

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Высшая школа электроники и компьютерных наук
Кафедра «Автоматика и управление»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор

_____ / Л.С. Казаринов

« ____ » _____ 2020 г.

АСУ сепаратора первичной обработки нефти

Пояснительная записка
к выпускной квалификационной работе
ЮУрГУ – 270304.2020.397 ПЗ ВКР

Руководитель проекта

к.т.н., доцент каф.АиУ

_____ / Барбасова Т.А.

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

Студент гр. КЭ-418

_____ / Пометун Э.И.

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер

к.т.н., доцент каф.АиУ

_____ / Барбасова Т.А.

« ____ » _____ 2020 г.

Челябинск

2020

АННОТАЦИЯ

Пометун, Э.И. АСУ сепаратором первичной подготовки нефти: Челябинск: ЮУрГУ, ВШЭКН; 2020, 65 с., 28 ил., 15 табл., библиогр. список – 111 наим., 11. прил., 3 листа чертежей ф. А3.


В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен процесс создания автоматизированной системы управления сепаратором первичной подготовки нефти.

Сначала изучена теория первичной подготовки нефти и выбран гравитационный способ подготовки нефти. Проведен обзор предложенного в ТЗ оборудования для системы, и произведен расчет для выбора регулирующего клапана.

Затем произведен синтез математических моделей трех контуров регулирования, а именно: контура регулирования уровня воды, контура регулирования уровня нефти, контура регулирования давления.

После синтеза математических моделей трех контуров произведен анализ математической модели. Подобраны коэффициенты регуляторов, и затем произведена оценка качества получившейся системы.

Последним этапом ВКР является разработка концепции автоматизированного рабочего места оператора.

					270304.2020.397 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата			
Разраб		Пометун		10.06	Литера	Лист	Листов
Пров		Барбасова			у	3	63
Н. Контр.		Барбасова			ФГАОУ ВО ЮУрГУ «НИУ» Кафедра «АиУ»		
Утв		Казаринов					

– гравитационный [50, 51, 53].

Суть термохимического метода заключается в том, что в емкость с сырой нефтью вводят деэмульгатор. Деэмульгаторы позволяют частицам жидкости объединиться в более крупные капли, что увеличивает скорость оседания на дно емкости. При повышении температуры этот процесс ускоряется в разы [54, 58].

Суть электрического метода заключается в том, что сырая нефть проходит через электродегидраторы, вследствие чего формируется электрическое поле высокого напряжения. Под действием этого поля частицы жидкости объединяются в более крупные капли, что увеличивает скорость оседания на дно емкости. Для ускорения процесса сырую нефть нагревают [59, 60].

Суть гравитационного метода заключается в том, что сырая нефть расходуется на фракции под действием силы тяжести. Фракции с большим удельным весом располагаются в нижней части емкости, а с меньшим в верхней. Данный процесс происходит в специальных емкостях – нефтегазовых сепараторах. Плюс гравитационного метода заключается в его дешевизне и простоте. Помимо сепаратора не требуется никакого дополнительного оборудования. Минус заключается в достаточно долгом процессе отстаивания сырой нефти, от нескольких часов до нескольких дней, а также в том, что не всегда получается достичь высокого качества конечного продукта [62, 64]. В выпускной квалификационной работе будет рассмотрен именно этот метод.

1.2 Нефтегазовый сепаратор. Классификация, особенности конструкции, принципы работы

Нефтегазовый сепаратор – это устройство, предназначенное для отделения от сырой нефти различных вредных примесей за счет разностей плотностей. Различают множество классификаций сепараторов, в зависимости от которых и варьируется форма, устройство, и принцип работы [66, 67].

Ниже представлены несколько классификаций нефтегазовых сепараторов.

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

По положению в пространстве сепараторы подразделяются на:

- вертикальные;
- горизонтальные;
- смешанные [70, 71].

По геометрической форме нефтегазовые сепараторы подразделяются на:

- цилиндрические;
- сферические [73, 75].

По числу получаемых фаз нефтегазовые сепараторы подразделяются на:

- двухфазные, применяемые для получения из сырой нефти двух фаз: нефтяной и газовой [80, 84];
- трехфазные, применяемые для получения из сырой нефти трёх фаз: водной, нефтяной и газовой [80, 84].

По характеру воздействующей силы нефтегазовые сепараторы подразделяются на:

- гравитационные, в которых разделение добытой эмульсии на фракции происходит под воздействием гравитации. фракции с меньшим удельным весом располагаются сверху, более тяжелые снизу [86, 91];
- центробежные, в которых разделение на фракции происходит под воздействием центробежной силы [86, 87];
- инерционные, в которых разделение на фракции происходит под воздействием сил инерции. тяжелые элементы вытесняются к стенкам емкости, после чего стекают на дно [94, 96].

В выпускной квалификационной работе будет рассмотрен горизонтальный цилиндрический трехфазный гравитационный сепаратор. Пример изображен на рисунке 1.1.

Принцип действия сепаратора следующий. Эмульсия под большим напором подается в сепаратор. Вследствие большого напора эмульсия сталкивается с перегородкой. Благодаря этому отделяется часть газа, который скапливается в верхней части сепаратора, затем проходит через устройство для отделения от газа

											Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	270304.2020.397 ПЗ						10

мельчайших капель воды (каплеуловитель) и впоследствии выходит из сепаратора. Эмульсия, уже очищенная от части газа, попадает в первую секцию сепаратора, причем уровень этой эмульсии ниже верхней точки перегородки, соединяющей первую и вторую секции. В первой секции происходит отделение твердых частиц, воды, солей и газа за счет гравитации. Оставшийся газ уходит вышеописанным путем. Нефть собирается в верхней части секции, вода, соли и твердые примеси в нижней части. Уровни фракций отслеживаются уровнемерами. После того как разделение эмульсии достигло удовлетворяемого значения в сепаратор доливают еще эмульсии. Нефть, скопившаяся в верхней части первой секции, переливается во вторую и сбрасывается. Также сбрасывается и отделившаяся вода. Затем весь процесс повторяется [98, 104, 105, 109].

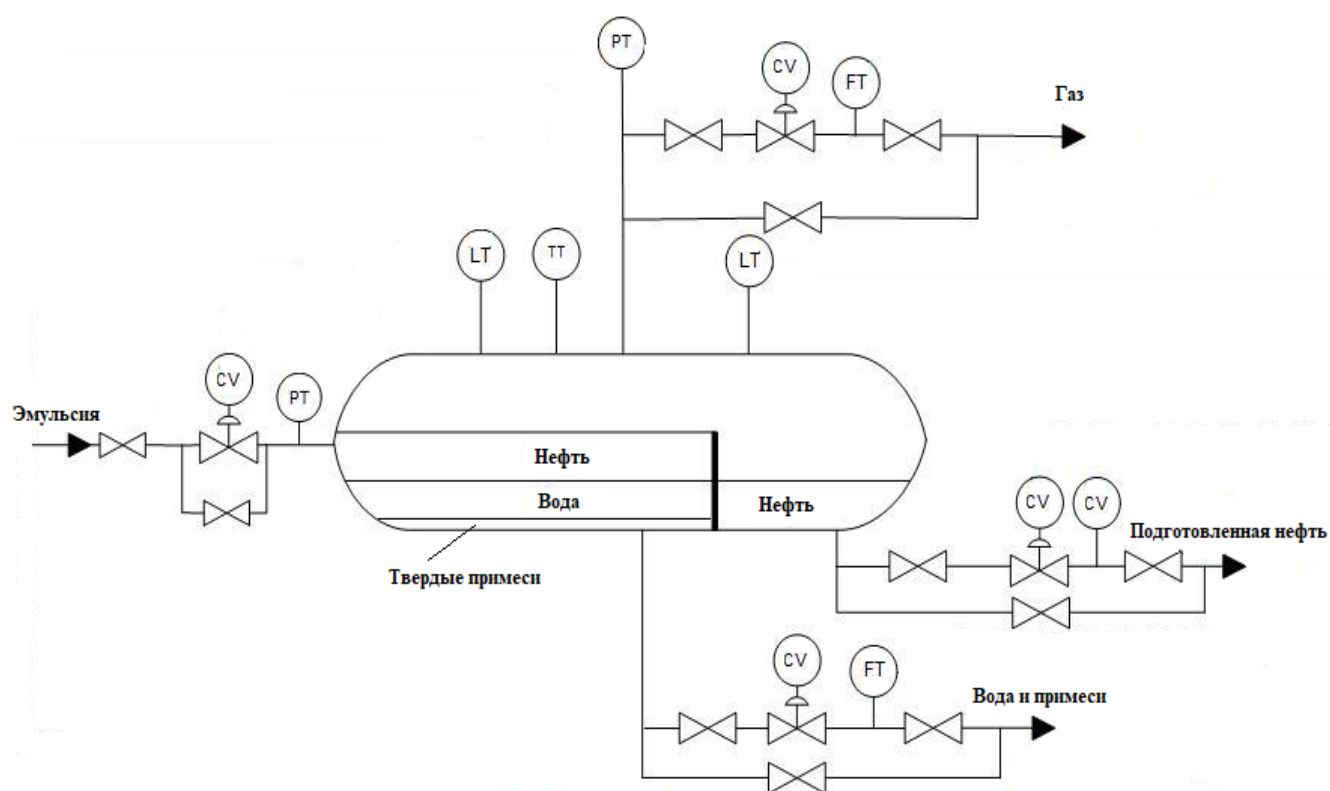


Рисунок 1.1 – Пример нефтегазового сепаратора

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

1.3 Обзор нефтегазового сепаратора

В качестве сепаратора используется НГСВ 4,0 – 3000 [72]. Его параметры представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры НГСВ 4,0 – 3000

Параметр	Значение
Объем сепаратора, м ³	100
Длина цилиндрической части, мм	13000
Объем сферических днищ, м ³	8,155
Объем цилиндрической части, м ³	91,845
Диаметр внутренний, мм	3000
Рабочее давление (не более), МПа	4
Производительность по нефти и воде, м ³ /ч	280
Производительность по газу, м ³ /ч	109200

1.4 Обзор уровнемера

Для автоматизации ТП необходимо отслеживать уровни жидкостей в сепараторе. Для решения этой задачи используется уровнемер Rosemount 5302 [93], изображенный на рисунке 1.2. Параметры датчика представлены в таблице 1.2. Закладная представлена в приложении А.

Таблица 1.2 – Параметры уровнемера Rosemount 5302

Параметр	Значение
Диапазон измерений, мм	от 1000 до 50000
Погрешность измерений, мм	±3

Продолжение таблицы 1.2

Параметр	Значение
Температура процесса, °С	от минус 40 до плюс 80
Выходной сигнал	4-20 мА / FF, Modbus, HART
Давление процесса, МПа	от 0 до 4



Рисунок 1.2 – Уровнемер Rosemount 5302

Свое применение уровнемеры Rosemount 5300 нашли во многих отраслях промышленности, пример в нефтегазовой и нефтехимической. Один уровнемер позволяет измерить как уровень верхней среды, так и уровень границы раздела двух

сред, что и требуется для решения поставленной задачи. Для надежных измерений сред, склонных к налипанию, например сырой нефти, следует использовать уровнемер Rosemount 5302 с одинарным гибким зондом.

1.5 Обзор датчика давления

Для автоматизации ТП необходимо отслеживать давление в сепараторе. Для решения этой задачи используется датчик давления Метран-150ТА3 [46], изображенный на рисунке 1.3. Параметры датчика представлены в таблице 1.3. Закладная представлена в приложении Б.

Таблица 1.3 – Параметры датчика давления Метран-150ТА3

Параметр	Значение
Диапазон измерений, Мпа	от 0,12 до 6
Погрешность измерений, %	$\pm 0,075$
Температура процесса, °С	от минус 40 до плюс 120
Выходной сигнал	4-20 мА с протоколом HART
Давление перегрузки, МПа	10

Датчики давления Метран 150-ТА3 применяются для непрерывного преобразования измеряемого абсолютного давления жидкостей, нефтепродуктов, пара, газа, газовых смесей в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал на базе HART-протокола.



Рисунок 1.3 – Датчик давления Метран-150ТА3

1.6 Обзор преобразователя расхода

Для автоматизации ТП необходимо отслеживать расход нефти, воды и газа. Для решения задачи по отслеживанию расхода газа используется ультразвуковой преобразователь расхода газа Daniel 3414 [76], изображенный на рисунке 1.4. Параметры преобразователя представлены в таблице 1.4. Закладная представлена в приложении В.

Таблица 1.4 – Параметры ультразвукового преобразователя расхода газа Daniel 3414

Параметр	Значение
Номинальная скорость движения потока, м/с	от 0 до 38
Погрешность, %	$\pm 0,05$
Температура измеряемой среды, °С	от минус 21 до плюс 100
Рабочее давление, МПа	от 0,689 до 27,579
Выходной сигнал	4-20 мА /HART



Рисунок 1.4 - Ультразвуковой преобразователь расхода газа Daniel 3414

Для решения задачи по отслеживанию расхода нефти и газа используется ультразвуковой преобразователь расхода газа Daniel 3814 [77], изображенный на рисунке 1.5. Параметры преобразователя представлены в таблице 1.5. Закладная представлена в приложении Г.

Таблица 1.5 – Параметры ультразвукового преобразователя расхода жидкости Daniel 3814

Параметр	Значение
Номинальная скорость движения потока, м/с	от 1,2 до 12,2
Погрешность, %	$\pm 0,15$
Температура измеряемой среды, °С	от минус 50 до плюс 100
Рабочее давление, МПа	от 0 до 15,5
Выходной сигнал	4-20 мА /HART

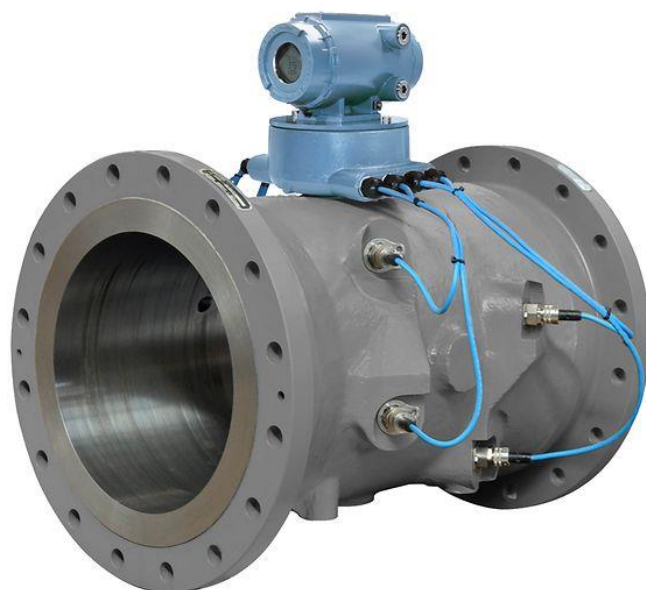


Рисунок 1.5 – Ультразвуковой преобразователь расхода жидкости Daniel 3814

Принцип действия ультразвуковых преобразователей расхода основан на измерении разности времени распространения ультразвуковых сигналов в измеряемой среде, идущей по трубопроводу. Многолучевая схема ультразвуковых сигналов в выбранных преобразователях представляет собой четыре параллельные плоскости, в каждой из которых установлено по два трансдюсера, поочередно выступающие в качестве излучателей и приемников ультразвуковых сигналов [76, 77].

1.7 Обзор датчика температуры

Для безопасности и поддержания качества протекания технологического процесса необходимо отслеживать температуру среды внутри сепаратора. Для решения этих задач используется датчик температуры Метран-281 [78], представленный на рисунке 1.6. Параметры датчика представлены в таблице 1.6. Закладная представлена в приложении Д.

Для начала необходимо рассчитать пропускную способность клапана для нефти, воды и газа. Алгоритм расчета был взят из РТМ 108.711.02-79 [44].

Формула для расчета пропускной способности клапана для нефти и воды:

$$K_{v_{max}} = 10^{-2} Q_{max} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P}}, \quad (1.1)$$

где $K_{v_{max}}$ – максимальная пропускная способность клапана;

Q_{max} – объемный расход среды;

ρ – плотность среды;

ΔP – перепад давления на клапане.

Параметры для расчета пропускной способности клапана для нефти и воды представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Параметры для расчета пропускной способности клапана для нефти и воды

Величина	Q_{max} , м ³ /ч	ΔP , МПа	ρ нефти, кг/м ³	ρ воды, кг/м ³
Значение	280	0,7	900	988

Подставив значения, получается:

$$K_{v_{max} \text{ нефти}} = 100,4 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right);$$

$$K_{v_{max} \text{ воды}} = 105,2 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right).$$

Основываясь на полученных значениях, выберем регулирующий клапан с пропускной способностью как минимум на 10% выше, чем максимальная найденная пропускная способность $K_{vy} = 126, \text{м}^3/\text{ч}$.

Для расчета пропускной способности клапана для газа примем, что в процессе сепарации будет выделяться метан.

Формула для расчета пропускной способности клапана для газа:

$$K_{v_{max} \text{ газа}} = \frac{Q_{max}}{529} \cdot \sqrt{\frac{p \cdot T}{\Delta P}}, \quad (1.2)$$

где Y – коэффициент расширения газа;

T – абсолютная температура.

Подставив значения, получается:

$$K_{v_{max} \text{ газа}} = 1582,7 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right).$$

Подходящая пропускная способность из ряда предложенных в каталоге:

$$K_{Vy} = 1600 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right).$$

Основываясь на полученных параметрах, выбран DN15-300, PN1,6-4,0 Мпа [61], изображенный на рисунке 1.7. Закладная представлена в приложении Е.

										Лист
										20
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

270304.2020.397 ПЗ



Рисунок 1.7 – Клапан регулирующий односедельный с ЭИМ DN15-300, PN1,6-4,0
Мпа

- УУ – управляющее устройство;
- ИМ – исполнительный механизм;
- ОУ – объект управления;
- ИЭ – измерительный элемент.

$$\int Q_{\text{эмульсии}}(t) = V_{\text{воды}}(t) + V_{\text{нефти}}(t) + V_{\text{газа}}(t) + V_{\text{тв.ч.}}(t), \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{эмульсии}}$ – расход поступающей эмульсии.

Также:

$$\int Q_{\text{воды}}(t) = V_{\text{воды}}(t), \quad (2.2)$$

где $V_{\text{воды}}$ – объем воды в первой секции сепаратора.

Так как уровень жидкости в первой секции сепаратора регулируется клапаном, необходимо установить зависимость между расходом сброса в первой секции и уровнем открытия клапана [45, 63]. Для этого выразим из (1.1) расход:

$$Q_{\text{max}} = \frac{K_{v_{\text{max}}}}{10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{p}{\Delta P}}}; \quad (2.3)$$

$$K_{v_{\text{max}}} = K_{v_S} \cdot \Phi, \quad (2.4)$$

где K_{v_S} – производительность сепаратора;

Φ – линейная расходная характеристика. Данная характеристика представляет собой линейную функциональную зависимость между положением штока клапана и коэффициентом расхода. Применима для моделирования технологических

процессов, в которых наблюдается прямая или почти прямая зависимость двух величин [79, 99, 106, 108].

$$\Phi = \Phi_0 + m \cdot h, \quad (2.5)$$

где Φ_0 – относительный коэффициент расхода;

m – кривизна характеристики;

h – положение штока клапана.

Подставив в (2.5) стандартные величины, получаем:

$$\Phi = 0,0183 + 0,9817 \cdot h. \quad (2.6)$$

Отсюда:

$$Q_{max} = \frac{K_{vs} \cdot (0,0183 + 0,9817 \cdot h)}{10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{p}{\Delta P}}}. \quad (2.7)$$

Изменяя положение штока в диапазоне от 0 до 1, составим таблицу 2.1 изменения расхода от положения штока клапана.

Далее следует найти зависимость уровня жидкости от ее объема в сепараторе. Вследствие того, что форма сепаратора представляет собой сложную геометрическую фигуру в виде горизонтального цилиндра со сферическими днищами, зависимость является нелинейной [95, 110]. Данную зависимость можно установить эмпирически, следуя ГОСТ 8.346-79 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки» [44]. Значения расхода воды в зависимости от положения штока клапана представлены в таблице 2.1.

$$V_{c.d.} = 2 \cdot 0,5233 \cdot 1 \cdot (0,75 \cdot 3^2 + 1^2) = 8,11 \text{ (м}^3\text{)}. \quad (2.10)$$

Объем жидкости в частях сепаратора высчитывается по следующим формулам:

$$V_{ж.ц.} = K_{ц.} \cdot V_{ц.}; \quad (2.11)$$

$$V_{ж.с.д.} = K_{с.д.} \cdot V_{с.д.}, \quad (2.12)$$

где $K_{ц.}$ и $K_{с.д.}$ – коэффициенты заполнения цилиндрической части и сферических днищ соответственно, которые зависят от высоты наполнения сепаратора. Берутся из ГОСТ 8.346-79. Благодаря этому составляется тарифовочная таблица 2.2.

Принцип работы контура регулирования уровня воды выглядит следующим образом. Входное воздействие (уровень воды) поступает на сумматор со знаком плюс. На этот же сумматор со знаком минус поступает выходная величина (настоящий уровень). С сумматора сигнал поступает на ПИД-регулятор, вычисляющий разницу этого сигнала и уставки, а затем оказывает управляющее воздействие на клапан. Ход штока клапана ограничивается от 0 до 1 при помощи блока «Saturation» [1]. Степень открытия клапана преобразуется в расход. К нему добавляется дебит воды, возникший в результате процесса сепарации и поступления эмульсии. Затем суммарный расход интегрируется в объем и объем пересчитывается в уровень при помощи функционального блока LookUpTable, параметры которого изображены на рисунке 2.2 с прописанной в нем тарифовочной таблицей. Также присутствует обратная связь с датчиком уровня, реализованном в виде единичного коэффициента усиления. Получившаяся математическая модель, собранная из блоков Simulink изображена на рисунке 2.3.

Таблица 2.2 – Тарифовочная таблица

Н	Н/D	К _ц	К _{с.д.}	V _ц	V _{с.д.}	V _{сеп}	V _{в 1-й сек}	V _{во 2-й сек}
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,1	0,0333	0,0102	0,001	0,9368	0,0081	0,9449	0,6598	0,2851
0,2	0,0667	0,0287	0,006	2,636	0,0487	2,6846	1,8695	0,8151
0,3	0,1	0,052	0,017	4,7759	0,1379	4,9138	3,4121	1,5017
0,4	0,1333	0,0792	0,033	7,2741	0,2677	7,5418	5,2257	2,3161
0,5	0,1667	0,1096	0,054	10,066	0,438	10,504	7,2653	3,2389
0,6	0,2	0,1424	0,08	13,079	0,6489	13,728	9,4796	4,2481
0,7	0,2333	0,1773	0,113	16,284	0,9166	17,201	11,857	5,3435
0,8	0,2667	0,2141	0,15	19,664	1,2167	20,881	14,373	6,5075
0,9	0,3	0,2522	0,192	23,163	1,5573	24,721	16,993	7,7277
1	0,3333	0,2917	0,237	26,791	1,9223	28,714	19,715	8,9985
1,1	0,3667	0,3323	0,286	30,52	2,3198	32,84	22,524	10,316
1,2	0,4	0,3735	0,337	34,304	2,7335	37,038	25,38	11,658
1,3	0,4333	0,4153	0,389	38,143	3,1552	41,298	28,278	13,021
1,4	0,4667	0,4576	0,445	42,028	3,6095	45,638	31,225	14,413
1,5	0,5	0,5	0,5	45,923	4,0556	49,978	34,174	15,805
1,6	0,5333	0,5424	0,555	49,817	4,5017	54,318	37,123	17,196
1,7	0,5667	0,5847	0,611	53,702	4,9559	58,658	40,069	18,588
1,8	0,6	0,6264	0,663	57,532	5,3777	62,909	42,961	19,948
1,9	0,6333	0,6377	0,714	58,57	5,7914	64,361	43,894	20,467
2	0,6667	0,7082	0,763	65,045	6,1888	71,233	48,626	22,608
2,1	0,7	0,7477	0,808	68,673	6,5538	75,226	51,348	23,879
2,2	0,7333	0,7859	0,85	72,181	6,8945	79,075	53,974	25,102
2,3	0,7667	0,8227	0,887	75,561	7,1946	82,755	56,49	26,266
2,4	0,8	0,8576	0,919	78,766	7,4541	86,22	58,863	27,357
2,5	0,8333	0,8904	0,946	81,779	7,6731	89,452	61,082	28,37
2,6	0,8667	0,9208	0,968	84,571	7,8516	92,422	63,125	29,297
2,7	0,9	0,948	0,983	87,069	7,9733	95,042	64,935	30,107
2,8	0,9333	0,9713	0,993	89,209	8,0544	97,263	66,474	30,79
2,9	0,9667	0,9898	0,999	90,908	8,103	99,011	67,687	31,324
3	1	1	1	91,845	8,1112	99,956	68,347	31,609

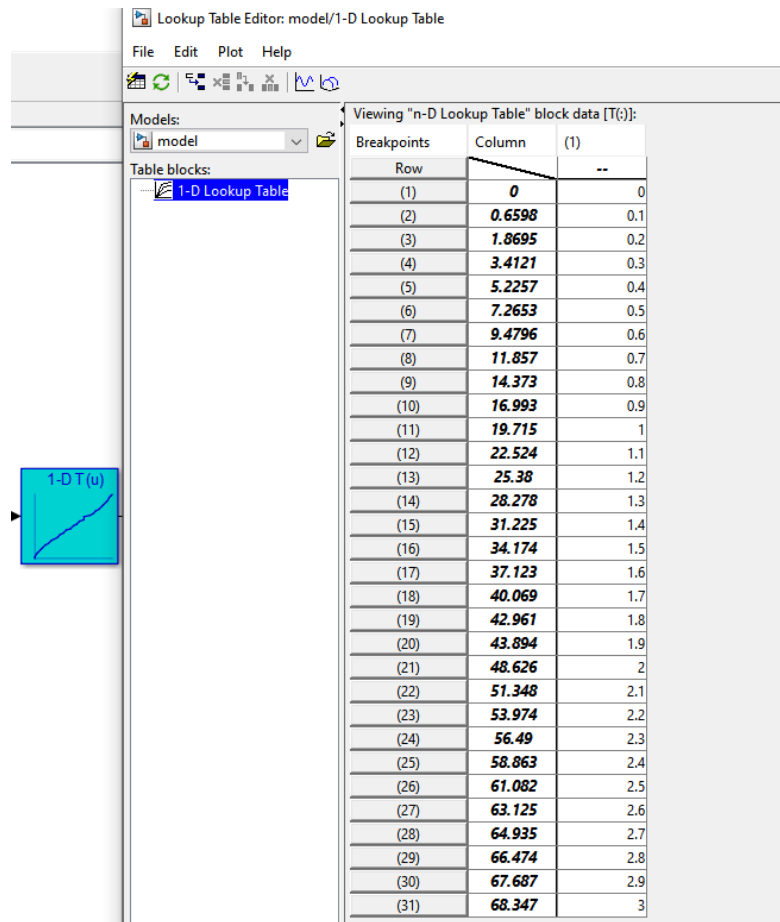


Рисунок 2.2 – Параметры блока LookUpTable

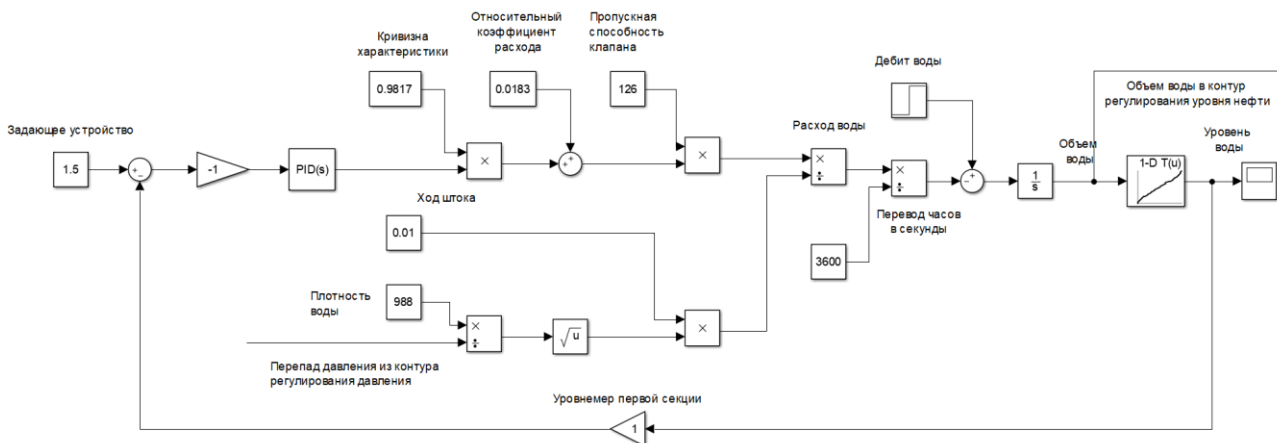


Рисунок 2.3 – Математическая модель контура регулирования уровня воды

2.2 Синтез математической модели контура регулирования уровня нефти

Как было описано в пункте 1.2 отделившаяся нефть собирается во второй секции сепаратора. Для регулирования уровня нефти необходимо знать ее объем во второй секции [100]:

$$V_{\text{во 2-й сек}} = V_{\text{в 1-й сек}} - V_{\text{воды}} \quad (2.13)$$

Весь остальной процесс регулирования уровня нефти аналогичен процессу регулирования уровня воды. Значения расхода нефти в зависимости от положения штока клапана представлены в таблице 2.3. Математическая модель контура регулирования уровня нефти изображена на рисунке 2.4.

Таблица 2.3 – Зависимость расхода нефти от положения штока клапана

Положение штока, %	Расход нефти, м ³ /ч
0,1	90,95
0,2	167,61
0,3	244,27
0,4	320,93
0,5	397,59
0,6	474,25
0,7	550,90
0,8	627,56
0,9	704,22
1	780,88

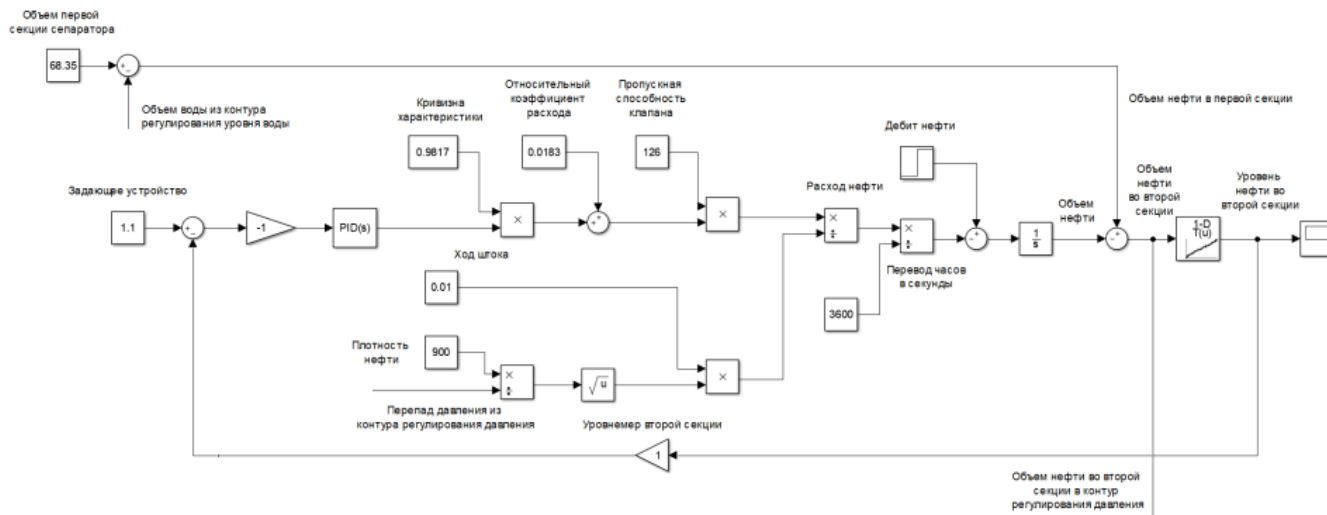


Рисунок 2.4 – Математическая модель контура регулирования уровня нефти

2.3 Синтез математической модели контура регулирования давления

Как видно из рисунков 2.3, 2.4, контуры регулирования уровня воды и нефти зависят от перепада давления, который в свою очередь зависит от внешнего давления и давления в сепараторе [102, 103].

Алгоритм работы контура давления следующий. Желаемое значение давления поступает на сумматор со знаком плюс, а текущее давление со знаком минус. Вычисленное значение попадает в ПИД-регулятор, который вычисляет разницу с уставкой и воздействует на шток клапана. Далее необходимо вывести зависимость расхода газа от степени открытия клапана:

$$Q_{max} = \frac{529K_{vS} \cdot (0,0183 + 0,9817 \cdot h)}{\sqrt{\frac{pT}{\Delta P}}} \quad (2.14)$$

Значения расхода газа в зависимости от положения штока клапана представлены в таблице 2.4.

К найденному расходу прибавляется дебит газа, образовавшегося во время процесса сепарации. Затем расход газа интегрируется в количество вещества. А

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

вычислить давление, зная количество вещества можно при помощи уравнения состояния идеального газа:

$$PV_{\Gamma} = \mu RT, \quad (2.15)$$

где P – давление;

V_{Γ} – объем сепаратора, не занятый жидкостью;

μ – количество газа;

R – универсальная газовая постоянная;

T – температура, К.

Отсюда выводится зависимость давления:

$$P = \frac{\mu RT}{V_{\Gamma}}. \quad (2.16)$$

Объем газа в сепараторе в свою очередь равен:

$$V_{\Gamma}(t) = V_{\text{сепаратора}}(t) - V_{\text{во 2-й сек}}(t) - V_{\text{в 1-й сек}}(t). \quad (2.17)$$

Функциональная схема контура регулирования давления представлена на рисунке 2.5.

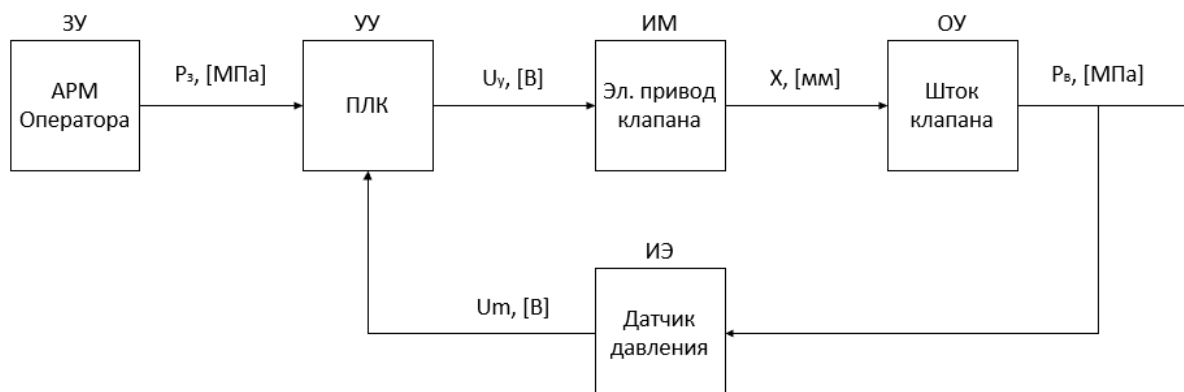


Рисунок 2.5 – Функциональная схема контура регулирования давления

Таблица 2.4 – Зависимость расхода газа от положения штока клапана

Положение штока, %	Расход газа, м ³ /ч
0,1	1855,18
0,2	3418,86
0,3	4982,55
0,4	6546,24
0,5	8109,92
0,6	9673,61
0,7	11237,30
0,8	12800,99
0,9	14364,67
1	15928,36

Математическая модель контура регулирования давления представлена на рисунке 2.4.

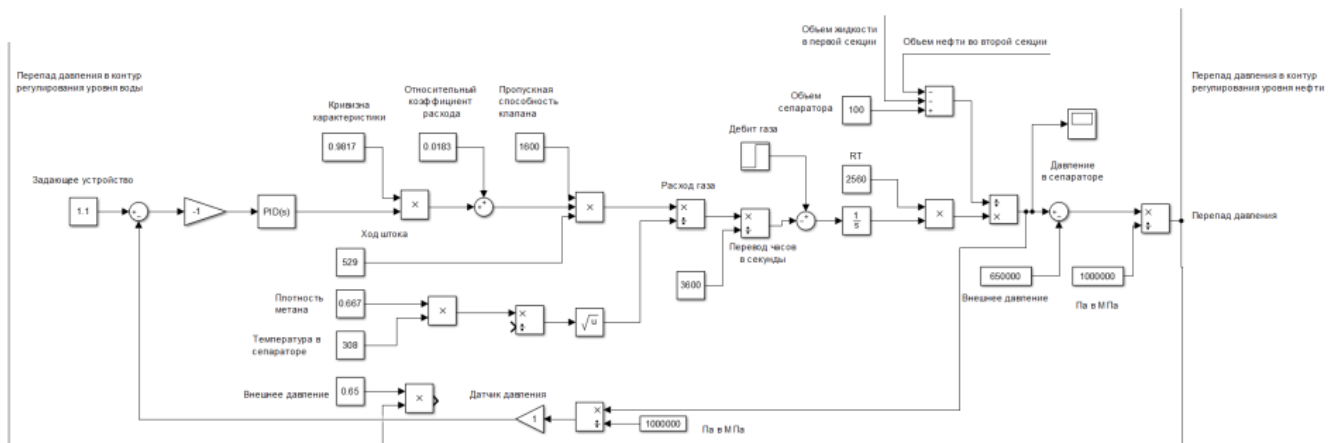


Рисунок 2.6 – Математическая модель контура регулирования давления

Вычитая из давления в сепараторе внешнее давление, получается перепад давления, значение которого идет в контур регулирования уровня воды и контур регулирования уровня нефти.

3 АНАЛИЗ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. НАСТРОЙКА РЕГУЛЯТОРОВ. ОЦЕНКА КАЧЕСТВА СИСТЕМЫ

Вследствие того, что в моделях контуров содержатся нелинейные элементы, например блок «Saturation», эти модели тоже являются нелинейными. Для настройки контуров необходимо провести их линеаризацию [12, 33, 36, 74]. Линеаризация является линейной аппроксимацией нелинейной системы, которая допустима в небольшой области вокруг рабочей точки [2, 4, 5, 7]. Вследствие линеаризации нелинейная функция заменяется на линейную зависимость вида:

$$y = kx + b. \quad (3.1)$$

Графически процесс линеаризации отображен на рисунке 3.1.

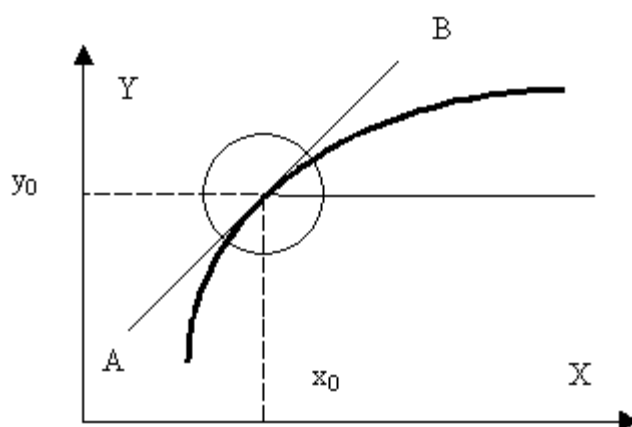


Рисунок 3.1 – Графическое отображение процесса линеаризации

3.1 Линеаризация модели контура регулирования уровня воды

Для начала необходимо линеаризировать зависимость расхода воды от хода штока клапана. Значения k и b находятся, исходя из рабочей точки контура регулирования уровня воды, которая равна 1,5, а также исходя из значений таблицы

2.1. К x приравнивается значение хода штока клапана, а к y соответствующее значение расхода в $\text{м}^3/\text{с}$. И, так как необходимо найти две неизвестные величины, необходимо составить систему из двух уравнений и решить ее:

$$\begin{cases} y_1 = k \cdot x_1 + b \\ y_2 = k \cdot x_2 + b \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\begin{cases} 0,146 = k \cdot 0,7 + b \\ 0,166 = k \cdot 0,8 + b \end{cases} \quad (3.3)$$

Решив систему уравнений, получаем:

$$k = 0,2;$$

$$b = 0,006.$$

Теперь необходимо линеаризировать зависимость уровня от объема. Для этого воспользуемся вышепоказанным алгоритмом, но теперь необходимо взять значения x и y из таблицы 2.2. Значение объема будет соответствовать x , а значение уровня y :

$$\begin{cases} 1,7 = k \cdot 40,069 + b \\ 1,8 = k \cdot 42,961 + b \end{cases} \quad (3.4)$$

$$k = 0,038;$$

$$b = 0,168.$$

На рисунке 3.2 изображена линеаризованная математическая модель контура регулирования уровня воды.

Теперь необходимо подобрать коэффициенты ПИД-регулятора. Подбор произведен при помощи аналитического метода [13, 15, 17, 18, 19]. $P = 300$, $I = 50$, $D = 100$. Переходный процесс контура регулирования уровня воды представлен на рисунке 3.3.

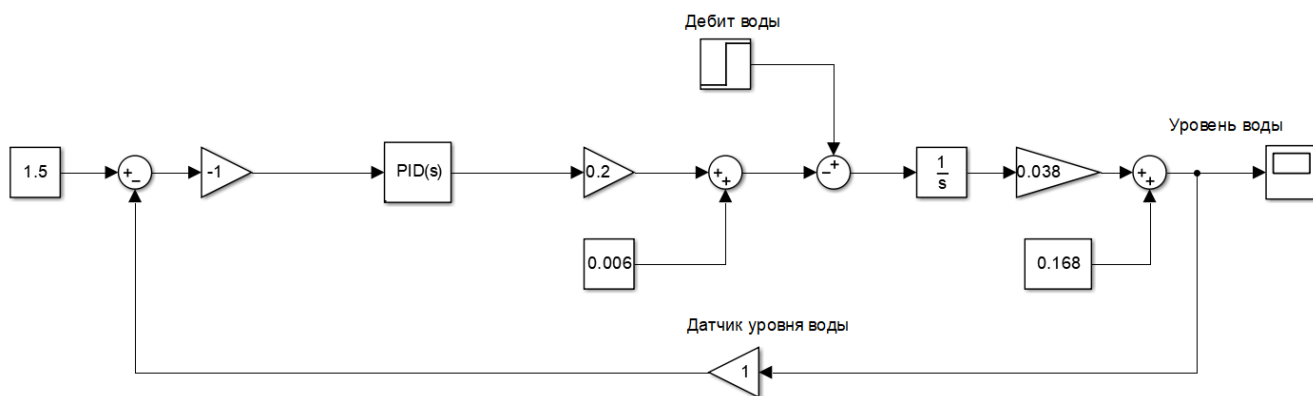


Рисунок 3.2 – Линеаризованная математическая модель контура регулирования уровня воды

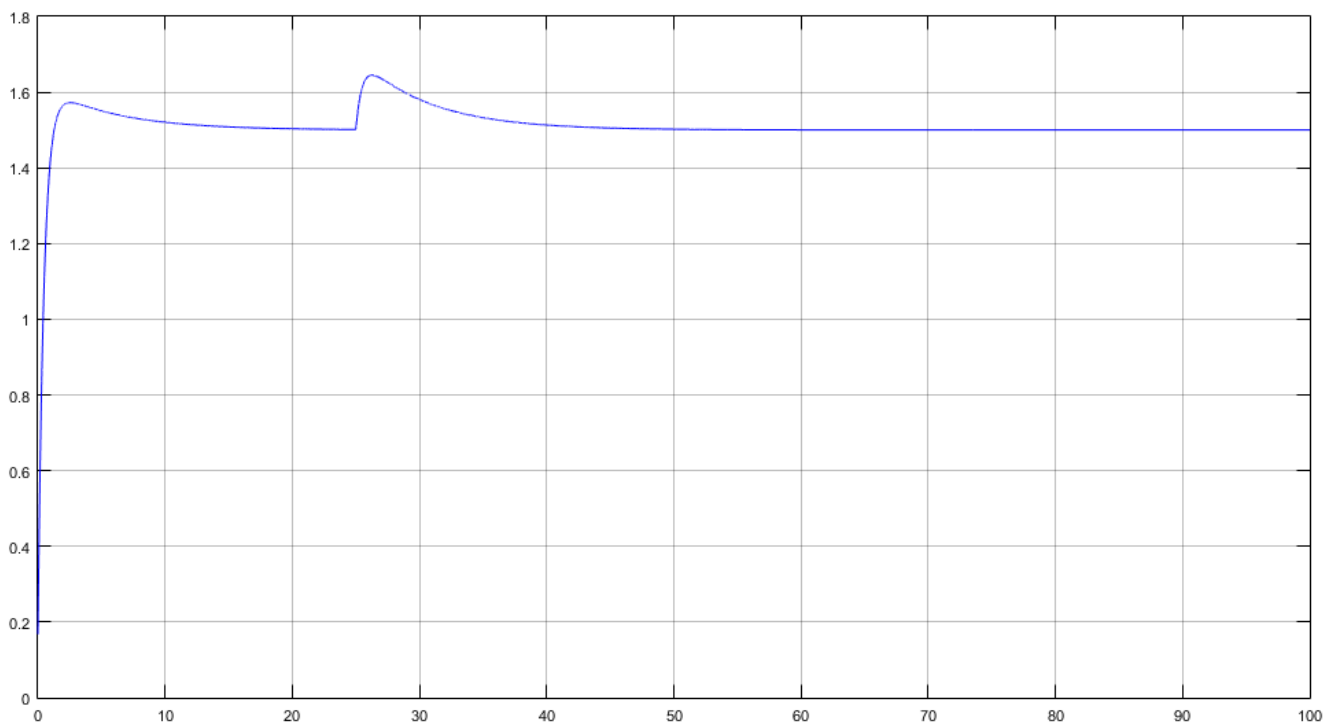


Рисунок 3.3 – Переходный процесс контура регулирования уровня воды

3.2 Линеаризация модели контура регулирования уровня нефти

Весь алгоритм линеаризации модели контура регулирования уровня нефти аналогичен алгоритму линеаризации модели контура регулирования уровня воды. В таблицах 3.1 и 3.2 представлены все найденные параметры.

На рисунке 3.3 изображена линеаризованная математическая модель контура регулирования уровня нефти. Подобранны коэффициенты PID-регулятора аналитическим методом. $P = 300$, $I = 50$, $D = 100$. Переходный процесс контура регулирования уровня нефти представлен на рисунке 3.5.

Таблица 3.1 – Параметры линеаризованной функции расхода нефти от хода штока клапана

x1	y1	x2	y2	k	b
0,7	0,153	0,8	0,174	0,21	0,006

Таблица 3.2 – Параметры линеаризованной функции уровня нефти от ее объема

x1	y1	x2	y2	k	b
10,316	1,1	11,658	1,2	0,075	0,326

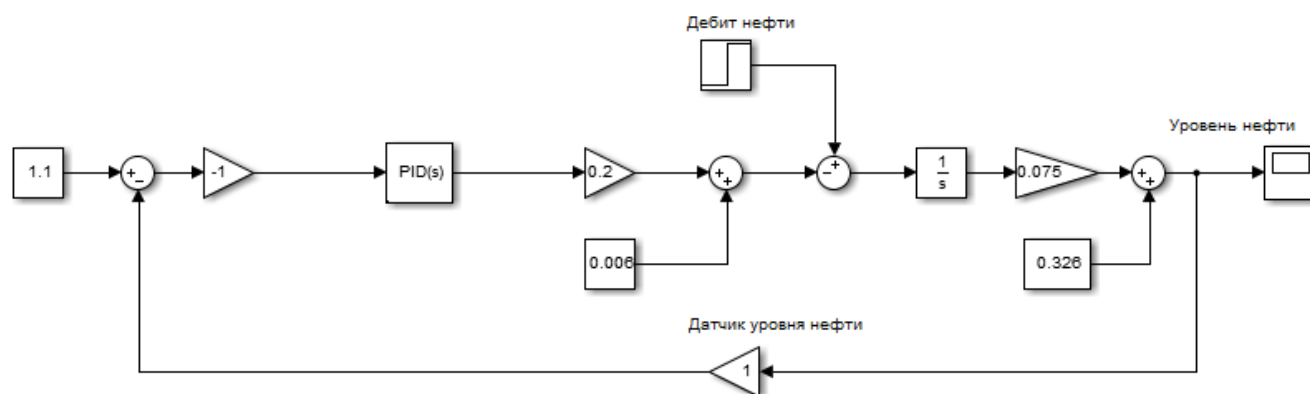


Рисунок 3.4 – Линеаризованная математическая модель контура регулирования уровня нефти

3.3 Линеаризация модели контура регулирования давления

Весь алгоритм линеаризации модели контура регулирования давления аналогичен алгоритму линеаризации модели контура регулирования уровня воды и нефти. В таблицах 3.3 и 3.4 представлены все найденные параметры.

На рисунке 3.6 изображена линеаризованная математическая модель контура регулирования давления.

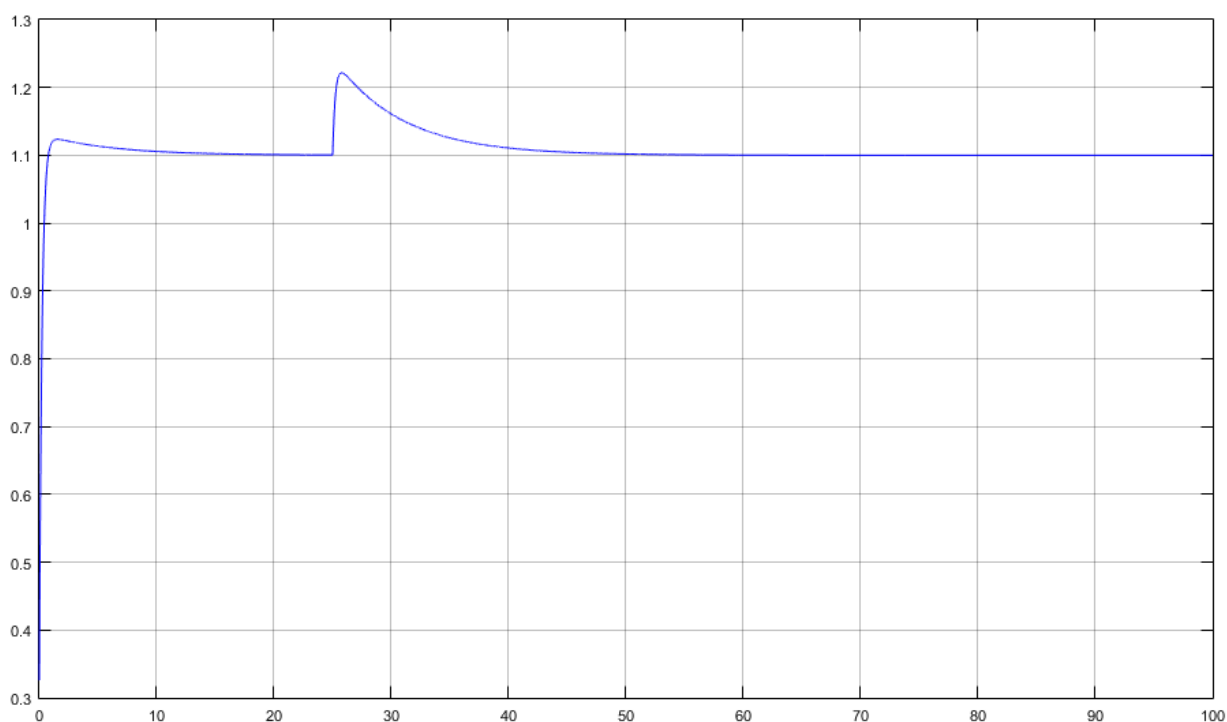


Рисунок 3.5 – Переходный процесс контура регулирования уровня нефти

Подобраны коэффициенты PID-регулятора аналитическим методом. $P = 1500$, $I = 150$, $D = 500$. Переходный процесс контура регулирования уровня воды представлен на рисунке 3.7.

Таблица 3.3 – Параметры линеаризованной функции расхода газа от хода штока

x1	y1	x2	y2	k	b
0,7	3,121	0,8	3,556	4,35	0,076

Таблица 3.4 – Параметры линеаризованной функции давления от количества вещества

x1	y1	x2	y2	k	b
18915	1000	24472	1300	55	-45850

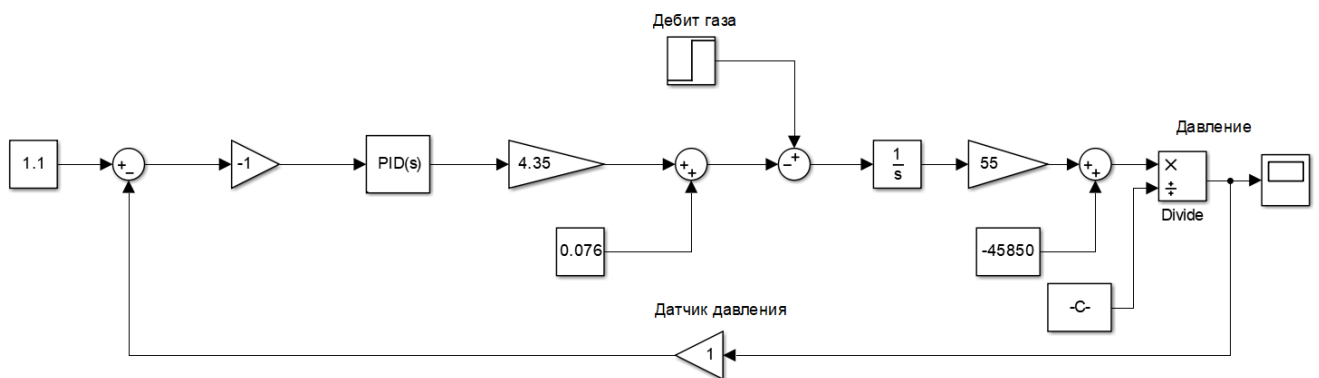


Рисунок 3.6 - Линеаризованная математическая модель контура регулирования давления

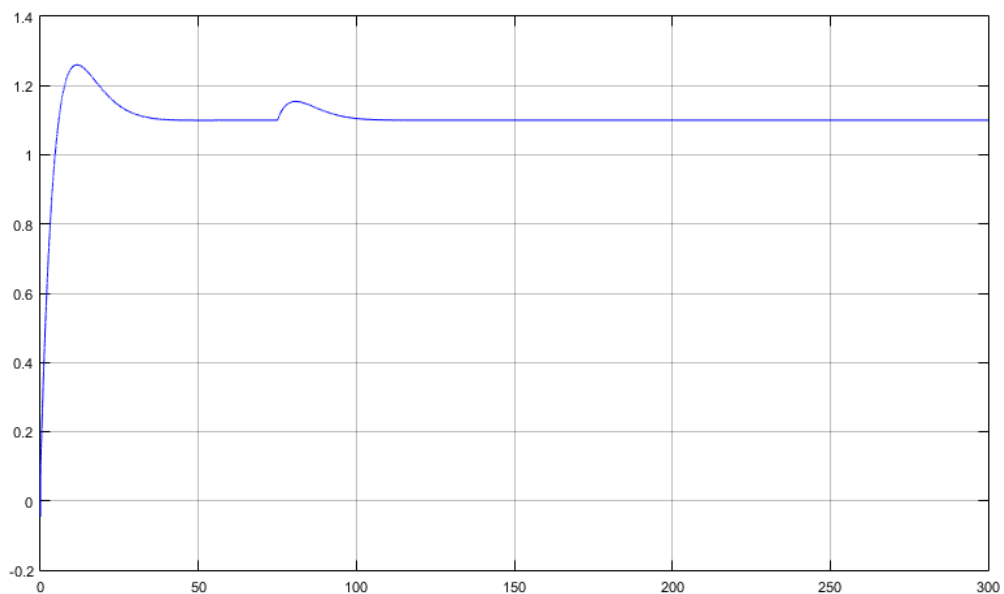


Рисунок 3.7 – Переходный процесс контура регулирования давления

3.4 Оценка качества полученной модели

Все три контура регулирования воздействуют друг на друга, следовательно, при возникновении возмущения на одном контуре, это отразится на двух других контурах. Полная функциональная схема изображена в приложении Л.

Для проверки работоспособности модели и оценки влияния возмущения одного контура на другие подаются возмущения в контурах регулирования уровня воды, уровня нефти и давления на 200, 500 и 800 секундах соответственно, при времени моделирования равном 1000 секунд. Графики переходных процессов трех контуров представлены на рисунках 3.8, 3.9, 3.10.

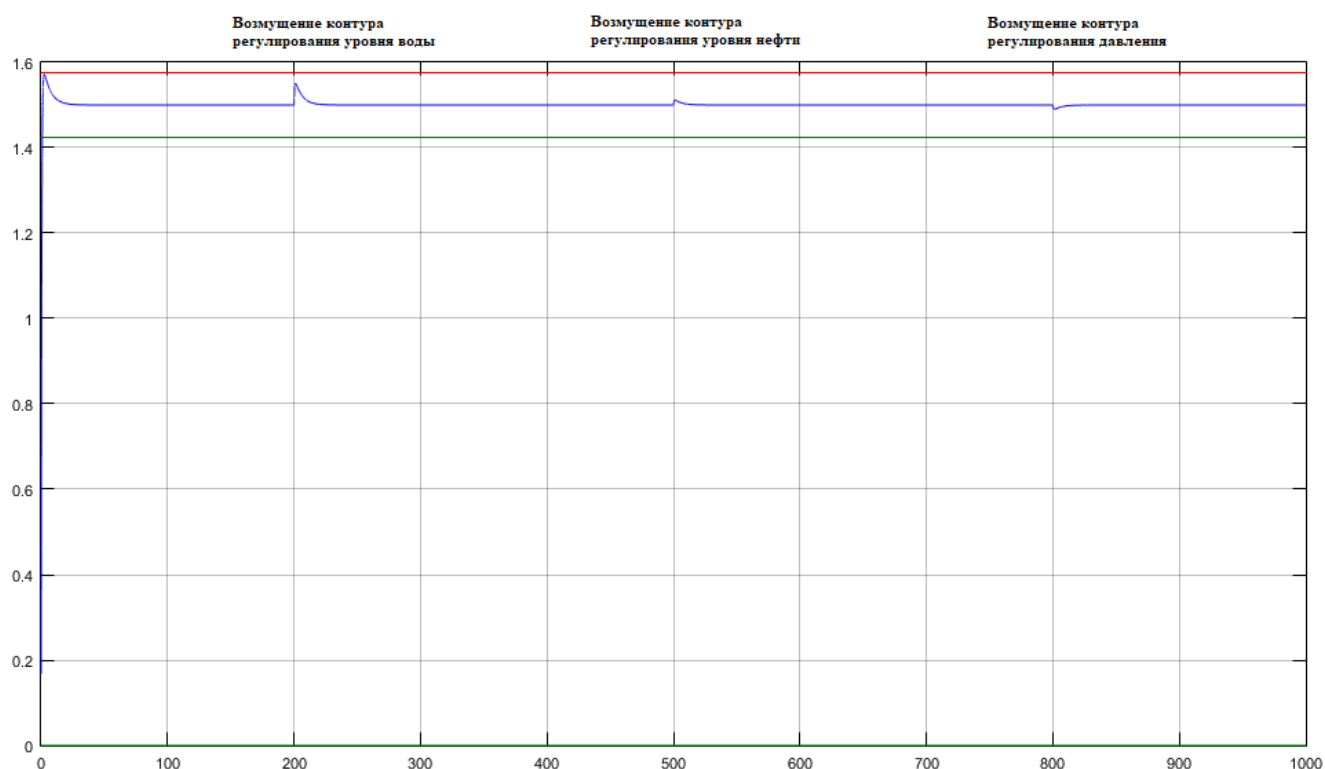


Рисунок 3.8 – Переходный процесс контура регулирования уровня воды

Оценим качество переходного процесса контура регулирования уровня воды. Основными параметрами качества переходного процесса являются перерегулирование, время регулирования и статическая ошибка [27, 39, 56, 89, 101].

Перерегулирование – это максимальное отклонение переходного процесса от установившегося значения в процентах [24, 85]. Время регулирования – это время, за которое переходный процесс достигает значения равного примерно от $0,95u_{уст}$ до $1,05u_{уст}$ [25, 29, 52, 97]. Статическая ошибка – это разница между установившимся значением переходного процесса и уставкой [28, 40, 43, 55, 90]. В данном конкретном случае статическая ошибка всех контуров равна нулю, так как каждый контур содержит интегратор [41, 57, 83]. Перерегулирование переходного процесса контура регулирования уровня воды:

$$\sigma = \frac{y_{\max} - y_{уст}}{y_{уст}} \cdot 100\% = \frac{1,572 - 1,5}{1,5} \cdot 100\% = 4,8\%.$$

Время регулирования:

$$t_{\text{рег}} = 1,05 \text{ (с)}.$$

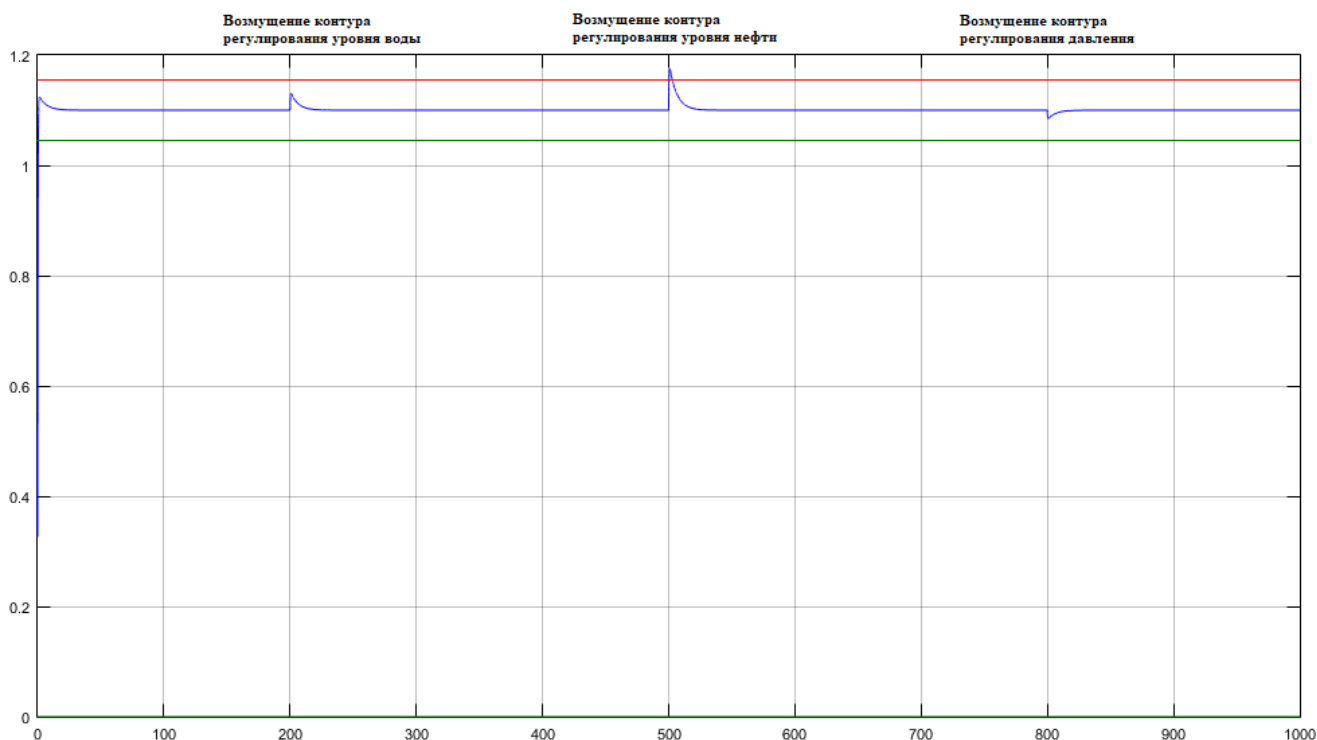


Рисунок 3.9 – Переходный процесс контура регулирования уровня нефти

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата
------	------	---------	---------	------

Оценим качество переходного процесса контура регулирования уровня нефти. Перерегулирование:

$$\sigma = \frac{y_{\text{макс}} - y_{\text{уст}}}{y_{\text{уст}}} \cdot 100\% = \frac{1,124 - 1,1}{1,1} \cdot 100\% = 2,2\%.$$

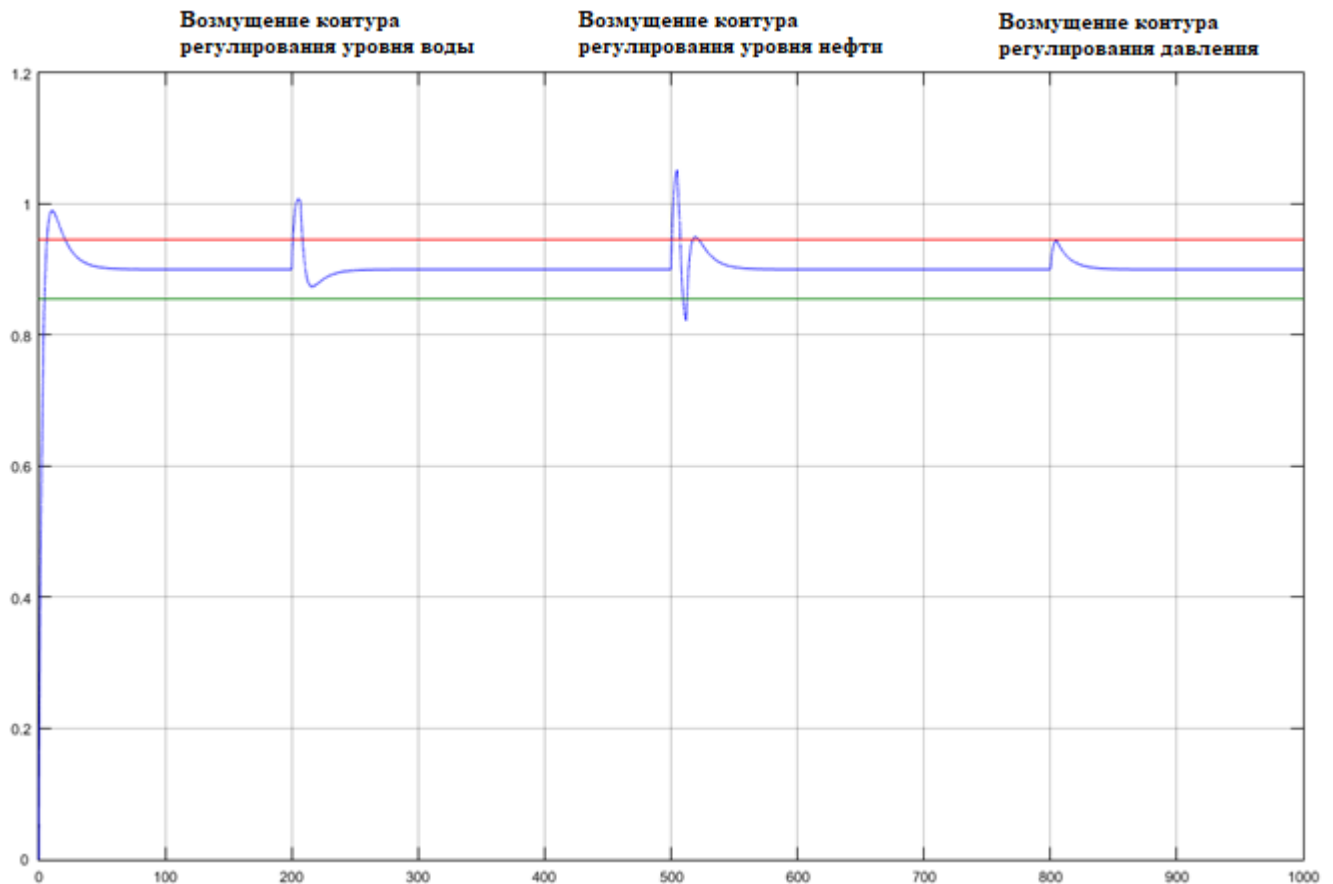


Рисунок 3.10 – Переходный процесс контура регулирования давления

Время регулирования:

$$t_{\text{пер}} = 0,55 \text{ (с)}.$$

Оценим качество переходного процесса контура регулирования уровня нефти. Перерегулирование:

$$\sigma = \frac{y_{\max} - y_{уст}}{y_{уст}} \cdot 100\% = \frac{0,99 - 0,9}{0,9} \cdot 100\% = 10\%.$$

Время регулирования:

$$t_{\text{рег}} = 21 \text{ (с)}.$$

Все параметры качества системы представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Параметры качества получившейся системы

	Перерегулирование	Время регулирования	Статическая ошибка
Контур регулирования уровня воды	4,8 %	1,05 с	0
Контур регулирования уровня нефти	2,2 %	0,55 с	0
Контур регулирования давления	10 %	21 с	0

4 РЕАЛИЗАЦИЯ АРМ ОПЕРАТОРА

АРМ (автоматизированное рабочее место) – программно-технический комплекс (ПТК) АС, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида [45].

Для создания АРМ оператора использовался ПТК DeltaV от компании Emerson. Благодаря данному ПТК реализуется высокоточное управление технологическим процессом, полный доступ к информации системы, а также эксплуатация и обслуживание полевого оборудования с прогнозированием.

Парадигмами ПТК DeltaV являются:

- внедренное ведение архива, которое способствует упрощенному вводу в эксплуатацию и обслуживанию. Все изменения, добавленные во время управления и обслуживания, сами добавляются в архив;

- кроме привычных для автоматизированных систем управления средств обслуживания, имеются модернизированные способы оценки и настройки приборов, позволяющие более просто проводить техническое обслуживание с прогнозированием;

- совокупность внедренных средств улучшенного управления DeltaV предоставляет возможность для комфортной и быстрой разработки качественных стратегий автоматизированного управления производства. Также, благодаря средствам улучшенного управления, пропадает потребность в сборе и обработке информации;

- контроль доступа по всей системе, а также точность времени;

- цифровая точность и быстродействие, обеспечивается благодаря полностью цифровой структуре ПТК;

- компактность, прочность и возможность резервирования обеспечивается за счет модульного строения оборудования;

										Лист
										43
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

– упрощенное использование таких протоколов обмена данных, как Profibus DP, Device Net, Foundation Fieldbus, HART;

– простое создание документации системы, благодаря встроенным средствам проектирования;

– точный, гибкий и комфортный для пользователя интерфейс обеспечивает удобную среду для глобального доступа к информации, конфигурирования и управления технологическим процессом.

4.1 Принципы работы ПТК DeltaV

Главной задачей при создании ПТК DeltaV – это предоставление пользователям возможности создания САУ технологическими процессами, выделяющимися простотой в установке, использовании и высокой надежностью. Для выполнения этих задач применяются следующие функции ПТК:

– способ настройки оборудования методом plug and play;

– методы программного и аппаратного обеспечения, позволяющие обеспечить надежность и целостность системы;

– методы работы типа drag and drop, упрощающие создание, настройку и улучшение системы;

– наборы часто используемых модулей управления, обеспечивающие простое создание систем;

– помощник конфигуратора, обеспечивающий обучение пользователя во время конфигурирования системы;

– надежный и понятный графический интерфейс [58].

Основой управления в DeltaV являются модули. Модули в своей структуре содержат алгоритмы, алармы, условия, экраны, архивные параметры, а также другие характеристики, отражающие функции полевого оборудования технологического процесса. Они являются самыми маленькими сущностями в системе с точки зрения управления.

Поведение и контроль модулей осуществляется при помощи алгоритмов. А алгоритмы, в свою очередь, состоят из функциональных блоков. Библиотека DeltaV содержит шаблоны функциональных блоков для различных функций, например:

- ввода-вывода сигналов;
- аналогового управления.

Алгоритм работы модулей можно настраивать, изменяя параметры функциональных блоков. Степень сложности алгоритмов весь разнообразна, от простых преобразований сигналов до комплексных стратегий управления технологическим процессом. Возможность объединения функциональных блоков в составные функциональные блоки способствует более компактному отображению созданной системы [58].

Также для построения алгоритмов управления процессом применяются диаграммы функциональных последовательностей (ДФП), дающие возможность решения таких задач управления, в которых отдельные операции чередуются в зависимости от времени.

У каждого блока имеется набор параметров, используемых в алгоритме для реализации операций и вычислений. Также имеются типы параметров, характеризующих информацию, содержащуюся в себе.

В ПТК DeltaV также содержится библиотека шаблонов модулей, содержащие в себе базовые параметры. Также есть возможность модифицирования старых, либо создания новых шаблонных модулей, обеспечивающих более комфортное и быстрое конфигурирование алгоритмов [58].

Модули, выполняющие определенную функцию управления одинаковым процессом, группируются по отделениям производства. Отделение – это логическая совокупность модулей внутри системы управления технологическим процессом. Обычно отделения отражают определенные производственные территории или основные агрегаты технологического оборудования.

						<i>Лист</i>
					270304.2020.397 ПЗ	45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.2 Концепция мнемосхем АС

В ВКР представлена только концепция мнемосхем, т.к. материалы, выполненные в DeltaV являются конфиденциальными.

Для АРМ оператора созданы следующие мнемосхемы:

– «НГСВ» (рисунок 4.4) – мнемосхема, отображающая основные параметры технологического процесса;

– «Журнал» – мнемосхема, отображающая уставки различных величин;

– «Тренды» (рисунок 4.5) – мнемосхема, отображающая в реальном времени динамику процессов. Предусмотрен выбор вида кривой (рисунок 4.1), а также выбор периода (рисунок 4.2).

В каждой мнемосхеме предусмотрены кнопки для перехода на другие мнемосхемы (рисунок 4.1).

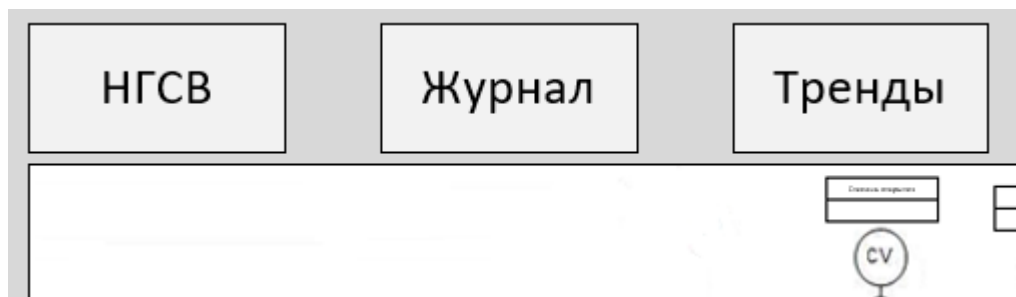


Рисунок 4.1 – Кнопки для перехода к другим мнемосхемам

На мнемосхеме «НГСВ» оператор имеет возможность осуществлять следующие действия:

- изменять и отслеживать уровни жидкостей в обеих секциях сепаратора;
- отслеживать расходы воды, нефти и газа в трубопроводе;
- отслеживать давление;
- отслеживать температуру;
- отслеживать степень открытия регулирующих клапанов;
- отслеживать алармы.

На мнемосхеме «Тренды» оператор имеет возможность осуществлять следующие действия:

- выводить и отслеживать тренды изменения величин технологического процесса;
- изменять вид выводимых графиков (рисунок 4.2);
- сохранять значения выведенных величин в определенном периоде (рисунок 4.3).

Концепция мнемосхемы «НГСВ» представлена в приложении М. Концепция мнемосхемы «Тренды» представлена в приложении Н.

Величина	Вид кривой

Рисунок 4.2 – Выбор вида кривой

Период	Показать
с <input type="text"/> до <input type="text"/>	Очистить
	Сохранить
	Экспорт

Номер	Дата	Время	Величина

Рисунок 4.3 –Выбор периода

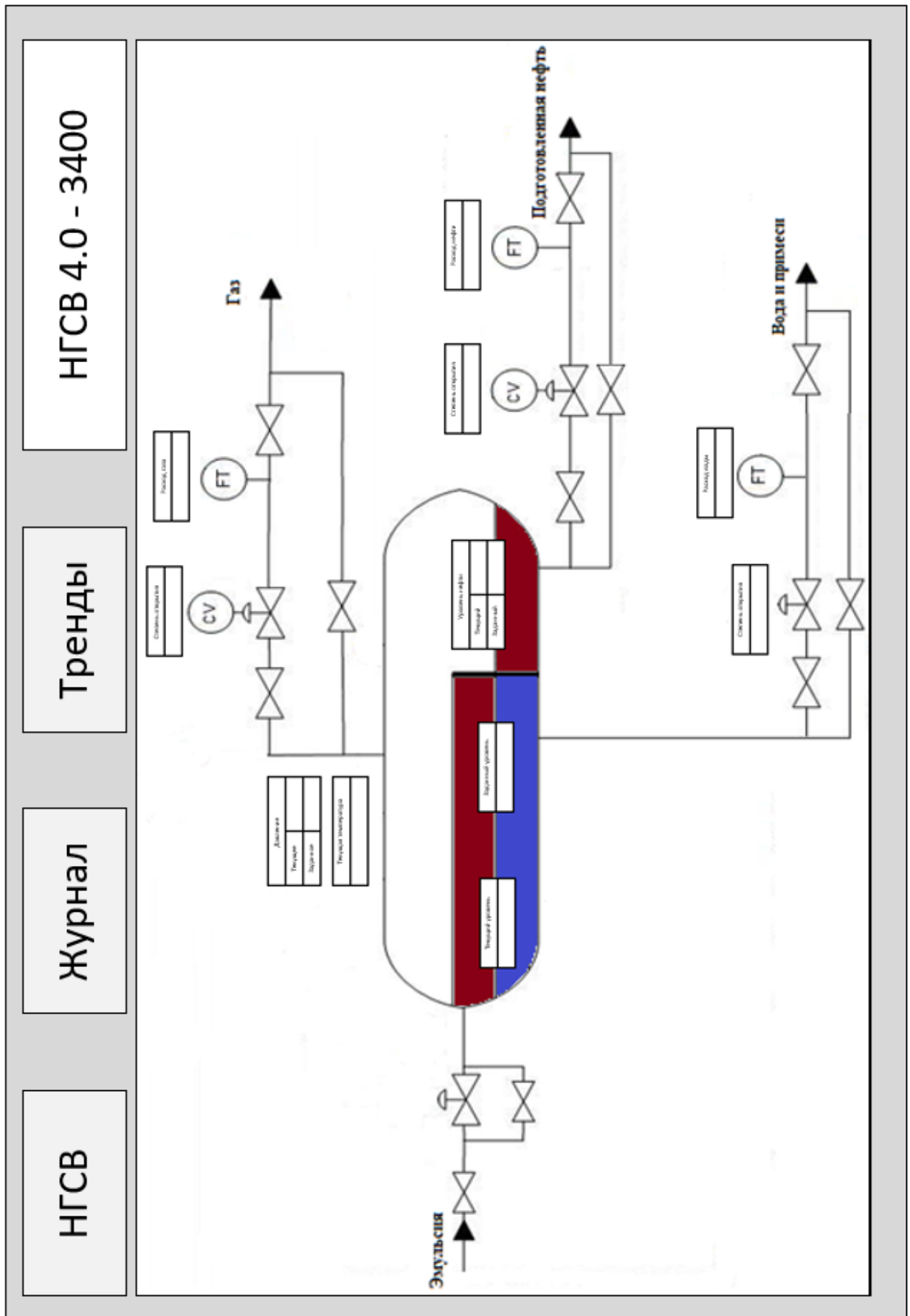


Рисунок 4.4 – Мнемосхема «НГСВ»

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

270304.2020.397 ПЗ

Лист

48

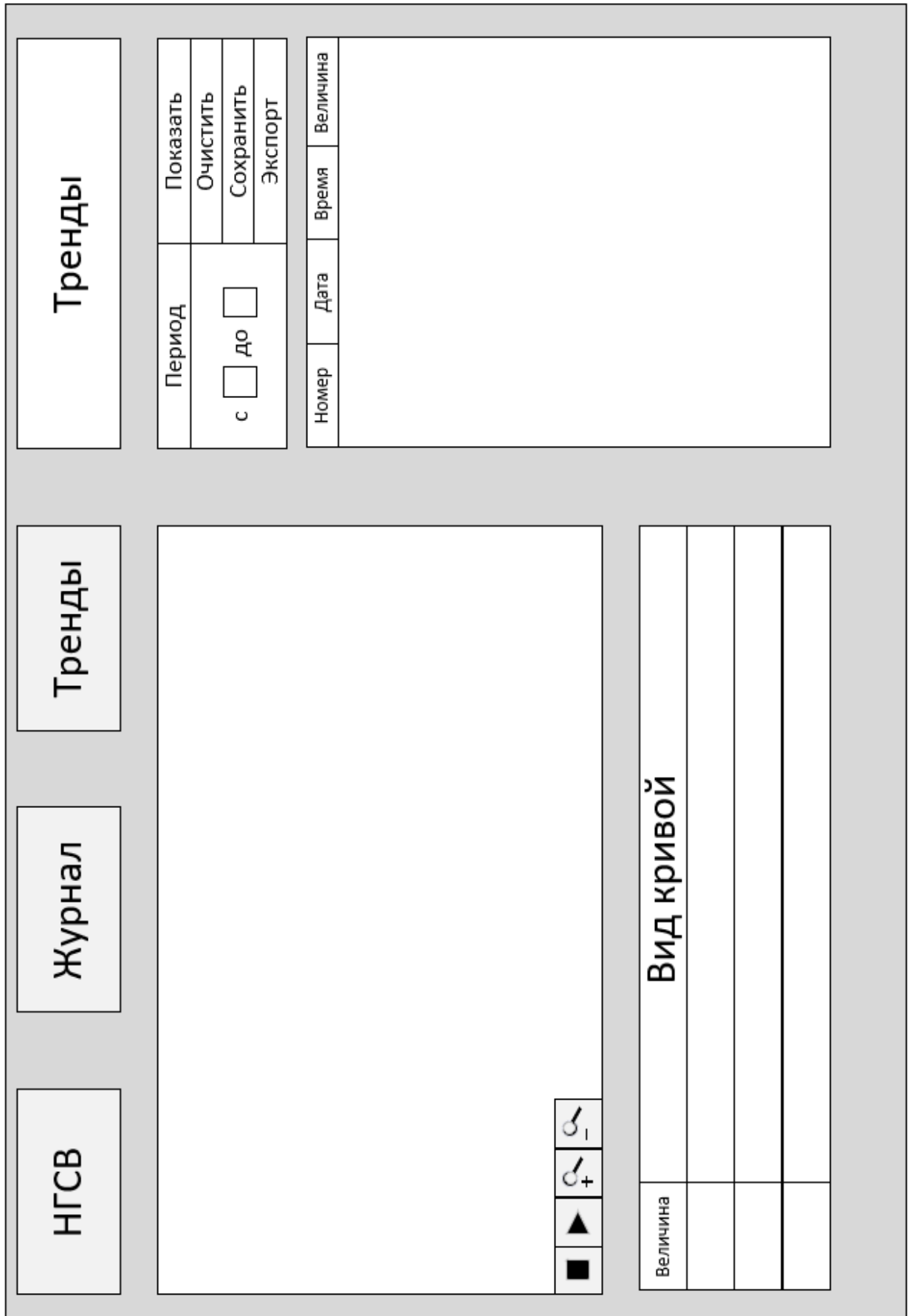


Рисунок 4.5 – Мнемосхема «Тренды»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был изучен процесс сепарации нефти путем гравитационного отстоя. Произведен обзор предложенного оборудования и расчет для выбора регулирующего клапана для автоматизированной системы управления сепаратором первичной подготовки нефти. Синтезирована математическая модель контуров регулирования. Разработаны функциональные и структурные схемы контуров регулирования. Произведена линеаризация контуров, системы автоматического управления нефтегазовым сепаратором, и подобраны коэффициенты ПИД-регулятора для каждого из трех контуров. В результате выполненной работы была создана система автоматического управления нефтегазовым сепаратором. Оценено качество переходных процессов трех контуров получившейся системы. Также была разработана концепция мнемосхемы АС для АРМ оператора.

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата					

270304.2020.397 ПЗ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Aalsalem, M. Y. Wireless Sensor Networks in oil and gas industry: Recent advances, taxonomy, requirements, and open challenges / M. Y. Aalsalem, W. Z. Khan, M. K. Khan, W. Gharibi, Q. Arshad // Journal of Network and Computer Applications. – 2018. – V. 113. – P. 87 – 97.
2. Akchurin, T.K. The modifying additive for concrete compositions based on the oil refinery waste / T.K. Akchurin, V.D. Tukhareli, O.Yu. Pushkarskaya // Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering, 2016. – P. 1485 – 1490.
3. Al-Ismael, M.A. Automation of well modeling and data validation for reservoir simulation / M.A. Al-Ismael, H.A. Nooruddin, Y.A. Al-Quhaidan, H.A. Al-Khawaja, M. Shedid // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – V. 4. – P. 2818 – 2825.
4. Carvajal, G. Intelligent Digital Oil and Gas Fields / G. Carvajal, M. Maucec, S. Cullick. – Oxford: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2018. – 350 p.
5. Chaczykowski, M. Simulation of natural gas quality distribution for pipeline systems / M. Chaczykowski, P. Zarodkiewicz // Energy. – 2017. – V.134. – P. 681 – 698.
6. Chen, R. Optimal crude oil procurement under fluctuating price in an oil refinery / R. Chen, T. Deng, S. Huang, R. Qin // Department of Industrial Engineering, Tsinghua University, 2015. – P. 438 – 445.
7. Cruz, C. Scaling problems and control technologies in industrial operations: Technology assessment / C. Cruz, L.A. Cisternas, A. Kraslawski // Departamento de Ingeniería Química y Procesos de Minerales, 2018. – P. 20 – 27.
8. Dawson, J.L. Chemical Treating in Oil and Gas Production / J.L. Dawson // Shreir's Corrosion. – 2010. – V.4. – P. 2900 – 2929.
9. De Wardt, J.P. Drilling systems automation – A technology that is at a tipping point / J.P. De Wardt, J. Rogers // Society of Petroleum Engineers – International Petroleum Technology Conference. – 2012. – V. 2. – P. 1631–1640.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	270304.2020.397 ПЗ	Лист
						51

10. De Wardt, J.P. Systems architecture and operations states for drilling and completion: The foundation to real performance measurement and drilling systems automation / J.P. De Wardt, E. Calvin, M.L. Laing, J.D. MacPherson // SPE/IADC Drilling Conference. – 2016.

11. Frank, V.B. Co-treatment of residential and oil and gas production wastewater with a hybrid sequencing batch reactor-membrane bioreactor process / V. B. Frank, J. Regnery, K. E. Chan, D. F. Ramey, T. Y. Cath // Journal of Water Process Engineering. – 2017. – V. 17. – P. 82 – 94.

12. Feng, Y. Application of improved distributed control system in chemical industry production / Chemical Engineering Transactions. – 2017. – V. 59. – P. 553 – 558.

13. García, C.A. Flexible Robotic Teleoperation Architecture under IEC 61499 Standard for Oil Gas Process / C.A. Garcia, J.E. Naranjo, L.A. Campana, M. Castro, C. Beltran, M.V. Garcia // IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation. – 2018. – P. 1269 – 1272.

14. García, M.V. Vertical integration approach for the intelligent oil and gas field / M.V. Garcia, A. Armentina, F. Perez, E. Estevez, M. Marcos // Department of Systems Engineering and Automation. – 2018. P. 859 – 874.

15. García, M.V. An Open CPPS Automation Architecture based on IEC-61499 over OPC-UA for flexible manufacturing in Oil&Gas Industry / M. V. García, E. Irisarri, F. Pérez, E. Estévez, M. Marcos // IFAC-PapersOnLine. – 2017. – V.50, №1. – P. 1231 – 1238.

16. Hadidi, L.A. An optimization model to improve gas emission mitigation in oil refineries / L.A. Hadidi, A.S. A.S. AlDosary, A.K. Al-Matar, O.A. Mudallah // Engineering Management Department, King Fahd University of Petroleum & Minerals, 2016. – P. 29 – 36.

17. Kaisare, N. Control and Optimization Challenges in Liquid-Loaded Shale Gas Wells / N. Kaisare, A. Gupta, V. Kariwala, N. Nandola, P. Somdecerrff // IFAC Proceedings Volumes. – 2013. – V 46, №32. – P. 227 – 232.

18. Kok, J. Data conditioning and suitable data tolerance for automated production workflows in a digital oilfield / J. Kok, C. Navarro, M. Juni // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – P. 398 – 402.
19. Kokai, Y. Recent development in open systems for EMS/SCADA / Y. Kokai, F. Masuda, S. Horiike, Y. Sekine // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 1998. – V. 20, №2. – P. 111 – 123.
20. Marshall, T. J. Biopharmaceutical Processing / T. J. Marshall, Y. A. Brady. - Oxford: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2018. – 1275 p.
21. Moretti, C. Analysis of standard and innovative methods for allocating upstream and refinery GHG emissions to oil products / C. Moretti, A. Moro, R. Edwards, M. V. Rocco / European Commission, Joint Research Centre, 2017. – P. 372 – 38.1
22. Morsi, I. SCADA system for oil refinery control / I. Morsi, M. Loay // Arab Academy for Science and Technology. – 2012. – 13 p.
23. Petit, N. Analysis of problems induced by imprecise dating of measurements in oil and gas production / N. Petit // IFAC-PapersOnLine. – 2015. – V. 48, №8. – P. 966 – 973.
24. Raza, M.A. Critical Analysis of Research Potential, Challenges, and Future Directives in Industrial Wireless Sensor Networks / M.A. Raza, N. Aslam, H. Le-Minh, S. Hussain, Y. Cao, N.M. Khan // IEEE Communications Surveys and Tutorials. – 2018. – V. 20. – P. 39 – 95
25. Redutskiy, Y. Conceptualization of smart solutions in oil and gas industry / Y. Redutskiy // Procedia Computer Science. – 2017. – V.109. – P. 745 – 753.
26. Wang, J. Application and its extension of autocontrol management technology in oil production / International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. – 2006. – V. 2. – P. 1168 – 1170.
27. Wang, X. Design and development of multi-well automation system of metering and monitoring / X. Wang, D. Hu, S. Sun, G. Zheng, C. Tu // Journal of Central South University (Science and Technology). – 2013. – V. 44. – P. 315 – 318.

28. Wojsznis, W. Model predictive control with event driven operation / W. Wojsznis, T. Blevins, M.J. Nixon // Proceedings of 1st International Conference on Event-Based Control. – 2015.

29. Wojsznis, W. Multi-objective optimization for model predictive control / W. Wojsznis, A. Mehta, P. Wojsznis, D. Thiele, T. Blevins // ISA Transactions. – 2007. – V. 46, №3. – P. 351 – 361.

30. Yang, Q. Conceptual design and techno-economic evaluation of efficient oil shale refinery processes ingratiated with oil and gas progucts upgradation / Q. Yang, Y. Qian, H. Zhou, S. Yang // School of Chemistry and Chemical Engineering, South China University of Technology, 2016. – P. 898 – 908.

31. Абудыкар, Н.А. Анализ современных SCADA-систем в нефтегазовой отрасли / Н.А. Абудыкар. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет, 2017.

32. Андреев Е.Б., Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа: учебное пособие / Андреев Е.Б., Ключников А.И., Кротов А.В., Попадько В.Е., Шарова И.Я. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 399 с.

33. Афлятунов, Р.М. Решение проблемы подготовки устойчивых водонефтяных эмульсий на КУПВСН / Р.М. Афлятунов, Р.М. Шагадатов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 242 – 243.

34. Белоглазов И.И. Автоматизация процессов нефтепереработки с использованием современных средств разработки / И.И. Белоглазов, Курбанов Б.Х. // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2016. – № 1 – 2. – С. 34 – 37.

35. Будрина, А.Г. Снижение внеплановой остановки сдачи нефти через СИКН с одновременным снижением затрат на примере узла подготовки нефти / А.Г. Будрина // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО

«Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть». – Ленингорск: НГДУ «Ленингорскнефть». – 2015. – С. 216 – 217.

36. Бутенко, И.И. Моделирование управления взаимодействующими процессами в нефтегазовой отрасли / И.И. Бутенко, Н.И. Федорова // INFORMATION TECHNOLOGIES FOR INTELLIGENT DECISION MAKING SUPPORT (ITIDS'2015): Изд-во ГОУ ВПО "Уфимский государственный авиационный технический университет", 2015. – С. 138 – 144.

37. Вдовин, П. Снижение температуры готовой нефти на Карабашской УКПН / П. Вдовин // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть». – Ленингорск: НГДУ «Ленингорскнефть». – 2015. – С. 244 – 246.

38. Гизатуллин, И.Р. Анализ влияния методов ПНП на состояние забоев нагнетательных скважин / И.Р. Гизатуллин // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть». – Ленингорск: НГДУ «Ленингорскнефть». – 2015. – С. 176 – 178.

39. Гладышева, И.В. Роль автоматизации операционных процессов в развитии производственной системы предприятий нефтегазового комплекса / И.В. Гладышева. – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет им М.В. Ломоносова, 2017. – С. 279 – 287.

40. Глебов, Н.А. Автоматизация производственных процессов в нефтегазовой отрасли: учебное пособие / Н.А. Глебов: ЮРГТУ(НПИ), 2011. – 172 с.

41. Голубятников, В.А., Автоматизация производственных процессов в химической промышленности / В.А. Голубятников, В.В. Шувалов. // Санкт-Петербург: Изд. Химия. – 1985. – 352 с.

42. Голяков, А.А. Внедрение системы контроля качества сгорания попутного нефтяного газа в энергетических комплексах / А.А. Голяков, А.И. Плешаков // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО

«Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 627 – 629.

43. Горев, С.М., Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности: учебно-методическое пособие / Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ. – 2003. – 121 с.

44. ГОСТ 8.346-79 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки. – М.: Издательство стандартов, 1992. – 77 с.

45. ГОСТ 34.003-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2009. – 15 с.

46. Грахов, А.Ю. Перспективы повышения надежности технологического комплекса переработки нефти ОАО «Танеко» / А.Ю. Грахов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 654 – 655.

47. Датчики давления Метран 150. – <https://www.emerson.ru/documents/automation/%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3-ru-4848826.pdf>.

48. Добыча нефти в России. – <https://dprom.online/oilngas/dobycha-nefti-v-rossii/>.

49. Ефимова, И.Р. Анализ эффективности работы блока горячей вакуумной сепарации на УПЕ ЦППН НГДУ «Бавлынефть» / И.Р. Ефимова // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 217 – 219.

50. Жаров, А.Д. ИТ в нефтегазовой промышленности / А.Д. Жаров, А.А. Алексеев, С.С. Скоков, В.П. Фомин, Я.М. Самородов // Проблемы науки – 2018. – №1 (25). – С. 27 – 29.

51. Зеленский, В.А. Автоматизация технологических объектов цеха добычи нефти и газа / В.А. Зеленский, В.П. Коннов // Известия самарского научного центра Российской академии наук – 2014. – Т. 16, №4-3. – С. 547 – 550.

52. Иктисамов, М.Р. Утилизация попутного нефтяного газа путем закачки водогазовой смеси в пласт / М.Р. Иктисамов, А.А. Бичурин // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 184 – 186.

53. Ильин, В.А. Большие системы телемеханики / В.А. Ильин. – М.: Энергия, 1967. — 136 с.

54. Ильясов, И.Р. Применение пластовой воды в качестве жидкости разрыва при проведении процесса ГРП / И.Р. Ильясов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 174 – 176.

55. Ильясов, С.И. Оценка автоматизации БГ в системе ППД / С.И. Ильясов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 189 – 190.

56. Ильясов, С.И. Оценка влияния нагнетательных скважин на добывающие для принятия решения по регулированию их режимов работы / С.И. Ильясов, Ш.К. Хазипов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 188 – 189.

57. Исакович Р.Я., Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности / Исакович Р.Я., Логинов В.И., Попадько В.Е. // Москва. – Изд. Недра. – 1983. – 424 с.

58. Казаринов, Л.С. Автоматизированные информационно-управляющие системы: учебное пособие / Л.С. Казаринов, Д.А. Шнайдер, Т.А. Барбасова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 320 с.

59. Камалов, Р.И. Усовершенствование системы подготовки и перекачки сточной воды на Якеевских очистных сооружениях // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 228 – 231.

60. Каплан, Л.С. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении / Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разгоняев. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. – 416 с.

61. Кизина, И.Д. Решения ОАО «НЕФТЕАВТОМАТИКА» для современных систем оперативного управления производством в нефтегазодобыче / И.Д. Кизина // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – №4. – С. 37 – 47.

62. Клапаны регулирующие (КР) запорно-регулирующие (КЗР) односедельные с ЭИМ DN15-300, PN1,6-4,0 Мпа – https://saz-avangard.ru/upload/files_katalog/katalog_saz_2020.pdf.

63. Косоногов, А.О. Оптимизация расходов при стабилизации нефти / А.О. Косоногов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 224 – 226.

64. Кулиева, Н.Г. Автоматизированная система управления процессом переработки нефти / Н.Г. Кулиева, Р.Р. Ибрагимов // Перспективы развития технологий обработки и оборудования в машиностроении: сборник научных статей 2-й Международной научно-практической конференции. - Курск: Изд-во Закрытое акционерное общество "Университетская книга", 2017. – С. 127 – 131.

65. Лаврушко, П.Н., Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / Лаврушко П.Н., Муравьев В.М. // Москва: Изд. Недра, 1974. – 367 с.

										Лист
										58
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата						

270304.2020.397 ПЗ

66. Лучкин, Н.А. Сравнительный анализ SCADA-систем, применяемых для автоматизации технологических процессов в нефтегазовой промышленности / Н.А. Лучкин, В.В. Арсеньев. – Омск: Омский государственный технический университет, 2017.

67. Мирзаянов, И.Б. Внедрение новых технологий и устройств на УПСВН «Ашальчи» / И.Б. Мирзаянов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 259 – 261.

68. Могинов, Н.Ф. Создание мониторинговой системы по оценке состояния эксплуатационных колонн на примере Сармановской площади / Н.Ф. Могинов, И.И. Газизов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 204 – 206.

69. Мукатдисов, Н.И. Переработка попутного нефтяного газа Иргизского месторождения на блочно-модульной установке / Н.И. Мукатдисов, О.В. Янаева // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 639 – 641.

70. Мукатдисов, Н.И. Утилизация попутного нефтяного газа месторождений НГДУ «Ямашнефть» путем его транспорта и последующей переработки на МГПЗ / Н.И. Мукатдисов, В.В. Малофеев // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 660 – 661.

71. Муравьев, В.М., Основы нефтяного и газового дела / Серeda Н.Г., Муравьев В.М., // Москва: Изд. Недрa, 1967. – 280 с.

72. Насибуллин, Р.Р. Перераспределение потоков для стабилизации процесса подготовки нефти на Сулеевской ТХУ / Р.Р. Насибуллин, И.Р. Нурутдинов

					270304.2020.397 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		59

// Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 257 – 259.

73. Нефтегазосепараторы со сбросом воды НГСВ – https://tdsarrz.ru/produksiya/separatory_i_otstoyniki_dlya_nefti_gaza_i_vody/separatory_so_sbrosom_vody_ngsv.html

74. Низамов, Р.А. Система оперативной передачи замеров по нагнетательным скважинам в КИС «АРМИТС» / Р.А. Низамов, Р.Ф. Сафин, С.В. Мухаметова // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 173 – 174.

75. Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства /сост. К.Т. Тынчеров. – Уфа: Изд. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет", 2015. – 370 с.

76. Палагушкин, В.А. Основы статистического расчета погрешности автоматизированных узлов учета нефти в рабочих условиях / Палагушкин В.А., Шаловников Э.А., Гадбуллин Р.Ж., Иксанова Э.А. // Комплексная автоматизация и создание АСУТП в бурении, добыче, транспорте нефти и газа – 1985. – С. 114 –115.

77. Преобразователи расхода газа ультразвуковые Daniel – <https://www.emerson.com/documents/automation/%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3-ru-ru-5939852.pdf>.

78. Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые Daniel – <https://www.emerson.com/documents/automation/%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3-%D0%BF%D1%80%D0%D0-ru-ru-5940904.pdf>.

79. Преобразователи температуры Метран-280, Метран-280-Ех – <https://www.emerson.ru/documents/automation/%D1%80%D1%83%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE-ru-4848884.pdf>

80. Расчет технологического оборудования: методические указания /сост. Р.М. Галикеев, С.А. Леонтьев, Д.А. Репин. – Тюмень: Изд. БИК ТюмГНГУ 2013. – 24 с.

81. Рахмаев, Л.Г. Исследование и контроль ликвидации заколонной циркуляции в нагнетательных скважинах / Л.Г. Рахмаев // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 176 – 178.

82. РТМ Арматура энергетическая. Методы определения пропускной способности регулирующих органов и выбор оптимальной расходной характеристики. – <http://docs.cntd.ru/document/1200065012>.

83. Рудин, М.Г. Общезаводское хозяйство нефтеперерабатывающего завода /М.Г. Рудин, Г.А. Арсеньев, А.В. Васильев. – Л.: Химия, 1978. – 312 с.

84. Рукин В.Л., Системы управления химико-технологическими процессами / В.Л. Рукин, У.Ю. Коробейникова // Санкт-Петербург: СПбГТИ(ТУ), – 2010. – С. 136.

85. Сабирова, И.Н. Новые решения по подготовке высокосернистой нефти / И.Н. Сабирова, М.Г. Глазунова // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 265 – 266.

86. Сажин, Р.А. Элементы и структуры систем автоматизации технологических процессов нефтяной и газовой промышленности / Р.А. Сажин Учебное пособие // Пермь: ПГТУ, 2008. – 175 С.

87. Самойлов, Д.Ю. Определение количества нефти в эмульсионном слое РВС / Д.Ю. Самойлов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 248 – 250.

94. Уровнемер 5300 – [https://www.emerson.com/documents/ automation/%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3-rosemount-ru-ru-61850.pdf](https://www.emerson.com/documents/automation/%D0%BA%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3-rosemount-ru-ru-61850.pdf).

95. Фатыхов, В.Р. Способ оптимизации перекачки нефти в НГДУ «Прикамнефть» / В.Р. Фатыхов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 226 – 228.

96. Фонаков, А.С. Обзор перспективных технологий переработки тяжелой нефти и природных битумов / А.С. Фонаков // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 629 – 631.

97. Хазиев, Д.Ф. Утилизация факельного ПНГ с месторождений НГДУ / Д.Ф. Хазиев // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 221 – 222.

98. Хальзов Ю. С. Система автоматизации объектов ОАО «Ульяновскнефть» на базе MasterSCADA / Хальзов Ю.С. Подлесный А.М. // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2016. – № 3 (25). – С. 34 – 36.

99. Хамматов, Р.Н. Каверномер для высоких скважин / Хамматов Р.Н., Ишинбаев Н.А., Мухаметшин И.В. // Комплексная автоматизация и создание АСУТП в бурении, добыче, транспорте нефти и газа – 1985. – С. 85 – 114.

100. Хасанов, И.И. История развития автоматизации нефтегазовых процессов / Уфа: ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – С. 64 – 68.

101. Хафизов, Д.Л. Анализ методов по определению мест снижения пропускной способности водоводов на примере НГДУ «Джалильнефть» / Д.Л. Хафизов // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО

108. Шувалов, В.В. Автоматизация производственных процессов в химической промышленности / В.В Шувалов, Г.А. Огаджанов, В.А. Голубятников - Учебник. — 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1991. – 480 с.

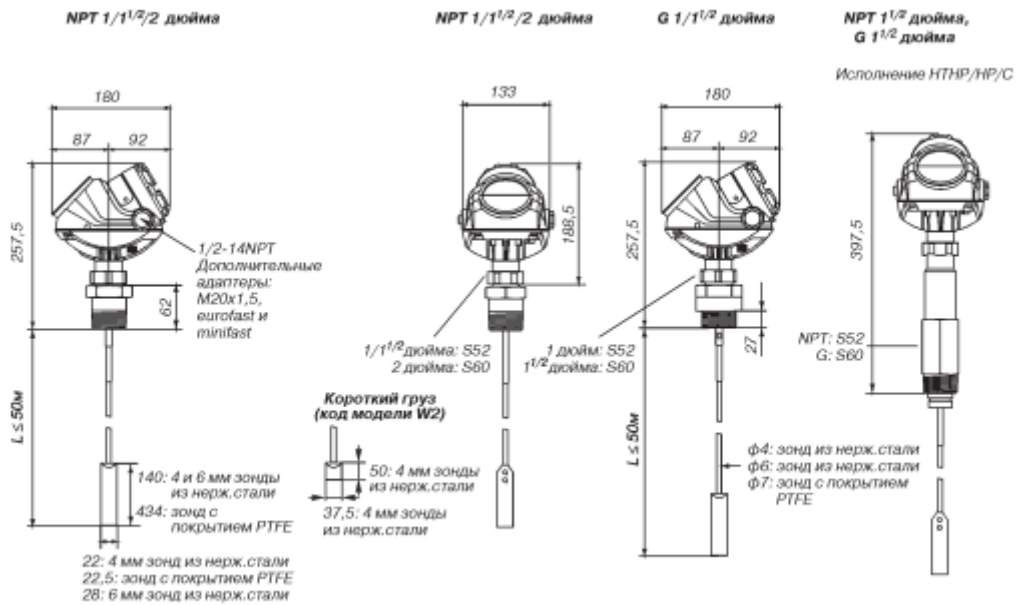
109. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А Зарубин, В.М. Дорошенко. – М.: Недра, 1989. – 480 с.

110. Ямашева, Л.Р. Усовершенствование технологии подготовки товарной нефти в резервуарном парке / Л.Р. Ямашева // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 231 – 233.

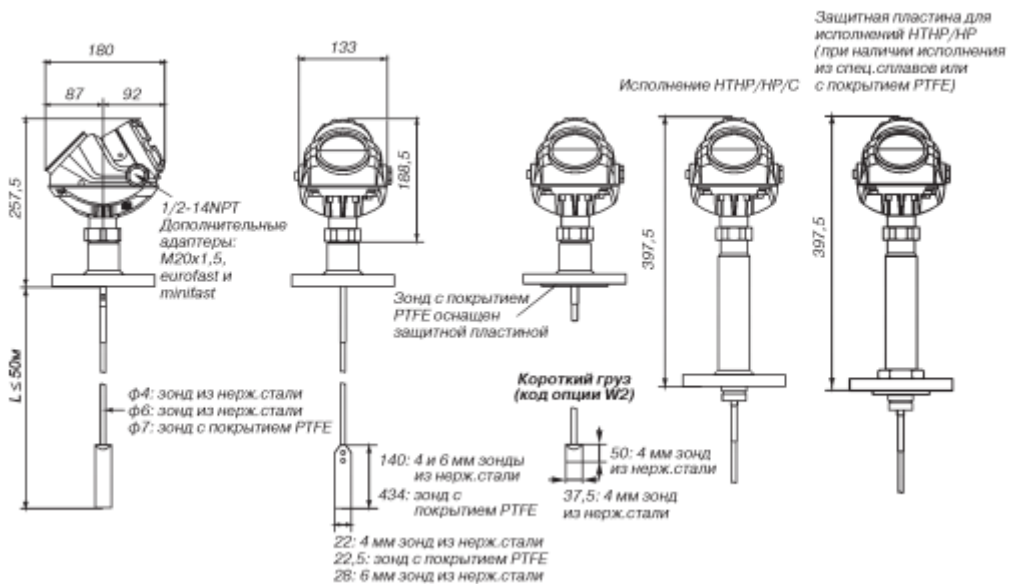
111. Ярушкин, Р.А. Сравнение методов переработки сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения / Р.А. Ярушкин // Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». – Лениногорск: НГДУ «Лениногорскнефть». – 2015. – С. 645 – 647.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ЗАКЛАДНАЯ ROSEMOUNT 5302



Резьбовое присоединение.



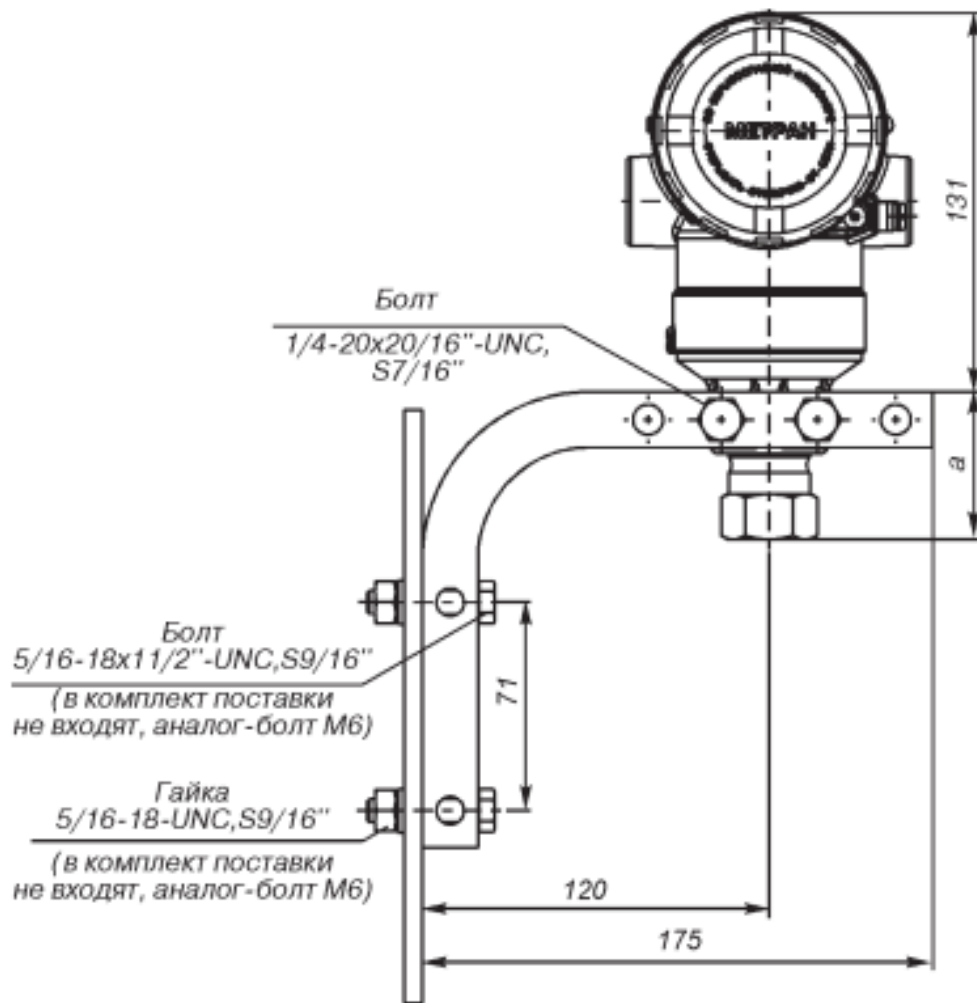
Изм.	Лист	№ докум	Подпись Дата

270304.2020.397 ПЗ

Лист

66

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
ЗАКЛАДНАЯ МЕТРАН-150ТАЗ



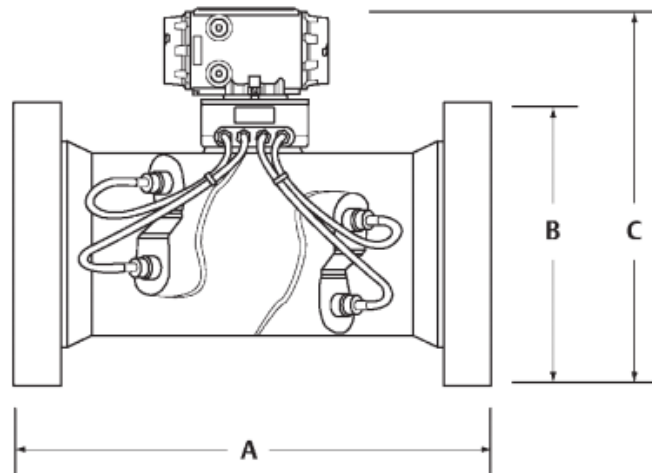
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

270304.2020.397 ПЗ

Лист

67

ПРИЛОЖЕНИЕ В
ЗАКЛАДНАЯ DANIEL-3414



Типоразмеры расходомера



Штуцерное положение корпуса

Оptionальное положение корпуса

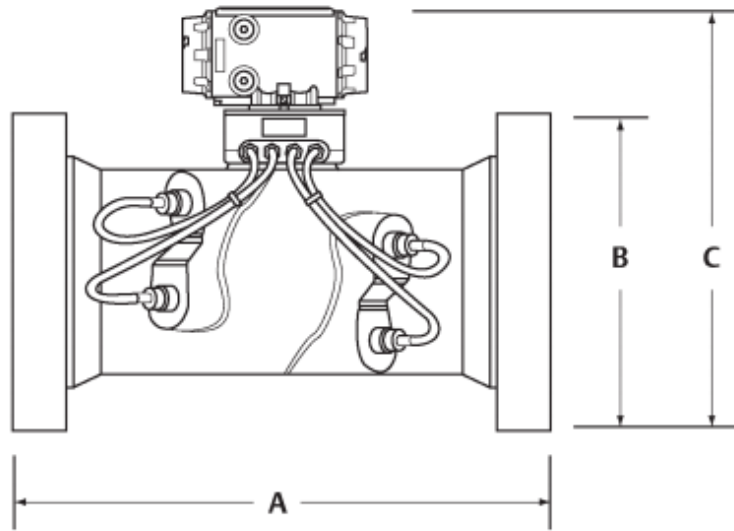
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

270304.2020.397 ПЗ

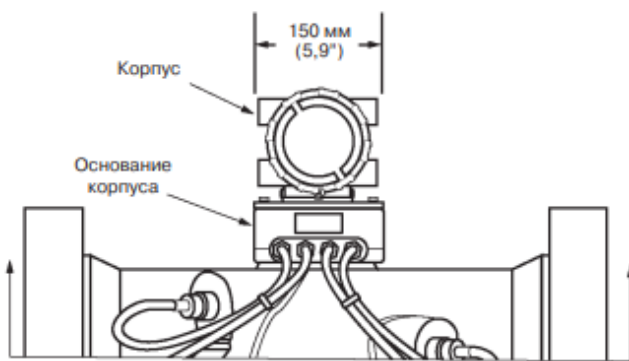
Лист

68

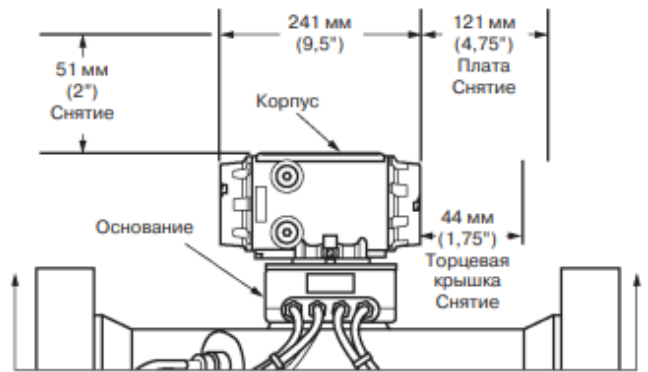
ПРИЛОЖЕНИЕ Г
 ЗАКЛАДНАЯ DANIEL-3814



Типоразмеры расходомера



Штуцерное положение корпуса



Оptionальное положение корпус

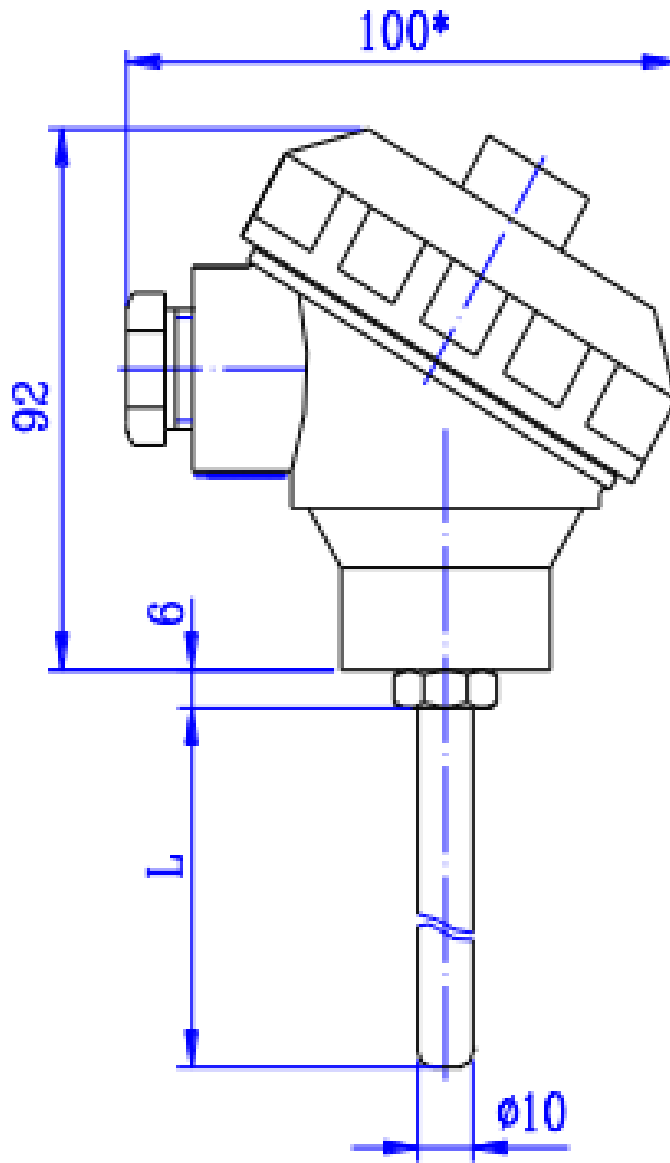
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

270304.2020.397 ПЗ

Лист

69

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
ЗАКЛАДНАЯ МЕТРАН-281



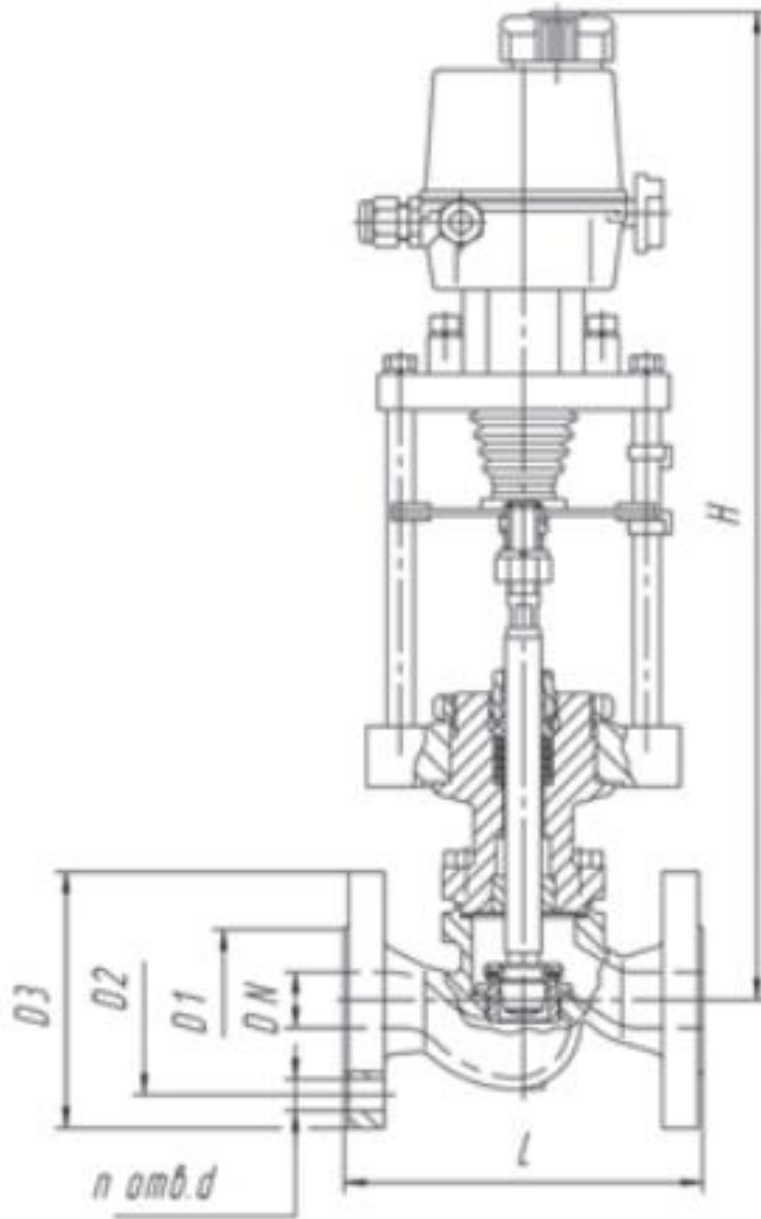
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

270304.2020.397 ПЗ

Лист

70

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
ЗАКЛАДНАЯ DN15-300, PN1,6-4,0 МПА

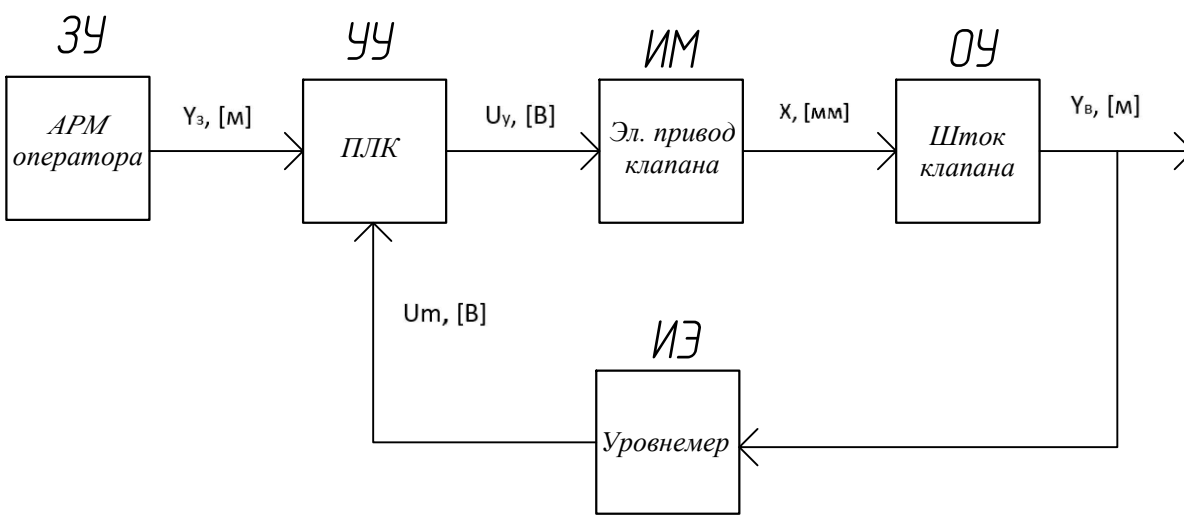


Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

270304.2020.397 ПЗ

Лист

71

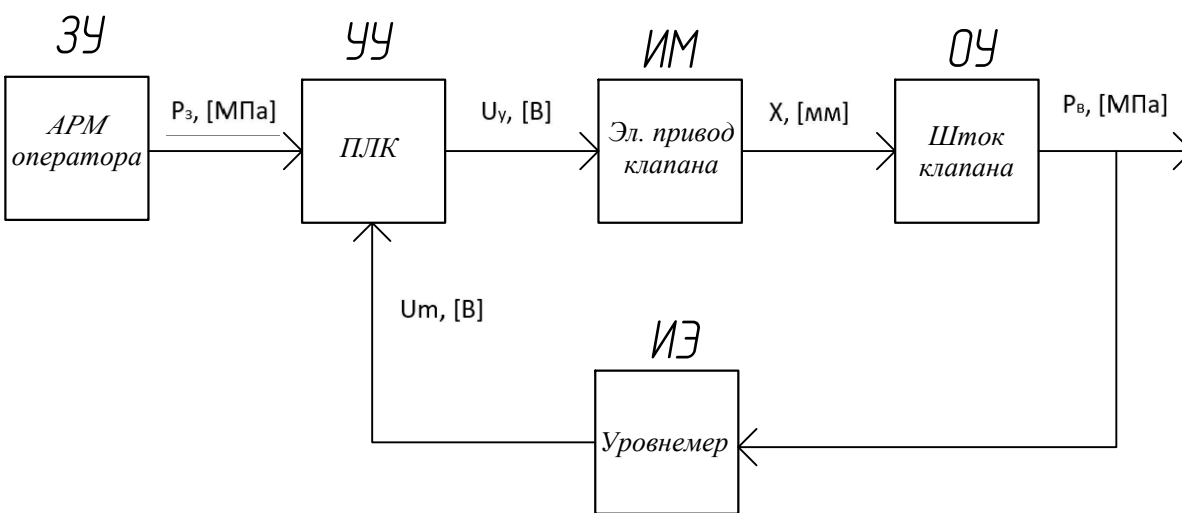


Условные обозначения:
 ЗУ – задающее устройство;
 УУ – управляющее устройство;
 ИМ – исполнительный механизм;
 ОУ – объект управления;
 ИЭ – измерительный элемент.

Инв. № подл.	Взам. инв. №*	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Инв. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
	Разраб.		Пометун		10.06
	Пров.		Барбасова		
	Н. контр.		Барбасова		
	Утвердил		Казаринов		

270304.2020.397.01 С 2					
АСУ сепаратором первичной подготовки нефти			Лит.	Масса	Масштаб
Функциональная схема контуров регулирования уровня воды и нефти					
ФГАОУ ВО ЮУрГУ "НИУ" Кафедра "АиУ"			Лист	Листов	1



Условные обозначения:
 ЗУ – задающее устройство;
 УУ – управляющее устройство;
 ИМ – исполнительный механизм;
 ОУ – объект управления;
 ИЭ – измерительный элемент.

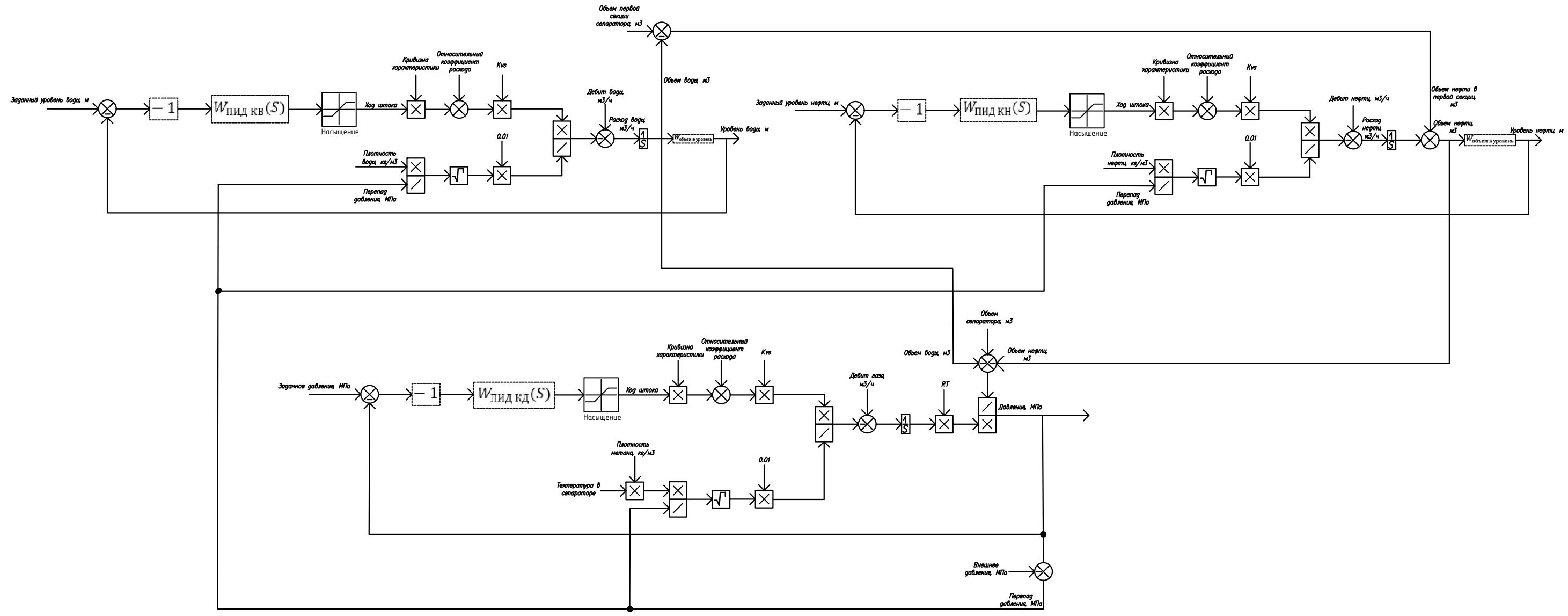
Инв. № подл.	Взам. инв. №*	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Инв. № подл.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Н. контр.	Барбасова			
Утвердил	Казаринов			

270304.2020.397.02 С 2					
АСУ сепаратором первичной подготовки нефти			Лит.	Масса	Масштаб
Функциональная схема контура регулирования давления					
			Лист	Листов 1	
			ФГАОУ ВО ЮУрГУ "НИУ" Кафедра "АУ"		

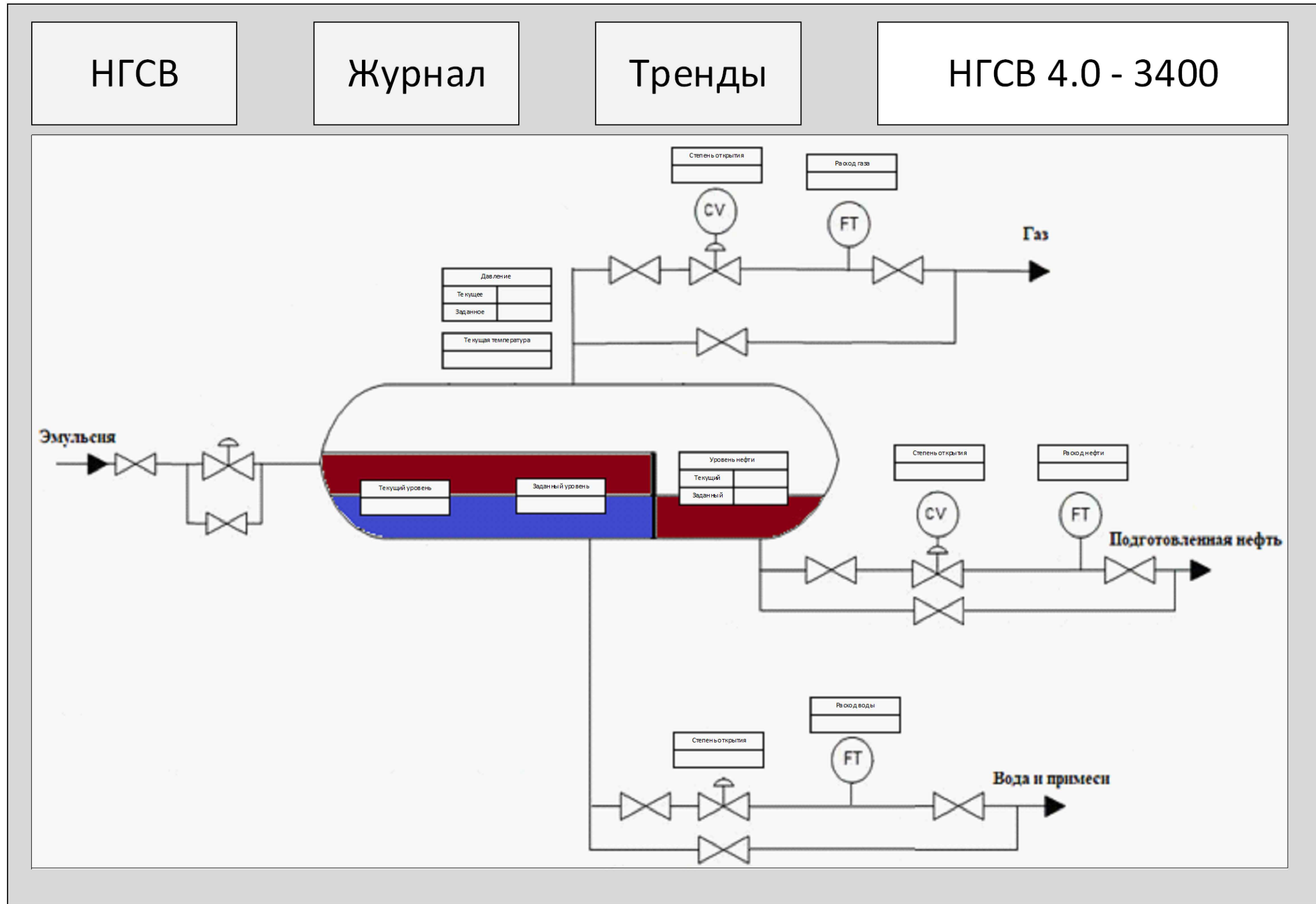
ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK



Инв. N* подл.	Погр. и дата
Инв. N* инв.	Погр. и дата
Инв. N* губл.	Погр. и дата
Инв. N* инв. N*	Погр. и дата

270304.2020.397.03 С 2				
Изм	Лист	N докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Пометун			10.06
Пров.	Барбасова			
Н. контр.	Барбасова			
Утвердил	Казаринов			
АСУ сепаратором первичной подготовки нефти				
			Лит.	Масса
			Лист	Листов 1
Функциональная схема АСУ сепаратором первичной подготовки нефти				
ФГАОУ ВО ЮРГУ "НИУ" Кафедра "АиУ"				
Копировал				
Формат А3				



НГСВ

Журнал

Тренды

НГСВ 4.0 - 3400

Инв. N° подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N°	Инв. N° дубл.	Погр. и дата

270304.2020.397.01 С 9								
Изм	Лист	N докум.	Подпись	Дата	АСУ сепаратором первичной подготовки нефти	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Пометун			10.06				
Пров.	Барбасова							
Н. контр.	Барбасова				Концепция мнемосхемы "НГСВ"	Лист	Листов 1	
Утвердил	Казаринов					ФГАОУ ВО ЮУрГУ "НИУ" Кафедра "АиУ"		

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

НГСВ

Журнал

Тренды

Тренды

■
▶
+ 🔍
- 🔍

Величина	Вид кривой

Период	Показать
с <input type="text"/> до <input type="text"/>	Очистить
	Сохранить
	Экспорт

Номер	Дата	Время	Величина



Инв. N* подкл.	Погр. и дата	Взам. инв. N*	Инв. N* субл.	Погр. и дата

					270304.2020.397.02 С 9
Изм	Лист	N докум.	Подпись	Дата	АСУ сепаратором первичной подготовки нефти
Разраб.	Пометун	Барбасова		10.06	
Пров.	Барбасова				Лист
Н. контр.	Барбасова				Концепция мнемосхемы "Тренды"
Утвердил	Казаринов				ФГАОУ ВО ЮУрГУ "НИУ" Кафедра "АУЧ"

ВЫПОЛНЕНО В СТУДЕНЧЕСКОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ AUTODESK

Номер	Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов
			<u>Текстовые документы</u>	
1	A4	270304.2020.397 ПЗ	Пояснительная записка	63
			<u>Графические документы</u>	
2	A4	270304.2020.397.01 С 2	Функциональная схема контуров регулирования уровня воды и нефти	1
			Схема функциональная	
3	A4	270304.2020.397.02 С 2	Функциональная схема контура регулирования давления	1
			Схема функциональная	
4	A3	270304.2020.397.03 С 2	Функциональная схема АСУ сепаратора первичной подготовки нефти	1
			Схема функциональная	
5	A3	270304.2020.397.01 С 9	Концепция мнемосхемы "НГСВ"	1
			Мнемосхема	
6	A3	270304.2020.397.02 С 9	Концепция мнемосхемы "Тренды"	1
			Мнемосхема	

270304.2020.397

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Пометун			10.06	АСУ сепаратора первичной подготовки нефти		1
Проверил		Барбасова						
Н.контр.		Барбасова						
Утвердил		Казаринов						

ФГАОУ ВО "ЮУрГУ (НИУ)"
Кафедра "АиУ"