифтные подъемники для периодической эксплуатации

Периодический газлифт применяется в малодебитных скважинах.

Особенности конструкции:

- газ подается периодически (порциями);
- используется один или несколько клапанов;
- накопление жидкости в скважине с последующим выбросом на поверхность;
- возможна установка пакера.

Периодический газлифт позволяет экономить газ и эффективно эксплуатировать скважины с низким притоком.

3. Глубинные газлифтные клапаны и скважинные камеры для размещения пусковых и газлифтных клапанов (мандрели)

3.1. Глубинные газлифтные клапаны

Газлифтные клапаны предназначены для подачи газа из затрубного пространства в НКТ.

По назначению клапаны подразделяются на:

- пусковые (обеспечивают запуск скважины);
- рабочие (обеспечивают основной режим работы).

По принципу действия:

- клапаны с зарядной камерой (давлением);
- дифференциальные клапаны;
- механические клапаны.

Клапаны автоматически открываются и закрываются в зависимости от давления газа и жидкости.

3.2. Скважинные камеры и мандрели

Мандрель — это специальный элемент колонны НКТ для установки газлифтного клапана.

Типы мандрелей:

- сварные (стационарные);
- съемные (с установкой клапанов на канате).

Назначение мандрелей:

- надежное крепление клапанов;
- обеспечение герметичности;
- возможность замены клапанов без подъема НКТ (для съемных мандрелей).

Мандрели обеспечивают правильное расположение клапанов по глубине скважины и стабильную работу газлифтной системы.

Раздел 5. Штанговые скважинные насосные установки с механическим приводом скважинных насосов.

4. Штанги и муфты штанг насосные.

Условное обозначение и область применения ШСНУ.

ШСНУ предназначены для подъёма пластовой ж. из скважины на дневную поверхность. Добывают 30 процентов нефти в стране.

+: простота конструкции, простота обслуживания и ремонта в промышленных условиях, удобство регулировки, возм. обслуж. уст. работниками низкой квалификации, малое влияние физико-химических свойств откачиваемой жидкости, высокий КПД, возм. эксплуотации скважин малых диаметров.

Установка состоит из привода, устьевого оборудования, насосных штанг, глубинного насоса, вспомогательного подземного оборудования, НКТ.

- **Пример шифра СКЗ - 1,2 - 630**. Это означает: грузоподъемность станка-качалки - 3 т, максимальный ход - 1,2 м, наибольший крутящий момент на валу редуктора - 630 кгс-м. **З**– модификация (например Д-с дополнительной балансировкой)

Наземное и внутрискважинное оборудование для эксплуатации скважин насосами с механическим приводом.

Наземное оборудование:

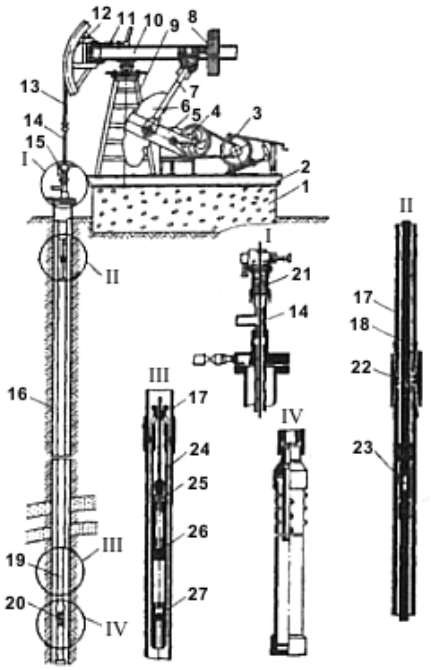
- **Станок-качалка (СК):** Основной механический привод. Состоит из рамы, балансира с головкой, шатуна, редуктора и электродвигателя. Преобразует вращательное движение двигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг.
- **Фундамент:** Бетонное или металлическое основание для крепления СК.
- **Устьевая арматура (сальниковый узел):** Герметизирует устье скважины, позволяет пропускать колонну штанг и отводить продукцию в выкидную линию.
- **Насосная станция (площадка):** Может включать трансформатор, станцию управления (шкаф управления), обеспечивающую пуск, защиту и регулирование работы электродвигателя.

Внутрискважинное (забойное) оборудование:

- **Штанговый скважинный насос (ШСН):** Устанавливается в скважине на глубине, как правило, ниже приема всасывания. Основные типы: **вставные (НСВ)** и **невставные (НСН)**.
- **Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ):** По ним движется колонна штанг и подается продукция на поверхность.
- **Колонна штанг (штанги насосные):** Передает движение от СК к плунжеру насоса. Собирается из штанг разной длины и диаметра.
- **Защитные приспособления:** Газовый, песочный якоря, автосцеп
- **Трубный якорь (башмак):** Устройство для фиксации колонны НКТ, предотвращения ее колебаний и компенсации температурных удлинений.

Штанговая скважинная насосная установка: 1 — фундамент; 2 - рама; 3 — электродвигатель; 4 - цилиндр; 5 - кривошип; 6 — груз; 7 - шатун; 8 - груз; 9 - стойка; 10 - балансир; 11 - механизм фиксации головки балансира; 12 - головка балансира; 13 - канатная подвеска; 14 - полированная штанга; 15 - оборудование устья скважины; - наземное оборудование

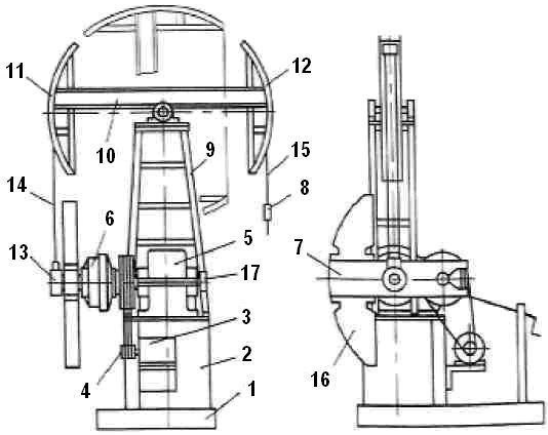
16 - обсадная колонна; 17 - насосно-компрессорные трубы; 18 - колонна штанг; 19 - глубинный насос; 20 - газовый якорь; 21 - уплотнение полированной штанги; 22 - муфта трубная; 23 - муфта штанговая; 24 - цилиндр глубинного насоса; 25 - плунжер насоса; 26 - нагнетательный клапан; 27 - всасывающий клапан – забойное



Типы приводов штанговых насосов.

Привод предназначен для преобразования энергии двигателя в возвратно-поступательное движение колонны насосных штанг. Для привода штанговых скважинных насосов в большинстве случаев применяются станки-качалки с балансирным преобразующим механизмом.

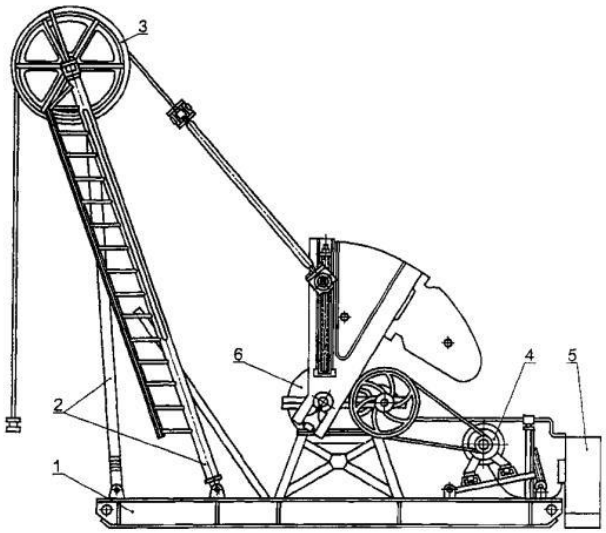
1. *Станки-качалки с дифференциальным кривошипным преобразующим механизмом*



Особенностью дифференциального преобразующего механизма станков-качалок является то, что кривошипы расположены с одной стороны редуктора, взаимосвязаны между собой через планетарную цилиндрическую передачу внешнего зацепления, расположенную в корпусе центрального кривошипа, имеют равные радиусы и вращаются в разные стороны.

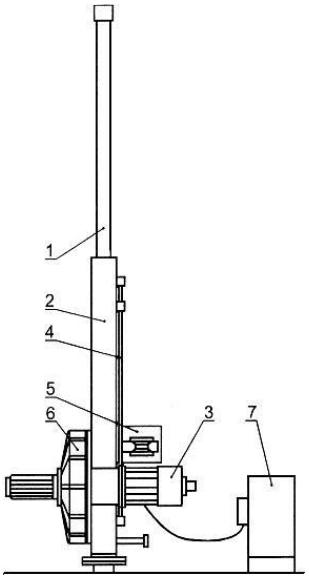
2. *Безбалансирные станки-качалки ПНКШ (с кривошипно-шкивным преобразующим механизмом)*

Безбалансирные станки-качалки ПНКШ (с кривошипно-шкивным преобразующим механизмом) используются для привода погружного штангового насоса при откачке пластовой воды из дегазационных скважин, которые бурятся с поверхности земли в угольный пласт с целью извлечения метана.



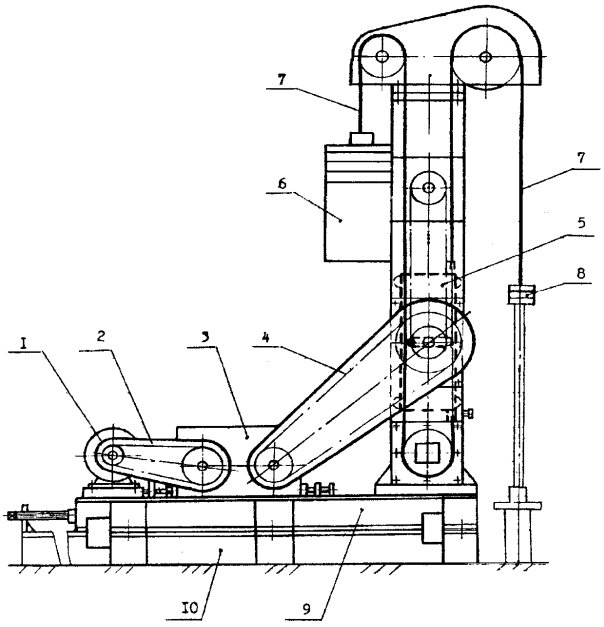
3. *Линейный привод штангового насоса*

Ключевым решением системы является применение новой кинематической схемы — реечная передача с непосредственным приводом на реверсивный асинхронный электродвигатель, обеспечивающий возвратно-поступательное движение штока насоса в широком диапазоне заданных параметров. Результатом применения такой схемы стало практически полное снижение инерции при движении насоса и как следствие — контроль скорости его движения в любой точке динамического цикла.



4. *Привод цепной скважинного штангового насоса ПЦ*

Привод цепной скважинного штангового насоса относится к классу безбалансирных приводов. Предназначен для эксплуатации высокодебитных (до 100 т/сут.) скважин. Для обеспечения безопасной и безаварийной работы привод оснащен двумя аварийными тормозами, один из них — механический, устанавливается на противовесе, другой — электромеханический — на рабочем тормозе редуктора. Аварийные тормоза автоматически останавливают противовес и двигатель при обрыве штанг или каната. Для предотвращения возможного схода каната с канатных блоков при зависании штанг узел канатных блоков оснащен специальным ограничителем схода канатов.



5. *Привод с одноплечим балансиром*

Станок-качалка с одноплечим балансиром (одноплечие приводы насоса штангового ОПНШ с передним креплением шатуна) применяется в качестве индивидуального механического привода глубинных штанговых насосов при добыче нефти.

Конструкция привода за счет кинематической схемы обеспечивает более медленное движение головки балансира вверх и ускоренное движение вниз, а также снижение ускорения в начале хода вверх, за счет чего снижаются пиковые нагрузки. Благодаря этому повышается срок службы штанг и требуется меньшая приводная мощность в сопоставлении с соответствующими станками-качалками обычного исполнения.



6. *Привод насоса штангового мобильный с электроприводом ПНШМЭ*

Мобильный привод предназначен для пробной, кратковременной эксплуатации расконсервируемых или вновь пробуренных скважин с целью определения их продуктивности, а также исследования других характеристик скважин, необходимых для выбора типоразмера стационарного привода ГШН для дальнейшей эксплуатации скважины. При необходимости мобильный привод может использоваться для длительной эксплуатации скважины.



2. Технические характеристики, производительность и область применения штанговых скважинных насосов.

Технические характеристики ШСН:

- **Диаметр плунжера (цилиндра):** Основной параметр. Стандартный ряд: 28, 32, 38, 43, 45, 55, 57 мм и более.
- **Длина хода плунжера:** Определяется длиной хода полированного штока СК.
- **Длина насоса (цилиндра):** Стандартные длины (1.2; 1.5; 2.1; 3.0; 4.2 м и др.).
- **Тип сборки:** Вставной (НСВ) или невставной (НСН).
- **Материалы:** Цилиндр – сталь, чугун с покрытием (никель-фосфор), легированная сталь; плунжер – сталь с хромированием, покрытием; клапаны – износостойкие стали, керамика, карбид вольфрама.

Производительность (подача) ШСНУ:
Рассчитывается по теоретической формуле:
$Q_{теор} = 1440 * F * S * n * \eta$, где:

- $Q_{теор}$ – теоретическая подача, $м^3/сут$;
- F – площадь сечения плунжера, $м^2$;
- S – длина хода полированного штока, м;
- n – число качаний (двойных ходов) в минуту, $мин^{-1}$;
- η – коэффициент подачи (от 0.5 до 0.9), учитывает утечки, наполнение цилиндра, газосодержание и т.д.
  Регулирование производительности осуществляется изменением **n** (частота качаний), **S** (длина хода) и **диаметра плунжера**.

Область применения конкретных типов ШСН:

- **Невставные насосы (НСН):** Применяются в скважинах с малым диаметром обсадной колонны, безлопастных песочных якорях. Монтаж/демонтаж требует подъема всей колонны НКТ. Менее ремонтопригоден.
- **Вставные насосы (НСВ):** Применяются в скважинах средних и больших диаметров. Цилиндр спускается на НКТ, а плунжер — на штангах. При ремонте поднимают только колонну штанг. Более технологичны, имеют лучшее наполнение.

3. Защитные приспособления для штанговых скважинных насосов.

1. *Автоматическое сцепное устройство (автосцеп) и ловитель механических примесей (шламоуловитель)*

- **Автосцеп** позволяет соединять колонну штанг с плунжером **СШН** непосредственно в скважине. Это дает возможность осуществить спуск цилиндра и плунжера трубного насоса совместно и исключить загрязнение цилиндра механическими примесями (окалина, грязь и т. п.), происходящее при раздельном спуске.
- Ловитель механических примесей защищает насос со стороны трубного пространства НКТ. Механические примеси (окалина, грязь и т. п.), оседающие вниз при спуске колонны штанг, накапливаются в полости ловителя и не попадают в насос.

2. *Наружный кожух*

Наружный кожух невставного насоса защищает его от механических повреждений при спуске в искривленные скважины, а также обеспечивает разгрузку СШН от воздействия массы защитных и прочих устройств, устанавливаемых на приеме

3. *Фильтр тонкой очистки*

Устанавливается на приеме СШН и обеспечивает очистку от механических примесей пластовой жидкости, одновременно поступающей в насос как по НКТ, так и из трубного пространства. Фильтрация жидкости происходит при ее прохождении через сетку, закрепленную в корпусе, и отверстия в гильзе, установленной в верхнем переводнике фильтра.

4. Якорь газопесочный

Устанавливается на приеме **СШН** и служит для защиты от свободного газа и механических примесей. Работает на принципах центробежной, гравитационной и механической очистки. Отсепарированные примеси собираются в накопителе. Якорь обеспечивает эффективную работу при газовом факторе до 200-250 м3/м3 и количестве песка до 30 г/л добываемой жидкости.

4. Штанги и муфты штанг насосные.

Условное обозначение и область применения ШСНУ.

Для передачи возвратно-поступательного движения от привода к плунжеру скважинного насоса используется колонна **насосных штанг**. Она собирается из отдельных штанг, соединяемых муфтами.

Насосные штанги представляют собой стержень круглого поперечного сечения с высаженными концами, на которых располагается участок квадратного сечения и резьба. Резьба служит для соединения штанг с муфтами, а участок квадратного сечения используется для захвата штанги ключом при свинчивании и развинчивании резьбового соединения

Муфта штанговая или соединительная — составная часть колонны насосных штанг, предназначена для соединения насосных штанг по средствам внутренней резьбы.

Муфты с протектором предназначена для соединения насосных штанг в колонну при добыче нефти из скважин. Муфты отличаются от обычных штанговых соединительных муфт наличием протектора из износостойкого материалаПрименение муфт с протектором снижает износ труб НКТ и повышает надежность штанговой колонны.

Условное обозначение муфт соединительных (муфта МШ) согласно ГОСТ Р 51161-2002:

Муфта МШ22-1 ГОСТ Р 51151-2002 - Муфта соединительная условным размером 22 мм из стали марки 40 (45) класс Т, исполнение 1;

Муфта МШ22-2-30ХМА-П2У ГОСТ Р 51151-2002 - Муфта соединительная условным размером 25 мм из стали марки 30ХМА, класс П, исполнение 2, удлиненная.

Раздел 6. Оборудование для эксплуатации скважин электроцентробежными насосами

1. Наземное и внутрискважинное оборудование для эксплуатации скважин УЭЦН. Условное обозначение и область применения УЭЦН.

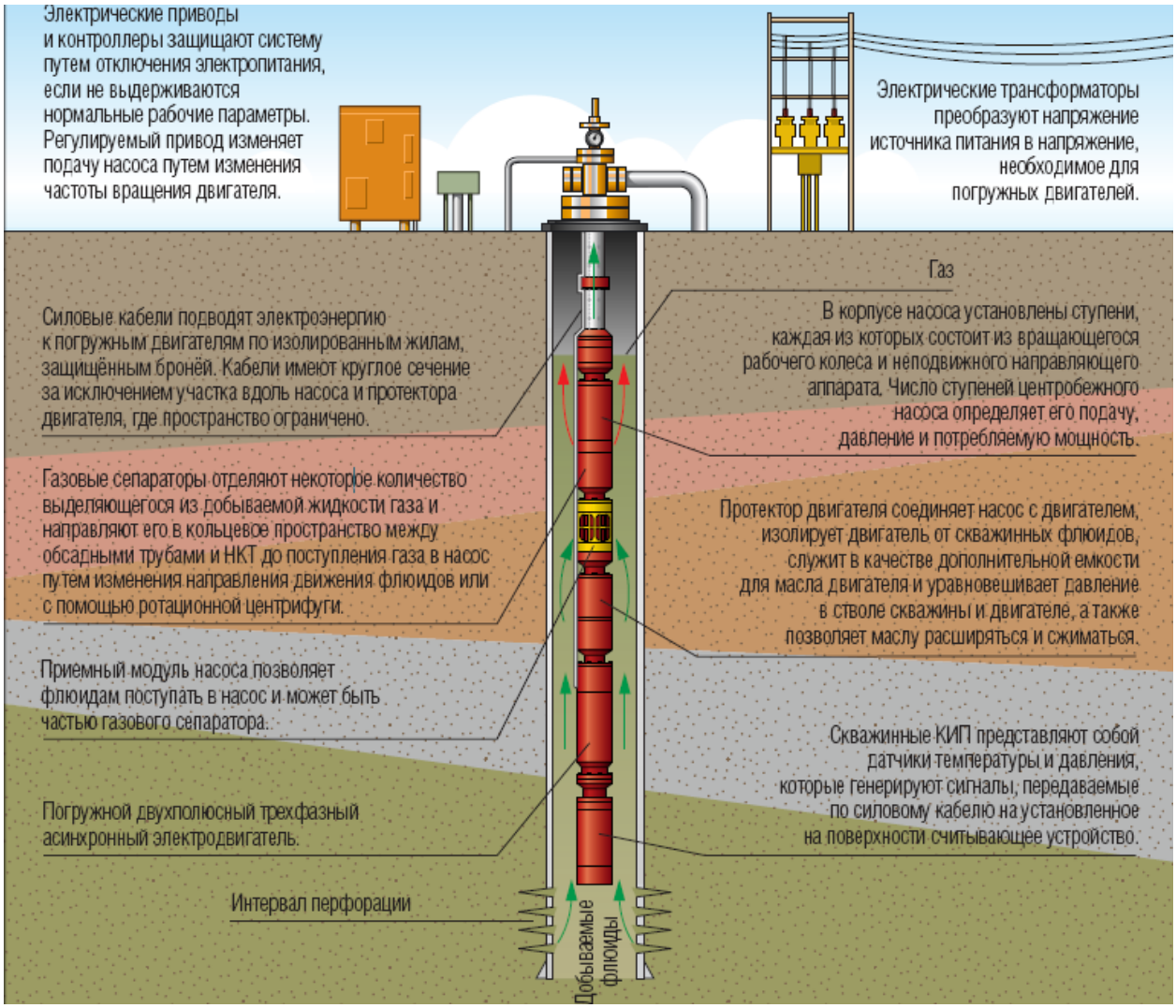
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса, в английском варианте - ESP (electric submersible pump).

УЭЦН - обычный насосный агрегат, только тонкий и длинный. И умеет работать в среде отличающейся своей агрессивностью к присутствующим в ней механизмам. Состоит он из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой + насос), кабельной линии, колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного оборудования (трансформатора и станции управления).

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

Установки имеют два исполнения – обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки при заказе: ***УЭЦНМ5-125-1200 ВК02*** *ТУ 26-06-1486 – 87; при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 - 87, где У- установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м3/сут: 1200 - напор, м; ВК - вариант комплектации; 02 - порядковый номер варианта комплектации по ТУ. Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».*



2. Погружной электродвигатель асинхронный (ПЭД) и вентильный (ВЭД). Устройство и принцип работы. Преимущества и недостатки. Удлинители к кабельным линиям и кабельные линии для УЭЦН.

Погружной электродвигатель ПЭД

Погружной асинхронный электродвигатель служит для привода электроцентробежного насоса и состоит из ротора, статора, головки, основания и узла токоввода.

Внутренняя полость двигателя заполнена маслом. Фильтр для очистки масла расположен в нижней части двигателя.

Погружной электродвигатель комплектуется гидрозащитой (протектор, компенсатор) для предотвращения проникновения пластовой жидкости в двигатель и утечки масла из двигателя.

Для эффективного охлаждения двигателя необходимо постоянное наличие потока жидкости в кольцевом пространстве между его корпусом и внутренними стенками ***эксплуатационной*** *колонны.*

Основным видом ***погружных электродвигателей****, служащих для привода центробежных насосов, являются асинхронные маслонаполненные с короткозамкнутыми роторами*

двигатели, вертикального исполнения, выполненные в стальном корпусе, цилиндрической формы.



Основные параметры двигателя: мощность, ток и напряжение, зависят от типоразмера двигателя. В настоящее время выпускают двигатели с номинальной мощностью от 8 до 500 кВт, рабочим током от 18 до 180А и рабочим напряжением от 300 до 3600 В. Малые диаметры и большие мощности вызывают необходимость увеличивать длину двигателей, которая иногда превышает 20 м.

УСЛОВНОЕ ОБОЗНАЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

ПЭД - XXX - XXX

1 2 3

1 - Погружной электродвигатель

2 - Условная мощность двигателя (кВт)

3 - Диаметр корпуса двигателя (мм)

Пример обозначения погружного электро¬двигателя мощностью 45 кВт с диаметром корпуса 117 мм:

ПЭД-45-117

Физика работы:

- При подаче трехфазного переменного напряжения на обмотки статора создается вращающееся магнитное поле.
- Это поле индуцирует ток в стержнях короткозамкнутого ротора.
- Взаимодействие магнитного поля статора и тока в роторе создает электромагнитный момент, заставляющий ротор вращаться. Скорость вращения ротора немного меньше скорости магнитного поля («асинхронная»).
- Вращение через гибкую муфту передается на вал многоступенчатого центробежного насоса, который и поднимает жидкость на поверхность.

Преимущества ПЭД

1. **Высокая надежность и простота конструкции:** Отсутствие коллекторно-щеточного узла (как в двигателях постоянного тока) повышает надежность.
2. **Приспособленность к глубоким скважинам:** Может работать на больших глубинах (2000-3500 м и более).
3. **Высокий КПД:** Может достигать 85-92%, что эффективно для круглосуточной работы.
4. **Большая мощность в малом диаметре:** Конструкция «длинный и узкий» идеально подходит для ограниченного пространства обсадной колонны.
5. **Возможность регулировки частоты вращения:** С помощью частотного преобразователя (ЧРП) можно плавно менять скорость двигателя, подстраивая работу насоса под changing характеристики скважины (обводненность, изменение дебита), что экономит энергию и увеличивает ресурс.
6. **Относительно низкая стоимость производства и обслуживания** по сравнению с другими типами погружных двигателей (например, вентильно-индукторными).

Недостатки ПЭД

1. **Чувствительность к качеству электропитания:** Непереносимость несимметрии напряжения и частоты в сети, чувствительность к пусковым токам (требует использования мягких пускателей или ЧРП).
2. **Сложность ремонта:** При выходе из строя необходима дорогостоящая операция по подъему всей колонны оборудования из скважины (операция **подземного ремонта**).
3. **Зависимость от охлаждения:** Перегрев при работе на малых дебитах или в режиме «помпажа» — одна из основных причин поломок.
4. **Ограниченная стойкость к агрессивным средам:** Хотя корпус герметичен, возможны коррозионные повреждения от пластовой жидкости при разгерметизации.
5. **Падение КПД и коэффициента мощности при неполной нагрузке.**
6. **Большая длина:** Требует высоких цехов для ремонта и подготовки.

Сравнение с **Винтовые погружные насосы (ВПН):** Лучше работают с высоковязкой нефтью и песком, но обычно имеют меньшую глубину спуска и мощность.

Погружной вентильный двигатель (ВЭД)

Конструктивно, вентильный Разрез ротора ВЭД двигатель не отличается от асинхронного двигателя за исключением устройства ротора. Отличие конструкции пакетов ротора состоит в том, что они собраны на втулках, выполненных из бесшовных труб, на которых склеиваются и опрессовываются пластины из электротехнической стали. В пазы пакетов вставляются постоянные магниты. При этом количество полюсов составляет от двух до пяти пар с чередованием северного и южного полюсов.

Еще одной конструктивной особенностью вентильного двигателя является наличие датчика положения ротора (ДПР), который необходим для управления подключения тех фаз электродвигателя, которые создают максимальный момент с полюсами ротора. Принцип работы вентильного двигателя основан на том, что микроконтроллер, расположенный в станции управления, питает обмотки статора по определенному алгоритму так, чтобы магнитное поле статора всегда было сдвинуто относительно магнитного поля ротора. В результате взаимодействия магнитных полей создается вращающий момент, который стремится развернуть ротор так, чтобы магнитные поля статора и ротора совпали. Но при повороте ротора под действием ДПР происходит переключение обмоток, и магнитное поле статора поворачивается на следующий шаг.

Преимущества вентильных электродвигателей перед асинхронными двигателями заключаются в следующем. При одинаковой мощности вентильные двигатели обладают меньшими массогабаритными показателями, пониженным тепловыделением и энергопотреблением (последнее снижается до 30%), а также повышенным значением КПД, коэффициента мощности, электромагнитного момента. Имеется возможность регулирования частоты вращения (250-2000, 500-3500 об/мин) и автоматического сохранения мощности на валу при различных режимах работы насоса. Благодаря регулируемому приводу осуществляется плавный запуск установки, компенсация неточностей подбора оборудования, а также оптимизация работы системы «насос-пласт» в случае изменений параметров пласта.

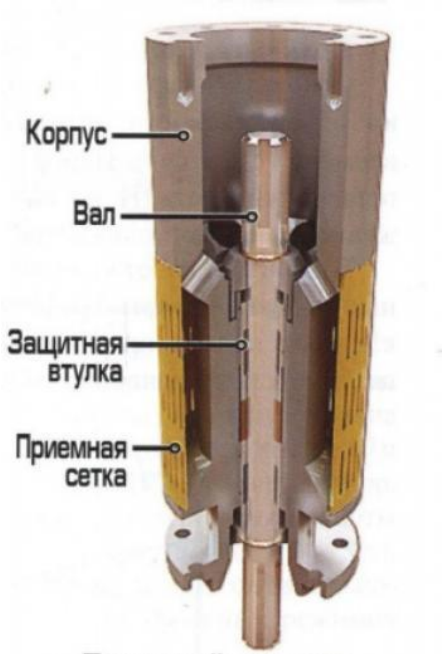
К недостаткам вентильных двигателей следует отнести высокую стоимость станции управления и самого электродвигателя, обусловленную сложной системой управления и использованием дорогостоящих постоянных магнитов в конструкции ротора.

3. Гидрозащита (протектор и компенсатор). Устройство и принцип работы.

Гидрозащита предназначена для защиты погружных маслозаполненных электродвигателей от проникновения пластовой жидкости в их внутреннюю полость, а также компенсации утечки масла и тепловых изменений его объема при эксплуатации электродвигателя. Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. **Протектор** служит для герметизации вала, передающего вращение насосу, а также для регулирования давления в системе при температурных расширениях масла и удаления газов, скопившихся в процессе работы двигателя. Протектор представляет собой маслонаполненную камеру с набором защитных и регулирующих устройств. **Компенсатор** служит для уравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине и компенсации теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя при его работе и остановках. Компенсатор, представляет собой камеру, образованную эластичной диафрагмой, сообщающуюся с электродвигателем.В настоящее время погружные электродвигатели комплектуются либо однокорпусной, либо двухкорпусной гидрозащитой.

4. Входной модуль. Газосепараторы, газосепараторы-диспергаторы, диспергаторы. Устройство и принцип работы.

Входной модуль (газовый модуль) – находится **между двигателем и насосом** и является ключевым элементом для приема и предварительной обработки скважинной продукции.



Входной модуль

Прием и подвод скважинной жидкости в насос осуществляется через входной модуль. Входной модуль состоит из корпуса с отверстиями для прохода пластовой жидкости, вала с защитными втулками и приемной сетки, которая обеспечивает грубую очистку входящей жидкости от механических примесей. Верхняя часть входного модуля присоединяется к секции насоса, а нижняя часть к протектору. С целью уменьшения количества соединений, заводы-изготовители в настоящее время выпускают погружное оборудование со встроенным входным модулем. Входной модуль встраивается: в нижнюю секцию насоса или в протектор гидрозащиты. Входной фильтр устанавливается между гидрозащитой и нижней насосной секцией. Задержание механических примесей осуществляется при прохождении загрязненной пластовой жидкости через установленные внутри фильтра фильтрующие элементы.

Газосепаратор незаменим при добыче нефти из скважин с большим содержанием растворённого газа.
Устанавливается на входе насоса вместо входного модуля, либо после входного модуля при исполнении
газосепаратора без приёмной сетки. ОАО «БЭНЗ» производит и поставляет эффективные газосепараторы для различных условий эксплуатации для всех типов насосов.

Газосепараторы предназначены для уменьшения количества свободного газа, содержащегося в пластовой жидкости, на приеме насоса. Принцип действия газосепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключается образование газовых пробок в насосе, благодаря чему обеспечивается стабильная работа УЭЦНБ и повышается наработка на отказ.

5. Центробежный насос (ЭЦН). Габаритные группы. Устройство и принцип работы, область применения. Схемы сборки насосов.

Это многоступенчатый погружной насос, предназначенный для подъема пластовой жидкости (нефти, воды, их смеси) из скважин. Его ключевая задача — преобразовать механическую энергию вращения от погружного электродвигателя (ПЭД) в энергию потока, создавая достаточный напор для подъема жидкости с большой глубины (до 3000 м и более) на поверхность.

Габаритные группы (типоразмеры) насосов ЭЦН

Габаритная группа — это основной параметр, определяющий **наружный диаметр корпуса насоса**. Он должен быть меньше внутреннего диаметра эксплуатационной колонны скважины для обеспечения спуска и работы.

Обозначение: ГОСТ 14228-80 устанавливает габаритные группы по условному диаметру обсадной колонны, в которую можно спустить насос.

- **Основные группы:** 3, 4, 5, 5А, 6, 6А.
- **Наиболее распространенные: 5** и **5А** (для колонн 130-146 мм) и **6** (для колонн 168 мм).

Соответствие диаметров (примерно):

Габаритная группа	Наружный диаметр насоса, мм	Мин. внутр. диаметр обсадной колонны, мм
3	~ 85	97.7 (колонна 114 мм)
4	~ 92	106.5 (колонна 127 мм)
5	~ 103	117.7 (колонна 130 мм)

Габаритная группа	Наружный диаметр насоса, мм	Мин. внутр. диаметр обсадной колонны, мм
5А	~ 108	121.7 (колонна 140/146 мм)
6	~ 114	130.7 (колонна 150/168 мм)

Важно: Внутри каждой габаритной группы есть множество **типоразмеров (моделей)** насосов, отличающихся:

- **Подачей (м³/сут)** — от десятков до нескольких сотен (и даже тысяч для 6 группы) кубометров в сутки.
- **Напором (м)** — от сотен до нескольких тысяч метров.
- **Мощностью и числом ступеней** — от 50 до 1000 и более ступеней.

Выбор группы и модели зависит от дебита скважины, требуемого напора (глубина, давление устья) и диаметра обсадной колонны.

Устройство и принцип работы

1. Устройство:
Основные компоненты насосной секции (сборки):

- **Входной модуль (приемная сетка):** Фильтр на входе, защищающий от крупных механических примесей (песка, окалины). Может быть частью газового модуля.
- **Секция насоса:** Состоит из множества последовательно соединенных **ступеней**, набранных на общем **вертикальном валу**. Каждая ступень включает:
  - **Неподвижный направляющий аппарат (ННА):** Имеет криволинейные каналы, преобразующие кинетическую энергию потока в давление (напор) и направляющие жидкость к входу следующего рабочего колеса.
  - **Вращающееся рабочее колесо (РК):** Лопастное колесо, закрепленное на валу. При вращении создает центробежную силу, сообщая жидкости кинетическую энергию и скорость.
- **Вал:** Стальной, передает вращение от ПЭД через шлицевое соединение всем рабочим колесам.
- **Корпус (напорная труба):** Цилиндрический кожух, удерживающий все ступени под давлением.
- **Верхний торец (головка насоса):** Соединяет насос с НКТ (трубами) и содержит **обратный клапан** (для предотвращения обратного стока жидкости при остановке) и **сливной клапан** (для опорожнения колонны НКТ при подъеме).

2. Принцип работы:

1. Жидкость через входной модуль поступает на **первую ступень**.

2. **Рабочее колесо (РК)**, вращаясь, захватывает жидкость лопатками и отбрасывает ее от центра к периферии под действием центробежной силы, резко увеличивая скорость потока.
3. Жидкость с высокой скоростью попадает в **направляющий аппарат (НА)**. Здесь, благодаря специальной форме расширяющихся каналов, скорость потока снижается, а кинетическая энергия преобразуется в энергию давления (по закону Бернулли).
4. Из каналов НА жидкость направляется ко входу **следующего рабочего колеса**.
5. Этот процесс повторяется в **каждой последующей ступени**. Давление (напор) **суммируется**. Таким образом, общий напор насоса равен сумме напоров всех его ступеней: H_общ = H_ст * n, где n — число ступеней.
6. После последней ступени жидкость под высоким давлением поступает в напорную головку насоса, проходит через обратный клапан и попадает в колонну НКТ, по которой поднимается на поверхность.

Ключевая особенность: ЭЦН — **многоступенчатый** аппарат, что позволяет достигать огромных напоров при сравнительно небольших диаметрах.

Область применения

Насосы ЭЦН применяются для добычи жидкости в самых разных условиях:

1. **Добыча нефти:** Основная область — фонтанная и механизированная добыча из нефтяных скважин.
2. **Добыча воды:** Для водозаборных скважин, систем поддержания пластового давления (ППД).
3. **Скважины с высоким дебитом:** ЭЦН незаменимы для высокодебитных скважин (сотни и тысячи м³/сут), где штанговые насосы неэффективны.
4. **Наклонные и горизонтальные скважины:** Гибкие валы и модульная конструкция позволяют эксплуатацию в скважинах с искривлением.
5. **Скважины с высокой газонасыщенностью:** В паре со специальными газовыми модулями (сепараторами-диспергаторами).
6. **Скважины с высоким содержанием механических примесей:** При использовании износостойких материалов ступеней (например, TefCoat, никелевые покрытия).

Ограничения:

- Высокое содержание песка (без применения износостойких исполнений).
- Очень высоковязкие жидкости (тяжелые нефти).
- Сильно коррозионные среды (требуют спецматериалов).
- Скважины с малым диаметром колонны (менее 114 мм).

Схемы сборки насосов ЭЦН

Схема сборки определяет **конструктивное исполнение** насоса в зависимости от условий эксплуатации. Основные схемы:

1. Сборка «Н» (Нормальная, Standart)

- **Описание:** Насосная секция собрана в одном корпусе. Вал — цельный, жесткий. Наиболее распространенная и надежная схема.
- **Применение:** Вертикальные и слабоискривленные скважины. Стандартные условия эксплуатации.
- **Преимущества:** Простота, надежность, высокая жесткость вала.

2. Сборка «У» (Удлиненная, Tandem)

- **Описание:** Две или более насосные секции соединены последовательно **с помощью катушек (переходников)**. Валы секций соединяются шлицевыми муфтами.
- **Применение:** Когда для создания требуемого напора необходимо больше ступеней, чем помещается в одну стандартную секцию (глубокие скважины). Или для замены только части ступеней.
- **Преимущества:** Возможность создания очень высокого напора.

3. Сборка «Г» (Гибкая, Flexible Shaft или «Арктическая»)

- **Описание:** Используется **гибкий вал** (состоит из отдельных секций, соединенных шарнирно или специальными муфтами). Ступени могут иметь радиальную подвижность.
- **Применение: Сильноискривленные, наклонно-направленные и горизонтальные скважины (ГС)**. Позволяет насосу проходить через зоны интенсивного искривления без заклинивания и перегрузки.
- **Преимущества:** Приспособленность к сложному профилю скважины.

4. Сборка «В» (Витая, Coiled Tubing)

- **Описание:** Насос предназначен для спуска не на обычных НКТ, а на **сплошной бухте гибких труб (coiled tubing)**. Конструктивно адаптирован для этого.
- **Применение:** Для скоростного спуска/подъема, на скважинах с осложненными условиями, для промывочных работ.
- **Преимущества:** Быстрота проведения подземного ремонта (скважинных операций).

5. Сборка «П» (Песочная, Abrasion Resistant)

- **Описание:** Не столько схема сборки, сколько **исполнение**. Все проточные части ступеней (РК и ННА) выполнены из высокоизносостойких материалов (полимерные покрытия, спецсплавы).
- **Применение:** Эксплуатация в скважинах с **высоким содержанием механических примесей (песка)**.
- **Преимущества:** Повышенный ресурс в абразивных средах.

6. Клапаны обратные серии КОШ и МФК2.73, сливной клапан. Устройство и принцип работы.

Клапаны серии КОШ, изготавливаемые в модификациях КОШЗ (с замковой резьбой) и КОШТ (с резьбой НКТ), предназначены для герметизации трубного канала скважинного инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также, при проведении ремонтных и аварийных работ. Модификации КОШЗ выпускаются с присоединительными резьбами как с правым, так и левым направлением витков.

Клапан многофункциональный МФК2.73 используется в компоновке с установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) и обеспечивает:
- заполнение колонны НКТ при спуске УЭЦН;
- опрессовку колонны НКТ по окончании спуска как самой установкой УЭЦН, так и опрессовочным агрегатом непосредственно с устья скважины;
- отсечение затрубного пространства от внутренней полости колонны НКТ при запуске УЭЦН;
- предупреждение слива жидкости из колонны НКТ при аварийных остановках УЭЦН;
- промывку колонны НКТ через затрубное пространство;
- слив жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН (при угле наклона отдельных участков ствола скважины не более 35°).

Спускной клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

Спускной клапан содержит корпус, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба муфты для соединения к насосно-компрессорным трубам, а с другой стороны - наружная коническая резьба для ввинчивания в обратный клапан. В корпус ввернут штуцер, который уплотнен резиновым кольцом. Перед подъемом насоса из скважины конец штуцера, находящийся во внутренней полости клапана, сбивается (обламывается) специальным инструментом (например, ломом, сбрасываемым в НКТ), и жидкость из колонны насосно-компрессорных труб вытекает через отверстие в штуцере в затрубное пространство. На период транспортирования и хранения спускной клапан закрыт крышками.

7. Малогабаритное оборудование УЭЦН (установки 2А и 3 габаритов). Внутрискважинное оборудование, условное обозначение и область применения.

Назначение разработки малых габаритов

Работа в скважинах с техническими ограничениями: смещение труб эксплуатационной колонны; ремонтные колонны (пластыри); колонны со сверхнормативной кривизной.

Повышение нефтеотдачи за счет спуска оборудования непосредственно в боковые стволы, вследствие чего увеличивается депрессия на пласт.

Конструкция

Для УЭЦН 2а габарита разработан узел смещения, который позволяет уменьшить габарит установки, тем самым - применять УЭЦН в эксплуатационных колоннах малого диаметра или в боковых стволах.

Состав внутрискважинного оборудования

1. Погружной многоступенчатый центробежный насос (малогабаритный)

2. Погружной электродвигатель (ПЭД) малогабаритный

3. Газосепаратор / Диспергатор малогабаритный

4. Газозащитное устройство (ГЗД) или Протектор

5. Гибронема (Кабель) и кабельная струна

6. Термоманометрический датчик (ТМД)

Расшифровка: ЭЦН - Х - ХХ Х ХХХ – Х

1. **Тип установки:** ЭЦН — электроцентробежный насос.
2. **Габаритная группа:** Для малогабаритных — 2А или 3.
3. **Номинальная подача, м³/сут:** Указывается числом (например, 25, 40, 80). Для малогабаритных установок это, как правило, значения до 100-120.
4. **Номинальный напор, м (для насоса) / Мощность, кВт (для ПЭД):**
   - Для насоса: Указывается **класс напора** (десятки метров). Например, 10 = 1000 м, 6.5 = 650 м.
   - Для ПЭД: Указывается мощность (например, 20 = 20 кВт).
5. **Исполнение (конструктивные особенности):**
   - **Насос:** Материал, тип, схема сборки (Н, У, Г и т.д.). Для малогабаритных часто указывают М — малоразмерный или материалы (например, А — антикоррозионный).
   - **ПЭД:** Исполнение по температуре среды, защите (Б — для термостойкого исполнения, В — для водостойкого).
6. **Номинальное напряжение, В:** 380, 530, 830, 1140, 2300 и т.д.

Пример обозначения насоса: ЭЦН3-40-1100 — Насос 3-го габарита, подача 40 м³/сут, напор 1100 м, нормальное исполнение.
Пример обозначения ПЭД: ПЭД2А-20-1140 — Двигатель габарита 2А, мощность 20 кВт, напряжение 1140 В.

Раздел 7. Оборудование насосов с нетрадиционными приводами. Установки погружных винтовых электронасосов (УЭВН) и диафрагменных электронасосов (УЭДН) для добычи нефти

1. Установки гидропоршневых насосов (УГН) для добычи нефти.

Наземное и внутрискважинное оборудование, принцип работы.

Гидропоршневая насосная установка состоит из поршневого гидравлического двигателя и насоса *13*, устанавливаемого в нижней части труб *10*, силового насоса *4*, расположенного на поверхности, емкости *2* для отстоя жидкости и сепаратора *6* для её очистки. Насос *13*, сбрасываемый в трубы *10*, садится в седло *14*, где уплотняется в посадочном конусе *15* под воздействием струй рабочей жидкости, нагнетаемой в скважину по центральному ряду труб *10*. Золотниковое устройство направляет жидкость в пространство над или под поршнем двигателя, и поэтому он совершает вертикальные возвратно-поступательные движения.

Нефть из скважин всасывается через обратный клапан *16*, направляется в кольцевое пространство между внутренним *10* и наружным *11* рядами труб. В это же пространство из двигателя поступает отработанная жидкость (нефть), т.е. по кольцевому пространству на поверхность поднимается одновременно добываемая рабочая жидкость. При необходимости подъема насоса изменяют направление нагнетания рабочей жидкости — её подают в кольцевое пространство.

Рабочая жидкость непрерывно нагнетается с поверхности силовым насосом насосного блока по каналу 3 в гидродвигатель 4. Золотник, совмещенный с гидродвигателем, переключает подачу рабочей жидкости поочередно в полости над и под поршнем 5 гидродвигателя и соответственно выход отработанной жидкости в канал 2 из полостей под и над поршнем.

Климатическое исполнение — У и ХЛ, категория размещения наземного оборудования — 1, погружного — 5 (ГОСТ 15150-69). Суммарная мощность установок 185 270 кВт; КПД 45 47 %; масса не более 50000 кг.

Классификация

Различают гидропоршневые насосы **одинарного, двойного действия, дифференциального действия**. С раздельным и совместным движением добываемой жидкости.

Гидропоршневые насосные установки различаются:

- **по типу принципиальной схемы циркуляции рабочей жидкости** (открытая или закрытая);

Тип принципиальной схемы циркуляции рабочей жидкости предопределяет способ возврата рабочей жидкости на поверхность. В установках **с закрытой схемой** жидкость после совершения ею полезной работы из гидродвигателя по отдельному каналу поднимается на поверхность. Продукция пласта, выходящая из скважинного насоса, поднимается по своему отдельному каналу. В установках **с открытой схемой** жидкость, выйдя из гидродвигателя, смешивается с жидкостью, выходящей из скважинного насоса, и поднимается на поверхность по общему каналу. Недостатком первой схемы является большая металлоемкость, поскольку от устья к погружному агрегату необходимо спустить три герметичных трубопровода: для подачи рабочей жидкости к агрегату, для ее отвода и для подъема пластовой жидкости.
Достоинством этой схемы являются незначительные потери рабочей жидкости, определяемые только лишь утечками из системы привода.
Следует заметить, что производительность системы подготовки рабочей жидкости всей
установки в значительной степени зависит от качества подготовки рабочей жидкости.

- **по принципу действия скважинного насоса** (одинарного, двойного действия или дифференциальный);
- **по принципу работы гидродвигателя** (дифференциального или двойного действия);
- **по способу спуска погружного агрегата** (спускаемые на колонне НКТ - фиксированные или свободные сбрасываемые в скважину);
- **по числу ГПНА**, обслуживаемых одной наземной установкой (индивидуальные или групповые).

В настоящее время выпускаются установки: УГН25-150-25, УГН40-250-20, УГН100-200-18, УГН160-380-15

Область применения УГН

Установки гидропоршневых насосов — блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из двух - восьми глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах Западной Сибири и других районах. Откачиваемая жидкость кинематической вязкостью не более 15 10-6 м2/с (15 10-2 Ст) с содержанием механических примесей не более 0.1 г/л, сероводорода не более 0.01 г/л и попутной воды не более 99 %. Наличие свободного газа на приеме гидропоршневого насосного агрегата не допускается. Температура откачиваемой жидкости в месте подвески агрегата не выше 120 ˚С.

Установки выпускаются для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм. Современные УГН позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 м3/сут. при высоком содержании в скважинной продукции воды.

Обозначения: УГН — установка гидропоршневых насосов; цифры после УГН — подача одного гидропоршневого насосного агрегата (м3/сут.); цифры после первого тире — суммарная подача установки (м3/сут.); цифры после второго тире — давление нагнетания агрегата (МПа); в конце указывается ТУ. Пример: УГН 160-380-15 ТУ 26-16-233-88.

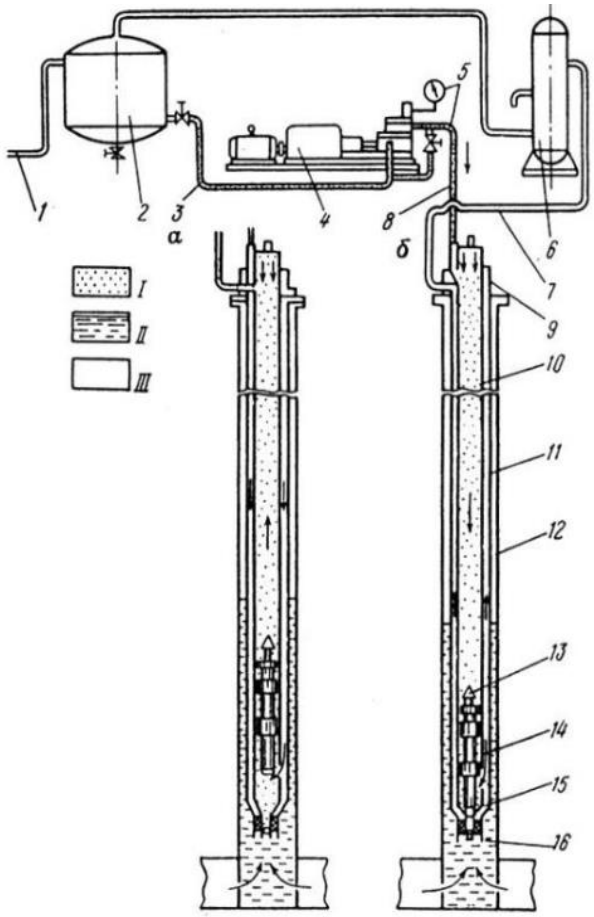


Рисунок 35 — Схема компоновки оборудования гидропоршневой насосной установки *а* — подъем насоса; *б* — работа насоса; *1* — трубопровод; *2* — емкость для рабочей жидкости; *3* — всасывающий трубопровод; *4* — силовой насос; *5* — манометр; *6* — сепаратор; *7* — выкидная линия; *8* — напорный трубопровод; *9* — оборудование устья скважины; *10* — 63 мм трубы; *11* — 102 мм трубы; *12* — обсадная колонна; *13* — гидропоршневой насос (сбрасываемый); *14* — седло гидропоршневого насоса; *15* — конус посадочный; *16* — обратный клапан; — рабочая жидкость; — добываемая жидкость; — смесь отработанной и добытой жидкости.

2. Струйно-насосные установки для добычи нефти.

Наземное и внутрискважинное оборудование

Струйно-насосная установка представляет собой насосную систему механизированной добычи нефти, состоящую из устьевого наземного погружного обордования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП; погружное оборудование -струйный насос с посадочным узлом.

Принцип работы

Струйный насос приводится в действие под влиянием напора рабочей жидкости (лучше нефти или воды), нагнетаемой в НКТ 1, соединенные с соплом 2. При прохождении узкого сечения сопла струя перед диффузором 4 приобретает большую скорость и поэтому в каналах 3 снижается давление.

Эти каналы соединены через полость насоса 5 с подпакерным пространством 6 и пластом откуда пластовая жидкость всасывается в насос и смешивается. В камере смешения с рабочей.

Смесь жидкостей далее движется по кольцевому пространству насоса и поднимается на

поверхность по межтрубному пространству (насос спускают на двух концентрических рядах труб) под давлением нагнетаемой в НКТ рабочей жидкости.

Область применения струйно-насосных установок

Струйные насосы отличаются отсутствием подвижных частей, компактностью, высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и абразивному износу, дешевизной. КПД струйной установки приближается КПД других гидравлических насосных систем. Рабочие характеристики струйного насоса близки к характеристикам электропогружного насоса. Срок службы струйного насоса в абразивной среде не менее 8 месяцев, теоретический отбор жидкости до 4000 м3/сут., максимальная глубина спуска - 5000 м, масса погружного насоса 10 кг. Насос может откачивать высоковязкие жидкости и эксплуатироваться в сложнейших условиях (высокие температуры пластовой жидкости, содержание значительного количества свободного газа и песка в продукции и т.д.).

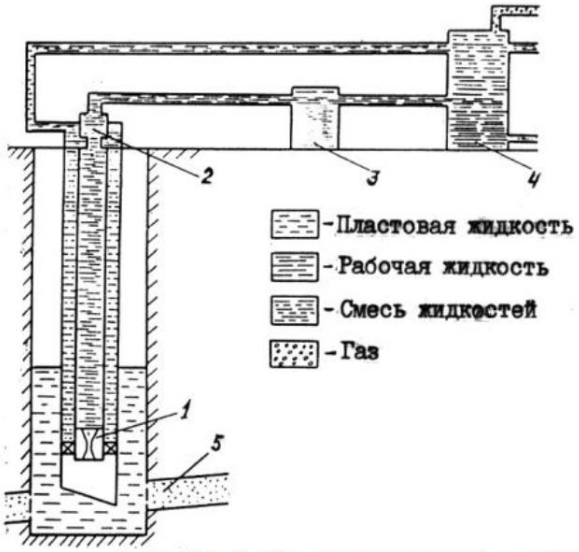
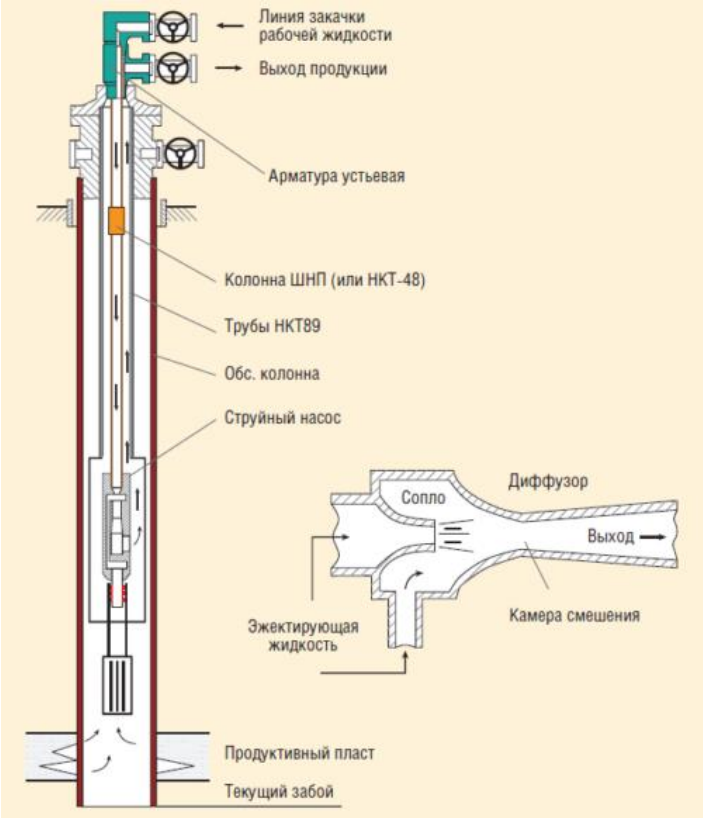


Рисунок 36 — Струйно-насосная установка *1* — струйный насос; *2* — ловитель; *3* — силовой насос; *4* — сепаратор; *5* — продуктивный пласт



3. Установки погружных винтовых электронасосов (УЭВН) для добычи нефти.

Наземное и внутрискважинное оборудование и принцип работы

Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса (рисунок 30) состоит из насоса, электродвигателя с гидрозащитой, комплектного устройства, токоподводящего кабеля с муфтой
кабельного ввода. В состав установок с подачами 63, 100 и 200 м3/сут входит еще и трансформатор, так как двигатели этих установок выполнены соответственно на напряжение 700 и 1000 В.
Установки выпускаются для скважин с условным диаметром колонны обсадных труб 146 мм.
Все установки комплектуют погружными двигателями типа ПЭД с гидрозащитой 1Г51. Приводом винтовых насосов служит электродвигатель трехфазный, асинхронный, короткозамкнутый, четырехполюсный, погружной, маслонаполненный. Исполнение двигателя вертикальное, со свободным концом вала, направленным вверх.

Гидрозащита предохраняет его внутреннюю полость от попадания пластовой жидкости, а также компенсирует температурные изменения объема и расхода масла при работе двигателя. С помощью гидрозащиты осуществляется выравнивание двигателя с давлением в скважине на уровне его подвески.

Внутренняя полость двигателей заполнена специальным маслом диэлектрической прочности. Установки обеспечивают подачу от 16 до 200 м3/сут, давление 9 12 МПа; КПД погружного

агрегата составляет 38 50 %; мощность электродвигателя 5.5, 22 и 32 кВт; масса погружного агрегата
341713 кг; частота вращения — 1500 мин-1. С учетом температуры в скважине установки изготавливают в трех модификациях: для температуры 30 ˚С (А); для температуры 30 50 ˚С (Б); для температуры 50 70 ˚С (В, Г). В обозначении установок в зависимости от температуры добываемой жидкости введены буквы А, Б и В (Г). Например, УЭВН5-16-1200А или УЭВН5-200-900В.

В настоящее время на нефтяных промыслах используют винтовые насосные установки с погружным электродвигателем, а также поверхностным приводом как отечественного (ОКББН), так и импортного производства (фирма РОДЕМИП, Франция; фирмы COROD MANUFACTURING и AMOCO CANADA PETROLEUM LTD, GRIFFIN PUMPS, ROTALIFT, Канада; фирма SCHELLER-BLECKMAN, Австрия).

Область применения

Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости (до 1.103 м2/с) температурой 70 ˚С, с содержанием механических примесей не более 0.4 г/л, свободного газа на приеме насоса — не более 50 % по объему.

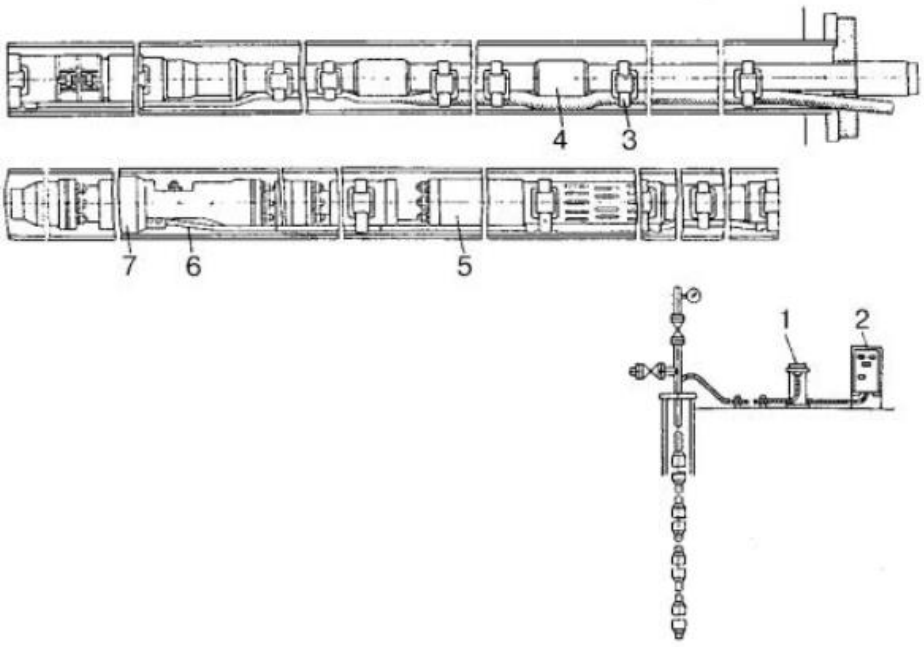


Рисунок 30 — Установки погружного винтового сдвоенного электронасоса *1* — трансформатор; *2* — комплектное устройство; *3* — пояс крепления кабелей; *4* — *НКТ*; *5* — винтовой насос; *6* — кабельный ввод; *7* — электродвигатель с гидрозащитой.

4. Установки погружных диафрагменных электронасосов (УЭДН) для добычи нефти

Наземное и внутрискважинное оборудование, принцип действия

Наиболее важной особенностью глубинных диафрагменных насосов является расположение всех рабочих органов насоса, кроме всасывающего нагнетательного клапанов, в маслозаполненной герметичной камере. Эта камера отделена от добываемой жидкости гибкой **диафрагмой**. Таким образом, воздействию добываемой жидкости подвергается минимально возможное количество деталей глубинного насоса.

Схема диафрагменного насоса конструктивно объединяет насосные узлы с маслозаполненным **асинхронным электродвигателем**. С ротором электродвигателя жестко связана ведущая **шестерня конического редуктора**. На ведомой шестерне смонтирован **эксцентрик**, создающий поступательно движение плунжеру насоса.

Возвратное движение плунжера осуществляется с помощью цилиндрической пружины. Все камеры электродвигателя и насоса, вплоть до диафрагмы, заполнены жидким маслом. Для компенсации изменения объема масла при нагреве в нижней части двигателя имеется **резиновый мешок-сильфон.** Количество масла, закачиваемого рабочим поршнем под диафрагму, должно обеспечивать необходимую величину перемещения диафрагмы, зависящую от условий эксплуатации. Специальное клапанное устройство, связанное с движением диафрагмы насоса, автоматически регулирует объем закачиваемого масла.

Принцип действия

Диафрагменный насос представляет собой двухдиафрагменный объемный насос. Насос вытесняет жидкость из одной из своих двух жидкостных камер по завершении каждого такта. Подвижны всего несколько смачиваемых деталей (детали, которые соприкасаются с перекачиваемой жидкостью): две диафрагмы, соединенные общей осью, два шарика клапанов на стороне всасывания и два шарика клапанов на стороне нагнетания. Диафрагмы действуют как разделительные мембраны между сжатым маслом и жидкостью. Воздействие на диафрагмы маслом, а не через ось, балансирует нагрузку на диафрагмы, уменьшает механические напряжения в них и, следовательно, продлевает срок их службы. Шарики клапанов открывают и закрывают клапаны для управления потоком жидкости.

Область применения УЭДН

Установки погружных диафрагменных электронасосов УЭДН предназначены эксплуатации малодебитных скважин преимущественно с пескопроявлениями, высокой обводненностью продукции, кривыми и наклонными стволами с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм, массовая концентрация твердых частиц 0,2 % (2 г/л); максимальное объемное содержание опутного газа на приеме насоса 10 %; водородный показатель попутной воды pH = 6,0 - 8,5; максимальная концентрация сероводорода 0,001 % (0,01 г/л). Содержание попутной воды в перекачиваемой среде не ограничивается. Максимально
погружной диафрагменный электронасос опускается скважину на насосно-компрессорных
трубах условным диаметром 42, 48 или 60 мм.

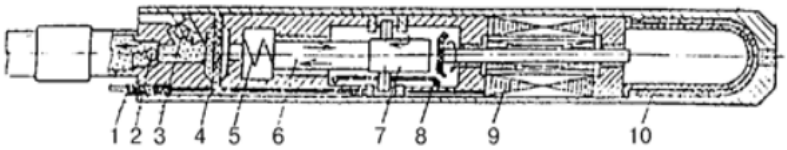


Рис. 9. **Погружной диафрагменный электронасос: 1 - токоввод; 2 - нагнетательный клапан; 3 - всасывающий клапан; 4 - диафрагма; 5 - пружина; 6 - плунжерный насос; 7 - эксцентриковый привод; 8 - конический редуктор; 9 - электродвигатель; 10 - компенсатор**

Раздел 8. Оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации скважин (ОРЭ)

1. Классификация способов одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Требования, предъявляемые к оборудованию для ОРЭ. Область применения и характеристики оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации пластов.

2. Контроль и регулирование процесса разработки нескольких пластов одной скважиной.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) позволяет реализовать систему раздельной разработки объектов многопластового месторождения одной сеткой скважин, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения при экономии ресурсов.

1 вопрос:

Классификация способов одновременно-раздельной эксплуатации пластов:

Схема ОРЭ пластов по назначению:

1. ОРЭ пластов — одновременная раздельная добыча из нескольких пластов.

2. одновременно-раздельная закачка рабочей жидкости — одновременная закачка в разные пласты.
3. ОРЭ пласта и закачки рабочего агента — добыча из одного пласта и закачка в другой.

Раздельно эксплуатируют пласты способами:

- оба пласта фонтанным (фонтан-фонтан);
- один пласт фонтанными, а другой – механизированным (фонтан-насос, причем это означает, что нижний пласт эксплуатируется фонтаном);
- оба пласта механизированным (насос-насос).

Требования, предъявляемые к оборудованию для ОРЭ:

1. Надежное разобщение пластов в течение всего периода эксплуатации.
2. Возможность проведения технологических операций с каждым пластом отдельно (освоение, исследование, очистка от парафина и т.д.).
3. Возможность регулирования отбора или закачки жидкости по пластам.
4. Простота конструкции.
5. Минимальная металлоемкость.

6. Надежность в эксплуатации.

Область применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации пластов:

ОРЭ применяется на многопластовых месторождениях для:

- Системы поддержания пластового давления (ППД) (ОРЗ - одновременно-раздельная закачка — закачка воды или агента в несколько пластов через одну нагнетательную скважину)
- Многопластовых нефтегазовых месторождений (сокращение капитальных затрат на бурение отдельных скважин для каждого пласта)
- Горизонтальные и многозабойные скважины
- Сложные геолого-физические условия (пласты с разным пластовым давлением, с разными коллекторскими свойствами)
- Эксплуатация месторождений с осложнениями (парафинообразование, солеотложения, смолы)
- Оптимизация фонда скважин (увеличение продуктивности скважин без дополнительного бурения)

Что даёт использование ОРЭ:

- Сокращения капитальных затрат на бурение отдельных скважин под каждый пласт.
- Снижения эксплуатационных расходов.
- Ускорения освоения месторождения.
- Регулирования разработки с целью повышения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Характеристики оборудования:

Оборудование для ОРЭ пластов состоит из наземных и внутрискважинных узлов.

Наземные узлы оборудования: фонтанная арматура, насосные установки и системы контроля и регулирования. Предназначены для герметизации устья скважин, передачи движения и обеспечения регулирования режимных параметров.

Подземные узлы: пакеры, насосы (штанговые, погружные), клапаны, муфты, уплотнительные узлы, системы раздельного подъема продукции. Обеспечивают герметизацию пластов, отбор (или закачку) заданного объема жидкости и его подъем на поверхность.

Примеры установок:

- Однолифтовые установки для ОРЭ (при разном пластовом давлении). (146 м 168 мм эксплуатационные колонны).
  Преимущества: простота, любой размер насоса, регулировка соотношения дебитов пластов, возможность установки глубинного прибора
- Двухлифтовые установки с раздельным подъемом продукции.
  Преимущества: раздельный подъём продукций пластов
- Установки с электропогружными насосами (ЭЦН) и винтовыми насосами.
  Преимущества: полный объём информации о работе пластов
- Установка для ОРЭ с электропогружным насосом и раздельным подъёмом продукций объектов
  Преимущества: полный объём информации о работе пластов, раздельный подъём

Узлы установки: трубный насос скважинный типа ННБ (нижний) с условным диаметром от 27 мм до 57 мм; трубный специальный насос скважинный типа НН-2СП (верхний) с полым штоком и плунжером специальной конструкции; пакер; клапан КП-1 для промывки и «глушения» скважины; колонна полых насосных штанг в составе с устьевым штоком полым; промывочным клапаном; муфтой со сливной мембраной, трубопроводной арматурой; устьевой сальник; комплект оборудования для раздельного учета продукции.

2 вопрос:

Контроль и регулирование процесса разработки нескольких пластов одной скважиной:

Контроль:

1. Дебиты пластов:

- Прямой замер на устье (для двухлифтовых систем, установка с электропогружным насосом)
- По динамограмме (однолифтовые установки)

2. Обводнённость:

- Прямой замер продукции (для двухлифтовых систем, установка с электропогружным насосом)
- Переналадка насоса (в однолифтовых системах).

3. Забойное давление:

- По динамограмме (в однолифтовых системах, двухлифтовых системах)
- Спуск глубинных приборов (в однолифтовых системах).
- По данным телеметрии (установка с электропогружным насосом)

4. Приёмистость пластов (при закачке): Прямой замер на устье (ОРЗ)
5. Давление закачки : Прямой замер на устье (ОРЗ)
6. Профиль приёмистости

Технические средства контроля:

- Динамографы.
- Датчики давления и расхода.
- Телеметрические системы (для ЭЦН).
- Комплекты для раздельного учета продукции.

Преимущества систем контроля при ОРЭ:

- Получение полного объема информации о работе каждого пласта.
- Возможность оперативного регулирования разработки.
- Снижение рисков осложнений (обводнение, отложения парафина, смол, солей).
- Повышение эффективности использования скважины.

Регулирование процессов:

- Регулирование дебитов осуществляется через изменение режима работы насосов, использование штуцеров, клапанов-регуляторов.
- Раздельный учет продукции обеспечивается специальными комплектами оборудования (двухствольная устьевая арматура, сепараторы, разделительные планшайбы и подвесные патрубки)
- Управление закачкой — через наземные системы контроля и регулирования объемов закачки в каждый пласт (расходомеры, измерительные установки)

Схема ОРЗ (одновременно разделительная закачка). Преимущества: полный объём информации о работе пластов, простота.

РАЗДЕЛ 9. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

ВОПРОС 1. Подземный (текущий и капитальный) ремонт скважин. Виды работ

Подземный ремонт скважин — это комплекс работ, выполняемых в скважине для восстановления или поддержания её работоспособности без бурения нового ствола.

Подземный ремонт подразделяется на два основных типа:

- текущий подземный ремонт
- капитальный подземный ремонт

Текущий подземный ремонт скважин

Текущий подземный ремонт включает работы по устранению неисправностей подземного оборудования и поддержанию нормального режима эксплуатации скважины.

Виды текущего подземного ремонта:

1. **Предупредительный ремонт** — проводится планово для предотвращения отказов и аварий подземного оборудования.
2. **Вынужденный ремонт** — выполняется при внезапных отказах и аварийных ситуациях (обрыв штанг, выход из строя глубинного насоса и др.).
3. **Технологические работы** — направлены на обеспечение и восстановление технологического режима работы скважины.

Капитальный подземный ремонт скважин

Капитальный подземный ремонт — это сложный комплекс работ, связанный с восстановлением скважины при серьёзных повреждениях или изменении условий эксплуатации.

К капитальному ремонту относятся работы по:

- ликвидации аварий
- восстановлению герметичности эксплуатационной колонны
- изоляции пластов
- переводу скважины на другой объект эксплуатации

ВОПРОС 2. Подъемники и подъемные агрегаты для ремонта скважин

Подъемники и подъемные агрегаты предназначены для выполнения спуско- подъемных операций и других технологических работ при ремонте и освоении нефтяных и газовых скважин.

Установка УПТ-50 - Установка предназначена для выполнения спуско-подъемных операций и привода ротора в процессе ремонта и освоения нефтяных и газовых скважин глубиной до 3500 м. УПТ-50 — самоходная установка грузоподъемностью 50 т, смонтированная на базе трактора Т-130Г-1.

Установка УПТ-40 - Используется для проведения спуско-подъемных операций при ремонте нефтяных и газовых скважин.

Подъемные установки Азинмаш

Агрегат АзИнмаш-37А

Лебёдка агрегата включает конический редуктор, барабан и приводной вал, смонтированные на общем цельносварном каркасе станции. Вышка — сварная решетчатая телескопическая двухсекционная конструкция с откидной передней гранью. Подъем вышки осуществляется гидроприводом, а подъем верхней секции — лебёдкой с гидроприводом через блочно-канатную систему.
Установки АзИнмаш-37 и АзИнмаш-40 Предназначены для:

- спуска и подъема
- свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб и насосных штанг при текущем ремонте нефтяных и газовых скважин
- промывки песчаных пробок
- выполнения технологически-тарельных работ
- операций по свабированию скважин

Агрегат АПРС-40М - Предназначен для выполнения спуско-подъемных операций при ремонте скважин, не оборудованных вышечными сооружениями. Также используется для:

- производства тарельных работ
- очистки песчаных пробок желонкой
- возбуждения скважин поршневанием
- разведочного бурения

Установка УПРБ-125 - Предназначена для бурения и ремонта скважин. Обеспечивает бурение ротором и забойными двигателями скважин глубиной до 2700 м. Используется для капитального ремонта, освоения и восстановления нефтяных и газовых скважин глубиной до 5400 м.

Агрегат АПР-80 - Предназначен для ремонта, освоения и бурения нефтяных и газовых скважин. Выполняемые работы:

- спуско-подъемные операции с НКТ и бурильными трубами
- подземные работы и ликвидация скважин
- разбуривание песчаных пробок и цементных стаканов
- фрезерование металлических предметов
- освоение скважин после бурения
- разведочное бурение

ВОПРОС 3. Инструмент для проведения спускоподъемных операций

Спуско-подъёмные операции (СПО) — это комплекс операций по спуску, подъёму и удержанию на весу труб, штанг и другого внутрискважинного оборудования при ремонте скважин.

Подъёмное сооружение — это вышка или мачта с установленным оборудованием, предназначенная для выполнения спуско-подъёмных операций. ПСО обеспечивает размещение и работу талевой системы и восприятие нагрузок от колонн труб.

Талевая система — один из основных механизмов СПО, обеспечивающий:

- спуск, подъём и удержание колонны на весу
- регулирование нагрузки на крюке
- поддержание внутрискважинного оборудования

Талевая система является полиспастным механизмом.

Состав талевой системы:

- кронблок
- талевый блок
- стальной канат

Оснастка талевой системы — это подвешивание каната на шкивы кронблока и талевого блока для предотвращения перекоса каната и равномерного распределения нагрузки.

Основные типы талевых систем:

- с креплением свободного конца каната к основанию установки
- с креплением свободного конца к кронблоку
- с креплением свободного конца к талевому блоку
- на приёмном канате (при небольших нагрузках)

Талевые системы с неподвижными концами каната обеспечивают более равномерную нагрузку на опоры вышки и позволяют устанавливать приборы контроля нагрузки.

Кронблок — верхний элемент талевой системы, установленный на вершине вышки или мачты. Состоит из:

- шкивов

- осей
- рамы
- предохранительных элементов и крепежа

Пример: кронблок ИКБ-6-250, где 6 — число шкивов, 250 — допустимая нагрузка на крюке, т.

Талевый блок — подвижный элемент талевой системы, соединённый с крюком и обеспечивающий кратность подъёма и снижение нагрузки на лебёдку.

В талевых системах применяются **стальные канаты** круглого сечения, обладающие высокой прочностью и износостойкостью.

Канаты при работе испытывают:

- растяжение
- изгиб
- вибрационные и контактные нагрузки

Долговечность каната зависит от соотношения диаметра каната и диаметра барабана лебёдки.

ВОПРОС 4. Ловильный, режущий и вспомогательный инструмент

Ловильный, режущий и вспомогательный инструмент применяется при ремонте и аварийно-восстановительных работах для захвата, разрезания и извлечения из скважины бурильных и насосно-компрессорных труб, штанг, канатов, кабелей и других элементов оборудования.

Ловильный инструмент предназначен для захвата и извлечения аварийно оставшихся в скважине элементов оборудования.

По назначению подразделяется на:

- основной
- вспомогательный

К основному ловильному инструменту относятся:

1. **Метчики** — для извлечения труб путем ввинчивания во внутреннюю поверхность аварийного конца
2. **Колокола** — для извлечения труб за наружную резьбу; бывают проходные и непроходные
3. **Труболовки** — для захвата труб за внутреннюю или наружную поверхность; бывают освобождающиеся и неосвобождающиеся
4. **Пауки** — для извлечения мелких и посторонних предметов

Режущий инструмент применяется для разрезания труб и других элементов оборудования в скважине при невозможности их извлечения целиком.

Пример:

- Внутренние гидравлические труборезы — для отрезания насосно- компрессорных труб

Вспомогательный инструмент используется для обеспечения и облегчения ловильных и режущих операций.

Пример:

- Ловильные удочки — для захвата и извлечения кабеля, канатов и проволоки

ВОПРОС 5. Устройства для исправления и очистки колонн

Устройства для исправления и очистки колонн предназначены для восстановления проходимости и очистки внутренней поверхности обсадных колонн, насосно- компрессорных и бурильных труб при ремонте скважин.

Скрепер механический (СМ) - Предназначен для очистки внутренних стенок обсадных труб от буровой грязи, цемента, ржавчины, асфальто-смоло-парафинистых отложений, накипи и солеотложений.

Скрепер гидравлический типа СГ - Применяется для очистки внутренней поверхности обсадных колонн от перфорационных заусенцев, ржавчины, цементной корки, парафина и других отложений в заданном интервале.

Скребок-щётка типа СЩ - Предназначен для гидромеханической очистки внутренних стенок обсадных труб от буровой грязи, ржавчины и асфальто-смоло-парафинистых отложений.

Щётка механическая (ЩМ) - Используется для очистки внутренних стенок насосно-компрессорных и бурильных труб от ржавчины, буровой грязи и других отложений, а также для удаления продуктов очистки.

Щётка трубная (ШТ) - Предназначена для очистки бурильных труб малого диаметра (около 55 мм) от окалины, песка, ржавчины и загрязнений.

Устройства для исправления колонн

Оправка роликовая типа ОР - Предназначена для восстановления внутреннего диаметра повреждённых (замятых) обсадных труб путём раскатки при ремонтно-восстановительных работах в скважинах.

ВОПРОС 6. Оборудование для промывки скважины. Агрегаты и установки насосные

Оборудование для промывки скважин предназначено для очистки скважин от песчаных пробок, асфальто-смоло-парафиновых и гидратных отложений, а также для выполнения промывочно-продавочных работ при ремонте и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Оборудование для промывки скважин (ОПС) - применяется для промывки скважин различными неагрессивными жидкостями и обеспечивает:

- спуск труб под давлением
- герметизацию устья
- тепловую промывку НКТ при отложениях АСПО и гидратов

Комплект включает устьевое оборудование и колонну полых штанг для подвода теплоносителя.

Насосные агрегаты предназначены для нагнетания жидкостей при:

- промывке скважин и песчаных пробок
- цементировании
- гидравлическом разрыве пластов
- капитальном ремонте скважин

Основные насосные агрегаты:

Агрегат	Назначение
АН-400×63С	Промывка песчаных пробок, опрессовочные работы, ГРП
АН-450×70С	Цементирование, капитальный ремонт, промывочно-продавочные работы
АН-700×32	Нагнетание промывочной жидкости и бурового раствора под высоким давлением при бурении и ремонте скважин

Оборудование для промывки и насосные агрегаты обеспечивают эффективную очистку и восстановление работоспособности нефтяных и газовых скважин.

ВОПРОС 7. Установки для цементирования скважин

Назначение

Установки для цементирования скважин предназначены для нагнетания цементных и других рабочих жидкостей в скважину при бурении, капитальном ремонте, а также для промывочно-продавочных работ (удаление песчаных пробок, опрессовка колонн, гидравлическое переметивание растворов).

Основные типы установок

1. Агрегат цементировочный насосный АНЦ-320

- Используется для цементирования и промывочно-продавочных работ
- Обеспечивает нагнетание рабочих жидкостей высокого давления

2. Установка насосная УНБ1-125×320

- Аналог установки ЦА-320, ранее выпускавшейся заводом «Красный молот»
- Выпускается на шасси автомобилей Урал-4320, КрАЗ-65053, КАМАЗ-43118
- Возможны рамное или контейнерное исполнение
- Основное оборудование: насос высокого давления, мерный бак, манифолд, водоподающий блок
- Комплектуется трубопроводами, шлангами и ЗИП

3. Установка насосная СИН-35.07

- Предназначена для цементирования, опрессовки, промывки и продавки песчаных пробок
- Используется для опрессовки труб, колонн и манифольдов
- Обеспечивает гидравлическое переметивание раствора

Основные функции установок

- Нагнетание цементного раствора в скважину
- Промывка и продавка пробок
- Опрессовка труб и колонн

- Поддержание давления и объема жидкости для эффективного цементирования

Особенности

- Мобильность (шасси автомобилей или рамное/контейнерное исполнение)
- Комплексное оснащение для выполнения разных промывочно-продавочных работ

Возможность работы с различными рабочими жидкостями.