

**Министерство образования и науки Российской Федерации** федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Анализ строительства скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений</b>

УДК 622.24:622.276.2-026.565.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Бажутин Даниил Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н.		

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально–экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин.
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин.
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в сложных горно–геологических условиях.

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело  
 Уровень образования – магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01 марта 2021	1. Проведение литературного обзора по теме	20
01 апреля 2021	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	5
15 мая 2021	3. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2021	4. Формулирование выводов и рекомендаций.	20
25 мая 2021	5. Предварительная защита диссертации.	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Минаев К.М.,

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Бажугину Даниилу Сергеевичу

Тема работы:

Анализ строительства скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	17.03.2021, 76-64/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p>	<p>Объект исследования: технологии бурения скважин с аномально высоким давлением          Область применения: нефтегазовые и нефтесервисные предприятия</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области;</li> <li>2. Систематизация проектных решений в случае наличия зон АВПД;</li> <li>3. Анализ технологий строительства в условиях АВПД;</li> <li>4. Финансовый менеджмент;</li> <li>5. Социальная ответственность;</li> <li>6. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык;</li> <li>7. Выводы по работе.</li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b>	Необходимость в графических материалах отсутствует
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент	Доцент ОНД, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Профессор Сечин Александр Иванович
Часть на иностранном языке	Гутарева Надежда Юрьевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Mud cap drilling	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Бажутин Даниил Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>		
2БМ92		Бажутину Даниилу Сергеевичу		
<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>		<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>		21.04.01 «Нефтегазовое дело»
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>				
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>		Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов научного исследования при разработке шароструйно-эжекторного бурового снаряда		
2. <i>Нормы и нормативы расхода ресурсов</i>				
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>				
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>				
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>		SWOT-анализ проекта		
2. <i>Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ</i>		Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Расчет материальных затрат научно-технического исследования 2. Основная заработная плата исполнителей темы 3. Отчисления во внебюджетные фонды 4. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта		
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>				
1. Матрица SWOT 2. Календарный график проведения НТИ				
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>				

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Бажутин Даниил Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ92	Бажутину Даниилу Сергеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Современные тенденции в модернизации буровых установок	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Буровые установки отечественного и зарубежного производства, а также буровое оборудование. Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования 1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований 1.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов	<i>Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности):</i> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 5. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 6. Повышенный уровень вибрации; 7. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.
<b>2. Экологическая безопасность</b> 2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 2.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду 2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	<i>Анализ природной среды, подвергающейся воздействию от работы буровой установки:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Земля и земельные ресурсы.</li> <li>• Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.</li> <li>• Вода и водные ресурсы. Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.</li> <li>• Недра.</li> <li>• Животный мир.</li> </ul> <i>Оценка предполагаемого вредного воздействия Природоохранные мероприятия</i>

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования</p> <p>3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований</p> <p>3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p>	<p><i>Перечень наиболее опасных производственных чрезвычайных ситуаций в нефтегазовом комплексе:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Пожары</i></li> <li>• <i>Открытые фонтаны</i></li> </ul> <p><i>Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС</i></p> <p><i>Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>4.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.</p>	<p>Права и обязанности Работника в сфере бурения нефтяных и газовых скважин (трудовые нормы, поощрения, меры безопасности на объекте, запреты и др.)</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Бажутин Даниил Сергеевич		

## **Реферат**

Магистерская диссертация включает 140 страниц текстового материала, 32 рисунка, 12 таблицы, 27 источников, 5 приложений.

Ключевые слова. Аномально-высокие пластовые давления, превентор, бурение с закрытым устьем, бурение с регулируемым давлением.

Объект исследования. Методики для ведения бурения в условиях аномально-высоких пластовых давлений.

Цель работы. Обобщение и систематизация данных в области строительства скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений.

Результаты исследования. Основным результатом исследовательской работы является анализ методик бурения пластов с аномально-высоким давлением.

Методы проведения исследования. Был проведен сбор данных практического применения различного оборудования и технологий для бурения скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений и по результатам проведенного анализа приведены рекомендации по выбору подходящего типа технологии для различных геолого-технологических условий.

Область применения. Технологии бурения скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений.

## **Abstract**

The master's thesis includes 109 pages of text material, 21 figures, 12 tables, 45 sources, 4 applications.

Keywords. Abnormally high reservoir pressures, BOP, closed hole drilling, controlled pressure drilling.

Object of study. Drilling techniques in conditions of abnormally high reservoir pressures.

Purpose of work. Analysis of drilling techniques for formations with abnormally high reservoir pressure.

Research results. The main result of the research work is the analysis of drilling techniques for formations with abnormally high pressure.

Research methods. Data were collected on the practical application of various equipment and technologies for drilling wells in conditions of abnormally high reservoir pressures and, based on the results of the analysis, recommendations were made on the choice of a suitable type of technology for various geological and technological conditions.

Application area. Well drilling technologies in conditions of abnormally high reservoir pressures.

## Содержание

Введение.....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О АВПД.....	15
1.1 Определение аномально-высокого пластового давления.....	15
1.2 Закономерности формирования аномально высоких пластовых давлений.....	16
1.3 Методы обнаружения АВПД на этапе разработки месторождения.....	18
1.3.1 Выявление зон АВПД по данным ГИС.....	20
1.3.2 Обнаружение зон АВПД по данным сейсморазведки: атрибутивный анализ сейсмических данных.....	21
2 Безопасность.....	22
2.1 Барьеры.....	22
2.1.1 Первичный барьер.....	22
2.1.2 Вторичный барьер.....	22
2.1.3 Последующие барьеры.....	23
2.2 Признаки газонефтеводопроявлений.....	23
2.3 Причины газонефтеводопроявлений.....	25
2.4 Требования к монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования (ПВО) в условиях АВПД.....	25
3 Устьевое и противовыбросовое оборудование для контроля за процессами в скважинах и ликвидации газонефтеводопроявлений.....	28
3.1 Фланцевые и хомутовые соединения.....	29
3.2 Колонные головки, колонные подвески и циркуляционные крестовины.....	33
3.3 Противовыбросовые превенторы.....	36
3.3.1 Плашечные превенторы.....	38
3.3.2 Кольцевые превенторы.....	42
3.3.3 Диверторные системы.....	49
3.3.4 Противовыбросовые устройства в составе КНБК.....	51
4 Тампонажные и буровые растворы для ведения работ в условиях АВПД.....	55

4.1 Буровые растворы .....	55
4.2 Тампонажные растворы.....	57
4.2.1 Высокотемпературные стабилизированные, расширяющиеся цементы (ЦТТС, ЦТТРС) .....	59
5 Анализ технико-технологических решений, обеспечивающих вскрытие и бурение скважин в условиях АВПД.....	61
5.1 Конструкция скважины .....	61
5.2 Анализ проблемы вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД...	61
5.3 Бурение с регулируемым давлением.....	63
5.4 Бурение с закрытым устьем .....	69
6 Цементирование .....	73
6.1 Многоступенчатое цементирование .....	73
6.2 Цементирование под управляемым давлением .....	74
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	78
7.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	78
7.2 Анализ конкурентных технических решений .....	79
7.3 SWOT-анализ работы превентор плащечный ППГ-230х35 .....	80
7. 4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	81
7.5 Сметная стоимость строительства скважины в составе модернизированного превентора ППГ-230х35 .....	83
7.5.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины с модернизированным превентором .....	83
7.5.2 Расчет технико-экономических показателей .....	84
7.6 Планирование научно-исследовательских работ .....	85
7.6.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	85
7.6.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	86
7.6.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	87
7.7 Бюджет научно-технического исследования .....	88
7.7.1 Сырье, материалы, покупные изделия .....	88
7.7.2 Расчёт материальных затрат НТИ .....	89

7.7.3 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ .....	89
8 Социальная ответственность .....	91
Заключение .....	110
Список использованных источников: .....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	136
Приложение Д.....	140

## **Введение**

В настоящее время крупные нефтяные месторождения истощаются и требуется разработка новых. Многие новые месторождения имеют глубокое залегание продуктивных пластов, что, в свою очередь, усложняет достижение поставленной цели или задачи из-за повышенных температур и аномально-высоких пластовых давлений. Зачастую компании недропользователи сталкиваются с проблемой выбора решений по проектированию строительства скважин с наличием зон аномально-высоких пластовых давлений, так как на рынке представлен большой выбор технологий по вскрытию и заканчиванию строительства в этих зонах.

Цель данной работы заключается в обобщении и систематизации данных в области строительства скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений, основываясь на проведенном литературном анализе различных технологий по вскрытию и заканчиванию, а также ведения работ.

Задачами данной работы являются:

1. Проведение литературного обзора
2. Анализ технологий строительства скважин в условиях АВПД
3. Систематизация проектных решений в случае наличия зон АВПД

## **1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О АВПД**

### **1.1 Определение аномально-высокого пластового давления**

Аномальное пластовое давление — давление, действующее на флюиды (воду, нефть, газ), содержащиеся в поровом пространстве породы, величина которого отличается от нормального (гидростатического). Пластовые давления, превышающие гидростатическое, называют аномально высокими (АВПД). Аномально пластовое давление существует в изолированных системах. Генезис аномально пластового давления не до конца изучен. АВПД встречается чаще, особенно на глубинах более 4 км.

Наличие АВПД сказывается благоприятно для нефтегаза:

- повышает проницаемость горных пород - коллекторов,
- увеличивает время естественной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений без применения вторичных методов,
- повышает удельные запасы газа и дебит скважин,
- является благоприятным в отношении сохранности скоплений углеводородов,
- свидетельствует о наличии в нефтегазоносных бассейнах изолированных участков и зон.

Однако неожиданное вскрытие зон АВПД могут быть источником аварий и осложнений в процессе бурения, ликвидация которых обычно недешево. Даже если при бурении в зонах АВПД утяжелить буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин, то есть риск его поглощения пластами с гидростатическим давлением и АНПД. Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышелегающие поглощающие пласты перекрывают колонной. Если распределение давления в породах по глубине известно, то можно выбрать оптимальную конструкцию скважины, технологию бурения и цементирования и предупредить возможные осложнения и аварии. Наличие зон АВПД ведет к удорожанию стоимости скважин. Для прогнозирования АВПД используется сейсморазведка, данные бурения и каротажа.

## 1.2 Закономерности формирования аномально высоких пластовых давлений

В 1938 г. В.К. Иллинг впервые предположил [11], что основной причиной формирования АВПД является уплотнение глин под действием силы тяжести, если при этом происходит и отток флюида. В таком случае величина АВПД будет определяться скоростью осадконакопления и временем захоронения сформированных осадков. Позднее Дж. Дикинсон (1953 г.) [11], М.К. Хьюберт и У. Раб (1959 г.) [11] развили предположения В.К. Иллинга, показав, что в таком случае возникновение АВПД связано именно с быстрым формированием глин, при котором флюид не может быть полностью отжат из глинистой толщи и оказывается внутри нее под повышенным давлением за счет ее веса. Еще более детально этот механизм возникновения АВПД изучал Г.А. Бабалян (1953 г.) [11]. В своих работах [11] он показал, если пласт глин еще не полностью уплотнен, но уже экранирован, то повышенные давления могут возникать при следующих условиях:

- при полном экранировании коллектора. Экранами могут выступать глинистые пласты, тектонические нарушения и др. В этом случае миграции флюида нет и все давление, сформированное массой перекрывающей толщи, будет полностью передано на флюид;
- при уменьшении скорости миграции флюида до такой степени, что рост давления, связанного с перекрывающими отложениями, существенно больше спада давления, связанного с фильтрацией флюида из коллектора;
- при малом уровне миграции флюида из плохо проницаемой залежи, даже если она экранирована.

И.М. Губкиным зоны аномально высокого пластового давления изучались в Азербайджане [12]. Им было установлено, что процесс их формирования имеет определенные закономерности. Они приурочены главным образом к диапировым складкам и имеют акчагыльский возраст. Они образовались

вследствие миграции глинистых толщ, характеризующихся повышенной пластичностью, из областей с повышенным давлением в области с пониженным давлением, проходя при этом через более молодые отложения. В ходе этого процесса к наиболее нарушенным частям разреза (ядра складок) выдавливались жидкие и газообразные флюиды. Если при этом скорость миграции флюидов из ядер складок была меньше скорости миграции в ядра складок, то в них происходило накопление флюида, сопряженное с резким повышением давления. Если давление превышало критические значения, то происходил его выброс (извержение) с формированием факелов и грязевых потоков.

Справедливости ради надо отметить, что эта гипотеза (формирование АВПД в процессе латеральной миграции флюида синхронно с процессом осадконакопления) хотя и хорошо объясняет имеющиеся факты, доказательств не имеет. По нашему мнению, наиболее вероятным можно считать предположение о формировании АВПД под покрывками в условиях прекратившегося осадконакопления (в той части разреза, где формируется АВПД).

По данным И.М. Губкина, процесс осадконакопления в исследуемом регионе (Апшеронская область) носил ритмичный характер, что и отразилось в разрезе осадочных пород. Он связывал эту ритмичность с ритмичностью колебательных движений Каспийской впадины в целом [12]. Несомненно, что все вышесказанное будет характерно и для других складчатых областей.

О связи флюидонакопления с особенностями тектонического развития говорит и очевидная пространственная связь крупных и очень крупных месторождений с глобальными разломами. В их присутствии пласты становятся более крутопадающими. Одновременно происходит увеличение мощности области потенциальной нефтеносности. Для подобного типа месторождений в большинстве случаев характерна резко повышенная трещиноватость с разнонаправленными тектоническими сдвигами, чаще всего сбросового характера при их сгущении в сводовой части положительных структур. Там амплитуда смещений максимальна. При этом к их периферии она уменьшается. Множественные нарушения, как правило, характеризуются небольшой амплитудой и

являются поперечными. С поднятиями подобного типа связаны месторождения Каспийского региона и Персидского залива.

Продольные же нарушения с амплитудами до 1500–3000 м и более формируют блоковую (мозаичную) структуру залежей. Часто они сопряжены с мелкими сбросами и зонами дробления. Структуры такого типа известны в пределах Грозненского района, в Мексиканском заливе, во Вьетнаме, в Алжире и ряде других регионов.

Для большинства рассмотренных гипотез характерной особенностью проявления АВПД является их тектоническая и неотектоническая активность [13–15]. Появление АВПД в этом случае связывается с разгрузкой давления по тектоническим нарушениям, сопровождаемой выходом флюида на поверхность.

Аномально пластовое давление существует в изолированных системах. По вопросу о генезисе аномально пластового давления нет единого мнения. Основными причинами образования аномально пластового давления считают уплотнение глинистых пород, процессы осмоса, катагенетического преобразования пород и содержащегося в них органического вещества, процессы тектогенеза и геотермические условия земных недр. Каждый из этих факторов может преобладать в зависимости от геологического строения и истории развития региона. Однако, по мнению некоторых исследователей, важнейшим, по видимому, является температурный фактор, т.к. коэффициент теплового расширения различных флюидов, заключённых в изолированном объёме пород, значительно больше, чем у минеральных компонентов горных породах.

### **1.3 Методы обнаружения АВПД на этапе разработки месторождения**

Очень важно предсказать местоположение аномально высокого давления, чтобы принять меры, обеспечивающие нормальный процесс бурения во избежание газонефтеводопроявления. На рисунке 1 приведены основные методы оценки АВПД.

В интервалах аномально высокого давления непроницаемые породы (чаще всего глинистые) сохраняются относительно неуплотненными, содержат аномально высокое количество воды и обладают повышенной пористостью. Это приводит к аномально высокой проводимости таких пород, повышению времени распространения волн в них и заметному снижению их плотности.

Такие свойства непроницаемых пород дают возможность выявлять местоположение зоны с аномально высоким давлением при помощи геофизических исследований разрезов скважин: кривых проводимости (сопротивления), акустического каротажа и определения плотности непроницаемых пород.

На основании построения графиков изменения (сопротивления) проводимости глин с глубиной, скорости распространения упругих волн в них и плотности устанавливается так называемая линия нормального уплотнения. Отклонение в линии указывает на наличие зоны аномальных давлений.

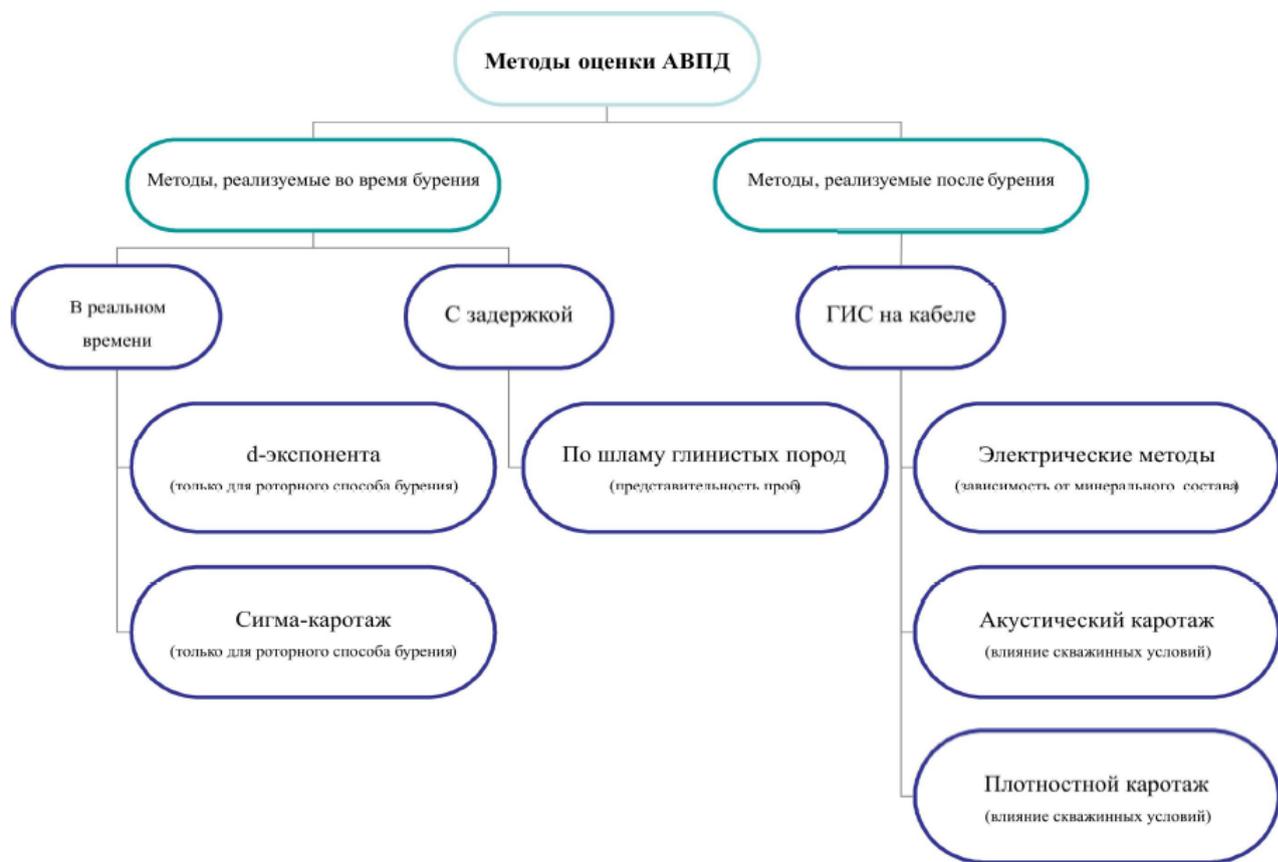


Рисунок 1 – Основные методы оценки зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД)

### 1.3.1 Выявление зон АВПД по данным ГИС

Анализ физических основ формирования АВПД позволяет утверждать, что оптимальной средой, в которой их выявление максимально достоверно, являются не коллекторы, а глины по причине того, что на петрофизическую характеристику коллекторов в существенной степени влияют: степень катагенеза органического вещества, его содержание в пластах, а также их флюидонасыщенность и пористость. В то же время, по мнению ряда авторов [17–19], наибольшей интенсивностью воздействия на вторичные петрофизические изменения отличаются геохимические наложено-эпигенетические процессы, такие как вторичные каолинитизация и карбонатизация.

Для зон АВПД характерно понижение сопротивления, плотности, скорости упругих волн, повышение водородосодержания. В основе всех методик прогноза АВПД лежит изучение изменения геофизических и петрофизических характеристик глин с глубиной их залегания. Известно, что глины с глубиной уплотняются. Это приводит к увеличению их удельного электрического сопротивления, скорости пробега упругой волны, уменьшению водородосодержания и т. д. Вместе с тем глинистые покрышки залежей с АВПД практически всегда разуплотнены, что сопровождается уменьшением их удельного электрического сопротивления ( $U_{ЭС}$ ) и интервальной скорости ( $V_{инт}$ ) и отклонением от нормального закона изменения с глубиной других геофизических характеристик. По степени отклонения параметров от их «нормальных» для данной глубины значений судят о возможной величине пластового давления в нижезалегающих коллекторах. В ряде случаев для них характерно понижение естественной радиоактивности и потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС). Соответственно, для уверенного выделения этих зон необходимо использовать комплекс в составе: каротаж сопротивлений (КС), боковой каротаж (БК), гамма-гаммакаротаж (ГГКп), радиоактивности (гамма-каротаж ГК), потенциалов самопроизвольной (ПС), нейтронный (НК) и акустический (АК) каротаж. [20, 21].

### **1.3.2 Обнаружение зон АВПД по данным сейсморазведки: атрибутивный анализ сейсмических данных**

Значения пластового давления в зонах АВПД, как и глубина залегания их кровли, сегодня достаточно уверенно прогнозируются по сейсморазведочным данным [22–25]. По существу, это единственный существующий сегодня метод с доказанной результативностью. Причём к его несомненным достоинствам относится возможность прогноза зон АВПД на этапе проектирования скважин, что позволяет существенно уменьшить вероятность появления аварийных ситуаций, связанных с АВПД.

Краткая сейсмогеологическая характеристика изучаемого месторождения. X газоконденсатное месторождение (ГКМ), изученное в пределах одноименного лицензионного участка, отличается, с одной стороны, гигантскими запасами углеводородного сырья, а с другой – сложным для разведки и эксплуатации геологическим строением. Наличие в осадочном чехле тектонических дислокаций является причиной рапопроявлений и аномальных пластовых давлений флюидных систем рапа/газ в средней части разреза.

Как было показано выше, основной причиной возникновения зон АВПД главным образом служит явление уплотнения глин в процессе осадконакопления.

Соответственно, для их успешного прогнозирования необходимо изучение закономерностей изменения свойств пород в ходе процесса уплотнения. При этом очевидно, что наиболее достоверным индикатором будут являться чистые глины, в силу их особой чувствительности к наличию зон АВПД, что проявляется в изменении скорости пробега упругих волн [26, 27].

В силу этого данные сейсморазведки широко используются для этих целей, хотя изменение скоростей может быть связано с литологической изменчивостью пород, наличием нефти, и другими причинами.

## **2 Безопасность**

### **2.1 Барьеры**

В практике контроля процессов, происходящих в скважине и в частности контроля за газонефтеводопроявлениями выделяют первичные, вторичные и последующий барьеры, наличие которых гарантирует безопасность проводимых работ.

#### **2.1.1 Первичный барьер**

Первичным барьером принято считать давление столба промывочной (или любой другой технологической) жидкости, обеспечивающей контроль над давлением во вскрываемых, а также вскрытых напорных коллекторах и препятствующей возникновению сил, способствующих проникновению пластового флюида в скважину.

#### **2.1.2 Вторичный барьер**

При потере первичного барьера применяется наземное противовыбросовое оборудование позволяющее, совместно с бурильным инструментом восстановить первичный барьер.

Вторичный барьер должен быть способен герметизировать скважину и обезопасить оборудование и персонал при любых обстоятельствах. Дополнительно вторичный барьер должен обеспечивать возможность замещения раствора исходной плотности раствором необходимой плотности с вытеснением из скважины поступившего в нее флюида.

Таким образом, к вторичному барьеру относят: кольцевые и плашечные превенторы, превенторы с глухими/срезающими плашками, вращающиеся превенторы и стрипперы, шаровые краны, вставные и сбрасываемые превенторы, а также обратные клапаны.

### **2.1.3 Последующие барьеры**

Последующими называют все возможные действия, направленные на возобновление контроля над скважиной при потере первого и второго барьеров, а также в случае возникновения каких-либо осложнений, препятствующих восстановлению первичного барьера классическим способом.

В данную категорию можно отнести случаи: открытых фонтанов, невозможность начала или возобновления циркуляции через трубы, отсутствие труб в скважине или открытом стволе, потере циркуляции, чрезмерном давлении в обсадной колонне и другие условия требующие проведения специальных операций для возобновления контроля над скважиной.

### **2.2 Признаки газонефтеводопроявлений**

Все признаки начавшегося газонефтеводопроявления можно разделить на две группы – прямые (явные) и косвенные. Прямые (явные) признаки прямо указывают на то, что ГНВП либо началось, либо перешло в явную фазу, когда факт проявления можно определить визуально без каких-либо приборов (например, перелив через устье при отсутствии циркуляции).

Косвенные признаки, так или иначе, указывают на возможность начала ГНВП или его скрытую фазу, часто не выделяющуюся на фоне других процессов (например, резкий провал инструмента при вскрытии кровли продуктивного пласта свидетельствует о входе в зону с аномальным пластовым давлением).

К прямым (явным) признакам ГНВП относят:

- перелив технологической жидкости через устье скважины при отсутствии циркуляции, как правило, фиксируется визуально или с помощью датчика объемной скорости жидкости (расходомера) на выходе из скважины (желобе) и указывает на интенсивное увеличение объема поступившего флюида, и связанное с этим уменьшение давления на проявляющийся пласт;

- увеличение объема выходящей из скважины технологической жидкости при неизменной подаче насоса фиксируется с помощью датчика объемной скорости жидкости (расходомера) на выходе из скважины (желобе), и указывает, на поступление и движение поступившего флюида с потоком технологической жидкости;

- увеличение объема технологической жидкости в приемной или активной емкости фиксируется с помощью датчика уровня жидкости в приемной или активной емкости и указывает на поступление флюида в скважину, однако прямо не указывает на его движение;

- увеличение/уменьшение объема технологической жидкости, вытесняемой/доливаемой в скважину против расчетного при спуске/подъеме инструмента фиксируется с помощью датчика уровня жидкости в приемной или доливной емкости и указывает на поступление флюида в скважину, однако прямо не указывает на его движение.

Наличие любого прямого признака ГНВП требует обязательной и безотлагательной герметизации устья скважины.

К косвенным признакам ГНВП относят:

- увеличение механической скорости бурения (ROP) при неизменном режиме бурения

- появление серповидного (игольчатого) шлама на виброситах

- уменьшение давления на выкиде из бурового насоса

- увеличение крутящего момента на роторе (TOP Drive)

- увеличение веса на крюке буровой установки

- увеличение температуры выходящего из скважины бурового раствора

- наличие газа в технологической жидкости

Наличие любого косвенного признака ГНВП требует проверки на наличие прямого признака. В случае обнаружения косвенного признака при спускоподъемных операциях и отсутствии прямого признака, рекомендуется спустить трубы на забой и промыть скважину в объеме не менее объема затрубного пространства.

## **2.3 Причины газонефтеводопроявлений**

Причины, вызывающие ГНВП можно разделить на следующие группы:

- увеличение порового давления в насыщенных коллекторах;
- уменьшение давления бурового раствора (технологической жидкости)

в скважине;

- эффект свабирования (поршневания).

Увеличение порового давления в насыщенных флюидом коллекторах происходит по ряду причин и, в общем, описано нами в пункте 1.3.

Уменьшение давления бурового раствора возможно за счет уменьшения плотности бурового раствора по причине его газирования, нагнетания в скважину технологической жидкости меньшей плотности, изменения плотности бурового раствора вследствие повышения температуры, изменения плотности бурового раствора вследствие его седиментационной неустойчивости. Особо необходимо отметить снижение давления в процессе твердения цементного раствора до гидростатики поровой жидкости.

Кроме того, уменьшение давления бурового раствора возможно по причине недолива скважины в процессе спускоподъемных операций, при поглощении бурового раствора, при прекращении циркуляции в отсутствие гидродинамических потерь, а также в случае разрушения обратного клапана.

Эффект свабирования (поршневания) происходит при спускоподъемных операциях по причине высоких реологических характеристик бурового раствора, превышении скорости спускоподъемных операций и при подъеме инструмента с сальником.

В любом случае, причиной ГНВП является наличие движущей силы, обусловленной разницей давлений (гидростатического, гидродинамического, осмотического, капиллярного и т.д.) между насыщенным коллектором и скважиной.

## **2.4 Требования к монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования (ПВО) в условиях АВПД.**

Согласно федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью), буровой организацией и заказчиком. При этом следует руководствоваться следующим положением: Три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 350 кгс/см<sup>2</sup> (35 МПа) и объемном содержании сернистого водорода до 6 % определяется организацией по согласованию с противofонтанной службой (противofонтанной военизированной частью) исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.);

Четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях:

1. Вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением (то есть давлением, превышающим гидростатическое давление воды в 1,3 раза) и объемным содержанием сернистого водорода более 6 %, а также с наличием сернистого водорода до 6 % и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см<sup>2</sup> (35 МПа);

2. Использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья;

3. Бурения всех морских скважин.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должны быть три крана. Один шаровой 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. Помимо шаровых кранов, на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один кран является рабочим, второй — резервным. Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии. Опрессовка кранов шаровых и обратных клапанов проводится один раз в 6 месяцев. Учет наработки кранов шаровых и клапанов обратных ведется в течение всего срока эксплуатации вплоть до их списания. Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением при возобновлении промывки скважины после спуско-подъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

В случае вскрытия перфорацией газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением противовыбросовое оборудование должно быть представлено превенторной установкой.

### **3 Устьевое и противовыбросовое оборудование для контроля за процессами в скважинах и ликвидации газонефтеводопроявлений**

Как отмечалось ранее, в теории барьеров, потеря контроля за скважиной начинается с потери первичного барьера, сохраняющего положительный баланс между гидростатикой бурового раствора (технологической жидкостью) и давлением из насыщенных коллекторов. По сути устьевое и противовыбросовое, а также вспомогательное оборудование, позволяющее восстановить первичный барьер является вторичным барьером, к которому можно отнести:

- обсадные колонны и связывающие их на устье колонные головки и колонные подвески;
- крестовину с обратными клапанами и гидравлически управляемыми задвижками на линиях глушения и дросселирования;
- противовыбросовые превенторы различных конструкций (в том числе диверторные установки);
- линии к блоку дросселирования с ручными и управляемыми дросселями (штуцерами), а также линии от блока дросселирования;
- вставные противовыбросовые устройства (шаровые краны, обратные клапаны и т.д.);
- оборудование для управления превенторной установкой и дросселями;
- вспомогательное оборудование для испытания устьевого оборудования и дегазации и очистки бурового раствора (технологической жидкости).

Однако необходимо отметить, что большинство из перечисленного выше оборудования соединяется между собой по средствам фланцевых соединений.

Выполняя функцию соединительных узлов, фланцевые соединения определенным образом классифицируются, и к их сборке предъявляется ряд требований.

### 3.1 Фланцевые и хомутовые соединения

В классификации API (Американского нефтяного института) фланцы (рисунок 2) различаются по внутреннему диаметру и рабочему давлению.

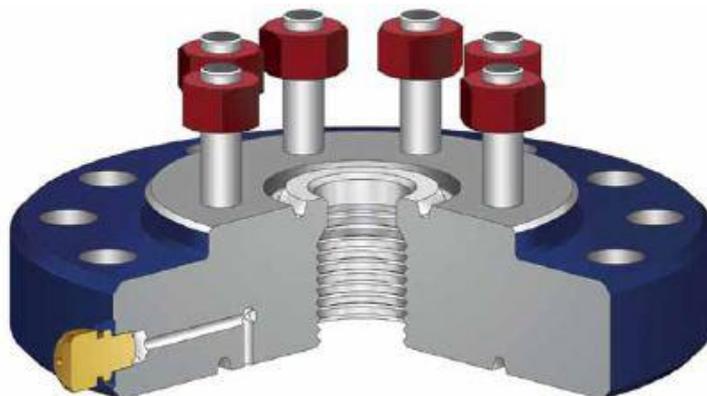


Рисунок 2 – Внешний вид фланца

Существует два класса фланцев, это класс 6В и класс 6ВХ. Эти два типа фланцев различаются, в основном, системой герметизации металл-металл, в которой используется стальное тороидальное уплотнение, зажимаемое между двумя фланцами.

Фланцы 6В (рисунок 3) используются в соединениях для рабочих давлений 14, 20 и 35 МПа (2000, 3000 и 5000 psi) до размера 11 дюймов включительно.

В соединениях фланцев 6В используются тороидальные уплотнения (кольца) типа R или RX. Уплотнение R имеет овальное или восьмиугольное сечение, а уплотнение RX имеет восьмиугольное асимметричное сечение.

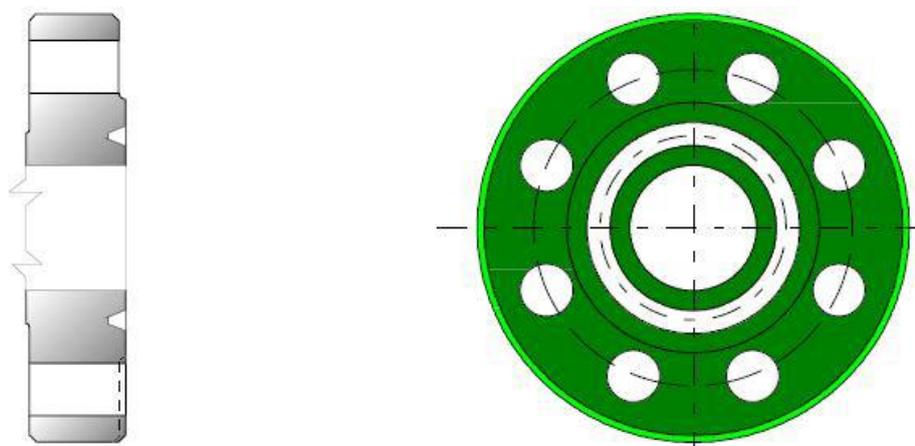


Рисунок 3 – Фланец типа 6В

При соединении фланцев 6В не происходит контакта двух торцевых поверхностей фланцев, соединение опирается на шпильки и зажатое в канавках фланцев уплотнительное кольцо, при этом между торцами фланцев образуется зазор  $s$ , называемый натягом, определенная величина которого и постоянство по периметру обеспечивают герметичность данного соединения (рисунок 4).

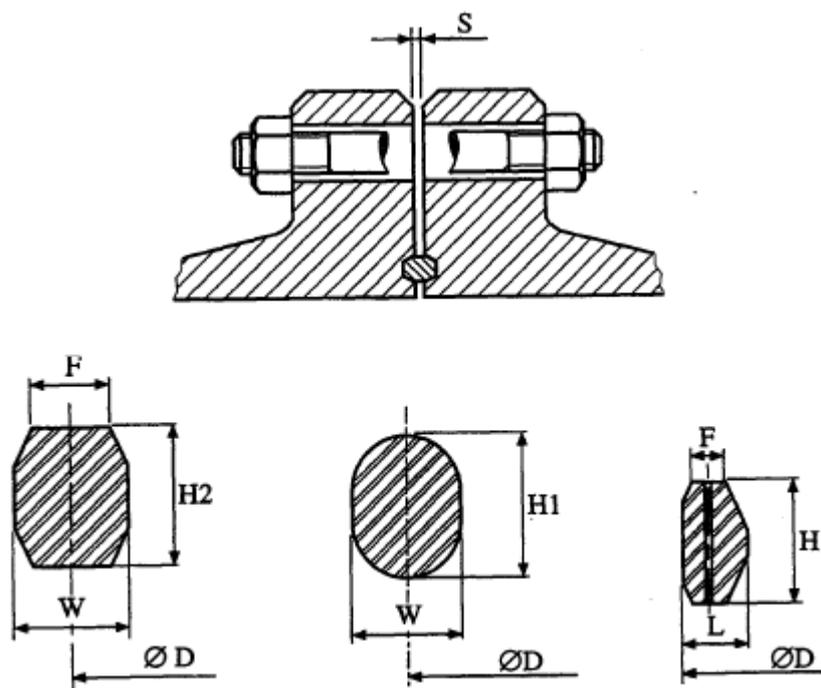


Рисунок 4 – Тороидальные уплотнения API типа R и RX

Фланцы 6ВХ (рисунок 5) используются в соединениях для рабочих давлений 35 МПа (5000 psi), начиная с размера 13-5/8 дюйма, на 70, 105 и 140 МПа (10000, 15000 и 20000 psi), а также на рабочее давление 14 и 20 МПа (2000 и 3000 psi) при номинальном диаметре 26-3/4 дюйма.

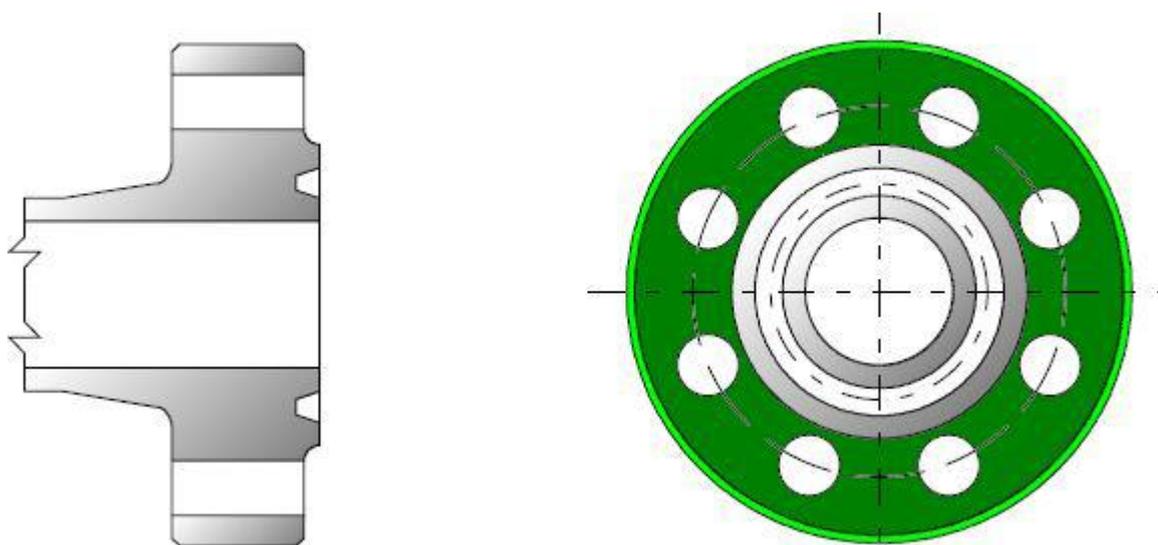


Рисунок 5 – Фланец типа 6BX

В соединениях фланцев 6BX используются только уплотнения типа ВХ (рисунок 6) восьмиугольного сечения с отверстиями для выравнивания давления в обоих основаниях канавок (такие отверстия имеются и на некоторых кольцах RX). Эти компенсационные отверстия обеспечивают сообщение с одной из внутренних сторон соединения без нарушения соединения и, следовательно, без утечек наружу, создавая при этом радиальное давление, прижимающее уплотнение к внешней стороне и тем самым обеспечивающее контакт на внешних краях канавок. При соединении фланцев 6BX не образуется зазора по периметру и для герметичности соединения необходимо обеспечить определенный момент свинчивания гаек.

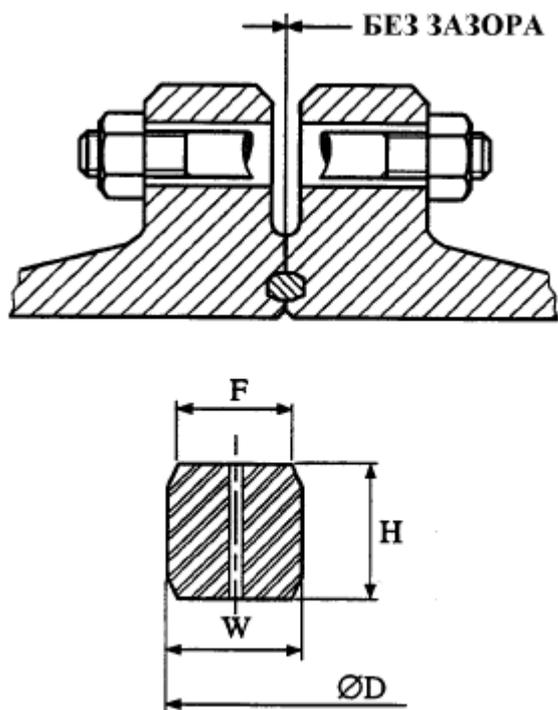


Рисунок 6 – Торoidalные уплотнения API типа BX

Отклонения в размерах уплотнений не должны превышать следующих значений:  $F - 0,2$  мм;  $W - 0,2$  мм;  $H1, H2 - 0,5$  мм;  $\text{ØD} - 0,18$  мм.

При сборке фланцевых соединений канавки и уплотнения должны проверяться, очищаться и собираться в сухом виде или, при необходимости, с небольшим количеством смазки до установки уплотнения на место во внутреннюю канавку. Установка верхнего элемента должна осуществляться без повреждения уплотнения и сторон канавки.

Затяжка гаек должна осуществляться крестообразно. При этом необходимо:

- контролировать зазор  $S$  по периметру при использовании уплотнений R или RX;
- контролировать момент затяжки для фланцев 6BX также следует проверить с помощью щупа отсутствие зазора между фланцами;
- использовать торoidalные уплотнения однократно.

Принцип сборки хомутовых соединений идентичен сборке фланцев на шпильках, меняется только способ затяжки, который осуществляется двумя

полукольцами (хомутами), обжимающими фланцы, причем внешняя поверхность их имеет коническую форму. Принцип конус/клин преобразует радиальное усилие хомутов и тем самым обеспечивает герметичность за счет стального тороидального уплотнения.

Хомутовые фланцы API существуют в виде серии 35 МПа и 70 МПа (5000 и 10000 psi) и используют только тороидальные уплотнения типа RX, тогда как хомутовые фланцы Cameron существуют в виде серии от 14 до 140 МПа (от 2000 до 20000 psi) и используют уплотнения RX или BX.

Уплотнения BX обязательны в случае сборок большой высоты, как, например, для подводной превенторной сборки. Опрокидывающие усилия не передаются непосредственно на тороидальное уплотнение, как в случае уплотнений RX, и действуют на плоскости хомутовых фланцев.

### **3.2 Колонные головки, колонные подвески и циркуляционные крестовины**

Корпус колонной головки является первым элементом, устанавливаемым на кондукторе с помощью резьбового (наружного или внутреннего) или сварного соединения.

Резьбовое соединение более надежное, однако оно требует точной установки резьбы обсадной колонны, для обеспечения монтажа подвесок и сборки превенторов.

В случае прихвата обсадной колонны в процессе ее спуска монтаж колонной головки может осуществляться только после отрезания обсадной трубы и сварки резьбовой части или специально отведенного “под сварку” корпуса колонной головки. При этом соединение должно быть надежным с соблюдением горизонтальности верхнего фланца. Место посадки подвески (в верхней части) может быть цилиндрическим или коническим (в зависимости от марки и модели колонной головки) для установки клиньев подвески и уплотнения следующей обсадной колонны. Два боковых отвода обеспечивают контроль за состоянием затрубного пространства (рисунок 7).

Таким образом, именно кондуктор и колонная головка выполняют роль «фундамента» и несут вес всех обсадных колонн и сборок превенторов, предусмотренных конструкцией скважины.

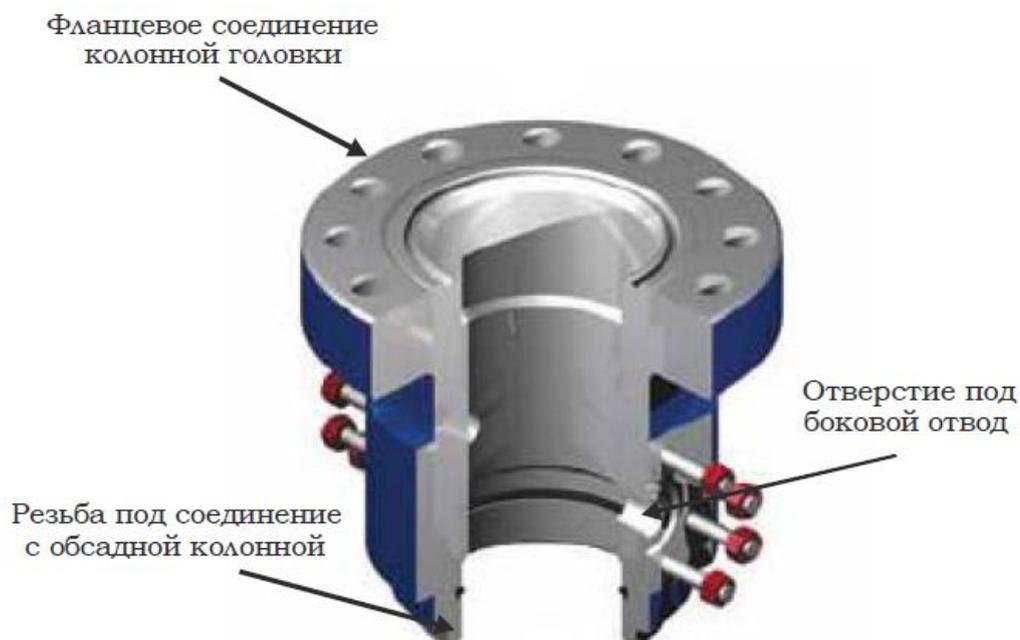


Рисунок 7 – Основные элементы колонной головки

Для подвешивания и закрепления обсадных колонн в колонных головках используются колонные подвески. Колонные подвески представляют собой набор клиньев с уплотнительными элементами, зажимающих обсадную трубу в конической части головки (рисунок 8).

Следует отметить, что каждый определенный тип обсадных труб может сочетаться с единственным типом клиньев.

Колонные головки и клинья разработаны на разную грузоподъемность и выбираются в зависимости от веса колонны, который они должны выдерживать.

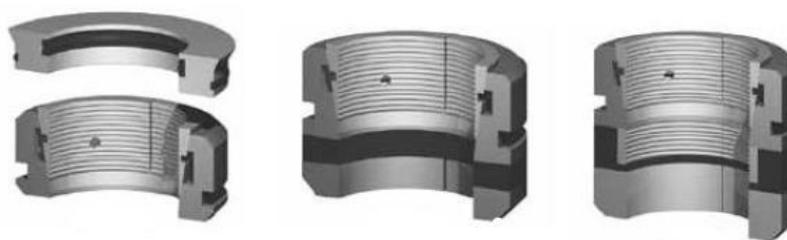


Рисунок 8 – Колонные подвески различных конструкций

Циркуляционная крестовина представляет собой элемент, из двух фланцев одной серии и одного номинального размера (в случае фланцев разного размера необходимо согласование), цилиндрической расточки и двух боковых фланцевых отводов (рисунок 9).

Один из боковых отводов (обычно меньшего диаметра) связан с системой нагнетания высокого давления - линией глушения. В эту систему может быть включен обратный клапан. Второй отвод связан с дроссельным манифольдом через линию дросселирования.

Каждая линия контролируется двумя задвижками, одна из которых, по крайней мере, на линии дросселирования имеет дистанционное управление.

Роль циркуляционной крестовины заключается в осуществлении циркуляции по бурильным трубам, при закрытом превенторе с возвратом технологической жидкости через дроссельный манифольд, нагнетании через линию глушения технологической жидкости и обеспечении обратной циркуляции.

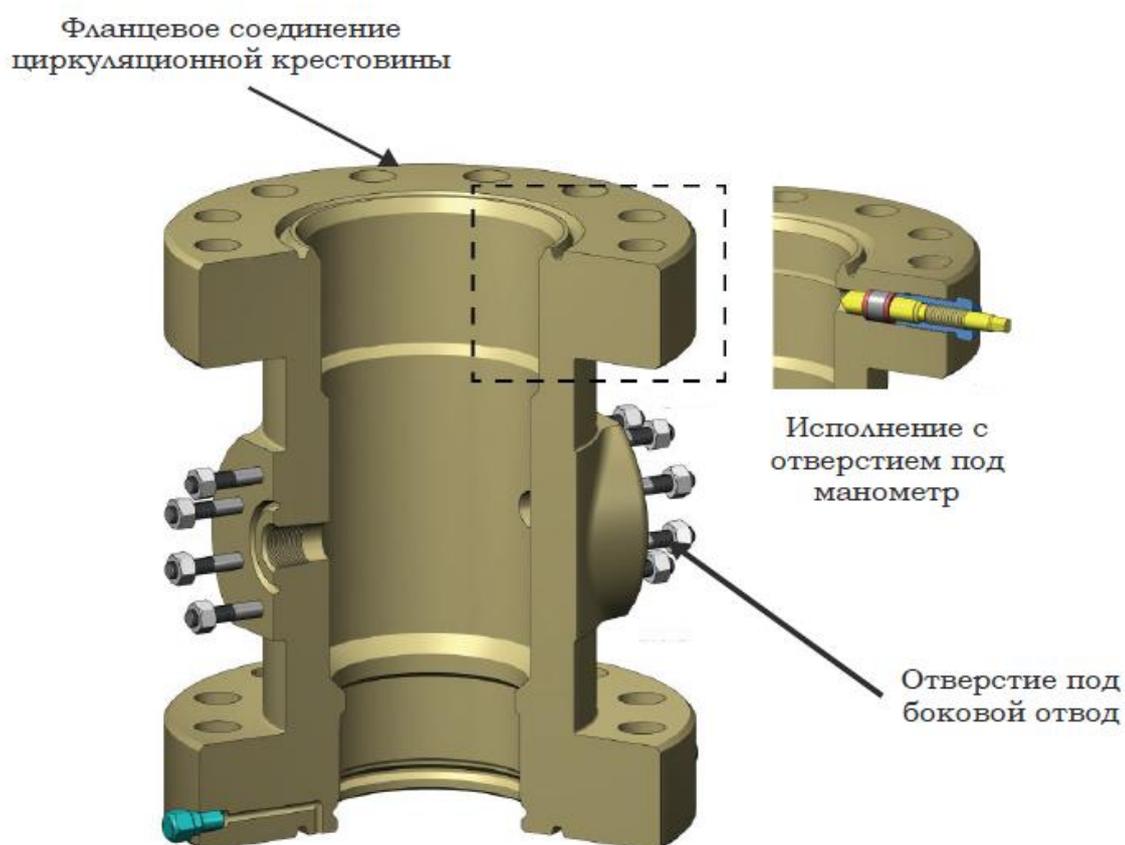


Рисунок 9 – Циркуляционная крестовина

Все чаще для соединения линии глушения и линии дросселирования

используются боковые отводы превенторов, что позволяет избежать применения циркуляционной крестовины и уменьшает число соединений при монтаже устьевого противовыбросового оборудования.

Однако многие операторы предпочитают использовать циркуляционную крестовину, устанавливаемую ниже, по крайней мере, одного превентора способного герметизировать устье на бурильных трубах. Это связано с тем, что при длительных операциях (например, стриппинг) основное эрозионное воздействие будет локализовано в пределах менее дорогой циркуляционной крестовины.

К циркуляционным крестовинам в соответствии со стандартами API предъявляются следующие требования:

- крестовины на давление 2000, 3000 и 5000 psi должны иметь боковые отводы диаметром не менее 2 дюймов;
- крестовины на давление 10000 и 20000 psi должны иметь минимум два боковых отвода диаметром не менее 3 дюймов и один отвод диаметром 2 дюйма;
- должна иметь внутреннее отверстие не менее отверстия самой верхней колонной головки;
- иметь рабочее давление не менее, рабочего давления присоединяемой сборки ПВО.

### **3.3 Противовыбросовые превенторы**

Противовыбросовые превенторы являются основным средством герметизации устья скважины в случае возникновения ГНВП. Как правило, на устье скважины монтируется сборка противовыбросовых превенторов различных конструкций, однако конструктивные отличия и технические особенности того или иного превентора регламентированы стандартами (например, градация рабочего давления на которое рассчитан тот или иной превентор).

Вся сборка противовыбросовых превенторов рассчитана на определенное рабочее давление от 2000 psi до 20000 psi.

Кроме того, сборка противовыбросового оборудования кодируется определенными буквами, указывающими на последовательность установки и тип того или иного противовыбросового превентора или оборудования.

В таблице 1 приведем основные градации давлений и кодировки противовыбросового оборудования по стандарту API.

Таблица 1 – Основные градации давлений и кодировки противовыбросового оборудования по стандарту API

Рабочее давление, psi/МПа	Шифр противовыбросового оборудования	Тип противовыбросового оборудования
2000/13,8 3000/20,7 5000/34,5 10000/69,0 15000/103,5 20000/138,0	G (rotating head)	Вращающийся превентор
	A (Annular)	Кольцевой превентор
	R (Single ram)	Плашечный превентор с одной парой плашек
	R <sub>D</sub> (Double ram)	Сдвоенный плашечный превентор
	R <sub>T</sub> (Triple ram)	Строенный плашечный превентор
	S (Drilling spool)	Циркуляционная крестовина
	C (Hydraulic well head connector)	Гидроуправляемый коннектор колонной головки
	K (1000 psi rated working pressure)	Тысяча psi рабочего давления

Пример обозначения сборки противовыбросового оборудования:

15К - 13 5/8 – RSRDAG – Сборка противовыбросового оборудования на рабочее давление 15000 psi (103,5 МПа) с проходным сечением 13 5/8 дюйма (346,1 мм) включающая с низу вверх: плашечный превентор с одной парой плашек, циркуляционную крестовину, сдвоенный плашечный, кольцевой превентор и вращающийся превентор (рисунок 10).

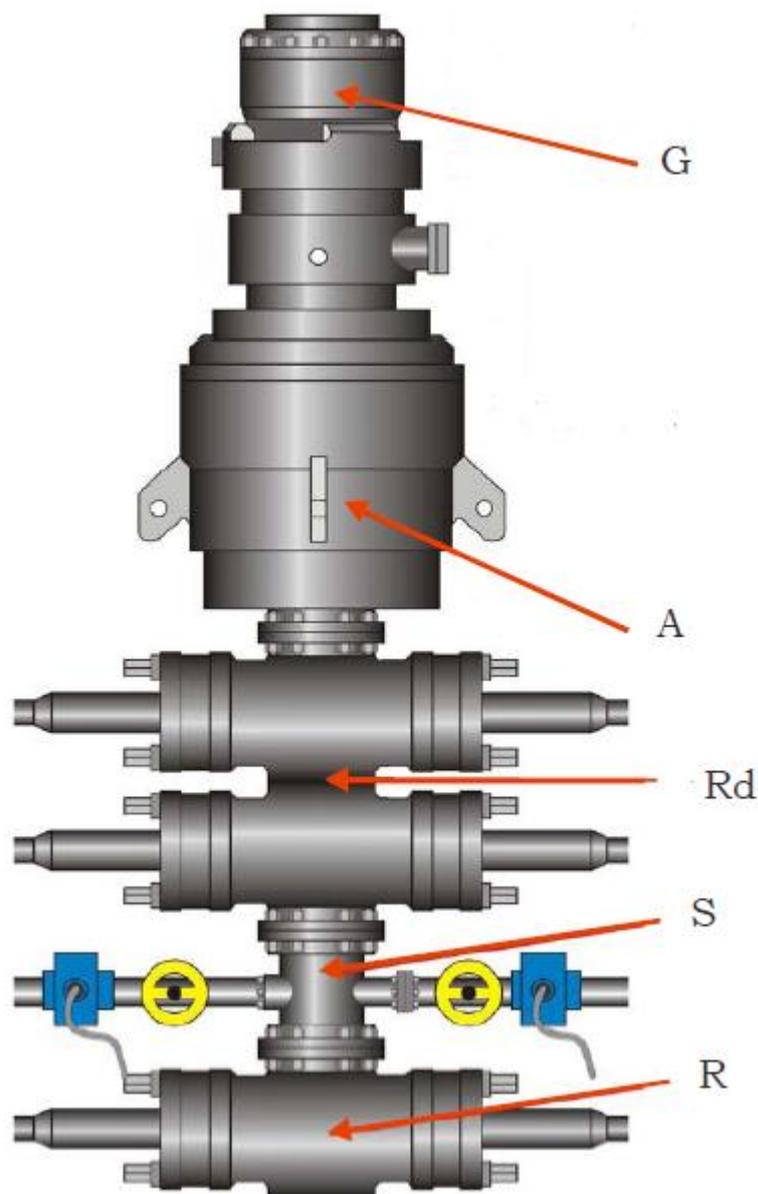


Рисунок 10 – Сборка противовыбросового оборудования типа RSR<sub>d</sub>AG

В отечественной практике приняты типовые схемы обвязки противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862-90 устанавливающие минимальное количество необходимых составных частей блока превенторов и манифольда.

### 3.3.1 Плашечные превенторы

Плашечные превенторы называются так потому, что для герметизации устья скважины используют плашки (трубные, глухие и т.д.). Конструктивно плашечный превентор состоит из следующих основных частей (рисунок 11):

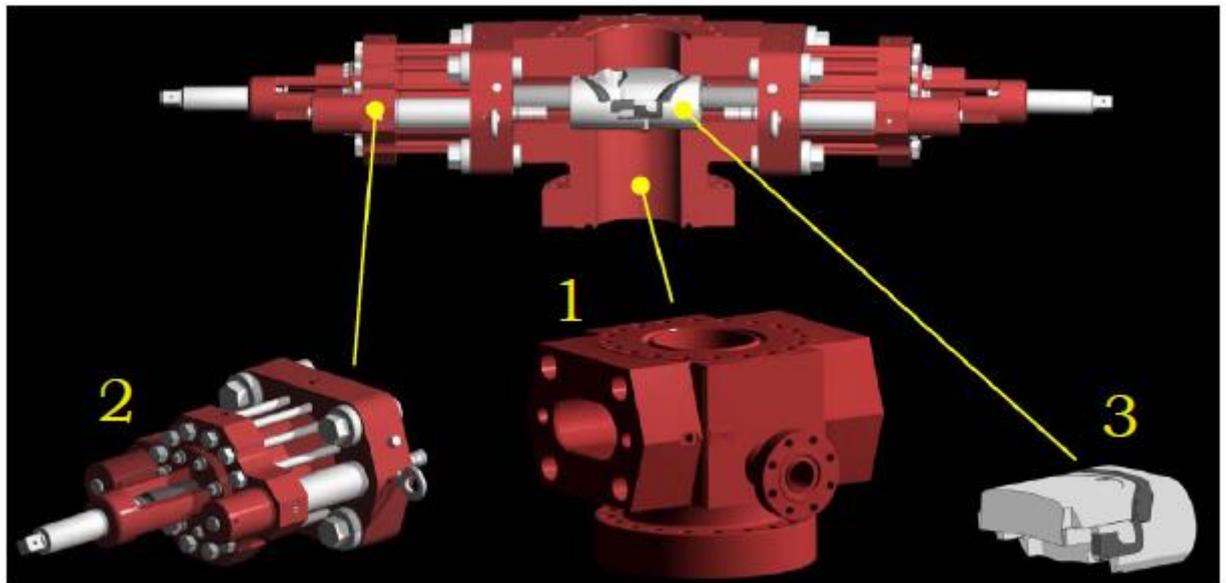


Рисунок 11 – Основные элементы плашечного превентора:

- 1 – корпус; 2 – блок крышки с устройством захвата и уплотнениями;  
3 – блок плашки

Корпус плашечного превентора является основной несущей частью, на которую, и внутри которой, располагаются все остальные детали превентора.

В качестве примера устройства плашечного превентора рассмотрим конструкцию одного из самых распространенных и часто описываемых превентора – модель «U» фирмы Cameron (рисунок 12).

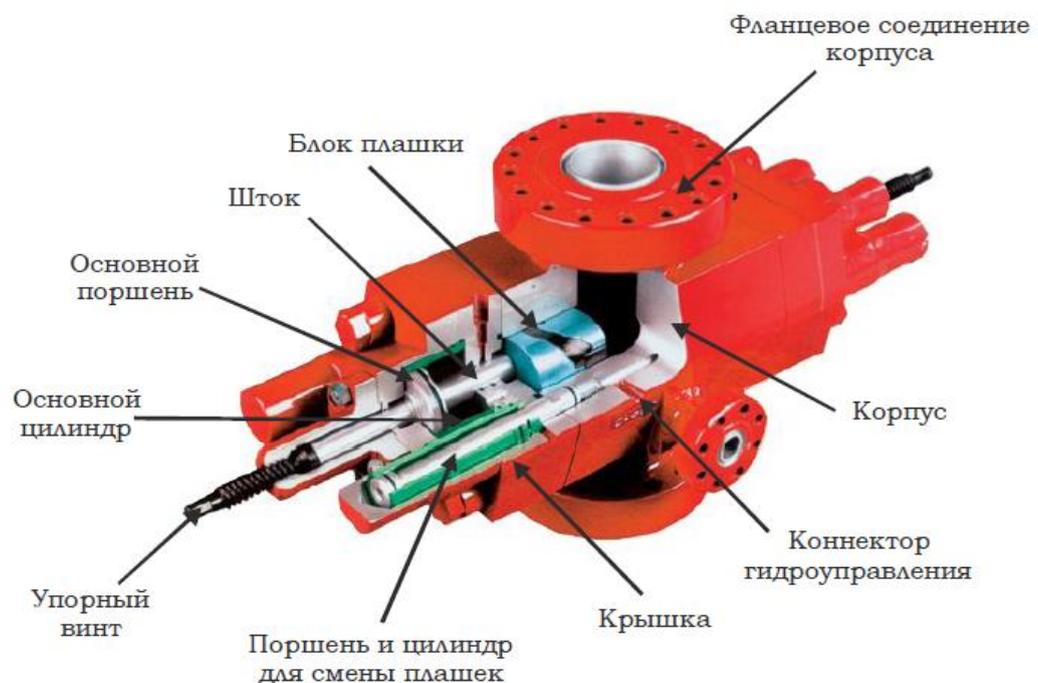


Рисунок 12 – Основные элементы превентора «U» фирмы Cameron

К корпусу превентора по средствам болтов крепятся крышки, в крышке расположены уплотнительные элементы штока, основной цилиндр и основной поршень, обеспечивающие закрытие превентора, два поршня и цилиндра для смены плашек с использованием гидравлической системы, питающейся через коннектор гидроуправления. Упорный винт фиксирует плашку в закрытом положении и препятствует ее самопроизвольному открытию. Соединение между корпусом и крышкой, в которой движется поршень и шток, оснащено самоуплотняющейся прокладкой со стороны скважины и кольцевым уплотнением со стороны рабочей камеры поршня.

Между этими двумя уплотнениями располагается контрольное отверстие, сообщающееся с атмосферой (что позволяет обнаружить возможную утечку), а также аварийное уплотнение (дополнительная система герметизации) за счет возможности нагнетания пластиковой уплотнительной набивки. Аварийное уплотнение представляет собой вспомогательную систему герметизации, которая должна применяться только тогда, когда отсутствует возможность ремонта превентора (рисунок 13).

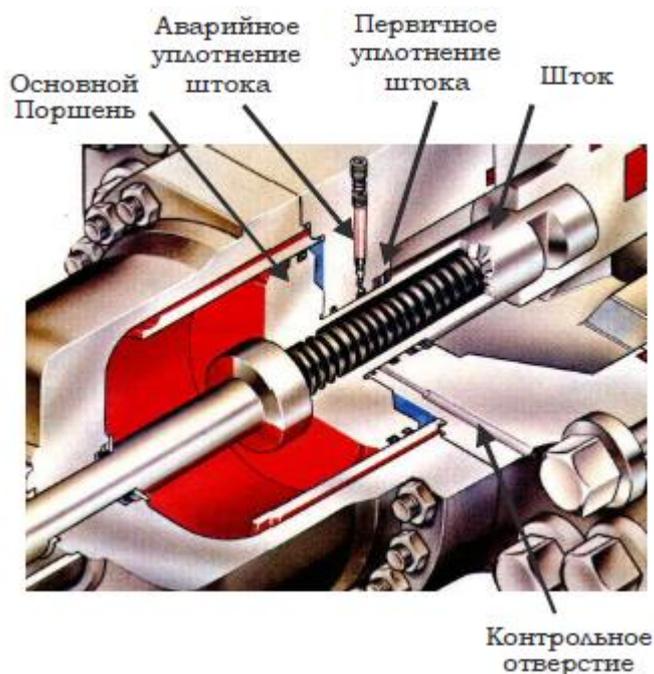


Рисунок 13 – Узел аварийной герметизации штока

Удачная конструкция и надежность превентора типа «U» послужила

основой для создания фирмой Cameron (в дальнейшем компания стала называться Cooper Cameron) преვენтора «U II» (рисунок 14). Преვენтор «U II» является сдвоенным и имеет полное гидравлическое управление с клиновой фиксацией плашек (отдельно гидруправляемый механизм фиксации плашек). Благодаря уменьшенному на 30 % ходу поршня удалось уменьшить его габаритные размеры и вес. Специально изготовленные уплотнения плашек и штока позволяют использовать преვენтор до температуры 120 °С и в среде H<sub>2</sub>S.

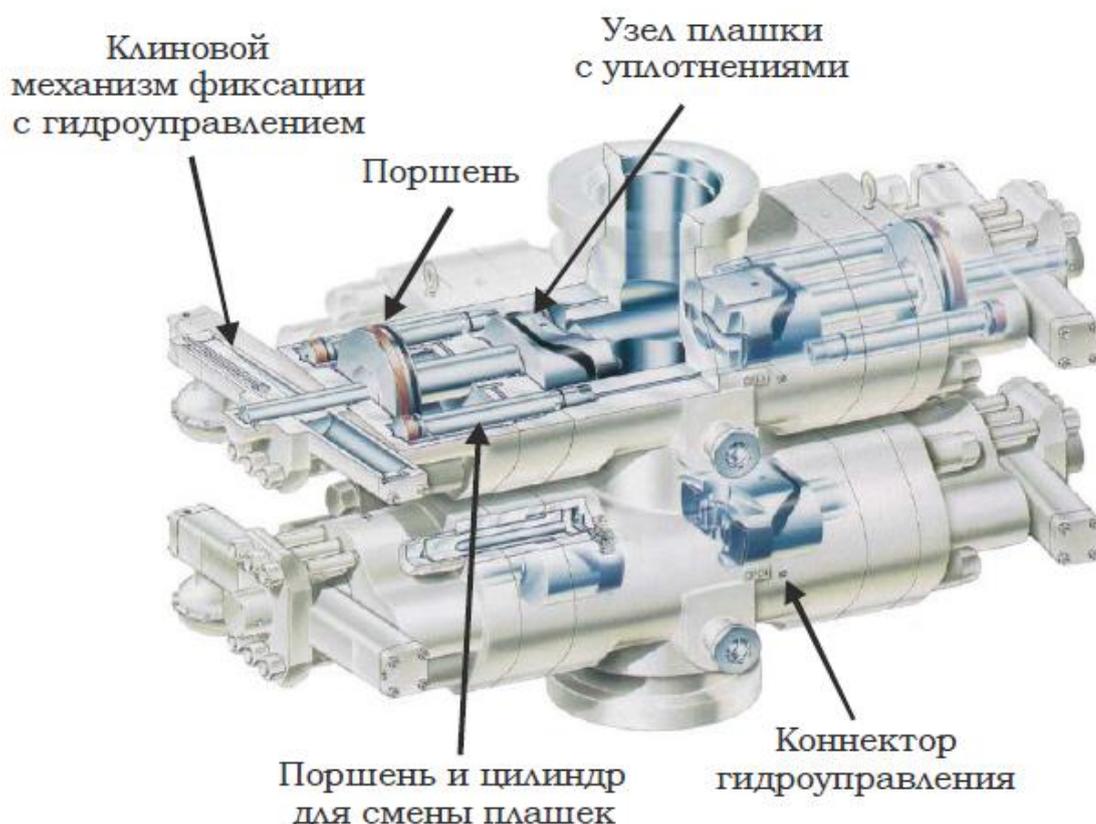


Рисунок 14 – Основные элементы преვენтора «U II» фирмы Cameron

Основным герметизирующим элементом в плашечных преვენторах является плашка (приложение Б). Конструкции плашек дают возможность:

- герметизации скважины со спущенными бурильными/обсадными трубами с помощью трубных плашек и плашек с изменяемым переменным сечением;
- герметизации скважины в отсутствии инструмента с помощью глухих плашек;
- герметизации скважины со срезанием колонны бурильных/обсадных

труб.

Кроме того, конструкция плашки и элементов плашечного превентора должны обеспечить возможность подвешивания колонны бурильных труб.

При этом необходимо помнить, что подвешивание колонны труб на плашки с изменяемым переменным сечением требует большей осторожности.

Конструктивно плашки противовыбросовых превенторов разработаны для герметизации подплашечной области, поэтому при гидравлических испытаниях необходимо учитывать данный факт и создавать давление в подплашечной области.

В приложении Б приведены различные конструкции плашек различных производителей, детальное ознакомление с основными конструктивными элементами плашек показывает, что за исключением конструкции держателей плашек и присоединения их к штоку превентора, расположение пакерующих и рабочих элементов имеет сходную конструкцию и место расположения на плашке.

### **3.3.2 Кольцевые превенторы**

Конструктивно, кольцевые превенторы представляют собой цилиндрический корпус, внутри которого расположен кольцевой пакерующий элемент (элементы), уплотнения рабочего поршня и сам поршень.

Герметизация устья осуществляется при воздействии рабочего поршня на кольцевой пакерующий элемент и плотного охвата последним поверхности инструмента внутри скважины. Поскольку охватываемая поверхность может быть не только цилиндрической, кольцевые превенторы еще называют универсальными.

Таким образом, кольцевые превенторы используются для:

- герметизации устья скважины при любой части бурильной колонны (тело трубы, замок, высаженная часть, ведущая бурильная труба) и открытом проходном сечении;

- работы с бурильной колонной при герметизированном устье.

Основными производителями кольцевых превенторов так же являются фирмы Hydril, Shaffer и Cameron.

В приложении В приведены конструктивные элементы кольцевых противовыбросовых превенторов Hydril GX, Hydril GK, Hydril GL и Hydril MSP.

В основном конструкции превенторов Hydril GX, Hydril GK, Hydril GL и Hydril MSP аналогичны, однако, они рассчитаны на разное максимальное давление и имеют ряд конструктивных особенностей.

Так, превентор Hydril GK имеет в верхней части запорной крышки отверстие для контроля положения поршня, позволяющее контролировать степень его закрытия.

Превентор Hydril GL имеет дополнительную уравнивающую камеру, которая предназначена для уравнивания между давлениями флюида в скважине и давлением закрытия/открытия превентора.

Модель MSP это кольцевой превентор большого диаметра с проходным сечением до 762 мм (30 дюймов), имеет только камеру закрытия, открывается за счет срабатывания давления в камере закрытия.

Кроме того, для каждой модели превенторов фирмы Hydril производится свой тип пакерующего элемента (рисунок 15).



Рисунок 15 – Основные виды пакерующих элементов фирмы Hydril

Пакерующий элемент GK способен герметизировать устье скважины при полном номинальном рабочем давлении в 138 МПа (20000 psi) в условиях отсутствия в скважине инструмента при диаметре проходного сечения 346 мм (13 5/8 дюйма).

Пакерующий элемент GL (Long live) предназначен для более частого использования и выдерживает самое большое количество циклов закрытия и открытия.

Элемент GX выдерживает более 300 циклов испытаний и воздействие температуры до 130 °С.

Материалы из которых изготавливаются пакерующие элементы позволяют использовать их в условиях отрицательных и положительных температур, а также в различных средах (вода, нефть, газ и их смеси).

Пакерующий элемент из натурального каучука предназначен для бурения с растворами на водной основе. Натуральный каучук может использоваться при действии температуры от – 1 °С до + 130 °С.

При правильном использовании пакерующий элемент из натурального каучука обеспечивает самый длительный срок службы.

Изделие из нитриловой резины (синтетический состав) используется при бурении с растворами на углеводородной основе (добавками нефти).

Пакерующий элемент наиболее эффективен при температурах от  $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $87\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Пакерующий элемент из неопреновой резины предназначен для низких температур используется при бурении с растворами на углеводородной основе (добавками нефти). Эффективен в диапазоне температур от  $-34\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+76\text{ }^{\circ}\text{C}$ , обладая лучшей эластичностью при низких температурах, нежели нитрил, неопрен существенным образом теряет свои свойства при высокой температуре.

Превентр фирмы Shaffer модель Spherical имеет оригинальную конструкцию (рисунок 16), его пакерующий элемент (рисунок 17) выполнен из эластичного материала и металлических клиньев, образующих при закрытии превентра полусферу.

Модель Spherical выпускается с несколькими вариантами крепления запорных крышек. На рисунке 16 представлена модель с запорной крышкой, закрепленной с помощью клиньев, но существуют варианты с креплением запорной крышки по средствам шпилек и гаек.

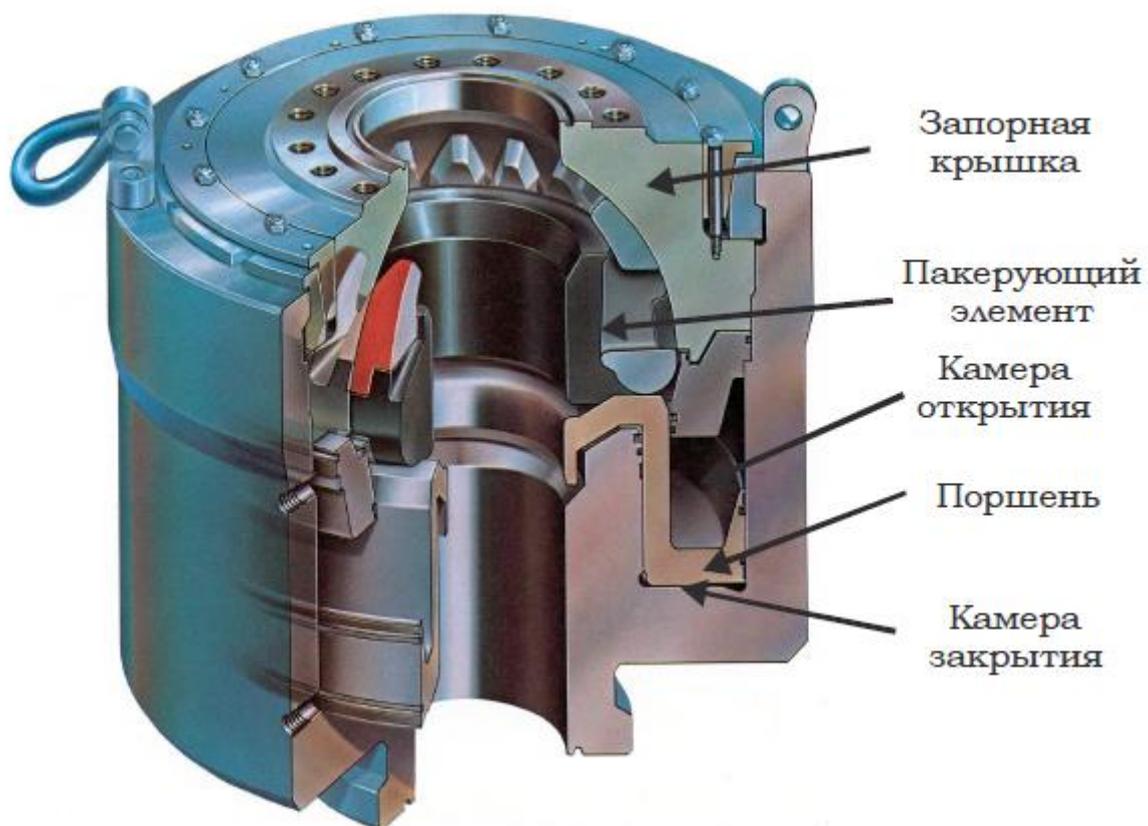


Рисунок 16 – Основные элементы преентора фирмы Shaffer модель Spherical

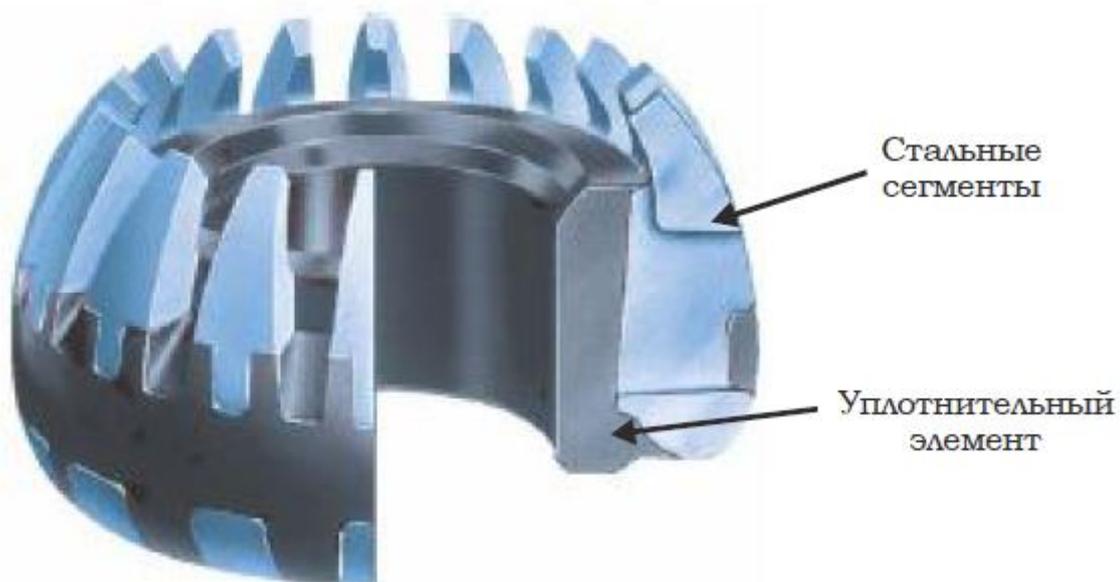


Рисунок 17 – Конструкция пакерующего элемента преентора фирмы Shaffer модель Spherical

Основной особенностью противовыбросового преентора фирмы

Самсон модель D изображенного на рисунке 18 является наличие двух пакерующих элементов, наружного и внутреннего. В то время как наружный полностью состоит из эластичного материала, внутренний армирован.

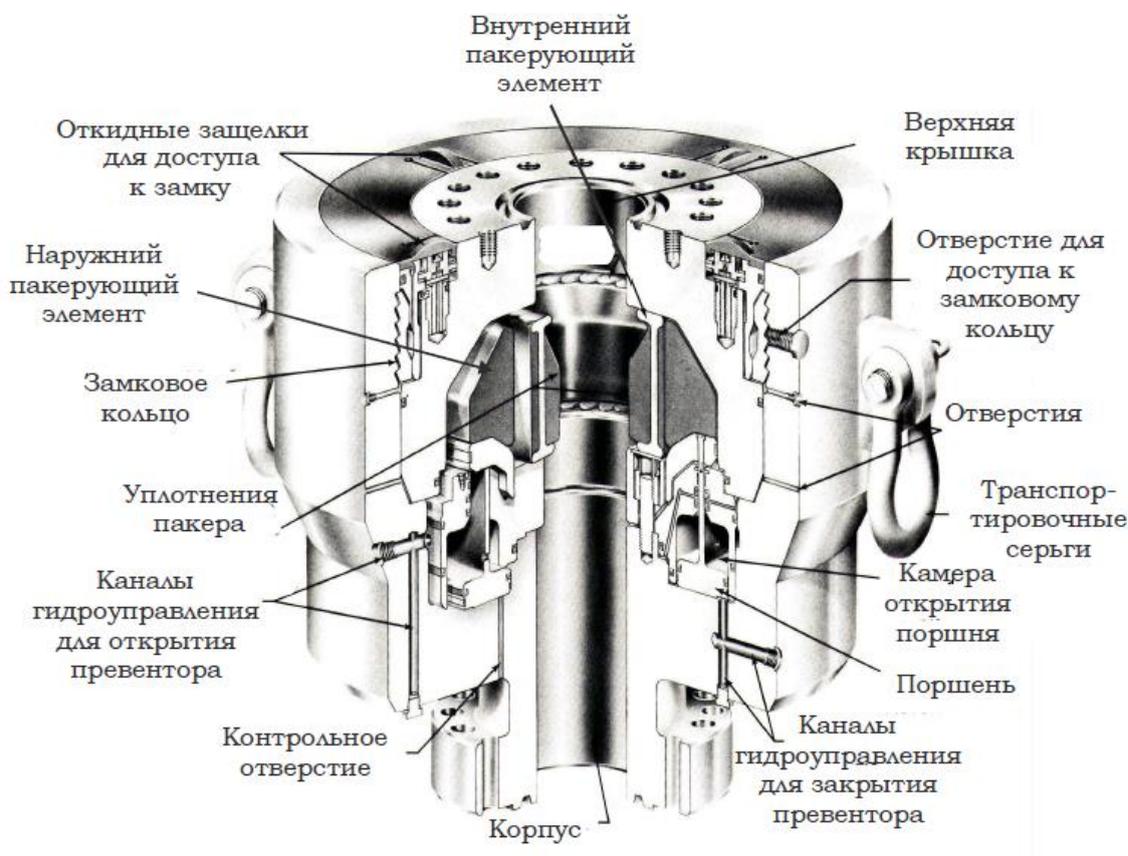


Рисунок 18 – Конструкция превентора фирмы Самсон модель D с двумя пакерующими элементами

Внешний вид наружного и внутреннего пакерующих элементов изображен на рисунке 19. Радиальное перемещение армированных клиновидных вставок внутреннего пакерующего элемента заставляет эластичную его часть равномерно сужаться, по всему периметру, и надежно охватывать различные поверхности.



Рисунок 19 – Внешний вид пакерующих элементов превентора фирмы Cameron модель D

Кроме того, конструкция корпуса предполагает наличие контрольного отверстия, через которое осуществляется контроль за состоянием уплотнений превентора, аналогичное назначение имели контрольные отверстия плащечных превенторов, рассмотренные ранее.

Проведенные производителем тесты, состоящие из 364 закрываний на бурильном инструменте диаметром 127 мм (5 дюймов) и 52 закрываний при отсутствии инструмента, с гидравлическими испытаниями через каждые 7 закрываний показали, что данная модель противовыбросового превентора полностью соответствует требованиям стандарта API 16A.

К кольцевым превенторам предъявляется ряд требований, относительно рекомендуемого давления испытания и времени их закрытия.

Так, рекомендуемое давление испытания в соответствии с требованиями API RP 53:

- для превенторов с номинальным рабочим давлением 35 МПа (5000 psi) включительно – 100% от номинального рабочего;
- для превенторов с номинальным рабочим давлением более 35 МПа (5000 psi) - 150% от номинального рабочего.

В соответствии с требованиями API RP 16 E рекомендуемое максимальное время закрытия кольцевых превенторов:

- диаметром равным и менее 476 мм (18 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> дюйма) – 30 секунд или менее;

- диаметром более 476 мм (18 <sup>3</sup>/<sub>4</sub> дюйма) – 45 секунд или менее.

### **3.3.3 Диверторные системы**

Диверторные системы предназначены для одновременной герметизации устья скважины и отвода по отводящей линии на факельное устройство газа поступающего с небольшой глубины.

Состоят диверторные системы, как правило, из кольцевого превентора большого диаметра, крестовины с отводящими линиями от 102 мм (4 дюйма) до 305 мм (12 дюймов), гидравлической задвижки на отводящей линии и гидравлического распределителя.

Гидравлический распределитель, исполняет роль распределителя потоков системы гидроуправления и автоматически открывает задвижку на отводящей линии до закрытия кольцевого превентора входящего в состав диверторной системы (рисунок 20).

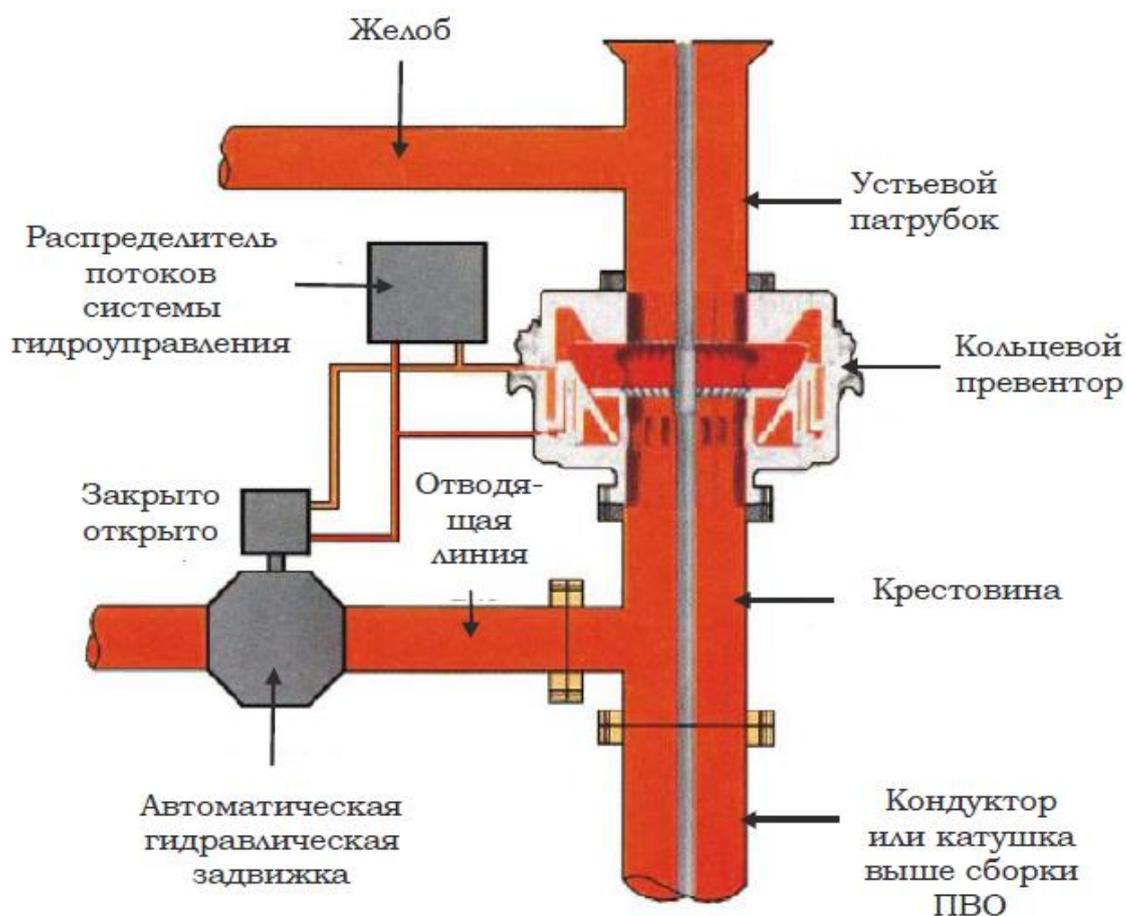


Рисунок 20 – Схема диверторной системы

В настоящее время производителями выпускаются диверторные системы в которых кольцевой преентор и крестовина с фланцами для отводящих линий выполнены в виде единого корпуса, при этом, поршень преентора одновременно закрывает преентор и открывает боковой отвод (рисунок 21).

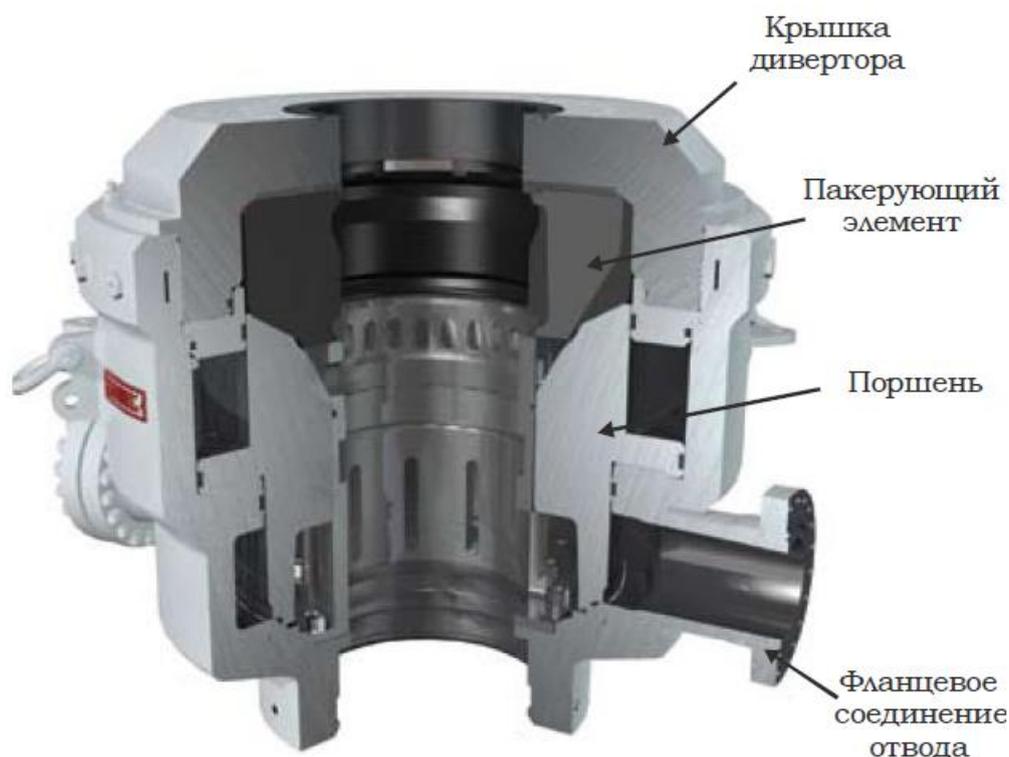


Рисунок 21 – Дивертор FSP 28-2000 фирмы Hydriil

Это позволяет уменьшить количество фланцевых соединений в сборке ПВО и уменьшает размеры и вес диверторной системы.

Изображенный на рисунке 43 дивертор FSP 28-2000 фирмы Hydriil имеет диаметр проходного сечения 711 мм (28 дюймов) и максимальное рабочее давление 13,8 МПа (2000 psi).

### 3.3.4 Противовыбросовые устройства в составе КНБК

Противовыбросовые устройства в составе КНБК включают:

- шаровые краны;
- обратные клапаны (неизвлекаемые и сбрасываемые).

Существуют несколько видов шаровых кранов, предназначенных для использования в сочетании с ведущей бурильной трубой, верхним приводом и шаровые краны в антикоррозионном исполнении.

В то время, как открытие/закрытие шарового крана для ведущей бурильной трубы осуществляется вручную с помощью специальной рукоятки.

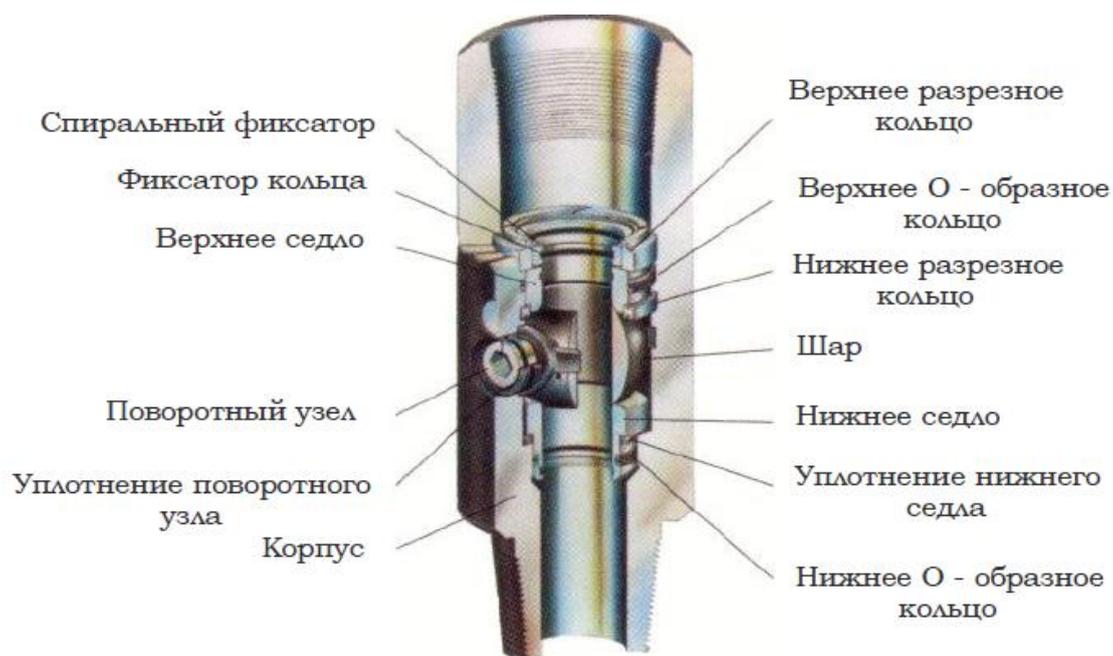


Рисунок 22 – Основные узлы шарового крана для ведущей бурильной трубы

Открытие/закрытие шарового крана для верхнего привода осуществляется при помощи привода, который включает аппаратные средства высокого давления, воздушные шланги и пневматический распределительный клапан (рисунок 23).

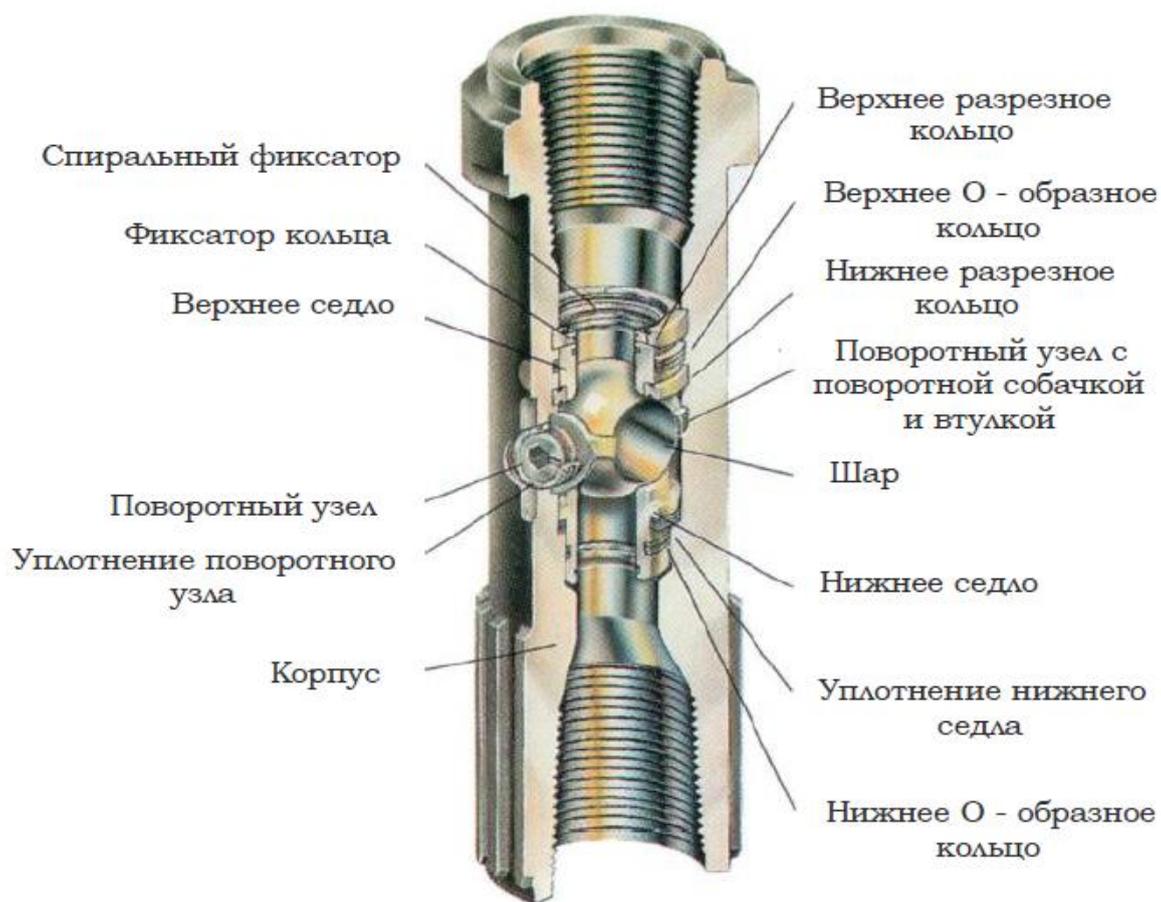


Рисунок 23 – Основные узлы шарового крана для верхнего привода  
 Механизм дистанционного привода поворотного узла шарового крана представлен на рисунке 24.

Перемещаясь по направляющей, из области высокого давления, поршень через кулису вращает поворотный узел и открывает/закрывает шаровый кран.

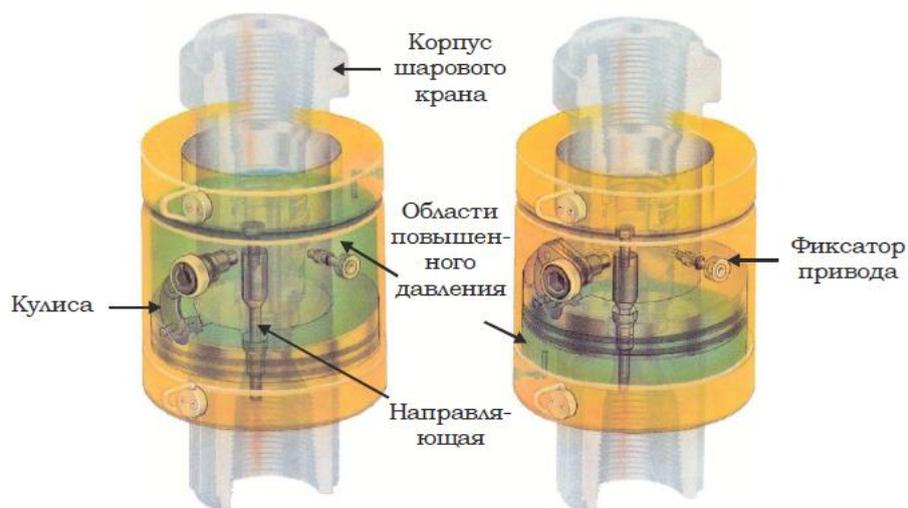


Рисунок 24 – Основные узлы шарового крана для верхнего привода

Необходимо помнить, что на рабочей площадке буровой установки всегда должен находиться полностью открытый, исправный и готовый к использованию шаровый кран (рисунок 25).



Рисунок 25 – Шаровый кран с устройством для быстрого соединения с бурильной трубой и рукоятка

## **4 Тампонажные и буровые растворы для ведения работ в условиях АВПД**

### **4.1 Буровые растворы**

Для ведения работ в условиях АВПД традиционно используют глинистые буровые растворы, содержащие в качестве добавок баритовый, железистый и другие утяжелители. Эти системы отличаются относительно невысокой стоимостью, широким спектром обрабатываемых реагентов и большим опытом применения.

Однако использование таких растворов приводит к необратимой кольматации продуктивных пластов (особенно низкопроницаемых, трещиноватых и трещино-поровых коллекторов) и требует дополнительных дорогостоящих операций по восстановлению проницаемости пласта. Снижение проницаемости призабойной зоны коллектора после первичного вскрытия изменяется в интервале 30 – 70%.

Безглинистые буровые растворы, плотность которых регулируется концентрацией водорастворимых солей и кислоторастворимых утяжелителей, имеют принципиальное преимущество перед глинистыми при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольматанта, трудноудаляемого из ПЗП при освоении. Дополнительным преимуществом таких буровых растворов является более высокое качество крепления скважин.

Разработаны утяжеленные безглинистые буровые растворы плотностью до 1600 кг/м<sup>3</sup> на основе пластовой воды, растворов неорганических солей (хлориды натрия, калия, кальция, магния) и карбоната кальция для доутяжеления.

Оптимизация реологических и фильтрационных свойств этих растворов проводится комплексом полисахаридных реагентов.

Буровые растворы плотностью 1600 – 2200 кг/м<sup>3</sup> на основе бромидов кальция, цинка или их смесей обеспечивают относительно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и возможность почти полного восстановления

проницаемости ПЗП (до 70 – 90%), но область их применения ограничивается низкой термобарической устойчивостью и экологической опасностью.

Высокую плотность растворов могут обеспечивать не только неорганические соли, но и органические, в частности, формиаты щелочных металлов.

Формиаты обладают рядом преимуществ по сравнению с тяжелыми неорганическими солями, и в частности, экологической безопасностью, высокой ингибирующей способностью по отношению к глинистым сланцам, повышением термостабильности полисахаридных реагентов, низкой коррозионной активностью, совместимостью с пластовыми флюидами, снижением коэффициента трения буровых растворов.

Разработаны технологические жидкости на основе формиатов, которые содержат комплекс полисахаридных реагентов для регулирования фильтрационных, реологических, псевдопластичных и капсулирующих свойств и мраморную крошку для временной кольматации ПЗП.

Буровые растворы на основе формиатов сохраняют термостабильность при температурах до 200 °С, имеют низкие значения показателя фильтрации (0,5 – 3,5 см<sup>3</sup> при DP = 0,7 МПа), регулируемые в широких пределах значения пластической вязкости ( $\eta = 15 - 95$  мПа\*с) и динамического напряжения сдвига ( $\tau_0 = 60 - 200$  дПа), при этом буровые растворы имеют низкие гидравлические сопротивления (коэффициент консистенции  $K = 0,008 - 0,227$  при скорости сдвига 511/1022с<sup>-1</sup>), низкие значения коэффициента трения ( $K_{тр} = 0,09 - 0,207$ ), фильтрат раствора имеет низкое поверхностное натяжение на границе с углеводородной жидкостью ( $\sigma = 0,0083 - 0,013$  Н/м).

Предлагается несколько рецептур:

- Системы без твердой фазы на основе формиата натрия ( $\rho = 1300$  кг/м<sup>3</sup>), формиата калия ( $\rho = 1670$  кг/м<sup>3</sup>), формиатов калия и цезия ( $\rho = 2200$  кг/м<sup>3</sup>);
- Системы с частичной заменой формиатов на кислоторастворимый карбонатный утяжелитель ( $\rho = 1800$  кг/м<sup>3</sup>). В качестве утяжелителя использовали мраморную крошку;

– Системы с пониженным содержанием кислотонерастворимой твердой фазы ( $\rho = 2200 \text{ кг/м}^3$ ). Для доутяжеления используется барит, Магбар, сидерит (карбонат железа), гематит.

Преимущества использования формиатов не ужесточаются требованиями со стороны природоохранных организаций, так как при их использовании и при использовании совместно с другими компонентами бурового раствора не образуется экологически опасных отходов; появляется возможность многократного и многоцелевого использования бурового раствора ввиду его высокой ферментативной устойчивости и устойчивости к термоокислительной деградации; для приготовления и очистки бурового раствора в процессе бурения не требуется дополнительного оборудования буровых установок; буровой раствор на основе формиатов может быть использован в качестве жидкости глушения или жидкости перфорации, т. к. он не оказывает отрицательного влияния на коллектор.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что исследованные составы буровых растворов сохраняют фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта при их первичном вскрытии в условиях высоких пластовых давлений и температур, что обеспечит, в дальнейшем, качество получаемой геологической информации.

Заявляемые составы могут быть пригодны для вскрытия продуктивных пластов, характеризующихся высокими забойными температурами и аномально высокими пластовыми давлениями.

## **4.2 Тампонажные растворы**

С целью разобщения пластов в обсадную колонну закачивают цементный раствор, который вытесняет находящийся в ней буровой раствор, и продавливают в затрубное пространство на расчетную высоту. Процесс транспортирования (закачивания) цементного раствора в затрубное пространство называется процессом цементирования скважины.

Тампонажные растворы – это комбинации спецматериалов или составов, используемых для тампонирувания. Тампонажные смеси с течением времени могут затвердевать с образованием тампонажного камня или загустевать, упрочняться, оставаясь вязкой или вязко-пластичной системой.

В зависимости от температуры испытания применяют:

- цемент для «холодных» скважин с температурой испытания 22 °С;
- цемент для «горячих» скважин с температурой испытания – 75 °С.

По плотности тампонажные растворы делят на:

- легкие – до 1,3 г/см<sup>3</sup>;
- облегченные – 1,3 – 1,75 г/см<sup>3</sup>;
- нормальные – 1,75 – 1,95 г/см<sup>3</sup>;
- утяжеленные – 1,95 – 2,20 г/см<sup>3</sup>;
- тяжелые – больше 2,20 г/см<sup>3</sup>

По срокам схватывания делят на:

- быстро схватывающиеся – до 40 мин;
- ускоренно схватывающиеся – 40 мин – 1 час 20 мин;
- нормально схватывающиеся – 1 час 20 мин – 2 час;
- медленно схватывающиеся – больше 2 час.

Предупреждение осложнений при цементировании достигается регулированием противодавления на пласты, что может быть обеспечено применением тампонажных растворов с увеличенной плотностью. Для этого необходимо повышать плотность дисперсионной среды или твердой фазы. Распространен второй способ, при котором утяжеление достигается:

- введением утяжелителей;
- совместным помолом клинкера и утяжеляющих добавок;
- увеличением окиси железа в портландцементе.

В качестве утяжелителей применяют барит, гематит, магнетит, доломит и другие породы.

Замедлители сроков схватывания: используют в растворах для цемен-

тирования глубоких и высокотемпературных скважин. Применяют электролиты и органические вещества. Большинство замедлителей – это гидрофобизирующие поверхностно-активные вещества.

#### **4.2.1 Высокотемпературные стабилизированные, расширяющиеся цементы (ЦТТС, ЦТТРС)**

Тампонажные растворы серии ЦТТС и ЦТТРС Предназначен для крепления обсадных колонн в глубоких скважинах с повышенными забойными температурами (до 165 °С).

Цемент изготавливается на основе тампонажного портландцемента, расширяющих добавок и специальных добавок с высоким содержанием оксида кремния.

Допускается введение специальных добавок (армирующих, кольматирующих), повышающих прочность цемента, улучшающих его тампонажно-технические свойства.

В зависимости от плотности приготавливаемого тампонажного раствора цемент выпускают следующих марок:

ЦТТС–1 – плотность раствора 1,80 – 1,85 г/см<sup>3</sup>, температура применения до 150 °С;

ЦТТС–2 – плотность раствора более 1,85 г/см<sup>3</sup>, температура применения до 150 °С;

ЦТТРС–1 – плотность раствора 1,8 – 1,9 г/см<sup>3</sup>, температура применения до 165 °С с расширяющей добавкой;

ЦТТРС–2 – плотность раствора 1,80 – 1,87 г/см<sup>3</sup>, температура применения до 150 °С с расширяющей добавкой;

ЦТТРС–3 – плотность раствора 1,88 – 1,95 г/см<sup>3</sup>, температура применения до 150 °С с расширяющей добавкой;

Данный тип раствора характеризуется высокой прочностью цементного камня по истечении 24 часов и дальнейшим увеличением прочности во времени.

Цементы серии ЦТТС, ЦТТРС в отличие от стандартных ПЦТ – 1 – 100 по ГОСТ 1581 – 96, цементно-песчаных и шлакопесчаных смесей, позволяют получать седиментационно устойчивые растворы с более равномерным во времени формированием камня максимальной прочности и качественным креплением обсадных колонн как при умеренных (75 °С и менее), так и повышенных (до 165 °С) температурах.

## **5 Анализ технико-технологических решений, обеспечивающих вскрытие и бурение скважин в условиях АВПД**

### **5.1 Конструкция скважины**

Даже если при бурении в зонах АВПД утяжелить буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин, то есть риск его поглощения пластами с гидростатическим давлением и АНПД.

Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышележающие поглощающие пласты перекрывают технической колонной.

Если распределение давления в породах по глубине известно, то можно выбрать оптимальную конструкцию скважины, технологию бурения и цементирования и предупредить возможные осложнения и аварии.

Вскрытие пластов с АВПД оказывает влияние на выбор прочностных характеристик обсадных труб, в первую очередь это связано с увеличением необходимого давления опрессовки обсадных колонн. Также увеличиваются наружные избыточные давления на обсадную колонну. Это вызвано превышением пластового давления над давлением столба цементного камня. Исходя из этого, при расчете наружных избыточных давлений в конце эксплуатации необходимо учитывать давление пласта в зоне АВПД.

### **5.2 Анализ проблемы вскрытия продуктивных пластов в условиях АВПД**

Состояние призабойной зоны скважины в период заканчивания во многом определяет эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений. При вскрытии и разбуривании продуктивного пласта нужно уделять особое внимание технологическим приемам, которые снижают негативные воздействия технологических процессов на продуктивный пласт. Чтобы избежать возможных проявлений, вскрытие продуктивного пласта с аномально высоким пластовым давлением проводят утяжеленным буровым раствором, в который добавляется утяжелитель (барит, галенит, гематит, магнетит), что зачастую

приводит к загрязнению пласта и проникновению фильтрата и тяжелых частиц в пласт. Согласно Правилам безопасности, в нефтяной и газовой отрасли столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на величину от 1,5 до 3,5 МПа в зависимости от глубины.

Однако в реальных условиях давление, оказываемое на продуктивный пласт, существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, движения вниз бурового инструмента, а также из-за гидравлических сопротивлений при движении раствора в кольцевом пространстве. Чтобы максимально сохранить природное состояние коллектора, продуктивный пласт желательно вскрывать в условиях равновесия или на депрессии. Однако, отсутствие технических средств, для обеспечения надежной проводки скважины на равновесии или в режиме депрессии, вынуждают осуществлять вскрытие пласта в условиях репрессии. От репрессии на пласт зависят остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором. Так же она может стать причиной изменения естественной трещиноватости и влияет на деформацию пород в прискважинной зоне продуктивного горизонта. Очевидно, что репрессия отрицательно влияет на коллекторские свойства продуктивного пласта, из-за чего увеличивается время освоения скважин, их производительность уменьшается, снижается коэффициент нефтеотдачи. С еще более серьезными осложнениями сталкиваются на скважинах большой глубины (4000 – 5000м). На больших глубинах тяжело регулировать давление на забое из-за высокого пластового давления. Так же в условиях аномально высоких пластовых давлений приходится прибегать к утяжелению бурового раствора до 1800-2200кг/м<sup>3</sup>. Следовательно, для того чтобы избежать проявлений пласта вскрытие производят при большом превышении давления, что может привести к гидроразрыву пласта и уходу в него большого количества раствора.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов проведенные в России и за рубежом, показывают, что продуктивные пласты нужно вскрывать со строгим учетом геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

### 5.3 Бурение с регулируемым давлением

Применение технологии бурения с регулируемым давлением (MPD), позволяет контролировать профиль давления в стволе скважины за счет использования закрытой системы циркуляции, в результате чего минимизируются риски возникновения НПВ, связанные с потерей контроля над скважиной, возникновением поглощений, вызванных низкими пластовыми давлениями и узким операционным окном бурения, сводится к минимуму воздействие на пласт.

Традиционный способ бурения предполагает превышение гидростатического давления бурового раствора в скважине над пластовым давлением. Во время циркуляции бурового раствора давление, оказываемое на пласт, увеличивается по сравнению со статическими условиями, что обусловлено возникновением сил трения в кольцевом пространстве при движении жидкости.

Для удобства и простоты сравнения забойного давления в динамических условиях с градиентом пластового давления и плотностью бурового раствора применяется термин эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП).

В традиционном бурении ЭЦП зависит от геометрии внутреннего пространства скважины и спускаемого бурового инструмента, режимов бурения, реологии и плотности бурового раствора. На стадии планирования плотность бурового раствора подбирается таким образом, чтобы в статических условиях давление столба жидкости превосходило давление пластового флюида и давление, при котором стенки скважины сохраняют устойчивость, тем самым предотвращая флюидопроявление и разрушение ствола, а давление в динамических условиях не превышало давление гидроразрыва пласта (ГРП), исключая возникновение ГРП с последующим поглощением. Распространенная схема традиционного способа бурения представлена на рисунке 26.

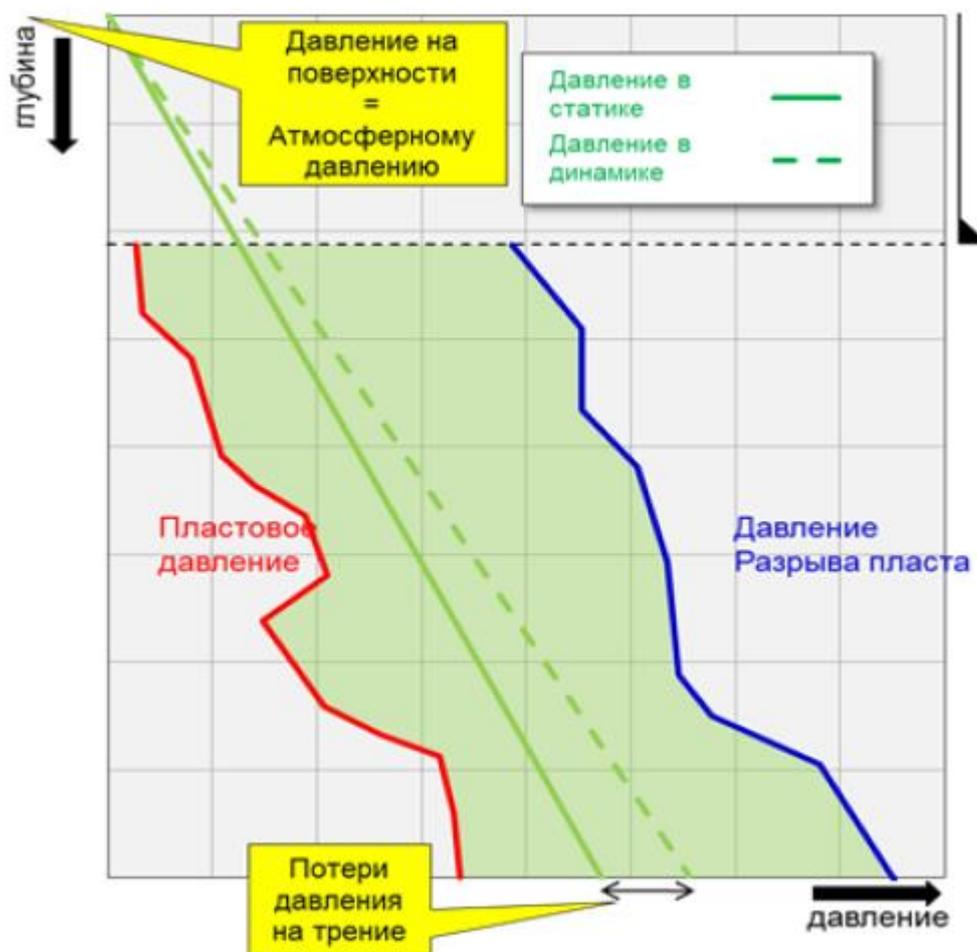


Рисунок 26 – Операционное окно при бурение традиционным способом через зоны с нормальным пластовым давлением

Диапазон между величиной пластового давления и давлением разрыва пласта называется окном допустимых режимов бурения или операционным окном. В данном случае окно достаточно широкое для бурения скважины без возникновения осложнений, таких как ГРП и потеря циркуляции.

В случае, когда в процессе строительства скважины вскрываются пласты с аномальным значением давления (АВПД, АНПД), операционное окно сужается, при этом картина бурения приобретает вид, показанный на рисунке 27.

При данном сценарии в статических условиях скважина находится в стабильном состоянии, но при возобновлении циркуляции происходит увеличение забойного давления, значение которого превышает давление разрыва пласта, что приводит к поглощению промывочной жидкости. Как правило, в

таких случаях экономически целесообразным решением является спуск промежуточной обсадной колонны.

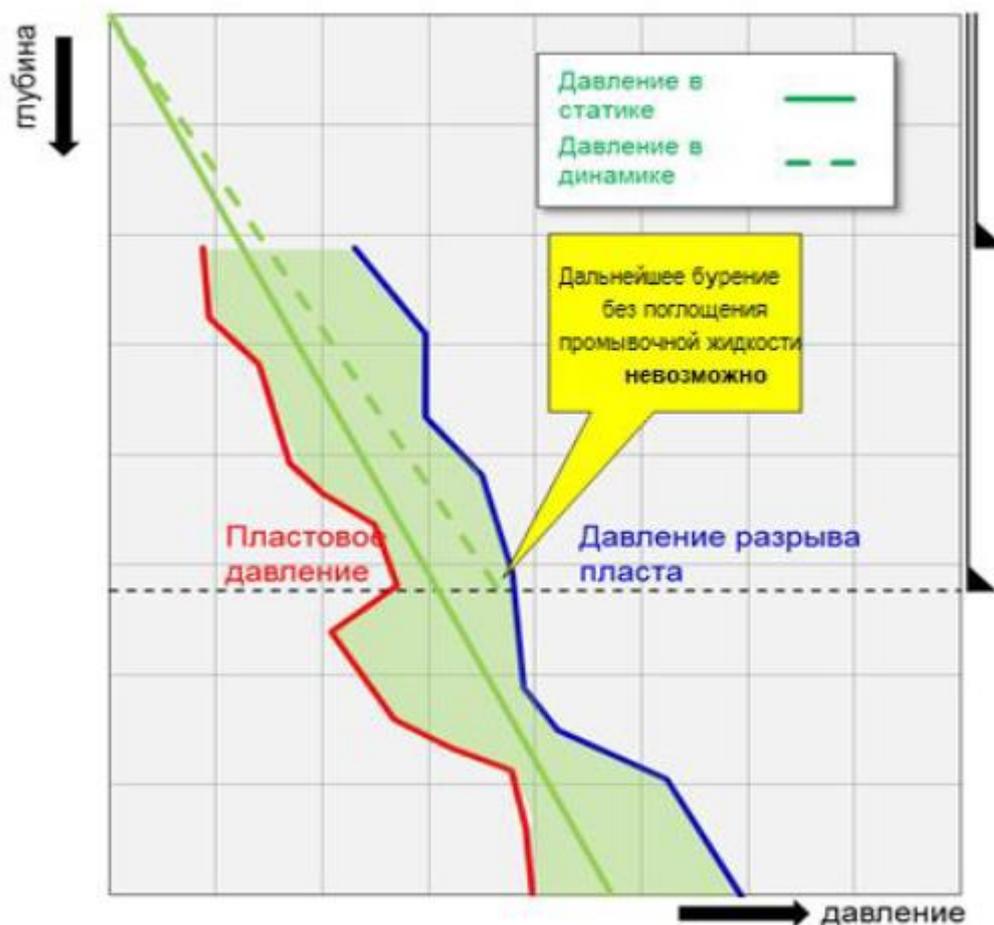


Рисунок 27 – Операционное окно при бурении традиционным способом через зоны с аномальным пластовым давлением

Бурение скважин на месторождениях Восточной Сибири осуществляется на продуктивный пласт Рифейских отложений, которые характеризуются высокой трещиноватостью и наличием каверн, а также высоким газовым фактором флюида (близко  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) [2], при этом давление продуктивного пласта аномально низкое – значение градиента пластового давления лежит в диапазоне  $0,85 - 0,92$ . Вид операционного окна идентичен рисунку 27, поэтому строительство горизонтальной секции сопряжено с рядом осложнений, обусловленных интенсивными поглощениями и потерей циркуляции.

Предотвращение потери циркуляции путем снижения плотности бурового раствора оказалось неэффективным в силу непредсказуемости характера

трещин и расположения каверн. Использование бурового раствора с плотностью близкой к значению градиента пластового давления позволило снизить интенсивность поглощения в процессе бурения, однако во время остановки насосов наблюдался приток, что требовало принятия мер по глушению скважины путем закачки утяжеленного раствора. В свою очередь, закачивание раствора глушения приводило к увеличению избыточного давления на пласт, происходило увеличение трещин и увеличивалась интенсивность поглощения, в результате чего в статических условиях уровень бурового раствора в скважине снижался, снижалось значение давления столба жидкости на пласт, что приводило к газопроявлению.

Технология БРД позволяет осуществлять бурение в зонах с АВПД с минимальными рисками возникновения осложнений, исключая необходимость в спуске промежуточных обсадных колонн. Схематическое изображение распределения давления в скважине при бурении с технологией контроля давления показано на рисунке 28.

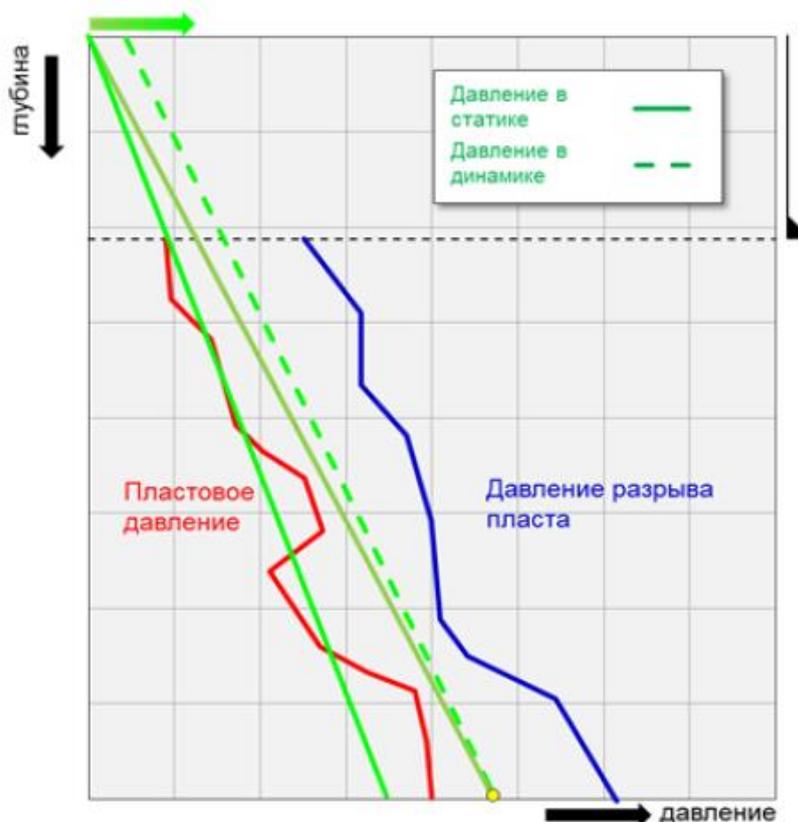


Рисунок 28 – Характер профиля давления в скважине при БРД

В данном случае в качестве промывочной жидкости использовался буровой раствор с плотностью меньшей значения градиента пластового давления (ярко-зеленая линия). Из рисунка 38 видно, что забойное давление остается неизменным как в статических, так и в динамических условиях.

К основным преимуществам технологии БРД можно отнести:

- Возможность снижения градиента давления газированной жидкости в скважине до величины, ниже градиента гидростатического давления самой жидкости;
- Возможность управления давлением в скважине динамически без остановки бурения;
- Минимизация эффекта свабирования и поршневания при спуско-подъемных операциях (СПО);
- Минимизация степени проникновения составляющих компонентов бурового раствора в продуктивный пласт;
- Раннее обнаружение флюидо/газопроявления;
- Минимизация объемов поглощения промывочной жидкости;
- Минимизация рисков дифференциальных прихватов;
- Увеличение коммерческой скорости бурения.

Более детально о технологии, различных методах исполнения и перечисленных преимуществах было рассказано ранее [2].

Для решения описанных выше проблем при бурении горизонтальной секции скважины на месторождениях Восточной Сибири ранее использовался метод однофазного БРД [3]. Это позволило начать бурение горизонтальной секции с помощью бурового раствора с плотностью значительно ниже используемой при традиционном бурении, при этом наземное оборудование позволяло контролировать газопроявление в статических условиях без дополнительных временных затрат. Применение данного метода технологии БРД позволило сократить объем поглощенного бурового раствора при бурении горизонтального участка скважины с 2000 м<sup>3</sup> до 1200 м<sup>3</sup>, а также избежать необходимость использования МБП. Однако, поглощение бурового раствора было

по-прежнему значительным, учитывая стоимость применяемого бурового раствора на углеводородной основе. В связи с этим оставалась необходимость в снижении потерь бурового раствора, а также минимизации воздействия его продуктов на коллекторские свойства продуктивного пласта.

В результате анализа данных, полученных в ходе строительства и геофизических исследований ряда скважин, пробуренных на месторождениях Восточной Сибири, было определено, что наиболее подходящим методом достижения поставленных задач по минимизации объемов поглощения промывочной жидкости в процессе бурения, достижению проектной глубины горизонтальной секции и минимизации повреждения коллекторских свойств является бурение с регулированием давления с азотированием бурового раствора, которое позволит снизить ЭЦП до значений, равных, либо, в случае необходимости, меньших, чем значение градиента пластового давления.

Оборудование, применяемое при БРД

Комплект оборудования БРД включает следующие элементы:

1. Роторный устьевой герметизатор (РУГ), позволяющий загерметизировать кольцевое пространство над ПВО и перенаправить поток жидкости на требуемую линию дросселирования/желобную линию, при этом беспрепятственно осуществлять вращение и движение буровой колонны как при наличии, так и при отсутствии избыточного давления в скважине;
2. Двухконтурный полуавтоматический дроссельный манифольд, предназначенный для создания и управления противодавлением на устье;
3. Газосепаратор для отделения азота и природного газа из бурового раствора, выходящего на устье скважины;
4. Азотные компрессорные станции;
5. Обратные клапаны, устанавливаемые в бурильной колонне для удержания давления азотированной смеси в затрубном пространстве и предупреждения миграции газа по колонне бурильных труб;
6. Факел с системой автоподжига для сжигания пластового газа.

Принципиальная схема технологии бурения с регулируемым давлением представлена на рисунке 29.

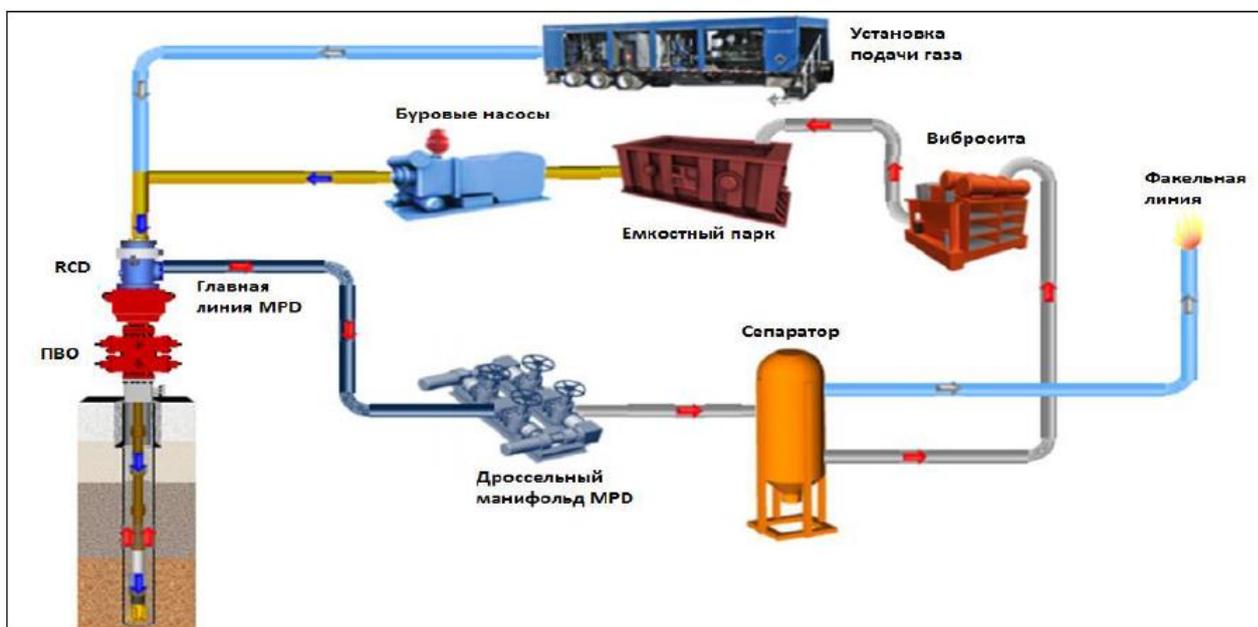


Рисунок 29 – Принципиальная схема бурения с регулируемым давлением

#### 5.4 Бурение с закрытым устьем

Бурение с закрытым устьем – это методика, которую следует использовать, при полной потере циркуляции в скважине. Переход на бурение PMCD не сокращает потери или восстанавливает циркуляцию. Вместо этого работы ведутся без выхода раствора на устье, но при этом сохраняется хороший контроль за скважиной.

Из-за большого объема жидкости, используемой в операциях PMCD должны соблюдаться условия для непрерывного бурения:

- Храните как можно больше облегченного раствора (LAM), чтобы свести к минимуму необходимость подготовки его во время буровых работ.
- При необходимости приготовьте облегченный раствор самым быстрым и эффективным способом.

– Учет логистических вопросов, например, постоянный подвоз воды, в случае если на кустовой площадке отсутствует водяная скважина.

Это позволит избежать нехватки жидкости во время операции, которая может остановить буровые работы и вызывать непродуктивное время (НПВ). Эти условия должны соблюдаться, чтобы успешно провести операцию РМСД.

Каждая скважина будет иметь особые факторы, которые могут потребовать дополнительных шагов для выполнения успешной работы.

В операциях РМСД буровой раствор имеет плотность ниже, чем это необходимо для создания противодействия на пласт. Для этих целей используется лёгкий буровой раствор, часто называемый LAM.

Ствол скважины закрыт роторным устьевым герметизатором (РУГ), а давление регулируется через гидравлические дросселя, что и уравнивает пластовое давление и гидростатическое.

Поскольку при РМСД отсутствует циркуляция и идёт поглощение раствора, часть газа попадает в ствол скважины, мигрирует и вызывает повышение давления. Чтобы снизить давление и задавить флюид в пласт, необходимо ввести LAM через линию глушения для контроля скважины.

В трубное пространство закачивается вода для удаления шлама с забоя в трещины (рисунок 30).

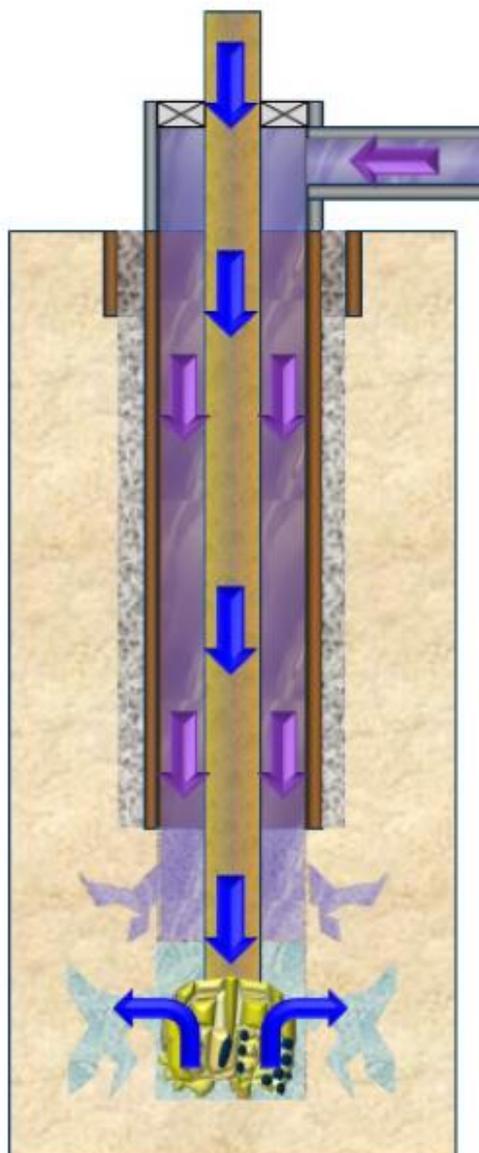


Рисунок 30 – Закачивание воды и лёгкого бурового раствора (LAM)

У использования PMCD есть некоторые особенности и преимущества. Во-первых, есть непрерывный мониторинг давления, позволяющий быстро обнаруживать притоки. Другой особенностью является то, что закачка в кольцевое пространство является прерывистой, поэтому расход жидкости ниже, чем в методах FMCD.

PMCD не требует использования большого количества оборудования. Изображение ниже – это схема оборудования необходимого для работы PMCD (рисунок 31).

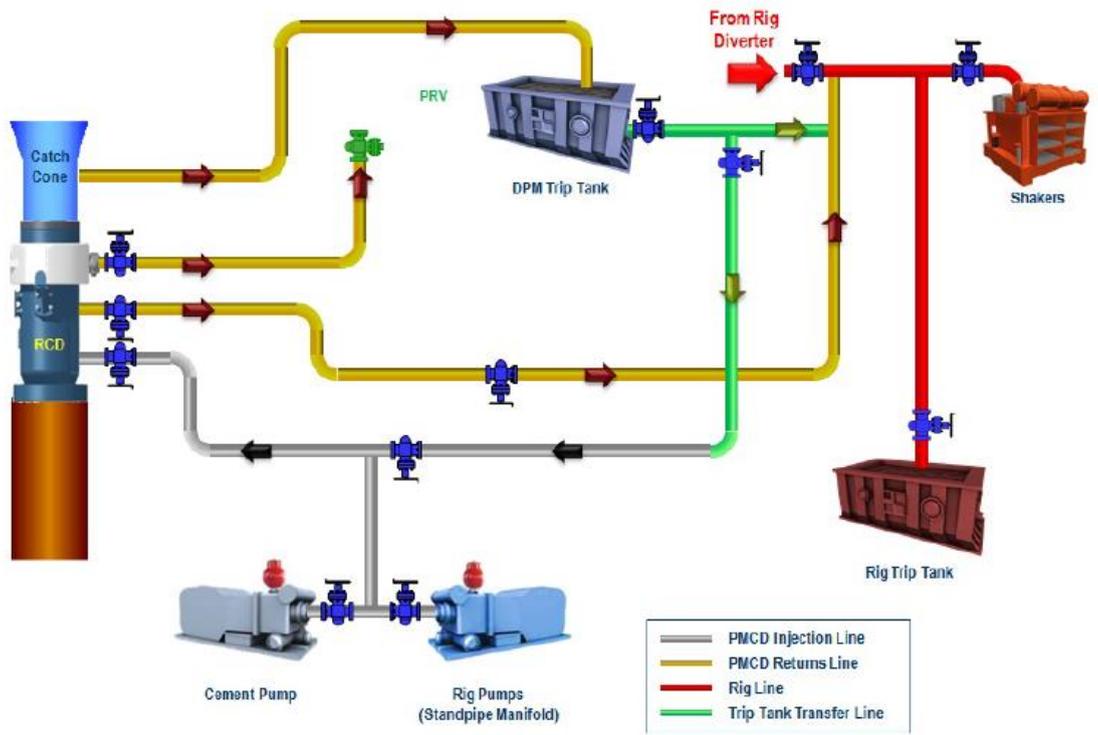


Рисунок 31 – Схема оборудования необходимого для работы PMCD

## **6 Цементирование**

Тампонирующее (цементирование) скважин – технологический процесс упрочнения затрубного пространства и обсадной колонны от разрушающего действия горных пород и грунтовых вод.

В процессе цементирования заданный интервал заполняется раствором вяжущих материалов (цемента), который в состоянии покоя превращается в прочный непроницаемый камень.

Используется специальный тампонажный цемент - модификацию портландцементов с повышенными требованиями к минералогическому составу клинкера.

В состав цемента введены добавки, замедляющие его застывание.

### **6.1 Многоступенчатое цементование**

Многоступенчатое цементование – цементование нескольких горизонтов (интервалов) пласта за обсадной колонной скважины с использованием соединений с отверстиями.

При этом, обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампонажный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине.

Распространено 2 – ступенчатое цементование – раздельное последовательное цементование двух интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего).

Преимущества в сравнении с 1 – ступенчатым:

- позволяет снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента,
- существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания;
- уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с

промывочной жидкостью в затрубном пространстве;

– избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что позволяет эффективнее подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала.

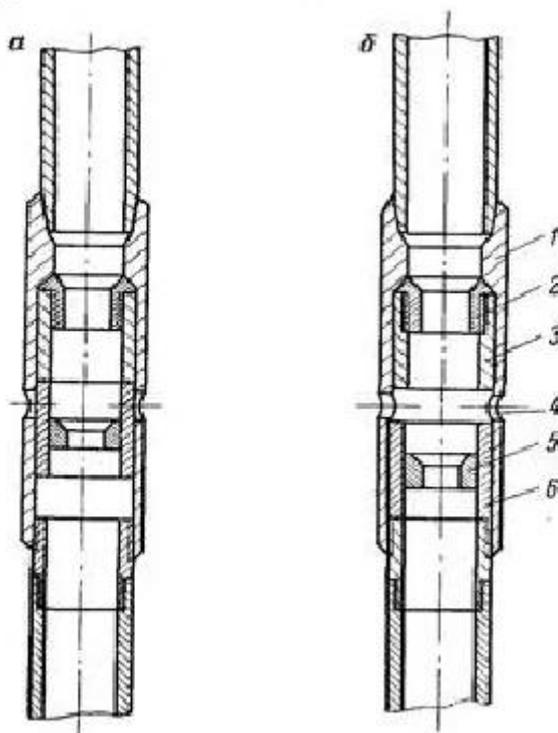


Рисунок 32 – Заливочная муфта для ступенчатого цементирования:  
а – при цементировании первой ступени, б – при цементировании второй ступени;

1 – корпус, 2 – верхнее седло, 3 – верхняя втулка, 4 – заливочные отверстия, 5 – нижнее седло, 6 – нижняя втулка

Для проведения 2-ступенчатого цементирования в обсадной колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту (рисунок 32).

## 6.2 Цементирование под управляемым давлением

Достижение планового забоя при бурении скважин не означает, что весь объем работ выполнен и достигнуты все цели. После бурения целевого

интервала необходимо еще подготовить ствол скважины к креплению, спустить и зацементировать обсадную колонну. На месторождениях с небольшим диапазоном между градиентом гидроразрыва и пластовым давлением эти операции могут вызвать осложнения, связанные с устойчивостью стенок скважины, эффектами поршневания/свабирования и качеством цементирования. Для предотвращения таких осложнений и успешного выполнения процесса цементирования должны быть соблюдены следующие критерии:

- отсутствие притока пластового флюида;
- недопущение гидроразрыва пласта в процессе выполнения работ;
- минимальные поглощения при цементировании;
- подъем цементных растворов до плановых глубин;
- качественное вытеснение бурового раствора в затрубном пространстве.

Технология бурения под управляемым давлением (MPD), которая широко используется в некоторых регионах России, может помочь решить эти проблемы.

В процессе цементирования эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) должна поддерживаться на необходимом уровне между пластовым давлением и давлением гидроразрыва породы. При наличии данных геомеханики этот диапазон сужается при вводе новых переменных (например, давление обрушения горной породы и давление начала поглощения). ЭЦП регулируется следующими параметрами:

- плотность (гидростатическое давление);
- реологические параметры (давление трения);
- производительность насосов (регулировка скорости восходящего потока).

Эти параметры подбираются для обеспечения качественного замещения бурового раствора и формирования прочного цементного кольца. К сожалению, эти параметры не могут быть изменены без ущерба для качества в слу-

чае изменении скважинных условий непосредственно перед выполнением работ либо во время их выполнения. В процессе продавки цементного раствора операторы ограничены только возможностью изменять производительность насосов. При возникновении полных или частичных поглощений операторы могут только сократить расход закачки для снижения ЭЦП и обеспечения подъема цементного раствора в затрубном пространстве до необходимой высоты (ВПЦ). При снижении производительности насосов не всегда сохраняется требуемая скорость восходящего потока, что негативно сказывается на эффективности замещения бурового раствора. В таких ситуациях риски, связанные с образованием каналов и увеличением зон смешения, значительно возрастают, что в конечном итоге приводит к заколонным перетокам, межколонным давлениям и другим проблемам, с которыми необходимо будет бороться и устранять в будущем. Однако технология цементирования под управляемым давлением (МРС) позволяет использовать дополнительную переменную — устьевое противодействие.

Используя технику МРС, операторы могут регулировать устьевое противодействие и контролировать ЭЦП без изменения производительности насосов и других параметров. Таким образом, поддерживаются заданные параметры эффективности замещения бурового раствора, и процесс цементирования становится более управляемым, что расширяет рабочий диапазон для выполнения операций различной сложности.

Технология МРС помогает выполнять работы по цементированию в сложных геологических условиях. Во-первых, с противодействием на устье можно цементировать скважины с аномально высокими пластовыми давлениями, сохраняя при этом устойчивость стенок ствола скважины в течение всей операции, что обеспечивает большее количество вариантов для создания рецептур цементных растворов и буферных жидкостей. Технология МРС также позволяет решить проблему низких градиентов давления гидроразрыва и давления начала поглощения и поэтому значительно снижает риск получения не-

доподъемов цементных растворов до проектных глубин и низкого качества цементирования. В целом этот метод цементирования обеспечивает точное регулирование ЭЦП при небольшом диапазоне между пластовым давлением и давлением гидроразрыва. Оборудование, применяемое в процессе выполнения этих операций, контролирует противодействие в узком диапазоне (вплоть до диапазона в 5 атм.), при этом процесс выполняется автоматически.

МРС используется в сочетании с технологией MPD, и работы по МРС требуют применения следующего оборудования MPD:

- противовыбросовое оборудование (стандартные или вращающиеся, в соответствии с областью применения);
- штуцерный манифольд;
- расходомер Кориолиса;
- распределитель потока.

Использование технологии МРС позволяет выполнять работы различных типов и уровней сложности. Если для бурения определенного интервала используется технология MPD, то мобилизация дополнительного оборудования не требуется. В таких случаях для применения МРС требуется только обученный и опытный персонал и специализированное программное обеспечение, которое моделирует весь процесс цементирования с учетом всего задействованного оборудования и переменных, а также способное считывать данные с датчиков в режиме реального времени и реагировать на любые изменения в процессе работы.

## **7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **Введение**

Бурение нефтяных и газовых скважин может быть осуществлено только при строжайшем соблюдении всех правил и требований. И это вовсе не удивительно, ведь работать приходится с достаточно опасным и чувствительным материалом, добыча которого в любом случае требует грамотного подхода. Противовыбросовое оборудование (ПВО) - это комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте. Использование противовыбросового оборудования позволяет повысить безопасность ведения работ, обеспечить предупреждение выбросов и открытых фонтанов. Благодаря модернизации паровой рубашки плашечного превентора ППГ – 230×35 будет обеспечен более высокий уровень безопасности в процессе строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин в условиях экстремально низких температур.

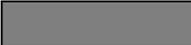
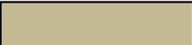
### **7.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Сегментирование рынка по продаже модернизированных плашечных превенторов ППГ – 230x35 производят по критериям: вид продукции, способ приобретения. В таблице 2 показано, какие ниши на рынке услуг по продаже противовыбросового оборудования не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок [2].

Таблица 2 – Карта сегментирования рынка услуг по продаже противовыбросового оборудования

		Заказ через корпоративный сайт (интернет-каталоги определенной фирмы)	Заказ через интернет-магазин (поставщики продукции различных производителей)	Покупка оборудования у специализированной организации
Вид продукции	Плашечные превентора			
	Универсальные превентора			
	Задвижки гидравлические			

 ООО «Спецбурком»       ООО «Стройнефтесервис»

Из анализа карты можно сделать вывод, что универсальные превентора и гидравлические задвижки выпускаются обеими фирмами и продажа осуществляется всеми способами, и поэтому существует высокая конкуренция. Плашечные превенторы выпускаются только одной компанией, и продажа осуществляется только одним способом. Следовательно, в данном случае, среди компаний конкуренция низкая.

## 7.2 Анализ конкурентных технических решений

Для успешного внедрения научной разработки необходимо изучить преимущества и недостатки конкурирующих превенторов, чтобы вносить соответствующие поправки во время создания оборудования для его лучшего продвижения на рынке в будущем.

Конкуренты:

- ПУГ – превентор универсальный гидравлический;
- ЗМГ – задвижка гидравлическая с механическим приводом;
- ППГ – плашечный превентор гидравлический.

В таблице 3 представлены основные конкуренты и критерии оценки конкурентоспособности.

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных узлов противобросового оборудования

Критерии оценки	Все критерии	Баллы			Конкурентоспособность		
		ПУГ	ЗМГ	ППГ	К пуг	К змг	К ппг
1. Безопасность	0,3	4	3	4	1,2	0,9	1,2
2. Производительность	0,2	3	2	4	0,6	0,4	0,8
3. Габариты	0,1	5	3	4	0,4	0,5	0,4
4. Стоимость оборудования	0,2	4	3	4	0,8	0,6	0,8
6. Простота проведения тех. процесса	0,1	3	3	4	0,3	0,3	0,4
7. Требования к монтажу	0,1	3	3	4	0,3	0,3	0,4
Итого	1	22	17	24	3,6	3,0	4

Каждый показатель конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей определяются в соответствии с их значимостью и в сумме составляют 1. По таблице видим, что ПУГ и ППГ имеют примерно одинаковое количество баллов, ЗМГ значительно им уступает из-за небезопасности процесса и низким уровнем производительности. По баллам ППГ немного превосходит своих конкурентов, это говорит о том, что данный вид оборудования может конкурировать с подобным видом оборудования.

### 7.3 SWOT-анализ работы превнтор плащечный ППГ-230x35

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании анализа делается вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта [53].

В данном разделе в качестве проекта рассматриваем модернизацию плашечного превентора ППГ – 230х35 путем изменения конструкции паровой рубашки (таблица 4).

Таблица 4 –SWOT-анализ

<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокая надежность;</li> <li>2. Низкая материалоемкость;</li> <li>3. Высокая производительность;</li> <li>4. Эффективность работы.</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокая цена модернизированного корпуса превентора;</li> <li>2. Малое количество специализирующихся организаций для реализации данной модернизации.</li> </ol>
<p><b>Возможности проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Снижение цен на используемое оборудование;</li> <li>2. Повышение стоимости конкурентных разработок;</li> <li>3. Растущая заинтересованность инвесторов.</li> </ol>	<p><b>Угрозы проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Значительное увеличение стоимости превентора;</li> <li>2. Усовершенствование конкурентных технических решений;</li> <li>3. Снижение спроса.</li> </ol>

В результате анализа было установлено, что технический проект имеет такие важные преимущества как высокая надёжность, низкая материалоемкость, высокая производительность и эффективность работы.

Однако присутствует высокая цена, которая обусловлена использованием более современной и технически правильной конструкции превентора. Данный фактор устранять нецелесообразно, так как значительно уменьшится уровень безопасности ведения работ в процессе строительства и ремонта скважин, что в свою очередь повлечет за собой больший уровень несчастных случаев, количество времени простоев буровой установки.

Главными факторами, влияющими на функциональную и бесперебойную работу превентора ППГ, являются поставка материалов и обнаружение повреждений оборудования на ранних стадиях, когда ремонт или замена частей агрегатов не составляет больших затрат [18].

#### 7. 4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка, полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения).

В таблице 5 показаны оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации.

Таблица 5 – Оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	5	5
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3.	Определены отрасли и технологии для предложения на рынке	4	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	5	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	5	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	5	4
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	5	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	4
11.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
12.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
13.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	5	5
14.	Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	65	57

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (1)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;  
 $B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Разработка считается перспективной, так как значение и знания разработчика являются достаточными для успешной ее коммерциализации.

## **7.5 Сметная стоимость строительства скважины в составе модернизированного превентора ППГ-230х35**

### **7.5.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины с модернизированным превентором**

Проектная продолжительность  $T_{\text{пр}}$  определяется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} \times k = 235,84 \times 1,07 = 252,35 \quad (2)$$

где  $T_{\text{н}}$ , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;  
 $k$  – поправочный коэффициент.

$$\Delta t = t_{\text{пр}} + t_{\text{кр}} + t_{\text{всп}} + t_{\text{р}}, \quad (3)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{\text{пр}}, t_{\text{кр}}, t_{\text{всп}}, t_{\text{р}}$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведен в таблице 6. Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение: направление кондуктор техническая колонна эксплуатационная колонна	2,18	2,33	0,09
	38,41	41,09	1,71
	172,13	184,17	7,67
	287,81	351,2	14,63
Крепление: направление кондуктор техническая колонна эксплуатационная колонна	3,56	3,84	0,16
	16,0	17,28	0,72
	32,4	38,12	1,59
	61,2	66,14	2,75
Итого	613,69	704,17	29,33

Таким образом, произведен сметный расчет на бурение и крепление скважины в составе модернизированного плашечного превентора ППГ-230х35.

### 7.5.2 Расчет технико-экономических показателей

Рассчитаем технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M = \frac{H}{T_M}$ ,  $4150 / 480,55 = 9$  м/час,

где  $H$  – глубина скважины, м;  $T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p = H / (T_M + T_{сно}) = 4150 / (71,74 + 480,55) = 7,5$  м/час,

где  $T_{сно}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K = (H \cdot 720) / T_H = 4150 \cdot 720 / 613,69 = 4868$  м/ч,

где  $T_H$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_\delta = H / n = 4150 / 5,7 = 728$  м.,

где  $n$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины рассчитаем по формуле:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (4)$$

где  $C_{cm}$  – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$P_n$  – плановые накопления, рублей.

$$C_{clm} = (105196124 - 40599) / 4150 = 25338 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	4150
Продолжительность бурения, сут.	7,5
Механическая скорость, м/ч	9
Рейсовая скорость, м/ч	7,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4868
Проходка на долото, м	728
Стоимость одного метра	25338

Таким образом, были произведены расчеты технико-экономических показателей проводки скважины в составе модернизированного превентора ППГ-230х35, таких как: механической скорости, которая равна 9 м/ч, рейсовой скорости – 7,5 м/ч, коммерческой скорости – 4868 м/ст.-мес., расчет проходки на долото – 728м, расчет себестоимости одного метра строительства скважины – 25338 рублей.

## **7.6 Планирование научно-исследовательских работ**

### **7.6.1 Структура работ в рамках научного исследования**

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Руководитель, Инженер
	6	Проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

### 7.6.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{мин i} + 2t_{макс i}}{5}, \quad (5)$$

где  $t_{ожи}$  – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{мин i}$  – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{макс i}$  – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{ч_i}, \quad (6)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

$ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 7.6.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал} \quad (7)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (8)$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

В 2020 году 366 календарных дней, из них 104 выходных и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{кал} = \frac{366}{366 - 104 - 14} = 1,48 \quad (9)$$

В таблице 9 представлены временные показатели про ведения научно-исследовательской работы.

Таблица 9 – Временные показатели по ведению научного исследования

№	Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т <sub>р</sub> , раб.дн.	Т <sub>кi</sub> , кал. дн.
		t <sub>min</sub> , чел.дн.	t <sub>max</sub> , чел.дн.	t <sub>ож</sub> , чел.дн.			
1	Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	Р	2,4	4
2	Выбор направления исследований	2	3	2,4	Р,С	1,2	2
3	Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	С	12	18
4	Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	Р,С	1,2	2
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	5	6	5,4	Р,С	2,7	4
6	Проведение экспериментов	25	27	25,8	С	25,8	38
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	7	10	8,2	Р,С	4,1	6
8	Оценка полученных результатов	5	7	5,8	Р,С	2,9	4
9	Определение целесообразности проведения ВКР	2	3	2,4	Р,С	2,4	4
10	Составление пояснительной записки	10	15	12	С	12	18

На основе таблицы 10 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта.

## 7.7 Бюджет научно-технического исследования

### 7.7.1 Сырье, материалы, покупные изделия

В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов матери-

алов и комплектующих изделий, необходимых для выполнения работ по данной теме. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты по данной статье приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Материалы, комплектующие изделия

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Листовой нержавеющий металл	кг	30	6000	6000
Электроды «ЦТ-15»	кг	0,5	1800	900
Крепеж резьбовой	кг	0,5	1100	550
Лакокрасочное покрытие	л	1	250	250
Всего за материалы				7700
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				308
Итого по статье $C_m$				8008

### 7.7.2 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы электроснабжения металлургического завода, а именно канцелярских принадлежностей.

Таблица 11 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Ручка	шт.	2	35	70
Тетрадь	шт.	5	40	200
Бумага	лист.	200	2	400
Картридж	шт.	3	700	2100
Папка	шт.	1	20	20
Итого				2790

### 7.7.3 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ.

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Бюджет на приобретение оборудования

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб
1	ПК	1	85,000	85,000
				85,000

**Выводы по разделу «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Результат анализа конкурентоспособности технических решений проекта показал, что проект, благодаря своим повышенным показателям производительности является конкурентоспособным по сравнению с конкурентом. В таблице SWOT-анализа были описаны сильные и слабые стороны проекта, а также выявлены возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Были приняты решения по минимизации угроз и слабых сторон проекта. Был разработан график проведения научного исследования, в котором было произведено распределение обязанностей по научно-исследовательской работе и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. На котором видно, что большая часть работы ложится на инженера. Для повышения экономической эффективности и снижения трудоемкости планируется ввести современные методы проработки чертежей с применением программ САПР.

## **8 Социальная ответственность**

### **Введение**

В данной работе рассмотрена проблема предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений. В работе рассмотрены причины возникновения ГНВП, свойства пластовых флюидов, изложены принципы и методы ликвидации ГНВП. Рассмотрены методы глушения скважин при ГНВП. Особое внимание уделено работе с ГНВП в осложненных горно-геологических условиях.

Результатом данной работы является формирование сводных инженерных и организационных мероприятий по профилактике, предупреждению и ликвидации ГНВП в сложных горно-геологических условиях, применительно к газовым и газоконденсатным месторождениям Крайнего Севера (Ямал, Арктика).

Социальная ответственность – это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение.

В данном разделе проанализирована роль социальной ответственности в области бурения нефтяных и газовых скважин, а именно в части предупреждения и ликвидации ГНВП. Рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, приведены способы защиты для минимизации воздействия данных факторов. Изучены вопросы экологической безопасности при бурении скважин и ликвидации ГНВП.

Следует подчеркнуть, что ликвидация ГНВП, особенно открытых фонтанов, сама по себе является чрезвычайной ситуацией, классифицируемой как авария на объекте работ, потому особое внимание уделено как превентивным мерам, так и непосредственным действиям буровой бригады при ликвидации данной аварии.

### **Производственная безопасность**

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при бурении скважины и ликвидации ГНВП.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы: физические, химические, биологические, психофизиологические.

Следует отметить, что степень травмоопасности в бурении скважин является одной из самых высоких в нефтяной и газовой промышленности, что связано как со значительной сложностью и трудоемкостью работ, так и с наличием ряда вредных и опасных факторов на рабочем месте.

Вредные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к хроническим заболеваниям, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания, за счет длительного относительно низкоинтенсивного воздействия;

- факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и/или практически мгновенного) относительно высокоинтенсивного воздействия.

Опасные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к смертельным травмам (летальному исходу, смерти);

- факторы, приводящие к несмертельным травмам.

При этом, один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна.

Подробно данные факторы рассмотрены в приложении Г. 1.

Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования.

Повышенный уровень общей вибрации.

Источниками вибрации на буровой установке являются:

Во время бурения: вибросито (наибольший уровень вибрации), дизельные двигатели, буровые насосы, перемешиватели бурового раствора, буровой ротор.

Во время ликвидации ГНВП ко всему перечисленному добавляется работающий дегазатор, а в случае фонтана – вырывающаяся из скважины газожидкостная смесь.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Изменения в физиологическом состоянии организма – в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Допустимый уровень вибрации регламентируется ГОСТ 12.1.012-90 [1], ГОСТ 31192.2 – 2005 [10], а также Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [8]. Согласно данному Приказу, предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрационной нагрузки составляет 112 дБ (общая вибрация) 126 дБ (локальная вибрация). При этом эквивалентные скорректированные значения составляют, соответственно, 80 – 95дБ общей вибрации и 100 – 112дБ локальной. Согласно этим значениям, класс условий труда на буровой будет второй (допустимый).

В качестве средств защиты применяются:

- применения виброизоляции вибрирующих машин относительно основания (амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки);

- средства индивидуальной защиты рук и ног от вибрации.

Повышенный уровень шума, неблагоприятные характеристики шума.

Основными источниками шума на буровой являются: вибросито, дизельные двигатели, буровые насосы, перемешиватели бурового раствора, буровой ротор, компрессорные установки, линии высокого давления.

Во время ликвидации ГНВП также добавляется работающий дегазатор, и в случае фонтана – вырывающаяся из скважины газо-жидкостная смесь.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Допустимый уровень шума регламентируется ГОСТ 12.1.003 – 2014 [3], а также Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [8]. Согласно данному приказу, ПДУ общего эквивалентного уровня звука не должен превышать 80 дБ. Фактическое значение, по результатам замера на роторной площадке Т2000 компании «КСА Deutag Russia», составляет 83,2 дБ – превышение ПДУ на 3,2 дБ. Таким образом, класс условий труда – 3.1 (вредный). В условия ГНВП уровень шума может достигать 150 дБ и выше.

Меры по минимизации воздействия шума должны включать:

– использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума и вибрации, которая может быть переизлучена в виде шума (кожухи, глушители, другие звукоизоляционные и звукопоглощающие конструкции);

– привлечение к работам лиц, не имеющих медицинских противопока-

заний по шуму, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований с применением средств аудиометрии;

- контроль правильности использования средств индивидуальной защиты от шума;

- проведение периодического контроля шума на рабочих местах и организация на основе полученных результатов режима труда, способствующего снижению шумовой нагрузки на работника, а также контроль за его соблюдением;

- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля шумовых характеристик машин;

- составление комплексных программ сохранения слуха работников.

Минимизация воздействия повышенного уровня шума на людей при выполнении работ по ликвидации открытого фонтана возможна при выполнении следующих условий: применение оборудования безлюдных технологий, совершенствование средств индивидуальной защиты органов слуха и разработка переговорных устройств для работ при шуме свыше 150 дБ.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного/ искусственного освещения.

Недостаточная освещенность рабочей зоны вызывает у персонала преждевременную усталость, делает работу менее продуктивной, также способствует ухудшению зрения. Кроме того, при недостаточной освещенности повышается риск получения травм, допущения работниками ошибок, как следствие, возникновения аварийной ситуации.

Нормы освещенности должны соответствовать СП 4156-86 [2]. Общее и комбинированное освещение следует осуществлять в случаях, предусмотренных СНиП 23-05-95 [21].

Согласно СП 4156-86 [2] освещенность рабочих мест персонала при бурении скважин на суше должна соответствовать следующим значениям:

- рабочая площадка – 30 лк;
- роторная площадка – 100 лк;

- площадка верхового рабочего – 30 лк;
- механизм захвата и подъема труб АСП и МСП – 50 лк;
- редуктор (силовое помещение) – 30 лк;
- дизельное помещение – 50 лк;
- глиномешалка, сито, сепаратор – 30 лк;
- маршевые лестницы, переходы желобной системы и т.п. – 10 лк;
- пульт управления ПВО – 75 лк.

При проектировании и эксплуатации искусственного освещения должны быть учтены условия среды (наличие пыли, влаги, агрессивность, взрывоопасность и т.д.).

Химические вредные факторы – испарения углеводородов, буровой раствор, хим. реагенты.

Во время работы на буровой установке сотрудники подвергаются воздействию ряда веществ, некоторые из которых могут быть канцерогенными и ядовитыми. В первую очередь, к ним стоит отнести некоторые химические реагенты для приготовления бурового раствора – щелочи, кислоты, бактерициды, реагенты на углеводородной основе.

Также вредным фактором являются газообразные углеводороды в воздухе рабочей зоны, выделяющиеся из выходящего из скважины бурового раствора. Выделения сероводорода и интенсивный выход газо-жидкостной смеси при ГНВП отнесены к опасным факторам.

Действующие и проектируемые объекты, а также производственные процессы, использующие канцерогенные факторы, должны соответствовать требованиям СанПиН 1.2.2353-08 [4], а также ГН 2.2.5.1313-03 [5].

Основным мероприятием является исключение возможности контакта человека с канцерогенными факторами на рабочем месте. В случае невозможности устранения воздействия канцерогенных факторов, организацией принимаются меры по снижению их воздействия на человека, включая установление ПДК или ПДУ с учетом канцерогенного эффекта в соответствии с критериями

гигиенических нормативов. Обеспечивается регулярный контроль за их соблюдением.

Работники, принятые на работу, связанную с воздействием канцерогенных факторов, подлежат предварительным (при поступлении на работу) и обязательным периодическим профилактическим медицинским осмотрам в установленном порядке.

Индивидуальными способами защиты являются обязательное использование СИЗ (специальная масло - кислотостойкая одежда, перчатки, сапоги, респираторы, очки), наличие исправных газоанализаторов, обученность персонала по их использованию.

Психофизиологические факторы.

Для различных видов труда существуют различные оценки их тяжести. Тяжесть физического труда может быть оценена по нагрузке, приходящейся на мышцы человека. По степени тяжести все физические работы делят на легкие, средней тяжести и тяжелые.

Тяжесть труда должна характеризовать совокупное воздействие всех элементов, составляющих условия труда человека, на работоспособность человека, его здоровье, жизнедеятельность и восстановление рабочей силы. В таком представлении понятие тяжесть труда одинаково применимо как к умственному, так и к физическому труду.

Объективная оценка тяжести труда может быть сделана на основе оценки реакций и изменений в организме человека, то есть на основе функционального состояния человека. Выделяют три функциональных состояния человека:

нормальное, граничное (между нормой и патологией) и патологическое. Их можно распознавать с помощью медико-физиологических и технико-экономических показателей. В соответствии с изложенным установлены шесть категорий условий труда.

Характеристики тяжести труда должны соответствовать ГОСТ

12.1.005-88 [7] и Р 2.2.755-99 [6]. Оценка условий труда по показателям тяжести трудового процесса должна проводиться по Приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [8].

В соответствии с данным Приказом оценивается:

- Физическая динамическая нагрузка - единицы внешней механической работы за рабочий день (смену), кг м;
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную, кг;
- Стереотипные рабочие движения, количество за рабочий день (смену), единиц;
- Статическая нагрузка – величина статической нагрузки за рабочий день (смену) при удержании работником груза, приложении усилий, кгс с;
- Перемещения работника в пространстве, обусловленные технологическим процессом, в течение рабочей смены, км.

В дальнейшем делается заключение о соответствии допустимым нормам тяжести трудового процесса, и в случае их несоответствия принимаются меры по изменению рабочего процесса.

Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего, падение работающего с высоты

При работе на буровой установке активно используется работа крановой техники, лебедки, перемещение тяжелых грузов. Кроме того, значительная часть работы проводится на высоте – роторная площадка, стеллажи, площадка верхового и др. При этом рабочие постоянно подвергаются риску получения травм при падении с высоты и падению на них различных грузов.

Наиболее опасными представляются следующие работы:

- приготовление бурового раствора (перемещение крановой техникой мешков с хим. реагентами до тонны весом);
- укладка бурильного инструмента и обсадных труб на приемные мостки;

- работа на площадке верхового;
- падение различных предметов с высоты.

Для предотвращения получения травм и минимизации рисков необходимо строго следовать инструкциям ФНиП ПБВНГП [9]. Наиболее важные из них:

- Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения;
- Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса;
- Применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение;
- Металлический пол люльки верхового рабочего должен быть рассчитан на нагрузку не менее 130 кгс и иметь перильное ограждение со сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения должна быть не менее 1 м. Люлька должна быть застрахована от падения.

Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним.

Данный фактор может оказаться травмоопасным при нарушении целостности линий высокого давления. К таковым относятся: линия манифольда, нагнетательные трубопроводы от агрегатов ЦА-320, шланги высокого давления.

Для предотвращения травмоопасных ситуаций необходимо строго следовать требованиям ФНиП ПБВНГП [9] и ИПБОТ 189-2008 [11].

При этом наибольшую опасность данный фактор представляет при ликвидации ГНВП, а именно выброса. При этом давления в блоке дросселирования и аварийных линиях достигает огромных значений (при неверно принятых решениях при глушении – до двукратного пластового). Для предотвращения травм при разрушении линий необходимо строго следовать разработанному

компанией плану по ликвидации аварий (ПЛА), кроме того, противовыбросовое оборудования должно быть опрессовано на соответствующие давления, а также линии блока дросселирования, задвижки и шаровые краны.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

Одной из наиболее распространённых причин получения травм на буровой является контакт с движущимися машинами и механизмами, такими как: приводные ремни буровых насосов, крюкоблок, роторный стол и др.

Для того чтобы минимизировать вероятность получения травм от взаимодействия с движущимися элементами оборудования, необходимо строго выполнять инструкции и требования ФНиП ПБвНГП [9]. Основные из них:

- Запрещается находиться под элеватором при проведении спускоподъёмных операций;

- Запрещается проводить какие-либо действия с манифольдом высокого давления при наличии остаточного давления в системе;

- Запрещается откручивать/наворачивать бурильные трубы при помощи вращения ротора.

Химические факторы – поражение через органы дыхания и кожные покровы.

Наибольшую опасность в данном случае представляет выбросы сероводорода из скважины.

Сероводород ( $H_2S$ ) – сильный нервнопаралитический яд, газ без цвета с запахом тухлых яиц, тяжелее воздуха, поэтому скапливается в низких непроветриваемых местах. ПДК = 10 мг/м<sup>3</sup>, ПВК = 4,3 – 45,5%. При концентрации 500 мг/м<sup>3</sup> в течении 15 минут – головокружение, головная боль, тошнота. После 30 минут – потеря сознания, вероятная смерть.

Для защиты от сероводорода необходимо использовать дыхательные аппараты сжатого воздуха, шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха или противогазы с постоянным расходом воздуха. На случай эвакуации применяются респираторы фильтрующего типа с носовым зажимом,

которые предназначены только для быстрого покидания зоны выброса.

Профилактические меры должны включать в себя: использование индивидуальных газоанализаторов с порогом срабатывания не ниже концентрации 10 мг/м<sup>3</sup>; обязательный замер концентрации H<sub>2</sub>S в замкнутых пространствах; при концентрации H<sub>2</sub>S >10% ПДК вход только с дыхательным аппаратом; вход запрещен при концентрации H<sub>2</sub>S больше предела краткосрочного воздействия (15мг/м<sup>3</sup>).

Кроме того, возможно получение травм при установке кислотных ванн и работе с щелочными реагентами. Основным мероприятием является исключение возможности контакта человека с опасными реагентами, применение СИЗ. Необходимо строго выполнять инструкции и требования ФНиП ПБвНПП [9].

Дополнительные опасные факторы при ликвидации ГНВП

При ликвидации ГНВП, особенно открытых фонтанов, возникают дополнительные опасные факторы, действующие на находящихся рядом людей. К ним можно отнести:

- a. движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу;
- b. ударные волны воздушной среды;
- c. факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой (возгорание).

При возникновении открытого фонтана возможен вылет с большой скоростью из устья скважины кусков породы, разрушение устьевого оборудования, выброс из скважины колонны буровых труб. Кроме того, возможно возгорание газо-жидкостной смеси, выбрасываемой из скважины, и, как следствие, возникновение гигантского фонтана горящего газа и полное разрушение буровой установки.

Для предотвращения этого необходимо принятие комплексных мер по безопасности при ликвидации открытого фонтана. А именно:

1. Останавливаются двигатели внутреннего сгорания.

2. Отключаются силовые линии, освещение. Отключение электроэнергии производится за пределами загазованной зоны.

3. Тушатся технические и бытовые топки.

4. На территории, которая может быть загазованной, запрещается производство сварочных работ, курение и другие действия, ведущие к возникновению искры.

5. Запрещается движение транспорта на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставляет запрещающие знаки и посты охраны.

6. При необходимости принимаются меры по предотвращению растекания нефти, устанавливается наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

7. Дальнейшие работы проводятся под руководством противоданной службы.

Экологическая безопасность.

При строительстве скважин основной вред окружающей среде наносится при загрязнении почв и вод отходами бурения, такими как буровые сточные воды, отработанный буровой раствор, разлив нефти при ГНВП. Также выброс в атмосферу выхлопных газов дизельных силовых приводов и задействованной автомобильной техники.

При производственном контроле за деятельностью по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов следует руководствоваться ФЗ №7 от 10.01.2002 [12] и ФЗ №89 от 24.06.1998 [13].

Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).

Основными источниками загрязнения атмосферы при бурении скважины являются выхлопные газы дизельных силовых приводов и задействованной автомобильной техники.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных и передвижных источников осуществляется расчетными и инструментальными методами. При этом предприятие должно руководствоваться ГН

#### 2.2.5.1313-03 [5].

При превышении установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ, для контролируемого источника выясняются причины и разрабатываются рекомендации по устранению сверхлимитного выброса. При эксплуатации автотранспортных средств должно быть обеспечено выполнение экологических требований, которые в первую очередь включают соответствие или несоответствие техническим нормативам выбросов вредных веществ в атмосферу, установленными соответствующими стандартами.

При контроле соблюдения предельно допустимых выбросов (ПДВ) и лимитов выбросов основными должны быть прямые методы, использующие измерения концентрации вредных веществ и объемов газовоздушной смеси после газоочистных установок или в местах непосредственного выделения веществ в атмосферу. При контроле соблюдения ПДВ выбросы вредных веществ определяют за период 20 мин, к которому относятся максимальные разовые ПДК, а также в среднем за сутки, месяц и год. Если продолжительность выбрасывания вредных веществ в атмосферу меньше 20 мин, контроль производят по полному выбросу вредного вещества за это время.

В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрасти. Чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения района расположения, предприятие переходит на кратковременный сокращенный выброс загрязняющих веществ.

Мероприятия по сокращению выбросов, оформленные в виде таблиц и пояснительной записки, должны быть разработаны предприятием и приведены в Проекте нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ.

Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы).

При бурении скважин на суше, основными источниками загрязнения гидросферы являются буровые сточные воды, отработанный буровой раствор.

Предприятие, осуществляющее бурение скважины, обязано руководствоваться ГОСТ 17.1.3.12-86 [16], СанПиН 2.1.5.980-00 [15]. Согласно данным нормативным актам, производственные, хозяйственно-бытовые, сточные воды от промывки технологического оборудования и тары из-под химических реагентов, а также буровые сточные воды после соответствующей очистки и обработки следует использовать повторно. При невозможности повторного использования сточных вод допускается сброс их в водные объекты после очистки на очистных сооружениях в соответствии с нормативами, установленными правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

При наличии в разрезе скважины проницаемых горизонтов, содержащих пресные воды, которые могут быть использованы как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора должны быть согласованы с органами Росприроднадзора.

Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ. Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли, с гидроизолированным настилом и снабженных навесом. Хранение бурового раствора осуществляют в емкостях, исключаяющих его утечку.

Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).

Основным источником загрязнения литосферы являются отходы бурения в виде буровых сточных вод, отработанного бурового раствора и шлама.

Предприятие, осуществляющее бурение скважины, обязано регулярно проводить инвентаризацию отходов и объектов их размещения, проводить мониторинг состояния окружающей среды на территориях объектов размещения отходов, соблюдать экологические, санитарные и иные требования, установленные законодательством РФ. При превышении установленных лимитов отходов выясняются причины и разрабатываются рекомендации по устранению

сверхлимитного образования отходов.

Инструментальный контроль проводится на производственных участках предприятия в присутствии ответственного должностного лица за соблюдение норм и правил сбора, учета и временного хранения отходов на эксплуатируемых производственных площадках.

При эксплуатации производственных объектов должно быть обеспечено выполнение экологических требований, которые в первую очередь включают соответствие или несоответствие техническим нормативам в области обращения с опасными отходами, установленными соответствующими стандартами. На предприятии в целях соблюдения техники безопасности при обращении с опасными отходами, должны быть разработаны и введены в действие инструкции по обращению с опасными отходами. На предприятии должен осуществляться селективный сбор и хранение отходов с целью обеспечения их безопасного размещения, переработки, либо рационального использования в качестве вторичного сырья. Временное хранение отходов на территории производственных площадок производится в соответствии с требованиями, предусмотренными СанПиН 2.1.7.1322-03 [14].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Разработка превентивных мер по предупреждению ГНВП.

Газонефтеводопроявления при строительстве скважины являются осложнением технологического процесса, которое может повлечь за собой аварийную ситуацию с риском ущерба здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Предприятию, осуществляющему бурение скважины, следует осуществлять превентивные меры по предупреждению возникновения ГНВП, к которым относятся:

– обучение персонала, задействованного при строительстве скважины, управлению скважиной при ГНВП;

– обеспечение исправности ПВО, блока дросселирования, своевременная опрессовка их на соответствующие давления;

– обеспечение соблюдения технологических параметров бурения скважины, постоянный контроль процесса бурения;

– разработка ПЛА и следование ему.

Предприятию следует руководствоваться ФНиП ПБвНГП [9] и РД 08-254-98 [18] при предупреждении и ликвидации ГНВП.

Первоочередные действия в случае ЧС и ликвидация ГНВП, открытых газовых и нефтяных фонтанов.

При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, канал бурильных труб, информировать об этом руководство бурового предприятия, противofонтанной службы и действовать в соответствии с планом по ликвидации проявления. После закрытия превенторов при нефтегазоводопроявлении необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг устья скважины.

В приложении Г. 2 подробно рассмотрены первичные действия буровой бригады при обнаружении ГНВП. Дальнейшие действия осуществляются по отдельному плану работ, согласованному с противofонтанной службой.

В случае возникновения открытого фонтана ответственное лицо, находящееся на аварийном объекте, должно оповестить об этом руководство предприятия и противofонтанное профессиональное подразделение. Ответные меры должны соответствовать плану действий на объекте в условии ЧС.

Необходимо подготовить коллективные спасательные средства и индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Для разработки организационно-технических мероприятий и проведения работ по ликвидации открытого фонтана приказом по предприятию, а при необходимости и вышестоящей организацией должен быть создан штаб, несущий ответственность за состояние и результаты проведения этих работ.

Запрещается нахождение лиц, не связанных с работами по ликвидации открытого фонтана, на аварийном объекте. В процессе ликвидации открытого

фонтана необходимо принимать все меры против скопления у устья фонтанирующей скважины и прилегающей территории продуктов фонтанирования скважины (нефти, конденсата). Работы по тушению горящих фонтанов должны осуществляться в соответствии ППБО-85 [17].

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) правовые нормы трудового законодательства.

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющего деятельность вахтовым методом, прописаны в ТК РФ статья 297 [19].

Работа вахтовым методом характеризуется периодической передислокацией объектов (участков) работ, например, переход к строительству нового объекта, бурению следующей скважины. Максимальная продолжительность рабочей смены – 12 часов.

Перемещение работников в связи с изменением места дислокации объектов (участков) работы не является переводом на другую работу и не требует согласия работников. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междуменного отдыха на объекте (участке). Применяются нормы главы 47 ТК, об особенностях регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [19].

При вахтовом методе работники, в отличие от общего правила, предусмотренного статьей 106 ТК РФ [19], ограничиваются в использовании определенных видов времени отдыха по своему усмотрению. Это касается выбора места использования других, кроме междуменного, видов отдыха (междувахтового, отпусков и т.п.) – можно выбирать любое место, кроме вахтового поселка. Данная норма зафиксирована в пункте 3.6 Основных положений о вахтовом методе организации работ [20]. Она гласит, что проживание в вахтовых поселках вахтового (сменного) персонала в период междувахтового отдыха запрещается.

Организационные мероприятия при компоновке вахтового поселка.

Организация вахтовых поселков, о которых говорится в части 3 статьи 297 ТК РФ [19], отдельно оговорена в нескольких пунктах Основных положений о вахтовом методе организации работ. В частности, предусмотрено следующее:

Вахтовые поселки предназначены для обеспечения жизнедеятельности работников, а также для обслуживания строительной и спецтехники, автотранспорта, хранения запасов товарно-материальных ценностей.

Строительство вахтовых поселков осуществляется по типовым или индивидуальным проектам, включающим генеральный план поселка с привязкой к местности, состав помещений, электро-, водо- и теплоснабжение, почтово-телеграфную связь, схему подъездных путей и взлетно-посадочной полосы, обоснование способа доставки персонала, надлежащей организации питания,

отдыха и досуга, медицинского, торгово-бытового и культурного обслуживания проживающих.

Администрация вахтовой организации утверждает внутренний распорядок обслуживания для всех проживающих в поселке с учетом мнения представительного органа работников организации, что обосновано в статьях 190, 372 ТК РФ [19]. Техническое и бытовое обслуживание вахтовых поселков обеспечивается, как правило, соответствующим сменным штатным персоналом.

Проживающие в вахтовых поселках обеспечиваются ежедневным трехразовым горячим питанием за отдельную плату.

Администрация вахтовой организации организует совместно с учреждениями здравоохранения медицинскую помощь коллективу вахтового поселка, комплектование их медицинским и фармацевтическим персоналом, медикаментами и медоборудованием, обеспечивает эвакуацию заболевших.

В разделе социальной ответственности рассмотрены опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ, в том числе ликвидации ГНВП, и мероприятия по их устранению, приведен анализ экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## **Заключение**

Бурение пластов с аномально высоким давлением – сложный процесс. Избыточное давление может вызвать выброс из скважины или стать неуправляемым во время бурения, что приведет к катастрофическим последствиям, если будет выбран слишком низкий вес бурового раствора. С другой стороны, слишком высокий вес бурового раствора может привести к потере циркуляции, снижению скорости проходки, прихвата трубы и, что наиболее важно, может повредить пласт, что снизит продуктивность скважины.

Важно осознавать все риски при проектировании скважин с АВПД и видеть наглядно разницу между тем или иным методом бурения, вскрытия и заканчивания. Проанализировав особенности бурения скважин с зонами аномально-высоких пластовых давлений, была выведена схема проектных решений (приложение Д), в которой описаны плюсы и минусы различных технологий бурения, что позволит сделать правильный выбор на этапе проектирования скважин.

Результатом данной работы стало обобщение и систематизация данных в области строительства скважин с аномально-высоким пластовым давлением.

Научная новизна заключается в разработке авторской классификации проектных решений.

Результаты данной работы могут быть использованы при проектировании строительства скважин с аномально-высоким пластовым давлением компаниями недропользователями, сервисными организациями и непосредственно проектировщиками.

В разделе социальной ответственности рассмотрены опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ, в том числе ликвидации ГНВП, и мероприятия по их устранению, приведен анализ экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях.

### **Список использованных источников:**

1. Ковалев А.В., Епихин А.В. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.
2. Епихин А.В., Ковалев А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: методич. указания. – Т.: Издательство Томского политехнического университета, 2016, 152 с.
3. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Никитин Б. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. – М.: Недра. 2000 г. – 489 с.
4. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 2008. - 196с.
5. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. М.: Недра, 1979, 239 с.
6. Калинин А.Г., Никитин Б.А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; – М.: Недра, 1997. – 648 с.: ил.
7. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. Учебное пособие для техникумов. – М.: Недра, 1984, 224 с.
8. Шевченко И.А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени // Естественные и технические науки. – 2014. – №1/2. – С.36-39.
9. Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири - Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 2. – С.54-55.

10. Заикин И.П., Панков М.В., Исмаилов Н.А., Пушкарев С.В. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и системы каротажа PeriScope при бурении горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С.2-
11. Kelly K. Rotary steerables. Enable extended-reach and precision control in tight zones // Oil&Gas. EURASIA. – 2012. - №6. – P. 44-46.
12. Matheus J., Ignova M., Hornblower P. A hybrid approach to closed-loop directional drilling control using rotary steerable systems // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 May, Maracaibo, Venezuela. – P. 84-89.
13. Каталог продукции «ВНИИБТ буровой инструмент» 2019 года.
14. Каталог продукции «Буринтех» 2019 года.
15. Каталог продукции ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика» 2019 года.
16. Каталог продукции «UNITOOLS» 2019 года.
17. Каталог продукции «ОАО Волгабурмаш» 2019 года.
18. Каталог продукции «АО «Пермнефтемашремонт» 2019 года.
19. Каталог продукции Schlumberger «PowerDrive X5» 2019 года.
20. J. Manson, A. Stewart, M. Pendlebury, E. Ferguson, Maersk Oil, UK, U. John, I. Tribe, R. Lepp, Schlumberger // Доразбуривание месторождения с использованием новейшей роторной управляемой системы. – 2009. - №10. – С. 17-21.
21. Бокарев С.А. Технология управления процессом вскрытия продуктивных пластов в осложненных геолого-технических условиях. - Москва, 2010, 171с.
22. Бурение скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений. Обзорная информация, с. Бурение - М., ВНИОЭНГ, 1981, 25с
23. Крылов В.И., Крецул В.В. Влияние репрессии буровых растворов и времени контакта с породой на ее фильтрационные свойства НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», - М., ВНИОЭНГ, 2005, №1, с.35-41.

24. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. - М., Недра, 2003, 160с
25. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин. Электронное учебное пособие для студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», - Пермь, 2007, 189с
26. Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. - Санкт-Петербург, Недра, 2005, 323с
27. Аветов Р.В. Разработка методов и технических средств контроля технологических процессов проводки скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и равновесного бурения. - Москва, 2005, 451с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Mud cap drilling

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Бажутин Даниил Сергеевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностранных языков	Гутарёва Н.Ю.	к.п.н		

## **Mud cap drilling**

Mud cap drilling is a drilling method where the drilling process is performed in a total loss of circulation condition (i.e., no returns to surface). There are two types of mud cap drilling, floating and pressurized. This manual will explore both types.

Conventional drilling techniques require cuttings to be returned to surface; not removing cuttings will cause the drillstring to pack off, leading to stuck pipe and stopping the drilling operation. Compared to conventional drilling techniques, mud cap drilling does not circulate the well or return the cuttings back to surface. These two differences must be explored.

In a mud cap drilling operation, the well is not circulated because of losses.

There are several types of circulation losses. On one end of the spectrum is seepage, where most of the fluid pumped into the well returns to the surface on the annular side. At the other end of the spectrum is total losses, where all the fluid pumped into the formation is lost and it is nearly impossible to keep the hole full of fluid. Total losses need to occur in order to use mud cap drilling techniques [3].

Regardless of how a well is drilled, the cuttings must be managed. With mud cap drilling, the cuttings are injected into big fractures in the formation. This is not possible unless the fractures are wide enough to allow cuttings to be injected; the rule of thumb is that the fracture width should be three times the cuttings size.

Because it is impossible to see the cuttings or the fractures while drilling, there is no way to verify this; however, since cuttings do not remain in the wellbore (pipe is free to move) this appears to be the case.

The following list provides some additional facts about all mud cap drilling techniques:

- It does not try to prevent or cure losses
- It requires non-conventional drilling procedures
- It requires a significant amount of pre-job planning, preparation and training
- It necessitates a detailed fluid management plan due to the large volume of fluids that are pumped and lost in the well

There are three types of irregularities that make mud cap drilling a viable option:

- Vugs
- Fractures
- Karsts or caves

These types of irregularities are found on carbonate formations. Due to their nature, formation pressure and fracture gradient tend to be the same. Because the formation is already “fractured”, there is no proper fracture gradient (there is no “breaking” of rock), but a point where the well starts experiencing losses.

When switching to mud cap drilling due to one of these irregularities, it is no longer necessary to exceed the fracture pressure of the formation to lose returns.

Vugs, as well as fractures, create a “void” in the formation that is usually filled with some formation fluid. Vugs are a form of secondary porosity and the result of chemical reaction between the minerals that form the rock and some weathering agents.

Fractures. This type of irregularity is not found in clastic formations, only in carbonate formations.

Karst, as a name for the type of topography, has been agreed on by the international community. It is the German name for “kras”, a region in Slovenia partially extending into Italy, where it also called “carso”; this region is where the first scientific research of karst topography was conducted.

### **Mud cap drilling types**

There are two types of mud cap drilling, pressurized and floating. The primary differences between the two types are highlighted in the table below.

<b>Pressurized Mud Cap Drilling</b>	<b>Floating Mud Cap Drilling</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lighter annular mud</li> <li>• Less volume of mud</li> <li>• LAM level at surface</li> <li>• Positive casing pressure</li> <li>• Continuous monitoring</li> <li>• Less cost</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Heavier annular mud</li> <li>• Greater volume of mud</li> <li>• No mud level at surface</li> <li>• No casing pressure</li> <li>• Drilling blind</li> <li>• Greater cost</li> </ul>

### Floating Mud Cap Drilling

In FMCD, an annular fluid (kill mud) above the equivalent formation density is used, so the fluid level drops until the hydrostatic pressure balances the formation pressure. This level “floats” in the well, even though it cannot be seen. More kill mud is pumped down during drilling to keep the fluid level above the formation pressure, avoiding influx [5].

Applications where FMCD is used are typically surface and intermediate wells where an influx is unlikely. FMCD is typically for wells that do not flow, but where total losses are still occurring.

In FMCD, kill weight mud is pumped down the annulus and the fluid level falls and “floats” at a level. This balances the lower zone pressure.

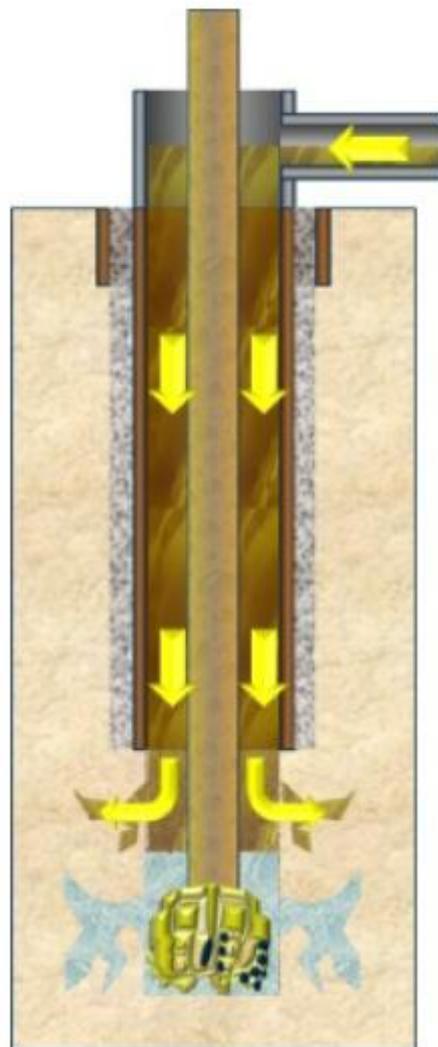


Figure 1 – Floating Mud Cap Drilling

Next, sacrificial fluid (usually sea water) is pumped down the drillstring and

drilling continues.

If the well kicks again, the process is repeated.

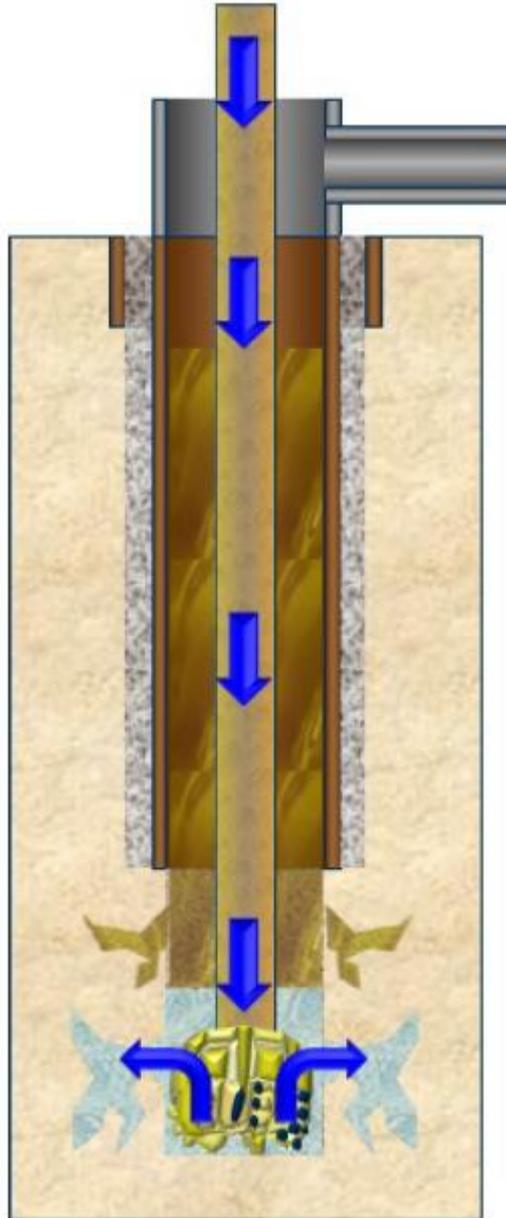


Figure 2 – Water is pumped down the drillstring

The main limitation of floating mud cap drilling is the inability to monitor the fluid level in the annulus. If the fluid level falls too much, the formation will flow and kicks from the formation will not be evident until it is too late.

Floating mud cap drilling also demands high volumes of kill mud to be pumped through the annulus. Not only is the mud heavier, but more volume must be pumped than in PMCD operations. The costs are higher due to the chemicals used in this process, and the logistics of preparing the kill mud can be complex.

## **Pressurized mud cap drilling**

PMCD provides a better way to deal with potential influxes as the wellbore is closed and the pressure is continually monitored.

Pressurized mud cap drilling is the mud cap technique to use when there is a complete loss of circulation in a well containing gas. Changing the drilling method to PMCD does not try to prevent or cure losses; instead, drilling is performed in a total losses condition while keeping the well controlled.

Due to the large volume of fluid used in PMCD operations, a detailed Pit and Fluids Management Plan is necessary to address the best method to:

- Store as much LAM as possible to minimize the need to prepare LAM during drilling operations.
- Prepare LAM in the fastest and most effective way when necessary.
- Account for logistic issues, e.g. bad weather preventing supply boats from arriving on location and supplying the necessary material to prepare new LAM.

This will avoid fluid shortages during the operation that can stop drilling operations and cause non-productive time (NPT). This plan must be followed to execute a successful PMCD operation.

The PMCD process explained here is the basic process for performing this operation. Each well will have special factors that may require additional steps to perform a successful operation.

A more detailed account of the PMCD process is provided in Chapter 3 of this manual.

In PMCD operations, a column of fluid with a slightly lower density than required to maintain the formation is held in the annulus.

Some pressure is necessary to hydrostatically balance the formation pressure. The mud used to perform this action is a light annular mud, often referred to as LAM.

The wellbore is shut in on the rotating control device (RCD) and surface pressure is applied to make up the difference between the reservoir pressure in the top fracture and the hydrostatic pressure of the LAM. This hydrostatically balances

the formation pressure.

As some LAM enters the formation and some gas enters the wellbore, it migrates and causes the surface pressure to rise; additional LAM is injected as needed to control migration to inject the gas back into the formation.

In offshore operations, the riser limits the amount of pressure that can be used so operations must be planned accordingly.

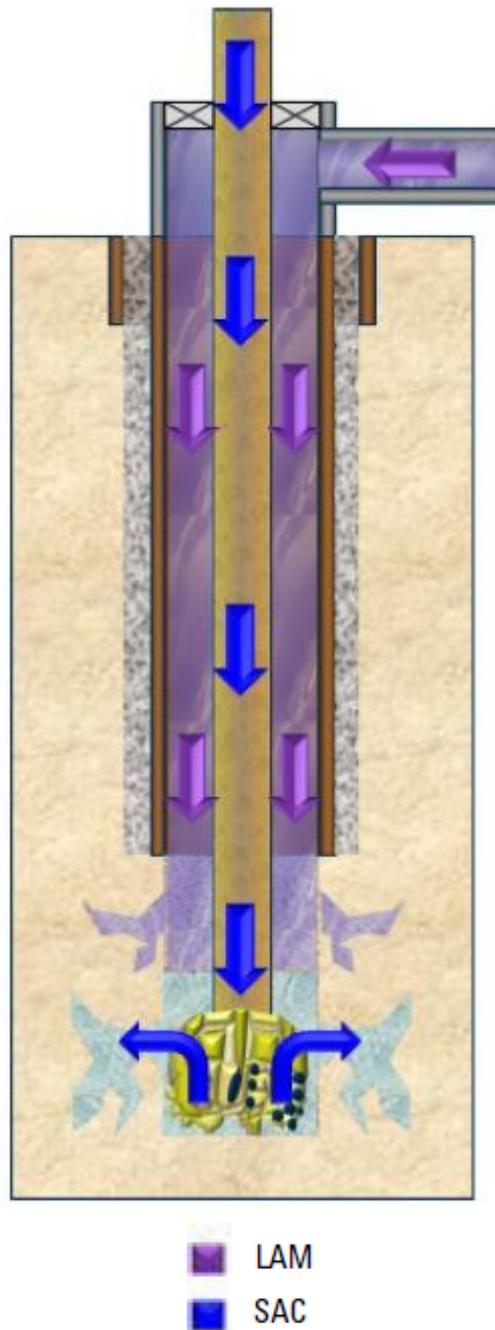


Figure 3 – Pressurized mud cap drilling

Finally, sacrificial fluid (usually sea water) is pumped down the drillstring

and drilling continues.

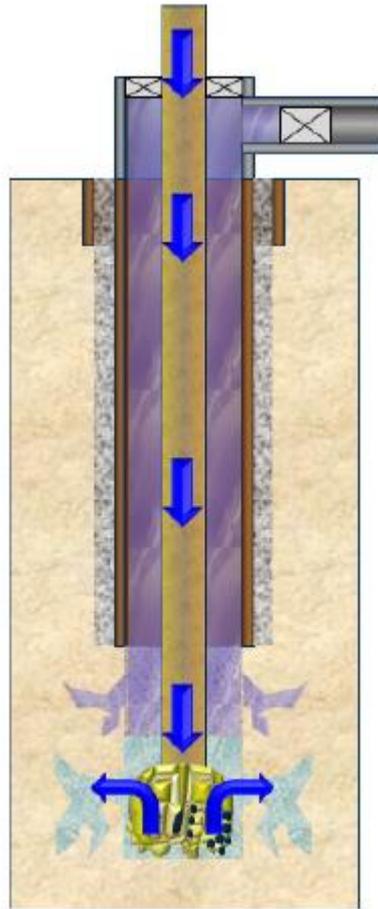


Figure 4 – Water is pumped down the drillstring

There are some features and benefits to using PMCD. The first is that there is continuous monitoring of the surface pressure so influxes can be quickly detected.

Another feature is that annular injection is intermittent, so fluid consumption is lower than in FMCD techniques.

### **PMCD equipment & diagram**

PMCD does not involve the use of a lot of equipment. The image below is a simplified equipment diagram of the equipment needed for PMCD operations. Each component is explained in more detail in this section [1].

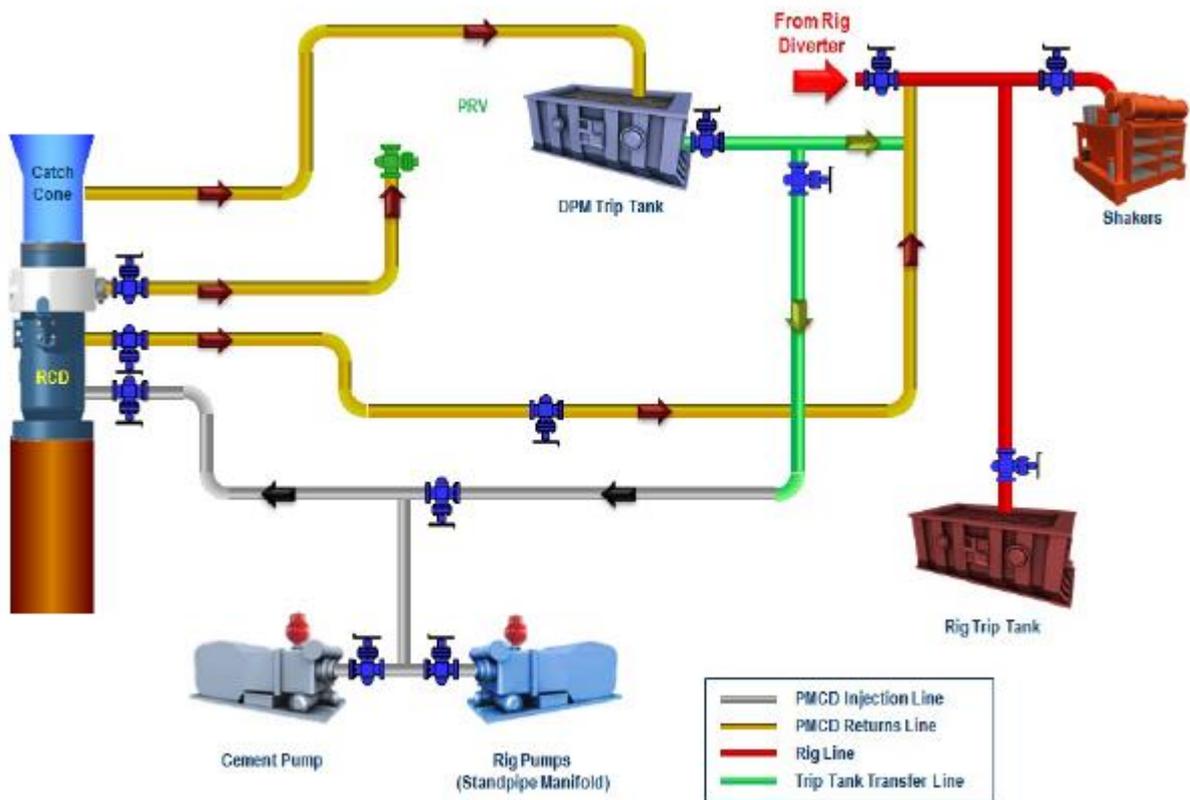


Figure 5 – Circulation system diagram

The figure below shows a representation of a PMCD rig up on a deep water application.

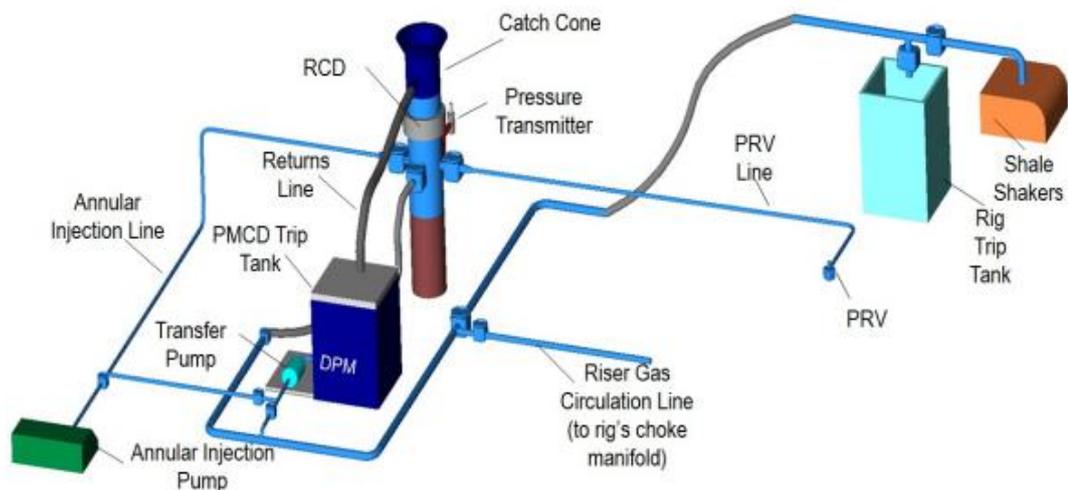


Figure 6 – Circulation system diagram on a deep water

### Returns line

Since the usual rig flow line has been removed to rig up the RCD and catch cone stack, when drilling in conventional mode a returns line is used to divert flow

from the well into the shakers.

### **PRV line**

To avoid damaging the riser, a pressure relief valve (PRV) is installed. If the pressure reaches a defined operative limit (which is set at the PRV), the valve opens and relieves pressure. This allows the system to depressurize and protect the riser from high pressures that could cause damage.

### **Annular injection line**

This is the main line used when drilling in PMCD mode. As no returns are seen at surface, the returns line is closed and is necessary to inject LAM when necessary.

This is the line to communication the annular pump with the annular space allowing LAM to be injected.

### **Rig configuration for dual injection**

The pumping system in the rig must be configured so there are several options for pumping through the annular and drillstring during PMCD operations. The following are some recommendations on how to configure the pumping system:

- One rig pump is used to inject through the annulus and the others through the drillstring
- The cementing unit is backup for annular injection (priority for annular injection)
- Ability to inject through the annulus during connections

### **Rotating control device (RCD)**

The rotating control device (RCD) creates a closed wellbore space and applies pressure on surface.

An RCD is usually installed with a catch cone on top that acts as a bell nipple during conventional tripping operations, but is not in service while drilling with pressure on surface.



Figure 7 –Rotating control device

### **Trip tank**

The PMCD trip tank sits in the moon pool area and is used to monitor the well mud when the RCD is not installed. Mud flows from the catch cone (of the RCD) to the PMCD trip tank via gravity; this cannot be done using the rig's trip tank, as it is located above the catch cone level. A leak in the RCD will cause an increase in the PMCD trip tank level.

While running in the hole (RIH) to drill out the shoe or when running casing, the displaced mud flows into the PMCD trip tank. This can be emptied (pumped) into the rig's trip tank.

### **Double pump and strainer skid**

A pump is necessary to transfer fluid from the PMCD trip tank to the rig's trip tanks. The double pump and strainer skid work to minimize the likelihood of the PMCD trip tank overflowing. They allow one pump to continue working as the other is cleared of debris. The strainer skid acts as a filter to block debris from clogging the lines.

### **Non-Return valve (NRV)**

The non-return valve (NRV) prevents wellbore fluids from entering the drillstring. At least two valves must be installed, to provide redundancy.

A third NRV is necessary if a circulating sub is used; if used, a flapper type NRV must be used to allow the activation valve to pass through. Verify with the directional drilling company and circulating sub provider the best location for the NRVs; also check on the necessity of H2S valves.

In cases where the density of the fluid injected through the drillstring is lower than the formation pressure, it is mandatory that the NRV work perfectly on connections.



Figure 8 – Non-return valve

### **Pump down sub and dart**

The pump down sub and dart is used to activate the circulating sub. The landing sub is located in the drillstring. Once the dart reaches the landing sub, it acts as a non-rotating valve (NRV), allowing pressure to be applied to the annular while preventing any upward flow in the drillstring.

Some models can be fished with wireline or slickline.



Figure 9 – Pump down sub and dart

### **Circulating sub**

A multiple opening circulating sub, such as MI Swaco's Well Commander, is required in the BHA. Its function is to open a flow path from the drillstring to the annulus in case the MWD/LWD tools are plugged.

If high concentrations of LCM will be pumped (>40 lbs/bbl), a circulating sub should also be used to prevent plugging the directional tools [6].

### **Digital pressure gauge**

Digital pressure gauges are typically mounted in the driller's cabin where they are visible from the pump controls.

Two separate gauges are used in a PMCD operation. One gauge reads the annulus pressure below the RCD and the other reads the annulus pressure below the BOPs.

These digital pressure gauges do not replace the mud logger's gauges.



Figure 10 – Digital pressure gauges

### **Pressure relief valve (PRV)**

A pressure relief valve (PRV) is installed to help prevent reaching a pressure above the riser maximum surface working pressure. It releases to the relief line on the low-pressure side of the choke manifold or directly into the mud-gas separator.

The PRV calibration is verified to check that it matches the actual operation pressure design.

### **Valve control panel**

It is neither safe nor practical to use manual valves in PMCD operations. This is because it would require an operator to be lifted to the BOP/riser stack area (this is especially critical in deep-water operations). All valves installed on the RCD stack are hydraulically actuated. Panels, like the ones shown here, allow control of the valves by the PMCD supervisor or operator.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Устьевое и противовыбросовое оборудование для контроля за процессами в скважинах и ликвидации газонефтеводопроявлений

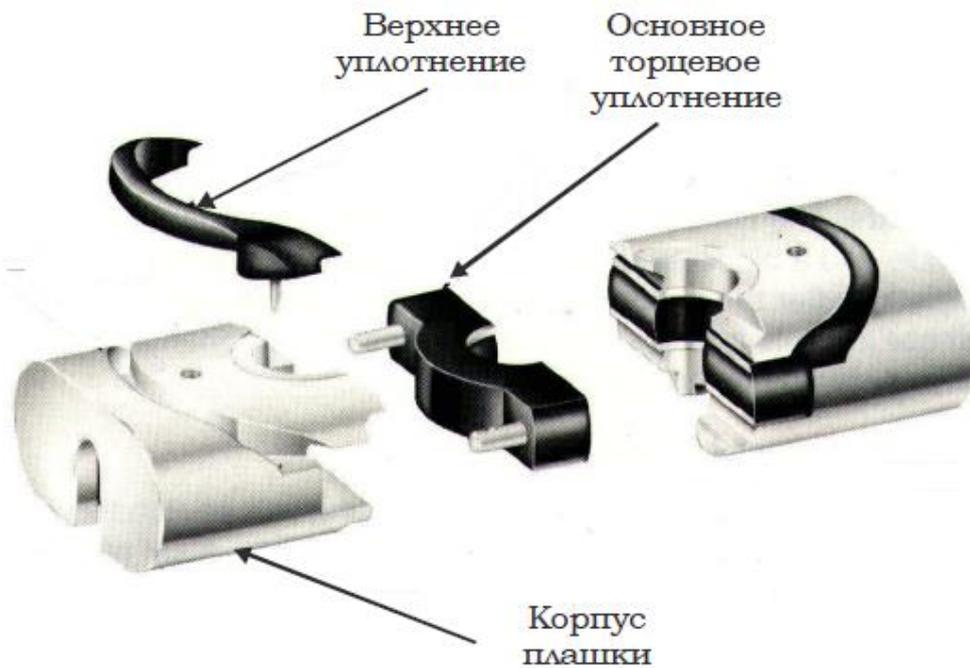


Рисунок Б. 1 – Элементы трубных плашек для превенторов «U» и «U II» фирмы Cameron

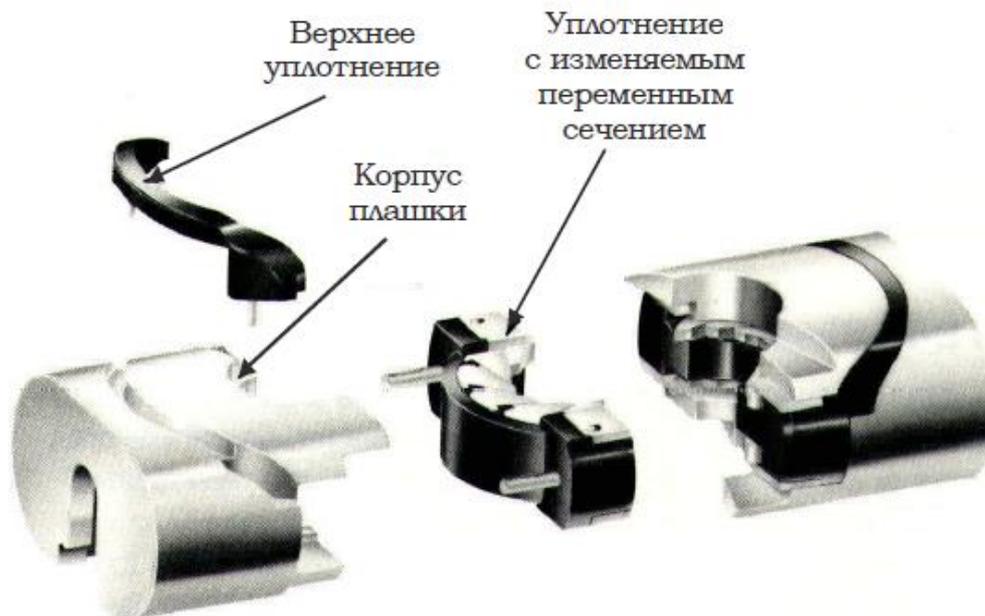


Рисунок Б. 2 – Элементы плашек с изменяемым переменным сечением для превенторов «U» и «U II» фирмы Cameron

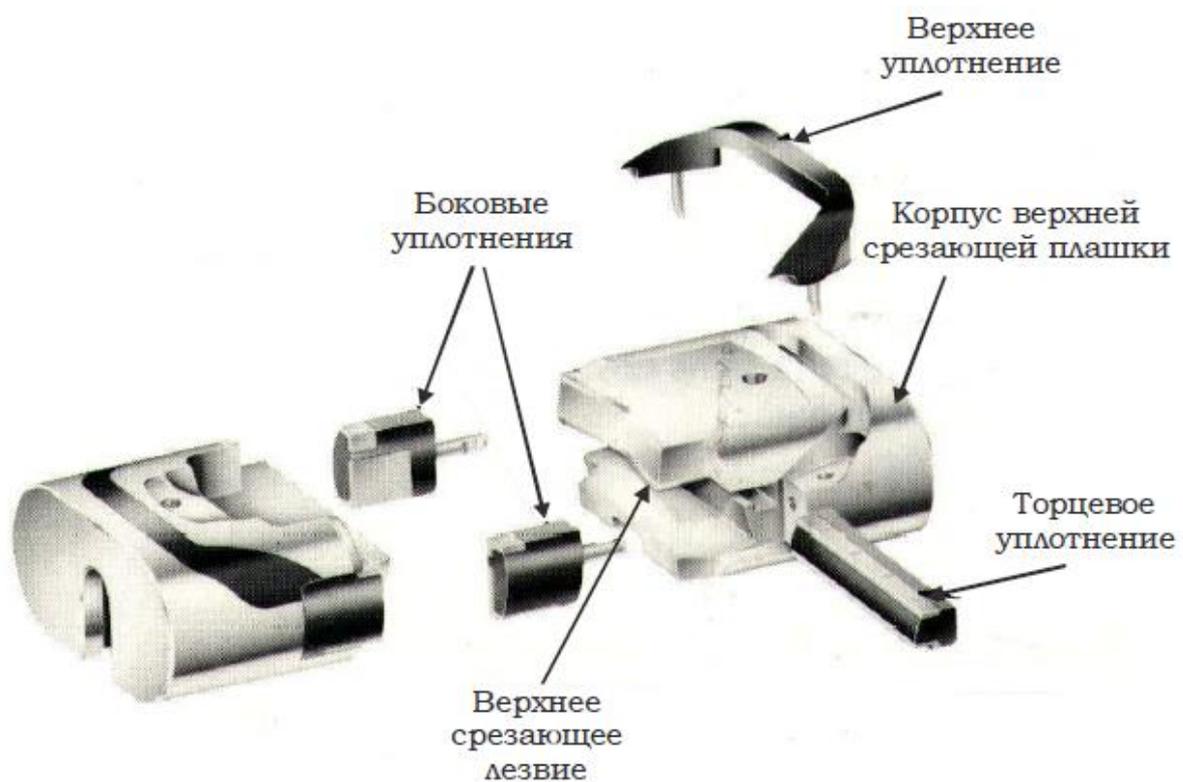


Рисунок Б. 3 – Элементы срезающих плашек для преверторов «U» и «U II» фирмы Cameton



Рисунок Б. 4 – Внешний вид верхней и нижней срезающих плашек



Рисунок Б. 5 – Внешний вид трубной плашки для превенторов фирмы Shaffer

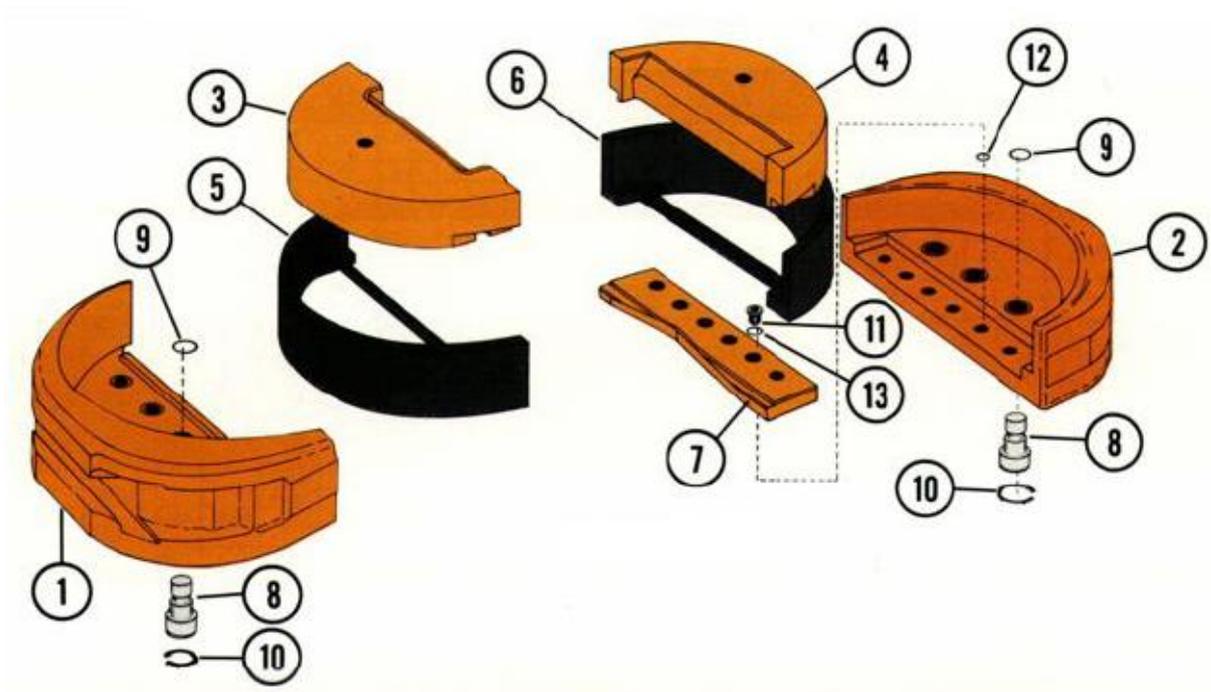


Рисунок Б. 6 – Основные элементы срезающих плашек для превенторов фирмы Shaffer: 1 - Верхний держатель, 2 – Нижний держатель, 3 – Верхний вкладыш плашки, 4 - Нижний вкладыш плашки, 5 - Верхнее уплотнение, 6 – Нижнее уплотнение, 7 - Нижнее срезающее лезвие, 8 – Фиксатор, 9 - Кольцевое уплотнение, 10 – Фиксатор, 11 – Винт, 12 - Кольцевое уплотнение, 13 – Шайба



Рисунок Б. 7 – Внешний вид срезающих плашек для превенторов фирмы Shaffer



Рисунок Б. 8 – Внешний вид срезающих плашек для обсадных труб фирмы Shaffer



Рисунок Б. 9 – Внешний вид плашки с изменяемым переменным сечением  
фирмы HydriL

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Устьевое и противовыбросовое оборудование для контроля за процессами в скважинах и ликвидации газонефтеводопроявлений

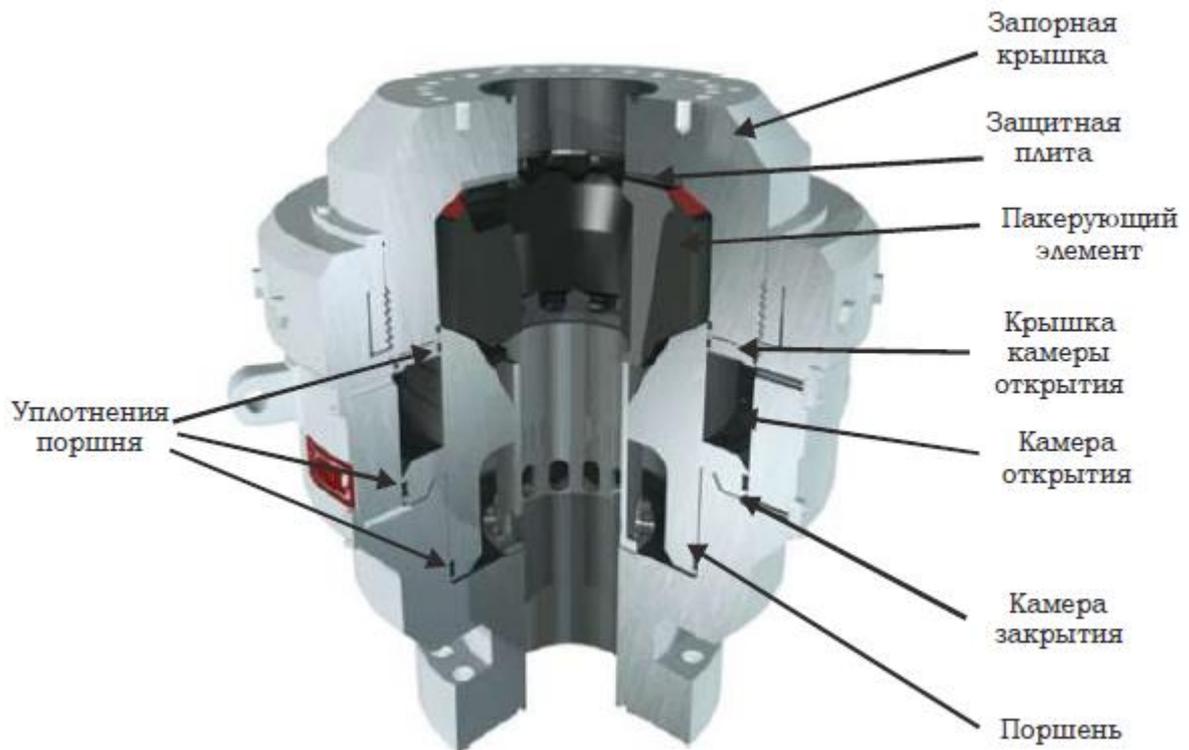


Рисунок В. 1 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydril модель GX на давление до 103,5 МПа (15000 psi)

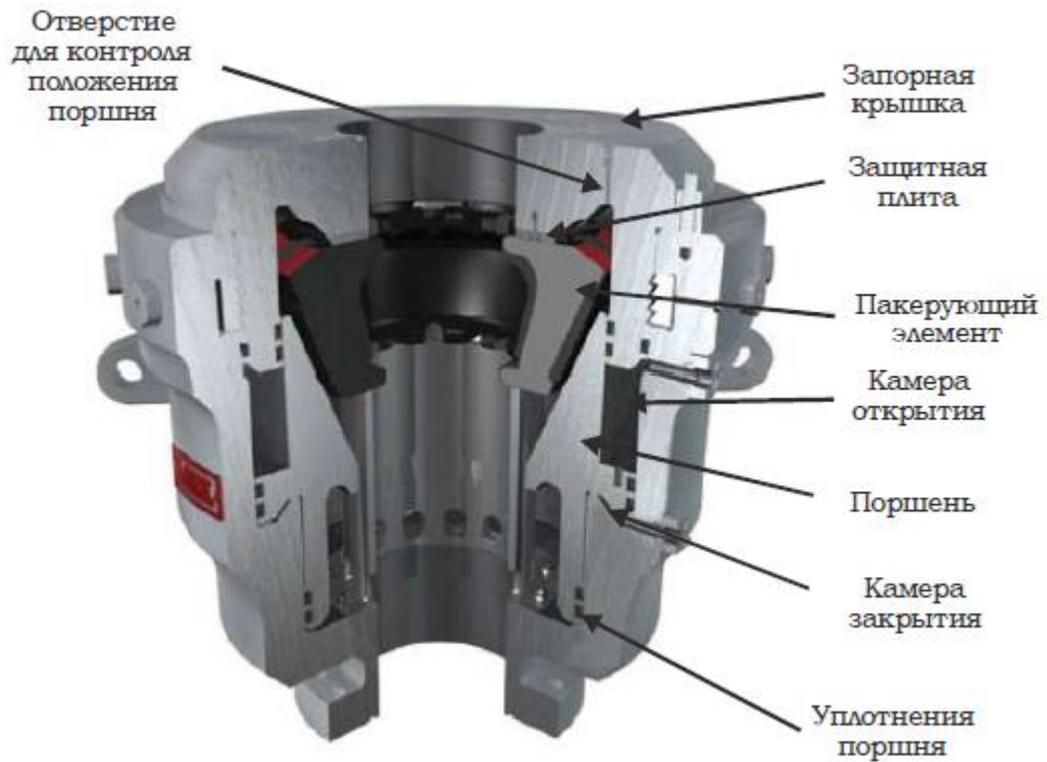


Рисунок В. 2 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydril модель GK на давление до 138 МПа (20000 psi)

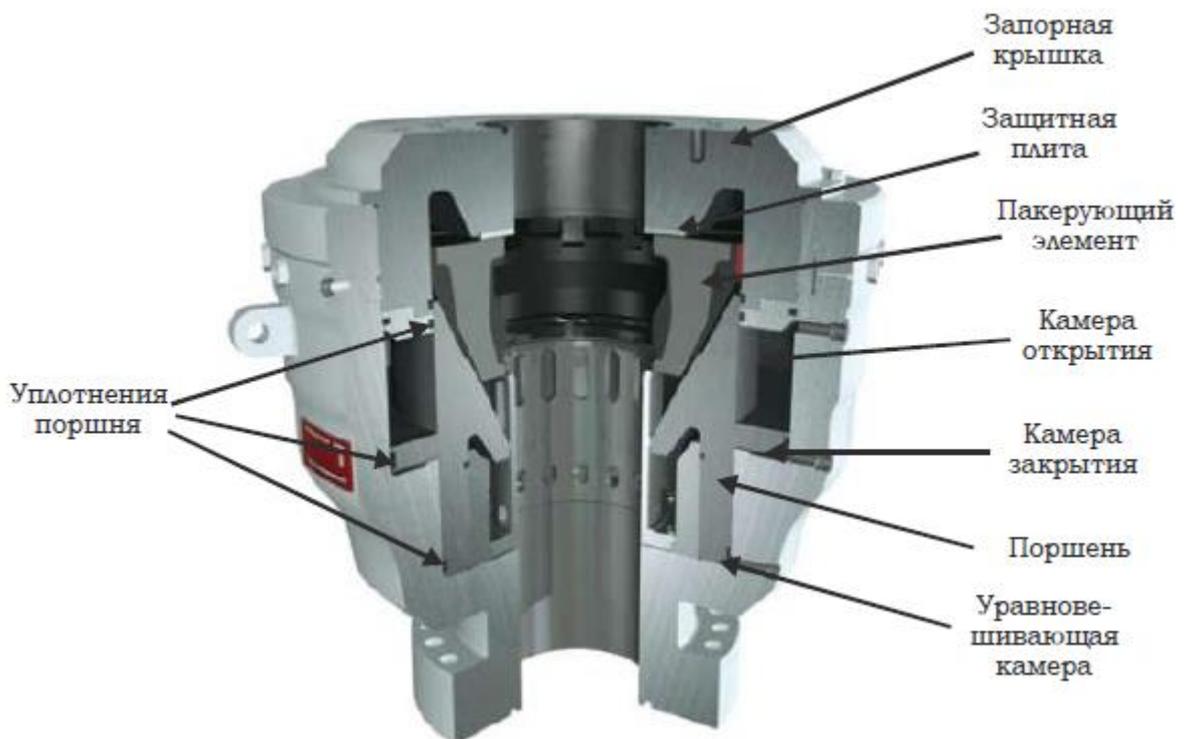


Рисунок В. 3 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydril модель GL на давление до 35 МПа (5000 psi)



Рисунок В. 4 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydriil модель MSP на давление до 13,8 МПа (2000 psi)

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Социальная ответственность

Таблица Г. 1 – Вредные и опасные факторы, характерные для бурения скважин на суше, в том числе при ликвидации ГНВП

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Различные виды работ на буровых установках: работа в насосном блоке; в блоке очистки раствора от шлама; работа на столе ротора при выполнении СПО; работы на столе ротора при бурении; работы на столе ротора при спуске обсадных колонн; работа на площадке верхового при проведении СПО и спуске обсадных колонн.	<p>1. Физические:</p> <p>a. повышенный уровень общей вибрации;</p> <p>b. повышенный уровень шума;</p> <p>c. отсутствие или недостаток необходимого естественного/ искусственного освещения.</p> <p>2. Химические:</p> <p>a. через органы дыхания (испарения углеводородов, бурового раствора);</p> <p>b. через кожные покровы (буровой раствор, хим. реагенты).</p> <p>3. Психофизиологические:</p> <p>a. физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса;</p> <p>b. нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса.</p>	<p>1. Физические:</p> <p>a. падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;</p> <p>b. падение работающего с высоты;</p> <p>c. струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним;</p> <p>d. движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</p> <p>2. Химические:</p> <p>a. через органы дыхания (сероводород);</p> <p>b. через кожные покровы (кислоты, щелочи).</p>	<p>1. ГОСТ 12.0.003-2015 [5]</p> <p>2. ГОСТ 12.1.003-2014 [1]</p> <p>3. ГОСТ 12.1.012-90 [4]</p> <p>4. Р 2.2.2006-05 [7]</p> <p>5. СанПиН 2.2.4.548-96 [8]</p> <p>6. СП 52.13330.2011 [9]</p> <p>7. ФНиП ПБ «ПБвНГП» [15]</p>
Аварийная ситуация: ликвидация ГНВП.		<p>1. Физические:</p> <p>a. движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу;</p> <p>b. ударные волны воздушной среды;</p> <p>c. факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой (возгорание).</p>	

Таблица Г. 2 – Действия буровой бригады при обнаружении газонефтеводопроявления и открытого фонтана

Вид аварии	Действия вахты	Исполнители
1. ГНВП при бурении или промывке скважины.	1. Без прекращения циркуляции поднимает бурильный инструмент до выхода муфты верхней трубы на уровень челюстей бурового ключа (на 1 метр выше ротора) и закрепляет тормоз буровой лебедки. 2. Останавливает буровые насосы. 3. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования. 4. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор, плащечный превентор с «трубными» плашками. 5. Контролирует открытие задвижки и сообщает бурильщику. 6. Закрывает шаровой кран. 7. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем. 8. Фиксируют «трубные» плашки превентора ручными штурвалами. 9. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 10. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования.	1. Бурильщик 7р. 2. Пом. бурильщика (1) 3. Бурильщик 7р. 4. Бурильщик 7р. 5. Бурильщик бр. 6. Пом. бурильщика (1) 7. Бурильщик бр. 8. Пом. бурильщика (1,2) 9. Пом. бурильщика (2) 10. Бурильщик бр.
2. ГНВП при СПО.	1. Прекращают спуско-подъемные операции. 2. Наворачивают шаровой кран, в случае несоответствия диаметра плашек превентора диаметру используемого бурильного инструмента, наворачивают аварийную бурильную трубу с шаровым краном. 3. Спускает бурильную колонну в скважину и фиксирует тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на уровне челюстей бурового ключа (на 1 метр выше ротора). 4. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования. 5. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор. плащечный превентор с «трубными» плашками. 6. Закрывает шаровой кран на аварийной бурильной трубе. 7. Спускается с полатей верховой рабочий. 8. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем. 9. Фиксируют «трубные» плашки превентора ручными штурвалами. 10. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР). 11. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования.	1. Бурильщик, вахта 2. Бурильщик, вахта 3. Бурильщик 7р. 4. Бурильщик 7р. 5. Бурильщик 7р. 6. Бурильщик бр. 7. Пом. бурильщика (1) 8. Бурильщик бр. 9. Пом. бурильщика (1,2) 10. Пом. бурильщика (2) 11. Бурильщик бр.

Продолжение таблицы Г. 2

<p>3. ГНВП при спуске обсадной колонны.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Прекращают спуск обсадной колонны.</li> <li>2. Наворачивают аварийную бурильную трубу с переводником и шаровым краном на последнюю обсадную трубу.</li> <li>3. Спускает обсадную колонну с нагнутой аварийной бурильной трубой в скважину и фиксирует тормоз буровой лебедки, оставив муфту трубы на уровне челюстей бурового ключа (на 1 метр выше ротора).</li> <li>4. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования.</li> <li>5. Закрывает кольцевой (универсальный) превентор. плашечный превентор с «трубными» плашками.</li> <li>6. Закрывает шаровой кран на аварийной бурильной трубе.</li> <li>7. Закрывает задвижку перед регулируемым механическим дросселем.</li> <li>8. Фиксируют «трубные» плашки превентора ручными штурвалами.</li> <li>9. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР).</li> <li>10. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Бурильщик, вахта</li> <li>2. Бурильщик, вахта</li> <li>3. Бурильщик 7р.</li> <li>4. Бурильщик 7р.</li> <li>5. Бурильщик 7р.</li> <li>6. Пом. бурильщика (1)</li> <li>7. Бурильщик (бр.)</li> <li>8. Пом. бурильщика (1,2)</li> <li>9. Пом. бурильщик (2)</li> <li>10. Бурильщик бр.</li> </ol>
<p>4. ГНВП при отсутствии в скважине бурильных (обсадных) труб.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования.</li> <li>2. Закрывает превентор с «глухими» плашками (при необходимости ПУГ).</li> <li>3. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем.</li> <li>4. Фиксируют «глухие» плашки превентора ручными штурвалами.</li> <li>5. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР).</li> <li>6. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Бурильщик 7р.</li> <li>2. Бурильщик 7р.</li> <li>3. Бурильщик бр.</li> <li>4. Пом. бурильщика (1,2)</li> <li>5. Пом. бурильщика (2)</li> <li>6. Бурильщик бр.</li> </ol>
<p>5. ГНВП при проведении геофизических или прострелочно-взрывных работ.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Поднимает из скважины геофизический прибор или перфоратор.</li> <li>2. При невозможности поднять геофизический прибор или перфоратор, отрубает кабель.</li> <li>3. Открывает гидроздвижку на линии дросселирования.</li> <li>4. Закрывает превентор с «глухими» плашками (при необходимости ПУГ).</li> <li>5. Закрывает задвижку перед механическим регулируемым дросселем.</li> <li>6. Фиксируют «глухие» плашки превентора ручными штурвалами.</li> <li>7. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР).</li> <li>8. Устанавливает наблюдение за изменением давления на блоке дросселирования.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Начальник геофизич. партии.</li> <li>2. Начальник геофизич. партии.</li> <li>3. Бурильщик 7р.</li> <li>4. Бурильщик 7р.</li> <li>5. Бурильщик бр.</li> <li>6. Пом. бурильщика (1,2)</li> </ol>

Продолжение таблицы Г. 2

<p>6. Открытый фонтан при бурении и (или) испытании (освоении) скважины</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Прекращает все работы в загазованной зоне. Принимает срочные меры по выводу людей и техники в безопасное место.</li> <li>2. Останавливает двигатели внутреннего сгорания.</li> <li>3. Отключает силовые линии, освещение. Отключение электроэнергии производится за пределами загазованной зоны.</li> <li>4. Тушит технические и бытовые топки.</li> <li>5. Сообщает о случившемся буровому мастеру (ответственному ИТР).</li> <li>6. На территории, которая может быть загазованной, запрещает производство сварочных работ, курение и другие действия, ведущие к возникновению искры.</li> <li>7. Запрещает движение транспорта на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставляет запрещающие знаки и посты охраны.</li> <li>8. При необходимости принимает меры по предотвращению растекания нефти, устанавливает наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Бурильщик, вахта</li> <li>2. Дизелист-моторист (электромонтер)</li> <li>3. Электромонтер</li> <li>4. Электромонтер</li> <li>5. Пом. бурильщик (2)</li> <li>6. Бурильщик бр.</li> <li>7. Пом. бурильщика (1)</li> <li>8. Бурильщик бр.</li> </ol>
---	---	--

## Приложение Д

