

Семинарские занятия по дисциплине
«Техника и технология строительства нефтяных и газовых скважин».

Семинар №10

Методы и средства борьбы газонефтеводопроявлениями.

Основные Темы семинара:

1. ГНВП технологических жидкостей и причины их возникновения.
2. Мероприятия по устранению ГНВП;
3. Технические средства контроля скважины.



Газонефтеводопроявления (ГНВП)

Газонефтеводопроявлением называется самопроизвольное неуправляемое поступление пластового флюида в скважину, создающее опасность выброса бурового раствора и открытого фонтанирования.

В зависимости от интенсивности поступления пластового флюида, проявлениями называются:

- **перелив**, когда жидкость из скважины выливается при отсутствии циркуляции бурового раствора;
- **выброс**, когда жидкость или газожидкостная смесь периодически или аperiodически выбрасывается через устье скважины на большую высоту;
- **фонтан**, когда происходит непрерывное интенсивное выбрасывание на большую высоту значительных объёмов пластового флюида через устье скважины. При этом фонтанирование бывает *управляемым* (закрытым) и *неуправляемым* (открытым).

Причины возникновения ГНВП

Основной причиной ГНВП при бурении является внезапное или постепенное снижение противодавления на продуктивный пласт, создаваемого весом столба бурового раствора в скважине, ниже величины пластового давления, т.е. выполнение условия:

$$P_{\text{скв}} < P_{\text{пл}}$$

На возникновение ГНВП оказывают влияние многие факторы:

Геологические факторы:

- недостаточная изученность района буровых работ;
- вскрытие несовместимых зон бурения (гидроразрыв – поглощение бурового раствора с сопутствующим ГНВП);
- вскрытие зон с АВПД;
- тектонические нарушения в районе буровых работ;
- ошибки в прогнозировании пластовых давлений и определении глубины залегания горизонта с возможным ГНВП.

Возникновение и развитие ГНВП из-за неуравновешенности пластового давления гидростатическим давлением столба раствора в стволе скважины может явиться следствием:

- ошибок в прогнозировании пластовых давлений;
- тектонических нарушений в районе буровых работ и вскрытия зон с АВПД;
- разбуривания несовместимых интервалов бурения ;
- ошибок в определении глубины залегания продуктивных отложений;
- недостаточного оперативного контроля за текущими изменениями пластовых давлений ;
- использования бурового раствора с заниженной плотностью;
- снижения гидростатического давления столба раствора в результате поглощения;
- снижения гидростатического давления из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;
- снижения плотности бурового раствора при его химической обработке;
- уменьшения забойного давления при установке ванн с низкой плотностью раствора при ликвидации прихватов;
- снижения забойного давления в результате поршневания при подъеме БК;
- разгазирования раствора вследствие длительных простоев скважины без промывок;
- разрушения обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска;
- нарушения целостности обсадных или бурильных колонн при их спуске в скважину;
- некачественного крепления технических колонн, перекрывающих напорные горизонты.

Основные признаки ГНВП:

- Перелив бурового раствора из скважины при отсутствии циркуляции.
- Увеличение объема промывочной жидкости в приемных ёмкостях при бурении или промывке скважины.
- Увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче буровых насосов.
- Уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при подъеме инструмента.
- Увеличение объема вытесняемого из скважины раствора при спуске труб по сравнению с расчетным.
- Снижение плотности бурового раствора при бурении или промывке скважины.
- Повышенное газосодержание в буровом растворе.
- Увеличение механической скорости проходки.
- Уменьшение давления на насосах.

Причины перехода ГНВП в открытые фонтаны:

- Недостаточная обученность персонала буровых бригад и специалистов предприятия приемам и методам предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений.
- Несоответствие конструкции скважины горно-геологическим условиям бурения и требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- Некачественное цементирование обсадных колонн.
- Отсутствие, неисправность, низкое качество монтажа противовыбросового оборудования на устье скважины.
- Неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования.
- Отсутствие устройств для перекрытия канала бурильной или обсадной колонны.
- Недостаточная дегазация раствора при газонефтеводопроявлении.
- Несвоевременность обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений.
- Низкий уровень квалификации персонала буровой бригады.
- Низкая производственная дисциплина.

Выбор плотности бурового раствора

Правилами безопасности ведения буровых работ предусмотрено выбирать плотность промывочной жидкости таким образом, чтобы обеспечить превышение гидростатического давления в скважине над пластовым (поровым) на величину не более:

- 10 % от пластового для скважин глубиной до 1200 м и репрессии не более 1,5 МПа;
- 5 % от пластового для скважин глубиной свыше 1200 м и репрессии не более 3,0 МПа.

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование - это комплекс оборудования, предназначенного для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины при возникновении проявлений в процессе бурения, капитального ремонта, герметизации устья и регулирования режима работы скважины в процессе ее эксплуатации.

Условно все устьевое оборудование делят на оборудование, применяемое при бурении скважины и при ее эксплуатации.

В состав устьевого оборудования входят:

- колонная головка;
- противовыбросовое оборудование, состоящее из следующих основных узлов: крестовины, превенторов, надпревенторной катушки, разъемного желоба, манифольда, гидроуправления превенторами и задвижками, ручных приводов.

Колонные головки

Колонные головки, используемые в процессе строительства скважины предназначены для обвязки обсадных колонн газовых и нефтяных скважин. Они обеспечивают подвеску колонн, герметизацию межколонных пространств и контроль давления в них, проведение таких технологических операций, как снижение давления в межколонном пространстве, закачка цемента или других тампонажных материалов в межколонное пространство и т.п.

В состав эксплуатационного устьевого оборудования входит: фонтанная арматура; манифольд фонтанной арматуры; приспособление для замены задвижек под давлением; лубрикатор, применяемый при исследованиях скважин; комплект задвижек, переводников и других деталей, необходимых для монтажа и обвязки устьевого оборудования.

Конструкция колонной головки должна обеспечивать

- Надежную герметизацию межколонных пространств;
- Контроль за давлением в межколонном пространстве;
- Быстрое и надежное закрепление обсадных колонн;
- Универсальность, т.е. возможность крепления к одной колонной головке обсадных колонн разных диаметров;
- Предохранение устьевой части обсадных колонн от повышенного изнашивания при работе бурильным инструментом;
- Возможность вертикального перемещения обсадных колонн при высоких температурах в скважине;
- Высокую надежность работы подвесок и узлов уплотнений во время бурения и длительной эксплуатации скважины;
- Минимально возможную высоту;
- Достаточную прочность с учетом действия различных нагрузок.

Оборудование для обвязки устья скважины

Оборудование обвязки обсадных колонн типа **ОКК** рассчитано на давление 21, 35 и 70 МПа. Оно предназначено для подвешивания двух и более **обсадных колонн** кондуктора (на резьбе или на сварке), технических и эксплуатационной и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнений.

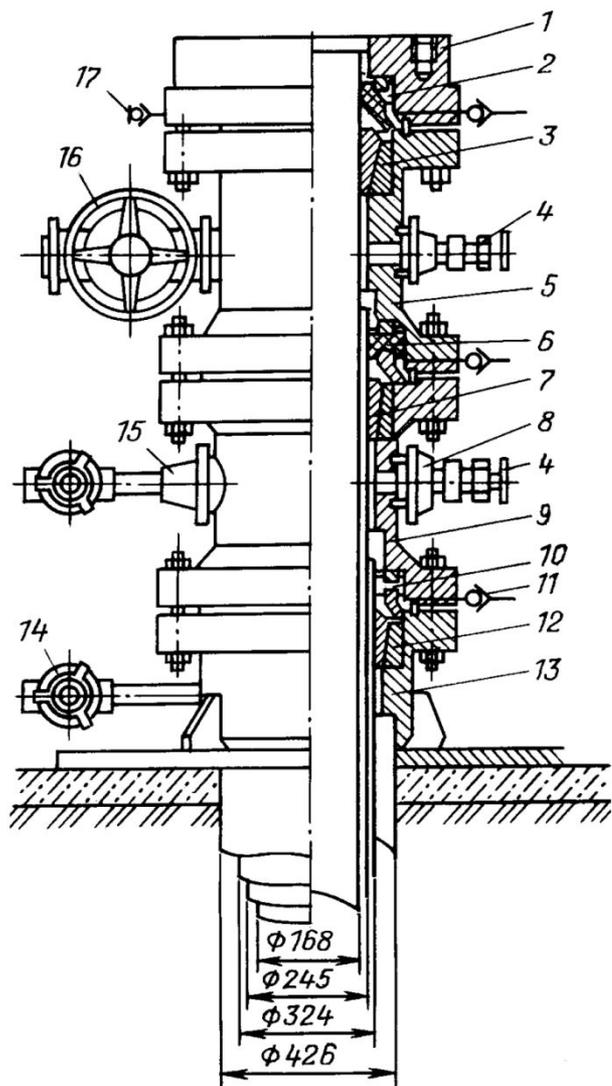
Оборудование типа **ОКК** состоит из отдельных сборочных единиц - колонных головок. Нижняя **колонная головка** (ГНК), присоединяемая непосредственно к верхнему концу обсадной колонны (кондуктору).

Колонные головки устанавливают на устье скважины последовательно по мере спуска и цементировании обсадных колонн. Их подбирают с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала **скважины**.

Колонная головка КГ-4х70

Головка КГ-4х70 предназначена для обвязки между собой четырех обсадных колонн при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин глубиной 4000 м и более с рабочим давлением до 70 МПа в отсутствие в продукции коррозионных составляющих.

Колонная головка состоит из следующих основных частей: тройника 13 с клиновой подвеской 12 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 324 мм, пакерного устройства 10, крестовины 9 с подвеской 7 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 245 мм, пакерного устройства 6, крестовины 5 с подвеской 3 для подвешивания колонны обсадных труб диаметром 168 мм, пакерного устройства 2, фланца 1, обратных клапанов 11, разрядных пробок 17. Тройник 13 включает корпус и отвод.



Противовывбросовое оборудование

Оборудование противовывбросовое (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной в целях обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Область применения ОП - строительство и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Основные задачи комплекса - сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Комплекс ОП обеспечивает:

- герметизацию скважины, включающую закрывание и открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск и подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвешивание колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодавления на забой и его дегазацию;
- оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Превенторы

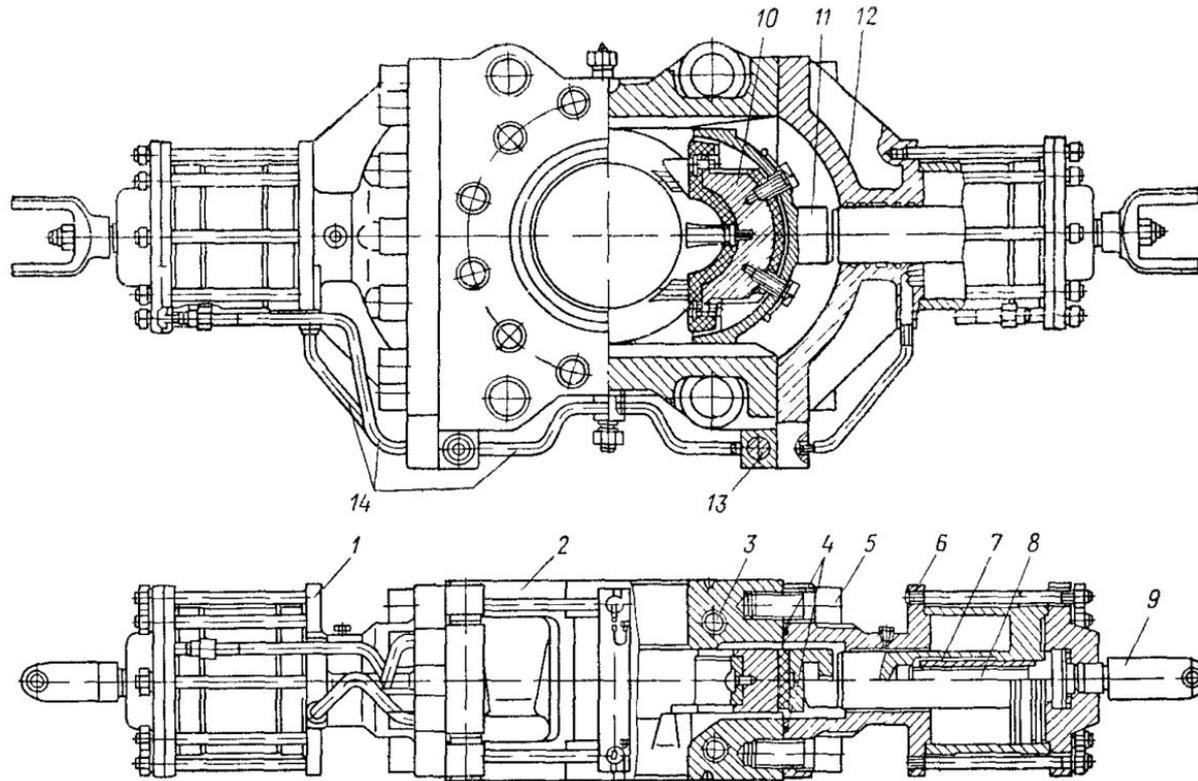
Превентор — это техническое средство предназначенное для герметизации устья скважины.

Превенторы бывают:

- плашечные с глухими и трубными плашками;
- плашечные со срезными плашками;
- универсальные;
- вращающиеся.

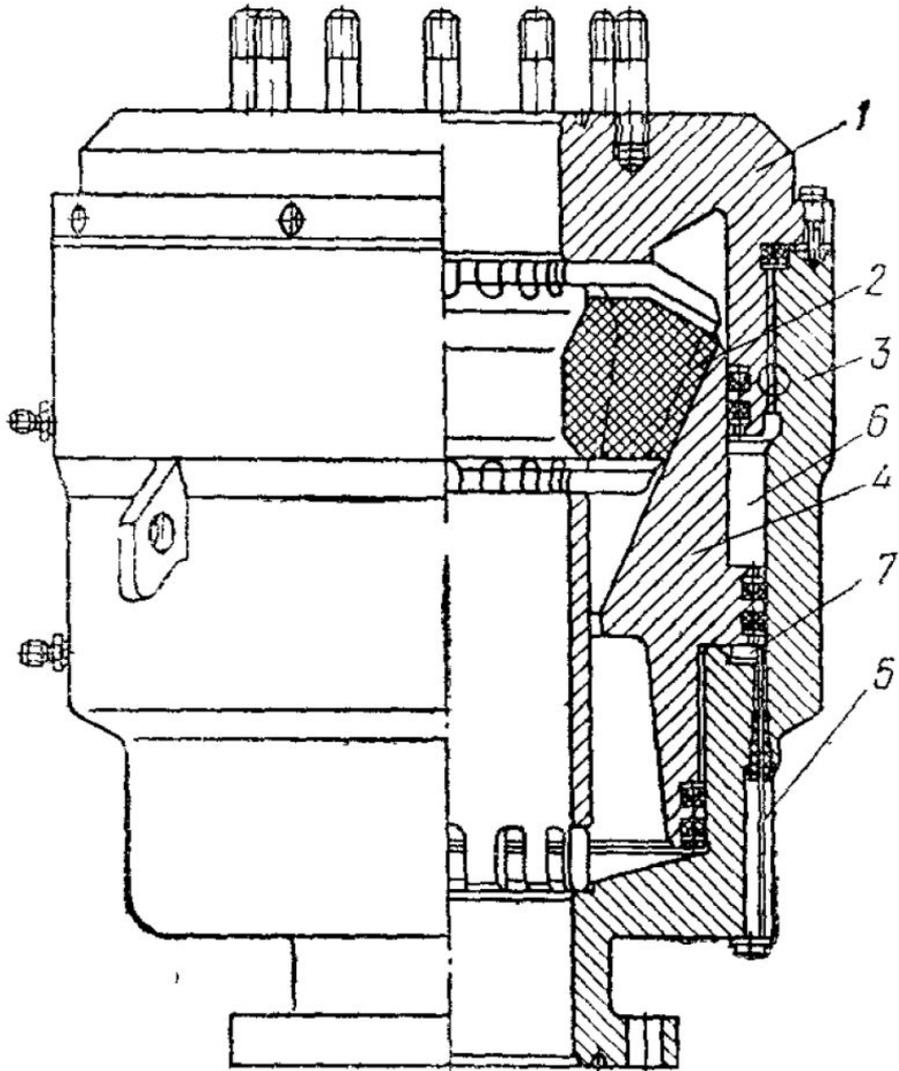
В полный комплект противовыбросового оборудования входят два- три плашечных, универсальный и вращающийся превенторы, аппаратура дистанционного управления ими, а также система трубопроводов обвязки с задвижками (кранами) высокого давления с дистанционным управлением и система регулируемых и нерегулируемых штуцеров.

Плашечный превентор



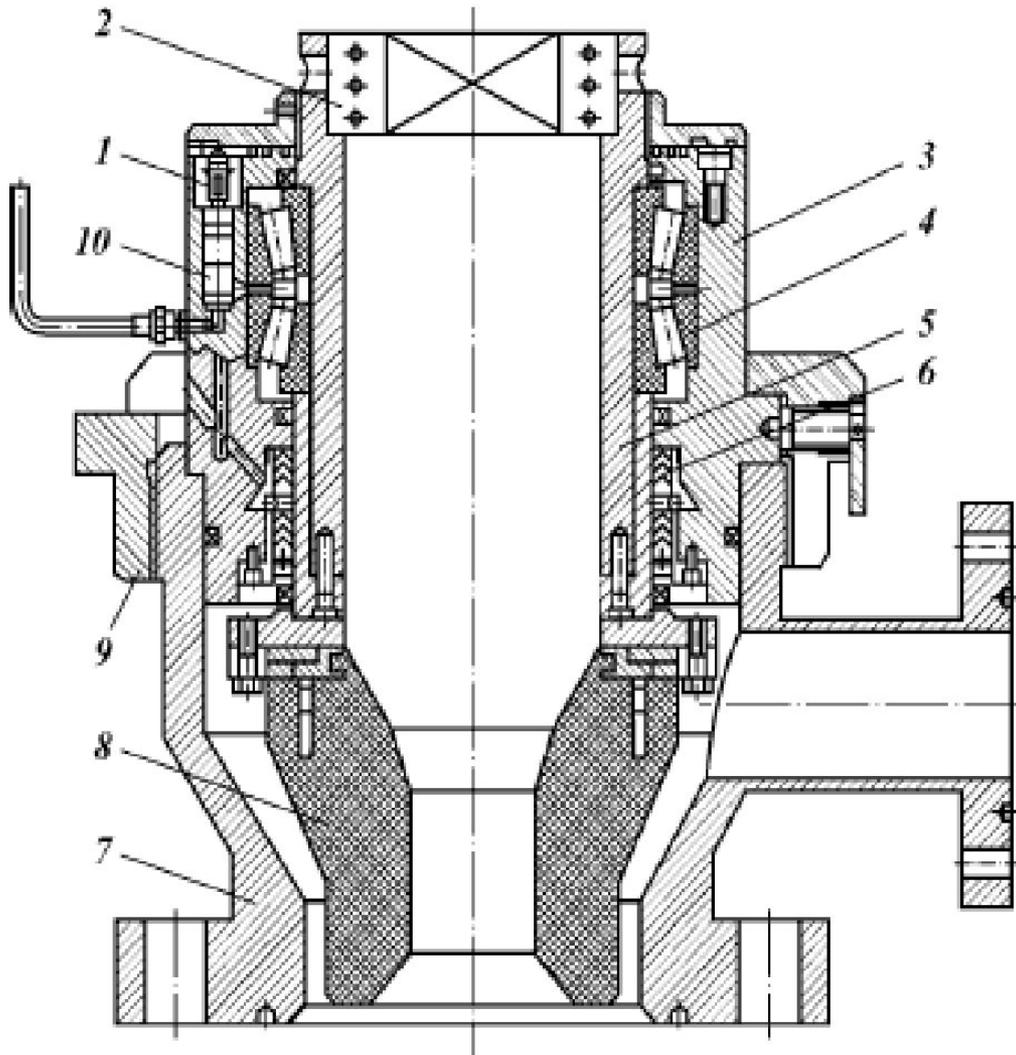
1 – гидравлический цилиндр; 2 – корпус; 3 – каналы, для подачи тепла; 4 – уплотнительные кольца; 5 – винты; 6 - гидравлический цилиндр; 7 – цилиндрическая втулка с резьбой; 8 – валик с резьбой; 9 – вилка, для карданного соединения с тягой; 10 – плашка; 11 – шток; 12 – боковые крышки; 13 – шарнир; 14 – трубки.

Универсальный превентор



- 1 – крышка;
- 2 – резиновый уплотнитель;
- 3 – корпус;
- 4 – плунжер с уплотнительными манжетами;
- 5 – трубки;
- 6 – верхняя запорная камера;
- 7 – нижняя запорная камера.

Вращающийся превентор



- 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.

Ручной регулируемый дроссель

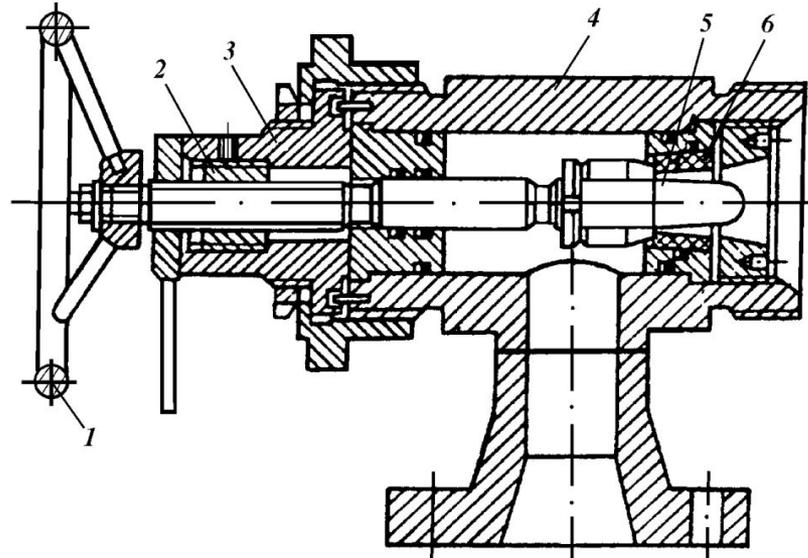


Рис. 21.30. Регулируемый дроссель

Регулируемый дроссель предназначен для бесступенчатого регулирования противодавления на пласт в процессе циркуляции бурового раствора.

Дросселирование осуществляется вращением маховика 1, перемещающего конический наконечник 5 относительно насадки 6, что приводит к изменению сечения кольцевой щели. Для снижения момента трения в резьбе шпинделя в крышку 3 корпуса 4 запрессована втулка 2

Типовая схема оборудования и обвязки устья.

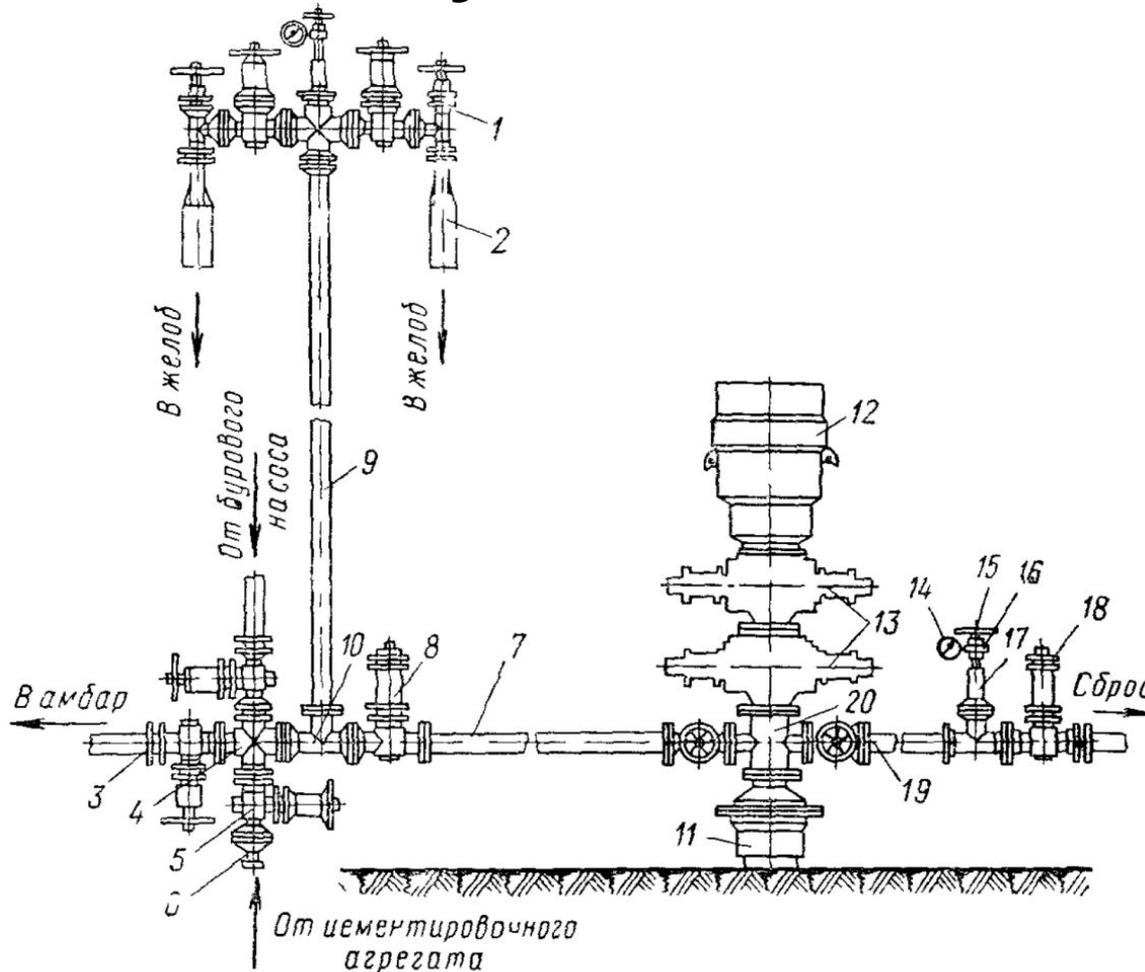


Рис. 129. Типовая схема оборудования и обвязки устья для бурения скважин при избыточном давлении до 50 МПа:

1 и 3 — штуцер соответственно регулируемый и быстросменный; 2 — отбойная камера; 4, 20 — крестовины; 5 — задвижка прямооточная (или кран) высокого давления, 6 — быстросъемное соединение к цементировочному агрегату; 7 — рабочий выкид; 8 и 18 — основные задвижки (краны) высокого давления с гидроприводом; 9 — рабочая линия к регулируемым штуцерам, 10 — тройник, 11 — колонная головка; 12 — универсальный превентор; 13 — плащечные превенторы, 14 — манометр; 15 — вентиль для манометра, 16 — разделитель для манометра; 17 — буфер, 19 — аварийный выкид

Мероприятия по предупреждению ГНВП

Конец семинара