

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт металлургии и промышленной инженерии

Кафедра «Технологические машины, транспорт и логистика»



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
Технологические машины,
транспорт и логистика

 Елемесов К.К.

« 01 » 06 2021 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Модернизация колонной головки ОКК2М-35-146»

По специальности: 5В072400 - Технологические машины и оборудование

Выполнил:



Гуламов Расул

Научный руководитель:



Балгаев Д.Е.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт металлургии и промышленной инженерии

Кафедра «Технологические машины, транспорт и логистика»

5B072400 – Технологические машины и оборудование

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Технологические машины, транспорт
и логистика



Елемесов К.К.

«04» 12 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающимся Гуламов Расул Бахтиярович

Тема: «Модернизация колонной головки ОКК2М-35-146».

Утвержден приказом ректора Университета № 2131-б от «24» ноября 2020 г.

Срок сдачи законченной работы: "3" июня 2021 г.

Исходные данные дипломного проекта: Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- а) обзор существующих конструкций колонных головок;
- б) модернизация верхних фланцев корпусов колонных головок
- в) модернизация торцевой поверхности колонной головки
- г) расчет экономической эффективности

Рекомендуемая основная литература: из 19 наименований

АНДАТПА

Есептік-түсіндірме жазбаның көлемі 43 бетті құрайды. Графикалық бөлім А1 форматындағы 6 парақты құрайды.

Дипломдық жоба жоғары қысымды және Корпус құбырларының үлкен салмағы бар Бағаналы бастың жұмыс істеу мерзімін арттыру үшін ОКК2-35-146 бағанының басын жаңарту мәселесін қарастырады.

Жұмыста ОКК2 бағанының басының қолданыстағы конструкцияларының сипаттамасы берілген. Дипломдық жобаның жеке бөлімі ОКК2М типті бағанның басын модернизациялауды сипаттауға арналған. Техникалық және экономикалық көрсеткіштерді есептеу жүргізілді.

АННОТАЦИЯ

Объем расчетно-пояснительной записки составляет 43 страниц. Графическая часть составляет 6 листов формата А1.

В дипломном проекте рассматривается вопрос модернизации колонной головки ОКК2М-35-146, с целью повышения срока работоспособности колонной головки с высокими давлениями и большим весом обсадных труб.

В работе приведено описание существующих конструкций колонной головки ОКК2М. Отдельный раздел дипломного проекта посвящен описанию модернизации колонной головки типа ОКК2М. Проведены расчеты технико-экономических показателей.

ANNOTATION

The volume of the settlement and explanatory note is 43 pages. The graphic part consists of 6 sheets of A1 format.

In the diploma project, the issue of upgrading the column head ОКК2-35-146 is considered, in order to increase the working life of the column head with high pressures and a large weight of casing pipes.

The paper describes the existing designs of the ОКК2 column head. A separate section of the diploma project is devoted to the description of the modernization of the column head of the ОКК2М type. Calculations of technical and economic indications are carried out.

СОДЕРЖАНИЕ

- Введение
- 1 Информационный обзор
 - 1.1 Конструкции газовых и нефтяных скважин
 - 1.2 Устьевое оборудование
 - 1.3 Обзор существующих конструкций колонных головок
 - 1.3.1 Колонные головки типа ОКМ
 - 1.3.2 Колонная головка типа ОКК1
- 2 Описание технологического оборудования
 - 2.1 Конструкция колонных головок типа ОКК2
 - 2.2 Монтаж колонных головок типа ОКК2
 - 2.3 Методы гидравлических испытаний колонных головок типа ОКК2
 - 2.4 Модернизация корпусов колонных головок
- 3 Техничко-экономическое обоснование
- 4 Описание технического предложения
 - 4.1 Замена клиновой подвески в сборе
- 5 Расчетная часть
 - 5.1 Выбор исходных данных для технологического расчета
 - 5.2 Расчет колонной головки на прочность
 - 5.3 Расчёт крестовика
 - 5.4 Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение
 - 5.5 Расчет уплотнений колонной головки
- 6 Безопасность и охрана труда
 - 6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов
 - 6.2 Производственная санитария и Техника безопасности
 - 6.3 Безопасность оборудования, работающего под давлением
- Заключение
- Список использованной литературы

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовый комплекс является одним из важнейших секторов национальной экономики и играет огромную роль в национальной экономике Казахстана. Во многом это рычаг интеграции Казахстана в мировое сообщество и важное направление сотрудничества в экономической и политической сферах.

Современное нефтегазовое промышленное оборудование характеризуется различными узлами, оборудованием и инструментами, обеспечивающими выполнение различных операций при бурении и эксплуатации скважин. Устройство и конструкция нефтепромысловых машин и оборудования промышленного и специального назначения.

Исключительный диапазон машин и аппаратов, используемых в нефтегазовой промышленности, а также очень большое количество технологических применений сочетаются с широким диапазоном климатических и геологических условий эксплуатации.

С этой точки зрения технология нефтедобычи не имеет аналогов и способов ее оснащения среди других отраслей. В составе нефтепромыслового оборудования используются все типы механических соединений, трансмиссии, двигатели, агрегаты и механизмы многоцелевого назначения, но с широким диапазоном мощностей, генерируемых нагрузок и размеров. Однако отличительной чертой нефтепромысловых машин и оборудования является уникальность, полезность и технологическая уникальность почти каждого устройства в сочетании с разнообразием используемых материалов.

Для нефтегазового оборудования, работающего в условиях высоких нагрузок, давлений и воздействия различных агрессивных сред в широком диапазоне температур, безусловным критерием его работоспособности является прочность и долговечность. В этом случае необходимо учитывать (во многих случаях) долговечность конструкции в условиях нестационарного энергоснабжения и температурных нагрузок, которые могут привести к различным процессам разрушения.

Наземная часть оборудования для бурения и эксплуатации скважин, расположенная в приусадебной зоне, испытывает высокие давления и осевые нагрузки от массы обсадных канатов, а основу всего скважинного оборудования составляют обсадные. Предназначены для обсадных труб труб газовых и нефтяных скважин, используются для контроля замера давления в обсадной колонне и высококачественного цемента, без обсадных головок процесс бурения становится невозможным. Поэтому не менее важно разработать надежную обсадную головку, способную работать при высоких давлениях, осевых нагрузках и большом весе обсадной колонны, поскольку надежность всего процесса бурения и эксплуатации скважины зависит от надежности обсадной головки.

1 Информационный обзор

1.1 Конструкции газовых и нефтяных скважин

Структура скважины формируется при бурении и обсадке скважины обсадной проволокой, а затем цементом. В конструкции фонтана предусмотрено:

- уплотнение стенок скважины в интервалах неустойчивых пород;
- изолировать зоны катастрофической потери экстремально высоких пластовых давлений;
- изолировать зоны потенциальных перетоков пластовых флюидов по скважине;
- некоторые интервалы, когда необходимо использовать промывочные жидкости разной плотности;
- разделение продуктивных горизонтов;
- появление надежного канала освоения продуктивных горизонтов;
- создать надежную базу для установки устьевого оборудования.

Типовая конструкция скважины и газовой скважины состоит из следующих обсадных колонн: направление (3-10 м), обсадная труба на поверхности (100-600 м), промежуточная разводка (глубина депрессии определяется условиями пласта и назначением всей промежуточной проволоки), добыча провод. Номинальным размером обсадных труб является наружный диаметр, который составляет 19 размеров: от 114 до 508 мм. [голова]

Выбор конструкции конкретного колодца зависит от:

- от диаметра эксплуатационной колонны;
- характеристики геологической части;
- величина пластового давления;
- распределение температуры горных пород по глубине и другие показатели, определяющие глубину опускания промежуточных колонн и кондуктора;
- уровень развития технологии бурения на заданном участке, определяющий максимальный выход открытой скважины под башмак предыдущей обсадной колонны.

Проект скважины разрабатывается на основе геологического раздела проекта, который содержит исчерпывающую информацию о стратиграфии, литологии, глубине коллектора и пластовом давлении. Схема конструкции скважины представлена на Рисунке 1.2.

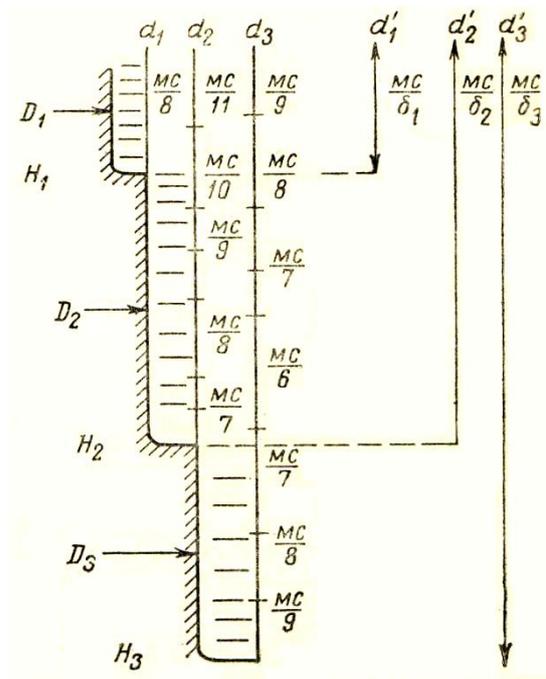


Рисунок 1.2 - Схема конструкции скважины

D_1, D_2, D_3 - диаметр (количество) долот; d_1, d_2, d_3 - наружные диаметры обсадных труб, H_1, H_2, H_3 - глубина бурения долотами D_1, D_2, D_3 соответственно, H - глубина общей скважины; для 1, для 2, для 3 - наружные диаметры бурильных труб; $\delta_1, \delta_2, \delta_3$ - толщина стенки бурильной трубы, марка MC - сталь

Концепция проектирования скважины (рисунок 1.2) включает агрегированные данные: о размере долота и диаметре бурильных труб, которыми скважина пробурена от конца скважины до забоя; количество, длина и диаметр обсадной проволоки, пропущенной в скважину; подтверждающие эти столбцы.

1.2 Устьевое оборудование

Под устьевым оборудованием понимается комплект оборудования, предназначенный для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины при утечках газа и нефти при бурении, капитальном ремонте, герметизации устья скважины и регулирования режима работы скважины при ее эксплуатации. Когда головка скважины установлена и обслуживаться на различных этапах срока службы скважины, различные фланцы, к югу, катушки, циркулирующая трубу, устройства используются для замены задвижки, смазочных материалов и другого оборудования. Условно все устьевое оборудование делится на оборудование, используемое для бурения скважины и во время ее эксплуатации. В состав оборудования входят устье скважины, часть обвязки скважины при бурении скважины, головной трос и ингибиторы продувки, следующие основные узлы: поперечины, тормоза, катушки над

тормозом, разъемный желоб, дилеры, гидравлическое управление блокираторами и клапанами, ручные приводы.

Головки столбов выполняют следующие функции:

- удерживать в подвешенном состоянии обсадную колонну, опускаемую в скважину;
- концентрическое расположение обсадных труб в конце скважины; - уплотнения пустот;
- удаление бурового раствора из затрубного пространства при промывке скважины и цементировании обсадной колонны;
- контроль значений давления в затрубном пространстве;
- установка ингибиторов нагнетателя при строительстве скважин;
- установка новогодних елок для разработки, исследования, глушения и эксплуатации колодцев;
- бурение (при необходимости) бурения и другого заделанного цементного раствора в пространство между обсадными колоннами;
- провести работы по определению жесткости уплотнителей и пакерных устройств.

В состав оборудования для эксплуатации скважин входят: скважинная арматура; Арматура рождественской мачты Moldold; аппарат для смены клапанов под давлением; смазочные материалы, используемые при обследовании скважин; комплект клапанов, побочных продуктов и других деталей, необходимых для монтажа и обвязки устьевого оборудования. Все это находится в заголовке колонки.

Таким образом, кожух - это основа всего фонтанного оборудования. Выбор головки для обсадной колонны или другого типа зависит от конструкции скважины, количества обсадных труб, спускаемых в скважину, и давления на устье скважины.

1.3 Обзор существующих конструкций колонных головок

Головки обсадные - оборудование, предназначенное для отклонения обсадных труб газовых и нефтяных скважин и обеспечения подвешивания обсадных труб, герметизации затрубных пространств и регулирования давления в них, а также выполнения ряда технологических операций: снижения давления в затрубном пространстве, закачки цементирование и др. иначе. запаяны в кольцевом пространстве и т. д.

В конструкции головки колонны должны быть предусмотрены:

- а) надежная герметизация межтрубных пространств;
- б) регулирование давления в затрубном пространстве;
- в) быстро и надежно укрепить обсадные колонны;
- г) гибкость, то есть возможность прикрепления обсадных колонн разного диаметра к одной головке обсадной колонны;
- д) защитить устье обсадных канатов от повышенного износа при работе с буровым инструментом;

- е) возможность вертикального перемещения обсадных колонн при высоких температурах в скважине;
- ж) высокая надежность работы подвесов и уплотнительных узлов при бурении и длительной эксплуатации скважин;
- и) минимально возможная высота;
- к) достаточная сила с учетом активности различных нагрузок;
- л) обеспечить высокое качество цемента.

Кроме того, в сложных условиях бурения отдельные части обсадной колонны должны быть устойчивыми к коррозии при бурении скважин, для которых предполагается наличие коррозионных компонентов. Для сверхглубоких скважин не только скважинная арматура, но и обсадные трубы, противовыбросовые превенторы и их девиз должны соответствовать суровым условиям эксплуатации.

Заводы в Казахстане производят следующие головки колонн:

- Головки обсадные ОКК 1-21 и ОКК-35 для соединения эксплуатационных колонн 146 и 168 мм с жилами диаметром 219 и 245 мм;
- ОКК2-21 и ОКК2-35 для соединения эксплуатационных колонн диаметром 146 и 168 мм и промежуточных колонн диаметром 219 мм и 245 мм и проводника диаметром 324 мм;
- ОКК2-70 для соединения производственных колонн диаметром 140, 146, 168, 178, 194 мм с промежуточными проводами диаметром 219, 245, 273 мм и токопроводящими жилами диаметром 299, 324, 340 мм;
- ОКК3-70 для соединения эксплуатационных колонн диаметром 140, 146, 168, 178, 194 мм с первыми промежуточными колоннами диаметром 219, 245, 273 мм, с другими промежуточными колоннами диаметром 299, 324 мм. 340 мм и провод диаметром 426 мм;
- ОКК3-105-168x245x324x426.

Мы рассмотрим конструкции, особенности передовых технологий установки, монтажа и испытаний колонн.

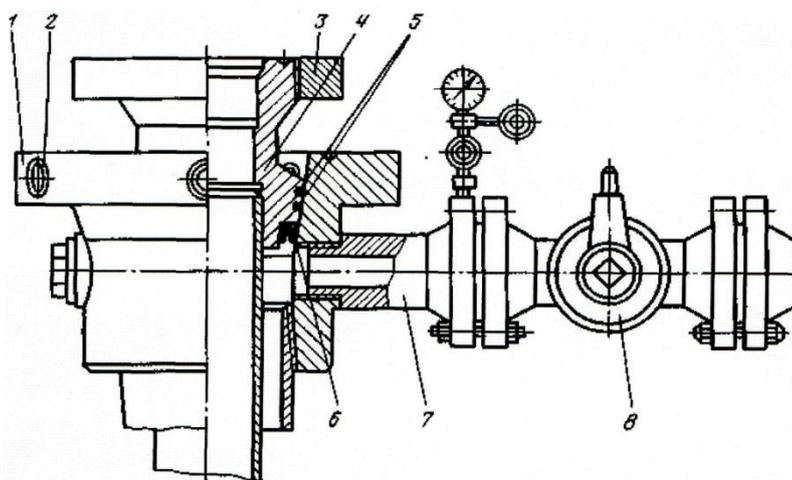
1.3.1 Колонные головки типа ОКМ

Головка колонны типа ОКМ (рис. 1.3) состоит из корпуса, специальной муфты, фланца для арматуры, патрубка с фланцем, прямого клапана, стопорных винтов, резиновых уплотнительных колец и манжет.

На последнюю трубу эксплуатационной колонны навинчивается специальная муфта и устанавливается в корпусе, установленном поверх кондуктора. Пространство между корпусом и специальной муфтой закрыто двумя резиновыми кольцами и резиновой самоуплотняющейся тканевой манжетой. Шесть стопорных винтов были спроектированы в верхнем фланце обсадной колонны для соединения специальной эксплуатационной проволоки и эксплуатационной проволоки, подвешенной от осевого смещения вверх, вызванного температурным удлинением проволоки во время работы скважины. Фланец для фонтанной арматуры, крепится специальной муфтой с резьбой. В

кожухе головки колонны имеются два боковых отверстия, одно из которых заглушено заглушкой, а в другое вкручивается труба с фланцем, к которой крепятся проходной клапан и свободный фланец. Во фланцах трубы установлен клапан с манометром, который регулирует давление в кольцевом пространстве.

Корпус головки колонны навинчивается на верхнюю трубную резьбу кондуктора. Для предотвращения механического повреждения конической внутренней поверхности корпуса при спуско-подъемных операциях в корпусе установлена предохранительная втулка, которая фиксируется шестью стопорными винтами. На корпусе головки устанавливается противовыбросовое оборудование и продолжается бурение под эксплуатационной колонной.



1-корпус; 2-стопорный винт; 3 – фланец под фонтанную арматуру; 4 – специальная муфта; 5 – резиновые уплотнительные кольца; 6 – манжеты; 7 – патрубок с фланцем; 8 – проходной кран

Рисунок 1.3 – Колонная головка типа ОКМ

Перед пропуском производственной проволоки предохранительную втулку удаляют копьём. При спуске производственный трос выводится на расчетную глубину 4-8 м и укладывается на паук или подъемник. Далее на последнюю трубу наворачивается специальная нефланцевая муфта для арматуры колодца. С помощью уступной трубы она ввинчивается в специальную верхнюю резьбу муфты, последняя прижимается к конической поверхности корпуса головки колонны и фиксируется там стопорными болтами.

После завершения цементирования эксплуатационной колонны и закрепления цемента, головку обсадной колонны прижимают в устье скважины до давления, допустимого для опрессовки эксплуатационной колонны.

Результаты обжима документируются в действии.

После опрессовки оборудование для предотвращения выдувания разбирается и на верхний конец муфты специально устанавливается фланец для арматуры скважины.

Основным недостатком конструкции обсадной колонны типа ОКМ является невозможность замены резиновых уплотнений, имеющих ограниченный срок хранения (не более 10 лет), в процессе эксплуатации скважины.

1.3.2 Колонная головка типа ОКК1

Головки колонн типа ОКК на давление 21-35 МПа изготавливаются трех типов: ОКК1, ОКК2, ОКК3. Головки колонн типа ОКК1 используются для обвязки двух колонн (токопроводящая + рабочая), тип ОКК2 - для обвязки трех колонн (токопроводящая + промежуточная + рабочая), тип ОКК3 - для обвязки четырех колонн.

Модель ОКК1-21-146 × 219 доработана следующим образом: О - комплектация; К - колонны, К-клин; 1 - диаграмма (модель), 21 - рабочее давление, МПа; 146 диаметр эксплуатационной колонны, мм; 219 - диаметр жилы, мм.

Одна колонна типа ОКК1 (рис. 1.10) состоит из корпуса 4, клиновой подвески 3, двухрядного пакерного устройства 2. Корпус имеет цилиндрическую проточку, в которой установлен нижний ряд пакерного устройства. Во фланцах корпуса имеется отверстие, в которое вкручивается выпускной клапан 6. Отверстия в нижней части корпуса предназначены для установки манифольда 5 обсадной колонны. Пакер 2 состоит из двух рядов, каждый из которых состоит из двух металлических колец и резинового уплотнения Н-образной формы. Клиновая подвеска состоит из трех клин, прикрепленный к петлям и имеющий синхронное движение.

Защитная гильза 1 защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от механических повреждений при спуско-подъемных операциях.

Установите головку колонки

После того, как головка обсадной колонны пройдена и зацементирована, ее навинчивают. По утвержденной схеме подключается устье нагнетательного оборудования, продолжается бурение под эксплуатационной колонной. После просверливания и пропускания производственного троса клиновая подвеска собирается на последней трубе троса, подвешивается на подъемной системе и опускается. Под собственным весом клиновая подвеска свободно скользит по трубе и занимает свое место в теле головки колонны, колонна ставится на клинья. Перемешайте эксплуатационную обсадную колонну, затем промойте внутреннюю полость головки обсадной колонны водой для свободного слива через коллекторную головку обсадной колонны.

После ОЗЦ снимается продувочное оборудование, труба разрезается трубной гильзой на высоте 120 мм от верхнего фланца корпуса. Установлено пакерное устройство, предварительно смазав резиновое уплотнение смазкой ЛС-162. Затем расположено фитинговое сечение колодца 7. Ослабленный клапан 8 на фланце крестовины фитинга колодца необходимо разобрать для затяжки шпилек (после затяжки вкрутить). Опрессовка головки обсадной

колонны вместе с эксплуатационной колонной до давления, соответствующего максимально допустимому внутреннему давлению обсадной колонны. Затем головка колонны прижимается из-за жесткости уплотнений с маслом ЛС-162. Для этого необходимо разобрать колпачок нагнетательного клапана 8, вставить дробилку в отверстие клапана и завинтить колпачок до упора, при этом дробилка поднимет шар клапана с седла и создаст зазор. Крышка клапана 6 откручивается, и верхняя часть нагнетателя смазки NS-6X350 прикручивается на место.

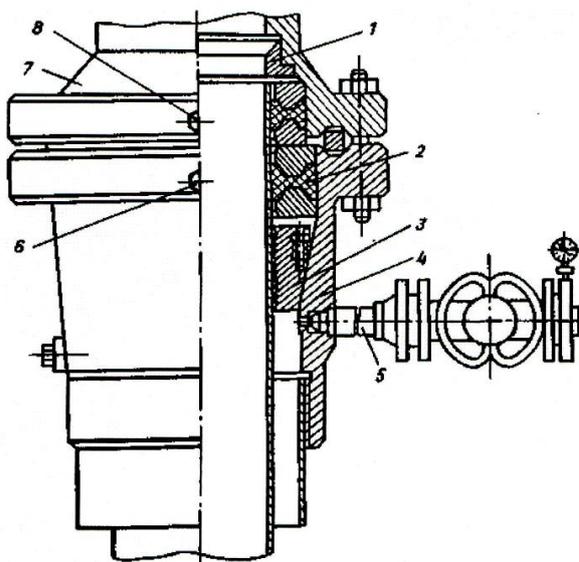


Рисунок 1.4 – Колонная головка ОКК1

1.4 Описание технологического оборудования

Изучив литературу, я пришел к выводу, что в Казахстане для глубоких скважин часто используются обсадные трубы типа ОКК.

В настоящее время необходимо работать с высокими давлениями, осевыми нагрузками и глубинами, поэтому проблема разработки головки обсадной колонны, способной работать с высокими давлениями и большим весом обсадных труб, является актуальной.

Головки колонн типа ОКК2 полностью соответствуют этим требованиям.

Рассмотрим более подробно ее конструкцию и метод гидравлических испытаний на примере головки колонны ОКК2-35.

1.4.1 Конструкция колонных головок типа ОКК2

Головки колонн ОКК2-35 (рис. 1.5) состоят из следующих основных деталей и сборочных единиц:

- корпус 32 с трубодержателем с резьбой для труб 299, 324, 340 мм с клиновым трубодержателем 6 для подвешивания обсадных труб 219 (245.273) и

пакерным устройством, состоящим из двух колец 21 пакерного уплотнения 13, двух колец 20 и пакерного уплотнения 12. ;

- корпус 30 с направляющим кольцом 16, держателем клиновой трубки 5 и пакерным устройством, состоящий из двух колец 13 пакера 11 и двух колец 13 пакера 10.

Корпуса - из стальных поковок в нижней части отверстия с резьбой для обсадной колонны 299 (324, 340), в середине отверстия для установки клинового держателя трубы, в верхней части отверстия для установки пакерного устройства. В средней части два отверстия для подключения ветки.

Ответвление состоит из патрубка 28 с соединительным вентилем 3. Второе отверстие закрывается заглушкой 27. Ответвление соединено с корпусом резьбой.

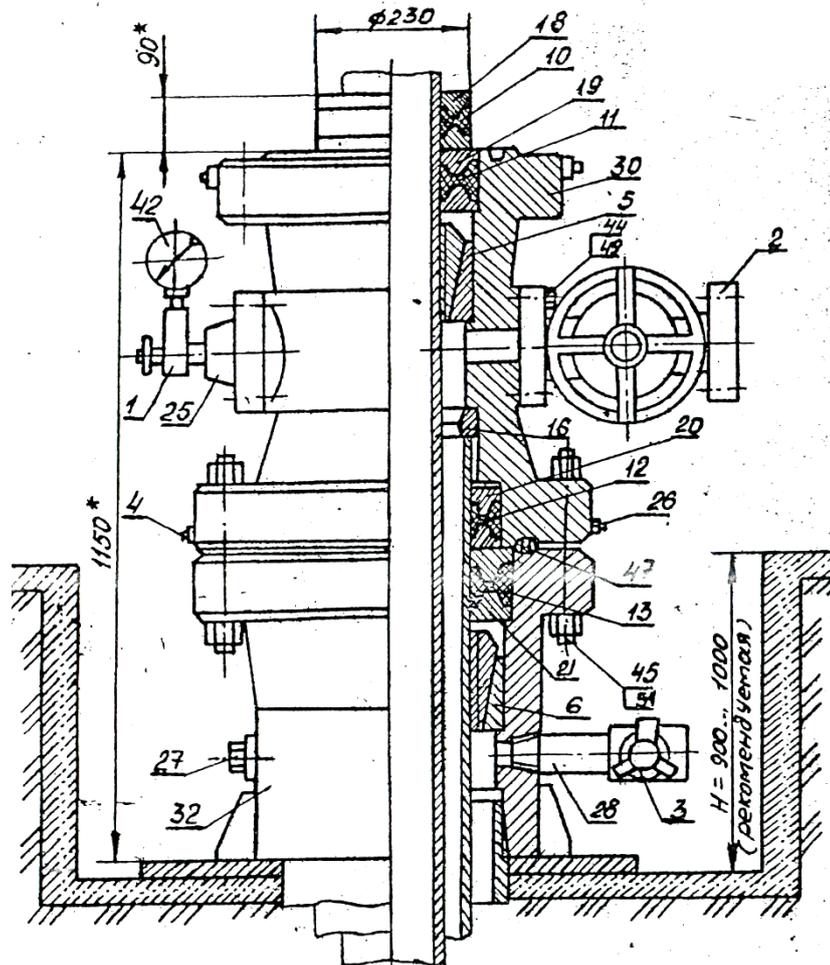


Рисунок 1.5 – Колонная головка ОКК2-35

2 Монтаж колонных головок ОКК2

Колонны расположены под башней на обсадных трубах.

Для удобства монтажа трубодержателя для надежной работы последние трубы подвесных колонн должны иметь отклонение диаметра не более 1 мм от номинального размера и завязку в пределах этого отклонения.

Если отклонение по диаметру превышает 1 мм и завязь значительна, рекомендуется просверливать трубу на стыке держателя трубы и пакерного устройства, но не более 1 мм на каждую сторону.

Скважинное оборудование после проходки надводной обсадной колонны для бурения под технической обсадной колонной.

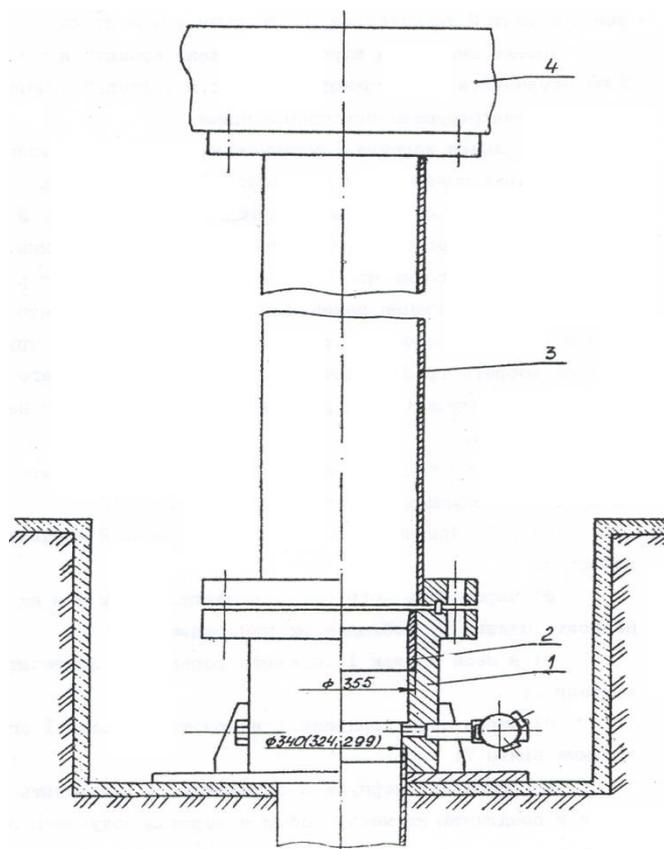


Рисунок 2.1 – Обвязки устья для ОКК2. Первый этап

После опускания проводника и установки опорной плиты (рис. 2.1) повернуть тело на трубе.

Корпус прикреплен к опорной плите с помощью клиньев, после проверки горизонтального расположения его установки.

Примечание: завод предоставляет резьбовую часть нижней части корпуса по ГОСТ 832-60 для обсадных труб диаметром 299, 324, 340 мм.

Если профилактические установки должны быть сохранены на том же уровне от базовой пластины креста, использование длины катушек предусмотрено.

Обсадная труба устанавливается на скважину по принятой технологии и порядку ее установки.

После цементирования корпус тщательно промывают и в отверстия диаметром 355 вставляют предохранитель 2, который также является централизованным устройством.

На фланце корпуса 1 установлена полная катушка 3, которая соединена с патроном 4 или тормозом.

Ведется бурение на техническую проволоку 273 (245, 219), обустройство ствола скважины и спуск проволоки. Перед тем, как веревка будет пропущена, предохранитель 2 вынимается из корпуса.

После окончания цементирования 1 распорная катушка снимается, корпус хорошо промывается (рис. 2.4). Вокруг последней трубы провода собирают трубодержатель 5 (рис. 2.5), опускают в щиты 355Н13 1 корпуса, разгружают провод и кладут на клинья трубодержателя.

Устьевое оборудование после спуска технической обсадной колонны № 273 (245, 219) для бурения под эксплуатационную колонну 140 (146, 168, 176, 194) (рис. 2.2).

Установить пакер-3 в щиты корпуса 1 и в щиты Н31ОН13 корпусов пакера 9 Установить пакер-устройство отдельно в следующем порядке:

- установить кольца и уплотнение пакера 6 в валуны корпуса;
- установить поперечину 1 в паз, прокладку 7,
- установка пакерных колец и уплотнения 9 на техническую трубу;
- установить корпус 8 на корпус 1, загнуть уплотнительную прокладку 7 шпильками и гайками.

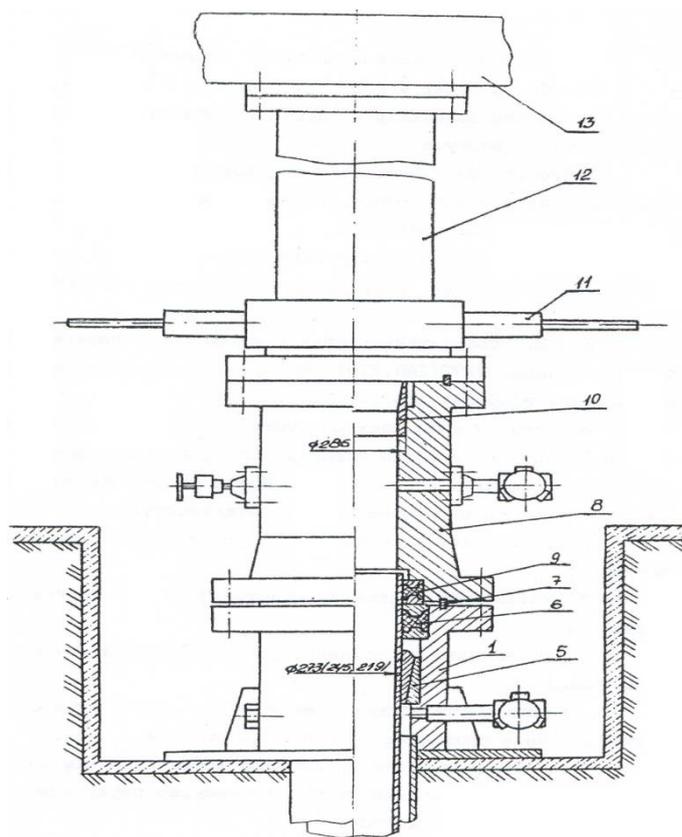


Рисунок 2.2 – Обвязки устья для ОКК2. Второй этап.

После бурения под технической обсадной колонной, спуска технической обсадной колонны и цементирования циркуляционная труба удаляется желобом. Корпус хорошо промыт. Вокруг последней трубы собирается трубная подвеска, как показано выше, она опускается в отверстия в корпусе, колонна разгружается, помещая ее на клинья трубодержателя.

Буровой раствор выпускается из 3 частей обсадной колонны, выступающих над обсадной колонной, вырезает в ней отверстие на высоте 170 мм от конца фланца обсадной колонны.

Труба разрезается на расстоянии 160 ... 170 мм от верхнего 1 - фланца и тщательно очищается путем снятия внешней и внутренней фаски 25×20 .

Фонтанное оборудование для фонтанной арматуры при монтаже трубопроводов колонны ОКК2.

В сердечниках корпуса 30 установлены кольца с пакерным уплотнением 11 аналогично другим (рис. 2.3).

Установить прокладку 16 в паз 16. В отверстие под кольцо $\text{Ø}230$ с уплотнением пакера 10 установить фитинги колодца 60 на фланец корпуса.

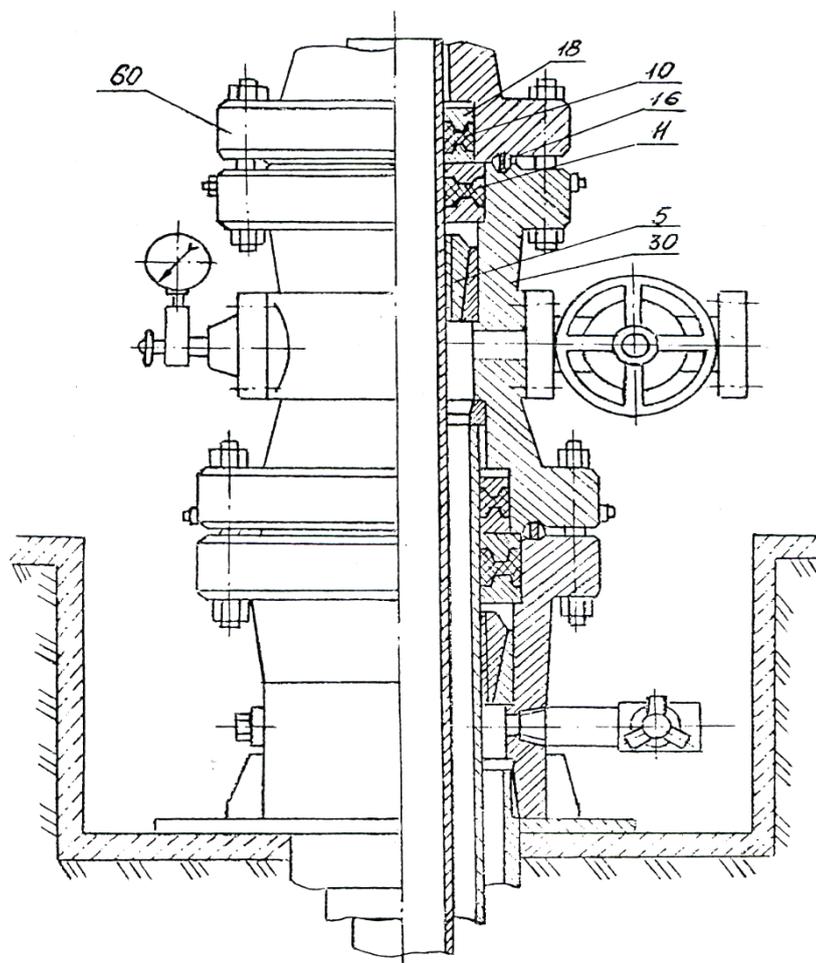


Рисунок 2.3 – Обвязки устья ОКК2. Третий этап.

После пуска скважины контроль за затрубным пространством осуществляется с помощью кранов, манометров и клапанов.

На всех этапах бурения скважин и способов эксплуатации давление в корпусах не должно превышать рабочее давление, указанное в проходе.

2.3 Методы гидравлических испытаний колонных головок типа ОКК2

Соответствие оборудования требованиям ТУ следует проверять по технологии ремонтного предприятия с использованием средств измерений и приборов, обеспечивающих заданную точность измерений.

Соответствие материалов, зазоров и закупаемой продукции требованиям ТУ проверяется путем сопоставления данных в сертификатах на полученные материалы с требованиями ТУ, паспортах на закупаемую продукцию, актах приемки деталей со службами технического контроля. и измерения.

Прочность клиновой подвески испытывают по схеме, приведенной в приложении А, с испытательной нагрузкой: для клиновой подвески головки нижней стойки - $Q_{n1} = 2000 + 40\text{кН}$, средней - $Q_{n2} = 2500 + 50\text{кН}$, верхней - $Q_{n3} = 2000 + 40\text{кН}$. . Нагрузку прикладывают трижды на выдержку под

нагрузкой 3 + 1 мин. Сдвиг, раскалывание, разрыв и остаточная деформация не допускаются.

Прочность и плотность материалов деталей, работающих под давлением, перед покраской проверяют гидравлическим давлением $R_{пр}$. Постепенно повышайте давление в $R_{пр}$ с выдержкой 1-2 минуты. Каждые 10 ... 15 МПа выдерживать не менее 3 минут при постоянном давлении, уменьшать атмосферное давление, снова повышать до $R_{пр}$, поддерживать постоянное давление не менее 10 минут, постепенно снижать атмосферное. Не допускаются видимые остаточные деформации, токи, потливость. При гидравлических испытаниях необходимо вытеснить воздух из внутренних полостей. Оставшуюся после испытаний воду необходимо удалить, а внутренние поверхности просушить сжатым воздухом. По результатам испытаний на прочность и плотность материала деталей составлены протоколы испытаний.

Испытания на прочность и плотность материала деталей клапана следует проводить по схеме, приведенной в приложении, путем подачи жидкости $R_{пр} = 70$ МПа во входной патрубков и выходной патрубков, заглушенный полуоткрытым затвором.

Прочность и плотность материала клапана для манометра должны быть проверены испытательным давлением $P_{раб} = 35$ МПа, $R_{пр} = 70$ МПа по схеме, приведенной в Приложении Б, с затянутым винтом сброса давления и открытой заслонкой. Для $R_{пр} 70$ МПа и 35 МПа давление в 1,5 раза выше.

Испытания на прочность и плотность материала головки колонны при $R_{пр} 70$ МПа следует проводить по схемам, приведенным в приложениях Г, Д, при испытательном давлении:

- для нижней (однофланцевой) головки 42 $R_{пр1}$, МПа
- для верхнего фланца нижней головки 70 $R_{пр2}$, МПа
- для нижнего фланца верхней головки 70 $R_{пр}$, МПа
- для верхней (верхней) головки фланца 70, МПа

Для головок колонн с рабочим давлением 21 и 35 МПа каждое испытательное давление для нижнего и промежуточного должно быть в 2 раза больше рабочего, а для верхнего - в 1,5 раза.

Испытания на жесткость соединений и уплотнений следует проводить гидравлическим рабочим давлением ГГ. Минимум 10 минут. После отключения от источника давления падение давления не допускается.

Во время испытаний необходимо вытеснить воздух из внутренних полостей. Оставшуюся после испытаний воду необходимо удалить, а внутренние поверхности высушить сжатым сухим воздухом.

По результатам тщательных испытаний составляются проекты действий, подписываемые лицами, ответственными за испытания.

Задвижки испытывают на жесткость уплотнений и соединений относительно внешней среды по схеме, приведенной в приложении, путем подачи жидкости на входной фланец с заглушенным выходным фланцем и полуоткрытым клапаном.

Клапан испытывается на матрасе относительно внешней среды по схеме, приведенной в Приложении Б, и винт сброса давления затягивается при открытой заслонке.

Масса ремонтного оборудования проверяется взвешиванием отдельных сборочных единиц на весах стандартного класса точности с последующим суммированием их масс.

Проверка комплектности, маркировку, упаковку и сохранность путем визуального осмотра и проверки комплектом документов.

2.4 Модернизация корпусов колонных головок

Как показано на Рисунке 2.6, пакеты пакеров устанавливаются в верхней части нижнего и верхнего корпусов обсадной колонны, которые закрывают кольцевое пространство между трубой и корпусом обсадной колонны.

Поэтому мы рекомендовали выполнить радиальные сверления в верхнем фланце обеих частей корпуса, которые совмещены с внутренней полостью головок и которые можно смазывать перекачкой под муфту, что также обеспечит надежное уплотнение элемента пакера.

Рисунок 4.3 показывает этот обзор. Он выполнен по диаметру и имеет в отверстиях обратные шаровые краны, которые обеспечат одностороннее сообщение снаружи с внутренней частью головки колонны.

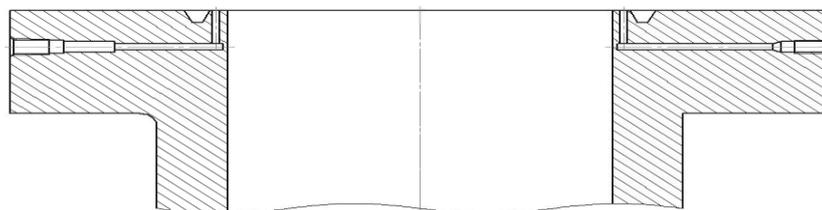


Рисунок 2.4 – Технологическое отверстие для смазки

Нижняя часть головки обсадной колонны, производимой в настоящее время Конотопским арматурным заводом, имеет резьбу обсадной колонны для соединения ее с соответствующим проводом обсадной трубы.

Испытания этой детали потребовали ввинчивания технологического фланца в резьбу, что потребовало образования крупных дефектов и способствовало негерметичности конической резьбы.

Раньше для проверки прочности и плотности материала в нижней части головки обсадной колонны создавалось давление в 1,2 раза превышающее рабочее давление, а в нижней части корпуса имелся глухой фланец, в котором конический сделана обсадная резьба.

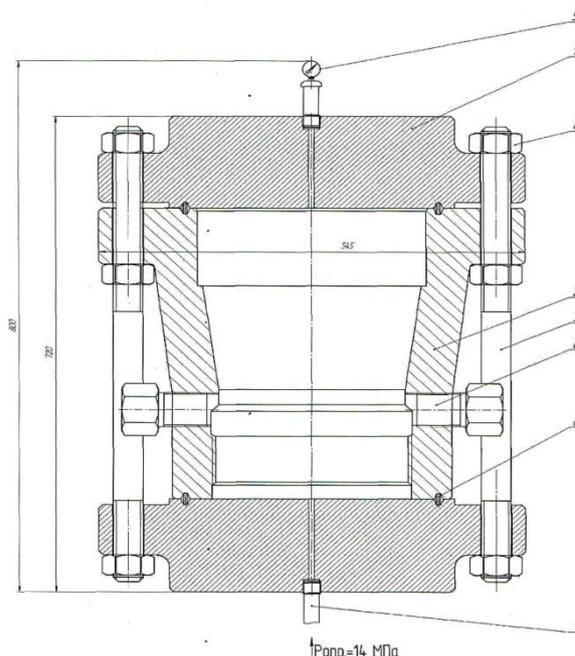
Чтобы устранить эти недостатки, мы разработали другую конструкцию конечной части нижней части. В конце участка ГОСТОВСКАЯ проточка под металлическое кольцо 6. Выбранные размеры максимально приближены к

уплотнительным кольцам, что позволяет сохранить коническую резьбу в неизменном виде при гидравлических испытаниях. Мы планируем использовать технологические заглушки, прикрепляемые к специальным шпилькам и металлическим уплотнениям.

Технологические заглушки, разработанные для испытаний, стягиваются специальными шпильками длиной 650 мм, изготовленными из стали с закалкой 45Х.

Измененная конструкция нижней части головки колонны показана на Рисунке 4.4. с металлическим уплотнительным кольцом (поз. 6).

Выбираем тип шайбы самоуплотняющейся П ГОСТ 28919 с размерами согласно [6, таблица А.4]. Ближайшее по размеру кольцо - Р 57, а средний диаметр - 381,0 мм.



1- верхний технологический фланец, 2 корпус, 3 шпилька, 4 гайка, 5-манометр, 6 уплотнительное металлическое кольцо, 7 подвод давления, 8 пробки.

Рисунок 2.8 – Модернизированная нижняя секция колонной головки

При проведении гидравлических испытаний нижней части головки колонны снизу и сверху присоединяются технологические заглушки, герметизируются металлическими прокладками и соединяются между собой. Линия высокого давления с манометром и линией, на которой установлено запорные устройства соединены с верхней вилкой (Приложение D). Благодаря предложенной схеме мы имеем преимущество в сокращении времени испытания и защите резьбового соединения.

3 Техничко-экономическое обоснование

Чтобы провести техничко-экономическое обоснование, рассмотрите плюсы и минусы колонных.

Преимущества:

- простота конструкции конструкции;
- высокая работоспособность изделия;
- большой запас прочности;
- возможность регулирования сжимающей силы элементов пакера путем изменения геометрических параметров прижимных колец.

пределы:

- большой вес изделия;
- невозможно контролировать все параметры в собранной и установленной обсадной головке;
- отсутствие централизованной системы смазки всех необходимых мест;
- сложность централизации подвески после цемента;
- большие габаритные размеры.

Практика эксплуатации обсадных головок в скважинах показывает, что процесс установки клиновой подвески после цементирования осложняется эксцентриситетом обсадной колонны, который нам необходим.

Для надежного прилегания зубьев клиньев подвеса необходимо определить разумные геометрические параметры суммирующего механизма, которые повысят надежность этого агрегата.

По данным производителя, стоимость клиновой подвески составляет 115 000 тенге. В перерасчете стоимости клиновой подвески современной конструкции 109 000 тенге. Завод производит в среднем 25 головок колонн в год. Общий годовой эффект будет: $(115\ 000 - 109\ 000) \times 25 = 150\ 000$ владений.

При испытании головки обсадной колонны (ее нижней части) на заводе предварительно необходимо было навинтить корпус на часть обсадной колонны большого диаметра, а после завершения испытаний открутить эту резьбу. Иногда эту операцию приходилось повторять. Это повредило резьбу. Мы предложили вырезать на дне корпуса паз под специальное уплотнительное кольцо, что позволило сократить время испытаний, контролируемое техническими условиями. Время тестирования сократилось на 2 часа, что имело небольшой экономический эффект.

Таким образом, специфика работы головок колонок заключается в том, что они, по сути, являются оборудованием, предотвращающим затруднения и несчастные случаи в процессе эксплуатации, не содержащим и не отработывающим движущиеся части.

4 Описание технического предложения

Наиболее подходящий узел обсадной колонны ОКК2М-35-146-219-324 - это узел подвески тросов и работы уплотнителей пакера. Эту головку колонны необходимо модернизировать, чтобы облегчить испытания при гидравлических испытаниях, предусмотренных техническими условиями. Для этого рекомендуем модернизировать головку колонны по трем направлениям:

- модернизация клиновой подвески;
- обеспечить дополнительный матрац, создав радиальный канал во фланцах для перекачивания уплотнительного масла;
- модифицировать торцевую поверхность головки колонны, чтобы оптимизировать возможность ее гидравлических испытаний и обеспечить многократные испытания.

4.1 Замена клиновой подвески в сборе

При модернизации клиновой подвесной узел представлял собой одноступенчатый клиновой трубодержатель, состоящий из корпуса трубодержателя, матрицы, ручки 4. Также в состав входили полукольцо 3, проушина 5, винт 6, ограничительный винт 7 и штифт. 8 (рисунок 4.1).

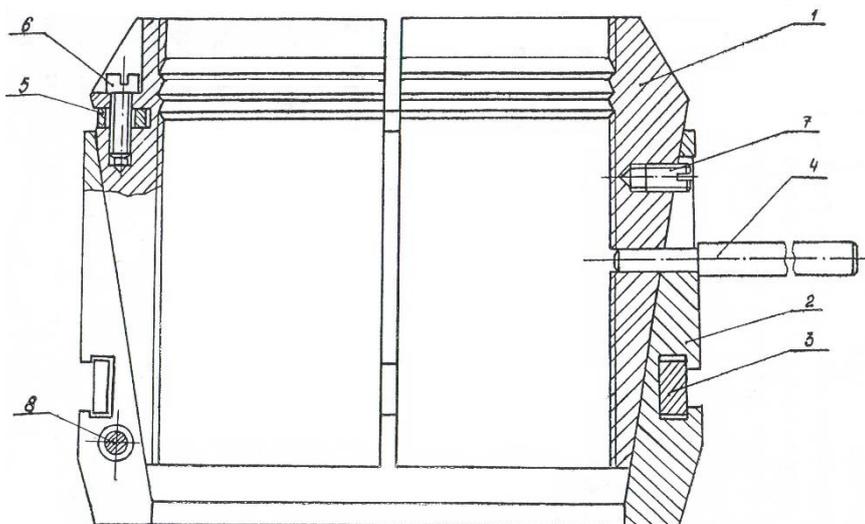


Рисунок 4.1 – Трубодержател обсадных колонн

При установке клиновой подвески в кожух головки колонны клинья со временем не укладываются равномерно.

Мы рекомендуем заменить клиновой подвесной узел так, чтобы контактная поверхность в корпусе была меньше, чем в так называемом трубодержателе. В то же время должен быть получен оптимальный угол наклона для увеличения штампов, чтобы облегчить процесс заклинивания. В то

же время при необходимости процесс снятия трубной опоры значительно упрощается. Модернизированный узел подвески клина показан на рисунке 4.2.

При этом корпус подвески 2 своим нижним концом располагается на пазу в корпусе головки и усилие зажима трубы передается только на поверхность корпуса корпуса 2.

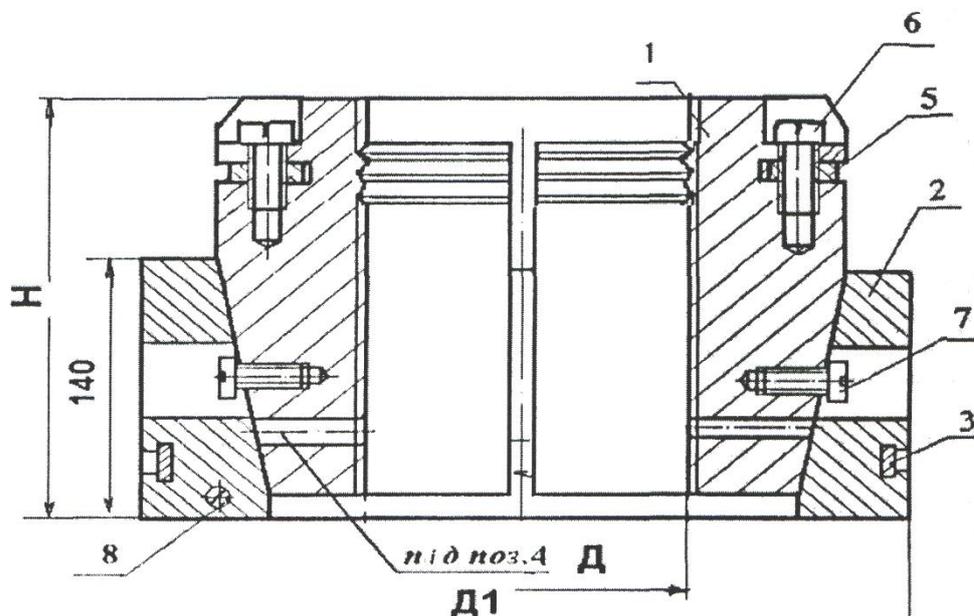


Рисунок 4.2 – Модернизированный узел клиновой подвески

Модернизированный узел клиновой подвески состоит из следующих частей

1 - плашка; 2 - корпус; 3 - полукольцо; 5 - серьга; 6 - винт; 7 - винт ограничительный; 8 - штифт (только в трубодержателях диаметром 140, 146, 168, 178, 194 мм).

Схема испытаний на клиновое подвешивание приведена в Приложении А. Эти испытания проводятся в каждом корпусе головки обсадной колонны с использованием специального сопла, диаметр которого соответствует диаметру присоединяемого обсадного колонны. Узел клиновой подвески вставляется в корпус и изгибает патрубков, на котором пресс создает вертикальное усилие соответствующей мощности.

5 Расчетная часть

5.1 Выбор исходных данных для технологического расчета

Колонная головка воспринимает значительные осевые напряжения от веса обсадных труб. Каждый крестовик находится под действием внутреннего давления продукта скважины. Это давление постоянно. Оно создается при опрессовке колонной головки и различных технологических операциях в процессе бурения скважины. После цементирования обсадных колонн напряжение, обусловленное внутренним давлением, снижается до нуля.

Колонная головка воспринимает значительные температурные напряжения. На высокодебитных нефтяных и газовых скважинах глубиной 4500-5500 м зарегистрированы устьевые температуры 135-150 °С. Продукт, проходя по эксплуатационным трубам. Нагревает обсадные колонны. Крестовики и другие детали колонной головки. Было установлено, что максимальная температура крестовиков колонной головки составляет 100 – 120 °С. Под действием таких температур структура металла существенно не изменяется, поэтому и прочность деталей корпуса изменятся мало. Повышение температуры отрицательно влияет на работу уплотнительных манжет – снижается прочность металлических прокладок и шпилек, что приводит к ослаблению затяжки фланцевых соединений с течением времени.

Кроме того, температурные удлинения не зацементированной части обсадных колонн, особенно внутренних диаметров 219 и 168 мм, вызывают растягивающие усилия в колонной головке.

В период строительства скважины на внутренние поверхности колонной головки действуют различные абразивные и коррозионно-активные растворы: глинистый и цементные растворы, сульфит - спиртовой бурды (СББ), вода и др. При освоении скважины и ее эксплуатации колонная головка внутри омывается глинистым раствором, водой, нефтью и газом (часто с примесями коррозионно – действующих составляющих), растворами различных кислот и т.д. Под действием различных жидкостей внутренние поверхности колонной головки вследствие значительного давления и больших завихрений изнашивается, причем зачастую неравномерно, создавая тем самым опасным узлы концентрации напряжений.

Поэтому при конструировании колонной головки коэффициент запаса прочности ее деталей и узлов принимается равным не менее 2,5–3. При бурении скважины на крестовике колонной головки действует вес установленного противовыбросового оборудования и обвязки (превентора, катушек, узлов манифольда). Кроме того, при появлениях скважины эти крестовики вместе с превенторами установками воспринимают динамические и статические нагрузки. Колонна головка при бурении воспринимает нагрузку от бурильного инструмента.

Внутренняя поверхность плашек выполнена с насечками специального профиля, где высота насечки в плашках равна 140-150 мм. Наружняя

поверхность плашек изготавливается ступенчатой для лучшего сопряжения с внутренней поверхностью корпуса подвески и имеет тоже двухступенчатую форму. Оптимальный угол наклона сопрягаемых деталей клиновой подвеской равным 25° С.

В нижней и верхней расточках клина надеты манжеты, и после подвешивания обсадных колонн на клиньях подвеску перемещают вниз до упора фланца. От передаваемой нагрузки манжеты деформируются, уплотняя внутреннюю и наружную поверхности клиновой подвески.

Температуростойкость манжет из асбестофторкаучука равна 150° С. Промежуточную и эксплуатационную колонны труб уплотняют манжетами и закачкой специальной пасты через штуцера на фланцах.

В конструкции колонной головки предусмотрены упорные буртики в двух верхних крестовиках для предотвращения удлинения обсадных колонн от высоких температурных напряжений при значительной длине незацементировочной части обсадных колонн. При отсутствии упорных буртиков в результате удлинения колонны труб нарушается герметичность уплотнения на подвесках, что в отдельных случаях приводит к нарушению устьевого оборудования. После подвески обсадных колонн труб колонная головка воспринимает снизу внутреннее давление скважинного флюида или давление опрессовки на герметичность.

Колонная головка находится под воздействием температурного напряжения, которое передается на уплотнительные манжеты и шпильки и при больших значениях ослабляет соединения крестовиков между собой. При циркуляции буровой раствор последовательно омывает внутреннюю поверхность крестовиков и корпуса головки, подвергая их гидравлической эрозии.

Колонные головки рассчитывает на прочность. В работе рассматривается схема нагружения колонной головки, где внутренняя поверхность плашек выполнена с насечками специального профиля, где высота насечки в плашках равна 140-150 мм. Наружная поверхность плашек изготавливается ступенчатой для лучшего сопряжения с внутренней поверхностью корпуса подвески и имеет тоже двухступенчатую форму. Оптимальный угол наклона сопрягаемых деталей клиновой подвески принят равным 25° .

В нижней и верхней расточках клина надеты манжеты, и после подвешивания обсадных колонн на клиньях подвеску перемещают вниз до упора фланца. От передаваемой нагрузки манжеты деформируются, уплотняя внутреннюю и наружную поверхности клиновой подвески.

Температуростойкость манжет из асбестофторкаучука равна 150° С. Промежуточную и эксплуатационную колонны труб уплотняют манжетами и закачкой специальной пасты через штуцера на фланцах. Однако при выполнении этого условия возникают затруднения, связанные с большим разнообразием конструкций колонных головок.

5.2 Расчет колонной головки на прочность

В конструкции колонной головки предусмотрены упорные буртики в двух верхних крестовиках для предотвращения удлинения обсадных колонн от высоких температурных напряжений при значительной длине незацементированной части обсадных колонн. При отсутствии упорных буртиков в результате удлинения колонны труб нарушается герметичность уплотнения на подвесках, что в отдельных случаях приводит к нарушению устьевого оборудования. После подвески обсадных колонн труб колонная головка воспринимает осевые напряжения и, кроме того, каждый крестовик воспринимает снизу внутреннее давление скважинного флюида или давление опрессовки на герметичность.

Колонная головка находится под воздействием температурного напряжения, которое передается на уплотнительные манжеты и шпильки и при больших значениях ослабляет соединения крестовиков между собой. При циркуляции буровой раствор последовательно омывает внутреннюю поверхность крестовиков и корпуса головки, подвергая их гидравлической эрозии

Колонные головки рассчитывают на прочность. В работе рассматривается схема нагружения колонной головки, где Q_1-Q_5 - вес обсадных колонн; $T_1 - T_5$ - температурные напряжения; p_1-p_5 - внутренние давления; Q - вес противовыбросового оборудования и обвязки; M_1-M_5 - вращающие моменты, передаваемые инструментом.

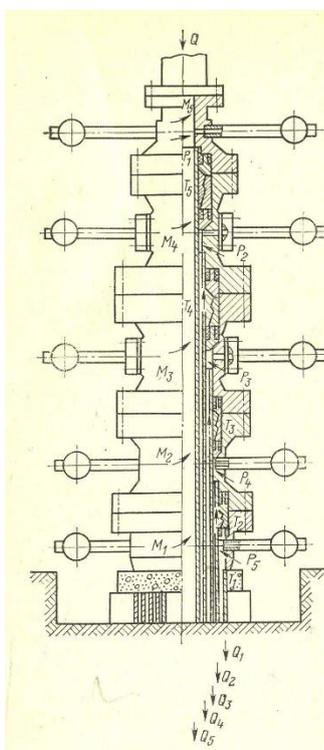


Рисунок 5.1 Расчетная схема колонной головки

Суммарные значения Q зависят от веса не зацементированной части обсадных колонн. Внутренние давления определяются по давлению в межтрубных пространствах. При полностью зацементированных колоннах температурные напряжения не вызывают деформации обсадных труб.

Если колонна труб не зацементирована, изменение длины ее от температурных напряжений определяется по формуле:

$$l_t = l_0 (1 + a_t + \Delta t), \quad (2.1)$$

где a_t – коэффициент линейного расширения (для закаленной стали $a_t = 12 \times 10^{-6}$);

l_0 - первоначальная длина, м;

Δt - разность температур в скважине и на дневной поверхности, °С.

Под действием температуры изменяется l_t , создавая напряжение в колонной головке.

В методиках расчёта клиновую подвеску рассматривают как тонкостенный цилиндр, воспринимающий внешнее и внутреннее давления радиальной нагрузки (в соответствии с рисунком 18). При расчете исходя из условия тонкостенности поверхности верхней трубы обсадной колонны:

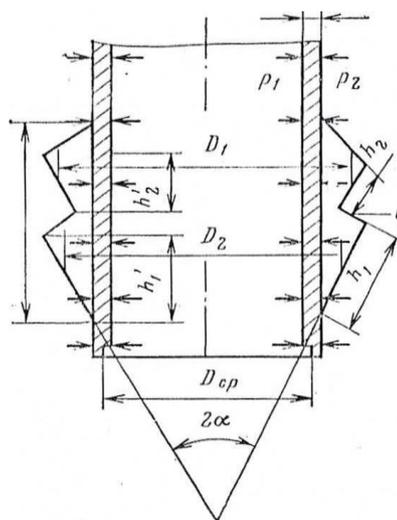


Рисунок 5.2 - Расчетная схема нагружения трубы в плашках

$$k = \delta / D_{cp} < 0,2, \quad (2.2)$$

где δ - толщина стенки трубы, мм;

D_{cp} – средний диаметр трубы, мм.

В дифференциальном уравнении радиального перемещения трубы коэффициент равновесия рассчитывают по формуле:

$$\beta = \sqrt{3(1-\mu^2)} / \sqrt{\delta R}, \quad (2.3)$$

где β - коэффициент равновесия;

R - средний радиус трубы, мм;

μ –коэффициент Пуассона для стали ($\mu = 0,3$).

Предельную нагрузку, при которой труба в месте подвески теряет прочность, рассматривают по третьей теории прочности:

$$Q = 2\pi R \delta \sigma_T / ((0,704a_1 + 0,207a_2) / (1 + \kappa) \sqrt{\kappa} \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)a_3) + 1, \quad (2.4)$$

где σ_T –предел текучести, МПа;

α - угол наклона, равный 25° С;

φ - угол трения, зависящий от коэффициента трения f на поверхностях сопряжения плашек с корпусом подвески;

a_1, a_2, a_3 - коэффициенты, определяемые в зависимости от нагруженного участка подвески.

В работе приведена методика определения указанных коэффициентов для каждой подвески; по этой методике находят $a'_1, a'_2, a'_3, a_1, a_2, a_3$:

$$a_1 = 1/\beta^2 a'_1; a_2 = 1/\beta^2 a'_2; a_3 = 1/\beta^2 a'_3. \quad (2.5)$$

Для предотвращения заклинивания плашек в клиновой подвеске принимается условие – половина угла конуса должна быть больше угла трения. Зная значения коэффициентов нагружения (a_1, a_2, a_3), определяют коэффициент трения f .

Условие равновесия клиньев определяется выражением:

$$f = \operatorname{tg}(\alpha + \varphi), \quad (2.6)$$

где $\varphi = \operatorname{arctg} f$ (f - коэффициент трения, зависящий от удельного давления между корпусом подвески и наружной поверхностью клиньев).

Общую площадь (см^2) контакта плашек с корпусом подвески рассчитывают по формуле:

$$S = \pi D \cdot h \cdot \kappa_2, \quad (2.7)$$

где D – диаметр плашки;

h - высота контактирующей части плашки;

κ_2 - коэффициент контакта от неточности изготовления.

Рабочая площадь контакта плашек с корпусом определяется выражением $S_p = 0,85 S$.

При известном весе обсадной колонны труб удельная нагрузка в сопрягаемых деталях (плашек с корпусом подвески) определяется известным отношением: $p = Q_{\text{пр}}/S_p$. При коэффициенте трения $f=0,18$ $\varphi = \operatorname{arctg} 0,18 = 10^\circ$.

Предельная нагрузка $Q_{\text{пр}}$ зависит от группы прочности стали по пределу текучести (σ_T) для различных марок сталей. Предельные нагрузки для обсадных

колонн приведены в таблице 5.

На прочность крестовик рассчитывают по цилиндрической его части:

$$p_{исп} = 200sR/D_H \leq [p_{исп}] , \quad (2.8)$$

где $[p_{исп}]$ допускаемое давление испытания, МПа;

s_H - номинальная толщина стенки, мм;

R - допустимое напряжение, МПа;

D_H - наружный диаметр крестовины, мм.

Предельное давление, при котором корпус крестовика теряет прочность, определяется формулой:

$$p_{пр} = 2,66\sigma_T \lg (D_H/D_{вн}) , \quad (2.9)$$

где σ_T - предел текучести, МПа;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр крестовины, мм.

Запас прочности на предельное давление составляет $k = p_{пр}/p_{опр}$.

Фланцы колонных головок рассчитывают на прочность по общепринятой формуле АЗИНМАШа.

$$Q_{пр} = 1,7k\phi\sigma_T h^2 , \quad (2.10)$$

Таблица 2.1 - Предельные нагрузки

Длина клина, мм	Группа прочности Материала труб	Предельная нагрузка (10^3 кН) для обсадных труб диаметром, мм			
		168	219	299	377
140-150	Е	2,00	2,10	2,50	3,00
	Л	2,40	2,50	2,97	3,50
	М	2,75	2,86	3,42	4,00
	Р	3,48	3,64	4,35	-

где $Q_{пр}$ - $Q_{шп}$ н.з.ф.;

$Q_{шп}$ – усилие на шпильки, создаваемое внутренним давлением,

$$Q_{шп} = \pi/4d_{н.п}^2 p_{опр} , \quad (2.11)$$

где $d_{н.п}$ - наружный диаметр прокладки, мм;

h - высота фланца, мм;

$p_{опр}$ - опрессовочное пробное давление, МПа;

$n_{з.ф}$ - коэффициент запаса прочности фланца;
 k - коэффициент, равный:

$$k = 1 + D_0/D_{ш} - (D_0 - \delta) [D_H/D_0 D_0 + \delta/D_{ш} + \delta^2_1/h^2 - 1] , \quad (2.12)$$

$$\varphi = 1 - 2d_0/(D_H - D_0) , \quad (2.13)$$

где D_H – наружный диаметр фланца, мм;
 $D_{ш}$ - диаметр окружности по центрам шпилек, мм;
 D_0 - диаметр проходного отверстия фланца, мм;
 δ - толщина шейки фланца, мм;
 δ_1 - толщина шейки с учетом конусной части фланца, мм;
 d_0 -диаметр отверстий под шпильки, мм.

Уплотнительные манжеты в подвесках должны обеспечить определенные натяг и раскрытие после их нагружения. Величину натяга устанавливают опытным путем. В зависимости от ширины манжеты в свободном состоянии h_M и угла раскрытия лепестков $\alpha/2$ манжета должна иметь натяг ε :

$$\varepsilon = h_M - ((D_{вн.п} - D_{н.об.тр}) / (2 - h'_M)) , \quad (2.14)$$

где h_M - ширина сечения манжеты в свободном состоянии, мм;
 h'_M - ширина сечения манжеты в нагруженном состоянии, мм;
 $D_{вн.п}$ – внутренний диаметр подвески, мм;
 $D_{н.об.тр}$ – наружный диаметр обсадной трубы, мм.

Практическим путем установлено, что ε должно быть в пределах 0,5 – 1,5 мм.

При сборке клиновой подвески устанавливают по четыре манжеты с каждой стороны и для установки комплекта манжет прилагают усилие от 400 до 3000 Н в зависимости от диаметра подвешиваемой обсадной колонны. После нагружения подвески и натяг манжет на определенную величину изменяют угол раскрытия лепестков манжет; при этом лепестки приподнимаются и деформируются.

Решение. Обсадная труба с наружным диаметром $D_H=168$ мм, толщина $\delta=12$ мм.

По формуле (2.2) определяют условие тонкостенности:

$$k = \delta/D_{cp};$$

$$D_{cp} = D_H - \delta = 168 - 12 = 156 \text{ мм.}$$

$$k = 12/156 = 0,076 < 0,2.$$

Определяем коэффициент равновесия:

$$\beta = \sqrt[4]{3(1-0,3)/\sqrt{1} \cdot 6,5} = 0,4.$$

где $\mu=0,3$ – коэффициент Пуассона;

δ -толщина стенки, равная 1,2 см;

$R=6,5$ см- средний радиус стенки трубы.

Таким образом, расчёт показывает, что на трубах диаметром 168 мм из стали марки «М» в клиновой подвеске данной конструкции можно подвесить всю колонну обсадных труб.

5.3 Расчёт крестовика

Расчет крестовика ведется по частям.

Одним из основных узлов колонных головок всех типов являются крестовики. Конструктивной особенностью крестовика является то, что в основном их рассчитывают на два различных рабочих давления. Например крестовик имеет нижнее присоединительные размеры рассчитанные на рабочее давление 140 кгс/см², а верхние – на 350 кгс/см². Поэтому цилиндрическая часть крестовика имеет несколько завышенную толщину стенок.

Прочность цилиндрической части проверяют по формуле (2.8). Для первого крестовика колонной головки $S_H=55$ мм, $D_H=610$ мм, $R=0,6$, $\sigma_T=0,6 \cdot 55=33$ кгс/мм².

$$[p_{исп}] = 200 \cdot 55 \cdot 33/610 = 600 \text{ кгс/см}^2.$$

Испытательное давление для первого крестовика равно 280 кгс/см², поэтому коэффициент запаса составит:

$$k = [p_{исп}]/p_{опр} = 600/280=2,14.$$

Предельную величину давления, при котором корпус крестовика теряет прочность, определим по формуле (2.14), где $D_H=610$ мм; $D_{вн}=500$ мм:

$$p_{пр}=2,66 \cdot 7500 \lg 61,0/50,0 = 1723 \text{ кгс/см}^2.$$

Запас прочности по предельному давлению составит:

$$k_{пр}=p_{пр}/p_{опр}=1723/280=6,15.$$

Полученные расчётом коэффициенты запаса прочности по испытательному и предельному давлениям удовлетворяют условиям обеспечения необходимой прочности крестовика и учитывают возможности литейной технологии при его изготовлении.

5.4 Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение

При фланцевом соединении деталей арматуры уплотнение осуществляется в основном металлическим кольцом овального или восьмиугольного сечения.

Усилие, действующее на кольцо, не должно приводить к его остаточным деформациям.

В одном из вариантов сборки фланца прокладочное кольцо соприкасается с канавками фланцев по их внутреннему и внешнему скосам. Уплотнение происходит за счёт упругой деформации кольца и фланцев в месте соприкосновения.

При расчёте фланца определяются усилия обжатия, рабочее усилие при повышении в арматуре давления, усилия от разности температур фланца и стягивающих шпилек при перекачке горячей среды и усилие от веса боковых отводящих труб, присоединенных к арматуре.

Для обеспечения герметичности стыка прокладка должна быть предварительно обжата для устранения не плотности прилегания под определенным давлением. Необходимое усилие обжатия:

$$P_{обж} = \pi D_{ср} b_{эф} q_{обж} , \quad (2.15)$$

где $D_{ср}$ - средний диаметр прокладки;

$b_{эф}$ – эффективная, т. е. суммарная ширина контакта прокладки (для прокладки овального и восьмиугольного сечений $b_{эф}=b/4$);

$q_{обж}$ – давление на прокладку для ее обжатия (для мягкой меди $q_{обж}=160$ МПа, мягкой стали –250МПа; стали типа 15Х5М=350 МПа; стали 12Х18 Н9Т-400 МПа).

Давление обжатия на прокладку должно быть меньше допустимого:

$$q_{обж} \leq [q].$$

Усилие, действующее при эксплуатации $P_{эксп}$, учитывает действие давления $P_{дав}$, разжимающее фланцы, остаточное усилие затяжки $\Delta P_{зат}$, которое должно быть достаточным для уплотнения соединения, влияние температуры горячей перекачиваемой среды P_t , влияние веса отводящих манифольдов:

$$P_{эксп} = P_{дав} + \Delta P_{зат} + P_t + 3P_m , \quad (2.16)$$

где усилие от действия давления и остаточного усилия затяжки определяется по формуле:

$$P_{дав} + \Delta P_{зат} = (\pi D_{ср}^2 / 4) \cdot (P_p + \pi D_{ср} \cdot b_{эф} \cdot m \cdot P_p) . \quad (2.17)$$

Здесь P_p -давление в арматуре;

m - прокладочный коэффициент, зависящий от упругих свойств материала прокладки (для резины $m=2,7$; для хромоникелевой стали $m=3,2$).

В случае работы арматуры с паром или газом или смесью жидкости и газа в формулу подставляют $2m$.

При перекачке горячей среды металл арматуры нагревается больше, а шпильки - меньше, так как у них лучше условия охлаждения.

Считая фланцы жесткими, а шпильки и прокладку упругими, определяют дополнительную нагрузку:

$$P_t = \Delta t \cdot h_{ш} \cdot \alpha / (h_{ш} / (E_{ш} \Sigma f_{ш}) + h_p / (E_{пр} \Sigma f_{пр})), \quad (2.18)$$

где Δt – разность температур фланца и шпилек; °С;

$h_{ш}$ - длина растягиваемой части шпилек;

α – коэффициент теплового расширения материала шпилек для стали $\alpha=0,11 \cdot 10^{-4}$ °С;

h_p - рабочая высота прокладки;

$E_{ш}, E_{пр}$ – модули упругости материала шпильки и прокладки;

$f_{пр}$ - площадь поперечного (горизонтального) сечения прокладки.

Рабочая высота прокладки:

$$h_p = h_n - 0,22R, \quad (2.19)$$

где R - радиус закругления прокладки.

Усилие в шпильках от веса отводящих труб манифольда:

$$P_M = M_{изг} / (D_{ср} + D_{шп}) / 2, \quad (2.20)$$

где $M_{изг}$ – суммарный изгибающий момент от веса деталей манифольда;

$D_{шп}$ - диаметр окружности крепления шпильками.

За расчётное усилие $P_{рас}$ принимается большее из $P_{обж}$ и $P_{эксп}$. Усилие на наиболее нагруженную шпильку определяется по формуле:

$$P_{ш} = P_{рас} / n, \quad (2.21)$$

где $P_{рас}$ – большее усилие из $P_{обж}$ и $P_{эксп}$;

n - количество шпилек.

Напряжение в шпильке:

$$\sigma = P_{ш} / f_{ш} \leq \sigma_T / \eta, \quad (2.22)$$

где $f_{ш}$ - площадь поперечного сечения шпильки по внутреннему диаметру резьбы;

η – коэффициент запаса $\eta=1,25-1,6$.

Допускаемые момент затяжки шпильки ключом:

$$M_{\text{кл}} = (0,04-0,07) \sigma_T d^3, \quad (2.23)$$

где d- наружный диаметр резьбы шпильки;

σ_T – предел текучести материала шпильки.

Расчетный момент затяжки шпильки:

$$M_{\text{кл,р}} = 0,055 \sigma d^3. \quad (2.24)$$

Исходные данные:	
Диаметр фланца	270 мм.
Условный диаметр прохода	50 мм.
Внутренний диаметр прокладки	85 мм.
Высота прокладки	12,4мм.
Ширина прокладки	12,4 мм.
Диаметр окружности крепления шпильками	119 мм.
Рабочее давление	35 МПа.
Температура добываемой жидкости	100°С.
Количество шпилек	8
Рабочая высота шпильки	45 мм.
Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм.

Решение. Усилие обжатия фланца определим по формуле (2.15). Для прокладки из стали 12Х18Н9Т $q_{\text{обж}}=400$ МПа

Средний диаметр прокладки:

$$D_{\text{ср}}=D_{\text{н}}-b=116,8-12,4=108,9 \text{ мм.},$$

$$b_{\text{эф}}=b/4 =12,4/4=3,1 \text{ мм.},$$

$$\text{тогда, } P_{\text{обж}} = 3,14 \cdot 108,9 \cdot 3,1 \cdot 10^{-6} \cdot 400 \cdot 10^6 = 424013 \text{ Н.}$$

Для определения эксплуатационного усилия воспользуемся формулой (2.16), так как температура добываемой жидкости не превышает 100° С, а данные по весу отводящих труб манифольда отсутствуют. Используем лишь первые два члена формулы (2.16), т. е. определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки ($m=3,2$):

$$P_{\text{экср}}=P_{\text{дав}}+\Delta P_{\text{зат}}=(\pi D_{\text{ср}}/4) \cdot P_{\text{р}}+\pi D_{\text{ср}} \cdot b_{\text{эф}} \cdot m \cdot P_{\text{р}}=(3,14 \cdot 108,9^2/4) \cdot 35 \cdot 10^6 \times \\ \times 10^{-6}+3,14 \cdot 108,9 \cdot 3,1 \cdot 10^{-6} \cdot 3,2 \cdot 35 \cdot 10^6=321656+118724=440380 \text{ Н.}$$

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{экср}} = 440380 \text{ Н.}$$

Усилие на наиболее нагруженную шпильку определим в формуле (2.22):

$$P_{ш} = 440380/8 = 55048 \text{ Н.}$$

Диаметр шпильки определим из отношения (2.23) принят коэффициент запаса $\eta = 1,5$:

$$f_{ш} = P_{ш} / \sigma_T \cdot \eta = 55048 / 360 \cdot 10^6 \cdot 1,5 = 463 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Отсюда диаметр шпильки по впадине резьбы:

$$d' = \sqrt{4f_{ш} / \pi} = \sqrt{463 / 0,785} = 24,3 \text{ мм.}$$

Выберем диаметр шпильки:

$$d = d' + 2h_p = 24,3 + 2 \cdot 1,5 = 27,3 \text{ мм.}$$

Напряжение в шпильке:

$$\sigma_{ш} = 550480 / 452 \cdot 10^{-6} = 245,8 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2,$$

где площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы:

$$f'_{ш} = 0,785(27 - 2 \cdot 1,5)^2 = 452 \text{ мм}^2.$$

Допустимый момент затяжки шпильки (формула (2.24)):

$$M_{квл} = 0,06 \cdot 360 \cdot 10^6 \cdot 27^3 \cdot 10^{-9} = 425 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Расчётный момент затяжки (формула (2.24)):

$$M_{квл p} = 0,055 \cdot 243 \cdot 10^6 \cdot 27^3 \cdot 10^{-9} = 263 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

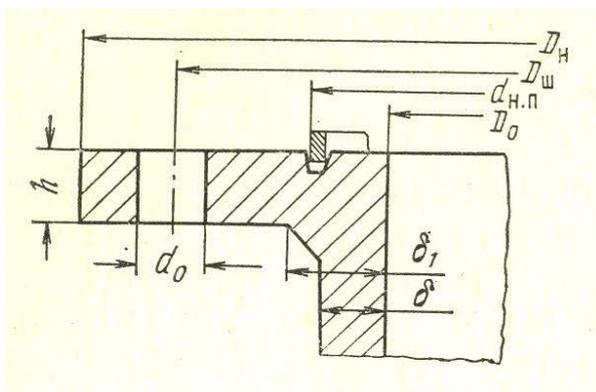


Рисунок 5.4 Расчетная схема фланца

5.5 Расчет уплотнений колонной головки

В отечественных конструкциях колонной головок применяют разнообразные обеспечения герметичности межтрубных пространств. Так в некоторых колонных головках герметичность межтрубных пространств обеспечивается резиновыми манжетами 3,5,11 (в соответствии с рисунком 1, 2, 3). Такой способ достаточен для герметизации только межтрубного пространства в двух-, трех- и четырехколонной конструкции скважин. Герметичность же нижележащих межтрубных пространств достигается приваркой соответствующих обсадных колонн к торцам крестовиков. Система герметизации, где герметичность обеспечивается сварным швом, не может быть удачной по следующим причинам.

Во- первых, сварка деталей из разнородных металлов в условиях бурящейся скважины технологически затруднительна - сварной шов может получиться низкого качества.

Во- вторых, даже незначительные вертикальные перемещения обсадной колонны, вызванные изменением температурного режима скважины, приводят к нарушению сварного шва, а следовательно, к разгерметизации соответствующего межтрубного пространства. Сварной шов может быть нарушен и без заметного вертикального перемещения колонн. При этом жидкости могут перетекать под давлением в процессе проведения различных технологических операций при капитальном ремонте скважин. Эти нарушения – следствие некачественного сварного шва.

В- третьих, монтаж крестовиков колонных головок, сваренных с обсадными трубами, затруднителен. В колонных головках конструкции завода им. лейт. Шмидта применяют резиновые манжеты, которые должны выдерживать высокие температуры (до 150°C) и выполняться антикоррозионными. Межтрубные пространства в колонных головках конструкции объединения Грознефть (в соответствии с рисунком 14) уплотняют медными прокладками 9 и 15 и при необходимости приваривают торцы обсадных труб к соответствующим крестовикам колонной головки.

В колонной головке уплотнение межтрубных пространств осуществляется следующим образом (в соответствии с рисунком 16). Подвески труб диаметрами 168, 219 и 299 с обеих сторон уплотняют манжетами 3 и 7 (в соответствии с рисунком 17). Иными словами, доступ рабочей среды к подвескам ограничивается как сверху, так и снизу.

Для обеспечения большей надежности к узлам уплотнения двух последних труб диаметрами 168 и 219 мм через штуцер 8 (в соответствии с рисунком 17) подводят специальную пасту. Трубы диаметром 377 мм уплотняют только сверху, так как считается, что пропуск рабочей среды из первого межтрубного пространства маловероятен. В этой колонной головке герметичность межтрубных пространств обеспечивается без сварки, при помощи манжеты и пасты. Обеспечивать герметичность обсадной трубы в колонной головке манжетами из материала АНГ можно при условии создания

определенного натяга манжет в узле уплотнения после их установки. Манжета, имеющая в свободном положении ширину B и угол раскрытия лепестков $a/2$ (рис. 8.а), должна иметь натяг E

$$E = B - (D_{\text{вн.п}} - D_{\text{н.тр}})/2 = B - B_1,$$

где B – ширина сечения манжеты в свободном состоянии в мм;
 B_1 – ширина сечения манжеты в установленном состоянии в мм;
 $D_{\text{вн.п}}$ – внутренний диаметр подвески в мм;
 $D_{\text{н.тр}}$ – наружный диаметр обсадных труб в мм.

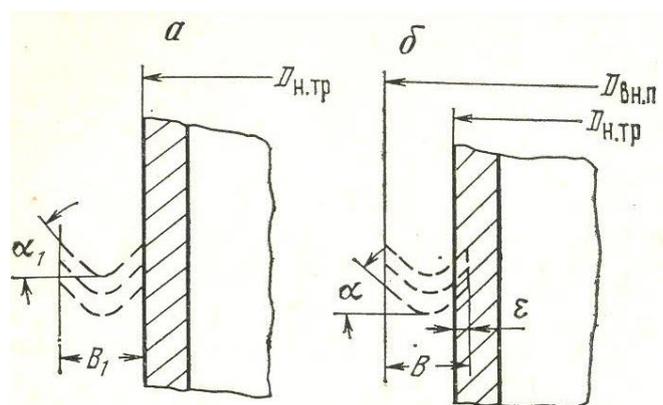


Рисунок 5.5 - Расчетная схема узла уплотнения

На практике установлено, что натяг E в зависимости от величины диаметра уплотняемых обсадных труб должен быть от 0,5 до 1,5 мм. При таком натяге обеспечивается надежная герметичность узла уплотнения.

При установке манжет с натягом изменяется угол раскрытия лепестков манжет, причем $\alpha_1 > \alpha$, т. е. лепестки манжеты приподнимаются и манжеты деформируются. При этом увеличивается усилия, необходимые для установки манжет.

Трубную подвеску монтируют таким образом, что все манжеты (как правило, их четыре) узла уплотнения должны устанавливаться вместе. На практике установлено, что для монтажа четырех манжет диаметром 372 мм необходимо усилие 0,2-0,3 т. С уменьшением диаметра манжет уменьшается их натяг, меньше изменяется угол α и снижаются необходимые для монтажа манжет усилия. Для манжет диаметром 168 мм усилие монтажа составляет всего несколько десятков килограмм.

Некоторые затруднения с монтажом узлов уплотнений больших размеров оправдываются надежностью работы этих узлов как в процессе бурения скважины, так и при длительной их эксплуатации.

6 Безопасность и охрана труда

6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

При проведении строительства рабочие подвергаются влиянию опасных и вредных производственных факторов на различных этапах строительства:

1. При производстве земляных работ существуют опасности подверженности здоровья человека следующим опасным факторам:

- влиянию солнечных лучей;
- шумовыми воздействиями от экскаватора других рабочих установок на здоровье человека;
- возможности нанесения ущерба от несчастных случаев;
- от машинных выхлопов и различной пыли в результате работ с экскаваторами.

2. При производстве погрузочно – разгрузочных работ существуют опасности подверженности здоровья человека следующим опасным факторам:

- повреждения здоровья человека от падения труб при погрузке;
- от несчастных случаев при проведении погрузочно – разгрузочных работ;

3. При производстве буровых работ существуют опасности подверженности здоровья человека следующим опасным факторам:

- шумовым воздействиям от буровой установки;
- существует опасность поражения электрическим током в случае повреждения силового электрического кабеля буровой головки или расширителем, кабель может быть поврежден также при установке анкерных якорей;

- влиянию от пыли и других выхлопов машинных установок также от бурового шлама;

- повреждения от несчастных случаев;

4. При производстве сварочных работ существуют опасности подверженности здоровья человека следующим опасным факторам:

- от ожогов при проведении работ;
- повреждения от электрического тока;
- возможности нанесения ущерба от несчастных случаев;

5. При производстве диагностики сварных швов существуют опасности подверженности здоровья человека следующим опасным факторам:

- облучению от воздействия лучей;
- возможности от повреждения электрического тока;

6.2 Производственная санитария и Техника безопасности

Рабочие, руководители, специалисты и служащие строительных организации должны обеспечены спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной защиты с учетом вида работы и степени риска.

Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски. Рабочие и инженерно–технические работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускается.

Рабочие, руководители, специалисты, занятые на строительных объектах, должны быть обеспечены санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева, комнатами гигиены женщин и туалетами).

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств для работающих на строительной площадке должна быть закончена до начала основных строительного-монтажных работ.

На каждом объекте строительства необходимо выделять помещение или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Все работающие на строительной площадке должны быть обеспечены питьевой водой, качество которой должно соответствовать санитарным требованиям. Питьевые установки следует располагать на расстоянии не более 75м по горизонтали и 10м по вертикали от рабочих мест.

Для снижения питьевой воды следует предусматривать автоматы, фонтанчики, закрытые баки и другие устройства. Если качество сырой питьевой воды не обеспечивает необходимой степени безопасности при ее употреблении, следует предусматривать помещение с соответствующим оборудованием для приготовления остуженной кипяченной воды надлежащего качества, а также для хранения, выдачи, наполнения, мытья и дезинфекции фляг. Крышки бочков с кипяченной водой должны запираются в замок и закрываться брезентовым чехлом. Бачки не реже 1 раза в неделю необходимо промывать, полностью удаляя осадок. Свежую питьевую воду следует доставлять ежедневно, принимая меры против ее загрязнения.

Правильное освещение рабочего места повышает производительность труда, снижает утомляемость, а следовательно и опасность производственного травматизма.

Освещение на производстве может быть естественным и искусственным. Естественное освещение создается в производственных помещениях через оконные и другие остекленные проемы, искусственное – светильниками. Устройство рабочего освещения предусматривается для всех случаев, когда работы выполняются в темное время суток.

Основные правила по охране труда и технике безопасности, которые должны соблюдаться в процессе строительного-монтажных работ, приведены в главах СНиП РК 1.03.05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

План и программа охраны труда, техники безопасности составляется на основе международного стандарта и государственных норм и правил. Главное руководство строительством участвует в составлении и организации плана. Проводиться обучение и соблюдение норм и правил при разработке земляных

работ, при работе в ограниченном пространстве, при пожаротушении при оказании первой помощи и в чрезвычайных ситуациях, при получении доступа к работам. Перед началом любой деятельности, проводится анализ безопасности работы, факторов риска и возможных последствий. Проводят ежедневно собрания при участии всех руководящих работников, инспекторов и рабочих.

Ответственность за соблюдение правил охраны труда, техники безопасности и противопожарной безопасности при эксплуатации машин и механизмов, инструмента, инвентаря, технической оснастки оборудования, средств коллективной и индивидуальной защиты возлагается:

- за техническое состояние машин и средств защиты – на организации, на балансе которых они находятся

- за проведение обучение и инструктажа по технике безопасности труда – на организации, в штате которых они находятся:

- за соблюдение требований по технике безопасности труда при производстве СМР – на организации, непосредственно осуществляющие работы.

Руководители строительно-монтажных организации обязаны обеспечить рабочих, технических работников и служащих спецодеждой, спец. Обувью, средствами индивидуальной защиты. Обеспечение осуществляется в соответствии с нормами бесплатной выдачи спецодежды, спец. Обувью и предохранительных приспособлении. До начала производства работ на строительной площадке необходимо организовать:

- места для прохода и проезда:
- освещение рабочих мест, а также мест прохода и проезда
- ограждение опасных зон и зон работы машин и механизмов
- оснащение первичными средствами пожаротушения
- оснащение надписями и предупреждающими знаками опасных зон
- временные пожарные посты, оборудованные инвентарем для пожаротушения.

Работы на действующем предприятии должны выполняться в строгом соблюдении по технике безопасности, приведенные в сборнике «Общие положения правил производства работ» и утвержденных инструкции.

Задачами техники безопасности являются

- достижение нулевых показателей по происшестввиям и заболеваниям;
- обеспечение безопасных и безвредных для здоровья условия на рабочих местах всех сотрудников;
- организация неуклонного и прогнозируемого исполнения правил и программ по технике безопасности;
- предотвращение происшествии и связанных с проишествиями издержек, являющихся следствием опасных условия;
- исключение профессиональных болезней травм персонала и повреждения оборудования и имущества;
- принятие мер, гарантирующих соблюдение правил техники

безопасности, охраны и пожарной защиты при выполнении всех строительных операции;

- защита всех работников, находящихся на рабочих местах от вреда, который может быть причинен злоумышленниками и хулиганами, не имеющих права работать на контролируемых объектах;

- защита всех материалов, оборудования и вспомогательных средств обеспечения работы персонала подрядчиков по строительству от актов вандализма, кражи и стихийных бедствии.

6.3 Безопасность оборудования, работающего под давлением

На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах, должны быть указатели положения затворов. Запорная арматура, расположенная в колодцах, камерах или траншеях (лотках), должна иметь удобные приводы, позволяющие открывать (закрывать) их без спуска обслуживающего персонала в колодец или траншею (лоток). Запорная арматура, устанавливаемая на нагнетательных и всасывающих трубопроводах насоса или компрессора, должна быть максимально приближена к насосу (компрессору) и находиться в удобной и безопасной для обслуживания зоне. Крепежные детали и элементы соединения машин и оборудования должны быть предохранены от самопроизвольного во время работы раскрепления и рассоединения (контргайками, шплинтами, клиньями и др.). Эксплуатация неисправного оборудования, механизмов, инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие и сигнальные приспособления и приборы), а также при нагрузках и давлениях выше паспортных запрещается. Ремонт оборудования должен проводиться только после его отключения, сброса давления, остановки движущихся частей и включения блокировок против случайного приведения их в движение под действием силы тяжести или других факторов с обязательным вывешиванием на пусковом устройстве плаката «Не включать! Работают люди».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одним из важнейших компонентов скважинного оборудования является колонная головка, которыми обвязывается устья скважины. Колонные головки являются опорой для устьевого оборудования, устанавливаются на ней. В данной работе проведена модернизация узла колонной головки - узла обсадных колонн. Кроме того, была разработана новая схема гидравлических испытаний нижней части колонной головки.

Расчеты производились по характеристикам деталей головки модернизированной колонны, а именно узла клиновой подвески, расчету фланцев, шпилек. Рассчитаны нагрузки на обсадную проволоку для труб из стали марок Е, Л, М. Полученная величина этой нагрузки показала, что модернизированная колонная головка имеет возможность работать с большим весом обсадных колонн, является принципиальным для эксплуатации глубоких скважин.

Проведены экономические расчеты, которые показали валовую экономическую выработку модернизированных колонных головок.

Для модернизации была выбрана колонная головка ОКК2, потому что большинство нефтегазовых месторождений в Казахстане довольно глубокие, а в случае глубоких скважин часто используются колонные головки типа ОКК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование/под ред. А.М.Гусмана и К.П.Порожского: Научное издание. Екатеринбург: УГГГА, 2002. 592 с.
2. Шульга В. Г., Бухаленко Е. И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин. Справочная книга, М.: Недра, 1978. - 235с.
3. Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов / В.Р. Радковский, Д.В. Рымчук, Ю.Е. Ленкевич, О.А. Блохин. - М.: Недра, 1996.-376с.
4. Оборудование обвязки обсадных колонн типа КГ на Р раб. 70,0 МПа Технические условия на капитальный ремонт / В.П. Червинский, 2007
5. Вайсберг Г.Л., Рымчук Д.В. Фонтанная безопасность., 2002. - 474с.
6. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК на Р раб 21,0, 35,0, 70,0 МПа Технические условия на капитальный ремонт В.П.. Червинский, 2007.
7. Колонные обвязки: Руководство по эксплуатации АКУ 270.00.000 РЭ
8. Абдулаев Ю.Г., Велиев Т.К., Джафаров Ш.Т. Монтаж, эксплуатация и ремонт оборудования фонтанных и нагнетательных скважин: Справочник рабочего. - М.: Недра, 1998. - 246с.
9. Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя: В 3 т. Т. 1 - 8-е изд., перераб. и доп. Под ред. И. Н. Жестковой. – М.: Машиностроение, 2001.-920с.
10. Нефтепромысловое оборудование: Справочник /Под ред. Е.И. Бухаленко. - 2-е изд., перераб. И доп. - М.: Недра, 1990. - 559с.
11. Справочник технолога-машиностроителя. В 2-х т./Под ред.. А.Г.Косиловой, Р.К.Мещерякова.-М.: Машиностроение, 1985.-Т.1 – 420с.; Т.2 – 423 с.
12. Бурение нефтяных и газовых скважин. /Под ред. Н.И.Шацова.-М.: Гостоптехиздат, 1960.-660с.
13. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.-Введ. 01.01.89.
14. Справочник по технике безопасности / Сост. П.А. Долин. - М: Энергоатомиздат.
15. ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - Введ. 01.01.91.
16. Экономика предприятия: Учебник/ Под ред. проф. С.Ф. Покропивного -К:КНЕУ, 2003. -608с.
19. Экономика предприятия: Учеб. Пособие/ В.П. Грузаков, В.Д. Грабов.- М: Финансы и статистика. 1998.-208с.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Гуламов Расул

Название: Модернизация колонной головки ОКК2М-35-146

Координатор: Досжан Балгаев

Коэффициент подобия 13.3

Коэффициент подобия 20.7

Замена букв: 113

Интервалы: 0

Микропробелы: 1

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

*Обнаруженные в работе заимствования в
различных пределах. Допускаю к защите*

31.05.2021

Дата

DR

Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Гуламов Расул

Название: Модернизация колонной головки ОКК2М-35-146

Координатор: Досжан Балгаев

Коэффициент подобия 1:3.3

Коэффициент подобия 2:0.7

Замена букв:113

Интервалы:0

Микропробелы:1

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

Обнаруженные заимствования не обладают признаками плагиата.

.....
.....
.....
.....

01.06.2021 г.



Дата

*Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения*

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Дипломный проект допускается к защите.

01.06.2021



Дата

*Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения*