

ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Аварийность и травматизм в 2009 г.

В 2009 г. добычу нефти и газа в Российской Федерации осуществляли 13 крупных холдингов и 165 нефтегазодобывающих компаний, которые представлены организациями с российским, иностранным и смешанным капиталами, а также 3 оператора Соглашений о разделе продукции. Эксплуатационный фонд нефтяных скважин составляет около 160 тыс. ед.

В 2008 г. добыто 488,5 млн. т нефти с газовым конденсатом. Объем добычи нефти в Российской Федерации, включая газовый конденсат, в 2009 г. вырос на 1,2 % по сравнению с показателем 2008 г. и составил 494 млн. т (в основном за счёт ввода в эксплуатацию Ванкорского месторождения нефти). Извлекаемые запасы Ванкорского месторождения составляют 520 млн. т нефти и 95 млрд. м³ газа. Суточная добыча – 18 тыс. т нефти, к концу года планируется до 30 тыс. т, в пик добычи – 25,5 млн. т в год.

Добыча газа в России в 2009 г. уменьшилась на 12,1 % по сравнению с предшествующим годом и достигла 584 млрд. м³.

Объём разведочного бурения в 2009 г. сократился на 41,2 %. Всего пробурено 267,9 тыс. м. Проходка в эксплуатационном бурении скважин в 2009 г. снизилась на 3,5 % и составила 14090,9 тыс. м. Сокращение объёмов бурения зафиксировано впервые за последние 5 лет.

Наилучшие показатели в ОАО «Сургутнефтегаз» – единственной компании, увеличившей в 2009 г. объём разведочного бурения. ОАО «Роснефть» снизило объём бурения на 17,5 % (до 24,5 тыс. м), ОАО «Лукойл» – на 42,5 % (до 36 тыс. м), ОАО «Газпромнефть» – на 75,7 % (до 10,1 тыс. м).

В 2009 г. на объектах нефтегазодобычи произошло 17 аварий, (в том числе 1 – в геологоразведке), что на 7 аварий больше по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, и 16 несчастных случаев со смертельным исходом, в том числе 3 групповых, что на 8 случаев больше, чем в 2008 г.

К основным **организационным и техническим причинам** аварий и несчастных случаев следует отнести:

✦ неэффективную организацию и осуществление производственного и технического контроля;



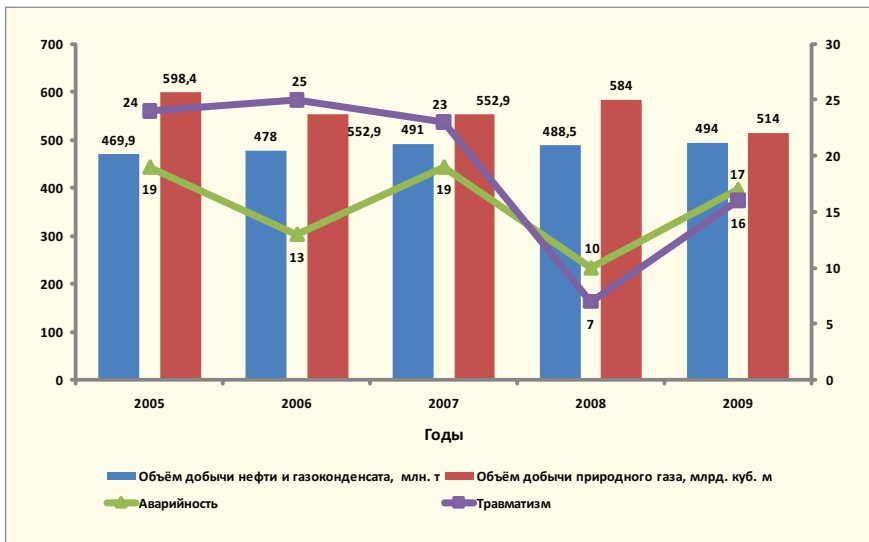
- ✧ нарушение технологии производства работ;
- ✧ производство работ с нарушением требований руководств по эксплуатации;
- ✧ нарушение работниками трудового распорядка и дисциплины труда;
- ✧ ненадлежащее содержание и техническое обслуживание оборудования;
- ✧ применение неисправного оборудования или оборудования, отработавшего нормативный срок эксплуатации.

Распределение аварийности и смертельного травматизма по территориальным органам

Управления	Аварии по годам		Несчастные случаи со смертельным исходом по годам	
	2008	2009	2008	2009
Северо-Уральское	2	7	4	10
Печорское	3	2	–	4
Приволжское	–	1	1	–
Средне-Кавказское	–	1	–	1
Западно-Уральское	1	1	–	–
Северо-Кавказское	2	1	–	–
Нижне-Волжское	–	1	–	1
Приуральское	–	1	1	–

Во всех зарегистрированных случаях аварий и производственного травматизма фигурируют подрядные сервисные и дочерние компании недорпользователей. Не снимая ответственности с этих компаний, необходимо ставить вопрос о повышении эффективности проведения надзора за соблюдением требований промышленной безопасности со стороны головных структур вертикально интегрированных компаний, занимающихся нефтегазодобычей. Основное препятствие, не позволяющее принять эффективные меры к снижению аварийности и травматизма, – недостаточное внимание первых руководителей компаний к вопросам интеграции управления промышленной безопасностью подразделений и подрядных организаций в общую систему управления компаний.

Динамика объёмов добычи нефти и газа, аварийности и производственного травматизма с 2005 по 2009 г.



Обстоятельства и причины крупных аварий и несчастных случаев

01.02.09 ООО «Нафтабурсервис», Иркутская обл., скв. 279 Чайкинского месторождения. При подъёме бурильного инструмента из-за обледенения не сработал ограничитель подъёма буровой установки Уралмаш 3-Д. Произошёл разрыв талевого каната с падением талевой системы. Помощник бурильщика получил тяжёлую травму.

08.03.09 ООО «Меридиан», пос. Нижний Одес (Республика Коми). При установке подъёмника УПА-60 на скважину совершён наезд на устьевое оборудование. В результате нарушения герметичности скважины произошёл выброс газовой смеси. При этом помощник бурильщика получил смертельные травмы, будучи придавлен к фонтанной арматуре.

14.03.09 ЗАО «Самотлорнефтепромхим», г. Нижневартовск, Тюменская обл. При подъёме НКТ на скважине начался перелив жидкости по затрубному пространству. При наворачивании запорной компоновки произошёл выброс



пачки газа с пропантом. Скважина перешла к неуправляемому фонтанированию. 15.03.09 фонтан ликвидирован, устье скважины загерметизировано.

19.04.09 ОАО «Татнефть» НГДУ «Лениногорскнефть», цех подготовки нефти. При производстве работ по пропарке РВС-2000 м³ в результате выброса газонефтяной смеси произошёл взрыв. Пять человек получили термические ожоги II–III степени. Пожарный расчёт ликвидировал открытое горение на РВС.

08.04.09 ООО «Байкитская нефтегазоразведочная экспедиция». Возгорание топливно-воздушной смеси в двухблочной котельной (ПKN-2M) из-за разгерметизации вентиля подачи топлива. Пожар продолжался до выгорания топлива. Выведено из строя котельное оборудование.

18.07.09 Пермский филиал Буровой компании «Евразия», Этышское месторождение, кустовая площадка в 8 км от г. Чернушки. При перемещении вышечного блока БУ 2000/125 ЭП-2 произошло самопроизвольное скатывание в сторону передвижения с разрушением вышки, деформацией рамы шасси автокрана и поворотной части стрелы.

07.08.09 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз». В результате противоправных действий неустановленных лиц, попытки несанкционированного отбора нефти на устье скважины № 320 Кудиновского месторождения, произошло фонтанирование сырой нефти с возгоранием. Высота факела составила 10 м, $P_{\text{раб}}$ 80 атм. Фонтан ликвидирован работниками противофонтанной службы.

23.09.09 Белорусское УПНП и КРС ХМАО-Югра, Верхне-Коликеганское месторождение, куст № 38, скв. № 640. При подъёме перфоратора началось нефтеводопроявление. Превентор закрыть не смогли. Произошло открытое фонтанирование. Фонтан ликвидирован.

02.10.09 «Нефтехимтранс», ХМАО-Югра, Ватинское месторождение, кустовая площадка № 19, скважина № 51. При обработке скважины ингибитором СОНПАР 5403 произошёл взрыв кислотного агрегата с последующим его возгоранием, в результате чего водитель-машинист кислотного агрегата получил ожоги кожного покрова (около 80 %) и от полученных травм скончался.

Аварии на объектах нефтегазодобычи

Виды аварий	Число аварий по годам						
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Открытые фонтаны и выбросы	8	6	8	3	5	5	5
Взрывы и пожары на объектах	6	7	5	2	7	3	5
Падение буровых, (эксплуатационных) вышек, разрушение их частей	2	1	2	3	4	1	3
Падение талевых систем в глубоком бурении и подземном ремонте скважин	–	2	1	1	–	–	2
Прочие	4	4	3	4	3	1	2
Всего:	20	20	19	13	19	10	17

Общее число смертельно травмированных по видам надзора

Виды надзора	Число смертельно травмированных по годам						
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Нефтедобыча	23	23	22	19	18	6	15
Газодобыча	2	3	1	–	–	1	1
Геологоразведка	2	3	1	6	5	1	–
Всего:	27	29	24	25	23	8	16

Большинство аварий и связанных с ними случаев травматизма со смертельным исходом можно предотвратить постоянным мониторингом реального состояния ОПО, своевременным проведением мероприятий по их техническому обслуживанию, ремонту и реконструкции, а также пропагандируя культуру производства и соблюдая безопасные режимы работы.

Анализ контрольной и надзорной деятельности показал, что в последние годы с учётом реформирования территориальных органов и передачи функций по охране недр значительно снизилась активность этой деятельности, что во многом повлияло на аварийность и травматизм со смертельным исходом на ОПО нефтегазодобывающего комплекса в 2009 г.

Эффективность надзорной деятельности обеспечивается повышением требовательности инспекторского состава.

В то же время, территориальным органам не удалось добиться эффективности производственного контроля на отдельных предприятиях, эксплуатирующих ОПО, особенно в организациях, допустивших аварии и несчастные случаи, о чём свидетельствует анализ результатов контрольной и надзорной работы, в том числе анализ аварий и травматизма.

Отмечено значительное увеличение аварийности и травматизма на предприятиях, поднадзорных Северо-Уральскому управлению, на территории Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Здесь травматизм увеличился по сравнению с 2008 г. в 2,25 раза, аварийность – в 1,4 раза.



В Печорском управлении (Республика Коми и Ненецкий автономный округ) произошло 4 несчастных случая (в 2008 г. – не было).

В целях снижения аварийности и травматизма при производстве работ на ОПО, а также повышения эффективности надзорных и контрольных функций территориальных органов Ростехнадзора в области промышленной безопасности (в 2009 г. выявлено 4 случая неэффективной организации и осуществления производственного и технического контроля) в территориальных органах Ростехнадзора необходимо провести совещания с руководителями предприятий о состоянии (и организации) производственного контроля за состоянием промышленной безопасности и травматизма.

В части нарушения технологии производства работ (1 случай), отсутствия контроля за выполнением работ (3 случая), отсутствия организационно-технических мероприятий (1 случай), установки спецтехники во взрывоопасной зоне (1 случай), территориальным органам Ростехнадзора необходимо при проверке предприятий обращать внимание на следующие показатели:

- ✦ состояние производственного контроля;
- ✦ разработку и функционирование СУПБ в целом;
- ✦ соответствие лиц, ответственных за производство работ на ОПО, уровню профессиональной подготовки.

Чтобы не допустить производства работ с нарушением требований руководств по эксплуатации (3 случая), нарушения работниками трудового распорядка и дисциплины труда (2 случая), требований соответствующих инструкций и правил по оборудованию производственных рабочих мест (1 случай), необходимо установить особый контроль за своевременным и полным выполнением мероприятий по устранению отступлений от требований промышленной безопасности, снижению степени риска техногенных аварий и несчастных случаев на производстве, обеспечивать соблюдение установленного порядка расследования аварий и несчастных случаев, соблюдение сроков расследования, полноты и объективности его проведения и своевременного представления в Центральный аппарат актов и материалов расследования причин аварий и несчастных случаев.

Нельзя допускать ненадлежащее содержание и обслуживание оборудования (1 случай), необходимо обращать внимание на состояние инвентаризации оборудования и степени его износа.

Для предупреждения аварий по техническим причинам из-за применения оборудования, отработавшего нормативный срок эксплуатации (1 случай), производства работ на неисправном оборудовании (3 случая) предлагается контролировать своевременное проведение необходимых испытаний и освидетельствований технических устройств на объектах, ремонта и проверки контрольных средств измерения.

В 2009 г. проведены комплексные проверки нефтяных компаний ОАО «Руснефть», ОАО «Новатек» и компании «ГНК-ВР». Отмечен рост объёмов добычи нефти и газа за счёт введения в эксплуатацию новых объектов обустройства месторождений. Отмечено снижение доли сжигания и рассеивания попутного нефтяного газа в названных компаниях по сравнению с прежними годами.

Проведены целевые проверки операторов проектов в рамках соглашений о разделе продукции. Компанией «Эксон Нефтегаз Лимитед» – проект Саха-

лин-1 при строительстве подводного трубопровода допущены отклонения от проектных решений. Компанией «Тоталь Разведка, Разработка, Россия» на Харьятинском месторождении не выполняется программа использования ПНГ, доля сжигаемого ПНГ составляет 70 %, в то время как, Соглашением о разделе продукции предусмотрено достижение уровня использования ПНГ 95 % в 2009 г.

Результаты проверок показывают, что нефтегазодобывающие компании соблюдают требования законодательных процедур регулирования промышленной безопасностью. Производится регистрация в государственном реестре ОПО и страхование ответственности за причинение вреда при их эксплуатации. Производственный контроль в дочерних обществах ведётся в рамках внедряемых СУПБ головных и управляющих компаний. Проводится экспертиза промышленной безопасности технических устройств при эксплуатации, проектной документации на расширение, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию ОПО.

К нерешённым проблемам большинства компаний следует отнести инциденты, связанные с утечками нефти из промысловых трубопроводов, низкие темпы проведения ремонта, замены, диагностики и ингибиторной защиты трубопроводов, замены физически и морально устаревшего оборудования. Проблемным является вопрос эксплуатации нефтяных и газовых скважин с негерметичными обсадными колоннами. При эксплуатации таких скважин нарушаются режимы эксплуатации пластов, что приводит к сокращению доли извлекаемых запасов нефти.

В целях готовности к ликвидации и локализации последствий аварий в нефтегазодобывающих организациях созданы собственные внештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников организаций, заключены договоры с профессиональными противодантными военизированными частями (ПФВЧ). Надзор за готовностью ПФВЧ к ликвидации и локализации последствий аварий с 2004 г. полномочиями Ростехнадзора не предусматривается.

В 2009 г. нефтегазодобывающим организациям выдано 85 лицензий на эксплуатацию взрывопожароопасных производственных объектов, в 6 случаях заявителям отказано в выдаче лицензий. Изготовителям и поставщикам нефтегазопромыслового оборудования выдано 574 и отказано в выдаче 85 разрешений на применение технических устройств. Зарегистрировано и утверждено 815 заключений экспертизы промышленной безопасности технических устройств, проектной документации и деклараций промышленной безопасности, в 42 случаях в утверждении отказано.

К последствиям мирового финансового кризиса следует отнести сокращение объёмов разведочного бурения в 2009 г. на 41,2 % и в эксплуатационном бурении скважин на 3,5 %, до 14090,9 тыс. м.

Сокращение объёмов бурения зафиксировано впервые за последние 5 лет. Также из-за финансовых проблем некоторые компании сократили или приостановили работы по реализации программ рационального использования ПНГ и планов внедрения современных систем и средств измерений, позволяющих повысить достоверность учёта добываемых и используемых углеводородного сырья (УВС) и ПНГ.



Аварийность при добыче нефти и газа в 1-м полугодии 2010 г.

22.01.10 ОАО «Оренбургнефть», скважина № 514 ЦДНГ № 2 Герасимовского месторождения (Приуральское управление). При горячей промывке нефтью скважины № 514 произошло возгорание агрегата для депарафинизации нефти на базе автомобиля «УРАЛ-4320» с последующим возгоранием автоцистерны с нефтью в объёме 8,51 м³ на базе КраЗа Бузулукского управления специализированного транспорта.

Пожар ликвидирован.

Технические причины:

- ✧ разрушение герметизирующего сальникового узла кабельного ввода из-за нарушения предусмотренной заводом-изготовителем компоновки;
- ✧ отсутствие металлической прокладки («звёздочки»), допущенное во время последнего ремонта скважины;
- ✧ превышение на 34 атм максимально допустимого давления, регламентируемого Инструкцией по охране труда и промышленной безопасности при депарафинизации нефтепроводов от АСПО при помощи АДП ОАО «Оренбургнефть» № 112.

Организационные причины:

- ✧ неэффективный производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности при производстве работ подрядными организациями, производившими ремонт скважин, как со стороны руководства подрядных организаций, так и руководителей и специалистов ОАО «Оренбургнефть»;
- ✧ отсутствие плана тепловой обработки скважины.

23.01.10 ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», КЦДНГ-4, Кыртальское месторождение, скважина № 407, (Республика Коми). Выброс и возгорание газа из фонтанной арматуры скважины в результате короткого замыкания силового кабеля ЭЦН. Возгорание ликвидировано 23.01.10.

Технические причины:

Растрескивание (повреждение) изоляции греющего кабеля (АСЛН) в кабельном вводе устьевого арматуры при эксплуатации в условиях резких перепадов температуры и установившейся накануне низкой температуры окружающего воздуха, что привело к возможности выхода газа из затрубного пространства скважины № 407. После оплавления изоляции жил греющего кабеля произошло короткое замыкание и воспламенение выходящего газа.

Организационные причины:

- ✧ отсутствие надлежащего контроля за эксплуатацией скважины, выразившееся в нарушении герметичности проходного отверстия для силового кабеля в устьевого арматуре скважины 407 (нарушение п. 3.5.2.35. Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности).

12.02.10 ОАО «Южуралнефтегаз», скважина 5320, 5-й км на северо-запад от с. Верхняя Платоновка, Оренбургская обл.

При проведении гидродинамического исследования скважины № 5320 Капитоновского месторождения подрядной организацией ООО «ОренГИС» произошёл выброс пластового флюида с последующим возгоранием устья скважины.

Технические причины:

✧ применение в ООО «ОренГИС» манометра устьевого автономного «Микон-207» не во взрывозащищённом исполнении для выполнения работ во взрывоопасной зоне (нарушение п.1.6.2.3 ПБ 08-624-03).

Организационные причины:

✧ отсутствие экспертизы промышленной безопасности документов ООО «ОренГИС», связанных с эксплуатацией ОПО, при проведении гидродинамических исследований (нарушение ст. 13 ФЗ-167 от 21.07.97);

✧ отсутствие персонала ООО «ОренГИС» во время проведения ГДИ на скважине (оставление места работ без контроля; нарушение п.3.1 Положения о взаимодействии Южуралнефтегаз и ОренГИС);

✧ допуск к работе на скважине (нарушение п. 3.2.1 ПБ 08-624-03);

✧ отсутствие инструктажа перед началом работ (нарушение п. 1.7.13 ПБ 08-624-03);

✧ недостаточный контроль за работой подрядной организации (нарушение п. 5.1.4 ПБ 08-624-03);

✧ отсутствие сертификата соответствия промышленной безопасности манометра во взрывозащищённом исполнении (нарушение п.1.2.20, 1.6.2.3 ПБ 08-624-03);

✧ отсутствие разрешения Ростехнадзора на применение манометра «Микон-207» (нарушение п.1.5.1 ПБ 08-624-03).

07.04.10 ООО «Газпром добыча Астрахань» производство № 1, У-171, пос. Аксарайский. Разгерметизация оборудования установки сепарации пластового газа с утечкой и возгоранием углеводородного сырья. Очаг возгорания локализован.

Технические причины:

Рост давления в факельном трубопроводе вследствие пропуска продукта через клапан-отсекатель 3L171UV012 и отсутствие проходимости в трубопроводе 2"гр. 71.112, привели к превышению критического давления в перекрытом участке факельного трубопровода и к разгерметизации фланцевого соединения факельной задвижки 24" с последующим возгоранием и разрывом факельного трубопровода в районе В-21.

Организационные причины:

✧ ошибочные действия персонала, не соответствовавшие требованиям промышленной безопасности в части эксплуатации объекта: закрыть факельную задвижку 24» с целью ликвидировать нештатную ситуацию и нор-



мализовать технологический процесс. Работники должны были предвидеть возможность возникновения аварийной ситуации и её последствия.

09.04.10 ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» КЦДНГ-2 внутрипромысловый нефтепровод, скважина 171 – скважина 36. В результате сквозной трещины на внутрипромысловом нефтепроводе диаметром 114×6 мм произошла утечка нефтесодержащей жидкости в объёме (ориентировочно) более 50 м³.

Техническая причина – сквозная язвенная коррозия с внутренней стороны трубопровода.

Организационные причины:

- ✧ отсутствие технологического регламента на систему промысловых нефтепроводов КЦДНГ-2 ТПП «ЛУКОЙЛ -Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ -Коми» (нарушение п.3.1.12 ПБ 08-624-03);
- ✧ отсутствие нормативных технических документов на эксплуатируемый нефтепровод (проектной и исполнительной документации) (нарушение ч.1 ст. 9 Федерального закона от 21.07.97 № 116-ФЗ;
- ✧ недостаточный контроль со стороны руководства и специалистов КЦДНГ-2 ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» за ведением технической документации в КЦДНГ-2 ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (нарушение п. 5.1.1 ПБ 08-624-03).

23.04.10 ООО «Коми Куэст Интернейшнл», скважина 1158 Южно-Возейского нефтяного месторождения.

При капитальном ремонте скважины № 1158 во время промывки её технической водой с наращиванием и допуском НКТ 2 7/8 до глубины 3396 м произошло газонефтепроявление через затрубное пространство на выкидную ёмкость объёмом до 30 м³ с частичным газонефтепроявлением через плашки превентора ПМТ 156/210 и последующим его возгоранием. При аварии погиб помощник бурильщика, а бурильщик получил тяжёлую травму.

Технические причины:

- ✧ при обнаружении газонефтеводопроявления устье скважины не загерметизировано в соответствии с требованиями монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования – превентора ПМТ 156×210. При закрытии плашек превентора одна из них не дожата к телу НКТ-73. Резиновая часть одной из плашек превентора, предположительно, деформировалась при награве тела НКТ-73 во время возгорания НСЖ на устье скважины.

Организационные причины:

- ✧ нарушение:
- ✧ п. 7 и 2 Инструкции № 58 Первичные действия членов бригад капитального, текущего ремонта скважин при возникновении нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов, утверждённой генеральным директором ООО

«Коми Куэст Интернешнл» от 11.05.05 (закрыть превентор и зафиксировать схождение плашек превентора ручным приводом);

✧ п. 4.6.14. Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03);

✧ п. 3.1.4.7 Правил ведения ремонтных работ в скважинах» (РД 153-39-023-97);

✧ условий эксплуатации оборудования во взрывоопасных зонах вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях нефтегазопромысловых объектов;

✧ раздела 1.6.2. Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03);

✧ раздела 3, п. 9.6.14, п. 9.11.27 Правил ведения ремонтных работ в скважинах (РД 153-39-023-97);

✧ п. 3.16 инструкции № 51 «По предупреждению возникновения нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов при текущем и капитальном ремонте скважин» (в случае возникновения даже незначительного нефтегазоводопроявления следует прекратить работу, загерметизировать устье скважины и сообщить об этом в производственно-диспетчерскую службу);

✧ п. 4.6.14. Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03); п. 9.6.26. Правил ведения ремонтных работ в скважинах» (РД 153-39-023-97).

10.05.10 ЗАО «Обьнефтеремонт», ХМАО Югра, Смотлорское месторождение, скважина 15663. При проведении бригадой нормализации забоя с отбором керна на скважине во время расхаживания инструмента подъёмный агрегат УПА-60 упал на левую сторону. Работники бригады не пострадали. Повреждена мачта агрегата.

Технические причины:

После нормализации забоя и последующего отбора керна с глубины в интервале 1869,2 – 1869,3 при подъёме инструмента из забоя началась загрузка с увеличением нагрузки. Расхаживание производилось с увеличением нагрузки до 44,5 т, затем мачта подъёмной установки наклонилась в левую сторону, и подъёмная установка опрокинулась.

Организационные причины:

✧ нарушение технологии монтажа подъёмной установки, изложенной в паспортных данных, а именно: неправильная посадка опорных башмаков верхней секции на затворы нижней секции мачты;

✧ отсутствие на подъёмной установке визуальной сигнализации 2-й секции мачты на затворы нижней секции мачты.

✧ отсутствие должного контроля со стороны работников бригады при монтаже верхней секции мачты;

✧ некачественный осмотр оборудования перед началом работ.