

#### **4.1. ОПИСАНИЕ ГЕРМЕТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ЦИРКУЛЯЦИИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ**

Принципиальное отличие технологии вскрытия продуктивных пластов с АВПД от технологии в условиях АНПД заключается в использовании совершенно различных по составу и свойствам промывочных жидкостей. В первом случае применяют утяжеленные буровые растворы, во втором — облегченные промывочные жидкости, пены и газообразные агенты.

Наряду с особыми требованиями к приготовлению и использованию этих промывочных жидкостей, исключительное значение имеет выбор области их применения при бурении в условиях гибкого перехода от депрессии к репрессии и наоборот.

При АНПД можно вскрывать плотные, крепкие, низкопроницаемые пласты при репрессии без существенного снижения продуктивности скважины, когда правильно выбраны тип, состав и рецептура бурового раствора, а значение гидродинамического давления в затрубном пространстве ниже давления ГРП.

При вскрытии пластов с коэффициентом аномальности  $k_a$  до 1,5 проблемы возникают только в процессе разбуривания высокопродуктивных поглощающих интервалов. Однако при  $k_a > 1,5$  значение  $p_{грп}$  приближается к значению  $p_{пл}$ , и бурение на репрессии существенно осложняется.

Переход на бурение в режиме депрессии ограничен значением дебита пластового флюида. По данным [107], допустимое значение дебита пластового газа доходило до 368 тыс. м<sup>3</sup>/сут при депрессии на пласт 6,4 МПа и устьевом давлении 2,3 МПа (бурение велось с промывкой газирован-

ным азотом, дизельным топливом при  $Q_{\text{ж}} = 5,8 \div 7,5 \text{ дм}^3/\text{с}$  и  $Q_{\text{г}} = 583,3 \div 166,7 \text{ дм}^3/\text{с}$ .

Однако отсутствует окончательный ответ о безопасном значении дебита пластового газа при бурении на депрессии. Очевидно, решение этого вопроса нужно искать в каждом конкретном случае при взаимодействии промывочного агента с поступающим в скважину пластовым флюидом.

В связи с возросшими в настоящее время требованиями к качеству заканчивания скважин проблема сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов при их вскрытии является очень актуальной и требует разработки и скорейшего внедрения на буровых и газодобывающих предприятиях новых технических решений.

К таким решениям можно отнести разработанный в СевКавНИПИгазе способ бурения скважин в интервалах проявляющих пластов, позволяющий осуществлять гибкий переход от несбалансированного бурения к равновесному и обратно. Определены граничные горно-геологические условия целесообразности использования указанного способа, разработаны технические требования и условия на специальное технологическое оборудование. Данная технология обладает рядом преимуществ перед традиционной технологией бурения, осуществляемой в условиях 5–15%-ного превышения гидростатического давления промывочной жидкости над пластовым. К таким преимуществам следует отнести [4, 80, 104–106]:

- получение однозначного ответа о наличии продуктивных пластов во вскрываемом разрезе непосредственно в процессе углубления скважины;

- сохранение естественной проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта, сокращение сроков освоения и получение дополнительной добычи газа или нефти;

- повышение скоростей бурения;

- экономия энергии и материалов на приготовление и обработку промывочной жидкости и удовлетворение требованиям экологии.

Бурение скважин при наличии свободного притока пластового флюида в скважину (при депрессии на пласт) эффективно как в условиях АВПД, так и при вскрытии продуктивных пластов с пониженными давлениями.

В условиях АНПД бурить на депрессии возможно с промывкой пеной и аэрированной жидкостью, а также продувкой газом или туманом.

Анализируя зарубежный опыт проводки скважин приточ-

ным методом, следует отметить, что основной объем выполненных работ ведется на нефтяные пласты [108–110]. Объем бурения и ремонта скважин в условиях депрессии на газовые пласты значительно меньше, что объясняется большей вероятностью получения нерегулируемого выброса и аварийной ситуации вплоть до ликвидации скважины.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки по бурению газовых скважин в условиях депрессии на пласт были начаты в России более 40 лет назад. Технология и оборудование для бурения с продувкой естественным газом были впервые разработаны и внедрены в 50-х годах прошлого века при бурении семи газовых скважин на Тахта-Кугультинском, Петровско-Благодарненском и Расшеватском газовых месторождениях Ставропольского края. В дальнейшем работы по бурению на равновесии давлений в системе скважина – пласт были продолжены в других регионах России, а также на Украине и в Средней Азии.

Авторами НИОКР, выполненных в разные годы для применения на площадях бурения Ставропольского края, Туркмении, Болгарии и Севера Тюменской области, являются ученые СевКавНИПИгаза при участии работников буровых организаций, где использовались эти разработки. Бурение на депрессии осуществлялось в терригенных и карбонатных коллекторах порового, трещинного, порово-трещинного, трещинно-кавернозного, порово-кавернозно-трещинного типов. В четырех скважинах бурение велось при статической депрессии на кровлю пласта, равной 0,6–4,0 МПа, в коллекторах с АВПД, характеризующихся коэффициентом аномальности  $1,31 \leq k_a \leq 1,5$ . В остальных 14 скважинах пластовое давление было пониженным или близким к нормальному гидростатическому с коэффициентом аномальности  $0,39 \leq k_a \leq 1,09$ . При бурении на депрессии для очистки скважины (промывки, продувки) использовались естественный газ, водный раствор  $\text{CaCl}_2$ , полимерсолевой раствор без твердой фазы, малоглинистый полимерный раствор и полимерглинистый утяжеленный буровой раствор. Во всех случаях был получен положительный результат вскрытия продуктивных пластов, что обеспечило достижение цели бурения эксплуатационных и разведочных скважин.

Разработанные технология и специальное технологическое оборудование удовлетворяют требованиям, предъявляемым при бурении и ремонте скважин в условиях депрессии на продуктивный пласт. При промывке скважины может достигаться максимальная депрессия на продуктивный пласт до

7,0 МПа. Избыточное давление на устье не должно быть более 14,0 МПа.

При использовании герметизированной системы циркуляции обеспечиваются автоматическое регулирование заданного избыточного устьевого давления и отбор проб промывочной жидкости, выходящей из кольцевого пространства скважины. Предусматривается применение сепараторов для регулирования давления в ГСЦ при промывке скважины в условиях дегазации, очистки и регенерации промывочной жидкости.

За параметрами процесса промывки скважины на входе и выходе из скважины осуществляется непрерывный контроль.

Технология бурения на депрессии с использованием ГСЦ происходит по схеме, приведенной на рис. 4.1. Выходящая из скважины 14 промывочная жидкость через задвижки устьевой крестовины выкидной линии и отводной обратный клапан 11 поступает в герметизированный циклонный сепаратор 1 высокого давления, где происходит отделение шлама. Из сепаратора 1 жидкость с газом поступает в емкость 2 авторегулирования устьевого давления. В емкость 2 из баллонов 5 подается инертный газ, который занимает объем 8 с избыточным давлением  $p_1$ , равным избыточному давлению на устье скважины 14. Уровень промывочной жидкости контролируется системой автоматики 3, 4, 7, 22, 23. При проявлении из пласта объем газированной жидкости в емкости авторегулирования увеличивается и уровень ее поднимается. Объем газа 8 уменьшается, а давление его возрастает и передается на устье. Увеличение устьевого давления передается на забой скважины, и приток флюида из пласта прекращается.

В ГСЦ предусматриваются контроль и регистрация расхода и давления промывочной жидкости 12 и 6 в нагнетательном манифольде и на выходе из скважины. Сброс шлама из сепаратора 1 и избытка промывочной жидкости в амбар 19 осуществляется через задвижки 20, а сброс газа через ДЗУ 4 — на факельную линию. Устье скважины 14 по трубопроводам 15 и 17 обвязывается с выкидной линией аварийным и рабочими отводами и стандартным блоком дросселирования 18. Линия 16 служит для долива скважины. Промывочная жидкость из емкости 2 поступает через ДЗУ 22 на прием буровых насосов по трубопроводу 21. Предусмотрен также сброс жидкости в емкости 10 стандартной циркуляционной системы через ДЗУ 23. На устье скважины вместе с ПВО устанавливается вращающийся превентор 13. Дозирующий

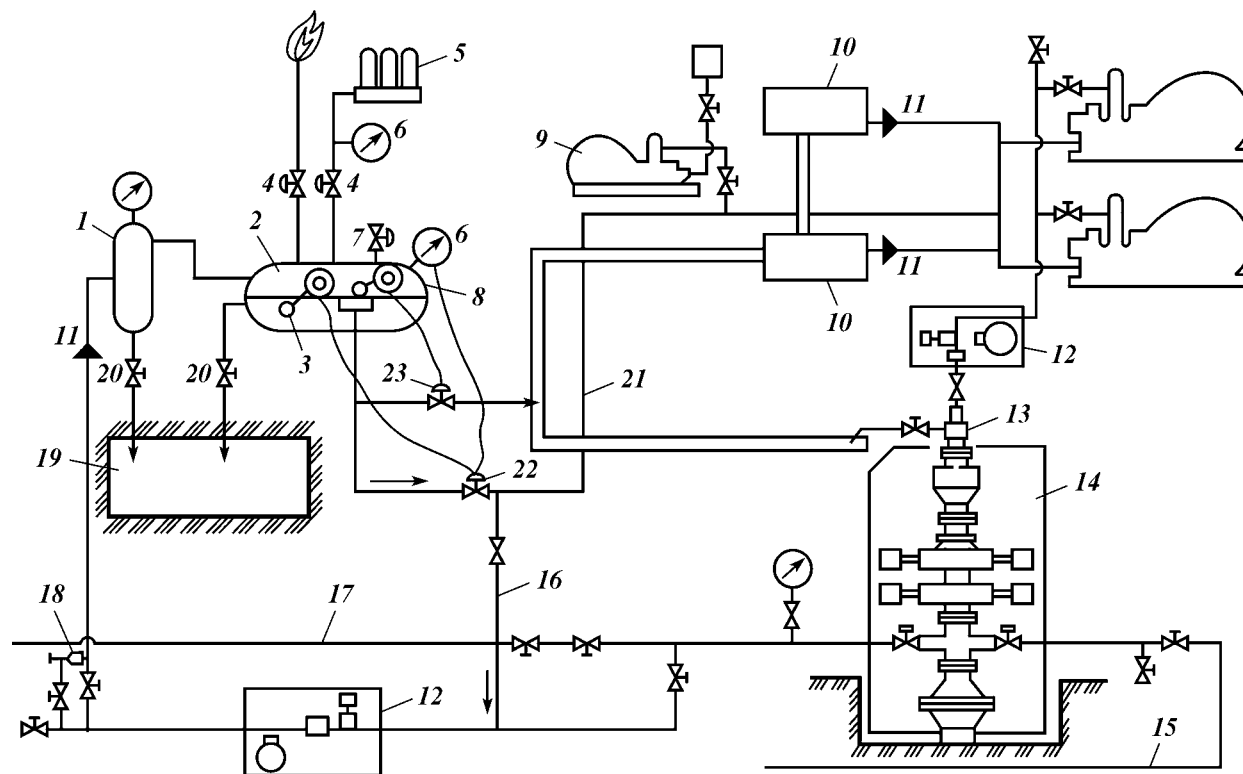


Рис. 4.1. Принципиальная схема замкнутой герметизированной системы циркуляции при бурении на депрессии

насос 9 служит для ввода под давлением во всасывающую часть ГСЦ необходимых химических реагентов.

Накопленный опыт бурения на депрессии и равновесии давлений в системе скважина – пласт позволяет определить области эффективного применения данного способа:

вскрытие продуктивных пластов при бурении разведочных скважин, когда отсутствует достоверная информация о фильтрационно-емкостных и других свойствах перспективных нефтяных и газовых коллекторов, а также неизвестны значения их нефте- и газонасыщенности, пластового давления, температуры, глубины залегания;

вскрытие низкопроницаемых песчаников, устойчивых карбонатных пород и трещиноватых глинистых сланцев при бурении эксплуатационных скважин.

Следует различать способы бурения на депрессии в статических и динамических условиях. Причем значение депрессии согласно требованиям Правил [6] выбирается равным 10–15 % значения скелетных напряжений горной породы (10–15 % разности между горным и пластовым давлениями) и относится к кровле пласта. Если пласт имеет большую толщину, как например, в куполе Карачаганакского ГКМ до 1500 м, то из-за разности значений плотности промывочной жидкости и пластового флюида (газа, газоконденсата, нефти) на некоторой глубине  $H_i$  от кровли пласта наступит равновесие забойного и пластового давлений. Далее бурение будет продолжаться в условиях репрессии на пласт.

Таким образом, при вскрытии продуктивных пластов большой толщины только интервал  $\Delta H_1 = H_i - H_{кр}$  будет вскрыт на переменной депрессии от  $\Delta p_{деп}^{max}$  до  $\Delta p_{деп}^{min}$ , а интервал  $\Delta H_2 = H_{под} - H_i$  на переменной репрессии от  $\Delta p_{реп}^{min}$  до  $\Delta p_{реп}^{max}$ .

Для бурения в подобных условиях, особенно в газовых скважинах, с горизонтальным участком ствола необходимо оценивать значение притока флюида из пласта, так как увеличение газосодержания промывочной жидкости приводит к уменьшению ее плотности и забойного давления. В связи с этим интересен опыт проводки газовой скважины Apache Harmaltan 12-16-33-3W5M, пробуренной компанией «Canadian Fracmaster Ltd» в мае 1997 г. в Канадской провинции Alberta [107]. Продуктивный газовый горизонт толщиной 18 м (эффективная мощность 6,3 м), представленный карбонатными отложениями раннего каменноугольного периода («Elkton formation»), был вскрыт на глубине 2447,9 м (по вертикали) горизонтальным стволом длиной 363 м. Бурение велось с

применением установки гибких (непрерывных) труб диаметром 73 мм при переменной депрессии на продуктивный пласт, равной 6,4–9,5 МПа (с пластовым давлением 16,2 МПа). При этом кровля пласта вскрывалась на репрессии, равной 4,1 МПа, а затем в промывочную жидкость (дизельное топливо), подаваемую в скважину с расходом 5,8–7,5 дм<sup>3</sup>/с, вводился азот с переменным расходом 583,3–166,7 дм<sup>3</sup>/с. Причем первоначально при депрессии 6,4 МПа притока газа в скважину не наблюдалось, что свидетельствовало о низкой проницаемости коллектора  $(0,3 \div 1,0) 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и наличии АНПД ( $k_a = 0,67$ ). В дальнейшем давление на устье возросло от 0,8 до 2,3 МПа, а дебит газа увеличился от 0 до 368 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После завершения бурения ГС уровень добычи превысил планируемый и составил 848 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Применение установки с непрерывными трубами, безусловно, решает много проблем, связанных с заканчиванием скважин, и не приводит к необратимому снижению проницаемости ПЗП в случае бурения на репрессии.

В настоящее время актуальной является проблема вскрытия продуктивных пластов с высокими коэффициентами аномальности ( $k_a > 1,6$ ), так как в этом случае разность между давлением разрыва породы и пластовым давлением становится весьма небольшой. Вскрытие пластов с высокими АВПД, особенно газовых, на депрессии вызовет приток из пласта с большим дебитом. Для безаварийного ведения технологического процесса в этих условиях требуется разработка новых конструкций вращающихся превенторов на рабочее давление 20 МПа и более, а также другого специального оборудования. Кроме того, необходимо разработать новую технологию, обеспечивающую гибкое регулирование забойного давления в безопасных пределах.

## **4.2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИСПОЛЬЗУЕМОГО СПЕЦИАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **4.2.1. ГЕРМЕТИЗАЦИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ**

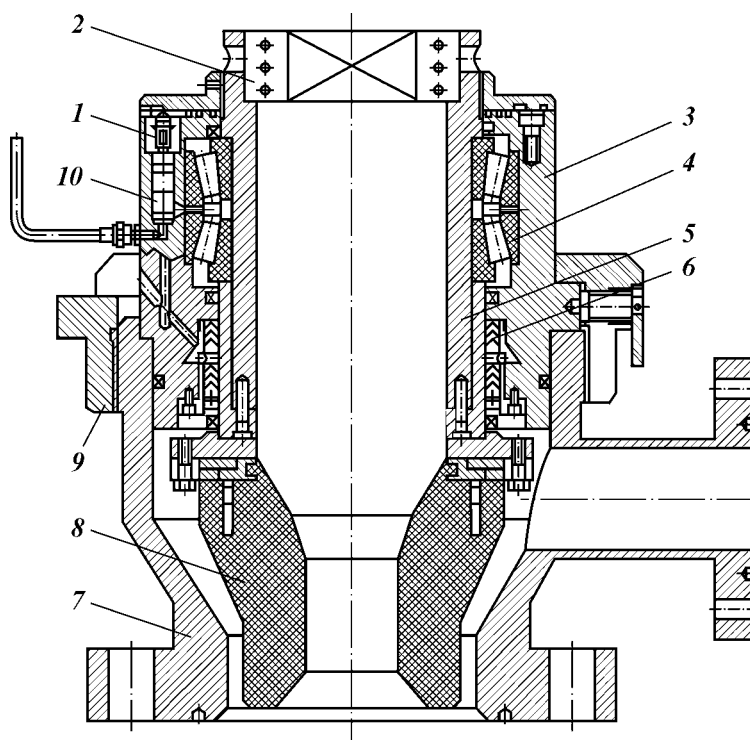
Для герметизации устья скважины при бурении с промывкой ГЖС или пеной необходимо дополнительно устанавливать на устье скважины вращающийся превентор (ПВ).

Тип ПВ выбирают в зависимости от диаметра долота. В

СевКавНИПИгазе, при участии авторов разработаны и изготавливаются опытные образцы ПВ с различным диаметром проходного сечения в корпусе (425, 350, 280, 230, 180, 156 мм) на рабочее давление при вращении 3,5 МПа и без вращения 7,0 МПа. Общий вид ПВ приведен на рис. 4.2 [111].

Перед монтажом ПВ проводится осмотр элементов превентора, контролируется смазка в узле подшипника, шевронном уплотнении, а также проверяется работоспособность масляного насоса.

Нижний фланец корпуса ПВ крепится болтами к верхнему фланцу переходной катушки, соединяющей ПВ с превентором универсальным гидравлическим (ПУГ), входящим в блок ПВО. Компоновка блока ПВО определяется Правилами [6]. Затем проводится спуск бурильной колонны. На последнюю



**Рис. 4.2. Превентор вращающийся:**

1 — привод насоса; 2 — вкладыш; 3 — корпус патрона; 4 — узел подшипников; 5 — ствол; 6 — шевронное уплотнение; 7 — корпус; 8 — уплотнительный элемент; 9 — байонетная гайка; 10 — насос



бурильную трубу одевается ствол с уплотнительным резиновым элементом, труба наворачивается на спущенную колонну бурильных труб, подвешенных на элеваторе, и опускается в скважину. Вращающийся узел (ствол превентора с уплотнительным резиновым элементом) вставляется в корпус ПВ и фиксируется закрытием байонетного соединения. Сверху во вращающийся узел ПВ устанавливаются два вкладыша для его привода при вращении ведущей трубы (квадратной штанги). К боковому фланцу ПВ или переходной катушке крепится выкидная линия бурового раствора (резиновый шланг высокого давления), другой конец которой крепится к фланцу входного патрубка блока очистки и разрушения пены.

Основное требование при монтаже ПВ — совпадение (центровка) оси превентора с осью ротора и колонны бурильных труб. Вращающийся превентор должен быть точно отцентрирован с ротором буровой установки, что предотвращает чрезмерный износ его вращающегося узла.

Для обслуживания ПВ при бурении и СПО оборудуется специальная площадка с ограждением и лестницей согласно требованиям Правил [6].

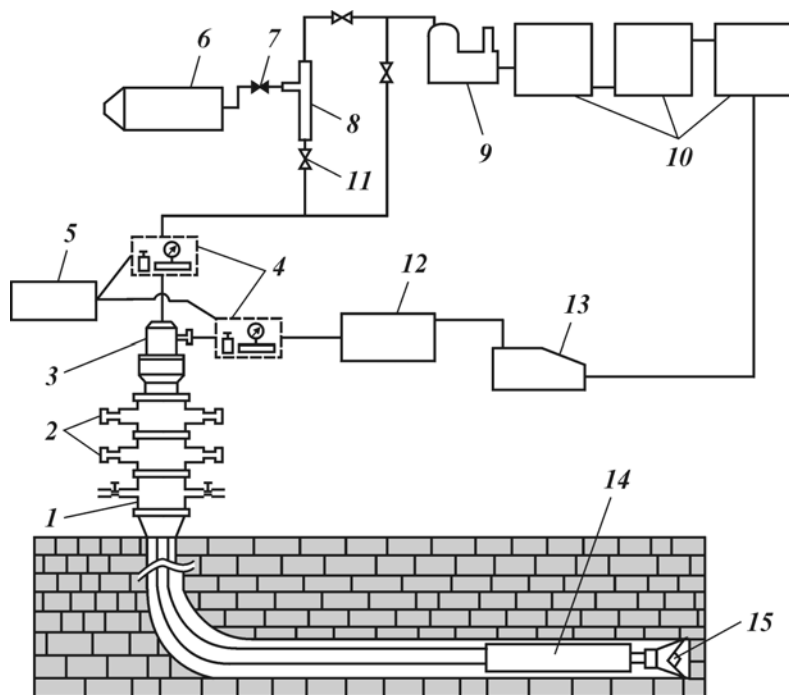
При бурении следят за пропусками жидкости или ГЖС через уплотнительный узел ПВ, которые возникают при несоосности ПВ с ротором, а также по мере износа резинового уплотнительного элемента или его порыва (отрыва от ствола). Порыв или отрыв от ствола резинового уплотнительного элемента происходит из-за допущенного брака в изготовлении его. При появлении пропусков жидкости или ГЖС проводится замена уплотнительного резинового элемента.

Спускоподъемные операции осуществляются с открытым (вращающийся узел извлекается из корпуса ПВ) или герметизированным устьем через резиновый элемент вращающегося узла. При подъеме колонны бурильных труб с герметизированным устьем следят за значением избыточного давления на устье. Если оно не падает после подъема труб из скважины и периодического долива жидкости в трубы и кольцевое пространство, то проводят работы по ликвидации флюидопроявлений согласно утвержденным инструкциям [6]. При подъеме без флюидопроявлений давление на устье снижается до атмосферного. Однако в трубах и кольцевом пространстве могут оказаться отдельные пакки ГЖС из-за неравномерного их вытеснения доливаемой жидкостью. В этом случае при подъеме долота через ПВО плашечный превентор с глухими плашками закрывается, открывается байонетное со-

единение ПВ и извлекаются последняя труба, забойный двигатель с вращающимся узлом и долотом.

В СевКавНИПИгазе при участии специалистов ОАО «Газпром» и ДООО «Бургаз», разработаны новая технология и оборудование для вскрытия продуктивных пластов в условиях АНПД с промывкой пеной по ГСЦ (рис. 4.3).

Сущность технологии бурения с промывкой пеной с применением ГСЦ заключается в следующем. Готовится ПОЖ заданного состава в емкостях 10 циркуляционной системы. Объем ПОЖ должен быть равен двукратному объему сква-



**Рис. 4.3. Принципиальная схема расположения бурового оборудования при бурении с промывкой пеной:**

1 – крестовина; 2 – плашечные превенторы; 3 – вращающийся превентор; 4 – первичные приборы контроля расхода и давления рабочего агента; 5 – станция геолого-технологического контроля; 6 – компрессор; 7 – обратный клапан; 8 – блок приготовления пены; 9 – буровой насос; 10 – мерные емкости; 11 – задвижка; 12 – блок очистки и разрушения пены (БОРП); 13 – вибросита; 14 – компоновка низа бурильной колонны (КНБК); 15 – породоразрушающий инструмент

жины. ПОЖ насосом 9 подается в блок приготовления пены 8 с одновременным нагнетанием в него компрессором 6 инертного газа. Образовавшаяся пена под давлением через колонну бурильных труб и КНБК 14 закачивается в скважину. После заполнения скважины пеной создается избыточное давление на устье 0,5–0,7 МПа и осуществляется пробная циркуляция с целью опробования узлов и элементов наземной части замкнутой системы циркуляции. Бурение начинают после достижения оптимального сочетания технологических параметров промывки в ее наземной части. Параметры промывки контролируются и регистрируются станцией 5 с контрольно-измерительными приборами.

Выходящий из скважины пенный поток через отвод вращающегося превентора 3 и буровой шланг высокого давления поступает в БОРП 12. В фильтре грубой очистки БОРП происходит отделение крупных фракций выбуренной породы из пенного потока. Сброс накопившегося шлама в амбар проводится в период остановки циркуляции. Пена, очищенная от крупных частиц выбуренной породы, попадает в циклонные сепараторы БОРП, где происходит дополнительная очистка ее от шлама. Пена поступает в аэратор БОРП 12, где происходит насыщение ее инертным газом, нагнетаемым компрессором низкого давления, и разрушение на составляющие фазы в вертикальном сепараторе-каплеотбойнике БОРП 12. Пенообразующая жидкость из вертикального и циклонных сепараторов стекает в емкость-отстойник и далее на вибросита 13, а газ удаляется в атмосферу. Пройдя вибросита и желоб, ПОЖ попадает в приемную емкость бурового насоса, и цикл повторяется.

На период наращивания бурильной колонны останавливаются компрессора, затем насос. Закачка ПОЖ прекращается после продавливания ее в бурильную колонну через обратный клапан, устанавливаемый при спуске инструмента на последней трубе. Закрывается шаровый кран на ведущей трубе, и проводятся ее отворот и наращивание очередной бурильной трубы.

Для предотвращения возможных осложнений при подъеме колонны бурильных труб с герметизированным устьем проводят технологическую операцию по временному блокированию продуктивного пласта, а подъем осуществляют с открытым устьем.

При подъеме бурильного инструмента с герметизированным устьем давление на устье должно быть не более 3,5 МПа.

#### 4.2.2. БЛОК ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПЕНЫ

Для приготовления пены может быть использован эжектор [112], азратор или обычный тройник, куда подаются ПОЖ и газ. В дальнейшем узел приготовления будем называть пеногенератором. Пена образуется в пеногенераторе путем смешивания ПОЖ, подаваемой насосом, и газа, нагнетаемого компрессором. Для предотвращения возможности образования взрывоопасной смеси углеводородного газа с воздухом Правилами [6] запрещено нагнетание воздуха в скважину. Для этой цели должен использоваться инертный газ (азот, выхлопные газы дизель-моторов буровых установок).

Пеногенератор присоединяется через две задвижки к нагнетательной линии бурового насоса в виде байпасной линии. Для удобства используют быстротъемные соединения и резиновые шланги высокого давления. В нагнетательной линии, между входом и выходом байпасной линии также устанавливается задвижка, которая закрывается, когда закачка ПОЖ идет через пеногенератор.

#### 4.2.3. БЛОК ОЧИСТКИ И РАЗРУШЕНИЯ ПЕНЫ

Пена, используемая при бурении скважин, самопроизвольно не разрушается в течение длительного времени. Поэтому недостаточно применение только емкостей-отстойников для самопроизвольного разрушения пены. Кроме того, выброс отработанной пены на дневную поверхность может привести к загрязнению окружающей среды, что недопустимо. Вследствие этого для гашения пены, поступающей из скважины, применяют химические и физические способы, причем к последним относится механическое пеногашение. Химические способы пеногашения требуют использования специальных реагентов, которые эффективны только для гашения пен на основе ПАВ одного класса. В настоящее время промышленностью не выпускаются химические пеногасители, применение которых отвечало бы всем требованиям, предъявляемым к технологии этого процесса.

Для решения поставленной задачи в практике бурения скважин и нефтегазодобыче используют механические способы разрушения пенных систем. В СевКавНИПИгазе разработаны технология и специальное оборудование для разрушения выходящего из скважины потока пены со шламом [113–115].

Блок очистки и разрушения пены предназначен для очист-

ки последней от выбуренной породы в процессе углубления скважины, а также разрушения ее с целью последующего использования ПОЖ. Блок рассчитан на рабочее давление  $p_{\text{раб}} = 0,6$  МПа. Объемная производительность различна в зависимости от расхода пены.

Блок состоит из следующего оборудования: вертикального гравитационного сепаратора, фильтра грубой очистки, гидроциклонных сепараторов, азратора, трубопроводов с задвижками и вентилями. Конструкция БОРП позволяет рационально включать его в существующие на буровых установках системы циркуляции бурового раствора. Присоединение БОРП к отводу ПВ осуществляется буровым грязевым шлангом высокого давления. Поток пены со шламом поступает в гравитационный сепаратор, фильтр, а далее в циклонные сепараторы, где происходят отделение и частичная очистка пены от выбуренной породы. Шлам через шламовый коллектор сливается в емкость-отстойник и далее на вибросита. Пена, очищенная от шлама, через выходной коллектор подается в деаэратор, где происходит насыщение ее газом, нагнетаемым компрессором низкого давления.

Смесь пены и воздуха подается в вертикальный гравитационный газосепаратор с тангенциальным вводом и газоотводом. В этом узле оборудования БОРП происходят разрушение очищенного и дополнительно азрированного потока пены, а также разделение жидкой и газообразной фаз потока и отвод их из блока. Фильтр грубой очистки предназначен для отделения шлама размером более 3 мм.

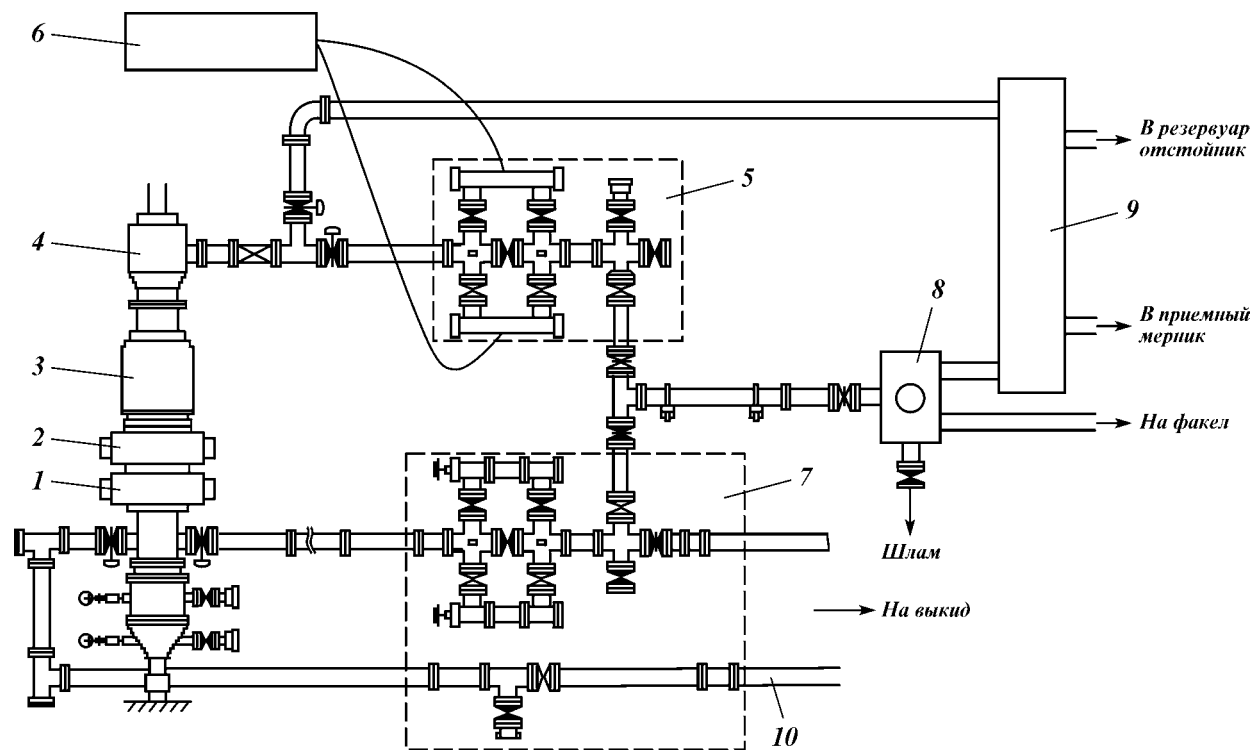
В гидроциклонах происходят более тонкая очистка пены от шлама размером до 0,5 мм, а также отделение газа из потока ПОЖ. Азратор предназначен для повышения газосодержания оставшейся неразрушенной пены и резкого снижения ее устойчивости. Гравитационный сепаратор (трап) предназначен для окончательного отделения газа из ПОЖ и их раздельного выхода: азота выхлопного газа в атмосферу, а ПОЖ на вибросита системы циркуляции.

#### 4.2.4. БЛОК ДРОССЕЛИРОВАНИЯ ГЖС

Схема обвязки устья скважины<sup>1</sup> приведена на рис. 4.4.

Применение технологии бурения на депрессии и равновесии давлений в системе скважина — пласт начинается после

<sup>1</sup> Схема обвязки устья и конструкция дросселя разработаны В.Е. Дубенко, И.И. Андриановым, В.И. Чернухиным, А.В. Кулигиным.



**Рис. 4.4. Схема расположения и обвязки оборудования при бурении скважины на равновесии давлений и депрессии в системе скважина – пласт:**

1 – превентор с глухими плашками; 2 – превентор с трубными плашками; 3 – превентор универсальный; 4 – вращающийся превентор; 5 – блок регулирования устьевого давления; 6 – пульт управления блоком дросселирования; 7 – блок глушения и дросселирования; 8 – сепаратор; 9 – блок очистки; 10 – манифольд диаметром 100 мм

монтажа и испытания на герметичность противовыбросового и другого специального оборудования.

При выполнении первого рейса долота после выхода из-под башмака обсадной колонны определяются:

пластовое давление по данным бурения;

максимальное допустимое значение давления в открытом стволе (гидроопрессовка ствола скважины на давление начала поглощения);

сила сопротивления резинометаллического уплотнителя вращающегося превентора;

остаточное давление в манифольде после остановки циркуляции;

гидравлические сопротивления в затрубном пространстве.

На основе уточненных данных осуществляются:

оперативный прогноз градиентов пластового давления и давления начала поглощения;

коррекция значения плотности бурового раствора;

коррекция показания ГИВ.

Поддержание заданной депрессии или равновесия в системе скважина – пласт осуществляется путем регламентирования приведенной плотности бурового раствора  $\rho_{пр}$ , учитывая наличие гидродинамических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины при СПО и циркуляции бурового раствора, а также значения устьевого давления.

Минимальное значение приведенной плотности бурового раствора определяется для условия подъема бурильной колонны без циркуляции. Максимальное значение приведенной плотности бурового раствора имеет место при спуске бурильного инструмента с промывкой скважины. Так как наибольшую опасность представляет поглощение промывочной жидкости, величина  $\rho_{пр}^{max}$  не должна создавать давление, превышающее градиент давления начала поглощения.

Основными признаками входа в интервал с АВПД являются:

увеличение механической скорости бурения и размера выносимого шлама;

появление затяжек и посадок бурильного инструмента;

повышение крутящего момента при вращении бурильного инструмента;

увеличение давления на стояке.

При появлении таких признаков следует уточнить значение порового давления, откорректировать плотность бурового раствора, проработать призабойную часть ствола до устранения затяжек и продолжить углубление скважины.

При значительном расхождении проектных и фактических условий бурения необходимо выполнить комплекс ГИС для уточнения горно-геологических условий.

Во время механического бурения плотность бурового раствора снижается. Перед подъемом бурильного инструмента плотность бурового раствора повышается до нормативной. Переход на раствор другой плотности осуществляется двумя способами:

с помощью закачки раствора большей плотности;

с помощью схемы циркуляционной системы, обеспечивающей регенерацию бурового раствора и использование продуктов регенерации для его утяжеления. Снижение плотности обеспечивается гидроциклонной установкой. При этом буровой раствор необходимой плотности поступает в приемный мерник бурового насоса, а тяжелый — в специальную емкость. Перед подъемом бурильной колонны циркулирующий буровой раствор доутяжеляется до первоначальной плотности за счет добавки тяжелого раствора из специальной емкости. Ввод тяжелого раствора осуществляется после вибросит.

На первых бурящихся на площади скважинах рекомендуется использовать первый способ, т.е. необходимо иметь запас утяжеленного и облегченного раствора требуемой плотности и объема. Если при очередном наращивании остаточное давление в манифольде  $p_{ост}$  выше первоначально замеренного  $p_{зам}$ , уточняется градиент пластового давления и корректируется плотность бурового раствора.

#### **4.3. ПОДДЕРЖАНИЕ РАВНОВЕСНОГО ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ СКВАЖИНА – ПЛАСТ ПРИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ**

При бурении и капитальном ремонте скважин в условиях депрессии на пласт одними из самых ответственных операций являются спуск и подъем инструмента.

Разработанные еще в 20–30-х годах прошлого века аме-



риканскими фирмами Г. Отиса и «Хайдрил», а также Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения под руководством П. Копысицкого комплексы оборудования для спуска и подъема колонн труб под давлением из-за конструктивного несовершенства, низкой производительности и неэкономичности нашли применение только при проведении аварийных работ.

Во второй половине XX столетия, благодаря использованию серийного гидрооборудования и накопленному опыту проектирования гидроприводов различных нефтепромысловых механизмов, удалось разработать образцы установок, отвечающих современным требованиям технологии бурения и ремонта скважин под давлением.

Использование установок с непрерывными трубами (УНТ) полностью не решает проблему СПО под давлением. Вместе с тем, УНТ можно использовать только для бурения скважин среднего и малого диаметров, так как максимальный наружный диаметр гибкой трубы не превышает 60,3 мм. Кроме того, для крепления скважин в настоящее время применяются только свинчиваемые трубы и стыкосварные колонны. Поэтому проблема СПО при бурении, креплении и ремонте скважин большого диаметра при избыточном давлении на устье остается актуальной и требует скорейшего решения.

При подъеме инструмента через герметизированное устье, устьевое давление является единственным фактором, контролирующим забойное давление. Однако при вскрытии газового пласта может произойти подъем газовой пачки и повышение давления на устье до значения, близкого к удвоенному пластовому давлению.

С целью стабилизации процесса СПО, предварительно во вскрытый интервал закачивают пачку устойчивой трехфазной пены, затем вязкоупругую разделительную (буферную) пачку и выше промывочную жидкость [15]. Избыточное давление поднимают до значения, которое в сумме с весом столбов промывочной, буферной жидкостей и пены будет обеспечивать равновесие давлений на кровле вскрытого газового пласта.

По мере подъема труб избыточное давление на устье будет падать, и на кровле пласта будет создаваться депрессия. Для предупреждения накопления газовой пачки в скважине периодически или непрерывно в затрубное пространство необходимо подкачивать промывочную жидкость с целью поддержания устьевого давления на заданном уровне. Значение массы жидкости, необходимой для подачи в затрубное про-

пространство в процессе подъема колонны труб, предполагается определять следующим образом.

Уравнение сохранения массы  $M_0$  жидкости и пены в скважине при подъеме труб записывается в виде:

$$M_0 = F_0 \int_0^h \rho(p_{y0}, h) dh, \quad (4.1)$$

где  $F_0$  — площадь сечения кольцевого пространства и внутреннего сечения буровых труб ( $F_0 = F_1 - F_2$ , здесь  $F_1$  — площадь внутреннего сечения обсадной колонны (в интервале открытого ствола  $F_1$  — площадь сечения скважины);  $F_2$  — площадь сечения металла буровых труб);  $p_{y0}$  — начальное устьевое давление.

Если буровая колонна поднята на высоту  $h_1$  от забоя, то на основании уравнения (4.1) имеем

$$M_1 = F_0 \int_0^{h_c - h_i} \rho(p_y, h) dh + F_1 \int_{h_c - h_i}^{h_c} \rho(p_y, h) dh - F_2 \int_{h_c - h_i}^{h_c} \rho(p_y, h) dh, \quad (4.2)$$

где  $M_1$  — масса жидкости и пены, оставшаяся в скважине в результате подъема труб;  $h_c$  — глубина скважины;  $p_y$  — устьевое давление.

В работах [4, 80, 81, 82] приведено решение этой задачи для случая, когда вся скважина заполнена пеной.

При спуске буровой колонны давление на устье закрытой скважины будет расти. Поэтому необходимо периодически выпускать жидкость из затрубного пространства.

Эта задача решается в результате изменения пределов интегрирования:

$$M_2 = F_0 \int_0^{h_j} \rho(p_y, h) dh + F_3 \int_{h_j}^{h_c - h_j} \rho(p_y, h) dh, \quad (4.3)$$

где  $M_2$  — масса жидкости и пены в уменьшенном объеме скважины при спуске труб;  $F_3$  — площадь внешнего сечения буровой колонны.

В результате решения уравнений (4.2) и (4.3) установлено, что давление пены на устье скважины существенно изменяется при спуске труб на глубину более 2000 м, или подъеме их до 2000 м. Текущие устьевые давления на этой глубине превышают начальные (когда трубы еще не спущены) в 1,8–2,5 раза в зависимости от степени аэрации пены и геометрических размеров кольцевого пространства.

Проведение СПО в скважине, заполненной пеной со сте-

пенью аэрации  $\alpha \geq 60$ , не вызывают существенного изменения давления на устье. Так, при подъеме труб диаметром 140 мм в скважине глубиной 3500 м, обсаженной колонной с внутренним диаметром 220 мм, устьевое давление снижается от 0,52 до 0,15 МПа при  $\alpha = 60$  и от 0,29 до 0,12 МПа при  $\alpha = 80$ .

#### **4.4. СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН**

Для надежного раннего обнаружения притока флюида из пласта при бурении в условиях депрессии необходим постоянный контроль за следующими технологическими параметрами:

- давление бурового раствора на входе в скважину;
- температура бурового раствора на входе в скважину;
- расход бурового раствора на входе в скважину;
- давление бурового раствора на выходе из скважины;
- температура бурового раствора на выходе из скважины;
- расход бурового раствора на выходе из скважины;
- вес инструмента на крюке;
- вращающий момент на роторе;
- подача долота на забой.

Значения указанных параметров используются для получения расчетных значений технологических параметров.

Для измерения технологических параметров бурения скважины на депрессии в системе скважина — пласт выбирают рабочий диапазон датчиков системы контроля:

- давление 0 — 10 МПа;
- температура 200 — 400 К;
- расход  $(0,0002 \div 0,03) D_y^2$  [мм].

Дальнейшая обработка информации датчиков осуществляется с использованием ПЭВМ. Поэтому выходные сигналы датчиков должны быть представлены в цифровом коде.

Предъявленным требованиям удовлетворяют датчики системы «Радон», выпускаемые НПП «ИНТОР». Датчики серии «Радон» используются для работы в системах автоматического контроля за регулированием и управлением технологическими процессами. Они обеспечивают непрерывное преобразование измеряемых параметров в унифицированные токовые сигналы. Датчики предназначены для работы с вторичной аппаратурой, регуляторами и другими устройствами автоматики, машинами централизованного контроля и систе-

мами управления, работающими от стандартного входного сигнала. Предложенные датчики предусматривают стандартные подключения по цифровым каналам передачи на основании интерфейса RS-232C. Поэтому согласование датчиков и ПЭВМ осуществляется с использованием стандартного программного обеспечения операционной системы ПЭВМ Windows9x.

Датчики давления и температуры, а также расходомеры устанавливаются в подземной части циркуляционной системы буровой установки на входе и выходе из скважины.

Компоновка системы контроля разработана блочным типом для повышения надежности и удобства эксплуатации в условиях буровой установки.

Предлагается выбрать 13 каналов измеряемых параметров, кроме того, иметь четыре расчетных значения. В общей сложности имеется возможность контролировать 17 параметров процесса промывки скважины:

- на канале 0 давление бурового раствора на входе в скважину;

- на канале 1 температура бурового раствора на входе в скважину;

- на канале 2 расход бурового раствора на входе в скважину;

- на канале 3 давление бурового раствора на выходе из скважины;

- на канале 4 температура бурового раствора на выходе из скважины;

- на канале 5 расход бурового раствора на выходе из скважины;

- на канале 6 вес инструмента на крюке;

- на канале 7 вращающий момент на роторе;

- на канале 8 подача долота на забой;

- на канале 9 давление на входе сепаратора-отбойника;

- на канале 10 давление на входе в блок дросселирования;

- на канале 11 давление на входе в дегазатор;

- на канале 12 давление управления шламового дросселя.

До места установки ПЭВМ прокладываются линии связи.

Комплексный метод оценки технологических параметров промывки скважины определяется тем, что динамическое давление обладает высокой чувствительностью к процессам проявления пластового флюида и поглощения бурового раствора в скважине, значение абсолютного приращения динамического давления функционально связано с изменениями параметров циркуляции бурового раствора через скважину.

Абсолютное приращение динамического давления на выходе из скважины имеет вид [116, 117].

$$|\Delta p_{\text{дин}}| = \rho \frac{16Q}{\pi^2 d^4} |\Delta Q| + \frac{8Q}{\pi^2 d^4} |\Delta \rho|, \quad (4.4)$$

где  $|\Delta p_{\text{дин}}|$  — абсолютное приращение динамического давления;  $\rho$  — плотность бурового раствора на входе в скважину;  $Q$  — расход бурового раствора на входе в скважину;  $d$  — внутренний диаметр трубопровода;  $|\Delta Q|$  — абсолютное значение приращения расхода бурового раствора, равное абсолютному значению дифференциального расхода бурового раствора на входе и выходе скважины;  $|\Delta \rho|$  — абсолютное значение приращения плотности бурового раствора, равное абсолютному значению дифференциальной плотности бурового раствора на входе и выходе скважины.

Таким образом, по совокупности полученных результатов, с помощью выражения (4.4) определяется значение абсолютного приращения динамического давления на выходе из скважины. В реальном процессе бурения имеют место относительно малые колебания дифференциального расхода и плотности бурового раствора, связанные с потерями раствора на фильтрацию в стенке скважины и пласт, а также в системе очистки, и изменения плотности бурового раствора за счет поступления в него выбуренной породы и т. д. Изложенное приводит к тому, что в процессе бурения величина  $|\Delta p_{\text{дин}}|$ , во-первых, является случайной величиной, во-вторых, отлична от нуля в каждом измерении. Однако для определения начала отклонения процесса циркуляции бурового раствора от нормального, необходимо текущее среднее значение  $|\Delta p_{\text{дин.тек}}|$  сравнивать со средним значением  $|\Delta p_{\text{дин}}|$ , установленным по результатам предыдущих многократных измерений.

$$|\Delta p_{\text{дин.тек}}| - |\Delta p_{\text{дин}}| > t_{\alpha n} \frac{\sigma |\Delta p_{\text{дин}}|}{\sqrt{n}}. \quad (4.5)$$

Превышение величины  $|\Delta p_{\text{дин.тек}}| - |\Delta p_{\text{дин}}|$  по модулю величины  $t_{\alpha n} \frac{\sigma |\Delta p_{\text{дин}}|}{\sqrt{n}}$  указывает на начало осложнения процесса бурения. Положительный знак величины  $|\Delta p_{\text{дин.тек}}| - |\Delta p_{\text{дин}}|$  оп-

ределяет начало проявления или выброса, а отрицательный — начало поглощения бурового раствора.

Для формирования результата необходимо измерять значения расхода и плотности бурового раствора на входе и выходе из скважины, а также внутреннего диаметра трубопровода в точках измерения расхода бурового раствора.

Определенные трудности возникают при измерении расхода пены и ГЖС с газосодержанием более 20 % при избыточном давлении и повышенной температуре. Отечественной промышленностью не выпускаются специальные приборы и аппаратура для регистрации расхода пены и ГЖС с высоким газосодержанием. В СевКавНИПИгазе на уровне изобретения [117] разработано устройство для автоматического измерения расхода пены (рис. 4.5).

Устройство содержит схемы 1 и 2 подачи соответственно ПОЖ и газа к пеногенератору 3, схему 4 циркуляции пены, датчик 5 давления, датчик 6 температуры газа, датчики 7 и 8 расхода соответственно газа и ПОЖ, датчик 9 плотности ПОЖ, блоки 10 и 11 вычисления отношений, линейный усилитель 12, блоки 13 и 14 умножения, сумматор 15, измеритель 16 плотности пены и регистратор 17.

Устройство работает следующим образом. ПОЖ и газ по схемам 1 и 2 подачи поступают к пеногенератору 3, где обра-

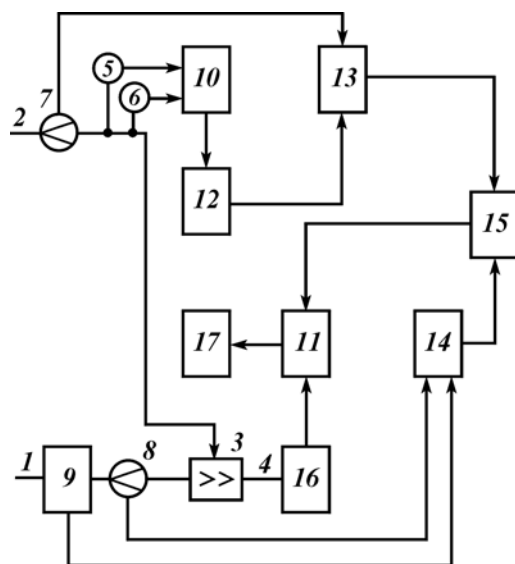


Рис. 4.5. Принципиальная схема устройства автоматического измерения параметров пены

зуется пена с давлением, превышающим давление по схеме 4 в циркуляции. Сигнал от датчиков 5 и 6 соответственно давления и температуры газа поступает к входам первого блока 10 вычисления отношения, в котором происходит вычисление отношения сигналов датчиков по алгоритму  $p_r/T_r$ , где  $p_r$  — давление газа перед пеногенератором;  $T_r$  — абсолютная температура газа перед пеногенератором. Сигнал с выхода блока 10 вычисления отношений через линейный усилитель 12 поступает на второй вход первого блока 13 умножения, на первый вход которого поступает сигнал от датчика 7 расхода газа.

В линейном усилителе происходит усиление входного сигнала пропорционально значению  $\rho_{\text{возд.ном}} T_{\text{ном}}/p_{\text{ном}}$ . В первом блоке умножения выполняется умножение сигналов, пропорциональных величинам  $\rho_r \theta_r$ , где  $\rho_r$  — плотность газа перед генератором;  $\theta_r$  — объемный расход газа.

Сигнал с выхода первого блока умножения поступает на первый вход сумматора, а сигнал датчика расхода ПОЖ — на первый вход второго блока умножения, на второй вход которого подается сигнал с датчика плотности ПОЖ.

Сигнал с выхода второго блока умножения поступает на второй вход сумматора. Во втором блоке умножения выполняется умножение сигналов по алгоритму  $\rho_{\text{пж}} \theta_{\text{пж}}$ , где  $\rho_{\text{пж}}$  и  $\theta_{\text{пж}}$  — соответственно плотность и объемный расход пенообразующей жидкости.

В сумматоре выполняется сложение сигналов, поступающих с выходов блоков умножения. Сигнал сумматора поступает на первый вход второго блока вычисления отношений, на второй вход которого поступает сигнал с измерителя плотности пены. Таким образом, во втором блоке вычисления отношения вычисляется отношение выходных сигналов сумматора и измерителя плотности пены. Выходной сигнал блока вычисления отношений поступает на регистратор, который регистрирует расход пены в контуре циркуляции.

В случае отсутствия плотномера контроль за входными и выходными параметрами ведется по замерам расходов газа и жидкости, давления и температуры, а значение плотности ГЖС рассчитывают по формуле (3.6).