

# СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

1. Общие сведения о системах сбора продукции нефтяных скважин.
2. Основные требования, предъявляемые к современной системе сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях
3. Унифицированная схема высоконапорной герметизированной системы сбора нефти, газа и воды. Значение герметизации системы сбора нефти и газа в охране природы и в рациональном использовании природных богатств.

Для каждого вновь открытого нефтегазового месторождения составляются проект разработки и проект обустройства. Неотъемлемой частью проекта обустройства является обоснование системы сбора продукции скважин, которая закладывается в этом проекте.

Транспортировка продукции скважин от их устья до центрального пункта подготовки и перекачки нефти называется сбором. Поэтому этот пункт также называют центральным пунктом сбора (ЦПС).

Система трубопроводов и оборудования, взаимосвязанных друг с другом и обеспечивающих транспортировку продукции нефтяных скважин от их устья до ЦПС с выполнением определенных функций составляют систему сбора.

Проект обустройства нефтяного месторождения должен решать следующие вопросы, определяющие систему сбора нефти и газа:

- производить ли сбор нефти и газа совместно или отдельно;
- предусматривать строительство дожимной насосной станции (ДНС) или избежать ее строительства за счет увеличения диаметра сборных коллекторов и устьевого давления;
- разместить замерно-сепарационные установки у одной скважины или у группы скважин.

Таким образом, наличие или отсутствие самостоятельного газосборного коллектора, источник давления, за счет которого производится сбор продукции скважин, месторасположение и состав замерно-сепарационной установки, являются основными факторами, определяющими систему сбора нефти и газа.

До недавнего времени применялись сравнительно много систем сбора нефти и газа. Они носили названия: самотечная, Бароняна-Везирова, Краснодарская, Бакинская, Гипровостокнефти, Грозненская, двухтрубная и другие. В настоящее время проекты обустройства площадей нефтяных месторождений состояются с применением высоконапорных герметизированных систем, полностью исключая потери легких фракций нефти, и с комплексной автоматизацией технологических процессов.

Старые системы сбора нефти и газа, как правило, проектировались применительно к конкретным месторождениям на основе технических достижений того времени. Поэтому преимущества или недостатки обуславливались объективными факторами как, например, геологическими условиями месторождения, пластовым давлением, физико-химическими параметрами добываемой продукции. Высокое пластовое давление и низкая вязкость дают возможность транспортировать продукцию от скважины до ЦПС под собственным давлением, следовательно, создавать герметизированную систему сбора. Грозненская система и система сбора института «Гипровостокнефть» обладают преимуществами перед другими потому, что в первом случае устьевое давление, равное 6 МПа, а во втором – 1 МПа, вполне обеспечивают транспортировку нефти под собственным давлением до ЦПС, а газа до газобензинового завода.

Система сбора «Бароняна-Везирова», спроектированная применительно к старым нефтяным месторождениям Азербайджана и Туркмении, где низкое пластовое давление и наличие песка в составе добываемой продукции, не позволяют транспортировать нефть на большие расстояния без строительства насосных станций. Поэтому имеет недостатки по сравнению с вышеуказанными, а именно: необходимость строительства на площади нефтяного месторождения большого числа мелких нефтесборных пунктов с очистными сооружениями, парком резервуаров, насосными и компрессорными станциями.

2. Основные требования,  
предъявляемые к  
современной  
системе сбора нефти, газа и  
воды на  
нефтяных месторождениях

В настоящее время промышленное обустройство представляет собой герметизированную высоконапорную систему сбора и подготовки нефти, полностью исключающих потери легких фракций нефти, и с комплексной автоматизацией технологических процессов. Характерной особенностью этой системы является ее универсальность, что, прежде всего, обусловлено общими требованиями к обустройству всех нефтяных месторождений. Эти требования сводятся к обеспечению:



- полного герметизированного сбора и подготовки нефти, газа и воды;
- индивидуального замера объемов добываемой нефти, газа и воды по каждой скважине с целью контроля и регулирования процесса разработки месторождения;
- подготовки нефти для нефтеперерабатывающих заводов по 1 группе качества товарной нефти;
- поставки основных узлов в блочно – комплектном исполнении с полной автоматизацией технологического процесса («под ключ»);
- высоких экономических показателей по капитальным затратам, снижению металлоемкости и эксплуатационных расходов.

Герметичность системы может осуществляться лишь при однострубном сборе, отсутствии или минимальном количестве перекачивающих агрегатов и технологических емкостей, поддержании высокого давления в системе, когда легкие фракции нефти находятся в жидком состоянии и поэтому их потери исключаются. Для обеспечения эффективной разработки нефтяного месторождения нужно вести учет добываемой продукции по каждой скважине. Следовательно, во всех случаях каждая скважина должна подключаться к замерной установке.

Подготовка нефти к транспорту является одним из основных технологических процессов. Доведение качеств нефти, газа и воды до норм товарной продукции должно осуществляться в аппаратах, использующих наиболее эффективные гидродинамические и физико-химические процессы. Только при этом можно достичь высоких технико-экономических показателей.

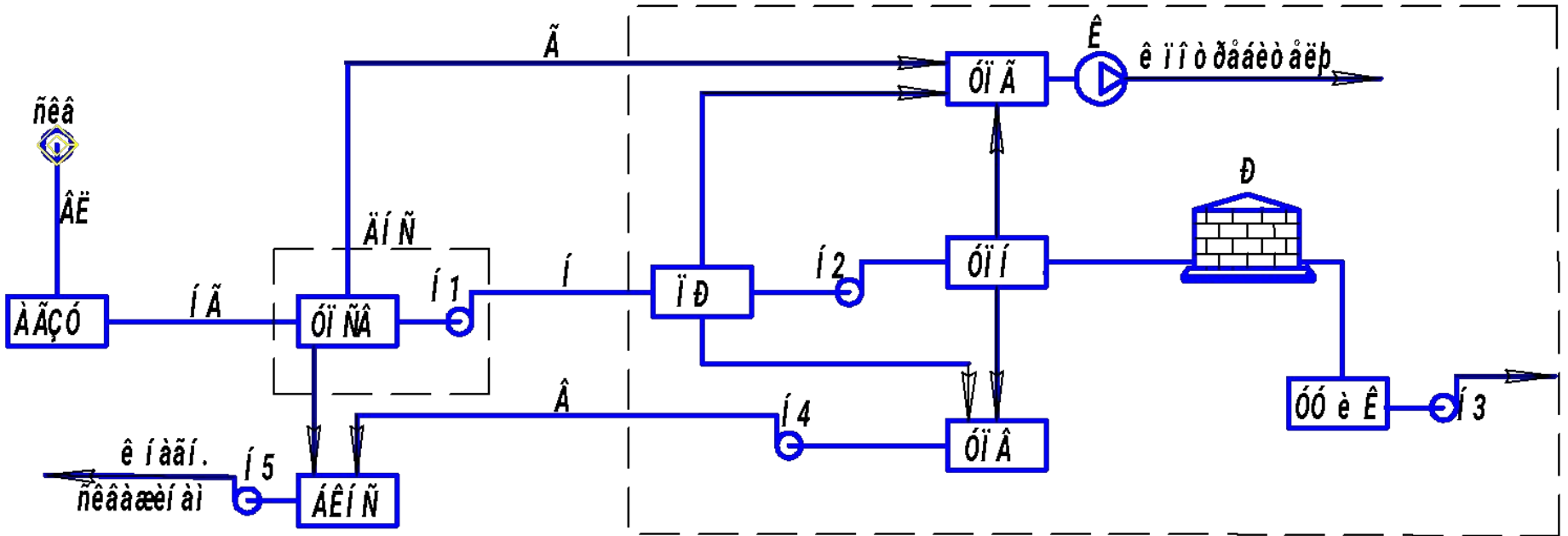
В последнее время появилось еще одно требование в системе сбора: нефтепромысловые трубопроводы должны быть использованы для предварительного разделения нефти и воды, т.е. система сбора также должна работать на конечную цель – получение товарной нефти с необходимой кондицией. Это требование дает основание утверждать о существовании единой системы добычи, сбора и подготовки, технологические процессы и оборудование которых взаимосвязаны.

3. Унифицированная схема  
высоконапорной  
герметизированной системы  
сбора  
нефти, газа и воды

Основной вариант унифицированной схемы сбора и подготовки нефти, газа и воды включает следующие комплексы сооружений:

- а) сбора нефти, газа и воды (выкидные линии ВЛ, автоматизированную групповую замерную установку АГЗУ, нефтегазосборные НГ и газовые Г коллекторы и дожимную насосную станцию ДНС, совмещенную с установкой предварительного сброса воды УПСВ; б) объекты предварительного разделения компонентов продукции нефтяных скважин ОПР; в) установку подготовки нефти УПН; г) пункта учета товарной нефти ПУН; д) установку подготовки сточных вод с целью использования их в системе поддержания пластового давления УПВ; е) установку подготовки газа к транспорту УПГ;

Öáí ò ðàèüí úé ï óí èò ñáí ðà, ï ï ááí ò í áèè è ñáà ÷ è ò í áàðí í é í áò ò è



Общая схема унифицированной высоконапорной герметизированной системы сбора, подготовки нефти, газа и воды

Унифицированная схема системы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин разработана институтами «Гипровостокнефть» и «ИПТЭР». При этом были использованы базовые научно-исследовательские работы по оптимизации мощностей объектов обустройства нефтедобывающей промышленности, параметрические ряды блочного автоматизированного оборудования.

Одним из основных технологических принципов унифицированных схем является совмещение в системе нефтегазосбора гидродинамических и физико-химических процессов с целью предварительной подготовки сырой продукции для ее разделения на фазы в установках подготовки товарной нефти и увеличения ее производительности.



Достоинства рассмотренной системы сбора и подготовки сводятся к выполнению тех основных требований системе сбора, которые перечислены выше. Однако у нее есть существенный недостаток: повышается устьевое давление скважин. У штанговых насосных установок, например, это приводит к повышению нагрузки на головку балансира и на колонну штанг, к росту утечек в глубинном насосе и подъемных трубах, к уменьшению работы попутного газа по подъему жидкости, а также к усилению отрицательного влияния свободного пространства в цилиндре насоса при откачке сильно газированной нефти. Практически это означает уменьшение производительности и снижение межремонтного периода (МРП) насосной установки.

Поскольку движение продукции скважин в системе сбора и подготовки осуществляется под давлением, создаваемым скважинным насосом, то скважинное оборудование, помимо своего прямого назначения, как оборудование для добычи нефти, превращено в элемент системы сбора и подготовки продукции скважин. Система сбора нефти, газа и воды является последним этапом общей системы добычи нефти.

Поиск более совершенных технических и технологических решений, принимаемых при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений, не прекращается и в настоящее время. Они направлены на обеспечение наиболее высокого уровня технической надежности и экологической безопасности объектов обустройства. Особое значение приобретает использование ресурсо- и энергосберегающих технологий. Помимо применения новейших разработок в области технологии, новых видов оборудования также принимаются технические решения по компоновке, конструктивному исполнению, использованию новых материалов. Например, с учетом ввода в эксплуатацию месторождений с малым объемом добычи нефти возникла необходимость нового подхода к обустройству месторождений. Он заключается в децентрализации объектов подготовки нефти и закачки воды путем строительства малогабаритных дожимных и кустовых насосных станций в блочно-модульном исполнении.

Основным элементом в данной структуре становится кустовая площадка, обустроенная по полной схеме добычи и подготовки нефти. На каждом кусте скважин размещается блочно-модульный технологический комплекс (БМТК) с необходимым технологическим оборудованием. С целью уменьшения числа выкидных линий, а также протяженности высоконапорных водоводов от блока гребенки к каждой нагнетательной скважине, вдоль фронта скважин предусматривается строительство двух коллекторов: замерного и сборного с подключением к ним добывающих скважин через трехходовой кран с электроприводом. По замерной линии продукция каждой скважины поочередно поступает в блок замера БМТК. Переключение скважин осуществляется по заданной программе или с пульта оператора.

Возможность полной утилизации газа на начальной стадии разработки месторождений с удаленных участков месторождения достигается транспортом газонефтяной смеси на значительные расстояния. Это может быть реализовано путем применения многофазных насосов или технологии совместной перекачки нефти и газа с помощью насоса и компрессора по одному трубопроводу. Для перекачки водогазонефтяной смеси применяются многофазные насосы, разработанные и выпускаемые фирмами Sulzer, Bornemann, Ingersoll-Dresser, а также совместным российско-германским предприятием «Борнемангазмаш».

Технология совместной перекачки нефти и газа с помощью насоса и компрессора может быть реализована следующим образом. Газ, выделившийся на сепарационных установках ДНС, замеряется и подается на компрессор, закачивающий газ в напорный нефтепровод после насосов. Компрессор, как правило, работает на электроэнергии, вырабатываемой за счет использования газа на газодизельных станциях. Применение данной технологии позволяет исключить строительство газопровода с месторождения и полностью утилизировать газ.

При любой технической оснащённости обустройства месторождения и разнообразии в компоновке главные особенности, характеризующие высоконапорную герметизированную систему, остаются. Научно-технический прогресс лишь вносит свои коррективы в направлении технологического и экологического совершенства системы.

# Значение герметизации системы сбора нефти и газа в охране природы и в рациональном использовании природных богатств

Охрана окружающей среды от загрязнения вредными веществами в результате хозяйственной деятельности человека стала крупной проблемой современности. Поэтому при проектировании и эксплуатации систем сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений главным ориентиром принято обеспечение герметизации всей системы. При этом решается и другая, не менее актуальная проблема - рациональное использование природных богатств.



В последние годы Кабинетом Министров РФ приняты ряд постановлений «Об усилении охраны природы и улучшении использования природных ресурсов». Охрана природы и рациональное использование природных богатств находятся под защитой конституции РФ.

Принятая высоконапорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин дает возможность сохранить легкие фракции нефти с последующим целенаправленным извлечением. В пластовой нефти содержание легких углеводородов достигает до 23 %. Они представляют собой исключительно ценное сырье для нефтехимической промышленности. Так, из этана получают пластмассы, синтетический спирт, диэтиленгликоль, моноэтаноламин.

Последние два продукта широко используются для осушки природных газов от паров воды и очистки от серы. Пропан используется как жидкое топливо, из него можно получить также пластмассы, синтетический каучук, целлюлозу и другие продукты. Бутан, как и пропан, используется в качестве топлива. Изобутан служит сырьем для получения синтетического каучука, бутиловых спиртов и др. Вот почему легкие углеводороды, содержащиеся в нефти, следует тщательно собирать на нефтяных месторождениях для использования в нефтехимической промышленности.

В настоящее время актуальной является проблема предотвращения сброса грязных сточных вод в водоемы. Как известно, сточные воды утилизируются закачкой в продуктивные пласты для поддержания пластового давления. Однако, ввиду прорыва водоводов, негерметичности цементного кольца в скважине, сточные воды попадают в верхние водоносные пласты, тем самым, вызвав загрязнение водоемов и рек. Необходимо принимать решительные меры против загрязнения окружающей среды, прежде всего, своевременным строительством очистных сооружений и повышением качества их работы. Человек должен относиться к природе бережно и рационально использовать ее богатства. Нефть и газ относятся к категории невозобновляемых природных богатств.

# ТРУБОПРОВОДЫ НЕФТЕГАЗОСБОРНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

- 1 Назначение и классификация трубопроводов нефтегазосборных коммуникаций. Сортамент труб, применяемых в системе сбора и подготовки нефти, газа и воды
- 2 Расчет трубопроводов на механическую прочность

# Назначение и классификация трубопроводов нефтегазосборных коммуникаций

Трубопроводы системы сбора и подготовки нефти и газа предназначены для транспортировки продукции скважин от их устья до сдачи ее товарно-транспортным организациям, а также для перемещения ее в технологических установках, а трубопроводы системы ППД - для подачи сточных вод от установок подготовки воды (УПВ) до нагнетательных скважин.

Трубопроводы нефтегазовых промыслов классифицируются на следующие категории:

1) по назначению:

- выкидные линии, транспортирующие продукцию скважин от ее устья до автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ);
- нефтегазосборные коллекторы, расположенные от АГЗУ до ДНС;
- нефтегазосборные коллекторы, расположенные от ДНС до центрального пункта сбора;
- газосборные коллекторы, транспортирующие газ от пункта сепарации до компрессорной станции.

2) по величине напора:

- высоконапорные (до 6,4 МПа);
- средненапорные (до 1,6 МПа);
- низконапорные (до 0,6 МПа);
- безнапорные (самотечные).

3) по типу укладки:

- подземные;
- наземные;
- подвесные;
- подводные.

4) по гидравлической схеме:

- простые, не имеющие ответвлений ;
- сложные, имеющие ответвления, к которым также относятся замкнутые (кольцевые);

5) по характеру заполнения сечения:

- трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью;
- с неполным заполнением.

Полное заполнение обычно бывает в напорных трубопроводах, транспортирующих товарную нефть, и реже в выкидных линиях, где имеет место высокое давление, под действием которого имеющиеся в составе нефти газовые компоненты находятся в растворенном состоянии или их слишком мало. А неполное заполнение может быть как в напорных, так и безнапорных трубопроводах.



Трубопроводы, по которым подается вода в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления, подразделяются:

- на подводящие, прокладываемые от установок подготовки воды (УПВ) до кустовой насосной станции (КНС);
- разводящие, прокладываемые от КНС до скважин. Диаметры всех типов трубопроводов определяются гидравлическими расчетами, толщина стенок - прочностными расчетами.

Особые требования предъявляются к строительству трубопроводов газовых и газоконденсатных промыслов.

Это связано с обстоятельствами, вызывающими коррозию трубопровода: газ транспортируется под большим давлением и с большей скоростью; газ зачастую содержит больше сероводорода и углекислого газа, чем нефть.

## Сортамент труб, применяемых в системе сбора и подготовки нефти, газа и воды

Основной частью трубопроводов являются трубы, изготавливаемые из сталей различных марок. При выборе материала труб для строительства трубопроводов следует учитывать температуру и давление транспортируемой среды, а также коррозионную стойкость выбранного материала в данной среде. В последние годы применяют трубы, гуммированные эбонитом или полимерами.

При сооружении нефтепромысловых и газопромысловых коммуникаций используются трубы стальные бесшовные горячекатаные, изготовленные согласно ГОСТ 8732-78, водогазопроводные, изготовленные по ГОСТ 3262-75, и отремонтированные трубы нефтяного сортамента, по своему состоянию не пригодные к использованию по прямому назначению.

ГОСТ 8732-78 распространяется на горячекатаные бесшовные трубы, из углеродистой и легированной стали, применяемые для трубопроводов и деталей конструкции разного назначения.

По длине поставляются:

- а) немерной длины - в пределах от 4 до 12,5 м;
- б) мерной длины - в пределах немерной.

В зависимости от назначения трубы подбираются по химическому составу и механическим свойствам. Для каждой марки стали обычно указываются необходимые значения показателей механических свойств: предела текучести, временного сопротивления разрыву и относительного удлинения. По ГОСТ 8732-78 трубы выпускаются с наружным диаметром от 25 до 820 мм включительно с толщиной стенок от 2,5 до 20 мм в зависимости от диаметра труб. В последнее время начали выпускать трубы диаметром 1020 мм. Толщина стенок принимается по результатам механических расчетов.

По способу изготовления трубы для нефтегазопроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром от 426 мм, а сварные - при диаметрах 529 мм и выше.

Наружный диаметр и толщина стенки труб стандартизированы.

Основными поставщиками труб большого диаметра (529...1220 мм) для магистральных трубопроводов являются Челябинский трубопрокатный, Харцызский трубный, Новомосковский металлургический и Волжский трубный заводы.

ГОСТ 3262-75 распространяется на неоцинкованные (черные) и оцинкованные стальные сварные трубы обыкновенные, усиленные и легкие без резьбы или с резьбой, применяемые для водопроводов и газопроводов, а также для систем отопления и деталей конструкции.

По длине трубы поставляются:

- а) немерной длины - в пределах от 4 до 12 м, в партии допускается до 5% труб длиной от 1,5 до 4 м;
- б) по требованию потребителя мерной или кратной длины в пределах немерной.

ГОСТом предусмотрены трубы условным диаметром  $d_y=6; 8; 10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 70; 80; 90; 100; 125; 150$  мм. Условный диаметр совпадает с внутренним диаметром для обыкновенных труб, для легких - больше внутреннего, а для усиленных - меньше. Трубы поставляются без резьбы и муфт или без резьбы, но в комплекте с муфтами. По обоснованному требованию потребителя трубы с условным диаметром более 10 мм могут представляться с конической резьбой, длинной или короткой цилиндрической резьбой на обоих концах и с муфтами с той же резьбой из расчета одной муфты на каждую трубу. Тип резьбы указывается потребителем. Сварные трубы должны выдерживать до нарезки испытания гидравлическим давлением: трубы обыкновенные и легкие - 2,5 МПа; трубы усиленные - 3,2 МПа.

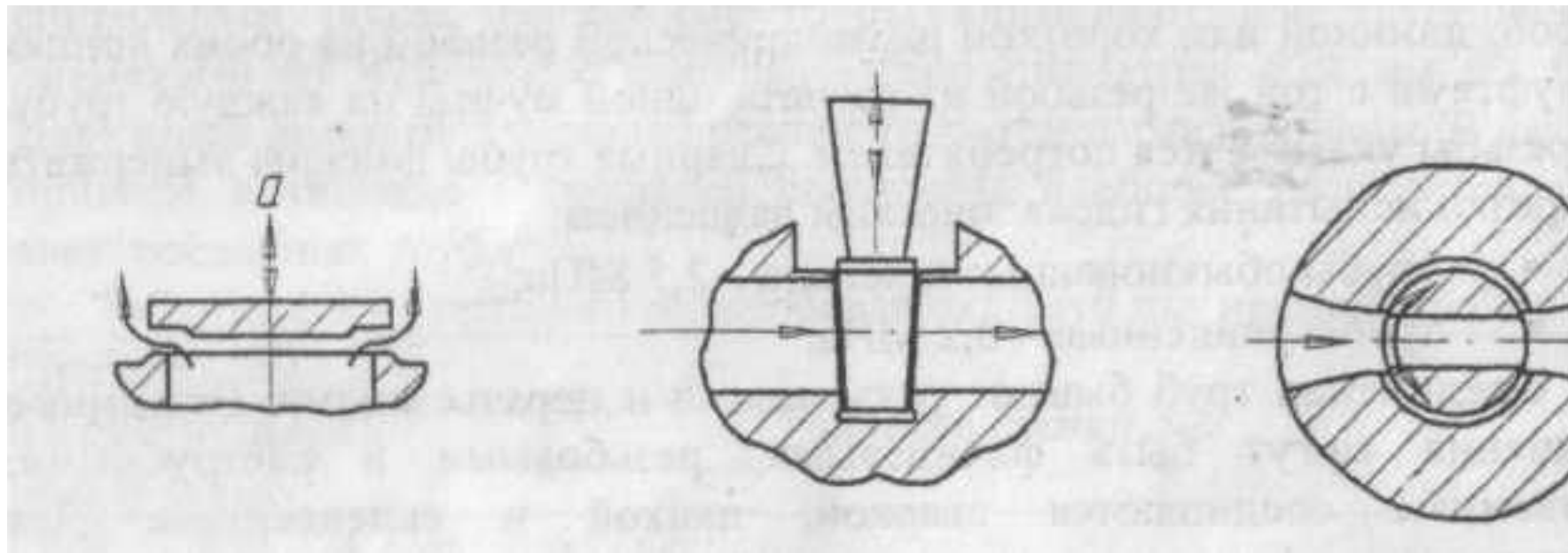
Соединения труб бывают разъёмными и неразъёмными. Разъёмные соединения могут быть фланцевыми, резьбовыми и раструбными; неразъёмные соединяются сваркой, пайкой и склеиванием. Для герметичности фланцевых соединений используют прокладочные материалы, которые должны обладать эластичностью, достаточной прочностью, стойкостью к агрессивным средам, способностью сохранять прочность в определенных пределах температур. Во фланцевых соединениях в качестве прокладки применяются следующие материалы: сталь, алюминий, паронит (композиция резины, асбеста, минеральных наполнителей), картон, асбест, резина, фторопласт.



Соединительные части трубопроводов обычно называют фасонными деталями или фитингами. Они служат для изменения направления трубопровода; для присоединения к трубопроводам запорной, регулирующей, предохранительной и другой арматуры; для разветвления трубопровода; для перехода от одного диаметра трубы к другому. Их исполняют сваркой, штамповкой, путемковки, гнутья труб. Минимальный радиус изгиба стальной трубы равен  $2,5d$ , где  $d$  - наружный диаметр трубы.

Трубы соединяют между собой и с устройствами, необходимыми для управления потоками транспортируемой среды, - так называемой арматурой. Для перекрытия потока в трубе применяют запорную арматуру; для регулирования расхода (или давления) - регулирующую. Кроме того, к трубопроводной арматуре относят предохранительные и перепускные клапаны, обратные клапаны, спускные краны, фланцы, днища, заглушки.

Запорная арматура включает в себя вентили, задвижки, краны, которые в виде функциональных схем представлены на рисунке.



**а**

**б**

**в**

а - вентиль; б - клиновая задвижка; в - шаровой кран  
Функциональные схемы запорной арматуры  
трубопроводов

В первом случае открытие и закрытие прохода для потока производится с помощью золотника, который движется перпендикулярно продольной оси потока и при этом открывает или закрывает отверстие, расположенное в перегородке, разделяющей корпус вентиля на две части-входную и выходную. Во втором случае затвор, имеющий форму клина (или выполненный из двух распираемых клином дисков), движется перпендикулярно продольной оси корпуса задвижки, изменяя сечение прохода. В третьем случае затвор (пробка) установлен в корпусе крана перпендикулярно его оси и имеет сквозное отверстие. Проход для потока открывается или закрывается путем поворота пробки на  $90^\circ$ , причем при повороте пробка не перемещается вдоль вертикальной оси крана.

Основные характеристики трубопроводной арматуры – условный диаметр прохода, а также рабочее или условное давления, которые включаются в шифр изделия.

Трубопроводы, как и другие виды технологического оборудования после строительства подвергаются гидравлическим испытаниям при давлении, превышающем рабочее давление на 25%.

## 2 Расчет трубопроводов на механическую прочность

Расчет трубопроводов системы сбора нефти и газа на механическую прочность сводится к определению толщины стенки, которая была бы минимальной, но в тоже время не допускала разрушения труб при эксплуатации. Основными силовыми факторами, которые надо учитывать при расчетах, являются внутреннее давление, изгиб трубопровода и перепад температур, а также их комбинации.

Внутреннее давление является одним из основных и решающих силовых факторов, которое определяет работу трубопроводов. Поэтому при расчете трубопроводов толщину стенок труб в первую очередь находят исходя из заданного внутреннего давления. Если силовой фактор ограничивается лишь одним внутренним давлением, то минимальная толщина стенки трубы рассчитывается по тангенциальному напряжению, замена которого на допускаемое напряжение приводит к следующей формуле:

$$\delta = \frac{p \cdot D_{вн}}{2\sigma_{доп} - p} + C$$

где  $p$  – максимальное рабочее давление, при котором работает трубопровод;  
 $D_{вн}$  - номинальный внутренний диаметр трубы;  $\sigma_{доп}$  - допускаемое напряжение, принимаемое  $0,9(\sigma^*)$ . Здесь  $\sigma^*$  - нормативное напряжение растяжения материала трубы, которое принимается 40% от минимального значения предела текучести, т.е.  $\sigma^*=0,4(\sigma_T)$ .

При действии всех силовых факторов находят сумму продольных растягивающих напряжений. Продольное растягивающее напряжение в трубопроводах возникают под действием внутреннего давления, деформации изгиба и температурного перепада, появляющегося в результате разности между температурой трубопровода во время укладки и засыпки и температурой в процессе эксплуатации.

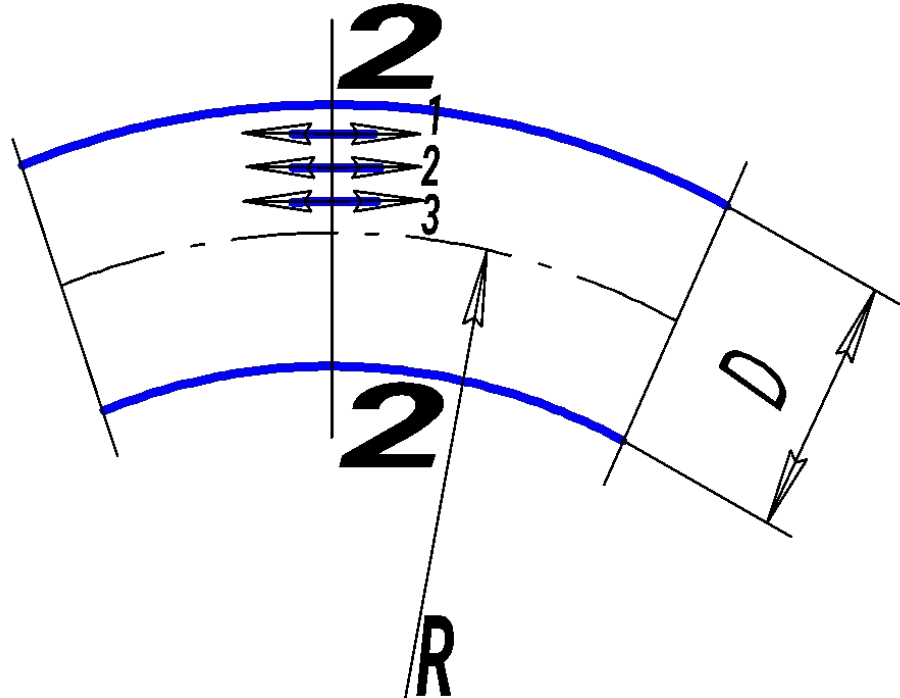


Схема к расчету трубопровода на механическую прочность  
Согласно рисунка в сечении 2-2 возникают напряжения 1, 2, 3  
1 - от внутреннего давления:

$$\sigma_2 = \frac{p \cdot D}{2\delta}$$

2 - от деформации изгиба:

$$\sigma_u = \frac{E \cdot D}{2R}$$

3 - от перепада температур:

$$\sigma_t = \alpha \cdot E \cdot \Delta t$$

где  $D$  – средний диаметр трубы;  $E$  – модуль упругости металла, равный МПа;  $R$  – радиус изгиба трубопровода;  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения (для стали  $1/0C$ );  $\Delta t$  – температурный перепад, принимаемый положительным числом при нагревании.



Температурный перепад учитывается в том случае, когда трубопроводы заземлены в грунте и при охлаждении они могут деформироваться, вызвав тем самым в металле труб продольные растягивающие напряжения.

Продольные сжимающие усилия могут привести к выпучиванию трубопроводов в тех случаях, когда он уложен в малосвязанных грунтах, не обеспечивающих необходимого заземления трубопроводов грунтом. При проектировании таких участков необходимо увеличить глубину заложения, избегать укладки криволинейных участков с малым радиусом изгиба или применять винтовые анкерные крепления.

Предельное состояние продольных напряжений определяется из условия:

$$k\sigma^* \geq \sum \sigma_p$$

где  $k$ - коэффициент условий работы;  $\sigma^*$  -нормативное допускаемое напряжение;  $\sum \sigma_p$  - сумма продольных растягивающих напряжений в расчетном сечении трубопровода от воздействий внутреннего давления, изгиба трубопровода, температурных колебаний и воздействий деформирующего усилия грунта. Для прямолинейных и упруго- изогнутых участков подземных и наземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения от воздействия внутреннего давления, изгиба и температуры рассчитываются по следующей формуле:

$$\sum \sigma_p = \sigma_2 + \sigma_u + \sigma_t = \left( \frac{p \cdot D}{4\delta} + \frac{E \cdot D}{2R} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)$$

## Задача на практическое занятие:

определить напряженное состояние (всасывающего, нагнетательного) трубопровода, проложенному в грунте с радиусом изгиба  $R$  и выходящему на дневную поверхность при заданном градиенте температур, по которому транспортируется жидкость, в составе которой содержится мех. примеси.

Конечная цель – определить напряжения в трубе, сравнить их с допускаемыми, предложить рекомендации по снижению рабочих напряжений.

Этапы решения задачи:

- 1) зная расход, определяем площадь поперечного сечения трубы и находим ее диаметр;
- 2) сравнить  $v_{\text{ср}}$   $v_{\text{ср расч}}$
- 3) определить требуемую толщину стенки трубы;
- 4) найти действующие напряжения.

# АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ

Назначение, состав  
оборудования и принцип  
действия существующих  
замерных установок

Измерение продукции скважин имеет исключительно большое значение в разработке нефтяных месторождений. Оно необходимо для контроля и регулирования процесса разработки. Измерение продукции скважин в высоконапорной герметизированной системе сбора осуществляется стационарными автоматизированными устройствами, которые получили название «Спутник». Разработаны несколько технологических схем «Спутника». Они подразделяются на схемы:

- с запорным устройством на газовой линии;
- с запорным устройством на нефтяной линии.

Блочные автоматизированные групповые замерные установки типа «Спутник-А» предназначены для периодического определения в автоматическом режиме дебитов нефтяных скважин по жидкости и контроля за их подачей. Существует несколько модификаций этих установок с объемным и массовым способами измерения дебита скважин.

В шифре установок первая цифра обозначает рабочее давление в кгс/см<sup>2</sup>, на которое рассчитана установка; вторая – число подключенных к групповой установке скважин; третья – наибольший измеряемый дебит в м<sup>3</sup>/сут.

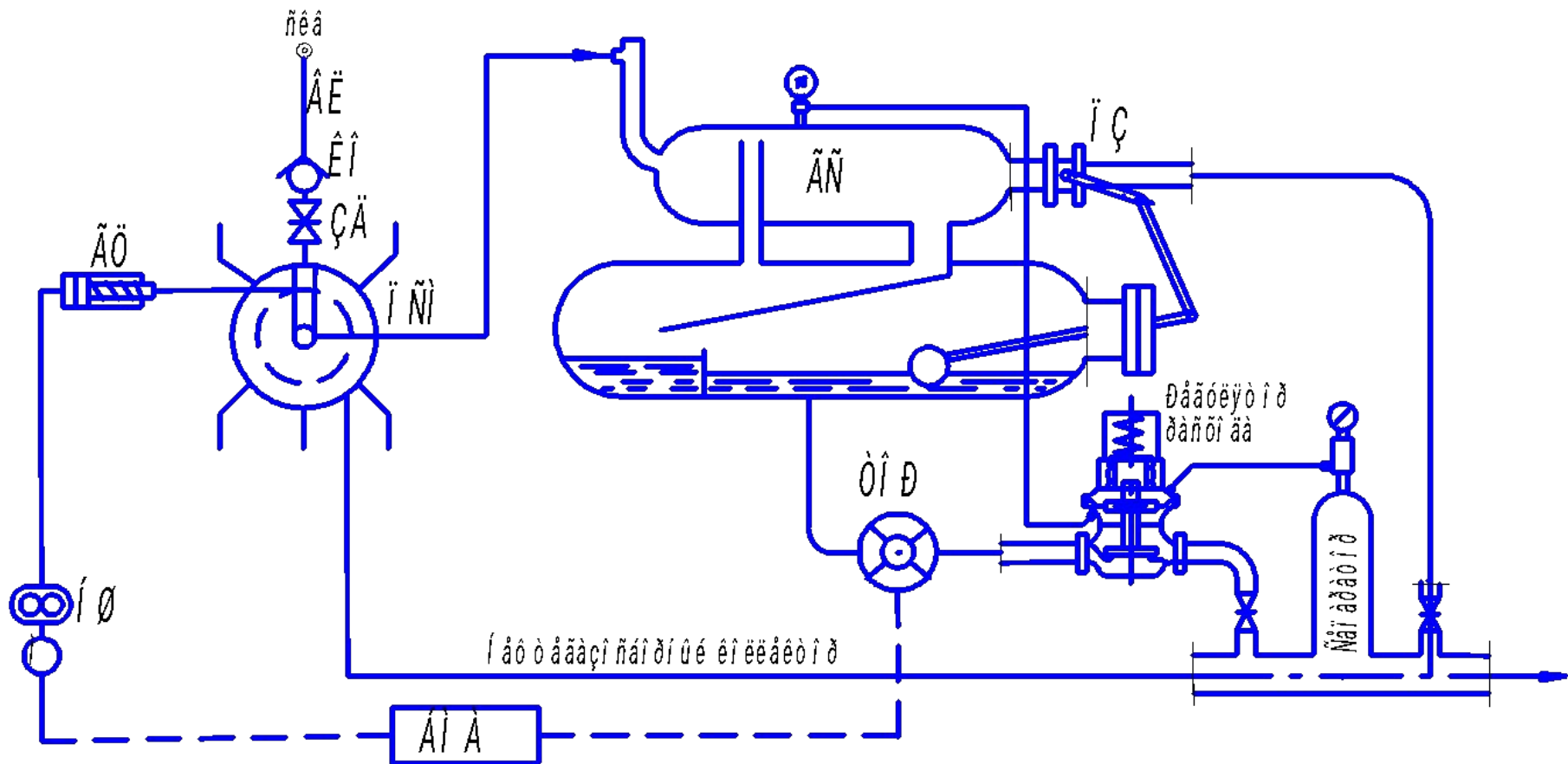
(АМ 40-14-400, Б 40-18-500)

Спутник А состоит из двух блоков: 1) замерно-сепарационного блока и 2) блока управления.



Продукция скважин по выкидным линиям ВЛ, последовательно проходя через обратный клапан КО и задвижку ЗД, поступает в переключатель скважин типа ПСМ-1М, затем по общему нефтегазосборному коллектору попадает в сборный коллектор, подключенный к системе сбора.

В переключателе ПСМ-1М продукция одной из скважин через замерный отвод направляется в 2-х емкостный замерный гидроциклонный сепаратор ГС, где газ отделяется от жидкости. Газ по отдельному трубопроводу проходит через поворотный затвор ЗП, смешивается с замеренной жидкостью и снова поступает в общий сборный коллектор.



Принципиальная гидравлическая схема АГЗУ  
«Спутник-А»

Сепарация нефти и газа начинается в одноточном гидроциклоне, в который поступает продукция скважины, подключенной на замер. Гидроциклон представляет собой горизонтальную трубу с тангенциальным нисходящим вводом нефтегазового потока. Скорость ввода потока в гидроциклон регулируется от 10 до 30 м/с специальными насадками, установленными на входном патрубке. В гидроциклоне под действием центробежной силы, возникающей за счет вращательного движения потока, жидкость, имеющая большую плотность, чем газ, отбрасывается к стенкам, а газ выделяется в центральную часть. В нижней части гидроциклона перед поворотом установлено переточное устройство, которое обеспечивает переток нефти вдоль стенки из верхней части трубы в нижнюю часть так, чтобы не происходило смешение жидкости и газа.

Верхняя технологическая емкость предназначена только для сепарации. В ней имеется наклонная полка, на которую попадает жидкость из гидроциклона и стекает по ней тонким слоем. Это способствует всплытию мелких пузырьков окклюдированного газа из жидкости. Далее жидкость по трубе перетекает в нижнюю технологическую емкость, где, также пройдя наклонную полку, накапливается внизу. Из нижней технологической емкости жидкость периодически выводится и замеряется в турбинном счетчике ТОР-1. Управление процессом периодического вывода жидкости из сепаратора осуществляется регулятором уровня и поворотным затвором.

Газ, который выделяется в гидроциклоне и в емкостях, периодически выводится в систему сбора. Периодичность вывода обусловлена участием газа в выталкивании жидкости из нижней емкости. Верхняя и нижняя емкости между собой соединены патрубком для перепуска газа, выделившегося в нижней емкости.

Измеряемый дебит скважины (в м<sup>3</sup>) фиксируется электромагнитным счетчиком блока управления. Сигналы на этот блок поступают от турбинного расходомера ТОР-1.

Переключение скважин на замер осуществляется периодически. Длительность замера определяется установкой реле времени. При срабатывании реле времени включается электродвигатель насоса НШ и в системе гидравлического управления повышается давление. Привод переключателя ПСМ-1М под воздействием давления гидропривода ГП-1 перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина.

В установке «Спутник-А» турбинный счетчик расхода одновременно служит сигнализатором подачи скважины. При отсутствии подачи скважины, поставленной на замер, блок местной автоматики выдает аварийный сигнал в систему телемеханики об отсутствии за определенный период сигналов от счетчика ТОР-1.

Технологическая схема «Спутника» с запорным устройством на газовой линии в настоящее время не используется.

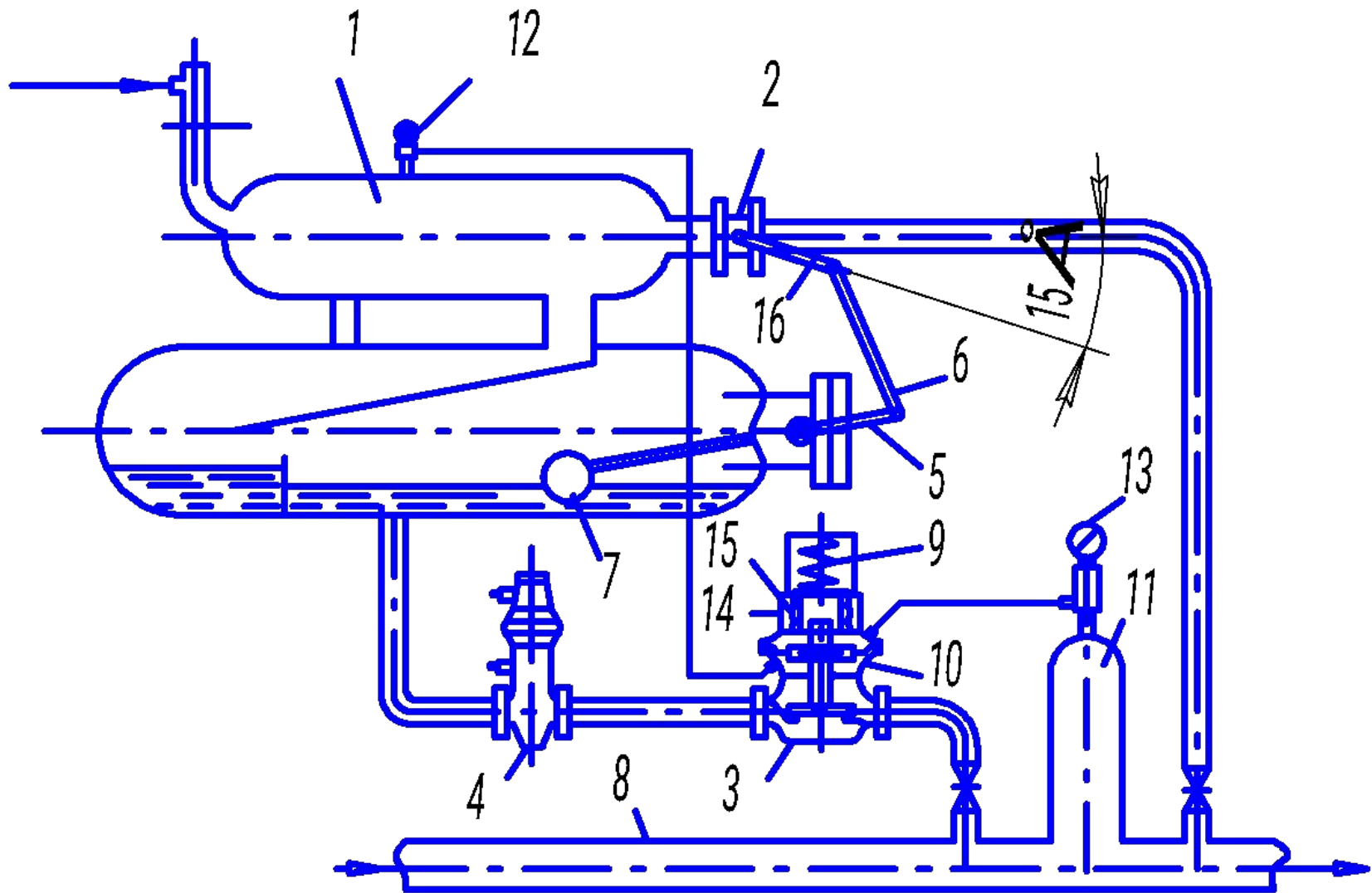
С целью дальнейшего повышения точности и надежности работы замерного и сепарационного оборудования Октябрьским филиалом ВНИИКАнефтегаз разработана модификация замерного сепаратора с устройством для регулирования расхода, запорное устройство которого, как у других последних модификаций, расположено на нефтяной линии. В нем для открытия и закрытия запорного устройства используется перепад давления, существующий между замерным сепаратором и сборным коллектором. Такое регулирующее устройство имеет простую конструкцию, проще в изготовлении и обладает другими преимуществами по сравнению с пневматическим распределительным устройством.

Позволяет измерять дебиты скважин от 1 до 450 м<sup>3</sup>/сут при газовом факторе от 7 до 300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, создает четкий импульсный режим работы замерно-сепарационного блока, что позволяет получить скорости истечения жидкости через счетчик в диапазоне, обеспечивающем гарантированную точность измерения. При этом точность измерения не зависит от дебитов подключенных на замер скважин.



Оно состоит из сепарационной емкости 1, заслонки 2, регулятора расхода 3, счетчика 4, Системы тяг 5, 6, 16, поплавок 7, сборного коллектора 8, пружины 9, мембранной коробки 10, сепаратора 11, манометров 12,13, пружин фиксаторов верхнего и нижнего рядов 14, 15.

Продукция одной скважины, переключенной на замер, через гидроциклонную головку поступает в сепарационную емкость 1, где газ отделяется от жидкости. При работе устройства регулирования расхода могут наблюдаться следующие положения заслонки и клапана регулятора расхода. Допустим, что закрыта и заслонка 2, и клапан регулятора расхода 3. При этом уровень жидкости в нижней сепарационной емкости выше половины диаметра, идет дополнительное накопление жидкости, и возрастает давление внутри сепарационной емкости.



Принципиальная схема устройства регулирования расхода

При достижении перепада давления между сепарационной емкостью 1 и сборным коллектором 8 в пределах 0,08 – 0,12 МПа клапан регулятора расхода открывается, и жидкость под действием перепада давления пропускается через счетчик со скоростью 5-30 м/ч. Продолжительность истечения жидкости через счетчик зависит от дебита скважины. При уровне жидкости в емкости ниже половины диаметра заслонка 2 под действием тяги 16 начнет открываться и пропускать накопившийся газ в сборный коллектор. При снижении перепада давления между сепарационной емкостью и сборным коллектором в пределах 0,02-0,04 МПа клапан регулятора расхода под действием пружины 9 закроется, и начнется накопление жидкости и создание перепада давления. Создание соответствующего перепада давления в мембранной коробке 10 регулятора расхода обеспечивается подачей газа в подмембранную полость непосредственно из замерного сепаратора, а в надмембранную полость – из сепаратора 11, установленного на сборном коллекторе.

При измерении больших дебитов нефти с большим газовым фактором истечение может сопровождаться пропуском газа через заслонку в сборный коллектор.

При измерении продукции скважины с малым дебитом и небольшим содержанием газа возможно циклическое открытие-закрытие клапана при закрытой заслонке, что обеспечивает возможность автоматического замера продукции малодебитных скважин с большей точностью и надежностью.

Устройство для регулирования расхода легко монтируется, удобно в обслуживании, имеет взаимозаменяемые узлы, позволяющие производить без дополнительных затрат его монтаж на установках «Спутник», находящихся в эксплуатации. Регулировка устройства сводится к закреплению рычага заслонки 16 в положении, указанном на рисунке, при полностью открытой заслонке и подсоединении тяги 6 к рычагу заслонки 16 и к выводному валу поплавка при нижнем его положении.

Открытие и закрытие клапана регулятора расхода происходит под действием разности давлений в сепараторе и сборном коллекторе, фиксируемых манометрами 12 и 13. Если открытие клапана регулятора расхода происходит при перепаде давления выше или ниже заданного значения 0,08 – 0,12 МПа, то регулировку производят ослаблением или натяжением пружин фиксаторов верхнего ряда 14. В случае закрытия клапана регулятора при перепаде выше или ниже заданного 0,02-0,04 МПа – ослаблением или натяжением пружин фиксатора нижнего ряда 15.

На установке «Спутник-Б» принцип измерения продукции скважины тот же, что на установке «Спутник-А». Отличительной особенностью являются:

«Спутник-Б» снабжен насос - дозатором для ввода жидких химических реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии) в продукцию скважины и баком для хранения химического реагента; предусмотрена возможность установки счетчика газа «АГАТ» для измерения количества попутного газа.

Сепарационные емкости – верхняя и нижняя – имеют перегородки и полки, на верхней емкости сепаратора смонтирована гидроциклонная головка.