МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ НЕФТЕЙ ПО НЕФТЕПРОВОДУ УСА - УХТА

РД 39 - 30 - 675 - 82

1982

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть)

УТВЕРЖДЕН

начальником Технического управления МНП

Ю.Н.Байдиковым

I3 января I982 г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ НЕФТЕЙ ПО НЕФТЕПРОВОДУ УСА - УХТА

РД 39-30-675-82

Уфа - I982

Настоящая инструкция разработана в качестве руководства при эксплуатации магистрального нефтепровода "Уса-Ухта" на период перекачки по нему в порядке промышленного эксперимента газонасыщенной нефти.

Инструкция регламентирует режимы перекачки нефти, обеспечивающие безопасную технологичесую эксплуатацию нефтепровода. В ней рассмотрены характеристики нефтепровода и перекачиваемой нефти, состав сооружений, необходимый для обеспечения нормального технологического режима перекачки нефти в газонасыщенном состоянии, определены порядок перевода нефтепровода на транспортировку нефти в газонасыщенном состоянии и особенности его эксплуатации при осложнениях.

Авторы разработки Пиядин И.Н., Рахматуллин Ш.И., Корнилов Г.Г., Сковородников Ю.А., Пепевин В.В., Шуйко П.В., Армейский Е.А., Антипьев В.Н.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Временная инструкция по безопасной эксплуатации объектов магистрального транспорта при перекачке газонасыщенных нефтей по нефтепроводу Уса-Ухта

Вводится впервые

Приказом Управления северными магистральными нефтепроводами от №

Срок введения установлен с _____

Срок действия до _____

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая "Временная инструкция..." разработана во исполнение "Программы промышленного эксперимента по перекачке нефти в газонасыщенном состоянии по нефтепроводу Уса-Ухта и подаче газов II-й ступени сепарации нефтей северных месторождений Коми АССР на Ухтинский ГПЗ", утвержденной главным инженером Главтранснефти В.Х.Галюком 3 августа 1979 года.

I.2. В настоящей "Временной инструкции..." рассматриваются и регламентируются порядок эксплуатации и технологические режимы работы нефтепровода Уса-Ухта в период проведения промышленного эксперимента по перекачке газонасыщенной нефти, обеспечивающие безопасную технологическую эксплуатацию нефтепровода.

В инструкции рассматриваются только дополнительные особенности эксплуатации нефтепровода, связанные с изменением свойств газонасыщенной нефти по сравнению с обычной товарной нефтью, соответствующей ГОСТу 9965-76. При этом в качестве основного документа, регламентирующего условия работы нефтепровода, необходимо руководствоваться "Правилами технической эксплуатации

магистральных нефтепроводов" (РД 39-30-II4-78).

I.3. В целях обеспечения охраны труда и безопасного выполнения работ при обслуживании нефтепровода необходимо руководствоваться:

а) Правилами безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (РД 39-30-93-78).

б) Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Изд. "Недра", М., I968, с,I68,

в) Правилами безопасности при эксплуатации конденсатопроводов и магистральных трубопроводов для сжиженных газов, М., I978, с.202.

* I.4. Под газонасыщенной нефтью понимается нефть с растворенными в ней компонентами природного газа, для поддержания однофазного состояния которой требуется давление, превышающее атмосферное.

По остальным показателям нефть должна соответствовать ГОСТу 9965-76 "Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия".

I.5. Под газосодержанием понимается отношение объема газа, приведенного к стандартным условиям (760 мм.рт.ст., 293°К), к объему дегазированной нефти, из которой этот газ выделился.

I.6. Основным показателем, определяющим условия транспорта газонасыщенной нефти по магистральному нефтепроводу, является сохранение однофазности транспортируемой системы во всех технологических объектах нефтепровода при нормальных технологических режимах.

---

* Если при давлении перекачки нефть недонасыщена газом, но при атмосферном давлении выделяет свободный газ в объеме (исключая процесс испарения), то она считается газонасыщенной

2. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПРОВОДА И ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ НЕФТИ

2.I. Магистральный нефтепровод Уса-Ухта длиной 406 км, диаметром 720 мм предназначен для подачи в Ухту нефтей северных месторождений Коми АССР. Нефтепровод введен в эксплуатацию в 1974 г.

Профиль трассы нефтепровода приведен на рис. I.

В состав нефтепровода входят:

а) линейная часть;

б) головная нефтеперекачивающая станция Уса ;

в) промежуточные перекачивающие станции Сыня, Чикшино, Зеленоборск.

2.2. Размещение нефтеперекачивающих станций (НПС) по трассе нефтепровода приведено в табл. I.

Таблица I

Размещение НПС на нефтепроводе

Наименование НПС	Размещение по трассе, км	Высотные отметки основания насосов, м
Уса		89,0
Сыня	I06	I08,0
Чикшино	2I2	63,4
Зеленоборск	286	I40,0
Ухта	406	II3,5

2.3. Максимальное допустимое давление в линейной части нефтепровода составляет 5,35 МПа.

2.4. Основное технологическое оборудование НПС.

Технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции (ГПС) Уса приведена на рис.2.

ГПС включает подпорную и магистральную насосные, резервуарный парк, буферные емкости, аварийную сепарационную установку,

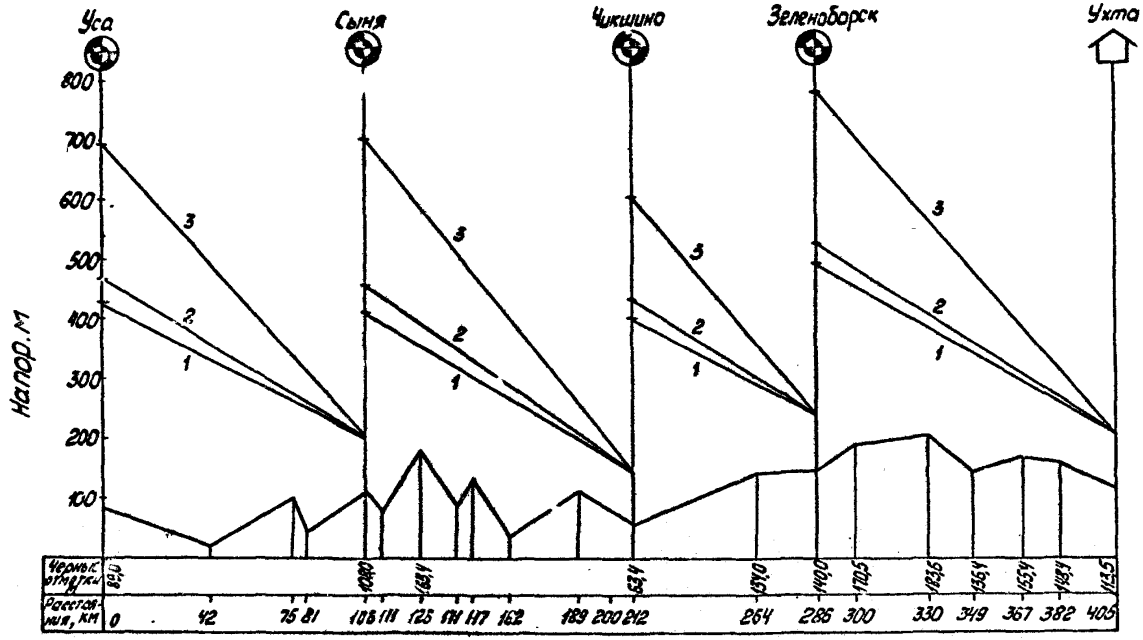


Рис. I. Линии гидравлических уклонов при перекачке газонасыщенной нефти на нефтепроводе Уса-Ухта с производительностью 0 млн.т/год: I-II; 2-I2; 3-I7

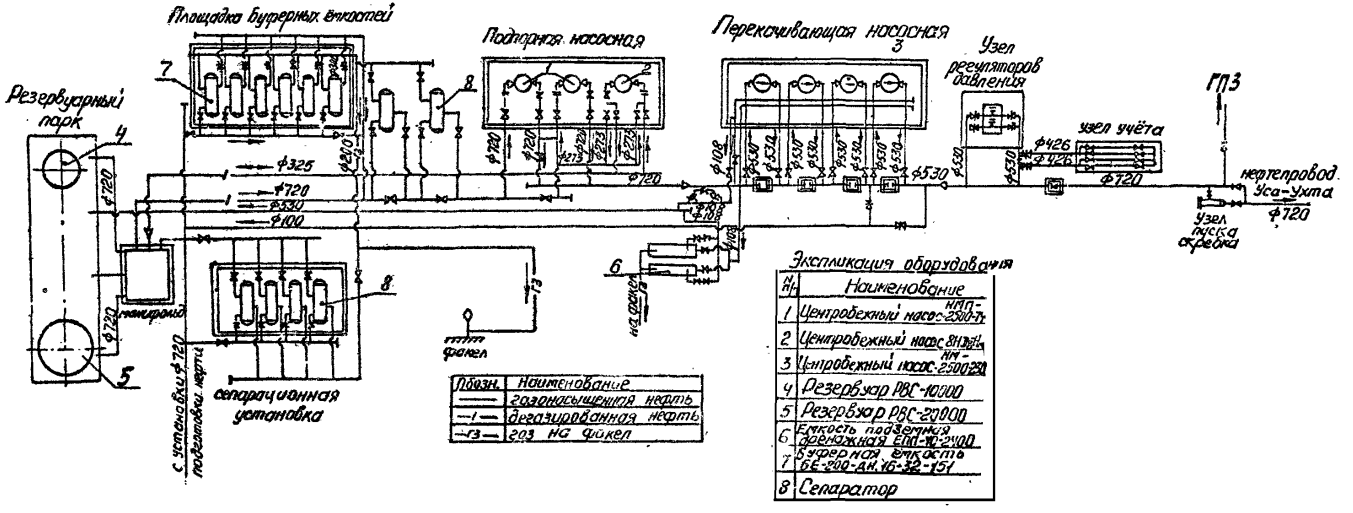


Рис.2. Принципиальная технологическая схема головной НПС "Уса"

воде) - 3 м, к.п.д. насоса (на воде) - 72%, мощность насоса (при работе на нефти) - 602 квт. Тип электродвигателя ДС-II8/44-6, мощность - 800 квт, скорость вращения вала - 1000 об/мин, напряжение - 6000 в.

2.5.2. Магистральный насосный агрегат. Марка насоса НМ 2500-230, подача - 2500 $м^3$/ч, напор - 230 м, скорость вращения вала - 3000 об/мин, допускаемый кавитационный запас (на воде) - 32 м., к.п.д. насоса (на воде) - 86%, мощность насоса (при работе на нефти) - 1570 квт. Тип электродвигателя СТД 2000-2, мощность - 2000 квт, скорость вращения вала - 3000 об/мин, напряжение - 6000 в.

2.7. Магистральные насосы должны быть оборудованы двойными торцовыми уплотнениями с автономной системой прокачки дегазированной жидкости через камеру торцового уплотнения.

На период опытно-промышленной эксплуатации нефтепровода в порядке эксперимента может быть допущена работа насосов с серийно поставленными торцовыми уплотнениями. При этом слив жидкости из камер торцовых уплотнений при работе одним агрегатом осуществляется одним из двух нижеследующих вариантов:

а) в сборник разгрузки с врезкой свечи и отвода газа на факел;

б) подачей жидкости с линии нагнетания в камеру торцовых уплотнений обратным током жидкости с врезкой байпасной линии между линией нагнетания и камерой разгрузки.

При работе двух и более агрегатов слив жидкости из камер торцовых уплотнений осуществляется на вход первого агрегата.

Максимально допустимое давление в камере разгрузки - 5 МПа.

2.8. Резервуарный парк ГПС общим объемом 120000 $м^3$ состоит из четырех резервуаров РВС-10000 и четырех резервуаров - РВС-20000.

2.9. Площадка буферных емкостей включает емкости объемом

200 м^3 каждая в количестве шести штук на опорах высотой 7,04м.

2.IO. В буферных емкостях (булитах) поддерживается избыточное давление 0,35-0,4 МПа, температура составляет 40°С.

2.II. Схема обвязки булитов должна обеспечивать перекачку нефти через булиты, а также использовать их в качестве подключенных резервуаров.

2.I2. Схема обвязки булитов должна исключать их неравномерное заполнение и различные условия сепарации. Соединение отводов нефти к булитам с коллектором выполняется сбоку.

2.I3. Площадка сепараторов включает четыре сепаратора объемом 56 м^3 каждый на постаменте высотой I5,I м.

2.I4. При неустойчивой работе подпорных насосов на их приеме предусматривается установка двух сепараторов, связанных с газовой полостью булитов.

2.I5. Для сбора утечек, слива нефти при опорожнении насоса и приема газожидкостной смеси, вытесняемой из насоса при его заполнении перекачиваемой нефтью предусмотрены 2 заглубленные герметичные емкости, объемом по 25 м^3, снабженные сигнализатором предельного уровня налива и средствами откачки нефти. Газ из емкостей отводится на свечу.

2.I6. Конструкция приемных патрубков подпорных булитов должна обеспечивать прием нефти под уровень жидкости в булите.

2.I7. Комплекс сооружений ГПС Уса работает по следующей схеме.

Обессоленная газонасыщенная нефть с установок подготовки нефти (УПН-I и УПН-2) по трубопроводу ⌀720х8 поступает в буферные емкости, в которых при температуре 40°С и давлении 0,25÷0,4 МПа (избыточное давление) производится отделение от нефти газа, выделившегося в подводящих коммуникациях.

Далее нефть из буферных емкостей через сепараторы по трубо-

проводу ϕ 720х8 направляется на прием подпорных насосов 1 и далее насосами 3 откачивается в магистральный трубопровод.

В нефтепровод может подкачиваться компрессат, выпадающий в технологических установках ГПЗ.

При остановках перекачки по магистральному трубопроводу, перед подачей товарной нефти в резервуары 4 и 5, нефть проходит через сепараторы 8 при атмосферном давлении и температуре $40^{0}C$.

Газ, выделившийся из нефти в буферных емкостях и сепараторах, поступает в газоотводную линию.

После пуска нефтепровода, по достижении установившегося режима в поток газонасыщенной нефти подкачивается дегазированная из резервуаров посредством насоса 2.

2.18. Характеристика насосного агрегата для откачки дегазированной нефти из резервуаров одновременно с перекачкой газонасыщенной нефти.

Марка насоса 8 НДв-НМ, подача - 540 $м^{3}/ч$, напор - 94 м, скорость вращения вала 1450 об/мин, допускаемая высота всасывания - 4 м, мощность насоса - 178 квт., тип электродвигателя МА 36-61--4ВЗТ, мощность - 195 квт. ТУ 26-06-448-69.

2.19. Характеристика получаемой нефти.

По нефтепроводу перекачивается смесь нефтей Усинского и Возейского месторождений в соотношении около 1:1. Свойства нефтей обоих месторождений отличаются друг от друга незначительно.

По степени подготовки, за исключением значения давления насыщенных паров, транспортируемая нефть соответствует ГОСТу 9965-76.

Состав газонасыщенной нефти, соответствующей режиму работы буллитов ГПС (температура $40^{0}C$, избыточное давление 0,4 МПа), приведен в табл.2.

Таблица 2

Компонентный состав газонасыщенной нефти

Компоненты:	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}
Содержание, % массовое	0,00129	0,0088	0,1056	0,4955	1,3280	0,3540

n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6H_{14}	остаток
1,4384	0,6466	1,3680	2,3390	91,00

При данном составе газосодержание перекачиваемой нефти составляет 7÷8 $м^3/м^3$.

Значения давлений насыщения нефти данного состава при различных температурах приведены в табл. 3.

Таблица 3

Давления насыщения газонасыщенной нефти

Температура, °С	40	30	20	I0	0
Давление насыщения (избыточное) МПа	0,4	0,30	0,26	0,2I	0,I8

Подкачиваемый в нефтепровод в зимний период компрессат, выпадающий в технологических установках ГПС, имеет давление насыщения при температуре 38°С и соотношении паровой и жидкой фаз 0:I-I,03 МПа.

Подкачка компрессата в нефть повышает ее давление насыщения при температуре 40°С на 0,03÷0,04 МПа.

По реологическому поведению при минимальных температурах на концевых участках нефтепровода, составляющих 4,5-5°С, нефть соответствует вязкопластичной модели со значением предельного динамического напряжения сдвига τ_0 = 2,95 $н/м^2$ и пластической вязкости η = 0,0I95 н.с/$м^2$.

При температуре I0°С нефть является ньютоновской с кинематической вязкостью 0,4 $см^2/с$.

При температуре I5°С и выше вязкость нефти принята 0,3 $см^2/с$.

3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕПРОВОДА

3.I. Минимальные и максимальные годовые температуры нефтепровода по фактическому состоянию в 1979-80г приведены в табл. 4.

Таблица 4

Температурный режим нефтепровода

Расстояние по трассе, км	Максимальная температура, °С	Минимальная температура, °С
0	40	40
I74	I7	9
406	I3	5

Соответствующие расчетные температуры по нефтеперекачивающим станциям нефтепровода и значения давлений насыщения газонасыщенной нефти приведены в табл. 5.

Таблица 5

Давление насыщения нефти на НПС

НПС	Расстояние, км	Максимальная температура, °С	Минимальная температура, °С	Давление насыщения при максимальной температуре МПа (избыточное)	Давление насыщения при минимальной температуре МПа
Уса	0	40	40	0,40	0,40
Сыня	I06	25	I5	0,28	0,23
Чикшино	2I2	I5	8	0,23	0,2I
Зеленоборск	286	I5	5	0,23	0,20
Ухта	406	I5	5	0,23	0,20

3.2. Во избежание разгазирования нефти в линейной части нефтепровода, в узлах дросселирования, местных сопротивлениях, в технологических объектах перекачивающих станций, за исключением булитов ГПС и линии приема подпорных насосов, при нормальных рабочих режимах давление должно поддерживаться не менее чем на 0,5 МПа выше давления насыщения нефти при фактической ее температуре.

3.3. Минимальное давление в линейной части нефтепровода на входе нефтеперекачивающих станций составляет 0,8 МПа.

3.4. Гидравлические характеристики нефтепровода определяются при максимальных годовых температурах. Давления на выходе нефтеперекачивающих станций приведены в табл. 6. Приведенные давления являются расчетными и при обеспечении минимально допустимого давления на входе НПС 0,8 МПа могут изменяться в соответствии с фактическими вязкостными характеристиками нефти, по условиям прочности, но не должны превышать при этом 5,35 МПа.

Таблица 6

Гидравлические режимы нефтепровода при перекачке газонасыщенной нефти

НПС	Давление в нефтепроводе на выходе НПС (МПа) при производительности (млн.т/год)					
	I2	I3	I4	I5	I6	I7
Уса	3,3I	3,65	4,02	4,4I	4,82	5,26
Сыня	2,97	3,3I	3,72	4,II	4,58	5,06
Чикшино	3,22	3,4I	3,76	4,04	4,37	4,7
Зеленоборск	3,22	3,63	4,04	4,48	4,94	5,4I

3.5. При остановках перекачки давление в нефтепроводе поддерживается не менее, чем на 0,5 МПа выше давления насыщения нефти при фактической ее температуре соответственно в линейной части нефтепровода и технологических объектах.

В линейной части нефтепровода минимально допустимое давление при остановках перекачки составляет 0,8 МПа.

3.6. Уставка датчика минимально допустимого давления на входе в магистральные насосы настраивается на величину 0,5 МПа.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПЕРЕКАЧКИ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ

4.1. Перекачка газонасыщенной нефти на ГПС Уса производится через буллиты, подпорную и магистральную насосные.

4.2. На промежуточных НПС перекачка нефти осуществляется по системе из "насоса в насос".

4.3. Приемо-сдаточные операции в голове нефтепровода производятся по безрезервуарному способу с замером количества перекачиваемой нефти расходомерами.

4.4. В Ухте нефть сепарируется на концевой сепарационной установке. Отсепарированная нефть принимается в резервуары ГПС Ухта .

4.5. В процессе перекачки производится периодический контроль за газосодержанием и давлением насыщения. Эти данные и фактические температуры перекачки фиксируются в диспетчерских документах.

4.6. При перекачке газонасыщенной нефти лупинги, резервные нитки, емкости и другие технологические объекты, не используемые для обеспечения данного технологического процесса и подключение которых к нефтепроводу не вызвано необходимостью, от нефтепровода отключаются.

4.7. Нормальным состоянием резервуаров на ГПС Уса в период перекачки газонасыщенной нефти является опорожнение до минимальных уровней налива.

4.8. В булитах ГПС Уса нефть должна поддерживаться вблизи среднего уровня. Нормально в работе задействуются все шесть булитов. На период производства ремонтных работ допускается использование четырех-пяти булитов. Предельно допустимые уровни нефти в булитах для различных производительностей нефтепровода приведены в таблице 7.

Таблица 7

Предельные уровни нефти в булитах

Производительность нефтепровода, млн.т/год	Предельные уровни нефти в булитах, см			
	при работе 4-х булитов		при работе 5 и 6 булитов	
	мин	макс.	мин.	макс.
II-I3	56	304	50	310
I3-I5	60	300	55	305
I5-I7	64	296	58	302

4.9. Регулирование режимов перекачки осуществляется автоматическими регуляторами давления. Используются регуляторы давления типа "до себя" с регулированием давления на выходе НПС в зависимости от его изменения на входе в НПС. Давление на выходе ГПС Уса регулируется также в зависимости от понижения уровня нефти в булитах.

5. ПЕРЕВОД НЕФТЕПРОВОДА НА ТРАНСПОРТИРОВКУ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ

5.I. К началу перевода нефтепровода на транспортировку газонасыщенной нефти резервуары ГПС Уса должны быть опорожнены до минимальных уровней взлива.

5.2. Перекачка нефти по нефтепроводу прекращается.

5.3. Булиты ГПС Уса заполняются дегазированной нефтью до достижения давления 0,4 МПа.

5.4. Производится переключение приема насосов на булиты. Коммуникации, подающие дегазированную нефть из резервуаров, перекрываются.

5.5. В булиты подается газонасыщенная нефть и производится запуск насосов нефтепровода при обеспечении минимально допустимых давлений в нефтепроводе в соответствии с табл. 6 Пуск насосов нефтепровода в этом случае производится в обычном порядке, предусмотренном для перекачки дегазированной нефти.

5.6. На головной НПС запуск подпорного и основного насосных агрегатов осуществляется при открытой задвижке на линии перепуска и закрытой задвижке на линии нагнетания.

Сигнал на открытие выкидной задвижки подается после выхода насоса на номинальные обороты. Закрытие задвижки на линии перепуска производится после начала движения жидкости в трубопроводе и выхода насоса на заданный режим.

5.7. Запуск насосных агрегатов при работающей ГПС на промежуточных НПС производится на приоткрытую выкидную задвижку.

Сигнал на включение насосного агрегата подается через 30-40 сек. после подачи сигнала на открытие выкидной задвижки.

5.8. Перед запуском насосных агрегатов необходимо проконтролировать давление на входе в насос, величина которого должна превышать давление насыщения перекачиваемой нефти не менее, чем на 0,05 МПа для подпорных насосов и на 0,5 МПа для основных агрегатов.

5.9. Газовая пробка из полости насоса при его заливке перекачиваемой нефтью стравливается через вентиль в крышке корпуса насоса в емкость сбора утечек. Прохождение газовой фазы контролируется периодическим открытием вентиля на сигнальной трубке.

5.10. Концевые сооружения нефтепровода должны быть переключены на прием газонасыщенной нефти не позже, чем через 40 часов с начала закачки газонасыщенной нефти в нефтепровод.

5.11. Лупинги заполняются газонасыщенной нефтью с предварительной их напрессовкой до давлений, обеспечивающих предотвращение разгазирования нефти. Эти давления выбираются по соответствующим им значениям для основной магистрали (табл. 6).

6. ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ОСЛОЖНЕНИЯХ

6.1. При остановках перекачки нефти по нефтепроводу газонасыщенная нефть с установок подготовки направляется на сепараторную установку и далее в резервуарный парк.

6.2. При остановках перекачки, не связанных с авариями, на линейной части в нефтепроводе поднимается давление не менее 2 МПа, после чего перекрываются линейные задвижки. Остановка нефтепровода производится последовательным отключением по одному насосу на каждой перекачивающей станции, начиная с головной.

По мере отключения насосов производится прикрытие концевой линейной задвижки во избежание понижения давлений в нефтепроводе не ниже 0,8 МПа.

После того, как на каждой станции останется по одному работающему насосу, концевая линейная задвижка перекрывается, и после стабилизации давления производится выключение насосов на промежуточных НПС. Последним отключается насос ГПС, предварительно перекрывается входная линейная задвижка нефтепровода.

6.3. При аварийном отключении одной или нескольких из промежуточных перекачивающих станций допускается перекачка нефти на пониженных расходах при обеспечении соответствующих минимально допустимых давлений на входе в работающие НПС 0,8 МПа (табл.6).

6.4. При отключении ГПС Уса перекачка нефти немедленно прекращается, перекрывается входная задвижка, НПС останавливаются, а с конца нефтепровода производится его напрессовка до давления

не менее 2 МПа, после чего перекрываются концевые задвижки.

6.5. При авариях линейной части перекачивающие станции немедленно останавливаются, а аварийный участок отсекается задвижками. На неповрежденных участках давление поднимается до давления не менее 2 МПа. Напрессовка со стороны Ухты производится за счет реверса перекачки.

6.6. При авариях нефтепровода на участке Зеленоборск-Ухта допускается не производить напрессовку конечного участка нефтепровода после места аварии.

6.7. При понижении производительности нефтепровода и повышении уровня нефти в буллитах до максимально допустимого открывается задвижка подачи нефти на сепарационную установку ГПС, откуда нефть направляется в резервуарный парк.

6.8. Если при периодическом контроле за давлением насыщения газонасыщенной нефти установлено превышение значения давления насыщения 0,4 МПа, то перекачка нефти допускается при условии соответствующего повышения минимально допустимого давления нефтепровода в пределах полного использования несущей способности трубы по давлению.

6.9. По окончании ликвидации аварий, не вызвавших разгазирование нефти в линейной части нефтепровода, пуск нефтепровода осуществляется последовательным включением насосов по одному агрегату на станциях, начиная с ГПС. (см.пункты 5.6 и 5.7).

6.10. При пуске насосов во избежание разогрева нефти и ухудшения пусковых характеристик насоса и привода недопустима длительная работа насосов на закрытую задвижку. Сигнал на открытие выкидных задвижек должен подаваться одновременно с включением насосов.

При повышении температуры нефти до значений, соответствующих условиям выделения паров при минимальных давлениях в насосах,

производится их остановка, удаление газа и заполнение нефтью.

6.II. При возобновлениях перекачки нефти после ликвидации аварий, связанных с выделением газовой фазы, в линейной части нефтепровода с целью ускоренного растворения газовой фазы в нефтепровод в максимально возможном количестве подкачивается накопленная разгазированная нефть. При этом давление в нефтепроводе поддерживается в соответствии с табл. 6.

При авариях на участках, примыкающих к входу в НПС, перед возобновлением перекачки производится напрессовка участка до максимально допустимого давления по условиям прочности трубы. Участок при этом давлении выдерживается не менее часа. После этого производится пуск нефтепровода последовательным включением всех насосов перекачивающих станций. Выдержка и напрессовка участка не производится, если расстояние от него до входа НПС более 10 км.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Характеристика нефтепровода и перекачиваемой нефти	5
3. Гидравлические характеристики нефтепровода	I3
4. Технологическая схема перекачки и управление технологическими режимами	I5
5. Перевод нефтепровода на транспортировку газонасыщенной нефти	I6
6. Особенности эксплуатации нефтепровода при осложнениях	I8

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ НЕФТЕЙ ПО НЕФТЕПРОВОДУ УСА - УХТА

РД 39-30-675-82

ВНИИСПТнефть

450055 г.Уфа-55, просп.Октября, 144/3

Подписано в печать 26.08.82 г. ПО1683
Формат 60х84/16. Уч.-изд.л. 1,2. Тираж 120 экз.
Заказ 170

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru