МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Государственный институт по проектированию
и исследовательским работам в нефтяной промышленности

"ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ"

УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ КОМПЛЕКСОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ

РД 39 – 1 – 159 – 79

1979

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель министра
нефтяной промышленности

_____ Э.М. Халимов

"__" _____ 1979г.

УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ КОМПЛЕКСОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ

РД 39-I-I59-79

1979г.

Руководящий документ

"Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов"

РД 39 - 1 - 159 - 79

Приказом Министерства нефтяной промышленности

от 6.04-79 г. № 199

Срок введения установлен с 01.06.79

Вводится взамен "Унифицированных технологических схем комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов" ВРМ-03-76

ВВЕДЕНИЕ

Унифицированные схемы являются результатом выполнения институтами "Гипровостокнефть" и "ВНИИСПТнефть" ряда базовых научно-исследовательских работ по обоснованию оптимальных мощностей объектов обустройства нефтедобывающей промышленности, определению параметрических рядов блочного автоматизированного оборудования, классификации нефтедобывающих предприятий с целью индустриализа-

ции их строительства, оптимизации технологических процессов комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды, анализу и обобщению последних достижений научных исследований и проектирования в области техники и технологии сбора и подготовки продукции скважин, выполненных институтами отрасли, а также опыта строительства и эксплуатации указанных комплексов в СССР и за рубежом.

Одним из основных технологических принципов унифицированных схем является совмещение в системе нефтегазосбора гидродинамических и физико-химических процессов с целью подготовки продукции скважин (нефть, газ и вода) для ее разделения на фазы в специальной аппаратуре центральных пунктов сбора и увеличения единичной производительности блочного оборудования.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие унифицированные технологические схемы являются обязательным руководящим материалом для всех организаций, занимающихся проектированием систем сбора и подготовки нефти, газа и воды, конструированием соответствующих видов блочного автоматизированного оборудования, средств и систем автоматизации, исследованием указанных технологических процессов, а также для нефтегазодобывающих предприятий.

Настоящие схемы обеспечивают унификацию технологических решений по сбору и подготовке продукции нефтяных скважин в различных условиях, с различными физико-химическими свойствами, определяют номенклатуру технологического блочного оборудования и требования к нему, а также должны являться базой компоновочных решений комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды.

1.2. Унифицированные схемы не распространяются на объекты обустройства газовых и газоконденсатных месторождений.

1.3. При проектировании объектов обустройства нефтедобывающих районов должны обеспечиваться:

а) полная герметизация процессов сбора и транспорта нефти, газа и воды;

б) требуемые кондиции товарной продукции.

1.4. В соответствии с требованием п.1.3 обустройство нефтедобывающих районов необходимо рассматривать

как единый технологический комплекс сооружений, включающий в себя объекты:

а) сбора и транспорта нефти, газа и воды;

б) проедварительного разделения продукции скважин:

в) подготовки нефти;

г) подготовки и утилизации пластовых и производственно-дождевых вод;

д) приема и учета товарной нефти;

е) приема и подготовки газа к транспорту.

1.5. Технологический подкомплекс сбора и транспорта нефти, газа и воды должен обеспечивать:

а) замер продукции скважин по нефти, воде и газу;

б) транспорт продукции скважин, в том числе, при необходимости, насосный. При этом следует предусматривать, как правило, бескомпрессорный транспорт газа первой ступени сепарации до УПС и ГПЗ.

в) учет суммарной добычи нефти, воды и газа по отдельным месторождениям и участкам крупных месторождений;

г) герметизацию сбора и транспорта нефти, газа и воды на всем пути движения продукции скважин;

д) использование нефтесборных трубопроводов для подготовки продукции скважин к дальнейшей ее обработке.

1.6. Технологический подкомплекс предварительного разделения продукции скважин должен обеспечивать:

а) подготовку потоков к расслоению перед поступлением в специальные аппараты;

б) качественную сепарацию газа от жидкости;

в) предварительное обезвоживание нефти, совмещенное с очисткой пластовой воды.

Указанный технологический подкомплекс должен размещаться, как правило, на центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦПС). В отдельных случаях, когда месторождение находится на значительном расстоянии от ЦПС, при соответствующем технико-экономическом обосновании допускается размещение всех сооружений или их части (узел сепарации и др.) на месторождении. При этом следует предусматривать, как правило, бескомпрессорный транспорт газа первой ступени сепарации нефтей до ЦПС и ГПЗ и при необходимости, его осушку.

1.7. Технологический комплекс сооружений подготовки нефти должен обеспечивать:

а) глубокое обезвоживание нефти;

б) обессоливание нефти (если это требуется по условиям сдачи товарной продукции);

в) утилизацию тепла товарной нефти с температурой ее подготовки выше 40°С при соответствующем обосновании;

г) утилизацию тепла, повторное использование реагента путем возврата дренажной воды в начало процесса с использованием ее в качестве гидрофильной среды для разрушения эмульсии;

д) прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную обработку;

е) в необходимых случаях снижение упругости паров товарной нефти.

Примечание. Степень подготовки нефти (обезвоживание, обессоливание, снижение упругости паров и другие процессы) принимаются в соответствии с требованиями ГОСТа 9965-76 и определяется при проектировании подкомплекса.

1.8. Технологический подкомплекс приема и учета товарной нефти должен обеспечивать:

а) поточное измерение количества товарной нефти (п. 4.38);

б) определение качества товарной нефти;

в) прием некондиционной и товарной нефти в случае нарушения процессов подготовки или транспорта;

г) возврат некондиционной нефти на повторную обработку или в имеющиеся резервуарные емкости.

1.9. Технологический подкомплекс сооружений подготовки газа к транспорту должен обеспечивать:

а) компримирование газов концевых и горячей ступеней сепарации, а также выделяющихся в аппаратах установок подготовки нефти (УПН)* до давления 1 ступени сепарации;

б) отбор из газов первой ступени и низкого давления (при необходимости) части углеводородов с целью полного исключения или снижения количества выпадающего в газопроводах углеводородного конденсата;

---

*Ниже именуются – "газы низкого давления".

в) утилизацию отобранных из газов жидких углеводородов;

г) осушку (при необходимости) газов и снижение температуры гидратообразования;

д) очистку газа от сероводорода и углекислого газа при подаче местным бытовым потребителям;

е) поточное измерение количества газа, направляемого потребителям.

1.10. Технологический подкомплекс сооружений очистки и подготовки сточных вод к использованию их в системе поддержания пластового давления должен обеспечивать:

а) очистку и доочистку пластовых вод, включая их дегазацию, а также очистку производственно-дождевых вод;

б) откачку подготовленных сточных вод в систему поддержания пластового давления (ППД);

в) сбор и перекачку уловленной нефти на УПН;

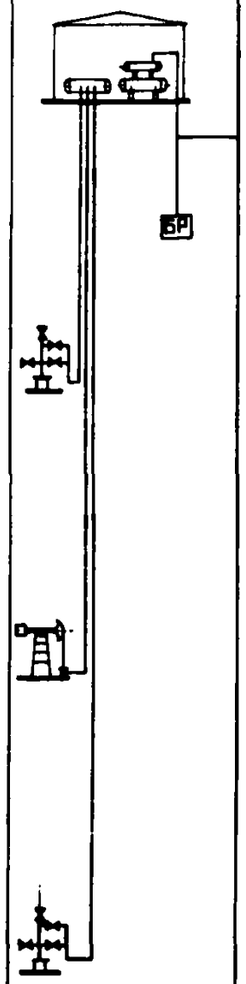
г) сбор, накопление или сжигание шлама;

д) подачу в пластовую воду, при необходимости, ингибиторов коррозии, солеобразования, бактерицидов и других реагентов;

е) замер расхода воды.

1.11. Унифицированная схема допускает применение иных технологических решений отдельных подпроцессов при обустройстве нефтегазодобывающих районов, обусловленных специфическими их условиями. В каждом конкретном случае эти решения должны обосновываться технологическими и экономическими расчетами.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Технологический комплекс сооружений на ЦПС

ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	ПОДГОТОВКА НЕФТИ				ПОДГОТОВКА ГАЗА	ПРИЕМ И УЧЕТ НЕФТИ	
СЕПАРАЦИЯ	ОБЕЗВОЖИВАНИЕ	ГЛУБОКОЕ ОБЕЗВОЖИВАНИЕ		ОБЕССОЛИВАНИЕ	ГОРЯЧАЯ СЕПАРАЦИЯ	К ТРАНСПОРТУ	ПРИЕМ	УЧЕТ

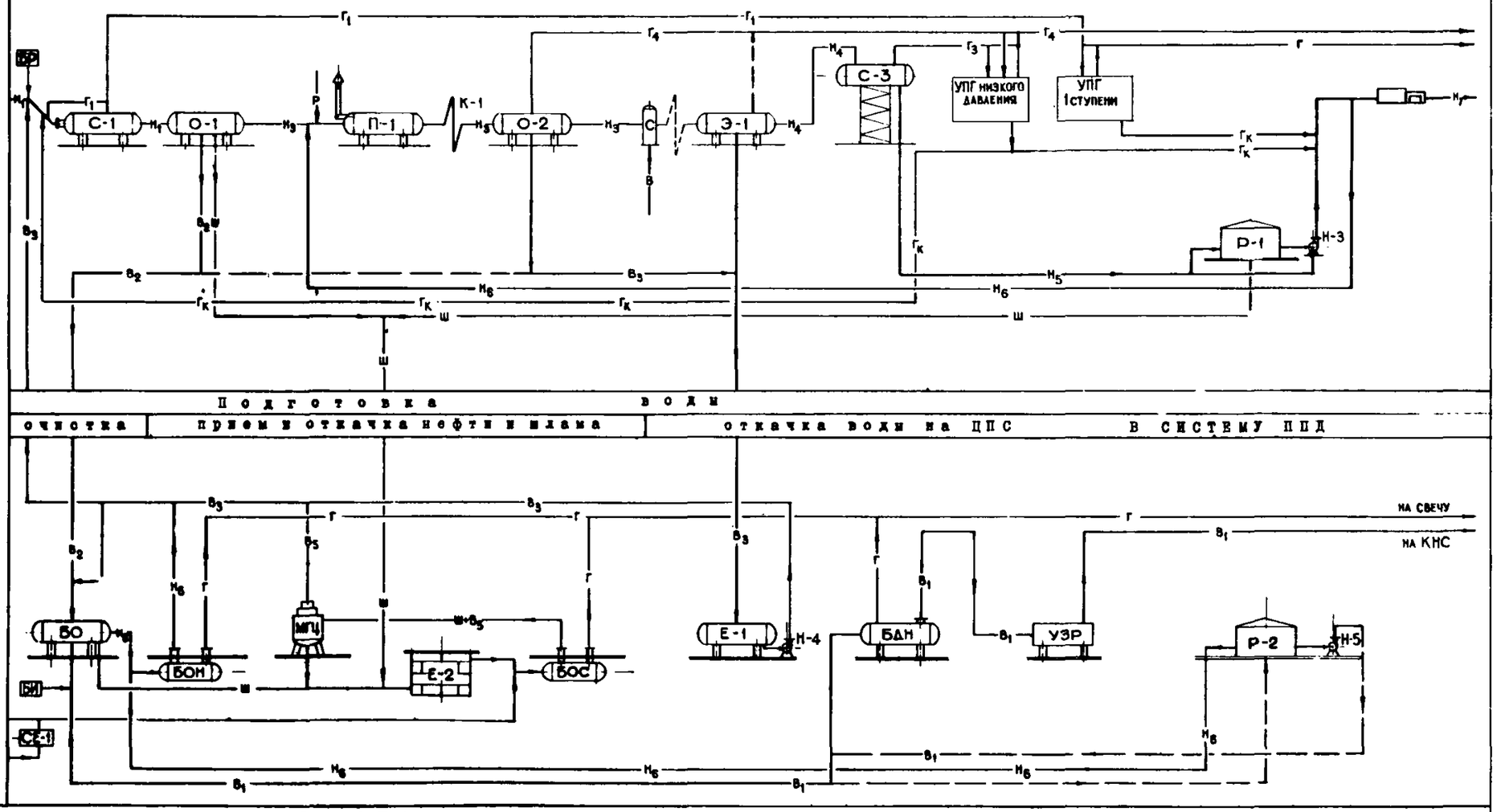


Рис. I. Унифицированная технологическая схема комплексов обустройства нефтедобывающего района

С-I – сепаратор I ступени сепарации
О-I – отстойник предварительного обезвоживания
П-I – печь
К-I – каплеобразователь
О-2 – отстойник глубокого обезвоживания
С – смеситель
Э-I – электродегидратор
С-3 – сепаратор горячей сепарации
Р-I – резервуар для приема нефти
СБ-I – септик
БО – блок очистки
БОН – блок приема и откачки уловленной нефти
МГЦ – мультигидроциклон
Е-2 – емкость-шламонакопитель
БОС – блок приема и откачки стоков
Е-I – буферная емкость для возвратной воды
БДН – блок дегазатора с насосом
УЗР – узел замера расхода воды
Р-2 – резервуар пластовой воды
БР – блок дозировки химреагента
БИ – блок ингибитора
Н-3 – насос для откачки нефти из резервуаров
Н-4 – насос откачки возвратной воды
Н-5 – насос откачки чистой воды

1.12. Рекомендуемая унифицированная технологическая схема комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды (рис. 1 и 2) отвечает условиям разработки основных нефтяных месторождений и соответствует физико-химическим свойствам добываемой продукции.

Сочетание подпроцессов указанных подкомплексов и их технологические схемы обеспечат получение продукции требуемого качества.

1.13. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтегазодобывающего района должны периодически уточняться и дополняться (не реже одного раза в 5 лет), а отдельные процессы и подпроцессы - совершенствоваться с учетом достижений науки и техники.

2. УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ КОМПЛЕКСОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ

2.1. Унифицированные технологические схемы (рис.1) должны применяться при обустройстве как нефтедобывающих районов в целом (с центральным пунктом сбора - ЦПС), так и отдельных месторождений.

Примечание. ЦПС представляет собой комплекс сооружений, обеспечивающих последовательное проведение непрерывных взаимозависимых технологических процессов подготовки нефти, газа и воды.

2.2. Основной вариант унифицированной схемы комплекса нефтедобывающего района (рис.1) включает следующие сооружения:

- на месторождении: выкидные линии, замерные установки, при необходимости - дозаторы реагента, нефтегазосборные коллекторы;

- на ЦПС: сепарационные блоки первой и последующих ступеней сепарации нефти, блоки сброса воды, блоки подготовки нефти и газа, очистки (доочистки) воды, товарного учета нефти, газа и воды, вспомогательные сооружения и инженерные коммуникации.

2.3. Подача продукции скважин на ЦПС и через все технологические блоки осуществляется, как правило, без применения насосов за счет энергетических возможностей продуктивных пластов месторождений или установок механизированной добычи нефти и имеет следующие характерные особенности:

2.3.1. Для предварительной подготовки продукции скважин к рассмотрению в системе нефтегазосбора следует предусматривать возможность подачи реагента-деэмульгатора. Место подачи реагента устанавливается проектом.

2.3.2. На ЦПС перед сепараторами 1 ступени (С-1) следует предусматривать:

- устройство для разделения газа и нефти перед сепаратором С-1;

– подачу реагента-деэмульгатора и воды от аппаратов глубокого обезвоживания (О-2) и обессоливания (Э-1). Место подачи воды устанавливается проектом.

Примечание. При соответствующем технико-экономическом обосновании может предусматриваться частичный возврат воды после предварительного обезвоживания в любой из подпроцессов технологического комплекса ЦПС.

В унифицированной схеме функциональные блоки подготовки нефти и основные технологические коммуникации ЦПС должны рассматриваться как единая система, в которой осуществляются технологические процессы.

2.3.4. Процесс предварительного обезвоживания нефти должен обеспечивать качество сбрасываемой воды, необходимое для ее использования в системе поддержания пластового давления (ППД).

2.3.5. Для выполнения требования п. 2.3.4. должна применяться технология совместной подготовки нефти и воды с учетом подготовки продукции скважин к расслоению и очистки дренажной воды на концевых (расчетных) участках систем нефтегазосброса и необходимости отвода промежуточного слоя из отстойников (О-1).

2.3.6. Для интенсификации процесса глубокого обезвоживания и увеличения производительности отстойников (О-2) возможно использование каплеобразователя (К-1).

2.3.7. Для осуществления процесса обессоливания на выходе из отстойника (О-2) в обезвоженную нефть, через

смесительное устройство, должна, как правило, подаваться пресная вода (3-5% от объема обрабатываемой нефти) и при необходимости, реагент-деэмульгатор.

2.3.8. Окончательное обессоливание нефти производится в электродегидраторах промышленной частоты (Э-1), либо в отстойных аппаратах, оснащенных в отдельных случаях каплеобразователями.

2.3.9. Все аппараты установки для подготовки нефти (глубокое обезвоживание и обессоливание) по основному варианту схемы (рис.1) должны работать с отбором газа, выделяющегося из нефти при нагреве и снижении давления.

2.3.10. Окончательное разгазирование обезвоженной и обессоленной нефти должно проводиться в концевых сепараторах (С-3).

2.3.11. Нефть, прошедшая цикл подготовки, минуя резервуар (Р-1), работающий как компенсатор потока, должна поступать на прием насосов (Н-3).

2.3.12 От насосов (Н-3):

- кондиционная нефть направляется на узел учета товарной нефти;

- некондиционная нефть, при необходимости, возвращается на установку подготовки нефти.

2.4. Блоки предварительного обезвоживания нефти вводятся в эксплуатацию, как правило: при обводненности поступающей продукции не менее 15-20%.

2.5. Сточные воды ЦПС в течение всего периода работы его объектов должны быть использованы в системе поддержания пластового давления.

2.6. Производственно-дождевые сточные воды предварительно обрабатываются отдельно (п.2.8.3) от пластовых вод.

2.7. В соответствии с п. 2.4 при обводненности нефти менее 15-20% необходимо предусматривать очистку всех стоков в блоке очистки воды(БО). При обводненности нефти свыше 20% требуемое качество воды обеспечивается применением технологии совместной подготовки нефти и воды,как правило, без расширения блоков очистки воды (БО).

2.8. В соответствии с п.п.2.5-2.7 на объектах очистки подготовки воды должны предусматриваться следующие вспомогательные процессы (см. рис.1).

2.8.1. Сбор, дегазация, замер и подача в систему поддержания пластового давления подготовленной сточной воды.

2.8.2. Прием нефти, уловленной во всех аппаратах блоков очистки воды и откачка ее на блоки подготовки нефти.

2.8.3. Сбор производственно-дождевых стоков вод в блок приема и откачки стоков (БОС), подачу на очистку их в мультигидроциклон (МГЦ), после которого осветленная и обескислороженная вода направляется в блок приема и откачки (БОН) для перекачки ее совместно с уловленной нефтью в голову процесса перед С-1.

2.8.4. Сбор и накопление шлама с МГЦ и дренаж осадка из других аппаратов блоков подготовки нефти и воды в шламонакопители (Е-2).

2.8.5. Хранение кондиционной воды в резервуаре Р-2 при аварийных и профилактических ремонтных работах в системе поддержания пластового давления, а также откачка ее насосом Н-5 в блок БДН и после узла применения (УЗР) на кустовые насосные станции.

2.8.6. Введение в воду в необходимых случаях реагентов (ингибиторов коррозии и солеобразования, бактерицидов, аммиака и др.). Место ввода их устанавливается проектом.

2.9. Трубопроводная обвязка аппаратов и инженерные сети блоков подготовки воды должны обеспечивать сбор, обработку и откачку сточных вод в систему поддержания пластового давления при максимальном объеме их в расчетном периоде.

2.10. При расположении ЦПС и ГПЗ на одной площадке газы первой ступени сепарации и газы низкого давления, как правило, должны подаваться на ГПЗ раздельно без подготовки.

2.11. При расположении ЦПС и ГПЗ на разных площадках газы первой ступени сепарации должны подаваться на ГПЗ, как правило, бескомпрессорным способом. Подготовка к транспорту газов первой ступени сепарации и низкого давления должна при этом производиться по унифицированным технологическим схемам (рис.2), имеющим

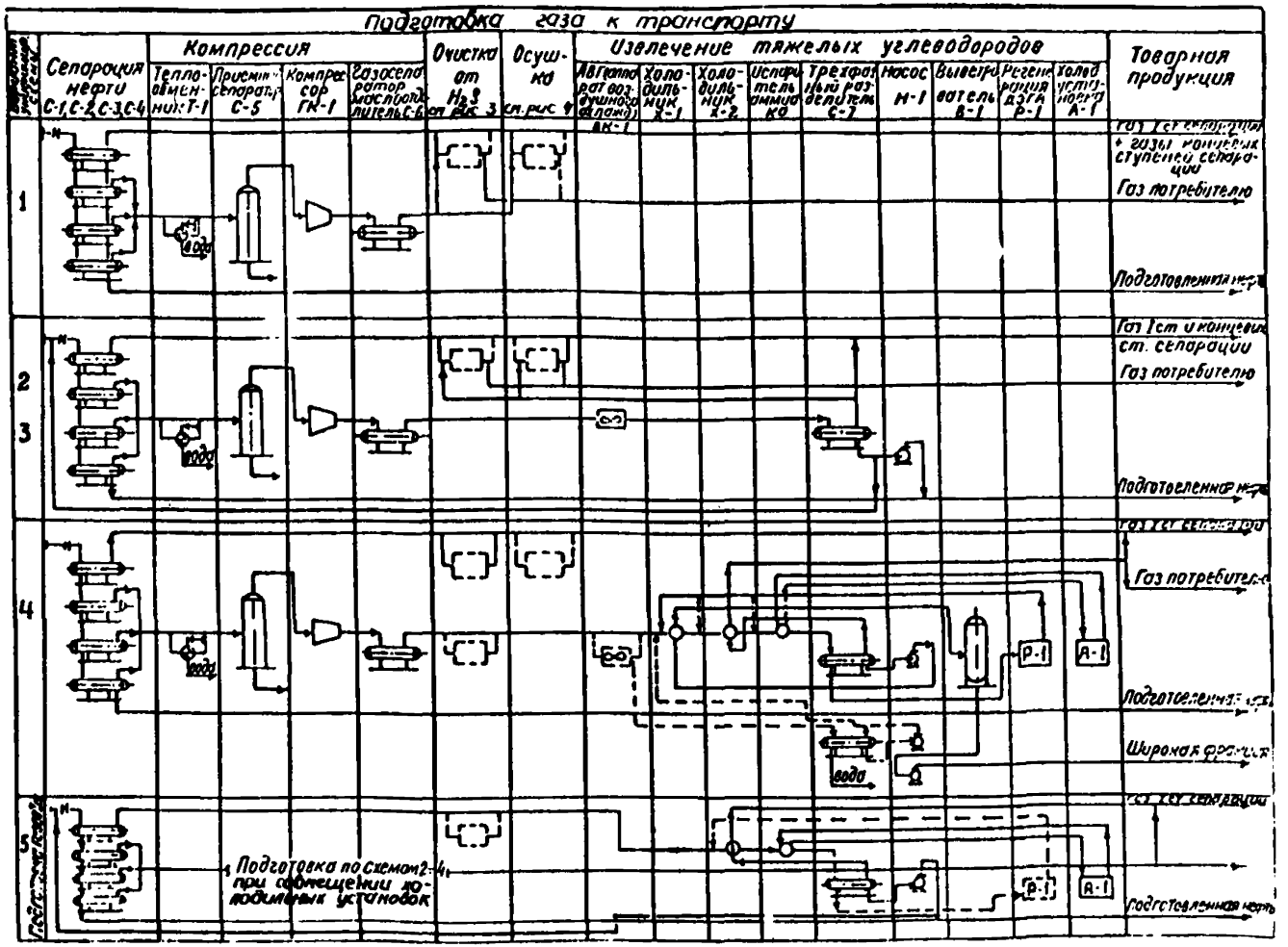


Рис. 2. Структурные (унифицированные) технологические схемы установок подготовки газа

следующие характерные особенности:

2.11.1. Подготовка газов первой ступени сепарации должна производиться отдельно от газов низкого давления.

2.11.2. Газы низкого давления во всех схемах должны компримироваться до давления 1 ступени сепарации.

2.11.3. По схеме 1 (рис.2) газы низкого давления после компримирования, как правило, смешиваются с газами первой ступени сепарации нефти и транспортируются до ГПЗ в виде газоконденсатного потока. Газы первой ступени сепарации нефти транспортируются бескомпрессорным способом.

2.11.4. По схемам 2 и 3 (рис.2) газы низкого давления после компримирования охлаждаются в воздушных холодильниках (ВХ-1), после чего из них выделяется в трехфазном разделителе (С-7) конденсат. Последний должен подаваться под собственным давлением в нефть перед первой ступенью сепарации и насосом (Н-1 - рис.2) в подготовленную нефть на выкид насоса Н-3 (рис.1).

Газ из трехфазного разделителя (С-7) подается, как правило, на смешение с газами первой ступени сепарации нефти, после чего осуществляется совместный их транспорт до ГПЗ в виде газоконденсатного потока. Газы первой ступени сепарации нефти транспортируются бескомпрессорным способом.

2.11.5. По схеме 4 (рис.2) газы низкого давления подготавливаются методом низкотемпературной конденсации (НГК). Подготовленный к транспорту газ направляется

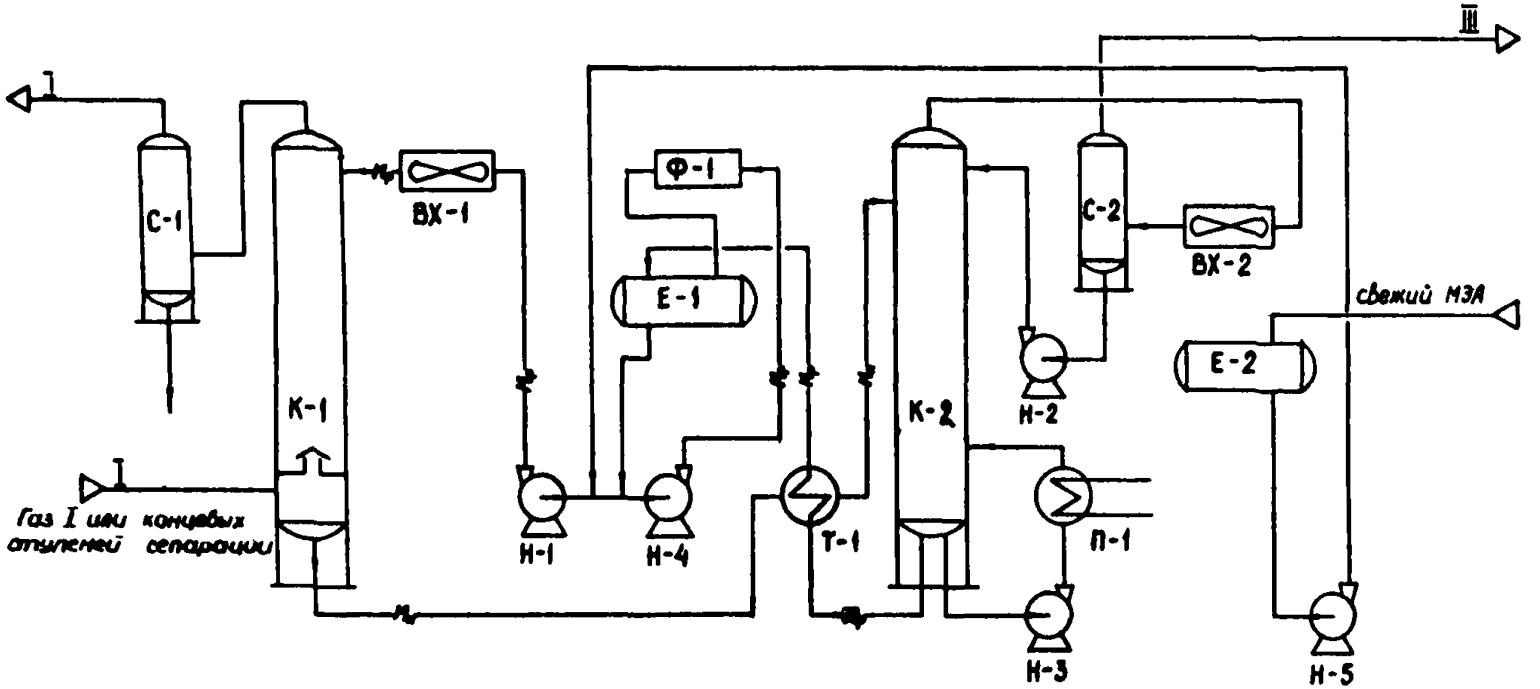


Рис. 3. Технологическая схема установки очистки газа от сероводорода и CO_2 аминами.

I – Вход сырого газа, II – Выход очищенного газа, III – кислые газы, К-1-абсорбер, К-2-десорбер, С-1-скруббер, С-2-сборник орошения, Е-1-емкость регенерированного раствора, Е-2-короб для распарки, П-1-подогреватель, Т-1-теплообменник абсорбента, ВХ-1-холодильник регенерированного раствора, ВХ-2-холодильник-конденсатор кислых газов, Н-1-насос подачи регенерированного раствора в абсорбер, Н-2-насос подачи орошения в десорбер, Н-3-насос циркуляции кубовой жидкости десорбера, Н-4-насос прокачки раствора через фильтр, Н-5- насос подачи свежего раствора, Ф-1-фильтр листовой горизонтальный.

совместно с газом первой ступени сепарации или самостоятельно на ГПЗ или на собственные нужды ЦПС. Полученная широкая фракция углеводородов по специальному продуктопроводу подается на ГПЗ на переработку.

2.11.6. По схеме 5 (рис.2) газ первой ступени сепарации подготавливается методом НТК. Выделившийся конденсат подается насосом (Н-1) в товарную нефть. Газы низкого давления в этом случае подготавливаются по одной из схем 2-4. Подготовленные газы 1 ступени и низкого давления в смеси или раздельно (см.§ 4.21-4.28) подаются на ГПЗ для переработки.

2.11.7. При подаче газа непосредственно с ЦПС местным потребителям при необходимости следует производить его очистку по схеме, приведенной на рис.3. В других случаях потребность в очистке газа определяется при проектировании.

2.11.8. Подготовка газа в соответствии с данными унифицированными схемами предусматривает (при необходимости) осушку газа впрыском гликолей в теплообменную аппаратуру УПГ (в схемах 4, 5 см. рис.2) или по схеме, приведенной на рис.4.

3. ВАРИАНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПРОЦЕССОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

3.1. Допускается применение измененных технологических схем отдельных подпроцессов сбора и подготовки

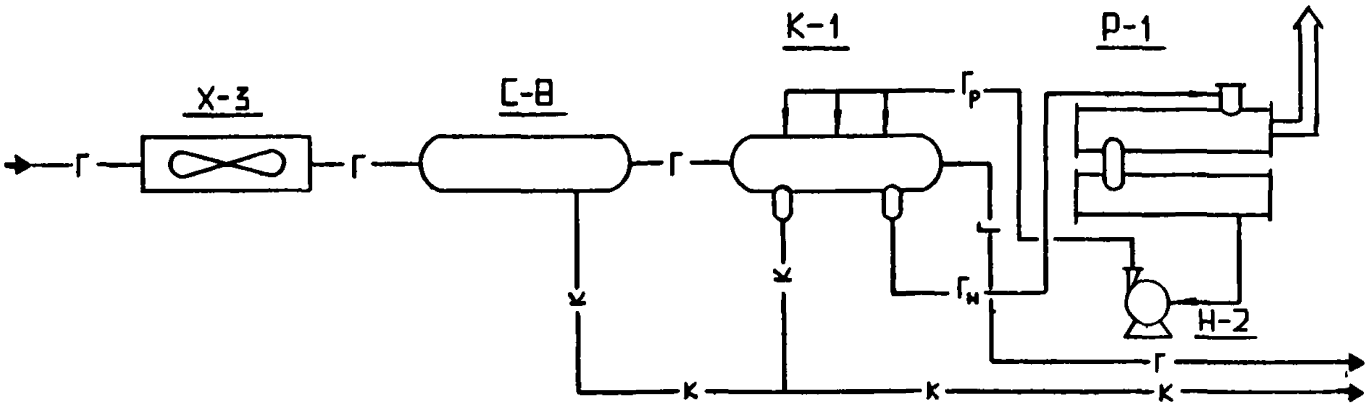


Рис. 4. Технологическая схема установки осушки нефтяного газа

Х-3	Холодильник газа	Р-1	Блок регенерации
С-8	Сепаратор газа	Н-2	Насос регенерированного раствора
К-1	Абсорбер		

РД 39-1-159-79 стр. 21

нефти, газа и воды, в которых учитываются особые условия нефтедобывающих районов, энергетические возможности месторождений, физико-химические свойства продукции скважин и др.

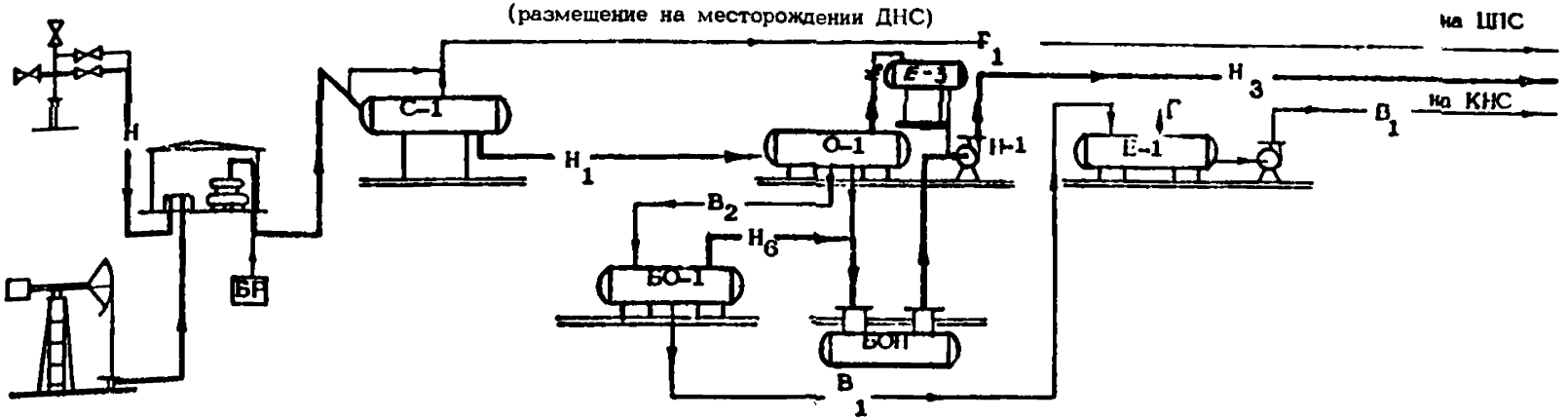
3.2. В комплексе сооружений на месторождении допускается применение насосного транспорта нефти в газонасыщенном состоянии и бескомпрессорного транспорта газа 1 ступени на ЦПС. В этом случае комплекс может иметь следующие варианты технологических схем (рис.5).

Вариант 1, предусматривающий размещение на месторождении дожимной насосной станции (ДНС) с блоком предварительного обезвоживания нефти. При этом процесс предварительного обезвоживания продукции скважин должен проводиться при давлении 1 ступени сепарации в отстойниках (О-1) при температурах, обеспечивающих химическое деэмульгирование нефтяных эмульсий. В процессе предварительного обезвоживания нефти должно обеспечиваться получение сточной воды с качеством, которое удовлетворяет требованиям при закачке сточной воды в трещинно-поровые коллекторы.

При использовании сточных вод для заводнения коллекторов других типов отделившаяся в отстойниках (О-1) вода должна подвергаться доочистке в отстойниках (БО) и разгазированию (Е-1), а затем откачиваться в систему поддержания пластового давления.

Загрязненный нефтеэмульсионный слой из отстойника (О-1) и уловленная в отстойниках (БО) нефть направляется

Вариант 1
(размещение на месторождении ДНС)



Вариант 2
(размещение на месторождении СУН)

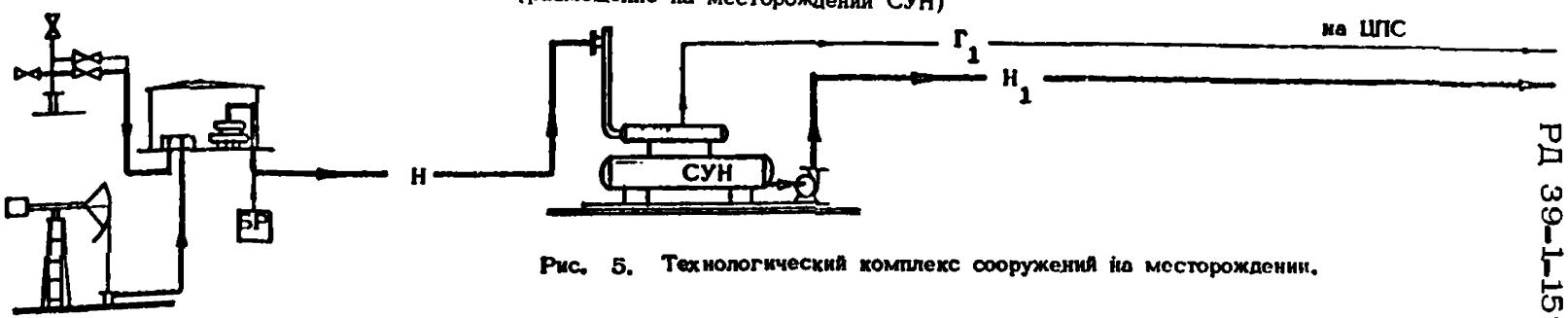


Рис. 5. Технологический комплекс сооружений на месторождении.

С-1 – Сепаратор 1 ступени сепарации
О-1 – Отстойник предварительного обезвоживания
БО-1 – Блок очистки пластовой воды
БОН – Блок приема и откачки уловленной нефти
Е-1 – Емкость-дегазатор
Н-1 – Насос сырой нефти
СУН – Блочная сепарационная установка с насосной откачкой
ДНС – Дожимная нефтенасосная станция
Е-3 – Емкость

в емкость (БОН), из которой откачивается на прием насоса Н-1 и вместе с предварительно обезвоженной нефтью транспортируется на ЦПС.

Вариант 2, предусматривающий размещение на месторождении сепарационной установки с насосной откачкой нефти.

3.2.1. В комплексе сооружений на месторождении, при необходимости, следует предусматривать установку осушки газа (рис.4) или подачу в газ ингибиторов коррозии и гидратообразования. Рациональность применения указанных методов определяется в каждом конкретном случае на основе технико-экономического обоснования.

3.3. По основным процессам технологического комплекса ЦПС в зависимости от конкретных условий нефтедобывающих районов следует применять следующие варианты технологических схем.

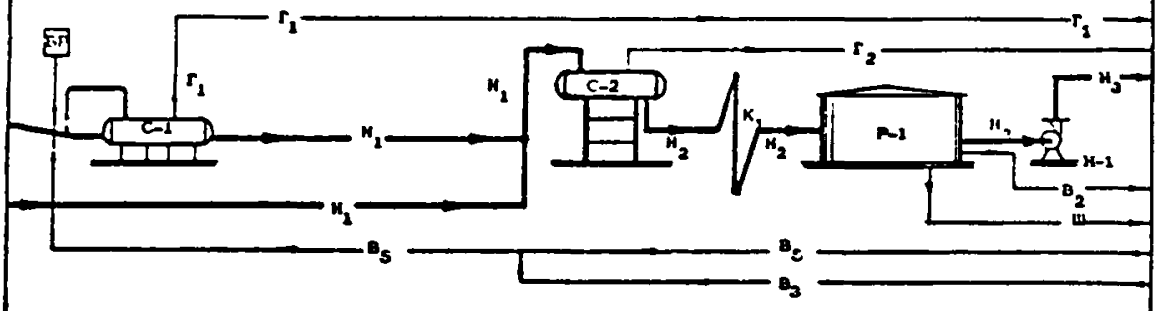
3.3.1. По процессу предварительного обезвоживания нефти (рис.6):

- Вариант 1, предусматривающий подачу в продукцию скважин реагента-деэмульгатора и воды, возвращаемой с блоков подготовки нефти ($В_3$) и блоков подготовки воды ($В_5$). При необходимости, для поддержания температурного режима процесса разделения продукции скважин может предусматриваться возврат части воды с подпроцесса предварительного обезвоживания ($В_2$).

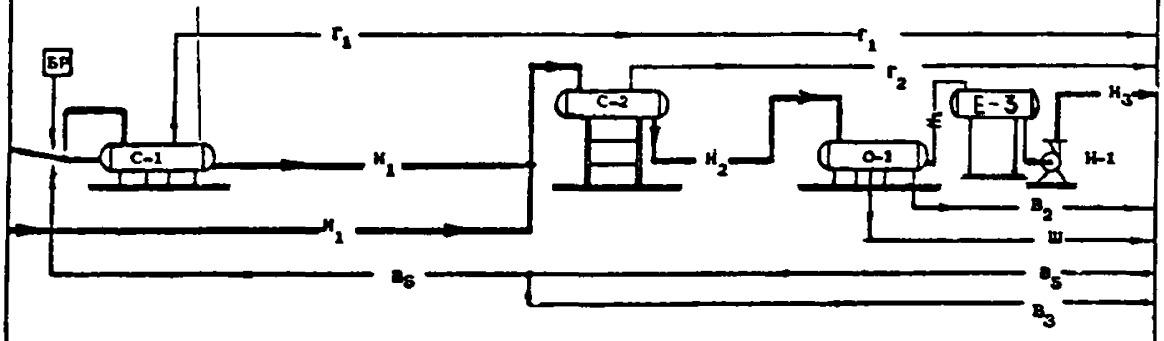
Продукция скважин проходит ступенчатую сепарацию газа от нефти, при этом достигается интенсивное перемешивание горячей воды, реагента и эмульсии.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН	
СЕПАРАЦИЯ	ОБЕЗВОЖИВАНИЕ

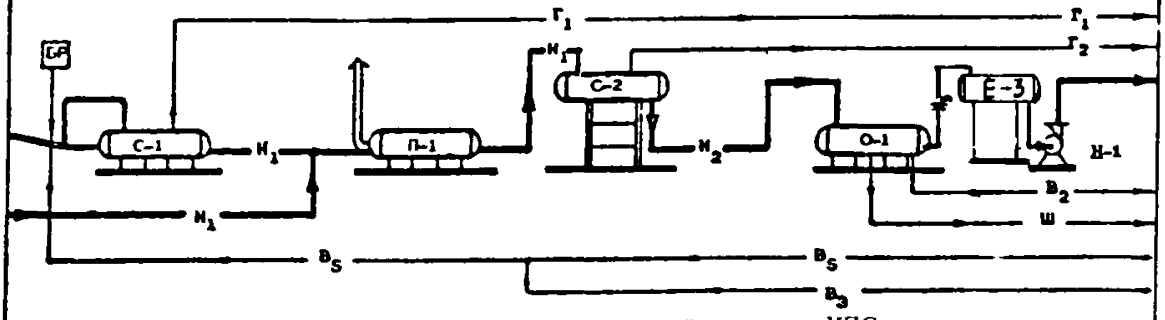
Вариант 1



Вариант 2



Вариант 3



Р и с. 6. Технологический комплекс ЦПС
(Предварительное распределение продукции скважин)

С-1 – Сепаратор I ступени сепарации
С-2 – Сепаратор II ступени сепарации
-1 – Сырьевой резервуар
Н-1 – Насос сырой нефти
О-1 – Отстойник
К-1 – Каплеобразователь
П-1 – Печь
Е-3 – Емкость

В сепараторе С-2 производится разгазирование нефти до давления, минимально необходимого для подачи газа на компрессорную станцию установки подготовки газа. Из сепаратора С-2 жидкость за счет геодезической высоты сепарационной установки поступает в сырьевой резервуар, предварительно пройдя каплеобразователь, в котором происходит укрупнение глобул воды и подготовка эмульсии к расслоению. В сырьевом резервуаре осуществляется предварительный отстой и сброс основного количества пластовой воды (из нижней части резервуара). Нефть из верхней части резервуара подается на прием сырьевых насосов.

- Вариант 2, технологическая схема которого аналогична схеме варианта 1, только в ней исключен каплеобразователь и вместо Р-1 (типа РВС) применен отстойник (О-1), работающий под давлением.

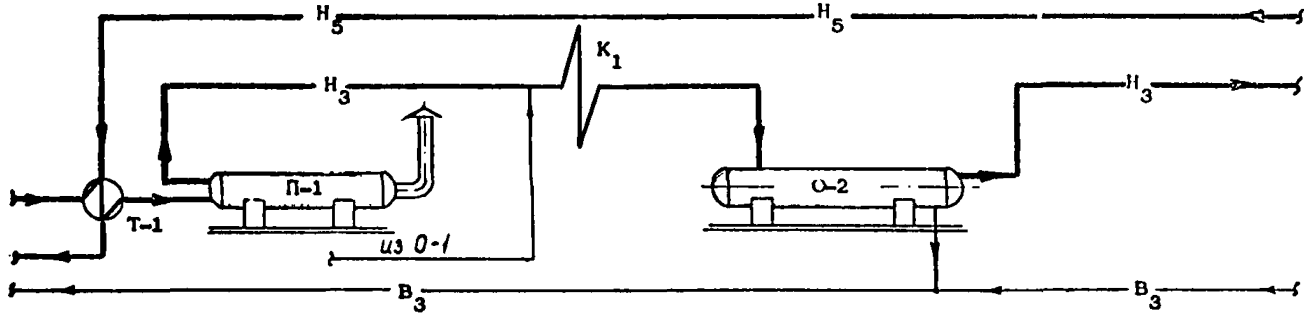
- Вариант 3, технологической схемой которого предусматривается применение печей (П-1) для подогрева продукции скважин перед проведением предварительного обезвоживания нефти.

3.3.2. По процессу подготовки нефти:

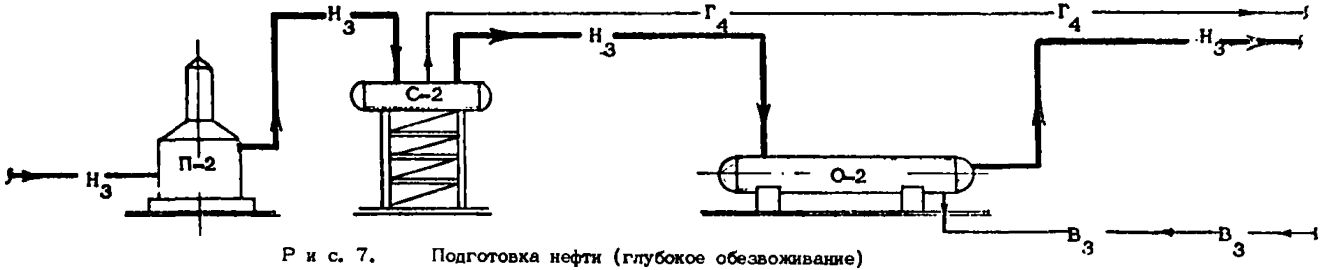
Глубокое обезвоживание (рис.7).

- Вариант 1, обеспечивающий утилизацию тепла товарной нефти при проведении процесса подготовки ее при температуре выше +40°С за счет подогрева сырой нефти в теплообменнике Т-1.

Вариант 1



Вариант 2



Р и с. 7. Подготовка нефти (глубокое обезвоживание)

П – 1 – Подогреватель
П – 2 – Печь трубчатая
К – 1 – Каплеобразователь
О – 2 – Отстойник глубокого обезвоживания
С – 2 – Сепаратор II ступени сепарации
Т – 1 – Теплообменник

- Вариант 2, предусматривающий отделение газа, выделившегося из нефти при ее нагреве, в сепараторе С-2 перед подачей ее в отстойники глубокого обезвоживания О-2.

Допускается также при соответствующем обосновании подача отделившейся пластовой воды из отстойников О-1 на вторую ступень перед каплеобразователем (см.рис.7 вариант 1).

Обессоливание (рис.8)

Применение термохимического метода для обессоливания нефти до товарной кондиции (с подачей пресной воды).

Горячая сепарация (рис. 9)

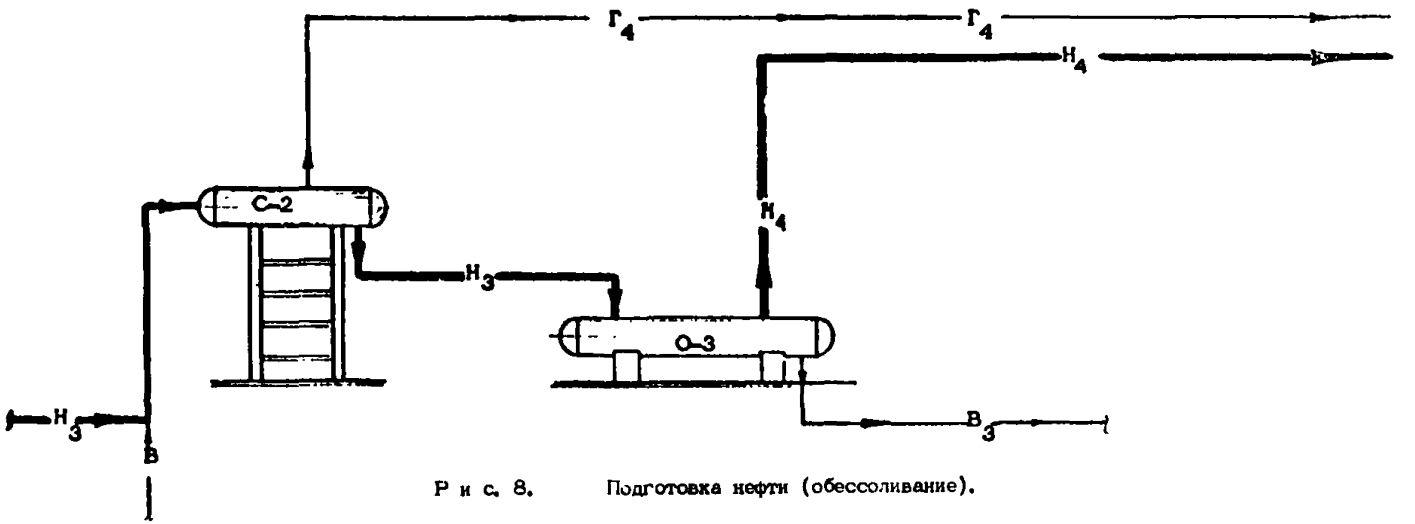
- Вариант 1, предусматривающий отбор газа компрессорами (КС) и использование тепла товарной нефти за счет подачи ее на теплообменники насосами Н-2.

- Вариант 2, аналогичный варианту 1, но без использования тепла подготовленной нефти.

3.3.3. По процессу подготовки газа:

Транспорт газа от ЦПС до ГПЗ, как правило, должен осуществляться бескомпрессорным способом.

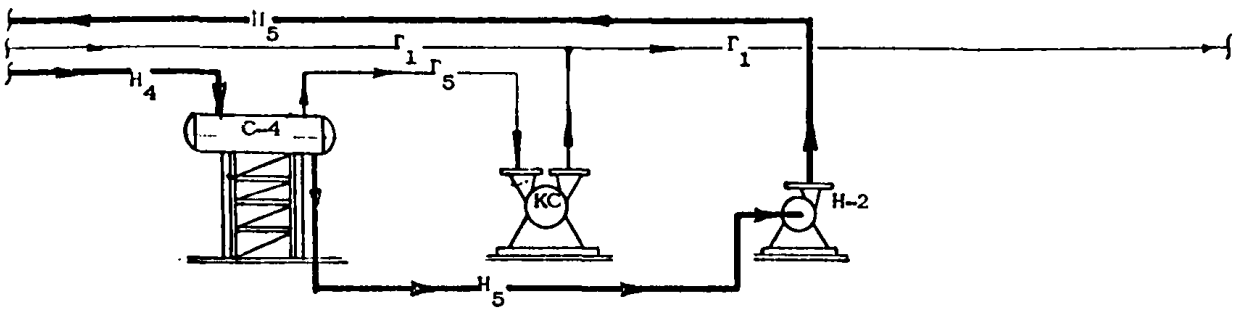
При значительных расстояниях от ЦПС до ГПЗ и других условиях может возникнуть необходимость транспорта газа 1 ступени при давлениях, превышающих давление сепарации (компрессорный транспорт). При этом газ может транспортироваться в зависимости от рельефа местности и других особенностей района двумя способами:



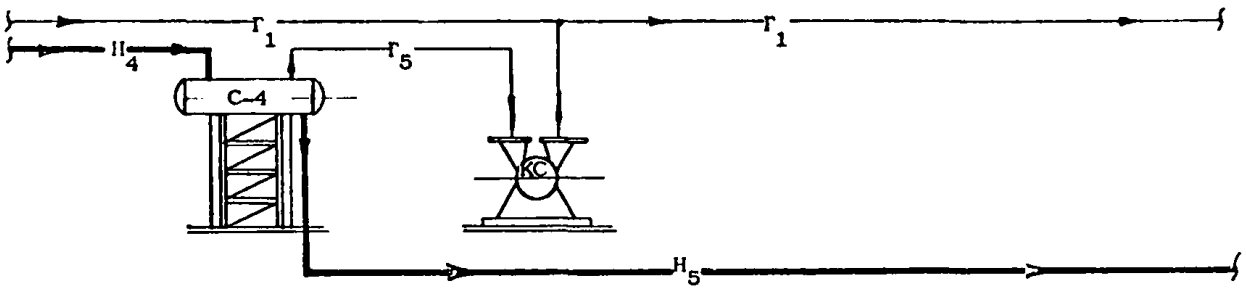
Р и с. 8. Подготовка нефти (обессоливание).

С – 2 – Сепаратор II ступени сепарации
О – 3 – Отстойник II ступени

Вариант 1



Вариант 2



Р и с. 9. Подготовка нефти (горячая сепарация)

С – 4 – Сепаратор горячей сепарации

КС – Компрессорная станция

Н – 2 – Насос подачи горячей нефти.

- в виде газоконденсатного потока;

- в виде газового потока с подготовкой газа на ЦПС методом низкотемпературной конденсации при давлении транспортирования (технологическая схема 5 см. рис.2). Применение компрессорного транспорта газов первой ступени должно обессоливаться технико-экономическими расчетами.

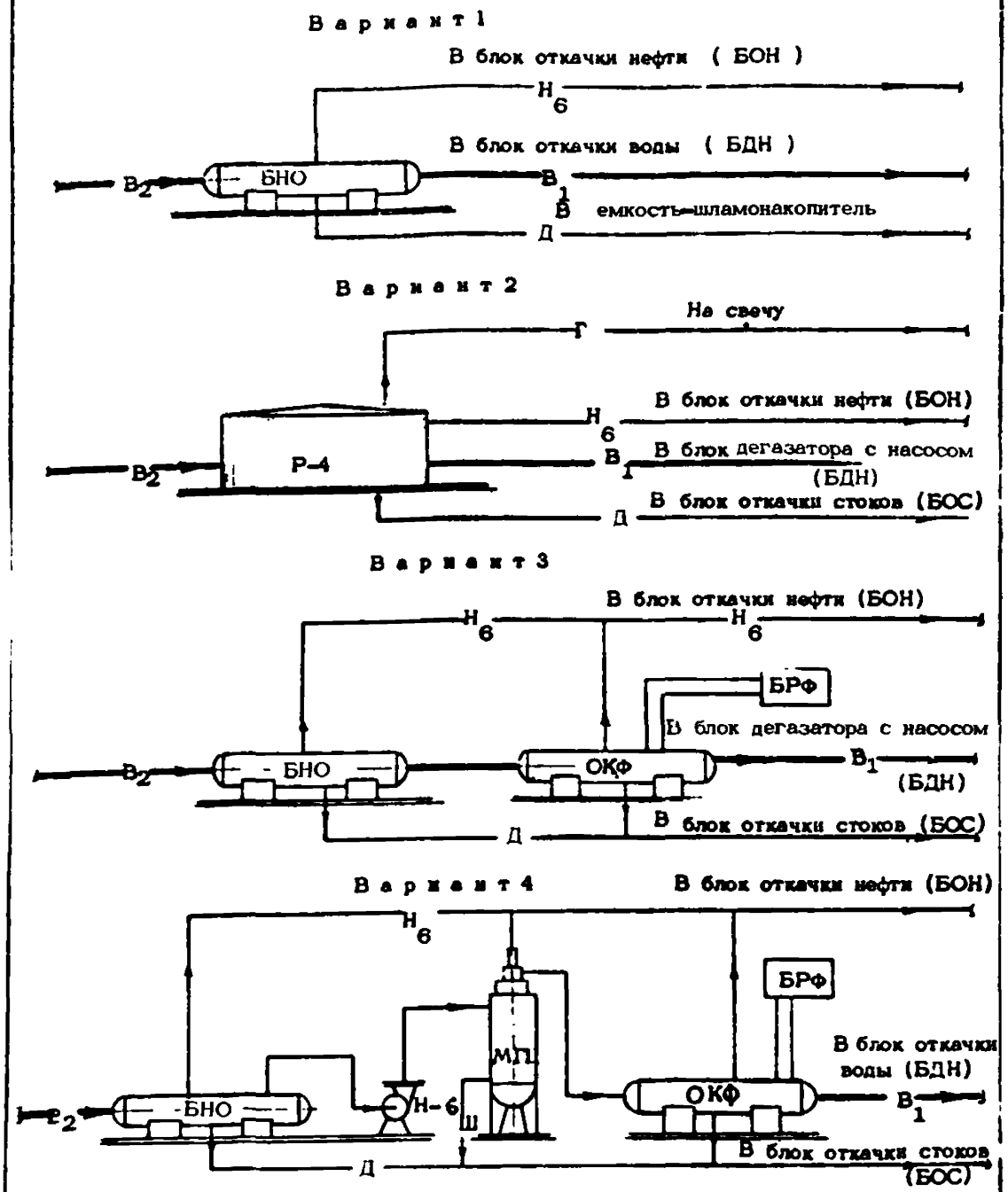
3.4. Варианты технологических схем подготовки пластовых вод приводятся только для процессов их очистки (рис.10 и 11).

3.4.1. Как правило, в качестве основного варианта процесса очистки принимается технологическая схема, основанная на отстойном принципе, с использованием отстойников, работающих под давлением (вариант 1).

3.4.2. При значительных объемах добычи пластовых вод (более 10 тыс.$м^3$/сут) при их очистке должны применяться вертикальные стальные резервуары (вариант 2).

3.4.3. При необходимости повышения качества очистки сточных вод могут использоваться различные аппараты, устройства и элементы: коалесцирующий фильтр, мультигидроциклон и др. (варианты 3 и 4).

3.4.4. Для интенсификации очистки и повышения качества очищенных пластовых вод может применяться флотация как с использованием газа, растворенного в пластовых водах (вариант 5), так и с дополнительной подачей нефтяного газа с одной из ступеней сепарации процесса предварительного разделения продукции скважин.



Р и с. 10. Подготовка воды (очистка)

БНО – блок напорных отстойников

ОКФ – блок напорных отстойников с коалесцирующим фильтром

Р-4 – резервуар-отстойник с гидрофобным фильтром

МГЦ – мультигидроциклон

Н-6 – насос для подачи загрязненных стоков на мультигидроциклон

БРФ – блок регенерации фильтра

В а р и а н т 5

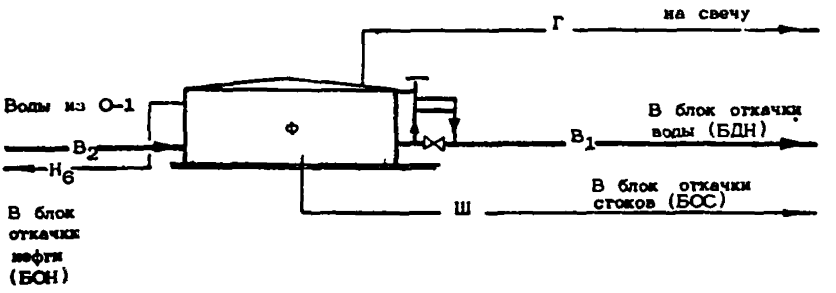


РИС. 11. УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ ВОДЫ (ОЧИСТКА)

Ф – флотатор

Примечание: Флотатор (Ф) может быть предусмотрен любой конструкции.

4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ВАРИАНТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПРОЦЕССОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Общие рекомендации

4.1. Технологические схемы процессов сбора и подготовки продукции скважин должны рассматриваться с учетом обустройства нефтедобывающего района в целом.

4.2. Выбор сочетаний подпроцессов комплексов обустройства нефтедобывающего района и технологических схем следует обосновывать технико-экономическими расчетами.

4.3. Оптимальное сочетание подпроцессов всех технологических подкомплексов обустройства нефтедобывающего района должно обеспечивать получение продукции требуемого качества при минимальных приведенных затратах на ее добычу, сбор и подготовку.

4.4. В соответствии с требованиями п.п. 4.1-4.3 в нефтедобывающем районе следует предусматривать, как правило, один центральный пункт сбора.

4.5. При наличии нескольких направлений магистрального транспорта нефти или уникальных месторождений при соответствующем технико-экономическом обосновании допускается размещение в нефтедобывающем районе двух или более ЦПС.

Примечание. Для уникальных месторождений (типа Самотлорского, Ромашкинского и др.) один ЦПС может предусматриваться на группу площадей разработки.

4.6. Центральный пункт сбора следует размещать, как правило, на базовом месторождении (добыча нефти которого составляет 40% и более от общей добычи района в период его максимального развития) независимо от направления магистрального транспорта нефти. При отсутствии в районе базового месторождения ЦПС следует размещать на месторождении, ближайшем к начальной точке магистрального нефтепровода.

4.7. ЦПС и газоперерабатывающий завод следует располагать, как правило, на одной площадке.

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОТДЕЛЬНЫМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПОДКОМПЛЕКСАМ

5.1. СБОР И ТРАНСПОРТ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

5.1.1. При выборе технологической схемы следует учитывать:

- физико-химические свойства нефти, газа и водонефтяной эмульсии;
- энергетические возможности месторождения в основной период его разработки;
- способ эксплуатации скважин;
- рельеф местности, характеризуемый суммой геодезических подъемов на один километр трассы (параметром Σh).

5.1.2. По принятому в технологической схеме разработки месторождения давлению на устье эксплуатационных скважин и параметрам, указанным в п.4.8 в первом приближении

определяется возможное расстояние однотрубного транспорта (таблица 1).

5.1.3. Окончательное решение о возможности применения технологического комплекса сооружений на месторождении с однотрубным транспортом продукции скважин до ЦПС принимается на основе технико-экономического расчета в соответствии с характеристикой и размещением других месторождений нефтедобывающего района.

5.1.4. При расстояниях от месторождения до ЦПС, превышающих указанные в табл.1, следует принимать технологическую схему с транспортом нефти в газонасыщенном состоянии в соответствии с п.3.2 (рис.5 варианты 1 и 2).

5.1.5. Для месторождений с добычей нефти 15-20% от общей добычи нефтедобывающего района или отдельных участков уникальных месторождений, разрабатываемых с поддержанием пластового давления и расположенных на расстоянии большем, чем определенное в соответствии с табл.1, следует принимать технологическую схему с применением дожимных насосных станций и блоков предварительного обезвоживания продукции скважин (см. рис.5 вариант 1).

Таблица 1

Допустимые расчетные пределы однотрубного транспорта
в зависимости от рельефа трасс трубопроводов и вязкости продукции

Объемы транспорта продукции, тыс.т. в год	Давление в начале трубопровода, кгс/см^2	Внутрен. диаметр трубопровода, м	Вязкость продукции скважин (нефть,газа,вода), сСт								
			10			80			200		
			Сумма подъемов трассы трубопровода, м/км (Σh)								
			15	30	40	15	30	40	15	30	40
			Допустимые расчетные расстояния однотрубного транспорта, км								
100		0,255	21,6	11,8	8,3	20,0	11,5	8,2	17,3	10,3	7,3
300	15	0,357	21,0	11,6	8,2	19,4	11,3	8,0	18,0	10,6	7,4
1000		0,509	19,7	11,3	8,1	17,9	10,8	7,8	16,3	10,0	7,2
100		0,255	36,7	19,6	14,6	34,0	19,0	14,3	29,1	17,0	12,5
300	20	0,357	35,7	19,4	14,5	33,3	18,7	14,1	30,0	17,4	12,7
1000		0,509	33,7	18,9	14,2	30,6	18,0	13,7	27,8	16,7	12,4
100	30	0,255	70,0	38,1	33,8	63,8	37,4	32,0	54,6	31,7	25,0
300		0,357	66,3	37,9	33,5	64,8	37,0	32,3	56,4	32,6	25,6
1000		0,509	65,5	37,2	32,2	60,0	35,6	31,5	53,5	31,5	25,0

5.2. ПОДГОТОВКА НЕФТИ

5.2.1. Технологический подкомплекс подготовки нефти располагается, как правило, на ЦПС. В отдельных случаях, при соответствующем технико-экономическом обосновании, допускается расположение объектов подготовки нефти на месторождении - предварительное обезвоживание, глубокое обезвоживание (комплексные сборные пункты - КСП).

5.2.2. Выбор технологических схем подпроцессов подготовки нефти следует осуществлять с учетом технологии и параметров подготовки к транспорту и переработки нефтяного газа и размещения ЦПС и ГПЗ в нефтедобывающем районе.

5.2.3. Выбор технологических схем подпроцессов и их сочетания следует производить в соответствии с табл.2 в зависимости от физико-химических свойств продукции скважин и требований, предъявляемых к продукции нефтедобывающих предприятий или района в целом.

Таблица 2

Плотность нефти, г/см^3	Рекомендуемое сочетание процессов подготовки нефти
0,8 - 0,83	- предварительное обезвоживание, обессоливание, горячая сепарация;
0,83 - 0,85	- предварительное обезвоживание, глубокое обезвоживание, обессоливание, горячая сепараци;

0,86 - 0,87	- предварительное обезвоживание, глубокое обезвоживание, обессоливание, горячая сепарация, регенерация тепла товарной нефти;
0,88 - 0,90	- предварительное обезвоживание, глубокое обезвоживание, обессоливание, регенерация тепла товарной нефти, сепарация.

5.2.4. Необходимость обессоливания нефти в каждом конкретном случае определяется технологическими расчетами и требованиями потребителей.

Примечание. В случае малой минерализации пластовых вод обессоливание нефтей следует осуществлять без использования пресной воды.

5.2.5. Необходимость регенерации тепла товарной нефти обосновывается технико-экономическими расчетами с учетом технических условий эксплуатации вертикальных стальных резервуаров.

5.3. ПОДГОТОВКА ГАЗА НА Ц П С

5.3.1. При расположении ЦПС и ГПЗ на одной площадке подачу газов первой ступени сепарации и газов низкого давления на ГПЗ следует, как правило, производить раздельно п. 2.10. При этом, в зависимости от физико-

химических свойств нефтей, расстояния до ЦПС до ГПЗ компрессоры для сжатия газов низкого давления могут быть расположены как на ЦПС, так и на ГПЗ.

5.3.2. При расположении ЦПС и ГПЗ на разных площадках на ЦПС должен предусматриваться комплекс сооружений по подготовке нефтяного газа к транспорту до ГПЗ (п. 2.11).

5.3.3. Выбор технологических схем подготовки газа должен производиться с учетом технологии и параметров подготовки нефти (п. 4.15).

5.3.4. Выбор технологических схем и параметров подготовки газа (рис.2) следует производить в соответствии с рекомендациями, приведенными в табл.3 с учетом физико-химических свойств нефтей и выделившихся из них газов, климатических и географических условий нефтедобывающего района, производительности ЦПС по нефти и газу.

Рекомендуемые параметры и схемы подготовки газа определены исходя из условий обеспечения его транспортабельности и поставки на ГПЗ без потерь жидких углеводородов.

В каждом конкретном случае рациональность применения одной из унифицированных схем должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

5.3.5. В качестве показателя, который характеризует связь физико-химических свойств нефтей с исходными параметрами и схемами подготовки выделившегося газа, принимается отношение величин весовых содержаний в

пластовой нефти пропана к сумме метана и этана $K_П = \frac{C_3}{C_1 + C_2}$ *(табл.3), а для нефтей, содержащих* значительные количества азота ($\geq$ 1%), $K_П = \frac{C_3}{C_1 + C_2 + N_2}$

При поступлении на ЦПС нефтей разных месторождений величину $K_п = \frac{C_3}{C_1 + C_2 + (N_2)}$ следует определять по принципу аддитивности.

5.3.6. Границы применения унифицированных схем, приведенные в табл.3, определены из условия, что весь объем газов первой и концевых ступеней сепарации нефти выделяется на ЦПС, а после подготовки осуществляется совместный транспорт этих газов.

При несоблюдении этого условия (подача на ЦПС нефти, в газонасыщенном состоянии, прошедшей 1 ступень сепарации на площадке ДНС и др.) выбор унифицированных схем подготовки газа должен производиться на основе технологических и экономических расчетов.

5.3.7. В случае, когда нет необходимости в полном исключении выпадения конденсата в газопроводе, следует производить компримирование до давления 1 ступени сепарации и воздушное охлаждение газов низкого давления.

После охлаждения и отделения сжиженных углеводородов газы низкого давления совместно с газом первой ступени сепарации транспортируются на ГПЗ.

Подачу образовавшегося конденсата следует осуществлять (рис.2 схемы 2 и 3):

- в подготовленную нефть (см.рис.2,схема 2) при значениях $K_п \leq 0,4$;

- в нефть перед 1 ступенью сепарации при значениях $K_п \leq 0,7$ (см.рис.2, схема 3). Примечания.

- при $K_п > 0,4$ (схема 2) подача выделившегося конденсата в подготовленную нефть ведет к возрастанию ее упругости выше 500 мм рт.ст. по Рейду (ГОСТ 9965-76), и в этих условиях применение схемы не рекомендуется;

- при $K_п > 0,7$ (схема 3) подача конденсата в нефть перед 1 ступенью сепарации ведет к возрастанию упругости подготовленной нефти выше 500 мм рт.ст. по Рейду (ГОСТ 9965-76) и резкому возрастанию количества газов низкого давления, и в этих условиях применение схемы не рекомендуется.

- схемы 2 и 3 рекомендуется применять, как правило, только при совместном транспорте газов первой и концевых ступеней сепарации нефти.

5.3.8. При необходимости транспорта газа с исключением выпадения конденсата в газопроводе подготовку газа следует производить в одной из схем.

Низкотемпературная конденсация газов 1 ступени сепарации (рис.2, схема 5) в сочетании с воздушным охлаждением газов низкого давления (рис.2, схема 2) при $K_п \leq 0,7$ для легких нефтей с плотностью $\rho \leq 0,86$ г/см^3 и $K_п \leq 0,5$, для тяжелых нефтей с плотностью $\rho > 0,86$ г/см^3.

При этом следует конденсат от установок НКТ во всех случаях подавать в подготовленную нефть, а конденсат, образую-

Таблица 3

Рекомендации по выбору схем подготовки газа

Значение $K_п = \frac{C_3}{C_1+C_2+(N_2)}$	Воздушное охлаждение газов концевых ступеней после компримирования, $t_{охл.} \approx 30^{\circ}C$				НТК газов концевых ступеней, $t_{охл.} = -10^{\circ}C$ ШФУ на ГПЗ	
	газ первой ступени не подготавливается		НТК газов 1 ступени сепарации, $t_{охл.} = 0 \div -5^{\circ}C$		газ первой ступени не подготавливается	НТК газов 1 ступени, $t_{охл.} = 0 \div -5^{\circ}C$ конденсат в товарную нефть
	1 схема	2 схема	1 схема	2 схема		
0,2						
0,4						
0,6						
0,7						
0,8 и выше						

Примечания:

- – зоны с выпадением конденсата в газопроводе;
- – зоны без выпадения конденсата в газопроводе;
- – в незаштрихованных зонах применение схем, как правило, не рекомендуется;

1 Схема – возврат конденсата, образующегося после охлаждения скомпримированных газов концевых ступеней сепарации в нефть перед 1 ступенью;

2 Схема – в товарную нефть.

щийся при воздушном охлаждении газов низкого давления, – в подготовленную нефть или в нефть первой ступени сепарации в соответствии с рекомендациями п. 4.24.

Низкотемпературная конденсация газов 1 ступени сепарации и низкого давления при $K_п > 0,7$ (рис.2,схемы 5 и 4).

5.3.9. Низкотемпературную конденсацию газов первой и концевых ступеней сепарации нефти следует осуществлять при давлении, равном давлению первой ступени сепарации и температурах $0^{\circ}C$ $-5^{\circ}C$ для 1 ступени и $-10^{\circ}C$ для концевых ступеней.

5.3.10. При осуществлении низкотемпературной конденсации газов низкого давления с целью обеспечения их транспортабельности во всех случаях получается широкая фракция углеводородов марки Б (ТУ 38 101524-75), в которую следует направлять на ГПЗ для переработки или близлежащим потребителям.

5.3.11. При раздельном транспорте газов первой и концевых ступеней сепарации в случае необходимости исключения выпадания конденсата в газопроводе подготовку газа следует производить соответственно по схемам 5 и 4 (рис.2).

5.3.12. Во всех случаях, особенно при отсутствии в газе сероводорода, должна быть определена техническая возможность и экономическая целесообразность транспорта до ГПЗ газоконденсатного потока (рис.2, схема 1) без промежуточного отбора конденсата по сравнению с подготовкой газа к транспорту.

5.3.13. В каждом конкретном случае в зависимости от физико-химических свойств нефтей и газов, климатических

условий района и условий прокладки газопроводов, особенно при давлении газа более 5 кгс/см^2, должна быть определена технико-экономическая целесообразность осушки газа.

При подготовке газа по схемам 4, 5 (см.рис.2) осушку следует производить при помощи впрыска абсорбента в теплообменную аппаратуру с последующей его регенерацией.

При подготовке газа по схемам 1-3, при необходимости, осушку следует производить по схеме, приведенной на рис.4.

Выбор гликолевого абсорбента (ДЭГ, ТЭГ и др.) следует производить в зависимости от конкретных условий на основе технико-экономического расчета.

При транспорте газоконденсатного потока должна предусматриваться осушка газа.

5.3.14. Очистку газа от сероводорода и углекислого газа на ЦПС следует производить, как правило, только при подаче газа местным бытовым потребителям.

5.3.15. Допускается применение упрощенных методов подготовки газа (вымораживание и т. д.), подача в газ ингибиторов гидратообразования (в качестве временной меры) и коррозии, а также других методов, обеспечивающих надежный транспорт газа. Рациональность применения данных методов определяется в каждом конкретном случае на основе технико-экономического обоснования.

5.3.16. В отдельных случаях, при наличии условий для использования конденсата (наличие дорог вдоль трассы газопровода, незначительное количество выпадающего кон-

денсата и т.д.), допускается транспорт газоконденсатного потока с промежуточным выводом конденсата с технико-экономическим обоснованием данного решения при конкретном проектировании.

5.4. ПОДГОТОВКА ВОДЫ

5.4.1 В зависимости от конкретных условий нефтедобывающих районов допускается применение различных технологических схем процесса очистки (доочистки) сточных вод при неизменных технологических схемах вспомогательных процессов подготовки воды.

5.4.2. Выбор вариантов технологических схем процесса очистки (доочистки) нефтепромысловых сточных вод к использованию их в системе поддержания пластового давления производится с учетом коллекторских свойств нефтяных пластов, физико-химических свойств вод и состава содержащихся в них примесей. При этом качество очистки и подготовки воды, подаваемой в систему поддержания пластового давления, должно обеспечивать стабильную приемистость нагнетательных скважин в течение 6-12 месяцев.

5.4.3. Очистку сточных вод следует предусматривать по одному из вариантов:

Технологическая схема, основанная на отстойном принципе (рис.10, варианты 1 и 2), - на месторождениях с трещинно-поровыми коллекторами обеспечивает очистку до остаточного содержания нефтепродуктов и механических примесей не более 30-50 мг/л каждого компонента.

Технологическая схема, предусматривающая дополнительную очистку сточных вод в отстойниках с коалесцирующим фильтром (рис.10, вариант 3), - на месторождениях с порово-трещинными коллекторами обеспечивает очистку до остаточного содержания нефтепродуктов и механических примесей соответственно не более 20-30 мг/л каждого компонента.

Технологическая схема, предусматривающая дополнительную очистку сточных вод в мультигидроциклонах, а затем в отстойниках с коалесцирующим фильтром (см.рис. 10, вариант4), на месторождениях с порово-трещинными коллекторами низкой проницаемости обеспечивает очистку до достаточного содержания нефти и механических примесей не более 10-15 мг/л каждого компонента.

5.4.4. Учитывая требования п.2.3.4., производительность аппаратов очистки для технологических схем по вариантам 1 и 2 (рис.10) рассчитывается на обводненность сырой нефти до 20% с учетом дальнейшего использования их в качестве буферных емкостей.

5.4.5. Кроме основного варианта откачки производственно-дождевых вод после МГЦ (2.8.3.) стоки могут подаваться в БОС и далее в БО для совместной очистки и транспорта с пластовыми водами.

5.4.6. По технологическим схемам вариантов 3,4 и 5 (рис.10 и 11) производительность аппаратов очистки должна рассчитываться по максимальному объему пластовых вод в расчетном периоде.

6. УЧЕТ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

6.1. Коммерческий учет товарной нефти должен производиться по схеме, утвержденной совместным приказом Госстандарта, Миннефтепрома, Миннефтехиммаша №187/325/502 от 8 июля 1975 года.

Главный инженер института К.С.КАСПАРЬЯНЦ

Ответственные исполнители В.И. КУЗИН

А.Ф. БОЧКАРЕВ

М.Н. ЕВСЕЕВ

Е.А. МИРОНОВ

А.Г. СОКОЛОВ

В.М. КУДРЯВЦЕВ

ПРИЛОЖЕНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА СХЕМАХ

Н	Нефтегазовая смесь
$Н_1$	Нефть после 1 ступени сепарации
$Н_2$	Нефть после II ступени сепарации
$Н_3$	Нефть обезвоженная
$Н_4$	Нефть обессоленная
$Н_5$	Нефть после ступени горячей сепарации
$Н_6$	Некондиционная нефть
$Н_7$	Товарная нефть
Г	Газ на газоперерабатывающий завод
$Г_1$	Газ 1 ступени сепарации
$Г_2$	Газ II ступени сепарации
$Г_3$	Газ III ступени сепарации
$Г_4$	Газ из аппаратов установки подготовки нефти
$Г_5$	Газ горячей сепарации
К	Жидкие углеводороды
В	Вода пресная
$В_1$	Очищенная вода после УПВ
$В_2$	Вода после установки предварительного обезвоживания
$В_3$	Вода после аппаратов глубокого обезвоживания и обессоливания
$В_4$	Производственно-дождевые и бытовые стоки
$В_5$	Загрязненные сточные воды на очистку

Ш	Шламопровод
Р	Реагент
Гр	Гликоль регенерированный
Гн	Гликоль насыщенный
Мр	Моноэтаноламин регенерированный
Мн	Моноэтаноламин насыщенный

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	3
1. Общие положения	5
2. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов	11
3. Варианты технологических схем процессов сбора и подготовки нефти, газа и воды	20
4. Рекомендации по выбору вариантов технологических схем процессов сбора и подготовки нефти, газа и воды	34
5. Рекомендации по отдельным технологическим подкомплексам	35
5. 1. Сбор и транспорт нефти, газа и воды	35
5. 2. Подготовка нефти	38
5. 3. Подготовка газа на ЦПС	39
5. 4. Подготовка воды	46
6. Учет товарной нефти	48
Приложение	49

Институт "Гипровостокнефть"

Заказ № Тираж 300 экз.

gost.e-ecolog.ru