

Дисциплина «Системы сбора и подготовки скважинной продукции»

Лекция 1. «Сооружения технологического комплекса центрального пункта сбора (ЦПС)»

Учебные вопросы:

- 1. Сооружения технологического комплекса центрального пункта сбора (ЦПС).**
- 2. Установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ).**
- 3. Установки подготовки нефти (УПН).**



1. Центральный пункт сбора (ЦПС)

- ❖ ЦПС, собирающий продукцию одного крупного или нескольких сравнительно мелких месторождений, представляет собой технологический комплекс сооружений, которые обеспечивают непрерывность взаимозависимых технологических процессов по:
 - приему продукции скважин,
 - подготовке продукции до товарных кондиций,
 - транспорту нефти, нефтяного газа и воды.
- ❖ Как правило, на ЦПС предусматривается использование энергетических возможностей продуктивных пластов месторождения или скважинных насосов и насосов ДНС с максимальным КПД. Целесообразность размещения всего комплекса сооружений по подготовке нефти на ЦПС или части их на месторождении (сепарационные установки, установка предварительного сброса воды (УПСВ), ДНС и др.) в каждом конкретном случае обосновывается технико-экономическими расчетами.



Основные задачи ЦПС

- ❖ Технологический комплекс по подготовке продукции скважин на ЦПС должен обеспечивать:
 - прием и предварительную сепарацию (разделение) поступающей продукции скважин с промыслов;
 - прием и учет продукции, поступающей от ближайших скважин;
 - подготовку нефти;
 - подготовку и утилизацию пластовой и производственно-дождевых вод;
 - прием и учет товарной нефти;
 - прием и подготовку нефтяного газа к транспорту;
 - перекачку товарной нефти на сооружения магистрального транспорта.



Объекты подсобно-вспомогательного назначения

- ◆ **Объекты подсобно-вспомогательного назначения проектируются общими на суммарную мощность ЦПС или УПН.**
- **Общая мощность технологических линий (потоков) должна предусматриваться из условия обеспечения 0.7 расчетной мощности ЦПС или УПН при аварийной остановке одной технологической линии (потока) с учетом резерва мощности для повторной подготовки некондиционной нефти.**
- **При трех технологических линиях и более коэффициент 0.7 в расчетах не учитывается, а емкостная аппаратура устанавливается без резерва.**
- ◆ **Сооружения технологического комплекса ЦПС и УПН должны проектироваться из расчета непрерывного круглосуточного ритма работы оборудования в течение 350 суток (8400 часов). Мощность (производительность) ЦПС (УПН) определяется по товарной нефти.**



Нормы резервирования насосно-компрессорного оборудования

- Нормы резервирования насосно-компрессорного оборудования, обеспечивающие непрерывность технологических процессов подготовки нефти и газа, должны приниматься из расчета:
- а) для компрессорных станций — один резервный компрессор при числе рабочих компрессоров от одного до пяти и два резервных компрессора при числе рабочих компрессоров более пяти;
- б) для насосных — один резервный насос для группы от одного до пяти рабочих насосов; при обосновании (перекачке агрессивных жидкостей к др.) резерв может быть увеличен;
- в) для насосно — компрессорного оборудования, работающего периодически, резерв не предусматривается;
- г) для компрессоров воздуха предусматривается резервный компрессор при невозможности производства ремонта компрессора без ущерба для снабжения воздухом ЦПС.



Компоновка блоков УПН

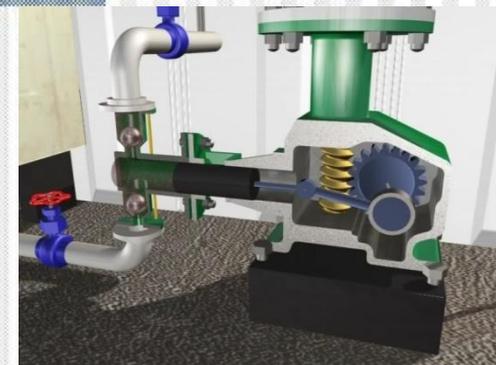
- ❖ **Компоновка блоков УПН, а также компоновка установок в целом должна выполняться из условия обеспечения:**
 - а) принятого технологического режима работы установки;
 - б) минимального количества встречных перекачек;
 - в) свободного доступа к местам обслуживания оборудования, приборам контроля и автоматизации, а также арматуре при их обслуживании и ремонте;
 - г) возможности ведения ремонтных работ с помощью средств механизации;
 - д) требований норм противопожарного проектирования.
- ❖ **Сброс некондиционной нефти с УПН следует предусматривать в сырьевые резервуары.**



2. Установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ)

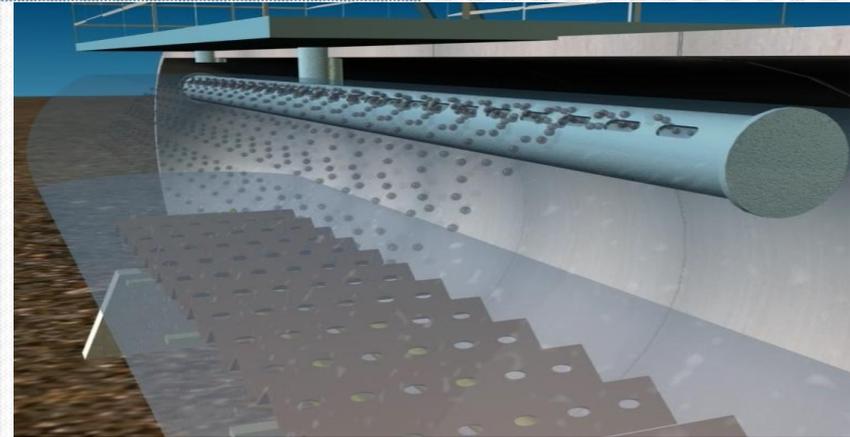
- ❖ Объекты предварительного разделения продукции скважин должны рассматриваться как составная часть технологического комплекса сооружений по сбору, транспорту, подготовке нефти, нефтяного газа и воды.
- ❖ Технологическая схема процесса должна обеспечивать:
 - а) подготовку нефтяной эмульсии к расслоению перед поступлением в «отстойные» аппараты;
 - б) сепарацию газа от жидкости с предварительным отбором газа;
 - в) предварительное обезвоживание эмульсии до содержания в ней воды не более 5—10% масс.
- ❖ Размещение объектов предварительного разделения продукции скважин (на ЦПС или на месторождении) должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

Установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ)



- ❖ Для подготовки нефтяной эмульсии к расслоению должна предусматриваться подача реагента-деэмульгатора на концевых участках нефтегазосбора (перед первой ступенью сепарации нефти), а при наличии соответствующих рекомендаций научно-исследовательских организаций - подача воды, возвращаемой с блоков подготовки нефти.
- ❖ Процесс предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться при обводненности поступающей продукции со скважин не менее 15—20% об. и осуществляться, как правило, без дополнительного нагрева продукции скважин с применением высокоэффективных деэмульгаторов при умеренных и низких температурах процесса предварительного обезвоживания нефти.

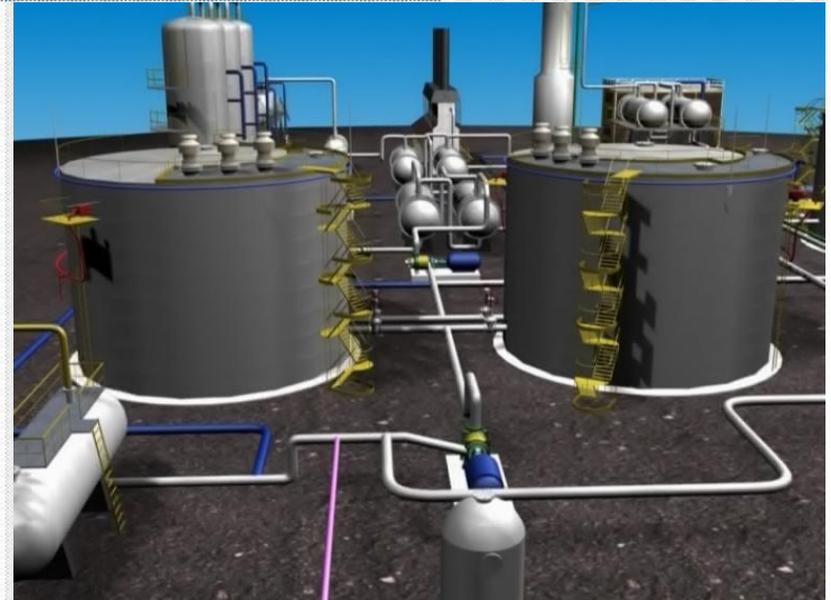
Установки предварительного сброса пластовых вод (УПСВ)



- ❖ Предварительное обезвоживание нефти должно преимущественно осуществляться в аппаратах для совместной подготовки нефти и воды. При этом сбрасываемые пластовые воды должны иметь качество, как правило, обеспечивающее их закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки (предусматривается только дегазация воды).
- ❖ Сброс пластовых вод с аппаратов предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться под остаточным давлением, обеспечивающим подачу их на прием насосных станций системы ППД или, при необходимости, на очистные сооружения (ОС) без установки дополнительных насосных.

3. Установки подготовки нефти (УПН)

Установки подготовки нефти являются составной частью единого технологического комплекса сооружений по сбору и подготовке продукции скважин и, как правило, должны располагаться на ЦПС.





Технологический комплекс УПН

❖ Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен обеспечивать:

- глубокое обезвоживание нефти;
- обессоливание;
- снижение упругости паров товарной нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

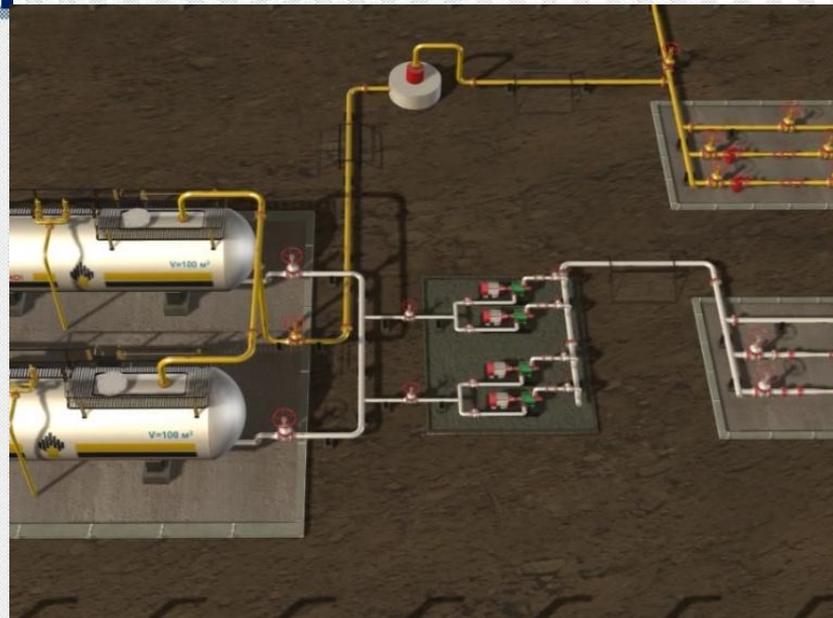
❖ Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- требуемое качество товарной нефти;
- гибкость и маневренность работы установки;
- возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- использование тепла продукции скважин;
- возможность использования оборудования в блочно-комплектном исполнении.

Технологические варианты проектирования УПН

При проектировании УПН должны рассматриваться следующие основные технологические варианты:

- а) подготовка нефти в газонасыщенном состоянии при транспортировке через все сооружения УПН за счет энергии пласта, насосов механизированной добычи нефти или дожимных насосных станций;
- б) подготовка разгазированной нефти при транспортировке ее сырьевыми насосами через все сооружения установки подготовки нефти.



Технологические варианты проектирования УПН

- ❖ При проектировании УПН должны предусматриваться мероприятия по сохранению тепла продукции и уменьшению его расхода.
- ❖ Требования к качеству товарной нефти (остаточное содержание в ней воды, хлористых солей, мех. примесей, давление насыщенных паров (ДНП) и пр.) определяются ГОСТ Р 51858-2002 и, в отдельных случаях, специальными техническими условиями.
- ❖ Технологические расчеты и выбор аппаратуры и оборудования должны производиться на основе данных материального баланса УПН и научных рекомендаций с учетом резерва мощности установки до 20%, включая резерв мощности для повторной подготовки некондиционной нефти.



Резервуарные парки

- ❖ Для УПН следует предусматривать запасы сырья (продукция скважин, продукция, поступающая от ДНС или УПСВ) и товарной нефти:
 - а) для сырья — суточный объем, поступающий на УПН;
 - б) для товарной нефти - объем суточной производительности УПН по товарной нефти при трубопроводном транспорте;
 - в) при использовании резервуарного парка одновременно для нужд ЦПС и головных сооружений магистрального транспорта суммарный объем резервуарных емкостей (типа РВС) и их количество должны определяться с учетом совмещенного графика их работы.
- ❖ Проектирование газоуравнительной обвязки резервуаров должно осуществляться в соответствии с действующими нормативными документами.
- ❖ Гидравлический расчет трубопроводов газовой обвязки следует производить по формуле Веймаута для газопроводов низкого давления.



Резервуарные парки

- ❖ В аварийных ситуациях, когда нефть поступает в вертикальные резервуары, давление сепарации в концевых сепараторах не должно превышать 0,005 МПа (0,05 кгс/см² изб.). При этом газ должен направляться на компрессорную установку или, в обоснованных случаях, сбрасываться на факел.
- ❖ Внутренние поверхности металлических резервуаров и устройств должны иметь противокоррозийное покрытие. Необходимость применения ингибиторов коррозии для защиты внутренних поверхностей аппаратов или их протекторной защиты принимается в соответствии с рекомендациями научно-исследовательских организаций.





Узлы учета нефти

- ❖ Узлы учета нефти должны проектироваться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа» (дата введения - 2006-03-01). Стандарт устанавливает общие метрологические и технические требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа, извлекаемых из недр на территории РФ, а также нормы погрешности измерений с учетом параметров (физико-химических характеристик) сырой нефти и нефтяного газа, табл. 1.5.
- ❖ Стандарт применяется в качестве основы для разработки методик выполнения измерений количества извлекаемой из недр сырой нефти и нефтяного газа и выбора конкретных средств измерений.



Классификация узлов учета нефти

Классификация узлов учета нефти	Назначение	Степень подготовки нефти
Узел товарного учета	Предназначен для сдачи товарной нефти нефтедобывающими предприятиями Транснефти и другим потребителям	ГОСТ Р 51858-2002
Оперативные узлы промыслового (цехового) учета	Предназначены для учета добычи нефти промыслом (цехом)	Не нормируется
Узлы бригадного учета	Предназначены для учета продукции скважин, обслуживаемых бригадой по добыче нефти	Не нормируется



Погрешность систем измерения количества и параметров нефти сырой (СИКНС)

Объемная доля воды в сырой нефти (водонефтяной эмульсии), % об.	Пределы допускаемой основной относительной погрешности СИКНС (погрешности измерения массы нефти), % масс.
До 5	$\pm 0,35$
До 10	$\pm 0,4$
До 20	$\pm 1,5$
До 50	$\pm 2,5$
До 70	$\pm 5,0$
До 85	$\pm 15,0$

Примечание:

При содержании воды в сырой нефти более 85% об. рекомендуется обеспечить предварительный сброс воды.



Система измерения количества и параметров нефти сырой (СИКНС)

- ❖ **СИКНС** — система измерений, представляющая собой совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто сырой нефти и предназначенная для:
 - получения информации об измеряемых параметрах сырой нефти,
 - автоматической и ручной обработки результатов измерений,
 - индикации и регистрации результатов измерений и их обработки.



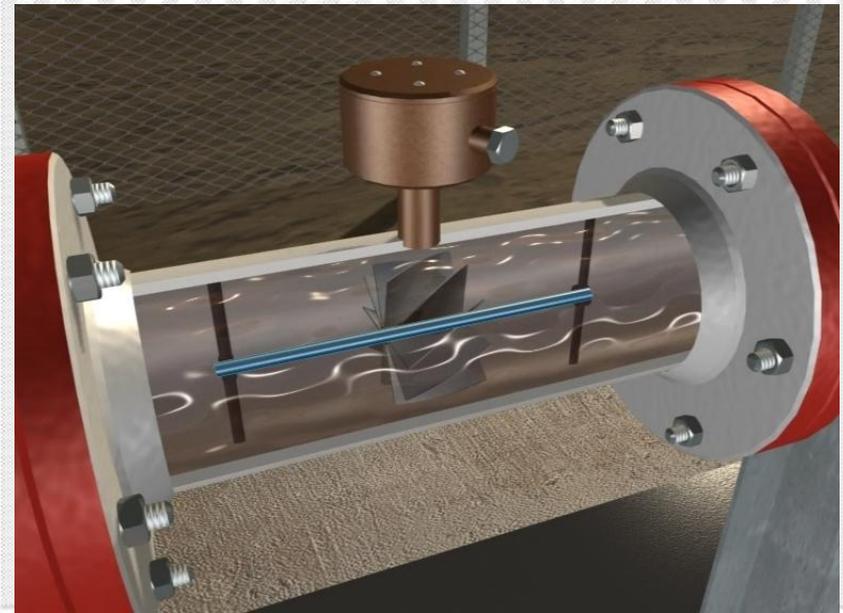
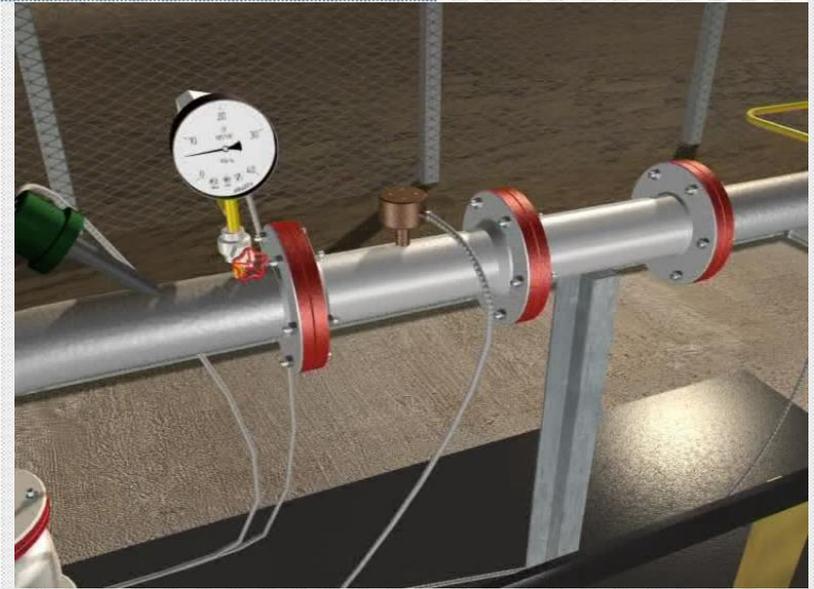
СИКНС

- Режим перекачки нефти через узлы учета должен быть стабильным и не допускать отклонения от среднего значения перекачиваемого объема (количества жидкости) более чем на $\pm 10\%$ - для узлов товарного учета и на $\pm 20\%$ — для оперативных узлов промыслового и бригадного учета нефти.
- Предел допустимой относительной погрешности определения массы: в узлах товарного учета нефти не должен превышать $\pm 0,5\%$ объема нефти; в оперативных узлах



Турбинный расходомер

- При проектировании турбинных расходомеров в оперативных узлах учета должны соблюдаться следующие условия:
- а) поток жидкости через узел учета должен быть однофазным (без выделения растворенного газа);
- б) поток жидкости через узел учета не должен расслаиваться на нефть (нефтяную эмульсию) и воду.





Узел товарного учета нефти

- В составе узла товарного учета нефти следует предусматривать:
- а) рабочие, резервные и контрольные измерительные линии с необходимыми средствами измерения и вспомогательным оборудованием (фильтрами, струе-выпрямителями, прямыми участками трубопроводов до и после преобразователей расхода, запорно-регулирующей арматуры с устройством контроля протечек);
- б) блок контроля качества, включающий в себя циркуляционный насос, автоматические поточные анализаторы — влагомер, солемер, автоматический поточный плотномер, автоматический пробоотборник, термометр, манометр;
- в) вторичные приборы обработки, хранения, индикации и передачи результатов измерения.



Оперативный узел промыслового и бригадного учета нефти

- ❖ В оперативный узел промыслового и бригадного учета нефти с турбинными счетчиками должны входить следующие основные элементы:
 - рабочая и резервная измерительные линии с необходимыми средствами измерения и вспомогательными устройствами (фильтрами, струевыпрямителями, прямыми участками трубопроводов до и после преобразователей расхода, запорно-регулирующей арматурой с устройством контроля протечек);
 - поточный влагомер и автоматический пробоотборник (для оперативного узла бригадного учета нефти влагомер, как правило, не требуется);
 - вторичные приборы обработки, хранения и индикации результатов измерения.
- ❖ Диаметр входного и выходного коллекторов узлов товарного учета должен быть не менее диаметра магистрального нефтепровода.
- ❖ Задвижки диаметром 400 мм и более должны иметь электропривод.
- ❖ При узлах бригадного учета продукции скважин следует предусматривать узел замера газа.

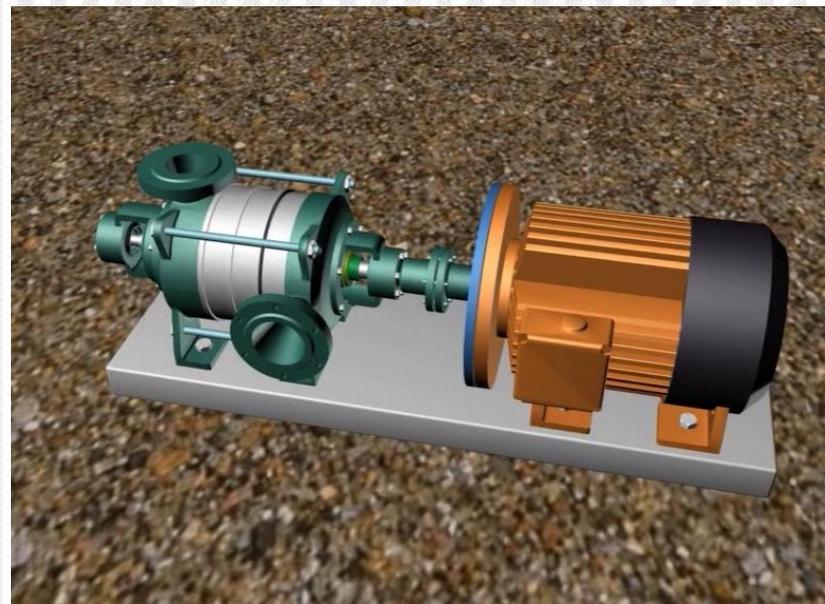


Нефтенасосные станции

- ❖ Нефтенасосные станции в зависимости от своего назначения предусматриваются:
 - для технологических перекачек на установках подготовки нефти;
 - для внутрирезервуарных перекачек продукции;
 - для перекачек товарной нефти с установок подготовки нефти.
- ❖ Выбор типа и числа насосов производится в зависимости от физико-химических свойств жидкости и параметров перекачки (расчетного рабочего давления, производительности и режима перекачки).
- ❖ Производительность рабочих насосных агрегатов определяется по максимальному количеству жидкости, поступающей на насосную станцию. Суммарная производительность насосов должна приниматься из расчета их работы в течение 23 часов в сутки.

Нефтенасосные станции

- ❖ В нефтенасосных станциях внутрирезервуарной перекачки товарной нефти количество рабочих насосов определяется в зависимости от их производительности:
 - до 1000 м³/сут — 1 агрегат;
 - от 1001 м³/сут и выше — не менее 2-х агрегатов.
- ❖ Производительность рабочих насосов для перекачки некондиционной нефти следует принимать равной 25% от суточного объема, поступающего в сырьевые резервуары УПН.
- ❖ Определение рабочих параметров насосов (давления, производительности) должно производиться на основании графика совместной работы насосов и трубопровода.





Установки подготовки нефтяного газа (УПГ)

- ❖ В зависимости от направления использования нефтяного газа и условий его транспорта до потребителей следует применять следующие способы подготовки газа:
 - осушку газа от влаги абсорбционным способом;
 - извлечение тяжелых углеводородов с осушкой газа от влаги способом низкотемпературной конденсации (НТК).
- ❖ При бескомпрессорном транспорте смеси нефтяных газов первой и конечных ступеней сепарации технологическая схема их подготовки должна предусматривать:
 - при транспорте газа в двухфазном состоянии и в условиях, приводящих к образованию кристаллогидратов, - компримирование газов конечных ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации и совместную осушку газов первой и конечных ступеней сепарации от влаги абсорбционным способом;
 - при транспорте газа в однофазном состоянии — компримирование газов конечных ступеней сепарации до давления первой ступени сепарации, его осушку от влаги или извлечение из газа первой ступени или смеси газов первой и конечных ступеней сепарации тяжелых углеводородов способом НТК с впрыском гликоля.



Установки подготовки нефтяного газа (УПГ)

- ❖ Извлечение тяжелых углеводородов способом НТК из газов первой ступени или из смеси газов первой и конечных ступеней сепарации следует предусматривать лишь в тех случаях, когда подготовка газа другими способами не обеспечивает возможность транспорта газа в однофазном состоянии и подтверждается технико-экономическими расчетами.
- ❖ Целесообразность осушки газа от влаги определяется в каждом конкретном случае по результатам технико-экономических расчетов.
- ❖ При компрессорном транспорте смеси газов первой и конечных ступеней сепарации в однофазном состоянии подготовку их следует предусматривать по схеме НТК с впрыском гликоля, а в двухфазном состоянии — только осушку от влаги.
- ❖ Выделившийся при подготовке газа углеводородный конденсат следует направлять или в товарную нефть, если это не приводит к увеличению давления насыщенных паров нефти сверх нормативного, установленного ГОСТ Р 51858-2002, или в нефть перед первой ступенью сепарации.
- ❖ Возможность подачи в нефть перед первой ступенью сепарации углеводородного конденсата, полученного в процессе подготовки газа при его компрессорном транспорте, должна в каждом конкретном случае определяться технико-экономическими расчетами.
- ❖ Состав основных сооружений установок подготовки газа определяется условиями транспорта и направлением его использования.



Установки подготовки нефтяного газа (УПГ)

- ❖ При проектировании установок подготовки нефтяного газа необходимо руководствоваться следующими основными положениям:
 - установки осушки газа должны, как правило, быть в блочно-комплектном исполнении или комплектоваться из технологических узлов в блочном исполнении;
 - при привязке блочно-комплектных установок осушки газа должны быть выполнены поверочные, технологические расчеты процессов абсорбции и десорбции газа, расчет теплового баланса абсорбционных и десорбционных аппаратов, расчет колонной, теплообменной и другой аппаратуры.
- ❖ Расчетами должны быть уточнены расходные показатели для конкретных условий привязки установки и определена возможность использования принятого в проекте оборудования.
- ❖ Если температура газа, направляемого на осушку абсорбционным способом, ниже 288 К (15 °С), необходимо предусматривать подогрев газа.
- ❖ Потери осушителя (гликоля) не должны превышать 0,02 кг (20 г) на 1000 м³ нефтяного газа. Температура регенерации осушителя должна поддерживаться в соответствии с рекомендациями, указанными в паспорте осушителя (абсорбента).



Технологические трубопроводы

- ❖ Трубопроводы, предназначенные для транспорта нефти, нефтяного газа, жидких углеводородов, щелочей, химреагентов и других веществ в пределах площадки ЦПС и площадок, необходимых для ведения технологического процесса, следует относить к технологическим.
- ❖ Технологические трубопроводы должны проектироваться с учетом общих планировочных решений генплана ЦПС и взаимной увязки сетей.
- ❖ Технологические трубопроводы, транспортирующие насыщенные растворы моноэтаноламина (МЭА), щелочи и метанола, должны проектироваться как трубопроводы первой категории.
- ❖ За рабочие параметры транспортируемого вещества следует принимать:
 - рабочее давление - давление, равное избыточному максимальному давлению, развиваемому источником давления (насосом, компрессором и т.п.), или давление, на которое отрегулированы предохранительные устройства;
 - рабочую температуру - температуру, равную максимальной положительной или минимальной отрицательной температуре транспортируемого вещества, установленной технологическим регламентом (схемой).

Технологические трубопроводы

- ❖ Прокладку технологических трубопроводов, транспортирующих вредные и взрывоопасные вещества, горючие газы, в том числе сжиженные, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, следует предусматривать надземной, на несгораемых опорах и эстакадах.
- ❖ Для транспортировки указанных веществ применение труб из стекла и других хрупких материалов, а также сгораемых и трудносгораемых материалов (фторпласта, полиэтилена, винипласта и др.) не допускается.
- ❖ На вводах трубопроводов с горючими, взрыво- и пожароопасными веществами перед ЦПС, УПН, УПГ, КС следует предусматривать отключающую арматуру.
- ❖ Диаметры трубопроводов должны определяться с учетом конкретных условий их работы (производительности технологических установок, вязкости и плотности транспортируемого продукта, напора и т.д.).





Скорости движения продуктов по трубам при определении диаметров технологических трубопроводов

Наименование продукта	Скорость, м/с
1. Газ на всасывании и нагнетании поршневого компрессора	до 10,0
2. Газ на всасывании центробежного компрессора	до 15,0
3. Газ на нагнетании центробежного компрессора	до 18,0
4. Углеводородный конденсат, отводимый самотеком	0,15-0,3
5. Сжиженные газы: на всасывании насоса на нагнетании насоса	до 1,2 до 3,0
1. Нефть, эмульсия, масло смазочное, реагенты: на всасывании насоса на нагнетания насоса самотеком (между аппаратами)	до 1,0 до 3,0 0,2-0,5
7. Топливный газ к печам	до 30,0
8. Пар (насыщенный водяной)	до 30,0
9. Воздух при давлении до 1,2 МПа (12 кгс/см)	до 40,0



Технологические трубопроводы

- **Выполнение гидравлического расчета технологических трубопроводов обязательно:**
 - **при определении диаметров всасывающих и нагнетательных трубопроводов и межступенчатых коммуникаций компрессоров, газовых приемных и нагнетательных коллекторов компрессорных станций (установок);**
 - **при проектировании межплощадочных коммуникаций технологических трубопроводов;**
 - **при проектировании гидравлических систем с замкнутым контуром циркуляции.**



Технологические трубопроводы

- ❖ Для трубопроводов, транспортирующих высоковязкие и застывающие среды, величина уклона, обеспечивающая их опорожнение, должна определяться в проекте исходя из конкретных свойств среды и условий прокладки трубопроводов.
- ❖ Тепловая изоляция трубопроводов, обеспечивающих технологический процесс, предусматривается для сохранения температуры транспортируемого продукта, предотвращения его застывания, конденсации, испарения, образования гидратных пробок, отложений парафина, смол и т.д.
- ❖ Если тепловая изоляция не обеспечивает указанных требований, трубопроводы должны предусматриваться с теплоспутниками в общей изоляции.
- ❖ Теплоспутники должны предусматриваться для обогрева наружных трубопроводов, которыми обеспечивается периодическая подача конденсирующихся или замерзающих продуктов, а также для всех трубопроводов, транспортирующих застывающие среды, независимо от режима их подачи и места расположения трубопровода.
- ❖ При использовании пара для продувки трубопроводов или горячей воды для их промывки температурная деформация должна определяться с учетом температуры пара или горячей воды.



Технологические трубопроводы

- Фланцевые соединения на трубопроводах для кислот и щелочей должны быть закрыты съёмными защитными кожухами.
- Условные давления и соответствующие им наибольшие рабочие давления по арматуре и деталям трубопроводов в зависимости от марки стали и рабочей температуры транспортируемой среды должны определяться по ГОСТ 356-80 «Давления условные, пробные и рабочие».
- Материал трубопроводов, параметры работы которых превышают величины, установленные соответствующими нормативными документами, должен приниматься по заключениям и рекомендациям научно-исследовательских организаций по металловедению и сварке и согласовываться с Ростехнадзором.
- Стальная арматура, устанавливаемая на открытых площадках в местностях со средней температурой наиболее холодной пятидневки ниже минус 40°C , должна иметь соответствующее материальное исполнение или должны быть обеспечены условия ее эксплуатации.

Факельная система ЦПС

- ◆ Факельная система ЦПС предусматривается для следующих видов сбросов горючих газов и паров:
 - постоянных — от установок регенерации сорбентов, стабилизации (выветривания) углеводородных конденсатов и др.;
 - периодических — при освобождении установок перед их пропаркой, продувкой, ремонтом, при пусконаладочных работах;
 - аварийных — при сбросе от предохранительных клапанов или других устройств аварийного сброса.





Факельная система ЦПС

- ❖ **На ЦПС предусматриваются следующие факельные системы:**
 - **низкого давления — для принятия сбросов из аппаратов и оборудования, работающих под давлением не более 0,2 МПа;**
 - **высокого давления — для принятия сбросов из аппаратов и оборудования, работающих под давлением более 0,2 МПа.**
- ❖ **Потери давления в факельной системе низкого давления должны составлять не более 0,015 МПа, высокого давления — не более 0,02 МПа в границах технологических сооружений (установок) и 0,08 МПа — от границы технологических сооружений до выхода из оголовка факельного ствола.**
- ❖ **Если факельная система предусматривается для отдельной установки (сооружения), потеря давления не ограничивается и определяется условием безопасной работы подключаемых к ней аппаратов и оборудования.**



Факельная система ЦПС

- В состав факельной системы, как правило, входят:
 - общий факельный коллектор;
 - газопроводы от отдельных сооружений и объектов ЦПС до общего факельного коллектора;
 - сепараторы;
 - конденсатосборники;
 - факельный ствол.



Факельная система ЦПС

- 
- ❖ При расчете факельных газопроводов их производительность должна приниматься равной:
 - для газопроводов от отдельных технологических объектов до общего факельного коллектора — аварийному сбросу от одного или группы аппаратов с наибольшим сбросом;
 - для общего факельного коллектора — аварийному сбросу с объекта ЦПС, на котором этот сброс окажется наибольшим по сравнению с другими, с коэффициентом 1,2.
 - ❖ Количество факельных стволов должно соответствовать количеству факельных систем.
 - ❖ Высота и место установки факельных стволов должны выбираться в зависимости от топографии площадки, расположения окружающих сельскохозяйственных земель и жилых поселков, интенсивности преобладающего направления ветров, учета требований противопожарных норм и результатов расчетов по теплонапряжению у основания факела и рассеиванию в атмосфере вредных веществ, содержащихся в продуктах сгорания.
 - ❖ Минимальная высота факельных стволов должна приниматься



Факельная система ЦПС

- ❖ **Максимальные тепловые напряжения от пламени факела не должны превышать:**
 - у основания факельного ствола (при условии, что персонал может покинуть опасную зону в течение 20 с) — $4,8 \text{ кВт/м}^2$ ($17 \text{ МДж}/(\text{м}^2\text{ч})$);
 - в местах пребывания персонала для обслуживания и ремонта оборудования в течение неограниченного времени — $1,4 \text{ кВт/м}^2$ ($5 \text{ МДж}/(\text{м}^2 \text{ ч})$).
- ❖ Для сжигания газа с содержанием сероводорода более 6% масс, должна предусматриваться специальная факельная система.
- ❖ Скорость газа в устье факельного ствола должна приниматься с учетом исключения возможности отрыва пламени, но не более 80 м/с.
- ❖ **Факельные стволы должны быть оборудованы:**
 - системой дистанционного зажигания факела;
 - горелками постоянного горения (дежурная горелка);
 - лабиринтным уплотнителем (газостатическим затвором) при диаметре факела 100 мм и более.



Факельная система ЦПС

- ❖ Подвод газа для горелок постоянного горения и лабиринтного уплотнителя должен предусматриваться от линии топливного газа, в которой газ должен находиться постоянно под давлением, вне зависимости от работ технологических установок.
- ❖ Количество дежурных горелок следует принимать исходя из диаметра ствола факела:
 - от 100 до 250 мм — 1 горелка;
 - от 300 до 550 мм — 2 горелки;
 - от 600 до 1000 мм — 3 горелки;
 - от 1100 до 1600 мм — 4 горелки;
 - более 1600 мм — 5 горелок.
- ❖ Допускается предусматривать местный контроль следующих параметров:
 - давление топливного газа и воздуха в системе зажигания и до регулирующих клапанов или вентилей;
 - уровень жидкости в конденсатосборнике.



Факельная система ЦПС

- ❖ Прокладку факельных газопроводов следует проектировать по возможности с минимальным числом поворотов с прокладкой их на низких опорах (тумбах) и стойках и с односторонним уклоном не менее 0,002 в сторону сепаратора или конденсатосборника.
- ❖ Для отделения выпадающей в трубопроводе жидкости следует предусматривать сепаратор. Установка сепаратора — наземная.
- ❖ Для сбора выпавшего в трубах и сепараторе конденсата должен предусматриваться конденсатосборник.
- ❖ При прокладке факельного газопровода на низких опорах предусматривается подземная установка конденсатосборника, а в случае прокладки факельных газопроводов на стойках — только наземная. Жидкость из конденсатосборника может откачиваться насосом или передавливаться топливным газом. При этом расчетное давление конденсатосборника должно быть выбрано с учетом максимально возможного давления газа передавливания.

БЛАГОДАРИЮ ЗА ВНИМАНИЕ