

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Энергетики и машиностроения

Кафедра «Технологические машины и транспорт»

Сүндетқали Байжігіт Дәуренұлы

Тема: Разработка конструкции колонной головки для фонтанирующих скважин с давлением
35 МПа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

6В07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Энергетики и машиностроения

Кафедра «Технологические машины и транспорт»



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ТМиТ
канд.техн.наук,
С.А. Бортебаев
«07» 06 2023г.

Дипломная работа

на тему: «Разработка конструкции колонной головки для фонтанирующих скважин с давлением 35 МПа»

6B07107 – «Эксплуатационно-сервисная инженерия»

Выполнил:

Сүндеткали Б.Д.

Рецензент
Советник председателя
правления АО «Волковгеология»

Асаиов Н.С.
(ученая степень, звание)
подпись



Научный руководитель
Директор ИЭиМ,
канд. техн. наук

Елемесов К.К.
(ученая степень, звание)
подпись

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Энергетики и машиностроения

Кафедра «Технологические машины и транспорт»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой ТМиТ
канд.техн.наук,
С.А. Бортебаев
«28» 11 2022г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся: *Сүндетқали Байжігіт Дәуренұлы*

Тема: «*Разработка конструкции колонной головки для фонтанирующих скважин с давлением 35 МПа*»

Утверждена приказом ректора Университета №404-п/о от 23 ноября 2022 года

Срок сдачи законченной работы «10" мая 2023 года.

Исходные данные к дипломному проекту *Разработка конструкции колонной головки для фонтанирующих скважин с давлением 35 МПа* Краткое содержание дипломного проекта

а) Теоретический анализ и постановка задач проектирования;

б) Расчетные параметры конструирования;

в) Техническое обслуживание колонной головки;

г) Охрана труда;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *Схема ОКК2 на рабочее давление 35МПа;* 2. *Схема верхнего фланца;* 3. *Крестовик колонной головки.* 4. *Фонтанная арматура*

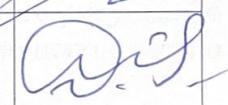
Используемая литература 2б.

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю	Примечание
Аналитическая часть научно-технической информации	13.03.2023	
Расчетная часть параметров конструирования	15.04.2023	
Спец часть технического обслуживания	28.04.2023	

Подписи

Консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование разделов	Консультанты И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Нормоконтролер	Сарыбаев Е.Е. Старший препод.		
Научный руководитель	Елемесов К.К. Директор ИЭиМ, канд. техн. наук	08.06.23	

Научный руководитель  / Елемесов К.К./

Задание принял к исполнению обучающийся _____ / СундеткалиБ.Д./

Дата «__» _____ - 2022 г.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жобада газ өңдеу зауыттарында қолданылатын ортадан тепкіш компрессорлардың түрлері, олардың жабдықталуы қарастырылған. Жобада қойылған мақсат барысында өндірісте қолданып жүрген белгілі компрессордың конструкциясын әзірленді.

Есептеу бөлімінде ортадан тепкіш компрессордың негізгі параметрлері есептелінді және техникалық күйі анықталды. Сонымен қатар арнайы бөлімде ортадан тепкіш компрессорға қызмет көрсету, жөндеу және оларды пайдалану ерекшеліктері бойынша нұсқаулықтар келтірілді. Компрессорды қорғау жүйесі және диагностикалау әдістері де қарастырылды.

Берілген дипломдық жоба 4 парақ графикалық сызбадан, 36 парақ түсіндірме жазбасынан тұрады. Жобамен орындау барысында 26 әдебиет деректері пайдаланылды

АННОТАЦИЯ

Данный дипломный проект предусматривает виды центробежных компрессоров, применяемых на газоперерабатывающих заводах и их оснащение. В ходе поставленной в проекте цели была разработана конструкция известного компрессора, применяемого на производстве.

В расчетной части были рассчитаны основные параметры и определены технические характеристики центробежного компрессора. Также в специальном разделе приведены инструкции по обслуживанию, ремонту центробежных компрессоров и особенности их эксплуатации. Также были рассмотрены система защиты компрессора и методы диагностики.

Данный дипломный проект состоит из 4 листов графического рисунка, 36 листов пояснительной записки. В ходе выполнения проекта было использовано 26 литературных источников.

ANNOTATION

This diploma project provides for the types of centrifugal compressors used at gas processing plants and their equipment. In the course of the goal set in the project, the design of a well-known compressor used in production was developed.

In the calculation part, the main parameters were calculated and the technical condition of the centrifugal compressor was determined. Also, in a special section there are instructions for maintenance, repair of centrifugal compressors and features of their operation. The compressor protection system and diagnostic methods were also considered. This graduation project consists of 4 sheets of a graphic drawing, 36 sheets of an explanatory note. During the implementation of the project, 26 literary sources were used.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Теоретический анализ и постановка задач проектирования	9
1.1	Анализ основных параметров колонной головки	9
1.2	Анализ колонных головок для фонтанирующей скважины с рабочим давлением 35 МПа	10
1.3	Анализ колонных головок для фонтанирующей скважины с рабочим давлением 35 МПа	12
1.4	Анализ колонных головок, используемых на производстве в настоящее время	13
2	Расчетные параметры конструирования	15
2.1	Расчёт колонной головки на прочность	15
2.2	Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение	22
2.3	Расчет крестовика	26
3	Техническое обслуживание колонной головки	28
3.1	Монтаж ремонт колонной головки для фонтанирующих скважин	28
3.2	Монтаж и эксплуатация колонных головок	29
4	Охрана труда	32
4.1	Технические мероприятия и техника безопасности при конструировании	32
4.2	Охрана окружающей среды	32
	Заключение	34
	Список использованной литературы	35

ВВЕДЕНИЕ

Колонные головки являются важной частью системы обвязки скважины, будь то однокорпусная или многокорпусная колонна. Они не содержат запорных устройств на боковых отводах и предназначены для установки для устья скважины в процессе спуска и обеспечения прочности обсадных колонн.

Выбор колонной головки осуществляется с учетом наибольшего давления пласта, ожидаемый в следующем интервале скважины после установленных обсадных колонн. Головка жестко соединяет все обсадные колонны в единую систему, переносит их вес и передает нагрузку на кондуктор. Помимо этого, она так же обеспечивает изоляцию и герметизацию области между трубами, при этом открывая доступ для контроля состояния основной части скважины и проведения различных технологических операций.

Колонная головка также служит платформой для установки спуска оборудования, которое устанавливается на скважину.

Фонтанная эксплуатация нефтяных и газовых скважин предусматривает использование наземного и скважинного оборудования для обеспечения стабильной добычи продукции. При отказе от открытого фонтанирования и переходе к другим технологическим процессам, монтаж капельных цепей фонтанной арматуры и использование распределительной пакетной установки внутри скважины обеспечивают необходимые технологические процессы.

Одной из основных задач при фонтанной эксплуатации скважин является обеспечение продолжительного фонтанирования и повышенного коэффициента полезного воздействия фонтанного подъемника при оптимальном использовании энергии пласта.

Ранее фонтанирование выполнялось внутри эксплуатационной цепи, где фонтанный подъемник находился ниже пластового уровня, а расход пластового газа был меньше времени фонтанирования для извлечения продукции из скважины. Для обеспечения непрерывности работы использовалась фонтанная арматура, состоящая из трубопровода и елки, которая позволяла заменять метательные линии. Входная арматура была компактной и удобной для обслуживания.

Для улучшения процесса эксплуатации и обеспечения более эффективной работы скважин были разработаны специализированные подъемники. Эти подъемники состоят из насосно-компрессорных труб оптимального диаметра, таких как 1,5-рядные или 2-рядные трубы. Использование оптимального диаметра труб способствует более эффективному перекачиванию жидкости и газа через скважину.

Для снижения расхода газа и обеспечения герметичности трубопровода скважины, внутри него могут быть установлены герметизирующие пакеты. Эти пакеты размещаются на дне цепи скважины и помогают предотвратить утечку газа. Это важно, так как утечка газа может снизить эффективность работы скважины и привести к потерям продуктивности.

Фонтанная арматура, в свою очередь, состоит из различных компонентов, таких как трехсторонние разъемы, входы и бетонные устройства, включая задвижки и краны, которые соединяются друг с другом через фланцы. Задвижное оборудование является наиболее важным элементом фонтанной арматуры, поскольку от его бесперебойной работы зависит функционирование всего устья скважины.

В целом, разработка и улучшение различных компонентов оборудования скважин играет важную роль в повышении эффективности, надежности и безопасности процесса эксплуатации. Непрерывные инновации и совершенствования позволяют достичь более высокой производительности и снизить потери в процессе добычи газа и нефти.

Цель дипломного проекта: разработка конструкции колонной головки для фонтанирующих скважин с давлением 35 МПа.

Задачи исследования:

- расчет конструирования фонтанирующих скважин;
- анализ и проектирование колонной головки;
- завершение и оформление работы.

Объект исследования: колонная головка для фонтанирующих скважин.

Предмет исследования: процесс разработки конструкции колонной головки для фонтанирующих скважин с давлением 35 МПа.

Методы исследования: аналитический, проектирование, конструирование, обобщение.

Практическая и теоретическая значимость: данный дипломный проект в дальнейшем может использоваться, как методические рекомендации при конструировании оборудования нефтеперерабатывающего завода или как учебный материал для лекций в учебных учреждениях.

Структура дипломного проекта: работа состоит из 40 страниц, введения, 5 глав, заключения, списка литературы и приложения.

1 Теоретический анализ и постановка задач проектирования

1.1 Анализ устьевого оборудования и его конструкции

При бурении скважины и установке обсадной проволоки и цемента формируется ее структура. В конструкции скважины предусмотрены следующие элементы:

1) Уплотнение стенок скважины в интервалах неустойчивых пород - это необходимо для предотвращения обвала стенок скважины и обеспечения ее стабильности.

2) Изоляция зон с катастрофической потерей экстремально высоких пластовых давлений — это нужно для предотвращения неконтролируемого выброса пластовых флюидов, которые могут иметь очень высокое давление.

3) Изоляция зон потенциальных перетоков пластовых флюидов по скважине — это служит для предотвращения перемешивания различных пластовых флюидов и обеспечения контролируемой добычи.

4) Использование промывочных жидкостей разной плотности в некоторых интервалах — это позволяет эффективно очищать скважину от обрывков породы и улучшает процесс бурения.

5) Разделение продуктивных горизонтов — это обеспечивает отдельную добычу и контроль различных пластовых горизонтов, которые могут содержать различные типы полезных ископаемых.

6) Создание надежного канала для освоения продуктивных горизонтов — это позволяет эффективно добывать полезные ископаемые из скважины.

7) Создание надежной базы для установки устьевого оборудования — это обеспечивает устойчивую и безопасную эксплуатацию скважины и подключение к ней необходимого оборудования.

Типовая конструкция скважины включает следующие обсадные колонны:

- Длина направления: от 2 до 11 метров.

- Обсадная труба располагается на поверхности на глубине от 98 до 610 метров.

- Глубина промежуточной разводки зависит от условий пласта и назначения всей промежуточной проволоки. Добычная колонна. Обсадные трубы имеют номинальный размер, который определяется их наружным диаметром и варьируется от 118 до 528 мм.

Конкретный выбор конструкции скважины определяется несколькими факторами, включая диаметр эксплуатационной колонны, геологические характеристики пласта, пластовое давление, распределение температуры по глубине, глубина установки промежуточных колонн и кондуктора также зависит от других параметров. Кроме того, уровень развития технологии бурения на конкретном участке может оказать влияние на выбор конструкции скважины.

При разработке проекта скважины основной исходной информацией является геологический раздел проекта, который содержит всю необходимую информацию о стратиграфии, литологии, глубине коллектора и пластовом

давлении. Эта информация позволяет определить оптимальную конструкцию скважины для добычи полезных ископаемых

1.2 Анализ основных параметров колонной головки

Колонная головка играет важную роль в отключении и контроле межконтинентальных пространств, а также в подвешивании колонных труб и обвязке скважин. Она может быть установлена на кондукторе с помощью резьбы или сварки.

Подвешивание колонных труб осуществляется с использованием двух типов подвесок: проволочных и муфтовых. Проволочные подвески представляют собой комплекты осколков с зубчатым проемом, на которые подвешиваются трубы с помощью крючков проволоки. Муфтовые подвески используются для подвешивания труб с помощью веревок в подвеске корпусе и ее возможных деталей. Выбирают тип подвески исходя из сложности и ответственности условий, связанных с креплением трубопроводов и скважины, а также от длины, веса и ожидаемого давления подвешиваемых труб.

Конструкция колонной головки предусматривает несколько возможностей, включая восстановление герметичности межконтинентальных пространств путем подачи смазочного материала, опрессовку фланцевых соединений, контроль и разведку давления в межконтинентальных пространствах, а также проведение цементирования скважины.

Иногда в колонных головках может быть установлен сальник для вертикального движения рабочего столба, например, при закачке теплоносителя. Также в промышленности существуют колонные головки типа ОКБ, которые отличаются от стандартных конструкций тем, что позволяют связывать три корпуса в одном.

Таким образом, колонная головка выполняет не только функцию отключения и контроля межконтинентальных пространств, но также обеспечивает надежное подвешивание труб и возможность проведения различных операций в скважине.

1) Назначение:

а. Поддерживайте вес каждого слоя колонной головки, кроме поверхностной колонной головки, с помощью подвески;

б. Выдерживать вес устьевого оборудования;

с. Между внутренней и внешней обсадными колоннами может быть выполнено уплотнение под давлением;

д. Обеспечьте выход для давления, которое может накапливаться между двумя обсадными колоннами, или закачайте жидкость (нейтрализующий буровой раствор, воду или эффективное огнетушащее вещество и т.д.) В скважину в случае чрезвычайной ситуации;

е. Могут выполняться специальные операции в области бурения и технологии добычи, такие как:

(1) если скважина не закреплена, ее можно снова заполнить цементом из бокового отверстия;

(2) когда кислотный разрыв осуществляется с помощью мер стимулирования, жидкость под давлением может быть впрыснута из бокового отверстия, чтобы сбалансировать давление в трубопроводе.

2) Характеристики:

а. Соединение корпуса может быть как резьбовым, так и скользящим. Подвесной корпус выполняется быстро и удобно;

б. Подвеска корпуса имеет композитную структуру уплотнения из жесткости и резины, а также может быть выполнена с металлическим уплотнением, что повышает эффективность уплотнения изделия;

с. Противоизносная втулка и инструмент для снятия давления предназначены для облегчения снятия противоизносной втулки и испытания колонной головки с давлением.

д. Верхний фланец спроектирован с испытательным давлением и вспомогательным устройством для впрыска смазки.

е. Конфигурация бокового створчатого клапана колонной головки спроектирована в соответствии с требованиями пользователя;

3) Классификация:

а. В соответствии с количеством подвесных слоев колонной головки;

Одноступенчатая колонная головка, двухступенчатая колонная головка и колонная головка третьей ступени;

б. В зависимости от типа конструкции подвески колонной головки:

Колонной головки скользящего типа, колонной головки винтового типа;

с. В зависимости от режима соединения между корпусами:

Колонная головка фланцевого типа, колонной головки зажимного типа и независимый тип винта (колонной головки с резьбовым соединением между верхним концом подвесной колонной головки и нижним концом корпуса головки насосно-компрессорной трубы);

д. В соответствии со структурой корпуса:

Одиночная головка корпуса (вешалка установлена в одном корпусе), комбинированная головка корпуса (несколько вешалок установлены в одном корпусе);

1.3 Анализ колонных головок для фонтанирующей скважины с рабочим давлением 35 МПа

Наиболее распространенными в эксплуатации нефтяных скважин колонные головки используются колонные головки типа ОКК, КГ и ВУМ.

Колонные головки типа ВУМ.

Муфта специальная навинчивается на заключительную часть рабочей колонны и устанавливается на корпус, новообращенному на кондуктора.

Фланец под арматуру фонтана укрепленный на муфте через особую резьбу.

Ключевым изъяном конструкции колонных головок типа ВУМ является то, что нельзя видоизменить резиновые уплотнения, что обладают ограниченным сроком годности (не больше 10 лет), в ходе эксплуатации скважины.

Колонная головка КГ.

Колонная головка КГ изготавливалась в Российской Федерации, ее строение устарело. В Конструкции уплотнений использовались самоуплотняющиеся манжеты, что при негерметичности невозможно было демонтировать и она была снята с производства.

Колонная головка типа ОКК.

Для нашей задачи выбираем колонную головку ОКК2, в соответствии с их назначением и рабочим давлением, для которых были изготовлены колонные головки типа ОКК.

Колонные головки типа ОКК (Оголовки Колоночные Кондукторные) являются наиболее распространенными и используются в эксплуатации нефтяных скважин.

Эти головки производятся на различные рабочие давления и различные типы: ОКК1, ОКК2, ОКК3. Каждый тип головки предназначен для обвязки определенного количества колонн, в зависимости от потребностей конкретной скважины.

Колонная головка ОКК1 используется для обвязки двух колонн, включая кондуктор и эксплуатационную колонны.

Головка ОКК2 предназначена для обвязки трех колонн, включая кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны.

Колонная головка ОКК3 используется для обвязки четырех колонн.

В данной задаче выбрана колонная головка ОКК2, так как она соответствует требованиям проекта, включая назначение и рабочее давление. ОКК2 обеспечивает надежную обвязку трех колонн и представляет оптимальное решение для данной задачи.

Важно отметить, что при использовании колонных головок типа ОКК возможно видоизменение резиновых уплотнений, что позволяет поддерживать их работоспособность и обеспечивать герметичность соединений.

Это является преимуществом по сравнению с другими типами головок, где такая возможность может быть ограничена или отсутствовать, что требует их полной замены при истечении срока службы уплотнений.

Таким образом, выбор колонной головки типа ОКК2 для данной задачи обусловлен ее соответствием требованиям проекта и возможностью видоизменения резиновых уплотнений в процессе эксплуатации скважины.

В маркировке обвязочного оборудования клинового расшифруются основные его характеристики. К примеру: обвязка колонная ОКК2 35 168x245x324 ХЛ. Объясняется кодировка так:

1) Первая цифра в обозначении — 2. Это число подвешиваемых колонн, не считая кондуктора. Могут указываться цифры 2, 3.

2) Рабочий напор в гидросистеме — 35 МПа (356 кг/см²). Другие возможные показатели давления: 14, 21, 70, 105.

3) Сочетание символов 168x245x324 — подвеска двух колонн: эксплуатационной Ø168 мм и направляющей Ø245 мм.

4) Коррозионное исполнение. Категория К1 не указывается. К2 — рабочая среда с допустимым содержанием H₂S и CO до 5 % по общему объему., К3 — концентрация вредных газов до 25 %.

5) Климатическое исполнение ХЛ — для регионов с холодным климатом.

Обязочная конструкция может именоваться головкой колонной. В этом случае первые буквы ОК заменяются на ГК, остальные обозначения не меняются.

К примеру, ОКК2-35 используют компании ООО «НПК Нефтегаздеталь» и ПАО «Татнефть». Производством специфичной колонной головки занимаются компании, такие как «МеталлЭнергоХолдинг», ООО «Евразийский Арматурный Завод» и ООО «Уралнефтемаш».

1.4 Анализ колонных головок, используемых на производстве в настоящее время

Заводы в Казахстане специализируются на производстве различных типов головок колонн, которые предназначены для соединения разных диаметров эксплуатационных, промежуточных и производственных колонн, а также проводов и жил.

Например, для соединения эксплуатационных колонн с диаметрами 168 и 146 мм с жилами диаметрами 245 и 219 мм применяются головки ОКК 21 и ОКК 35 соответственно. ОКК2-21 и ОКК2-35 предназначены для соединения эксплуатационных колонн диаметром 146 и 168 мм с промежуточными колоннами диаметром 245 мм и 219 мм.

Заводы также производят головку ОКК2 70, которую используют при соединении производственных колонн диаметром 140 мм, 146 мм, 168 мм, 178 мм и 194 мм с промежуточными колоннами диаметром 219 мм, 245 мм и 273 мм, а также с токопроводящими жилами диаметром 299 мм, 324 мм и 340 мм.

Другой тип головки, ОКК3-70, используется для соединения колонн эксплуатационных диаметром 140 мм, 146 мм, 168 мм, 178 мм и 194 мм с различными переходными колоннами диаметром 219 мм, 245 мм, 299 мм, 324 мм и 340 мм, и с проводом диаметром 426 мм.

Наконец, существует головка ОКК3 105, которая предназначена для соединения колонн с диаметрами 168, 245, 324 и 426 мм.

Это позволит более детально изучить процесс работы с колоннами и использование новейших технологий для обеспечения надежности и эффективности в их использовании.

2 Расчетные параметры конструирования

2.1 Расчёт колонной головки на прочность

Внутренняя поверхность пластин выполнена из специального профиля, высота которого в пластинах составляет 140-150 мм. Внешняя поверхность пластин изготавливается с использованием двухступенчатой пресс-формы, а также имеет форму двухступенчатой подвески. Пломбы помещаются в нижние и верхние углубления клина. После приостановки обсадных колонн с помощью подвески они перемещаются вниз до упора фланца. Под воздействием передаваемой нагрузки уплотнения деформируются, герметизируя внутренние и внешние поверхности клиновой подвески.

Головки колонн рассчитаны на прочность. Рассмотрена рабочая схема загрузки головки колонки, где Q1 по Q5 представляет вес колонн обсадной колонны; T1 по T5 - температурные перепады; p1 по p5 - внутреннее давление колонн; Q это вес оборудования и соединений для предотвращения продувки; M1-M5 — это вращающиеся моменты, передаваемые инструментом.

Общие значения целостности зависят от веса несмещенной части обсадных колонн. Внутреннее давление определяется давлением в кольцевом пространстве.

Если трубки колонны не цементированы, изменение их длины в связи с температурными напряжениями определяется формулой:

$$l_t = l(1 - a_t \Delta t) \quad (1)$$

где a_t - коэффициент линейного расширения;

l - изначальная длина, м;

Δt - разность температур между скважиной и дневной поверхностью, °C.

Под воздействием температуры - меняется лит, который создает напряжение в колонной головке.

При расчете, на основе тонкостенной верхней поверхности труб обсадных колонн, получаем:

$$K = \delta / D_{cp} < 0.2 \quad (2)$$

где δ - толщина стенки, мм;

D_{cp} - диаметр трубы, средний, мм.

При дифференциальном уравнении смещения по радиусу трубы равновесный коэффициент рассчитывается по формуле:

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

где α - коэффициент равновесия; средний, мм;

μ - коэффициент Пуассона,
 R – радиус эксплуатационной трубы.

Максимальная нагрузка для потери прочности трубы в точке подвеса, рассматривается при использовании следующей теории прочности:

$$Q = 2\pi R b v_T / ((0.704b_1 + 0.207b_2) / (1 + \kappa) \sqrt{\kappa \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \varphi) b_3} + 1) \quad (4)$$

при v_T - предел текучести, МПа;
 φ - угол трения;
 α - угол наклона;
 b_1, b_2, b_3 - коэффициенты, которые определяются в соответствии нагруженного участка подвески.

Приведен следующий метод определения коэффициентов нагруженности для каждой подвески; так находят $b'_1, b'_2, b'_3, b_1, b_2, b_3$:

$$b_1 = 1/\alpha^2 b'_1; b_2 = 1/\alpha^2 b'_2; b_3 = 1/\alpha^2 b'_3 \quad (5)$$

Для того, чтобы предотвратить заедание пластины в клиновых подвесках предполагается, что пол угла конуса нужно брать больше угла трения. Если знать коэффициенты нагрузки, то определяют коэффициент трения f следующим выражением

$$f = \operatorname{tg}(\alpha + \varphi) \quad (6)$$

при $\varphi = \operatorname{arcsctg} f$ (f - коэффициент трения, который зависит от разницы между удельным давлением и корпусом подвески, а также наружной клиновой поверхностью).

Для определения полной площади контактов плашек с корпусами подвесок используют формулу:

$$S = \pi R^2 \cdot h \cdot \kappa_2 \quad (7)$$

где D - диаметр плашек;
 h - высота плашек с контактирующей части;
 κ_2 - коэффициент неточности при изготовлении с контактом поверхности.

Для определения площади контакта плашки с корпусом используют выражение

$$S_p = 0.85 S \quad (8)$$

Если вес колонны известен, удельная нагрузка определяется в сопрягаемых деталях отношением:

$$p=Q_{пр}/S_p \quad (9)$$

Если взять за коэффициент трения $f=0.17$, рассчитаем:

$$\varphi=\text{arctg } 0.17=11^{\circ} \quad (10)$$

Нагрузка предела $Q_{пр}$ будет зависеть между группой прочности стали и текучести пределу (σ_T) при различных марок сталей. В таблице приведены нагрузки предельных при использовании обсадной колонны

Крестовик можно рассчитать на прочность по его цилиндрической площади:

$$p_{исп}=198sR/D_{вн}\leq(p_{исп}) \quad (11)$$

при $p_{исп}$ – допустимое испытательное давление, МПа;

S_R - нормальная толщина стенок, мм;

$D_{вн}$ - диаметр наружные крестовине, мм;

R - допускаемое напряжения, МПа.

Давление, на пределе котором корпуса крестовиков могут терять прочностную функцию, рассчитываются:

$$p_{пр}=2.66\sigma_T \lg (D_{н}/D_{вн}) \quad (12)$$

Прочностной запас определяют через давления пределов

$$k= p_{пр} \div p_{опр} \quad (13)$$

По формуле АЗИНМАШа, определяют прочность фланца колонной головки.

$$O_{пр}=1.7k\varphi d_T h^2 \quad (14)$$

Таблица 1 - Предельная нагрузка

Длины клиньев, мм	Группы прочностей материалов трубы	Диаметр обсадных труб при предельной нагрузке(10^3 кН), мм							
		172	231	302	386				
150-160	Е Л М Р	2.05	2.70	2.23	2.596	2.61	3.01	3.03	3.57
		2.98	3.65	2.94	3.73	3.52	4.37	4.1	-

при $O_{п.р}$ - $O_{шп. нз.ф}$; $O_{ш.п}$ - усилие совершаемое шпильками, которое создает внутреннее давление,

$$O_{шп}=\pi \div p 4d_{п}^2 p_{опр} \quad (15)$$

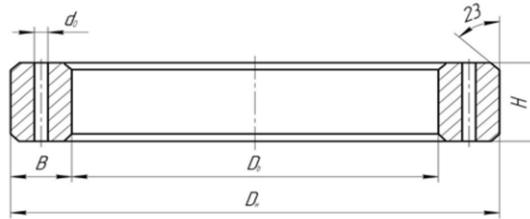


Рисунок 1 – Схема расчета прокладки на прочность

при $d_{\text{нп}}$ - диаметры прокладок, мм;
 h - высоты самих фланцев, мм;
 $p_{\text{опр}}$ – давление при опрессовке, МПа;
 $n_{з.ф}$ - запасы прочностей фланцев.

$$k=1-D_0/D - (D_0-\delta) (D_{\text{вн}}/D_0 D_1+\delta/D+ \delta^2_1/h^2 -2) \quad (16)$$

$$\varphi=1 - 2d_0/(D_{\text{н}}-D_0) \quad (17)$$

где $D_{\text{н}}$ - максимальный поперечник фланца, мм;
 $D_{\text{ш}}$ – поперечник центра шпильки, мм;
 D_0 - поперечник фланцевого отверстия, мм;
 δ - корпуленция фланцевой шейки, мм;
 δ_1 - конусная корпуленция шеи с учетом фланца, мм.

Манжетные уплотнители в подвесках обеспечивают соответствующие раскрытие и натяг после нагружения. Натяг устанавливают в соответствии с ГОСТом. В соотношении от ширины, манжеты независимого состояния h_m и угол обнаружения лепестков $\beta/2$ манжетка располагает натяг ε :

$$\varepsilon=h - ((D_{\text{вн.п}} - D_{\text{н.об.тр}}) / (2-h'_m)) \quad (18)$$

при h - ширина свободного сечения манжета, мм;
 h'_m - ширина нагруженного сечения манжета, мм;
 $D_{\text{внп}}$ - диаметр внутренний подвесок, мм;
 $D_{\text{нобр}}$ - диаметры наружной обсадной трубы, мм.

Путем практических исследований установлено, что значение ε должно находиться в диапазоне от 0.5 до 1.5 мм.

В моменте сборки клиновых подвесок определяют четыре манжета с каждой стороны и устанавливают комплект манжета с усилием от 300 до 2000Н исходя из диаметров обсадных колонн, которых подвешивают. Затем нагруженный натяг и подвесок манжет на значительную высоту, смнить угол открытия лепестков манжетов; причем лепестки поднимаются и распяются.

Решением является использование обсадной трубы, диаметр $D_{\text{н}}=170$ мм, толщина $\delta=14$ мм.

Тонкие стены колонн получают используя формулу:

$$\kappa = \delta / D_{\text{cp}} \quad (19)$$

$$D_{\text{cp}} = D_{\text{н}} - \delta = 170 - 14 = 160 \text{ мм} \quad (20)$$

$$\kappa = 14 / 160 = 0.065 < 0.2$$

Коэффициент баланса можно определить:

$$\beta = \sqrt[4]{3(1 - 0,3)} / \sqrt{1 \cdot 6.5} = 0,4$$

при $R = 6.5$ см – толщина стенок труб.

Разумно выбрать длины плашек около 130 мм. При учете, что 11-16% длин плашек не смогут использоваться в работе по причине неровностей изделия, а ее длина будет равна:

$$\beta = 140 \cdot 0.95 = 129 = 12.9 \text{ см}$$

$$a \beta = 0.48 \cdot 12.3 = 4.76$$

При $(a \beta) = 4.76$ коэффициенты будут следующими:

$$b^1_1 = 0.81$$

$$b^1_2 = 0.304$$

$$b^1_3 = 2.345$$

Соответственно, получаем результаты:

$$b_1 = 1 / 0.4^2 \cdot 0.81 = 2.35$$

$$b_2 = 1 / 0.4^2 \cdot 0.304 = 1.83$$

$$b_3 = 1 / 0.4^2 \cdot 2.345 = 14.5$$

Если установить значение общего давления, искать площадь соприкосновения плашки с оболочкой подвески.

Прогонка должна контактировать с оболочкой прогонки в двух точках конусообразной областью корпуса.

Площадь соприкосновения на первой точке конусообразной области:

$$f_1 = \pi D_1 l_1 \quad (21)$$

Площадь соприкосновения на второй точке конусообразной области:

$$f_2 = \pi D_2 l_2 \quad (22)$$

при D_1 - диаметр первой конусообразной области; D_2 - диаметр второй конусообразной области; l_1 - расстояние соприкосновения плашек относительно оболочки на первой конусообразной области; l_2 - расстояние соприкосновения плашек относительно оболочки на второй конусообразной области.

Работаю с определенной конструкцией головки КГ 5 700, средний диаметр конической поверхностью и участок сопряжения составит:

$$D_1 = 430 \text{ мм};$$

$$D_2 = 415 \text{ мм};$$

$$l'_1 = 71 \text{ мм};$$

$$l'_2 = 60 \text{ мм}$$

Отсюда:

$$l_1 = 61 \div \cos 25 = 68.1 \text{ мм};$$

$$l_2 = 50 \div \cos 25 = 56.7 \text{ мм}$$

И таким образом:

$$f'_1 = 3.14 \cdot 6.81 \cdot 42 = 900 \text{ см}^2$$

$$f'_2 = 3.14 \cdot 5.67 \cdot 40.5 = 740 \text{ см}^2$$

Итоговая площадь:

$$f' = f'_1 + f'_2 = 900 + 740 = 1640 \text{ см}^2$$

При учете неточностей изготовления деталей следует принять итоговую площадку соприкосновения на 16% побольше.

Тогда пересчетная площадь соприкосновения плашек с внешней оболочкой подвески рассчитывают так:

$$f_p = f' \cdot 0.85 = 1640 \cdot 0.85 = 1394 \text{ см}^2$$

Принято считать общие обсадные трубы за $G = 250$ тс.

Рабочей нагрузки, действующей в объединении плашек с внутренней областью оболочек клиновой подвески, можно рассчитать:

$$P=G/f_p = 250000/1394=179 \text{ кгс/см}^2$$

При удельной нагрузке коэффициент трения будет равен $\delta=0.18$.

Следует:

$$\varphi=\text{arcctg } f= \text{arcctg } 0.18=10^\circ$$

В итоге, предельная нагрузка трубы марки «М» $\sigma_T=75 \text{ кгс/мм}^2$ будет определяться следующим образом:

$$Q_M=2 \cdot 3 \cdot 14 \cdot 6.47 \cdot 1.3 \cdot 7700 / 0.701 \cdot 2.4 + 0.257 \cdot 1.79 / (1 + 0.074) \cdot \sqrt{0,074 \cdot \text{tg} (25 + 10) \cdot 14,7 + 1} = 223 \text{ т}$$

Подобным способом, расчёт показывает, что можно подвесить всю колонну обсадной трубы при диаметре 170 мм из марки «М» клиновой навески представленной конструкции.

Расчёт крестовика проводится частями. Прочность цилиндрической части определяют по формуле. Для первого крестовика колонной головки КГ 5 700, $f_H=56 \text{ мм}$; $D_{BH}=615 \text{ мм}$;

$$R=0.6, \sigma_T=0.6 \cdot 56=34.2 \text{ кг} \times \text{с/мм}^2$$

$$p_{\text{исп}}=200 \cdot 55 \cdot 33 / 615=603 \text{ кг} \times \text{с/см}^2$$

Давления для испытаний единичного крестовика примем за $290 \text{ кг} \times \text{с/см}^2$, исходя из этого коэффициент запаса составит:

$$k=p_{\text{исп}} \div p_{\text{опр}}=603/290=2.2$$

По следующей формуле определим предельную величину давления, где корпус крестовика теряет прочность, где $D_H=615 \text{ мм}$; $D_{BH}=498 \text{ мм}$:

$$p_{\text{пр}}=2.66 \cdot 75000 \text{ г} / 61.70 \div 49.8 = 1791 \text{ кгс/см}^2$$

В итоге определим запас прочностных характеристик по формуле:

$$p_{\text{пр}}=p_{\text{пр}} \div p_{\text{опр}}=1791/290=6.17$$

Расчет коэффициентов запасов прочностей, полученные путем анализа испытательного и предельного давлений, соответствуют необходимым характеристикам хрупкости крестовика.

2.2 Расчет фланцевого соединения на прочность и разрыв

При фланцевом сочетании деталей арматуры используется металлическое кольцо овального или восьмиугольного сечения для обеспечения герметичности.

При расчете фланца определяются следующие усилия:

1) Усилия обжатия - создаваемые при затягивании болтов фланца для обеспечения герметичности.

2) Рабочее усилие - возникающее при повышении давления в арматуре во время эксплуатации.

3) Усилия от разности температур - вызванные расширением или сжатием фланца и шпилек при нагнетании кипящей среды.

4) Усилие от веса боковых уводящих труб, прикрепленных к фонтанной арматуре.

Чтобы гарантировать герметичность стыка, прокладка поддерживает обжатие под определенным давлением для ликвидации антиплотности. Необходимое усилие обжатия зависит от конкретных условий и требований.:

$$P_{об} = \pi D_{ср} v_{эф} q_{об} \quad (23)$$

при $D_{ср}$ - диаметр прокладки, средний;

$v_{эф}$ - общая ширина соприкосновения прокладки;

$q_{обж}$ - необходимое давление, действующее на прокладку при сжатии.

Усилие, что действуют при эксплуатации $R_{эксп}$, учитывает несколько факторов, включая:

1 Давление, действующее на фланцы $R_{дав}$, которое стремится разжать соединение.

2 Усиленность затяжек обусловленное как $\Delta P_{зат}$, что необходимо быть удовлетворенным для обеспечения герметичности соединения.

3 Температура нагнетания среды будет влиять на R , которое может вызывать расширение или сжатие фланцев.

4 Влияние веса отводящих манифольд, которое создает дополнительные нагрузки на соединение.

При расчете усилия $R_{эксп}$ необходимо учесть все эти факторы, чтобы обеспечить безопасную и надежную работу соединения.:

$$P_{экс} = P_{дав} - \Delta P_{зат} + P_t + 2P_m \quad (24)$$

Остаточное усилие от удельного давления и усилие затяжки рассчитывается:

$$P_{\text{дав}} - \Delta P_{\text{зат}} = (\pi D_{\text{ср}}^2 \div 4) \times (P_p + \pi D_{\text{ср}} \cdot a_{\text{эф}} \cdot m \cdot P_p) \quad (25)$$

при P_p -арматурное давление;

m – коэффициент прокладки, который зависит от свойств упругости материала прокладки.

Если арматура работает с газообразным или обобщением гидро и аэрозон, в этом случае в формулу переставляют $3m$.

Если перекачивать горячую жидкость, то материал фонтанной арматуры у температуры больше, а прокладки соответственно меньше, поскольку у нее охлаждение эффективнее.

При убеждении, что фланцы жесткие, а шпильки и прокладки - упругие, приобретенную нагрузку рассчитывают следующим образом:

$$P_t = \Delta t \cdot h_{\text{ш}} \cdot \beta \div (h_{\text{ш}} / (\epsilon_{\text{ш}} \Sigma f_{\text{ш}}) - h_p \div (\epsilon_{\text{пр}} \Sigma f_{\text{пр}})) \quad (26)$$

при Δt - разница температур между фланцем и шпилькой; °C;

$h_{\text{ш}}$ - длина растягиваемой части шпильки;

α - коэффициент теплового расширения стали шпилек;

h_p - высота прокладки;

$E_{\text{ш}}, E_{\text{пр}}$ - модуль упругости материала прокладки и шпильки;

$f_{\text{пр}}$ - площадь горизонтального сечения прокладки.

Высота прокладки определяется по следующей формуле:

$$h_p = h_{\text{п}} - 0,22R \quad (27)$$

при R - радиус скругления прокладки. Соответственно можно рассчитать усилие в шпильках:

$$P_M = M_{\text{изг}} \div (D_{\text{ср}} - D_{\text{шп}}) \div 3 \quad (28)$$

при $M_{\text{изг}}$ – изгибающий момент от массы манифольда;

$D_{\text{шп}}$ - диаметр шпилек.

Усилие $P_{\text{рас}}$ принимают как большее из $P_{\text{об}}$ и $P_{\text{экс}}$. Расчетное усилие на самую нагруженную прокладку рассчитывают:

$$P_{\text{ш}} = P_{\text{рас}} \div n \quad (29)$$

при $P_{\text{рас}}$ - максимальная нагрузка; n - количество прокладок.

Шпильчное напряжение:

$$\sigma = P_{\text{ш}} / S_{\text{ш}} \leq \sigma_T / \eta \quad (30)$$

где $S_{\text{ш}}$ – продольная площадь сечения внутреннего диаметра;

η - коэффициент запаса принимают за 1.25-1.6.
 Момент допускаемой затяжки прокладки посредством ключа:

$$M_{\text{кл}} = (0.04 - 0.07) \sigma_T d_2 \quad (31)$$

где d - диаметр наружной резьбы прокладки;

σ_T - текучесть прокладки предельной.

Момент изгибающий затяжения прокладки рассчитывают:

$$M = 0.065 \sigma d^2 \quad (32)$$

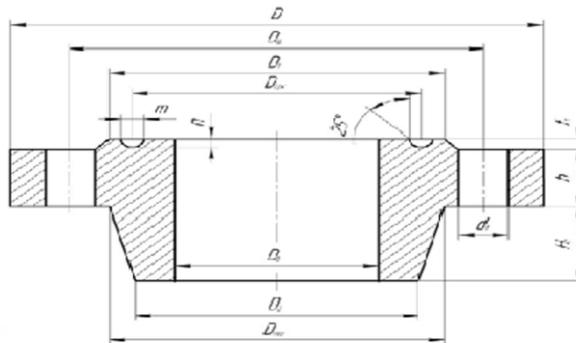


Рисунок 2 – Схема расчета фланца

Изначальные данные для расчетов:

- Диаметр фланца 280 мм;
- Диаметр отверстия 55 мм;
- Диаметр шпильки внутренней 95 мм;
- Ширина шпильки 13.4 мм;
- Высота шпильки 13.4 мм;
- Диаметр соединения прокладкой 120 мм;
- Давление 35 Мпа;
- Термоусловия нагнетаемой среды 100°C;
- Количество прокладок 10;
- Высота прокладки 58 мм;
- Высота поперечной резьбы шпильки 1.8 мм.

Для прокладки из стали 11X23H7T $q_{\text{обж}}=500$ МПа
 Средний диаметр прокладки:

$$D_{\text{cp}} = D_{\text{н}} - a = 118.8 - 13.4 = 105.4 \text{ мм}$$

$$b_{\text{эф}} = a \div 4 = 13.4 \div 4 = 3.35 \text{ мм}$$

тогда:

$$P_{\text{обж}} = 3.14 \cdot 105.4 \cdot 3.35 \times 10^{-6} \cdot 500 \cdot 10^6 = 445875 \text{ Н}$$

Чтобы определить эксплуатационное усилие используем формулу, поскольку температура нагнетаемой жидкости не должна превышать 100°C, а данные веса труб манифольд отсутствуют. Необходимо определить рабочее давления и усилие затяжки:

$$P_{\text{эксп}} = P_{\text{дав}} + \Delta P_{\text{зат}} = (\pi D_{\text{ср}}/3) \cdot P_p + \pi D_{\text{ср}} \cdot a_{\text{эф}} \cdot m \cdot P_p = (3.14 \cdot 107.4^2/4) \cdot 35 \cdot 10^6 \cdot 2 \cdot 10^{-6} + 3.14 \cdot 108.9 \cdot 3.1 \cdot 10^{-6} \cdot 3.2 \cdot 35 \cdot 10^6 = 472421 + 8144 = 410540 \text{ Н}$$

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{эксп}} = 410540 \text{ Н}$$

Нагрузка, что действуют на самую крепкую прокладку, можно рассчитать следующим образом:

$$P_{\text{ш}} = 410540 / 8 = 51318 \text{ Н}$$

Диаметр прокладки можно рассчитать:

$$S_{\text{ш}} = P_{\text{ш}} / \sigma_T \cdot \eta = 51318 / 371 \cdot 10^6 \cdot 1.5 = 458 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Расчет диаметра шпильки по пакеру резьбы:

$$d' = \sqrt{\frac{4f_{\text{ш}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4658}{0.785}} = 27.1 \text{ мм}$$

Подберем диаметр прокладки:

$$d = d' + 2h_p = 27.1 + 2 \cdot 1.4 = 29.9 \text{ мм}$$

Нагрузку в шпильке рассчитывается:

$$\zeta = 513180 / 351 \cdot 10^{-4} = 275.8 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2$$

Продольная площадь сечения прокладки:

$$S_{\text{п}} = 0.833 (26 - 2 \cdot 1.1)^3 = 474 \text{ мм}^2$$

Момент допускаемой затяжки шпильки

$$M_{\text{кл}} = 0.6 \cdot 314 \cdot 10^8 \cdot 15^3 \cdot 10^9 = 405 \text{ Нм}$$

А момент расчетной нагрузки составит:

$$M_{\text{кл р}} = 0.085 \cdot 173 \cdot 10^{-6} \cdot 18^3 \cdot 10^{-7} = 289 \text{ Нм}$$

2.3 Расчет крестовика колонной головки

Расчет крестовика колонной головки производится с учетом различных рабочих давлений, которым он будет подвергаться. Обычно крестовики рассчитывают на два разных рабочих давления. Нижние присоединительные размеры крестовика рассчитываются на нижнее рабочее давление, а верхние - на высшее рабочее давление. Соответственно цилиндрическая часть крестовика превышает величину толщину стенок.

Можно легко проверить прочность цилиндрической части крестовика:

$$p_{\text{исп}} = 210sR/D \leq [p_{\text{исп}}] \quad (33)$$

Проводят детальный расчет первого крестовика колонной головки, где S - толщина стенки, R - радиус, и σ_T - предельное напряжение, D - внутренний диаметр.

К примеру, для выбранного крестовика, $f = 65$ мм, $D = 714$ мм, $R = 0.7$, $\zeta_T = 0.7 \times 65 \approx 44$ кгс/мм².

Полученное значение $p_{\text{исп}}$ (напряжение в цилиндрической части крестовика) равно 650 кгс/см².

Давление испытательное для выбранного крестовика составляет 180 кгс/см², потому коэффициент запаса равен

$$k = p_{\text{исп}}/p_{\text{опр}} = 650/180 = 1.89 \quad (34)$$

Давление, при котором прочность корпуса крестовика увядает, можно рассчитать по формуле, где D_n - наружный диаметр, $D_{вн}$ - внутренний диаметр. Для данного крестовика $D_n = 610$ мм и $D_{вн} = 500$ мм, получаем значение предельного давления ($p_{\text{пр}}$) равное 1123 кгс/см².

Коэффициент запаса прочности равен:

$$k = p_{\text{пр}}/p_{\text{опр}} = 1123/280 = 6.15 \quad (35)$$

Значения коэффициентов запаса прочности, которые были получены в результате расчётов, по испытательным и предельным давлениям частично удовлетворяют условию обеспечения нужной прочности крестовика и необходимо учитывать литейную технологию, чтобы его изготовить.

3 Техническое обслуживание колонной головки

3.1 Монтаж и ремонт колонной головки для фонтанирующих скважин

При эксплуатации скважины устье не подвергается транспортировке и даже ремонту. Поэтому его конструкция и монтаж обязывает соблюдать высокие требования.

Большинство серийно выпускаемых устьевых компоновок рассчитаны на посадку обсадных труб на плашки или конусы. Внешние и внутренние поверхности плашек и конусных частей в устьевом узле должны быть очень чистыми при сборке. Например, в случае устья ГК-1000 конус диаметром 178 мм поворачивается на последнюю обсадную трубу и опускается до посадки на конус диаметром 254 мм. После полного монтажа устьевого узла открывают поворот крестовины противовыбросового превентора, а конусы промывают потоком воды и опускают колонной 168 мм с посадкой конуса на конус 254 мм на 178 мм.

После освоения скважин противовыбросовое оборудование демонтируется, а конус диаметром 178 мм закрепляется в устье с помощью полуколец. Верхний фланец навинчивается на устье скважины для размещения крестовины противовыбросового превентора или елочного оборудования. На крестовину оборудования елки устанавливается пьедестал для подвешивания насосно-компрессорной колонны. Общая высота елки с постаментом 1000-1500 мм.

Опыт строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин показывает, что на этапе монтажа устьевого оборудования целесообразно устанавливать главный фланец устья не выше 0,5 м от поверхности земли.

Это достигается следующим образом:

Возможность установки устройств защиты от отдачи по типовым схемам, указанным в ГОСТ 13862-75, с двумя предохранителями на рабочих высотах основания башни.

Линейное расположение коллекторной линии противовыбросового оборудования.

Снятие буровой установки с устья скважины при наличии на устье обсадной колонны.

Удобное устьевое обслуживание.

Проведение капитальных и текущих ремонтов с мобильными установками.

Кроме того, приподнятое положение устьевого фланца позволяет быстрее и безопаснее производить замену наземного оборудования при ликвидации открытых газовых и нефтяных выбросов. Поэтому в устьевых компоновках ГК-350, КГ-700, ГК-1000 верхняя поверхность фланца, на котором размещается крестовина противовыбросового превентора, проектируется на высоте не менее 0,5 м от поверхности земли.

Для низкого и среднего давления удобна установка устьевых агрегатов ОКК1-140 и ГКН-1. При использовании двух превенторов устьевые агрегаты устанавливаются на поверхности без отверстий в стволе скважины.

В случае многоколонной конструкции скважины устьевые компоновки должны устанавливаться на головной ствол с колонной для крепления промежуточных пакеров. При этом нижний фланец крестовины устанавливается на высоте 0,5 м от поверхности земли с помощью переходных катушек превентора.

Порядок проведения испытаний при бурении устьевых компоновок (всех типов) следующий. После завершения сборки устьевого агрегата в скважине всю систему необходимо опрессовать до давления, соответствующего максимально допустимому (расчетному) внутреннему давлению обсадной колонны, с поддержанием давления в течение 30 минут. Если за это время давление не превышает 0,5 МПа, целостность колонны считается сохраненной. По результатам опрессовки составляется соответствующий отчет. Эти отчеты хранятся на предприятии и на буровой. Согласно требованиям, устьевые компоновки без пакеров испытывают при опрессовке противовыбросового оборудования на опущенной колонне труб через открытый отклонитель и закрытый превентор.

3.2 Монтаж и эксплуатация колонных головок

В процессе бурения скважины колонная головка устанавливается на обсадных трубах сочетания около причиной вышечного блока. Присутствие наибольшей возвышенности колоночной головки а также потребности применения противовыбросового оснащения, уровень подвышечного основания приближено к 7 метрам.

Эксплуатация колонной головкой к устью скважины выполняется по следующим методом: как только агрегаты и цементирования кондуктора установлены, на бетонированном основании, опорная плитка ставится, на нее навинчивается крестовик, что или укрепляется в центр и обваривается, так дабы его основная область находилась на плите. Испытывается горизонтальность нижнего фланца крестовика, который после промывки крепится к основе.

Как только проверка на прочность и герметичность обсадной колонны проверены, крестовик подвергается очистке посредством воды, и в его верхнее резьбовое кольцо ставят предохранитель, выполняющий функцию поддержки прочности устройства, и защищает крестовик вместе со спущенными обсадными колоннами от коррозии посредством бурильного долота, во время бурения последующей зоны. Патрубок ставят на фланец крестовика, который объединяется с центром конструкции и поддерживает циркуляцию среды при эксплуатации и цементирования скважин.

Скважина бурится под колонну диаметром 347 мм, прорабатывается основа скважины, а затем спускается колонна. Предохранитель изымается перед тем, как спустить колонну. Если в колонную головку закрепить трубу диаметром 347 мм, тогда последняя труба, которая будет закрепляться в клиновой подвеске, должна быть измерена наружным диаметром для определения округлости. Если

эта округлость не превысит 3-4 мм, последняя труба должна быть обработана наружным диаметром, чтобы уменьшить такую значительную эллипсность. При этом клиновая подвеска должна равномерно охватывать трубу по всему диаметру, и фактическая грузоподъемность будет приближаться к теоретической. Это обеспечивает надежную работу герметичной части. При минимальной округлости внешнего диаметра колонны ее монтаж не требуется. Чтобы монтировать и обеспечить герметизацию трубы, диаметром от 369 до 373 мм, в эксплуатации используют клиновую оснастку и манжет.

Для того, чтобы подвесить колонны диаметром 348 мм и 317 мм используют специальный переходник с внешним диаметром более 380 мм.

Как только провели проверку прочности и герметичности труб, крестовик подвергается мощной очистке посредством использования эксплуатационной водой. Подвеска собирается и монтируется на последнюю трубу, после чего колонны разгружаются, и подвеска опускается в расточку крестовика, чтобы колонна установилась на клинья подвески. Если клиновая подвеска не может быть установлена в расточку корпуса крестовика после обхватывания трубы, что говорит о разнице расположении осей колонны и устья. Для решения проблемы колонну подвергают наклону, чтобы в результате прийти к единому центру. Когда центр найден, клиновая оснастка легко проходит ниже через крестовика. Лишнюю длину погружаемой колонны отрезают на расстоянии 170–185 мм. Данный подсчет ведется от верхнего торца фланца.

Верхняя расточка крестовика 3 используется для установки крышки оснастки. С обеих сторон этой расточки помещаются по 4 манжет. После установки уплотнительной прокладки в канавку крестовика 3, на него устанавливают крестовик 8, а в его расточку помещается предохранитель. Переходную катушку можно установить на фланец крестовика. Помимо катушки помещают превентор и разборный желоб.

Затем приступают к бурению скважины под последующую трубу, как в предыдущей скважине бурят основной ствол и спускают необходимые колонны.

Что касается колонной головки, последовательность ее монтажа идентична спуску обсадных колонн. Категорически необходимо сохранять высоту оси установки превенторного манифольда на протяжении всего процесса строительства. Когда бурят глубокие скважины прибегают к превенторному оборудованию с рабочим давлением 800 кг×с/см², а для обсадной колонны диаметром 315 мм — с рабочим давлением 350 кг×с/см². В практике часто применяется один манифольд с рабочим давлением 700 кг×с/см², чтобы сократить время монтажа. Для достижения необходимой высоты до центра установки манифольда прибегают к специальным манжетам и фланцам.

Превенторное оборудование больше не нужно, как только бурение цементного основания для новой скважины завершено. Раз с верхнего фланца сняли превентор, для дальнейшей эксплуатации скважины устанавливают фонтанную арматуру или так называемую Елку.

На фонтанной арматуре должен быть манометр, который служит для контроля избыточного давления между трубами. Особое внимание следует

уделять пространствам между трубами диаметрами 150 - 220 мм. Регулярно необходимо наносить специальную пасту на уплотнения этих колонн через штуцеры.

При проектировании и эксплуатации колонной головки важно учитывать различные факторы, которые могут повлиять на ее состояние и надежность. Один из таких факторов — это температурные напряжения, которые возникают в различных компонентах колонной головки. Металлические прокладки, шпильки и обсадные колонны могут подвергаться значительным температурным изменениям, что может привести к деформациям и потере прочности.

Кроме того, колонные головки подвержены абразивному и коррозионному воздействию рабочих жидкостей, проходящих через них. Это может привести к износу и повреждению труб, что в свою очередь может ослабить фланцевые соединения и привести к утечкам.

Поэтому важно постоянно следить за состоянием фланцевых соединений в процессе эксплуатации колонной головки. Даже незначительные пропуски или утечки требуют внимания, так как они могут вызвать повреждения прокладок и ухудшение работы всей системы.

В процессе использования могут возникать механические повреждения или коррозия, которые могут уменьшить прочность и работоспособность головки. Регулярный мониторинг и техническое обслуживание помогут обнаружить и устранить такие проблемы вовремя.

Наконец, при монтаже и эксплуатации колонных головок необходимо строго соблюдать правила безопасности, особенно в нефтегазодобывающей промышленности. Это включает использование соответствующих инструментов и оборудования, защиту от возможных опасностей и обучение персонала правилам безопасной работы с головками.

В общем, поддержание надлежащего состояния и надежной работы колонной головки требует внимания к различным аспектам, включая температурные напряжения, воздействие рабочих жидкостей, состояние фланцевых соединений и соблюдение правил безопасности.

4 Охрана труда

4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Условия труда в фонтанном комплексе, в отличие от условий другого производства, имеют персонал, обслуживающий объекты на месторождении, только при осмотре.

Многие несчастные случаи при использовании фонтана происходят под воздействием горения и отстрела углеводородов. При воздействии нефтяных паров и нефтепродуктов на воздух могут образовываться взрывоопасные смеси, которые могут гореть при открытом огне или искре, крайне опасно появление взрывоопасных концентраций в закрытых местах, емкостях, трубопроводах высокого давления и других объектах.

Иногда в процессе эксплуатации фонтанных скважин существует угроза открытого фонтанирования, соответственно взрывов, пожара и отравления газом.

При освоении месторождений с аномально высоким давлением открытого фонтанирования возможны случаи применения скважинного оборудования в агрессивной среде.

При эксплуатации скважины иногда происходят повреждения наземных коммуникаций, взрывы внутри скважин и другие аварии, представляющие определенную опасность для обслуживающего персонала.

Операции при обводнении скважины, а также монтажные и демонтажные работы устьевого арматуры являются сложными и опасными. Выявленные угрозы возникают при замене штуцера или задвижки, при установке лубрикатора при устранении скопления гидрата.

4.2 Меры безопасности при эксплуатации фонтанной арматуры

Для обеспечения безопасности эксплуатации устьевого арматурой, агрегат необходимо надежное и герметично заземлить. Важнейшее требование к устьевому оборудованию при фонтанирующих скважинах заключается в прочности нарезов и герметичности наиболее ответственных участков.

Максимальная часть арматуры - головка трубы, которая плавит давление, близкое к донному давлению. При выборе фонтанной арматуры ее рабочее давление должно соответствовать ожидаемому давлению на период эксплуатации. Перед установкой арматуры в устье ствола его осматривают в собранном виде под испытательным давлением паспортов. Арматура должна быть обеспечена полным комплексом уплотнений и шпилек. Они основаны на технических условиях расположения арматуры.

Арматура скважины должна быть устойчивой к воздействию песка и газа, включая способность сопротивляться демонтажу при давлении. При соединении

фонтанной арматуры с газораспределителем по возможности следует применять прямые трубы. Потому что там, где есть крен, не должно быть скопления песка.

Работа по замене деталей цепи и головки трубопровода во фонтанной скважине действительно является опасной и требует соблюдения определенных мер предосторожности. Одной из основных мер безопасности является наполнение фонтана водой или глинистым раствором, в зависимости от давления или давления слоя. Это позволяет избежать работы под течением и в газовой среде скважины, что снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

При заделке фонтанной скважины струйный расход нефти следует направлять на специальную емкость, предназначенную для защиты окружающей среды от загрязнения и обеспечения пожарной безопасности. Это важная мера, которая помогает предотвратить негативное воздействие на окружающую среду и минимизировать риск возгорания вокруг скважины.

Для предотвращения запуска агрегатов во время отключения электроэнергии используются масляные выключатели. Это дополнительная мера безопасности, которая предотвращает возможность аварийного пуска и обеспечивает контроль над работой оборудования во время отключения питания.

Установка обратного клапана на лебедке насоса является одним из важных технических решений для предотвращения обратного потока воды через монофольды лебедочной насосной станции нагнетательной скважины.

Это помогает предотвратить повреждения и неполадки в системе, связанные с нежелательным потоком воды в обратном направлении.

Важно обратить внимание на безопасность и технические аспекты в работе фонтанной скважины. Это включает в себя не только установку обратного клапана, но и другие меры безопасности и технические решения, такие как контроль давления, использование защитных устройств, регулярное техническое обслуживание и проверка состояния оборудования.

Все эти меры направлены на обеспечение безопасной и эффективной работы фонтанной скважины, снижение рисков возникновения аварийных ситуаций и защиту окружающей среды от возможных негативных воздействий.

Технические решения и меры безопасности должны быть внедрены и поддерживаться в соответствии с соответствующими нормами и стандартами, чтобы обеспечить надежную и стабильную работу системы нагнетания скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Узел подвески обсадной колонны имеет особое значение, так как он обеспечивает надежное крепление обсадной колонны внутри скважины. Этот узел должен быть достаточно прочным и надежным, чтобы выдерживать давление и нагрузки, которые возникают в процессе эксплуатации скважины.

В процессе разработки проекта были выполнены расчеты узла подвески клина, фланцев и болтов, исходя из технических характеристик устьевых элементов ОКК2 на рабочее давление 35 МПа. Это позволило определить нагрузки на фланцевое соединение и обеспечить необходимую прочность устья.

Выбор устья ОКК2 для данного проекта обусловлен его применимостью к глубоким скважинам. Множество месторождений нефти и газа в Казахстане имеют относительно большую глубину, и в таких случаях устья типа ОКК обычно применяются для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации.

В рамках исследования была разработана конструкция колонной головки, специально предназначенной для фонтанирующих скважин с высоким давлением в размере 35 МПа. Для достижения этой цели проведен анализ существующих методов и технологий, используемых в данной области, и изучены требования и ограничения, связанные с работой скважин на высоких давлениях.

В результате исследования была разработана оптимальная конструкция узла подвески обсадной колонны, обеспечивающая надежное крепление и прочность при работе на высоких давлениях. Это позволит повысить эффективность и безопасность эксплуатации скважин, особенно в условиях глубоких месторождений в Казахстане.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Аванесов, В.А. Москалева Е.М. Расчеты машин и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа с применением ЭВМ . : /Учебное пособие/ - Ухта . : Ухтинский индустриальный институт , 1992 . – 109 с.
- 2 Аминян, В.А. Освоение эксплуатации и ремонт фонтанных скважин . – М .: ГОСТОПТЕХИЗДАТ , 1995 . – 200 с.
- 3 Бойко, В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений . – М . : Недра , 1990 .-427 с.
- 4 Молчанов, Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник для вузов. -М.: Недра, 1984. - 464 с.
- 5 Раабен, А.А. Шевалдин Л.Е. Маскутов Н.Х. Монтаж и ремонт бурового и нефтепромыслового оборудования . – М . : Недра , 1980 .-393с.
- 6 Чичеров, Л.Г. Молчанов Г.В. Рабинович А.М. и др. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования .-М.:Недра,1987 .-422 с.
- 7 А.с. 1609959 СССР,МКИЗ E21B33/03 Устройство для герметизации устья скважины / Кирш Б. А. Исмаилов А. А. Мамедов Ю. С. Агаев М.К. (СССР) - №463396/24 – 03 Заявлено 19,07,88; Оpubл. 30,11,90;Бюл.№44
- 8 Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. Учебник для вузов – М.; ООО «Недра - Бизнесцентр», 2004. – 691с.
- 9 П.Ф.Дунаев, О.П.Леликов Конструирование узлов и деталей машин. Изд. «Высшая школа», учебное пособие, 1998
- 10 Горбацевич А.Ф., Шкред В.А. Курсовое проектирование по технологии машиностроения. - Минск: Высшая школа, 1983. - 255 с.
- 11 В.И. Ивановский, В.И. Дарищев «Оборудование для добычи нефти и газа» - М: Недра, 2002
- 12 А.Г. Молчанов, Г.В. Молчанов «Машины и оборудование для добычи нефти и газа» - М: Недра, 1984
- 13 Л.Г. Чичеров «Нефтепромысловые машины и механизмы» - М: Недра, 1983
- 14 А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов «Технология и техника добычи нефти» - М: Недра, 1986
- 15 В.Г. Шульга, Е.Н. Бухаленко «Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин» - М: Недра, 1978
- 16 В.Н. Васильевский, А.И. Петров «Техника и технология определения параметров скважин и пластов» - М: Недра, 1989
- 17 Л.Г. Чичеров, Г.В. Молчанов, А.М. Рабинович «Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования» - М: Недра, 1987
- 18 А.Х.Шарипов, Ю.П. Плыкин «Охрана труда в нефтяной промышленности» - М: Недра, 1996
- 19 Е.Н. Петров «Правила пожарной безопасности в нефтяной промфшленности» - М: 1987

20 М.М. Сулейманов «Охрана труда в нефтяной промышленности» -М: Недра, 1980

21 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа. М., 2002.— Ч.1.- 768 с.

22 Иванов М.Н., Детали машин М., Высшая школа, 1991.— 350 с.

23 Казак А.С., И.И. Росин, Л.Г. Чичеров Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти. М., Недра, 1973.— 230 с.

24 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1974.— 184 с.

25 Сулейманов М.М. и др. Охрана труда в нефтяной промышленности. М., Недра, 1980.— 392

26

[https://official.satbayev.university/download/document/20453/5B072400%20-%20Гуламов%20Расул%20Бахтиярович-signed%20\(1\)](https://official.satbayev.university/download/document/20453/5B072400%20-%20Гуламов%20Расул%20Бахтиярович-signed%20(1))

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сүндетқали Байжігіт Дәуренұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Разработка конструкции колонной головки для фонтанирующих скважин с давлением 35 Мпа

Научный руководитель: Касым Елемесов

Коэффициент Подобия 1: 3.1

Коэффициент Подобия 2: 1.7

Микропробелы: 2

Знаки из других алфавитов: 105

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Дата 06.06.23

Заведующий кафедрой

