

### **Тема 3. Предприятия нефтепродуктообеспечения и газоснабжения**

Нефтепродуктообеспечение - процесс перемещения нефтепродуктов основными видами транспорта (железнодорожный, трубопроводный, автомобильный, речной и морской) от районов производства в районы потребления. Прием, хранение и отпуск нефтепродуктов в организациях (нефтебазы, склады горюче-смазочных материалов, стационарные и передвижные автозаправочные станции и автозаправочные комплексы) осуществляет в необходимых количествах и ассортименте нефтепродуктов с целью удовлетворения потребительского спроса. [1]

Газоснабжение – одна из форм энергоснабжения, представляющая собой деятельность по обеспечению потребителей газом, в том числе деятельность по формированию фонда разведанных месторождений газа, добыче, транспортировке и хранению и поставкам газа. [2]

Термин «нефтепространство» подчеркивает целостность природы этого объекта и его интеграционное содержание. Естественным подтверждением этой мысли явилось создание вертикально интегрированных нефтяных компаний.

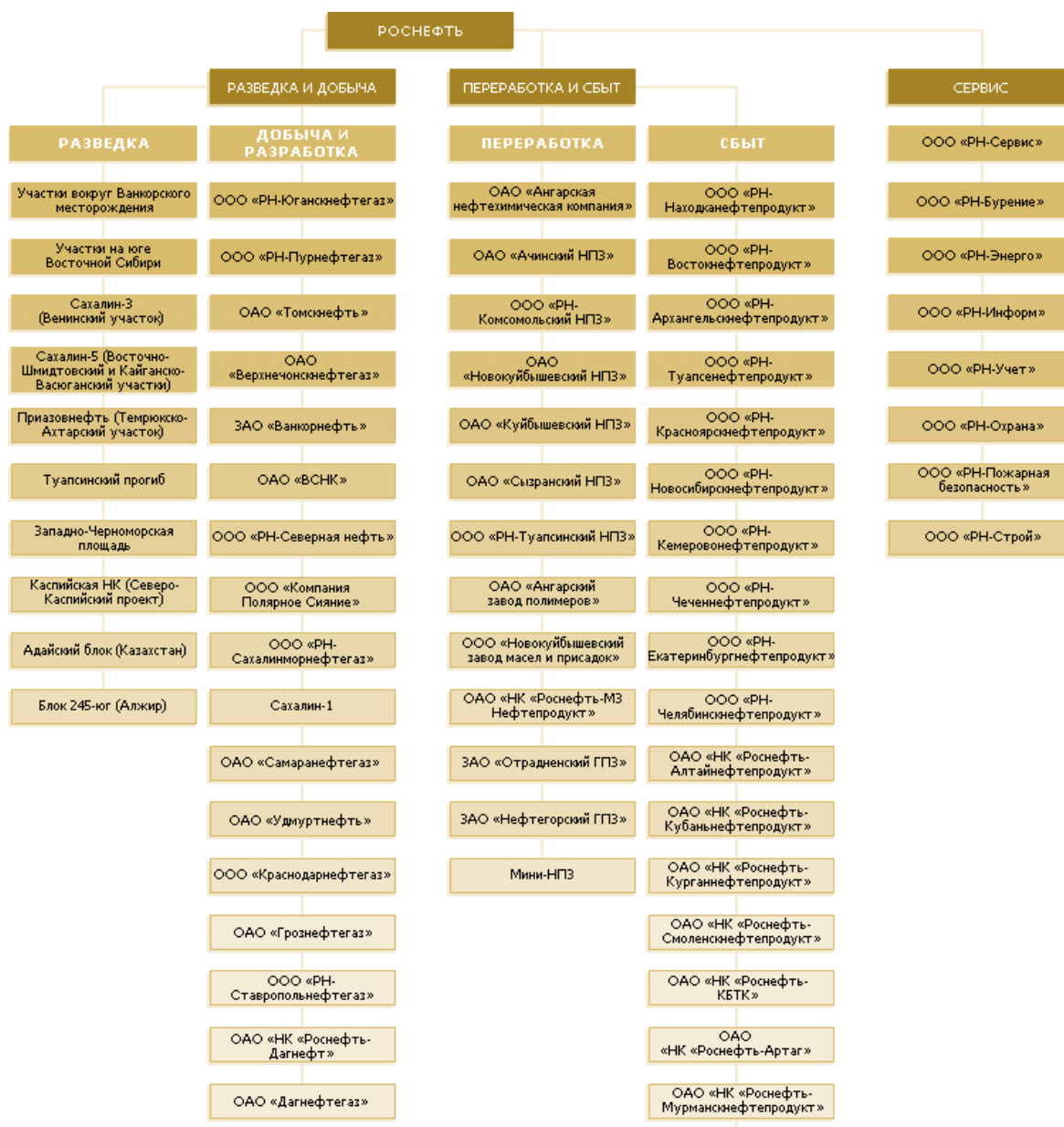


Рис. 1 Структура «НК «Роснефть» и входящих в нее компаний

**Сбор и подготовка нефти.** Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента). Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц [45].

Технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен, как правило, обеспечивать:

- глубокое обезвоживание нефти;
- обессоливание;
- снижение упругости паров товарной нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную

подготовку;

д) повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

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

На нефтяных промыслах чаще всего используют *централизованную схему сбора и подготовки нефти* (рис. 2). Сбор продукции производят от группы скважин на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу на АГЗУ поступает нефть вместе с газом и пластовой водой. На АГЗУ производят учет точного количества поступающей от каждой скважины нефти, а также первичную сепарацию для частичного отделения пластовой воды, нефтяного газа и механических примесей с направлением отделенного газа по газопроводу на ГПЗ (газоперерабатывающий завод). Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). Обычно на одном нефтяном месторождении устраивают один ЦПС. Но в ряде случаев один ЦПС устраивают на несколько месторождений с размещением его на более крупном месторождении. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где частично производится обработка нефти. На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН – установка по комплексной подготовке нефти.

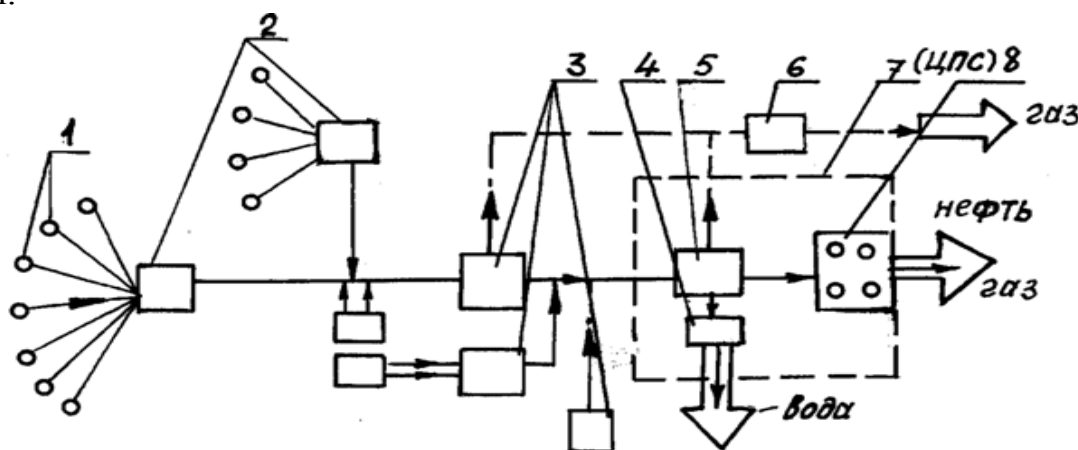


Рис. 2. Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле: 1 – нефтяная скважина; 2 – автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 – дожимная насосная станция (ДНС); 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – установка комплексной подготовки нефти; 6 – газокompрессорная станция; 7 – центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк

При *самотечной двухтрубной системе сбора* (рис. 3) продукция скважин сначала разделяется при давлении 0.6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспортируется до компрессорной станции или сразу на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), если он расположен поблизости.

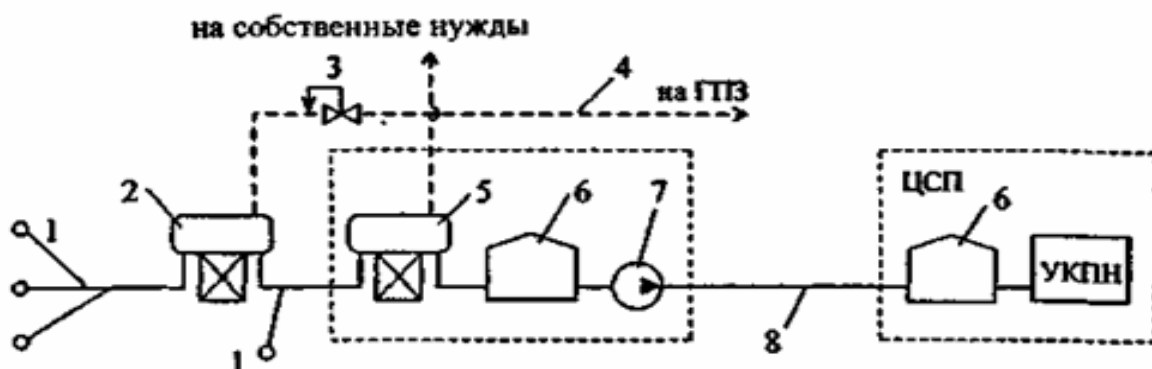


Рис. 3. Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора  
1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 – сепаратор 2-й ступени; 6 – резервуары; 7 – насос; 8 – нефтепровод; УСП – участковый сборный пункт; ЦСП – центральный сборный пункт

Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть с водой самотеком (за счет разности нивелирных высот) поступает в резервуары участкового сборного пункта, откуда подается насосом в резервуары центрального сборного пункта (ЦСП).

За счет самотечного движения жидкости уменьшаются затраты электроэнергии на ее транспортировку. Однако данная система сбора имеет ряд существенных недостатков:

- при увеличении дебита скважин или вязкости жидкости (за счет увеличения обводненности, например) система, требует реконструкции;
- для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах требуется глубокая дегазация нефти;
- из-за низких скоростей движения возможно запарфинивание трубопроводов, приводящее к снижению их пропускной способности;

- из-за негерметичности резервуаров и трудностей с использованием газов 2-й ступени сепарации потери углеводородов при данной системе сбора достигают 2 ... 3 % от общей добычи нефти.

По этим причинам самотечная двухтрубная система сбора и настоящее время существует только на старых промыслах.

*Высоконапорная однотрубная система сбора* (рис. 4) предложена в Грозненском нефтяном институте. Ее отличительной особенностью является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет (до 6 ... 7 МПа) устьевых давлений.

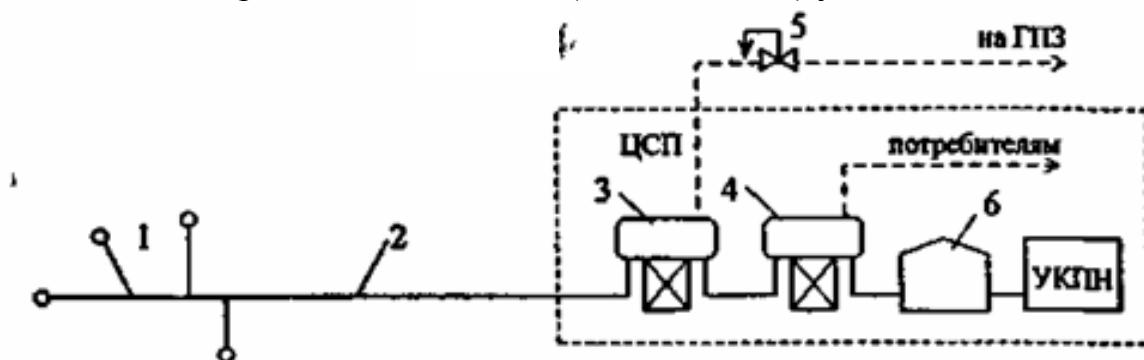


Рис. 4. Принципиальная схема высоконапорной однотрубной системы сбора

1 – скважины; 2 – нефтегазопровод; 3 – сепаратор 1-й ступени; 4 – сепаратор 2-й ступени; 5 – регулятор давления; 6 – резервуары

Применение высоконапорной однотрубной системы позволяет отказаться от сооружения участковых сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на центральные сборные пункты. Благодаря этому достигается максимальная концентрация технологического оборудования, укрупнение и централизация сборных пунктов, сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети, исключается необходимость строительства насосных и компрессорных станций на территории промысла, обеспечивается возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

Недостатком системы является то, что из-за высокого содержания газа в смеси (до 90 % по объему) в нефтегазосборном трубопроводе имеют место значительные пульсации давления и массового расхода жидкости и газа. Это нарушает устойчивость трубопроводов, вызывает их разрушение из-за большого числа циклов нагружения и разгрузки металла труб, отрицательно влияет на работу сепараторов и контрольно-измерительной аппаратуры.

Высоконапорная однотрубная система сбора может быть применена только на месторождениях с высокими пластовыми давлениями.

*Напорная система сбора* (рис. 5), разработанная институтом Гипровостокнефть, предусматривает однотрубный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до ЦСП на расстояние 100 км и более.

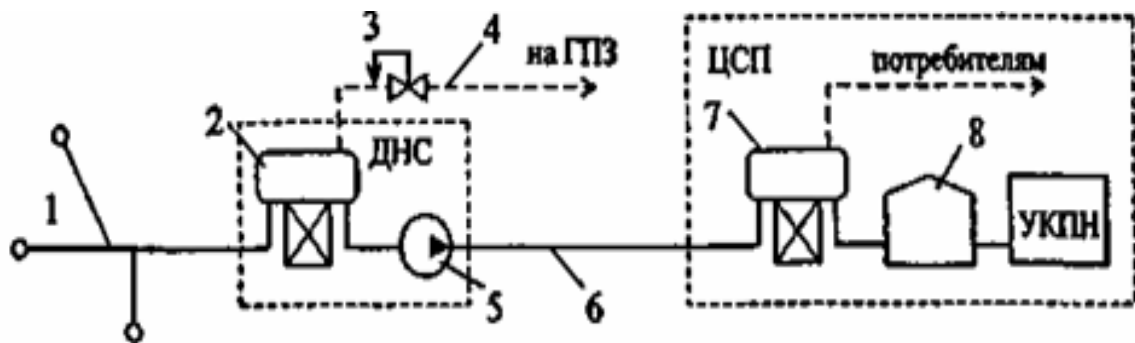


Рис. 5. Принципиальная схема напорной системы сбора  
 1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 – насосы; 6 – нефтепровод, 7 – сепаратор 2-й ступени; 8 – резервуар; ДНС – дожимная насосная станция

Продукция скважин подается сначала на площадку дожимной насосной станции (ДНС), где при давлении 0,6 ... 0,8 МПа в сепараторах 1-й ступени происходит отделение части газа, транспортируемого затем на ГПЗ бескомпрессорным способом. Затем нефть с оставшимся растворенным газом центробежными насосами перекачивается на площадку центрального пункта сбора, где в сепараторах 2-й ступени происходит окончательное отделение газа. Выделившийся здесь газ после подготовки компрессорами подается на ГПЗ, а дегазированная нефть самотеком (высота установки сепараторов 2-й ступени 10 ... 12 м) в сырьевые резервуары.

Применение напорной системы сбора позволяет:

- сконцентрировать на ЦСП оборудование по подготовке нефти, газа и воды для группы промыслов, расположенных в радиусе 100 км;
- применять для этих целей более высокопроизводительное оборудование, уменьшив металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы;
- снизить капиталовложения и металлоемкость системы сбора, благодаря отказу от строительства на территории промысла компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления;
- увеличить пропускную способность нефтепроводов и уменьшить затраты мощности на перекачку вследствие уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

Недостатком напорной системы сбора являются большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦСП и, соответственно, большой расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной пластовой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

В настоящее время в развитых нефтедобывающих регионах применяют системы сбора, лишённые указанных недостатков.

Система, изображенная на рис. 6 а, отличается от традиционной напорной тем, что еще перед сепаратором первой ступени в поток вводят реагент деэмульгатор, разрушающий водонефтяную эмульсию. Это позволяет отделить основное количество воды от продукции скважин на ДНС. На центральном же сборном пункте установка комплексной подготовки нефти расположена перед сепаратором второй ступени. Это связано с тем, что нефть, содержащая растворенный газ, имеет меньшую вязкость, что обеспечивает более полное отделение воды от нее.

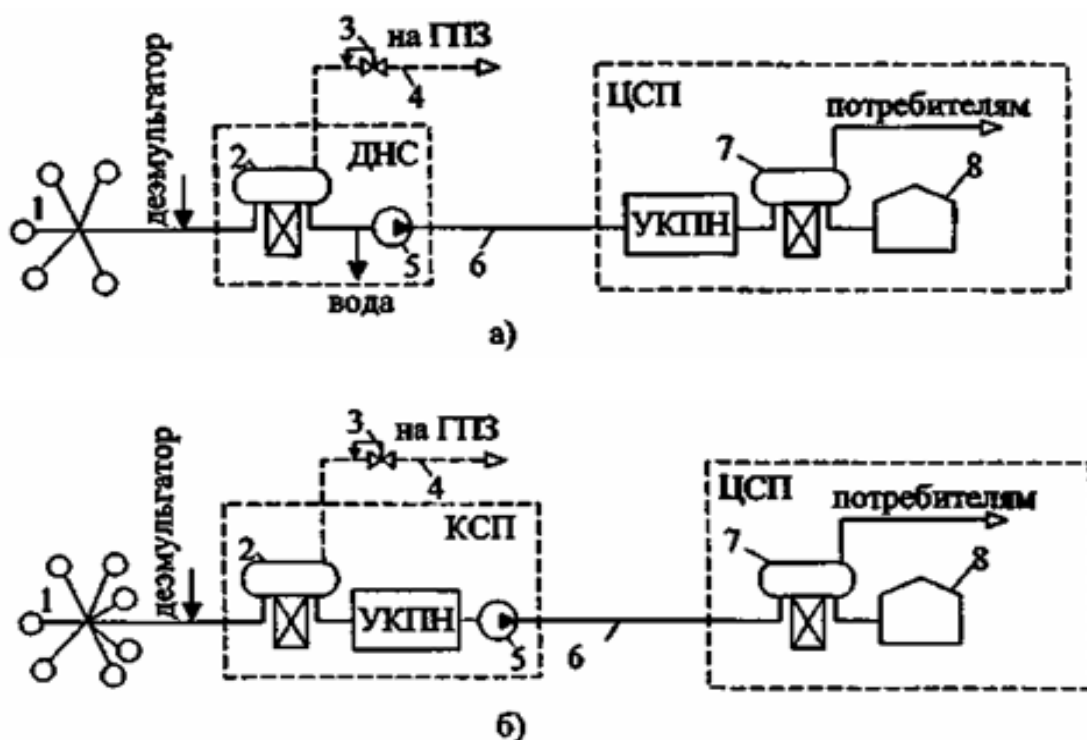


Рис. 6. Принципиальные схемы современных систем сбора:  
а) – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на ЦСП;  
б) – с подготовкой нефти в газонасыщенном состоянии на КСП

УКПН представляет собой небольшой завод по первичной (промысловой) подготовке нефти (т.е. дегазация, обезвоживание, обессоливание, стабилизация). В сырую нефть (рис. 7), поступающую по линии I, подается деэмульгатор (по линии II). Насосом 1 нефть направляется в теплообменник 2, в котором нагревается до  $50 \div 60^\circ\text{C}$  горячей стабильной нефтью, поступающей по линии III, после стабилизационной колонны 8.

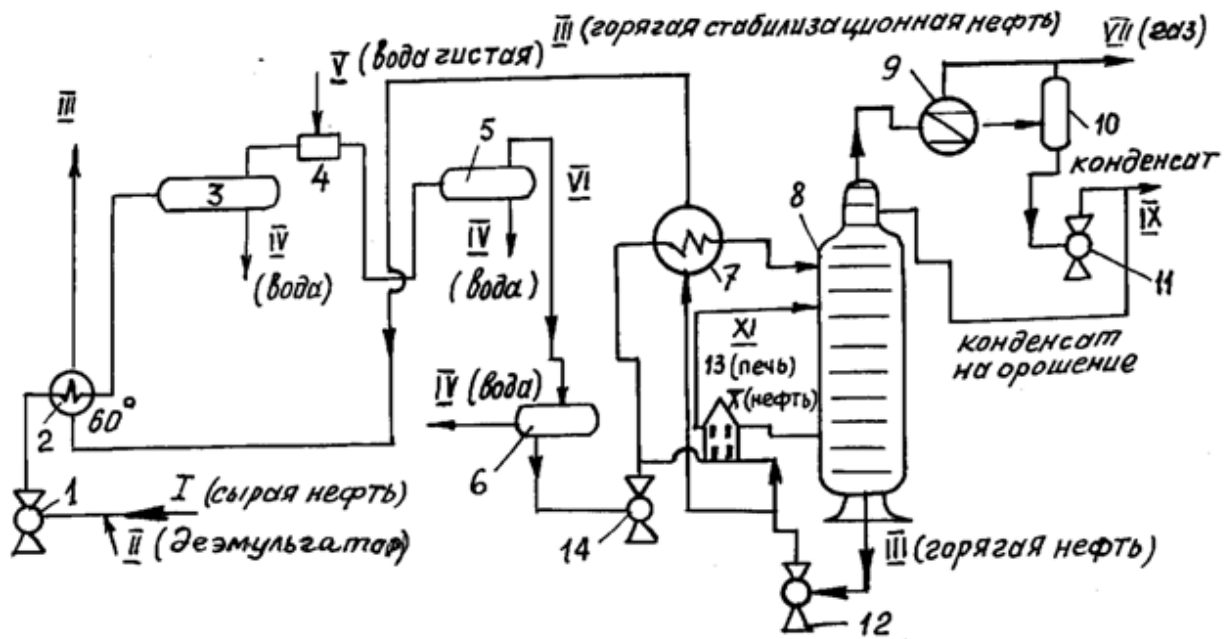


Рис. 7. Технологическая схема УКПН:

- 1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – отстойник (ступень обезвоживания);  
 4 – смеситель (с чистой водой); 5 – отстойник (1 ступени);  
 6 – электродегидратор; 7 – теплообменник (150 – 1600 °С);  
 8 – стабилизированная колонна (отпарная);  
 9 – холодильный конденсатор  
 (до 300 °С); 10 – емкость орошения; 11, 12 – насос;  
 13 – печь; 14 – насос

Подогретая нефть в отстойнике первой ступени обезвоживания 3 частично отделяется от воды и проходит через смеситель 4, где смешивается с пресной водой, поступающей по линии V, для отмывки солей, и направляется в отстойник второй ступени 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Отделенная вода отводится по линиям IV. При необходимости улучшения степени обессоливания применяют несколько смесителей, отстойников и электродегидраторов, включенных последовательно. Обессоленная нефть насосом 14 направляется в отпарную часть стабилизационной колонны 8 через теплообменник 7. Нагрев нефти в теплообменнике 7 до 1500 – 1600 °С осуществляется за счет тепла стабильной нефти, поступающей непосредственно снизу стабилизационной колонны 8. В стабилизационной колонне происходит отделение легких фракций нефти, которые конденсируются и передаются на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более полному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 2400 °С), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной



нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх от отпарной колонны по линии XI. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30°C, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и несконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 и перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется вверх стабилизационной колонны на орошение. Часто для перемещения нефти от АГЗУ до ЦПС применяют ДНС – дожимную насосную станцию, т.к. пластового давления оказывается недостаточно. На ЦПС расположены также установки по подготовке воды – УПВ, на которой вода, отделенная на УКПН от нефти, подвергается очистке от частиц механических примесей, окислов железа и т.д. и направляется в систему поддержания пластового давления (ППД). В системе ППД подготовленная вода с помощью кустовых насосных станций (КНС) под большим давлением (до 20 – 25 МПа) через систему трубопроводов-водоводов подается к нагнетательным (инжекционным) скважинам и затем в продуктивные пласты.

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

**Сбор и подготовка газа.** Перед подачей газа в магистральные газопроводы его необходимо подготовить к транспорту на головных сооружениях, которые располагаются около газовых месторождений. Подготовка газа заключается в очистке его от механических примесей, осушки от газового конденсата и влаги, а также удаления при их наличии, побочных продуктов: сероводорода, углекислоты и т.д. [36]

Существующие системы сбора газа классифицируются:

➤ по степени централизации технологических объектов подготовки газа;

➤ по конфигурации трубопроводных коммуникаций;

➤ по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

*При индивидуальной системе сбора* (рис. 8 а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки

месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга.

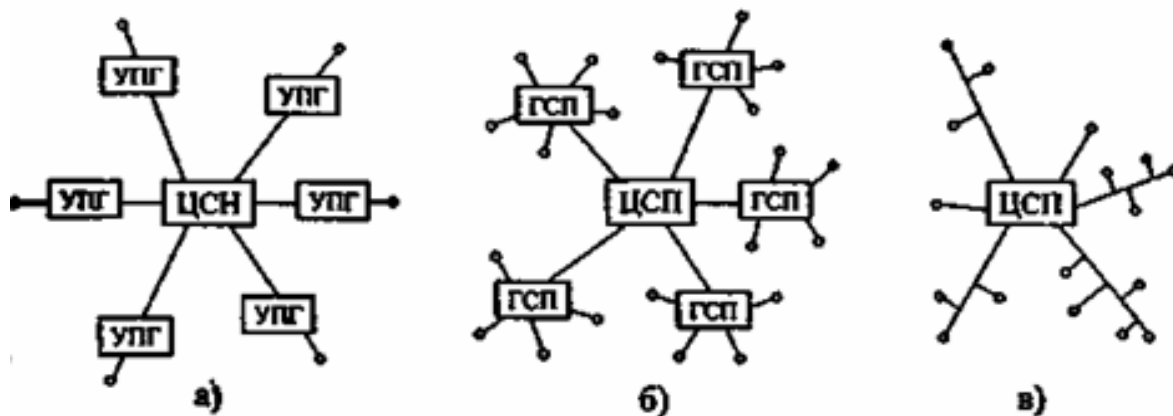


Рис. 8. Системы сбора газа на промыслах  
а) – индивидуальная; б) – групповая; в) – централизованная  
УПГ – установка подготовки газа; ГСП – групповой сборный пункт;  
ЦСП – централизованный сборный пункт

Недостатками индивидуальной системы являются:

- рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а, следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов;
- увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т.д.

При групповой системе сбора (рис. 8 б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более). Групповые сборные пункты подключаются к промысловому сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге – снизить затраты на обустройство месторождения.

При централизованной системе сбора (рис. 83 в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При бесколлекторной системе сбора газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП.

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы (рис. 9).

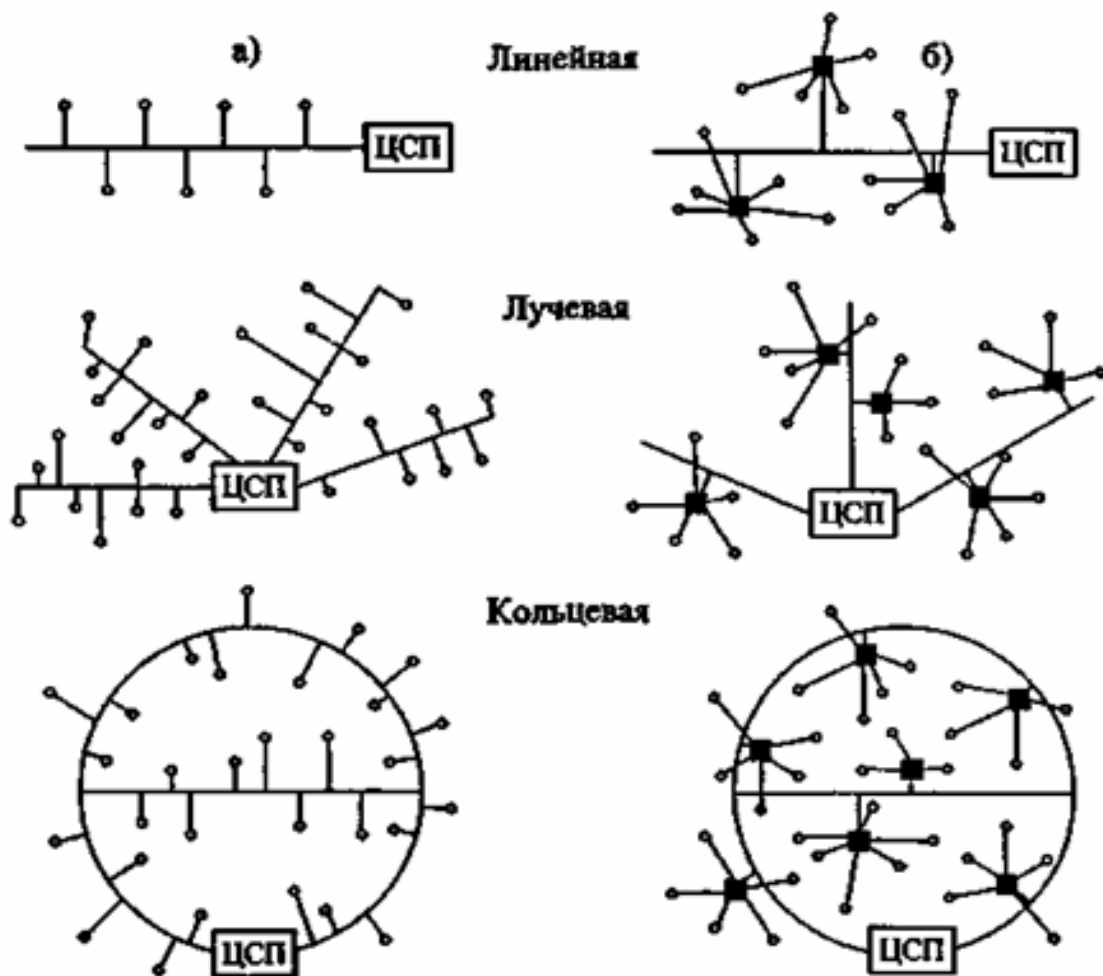


Рис. 9. Формы коллекторной газосборной сети  
Подключение скважин: а) – индивидуальное; б) – групповое

Система газосборного коллектора определяется конфигурацией и размерами месторождения, сеткой размещения и дебитом отдельных скважин, количеством и характеристикой продуктивных горизонтов, технологической схемой промышленной подготовки газа к транспорту, требованиями, предъявляемыми к надёжности подачи газа с промысла. Давление в газосборной сети определяется технологией промышленной подготовки и магистральным транспортом газа. На участке газосборной сети

от скважин до газосборных пунктов максимальная величина его 20 МПа, от сборных пунктов до магистрального газопровода 7,5 – 10 МПа.

*Линейная* газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2 ... 3) рядов скважин.

*Лучевая* газосборная сеть состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей

*Кольцевая* газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемы. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора.

### **Промысловая подготовка и переработка нефти**

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится осуществлять их раздельный сбор и хранение [39].

Продукция нефтяных скважин прежде всего подвергается процессу *сепарации* (отделению от нефти газа, а также воды). Пластовая вода – это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать 80 %. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ используется как сырье и топливо.

Число ступеней сепарации зависит от физико-химической характеристики пластовой нефти, требований, предъявляемых к товарной нефти, и в каждом конкретном случае определяется расчетом исходя из условия достижения наилучших технико-экономических показателей.

*Сепарация нефти от газа.* Сепарацию нефти выполняют в специальных агрегатах-сепараторах. В современных системах сбора нефти и газа газосепараторами оснащаются все блочные автоматизированные групповые замерные установки (за исключением установок, оснащенных массовыми расходомерами), дожимные насосные станции и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды. На блочных автоматизированных замерных установках отделение газа от нефти осуществляется только с целью раздельного измерения дебита скважин по жидкости и газу. После измерения нефть и газ снова смешиваются и подаются в общий нефтегазовый коллектор.

Часто отвод свободного газа от нефти осуществляется в нескольких местах. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется *ступенью сепарации газа*.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин. Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением. Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа [45].

Сепарация газа от нефти может происходить под влиянием гравитационных, инерционных сил и за счет селективной смачиваемости нефти. В зависимости от этого и различают гравитационную, инерционную и пленочную сепарации, а газосепараторы – гравитационные, гидроциклонные и жалюзийные.

Гравитационная сепарация осуществляется вследствие разности плотностей жидкости и газа, т.е. под действием их силы тяжести. Газосепараторы, работающие на этом принципе, называются гравитационными.

Инерционная сепарация происходит при резких поворотах газонефтяного потока. В результате этого жидкость, как более инерционная, продолжает двигаться по прямой, а газ меняет свое направление. В результате происходит их разделение. На этом принципе построена работа гидроциклонного газосепаратора, осуществляемая подачей газонефтяной смеси в циклонную головку, в которой жидкость отбрасывается к внутренней поверхности и затем стекает вниз в нефтяное пространство газосепаратора, а газ двигается по центру циклона.

Пленочная сепарация основана на явлении селективного смачивания жидкости на металлической поверхности. При прохождении потока газа с некоторым содержанием нефти через жалюзийные насадки (каплеуловители) капли нефти, соприкасаясь с металлической поверхностью, смачивают ее и образуют на ней сплошную жидкостную пленку. Жидкость на этой пленке держится достаточно хорошо и при достижении определенной толщины начинает непрерывно стекать вниз. Это явление называется эффектом пленочной сепарации. Жалюзийные сепараторы работают на этом принципе.

Сепараторы нефти бывают вертикальными и горизонтальными.

*Вертикальный газонефтяной сепаратор* (рис. 10) представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженный патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительной и регулирующей арматурой, а также специальными устройствами, обеспечивающими разделение жидкости и газа.

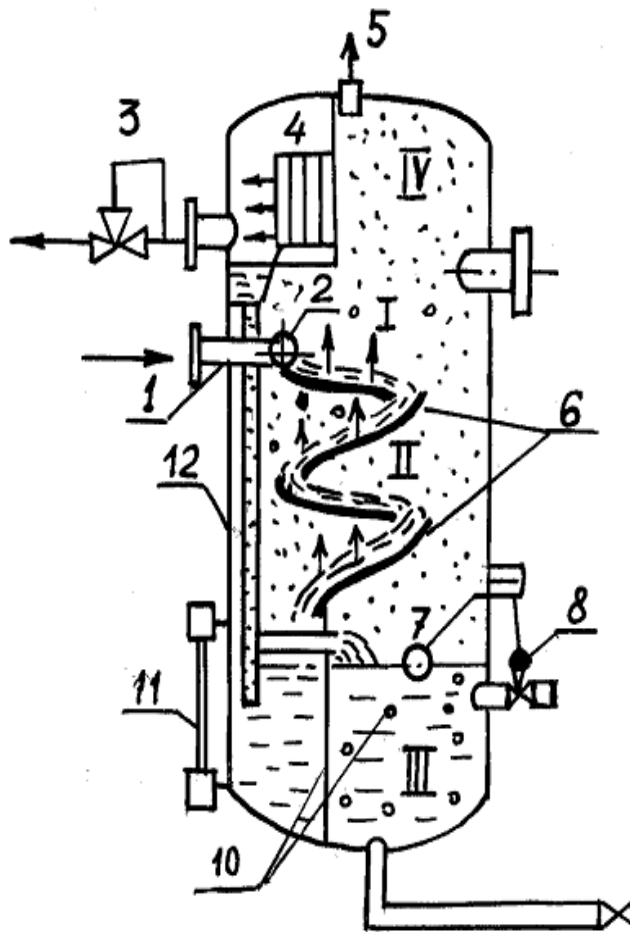


Рис. 10. Вертикальный сепаратор:

- I – основная сепарационная секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – секция каплеудаления,
- 1 – патрубок ввода газожидкой смеси;
- 2 – раздаточный коллектор со щелевым выходом;
- 3 – регулятор давления «до себя» на линии отвода;
- 4 – жалюзный каплеуловитель;
- 5 – предохранительный клапан;
- 6 – наклонные полки;
- 7 – поплавок;
- 8 – регулятор уровня и линии отвода нефти;
- 9 – линия сбора шлама;
- 10 – перегородки;
- 11 – уровнемерное стекло;
- 12 – дренажная труба

Сепаратор (рис. 10) состоит из четырех секций. Секция I – это секция интенсивного выделения газа из нефти. Газоводонефтяная смесь под большим давлением поступает в рабочее пространство сепаратора с увеличенным объемом. За счет резкого снижения скорости потока вода и газ отделяются от нефти и поступают: вода в нижние секции, а газ удаляется из сепаратора через верхний патрубок.

Повышенный эффект сепарации обеспечивается при тангенциальном подводе газа в сепаратор. В этом случае поток газоводонефтяной смеси попадает в рабочее пространство цилиндрического корпуса сепаратора по касательной и перемещается путем вращения по стенкам корпуса, что создает оптимальные условия для отделения воды и газа, затем нефть поступает в секцию II сепаратора, где стекает под действием тяжести вниз по наклонным полкам тонким слоем. Это создает лучшие условия для выделения газа из нефти за счет снижения толщины ее слоя и увеличения времени пребывания смеси в секции II. После секции II нефть попадает в секцию III – сбора нефти. Секция IV - каплеудаления предназначена для улавливания капель жидкости, увлекаемых выходящим потоком газа.

Газонефтяная смесь под давлением поступает в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2 со щелевым выходом. Регулятором давления 3 в

сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси. За счет уменьшения давления из смеси в сепараторе выделяется растворенный газ. Поскольку этот процесс не является мгновенным, время пребывания смеси в сепараторе стремятся увеличить за счет установки наклонных полок 6, по которым она стекает в нижнюю часть аппарата. Выделяющийся газ поднимается вверх. Здесь он проходит через жалюзийный каплеуловитель 4, служащий для отделения капель нефти, и далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по дренажной трубе 12 стекает вниз. Контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора уровня 8 и уровнемерного стекла 11. Шлам (песок, окалина) из аппарата удаляется по трубопроводу 9.

Достоинствами вертикальных сепараторов являются относительная простота регулирования уровня жидкости, а также очистки от отложений парафина и механических примесей. Они занимают относительно небольшую площадь, что особенно важно в условиях морских промыслов, где промысловое оборудование монтируется на платформах или эстакадах. Однако вертикальные сепараторы имеют и существенные недостатки: меньшую производительность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата; меньшую эффективность сепарации.

*Горизонтальный газонефтяной сепаратор* (рис. 11) состоит из технологической емкости 1, внутри которой расположены две наклонные полки 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5 и устройство 7 для предотвращения образования воронки при дренаже нефти. Технологическая емкость снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6 и люк-лазом 8. Наклонные полки выполнены в виде желобов с отбортовкой не менее 150 мм. В месте ввода газонефтяной смеси в сепаратор смонтировано распределительное устройство 9.

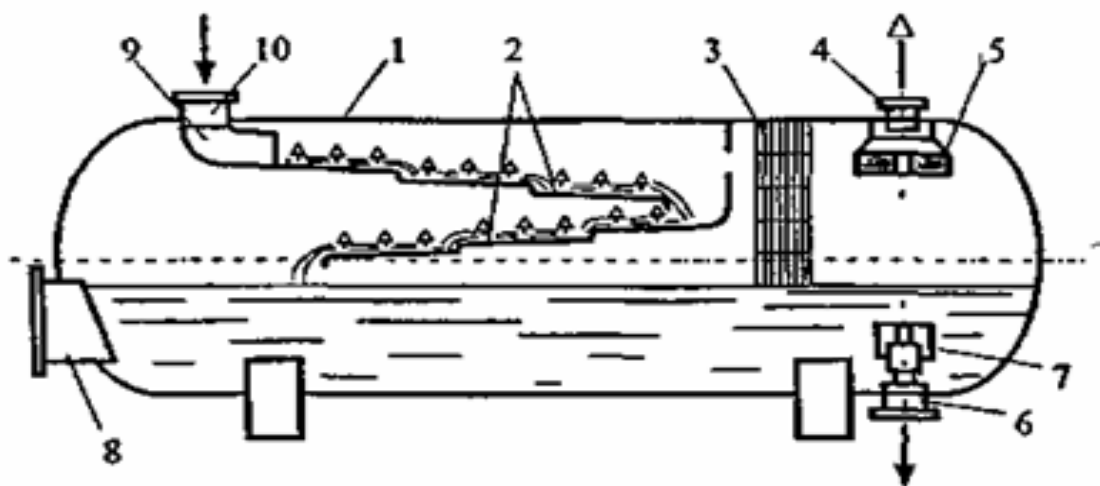


Рис. 11. Горизонтальный газонефтяной сепаратор  
 1 – технологическая емкость; 2 – наклонные желоба; 3 – пеногаситель;  
 4 – выход газа, 5 – влагоотделитель; 6 – выход нефти; 7 – устройство  
 для предотвращения образования воронки; 8 – люк-лаз;  
 9 – распределительное устройство; 10 – ввод продукции

Сепаратор работает следующим образом. Газонефтяная смесь через патрубок 10 и распределительное устройство 9 поступает на полки 2 и по ним стекает в нижнюю часть технологической емкости. Стекая по наклонным полкам, нефть освобождается от пузырьков газа. Выделившийся из нефти газ проходит пеногаситель 3, где разрушается пена, и влагоотделитель 5, где очищается от капель нефти, и через штуцер выхода газа 4 отводится из аппарата. Дегазированная нефть накапливается в нижней части технологической емкости и отводится из аппарата через штуцер 6.

Горизонтальные сепараторы имеют ряд преимуществ перед вертикальными: большую пропускную способность и более высокий эффект сепарации. Принцип работы горизонтальных сепараторов аналогичен вертикальным. Но за счет того, что в горизонтальных сепараторах капли жидкости падают перпендикулярно к потоку газа, а не навстречу ему, как в вертикальных сепараторах, горизонтальные сепараторы имеют большую пропускную способность.

Для повышения эффективности процесса сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства и предварительный отбор газа перед входом в сепаратор через вилку.

В гидроциклоне входящий газожидкостный поток приводится во вращательное движение, капли нефти как более тяжелые под давлением центробежной силы отбрасываются на стенки трубы, а газовая струя перемещается в корпусе сепаратора.

Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа (рис. 12) состоит из технологической емкости 1 и нескольких одноточных гидроциклонов 2. Конструктивно однотонный циклон представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат с тангенциальным вводом газонефтяной смеси, внутри которого расположены направляющий патрубок 3 и секция перетока 4.



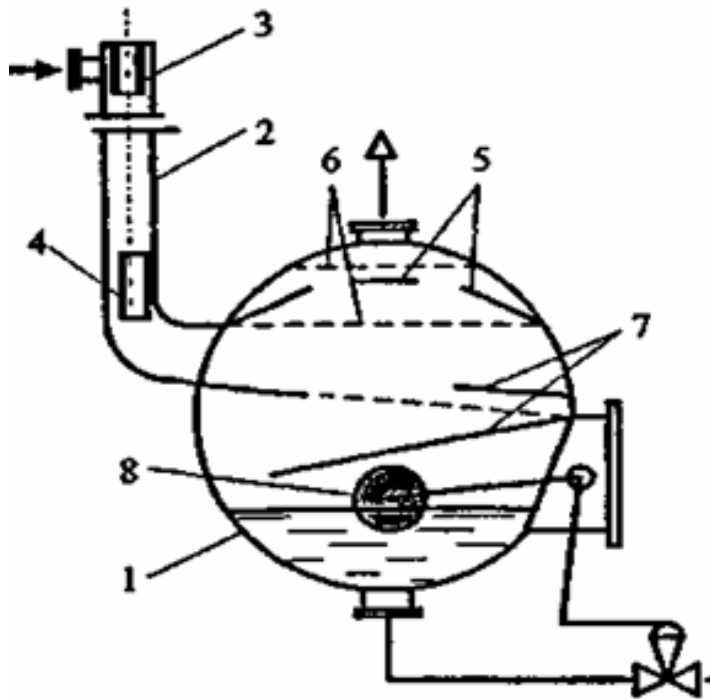


Рис. 12. Горизонтальный газонефтяной сепаратор гидроциклонного типа

- 1 – емкость;
- 2 – одноточный гидроциклон;
- 3 – направляющий патрубок; 4 – секция перетока;
- 5 – каплеотбойник;
- 6 – распределительные решетки;
- 7 – наклонные полки;
- 8 – регулятор уровня

В одноточном гидроциклоне смесь совершает одновременно вращательное движение вокруг направляющего патрубка и нисходящее движение, образуя нисходящий вихрь. Нефть под действием центробежной силы прижимается к стенке циклона, а выделившийся и очищенный от капель жидкости газ движется в центре его. В секции перетока нефть и газ меняют направление движения с вертикального на горизонтальное и поступают раздельно в технологическую емкость. Далее газовый поток проходит каплеотбойник 5, распределительные решетки 6 и выходит из сепаратора. Нефть по наклонным полкам 7 стекает в нижнюю часть емкости. Ее уровень поддерживается с помощью регулятора 8.

Горизонтальный сепаратор с предварительным отбором газа отличается тем, что нефтегазовая смесь вводится в корпус сепаратора по наклонным участкам трубопровода (рис. 13).

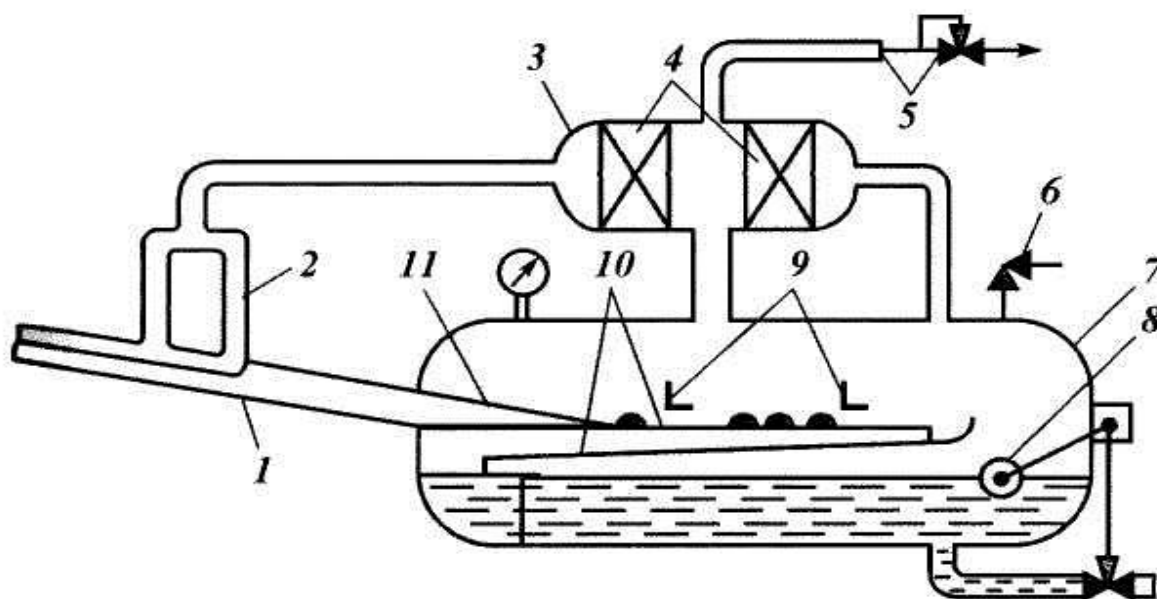


Рис. 13. Горизонтальный сепаратор с предварительным отбором газа:  
 1 – входной трубопровод; 2 – вилка для предварительного отбора газа;  
 3 – каплеуловитель (сепаратор газа); 4 – жалюзийные насадки;  
 5 – газопровод с регулятором давления; 6 – предохранительный клапан;  
 7 – корпус сепаратора; 8 – поплавок; 9 – пеногасители;  
 10 – наклонные полки

Уклон входного трубопровода ( $10 \dots 15$ )°. При подъеме и последующем спуске по входному трубопроводу происходит разделение жидкости и газа на вилке 2. Затем газ по газоотводящим трубкам отводится к каплеулавливателю 3, часть капель воды оседает на жалюзийных насадках 4 и стекают в сам сепаратор. После этого газ направляется в газопровод, вместе с газом, отделенным в корпусе сепаратора, направляется на ГПЗ через выход 5. Для более интенсивного выделения растворённого газа, нефть направляют тонким слоем по наклонным плоскостям – полкам 10. Очищенная нефть накапливается в нижней части сепаратора и выводится, также как и в случае с вертикальным сепаратором, при определённом положении поплавка 8 под действием давления газа. Далее нефть поступает на УПН через линию 11.

**Обезвоживание и обессоливание нефти** – взаимосвязанные процессы, т.к. основная масса солей сосредоточена в пластовой воде и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти.

Обессоливание нефти осуществляется смешением обезвоженной нефти с пресной водой, после чего полученную искусственную эмульсию вновь обезвоживают. Такая последовательность технологических операций объясняется тем, что даже в обезвоженной нефти остается некоторое количество воды, в которой и растворены соли. При смешении с пресной водой соли распределяются по всему ее объему и, следовательно, их средняя концентрация в воде уменьшается.

При обессоливании содержание солей в нефти доводится до величины менее 0,1 %.

Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа «вода в нефти» и «нефть в воде». В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Тип образующейся эмульсии, в основном, зависит от соотношения объемов фаз, а также от температуры, поверхностного натяжения на границе «нефть-вода» и др. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти.

Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы:

- гравитационный отстой нефти,
- горячий отстой нефти,
- фильтрация;
- разделение в поле центробежных сил.
- химические методы (внутритрубная деэмульсация)
- термохимические методы,
- электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.

Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Принципиальная схема отстойника непрерывного действия приведена на рисунке 14.



Рис. 14. Принципиальная схема отстойника непрерывного действия

Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды. В отстойниках непрерывного действия отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. Длина отстойника определяется из условия, что от нефти должны отделиться капли заданного размера.

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50 – 70 °С значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является его малая эффективность.

Фильтрация применяется для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала фильтров используются вещества, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. Поэтому нефть проникает через фильтр, вода нет.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полуму валу подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности.

Более эффективны методы химические, термохимические, а также электрообезвоживание и обессоливание. При химических методах в обводненную нефть вводят специальные вещества, называемые деэмульгаторами. В качестве деэмульгаторов используют ПАВ. Их вводят в состав нефти в небольших количествах от 5 - 10 до 50 - 60 г на 1 т нефти. Наилучшие результаты показывают так называемые неионогенные ПАВ, которые в нефти не распадаются на анионы и катионы. Это такие вещества, как дисолваны, сепаролы, дипроксилыны и др. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз «нефть-вода» и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что отмечает слияние мелких капель в крупные, т.е. процесс коалесценции. Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти, т.е. при термохимических методах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды.

В термохимической установке обезвоживания нефти (рис. 15) сырую нефть (нефтяная эмульсия) I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подают в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 в нефть закачивают реагент-деэмульгатор II. В теплообменнике 3 и трубчатой печи 4 нефтяная эмульсия подогревается, и в процессе ее турбулентного перемешивания в насосе и при движении по трубному змеевику в печи происходит доведение реагента-деэмульгатора до капель пластовой воды и разрушение бронирующих слоев асфальтосмолистых веществ. Нагрев в трубчатой печи осуществляется при необходимости нагрева нефтяной эмульсии до температуры выше 120 °С (при повышенном давлении, чтобы не допустить вскипания воды). При меньших температурах нагрева вместо трубчатой печи 4 можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева считается такая, при которой кинематическая вязкость

нефтяной эмульсии составляет  $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 поступает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Обезвоженная нефть выводится сверху из отстойника 5, проходит через теплообменник 3, где отдает часть тепла поступающей на деэмульсацию сырой нефти и поступает в резервуар 6, из которого товарная нефть III насосом откачивается в магистральный нефтепровод. Отделившаяся в отстойнике 5 пластовая вода IV направляется на установку по подготовке сточных вод.

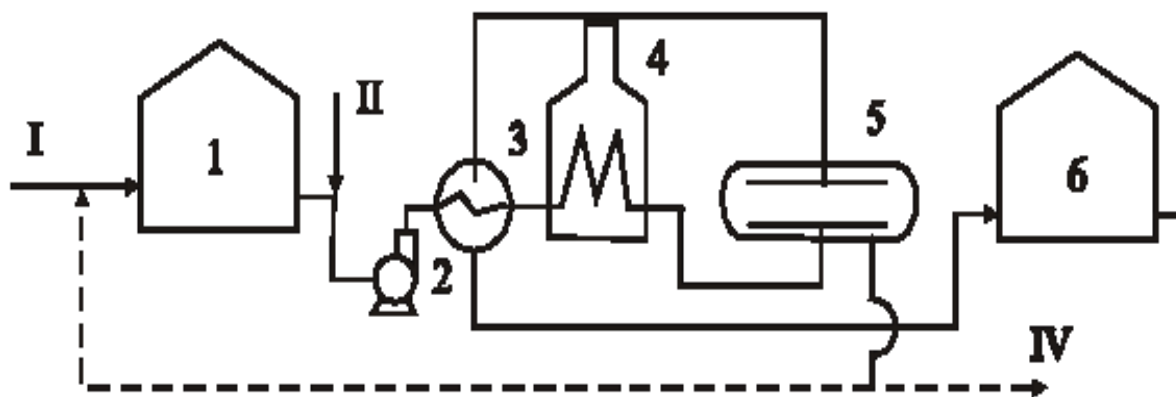


Рис. 15. Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

Сырьевой резервуар 1 может работать как резервуар с предварительным сбросом воды. В этом случае часть горячей воды, выходящей из отстойника 5 и содержащей реагент-деэмульгатор, подается в поток сырой нефти перед резервуаром 1 (пунктирная линия, рис. 2.14). В этом случае резервуар 1 оборудуют распределительным маточником и переливной трубой. В резервуаре поддерживается слой воды, так что поступающая нефтяная эмульсия распределенным потоком проходит через толщу воды, что способствует более полному отделению свободной воды из нефтяной эмульсии. Отделившаяся в резервуаре с предварительным сбросом вода насосом откачивается на установку по подготовке сточных вод.

Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при использовании электрических методов обезвоживания и обессоливания. Электрообезвоживание и электро-обессоливание нефти связаны с пропуском нефти через специальные аппараты-электродегидраторы (рис. 16), где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20 – 30 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания нефть предварительно подогревают до температуры 50 – 70 °С.

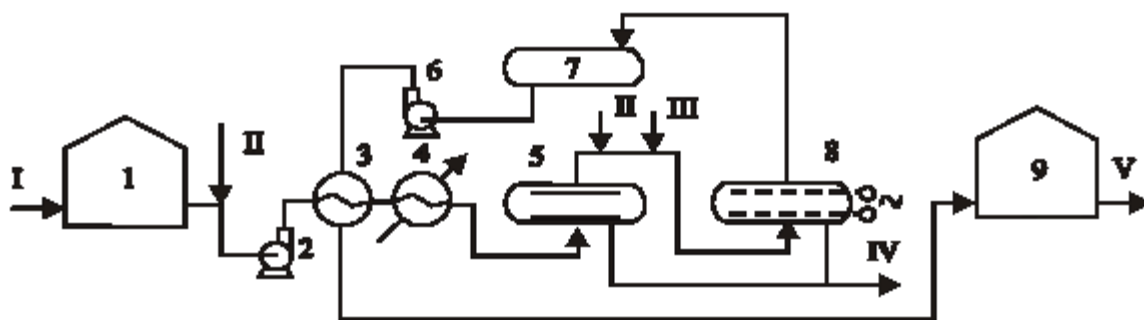


Рис. 16. Технологическая схема электрообезвоживающей установки нефти

Для стабилизации обводненности нефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, вводится ступень теплохимического обезвоживания. Сырая нефть I из сырьевого резервуара 1 сырьевым насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5. Перед сырьевым насосом в сырую нефть вводят реагент-деэмульгатор II, поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется основное количество пластовой воды. Из отстойника 5 нефть с содержанием остаточной воды до 1 – 2 % направляется в электродегидратор 8.

При этом перед электродегидратором в поток нефти вводят пресную воду III и деэмульгатор II, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8 - 15 %. Соли растворяются в пресной воде и после отделения воды от нефти в электродегидраторе нефть становится обессоленной. Сверху электродегидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая, пройдя промежуточную емкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода IV, отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электродегидраторе 8, направляется на установку по подготовке воды. Товарная нефть V насосом откачивается в магистральный нефтепровод.

При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1 ... 2 %.

Вода, отделенная от нефти на УКПН, поступает на УПВ, расположенную также на ЦПС. Особенно большое количество воды отделяют от нефти на завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений, когда содержание воды в нефти может достигать до 80%, т.е. с каждым кубометром нефти извлекается 4 м<sup>3</sup> воды. Пластовая вода, отделенная от нефти, содержит механические примеси, капли нефти, гидраты закиси и окиси железа и большое количество солей. Механические примеси забивают поры в продуктивных пластах и препятствуют проникновению воды в капиллярные каналы пластов, а следовательно, приводят к нарушению контакта «вода – нефть» в пласте и снижению эффективности поддержания пластового давления. Этому же способствуют и гидраты окиси железа, выпадающие в осадок. Соли, содержащиеся в воде, способствуют коррозии трубопроводов и оборудования. Поэтому сточные воды,

отделенные от нефти на УКПН, необходимо очистить от механических примесей, капель нефти, гидратов окиси железа и солей, и только после этого закачивать в продуктивные пласты. Допустимые содержания в закачиваемой воде механических примесей, нефти, соединений железа устанавливают конкретно для каждого нефтяного месторождения. Для очистки сточных вод применяют закрытую (герметизированную) систему очистки.

В герметизированной системе в основном используют три метода: отстой, фильтрования и флотацию. Метод отстоя основан на гравитационном разделении твердых частиц механических примесей, капель нефти и воды. Процесс отстоя проводят в горизонтальных аппаратах-отстойниках или вертикальных резервуарах-отстойниках. Метод фильтрования основан на прохождении загрязненной пластовой воды через гидрофобный фильтрующий слой, например через гранулы полиэтилена. Гранулы полиэтилена «захватывают» капельки нефти и частицы механических примесей и свободно пропускают воду. Метод флотации основан на одноименном явлении, когда пузырьки воздуха или газа, проходя через слой загрязненной воды снизу вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капель нефти и способствуют их всплытию на поверхность. Очистку сточных вод осуществляют на установках очистки вод типа УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000 и УОВ-10000, имеющих пропускную способность соответственно 750, 1500, 3000 и 10000 м<sup>3</sup>/сут. Следует отметить, что установка УОВ-10000 состоит из трех установок УОВ-3000. Каждая такая установка состоит из четырех блоков: отстойника, флотации, сепарации и насосного.

Вместе с очищенной пластовой водой в продуктивные пласты для поддержания пластового давления закачивают пресную воду, полученную из двух источников: подземных (артезианских скважин) и открытых водоемов (рек). Грунтовые воды, добываемые из артезианских скважин, отличаются высокой степенью чистоты и во многих случаях не требуют глубокой очистки перед закачкой в пласты. В то же время вода открытых водоемов значительно загрязнена глинистыми частицами, соединениями железа, микроорганизмами и требует дополнительной очистки. В настоящее время применяют два вида забора воды из открытых водоемов: подрусловый и открытый. При подрусловом методе воду забирают ниже дна реки – «под руслом». Для этого в пойме реки пробуривают скважины глубиной 20 – 30 м диаметром 300 мм. Эти скважины обязательно проходят через слой песчаного грунта. Скважину укрепляют обсадными трубами с отверстиями на спицах и в них опускают водозаборные трубы диаметром 200 мм. В каждом случае получают как бы два сообщающихся сосуда – «река – скважина», разделенных естественным фильтром (слоем песчаного грунта). Вода из реки профильтровывается через песок и накапливается в скважине. Приток воды из скважины форсируется вакуум-насосом или водоподъемным насосом и подается на кустовую насосную станцию (КНС). При открытом методе воду с помощью насосов первого подъема откачивают из реки и подают на водоочистную станцию, где она проходит цикл очистки и попадает в отстойник. В отстойнике с помощью реагентов-коагуляторов

частицы механических примесей и соединений железа выводятся в осадок. Окончательная очистка воды происходит в фильтрах, где в качестве фильтрующих материалов используют чистый песок или мелкий уголь.

При хранении нефти в резервуарах, при транспортировке ее по трубопроводам, в цистернах по железной дороге или водным путем значительная часть углеводородов теряется за счет испарения. Легкие углеводороды являются инициаторами интенсивного испарения нефти, так как они увлекают за собой и более тяжелые углеводороды. В то же время легкие углеводороды являются ценным сырьем и топливом (легкие бензины). Поэтому перед подачей нефти из нее извлекают легкие низкокипящие углеводороды. Эта технологическая операция и называется **стабилизацией нефти**. Для стабилизации нефти ее подвергают ректификации или горячей сепарации. Наиболее простой и более широко применяемой в промышленной подготовке нефти является горячая сепарация, выполняемая на специальной стабилизационной установке. При горячей сепарации нефть предварительно подогревают в специальных нагревателях и подают в сепаратор, обычно горизонтальный. В сепаратор из подогретой до 40 – 80 °С нефти активно испаряются легкие углеводороды, которые отсасываются компрессором и через холодильную установку и бензосепаратор направляются в сборный газопровод. В бензосепараторе от легкой фракции дополнительно отделяют за счет конденсации тяжелые углеводороды.

При ректификации нефть подвергается нагреву в специальной стабилизационной колонне под давлением и при повышенных температурах (до 240 °С). Отделенные в стабилизационной колонне легкие фракции конденсируют и перекачивают на газофракционирующие установки или на ГПЗ для дальнейшей переработки.

К степени стабилизации товарной нефти предъявляются жесткие требования: давление упругости ее паров при 38 °С не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.).

**Процесс переработки нефти** – это многоступенчатый процесс физической и химической обработки сырой нефти, результатом которого является получение целого спектра нефтепродуктов.

Существует три основных направления переработки нефти: топливное, топливно-масляное и нефтехимическое.

При топливном направлении нефть перерабатывается на моторные и котельные топлива.

При топливно-масляной переработке наряду с моторными топливами получают различные сорта смазочных масел, поэтому для их производства выгодней использовать нефть с высоким содержанием масляных фракций.

Нефтехимическая или комплексная переработка нефти предусматривает, наряду с топливами и маслами, производство сырья для нефтехимии: ароматические углеводороды, парафины, сырье для пиролиза и др., а также выпуск продукции нефтехимического синтеза.

Выбор конкретного направления переработки нефти и ассортимента выпускаемых нефтепродуктов определяется качеством сырой нефти.



Нефтеперерабатывающая промышленность вырабатывает более 500 наименований газообразных, жидких и твердых нефтепродуктов. Их принято классифицировать по назначению. Основными и наиболее известными группами нефтепродуктов являются:

- *моторные топлива*, которые в зависимости от принципа работы двигателя подразделяют на карбюраторные (авиационные и автомобильные бензины), реактивные и дизельные;
- *энергетические топлива* (газотурбинные и котельные);
- *нефтяные масла*, которые бывают смазочные и несмазочные (несмазочные масла предназначены не для смазки, а для применения в качестве рабочих жидкостей в тормозных системах, трансформаторах, конденсаторах и т.п.).

Кроме того, существуют следующие группы нефтепродуктов:

- ° углеродные и вяжущие материалы: нефтяные коксы (применяются для изготовления электродов и коррозионноустойчивой аппаратуры), битумы (в виде асфальта в дорожном строительстве, а также производство электро- и гидроизоляционных материалов) и нефтяные пеки (изготовление электродов);

- ° нефтехимическое сырье: ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы, нафталин и др.; применяются для получения красителей и фармацевтических препаратов, в качестве растворителей); сырье для пиролиза – разложения химических соединений при нагревании; парафины и церезины (жидкие парафины служат сырьем для получения белково-витаминных концентратов, синтетических жирных кислот и поверхностно-активных веществ);

- ° нефтепродукты специального назначения, которые подразделяются на термогазойль (сырье для производства технического углерода); консистентные смазки; осветительный керосин; присадки к топливам и маслам; деэмульгаторы; элементную серу, водород и др.

Переработку нефти осуществляют методом перегонки, то есть физическим разделением нефти на фракции. Различают первичную и вторичную переработку нефти.

Первичная перегонка нефти может осуществляться с:

- однократным испарением
- многократным испарением
- постепенным испарением

При однократном испарении нефть нагревается в подогревателе до заданной температуры. По мере нагрева образуются пары. При достижении заданной температуры парожидкостная смесь поступает в испаритель (цилиндр, в котором пар отделяется от жидкой фазы).

Процесс многократного испарения представляет собой последовательность однократных испарений при постепенном повышении температуры нагрева.

Перегонка постепенным испарением представляет собой малое изменение состояния нефти при каждом однократном испарении.

Основные аппараты, в которых проходит перегонка нефти, или дистилляция, – это трубчатые печи, ректификационные колонны и теплообменные аппараты.

В зависимости от типа перегонки трубчатые печи делятся на атмосферные печи АТ, вакуумные печи ВТ и атмосферно-вакуумные трубчатые печи АВТ. В установках АТ осуществляют неглубокую переработку и получают бензиновые, керосиновые, дизельные фракции и мазут. В установках ВТ производят углубленную переработку сырья и получают газойлевые и масляные фракции, гудрон, которые в последствии используются для производства смазочных масел, кокса, битума и др. В печах АВТ комбинируются два способа перегонки нефти.

Процесс переработки нефти принципом испарения происходит в ректификационных колоннах. Там исходная нефть с помощью насоса поступает в теплообменник, нагревается, затем поступает в трубчатую печь (огневой подогреватель), где нагревается до заданной температуры. Далее нефть в виде парожидкостной смеси входит в испарительную часть ректификационной колонны. Здесь происходит деление паровой фазы и жидкой фазы: пар поднимается вверх по колонне, жидкость стекает вниз.

На нефтеперерабатывающих заводах переработка нефти ведется в установках непрерывного действия, где осуществляются одновременно процессы атмосферной перегонки нефти и вакуумной перегонки мазута. При нагреве нефти первыми закипают и испаряются наиболее легкие углеводороды, которые отбираются и используются в качестве сжиженных газов и бензина. Затем закипают более тяжелые углеводороды, из которых получают лигроин, керосин и дизельные топлива. В конце прямой перегонки остаются самые тяжелые углеводороды, образующие мазут.

Прямая перегонка происходит по следующей схеме (рис. 17). В трубчатой печи нефть нагревается до определенной температуры и поступает в ректификационную колонну, где переходит в парообразное состояние и разделяется на ректификационных тарелках на отдельные фракции.

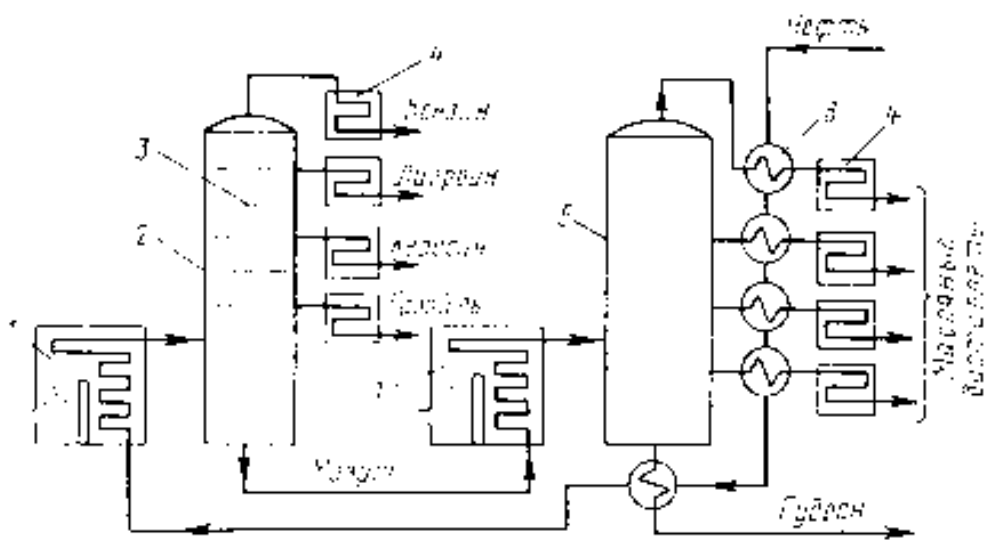


Рис. 17. Схема установки для перегонки нефти и мазута:

- 1 – трубчатая печь; 2 – ректификационная колонна;  
3 – ректификационные тарелки; 4 – теплообменники;  
5 – вакуумная колонна

Тарелки представляют собой перфорированные пластины с патрубками и колпачками. Через них легкие углеводороды в парообразном состоянии проходят в верхнюю часть колонны, а более тяжелые конденсируются и стекают на тарелки, расположенные ниже. Таким образом, на каждую ректификационную тарелку снизу поступают пары углеводородов, а сверху на ней уже находятся углеводороды в жидкой фазе (пропан, бутан), которые могут быть отобраны в соответствии с их температурой конденсации через систему теплообменников. Так, фракции бензинов отбираются при температурах от 30 до 200 °С, керосинов – от 150 до 300 °С, дизельных топлив – от 200 до 300 °С, мазутов – выше 350 °С.

Прямая перегонка является первой частью более глубокого процесса переработки нефти. После отбора фракций, кипящих при температурах до 300°С, оставшиеся мазутные фракции подвергают вторичной переработке в вакуумной колонне, в результате чего происходит расщепление крупных молекул углеводородов на более мелкие с получением масляных дистиллятов – соляровых, веретенных, машинных и цилиндрических. Машинные дистилляты являются основой для получения автомобильных масел.

Вышеперечисленные способы переработки нефти не могут быть использованы для выделения из нефтяных фракций индивидуальных углеводородов высокой чистоты, которые впоследствии станут сырьем для нефтехимической промышленности при получении бензола, толуола, ксилола и др. Для получения углеводородов высокой чистоты в установки перегонки нефти вводят дополнительное вещество для увеличения разности в летучести разделяемых углеводородов.

Полученные компоненты после первичной переработки нефти обычно не используются в качестве готового продукта. На этапе первичной перегонки определяются свойства и характеристики нефти, от которых зависит выбор дальнейшего процесса переработки для получения конечного продукта.

Основным методом вторичной переработки нефти является крекинг – термический, каталитический и гидрокрекинг. **Крекинг** – это процесс переработки нефти и ее фракций, вызывающий распад тяжелых углеводородов, изомеризацию и синтез новых молекул. Он применяется главным образом для получения моторных топлив.

При термическом крекинге тяжелые углеводороды, входящие в состав остаточных продуктов перегонки нефти, расщепляются на легкие углеводороды. Наиболее распространенным является глубокий крекинг керосиногазойлевых фракций для получения бензина. Он проводится при температуре 500 – 520 °С и давлении до 5 МПа. Выход бензина при этом достигает 60 – 70 %. Тяжелые нефтепродукты (мазут, гудрон и др.) подвергаются термическому крекингу низкого давления, осуществляемому

при температуре 500 – 600 °С, или коксованию. Его проводят в целях получения газойля, используемого для производства моторных топлив, и кокса (выход до 20%), применяемого, например, для изготовления электродов.

Может проводиться высокотемпературный крекинг, или пиролиз, осуществляемый при температуре 650 – 750 °С и давлении, близком к атмосферному. Этот процесс дает возможность перерабатывать тяжелое остаточное нефтесырье в газ, используемый в химической промышленности, а также получать ароматические углеводороды – бензол, толуол, нафталин и др.

Каталитический крекинг служит для получения дополнительного количества высокооктанового бензина и дизельного топлива разложением тяжелых нефтяных фракций с применением катализаторов. Этот процесс позволяет увеличить выход и повысить качество бензина по сравнению с термическим крекингом.

Для переработки средних и тяжелых нефтяных фракций с большим содержанием сернистых и смолистых соединений большое распространение получил каталитический крекинг с использованием водорода – гидрокрекинг. При этом процессе выход светлых нефтепродуктов возрастает до 70 %, содержание серы в них снижается. Для переработки различных нефтепродуктов, в том числе газов и остатков нефтеперегонки, применяют крекинг с водяным паром. Его преимущества: низкое коксообразование и большой выход олефинов.

Процесс получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов путем каталитического превращения низкооктановых бензиновых фракций, вырабатываемых при прямой перегонке и крекинге, называется каталитическим **риформингом**.

К методам вторичной переработки нефти также относятся: **алкилирование** (для получения изооктана и другого высокооктанового топлива); **деструктивная гидрогенизация** (служит для увеличения выхода легких и светлых нефтепродуктов); **синтез углеводородов из газов** (для превращения в жидкое состояние углеводородов, находящихся в газах крекинга).

Получаемые различными способами нефтепродукты очищаются от нежелательных примесей и смешиваются (подвергаются компаундированию) для получения товарных продуктов. При необходимости в них вводятся специальные добавки — присадки, улучшающие те или иные свойства продуктов.

### **Промысловая подготовка и переработка газа**

В отличие от нефти, природный газ не требует большой предварительной переработки для использования. Его необходимо сразу отправлять к потребителю. Система подготовки технологического газа

служит для очистки газа от механических примесей и жидкости перед подачей его потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87.

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ.

При добыче и транспортировке в природном газе содержатся различного рода примеси: песок, сварной шлам, конденсат тяжелых углеводородов, вода, масло и т.д. Источником загрязнения природного газа является призабойная зона скважины, постепенно разрушающаяся и загрязняющая газ. Подготовка газа осуществляется на промыслах, от эффективности работы которых зависит и качество газа. Механические примеси попадают в газопровод как в процессе его строительства, так и при эксплуатации. Наличие механических примесей и конденсата в газе приводит к преждевременному износу трубопровода, запорной арматуры, рабочих колес нагнетателей и, как следствие, снижению показателей надежности и экономичности работы компрессорных станций и в целом газопровода [39].

Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение.

Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов — снегоподобного вещества, способного полностью перекрыть сечение труб.

Сероводород является вредной примесью. При его содержании большем, чем 0.01 мг в 1 л воздуха рабочей зоны, он ядовит. А в присутствии влаги сероводород способен образовывать растворы сернистой и серной кислот, резко увеличивающих скорость коррозии труб, арматуры и оборудования.

Углекислый газ вреден тем, что снижает теплоту сгорания газа, а также приводит к коррозии оборудования.

***Очистка газа от механических примесей.*** Для очистки природного газа от мехпримесей используются аппараты 2-х типов:

- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли (масляные пылеуловители);

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли (циклонные пылеуловители);

Первое время на КС для очистки газа широко использовали масляные пылеуловители, которые обеспечивали достаточно высокую степень очистки (до 97 – 98%).

На рисунке 18 представлена конструкция вертикального *масляного пылеуловителя*.

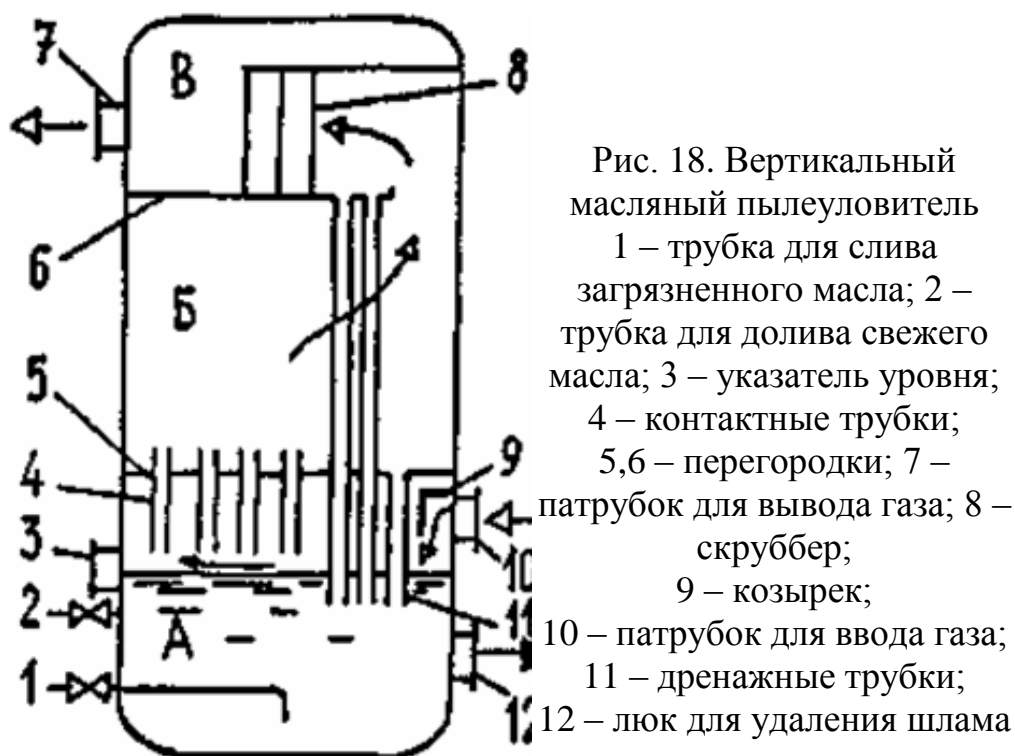


Рис. 18. Вертикальный масляный пылеуловитель  
 1 – трубка для слива загрязненного масла; 2 – трубка для долива свежего масла; 3 – указатель уровня; 4 – контактные трубки; 5,6 – перегородки; 7 – патрубок для вывода газа; 8 – скруббер; 9 – козырек; 10 – патрубок для ввода газа; 11 – дренажные трубки; 12 – люк для удаления шлама

Это вертикальный цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Пылеуловитель состоит из трех секций:

- \* промывочной А (от нижнего днища до перегородки 5), в которой все время поддерживается постоянный уровень масла;

- \* осадительной Б (от перегородки 5 до перегородки 6), где газ освобождается от крупных частиц масла;

- \* отбойной (скрубберной) секции В (от перегородки 6 до верхнего днища), где происходит окончательная очистка газа от захваченных частиц масла.

Пылеуловитель работает следующим образом. Очищаемый газ входит в аппарат через патрубок 10. Натекая на козырек 9, он меняет направление своего движения. Крупные же частицы мехпримесей, пыли и жидкости по инерции продолжают двигаться горизонтально. При ударе о козырек их скорость гасится, и под действием силы тяжести они выпадают в масло. Далее газ направляется в контактные трубки 4, нижний конец которых расположен в 20...50 мм над поверхностью масла. При этом газ увлекает за собой масло в контактные трубки, где оно обволакивает взвешенные частицы пыли.

В осадительной секции скорость газа резко снижается. Выпадающие при этом крупные частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам 11 стекают вниз. Наиболее легкие частицы из осадительной секции увлекаются газовым потоком в верхнюю скрубберную секцию В. Ее основной элемент – скруббер, состоящий из нескольких рядов перегородок 8, расположенных в шахматном порядке. Проходя через лабиринт перегородок, газ многократно меняет направление движения, а частицы масла по инерции ударяются о перегородки, и стекают сначала на дно скрубберной секции, а затем по

дренажным трубкам 11 в нижнюю часть пылеуловителя. Очищенный газ выходит из аппарата через газоотводящий патрубок 7.

Осевший на дно пылеуловителя шлам периодически (раз в 2 ... 3 месяца) удаляют через люк 12. Загрязненное масло через трубку 1 сливают в отстойник. Взамен загрязненного в пылеуловитель по трубе 2 доливается очищенное масло. Контроль за его уровнем ведется по шкале указателя уровня 3.

Недостатками масляных пылеуловителей являются: наличие постоянного безвозвратного расхода масла, необходимость очистки масла, а также подогрева масла при зимних условиях эксплуатации.

Наряду с «мокрым» для очистки газов от твердой и жидкой взвеси применяют и «сухое» пылеулавливание. В настоящее время на КС в качестве первой ступени очистки широко применяют циклонные пылеуловители, работающие на принципе использования инерционных сил для улавливания взвешенных частиц [5].

Наибольшее распространение получили *циклонные пылеуловители*.

Схема, поясняющая работу циклонного пылеуловителя, приведена на рис. 19.

Циклонный пылеуловитель состоит из двух секций: нижней отбойной 6 и верхней осадительной 1, где происходит окончательная очистка газа от примесей. В нижней секции находятся циклонные трубы 4. Газ через входной патрубок 2 поступает в аппарат к распределителю и приваренным к нему звездообразно расположенным циклонам 4, которые неподвижно закреплены в нижней решетке 5. В цилиндрической части циклонных труб газ, подводимый по касательной к поверхности, совершает вращательное движение вокруг внутренней оси труб циклона. Под действием центробежной силы твердые частицы и капли жидкости отбрасываются от центра к периферии и по стенке стекают в коническую часть циклонов и далее в нижнюю секцию 6 пылеуловителя. Газ после циклонных трубок поступает в верхнюю осадительную секцию 1 пылеуловителя, и затем, уже очищенный, через патрубок 3 выходит из аппарата.

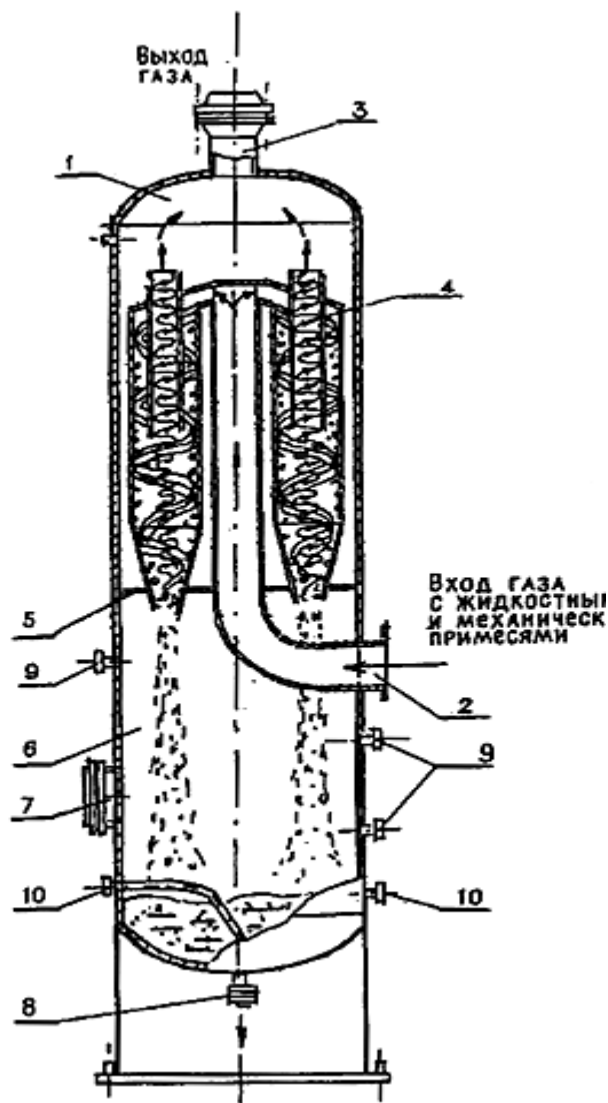


Рис. 19. Циклонный пылеуловитель

- 1 - верхняя секция;
- 2 - входной патрубок;
- 3 - выходной патрубок;
- 4 - циклоны;
- 5 - нижняя решетка;
- 6 - нижняя секция;
- 7 - люк-лаз;
- 8 - дренажный штуцер;
- 9 - штуцеры контролирующих приборов;
- 10 - штуцеры слива конденсата

В процессе эксплуатации необходимо контролировать уровень отсепарированной жидкости и мехпримесей с целью их своевременного удаления продувкой через дренажные штуцеры. Контроль за уровнем осуществляется с помощью смотровых стекол и датчиков, закрепленных к штуцерам 9. Люк 7 используется для ремонта и осмотра пылеуловителя при плановых остановках КС. Эффективность очистки газа циклонными пылеуловителями составляет не менее 100 % для частиц размером 40 мкм и более, и 95 % для частиц капельной жидкости.

Циклонные пылеуловители более просты в обслуживании нежели масляные. Однако эффективность очистки в них зависит от количества циклонов, а также от обеспечения эксплуатационным персоналом работы этих пылеуловителей в соответствии с режимом, на который они запроектированы.

В связи с невозможностью достичь высокой степени очистки газа в циклонных пылеуловителях появляется необходимость выполнять вторую ступень очистки, в качестве которой используют фильтр-сепараторы, устанавливаемые последовательно после циклонных пылеуловителей (рис. 20).



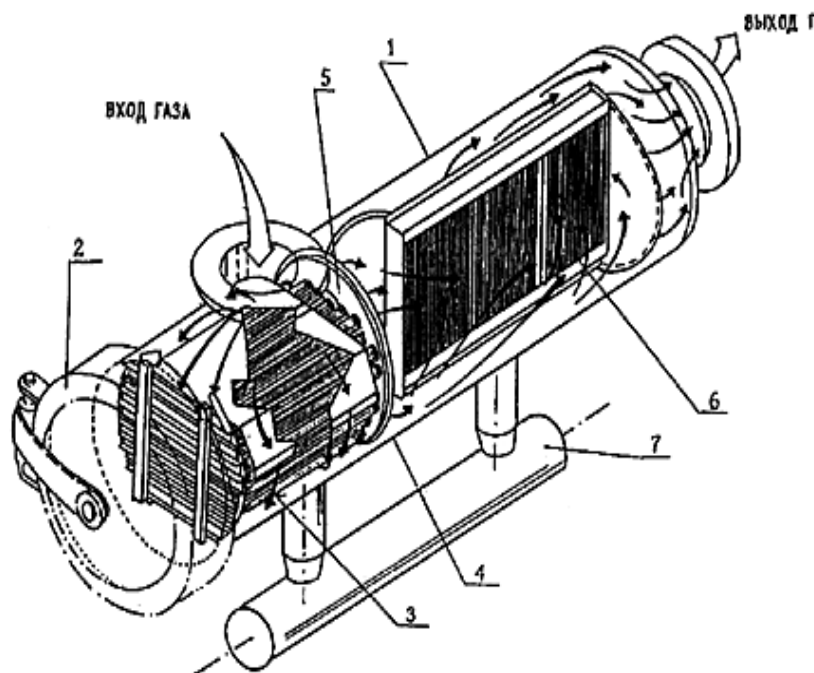


Рис. 20.  
 Фильтр-сепаратор  
 1 – корпус фильтр-сепаратора;  
 2 – быстрооткрывающийся затвор;  
 3 – фильтрующие элементы;  
 4 – направляющая фильтрующего элемента;  
 5 – трубная доска камеры фильтров;  
 6 – каплеотбойник;  
 7 – конденсатор-сборник

Работа фильтр-сепаратора осуществляется следующим образом: газ после входного патрубка с помощью специального отбойного козырька направляется на вход фильтрующей секции 3, где происходит коагуляция жидкости и очистка от механических примесей. Через перфорированные отверстия в корпусе фильтрующих элементов газ поступает во вторую фильтрующую секцию - секцию сепарации. В секции сепарации происходит окончательная очистка газа от влаги, которая улавливается с помощью сетчатых пакетов. Через дренажные патрубки мехпримеси и жидкость удаляются в нижний дренажный сборник и далее в подземные емкости.

Для работы в зимних условиях фильтр-сепаратор снабжен электрообогревом его нижней части, конденсатор-сборником и контрольно-измерительной аппаратурой. В процессе эксплуатации происходит улавливание мехпримесей на поверхности фильтр-элемента, что приводит к увеличению перепада давлений на фильтр-сепараторе. При достижении перепада, равного 0,04 МПа, фильтр-сепаратор необходимо отключить и произвести в нем замену фильтр-элементов на новые [5].

Как показывает опыт эксплуатации газотранспортных систем, наличие двух степеней очистки обязательно на станциях подземного хранения газа (СПХГ), а также и на первой по ходу линейной компрессорной станции, принимающей газ из СПХГ. После очистки, содержание механических примесей в газе не должно превышать 5 мг/м.

В товарном газе содержание мехпримесей не должно превышать 0,05 мг/м<sup>3</sup>.

**Осушка газа.** Газ, поступающий на головные компрессорные станции из скважин, как отмечалось, практически всегда в том или ином количестве содержит влагу в жидкой и паровой фазах. Наличие влаги в газе вызывает

коррозию оборудования, снижает пропускную способность газопровода. При взаимодействии с газом при определенных термодинамических условиях образуются твердые кристаллические вещества - гидраты, которые нарушают нормальную работу газопровода. Одним из наиболее рациональных и экономичных методов борьбы с гидратами при больших объемах перекачки является осушка газа. Осушка газа осуществляется сепараторами различной конструкции с использованием твердых (адсорбция) и жидких (абсорбция) поглотителей.

С помощью установок осушки газа на головных сооружениях уменьшается содержание паров воды в газе, снижается возможность выпадания конденсата в трубопроводе и образования гидратов.

Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция.

Пока пластовое давление значительно больше давления в магистральном газопроводе газ *охлаждают*, дросселируя излишнее давление. При этом газ расширяется и в соответствии с эффектом Джоуля-Томсона охлаждается. Если пластовое давление понижено, то охлаждение газа производится на установках низкотемпературной сепарации. Эти установки очень сложны и дороги.

Технологическая схема абсорбционной осушки газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ), приведена на рис. 21.

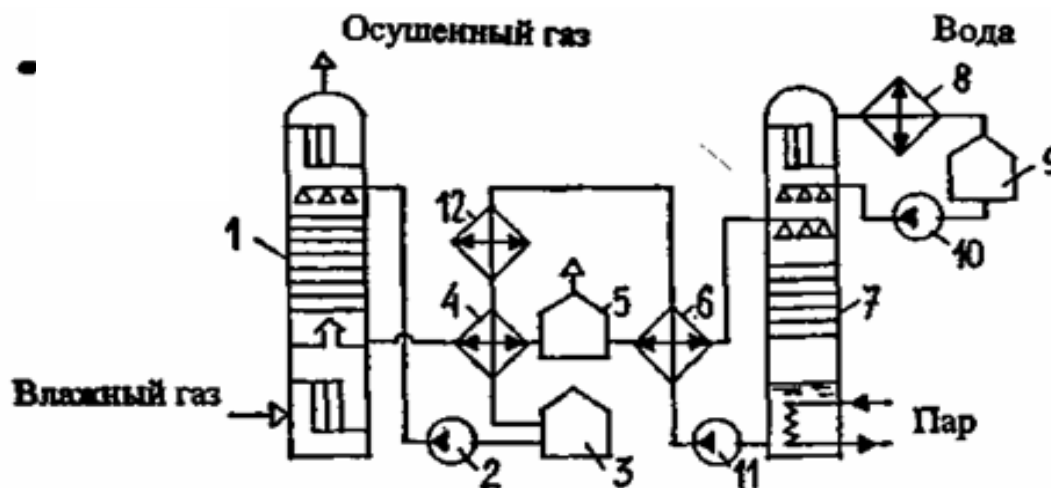


Рис. 21. Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции

- 1 – абсорбер; 2, 10, 11 – насосы; 3, 9 – емкости;
- 4, 6 – теплообменники; 5 – выветриватель; 7 – десорбер;
- 8 – конденсатор - холодильник; 12 – холодильник

Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по

тарелкам стекает концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

Остальная часть технологической схемы служит для восстановления абсорбента.

Недостатками абсорбционной осушки газа являются унос абсорбента и относительная сложность его регенерации.

Технологическая схема осушки газа *методом адсорбции* приведена на рис. 2.21.

Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента — твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12 ... 16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180 ... 200 °С. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6 ... 7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

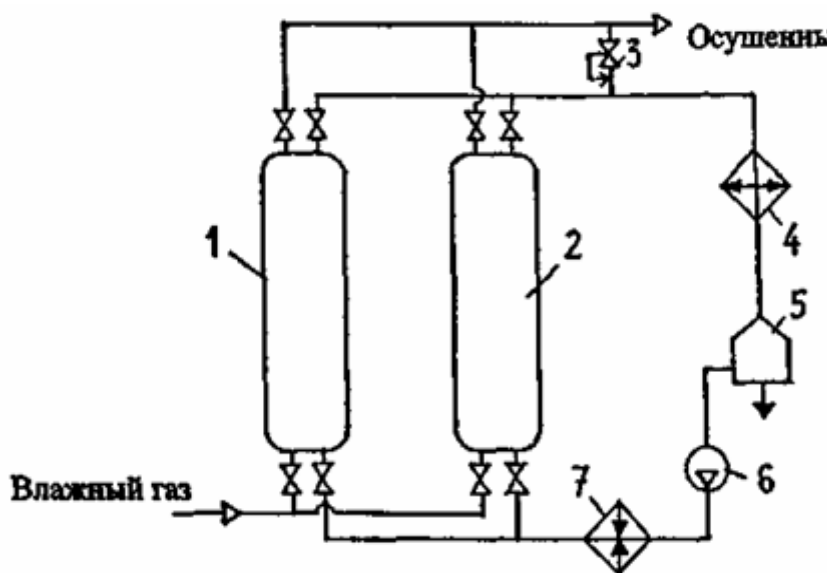


Рис. 22.  
Принципиальная  
схема осушки газа  
методом  
адсорбции  
1, 2 – адсорберы;  
3 – регулятор  
давления типа  
«после себя»;  
4 – холодильник;  
5 – емкость;  
6 – газодувка;  
7 – подогрева-  
тель  
газа

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее 30 °С. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и др.

**Очистка газа от сероводорода** осуществляется методами адсорбции и абсорбции.

Принципиальная схема очистки газа от  $H_2S$  методом адсорбции аналогична схеме осушки газа адсорбционным методом. В качестве адсорбента используются гидрат окиси железа и активированный уголь.

Принципиальная схема очистки газа от  $H_2S$  методом абсорбции приведена на рис. 23.

Очищаемый газ поступает в абсорбер 1 и поднимается вверх через систему тарелок. Навстречу газу движется концентрированный раствор абсорбента. Роль жидкого поглотителя в данном случае выполняют водные растворы этаноламинов: моно-этаноламина (МЭА), диэтанолamina (ДЭА) и триэтанолamina. Температура кипения при атмосферном давлении составляет соответственно МЭА – 172 °С, ДЭА – 268 °С, ТЭА – 277 °С. Абсорбент вступает в химическую реакцию с сероводородом, содержащимся в газе, унося продукт реакции с собой. Очищенный газ выводится из аппарата через скрубберную секцию, в которой задерживаются капли абсорбента.

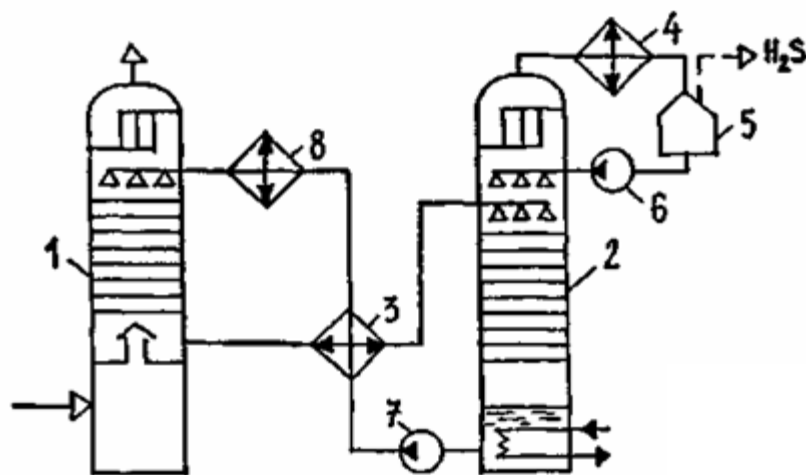


Рис. 23.  
Принципиальная схема  
очистки газа от  
сероводорода  
1 – абсорбер;  
2 – выпарная колонна  
(десорбер);  
3 – теплообменник;  
4, 8 – холодильник;  
5 – емкость - сепаратор;  
6, 7 – насосы

На регенерацию абсорбент подается в выпарную колонну 2 через теплообменник 3. В нижней части колонны он нагревается до температуры около 100 °С. При этом происходит разложение соединения сероводорода с абсорбентом после чего  $H_2S$ , содержащий пары этаноламинов, через верх колонны поступает в холодильник 4. В емкости 5 сконденсировавшиеся пары абсорбента отделяются от сероводорода и насосом 6 закачиваются в выпарную колонну. Газ же направляется на переработку. Горячий регенерированный абсорбент из нижней части колонны 2 насосом 7 подается для нового использования. По пути абсорбент отдает часть своего тепла в теплообменнике 3, а затем окончательно остужается в холодильнике 8.

Из полученного сероводорода вырабатывают серу.

Работа этаноламиновых газоочистных установок автоматизирована. Степень очистки газа составляет 99 % и выше. Недостатком процесса является относительно большой расход газа.

**Очистка газа от углекислого газа** обычно проводится одновременно с его очисткой от сероводорода, т.е. этаноламинами.

При высоком содержании  $\text{CO}_2$  (до 12 ... 15 %) и незначительной концентрации сероводорода применяют очистку газа водой под давлением (рис 24).

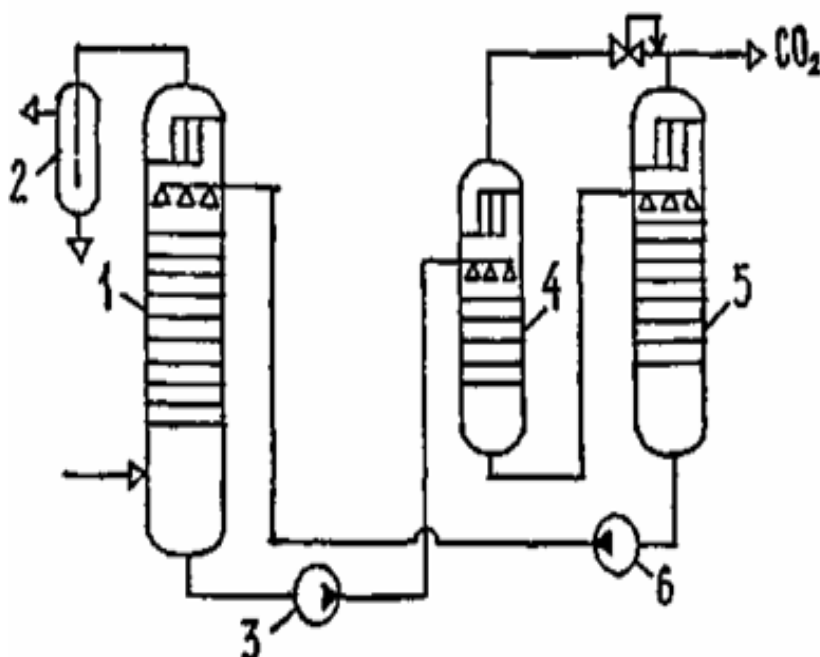


Рис. 24.  
Принципиальная  
схема очистки газа  
от двуокиси  
углерода водой  
под давлением  
1 – реактор;  
2 – водо-  
отделитель;  
3, 6 – насосы;  
4 – экспансер;  
5 – дегазационная  
колонна

Газ, содержащий  $\text{CO}_2$  подается в реактор 1, заполненный железными или керамическими кольцами Рашига, которые орошаются водой под давлением. Очищенный газ проходит в водоотделитель 2 и идет по назначению. Вода, насыщенная углекислым газом, насосом 3 подается в экспансер 4 для отделения  $\text{CO}_2$  методом разбрызгивания. Для полного удаления  $\text{CO}_2$  вода подается в дегазационную градирню 5, откуда насосом 6 возвращается в емкость 1.

Очищенный природный газ не имеет ни цвета, ни запаха, поэтому для обнаружения его утечек и определения наличия в воздухе газ предварительно одорируют, т.е. добавляют в него специальные вещества – одоранты, обладающие сильным специфическим запахом. В качестве одорантов обычно используют этилмеркаптан и тетрагидротиофен. Одоризация газа производится, как правило, на специальных сооружениях магистрального газопровода перед его раздачей потребителям, но иногда одоризацию производят и на газораспределительных станциях (ГРС).