



СВЕДЕНИЯ ОБ АВАРИЯХ, ПРОИСШЕДШИХ НА ПОДНАДЗОРНЫХ ОБЪЕКТАХ В 2006 г.¹

По сравнению с аналогичным периодом 2005 г. (39 аварий) в 2006 г. количество аварий уменьшилось (36), а несчастных случаев со смертельным исходом (19) увеличилось (в 2005 г. – 15).

Годы*	Количество	
	аварий	несчастных случаев со смертельным исходом
2003	72	31
2004	49	37
2005	39	15
2006	36	19

* Приведены данные за 8 мес.

Распределение аварий, происшедших в 2006 г., по видам (в сравнении с аналогичным периодом 2005 г.)

Виды аварий	Число аварий по годам		+/-
	2005	2006	
Открытые фонтаны и выбросы	7	3	-4
Взрывы и пожары на объектах	3	6	+3
Падение буровых (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	2	3	+1

¹ Здесь и далее приведены данные за 8 мес. 2006 г.

Виды аварий	Число аварий по годам		+/-
	2005	2006	
Разлив нефти, утечка газа из промысловых трубопроводов	1	3	+2
Падение талевых систем при глубоком бурении и подземном ремонте скважин	-	-	-
Коррозия металла магистральных трубопроводов (КРН и др.)	9	5	-4
Несанкционированные врезки	10	8	-2
Нарушения проектных решений	2	-	-2
Брак при строительно-монтажных работах	2	-	-2
Природные явления (паводок, оползень)	1	-	-1
Повреждение техникой при земляных работах	1	3	+2
Диверсии	1	3	+2
Заводской брак	-	2	+2
Всего	39	36	-3

Описание аварий, происшедших на объектах нефтегазодобычи

24.01.06 Разрушение и падение верхней секции мачты подъемной установки УПА-60 (заводской № 17) при расхаживании пакера 2 ПД-ЯГ на НКТ 114 мм на скважине № 11155 Уренгойского газо-конденсатного месторождения (Управление интенсификации ремонта скважин, ООО «Уренгойгазпром», ОАО «Газпром»; УТЭН¹ по Ямало-Ненецкому автономному округу). В результате падения секции тяжелую травму получил бурильщик бригады КРС-3.

02.03.06 «Завал» агрегата для ремонта скважин А-50 (заводской № 1287) на левую сторону при подъеме аварийного инструмента из скважины, после прихвата НКТ (скважина № 1716, куст 173, бригада КРС № 55, Аганское месторождение, ОАО «Белорусское управление по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»; УТЭН по Ханты-Мансийскому автономному округу). В результате перебит подводящий электрический кабель эксплуатационного центробежного насоса фонтанной арматуры на соседней скважине, деформирована кабина агрегата А-50, сломан левый домкрат нивелирования агрегата. Пострадавших нет.

02.05.06 Взрыв внутри резервуара РВС-2000 № 3, оборудованного системой улавливания легких фракций нефти, на установке предварительного сброса воды УПСВ-5 в ЦКППН НГДУ «Нурлатнефть» (ОАО «Татнефть»; УТЭН по Республике Татарстан). Взрыв произошел в процессе приема 200 м³ сточных вод из отстойников О-1 в указанный резервуар, в котором

¹ Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора.



уровень сточных вод составлял 2,48 м, а уровень пленочной нефти – 28 см. Разрушена верхняя часть РВС, произошло возгорание углеводородов. Травмированных нет. Остановка технологического процесса не допущена.

24.05.06 Нарушение целостности полости трубы на двух участках – 82-м и 67-м км временного нефтепровода ПМТП-150 (полевой магистральный трубопровод) «Талакан–Витим» Д_у 152 мм Ленский улус, ОАО «Ленанефтегаз», Ленское управление по комплексному освоению месторождения; УТЭН по Республике Саха (Якутия)).

Авария с истечением водонефтяной смеси в окружающую природную среду случилась после гидравлического испытания нефтепровода водой на давление 7,5 МПа (75 кгс/см²) при вытеснении воды товарной нефтью в процессе подготовки его к эксплуатации.

В связи с возбуждением уголовного дела по факту загрязнения вод Природоохранной прокуратурой по Республике Саха (Якутия) изъяты как вещественные доказательства: фрагменты аварийных труб, проектная, техническая и эксплуатационная документация на временный нефтепровод.

29.05.06 Расстыковка труб на 82-м км нефтепровода ПМТП-150 «Верхне-Марково–Усть-Кут», в 40 км от г. Усть-Кута (ОАО «Иркутская нефтяная компания»; Иркутское межрегиональное УТЭН).

На нефтепроводной системе ПМТП-150, прошедшей все виды приемочных испытаний в установленном порядке, но еще не принятой приемочной комиссией в эксплуатацию, 27.05.06 вели пусконаладочные работы: заполнение нефтепровода Верхне-Марково–Усть-Кут и отладку режимов работы насосных станций. На нефтепроводе протяженностью 126,12 км смонтированы пять передвижных насосных станций (ПНС-5, -7, -8, -9 и -11). Трубопровод заполняли с действующего нефтепровода Яракта–Верхне-Марково. Последовательно вводили в работу ПНС (в скобках указано давление, МПа): 28.05.06 в 4 ч 30 мин – ПНС-5 (на входе 1,3, на выходе 2,3); 29.05.06 в 9 ч – ПНС-9 (на входе 1,0, на выходе 1,95). При этом давление на входе ПНС-5 составляло 2,4 МПа, на выходе – 3,6 МПа, производительность прокачки 21,5 м³/ч, скорость движения нефти 0,359 м/с. В 12 ч 29.05.06 ПНС-9 остановили по причине выхода из строя двигателя передвижной насосной установки, после чего на нефтепроводе установился следующий режим: ПНС-5 – давление на входе и выходе 2,4 и 3,6 МПа соответственно; ПНС-7, -8, -9 (не работали) – давление 1,65; 1,45 и 0,85 МПа соответственно; давление на переходе р. Королихи (пикет 827) 1,95; на ПНС-11 (не работала, пикет 873) – 0,5 МПа.

В связи с длительным отключением ПНС-9 в 15 ч 29.05.06 движение нефти по нефтепроводу остановили. От диспетчера поступила команда обходчикам проверить давление на речных переходах. В 16 ч 30 мин об-

ходчик сообщил по рации, что в районе р. Королихи, в 40 м от берега, подтекает нефть (давление на переходе по-прежнему оставалось в норме – 1,95 МПа). По распоряжению диспетчера обходчик перекрыл задвижки на пикете 823+32 и переходе (пикет 825+32) и продолжил обследование трубы.

Режимы на нефтепроводе после остановки всех насосных станций: ПНС-5 – температура 15 °С, давление 1,9 МПа; ПНС-7 – давление нулевое (в районе пикета 302+50 установлен обратный клапан, отм. 569,46); ПНС-8 и -9 – давление 0,75 и 0,7 МПа соответственно, на переходе (пикет 827) – 1,95, на ПНС-11 (пикет 873) – 0,5 МПа.

В 17 ч из пос. Верхне-Марково в район р. Королихи была направлена аварийно-восстановительная бригада, которая прибыла на место аварии в 23 ч 50 мин. Обнаружив разлив нефти и расстыковку трубы (рис. 1, а и б), бригада приступила к локализации растекания нефти и обваловке участка. Общий (расчетный) объем вытекшей нефти составил 8,87 м³, загрязнена почва на площади 0,18 га; нефть частично попала в рр. Королиху и Лену.

Технические и организационные причины аварии:

✧ нарушение регламента обслуживания: своевременно не выполнен отвод паводковых вод от опор (п. 5.1 ПБ 03-517–02), в результате произошел подмыв опорной лежки трубы, что привело к просадке трубопровода;

✧ несовершенство проектных решений: не предусмотрено крепление трубопровода на крутых склонах (труба сползла по склону от весовой нагрузки и температурного удлинения, и нарушился угол стыковочных соединений);

✧ недостаточный контроль со стороны инженерно-технических работников предприятия за состоянием трубопровода в паводковый период; некачественный осмотр трубопровода перед запуском;

✧ отсутствие (не предусмотрено проектом) нефтеулавливающих амбаров перед водными переходами.

Кроме того, комиссия отметила, что на отдельных участках трубопровода опоры выполнены из материала, не предусмотренного проектом.

15.06.06 Разлив нефти на участке пикета 11-й км нефтепровода № 34 Андра–НПС «Красноленинская» (УПН «Сергинское», ОАО «РИТЕК», нефтепроводное управление «РИТЕКБелоярскнефть»; УТЭН по Ханты-Мансийскому автономному округу). В период 14–15.06.06 неустановленными лицами повреждена стенка технологического нефтепровода D_y 219 мм с рабочим давлением 1,0–1,5 МПа (10–15 кг/см²) – обнаружены четыре отверстия диаметром 4 мм, расположенные полумесяцем, одно из них сквозное. Общий объем разлитой нефти – 20 442 м³.

Октябрьским отделом внутренних дел возбуждено уголовное дело.



Рис. 1. Место аварии на нефтепроводе ПМТП-150 «Верхне-Марково–Усть-Кут»: а – нарушенное крепление трубы; б – разлив нефти

17.06.06 Разрушение мачты универсального подъемного агрегата УПА 60/80, используемого для освоения и ремонта нефтяных и газовых скважин, в ходе работ на скважине № 2921 куста № 43 бис Талинского месторождения (ООО «Интегра КРС»; УТЭН по Ханты-Мансийскому автономному округу).

Бригада КРС № 304 ЦКРС № 3 вела работы по срыву пакера и подъёму НКТ 3 1/2 после ГРП. Срыв пакера (ПРО-ЯМ Д_у 122 № 6820) производился при нагрузке (по ИВЭ-50) 39,8 т, демонтаж подгонного патрубка длиной 4 м, подготовительные работы и подъем НКТ 3 1/2 с пакером – при нагрузке 36,8 т (примерно 9 м НКТ над устьем). Во время подъема НКТ сломалась мачта подъёмника (рис. 2, а–г). Пострадавших нет.

Причины аварии:

- ✧ УПА 60/80 установлен на приустьевой площадке с нарушением инструкции завода-изготовителя по его эксплуатации;
- ✧ расположение якорей оттяжек не соответствовало схеме; не установлены стяжные винты фундаментной балки;
- ✧ неудовлетворительно организован технологический контроль за безопасной эксплуатацией УПА 60/80 при ремонте скважины № 2921 куста № 43 бис Талинского месторождения;
- ✧ производственный контроль не обеспечивал соблюдение требований промышленной безопасности в эксплуатирующей организации.

Открытые фонтаны

02.04.06 Авария на добывающей скважине № 5300 (кустовая площадка № 108, Каменное месторождение, Октябрьский район, ОАО «ТНК-Нягань»; УТЭН по Ханты-Мансийскому автономному округу).

При глушении скважины перед запланированным текущим ремонтом (замена фонтанного лифта электрическим центробежным насосом – ЭЦН-400/2100) произошла разгерметизация затрубной задвижки фонтанной арматуры (трещина по корпусу), в результате чего началось фонтанирование газонефтяной смеси. Несколько попыток бригады подземного ремонта скважин прекратить фонтанирование не были успешными. В 10 ч 20 мин 03.04.06 г. на место аварии прибыла оперативная группа Сургутского военизированного отряда, приступившая после разработки оперативного плана ликвидации аварии к глушению скважины. Авария ликвидирована 03.04.06 в 17 ч 35 мин.

Технические причины аварии:

- ✧ наличие проппанта в зоне перфорации, на забое скважины, в продукции;
- ✧ заклинивание шибера задвижки (в полузакрытом положении) вследствие наличия проппанта на всех деталях внутренней поверхности





Рис. 2, а–г. Последствия аварии на скважине № 2921 Талинского месторождения: а и б – аварийный подъемник (общий вид); в – якоря оттяжек, расположенные с нарушением схемы (видно отсутствие стяжных винтов на фундаментной балке); г – сломанная мачта подъемника



задвижки, что стало причиной разрушения опорных подшипников шпинделя при управлении задвижкой;

✧ эксплуатация затрубной линейной задвижки ЗМС 65×21 (заводской № 14297) фонтанной арматуры АФКЭ 65×21 (заводской № 1106) в полузакрытом положении шибера (паспорт ЗМС – ООО ПС п. 4.2.2, паспорт на фонтанную арматуру АФ.00 ПС п. 6.2.2, ПБ в НГП п. 1.5.2).

Организационные причины:

✧ некачественно промыта скважина после гидравлического разрыва пласта;

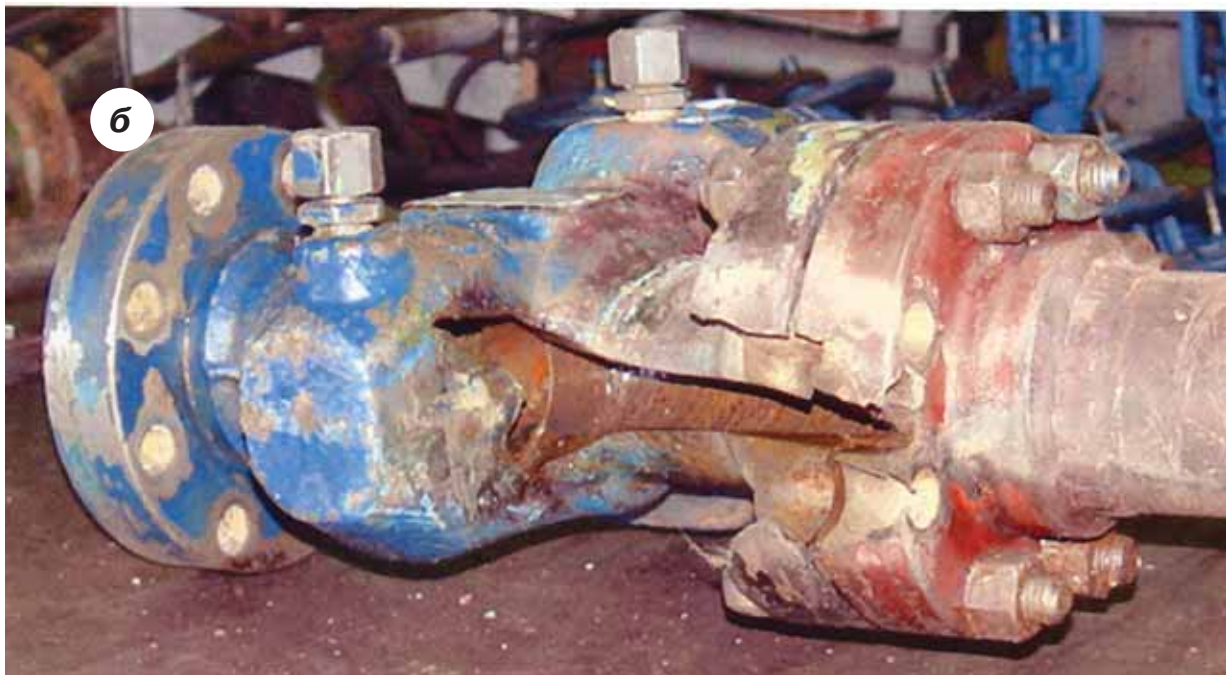
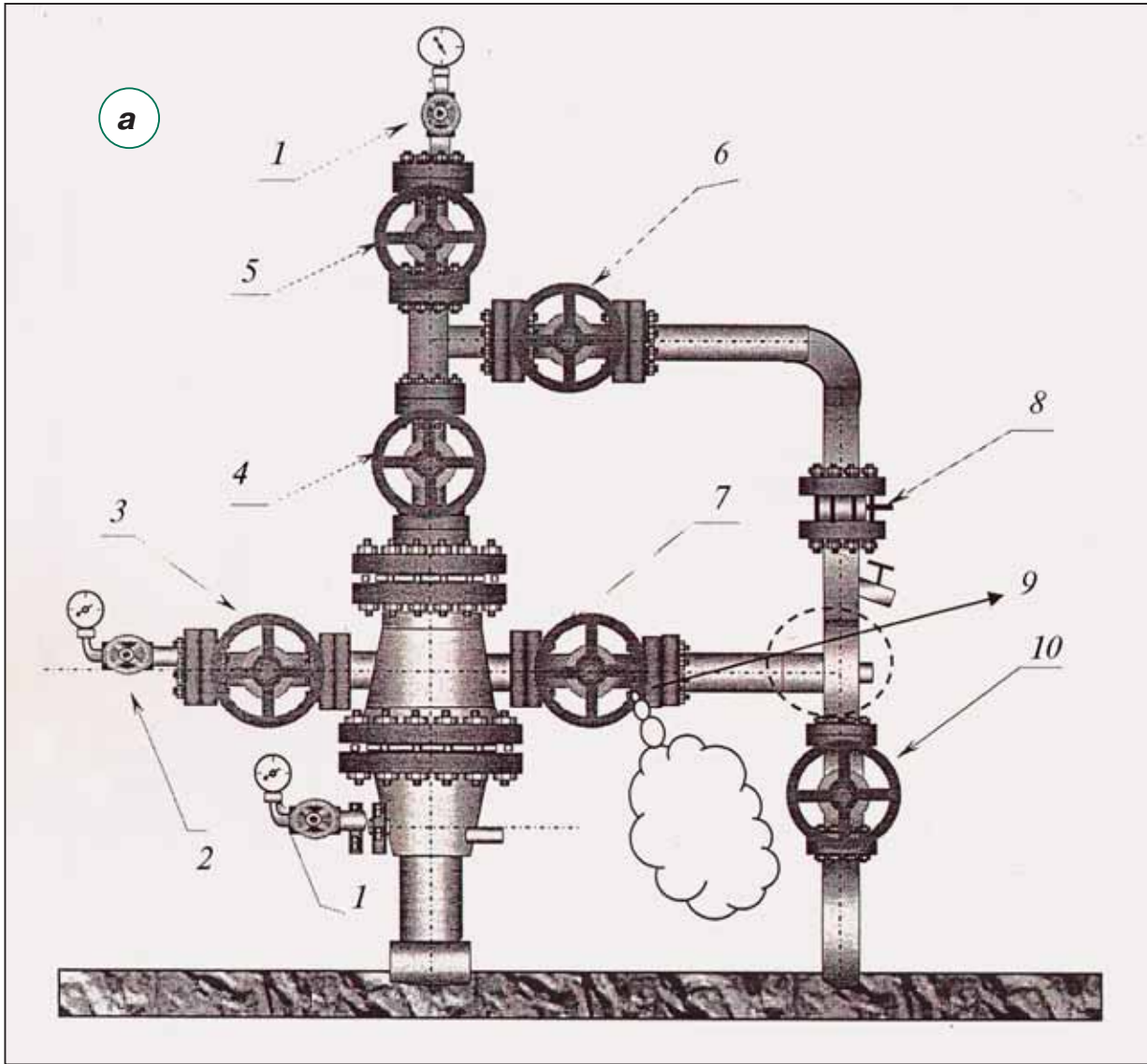
✧ в разделах паспорта завода-изготовителя на задвижку ЗМС 65×21 (зав. № 14297) отсутствуют:

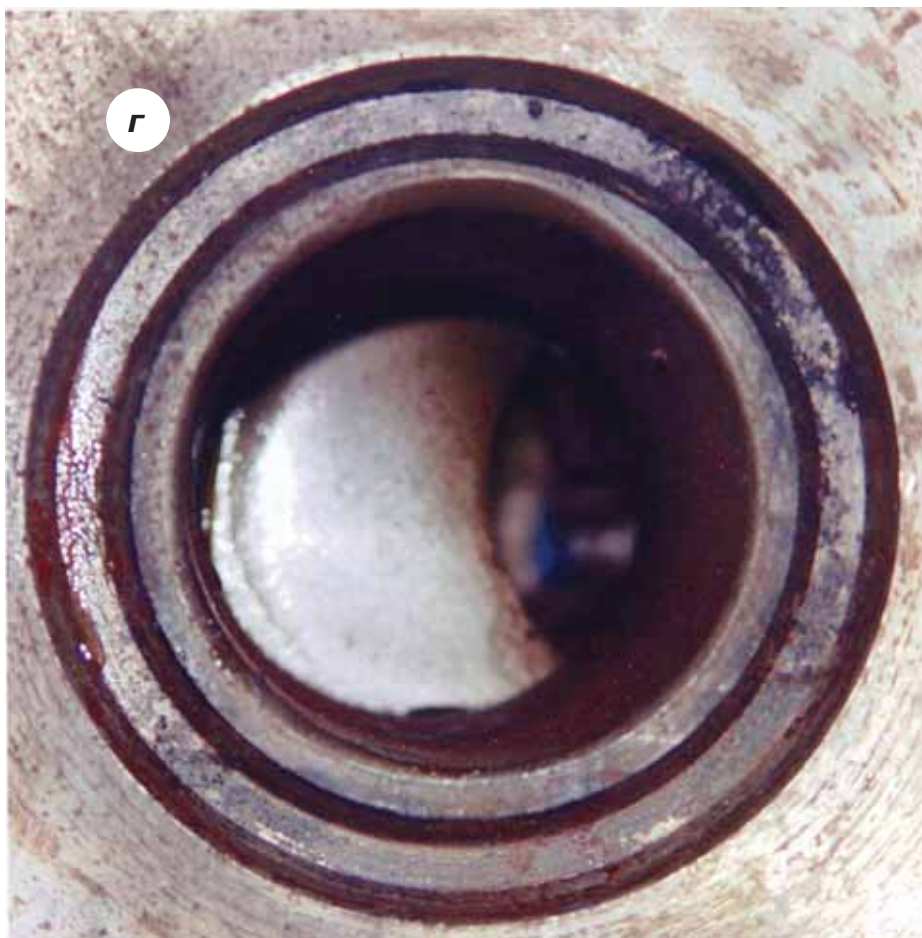
- ✧ описание методов контроля положения шибера;
- ✧ количество оборотов маховика для полного открытия задвижки из положения «закрыто»;
- ✧ меры безопасности и охраны окружающей среды (имеется ссылка на устаревшие Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности 1998 г.).

Неисправная задвижка ЗМС 65×21 фонтанной арматуры, соединенная с отводом, демонтирована силами подразделения Сургутской противofонтанной части. При ее осмотре обнаружены следы разрушения корпуса и фланцевого соединения отвода, выявлено, что вал вращения для перемещения шибера не вращается, шибер задвижки находится в приоткрытом состоянии. Демонтированная задвижка отправлена в ООО «Нягань-нефтемаш» для комиссионного осмотра в условиях базы (рис. 3, а–е).

19.08.06 Скважина № 155-089 Иреляхского ГНМ, 5 км от г. Мирный, Мирнинский р-н, ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» (Якутия), АК «АЛРОСА», ЗАО «Иреляхнефть» (УТЭН по Республике Саха (Якутия)).

В процессе углубления скважины при забое 866 м произошло полное поглощение бурового раствора. При подъеме бурового инструмента для производства работ по тампонированию, в момент нахождения УБТ 178 мм в районе плашек превентора, произошел внезапный выброс бурового раствора с газом. В настоящее время скважина работает чистым газом по линии дросселирования по затрубному пространству. Работы по ликвидации открытого газового фонтана ведутся в соответствии с оперативным планом, утвержденным начальником штаба и согласованным с начальником ГУП «Якутская военизированная противofонтанная часть».





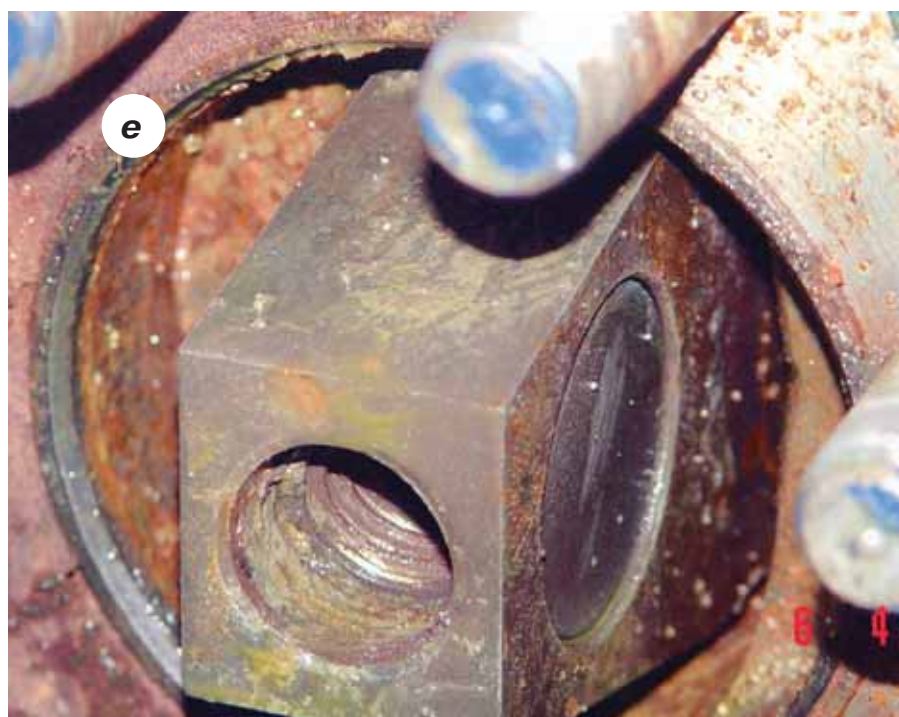
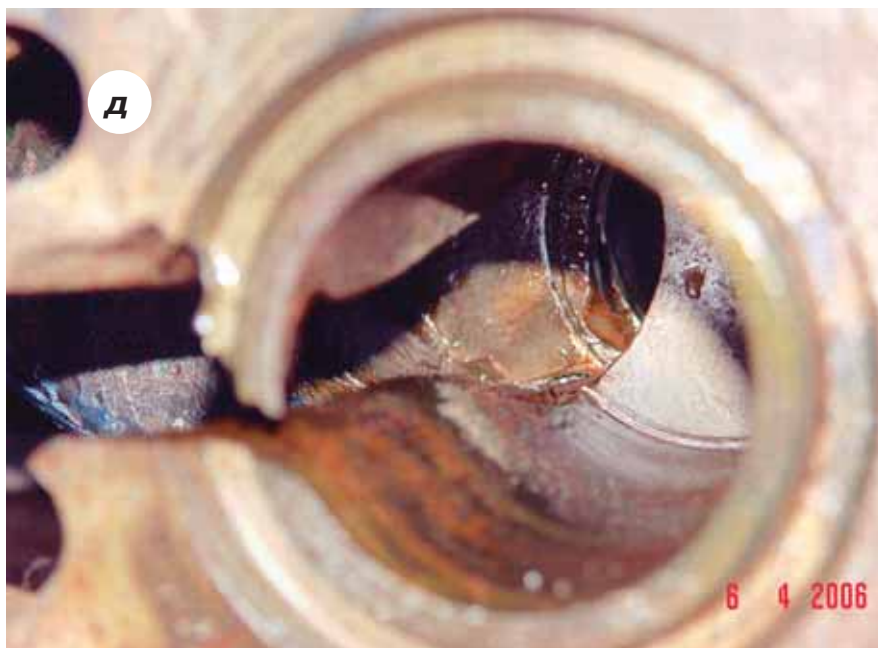


Рис. 3, а–е. Аварийная затрубная задвижка фонтанной арматуры на скважине № 5300 Каменного месторождения: а – схема места разгерметизации задвижки (1 – манометр, 2 – манометр затрубный; задвижки ЗМС 65×210: 3 – затрубная; 4 – центральная трубная; 5 и 6 – трубные линейные; 7 – затрубная линейная; 10 – ЭКЛ 80×40; 8 – штуцер Д 18 мм; 9 – место разгерметизации); **б** – корпус задвижки (отсутствует фрагмент нижней части корпуса); **в** – уплотнительное кольцо фланцевого соединения задвижки и трубной обвязки (отсутствует фрагмент); **г** и **д** – шибер задвижки в открытом состоянии (проходное сечение диаметром 65 мм перекрыто на 51 мм); **е** – корпус задвижки (виден проппант на всех поверхностях)