МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

ВНИИСПТ нефть



РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕПАРАЦИОННЫХ УЗЛОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫБОРУ И КОМПОНОВКЕ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

РД 39 - 0004 - 90

УФА

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной и газовой промышленности
ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН
начальником отдела Миннефтегазпрома
СССР
В.Ф.Лесничим
21 марта 1990 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕПАРАЦИОННЫХ УЗЛОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ВЫБОРУ И КОМПОНОВКЕ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

РД 39-0004-90

1990

Настоящее Руководство разработано в институте ВНИИСПТнефть совместно с институтом СибНИИНП, Гипровостокнефть и КБ ПО "Саратовнефтегаз" и предназначается для проектно-конструкторских, научно-исследовательских организаций и нефтедобывающих предприятий, занимающихся вопросами проектирования и эксплуатации объектов промыслового сбора и подготовки нефти, совершенствованием и разработкой сепарационной техники и технологии. В РД изложены основные принципы формирования технологических схем сепарационных узлов. Рекомендованы технологические приемы, позволяющие ограниченным набором серийно выпускаемого сепарационного оборудования обеспечить его работоспособность в широком диапазоне физико-химических свойств продукции скважин нефтяных месторождений в различные периоды их эксплуатации.

В работе приняли участие:

Крюков В.А., к.т.н. – руководитель работы, Абрамова А.А., к.т.н. – ответственный исполнитель, Дьячук А.И., к.т.н., Гущина Л.А. (ВНИИСПТнефть);

Савватеев Ю.Н., к.т.н., Маринин Н.С., к.т.н., Кириллов Н.А. (СибНИИНП);

Далецкий В.М., к.т.н. (Гипровостокнефть);

Ремизов Н.А., к.т.н. (КБ ПО "Саратовнефтегаз").

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕПАРАЦИОННЫХ УЗЛОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ВЫБОРУ И КОМПОНОВКЕ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

РД 39-0004-90

Вводится взамен "Руководства по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений и конструированию газонефтяных сепараторов", утвержденного зам.министра нефтяной промышленности В.И.Мищевичем от 19 ноября 1976 г.

Срок введения установлен с 01.05.90
Срок действия до 01.05.95

Руководящий документ (РД) распространяется на технологические схемы и оборудование сепарационных узлов систем сбора и установок подготовки нефти и предназначен для работников проектных организаций и нефтедобывающих предприятий.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Рекомендации Руководства рассчитаны на применение при обустройстве нефтяных месторождений современных технологических схем и автоматизированного сепарационного оборудования, выпускаемого и осваиваемого заводами Минхиммаша, а также сепараторов, разработанных по отдельным заданиям в последние годы. Руководство учитывает РД 39-0147311-605-87/I/ в части развития и конкретизации основных положений, касающихся технологических схем сепарационных установок.

I.2. В Руководстве рассмотрены основные принципы проектирования и компоновки сепарационных узлов, приведены данные по конструкции серийных и вновь разрабатываемых сепараторов, предложен

технологические схемы, предназначенные для сепарации продукции скважин с различными физико-химическими свойствами, даны табличные, графические и расчетные зависимости определения размеров основных элементов сепарационного узла. РД может быть использовано технологическими службами нефтедобывающих предприятий при решении вопросов реконструкции и вывода на режим сепарационных установок, находящихся в эксплуатации. В связи с этим в РД приведен ряд научных и теоретических положений по работе отдельных элементов, позволяющих выбрать наиболее правильные технические решения для различных условий эксплуатации, например, при сепарации обводненных, высоковязких, пенистых нефтей, при высоком газосодержании, перегрузках, нарушениях режима и т.д. [I.II].

2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ РАБОТУ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СЕПАРАТОРОВ

2.I. Газожидкостные смеси (ГЖС), поступающие в сепараторы для разделения, представляют собой сложные многофазные системы, физические свойства которых зависят не только от свойств компонентов - нефти, газа и воды: но и от процессов диспергирования и коалесценции, определяемых условиями добычи, технологией сбора и транспорта их на сепарационный пункт, причем эти условия на всех стадиях разработки нефтяного месторождения непрерывно меняются.

2.2. При обустройстве месторождений система "скважина-сепаратор" должна рассматриваться как единый комплекс, в котором осуществляется разделение и подготовка к сепарации нефти и газа. Процессы выделения газа и коалесценции пузырьков и капель жидкости, происходящие в трубопроводах, должны рассматриваться как начальная стадия разделения, завершающаяся в сепараторах.

2.3. Выбор оборудования и гидродинамических режимовего работы в системе добычи, сбора и транспорта газожидкостной смеси во всех случаях должен учитывать необходимость обеспечения условий минимального диспергирования, а, следовательно, предотвращать образование стойких газоводонефтяных эмульсий.

2.4. В настоящее время на основании теоретических и экспериментальных исследований и практического опыта в границах изученности установлены основные зависимости для расчета и выбора элементов сепарационного узла и определены пути обеспечения его технологической мобильности на различных стадиях эксплуатации нефтяных месторождений.

2.5. В зависимости от основных физико-химических свойств нефти могут быть разделены на следующие группы:

1. по плотности и вязкости (рабочие условия):
   легкие (плотностью до 850 кг/м^3, вязкостью до 10 мПа.с);
   средние (плотностью до 890 кг/м^3, вязкостью до 60 мПа.с);
   тяжелые (плотностью более 890 кг/м^3, вязкостью более 60 мПас.);
2. по склонности к пенообразованию:
   непенистые,
   пенистые (время разрушения от 5 до 15 минут),
   высокопенистые (время разрушения пены более 15 мин.);
3. по обводненности:
   мало-, средне - и высокообводненные с содержанием пластовой воды соответственно до 30 % об.; от 30 до 60 % об. (эмульсии типа вода в нефти) и свыше 60 % (основное количество воды в свободном виде);
4. по газосодержанию:
   с газовым фактором до 100 м^3/м^3, от 100 до 400 м^3/м^3 и более 400 м^3/м^3.

Наличие у нефти одного или нескольких нетипичных физико-химических свойств, например, плотности более 890 кг/м^3, вязкости более 100 мПа.с, пенистости вып. 15 мин., газосодержания более 400 м^3/м^3, содержания сероводорода более 2 % и т.д., может характеризовать нефть с точки зрения её разделения как аномальную, так как требует для осуществления процесса тех или иных специальных методов его интенсификации.

2.6. При проектировании и эксплуатации сепарационных узлов и выборе конструкций сепараторов должны использоваться следующие основные принципы:

1. использование сборных трубопроводов и их конечных участков для подготовки продукции скважин к сепарации и обеспечения физико-химических свойств, благоприятных для разделения;

2. реализация эффекта расслоения фаз, достигнутого в подводящем трубопроводе для раздельного (послойного) их ввода в соответствующие зоны сепаратора с помощью депульсатора;

3. обеспечение благоприятных гидродинамических условий для разделения ГЖС;

4. очистка газа во встроенном, а при необходимости в выносном устройствах;

5. использование технологических методов воздействия и специальных компоновочных схем при сепарации ГЖС с аномальными физико-химическими свойствами;

6. блочность, агрегатирование и унификация внешних и внутренних узлов сепарационных установок и обеспечение возможности изменения их компоновки в процессе эксплуатации.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ И КОМПОНОВКЕ СЕПАРАЦИОННОГО УЗЛА

3.I. Базовая технологическая схема сепарационного узла

3.I.I. Принципиальная схема сепарационного узла, включающая перечисленные выше пути обеспечения его универсальности, эффективности, надежности в различных условиях, приведена на рис.*1*.

Схема комплектуется из следующих элементов:

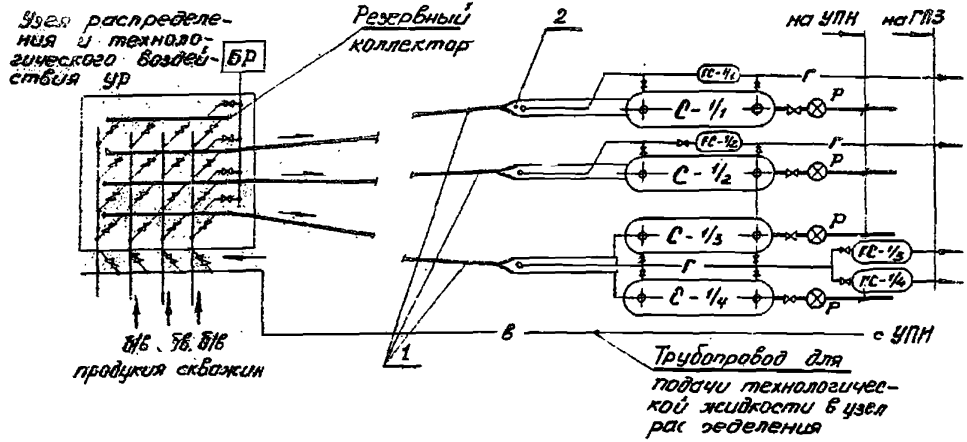
- успокоительный коллектор (КУ);
- узел предварительного разделения (УПР) (депульсатор);
- нефтегазовый сепаратор (С-I);
- газосепаратор (ГС);
- блок дозирования реагентов (БР);
- узел замера потоков нефти, газа и воды;
- средства контроля и автоматики для управления процессом.

В зависимости от конкретных условий (ступени сепарации, свойства продукции и т.д.) набор оборудования, входящего в базовую схему, может изменяться. Из базовой схемы могут быть исключены: выносной газовый сепаратор ГС при сепарации нефтей с газовым фактором менее 60 $м^3/м^3$ (рабочее давление (0,4÷0,8) МПа), менее 40 $м^3/м^3$ (0,2÷0,4) МПа). При этих же условиях и при отсутствии пульсации потока газожидкостной смеси, вызванных рельефом местности, может быть исключен узел предварительного разделения (депульсатор).

При сепарации нефтей с высоким газовым фактором (400 - I500) $м^3/м^3$ сепарационный узел дополнительно комплектуется входным сепаратором, а для тяжелых высоковязких нефтей-блоком нагрева.

Количество ступеней сепарации зависит от давления в системе добычи и сбора и компонентного состава нефти и газа.

Принципиальная технологическая схема
сепарационной установки



1 - Успокоительный коллектор (КУ); 2 - депульсатор (УПР);
С-1 газонефтяные сепараторы; ГС - газовые сепараторы;
УР - узел управления; БР - блок дозирования реагента

Рис. 1

3.I.2. Первая ступень сепарации в большинстве случаев осуществляется на месторождении в промежуточных пунктах сбора, дожимных насосных станциях (ДНС). Давление сепарации, исходя из требований бескомпрессорного транспорта газа до потребителя, принимается, как правило, в пределах (0,3÷0,8) МПа.

3.I.3. Турбулизирующие устройства (регуляторов, задвижек и т.д.) перед промежуточными и концевой ступенями сепарации при работе на безводных и малообводненных пенистых нефтях являются интенсифицирующими элементами, способствующими образованию, выделению и укрупнению газовых пузырьков. При наличии турбулизирующих устройств, а также при пересеченной местности в состав компоновочной схемы сепарационной установки также, как и для первой ступени сепарации, рекомендуется включать узел предварительного разделения.

3.2. Технология сепарации обводненных нефтей

3.2.I. Разделение обводненных нефтей, представляющих собой трехфазные смеси, имеет ряд особенностей, обусловленных сложностью углеводородного состава нефти и газа, наличием в воде и нефти различных примесей, растворенных солей, коллоидных и твердых частиц, способствующих агрегативной устойчивости эмульсий. На границах раздела фаз образуются поверхностные слои, свойства которых отличаются от свойств как дисперсионной среды, так и дисперсной фазы. Скорость коалесценции, а следовательно, разделения фаз, зависит от дисперсности и концентрации включений, структуры смеси, состояния поверхностных слоев, количества и типа природных стабилизаторов пен и эмульсий.

3.2.2. По структуре и характеру взаимодействия фаз газонефтяные эмульсии подразделяются следующим образом:

I. Эмульсии обратного типа обводненностью до 30 %.

Выделение пузырьков газа из таких эмульсий происходит прак-

тически как из исходных безводных нефтей. Это объясняется тем, что при малой концентрации капель воды расстояние между ними достаточно велико для возникновения препятствий при движении поднимающихся пузырьков газа;

2. эмульсии обратного типа обводненностью от 30 % до критической, при которой происходит инверсия фаз, а также сложные или множественные эмульсии.

Выделение газа из обратных эмульсий затруднено из-за высокой концентрации в них водной фазы. Процессы сепарации замедляются настолько, что необходимое время пребывания жидкости в сепараторе без использования методов воздействия увеличивается многократно, что делает задачу осуществления процесса в обычных сепараторах практически трудно выполнимой.

Для устранения аномальных структурных свойств газоводонефтяных смесей в системе сбора используется путевой подогрев, ввод реагентов-деэмульгаторов, за счет которых и происходит снижение агрегативной и кинетической устойчивости эмульсий, частичное выделение диспергированной воды в самостоятельную фазу, что обеспечивает снижение эффективной вязкости продукции скважин;

3.эмульсии прямого типа с обводненностью нефти выше критической и кинетически неустойчивые обратные эмульсии.

Такие эмульсии, как правило, в сепараторах легко расслаиваются на два слоя: водный и нефтяной.

На границе между ними образуется так называемый "промежуточный" слой, устойчивость которого зависит от дисперсности составляющих его капель воды, прочности граничных слоев нефтяной прослойки, содержания в них адсорбционных взвесей, частиц асфальтенов и твердых парафинов. Для разрушения промежуточного слоя необходимо, во-первых, обеспечить достаточную подвижность нефтяных пленок, обволакивающих водные капли, во-вторых, максимально возможную

в аппарате площадь контакта со слоем свободной воды.

3.2.3. Из рассмотрения особенностей разделения газоводонефтяных смесей можно сделать следующие выводы:

I) для улучшения выделения пузырьков газа из водонефтяной эмульсии необходимо путем разрушения или снижения её агрегативной устойчивости обеспечить содержание водной фазы в ней до величины не более 30 %;

2) после разрушения эмульсии процессы выделения пузырьков газа и осаждения капель воды в ней протекают одновременно и должны осуществляться совместно в подводящих трубопроводах и в совмещенных установках без повторного перемешивания и диспергирования фаз.

3.2.4. Отвод выделившихся из газожидкостного потока газа и воды необходимо осуществлять во всех элементах технологической схемы, начиная от подводящего коллектора, депульсатора, сепаратора первой ступени. Невыполнение этого условия, как показывает практика и проведенные исследования, приводит к их вторичному диспергированию и перемешиванию с нефтью при совместном движении в трубопроводах, входных и выходных патрубках аппаратов, регулирующей и запорной арматуре и т.п. и снижает вероятность получения воды с минимальным содержанием диспергированной нефти и мехпримесей, отвечающим требованиям для использования её в системе ППД.

Этот принцип является универсальным, поскольку позволяет во всех случаях многократно снизить нагрузки на сепараторы последующих ступеней, нагревательные печи, отстойники, резервуары, повысить их эксплуатационную надежность, а в ряде случаев исключить из технологической схемы часть перечисленного оборудования /8/.

3.2.5. Технология предварительного обезвоживания продукции скважин в системе сбора должна предусматривать минимальный расход

тепла и реагентов-деэмульгаторов при максимальном использовании естественных факторов (склонность ГЖС к расслоению, теплосодержание продукции для ведения процесса при естественной температуре без подогрева и т.п.).

В связи с этим к степени предварительного обезвоживания нефти не предъявляются определенные нормативные требования, но по условиям, предъявляемым к сырью технологическими установками подготовки нефти (УПН), водосодержание нефти должно, как правило, составлять не более 30 %. Выбор методов воздействия на продукцию для достижения требуемой степени обезвоживания в системе сбора осуществляется на основании технико-экономических расчетов.

Более жесткие требования в данной технологии предъявляются к качеству очистки сбрасываемой пластовой воды, которая подлежит закачке в пласт в ближайшие нагнетательные скважины. Поэтому для достижения требуемой очистки от нефти и мехпримесей вода после ступени отделения подается на установки очистки сточных вод /7 /.

2 2.6. В технологической схеме должен использоваться принцип формирования сепарационного узла из параллельных цепочек, который при сепарации обводненных нефтей особенно важен. Он должен учитывать:

I. равномерное распределение продукции по сепараторам;

2. раздельную сепарацию безводных и обводненных нефтей, а также нефтей, несовместимых по физико-химическим свойствам;

3) дифференцированное воздействие на потоки ГЖС (ввод ПАВ, подогрев, разбавление и т.п.).

Принципиальная технологическая схема сепарационной установки для сепарации обводненных нефтей с учетом ее функций и изложенных требований должна включать в дополнение к базовой устройства для отвода свободной воды из подводящего трубопровода, депульсатора, аппаратов (рис.2).

3.2.7. При разделении водонефтяных эмульсий с низкой агрегативной устойчивостью, способных расслаиваться при естественной температуре потока с применением реагента-деэмульгатора (или без него) технологическая схема включает минимум оборудования: газоводоотделитель и отстойник воды, блок подачи реагента.

При разделении агрегативно-устойчивых эмульсий тяжелых и высоковязких нефтей в схеме, как правило, предусматривается блок нагрева.

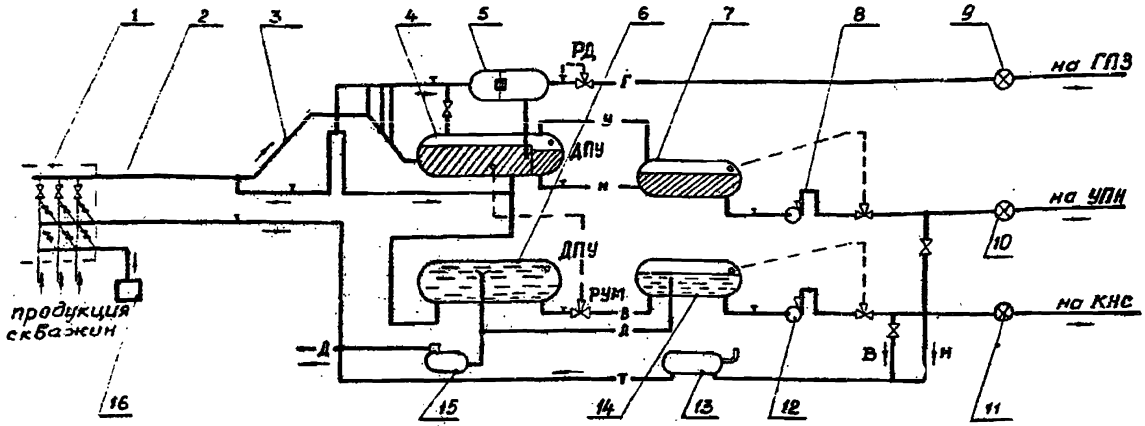
При больших газовых факторах может усложняться узел очистки газа за счет включения в схему газовых сепараторов.

При высоких требованиях к качеству закачиваемой воды в схеме предусматриваются дополнительные ступени ее очистки (отстойники воды и т.д.).

3.2.8 . На стадии проектирования сепарационного узла должны быть определены объем продукции скважин и физико-химические свойства нефти, газа и воды с прогнозной оценкой изменения их в процессе разработки месторождения. Вопрос размещения сепарационного узла (куст скважин, ДНС, ЦПС) решается с учетом сетки скважин, их количества, протяженности и конфигурации системы сбора и т.д.

На основании этих данных обосновывается технологическая схема сепарационного узла, целесообразность совмещения процессов газосепарации и водоотделения, необходимый набор оборудования, количество параллельных технологических цепочек (потоков), необходимость использования реагентов, нагревателей. Технологические мето-

Принципиальная технологическая схема совмещенного процесса сепарации предварительного обезвоживания нефти и очистки сточных вод.



1 – узел распределения потоков;
2 – успокоительный коллектор;
3 – узел предварительного разделения фаз;
4 – газоводоотделитель;
5 – газовый сепаратор;
6 – отстойник воды;
7 – емкость буферная для нефти;
8 – насосная дожимная для перекачки нефти;
9, 10, 11 – узел замера газа, нефти и воды;
12 – насосная для откачки воды;
13 – блок нагрева;
14 – емкость буферная для воды;
15 – дренажная емкость;
16 – блок реагентный.

Рис. 2

ды воздействия на продукцию скважин при добыче и сборе выбираются с учетом стабильности эмульсий, загрязненности воды нефтепродуктами и твердой взвесью, интенсивности коррозии и т.д. как в сепарационном узле, так и в последующих звеньях системы сбора и подготовки (трубопроводах, аппаратах, центробежных насосах и т.д.).

3.3. Технология сепарации нефтей с высоким газосодержанием

3.3.I. При эксплуатации месторождений нефтей с высоким газосодержанием, определяемым газонасыщенностью её в пласте, наличием подгазовых залежей (зон) или применением газлифтного способа добычи, суммарное количество газа, приходящегося на I $м^3$ нефти, может достигать (400-I500) $м^3$ и изменяться во времени в широких пределах.

В этих условиях скорость газожидкостного потока в системе, в частности, на входе первой ступени сепарационных установок дожимных насосных станций и комплексных сборных пунктов (КСП), достигает (I0-I5) м/с и может резко изменяться в связи с нестабильностью структур течения.

Применение традиционных техники и технологии сепарации продукции скважин без учета аномалии по газосодержанию, нестабильности процесса, трудности его регулирования приводит к потерям нефти с газовым потоком до 250 $г/м^3$.

3.3.2. Наиболее результативным технологическим мероприятием при разделении ГЖС с высоким газосодержанием является предварительное разделение продукции скважин на газовую и жидкую фазы, которое осуществляется за счет комплектации сепарационного узла дополнительным входным сепаратором, установленным в начале процесса перед газонефтяным сепаратором / 8 /.

3.3.3. Технология применима для сепарации нефтей с предельными значениями параметров, характеризующих физико-химические свой-

ства:

плотность, кг/м^3, не более	950
кинематичес я вязкость при -0 °С, мПа.с не более	I50
газовый фактор, м^3/м^3, не более	I500
молярная масса, г/моль	400
массовое содержание, %	
асфальтенов	8,0
смол	20,0
парафинов	20,0
давление сепарации, МПа	0,7+I,6

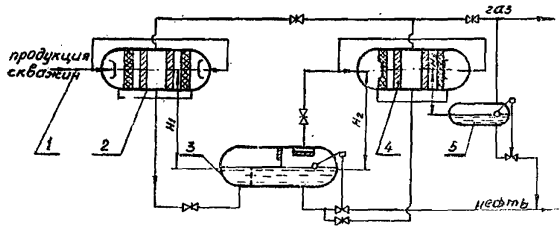
3.3.4. Технология сепарации нефти осуществляется по принципиальной схеме (рис.3), включающей входной сепаратор 2, нефтегазовый сепаратор 3, каплеуловитель 4 (газовый сепаратор).

Входной сепаратор устанавливается над нефтегазовым сепаратором и должен быть оборудован двусторонним вводом, обеспечивающим скорость газожидкостной смеси не более 60 м/с, специальными отражателями (дефлекторами), предназначенными для приема и разделения газожидкостной смеси, разделительными кольцами входных и отражательных потоков, каплеулавливающими дренирующими секциями и отводящими патрубками для газа и жидкости, обеспечивающими транспорт газа в газосепаратор со скоростью до 60 м/с и перетек жидкости в нефтегазовый сепаратор.

В качестве нефтегазового сепаратора рекомендуется НГС с удельной производительностью до I00 м^3/сут. на I м^3 аппарата (в зависимости от типа нефти). Уровень в аппарате поддерживается на высоте 0,4-0,6 диаметра аппарата.

Конструкция газового сепаратора аналогична входному сепаратору конструкции Гипротюменнефтегаза и СибНИИНП /4/. Для качественной очистки газа применяются струнные каплеотбойники разработки ВНИИСПТ-

Технологическая схема сепарации нефти на месторождениях с подгазовыми зонами



1 – *Подводящий трубопровод;*
2 – *входной сепаратор;*
3 – *нефтегазовый сепаратор;*
4 – *каплеуловитель;*
5 – *конденсатосборник.*

Рис.3

нефть.

Во входном сепараторе и сепараторе-каплеуловителе не допускается наличие уровня жидкой фазы из условия свободного слива ее в нефтегазовый сепаратор 3. Высота (H_1,H_2,H_3) монтажа аппаратов определяется проектной организацией гидравлическим расчетом в зависимости от диаметра соединительных трубопроводов, параметров процесса (давления, температуры, расхода жидкости) и физико-химических свойств сепарируемой жидкости.

Подводящий трубопровод должен быть закреплен с целью предупреждения вибрации и перемещения под действием переменных газожидкостных нагрузок, возникающих вследствие неравномерности поступления газожидкостной смеси с кустов скважин месторождения.

3.3.5. Технология обеспечивает получение газа после газосепаратора с содержанием капельной жидкости не более 0,I г/м^3.

3.4. Технология сепарации высоковязких нефтей

3.4.I. Сепарация высоковязких нефтей характеризуется замедленными процессами массообмена, коалесценции и седиментации газовых включений, разрушения пенного слоя.

3.4.2. Для интенсификации разделения газовых эмульсий высоковязких нефтей могут быть предусмотрены следующие мероприятия и технологические приемы:

I) применение трубопровода - коалесцера для интенсификации роста газовых пузырьков с последующим расслоением эмульсии перед сепаратором;

2) применение физических методов воздействия - виброволдействия, дросселирования, турбулизации для ускорения массообменных процессов в подводящем трубопроводе или непосредственно на входе в сепарационную установку;

3) изменение физико-химических свойств газовых эмульсий, например, снижение вязкости за счет подогрева, разбавления маловязкими нефтями или растворителями, снижения агрегативной устойчивости эмульсий реагентами пеногасителями;

4) применение сепараторов, оснащенных коалесцирующими и пеногасящими внутренними секциями.

3.4.3. Выбор методов или их сочетание, определение расчетных и конструктивных параметров сепарационного узла для каждого конкретного месторождения высоковязкой нефти представляет сложную задачу и может быть осуществлен только на основании специальных исследований оценки особенностей разделения ГЖС. Опыт проведения таких работ имеют институты ВНИИСПТнефть, ТатНИПИнефть, СибНИИП, КБ ПО "Саратовнефтегаз".

3.5. Технология сепарации нефтей с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа

3.5.1. Технология промысловой подготовки нефтей с высоким содержанием в газе сероводорода (до 25 %) и CO_2 (до 60 % и более) требует территориального совмещения всех ступеней сепарации. Это определяется технико-экономическим анализом при конкретном проектировании. Количество ступеней сепарации, как правило, не превышает трех.

На первой ступени сепарации используется энергетический потенциал (давление и температура) для очистки газа от сероводорода и дальнейшего транспорта к потребителю без дополнительного компримирования.

После третьей (последней) ступени сепарации, как правило, используют технологии, доводящие нефть до товарных кондиций, в том числе и по содержанию сероводорода по ГОСТ 9965-76. Давление, в

ряде случаев и температура, на последней ступени сепарации близки к рабочим параметрам (Р и Т) установки очистки нефти от сероводорода. Для очистки нефти от сероводорода используются или отпарные колонны при повышенной температуре, или метод отдувки очищенным газом при температуре подготовки нефти без применения дополнительного нагрева.

Для уменьшения количества сероводорода, поступающего на третью ступень, вводится промежуточная (вторая) ступень сепарации. Газ со второй и третьей ступенейкомпримируется до давления первой и одним потоком поступает на сероочистку.

Выбор давления на второй и третьей ступенях определяется условиями компримирования газа. Сероочистка газа концентрируется на одной установке.

Второй особенностью продукции скважин, влияющей на технико-технологические решения по сепарации нефтей с высоким содержанием H_2S на примере Тенгиза, Жанажола, является неустойчивость водонефтяных эмульсий. Тенгизская нефть практически не эмульгирует воду, Жанажольская - не более 5 %. Такие особенности эмульсии определили необходимость применения перед первой ступенью сепарации дополнительного (входного) сепаратора-грязеотделителя, выполняющего также функции предварительного отбора газа. Давление во входном сепараторе на (0,1÷0,5) МПа больше, чем в первой ступени. Все сепараторы оборудованы системами промывки от грязеотложений и дренажа пластовой воды.

Дебит скважин и сезонные колебания определяют температуру продукции, поступающей на первую ступень сепарации. Эта технологическая особенность сепарации должна учитываться при очистке газа от сероводорода.

Аппараты, арматура, приборы контроля и управления должны быть выполнены в коррозионно-стойком исполнении. Другим вариантом

для этих целей ЦКБН разработаны сепараторы ГП, марка стали 20 КУ (толщина стенок на 4 мм больше толщины стенок обычных сепараторов). Перед сепаратором первой ступени вводится ингибитор коррозии.

3.5.2. Повышенное содержание углекислоты в продукции скважин наблюдается при применении метода повышения нефтеотдачи с помощью закачки углекислоты в пласт, причем общее газосодержание добываемой жидкости и доля CO_2 в газе непрерывно возрастает по мере применения данного метода нефтеотдачи. Примером таких месторождений является Ладаевское и Козловское ПО "Куйбышевнефть". Сепарация на этих месторождениях проводится в две ступени.

Особенностью технологии сепарации нефти с высоким содержанием углекислоты является повышенный унос легких фракций с газом. Величина уноса доходит до 0,8 % от веса сепарируемой нефти.

Основной проблемой при сепарации нефти с высоким содержанием углекислоты является утилизация газа, когда процент углекислоты настолько высок, что газ нецелесообразно подать на ГПЗ или утилизировать для нужд отопления. Наиболее приемлемым вариантом использования газа с высоким содержанием углекислоты является его компримирование и повторная закачка в пласт. При такой технологии утилизации газа имеется возможность извлечь и вернуть в нефть легкие углеводороды, уносимые из нефти при сепарации. Узел сепарации в данном случае является элементом системы утилизации газа, с учетом которой выбираются рабочие параметры комплексной установки.

Высокое содержание углекислоты способствует эмульгированию нефти и воды, что ухудшает процессы сепарации газа и отделения воды. Это приводит к необходимости применения химических добавок, уменьшающих пенообразование и сброс воды на ранней стадии подготовки.

Ведущим институтом в области технологии сепарации и подготовки нефти с высоким содержанием H_2S и CO_2 является Гипровостокнефть.

3.6. Технология сепарации нефти на концевых ступенях

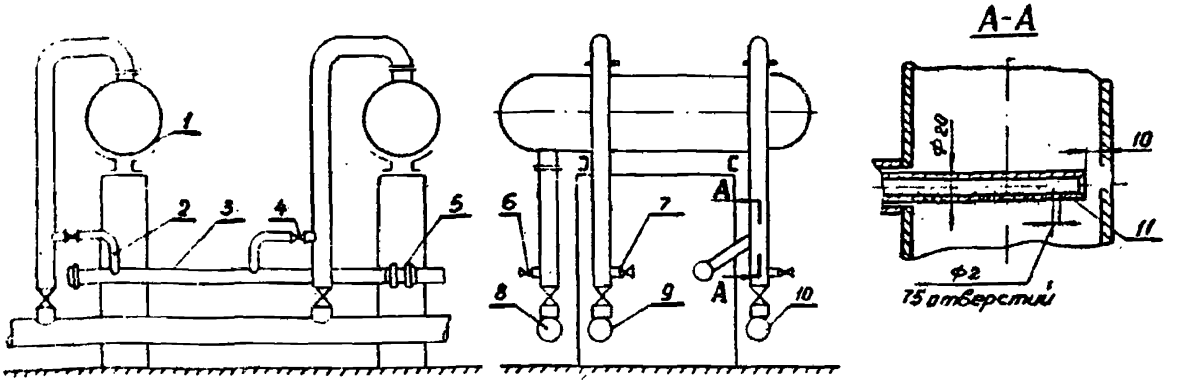
3.6.1. Одним из основных параметров качества товарной нефти является давление насыщенных паров (ДНП). Завершенный процесс сепарации нефти предполагает установление на последней ступени термодинамического равновесия между жидкостью и газом, при котором давление насыщения равно давлению сепарации. Фактически в промысловых условиях пр. сепарации легких нефтей давление насыщения нефти после концевой сепарационной установки (КСУ) выше давления сепарации. Это свидетельствует о том, что система находится в неравновесном состоянии и нефть содержит определенное количество невыделившегося газа, в результате чего ДНП значительно выше (в 1,5-2 раза) нормативного значения. При поступлении нефти в резервуары процесс сепарации продолжается и содержащийся в ней газ частично выделяется, массообмен интенсифицируется турбулизацией потока и наличием газового пространства, что приводит к значительному увеличению потерь нефти.

3.6.2. Для качественной сепарации смеси на КСУ целесообразно процесс осуществлять с применением технологических и технических методов воздействия.

К технологическим методам воздействия можно отнести нагрев, снижение давления (горяче-вакуумная сепарация), подачу газа с первой, предыдущей ступеней, постороннего источника (например, из сборного газопровода) через барботер в сепарационную емкость или в подводящий трубопровод в начале вертикального участка в количестве 1-3 $м^3$ на 1 т нефти (рис. 4).

Концевая сепарационная установка, обустроенная вакуумной компрессорной станцией с использованием барботажа газа, применяется при подготовке нефтей с легким углеводородным составом (массовое содержание пропана более 2 %), а с подачей углеводородного концен-

Схема монтажа трубного газового барботера на КСУ



1 - сепаратор КСУ; 2 - трубопровод подачи газа к трубному барботеру; 3 - трубопровод-распределительный подводящий; 4 - вентиль $Д_у = 25$, 5 - диафрагма измерительная ДК-6-50 ГОСТ 26969-86; 6 - пробоотборник нефти; 7 - пробоотборник газа; 8 - трубопровод выхода нефти с КСУ; 9 - трубопровод выхода газа с КСУ; 10 - трубопровод подвода нефти в сепаратор КСУ; 11 - барботер

Рис. 4

сата после компримирования газа концевых ступеней для нефтей с содержанием пропана не б тее 2 %. [2,9].

Утилизация конденсата, выделившегося при компримировании газа концевой ступени, осущес вляется путем подачи его на вход КСУ или товарного резервуара [2]. Количество утилизируемого конденсата и способ его утилизации определяются на основании результатов лабораторных исследований или расчетов фазовых разновесий с учетом свойств нефти и конкретного объекта.

К техническим методам интенсификации процесса сепарации нефти на концевой ступени относится применение виброобработки ГЖС в подводящем трубопроводе перед сепаратором и (или)внутри его (рис.5) /3,10/.

Газонефтяные сепараторы для концевых ступеней сепарации серийно выпускаются в емкостном и трубном исполнении.

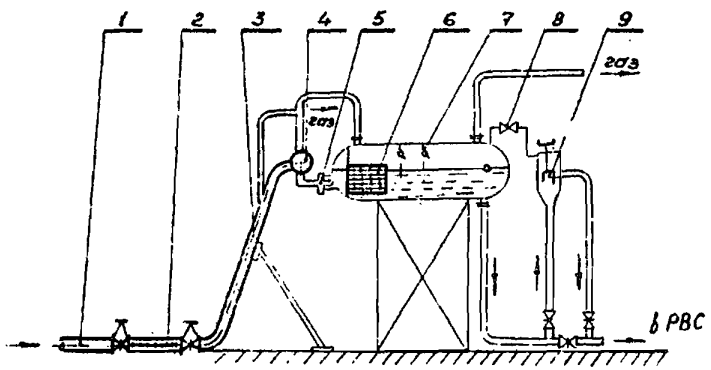
Газонефтяные сепараторы емкостного типа на КСУ монтируются, как правило, на эстакадах высотой 15-20 м, что создает трудности в равномерной подаче газожидкостной смеси в аппараты. Низкое давление сепарации затрудняет осуществление регулирования межфазного уровня "газ-жидкость".

Установки сепарационные трубные УСТН-I в комплекте с резервуарами работают в автомодельном режиме при поддержании границы раздела "газ-нефть". Давление сепарации при этом достигается 0,105 МПа (рис.6).

3.7. Технология очистки газа

3.7.1. Допустимая величина уноса капельной жидкости с газом из сепараторов должна устанавливаться в каждом конкретном случае в зависимости от требований, предъявляемых к качеству газа технологическим оборудованием потребителя. С учетом экономичного и

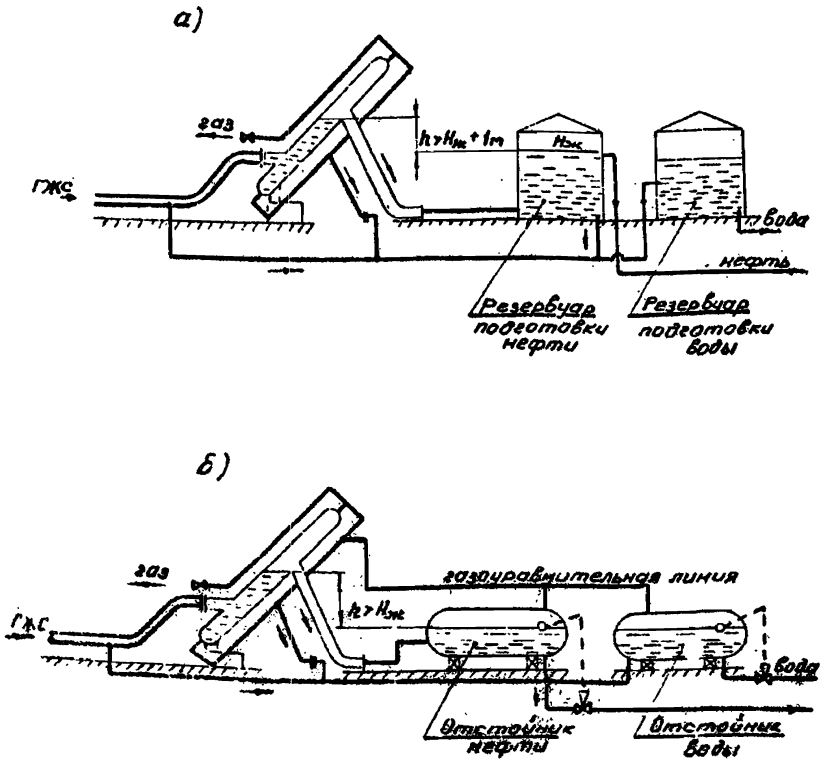
Принципиальная технологическая схема концевой сепарационной установки.



1 - подводящий трубопровод;
2,6 - вибратор гидравлический;
3 - депульсатор;
4 - распределитель потоков;
5 - насадка;
7 - перегородки пенногасящие;
8 - дроссель;
9 - гидрозатвор

Рис. 5

Принципиальная схема привязки ЭТН-1М



а) в комплекте с вертикальными резервуарами;

б) в комплекте с горизонтальными емкостями-отстойниками

Рис 6

надежного режима эксплуатации сборных газопроводов и возможностей современных газовых сепараторов на объектах сбора и подготовки нефти рекомендуется предельная величина уноса капельной жидкости не более чем 0,1 г/м^3 газа.

3.7.2. Газ, отводимый из трубных устройств предварительного отбора газа, как правило, содержит относительно крупные капли жидкости, концентрация которых составляет не более 1,0 г/м^3.

В сепарационной емкости за счет разрушения поверхностной пены образуются капли значительно меньшего размера (2-5 мкм), а концентрация их в газе, выделяющемся в емкости, может превышать концентрацию жидкости в газе, отводимом из депульсатора.

3.7.3. Из изложенного следует, что технологическая схема сепарационной установки должна позволять осуществлять как раздельную, так и совместную очистку потоков газа, отводимых из депульсатора и сепарационной емкости.

В зависимости от этого применяются выносные и встроенные каплеуловители.

3.7.4. Отвод газа из депульсатора (60-90% от общего количества) в выносной каплеуловитель, минуя сепарационную емкость, позволяет многократно (в 10-50 раз) снизить в ней скорость газа, вследствие чего концентрация капельной жидкости в газе, выделяющемся в сепарационной емкости и отводимом из нее, снижается за счет гравитационного осаждения капель до пределов, допускающих его совместную очистку в выносном каплеуловителе (типа СКУ, СЦВ, ГС и другие).

3.7.5. При отсутствии депульсатора нагрузки по газу могут превышать допустимые пределы, при которых возможна его гравитационная очистка. В этом случае необходимо применение встроенного каплеуловителя. Необходимость в нем появляется также в случае подачи газа из депульсатора при остановке и ремонте выносного капле-

уловителя.

3.7.6. Основные типы выпускаемых в настоящее время и осваиваемых вновь сепараторов имеют различные схемы и конструкции каплеуловителей:

а) сепараторы нефтегазовые типа НГС (техпроект ГП 496 ЦКБН) имеют два встроенных каплеуловителя из вязаной рукавной сетки:

вертикальный (грубой очистки);

горизонтальный (тонкой очистки);

б) сепараторы типа УБС (ТатНИИнефтемаш, ВНИИСПТнефть) оснащены выносными газосепараторами с двумя вертикальными сетчатыми каплеуловителями (грубой и тонкой очистки).

Исследованиями, проведенными ВНИИСПТнефть, СибНИИНП, установлено, что сепараторы с сетчатой насадкой обеспечивают степень очистки газа от капельной нефти в пределах (0,5–1) г/м^3 (при газовой нагрузке, соответствующей скорости набегания газа на сетку не более 0,5 м/с). При повышении нагрузки установок до рекомендованных в паспорте пределов унос капельной нефти многократно возрастает, особенно при увеличении вязкости сепарируемой жидкости [6].

3.7.7. В настоящее время сепараторы типа НГС и УБС модернизированы за счет замены сетчатых каплеуловителей на струнные. Количество жидкости в газе составляет не более 0,1 г/м^3 (при оптимальной нагрузке, которая устанавливается экспериментальным путем для различных условий эксплуатации).

В качестве выносных каплеуловителей рекомендуются впервые осваиваемые серийным производством газовые сепараторы типа СКУ и СЦВ, разработанные ВНИИСПТнефть совместно с ТатНИИнефтемаш и ЦКБН, непосредственно для нефтяного газа с учетом специфики его очистки по сравнению с природным газом. Техническая характеристика их приведена в разделе 4.

3.8. Принципы компоновки сепарационных узлов и распределения потоков продукции по аппаратам

3.8.I. Технологические схемы сепарационных установок нефтяных месторождений должны компоноваться из блочных агрегатированных узлов, а трубная технологическая обвязка должна обеспечивать различные варианты их работы, возможность наращивания и отключения отдельных аппаратов и узлов.

3.8.2. Принципиальная технологическая схема сепарационного узла, приведенная на рис.I , в числе других основных функций предусматривает:

оптимальное распределение выделившегося свободного газа с помощью депульсатора между газонефтяными сепараторами с встроенными каплеотбойниками и выносными газовыми сепараторами с целью его качественной очистки;

возможность обеспечения оптимального режима работы путем перераспределения продукции скважин между аппаратами, изменения уровней жидкости в них, включения резервных аппаратов;

контроль за технологическими параметрами и проведение исследований всех элементов технологической схемы для установления причин нарушения эффективности их работы.

3.8.3. Основные функции по распределению потоков, выравниванию расходов и устранению пульсаций давления приходятся на сепараторы первой ступени.

Наиболее целесообразно исключить неравномерность распределения ГЖС по аппаратам путем упрощения технологических схем сепарационных узлов за счет формирования их из автономных (по числу потоков) сепарационных установок, каждая из которых подключается к отдельному подводящему коллектору.

3.8 4. Автономные установки состоят из I-2 аппаратов, объемы которых соответствуют нагрузкам по каждому потоку. Узел управления

посредством перемычек должен позволять оперативно осуществлять любые сочетания подключения подводящих коллекторов к различным сепараторам.

Схема функционирования сепарационного узла из автономных установок отвечает требованиям раздельного сбора и сепарации разносортных, а также безводных и обводненных нефтей, поскольку каждый поток ГЖС может быть направлен в отдельный сепаратор. Кроме того, преимуществом этой схемы является то, что всегда известны фактические нагрузки каждого сепаратора по газу и жидкости. Это дает возможность определять работоспособность каждого аппарата и своевременно устанавливать и устранять причины ухудшения сепарации.

3.8.5. Применявшиеся ранее коллекторные схемы подключения сепараторов не позволяли осуществлять эти операции и не обеспечивали возможность равномерно распределять продукцию по аппаратам. Установлено, что перегрузки сепараторов по газу и жидкости при коллекторной схеме могут достигать 300-400 %.

3.8.6. КБ ПО "Саратовнефтегаз" разработана схема равномерного распределения потоков жидкости и газа с раздельным вводом фаз в параллельно работающие сепараторы. В разработанной системе применяются методы гидродинамических расчетов для определения геометрических размеров распределителей и их элементов, а также сопротивлений при движении через них жидкости и газа.

Схема может быть применена при распределении потоков в аппараты для продукции, когда к сепарационной установке подводятся несколько нефтегазопроводов с различной производительностью с одинаковыми или близкими физико-химическими свойствами, допускающими их смешение, или в других случаях, когда не представляется возможным равномерно нагрузить параллельно работающие сепараторы

4. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СЕПАРАЦИОННЫХ УЗЛОВ

4.I. Узел распределения и технологического воздействия в соответствии со своим назначением компонуется из нескольких (по числу предусматриваемых автономных потоков) коллекторов-манифольдов, к которым подключаются подводящие промысловые нефтегазопроводы, а также трубопроводы для подачи в каждый поток реагентов-деэмульгаторов, технологических жидкостей-теплоносителей, разбавителей и т.п. Манифольды должны быть оснащены пробоотборными устройствами (зондами), манометрами, термокарманами для установки термометров.

4.2. Успокоительный коллектор или концевой делитель фаз (КДФ) предназначен для предварительного расслоения ГЖС. Успокоительный коллектор представляет прямолинейный горизонтальный участок трубопровода без местных сопротивлений. Диаметр и длина коллектора на стадии проектирования определяются из условий обеспечения послойного движения газовой, нефтяной и водной фаз.

Область существования условий для получения раздельного течения для горизонтального потока при диаметре трубопровода более 0,2-0,3 м для ГЖС с расходным газосодержанием до 0,7 может быть определена скоростями смеси до I м/с.

Расчет диаметров конечных (успокоительных) участков подводящего трубопровода для различных нагрузок по жидкости с расходным газосодержанием до 0,7 приведен в табл.I. При газосодержании $\beta > 0,7$, как правило, наблюдается инверсия фаз, что приводит к появлению более благоприятных условий для формирования расслоенных форм течения. Поэтому для потоков ГЖС с $\beta > 0,7$ диаметр трубопроводов принимается таким же, как для потоков с газосодержанием 0,7 (при равных расходах по жидкости).

Объемное газосодержание β с учетом газового фактора нефти, рабочего давления и температуры (средних для успокоительного трубопровода), обводненности определяется по формуле:

$$\beta = \frac{G_{пр}(1-W)}{G_{пр}(1-W)+1}, \qquad (I)$$

где $G_{пр}$ - количество свободного газа, приходящееся на I м^3 нефти в успокоительном трубопроводе, приведенное к средним P и T;

$$G_{пр} = \frac{G_0 \cdot P_0 T_c Z}{P_c T_0}, \qquad (2)$$

P_0, T_0 - параметры нормального состояния газа ;

P_c, T_c - параметры, соответствующие состоянию газа в конечном участке перед депульсатором;

Z - коэффициент сжимаемости газа, который в диапазоне рабочих давлений в сепараторах для большинства месторождений может быть принят равным I;

W - обводненность продукции скважин (в долях ед.).

При рекомендуемых предельно допустимых значениях скорости смеси $\vartheta_{см} \leq$ I м/с, предотвращающих дополнительное диспергирование ее в конечном участке, длина коллектора выбирается из условий 2-3-минутного пребывания смеси и составляет (50-I50) м. В течение этого времени крупные и средние газовые включения собираются по верхней образующей трубы. При неблагоприятном сочетании факторов (структуры ГЖС, высокой вязкости и дисперсности) длина конечного участка может быть увеличена до 200 м.

Свободная вода до определенных предельных значений скоростей ГЖС также концентрируется по нижней образующей трубы, формируя в

жидкостном слое ГЖС расслоенную структуру течения (нефть-вода).

В табл.I приведены результаты расчета Дк для различных расходов и объемных газосодержаний смеси (I000-30000) м³/сут., β = 0,3-0,95 с учетом опытно-промышленных данных и теоретических расчетов.

Таблица I

Данные для определения диаметра конечного участка трубопровода по расходу жидкости и объемному газосодержанию

Расход жидкости, тыс.м³/сут. $Q_ж + Q_г$	Диаметр конечного участка, Дк, м				
	β = 0,3	β = 0,4	β =0,5	β =0,6	$\beta \geq 0,7$
I,0	0,20	0,20	0,20	0,25	0,25
2,0	0,25	0,30	0,30	0,30	0,35
3,0	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45
5,0	0,35	0,40	0,45	0,50	0,60
I0,0	0,43	0,45	0,54	0,6I	0,70
I5,0	0,52	0,60	0,66	0,74	0,86
20,0	0,6I	0,70	0,77	I,00	I,00
30,0	0,74	0,86	0,95	I,I0	I,20

4.3. Узел предварительного разделения фаз является одним из основных элементов сепарационных установок, обеспечивает повышение их производительности в I,5-2,5 раза, позволяет использовать минимальный по конструкции и объему набор сепарационного оборудования в широком диапазоне изменения газовых факторов (5-500) м³/м³ и водосодержания нефти (20-95 %) за счет снятия избыточных нагрузок по газу и воде, превышающих его проектные параметры и паспортные характеристики.

4.3.I. Разработано несколько типоразмеров депульсаторов по диаметру (от 400 до I200 мм), изготовление их предусмотрено как

на заводах в комплекте с сепараторами (типа УБС и НГСВ), так и нефтедобывающими предприятиями при монтаже установок на месторождении (рис. 7,8).

4.3.2. При высоком водосодержании поступающей продукции скважин, низкой агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии, часть воды из подводящего трубопровода в начальном участке депульсатора может быть отобрана и направлена, минуя сепаратор первой ступени и водоотделитель в отстойники системы очистки воды. При высоком газосодержании нефти часть газа направляется, минуя сепаратор, в газосепаратор (рис. 9).

4.3.3. Гидравлическая и конструктивная схема депульсатора должна отвечать требованиям реализации эффекта расслоения фаз, достигнутого в подводящем трубопроводе, для раздельного ввода газа, нефти и воды в соответствующие зоны сепарационной установки:

а) создание устойчивой расслоенной структуры течения, что достигается использованием наклоненного в сторону сепаратора разделительного трубопровода;

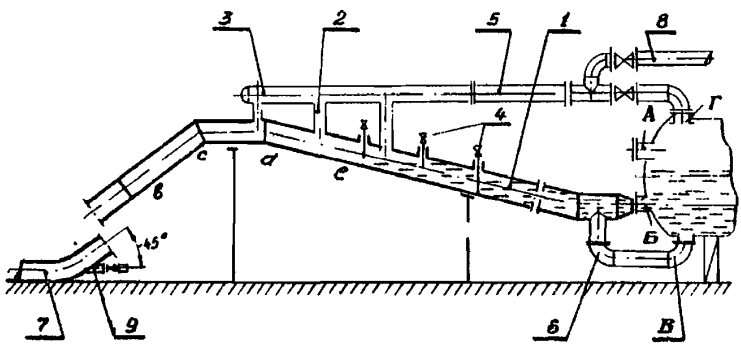
б) расположение зоны отбора газа на разделительном трубопроводе выше предельного уровня жидкости в сепараторе;

в) обеспечение минимально возможных гидравлических сопротивлений при вводе предварительно разделенных газового и жидкостного потоков из депульсатора в сепаратор.

При выполнении этих условий депульсатор работает в автомодельном режиме без регулирования уровня жидкости и степени отбора газа с помощью задвижек и каких-либо регуляторов.

4.3.4. При проектировании и монтаже депульсаторов возникают осложнения, связанные с тем, что высота сооружения достигает 3-5 м, а расположение их перед сепараторами увеличивает размеры технологической площадки. Уменьшение затрат на сооружение оснований и сокращение размеров площадки могут быть достигнуты за счет размещения

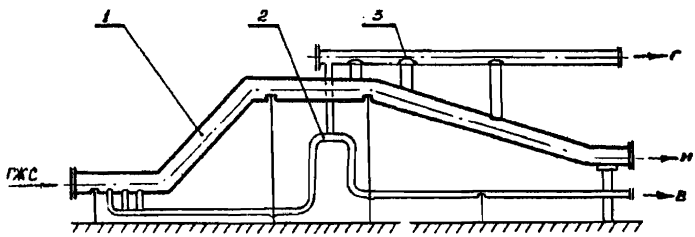
Узел предварительного отбора газа (депульсатор).



1 - разделительный трубопровод;
2 - газоотводящие патрубки;
3 - газосборный коллектор;
4 - подвижные зонды;
5 - газопровод;
6 - патрубок сброса воды;
7 - конечный участок подводящего коллектора;
8 - отвод газа в газосепаратор;
9 - сброс жидкости в канализацию;
0-1-2 - опоры депульсатора.

Рис. 7

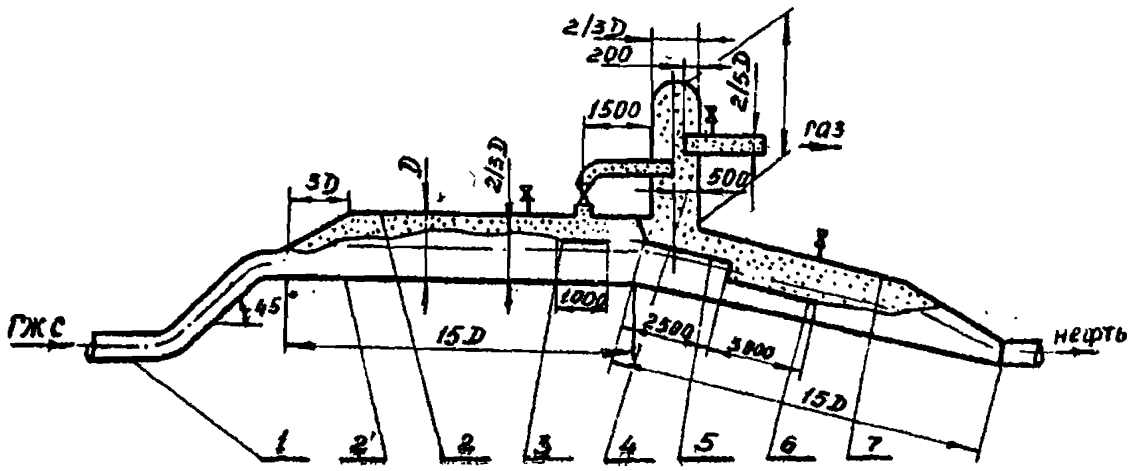
Узел предварительного разделения фаз (трехфазный депульсатор)



1 - секция нефтяная;
2 - секция отделения воды;
3 - секция отделения газа.

Рис. 8

Расчетная конструктивная схема устройства предварительного отбора газа (депульсатор).



1 - подводящий трубопровод;
2 - успокоительный трубопровод;
3,5,6 - насадки (экраны);
4 - патрубок для отвода газа из трубопровода;
7 - нисходящий трубопровод

Рис. 9

депульсатора параллельно сепарационной емкости (или между сепараторами).

4.3.5. При определении геометрических размеров депульсатора (рис.7) (высоты, угла наклона и длины трубопровода) исходят из того, что восходящий участок (а-с) должен иметь уклон не более 45 °. Горизонтальный участок (с-d) длиной в пределах (2-3)м должен располагаться на одном уровне с верхней образующей сепарационной емкости.

Наклонный участок (d-е) должен обеспечивать сток жидкости в сепаратор под собственным весом и отвод основного количества газа из трубопровода до сепаратора. Для этого динамический уровень жидкости в наклонном трубопроводе необходимо устанавливать выше уровня жидкости в сепараторе на величину Δh_g:

$$\Delta h_g = \varphi\left(\frac{Q_{ж}^{2-m}\nu_{ж}^{m}L_{ж}}{D_{ж}^{5-m}} - \frac{Q_г^{2-m}\nu_{ж}^{m}L_{ж}}{D_{ж}^{5-m}}\cdot\frac{\gamma_г^{0}}{\gamma_{ж}}\right) - \frac{8}{\pi^2 g}\left(\frac{Q_{ж}^{2}}{D_{ж}^{4}} - \frac{Q_г^{2}}{D^{4}}\cdot\frac{\gamma_г}{\gamma_{ж}}\right) + \sum_{i=1}^{m} h_{M ж} - \sum_{i=1}^{m} h_{M г}\frac{\gamma_г}{\gamma_{ж}}, \quad (3)$$

где $Q_{ж}$ - расход жидкости, м^3/с;

$Q_г$ - расход газа, приведенный к рабочим условиям в депульсаторе, м^3/с;

$\nu_{ж}, \nu_г$ - кинематическая вязкость соответственно для $\gamma_{ж}, \gamma_г$ жидкости и газа, м^2/с;

$D_{ж}, L_{ж}$ - диаметр и длина наклонного участка депульсатора, заполненного жидкостью, м;

$D_г, L_г$ - диаметр и длина газоотводящего коллектора депульсатора, м;

$h_{м ж}, h_{м г}$ - местные гидравлические сопротивления на жидкостном и газовом потоках.

Величины φ и m при турбулентном режиме в области числа Re = 100000, характерном для работы депульсаторов, составляют: φ = 0,0246 с^2/м; m = 0,25. При ламинарном режиме φ = 4,13 с^2/м, m = 1.

При выборе размеров депульсаторов (табл.2) задаются такими значениями $D_{нс}$ и $D_г$, которым при заданных расходах $Q_{нс}$ и $Q_г$ соответствует минимальное значение hg (порядка 0,05–0,1 м).

Таблица 2

Рекомендуемые размеры депульсаторов и входных патрубков сепарационных емкостей /1/.

Диапазон производительностей, $Q_{нс}$ м^3/сут	Диапазон расходного газосодержания $\bar{D}$	Диаметр основного трубопровода депульсатора, м	Диаметр, м: отводящий из депульсатора	суммарный газоотводящих патрубков	водяной линии	Диаметр ввода ГЖС, м
7,0	0,40					
6,0	0,70					
2,5	0,95	0,7	0,2	0,5	0,2	0,3
8,0	0,4					
7,0	0,7	0,8	0,2	0,6	0,3	0,5
3,0	0,98					
13,0	0,4					
12,0	0,7	1,0	0,3	0,8	0,4	0,5
5,5	0,98					
19,0	0,4					
17,5	0,7	1,2	0,3	0,9	0,5	0,6
7,5	0,98					
26,0	0,4					
25,0	0,7	1,4	0,4	1,0	0,5	0,6
10,0	0,98					

Угол наклонной части депульсатора при общей длине его 15-20 м должен быть в пределах 10-15°.

Расчет основных размеров депульсатора (рис.9), рекомендуемого при сепарации нефтей с высоким газосодержанием (400-1500) $м^3/м^3$ проводится с помощью графиков в зависимости от производительности и газосодержания (Рис.10,11).

Качественный отбор газа с наименьшими потерями осуществляется при плоско-раздельной структуре потока. По рассчитанному расходному газосодержанию β и номинальной пропускной способности депульсатора по жидкости Q по графику (см.рис.11) определяется диаметр горизонтального участка. На графике находится точка пересечения прямой, параллельной оси ординат, соответствующей Q . Из этой точки проводится вертикаль до пересечения с ближайшей верхней кривой. Диаметр депульсатора принимается равным значению, указанному на этой кривой.

По графикам (см.рис.11) для рассчитанного β (I) и найденного диаметра определяется максимальная пропускная способность депульсатора, при которой структура потока становится раздельно-волновой, но качество отбираемого газа удовлетворительным.

Диаметр нисходящего участка принимается таким же, как и горизонтального участка. Угол наклона должен быть в пределах (8-15)^0 к горизонту. Длины горизонтального и нисходящего участков депульсатора берутся из расчета 15 диаметров, но не менее 15 м каждый.

4.4. Нефтегазовые сепараторы.

4.4.1. Нефтегазовые сепараторы предназначены для отделения из нефти остаточного количества газа, поступающего с ней из депульсатора. При необходимости отделения воды применяются трехфазные сепараторы-газоводоотделители, которые в современных технологических схемах предусматриваются начиная с I ступени сепарации.

Выбор диаметра трубопровода в зависимости от производительности и расходного газосодержания при устойчивой плоско-раздельной структуре потока

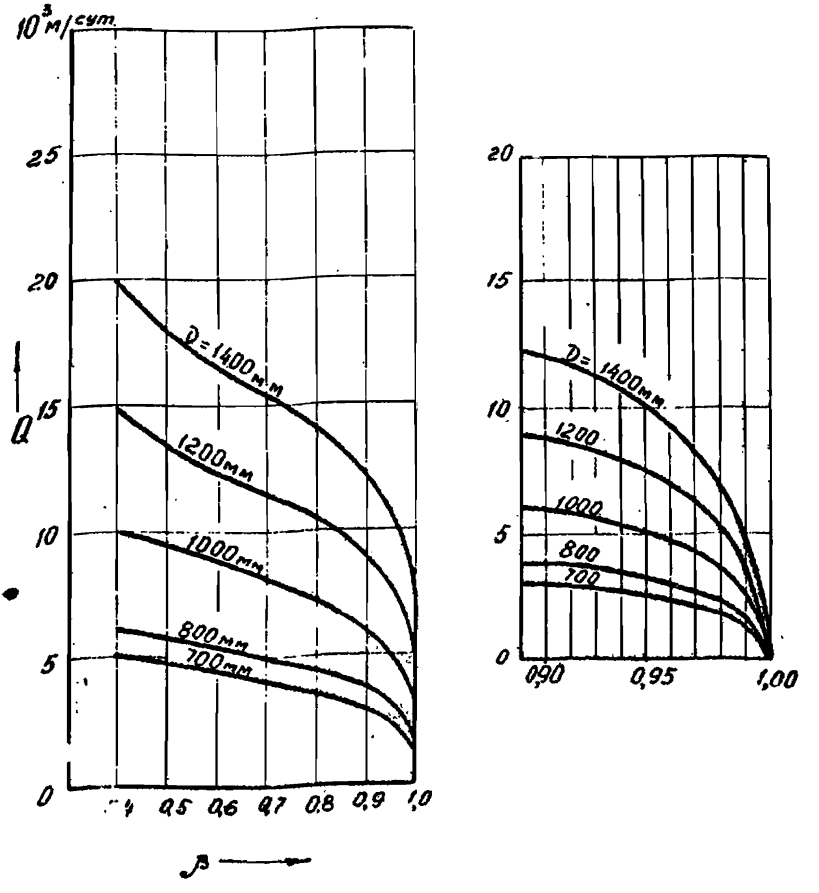


Рис. 10

Выбор диаметра трубопровода в зависимости от производительности и расходного газосодержания при раздельно-волновой структуре потока.

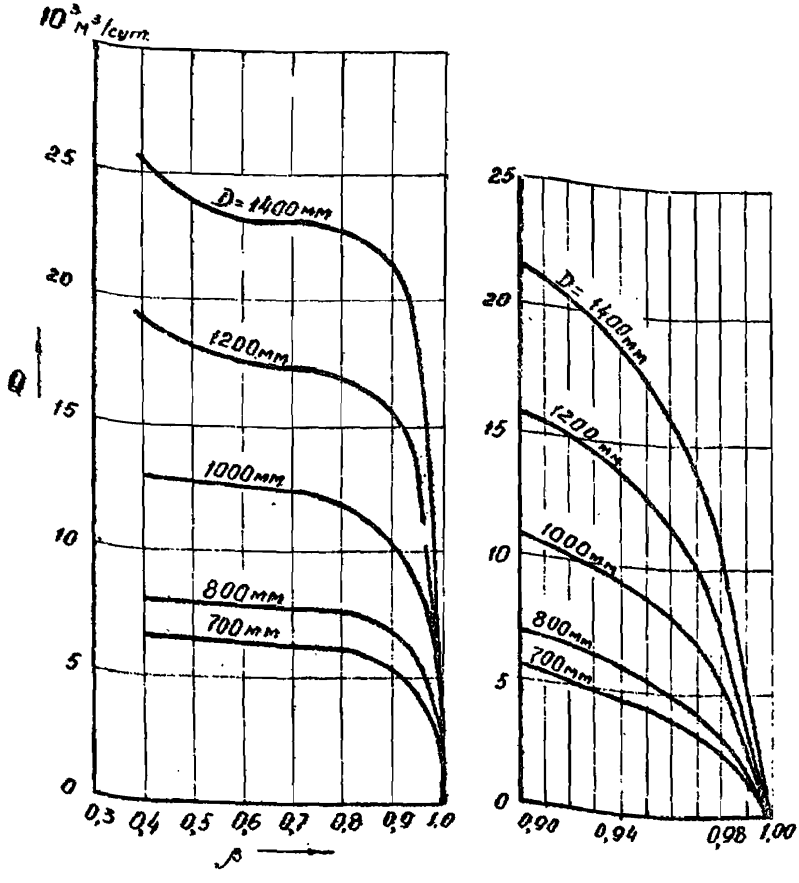


Рис. 11

4.4.2. В основу базового варианта аппаратов принят нормальный ряд емкостей объемом 25,50,100,200 м³ на рабочее давление 0,6; 1,6; 2,5; 4,0 МПа различного климатического и коррозионного исполнения.

Сепараторы оснащены различными конструктивными элементами, формирующими зоны ввода, отстоя, вывода продукции. Сепарирующие элементы должны быть съемно-разъемного исполнения и необходимость применения их обосновывается условиями эксплуатации.

4.4.3. Объем сепаратора (V) рассчитывается с учетом нагрузки по жидкости и времени пребывания:

$$V = \frac{Q\tau}{c}, \qquad (4)$$

где Q – нагрузка по жидкости, м³/мин.

τ – время пребывания, мин.;

c – коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью, принимаемый равным 0,5; колебания от 0,4 до 0,6 Д.

Таблица 3

Рекомендуемое время пребывания жидкости в аппарате в зависимости от типа нефтей и характера технологического процесса

Тип нефтей	Плотность, кг/м³	Вязкость кинематическая, 10^{-6} м²/с	Время пребывания жидкости в аппаратах, мин.	
			в газонефтяном сепараторе	в газоводоотделителе
Легкая	до 850	до 10	до 5	до 15
Средняя	850-890	10-45	5-10	15-30
Тяжелая	более 890	более 45	10-30	30-60
Пенистая			10-30	

При сепарации обводненных нефтей в газонефтяном сепараторе рекомендуемое время пребывания, приведенное в таблице 3, применимо при водосодержании агрегативно-устойчивой эмульсии до 30 %.

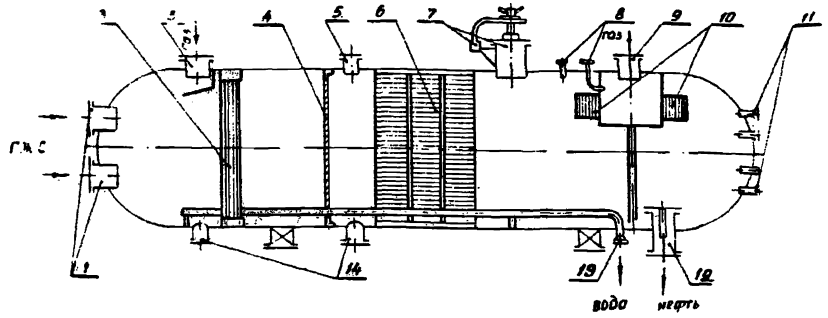
При водосодержании агрегативно-устойчивой эмульсии в пределах 30-60 % время пребывания для легких и средних нефтей увеличивается в I,5 раза, для тяжелых нефтей в 2 и более раза.

Время пребывания жидкости в сепараторах может корректироваться по мере накопления данных по свойствам эмульсий в процессе эксплуатации месторождения.

При проектировании новых сепарационных узлов конкретных месторождений время пребывания жидкости в сепараторах принимается по аналогии с месторождениями нефтей с близкими физико-химическими свойствами.

В настоящее время серийно освоено производство нормального ряда нефтегазовых сепараторов типа НГС (рис.I2) и установок блочных сепарационных типа УБС (рис.I3), разрабатываются нефтегазовые сепараторы с предварительным сбросом воды типа НГСВ (рис.I4), входной сепаратор и сепаратор-каплеуловитель для сепарации нефтей на месторождении с подгазовыми залежами (техническая документация разработана Западно-Сибирским филиалом ВНИИнефтемаш), кроме того разработаны сепараторы трубного исполнения типа УСТН-ДМ (рис. 6), осваивается выпуск газовых сепараторов типа СКУ, СДВ (рис.I5,I6 . Основные параметры приведены в таблице 4, расчетные зависимости на рис. I7,I8.

Сепаратор нефтегазовый НГС ГП805



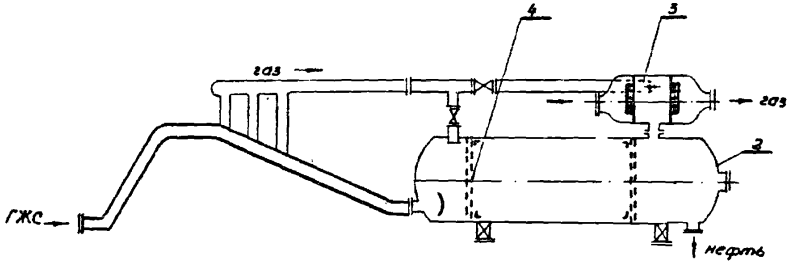
1 – вход нефти;
2 – секция уголковая;
3 – вход газа;
4 – выравнивающая перегородка;
5 – для предохранительного клапана;
6 – секция ярусных пеногасящих пластин;
7 – люк-лаз;
8 – для диманометра;
9 – выход газа;
10 – каплеуловители струнного типа;
11 – патрубки для датчиков уровня;
12 – выход нефти;
13 – для пропарки;
14 – дренаж.

Рис 12

Объем аппарата, м³	Диаметр аппарата, мм	Давление рабочее, МПа
6,3	1200	0,6 ÷ 6,3
12,5	1600	0,6 ÷ 6,3
2,5	2000	0,6 ÷ 6,3
50	2400	0,6 ÷ 4,0
100	3000	0,6 ÷ 4,0
150	3400	0,6 ÷ 4,0

Тип I – с вепульсатором
Тип II – без вепульсатора
п – с пеногасителем

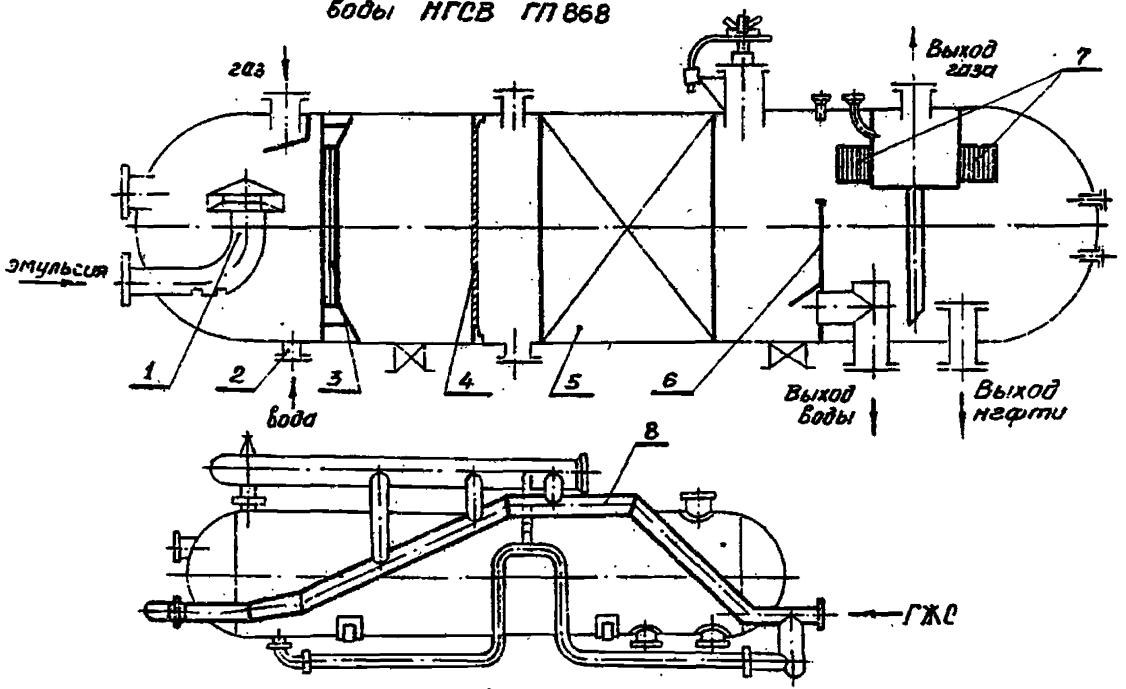
Установка сепарационная блочная типа УБС



1 - депульсатор;
2 - емкость;
3 - выносной вазосепаратор со струнными каплеуловителями;
4 - перфорированная выравнивающая перегородка

Рис. 13

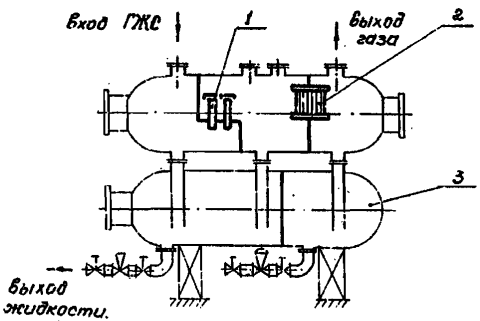
Сепаратор нефтегазовый с предварительным сбросом воды НГСВ ГП868



1 - тарельчатый ввод с центробежной насадкой
2 - ввод воды из депульсатора;
3 - уголковая секция;
4 - выпрямляющая перегородка;
5 - полочный пакет;
6 - переливная перегородка;
7 - каплеуловливающие насадки;
8 - трехфазный депульсатор

Рис. 14

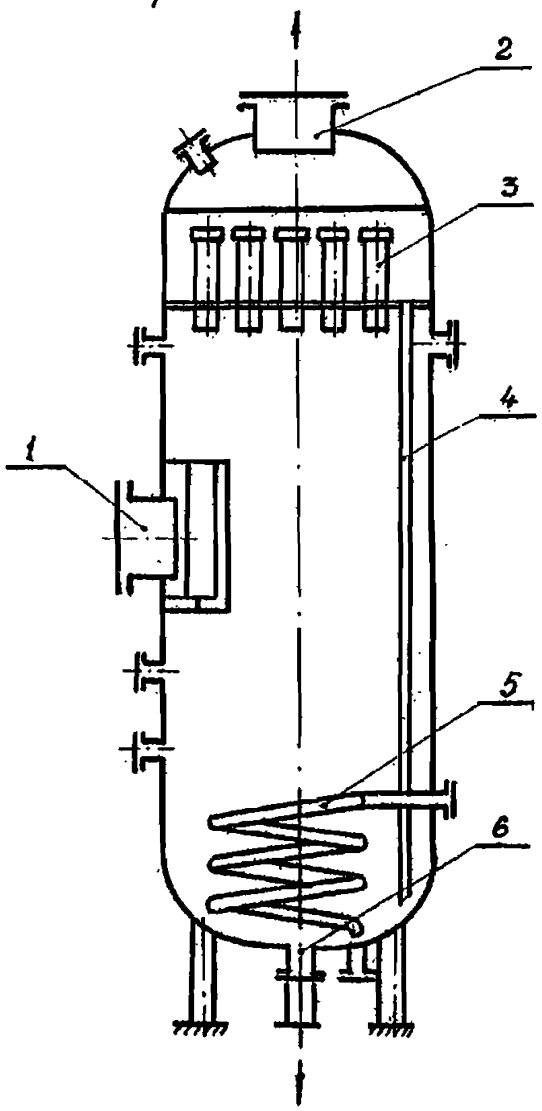
Сепаратор-каплеуловитель СКУ

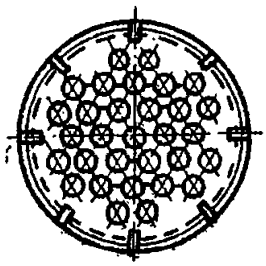


1 - центробежные элементы;
2 - струнный каплеотбойник;
3 - нефтесборник

Рис.15

Сепаратор центробежный вертикальный СЦВ-1000





1 - вход газа;
2 - выход газа;
3 - центробежные элементы;
4 - дренажная система;
5 - змеевик для подогрева;
6 - выход конденсата.

Рис. 16

Изменение скорбсти набегания газового потока на струнную насадку в зависимости от давления сепарации

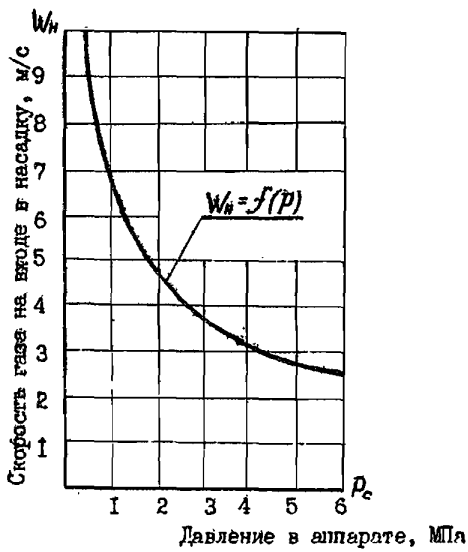


Рис. 17

Зависимость допустимых нагрузок газосепаратора СКУ от давления сепарации

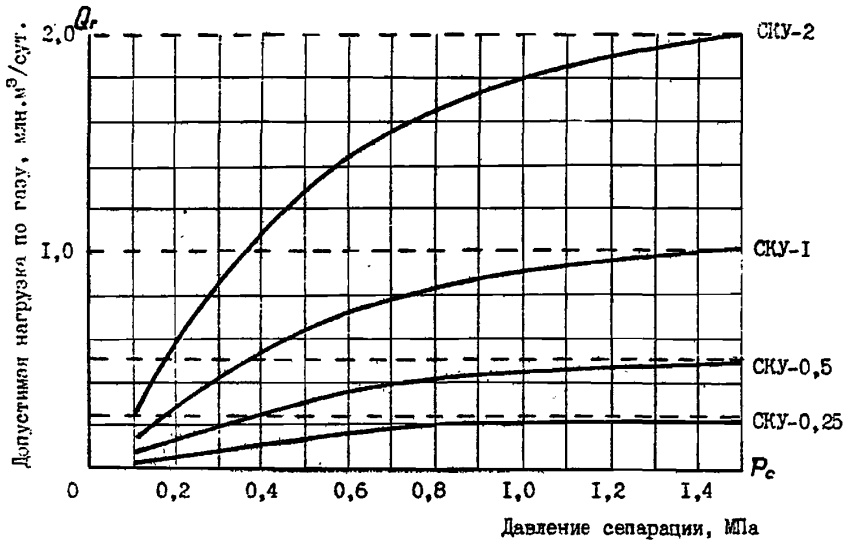


Рис. 78

Таблица 4

Характеристика серийно выпускаемого и разрабатываемого оборудования

I. Нефтегазовые сепараторы

Наименование оборудования	Обозначение	Объем аппарата, м³	Рабочее давление, МПа	Завод-изготовитель
Сепаратор нефтегазовый	НГС по ГП 865	6,3; I2,5; 25; 50; I00; I50	0,4; 0,8; I,4; 2,2; 3,6; 5,7	ПО Салаватнефтемаш
Установка блочная сепарационная	УБС-I500/6	I0		
	УБС-I500/I4			
	УБС-3000/6	20		
	УБС-6300/6	40	0,6; I,4	-"-
	УБС-6300/I4			
	УБС-I0000/6	50		
	УБС-I0000/I4			
	УБС-I6000/6	I00		
	УБС-I6000/I4			
Сепаратор нефтегазовый с предварительным сбросом воды	НГСВ по ГП 868	6,3; I2,5; 25; 50; I00; I50; 200	0,4; 0,8; I,4; 2,2; 3,6; 5,7	-"- Серийный выпуск с I99I г.
Устройство сепарационное трубное наклонное	УСТН-IM	20	I,4	Нефтемашремонт г.Сызрань
Сепаратор входной	9II.00.000	I00	I,0	ПО Салаватнефтемаш. Единичное производство с I99I г.

Продолжение таблицы 4

II.Газовые сепараторы

Наименование оборудования	Обозначение	Условная производительность по газу тыс.м³/сут.	Рабочее давление, МПа	Завод-изготовитель
Сепаратор-каплеуловитель	СКУ-0,25	250		ПО "Бугульманефтемаш", г. Бугульма
	СКУ-0,5	500		
	СКУ-1,0	1000	1,4	
	СКУ-2,0	2000		
Сепаратор центробежный вертикальный	СЦБ-500	440		серийный выпуск с 1990 г.
	СЦВ-1000	1700	1,4	
Сепаратор-каплеуловитель	9II/I.00.000	10000	1,0	ПО "Салаватнефтемаш", единичное производство с 1991 г.

5. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ АВТОМАТИКИ И КОНТРОЛЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

5.1. Система автоматизации технологического процесса включает устройства для регулирования уровней жидкости в газоводоотделителе, управлении откачивающими насосами, а также узел учета потоков нефти, газа и воды.

5.2. Система автоматизации установки должна обеспечивать технологические параметры в газонефтяном сепараторе, газоводоотделителе:

поддержание рабочего уровня "газ-нефть";

поддержание межфазного уровня "нефть-вода";

сигнализация положения нижнего и верхнего аварийного уровня;

регулирование и поддержание заданного давления.

5.3. Система регулирования и автоматизации должна обеспечиваться серийно выпускаемыми средствами. В настоящее время достаточно надежными являются датчики раздела газ-жидкость (типа ДУЖ-ТМ, УБП), которые могут применяться и в качестве датчиков межфазного уровня.

5.4. Система управления и измерения должна обеспечивать регулирование процессов сепарации, разделения воды и ее сброс, измерение продукции, индикацию измеряемых параметров и передачу их в систему сбора информации.

5.5. Для оценки работы установок определяется перечень параметров согласно табл.5.

5.6. В случае нарушения режима работы и отклонения качественных параметров от заданных значений устанавливаются причины: повышение производительности, изменение соотношения объемного расхода фаз (нефти, газа и воды), физико-химических свойств, недостаточная эффективность методов воздействия на агрегативную устойчивость эмульсий, работоспособность системы и средств регулирования.

5.7. При нарушении режима работы установки вследствие перегрузки основное внимание уделают исследованию структуры потока в успокоительном коллекторе, депульсаторе, газоводоотделителе. При несоблюдении условий, обеспечивающих непрерывность разделения ГЖС в системе "трубопровод-сепаратор", то есть при отсутствии расслоенного режима в успокоительном коллекторе, неудовлетворительном отборе газа из депульсатора, наличии вторичного перемешивания и диспергирования фаз в сепараторе, а также недостаточном времени пребывания в нем - прибегают к реконструкции сепарационного узла.

5.8. Реконструкция может включать следующие мероприятия:

монтаж нового успокоительного коллектора большого диаметра (или дополнительного);

монтаж депульсатора большего размера;

переоборудование двухфазного депульсатора в трехфазный путем дополнения его трубопроводом отбора воды;

изменение внутреннего оснащения сепаратора;

монтаж дополнительных сепараторов, каплеотбойников.

5.9. При недостаточной подготовке ГЖС к разделению проводят следующие операции:

выбор типа реагента-деэмульгатора, места ввода, определение его концентрации;

подбор других методов воздействия (при необходимости): подогрева, рециркуляции дренажной воды и т.п. после предварительных лабораторных или пилотных исследований.

Таблица 5

Перечень основных параметров и показателей, определяемых при проведении исследований, выводе на оптимальный режим в период эксплуатации сепарационных узлов

№ пп	Наименование определяемых параметров, замеров, анализов	Методы и средства определения	Место определения	Порядок и периодичность определения	
				Сепарационный узел по разделению газа и жидкости	Сепарационный узел по разделению газа, нефти и сброса пластовой воды
	2	3	4	5	6
	Производительность по нефти	Счетчики жидкости НСРД-И ТУ 39-01-486-79 приборы кл.точности 0,5	Узел оперативного учета ДНС, УПН или ГЗУ	Постоянно с регистрацией в журнале через каждые два часа	
	по воде	-"-	-"-	-"-	-"-
	по газу	Стандартные сужающие устройства	-"-	-"-	-"-
	Рабочее давление	Манометры технические ГОСТ2045-71 кл.точности I,5 %	Узел распределения Успокоительный коллектор Депульсатор Технологические аппараты	-"-	-"-
	Рабочая температура	Термометры ртутные стеклянные, ГОСТ 27544-87	Успокоительный коллектор Технологические аппараты	-"-	-"-
	Обводненность нефти на входе в установку	Метод Дина-Старка ГОСТ 2477-65 (центрифугирование)	Успокоительный коллектор	Через 4 часа с регистрацией в журнале	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
	Обводненность нефти на выходе установки	Метод Дина-Старка ГОСТ 2477-65 (центрифугирование)	Выход нефти из газоводоотделителя	-	Через 2часа с регистрацией в журнале
	Контроль уровня раздела фаз "газ-нефть"	Датчики уровня [illegible] ТУ 39-01-46-412-78 УБЗ погрешность изм. ±3%	Технологические аппараты	Постоянно с регистрацией на бумажной ленте и в журнале через 2 часа	
	"нефть-вода"	-"-	-"-	-"-	
	Содержание нефти в воде	ОСТ 39-133-81 погрешность ±1,0	Линия выхода воды из газоводоотделителя	-	Периодический через 4 часа с записью в журнале
	Агрегативная устойчивость нефтяной эмульсии	РД 39-I-1000-84	На выходе из успокоительного коллектора	I. При нарушении технологического режима, отклонение качественных показателей процесса 2. Изменение условий эксплуатации	
	Дисперсность эмульсии	Микроскопический	Успокоительный коллектор Газоводоотделитель Газонефтяной сепаратор	-"-	
	Содержание капельной жидкости в газе	Индикатор капельной жидкости ИЖ-I ТУ 39-1034-85 отн.погрешность измерения ± 5% (метод фильтрования)	Выход газа из демпульсатора, газоводоотделителя, газонефтяного сепаратора	I.Выход сепарационного узла на оптимальный режим работы 2.Изменение условий эксплуатации	

1	2	3	4	5	6
	Содержание свободного газа в нефти	Устройство для определения содержания свободного газа УОСГ-100М ТУ 39-900-84 относительная погрешность измерения ± 0,1 %	Выход нефти из газонефтяного сепаратора, газоводоотделителя	1. Вывод сепарационного узла на оптимальный режим 2. Изменение условий эксплуатации	
	Содержание растворенного газа в нефти	Метод однократного разгазирования	Выход нефти из газонефтяного сепаратора, газоводоотделителя	Периодический	
	Структура потока ГЖС	Зондирование согласно РД 39-1-61-78	Успокоительный коллектор, депульсатор, газонефтяной сепаратор, газоводоотделитель	При исследовании работы сепарационного узла и вывода на режим	
	Характеристика нефти:				
	плотность	Ареометр ГОСТ 18481-81Е	На выходе из газонефтяного сепаратора, газоводоотделителя	Периодический, при изменении состава продукции скважин	
	вязкость	ГОСТ 33-82			
	пенистость	Метод разгазирования в герметичном прозрачном сосуде	На входе продукции в сепарационный узел	-"-	

Примечание: При проведении исследований установок используются контрольно-измерительные приборы и система автоматики, находящиеся в эксплуатации, вышеприведенного типа или другая подобного назначения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. РД 39-0147311-605-86. - Куйбышев:Гипровостокнефть, 1986.

2. Руководство по применению технологии сепарации нефти на концевых сепарационных установках. РД 39-0147103-334-88. -Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988.

3. Ремизов Н.А. Сепаратор нефтегазовый вибрационный. Рекомендации по применению СНГ-6-2000ВВ, СНГ-6-2600ВВ, СНГ-6-3000ВВ..., при обустройстве и реконструкции КСУ СНГ 6-ВВ.00.00.000Д. - Саратов, 1987.

4. Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системе сбора. - М.:Недра, 1982.

5. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти,газа и воды. -М.: Недра, 1981, 261 с.

6. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях Министерства нефтяной промышленности. РД 39-0147103/368/87. -Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

7. Руководство по применению технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов. РД 39-0147103-302-88. -Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

8. Руководство по применению технологии сепарации нефти на месторождениях с подгазовыми зонами. РД 39-0148070-320-88. -Тюмень: СибНИИНП, 1988, 12 с.

9. Руководство по применению технологии сепарации нефти с легким углеводородным составом на концевой ступени. РД 39-0148070-389-87Р. - Тюмень: СибНИИНП, 1987.

10. Ремизов Н.А. Влияние технологических и технических средств на эффективность процессов сепарации газонасыщенных смесей. М.: ВНИИОЭНГ, 1989, 36 с.

II Инструкция о порядке разработки, изложения и утверждения руководящих документов в системе Министерства нефтяной промышленности СССР. РД 39-3-64-89. - М.: МНП, 1989.

Приложение

Алгоритм расчета разделения нефтегазовых смесей в конечном участке системы сбора *(успокоительный коллектор)*

Пункт алгоритма	Расчетная формула	Параметры исходных данных	Параметры вычисленные в предыдущих пунктах алгоритма
I	2	3	4
I	При $P > 0,6$ $z = 1 - [(10P-6)(0,00345\Delta_{ro} - 0,000446) + 0,015] \cdot [1,3 - 0,0144(T-283)]$ При $P \le 0,6$ $z = 1$	P; T; Δ_{ro}	
2	$\alpha_o = \frac{3,7 \cdot 10^{-4} \cdot Q_r \cdot T \cdot z}{Q_ж \cdot P}$	Q_r; $Q_ж$; T; P	z
3	$Fr_ж = \frac{2,2 \cdot 10^{-10} \cdot Q_ж^2}{g \cdot D^5}$	$Q_ж$; D; g	
4	Принимаем $\sin\alpha = 0$		
5	$n = 0,19 (Fr_ж + 1)^{0,8}$ $b = 2 Fr_ж^{0,23} - 0,18 Fr_ж^{0,63}$ $C_o = 0,122 Fr_ж^{0,63}$		$Fr_ж$
6	$Re_ж = \frac{1,44 \cdot 10^{-5} Q_ж}{D \cdot \nu_ж}$	$Q_ж$; D; $\nu_ж$	

продолжение приложе.

1	2	3	4
7	$l_g = D\left\{8{,}5 \cdot \frac{8{,}2}{(Fr_ж + 0{,}01)^{0{,}12}} \cdot \left[\frac{0{,}13(\alpha_o+1)\left(\frac{Fr_ж}{Re_ж^{0{,}2}}+0{,}0006\right)+1}{0{,}13(\alpha_o+1)\left(\frac{Fr_ж}{Re_ж^{0{,}2}}+0{,}0006\right)-\sin\alpha}\right]^n \cdot \left(\alpha_o^b \cdot e^{-c_o\alpha_o}\right)\right\}$	D	$Fr_ж$; α_o; $Re_ж$; n; b; c_o
8	$1-\varphi_1 = \frac{1}{1+\alpha_o}\left[1+0{,}5\alpha_o^{0{,}8} \cdot \exp\left(-0{,}052 \cdot Fr_ж^{0{,}6} \cdot \alpha_o\right)\right]$		α_o; $Fr_ж$
9	$h = (0{,}09 + 0{,}824 \cdot \varphi_1) \cdot D$	D	φ_1
10	$\sin\alpha = \frac{\Delta H - h}{l_g}$	ΔH	h; l_g
11	При $0{,}13(1+\alpha_o)\left(\frac{Fr_ж}{Re_ж^{0{,}2}}+0{,}0006\right)-\sin\alpha < 0$ принимаем D. При $0{,}13(1+\alpha_o)\left(\frac{Fr_ж}{Re_ж^{0{,}2}}+0{,}0006\right)-\sin\alpha > 0$ увеличиваем D до ближайшего большего стандартного диаметра. Расчет повторяется с пункта I.		α_o; $Fr_ж$; $Re_ж$; α

Таблица

Границы существования структурных форм многофазных потоков

Структурная форма потока	Область существования
Пробковая 	$d_0 - 16{,}5\,\mathcal{F}_{2\,ж}^{-0{,}4} + 1{,}5 < 0$
Расслоенная 	$0{,}13\left(1+d_0\right)\left(\frac{\mathcal{F}_{1\,ж}}{\mathcal{F}_{e\,ж}}+0{,}0006\right)-\sin\alpha < 0$
Волновая – гребешковая 	$d_0 - 16{,}5\,\mathcal{F}_{2\,ж}^{-0{,}4} + 1{,}5 > 0$ $d_0 - 25{,}4\,\mathcal{F}_{1\,ж}^{-0{,}53} + 1 < 0$
Диспергированная 	$d_0 - 25{,}4\,\mathcal{F}_{r\,ж}^{-0{,}53} + 1 > 0$

Алгоритм расчета разделения нефтегазовых смесей в трубопроводе (цепу ьсатора) перед сепаратором

Пункт алгоритма	Расчетная формула	Параметры исходных данных	Параметры, вычисленные в предыдущих пунктах алгоритма
I	2	3	4
I	При $P>0,6$ $Z=1-\left[(10P-6)(0,00345\cdot\Delta_{ro}-0,000446)+0,015\right]\cdot$ $\cdot\left[1,3-0,0144(T-283)\right]$ При $P\le 0,6$; $Z=1$	P; T; Δ_{ro}	
2	$\alpha_0=\frac{3\cdot10^{-4}\cdot Q_r\cdot T\cdot Z}{Q_ж\cdot P}$	Q_r; $Q_ж$; T; P	Z
3	$Fr_{ж_1}=\frac{2,2\cdot10^{-10}\cdot Q_ж^2}{g\cdot D_1^5}$	$Q_ж$; D_1; g	
4	$1-\varphi_1=\frac{1}{1+\alpha_0}\left[1+0,5\cdot\alpha_0^{0,8}\cdot\exp(-0,052\,Fr_{ж_1}^{0,6}\cdot\alpha_0)\right]$		α_0; $Fr_{ж_1}$
5	$b=2\,Fr_{ж_1}^{0,23}-0,18\,Fr_{ж_1}^{0,63}$		$Fr_{ж_1}$
6	$\ell_{жп}=D_1\left[8,5+0,12\left(Fr_{ж_1}+2\right)^{1,2}\cdot\alpha_0^{\,b}\cdot\exp(-0,12\,Fr_{ж_1}^{0,63}\cdot\alpha_0)\right]$	D_1	$Fr_{ж_1}$; α_0; b

I	2	3	4
7	$Fr_{ж_2} = \frac{2{,}2 \cdot 10^{-10} \cdot Q_ж^2}{g \cdot D_2^5}$	$Q_ж$; D_2; g	
8	$Re_ж = \frac{1{,}47 \cdot 10^{-5} \cdot Q_ж}{D_2 \cdot \nu_ж}$	$Q_ж$; D_2; $\nu_ж$	
9	$\sin\alpha = 0{,}13\left(1+\alpha_0\right)\left(\frac{Fr_{ж_2}}{Re_ж^{0{,}2}} + 0{,}0006\right)$		α_0; $Fr_{ж_2}$; $Re_ж$
10	$\alpha = arc\sin(\sin\alpha)$		$\sin\alpha$
11	При $Re_ж \geqslant 2300$ $1-\varphi_2 = \left[\frac{0{,}0635\, Fr_{ж_2}}{Re_ж^{0{,}2} \cdot \sin\alpha}\right]^{0{,}39}$ При $Re_ж < 2300$ $1-\varphi_2 = \left[\frac{13{,}52\, Fr_{ж_2}}{Re_ж \cdot \sin\alpha}\right]^{0{,}45}$		$Re_ж$; $Fr_{ж_2}$; $\sin\alpha$
12	При $1-\varphi_2 < 0{,}3$ принимаем α по п. 10. При $1-\varphi_2 > 0{,}3$ увеличиваем α на один градус или D_2 до ближайшего большего стандартного диаметра. Расчет повторяется с п. 7.	D_2	α
13	$\ell_p = \frac{(1-\varphi_1) \cdot \ell_{жп} \cdot D_1^2}{(1-\varphi_2) \cdot D_2^2}$	D_1	D_2; $1-\varphi_1$; $1-\varphi_2$; $\ell_{жп}$

Принятые условные обозначения

T - температура сепарации, К;
P - давление сепарации, МПа;
$\rho_{но}$ - плотность нефти при 293 ^{0}К, 0,I МПа, кг/м^3;
$\Delta_{го}$ - относительная плотность газа при нормальных условиях;
$\nu_{н}$ - коэффициент кинематической вязкости нефти при температуре сепарации, м^2/с;
z - коэффициент сжимаемости;
D - диаметр трубопровода конечного участка системы сбора;
D - диаметр восходящего участка трубопровода (депульсатора), м
D_2 - диаметр нисходящего участка депульсатора, м;
α - угол наклона нисходящего участка трубопровода (депульсатора) к горизонтали, град;
ΔH - разность начальной и конечной отметок трубопровода, м;
h - разность уровней поверхности раздела газ-нефть пр неравномерном расслоенном течении, м;
l_g - суммарная длина пробок газовой и жидкой фазы;
$l_{жп}$ - длина пробки жидкой фазы, м;
l_p - длина нисходящего участка депульсатора (участка расслоения), м;
$Q_{ж}$ - расход жидкости в трубопроводе перед сепаратором, м^3/сут;
$Q_г$ - расход газа в трубопроводе перед сепаратором, нм^3/сут.;
φ_1 - истинное газосодержание при пробковом течении;
φ_2 - истинное газосодержание при расслоенном течении;
α_0 - газовое число;
$Fr_{ж}$ - критерий Фруда;
$Re_{ж}$ - критерий Рейнольдса;
We - критерий Вебера;
g - ускорение свободного падения;
k, n, c_6 - безразмерные коэффициенты
индексы: I - восходящий; 2 - нисходящий;

Примеры расчета

Определить длину ℓ_p и угол наклона к горизонтали α депульсатора при следующих исходных данных:

$Q_ж$ = 3300 м³/сут; $Q_г$ = 581000 м³/сут; T = 288 °К;
P = 1,9 МПа; D_1 = 0,5 м; D_2 = 0,5 м ;
$\nu_ж$ = 5,6·10⁻⁶ м²/с; $\rho_{но}$ = 726 кг/м³; $\Delta_{го}$ = 0,706

1. z = 0,95
2. α_0 = 9
3. $Fr_ж$ = 0,008
4. $1-\varphi_1$ = 0,41
6. $\ell_{жп}$ = 5
8. $Re_ж$ = 17300
9. $\sin\alpha$ = 0,002
10. $\arcsin(\sin\alpha)$ = 1,15 °
11. $Re > 2300$, следовательно, $1-\varphi_2$ = 0,274
12. α = 1,15
13. ℓ_p = 7,5

Определить длину ℓ_g и диаметр D конечного участка системы сбора при следующих исходных данных:

P = 0,55 МПа; T = 293 °К; $Q_ж$ = 3400 м³/сут;
$Q_г$ = 66500 нм³/сут; $\rho_{но}$ = 879 кг/м³; $\Delta_{го}$ = 0,92;
$\nu_ж$ = 36·10⁻⁶ м²/с; D = 0,2

Первое приближение (D = 0,2 м)

1. z = 1
2. α_0 = 3,8
3. $Fr_ж$ = 0,84
4. принимаем $\sin\alpha$ = 0
6. $Re_ж$ = 7030
7. ℓ_g = 27
8. $1-\varphi_1$ = 0,462
9. h = 0,107
10. $\sin\alpha$ = 0,00007
11. 0,09 > 0

Второе приближение (D = 0,4 м)

3. $Fr_ж$ = 0,026
6. $Re_ж$ = 3500
7. ℓ_g = 56
8. $1-\varphi_1$ = 0,505
9. h = 0,199
10. $\sin\alpha$ = 0,0036
11. − 0,00005 < 0

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Основные принципы, определяющие работу газонефтяных сепараторов	4
3. Требования к технологической схеме и компоновке сепарационного узла	7
3.I. Базовая технологическая схема сепарационного узла	7
3.2. Технология сепарации обводненных нефтей	9
3.3. Технология сепарации нефтей с высоким газосодержанием	I5
3.4. Технология сепарации высоковязких нефтей	I8
3.5. Технология сепарации нефтей с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа	I9
3.6. Технология сепарации нефти на концевых ступенях	22
3.7. Технология очистки газа	24
3.8. Принципы компоновки сепарационных узлов распределения потоков продукции по аппаратам	29
4. Выбор оборудования для сепарационных узлов	3I
5. Требования к системе автоматики и контроля технологического процесса	42
Литература	59
Приложение	6I

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕПАРАЦИОННЫХ УЗЛОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ВЫБОРУ И КОМПОНОВКЕ СЕПАРАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

РД 39-0004-90

Издание ВНИИСПТнефти

450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати 27.04.90г.
Формат 90х60/16. Уч.-изд.л. 3,5. Тираж 300 экз.
Заказ 118
Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru