

УДК 622.248.3/9 (031)
169

Ю.Д.ЛОГАНОВ В.В.СОБОЛЕВСКИЙ
В.М.СИМОНОВ

ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ И БОРЬБА С НИМИ

СПРАВОЧНИК

60047

ВНИИГАЗ
Научно-техническая
библиотека



МОСКВА "НЕДРА" 1991

К

ББК 33.36
Л 69
УДК 622.248.9

Организация-спонсор Западно-Сибирский научно-исследовательский
проектно-конструкторский институт технологии глубокого разведочного
бурения (ЗапСибБурНИПИ)

Л 2503010300-103 152-91
043 (01) -91

© Ю.Д. Логанов, В.В. Соболевский,
В.М. Симонов, 1991

ISBN 5-247-01593-2

ПРЕДИСЛОВИЕ

Газонефтепроявления — одни из распространенных осложнений в глубоком бурении. В настоящее время буровые предприятия оснащены современным противовыбросовым оборудованием отечественного производства, которое позволяет надежно герметизировать устье скважины и предотвратить переход проявления в выброс и открытый фонтан.

Однако открытые фонтаны не полностью изжиты из практики бурения, а в связи с ростом глубин скважин, усложнением геологических условий, увеличением пластовых давлений предупреждение и ликвидация фонтанов должны основываться на более совершенных методах и технических средствах.

Предлагаемый вниманию специалистов справочник "Открытые фонтаны и борьба с ними" по замыслу авторов должен помочь в повышении эффективности профилактической работы по предупреждению нефтегазовых выбросов и открытых фонтанов, а также правильно сориентироваться при ликвидации этих аварий наиболее безопасными методами.

При подготовке рукописи авторы стремились всесторонне охватить указанную проблему и изложить не только вопросы предупреждения и ликвидации открытых фонтанов, но и привести сведения о противовыбросовом оборудовании и материалах, применяемых при бурении и глушении скважин, на основании богатого опыта, приобретенного за многие годы работы в Тюменской области.

Применение на практике тех или иных методов и технических средств, описанных в справочнике, для тушения пожаров и ликвидации фонтанов зависит от конкретных обстоятельств, среди которых определяющее значение имеет место нахождения аварийной скважины, наличие дорог, источников водоснабжения и др.

В предлагаемой работе использован большой фактический материал, накопленный в Западной Сибири в борьбе с фонтанами различной сложности, в том числе с кратером на устье. Описаны также устройства и приспособления, применяемые в других районах страны.

ГЕОЛОГИЯ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ

Нефтегазовая промышленность — важная отрасль народного хозяйства СССР, играющая главную роль в энергетическом балансе страны. Все острее встает проблема увеличения запасов нефти и повышения коэффициента ее извлечения из недр. Это вызывает необходимость совершенствования и широкого применения методов геологического и промыслово-геофизического изучения нефтяных и газовых месторождений [1]. По промыслово-геофизическим данным, результатам анализа кернового материала и испытаний скважины дается заключение о глубине залегания продуктивных горизонтов, их мощности, коллекторских свойствах породы, физических и химических свойствах нефти, газа или воды.

Подготовка к изучению разрезов скважины начинается с выбора места ее заложения, составления геолого-технического наряда, в котором указываются категория скважины (поисковая, разведочная, эксплуатационная), задачи бурения, проектные геологический разрез и конструкция скважины, а также данные о предполагаемых интервалах осложнений и отбора керна, параметрах бурового раствора и т.д.

В процессе бурения проводят геологические наблюдения. При проходке продуктивных пластов в буровом растворе отмечается наличие газа или пленки нефти, отбирается шлам разбуриваемых пород. Применяют испытатели пластов для определения характера насыщения пород, отбирают и исследуют образцы пород (керна). Для изучения геологических разрезов скважин применяются также геофизические методы. При изучении физических свойств горных пород геофизическими методами в скважину на кабеле спускают прибор, в котором помещают источник, создающий в среде (около прибора) физическое поле, и индикатор (датчик) или только индикатор, если изучается естественное физическое поле в скважине. По результатам замеров физических параметров с помощью интерпретации диаграмм определяют литологический состав и коллекторские свойства пород.

В комплекс геофизических методов входят электрические, механические, радиоактивные, термические, геохимические методы.

Электрический метод. Удельное электрическое сопротивление пород зависит от сопротивления флюида, который находится в породах. Удельное электрическое сопротивление породы, насыщенной нефтью и газом с небольшим содержанием воды, выше удельного электрического сопротивления этой же породы, но насыщенной только водой. Кроме того, удельное электрическое сопротивление породы зависит

от извилистости поровых каналов и коэффициента проницаемости. По удельному электрическому сопротивлению можно оценить фильтрационно-емкостные свойства пород — коллекторов нефти и газа. На практике применяют разные виды каротажа: каротаж сопротивления, боковой каротаж, индукционный каротаж, микрокаротаж, боковой микрокаротаж.

Радиоактивный метод. При исследовании разрезов скважин используют гамма-каротаж, основанный на изучении естественного гамма-излучения горных пород, а также методы, основанные на эффекте взаимодействия с горными породами излучения, создаваемого в скважине источником гамма-излучения (гамма-гамма-каротаж) или источником нейтронов (нейтронный каротаж).

Акустический каротаж. Акустический каротаж основан на изучении упругих свойств горных пород по наблюдению в скважине за распространением упругих волн. Применяемый в акустическом каротаже прибор имеет источник и приемник упругих колебаний. Определение литологического состава по данным акустического каротажа основано на различии скоростей распространения и затухания упругих волн для разных пород.

Геохимические методы. Во время проходки продуктивных пластов свободный и растворенный в нефти и воде газ поступает на поверхность вместе с буровым раствором. При помощи вакуумного дегазатора газ извлекается из бурового раствора и поступает к приборам газового анализа. По данным газового анализа выделяют и предварительно оценивают газонефтедержащие пласты в разрезе скважины.

Корреляция разрезов скважин. Геологическое строение месторождения выявляется корреляцией разрезов скважин: сопоставление отдельных разрезов скважин с целью выделения одновозрастных отложений; выявления последовательности залегания пластов; изменения их мощности и литологических характеристик по площади месторождения. Это общая корреляция разрезов. Зональная детальная корреляция — сопоставление разрезов в пределах продуктивной части разреза. Нормальный, или типовой, разрез характеризует средний разрез месторождения.

Геологический профиль — графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном вертикальном сечении. Такой профиль месторождения составляется по разрезам скважин путем соединения плавными линиями отметок кровли и подошвы одноименных пластов в различных скважинах.

1.2. СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

Свойства нефти. Нефть представляет собой сложную природную смесь углеводородных веществ, которые находятся в ней в жидком, газообразном и твердом состояниях. Кроме углеводородов в нефти присутствуют в небольшом количестве кислород, сера, азот, микро-

компоненты — хлор, йод, фосфор и др. Углеводородные соединения в нефти представлены тремя группами рядов (метановый, нафтеновый и ароматический).

Нефть называется метановой, если в ней преобладают углеводороды метанового ряда, и ароматической — ароматического ряда. В большинстве нефтяных месторождений встречаются метановые нефти, значительно реже — нафтеновые и очень редко — ароматические.

Общая формула для нефтей метанового ряда $C_n H_{2n+2}$, нафтенового — $C_n H_{2n}$, ароматического — $C_n H_{2n-6}$. Если в углеводородах число атомов углерода от 1 до 4, то они находятся в газообразном состоянии, от 5 до 16 — в жидком, от 17 и выше — в твердом. При этом чем больше величина n , тем тяжелее углеводороды. Физические свойства нефтей зависят от того, какие углеводороды преобладают — легкие или тяжелые.

Составом углеводородов определяются товарные качества нефти. Состав нефти определяют методом разгонки и отбора фракций, которые выкипают в определенных температурных пределах.

Различают нефти легкие (бензиновые) и тяжелые (топливные). Нефти, содержащие более 20 % масел, называются масляными. Качество нефти зависит от содержания в ней парафина, повышенное содержание которого приводит к повышению температуры застывания нефти и выпадению парафина. При этом значительно усложняется процесс добычи и перекачки нефти.

Нефти делятся по содержанию парафина (в %) на парафинистые (2), слабopарафинистые (1—2) и беспарафинистые (≤ 1). Нефти классифицируются также по наличию в них смол и серы. Так, при содержании в нефти смол (в %) более 28 они относятся к высокосмолистым, от 8 до 28 — к смолистым, до 8 — к малосмолистым. По содержанию серы (в %) различают высокосернистые ($> 0,5$) и малосернистые ($\leq 0,5$) нефти.

Из тяжелых смолистых нафтеноароматических нефтей в результате их метаморфизма образуются битумы — асфальты, асфальтиты, кериты, графит, озокерит.

Свойства углеводородных газов. Углеводородные газы при малых концентрациях в воздухе могут образовать с ним чрезвычайно взрывоопасную смесь. Для метана высший и низший пределы взрываемости составляют (в %) 5 и 15 объема, для пропана — 2,4 и 9,5 объема, для паров более тяжелых углеводородов эти пределы еще ниже.

Природные углеводородные газы используются во всех отраслях народного хозяйства: как топливо, в металлургической и металлообрабатывающей промышленности при выплавке металлов и их термической обработке, в пищевой промышленности, в коммунальном хозяйстве, в быту.

В химической промышленности углеводородные газы (табл. 1.1) служат важнейшим химическим сырьем при получении метилового и этилового спиртов, ацетона, толуола, бензола, хлороформа, синтетичес-

Таблица 1.1

Характеристика углеводородных газов

Газ	Молекулярная масса	Масса в жидкой среде, кг/л	Отношение молекулярной массы к плотности	Отношение плотности к молекулярной массе	Объем 1 кг газа, м ³	Относительная плотность по воздуху	Масса 1 м ³ газа, кг	Объем 1 л жидкого газа в газовой фазе, м ³	Критическая температура, К	Критическое давление, МПа
Метан CH ₄	16,04	0,3	53,46	0,0187	1,400	0,554	0,714	0,442	191,1	4,58
Этан C ₂ H ₆	30,07	0,378	79,54	0,0126	0,740	1,038	1,350	0,290	305,2	4,82
Пропан C ₃ H ₈	44,10	0,509	86,67	0,0116	0,508	1,552	1,970	0,272	368,8	4,20
Изобутан C ₄ H ₁₀	58,12	0,564	103	0,0097	0,385	2,006	2,850	0,230	407,2	3,64
Бутан C ₄ H ₁₀	58,12	0,584	99,5	0,0100	0,385	2,006	2,850	0,236	426,2	3,75
Изопентан C ₅ H ₁₂	72,15	0,624	115,7	0,0087	0,310	2,490	3,220	0,205	460,2	3,29
Пентан C ₅ H ₁₂	72,15	0,631	114,4	0,0088	0,310	2,490	3,220	0,207	470,4	3,30
Гексан C ₆ H ₁₄	86,17	0,664	129,8	0,0077	0,262	2,974	3,810	0,182	509,0	2,99
Гептан C ₇ H ₁₆	100,2	0,668	145,6	0,0069	0,223	3,459	4,480	0,163	540,2	2,70

кого каучука, пластмасс, глицерина. Из газов, содержащих сероводород, добывают серу.

Плотность газа — масса 1 м^3 газа при температуре 0°C и атмосферном давлении $0,1 \text{ МПа}$. Единица плотности газа (в СИ) — $\text{кг}/\text{м}^3$. Относительная плотность газа есть отношение плотности газа к плотности воздуха при стандартных условиях.

Количество вещества (газа) — сумма масс атомов, входящих в состав молекулы; измеряется в киломолях или молях. Объем киломоля для всех газов постоянен и равен при стандартных условиях $22,4 \text{ м}^3$, а моля — $22,4 \text{ л}$.

Углеводородные газы не подчиняются законам газового состояния для идеальных газов. Поэтому вводится понятие о коэффициенте сжимаемости газа, под которым понимается отношение объемов реального и идеального газов при одинаковых условиях ,т.е. при одних и тех же давлении и температуре. Критической называется температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении. Давление, соответствующее этой критической точке, называется критическим.

Растворимость углеводородных газов в нефти. Для реальных нефтяных газов наблюдаются значительные отклонения от закона Генри, по которому количество растворенного в жидкости газа прямо пропорционально давлению при постоянной температуре. Установлено, что это отклонение тем больше, чем лучше растворяются газы в жидкости. Жирные газы лучше растворяются в нефти, чем сухие.

В более легких нефтях углеводородные газы растворяются лучше, чем в тяжелых. Коэффициент растворимости газа в нефти колеблется в пределах $0,25-2$ и изменяется в зависимости от состава газа и нефти и от температуры. При повышении температуры растворимость газов в нефти снижается.

Выделение газа из нефти при снижении давления происходит в следующем порядке: сначала выделяются сухие, труднорастворимые газы (метан), а затем более жирные.

Количество растворенного в нефти газа определяют по глубинным приборам: при этом необходимо максимально сохранять пластовые условия.

1.3. АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ

В породах различают пластовые и поровые давления флюидов. Давление в пластах-коллекторах, имеющих гидродинамическую связь по площади и глубине, называют пластовым, а давление в порах непроницаемых глин — поровым.

Аномально высокое пластовое давление (АВПД) превышает давление столба пресной воды высотой, равной глубине залегания пласта на 30% и более. Существуют разные представления о природе АВПД. Одни исследователи считают, что аномальные давления возникают в от-

носителем замкнутых залежей из-за интенсивных тектонических процессов, деформирующих эти залежи. Другие предполагают, что причины АВПД — поступление в относительно замкнутую залежь новых порций высоконапорных флюидов из более глубоких горизонтов или из магматических очагов. Молодые и современные эндогенные процессы возбуждают пульсацию вертикальную миграцию флюидов из глубинных недр месторождений в их закрытые, менее глубокие пласты. Здесь под мощными толщами-покрышками формируются скопления флюидов с большим избыточным давлением. Происходит пульсационная затрудненная вертикальная миграция высоконапорных газов, нефтей, вод сквозь покрышки, особенно по ослабленным зонам и зонам проводящих разломов.

У.Х. Фертель считает, что происхождение АВПД может иметь много причин и часто обусловлено сочетанием нескольких факторов. Приведем основные из них.

1. *Пьезометрический уровень флюидов.* Влияние региональной потенциометрической поверхности, имеющей аномально высокий уровень, может быть причиной повышенных давлений.

2. *Структура пласта-коллектора.* В запечатанных коллекторах (линзовидные пласты, отложения с региональным уклоном и смятые в антиклинали) пластовые давления, нормальные в глубокой части зоны, будут передаваться в верхнюю часть, где возникнут аномальные давления.

3. *Подъем давления в коллекторе.* В коллекторах с нормальным давлением оно может быть повышено за счет гидравлической связи с глубокозалегающими пластами, имеющими более высокие давления. Каналами гидравлической связи могут быть скважины с дефектами цементирования, сбросовые зоны и др.

4. *Условия осадконакопления.* Быстрое отложение в осадок преимущественно глин с некоторым количеством песка, превышающее скорость структурного прогибания, может привести к возникновению аномальных давлений.

5. *Палеодавления.* Аномальные пластовые давления могут существовать в древних породах, которые находятся среди непроницаемых пород и подняты на более высокий уровень.

6. *Тектонические давления.* Аномально высокие давления поровых флюидов могут возникнуть в результате локальных сбросообразований, складчатости, оползания, выжимания, вызванного опусканием разделенных сбросами блоков, диапировыми движениями соли и глинистых сланцев, землетрясениями и др.

Для прогноза залежей с АВПД необходимо изучить закономерности градиентов поровых давлений и признаки активного воздействия скоплений флюидов с аномально высокими давлениями на глинистые покрышки, в которых в результате такого воздействия формируются массивы разуплотненных глин — ореолы вторжения — с высоким поровым давлением (К.А. Аникиев, 1971).

По мере приближения забоя скважины к залежи с АВПД сквозь

ореол вторжения возрастают загазованность глин, давление в мелких газодонефтяных скоплениях, в линзах ореола вторжения. Из-за разуплотнения глин уменьшается их прочность. Для предупреждения выбросов и фонтанов при внезапной встрече залежей с АВПД в процессе бурения проводят наблюдения и прогнозируют пластовые давления.

Все полученные данные необходимо рассматривать в комплексе, так как если рассматривать их вне связи с другими параметрами, то можно сделать неправильные выводы. Комплексный прогноз пластовых давлений во время бурения включает следующие показатели: механическая скорость бурения; экспонента; модифицированная экспонента; уравнение скорости бурения; данные о пористости и пластовом давлении, определяемые по буровым характеристикам; каротаж в процессе бурения; момент вращения бурильного инструмента; содержание газа в буровом растворе; плотность выходящего бурового раствора; расход бурового раствора, скорость циркуляции; температура бурового раствора на выходе из скважины; наличие выбросов; объем бурового раствора в циркуляционной системе; параметры шлама глинистых пород; плотность глин, фактор глин, объем, форма, размер шлама, новые методы анализа шлама; электрокаротаж; акустический каротаж; объемная плотность; нейтронный каротаж; методы ядерного магнитного резонанса; скважинная гравиметрия.

1.4. МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ПОРОДЫ

Бурение и крепление скважин в многолетнемерзлых породах имеют специфические особенности. Влияние мерзлоты особенно невелико в условиях Западной Сибири, где мерзлые породы при растеплении теряют устойчивость. Мерзлота на севере Западной Сибири охватывает породы неогена и палеогена, т.е. тибейсалинскую, люлинворскую, чеганскую, салехардскую, казанцевскую и зырянскую свиты.

Мощность мерзлой толщи в северных районах работ достигает до 600 м и более. Так, на Тазовском газовом месторождении мерзлые породы залегают до глубины 500 м. К югу и западу от этого района мощность мерзлоты уменьшается, на север увеличивается. На Уренгойском месторождении она составляет 350—400 м, а на полуострове Ямал (Арктическое и Новопортовское месторождения) 230—250 м, на Заполярном месторождении — 600 м. Южнее на нефтяных месторождениях мерзлота отмечается в виде отдельных реликтовых слоев.

Мерзлота формировалась в течение длительного периода под действием покровного оледенения, морских трансгрессий, климатических колебаний. На одном и том же месторождении условия залегания мерзлых пород могут значительно изменяться по площади. Характерно, что под крупными глубокими озерами мерзлота в основном отсутствует. В долинах больших рек из-за миграции их русел мерзлота имеет сложное строение. Под небольшими же озерами существуют несквозные талики мощностью до 100 м.

Температура пород большей части мерзлой толщи 3°C и выше и только в верхней части может быть $4-5^{\circ}\text{C}$. Глубина сезонного оттаивания-промерзания не более $0,3-3$ м. Большое влияние на температуру поверхностных слоев многолетнемерзлых пород оказывает снежный покров. Наиболее низкие температуры отмечаются на повышенных участках, откуда зимой снег сдувается. Например, на Тазовском полуострове на открытых участках температуры мерзлых грунтов $5-6^{\circ}\text{C}$, а в зарослях кустарника встречаются талики.

На процессы бурения и крепления скважин оказывает влияние льдистость пород, т.е. количество воды, находящейся в породе в твердом состоянии. Льдистость верхней части мерзлой толщи превышает 50% , что соответствует сильнольдистым породам. Крупные линзы льда часто встречаются на глубине до 200 м. В.В. Баулиным отмечены случаи встречи линз чистого льда на глубинах $27-125$ м мощностью $2-15$ м. Большая льдистость верхней части мерзлой толщи приводит к просадкам пород вокруг устьев эксплуатационных скважин, что осложняет все этапы строительства скважины.

Простой метод выявления мерзлых пород в разрезе скважины — установление мерзлых пород по керну. Отмечено, что мерзлые породы можно поднять с любой глубины. В керне, поднятом с глубины 370 м из Тазовской опорной скважины, отмечались прослойки льда. Другой надежный метод определения глубины распространения многолетнемерзлых пород — температурные измерения в скважинах после длительного простоя. Интервалу мерзлых пород при температурных измерениях соответствует на термограмме безградиентный участок. Границы залегания мерзлых пород могут быть установлены также и по результатам электрокаротажа.

В интервале мерзлых пород возникают осложнения в виде смятия обсадных колонн, растепления и обвалов пород, кавернообразования. В практике буровых работ нередки случаи прорыва газа за кондуктором во время газопроявлений, образования грифонов и провала устья.

В большинстве скважин в районах севера Западной Сибири газоносные отложения сеномана, к которым приурочены крупнейшие месторождения, вскрываются при закреплении ствола скважины только одним кондуктором. Поэтому к качеству крепления в многолетнемерзлых породах предъявляют высокие требования. Бурить под кондуктор растворами с положительной температурой необходимо с максимальными механическими скоростями для уменьшения растепления мерзлоты. Температуру бурового раствора рекомендуется поддерживать ниже 10°C . Глубина спуска кондуктора должна превышать не менее чем на 100 м мощность неустойчивых при растеплении многолетнемерзлых пород. Для цементирования обсадных колонн, перекрывающих зону многолетнемерзлых пород, используют тампонажный цемент с добавкой ускорителя схватывания — хлористого кальция. Оптимальная добавка хлористого кальция к растворам составляет $4-8\%$ от массы воды, на которой затворяется цементный раствор.

ТРУБЫ. МАТЕРИАЛЫ**2.1. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ**

Бурильные трубы, составляющие основную часть бурильной колонны, имеют высаженные внутрь или наружу концы для увеличения прочности в нарезной части (ГОСТ 631—75) [табл. 2.1 и 2.2]. Они соединяются с помощью замков, навинченных на резьбе треугольного профиля. Бурильные трубы всех диаметров изготавливаются длиной 11,5 м; кроме того, трубы диаметром 60—114 мм изготавливают также длиной 6 и 8 м [2].

2.2. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Трубы обсадные и муфты к ним изготавливаются по ГОСТ 632—80, который предусматривает изготовление труб по точности и качеству двух исполнений (А и Б). Обсадные трубы изготавливают из стали групп прочности Д, К, Е, Л, М, Р, Т (табл. 2.3). Обсадные трубы выпускают с короткой, удлиненной треугольными резьбами (табл. 2.4, 2.5), и с трапецеидальной резьбой (табл. 2.6) [2].

2.3. НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Насосно-компрессорные трубы предназначены для испытания разведочных скважин и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Колонну насосно-компрессорных труб спускают в эксплуатационную обсадную колонну и подвешивают в арматуре устья скважины [2].

Насосно-компрессорные трубы готовят по ГОСТ 633—80, который предусматривает исполнения А и Б (соответственно повышенной и пониженной точности) четырех конструкций: гладкие и муфты к ним (табл. 2.7), с высаженными наружу концами и муфты к ним (табл. 2.8), гладкие высокогерметичные и муфты к ним (табл. 2.9), безмуфтовые высокогерметичные с высаженными наружу концами (табл. 2.10).

2.4. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОБРАБОТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

При бурении скважин растворы выполняют следующие функции: вынос на поверхность выбуренной породы; предотвращение нефтегазопроявлений; перенос энергии к гидравлическому забойному двигателю; удержание частиц выбуренной породы и утяжелителя во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции; предотвращение обвалов и осыпей слабосцементированных пород со стенок скважины; охлаждение долота при разбуривании породы. Все буровые растворы по виду дисперсионной среды делятся на водные и неводные, а по сос-

Таблица 2.1

Размеры бурильных труб с высаженными внутрь концами (в мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Длина высадки с переходной частью	Минимальный внутренний диаметр высадки	Наружный диаметр муфты	Длина муфты	Масса (кг)		
								гладкой трубы	двух высадок	муфты
60	60,3	7	46,3	130	32	80	140	9,15	1,2	2,7
		9	42,3	130	24	80	140	11,3	1,4	2,7
73	73,0	7	59,0	140	45	95	166	11,4	1,6	4,2
		9	55,0	140	34	95	166	14,2	2,4	4,2
		11	51,0	140	28	95	166	16,8	2,2	4,2
89	89,0	7	75,0	140	60	108	166	14,2	2,4	4,4
		9	71,0	140	49	108	166	17,8	3,4	4,4
		11	67,0	140	45	108	166	21,2	3,2	4,4
102	101,6	7	87,6	170	74	127	184	16,4	3,0	7,0
		8	85,6	170	70	127	184	18,5	3,4	7,0
		9	83,6	170	66	127	184	20,4	3,8	7,0
		10	81,6	170	62	127	184	22,4	4,0	7,0
114	114,3	7	100,3	185	82	140	204	18,5	4,6	9,0
		8	98,3	185	78	140	204	20,9	5,8	9,0
		9	96,3	185	74	140	204	23,3	6,0	9,0
		10	94,3	185	70	140	204	25,7	6,6	9,0
		11	92,3	185	68	140	204	28,0	6,4	9,0

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Длина высадки с переходной частью	Минимальный внутренний диаметр высадки	Наружный диаметр муфты	Длина муфты	Масса (кг)		
								гладкой трубы	двух высадок	муфты
127	127,0	7	113,0	185	95	152	204	20,7	5,8	10,0
		8	111,0	185	91	152	204	23,5	6,4	10,0
		9	109,0	185	87	152	204	26,2	7,0	10,0
		10	107,0	185	83	152	204	28,9	7,6	10,0
140	139,7	8	123,7	185	105	171	215	26,0	7,0	14,0
		9	121,7	185	101	171	215	29,0	7,6	14,0
		10	119,7	185	100	171	215	32,0	8,2	14,0
		11	117,7	185	91	171	215	35,0	9,6	14,0
168	168,3	9	150,3	185	128	197	229	35,3	9,8	16,7
		10	148,3	185	124	197	229	39,0	10,8	16,7

Таблица 2.2

Размеры бурильных труб с высаженными наружу концами (в мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Наружный диаметр высадки	Длина высадки с переходной частью	Наружный диаметр муфты	Длина муфты	Масса (в кг)		
								гладкой трубы	двух высадок для одной трубы	муфты
60	60,3	7	46,3	67,46	175	86	140	9,15	1,5	2,7
		9	42,3					11,3		
73	73,0	7	59,0	81,76	185	105	165	11,4	2,5	4,7
		9	55,0					14,2		
		11	51,0					16,8		
89	89,0	7	75,0	97,13	185	118	165	14,2	3,5	5,2
		9	71,0					17,8		
		11	67,0					21,2		
102	101,6	8	85,6	114,3	210	140	204	18,5	4,5	9,0
		9	83,6					20,4		
		10	81,6					22,4		
114	114,3	8	98,3	127,00	210	152	204	20,9	5,0	11,0
		9	96,3					23,3		
		10	94,3					25,7		
		11	92,3					28,0		
140	139,7	8	123,7	154,00	210	185	215	26,0	7,6	15,0
		9	121,7					29,0		
		10	119,7					32,0		
		11	117,7					35,0		

Таблица 2.3

Показатель	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление, МПа, не менее	655 (637)	(686)	689	758	862	999	1103
Предел текучести, МПа:							
не менее	379 (373)	(490)	551	655	758	931	1034
не более	551	—	758	862	965	1137	1240
Относительное удлинение	14,3 (16,0)	(12,0)	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Примечание. В скобках даны значения механических свойств стали для труб исполнения Б.

Таблица 2.4

Размеры обсадных труб с короткой треугольной резьбой (в мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина муфты	Масса, кг	
			внутренний трубы	наружный муфты		1 м трубы	муфты
114	114,3	5,2	103,9	127,0; 133,0	158	14,0	3,7; 5,2
		5,7	102,9			15,2	
		6,4	101,5			16,9	
		7,4	99,5			19,4	
		8,6	97,1			22,3	
127	127,0	5,6	115,8	141,3; 146,0	165	16,7	4,6; 6,3
		6,4	114,2			19,1	
		7,5	112,0			22,1	
		9,2	108,6			26,7	
140	139,7	6,2	127,3	153,7; 159,0	171	20,4	5,2; 7,0
		7,0	125,7			22,9	
		7,7	124,3			25,1	
		9,2	121,3			29,5	
		10,5	118,7			33,6	
146	146,1	6,5	133,1	166,0	177	22,3	8,0
		7,0	132,1			24,0	
		7,7	130,7			26,2	
		8,5	129,1			28,8	
		9,5	127,1			32,0	
		10,7	124,7			35,7	
		7,3	153,7			29,0	
8,0	152,3	31,6					

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина муфты	Масса, кг		
			внутренний трубы	наружный муфты		1 м трубы	муфты	
168	168,3	8,9	150,5	187,7	184	35,1	9,1	
		10,6	147,1			41,2		
		12,1	144,1			46,5		
		5,9	166,0			24,9		
		6,9	164,0			29,1		
		8,1	161,6			33,7		
178	177,8	9,2	159,4	194,5; 198,0	184	38,2	8,3; 10,0	
		10,4	157,0			42,8		
		11,5	154,8			47,2		
		12,7	152,4			51,5		
		7,6	178,5			35,0		
		8,3	177,1			38,1		
194	193,7	9,5	174,7	215,9	190	43,3	12,2	
		10,9	171,9			49,9		
		12,7	168,3			56,7		
		6,7	205,7			35,1		
219	219,1	7,7	203,7	244,5	199	40,2	16,2	
		8,9	201,3			46,3		
		10,2	198,7			196		52,3
		11,4	196,3					58,5
		12,7	193,7					64,6
		14,2	190,7	71,5				
		7,9	228,7	269,9	196	46,2		
		8,9	226,7			51,9		
		10,0	224,5			58,0		
		11,1	222,3			63,6		
12,0	220,5	68,7						
245	244,5	13,8	216,9	298,5	203	78,7	20,7	
		7,1	258,9			46,5		
		8,9	255,3			57,9		
		10,2	252,7			65,9		
		11,4	250,3			73,7		
		12,6	247,9			80,8		
		13,8	245,5			88,5		
		15,1	242,9			96,1		
16,5	240,1	104,5						
273	273,1	8,5	281,5	323,9	203	60,5	22,5	
		9,5	279,5			67,9		
		11,1	276,3			78,3		
		12,4	273,7			87,6		
		14,8	268,9			103,5		
		8,5	306,9			66,1		
9,5	304,9	73,6						

60049

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина муфты	Масса, кг	
			внутренний трубы	наружный муфты		1 м трубы	муфты
324	323,9	11,0	301,9	351,0	203	84,8	23,4
		12,4	299,1			95,2	
		14,0	295,9			106,9	
		8,4	322,9			68,5	
		9,7	320,3			78,6	
340	339,7	10,9	317,9	365,1	203	88,6	25,5
		12,2	315,3			98,5	
		13,1	313,5			105,2	
		14,0	311,7			112,2	
		15,4	308,9			123,5	
351	351,0	9,0	333,0	376,0	229	75,9	29
		10,0	331,0			84,1	
		11,0	329,0			92,2	
		12,0	327,0			100,3	
		9,0	359,0			81,7	
377	377,0	10,0	357,0	402,0	229	90,5	31,0
		11,0	355,0			99,3	
		12,0	353,0			168,0	
		9,5	387,4			93,2	
		11,1	384,2			108,3	
406	406,4	12,6	381,2	431,8	228	122,1	35,9
		16,7	373,0			160,1	
		10,0	406,0			102,7	
		11,0	404,0			112,6	
		12,0	402,5			122,5	
426	426,0	11,0	404,0	451,0	229	112,6	37,5
		12,0	402,5			122,5	
473	473,1	11,1	450,9	508,0	228	125,9	54,0
		11,1	485,8			136,3	
508	508,0	12,7	482,6	533,4	228	155,1	44,6
		16,1	475,8			195,6	

таву активной (коллоидной) фазы — на безглинистые, малоглинистые (до 10 % глины), глинистые, глинисто-органофильные, битумные; по степени минерализации растворы бывают слабо- (до 3 %) — средне- (3—20 %) — высокоминерализованными (свыше 20 %).

По составу минеральных солей растворы подразделяют на следующие: хлорнатриевые, хлоркалиевые, хлормагниевого, сульфатомагниевого, хлоркальциевые и др. По способу приготовления растворы могут быть искусственно приготовленными или естественными (из шлама вы буренных пород), а также утяжеленными за счет добавок утяжелителя и неутяжеленными.

Таблица 2.5

Размеры обсадных труб с удлиненной треугольной резьбой (в мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина муфты	Масса, кг	
			внутренний трубы	наружный муфты		1 м трубы	муфты
114	114,3	6,4	101,5	127,0; 133,0	177	16,9	4,1; 5,6
		7,4	99,5			19,4	
		8,6	97,1			22,3	
		10,2	93,9			26,7	
127	127,0	6,4	114,2	141,3; 146,0	196	19,1	5,7; 7,0
		7,5	112,0			22,1	
		9,2	108,6			26,7	
		10,7	105,6			30,7	
140	139,7	7,0	125,7	153,7; 159,0	203	22,9	6,4; 8,5
		7,7	124,3			25,1	
		9,2	121,3			29,5	
		10,5	118,7			33,6	
146	146,1	7,0	132,1	166,0	215	24,0	9,7
		7,7	130,7			26,2	
		8,5	129,1			28,8	
		9,5	127,1			32,0	
168	168,3	7,3	153,7	187,7	222	29,0	11,3
		8,0	152,3			31,6	
		8,9	150,5			41,2	
		12,1	144,1			46,5	
178	177,8	8,1	161,6	194,5; 198,0	228	33,7	10,7; 12,4
		9,2	159,4			38,2	
		10,4	157,0			42,8	
		11,5	154,8			47,2	
		12,7	152,4			51,5	
		13,7	150,4			55,5	
194	193,7	15,0	148,0	215,9	235	60,8	15,5
		8,3	177,1			38,1	
		9,5	174,7			43,3	
		10,9	171,9			49,2	
		12,7	168,3			56,7	
245	244,5	151,1	163,5	269,9	266	66,5	25,3
		8,9	226,7			51,9	
		10,0	224,5			58,0	
		11,1	222,3			63,6	
		12,0	220,5			68,7	
219	219,1	13,8	216,9	244,5	254	78,7	21,6
		15,9	212,7			89,5	
		8,9	201,3			46,3	
		10,2	198,7			52,3	
		11,4	196,3			58,5	
		12,7	193,7			64,3	
		14,2	190,7			71,5	

Размеры труб с трапецидальной резьбой ОТТМ (в мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина муфты	Масса, кг	
			внутренний трубы	наружный муфты		1 м трубы	муфты
114	114,3	6,4	101,5	127,0; 133,0	170	16,9	4; 5,6
		7,4	99,5			19,4	
		8,6	97,1			22,3	
		10,2	93,9			26,7	
127	127,0	6,4	114,2	141,3; 146,0	174	19,1	4,8; 6,6
		7,5	112,0			22,1	
		9,2	108,6			26,7	
		10,7	105,6			30,7	
140	139,7	6,2	127,3	153,7; 159,0	182	20,4	5,3; 7,3
		7,0	125,7			22,9	
		7,7	124,3			25,1	
		9,2	121,3			29,5	
146	146,1	10,5	118,7	156,0; 166,0	182	33,6	4,4; 7,9
		6,5	133,1			22,3	
		7,0	132,1			24,0	
		7,7	130,7			26,2	
168	168,3	8,5	129,1	177,8; 187,7	190	28,8	9,5; 4,8
		9,5	127,1			32,0	
		10,7	124,7			35,7	
		7,3	153,7			29,0	
178	177,8	8,0	152,3	187,3; 194,5	198	31,6	8,6; 10,5
		8,9	150,5			35,1	
		10,6	147,1			41,2	
		12,1	144,1			46,5	
194	193,7	6,9	164,0	206,4; 215,9	206	29,1	8,0; 13,4
		8,1	161,6			33,7	
		9,2	159,4			38,2	
		10,4	157,0			42,8	
194	193,7	11,5	154,8	206,4; 215,9	206	47,2	8,0; 13,4
		12,7	152,4			51,5	
		13,7	150,4			55,5	
		15,0	147,8			60,8	
194	193,7	7,6	178,5	206,4; 215,9	206	35,0	8,0; 13,4
		8,3	177,1			38,1	
		9,5	174,7			43,3	
		10,9	171,9			49,2	
194	193,7	12,7	168,3	206,4; 215,9	206	56,7	8,0; 13,4
		15,1	163,5			66,5	
		7,7	203,7			40,2	
		8,9	201,3			46,3	
194	193,7	10,2	198,7	206,4; 215,9	206	52,3	8,0; 13,4

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина муфты	Масса, кг	
			внутренний трубы	наружный муфты		1 м трубы	муфты
219	219,1	11,4	196,3	231,8; 244,5	218	58,5	9,6; 18,0
		12,7	193,7			64,6	
		14,2	190,7			71,5	
		7,9	228,7			46,2	
		8,9	226,7			51,9	
245	244,5	10,0	224,5	257,2; 269,9	218	58,0	10,7; 19,9
		11,1	222,3			63,6	
		12,0	250,5			68,7	
		13,8	216,9			78,7	
		15,9	212,7			89,5	
273	273,1	8,9	255,3	285,8; 298,5	218	57,9	12,0; 22,0
		10,2	252,7			65,9	
		11,4	250,3			73,7	
		12,6	247,9			80,8	
		13,8	245,5			88,5	
299	298,5	15,1	242,9	323,9	218	96,1	24,1
		16,5	240,1			104,5	
		9,5	279,5			67,9	
		11,1	276,3			78,3	
		12,4	273,7			87,6	
324	323,9	14,8	268,9	351,0	218	103,5	25,1
		8,5	306,9			66,1	
		9,5	304,9			73,6	
		11,0	301,9			84,8	
		12,4	299,1			95,2	
340	339,7	14,0	295,9	365,1	218	106,9	27,3
		9,7	320,3			78,6	
		10,9	317,9			88,6	
		12,2	315,3			98,5	
		13,1	313,5			105,2	
		14,0	311,7			112,2	
		15,4	308,9			123,5	

Глиноporошки. Высушенную и измельченную глину применяют для приготовления буровых растворов. Используют чаще глиноporошки из бентонитовых, гидрослюдистых и палыгорскитовых глин. В глиноporошок могут добавляться и химические реагенты.

В соответствии с техническими условиями и в зависимости от качества сырья глиноporошки делятся на пять сортов. Выход раствора (в м³/т) при вязкости 25 с по вискозиметру СВП-5 из глиноporошка высшего сорта равен не менее 15, первого сорта — 12, второго — 9,

Таблица 2.7

Размеры гладких насосно-компрессорных труб (в мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина муфты	Масса, кг	
			внутренний	наружный		1 м трубы	муфты
33	33,4	3,5	26,4	42,2	84	2,6	0,4
42	42,2	3,5	35,2	52,2	90	3,3	0,6
48	48,3	4,0	40,3	55,9	96	4,4	0,5
60	60,3	5,0	50,3	73,0	110	6,8	1,3
73	73,0	5,5	62,0	88,9	132	9,2	2,4
73	73,0	7,0	59,0	88,9	132	11,4	2,4
89	88,9	6,5	75,9	108,0	146	13,2	3,6
102	101,6	6,5	83,6	120,6	150	15,2	4,5
114	114,3	7,0	100,3	132,1	156	18,5	5,1

Таблица 2.8

Размеры насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами (в мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Диаметр		Длина высаженной части	Наружный диаметр муфты	Длина муфты	Масса, кг	
			внутренний	наружный высаженной части				1 м гладкой трубы	муфты
27	26,7	3,0	20,7	33,4	40	42,2	84	1,8	0,4
33	33,4	3,5	26,4	37,3	45	48,3	90	2,6	0,5
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	55,9	96	3,3	0,7
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	63,5	100	4,4	0,8
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	77,8	126	6,8	1,5
60	60,3	5,5	62,0	65,9	89	77,8	126	9,2	1,5
73	73,0	7,0	59,0	78,6	95	93,2	134	11,4	2,8
89	88,9	6,5	75,9	95,2	102	114,3	146	13,2	4,2
89	88,9	8,0	72,9	95,2	102	114,3	146	16,0	4,2
102	101,6	6,5	88,6	108,0	102	127,0	154	15,2	5,0
114	114,3	7,0	100,3	120,6	108	141,3	160	18,5	6,3

Размеры гладких высокогерметичных насосно-компрессорных труб НКМ (в мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Наружный диаметр муфты	Длина муфты	Масса, кг	
						1 м трубы	муфты
60	60,3	5,0	50,3	73,0	135	6,8	1,8
60	60,3	5,5	62,0	73,0	135	9,2	1,8
73	73,0	7,0	59,0	88,9	135	11,4	2,5
89	88,9	6,5	75,9	108,0	155	13,2	4,1
89	88,9	8,0	72,9	108,0	155	16,0	4,1
102	101,6	6,5	88,6	120,6	155	15,2	5,1
114	114,3	7,0	100,3	132,1	205	18,5	7,4

Таблица 2.10

Размеры безмуфтовых насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами НКБ (в мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Наружный диаметр высаженной части	Длина высаженной части	Внутренний диаметр в конце высаженной части	Масса 1 м трубы гладкой, кг	Увеличение массы трубы вследствие высадки, кг
60	60,3	5,0	50,3	71	95	48,3	6,8	1,8
60	60,3	5,5	62,0	84	95	60,0	9,2	2,2
73	73,0	7,0	59,0	86	100	57,0	11,4	2,6
89	88,9	6,5	75,9	102	100	73,9	13,2	3,2
89	88,9	8,0	72,9	104	100	70,9	16,0	3,7
102	101,6	6,5	88,6	116	100	86,6	15,2	4,0
114	114,3	7,0	100,3	130	100	98,3	18,5	4,8

третьего и четвертого — 6. При этом плотность раствора соответственно равна 1,043; 1,054; 1,073 и более 1,1 г/см³.

Утяжелители. При использовании глинопорошков плотность приготовленного бурового раствора находится в пределах 1,05—1,25 г/см³. Из некоторых глин можно получить раствор плотностью до 1,45 г/см³.

Для получения раствора с более высокой плотностью применяют разные утяжелители — инертные порошкообразные материалы, которые по плотности подразделяют на три группы. К первой группе относятся материалы с плотностью 2,6—2,9 г/см³ (мел, мергели, известняки, малоколлоидные глины). С помощью утяжелителей этой группы увеличивают плотность раствора до 1,5 г/см³. Ко второй группе относятся барит и железистые утяжелители, имеющие плотность 3,8—5 г/см³. Наи-

более распространенный утяжелитель — барит, имеющий плотность без примесей $4,48 \text{ г/см}^3$. В бурении применяют преимущественно баритовые концентраты, получаемые на обогатительных фабриках, и в небольшом количестве баритовые руды.

Водорастворимые соли оказывают сильное коагулирующее действие на буровые растворы даже при очень малой концентрации, а тонкодисперсные и глинистые частицы усиливают структурообразование и загущение растворов.

Для ослабления и нейтрализации вредного влияния различных примесей баритовый концентрат обрабатывают растворами обезвоженных фосфатов (пирофосфат, триполифосфат), алкилсульфанола и жидкого стекла. Модифицированные различными добавками баритовые концентраты имеют высокие качества для утяжеления буровых растворов.

Выпускают шесть марок баритового концентрата (КБ-1, КБ-2, КБ-3, КБ-4, КБ-5, КБ-6), отличающиеся процентным содержанием сернокислого бария (от 95 до 80 %), а также содержанием водорастворимых солей. Баритовый концентрат марки КБ-1 должен иметь не более 0,25 %, а КБ-6 — не более 0,45 % водорастворимых солей. Содержание влаги в концентрате не должно превышать 2 %.

Ко второй группе относятся также гематит и магнетит, но из-за высокой твердости и других недостатков их применение ограничено. К третьей группе относятся материалы плотностью $6-7 \text{ г/см}^3$. При добавлении в буровой раствор плотностью $2,2 \text{ г/см}^3$ концентратов свинцовых и железисто-мышьяковых руд можно получить раствор плотностью $3,8 \text{ г/см}^3$.

Химические реагенты. Для обработки буровых растворов применяют химические реагенты. По назначению реагенты разделяют на следующие группы:

понижители показателя фильтрации (углещелочной реагент, карбоксилметилцеллюлоза, карбофен, сульфит-спиртовая барда, конденсированная сульфит-спиртовая барда, гипан и др.);

понижители вязкости (сульфит-спиртовая барда, феррохромлигносульфонат, окзил, нитролигнин, сугнил, игетан, нитрилтриметиленфоновая кислота и др.);

прочие реагенты (кальцинированная сода, известь, гипс, хлористый кальций, бихромат натрия, жидкое стекло, кремний-органические жидкости и др.).

Эти реагенты бывают солестойкие и несолестойкие, термостойкие и нетермостойкие и т.д.

2.5. ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Тампонажный цемент представляет собой смесь вяжущих веществ и минеральных, или органических, добавок, дающую после затворения с водой раствор, превращающийся затем в камень. В качестве вяжущих веществ применяют портландцемент, шлаки, известь и др. К мине-

ральным и органическим добавкам относятся кварцевый песок, глина, мел, асбест, хлопковые очесы, отходы целлюлозного производства и др.

Тампонажные материалы в зависимости от вяжущей основы делятся на несколько видов, а именно:

- тампонажный цемент на базе портландцемента;
- тампонажный цемент на базе доменных шлаков;
- известково-песчаные смеси;
- прочие тампонажные цементы (гипсовые, белитовые и др.);
- органические крепители.

В зависимости от температуры испытания и применения тампонажный цемент делится на три класса:

цемент для "холодных" скважин (ХЦ) с температурой испытания $22 \pm 2^\circ\text{C}$;

цемента для "горячих" скважин (ГЦ) с температурой испытания $75 \pm 3^\circ\text{C}$;

цемент для глубоких высокотемпературных скважин (ВЦ), который подразделяется на несколько групп (для температур 100, 120, 170 и 200°C).

По плотности растворы, приготовленные из тампонажных материалов, подразделяются на легкие ($1,30 \text{ г/см}^3$ и менее), облегченные ($1,3-1,65 \text{ г/см}^3$), нормальные ($1,75-1,9 \text{ г/см}^3$), утяжеленные ($1,9-2,20 \text{ г/см}^3$) и тяжелые (свыше $2,2 \text{ г/см}^3$).

По срокам схватывания тампонажные растворы делятся на быстро схватывающиеся (начало схватывания менее чем 40 мин), ускоренно схватывающиеся (от 0 ч 40 мин до 1 ч 20 мин), нормально схватывающиеся (от 1 ч 20 мин до 2 ч) и медленно схватывающиеся (> 2 ч).

Для приготовления цементов используют клинкер и добавки. Клинкер получают из известковых мергелей и глинистых пород, а в качестве добавок применяют гипс, шлак, опоку, трепел, известняк, песок и др. В бурении чаще используют портландцементы для "холодных" и "горячих" скважин. Тампонажный портландцемент — одна из разновидностей портландцемента, состоящая из клинкера, к которому при помоле добавляют 3–6 % гипса, 10–15 % указанных выше минеральных добавок.

Тампонажный портландцемент для "холодных" скважин в соответствии с ГОСТ 1581–85 применяется при температуре $15-40^\circ\text{C}$, а для "горячих" скважин — при температуре $40-100^\circ\text{C}$. Тампонажные портландцементы для "холодных" и "горячих" скважин могут быть низкогигроскопичными, песчанистыми, облегченными.

Шлакопесчаные цементы совместного помола выпускают в соответствии с ОСТ 39–017–75 для температур $80-160^\circ\text{C}$ (ШПЦС-120) и для температур $160-250^\circ\text{C}$ (ШПЦС-200).

Плотность портландцемента $3,12-3,15 \text{ г/см}^3$. Его качество должно удовлетворять следующим условиям. Раствор из портландцемента для "холодных" скважин при температуре $22 \pm 2^\circ\text{C}$ должен иметь начало

схватывания 2 ч, а конец схватывания 10 ч. Предел прочности на изгиб после двухсуточного твердения не менее 2,7 МПа. Раствор из портланд-цемента для "горячих" скважин при температуре $75 \pm 3^\circ\text{C}$ должен иметь начало схватывания через 1 ч 45 мин, конца схватывания 4 ч 30 мин и предел прочности при изгибе не менее 6,2 МПа.

В целях ускорения схватывания тампонажного раствора, особенно при креплении кондуктором многолетнемерзлых пород, применяют ускорители схватывания (хлористый кальций, хлористый натрий, силикат натрия, кальцинированная сода и др.). При креплении высокотемпературных скважин для замедления схватывания тампонажных растворов в них добавляют разные замедлители схватывания (борная кислота, виннокаменная кислота, бихромат калия, бура, карбоксиметилцеллюлоза, сульфит-спиртовая барда и др.).

2.6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ОСНОВЕ ТЯЖЕЛЫХ СОЛЕЙ БЕЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ

Основное назначение растворов на основе тяжелых солей без твердой фазы — вскрытие продуктивных горизонтов, заканчивание и глушение скважины. Они представляют собой рассолы солей преимущественно галогенидов щелочных или щелочно-земельных металлов или их смесей, не содержащих твердых частиц. Буровые растворы на базе бромида кальция имеют плотность 1,25—1,83 г/см³.

В США при заканчивании и ремонте скважин применяют чистые рассолы KCl, NaCl, CaCl₂, CaBr₂, ZnBr₂, или комбинации этих солей. Плотность этих рассолов колеблется от 1,09 до 2,3 г/см³. Из-за высокой стоимости чистых рассолов большое значение придается предупреждению их потерь. С этой целью уменьшают депрессию на пласт, вводят в состав рассола твердую фазу и увеличивают вязкость добавками полимеров.

Харьковское НПО "Карбонат" предложило в качестве бурового раствора использовать отходы химического производства, представляющие собой суспензию следующего состава (в %):

CaCl ₂	22,3
NaCl ₂	2,5
CaCO ₃	33,1
Ca(OH) ₂	1,6
CaSO ₄	2,0

Плотность этой суспензии равна 1,61 г/см³ и условная вязкость — 120 с.

2.7. ВЯЗКОУПРУГИЙ РАЗДЕЛИТЕЛЬ

Глушение открытого фонтана методом прямой закачки бурового раствора на поглощение не дает положительных результатов при недостаточной подаче насосов и большом диаметре скважины. Газ при глу-

шении не оттесняется в пласт, а прорывается наружу. Практика ликвидации фонтанов на севере Тюменской области показала, что надежное глушение скважины в этих случаях достигается применением вязкоупругого разделителя. Вязкоупругий разделитель представляет собой трехкомпонентную гелеобразную смесь плотностью 1 г/см^3 , состоящую из водного раствора полиакриламида, водного раствора гексарезорциновой смолы и технического формалина.

Технология приготовления вязкоупругого разделителя следующая. Из полиакриламида готовят 0,5 %-ный водный раствор растворением 60 кг полиакриламида в $0,9 \text{ м}^3$ воды. В $0,09 \text{ м}^3$ воды растворяют 2 кг сухой гексарезорциновой смолы, получая 2 %-ный раствор. После этого раствор полиакриламида перемешивают с раствором гексарезорциновой смолы, добавляя последний равномерной струей в циркулирующий раствор полиакриламида.

После смешивания в раствор добавляют $0,018 \text{ м}^3$ технического формалина в 40 %-ной концентрации. Вязкоупругий разделитель можно готовить заранее, так как он не теряет своих свойств при длительном хранении.

ГЛАВА 3

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН

3.1. ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Противовыбросовое оборудование предназначено для быстрой и надежной герметизации устья скважины при наличии или отсутствии в ней колонны труб, циркуляции бурового раствора с регулированием противодавления на пласт, закачивания раствора в пласт, отвода газа и нефти, поступающих из скважины, на безопасное расстояние и др.

Для бурящихся скважин противовыбросовое оборудование готовят в соответствии с ГОСТ 13862—80 по следующим типовым схемам:

- с х е м а 1 — двухпревенторная с двумя линиями манифольда, с одной крестовиной (рис. 3.1, а);
- с х е м а 2 — трехпревенторная с двумя линиями манифольда, с одной крестовиной (рис. 3.1, б);
- с х е м а 3 — трехпревенторная с двумя линиями манифольда, с двумя крестовинами (рис. 3.1, в);
- с х е м а 4 — трехпревенторная с тремя линиями манифольда, с двумя крестовинами (рис. 3.1, г).

Противовыбросовое оборудование в соответствии с типовыми схемами включает

Требования к противовыбросовому оборудованию. Противовыбросовое оборудование должно обеспечивать герметизацию устья скважины с находящейся в ней колонной труб или при ее отсутствии, расхождение, проворачивание и протаскивание бурильных труб с замковыми соединениями и обсадных труб с муфтовыми соединениями.

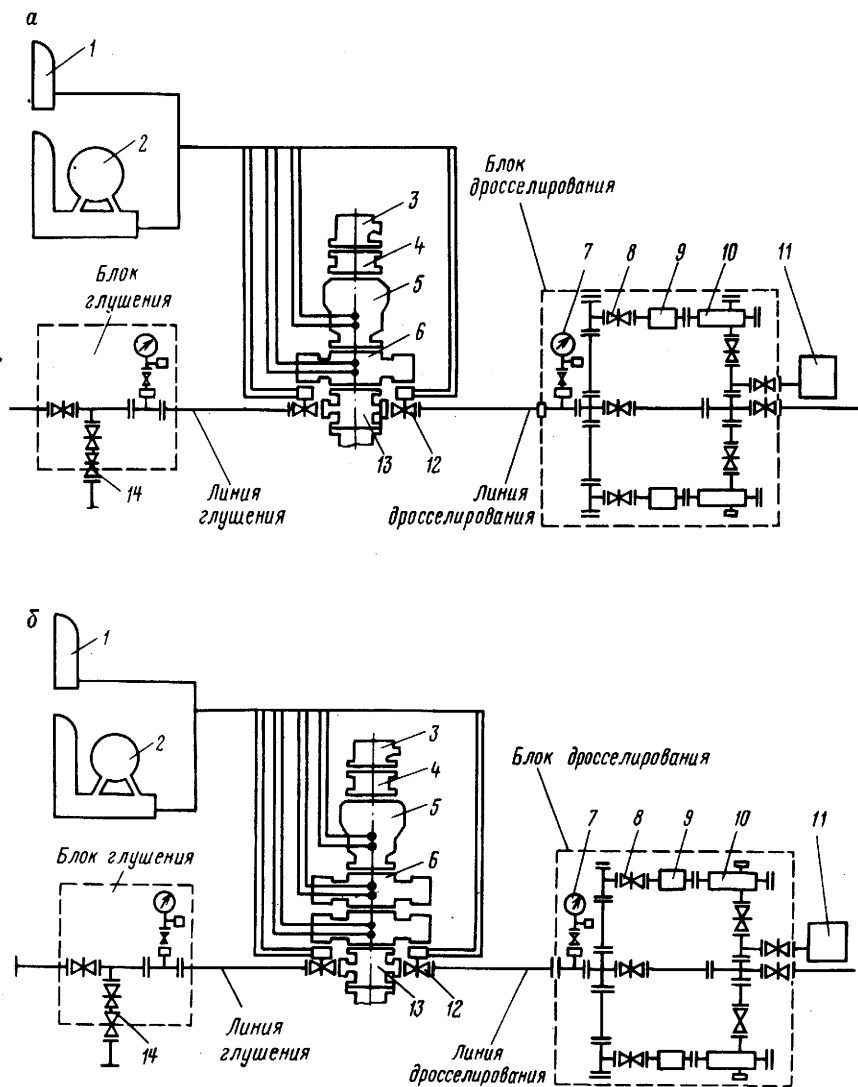
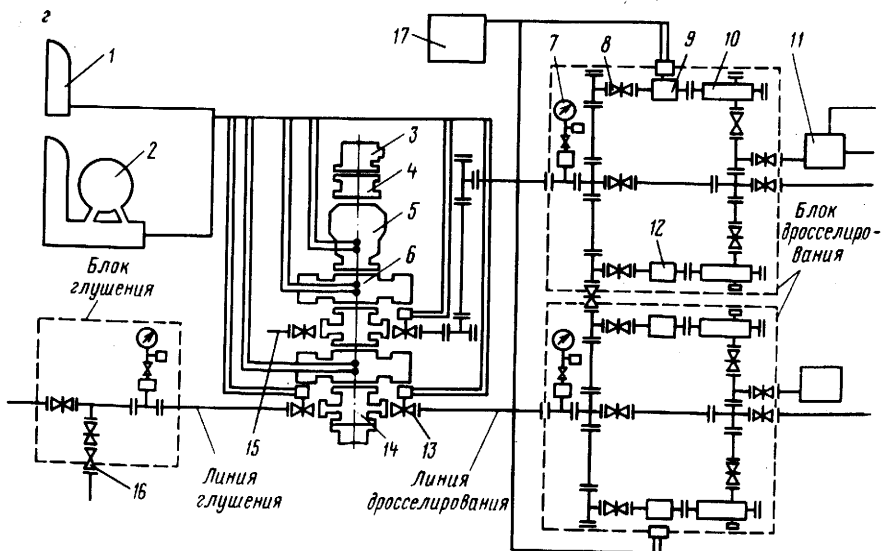
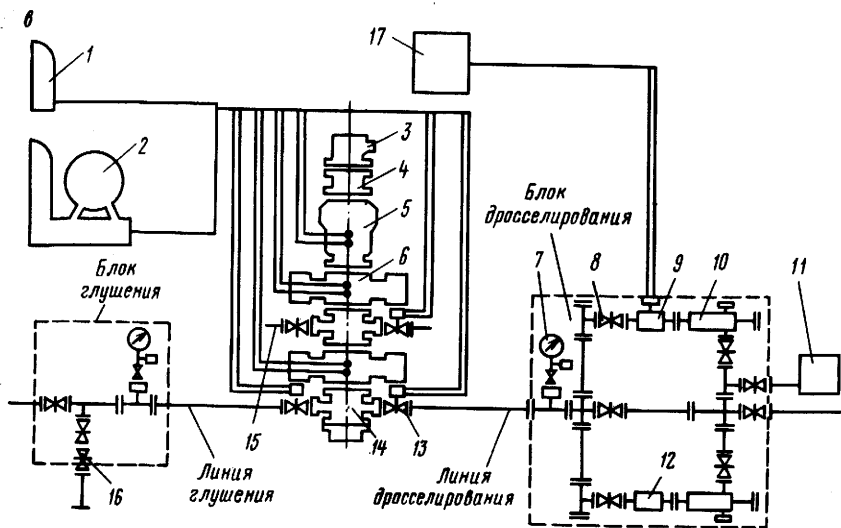


Рис. 3.1. Схемы противовыбросового оборудования:

а — двухпревенторная с двумя линиями манифольда и одной крестовиной; **б** — трехпревенторная с двумя линиями манифольда и одной крестовиной; **в** — трехпревенторная с двумя линиями манифольда и двумя крестовинами; **г** — трехпревенторная с тремя линиями манифольда и двумя крестовинами; **1** — вспомогательный пульт управления; **2** — станция гидравлического управления с основным пультом; **3** — разъемный желоб; **4** — фланцевая катушка; **5** — универсальный превентор; **6** — плащечные превенторы; **7** — манометр с запорным и разрядным устройствами



и разделителем сред; 8 – задвижки с ручным управлением; 9 – регулировочный дроссель с ручным управлением в схемах 1, 2 и гидравлическим управлением (схемы 3, 4); 10 – отбойная камера с разрядным устройством; 11 – сепаратор; 12 – задвижки с гидравлическим управлением (схемы 1, 2), регулируемый дроссель с ручным управлением (схемы 3, 4); 13 – задвижка с гидравлическим управлением (схемы 3, 4), устьевая крестовина (схемы 1, 2); 14 – обратный клапан (схемы 1, 2), устьевая крестовина (схемы 3, 4); 15 – ответный фланец; 16 – обратный клапан; 17 – пульт управления гидроприводным дросселем

В противовыбросовом оборудовании предусматривается возможность установки сменных предохранительных колец. Манифольд и система управления превенторной установкой выполняется в виде блоков, удобных для эксплуатации, монтажа и транспортировки. Длина линий дросселирования и глушения выбирается с учетом размещения блоков дросселирования и глушения за пределами подвышечного основания буровой установки.

Если в составе противовыбросового оборудования находятся два плашечных превентора, то расстояние между плашками этих превенторов должно быть больше длины замкового соединения бурильных труб. С этой целью между плашечными превенторами допускается установка дополнительной фланцевой катушки. Конструкция противовыбросового оборудования предусматривает установку в одном из превенторов специальных плашек для обрезки колонны труб и герметизации устья после среза труб.

Гидроцилиндры превентора развивают усилие, обеспечивающее закрытие плашек при давлении на устье не менее рабочего давления превентора, а открытие при 0,85–1,15 рабочего давления для превенторов, рассчитанных на давление 35 МПа и менее, и при 0,68–0,83 рабочего давления для превенторов, рассчитанных на давление свыше 35 МПа.

В комплект оборудования превенторной установки входит автоматическое или ручное устройство для фиксации плашек в закрытом положении с указателями положения фиксации.

Система управления имеет основной пульт за пределами основания буровой установки, вспомогательный пульт у поста бурильщика, пульт управления, регулируемым дросселем (для схемы 3, 4). Трубопроводы системы управления защищают от механических повреждений, а их длина должна обеспечивать размещение основного пульта управления на расстоянии не менее 10 м от устья скважины.

Суммарный объем гидроаккумуляторов системы управления выбирают из расчета обеспечения процесса закрытия — открытия — закрытия всех гидравлически управляемых составных частей противовыбросового оборудования. Противовыбросовое оборудование, предназначенное для работы на месторождениях, содержащих сероводород и другие вредные вещества, изготавливают из материалов, обеспечивающих их эксплуатацию в этих средах. Корпуса превенторов, задвижек, крестовин, дросселей должны иметь четкую рельефную маркировку рабочего давления и условного прохода. Неметаллические уплотнительные детали изготавливают только из нефтемаслобензостойких материалов. В конструкции стволовой части превенторной установки предусматривается обогрев теплоносителем, обеспечивающий работу уплотнителей и плашек при температуре воздуха ниже нуля, а также сток бурового раствора в скважину. Необходимо также, чтобы конструкция превентора позволяла менять плашки без демонтажа линий гидроуправления и обеспечивать центрирование охватываемой трубы при

закрытии плашек, контроль открытого и закрытого положения уплотнителей.

Для предотвращения самоотвинчивания крышки универсального превентора при проворачивании бурильного инструмента предусматриваются специальные устройства.

Если превенторная установка монтируется на колонной головке, то одно из отверстий в колонной головке оборудуется задвижкой и манометром.

Линии манифольда должны быть, как правило, прямолинейными длиной 30 м для нефтяных скважин и не менее 100 м для газовых скважин. Линии прочно прикрепляют к специальным опорам и направляют в сторону от производственных и бытовых объектов. В случае необходимости, по условиям местности, поворота линии следует применять массивные кованые угольники или тройники с буферным устройством. В месте поворота устанавливают дополнительную опору.

В конструкции манифольда предусматривается возможность продувки трубопровода. Трубы соединяют только стандартными трубными резьбами на герметизирующей смазке УС-1. Сварка в условиях эксплуатации категорически запрещена.

Во фланцевых соединениях устанавливают металлические уплотнительные кольца.

Внутренние диаметры линий манифольда и установленных на них задвижек должны быть не меньше внутреннего диаметра отводов ствольной крестовины.

Блок задвижек устанавливают на металлическом основании.

Плашки превентора должны соответствовать диаметру бурильных труб, а при использовании комбинированного бурильного инструмента под трубы большего диаметра устанавливают плашки, а на буровой находится бурильная труба (патрубок) большего диаметра с переводником под трубы меньшего и обратным клапаном.

В нижнем, превенторе устанавливают глухие плашки для герметизации устья при отсутствии бурильного инструмента в скважине.

В пультах управления предусмотрены специальные места для подсоединения заземления.

Гидропневматические аккумуляторы системы управления противовыбросовым оборудованием должны удовлетворять "Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденных Госгортехнадзором СССР.

В конструкции пульта управления предусмотрена звуковая или световая сигнализация при падении уровня рабочей жидкости в баке ниже допустимого, обеспечивается возможность выпуска воздуха, а также устройство, автоматически отключающее гидропривод при повышении давления выше допустимого.

Пневмогидроаккумуляторы следует заряжать азотом или инертным газом. При использовании негорючих жидкостей допускается заряжать пневмогидроаккумуляторы воздухом.

Плашечные превенторы. Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья при наличии или отсутствии в скважине труб. Применяют эти превенторы для эксплуатации в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Плашечные превенторы обеспечивают расхаживание колонны труб при герметизированном устье в пределах замкового или муфтового соединения, подвеску колонны на плашки и удержание ими колонны от выброса под действием рабочего давления. Плашечные превенторы выпускают по ОСТ 26—16—1622—82.

Корпус 1 превентора ПП-280 х 35 (рис. 3.2) представляет собой стальную отливку коробчатого сечения с вертикальным проходным отверстием круглого сечения и сквозной прямоугольной полостью, в которой расположены плашки. Прямоугольная полость корпуса с обеих сторон закрыта откидными крышками 4, шарнирно подвешенными на корпусе и уплотненными резиновыми прокладками 2. Крышки закреплены на корпусе винтами 3. Такая конструкция корпуса и крышек позволяет менять разъемные плашки превентора при нахождении колонны труб в скважине.

В корпусах 13 плашек установлены сменные вкладыши 12 и резиновые уплотнения 11. Привод плашек дистанционный гидравлический. Плашки перемещаются при помощи поршня 6 гидравлического цилиндра 5, шток 7 которого связан с корпусом. Через коллектор 8, поворотное ниппельное соединение и трубопровод 9 масло из системы гидравлического управления под давлением поступает в гидравлические цилиндры.

Трубные плашки закрывают превентор при наличии в скважине колонны труб различных диаметров; глухие плашки перекрывают скважину при отсутствии в ней колонны труб.

Специальные треугольные выступы на вкладышах трубных плашек обеспечивают принудительное центрирование колонны труб при закрытии превентора.

Для фиксации плашек в закрытом положении применяют ручной карданный привод, индивидуальный для каждой плашки. Этим же приводом при необходимости можно закрыть плашки превентора (например, при отсутствии в буровой электроэнергии и разряженном аккумуляторе гидропривода). Открыть плашки, закрытые ручным приводом, можно только при помощи гидроуправления. Полость плашек при работе в зимнее время обогревается паром, который подается в паропроводы 10, встроенные в корпус превентора. Обогрев паром предусмотрен и в превенторе ППГ (рис. 3.3).

Техническая характеристика плашечных превенторов приведена в табл. 3.1.

Универсальные превенторы. Эти превенторы предназначены для герметизации устья при бурении нефтяных и газовых скважин. Применяют универсальные превенторы для эксплуатации в умеренном и

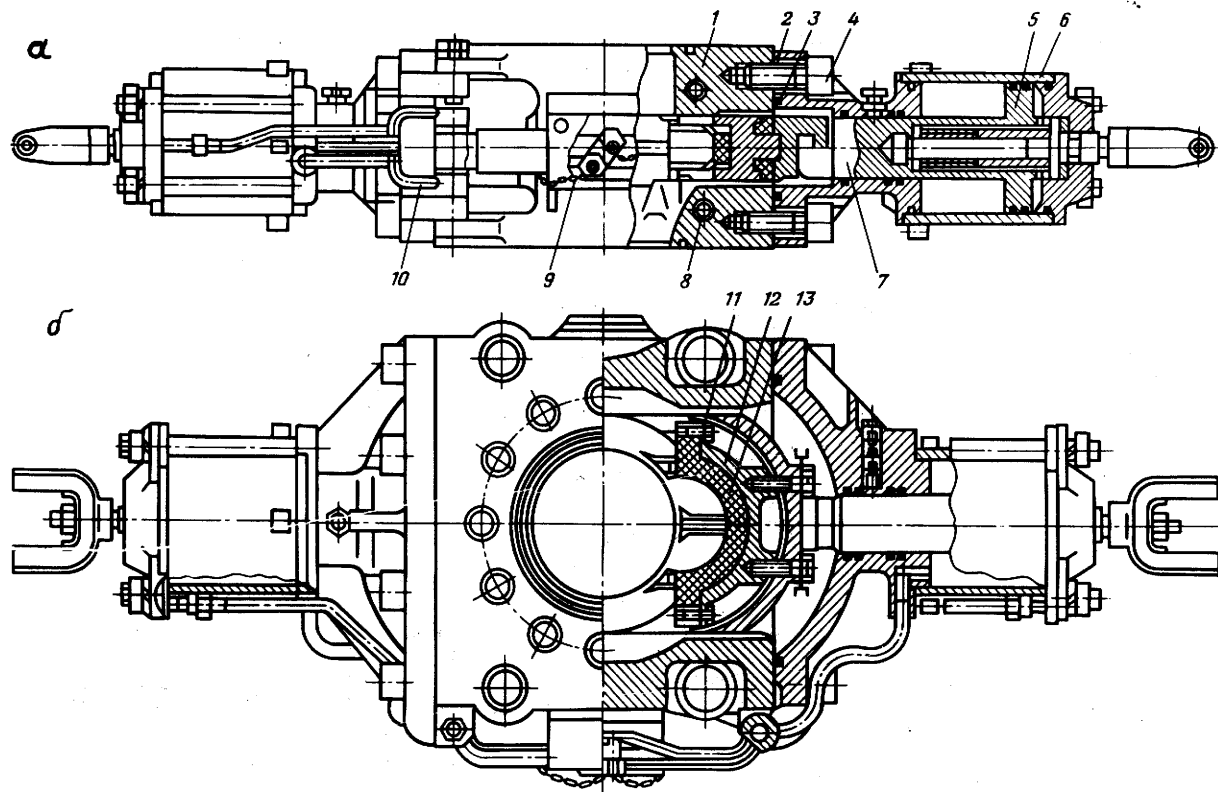


Рис. 3.2. Плассечный преентор ПП-280х35:

а — вид сбоку; б — вид сверху

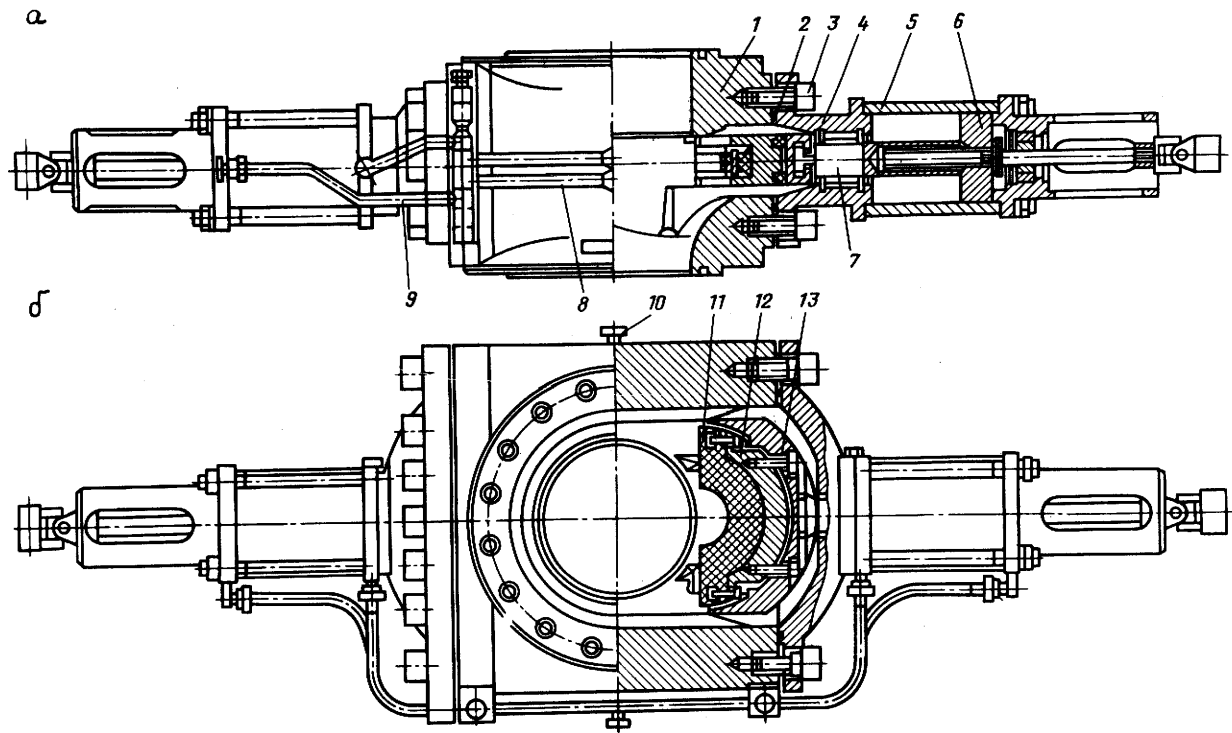


Рис. 3.3. Плашечный превентор типа ППГ:

а – вид сбоку; *б* – вид сверху; 1 – корпус; 2 – откидные крышки; 3 – резиновые прокладки; 4 – винты; 5 – поршень; 6 – гидравлический цилиндр; 7 – шток; 8 – паропровод; 9 – коллектор; 10 – трубопровод; 11 – корпус плашки; 12 – сменный вкладыш; 13 – резиновые уплотнения

Таблица 3.1

Техническая характеристика плашечных превенторов

Типоразмер превентора	Внутренний диаметр, мм	Давление, МПа		Условный диаметр труб, уплотняемых плашками, мм	Нагрузка на плашки, кН		Объем камер, 10 ³ см ³		Габариты, мм	Масса, кг
		рабочее	пробное		от веса колонны	выталакующая	на зак-рывание	на от-крыва-ние		
ППГ-156х320	156	32	64	33-114	-	-	5,4	4,6	1785х620х290	640
ПП-180х35	180	35	70	33-127	1000	500	6,6	5,9	1680х640х320	770
ПП-230х35	230	35	70	33-168	-	-	7,9	6,8	2093х710х310	900
ПП-230х70	230	70	105	33-168	-	-	9,5	7,2	2630х700х405	1820
ПП-280х35	280	35	70	48-194	1000	1000	9,4	8,4	2110х710х400	1550
ПП-350х35	350	35	70	60-273	1300	1300	12,6	10,3	2380х850х420	1713
ПП-425х21	425	21	31,5	60-340	-	-	13,9	12,4	2750х860х410	1766
ПП-520х14	520	14	21	60-426	-	-	17,3	14,9	3050х935х590	2070

холодном микроклиматических районах. Их характеристика приведена ниже.

Техническая характеристика универсальных превенторов

Типоразмер	ПУ1-230х35	ПУ1-280х35
Внутренний диаметр, мм	230	280
Давление, МПа:		
рабочее	35	35
пробное	70	70
Рабочий объем гидравлической камеры превентора, л:		
запорной	25	51
распорной	18	37
Наибольший условный диаметр труб, пропускаемых с подвеской, мм	146	194
Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат, промывочная жидкость и их смеси	
Температура рабочей среды, °С	150	
Изменение диаметра проходного отверстия уплотнителя, мм	230—0	280—0
Габариты, мм	1170х870	1325х1010
Масса, кг	2955	4510

Превенторы позволяют герметизировать любую часть бурильной колонны, расхаживать ее, проворачивать на гладкой части трубы, протаскивать замковые и муфтовые соединения при герметизированном устье, а также перекрывать скважину при отсутствии в ней колонны труб. Универсальные превенторы (рис. 3.4) выпускают по ОСТ 26—16—1622—82.

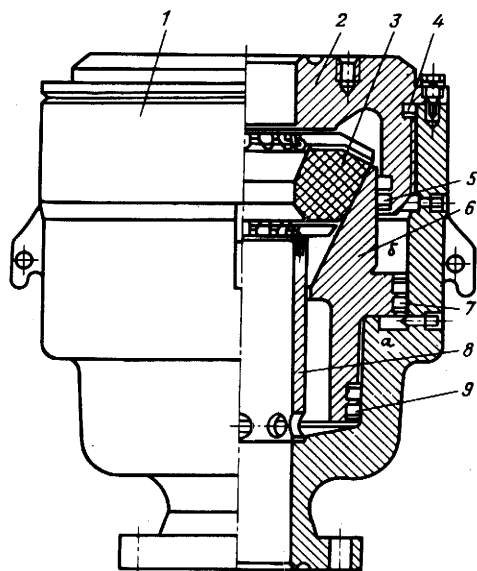


Рис. 3.4. Универсальный превентор:

1 — крышка; 2 — уплотнительная крышка; 3 — уплотнитель; 4 — корпус; 5, 7, 9 — манжеты; 6 — плунжер; 8 — втулка

Корпус 4 и крышка 1 представляют собой стальные литые или кованные детали, соединенные прямоугольной резьбой. На боковой поверхности корпуса предусмотрены отверстия для подвода жидкости от установки гидравлического управления и ушки для подъема превентора и крепления его на устье скважины.

Уплотнитель 3 представляет собой массивное резиновое кольцо, армированное металлическими вставками, придающими уплотнителю жесткость и предохраняющими от вытекания резины в процессе эксплуатации. Плунжер 6 имеет ступенчатую форму с центральным конусным отверстием, в котором установлен уплотнитель.

Плунжер, корпус и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры, изолированные манжетами. Эти камеры через отверстия в корпусе соединены с установкой гидравлического управления. Нижняя запорная камера а предназначена для закрытия превентора, а верхняя распорная б для его открытия.

При нагнетании масла под давлением в запорную камеру плунжер движется вверх, обжимает уплотнитель, резиновое кольцо и вставки, которые перемещаются при этом к центру скважины и герметизируют любую часть колонны, оказавшуюся в зоне уплотнителя, или перекрывают скважину при отсутствии в ней колонны труб.

При нагнетании масла в распорную камеру закрытого превентора плунжер из верхнего положения перемещается вниз, вытесняя жидкость из запорной камеры в сливную линию гидравлического управления. Уплотнитель при этом разжимается и принимает первоначальную форму. Управление превентором осуществляется дистанционно гидравлически. Для работы в зимнее время превенторы оснащены камерами обогрева.

Вращающиеся превенторы. Они предназначены для автоматической герметизации устья бурящейся скважины вокруг любой части бурильной колонны, вращения и расхаживания бурильной колонны, а также для спуско-подъемных операций при герметизированном устье.

Превенторы применяют при бурении с обратной промывкой, продувкой газообразными агентами или промывкой азрированными буровыми растворами, равновесной системой скважина — пласт, а также при вскрытии пластов с высоким давлением.

Техническая характеристика вращающихся превенторов

Типоразмер	ПВ-156×320	ПВ-307×200
Диаметр проходного отверстия, мм:		
корпуса	156	307
ствола	130	215
бокового отвода	150	150
Диаметр корпуса патрона, мм	380	515
Давление, МПа:		
рабочее	32	20
пробное	64	40
допускаемое при наибольшей частоте вращения	8	8

Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат, промывочная жидкость, пена и их смеси	
Температура рабочей среды, °С	120	
Условный диаметр уплотняемой бурильной трубы, мм	60; 73; 89	73; 89; 114; 140
Условный диаметр уплотняемой ведущей трубы, мм	63; 76	76; 101; 127
Максимальная частота вращения ствола, с ⁻¹	1,66	1,66
Габариты, мм	660×570×1570	816×730×1800
Масса, кг	960	1560

Корпус 10 превентора (рис. 3.5) представляет собой стальную отливку с фланцем в нижней части и боковым фланцем. Нижний фланец служит для установки на устье, а боковой — для соединения с системой циркуляции бурового раствора или газообразного агента. В верхней части корпус имеет торцовые прорези и резьбу для байонетного закрепления патрона, который состоит из корпуса 4, ствола 3 с набором асбестово-графитовых или резиновых уплотнителей 9. В верхней части ствола установлен зажим 2 для рабочей трубы с надетой на него короной 1, а в нижней части закреплен уплотнитель 11. Ствол установлен в корпусе в двух радиальных 5 и одном упорном подшипнике 6. Корона и верхняя часть ствола имеют зубцы специального профиля, обеспечивающие зацепление зажима со стволом. Уплотнитель 11 состоит из металлического основания и резиновой части с двумя цилиндрическими уплотняющими поверхностями.

Зажим состоит из двух половин, внутренние размеры которых зависят от диаметра рабочей трубы. При помощи короны, зубцы которой зацепляются с зубцами на верхнем торце ствола, зажим передает стволу вращение от рабочей трубы. Байонетное кольцо 7 навинчено на корпус превентора. В закрытом положении кольцо закрепляют патрон в корпусе превентора, а в открытом положении позволяет извлечь патрон из корпуса. Оба положения байонетного кольца фиксируют при помощи установленной на нем подпружиненной защелки 8. Управление байонетным кольцом осуществляется вручную, тремя радиальными цапфами.

Вращающиеся превенторы ПВ-307×10, ПВ-230×10 применяют при бурении азрированными промывочными жидкостями или газообразными агентами при низких пластовых давлениях.

Техническая характеристика вращающихся превенторов

Типоразмер	ПВ-230×10	ПВ-307×10
Диаметр проходного отверстия, мм:		
корпуса превентора	230	307
ствола бокового отвода	200	200
Диаметр корпуса патрона, мм	360	360
Давление, МПа:		
рабочее	1	1
пробное	2	2

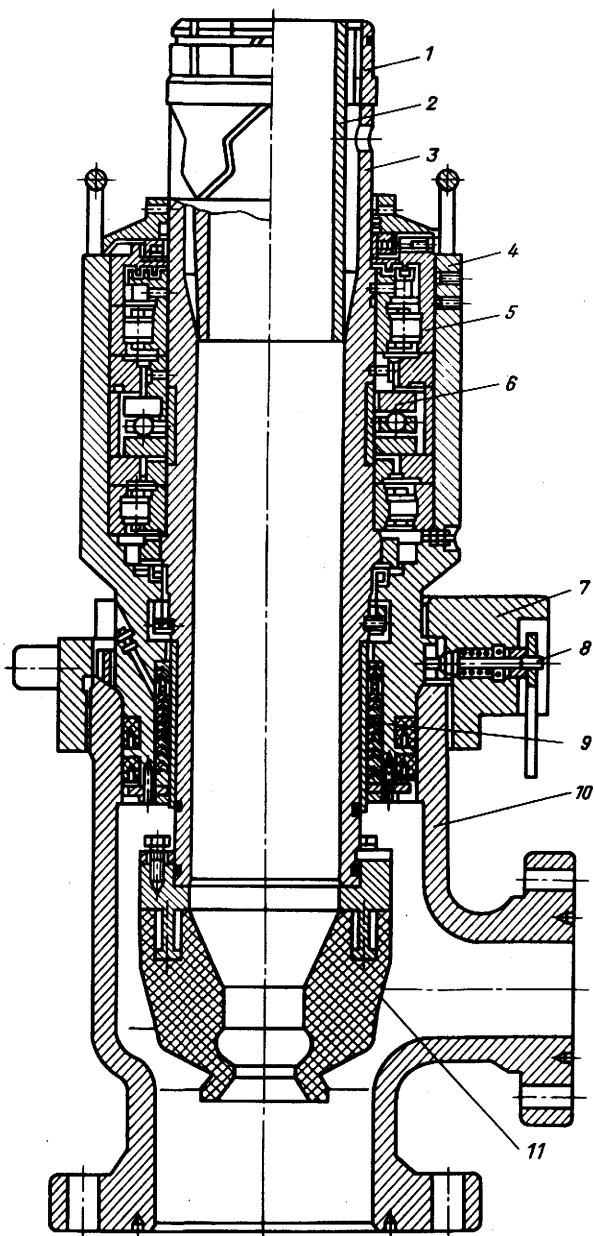


Рис. 3.5. Вращающийся преентор типа ПВ с прямоточными задвижками на давлении 21 МПа

допустимов при максимальной частоте вращения	1	1
Условный диаметр уплотняемой буровой тру- бы, мм	60; 73; 89; 114	73; 89; 114; 140
Рабочая среда.	Нефть, газ, газоконденсат, про- мывочная жидкость, пена и их смеси	
Температура рабочей среды, °С		120
Условный размер уплотняемой ведущей трубы, мм63; 76; 101	76; 101; 127
Максимальная частота вращения ствола, с ⁻¹	2,33	2,33
Габариты, мм	1120x620x1200	1120x620x1100
Масса, кг	560	590

Корпус 7 превентора (рис. 3.6) сварно-литой конструкции с фланцем, предназначенный для установки на устье скважины, имеет боковой отвод для присоединения к системе циркуляции промывочной жидкости или газообразного агента. Основные детали и узлы патрона — корпус 5, ствол 4 с набором резиновых уплотнений 6. В верхней части ствола 4 установлен зажим 2 для рабочей трубы с надетой на него короной 1, а в нижней части — уплотнитель 10.

Ствол установлен в корпусе патрона в двух радиальных шарикоподшипниках 3. Патрон в корпусе превентора крепится при помощи двух подпружиненных плашек 8, расположенных в корпусе превентора и западающих в пазы корпуса патрона. Уплотнитель и зажимы по конструкции аналогичны одноименным деталям превентора ПВ-307x200.

Управление запорными плашками осуществляется двумя пневмоцилиндрами 9, установленными на корпусе превентора, и трехходовым краном 11. Возможно и ручное управление плашками при помощи канатика или тяги, соединенной с кольцом штока плашки.

Манифольды (рис. 3.7) предназначены для обвязки стволовой части противовыбросового оборудования с целью управления нефтяными и газовыми скважинами при газонефтеводопроявлениях. Применяют манифольды для эксплуатации в умеренном и холодном макроклиматических районах. Их характеристики приведены ниже.

Техническая характеристика манифольдов

Типоразмер	МПБ-80x350	МПБКЗ-80x700
Внутренний диаметр, мм.	80	80
Давление, МПа:		
рабочее	35	70
пробное	70	105
Рабочая среда.	Нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси	
Температура рабочей среды, °С, не более		150
Прямоточные задвижки	ЗМ-80x350; ЗМ-80Гx350	ЗМ-80x700; ЗМ-80x700А
Масса, кг	8008	15530

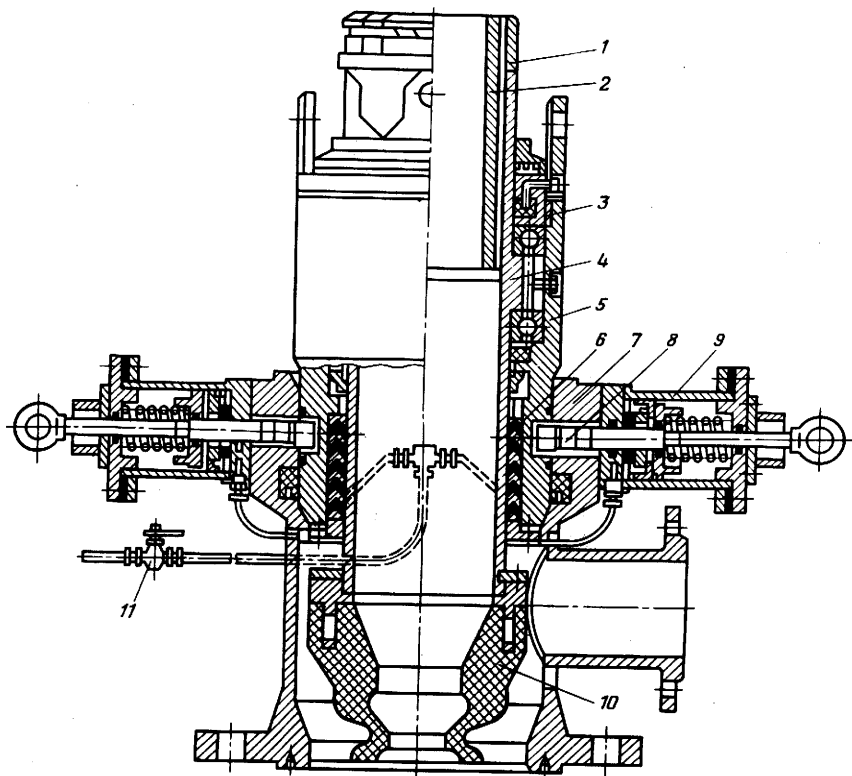


Рис. 3.6. Вращающийся превентор типа ПВ с прямоочными задвижками и принудительной подачей смазки на давление 35 МПа

Манифольд МПБ2-80х350 изготавливается по схеме 2, а манифольд МПБ3-80х700 — по схеме 3.

Схема манифольда МПБ3-80х700 отличается от схемы манифольда МПБ2-80х350 наличием третьей резервной линии на верхней крестовине. Напорные трубы, идущие от устья до блоков дросселирования и глушения, гидроприводные задвижки, устанавливаемые на устье, и блок глушения манифольда МПБ3-80х700 изготовлены на рабочее давление 70 МПа.

Блок дросселирования обоих манифольдов, выполненный на рабочее давление 35 МПа, унифицирован по всем элементам, за исключением первой задвижки ЗМ-80х700А на линии дросселирования на рабочее давление 70 МПа.

Манифольды поставляются и монтируются на устье отдельными блоками: блок дросселирования, блок глушения, пакет трубных секций, пакет напорных труб, блок задвижек — для МПБ3-80х700.

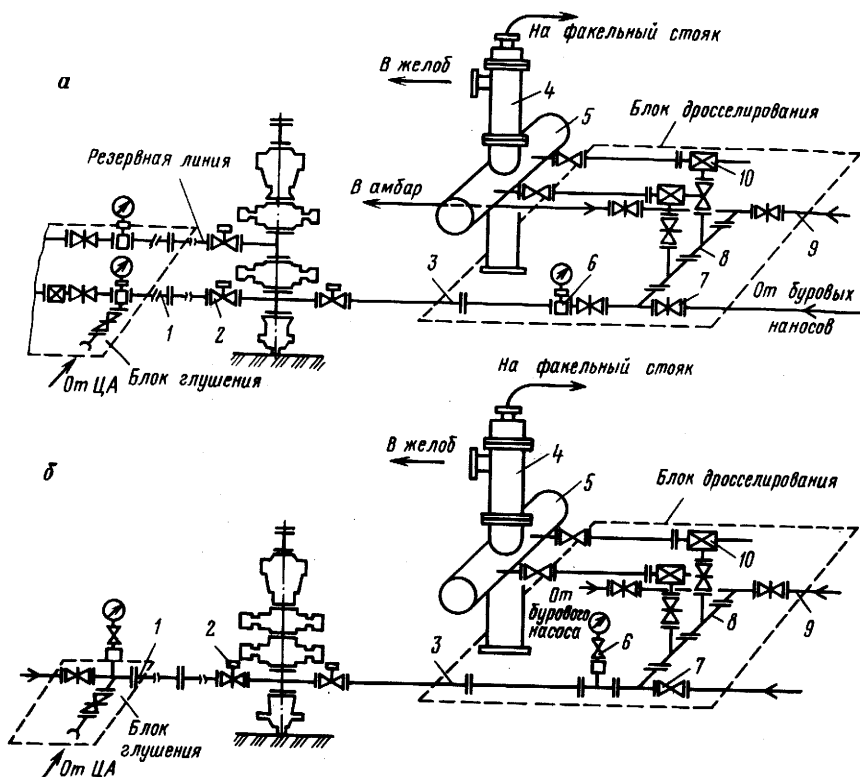


Рис. 3.7. Схемы манифольдов МПБ-280x350 (а) и МПБК3-80x700 (б) противовыбросового оборудования:

1 — линия глушения; 2 — задвижка с гидравлическим управлением; 3 — линия дросселирования; 4 — сепаратор; 5 — гаситель потока; 6 — предохранитель манометра; 7 — задвижка с ручным управлением; 8 — тройник; 9 — переводник; 10 — регулируемый дроссель с ручным управлением

Прямоточные задвижки типа ЗМ. Применяют их в качестве запорного устройства манифольдов. Задвижки — с однопластинчатый шиббером, с уплотнением затвора "металл по металлу", без уплотнительной смазки; изготавливаются по ТУ 26-16-40-77 и ТУ 26-02-728-76. Задвижки предназначены для перекрытия линий манифольда противовыбросового оборудования при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин.

Конструкция затвора обеспечивает работу задвижек ЗМ-80x350 и ЗМ-80Гx350 (рис. 3.8) по принципу двусторонней герметичности. На задвижке есть указатель открытого и закрытого положений. Предусмотрена возможность заполнения внутренней полости корпуса защитной смазкой, предотвращающей осаждения в нем механических

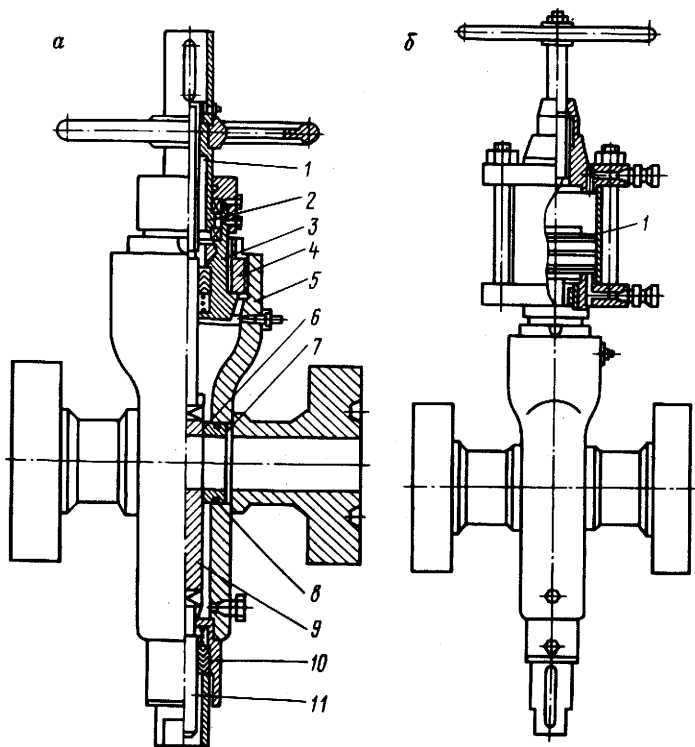


Рис. 3.8. Задвижки прямоточные с ручным (а) и гидравлическим (б) управлением:

- 1 — шпindelь; 2 — ходовая гайка; 3 — крышка корпуса; 4 — шлицевая гайка;
- 5 — корпус; 6 — седло; 7 — тарельчатая пружина; 8 — уплотнительные кольца;
- 9 — плоскопараллельный шибер; 10 — манжеты; 11 — уравновешивающий шток

примесей. Задвижка ЗМ-80Гх350 с гидроприводом (рис. 3.8, б) отличается от задвижки с ручным приводом (рис. 3.8, а) наличием гидравлической головки 1. Исполнительные корпусные части задвижек с гидроприводом и ручным управлением полностью унифицированы.

Задвижки с дистанционным и ручным управлением ЗМГ-80х700А и ЗМ-80х700А принципиально не отличаются от задвижек ЗМ-80х350 и ЗМ-80Гх350. Основные отличия корпуса — литой вместо штампованного у задвижки ЗМ-80х350 и конструкция крышек гидравлической головки — резьбовые у задвижки ЗМГ-80х700А вместо фланцевых у задвижки ЗМ-80Гх350. Технические характеристики некоторых задвижек приведены ниже.

Техническая характеристика задвижек ЗМ

Типоразмер	ЗМ-80×350	ЗМ-80Г×350	ЗМ-80×700А	ЗМГ-80×700А
Условный проход, мм	80	80	80	80
Давление, МПа:				
рабочее	35	35	70	70
пробное	70	70	105	105
Управление задвиж- ками	Ручное	Гидравличес- кое дистанци- онное	Ручное	Гидравличес- кое дистанци- онное
Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, выбуренная порода и их смеси			
Температура рабо- чей среды, °С, не более			120	
Габариты, мм	420×360×870	420×320×1175	500×500×1155	500×500×1420
Масса, кг	116	155	246	256

Регулируемый штуцер (рис. 3.9) предназначен для дросселирования потока бурового раствора при проявлениях скважины с целью создания бесступенчатого регулирования противодавления на забой скважины. Наконечник 11 и насадку 12 изготавливают из твердого сплава, обеспечивающего высокую износостойкость этих деталей в гидроабразивных потоках.

Комплектность и присоединительные размеры. Комплектность поставки противовыбросового оборудования приведена в табл. 3.2, а техническая характеристика в табл. 3.3. Присоединительные размеры фланцев приведены в табл. 3.4.

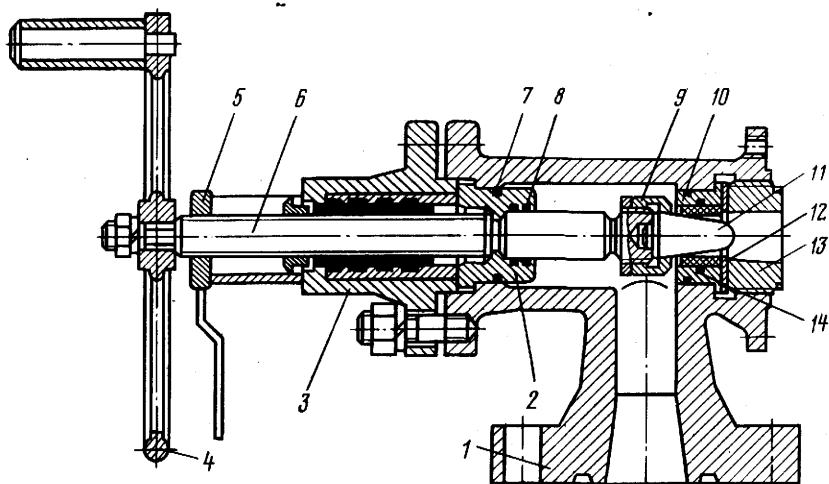


Рис. 3.9. Регулируемый штуцер:

1 — корпус; 2 — стакан; 3 — крышка; 4 — штурвал; 5 — контргайка; 6 — шпindel; 7, 8, 14 — уплотнительные кольца; 9 — накладная гайка; 10 — втулка; 11 — наконечник; 12 — насадка; 13 — нажимная гайка

Комплект поставки противовыбросового оборудования

Типоразмер превенторной установки	Плещенный превентор				Универ- саль- ный превен- тор	Кресто- вина	Катуш- ка	Разъем- ный же- лоб или ворон- ка	Мани- фольд
	с плашками под трубы с услов- ным диаметром, мм			с глу- хими плаш- ками					
	73	89	114						
ОП2-156x320	—	1	—	1	—	1	—	1	1
ОП1а-180x35	1	—	—	1	—	1	1	—	1
ОП2-230x350	—	—	1	1	1	1	—	1	1
ОП3-230x700	—	—	1	1	1	2	—	1	1
ОП2-280x350	—	—	1	1	1	1	1	1	1
ОП2-350x350	—	—	—	1	1	1	1	1	1
ОП1-425x210	—	—	—	1	—	1	—	1	1
ОП1-520x140	—	—	—	1	1	1	1	1	1
ОП1-520x140	—	—	—	1	—	1	—	1	1
ОП2-520x140	—	—	—	1	1	1	1	1	1

Продолжение табл. 3.2

Типоразмер превенторной установки	Установ- ка гид- равличе- ская уп- равления	Эlemen- ты руч- ной фик- сации плашек	Крепеж- ные и уп- лотни- тельные детали для подсоеди- нения к колонной головке	Детали для под- соеди- нения паро- обогре- ва	Сменные вкладыши пла- шек в сборе с резиновым уплотнителем под трубы условным диаметром, мм					
					60	73	89	114	127	140
					ОП2-156x320	1	4	—	—	1
ОП1а-180x35	1	4	1	1	—	—	1	1	—	—
ОП2-230x350	1	4	1	1	—	—	1	—	1	—
ОП3-230x700	1	4	1	1	—	—	1	—	1	—
ОП2-280x350	1	4	1	1	—	—	—	—	1	1
ОП2-350x350	1	4	1	1	—	—	—	1	1	—
ОП1-425x210	1	2	1	1	—	—	—	—	1	—
ОП1-520x140	1	4	1	1	—	—	—	1	1	—
ОП1-520x140	1	2	1	1	—	—	—	—	1	—
ОП2-520x140	1	4	1	1	—	—	—	1	1	—

Таблица 3.3

Техническая характеристика противовыбросового оборудования

Типоразмер оборудования	Внутренний диаметр ствольной части, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр труб, пропускаемых плашками, мм	Максимальный диаметр труб, пропускаемых с подвеской, мм	Основные составные части оборудования				Масса полного комплекта оборудования, кг
					Универсальный превентор	Плащенный превентор	Манифольд	Установка гидроуправления	
ОП2-156х320	156	32	33—114	102	—	ППГ-156х320	МПБ-80х350	ГУП100Бр-1	12789
ОП1а-180х35	180	35	33—127	127	—	ПП-180х35	МПБ-80х350	ГУП100Бр-1	12950
ОП2-230х350	230	35	33—168	146	ПУ1-230х35	ПП-230х35	МПБ2-80х350	ГУП100Бр-1	16160
ОП3-230х700	230	70	33—168	146	ПУ1-230х35	ПП-230х70	МПБК3-80х700	ГУП100Бр-2	28640
ОП2-280х350	280	35	48—194	194	ПУ1-280х35	ПП-280х35	МПБ2-80х350	ГУП100Бр-2	20485
ОП2-350х350	350	35	60—273	273	—	ПП-350х35	МПБ2-80х350	ГУП100Бр-1	18365
ОП1-425х210	425	21	60—340	340	—	ПП-425х21	МПБ2-80х350	ГУП100Бр-1	13485
ОП2-425х210	425	21	60—340	340	—	ПП-425х21	МПБ2-80х350	ГУП100Бр-1	15650
ОП1-520х140	520	14	60—426	426	—	ПП-520х14	МПБ2-80х350	ГУП100Бр-1	13435
ОП2-520х140	520	14	60—426	426	—	ПП-520х14	МПБ2-80х350	ГУП100Бр-1	15735

Таблица 3.4

Присоединительные размеры фланцев (в мм)

Типоразмер (оборудование)	D_0	D_H	$D_{ш}$	$D_{ср}$	$D_{нк}$	h	$b \times f$	d_0	Шпильки	
									Число	Типоразмер
ОП-156 х 320:										
превентор	156	395	325	205	—	50	12 x 8	40	12	M36
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30
ОП-180 х 350:										
превентор	180	395	317,5	211,1	—	92	13,5 x 9,5	39	12	M36
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30
ОП-230 х 350:										
превентор	230	482	394	269,9	—	103	16,7 x 11	45	12	M42
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30
ОП-230 х 700:										
превентор	230	550	476	—	299,1	124	26,4 x 12,7	42	16	M39
отводы крестовины	78	270	216	—	119	58	15,4 x 7,5	28	8	M24
ОП-280 х 350:										
превентор	280	585	483	323,8	—	119	16,7 x 11	52	12	M48
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30
ОП-350 х 350:										
превентор	350	645	590,5	—	408	113	20 x 14,3	45	16	M42
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30

Типоразмер (оборудование)	D_0	D_H	$D_{Ш}$	$D_{ср}$	$D_{нк}$	h	$b \times f$	d_0	Шпильки	
									Число	Типоразмер
ОП-425 x 210:										
превентор	425	705	616	469,9	—	100	16,9 x 11	45	20	M42
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30
ОП-520 x 140:										
превентор	520	812	724	584,2	—	99	13,5 x 9,5	45	24	M42
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30
ОП-307 x 320:										
превентор	307	620	530	360	—	75	12 x 10	52	16	M48
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30
ОП-406x125:										
превентор	406	675	600	470	—	80	14 x 10	46	16	M42
отводы крестовины	80	265	203	136,5	—	56	12 x 8	33	8	M30

Примечание. D_0 — диаметр внутреннего прохода; D_H — наружный диаметр фланца; $D_{Ш}$ — расстояние между центрами отверстий по диаметру; $D_{ср}$ — средний диаметр уплотнительной канавки; $D_{нк}$ — наружный диаметр уплотнительной канавки; h — толщина фланца; b — ширина уплотнительной канавки; f — глубина канавки; d_0 — диаметр отверстий под шпильки.

3.2. ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА

Оборудование циркуляционной системы буровой установки в процессе ликвидации проявлений используют для приготовления, обработки, утяжеления и дегазации бурового раствора. Запас бурового раствора хранится в емкостях циркуляционной системы. Каждая такая емкость прямоугольного сечения полезным объемом 30–40 м³ имеет люки для очистки от осадка и перемешиватели гидравлического или механического типа. Гидравлические смесители струйные 4УПГ оснащены насадками, которые направлены под разными углами. Через них поршневым или центробежными насосами подается буровой раствор.

В гидравлических самовращающихся смесителях ПГС вращение осуществляется струями, истекающими из противоположно направленных насадок. Механические лопастные перемешиватели ПЛ1, ПЛ2 приводятся в действие электродвигателями мощностью 4 и 8 кВт. Емкости соединены между собой трубопроводами. Для приготовления и утяжеления буровых растворов в составе циркуляционной системы применяют глиномешалки, фрезерно-струйные мельницы, а при использовании сухих порошкообразных материалов могут применяться блоки приготовления растворов БПР.

В качестве средств грубой очистки бурового раствора служат вибросита ВС-1 и ВС-2.

Техническая характеристика вибросит

Тип	ВС-1	ВС-2
Максимальная пропускная способность (при установленных сетках 0,16×0,16 мм) при бурении на воде, м ³ /с	0,038	0,028
Максимальная пропускная способность (в м ³ /с) при бурении на растворе плотностью выше 1,6 г/см ³	—	0,015
Привод	Электродвигатель	
Мощность электродвигателя, кВт	3,0	5,5
Рабочая поверхность (в м ²) при ширине сетки 1300 мм	2,67	2,0
Рабочая поверхность (в м ²) при ширине сетки 1000 мм	1,8	1,4
Частота колебаний, мин ⁻¹	1130	1130
Амплитуда колебаний, мм	3,5	3,6–4,4
Габариты, м:		
длина	3,0	3,0
ширина	1,85	2,2
высота	1,64	1,6
Масса, кг	2162	3000

Для тонкой очистки бурового раствора используют гидроциклонные шламоотделители.

Характеристика гидроциклонного шламоотделителя ПГ-50

Максимальная производительность по очищаемой жидкости, м ³ /с	0,045
Число гидроциклонов	4
Внутренний диаметр гидроциклонов, мм	150
Рабочее давление перед гидроклапанами, МПа	0,2–0,3
Размер частиц, полностью удаляемых из промывочной жидкости, мм	0,08
Потери раствора при очистке, %	< 2

Габариты, мм:	
длина	1315
ширина	700
высота	1250
Масса, кг	260

Для удаления газа из бурового раствора в циркуляционную систему включают вакуумные дегазаторы.

Характеристика вакуумного дегазатора ДВС11

Производительность, м ³ /с:	
при дегазации интенсивно вспенивающихся растворов при рабочем вакууме 0,075—0,08 МПа	0,045—0,050
при дегазации раствора с настоеккой газовой фазой при рабочем вакууме 0,04—0,05 МПа	0,060
Остаточное содержание газа в растворе, %, не более	0—2
Потребляемая мощность, кВт	18
Габариты, м:	
длина	3000
ширина	2600
высота	2500
Масса, кг	2800

Во время ликвидации газопроявлений буровой раствор циркулирует через штуцер на рабочем отводе превентора. После раствор поступает в устройство первичной дегазации. В Тюменской военизированной части такое устройство разработано в виде блока первичной дегазации, основа которого — вертикальная дегазационная емкость (рис. 3.10).

Напорный поток разгазированного бурового раствора из трубы 1 распыляется конусом 2, состоящим из металлических стержней, и отбойной плитой 3. Конус и отбойная плита закреплены на стойках 4, которые соединены с емкостью 5. Выделившийся из бурового раствора газ по трубе 6 поступает в атмосферу, а дегазированный раствор сливается в желоб через открытую нижнюю часть емкости 5. Дегазационную емкость успешно применяют при ликвидации газопроявлений из высокодебитных горизонтов на разведочных площадях Тюменской области.

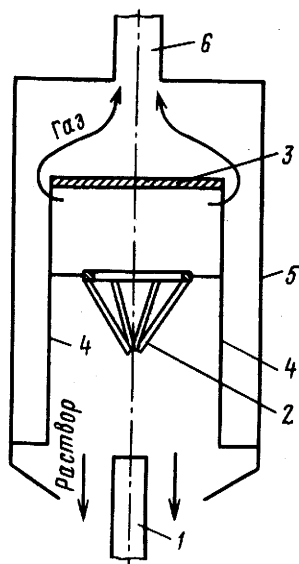


Рис. 3.10. Дегазационная емкость

3.3. ОБОРУДОВАНИЕ ОБВЯЗКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Оборудование обвязки обсадных колонн предназначено для подвешивания обсадных колонн, герметизации и разобщения на устье межколонных пространств, установки противовибросового оборудования при бурении и фонтанной арматуры в процессе эксплуатации.

По условиям эксплуатации оборудование подразделяется на три группы: для умеренной и холодной климатической зоны и некоррозионной среды; и умеренной климатической зоны и коррозионной среды.

Схемы и параметры обвязки обсадных колонн регламентированы ост 26-02-775—73, ТУ 26-02-201—76, ТУ 26-02-579—74 и ТУ 26-02-728—76. Оборудование обвязки обсадных колонн выпускается следующих типов: ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб; ОКК с клиневой подвеской обсадных труб.

Пример обозначения оборудования обвязки обсадных колонн ОКК2-35-140x219x426x2. ОКК2 — обвязка двух колонн с клиневой подвеской; 35 — рабочее давление, МПа; 140, 219 — диаметры эксплуатационной и технической колонн, мм; 426 — диаметр кондуктора, мм; К2 — исполнение по коррозионной стойкости (для сред, содержащих H_2 и CO_2 до 6 % или не содержащих коррозионные элементы; — не обозначается).

Обвязка обсадных колонн типа ОКМ. Оборудование типа ОКМ (рис. 3.11, а) с муфтовой подвеской обсадных труб обеспечивает подвеску эксплуатационной колонны на резьбе муфтовой подвески.

Оборудование ОКМ1 выпускается для умеренной климатической зоны и некоррозионной среды с содержанием механических примесей (до 0,5 %), суммарным содержанием CO_2 и H_2 (до 0,03 %).

Обвязка обсадных колонн типа ОКК. Оборудование типа ОКК с клиневой подвеской обсадных труб предназначено для подвешивания двух и более обсадных колонн (кондуктор на резьбе или на сварке, техническая и эксплуатационная), а также герметизации и разобщения межколонных пространств с помощью упругих уплотнителей.

Оборудование типа ОКК состоит из отдельных сборочных единиц — колонных головок. Нижняя колонная головка ГНК, присоединяемая непосредственно к верхнему концу обсадной колонны (кондуктору), выпускается в трех исполнениях:

исполнение 1 — присоединение к обсадной колонне внутренней резьбой на корпусе головки;

исполнение 2 — присоединение к обсадной колонне наружной резьбой;

исполнение 3 — присоединение к обсадной колонне на сварке.

Колонные головки устанавливаются на устье скважины последовательно по мере спуска и цементирования обсадных колонн. Их подбирают с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего после спуска колонны интервала скважины.

Оборудование ОКК на рабочее давление 21, 35, 70 МПа изготавливается по схеме 1, 2, 3 (ТУ 26-02-579—74).

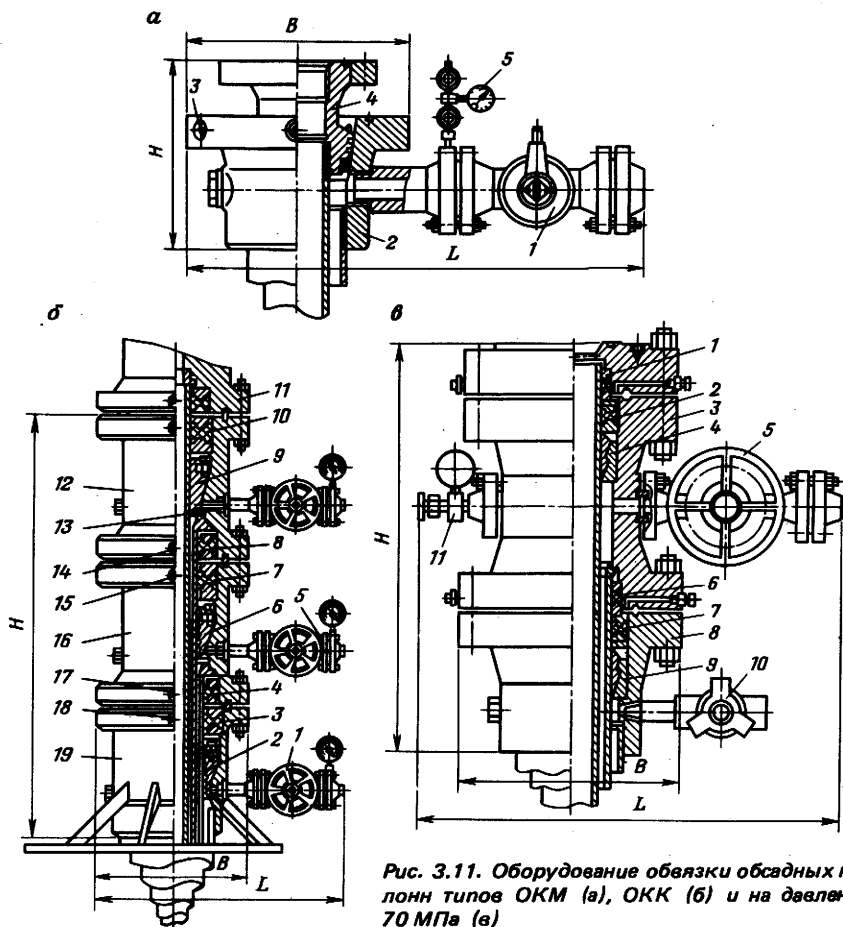


Рис. 3.11. Оборудование обвязки обсадных колонн типов ОКМ (а), ОКК (б) и на давление 70 МПа (в)

Оборудование (рис. 3.11, б) состоит из нижней 19, промежуточной средней 16 и промежуточной верхней 12 колонных головок. Подвеска обсадных колонн осуществляется с помощью клиньевых подвесок 2, 6 и 9, каждая из которых состоит из трех клиньев, устанавливаемых в конической расточке колонной головки. Для герметизации межколонного пространства применяются пакеры 3, 4, 7, 8, 10.

Для проведения технологических операций каждая колонная головка оснащена манифольдом 1, 5, 13 с манометром. Колонные головки имеют также нагнетательные клапаны 14, 15, 17, 18. На верхний фланец оборудования устанавливается крестовина 11.

Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК на рабочее давление 70 МПа (рис. 3.11, в) изготавливается по схемам 2 и 3 ТУ 26-02-728-76, а ниже приведена техническая характеристика.

Техническая характеристика ОКК на 70 МПа

Типоразмер	ОКК3-700х168х х245х324х426 (КГ- 4х700)	ОКК2-700х178х х245х324К2 (КГ-3х700К2)
Условный диаметр, мм.	168; 245; 324; 426	178; 245; 324
Рабочее давление в колонных головках, МПа:		
нижней.	21	35
промежуточной	21—35	35—70
Внутренний диаметр колонной головки, мм:		
нижней.	425	350
промежуточной	425—350; 350—230	350—280; 230
Габариты, мм	1940х1200х х1580	1400х980х1190

Оборудование состоит из нижней 8 и промежуточной 3 колонных головок, имеющих клиньевые подвески 4, 9 и пакеры 1, 2, 6, 7. Промежуточная колонная головка имеет манифольд 5, а нижняя — манифольд 10. Для контроля давления служит вентиль 11 с манометром. Оборудование отличается тем, что клиньевая подвеска, имеющая четыре клина и корпус, устанавливается в цилиндрической расточке крестовины.

3.4. ФОНТАННАЯ АРМАТУРА

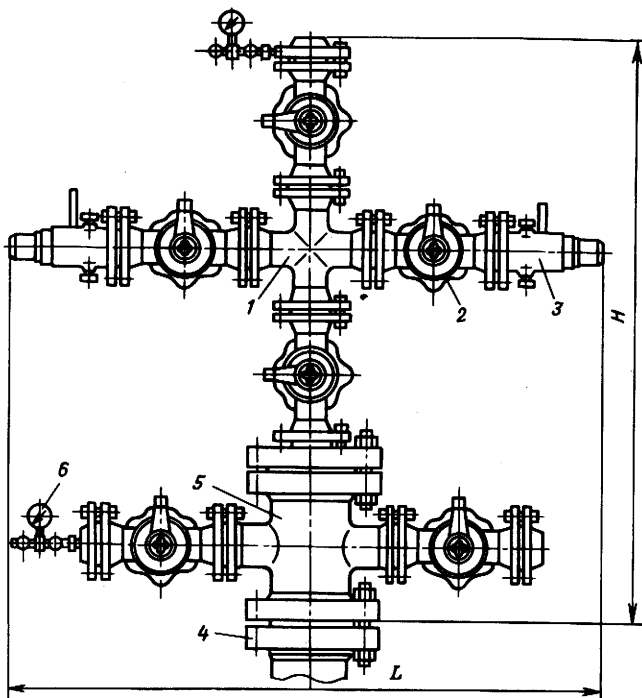
Арматура предназначена для герметизации устья, контроля и регулирования режима эксплуатации, испытания скважин на приток, а также для проведения ряда других технологических операций. По условиям эксплуатации арматура подразделяется на три группы: для умеренной климатической зоны и некоррозионной среды; для холодной климатической зоны и некоррозионной среды; для умеренной климатической зоны и коррозионной среды.

Схемы и параметры арматуры регламентированы ГОСТ 13846—74 и техническими условиями.

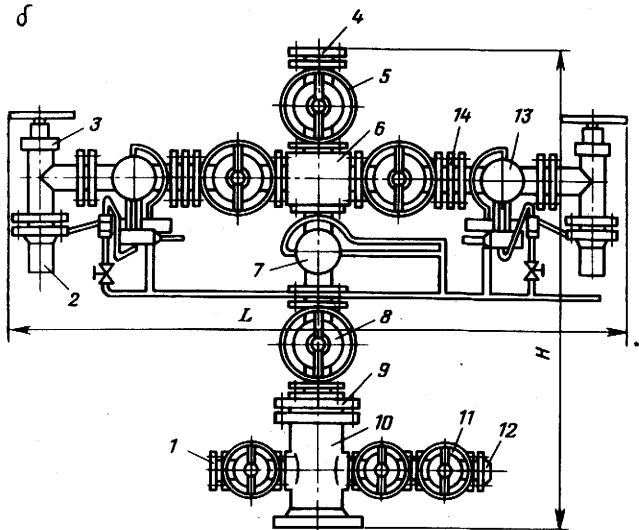
Пример расшифровки фонтанной арматуры АФК6В-100х21ХЛК2.
АФ — арматура фонтанная; К — конструктивное исполнение: подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки; 6 — номер схемы арматуры по ГОСТ 13846—74; В — дистанционное и автоматическое управление задвижки; 100 — внутренний диаметр (в мм); 21 — рабочее давление (в МПа); ХЛ — климатическое исполнение (для холодной климатической зоны); К2 — исполнение по коррозионной стойкости: для сред, содержащих до 6 % CO_2 , — К1; для сред, содержащих до 6 % H_2S и CO_2 (каждого), с оборудованием, изготовленным из высоколегированной стали, — К2; для сред, содержащих до 6 % H_2S и CO_2 (каждого), с оборудованием, изготовленным из низколегированной стали и малоуглеродистой с применением ингибитора в скважине, — К2И.

Фонтанная арматура состоит из следующих основных частей: трубная головка, фонтанная елка, запорные устройства с ручным, дистан-

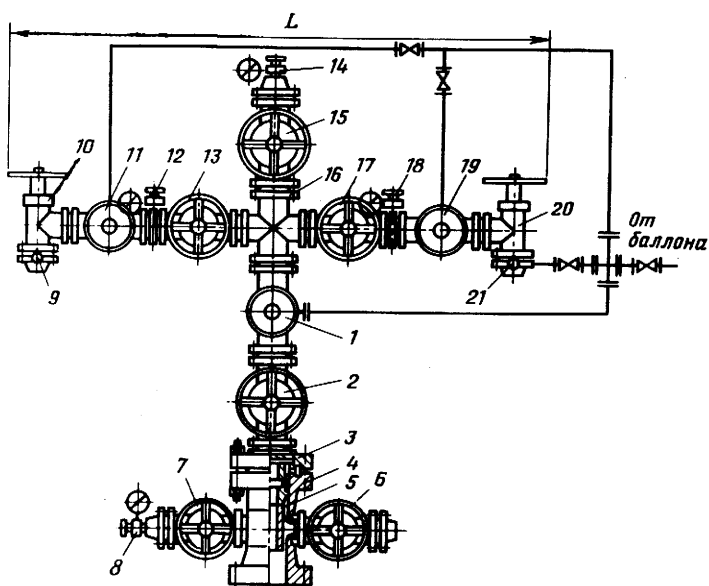
a



б



6



2

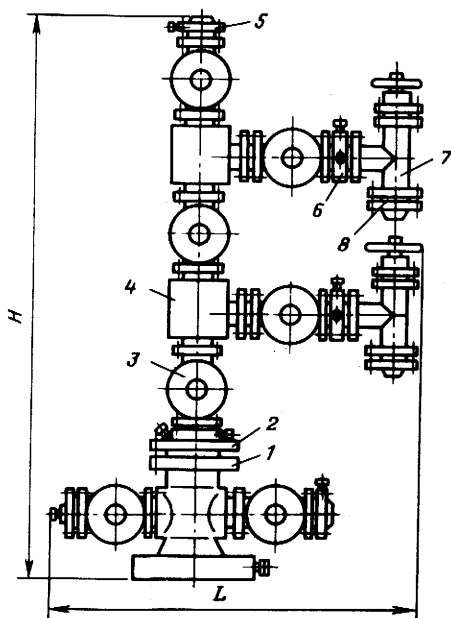


Рис. 3.12

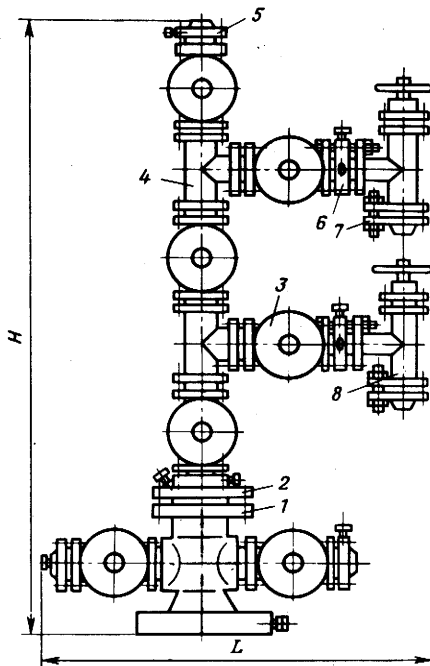


Рис. 3.12. Фонтанная арматура:

АФ5 и АФК5 на давление 14 МПа (а); 1 — крестовина фонтанной елки; 2 — пробковый проходной кран; 3 — дроссель; 4 — колонный фланец; 5 — крестовина трубной головки; 6 — манометр; АК6В и АФ6К6В на давление 21 и 35 МПа (б); 1 — боковая заглушка; 2 — боковой фланец; 3 — регулируемый дроссель; 4 — верхняя заглушка; 5, 8, 11 — задвижки с ручным управлением типа ЗМС1; 6, 10 — крестовины; 7 — задвижка с дистанционным управлением типа ЗМС1; 9 — переводной фланец; 12 — фланец; 13 — задвижка с автоматическим управлением типа ЗМС1; 14 — промежуточный фланец; АФ6АВ на давление 70 МПа (в); 1 — задвижка с дистанционным управлением; 2, 6, 7, 13, 15, 17 — задвижки с ручным управлением; 3 — переводной фланец; 4, 16 — крестовины; 5 — подвеска; 8, 12, 14, 18 — вентили; 9, 21 — распределители; 10, 20 — дроссели; 11, 19 — задвижки с автоматическим управлением; с прямоточными задвижками на давление 21 МПа (г); 1 — трубная головка; 2 — катушка; 3 — задвижка; 4 — тройник; 5, 6, 8 — фланцы соответственно буферный, промежуточный, ответный; 7 — дроссель; с прямоточными задвижками и принудительной подачей смазки на давление 35 МПа (д); 1 — трубная головка; 2 — катушка; 3 — задвижка; 4 — тройник; 5, 6, 7 — фланцы соответственно буферный, промежуточный, ответный; 8 — дроссель

ционным и автоматическим управлением и регулирующими устройствами (дроссели). Трубная головка предназначена для подвески одного или двух рядов подъемных труб, герметизации затрубного пространства и контроля давления, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин. Колонны подъемных труб подвешивают на резьбе переводника трубной головки или в муфтовой подвеске. Трубная головка устанавливается на колонную головку.

Фонтанная елка, устанавливаемая на трубной головке, предназначена для транспортирования продукции скважины через манифольд в магистральный трубопровод, регулирования режима эксплуатации, измерения давления и температуры среды и проведения технологических операций. Схема елки может быть тройниковой (одно- или двухструнной) или крестовой (двухструнной).

Давление контролируется манометрами. Вентиль под манометр служит для разобщения с рабочей полостью арматуры и сброса давления до атмосферного. На промежуточных фланцах боковых отводов предусматриваются отверстия под карман для термометра.

В качестве запорных устройств фонтанной арматуры применяют проходные пробковые краны и прямоточные задвижки с принудительной или автоматической подачей смазки. Регулирующими устройствами служат угловые регулируемые дроссели. На фланцах боковых отводов трубной головки и фонтанной елки предусмотрены отверстия для подачи ингибиторов коррозии и гидратообразования в затрубное пространство и ствол елки.

Г Л А В А 4

ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ И ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ

4.1. ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ

Одно из самых распространенных осложнений при бурении скважин — газопроявления. Газопроявление — неорганизованное поступление небольших количеств газа в скважину и на поверхность, которое на первых порах не препятствует выполнению технологических операций (В.И. Игrevский, К.И. Мангушев, 1977 г.). Вместе с газом в буровой раствор могут поступать вода и нефть, соответственно проявления при этом носят названия газоводопроявлений, нефтегазопроявлений или газонефтеводопроявлений.

Проникновение газа в раствор изменяет его свойства, а именно: увеличивает вязкость и статическое напряжение сдвига, снижает плотность. При низких значениях вязкости наблюдается "кипение" бурового

раствора на устье скважины. Во время остановок без промывки раствор постепенно насыщается газом, начинается перелив раствора из скважины. При проявлениях увеличивается объем раствора в емкостях циркуляционной системы.

При резком снижении противодавления на пласт (слом обратного клапана, подъем труб с "сифоном") в скважину начинает интенсивно поступать пластовый флюид и газопроявления сразу приобретают характер сильных выбросов.

Газопроявления при бурении скважин. В соответствии с технологией бурения скважин плотность буровых растворов должна обеспечивать противодавление, исключающее приток флюидов из пласта в скважину. Однако по ряду причин давление на продуктивные пласты может уменьшиться и стать ниже пластового. Это происходит из-за снижения уровня раствора в скважине при его поглощении или во время подъема труб без долива, низкой плотности раствора, непредвиденного вскрытия зоны АВПД и др.

Условие, при котором возникают газопроявления при бурении и промывке, имеет такой вид:

$$p_n > p_r + p_3, \quad (4.1)$$

где p_n — пластовое давление; p_r — гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора; p_3 — гидравлические потери в затрубном пространстве.

Наиболее часто проявления возникают при подъеме труб из скважины. Условие, при котором возникают проявления в этом случае, выражается неравенством

$$p_r - \Delta p_d - \Delta p_c - \rho gh < p_n, \quad (4.2)$$

где Δp_d — гидродинамическое давление, возникающее за счет подъема труб; Δp_c — снижение статического давления в неподвижном буровом растворе; ρ — плотность бурового раствора; g — ускорение свободного падения; h — глубина опорожнения скважины.

Для оценки величины гидродинамического давления можно использовать следующие формулы:

$$\Delta p_d = 4 \frac{\theta l}{D - d_n}; \quad (4.3)$$

$$\Delta p_d = 4 \frac{\theta l}{D - d_n} + \rho v_p (v - v_0) \frac{S_T}{S_K}; \quad (4.4)$$

$$\Delta p_d = \lambda \frac{l}{D - d_n} \frac{\rho}{g} \left(\frac{v_T}{t S_K} \right), \quad (4.5)$$

где θ — статическое напряжение сдвига бурового раствора; l — длина колонны труб; D — диаметр скважины; d_n — наружный диаметр труб; v_p — скорость распространения ударной волны по затрубному прос-

транству; v — скорость движения труб, достигнутая за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины; v_0 — начальная скорость движения труб; S_T, S_K — площадь поперечного сечения соответственно трубы и затрубного пространства; V_T — объем труб, поднятых за время t ; λ — коэффициент гидравлических сопротивлений.

Если формула (4.3) оценивает снижение давления за счет равномерного движения колонны труб, то в равенстве (4.4) дополнительно учитывается кратковременное снижение давления в начальный момент подъема труб. Величина снижения давления при равномерном движении колонны труб вверх оценивается также по известной формуле Дарси — Вейсбаха (4.5).

В данном случае скорость течения бурового раствора идентифицируется с соотношением объема металла труб, поднятого из скважины за 1 с, к площади сечения кольцевого пространства за трубами. Предполагается, что освобождающийся при подъеме объем, занимаемый металлом труб, заполняется раствором, движущимся по кольцевому пространству, а раствор, истекающий из трубного пространства, заполняет объем бурильных труб. Поскольку сопротивление истечению раствора из труб выше, чем из затрубья (наличие гидромониторных насадок, турбобура при турбинном бурении), раствор из затрубья при движении труб вверх заполняет объем больший, чем объем металла труб, т.е. скорость стекания раствора в затрубье выше, чем по формуле (4.5). Кроме того, этой формулой не учитываются дополнительные сопротивления, вызываемые движением колонны вверх с определенной скоростью. В связи с этим расчеты по формуле (4.5) дают заниженные значения.

Вероятность возникновения проявлений значительно возрастает при подъеме труб с "сифоном" в результате закупорки внутреннего канала. В этом случае объем, освобождаемый бурильными трубами, в несколько раз увеличивается, а динамическое давление оценивается уравнением

$$\Delta p_d = \lambda \frac{l}{D-d_n} \frac{\rho}{g} v^2 \left(\frac{d_n^2}{D^2-d_n^2} \right)^2, \quad (4.6)$$

где v — скорость подъема колонны труб.

Снижение давления в буровом растворе, находящемся в покое, происходит за счет его неустойчивости в сочетании с фильтрационным и контракционным эффектами [4].

Эффект контракции заключается в уменьшении суммарного объема смешиваемых веществ. При взаимодействии глин с водой объем глины увеличивается, но это увеличение меньше, чем объем воды.

При бурении проявления контракции могут быть вызваны распуском глинопорошка, так как процесс диспергирования приготовленного на поверхности бурового раствора продолжается в скважине, набуханием шлама глинистых пород, размоканием стенки скважины в интервалах, сложенных глинами.

При остановке циркуляции в результате фильтрационного и контракционного эффектов давление раствора в скважине снижается на величину

$$\Delta p_c = \frac{\Delta V}{V} \frac{1}{\beta}, \quad (4.7)$$

где ΔV — объем отфильтровавшейся жидкости из раствора; V — объем скважины; β — коэффициент объемного сжатия жидкости.

Однако это давление не может быть больше давления, при котором столб бурового раствора сдвигается вниз и первоначальное гидростатическое давление на пласт восстанавливается. Давление страгивания определяется следующим уравнением:

$$p_c = 4h\theta/D, \quad (4.8)$$

где h — высота столба бурового раствора.

В начальный момент после прекращения циркуляции раствора в скважине давление на глубине h составляет ρgh . Во время нахождения раствора в покое он структурируется, но это не изменяет давления, если жидкость не отфильтровывается из раствора в проницаемые пласты и нет проявления контракции.

В противном случае давление уменьшится, столб раствора опустится и на глубине h восстановится первоначальное давление. Таким образом, минимальное давление бурового раствора, находящегося в покое,

$$p = \rho gh - \frac{4h\theta}{D}. \quad (4.9)$$

Минимальное пластовое давление, вызывающее перелив бурового раствора из скважины при отсутствии промывки,

$$p = \rho gh + \frac{4h\theta}{D}. \quad (4.10)$$

При определенных условиях и значительной прочности структуры давление на пласт со стороны скважины может стать равным нулю, т.е. столб бурового раствора "зависнет" на стенках скважины. Условие равновесия в результате "зависания" раствора можно получить, приравняв нулю правую часть уравнения (4.9). Тогда статическое напряжение сдвига, при котором возможен указанный эффект,

$$\theta = \rho g D/4. \quad (4.11)$$

Чем меньше диаметр скважины, тем при меньших значениях θ может произойти "зависание" бурового раствора.

Условие равновесия при "зависании" бурового раствора в кольцевом пространстве имеет следующий вид:

$$\frac{\pi(D^2 - d_H^2)}{4} \rho gh - \pi(D + d_H) h \theta = 0.$$

Отсюда величина статического напряжения сдвига, при котором раствор может зависнуть,

$$\theta = \rho g (D - d_n) / 4. \quad (4.12)$$

Сравнение равенств (4.11) и (4.12) приводит к заключению о значительно меньших величинах статического напряжения сдвига, при которых происходит "зависание" раствора в кольцевом пространстве, чем в скважине без спущенных буровых труб. На основании результатов экспериментальных исследований давление в растворе, находящемся в покое, снижается на 2–5 % от гидростатического, если статическое напряжение сдвига меньше 200 Па.

Количество поступающего из пласта флюида во время проявления зависит от депрессии на пласт, проницаемости и мощности пласта. При малых объемах флюида, поступающего в скважину во время простоя, из-за низкой проницаемости пласта во время последующей промывки вымывается газированная пачка бурового раствора. В этом случае не требуется повышение плотности раствора. Поступление газа во время бурения, приводящее к повышению уровня раствора в емкостях, требует принятия немедленных мер по ликвидации проявления.

На рис. 4.1 систематизированы причины снижения давления бурового раствора на пласты, которые при определенных условиях приводят к газонефтепроявлениям и открытым фонтанам. Одна из основных причин — низкая плотность бурового раствора. Отмечаются разные случаи проявления низкой плотности.

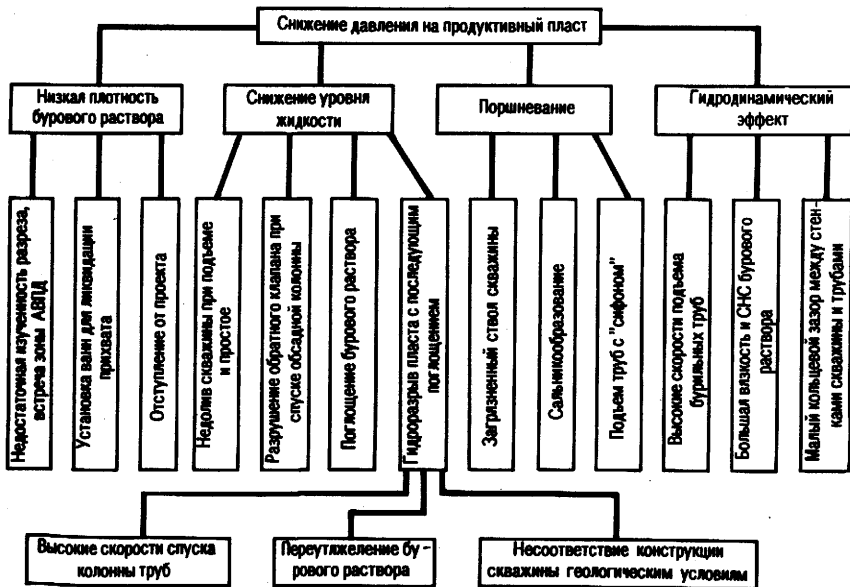


Рис. 4.1. Причины снижения давления на продуктивный пласт

Например, гидростатическое давление достаточно для предупреждения проявлений, но недостаточно для компенсации динамического снижения давления при подъеме бурильных труб. Незнание геологического разреза и непредвиденное вскрытие зоны АВПД при недостаточной плотности бурового раствора приводит к проявлениям в виде интенсивно нарастающих выбросов. Нередки и нарушения технического проекта, особенно на отдаленных труднодоступных поисково-разведочных буровых, когда затруднен завоз материалов для приготовления бурового раствора.

Так, в результате поломки бурильного инструмента в скважине остались трубы, которые не удалось извлечь. Для забуривания второго ствола установили цементный мост, но из-за попадания цемента в буровой раствор параметры последнего резко ухудшились, возросла вязкость, водоотдача. Для приготовления свежего раствора на буровой нет материалов и доставить их из-за отсутствия дороги невозможно. Добавкой воды и реагентов удалось снизить вязкость, но при этом плотность стала ниже проектной.

Снижение плотности неизбежно при установке водяных и нефтяных ванн для ликвидации прихватов колонны труб. В этих случаях следует заранее проверить исправность превенторной установки; подготовить оборудование для глушения скважины, против плашек превентора установить бурильную трубу, а с целью создания вращающего момента при расхаживании колонны труб в роторе должна быть ведущая труба. Наиболее распространенная причина уменьшения давления на пласты — снижение уровня жидкости, происходящее при поглощении раствора в результате гидроразрыва.

Уровень снижается также во время простоя без циркуляции. Скважину во время простоя доливают редко или вообще не доливают, если вышло из строя оборудование или буровая простаивает из-за отсутствия дизельного топлива. Резко снижается уровень и из-за слома обратного клапана во время спуска обсадной колонны. При вскрытом газовом пласте слом обратного клапана, как правило, приводит к интенсивному выбросу и открытому фонтану. На рис. 4.1 приведены и другие факторы снижения давления бурового раствора в скважине. Отдельным пунктом выделен гидродинамический эффект, т.е. аномальные значения, вызванные высокой скоростью подъема колонны труб при большей вязкости и СНС раствора и малых зазорах между элементами бурильной колонны и стенками скважины.

Газопроявления без снижения давления. Газопроявления при бурении скважин без снижения давления на пласты часто отмечаются во многих районах. Такие газопроявления имеют характер "пачек" газированного бурового раствора. Причины поступления газа в раствор при газопроявлениях без снижения давления следующие: 1) поступление газа вместе с выбуренной породой; 2) диффузия из вскрытых горизонтов; 3) капиллярный переток; 4) гравитационное взаимодействие; 5) осмотическое давление.

При вскрытии продуктивных пластов газ или жидкость поступают в скважину вместе с выбуренной породой, так как фильтрат бурового раствора не успевает оттеснить пластовый флюид в пласт из призабойной зоны во время бурения. Объем поступающих флюидов невелик. При разбуривании газосодержащих коллекторов повышение механической скорости увеличивает содержание газа в растворе. Содержание газа в растворе оценивается по формуле

$$C = \frac{v_m \pi D^2 C_1 p_z}{4 Q p_y} \quad (4.13)$$

где v_m — механическая скорость проходки; C_1 — содержание газа в породе; p_z, p_y — давление соответственно забойное и устьевое; Q — расход бурового раствора.

В табл. 4.1 приведен пример изменения газосодержания раствора и его плотности в зависимости от величины механической скорости проходки для следующих условий: диаметр скважины 215,9 мм, расход бурового раствора $25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, пористость пород 20 %.

Из приведенных данных видно, что за счет поступления газа с выбуренной породой плотность выходящего бурового раствора снижается. Снижение забойного давления при этом очень мало и опасности выброса нет. После прекращения бурения газ в раствор не поступает.

Газ может поступать в раствор не только с выбуренной породой, но также из-за осыпей газосодержащих глин. При разбуривании газосодержащих глин отмечалось снижение плотности выходящего бурового раствора с 2300 до 1000 $\text{кг}/\text{м}^3$. Из глинистого шлама по мере его подъема к дневной поверхности выделяется газ. Так, насыщение раствора газом наблюдалось на скв. 12 Салымской площади. При разбуривании глин на глубине 2830 м плотность раствора снизилась с 1240 до 1140 $\text{кг}/\text{м}^3$. При подъеме долота газопроявлений не было. Во время последующего бурения до глубины 2840 м также отмечалось разгазирование раствора. При остановках циркуляции перелива не было. Ниже

Таблица 4.1

Механическая скорость проходки, м/ч	Забойное давление, МПа	Газосодержание в буровом растворе, %	Снижение забойного давления, МПа	Плотность бурового раствора, $\text{кг}/\text{м}^3$	
				входящего	выходящего
1	10	0,8	0,001	1980	1190
5	10	4,0	0,02	1920	1150
10	10	8,0	0,04	1840	1100
1	50	4,0	0,035	1920	1150
5	50	20,0	0,13	1600	360
10	50	40,0	0,45	1200	720
1	100	8,0	0,06	1340	960
5	100	40,0	0,48	1200	720
10	100	80,0	2,7	400	240

2840 м был встречен проницаемый горизонт с АВПД и произошел выброс. Таким образом, поступление газа в раствор с выбуренной глинистой породой при поисковом бурении может служить предвестником зоны АВПД.

Направление диффузии газа зависит от его концентрации в буровом растворе. Диффузия выравнивает концентрацию газа, т.е. последний, содержащийся в уже пройденных пластах, проникает в буровой раствор, а если концентрация газа в буровом растворе выше, чем в пласте, то газ из раствора диффундирует в пласт. Расчеты показывают, что поступление газа за счет диффузии мало.

Еще меньше эффект от капиллярного перетока, который может возникнуть при наличии поровых каналов до 1 мкм, капиллярное давление в которых может вытеснить газ или жидкость в скважину. В каналах большего диаметра капиллярные силы малы и флюиды оттесняются по ним фильтратом бурового раствора.

Гравитационное взаимодействие между пластовым флюидом и фильтратом бурового раствора может возникнуть, если коллектор имеет трещины по вертикали с раскрытостью более 2 мм. Гравитационное взаимодействие рассмотрено в работах В.А. Хуршудова и В.В. Балабашко применительно к отложениям верхнего мела, где трещины имеют размер 5—3 мм. Однако лабораторные исследования показали, что гравитационное замещение возможно при равенстве забойного и пластового давлений. Если же забойное давление превышает пластовое, то возникает поглощение бурового раствора. Переток пластового флюида через фильтрационную корку за счет осмоса не приводит к существенному увеличению газосодержания, которое может быть обнаружено на поверхности.

Газопроявления при креплении скважин. Затрубные газопроявления происходят через разное время после цементирования обсадных колонн. Анализ материалов по различным районам показал, что газопроявления отмечаются через 3—48 ч после окончания цементирования, а в отдельных случаях, когда цементный камень за обсадной колонной уже сформировался, это время увеличивается. Пока нет единой точки зрения на причины газопроявлений этого вида. Возможные каналы движения газа по затрубному пространству следующие.

1. Невытесненный буровой раствор.
2. Глинистая корка на стенках скважины.
3. Щель, заполненная водой на границе цементного камня с глинистой коркой.
4. Зазор между обсадной колонной и цементным камнем, образовавшийся в результате выделения воды из цементного раствора.
5. Каналы, образованные поднимающимся по цементному раствору газом.
6. Капилляры, образованные за счет избыточной воды в цементном растворе.

Факторы, способствующие затрубным проявлениям, разделены на пять групп: геологические, технические, технологические, физико-химические, механические. К геологическим факторам относятся нарушения, перемятости пород, высокое пластовое давление и др. Технические факторы проявляются после освоения газовой скважины, когда проявления возникают из-за негерметичных резьбовых соединений; негерметичности колонной головки или разрыва обсадной трубы. К технологическим факторам относится снижение давления из-за расхождения обсадной колонны. Повышение давления в колонне и последующее уменьшение давления приводит к образованию пристенного канала. Физико-химические факторы наиболее многочисленные. Они охватывают процессы, происходящие не только в цементном растворе при его схватывании, но и на границе со стенками скважины. Из физико-химических факторов наибольшее влияние на возникновение проявлений оказывают контракция, седиментация и др.

В процессе схватывания и твердения цементного раствора давление на пласты уменьшается до давления столба воды и ниже, газ по разным каналам движется вверх. Практика показывает, что заколонные газопроявления после цементирования возникают не только из пластов с аномальным давлением, но и с нормальным, равным давлению столба воды на глубине залегания газового пласта.

Пример. В скв. 4 Тазовской площади газонасыщенный пласт был вскрыт в интервале 1126—1155 м, пластовое давление 11,3 МПа соответствует гидростатическому.

В конце цементирования 146-мм эксплуатационной колонны цементный раствор вышел на поверхность, хотя по расчету он должен был подняться на высоту до 400 м от устья. Через 14 ч после окончания цементирования между кондуктором и эксплуатационной колонной началось интенсивное газопроявление в виде выбросов бурового раствора с цементом.

Аналогичное газопроявление произошло и в скв. 25 Губкинской площади. Здесь также отмечен подъем цементного раствора намного выше проектного. Объем затрубного пространства был больше на 3 м^3 объема цементного раствора, но тем не менее последний вышел на поверхность в конце цементирования. Характерным для этих двух случаев считается неполное замещение бурового раствора цементным.

Проведенными во ВНИИКРнефти исследованиями показано, что буровой раствор, находящийся в контакте с цементным, "отдает" часть воды и превращается в хорошо проводящую газ массу. Схема возникновения каналов в затрубном пространстве следующая. После окончания цементирования невывесенный буровой раствор обезвоживается.

В нижней части скважины из-за высокой температуры цемент схватывается быстрее, глинистый раствор обезвоживается, образуются трещины, по которым газ поднимается выше. Когда давление газа превышает давление оставшегося вверху необезвоженного бурового раствора, начинается перелив раствора с нарастающей интенсивностью.

4.2. ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ

Открытые фонтаны наносят большой ущерб народному хозяйству, принимая иногда характер стихийных бедствий. На разных расстояниях от фонтанирующей скважины могут возникнуть грифоны, появиться скопления газа в помещениях, погребах, оврагах, угрожающие взрывом и пожаром.

Большую опасность представляют собой выделения сероводорода, если он содержится в составе выбрасываемого пластового флюида. Мощный нефтяной фонтан загрязняет окружающую местность, водоемы, нанося большой вред живой природе.

Открытый (аварийный) фонтан — неуправляемый выброс пластовых флюидов, который нельзя немедленно прекратить.

Классификация открытых фонтанов. Открытые фонтаны классифицируются по следующим признакам.

1. Состояние устья скважины. По этому признаку различают два вида фонтанов: 1) фонтан с доступным (сохранившимся) устьем; 2) фонтан с недоступным устьем (кратером на устье). Аварии с доступным устьем ликвидируют путем замены вышедшего из строя противовыбросового оборудования на исправное. Если в скважине находятся бурильные или насосно-компрессорные трубы, то фонтан ликвидируют путем закачки в трубы бурового раствора без смены противовыбросового оборудования. Для глушения фонтанов с кратером на устье необходимо пробурить одну или несколько наклонных скважин.

Аварии первого вида (даже при сложной обстановке) — распыление горящего фонтана — ликвидируют намного быстрее, чем аварии второго вида. Отсутствие базового фланца на обсадной колонне не является серьезным препятствием для наведения компоновки противовыбросового оборудования.

2. Состав пластового флюида. По составу флюида фонтаны делят на четыре вида: 1) газовые; 2) газонефтяные; 3) нефтяные; 4) газодляные. Практика показывает, что наиболее разрушительные — газовые фонтаны. Последние за счет большой подвижности газа и высоких давлений в стволе скважины часто сопровождаются грифонами, прорывами газа за обсадными колоннами с образованием кратера. В струе газа может содержаться некоторое количество газоконденсата.

Газонефтяные фонтаны характеризуются одновременным поступлением газа и нефти соответственно из газовой и нефтяной залежей. На поверхности отмечается небольшое содержание нефти в преимущественно газовой струе фонтана. Нефтяные фонтаны, образующие целые потоки нефти на местности, менее разрушительны. Требуется проведение мероприятий по сбору нефти и предупреждению загрязнения водоемов. В Западной Сибири не было ни одного случая прорыва нефти за обсадными колоннами, как это бывает при действии газового фонтана.

При действии газодляного фонтана выносятся большое количество

пластовой воды. Зимой трудности при проведении аварийных работ связаны с интенсивным обледенением вышки и оборудования.

3. Состояние фонтанирующей струи. По этому признаку бывают горящие и негорящие фонтаны. Газ или нефть могут воспламениться от постороннего источника огня или самовоспламениться. Часто источником загорания служат двигатели буровой установки. Если двигатель внутреннего сгорания своевременно не остановили, то газ, попадая в дизельное помещение, всасывается двигателем, который резко увеличивает обороты, происходит взрыв и загорание фонтана. Загорание может возникнуть и от других внешних источников.

Часты случаи внезапного самовоспламенения. Ранее причиной самовоспламенения считалось искрообразование от ударов выносимой из скважины породы о металлические конструкции вышки и оборудования. В настоящее время доказано, что основной причиной самовоспламенения служат разряды статического электричества.

Для ликвидации горящего фонтана с сохранившимся устьем необходимы дополнительные работы по растаскиванию сгоревшего оборудования и тушение пожара. Наименее пожароопасны газоводяные фонтаны с большим выносом пластовой воды.

4. Характер действия фонтана. По этому признаку фонтаны различают непрерывного и пульсирующего действия. Пульсирующие фонтаны редки. Пульсации возникают в основном при периодических обвалах пород. Так, пульсирующий характер фонтана отмечался на скв. 1 Арктическая. На скв. 382 Комсомольской площади возник пульсирующий фонтан с большими промежутками времени между периодами фонтанирования (8 ч). За это время удалось приварить на кондуктор муфту и без сложностей установить превентор.

5. Конфигурация фонтанной струи. Для ликвидации фонтанов с сохранившимся устьем большое значение имеет конфигурация фонтанной струи, которая может быть двух видов — распыленная и компактная. Струя распыляется по конструкциям оборудования, упавшей вышки, трубам и т.д. Распыление струи происходит из-за негерметичности противовыбросового оборудования — фланцевые соединения, сгоревшие сальники задвижек и т.д. Если нефть и газ направлены вверх единым потоком, то струя считается компактной.

Современные методы тушения пожаров позволяют эффективно тушить только пожары компактной струи. Поэтому основной этап подготовительных работ — превращение распыленной струи в компактную. При пожаре распыленной струи, когда нефть и газ поступают через негерметичности во фланцевых соединениях противовыбросового оборудования, последнее сбивается с устья выстрелами из артиллерийского орудия.

6. Мощность фонтана. Фонтаны делятся на четыре категории по точному дебиту газа или нефти: небольшие ($\leq 0,5$ млн м^3 газа, ≤ 100 м^3 нефти); средние (0,5–1 млн м^3 газа, 100–300 м^3 нефти); мощные (1–10 млн м^3 газа, 300–1000 м^3 нефти); большой мощности (> 10 млн

Открытые фонтаны на разведочных площадях Западной Сибири (1971 – 1988 гг.)

Площадь, номер скважины	Достигнутая глубина, м	Продолжительность фонтанирования, сут	Визуальный суточный дебит, млн. м ³	Краткие обстоятельства возникновения фонтана	Причины
1	2	3	4	5	6
Соленинская, 11	2647	32	1 (газ с водой)	Во время бурения был встречен газоносный пласт с аномально высоким давлением, при ликвидации газопроявления вышли из строя трубные плашки превентора и началось фонтанирование	Впервые в этом районе был вскрыт пласт с аномально высоким давлением, что не предусматривалось проектом
Варьеганская, 6	2058	44	>10 (газ с нефтью)	При очередном подъеме бурильного инструмента наблюдался перелив бурового раствора из труб. После подъема 1700 м труб начался выброс раствора. Попытки навернуть обратный клапан не удались. Оставшиеся неподнятыми трубы выбросило из скважины. Фонтан загорелся	Недостаточная плотность бурового раствора; отсутствие непрерывного долива скважины при подъеме бурильных труб
Пеляткинская, 11	2750	27	2,5 (газ с газоконденсатом)	Скважина была пробурена и спущена эксплуатационная колонна. После перфорации колонны против продуктивного пласта начался перелив воды и возник фонтан, который воспламенился	Скважина была заполнена водой вместо бурового раствора; на устье не было перфорационной задвижки
Уренгойская, 43	2211	51	2 (газ с водой)	Промежуточную колонну при спуске прихватили и нижняя часть газового горизонта оказалась не перекрытой колонной. При	Обустройство буровой не обеспечило нормальной работы в зимних условиях; буровой раствор в марниках за-

забое 2211 м после спуска 1190 м бурильных труб буровая была остановлена из-за отсутствия воды. Скважина не доливалась. Начались газопроявления. Из-за выхода из строя задвижки превентора возник открытый фонтан, который воспламенился

мерз, не было воды; монтаж превенторной установки выполнен некачественно

Бованенковская, 58

1600

15

3 (газ)

Во время цементировании промежуточной колонны после закачки цементного раствора вышло из строя цементировочное оборудование, на ремонт которого затратили 40 мин. При попытке продолжить закачку цементного раствора давление поднялось до 25 МПа и на глубине 306 м вырвало резьбу обсадной трубы из муфты. Верхнюю часть колонны подняли. После спуска 100 м обсадных труб для соединения с нижней частью колонны начался выброс. Превентор закрыть не смогли. Возник открытый фонтан, который воспламенился

Неудовлетворительная подготовка к цементированию промежуточной колонны, отсутствие запасного варианта приготовления цементного раствора; малая плотность бурового раствора

Еты-Пуровская, 81

2443

30

> 5 (газ)

Промежуточную колонну при спуске прихватило, поэтому часть газового пласта оказалась неперекрытой обсадными трубами. После проведения геофизических работ на глубине 2443 м проводили ремонтные работы. Уровень жидкости в скважине не контролировали и скважину не доливали. Начался выброс, трубные плашки закрыть не смогли, так как спущенную трубу отклонило в сторону. Трубу подняли, но глухие плашки плотно закрыть не удалось

Скважину не промывали во время геофизических работ и после их окончания; отсутствовал контроль за уровнем раствора и долив скважины во время простоя; неудовлетворительная подготовка к спуску промежуточной колонны и наличие открытой части газового пласта

Площадь, номер скважины	Достигнутая глубина, м	Продолжительность фонтанирования, сут	Визуальный суточный дебит, млн. м ³	Краткие обстоятельства возникновения фонтана	Причины
Уренгойская, 103	1306	11	> 5 (газ)	Во время спуска промежуточной колонны произошел слом обратного клапана. Уровень бурового раствора в скважине резко понизился. Начался выброс. Попытка наверхнуть на верхнюю муфту переводник с обратным клапаном не удалась. Выброс перешел в открытый газовый фонтан	Неполный долив обсадной колонны при спуске; прочность обратного клапана перед спуском его в скважину не была проверена опрессовкой
Харасавэйская, 13	2068	19	1,5 (газ)	При подъеме бурильного инструмента возник интенсивный перелив бурового раствора. Наверхнуть обратный клапан не удалось, так как из скважины начался выброс неподнятых бурильных труб. После их выброса закрыли глухие плашки превентора, но они оказались негерметичными	Снижение уровня бурового раствора в скважине в результате неполного долива при подъеме бурильного инструмента
Крузенштерновская, 21	676	13	> 3 газа	При очередном наращивании инструмента возникли выбросы раствора. Наверхнуть обратный клапан не удалось. Закрыли превентор, но произошел прорыв газа за кондуктором. От двигателей буровой фонтан загорелся. На устье образовался кратер, разбурена куда погрузилось буровое оборудование	Малая плотность бурового раствора; прорыв газа за кондуктором произошел из-за некачественного цементирования, т.е. большая часть цемента осталась в кондукторе, а затем была

Вэнга-Ях-тинская, 41	1740	24	0,5 (газ)	Из-за отсутствия дизельного топлива бурение остановили. В скважину до башмака кондуктора спустили 127 мм бурильный инструмент, а сверху направили 114 мм свечу, обратный клапан и ведущую трубу. Во время простоя заметили перелив бурового раствора из скважины. Закрыли плашки превентора, но герметичности не достигли, так как плашки были под 127 мм трубы. Газ воспламенился, вышка упала, фонтан стал неуправляемым	Снижение уровня бурового раствора в скважине при простое; несоответствие диаметра трубных плашек диаметру бурильной трубы
Заполярная, 53	2490	124	20 (газ)	В процессе аварийных работ по извлечению бурильных труб при очередном подъеме инструмента обнаружили интенсивный перелив бурового раствора по желобам. На инструмент направили обратный клапан, но закрыть его не смогли. Закрыли трубные плашки, но из-за негерметичности они были разъедены струей воды	Снижение уровня бурового раствора в скважине вследствие неполного долива при подъеме бурильных труб Недостаточное перекрытие газового пласта промежуточной обсадной колонной
Бованенковская, 75	1974	70	>3 (газ с водой)	После установки цементного моста для забуривания второго ствола подъем инструмента сопровождался "сифоном", поэтому скважину несколько раз промывали. При очередной промывке буровой раствор стал выбрасываться из затрубья выше ротора. Закрыли трубные плашки превентора. После приготовления бурового раствора при попытке закачать его в бурильный инструмент разорвали стояк и через место разрыва возник открытый фонтан	Снижение противодавления на газовый пласт вследствие ухудшения качества бурового раствора из-за его частичного смешения с цементным раствором

Площадь, номер скважины	Достигнутая глубина, м	Продолжительность фонтанирования, сут	Визуальный суточный дебит, млн. м ³	Краткие обстоятельства возникновения фонтана	Причины
Самотлорская, 117	1680	8	1 (газ)	После отбора керна бурильный инструмент был поднят. Во время извлечения керна из кеноприемной трубы начался перелив, перешедший в выброс. Устье герметизировать не удалось из-за отсутствия глухих плашек в превенторе	Снижение противодавления на пласт в результате недолива скважины при подъеме инструмента; отсутствие глухих плашек в превенторе
Заполяряная, 67	1505	10	>3 (газ)	Во время спуска промежуточной обсадной колонны диаметром 219 мм начались газопровления из затрубного пространства. Закрыли трубные плашки, но герметичности не было достигнуто. Навернули на верхнюю муфту бурильную трубу с шаровым краном и закрыли плашки на бурильной трубе, но герметичности не достигли. Плашки были разведены, обсадная колонна упала на забой	Некачественная подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны, что привело к переливанию и разгазированию бурового раствора
Уренгойская, 206	1305	10	2 (газ)	После спуска и цементирования промежуточной обсадной колонны установили превентор, разбурили цементный стакан и углубились ниже башмака колонны. Из-за выхода из строя шинно-пневматической муфты приступили к ремонтным работам. Начался перелив бурового раствора. За-	Некачественное крепление скважины обсадной колонной, выразившееся в поступлении газа из газового пласта по затрубному пространству; неисправность превенторной установки — неполное количество шпилек на фланцевых соединениях

крыли превентор и открыли рабочий отвод. Фланцевое соединение между задвижкой и крестовиной превентора оказалось негерметичным. Оно было разъедено струей газа и возник открытый фонтан

Муравленковская, 205	1430	16	1 (газ)	Промежуточную колонну при спуске прихватило в кровле газового пласта. После цементирования и ОЗЦ приступили к дальнейшему углублению скважины. Во время подъема бурильного инструмента заметили слабый перелив бурового раствора, но подъем продолжили. Через некоторое время произошел выброс бурового раствора с газом. Навернуть обратный клапан и закрыть превентор не удалось. Бурильные трубы выбросило из скважины, произошло воспламенение газа	Снижение противодавления на газовый пласт из-за низкой плотности бурового раствора; не приняты меры по ликвидации газопроявления, когда был замечен перелив бурового раствора
Уренгойская, 210	1088	34	5 (газ)	При подъеме бурильного инструмента произошел выброс бурового раствора. Герметизировать устье с помощью превентора не удалось. Возник газовый фонтан. Через четверо суток фонтанирование началось и за кондуктором. Появились грифоны, на устье образовался кратер	Снижение противодавления на газовый пласт из-за низкой плотности бурового раствора скважины во время подъема бурильного инструмента; несоответствие диаметра трубных плашек превентора диаметру бурильных труб
Пованенковская, 72	2483	39	>3 (газ)	В процессе бурения началось газопроявление. Во время подъема инструмента с забоя для закрытия трубных плашек превентора вышла из строя шинно-пневматическая муфта. Во время ремонта начался выброс. После закрытия превентора давление на насосах увеличилось, порвало шланг на выходе из штуцера в дегазационную емкость. Начался открытый фонтан и через несколько дней на устье образовался кратер	Снижение противодавления на газовый пласт из-за малой плотности бурового раствора; неисправность бурового оборудования, что не позволило закрыть превентор в начале газопроявления

Площадь, номер скважины	Достигнутая глубина, м	Продолжительность фонтанирования, сут	Визуальный суточный дебит, млн. м ³	Краткие обстоятельства возникновения фонтана	Причины
Бованенковская, 107	1453	20	>2 (газ)	Во время очередного спуска бурильного инструмента возникло газопроявление в виде интенсивного перелива бурового раствора из труб. Попытки навернуть обратный клапан и ведущую трубу не удалось. Трубные плашки и универсальный превентор закрыли на висащем на клиньях ПКР инструменте. Фонтанирование происходило через бурильные трубы и выкид превентора. Из-за негерметичности фланцевого соединения между задвижкой и крестовиной возник пожар. Упала вышка, образовался кратер на устье	Скорость спуска бурильного инструмента не ограничивалась, что привело к гидроразрыву пород и последующему выбросу, некачественный монтаж превентора
Устье-Челлецкая, 206	2900	15	500 (газ и вода 500 м ³)	После испытания третьего объекта скважину заполнили буровым раствором и с устья сняли подвесной фланец фонтанной арматуры. Через некоторое время возник перелив раствора между насосно-компрессорными трубами и обсадной колонной. На верхнюю трубу удалось навернуть подвесной фланец, но точно установить его на уплотнительное кольцо не смогли. Возник газовый фонтан	Отсутствие постоянного контроля за уровнем жидкости в скважине, не позволило своевременно обнаружить перелив раствора и герметизировать устье

Новопор- товская, 106	2506	5	500 (газ и вода 1000 м ³)	После отбора керна приступили к подъему бурильного инструмента. В конце подъема возник интенсивный поток бурового раствора из скважины. Навернуть обратный клапан и закрыть превентор не успели, так как инструмент приподняло и уперло в подкронблочную площадку. Вокруг кондуктора началось поступление газа, образовался кратер	Снижение противодавления на газовый пласт из-за недолива скважины при подъеме бурильного инструмента; некачественное крепление ствола скважины кондуктором
Тамбей- ская, 9	1802	14	> 5 (газ)	После очередного подъема бурильного инструмента возникли интенсивные выбросы бурового раствора. При закрытии превентора с плашек сорвало резиновые уплотнения. Газ загорелся. Вышка упала	Снижение противодавления на вскрытые газовые пласты из-за недолива скважины буровым раствором при подъеме бурильного инструмента; начало газопроявления не было своевременно обнаружено
Уренгой- ская, 207	3100	55	5 (газ и нефть >100 м ³)	После проведения промыслово-геофизических исследований и спуска бурильного инструмента началось газопроявление, которое не удалось ликвидировать, так как фланцевое соединение между крестовиной превентора и боковой задвижкой оказалось негерметичным, его развело и возник открытый газонефтяной фонтан	Неисправность превенторной установки — негерметичность фланцевого соединения
Ван-Еган- ская, 107	2726	21	2 (газ)	Несмотря на отсутствие цемента между эксплуатационной и промежуточной обсадными колоннами против верхнего объекта, его испытали и установили цементный мост в эксплуатационной колонне. После ОЗЦ между колоннами началось газопроявление. Фонтан иррование происходило через боковое отверстие колонной головки. Образовался кратер	Испытание газового пласта через две обсадные колонны при отсутствии между ними цемента

Площадь, номер скважины	Достигнутая глубина, м	Продолжительность фонтанирования, сут	Визуальный суточный дебит, млн. м ³	Краткие обстоятельства возникновения фонтана	Причины
Ен-Яхинская, 474	1390	17	5 (газ)	При спуске промежуточной обсадной колонны на глубине 1050 м прекратился выход бурового раствора из затрубного пространства. При подготовке к промывке возник выброс раствора из обсадной колонны, перешедшей в газовый фонтан, который воспламенился.	Применение обратного клапана не проверенного на прочность опрессовкой; редкий долив раствора в обсадную колонну при спуске
Бованенковская, 118	862		>5 (газ)	Для ликвидации прихвата бурильного инструмента решили установить водяную ванну, но после закачки 30 м ³ воды начался интенсивный перелив бурового раствора. Герметизировать устье не смогли, так как против плашек превентора находилась ведущая труба. Произошло воспламенение газа. Образовался кратер	Снижение противоавления на газовый пласт из-за установки водяной ванны; нахождение против ведущей трубы
Урангойская, 591	2517	7	2 (газ с водой)	Буровая простаивала из-за выхода из строя электростанции. В скважине находились 500 м бурильных труб с турбобуром, но герметизировать устье не могли, так как превенторная установка была заморожена. Буровой раствор в емкостях замерз, скважину доливали остатками воды, но когда она кончилась возник открытый газоводяной фонтан	Снижение противоавления на пласты из-за выхода из строя оборудования и всевозможности долива и закрытия превентора

Уренгой- ская, 250	2910	51	3 (газа с газokon- денсатом)	После длительного простоя из-за отсутст- вия топлива для котельной отогрели бу- ровые насосы и раствор в емкостях, а превенторную установку отогревать не стали. Через 6 минут после начала цир- куляции начался выброс разгазированно- го раствора и скважина перешла на фон- танирование	Разгазирование бурового раствора во время простоя; неработоспособность превенторной установки из-за ее за- мораживания
Геофизи- ческая, 53	3161	30	1 (газ и вода)	Во время бурения резко возросла механи- ческая скорость и при наращивании оче- редной трубы начался перелив бурового раствора из скважины. При повторном за- крытии плашек вышло из строя резиновое уплотнение. Появились пропуски между фланцами превентора. Бурильный ин- струмент обрезало фонтанной струей	Перед включением бурового насоса боковые задвижки превентора не были открыты и раствор закачали в пла- сты; болтовые соединения превентора не проверялись и не докреплялись в процессе проводки скважины
Северо- Тамбейс- кая, 20	2869	9	1 (газ с водой)	После испытания десятого объекта уста- новили цементный мост и приступили к подъему насосно-компрессорных труб. Во время подъема начался перелив буро- вого раствора через трубы, которые за- тем потоком газа и воды выбросило из скважины	Не была проведена герметичность це- ментного моста; насосно-компрессор- ные трубы поднимались из скважи- ны без долива
Бареуков- ская, 138	2810	9	1 (газ)	При цементировании эксплуатационной колонны не получили момент "стоп". Ко- лонна оказалась негерметичной и верхний продуктивный горизонт не был перекрыт цементом. Решили перетащить буровую установку на новую точку. Скважину про- мыли и подвесили насосно-компрессорные трубы на элеваторе, установленном на муф- те эксплуатационной колонны. После де- монтажа и оттаскивания вышечно-леб- дочного блока возник открытый фонтан через эксплуатационную колонну и между эксплуатационной и промежуточной ко- лоннами	Не проведены изоляционные рабо- ты по ликвидации негерметич- ности обсадной колонны и перек- рытию газового горизонта

Площадь, номер скважины	Достигнутая глубина, м	Продолжительность фонтанирования, сут	Визуальный суточный дебит, млн. м ³	Краткие обстоятельства возникновения фонтана	Причины
Салымская, 129	2892	13	0,001500 (нефть)	Во время бурения произошел выброс бурового раствора. Закрыли превентор, но начались пропуски нефти и газа во фланцевом соединении между переходной катушкой и крестовиной. Возник открытый фонтан	Вскрытие нефтяного пласта с аномальновысоким давлением на буровом растворе низкой плотности; применение во фланцевом соединении превенторной установки бракованного уплотнительного кольца
Комсомольская, 382	2429	7	Периодическое фонтанирование газом	Во время проведения промыслового геофизических работ произошел прихват каротажного прибора. Во время подготовки к ловильным работам возникло газопроявление и газ загорелся на устье. Закрыли превентор, но появились пропуски газа в плашках. Пожар ликвидировать не удалось. Фонтан работал периодически с перерывами от 45 мин до 8 ч	Недостаточная плотность бурового раствора; неисправность превенторной установки
Харасавэйская 55	1770		4—5 (газ с водой)	Газопроявления во время бурения в виде выбросов бурового раствора над ротором. Был закрыт превентор и открыты боковые отводы. Газ фонтанировал по двум отводам. На расстоянии 350—600 м от буровой появились грифоны, затем на устье образовался кратер	Недостаточная плотность бурового раствора, низкое качество крепления ствола скважины кондуктором

Комсомольс- кая, 383	2381	3	5 (газ)	<p>При подъеме бурильного инструмента произошел газовый выброс. Неподнятые 200 м бурильных труб с турбобуром выбросило из скважины. Фонтан загорелся.</p>	Снижение противодействия на газовые пласты в результате подъема инструмента с сальником
Каменная, 564	2555	8	0,0005 (газ с водой)	<p>При спуске испытателя пластов произошла разгерметизация бурильного инструмента. Уровень бурового раствора в затрубье снизился. После промывки скважины инструмент поднимали с сифоном. Начался выброс бурового раствора из труб. Клапан вернуть не смогли из-за сильной струи раствора. Через 10 мин. выброс прекратился. Навернули ведущую трубу, но восстановить циркуляцию не смогли из-за поглощения. При остановке насоса давление в бурильных трубах увеличилось до 7,5 МПа. Открыли задвижку и скважина работала нефтью через стояк, шланг, манифольд. Через несколько часов шланг вышел из строя и возник открытый фонтан, который воспламенился.</p>	Снижение уровня бурового раствора из-за разгерметизации бурильных труб. Обработка нефтяной скважины через грязевый шланг
Новопортовс- кая, 217	3101	38	6—7 (газ с водой и газо-конденсатом)	<p>При очередном спуске бурильного инструмента, когда в скважину спустили 210 м труб, был допущен простой. Через некоторое время началось газопроявление. Навернули ведущую трубу, закрыли превентор, но герметичности плашек не достигли. Снова открыли превентор, бурильные трубы потоком газа выбросило из скважины. Закрыть глухие плашки не удалось.</p>	Низкая плотность бурового раствора; оставление устья скважины без наблюдения и долива длительного время

м³ газа, > 1000 м³ нефти). От мощности фонтана зависит выбор методов и средств его ликвидации. Установить запорные устройства на устье небольшого фонтана несложно. Например, поворотом задвижки тросом вокруг крепежной шпильки, вставленной в отверстие задвижки и колонного фланца, можно герметизировать устье.

Снять и установить противовыбросовое оборудование на устье среднего фонтана можно с помощью тросовой оснастки и подъемной стрелы или специальных натаскивателей.

Причины открытого фонтанирования. Открытые фонтаны возникают, как правило, под действием комплекса причин. Первоначальной причиной считается снижение давления ниже пластового (см. рис. 4.1), что вызывает газонефтеводопроявление. Современная технология строительства скважин и противовыбросовое оборудование обеспечивают ликвидацию проявлений на ранней стадии их развития, поэтому переход проявлений в аварийное фонтанирование — следствие разных отступлений от правил ведения работ и технических проектов. Основные причины перехода проявлений в открытый фонтан следующие:

- 1) отсутствие, неисправность, неправильный монтаж противовыбросового оборудования;
- 2) неправильные, несвоевременные действия членов бригады по герметизации устья при возникновении проявлений;
- 3) негерметичность скважины, обусловленная некачественным креплением обсадными колоннами, несоответствием конструкции геологическим условиям.

На практике отмечаются и другие причины, способствующие возникновению фонтанов (табл. 4.2).

ГЛАВА 5

ЛИКВИДАЦИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

5.1. ЭТАПЫ АВАРИЙНЫХ РАБОТ

Каждый фонтан имеет свои особенности, определяющие выбор методов и технических средств для его ликвидации, а нередко разработку и изготовление новых приспособлений. Практикой выработаны приемы и созданы устройства для борьбы с фонтанами, что позволяет значительно сократить срок их ликвидации. Аварийные работы по ликвидации открытого фонтана с сохранившимся устьем осуществляют в следующем порядке.

1. Подготовительные работы.
2. Удаление негерметичного, распыляющего фонтан по сторонам, противовыбросового оборудования.

3. Тушение пожара.
4. Смена противовыбросового оборудования, вышедшего из строя.
5. Монтаж специальных устройств и спуск труб под давлением в скважину.
6. Глушение фонтана.

Состав подготовительных работ зависит от конкретных условий, но во всех случаях необходимо расчистить пути подхода к устью, которые должны обеспечивать быструю эвакуацию работающих при внезапном загорании или другом резком изменении обстановки.

Горящий фонтан приводит к падению вышки, загромождению устья металлом, поэтому при подготовительных работах необходимо очистить устье, оттащить вышку и основание вышко-лебедочного блока. Перед проведением работ необходимо обеспечить постоянную подачу воды с требуемой производительностью для защиты людей и тушения пожара. Для этого накапливают воду в емкостях или котлованах, если поблизости нет естественного водоема. В зимних условиях монтируют котельные установки для подогрева воды.

Во время действия мощного нефтяного фонтана организуют сбор нефти и предотвращение ее попадания в водоемы. С путей подхода нефть смывают водой из пожарных стволов. Зимой газонефтяной фонтан сопровождается обледенением вышки и оборудования, на устье образуется ледяной конус. Для создания безопасных условий работы на устье при возникновении фонтана с большим выносом воды буровое оборудование демонтируют, а вышку сваливают и оттаскивают в сторону, при этом вода относится ветром и расчистка устья ото льда намного облегчается.

Противовыбросовое оборудование отстреливают из орудия чаще всего для того, чтобы направить пламя горячей струи вверх и иметь возможность подойти к устью, но бывают случаи применения этого метода и в условиях отсутствия пожара. Если фонтан негорящий, то подготовительные работы упрощаются и тушение пожара исключается. При фонтанировании через негерметичности в плашках превентора или во фланцевых соединениях ликвидацию аварии в некоторых случаях можно осуществить и без смены противовыбросового оборудования.

Примером ликвидации без смены противовыбросового оборудования может служить фонтан на скв. 15 Заполярной площади Тазовской нефтеразведочной экспедиции. В скважину был спущен кондуктор 219 мм на глубину 409 м. После достижения глубины 1452 м провели комплекс промыслово-геофизических работ, а затем спустили эксплуатационную колонну диаметром 114 мм и приступили к цементированию, но из-за неисправности цементировочного агрегата было закачано в скважину только 4 м³ цементного раствора. Приняли решение восстановить циркуляцию и выкачать цементный раствор на поверхность. В связи с тем, что часть цементного раствора попала в приемный мерник, буровой раствор потерял подвижность и циркуляция прекратилась. Эксплуатационная колонна оказалась прихваченной.

Для цементирования затрубного пространства оборудовали устье фонтанной арматурой, перфорировали колонну в интервале 1340 — 1342 м, спустили насосно-компрессорные трубы и закачали 4,3 м³ цементного раствора за колонну под давлением. Для беспрепятственного прохождения цемента плотность и вязкость бурового раствора уменьшили и начали подъем насосно-компрессорных труб. Скважину при подъеме доливали периодически. Когда подняли 60 труб, начался перелив раствора из колонны. Приступили к герметизации устья. На колонный фланец успели установить крестовину фонтанной арматуры с подвесным фланцем, но закрепить соединения шпильками не удалось из-за выброса. Возник открытый газоводяной фонтан.

После расчистки устья от намерзшего льда насосно-компрессорные трубы с крестовиной приподняли над колонным фланцем, при осмотре которого обнаружили глубокие промывы в виде раковин. С поверхности фланца сделали слепок, и по нему отлили свинцовую прокладку. Последнюю разрезали на две части по диаметру, установили на фланец, закрепили хомутом по окружности, опустили крестовину вместе с колонной насосно-компрессорных труб на фланец и прокладку зажали шпильками. Фонтанирование через фланцевое соединение прекратилось.

Другой характерный пример — фонтан на одной из разведочных буровых в Шаимском районе. После перфорации обсадной колонны и спуска насосно-компрессорных труб получили фонтанный приток нефти. Из-за негерметичности фланцевого соединения между крестовиной фонтанной арматуры и колонной головкой начались быстро увеличивающиеся пропуски нефти. Возникло неуправляемое фонтанирование. Для ликвидации аварии подсоединили нагнетательную линию к трубному пространству и цементировочными агрегатами закачали в насосно-компрессорные трубы сначала воду, а затем буровой раствор. За счет больших гидравлических сопротивлений в межтрубном пространстве приток нефти из пласта прекратился и авария была ликвидирована.

В отдельных случаях целесообразно не менять противовыбросовое оборудование, а установить сверху дополнительные запорные устройства, иногда это единственный путь к ликвидации аварии. Например, фонтанирование происходит через колонну бурильных труб, которые висят на негерметичных плашках превентора. Последний сменить невозможно и поэтому сверху устанавливают дополнительные превенторы.

После замены вышедшего из строя противовыбросового оборудования на исправное или установки дополнительных запорных устройств фонтан становится управляемым. Если конструкция скважины не позволяет полностью закрыть скважину и закачать буровой раствор на поглощение, то приступают к монтажу дополнительных устройств и принудительному спуску бурильных, обсадных или насосно-компрессорных труб. Скважину заполняют через спущенные трубы с одновременным созданием противодавления на устье с помощью штанцев.

5.2. МЕТОДЫ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

Около 50 % открытых нефтяных и газовых фонтанов по тем или иным причинам загораются. Пожар приводит к краткому увеличению убытков от аварии и осложняет работы по ликвидации. Возгорание может произойти от внешних источников огня или самопроизвольно.

Если авария произошла в процессе бурения, то при пожаре полностью выходит из строя буровая установка. Как правило, через 10 – 15 мин после загорания буровая вышка деформируется и падает вместе со свечами бурильных труб. Весь этот металл загромождает устье и горящий фонтан распыляется по сторонам. В этих условиях подход к устьевому оборудованию становится невозможным без проведения трудоемких и опасных работ по растаскиванию сгоревшего оборудования.

В разведочном бурении наибольшую пожароопасность представляют дизели буровых установок, которые близко расположены к устью скважины. Так, от дизеля буровой установки загорелся открытый фонтан газа на скв. 4 Тазовская. При возникновении газового выброса из затрубного пространства во время ОЗЦ эксплуатационной колонны двигатель не был своевременно выключен, газ проник в дизельное помещение. Газовоздушная смесь попала во всасывающий коллектор, дизель увеличил частоту вращения, а затем взорвался дизельный сарай. Буровая установка полностью сгорела.

По той же причине произошло загорание открытого фонтана на буровой 12 Салымской площади. Здесь во время бурения впервые в Западной Сибири встретили нефтяной пласт с аномально высоким давлением. Возник выброс бурового раствора с нефтью. Из-за неисправности превентора плашки были закрыты примерно через 40 мин. В течение всего этого времени насос продолжал работать, подавая буровой раствор в бурильные трубы. Раствор, смешанный с нефтью, частично поступал в приемный мерник. Нефтяной газ проник в дизельное помещение и один из дизелей (в результате всасывания газовоздушной смеси) резко увеличил частоту вращения. Произошел взрыв, а затем и пожар, который не только вывел из строя буровую установку, но и стал причиной фонтанирования через бурильные трубы из-за слома ведущей трубы упавшим талевым блоком. Подобные случаи были и на других скважинах.

Нередко фонтаны воспламеняются при отсутствии внешних источников зажигания, т.е. самовозгораются. Так, на скв. 101 Губкинская через 3,5 ч после начала фонтанирования газовый фонтан самопроизвольно загорелся. Все двигатели в это время на буровой не работали, члены буровой бригады отошли на большое расстояние от скважины.

Вероятный источник самовозгорания – механические искры, высекаемые при ударах выносимой из скважины породы о металлические конструкции вышки и оборудования или возникающие от соударения металлических предметов в зоне действия струи. Внезапные загорания

Таблица 5.1

Концентрация метана в воздухе, %	Период индукции (в с) при температуре источника, °С		
	775	825	875
6	1,08	0,58	0,35
8	1,23	0,62	0,37
10	1,40	0,68	0,41

при работах на устье, сопровождавшиеся тяжелыми последствиями, объяснялись поджигающим действием искр от ударов ручного инструмента. В связи с этим во взрывоопасной среде разрешается работать только неискрящим инструментом (гаечные ключи, кувалды, оправки с медным покрытием).

Исследованием механизма зажигания газозвудушных смесей занимались в некоторых лабораториях. Так, опытами во ВНИИТБ показано, что механические искры от ударов стального инструмента о сталь и чугун не воспламеняют пары нефтепродуктов и естественный газ, несмотря на то, что разлетающиеся от ударов частицы имеют температуру до 1500 °С. Эта температура намного превышает температуру воспламенения газа и нефти, но загорание не происходило из-за малого времени контакта искры с каждым элементарным объемом горючей среды, так как искра летит с большой скоростью, а для загорания необходима не только соответствующая температура, но и определенное время воздействия (М.В. Алексеев, 1961). Воспламенение наступает в момент, когда время воздействия искры больше периода индукции. В лабораторных условиях искрами трения стали о карборунд и стали о сталь воспламенялись воздушные смеси водорода, сероуглерода, окиси углерода, имеющие малый период индукции. Метановоздушные смеси имеют большой период индукции (табл. 5.1).

На практике были случаи, когда сильные удары породы во время фонтанирования о металлические конструкции не приводили к загоранию. Так, на скв. 1 Арктической площади удары породы по элементам вышки продолжались 10 сут. Были разрушены полаты, верхового, кронблочная площадка, но загорание не произошло, хотя фонтан был газовый без выноса воды.

Однако, несмотря на эти факты, нельзя исключить вероятность вспышки газовой струи от механических искр, так как во время лабораторных экспериментов газозвудушная среда была неподвижна, а летящие искры перемещались в ней с большой скоростью.

В действующем фонтане перемещение газозвудушной смеси происходит также с большой скоростью. Загорание, по-видимому, может произойти в том случае, если в месте удара породы существует газозвудушная смесь взрывоопасной концентрации, которая движется с той же скоростью и в том же направлении, что и механическая искра.

Другой источник загорания фонтана — разряды статического электричества. Накоплено уже много фактов, позволяющих считать статическое электричество с основной причиной самовоспламенения фонтанирующей струи. Как известно, возникновение зарядов статического электричества происходит при деформации, дроблении, разбрызгивании веществ, относительном перемещении находящихся в контакте тел, слоев жидкости или сыпучих материалов, при интенсивном перемешивании, кристаллизации, испарении веществ.

В природе широко известны проявления статического электричества (атмосферное электричество, электризация снега, песка, разряды в водопадах). Электризация отмечается во многих отраслях промышленности: химической, текстильной и др. Электризация при перекачке нефтепродуктов по трубопроводам приводит к взрывам и пожарам.

Электризация жидкостей при перекачке по трубопроводам объясняется образованием двойного электрического слоя. Стенка трубы заряжается электрическим зарядом одного знака, а жидкость — зарядом противоположного знака. Вследствие турбулентности заряды от стенки переносятся в ядро потока. Перенос происходит до тех пор, пока не устанавливается электростатическое равновесие, т.е. ядро потока будет нести предельный заряд, ограниченный электрической прочностью среды.

Наиболее сильная электризация жидкостей наблюдается при высоких скоростях течения. Практика и лабораторные исследования показывают, что чистые жидкости с очень малой электропроводностью электризуются незначительно.

В лаборатории не обнаружено зарядение чистого гептана с удельным сопротивлением 10^{15} Ом · м. Чистый керосин при течении по медной трубе не заряжал ее, однако по мере добавления в керосин воды интенсивность зарядения возрастала, причем проводимость, при которой наблюдается максимум тока потока, увеличивается с ростом его скорости.

Объяснение характера тока с изменением проводимости жидкости заключается в том, что увеличение проводимости связано с увеличением концентрации ионов. Вследствие этого ток возрастает. Одновременно увеличение концентрации ионов приводит к уменьшению толщины двойного слоя и, когда он становится меньше толщины ламинарной зоны, ток начинает убывать. Таким образом, существует определенный диапазон величины удельного сопротивления жидкости, соответствующий наибольшей электризации. Вещества и металлы, имеющие удельное сопротивление ниже 10^5 Ом · м, при отсутствии их разбрызгивания или распыления не электризуются.

Нефтепродукты наиболее интенсивно электризуются, если их удельное сопротивление находится в пределах 10^9 — 10^{12} Ом · м. Удельное электрическое сопротивление (в Ом · м) бензинов Б-70, А-66 и Б-95 соответственно 10^{11} — 10^{12} и 10^{10} — 10^{11} . Такое же сопротивление имеет авиационный керосин. Удельное сопротивление нефтей колеблется в пределах 10^5 — 10^{15} Ом · м.

Экспериментально установлено, что ток потока жидкостей в трубах пропорционален скорости течения в степени 1,875 и диаметру труб в степени 0,875.

Замечено, что чистые газы не электризуются, но если в нем находятся твердые или жидкие частицы, то степень электризации газа зависит от размеров и свойств частиц. Электризация тела при его движении относительно среды мелкодробленными каплями жидкости в воздухе полно изучена (И.М. Имянитов, 1970).

При открытом фонтане газовая среда, содержащая частицы нефти, конденсата, движется относительно различных металлических конструкций.

При нахождении проводящего тела в потоке частиц оно может зарядиться за счет контактной разности потенциалов V_k между материалом тела и частиц до предельного потенциала

$$V = V_k \frac{R}{S}, \quad (5.1)$$

где R — линейный размер тела; S — расстояние, на котором при отрыве частицы прекращается обмен зарядами (для атмосферных условий $S = 10^{-6} \div 10^{-7}$ см).

Итак, действие открытого фонтана сопровождается интенсивной электризацией за счет движения газонефтяного потока по обсадной колонне, разбрызгивания нефти или конденсата после выхода из скважины. Кроме того, под действием среды раздробленных капель жидкости электризуются металлические конструкции бурового оборудования.

Об интенсивности электризации свидетельствуют многие факты. Например, на скв. 11 Пеляткинской площади во время перфорации колонны, заполненной водой, возник открытый газовый фонтан с суточным дебитом газа более 2,5 млн. м³ и выносом газоконденсата. Периодически через 10 — 20 мин над устьем вокруг струи газа появлялось свечение, характерное для коронного разряда статического электричества. Во время протаскивания стального каната через отверстие колонного фланца при случайном касании струи газа возникли яркие электрические искры.

Через 5 сут при отсутствии каких-либо внешних источников зажигания, когда работы на устье не проводили, фонтан неожиданно воспламенился. По-видимому, электризация вышки подъемника "Бакинец", которая находилась в среде мелкодробленными каплями конденсата, послужила причиной искрового разряда и зажигания. При искровом разряде в газе (воздухе) температура газа в канале, по которому происходит разряд, достигает 10 000 °С. Однако для зажигания газозвушной смеси нужна не только температура, но и определенная энергия.

Для зажигания углеводородных газов минимальная энергия зажигания приблизительно равна 0,25 мДж. Такая энергия соответствует энергии искрового разряда при напряжении 20 000 В с заряженного тела

размером с трехкопеечную монету (Попов Б.Г., 1977). Таким образом, даже очень небольшой металлический предмет в зоне действия фонтанирующей струи, если он и не заземлен, может служить электродом для зажигания.

Характерны два примера самовоспламенения фонтанов, произошедшие во время установки герметизирующей компоновки.

После растаскивания сгоревшего бурового оборудования и тушения пожара на скв. 51 Оренбургского газового месторождения устанавливали превентор на фланец обсадной колонны. В качестве подъемного механизма использовали кран КП-25. Превентор вводили в струю газа и с помощью ручных лебедок постепенно отпускали на фланец. Когда расстояние до фланца уменьшилось до 10 – 15 см, произошел взрыв и фонтан загорелся.

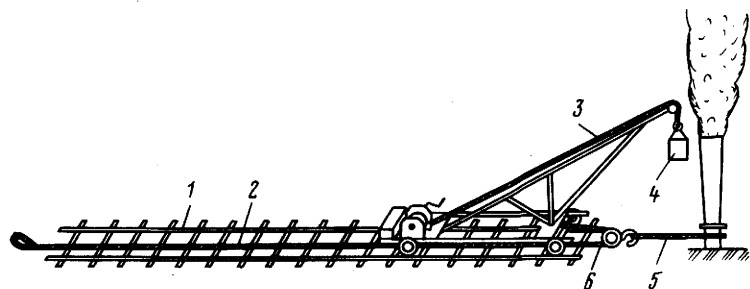
Так же осуществляли натаскивание герметизирующей компоновки на устье скв. 6 Варьеганская. Компоновку подвесили на стрелу крана КП-25 и при подходе к устьевому фланцу произошло самовоспламенение. В это время киносъемка, благодаря которой удалось выявить то место, где произошла вспышка газа – у колеса прицепа, на котором смонтирована подъемная стрела КП-25. Здесь не могли образоваться механические искры. Единственной причиной мог быть только электрический разряд.

Под действием струи газа с мелкораздробленными каплями нефти заряжаются компоновка герметизирующего оборудования и верхняя часть стрелы крана КП-25, находящаяся в фонтанной струе. Из-за плохого электрического контакта между прицепом и трактором заряды не могли стекать на землю через ходовую часть трактора. Прицеп был изолирован от земли резиновыми колесами. Периодически по мере накопления зарядов на прицепе происходили разряды электричества через металлические части колеса на землю. Когда компоновка подошла близко к устью и усилилось распыление газа по сторонам, у колеса образовалась взрывоопасная газозвдушная смесь, которая воспламенилась из искрового разряда.

Тушение пожара взрывом. Такой способ рекомендуется в тех случаях, когда к месту пожара нельзя оперативно доставить требуемое количество пожарной техники и ограничены возможности водоснабжения. Заряд взрывчатого вещества к фонтану подается с помощью тележки или по стальному тросу (Г.Г. Мамиконянц, 1971).

При подаче заряда с помощью тележки (рис. 5.1, а) по рельсовому пути 1 строп 5 пропускают вокруг арматуры или обсадной колонны скважины, на нем крепится блок с крюком 6, через который пропускают свободный конец троса 2, закрепленный к передней поперечине рамы тележки. Другой конец троса присоединяют к трактору. Затем макет заряда 4 подвешивают на крюк троса 3, и тележка с помощью трактора подается к скважине до тех пор, пока ролик стрелы не приблизится на расстояние 0,5 м от негорящей нижней части струи фонтана.

а



б

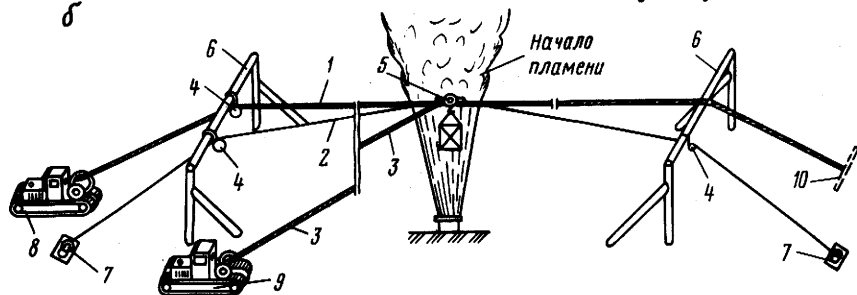


Рис. 5.1. Подача взрывчатого вещества к фонтану с помощью тележки (а) и по стальному тросу (б)

После этого ручной лебедкой макет заряда поднимают до 1 – 1,5 м над устьем скважины. Положение тележки, заряда и трактора точно фиксируют, тележка оттягивается в исходное положение, после чего на стрелу вместо макета подвешивают заряд взрывчатого вещества и тележка вновь подается к устью. Электрические провода укладываются вдоль рельсовых путей. В процессе всех работ тележка, провода и заряд поливаются водой из ручных пожарных стволов. После установки тележки в нужном положении стволы устанавливаются стационарно с таким расчетом, чтобы провода и тележка с зарядом находились под струями воды, затем взрывают заряд.

Подача заряда по стальному тросу (рис. 5.1, б) осуществляется в следующем порядке. После установки опор 6 один конец стального троса 1 прикрепляется намертво к зарытому в землю брусу 10 ("якорю"), а другой конец, перекинув через опору, протягивают на противоположную сторону и укладывают на землю так, чтобы трос находился от фонтана на расстоянии 30 – 50 м, достаточном для предупреждения его перегорания под воздействием высокой температуры. Второй конец троса пропускают через блок 4, подвешенный на противоположной опоре. Закрепив конец за трактор-подъемник или трактор-тягач, трос натягивают с таким расчетом, чтобы он проходил на высоте 3 – 4 м от устья скважины и на расстоянии не более 1 м от негорящей части струи фонта-

на. Для большей надежности трос следует усиленно поливать водой. Расстояние от троса до струи фонтана регулируется передвижкой блока 4, который подвешивается за строп-кольцо, свободно передвигающееся по перекладине опоры.

Натянув трос, на него наносят соответствующую метку при трактор-подъемнике или фиксируют место стоянки трактора-тягача и закрепляют стальной строп на перекладине опоры. Затем начинают ослаблять трос, чтобы удалить его центральную часть на безопасное расстояние 30 — 50 м от фонтана. Для этого необходимо иметь наготове трактор-тягач 9 с тросом 3 диаметром 12 — 18 мм, ушко которого должно быть заранее надето на трос 1. После выполнения этой операции на трос 1 вблизи одной из опор подвешивают блок 5 с крюком. К блоку 5 прикрепляют с двух сторон стальные тросы 2, концы которых пропускают через блоки 4, подвешенные на опорах, и укрепляют на барабанах ручных лебедок 7.

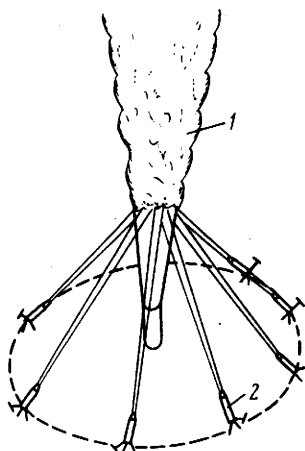
Для проверки надежности всего оборудования, правильности расположения заряда взрывчатого вещества относительно струи фонтана и фиксации этого положения, необходимо приготовить к крюку блока 5 макет заряда. У ручных лебедок 7 трактора-подъемника 8 и трактора-тягача 9 расставляются люди, которые по сигналу руководителя тушения пожара (РТП) приступают к работе.

Трактор-подъемник натягивает трос 1, а трактор-тягач одновременно отпускает (ослабляет) трос 3. Параллельно работают ручные лебедки, которые подтягивают трос 2. Когда трос 1 будет натянут до положения, зафиксированного при первом натяжении, т.е. высота троса над устьем скважины окажется равной 3 — 4 м, а расстояние его от негорящей части струи фонтана составит 0,5 — 1 м, приступают к подаче макета заряда по тросу 1 к струе фонтана. Когда макет заряда займет положение, требуемое для взрыва, на тросы ручных лебедок наносят соответствующие метки.

После замены макета на заряд взрывчатого вещества и обеспечения его орошения струями воды включают ток и проводят взрыв. Тушение пожара взрывом требует проведения трудоемких подготовительных работ и поэтому этот метод применяют редко. Его с успехом заменяет вихрепорошковый способ.

Отрыв пламени струями воды. Простой и эффективный способ тушения — отрыв пламени струями воды. Он применим в тех случаях, когда горящая струя направлена вверх и имеет компактную форму. Если фонтан распылен, то предварительно проводят работы по превращению его в компактный.

По окружности вокруг горящей струи фонтана 1 равномерно направляют пожарные лафетные стволы 2 (рис. 5.2). Пламя фонтана приподнято над устьем в сечении, где оно начинается. Скорость струи газа или нефти равна скорости распространения пламени. Воду из лафетных стволов подают под пламя со всех сторон и равномерным движением вверх всех водяных струй происходит отрыв пламени. Если при



этом одна из струй воды запоздает с движением вверх, то в этом месте пламя проскакивает вниз и операцию начинают сначала.

Требуемое число лафетных стволов и расход воды для тушения зависят от дебита фонтана. Опытным путем установлено, что на 1 млн м³/сут газа требуется расход воды около 0,1 м³/с. Этим способом были успешно ликвидированы пожары на скв. 12 Салымской площади, 11 Комсомольской и др.

Тушение огнегасительной струей турбореактивной установки. Этот способ тушения эффективен для газовых и нефтяных фонтанов. Турбореактивная установка представляет собой самоходное шасси, на котором установлен турбореактивный двигатель, снабженный поворотными и подъемными механизмами, с помощью которых огнегасительная струя ориентируется в нужном направлении. Установка снабжена топливными баками. Для охлаждения отработанных газов двигателя на выхлопном сопле смонтированы перфорированные трубчатые полукольца, которые создают водяные завесы с расходом воды до 15 л/с.

С помощью одной турбореактивной установки без ввода воды в огнегасительную струю можно потушить пожар газового фонтана с дебитом до 3 млн. м³ в сутки и нефтяного фонтана с суточным дебитом до 500 т. На скв. 12 Салымской площади пожар нефтяного фонтана тушили водяными струями с применением турбореактивной установки. Пожар потушили с помощью одной установки при подаче в огнегасительную струю 18 л/с воды. После герметизации устья скважину испытали и определили, что суточный дебит открытого фонтана составил не менее 700 т нефти. Последующие опыты подтвердили высокую эффективность тушения турбореактивной установкой с одновременной подачей воды в огнегасительную струю.

На одном из нефтепромыслов Среднего Приобья детально исследовали особенности работы с турбореактивными установками при разных

условиях ликвидации пожаров. К вертикальной трубе с фланцем для подсоединения сменных насадок через трапо-замерную установку подавали нефть с различным дебитом. Создавался и распыленный горящий фонтан, и компактный. В результате этих опытов установили, что одна турбореактивная установка обеспечивает тушение пожаров компактных нефтяных фонтанов с суточным дебитом нефти до 1100 т и газа 40 тыс. м³, если в огнегасительную струю подавать 0,022 м³/с воды. Две турбореактивные установки при подаче 0,085 м³/с воды могут тушить пожары даже распыленных фонтанов с различной конфигурацией пламени.

В процессе экспериментов выявилась возможность подхода людей к горящему фонтану под прикрытием огнегасительной струи. Допустимо даже пребывание людей в струе на расстоянии 10 м от выхлопного сопла двигателя, так как в огнегасительной струе содержится 14 % кислорода.

Вихрепорошковый способ тушения. Этот способ применяют при тушении пожаров компактных газовых и нефтяных фонтанов. Он используется там, где нет достаточных запасов воды (например зимой из-за промерзания естественных водоемов). Тушение пожара этим способом осуществляется воздействием на факел воздушным вихревым кольцом, заполненным распыленным огнетушащим порошком (Д.Я. Ахметов, 1980). Вихревое кольцо создается взрывом небольшого заряда взрывчатого вещества (ВВ), заложенного под слоем огнетушащего порошка у основания фонтана. В отличие от тушения взрывом с применением тележки, исключаются работы по изготовлению ее и рельсового пути, а также в 10 раз уменьшается требуемое количество ВВ.

В зависимости от конкретных условий огнетушащие средства могут размещаться либо в кольцевой траншее (рис. 5.3) вокруг устья, либо в виде кольца на поверхности.

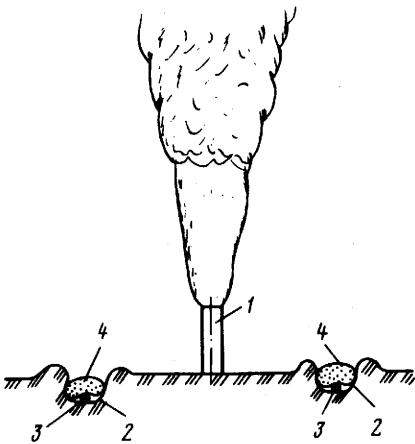
Вокруг устья 1 выкопана траншея 2 глубиной 0,2 – 0,4 м и шириной 0,3 – 0,4 м. На дно ее уложен шнуровой заряд 3, а сверху заряда уложены мешки 4 с огнетушащим порошком. Масса огнетушащего порошка, взрывчатого вещества и диаметр траншеи в зависимости от высоты факела приведены ниже.

Высота факела, м	30	40	50	60
Диаметр кольцевой траншеи, м . . .	1–1,2	1,4 – 1,6	1,7 – 2	2 – 2,4
Масса огнетушащего порошка, кг	55	130	250	430
Масса взрывчатого вещества, кг .	0,55–0,66	1,3 – 1,55	2,5 – 3	4,3 – 5,2

Высота факела, м	70	80	90	100
Диаметр кольцевой траншеи, м . . .	2,3 – 2,8	2,7–3,2	3 – 3,6	3,4 – 4
Масса огнетушащего порошка, кг	690	1020	2460	2000
Масса взрывчатого вещества, кг . . .	7 – 8,3	10 – 12	15 – 18	20 – 24

Огнетушащие средства на поверхности земли размещают без устройства кольцевой траншеи при тушении факела газового фонтана, обладаю-

Рис. 5.3. Схема расположения огнетушащего порошка



шего высокой эжектирующей способностью. При этом вокруг устья на поверхности размещают кольцевой разряд ВВ, на который сверху укладывают мешки с огнетушащим порошком. Если работа людей у устья затруднена из-за большого теплового излучения и недостатка пожарной техники для прикрытия струями воды, то рекомендуется укладывать заряд и мешки с порошком на специально изготовленной платформе, в стороне от факела.

Платформа представляет собой плоский щит (например стальной лист), к которому приваривают две вертикальные кольцевые стенки из листа высотой 0,2 – 0,4 м, образующие желоб. У платформы делается направляющий вырез для прохода устьевого трубы при натаскивании. На дно желоба насыпают слой песка или земли не менее 5 см, затем размещают заряд ВВ, а сверху на заряд укладывают огнетушащий порошок.

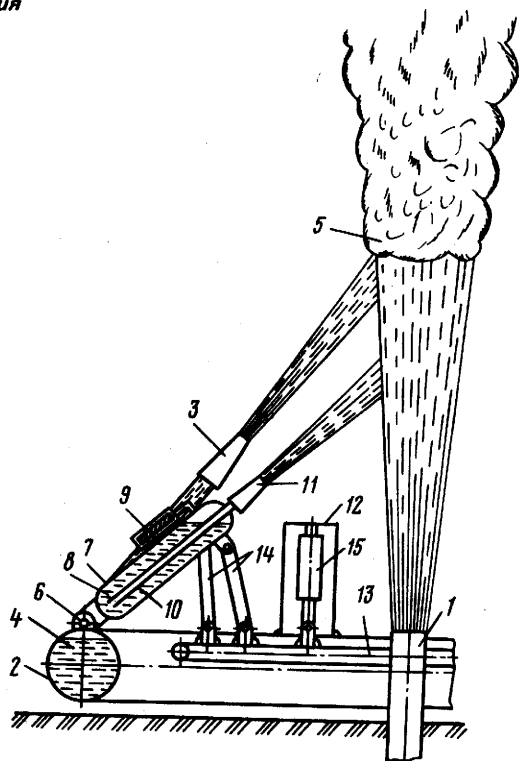
Стенки лотка обваливают с двух сторон мешками с песком, землей, глинопорошком и др. Платформу транспортируют и надвигают на устье трактором или лебедкой. В качестве ВВ применяют обычно патронированный аммонит 6 ЖВ, ПЖВ. В отдельных случаях может применяться тротил.

Для магистральной взрывной линии используют медные провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией. В качестве огнетушащего порошка используется специальный порошок ПСБ-3, поставляемый в бумажных или полиэтиленовых мешках.

При взрыве кольцевого заряда образуется импульсная порошковая струя, движущаяся вверх и трансформирующаяся в грибовидное вихревое кольцо, которое поднимается вдоль оси факела и сносит зону стабилизации пламени вверх, а распыленный огнетушащий порошок резко уменьшает скорость турбулентного горения, способствуя еще более быстрому сносу пламени к вершине факела.

Способ насыпки холма. Этот способ может быть применен при

Рис. 5.4. Установка для тушения пожаров мощных фонтанов



тушении пожара распыленного нефтяного фонтана, когда фонтанирование происходит через негерметичности противовыбросового оборудования, а доставка к месту турбореактивных установок невозможна.

Способ насыпки холма применен впервые на скв. 231 Кум-Даг (Туркмения). Территорию вокруг устья, покрытую горячей нефтью, обваловали. Для отвода нефти проложили дренажные трубы. Пространство внутри обвалованной территории вместе с устьем забросали бутовым камнем. Получился холм, который сверху покрыли глиной. Нефть отводилась по дренажным трубам, а на поверхности холма сгорал только газ. Когда поверхность холма нагрелась до высокой температуры, со всех сторон на холм направили струи воды, поднимая их снизу вверх, и пожар потушили.

Применение специальной установки. Для тушения пожара мощного фонтана (дебит 10 – 15 млн. м³/сут) И.М. Абдурогимовым (1981) предложена специальная установка (рис. 5.4). Скважину 1 охватывает полый кольцевой коллектор 2, на котором равномерно по периметру шарнирно установлены распылители 3 для подачи воды 4 в факел 5. Также равномерно по периметру коллектора установлены на шарнирах

6 огнетушители 7, каждый из которых заполнен химически активным ингибитором 8 и имеет пиропатрон 9, сифонную трубку 10 и сопло 11. Приводной механизм 12 для изменения угла подачи струй водяных и химически активного ингибитора снабжен кольцом синхронизации 13 с тягами 14, подсоединенными к распылителям и огнетушителям, и домкраты 15, закрепленные на коллекторе.

Тушение проходит в следующем порядке. Через распылители в горящую струю фонтана подают воду и, постепенно увеличивая углы установки распылителей, приподнимают факел на предельную высоту стабилизации. Затем подачей электрического напряжения на пиропатроны включают в работу огнетушители. При сгорании пороховой заряд пиропатронов вытесняет ингибитор под давлением 10–15 МПа через сифонную трубку и сопло в факел. Время выброса составляет 0,2 – 0,3 с, при этом ингибитор через сопло выбрасывается с расходом 600 – 1000 кг/с. Такой залповый выброс струи, истекающей под высоким давлением, позволяет тушить мощные фонтаны за 1 – 2 с при расходе ингибитора 170 – 200 кг.

5.3. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ

Для тушения горящих фонтанов используется серийно выпускаемая пожарная техника, которая обеспечивает как непосредственное тушение, так и противопожарную защиту людей и техники. Применяются пожарные автомобили газоводяного тушения, передвижные насосные станции. Для тушения пожаров на морях используют пожарные суда. В труднодоступной местности применяются пожарные мотопомпы.

Пожарные автомобили газоводяного тушения. Пожарные АГВТ (автомобили газоводяного тушения) предназначены для получения и подачи в очаг пожара огнегасительной струи, представляющей собой распыленную мелкодисперсную смесь отработанных газов турбореактивного двигателя. АГВТ эффективно использовать при тушении газовых и газонефтяных фонтанов.

Основные узлы автомобилей АГВТ-100, АГВТ-150 и АГВТ-200 – шасси грузового автомобиля, турбореактивный двигатель, подъемно-поворотный механизм, система подачи воды на тушение, топливный бак, кузов, дистанционный пульт управления.

Технические характеристики пожарных автомобилей газоводяного тушения

Марка автомобиля	АГВТ-100	АГВТ-150	АГВТ-200
Марка базового шасси	ЗИЛ-131	УРАЛ-375	КрАЗ-253
Тип турбореактивного двигателя	ВК-1А	Р11В-300	РД-9Ф
Число двигателей	1	1	1
Номинальная частота вращения ротора турбины, об/мин	11200	13450	11200

Количество отработанных газов при номинальной частоте вращения ротора, кг/с	47,4	65	200
Температура газов на входе из выхлопной системы, К	845	923	845
Скорость истечения отработанных газов на выходе из сопловой насадки, м/с	556	670	556
Расход, кг/с:			
топлива при номинальном режиме работы двигателя	0,6—0,8	0,85—1	2
воды	60	90	120
Время непрерывной работы при полном запасе топлива, мин	45	35	30
Угол подъема турбореактивной установки, градус:			
вверх	60	60	75
вниз	20	18	15
Угол поворота в горизонтальной плоскости от продольной оси вправо или влево, градус	40	45	45
Расход воды на защиту от лучистой теплоты, л/с	17	5—8	20
Масса автомобиля (с полной заправкой), кг	10475	13300	21800
Габариты, мм:			
длина	7900	8000	—
ширина	2600	2730	—
высота	3100	2800	—

Максимальный суточный дебит компактного вертикального фонтана, пожар которого может быть потушен одним автомобилем, равен 3 млн. м³ газа или 3 тыс. м³ нефти. При тушении пожара распыленного фонтана одним автомобилем максимальный суточный дебит 2 млн. м³ газа или 2 тыс. м³ нефти.

Передвижные насосные станции. Пожарная автонасосная станция, предназначенная для подачи воды из открытых источников на большие расстояния по магистральным рукавным линиям диаметром 150 мм, питает водой пожарные автоцистерны, автонасосы и лафетные стволы пропускной способностью 60 л/с и более, воздушнопенные отводы при тушении крупных пожаров, а также заполняет искусственные водоемы при тушении и подготовке к тушению крупных пожаров. Одна насосная станция может снабжать водой одновременно четыре пожарные автоцистерны или четыре пожарных автонасоса, которые находятся на расстоянии 4 — 5 км в зависимости от рельефа местности. Совместно с рукавным автомобилем и передвижным лафетным стволом она обеспечивает оперативное тушение крупных пожаров нефтяных и газовых фонтанов.

Техническая характеристика насосной станции

Марка	ПНС-100	ПНС-110
Максимальная скорость, км/ч	65	80
Число мест боевого расчета	3	3
Габариты, мм:		
длина	7550	7480
ширина	2270	2490
высота	2570	2630
Масса с полной нагрузкой, кг	9780	10660
Марка насоса	ПН-100	ПН-110
Подача насоса, л/мин	6000	6600
Мощность двигателя привода насоса, кВт	220,5	220,5

Для условий бездорожья и больших расстояний доставки техники в Тюмени разработан специальный водоподающий блок, перевозимый вертолетом. Производительность его 900 м³/ч. Блок имеет отводы для подсоединения пожарных рукавов. Двигатель внутреннего сгорания и центробежный насос установлены на металлических санях.

Прицепная насосная станция. Станция марки СНП 75/100, предназначенная для забора воды из открытого водоема и подачи ее по трубопроводам в стационарные и передвижные оросительные системы, смонтирована на двухосном автомобильном прицепе 2ПН-2. В специальном двухколесном двухступенчатом центробежном насосе подачей 270 м³/ч использован привод от двигателя ЯАЗ-М206А. Высота всасывания равна 3000 мм, давление — 980 кПа.

Пожарные суда. Для оказания экстренной помощи плавсредствам и береговым объектам при пожаре, доставке боевого расчета, пожарного оборудования, огнетушащих веществ, а также для подачи воды к месту пожара применяют пожарные суда. В зависимости от района плавания пожарные суда делятся на морские и речные.

Техническая характеристика пожарных судов

Тип пожарного катера	Морской	Речной	На подводных крыльях
Марка насоса	ЗВ200х2	ЗВ200х2	8НДВ
Подача, м ³ /ч	500	500	720
Напор, м	100	100	100
Число лафетных стволов	3	4	2
Запас пенообразователя, л	1500	2300	1000
Численность команды	12	12	6

Пожарные мотопомпы. Для подачи воды при тушении пожара в труднодоступной местности, где применить пожарные автомобили невозможно, применяют пожарные мотопомпы. Последние перебрасываются к месту пожара по воздуху. Мотопомпы делятся на две группы: переносные и прицепные.

Техническая характеристика пожарных мотопомп

Марка	М600А	МП-800Б	МП-13	МП-1600
Габариты, м:				
длина	830	950	940	2800
ширина	650	520	520	1740
высота	600	725	720	1430
Масса, кг	58	76	105	660
Подача насоса, л/мин	600	800	800	1600
Давление насоса, МПа	0,6	0,6	0,6	0,9
Наибольшая высота всасывания, м	5	5	6	7

Пожарные стволы. Ручные пожарные стволы предназначены для создания направленных сплошных и распыленных струй. Марки ручных стволов: РС-50, РС-70, РС-А, РС-Б, РСК-50 и др. Ручной ствол комбинированный РСК-50 с перекрывным краном применяют для комплектования пожарных машин, ствол РС-70 — для комплектования пожарных машин, мотопомп и внутренних пожарных кранов, ствол РС-50 — для тушения пожаров в сельской местности. Последний входит в комплект пожарных мотопомп.

Лафетные пожарные стволы предназначены для создания направленной струи воды или воздушно-механической пены при тушении пожаров; ими комплектуют пожарные автомобили и стационарные установки пожаротушения. Лафетный пожарный ствол изготавливают по схеме "труба в трубе". Он состоит из корпуса, фланца, к которому присоединено два приемных патрубка, золотника, трубы, насадка для воды и кожуха. Вода подается по внутренней трубе в виде компактной струи.

Техническая характеристика лафетных пожарных стволов

Марка	СПЛК-20П	ЛС-1	ПЛС-60КС
Диаметр прохода присоединительной арматуры, мм	80	100	100
Рабочее давление жидкости у ствола, МПа	0,6	0,8	1
Диаметр сменной насадки, мм	28	32; 36; 40	50
Дальность полета струи, м	55	110	75

5.4. МЕТОДЫ СНЯТИЯ И НАВЕДЕНИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

После проведения подготовительных работ и тушения пожара приступают к полной или частичной замене вышедшего из строя противовыбросового оборудования, либо к установке дополнительных запорных устройств. Если на устье нет базового фланца, а конец обсадной трубы неровный, то его предварительно обрезают специальной труборезкой.

Тюменской военизированной частью разработан новый способ обрезки обсадной трубы с помощью шнуровых кумулятивных зарядов. Способ сначала был детально испытан, а затем применен при ликвидации открытых фонтанов.

Суть способа заключается в следующем. На обсадную трубу по окружности устанавливают кумулятивный шнуровой заряд требуемого размера, торцы заряда скрепляют металлическими скобками. Заряд закрепляют на трубе с помощью липкой ленты или палочек, прижатых к телу трубы шпагатом. Электродетонатор устанавливают на заряд и закрепляют специальным держателем. После окончания монтажа заряд взрывают подрывной машинкой. Для предупреждения воспламенения фонтана рекомендуется устанавливать вокруг заряда оболочку из гасящего пламя порошка. При горящем фонтане эта оболочка способствует тушению пожара.

Способ был впервые применен на скв. 217 Новопортовой площади при ликвидации открытого газовойдяного фонтана. Скважина фонтанировала через устье; отмечались пропуски газа между корпусами превенторов. Для стаскивания вышечного блока, с устья превенторную установку решили удалить, обрезав под превентором обсадную трубу кондуктора диаметром 219 мм.

Кумулятивный шнуровой заряд защитили пленкой от попадания воды. Взрывом труба была перерезана и превенторная установка удалена с устья.

Применение способа отрыва обсадной трубы с помощью шнурового кумулятивного заряда регламентируется едиными правилами безопасности при взрывных работах. Для получения разрешения на право производства работ предприятие (объединение), где намечается взрыв шнурового кумулятивного заряда, подает заявление в округ госгортехнадзора. В заявлении необходимо указать следующее: а) название предприятия и его подчиненность; б) характер, методы и сроки проведения взрывных работ; в) сведения о руководителе взрывных работ; состояние склада, на котором будут храниться взрывные материалы. К заявлению должны быть приложены следующие документы: а) копия диплома или удостоверение руководителя взрывных работ, дающего право руководства этими работами; б) выкопировка из плана местности в двух экземплярах с нанесением мест взрывных работ и границ опасной зоны, окружающих жилых и технических сооружений, железных и шоссейных дорог, линий электропередач и т.д.; в) проект взрыва (при взрывных работах в населенных пунктах).

Для приобретения взрывчатых материалов (в данном случае кумулятивного шнура и детонатора) предприятие (объединение) подает заявление непосредственно контролирующей организации и госгортехнадзора или горнотехнической инспекции. В заявлении должно быть следующее: а) какое количество и какие именно взрывчатые материалы необходимы; б) для каких именно взрывных работ и на каком предприятии будут использованы взрывчатые материалы; в) на каком складе их бу-

СВИДЕТЕЛЬСТВО № _____

НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ВЗРЫВЧАТЫХ МАТЕРИАЛОВ

Выдано _____
(наименование организации Госпроматонадзора СССР, горнотехнической

инспекции министерства (ведомства)

Кому _____
(наименование предприятия)

На приобретение следующих взрывчатых материалов:

№ № п/п	Наименование взрывчатых материалов	Единица измерения	Количество	
			цифрами	прописью

Упомянутые взрывчатые материалы предназначены для использования на взрывных работах (указать место и характер работ)

Условия хранения ВМ _____

Дополнительные требования _____

Срок действия свидетельства _____

Примечание. Настоящее свидетельство служит основанием для получения в органах милиции разрешения на перевозку взрывчатых материалов в порядке, предусмотренном п. 20 "Инструкция о порядке хранения, использования и учета взрывчатых материалов". Записи в разделе "Дополнительные требования" должны вноситься также в разрешения на приобретение и перевозку, выдаваемое органами милиции.

Подпись представителя _____
(контролирующей организации Госпроматонадзора СССР,
горнотехнической инспекции министерства (ведомства))

М.П.

" _____ " _____ 19 ____ г.

дут хранить и какие остатки имеются на момент подачи заявления; если взрывчатые материалы будут хранить на складе другого предприятия, то к заявлению необходимо приложить копию или выписку из договора об аренде склада; г) ежемесячный расход взрывчатых материалов.

На основании заявления выдается свидетельство по следующей форме.

На основании этого свидетельства предприятие получает через местные органы милиции разрешение на приобретение и перевозку взрывчатых материалов.

Итак, непосредственному применению способа обрезки обсадной трубы с помощью кумулятивного шнурового заряда предшествует длительный период оформления документов. Поэтому там, где возможно, отдается предпочтение другому способу обрезки обсадной трубы — обрезки с помощью ручной ножовки по металлу. Способ состоит в том, что по окружности трубы ножовкой постепенно делается надрез глубиной несколько меньшей толщины стенки трубы, а затем верхняя часть трубы с помощью натяжки троса отламывается. На выровненном конце трубы устанавливают разрезной фланец, состоящий из двух половин. Предложены различные конструкции такого фланца: клиновой, установочный и др.

Разрезной фланец (рис. 5.5) состоит из двух половин, скрепляемых болтами. Свинцовая кольцевая прокладка 1, разрезанная по вертикали, устанавливается после монтажа фланца. Она прижимается кольцевым выступом на нижнем фланце устанавливаемого запорного оборудования. Фланец удерживается на колонне двумя плашками 2 шлицевого типа.

Разрезной фланец такой конструкции впервые применили на скв. 12 Салымской площади. Фонтанирование проходило через ведущую бурильную трубу, сломанную в верхней шейке. Во время оттаскивания

сгоревшей вышки ВМ-41 ведущую трубу обломали над нижним переводником. С целью предупреждения разлива нефти разрезной фланец установили на переводник при горящем фонтане. После тушения пожара к устью подвели стрелу с подвешенной на ней фонтанной арматурой и нижним фланцем с кольцевым выступом. После установки арматуры свинцовую прокладку прожали кольцевым выступом с помощью болтов. Буровой раствор закачивали без нарушения герметичности разрезного фланца.

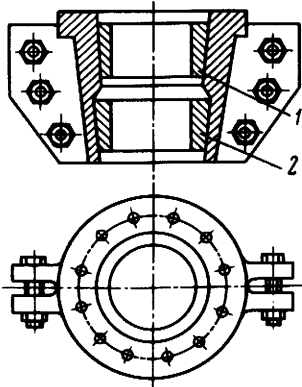


Рис. 5.5. Разрезной фланец

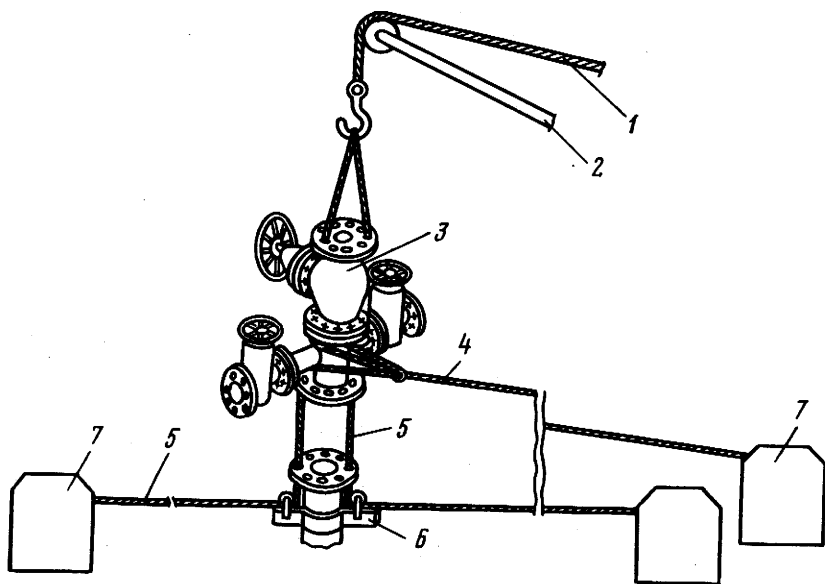


Рис. 5.6. Смена противовибросового оборудования с помощью тросовой оснастки

Для снятия и наведения противовибросового оборудования и запорных устройств на устье открытого фонтана применяются два метода, описанных ниже.

Снятие и установка противовибросового оборудования с помощью тросовой оснастки. Сущность этого метода заключается в том, что подъем, спуск, вывод и ввод в фонтанную струю противовибросового оборудования и запорных устройств, а также создание временной герметичности во фланцевых соединениях осуществляется с помощью тросовой оснастки.

Временная герметизация фланцевого соединения позволяет подойти к устью и вывернуть все остальные крепежные шпильки или, наоборот, вставить и закрепить их. Тросы служат также направляющими для точного совмещения фланцев во время посадки арматуры на устье.

Противовибросовое оборудование заменяют в следующем порядке (рис. 5.6). На безопасном расстоянии от устья устанавливают и закрепляют ручные лебедки 7. Число лебедок выбирается в зависимости от мощности фонтана. Если фонтан небольшой или средней мощности, то используют две лебедки для прижатия фланцев и одну для вывода и ввода компоновки в струю фонтана (при мощном фонтане число прижимающих тросов увеличивают до четырех).

Лебедки для прижатия фланцев устанавливают либо с разных сторон устья, либо с одной стороны. В последнем случае обсадную колон-

ну крепят оттяжкой с противоположной стороны во избежание ее изгиба от действия натяжения прижимающих тросов.

Под фланцем на устье устанавливают хомут 6 с роликами. С диаметрально противоположных отверстий фланцевого соединения удаляют две крепежные шпильки и вместо них вводят концы тросов 5 с ропокетами, на которые сверху навинчивают гайки. Вместо ропокетов можно привязывать концы тросов к боковым отводам крестовины. К арматуре прикрепляют подъемный трос 1 и трос 4 для ввода и вывода компоновки 3 из фонтанной струи. В качестве подъемных устройств используют буровую вышку или стрелу 2 грузоподъемного агрегата.

Если устье свободно от бурового оборудования, то используют самоходный подъемный кран, но при этом двигатель крана не работает, а подъем и спуск противовыбросового оборудования, подвешенного на крюке крана, осуществляют с помощью трактора или лебедки, установленной на безопасном расстоянии.

Для того, чтобы стрела и полиспатная система грузоподъемного крана не входили в струю фонтана и не создавали тем самым дополнительные предпосылки самовоспламенения нефти и газа, целесообразно использовать специальную подвесную систему (рис. 5.7).

К стреле 2 передвижного крана 1, оснащенной канатно-роликковой талевой системой 4 с крюком 3, подвешивается балка 5. На один конец балки с помощью дополнительного крюка 6 подвешивается противовыбросовое оборудование 13. На другом конце балки закреплен трос 7, который проходит через ролики 8 и 10, установленные на укосине 9, а также через ролик 11 и крепится другим концом к крюку 3.

Противовыбросовое оборудование 13 с помощью канатов 12 устанавливается на устье, при этом грузоподъемный кран удален от фонтана

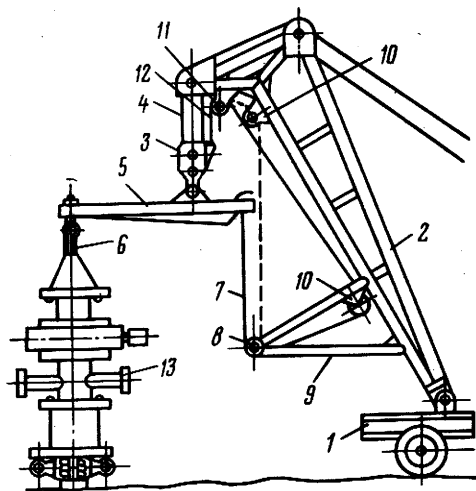


Рис. 5.7. Подвесная система для подачи противовыбросового оборудования к устью фонтанирующей скважины

на величину вылета стрелы. Система роликов 8, 10, 11 обеспечивает горизонтальное положение балки 5 при спуске противобросового оборудования на устье. Ролик 10 может быть установлен на стреле крана (пунктир).

Итак, тросовая оснастка для подъема и спуска запорной арматуры состоит из подъемного, оттяжного и двух или четырех прижимающих тросов. Каждый трос прикрепляется к лебедке. На практике вместо лебедок иногда используют трактора, но применение ручных лебедок обеспечивает плавную посадку арматуры на устье и при этом легко контролировать усилия натяжения тросов.

Когда оснастка окончена, натягивают прижимающие тросы и удаляют все крепежные шпильки фланцевого соединения. Затем натягивают подъемный трос и начинают подъем арматуры. Во время этой операции для уменьшения колебаний арматуры в струе фонтана подъемный и прижимающийся тросы должны быть все время натянуты с усилиями, превышающими вес поднимаемой арматуры. Когда арматура поднята на определенную высоту от колонного фланца, ее выводят из струи оттяжным тросом. Вывод из струи осуществляют постепенной натяжкой оттяжного троса и отпуская прижимающих тросов, при этом не допускается ослабление прижимающих тросов.

Наведение герметизирующих устройств осуществляется в обратном порядке. Компоновку подвешивают на подъемном тросе. Затем пропускают прижимающие тросы через соответствующие отверстия фланцев, прикрепляя оттягивающий трос. Уплотнительное металлическое кольцо должно быть заранее прикреплено к нижнему фланцу компоновки. Оно может быть либо припаяно, либо приклеено специальным уплотнительным составом.

После этого компоновку приподнимают примерно на 1 м выше колонного фланца и поддерживают оттягивающим тросом от преждевременного входа в струю фонтана. Постепенно натягиваются прижимающие тросы и отпускается оттягивающий трос. Компоновка входит в струю. Затем также под натяжкой прижимающих и подъемного тросов проводят посадку компоновки на колонный фланец, после чего фланцевое соединение закрепляют шпильками.

В тех случаях, когда базовый фланец на устье не имеет сквозных отверстий для крепежных шпилек (например, корпус превентора) посадку запорной арматуры осуществляют с помощью шпилек-ропсокетов с направляющими канатами. Для этого подлежащий заделке конец троса на расстоянии 150 — 200 мм туго перевязывают, после чего тщательно очищают от грязи и обезжиривают бензином. Зачищенный конец троса пропускают через отверстие шпильки-ропсокета, также предварительно очищенной бензином. Конец троса развязывают на пряди, пеньковую середину обрезают и удаляют. Затем все пряди над шпилькой связывают проволокой, а концы каждой пряди загибают внутрь, после чего весь пучок с загнутыми прядями затягивают или забивают в коническое сверление шпильки-ропсокета и заливают травленной соляной кис-

лотой для окончательного обезжиривания сочленяемого соединения. В сердцевину заделанного в шпильку-ропсочет пучка троса забивают стальной клин.

Подготовленная таким образом шпилька подогревается пламенем горелки до температуры 400 °С и заливается бабитом.

На рис. 5.8 показана схема посадки запорной арматуры на корпус превентора. Превентор или задвижка с патрубком 1 устанавливается на корпус превентора с помощью направляющих тросов 2 со шпильками-ропсочетами 4, ввинченными в корпус превентора 5. Направляющие тросы пропускают через соответствующие отверстия патрубка, а верхние концы закрепляют на крюке подъемного устройства.

К корпусу наводимой задвижки или превентора крепят два прижимающие троса 3, свободные концы которых пропускают через ролики на хомуте 6 и крепят к ручным лебедкам или тракторам.

Подъемный трос 7 удерживает компоновку от падения. Перед наведением компоновку противовыбросового оборудования с патрубком 1 укладывают у устья, затем крепятся все тросы, ввинчиваются шпильки-ропсочеты. Талевую систему бурового или другого подъемного устройства натягивают и затем компоновку вводят в струю фонтана. Направляющие тросы натягивают, затем с помощью лебедок натягивают прижимающие тросы и отпускают подъемный трос до тех пор, пока фланец патрубка 1 не сядет на корпус превентора 3. После создания временной герметичности соединения патрубка с превентором ввинчивают и крепят шпильки, а затем удаляют шпильки-ропсочеты и на их место также ввинчивают остальные шпильки.

В тех случаях, когда фонтанирование происходит через бурильный инструмент, компоновку противовыбросового оборудования можно установить путем наворота в замковую муфту бурильного инструмента с помощью тросовой оснастки (рис. 5.9).

Запорное оборудование 2 подвешивается на крюке 1 талевой системы буровой установки или другого грузоподъемного устройства. К нижнему фланцу компоновки запорного оборудования присоединено приспособление 3 для соединения с бурильным инструментом, принцип устройства которого ясен из рисунка. Бурильная колонна находится на элеваторе 6, установленном на роторе 7. К надпревенторной катушке 10, установленной на превенторе 11 с крестовиной 12, после снятия разъемного желоба прикрепляются направляющие ролики 8, через которые пропускаются тросы 9 для посадки запорного оборудования.

После посадки замкового конуса в муфту 5 бурильного инструмента свинчивание резьбового соединения осуществляют при помощи натяжки троса 4.

При небольшом дебите открытого фонтана можно применить простой метод установки задвижки с помощью одного болта. Установка задвижки указанным методом осуществляется в следующем порядке (рис. 5.10). Задвижка 5 с полностью открытым проходным сечением

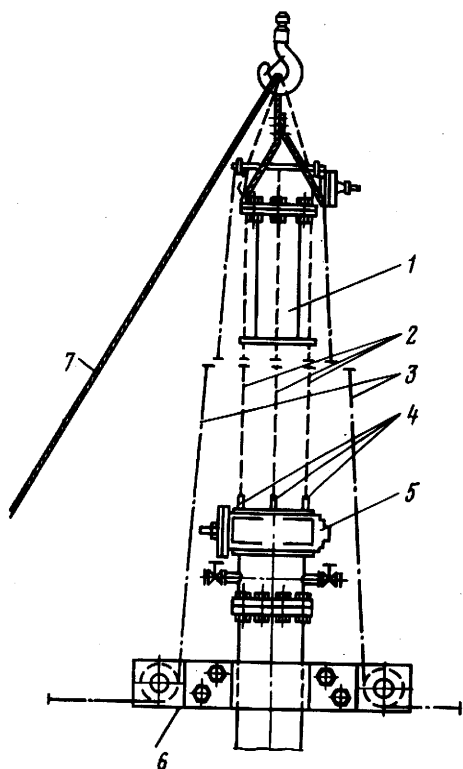


Рис. 5.8. Схема оснастки для наведения запорной арматуры на корпус преентора

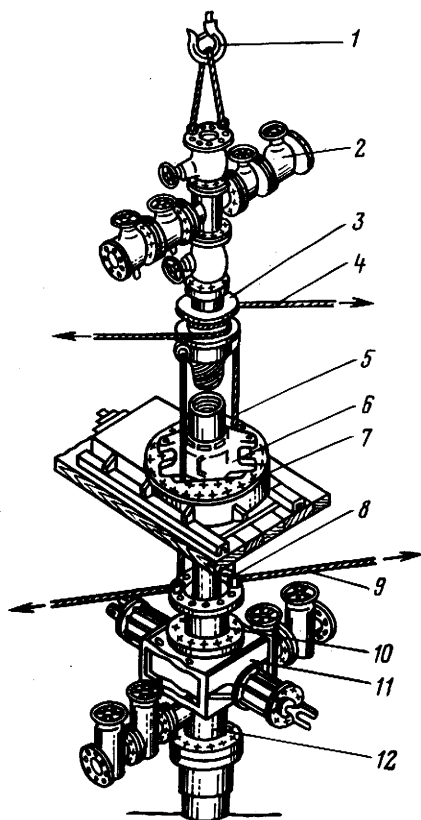


Рис. 5.9. Схема оснастки для соединения с муфтой бурильного инструмента

и прикрепленным снизу уплотнительным кольцом с помощью грузоподъемного устройства подается к устью скважины и соединяется одним болтом 4 с фланцем 2 обсадной колонны 1. Затем задвижку вращением вокруг болта 3 устанавливают на фланец, после чего крепят все болты, соединяющие задвижку с фланцем.

По окончании крепления задвижки на устье скважины последняя закрывается, после чего над задвижкой устанавливают устьевое оборудование для проведения дальнейших работ по ликвидации фонтана. При этом следует иметь в виду, что закрывать задвижку нельзя, если ожидаемое давление на устье вызывает опасность нарушения целостности обсадной колонны. Поэтому в фонтанирующих скважинах, давление на устье которых превышает допустимое для обсадной колонны, перед задвижкой необходимо устанавливать крестовину с боковыми задвиж-

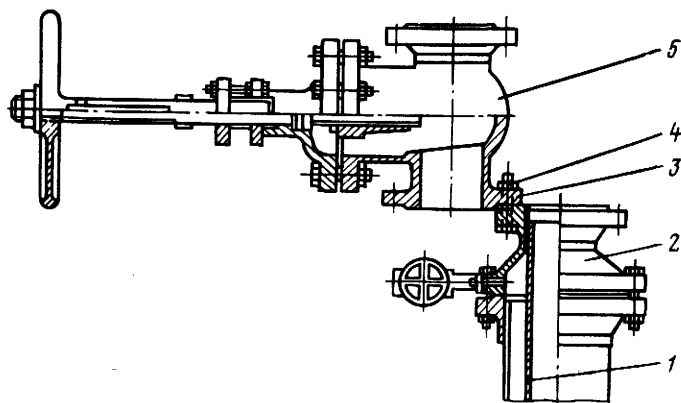


Рис. 5.10. Схема поворота задвижки вокруг болта

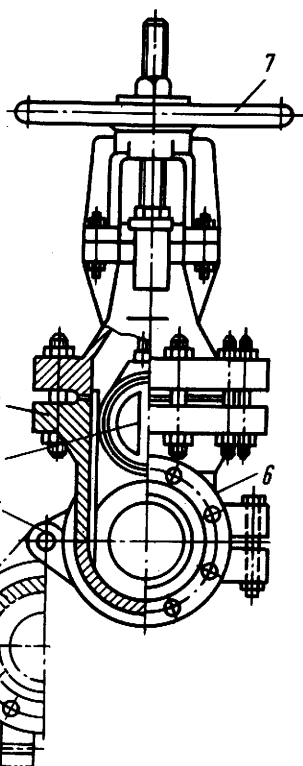


Рис. 5.11. Разъемная задвижка

ками. Крестовину с задвижкой на фланец обсадной колонны устанавливают также путем поворота вокруг болта. Поворот задвижки вокруг болта 3 осуществляют обычно тросом, который пропускают через соответствующие отверстия колонного фланца и задвижки.

Для небольших по мощности фонтанов В.Е. Максимиюком предложена разъемная задвижка, которую устанавливают на устье без пересечения струи фонтана. Разъемная задвижка (рис. 5.11) состоит из корпуса 1, в котором размещен шибер 2, седло 5 и приводной механизм 7. Часть корпуса с седлом выполнена из подвижной 4 и неподвижной 6 частей, соединенных шарнирной осью 3. На устье сначала устанавливают непод-

вижную часть задвижки с отведенной в сторону подвижной частью, а затем подвижную часть соединяют с неподвижной и скрепляют болтами.

При использовании тросовой оснастки для наведения противовыбросового оборудования рекомендуется подбирать оборудование так, чтобы внутренний его диаметр был не меньше диаметра обсадной колонны, по которой происходит фонтанирование, а компоновка не имела переходов с большего внутреннего диаметра на меньший. В противном случае возникают значительные дополнительные сопротивления и усиливается распыление газа и нефти. С целью уменьшения сопротивлений боковые задвижки устанавливаемой крестовины должны быть полностью открыты.

Наведение противовыбросового оборудования с помощью специальных устройств-натаскивателей. Применение тросовой оснастки при ликвидации фонтана большой мощности усложняется необходимостью увеличивать число прижимающих тросов до четырех. При этом, несмотря на натяжку тросов, компоновка в струе фонтана совершает беспорядочные колебания, возникают дополнительные динамические нагрузки, усиливается распыление фонтана.

Замена тросов жесткими связями облегчает и делает более безопасной операцию по наведению герметизирующих компоновок на устье. Отдельные устройства с жесткими связями известны из практики ликвидации фонтанов.

Приспособление для установки запорной арматуры (рис. 5.12) состоит из нижнего колонного хомута 1, с обеих сторон которого шарнирно укреплены винтовые стойки 2. По последним с помощью червячной передачи 7, находящейся на верхнем нажимном хомуте 6, подают вверх и вниз (в зависимости от направления вращения червячной передачи) запорную арматуру с патрубком 3. Направляющий хомут 4 с помощью втулок 5 свободно ходит по винтовым стойкам. Вращение червячной передачи осуществляется дистанционно.

Работы по герметизации устья скважины с помощью указанного приспособления осуществляются в следующем порядке. Патрубок с открытой задвижкой крепится на хомутах 4 и 7, после чего приспособление подтаскивается к устью скважины и крепят хомут 1 к обсадной колонне. Приспособление выводится в вертикальное положение и крепят оттяжками 8, затем с помощью червячной передачи 7 патрубок 3 подводят к фланцу обсадной колонны фонтанирующей скважины. Размеры хомутов 3 и 6 позволяют повернуть патрубок до совмещения отверстий на фланцах. После крепления болтов фланцевого соединения задвижка на патрубке закрывается и приспособление снимается. Приспособление используют и для пакеровки устья.

Если верхний конец обсадной трубы имеет муфту с неповрежденной резьбой, то можно пользоваться приспособлением, разработанным ВНИИОЗНГом (рис. 5.13). Оно состоит из нижнего хомута 1, служащего для крепления с обсадной колонной, и верхнего хомута 3 для соединения с патрубком 5, на котором устанавливается запорная арматура. Верхний и нижний хомуты соединены между собой с помощью цапф

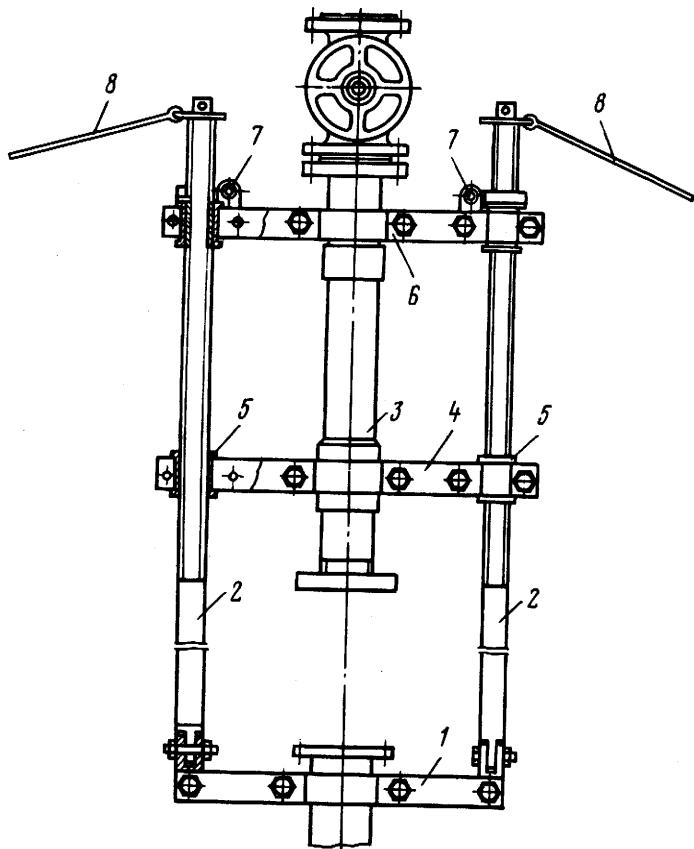


Рис. 5.12. Приспособление для установки запорной арматуры (винтовой натаскиватель)

2 двумя стяжными болтами 7. Цапфы нижнего хомута выполнены поворотными.

Ликвидация открытого фонтана с помощью этого приспособления осуществляется в следующем порядке. Патрубок с закрепленной на нем запорной арматурой подтаскивают к устью скважины и одновременно крепят верхний и нижний хомуты соответственно на патрубок и обсадную колонну. После этого хомуты с помощью трактора устанавливают патрубок с открытой задвижкой над устьем фонтанирующей скважины. Далее вращением рукояток 4 подтягивают патрубок с резьбой на нижнем его конце к муфте обсадной колонны. При заходе патрубка в муфту обсадной колонны вращением рукояток 6 навинчивают патрубок с запорной арматурой на обсадную колонну. Для обеспечения вра-

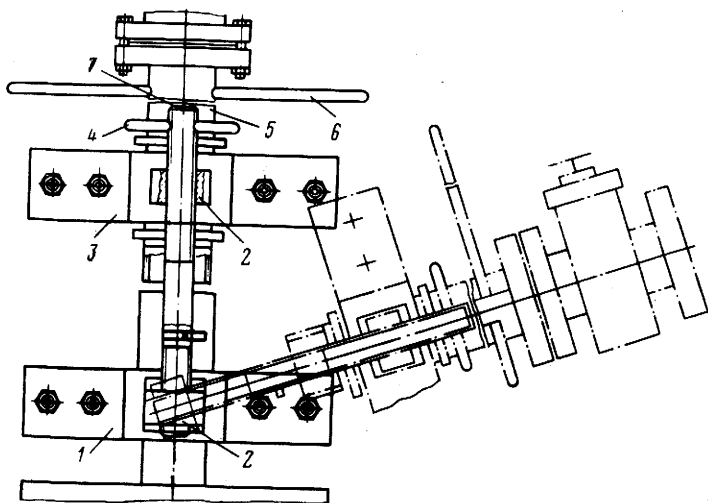


Рис. 5.13. Приспособление для соединения с обсадной колонной

щения патрубка верхний хомут 3 крепят с зазором на трубке. Эти приспособления (см. рис. 5.12 и 5.13) можно отнести к типу винтовых натаскивателей.

5.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА И ПРИСПОСОБЛЕНИЯ

Для ликвидации открытых фонтанов с доступным устьем в Тюменской военизированной части Григорьевым Н.И., Уколовым И.А., Глыбчаком С.С. разработан комплекс специальных устройств и приспособлений.

Все эти устройства и приспособления применялись на практике и показали надежность в работе. Некоторые устройства предназначены для предупреждения фонтанов. Приведем описания основных устройств.

Самоуплотняющаяся клиновидная головка ГСК (рис. 5.14) предназначена для установки на обсадную трубу в качестве колонного фланца. Установка осуществляется по жесткой схеме с помощью натаскивателя, причем она может устанавливаться отдельно с последующей установкой противовыбросового оборудования или в компоновке с противовыбросовым оборудованием. Размеры головки выбираются в соответствии с диаметром обсадной колонны и размерами нижнего фланца противовыбросового оборудования.

Головка ГСК состоит из корпуса 1, в которой вставлена армированная самоуплотняющаяся манжета 2. Ниже находится резиновый пакер 3. На шпильках 7 снизу корпуса 1 подвешен нажимной фланец 5, имеющий отверстия для пружин 4. На пружинах подвешены клинья 6, нижние кон-

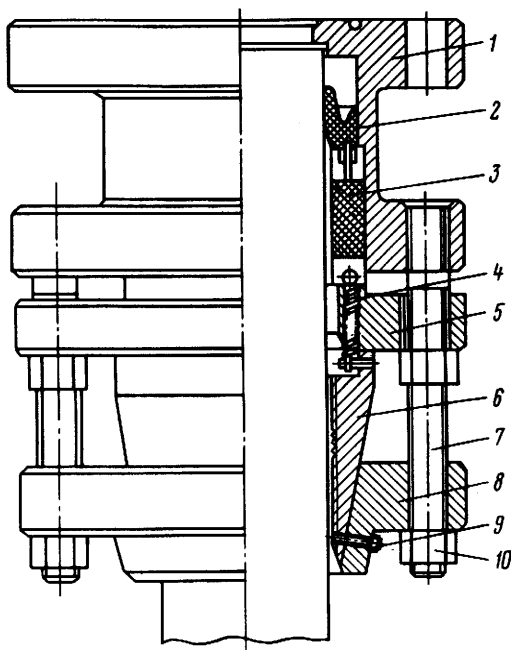


Рис. 5.14. Самоуплотняющаяся клиновья головка ГСК

цы которых вставлены во фланец 8, подвешенный на шпильках 4 и удерживаемый гайками 10. Клинья 6 крепятся к фланцу 8, фиксирующими болтами 9.

После обрезки верхней поврежденной части обсадной колонны перед установкой головки необходимо на верхнем срезе обсадной трубы сделать фаску с помощью зубила с последующей обработкой напильником. С целью надежной герметизации после установки головки наружную поверхность обсадной трубы на длине примерно 1 м необходимо очистить от грязи, цемента, окалины.

Перед установкой головку разбирают, тщательно проверяют отдельные детали. Особое внимание обращают на плотное прилегание самоуплотняющейся манжеты к внутренней поверхности корпуса и замеряют зазор между пакером 3 и внутренней поверхностью корпуса 1. Зазор должен быть не более 2 мм.

Перед наведением головки клинья 6 должны быть подтянуты к фланцу 8 болтами 9 во избежание срыва клиньев при пересечении фонтанной струи. Очень важно также зафиксировать фланец 8 от перемещения вверх под действием напора струи фонтана и среза болтов 9. С этой целью три или четыре гайки, поддерживающие нажимной фланец 5, сгоняются вниз и прижимают фланец 8 к гайкам 10.

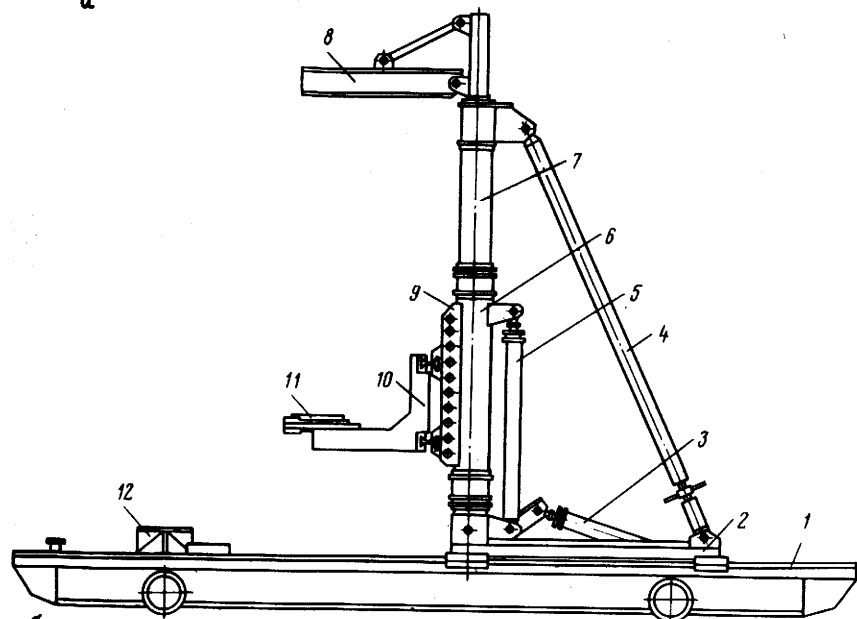
После наведения клиновой головки на обсадную трубу гайки снова свинчиваются вверх. Равномерным подтягиванием гаек нажимной фланец подают вверх, пакер сжимается, создавая дополнительную герме-

тизацию между корпусом и обсадной трубой. Для фиксации головки на обсадной трубе выворачивают болты 9, и гайками 10 равномерно фланец 8 подается вверх, при этом клинья обжимают трубу с усилием, достаточным для удержания головки от срыва с трубы во время создания давления в обсадной колонне.

Самоуплотняющаяся клиновая головка неоднократно применялась при ликвидации открытых фонтанов и показала высокую надежность и удобство в эксплуатации.

Натаскиватель гидравлический НГ-50. Натаскиватель НГ-50 (рис. 5.15) предназначен для установки противовыбросового оборудования на

а



б

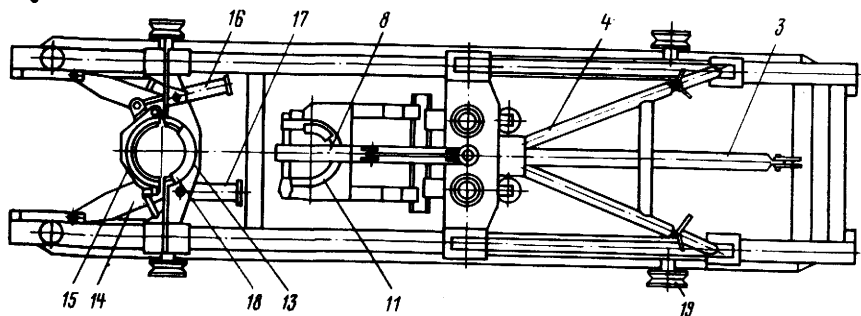


Рис. 5.15. Гидравлический натаскиватель НГ-50:

а — вид сбоку; б — вид сверху

обсадную колонну фонтанирующей скважины. Посадка противовыбросового оборудования на устье фонтана по жесткой схеме, осуществленной в конструкции натаскивателя, имеет очевидные преимущества по сравнению с использованием тросовой оснастки. Одно из преимуществ — возможность установки оборудования при отсутствии базового фланца на устье.

Натаскиватель приводится в действие за счет подачи жидкости по трубопроводам от гидростанции, находящейся на безопасном расстоянии от устья. Давление в гидросистеме до 10 МПа. Габариты НГ-50 в рабочем положении следующие: длина 7,2 м, ширина 2,2 м, высота 6 м. В транспортном положении высота уменьшается до 1,4 м. Масса натаскивателя с полным комплексом монтажных приспособлений не превышает 6700 кг.

Конструкция натаскивателя допускает его транспортировку по железной дороге, в фюзеляже самолета АН-12, на внешней подвеске вертолета МИ-6. Рассмотрим основные узлы гидравлического натаскивателя (рис. 5.15).

Сани (рис. 5.16, а) сварной конструкции 1 изготовлены из двух двутавровых балок, служащих полозьями. Нижние полки балок расширены и усилены металлическими листами. Полозья соединены тремя поперечинами из труб. Верхние полки полозьев используются в качестве направляющих для ползунов горизонтальной каретки 2. Задние ползуны оснащены ребрами для соединения с укосинами 4.

В задней части саней к поперечине, соединяющей полозья, приварен кронштейн, к которому на оси крепится гидравлический цилиндр 3, служащий для перемещения горизонтальной каретки с противовыбросовым оборудованием к устью скважины. В исходном положении при втянутом штоке компоновка оборудования находится на расстоянии 1,6 м от устья.

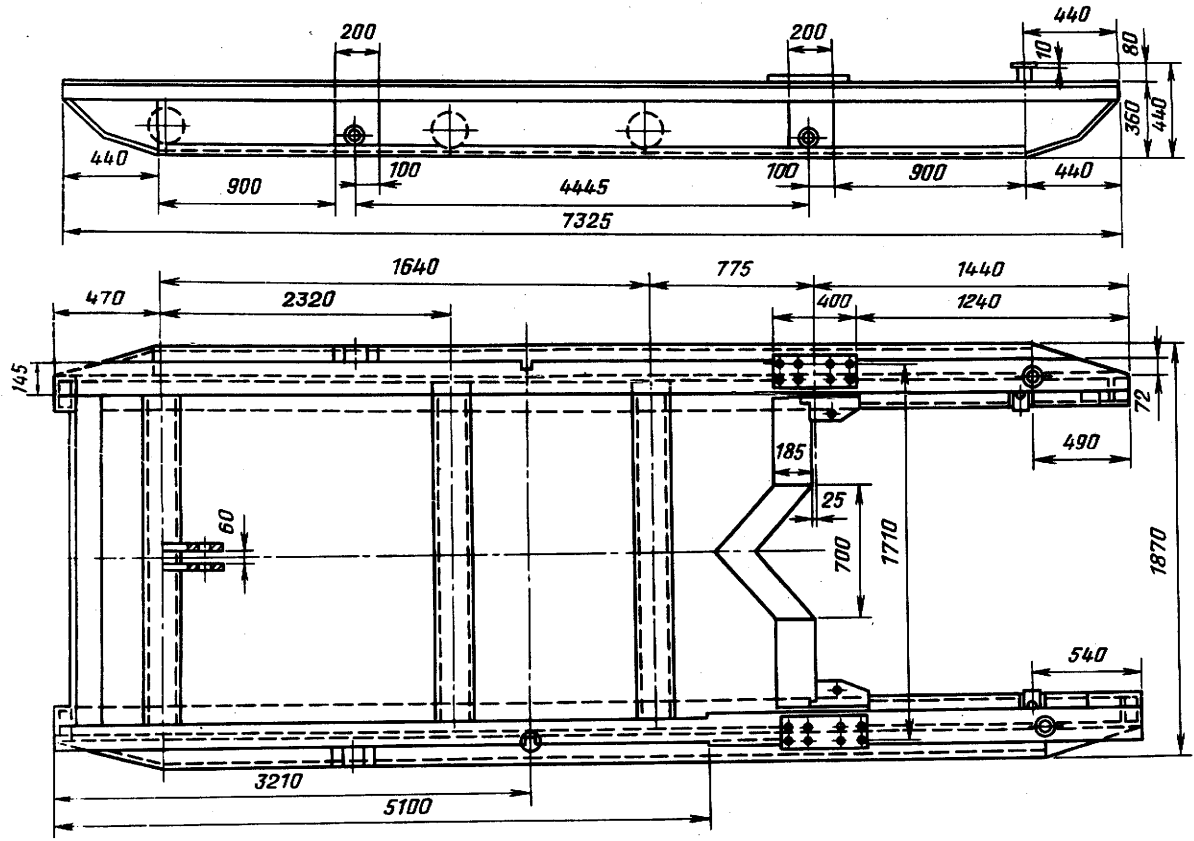
На горизонтальной каретке (рис. 5.16, б) смонтированы две направляющие колонны 7, по которым перемещается вертикальная каретка 6 с помощью гидроцилиндров 5. Вертикальный ход каретки 1,25 м. С помощью вертикальной каретки осуществляется основная операция — посадка противовыбросового оборудования на устье скважины.

В верхней части направляющие колонны соединены наголовником,

Рис. 5.16. Основные узлы гидравлического натаскивателя:

а — сани; б — хомут для подвески противовыбросового оборудования; в — вертикальная каретка; 2 — горизонтальная каретка; д — траверса; е — укосины; ж — хомут неподвижный; з — хомут подвижный; и — гидроцилиндр зажима хомута; к — гидроцилиндр для перемещения вертикальной и горизонтальной кареток; 1 — проушина; 2 — крышка; 3, 9 — кольцо уплотнительное; 4 — цилиндр; 5 — шток; 6 — втулка; 7 — шайба; 8 — манжета; 10 — сердечник

a



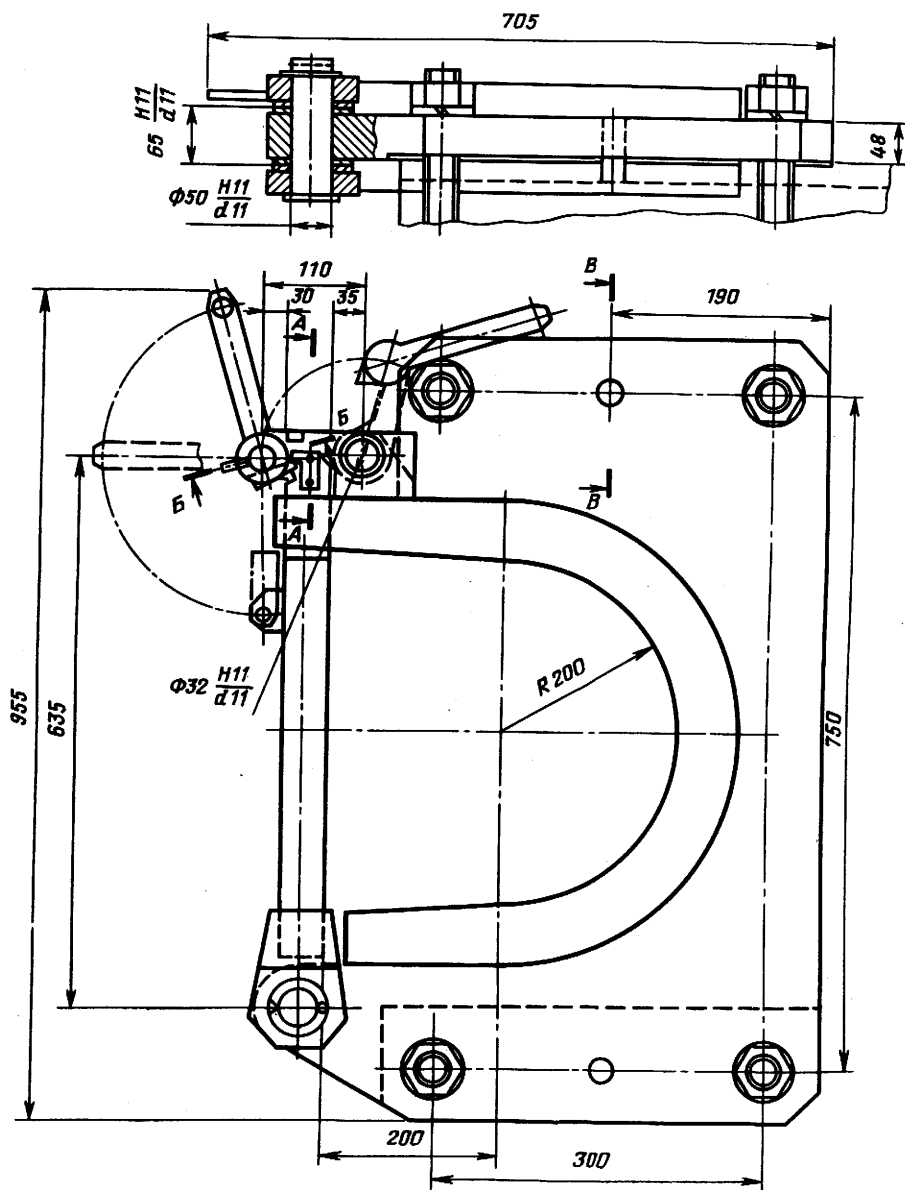


Рис. 5.16 (б)

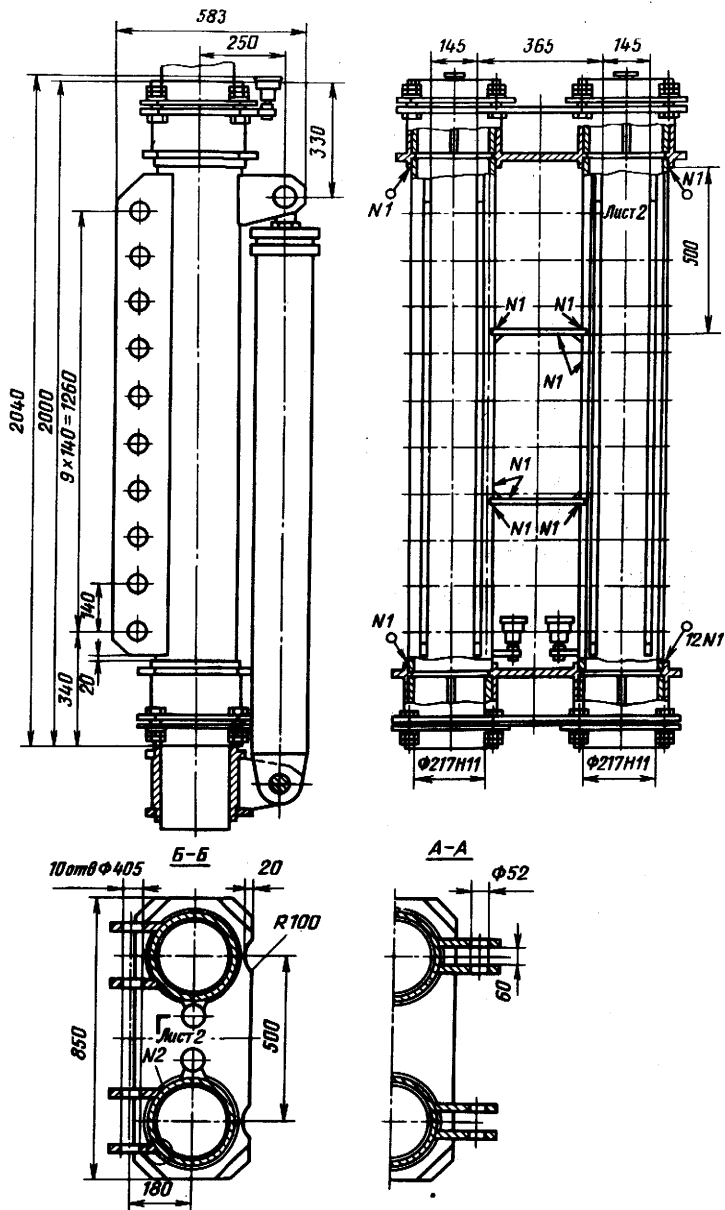


Рис. 5.16 (е)

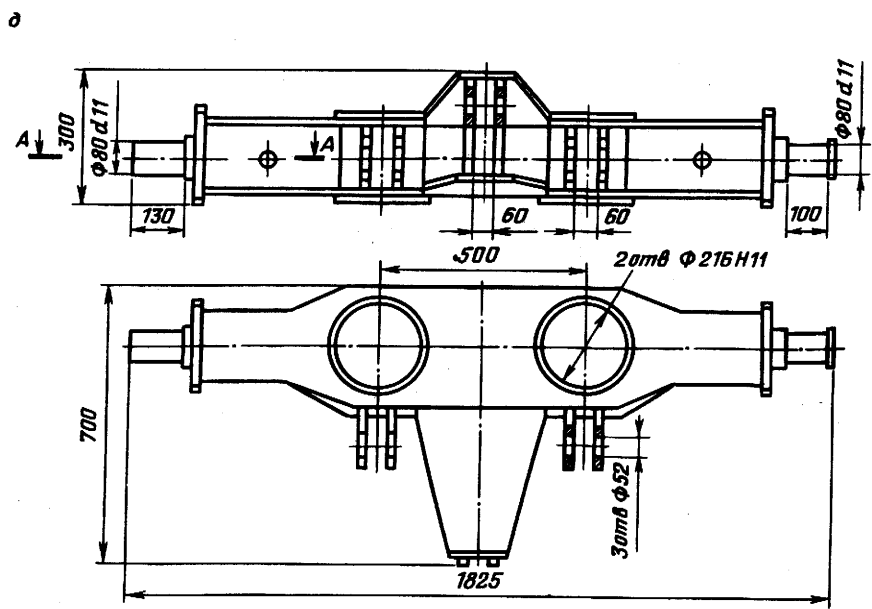
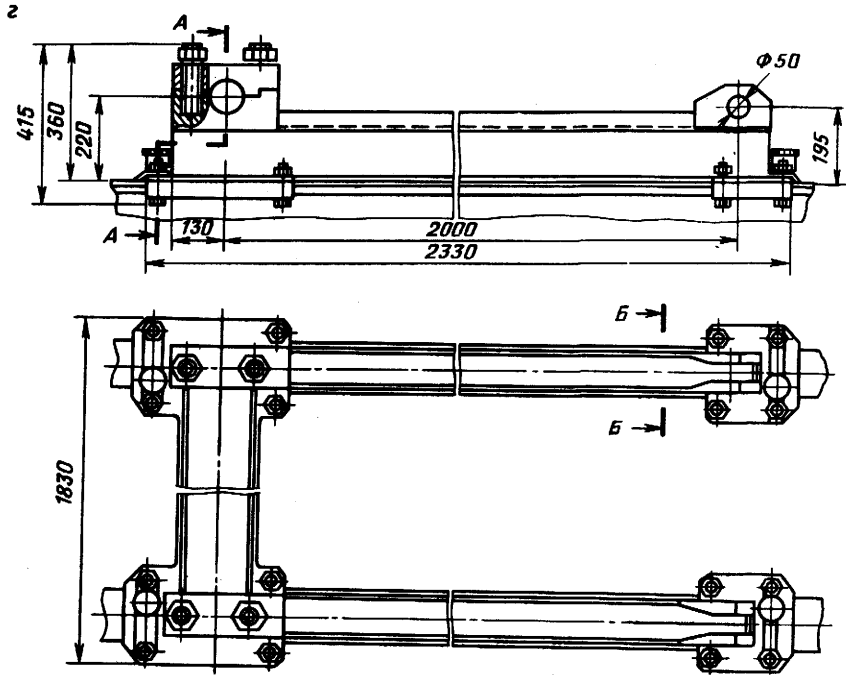
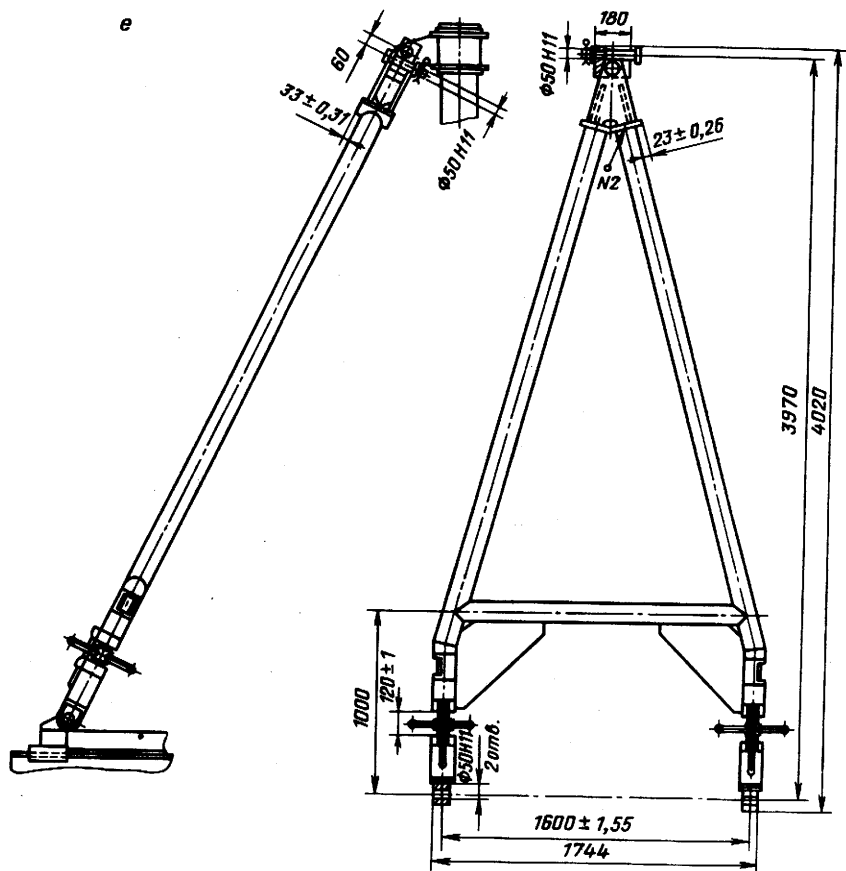


Рис. 5.16 (2, 0)



к проушинам которого присоединяются укосины 4, предназначенные для удержания и регулирования положения колонн в вертикальной плоскости. К наголовнику крепится поворотная консоль 8 с ручной талью.

Каретка состоит из двух труб, соединенных перемычками. К трубам присоединены штоки цилиндров 5. Оба торца труб оснащены узлами центрирования и смазки. По всей длине к трубам приварены планки 9 с отверстиями. К планкам с помощью направляющих в виде рельсов подвешивается плита 10 с хомутом 11, в котором закрепляется компонента запорного оборудования. Для этой цели в хомут вставляют монтажную катушку, на верхний фланец которой устанавливают превенторы, а к нижнему — присоединяют клиновую самоуплотняющуюся головку (при отсутствии базового фланца на обсадной колонне).

ж

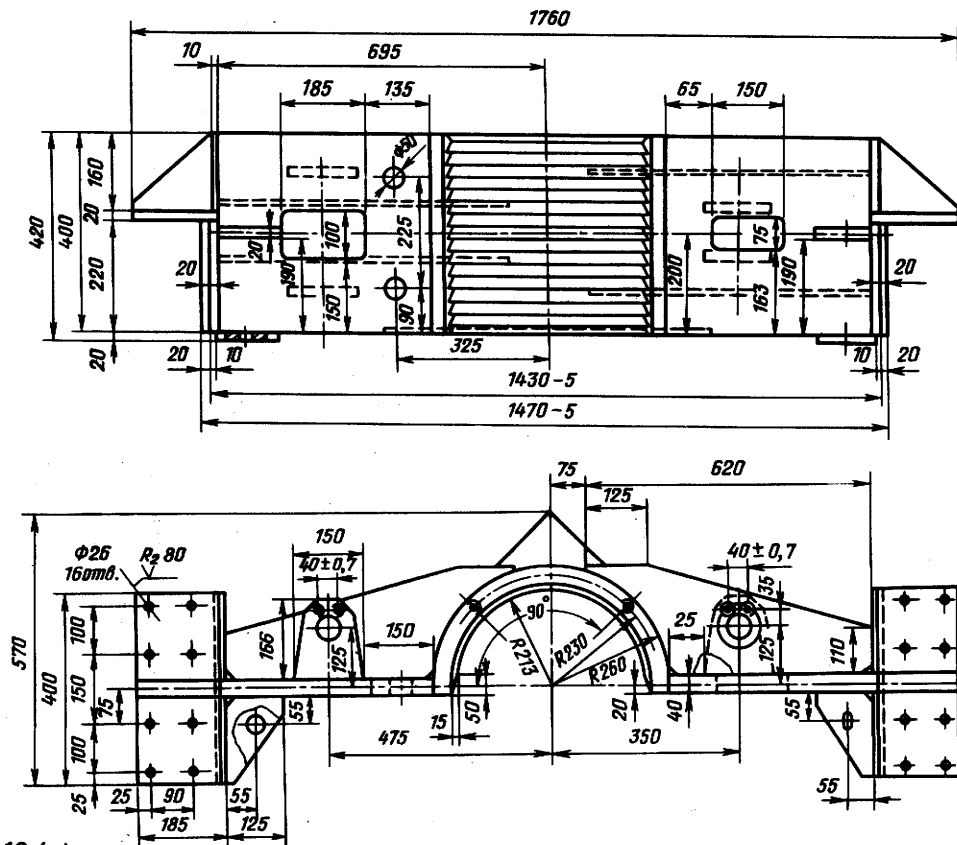
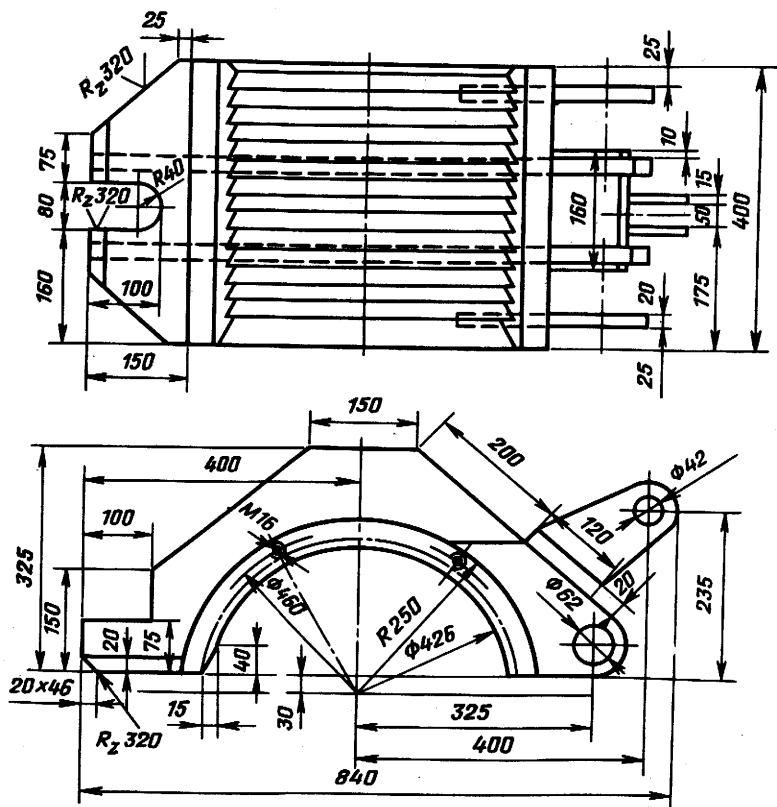
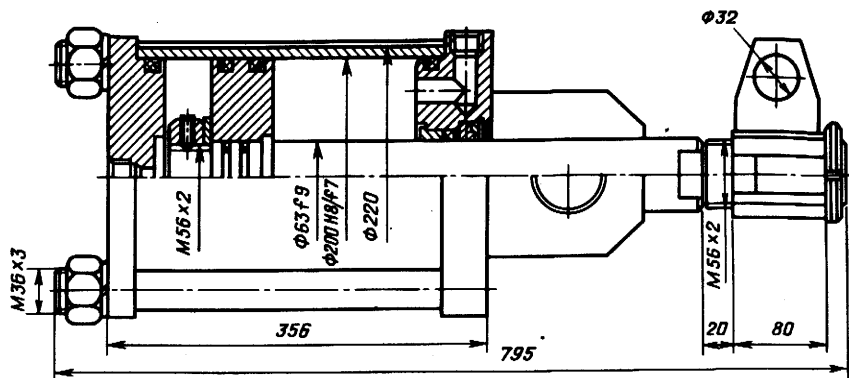


Рис. 5.16 (ж)



Puc. 5.16 (3)

u



κ

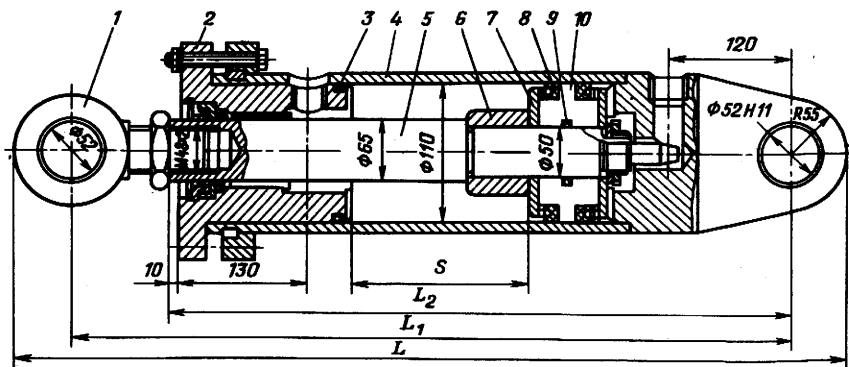


Рис. 5.16 (u, κ)

К поперечинам саней 1 приварены металлические листы, образующие поддон. В передней части саней, где установлен механизм базирования 12, поддон переходит в наклонный полоз. Механизм базирования состоит из неподвижного 13 и подвижного 15, направляющих 14, гидроцилиндров 16, 17 и вкладышей 18. Полухомуты служат для жесткого соединения конструкции с обсадной колонной, а гидроцилиндры обеспечивают перемещение подвижного полухомута и его зажим на обсадной колонне.

Оба полухомута представляют собой сварную конструкцию в виде полуколец, усиленных ребрами в диаметральных плоскостях. Переналадка хомутов на определенный диаметр обсадной колонны осуществляется с помощью сменных вкладышей 18, которые прикрепляются к полухомутам болтами.

Направляющие 14 в передней части саней предназначены для центрирования механизма при его натаскивании на устье. Конструктивно узел состоит из балки коробчатого сечения, внутри которой установлена поворотная гайка. Регулирование положения направляющих в горизонтальной плоскости осуществляется винтами. С внешней стороны саней установлены съемные колеса 19, предназначенные для перемещения натаскивателя к устью фонтана по колее бурильных труб.

На рис. 5.16, а показаны сани, на которых, монтируются все узлы натаскивателя.

На хомут (рис. 5.16, б) крепится противовыбросовое оборудование, которое затем устанавливают на устье открытого фонтана. Каретка вертикальная представлена на рис. 5.16, в, а на рис. 5.16, г — каретка горизонтальная, на которой монтируются траверса (рис. 5.16, д) и укосины (рис. 5.16, е).

Для соединения с обсадной колонной служат хомут неподвижный (рис. 5.16, ж) и хомут подвижный (рис. 5.16, з). Хомут подвижный приводится в действие с помощью гидроцилиндра — зажима хомута (рис. 5.16, и). Гидроцилиндр (рис. 5.16, к) предназначен для перемещения горизонтальной и вертикальной кареток, соответственно длинные размеры различаются: ход поршня (S) 1600, 1250 мм; общая длина (L) 2235, 1885 мм; расстояние между центрами проушин (L_1) 2125, 1775 мм; расстояние от центра проушины до конца штока (L_2) 2025, 1675 мм.

Доставленный к месту аварии натаскиватель расконсервируют рабочие поверхности направляющих колонн, очищают от грязи, песка и др. Колонны поднимают в вертикальное положение тракторы с тяговым усилием не менее 50 кН.

В процессе подъема колонн на консоли монтируют ручную таль. После подъема колонн в вертикальное положение с помощью тали устанавливают плиту с хомутом вертикальной каретки. Затем натаскиватель подтягивают к колее из труб, проложенной к устью фонтанирующей скважины, надевают колеса и натаскиватель устанавливают на трубы.

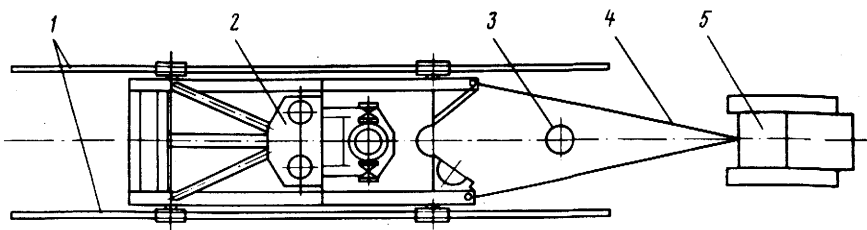


Рис. 5.17. Схема подведения натаскивателя к устью

Присоединяют нагнетательные трубопроводы от гидравлической станции, в хомут вертикальной каретки вставляют запорное оборудование и опробуют работу гидравлических цилиндров. Натаскиватель 1 (рис. 5.17) с помощью буксирных канатов 4 и трактора 5 подтягивают к устью до тех пор пока обсадная труба 3 на устье не войдет в отверстие хомута. Затем с помощью гидравлических цилиндров поворачивают и зажимают подвижный хомут, поднимают вертикальную каретку 2 с компоновкой запорного оборудования, подают горизонтальную каретку вперед, устанавливая компоновку над устьем, и опускают вертикальную каретку, соединяя компоновку с устьем.

Применение натаскивателя НГ-50 позволило без осложнений ликвидировать многие фонтаны. Натаскиватель показал надежность в работе и возможность наведения запорных устройств на устье даже при горящем фонтане.

Приспособление для сверления труб под давлением. Это приспособление предназначено для соединения с трубным каналом, находящимся под давлением, с целью закачки раствора в скважину. Если через трубный канал происходит фонтанирование, то предварительно его ликвидируют путем установки тампона. Приспособление состоит из сменного хомута, задвижки прямоточной и устройства для сверления (рис. 5.18).

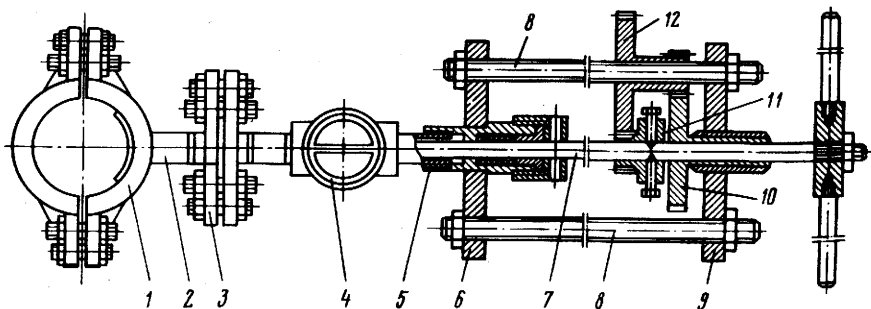


Рис. 5.18. Приспособление для сверления труб под давлением с автоматической подачей сверла

Хомут 1 состоит из двух половин, стягиваемых между собой шпильками. В зависимости от диаметра труб, подлежащих сверлению, применяют сменные хомуты с уплотняющими прокладками. Другая половина хомута имеет направляющий патрубок 2.

На конце патрубка нарезана резьба для фланца 3. К последнему крепится прямоточная задвижка или кран 4 с внутренним диаметром 50 мм. Рабочее давление задвижки должно быть не менее ожидаемого устьевого.

Как показала практика, применение в этом приспособлении задвижки с внутренним диаметром более 50 мм ухудшает условия прохода тампона через патрубок. Устройство для сверления включает корпус сальника 5 с навинченным фланцем 6. В корпус сальника вставлен шпindel 7, уплотняемый сальником с помощью втулки и гайки.

В упорный фланец ввинчены две шпильки 8 с надетым на них нажимным фланцем 9, в который хвостовиком ввернута шестерня 10. Шестерня находится в зацеплении с двойной шестерней 12, одетой на шпильку 8, которая, в свою очередь находится в зацеплении с шестерней 11, которая зафиксирована от проворота на шпинделе 7 болтами. Блок шестерен является понижающим редуктором, обеспечивающим заданную подачу сверла. При вращении шпинделя 7 шестерня 10, выдвигаясь хвостовиком из фланца 9, упирается в шестерню 11, подает шпинделя вперед.

Один конец шпинделя имеет расточку под конус для установки сверла. От выпадения сверло фиксируется стопором в кольцевой проточке на хвостовике сверла. Другой конец шпинделя отфрезерован под квадрат для штурвала, который фиксируется гайкой.

Перед сверлением трубы на скважине необходимо в собранном виде устройство перенести к устью, установить на трубу, закрепить хомут шпильками. После сверления закрывается задвижка, отсоединяется устройство для сверления и к задвижке присоединяется линия от насосного агрегата. Приспособление для сверления труб под давлением позволяет осуществить тампонирующее канализование, по которым происходит фонтанирование, устранить негерметичности в запорном оборудовании.

Тампон устанавливают в том случае, когда диаметр тампонируемого канала не превышает 40 мм, т.е. в нем может удержаться шар или цилиндр диаметром 48 — 49 мм.

В зависимости от геометрии каналов, подлежащих закупорке, выбирают состав тампона, при этом размеры частей тампона должны быть меньше диаметра сверла на 3 — 5 мм. Для закупорки больших отверстий в состав тампона включают алюминиевые шары или алюминиевые цилиндры, капроновые шары, куски текстурного ремня, капроновую крошку и др. Для закупорки узких щелеобразных отверстий в состав тампона включают капроновую и резиновую крошку, тряпки.

Тампон помещают в насосно-компрессорную трубу диаметром 50 мм и длиной 1 м. На один конец трубы наворачивают фланец, который вместе с трубой присоединяют к задвижке, установленной на устье

после сверления отверстия и отсоединения устройства для сверления. Следует обратить особое внимание на то, чтобы наиболее крупные элементы тампона первыми входили в струю фонтана. Весь тампон должен быть в густой консистентной смазке.

К другому концу насосно-компрессорной трубы с тампоном подсоединяют насосный агрегат, который выдавливает тампон в обсадную трубу. Выдавленные элементы тампона похватываются струей фонтана и прижимаются к отверстию.

Если тампон из насосно-компрессорной трубы не вышел даже при давлении до 30 МПа, то необходимо трубу снять и установить причину. Практика показывает, что иногда необходимо выталкивать несколько тампонов подряд для того, чтобы закупорить канал, поэтому нужно перед началом работ иметь 2 — 3 насосно-компрессорных трубы с подготовленными тампонами. При тампонировании сильного пропуска в запорном оборудовании рекомендуется разделить тампон на части по гранулометрическому составу: в первую трубу поместить крупные элементы (шары, цилиндры, завернутые в ткань с обильной смазкой солидолом); во вторую трубу поместить средние по крупности элементы (капроновые шарики, куски текопного ремня); а в третью трубу поместить крошку (капроновая, резиновая), мелко нарубленные куски ткани.

Объем выдавливаемого тампона не должен превышать тот объем, который необходим для создания герметичности, иначе часть материала может закупорить нужные для циркуляции раствора отверстия (например насадки долота).

Перекрытие трубного канала в тех случаях, когда фонтанирование происходит через спущенный в скважину бурильный инструмент, осуществляется наворачиванием шарового крана, обратного клапана или установкой задвижки. Если это невозможно осуществить по каким-либо причинам, то применяют тампонирование с предварительной установкой пальца, который служит для удержания тампона.

Сначала специальным приспособлением сверлят под давлением отверстие для пропуска тампона, закрывают задвижку, демонтируют сверлящее устройство и переносят его на второй хомут и задвижку, установленную на трубе дальше по направлению фонтанного потока. Затем просверливают трубу по диаметру насквозь, отсоединяют устройство и вместо сверла вставляют резьбовую оправку, открывают задвижку и нажимной фланец подают так, чтобы конец пальца вошел в отверстие на противоположной стенке трубы. Если палец подается с большим усилием, то его досылают вращением шпинделя.

Приспособление с трубы не демонтируют и оставляют на тот случай, если потребуется срочно снова открыть трубный канал (например для разрядки скважины, если появляются грифоны). Для этого с помощью приспособления достаточно вытянуть палец и тампон будет вытолкнут из трубы.

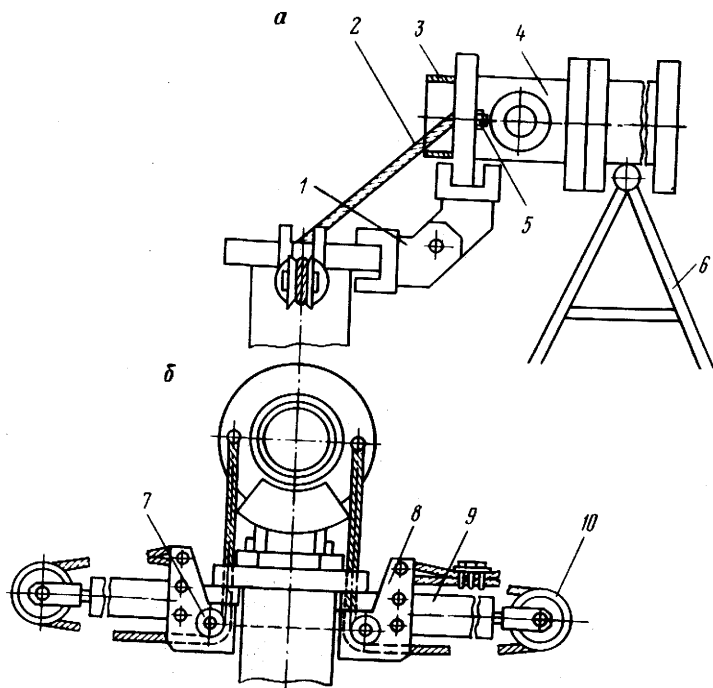


Рис. 5.19. Шарнирный натаскиватель:

а — вид сбоку; б — вид спереди

Шарнирный натаскиватель. В тех случаях, когда на обсадной колонне сохранился базовый фланец для установки противовыбросового оборудования, целесообразно использовать шарнирный натаскиватель, отличающийся от НГ-50 простотой конструкции и малой массой.

Шарнирный натаскиватель (рис. 5.19) можно изготовить в короткий срок, в полевых механических мастерских экспедиции, что немаловажно в труднодоступных условиях Западной Сибири.

Натаскиватель состоит из двух кронштейнов 1, шарнирно соединенных пальцем и образующих шарнир (рис. 5.20). Кронштейны винтами крепятся к нескольким отверстиям базового фланца и соответствующим отверстиям ответного фланца герметизирующего оборудования 4. Наведение герметизирующего оборудования на устье открытого фонтана с применением шарнирного натаскивателя осуществляется гидравлическим приводом, который состоит из двух гидроцилиндров 9 с роликами 10 на штоках, двух кронштейнов 8 с направляющими роликами 7 и тросовой оснастки 8. В кронштейны 8 вворачиваются полые пальцы, наружный диаметр которого должен соответствовать внутреннему диаметру отверстия фланца. Гидроцилиндры 9 крепят к кронштей-

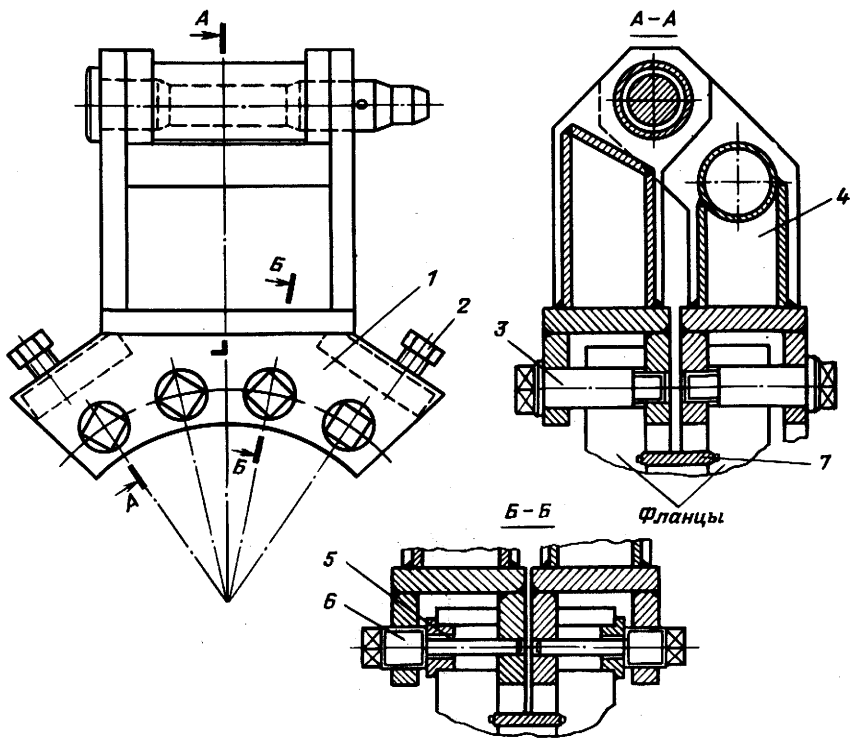


Рис. 5.20. Шарнир в сборе:

1 — сектор; 2 — винт; 3 — шарнир; 4 — винт прижимной; 5 — втулка; 6 — винт центрирующий; 7 — кольцо уплотнительное

нам пальцами. При монтаже натаскивателя применяется опора 6 (см. рис. 5.19).

Конструкция шарнирного натаскивателя предусматривает соосность отверстий в обоих кронштейнах для точного совмещения базового и ответного фланца при посадке герметизирующего оборудования на устье. Зев кронштейнов выполняется больше табличной толщины фланцев на 10 — 15 мм из-за отклонений толщины фланцев от номинальной, а зазор при установке кронштейнов на фланец выбирается прижимными винтами 3.

В связи с тем, что губа кронштейна имеет толщину 30 мм, высоту уплотнительного металлического кольца 7 увеличивают до 80 мм.

Перед натаскиванием кольцо крепится к ответному фланцу герметизирующей компоновки одним из известных способов (например, винтами или припайкой). В отдельных случаях допускается прикрепление кольца электросваркой в нескольких местах по окружности,

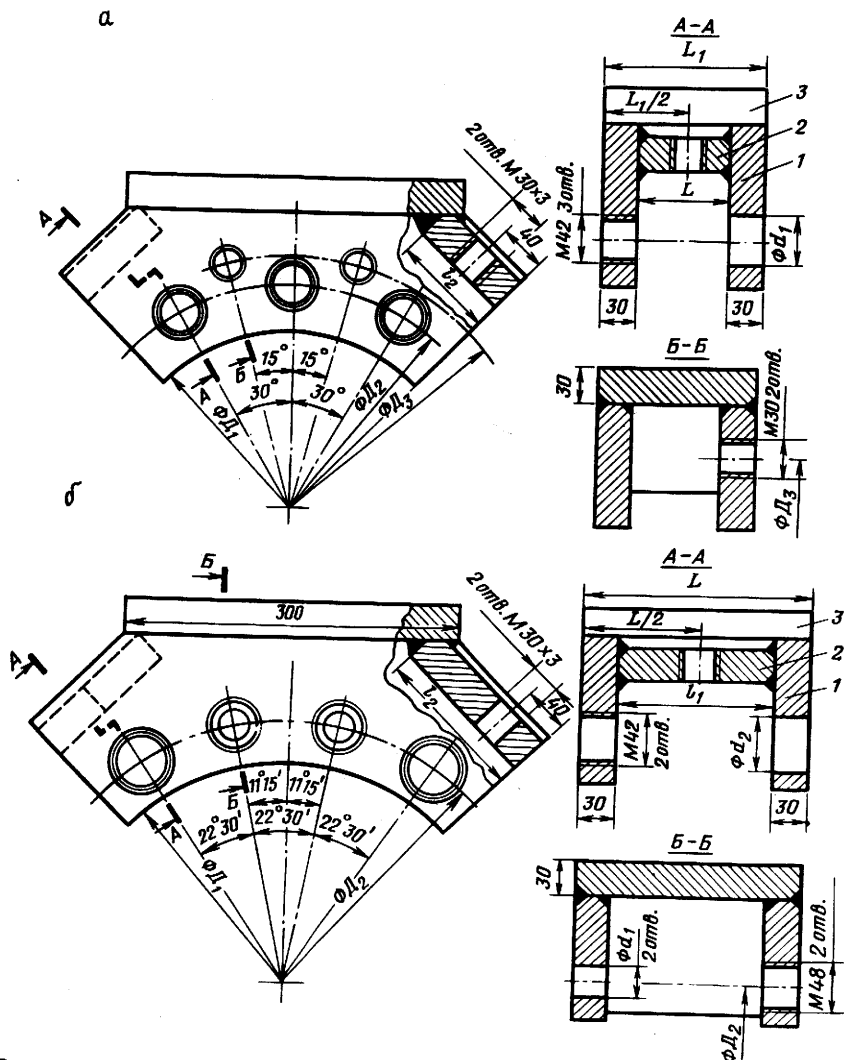


Рис. 5.21. Сектор для фланцев с 12 (а) и 16 (б) отверстиями

но при этом перед сваркой необходимо прижать уплотнительное кольцо к фланцу равномерно по окружности уплотнительной канавки с определенным усилием.

На рис. 5.21 показаны секторы для фланцев превенторов, имеющих 12 и 16 отверстий, а на рис. 5.22 другие детали шарнира.

Отверстия под палец между наружными щеками шарнира выполнены эллиптическими со смещением центров на ± 5 мм. Наличие такого

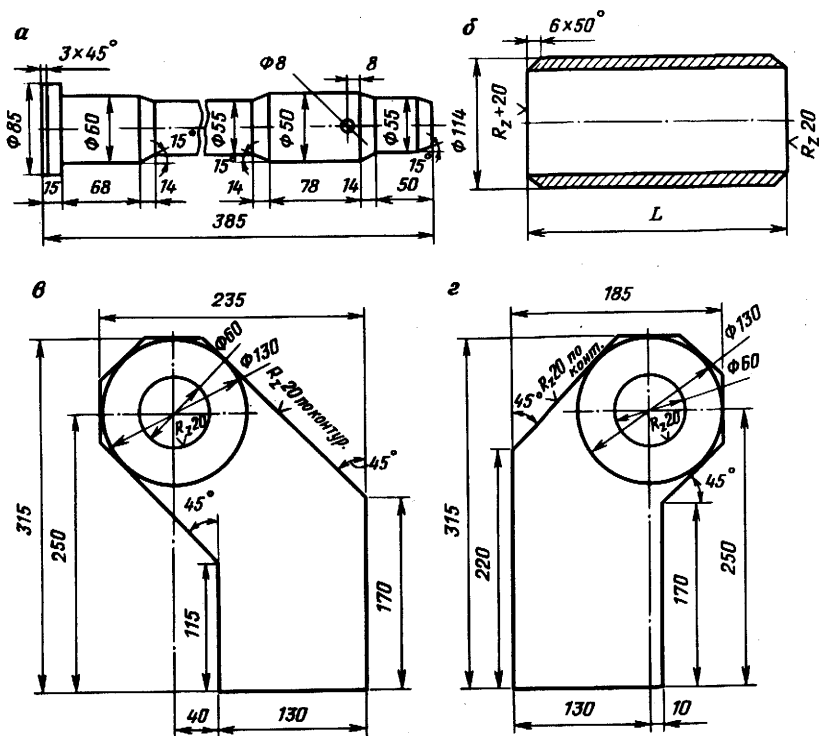


Рис. 5.22. Шарнир:

а — соединительный палец; б — труба; в; г — щеки

люфта допускает плоскопараллельное перемещение кронштейнов между собой, что обеспечивает равномерное прижатие уплотнительного кольца при стягивании фланцев крепежными шпильками.

В правильно изготовленном шарнирном натаскивателе отверстия под винты в обоих кронштейнах должны располагаться на одной оси (зазор между кронштейнами при этом должен быть 10 мм). Это обеспечивает точное совмещение отверстий под шпильки и канавок под уплотнительное кольцо на базовом и ответном фланцах.

Крепление фланца к кронштейну должно предусматривать использование 25 % отверстий фланца. Например, если фланец имеет 12 отверстий под крепежные шпильки, то кронштейн крепится на трех шпильках. Отверстия в щеках кронштейна следует сверлить после сварки щек, толщина последних должна быть в пределах 25 — 35 мм.

Перед приваркой шарнира к кронштейнам их нужно стянуть между собой шпильками, вставив предварительно прокладку толщиной 10 мм. Уплотнительное кольцо рекомендуется изготавливать из стали 20 или близкой к ней по механическим свойствам.

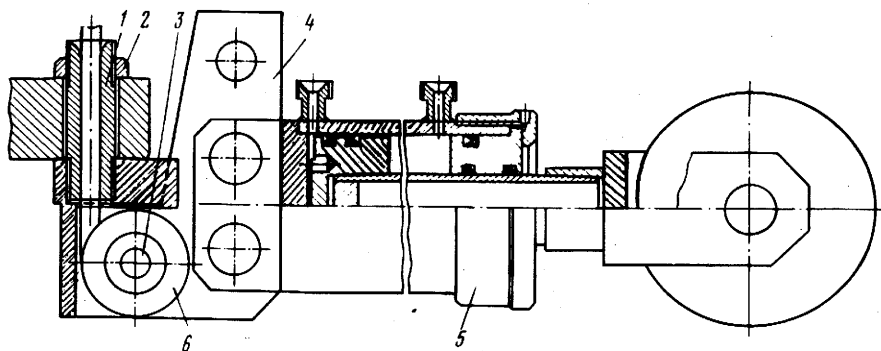


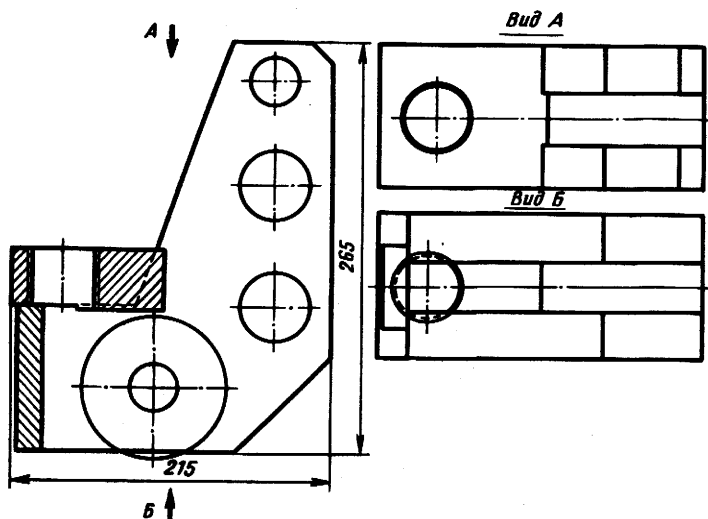
Рис. 5. 23. Гидравлический привод шарнирного натаскивателя

Гидравлический привод шарнирного натаскивателя (рис. 5.23) состоит из полого пальца 1, гайки 2, направляющего ролика 6 со сью 3, кронштейна 4, гидравлического цилиндра 5. Кронштейн (рис. 5.24, а) крепится с помощью полого пальца (рис. 5.24, б) к базовому фланцу на устье аварийной скважины. Гидравлический цилиндр состоит из цилиндра, штока, поршня и накидной гайки (рис. 5.24, в), пробки и ролика (рис. 5.24, г), пробки сальника (рис. 5.24, д), вилки (рис. 5.24, е).

Наведение герметизирующего оборудования с использованием шарнирного натаскивателя осуществляется в следующем порядке. К нижнему фланцу герметизирующего оборудования прикрепляется уплотнительное кольцо. Из шарнирного натаскивателя удаляют соединительный палец и натаскиватель разъединяется на два кронштейна. Один кронштейн крепят болтами к базовому фланцу, второй — к ответному фланцу герметизирующего оборудования 6. Винтами выбирают зазоры между губой зева кронштейна и плоскостью фланца. Затем в кронштейнах 3 гидроуправления устанавливают соответствующие пальцы, монтируют тросовую оснастку, устанавливают цилиндры гидроуправления на диаметрально противоположные отверстия базового фланца. От выпадения цилиндров пальцы фиксируются шпильками.

Надпоршневые и подпоршневые полости гидроцилиндров соединяются между собой и с гидравлическим насосом. Под компоновку герметизирующего оборудования устраивается выкладка или изготавливают специальную подставку из имеющихся материалов с таким расчетом, чтобы компоновка находилась в горизонтальном положении. Компоновку подтаскивают к устью, приподнимают на подставку, совмещают отверстия в кронштейнах и вставляют в них соединительный палец. Ропсокеты вставляются в соответствующие отверстия фланца герметизирующей компоновки.

После окончания монтажа шарнирного натаскивателя компоновку наводят на базовый фланец. В подпоршневую полость гидроцилиндров



6

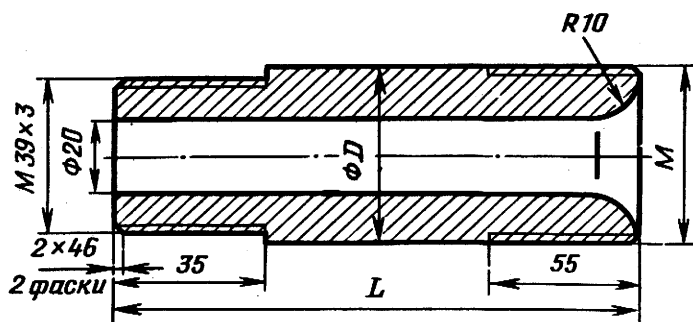
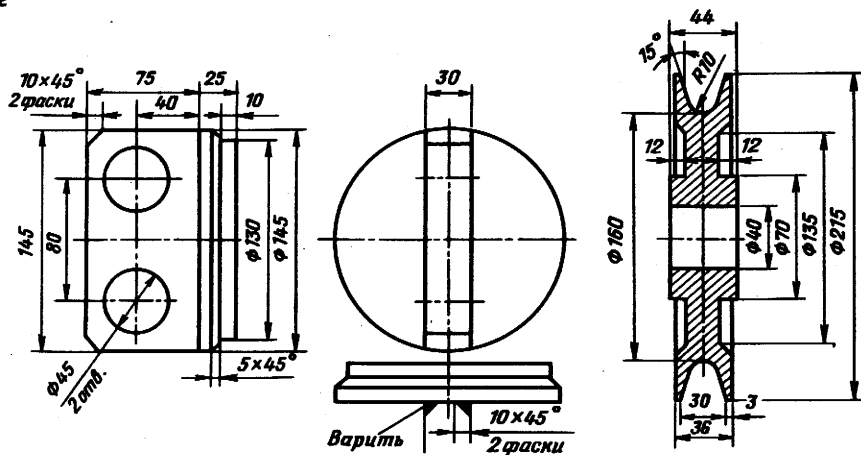
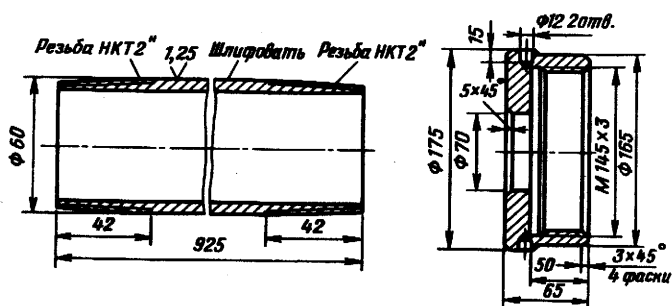
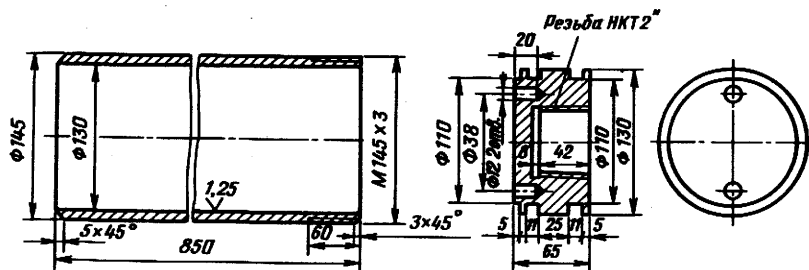
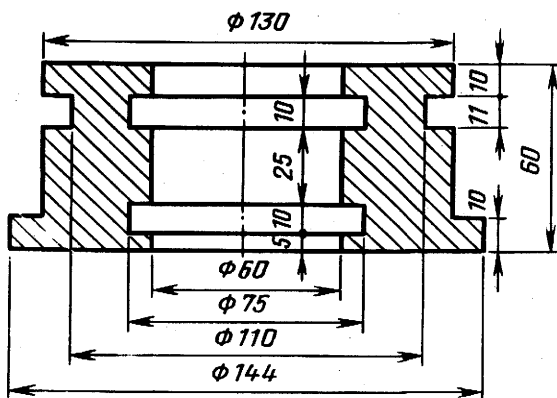


Рис. 5.24. Основные детали шарнирного натаскивателя

а — кронштейн гидравлического привода; *б* — полый палец; *в* — детали гидравлического цилиндра; *з* — пробка и ролик; *д* — пробка сальника; *е* — вилка



д



е

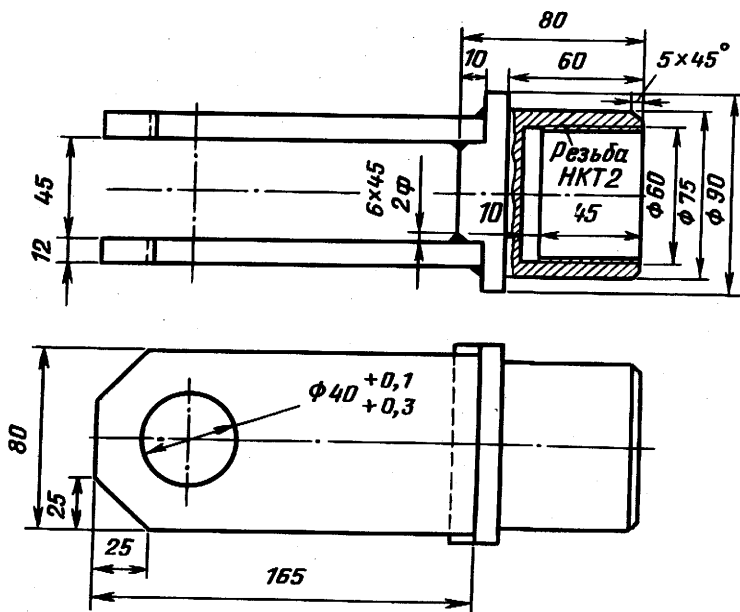


Рис. 5.24 (окончание)

подается давление, штоки выходят из цилиндров и натягивают тросы, компоновка из горизонтального переводится в вертикальное положение и уплотнительное кольцо прижимается к канавке базового фланца, создавая герметичность фланцевого соединения, что позволяет установить крепежные шпильки в свободные отверстия. Затем давление из гидроцилиндров сбрасывается, штоки втягиваются и демонтируется шарнирный натаскиватель. По мере освобождения отверстий фланца в них вставляются крепежные шпильки.

Для уменьшения нагрузки на тросовую оснастку, особенно в тех случаях, когда герметизирующая компоновка имеет большой вес, рекомендуется предварительно компоновку поднять из горизонтального положения с помощью дополнительных грузоподъемных механизмов. При небольшой мощности фонтана допускается вместо гидроуправления применять уравновешенную тросовую оснастку с установкой вместо гидроцилиндров двух фланцевых роликов. Тросовая оснастка должна состоять из одного целого троса с обязательным применением уравновешивающего ролика.

Малогабаритный плащечный превентор. Для предупреждения и ликвидации выбросов и открытых фонтанов в процессе спуска и подъема насосно-компрессорных и бурильных труб малого диаметра в 146-мм колонне, разработан и успешно применяется малогабаритный плащечный превентор (рис. 5.25).

Техническая характеристика превентора

Диаметр проходки, мм	125
Рабочее давление, МПа	25
Габариты, мм:	
длина	1200
ширина	295
высота	520
Масса, кг	260

Превентор имеет корпус 11, состоящий из цилиндра 8, к которому приварены верхний и нижний патрубки с навинченными на них фланцами 10. В горизонтальный канал корпуса вставлены плашкодержатели, которые имеют Т-образный паз для ввода головки штока 3. Последний ввернут в пробку 7, в которой установлены внутренние резиновые кольца 4 для уплотнения штока. С наружной стороны пробки 7 установлены наружные резиновые кольца 6, уплотняющие зазор между пробкой и корпусом превентора. Пробка 7 удерживается в корпусе накидной гайкой 5. На шток 3 надевается штурвал 1, удерживаемый гайкой 2. В плашкодержатель вставляется сменная плашка 9. Характерная особен-

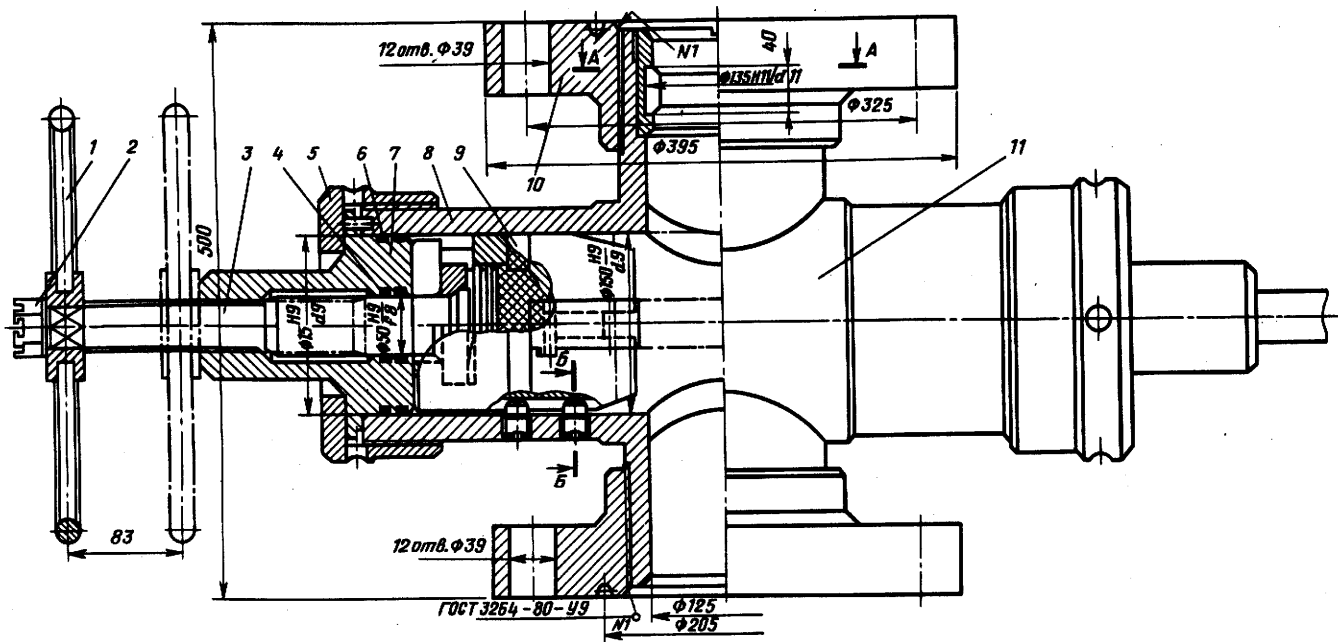


Рис. 5.25. Плашечный превентор

ность превентора — головка штока через специальный подпятник воздействует непосредственно на резиновый элемент плашки, обеспечивая надежную герметизацию при закрытии превентора.

Превентор комплектуется трубными плашками под трубы диаметрами 33, 42, 48, 60, 73 и 80 мм, а также глухими плашками.

Для предупреждения поворота плашки при закрытии превентора в корпусе с обоих концов вставлены штифты, которые входят в соответствующие пазы плашкодержателей.

Малогобаритными превенторами ППМ 125x250 оборудуют устье при разбуривании цементных стаканов бурильными трубами диаметрами 73 и 89 мм, а также при растеплении скважин с помощью насосно-компрессорных труб. Использование превенторов обеспечивает надежность и удобство в эксплуатации.

5.6. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН ПРИ ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯХ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНАХ

Ликвидация проявлений. Во время бурения давление циркулирующего раствора должно превышать пластовое. При нарушении этого равновесия возникает приток пластового флюида, который должен быть своевременно обнаружен и приняты меры по его прекращению. После закрытия превентора проводят операции по восстановлению равновесия в скважине и удалении пачки пластового флюида, поступившего в скважину.

Если в скважину поступила пачка газа, равная по объему вытесненной жидкости, то при промывке газ будет подниматься вверх по затрубному пространству, увеличиваясь в объеме по мере уменьшения высоты столба бурового раствора над газовой пачкой. Когда давление бурового раствора станет меньше давления газа, произойдет выброс оставшегося над газовой пачкой раствора с резким снижением давления в скважине.

Для предотвращения перехода проявления в открытое фонтанирование вымыв пластовых флюидов из скважины осуществляют так, чтобы забойное давление в течение всего процесса циркуляции было постоянным и превышало пластовое.

В соответствии с существующими методиками глушения скважин при газонефтепроявлениях (Методика Миннефтепрома СССР, составленная Ю.Г. Терентьевым, А.К. Куксовым и др., 1979 г.) основные предпосылки для успешной ликвидации проявлений — своевременное выявление начала нефтегазопроявления, быстрое и правильное закрытие противовыбросового оборудования. Методика предназначена для глушения скважин при спущенной колонне труб.

Определение вида флюида. В тех случаях, когда неизвестно, какой флюид поступил из пласта в скважину, определяют его вид. Это необходимо для правильного выбора способа глушения. Определить вид флюида можно по его плотности.

Если известное давление в бурильных трубах при закрытой скважи-

не $\rho_{из.т}$ и в затрубном пространстве $\rho_{из.к}$, объем поступившего в скважину в затрубное пространство флюида v_0 , то плотность пластового флюида

$$\rho_{ф} = \rho_{н} - \frac{\rho_{из.к} - \rho_{из.т}}{0,1z}, \quad (5.2)$$

где $\rho_{н}$ — плотность бурового раствора перед проявлением; z — высота столба флюида в затрубном пространстве, определяемая отношением объема поступившего флюида v_0 к объему 1 м затрубного пространства q .

Если полученное по формуле (5.2) значение плотности флюида равно $\rho_{ф} = 1,08 \div 1,2 \text{ г/см}^3$, то флюид — пластовая вода, а если $\rho < 0,36 \text{ г/см}^3$, то флюид — газ. Плотность нефти занимает промежуточное значение.

Попавший в скважину газ постоянно всплывает в буровом растворе по затрубному пространству со скоростью около 300 м/ч.

При полностью закрытой скважине газ достигает поверхности без расширения и на устье возникает давление несколько меньшее пластового p (за счет деформации колонны, сжимаемости бурового раствора и др.).

В результате этого забойное давление при достижении газовой пачкой устья может почти удвоиться, т.е. к гидростатическому давлению столба бурового раствора добавится пластовое давление. В этом случае возникает реальная опасность гидроразрыва пород в скважине. Поэтому при закрытой скважине нельзя допускать всплытия газовой пачки без регулирования ее объема, т.е. давление в затрубном пространстве необходимо поддерживать таким, чтобы забойное оставалось постоянным.

Методы контроля давлений. Глушение скважины при проявлениях осуществляется вымывом на поверхность поступивших из пласта флюидов во время циркуляции и заполнением скважины буровым раствором, плотность которого обеспечивает превышение гидростатического давления над пластовым. При проведении этой операции необходимо, чтобы давление на проявляющий пласт поддерживалось выше пластового. Для этого нужно знать забойное давление в течение всего процесса глушения.

При первом методе по заранее рассчитанной программе с помощью дросселя изменяют избыточное давление в колонне таким образом, чтобы обеспечить постоянство забойного давления. Преимущество метода заключается в том, что, зная ожидаемые давления в кольцевом пространстве, можно подготовиться к управлению ими, а недостаток — точную кривую противодействия невозможно построить из-за многочисленных помех (непостоянство формы кольцевого пространства, изменение условий среды по мере подъема флюида с забоя скважины и др.).

Второй метод контроля основан на том, что любое изменение давления или плотности флюида в затрубном пространстве отражается на давлении в буровых трубах. Условия применения этого метода следующие:

щие: постоянство производительности буровых насосов и плотности закачиваемого в бурильные трубы бурового раствора. Если при циркуляции с постоянной подачей насосов изменится плотность флюида в затрубном пространстве, то это отразится на давлении насосов. В данном случае с помощью дросселя на манифольде противовыбросового оборудования необходимо восстановить начальное давление в бурильных трубах.

Итак, если при постоянной подаче буровых насосов поддерживать постоянное давление в бурильных трубах регулированием избыточного давления в обсадной колонне дросселированием, то в процессе всего глушения скважины забойное давление будет постоянным. Этот метод позволяет не только контролировать забойное давление, но и управлять им при вымыве пластовых флюидов, замене раствора в скважине более тяжелым и др.

Если по каким-то причинам невозможно приступить к вымыву газа на поверхность после закрытия скважины, то необходимо регулировать давление в затрубном пространстве, давая возможность газовой пачке расширяться, но при этом забойное давление должно быть постоянным. Это условие соответствует постоянству давления в бурильном инструменте.

В процессе циркуляции и вымыва газовой пачки на поверхность происходит увеличение ее длины и снижение гидростатического давления, для компенсации которого необходимо создавать противодействие. Однако для того, чтобы не допустить переноса забойного давления к устью, газу нужно дать возможность расширяться, сохранив при этом величину забойного давления. Итак, давление в затрубном пространстве при вымыве газовой пачки не должно оставаться постоянным, оно должно увеличиваться по мере приближения газа к поверхности.

Метод уравновешенного пластового давления. Данный метод заключается в том, что на протяжении всего процесса глушения поддерживают постоянное забойное давление, несколько превышающее пластовое. Существуют четыре способа глушения скважины.

1. Способ "непрерывного глушения скважины".

При этом способе скважину начинают глушить сразу после ее закрытия при непрерывном утяжелении бурового раствора, т.е. совмещают процесс вымыва пластового флюида с повышением плотности бурового раствора до значения, необходимого для ликвидации притока из пласта. Преимущество этого способа — минимальное время нахождения устьевого оборудования под давлением, низкие давления в обсадной колонне при глушении.

При глушении скважины этим способом выполняют следующие операции, входящие в специальный документ — рабочую карту. В рабочую карту сначала заносят предварительную общую информацию для всех способов глушения, а именно: диаметр скважины и обсадной колонны; глубина спуска обсадной колонны; давление последней опрессовки обсадной колонны; давление на выкиде насоса; производительность на-

сосов; объем бурильных труб; допустимое давление в колонне, равное 80 % давления последней опрессовки; допустимое давление в колонне, исходя из предотвращения гидроразрыва пластов.

Первая операция. Остановить насосы и закрыть скважину для стабилизации давления. В случае увеличения давления выше допустимого промыть скважину при максимально допустимом давлении, применяя метод "ступенчатого глушения скважины". После стабилизации давлений записать максимальные значения давлений в бурильных трубах $p_{из.т}$ и в обсадной колонне $p_{из.к}$, плотность бурового раствора в бурильных трубах ρ_n , длину бурильной колонны H , объем проявления V_0 (увеличение объема бурового раствора в емкостях) до закрытия скважины.

Вторая операция. Рассчитать следующие параметры:

а) плотность бурового раствора, необходимого для ликвидации проявления,

$$\rho_k = \rho_n + \frac{10 p_{из.т}}{H} + \Delta p; \quad (5.3)$$

б) величину гидравлических сопротивлений $p''_{г.с}$ при выбранной постоянной производительности насосов Q_2 .

Если выбранная производительность насосов во время глушения будет такой же, как до проявления ($Q_2 = Q_1$), то величина гидравлических сопротивлений берется по данным бурения.

В противном случае

$$p''_{г.с} = 1,1 p_{г.с} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2; \quad (5.4)$$

в) начальное давление глушения скважины

$$p_n = p''_{г.с} + p_{из.т} + 0,5 \div 1,0; \quad (5.5)$$

г) конечное давление глушения скважины

$$p_k = p_{г.с}. \quad (5.6)$$

Третья операция. Открыть отводы превентора через дроссели в желоба, линию на дегазатор или сепаратор; включить насос, постепенно увеличив производительность до выбранного значения. Отрегулировать степень открытия дросселя так, чтобы давление в бурильных трубах стало равным значению p_n , подсчитанному во второй операции. Поддерживать циркуляцию с постоянной производительностью и давлением в бурильных трубах. Если давление в нагнетательной линии становится выше p_n , необходимо приоткрыть дроссель, если уменьшится — прикрыть.

Четвертая операция. Начать утяжеление бурового раствора, закачиваемого в скважину.

Пятая операция. По мере утяжеления и закачивания бурового раствора в бурильные трубы строить график снижения давления нагне-

тания от ρ_n до ρ_k . Регулярно следить за повышением плотности бурового раствора. Своевременно по мере роста плотности бурового раствора снижать давление нагнетания от ρ_n до ρ_k .

Шестая операция. Продолжить циркуляцию раствора с постоянным давлением ρ_k в бурильных трубах при постоянных значениях производительности насосов и плотности бурового раствора ρ_k . Если давление в бурильных трубах снижается, то прикрывать дроссель, а если повышается — приоткрывать.

Седьмая операция. После того, как из скважины начнет поступать буровой раствор плотностью ρ_k , снизить избыточное давление перед дросселем. Остановить насосы и проверить, нет ли перетока бурового раствора из скважины. Если из нее продолжает поступать раствор, то вновь закрыть скважину и проверить, не увеличивается ли давление в колонне или в бурильных трубах. Если давление не растет, то открыть превенторы и промыть скважину с полной подачей насосов и окончательным выравниванием плотности бурового раствора.

При наличии давления в бурильных трубах операции по глушению скважины повторить с вновь пересчитанной плотностью бурового раствора.

2. Способ "ожидания и утяжеления".

При этом способе после закрытия скважины надо предварительно утяжелить буровой раствор в запасных емкостях до требуемой плотности, а затем провести глушение. Недостатки этого способа следующие: отсутствие циркуляции в течение всего периода утяжеления бурового раствора, большое избыточное давление на устье из-за всплытия газовой пачки.

3. Способ "двухстадийного глушения скважин".

Сначала промывают скважину с противодавлением на устье и вымывают пластовой флюид, затем останавливают циркуляцию, увеличивают плотность бурового раствора в запасных емкостях и глушат скважину. Недостатки этого способа — в колонне создают наибольшие давления, скважину оставляют без циркуляции на период утяжеления бурового раствора. В рабочую карту "двухстадийного глушения скважин" входят следующие операции.

В рабочую карту заносят предварительную информацию, аналогичную по содержанию предварительной карте "непрерывного глушения".

Первая операция. Остановить насосы и закрыть скважину для стабилизации. В случае роста давления выше допустимого необходимо промыть скважину с максимально допустимым противодавлением в колонне и использовать "метод ступенчатого глушения скважины". После стабилизации давления в закрытой скважине записать следующие максимальные значения: давление в трубах $\rho_{из.т}$; давление в обсадной колонне $\rho_{из.к}$; плотность бурового раствора в бурильных трубах ρ_n , длина бурильной колонны H ; объем проявления V_0 .

Вторая операция. Открыть отводы превентора через штуцеры в

желоба на дегазатор или сепаратор. Одновременно включить насосы, записать число двойных ходов насоса в минуту, далее отрегулировать степень открытия дросселей так, чтобы давление в обсадной колонне превышало давление до начала циркуляции на 0,5–1,0 МПа.

Третья операция. Вести циркуляцию с поддержанием постоянной производительности насосов и постоянным давлением в нагнетательной линии изменением степени открытия дросселя.

Четвертая операция. После вымыва из скважины пластовых флюидов — газа, нефти, воды — остановить насосы и закрыть скважину, при этом давление в бурильной и обсадной колонне должны быть одинаковыми и равняться первоначальному избыточному давлению в бурильной колонне $p_{из.т}$.

Пятая операция. Определить требуемую для глушения скважины плотность бурового раствора по формуле (5.3).

Шестая операция. Утяжелить имеющийся в емкостях буровой раствор в объеме, равном 1,2–1,5 объема скважины.

Если есть возможность, необходимо совместить шестую и третью операции.

Седьмая операция. Вновь открыть отводы превентора через дроссели в желобную систему. Одновременно включить насосы, довести расход бурового раствора до постоянного значения. Отрегулировать систему открытия дросселя с таким расчетом, чтобы давление в обсадной колонне превышало давление до начала циркуляции на 0,5–1 МПа, при этом записать давление в бурильных трубах p_n .

Восьмая операция. Закачать утяжеленный буровой раствор при постоянном давлении в колонне. Давление в бурильных трубах при этом будет снижаться. Зафиксировать значение давления в бурильных трубах в тот момент, когда они будут полностью заполнены утяжеленным буровым раствором (p_k).

Девятая операция. Заглушить проявление при постоянных подаче насоса и давлении p_k в бурильных трубах. С этой целью необходимо давление перед дросселем постепенно уменьшать.

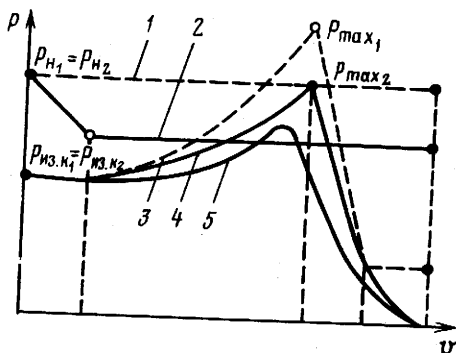
Десятая операция. При поступлении из скважины бурового раствора плотностью ρ_k снизить давление перед дросселем. Остановить насосы. Если из скважины нет перелива бурового раствора, открыть превенторы и промыть скважину с максимальной производительностью насосов.

Способ "двухстадийный, растянутый". Скважину промывают с противодавлением для очистки бурового раствора от пластовых флюидов, а затем, продолжая циркуляцию, постепенно увеличивают плотность бурового раствора. Этот способ используют редко, так как он обладает недостатками трех предыдущих способов.

На рис. 5.26 представлен график изменения давлений при "непрерывном" и "двухстадийном" глушении скважины.

Кривые 1 и 3 — изменение давлений в бурильных трубах и обсадной

Рис. 5.26. График изменения давления при глушении скважины



колонне при использовании способа "двухстадийного глушения".

Кривые 2 и 4 — изменение давлений в буровых трубах и обсадной колонне при использовании способа "непрерывного глушения". Начальные давления в буровых трубах и обсадной колонне для обоих способов одинаковы, т.е. $P_{H1} = P_{H2}$ и $P_{из.к1} = P_{из.к2}$; V — объем закачиваемого раствора. Максимальные давления в колонне P_{max1} при "двухстадийном", P_{max2} при "непрерывном" способах.

Кривая 5 — фактическое изменение давлений в обсадной колонне при использовании способа "непрерывного глушения".

Метод ступенчатого глушения скважины. Этот метод используют в тех случаях, когда в процессе глушения давление в колонне начинает превышать максимально допустимое для данной колонны или гидроразрыва пород ниже башмака колонны. В этих случаях дроссель приоткрывают и циркуляцию продолжают с максимально допустимым давлением перед дросселем. Одновременно нарушается равновесие в скважине — забойное давление становится ниже пластового и флюид вновь поступает в скважину. Но так как пик давления в колонне обычно кратковременный, то при снижении давления дроссель вновь прикрывают до следующего пика давлений, который бывает слабее первого. Одновременно утяжеляют буровой раствор и скважина освобождается от пластовых флюидов.

В это время равновесие в скважине не установлено, но приток флюидов из пласта ограничен и продолжится до тех пор, пока сумма гидростатического давления столба утяжеленного бурового раствора, гидравлического сопротивления в затрубном пространстве и противодействия в колонне не станет равной пластовому давлению. Во время циркуляции регулируют плотность бурового раствора за счет утяжеления, гидравлические сопротивления за счет увеличения производительности насосов.

Рабочая карта "ступенчатого глушения скважины" состоит из девяти операций.

Первая операция. Остановить насосы, закрыть скважину для стабилизации давления (последнее не должно превышать максимально до-

пустимое). Включить насосы и пустить циркуляцию через дроссель. Создать наибольшее давление в колонне, не превышающее максимально допустимое.

Вторая операция. Записать значение гидравлических сопротивлений $\rho''_{г.с}$ при выбранной производительности насосов Q_2 .

Третья операция. Приступить к интенсивному утяжелению бурового раствора до значения, необходимого для глушения скважины. Плотность выбирать из опыта бурения скважины на данной площади и с учетом интенсивности проявления, т.е. чем проявление интенсивнее, тем большую плотность необходимо выбирать.

Четвертая операция. Построить график изменения давления в бурительных трубах по мере увеличения плотности от ρ_n до ρ_k и объема его закачивания в скважину.

Пятая операция. По мере утяжеления бурового раствора в бланке изменения давления нагнетания необходимо вести записи новой плотности и объема закачанного в скважину бурового раствора, в соответствии с чем изменяется давление нагнетания от ρ_n до ρ_k по мере заполнения труб утяжеленным раствором.

Шестая операция. Продолжить закачивать утяжеленный раствор в скважину. После заполнения внутреннего объема бурительных труб утяжеленным буровым раствором остановить циркуляцию и закрыть скважину. Если давление в межтрубном пространстве не превышает максимально допустимого и давление в бурительных трубах отсутствует, то продолжить работы по выбранному плану, а если в бурительных трубах избыточное давление, то необходимо пересчитать плотность бурового раствора и дальше глушение провести "методом уравновешенного давления".

В случае, если давление в обсадной колонне сталей выше максимально допустимого, то надо вновь открыть отвод и через дроссель продолжить глушение скважины.

Седьмая операция. Если при закачивании бурового раствора давление в трубах резко снизится, а в колонне возрастет, то значит забойное давление уменьшилось из-за все большего снижения средней плотности среды в межтрубном пространстве. В этом случае необходимо повысить плотность раствора, увеличить его подачу и частоту вращения дизелей, включить второй насос.

Если давление нагнетания сначала растет, а затем начинает интенсивно падать, так как приходится приоткрывать дроссель из-за роста $\rho_{из.к}$, то это значит, что газовая пачка подходит к устью скважины. В этом случае следует увеличить подачу насосов и при необходимости приоткрыть дроссель, поддерживая максимально допустимое давление в колонне.

Восьмая операция. После выхода газовой пачки уменьшить подачу насосов до первоначальной, прикрыть дроссель до максимально допустимого давления в колонне и определить давление нагнетания. Если оно больше давления нагнетания, которое было до выпуска газовой пачки, то операцию следует продолжить, не меняя ρ_k .

Девятая операция. Если давление нагнетания после первой стадии снизилось, то необходимо увеличить плотность бурового раствора и подачу насосов. Затем все операции повторить.

Глушение открытого фонтана. В тех случаях, когда в скважине нет колонны бурильных или насосно-компрессорных труб или ее длина мала, а прочность обсадной колонны достаточна, открытый фонтан глушат прямой закачкой жидкости с устья.

В случае глушения газового фонтана Е.Г. Леоновым выведена следующая формула для давления на устье:

$$p_y = \frac{\lambda \rho v^3}{2d_2} t - \rho g v t + p_3, \quad (5.7)$$

где p_y — давление нагнетания жидкости в скважину; ρ — плотность жидкости; v — скорость движения жидкости в колонне; d_2 — гидравлический диаметр; t — время с начала закачки жидкости; p_3 — забойное давление.

При неустановившемся притоке газа из пласта в закрытую скважину

$$p_3 = \sqrt{a + \beta \ln t}, \quad (5.8)$$

$$a = p_n^2 + \beta \ln \frac{2,25\chi}{r_c} + bQ_0^2, \quad (5.9)$$

$$\beta = \frac{Q_0 \mu p_0}{2\pi k_n H}; \quad (5.10)$$

p_n — пластовое давление; χ — пьезопроводность пласта; r_c — радиус скважины; b — фильтрационный коэффициент; Q_0 — дебит газа; μ — динамическая вязкость газа; p_0 — атмосферное давление; k_n — проницаемость газового пласта; H — мощность пласта.

Для каждого конкретного случая открытого газового фонтана можно построить по формулам (5.7) — (5.10) зависимости давления на устье от расхода и плотности задавочной жидкости и выбрать режим глушения скважины. Кривые 1–4 (рис. 5.27) построены по формуле (5.7) для разных расходов Q в задавочной жидкости, причем кривая 1 соответствует минимальному расходу, а кривая 4 — максимальному, т.е. $Q_1 < Q_2 < Q_3 < Q_4$. Чем больше расход задавочной жидкости, тем быстрее и при меньших давлениях будет заглушен газовый фонтан.

Если прямая закачка задавочной жидкости невозможна из-за опасности разрушения обсадной колонны или гидроразрыва пласта, то скважину заполняют жидкостью через принудительно спущенные насосно-компрессорные или обсадные трубы. С этой целью на устье устанавливают противовыбросовое оборудование, увеличивают число выкидных линий для уменьшения устьевого давления. После отвода газа и нефти по выкидным линиям закрывают глухие плашки превентора, находящиеся в нижнем корпусе (рис. 5.28).

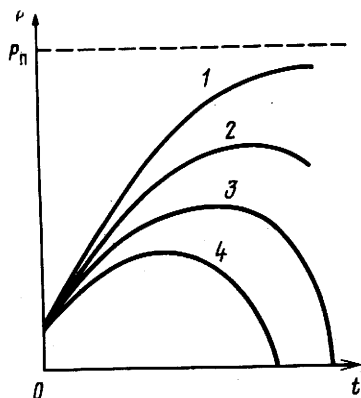


Рис. 5.27. Зависимость давления на устье от времени при разных расходах жидкости в процессе глушения фонтана

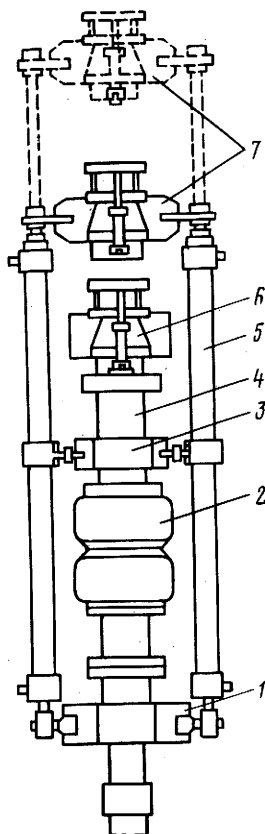
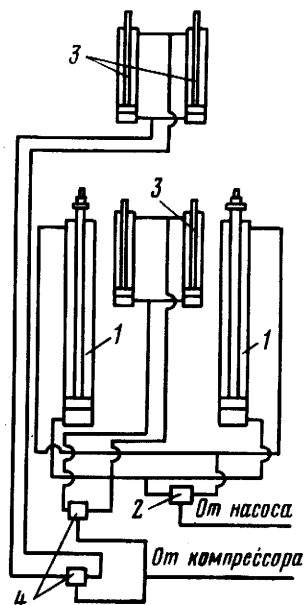


Рис. 5.28. Оборудование устья скважины для спуска труб под давлением

На верхнем корпусе превентора 2 с трубными плашками монтируют двухфланцевую катушку 4 с герметизаторами, аналогичными герметизаторам вращающегося превентора, а сверху на нее устанавливают нижнюю шлицевую катушку 6. На обсадной колонне устанавливают нижний хомут 1, к которому присоединяют гидроцилиндры 5. Второй хомут 3 устанавливают на герметизирующей катушке. Верхняя подвижная шлицевая катушка 7 соединяется со штоками гидроцилиндров.

Штоки гидравлических цилиндров (рис. 5.29) приводятся в движение насосом через систему трубопроводов и распределительное устройство. Штоки гидроцилиндров 1 попеременно перемещаются вверх и вниз переключением крана на пульте гидроуправления 2. Для подъема штоков масло через трубопроводы подается в нижнюю часть гидроцилиндров, для опускания — в верхнюю. Четыре пневмоцилиндра 3 служат для подъема и спуска плашек в верхней и нижней шлицевых катушках. Воздух в пневмоцилиндры подается системой трубопроводов и с помощью кранов переключения 4.

Рис. 5.29. Схема гидравлического механизма для спуска труб под давлением



Во время принудительного спуска верхняя подвижная катушка захватывает плашками трубу и опускает ее вниз. В это время плашки неподвижной шлицевой катушки под действием сжатого воздуха утоплены. После спуска трубы переключением крана на воздушной линии плашки нижней катушки захватывают трубу и удерживают ее от выталкивания давлением из скважины. Плашки подвижной катушки переключением второго крана выходят из зацепления с трубой, катушка поднимается и операция повторяется.

Внутреннее пространство спускаемых труб герметизируется с помощью диафрагмы или поршня со срезаемыми шпильками, устанавливаемого в нижней трубе. Шлицевые катушки изготовлены разборными, что позволяет легко менять плашки без демонтажа катушки.

5.7. ПРИМЕРЫ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

Пример 1. В скв. 474 Ен-Яхинской площади объединения Уренгой-нефтегазгеология на глубину 395 м был спущен и зацементирован до устья кондуктор диаметром 324 мм. Устье оборудовано превенторной установкой 307x320. При достижении глубины скважины 1390 м после комплекса геофизических работ и проработки ствола скважины приступили к спуску 219-мм промежуточной колонны. После спуска 1058 м труб выход бурового раствора по желобам прекратился. Во время подготовки к промывке скважины начался выброс бурового раствора из труб, затем газа, который воспламенился. Через 30 мин вышка упала.

В соответствии с утвержденным планом аварийных работ для создания запаса воды взорвали котлован на расстоянии 400—450 м в районе мелководного озера. Затем установили водопадающие средства и шесть лафетных пожарных стволов для защиты людей и техники от тепловой радиации. Пожар намечалось потушить с помощью взрыва, но внезапный сильный выброс породы прекратил горение фонтанной струи.

Конструкции упавшей вышки и бурильный инструмент оттащили с устья. В верхнем превенторе сменили плашки и герметизировали затрубное пространство. Затем ручной ножовкой надрезали верхнюю 219-мм трубу под муфтой и потом ее отломали и сбросили с устья. На конец трубы с помощью винтового натаскивателя установили самоуплотняющуюся клиновую головку. С помощью шарнирного натаскивателя навели на базовый фланец превенторную установку с крестовиной. Натаскиватели подняли в вертикальное положение и удержали так двумя ручными лебедками. После закрытия превентора в скважину закачали воду, буровой раствор.

Пример 2. Скв. 591 Уренгойской площади объединения Уренгой-нефтегазгеология перебуривалась вторым стволом из-под 219-мм промежуточной колонны, спущенной на глубину 1283 м и зацементированной с подъемом цемента до устья.

Когда глубина второго ствола достигла 2517 м, вышли из строя электростанции. В скважине находилось 500 м бурильных труб с турбобуром, но герметизировать устье на период простоя было невозможно из-за замораживания превентора. Буровой раствор в емкостях замерз и скважину доливали водой. Через шесть суток простоя вода кончилась. Из скважины возникли выбросы, перешедшие в открытый газодводяной фонтан с последующим воспламенением. Бурильный инструмент выбросило из скважины, буровая установка сгорела.

После оттаскивания сгоревшего оборудования и освобождения устья пожар потушили. К превенторной установке подсоединили новый гидравлический пульт управления. Закрыли глухие плашки, но полной герметизации устья не достигли, поэтому закрыли универсальный превентор. Сверху на последний дополнительно установили задвижку, затем в скважину закачали раствор.

Пример 3. Скв. 129 Салымской площади Правдинской нефтеразведочной экспедиции имела следующую конструкцию; кондуктор диаметром 245 мм, спущенный на глубину 350 м; цемент поднят до устья; обсадная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2851 м, цемент поднят до устья.

На устье смонтирована превенторная установка ОП2Г-230х350. При вскрытии продуктивного горизонта баженновской свиты с аномально высоким пластовым давлением на глубине 2892 м начался выброс бурового раствора. При закрытии превентора возникли пропуски во фланцевом соединении между переходной катушкой и крестовиной превентора. Буровая была остановлена. Скважина перешла на работу нефтью и газом по двум выкидным линиям превентора и через негер-

метичное фланцевое соединение с дебитом нефти около 1500 м^3 в сутки и давлением на устье 5 МПа.

На заседании штаба по ликвидации фонтана был принят следующий план работ.

1. Очистить устье и прилегающую территорию от нефти.

2. Подготовить цементировочные агрегаты и емкости для заготовки бурового раствора плотностью $1,75 \text{ г/см}^3$.

3. Проложить трубопровод для закачки воды и бурового раствора через бурильный инструмент.

4. Провести трубопровод для подачи бурового раствора с буровой в емкости шламовым насосом.

5. Подготовить тампон и установить трубу с ним на аварийный отвод превентора.

6. Установить тампон, допуская давление на устье не более 20 МПа.

Для подачи воды установили мотопомпу в отдалении от буровой. Воду качали из реки из-под слоя нефти толщиной 20—30 см. Обвязали два цементировочных агрегата с манифольдной линией буровой установки. После очистки устья от нефти под буровой были замечены пропуски газа под манометром, установленным на колонной головке. Открыли задвижку на колонной головке и убедились, что пропуски незначительные.

Одновременно из бурильных труб был собран трубопровод для перекачки раствора с буровой в емкости, установленные на безопасном расстоянии от скважины. При перемене ветра и отсутствии загазованности у мерников из них было перекачено в емкости 100 м^3 раствора. В связи с большим давлением нагнетания раствора в скважину решили исключить из нагнетательной линии буровой шланг. С этой целью отвернули ведущую трубу над обратным клапаном и соединили с бурильным инструментом трубами цементировочного агрегата.

После неоднократной установки тампонов путем их выдавливания через отвод превентора в скважину удалось лишь немного снизить интенсивность утечки нефти через фланцевое соединение между переходной катушкой и крестовиной превентора. Закачку бурового раствора в бурильные трубы начали при одновременном регулировании давления в затрубном пространстве с помощью штуцера на рабочем отводе превентора. Однако после закачки 12 м^3 бурового раствора изменений в работе фонтана не было. Во время всех аварийных работ на устье проводили прикрытие водой людей и смыв нефти с путей подхода к фонтану.

Штабом было принято решение провести следующие операции.

1. Изготовить и установить разъемный хомут на негерметичном фланцевом соединении.

2. Просверлить замковую муфту бурильного инструмента диаметром 89 мм под обратным клапаном.

3. Установить задвижку с фланцем под манометр на задвижку хомута для сверления и собрать отвод из насосно-компрессорных труб.

4. Прокачать буровой раствор в затрубье для определения целостности инструмента.

5. Провести тампонирующее пропускание в хомуте на фланцевом соединении.

6. Провести задавку фонтана по дополнительному плану.

После изготовления и доставки хомута на скважину его навели на фланец и закрыли. Пропуски уменьшились и подход к устью стал безопасным.

На муфте буровой трубы закрепили специально изготовленное устройство для сверления. Установили задвижку и присоединили устройство для сверления. После просверливания замка установили еще одну задвижку и собрали линию из насосно-компрессорных труб.

Затем установили тампон при полностью закрытом отводе превентора (при этом скважина работала через трубный отвод). Пропуски нефти на устье через фланцевое соединение почти полностью прекратились. Для определения целостности буровых труб закачали раствор в затрубье при полностью открытом отводе на трубах. После закачки 2—3 м³ бурового раствора он появился в струе фонтана из труб, что свидетельствовало о негерметичности или обрыве буровых труб на глубине 200 м.

Было принято решение задавить скважину прямой закачкой на поглощение буровым раствором увеличенной до 1,85 г/см³ плотностью.

Во избежание выталкивания буровых труб из скважины их закрепили тросами. Закрыли все отводы, давление поднялось до 21,5 МПа, но появились пропуски нефти в хомуте на буровом инструменте. Эти пропуски устранили закачкой тампона. После этого в скважину закачали буровой раствор.

Пример 4. Скв. 564 Каменной площади объединения Хантымансийскнефтегазгеология была обсажена кондуктором диаметром 219 мм на глубину 355 м. Цемент был поднят до устья.

При достижении проектной глубины 2550 м начали спуск испытателя пластов. Когда он был спущен на глубину 2310 м, произошла разгерметизация бурового инструмента и уровень раствора в затрубном пространстве снизился. Буровые трубы спустили до забоя, открыли клапан, промыли скважину в течение 45 мин и приступили к подъему труб. На 47-й свече было обнаружено смятие трубы, которую заменили и попытались промыть, но восстановить циркуляцию не удалось. Подъем продолжили с "сифоном". После подъема 62 свечей начался выброс раствора из труб. Обратный клапан наверху не смогли. Выброс бурового раствора уменьшился, а затем прекратился. Циркуляцию восстановить не удалось, так как скважина поглощала раствор, а при остановке насоса давление в трубах поднялось до 7,5 МПа.

Тогда решили обработать скважину через буровые трубы, ведущую трубу, шланг, стояк и трубопровод из насосно-компрессорных труб. В процессе обработки скважины произошел разрыв бурового шланга и газонефтяная струя воспламенилась. Буровое оборудование

вышло из строя, а скважина фонтанировала через вертлюг, который лежал на земле.

Для ликвидации аварии через отвод превентора в затрубье закачали цементный раствор с целью его надежной герметизации. Затем в ведущей трубе с помощью сверлящего устройства просверлили три отверстия диаметром 48 мм. В верхнее отверстие вставили ограничительный палец. Участок ведущей трубы между верхним и средним отверстием затамповали капроновыми шарами и стружкой. Через нижнее отверстие скважину заполнили водой, буровым раствором и установили цементный мост.

Пример 5. Поисковая скв. 11 Соленинской площади треста Норильскнефтегазгеология была заложена для поисков залежей углеводородного сырья в юрских отложениях. Кондуктор диаметром 325 мм спущен на глубину 403 м, а промежуточная колонна диаметром 219 мм — на 1189 м.

Во время дальнейшего бурения в интервале 2721–2741 м отметили снижение плотности бурового раствора с 1,24–1,28 до 1,20–1,18 г/см³. После спуска турбодолота для отбора керна во время восстановления циркуляции начались интенсивные газопроявления в виде периодических выбросов разгазированного бурового раствора. После закрытия трубных плашек циркуляция производилась через выкид превентора и штуцер диаметром 22 мм. Раствор дегазировался с помощью фрезерно-струйной мельницы. Плотность раствора при выходе из скважины была 1,1–1,15 г/см³, а после фрезерно-струйной мельницы увеличивалась до 1,16–1,17 г/см³. В циркулирующий раствор из запасных емкостей добавляли раствор плотностью 1,26 г/см³. После стабилизации плотности раствора при остановленной циркуляции перелива из скважины не было.

Бурильные трубы подняли и, сменив турбодолото на турбобур, опустили снова на забой. Через 30 мин после начала бурения при забое 2747 м из скважины начались выбросы раствора до палатей верхового рабочего. Бурильные трубы приподняли над забоем на 5 м и закрыли превентор.

Несмотря на дегазацию раствора через фрезерно-струйную мельницу, плотность уменьшилась с 1,17 до 1,09 г/см³, а затем после трехсуточной промывки скважины через штуцер и фрезерно-струйную мельницу плотность снизилась до 1,02–1,03 г/см³. При этом давление перед штуцером было 3–4 МПа. После приготовления бурового раствора плотностью 1,35–1,40 г/см³ и его закачки в скважину была открыта выкидная задвижка манифольда. Из бурильного инструмента начал поступать буровой раствор плотностью 1,22–1,30 г/см³. Давление в манифольде при этом было 6–7 МПа, а в затрубном пространстве 2 МПа. При дальнейшей промывке плотность выходящего из скважины раствора снизилась до 1,04 г/см³, а после дегазации вакуумным дегазатором ДВМ-2 она увеличилась до 1,18 г/см³. Таким образом, утяжеление бурового раствора до 1,35–1,40 г/см³ не дало результатов.

С целью снижения давления нагнетания и предотвращения промыва бурильного инструмента решили его торпедировать над турбобуром.

Для установки лубрикатора необходимо было отвинтить ведущую трубу. Открыли трубные плашки превентора, отвинтили ведущую трубу, но при повторном закрытии трубных плашек герметичности не достигли. Неоднократные попытки добиться герметичности при различных положениях инструмента оказались безрезультатными. Снова навинтили ведущую трубу с двумя обратными клапанами. После новых неудачных попыток решили отвинтить ведущую трубу, оставив обратный клапан на инструменте, однако она отвинтилась вместе с обратным клапаном. Дальнейшие попытки герметизировать устье были прекращены из-за усилившегося выброса раствора. Возник газодляной фонтан. Фонтанирование происходило между трубными плашками превентора и бурильной трубой, через бурильный инструмент, висевший на плашках превентора и выкиды превентора. Под фонтаном сняли ротор, верхний патрубок с желобом. С помощью тросовой оснастки установили дополнительно два плашечных и универсальный превенторы. Закрыли глухие плашки превентора. После этих операций фонтанирование продолжалось через выкиды превентора.

Для соединения с бурильным инструментом, висевшим на трубных плашках, изготовили укороченную трубу с хомутом, в которой труба могла вращаться. Укороченная труба (рис. 5.30) с обратным клапаном 1 была вставлена в универсальный превентор 3, который был затем закрыт. После открытия глухих плашек превентора 4 укороченную трубу

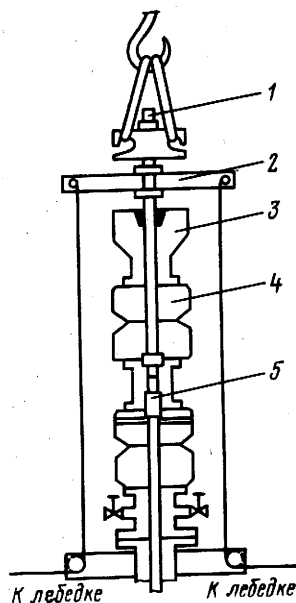


Рис. 5.30. Схема установки бурильной трубы при открытом фонтане

с помощью хомута 2 и тросовой оснастки ручными лебедками опустили вниз, а затем навинтили в замковую муфту 5 бурильных труб.

В процессе последующей циркуляции раствора через штуцер было установлено, что при плотности раствора $1,4 \text{ г/см}^3$ газопроявление прекратилось только когда давление перед штуцером достигает 8–9 МПа, но при этом раствор поглотился с интенсивностью более 10 м^3 за 1 ч.

При таком положении решили закачать цементный раствор в затрубное пространство. Во избежание засорения турбобура комками цемента цементирование осуществили обратной циркуляцией.

Пример 6. С целью получения достоверных данных о коллекторских свойствах продуктивных пластов на скв. 207 Уренгойской площади применили буровой раствор на углеводородной основе ниже башмака промежуточной обсадной колонны диаметром 219 мм, спущенной на глубину 2638 м. Предшествующие обсадные колонны: кондуктор 426 мм – 397 м и промежуточная колонна 324 x 299 мм – 1290 м.

После проведения комплекса геофизических работ бурильный инструмент спустили на глубину 3100 м. Во время промывки вышел из строя манифольд. После ремонта последнего снова приступили к промывке скважины. Через некоторое время начались выбросы раствора. Закрыли превентор, но поскольку плашки превентора диаметром 114 мм не соответствовали диаметру 127 мм верхней бурильной трубы, часть раствора с газом поступала через зазор между трубой и плашками. Попытка открыть гидравлическую задвижку на отводе превентора не удалась. Появились пропуски газа во фланцевом соединении крестовины превентора с задвижкой.

Ликвидировать газопроявление не удалось и возник открытый газонефтеконденсатный фонтан. Был составлен план ликвидации фонтана. Для предупреждения растекания нефти и попадания ее в ручей около буровой вырыли котлован под нефть. Одновременно нефть откачали в емкости для котельных установок. В это же время оттащили буровое оборудование (кроме вышечного блока). Была предпринята попытка восстановить циркуляцию через колонну бурильных труб. Для этого просверлили отверстие в переводнике между ведущей трубой и верхней бурильной трубой, но циркуляцию при давлении до 20 МПа восстановить не удалось.

Планом было предусмотрено отстрелить бурильный инструмент с помощью артиллерийского орудия и оттащить вышечный блок. После отстрела бурильного инструмента в промежутке от превентора до низа подоторной балки фонтан воспламенился, вышка упала. Под прикрытием водяных струй оборудование вышечного блока оттащили с устья. Затем произвели отстрел превенторной установки выстрелами по крестовине превентора. На устье осталась колонная головка и нижний фланец крестовины. Фонтан стал компактным. После снятия фланца была обнаружена негерметичность шва между 219-мм обсадной трубой и колонной головкой.

Верхняя труба бурильного инструмента самопроизвольно отвернулась и была выброшена из скважины.

С помощью бензореза колонную головку разрезали и сняли с устья. Тело 219-мм трубы на высоту 1,5 м было освобождено от наружных труб диаметром 426 и 324 мм. С помощью гидравлического натаскивателя при горящем фонтане была наведена компоновка превенторов с самоуплотняющейся клиновидной головкой. Глухие плашки превенторов закрыли и поток нефти и газа пустили по двум отводам. После подготовительных работ приступили к закачке воды в скважину на поглощение. При давлении 16 МПа произошел разрыв обсадной трубы диаметром 219 мм и возник фонтан из пространства между обсадными колоннами.

Приняли решение установить пакер между колоннами, однако после монтажа пакера и установки отбойной плиты самовоспламенение и превенторная установка вышла из строя.

Снова отстреляли превенторную установку. Вокруг устья вырыли котлован глубиной 2 м и на обсадную трубу диаметром 324 мм с помощью натаскивателя НГ-50 навели новую компоновку, состоящую из самоуплотняющейся шлицевой головки, крестовины, двух превенторов с глухими плашками и задвижки с переходной катушкой. Превенторы закрыли и фонтан стал управляемым.

Пример 7. Ствол скв. 9 Тамбейской площади объединения Ямал-нефтегазгеология был обсажен кондуктором диаметром 324 мм на 400 м и промежуточной 219-мм колонной на 1109 м.

При достижении 1802 м после подъема бурильного инструмента начался выброс бурового раствора, который заметили с опозданием. Закрытие плашек превентора привело к срыву резиновых уплотнений. Возник открытый фонтан, который воспламенился, вышка со свечами поднятого бурильного инструмента упала в сторону приемного моста.

После монтажа водоподающих средств и прокладки водоводов вышку и бурильные трубы оттащили, а лебедочный блок разрезали газорезкой и убрали с устья. С помощью тросовой оснастки превенторы сбросили с колонной головкой. Попытка потушить пожар с помощью водяных струй не удалась. При демонтаже сломанной колонной головки и пересечении фонтанной струи во время ее оттаскивания пламя было сожжено и пожар прекратился.

Для монтажа новой превенторной установки отрезали верхнюю часть кондуктора, освободив промежуточную колонну. Гидравлическим натаскивателем навели герметизирующую компоновку, состоящую из самоуплотняющейся клиновидной головки, крестовины, двух превенторов с глухими плашками, но в момент закрытия превенторов с плашек сорвались резиновые уплотнения. Сверху на превентор установили и закрыли задвижку. Глушение скважины осуществлялось закачкой воды, бурового и цементного растворов.

Пример 8. В скв. 6 Варьеганской площади Мегионской нефтеразве-

дочной экспедиции спустили промежуточную обсадную колонну диаметром 219 мм на 1890 м и кондуктор 324 мм на 339 м.

При бурении 1890–2059 м плотность бурового раствора постепенно снижалась с 1,2 до 1,1 г/см³. Во время подъема бурильного инструмента наблюдался "сифон" и периодический перелив бурового раствора. После подъема 69-й свечи был замечен интенсивный поток раствора по желобам. Навернуть обратный клапан и ведущую трубу и закрыть превентор не успели. Бурильный инструмент выбросило из скважины. Возник мощный газонефтяной фонтан, который воспламенился. Во время оттачивания упавшей вышки с бурильными трубами и основания вышко-лебедочного блока превенторная установка была сорвана с устья.

Пожар потушили с помощью двух газотурбинных установок и подачи воды с расходом 0,3 м³/с. Затем на верхнюю трубу кондуктора установили разъемный фланец. С помощью тросовой оснастки и крана КП-25 наводили герметизирующую компоновку, но из-за самовоспламенения фонтана пришлось тушить пожар повторно.

После установки превенторов, герметизирующей головки и шлипсовой катушки в скважину с помощью гидравлической установки спустили под давлением бурильные трубы и закачали буровой раствор.

ГЛАВА 6

ЛИКВИДАЦИЯ ФОНТАНОВ С КРАТЕРОМ НА УСТЬЕ

6.1. ПРИЧИНЫ РАЗРУШЕНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИН ПРИ АВАРИЙНОМ ФОНТАНИРОВАНИИ

Аварийное фонтанирование в некоторых случаях сопровождается прорывом газа за обсадными колоннами с образованием грифонов. В дальнейшем это быстро приводит к образованию глубокого провала у устья скважины (кратера).

Диаметр кратера, в зависимости от интенсивности фонтанирования, достигает 120–150 м. Если кратер заполняется водой, интенсивное перемешивание ее фонтанирующим газом быстро приводит к образованию пульпы плотностью до 1,8 г/см³ за счет размыва пород стен кратера.

Сильное "волнение" пульпы в кратере — причина размыва берегов и расширения кратера до диаметра 500–600 м.

Причины прорыва газа за колоннами и образования кратера можно разделить на геологические и технические.

К геологическим причинам относятся большие дебиты скважин; малая прочность пород продуктивных пластов, что позволяет выносить значительное количество абразивных частиц при открытом фонтанировании, и это приводит к быстрому нарушению целостности обсадной колонны;

наличие многолетнемерзлых пород и связанные с этим трудности при цементировании колонн; небольшая глубина залегания мощных газовых пластов.

Основными техническими причинами прорыва газа за колоннами могут быть низкое качество цементирования из-за эксцентричного расположения труб в скважине, некачественного цемента, больших каверн, недоподъема цементного раствора до проектных отметок, наличия многолетнемерзлых пород; негерметичность резьбовых соединений из-за плохого качества труб и нарушений при спуске и цементировании колонн; снижение прочности и герметичности колонн в результате проведения в них спуско-подъемных операций; неправильный выбор конструкции скважины; наличие в обсадной колонне колонны бурильных труб, что приводит к дополнительным завихрениям и быстрому абразивному износу; негерметичность за кондуктором из-за растепления многолетнемерзлых пород за цементным кольцом. Чаще всего к образованию крatera приводит сочетание нескольких причин.

6.2. МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ ФОНТАНОВ С КРАТЕРОМ НА УСТЬЕ, ПРИМЕНЯВШИЕСЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С 1979 по 1989 гг. в районе работ Главтюменьгеологии произошло 8 фонтанов с образованием кратера на устье.

1. Р-75 Бованенковская площадь. Из-за сильного обмерзания фонтана образовался снежно-ледяной конус диаметром 70 м и высотой 40 м. Начались заколонные проявления, грифоны. После наработки пульпы в кратере скважина заглохла. Для исключения межпластовых перетоков пробурена наклонно-направленная скважина. После проведения работ по изоляции ствола аварийной скважины бурение наклонно-направленной скважины продолжено для выполнения геологической задачи.

2. Р-210 Уренгойская площадь. Через шесть дней после начала фонтанирования образовались грифоны на расстоянии от 150 м до 1,5 км от устья. На устье образовался кратер. Было вынесено большое количество породы. Скважина прекратила работу после наработки пульпы плотностью 1,5 г/см³ в кратере. Для глушения скважины потребовалось залить в кратер более 1,5 млн м³ воды с учетом испарения ее в факеле, начальная высота которого была более 300 м. На расстоянии 0,5 км от устья Р-210 пробурена контрольная скважина. Межпластовых перетоков не обнаружено.

3. Р-72 Бованенковская площадь. После закрытия превентора давление поднялось до 15 МПа. Лопнул шланг от штуцерной батареи на дегазационную емкость, вышка обмерзла и упала. Инструмент выброшен из скважины. Через некоторое время из скважины начало выбрасывать остатки обсадной колонны со сквозными отверстиями от абразивного износа. Образовался кратер диаметром до 180 м. Скважина заглушена закачкой воды в кратер.

4. Р-107 Бованенковская площадь. При задавке произошел порыв

на устье и воспламенение. Дальнейшая картина — почти полное повторение Р-72 Бованенковской. Скважина заглушена закачкой воды в кратер.

5. Р-106 Новопортовская площадь. Через сутки после начала фонтанирования газом с водой замечено газопроявление за кондуктором. За несколько суток диаметр кратера увеличился до 130 м. После наработки пульпы плотностью $1,22 \text{ г/см}^3$ фонтанирование прекратилось.

6. Р-107 Ван-Еганская площадь. При задавке скважины после наведения герметизирующей компоновки началось газопроявление за кондуктором, которое привело к образованию кратера диаметром 80 м. Фонтан получен при испытании скважины трехколонной конструкции.

Авария ликвидирована с помощью наклонно-направленной скважины.

7. Р-118 Бованенковская площадь. Образование кратера началось сразу после возникновения фонтана. Прихваченная бурильная колонна оставлена в скважине, так как верхняя часть пласта перекрыта трубами, фонтанирование (газ с водой) проходило из нижней части пласта.

Через несколько суток начали образовываться многочисленные грифоны на расстоянии до 2,5 км от скважины. Газопроявление в кратере практически прекратилось, а мощные грифоны стабилизировались. Авария ликвидирована после бурения 24 разгрузочных и двух наклонно-направленных скважин. Для заводнения пласта в наклонно-направленные скважины закачано около 0,5 млн м^3 воды.

8. Р-55 Харасавэйская площадь. Кратер образовался через сутки после начала фонтанирования. Бурильную колонну из скважины не выбросило. Нарботка пульпы в кратере привела только к снижению интенсивности фонтанирования. Авария ликвидирована с помощью двух наклонно-направленных скважин. Первой скважиной, пробуренной в верхний продуктивный пласт, ликвидировано проявление за бурильным инструментом. Второй скважиной, впервые в Западной Сибири пробуренной с помощью электромагнитного наведения, проведено соединение с бурильными трубами и ликвидировано проявление из нижнего пласта.

Из восьми скважин, в которых при аварийном фонтанировании образовался кратер, пять прекратили фонтанирование при образовании пульпы в кратере. На трех скважинах для ликвидации аварии были пробурены наклонно-направленные скважины, так как после образования пульпы получено только снижение интенсивности работы скважины. Поэтому при образовании кратера первое, что необходимо сделать для глушения скважины — это заполнить кратер водой для образования пульпы. Практически это осуществлялось путем закачки воды в кратер мощными центробежными насосами или соединения кратера с близлежащим озером или ручьем путем разрушения перемычки между ними.

Во всех скважинах, для глушения которых потребовалось бурение наклонно-направленных скважин, был оставлен бурильный инструмент или эксплуатационная колонна. Это препятствовало проседанию пульпы на глубину, достаточную для задавливания скважины. Необходимо отметить, что во всех случаях прекращения фонтанирования при наработке

пульпы происходило снижение уровня жидкости в кратере от 2 до 6 м менее чем за сутки.

По представлениям авторов при фонтанировании в кратере происходит интенсивный размыв песчано-глинистых пород, за счет чего он постепенно углубляется и расширяется.

При увеличении диаметра скважины скорость истечения газа падает и не препятствует проникновению пульпы на все большую глубину.

При длительном, несколько суток, фонтанировании, в скважине образуется столб жидкости, давление которого выравнивается с давлением газа в стволе скважины. После этого поступление газа из пласта прекращается и происходит заполнение скважины пульпой. Снижение уровня в кратере в различных скважинах происходило быстро, менее суток, и после этого прекращалось. При этом для заполнения скважины, вероятно, с частичным поглощением, требовалось от 3 тыс. м³ пульпы (Р-107 Ван-Еганская площадь), до 25—30 тыс. м³ (Р-210 Уренгойская площадь).

6.3. ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ФОНТАНОВ

В Западной Сибири пробурены десятки тысяч эксплуатационных наклонно-направленных скважин.

Технология проводки таких скважин известна, поэтому остановимся только на особенностях проводки скважин для ликвидации аварий, а именно: проектирование строительства скважины; обеспечение гарантированной точности попадания.

Решение о бурении наклонно-направленной скважины принимается после заполнения кратера водой и продолжения фонтанирования в течение 3—5 сут. За это время штаб по ликвидации должен подготовить необходимые данные для проектирования.

1. Определить пласт, из которого происходит фонтанирование. В зависимости от изученности месторождения это делается по анализу газа, глубине аварийной скважины, цвету пламени, обстоятельствам аварии, составу флюида и т.п.

2. Определить дебит скважины.

3. Оценить возможности предприятия по быстрой доставке на скважину оборудования и материалов для бурения и задавки скважины. Провести предварительный экономический расчет нескольких вариантов задавки скважины в зависимости от длительности работ по закачке жидкости и количества необходимого оборудования.

4. На основании расчетов наметить конкретный буровой станок, который необходимо доставить на скважину и составить план работ по доставке остального оборудования и материалов.

5. Определить конкретное место установки станка для бурения скважины. При этом нужно учесть следующее:

а) расстояние между устьем скважины и кратером должно обеспечивать безопасность работ с учетом возможного расширения кратера;

б) для получения приемлемых зенитных углов при проводке скважины это расстояние должно быть наименьшим. На практике это составляет не более 500 м на 1000 м глубины скважины;

в) до источника водоснабжения должно быть наименьшее расстояние.

Это позволит эффективно использовать буровые насосы для задавки скважины в зимнее время;

г) при наличии грифонов намеченное место установки станка проверить на отсутствие газопроявлений бурением скважины малого диаметра на глубину спуска кондуктора.

Станок для бурения наклонно-направленной скважины можно монтировать на выбранном месте только при отсутствии непреодолимых газопроявлений. Если газопроявления есть, то необходимо проектировать разгрузочные скважины.

Все необходимые данные для строительства скважины выдаются непосредственному исполнителю работ по бурению, который должен руководить проектированием скважины.

Большое значение при проводке наклонно-направленных скважин имеет точное определение траектории ствола. С 1979 по 1989 гг. Главтюменьгеологией проведено пять скважин для ликвидации фонтанов. В четырех случаях определение траектории проводилось приборами КИТ-2. Во всех скважинах получен успешный результат. По расчетам расстояние от аварийного ствола составляло от 9 до 12 м и при этом получено полное поглощение промывочной жидкости. Катастрофическое поглощение и успешная задавка скважин свидетельствуют о хорошем соответствии замеров КИТ-2 с фактическими параметрами скважин.

При проводке скважин соблюдались следующие правила.

1. Перед началом бурения проводился отбор приборов тарировкой. Использовали только те приборы, у которых в нужном диапазоне отклонение по азимуту не превышало $\pm 2^\circ$, а по углу $0^\circ 15'$.

2. Приборы тарировали через каждые 3—4 сут.

3. Параметры кривизны замеряли двумя инклинометрами, а в расчетах брали среднюю арифметическую величину.

4. За время работ приборы не вывозили со скважины.

Успешное проведение работ приборами КИТ-2, которые имеют большие допуски по углу и азимуту, объясняется еще и тем, что аварийные скважины оказались вертикальными, а их глубина небольшой (600—1100 м).

6.4. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ МЕТОД НАВЕДЕНИЯ СКВАЖИН

При ликвидации аварии на скважине Р-55 Харасавэйской площади был применен электромагнитный метод наведения ствола. Непосредственное участие в этих работах принимали В.И. Векслер, С.О. Перекалин и В.М. Ващенко.

Сущность метода заключается в следующем. Вдоль колонны металлических труб, находящихся в аварийной скважине, создают электрический ток, используя для этого гальваническую и индуктивную электромагнитную связь колонны труб с электрической цепью, подключенной к генератору переменного тока. Согласно закону Ампера, ток, идущий по трубам, создает магнитное поле. Без учета диаметра труб (по сравнению с расстоянием до них), а также кривизны скважины на участке исследования можно считать, что силовые линии магнитного поля тока, текущего вдоль колонны металлических труб, представляют собой окружности с центрами на оси скважины, лежащие в плоскостях, перпендикулярных этой оси.

В необсаженном стволе наклонно-направленной скважины измеряют вектор напряженности магнитного поля тока, текущего по колонне металлических труб в аварийной скважине.

Очевидно, что он совпадает с нормалью к плоскости, проходящей через ось исследуемой скважины. Поэтому измерения магнитного поля однозначно определяют пространственное положение плоскости, проходящей через точку измерения и ось исследуемой скважины. Измеряя магнитное поле в нескольких точках наклонно-направленной скважины, ствол которой не лежит в одной плоскости со стволом аварийной скважины, можно получить систему таких плоскостей и найти пространственное положение линии их пересечения. Эта линия совпадает со стволом аварийной скважины. Таким образом, по измерениям магнитного поля в наклонно-направленной скважине удастся определять пространственное положение ствола исследуемой аварийной скважины. Для пересечения скважин в какой-либо точке их стволы в районе пересечения должны лежать в одной плоскости. Вектор напряженности магнитного поля линейного тока, текущего по стволу фонтанирующей скважины, всегда перпендикулярен к этой плоскости. Это свойство используют при проведении прямой стыковки противофонтанной скважины с аварийным стволом. С этой целью плоскость искривления противофонтанной скважины выбирают так, чтобы вектор аномального магнитного поля был перпендикулярен этой плоскости, при этом знак отклонения от перпендикулярности используют для выбора азимута и угла наклона противофонтанной скважины.

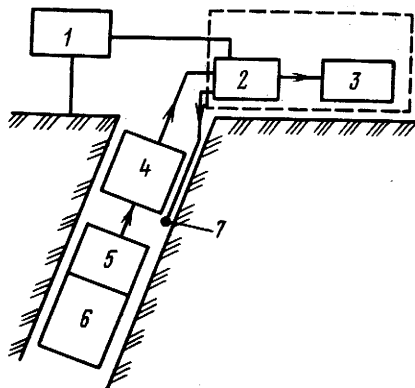
Скважинная установка АПС-1 представляет собой зонд, состоящий из трехкомпонентного индуктивного датчика переменного магнитного поля и расположенного выше на разnose 50—200 м питающего электрода.

Второй электрод располагается на поверхности земли, вблизи устья противофонтанной скважины. Через электроды в землю пропускается ток частотой 50 Гц. Измерения проводятся поточно с шагом 1 : 10 м.

На каждой точке измеряют активную и реактивную величины трех взаимно перпендикулярных пространственных составляющих вектора переменного магнитного поля. Измерения проводятся в системе координат, связанных с измеряемой скважиной. При этом ось направлена вниз по касательной к скважине в точке измерения, ось — горизонталь-

Рис. 6.1. Блок-схема аппаратуры АПС-1:

1 — электрическая сеть 220 В, 50 Гц;
 2 — генератор питания; 3 — блок обработки сигналов;
 4, 5, 6 — скважинные приборы; 7 — электрод



на и перпендикулярна к скважине в точке измерения с положительным направлением вправо, если смотреть по ходу скважины, ось X — лежит в плоскости искривления скважины, перпендикулярна ее оси в точке измерения, с положительным направлением к поверхности земли. Аппаратура позволяет проводить работы по электромагнитному наведению при удельном электрическом сопротивлении окружающих пород менее 300 Ом·м. Техническая характеристика блок-схемы АПС-1 (рис. 6.1) приведена ниже.

Техническая характеристика АПС-1

Рабочая частота, Гц	50
Чувствительность к поперечным составляющим магнитного поля, А/м	$3 \cdot 10^{-5}$
Чувствительность к осевой составляющей магнитного поля, А/м	$1 \cdot 10^{-5}$
Основная погрешность измерения амплитуды поперечных составляющих магнитного поля при наклоне скважинного прибора от вертикали более 5°, %	-5
Габариты наземных блоков, мм:	
БЭС-1с	430x165x370
ГП 0,5/300	410x225x380
Габариты скважинных приборов, мм :	
антенна трехкомпонентная	76x1750
приемник скважинный	76x2410
Масса наземных приборов, кг:	
БЭС-1с	12
ГП 0,5/300	19
Масса скважинных приборов, кг:	
антенна трехкомпонентная	35
приемник скважинный	75

Электромагнитное наведение скв. 67 на ствол аварийной скважины 55 Харасавэйской площади. 18 марта 1986 г. во время бурения скважины 55 Харасавэйской площади при забое 1770 м возник газовый фонтан. Образование кратера исключило возможность применения наземных способов ликвидации аварии и привело к необходимости бурения про-

тивофонтовых наклонно-направленных скважин. Первоначально противофонтовые скважины бурили в район сеноманских отложений, соответствующих верхней залежи (800 м), с последующей закачкой в пласт тампонажных растворов.

После проведения комплекса этих мероприятий фонтан сильно уменьшился, но не прекратился, что привело к убеждению, что сеноманский продуктивный пласт задавлен, а работа фонтана продолжается только за счет валанжинских газоносных отложений, причем газ к поверхности земли поступает по бурильным трубам, оставленным в аварийной скважине.

Следующая противофонтовая скв. 66 бурилась с целью выхода в призабойную зону скв. 55, но вошла в аварию и была зацементирована вместе с оторвавшимся бурильным инструментом при забое 1820 м. С аналогичной целью была забурена противофонтовая скв. 67 и к началу проведения работ по поиску аварийного ствола электромагнитным методом ее забой составил 1770 м (рис. 6.2). К моменту начала работ по наведению скважина имела следующую конструкцию: направление диа-

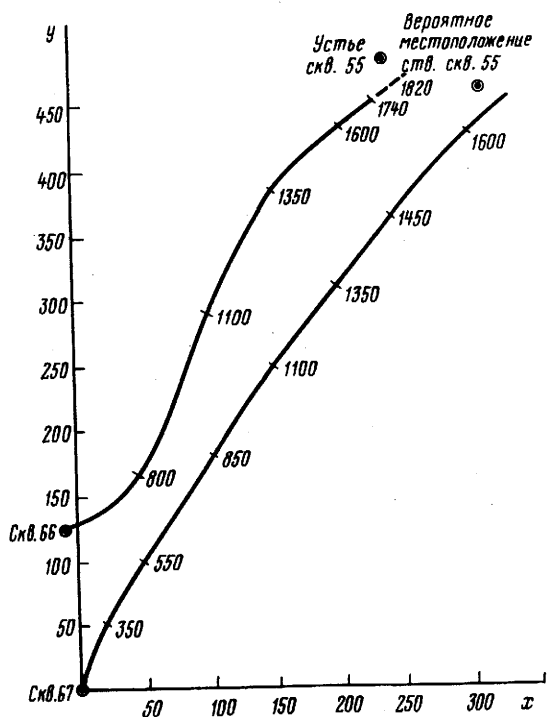


Рис. 6.2. План горизонтальных проекций скважин 66, 67, 55

метром 426 мм до глубины 74 м, кондуктор диаметром 299 мм до глубины 332,5 м и обсадную колонну диаметром 219 мм до глубины 1180 м.

Наличие бурильного инструмента диаметром 127 мм в аварийной скважине, а также низкоомный геоэлектрический разрез (5—50 Ом·м по электрокаротажу) позволяли применить электромагнитный метод для наведения противofонтанной скважины.

Работы электромагнитным методом в первом стволе скв. 67 были начаты 10 августа 1987 г. Следует отметить, что быстрое обнаружение аварийного ствола на небольшом расстоянии от противofонтанной скважины явилось большой удачей. Скв. 55 оказалась не вертикальной, как предполагалось ранее, а наклонной (со средним углом наклона $2^{\circ}45'$), причем как раз на восток, в сторону противofонтанной скважины.

При расчете глубины поставки цементного моста (для зарезки второго ствола) учитывалось, что он на глубине 1673 м должен отклониться от первого ствола влево на 13 м, а радиус кривизны, наверняка реализуемый бурением, 573 м, что соответствует кривизне 1° на 10 м.

Величину l можно найти из системы уравнений, выражая $\sin \alpha$ из разных треугольников (рис. 6.3), т.е.

$$\sin \alpha = \frac{\sqrt{l^2 + 13^2}}{2 \cdot 573};$$

$$\sin \alpha = \frac{13}{\sqrt{l^2 + 13^2}},$$

откуда $l = 121$ м, т.е. мост должен был быть поставлен примерно в районе отметки $1673 \text{ м} - 121 = 1552$ м. Реально мост был установлен несколько выше.

В процессе бурения второго ствола шла отработка технологии бурения, подбор отклонителей, выбор реактивного момента, поэтому ствол не выполнил задачу. Бурение было остановлено при забое 1674 м и сделан контроль электромагнитным методом. Результаты показали, что в случае сохранения забойного азимута и угла наклона второй ствол минует аварийную скважину на глубине около 1700 м, оставив ее слева на расстоянии около 5 м.

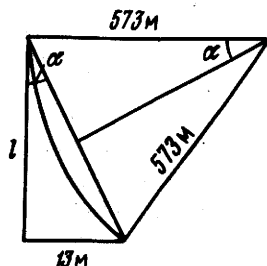


Рис. 6.3. К расчету глубины зарезки наклонного ствола:

α — угол кривизны ствола скважины

На этом работы во втором стволе были закончены, был установлен цементный мост и забурен третий ствол скв. 67.

Вопрос о том, можно ли было получить стыковку во втором стволе, можно решить, рассчитав глубину зарезки нового ствола, считая, что второй ствол уже добурен до глубины 1703 м и прошел мимо аварийного ствола на расстоянии 5 м. Повторив вычисления, аналогичные сделанным для определения глубины зарезки в первом стволе, получим $l = 76$ м, т.е. отклонение по азимуту влево с интенсивностью $1^\circ/10$ м необходимо было начать с глубины $1703 \text{ м} - 76 \text{ м} = 1627 \text{ м}$, а забой второго ствола к моменту контроля АПС уже составлен 1674 м, т.е. дальнейшее бурение было бесперспективно, все равно пришлось бы цементировать весь ствол.

Кроме того, по измерениям в первом и втором стволах выяснилось, что дальность электромагнитного метода при подходе к аварийному стволу в конкретных условиях из-за наличия полей помех (нормальное поле, влияние металла труб, оставленных в скв. 66, анизотропия) не превышает 10 м (на этом расстоянии аномалия чувствуется уже уверенно, т.е. в 2 раза превышает уровень полей — помех). При выбранной интенсивности сближение скважин этого явно не достаточно, для эффективного управления бурением противофонтанного ствола, т.е., когда ствол противофонтанной скважины попадает в зону чувствительности электромагнитного метода, уже нет возможности значительно повлиять на его траекторию на оставшемся до аварийной скважины отрезке бурения.

Определим, под каким углом θ ствол должен приближаться к аварийной скважине, чтобы для его проводки можно было воспользоваться методом бурения коротких отрезков с чистым контролем по АПС и стыковаться этим стволом противофонтанной скважины:

$$\theta = \arctg \frac{D}{2R \cdot 573} ; \quad \theta = \arctg \frac{10}{2 \cdot 5 \cdot 573} = 7,5^\circ,$$

где D — дальность электромагнитного метода в конкретных условиях, R — расстояние до аварийного ствола.

Вести работы с данным углом наклона в данной ситуации было невозможно. Поэтому была принята следующая методика стыковки. По данным электромагнитного метода определяется глубина максимального сближения с аварийным стволом и кратчайшее расстояние до него, после чего рассчитывается глубина зарезки следующего ствола.

Траектория ствола выбирается дугообразной с таким расчетом, чтобы миновать аварийную скважину с противоположной стороны. В процессе бурения контроль за качеством ведения ствола осуществляется на основе инклинометрии. Электромагнитный метод применяется дважды сначала для предупреждения возможности случайной встречи, а потом, когда противофонтантный ствол уже прошел мимо аварийной скважины.

В последнем случае опять определяли глубину максимального сближения и расстояния между стволами. Вследствие того, что это расстояние

сократилось по сравнению с предыдущим стволом, зарезка ствола может быть проведена глубже, чем зарезка второго, в результате чего длина третьего ствола сократилась. Когда расстояние между поисковым и аварийным стволами становится сравнимым с величиной долота, бурится короткое ответвление, ориентированное на прямую стыковку стволов.

Третий ствол был забурен под углом 30° и с искривлением в азимутальной плоскости влево по ходу. При забое 1640 м был проведен контроль с помощью АПС. Аварийный ствол уверенно еще не чувствовался, так как до него оставалось еще 15 м. При том же забое была выполнена инклинометрия, по данным которой на забое азимут третьего ствола практически совпадает с направлением на аварийный ствол, в соответствии с его положением определенным по данным АПС в первом стволе.

Рассчитывая получить прямую стыковку уже в третьем стволе, было решено перейти на прямую компоновку и пробурить еще 15 м. При забое 1655 м вновь были проведены измерения электромагнитным методом. Результаты интерпретации показали, что угол между забойным азимутом и направлением на аварийный ствол из забойной точки (угол видимости) составил $12,6^\circ$, при этом аварийный ствол находился впереди слева. Итак, возможность стыковки при бурении третьего ствола исключалась, так как на оставшемся до аварийного ствола интервале бурения не было возможности с необходимой интенсивностью исправить ствол. Инклинометрия, повторно выполненная, не совпала с выполненной ранее.

На рис. 6.4,а приведены графики угла и азимута по данным инклинометрии, выполненной 28/VIII и 1/IX. Расхождение между кривыми немного превышает паспортную ошибку инклинометра. На рис. 6.4,б показан план горизонтальных проекций скважин, где нанесены два положения третьего ствола скв. 67, построенные по данным инклинометрии от 28.08 и от 1.09. Как видно из рисунка, незначительное расхождение в углах и азимута между первым и вторым измерениями существенно отражается на плановом положении ствола. Между тем расхождение в плановом положении третьего ствола с глубиной 1640 м равно удвоенной среднеквадратичной ошибке $2\sqrt{\mu^2}$, т.е. данный результат просто определяется точностью инклинометрии. Из вышесказанного очевидно, что точность современной инклинометрии не позволяет решать задачи проводки наклонно-направленного ствола противofонтанной скважины в целях стыковки с аварийным стволом.

Информация инклинометрии на этом этапе имеет лишь вспомогательное значение при интерпретации данных электромагнитного метода.

Бурение третьего ствола было продолжено до глубины 1688 м с целью: во-первых, уточнить (с помощью интерпретации методом засечек данных электромагнитного метода) местоположение аварийного ствола, а во-вторых, определить интенсивность искривления ствола скважины переводником в $1,5^\circ$. По данным электромагнитного метода (рис. 6.5),

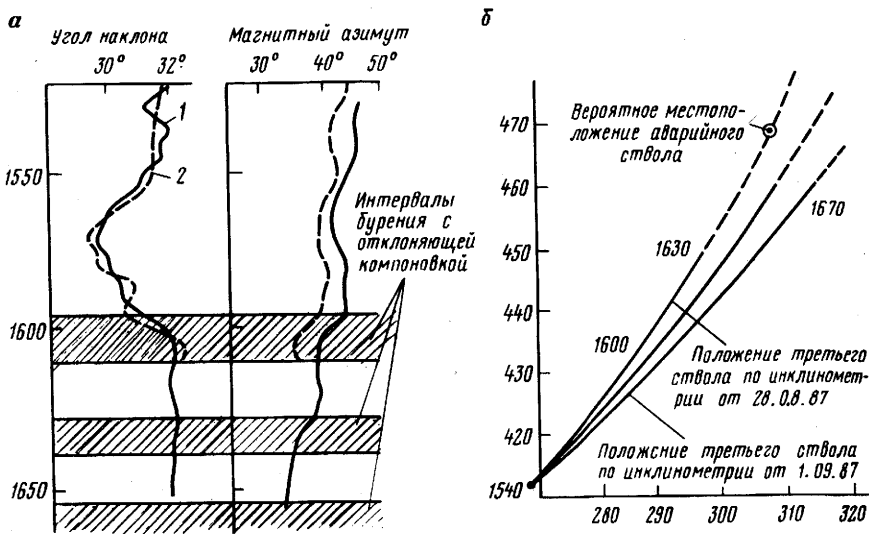


Рис. 6.4. Результаты инклинометрических замеров

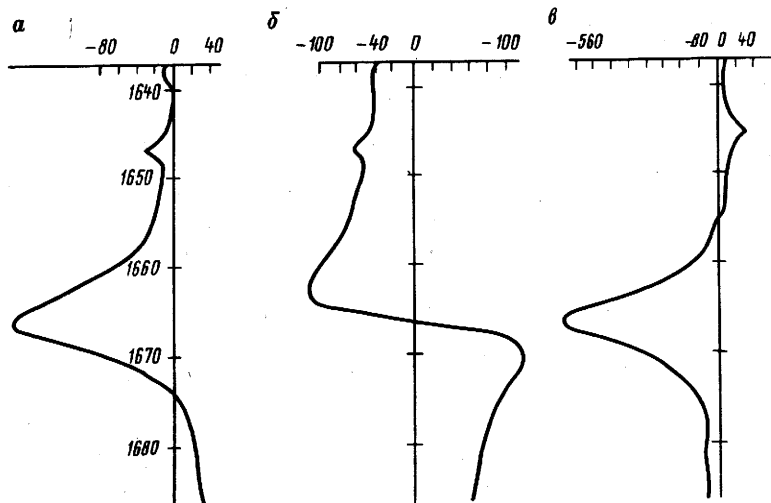


Рис. 6.5. График синфазных с током компонент переменного магнитного поля по третьему стволу скв. 67

третий ствол максимально приблизился к аварийной скважине на глубине 1666,5 м (считая по третьему стволу) на кратчайшее расстояние $1,8 \pm \pm 0,4$ м (см. рис. 6.5). Интенсивность искривления была определена по формуле

$$\Delta\psi = 2\arcsin\sqrt{\sin^2\frac{\Delta\theta}{2}\cos^2\frac{\Delta\alpha}{2} + \sin^2\frac{\Delta\alpha}{2}\sin^2\theta_{\text{ср}}}$$

где $\Delta\theta$ — изменение зенитного угла в интервале бурения;
 $\Delta\alpha$ — изменение азимутального угла в том же интервале;
 $\theta_{\text{ср}}$ — средний защитный угол в этом интервале.

Оценка для $1,5^\circ$ переводника в третьем стволе приведет к цифре $\Delta\psi/10\text{м} = 1,6^\circ$.

На рис. 6.4, а видно, что в третьем стволе имеются два участка пробуренных прямой компоновкой 1610–1618 м и 1640–1655 м, т.е. 33 м.

Можно оценить, достаточно ли применение $1,5^\circ$ отклонителя в новом IV стволе, если его бурить так же как и третий, но интервалы, пробуренные прямой компоновкой, пройти с $1,5^\circ$ отклонителем. Расчет показывает, что ствол можно подвинуть в сторону всего на 1,52 м, а не на 1,8 м. Поэтому для бурения четвертого ствола был использован другой отклонитель. При этом глубина постановки цементного моста соответствовала глубине начала верхнего интервала бурения с прямой компоновкой в третьем стволе, т.е. 1610 м. Работы электромагнитным методом были проведены при забое 1654 м (рис. 6.6).

Измерения показали, что аварийная скважина находится впереди справа по ходу от забоя четвертого ствола под углом видимости 29° . Сравнение величин регистрируемого сигнала в третьем и четвертом ство-

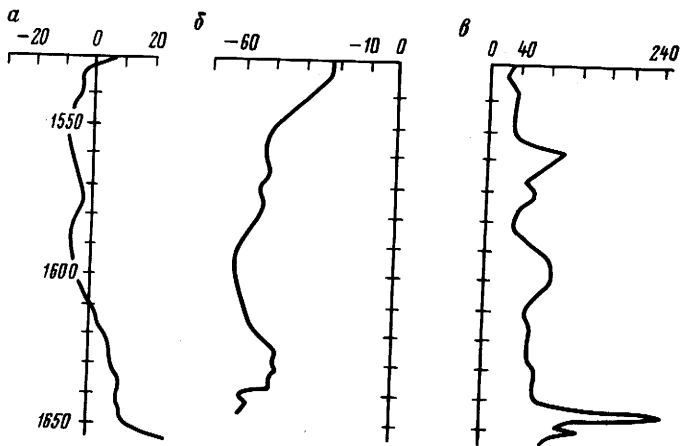


Рис. 6.6. График синфазных с током компонент переменного магнитного поля по четвертому стволу скв. 67

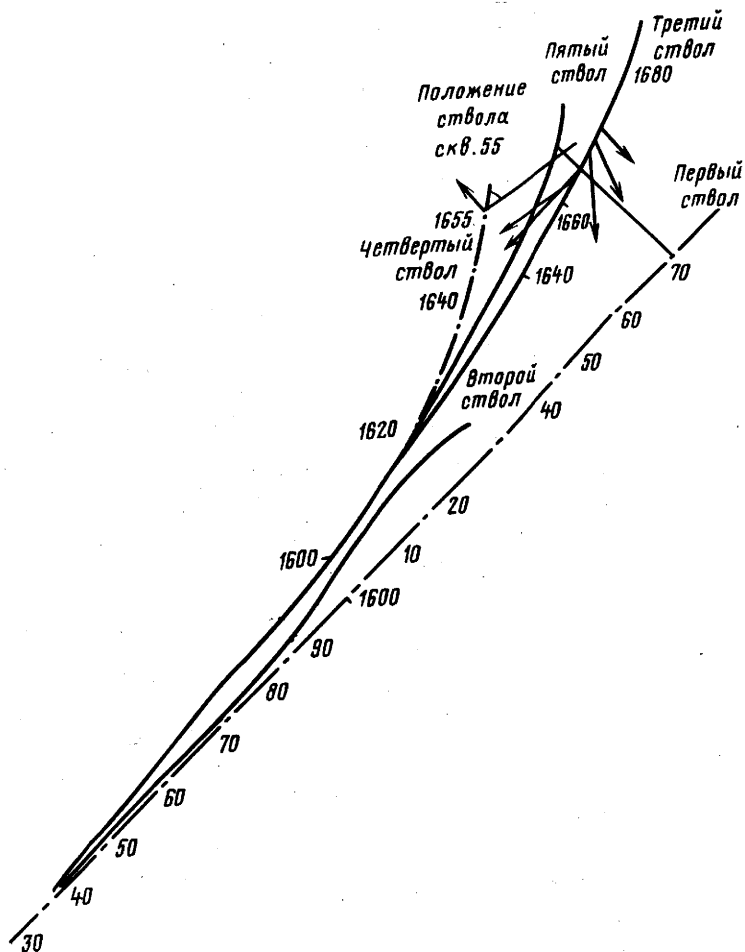


Рис. 6.7. Горизонтальная проекция стволов скв. 67

лах показало, что расстояние от забоя четвертого ствола до аварийной скважины приблизительно равно 7,4 м. Эта информация позволила нанести забойную точку четвертого ствола на план горизонтальных проекций стволов.

Для построения проекции четвертого ствола была рассчитана конфигурация его проекции по данным инклинометрии, а затем точка зарезки этого ствола была соединена с забойной точкой, нанесенной на план по данным АПС, с помощью траектории, рассчитанной по инклинометрии (рис. 6.7).

Формально применяемая инклинометрия давала ошибку в определении планового положения забойной точки приблизительно на 1 м.

Было определено, что если продолжить бурение четвертого ствола прямой компоновкой, то он минует аварийную скважину слева на расстоянии около 3 м. Хотя четвертый ствол оказывался не так близко к аварийному как третий, его конфигурация позволяла начать резку пятого ствола прямой компоновкой. Для этого была определена точка, в которой этот ствол был точно направлен на аварийную скважину, а затем на глубине путем расхаживания "набит" уступ и проведена резка пятого ствола без постановки цементного моста.

Казалось бы, теперь, когда определен азимут бурения прямой компоновкой, можно продолжить работы до прямой стыковки, но опыт показывает, что получить центральное попадание ствол в ствол при бурении 35 м невозможно. Поэтому был принят следующий план: пятый ствол бурится прямой компоновкой до глубины 1655 м и контролируется электромагнитным методом положение аварийного ствола. В забойной точке он должен быть "виден" под небольшим углом справа или слева по ходу противofонтанной скважины. В соответствии с определенным таким образом положением аварийного ствола предполагалось круто повернуть ствол противofонтанной скважины по направлению к нему (применив отклоняющую компоновку), надеясь пересечь направление на аварийный ствол в непосредственной близости от него, далее электромагнитным методом вновь уточнить его местоположение и прямой компоновкой без постановки цементного моста забурить короткое ответвление уже до прямого соединения со стволом аварийной скважины. Эта методика была успешно реализована (траектория первого ствола изображена на рис. 6.8, 6.9).

Таблица 6.1

Характеристика наклонных стволов скважины

Номер ствола	Глубина резки, м	Забой, м	Средний угол наклона, градус	Глубина максимального сближения с аварийным стволом по данным АПС, м		Кратчайшее расстояние до аварийного ствола на глубине максимального сближения по данным АПС, м
				предполагаемая при условии продолжения бурения ствола прямой компоновкой	достигнутая	
1	1770	1770	30	1694	1673	12 ± 4
2	1542	1671	30 ÷ 22	1694	1673	5 ± 1,5
3	1542	1688	35	1666	1666,5	1,8 ± 0,4
4	1610	1655	36	1666	1666,5	3 ± 0,9
5	1620	1673	36	1666	1665	0,4 ± 0,1

Рис. 6.8. Вертикальная проекция стволов сква. 67

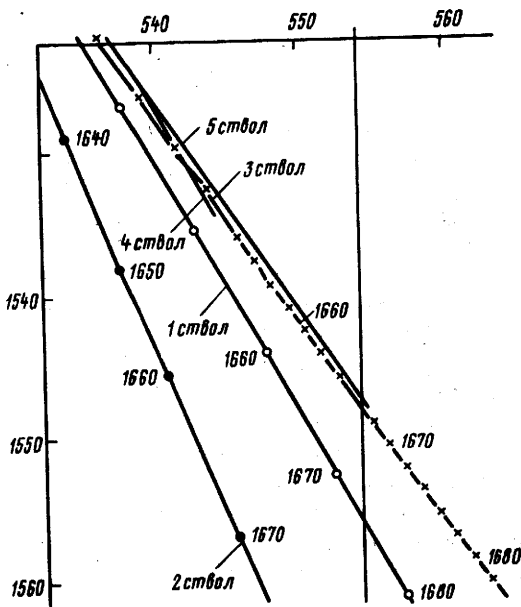
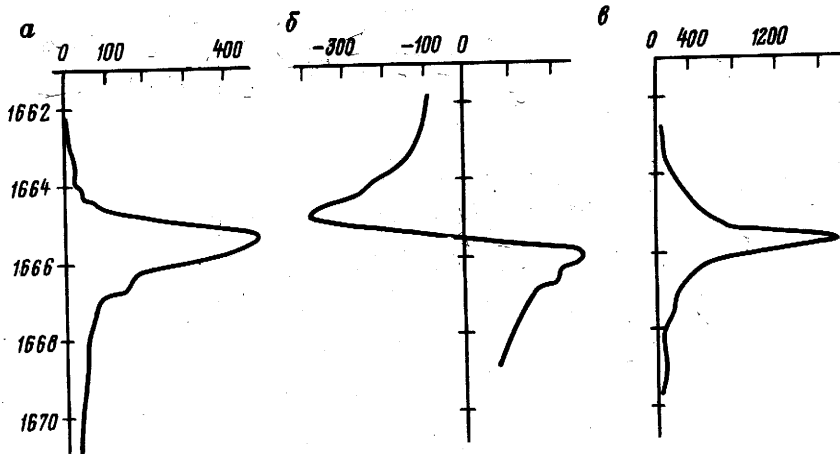


Рис. 6.9. График синфазных с током компонент переменного магнитного поля по пятому стволу сква. 67



Вследствие близости аварийного ствола при проведении измерений электромагнитным методом шаг съемки пришлось сократить до 20 см, а ток, пропускаемый через электроды, снизить в 3 раза по сравнению с измерениями в других стволах.

По результатам интерпретации аварийный ствол находился справа по ходу от пятого ствола, причем расстояние между центрами стволов было 40 см на отметке 1665,5 м (считая по пятому стволу), т.е. для соединения требовалось фактически расширить забой противofонтанной скважины. Соединение с аварийным стволом было проведено 17.09.87 после того, как в 10 м выше указанной глубины прямой компоновкой был "набит" уступ и пробурено короткое ответвление.

С помощью электромагнитного метода стыковка скважин была достигнута через полтора месяца после начала работ, тогда как попытка ликвидировать аварию другими средствами могла потребовать многочисленных затрат материальных ресурсов.

Характеристика всех пяти стволов скв. 67 приведена в табл. 6.1.

6.5. ОПИСАНИЕ АВАРИИ НА СКВ. 118 БОВАНЕНКОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

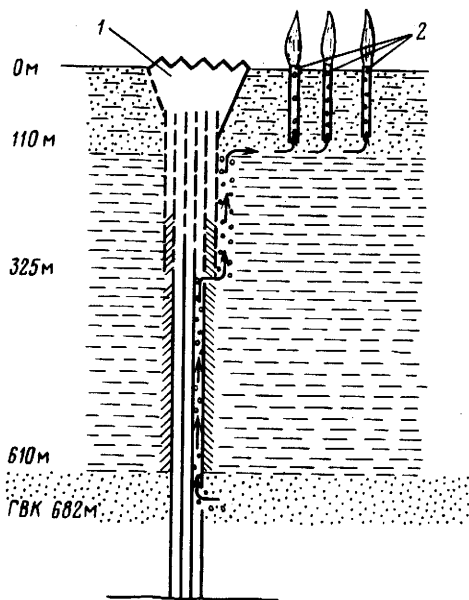
На момент аварии эта скважина имела следующую конструкцию: кондуктор диаметром 426 мм спущен на глубину 304 м (проект 350 м), техническая колонна диаметром 299 мм спущена на глубину 734 м для перекрытия газовой части сеномана (610 — 682 м). Проектная глубина спуска технической колонны 75 м.

Бурение из-под технической колонны вели роторным способом. При забое 862 м бурильные трубы сломались под муфтой замка по последней нитке резьбы на глубине 325 м. Продуктивные отложения при бурении из-под башмака технической колонны не вскрывались. После соединения колоколом выяснилось, что инструмент прихвачен. Расхаживание результатов не дало. Принято решение перейти на промывку скважины водой. После закачки в скважину 35 м³ воды начался интенсивный перелив раствора. Квадрат находился напротив плашек, ПУГ отсутствовал, поэтому герметизировать устье было невозможно. В результате скважина перешла на интенсивное фонтанирование газом с водой. Через несколько минут произошло воспламенение газа. На устье в течение 20 сут образовался кратер диаметром 90 м.

Причинами образования кратера явились: низкое качество цемента за кондуктором и, вероятно, разрушение технической колонны в интервале обрыва инструмента. Диаметр колокола 194 мм, диаметр муфты труб — 172 мм, внутренний диаметр колонны — 277 мм. Наименьший зазор между технической колонной и колонной бурильных труб — 42 мм — образовался в результате наворота колоколом на бурильную трубу. Разрушение колонны на глубине 325 м наиболее вероятно из-за наибольшей скорости и завихрения потока флюида с абразивными частицами в этом интервале.

Первоначальная высота пламени составляла 60—70 м. По мере образования кратера и наработки пульпы плотностью 1,55—1,6 г/см³ интенсивность фонтанирования снижалась, затем скважина на несколько часов прекратила фонтанирование, после чего были замечены грифоны.

Рис. 6.10. Техническое состояние скв. 118 Бованенковская перед бурением наклонно направленных скважин



Уровень пульпы в кратере снизился и в нем началось небольшое выделение газа.

Бурением разгрузочных скважин выявлены несколько интервалов, насыщенных газом.

Наибольшие трудности представляет интервал 110–120 м, на который и пробурено большинство разгрузочных скважин.

Наиболее вероятное состояние скважины следующее: колонна 299-мм разрушена в зоне продуктивного пласта (интервал 610–680 м) и под башмаком кондуктора (интервал 300–350 м).

В технической колонне находятся бурильные трубы диаметром 140 мм.

Скважина фонтанирует по технической колонне в интервале 610–330 м, а в интервале 0–330 м поток газа проникает за кондуктором, насыщает проницаемый пласт в интервале 110–120 м и выходит на поверхность через разгрузочные скважины (рис. 6.10).

Для ликвидации аварии пробурено две наклонно направленные скважины. Первая скважина пробурена на глубину 560 м по вертикали. На этой глубине ее забой находился в 10–15 м от ствола аварийной скважины. При бурении получено резкое увеличение веса инструмента и катастрофическое поглощение промывочной жидкости.

Инструмент провалился в каверну, образованную при фонтанировании. После закрытия превентора, через 8–10 мин, на устье начало расти давление. После оборудования устья арматурой для закачки жидкости, буровой станок передвинут на 1,5 м и пробурена вторая скважина. Забой

скважины не приближался к аварийному стволу более чем на 20 м, но несмотря на это последние 30 м пришлось бурить без выхода циркуляции.

Глубина скважины по вертикали 640 м. Закачкой воды через инструмент обеих скважин и затрубье второй скважины авария была ликвидирована. Всего для обводнения пласта закачано около 0,5 млн. м³ жидкости, в том числе около 10 тыс. м³ пульпы из кратера.

ГЛАВА 7

ПРОФИЛАКТИКА ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ И БЕЗОПАСНОСТИ РАБОТ

7.1. МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Производственное объединение, осуществляющее глубокое бурение с учетом конкретных геологических условий, определяет необходимость установки превенторов на устье скважины, их число и свое решение согласовывает с органами Госгортехнадзора. При этом следует руководствоваться следующими правилами:

оборудование устья превенторами с глухими плашками обязательно в разведочном бурении, на газовых и газоконденсатных месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями;

устье скважины обязательно оборудуется превенторной установкой после спуска кондуктора или промежуточной колонны, если при последующем бурении ожидается вскрытие газовых, газоконденсатных пластов, зон с аномально высокими пластовыми давлениями, а также в тех случаях, когда разрез скважины не изучен.

Объединения должны разрабатывать типовые монтажные схемы обвязки и составлять инструкции по эксплуатации противовыбросового оборудования с учетом требования "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", ГОСТа, специфических геологических условий каждой площади или группы площадей и месторождений. Типовая схема конкретизируется на каждой буровой с учетом рельефа местности, дорог, линий электропередач и др.

При бурении на месторождениях с высоким содержанием сероводорода (6 % и более) в схемах противовыбросового оборудования обязательно применять превенторы с глухими срезающими плашками.

Сверху на противовыбросовое оборудование следует устанавливать фланцевую катушку и разъемный желоб для облегчения работ при возникновении фонтана. Линии глушения и дросселирования от превенторов направлять в сторону от проезжих дорог, линий электропередач,

котельных, других производственных и бытовых сооружений с учетом розы ветров и рельефа местности.

Линии глушения и дросселирования для нефтяной скважины прокладываются длиной 30 и 100 м (для газовых скважин). Диаметры выкидных линий должны соответствовать диаметру отводов на крестовине превенторной установки. После блока задвижек допускается увеличение диаметра выкидной линии. Последние собираются из бурильных или насосно-компрессорных труб. Концы бурильных труб нарезают по ГОСТ 682—80. Их соединяют на стандартных фланцах, а насосно-компрессорные трубы — на фланцах и муфтах.

Если на линии дросселирования устанавливают нерегулируемые штуцеры, то буровая обесценивается тремя комплектами штуцеров по шесть штук в каждом диаметром 6,3; 9,0; 12,7; 17,9; 25,3; 35,8 мм.

Под батареями задвижек устраивается бетонная или деревянная площадка, имеющая доступ со всех сторон. Рекомендуемые размеры бетонных фундаментов под выкидные линии на сбросовых концах 1x1x1 м.

Все узлы обвязки противовыбросового оборудования собирают только с использованием заводских соединений. Повороты линий глушения и дросселирования до блока задвижек допускаются с применением кованных угольников на резьбах и фланцах или тройников с буферным устройством.

После закрытия превентора при стравливании и истечении бурового раствора, нефти и газа через отводы превентора возникают реактивные и ударные силы, которые могут привести к отрыву нагнетательных линий. Поэтому последние при монтаже должны быть закреплены к фундаментам, которые рассчитывают по зависимостям Г.М. Гульянца.

Принимая скважину за сосуд, из которого вытекает жидкость, реактивная сила

$$R = 2f_B (\rho_H - 0,1k \frac{v^2}{2g}), \quad (7.1)$$

где R — сила реакции струи; f_B — площадь внутреннего сечения выкидной линии; ρ_H — давление в начале выкидной линии; k — коэффициент местных сопротивлений в трубопроводе; v — средняя скорость потока; g — ускорение свободного падения.

Для газовых скважин

$$R_2 = 2f_B (\rho_H - \frac{q_2 \sqrt{\rho T}}{396 - d_B^2}), \quad (7.2)$$

где q_2 — дебит газа; ρ — относительная плотность газа; T — температура газа; d_B — внутренний диаметр выкидной линии.

Размеры фундамента под опору нагнетательной линии

$$R < \frac{\frac{1}{3} h^3 b \rho_2 \operatorname{tg}^2 (45^\circ + \frac{\varphi}{2})}{l}, \quad (7.3)$$

где h — глубина бетонного основания; b — размер основания фундамента; ρ_2 — плотность грунта; φ — угол естественного откоса грунта, для суглинков $\varphi = 70^\circ$; l — высота стойки над поверхностью земли.

Существуют разные способы крепления выкидных линий к фундаменту, один из которых — применение треноги (козла). К верхней части треноги приваривают полухомут для закрепления труб выкидной линии. Сверху на трубу накладывается второй полухомут, который болтами соединяют с приваренным к треноге полухомутом.

Наиболее простой способ — крепление нагнетательных линий с помощью однотрубных стоек. На практике высота стойки принимается равной 0,6–1 м, а глубина бетонного основания — 0,6 м, длина стороны бетонного основания в плане — 0,5 м.

Расстояние между соседними стойками рассчитывается по следующей формуле:

$$l_H = \sqrt{\frac{\pi^2 EI}{2f_B (\rho_H - 0,1k \frac{v^2}{2})}},$$

где E — модуль упругости выкидной линии; I — момент инерции поперечного сечения трубы.

Для газовых скважин

$$l_2 = \sqrt{\frac{\pi^2 EI}{2f_B (\rho_H - \frac{q_2 v \rho T}{396 - d_B^2})}}. \quad (7.5)$$

Для многоколонной скважины разрешается устанавливать колонную головку в шахте, представляющую собой в плане квадрат со стороной 2,8–3 м и глубиной не более 1,8 м. Стенки шахты облицовывают бетоном или другим огнестойким материалом, предотвращающим обвал стенок. Обсадная колонна и колонная головка должны быть отцентрированы по отношению к ротору.

Противовыбросовое оборудование перед монтажом испытывается опрессовкой на пробное давление, а после монтажа — на рабочее давление. Пробное давление в 2 раза больше рабочего давления для превенторов с диаметром проходного отверстия менее 350 мм. Для превенторов с диаметром проходного отверстия более 350 мм, а также для превенторов, рассчитанных на рабочее давление 70 МПа и более, пробное давление в 1,5 раза превышает рабочее. Противовыбросовое оборудование выдерживается под давлением в течение 30 мин.

С целью проверки герметичности цементного кольца кондуктор или промежуточная колонна вместе с противовыбросовым оборудованием повторно опрессовывают после углубления скважины на 1–3,0 м ниже

башмака с закачкой на забой порции воды. Опрессовка проводится в соответствии с требованиями инструкции по испытанию скважин на герметичность. Для опрессовки превенторной установки в процессе бурения при опасности гидроразрыва пластов в необсаженной части ствола скважины в обсадной колонне устанавливают цементный мост или используют специальный пакер.

Пакер спускают на бурильных трубах до заданной глубины, закрывают превентор и создают давление в затрубном пространстве, закачивая воду.

Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. В том случае, когда бурильная колонна составлена из труб разных диаметров, устанавливают плашки, соответствующие диаметру труб верхней секции, а на буровой в постоянной готовности находится опрессованная стальная труба, по диаметру и прочности соответствующая верхней секции бурильной колонны с переводником под трубы нижней секции. На эту трубу навернуты обратный клапан или шаровой кран.

Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов выводят в легкодоступное и безопасное место на расстояние не менее 10 м от устья скважины. Дублер пульта гидравлического управления превенторами устанавливается у пульта бурильщика.

На смонтированное противовыбросовое оборудование и колонную головку составляется ведомость, в которой содержатся следующие данные:

заводской и инвентарный номер оборудования;

тип оборудования, год выпуска;

диаметр проходного отверстия оборудования;

давление, на которое рассчитан превентор;

давление опрессовки превентора на базе (акт);

внутренние диаметры отводов крестовины и выкидных трубопроводов;

внутренний диаметр, толщина стенки, марка стали и длина обсадной трубы, на которой устанавливается колонная головка;

тип и диаметр установленных задвижек;

давление опрессовки совместно с обсадной колонной (акт);

давление опрессовки цементного камня за обсадной колонной (акт);

размеры плашек, установленных в превенторе;

размеры переходных катушек;

присоединительные размеры фланцев;

фактическая схема обвязки устья скважины с указанием размеров по вертикали;

копия сертификата на масло гидропривода;

перечень деталей и узлов, входящих в комплект противовыбросового оборудования и изготовленных на ремонтной базе с эскизами, а также акты на дефектоскопию и соответствие качества изготовленных изделий действующим технологическим условиям (ТУ);

наименование газообразного агента в аккумуляторе давления;
копия сертификата на крепежные детали согласно ОСТАм;
давление опрессовки обратных клапанов (акт);
давление опрессовки манифольда (акт);
акт на выполненные работы по креплению нагнетательных линий;
разрешение военизированной службы по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов на дальнейшее углубление скважины.

Все наружные подвижные элементы превенторов 2 раза в месяц смазываются, а фланцевые соединения осматриваются и докрепляются. Буровой мастер проверяет исправность превентора 1 раз в неделю с записью результатов проверки в журнал.

В зимних условиях превенторная установка утепляется и обогревается, но при этом не следует допускать нагрев корпуса превентора выше +35 °С.

Внеочередной опрессовке превентор подвергается после смены плашек или других вышедших из строя деталей.

Перед спуском обсадной колонны, перекрывающей напорные продуктивные горизонты с пластовым давлением выше гидростатического, плашки одного из превенторов должны соответствовать диаметру спускаемой в скважину колонны. При отсутствии плашек такого размера на буровой должна находиться бурильная труба с переводником под обсадную трубу.

В геологических объединениях на Крайнем Севере Западной Сибири при монтаже противовыбросового оборудования дополнительно осуществляются следующие мероприятия. На всех скважинах в зимнее время превенторы, блоки задвижек и пульта управления помещают в утепленные будки, при этом обеспечивают свободный доступ к этим узлам. В будках устанавливают паровые батареи и поддерживают положительную температуру.

Допускается установка пульта управления на одном блоке с задвижками манифольда, но с обязательным разделением их глухой стенкой, причем в помещении пульта предусматривается естественная вентиляция. Задвижки манифольда окрашиваются в разные цвета: постоянно закрытые — в красный, открытые — в любой другой цвет.

Отводы превенторной установки имеют узлы для соединения с цементирующим агрегатом и буровым насосом.

Средство первичной дегазации устанавливается на блоке очистки бурового раствора или на отдельном основании и заземляется на общий контур заземления буровой установки. Труба для отвода газа диаметром не менее 150 мм выводится на 3 м выше крыши сарая циркуляционной системы. Средство первичной дегазации соединяется со штуцером линии дросселирования с помощью бурового шланга, оплетенного стальным тросом.

Манометры высокого давления устанавливают через краны высокого давления и разделители.

Пульт управления превенторной установкой располагают не ближе 25 м от устья скважины.

Долив скважины при подъеме бурильного инструмента осуществляется из специальной емкости, оборудованной уровнем.

Перед вскрытием продуктивного пласта с АВПД на буровой необходимо иметь следующие запасные детали: трубные и глухие плашки, уплотнительный элемент ПУГа и др.

7.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

Выбросы нефти и газа, открытые фонтаны допускались с самого начала нефтегазодобычи. До 1967 г. фонтаны ликвидировали буровые бригады, бригады по добыче, не имеющие соответствующей квалификации и опыта. Рост объемов разведочного и эксплуатационного бурения, увеличение глубин скважин, вскрытие зон с аномально высокими пластовыми давлениями привели к необходимости создания специальных служб — военизированных частей и отрядов по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.

Военизированные части и отряды имеют своей целью оказание практической помощи обслуживаемым предприятиям в проведении работ по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

Положение о военизированных частях и отрядах на них возлагает следующие основные задачи и функции:

- проведение профилактической работы по предупреждению возникновения газонефтяных выбросов и открытых фонтанов;

- спасение людей при авариях, отравлениях, газовых и нефтяных фонтанах и принятие мер по предупреждению и ликвидации опасности для близлежащих населенных пунктов;

- ведение работ по ликвидации газонефтяных выбросов и открытых фонтанов, сложных аварийно-ремонтных работ в газозрывоопасной среде с применением изолирующих аппаратов;

- осуществление ведомственного надзора за соблюдением Единых технических правил ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях;

- разработка технических средств для предупреждения возникновения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов.

Профилактическая работа заключается прежде всего в систематических проверках обслуживаемых предприятий с целью предупреждения выбросов и открытых фонтанов. Установленные при этом нарушения устраняют на месте в присутствии военизированной службы. Результаты проверки оформляются актом (предписанием).

Разрешение на вскрытие продуктивного горизонта, перфорацию при испытании первого объекта, углубление скважины после спуска обсад-

ной колонны и монтажа противовыбросового оборудования выдается работником военизированной службы. Работники военизированных частей имеют право запретить работы на скважине при обнаружении следующих нарушений правил и инструкций:

углубление скважины после спуска обсадной колонны и монтажа противовыбросового оборудования без разрешения представителя военизированной службы;

несоответствие фактической обвязки устья скважины утвержденной схеме;

неисправность противовыбросового оборудования;

неисправность управления превенторами;

грубые нарушения правил монтажа выкидных трубопроводов превенторной установки;

отсутствие технической документации на противовыбросовое оборудование;

установка плашек превентора, не соответствующих диаметру применяемых труб;

отсутствие плашек под обсадные трубы или специального переводника с обсадных труб на бурильные;

отсутствие обсадной трубы с переводником, если бурильная колонна составлена из труб разного диаметра;

отсутствие опрессованных обратных клапанов для бурильных труб или шарового крана, обогрева превенторов в районах с низкими зимними температурами;

отклонение параметров бурового раствора от ГТН сверх допустимых значений при отсутствии дополнительных документов на изменение параметров;

неисправность устройства долива скважины при спуско-подъемных операциях;

несоответствие фактической конструкции скважины проектной при отсутствии документов на ее изменение;

отсутствие планов работ на вскрытие продуктивных горизонтов с АВПД, испытание скважины, ликвидацию аварий при вскрытых продуктивных горизонтах, а также актов опрессовки обсадных колонн, устья скважины, цементного кольца за колонной, бурильных труб;

отсутствие плана эвакуации людей на морских буровых.

7.3. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

На буровых, где ожидается вскрытие продуктивных пластов, необходимо иметь шаровой кран, два обратных клапана с устройством для их открытия под давлением. Шаровой кран и обратные клапаны должны быть опрессованы на допустимое внутреннее давление бурильной колонны.

Вскрывать продуктивные горизонты в разведочных скважинах и месторождениях с АВПД необходимо только после проверки и установ-

ления готовности буровой к этой работе. Готовность проверяется комиссией, состоящей из председателя (главный инженер объединения или экспедиции), членов комиссии (представители геологической службы и отдела главного механика), с участием представителя военизированной службы.

Комиссия проверяет:

- наличие на буровой материалов в количестве, необходимом для бурения скважины на глубину спуска обсадной колонны;
- состояние бурового и вспомогательного оборудования;
- обученность буровой бригады правильным действиям по ликвидации нефтегазопроявлений;
- укомплектованность буровой бригады рабочими;
- состояние противовыбросового оборудования;
- состояние шаровых кранов, обратных клапанов (клапанов-отсекателей);

наличие газокаротажной станции, газоанализаторов, газосигнализаторов, плана вскрытия пластов с АВПД, согласованного с военизированной частью по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов и утвержденного вышестоящей организацией.

Результаты проверки должны быть оформлены соответствующим актом.

Разрешение на вскрытие пластов с АВПД выдается представителями военизированной части. Членов буровой бригады предварительно знакомят с планом вскрытия пластов с АВПД. Вскрытие зоны АВПД и последующее углубление скважины проводятся под руководством ответственных инженерно-технических работников в соответствии с планом работ.

После вскрытия пласта с АВПД и углубления на 1—2 м ниже его кровли, а также перед каждым подъемом бурильных труб проверяют соответствие плотности бурового раствора пластовому давлению. С этой целью выключают насосы, колонну бурильных труб поднимают от забоя с максимальной скоростью на максимальную высоту, затем после пятиминутной остановки медленно опускают вниз. Эта операция повторяется 3 раза. После этого включают насосы и промывают скважину до выхода на поверхность забойной пачки бурового раствора. Если в растворе обнаружено наличие флюида, поступившего из пласта, то раствор утяжеляют.

Механическая скорость бурения в продуктивных отложениях с АВПД ограничивается, а подача насосов снижается. Во избежание гидроразрыва пластов скорость спуска бурильных труб следует ограничить 0,5 м/с в интервале выше кровли продуктивного пласта на 200 м и до забоя. Промежуточные промывки при спуске труб необходимо вести в башмаке обсадной колонны, перед кровлей продуктивного пласта, а ниже — после спуска каждой свечи бурильных труб. Перед промывкой следует вращать колонну бурильных труб ротором. Спускать бурильные трубы необходимо с включенным гидротормозом.

Поднимать бурильную колонну с забоя до кровли продуктивного пласта и выше на 200 м нужно на минимальной скорости буровой лебедки.

Во время подъема бурильных труб бурильщик должен проверять положение уровня бурового раствора в скважине после каждого долива. При сдаче (приеме) вахты проверяется закрытие (открытие) плашек превентора, продувается воздухом манифольд превентора. Перед каждым спуском бурильной колонны проверяется герметичность плашек. С этой целью скважину опорожняют на 2—3 м, затем закрывают трубные плашки верхнего превентора на спущенной трубе и сверху наливают дизельное топливо. Если уровень топлива падает, то плашки негерметичны и их надо срочно заменить. Перед закрытием превентора бурильная или обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии на талевой системе, а против плашек располагаться гладкая часть бурильной или обсадной трубы.

При возникновении нефтегазопроявлений члены буровой вахты действуют в следующем порядке.

Нефтегазопоявление при спуско-подъемных операциях. Бурильщик дает сигнал тревоги "Выброс", опускает бурильную колонну с таким расчетом, чтобы элеватор не дошел до стола ротора на 5—10 см; с дублирующего пульта управления открывает аварийную задвижку на рабочем отводе (линия дросселирования), закрывает трубные плашки. Затем осторожно опускает бурильную колонну на ротор или клинья ПКР.

Первый и третий помощники бурильщика подносят шаровой кран и вручную наворачивают его на бурильную колонну. Второй помощник бурильщика по сигналу "Выброс" спускается с палатей верхового. Первый и третий помощники бурильщика снимают элеватор с трубы, если бурильная колонна подвешена на ПКР, или выводят штропы из проушин элеватора. Бурильщик приподнимает талевый блок на 1,5—2 м, докрепляет шаровой кран, дает команду закрыть шаровой кран и переходит к регулируемому штуцеру. Затем второй и третий помощники бурильщика затягивают шаровой кран, закрывают его, фиксируют ручным приводом трубные плашки превентора, а затем подготавливают к работе средства дегазации и утяжеления бурового раствора. Бурильщик следит, чтобы давление на штуцере не превышало 80 % давления опрессовки обсадной колонны.

Нефтегазопоявление при бурении и промывке. Бурильщик дает сигнал тревоги "Выброс", приподнимает бурильную колонну до выхода шарового крана и муфты верхней трубы из ротора, фиксирует тормоз. Затем останавливает буровые насосы, открывает аварийную задвижку рабочего отвода с дублирующего пульта превентора и закрывает трубные плашки. Второй и третий помощники бурильщика закрывают шаровой кран и ручным приводом фиксируют плашки.

Первый помощник бурильщика проверяет открытие аварийной задвижки на рабочем отводе, состояние других задвижек и докладывает

бурильщику. Бурильщик следит за давлением на штуцере, не допуская его рост более 80 % давления опрессовки обсадной колонны.

Нефтегазопоявление при поднятом бурильном инструменте. Бурильщик дает сигнал тревоги "Выброс", с дублирующего пульта открывает аварийную задвижку на рабочем отводе и закрывает глухие плашки превентора. Первый помощник бурильщика проверяет открытие аварийной задвижки, состояние других задвижек, докладывает бурильщику. Второй и третий помощники бурильщика фиксируют глухие плашки ручным приводом превентора, а затем проверяют готовность к работе средств дегазации и утяжеления бурового раствора. Бурильщик следит за давлением в скважине, не допуская его рост выше 80 % давления опрессовки обсадной колонны. Дальнейшие работы проводятся под руководством ответственного инженерно-технического работника.

7.4. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

При явных признаках открытого фонтанирования следует немедленно отключить электроэнергию и остановить двигатели внутреннего сгорания буровой установки. На территории, прилегающей к буровой, необходимо потушить технические и бытовые топки, остановить двигатели, запретить курение, пользование открытым огнем, стальным инструментом, принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины.

При возникновении открытого фонтана все люди немедленно выводятся за пределы загазованной зоны, запрещается всякое движение на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине. Вокруг территории ставят запрещающие знаки. Буровой мастер (а в его отсутствие бурильщик) сообщает об аварии руководству предприятия, вызывает военизированный отряд по ликвидации фонтанов и пожарную охрану. Администрация обслуживаемого предприятия сообщает о возникновении открытого фонтана в военизированный отряд (часть), пожарную охрану, а также вышестоящую организацию по подчиненности и принимает необходимые меры по ликвидации фонтана.

При получении сообщения об открытом фонтане руководители военизированных отрядов обеспечивают выезд оперативной группы к месту аварии. Для разработки мероприятий и организации проведения работ по ликвидации открытого фонтана создают в установленном порядке штаб, в состав которого входят представители военизированной части или отряда, органов Госгортехнадзора СССР, инженерно-технические работники предприятия, пожарной охраны, органов охраны общественного порядка и при необходимости — представители соответствующего министерства.

Ответственным руководителем работ — начальником штаба по ликвидации открытого фонтана — назначается представитель министерства, объединения, а его заместителем — ответственный исполнитель работ —

старший командир военизированной части или отряда, которому помимо работников военизированной части подчиняются все лица, выделенные предприятием для ведения работ по ликвидации открытого фонтана, в том числе пожарная команда. Ответственный руководитель работ все распоряжения, непосредственно связанные с ликвидацией открытого фонтана, отдает только через ответственного исполнителя.

В случае загорания фонтана ответственным исполнителем работ по тушению пожара назначают старшего представителя пожарной охраны.

Для успешного и безопасного ведения работ по ликвидации открытого фонтана штаб обязан:

провести тщательный анализ создавшейся обстановки, выяснить причины и обстоятельства возникновения фонтана, оценить состояние ствола скважины, противовыбросового оборудования, определить первоначальные параметры фонтана (фазовый состав, дебит, пластовое давление и др.);

определить границы загазованной зоны с учетом господствующего направления и силы ветра, места возможного скопления газа;

организовать расстановку на прилегающей к устью скважины территории и в газоопасных местах контрольно-пропускные пункты с круглосуточным дежурством рабочих предприятия, а также предупреждающих и запрещающих знаков "Газоопасно", "Огнеопасно", "Не курить", "Въезд запрещен", "Объезд" и др.;

определить с учетом состояния скважины и намечаемого способа ликвидации открытого фонтана перечень необходимого оборудования и приспособлений;

разработать мероприятия, обеспечивающие безопасность работ по ликвидации открытого фонтана;

определить место дислокации штаба, которое надо выбирать за пределами загазованной зоны.

Штабом также должны быть определены:

места и периодичность отбора проб воздуха на токсичность и взрываемость;

допустимая концентрация газа, при которой прекращается работа людей и технических средств;

виды и типы применяемых средств защиты, места их хранения и порядок использования;

места курения и общего пользования;

способы внутренней связи по видам служб;

необходимое количество воды для проведения аварийных работ;

источники воды и способы ее подвода к скважине;

продолжительность работы в опасной зоне в защитных средствах и без защитных средств;

способы сбора растекающейся нефти и сжигания газа;

места обогрева и сушки одежды, пункта медицинской помощи;

порядок приема пищи и отдыха.

Работы по ликвидации открытого фонтана ведутся по оперативному плану, утвержденному начальником штаба. План должен предусматривать весь комплекс организационно-технических мероприятий, необходимых для успешного и безопасного проведения работ, а именно:

- характеристику скважины на момент начала фонтанирования;
- способы ликвидации открытого фонтана;

- распределение работ по видам и времени их проведения с указанием численности исполнителей, необходимого оборудования, приспособлений и техники;

- перечень необходимого оборудования, инструмента и приспособлений, сроки их изготовления и доставки на место аварии;

- заготовку задавочной жидкости соответствующих параметров, объем и сроки приготовления, места его хранения;

- число и состав оперативных групп по видам работ;

- меры безопасности при работе на устье фонтанирующей скважины;

- порядок проведения инструктажа по технике безопасности с учетом конкретной обстановки на скважине;

- виды вспомогательных служб.

Для проведения подготовительных и вспомогательных работ по ликвидации фонтана штабом создаются следующие службы:

- пожарная;

- обеспечения водой (определение водоисточников, подготовка емкостей, трубопроводов, амбаров, создание запасов воды и др.);

- обеспечения промывочной жидкостью (заготовка емкостей, химреагентов, глины, глинопорошков, утяжелителя, приготовление раствора и контроль его параметров, транспортировка на скважину и др.);

- транспортная (обеспечение проводимых работ всеми видами транспорта, тракторами, бульдозерами, спецагрегатами и др.);

- строительная (сооружение амбаров, плотин, рытье каналов и траншей для стока жидкости, строительство дорог, помещений, различных деревянных и металлических конструкций);

- подготовки оборудования (разработка, изготовление и гидравлические испытания оборудования и приспособлений);

- снабжения (доставка оборудования, приспособлений, труб, емкостей, материалов, спецодежды и др.);

- связи (обеспечение бесперебойной телефонной или радиосвязью штаба с объединением, УБР, НГДУ и вспомогательными службами);

- питания (заготовка продуктов питания, своевременное приготовление и раздача пищи, обеспечение молоком работающих в загазованной зоне);

- бытовая (подготовка и обслуживание мест отдыха работников, занятых на работах по ликвидации фонтана, душевых, сушилок, раздевалок и др.);

- технологическая (расчеты параметров промывочной жидкости и режимов глушения, контроль ведения буровых работ по проводке на-

клонных скважин, разработка технической документации на нестандартное оборудование и др.);

газометрическая (отбор проб воздуха на токсичность и взрываемость, определение границ загазованной зоны, составление карты (схемы) загазованности территории, прилегающей к скважине, проверка исправности защитной аппаратуры и др.);

медицинская (обеспечение дежурства "скорой помощи", создание необходимых запасов медикаментов, медицинских инструментов и приборов, своевременное оказание помощи пострадавшим);

контрольно-пропускная (оцепление загазованной зоны; расстановка постов, предупреждающих и запрещающих знаков; регистрация входящих в опасную зону и выходящих из нее людей по специальным пропускам и др.).

Число и состав служб изменяются в зависимости от конкретных обстоятельств. Например, в труднодоступной местности при отсутствии наземных дорог нет необходимости создавать контрольно-пропускную службу.

Начальник штаба все распоряжения, связанные с проведением работ на устье скважины и в загазованной зоне, отдает только через своего заместителя — ответственного исполнителя работ.

Начальник штаба обеспечивает:

разработку и утверждение оперативного плана работ по ликвидации открытого фонтана и контроль за его выполнением;

общее руководство работами по ликвидации открытого фонтана;

эвакуацию людей и домашних животных в случае загазованности территории населенных пунктов;

взаимодействие и координацию работы всех вспомогательных служб;

круглосуточное дежурство инженерно-технических работников предприятия (организация), медицинского персонала с автомашиной "Скорая помощь";

информацию вышестоящим организациям о ходе работ по ликвидации открытого фонтана;

ежедневное подведение итогов работы по ликвидации открытого фонтана и определение задач на следующий день.

Ответственный исполнитель работ подчиняется только начальнику штаба и обеспечивает:

безопасное проведение работ по ликвидации открытого фонтана в строгом соответствии с утвержденным планом и с учетом создавшейся конкретной обстановки на скважине;

инструктаж и проверку знаний всех лиц, допущенных штабом к работе на устье фонтанирующей скважины и в загазованной зоне;

проведение анализов воздушной среды в местах, определенных штабом;

использование определенных штабом защитных средств при работе в опасных зонах;

постоянное наблюдение за работающими на устье фонтанирующей скважины и в загазованной зоне;

своевременную смену работающих у устья фонтанирующей скважины и в загазованной зоне;

учет работы оперативных групп.

Все распоряжения и указания ответственного руководителя и ответственного исполнителя работ по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, а также основные данные о ходе работ по их ликвидации записываются в оперативный журнал. Личный состав оперативных групп при выполнении аварийных работ подчиняется только своим непосредственным начальникам, которые в свою очередь подчиняются только ответственному исполнителю работ. Начальник штаба ежедневно проводит совещания (планерки), на которых рассматривается ход работ по ликвидации аварии.

7.5. БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

К работам по ликвидации открытого фонтана допускаются только проинструктированные, снабженные необходимыми средствами защиты и соответствующей спецодеждой рабочие. Работы у устья скважины проводят работники военизированных частей (отрядов) пожарной охраны, а также члены добровольной дружины ДГСД, прошедшие специальную подготовку. Все лица, допущенные к работе в опасной зоне, дополнительно инструктируются ответственным исполнителем работ.

Работающие в опасной зоне экипируются с целью защиты от теплового воздействия и сильных шумов. На работающих должны быть надеты ватные брюки, телогрейки, брезентовые костюмы или плащи, теплые портянки, сапоги. Шапку-ушанку завязывают для прижатия ватных тампонов, наложенных на уши. Для защиты слуха применяют также специальные противозумные наушники или антифоны.

Для обеспечения безопасных условий проведения работ необходимо расшить вышку, оттащить буровое оборудование, а при обледенении (в зимних условиях) вышки ее следует свалить и оттащить, убрать все другие сооружения для обеспечения нормальной проветриваемости территории. Особое внимание надо уделить обеспечению безопасных путей подхода и отхода от устья. При разливе нефти, конденсата необходимо непрерывно смывать его струями воды с путей подхода к устью, соорудить дренажные канавы и амбары для сбора нефти. Работы на устье, как правило, ведут в дневное время при минимальной численности работающих в опасной зоне.

Перед началом работ на устье фонтанирующей скважины и в прилегающей к скважине зоне проводят анализ воздушной среды на наличие взрывоопасных и ядовитых газов и, в первую очередь, на сероводород и пары углеводородов. На основании результатов анализа воздушной

среды штабом устанавливается применение необходимых защитных средств, места и периодичность отбора проб воздуха.

За работающими на устье фонтанирующей скважины и в загазованной зоне устанавливается непрерывное наблюдение, которое осуществляется страхующим звеном (дублерами), оснащенным средствами защиты.

Ответственный исполнитель работ находится на видном и удобном для обозрения месте. Между работающими, руководителем каждого звена и ответственным исполнителем работ устанавливается условная сигнализация (жестовая, флажковая, световая или связь через посыльных).

Работающие в опасной зоне обязаны выполнять распоряжения только ответственного исполнителя работ. Запрещается принимать самостоятельные решения, не согласованные предварительно с ответственным исполнителем работ.

Работа у открытого фонтана чередуется с перерывами на отдых через равные периоды пребывания работающих в газовой среде. Продолжительность периода непрерывной работы не более 15 мин. Перед началом работ у горящего фонтана личный состав должен адаптироваться, т.е. приучить организм к работе в условиях высокой температуры. Первоначально в зону высокой температуры вводят людей на 10—15 мин и не загружают их тяжелой работой. После перерыва 60—75 мин их снова вводят в зону высокой температуры на 15—20 мин (С.С. Авикилов, 1981).

Все работы на устье проводят только под прикрытием водяных струй. В этом случае даже при внезапном загорании фонтана тепловая радиация будет ослаблена из-за интенсивного парообразования и работающие на устье смогут отойти на безопасное расстояние. Создание водяной защиты работающих людей и техники осуществляет пожарная служба.

В случае применения тросовой оснастки для натаскивания запорных устройств на устье скважины, тросы и ролики обильно смазываются консистентной смазкой, а места трения тросов о металлические детали орошаются струями воды.

Работы на устье ведутся только искробезопасным инструментом: омедненным или изготовленным из бронзы.

Ниже приводится перечень приборов и защитных средств, которыми оснащают военизированные части и отряды по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов.

1. Многоканальный газоанализатор-газосигнализатор сероводорода ЕС-1Н-СД-К2.

2. Портативный газоанализатор-газосигнализатор сероводорода АС-5100.

3. Индивидуальный газоанализатор сероводорода с сигнализацией тревоги.

4. Портативный индикатор углекислого газа ШИ-3, ШИ-12.

5. Газоанализатор для определения концентрации свободного кислорода ИГА.

6. Газоанализатор для определения до взрывных концентраций метана ПГФ2М1-И1А.

7. Газоанализатор для определения до взрывных концентраций нефтяных газов ПГФ2М1-ИЗГ.

8. Газоопределитель химический ГХ-5, ГХ-6.

9. Аспиратор АМ-3 для определения концентрации окиси углерода, сероводорода и других взрывоопасных газов.

10. Фильтрующий противогаз.

11. Шланговый противогаз ПШ-1 с длиной шланга 10 м.

12. Шланговый противогаз ПШ-2 с длиной шланга 20 м.

13. Изолирующие аппаратуры и компрессоры для заправки воздуха в баллоны этих аппаратов.

14. Изолирующий противогаз ИП-46.

15. Средства для проверки герметичности и исправности дыхательных аппаратов.

16. Шумомеры.

17. Костюмы теплоотражающие до 800 °С и нефтестойкие, каски защитные.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Пермяков И.Г., Хайрадинов Н.Ш., Шевкунов Е.Н.** Нефтегазопромысловая геология и геофизика. — М.: Недра, 1989. — 269 с.
2. **Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под общей ред. А.Е. Сарояна** — М.: Недра, 1987. — 488 с.
3. **Булатов А.И., Куксов А.К., Бабяки Э.В.** Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении. — М., ВНИИОЭНГ, 1987. (Обзор, информ. Сер. бурение; Вып. 3).
4. **Булатов А.И., Аветисов А.Г.** Справочник инженера по бурению. В 2 т. Том 1. — М.: Недра, 1985. — 414 с.
5. **Леонов Е.Г., Исеев В.И.** Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра, 1987. — 304 с.

Предисловие	3
Глава 1. Геология нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений . . .	4
1.1. Методы изучения геологических разрезов	4
1.2. Свойства нефти и газа	5
1.3. Аномально высокие пластовые давления	8
1.4. Многолетнемерзлые породы	10
Глава 2. Трубы. Материалы	12
2.1. Бурильные трубы	12
2.2. Обсадные трубы	12
2.3. Насосно-компрессорные трубы	12
2.4. Материалы для приготовления и обработки буровых растворов	12
2.5. Тампонажные материалы	24
2.6. Буровые растворы на основе тяжелых солей без твердой фазы	26
2.7. Вязкоупругий разделитель	26
Глава 3. Оборудование устья скважин	27
3.1. Противовыбросовое оборудование	27
3.2. Циркуляционная система	49
3.3. Оборудование обвязки обсадных колонн	51
3.4. Фонтанная арматура	53
Глава 4. Газопроявления и открытые фонтаны	57
4.1. Газопроявления	57
4.2. Открытые фонтаны	66
Глава 5. Ликвидация открытых фонтанов	80
5.1. Этапы аварийных работ	80
5.2. Методы тушения пожаров открытых фонтанов	83
5.3. Оборудование для тушения пожаров	94
5.4. Методы снятия и наведения противовыбросового оборудования	97
5.5. Специальные устройства и приспособления	109
5.6. Глушение скважин при газонефтепроявлениях и открытых фонтанах	135
5.7. Примеры ликвидации открытых фонтанов	145

Глава 6. Ликвидация фонтанов с кратером на устье	153
6.1. Причины разрушения устья скважин при аварийном фонтанировании	153
6.2. Методы ликвидации фонтанов с кратером на устье, применявшиеся в Западной Сибири	154
6.3. Особенности бурения наклонно-направленных скважин для ликвидации фонтанов	156
6.4. Электромагнитный метод наведения скважин	157
6.5. Описание аварии на 118 Бованенковской	169
Глава 7. Профилактика открытых фонтанов и безопасности работ	171
7.1. Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования	171
7.2. Организация профилактических работ по предупреждению открытых фонтанов	176
7.3. Вскрытие продуктивных горизонтов	177
7.4. Организация работ по ликвидации открытых фонтанов	180
7.5. Безопасность работ при ликвидации открытых фонтанов	184
Список литературы	187

Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М.

Л 69 **Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.**
ISBN 5-247-01593-2

Приведены особенности геологического строения нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Дана классификация открытых фонтанов. Рассмотрены переход газопроявлений в фонтанирование и причины воспламенения нефти и газа. Подробно описаны методы и технические средства для ликвидации фонтанов с сохранившимся устьем и кратером. Большое внимание уделено предупреждению фонтанов и мероприятиям по технике безопасности при проведении буровых работ.

Для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

Л 2503010300—103 152—91
043 (01) —91

ББК 33.36

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Логанов Юрий Дмитриевич
Соболевский Владимир Викентьевич
Симонов Виктор Михайлович

ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ И БОРЬБА С НИМИ

Заведующий редакцией *Н.Е. Игнатьева*
Редактор издательства *М.В. Анфиноганова*
Технические редакторы *Ю.В. Втехина, Н.С. Анашкина*
Корректор *Н.А. Громова*
Операторы *И.В. Севалкина, Н.Я. Новикова*

ИБ № 2383

Подписано в печать с репродуцированного оригинал-макета 06.05.91. Формат 60 x 88 ¹/₁₆. Бумага офсетная № 2. Гарнитура "Универс". Печать офсетная. Усл.-печ. л. 11,76. Усл. кр.-отт. 12,0. Уч.-изд. л. 13,24. Тираж 2900 экз. Зак. № 6332/2383—3. Цена 65 коп.
Набор выполнен на наборно-пишущей машине

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра".
125047 Москва, Тверская застава, 3.

Ордена Октябрьской революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО
"Первая Образцовая типография" Государственного комитета СССР по печати
113054 Москва, Валуевская, 28