

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Филиал федерального государственного автономного образовательного
учреждения высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)» в г.Миассе
Факультет «Электротехнический»
Кафедра «Автоматика»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ С.С.Голощанов
_____ 2019 г.

Модернизация автоматизированной системы управления буровой
установки ВЗБТ 2900

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 27.03.04.2019.465 ПЗ ВКР

Руководитель проекта
к.т.н, доцент
_____ Л.А. Озеров
_____ 2019 г.

Автор проекта
студент группы МиЭт-598
_____ А.Ф.Гилязов
_____ 2019 г.

Нормоконтролер
Кафедры АиУ
_____ Т.А. Барбасова
_____ 2019 г.

Миасс 2019

АННОТАЦИЯ

Гилязов А.Ф. Модернизация автоматизированной системы управления буровой установки ВЗБТ 2900. – Миасс Филиал «ФГАОУ ВО ЮУРГУ (НИУ)», Эт; 2019, 81 с., 26 ил., библиогр. список – 70 наим., 4 листа чертежа А3.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является буровая машина, предназначенная для кустового бурения скважин нефти и газа.

Предметом исследования данной работы выступает технологический комплекс буровой установки ВЗБТ 2900.

Цель работы – исследовать автоматизированные системы управления буровой установки.

Задачи:

- 1) Изучение организации технического процесса бурения скважин на нефти и газа.
- 2) Расчет электропривода дополнительной буровой лебедки.
- 3) Рассмотрение решения по оптимизации работы электропривода дополнительной буровой лебедки.

В процессе работы был выполнен анализ, расчет дополнительного электропривода буровой лебедки, преобразователя частоты. Было проведено исследование системы автоматического регулирования лебедки. Выбран электродвигатель и частотный преобразователь. Описаны принципы построения систем автоматизации. Рассмотрены решения по оптимизации электропривода дополнительной буровой лебедки.

					27.03.04.2019.465 ПЗ		
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата			
Разр	Гилязов				Модернизация автоматизированной системы управления буровой установки ВЗБТ 2900		
Пров	Озеров						
						3	81
Н.кон.	Барбасова				ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «Автоматика»		
Утв	Голощапов						

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	7
1.1 Организация тех.процесса бурения скважин на нефть и газ	7
1.2 Основное мех.оборудование ВЗБТ 2900	13
2 ЭЛЕКТРОПРИВОД БУРОВОЙ ЛЕБЕДКИ ЛБУ-1500	26
2.1 Основной электропривод лебедки	26
2.2 Расчет электропривода доп.привода буровой лебедки	28
2.2.1 Условия работы и требования, предъявляемые к электроприводу ...	28
2.2.2 Выбор электродвигателя и преобразователя	31
2.2.3 Расчет структурной схемы электропривода и синтез системы управления электропривода	36
2.2.3.1 Расчет структурной схемы электропривода.....	39
2.2.3.2 Синтез регулятора тока	46
2.2.3.3 Синтез регулятора потокосцепления ротора.....	47
2.2.3.4 Синтез регулятора электромагнитного момента	48
2.2.3.5 Синтез регулятора скорости	48
2.2.3.6 Расчет задатчика интенсивности.....	50
2.2.4 Анализ статических динамических свойств электропривода	53
2.2.4.1 Динамические характеристики электропривода	53
2.2.4.2 Механические характеристики электропривода	53
2.2.5 Описание принципиальной схемы	58
3 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСА	59
3.1 Краткие сведения о технологическом процессе и оборудовании.....	59
3.2 Принципы построения системы автоматизации.....	62
3.3 Реализация системы технологической автоматики буровой установки	65
3.4 Решения по оптимизации процесса бурение.....	68
3.4.1 Оптимизация операции наращивания при бурении	69
3.4.2 Оптимизация операции вращение и продольная подача породоразрушающего инструмента по мере углубления скважины.....	70

									Лист
									4
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

3.5 Перспективные направления развития автоматической системы

бурение	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	74

									Лист
									5
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

ВВЕДЕНИЕ

Современные тенденции таковы, что в промышленности значительное внимание уделяется вопросам энергосбережения. Нефтегазовая промышленность, а особенно бурение, являются весьма энергоемкими.

В буровой машине основные энергозатраты приходятся на приводы главных механизмов: лебедки, насоса и ротора. С учетом роста стоимости электроэнергии и в некоторых случаях перехода от централизованного снабжения к автономному, повышение энергоэффективности приводных механизмов буровой машины становится первоочередной задачей.

При бурении в нефтяной и газовой промышленности эти задачи успешно решаются применением регулируемого электропривода. При этом наряду с применением регулируемого электропривода следующим шагом повышения энергоэффективности механизмов буровой машины становится применение компьютерных средств автоматизации, повышающая эффективность использования данного оборудования.

Применение автоматизированных систем повышающих стабильность способно снизить время на выполнение технологических операций.

					27.03.04.2019.465 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		6

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Организация технологического процесса бурения скважин на нефть и газ

Процесс сооружения скважин вращательным способом состоит из повторяющихся операций: спуска бурильных труб с долотом (инструмента) в скважину; разрушения породы на забое – собственно бурения; наращивания колонны труб по мере углубления скважины; подъема труб для замены изношенного долота.

Для выполнения операций технологии вращательного бурения требуются различные по функциональным назначениям машины, механизмы и оборудование. Набор необходимых для бурения скважин машин, механизмов и оборудования, имеющих взаимосвязанные эксплуатационные функции и технические параметры, называется буровым комплексом. Центральным звеном бурового комплекса является буровая установка.

Буровая установка – это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента самостоятельное выполнение технологических операций по строительству скважин.

Современные буровые установки включают следующие составные части:

- буровое оборудование (талевый механизм, насосы, буровая лебедка, ротор, силовой верхний привод и т.д.);
- буровые сооружения (вышка, основания, сборно-расборные каркасно-панельные укрытия приемные мостки и стеллажи);
- оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спуско-подъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

										Лист
										7
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

– оборудование для приготовления, очистки и регенерации бурового раствора (блок приготовления, вибросита, песко и илоотделители, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и бурового раствора);

– манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);

– устройства для обогрева блоков буровой установки (тепло генераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для развода теплоносителя).

Строительство буровой установки, монтаж ее на точке бурения скважины задача не простая. Сложные условия значительно осложняют организацию буровых работ в новом нефтяном регионе. Так при освоении заполярных месторождений Архангельской области все необходимое оборудование завозится заранее по зимним трассам и после окончания строительства скважин консервируются до наступления следующего зимнего сезона и ввода трасс в эксплуатацию.

Кустовое строительство скважин имеет ряд существенных достоинств. Прежде всего это значительное сокращение материальных и трудовых затрат на строительство и инженерное обустройство кустовых оснований, подъездных путей и трасс, особенно в условиях заболоченных территорий и бездорожья. Кроме того, существенно уменьшаются затраты на промышленное обустройство скважин, сооружение нефтегазосборных сетей, энергоснабжение промышленных объектов, ремонт и эксплуатационно-техническое обслуживание скважин.

Для кустового бурения скважин предназначена установка ВЗБТ 2900 ЭК-БМЧ с эшелонным расположением оборудования.

На чертеже 1 приведена типовая схема кустового основания.

Конструкция кустового основания должна обеспечить нормальные условия для строительства скважин и их дальнейшей эксплуатации, а также изоляцию токсичных отходов бурения от окружающей природной среды.

Выбор конструкции кустового основания осуществляется в зависимости от гидрогеологических условий и данных инженерно-геологических изысканий.

Режимные параметры и показатели бурения

										Лист
										8
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

Эффективность бурения зависит от комплекса факторов:

- 1) осевой нагрузки на долото;
- 2) частоты вращения долота;
- 3) типа долота;
- 4) расхода Q и параметров бурового раствора;
- 5) геологических условий и механических свойств горных пород.

Выделяют параметры режима бурения, которые можно изменять с пульта бурильщика в процессе работы долота на забое (осевая нагрузка на долото, частота вращения долота, расход промывочной жидкости), и факторы, установленные на стадии проектирования строительства скважины, отдельные из которых нельзя оперативно изменять. Первые называются управляемыми. Определённое сочетание их, при котором осуществляется механическое бурение скважины, называется режимом бурения.

Если при сочетании этих параметров получаем наилучшие технико-экономические параметры, то такой режим бурения называется оптимальный. Но достаточно часто при бурении скважины приходится решать конкретные задачи, например, минимальное искривление скважины или максимального выхода крена. Режим, при котором подбирают определенное сочетание параметров для решения поставленной задачи, называется специальным [1].

При оценке эффективности бурения необходимо учитывать влияние каждого параметра в отдельности, так и влияние этих параметров друг на друга.

Выделяют следующие основные показатели эффективности бурения нефтяных и газовых скважин: проходка на долото, механическая и рейсовая скорости бурения.

Осевая нагрузка на долото. Осевая нагрузка – параметр, под действием которого происходит разрушение пород. При достаточном количестве промывной жидкости и, неизменной частоте вращения долота осевая нагрузка напрямую влияет на механическую скорость бурения.

Частота вращения долота. Закономерно, что при увеличении частоты вращения долота скорость бурения скважины также будет возрастать. Однако

									Лист
									9
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

необходимо учитывать, что при увеличении частоты вращения долота промывочная жидкость меньший промежуток времени будет заполнять трещины в породе. И в итоге может привести к тому, что промывочная жидкость не будет успевать проникнуть в трещину, то это приведет к препятствованию удаления частиц из забоя и быстрому износу долота. Поэтому можно говорить о том, что при возрастании частоты вращения скорость бурения сначала достигает максимума, а затем снижается [1].

Частота вращения устанавливается в зависимости от типа пород, и превышение критической скорости вращения для данной породы не приведет к резкому росту скорости бурения, а только снизит долговечность работы долота.

Необходимость бурового раствора. При лабораторных исследованиях был доказан и затем подтвержден на практике факт того, что при своевременном удалении выбуренной породы с забоя значительно улучшается эффективность бурения. Это связано, прежде всего, с тем, что выбуренная порода, если ее не удалять, оказывает дополнительное сопротивление долоту, чем существенно замедляет работу. Вследствие этого при бурении необходимо использование бурового раствора для вымывания выбуренных пород. От свойств и количества данного раствора зависит чистота забоя, и как следствие непосредственно сам процесс бурения.

Одним из основных свойств бурового раствора являются вязкость и плотность. Таким образом, для удаления мелкого шлама необходим раствор с малой вязкости – глинистый раствор. Для удаления крупных кусков шлама – густой и вязкий раствор, поскольку повышение плотности раствора влияет на выталкивающую способность промывочной жидкости.

Плотность бурового раствора влияет на механическую скорость бурения. Это объясняется тем, что давления столба промывочной жидкости пропорционально его плотности, а механическая скорость бурения зависит от разности давлений в столбе промывочной жидкости и пласта. Например, с возрастанием плотности промывочной жидкости также возрастает давление на скважины, что приводит к

									Лист
									10
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

увеличению сопротивляемости разрушения пород, тем самым уменьшая показатели бурения [1].

При благоприятных геологических условиях рекомендуется использовать в качестве промывочной жидкости воду, газ или воздух с учетом компенсации их маленькой выталкивающей способности высокой скоростью движения в затрубном пространстве.

При анализе результатов многочисленных экспериментов с использованием для бурения различных промывочных жидкостей, ученым Х. Бингхемом было получено, что вода, используемая в качестве бурового раствора при бурении на эффективных режимах, позволяет достичь максимальных показателей значения проходки за один оборот долота. Помимо воды, в большинстве случаев возможно использование воздуха и газа, при условии уменьшения нагрузки на долото и частоты его вращения по сравнению со значениями при бурении с водой в качестве промывочной жидкости, поскольку воздушная струя имеет низкую очищающую способность по сравнению с водой.

Помимо свойств бурового раствора, немаловажным фактором является количество бурового раствора. Необходимое количество промывочного раствора в л/с на единицу площади забоя скважины было установлено экспериментально [1].

Также было отмечено, что на изменения механическую скорость бурения не оказывает существенного влияния превышения вычисленной производительности буровых насосов.

Другим важным фактором, влияющим на эффективность промывочной жидкости, является скорость истечения из отверстий долота. Механическая скорость бурения возрастает при увеличении скорости истечения промывочной жидкости, т.к. очистка забоя скважины происходит более эффективно. Максимальный эффект при бурении достигается если скорость истечения жидкости превышает 60...75 м/с.

Также надо учитывать расположение отверстий, из которых истекает промывочная жидкость, по отношению к шарошкам и забою скважин. На

										Лист
										11
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

качество очистки забоя существенно влияет высота зубьев шарошек, а расстояние между шарошками и забоем. При увеличении этого расстояние качество очистки повышается [1].

1.2 Основное механическое оборудование буровой установки ВЗБТ 2900

Технические характеристики основного механического оборудования буровой установки ВЗБТ 2900.

Буровой насос УНБТ-1180L предназначен для подачи бурового раствора в бурильную колонну для циркуляции в скважине в процессе бурения глубоких разведочных и эксплуатационных скважин преимущественно на нефть и газ.

Перекачиваемая среда - буровой раствор на нефтяной или водной основе с добавлением нефти или нефтепродуктов от 5% до 20%, химреагентов, утяжелителя. Общее содержание твердых частиц в утяжеленном буровом растворе может достигать до 40% объема при плотности бурового раствора $\rho = 2,3$ г/см.

Технические данные бурового насоса УНБТ-1180L приведены в таблице 1.1, гидравлические характеристики – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Технические данные бурового насоса УНБТ-1180L

Технические характеристики	Параметры
Гидравлическая мощность (при идеальной подаче), кВт	1062
Номинальная частота ходов поршня в минуту	125
Номинальная частота входного вала, об/мин	556
Передаточное число шестеренчатой передачи насоса	4.45
Диаметр шкива клиноременной передачи, мм	1000
Диаметр шкива клиноременной передачи привода, мм	560
Гидравлические характеристики	см. табл. 2
Масса базовой модели, кг	22000

Таблица 1.2 – Гидравлические характеристики УНБТ-1180L

										Лист
										12
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

Диаметр поршня, мм	Подача (идеальная), л/с	Давление предельное, МПа
190	51,4	21,0
180	46,0	23,5
170	41,0	26,5
160	36,4	30,0
150	31,9	32,0
140	27,8	35,0

Устройство насоса

Буровой трехпоршневой насос – горизонтальный, кривошипный, возвратно-поступательный, одностороннего действия.

Насос состоит из двух основных функционально связанных между собой частей: гидравлической части и редуктора, смонтированных на раме насоса или раме модуля буровой установки.

Гидравлическая часть включает: гидравлический блок, в котором размещены попарно, ступенчато, в трех гидрокоробках, состоящих из двух частей, входной и выходной клапаны, пневмокомпенсатор и предохранительный клапан, установленные на выходном коллекторе, цилиндро-поршневая группа, блок охлаждения цилиндро-поршневой группы. В нижней части гидравлического блока установлен входной коллектор, на котором смонтированы два пневмокомпенсатора и шибер для оперативного слива перекачиваемой жидкости.

Редуктор включает: корпус в сборе с узлами системы смазки, блок распределения, кривошипно-ползунный механизм, трансмиссионный вал, шкив, крышку.

Взаимодействие составных частей насоса при его работе поясняется гидрокинематической принципиальной схемой, приведенной на рисунке 1.1.

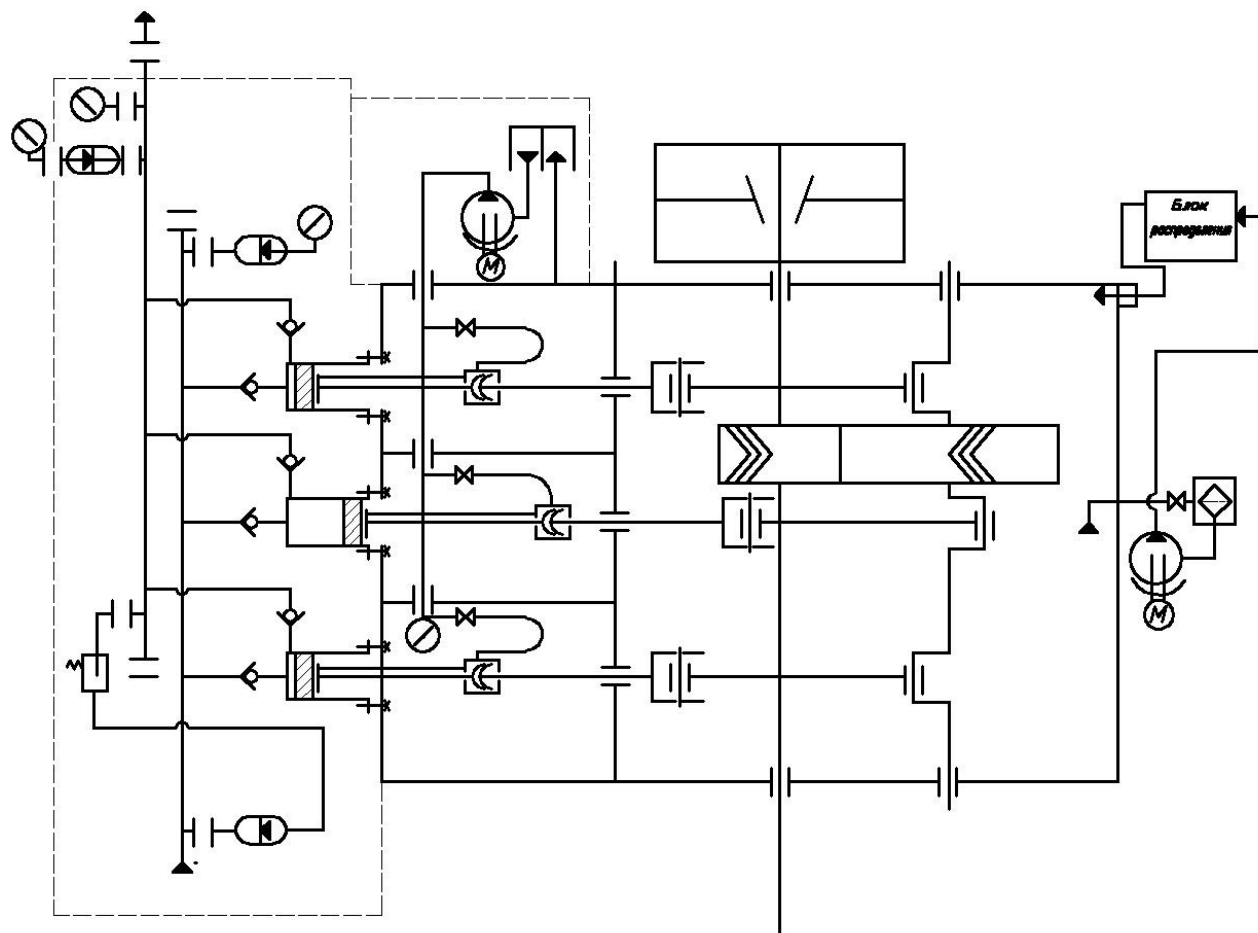


Рисунок 1.1 – Гидрокинематическая принципиальная схема насоса «УНБТ-1180 L»

Трансмиссионный вал через цепную или ременную передачу получает вращение от привода и через зубчатую пару передает момент вращения кривошипному валу. Шатунными механизмами вращательное движение кривошипного вала преобразуется в возвратно-поступательное движение поршней. Поршни, перемещаясь в цилиндрах совершают поочередно такт всасывания и нагнетания.

При такте всасывания в цилиндрах создается разрежение (при работе насоса в режиме самовсасывания) и входные клапаны открыты, а выходные закрыты.

При такте нагнетания выходные клапаны открыты, входные закрыты. Потoki жидкости из цилиндров суммируются в выходном коллекторе.

Суммирование синусоидальных по характеру изменения потоков приводит к пульсации подачи и давления. Пульсирующий поток на входе в насос

выравнивается входными пневмо-компенсаторами типа ПК50-6, а на выходе – пневмо-компенсатором типа ПК70-350.

Смазка узлов трения редукторной части осуществляется маслом, заливаемым в картер. Подача масла в узлы трения производится двумя способами:

- принудительно от шестеренного насоса;
- самотеком из накопительных лотков, окунанием и разбрызгиванием.

Самотечная смазка является дублирующей. Шестеренный насос принудительной системы смазки располагается снаружи насоса и получает вращение от электродвигателя.

При принудительной подаче распределение масла в точки слива производится гидроаппаратурой блока распределения, там же располагаются контрольно-измерительные приборы.

Картер насоса герметизирован от гидравлической части уплотнением штока ползуна.

С включением в работу бурового насоса автоматически включаются в работу вспомогательные механизмы и агрегаты: блок охлаждения цилиндро-поршневых групп, система принудительной и самотечной смазки редукторной части.

При превышении предельной нагрузки, на которую рассчитана конструкция насоса, срабатывает предохранительный клапан, и давление снижается до безопасного уровня. Одновременно происходит автоматическое отключение привода насоса, благодаря наличию путевого выключателя, закрепленного на корпусе предохранительного клапана, сигнал от которого поступает в управляющую цепь привода.

Режим работы насоса

Буровой насос рассчитан на работу в двух режимах:

- в режиме самовсасывания;
- в режиме принудительного напора на входе.

Работа насоса в режиме самовсасывания протекает нормально, если кавитационный запас достаточен. В этом случае гидравлические удары в цилиндрах отсутствуют.

										Лист
										15
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

Если кавитационный запас отрицателен, и работа насоса протекает с явно выраженными гидравлическими ударами в цилиндрах, то необходимо осуществить переход на режим принудительного напора на входе или, при возможности, на работу с меньшей частотой ходов.

Для обеспечения устойчивой бескавитационной работы насоса необходимо, чтобы входной (всасывающий) трубопровод отвечал следующим требованиям.

1. Входной трубопровод от приемного фланца насоса до ответного фланца приемной емкости должен иметь минимальное число поворотов. Необходимо иметь в виду, что один поворот трубопровода на угол 90^0 по гидравлическому сопротивлению эквивалентен удлинению всасывающей линии на 6 м.

2. Входной трубопровод должен иметь условный проход диаметром не менее Ду 250 мм.

3. Запорная арматура должна быть равнопроходного сечения с внутренним диаметром входной трубы; запорную арматуру, не обеспечивающую при полном ее открытии равнопроходного сечения с входным трубопроводом, применять не рекомендуется.

4. Длина входного трубопровода от приемного фланца насоса до приемной емкости должна быть не более 4,5 м; удлинять входной трубопровод за счет встроенного коллектора приемной и запасных емкостей категорически запрещается.

Режим работы насоса с принудительным напором на входе обеспечивается двумя известными способами:

1) повышением статического уровня жидкости в приемной емкости до значения, при котором принудительный напор на входе в насос обеспечивает условия заполнения цилиндров и бескавитационную работу при данной частоте ходов;

2) созданием принудительного напора на входе специальными насосами центробежного типа.

Принудительный напор на входе, создаваемый центробежными насосами, должен быть не менее 20 м.вод.ст.

									Лист
									16
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

Привод ротора предназначен для вращения бурильного инструмента и поддержания колонны бурильных или обсадных труб при спуско-подъемных операциях в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Технические данные представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Технические данные ротора

Диаметр отверстия в столе ротора	мм,	700
Допустимая статическая нагрузка на стол ротора	тс,	500
Статический крутящий момент на столе ротора	Кгс.м,	8000
Частота вращения стола ротора, не более	с ⁻¹ ,	5,83
Передаточное число от приводного вала до стола ротора		3,61
Масса, не более	кг	4850

Устройство и работа ротора.

Ротор состоит из следующих основных частей:

- станины;
- стола с зубчатым венцом;
- двух подшипников;
- приводного вала;
- верхней и нижней крышки;
- стопорного механизма.

Станина представляет собой жесткую конструкцию коробчатого сечения, отлитую из углеродистой стали. Внутренняя часть её имеет расточки для установки основной и вспомогательной опоры. Прямоугольная станина заканчивается цилиндрической открытой снизу горловиной, в которую устанавливается приводной вал. Сверху станина имеет кольцевые гребенки верхнего лабиринтного уплотнения. На станине предусмотрены площадки для кронштейна ПКР и стопорного механизма.

Стол выполнен из стального литья с центральным отверстием 700 мм для пропуска бурильного инструмента и колонных обсадных труб. В верхней части

стола имеется квадратное углубление для установки в нем разъемного вкладыша, переходной втулки или корпуса ПКР, которые предохраняются от вертикального перемещения стопорами. Стол установлен на двух подшипниковых опорах – основной и вспомогательной, представляющих собой упорно-радиальные шарикоподшипники. Вращение стола ротора передается через коническую зубчатую пару, венец которой посажен на стол по горячей посадке. В верхней части стола имеются гребешки, которые вместе со станиной образуют верхнее лабиринтное уплотнение для защиты внутренней полости ротора от попадания бурового раствора.

Приводной вал. На одном конце которого установлена на шпонке коническая шестерня, на другом муфта кардана. Вал на двух роликовых конических подшипниках установлен в стакан, который имеет в средней части вырез масляной ванны и закрывается с обеих сторон защитными фланцами с севанитовыми уплотнениями. От потери масла по шейке вала между торцами втулок установлены уплотняющие резиновые кольца. Стакан устанавливается в горловину станины, уплотняется резиновыми кольцами и крепится болтами. Шестерня от осевого перемещения фиксируется фланцем. Масляная ванна приводного вала закрывается крышкой с пробкой конической. Регулировка зубчатого зацепления производится при помощи регулировочного кольца и прокладок.

Стопорный механизм устанавливается на станине, на специальной площадке и служит для стопорения стола ротора. В столе имеются 24 прямоугольных паза, с помощью которых он может быть застопорен через каждые 15° . Для включения стопорного механизма необходимо поднять рукоятку в рабочее положение и при помощи рукоятки вывести шпонку на поверхность верхней крышки. Повернуть шпонку на 180° , чтобы выступ шпонки вошел в паз стола и отпустить рукоятку – стол застопорен.

Смазка ротора осуществляется из двух ванн. Смазка производится разбрызгивания. Предусмотрен подогрев или охлаждение масляных ванн

										Лист
										18
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

зубчатого зацепления и приводного вала, для чего через прорези в станине введен змеевик.

Кинематическая схема привода ротора приведена на рисунке 1.2.

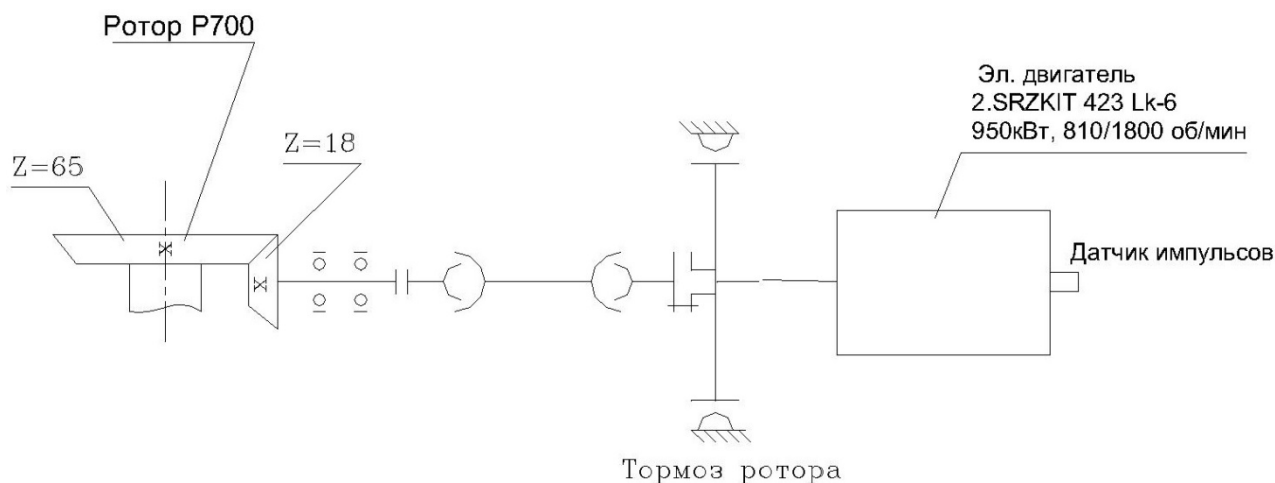


Рисунок 1.2 – Кинематическая схема привода ротора

Электропривод стола ротора выполнен от двигателя переменного тока 2.SRZKIT 423 Lk-6 2ЕхеПТ3Х IM 1003 950кВт, 660В, 810/1800 об/мин, управляемого по системе «широтно-импульсная модуляция автономный инвертор напряжения – асинхронный двигатель» (ШИМ АИН – АД).

Электродвигатель привода ротора расположен во взрывоопасной зоне, поэтому двигатель выбран взрывозащищенного исполнения.

Привод вентилятора обдува двигателя ротора выполнен от асинхронного двигателя 20 кВт, 3000 об/мин.

Для затормаживания стола ротора предусмотрено тормозное устройство, представляющее собой шинно-пневматическую муфту, одна из полумуфт которой механически соединена с корпусом. При наполнении муфты сжатым воздухом ротор затормаживается.

Буровая лебедка ЛБУ-1500 АС1 используется для работы в составе вышечной лебедочной блока кустовой буровой установки с талевым канатом $\varnothing 35$ мм с допустимой нагрузкой на крюке 320 т. при оснастке талевой системы 5х6.

Грузоподъемная характеристика лебедки работе от электродвигателей главного и дополнительного(аварийного) привода приведены на рисунках 1.3 и 1.4.

Буровая лебедка предназначена для:

- подъема и спуска бурильного инструмента;
- спуска обсадных труб;
- автоматической подачи долота на забой;
- ликвидации аварий, возникающих при проводке скважин;
- подъема и опускания вышки при работе от дополнительного привода.

Основные технические характеристики буровой лебедки представлены в таблицах 1.4 и 1.5.

Таблица 1.4 – Технические характеристики буровой лебедки

Расчетная мощность на входном валу,	кВт (л.с.)	1500 (2040)
Допустимое натяжение быстроходной ветви талевого каната при нагрузке на крюке 3200кН	кН (тс)	345 (34,5)
Диаметр талевого каната,	мм	35
Число передач 1		
Общее передаточное число трансмиссии		4,79
Тип передач в трансмиссии		зубчатые косозубые

Таблица 1.5 – Технические характеристики главного электропривода

Номинальная частота вращения,	об/мин	1000
Максимальная частота вращения в режиме работы на лебедку,	об/мин	1500
Диапазон регулирования частоты вращения,	об/мин	0...1500

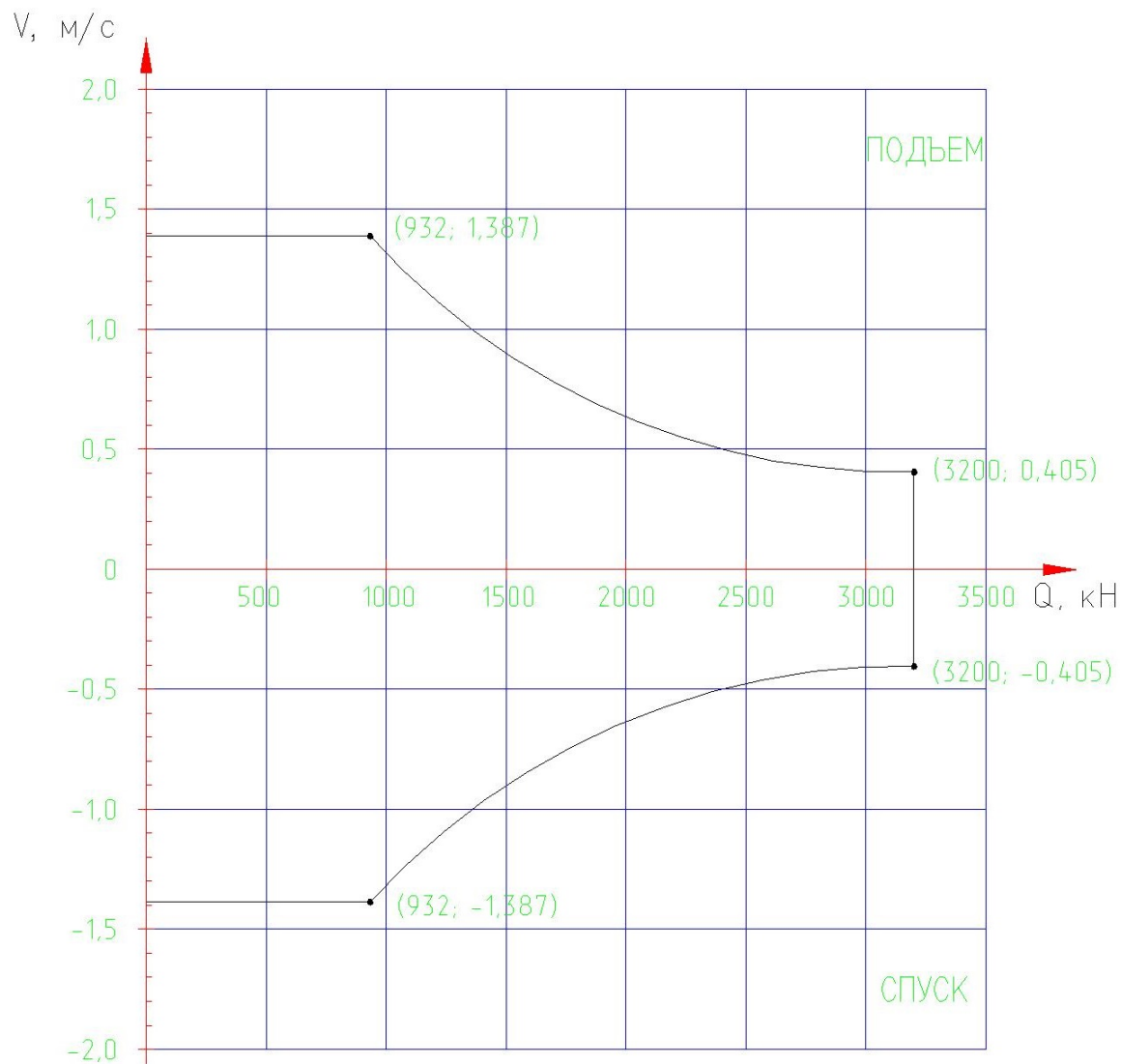


Рисунок 1.3 – Грузоподъемная характеристика лебедки работе от электродвигателей главного привода при оснастке талевой системы 5х6

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

Лист

21

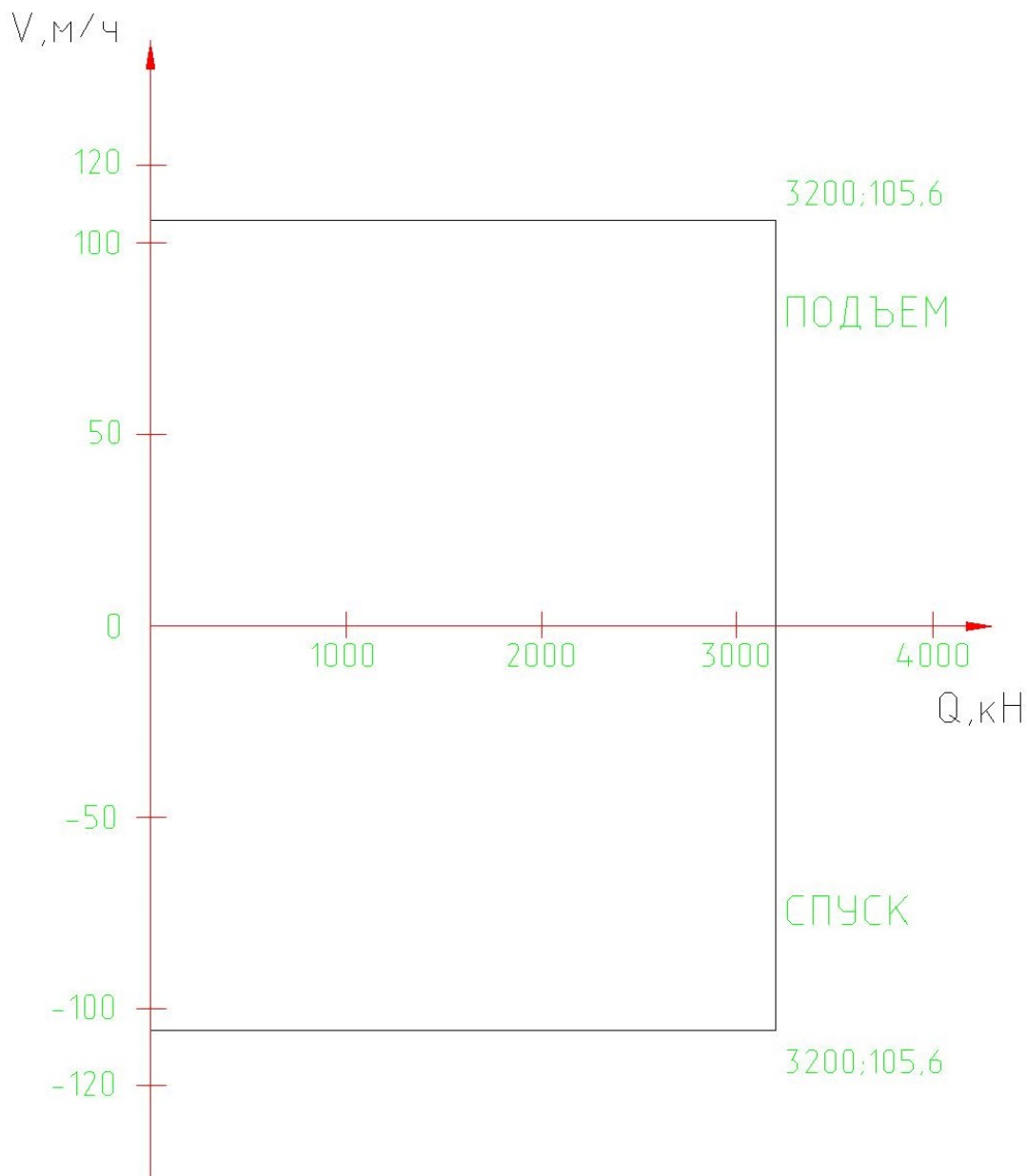


Рисунок 1.4 – Грузоподъёмная характеристика лебедки при работе от дополнительного привода

Устройство и работа буровой лебедки

Лебедка проводится в действие от электродвигателей главного привода МЛ1 и МЛ2, которые с помощью эластичных муфт передают вращение на ведущие валы зубчатой трансмиссии. Далее вращение через зубчатые передачи передается подъемному валу.

При отказах двигателей МЛ1 и МЛ2 главного привода (поломка двигателей, аварийное отключение питающего напряжения в сети главного привода) модуль

									Лист
									22
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

может работать от двигателя МДП привода дополнительного (энергоснабжение модуля обеспечивается от дизель-электрической станции) в этом случае вращение от двигателя МПД через редуктор и вал карданный передается валу ведущему зубчатой трансмиссии.

При работе модуля от двигателей главного привода МЛ1 и МЛ2 кинематическая связь привода дополнительного с лебедкой разрывается путем выключения зубчатой муфты цилиндром пневматическим.

Зубчатые передачи трансмиссии смазываются жидкой смазкой под давлением, которая поступает к ним от насосной установки с электродвигателем МСЛ.

На левой реборде барабана вала подъемного установлен дисковый тормоз. Он обеспечивает удержание в неподвижном состоянии различных грузов на крюке, в том числе и обсадной колонны наибольшей массы. Включение (затормаживание) тормоза производится пружинами при выпуске воздуха, отключение (растормаживание) – сжатым воздухом.

Дисковый тормоз не предназначен для работы в оперативном режиме притормаживания. Этот режим выполняется электродвигателями МЛ1 и МЛ2.

При работе от привода дополнительного торможение осуществляется тормозом колодочным с последующим наложением дискового тормоза.

Над барабаном установлено устройство следящее, которое является датчиком предельного числа слоев и витков на барабане при подъеме. Когда число слоёв превышает предельное для безопасного положения крюкоблока или СВП относительно кронблока, срабатывает индуктивный выключатель и подъем экстренно прекращается, а барабан затормаживается.

У левого диска подъемного барабана расположено стопорное устройство. Оно предназначено для удержания вала подъемного в неподвижном состоянии при длительных паузах или при выполнении ремонтных работ.

У ограждений барабана, а именно переднего щита, на ограждениях муфт и карданного вала, на кожухе запасовки каната установлены индуктивные выключатели. Они контролируют наличие этих ограждений. При снятых ограждениях привод отключается, и лебедка не работает.

									Лист
									23
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

Схема кинематическая модуля буровой лебедки ЛБУ-1500 АС1 показана на рисунке 1.5.

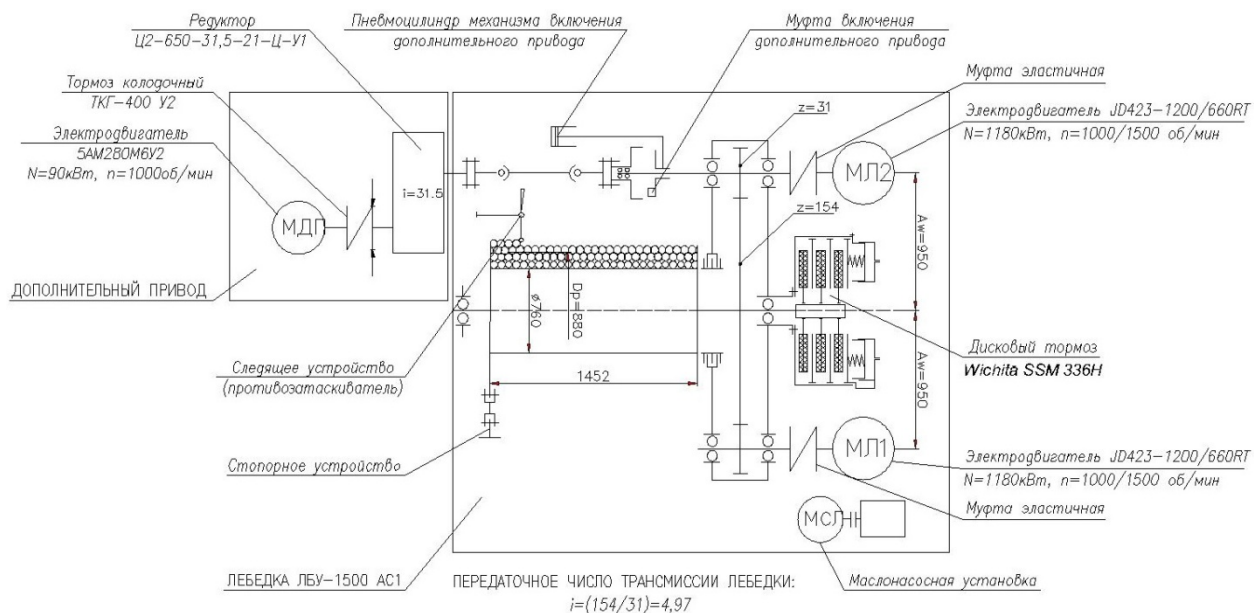


Рисунок 1.5 – Схема кинематическая буровой лебедки ЛБУ-1500 АС1

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРОПРИВОДА И ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ ЛЕБЕДКИ

2.1 Электропривод буровой лебедки и выбор электродвигателя

В связи с повторно-кратковременным режимом работы СПО с переменной продолжительностью цикла и переменным моментом статического сопротивления на валу, задача определения мощности $P_{дл}$ двигателя лебедки является сложной. Поэтому для решения данной задачи используют приближенные формулы, с помощью которых по основным параметрам лебедки ориентировочно определяют $P_{дл}$, далее выбирают двигатель.

Основными параметрами лебедки являются скорости намотки каната на барабан v_0 , тяговое усилие(грузоподъемность) $Q_{кр}$, число подвижных струн $\mu_{м.с.}$, КПД талевого системы $\eta_{м.с.}$.

Значение скоростей навивки каната на барабан определяется скоростями подъема крюка v_k и числом подвижных струн $\mu_{м.с.}$:

$$v_0 = v_k \cdot \mu_{м.с.} \text{ (м/с)}$$

У БУ 2900 ЭК-БМЧ $\mu_{м.с.} = 10$ (оснастка талевого системы крестовая 5*6), значит скорость навивки каната на барабан в 10 раз больше скорости подъема крюка $v_0 = 10v_k$.

При практических расчетах при эксплуатации буровых установок на нефть и газ КПД талевого системы можно принять $\eta_{м.с.} = 1 - 0.02 \mu_{м.с.}$. КПД передачи от двигателя до барабанной лебедки $\eta = 0.75 \div 0.85$ [2].

При подвижном крюке ветви талевого каната равномерно нагруженного силой, измеряемой в Н:

$$F = \frac{Q_{кр}}{\mu_{м.с.}} \text{ (Н)}$$

где $Q_{кр}$ - тяговое усилие(грузоподъемность), Н;

$\mu_{м.с.}$ - число подвижных струн.

									Лист
									25
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

В процессе бурения вследствие трения и изгиба каната усилия в ветвях полиспаста $F_1, F_2 \dots F_n$ распределяются не равномерно, поэтому

$$F = \frac{Q_{кр}}{\mu_{т.с.} \eta_{т.с.}} \text{ (Н)}$$

Мощность двигателя необходимого на подъем бурового инструмента (снаряда) из скважины находится как произведение усилия при подвижном крюке F на скорость намотки каната на барабан, измеряется в Вт:

$$P = F \cdot v_0 = \frac{Q_{кр} \cdot v_0}{\mu_{т.с.}} \text{ (Вт)}$$

С учетом потерь при передаче от двигателя до барабанной лебедки и кпд талевого системы получим

$$P = \frac{Q_{кр} \cdot v_0}{\mu_{т.с.} \cdot \eta_{т.с.} \cdot \eta} = \frac{Q_{кр} \cdot v_k \cdot \mu_{т.с.}}{\mu_{т.с.} \cdot (1 - 0.02\mu_{т.с.}) \cdot \eta} = \frac{Q_{кр} \cdot v_k}{(1 - 0.02\mu_{т.с.}) \cdot \eta} \text{ (Вт)}$$

Номинальная мощность, необходимая для привода лебедки находится из формулы, приведенной выше. При этом $Q_{кр}$ - нагрузка на крюке от наибольшего веса бурильной колонны, Н; v_k - минимальная скорость подъема 0.405 м/с. Получим:

$$P = \frac{3200 \cdot 10^3 \cdot 0.405}{(1 - 0.02 \cdot 10) \cdot 0.85} = 1905,882 \text{ (кВт)}$$

При выборе привода лебедки нужно учитывать возможность управления приводными двигателями буровой лебедки во всех 4-х квадрантах механической характеристики. Также использование приводных двигателей лебедки, как в двигательных, так и в тормозных режимах.

									Лист
									26
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

2.2 Расчет электропривод дополнительного привода буровой лебедки

2.2.1 Условия работы и требования, предъявляемые к проектируемому электроприводу

Буровые установки ВЗБТ 2900 с частотно регулируемым приводом основных механизмов, в блочно-модульном исполнении предназначены для кустового бурения нефтяных и газовых скважин турбинным и роторным способами в электрифицированных районах при температуре окружающего воздуха от минус 45°С до плюс 40°С. Основное и вспомогательное оборудование смонтировано в модулях в полной заводской готовности. Отсутствие межмодульных кинематических связей обеспечивает высокую монтажеспособность и транспортабельность установки. При укомплектовании по специальному заказу дизель-электростанциями буровая установка может работать в не электрифицированных районах. Технические характеристики ВЗБТ 2900 ЭК-БМЧ

Допускаемая нагрузка на крюке, тс (кН) 320 (3200) Условная глубина бурения, м 5000 Длина бурильной свечи, м 25 Тип привода частотно регулируемым электропривод переменного тока, индивидуальный Вышка Тип А - образная, секционная, оборудованная маршевыми лестницами и эвакуатором для верхового рабочего Полезная высота вышки, м 43,1 Механизм подъема вышки встроенный Основание Тип блочное, разборное Высота основания (отметка пола буровой), м 8,5 Талевая система Диаметр талевого каната, мм 35 Наибольшая оснастка талевой системы 5х6 Лебедка Расчетная мощность на входном валу, кВт 1500 Тормоза лебедки: дисково-колодочный типа Wichita SSM 336Н, удержание груза в неподвижном положении при помощи основных двигателей. Ротор Р - 700 мощность привода ротора не более, кВт 1180 Диаметр отверстия в столе ротора, мм 700 Допускаемая статическая нагрузка, тс (кН) 500 (5000) Насос УНБТ - 1160 Мощность насоса, кВт 1100 Максимальная подача, л/с 51.4 Максимальное давление, МПа 35 Количество буровых насосов, шт 2 Циркуляционная система Общий полезный объем, м3 140 Количество ступеней очистки 4.

										Лист
										27
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

Лебедка – один из важнейших узлов установки для бурения скважин на нефть и газ. Основная функция дополнительного привода лебедки состоит в подъеме, опускание вышки и при ее испытании, а так же при проведении аварийных спускоподъемных операциях (СПО) при выходе из строя основного привода.

Мощность, требуемая для аварийных спускоподъемных операций, передается от двигателя через редуктор дополнительного привода с передаточным отношением $i=31,5$ и зубчатую муфту. Дополнительный (аварийный) привод подсоединяется к ведущему валу трансмиссии путем перемещения зубчатой муфты посредством пневматического цилиндра. Общее передаточное отношение от двигателя дополнительного привода до барабана составляет 156,56. Дополнительный привод обеспечивает подъем груза 3200 кН со скоростью 0,0293 м/с (105,6 м/час)

На буровой установке ВЗБТ 2900 установлена лебедка типа ЛБУ-1500 АС1 [17]. Данные представлены в таблицах 2.1, 2.2 и 2.3.

Таблица 2.1 – Технические характеристики редуктора ЛБУ-1500 АС1

Расчетная мощность на входном валу,	кВт (л. с.)	1500 (2040)
Допустимое натяжение быстроходной ветви талевого каната при нагрузке на крюке 3200кН	кН (тс)	345(34,5)
Диаметр талевого каната,	мм	35
Число передач 1		
Общее передаточное число трансмиссии		4,79
Тип передач в трансмиссии		зубчатые косозубые

Таблица 2.2 – Технические характеристики главного электропривода

Номинальная частота вращения,	об/мин	1000
Максимальная частота вращения в режиме работы на лебедку,	об/мин	1500
Диапазон регулирования частоты вращения,	об/мин	0...1500

Таблица 2.3 – Технические характеристики дополнительного электропривода

Передаточные отношения доп. привода:		
редуктора;		31,5
от двигателя до барабана		156,56
КПД редуктора дополнительного привода		0,97
Тип тормоза дополнительного привода	Колодочный, с электрогидравлическим толкателем ТКГ400	
Включение дополнительного привода	Зубчатая муфта, включаемая дистанционно пневматическим цилиндром	

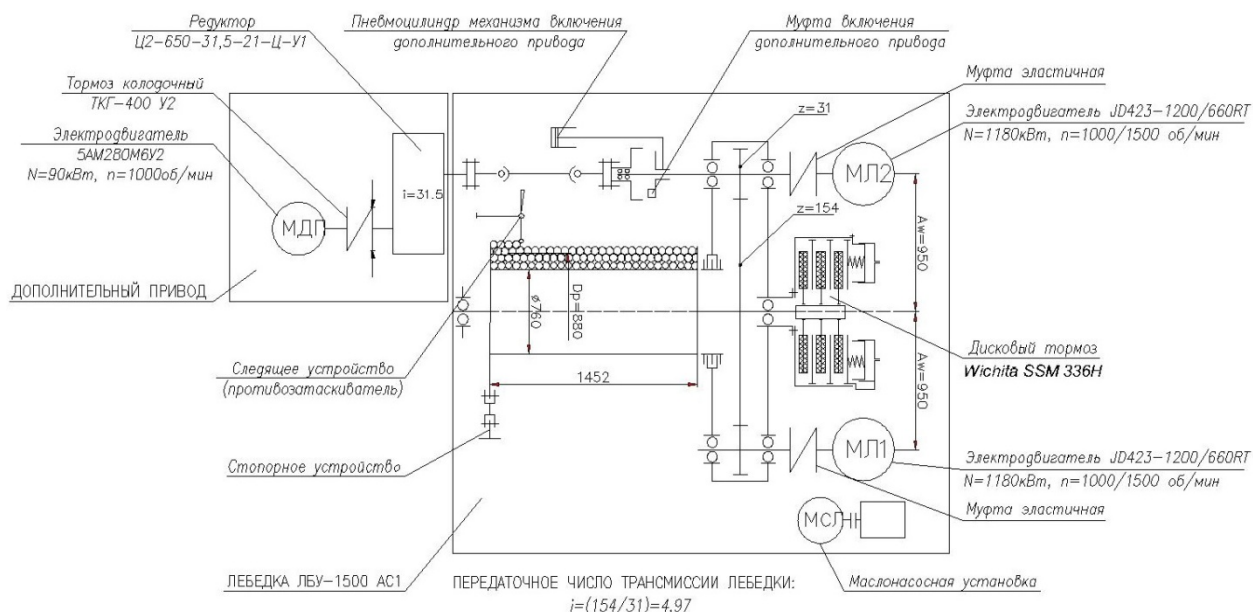


Рисунок 2.1 – Кинематическая схема лебедка типа ЛБУ-1500 АС1

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат
------	------	---	--------	-----

27.03.04.2019.465 ПЗ

2.2.2. Выбор двигателя и управляемого преобразователя электропривода дополнительного привода лебедки буровой установки

В ходе проверки дополнительного привода выявлено несоответствие установленного двигателя по мощности, соответственно примем для дальнейшего расчета мощность полученную при расчетах.

Вместо существующего двигателя 5АМ280М6У2 применяем серию электродвигателей асинхронных короткозамкнутых двигателей серии 5АМ-315М-6У2.

Таблица 2.4 – Технические характеристики электродвигателей с короткозамкнутым ротором серии 5А типа 5АМ-315М-6У2

Напряжение	380 В
Номинальная мощность двигателя	132кВт
Номинальный ток	235 А
Номинальный момент	1280 Нм
Максимальный момент	3072 Нм
Номинальная скорость	985об/мин
Предел регулирования скорости от ПЧ	0 – 1000 об/мин
КПД	95,0 %
КПД при 50% нагрузке	94,5
Коэффициент мощности двигателя	0,89
Коэффициент мощности двигателя при 50% нагрузке	0,87
Момент инерции двигателя	6,0 кг м ²
Диапазон рабочих температур	-40 +40 оС
Способ охлаждения	естественная вентиляция
Передаточное число редуктора	$i_p = 156,56$

Рассчитываем момент инерции, приведенный к валу двигателя:

$$J_{\Sigma} = \delta J_0 + \frac{J_M}{i^2}, \quad (2.1)$$

где δ – коэффициент, учитывающий моменты инерции деталей на валу двигателя и элементы редуктора, приведенные к валу двигателя, принимаем

$$\delta = 1,1;$$

$$J_{\Sigma} = 1,1 \cdot 6,0 + \frac{6195}{156,56^2} = 6,85 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$$

Номинальное скольжение двигателя

$$s_{ном} = 1 - \frac{n_{ном}}{n_0} = 1 - \frac{985}{1000} = 0,015. \quad (2.2)$$

Ток холостого хода находится из выражения

$$I_{xx} = \sqrt{\frac{I_{1p^*}^2 - \left(\frac{p^*(1-s_H)}{(1-p^*s_H)} \cdot I_{1H} \right)^2}{1 - \left(\frac{p^*(1-s_H)}{(1-p^*s_H)} \right)^2}}, \quad (2.3)$$

где I_{1p^*} – ток при частичной нагрузке, равной $p^* = 0,5$ [20];

$$I_{1p^*} = \frac{P_{2p^*}}{m U_f \eta_{p^*} \cos \varphi_{p^*}}, \quad (2.4)$$

где $U_f = 220\text{В}$ – фазное напряжение;

$m = 3$ – число фаз статора;

$\eta_{p^*}, \cos \varphi_{p^*}$ – КПД и коэффициент мощности при частичной нагрузке [20].

$$I_{1p^*} = \frac{132000 \cdot 0,5}{3 \cdot 220 \cdot 0,935 \cdot 0,8} = 133,7 \text{ А}.$$

$$I_{xx} = \sqrt{\frac{133,7^2 - \left(\frac{0,5(1-0,015)}{(1-0,5 \cdot 0,015)} \cdot 245 \right)^2}{1 - \left(\frac{0,5(1-0,015)}{(1-0,5 \cdot 0,015)} \right)^2}} = 64,08 \text{ (А)}$$

Критическое скольжение определяем по упрощенной формуле:

$$S_K = S_H * (\lambda + \sqrt{\lambda^2 - 1}) = 0.015 * (2,4 + \sqrt{2,4^2 - 1}) = 0.068$$

где λ – перегрузочная способность двигателя

Угол между током и напряжением φ_0 при работе на холостом ходу предварительно принимаем равным 87° [20].

Находим вспомогательные коэффициенты [20]:

$$C_1 = 1 + \frac{I_{xx}}{2k_i \cdot I_{1н}} = 1 + \frac{64,08}{2 \cdot 6 \cdot 245} = 1,022$$

$$A_1 = \frac{m \cdot U^2 \cdot (1 - s_n)}{2C_1 \cdot K_m \cdot P_{2н}} = \frac{3 \cdot 220^2 \cdot (1 - 0,015)}{2 \cdot 1,022 \cdot 2,7 \cdot 132000} = 0,1963; \quad (2.5)$$

Активное сопротивление роторной цепи

$$R_2 = \frac{A_1}{\left(\beta + \frac{1}{s_{кр}}\right) \cdot C_1} = \frac{0,1963}{\left(1,5 + \frac{1}{0,068}\right) \cdot 1,022} = 0,0118 \text{ Ом} \quad (2.6)$$

Значение коэффициента β находится в диапазоне 0,6-2,5 меньшие значения рекомендуется принимать для более мощных двигателей, принимаем $\beta=1,5$.

Активное сопротивление статора, Ом

$$R_1 = C_1 \cdot R_2 \cdot \beta = 1,022 \times 0,0118 \times 1,5 = 0,0181 \text{ (Ом)},$$

Полное индуктивное сопротивление, Ом

$$X_n = \sqrt{\frac{R_2^2}{s_{кр}} - R_1^2} = , \quad (2.7)$$

$$X_n = \sqrt{\frac{0,0118^2}{0,068} - 0,0181^2} = 0,04147 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление рассеяния фазы статора

$$X_1 = 0,42 \cdot X_n = 0,42 \cdot 0,04147 = 0,0174 \text{ (Ом)}$$

Индуктивное сопротивление рассеяния фазы ротора

$$X_2' = 0,58 \cdot X_H / C1 = 0,58 \cdot 0,04147 / 1,022 = 0,0235 \text{ (Ом)}$$

ЭДС ветви намагничивания, наведенная потоком воздушного зазора в обмотке статора в номинальном режиме

$$E_1 = \sqrt{(U \cos \varphi_{1H} - R_1 I_{1H})^2 + (U \sin \varphi_{1H} - X_1 I_{1H})^2} = \quad (2.8)$$

$$E_1 = \sqrt{(220 \cdot 0,89 - 0,0181 \cdot 245)^2 + (220 \cdot 0,456 - 0,0174 \cdot 245)^2} = 214,1 \text{ В}$$

Индуктивное сопротивление ветви намагничивания, Ом

$$X_m = \frac{E_1}{I_{xx}}$$

$$X_m = \frac{214,1}{64,08} = 3,34 \text{ Ом},$$

Индуктивность рассеяния фазы статора, Гн

$$L_{1\sigma} = \frac{X_1}{\omega_0}, \quad (2.9)$$

где $\omega_0 = 2\pi f_1 = 2 \cdot 3,142 \cdot 50 = 314,2 \text{ рад/с}$.

$$L_{1\sigma} = \frac{0,0174}{314,2} = 0,000055 \text{ Гн}$$

Индуктивность рассеяния фазы ротора, Гн

$$L_{2\sigma} = \frac{X_2'}{\omega_0} = \frac{0,0235}{314,2} = 0,0000748 \text{ Гн.}$$

Индуктивность ветки намагничивания, Гн

$$L_m = \frac{X_m}{\omega_0}, \quad (2.10)$$

$$L_m = \frac{3,34}{314,2} = 0,0106 \text{ (Гн)}$$

Индуктивность цепи статора

$$L_1 = L_m + L_{1\sigma} = 0,0106 + 0,000055 = 0,010655 \text{ (Гн)}$$

									Лист
									33
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

Индуктивность цепи ротора

$$L_2 = L_m + L_{2\sigma} = 0,0106 + 0,0000748 = 0,0106748 \text{ (Гн)}$$

По мощности двигателя выбираем преобразователь частоты АВВ серия ACS800 от 0,55 до 2800 кВт [19]:

Преобразователь частоты АВВ серии ACS800 – Промышленные приводы АВВ предназначены для использования в промышленности, особенно в таких перерабатывающих отраслях, как целлюлозно-бумажное производство, металлообработка, горнодобывающая и цементная промышленность, электроэнергетика, химическая и нефтегазовая промышленность. Промышленные приводы АВВ выпускаются как в виде полнофункциональных приводов переменного тока, так и в виде модулей. Это универсальные, гибкие в использовании, приводы переменного тока, которые могут быть сконфигурированы точно в соответствии с требованиями конкретных промышленных применений. Номенклатура полнофункциональных приводов и модулей приводов охватывает широкий диапазон мощностей и напряжений, включая промышленные сети с напряжением до 690 В.

Главной особенностью этих приводов является возможность программирования системы управления, что обеспечивает легкую адаптацию к различным применениям [19]. Характеристики ACS800-01-0165-3 представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики ACS800-01-0165-3

Модель\Характеристика	ACS800-01-0165-3
Максимальная мощность (кВт)	132
Максимальная мощность (кВт) при тяжелой нагрузке	110
Номинальный выходной ток (А)	260
Максимальный выходной ток (А)	326
Типоразмер	R6

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат
------	------	---	--------	-----

27.03.04.2019.465 ПЗ

Продолжение таблицы 2.5

Модель\Характеристика	ACS800-01-0165-3
Вес, кг	67
Метод контроля	Пространственно векторное управление PWM (DTC), U/F
Номинальное входное напряжение (В)	Трехфазное 380 – 415 В ($\pm 10\%$) 48/63 Гц
Номинальное выходное напряжение (В)	Трехфазное 380 – 415 В (в соответствии со входным напряжением)
Регенеративное торможение	Встроен блок регенеративного торможения (до 22 кВт) , тормозной резистор является опцией
Диапазон вых. частот	0- 300 Гц (0... ± 120 Гц с фильтрами du/dt)
Регулирование скорости	Статическая ошибка: Разомкнутый контур: 10 % от скольжения двигателя Замкнутый контур: 0,01 % от номинальной скорости Динамическая ошибка: Разомкнутый контур: 0,3...0,4 %/с при 100 %-ном скачке момента Замкнутый контур: 0,1...0,2 %/с при 100 %-ном скачке момента
Точка ослабления поля	8...300 Гц
КПД (при номинальной мощности)	0,98
Рабочая температура	-11+50 град.С

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

Лист

35

Окончание таблицы 2.5

Модель\Характеристика	ACS800-01-0165-3
Температура хранения	-40 ...+70 град.С
Относительная влажность	от 5 до 95 %, конденсация не допускается

2.2.3 Расчет структурной схемы электропривода и синтез регуляторов системы управления электропривода

В настоящее время в электроприводе при создании системы автоматического управления нашел применение принцип подчиненного регулирования с последовательной коррекцией.

Системы подчиненного регулирования выполняются по многоконтурной структуре (рис. 2.2) [20].

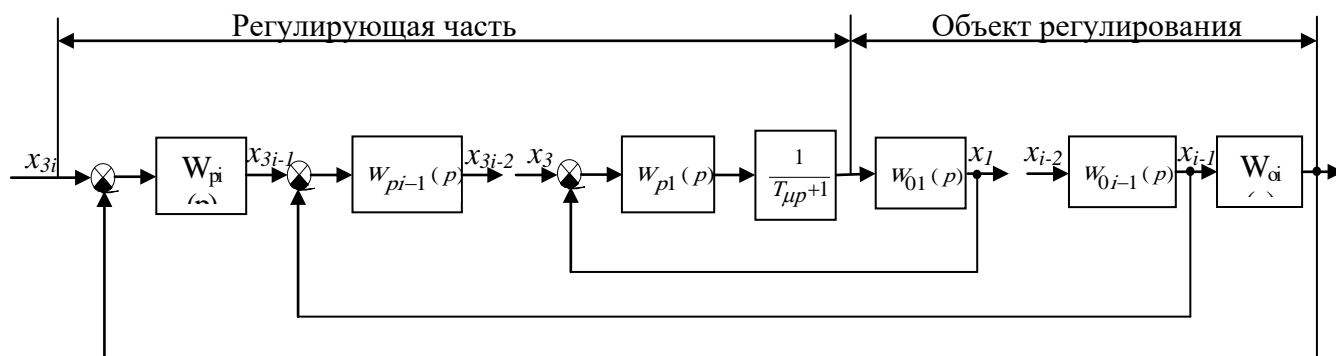


Рисунок 2.2 – Структурная схема системы подчиненного регулирования

Сущность построения таких систем заключается в следующем:

1. Объект управления представляется в виде цепочки последовательно соединенных звеньев с передаточными функциями $W_{01}(p)$, $W_{02}(p)$, ..., $W_{0i-1}(p)$, $W_{0i}(p)$, выходными параметрами которых являются контролируемые координаты объекта: напряжение, ток, скорость и т.д.

2. Количество регуляторов с передаточными функциями $W_{p1}(p)$, $W_{p2}(p)$, ..., $W_{pi}(p)$ в СПР устанавливается равным количеству регулируемых величин. Все регуляторы соединяются последовательно, так что выход одного является входом другого. Кроме того на вход каждого регулятора подается отрицательная

обратная связь по той переменной, которая регулируется данным регулятором. В результате этого в системе образуются как бы вложенные друг в друга контуры регулирования. Таким образом, число контуров регулирования равно количеству регулируемых координат объекта.

3. Каждый внутренний контур управления подчинен следующему по порядку внешнему контуру, т.е. выходной сигнал регулятора любого внешнего контура является задающим для последующего, заключенного в него, контура. В итоге все внутренние контуры работают как подчиненные задаче регулирования выходной координаты системы.

4. Ограничение любой координаты достигается ограничением ее задания, т.е. выходного сигнала регулятора, внешнего по отношению к рассматриваемому контуру.

5. На выходе регулирующей части системы управления устанавливается фильтр. Постоянная времени T_μ этого фильтра является основным параметром системы авторегулирования и определяет важнейшие свойства системы.

6. Синтез регуляторов СПР осуществляется методом последовательной коррекции (начиная с внутреннего контура и кончая внешним). Практически при выборе передаточной функции регулятора $Wp_i(p)$ i -го контура стремятся решить две основные задачи:

– обеспечить за счет действия регулятора компенсацию наиболее существенных инерционностей объекта, входящих в данный контур, и тем самым улучшить быстродействие системы;

– обеспечить определенный порядок астатизма данного контура за счет введения в регулятор интегрирующего звена.

Передаточная функция регулятора i -го контура будет иметь вид:

$$Wp_i(p) = \frac{1}{W_{0i}(p)} \cdot \frac{1}{T_i p}. \quad (2.11)$$

Настройка системы производится путем последовательной оптимизации контуров регулирования. Каждый контур оптимизируется по модульному или симметричному оптимумам, в основе которых лежит обеспечение вполне

									Лист
									37
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

определенных показателей по выполнению, колебательности и точности системы автоматического управления, т.е. получение технически оптимального переходного процесса.

Системы подчиненного регулирования имеют следующие достоинства:

1. Простота расчета регуляторов каждого контура при настройке по тому или иному оптимуму.

2. Высокие статические и динамические показатели, обеспечиваемые настройкой контуров регулирования по модульному или симметричному оптимумам.

3. Простота ограничения регулируемых координат.

4. Унификация оборудования, обусловленная особенностями регуляторов СПР и наличием унифицированных блочных систем регулирования, специально выпускаемых для СПР.

5. Простота настройки.

Основной недостаток - некоторый проигрыш по быстродействию.

Функциональная схема управления асинхронным двигателем с векторным управлением и подчиненным регулированием координат приведена на рис 2.8.

2.2.3.1 Расчет структурной схемы электропривода

Для построения системы автоматизированного управления с векторным управлением потоком строится модель электропривода по исходным данным дифференциальных уравнений звеньев, входящих в модель асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором[21].

Уравнения звена тока (ЗТ):

$$U_{SX} = r_{\sigma}(T_{\sigma}p + 1)i_{sx} - \omega_{\kappa}l_{\sigma}i_{sy} - \omega_{\kappa r} \Psi_{ry} - \alpha_r k_r \Psi_{rx};$$

$$U_{SY} = r_{\sigma}(T_{\sigma}p + 1)i_{sy} + \omega_{\kappa}l_{\sigma}i_{sx} + \omega_{\kappa r} \Psi_{rx} - \alpha_r \alpha_r k_r \Psi_{ry}.$$

Уравнения звена потокосцепления (ЗП):

$$r_r k_r i_{sx} = \alpha_r (T_2 p + 1) \Psi_{rx} - (\omega_{\kappa} - \omega) \Psi_{ry};$$

$$r_r k_r i_{sy} = \alpha_r (T_2 p + 1) \Psi_{ry} + (\omega_k - \omega) \Psi_{rx}.$$

Уравнение звена момента (ЗМ)

$$m = k_r (\Psi_{rx} i_{sy} - \Psi_{ry} i_{sx}).$$

Уравнение звена механического действия (ЗМД)

$$m - m_s = T_j p \omega.$$

Принцип построения модели двигателя приведён на рисунке 2.3

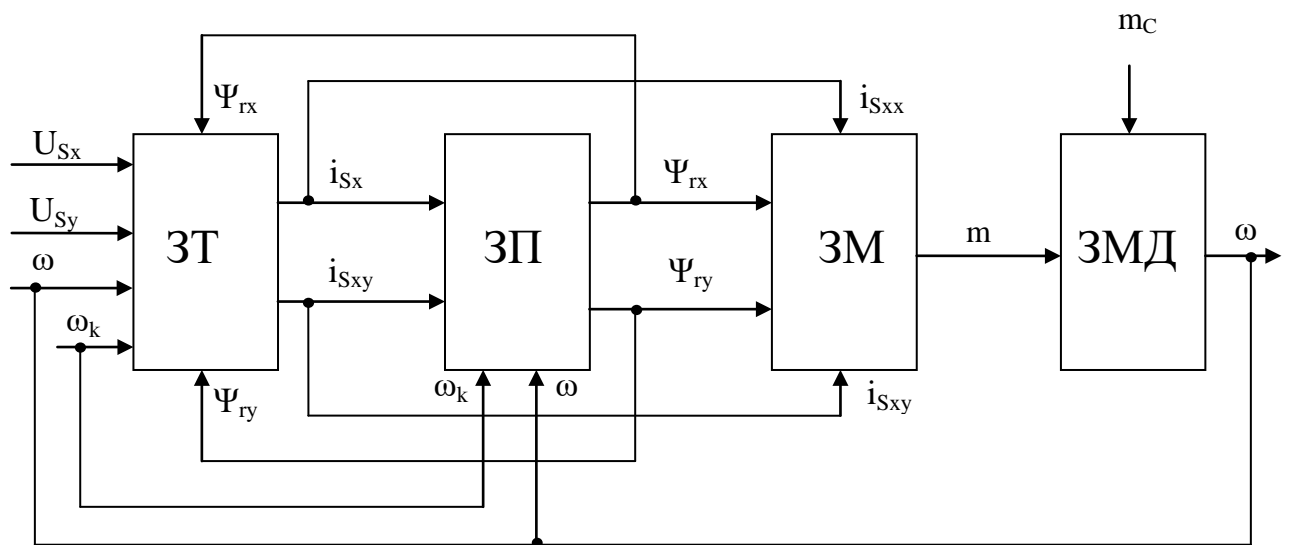


Рисунок 2.3 – Структура объекта регулирования

По данной структуре и уравнениям модели получаем математическую модель асинхронного двигателя с векторным управлением структурная схема которой приведена на рис. 2.4.

Расчитываем параметры модели:

Постоянная времени обмотки ротора

$$T_r = L_2 / R_2' = 0,0106748 / 0,0118 = 0,905 \text{ с.} \quad (2.12)$$

Коэффициент взаимоиндуктивности ротора [21]

$$k_r = L_m / L_2 = 0,0106 / 0,0106748 = 0,99 \quad (2.13)$$

Синхронная скорость вращения двигателя

$$\omega_{0N} = \frac{2\pi n_o}{60} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1000}{60} = 104,7 \text{ с}^{-1}$$

Номинальная угловая частота тока ротора [22]

$$\Delta\omega_N = \omega_{1N} - p \omega_N = 314,2 - 3 \cdot 103,1 = 4,9 \text{ рад/с.} \quad (2.14)$$

Величина, составляющая ток статора по оси 0X

$$I_{sXN} = \frac{\sqrt{2} \cdot I_{1N}}{\sqrt{1 + (X_m + X_2')^2 \cdot \left(\frac{\Delta\omega_N}{R_2' \cdot \omega_{1N}}\right)^2}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 245}{\sqrt{1 + (3,34 + 0,0235)^2 \cdot \left(\frac{4,9}{0,0118 \cdot 314,2}\right)^2}} = 76,05 \quad (2.15)$$

Номинальное потокосцепление ротора

$$\Psi_{r.N} = \frac{X_m}{\omega_{1N}} \cdot I_{sXN} = \frac{3,34}{314,2} \cdot 76,05 = 0,808 \text{ В}\cdot\text{с.} \quad (2.16)$$

Расчёт эквивалентных параметров главной цепи двигателя.

Эквивалентная индуктивность рассеяния фазы двигателя

$$L_{\Sigma} = L_{1\sigma} + k_r^2 L_{2\sigma}' = 0,000055 + 0,99^2 \cdot 0,0000748 = 0,0001283 \text{ (Гн)}$$

Эквивалентное сопротивление

$$R_{\Sigma} = R_1 + k_r^2 R_2' = 0,0181 + 0,99^2 \cdot 0,0118 = 0,0297 \text{ (Ом)}$$

Электромагнитная постоянная времени главной цепи двигателя

$$T_{\Sigma} = \frac{L_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{0,0001283}{0,0297} = 0,0043 \text{ с}$$

Математическое моделирование осуществляем в системе относительных единиц. Переход к системе относительных единиц дает следующие преимущества:

- параметры машин переменного тока получаются одного порядка;
- результаты аналитического исследования и имитационного моделирования имеют большую степень общности.
- исключаются некоторые коэффициенты из уравнений, что ведет к их упрощению;
- с точки зрения реализации удобно проектировать, анализировать и проводить наладку, используя относительные единицы;

									Лист
									40
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

В данном проекте используется система базисных величин с ориентацией на электромагнитную мощность машины, при этом время не масштабируется. В этом случае получаем, что базисный момент равен номинальному, а базисное напряжение является производной величиной.

Расчёт базовых величин силовой цепи электропривода [21]

Базовая угловая частота напряжения

$$\Omega_{\delta} = \omega_{IN} = 314 \text{ эл.рад/с.}$$

Базовый электромагнитный момент

$$M_{\delta} = M_N = 1280 \text{ Н}\cdot\text{м.}$$

Базовая мощность

$$S_{\delta} = P_{\delta} = P_N = 132 \text{ кВт.}$$

Базовая механическая угловая частота вращения

$$\omega_{\delta} = \omega_0 = 104,7 \text{ с}^{-1}$$

Базовый ток статора двигателя

$$I_{S,\delta} = \sqrt{2} I_{IN} = \sqrt{2} \cdot 245 = 346,5 \text{ А.} \quad (2.17)$$

Базовое напряжение [4]

$$U_{S,\delta} = \frac{2}{m_s} \cdot \frac{M_{\delta} \cdot \Omega_{\delta}}{p \cdot I_{s\delta}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1280 \cdot 314}{3 \cdot 346,5} = 259,1. \quad (2.18)$$

Базовое потокосцепление

$$\Psi_{S,\delta} = \frac{U_{s\delta}}{\Omega_{\delta}} = \frac{259,1}{314} = 0,825 \text{ Вс/эл.рад} \quad (2.19)$$

Базовое сопротивление

$$R_{S,\delta} = \frac{U_{s\delta}}{I_{s\delta}} = \frac{259,1}{346,5} = 0,75 \text{ Ом} \quad (2.20)$$

Базовая индуктивность

$$L_{S.б} = \frac{\Psi_{sб}}{I_{sб}} = \frac{0,825}{346,5} = 0,00238 \quad (2.21)$$

Расчёт параметров двигателя в относительных единицах

Сопротивление эквивалентное

$$r_э = \frac{R_э}{R_{sб}} = \frac{0,0297}{0,75} = 0,039. \quad (2.22)$$

Индуктивность эквивалентная

$$l_э = \frac{L_э}{L_{sб}} = \frac{0,0001283}{0,00238} = 0,054. \quad (2.23)$$

Коэффициент взаимной индукции

$$l_m = \frac{L_m}{L_{sб}} = \frac{0,0106}{0,00238} = 4,45. \quad (2.24)$$

Сопротивление обмотки статора

$$r_s = \frac{R1}{R_{sб}} = \frac{0,0181}{0,75} = 0,096. \quad (2.25)$$

Сопротивление обмотки ротора

$$r_r = \frac{R2}{R_{sб}} = \frac{0,0118}{0,75} = 0,016. \quad (2.26)$$

Индуктивность рассеяния обмотки фазы ротора

$$l_r = \frac{L_2}{L_{sб}} = \frac{0,0106748}{0,00238} = 4,48. \quad (2.27)$$

Механическая постоянная [22]

$$T_j = J_\Sigma \frac{\omega_б}{M_б} = 6,85 \cdot \frac{104,7}{1280} = 0,56c \quad (2.28)$$

Вещественный коэффициент комплексного уравнения

$$\alpha_r = \frac{r_r}{l_r} = \frac{0,016}{4,48} = 0,0036. \quad (2.29)$$

									Лист
									42
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

Коэффициент преобразователя

$$k_{\pi} = \frac{E_{\pi}}{2U_0}, \quad (2.30)$$

где U_0 – амплитуда опорного сигнала, для частотного преобразователя с ШИМ, принимаем $U_0 = 10$ В; E_{π} – ЭДС преобразователя

$$E_{\pi} = 2,34 \cdot U_{\phi} = 2,34 \cdot 220 = 514,8 \text{ В};$$

$$k_{\pi} = \frac{514,8}{2 \cdot 10} = 25,74.$$

Значение проекции вектора напряжения статора в системе координат на ось $0X$

$$U_{sx} = \frac{U_{\phi}}{U_{\sigma}} = \frac{220}{259,1} = 0,85 \quad (2.31)$$

Заданное значение проекции вектора напряжения статора в системе координат на ось $0X$

$$U_{mx}^* = \frac{U_{sx}}{k_n} = \frac{0,85}{25,74} = 0,033 \quad (2.32)$$

Для удобства расчёта пересчитаем k_{π} и U_{mx}^* , т.к. значение U_{mx}^* получилось слишком мало, а значение k_{π} слишком велико

$$k_{\pi} = k_{\pi} \frac{U_{\sigma p}}{U_{\sigma b}} = 25,74 \frac{10}{259,1} = 0,99 ; \quad (2.33)$$

$$U_{mx}^* = \frac{U_{sx}}{k_n} = \frac{0,85}{0,99} = 0,854 \quad (2.34)$$

									Лист
									43
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

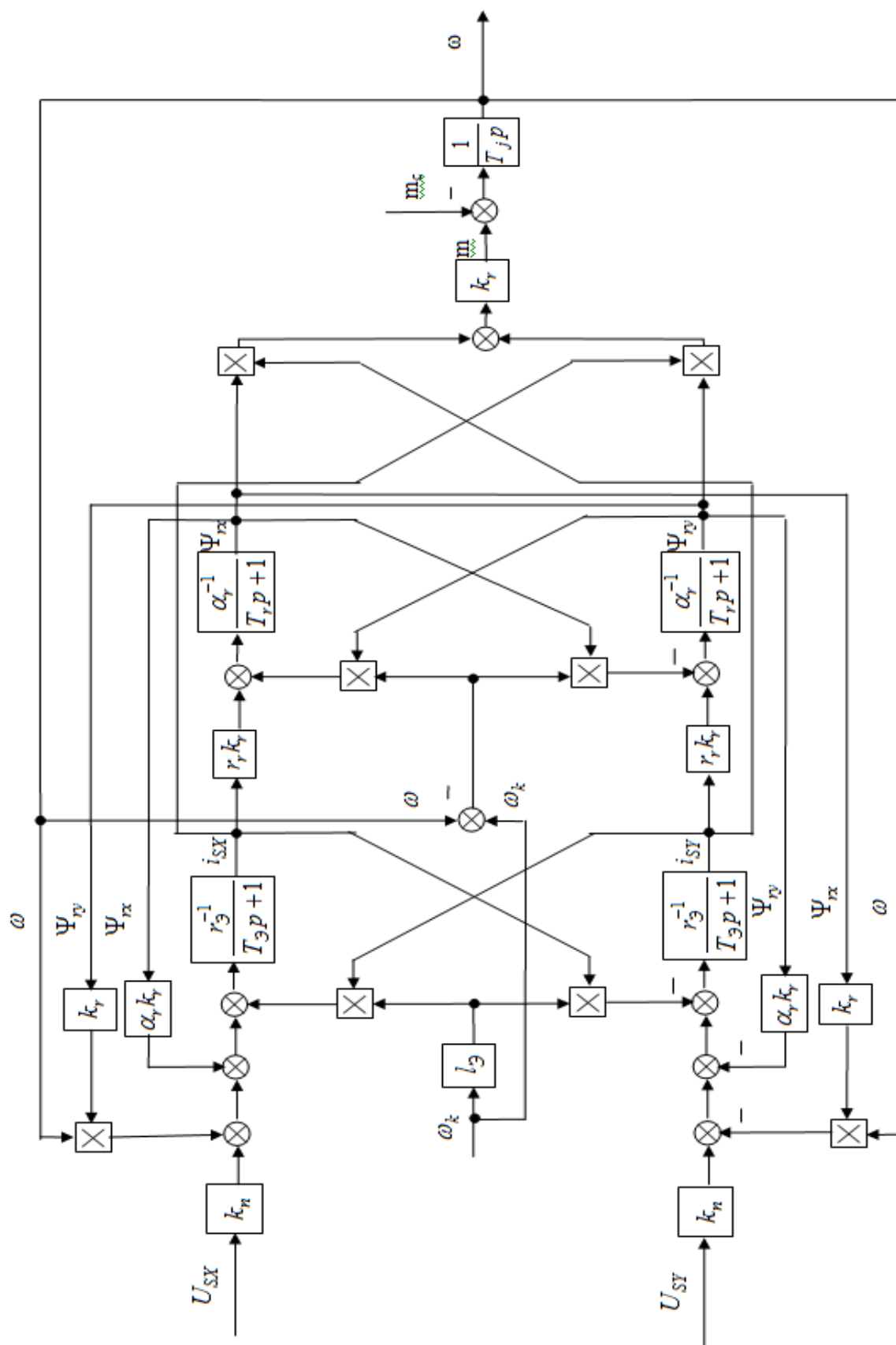


Рисунок 2.4 – Математическая модель двигателя с векторным управлением

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

Лист

44

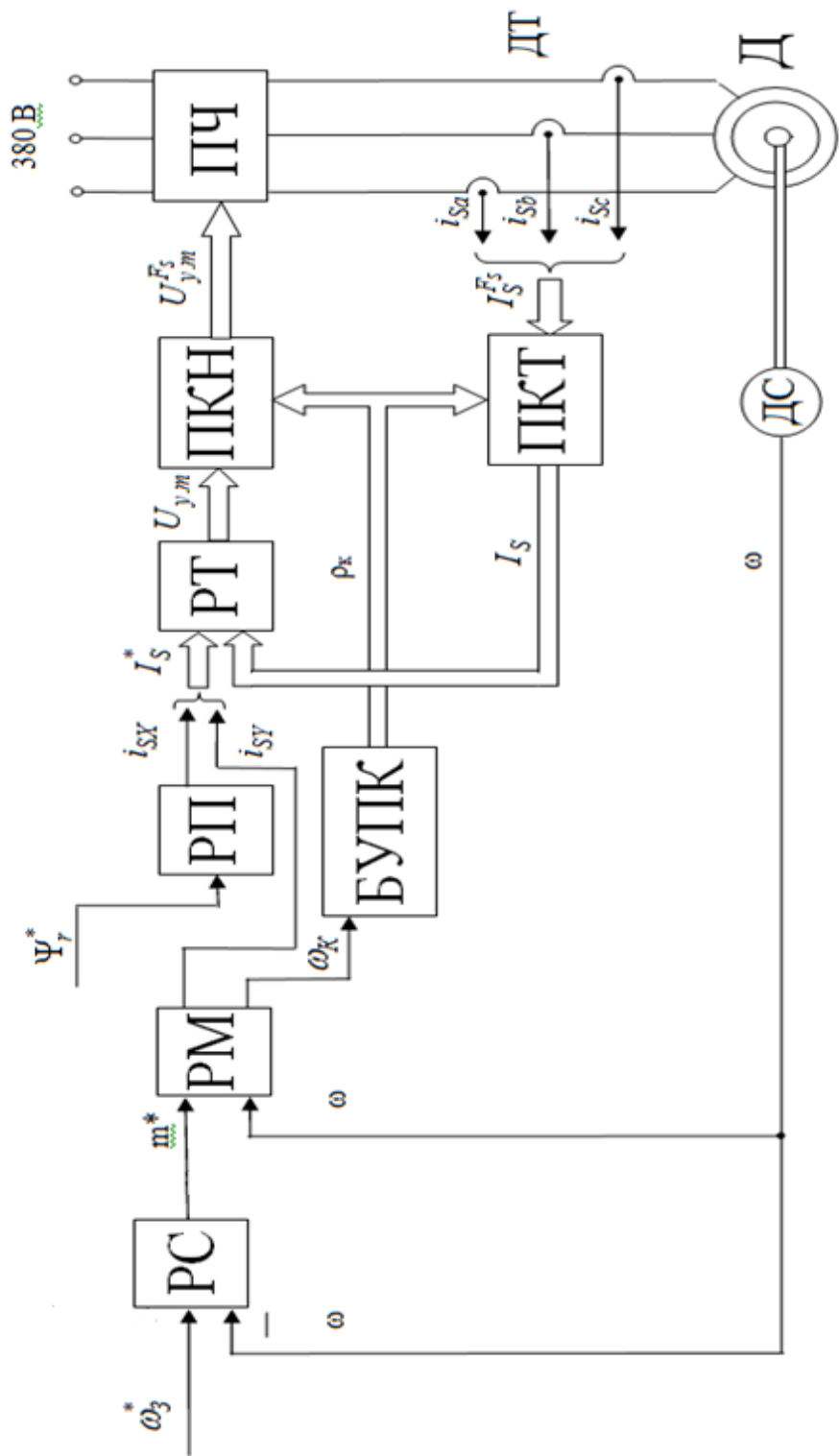


Рисунок 2.5 – Функциональная схема системы векторного управления ЭП

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

Лист

45

2.2.3.2 Синтез регулятора тока

Синтез проводим на основе структурной схемы системы управления двигателя, приведённой на рис. 2.5. На рис. 2.6 приведена расчётная схема системы регулирования тока.

На выходе регулирующей части системы управления устанавливается фильтр. Величина некомпенсируемой постоянной времени T_μ является «базовой» при расчёте систем подчинённого регулирования, для которых характерно, что динамические свойства системы не зависят от параметров объекта регулирования и определяется только величиной постоянной времени фильтра T_μ , установленного на входе регулирующей части системы управления. Уменьшение T_μ приводит к увеличению быстродействия и снижению статической и динамической ошибок по скорости, при приложении внешних возмущающих воздействий. С другой стороны величина T_μ должна быть достаточно большой, чтобы обеспечить высокую помехозащищённость системы.

В реальных системах автоматического управления с подчинённым регулированием параметров величина T_μ лежит в пределах $0,004 \div 0,01$ с. Для проектируемой системы управления выбираем $T_\mu = 0,001$ с [21]. Постоянную времени преобразователя частоты приравниваем к постоянной времени фильтра.

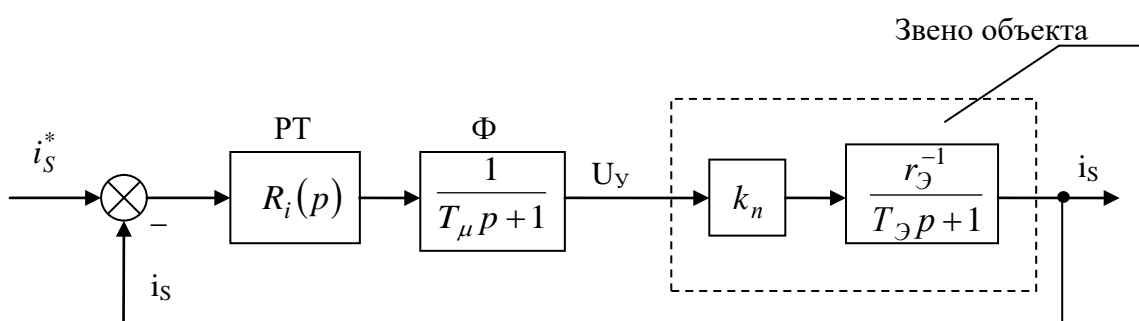


Рисунок 2.6 – Расчётная схема системы регулирования тока

Передаточная функция объекта регулирования [21].

$$W_{01} = \frac{k_n}{r_\varepsilon} \cdot \frac{1}{T_\varepsilon p + 1} = \frac{0,99}{0,039} \cdot \frac{1}{0,0043 p + 1} = \frac{25,4}{0,0043 p + 1}; \quad (2.35)$$

Передаточную функцию регулятора тока определяем по формуле

$$W_{p_i}(p) = \frac{1}{W_{0i}(p)} \cdot \frac{1}{T_i p} \quad (2.36)$$

$$W_{pT}(p) = \left(\frac{25,4}{0,0043p+1} \right)^{-1} \cdot \frac{1}{0,002p} = \frac{0,0043p+1}{0,0508p} = 0,085 + \frac{1}{0,0508p}$$

где T_i – постоянная времени регулятора тока,

$$T_i = 2 T_\mu = 2 \cdot 0,001 = 0,002 \text{ с.}$$

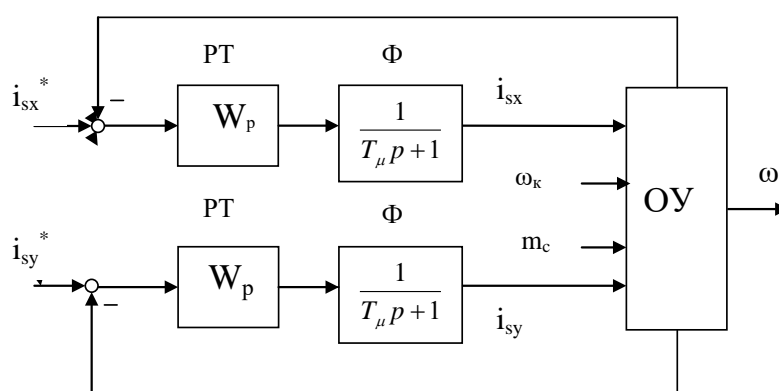


Рисунок 2.7 – Структурная схема контура тока

2.2.3.3 Синтез регулятора потокосцепления ротора Ψ_r

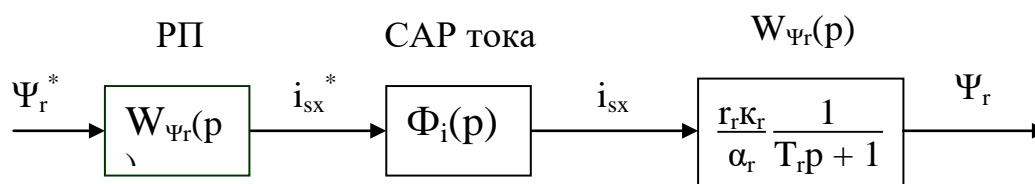


Рисунок 2.8 – Расчётная схема системы регулирования потокосцеплением

Так как в системе при синтезе используем уравнения при постоянстве ротора $\Psi_r = \text{const}$ без учёта изменения индуктивности $l_m^* = l_m$, то можно использовать схему без регулятора потокосцепления и подать на вход системы автоматического регулирования тока i_{sx} .

Передаточная функция регулятора потокосцепления [21]

$$W_{\Psi_r}(p) = W_{\Psi_r}(0) = \frac{\Gamma_r \cdot K_r}{\alpha_r} = l_m \cdot \quad (2.37)$$

Требуемое значение тока i_{sx}^*

$$i_{sx}^* = \frac{I_{SN.X}}{I_{S\phi}} = \frac{76,05}{346,5} = 0,22 \quad (2.38)$$

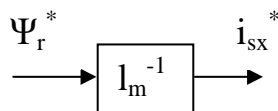


Рисунок 2.9 – Значение тока.

Заданное значение потокосцепления

$$\Psi_r^* = i_{sx}^* \cdot l_m = 0,22 \cdot 4,4 = 0,97. \quad (2.39)$$

2.2.3.4 Синтез регулятора электромагнитного момента

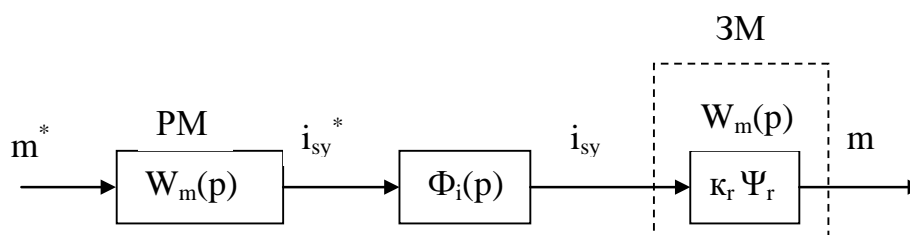


Рисунок 2.10 – Расчётная схема регулятора электромагнитного момента

Регулятор представлен в виде обратного звена момента

$$m = k_r \Psi_r i_{sy} - \text{звено момента (ЗМ)};$$

$$i_{sy} = (k_r^* \Psi_r)^{-1} m^* - \text{регулятор момента (РМ)}.$$

Регулятор момента формирует частоту скольжения координат. Нужно ввести в регулятор момента вычислитель абсолютного скольжения β_{Ψ_r}

$$\beta_{\Psi_r} = r_r^* k_r^* \Psi_r^{*-1} i_{sy}^* ;$$

$$\omega_{\Psi_r} = \omega + \beta_{\Psi_r}.$$

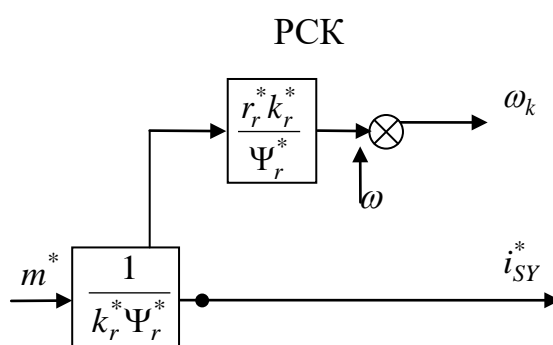


Рисунок 2.11 – Схема регулятора электромагнитного момента

РСК – регулятор скольжения.

$$r_r^* = r_r = 0,016.$$

$$k_r^* = k_r = 0.99$$

2.2.3.5 Синтез регулятора скорости

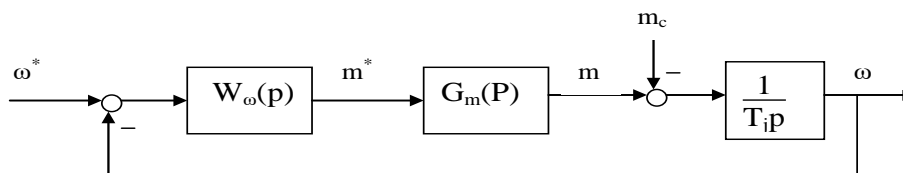


Рисунок 2.12 – Расчётная схема регулятора скорости

Изм.	Лист	№	Подпись	Дат
------	------	---	---------	-----

27.03.04.2019.465 ПЗ

Система регулирования скорости выполняется однократно-интегрирующей. Задаёмся быстродействием регулятора скорости т.е. величиной постоянной времени $T_{\omega} = 0,025$ с.

Передаточная функция регулятора скорости по формуле

$$W_{\omega} = \frac{T_i}{T_{\omega}} = \frac{0,56}{0,025} = 22,4, \quad (2.40)$$

Чтобы система управления не обладала слишком большим быстродействием, вводим дополнительный фильтр с постоянной времени T_{ϕ} .

Согласуем работу фильтра с работой регулятора скорости, т.е. рассчитаем нужное значение T_{ϕ}

$$T_{\omega} = 2 \cdot (T_{\phi} + T_i); \quad (2.41)$$

$$T_{\phi} = \frac{T_{\omega}}{2} - T_i = \frac{0,025}{2} - 0,002 = 0,0105 \text{ с}$$

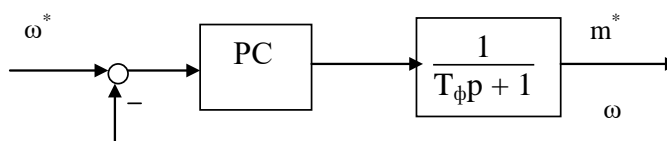


Рисунок 2.13 – Структурная схема регулятора скорости

2.2.3.6 Расчёт задатчика интенсивности

Задатчик интенсивности устанавливается на входе САР скорости и предназначен для формирования сигнала задания. Задатчик интенсивности ограничивает темп нарастания задания на скорость и тем самым обеспечивает, чтобы ускорение и динамический момент электропривода не превышали допустимых значений. Структурная схема задатчика интенсивности приведена на рисунок. 2.13.

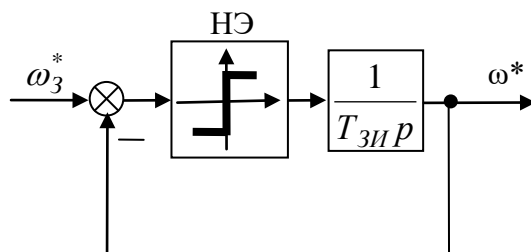


Рисунок 2.14 – Структурная схема задатчика интенсивности

Темп задатчика интенсивности

$$A = \frac{\varepsilon_0}{\Omega_6} = \frac{104,7}{104,7} = 1, \quad (2.42)$$

где ε_0 – ускорение привода

$$\varepsilon_0 = \frac{\omega_n}{t_n} = \frac{104,7}{1} = 104,7 \text{ рад} / \text{с}^2 \quad (2.43)$$

где t_n время пуска двигателя, задаем 1с исходя из технологического цикла работы бурового станка.

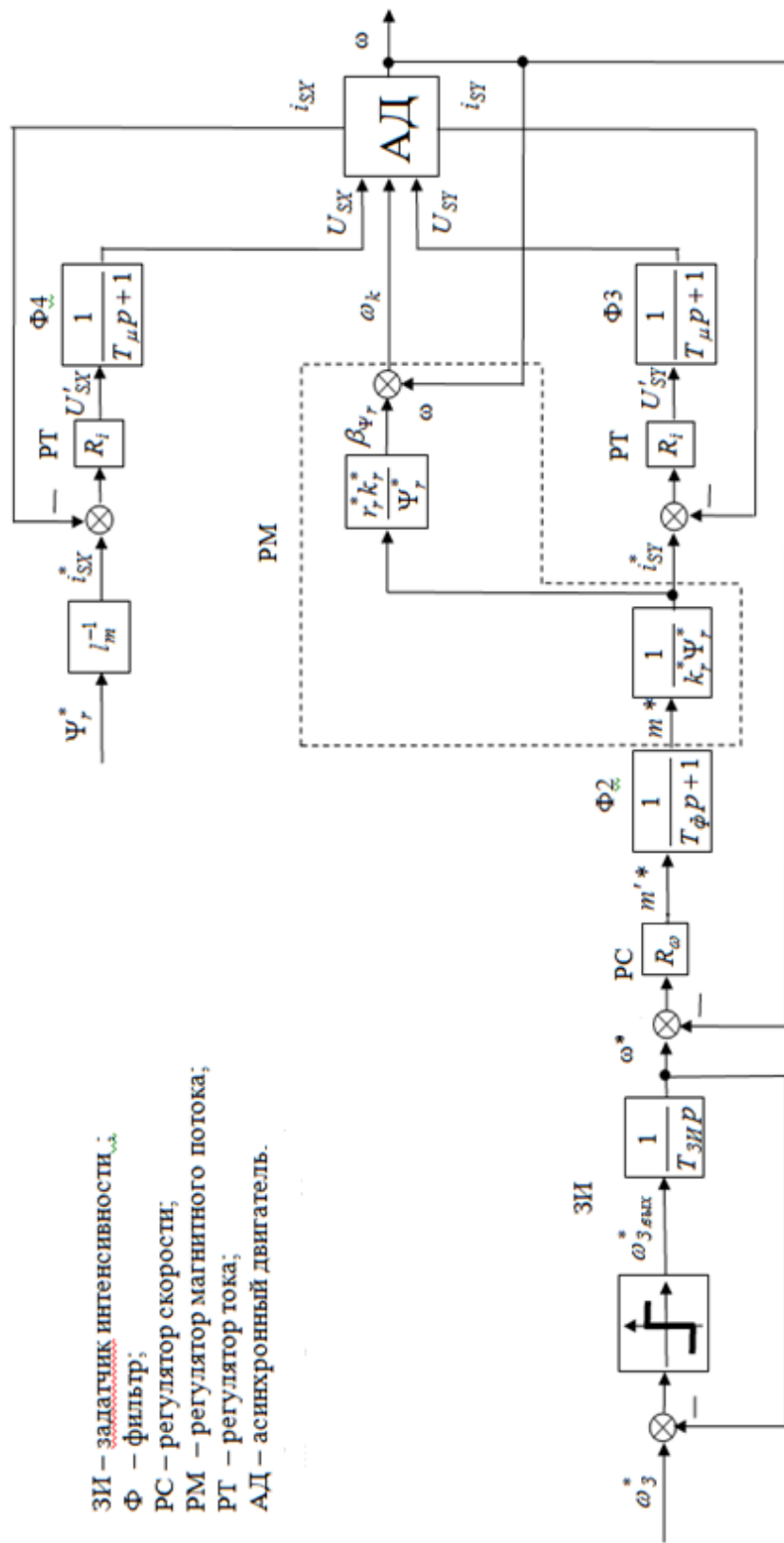
Величина ограничения нелинейного элемента

$$Q = A \cdot T_{И}; \quad (2.44)$$

где $T_{И}$ – постоянная времени интегратора, примем $T_{И} = 0,01$ с.

$$Q = 1 \cdot 0,01 = 0.01$$

Полученная структурная схема системы управления двигателем приведена на рисунке 2.14.



ЗИ – задачик интенсивности;
 Ф – фильтр;
 РС – регулятор скорости;
 РМ – регулятор магнитного потока;
 РТ – регулятор тока;
 АД – асинхронный двигатель.

Рисунок 2.14 – Структура системы управления электроприводом

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат
------	------	---	--------	-----

27.03.04.2019.465 ПЗ

Лист

52

Микропроцессорная система автоматического управления электропривода построенная по принципу подчиненного регулирования, структура которой приведена на чертеже б, имеет замкнутые системы регулирования преобразованных токов статора, разомкнутые системы регулирования преобразованных потокосцеплений ротора и электромагнитного момента, а также замкнутую систему регулирования скорости ротора.

Система имеет два основных канала управления: угловой скоростью ω_0 и модулем потокосцепления Ψ_r^* ротора АД, а также два подчиненных им внутренних контура регулирования составляющих тока статора i_{1x} и i_{1y} в осях x и y ортогональной системы координат, вращающейся с синхронной скоростью ω_0 магнитного поля двигателя.

Сигнал задания скорости АД ω_3 предварительно поступает на вход задатчика интенсивности ЗИ, формирующего на выходе сигнал управления. Основной сигнал ω_3 определяет задание скорости АД с темпом, обеспечивающим ограничение рывков и ускорений в соответствии с технологическими требованиями к электроприводу и максимально допустимыми динамическими перегрузками по току и электромагнитному моменту АД.

Сигнал рассогласования на выходе сумматора основного сигнала управления ω_3 и сигнала о реальной скорости АД с выхода тахогенератора ТГ, ω_3^* пропорциональный абсолютному скольжению АД, поступает на вход П-регулятора скорости РС. Регулятор скорости ротора настраивается на модульный оптимум обеспечивающий технологические требования к электроприводу прокатного стана. Его выходной сигнал m^* формирует сигнал задания электромагнитного момента, необходимого для полной компенсации скольжения АД.

Регулятор электромагнитного момента (РМ) выполняется в виде обращенной модели звена момента асинхронного двигателя. Вход регулятора момента подчинен регулятору скорости ротора (РС), а вход представляет собой задание модуля вектора потокосцепления ротора. При решении задачи оптимизации режимов асинхронного электропривода этот сигнал можно рассматривать как

										Лист
										53
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

независимое входное воздействие. Варьируя сигналом можно найти оптимальный по энергетическому критерию режим работы электропривода.

Регулятор момента формирует частоту скольжения координат. В регуляторе момента имеется вычислитель абсолютного скольжения β_{Ψ_r} при вычитании из него реальной скорости двигателя получает скорость вращения координат $\omega_{к.}$, которая обрабатывается блоком преобразования координат и выдаются сигналы корректирующие ПКТ и ПКН с целью компенсации скольжения двигателя.

Сигналы задания для РТ по оси x поступают с выхода регулятора преобразованных потокосцеплений ротора (РП), по оси y с выхода регулятора момента через апериодические фильтры первого порядка.

Регулятор преобразованных токов статора (РТ) представляет собой два последовательно включенных двухканальных автономных регулятора пропорционально-интегрального типа. Выходные сигналы регулятора тока являются заданиями составляющих напряжения статора. Они подаются на входы управления преобразователя частоты.

Регулятор преобразованных потокосцеплений ротора выполняется в виде обращенной модели звена объекта регулирования.

Система осуществляет независимое регулирование модуля вектора потокосцепления ротора и скорости ротора при сохранении прямой пропорциональности между моментом двигателя и составляющей намагничивающей силы статора, находящейся в квадратуре с потокосцеплением ротора. Сигнал задания потокосцепления ротора Ψ_r^* формируется в специальном вычислительном устройстве ВУ, использующем математическую модель АД и вводимые в нее реальные параметры двигателя: активные и реактивные сопротивления цепей статора и ротора, число пар полюсов, номинальные значения мощности, скорости, напряжения и тока статора, их частоту, КПД и мощности.

									Лист
									54
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

2.2.4 Анализ статических и динамических свойств электропривода

2.2.4.1 Динамические характеристики электропривода

Для построения динамических характеристик электропривода используется программа «MATLAB». Математическая модель системы управления электроприводом и двигателя приведена на чертеже 7.

Моделирование производится для номинального режима работы электропривода, то есть для скорости вращения электродвигателя $\omega_c = 104,7$ рад/с (в относительных единицах 1). Задаем разгон аварийного привода лебедки буровой установки $M_{ст} = 1$. Разгон двигателя до номинальной скорости осуществляется за время $t_{пуск} = 1$ с, при этом на двигатель действует толчковый пусковой момент $M_{пуск}^* = 1.25$, при этом скорость двигателя падает на величину статической ошибки не превышающей по графику 2% (чертеж 7), при торможении двигателя под нагрузкой $M_{ст}^* = 1$ под действием тормозного момента $M_{т}^* = -1$ скорость падает до 0 (чертеж 7).

В переходном режиме имеет место динамическая ошибка:

$$\Delta\omega_d = a_c \cdot a_T \cdot T_\mu \cdot \varepsilon_0 = 2 \cdot 2 \cdot 0,001 \cdot 155,8 = 0,62 \text{ 1/с}, \quad (2.45)$$

Динамическая ошибка в процентном соотношении

$$\Delta\omega_d = \frac{\Delta\omega_d}{\omega_0} \cdot 100\% = \frac{0,62}{104,7} \cdot 100\% = 0,5\% \quad (2.46)$$

Статическая ошибка равна

$$\Delta\omega_{ст} = \frac{M_{ном}}{\beta} = \frac{1280}{341,62} = 3,74 \quad (2.47)$$
$$\frac{\Delta\omega_{ст}}{\omega_H} * 100\% = \frac{3,74}{104,7} * 100\% = 3,5\%$$

Модуль статической жесткости механической характеристики разомкнутой системы

$$\beta_e = \frac{2M_K}{\omega_{0НОМ} \cdot S_K} = \frac{2 \cdot 1280}{104,7 \cdot 0,068} = 359,6 \quad (2.48)$$

Модуль статической жесткости механической характеристики замкнутой системы с П регулятором скорости

$$\beta_s = \beta \frac{T_m}{4 \cdot T_\mu} = 359,6 \frac{0,0038}{4 \cdot 0,001} = 341,62 \quad (2.49)$$

Статическая ошибка не превышает 5% и удовлетворяет настройки системы управления на «модульный оптимум».

2.2.4.2 Механические характеристики электропривода

Рабочая часть естественной механической характеристики может быть построена по формуле Клосса :

$$M = \frac{2 \cdot M_{кр.} (1 + a \cdot s_{кр.})}{s/s_{кр.} + s_{кр.}/s + 2a \cdot s_{кр.}}, \quad (2.50)$$

где $M_{кр.}$ и $s_{кр.}$ – критические момент и скольжение двигателя;

$$a = R_1/R_2' = 0,0118 / 0,0181 = 0,87$$

Результаты расчёта устойчивой части естественной механической характеристики сводятся в таблицу 2.6

Таблица 2.6 – Естественная характеристика двигателя

Скольжение, s	Частота вращения ротора ω , рад/с	Момент двигателя М, Н·м
0	104,7	0
0,0075	103,9	700
0,015	103,1	1280
0,025	102,1	2030
0,04	100,5	2704
0,068	97,6	3072

Для расчета механической характеристики используется программа Excel.

Строим искусственные основные характеристики, соответствующие замкнутой системе электропривода. Так как механическая характеристика замкнутой системы имеет линейный вид, а согласно динамическим характеристикам статическая ошибка по скорости не превышает 0,08% то, характеристики имеют высокую жесткость.

Искусственные основные характеристики, соответствующие замкнутой системе электропривода, изображены на чертеже .

2.2.5 Описание принципиальной схемы

Команды пуска, остановки и направления вращения, а также сигналы задания могут поступать в привод от панели управления или через цифровые и аналоговые входы приведенные на рисунке 2.15. Дополнительный интерфейсный модуль fieldbus позволяет управлять приводом по открытой линии связи fieldbus. Для управления приводом можно также использовать персональный компьютер с программой DriveWindow

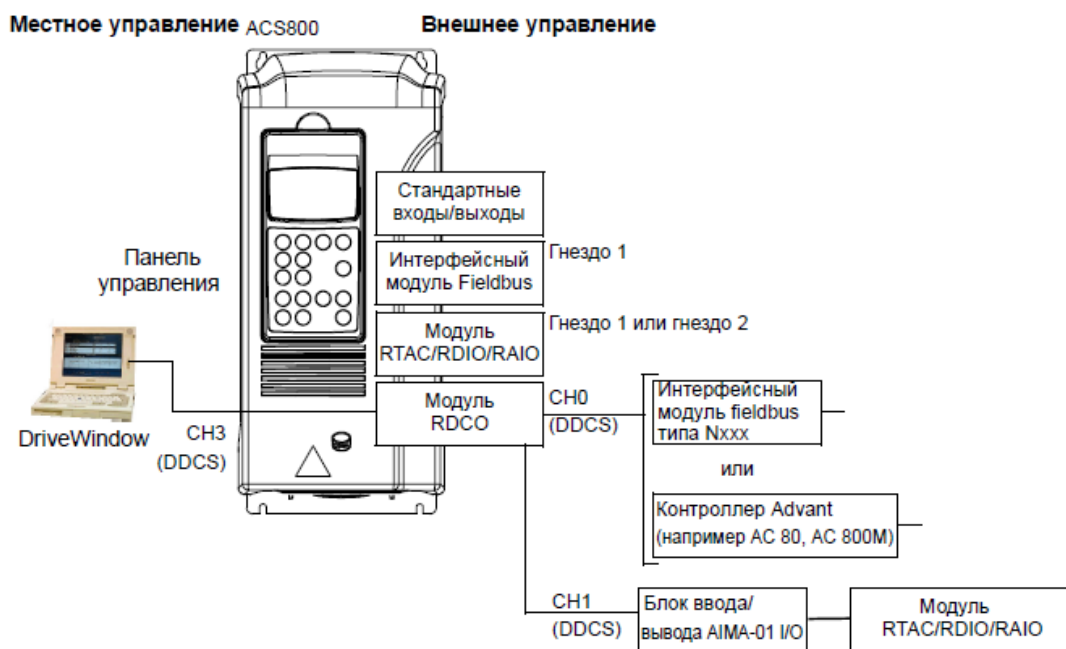


Рисунок 2.15 – Возможные варианты управления привода ABB ACS800

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

Контроль напряжения и тока осуществляется оператором *по открытой линии связи fieldbus*, обслуживающий персонал может видеть эту информацию на дисплее встроенного пульта управления преобразователем частоты.

					27.03.04.2019.465 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат		58

3 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСА: ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕЖИМА БУРЕНИЯ

3.1. Краткие сведения о технологическом процессе и оборудовании

Технология вращательного бурения скважин состоит из следующих основных операций:

- вращение и продольная подача породоразрушающего инструмента по мере углубления скважины;
- промывка скважины и вынос разрушенной породы на поверхность;
- наращивание бурильной колонны по мере углубления скважины;
- подъем и спуск в скважину бурильной колонны для смены породоразрушающего инструмента и забойного двигателя;
- приготовление, обработка и очистка промывочного (бурового) раствора;
- спуск обсадных колонн для укрепления скважины.

Для выполнения этих операций, а также аварийных работ требуются различные по функциональным назначениям машины, механизмы и оборудование.

Буровая установка – это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий, с помощью бурового инструмента, самостоятельное выполнение технологических операций. Современные буровые установки подразделяются на следующие составные части
рисунок 3.1:

- буровое оборудование (талевый механизм, насосы, буровая лебедка, ротор, силовой верхний привод и т.д.);
- буровые сооружения (вышка, основания, сборно-расборные каркасно-панельные укрытия приемные мостки и стеллажи);
- оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спуско-подъемных операций, пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная

										Лист
										59
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

- оборудование для приготовления, очистки и регенерации бурового раствора (блок приготовления, вибросита, песко и илоотделители, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и бурового раствора);

- манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);

- устройства для обогрева блоков буровой установки (тепло генераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для развода теплоносителя).

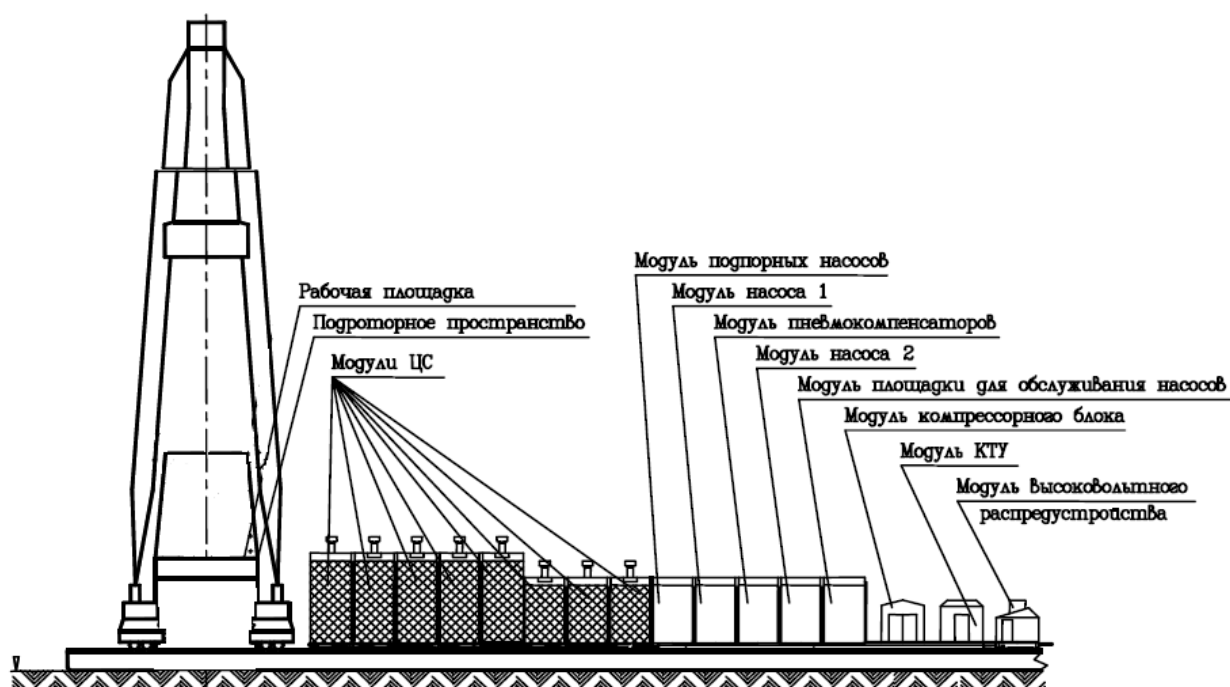


Рисунок 3.1 – Расположение оборудования на буровой установке

3.2. Структура системы автоматизации

Эффективность процесса бурения и качество строительства скважин во многом определяются возможностью оперативного управления режимом работы и ориентирования забойного оборудования с целью поддержания оптимальных параметров режима бурения и проводки скважины по заданной траектории. У буровой установки существуют два режима работы: СПО (спускоподъемные операции) и режим бурения. Режим СПО (спускоподъемные операции)

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат
------	------	---	--------	-----

27.03.04.2019.465 ПЗ

Лист

60

достаточно изучен но не полностью оптимизирован, для режима бурение существуют различные варианты регулирования.

Система автоматического регулирования САР электропривода лебедки в режиме бурения обеспечивает следующие режимы работы:

- подачу инструмента на забой с заданной скоростью;
- поддержание заданной нагрузки на долото;

Выбор режима работы привода лебедки производится с панели визуализации в кабине бурильщика.

В режиме поддержания заданной нагрузки на долото АСУ включает регулятор натяжения P_Q в неподвижной ветви талевого каната.

На вход регулятора P_Q поступает заданное значение нагрузки на долото и фактическое значение натяжения в неподвижной ветви талевого каната. Выход регулятора натяжения ограничивает минимальное значение момента двигателей (ограничение снизу).

Задание скорости поступает от того же командоаппарата что и в режиме СПО. При задании скорости на спуск и достижении инструментом забоя вес колонны бурильных труб перераспределяться. Часть веса колонны бурильных труб будет восприниматься забоем, а другая часть двигателем лебедки. При уменьшении веса в неподвижной ветви каната на величину заданной нагрузки на долото, вступает в действие ограничение минимального момента двигателей, который поддерживается на уровне пропорциональном весу колонны за вычетом нагрузки на долото.

Выход регулятора натяжения поступает в блок ограничения задания скорости в АСУ рисунок 3.2.

									Лист
									61
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

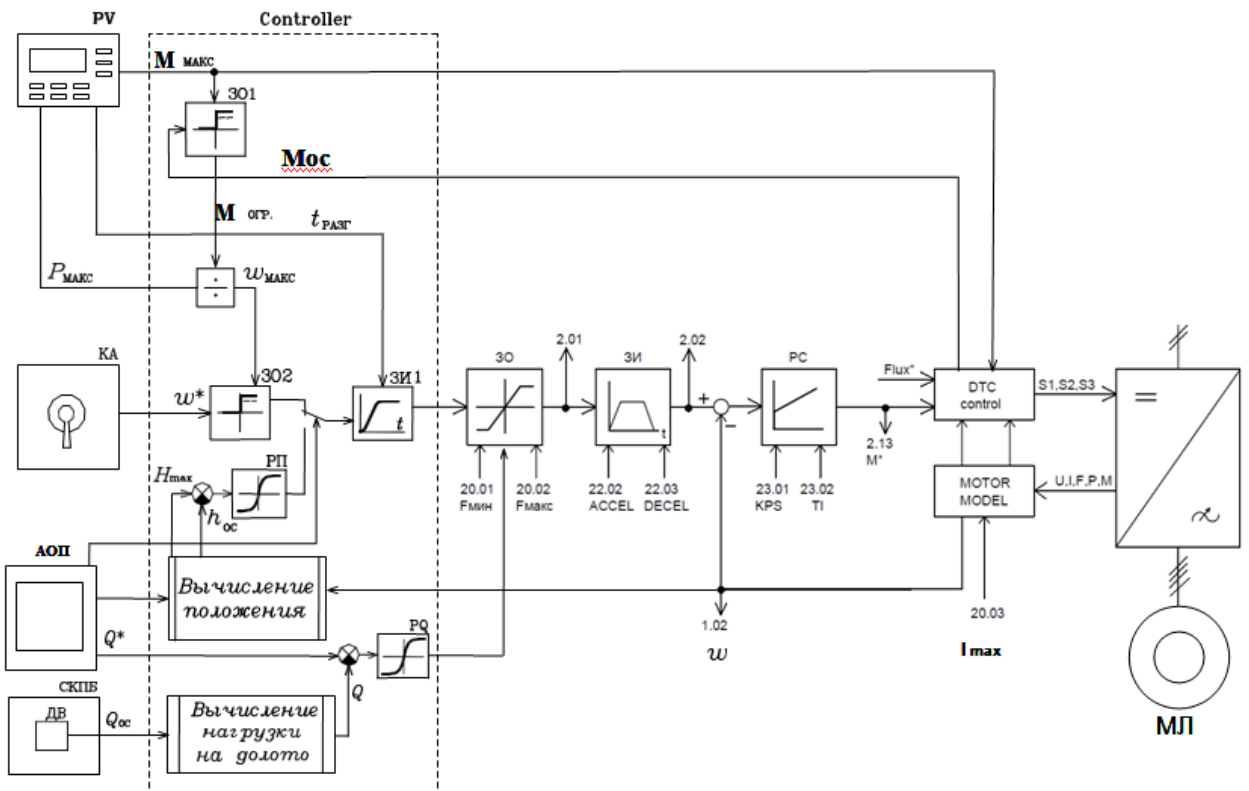


Рисунок 3.2 Структурная схема управления приводом лебедки.

3.2. Принципы построения системы автоматизации.

Рассматриваемая в работе буровая машина получила современные микропроцессорное оборудование, выполненное на базе логических контроллеров фирмы Allen Bradley.

Автоматизированная система управления (АСУ) буровой установкой предназначена для управления вспомогательными механизмами и приводами главных механизмов (буровые насосы, ротор, лебедки) и относящимися к ним пневмоприводами, приводами смазки и вентиляции в ручном и полуавтоматическом режимах.

схема АСУ среднего уровня буровой установки представлена на рис. 3.3.

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат
------	------	---	--------	-----

27.03.04.2019.465 ПЗ

Лист

62

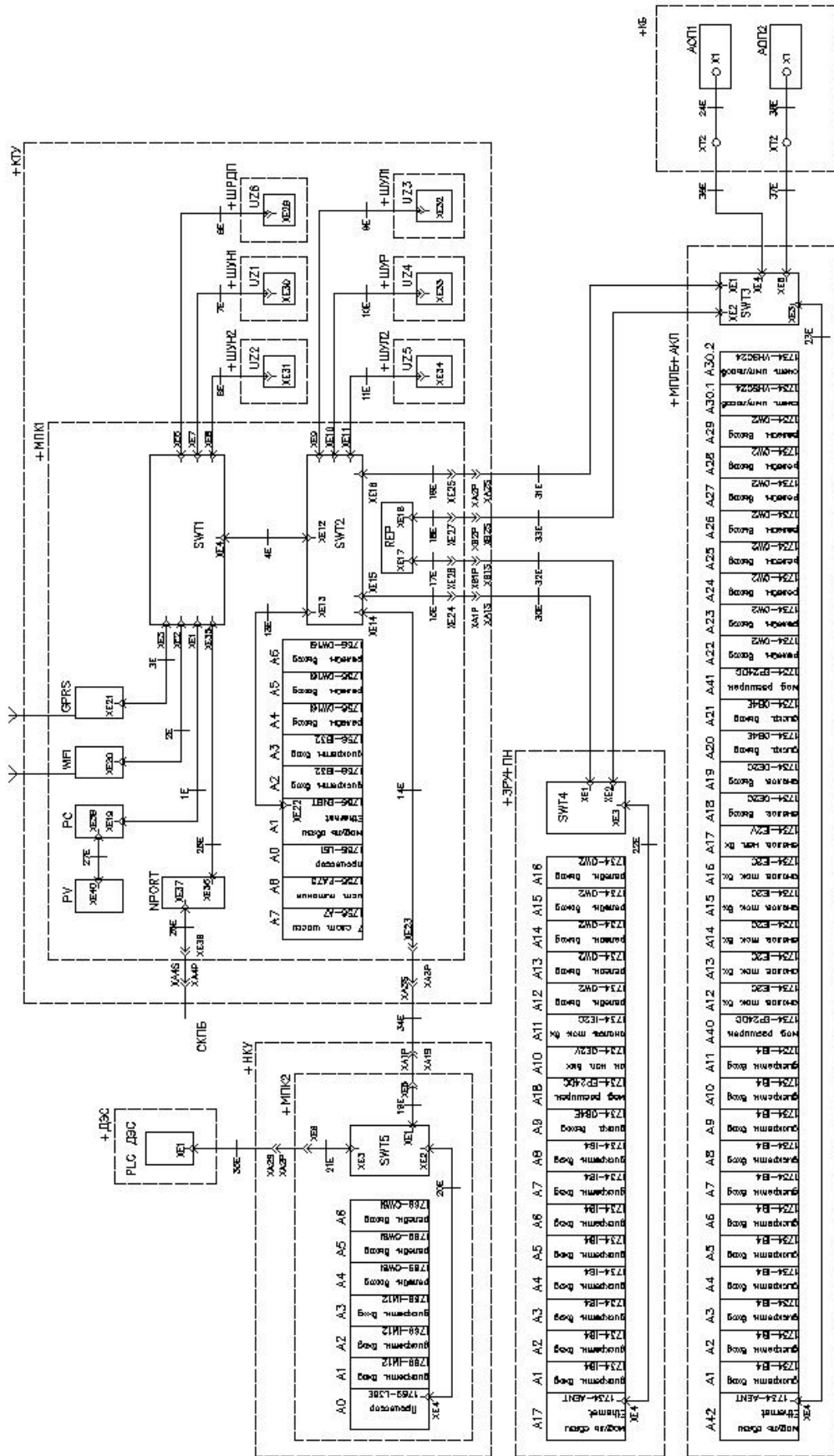


Рисунок 3.3 – АСУ среднего уровня буровой установки

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

Ядром данной системы является контроллер ControlLogix 5561 фирмы Allen Bradley (рисунок 3.4). На него возложены функции автоматизации спускоподъемных режимов и режима подачи долота при бурении. В спускоподъемных режимах контроллер по шине Industrial Ethernet управляет только приводом лебедки. Информацию о состоянии исполнительных органов контроллер получает от станции распределенного ввода-вывода активных клемников (POINT I/O). Эта станция получает сигналы от датчика давления в манифольде, от системы взвешивания с датчиком веса находящимся на мертвом конце каната, от конечных выключателей, которые предотвращают удары крюка о платформу и барабан. Сведения о скорости барабана поступают от инкрементного датчика скорости через модуль быстрого счета. Задания от пульта управления принимает та же станция ввода-вывода и передает в контроллер. На пульте бурильщика находится панели визуализации, связанный по по шине Industrial Ethernet с контроллером. На панели отображается текущая информация о процессах.

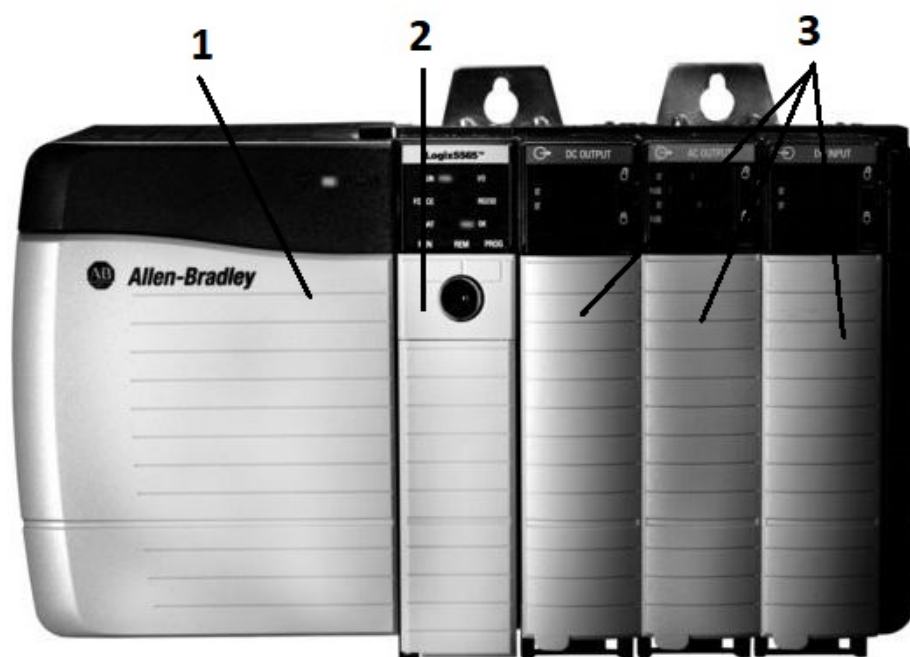


Рисунок 3.4 – Общий вид контроллера Allen Bradley ControlLogix 5561

1 – модуль блока питания; 2 – центральный процессор;

3 – модули ввода-вывода;

									Лист
									64
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

3.3 Реализация системы технологической автоматики буровой установки ВЗБТ 2900

Управление главными механизмами осуществляется с пульта бурильщика. На пульте бурильщика осуществляется визуализация состояния главных приводов.

Основные функции АСУ:

1) Управление приводом лебедки:

– включение и отключение привода и его вспомогательных механизмов, регулирование скорости лебедки при спускоподъемных операциях (СПО) по заданию бурильщика с ограничением скорости, мощности, тока двигателя и заданными параметрами разгона и торможения;

– торможение талевого блока при подходе к заданным бурильщиком крайним «верхней» и «нижней» точкам;

– автоматическое управление дисково-колодочным тормозом при остановке и пуске лебедки;

– запоминание веса колоны бурильных труб, регулирование усилия на долото с ограничением скорости подачи в режиме бурения с заданными бурильщиком параметрами. Задание усилия производится бурильщиком с сенсорных взрывозащищенных мониторов;

– наложение блокировок и сигнализация, протоколирование блокировок, деблокировка аварий.

2) Управление приводом ротора:

– включение и останов привода, выбор направления вращения двигателя с ПБ и сенсорных взрывозащищенных мониторов;

– задание величины скорости ротора, уставок ограничения момента двигателя;

– блокировки, сигнализация, протоколирование блокировок.

3) Управление приводом насоса:

– включение и отключение с ПБ, сенсорных взрывозащищенных мониторов или ПН приводов насосов и относящихся к нему вспомогательных механизмов;

– выбор места управления насоса – пульта насосов или пульта бурильщика, сенсорных взрывозащищенных мониторов;

										Лист
										65
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

- задание скорости насоса;
- задание времени разгона, ограничение момента и мощности двигателя;
- включение двигателей подпорных насосов;
- блокировка и сигнализация, протоколирование блокировок и аварий; деблокировка аварий.

С пульта насоса производится:

- выбор управления насосами – с ПБ и сенсорных взрывозащищенных мониторов или с ПН или запрет работы насосов;
- выбор режима управления вспомогательными механизмами – ручной или автоматический (от АСУ);
- включение привода насоса на малую скорость (толчковый режим).

4) Управление вспомогательными механизмами:

Вспомогательные механизмы главных приводов (вентиляторы, насосы маслосмазок) работают в ручном и автоматическом режимах. В автоматическом режиме – включаются при пуске главного привода и отключаются с выдержкой времени после отключения главного привода.

АСУ буровой установки является двухпроцессорной системой на основе контроллера ControlLogix 5561, CompactLogix 5335 и устройств сопряжения с объектом (УСО). Контроллер выполняет все вычислительные и логические операции в соответствии с загруженной в него пользовательской программой. УСО имеют архитектуру на основе активных клеммников (типы POINT I/O), представляющих собой устройства удаленного входа/выхода.

АСУ буровой установки ВЗБТ 2900 состоит из следующих основных устройств:

- шкафа с микропроцессорным контроллером МПК1 (для управления главными приводами), а также компьютера РС «Тензор-1900» и сенсорного монитора;
- шкафа с микропроцессорным контроллером МПК2 (для управления устройствами плавного пуска);
- шкафа с активными клеммниками лебедочного блока АКЛ;

										Лист
										66
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

- пульта насосов ПН с активным клеммником насосного блока;
- пульта бурильщика ПБ;
- автоматизированных панелей оператора (сенсорный взрывозащищенный монитор);
- шкафов с преобразователями частоты типа ACS800 фирмы АВВ, расположенных в контейнере КТУ.

В состав АСУ буровой установки так же входит беспроводная точка доступа Wi-Fi, GPRS модем, модуль связи с системой контроля параметров бурения Nport, коммутаторы сети Ethernet SWT1...SWT5, повторитель сигнала сети Ethernet.

Шкаф с микропроцессорным контроллером МПК1 расположен в помещении контейнера КТУ. Так же в помещении контейнера КТУ расположены преобразователи частоты типа ACS800.

Шкаф с микропроцессорным контроллером МПК2 расположен в помещении контейнера НКУ.

Шкаф с активными клеммниками лебедки АКЛ расположен в лебедочном блоке. Активные клеммники насосов – в насосном блоке в пульте управления насосами ПН.

Беспроводная точка доступа Wi-Fi, GPRS модем, модуль связи с системой контроля параметров бурения Nport расположены в шкафу с микропроцессорным контроллером МПК1.

Все активные клеммники, контроллеры, компьютер РС «Тензор-1900» и преобразователи частоты объединены в одну систему с помощью информационной сети обмена данных типа Industrial Ethernet (см. рис. 3.3). Информационная сеть Industrial Ethernet имеет кольцевую структуру, которая реализует принцип резервирования линий обмена данными: в случае повреждения одного из сетевых информационных кабелей обмен данными продолжается – информационная сеть будет иметь линейную структуру.

					27.03.04.2019.465 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат		67

3.4. Решения по оптимизации процесса бурение

Процесс автоматизированного бурения позволяет операторам вскрывать продуктивные пласты с меньшими затратами и соблюдением безопасности, неизменно получая при этом результаты, превышающие результаты ручного управления. Для оптимизации автоматизированного бурового процесса необходима система, способная эффективно функционировать в условиях изменчивости и неопределенности. Скважинные и поверхностные данные, вводимые непосредственно в такие системы, заставляют их реагировать на изменения, например, литологических характеристик, так, чтобы обеспечить максимальную эффективность работы скважины, увеличивая ее производительное время и производственные показатели. Сокращение численности персонала на буровой установке и способность системы выполнять ряд заданий при дистанционном управлении стали бы лишь побочными результатами автоматизации, а не ее задачами.

Оптимизация существующей системы автоматизации бурового процесса зависит от имеющегося автоматизированного и механизированного оборудования буровой установки, но ее задачей является использование этих систем путем интеграции систем буровой установки с внутрискважинными системами и измерительными приборами. Необходимо повысить эффективность и снизить затраты на вскрытие продуктивных пластов и добиться устойчивого превосходства результатов по сравнению с обычным ручным управлением

При рассмотрении режимов работы буровой установки при непосредственно бурении, определено несколько возможных вариантов улучшения показателей при выполнении операций путем их оптимизации:

- наращивание бурильной колонны по мере углубления скважины;
- вращение и продольная подача породоразрушающего инструмента по мере углубления скважины.

Оба варианта при незначительном изменении в программу буровой установки позволят сократить время и улучшить показатели по средней скорости выполнения данной операции.

										Лист
										68
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

3.4.1 Оптимизация операции наращивания при бурении

Для оптимизации процесса наращивание бурильной колонны по мере углубления скважины рационально применять функцию подхода к заданной точке, т.к. при наращивании бурильной колонны оператором выполняется периодически повторяющаяся операция, связанная с выходом на точку приема бурильной трубы возле площадки верхового.

Для реализации данного алгоритма необходимо дополнить пользовательскую программу буровой установки возможностью выбора дополнительной точки и организовать орган управления для вызова данной функции.

На практике данный алгоритм позволит сократить время при выполнении наращивания путем повышения скорости позиционирования при выходе на точку приема бурового инструмента, что в свою очередь снизит общее время на выполнение данных операций и повысит производительность системы в целом.

На рисунке 3.5 приведена структурная схема реализации данной функции.

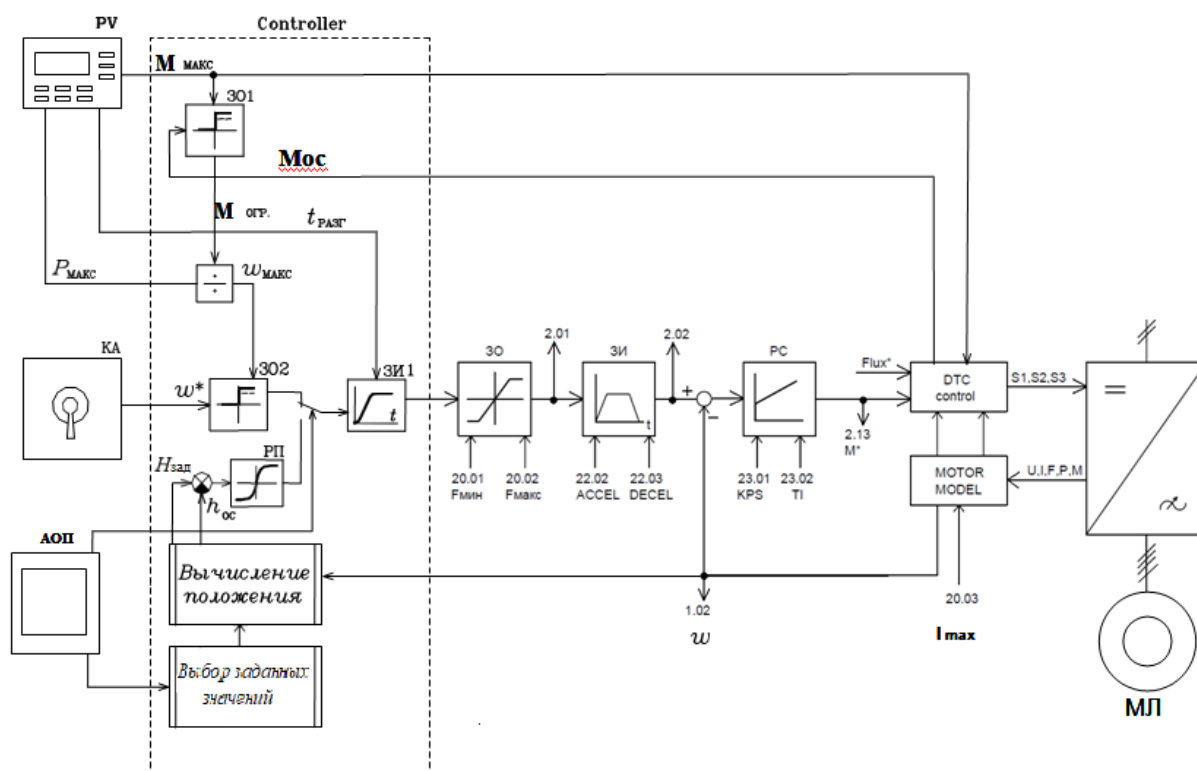


Рисунок 3.5 – Структурная схема реализации функции подхода к заданной точке

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат
------	------	---	--------	-----

Стандартно АСУ предусмотрено торможение талевого блока при подходе к заданным оператором «верхней» и «нижней» точках при СПО, обнуление скорости при выходе за указанные точки. При добавлении к данному алгоритму возможности задания дополнительных точек, и реализации функции их выбора при движении в верх для наращивания оператор задает максимальную скорость подъема и вызывает дополнительную функцию остановки торможение талевого блока при подходе к заданной точки возле балкона верхового, дальнейшая работа организуется согласно принятых технологических операций.

3.4.2 Оптимизация операции вращение и продольная подача породоразрушающего инструмента по мере углубления скважины.

Стандартная система в режиме поддержания заданной нагрузки на долото САР способна оптимально работать только по одному параметру, что в свою очередь требует от бурового инженера контроля за остальными параметрами, такими как давление в нагнетательной линии, моменте на роторе. Данный режим работы ограничивает выбор оптимального режима, т.к. буровому инженеру приходится одновременно следить за несколькими параметрами и стараться удерживать их в заданном диапазоне с целью повышения производительности и исключения возможных аварийных ситуаций. При добавлении возможности автоматического контроля и поддержания заданных критериев по давлению возможно добиться оптимального режима по производительности и увеличению скорости проходки. Максимальным ограничением скорости в данном алгоритме управления станет ограничение по максимальному выходу выбуриваемой породы, т.к. возможности системы очистки бурового раствора ограничены.

Для реализации данного алгоритма необходимо дополнить пользовательскую программу буровой установки возможностью выбора контролируемых параметров в рамках автоматического режима бурение.

На практике данный алгоритм позволит оптимизировать процесс бурения в автоматическом режиме:

										Лист
										70
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

– при бурении винтовыми забойными двигателями в режиме поддержания заданной нагрузки на долото с увеличением буримости породы нагрузка на забойный гидравлический двигатель растет, скорость его падает и гидравлическое сопротивление растет что приводит к росту давления в манифольде. Для исключения стопорения забойного двигателя алгоритм контролирует давление на выходе насосов и при давлении в манифольде больше заданного в систему управления двигателем лебедки подается сигнал на уменьшение нагрузки на долото.

– при режимах когда заданные параметры не выходят за максимальные границы заданных значений скорость подачи бурильной колонны ограничивается максимальным выходом выбуриваемой породы из расчета на объем бурового раствора, диаметр скважины и производительности системы очистки.

Задание всех параметров в рамках данных критериев будет осуществляется с панели бурильщика.

На рисунке 3.6 приведена структурная схема реализации данной функции.

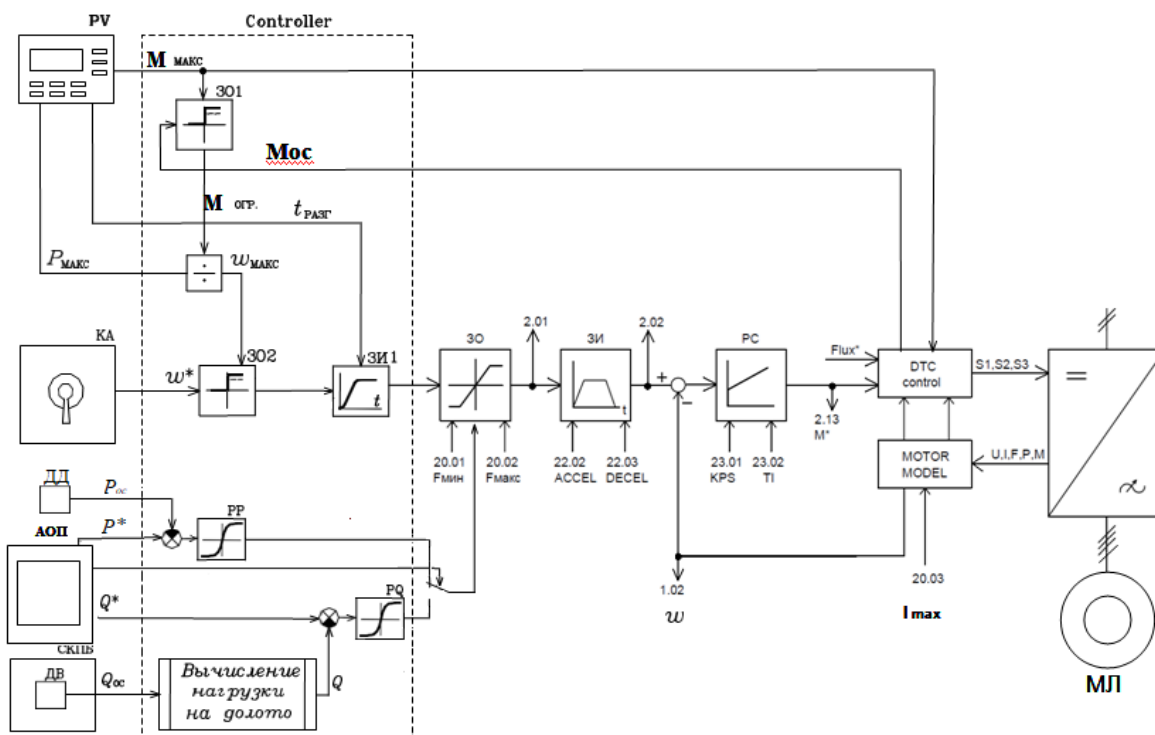


Рисунок 3.6 – Структурная схема реализации функции автоматического бурения

Изм.	Лист	№	Подпис	Дат

27.03.04.2019.465 ПЗ

3.5 Перспективные направления развития автоматической системы бурение

Дальнейшим перспективным развитием САР лебедки в автоматическом режиме бурение может стать применение модуля оптимизации скорости проходки ROPO разработанной инженерами компании Schlumberger. Алгоритм модуля оптимизации скорости проходки ROPO базируется на модели взаимодействия алмазного долота типа PDC (polycrystalline diamond cutter bit долото с поликристаллическими алмазными вставками) с пластовыми породами и методе обработки данных, обнаруживающем изменения в функционировании долота при разбурировании этих пород.

Модель долота PDC строится на допущении, что взаимодействие долота с пластовой породой делится на три последовательные стадии по глубине врезания. Модуль ROPO характеризует чувствительность долота в реальном времени и определяет оптимальные значения для числа оборотов в минуту и нагрузки на долото в пределах заданных значений комплекса разных параметров, включая нагрузку на долото, крутящий момент, поверхностную частоту вращения, скорость проходки и ограничения двигателя, для того, чтобы добиться максимальной скорости проходки.

									Лист
									72
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В этом проекте рассмотрены вопросы технологии, оптимизации приводного оборудования буровой установки:

– Описана работа основных технологических блоков буровой установки и принцип действия механического оборудования.

– Произведен расчет электропривода дополнительной лебедки буровой установки ВЗБТ 2900. Выбран электродвигатель и частотный преобразователь.

– Описаны принципы построения систем автоматизации. Рассмотрены и выбраны решения по оптимизации электропривода дополнительной буровой лебедки, операции наращивания при бурении, операции вращения и продольная подача породоразрушающего инструмента по мере углубления скважины. Выбраны перспективные направления развития автоматической системы бурения. Перспективным развитием САР лебедки в автоматическом режиме бурение может стать применение модуля оптимизации скорости проходки RORO разработанной инженерами компании Schlumberger. Алгоритм модуля оптимизации скорости проходки RORO базируется на модели взаимодействия алмазного долота типа PDC (polycrystalline diamond cutter bit долото с поликристаллическими алмазными вставками) с пластовыми породами и методе обработки данных, обнаруживающем изменения в функционировании долота при разбурировании этих пород.

Модуль RORO характеризует чувствительность долота в реальном времени и определяет оптимальные значения для числа оборотов в минуту и нагрузки на долото в пределах заданных значений комплекса разных параметров, включая нагрузку на долото, крутящий момент, поверхностную частоту вращения, скорость проходки и ограничения двигателя, для того, чтобы добиться максимальной скорости проходки.

									Лист
									73
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ				

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дмитриев А.Ю. Основы технологии бурения скважин [Текст]: учебное пособие – М.: Издательство ТПУ, 2008. - 216 с.
2. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [Текст]: ввод в действие с 20.05.2011.-М.: ОАО "ЦПП", 2011.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. [Текст] Утверждено: Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.01.2003 N 6.
4. Справочная книга для проектирования электрического освещения /Г.М.Кноринг, И.М.Фадин, В.Н.Сидоров [Текст] – 2-е изд. – М.:Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отделение 1992-448с.
ООО СТК "ГАЛС" [Электронный ресурс] // URL: www.stkgals.ru (дата обращения 20.12.2018)
5. ЗАО "Компания Технолог" [Электронный ресурс] // URL: zao-tehnolog.ru/page380521 (дата обращения 23.12.2018).[†]
6. ЗАО «Тесли» [Электронный ресурс] // URL: <http://www.tesli.com/ru/company/about/> (дата обращения 26.12.2018).[†]
7. РТМ 36.18.32.4-92, ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, [Текст] Москва, 1992год.
8. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования [Текст]/ Под ред. Ю. Г. Барыгина и др.- М: Энергоатомиздат, 1991.-464 с.
9. ООО Энергия-Т [Электронный ресурс] // URL: www.energy-t.ru (дата обращения 24.12.2018).[†]
10. ГОСТ 14209 – 85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки [Текст].
11. Электронмаш, ЗАО [Электронный ресурс] // URL: <http://www.elec.ru/catalog> (дата обращения 24.12.2018).[†]

					<i>Лист</i>
					74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>	

27.03.04.2019.465 ПЗ

12. ГОСТ – 28249 - 93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного напряжения до 1кВ [Текст].
13. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Текст] Издательство Деан. 2001г -208с.
14. Справочник по электроснабжению и электрооборудования [Текст], т I /Под ред. А.А.Федорова- М.Энергоатомиздат, 1986-568с.
15. Справочник по электроснабжению и электрооборудования [Текст], т II /Под ред. А.А.Федорова- М.Энергоатомиздат, 1987-592с.
16. Установка буровая БУ 2900 ЭК БЧМ [Текст]. Электрооборудование лебедки Руководство по эксплуатации / ООО "Уралмаш НГО Холдинг" 2011.
17. КРАНРОС. Двигатели для применения с преобразователями частоты. Технический каталог[Текст]. Серия АМТК-Ф. 2008г.
18. Каталог АВВ ACS800[Текст]: Каталог 2012/
19. Мощинский Ю.А., Беспалов В.Я., Кирякин А.А. Определение параметров схемы замещения асинхронной машины по каталожным данным. [Текст] : Электричество. – 1998. – №4. – С. 38-42
20. Шрейнер Р.Т. Математическое моделирование электроприводов переменного тока с полупроводниковыми преобразователями частоты. [Текст] Екатеринбург: УРОРАН, 2000.
21. Ключев В.И. Теория электропривода: Учеб. [Текст]: Для вузов. 2-е изд. Перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 704 с.: ил
22. Герман-Галкин С.Г. Компьютерное моделирование электрических машин в МАТЛАВ 6.0 [Текст]: Учебник для высш. и сред. учеб. заведений. – СПб.: КОРОНА принт : Учитель и ученик, 2001
23. Установка буровая БУ 5000/320 ЭК БМЧ [Текст]: Руководство по эксплуатации / ООО "Уралмаш НГО Холдинг" 2011.
24. Pink T, Bruce A, Kverneland H and Applewhite B: Building an Automated Drilling System Where Surface Machines Are Controlled by Downhole and Surface Data to Optimize the Well Construction Process, paper IADC/SPE 15973, presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California,

					<i>Лист</i>
					27.03.04.2019.465 ПЗ
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>	75

USA, March 6 8, 2012

25. Dunlop J, Isangulov R, Aldred WD, Arismendi Sanchez Flores JL, Alarcon Herdoiza J, Belaskie J and Luppens JC: Increased Rate of Penetration Through Automation, paper SPE/IADC , presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, March 1-3 2011

26. Контроллеры ControlLogix 5000 [Текст]: Руководство по эксплуатации / Allen Bradley 2004.

27. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения [Текст]. –М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

28. Электротехнический завод Славэнерго [Электронный ресурс] URL: slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_nizkovoltnaja (дата обращения 24.12.2018)

29. Правила устройства электроустановок [Текст]: ПБ 05-619-03: утв. Министерством энергетики Российской Федерации, приказ от 8 июля 2002 г. № 204: ввод в действие с 01.01.2003 - М : Консультант плюс, 2019.

30. Константинов, В.Н. Системы и устройства автоматизации электроэнергетических установок / В.Н. Константинов. [Текст]: 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: 1988. – 312 с

31. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем [Текст]: учебник для вузов / Н.И. Овчаренко. – М: изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 504 с.

32. Козленко Е.В., Певзнер Л.Д. Автоматизации процесса вращения буровой установки [Текст]: Научный вестник Московского государственного горного университета. 2013. № 9. 42-48 с.

33. Громилин М.А., Хайруллина Л.Б. Автоматизация процесса мойки буровой установки [Текст]: В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. ТюмГНГУ; отв. ред. П. В. Евтин. 2015. 190-191 с.

34. Абу-Абед Ф.Н., Борисов Н.А. Проблемы и решения разработки средств автоматизации поддержки деятельности оператора буровой установки

					27.03.04.2019.465 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат		76

[Текст]: В сборнике: Информатика, управление и системный анализ Труды IV Всероссийской научной конференции молодых ученых с международным участием. Редактор И. А. Тихомиров. 2016. 85-96 с.

35. Лидовский В.И. Теория информации. - М., «Высшая школа», 2002г. – 120с.

36. Метрология и радиоизмерения в телекоммуникационных системах. Учебник для ВУЗов. / В.И.Нефедов, В.И.Халкин, Е.В.Федоров и др. – М.: Высшая школа, 2001 г. – 383с.

37. Цапенко М.П. Измерительные информационные системы. - . – М.: Энергоатом издат, 2005. - 440с.

38. Лачинян Л.А. Самоходная буровая установка с автоматизацией спуско-подъёмных операций [Текст]: Инженер-нефтяник. 2017. № 4. 12-15 с.

39. Гусев А.О., Данилов Д. Модернизация организации работы партий службы геолого-технологических исследований [Текст]: В сборнике: Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири Материалы международной академической конференции. Отв. ред. С.И. Грачёв. 2018. 201-204 с.

40. Плотников С.А. Оптимизация работы партий инженерно-технического сопровождения и геолого-технологических исследований на буровых установках БУ-4000/250 ЭЧК БМ И УБК 250 МК-Ч [Текст]: В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса Материалы VIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых: в 2 томах. Отв. ред. Ю.Б. Чебыкина. 2018. 100-103 с.

41. Шмелев В.А., Сердобинцев Ю.П. Разработка автоматизированной системы поддержки принятия решения при выборе буровой усвтановки [Текст]: Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 8. 11-17 с.

42. Макаров А.М., Сергеев А.С., Крылов Е.Г., Сердобинцев Ю.П. Системы управления автоматизированным электроприводом переменного тока

										Лист
										77
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

43. Зырянов, Г.В. Динамический синтез САУ: Учебное пособие по выполнению курсовой работы / Г.В.Зырянов, А.А Кошечев. – Челябинск: ЮУрГУ, 2001.
44. Бесекерский, В.А. Теория автоматического управления / В.А. Бесекерский, Е.П. Попов. – Спб.: Профессия, 2003.
45. Теория автоматического управления / Под ред. В.Б. Яковлева.– М.: ВШ, 2005.
46. Зырянов, Г.В. Линейные дискретные системы управления. – Челябинск, ЮУрГУ, 2005.
47. Лачинян Л.А., Медведев А.К. Исследование зависимости скорости разведочного бурения от способа извлечения керна, типа подъемника буровой установки и надежности бурового инструмента [Текст]: Инженер-нефтяник. 2015. № 1. 22-28 с.
48. Игаев А.А. Автоматизация спуско-подъемных операций с применением подвижного вращателя [Текст]: В сборнике: Научные революции: Сущность и роль в развитии науки и техники сборник статей Международной научно-практической конференции. 2018. 45-50 с.
49. Сизов Р.А., Дедов К.В., Быченков А.Д. Оптимизации и внедрение новых технологий в процессе бурения в нефтегазовой сфере [Текст]: В сборнике: Воздействие научно-технической революции на характер связи науки с производством сборник статей Международной научно-практической конференции. 2018. 88-91 с.
50. Серов В.Г. Новаторские идеи и уникальные проекты в сфере автоматизации от компании ВЕСКНОFF [Текст]: Нефть. Газ. Новации. 2014. № 12 (191). 72-74 с.
51. Крец В.Г., Саруев Л.А., Лукьянов В.Г., Шадрин А.В., Шмурыгин В.А., Саруев А.Л. Буровое оборудование [Текст]: учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). Томск, 2011.

										Лист
										78
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

52. Игнатенко А.В., Кузнецов С.Е. Электроэнергетические системы динамически позиционируемых буровых судов [Текст]: Электротехника. 2018. № 2. 17-25 с.
53. БУРОВАЯ-2024. Какими представляются профессионалам отрасли буровые установки будущего [Текст]: Инженерные изыскания. 2014. № 8. 10-13 с.
54. Гладких Т.Д. Электротехника в строительстве скважин [Текст]: Тюмень, 2017.
55. Хантер Д.А. Устройства и способ для соединения трубных элементов в трубной колонне для нефтяного месторождения [Текст]: патент на изобретение RUS 2417873 25.08.2006
56. Рямова С.М. Оценка условий труда работников нефтеперерабатывающего комплекса, анализ риска возникновения профессиональных заболеваний [Текст]: Экспертиза промышленной безопасности и диагностика опасных производственных объектов. 2016. № 2 (8). 62-65 с.
57. Коробейников А., Даутов Ш.А., Чистовский А., Пипко О., Прокопчук Т. ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ "УРАЛМАШ-3Д-76" ТехНадзор. 2015. № 12 (109). С. 202-204.
58. Коннов Ю.Д. КОМПЛЕКС ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ РАССТАНОВКИ СВЕЧЕЙ БУРОВЫХ УСТАНОВОК С ВЕРХНИМ ПРИВОДОМ ПРОИЗВОДСТВА "УРАЛМАШ-НГО" Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 412-415.
59. Бжитских А.П. ПОВЫШЕНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ЗУБЧАТОЙ ПЕРЕДАЧИ ПРИВОДА БУРОВОЙ ЛЕБЕДКИ НА ОСНОВЕ РЕГУЛЯРНОГО МИКРОРЕЛЬЕФА ПОВЕРХНОСТИ ЗУБЬЕВ. Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, под ред. Н.В. Малышевой. 2014. С. 910-915.

										Лист
										79
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

60. Каминский Е.Ю. ОСОБЕННОСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ БУРЕНИЕМ НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ. В сборнике: ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. 2012. С. 301-303.

61. Сираев Р.У., Сверкунов С.А., Данилова Е.М., Сотников А.К., Вахромеев А.Г. АНАЛИЗ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ НА ДАНИЛОВСКОЙ ПЛОЩАДИ, НЕПСКИЙ СВОД. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2013. № 12 (83). С. 131-136.

62. Калинин В.Н. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ГАЗОВОГО КАРОТАЖА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ. Вестник Томского государственного университета. 2011. № 348. С. 173-176.

63. Семенякин В.С. ОСЛОЖНЕНИЯ И БОРЬБА С НИМИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН. монография / В. С. Семенякин ; Астрах. гос. техн. ун-т. Астрахань, 2004.

64. Булатов А.И., Долгов С.В. СПУТНИК БУРОВИКА. справочное пособие в 2 книгах / Москва, 2006. Том Книга 1

65. Калинин А.Г. СПРАВОЧНИК ИНЖЕНЕРА-ТЕХНОЛОГА ПО БУРЕНИЮ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН; под общ. ред. А. Г. Калинина ; Центр инженер. сервиса в бурении. Москва, 2005.

66. Жмакин, И.Л. О разработке программных моделей микроконтроллеров. / И.Л. Жмакин, П.Т. Кримов – М.: СО РАН, 2012. – 368 с.

67. Беляев, В.Б. Автоматизация и управления: учебник / В.Б. Белаев. – М.: Academia, 2017. – 128 с.

68. Беглов, В.А. Электронные и микропроцессорные системы управления автомобилей: Уч. Пособие / В.А. Беглов, С.Ф. Козьмин, Н.Р. Шоль – СПб.: Лань, 2012. – 624 с

										Лист
										80
Изм.	Лист	№	Подпис	Дат	27.03.04.2019.465 ПЗ					

69. . Хилов, В.А. Микроконтроллеры / В.А. Хилов, А.В. Рождественский – М.: Дашков и К, 2016. – 448 с.

70. Агравал, Г.П. Системы автоматического управления: теория, применение, моделирование в MATLAB: Учебное пособие / Г.П. Агравал. – СПб.: Лань, 2013. - 208 с.

					27.03.04.2019.465 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		81