ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНТСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» направления подготовки дипломированных специалистов 130504 «Нефтегазовое дело»

УДК. 622.248

Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений В.П. Овчинников, В.М. Гребенщиков: Учеб. пособие для вузов. - Тюмень : Изд-во «Нефтегазовый университет», 2010. - 123с.

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» направления подготовки дипломированных специалистов 130504 «Нефтегазовое дело»

Рассмотрены причины возникновения проявлений, выбросов и открытых фонтанов в бурящихся скважинах. Обобщен опыт отечественной и зарубежной практики по предупреждению и раннему обнаружению газонефтеводопроявлений. Большое внимание уделено методам их ликвидации, как в нормальных так и в осложненных условиях. Дано описание и технические характеристики отечественного и зарубежного противовыбросового оборудования. На базе бурового тренажера приведены упражнения по принятию решений для предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений в скважинах.

Рекомендовано для студентов и аспирантов вузов нефтегазового профиля, специализирующихся по вопросам вскрытия и разобщения пластов. Может быть полезна инженерно-техническим работникам буровых организаций нефтяной и газовой промышленности.

Учебное пособие дополнено, переработано и переиздано в рамках реализации Программы конкурса грантов ОАО «ТНК ВР-Менеджмент» для профильных ВУЗов РФ (проект 2009 года № 32 «Повышение профессиональной компетентности выпускников специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» по контролю и управлению скважин в условиях АВПД).

Рецензенты: Директор Западно-Сибирского бурового научно-исследовательского проектного института (ЗапСибБурНИПИ)
д-р техн. наук, профессор Я.М. Курбанов;
заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений института нефти и газа Тюменского государственного нефтегазового университета (ТюмГНГУ)
д-р техн. наук, профессор С.И. Грачев

ISBN

© Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2010.
© Институт нефти и газа, 2010.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ ……	5
ЧАСТЬ I	ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ КОНТРОЛЕ НАД ПРОЦЕССАМИ В СКВАЖИНЕ…..……	6
1.1	Давление……..…….....	6
1.2	Гидростатика.…….	6
1.3	Гидродинамика……..	7
1.4	Градиент давления и геостатическое давление ……	8
1.5	Нормальное и аномальные давления в насыщенных коллекторах ..	10
ЧАСТЬ II	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ЗА ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯМИ …….	11
2.1	Методы определения зон с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД)……...	11
2.2	Средства контроля за газонефтеводопроявлениями ……..	15
ЧАСТЬ III	БАРЬЕРЫ, ПРИЗНАКИ И ПРИЧИНЫ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ ……..…….	18
3.1	Барьеры…….…….	18
3.1.1	Первичный барьер……..	18
3.1.2	Вторичный барьер……..……	19
3.1.3	Последующие барьеры……..	19
3.2	Признаки газонефтеводопроявлений……...	20
3.3	Причины газонефтеводопроявлений……	21
ЧАСТЬ IV	УСТЬЕВОЕ И ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССАМИ В СКВАЖИНАХ И ЛИКВИДАЦИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ …….	22
4.1	Фланцевые и хомутовые соединения ….……	23
4.2	Колонные головки, колонные подвески и циркуляционные крестовины …….……..	27
4.3	Противовыбросовые превенторы ……	31
4.3.1	Плашечные превентры …….…….....	34
4.3.2	Кольцевые превентры …….……	46
4.3.3	Диверторные системы …….……	56
4.3.4	Противовыбросовые устройства в составе КНБК ……..…	58
4.3.5	Испытание противовыбросовых превенторов ……..……	63
4.4	Гидравлическая система управления ПВО…….....	66
4.4.1	Работа пневматической системы ……	71
4.4.2	Работа электрической системы ……	71
4.4.3	Блок аккумуляторов …….	72
4.4.4	Манифольд плашечных превенторов и задвижек …….	73
4.4.5	Манифольд универсального превентора ……	73

4.4.6	Требования к гидравлическим системам управления ПВО и расчет количества баллонов аккумуляторной системы ……	74
4.5	Дроссели и дроссельные манифольды ……..…….	78
4.6	Газосепаратор, вакуумный дегазатор …….……..……..….	82
ЧАСТЬ V	ГЕРМЕТИЗАЦИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ, МИГРАЦИЯ ГАЗА, МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ……..	84
5.1	Закрытие скважины……	84
5.1.1	«Мягкое закрытие» скважины …….	85
5.1.2	«Жесткое закрытие» скважины …….……	87
5.1.3	Рекомендации к выбору способа закрытия скважины …….……	88
5.2	Миграция газа……..……..	88
5.3	Максимально допустимое давление на устье скважины в кольцевом пространстве…….....	90
ЧАСТЬ VI	МЕТОДЫ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН, ОСОБЕННОСТИ И ОСЛОЖНЕНИЯ ……..……...	94
6.1	Метод «Бурильщика»……	94
6.2	Метод «Ожидания и утяжеления»…….……	99
6.3	«Объемный» метод глушения скважины …….	103
6.4	Особенности глушения горизонтальных и наклонно-направленных скважин …….....	105
6.4.1	Расчет графика глушения горизонтальной скважины ……..	109
6.5	Осложнения при глушении скважин ……..	113
	Приложение 1 - Лист глушения вертикальной скважины ……	116
	Приложение 2 - Лист глушения наклонно направленной скважины ……	118
	Список использованных источников……	121

ВВЕДЕНИЕ

Возникновение при строительстве скважины газонефтеводопроявлений, без сомнения, является наиболее опасным и трудоемким с точки зрения ликвидации осложнением. Основной причиной перехода проявления пластового флюида в открытое фонтанирование, является отсутствие теоретических знаний и навыков у работников сферы производства, а так же слабая профессионально-техническая подготовленность к управлению скважиной. Наиболее остро эта проблема встает при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях бурения с наличием зон АВПД, и при освоении новых площадей. Особенность подготовки специальных инженерных кадров, заключается в отсутствии возможности реализации газонефтеводопроявления для закрепления полученных теоретических знаний на практике, поэтому необходим особый технико-технологический подход, включающий положения действующих общепринятых (общемировых) правил и инструкций. В учебном пособии рассмотрены вопросы контроля и управления скважиной при газонефодопроявлениях, теоретические и практические тонкости глушения скважин различными методами, однако курс охватывает специфику строительства скважин с земной поверхности и не затрагивает контроль и управление скважиной с использованием надводного и подводного противовыбросового оборудования.

Учебное пособие предназначено, для инженерно-технических работников сервисных, буровых и нефтегазодобывающих предприятий. Так же будет полезно для подготовки студентов средне-специальных и высших учебных заведений нефтегазового направления.

ЧАСТЬ I

ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ПОНЯТИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ КОНТРОЛЕ НАД ПРОЦЕССАМИ В СКВАЖИНЕ

1.1 Давление

Основным, и наиболее важным, понятием, определяющим весь смысл операций по контролю и управлению скважиной, является **давление**.

$$P = F \cdot S \qquad (1)$$

Давление (P) - это сила (F), приходящаяся на единицу площади (S).

$$F = m \cdot g \qquad (2)$$

Сила (F) в свою очередь – это произведение массы покоя (m) на ускорение силы тяжести (g).

В силу особенности физических свойств жидкостей и газов масса покоя жидкости и газа определяется для единицы их объема и выражается плотностью. Отсюда давление столба жидкости либо газа определяется как произведение плотности (ρ), высоты столба (h) и ускорения силы тяжести (g).

$$P = \rho \cdot g \cdot h \qquad (3)$$

Это выражение отражает основной закон гидростатики.

Таким образом, давление промывочной жидкости находящейся в состоянии покоя в любой точке скважины можно определить из выше представленного выражения.

В системе СИ ускорение силы тяжести составляет 9,81 *м/с*^{2}, а в английской системе коэффициент в уравнении гидростатики составляет 0,052 *psi/ft*, он имеет такое значение с учетом пересчета давления 1 галлона воды на площадь в 1 квадратный дюйм.

1.2 Гидростатика

Гидростатическое давление ($P_{гст}$) не зависит от диаметра ствола скважины, а также от пространственного расположения скважин (наклонно-направленные, горизонтальные)

Гидростатическое давление обычно измеряется в кгс/см^2 (МПа) или в барах и выражается как функция плотности и глубины, что показано в следующих формулах:

Система единиц измерения	Выражение	Единицы измерения
СИ, МПа	$P_{ГСТ} = \rho \cdot 9{,}81 \cdot h$	h – глубина в метрах ρ – плотность в кг/м^3
Метрическая, кгс/см^2	$P_{ГСТ} = \rho \cdot h / 10{,}2$	h – глубина в метрах ρ – плотность в кг/дм^3
Английская, psi (фунт/кв. дюйм)	$P_{ГСТ} = \rho \cdot 0{,}052 \cdot h$	h – глубина в футах ρ – плотность в ppg (фунт/галлон)

1.3 Гидродинамика

Разница давлений между двумя точками трубопровода, через который прокачивается жидкость (вода, буровой раствор и т.д.) соответствует перепаду давления между этими точками, таким образом перепад давления в трубопроводе представляет сопротивление прокачиваемости (текучести) промывочной жидкости. Уменьшение давления вызывается наличием трения между движущимся раствором и стенками трубопровода, а также между различными струями раствора, которые перемещаются с разной скоростью.

Перепады давления следует рассматривать как постепенное поглощение в сети исходной энергии. Эти перепады зависят от многих факторов и в первом приближении подчиняются следующей пропорции приведенной в виде выражения 4.

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2} = \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2 = \frac{L_1}{L_2} = \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^5 = \left(\frac{spm_1}{spm_2}\right)^2 \qquad (4)$$

где ρ – плотность жидкости

Q – объемная скорость жидкости

L – длина трубопровода

D – внутренний диаметр трубопровода

spm – число ходов плунжера насоса в единицу времени

Гидродинамика рассматривает движение промывочных жидкостей, когда сочетаются "статическое" состояние (неподвижные растворы) и состояние "перепадов давления", при этом справедливо, что, любое изменение перепадов давления в данной точке сети (закупорка насадки долота, изменение отверстия штуцера (дросселя) на штуцерной батарее и т.д.) повлечет за собой идентичное изменение давлений до этой точки и оставит неизменными давления после нее.

1.4 Градиент давления и геостатическое давление

Градиентом давления называется величина соответствующая давлению в данной точке пласта и отнесенная к глубине этой точки по вертикали от земной поверхности. Измеряется градиент в единицах СИ - МПа/м и единицах имперской системы psi/ft.

Геостатическое давление на данной глубине представляет собой давление, оказываемое горными породами, которое зависит от плотности горных пород и способности скелета горных пород передавать вес вышележащих пород нижележащим.

В нормальных условиях давление в насыщенных коллекторах не зависит от геостатического давления.

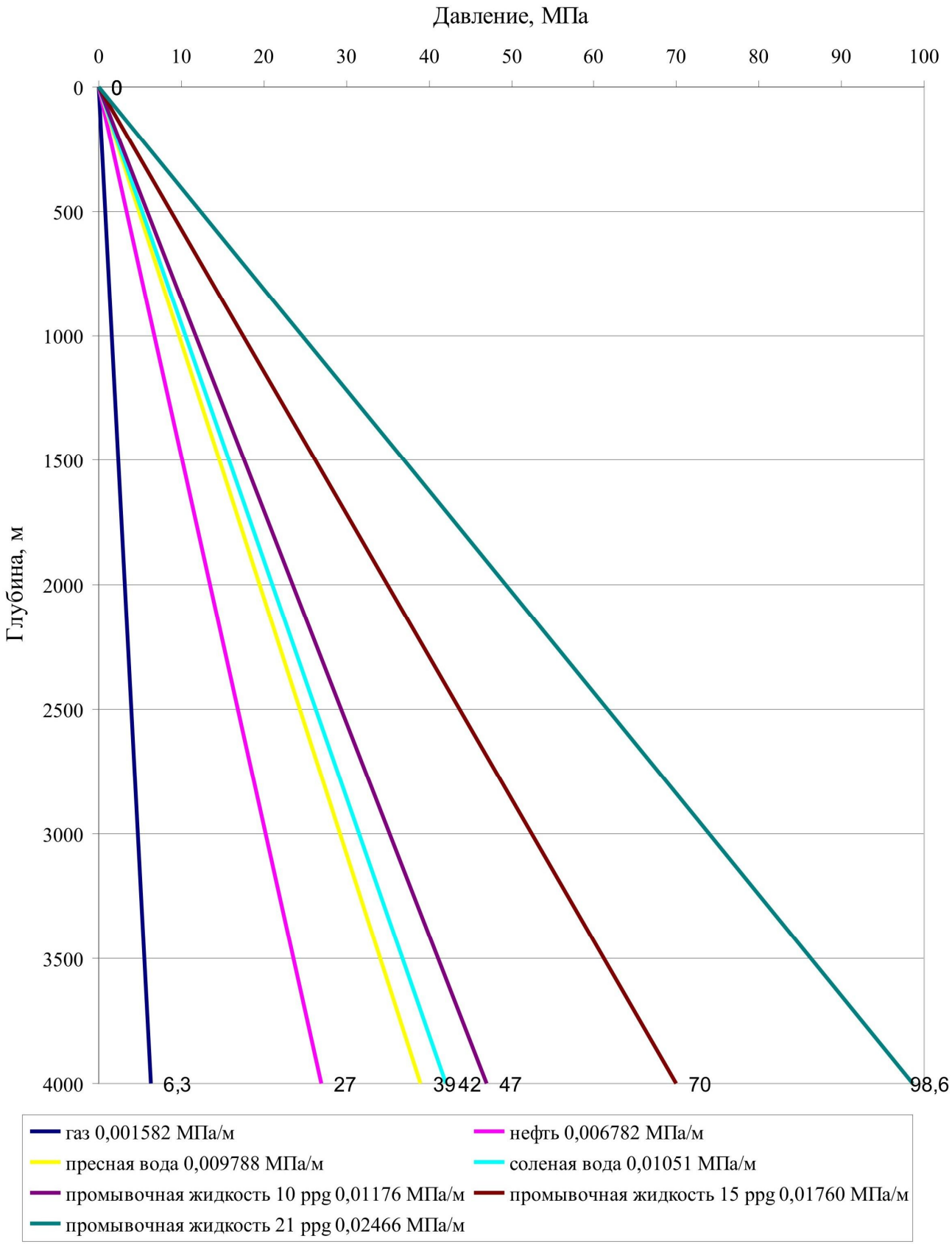


Рисунок 1- Значения давлений и градиентов различных флюидов

Приведенные на рисунке 1 графически изображенные линии градиентов давлений различных флюидов отражают смысл градиента давления и связь давления столба флюида с каждой точкой на вертикальной проекции скважины.

1.5 Нормальное и аномальные давления в насыщенных коллекторах

Давление в порах называется нормальным, если единственной причиной его является гидростатическое давление флюидов, пропитывающих недра и, через каналы (поры), сообщающиеся с атмосферой независимо от морфологии пор и перемещений флюида. Режим нормального давления предполагает существование системы, гидравлически открытой для атмосферы.

Различные вариации в величинах пластовых давлений в основном зависят от соотношений между положением пьезометрической поверхности, глубиной залегания пласта и превышением устья скважины над уровнем моря.

В случае отсутствия гидравлически открытой для атмосферы системы, формуются аномальные давления причиной возникновения которых принято считать образование непроницаемого барьера препятствующего связи флюида с атмосферой и явления или явлений вызывающих рост (снижение) давления в насыщенном коллекторе.

В основном все причины формирования коллекторов с аномальными давлениями носят либо геологический, либо физико-химический характер, однако в последнее время появляются причины техногенные, связанные с особенностями разработки различных месторождений.

ЧАСТЬ II

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ ЗА ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯМИ

2.1 Методы определения зон с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД)

Очень важно предсказать местоположение аномально высокого давления, чтобы принять меры, обеспечивающие нормальный процесс бурения во избежание газонефтеводопроявления. На рисунке 2 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.

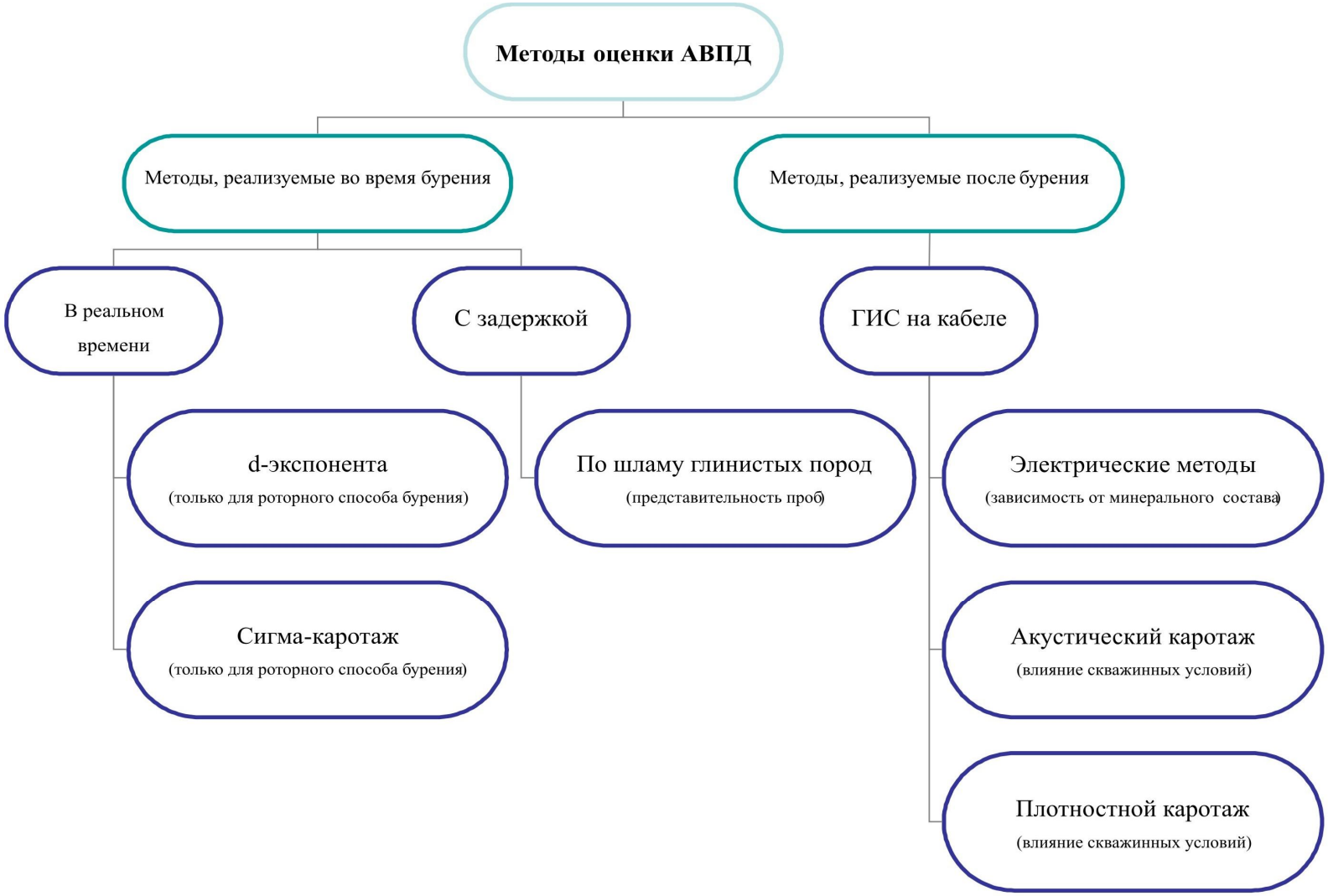


Рисунок 2 – Основные методы оценки зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД)

На рисунке 3 показан пример выявления зон с аномально высоким давлением по данным измерения плотности глин и их проводимости.

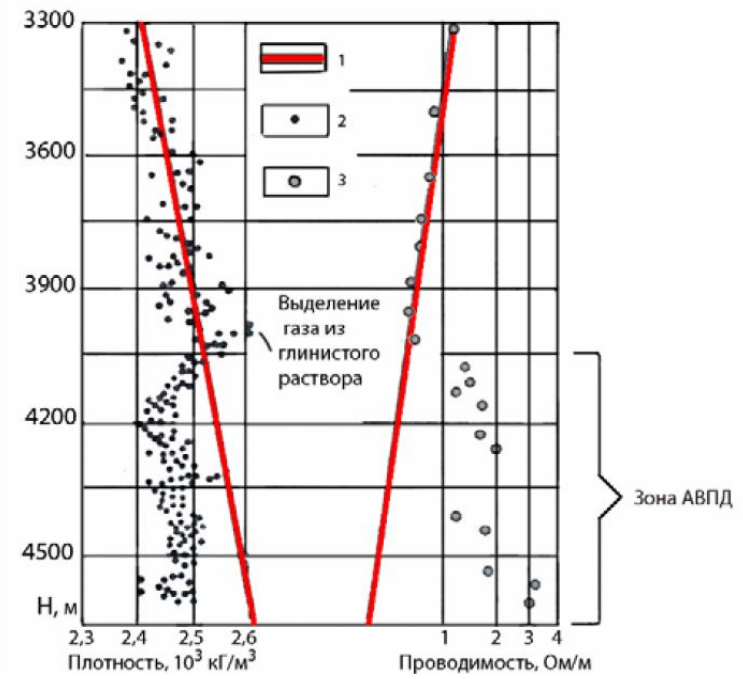


Рисунок 3 – Пример сопоставления проводимости и плотности чистых глин в зоне аномально высоких давлений:

1 – нормальные кривые уплотнения и проводимости;

2 – плотность чистых глин, определенная по образцам и шламу;

3 – проводимость чистых глин, отсчитанная по кривой индукционного каротажа

Как видно, с глубины 4050 м наблюдается отклонение значений плотности и проводимости глин от линий нормального уплотнения. Четкая корреляция данных о плотности и проводимости глин подтверждает их достоверность.

Для определения плотности глин используются образцы глин, полученные из керна и шлама].

Однако образцы глин, извлеченные из шлама, под влиянием бурового раствора могут изменять свои свойства и не всегда соответствовать их состоянию в пласте. Поэтому относительно правильные результаты можно получить по шламу, остававшемуся в буровом растворе минимальное время.

Точки, нанесенные на графике, оценивающие плотность и проводимость глин, определенные соответственно по керну, шламу и кривой проводимости (сопротивлению), относятся к чистым глинам.

Отклонения в сторону повышенных значений плотности и пониженных значений проводимости могут быть вызваны присутствием в глинах известкового или песчаного материала, близким расположением глин к песчаным пластам (ближе 3 м). Последние являются более благоприятными условиями вытеснения поровой воды из глин и близко расположенный песчаный пласт. Поэтому исследование плотности глин в разрезе, где имеет место переслаивание глинистого и песчаного материала, приводит к дифференцированному распределению точек.

На основании данных о верхней границе зоны аномально высоких давлений в скважинах можно построить карту распространения верхней границы аномально высоких давлений. Полученные сведения необходимы для выбора и основания рациональной технологии бурения, обоснования глубин спуска обсадных колонн определения параметров промывочной жидкости при вскрытии пластов.

С помощью данных электрометрии скважин (методов бокового электрического зондирования, сопротивления экранированного заземления, (индукционного метода) определяется удельное электрическое сопротивление (электропроводность) глинистых пластов, для чего используется соответствующий диаграммный материал. Затем по полученным значениям удельных электрических сопротивлений (электропроводимости) в полулогарифмическом масштабе строятся

зависимости изменения соответствующих параметров от глубины залегания изучаемых пластов и проводится линия нормально уплотненных глин. На этих графиках отклонениями от линии нормально уплотненных глин отмечается зона с АВПД.

2.2 Средства контроля за газонефтеводопроявлениями

Говоря о средствах контроля за газонефтеводопроявлениями (ГНВП) правильнее было начать с признаков ГНВП, однако, сам по себе признак проявления пластового флюида является следствием возникновения движущих сил (как правило, обусловленных разностью давлений между насыщенным коллектором и технологической жидкостью), то средства контролирующие этот процесс мы упомянем ранее.

Термин газонефтеводопроявление означает поступление флюида (газа нефти или воды) из насыщенного коллектора не предусмотренное планом работ.

В практике бурения, для контроля за процессами в скважине при различных видах работ (бурение, спускоподъемные операции, геофизические исследования и т.д.), применяются различные технические средства позволяющие выявить признаки поступления пластового флюида в скважину на ранней стадии развития ГНВП. К ним относятся:

- датчик расхода промывочной жидкости на выкиде бурового насоса;
- датчик расхода промывочной жидкости на выходе из скважины;
- датчики уровня бурового раствора в рабочих, приемных и доливных емкостях;
- датчики плотности бурового раствора на входе и выходе из скважины.

Датчик расхода промывочной жидкости на выкиде бурового насоса (рисунок 4) представляет собой накладной сенсор расходомера, установленный на трубе, излучающий сигнал, направленный через её стенку

трубы в поток жидкости. Частота сигнала, отражённого присутствующими в потоке жидкости твёрдыми частицами или газовыми пузырьками, отличается от исходной (эффект Доплера). Контроллер расходомера измеряет сдвиг частоты и определяет значение скорости жидкости, которое используется для расчёта расхода.

Рисунок 4 - Датчик расхода промывочной жидкости на выкиде бурового насоса

Рисунок 5 - Датчик расхода промывочной жидкости на выходе из скважины

Датчик расхода промывочной жидкости (рисунок 5) на выходе из скважины используется для измерения величины расхода бурового раствора в открытом или в закрытом желобе. Состоит из магниторезистивного преобразователя угловых перемещений и усилителя-преобразователя. Принцип работы датчика заключается в получении с первичного магниторезистивного преобразователя электрического сигнала, пропорционального углу отклонения рабочей лопатки.

Датчик уровня бурового раствора (рисунок 6) состоит из штанги и кольцевого магнита, размещенного в верхней части поплавка. Внутри штанги расположены линейный герконовый преобразователь перемещений и

нормирующий модуль. Линейный герконовый преобразователь состоит из последовательно подключенных друг к другу плат, смонтированных в канале прямоугольного сечения из поливенилхлорида. На нижнем конце штанги датчика установлен ограничитель перемещения поплавка.

Принцип действия датчика основан на замыкании герконов преобразователя под действием перемещающегося магнита поплавка. Специальное расположение герконов и выбранный тип магнита позволяют добиться высокой точности измерений.

Рисунок 6 – Датчик уровня бурового раствора

Рисунок 7 – Датчик плотности бурового раствора

Датчик плотности бурового раствора (рисунок 7) предназначен для определения плотности бурового раствора в нагнетательной линии и на выходе из скважины.

Бесконтактный датчик плотности бурового раствора обеспечивает контроль изменения плотности потока гамма-излучения от радионуклидного источника, вызванного изменением плотности бурового раствора. Поток гамма-излучения регистрируется блоком детектирования, в котором этот

поток преобразуется в последовательность импульсов с частотой пропорциональной плотности потока излучения. Определение плотности бурового раствора осуществляется по калибровочной зависимости, учитывающей ослабление потока гамма-излучения через стенку манифольда (желоба).

Вместе с приведенными выше устройствами, позволяющими фиксировать необходимые для контроля первичных (явных) признаков ГНВП современная буровая установка оснащается датчиками: крутящего момента, температуры промывочной жидкости, количества ходов плунжера насоса, давления промывочной жидкости в нагнетательной линии и многими другими. Совокупность полученных и обработанных данных, отображаемая на пульте бурильщика позволяет контролировать многочисленные процессы, в том числе такие ответственные, как контроль за ГНВП и контроль процесса глушения скважины.

ЧАСТЬ III

БАРЬЕРЫ, ПРИЗНАКИ И ПРИЧИНЫ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

3.1 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.

3.1.1 Первичный барьер

Первичным барьером принято считать давление столба промывочной (или любой другой технологической) жидкости, обеспечивающей контроль над давлением во вскрываемых, а так же вскрытых напорных коллекторах и

препятствующей возникновению сил, способствующих проникновению пластового флюида в скважину.

3.1.2 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 так же обратные клапаны.

3.1.3 Последующие барьеры

Последующими называют все возможные действия, направленные на возобновление контроля над скважиной при потере первого и второго барьеров а так же 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.

3.2 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 свидельствует 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 проявляющий 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.

3.3 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 1.5.

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 отсутствии гидродинамических потерь, а так же 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.

ЧАСТЬ IV

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 так же 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 так же 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.

4.1 Фланцевые и хомутовые соединения

В классификации API (Американского нефтяного института) фланцы (рисунок 8) различаются по внутреннему диаметру и рабочему давлению. Существует два класса фланцев, это класс 6B и класс 6BX. Эти два типа фланцев различаются, в основном, системой герметизации металл-металл, в

которой используется стальное тороидальное уплотнение, зажимаемое между двумя фланцами.

Фланцы 6В (рисунок 9) используются в соединениях для рабочих давлений 14, 20 и 35 МПа (2000, 3000 и 5000 *psi*) до размера 11 дюймов включительно.

Рисунок 8 – Внешний вид фланца

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.

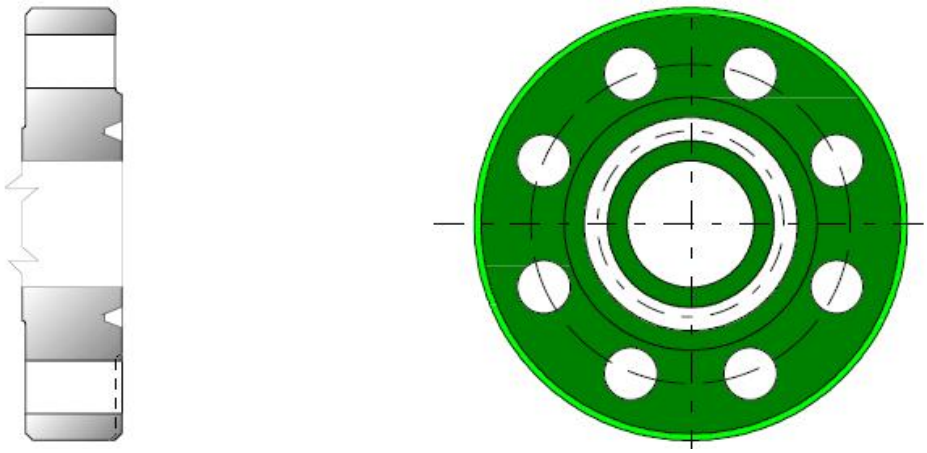


Рисунок 9 – Фланец типа 6В

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 10).

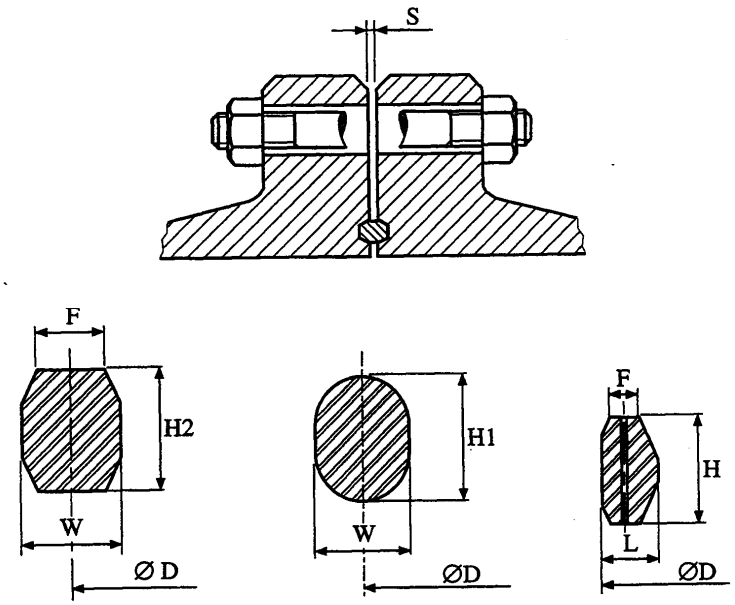


Рисунок 10 - Тороидальные уплотнения API типа R и RX

Фланцы 6BX (рисунок 11) используются в соединениях для рабочих давлений 35МПа (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.

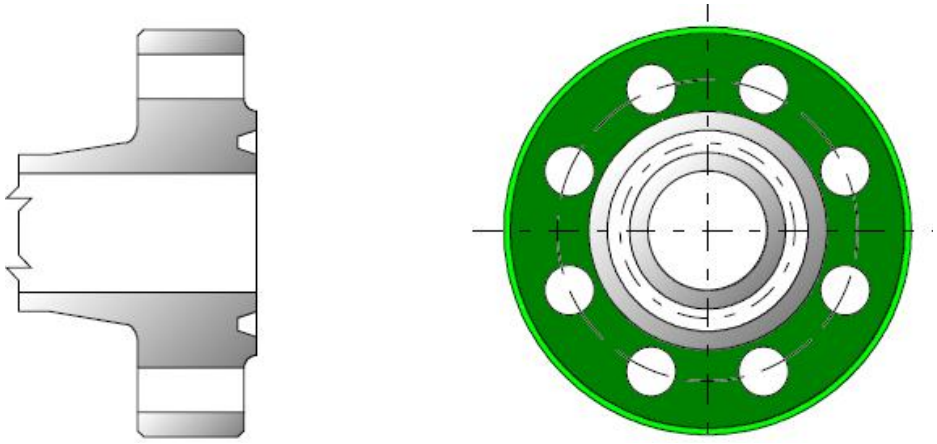


Рисунок 10 – Фланец типа 6BX

В соединениях фланцев 6BX используются только уплотнения типа BX (рисунок 12) 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.

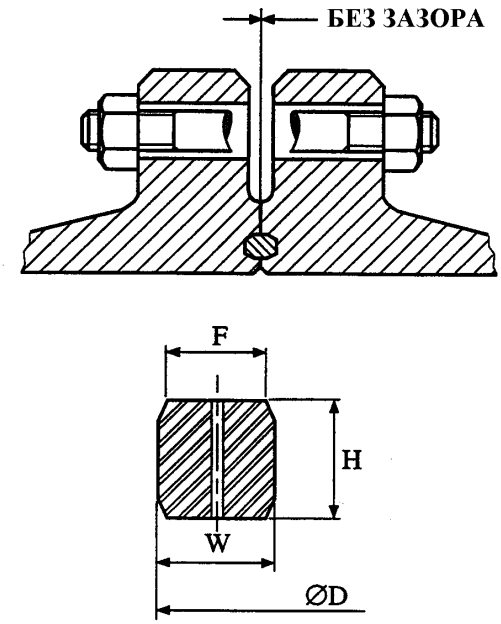


Рисунок 12 - Тороидальные уплотнения API типа BX

Отклонения в размерах уплотнений не должны превышать следующих значений:

F – 0,2 мм; W – 0,2 мм; H1, H2 – 0,5 мм; 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 тороидальные 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.

4.2 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 состоянем затрубного пространства.

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

Рисунок 13 – 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.

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.

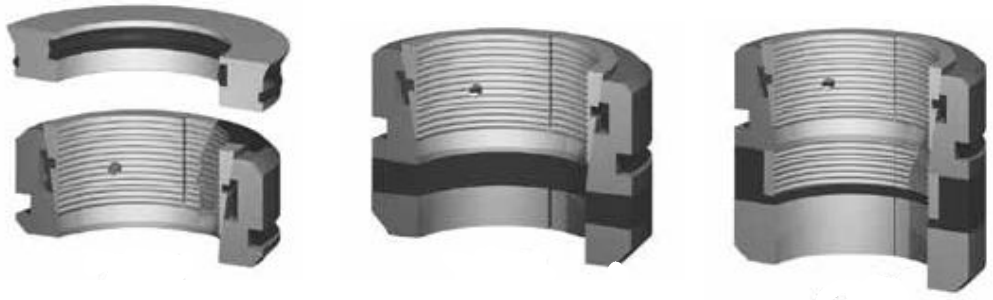


Рисунок 14 – Колонные подвески различных конструкций

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.

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.

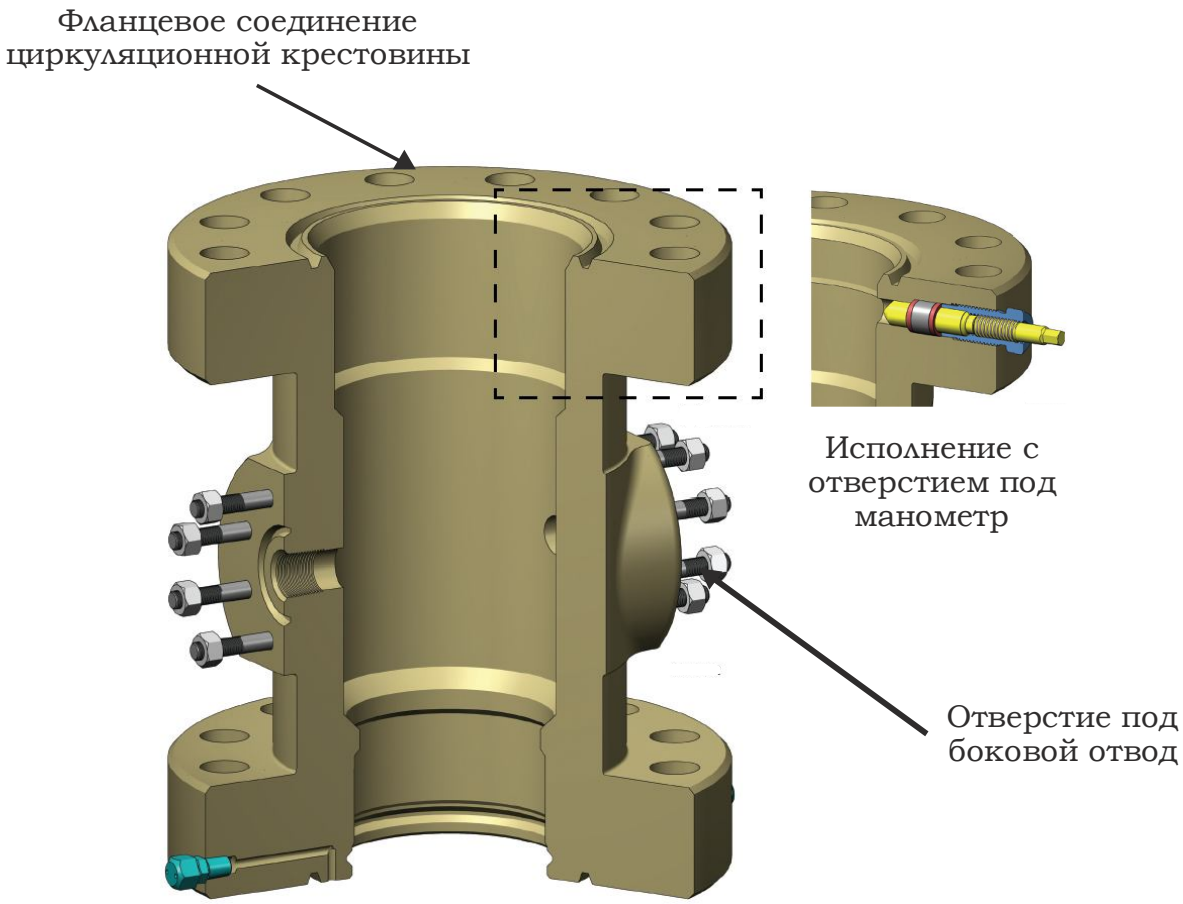


Рисунок 15 – Циркуляционная крестовина

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.

4.3 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_D (Double ram)	Сдвоенный плашечный превентор
	R_T (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:

15K - 13 5/8 – RSR$_D$AG – 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 пращающийся превентор (рисунок 16).

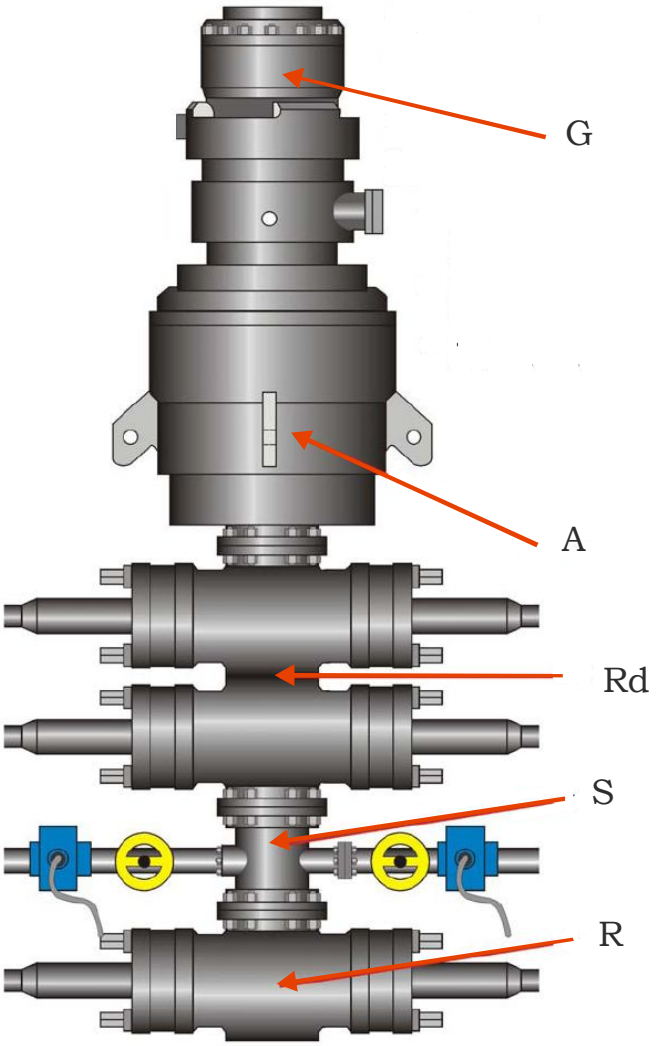


Рисунок 16 – Сборка противовыбросового оборудования типа **RSR$_d$AG**

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

Пример обозначения схемы обвязки:

ОП9с-280/80×70 - Оборудование противовыбросовое по схеме 9 на рабочее давление 70 МПа с условным диаметром проходного сечения превенторного блока 280 мм, превентором со срезающими плашками (буква **с**) и манифольдом с условным диаметром проходного сечения 80 мм.

Корозионное исполнение противовыбросового оборудования:

1. **К1** – С объемным содержанием CO_2 до 6%;
2. **К2** – С объемным содержанием CO_2 и H_2S до 6% каждого;
3. **К3** - С объемным содержанием CO_2 и H_2S до 25% каждого.

Примеры обозначения превенторов:

ППГ-350×35К2 - Превентор плашечный с гидроприводом с условным диаметром проходного сечения 350 мм, на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2.

ПУ-1-230×35 - Превентор универсальный с гидроприводом с условным диаметром проходного сечения 230 мм, на рабочее давление 35 МПа.

4.3.1 Плашечные превентры

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 17):

1. Корпуса;
2. Блока крышки с устройством захвата и уплотнениями;
3. Блока плашки.

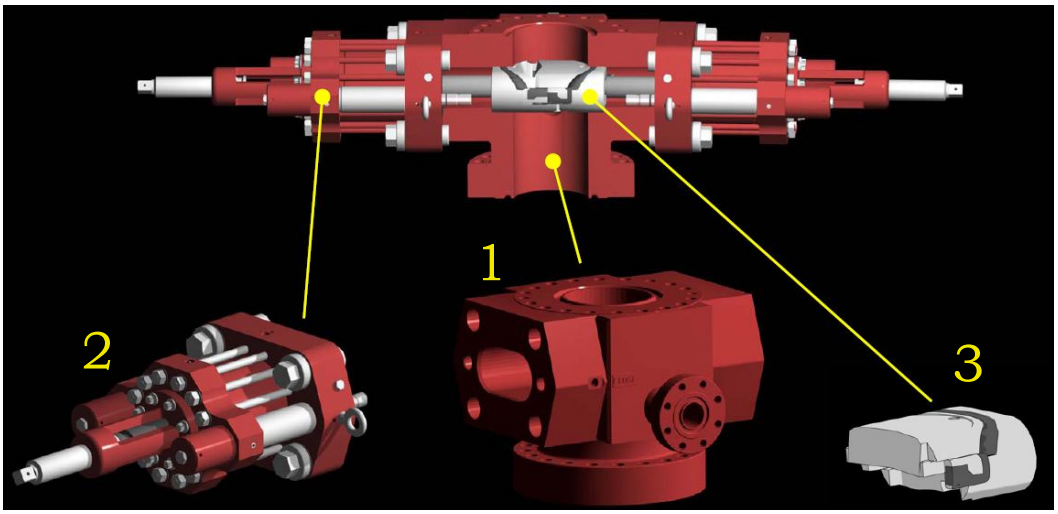


Рисунок 17 – Основные элементы плашечного превентора

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

В качестве примера устройства плашечного превентра рассмотрим конструкцию одного из самых распространенных и часто описываемых превентра – модель «U» фирмы Cameron (рисунок 18).

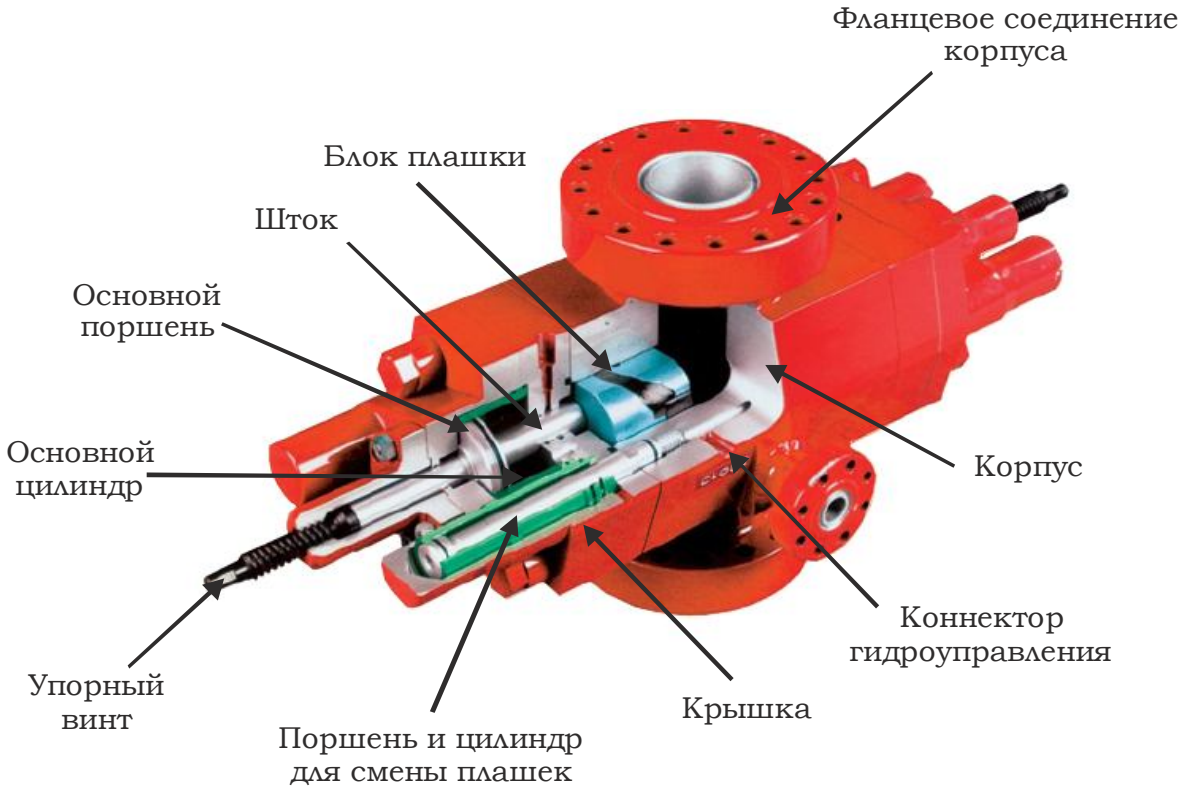


Рисунок 18 – Основные элементы превентра «U» фирмы Cameron

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 19).

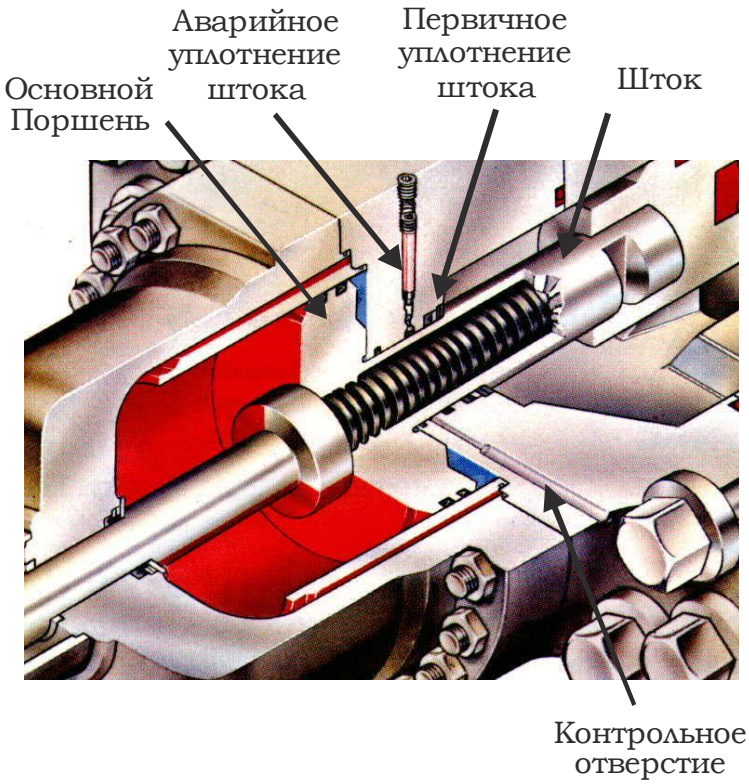


Рисунок 19 – Узел аварийной герметизации штока

Удачная конструкция и надежность превентора типа «U» послужила основой для создания фирмой Cameron (в дальнейшем компания стала называться Cooper Cameron) превентора «U II» (рисунок 20). Превентор «U II» является сдвоенным и имеет полное гидравлическое управление с клиновой фиксацией плашек (отдельно гидроуправляемый механизм

фиксации плашек). Благодаря уменьшенному на 30 % ходу поршня удалось уменьшить его габаритные размеры и вес. Специально изготовленные уплотнения плашек и штока позволяют использовать превентор до температуры 120 ºС и в среде H_2S.

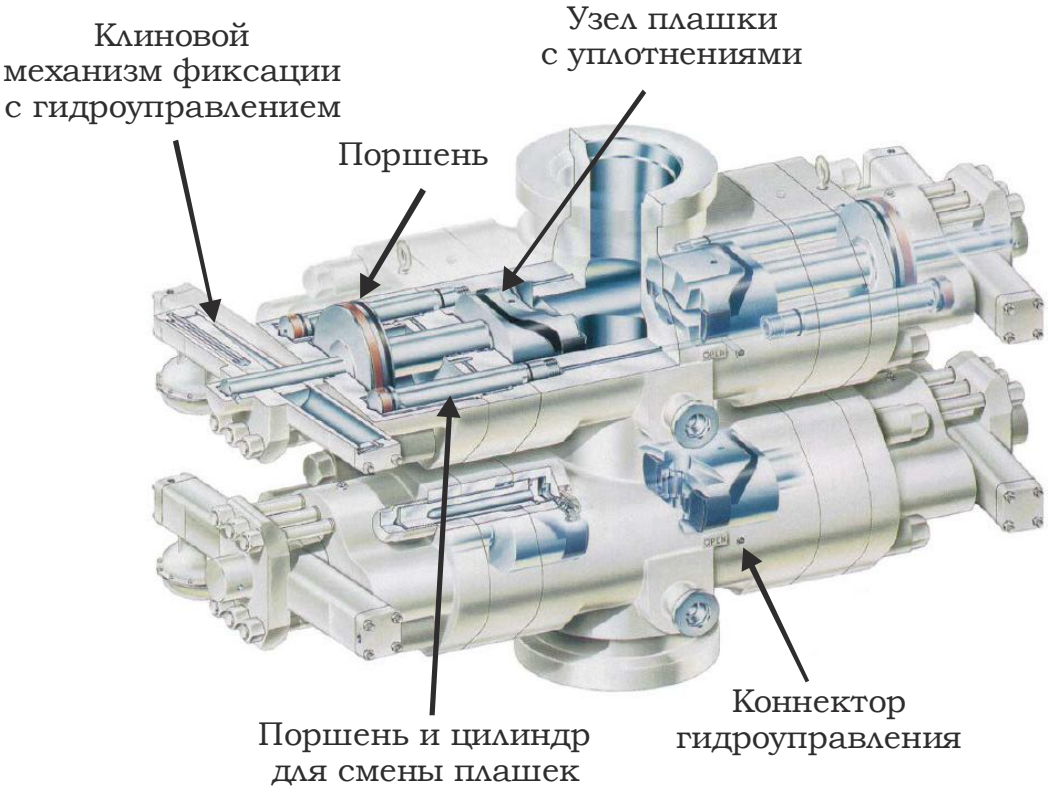


Рисунок 20 - Основные элементы превентра «U II» фирмы Cameron

Между тем, существуют и другие производители плашечных превенторов. Кроме Cooper Cameron (основатель фирмы Harry S Cameron и James S Abercrombie изготовили свой первый превентор в 1922 году) необходимо отметить превенторы фирм Hydril и Shaffer.

На рисунке 21 изображен плашечный превентор фирмы Hydril.

Превентор имеет гидравлический привод и механизм фиксации плашек, открывающуюся поворотную крышку с уплотнениями и контрольное отверстие для контроля состояния первичного уплотнения штока.

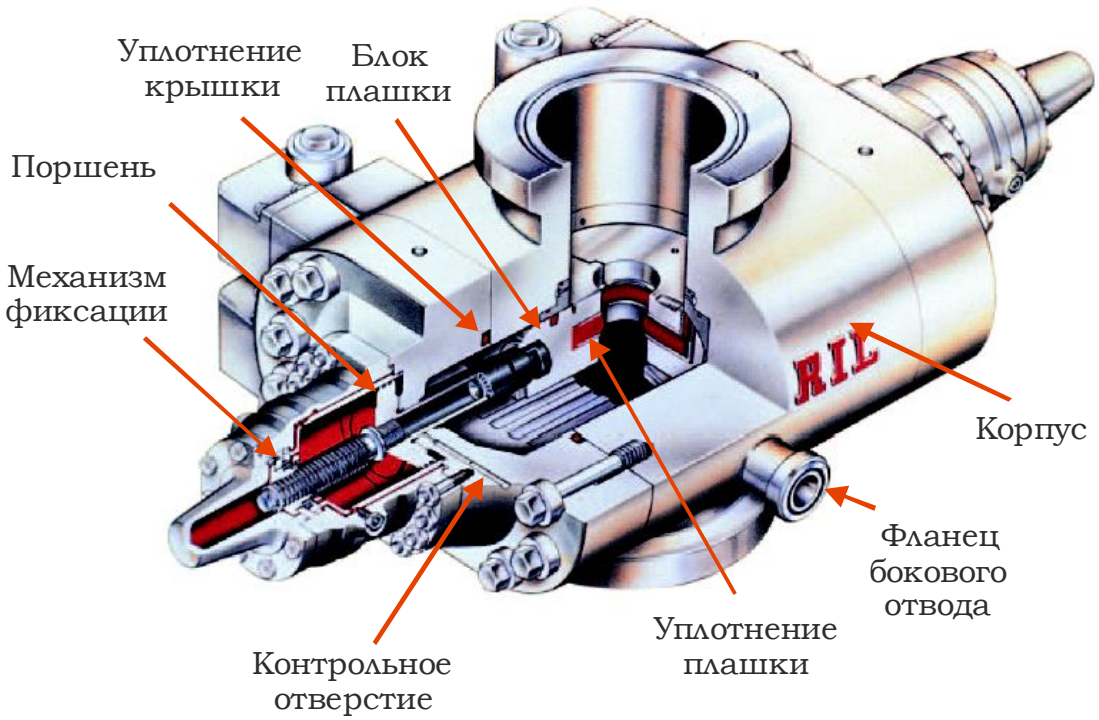


Рисунок 21 – Основные элементы плашечного превентора фирмы Hydril

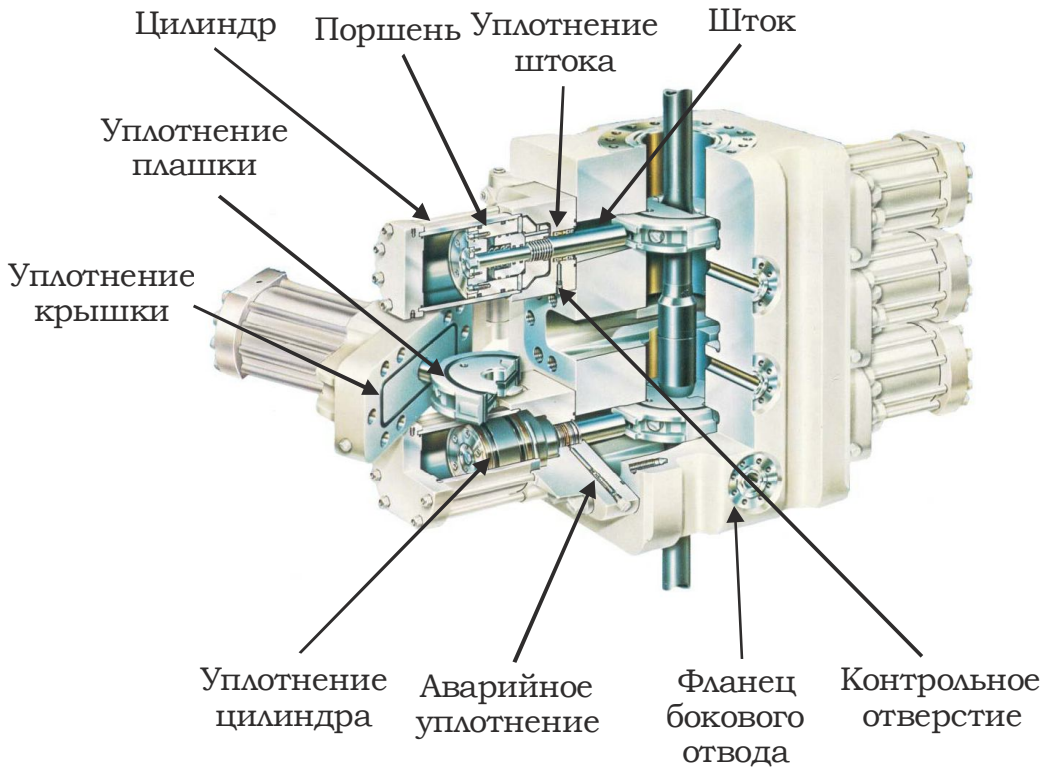


Рисунок 22 – Основные элементы плашечного превентора фирмы Shaffer

Механизм фиксации плашек, превентра фирмы Shaffer, изображенного на рисунке 22, расположен в корпусе поршня.

Наличие боковых фланцев, для присоединения линий глушения и дросселирования позволяет использовать превенторы без циркуляционной крестовины.

Механизм фиксации плашек представляет собой закрепленные на передней части цилиндра зажимающие пластины, которые фиксируют шток, зажимая резьбовую поверхность упорного винта (рисунок 23).

В различных моделях плашечных превенторов можно встретить множество различных механизмов фиксации плашек, однако важно то, что такой механизм гарантированно фиксирует плашки и не позволяет им передвигаться от давления в скважине. Согласно требованиям руководящих инструкций, механизм фиксации плашек должен быть на всех моделях плашечных превенторов.

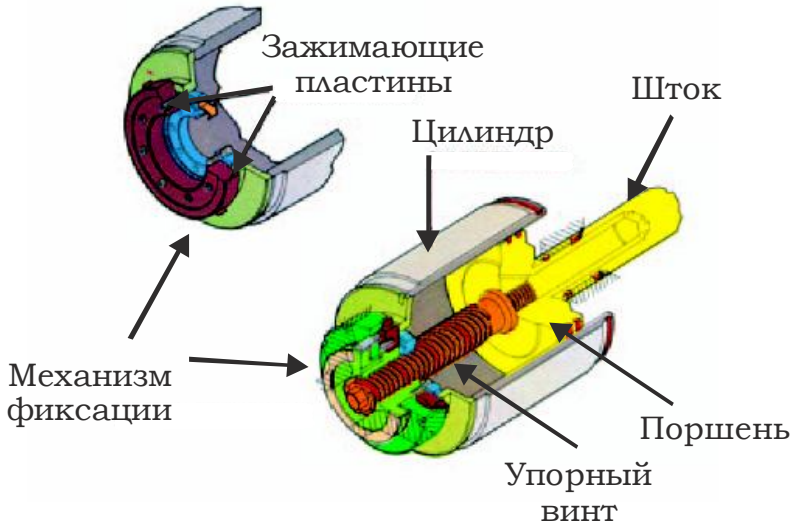


Рисунок 23 – Механизм фиксации плашек

Основным герметизирующим элементом в плашечных превенторах является плашка. 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.

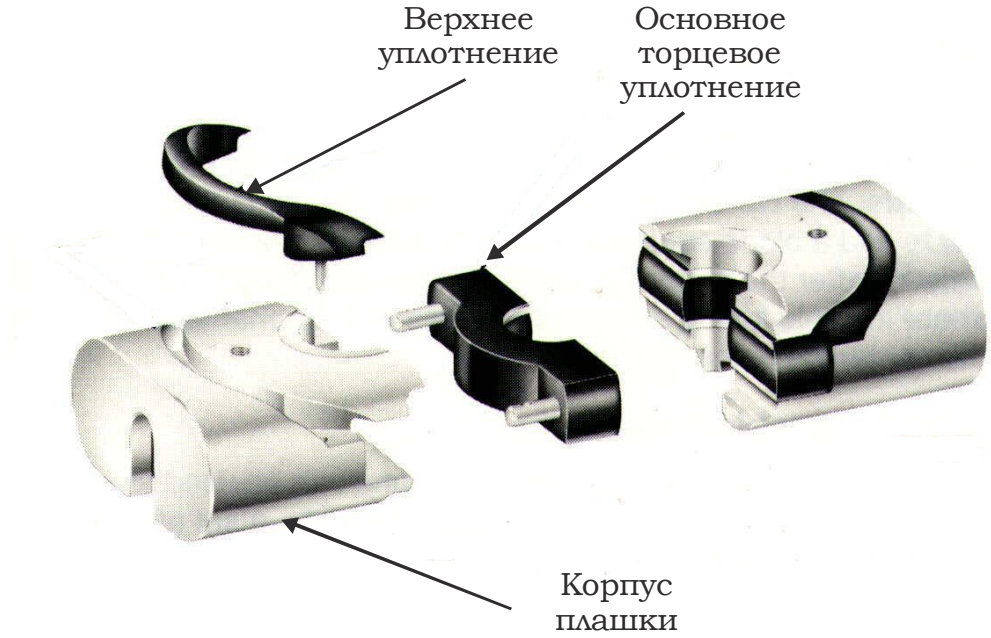


Рисунок 24 – Элементы трубных плашек для превенторов «U» и «U II» фирмы Cameron

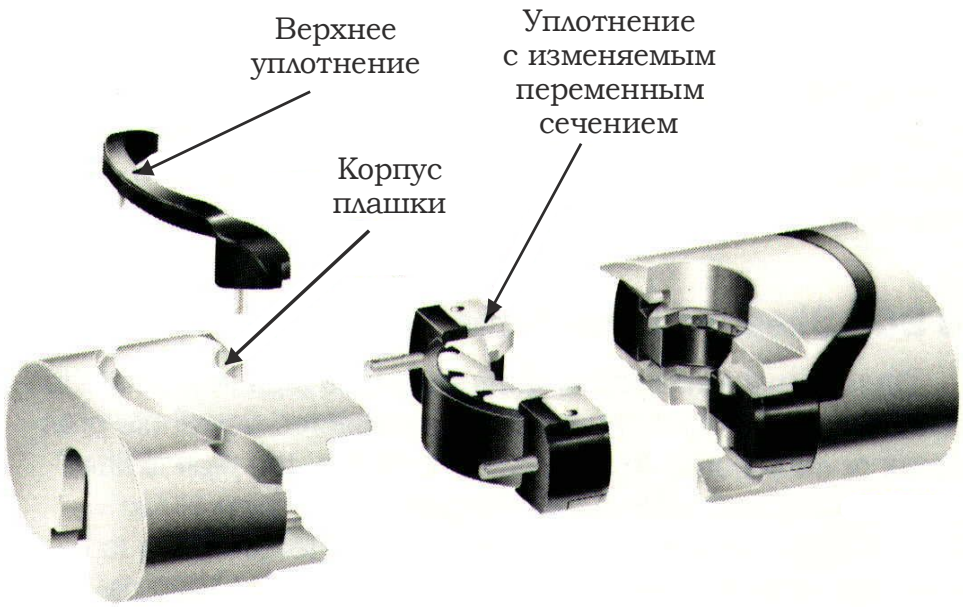


Рисунок 25 – Элементы плашек с изменяемым переменным сечением для превенторов «U» и «U II» фирмы Cameron

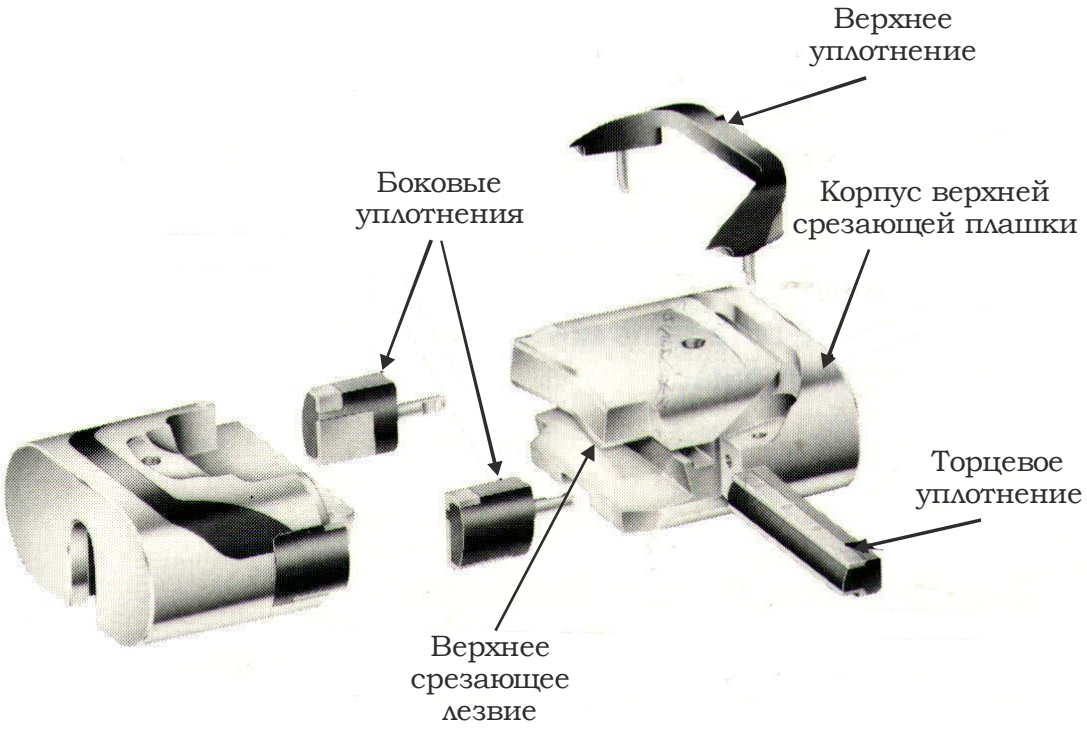


Рисунок 26 – Элементы срезающих плашек для превенторов «U» и «U II» фирмы Cameron

Рисунок 27 – Внешний вид верхней и нижней срезающих плашек

Рисунок 28 – Внешний вид трубной плашки для превенторов фирмы Shaffer

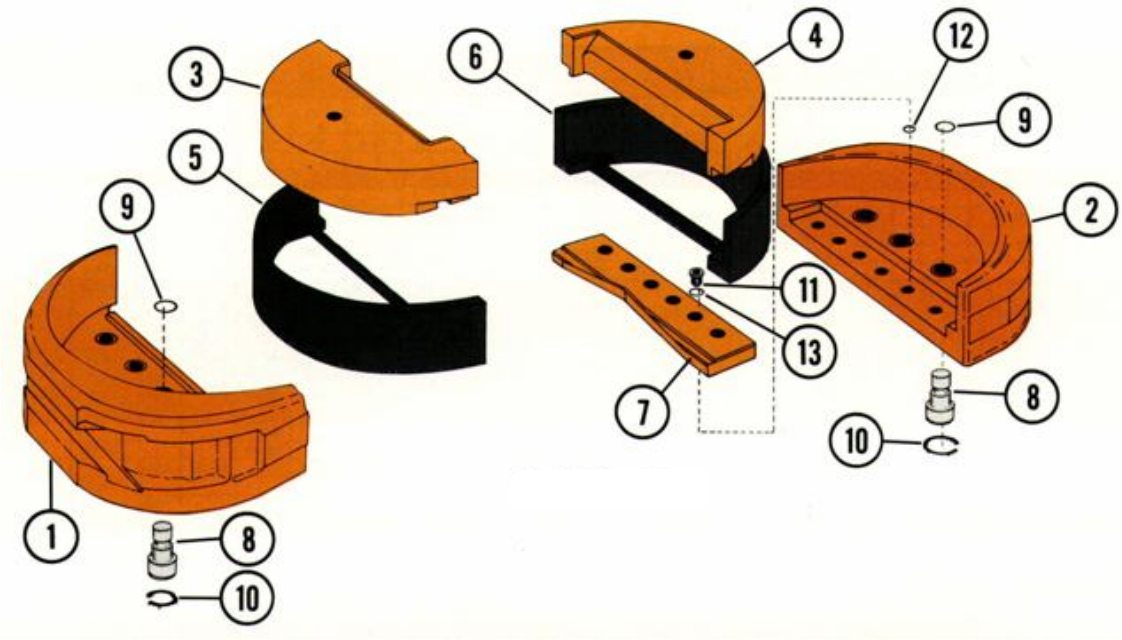


Рисунок 29 – Основные элементы срезающих плашек для превенторов фирмы Shaffer: *1 - Верхний держатель, 2 - Нижний держатель, 3 - Верхний вкладыш плашки, 4 - Нижний вкладыш плашки, 5 - Верхнее уплотнение, 6 - Нижнее уплотнение, 7 - Нижнее срезающее лезвие, 8 – Фиксатор, 9 - Кольцевое уплотнение, 10 – Фиксатор, 11 – Винт, 12 - Кольцевое уплотнение, 13 - Шайба*

Рисунок 30 – Внешний вид срезающих плашек для превенторов фирмы Shaffer

Рисунок 31 – Внешний вид срезающих плашек для обсадных труб фирмы Shaffer

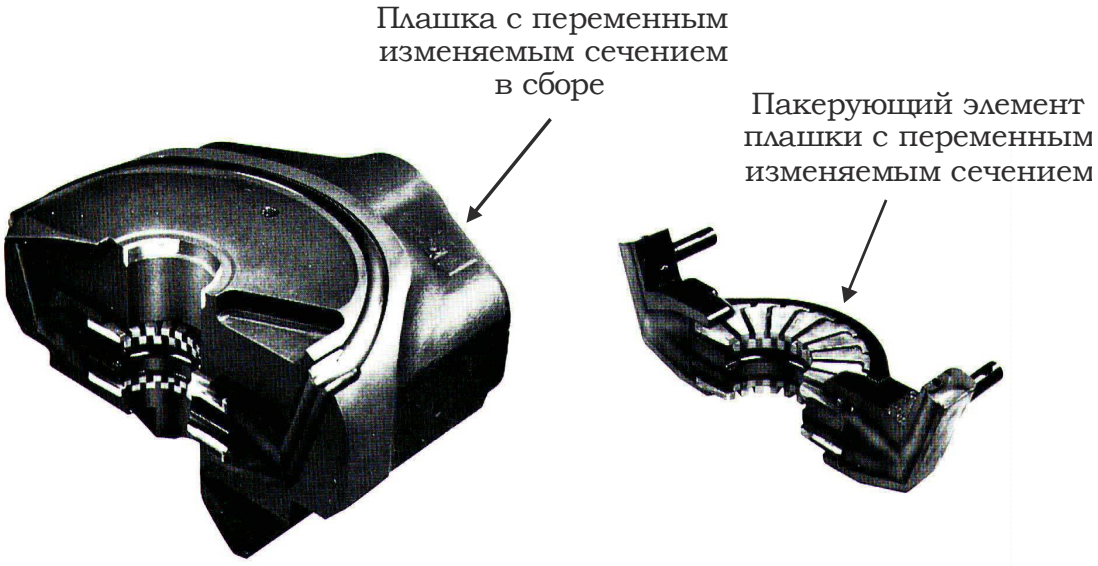


Рисунок 32 – Внешний вид плашки с изменяемым переменным сечением фирмы Hydril

На рисунках 24 – 32 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.

Производители плашечных превенторов, кроме того, дают информацию о соотношении закрытия и открытия противовыбросового превентора.

- Это давление в камере превентора необходимое для открытия или закрытия плашек с учетом давления в скважине

Например: Для того, что бы закрыть плашки при давлении в скважине 35 МПа и соотношении закрытия превентора 7:1 необходимо подать давление в камеру закрытия 5 МПа.

К плашечным 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.

Рекомендуемое максимальное время закрытия – 30 секунд или менее.

4.3.2 Кольцевые превентры

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.

На рисунках 33 – 35 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.

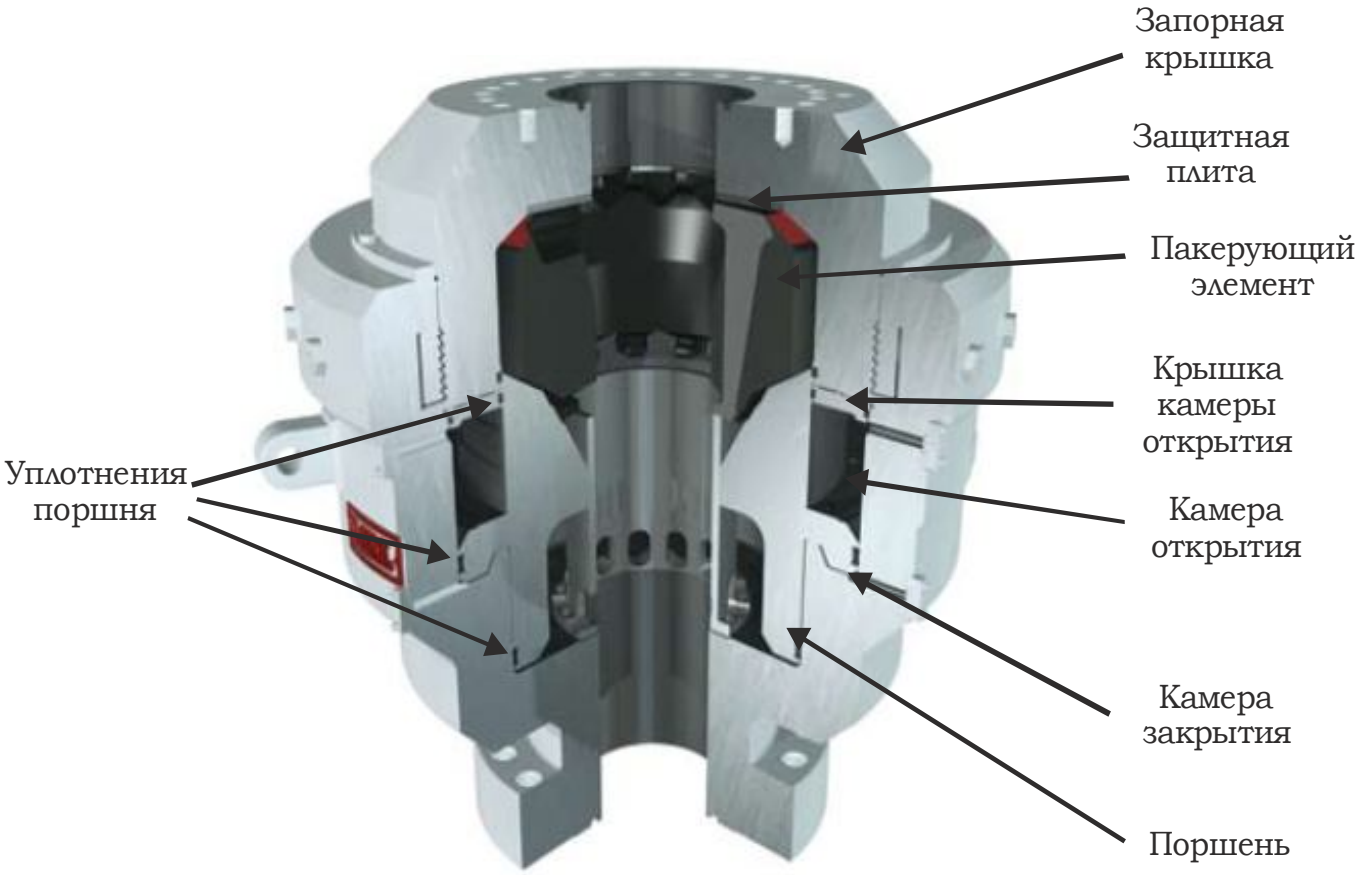


Рисунок 33 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydril модель GX на давление до 103,5 МПа (15000 psi)

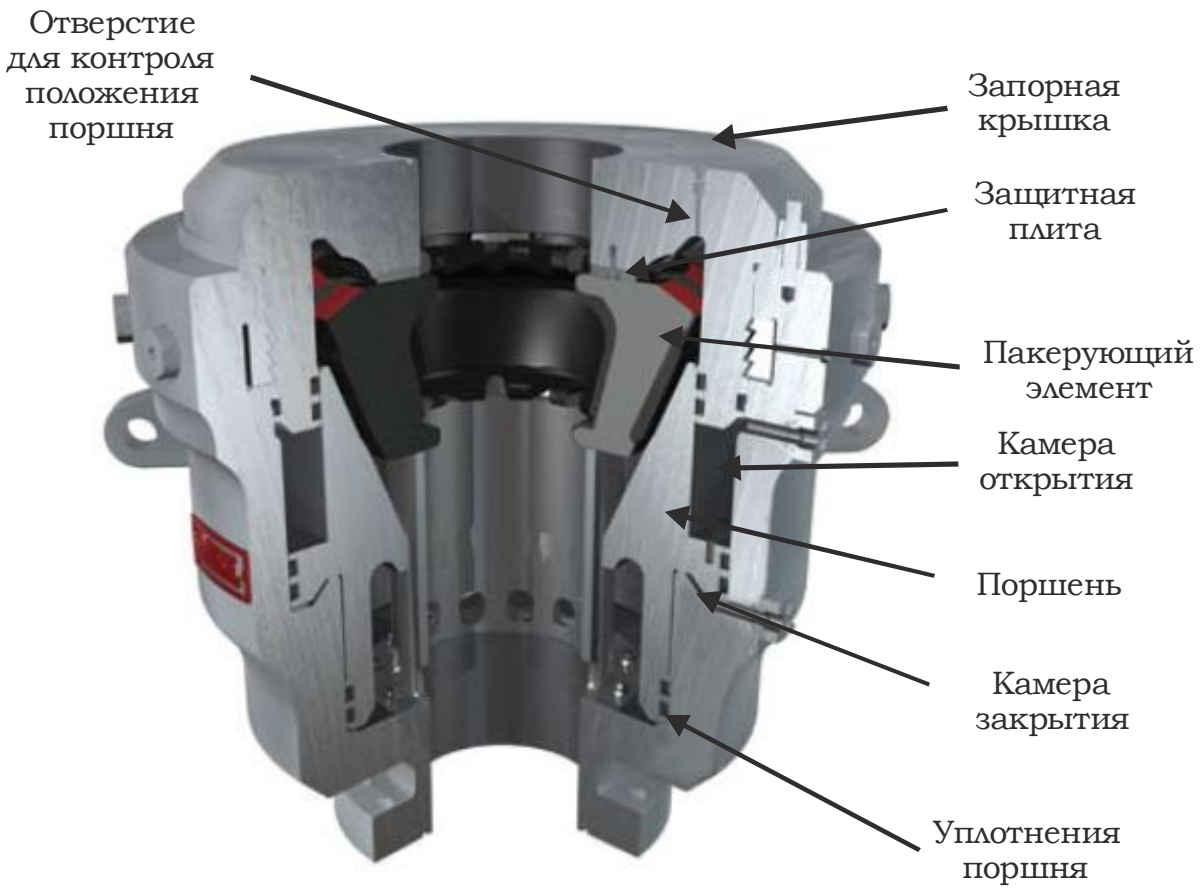


Рисунок 34 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydril модель GK на давление до 138 МПа (20000 psi)

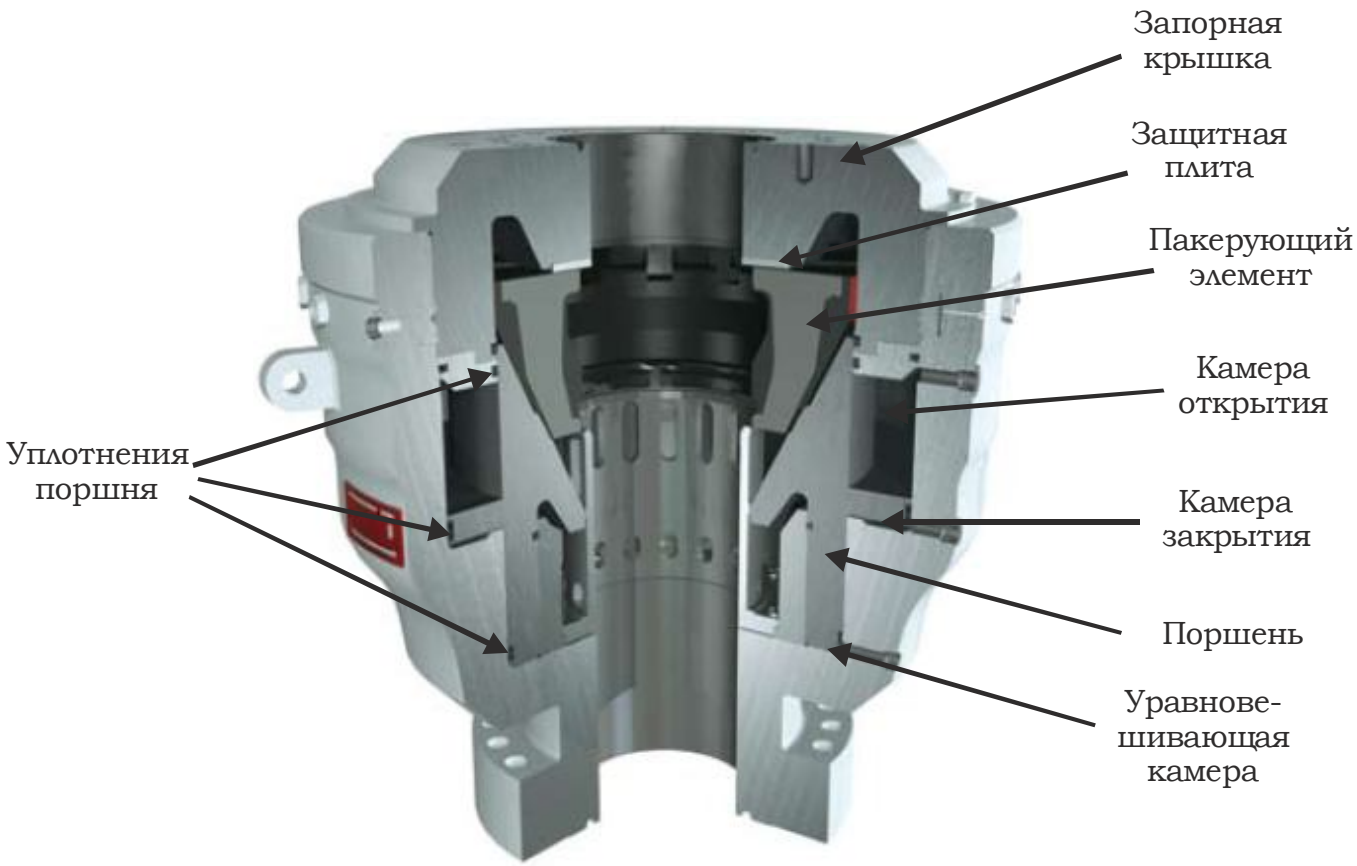


Рисунок 35 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydril модель GL на давление до 35 МПа (5000 psi)

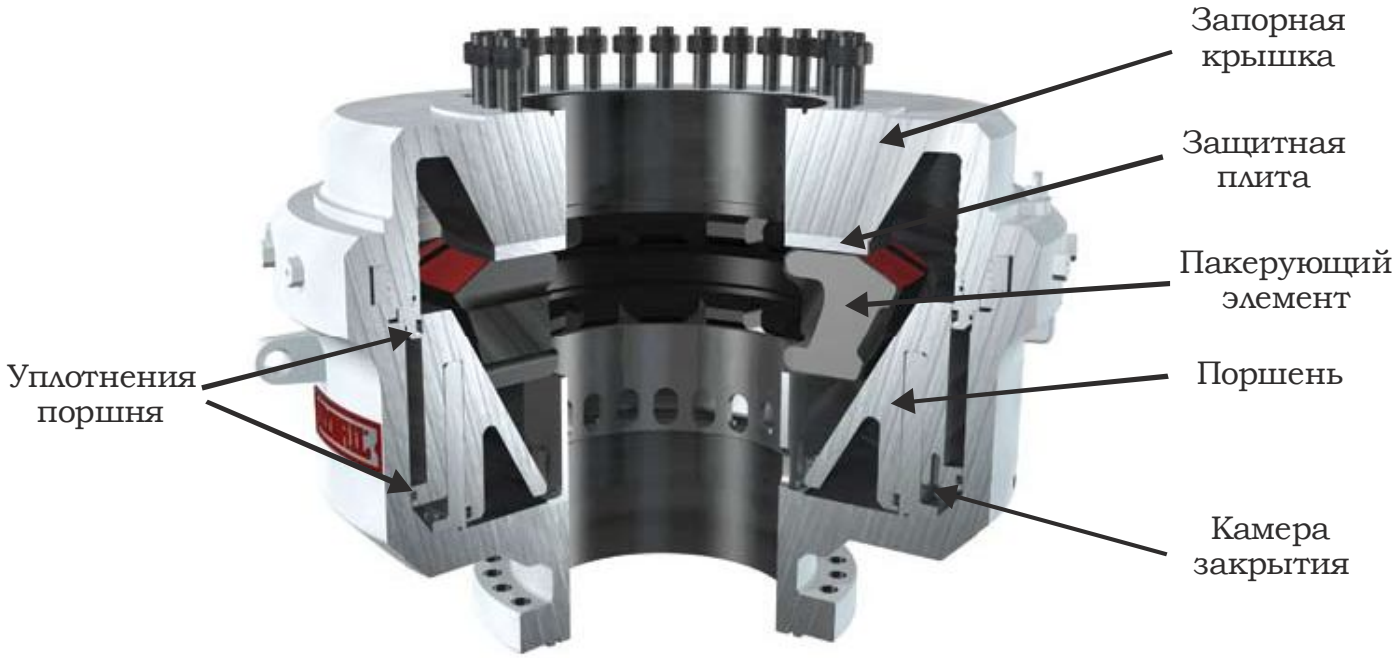


Рисунок 36 – Основные элементы кольцевого привентора фирмы Hydril модель MSP на давление до 13,8 МПа (2000 psi)

Превентор Hydril GL имеет дополнительную уравновешивающую камеру, которая предназначена для уравновешивания 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 стравливания давления в камере закрытия.

Кроме того, для каждой модели превенторов фирмы Hydril производиться свой тип пакерующего элемента (рисунок 37).

Рисунок 37 – Основные виды пакерующих элементов фирмы Hydril

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

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

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

Материалы из которых изготавливаются пакерующие элементы позволяют использовать их в условиях отрицательных и положительных температур, а так же 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 ºС до + 130 ºС.

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 ºС до 87 ºС.

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 ºС до + 76 ºС, 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 38), его пакерующий элемент (рисунок 39) выполнен из эластичного материала и металлических клиньев образующих при закрытии превентра полусферу.

Модель Spherical выпускается с несколькими вариантами крепления запорных крышек. На рисунке 38 представлена модель с запорной крышкой закрепленной с помощью клиньев, но существуют варианты с креплением запорной крышки по средствам шпилек и гаек.

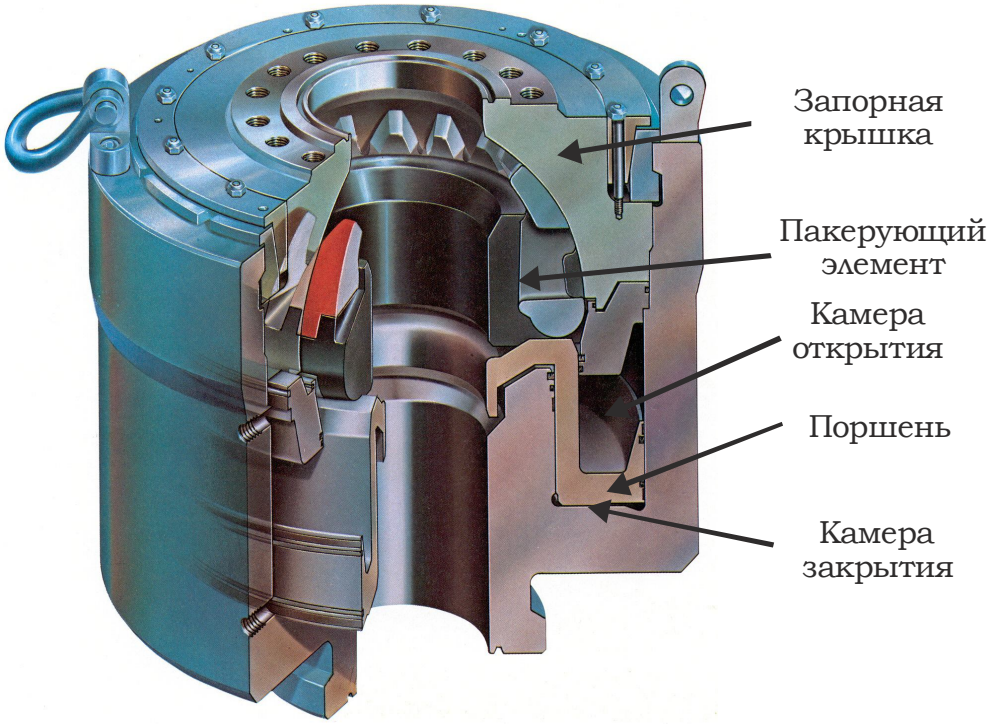


Рисунок 38 – Основные элементы превентора фирмы Shaffer модель Spherical

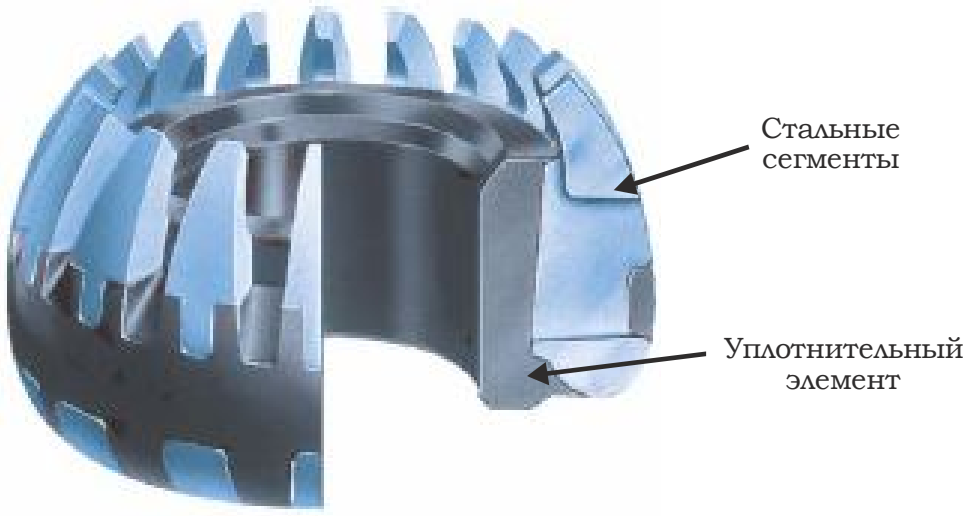


Рисунок 39 – Конструкция пакерующего элемента превентора фирмы Shaffer модель Spherical

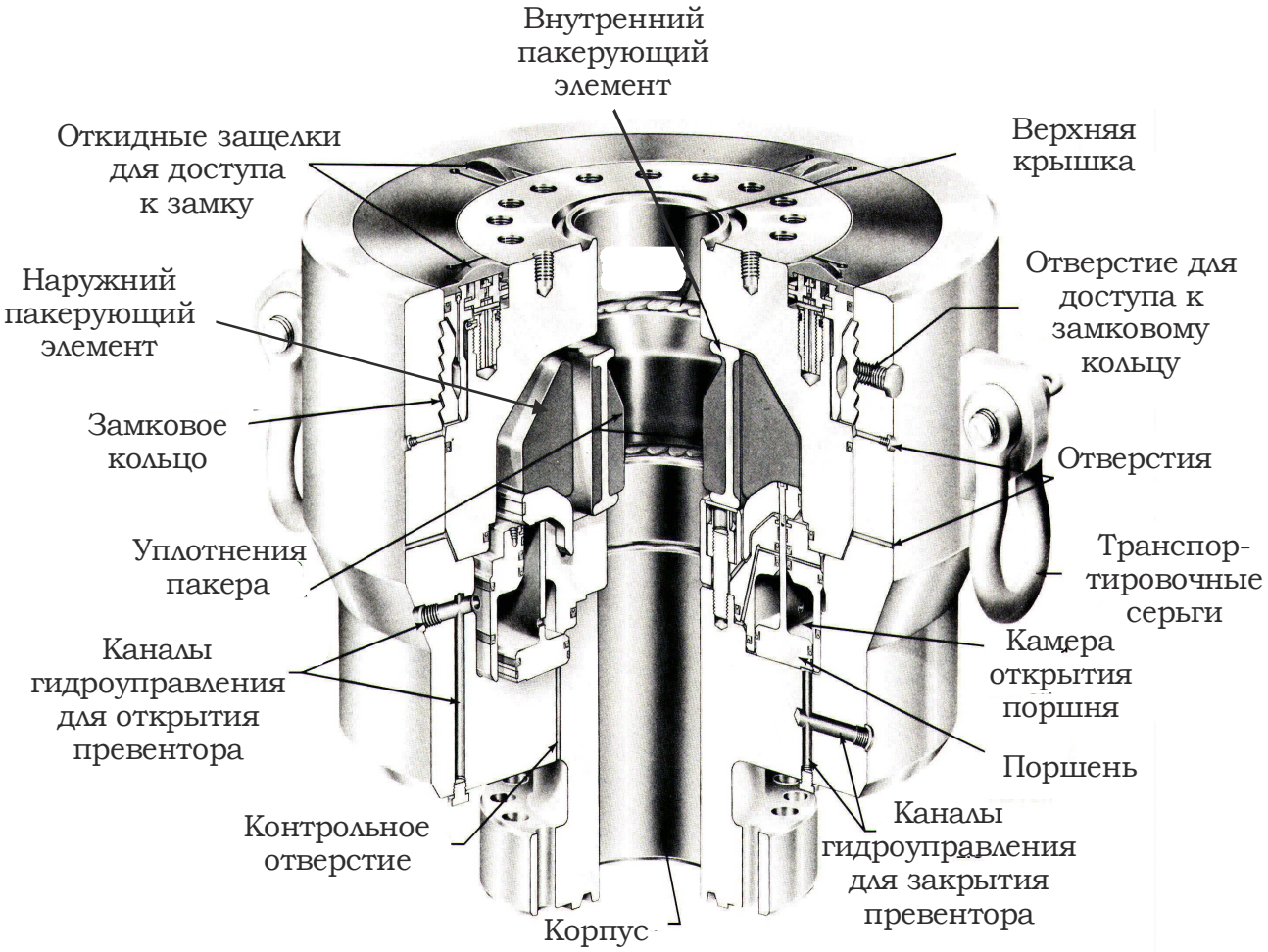


Рисунок 40 – Конструкция превентора фирмы Cameron модель D с двумя пакерующими элементами

Основной особенностью противовыбросового превентора фирмы Cameron модель D изображенного на рисунке 40 является наличие двух пакерующих элементов, наружного и внутреннего. В то время как наружный полностью состоит из эластичного материала, внутренний армирован.

Внешний вид наружного и внутреннего пакерующих элементов изображен на рисунке 41. Радиальное перемещение армированных клиновидных вставок внетреннего пакерующего элемента заставляет

эластичную его часть равномерно сужаться, по всему периметру, и надежно охватывать различные поверхности.

Рисунок 41 – 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 плашечных превенторов, рассмотренные ранее.

Проведенные производителем тесты, состоящие из 364 закрываний на бурильном инструменте диаметром 127 мм (5 дюймов) и 52 закрываний при отсутсвии инструмента, с гидравлическими испытаниями через каждые 7 закрываний показали, что данная модель противовыбросового превентра 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 ¾ дюйма) – 30 секунд или менее;

- диаметром более 476 мм (18 ¾ дюйма) – 45 секунд или менее.

4.3.3 Диверторные системы

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

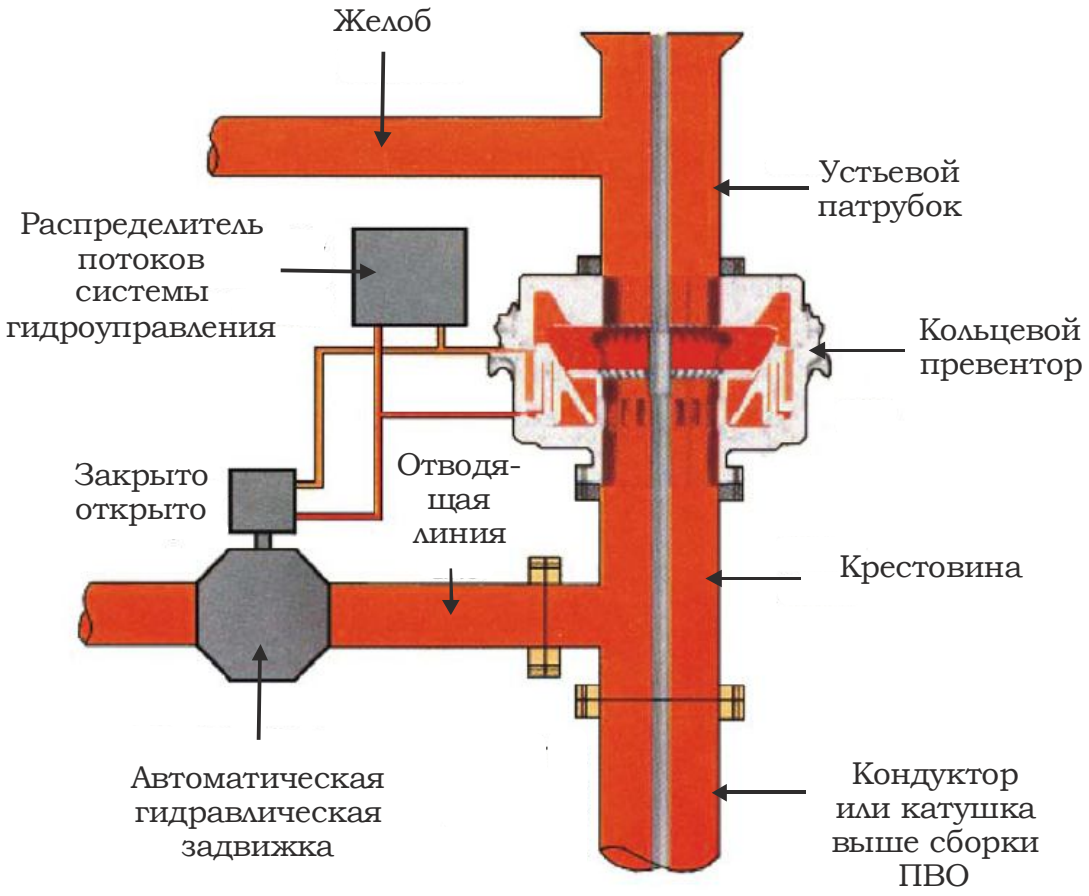


Рисунок 42 – Схема диверторной системы

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 42).

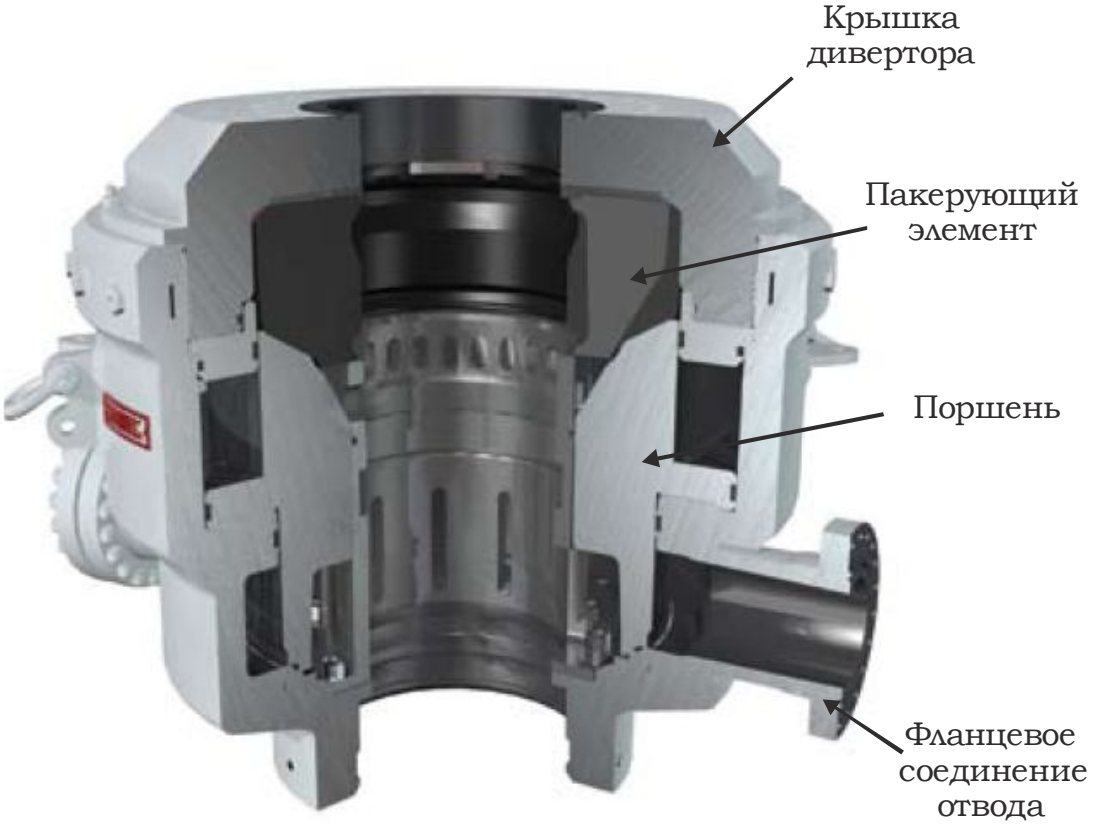


Рисунок 43 – Дивертор FSP 28-2000 фирмы Hydril

В настоящее время производителями выпускаются диверторные системы в которых кольцевой превентор и крестовина с фланцами для отводящих линий выполнены в виде единого корпуса, при этом, поршень превентора одновременно закрывает превентор и открывает боковой отвод (рисунок 43).

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 Hydril имеет диаметр проходного сечения 711 мм (28 дюймов) и максимальное рабочее давление 13,8 МПа (2000 psi).

4.3.4 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.

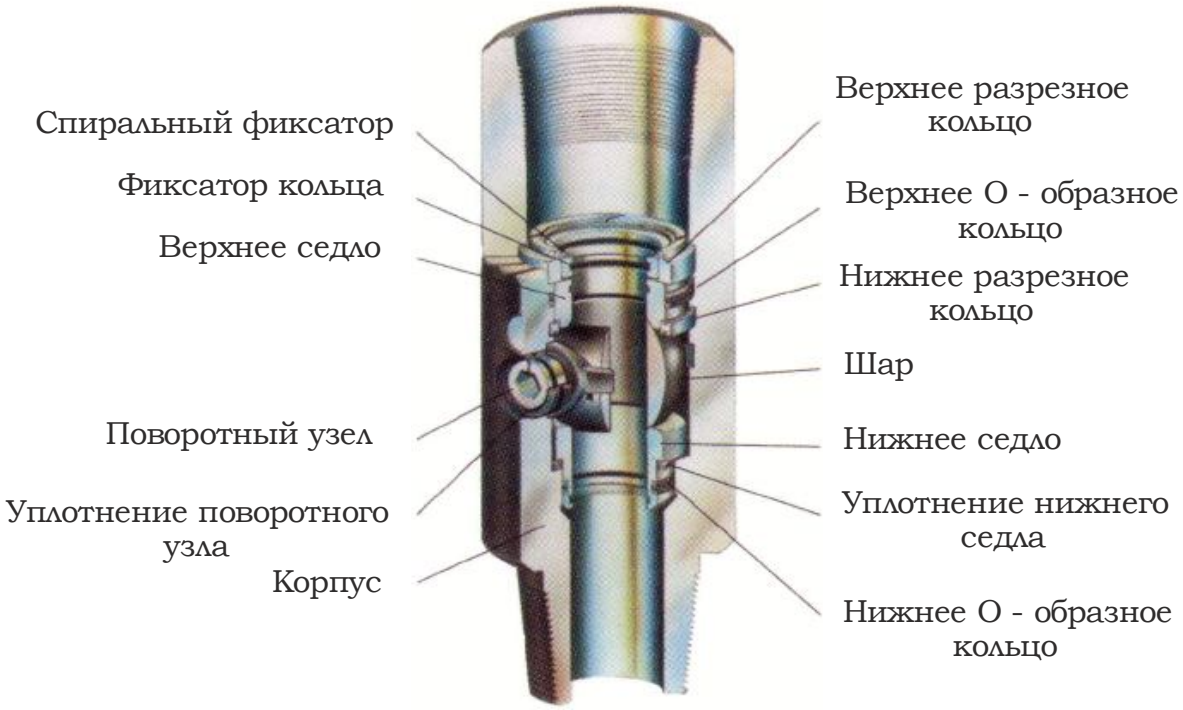


Рисунок 44 – Основные узлы шарового крана для ведущей бурильной трубы

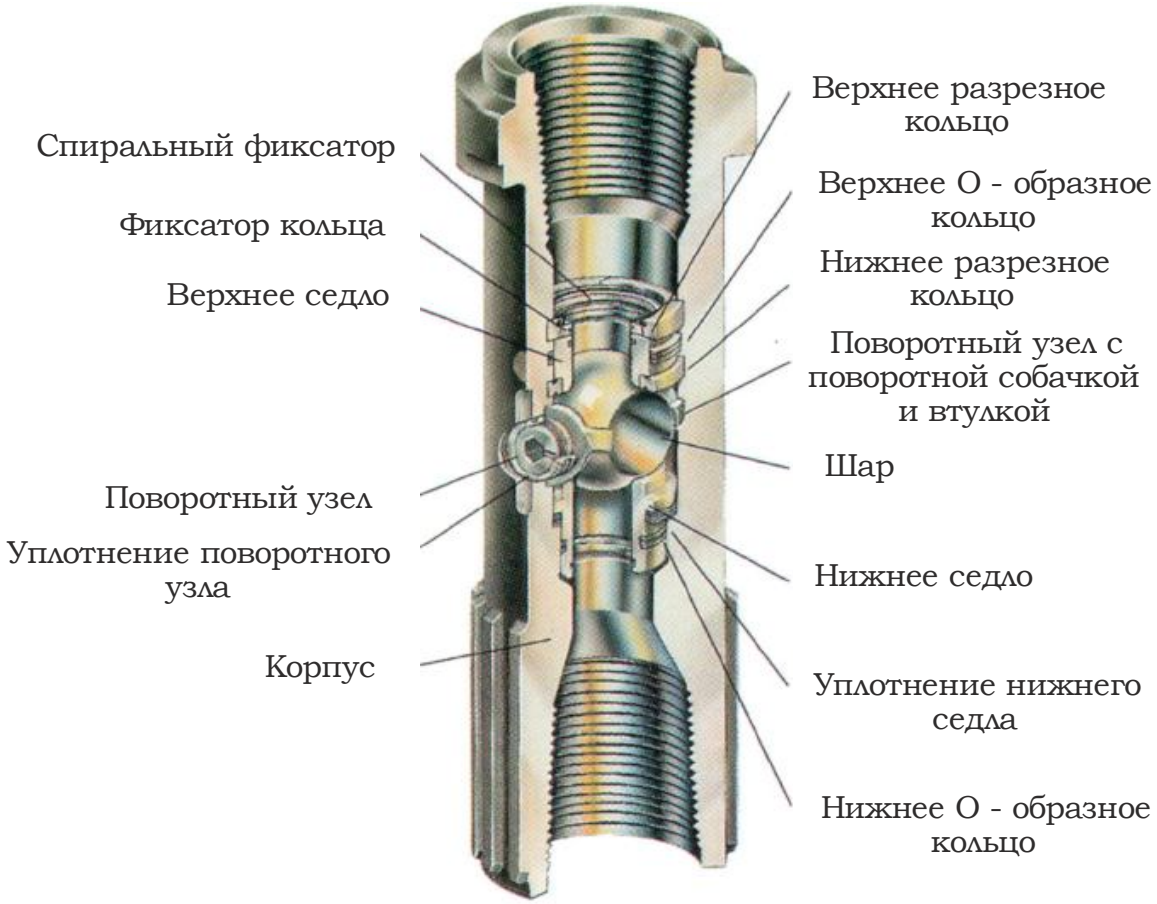


Рисунок 45 – Основные узлы шарового крана для верхнего привода

Основные узлы шаровых кранов приведены на рисунках 44 и 45.

В то время, как открытие/закрытие шарового крана для ведущей бурильной трубы (рисунок 44) осуществляется в ручную с помощью специальной рукоятки, открытие/закрытие шарового крана для верхнего привода (рисунок 45) осуществляется при помощи привода, который включает аппаратные средства высокого давления, воздушные шланги и пневматический распределительный клапан.

Механизм дистанционного привода поворотного узла шарового крана представлен на рисунке 46.

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

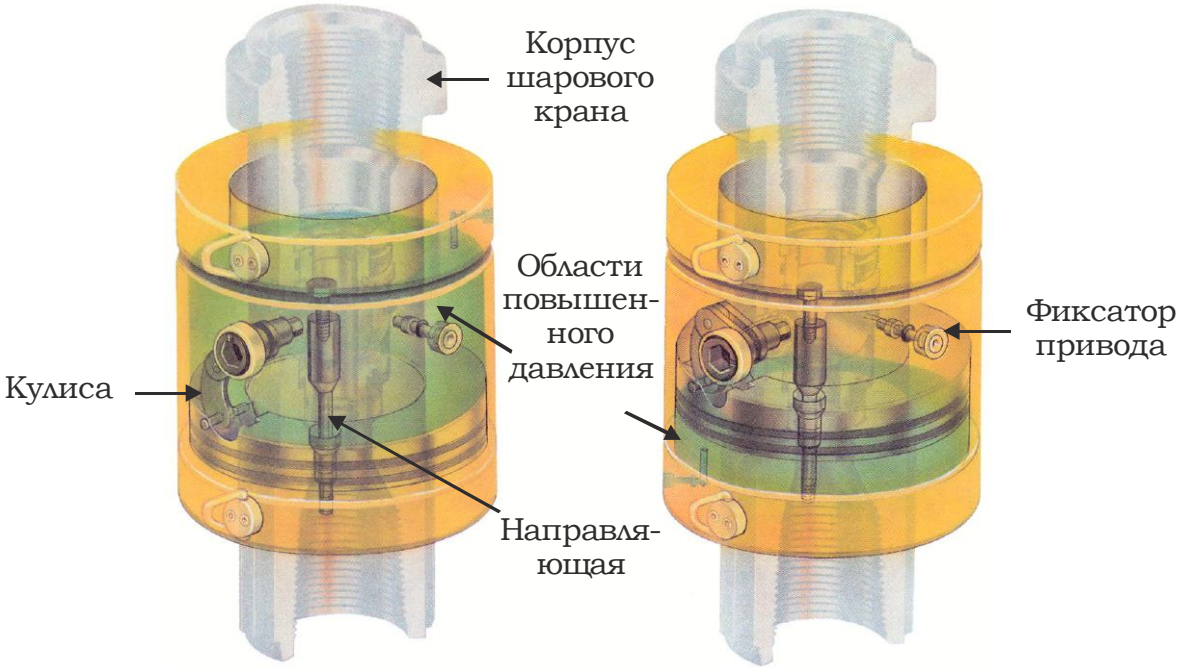


Рисунок 46 – Основные узлы шарового крана для верхнего привода

Рисунок 47 – Шаровый кран с устройством для быстрого соединения с бурильной трубой и рукоятка

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

Как уже отмечалось ранее, обратные клапаны могут быть неизвлекаемые и сбрасываемые. К неизвлекаемым обратным клапанам относятся клапаны дифференциального действия и т.н. «кран Грея».

Рисунок 48 – Обратные клапаны дифференциального действия

В основном обратные клапаны дифференциального действия представленные на рисунке 48 устанавливаются над долотом и препятствуют движению промывочной жидкости в бурильную колонну.

Так же обратный клапан устанавливают в процессе стрипинга (спуск бурильных труб под давлением через ПВО).

«Клапан Грея» представляет собой устройство по принципу действия идентичное обратному клапану, однако конструкция «клапана Грея» дает возможность устанавливать его на бурильную трубу в открытом положении,

что облегчает процедуру установки при переливе промывочной жидкости через бурильные трубы.

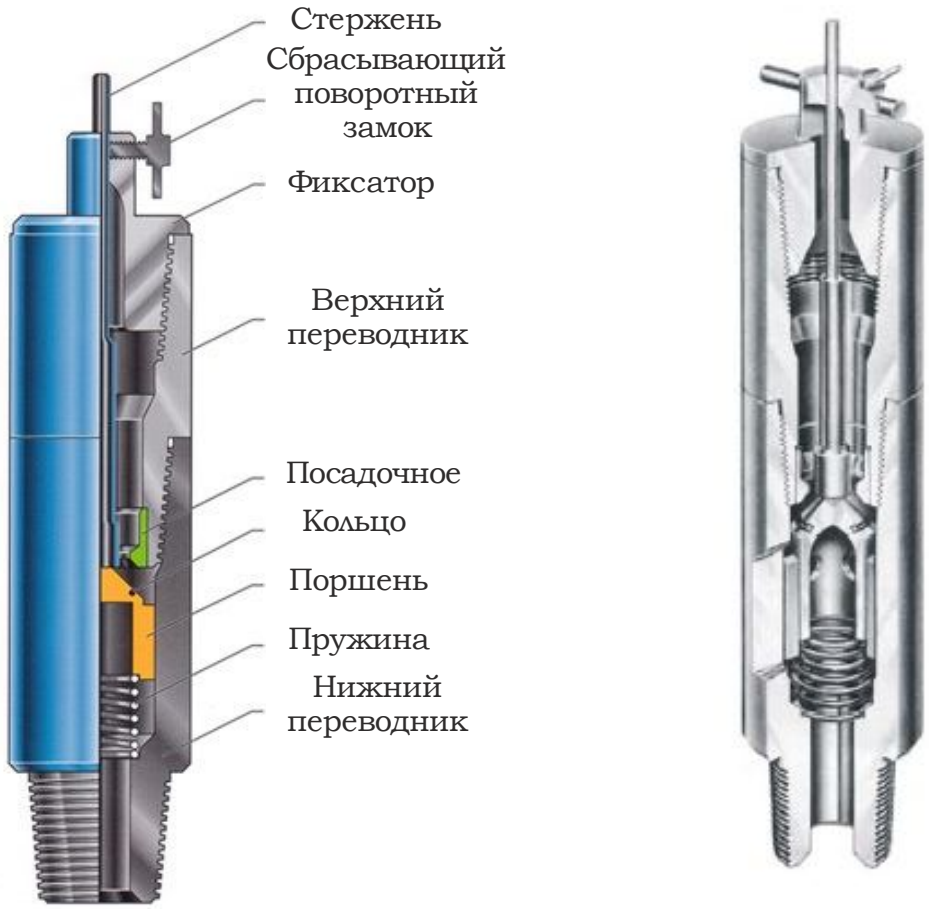


Рисунок 49 – «Клапан Грея»

Фирма Hydril выпускает сбрасываемый обратный клапан. Для применения сбрасываемого обратного клапана необходимо заранее установить в бурильной колонне специальный переводник, имеющий необходимые посадочные размеры. Сбрасываемая часть помещается в бурильную трубу и прокачивается до посадки ее в переводнике. После посадки сбрасываемая часть и переводник выполняют функцию обратного клапана. Еще одной особенностью сбрасываемого обратного клапана является возможность его извлечения при помощи специального устройства спускаемого на канате.

а *б* *в*

Рисунок 50 – Сбрасываемый обратный клапан фирмы Hydril : *а – Переводник, б – Сбрасываемая часть, в – Устройство для извлечения сбрасываемой части*

4.3.5 Испытание противовыбросовых превенторов

Для проверки работоспособности противовыбросового оборудования проводятся его испытания. Давление испытания не должно превышать рабочее давление оборудования устья скважины, составляя около 70% рабочего давления превенторов. Однако это давление должно быть ограничено величиной наименьшего рабочего давления оборудования устья скважины или 70% давления разрыва верхней части обсадной колонны, но ни

в коем случае давление испытания не должно быть меньше давления, ожидаемого на устье.

Универсальные превенторы обычно испытываются только на 50% их максимального рабочего давления.

График испытаний противовыбросового оборудования:

- после установки ПВО;

- до окончания 14 дневного периода после последнего испытания ПВО;

- перед выходом из под башмака каждой обсадной колонны или хвостовика;

Продолжительность и особенности испытания:

- 5 минут для оборудования системы управления (задвижки, нагнетательная линия, манифольд);

- 10 минут для каждого элемента сборки превенторов;

- величина давления должна остается в диапазоне 5% от величины давления испытания до 40 МПа (5800 psi), или в диапазоне 2 МПа (300 psi) для любого испытания на давление выше 40 МПа.

- рекомендуется испытание под пониженным давлением 1,5 – 2 МПа (200-300 psi);

- для испытания наземного оборудования используется техническая вода;

- попеременно используются вспомогательный и основной пульты управления ПВО;

- испытание глухих и срезающих плашек противовыбрососвых превенторов проводиться не реже чем раз в 30 дней;

- испытание плашек с переменным сечением проводиться на всех имеющихся размерах труб кроме УБТ и забойных двигателей;

- испытанию подвергаются отдельные элементы или блоки, если проводился их демонтаж или ремонт;

- испытание плашек для обсадных труб проводиться перед их спуском.

Испытание противовыбросового оборудования осуществляется при помощи испытательной пробки или испытательной манжеты.

Манжета (рисунок 51), навинчивается на конец бурильной трубы и спускается в обсадную колонну на 10-30 м. Ниже манжеты, можно присоединить одну или две трубы, которые послужат направляющими и грузом, способствующим спуску.

При помощи манжеты испытывается каждый набор плашек для труб и задвижки при закачивании технической воды в затрубное пространство через линию глушения, или, приподнимая испытательную манжету, если отсутствует насос высокого давления.

Рисунок 51 – Основные элементы испытательной манжеты

Испытательная манжета позволяет испытать сборку ПВО совместно с колонной головкой, однако необходимо помнить, что внутренний канал труб должен быть токрыт.

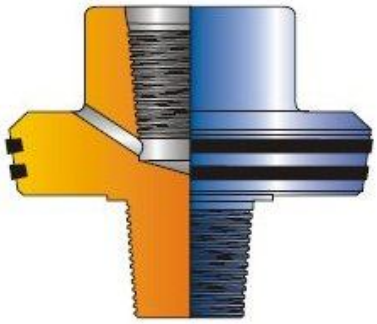


Рисунок 52 –Испытательная манжета

Сборка ПВО и вспомогательные устройства могут испытываться на их рабочее давление без опасных последствий для обсадной колонны при помощи испытательной пробки с кольцевыми уплотнениями (рисунок 52), спускаемой на бурильных трубах до колонной головки под превенторами.

Рекомендуется открыть задвижку или отвод под испытательной пробкой, чтобы не допустить роста давления в обсадной колонне в случае утечек в зоне кольцевых уплотнений.

4.4 Гидравлическая система управления ПВО

Все превенторы и основные задвижки устьевого оборудования оснащены гидравлическими системами управления и функционируют по принципу гидравлического домкрата двойного действия; каждый превентор требует отдельного управления открытием и отдельного - закрытием.

Рассмотрим основные элементы и особенности работы гидравлической системы управления ПВО «Koomey».

Рисунок 53 – Гидравлическая система управления ПВО «Koomey»

На рисунке 54 приведена типовая схема гидравлической системы управления ПВО «Koomey», основными элементами которой являются:

1. Подача воздуха – давление 0,8 МПа (125 psi);

2. Пневмолубрикаторы;

3. Перепускной клапан или клапан байпаса обеспечивает байпас гидропневматического клапана;

4. Автоматический гидропневматический клапан (реле гидропневматического давления) установлен на отключение при достижении давления в 20 – 21 МПа (2900-3000 psi) и на включение при 17,5 – 19 МПа (2600-2700 psi);

5. Краны отключения гидропневматических насосов (обычно открыты);

6. Гидравлические насосы с пневмоприводом;

7. Краны отключения гидропневматических насосов;

8. Фильтр на всасывающей линии;

9. Обратный клапан;

10. Триплексные насосы с электроприводом;

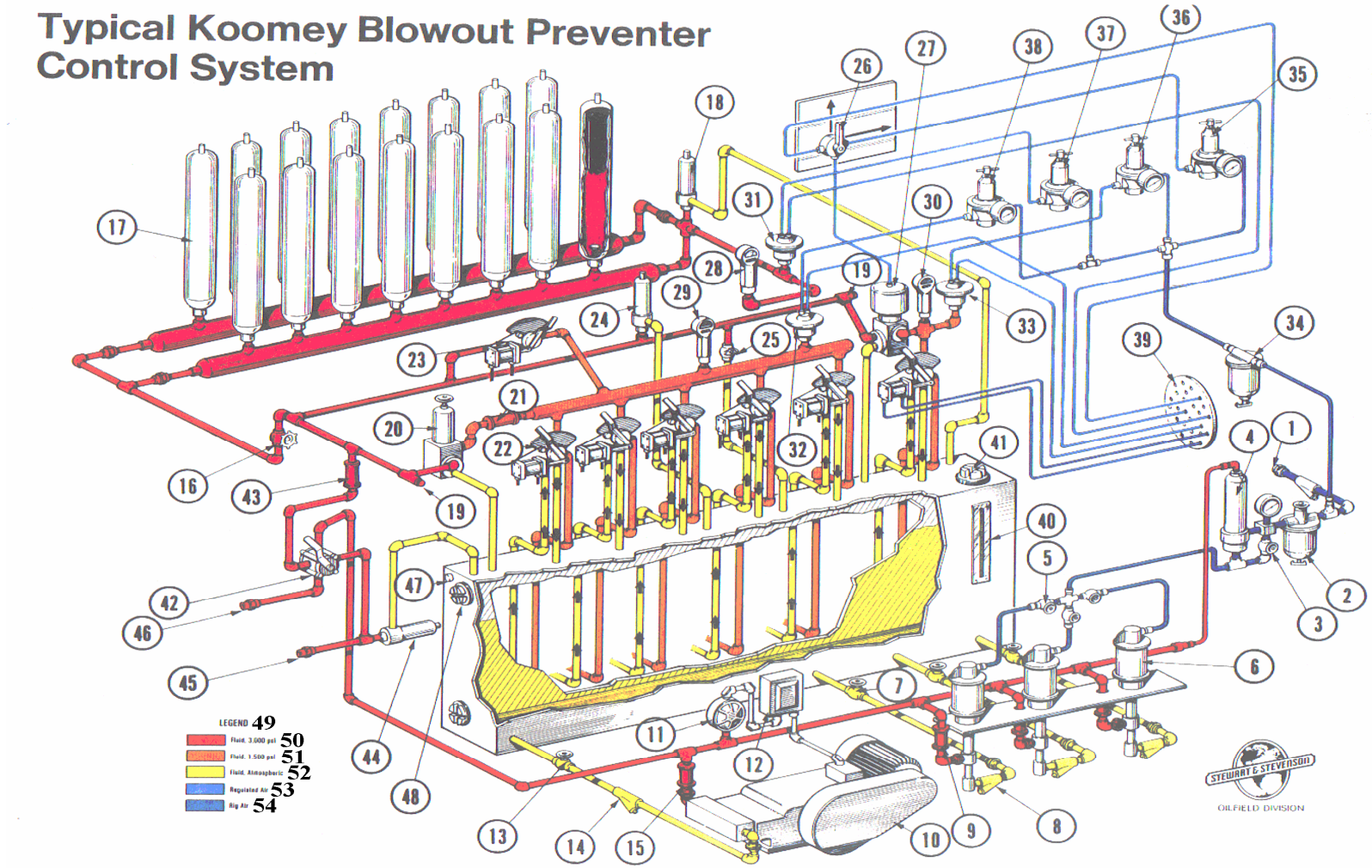


Рисунок 54 – Типовая схема гидравлической системы управления ПВО «Koomey»

11. Моноконтакт: запускает электродвигатель при падении давления ниже 19 МПа (2700 psi) и останавливает его при 21 МПа (3000 psi) – гидроэлектрический переключатель;

12. 3-х позиционное электрическое реле (откл., авто и ручное управление);

13. Ручная задвижка отключения насоса с электроприводом на всасывающей линии (обычно открыта);

14. Фильтр на всасывающей линии;

15. Обратный клапан (контрольный клапан);

16. Задвижка отключения аккумуляторной батареи (обычно открыта);

17. Аккумулятор предварительной зарядки (азотом) – давление 7 МПа (1000 psi) +/- 10%;

18. Предохранительный клапан при давлении 23,1 – 24,5 МПа (3300-3500 psi) происходит возврат жидкости в резервуар;

19. Сетевой масляный фильтр высокого давления;

20. Регулятор давления – уменьшает давление с 21 до 10,5 МПа (с 3000 до 1500 psi) для манифольда сборки плашечных превенторов и гидравлических задвижек;

21. Обратный клапан;

22. 4-х ходовые краны на 3 положения, позволяют направлять жидкость на превентор или на задвижки для их открытия или закрытия. Управляются пневматической системой с пульта дистанционного управления на буровой (не должны находиться в центральном положении);

23. Клапан байпаса: позволяет обойти регулятор давления с целью подачи жидкости непосредственно в манифольд. Может иметь дистанционное управление (обычно закрыт);

24. Предохранительный клапан;

25. Клапан продувки участка высокого давления (обычно закрыт);

26. Селектор на 2 положения: Локально – Дистанционное управление. Обеспечивает выбор пункта управления регулятором 27;

27. Регулятор давления: позволяет регулировать рабочее давление ПВО (как правило, кольцевого превентора) от 0 до 21 МПа (от 0 до 3000 psi) с целью настройки давления закрытия в универсальном превенторе по давлению в скважине. Обеспечивает спуск бурильной колонны. Имеет пневматическое управление от сети, регулируется с пульта дистанционного управления;

28. Манометр давления в аккумуляторах;

29. Манометр давления манифольда;

30. Манометр манифольда кольцевого превентора;

31-33. Пневматический преобразователь давления на пульт дистанционного управления;

34. Воздушный фильтр;

35-38. Воздушные регуляторы для пневматических преобразователей;

39. Соединительная плита пучка труб пневматического управления;

41. Пробка заполнения резервуара;

42. 4-х ходовой 3-х позиционный кран;

43. Обратный клапан;

44. Предохранительный клапан;

45. Вспомогательные линии (испытательные или отводные);

46. Вспомогательная линия для возврата жидкости в резервуар;

47. Сливная пробка;

48. Инспекционная заглушка;

49. Условные обозначения;

50. Рабочая жидкость при давлении 21 МПа (3000 psi);

51. Рабочая жидкость при давлении 10,5 МПа (1500 psi);

52. Рабочая жидкость при атмосферном давлении;

53. Воздух в линиях управления;

54. Воздух от пневматической системы буровой установки.

4.4.1 Работа пневматической системы

Воздух от компрессора буровой установки проходит через фильтр, а затем через пневмолубрикатор (2).

Клапан байпаса (3) закрыт и воздух, проходя через автоматический гидропневматический клапан (4), поступает на каждый гидропневматический насос (6).

Автоматический гидропневматический клапан (4) с ручной регулировкой открывается, когда гидравлическое давление падает до 19 МПа (2700 psi) и закрывается при 21 МПа (3000 psi).

Если необходимо подать в аккумуляторы давление более 21 МПа (3000 psi), то достаточно открыть клапан байпаса (3), не забывая о необходимости его закрыть по достижении желаемого давления.

Если гидропневматический насос (6) неисправен, его можно изолировать с помощью крана (5), что позволяет провести ремонт без остановки всей гидравлической системы управления ПВО.

Рабочая жидкость, находящаяся в емкости под атмосферным давлением, всасывается гидропневматическими насосами через трубопровод, оснащенный ручной задвижкой (7) и фильтром (8) и затем подается под давлением 21 МПа (3000 psi) в аккумуляторные баллоны.

На нагнетательной линии с давлением 21 МПа (3000 psi) находится обратный клапан (9).

Гидропневматические насосы обычно имеют отношение 50-60 к 1, что позволяет при подаче воздуха под давлением 0,7 МПа (100 psi) создать давление рабочей жидкости на уровне 35 - 42 МПа (5000-6000 psi).

4.4.2 Работа электрической системы

Насос (10) имеет то же назначение, что и вышерассмотренный гидропневматический насос, а трубопроводы флюида обычно оснащены на

всасывающей линии краном (13) и фильтром (14), а на нагнетательной линии с давлением 21 МПа (3000 psi) – обратным клапаном (15).

Запуск насоса с электроприводом также осуществляется при достижении давления в 19 МПа (2700 psi). Отключение насоса происходит при 21 МПа (3000 psi).

Понижение давления регистрируется маноконтактом (11), который включает 3-х позиционное электрическое реле (12).

Это 3-х позиционное электрическое реле должно работать в автоматическом режиме. Ручное управление используется, если необходимо создать давление более 21 МПа (3000 psi).

4.4.3 Блок аккумуляторов

Блок аккумуляторов защищен предохранительным клапаном (18), градуированным на 23 или 25 МПа (3300 или 3500 psi).

Краны отключения аккумуляторной батареи (16) должны быть открытыми, кроме случаев остановки гидравлической системы управления ПВО.

Рабочая жидкость с давлением 21 МПа (3000 psi) поступает на 2 регулятора давления: регулятор манифольда универсального превентора (27); регулятор манифольда других превенторов и задвижек с дистанционным управлением (20); и на кран байпаса (23), который позволяет, минуя регулятор (20), непосредственно подать давление баллонов в манифольд плашечных превенторов.

Манометр (28) непрерывно показывает давление в баллонах.

Кроме того, система располагает:

- предохранительным клапаном (24), калиброванным на 38,5 МПа (5500 psi), который защищает систему, если задвижка (16) закрыта,

- краном слива (25) в резервуар.

4.4.4 Манифольд плашечных превенторов и задвижек

Рабочая жидкость под давлением 21 МПа (3000 psi) поступает в регулятор давления (20), откуда выходит под давлением 10,5 МПа (1500 psi).

Манифольд имеет:

- манометр (29), который должен показывать 10,5 МПа (1500 psi);

- селектор (26) для управления превенторами со станции управления или пульта бурильщика;

- кран байпаса (23) для прямой подачи давления 21 МПа (3000 psi) на манифольд в случае срочной необходимости;

- различными 4-ходовыми кранами (22), каждый из которых связан с различными превенторами и задвижками противовыбросового оборудования.

4.4.5 Манифольд универсального превентора

Эта система, в которой рабочая жидкость под давлением 21 МПа (3000 psi) поступает на регулятор давления (27), позволяющий регулировать давление от 0 до 21 МПа (от 0 до 3000 psi) в зависимости от проводимых операций (бурение - флюидопроявление - спуск бурильной колонны под давлением - и т.д.). Манифольд снабжен манометром (30).

Связанная с селектором ручка управления (26) позволяет регулировать давление в универсальном превенторе со станции управления или пульта бурильщика.

Некоторые регуляторы являются «безопасными в случае неисправностей», то есть они сохраняют возможность регулировки в случае выхода из строя дистанционного управления.

Сбоку установки имеется 3 преобразователя давления, которые преобразуют давление рабочей жидкости в давление воздуха, которое можно считывать в различных точках буровой площадки.

4.4.6 Требования к гидравлическим системам управления ПВО и расчет количества баллонов аккумуляторной системы

При отключенных насосах аккумуляторные емкости должны соответствовать двум условиям:

- обеспечить закрытие всех превенторов с нулевым давлением под ПВО и с запасом жидкости в аккумуляторах 50 %;

- после закрытия превенторов остаточное давление должно превышать минимальное расчетное давление, чтобы была возможность закрытия любого плашечного превентора (за исключением превентора со срезными плашками) с рабочим давлением ПВО.

Две насосные системы должны вместе иметь возможность зарядить аккумулятор от давления предварительной зарядки баллонов 7 МПа (1000 psi) до рабочего давления установки 21 МПа (3000 psi) максимум за 15 минут.

По стандарту АНИ RP 53, при неработающих баллонах, каждая насосная система должна максимум за 2 минуты обеспечить:

- закрытие универсального превентора на используемых бурильных трубах;

- открытие задвижки с дистанционным управлением на дроссельной линии;

- наличие остаточного давления в системе на уровне 8,5 МПа (1200 psi).

По стандарту АНИ 16 Е, при неработающих баллонах, каждая насосная система должна максимум за 2 минуты обеспечить:

- закрытие каждого превентора (исключая дивертор) на бурильных трубах самого малого диаметра;

- открытие задвижки с дистанционным управлением на дроссельной линии;

- наличие остаточного давления, по крайней мере, равного давлению, рекомендуемому производителем универсального превентора для обеспечения герметичности затрубного пространства.

Стандарт АНИ RP 16 E требует, чтобы в случае неисправности баллона или распределителя потери жидкости были не больше 25% от общего объема системы.

Из вышеизложенного следует, что работоспособность гидравлической системы управления ПВО определяется наличием такого запаса жидкости под давлением, который в любой момент обеспечит закрытие или открытие превенторов.

При этом следует знать и учитывать:

- количество гидроуправляемых единиц в сборке ПВО;
- необходимый объем жидкости для реализации ряда функций превенторов в случае срочной необходимости;
- необходимое давление для получения надежной герметичности.

Стандартные баллоны (рисунок 55) задействованые в гидравлической сисмеме управления ПВО предварительно заряжены азотом до давления 7 МПа (1000 psi) и имеют объем 0,0379 $м^3$ (10 галлонов).

Стандарт АНИ требует, что бы минимальное давление в аккумуляторной системе было на 1,5 МПа (200 psi) выше давления предварительной зарядки.

При этом, при достижении давления в 21 МПа (3000 psi) гидропневматические насосы и электрический насос отключаются.

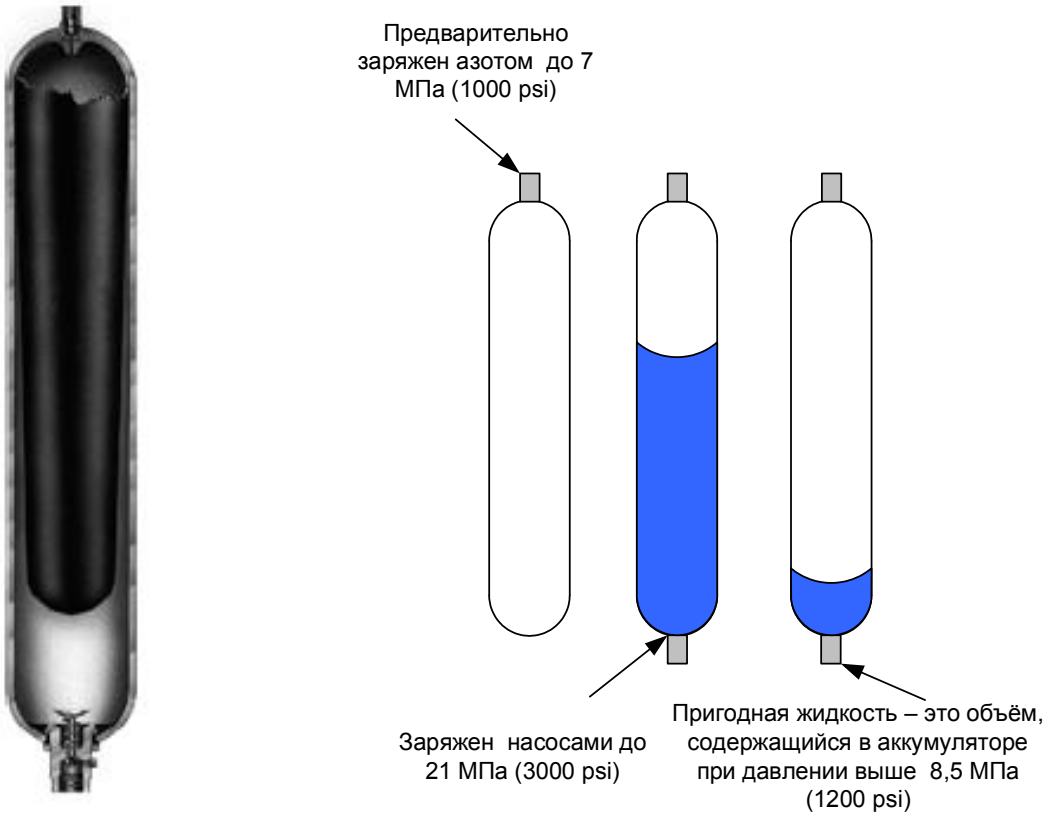


Рисунок 55 – Баллон аккумуляторной системы и распределение жидкости при различных давления

Таким образом, пригодный к использованию в системе объем жидкости соответсвует снижению давления азота в баллоне с 21 МПа (3000 psi) до 8,5 МПа (1200 psi).

Для расчета объема пригодной к использованию жидкости пользуются следующей зависимостью (закон Бойля – Мариотта)

$$P_1 \cdot V_1 = P_2 \cdot V_2 \qquad (5)$$

Расчет количества рабочей жидкости, необходимой для повышения давления с 7 МПа (1000 psi) до 8,5 МПа (1200 psi) осуществляется следующим образом

$$V_2 = V_1 - \left(\frac{P_1 \cdot V_1}{P_2} \right) \qquad (6)$$

где V_2 – объем жидкости в баллоне при давлении P_2,

V_1 – объем баллона, при давлении предварительной зарядки P_1.

Расчет количества рабочей жидкости, необходимой для повышения

давления с 7 МПа (1000 psi) до 8,5 МПа (3000 psi) осуществляется аналогично

$$V_3 = V_1 - \left(\frac{P_1 \cdot V_1}{P_3} \right) \quad (7)$$

где V_3 – объем жидкости в баллоне при давлении P_3,

V_1 – объем баллона, при давлении предварительной зарядки P_1.

Расчет количества пригодной рабочей жидкости (V_n) при изменении давления с P_2 до P_3 равен разнице между объемами соответствующим этим давлениям

$$V_n = V_3 - V_2 \quad (8)$$

Зная полезный объем баллона (V_n) и требуемый объем (V_m) для функционирования сборки ПВО, получим количество баллонов ($N_б$) необходимое для использования в гидравлической системе управления ПВО

$$N_б = \frac{V_m}{V_n} \quad (9)$$

По требованиям практических рекомендаций АНИ, минимальный объем резервуара гидравлической системы управления ПВО принимается равным двойному требуемому объему (V_m) для выполнения всех функций сборкой ПВО (как правило, это закрытие, открытие и снова закрытие всех единиц ПВО).

Работоспособность гидравлической системы управления ПВО может контролироваться как с самой станции, так и с вспомогательного пульта управления ПВО, расположенного на площадке буровой установки. При этом показания датчиков давления на индикаторах должны быть следующими:

- давление аккумулятора 21 МПа (3000 psi);

- давление манифольда 10,5 МПа (1500 psi);

- давление в универсальном превенторе в пределах 5-10,5 МПа (700-1500 psi);

- давление воздуха (порядка 0,7 МПа (100 psi)).

Комплекс ПВО представлен специфической системой открытия и закрытия для каждого элемента, который включается только при условии одновременного

включения главного крана, обеспечивающего подачу воздуха (принцип двух рук).

Положение 4-ходовых кранов установки указывается световыми индикаторами зеленого или красного цвета. Индикация соответствует перемещению золотника, на котором находятся контакты, в положение открыто (зеленый свет) или закрыто (красный свет).

4.5 Дроссели и дроссельные манифольды

Для управления флюидом, поступившим из пласта, необходимо осуществлять циркуляцию при одновременном поддержании противодавления на продуктивные пласты. Поэтому, необходимо наличие связи (по дроссельной линии) между затрубным пространством под превенторами и дросселем, что позволяет направлять флюид в соответствии с его природой на:

- амбары;
- вертикальные дегазаторы и газосепараторы;
- факел для сжигания;
- циркуляционную систему буровой установки.

Поскольку расход не может регулироваться запорными задвижками, то для этих целей используется дроссель (штуцер).

Для регулирования давления в скважине в практике используются дроссели с ручным управлением и дроссели с дистанционным управлением.

На рисунке 56 представлен дроссель с ручным управлением, для регулирования давления дроссель имеет фильтр из твердосплавного материала, подпружиненную втулку, изменяющую пропускную способность фильтра и посадочную втулку для фиксации фильтра. Двигаясь вдоль фильтра, при закручивании червяка с помощью рукоядки управления, втулка уменьшает эффективное сечение фильтра.

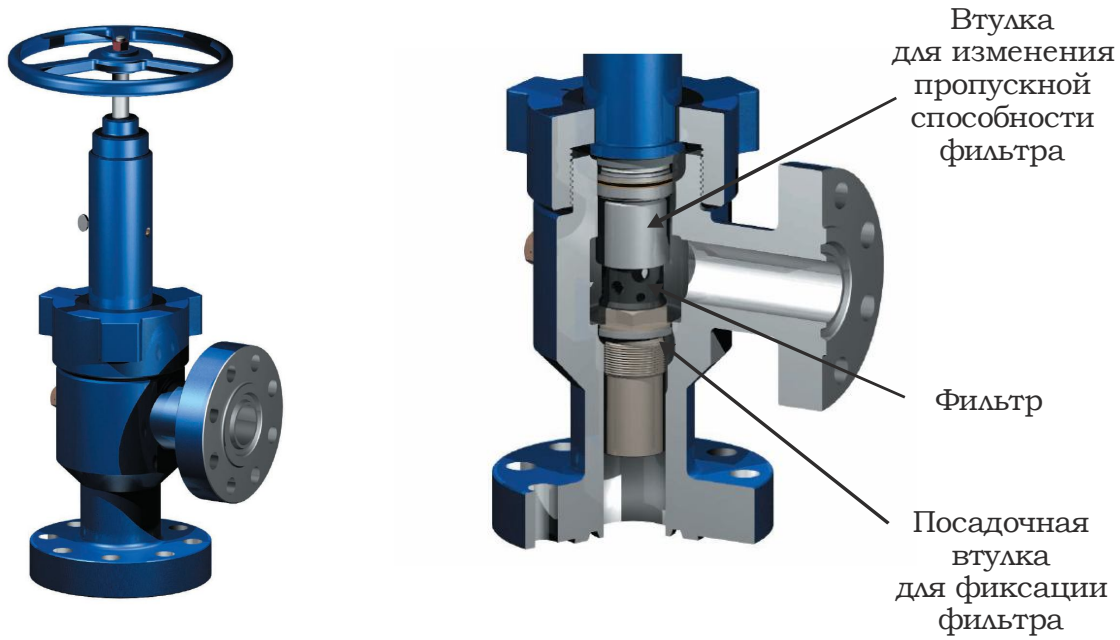


Рисунок 56 – Дроссель с ручным управлением

Существуют дроссели с конусообразным твердосплавным наконечником, который уменьшает эффективное сечение, приближаясь к посадочному в зафиксированной в корпусе дросселя втулке.

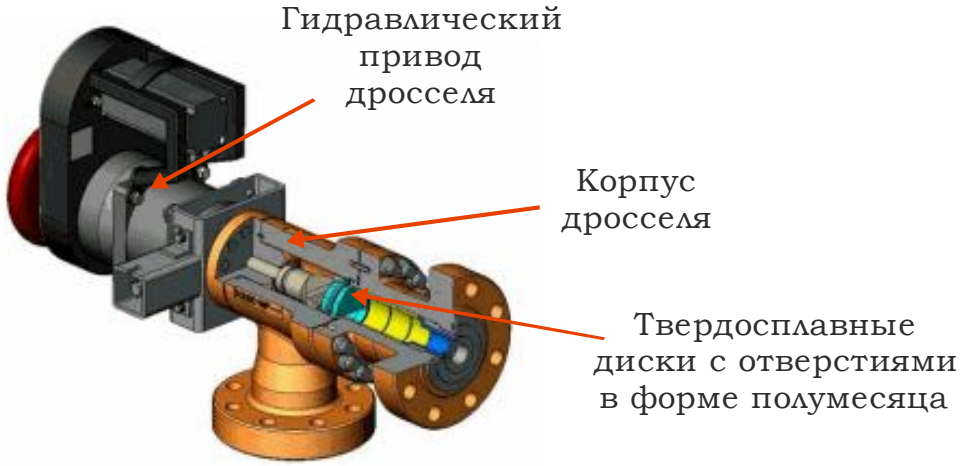


Рисунок 57 – Дроссель с дистанционным (гидравлическим) управлением

В представленном на рисунке 57 дросселе с дистанционным управлением, изменение эффективного сечения происходит за счет совмещения отверстий (в форме полумесяца) двух твердосплавных дисков, один из которых закреплен в корпусе, а другой вращается от гидравлического привода.

Рисунок 58 – Пульт управления дросселем с дистанционным (гидравлическим) управлением

Дроссели с дистанционным управлением регулируются с пульта дистанционного управления, имеющего отдельное питание. На рисунке 58 приведены основные индикаторы и рукоятки пульта дистанционного управления дросселем. Оператор пульта имеет возможность получать и анализировать всю необходимую о процессе глушения информацию с пульта дистанционного управления дросселем, и регулировать его положения для сохранения контроля над скважиной и процессом глушения.

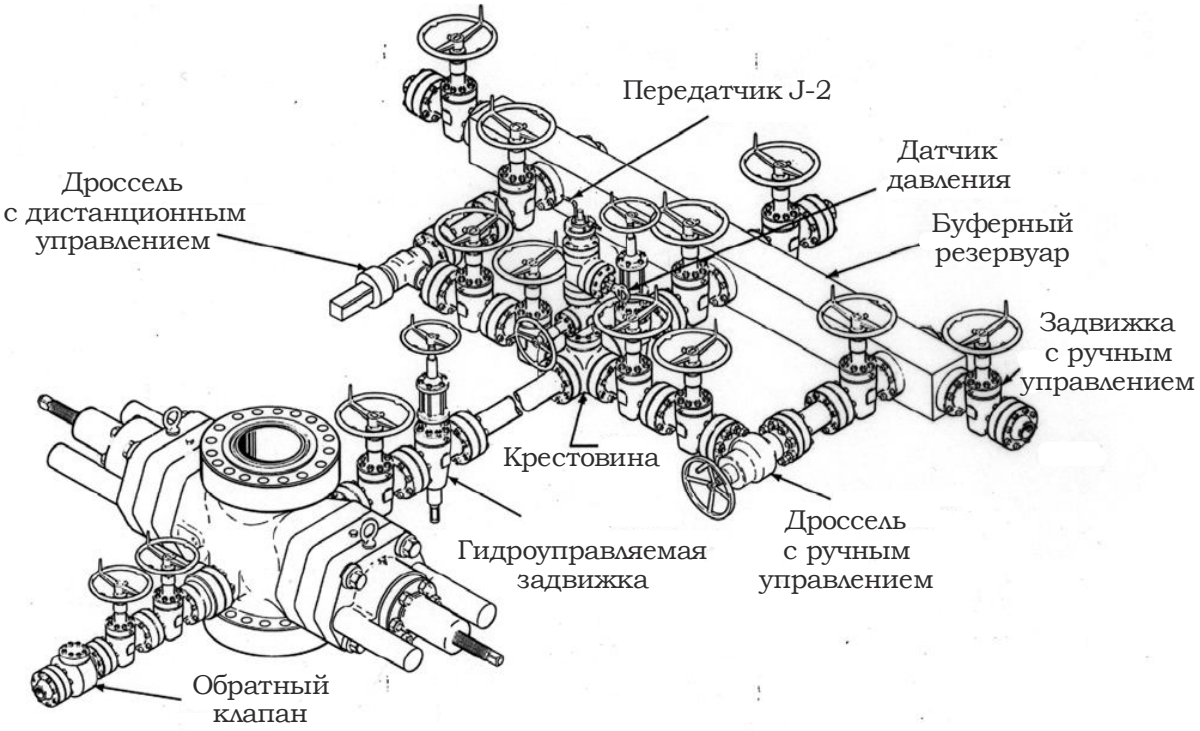


Рисунок 59 – Дроссельный манифольд

Дроссельный манифольд является важным звеном в устьевом оборудовании. Флюид из скважины движется через гидроуправляемую задвижку на линии дросселирования, далее через крестовину на дроссель и после дросселя попадает в буферный резервуар, откуда распределяется путем открытия/закрытия задвижек на соответствующий узел системы первичной очистки, факел или амбар. Блок задвижек позволяет не только распределить флюид на соответствующую линию, но и в случае потери дросселя (промыт, забит или не регулируется из-за гидратообразований) отсечь его перекрытием задвижек и продолжить работу на запасном. В случае отсутсвия запасного провести необходимый ремонт и продолжить работу.

Дроссельный манифольд подвергается гидравлическим испытаниям на то же давление, что и блок ПВО. Внутренний диаметр дроссельного манифольда должен быть не менее внутреннего диаметра боковых отводов крестовины.

4.6 Газосепаратор, вакуумный дегазатор

Для удаления содержащегося в технологической жидкости газа (первичной очистки от газа) используется газосепаратор.

Газированный раствор после дросселя попадает в газосепаратор, где при ударении о ребра происходит разделение фаз. Газ по отводной линии отводиться в атмосферу, а первично очищенный раствор попадает в приемную емкость.

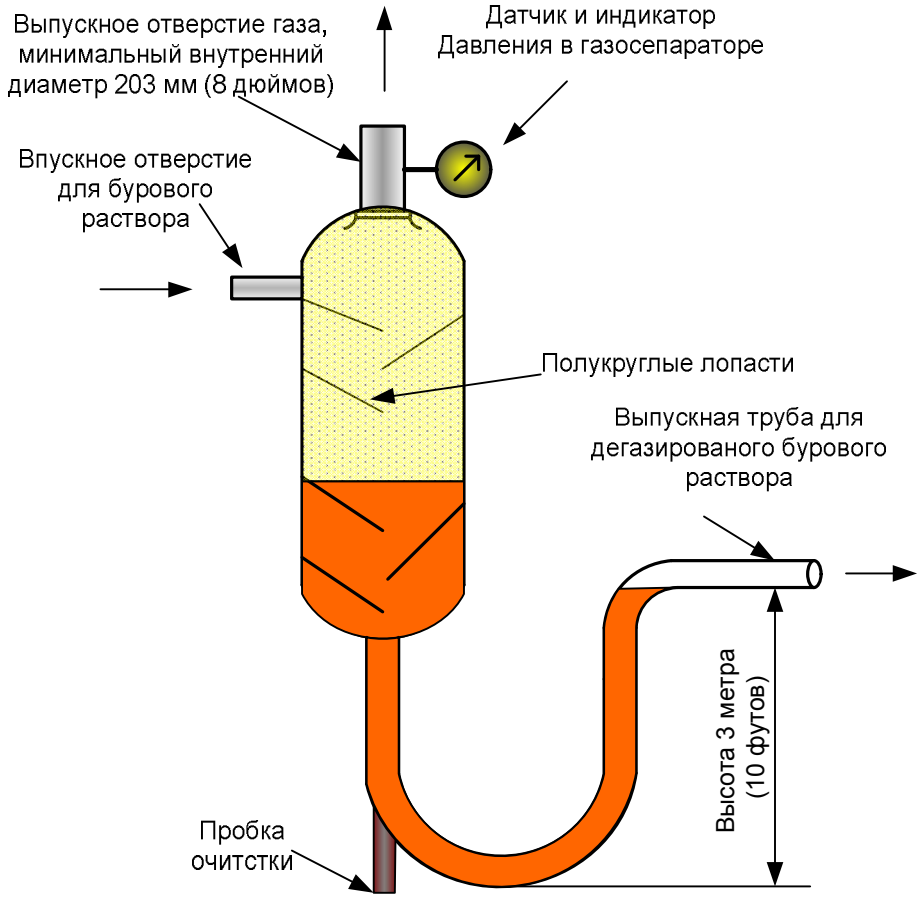


Рисунок 60 – Газосепаратор

Для обеспечения качественной очистки раствора от газа к газосепараторам предъявляется ряд требований:

- внутренний диаметр отводной линии газа должен быть не менее 203 мм (8 дюймов);

- U – образная труба, обеспечивающая гидрозатвор должна иметь высоту не менее 3 метров (10 футов);

- оснащенность датчиком давления для контроля давления и во избежание нарушения гидрозатвора, что может привести к поступлению газа в зону вибросит.

При определении максимального возможного давления в газосепараторе во избежании прорыва газа, используют уравнение гидростатики

$$P = \rho \cdot g \cdot h \qquad (10)$$

где ρ – плотность дегазированного бурового раствора;

h – высота U-образной трубы.

Для более тонкой очистки от газа применяется вакуумный дегазатор (рисунок 61).

Рисунок 61 – Вакуумный дегазатор

Вакуумный дегазатор устанавливается на приемной емкости и более полно очищает выходящий из газосепаратора раствор.

Вакуумный насос дегазатора всасывает буровой раствор из приемной емкости, после чего он попадает на распределитель, для разделения фаз. Отделившийся от раствора газ всасывается вакуумным насосом и подается в вентиляционную линию, а очищенный раствор с распределителя попадает обратно в емкость.

Необходимо помнить, что вакуумный дегазатор имеет ограниченную производительность.

ЧАСТЬ V

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ, МИГРАЦИЯ ГАЗА, МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ.

Из опыта строительства скважин следует, что основными причинами газонефтеводопроявлений являются:

- снижение производственной, технологической и трудовой дисциплины;

- нарушение исполнителями действующих инструкций, рекомендаций и правил безопасного ведения работ;

- низкая квалификация специалистов и производственного персонала в действиях по предотвращению и ликвидации газонефтеводопроявлений.

При выявлении прямых признаков газонефтеводопроявления необходимо:

- остановить технологический процесс (углубление скважины, спускоподъемные операции и т.д.)

- в кратчайшие сроки и надлежащим образом герметизировать устье скважины;

- зафиксировать необходимые для дальнейшего ликвидирования газонефтеводопроявления параметры;

- установить наблюдение за давлениями в скважине и обеспечить сохранение текущего барьера.

5.1 Закрытие скважины

Процедура закрытия скважины во многом влияет на успешность проведения последующих работ по ликвидации проявления. В практике ликвидации газонефтеводопроявлений в основном применяются два способа герметизации устья скважины:

- мягкое закрытие – призвано уменьшить возможные осложнения от гидравлических ударов и толчков вызванных резким закрытием ПВО;

- жесткое закрытие – призвано сократить время герметизации устья скважины, объем поступающего в скважину флюида и, как следствие, уменьшить давления при глушении скважины.

Для того, чтобы приступить к какому-либо из методов герметизации устья скважины необходимо остановить технологический процесс.

При углублении скважины необходимо остановить вращение инструмента, поднять инструмент так, что бы муфта бурильной/обсадной трубы находилась на уровне 0,4 – 1 метр от стола ротора, выключить насосы и преступить к реализации одного из методов.

При проведении спускоподъемных операций необходимо прекратить спуск/подъем инструмента в скважину, так чтобы муфта бурильной/обсадной трубы находилась на уровне 0,4 – 1 метр от стола ротора, непосредственно в муфту или через переводник установить обратный клапан и шаровый кран.

5.1.1 «Мягкое закрытие» скважины

Для реализации «Мягкого закрытия» необходимо чтобы:

- гидравлическая задвижка на линии дросселирования была полностью закрыта;

- гидроуправляемый дроссель должен быть на 50 % открыт и открыты задвижки на вертикальный дегазатор;

- остальные дроссели и задвижки после них должны быть закрыты (рисунок 62).

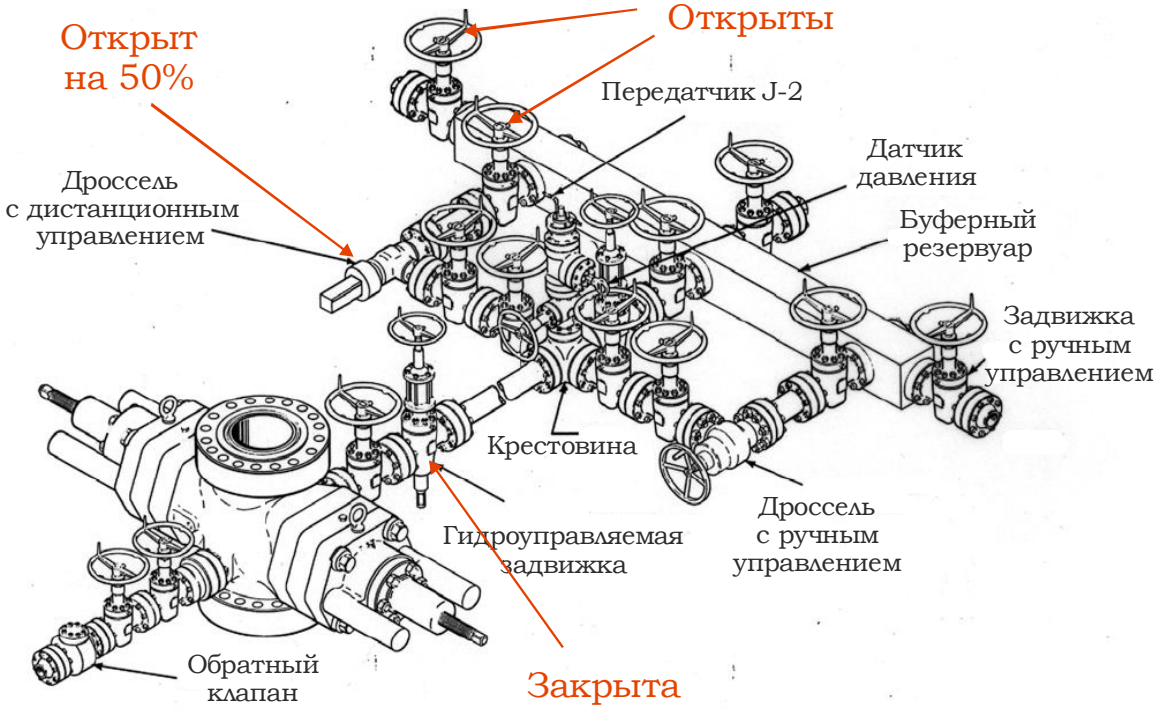


Рисунок 62 – Положение элементов блока дросселирования для осуществления «Мягкого закрытия» скважины

Действия для осуществления «Мягкого закрытия» скважины:

- остановить технологический процесс;

- открыть (с пульта дистанционного управления или непосредственно со станции) гидромеханическую задвижку на линии дросселирования;

- закрыть (с пульта дистанционного управления или непосредственно со станции) кольцевой превентор, в случае необходимости закрыть плашечные превентор, перекрыть внутритрубное пространство (закрыть шаровый кран);

- постепенно закрыть дроссель;

- закрыть механическую задвижку после штуцера;

- оставить скважину на стабилизацию давления в течение 5-10 минут (но не более 15 минут независимо от глубины скважины), снимать показания избыточных давлений на устье через каждую минуту.

5.1.2 «Жесткое закрытие» скважины

Для реализации «Жесткого закрытия» необходимо чтобы:

- гидравлическая задвижка на линии дросселирования была полностью закрыта;

- гидроуправляемый дроссель должен быть закрыт, но открыты задвижки на вертикальный дегазатор;

- остальные дроссели и задвижки после них должны быть закрыты (рисунок 63).

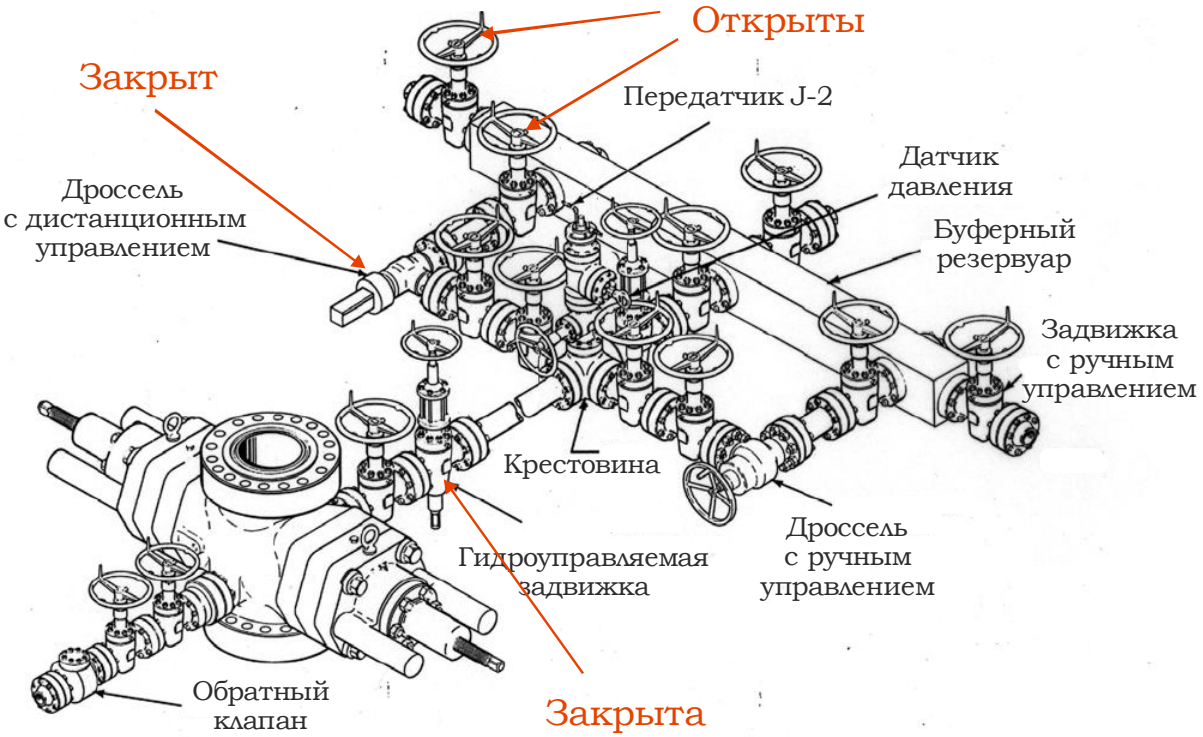


Рисунок 63 – Положение элементов блока дросселирования для осуществления «Жесткого закрытия» скважины

Действия для осуществления «Мягкого закрытия» скважины:

- закрыть кольцевой превентор и внутритрубное пространство, в случае необходимости закрыть плашечный превентор;

- открыть гидроуправляемую задвижку на линии дросселирования;

- закрыть задвижку после дросселя;

- оставить скважину на стабилизацию давления в течение 5-10 минут (но не более 15 минут, независимо от глубины скважины), снимать показания избыточных давлений на устье через каждую минуту.

5.1.3 Рекомендации к выбору способа закрытия скважины

При «Жестком закрытии» устья скважины возникают предпосылки к осложнениям, связанным с опасностью гидравлического удара и обвала неустойчивых горных пород, однако значительно снижается время герметизации устья скважины.

При «Мягком закрытии» усложняется сам процесс, увеличивается время закрытия и объем поступающего в скважину флюида, но снижается риск осложнений и потери оборудования от гидравлического удара.

Выбор метода герметизации устья скважины во многом определяется принятыми стандартами компании в отношении мер по ликвидации газонефтеводопроявлений.

5.2 Миграция газа

После герметизации устья скважины и стабилизации давлений, при поступлении в скважину газа начинается процесс его миграции, то есть движения к устью скважины без изменения объема и с сохранением давления.

Скорость миграции газа увеличивается с уменьшением глубины скважины и снижается с увеличением зенитного угла.

Оценить скорость миграции, можно используя следующее выражение

$$S = \frac{\Delta P_{БК}}{\rho \cdot g} \qquad (11)$$

где S – скорость миграции, м/час;

$\Delta P_{БК}$ – приращение давления в бурильной колонне, МПа/час.

В общем случае характер изменения избыточных давлений в кольцевом пространстве ($P_{ИКП}$) и бурильной колонне ($P_{ИБК}$) отображен графически на рисунке 64.

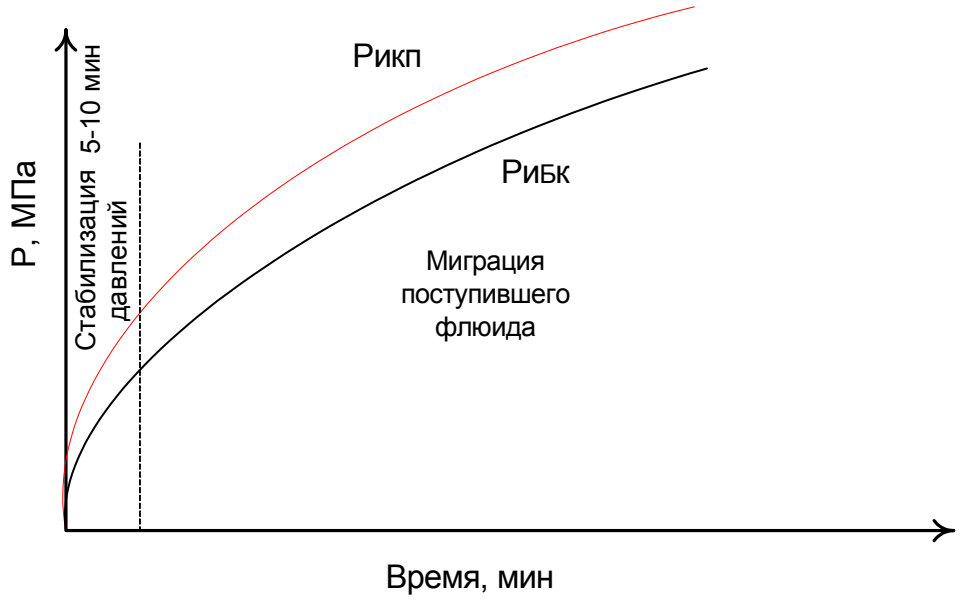


Рисунок 64 – Характер изменения избыточных давлений в кольцевом пространстве ($P_{ИКП}$) и бурильной колонне ($P_{ИБК}$) в процессе стабилизации и миграции поступившего флюида

Рост избыточных давлений будет продолжаться до того момента, пока поступивший в скважину флюид, не достигнет устья скважины.

При этом избыточное давление в кольцевом пространстве на устье скважины будет увеличиваться пропорционально уменьшению гидростатического столба бурового раствора над поступившим флюидом. В конечном счете, рост давления будет продолжаться до давления соответствующего давлению флюида (пласта).

Забойное давление так же будет расти пропорционально уменьшению гидростатического столба бурового раствора над поступившим флюидом в процессе его миграции. Забойное давление будет соответствовать сумме избыточного давления в кольцевом пространстве на устье скважины и гидростатического давления составного столба бурового раствора и поступившего флюида. Таким образом, максимальное забойное давление при

миграции флюида может достигать значения несколько меньшего чем удвоенное давление проявляющего пласта.

Естественно, в таких условиях возникает угроза гидравлического разрыва горных пород с наименьшим градиентом гидроразрыва, или гидравлический разрыв у башмака предыдущей обсадной колонны, как в наиболее слабом сечении скважины.

Поэтому, необходимо вести мониторинг за изменением давлений при герметизированном устье и не допускать роста давления до критической величины соответствующей давлению поглощения или гидравлического разрыва пород. В противном случае неизбежна потеря вторичных барьеров и возникновение газонефтеводопроявления вне устья скважины (образование грифонов).

5.3 Максимально допустимое давление на устье скважины в кольцевом пространстве

В практике бурения после разбуривания башмака обсадной колонны проводят испытание горных пород на поглощение (гидроразрыва) с целью определения максимально допустимого давления на устье скважины в кольцевом пространстве и максимального увеличения плотности промывочной жидкости при дальнейшем углублении скважины.

Знание давления поглощения обязательно для успешной ликвидации газонефтеводопроявления или открытого фонтана. В тех случаях, когда давление нагнетания ограничивается предварительно установленным его значением, подтверждается способность горной породы выдерживать заданное давление в интервале испытания. Такая процедура носит название теста испытания горных пород на прочность методом опрессовки.

В прочных горных породах ограниченного испытания часто вполне достаточно для выполнения требований дальнейшей проводки скважины. В скважинах подлежащих ликвидации, давление, в целях накопления данных, может доводиться до величины гидравлического разрыва.

Если предполагается вскрытие горных пород с меньшим давлением поглощения (гидроразрыва), то рекомендуется проводить повторные испытания в открытом стволе скважины.

Обычно испытания проводят под башмаком кондуктора и промежуточных обсадных колонн. При этом горная порода не должна подвергаться гидроразрыву во избежание осложнений в скважине.

Порядок проведения испытания следующий:

1. После схватывания цементного камня разбуривают цементный стакан в обсадных трубах, башмак и цемент, а затем горную породу на 3 - 5 метров ниже башмака обсадной колонны.

2. Скважину промывают и обеспечивают выравнивание параметров бурового раствора по всему объему скважины.

3. Поднимают долото в башмак обсадной колонны. Необходимо убедиться, что скважина полностью заполнена буровым раствором.

4. Подсоединяют цементировочные агрегаты к опрессовочной головке и опрессовывают нагнетательную линию.

5. Вызывают циркуляцию бурового раствора через линию дросселирования при полностью открытом штуцере. Подачу цементировочных агрегатов следует создавать в пределах 40 - 80 л/мин.

6. Скважину закрывают, используя превентор и штуцер.

7. Закачивают внутрь бурильной колонны буровой раствор, увеличивая давление в скважине до половины расчетного максимального значения. При этом на устье регистрируют повышение давления по мере увеличения объема закачиваемого раствора.

8. Продолжают закачивание бурового раствора порциями по 0,04 $м^3$. Каждый раз с последующей выдержкой во времени (2-3 минуты), для стабилизации давления в скважине.

9. По полученным данным строят график изменения давлений в скважине после каждой закаченной порции промывочной жидкости (рисуок 65). Точка отклонения (*А*) от линейной зависимости соответствует давлению начала

поглощения (P_A). Прекращают закачивание при получении на графике 2-3 точек стабильного поглощения. Продолжение закачивания (точка *B*) приведет к достижению максимального давления (P_B), при котором происходит гидроразрыв горной породы с резким падением давления нагнетания.

10. Останавливают насос и делают выдержку в течение 5- 10 минут.

11. Осуществляют плавное (по 0,5-1,0 МПа/мин.) стравливание давления через штуцер. Сравнивая объем возвратившейся жидкости с закаченной, определяют объем жидкости, поглощенный пластом.

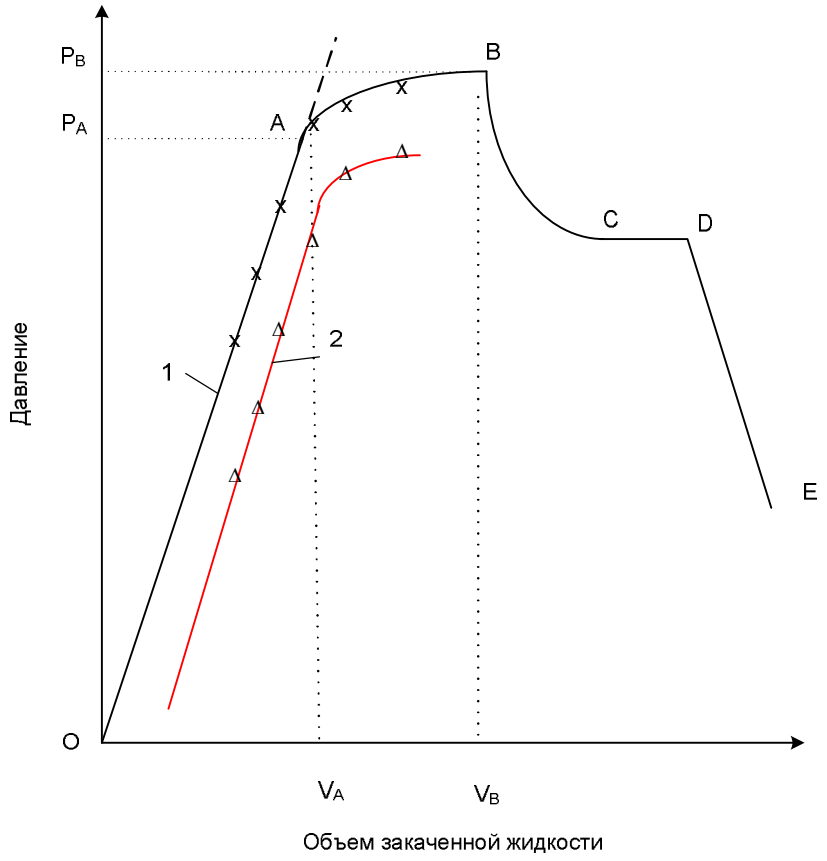


Рисунок 65 – Типовая диаграмма испытания горной породы на прочность методом опрессовки: *1 - давление нагнетания; 2 - статическое давление; A - начало поглощения бурового раствора; B - гидроразрыв пласта; BC - распространение трещин в породе; CD - падение давления после прекращения закачки*

Расчет максимально допустимой плотности промывочной жидкости производиться согласно выражению

$$\rho_{MAX} = \frac{P_{ИПП}}{H_Б \cdot g} + \rho_{ИПП} \qquad (12)$$

где ρ_{MAX} – максимально допустимая плотность промывочной жидкости, кг/м^3;

$P_{ИПП}$ – избыточное давление на устье скважины при испытании пород на прочность методом опрессовки, МПа;

$H_Б$ – глубина башмака обсадной колонны (пласта с меньшим градиентом гидроразрыва) по вертикали, м;

$\rho_{ИПП}$ – плотность промывочной жидкости при испытании пород на прочность методом опрессовки, кг/м^3.

Максимально допустимое давление на устье скважины в кольцевом пространстве рассчитывается как

$$P_{MAX} = (\rho_{MAX} - \rho_{ТЕК}) \cdot H_Б \cdot g \qquad (13)$$

где P_{MAX} - максимально допустимое давление на устье скважины в кольцевом пространстве, МПа;

$\rho_{ТЕК}$ – текущая плотность промывочной жидкости в скважине, кг/м^3;

Необходимо помнить, что величина максимально допустимое давление на устье скважины в кольцевом пространстве зависит не только от давления поглощения (гидроразрыва пород), но и от величины прочности обсадной колонны, в результате сравнения двух этих величин выбирается меньшее из давлений, значение которого не должно быть достигнуто при ликвидации газонефтеводопроявления.

ЧАСТЬ VI

МЕТОДЫ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН, ОСОБЕННОСТИ И ОСЛОЖНЕНИЯ.

Основным принципом при глушении скважин, в большинстве случаев, является поддержание постоянного минимального противодавления на проявляющий пласт и замещение жидкости на более тяжелую, обеспечивающую необходимое гидростатическое давление при атмосферном давлении на устье скважины.

Для эффективного осуществления работ по управлению скважиной при ликвидации газонефтеводопроявлений необходимо правильно выбрать способ глушения скважины. Выбор способа глушения зависит от многих факторов, включая:

- квалификацию находящегося на буровой персонала;
- наличие необходимого объема утяжеленного бурового раствора;
- состояние колонны, ПВО и ствола скважины;
- характер и интенсивность проявления.

6.1 Метод «Бурильщика»

Этот метод называется так, потому, что им может пользоваться персонал, незнакомый с особо сложными операциями по управлению скважиной. Метод «Бурильщика» не универсален, но применим во многих ситуациях.

Глушение скважины по методу «Бурильщика» осуществляется в два этапа. На первом этапе из скважины вымывается пластовый флюид, для этого используется не утяжеленная промывочная жидкость. На втором этапе осуществляется замещение не утяжеленной промывочной жидкости жидкостью глушения с расчетной плотностью.

Контроль и поддержание забойного давления достигается за счет поддержания постоянного избыточного давления в бурильных трубах или кольцевом пространстве.

На первом этапе поддерживается постоянное давление в бурильной колонне (начальное давление циркуляции), величина избыточного давления в бурильной колонне определяется согласно следующему выражению

$$P_{\text{НАЧ}} = P_{ИБК} + P_{ГМЦ} \qquad (14)$$

где $P_{НАЧ}$ – начальное давление циркуляции, МПа;

$P_{ГМЦ}$ – гидравлические сопротивления при малой скорости циркуляции промывочной жидкости, МПа.

Величина $P_{ГМЦ}$ соответствует замеренным гидравлическим сопротивлениям перед вскрытием продуктивной толщи при производительности насосов буровой установки на уровне 30 – 50 % от производительности при бурении (вскрытии продуктивной толщи).

Данные о гидравлических сопротивлениях при малой скорости циркуляции промывочной жидкости заносятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Гидравлические сопротивления при малой скорости циркуляции промывочной жидкости

	Показания 1 ого насоса		Показания 2 ого насоса	
	N/3 – ходов в минуту	N/2 – ходов в минуту	N/3 - ходов в минуту	N/2 - ходов в минуту
$P_{ГМЦ}$				

Плотность жидкости глушения определяется следующим образом

$$\rho_{ЖГ} = \rho_{РР} + \frac{P_{ИБК}}{g \cdot \text{Н}_{\text{ВЕРТ}}} \qquad (15)$$

Где $\rho_{ЖГ}$ – плотность жидкости глушения, кг/м^3;

$\rho_{РР}$ – плотность промывочной жидкости в скважине, кг/м^3;

$H_{ВЕРТ}$ – глубина скважины по вертикали, м.

Количество ходов насоса N необходимое для совершения полного цикла циркуляции соответствует сумме ходов насоса для заполнения бурильной колоны ($N_{БК}$) и кольцевого пространства ($N_{КП}$) скважины.

Количество ходов для заполнения бурильной колонны определяют как

$$N_{\text{БК}} = \frac{0{,}785 \cdot \sum (d_{BH}^2 \cdot l_{\text{СЕК}})}{V_N} \qquad (16)$$

где d_{BH} – внутренний диаметр одноразмерной секции бурильной колонны, м;

$l_{СЕК}$ – длина секции бурильной колонны с постоянным диаметром d_{BH}, м;

V_N – объем промывочной жидкости, вытесняемый насосом, за один ход плунжера, м^3.

Количество ходов для заполнения кольцевого пространства находят следующим образом

$$N_{\text{КП}} = \frac{0{,}785 \cdot \sum ((D^2 - d_H^2) \cdot l_{\text{СЕК}})}{V_N} \qquad (17)$$

где D – наружный диаметр обсадной колонны или открытого (необсаженного) ствола скважины, м;

d_H – наружный диаметр одноразмерной секции бурильной колонны, м;

$l_{СЕК}$ – длина секции бурильной колонны с постоянным диаметром d_H, м.

После совершения необходимого для заполнения кольцевого пространства количества ходов насоса и выхода поступившего флюида на устье скважины через управляемый дроссель, необходимо остановить процесс глушения, и закрыв скважину снять показания на индикаторах давления в бурильной колонне и кольцевом пространстве. В случае если избыточное давление в бурильных трубах и избыточное давление в кольцевом пространстве равны и не увеличиваются с течением времени, а так же индикатор объема промывочной

жидкости в приемной емкости указывает на отсутствие флюида в скважине, можно приступать к реализации второго этапа глушения скважины по методу «Бурильщика».

Второй этап глушения необходимо разделить на две стадии, в первой стадии осуществляется заполнение жидкостью глушения бурильной колонны от устья до долота, во второй стадии осуществляется заполнение кольцевого пространства от забоя до устья.

Контроль за забойным давлением в первой стадии осуществляется по индикатору давления в кольцевом пространстве, величина давления поддерживается не ниже величины избыточного давления в бурильных трубах, зафиксированной после стабилизации давлений.

В процессе второй стадии поддерживается давление циркуляции (конечное давление циркуляции) с учетом гидравлических сопротивлений жидкости глушения, расчет осуществляется следующим образом

$$P_{КОН} = P_{ИБК} \cdot \frac{\rho_{ЖГ}}{\rho_{РР}} \qquad (18)$$

где $P_{КОН}$ – конечное давление циркуляции, МПа

После выхода жидкости глушения на устье скважины, процесс глушения останавливается, устье скважины остается герметизированным, проводиться наблюдение за избыточными давлениями.

В процессе реализации процедуры глушения по методу «Бурильщика» необходимо помнить:

- все рассчитанные давления ($P_{НАЧ}$, $P_{КОН}$) являются нижними пределами давлений, обеспечивающие равновесное состояние между забойным и пластовым давлениями, поэтому любое снижение давления ниже расчетных величин может привести к поступлению новой порции флюида в скважину;

- выход на режим глушения (завершение глушения) с фиксированной производительностью, соответствующей гидравлическому сопротивлению при

малой скорости циркуляции промывочной жидкости ($P_{ГМЦ}$), осуществляется при постоянном избыточном давлении в кольцевом пространстве;

- изменение давлений в бурильной колонне и кольцевом пространстве при изменении величины открытия (закрытия) гидравлического управляемого дросселя происходит спустя некоторое время, приближенно скорость реакции составляет от 1,5 до 2,5 секунд на 1000 метров длины скважины;

- перед началом любого этапа глушения скважины по методу «Бурильщика» необходимо проверить настройку (положение) задвижек линии насосного манифольда, дроссельного манифольда и блока дросселирования, провести инструктаж с участвующим в процессе глушения персоналом, обнулить счетчики ходов плунжера насосов, учитывать объем устьевой обвязки в расчетах при закачивании жидкости глушения;

- фиксировать изменения давлений в бурильной колонне и кольцевом пространстве, объем поступившего флюида;

- при возникновении любого осложнения принять меры к герметизации скважины и устранению причин осложнения.

Преимущества метода «Бурильщика»:

- простота применения;

- возможность незамедлительно начать работы по управлению скважиной;

- отсутствует необходимость в сложных математических расчетах, по крайней мере, на начальном этапе.

Недостатки метода:

- значительный риск гидроразрыва пород под башмаком последней обсадной колонны;

- повышеное значение избыточного давления, как в скважине, так и наземном оборудовании.

- продолжительное время глушения скважины.

На рисунке 66 представлена диаграмма изменения избыточных давлений при глушении скважин методом «Бурильщика».

Пик избыточного давления в кольцевом пространстве соответствует моменту, когда поступивший флюид находиться у устья скважины.

Начало снижения избыточного давления в бурильной колонне соответствует началу закачивания жидкости глушения в бурильную колонну, а стабилизация в конце диаграммы, процессу заполнения кольцевого пространства жидкостью глушения.

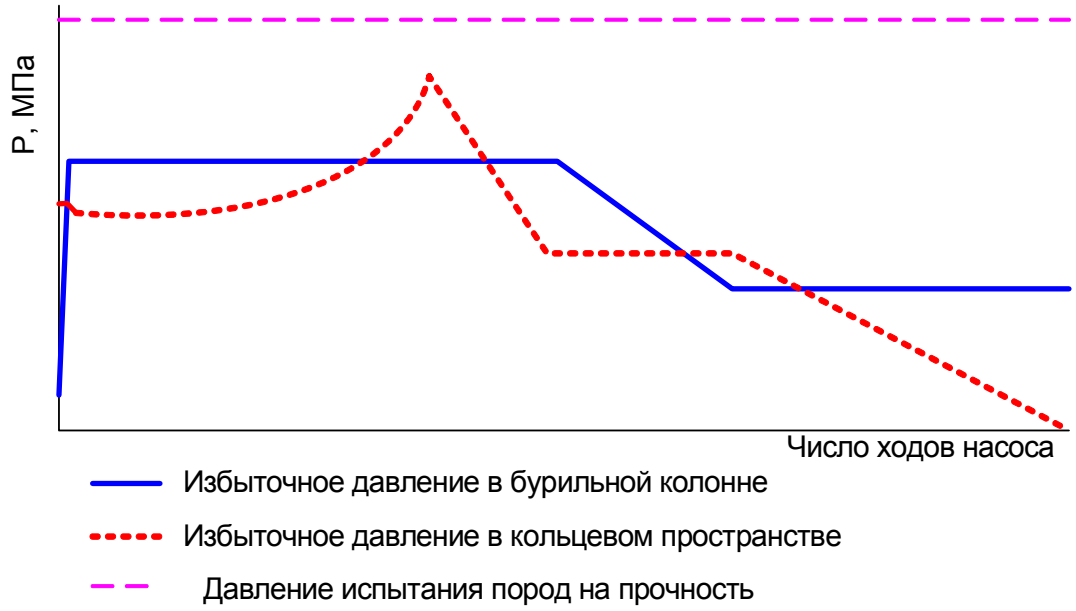


Рисунок 66 – Диаграмма изменения избыточных давлений при глушении скважин методом Бурильщика

6.2 Метод «Ожидания и утяжеления»

При применении метода «Ожидания утяжеления», глушение скважины осуществляется за одну циркуляцию с одновременным вымыванием поступившего флюида и закачиванием тяжелого раствора.

Метод включает ожидание при закрытой скважине (приготовление жидкости глушения) до начала процедуры глушения.

Технологически способ «Ожидания и утяжеления» сложный, так как требует проведения инженерных расчетов регулирования давления в скважине при своем осуществлении. Вследствие этого глушение проявлений этим способом производится под руководством квалифицированных специалистов.

Для реализации метода «Ожидания и утяжеления» необходимо иметь возможность приготовить (утяжелить) жидкость глушения в короткий промежуток времени. Период между герметизацией устья и началом закачивания жидкости глушения должен быть максимально непродолжительным. Если для приготовления жидкости глушения потребуется длительное время, газ может значительно мигрировать к поверхности, что создает проблемы (например, высокие давления).

Метод «Ожидания и утяжеления» основан на поддержании постоянного забойного давления по средствам закачивания жидкости глушения в бурильную колонну и ступенчатого снижения избыточного давления с начального давления циркуляции до конечного давления циркуляции.

До начала вскрытия продуктивной толщи определяются величины гидравлических сопротивлений ($P_{ГМЦ}$) при производительности насосов буровой установки на уровне 30 – 50 % от производительности при бурении.

После стабилизации давлений фиксируются основные параметры газонефтеводопроявления, такие как: избыточное давление в бурильной колонне и кольцевом пространстве, объем поступившего флюида и глубина скважины по вертикали.

Приступают к расчетам количества ходов плунжера насоса, необходимых для заполнения бурильной колонны и кольцевого пространства с учетом числа ходов плунжера насоса в единицу времени в процессе глушения. Для этого можно воспользоваться ранее приведенными выражениями 16 и 17.

Рассчитывается необходимая плотность жидкости глушения согласно выражения 15, а так же начальное и конечное давления циркуляции по выражениям 14 и 18.

Определяется величина снижения давления после каждых 100 ходов заполнения бурильной колонны

$$K = \frac{(P_{НАЧ} - P_{КОН}) \cdot 100}{N_{БК}} \qquad (19)$$

где K – величина снижения давления после каждых 100 ходов заполнения бурильной колонны, МПа.

По полученным точкам строиться график снижения циркуляционного давления в процессе закачивания жидкости глушения от устья до долота.

В процессе глушения оператор на гидравлически управляемом дросселе в соответствии с графиком глушения скважины производит плавное снижение давления через каждые 100 ходов от начального давления циркуляции до конечного давления циркуляции. После выхода жидкости глушения из-под долота, рекомендуется остановить процедуру глушения, герметизировать устье скважины и проверить показания индикаторов избыточного давления. После достижения жидкости глушения долота, избыточное давление в бурильной колонне при отсутствии циркуляции должно быть равным нулю.

Заполнение кольцевого пространства жидкостью глушения осуществляют, поддерживая избыточное давление в бурильной колонне, по крайней мере, равным, конечному давлению циркуляции.

После выхода жидкости глушения на устье скважины, процесс глушения останавливается, устье скважины остается герметизированным, проводиться наблюдение за избыточными давлениями.

В процессе реализации процедуры глушения по методу «Ожидания и утяжеления» необходимо помнить:

- все рассчитанные давления ($P_{НАЧ}$, $P_{КОН}$) являются нижними пределами давлений, обеспечивающие равновесное состояние между забойным и пластовым давлениями, поэтому любое снижение давления ниже расчетных величин может привести к поступлению новой порции флюида в скважину;

- выход на режим глушения (завершение глушения) с фиксированной производительностью, соответствующей гидравлическому сопротивлению при малой скорости циркуляции промывочной жидкости ($P_{ГМЦ}$), осуществляется при постоянном избыточном давлении в кольцевом пространстве;

- изменение давлений в бурильной колонне и кольцевом пространстве при изменении величины открытия (закрытия) гидравлического управляемого дросселя происходит спустя некоторое время, приближенно скорость реакции составляет от 1,5 до 2,5 секунд на 1000 метров длины скважины;

- перед началом любого этапа глушения скважины по методу Ожидания и утяжеления необходимо проверить настройку (положение) задвижек линии насосного манифольда, дроссельного манифольда и блока дросселирования, провести инструктаж с участвующим в процессе глушения персоналом, учитывать объем устьевой обвязки в расчетах при закачивании жидкости глушения;

- обнулить счетчики ходов плунжера насосов до начала закачивания жидкости глушения и после заполнения устьевой обвязки (выполнение данного пункта обязательно, поскольку процесс снижения давления при заполнении бурильных труб берет свое начало сразу после заполнения устьевой обвязки наземного манифольда)

- фиксировать изменения давлений в бурильной колонне и кольцевом пространстве, объем поступившего флюида;

- при возникновении любого осложнения принять меры к герметизации скважины и устранению причин осложнения.

Преимущества метода:

- по срокам реализации он короче, чем метод «Бурильщика»;

- давление на устье в затрубном пространстве меньше, чем при методе «Бурильщика»;

- давление в открытом стволе несколько меньшее, чем при использовании метода «Бурильщика», если объем открытого ствола больше чем объем бурильной колонны.

Недостатки метода:

- требует больше времени на подготовку (приготовление жидкости глушения, расчет и составление графика глушения) до начала циркуляции;

- проведение расчетов для составления листа глушения скважины.

На рисунке 67 представлена диаграмма изменения избыточных давлений при глушении скважин методом «Ожидания и утяжеления».

Пик избыточного давления в кольцевом пространстве соответствует моменту, когда поступивший флюид находиться у устья скважины.

Начало снижения избыточного давления в бурильной колонне соответствует началу закачивания жидкости глушения в бурильную колонну, а стабилизация, процессу заполнения кольцевого пространства жидкостью глушения.

Основное внимание при реализации метода уделяется участку кривой избыточного давления в бурильной колонне от начального давления циркуляции (пик) до конечного давления циркуляции (точка после которой график параллелен оси координат).

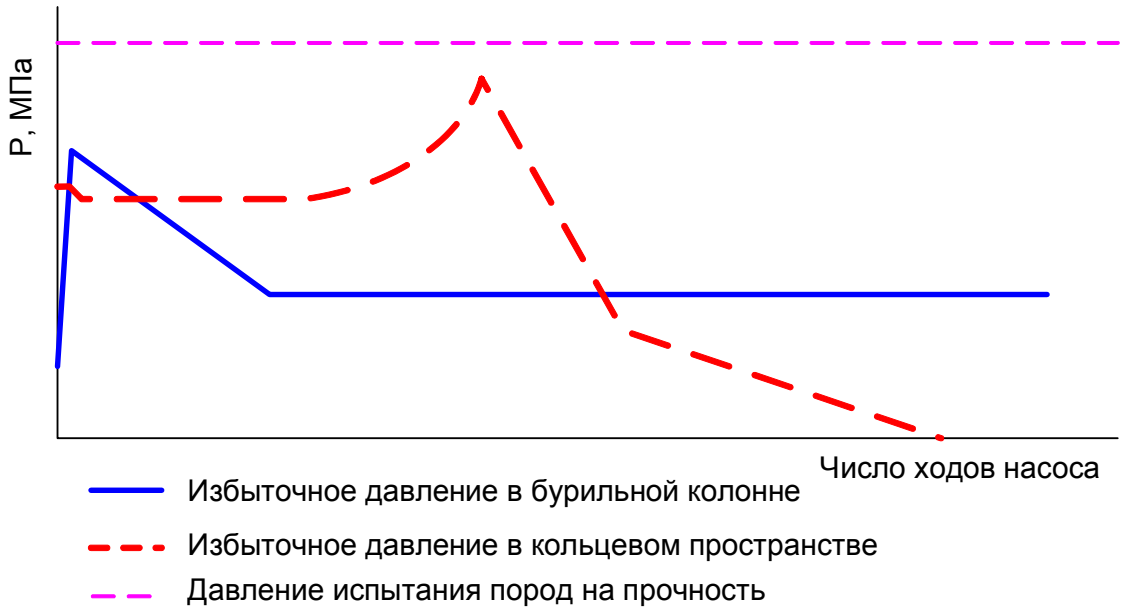


Рисунок 67 – Диаграмма давлений при глушении скважины методом «Ожидания и утяжеления»

6.3 «Объемный» метод глушения скважины

Если поступивший в скважину газ нельзя вытеснить путем циркуляции (например, бурильная колонна находится у поверхности или извлечена из скважины, или забиты насадки долота), необходимо дать возможность газу выйти на поверхность. Это достигается открыванием задвижки регулируемого штуцера с

тем, чтобы выпустить некоторое количество промывочной жидкости, что приведет к расширению газа. Для применения «Объемного» метода необходимо, чтобы максимально допустимое давление в кольцевом пространстве превышало реальное давление в обсадной колонне. В то же время при выходе газа на поверхность максимально допустимое давление в кольцевом пространстве не должно превышать давление разрыва обсадной колонны или рабочее давление сборки ПВО.

После герметизации устья скважины и стабилизации давлений фиксируются основные параметры газонефтеводопроявления, такие как: избыточное давление в бурильной колонне и кольцевом пространстве, объем поступившего флюида и глубина скважины по вертикали.

Чтобы нейтрализовать повышение давления вследствие миграции газа при закрытой скважине нужно стравливать определенный объем бурового раствора с регулярными интервалами.

Для этого устанавливают запас безопасности ($P_{РЕП}$) обычно 0,5 – 1 МПа. Сумма избыточного давления в кольцевом пространстве ($P_{ИКП}$) и запаса безопасности ($P_{РЕП}$) равна нижнему пределу давления ($P_{НПД}$).

Устанавливается рабочая ступень давления ($P_{РСД}$) так же, обычно, имеющая величину 0,5 – 1 МПа.

Сумма нижнего предела давления ($P_{НПД}$) и рабочая ступень давления ($P_{РСД}$) будут обозначены как верхний предел давления ($P_{ВПД}$).

Рассчитывается объем раствора (V_1), соответствующий гидростатике рабочей ступени давления ($P_{РСД}$)

$$V_1 = \frac{0{,}785 \cdot (D^2 - d_H^2) \cdot P_{РСД}}{\rho_{РР} \cdot g} \qquad (20)$$

где D и d_H – внутренний диаметр обсадной колонны м наружный диаметр бурильной колонны (при ее наличии), м;

$\rho_{РР}$ – плотность промывочной жидкости в скважине, кг/м^3.

При достижении избыточного давления, значения $P_{ВПД}$, стравливать объем V_1 удерживая дросселем давление $P_{ВПД}$.

Позволить избыточному давлению повыситься на величину

$$P_{ВПД1} = P_{ВПД} + P_{РСД} \quad (21)$$

Стравить объем V_1 при постоянном давлении $P_{ВПД1}$.

Продолжать действовать аналогичным образом, до выхода флюида из скважины.

После того, как газ поднялся к устью скважины, его не следует выпускать, необходимо помнить, что в этот момент надо быстро закрыть штуцер.

Далее в скважину закачивают тот же раствор, который использовался при проявлении ($\rho_{РР}$). Нагнетание ведут очень медленно через линию глушения скважины.

Медленно выпускают газ до тех пор, пока давление не достигнет конечного значения $P_{ИКП}$. На этом этапе стравливают газ, раствор при этом не выпускается.

Во время нагнетания не должно быть превышено значение максимально допустимого давления испытания горных пород на прочность.

После успешной операции замещения, спускают в скважину инструмент под давлением и замещают жидкостью глушения.

6.4 Особенности глушения горизонтальных и наклонно-направленных скважин

Выявление поступления флюида в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах связано со следующими трудностями:

- отсутствие избыточного давления при герметизированном устье;
- низкая (или нулевая) скорость миграции флюида;
- резкий рост давлений при выходе флюида из горизонтального участка скважины.

Горизонтальные и наклонно направленные скважины имеют интервалы набора, стабилизации и падения зенитного (пространственного) угла, что приводит к резким изменениям давления при подъеме флюида в процессе глушения

Наиболее предпочтительными являются:

- жесткий метод герметизации устья скважины;

- применение метода «Ожидания и утяжеления» (в случае отсутствия жидкости глушения реализовать первую стадию метода «Бурильщика»).

Необходимо учитывать геометрию КНБК, так как скорость подъема флюида за ход плунжера разная. Неучтенная геометрия может привести к чрезмерному снижению избыточного давления на пласт и появлению новых порций флюида (рисунок 68).

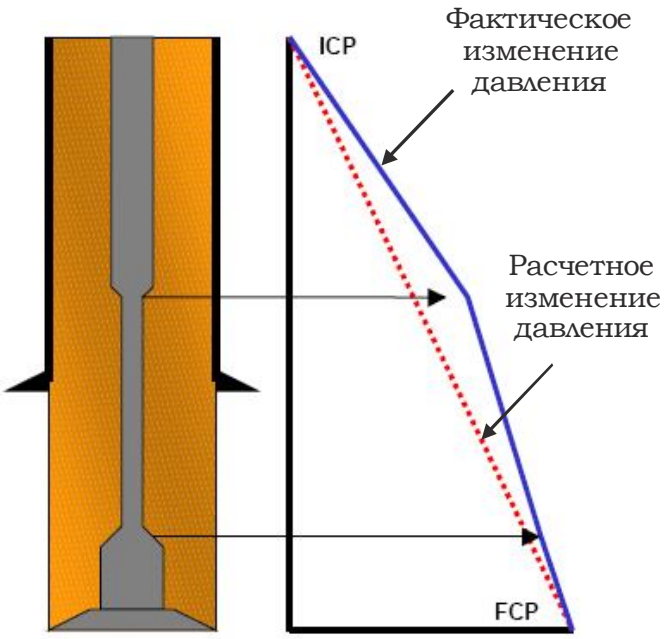


Рисунок 68 – Разница фактического и расчетного изменения давлений при глушении скважины без учета геометрии КНБК

Глушение скважины по построенному без учета геометрии КНБК графику (красная пунктирная линия) приведет к снижению избыточного давления на пласт.

Необходимо учитывать зенитный угол, так как при выходе газа в вертикальный участок повышается давление на вскрытый интервал.

Большой положительный баланс давления на открытый ствол скважины при глушении ее по расчетному графику (красная пунктирная линия рисунок 69) может привести к гидроразрыву пород.

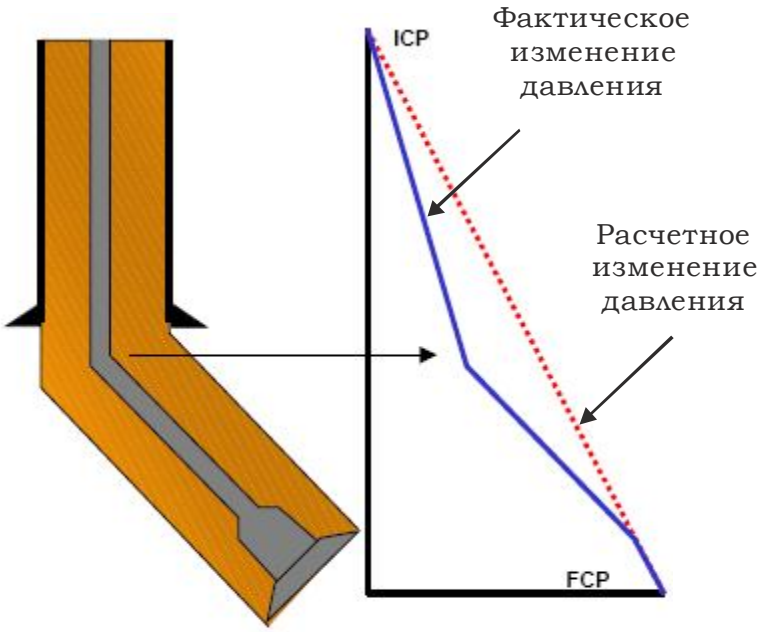


Рисунок 69 – Разница фактического и расчетного изменения давлений при глушении скважины без учета зенитного угла

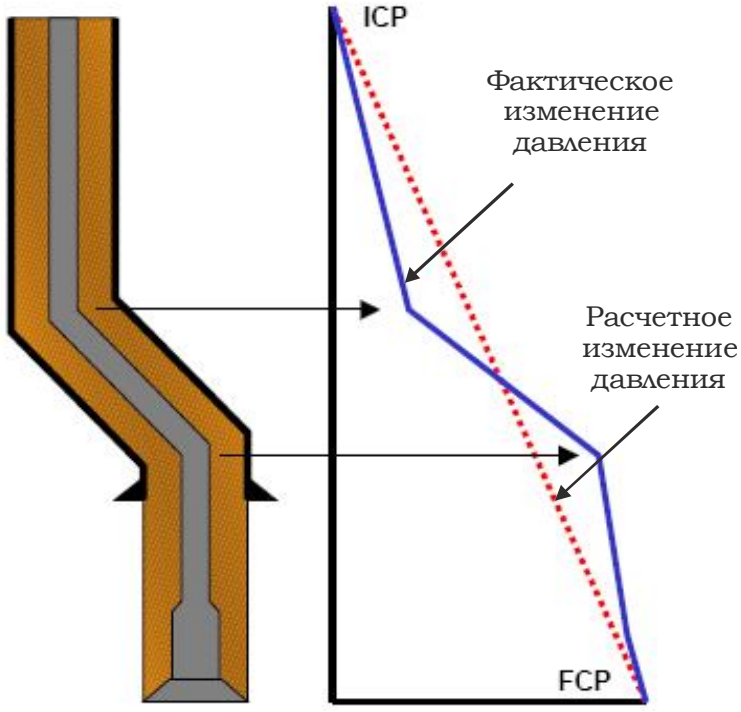


Рисунок 70 – Разница фактического и расчетного изменения давлений при глушении скважины с «S – образным» профилем без учета зенитного угла

При глушении скважин с S – образным профилем существует опасность как поглощения или гидроразрыва пород, так и поступления дополнительной порции флюида, если не учитывать изменения зенитного угла.

Горизонтальные скважины характеризуются низкими избыточными давлениями при размещении флюида в горизонтальном участке и резким ростом давления при выходе газа в вертикальный участок.

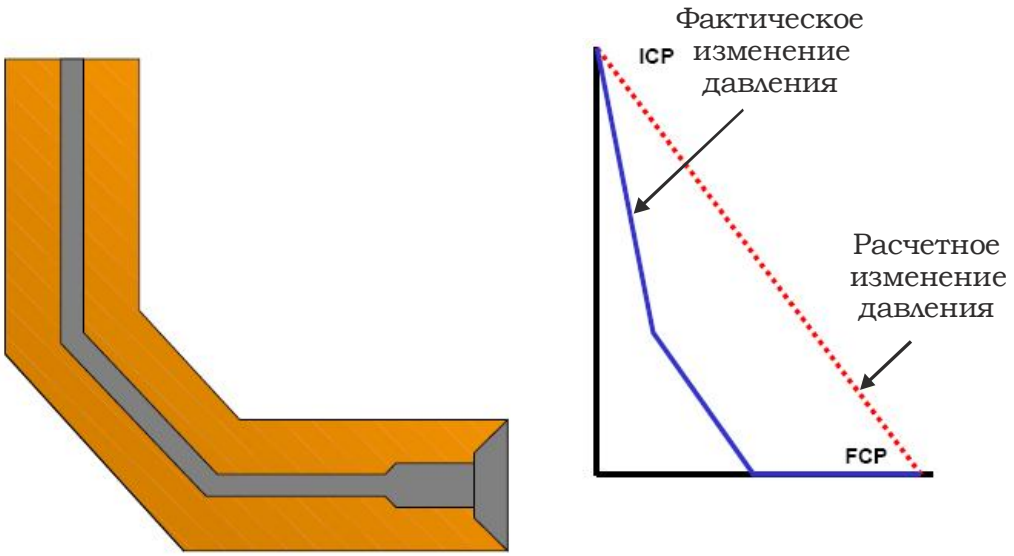


Рисунок 71 – Разница фактического и расчетного изменения давлений при глушении горизонтальной скважины без учета зенитного угла

При глушении горизонтальных скважин необходимо учитывать, что флюид (газ) имеет меньшую плотность и может плохо вытесняться жидкостью глушения. Рекомендуется при глушении горизонтальных скважин поддерживать объемную скорость жидкости в затрубном пространстве горизонтального участка около 300 метров в минуту.

Таким образом, при реализации процедуры глушения горизонтальной или наклонно-направленой скважины необходимо учитывать:

- особенности профиля скважины;
- геометрию КНБК;
- скорость движения жидкости за КНБК в горизонтальном участке.

6.4.1 Расчет графика глушения горизонтальной скважины

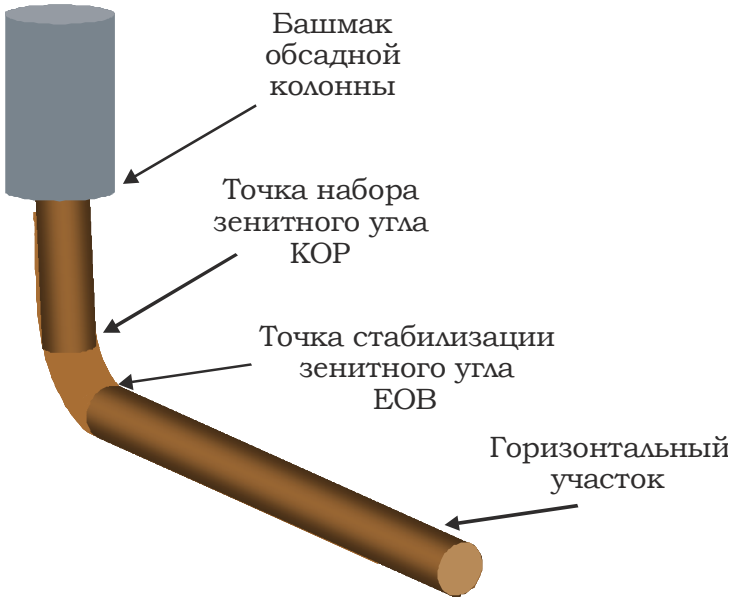


Рисунок 72 – Схема профиля горизонтальной скважины с основными элементами

После выявления ГНВП и регистрации первоначальных данных в ходе стабилизации давлений приступаем к расчету программы глушения.

Дополнительно необходимо знать вертикальную глубину и глубину по мере инструмента до точек набора (KOP – kick of point) и стабилизации (EOB – end of build) зенитного угла.

Рассчитываются объемы трубного и затрубного пространства с учетом обозначенных точек KOP и EOB, а так же число ходов плунжера насоса.

Приступаем к расчету необходимой плотности жидкости глушения согласно выражения 15, а так же начального и конечного давления циркуляции по выражениям 14 и 18.

Находим величину гидравлических сопротивлений в точке набора зенитного угла (KOP)

$$\Delta P_{КОР} = P_{ГМЦ} + ((P_{КОН} - P_{ГМЦ}) \cdot \frac{L_{КОР}}{L_{СКВ}}) \qquad (22)$$

где $\Delta P_{КОР}$ – величина гидравлических сопротивлений в точке набора зенитного угла, МПа;

$L_{КОР}$ – расстояние от устья скважины до точки КОР по стволу, м;

$L_{СКВ}$ – глубина скважины по стволу, м.

Пересчитываем избыточное давление в бурильных трубах в точке набора зенитного угла (КОР)

$$P_{ИБТ.КОР} = P_{ИБТ} - ((\rho_{ЖГ} - \rho_{РР}) \cdot g \cdot H_{КОР}) \qquad (23)$$

где $P_{ИБТ.КОР}$ – значение избыточного давления в бурильных трубах в точке КОР при глушении скважины, МПа;

$H_{КОР}$ – расстояние по вертикали от устья скважины до точки КОР, м.

Рассчитывается циркуляционное давление в точке набора зенитного угла (КОР)

$$CP_{КОР} = P_{ИБТ.КОР} + \Delta P_{КОР} \qquad (24)$$

где $CP_{КОР}$ – значение циркуляционного давления в точке набора зенитного угла КОР при глушении скважины, МПа.

Находим величину гидравлических сопротивлений в точке стабилизации зенитного угла (ЕОВ)

$$\Delta P_{ЕОВ} = P_{ГМЦ} + ((P_{КОН} - P_{ГМЦ}) \cdot \frac{L_{ЕОВ}}{L_{\text{СКВ}}}) \qquad (25)$$

где $\Delta P_{ЕОВ}$ – величина гидравлических сопротивлений в точке стабилизации зенитного угла, МПа;

$L_{ЕОВ}$ – расстояние от устья скважины до точки ЕОВ по стволу, м.

Пересчитываем избыточное давление в бурильных трубах в точке стабилизации зенитного угла (ЕОВ)

$$P_{ИБТ.ЕОВ} = P_{ИБТ} - ((\rho_{ЖГ} - \rho_{РР}) \cdot g \cdot H_{ЕОВ}) \qquad (26)$$

где $P_{ИБТ.ЕОВ}$ – значение избыточного давления в бурильных трубах в точке ЕОВ при глушении скважины, МПа;

$H_{ЕОВ}$ – расстояние по вертикали от устья скважины до точки ЕОВ, м.

Рассчитывается циркуляционное давление в точке стабилизации зенитного угла (ЕОВ)

$$CP_{ЕОВ} = P_{ИБТ.ЕОВ} + \Delta P_{ЕОВ} \quad (27)$$

где $CP_{ЕОВ}$ – значение циркуляционного давления в точке набора зенитного угла ЕОВ при глушении скважины, МПа.

Рассчитывается величина снижения давления на каждые 100 ходов плунжера при закачивании жидкости глушения от устья скважины до точки КОР

$$KOP_{drop} = \frac{(P_{НАЧ} - CP_{КОР}) \cdot 100}{N_{КОР}} \quad (28)$$

где – KOP_{drop} - величина снижения давления на каждые 100 ходов плунжера при закачивании жидкости глушения от устья скважины до точки КОР, МПа/100 ходов;

$N_{КОР}$ – количество ходов плунжера насоса, необходимое, для заполнения бурильной колонны от устья скважины до точки КОР.

Находим величину снижения давления на каждые 100 ходов плунжера при закачивании жидкости глушения от точки КОР до точки ЕОВ

$$EOB_{drop} = \frac{(CP_{КОР} - CP_{ЕОВ}) \cdot 100}{N_{ЕОВ}} \quad (29)$$

где – EOB_{drop} - величина снижения давления на каждые 100 ходов плунжера при закачивании жидкости глушения от точки КОР до точки ЕОВ, МПа/100 ходов;

$N_{КОР}$ – количество ходов плунжера насоса, необходимое, для заполнения бурильной колонны от точки КОР до точки ЕОВ.

Рассчитываем величину снижения давления на каждые 100 ходов плунжера при закачивании жидкости глушения от точки ЕОВ до долота

$$B_{drop} = \frac{(CP_{EOB} - P_{KOH}) \cdot 100}{N_B} \qquad (30)$$

где – EOB_{drop} - величина снижения давления на каждые 100 ходов плунжера при закачивании жидкости глушения от точки ЕОВ до долота, МПа/100 ходов;

N_B – количество ходов плунжера насоса необходимое, для заполнения бурильной колонны от точки ЕОВ до долота.

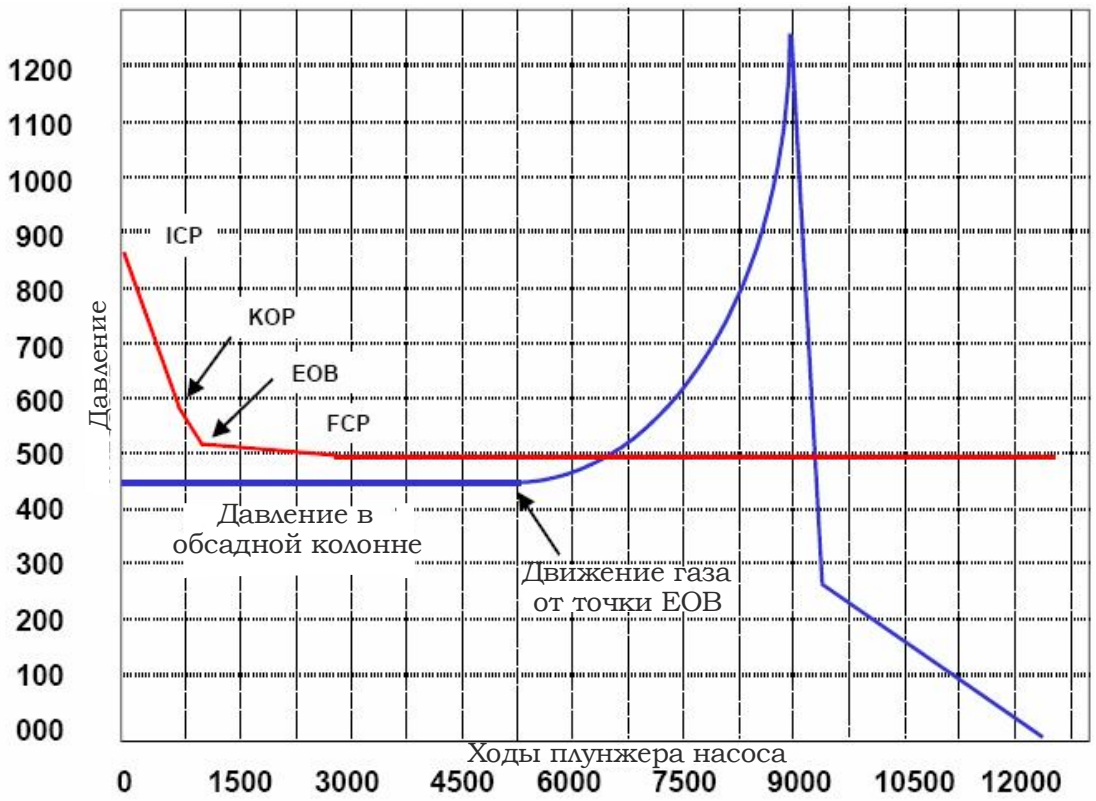


Рисунок 73 – Диаграмма давлений при глушении горизонтальной скважины методом ожидания и утяжеления с учетом зенитного угла

Диаграмма на рисунке 73 отражает изменение давлений в процессе глушения горизонтальной скважины. Расчет дополнительных точек КОР и ЕОВ

позволяет скорректировать график глушения и избежать дополнительного роста давления на горные породы при выходе газа из горизонтального участка.

6.5 Осложнения при глушении скважин

В процессе глушения скважин зачастую возникают осложнения, а так же аварийные ситуации реакция рабочего персонала на которые должна заключаться в сохранении контроля над скважиной, при одновременном выявлении причины осложнения или аварии, с принятием корректных мер для ликвидации аварийной ситуации.

В таблице 3 представлены основные виды осложнений, признаки по которым можно определить вид осложнения и действия, которые необходимо предпринять для предотвращения развития аварийной ситуации и сохранения контроля над скважиной.

Таблица 3 – Виды и признаки осложнений, действия для их ликвидации

№ п/п	Вид осложнения	Признаки осложнения	Действия для ликвидации осложнения и сохранения контроля над скважиной
1	2	3	4
1	Промывается дроссель	Постепенное снижение давления в бурильной колонне и кольцевом пространстве вплоть до полного закрытия дросселя	После выявления осложнения, полностью закрыть дроссель. Одновременно и скоординировано снизить подачу насосов до нуля и закрыть задвижку после дросселя. Перейти на запасной дроссель.
2	Забивается дроссель	Постепенное увеличение давления в бурильной колонне и кольцевом пространстве вплоть до полного открытия дросселя	Плавно и скоординировано снизить подачу насосов до нуля с закрытием дросселя при постоянном давлении в кольцевом пространстве. Перейти на запасной дроссель.
3	Отключение или выход из строя насоса	Резкое падение давления в бурильной колонне и кольцевом пространстве, показания на индикаторе ходов насоса в единицу времени равны нулю	Поддерживая постоянное давление в кольцевом пространстве быстро закрыть дроссель. Перейти на запасной насос.

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
4	Промыло бурильную колонну, вымыло насадку долота	Падение давления в бурильной колонне при постоянном давлении в кольцевом пространстве и неизменной подаче насоса	Остановить насос и закрыть дроссель при постоянном давлении в кольцевом пространстве. Поддерживая постоянное давление в кольцевом пространстве вывести насосы на необходимую производительность. Продолжить глушение с новым давлением циркуляции, если падение давления в бурильной колонне продолжается, остановить насос, закрыть скважину, применить объемный метод для вытеснения поступившего флюида.
5	Забило насадку долота	Рост давления в бурильной колонне при постоянном давлении в кольцевом пространстве и неизменной подаче насоса	Остановить насос и закрыть дроссель при постоянном давлении в кольцевом пространстве. Поддерживая постоянное давление в кольцевом пространстве вывести насосы на необходимую производительность. Продолжить глушение с новым давлением циркуляции.
6	Имеется утечка через уплотнение превентора	Появление жидкости в контрольных отверстиях или через уплотнения пакерующих элементов	Задействовать аварийное уплотнение или второй превентор имеющийся в сборке
7	Не регулируется дроссель	При воздействии на органы управления дросселем степень открытия остается неизменной.	В дроссельной линии, блоке дросселирования и дросселе появились гидратообразования. Остановить процедуру глушения, закачать через линию продувки дроссельного манифольда гликоль и ингибиторы гидратообразований, продолжить глушение

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
8	Закупорка в линии манифольда кольцевого превентора	После перемещения 4-х ходового 3-х позиционного крана закрытия кольцевого превентора появилась соответствующая индикация, но давления в гидроаккумуляторе и регуляторе остались неизменными.	Задействовать плошечный превентор и устранить закупорку в манифольде.
9	Не задействован вспомогательный пульт управления ПВО	После перемещения 4-х ходовых 3-х позиционных кранов закрытия превенторов нет соответствующей индикации и давления в гидроаккумуляторе и регуляторах остались неизменными.	Задействовать элементы сборки ПВО со станции гидроуправления ПВО.

Приложение 1 – Лист глушения вертикальной скважины

International Well Control Forum

Surface BOP Kill Sheet - Vertical Well (S.I. Units)

DATE : _____

NAME : _____

FORMATION STRENGTH DATA:

SURFACE LEAK -OFF PRESSURE FROM FORMATION STRENGTH TEST (A) ____ kPa

DRILLING FLUID DENSITY AT TEST (B) ____ kg/m³

MAX. ALLOWABLE DRILLING FLUID DENSITY =

(B) + (A) / (SHOE T.V. DEPTH x 0.00981) = (C) ____ kg/m³

INITIAL MAASP =

((C) - Current Density) x 0.00981 x Shoe TVD = ____ kPa

CURRENT WELL DATA:

CURRENT DRILLING FLUID:

DENSITY ____ kg/m³

CASING SHOE DATA:

SIZE ____ mm

M. DEPTH ____ m

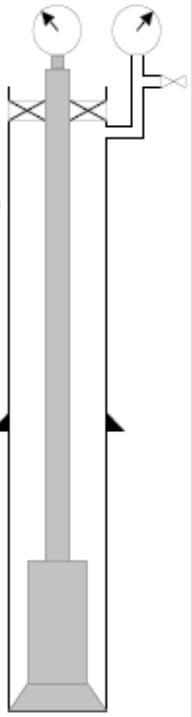
T.V. DEPTH ____ m

HOLE DATA:

SIZE ____ mm

M. DEPTH ____ m

T.V. DEPTH ____ m



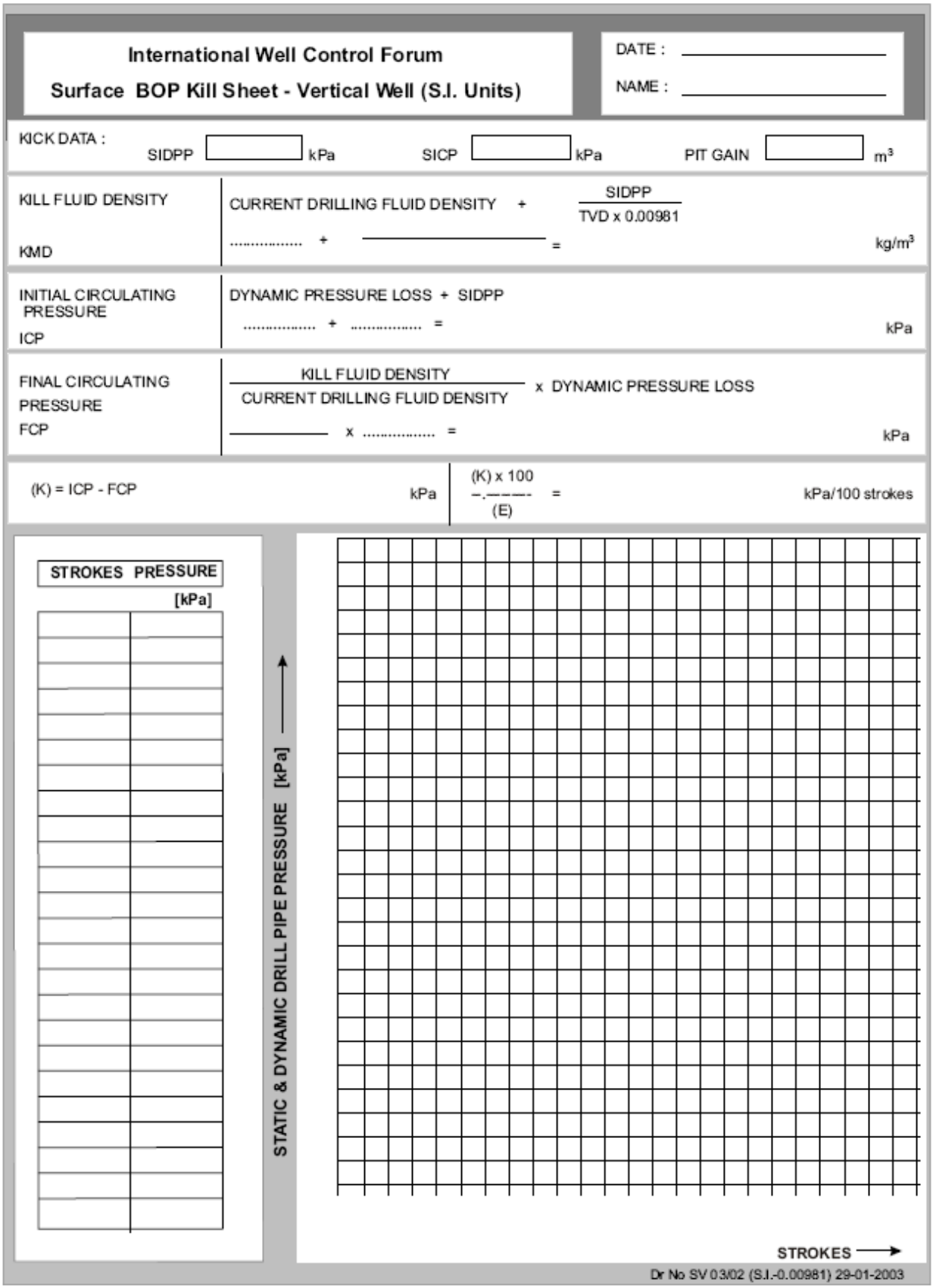
PUMP NO. 1 DISPL.	PUMP NO. 2 DISPL.
m³ / stroke	m³ / stroke

SLOW PUMP RATE DATA:	(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS PUMP NO. 1	PUMP NO. 2
SPM	kPa	kPa
SPM	kPa	kPa

PRE-RECORDED VOLUME DATA:	LENGTH m	CAPACITY m³ / m	VOLUME m³	PUMP STROKES stks	TIME minutes
DRILL PIPE	x	=		VOLUME / PUMP DISPLACEMENT	PUMP STROKES / SLOW PUMP RATE
HEAVY WALL DRILL PIPE	x	=	+		
DRILL COLLARS	x	=	+		
DRILL STRING VOLUME			(D) =	(E) stks	min
DC x OPEN HOLE	x	=			
DP / HWDP x OPEN HOLE	x	=	+		
OPEN HOLE VOLUME			(F) =	stks	min
DP x CASING	x		=(G) +	stks	min
TOTAL ANNULUS VOLUME			(F+G) = (H) =	stks	min
TOTAL WELL SYSTEM VOLUME			(D+H) = (I) =	stks	min
ACTIVE SURFACE VOLUME			(J) =	stks	
TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM			(I +J) =	stks	

Dr No SV 03/01
(S.I.-0.00981)
29-01-2003

Приложение 1 – Лист глушения вертикальной скважины



International Well Control Forum

Surface BOP Kill Sheet - Vertical Well (S.I. Units)

DATE : _____

NAME : _____

KICK DATA : SIDPP _____ kPa SICP _____ kPa PIT GAIN _____ m^3

KILL FLUID DENSITY

KMD

CURRENT DRILLING FLUID DENSITY + $\frac{\text{SIDPP}}{\text{TVD x 0.00981}}$

..... + _____ = kg/m^3

INITIAL CIRCULATING PRESSURE

ICP

DYNAMIC PRESSURE LOSS + SIDPP

..... + ... = kPa

FINAL CIRCULATING PRESSURE

FCP

$\frac{\text{KILL FLUID DENSITY}}{\text{CURRENT DRILLING FLUID DENSITY}}$ x DYNAMIC PRESSURE LOSS

_____ x ..... = kPa

(K) = ICP - FCP kPa

$\frac{\text{(K) x 100}}{\text{(E)}}$ = kPa/100 strokes

STROKES	PRESSURE [kPa]

STATIC & DYNAMIC DRILL PIPE PRESSURE [kPa] →

STROKES →

Dr No SV 03/02 (S.I.-0.00981) 29-01-2003

Приложение 2 – Лист глушения наклонно-направленной скважины

International Well Control Forum

Surface BOP Kill Sheet - Deviated Well (S.I. Units)

DATE : _____

NAME : _____

FORMATION STRENGTH DATA:

SURFACE LEAK -OFF PRESSURE FROM FORMATION STRENGTH TEST (A) kPa

DRILLING FLUID DENS. AT TEST (B) kg/m3

MAX. ALLOWABLE DRILLING FLUID DENSITY =

(B) + (A) / SHOE T.V. DEPTH x 0.00981 = (C) kg/m3

INITIAL MAASP =

((C) - CURR. DENS.) x 0.00981 x SHOE T.V. DEPTH

= kPa

PUMP NO. 1 DISPL.	PUMP NO. 2 DISPL.
m3 / stroke	m3 / stroke

SLOW PUMP RATE DATA:	(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS	
	PUMP NO. 1	PUMP NO. 2
SPM	kPa	kPa
SPM	kPa	kPa

CURRENT WELL DATA:

DRILLING FLUID DATA:

DENSITY kg/m3

DEVIATION DATA:

KOP M.D. m

KOP T.V.D. m

EOB M.D. m

EOB T.V.D. m

CASING SHOE DATA:

SIZE mm

M. DEPTH m

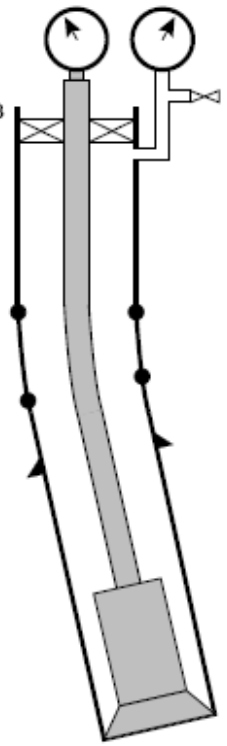
T.V. DEPTH m

HOLE DATA:

SIZE mm

M. DEPTH m

T.V. DEPTH m



PRE-RECORDED VOLUME DATA:	LENGTH m	CAPACITY m3 / m	VOLUME m3	PUMP STROKES stks	TIME minutes
DP - SURFACE TO KOP	x	=		(L) stks	
DP - KOP TO EOB	x	=	+	(M) stks	
DP - EOB TO BHA	x	=	+	(N1) stks	
HEVI WALL DRILL PIPE	x	=	+	(N2) stks	
DRILL COLLAR	x	=	+	(N3) stks	
DRILL STRING VOLUME			(D) m3	stks	min
DC x OPEN HOLE	x	=			
DP / HWDP x OPEN HOLE	x	=	+		
OPEN HOLE VOLUME			(F) m3	stks	min
DP x CASING	x	=	(G) +	stks	min
TOTAL ANNULUS VOLUME		(F+G) = (H)	m3	stks	min
TOTAL WELL SYSTEM VOLUME		(D+H) = (I)	m3	stks	min
ACTIVE SURFACE VOLUME		(J)	m3		
TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM		(I+J)	m3		

Dr No SD 03/01
(S.I.-0.00981)
29-01-2003

Приложение 2 – Лист глушения наклонно-направленной скважины

International Well Control Forum

Surface BOP Kill Sheet - Deviated Well (S.I. Units)

DATE : _____

NAME : _____

KICK DATA :

SIDPP [ ] kPa SICP [ ] kPa PIT GAIN [ ] m3

KILL FLUID DENSITY KMD	CURRENT DRILLING FLUID DENSITY + $\frac{\text{SIDPP}}{\text{TVD x 0.00981}}$ ..... + $\frac{\text{.....}}{\text{..... X0.00981}}$ = ... kg / m3
INITIAL CIRC. PRESS. ICP	DYNAMIC PRESSURE LOSS + SIDPP ..... + ... = ... kPa
FINAL CIRCULATING PRESSURE FCP	$\frac{\text{KILL FLUID DENSITY}}{\text{CURRENT DRILLING FLUID DENSITY}}$ x DYNAMIC PRESSURE LOSS $\frac{\text{.....}}{\text{.....}}$ x ..... = ... kPa
DYNAMIC PRESSURE LOSS AT KOP (O)	PL + [(FCP-PL) x $\frac{\text{KOPMD}}{\text{TDMD}}$] = ... + [(.....-.....) x $\frac{\text{.....}}{\text{.....}}$] = ... kPa
REMAINING SIDPP AT KOP (P)	SIDPP - [(KMD - OMD) x KOPTVD x 0.00981] = ... - [(.....-.....) x ..... X 0.00981] = ... kPa
CIRCULATING PRESS. AT KOP (KOP CP)	(O) + (P) = ... + ... = ... kPa
DYNAMIC PRESS. LOSS AT EOB (R)	PL + [(FCP-PL) x $\frac{\text{EOBMD}}{\text{TDMD}}$] = ... + [(.....-.....) x $\frac{\text{.....}}{\text{.....}}$] = ... kPa
REMAINING SIDPP AT EOB (S)	SIDPP - [(KMD - OMD) x EOBTVD x 0.00981] = ... - [(.....-.....) x ..... X 0.00981] = ... kPa
CIRCULATING PRESS. AT EOB (EOB CP)	(R) + (S) = ... + ... = ... kPa

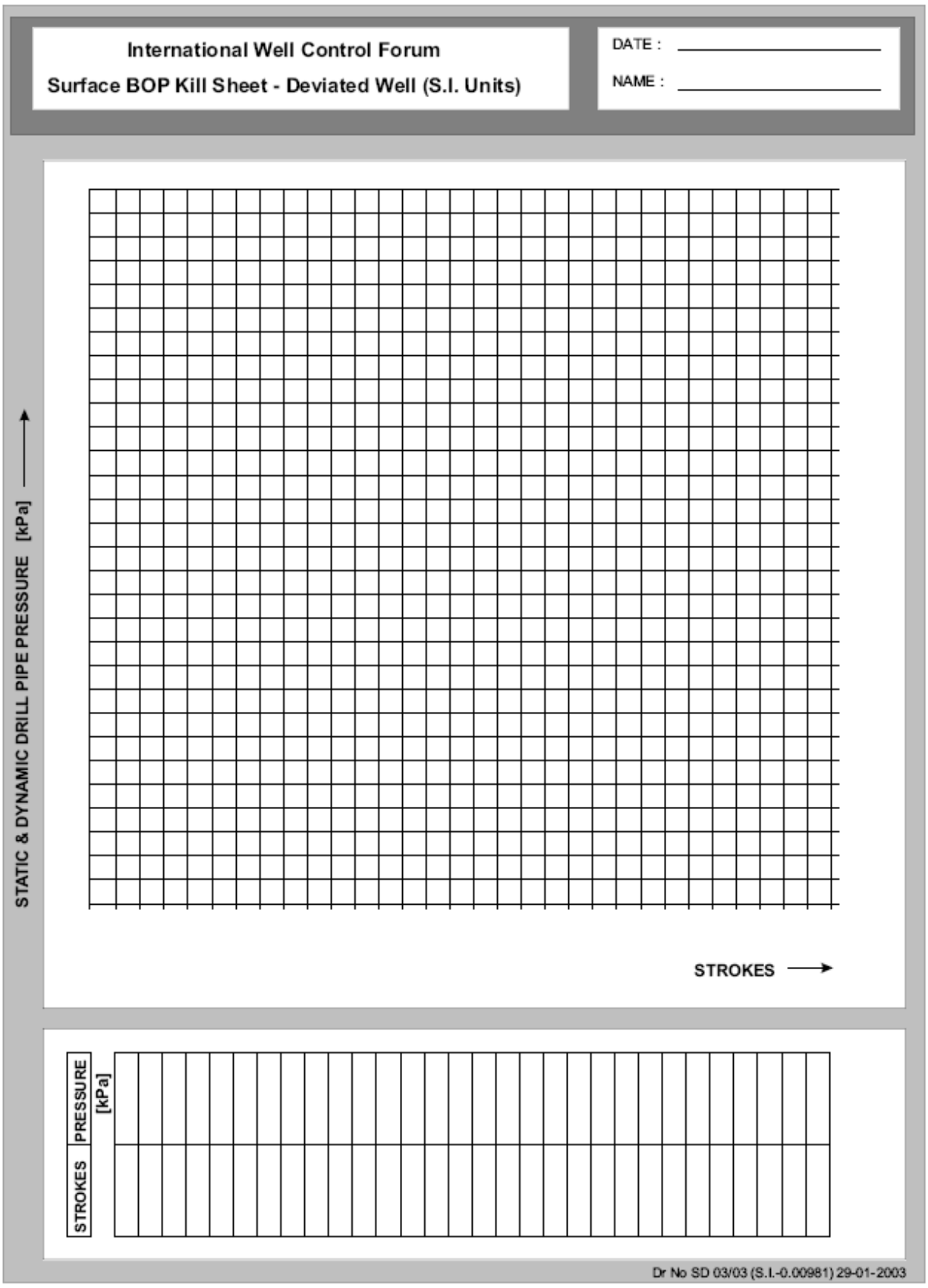
(T) = ICP - KOP CP = ... - ..... = ... kPa $\frac{\text{(T) x 100}}{\text{(L)}}$ = $\frac{\text{..... x 100}}{\text{.....}}$ = ... $\frac{\text{kPa}}{\text{100 strokes}}$

(U) = KOP CP - EOB CP = ... - ..... = ... kPa $\frac{\text{(U) x 100}}{\text{(M)}}$ = $\frac{\text{..... x 100}}{\text{.....}}$ = ... $\frac{\text{kPa}}{\text{100 strokes}}$

(W) = EOB CP - FCP = ... - ..... = ... kPa $\frac{\text{(W) x 100}}{\text{(N1+N2+N3)}}$ = $\frac{\text{..... x 100}}{\text{.....}}$ = ... $\frac{\text{kPa}}{\text{100 strokes}}$

Dr No SD 03/02 (S.I.-0.00981) 29-01-2003

Приложение 2 – Лист глушения наклонно-направленной скважины



Список используемой литературы

1. Куксов А.К., Бабаян Э.В., Шевцов В.Д. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении.- М: Недра, 1992.-251 с: ил.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-2003). Серия 08. Выпуск 4/ Колл. авт.- М: Госгортехнадзор России, 2003.- 206 с.
3. Шевцов В.Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах.-М.: Недра, 1984, 191 с.
4. Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин.- М: Недра, 1988.- 200 с. : ил.
5. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник.- М.: Недра, 1981,- 189 с: ил.
6. Блохин О.А., Иоганесян К.В., Рымчук Д.В. Предупреждение возникновения и безопасная ликвидация открытых газовых фонтанов : Учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве.-М.: Недра, 1991.- 142с.: ил.
7. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- Т. 3.- 399 с.
8. Жан Бом, Дидье Бриган, Беонар Лопес Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений.
9. Randy Smith Training Solution, учебное пособие по курсу «Well Control», Абердин, 2005 г.
10. Аширьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989. – 228 с.: ил.
11. Гоинс У.К., Шеффилд Р. Предотвращение выбросов.– М.: Недра, 1987. -326 с.

12. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
13. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. – 317 .с
14. Башлык С.М., Загибайло Г.Т., Коваленко А.В. Основы гидравлики и промывочные жидкости: Учебник для техникумов. – М.: Недра, 1993. – 240 с.
15. Борисенко Л.В. Промывочные жидкости и промывка скважин: Методические указания к лабораторным работам. – М.: МИНГ им. И.М. Губкина, 1981. – 87 с.
16. Гульянц Г.М. Справочное руководство по противовыбросовому оборудованию. – М.: Недра, 1983. - 112 с.
17. Головко В.Н. Оборудование для приготовления и очистки промывочных жидкостей. – М.: Недра, 1978. – 132 с.
18. Грей Дж. Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): Пер. с англ. – М.:Недра, 1985. – 509 с.
19. Иогансен К.В. Справочник «Спутник буровика», 3-е издание переработанное и дополненное. – М.: Недра, 1990.- 199 с.
20. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геолого-разведочных скважин. Справочное пособие. – М.: Недра, 1989. – 240 с.
21. Каталог «Технические средства, методические разработки, технологии, услуги в области геофизических исследований скважин», АО НПП «ВНИИГИС», 1997.
22. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф., Справочник по испытанию скважин. - М.: Недра, 1984.
23. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Справочник «Бурение наклонных и горизонтальных скважин». - М.: Недра, 1997.
24. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987.

25. Овчинников В.П. и др. Специальные тампонажные материалы для разобщения пластов в различных термобарических условиях. – Тюмень: «Вектор БУК», 1997. – 238 с.
26. Овчинников В.П. и др. Солевые тампонажные композиции на основе вторичных материальных ресурсов производства соды. – М.: Недра, 2000. – 246 с.
27. Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. – М.: Недра, 1982. – 230 с.
28. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М.: Недра, 1990. – 230 с.
29. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1981.
30. Токунов В.И. Хейфец И.Б. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы. – М.: Недра, 1983. – 167 с.
31. Абубакиров В.Ф. и др. Буровое оборудование: Справочник в 2-х т.- Недра, 2000. - :618 с.
32. Киреев А.М., Войтенко В.С. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин: Монография. в 2-х т. – Тюмень: «Экспресс». 2006. – 366 с.
33. Справочник бурового мастера: в 2-х т. М: «Инфра-Инженерия», 2006. – 1216 с. \ Под общей редакцией редакцией Овчинникова В.П., Грачева С.И., Фролова А.А.
34. Свинцицкий С. Б. Природа зон АВПД в глубокопогруженных отложениях нефтегазовых бассейнов. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 4/2007. УДК 622.276.031:532.51(1-04)
35. Фертль У. Х. Аномально пластовые давления. М., Недра. 1980
36. Хабаров В. В., Хабаров А. В. К вопросу о диагностике коллекторов в Баженовской свите по наличию АВПД. Каротажник № 99.
37. Халимов Э. М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958-2000 гг.). М.: ИГиРГИ. 2001

38.Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений / В.М. Добрынин, В.А. Серебряков. – М. : Недра, 1991. – 288 с.

Приложение

Действия буровой вахты при ГНВП

Практика знает немало случаев, когда проявления переходили в открытые фонтаны только вследствие нечеткой и неслаженной работы обслуживающего персонала. В экстремальных ситуациях в связи с повышенным нервно-психическим напряжением обязанности и порядок действий каждого члена буровой вахты должны быть строго регламентированы, чтобы избежать ошибок, растерянности и связанной с ними потери времени. Операции по глушению скважин должны выполняться под руководством ответственного работника в соответствии с рабочей картой глушения или по специальному плану

Действие членов буровой вахты при ГНВП

Прямые и косвенные признаки ГНВП	Мероприятия по ликвидации ГНВП	Работник, ответственный за выполнение	Исполнители
Бурение			
Прямые признаки: увеличение объема (уровня) бурового раствора в приемной емкости на !/2, но не более 1,5. Повышение расхода (скорости) выходящего бурового раствора из скважины	Подают сигнал «Выброс». Прекращают углубление скважины. Выключают насосы. Поднимают долото над забоем навинчивают шаровой кран (обратный клапан) на бурильную трубу при отсутствии его под ведущей трубой. Открывают гидроуправляемую и ручные задвижки на дроссельной линии. Закрывают универсальный просмотр (при его	Бурильщик	Бурильщик 1-ый помощник бурильщика 2-й или 3-й помощник бурильщика

	отсутствии – верхний плашечный). Сообщают руководству РИТС о возникновении ГНВП. Немедленно закрывают дроссель. Регистрируют избыточное давление в бурильной и обсадной колоннах. Подключают насос, определяют p_n, открывают дроссель, вымывают пластовый флюид. Утяжеляют буровой раствор в приемных емкостях. Закачивают в скважину утяжеленный буровой раствор	Буровой мастер	Бурильщик Лаборант 3-й помощник бурильщика 2-й помощник бурильщика Бурильщик, 1-й и 2-й помощник бурильщика Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика, лаборант Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщики
Спуско-подъемные операции			
Уменьшение против контрольного объема бурового раствора, доливаемого в затрубное	Подают сигнал «Выброс».Немедленно приступают к спуску труб. Сообщают руководству РИТС о возникновении ГНВП. Контролируют объем	Бурильщик	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика, лаборант

пространство при подъеме бурильной колонны на ¼ $V_{пр}$, но не более 1 $м^2$. Увеличение против контрольного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны на ¼ $V_{пр}$, но не более 1 $м^3$. Перелив бурового раствора из скважины	вытесняемой жидкости. Продолжают спуск инструмента объем поступления пластового флюида не превысит ½ $V_{пр}$.	Буровой мастер	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика
	Навинчивают на колонну бурильных труб обратный клапан (шаровой кран).	Бурильщик	Бурильщик, 1-й, 2-й помощники бурильщика
	При переливе из труб закрывают шаровой кран.	Буровой мастер	Бурильщик
	Открывают гидроуправляемую задвижку и задвижки на дроссельной линии.		Бурильщик, 1-й помощник бурильщика
	Открывают верхний плашечный превентор (если инструмент в обсадной колонне) или ПУГ (при нахождении инструмента в открытом стволе).	Буровой мастер	Бурильщик, 1-й помощник бурильщика
	Навинчивают на бурильные трубы промывочную головку с краном высокого давления или ведущую трубу.		Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика
	Медленно закрывают дроссель		1-й помощник бурильщика
	Снимают показания давления в обсадной колонне и бурильных трубах, определяют по приемной емкости объем поступившего пластового флюида.		Бурильщик, 1-й помощник бурильщика
	Дальнейшие работы направлены на ликвидацию ГНВП и выполняются по	Инженер-технолог (буровой мастер)	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика,

	указанию ответственного ИТР		лаборант
Геофизические работы			
Перелив из скважины бурового мастера	Подают сигнал «Выброс». Прекращают геофизические работы. Поднимают геофизические приборы из скважины. Сообщают руководству и возникшем ГНВП. Приступают к спуску инструмента с обратным клапаном и продолжают спуск, пока объем поступления флюида не превысит ½ $V_{пр}$. Прекращают спуск и герметизируют устье скважины. При интенсивном проявлении рубят кабель и герметизируют скважину плашками превентора. Дальнейшие работы направлены на ликвидацию ГНВП и выполняются по указанию ответственного ИТР	Бурильщик Буровой мастер Инженер технолог (буровой мастер)	Бурильщик Начальник партии 1-й помощник бурильщика Бурильщик, 1-й помощник бурильщика Начальник партии Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика, лаборант