

АНДАТПА

Бұл дипломдық жобада белгілі техникалық, конструктивтік және ұйымдастырушылық шешімдер негізінде мен қосалқы плунжерді орнату арқылы шеврон тығыздағыштарын майлау жүйесін әзірлеу бойынша міндеттер кешенін шештім. Жобада айналмалы превентордың конструкциясы, жұмыс ерекшеліктері және жөндеу ерекшеліктері ашылды, жабдықтың негізгі тораптары толығымен есептелген. Есептеу бөлігінде бұрғылау станогы, сондай-ақ превентордың негізгі тораптары есептелді және алынды.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте на базе известных технических, конструктивных и организационных решений мною был решен комплекс задач по разработке системы смазки шевронного уплотнения путем установки подпружиненного плунжера. В проекте была раскрыта конструкция, особенности работы и особенности ремонта вращающегося превентора, полностью рассчитаны основные узлы оборудования. В расчетной части был рассчитан и подобран буровой станок, а также основные узлы превентора.

ANNOTATION

In this diploma project, on the basis of well-known technical, structural and organizational solutions, I solved a set of tasks for the development of a chevron seal lubrication system by installing a spring-loaded plunger. The project revealed the design, operation and repair features of the rotating preventer, fully calculated the main components of the equipment. In the design part, the drilling rig was calculated and selected, as well as the main components of the preventer.

Введение	3
1 Технология бурения скважин на депрессии	4
1.1 Анализ технологического оборудования	5
1.2 Описание технического предложения	13
2 Расчетная часть	17
2.1 Расчет корпуса превентора	18
2.2 Расчет крышки превентора	18
3 Ремонт и монтаж	19
3.1 Эксплуатация предложенного оборудования	19
3.2 Ремонт предложенного оборудования	21
3.3 Организация работ по монтажу превентора	22
4 Экономические расчеты	25
4.1 Расчет себестоимости базового вращающегося превентора	25
4.2 Расчет себестоимости аналогичной техники	25
4.3 Определение расчетной себестоимости новой техники	25
4.4 Расчет оптовой цены новой техники	26
4.5 Определение величины транспортно-заготовительных и пуско-наладочных расходов	26
4.6 Определение капитальных вложений	26
4.7 Расходы на содержание оборудования	27
5 Оценка технического уровня предложения	29
6 Охрана труда и окружающей среды	30
6.1 Охрана окружающей среды	33
Заключение	34
Список использованной литературы	35

ВВЕДЕНИЕ

Во время бурения скважин, возможны возникновения проявлений, а также фонтанов, нарушающих общее состояние скважин и процесс работы, необходимых для правильного их завершения. Причины таковых проявлений различны, в обычных случаях появляются от недоскональной проверки пластового давления, неразумного ведения бурения и нарушения дисциплины в технологическом смысле.

Такие фонтаны и пластовые выбросы представляют некую угрозу для рабочих, а также последствиями этих фонтанов является загрязнение окружающей среды и техногенные катастрофы.

Для недопущения таких выбросов и открытых фонтанов при буровых работах, разных испытаниях и освоении скважин, применяют, постоянно модернизирующиеся различные схемы обвязки устья-ПВО. В состав ПВО (противовыбросовое оборудование) входят такие герметизирующие устройства, устанавливающиеся на устье скважины, они герметизируют скважину, как при отсутствии в ней буровых труб, так и при их полном наличии.

Для герметизации устья скважин в основном используются плашечные превенторы, так как их конструкция, их обслуживание и управление относительно просты, а так же повышенная, в сравнении с другими видами превенторов, надежность позволяет работать с ними долго.

Однако такие превенторы не гарантируют герметизацию устья скважины, если на уровне плашек имеется ведущая труба, муфта и буровый замок или другие части колонны труб, диаметр и геометрические формы которых не соответствуют установленным в превенторе плашкам.

Цель моего дипломного проекта- это применение в модернизированной конструкции таких нововведений, которые повысят надежность и работоспособность превентора, снизить маслосодержание и убедиться в безопасности его обслуживания.

1 Технология бурения скважин на депрессии

В нефтепромысловой практике встречаются не мало фактов, когда скважины, при бурении которых отмечались интенсивные нефтегазоводопроявления, после введения их в эксплуатацию или вовсе не давали приливу нефти и газа, или имели очень низкую производительность. Подобное положение значительно снижает технико-экономические показатели разработки отдельных залежей и сдерживает своевременное выявление нефтегазоводопроявлений на перспективных площадях.

При вскрытии продуктивного горизонта основная задача заключается в том, чтобы проницаемость коллектора была сохранена и призабойная зона была незагрязняющейся жидкой и твердой фазами бурового раствора.

Нельзя считать допустимым, когда в процессе вскрытия продуктивного горизонта, особенно на больших глубинах, допускаются перепады давлений, которые достигают 10 МПа и более.

Совсем недопустимо, когда продуктивные горизонты, в которых давление ниже гидростатического, также раскрывают с применением глинистого раствора. В этих условиях, естественно, коллекторские свойства горизонта настолько ухудшаются, что производительность скважин уменьшается в несколько раз.

Совершенствование методов вскрытия продуктивных горизонтов с давлением на забое выше гидростатического и с давлением, равным гидростатическому, производится изменением плотности бурового раствора.

Особенное место в проблеме совершенствования процесса вскрытия горизонтов занимают вопросы повышения качества вскрытия горизонтов с давлениями ниже гидростатического.

Если при вскрытии продуктивных горизонтов с высокими пластовыми давлениями негативное влияние бурового раствора может быть снижено путем создания значительных депрессий на горизонт, когда в системе «горизонт - скважина» могут быть обеспечены большие перепады давлений, то убыток, нанесенный породам призабойной зоны с низкими пластовыми давлениями, устраняется с большими трудностями. Трудности возникают и при испытании горизонтов с низкой проницаемостью, когда даже значительные перепады давления между пластом и скважиной не позволяют получить приток жидкости (газа) из призабойной зоны. Поэтому вопросы качества вскрытия продуктивных горизонтов с низкими пластовыми давлениями и низкой проницаемостью имеют особенно важное значение.

В последнее время при вскрытии высоконапорных горизонтов с низкой проницаемостью за рубежом применяют метод бурения под низким давлением.

Мировой опыт строительства скважин однозначно указывает направление, при котором возможное достижение максимального успеха - это вскрытие продуктивных горизонтов на депрессии, то есть при давлении ниже пластового. Широкое внедрение этой технологии в зарубежных странах из развитой

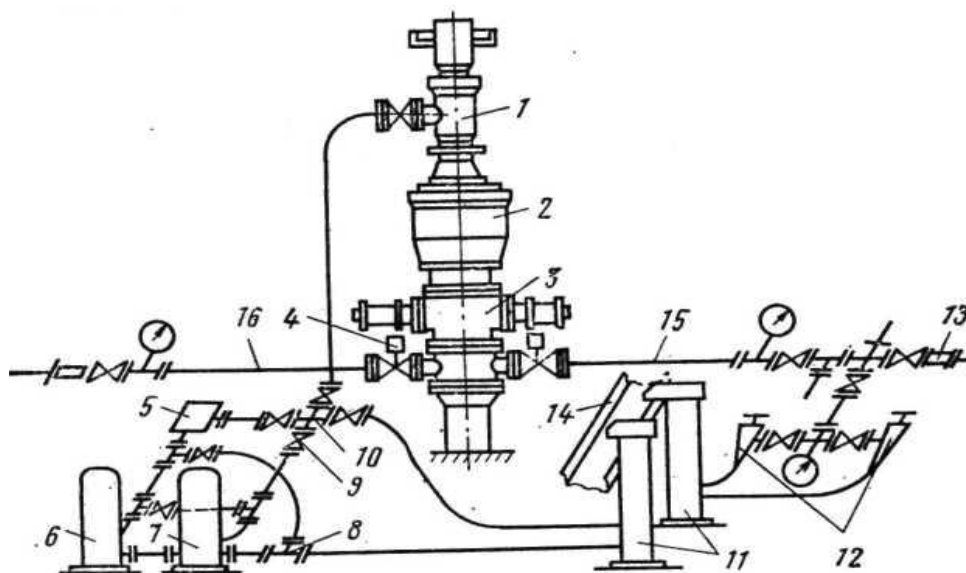
нефтегазовой промышленностью показали перспективность и обозначили ряд ее существенных преимуществ перед бывшей технологией:

- значительное повышение производительности нефтяных слоев;
- сокращение расходов и времени на освоение скважин;
- повышение коэффициента выдержки продукции горизонтов;
- повышение скорости проходки и ресурса пород разрушающего инструмента;
- предотвращение поглощений бурового раствора;
- снижение вероятности прихватов бурильного инструмента.

1.2 Анализ технологического оборудования

Опыт глубокого бурения показал, что вследствие больших перепадов между забойными и пластовыми давлениями, давлениями столба раствора и давлениями слоев открытого ствола возникают тяжелые осложнения в скважинах, снижается механическая скорость проходки и значительно ухудшаются все технико-экономические показатели.

Особенно оказывается при массовом бурении сверхглубоких скважин с аномально-высокими пластовыми давлениями на глинистых буровых растворах. В этих условиях перепады давления достигают наибольших величин. При этом поглощается глинистый раствор, ухудшается проходка, имеют место прихваты колонны труб, дорожают все технологические операции в скважинах.



- 1 - вращающийся преентор; 2 - универсальный преентор; 3 - плащечный преентор; 4 - гидр управляемая задвижка; 5 - штуцерная батарея; 6 - сепаратор высокого давления; 7 - сепаратор низкого давления; 8 - тройник; 9 - задвижка; 10 - крестовик; 11 - отбойная камера; 12 - регулирующие штуцеры; 13 - быстросъемный штуцер; 14 - желоб; 15 - рабочие выбросы; 16 - аварийные выбросы

Рисунок 1 - Оборудование устья для бурения «на равновесии»

Особенности бурения скважин с равновесной системой требуют применения дополнительного оборудования. Такой комплекс оборудования был разработан ВНИИБТ и Азинмашем. В его состав входит противовыбросовое оборудование: плащечный, универсальный и вращающийся превенторы, манифольд, гидравлическая система управления; специальное оборудование для регулирования противодействия на слой (штуцерная батарея, обвязка циркуляционного отвода оборотного превентора, сепараторы высокого и низкого давления). В комплексе оборудования скважины для бурения «на равновесии» ствол скважины - слой устье штуцерная батарея 5, предназначенная для плавного регулирования противодействия на пласт в процессе бурения. Система циркуляции, состоит из трех параллельных струн. В каждой струне устанавливают по три быстросъёмных и одном регулирующем штуцере и задвижки. Струны имеют общие впускной и выпускной коллекторы. Батарею монтируют на раме. Давление изменяется в зависимости от диаметра переменных насадок в быстросъёмных штуцерах и плавному регулированию регулирующими штуцерами. Сепараторы высокого 6 и низкого 7 давлений (100 и 16 кгс/см²) компенсируют пульсации устьевого давления, поддерживают заданный противодействие на слой и дегазируют буровой раствор в процессе циркуляции.

Отбойная камера, установленная в манифольде, снижает кинетическую энергию потока и соединяет манифольд с жёлобной системой.

В зависимости от давления на устье скважины обвязка позволяет направлять буровой раствор из отвода оборотного превентора в желобную систему через: отбойную камеру; сепаратор низкого давления; штуцерную батарею и сепараторы высокого и низкого давления; штуцерную батарею и сепаратор низкого давления; штуцерную батарею, проходя сепараторы.

Описанный комплекс устьевого оборудования позволяет проводить следующие технологические операции при бурении скважин

1. Бурение с обычной системой циркуляции промывной жидкости.
2. Бурение с регулированием противодействия на пласт путем поддержания заданного давления на устье.
3. Предотвращение выбросов, неуправляемого фонтанирования и глушения скважины при избыточном давлении на устье.
4. Бурение на двух растворах.

Установка оборудования на устье скважины возможна при увеличении высоты основания вышки до 6 м.

В штуцерные батареи могут входить регулирующие штуцеры, как с ручным, так и из дистанционным гидравлическим - управлением у пульта бурильщика. На пульте управления (у пульта бурильщика) устанавливают манометры, которые регистрируют давление в нагнетательной линии и на устье кольцевого пространства.[2]

Регулирующий штуцер предназначен для плавного регулирования давления на забое скважины.

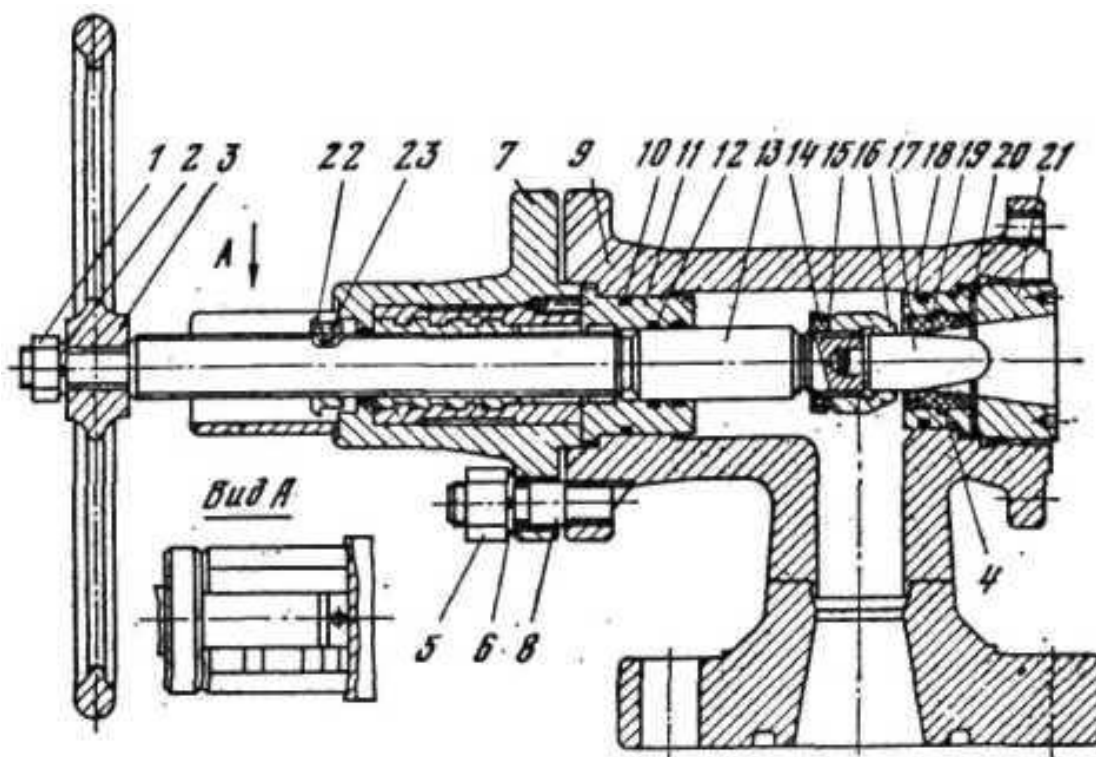
К корпуса штуцеру присоединяют крышку с трапецеидальной резьбой. Шпиндель, на конце которого гайкой укрепленный наконечник, вращая в трапецеидальной резьбе крышки, регулирует степень открытия - закрытие отверстия в насадке. Штуцер и насадка изготовлены из твердого сплава, который охраняет их от интенсивного размывания при работе скважины. Насадка закрепляется в корпусе гайкой.

Регулирующий штуцер имеет указатель открытия - закрытие, риски которого, нанесенные на специальном корпусе, указывают

Эквивалентный диаметр кольцевого пересечения между наконечником с насадкой.

Степень открытия кольцевого отверстия регулируется осевым перемещением наконечника относительно насадки с помощью маховика, насаженного на шпиндель.

Регулирование давления в скважине штуцером с ручным управлением занимает много времени, требует больших усилий и не всегда эта операция безопасная. С целью устранения этих недостатков была созданная конструкция регулирующего штуцера с гидравлическим дистанционным управлением ШР.



1 - гайки; 2, 6 - шайба; 3 - маховик; 4, 10, 12 - уплотняющие кольца; 7 - крышка; 8 - булавка; 9 - корпус; 11 - втулка- 13 - винт; 14 - контргайка; 15 - шайба; 16 - гайка; 17 - насадка ; 18-втулка; 19-штуцер; 20 - шайба; 21 - гайка; 22 - указатель;23 - винт

Рисунок 1.1 - Регулирующий штуцер

Конструктивные особенности регулирующего штуцера: на устье скважины, которая бурится, противодавление создается при уменьшении проходного пересечения штуцера с помощью деформации резинового регулятора; регулятор деформируется под действием давления жидкости, которая приходит под поршень из гидропривода; управление штуцером - дистанционное. В цилиндре штуцера размещаются регулятор, поршень с манжетами и втулка. На цилиндр навинчены фланцы и, до последнего крепится переводная катушка. Фланцы с цилиндром уплотняются резиновыми кольцами, поршень с фланцем герметизирует втулка с резиновыми кольцами, удерживаемая во фланце грундебуксой. Поршень поставлен комплектом шевронных манжет, опорным и натиском кольцами, которые окучиваются гайкой. Последняя заstopорена винтом.

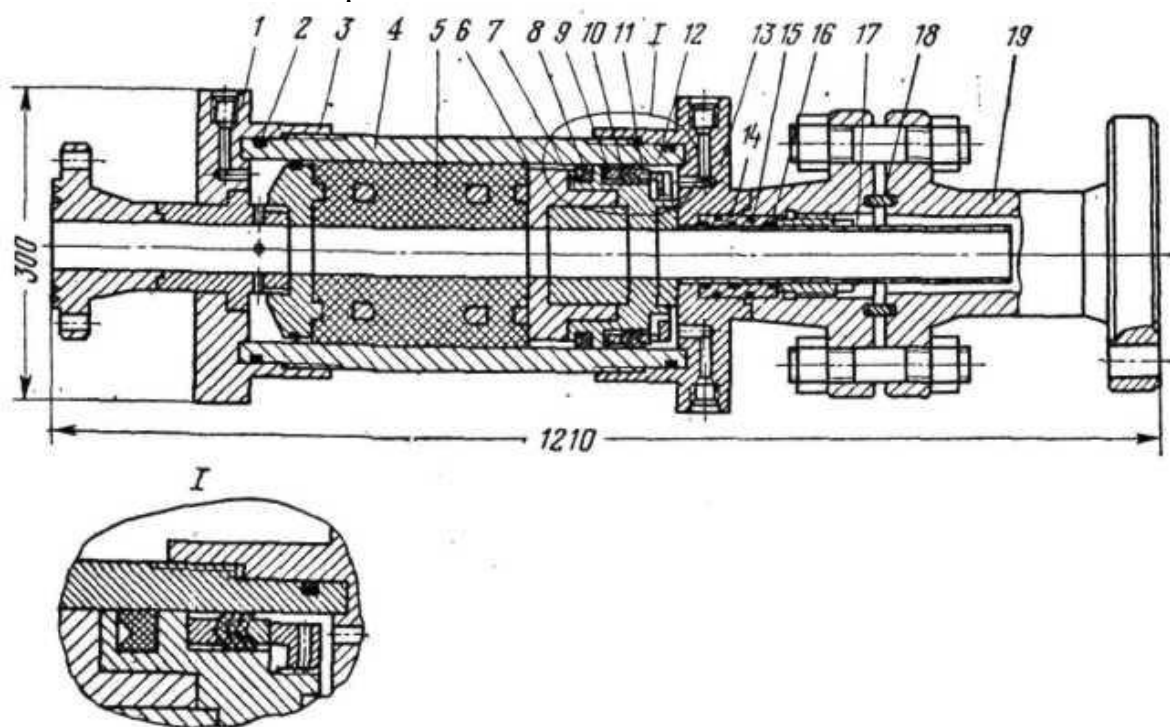


Рисунок 1.2 - Регулирующий штуцер с дистанционным управлением

Регулятор имеет муфту и стакан и выполнена из резины. Он крепится на левом фланце на резьбе (М80х3 левая), которая охраняет его от отвинчивания при разборке штуцера.

Регулирующий штуцер ШР устанавливают в обвязки устья скважины. Через него проходит буровой раствор, который содержит шлам, абразивные вещества, технические реагенты, нефть и газ, при рабочем давлении до 250 кгс/см².

Для регулирования давления в гидропривод штуцера, размещенный во фланце, подается масло под давлением до 400 кгс/см², при этом поршень получает поступательное движение и давит на резиновый регулятор. Сжимаясь под действием этого усилия, регулятор уменьшает проходное отверстие, чем и регулирует давление в обвязки, а выходит, и на устье скважины.

В манифольде противовыбросового оборудования штуцер ШР устанавливается между задвижками и отбойной камерой. Для регистрации давления управления устанавливаются два манометра. Гашение кинетической энергии жидкости после регулирующих штуцеров происходит в отбойной камере, откуда жидкость самотеком сливается в желобную систему буровой установки.

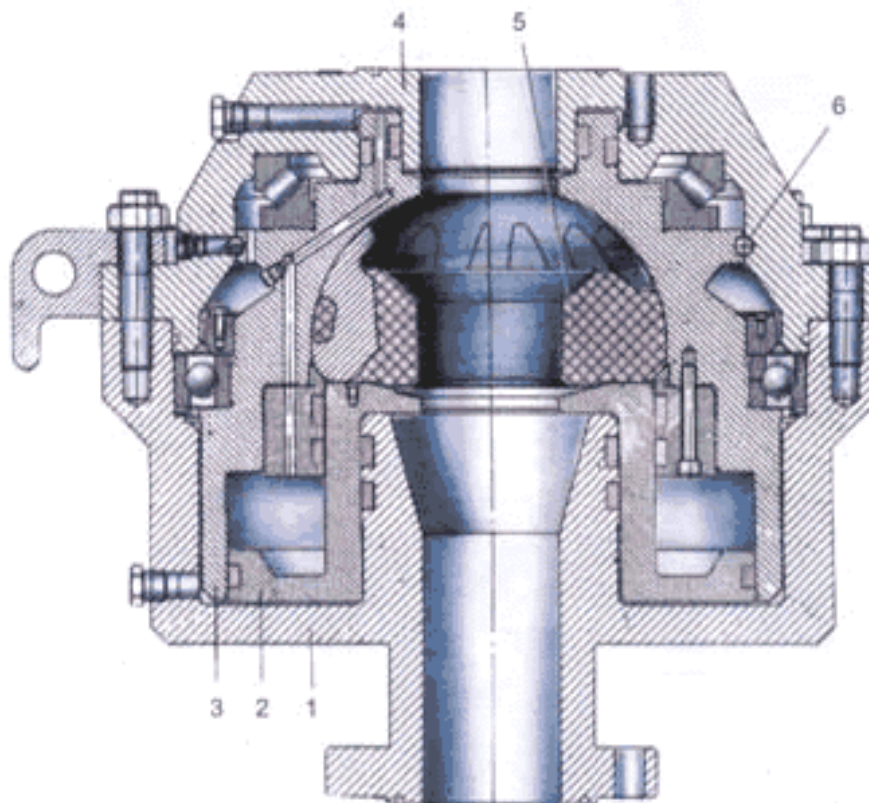


Рисунок 1.3 - Общий вид вращающегося превентора типа ВУГП

Вращающийся превентор состоит из корпуса, съемного патрона с уплотнителем, вкладышей под рабочие трубы, пульта пневматического управления и ручного управления штоком пневмоцилиндра.

Корпус 7 превентора сварно-литой конструкции. В нижней части он имеет присоединительный фланец, который соединяет его с плашечным или универсальным превентором, или прямо с фланцем колонной головки. Боковой отвод корпуса служит для присоединения к системе циркуляции бурового раствора или газообразного агента.

Патрон состоит из корпуса 4, ствола 6 и двух шиннопневматических муфт 2. В корпусе патрона ствол установлен в двух радиальных 3 и одном рьяному 5 роликоподшипниках. В нижней части ствола закреплен уплотнитель 9. Набор азбестографитовых манжет 8 предотвращает попадание глинистого раствора или другого продукта в подшипники. Манжеты смазываются через специальную масленку.

Корпус, закрепленный в верхней части ствола при помощи двух полуколец и винтов, имеет гнездо для вкладышей 1, что передают вращение от рабочей трубы стволу. Смазывание подшипников и трущихся деталей обеспечивается вращением ствола. В полость, образованную корпусом патрона и стволом, заливается индустриальное масло.

Уплотнитель 9 предназначен для герметизации рабочей бурильной трубы или замкового соединения. Уплотнители выполняют переменными, в зависимости от размера бурильных труб и квадратной штанги. Превентор разрабатывают для трех размеров бурильного инструмента, в соответствии с этими размерами превентор комплектуется тремя переменными уплотнителями.

Уплотнитель состоит из металлического основания и резины, привулканизированной к основанию. В верхней части основания уплотнителя имеются три паза байонетного соединения. Уплотнитель своим основанием насаждается на ствол к упорам зуб, возвращается к соединению отверстий и закрепляется шплинтовочным болтом. Ствол и уплотнитель уплотняют резиновой У-образную манжетой, зафиксированной от выпадения пружинным кольцом.

Шиннопневматические муфты (ШПМ) соединяют вращающийся ствол с неподвижным корпусом патрона для установки и выдержки патрона из корпуса превентора, а также для правильной ориентации квадрата рабочей трубы в уплотнителе с квадратной поверхностью, которая уплотняется, при наращивании колонны и замене уплотнителя.

Патрон устанавливают в корпусе превентора с помощью байонетного соединения и фиксируют неподвижным упором, уваренным в корпус, и штоком пневмоцилиндра 10.

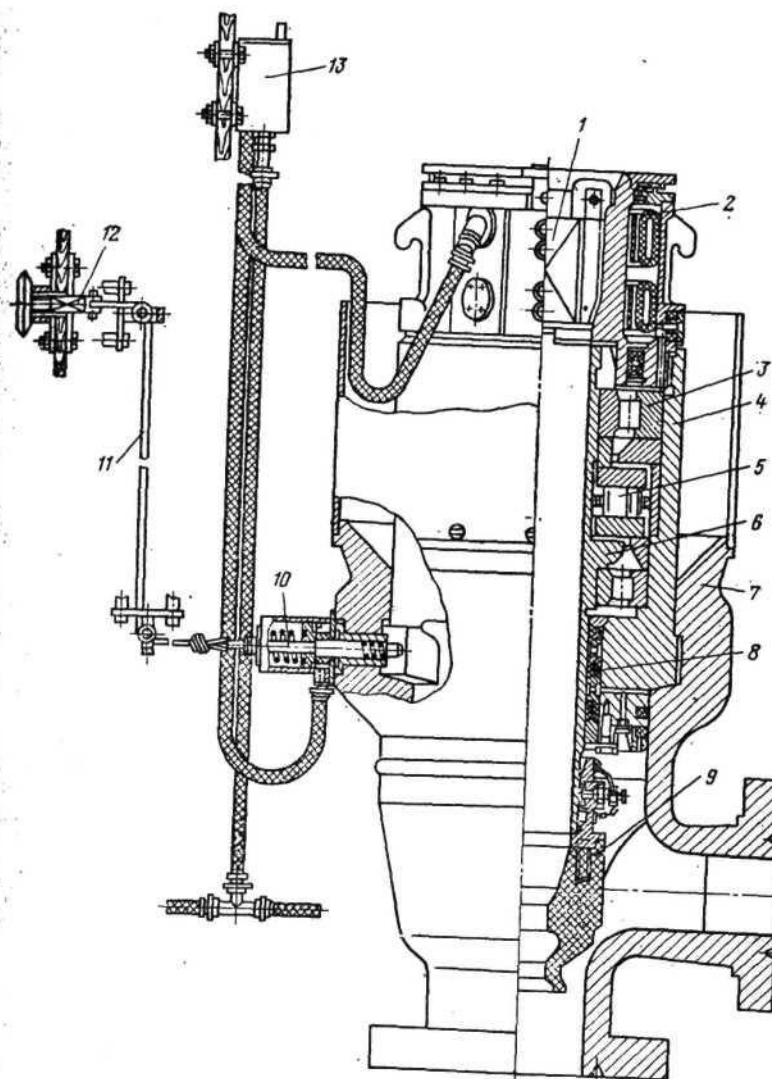


Рисунок 1.4 - Схема вращающегося превентора ПВ-230 * 320БР

При отсутствии воздуха в воздушной системе патрон освобождают вручную. При вращении маховика по часовой стрелке шток пневмоцилиндра выходит из зацепления с патроном, что потом вытягивают.

Вращающийся превентор монтируется с плашечными превенторами. Корпус превентора необходимо устанавливать так, чтобы пазы его байонетного соединения были равнобежные или перпендикулярные мосткам буровой.

Пульт управления и ручное управление монтируют неподалеку от пульта бурильщика. Для обеспечения нормальной работы уплотнителя вращающегося превентора необходимо ставить кольцо, которое центрирует, при установке платковых превенторов.

Таблица 1-техническая характеристика превентора ПВ-230 х 320БР-1:

Характеристика	Значение
Диаметр проходного отверстия, мм : Корпуса Ствола Бокового ствола	230 158 150
Давление, кгс/см ² : Рабочее Экзамнационное Допустимое при макс. частоте вращения	320 640 80
Диаметр переменных уплотнителей под трубы и квадратные штанги,мм 114,89,73 Максимальная частота вращения вала,(о/хв) 100 Максимальный диаметр патрона, мм	100 510
Габаритные размеры мм : Высота Ширина Длина Масса, кг	1525 680 875 1312

1.3 Описание технического предложения

Основным недостатком вращающихся превенторов является быстрый износ шевронного уплотнения, которое обеспечивает герметичность между вращающимся стволом и неподвижным корпусом при работе устройства в условиях влияния абразивной промывной жидкости, которая циркулирует под высоким давлением. Для уменьшения износа в узел шевронного уплотнения должна постоянно поступать смазка.

Нам известен превентор фирмы "Shaffer", в котором для смазки предусмотрены автономные устройства, которые позволяют осуществлять постоянную подачу смазывания в уплотнение с помощью пневмопривода. Недостатком этого превентора является зависимость подачи смазывания от действий оператора, а также необходимость наличия дополнительного источника энергии, что не всегда возможно в условиях бурения и капитального ремонта скважин.

Известен также вращающийся превентор, в котором узел смазывания шевронного уплотнения выполнен в виде подпружиненного плунжера, установленного в стенке корпуса превентора, работа которого регулируется скоростью вращения ствола превентора. Недостатком этого устройства является отсутствие системы автоматического регулирования производительности насоса, который может привести к росту давления к величине, способной разрушить действующую систему.

Целью моего усовершенствования является повышение надежности в работе превентора и увеличение срока его службы.

Моя цель достигается тем, что в превенторе, что содержит основание, на котором установлены пустой корпус, что вращается ствол с уплотняющим элементом и узлом вращения, шевронное уплотнение с полостью и систему смазывания шевронного уплотнения в виде подпружиненного плунжера, размещенного в стенке корпуса с возможностью взаимодействия с кулачком натиска, установленным на вращающемся стволе, плунжер выполнен ступенчатым с внутренней полостью и радиальными каналами, в стенке корпуса имеются каналы для сообщения полости подплунжера с полостью шевронного уплотнения.

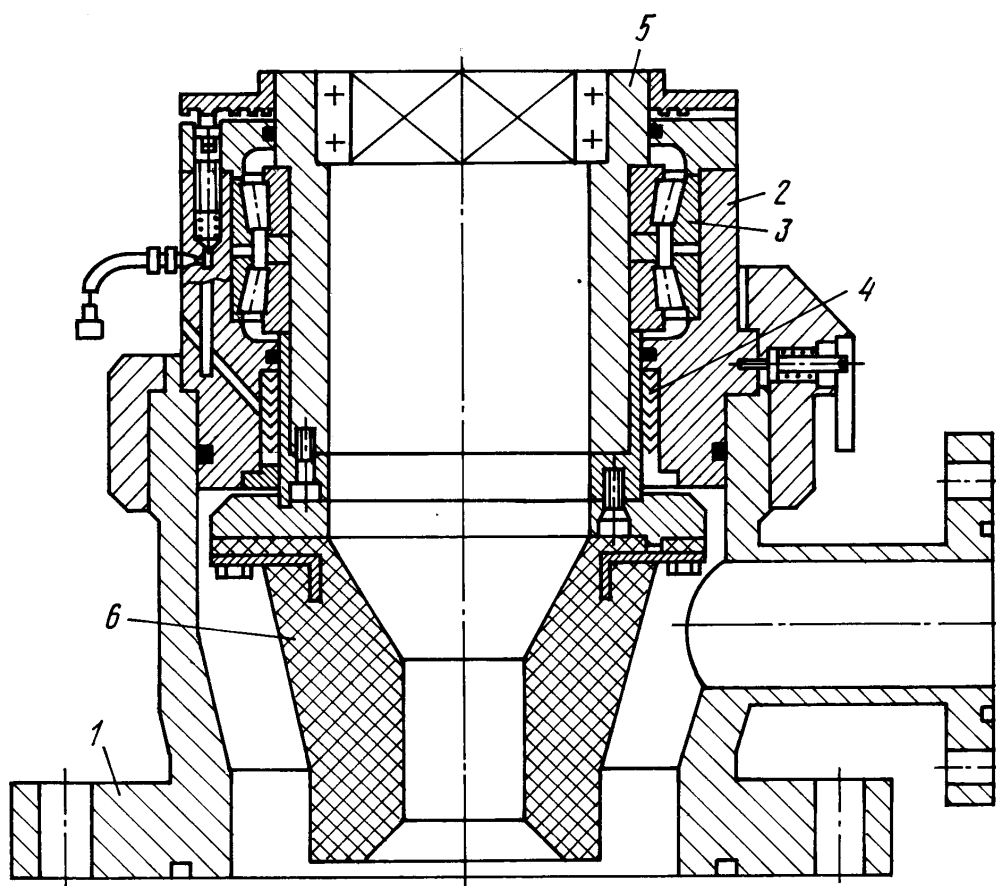


Рисунок 1.5 - Вращающийся превентор

Насос плунжера соединен с масляной емкостью через всасывательный клапан . На оборотном стволе установлена планшайба с кулачком, что взаимодействует с плунжером с помощью рычага с роликом.

При вращении ствола кулачок планшайбы через ролик и рычаг нажимает на плунжер, что, двигая вниз, сжимает пружину . Клапан открывается, порция масла приходит во внутреннюю полость , откуда через радиальные каналы - в полость корпуса насоса . Ход плунжера вверх осуществляется под действием пружины , при этом масло из полости насоса выдавливается в каналы и дальше к шевронному уплотнению с давлением, равным отношению силы упругости пружины к разнице площадей ступеней плунжера. При поступе плунжера вверх клапан открывается и новая порция масла приходит из емкости в насос плунжера.

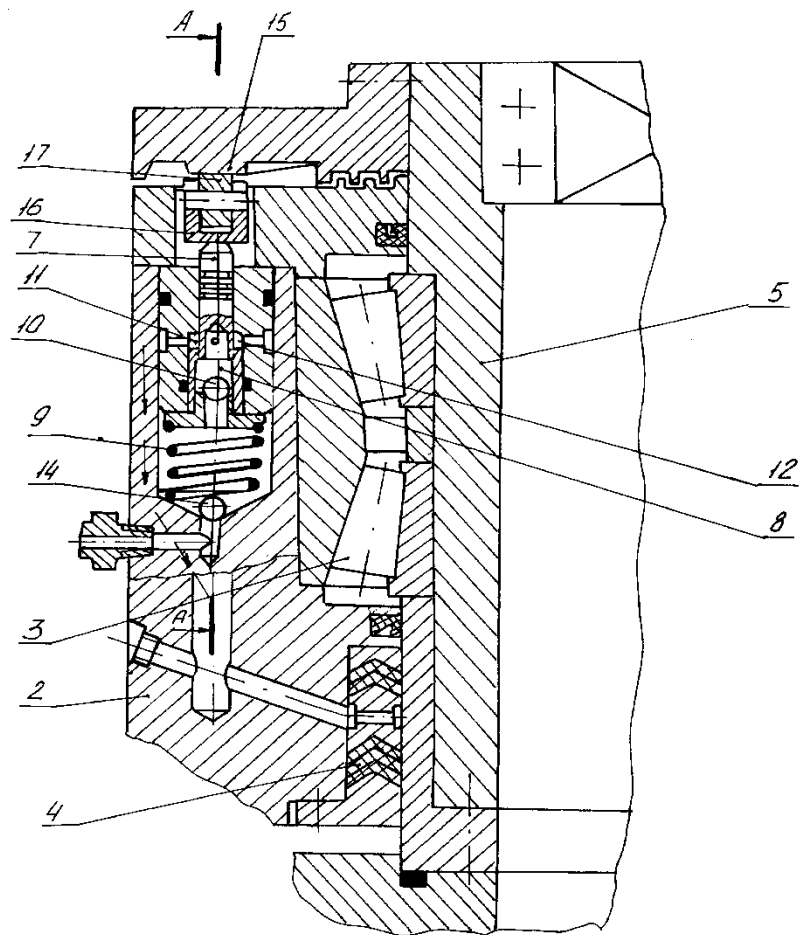


Рисунок 1.6 - Система смазки преевентора

В случае снижения пропускной способности узла шевронного уплотнения давление масла в полости насоса растет к пределу, ограниченного твердостью пружины . При этом плунжер под действием растущего сопротивления замедляет свое движение вверх и к моменту подхода кулачка планшайбы не займет верхнего крайнего положения. Чем больше сопротивление, тем меньший ход делает плунжер и тем меньше производительность насоса. Таким способом происходит автоматическое регулирование производительности насоса, который предотвращает рост давления к критической величине.

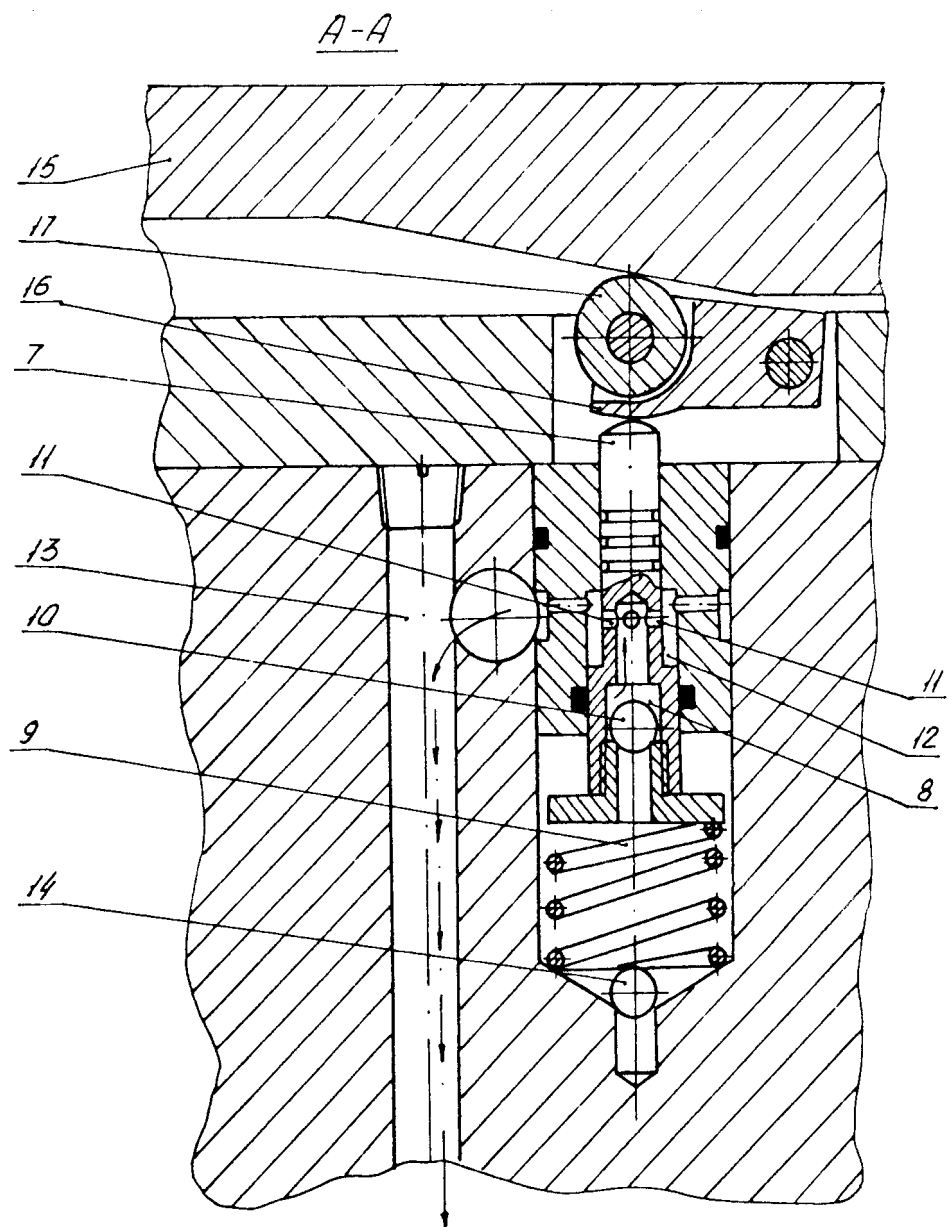


Рисунок 1.7 - Разрез А-А на рисунок 1.2

Предлагаемая конструкция обеспечивает постоянное смазывание шевронного уплотнения в автоматическом режиме, позволяет согласовать количество подаваемого смазочного материала с пропускной способностью шевронного уплотнения и скоростью обращения ствола превентора и обеспечивать нормальную работу системы смазывания без предохранительного клапана, который увеличивает срок службы превентора к капитальному ремонту и повышает надежность его в работе.

2 Расчетная часть

Основными нагруженными деталями превентора являются крышка, корпус и уплотнитель. Плунжер, шпильки и другие детали рассчитывают с целью определения тех напряжений, что наиболее свойственны этим деталям.

Корпус превентора представляет собой толстостенный ступенчатый цилиндр сложной формы. Точный расчет таких деталей с учетом их толстостенности возможен только для некоторых самых простых случаев нагружения и связан с достаточно громоздкими вычислениями.

Поэтому при расчете корпус условно разделяют на отдельные цилиндрические ступени. Каждая ступень представляет короткую оболочку, на которую действуют соответствующие окружные нагрузки. При расчете каждой ступени корпуса используют теорию оболочек. [1;3]

Окружное напряжение вычисляют по формуле, в которой по знаменателю переменного радиуса учитывают неодинаковость длины внутренних и внешних волокон:

$$\sigma_t = \mu \frac{N_z}{h} + \frac{E}{1-\mu^2} \left(\frac{u}{r_{cp}+y} - \mu^2 \frac{u}{r_{cp}} - \mu \frac{M_z y}{D} \right).$$

Осевое напряжение

$$\sigma_z = \frac{N_z}{h} - \frac{M_z 12y}{h^3}.$$

Такой метод расчета корпуса универсального превентора имеет недостаток через громоздкие вычисления, потому для приближенного расчета можно пользоваться широко известными формулами сопротивления материалов.

$$(\sigma_T - \sigma_Z) = \frac{2 p_p r_1^2}{r_1^2 - r_2^2}$$

где p_p - рабочее давление в кгс/см²;

r_1 и r_2 - внешний и внутренний радиусы пересечения в мм

Вычисляя по формуле напряжения в разных пересечениях, подбирают толщину стенок превентора.

на крышке универсального превентора при разных видах ее нагрузки возникают следующие напряжения.

$$\sigma_{max} = - \frac{3P_{max}}{2\pi m s^3} \left[\frac{2a^2(m+1)}{a^2-b^2} \ln \frac{a}{b} + (m-1) \right],$$

где P_{max} - максимальная нагрузка, которая действует на крышку через вставку уплотнителя, в кгс.

$$P_{max} = \frac{\pi D_2^2}{4} p_p + \frac{\pi (D_1^2 - D_2^2)}{4} p_2,$$

где D_1 - внешний диаметр запорной камеры в мм;

D_2 - внутренний диаметр запорной камеры в мм;

p_p - рабочая нагрузка

2.1 Расчет корпуса превентора

Расчет корпуса вращающегося превентора проводится аналогично расчетам универсального превентора по формулам. В основу расчета берется максимальное давление.

$$(\sigma_T - \sigma_Z) = \frac{2 \cdot 140 \cdot 64^2}{64^2 - 50^2} = 7,18 \text{ кгс/см}^2 \quad (1)$$

Для пересечения, в котором действует усилие R_{\max} , имеем

$$(\sigma_T - \sigma_Z) = \frac{2 \cdot 140 \cdot 64^2}{37,5^2 - 23^2} = 13,07 \text{ кгс/см}^2 \quad (1.1)$$

Корпус превентора отливают из стали 20ХНГ для толщин стенок более 100 мм граница текучести 450 кгс/см².

Для этой стали определяют напряжения, что допускаются, при коэффициенте запаса - 1,3.

$$\begin{aligned} [\sigma_p] &= \frac{\sigma_T}{n}; \\ [\sigma_p] &= \frac{45}{1,3} = 34,6 \text{ кгс/мм}^2; \\ [\tau_{ср}] &= 0,6 [\sigma_p] = 0,6 \cdot 34,6 = 20,8 \text{ кгс/мм}^2; \\ [\sigma_n] &= 1,2 [\sigma_p] = 1,2 \cdot 34,6 = 41,6 \text{ кгс/мм}^2; \\ [\sigma_{сж}] &= 1,5 [\sigma_p] = 1,5 \cdot 34,6 = 52 \text{ кгс/мм}^2. \end{aligned} \quad (1.2)$$

В рассмотренном выше пересечении $\phi 0$ коэффициент запаса прочности менее 1,3 и складывает

$$n = 13,07 / 7,18 = 1,82 \quad (1.3)$$

Другие перерезы корпуса превентора менее опасные, потому и проверять их не нужно.

2.2 Расчет крышки превентора

Крышку превентора рассчитывают для двух случаев.

Уплотнителем прикрыта вся скважина, максимальные напряжения в крышке по внутреннему краю определяют по формуле:

$$m = \frac{1}{0,3} = 3,33. \quad (1.4)$$

где $s = 280$ мм

$a = 352$ мм;

$b = 195$ мм;

$D_1 = 920$ мм - наружный диаметр запорной камеры;

$D_2 = 640$ мм - внутренний диаметр запорной камеры;

$p_p = 700$ кгс/см² - рабочее давление в превенторей;

$p_T = 100$ кгс/см² - давление в гидравлической системе управления.

Тогда имеем

$$P_{max} = -\frac{3,14 \cdot 64^2 \cdot 700}{4} + \frac{3,14(92^2 - 64^2)}{4} = -1,073 \cdot 10^5 \quad (1.5)$$

3 Ремонт и монтаж

3.1 Эксплуатация предложенного оборудования

Противовывыбросовое оборудование может эксплуатироваться в двух режимах работы:

- нормальная работа, когда непосредственной угрозы выбросов и газопроявки нет;
- оперативная готовность при прохождении пластов с возможными нефтегазовыми проявлениями, при этом все должно быть тщательным образом проверено в соответствии с заводской инструкцией и готовый к работе в любой момент.

В периоды нормальной работы буровой мастер должен в процессе СПО проверять исправность превенторов, задвижек и системы их управления, а при бурении и других операциях проверять исправность действия превенторов и задвижек 1 раз в неделю и результаты проверки заносить в журнал. При герметизации скважины дополнительное давление на выбросах превенторов стоит снижать постепенно по 0,3-0,7 МПа в 1 мин.

В процессе эксплуатации противовыбросового оборудования необходимо:

1. Не допускать истекания из превентора, узлов манифольда и трубопроводов гидроуправления.

2. Не реже раза в три месяца, или после длительного сохранения ПВО проводить лабораторный анализ масла гидросистемы на наличие в нем продуктов износа, промывной жидкости и других механических примесей, которые приводят к повышенному износу механизмов гидросистемы и снижению срока их работы. Содержание примесей в масле допускается не более 0,05% по весу.

Как рабочую жидкость гидросистемы допускается использование только тех жидкостей, что рекомендованные заводом-изготовителем. Для устранения ледообразования рекомендуется добавлять в масло спирт этиловый (допускается аналог, спирт технический) из расчета 50 грамм на 1 литр масла, при этом вязкость мазала немного снижается.

3. Не реже однажды в неделю проверять давление азота в гидроаккумуляторе. Для этого необходимо сравить давление масла из аккумулятора. При давлении азота 5,5 МПа (55 кгс/см²) и ниже делать дозаправлення к давлению 6 МПа (60 кгс/см²).

4. Ежедневно проверять уровень масла в баку, что должен быть между нижним и средним рисками масломерного щупа при давлении в системе 10 МПа (100 кгс/см²).

5. Не реже раза в неделю проверять исправность регулирующего клапана.

6. Для безотказной работы смазывания превенторного оборудования делать в соответствии с картой смазки.

7. Каждое изменение проверять работоспособность плашечных превенторов с оценкой в вахтенном журнале.

При замене деталей, которые вышли из строя, превентора и ПВО, изменению плашек при пребывании превентора на устье, превентор и обвязка должны поддаваться опрессовки с установкой пакера.

При закрытии превентора бурильная колонна должна находиться в подвешенном состоянии на талевой системе, против плашек должна располагаться гладкая часть бурильной трубы.

Не реже одного раза в год необходимо делать периодическую ревизию всех элементов манифольда ПВО в условиях механических мастерских со следующим опрессовыванием на рабочее давление и оформлением акта.

После монтажа противовыбросового оборудования на устья первой скважины куста производится опрессования манифольда ПВО на давление 21 МПа (210 кгс/см²).

После монтажа превенторной установки, к бурению цементного стакана, превенторная установка к конечным задвижкам манифольдов высокого давления должна быть спрессована водой, а в зимнее время азотом, воздухом или незамерзающей жидкостью на давление опрессовки обсадной колонны с выдержкой в течение 30 минут. ПВО с колонной считается герметичным, если давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа (5 кгс/см²).

Выкидные линии после конечных задвижек опрессовываются на давление 10 МПа (100 кгс/см²).

При первичном монтаже превенторной установки для опрессовки выкидной линии, которая идет от блока задвижек в жолобную систему, перед штуцером устанавливается глухой фланец или задвижка. [4]

3.2 Ремонт предложенного оборудования

Быстроизнашиваемыми деталями превенторов являются резиновые уплотняющие элементы и плашки.

При текущем ремонте превенторов проводятся следующие профилактические и ремонтные работы:

- проверка состояния, замена плашек, винтов для крепления уплотнений при наличии надрывов и износа;
- проверка состояния, замена и ремонт гидроцилиндров плашкового превентора, кольцевого плунжера и крышки универсального превентора, корпуса вкладышей, вкладышей, ствола, патрона и основания уплотнителя вращающегося превентора при выявлении износа, трещин, отколов;
- проверка состояния, замена изношенных крепежных и стопорных деталей;
- проверка состояния, замена и ремонт задвижек, кранов, трубопроводов и фланцевых соединений;
- проверка состояния, замена и ремонт распределителя, шестерного насоса, обратных и предохранительных клапанов, цилиндров масляного фильтра, гидравлического аккумулятора, лыный гидросистемы при наличии износа, трещин и так далее;
- проверка состояния, замена изношенных манжет, уплотняющих колец, прокладок;
- замена смазывания в соответствии с картой смазывания;
- сборка превентора, гидросистемы, регулирования, тест под давлением в соответствии с инструкцией.

Перед разборкой превенторы очищают от грязи и промывают.

Ремонт вращающегося превентора.

При ремонте вращающегося превентора особое внимание стоит сворачивать на состояние уплотнителя, что состоящего из асбографитовых манжет корпуса патрона и подшипников ствола.

Разборки превентора начинают с выдержки патрона в сборе из корпуса превентора, отсоединив быстросъемное кулачковое соединение. Потом приступают к разборке патрона.

Сначала снимают уплотнитель, отвинтив болт, который фиксирует основание его на стволе. Дальше снимают вкладыши; демонтируют шинно-пневматическую муфту; снимают корпус вкладышей, отвинтив болты крепления корпуса к полукольцам. После этого вытягивают из корпуса патрона асбографитовые манжеты, отвинтив болты и сняв буксовое уплотнение, а потом вытягивают из корпуса патрона ствол и демонтируют из его подшипники.

По окончании ремонта вращающийся превентор проходит тест на герметичность и легкость вращения ствола.

3.3 Организация работ по монтажу превентора

Монтаж, демонтаж превентора на устье скважины и его эксплуатацию необходимо проводить в соответствии с требованиями паспорта завода-изготовителя и действительной инструкции. К монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию превентора допускаются лица, которые прошли инструктаж из техники безопасности и ознакомлены с требованиями действительной инструкции.

Рабочие, занятые монтажом и эксплуатацией превентора, должны знать его устройство и пройти практическую учебу приемам герметизации устья скважины.

На смонтированное противовыкидное оборудование (превентор) в бригаде необходимо иметь следующие документы:

- паспорт завода-изготовителя или его ксерокопию;
- акт на испытание превентора в условиях мастерской;
- акт на испытание превентора, смонтированного на устье скважины.

Для контроля положения разгерметизации превентора перед началом работы необходимо проверить открытие-закрытие плашек превентора вращением штурвалов.

Периодически, через шесть месяцев эксплуатации, превентор должен проходить ревизию в условиях мастерской и опресовываться на рабочее давление, отмеченное в паспорте завода-изготовителя. Результат испытание оформляется актом.

После ремонта, связанного со сваркой и обработкой токаря корпуса, превентор опресовываться на давление попытки со складыванием акта.

Выбор типоразмера уплотнителей и вкладышей к плашкам превентора зависит от диаметра применяемых на скважине буровых труб.

Монтаж превентора на устье скважины производится у соответствии с схемой, утвержденного техническим руководителем предприятия и согласованной с территориальными органами Госгортехнадзора России и противофонтанной службой.

Подготовка превентора к работе заключается в проведении перед установкой на устье скважины следующих операций:

Очистить внешние поверхности от загрязнений и льда.

Внешним обзором убедиться в отсутствии дефектов (вмятин, трещин, сколов и др.) на внешних поверхностях деталей и узлов.

Демонтировать плашки и внешним обзором убедиться в отсутствии дефектов на рабочих поверхностях плашек и их корпусов, после чего покрыть их смазыванием в соответствии с рекомендацией завода-изготовителя.

Перед установкой превенторов на устье скважины необходимо:

- убедиться в отсутствии давления в скважине, при необходимости снизить его к атмосферному;
- добиться соосности скважины и талевого системы БУ;

- навернуть превентор.

В случаях демонтажа и монтажа превентора в процессе ремонта скважины по технологическим причинам, замены деталей превентора, что вышли из строя, или изменению его плашек производится повторное испытание превентора с оформлением акта и записью в вахтенном журнале.

Для раскрытия газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с высоким пластовым давлением (выше гидростатического), а также для бурения разведывающих скважин устья их оборудуют превенторами. Превенторы монтируют на кондукторе или промежуточных обсадных колоннах после цементирования колонн. Перед монтажом превентор опрессовывают в мастерской на пробное давление. На первую колонну (кондуктор) устанавливают колонный фланец и крепят к колонне с помощью резьбы или сваркой из внешней и внутренней сторон. Колонный фланец имеет кольцевое уплотнение и продленный бурт с волнообразным торцом для приварки его к колонне с внешней стороны волнообразным швом. С внутренней стороны фланец имеет конусную поверхность для клиновой подвески следующей колонны. К фланцу шпильками прикрепляют крестовину. Между фланцем и крестовиной устанавливают кольцевое уплотнение из низкоуглеродистой стали. На крестовине монтируют превентор. Над превенторами располагают двухфланцевую катушку для установки дополнительного превентора и разъемный желоб, что желобом соединяет устье скважины с циркуляционной системой.

При спуске следующей колонны для герметизации кольцевого пространства применяют колонные головки с клиновой подвеской и герметизирующим пакерным устройством. Колонная головка состоит из корпуса, катушки, клиньев и пакера. Клинья служат для подвески следующей колонны на устье предыдущей, а пакер - для герметизации межтрубного кольцевого пространства.

Катушку и корпус головки соединяют шпильками и уплотняют металлическим кольцом. Сверху катушки устанавливают крестовину, а потом превенторы в той же последовательности, что и при установке их на первую колонну. Первую колонную головку на кондукторе образуют колонный фланец и катушка.

После монтажа превентор собирают линии (выброса). На каждой линии ставят по двум задвижкам высокого давления: аварийную в крестовины и рабочую на расстоянии не менее 15м от основания вышки. Между крестовиной и аварийными задвижками монтируют отсекатели, а около рабочих задвижек - манометры с трехходовым краном и вентилем.

На рабочих выбросах после отвода в желоб, отводов для соединения с нагнетательной линией буровых насосов и присоединения насосных агрегатов устанавливают третью задвижку.

Выкидные линии собирают прямолинейными с небольшим уклоном от устья скважины и крепят к металлическим стойкам хомутами. Стойки

устанавливают через каждые 7 - 8 м в котлованы размером 0,6*0,6*1,0 м и бетонируют.

Основные пульты управления превенторами монтируют на расстоянии не менее 10м от устья скважины в доступном месте. Пульты управления и ручные штурвалы помещают в передвижной металлической будке или около них сооружают щит. Перед каждым ручным штурвалом водостойкой краской наносят стрелку, которая указывает направление вращения и необходимое число оборотов штурвала для полного закрытия превентора.

После окончания сборки превенторы и обвязку опрессовывают водой на давление, которое отвечает характеристике обсадной колонны, но не выше давления, отмеченного в паспорте превентора. На сборку а также и на все испытания складывают акт.

4 Экономические расчеты

4.1 Расчет себестоимости базового вращающегося превентора

Себестоимость аналогичной техники определяется расчетами из формулы определения оптовой цены превентора, в которой значение цены аналогичной техники принимается по действующим ценам, то есть:

$$C_{AT} = C_o^a \cdot (1 + P_c); \quad (4.1)$$

$$C_o^a = \frac{C_{AT}}{(1 + P_c)}; \quad (4.2)$$

где C_o^a - себестоимость АТ, тг.; $C_o^a = 9750$ тыс.тг

C_{AT} - оптовая цена базового превентора, тг.

P_c - норматив рентабельности (в дипломном проекте принимаем $P_c = 0,3$).

$$C_o^a = \frac{9750}{1 + 0,3} = 7500 \text{ тыс.тг.}$$

4.2 Расчет себестоимости аналогичной техники

Скорректированная себестоимость аналогичного превентора для расчета себестоимости новой техники проводится за формулой:

$$C_n^a = C_o^a \cdot K_c; \quad (4.3)$$

где K_c - коэффициент изменения себестоимости при переходе от серийности выпуска аналогичной техники отчетного года к серийности выпуска новой техники, которая планируется, в расчетном году (принимаем $K_c = 1,035$).

$$C_n^a = 7500 \cdot 1,035 = 7755 \text{ тыс.тг}$$

4.3 Определение расчетной себестоимости новой техники

На стадии эскизного проекта себестоимость новой техники определяется как произведение скорректированной себестоимости аналогичной техники на отношение массы комплекта нового превентора к массе комплекта превентора аналогичной конструкции с близкими основными параметрами, то есть

$$C = C_n^a \cdot \frac{m}{m_a} \quad (4.4)$$

где m - масса комплекта нового превертора, кг;

m_a - масса комплекта аналогичного превертора, кг.

$$C = 7762 \cdot \frac{2120}{2314} = 7110.6 \text{ тыс. тг.}$$

4.4 Расчет оптовой цены новой техники

Оптовая цена новой техники определяется по ниже приведенной формуле:

$$Ц_{HT} = C \cdot (1 + P_c) \quad (4.5)$$

где C - расчетная себестоимость новой техники, тг.

$$Ц_{HT} = 7116 \cdot (1 + 0,3) = 9243.75 \text{ тыс.тг.}$$

4.5 Определение величины транспортно-заготовительных и пуско-наладочных расходов

Для превертора величина транспортно-заготовительных и пуско-наладочных расходов определяется методом прямого расчета или за формулой:

$$K_m = Ц \cdot \frac{H_{мзв}}{100} \quad (4.6)$$

где $Ц$ - оптовая цена превертора, тг.;

$H_{ТЗВ}$ - норматив транспортно-заготовительных расходов %

(в дипломном проекте принимал в размере 6,8% стоимости превертора).

$$K_T^{AT} = 9750 \cdot \frac{6,8}{100} = 663 \text{ тыс.тг}$$

$$K_T^{HT} = 9240 \cdot \frac{6,8}{100} = 41,9 \text{ тыс.тг}$$

4.6 Определение капитальных вложений

Сопутствующие капитальные вложения предприятия включают у себя расходы на приобретение и доставку дополнительного комплектующего оборудования, а также расходы на пополнение оборотных средств предприятия, то есть

$$K_1 = (Ц_{к1} + 3_{m1}); \quad (4.7)$$

$$K_2 = C_{к2} + Z_{m2} + \omega; \quad (4.8)$$

где $C_{к1}, C_{к2}$ - соответственно стоимость дополнительного комплектующего оборудования для базовой и новой техники, грн., в дипломном проекте стоимость дополнительного комплектующего оборудования $C_{к1}, C_{к2}$ необходимого для эксплуатации соответственно базовой и новой техники, принимаем равным 5% от оптовой цены прейскуранта.

$$C_{к1} = 487.5 \text{ тыс.грн.}$$

$$C_{к2} = 450 \text{ тыс.грн.}$$

$Z_{т1}, Z_{т2}$ - стоимость транспорта и технической подготовки оборудования

для базовой и новой техники соответственно, грн. ($Z_{т1} = K_{т}^{AT}, Z_{т2} = K_{т}^{HT}$);

$\omega_{об}$ - стоимость дополнительных оборотных средств, необходимость привлечения которых связана с введением новой техники (принимаем $\omega_{об} = 0$).

$$K'_1 = (487.5 + 663) = 1150.5 \text{ тыс.грн.}$$

$$K'_2 = 450 + 628.5 + 0 = 1081.5 \text{ тыс.грн.}$$

4.7 Расходы на содержание оборудования

Расходы на содержание оборудования рассчитываются за формулой

$$S_{с.о.} = S_{с.о.м.} + S_{к.р.}, \quad (4.9)$$

$S_{с.о.м.}$ - расходы на материалы и запасные части, грн.;

$S_{к.р.}$ - расходы на капитальный ремонт, грн.

Где расходы на материалы и запасные части :

$$S_{с.о.м.} = \frac{H_p^{з.ч.}}{100} \cdot (C_{б}^{AT}), \quad (4.10)$$

где $H_p^{з.ч.}$ - норма расходов запасных частей принимаем

$C_{б}^{AT}, C_{б}^{HT}$ - расчетно-балансовая стоимость аналогичной техники, грн.;

$C_{к1}$ - стоимость дополнительного комплектующего оборудования для аналогичной техники, грн.

Тогда имеем

$$\begin{aligned}
S_{\text{с.о.м.}} &= \frac{4,8}{100} \cdot (650000) = 46800 \text{ тыс. тг} \\
S_{\text{с.о.м.}} &= \frac{4,8}{100} \cdot (615000) = 442.8 \text{ тыс. тг} \\
S_{\text{к.р}} &= \frac{A_{\text{к.р}} \cdot (C_{\delta}^{\text{AT}})}{100}, \tag{4.11}
\end{aligned}$$

где $A_{\text{к.р}}$ - норма амортизационных расходов на капитальный ремонт в процентах (принимается 6%).

Годовые амортизационные отчисления на реновацию:

$$A_{\text{к.р}} = 553.5 + 520.2 + 489 + 459.6 = 2022.3 \text{ тыс. тг}$$

Тогда расходы на содержание оборудования

$$S_{\text{с.о.}}^{\text{AT}} = 468 + 2137.65 = 2605 \text{ тыс. тг.}$$

$$S_{\text{с.о.}}^{\text{HT}} = 442.8 + 2022 = 2464.8 \text{ тыс. тг.}$$

5 Оценка технического уровня предложения

Чтобы определить технический уровень предложения вообще делают сравнение основных параметров базового и модернизированного оборудования, в частности, мощности, производительности, ремонтнопригодности, наработку на отказ, сроку службы и другие.

Для того, чтобы определить или отвечает предложенная модернизация оборотного превентора определяем коэффициент технического уровня (КТР). Для наглядности сравнения старого, и модернизированного варианта складываем таблицу и заносим в неё основные технико-экономические показатели.

Основные технико-экономические показатели

№ п/п	Основные параметры	Базовый вариант	Модернизированный вариант	Ki
1	Нароботок на отказ, год	1	1,15	1,15
2	Масса, кг	2120	2100	1,08
3	Срок службы, год	64000	71000	1,10
4	Годовые расходы на ремонт, тг.	230000	184259	1,25

Коэффициент технического уровня определяем за формулой

$$КТР = \frac{K_1 + K_2 + \dots + K_n}{n} \geq 1,07 \quad (5)$$

где n - количество показателей;

$$КТР = \frac{1,15 + 1,08 + 1,10 + 1,25}{5} = 1,145 \quad (5.1)$$

Исходя из условия, что $КТР \geq 1,07$ а мы получили $КТР = 1,145$ можно сделать вывод, что предложенная модернизация отвечает современному техническому уровню.

6 Охрана труда и окружающей среды

На кондуктор, промежуточные колонны, ниже которых при бурении возможное раскрытие газонафтеводопроявляющих отложений, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ, связанных с раскрытием производительного горизонта и других работ с раскрытым производительным слоем устанавливается Противовыбросовое оборудование. Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой колонными головками. Рабочее давление колонной головки должно быть не менее давлению обпрессования обсадной колонны на герметичность, которая рассчитывается на каждом этапе бурения скважины из условий полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации устья скважины при ликвидации открытого фонтана.

Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины.

Длина линий должна быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м³/т - не менее 30м;
- для нефтяных скважин с газовым фактором более 200м³/т, газовых скважин - не менее 100м.

На разведываемых площадях длина линий устанавливается проектом с учетом нормативов отвода земель и охранных зон, но не должна быть менее 50 м.

Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек допускается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм

Расстояние от концов выкидного манифольда ко всем коммуникациям и сооружениям, которые не относятся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин.

Допускается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, которые имеют паспорта установленного образца.

На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 700 кгс/см² (70 МПа), устанавливается заводской блок с тремя регулирующими дросселями - два с дистанционным и один из ручного управления.

Во всех иных случаях установка регулируемых дросселей с дистанционным управлением производится в зависимости от конкретных условий и решается руководством организации при утверждении в установленном порядке схемы обвязки и установки противовыбросового оборудования.

Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30% превышающих давление общего опрессования обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

Система нагнетания гидроаккумулятора должна включать устройство автоматического отключения насоса при достижении в ней номинального рабочего давления.

Противовыбросовое оборудование должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественного или импортного снабжения.

Допускается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на базах производственного обслуживания организации в соответствии с техническими условиями, согласованными с противофонтанной службой и утвержденными в установленном порядке. Изготовленные узлы и детали должны иметь паспорта за установленной формой.

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульта.

Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный - непосредственно около пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед раскрытием производительных и газонефтеводопроявляющих рдел.

Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте, иметь взрывобезопасное освещение и укрытие. На стенке укрытия должны быть нанесенные стрелки направления вращения штурвалов, количество оборотов, необходимых для закрытия превентора. На задвижке перед дросселем должна быть закрепленная табличка с указанием допустимого давления для устья скважины, допустимого давления для самого слабого участка скважины и плотности раствора, по которой это давление определено.

При раскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным.

При раскрытии газовых слоев с аномально высоким давлением, сероводородосодержащих горизонтов на буровой должны быть три крана. Один пулевой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй - между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий - является запасным.

Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии. Кроме шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один кран является рабочим, второй - резервным.

Превентор вместе с крестовинами и коренными задвижками к установке на устье скважины спрессовываются водой на рабочее давление, отмеченное в паспорте. После ремонта, связанного со сваркой и обработкой токаря корпуса, превенторы спрессовываются на давление попытки.

Превентор с плашками, которые срезают, повинный быть спрессован на стенде на рабочее давление при закрытых плашках, а работоспособность

превентора проверена путем открытия и закрытия плашек.

Плашечные превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией.

При замене деталей превентора, что вышли из строя, или одного из узлов превенторной сборки, изменению плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительному опрессовыванию на величину давления экзамена колонны. Результаты опрессовывания оформляются актом. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны отвечать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор с плашками, которые срезают. При разнорамерном инструменте на мостках необходимо иметь специальную спрессованную трубу из переводником и пулевой краном (или обратным клапаном), по диаметре и прочностной характеристике соответствующей верхней секции используемой бурильной колонны. Бурильная труба, переводник и пулевой кран окрашиваются в красный цвет.

При спуске обсадных колонн в скважины с раскрытыми высоконапорными слоями и несоответствия из установленного универсального превентора ожидаемым устьевым давлениям, плашки одного из превенторов меняются на плашки, которые отвечают диаметру обсадной колонны, которая спускается, или на приемных мостках должна находиться специальная бурильная труба из переводником под обсадную трубу и пулевой кран в открытом положении, спрессованные на соответствующее давление.

Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил. Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и желоб для облегчения работ из ликвидации открытых фонтанов.

6.1 Охрана окружающей среды

На современном этапе развития технологии нефтедобычи при эксплуатации нефтяных месторождений образуются большие объемы отходов, подавляющее количество которых накапливается в шламовых кладовых. На нефтедобывающих предприятиях, в соответствии с регламентами, для сбора отходов бурения из одной кустовой площадки при бурении восьми скважин строится один амбар. Если количество скважин в кусте более десяти, - строится несколько амбаров

В последние годы нефтедобывающими предприятиями в производство внедряются разные технологические решения, направленные на утилизацию отходов бурения. Однако, унифицированного способа переработки нефтешлама с целью обезвреживания и утилизации не существует.

Все известные технологии переработки нефтешлама по методам переработки можно разделить на следующие группы:

- термические - сжигание в открытых кладовых, печах разных типов, получения битуминозных остатков;
- физические - захоронение в специальных могильщиках, разделение в центробежном поле, вакуумное фильтрование и фильтрование под давлением;
- химические - экстрагирование с помощью растворителей, отверждение с применением (цемент, жидкое стекло, глина) и органических (эпоксидные и полистироловые смолы, полиуретан и др.) добавок;
- физико-химические - применение специально подобранных реагентов, которые изменяют физико-химические свойства, со следующей обработкой на специальном оборудовании;
- биологические - микробиологическое разложение в почве непосредственно в местах сохранения, биотермическое разложен. [8]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте была рассмотрена система смазки шевронного уплотнения вращающегося преентора . Были рассчитаны и подобраны основные параметры вращающегося преентора. Так за прототип был взят преентор ПВ320*200.

В дипломном проекте были определены основные конструктивные параметры оборудования. Были разработаны основные мероприятия по охране труда.

Проанализировав характеристики вредных веществ, которые загрязняют естественную среду, намечены предупредительные мероприятия относительно предотвращения загрязнения а также ликвидации последствий загрязнения.

В экономической части произведен учет экономический эффект от внедрения данного усовершенствования.

Вообще, я считаю что разработанное техническое решение отвечает всем требованиям и способно полностью выполнять все те функции, которые он должен выполнять.

Предлагаемая конструкция обеспечивает постоянное смазывание шевронного уплотнения в автоматическом режиме, позволяет согласовать количество подаваемого смазочного материала с пропускной способностью шевронного уплотнения и скоростью обращения ствола преентора и обеспечивать нормальную работу системы смазывания без предохранительного клапана, который увеличивает срок службы преентора к капитальному ремонту и повышает надежность его в работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-411—80. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1981.
- 2 Карпенко Г. В. Влияние среды на прочность и долговечность металлов. Киев, Наукова думка, 1976.
- 3 Олейник Н. В. Выносливость деталей машин. Киев, Техника, 1979.
- 4 Костриба И. В. Исследование деформированного состояния уплотнителя универсального превентора — Химическое и нефтяное машиностроение. 1980, № 10, с. 26—28.
- 5 Кирсанов А. Н., Зиненко В. П., Кардыш В. Г. Буровые машины и механизмы. М., Недра, 1981.
- 6 Решетов Д. Н. «Детали машин» М.: Машиностроение 1989 г.
- 7 Методические указания «Эксплуатация, ремонт и монтаж машин и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа на суше» С.Г. Мирный, Г.Д. Добровольский 2007 г.
- 8 Справочник технолога-машиностроителя, 2-й том под редакцией Косиловой А.Г. 1986 г
- 9 Биргер И. А., Шорр Б. Ф., Иосилевич Г. Б. Расчет на прочность деталей машин. М., Машиностроение, 1979.
- 10 Лесецкий В. А., Ильский А. Л. Буровые машины и механизмы. М., Недра, 1980.
- 11 Иогансен К. В. Спутник буровика. М., Недра, 1981.