

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Анализ технологических процессов добычи нефти и газа.....	13
1.1 Анализ технологий добычи нефти и газа при освоении нефтегазовых месторождений	13
1.2 Анализ и оценка риска аварий при бурении и освоении нефтегазовых скважин. Идентификация опасностей	24
2 Методы исследования и анализа рисков при освоении нефтегазовых месторождений	27
2.1 Исследование профессиональных рисков методом предварительного анализа опасностей	27
2.2 Исследование профессиональных рисков методом исследования опасности и работоспособности (HAZOP)	28
3 Ликвидация и предупреждение аварийности при бурении нефтяных и газовых скважин	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
ПРИЛОЖЕНИЕ А Протектор для бурильной трубы с приварными замками и способ его монтажа	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Строповое противоположное устройство	97

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Скважина – цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины (диаметр > 50 75 мм, длину > 5 7 м).

Бурение скважин – сложный технологический процесс строительства ствола буровых скважин, состоящий из основных операций.

Авария — опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определённой территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде.

Фонтаноопасность (Blowout) – это потенциальная возможность развития нефтегазоводопроявления в открытый фонтан при существующих горно-геологических условиях, используемых технических средствах и применяемой технологии ведения работ.

Желобообразование – увеличение углов перегиба ствола скважины, а особенно распространены желоба при бурении наклонных или искривленных скважин, относится к очень коварным осложнениям, потому что этот процесс происходит не сразу, а с ростом числа погружений бурильного инструмента.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АГЗУ - автоматизированные групповые замерные установки.

АВПД - аномально большое пластовое давление.

Бар - единица измерения давления, примерно равная одной атмосфере.

БВ - буровая вышка.

ГНВП - (газонефтеводопроявления) представляют собой проникновение одновременно нефтяного флюида и газа через колонны внутрь скважины или во внешнее за колонное пространство.

ГТИ - геолого-технологические исследования.

ГТМ - геолого-технические мероприятия.

ГОСТ 6365-74 - государственный стандарт союза ССР кольца резиновые для бурильных труб.

ГТН - геолого-технический наряд.

ЖМ - жилой модуль.

КВЧ - количество взвешенных частиц.

МГА - максимальные гипотетические аварии.

МЧС - министерство чрезвычайных событий.

НК - нефтяная компания.

НКТ - насосно-компрессорные трубы служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

ПАО - предварительный анализ опасности.

ПВО - противовыбросовое оборудование.

ПЭД - погружной электрический двигатель.

РАН – Российская Академии Наук.

СИЗ - средства индивидуальной защиты

СПБУ - специализированная плавучая буровая установка.

СКО - соляно-кислотной обработки.

ТМ - технические мероприятия.

ТМПН - трансформаторы силовые трехфазные масляные с первичным напряжением.

ТУ - технические условия.

УБТ - утяжеленная буровая труба.

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса, в английском варианте - ESP (electric submersible pump).

УЭЦП - установки электроцентробежные для поддержания пластового давления.

ФБТ - инструкция по учету работы и списанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб на предприятиях и в трубных подразделениях производственных объединений министерства нефтяной промышленности.

ЦА-320 - Цементировочный агрегат.

ЦИТС - Центральная инженерно-технологическая служба.

ЦСГО - циркуляционная система очистки бурового раствора

ЭПУ - электропитающая установка.

JIIF – Joint Interface Task Force объединенная рабочая группа по средствам сопряжения.

API - единица измерения плотности нефти, разработанная Американским институтом нефти.

IADS - international association of drilling contractors, Международная ассоциация буровых подрядчиков.

ВОЕМРЕ - «Бюро по управлению добычей энергоресурсов в открытом море».

HAZOP - (Hazard and Operability Study) один из методов исследования опасности и работоспособности.

ФБТ - инструкция по учету работы и списанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб на предприятиях и в трубных подразделениях производственных объединений министерства нефтяной промышленности.

ЭЦН - электроцентробежный насос, в английском варианте - ESP
(electric submersible pump).

ВВЕДЕНИЕ

Возникновение аварий на опасных производственных объектах не является исключением для нефтегазовой промышленности. Аварии происходят достаточно часто, поэтому важным аспектом является оценка риска аварий, которая является частью обеспечения безопасности опасных производственных объектов. Аварии часто приводят к непредсказуемым последствиям, поэтому процесс оценки их риска является более чем полезным мероприятием, которое может существенно снизить их число и последствия. В данной статье рассмотрены вопросы оценки риска аварий в нефтегазовой промышленности. Приведены основные методы оценки риска в данной отрасли. Таким образом, оценка рисков аварий является очень важным мероприятием по обеспечению промышленной безопасности, поскольку позволяет предусмотреть эффекты, возникающие от их возникновения. Детальное использование методик оценки рисков, указанных в данной статье, позволит значительно снизить последствия аварий в случае их возникновения.

Актуальность: деятельность человека в современных условиях наносит колоссальный ущерб экологической обстановке окружающей природной среде. С одной стороны, увеличение количества осваиваемых нефтегазовых скважин являются весьма актуальными в связи с сложившейся экономической и политической обстановкой в стране, с необходимостью обеспечивать топливно-энергетический ресурс. С другой стороны, имеет место ужесточения требований промышленной и экологической безопасности на особо опасных производствах, к которым относится и буровая вышка. Предприятиям приходится решать этот вопрос путем реконструкции, модернизации, внедрением новых, более эффективных изобретений для снижения возможности возникновения аварий при освоении и строительстве нефтегазовых скважин. Как следствие снижение негативного воздействия на окружающую природную среду, уменьшение риска нанесения

ущерба здоровью людей. Данные о масштабе воздействия опасных и вредных производственных факторов на человека и окружающую природную среду свидетельствуют о неуклонном росте количества аварий при освоении нефтегазовых месторождений, что приводит к значительным экологическим загрязнениям природной среды, неоправданным человеческим и экономическим потерям.

Основным направлением повышения безопасности условий труда в современных условиях является системный подход, основанный на анализе и оценке рисков, обусловленных спецификой производственных процессов. Методической основой данного подхода является понятие профессионального риска, то есть риска нанесения ущерба здоровью человека условиями профессиональной деятельности. В настоящее время разработаны методы оценки профессионального риска от постоянно действующих вредных и опасных факторов производственной деятельности, а также частные методики оценки риска отдельных производственных факторов для реализации страхового принципа защиты и назначения профессиональных досрочных пенсий.

Выполнение анализа риска в целом направлено на то, чтобы посредством инженерных, технических и организационных мероприятий достичь приемлемого уровня риска аварий, т.е. такой меры опасности, уровень которой допустим и обоснован, исходя из социально-экономических, экологических соображений. Следовательно, назревает необходимость в установлении методологических подходов к процедуре анализа технологических рисков при освоении и строительстве нефтегазовых скважин, а также разработки рекомендаций по их снижению. Одной из характеристик опасности, широко используемой в настоящее время, является риск.

"Риск – это мера опасности, характеризующая вероятность возникновения возможных аварий и тяжесть их последствий. Для сравнения

степени опасности различных ее источников необходимы количественные показатели риска" [1].

Предметом исследования является процесс освоение, на объектах бурения при освоении и построении нефтегазовых скважин, установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), ликвидация и предупреждение аварийности на объектах нефтегазовой промышленности на примере предприятия ООО «Траектория-Сервис» г. Самара.

"Аварии в нефтяных и газовых скважинах рассматриваются как прекращение технологических процессов (добычи нефти и газа, бурения), вызванное прихватом или поломками бурового скважинного инструмента, колонны бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб; падением на забои насосных штанг, кабеля-каната, скважинных двигателей, приборов, замков, переводников и другое" [2].

Объектом - исследование и анализ рисков при освоении нефтегазовых скважин на базе предприятия ООО «Траектория-Сервис».

Цели исследования:

–определение точных, достоверных характеристик риска и их обоснованности при освоении нефтегазовых скважин.

–выработку эффективных мер по снижению выявленных рисков на буровой при освоении нефтегазовых скважин.

–провести анализ выполнения безопасных и экологически чистых технологических процессов при освоении нефтегазовых месторождений.

–провести идентификацию опасностей и рисков;

–рассчитать количественную оценку риска аварий;

–разработка (адаптация) инновационных технических решений по повышению безопасности при освоении нефтегазовых месторождений.

–проанализировать и оценить риск аварий при установке электроцентробежного насоса (УЭЦН);

–рассмотреть и проанализировать процессы ликвидации и предупреждение аварийности при освоении нефтяных и газовых скважин.

Анализ технологических рисков освоения нефтегазовых скважин является необходимым элементом управления промышленной безопасностью и представляет поэтапную (циклическую) процедуру.

–разработать и в дальнейшем внедрить методы снижения либо прекращения аварий при освоении нефтегазовых месторождений.

–разработать мероприятий по усовершенствованию технологии освоения нефтегазовых месторождений.

Исходя из поставленной цели, были сформулированы следующие задачи исследования:

- 1) провести идентификацию опасностей и рисков.
- 2) провести исследования в направлении уменьшения риска аварий при установке электроцентробежного насоса (УЭЦН).
- 3) рассмотреть причины аварий при освоении нефтяных и газовых скважин.
- 4) проанализировать ликвидации и предупреждение аварийности при освоении нефтяных и газовых скважин.
- 5) провести анализ технологий добычи нефти и газа при освоении нефтегазовых месторождений;
- 6) выполнить анализ профессиональных рисков, инцидентов, аварий при добыче;
- 7) рассмотреть методы исследования и анализа рисков при освоении нефтегазовых месторождений;
- 8) сделать выводы о результатах исследования и анализ профессиональных рисков при освоении нефтегазовых месторождений.
- 9) разработать мероприятий по усовершенствованию технологии освоения нефтегазовых месторождений.
- 10) оценить эколого-экономический эффект разработанных мероприятий по снижению аварийности при освоении нефтегазовых скважин.

Методы исследования:

Для решения поставленных задач применялся метод опасности и работоспособности (HAZOP).

HAZOP ((Hazard and Operability Study (исследование опасности и работоспособности)) – это процесс детальной и структурированной идентификации опасностей для отдельных технологических систем (участков, узлов). Некоторые авторы называют его анализом опасности и работоспособности во втором издании AIChE (abbreviation American Institute of Chemical Engineers). ISBN 978-0-8169-0491-4 описывается данный метод как наиболее широко используемый при анализе рисков в промышленности, в частности химической, нефтехимической и атомной промышленности Великобритании и числится как "методология" в нормативных актах США.

HAZOP применяют для идентификации слабых мест (существующих или предполагаемых) в системах, включая поток материалов, людей, данных, событий, действий в запланированной последовательности или в процедурах, управляющих такой последовательностью, для исследования опасности и потенциальных проблем, связанных с различными режимами эксплуатации данной системы (например запуск, резервирование, нормальная эксплуатация, нормальное завершение, чрезвычайное завершение), для неустановившихся процессов и последовательностей, а также для непрерывных процессов.

Теоретической и методологической основой исследования рисков при освоении нефтегазовых месторождений являются научно-тематические исследования по производственной безопасности связанной с технологическим процессом освоения нефтегазовых скважин отраженных в работах Лисанова М.В., Савиной А.В., Самусевой Е.А., Сумского С.И., Пааске Б., Хрупачевой А.Г., Хадарцевой А.А., Лечеркина А.С., Сидорова В.И., Бирюлевой Н.В., Евсеевой О.Е., Злотникова Г. П., Каменских С. В., Саенко А.Г., Маринина С.Ю., Пашиных Л.А., Пашиных К.Л., Чулкова Н.А., Деренок А.Н., а также опираясь на нормативно-правовые документы РФ в области промышленной и экологической безопасности.

Научная новизна исследования заключается в разработке и обосновании эффективности применения способов, приводящих к уменьшению либо предотвращению аварий при освоении нефтегазовых скважин. Внедрение данных устройств необходимо для повышения эффективности производственной безопасности данного процесса.

Практическая значимость исследования заключается в том, что в данной работе исследуются эффективность применения механизмов устройств и приспособлений, применение которых предназначено предотвратить, либо снизить возможность возникновения аварийных ситуаций при освоении нефтегазовых скважин, что в свою очередь приведет к минимизации нанесения ущерба экологической обстановки окружающей среды и снижению риска нанесения ущерба здоровью людей.

Анализ показывает, что подавляющее большинство аварий при освоении эксплуатации и проводке нефтегазовых скважин является следствием технологических нарушений и технических упущений.

1 Анализ технологических процессов добычи нефти и газа

1.1 Анализ технологий добычи нефти и газа при освоении нефтегазовых месторождений

"Основная задача идентификации опасностей аварий – выявление и четкое описание всех источников опасностей аварий (для участков и составных частей анализируемого объекта, на которых обращаются опасные вещества) и сценариев их реализаций" [3].

Причинами возникновения аварийных ситуаций при бурении скважин могут быть следующие:

а) отказы или неполадки оборудования, отказы технических устройств, связанные с типовыми процессами, физическим износом, коррозией, выходом технологических параметров на предельно допустимые значения, прекращением подачи энергоресурсов, нарушением работы систем и/или средств управления и контроля;

б) ошибочные действия персонала, связанные с отступлением от установленных параметров технологического регламента ведения производственного процесса, нарушением режима эксплуатации производственных установок и оборудования, недостаточным контролем (или отсутствием контроля) за параметрами технологического процесса;

в) внешние воздействия природного и техногенного характера, связанные с землетрясениями, паводками и разливами, несанкционированным вмешательством в технологический процесс, диверсиями или террористическими актами, авариями или другими техногенными происшествиями на соседних объектах.

К основным причинам, связанным с отказами/неполадками оборудования, можно отнести:

а) физический износ, коррозию, эрозию, температурную деформацию технологического оборудования и трубопроводов;

б) прекращение подачи энергоресурсов (например, электроэнергии, воды, воздуха).

"Физический износ, коррозия, эрозия, температурная деформация технологического оборудования и трубопроводов могут стать причиной частичной или полной разгерметизации. Исходя из анализа аварийности можно сделать вывод, что при достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов эти разрушения чаще всего имеют локальный характер и не приводят к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации и ликвидации последствий локального разрушения они могут привести к цепному развитию аварийной ситуации с выбросом большого количества опасного вещества" [3].

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к остановке насосного оборудования, отказу контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, систем связи, нарушению технологических процессов, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

При отсутствии достаточного контроля со стороны обслуживающего персонала за регламентными значениями параметров процессов, неадекватном восприятии информации и несвоевременности принятия мер по локализации и ликвидации аварийных ситуаций возможен выход параметров за критические значения, разгерметизация оборудования (от частичной до полной) и выброс опасного вещества.

Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования (особенно при испытании скважин, трубопроводов), ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми технологическими режимами (возможные газонефтепроявления, гидроудар), освобождением и заполнением оборудования опасным веществом. Возможны ситуации с нарушением производственным персоналом правил техники безопасности.

Исходя из реальной обстановки или вследствие непреодолимых причин возможно возникновение аварийных ситуаций от следующих внешних воздействий:

а) "грозовые разряды или разряды статического электричества – возможны отказ системы автоматического управления и разгерметизация оборудования (вплоть до полного разрушения), выброс опасного вещества и возникновение аварийной ситуации, сопровождаемой взрывами и/или пожарами; кроме этого, грозовые разряды и разряды статического электричества могут являться источниками воспламенения" [3];

б) например, смерч, ураган, шторм, землетрясение, размыв или проседание грунта, срыв с якорей, в том числе запредельные волновые нагрузки, – в зависимости от силы проявления данных природных воздействий возможны разрушения различной степени, в том числе в результате столкновения с судами снабжения, технологическими судами, танкерами, что может привести к разрушению (нарушению устойчивости), разгерметизации оборудования или трубопроводов, в том числе скважины, и выбросу опасного вещества;

в) снежные заносы, выход значений температуры и ледовой нагрузки за принятые проектные значения – возможны нарушение режимов работы технологического оборудования, обледенение и последующее обрушение модулей, конструкций бассейна выдержки и сооружений с последующей разгерметизацией оборудования и выбросом опасного вещества;

г) падение вертолетов – возможно повреждение вертолетной площадки и конструкций, в том числе жилых модулей;

д) специально спланированная диверсия – возможно возникновение крупной аварии с разрушением всего имеющегося оборудования.

Все возможные основные опасности при строительстве скважин можно условно разделить на три основные группы:

- наиболее опасные, связанные с опасными веществами;

- "максимальные гипотетические аварии (далее МГА), сопровождающиеся образованием максимальных объемов взрывопожароопасных и токсичных веществ, наиболее опасным воздействием поражающих факторов на человека и окружающую среду, приводящие к наибольшему ущербу – зонам поражения площадного характера" [4];

- наиболее вероятные, связанные с опасными веществами;

- с высвобождением небольшого количества опасного вещества через не плотности в соединительных элементах или свищи в трубопроводах. Данные аварии не представляют большой опасности для людей и окружающей среды, зоны поражения носят локальный характер;

- аварии, не связанные с опасными веществами (поражение электротоком, вращающимся механизмом, падающим предметом и т.п.) - зоны поражения локального характера. Основной потенциальной опасностью при строительстве скважин является открытый фонтан, сопровождающийся выбросами углеводородов, возможно, содержащих сероводород, с возможным возгоранием и загазованностью территории. Наиболее потенциально опасными этапами строительства скважин с точки зрения возникновения аварийных ситуаций являются бурение, крепление и освоение продуктивных пластов.

Фонтаноопасность при строительстве скважины – это потенциальная возможность развития нефтегазоводопроявления в открытый фонтан при существующих горно-геологических условиях, используемых технических средствах и применяемой технологии ведения работ. Потенциальная возможность возникновения нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве скважин зависит от факторов, условно объединенных в четыре основные группы: горно-геологические, технические, технологические, организационные.

Все основные возможные факторы, способствующие возникновению аварий, можно условно разделить на следующие взаимосвязанные группы, характеризующиеся:

- а) свойствами обращающихся веществ;
- б) используемым оборудованием и протекающими в нем технологическими процессами;
- в) внешними факторами.

К основным возможным факторам, способствующим развитию аварий, относится:

1) Горно-геологические:

- отсутствие, недостаточность, недостоверность сведений о флюидсодержащих пластах, пластах, склонных к поглощениям и гидроразрывам;

- повышенное пластовое давление;
- давление начала поглощения, гидроразрыва;
- наличие тектонических нарушений по разрезу скважины;
- трещиноватость, пористость, проницаемость пород;
- состав и физико-химические характеристики флюида (плотность, вязкость, сжимаемость, пожаровзрывоопасность, присутствие агрессивных компонентов)

2) "Технические:

- отсутствие или неисправность превенторного оборудования на устье скважины;

- отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах;
- отсутствие или неисправность обратного клапана обсадной колонны;
- разрушение или негерметичность обсадной колонны;
- дефекты (металлургические) металла колонн скважины, трубной обвязки устья, фонтанной арматуры, приводящие к разгерметизации оборудования;

- нарушения технологии изготовления деталей;

-коррозия металла колонн скважины, трубной обвязки устья, фонтанной арматуры, ведущая к их разгерметизации;

-неисправность и выход из строя оборудования, контрольно-измерительных приборов и аппаратуры для своевременного обнаружения газонефтепроявления;

-абразивный износ оборудования под действием частиц породы, выносимых из скважины с потоком газа, приводящий к разгерметизации оборудования"[1].

3) Технологические:

- неверный выбор технологических параметров;

-недостаточная плотность бурового раствора;

-поглощение бурового раствора;

-отклонение от проектной конструкции скважины;

-неполное заполнение скважины при подъеме инструмента;

-подъем инструмента с сальником;

-вскрытие пласта, не предусмотренного проектом;

-не заполнение обсадной колонны при спуске в скважину;

-некачественное цементирование обсадных колонн;

-ошибочные инженерно-технические решения;

-отсутствие станции геолого-технологического исследования;

-некачественное крепление обсадных колонн

4) Человеческий фактор:

-обученность персонала практическим навыкам обнаружения, предупреждения и ликвидации газонефтепроявления и квалификация членов буровой бригады:

-несвоевременное обнаружение газонефтепроявления;

-несвоевременность и непринятие целенаправленных и адекватных решений по ликвидации газонефтепроявления;

-непринятие своевременных мер по герметизации устья скважины;

-неправильные действия по герметизации устья скважины;

-исполнительная дисциплина и контроль со стороны инженерно-технический работник;

-невыполнение обязательных действий, предписанных инструктивными документами;

-уровень организации труда в буровой организации:

-несвоевременность смены вахт;

-профилактика и проверка работоспособности противовыбросовое оборудование и др.

Неприятных и опасных моментов в работе всегда хочется избежать, но не всегда получается, поэтому перед началом работ каждый сотрудник должен предельно внимательно ознакомиться со всеми особенностями почвы, на которой ему предстоит работать. Чаще всего работа может затрудняться по причине обвалов, набухания или желобообразования, однако, при своевременном обнаружении проблемы эти затруднения в работе можно быстро ликвидировать, сохранив, при этом, дорогостоящее оборудование и здоровье коллег.

Обвал можно назвать самым частым и распространенным видом осложнений, потому что, чаще всего, им заканчивается вовремя не замеченный другой вид осложнений. Согласно статистике 46% осложнений и аварий заканчивается обвалом. Обвал происходит во время прохождения буром уплотненных глин или глиняных сланцев. Это происходит, когда проходимый слой породы получает достаточное количество влаги за счет бурового раствора или же по причине достаточно большого количества свободной воды в пласте. Этот вид осложнений достаточно опасен, потому что во время него резко повышается внутреннее давление в пласте, выбрасывая наружу бурильные насосы и куски пород. Обвалы довольно часто заканчиваются полным выходом из строя бурильных труб, поэтому при первых признаках обвала нужно сделать нагрузку на долото минимальной, это снизит скорость бурения, но спасет довольно дорогое оборудование.

Набухание, также происходит по вине бурового раствора, только этот

процесс кардинально отличается от обвала. В связи с особенностями некоторых почв, глиняный слой может содержать большое количество (до 30 %) минералов, таких как монтмориллонит, и эти минералы, взаимодействуя с буровым раствором, начинают резко набухать и увеличиваться в объемах, что приводит к плачевным последствиям, а именно, к сужению ствола скважины. Набухшие минералы сильно затрудняют дальнейшее прохождение буровой установки, а это может закончиться прихватом установки и недохождением ее до забоя.

Желобообразование – очень коварное осложнение, потому что этот процесс происходит не сразу, а с ростом числа погружений бурильного инструмента, этот процесс, может происходить, практически, во всех породах, за исключением самых крепких. Основная причина желобообразования – увеличение углов перегиба ствола скважины, а особенно распространены желоба при бурении наклонных или искривленных скважин. Желобообразование довольно проблематичное осложнение, так как оно влечет за собой затяжки, прихваты и заклинивание бурильных труб, что, несомненно, может привести технику в нерабочее состояние. Прихваты бурильных колонн чаще всего происходят по нескольким причинам, к примеру, возможен резкий перепад давления в скважине, контакт некоторых частей инструментов со стенками скважины в течение долгого времени. Также прихват возможен из-за нарушения целостности скважины по причине обвала или вытекания пород. В случае возникновения аварийных ситуаций с прихватами чаще всего виновники – это невнимательные рабочие, ведь при достаточно глубоком изучении особенности почвы и при соблюдении все правил техники безопасности до прихвата дело не дойдет.

В случае аварии с бурильными трубами и долотами успешная ее ликвидация во многом зависит от внимательности рабочих, чем быстрее обнаружится слом, тем меньше вероятность опасных последствий. При обнаружении аварии с бурильными трубами бурильщик должен максимально быстро их поднять, очистить и осмотреть для выяснения характера слома.

После этого рабочие должны подсчитать число свечей, которые остались в скважине, и определить глубину, на которой находится верхний конец сломанной колонны труб, а затем начать мероприятия по ликвидации аварии.

Ликвидации аварий, вызванных срывом резьбы турбобура, производятся довольно быстро, путем навинчивания калибра на сорванную резьбу корпуса.

"Самым распространенным и тяжелым видом аварий при бурении скважин является открытый фонтан (Blowout), однако, он, во многих случаях возникает при грубых нарушениях правил техники безопасности. Ущерб, который он способен нанести, во многом зависит от условий разреза и глубины скважины. Даже при рассмотрении самого оптимистического сценария развития аварии при возникновении фонтанирования, последствия воздействия на окружающую экологическую обстановку можно рассматривать как легкую. В действительности, ущерб, наносимый экологической обстановке окружающей среды, оказываются значительным. Существенно увеличивается риск получения ущерба здоровью различной тяжести, материальным потерям и человеческим жертвам"[5].

"Процесс бурения нефтяной скважины очень сложный и непредсказуемый, поэтому руководство объекта должно обязательно провести ознакомление и обучение персонала всем правилам и нормам техники безопасности, а также объяснить всю специфику работы на подобных объектах, составить четкий и последовательный план действий на случай аварийной ситуации. В случае возникновения аварийных или экстремальных ситуаций каждый работник должен четко знать, что ему делать во избежание хаоса и паники на объекте, при грамотном и своевременном обучении все действия работников будут четкими, обдуманными и последовательными. При строгом контроле выполнения всех норм, при проведении работ, на всех его этапах риск возникновения чрезвычайных ситуаций сводится к минимуму, так как при должном отношении к своим обязанностям даже самые незаметные отклонения от

нормы будут быстро выявлены и ликвидированы. Своевременная диагностика и устранение неполадок в работе оборудования может сохранить не только его работу, а еще здоровье и жизнь всех работников, контактирующих с ним" [6].

"Нефть и газ залегают глубоко в недрах, в пористых пластах пород, которые, как губка, впитывают в себя эти полезные ископаемые. Часто нефть и газ залегают в недрах под высоким давлением, которое каждые десять метров глубины повышается примерно на один бар. Если такую залежь открыть, пробуравив в нее скважину, то углеводороды, как правило, сами собой фонтаном вырвутся из недр. Чтобы избежать их неконтролируемого выброса, над скважиной устанавливается фонтанная арматура с клапанами и датчиками давления. Пока в пласте сохраняется давление, нефть и газ выходят на поверхность земли без какой-либо помощи" [2].

Когда давление сильно падает, подняться нефти на поверхность помогает техника. При использовании газлифтной установки природный газ закачивается обратно в скважину; это уменьшает вес столба нефти в скважине, так что черному золоту легче подняться вверх. Если и это уже не помогает, настает очередь глубинных насосов. В основном для выкачивания нефти используются широко известные нефтяные качалки: они покачиваются вверх-вниз с частотой от двух до двенадцати раз в минуту – и с каждым движением поршень в конце скважины продвигает столб нефти вверх.

"Нередко, чтобы увеличить нефтеотдачу пласта, в отверстия, распределенные вокруг самой скважины, закачивается вода. Это создает давление, которое подталкивает нефть к скважине. Можно также улучшать текучесть вязкой нефти; для этого служат, например, поверхностно-активные вещества или водяной пар, которые нагнетают в недра. Все эти меры имеют одну цель – извлечь из залежи как можно больше нефти. Несмотря на все усилия, в большинстве случаев можно рентабельно добыть лишь 30 % полезных ископаемых. Геологоразведка и добыча в открытом море были бы невозможны без буровых установок и судов. В зависимости от глубины вод

нефтегазодобывающие компании используют их различные типы: для работы на малых глубинах, примерно до 60 метров, подходят буровые платформы, размещенные на погруженных понтонах на морском дне. Когда их работа закончена, понтон опустошается, и платформу можно отбуксировать на новое место. На большей глубине, примерно до 300 метров, используются буровые платформы на опускаемых опорах (самоподъемные буровые установки): опоры опускаются над залежью и закапываются в морской грунт на несколько метров. В еще более глубоких водах буровую установку невозможно установить на морском дне, поэтому она должна плавать над буровой скважиной. На таких полупогруженных установках под водой находятся огромные балластные емкости, которые служат для того, чтобы платформа не слишком раскачивалась даже при очень сильном волнении моря. Для удержания позиции над скважиной полупогружные платформы крепятся за дно стальными тросами и якорями (заякоренная платформа). Они могут применяться на глубине вод до 3500 метров. В таких экстремальных условиях используются также буровые суда, не связанные с морским дном" [2].

Полупогружные платформы и буровые суда должны сохранять точную позицию даже при сильных штормах и волнении на море – иначе можно повредить бурильные колонны и нанести серьезный ущерб. За их позицию отвечают движители плавучей установки: эти двигатели могут разворачиваться на 360 градусов, компенсируя практически каждое движение платформы и судна. А на буровых судах им необходимо компенсировать и вращающий момент бурового долота, иначе будет вращаться вокруг своей оси. Если морское месторождение готово к добыче, над скважиной устанавливается эксплуатационная морская платформа или же искусственный буровой остров реконструируется в эксплуатационную платформу. После подготовки полезные ископаемые непрямо попадают через трубопровод на сушу, или их перегружают с нефтяных эксплуатационных платформ в танкеры.

1.2 Анализ и оценка риска аварий при бурении и освоении нефтегазовых скважин. Идентификация опасностей

Профессиональные риски и аварии при освоении нефтегазовых месторождений могут быть следующими:

- Аварии со скважинными трубами.
- Аварии со скважинными двигателями, приборами (устройствами), пакерами и нижней частью бурильной колонны.
- Авария с кабелями, канатами, проволокой.

К авариям первого вида относятся прихваты и поломки бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в обсаженных и не обсаженных скважинах диаметрами от 90 до 480 мм. Ко второму — аварии с турбобурами, электробурами, погружными центробежными электронасосами, долотами, нижней частью бурильных колонн, пакерами, приборами и устройствами для исследования эксплуатационных и бурящихся скважин. В прочие входят аварии с насосными штангами, оставленными в скважине (колонне) или в аварийных подъемных трубах; падение плашек, сухарей и других металлических предметов. При составлении плана устранения аварий в скважинах и подборе необходимого инструмента важно проанализировать все данные, в том числе данные обследования скважины, характеризующие аварии.

Аварии и осложнения в скважинах характеризуются состоянием (характером) прихватов, расположением оставленных в скважинах аварийных объектов, их конфигурациями и размерами, диаметром и состоянием стенки скважины (в обсаженной скважине), диаметрами эксплуатационной колонны и объекта, физико-механическими свойствами материалов аварийного объекта и степенью его прихваченности, опасностью газонефтепроявления и прочими факторами.

Аварии при добыче нефти и газа могут быть следующими. При фонтанном, газлифтном (эрлифтном) способах добычи нефти аварии часто

происходят вследствие прихвата подъемных насосно-компрессорных труб, а также пакеров. Следует отметить, что аварии с приборами, перфораторами, проволоками, кабелем-канатом относятся к сложным. Удар прибора о лубрикатор может вызвать аварию и создать опасность возникновения открытого фонтана. Такие аварии и осложнения могут происходить и при спуске перфоратора под давлением,

Для штангового насосного способа добычи нефти характерны аварии следующих видов. Наиболее сложные аварии происходят с погружными центробежными электронасосами (ЭЦН). Анализ данных по авариям с ЭЦН позволяет сгруппировать наиболее часто встречаемые аварии и выделить среди них обрывы: насосно-компрессорных труб; кабеля; соединений компенсатора, насоса и протектора. Анализ данных об авариях с ЭЦН показывает, что более 90 % всех аварий приходится на долю обрывов насосно-компрессорных труб и кабеля.

Аварии при освоении и ремонте скважин. Следует отметить, что прихват труб с электрическим кабелем является сложной аварией, и в ряде случаев ликвидировать ее бывает технически невозможно.

Часто возникают аварии при подъеме насосных штанг с сильно сработанными муфтами, которые выходят из вкладыша элеватора, и колонна штанг, падая, ударом обрывает колонну лифтовых труб. Такие аварии очень трудно ликвидировать, так как приходится очищать зацементированную часть колонны аварийных труб фрезерованием.

При промывке песчаных пробок, а также заливочных работах могут происходить аварии, связанные с полетом промывочных труб, которые вызываются тем, что при наращивании очередной промывочной трубы, в процессе свинчивания последней, промывочный вертлюг заедает и ослабляется подвертлюжное резьбовое соединение, воспринимающее вес колонны промывочных труб. Наиболее серьезные и сложные прихваты труб и аварии в процессе ремонта скважин возникают при нефтегазопроявлении.

Рассмотрим теперь аварии при бурении скважин. "Иногда при сложных авариях скважины ликвидируют. Сюда же входят аварии с замками, муфтами, УБТ и переводниками. Аварии с турбо- и электробурами, низами бурильной колонны (долотами, калибраторами, расширителями), геофизическими приборами, испытателями и др. Аварии с кабелями, канатами и проволоками геофизических приборов, опробователей и устройств для исследования скважин в процессе бурения" [2].

В бурении аварии с бурильной колонной и ее элементами происходят в основном вследствие усталостного разрушения материала труб. При авариях с долотами в скважине оставляются шарошки, лапы с шарошками и другие узлы долота, вследствие плохого их закрепления. Аварии с кабелем-канатом возникают при геофизических исследованиях со спуском в скважину приборов.

Аварии при добыче нефти и газа. Аварии при освоении и ремонте скважин. Аварии при бурении скважин. Если на одну изоляционную работу в скважине глубиной 2000 м затрачивается в среднем 30—40 ч, то на ликвидацию одной аварии около 800 ч. При таких несложных авариях для извлечения аварийных НКТ выгодно применять более простую конструкцию труболовок – не освобождающиеся.

Большой проблемой нефтедобывающей промышленности является оборудование для бурения, добычи и перекачки нефти. Это оборудование низкоэффективное, по большей части устарело и довольно быстро изнашивается под действием тяжёлых природных условий, которые осложняются высокими статическими и динамическими нагрузками, присутствием абразива, агрессивных жидкостей под высоким давлением.

2 Методы исследования и анализа рисков при освоении нефтегазовых скважин.

2.1 Исследование профессиональных рисков методом предварительного анализа опасностей.

"Риск чаще всего связан с бесконтрольным освобождением энергии или утечками токсических веществ (факторы мгновенного действия). Обычно одни отделения предприятия представляют большую опасность, чем другие, поэтому в самом начале анализа следует разбить предприятие, для того чтобы выявить такие участки производства или его компоненты, которые являются вероятными источниками бесконтрольных утечек. Поэтому первым шагом будет выявление источников опасности (например, возможны ли утечки ядовитых веществ, взрывы, пожары и так далее" [7].

Затем определение частей системы (подсистем), которые могут вызвать эти опасные состояния (химические реакторы, емкости и хранилища, энергетические установки и др.).

Средствами к достижению понимания опасностей в системе являются инженерный анализ и детальное рассмотрение окружающей среды, процесса работы и самого оборудования. При этом очень важно знание степени токсичности, правил безопасности, взрывоопасных условий, прохождения реакций, коррозионных процессов, условий возгораемости и т.д. Перечень возможных опасностей является основным инструментом в их выявлении.

"Предварительный анализ опасности метод для выявления потенциальных рисков при выполнении работ. В отличие от оценки методом контрольного листа, во время полного анализа опасности группа, проводящая оценку, должна выявить все опасные факторы со значимым риском, а затем самостоятельно разработать методы их контроля. Если анализ делается для ежедневной рутинной работы, его проводит группа, в состав которой входит специалист по охране труда, мастер и

непосредственный исполнитель. Также могут включаться и другие участники" [7].

Вся работа разбивается на этапы, для каждого из которых определяются значимые риски и их источники. Группа, исходя из своего опыта, определяет мероприятия по их контролю: применение СИЗ, соблюдение правил, таких как блокировка оборудования, использование стремянок и т. д. Получившийся результат используют для создания инструкций по охране труда. В отличие от традиционных, такие инструкции позволяют работникам яснее понимать взаимосвязь между правилами и опасными производственными факторами.

2.2 Исследование профессиональных рисков методом исследования опасности и работоспособности (HAZOP)

"HAZOP ((Hazard and Operability Study (исследование опасности и работоспособности)) – это процесс детальной и структурированной идентификации опасностей для отдельных технологических систем (участков, узлов). Некоторые авторы называют его анализом опасности и работоспособности во втором издании AIChE (abbreviation American Institute of Chemical Engineers). ISBN 978-0-8169-0491-4 описывается данный метод как наиболее широко используемый при анализе рисков в промышленности, в частности химической, нефтехимической и атомной промышленности Великобритании и числится как "методология" в нормативных актах США [29 CFR 1910, 29 CFR 1926, 40 CFR 68]" [8].

"Этот метод предпочтителен на стадии завершения разработки проекта, когда проработаны основные конструктивные и технологические решения. Процедура HAZOP основана на систематизированном применении комбинации технологических параметров («давление», «температура» и пр.) и управляющих слов (НЕТ, БОЛЬШЕ, МЕНЬШЕ и др.) для задания и

усиления «мозгового штурма» при анализе опасностей отклонений параметров и процессов от проектного режима" [9].

Анализ HAZOP в границах исследуемого узла при освоении нефтегазовых месторождений состоит из записей следующих основных этапов:

- обнаружение вероятных отклонений и причин возникновения источника опасности;

- исследование каждого отклонения источника опасности с применением ключевых слов и параметров технологического процесса;

- определение последствий каждого отклонения (источника опасности);
установление достаточности мер защиты исследуемого узла.

- генеральный и ситуационный планы с указанием на них зон воздействия поражающих факторов возможных аварий (взрыв, пожар) для оценки характерных факторов риска и возможности нанесения ущерба персоналу, населению, окружающей среде;

- системы инженерного обеспечения: сброса давления, дренажа, факельная, инертного газа, пожаротушения, энергоснабжения, защитного заземления, противоаварийной защиты противопожарной автоматики, оповещения и сигнализации.

"HAZOP применяют для идентификации слабых мест (существующих или предполагаемых) в системах, включая поток материалов, людей, данных, событий, действий в запланированной последовательности или в процедурах, управляющих такой последовательностью, для исследования опасности и потенциальных проблем, связанных с различными режимами эксплуатации данной системы (например запуск, резервирование, нормальная эксплуатация, нормальное завершение, чрезвычайное завершение), для неустановившихся процессов и последовательностей, а также для непрерывных процессов" [9].

Самым распространенным и тяжелым по последствиям и их ликвидации видом осложнений является прихват колонны труб. С ростом глубины скважины и давлений, как гидростатического, так и пластового во вскрываемых горизонтах, возрастает и потенциальная опасность прихвата при бурении скважины. О влиянии сложности бурения при проводке глубоких скважин свидетельствует следующее. Если на 1000 м проходки при бурении в интервале 0-2000 м приходится лишь 0,033 аварии с прихватом инструмента, то при бурении на глубинах более 2000 м эта цифра составляет 0,184. Следовательно, количество прихватов на 1000 м проходки при бурении свыше 2000 м более чем в 5 раз превышает аналогичный показатель при бурении до 2000 м.

Время на ликвидацию аварии тоже резко увеличивается с ростом глубины. Так же, как и для риска «Потеря контроля над скважиной», одной из основных причин прихватов бурильного инструмента является нарушение технологических регламентов исполнителями работ (ошибка персонала).

В общем количестве аварий (прихватов) при бурении поисково-оценочных и разведочных скважин на нефть и газ около 26 % случаев возникает из-за перепада давления (I категория по классификации Самотоя А.К.), 32 % – вследствие заклинивания инструмента (II категория), 42 % – по причине сужения ствола скважины в связи с обвалами (осыпями), сальникообразованиями, оседанием шлама и утяжелителя (III категория). Это представлено на рисунке 1.

Количество аварий при бурении

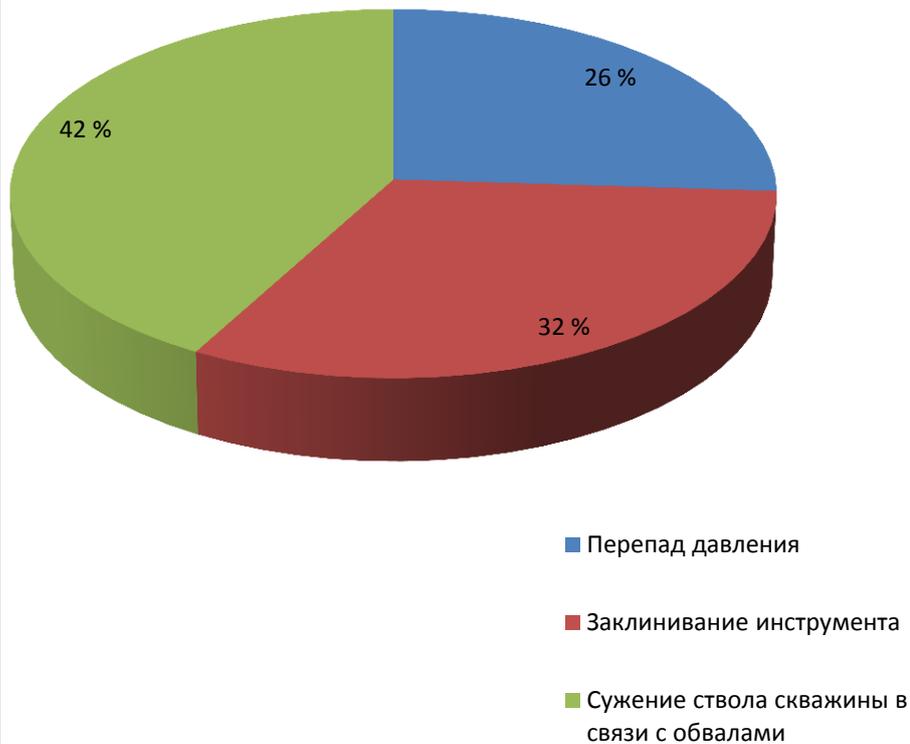


Рисунок 1 – Количество аварий

Для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется значительное количество времени. При неэффективности принятых мер на ликвидацию аварийной ситуации обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной методом бурения наклонных скважин. В худшем случае, приходится бурить новую скважину, передвинув буровую вышку на 3-5

метров в сторону. Далее идут аварии с элементами колонны труб и не герметичность обсадных колонн.

"В связи с применением в последнее время в сервисных компаниях ТЭК, в основном, нового бурильного инструмента, аварийность с элементами колонны труб снизилась с 15-20 до 6-8 %. Около 8 % аварий на скважинах обусловлено причинами, связанными с износом или несоответствием прочности обсадных колонн, возникающим нагрузкам" [10]. Нарушение герметичности колонн происходит в результате разрыва трубы в теле по образующей, слома колонны, обрыва труб по резьбовому соединению и не плотности резьбовых соединений. На аварии с породоразрушающим инструментом приходится около 3-5 % аварий. Поглощение в скважинах буровых растворов и других жидкостей является одним из основных видов осложнений. Поглощение бурового раствора в скважинах связано с проницаемостью, пористостью, прочностью коллектора, пластовым давлением, объемом закачиваемого бурового раствора и его качеством. Причем один и тот же пласт может быть поглощающим и проявляющим. Эти данные показаны на рисунке 2.

Аварийность с элементами колонны труб

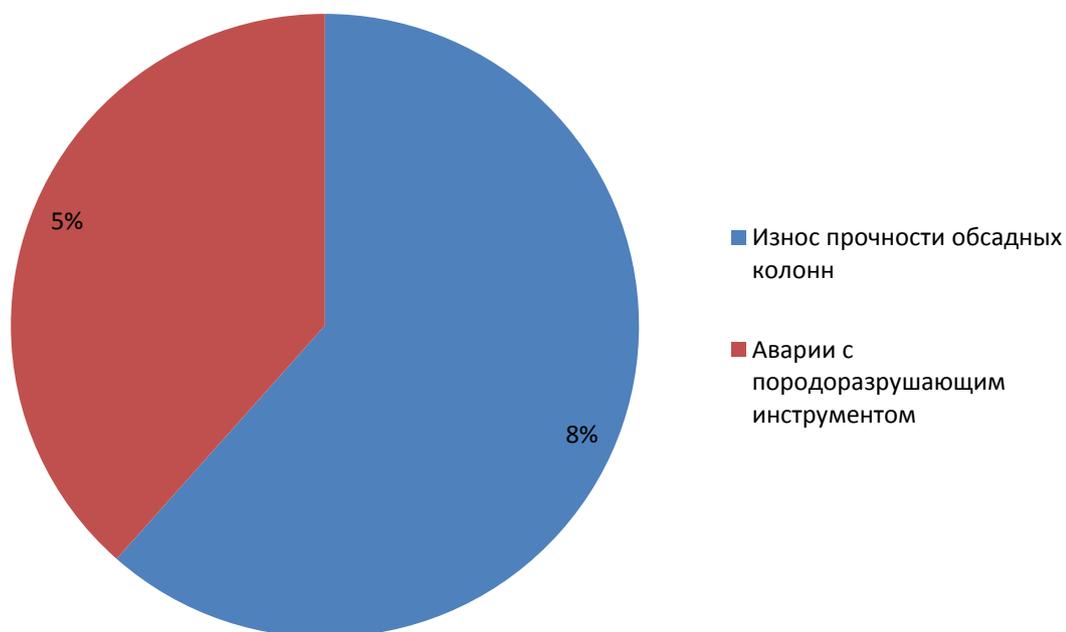


Рисунок 2 – Причины аварий с элементами колонны труб

Прихваты бурового инструмента в структуре аварийности составляют 52,8 %, нефтегазоводопроявления – 21,1 %, аварии с элементами бурильной колонны – 5,2 %, на долю других осложнений приходится 20,9 %. Эти данные показаны на рисунке 3.

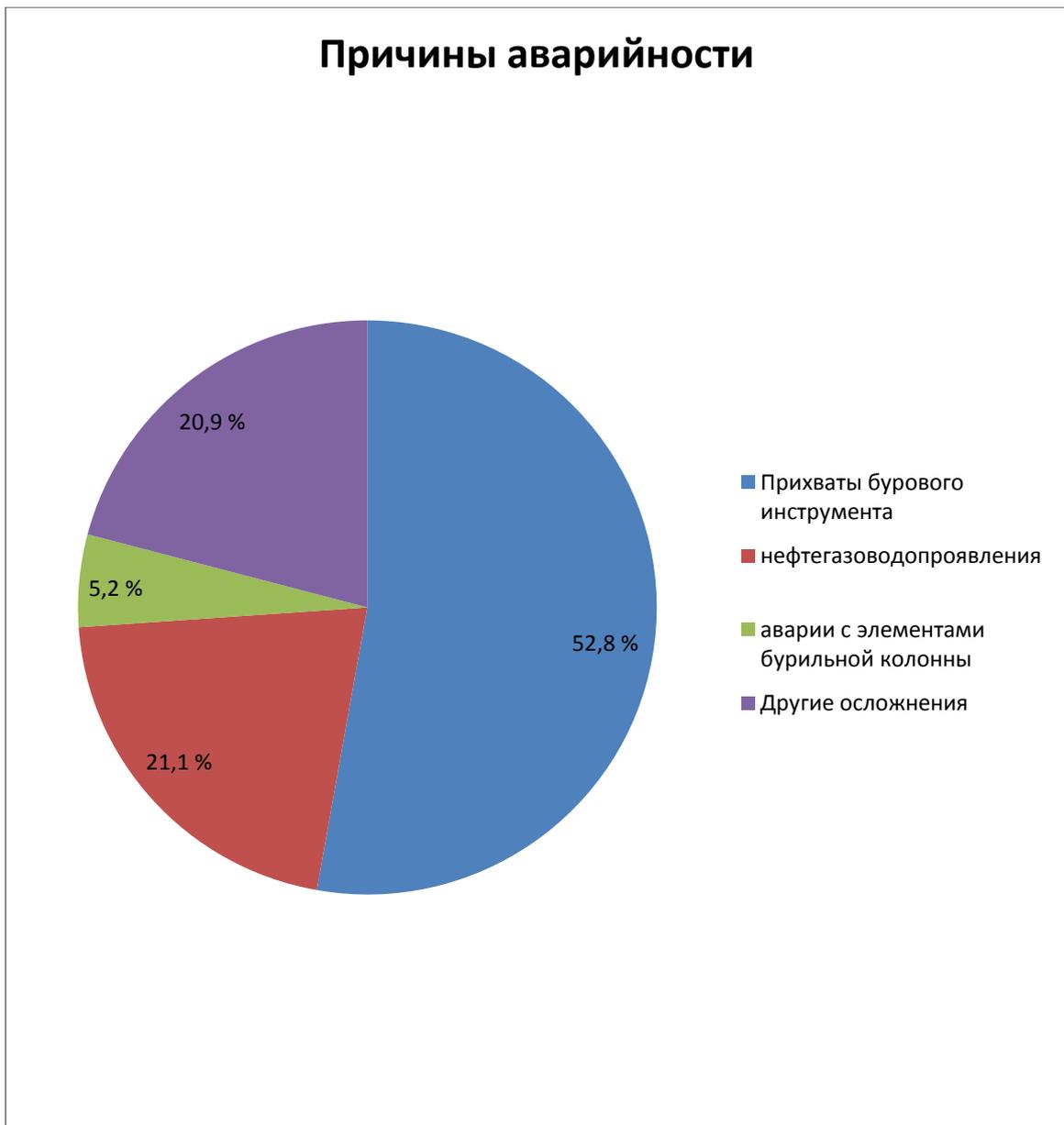


Рисунок 3 – Причины аварийности

По данным количественной оценки рисков можно делать выводы о самых опасных ситуациях и мерах борьбы с различными авариями и опасностями. В результате рассмотренной темы исследования, можно сделать выводы о том, что главными факторами аварий и последующих результатов является:

- 1) природный фактор;
- 2) человеческий фактор;
- 3) износ оборудования.

Основными причинами распределения аварий на площадях и месторождениях являются:

- низкая квалификация буровой бригады и нарушение трудовой дисциплины – 53 %;

- изношенность (усталость металла), а также брак оборудования и инструмента (брак завода-изготовителя, нарезка резьбы сломанного инструмента и изготовление переводников на базах экспедиций и предприятий без требуемой закалки, и обработки)

- 30 %; – несоблюдение требований ГТН и правил техники безопасности (нарушение требуемой технологии ведения буровых работ и правил ТБ)

- 12 %; – неисправность бурового оборудования (замерзание пневмосистемы из-за суровых природно-климатических условий Крайнего Севера, поломки оборудования на поверхности) – 5 %.

Аварийный фонтан - это неконтролируемое поступление нефти, газа и воды на поверхность по стволу скважины, препятствующее проведению бурения и связанное с разрушением элементов оборудования и конструкции скважины. Эти данные приведены на рисунке 4.

Распределение аварий



Рисунок 4 – Распределение аварий

Таблица 1 - Рекомендуемые к использованию частоты возникновения аварий на эксплуатационных скважинах

Вид аварии	Частота, 1/скв
Аварии	1,2·10
Аварии с фонтанированием	0,8·10
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины	4,0·10
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин	3,7·10

Таблица 2 - Вероятности и меры риска, определенные без учета экологического ущерба по видам аварий

Вид аварии	Вероятность, %	Мера риска, млн. руб	Ожидаемый ущерб, млн.руб.
Аварии	0,1200	13,6000	0,0163
Аварии с фонтанированием	0,8000	18,8719	0,1510
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины	0,0004	26,8719	0,0001
Аварии с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин	0,0004	34,8719	0,0001
Итого	0,9208		0,1675

Также распространены следующие виды аварий:

- Обрыв бурового инструмента — самая частая авария во время бурения скважины. Чаще всего колонна буровых штанг обрывается при работе с кустарными малогабаритными установками. Штанги, изготовленные из водопроводных труб, не выдерживают нагрузки, когда бур попадает в глиняно-гравийный пласт, граничащий с водоносным горизонтом.

При отсутствии у буровиков ловильного инструмента для извлечения упавших в шахту предметов скважину забрасывают и начинают бурить новую. В старой при этом остается и оборванная колонна штанг, и бур. В результате минимум на 2,5-3 метра смещается место расположения источника, что может доставить значительные проблемы заказчику, выбиравшему точку бурения скважины с учетом планировки участка.

- Обвал стенок шахты при встрече с плывуном.

При попадании бура на плавун или неустойчивые породы случается обвал стенок скважины и возможно заклинивание породоразрушающего инструмента. Мастерам не удается опустить обсадную колонну на расчетную глубину. Пойти плавун при бурении скважины ручной малогабаритной установкой практически невозможно: не хватает мощности инструмента и скорости выполнения работ, отсутствует возможность соблюдения технологии прохождения плавунa.

- Осыпание грунта вокруг обсадной трубы.

Просадка грунта вокруг скважины происходит редко, но случается, когда бурение скважины выполняется на неустойчивых породах и плавунaх без применения глинистого раствора. Но, как правило, если граничащий с водоносным горизонтом верхний пласт сложен глинистыми породами, риск возникновения провала грунта вокруг скважины ничтожно мал. Специалисты не рекомендуют бурить скважины в непосредственной близости от фундаментов капитальных строений, чтобы в случае аварийной ситуации не пострадали постройки.

- Не работоспособность фильтра.

Нарушение технологии обсадки может привести к забиванию глиной отверстий фильтра при прохождении им водоупорного пласта. Подобные случаи частые примеры дилетантского подхода к бурению скважины.

Таблица 3 – Соотношение аварий при бурении и освоении нефтяных и газовых скважин

Вид аварий	Процентное соотношение, %
Обрыв бурового инструмента	35
Обвал стенок шахты при встрече с пlyingуном	29
Не работоспособность фильтра	44

Аварийные фонтаны могут возникать и действительно имеют место на всех этапах строительства и эксплуатации скважин. Ликвидация их может продолжаться и продолжается на практике от нескольких часов до нескольких лет.

Контроль над соблюдением требований норм и правил при освоении скважин должны, в первую очередь, осуществлять мастера буровых бригад, бригад подземного ремонта и супервайзеры (лица, осуществляющие строительный контроль), которые постоянно находятся на скважине и на которых должностной инструкцией возложена данная обязанность. Халатное отношение вышеуказанных лиц к своим основным обязанностям вызывает серьезную тревогу, т.к. такое количество допущенных случаев выброса газа и нефти при строительстве и освоении скважин за короткое время предполагает возможность возникновения подобных ситуаций и в других бригадах.

Понятно, что данное отношение к своим обязанностям по соблюдению безопасности у мастеров исходит из общей обстановки на предприятии - яблоко от яблони недалеко падает, но это не освобождает их от ответственности за выполнение должностных обязанностей.

На предприятиях, в свою очередь, то падают, то растут объемы работ, скважины находятся на удаленном расстоянии, имеется текучесть кадров, на первом месте остаются производственные показатели.

Промышленная безопасности и охрана труда отодвигаются на последний план. Возникает повышенный риск аварийности и травматизма.

Для исключения в дальнейшем подобных случаев необходимо:

1. Руководству предприятий, службам промышленной безопасности и производственного контроля, начальникам соответствующих цехов проводить постоянную, планомерную работу с мастерами бригад по бурению, освоению и ремонту скважин, повысить контроль за выполнением должностных обязанностей мастерского состава по соблюдению требований промышленной безопасности.

2. Мастерам буровых бригад и подземного ремонта своевременно и в необходимом объеме проводить инструктажи с членами бригад и учебные тревоги, осуществлять постоянный контроль за соблюдением требований норм и правил, не допускать выполнение работ на скважинах при наличии отступлений от требований промышленной безопасности.

3. Заказчикам (недропользователям) осуществлять строительный и производственный контроль за строительством, освоением и подземным ремонтом скважин, принимать соответствующие меры вплоть до приостановки работ при обнаружении отступлений от проектных решений и требований промышленной безопасности с целью недопущения аварий, связанных с нефтегазоводопроявлениями.

4. Инспекторскому составу противofонтанного отряда при посещении бригад необходимо проводить инструктажи, учебные тревоги, проверять исправность противовыбросового оборудования.

5. Партиям ГТИ проводить геолого-технологические исследования в строгом соответствии с техническим заданием заказчика (недропользователя) и Типовой инструкции по геолого-технологическим исследованиям.

6. Проектным организациям при разработке проектной документации строго руководствоваться нормативными документами, а недропользователям следует внимательно смотреть, что они утверждают.

Контроль за соблюдением требований норм и правил при освоении скважин должны, в первую очередь, осуществлять мастера буровых бригад, бригад подземного ремонта и супервайзеры (лица, осуществляющие строительный контроль), которые постоянно находятся на скважине и на которых должностной инструкцией возложена данная обязанность. Халатное отношение вышеуказанных лиц к своим основным обязанностям вызывает серьезную тревогу, т.к. такое количество допущенных случаев выброса газа и нефти при строительстве и освоении скважин за короткое время предполагает возможность возникновения подобных ситуаций и в других бригадах.

Из-за аварий при бурении скважин возникает угроза жизни и здоровью персонала, обслуживающего данный процесс, а также и экологический аварий, которые невозможно полностью ликвидировать без трагических последствий для нашей планеты.

Результаты исследования и анализ профессиональных рисков при освоении нефтегазовых месторождений применяются для:

- формирования перечня опасностей;
- связывания опасности с выполняемыми операциями человеком – машиной (оборудованием, инструментом) и внешней средой, в которой выполняется эта операция. Т.к. опасности вне действия (конкретного, а не абстрактного), вне взаимодействия просто не существует;
- определение частоты (доли времени) присутствия опасности;
- одним из важнейших шагов является дефрагментация трудовой деятельности, т.к. позволяет связать опасности с конкретной деятельностью и даже действиями, а не профессией.

Также проводятся:

- "оценка условий труда на рабочем месте с учетом комплексного воздействия производственных факторов с различными классами вредности;
- расчет вероятности утраты работником трудоспособности в зависимости от состояния условий труда на рабочем месте;
- расчет индивидуального профессионального риска в зависимости от условий труда и состояния здоровья работника;
- расчет интегрального показателя уровня профессионального риска в организации" [11].

Добыча нефти и газа на сегодняшний день — это главные природные ресурсы, которые нужны для полноценной жизни человечества. Нефть играет особую роль в топливно-энергетическом балансе, из нее изготавливают моторные топлива, растворители, пластмассу, моющие средства и многое другое. Газ в основном служит источником отопления, горючего для приготовления пищи, топливом для машин и сырьем для изготовления различных органических веществ. Именно поэтому их добыча стала главной отраслью в мире. Для того чтобы добыть эти ископаемые, располагающихся глубоко под землей, нужна нефтяная газовая скважина.

В ближайшем будущем в России предстоит осваивать перспективные и крупные нефтегазовые месторождения Восточной Сибири (Хатанско-Вилуйская и Ленно-Тунгусская нефтегазовые провинции) со сложными горно-геологическими условиями.

Геологическое строение крупных месторождений Восточной Сибири: Ковыткинское, Берямбинское, Куюмбинское и др. представляет собой три несовместимых зоны: над солевой (карбонатно-терригенные отложения), солевой (галогенно-карбонатные породы) и подсолевой (терригенные, сульфата-карбонатные отложения).

Перечисленные особенности строения нефтегазовых месторождений Восточной Сибири приводят в настоящее время к значительным срокам строительства (бурения) скважин, из-за аварий и осложнений (в полном

цикле строительства 30 - 45 % занимает время на ликвидацию осложнений и аварий при бурении).

Естественно возрастает стоимость строительства скважин.

В этом направлении необходимо изменить существующую организацию работ при бурении скважин.

В настоящее время для бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром», НК «Роснефть» (Заказчик) и других компаний, как правило, используется схема «строительства скважин под ключ». При таком варианте по тендеру (на основе конкурса) определяется Генеральный подрядчик - оператор для выполнения всего цикла работ при бурении всех скважин на определенном месторождении.

Согласно Техническому Проекту на строительство скважин Генеральный Подрядчик разрабатывает Программу на бурение, Программу на цементирование, Программу на испытание скважин и т. д.

Скважиной называют цилиндрическое отверстие в земле с укрепленными стенками почвы специальным раствором, куда человек не имеет доступа. Длина колеблется от нескольких метров, до нескольких километров, в зависимости от глубины залежей полезных ископаемых.

Строительство нефтегазовой скважины – это процесс создания горной выработки в земле. Для качественного процесса необходимы мощные буровые установки. Сегодня половина буровых установок работает на дизельном приводе. Они очень удобны в применении при отсутствии электроэнергии. Мощность их постоянно совершенствуется производителями. Надо помнить, что процесс разрушения горных пород высокотехнологичен, который требует высококачественного оборудования и квалифицированных специалистов.

Скважина и ее составляющие. Что такое и чем отличается от шахт и колодцев? В шахты или колодцы люди при необходимости могут спускаться, а вот в скважину они доступа иметь не будут. Помимо этого, длина имеет больший размер чем диаметр. Из вышеперечисленного можно сделать вывод,

что скважина – это горная выработка цилиндрической формы без доступа в нее людей.

Нефтяная газовая скважина состоит из устья – это верхняя часть ее, ствол – это стенки и нижней частью является забой. Сама конструкция состоит из нескольких частей. Этими частями являются направляющие, кондуктора и эксплуатационные колонны. Бурение нефтегазовой скважины должно выполняться качественно, чтобы слои почвы не размывались при дальнейшей эксплуатации. Поэтому после устройства направляющей колонны, пространство между почвой и стенкой трубы тщательно цементируют. Это особенно важно, ведь через верхние слои почвы проходят активные, пресные воды. Следующий процесс заключается в устройстве кондуктора. Это спуск колонн до еще большей глубины и опять же цементирование пространства между ними и почвой. Затем все эти операции заканчивают спуском эксплуатационной колонны до самого забоя и вновь все пространство от низа до устья цементируется. Это обеспечит хорошую защиту от расслаивания слоев почвы и грунтовых вод.

Строительство нефтегазовых скважин подразделяется на:

- Горизонтальную.
- Вертикальную.
- Наклонную.
- Многоствольную.
- Многозабойную.

Классификация по назначению. У каждой есть свое назначение, ниже рассмотрим на какие категории они делятся:

- поисковые.
- разведочные.
- эксплуатационные.

Самые распространенные – вертикальные. При их устройстве угол наклона от вертикали не превышает 5 градусов. В случае если превышает - то называется уже наклонной. Горизонтальная имеет угол уклона от 80 до 90

градусов от вертикали, но так, как бурить под таким наклоном нет смысла, пробивают обычную скважину или наклонную, а затем уже по необходимой траектории пускают сам ствол. Проектирование подразумевает использование многоствольных и многозабойных конструкций. Разница их состоит в том, что многоствольная имеет несколько стволов, которые разветвляются из точки выше продуктивного слоя почвы. А многозабойная имеет несколько забоев, при этом точка разветвления ниже.

Освоение нефтегазовой скважины.

Не обойдется без разведочной, ведь она позволяет уточнить запасы полезных ископаемых и собрать данные для составления проекта по разработке месторождения.

Самой важной частью газодобывающих работ является именно эксплуатационная "яма", ведь именно с помощью нее и происходит этот магический процесс добычи нефти и газа. Эксплуатационную, в свою очередь, можно разделить на несколько подтипов, таких как:

Добывающие основные.

- Нагнетательные.
- Резервные.
- Оценочные.
- Контрольные.
- Специального назначения.
- Дублиеры.

Все они играют огромную роль в этом комплексе работ по добыче газа. Первые предназначены непосредственно для добычи газа. Нагнетательные – для поддержания необходимого давления в продуктивных пластах. Резервные - используются для поддержки основного фонда, когда пласт неоднороден. Оценочные и контрольные служат для наблюдения за изменениями давления в пластах, его насыщенности и уточнения его границ. Специального назначения необходимы для сбора технической воды и

устранения промысловых вод. А дублиры необходимы на случай износа основных добывающих и нагнетательных.

Способы бурения.

Специалисты выделяют несколько методов, с помощью которых проводится бурение на нефть.

Роторное – является одним из наиболее часто используемых методов бурения. Вглубь породы проходит долото, которое вращается одновременно с буровыми трубами. Скорость роторного бурения непосредственно зависит от прочности пород и показателя их сопротивляемости. Популярность данного метода обусловлена, тем, что есть возможность настраивать величину крутящего момента в зависимости от прочности и плотности пород и почв. Кроме этого роторное бурение способно выдерживать довольно большие нагрузки при длительном выполнении рабочего процесса;

Турбинное – основное отличие данного метода от роторного заключается в использовании долота, которое работает в паре с турбиной турбинного бура. Процесс вращения долота и бура обеспечивается за счет давления силы воды, которая двигается в определенном направлении между статором и ротором;

Винтовое – рабочий агрегат, с помощью которого осуществляется винтовое бурение на нефть, состоит из множества механических винтов, которые приводят в движение буровое долото. На данный момент винтовой метод используется редко.

Его этапы.

Современная промышленность использует несколько видов бурения, но все они состоят из таких основных этапов:

Проходка бурового ствола. Подразделяется на процесс углубления скважины и очистка от отработанных пород.

Эти операции проходят параллельно друг другу и тесно связаны между собой.

- Разделение пластов.

- Освоение буровой скважины.
- Ее дальнейшая эксплуатация.

Аварии на скважине можно разделить на два вида:

1. Аварии, происходящие в процессе создания скважины.
2. Аварии, возникающие в процессе эксплуатации скважины.

По степени тяжести последствий для производства аварии делятся на простые и сложные. К сложным относятся аварии, ликвидация которых длится более 3-5 суток, а также вызвавшие закрытие скважины или существенное изменение ее глубины, пространственного положения и конструкции. При этом на практике показатель тяжести аварии определяют методом экспертной оценки технического состояния скважины, а также положением и целостностью оставленных в скважине устройств (буровой снаряд, обсадные трубы, гидрогеологические и геофизические приборы).

Аварии, возникающие в процессе создания скважины.

1. Обрыв бурового инструмента. Точнее можно сказать обрыв колонны буровых штанг. Основная причина такой аварии – низкое качество инструмента. Он попросту не выдерживает более-менее серьезных нагрузок и одна из буровых штанг просто обламывается по сварному шву. В этом случае, чтобы извлечь буровой инструмент из скважины применяют специальный ловильный инструмент – метчик ловильный и колокол ловильный. В особо сложных случаях изготавливают специальный инструмент, спроектированный для конкретных условий.

2. Прихват бурового инструмента, а также обвал стенок необсаженной скважины при попадании на плавун. «Плавун» – это слой грунта с большой подвижностью. При попадании в него бурового инструмента, он словно обволакивает его. Нагрузка на инструмент резко возрастает и его клинит или, по-другому, прихватывает. Естественно, сформировать стенки скважины в таком плавуне тоже не получится. Единственный способ пройти плавун – это обсаживание трубами, а затем выборка из них грунта.

3. Выброс обсадной трубы из скважины. Физика этого явления следующая. Затрубное пространство для герметизации заполняется бурильным раствором с довольно высокой плотностью. И если при пробной откачке еще и полностью откачать из скважины воду, то пустая обсадная колонна может просто «всплыть», а точнее даже выстрелить. Ведь значение выталкивающей силы порой равно 300-400 кг. Поэтому при первичной откачке устье скважины зажимают в специальный трубный захват, прикрепленный к раме буровой установки.

Технические причины:

- не обеспечивался контроль за объемом доливаемого бурового раствора в скважину. Режим долива не обеспечивал поддержание необходимого уровня раствора в скважине;

- противовыбросовое оборудование эксплуатировалось в режиме неверно установленных рабочих параметров при недостаточной энергоемкости гидроаккумулятора, что привело к несрабатыванию системы ПВО;

- доливная емкость не была обвязана с устьем скважины и не соответствовала объему, предусмотренному Групповым рабочим проектом на строительство эксплуатационных скважин;

- некачественная ликвидация аварии во время бурения;

- на емкости циркуляционной системы глубокой очистки (ЦСГО) бурового раствора, используемой для долива в скважину, отсутствовала градуировка;

- не было обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов, систем контроля за производственными процессами.

Организационные причины:

- к работам на скважине с возможным газонефтеводопроявлением допущены специалисты (мастер буровой бригады, инженер-технолог, супервайзер), не прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях»;

- специалистами не были проведены инструктаж и тренировочные занятия с членами буровой бригады перед вскрытием продуктивного пласта;

- отсутствовал контроль за ходом строительства скважины, качеством выполнения работ, уровнем технологических процессов и операций, качеством используемых материалов и технических средств, соблюдением безопасных условий труда, как со стороны заказчика, так и подрядчика;

- работниками, ответственными за осуществление производственного контроля, как стороны заказчика, так и подрядчика, не был обеспечен производственный контроль при строительстве скважин в части промышленной безопасности;

- партией ГТИ не проводился в полном объеме обязательный комплекс геолого-технологических исследований:

- контроль расхода бурового раствора на выходе из скважины;

- контроль плотности бурового раствора на выходе из скважины.

Из вышеуказанных обстоятельств и причин нефтегазопроявлений видно, что при строительстве и освоении скважин допускаются нарушения элементарных требований норм и правил, проектной документации, такие как:

- отсутствие контроля за доливом скважин при выполнении спускоподъемных операций;

- отсутствие контроля за исправностью противовыбросового оборудования;

- не проведение или формальное проведение инструктажей и тренировочных занятий.

"Все возможные основные опасности при строительстве скважин можно условно разделить на три основные группы:

- наиболее опасные, связанные с опасными веществами;

- максимальные гипотетические аварии (МГА), сопровождающиеся образованием максимальных объемов взрывопожароопасных и токсичных веществ, наиболее опасным воздействием поражающих факторов на человека

и окружающую среду, приводящие к наибольшему ущербу – зонам поражения площадного характера;

- наиболее вероятные, связанные с опасными веществами;

- с высвобождением небольшого количества опасного вещества через неплотности в соединительных элементах или свищи в трубопроводах. Данные аварии не представляют большой опасности для людей и окружающей среды, зоны поражения носят локальный характер;

- аварии, не связанные с опасными веществами (поражение электротоком, вращающимся механизмом, падающим предметом и т.п.) - зоны поражения локального характера" [12].

Основной потенциальной опасностью при строительстве скважин является открытый фонтан, сопровождающийся выбросами углеводородов, возможно, содержащих сероводород, с возможным возгоранием и загазованностью территории. Наиболее потенциально опасными этапами строительства скважин с точки зрения возникновения аварийных ситуаций являются бурение, крепление и освоение продуктивных пластов.

Анализ и оценка риска аварий при установке электроцентробежного насоса (УЭЦН)

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса, в английском варианте - ESP (electric submersible pump). По количеству скважин, в которых работают такие насосы, они уступают установкам ШГН, но зато по объемам добычи нефти, которая добывается с их помощью, УЭЦН вне конкуренции. С помощью УЭЦН добывается порядка 80% всей нефти в России.

В общем и целом, УЭЦН - обычный насосный агрегат, только тонкий и длинный. И умеет работать в среде отличающейся своей агрессивностью к присутствующим в ней механизмам. Состоит он из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой + насос), кабельной линии, колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного оборудования (трансформатора и станции управления).

"Электроцентробежные погружные насосы могут применяться в глубоких и наклонных нефтяных скважинах (и даже в горизонтальных), в сильно обводненных скважинах, в скважинах с йода-бромистыми водами, с высокой минерализацией пластовых вод, для подъема соляных и кислотных растворов. Кроме того, разработаны и выпускаются электроцентробежные насосы для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких горизонтов в одной скважине со 146 мм и 168 мм обсадными колоннами. Иногда электроцентробежные насосы применяются также для закачки минерализованной пластовой воды в нефтяной пласт с целью поддержания пластового давления" [13].

"Основная задача идентификации опасностей аварий – выявление и четкое описание всех источников опасностей аварий (для участков и составных частей анализируемого объекта, на которых обращаются опасные вещества) и сценариев их реализаций" [3].

Причинами возникновения аварийных ситуаций УЭЦН могут быть следующие:

а) отказы или неполадки оборудования, отказы технических устройств, связанные с типовыми процессами, физическим износом, коррозией, выходом технологических параметров на предельно допустимые значения, прекращением подачи энергоресурсов, нарушением работы систем и/или средств управления и контроля;

б) ошибочные действия персонала, связанные с отступлением от установленных параметров технологического регламента ведения производственного процесса, нарушением режима эксплуатации производственных установок и оборудования, недостаточным контролем (или отсутствием контроля) за параметрами технологического процесса;

в) внешние воздействия природного и техногенного характера, связанные с землетрясениями, паводками и разливами, несанкционированным вмешательством в технологический процесс,

диверсиями или террористическими актами, авариями или другими техногенными происшествиями на соседних объектах.

К основным причинам, связанным с отказами/неполадками оборудования, можно отнести:

- а) физический износ, коррозию, эрозию, температурную деформацию технологического оборудования и трубопроводов;
- б) прекращение подачи энергоресурсов (например, электроэнергии, воды, воздуха).

"Физический износ, коррозия, эрозия, температурная деформация технологического оборудования и трубопроводов могут стать причиной частичной или полной разгерметизации. Исходя из анализа аварийности можно сделать вывод, что при достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов эти разрушения чаще всего имеют локальный характер и не приводят к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации и ликвидации последствий локального разрушения они могут привести к цепному развитию аварийной ситуации с выбросом большого количества опасного вещества" [3].

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к остановке насосного оборудования, отказу контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, систем связи, нарушению технологических процессов, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

При отсутствии достаточного контроля со стороны обслуживающего персонала за регламентными значениями параметров процессов, неадекватном восприятии информации и несвоевременности принятия мер по локализации и ликвидации аварийных ситуаций возможен выход параметров за критические значения, разгерметизация оборудования (от частичной до полной) и выброс опасного вещества.

Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования (особенно при испытании скважин, трубопроводов), ведении

ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми технологическими режимами (возможные ГНВП, гидроудар), освобождением и заполнением оборудования опасным веществом. Возможны ситуации с нарушением производственным персоналом правил техники безопасности.

"Исходя из реальной обстановки или вследствие непреодолимых причин возможно возникновение аварийных ситуаций от следующих внешних воздействий:

а) грозовые разряды или разряды статического электричества – возможны отказ системы автоматического управления и разгерметизация оборудования (вплоть до полного разрушения), выброс опасного вещества и возникновение аварийной ситуации, сопровождаемой взрывами и/или пожарами; кроме этого, грозовые разряды и разряды статического электричества могут являться источниками воспламенения;

б) например, смерч, ураган, шторм, землетрясение, размыв или проседание грунта, срыв с якорей, в том числе запредельные волновые нагрузки, – в зависимости от силы проявления данных природных воздействий возможны разрушения различной степени, в том числе в результате столкновения с судами снабжения, технологическими судами, танкерами, что может привести к разрушению (нарушению устойчивости), разгерметизации оборудования или трубопроводов, в том числе скважины, и выбросу опасного вещества;

в) снежные заносы, выход значений температуры и ледовой нагрузки за принятые проектные значения – возможны нарушение режимов работы технологического оборудования, обледенение и последующее обрушение модулей, конструкций БВ и сооружений с последующей разгерметизацией оборудования и выбросом опасного вещества;

г) падение вертолетов – возможно повреждение вертолетной площадки и конструкций, в том числе ЖМ;

д) специально спланированная диверсия – возможно возникновение крупной аварии с разрушением всего имеющегося оборудования" [3].

"Все возможные основные опасности при строительстве скважин можно условно разделить на три основные группы:

- наиболее опасные, связанные с опасными веществами;
- максимальные гипотетические аварии (МГА), сопровождающиеся образованием максимальных объемов взрывопожароопасных и токсичных веществ, наиболее опасным воздействием поражающих факторов на человека и окружающую среду, приводящие к наибольшему ущербу – зонам поражения площадного характера;

- наиболее вероятные, связанные с опасными веществами;
- с высвобождением небольшого количества опасного вещества через не плотности в соединительных элементах или свищи в трубопроводах. Данные аварии не представляют большой опасности для людей и окружающей среды, зоны поражения носят локальный характер" [4].

Все основные возможные факторы, способствующие возникновению аварий, можно условно разделить на следующие взаимосвязанные группы, характеризующиеся:

- а) свойствами обращающихся веществ;
- б) используемым оборудованием и протекающими в нем технологическими процессами;
- в) внешними факторами.

К основным возможным факторам, способствующим развитию аварий, относится:

- 1) Горно-геологические:
 - отсутствие, недостаточность, недостоверность сведений о флюидсодержащих пластах, пластах, склонных к поглощениям и гидроразрывам;
 - повышенное пластовое давление;
 - давление начала поглощения, гидроразрыва;

- наличие тектонических нарушений по разрезу скважины;
- трещиноватость, пористость, проницаемость пород;
- состав и физико-химические характеристики флюида (плотность, вязкость, сжимаемость, пожаровзрывоопасность, присутствие агрессивных компонентов)

2) "Технические:

- отсутствие или неисправность оборудования;
- нарушения технологии изготовления деталей;
- коррозия металла, арматуры, ведущая к их разгерметизации;
- неисправность и выход из строя оборудования, контрольно-измерительных приборов и аппаратуры для своевременного обнаружения ГНВП;
- абразивный износ оборудования под действием частиц породы, выносимых из скважины с потоком газа, приводящий к разгерметизации оборудования" [1].

3) Технологические:

- неверный выбор технологических параметров;
- недостаточная плотность бурового раствора;
- поглощение бурового раствора;
- отклонение от проектной конструкции скважины;
- неполное заполнение скважины при подъеме инструмента;
- подъем инструмента с сальником;
- вскрытие пласта, не предусмотренного проектом;
- не заполнение обсадной колонны при спуске в скважину;
- некачественное цементирование обсадных колонн;
- ошибочные инженерно-технические решения;
- отсутствие станции ГТИ;
- некачественное крепление обсадных колонн

4) Человеческий фактор:

- обученность персонала практическим навыкам обнаружения, предупреждения и ликвидации ГНВП и квалификация членов буровой бригады:

- несвоевременное обнаружение ГНВП;

- несвоевременность и непринятие целенаправленных и адекватных решений по ликвидации ГНВП;

- непринятие своевременных мер по герметизации устья скважины;

- неправильные действия по герметизации устья скважины;

- исполнительная дисциплина и контроль со стороны ИТР;

- невыполнение обязательных действий, предписанных инструктивными документами;

- уровень организации труда в буровой организации:

- несвоевременность смены вахт;

- профилактика и проверка работоспособности ПВО и др.

Отказы установок ЭЦН по причине "полёта"

Рассмотрим статистику 2015 года.

В 2015 году произошло 8 "полётов" ЭЦН.

Данный тип аварии подразделяются на два основных вида:

- по НКТ – 3,

- расчленение самопроизвольное по узлам УЭЦН - 5.

"Большое количество "полётов" УЭЦН происходило по расчленению установки, наибольшее число аварий произошло из-за расчленения между верхней и нижней секций насоса" [14].

Основной причиной самопроизвольного расчленения является нарушение технологическими службами нефтепромыслов ТУ расположения УЭЦН в скважине по кривизне. Самопроизвольное расчленение также происходит из-за износа рабочих органов УЭЦН и снижением дебита более чем на 50 %.

"Причиной "износа" является:

- односторонний износ (кривизна)

- воздействие механических примесей (КВЧ)
- работа УЭЦН в экспериментальном режиме (периодическая работа)
- неправильный подбор установки (без расчета подбора оборудования и исследований)
- сборка отремонтированных узлов УЭЦН с повышенными допусками в деталях из-за отсутствия комплектующих узлов" [15].

Причинами "полётов" по НКТ являются:

- усталость металла НКТ.
- износ резьбы НКТ.

На рисунке 5 рассмотрим отказ УЭЦН при различных значениях подачи.

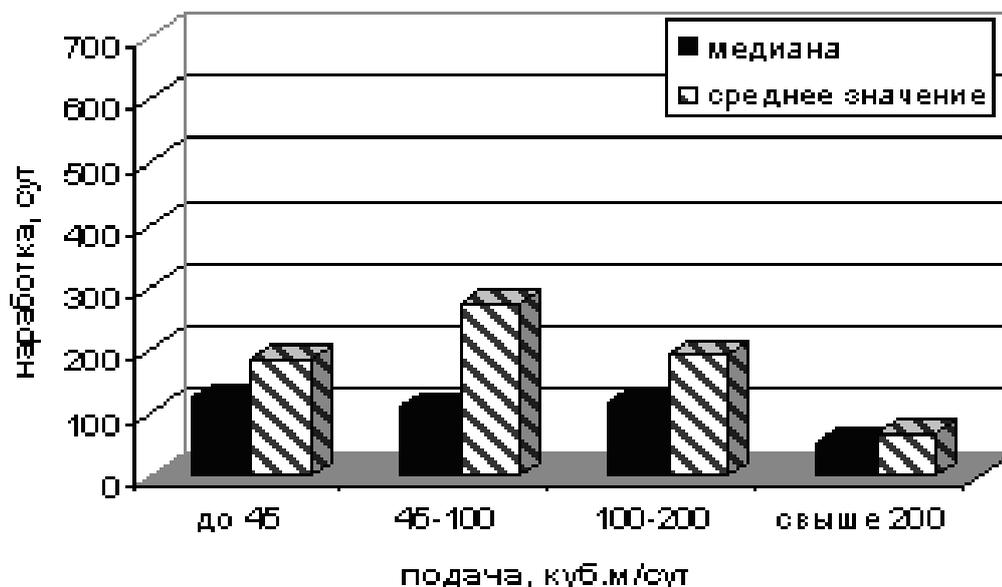


Рисунок 5 - Отказ УЭЦН при различных значениях подачи

"Наблюдается рост отказов скважин с засорениями УЭЦН. Более 32% преждевременных отказов УЭЦН за 2014 год произошло по причине засорения насосов механическими примесями различного состава [14]. Увеличение коррозионной активности добываемой продукции и увеличение количества проводимых ГТМ способствует росту отказов по причине засорения. Можно констатировать, что большая часть отказов из-за засорений происходит после проведения ГТМ и ввода скважин из бурения.

В этих случаях насосы буквально становятся жертвами «доосвоения» и «доочистки» скважин. При этом засорению прежде всего подвергаются насосы малых типоразмеров и насосы, работающие в режиме периодической эксплуатации.

Доля отказов УЭЦН составляет 27,7% от общего числа преждевременных отказов. Причины отказов мы делим на четыре основные группы:

- 1) причины, связанные с нарушением технологии подземного ремонта скважин;
- 2) причины, связанные с нарушениями технологии эксплуатации скважин;
- 3) причины, связанные с сервисным предприятием по обслуживанию установок;
- 4) причины, связанные с заводским браком. Наибольшее количество отказов в 2014 году приходилось на засорение УЭЦН механическими примесями.

Причем наблюдается заметный рост влияния этого показателя. В 2013 году был 51 отказ, в 2014 году видим уже 75 отказов. Далее по значению стоят геолого-технические мероприятия, доля которых также растет, и коррозия оборудования.

Основная доля отказов приходится на УЭЦН малых типоразмеров (УЭЦН-35), тогда как по УЭЦН-125 в прошлом году произошло всего 6 отказов. Отказов УЭЦН с типоразмером более 125 по причине засорения механическими примесями не зафиксировано"[14].

Если проанализировать распределение отказов по засорению в разрезе наработки на отказ. До 50 суток у нас 10 отказов, от 50 до 100 суток — 18 отказов, от 100 до 360 — 35 и от 360 до 500 суток — 12 отказов. Таким образом, засорение происходит как в короткие сроки, так и после довольно длительных периодов работы.

3 Ликвидации и предупреждение аварийности при освоении нефтяных и газовых скважин

Известно, что сразу после аварии на скважине МС-252 по инициативе Министра внутренних дел США Кен Салазар создана Межотраслевая группа специалистов (JTF), с участием ученых Американского института нефти (API) и специалистов Международной Ассоциации Подрядных организаций по Бурению скважин (IADC).

Специалисты JTF провели анализ основных причин аварии на скважине МС-252 и разработали рекомендации по охране труда, безопасности работ и защите окружающей среды при ликвидации аварии, которые составили план проведения ремонтно-восстановительных работ.

"После аварии на скважине МС-252 в структуре Министерства внутренних дел США создано «Бюро по управлению добычей энергоресурсов в открытом море» (BOEMRE), которое теперь специально занимается юридическим, законодательным, техническим, технологическим и экологическим аудитом и экспертизой всех морских Проектов по добыче энергоресурсов в открытом море" [16, 44].

Вероятно, целесообразно создать аналогичное «Бюро по управлению добычей энергоресурсов на суше и в открытом море» в структуре Министерства внутренних дел РФ, или Министерства чрезвычайных ситуаций РФ, или Министерства природных ресурсов РФ.

Любая авария, взрыв и пожар, выброс на любой скважине в море и на суше представляют сложный процесс взаимосвязанных и взаимовлияющих друг на друга действий процессов и явлений с последующим пагубным влиянием на экологическую, социальную, экономическую среду человечества, приводит к неоправданным человеческим жертвам и травмам различной степени.

"Авария на скважине МС-252 представляет собой результат взаимосвязанных действий и причин, начиная от составления Проекта на

строительство скважин плохого качества, нарушений технологии крепления и получения неудовлетворительных результатов цементирования обсадных труб, а также нарушений Правил действия членов буровой бригады при возникновении нефтегазопроявлений при освоении нефтегазовых скважин" [17].

"Чтобы исключить возникновение подобных аварий при бурении скважин на море и на суше целесообразно выполнить необходимые мероприятия.

Во-первых, повысить эффективность государственного контроля в нормативно-правовом, технико-технологическом, экологическом, информационно-аналитическом направлениях за объектами добычи нефти и газа на море.

Во-вторых, усилить контроль и экспертизу действующих Проектов на бурение (строительство) скважин на море, поскольку в настоящее время нет регламентов, определяющих требования по безопасности морских объектов нефтегазодобычи.

В-третьих, провести оценку технологической эффективности и безопасности применяемых материалов и технологий при цементировании морских скважин.

В-четвертых, необходимо повысить профессиональный уровень и квалификацию специалистов и рабочих буровых бригад при строительстве скважин на море.

В-пятых, повысить требования безопасности по испытанию и работе противовыбросового оборудования, применяемого при бурении морских скважин.

В-шестых, создать при Российской Академии Наук (РАН) международный (Россия, США, Норвегия, Англия, Казахстан, Украина, Мексика, Иран, Бразилия Венесуэла, Туркменистан, Азербайджан и др.) Научно-технический центр по экологическому, техническому, технологическому контролю и экспертизе Проектов добычи углеводородов

на море с главными задачами проводить сертификацию материалов и технологий, обучение, подготовку и переподготовку кадров по безопасному ведению буровых работ" [17].

Рассмотрим новый способ уменьшения аварий.

Изобретение относится к технологии бурения нефтяных и газовых скважин, в частности - к средствам предотвращения и ликвидации аварий и/или осложнений в процессе бурения.

"Способ содержит включение кольмататора в компоновку бурильной колонны с установкой заданного перепада давления бурового раствора на долоте, спуск компоновки бурильной колонны в скважину, включение буровых насосов и гидродинамическую обработку стенок скважины кольмататором в процессе бурения. При разбуривании интервалов, осложненных нефтегазопроявлениями, в процессе спуска компоновки бурильной колонны посредством наземной информационно-измерительной системы осуществляют регистрацию и непрерывный контроль комплекса параметров, посредством которого определяют время гидродинамической обработки стенок скважины. Комплекс параметров включает газосодержание бурового раствора на выходе, механическую скорость бурения, уровень бурового раствора в емкостях, расход бурового раствора на входе/выходе, давление бурового раствора на входе, температуру бурового раствора на выходе, электросопротивление бурового раствора на выходе, плотность бурового раствора на входе и скорость потока бурового раствора на выходе. Для предотвращения осложнений и аварий, вызванных поглощением бурового раствора стенками скважины, дополнительно измеряют вращающий момент на роторе. Для предотвращения осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью ствола скважины, дополнительно контролируют вес на крюке. Изобретение направлено на повышение надежности и эффективности обработки ствола скважины.

Известны информационно-измерительные системы (станции геолого-технологических исследований ГТИ, пульта бурильщика и т.п.),

обеспечивающие предупреждение осложнений и аварий в процессе строительства скважины («геолог технологические исследования в процессе бурения» РД 39-0147716-102 87, 1087, с.12-15)".

Данные системы обеспечивают непрерывное считывание, сбор, обработку и оперативный анализ информации, поступающей от информационно-измерительных систем, и обеспечивают выявление отклонений от заданного режима в процессе бурения, определение начальных признаков осложнений и возможных предаварийных ситуаций в скважине. При возникновении предаварийной/аварийной ситуации оператор станции ГТИ информирует бурового мастера или бурильщика о реальных геолого-технических условиях бурения и дает рекомендации по предотвращению процесса осложнения или аварии. При этом операторы ГТИ не имеют технических средств для активной помощи буровой бригаде по предотвращению и/или ликвидации аварии или осложнения, поскольку информационно-измерительные системы и их программно-методическое обеспечение оповещают об отклонении от заданного режима строительства скважины, но не предотвращают самого процесса осложнения и/или аварии.

Известен способ гидродинамической обработки стенок скважины высоконапорными струями бурового раствора, твердые частицы которого создают герметизирующий экран в поверхностном слое проницаемых пород стенок скважины (патент РФ №2101455, класс E 21 B 10/18, 1988).

Известен также способ предотвращения и ликвидации осложнений и аварий в процессе бурения (патент РФ №2060353, кл. E 21 B 21/00, 1996), содержащий операции включения кольмататора в компоновку бурильной колонны с установкой заданного перепада давления бурового раствора на долоте и гидродинамической обработки стенок скважины кольмататором в процессе бурения, взятый за прототип.

Недостаток известных способов заключается в том, что при отсутствии информации о состоянии ствола скважины и объективной оценки фильтрационных процессов в системе «скважина-пласт» не представляется

возможность выявить оптимальное время как спуска кольмататора в скважину, так и прекращения процесса кольматации. Несвоевременное применение гидродинамической обработки снижает ее эффективность или вообще делает ее бесполезной, поскольку гидродинамическая обработка стенок скважины при прохождении непроницаемых пород не нужна, а при разбурировании интервалов глубин, где согласно предварительному прогнозу ожидается определенный вид осложнения, целесообразно заранее регистрировать конкретный информационный комплекс параметров, соответствующий данному осложнению. Информация должна быть минимальной, но достаточной для принятия ответственных решений по оперативному управлению процессом бурения.

Задачей настоящего изобретения является повышение эффективности и надежности применения гидродинамической обработки ствола скважины посредством учета оперативной информации определенного комплекса параметров, обеспечивающих раннее распознавание характера и вида осложнения.

Поставленная задача решается следующим образом: в соответствии со способом предотвращения и ликвидации аварий и осложнений в процессе бурения, содержащим включение кольмататора в компоновку бурильной колонны с установкой заданного перепада давления бурового раствора на долоте и кольмататоре, спуск компоновки бурильной колонны в скважину, включение буровых насосов и гидродинамическую обработку стенок скважины кольмататором в процессе бурения, при разбурировании интервалов, осложненных нефтегазопроявлениями, в процессе бурения посредством наземной информационно-измерительной системы осуществляется регистрация и непрерывный контроль комплекса параметров, посредством которого определяется время гидродинамической обработки стенок скважины. При этом комплекс параметров включает газосодержание бурового раствора на выходе, механическую скорость бурения, уровень бурового раствора в емкостях, расход бурового раствора на входе/выходе,

давление бурового раствора на входе, температуру бурового раствора на выходе, электросопротивление бурового раствора на выходе, плотность бурового раствора на входе и скорость потока бурового раствора на выходе. Кроме того, дополнительно измеряется вращающий момент на роторе для предотвращения осложнений и аварий, вызванных поглощением бурового раствора стенками скважины, а также дополнительно контролируется вес на крюке для предотвращения осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью ствола скважины.

Предложенный способ предотвращения и ликвидации аварий и осложнений в процессе бурения имеет следующие преимущества по сравнению с известными аналогами и прототипом.

По результатам измерений предлагаемого комплекса параметров согласно данному способу обеспечивается раннее распознавание характера и интенсивности развивающегося в скважине осложнения и, соответственно, определение времени приостановки дальнейшего углубления забоя для подъема бурильной колонны и включения в ее компоновку кольмататора, спуск компоновки бурильной колонны и оптимальное время гидродинамической обработки стенок скважины кольмататором.

Включение кольмататора в компоновку бурильной колонны на основе и в соответствии с результатами параметров информационно-измерительного комплекса позволяет своевременно и эффективно предотвращать осложнения в скважине посредством создания прочного герметизирующего слоя в стенке скважины.

На практике предложенный способ предотвращения и ликвидации аварий и осложнений в процессе бурения реализуется следующим образом.

При освоении и бурении скважин в сложных геологических условиях в зависимости от вида ожидаемого осложнения, указываемого в проекте строительства скважины, устанавливается наземное оборудование, обеспечивающее в процессе спуска компоновки бурильной колонны регистрацию и непрерывный контроль комплекса параметров. Данный

комплекс включает газосодержание бурового раствора на выходе, механическую скорость бурения, уровень бурового раствора в емкостях, расход бурового раствора на входе/выходе, температуру бурового раствора на выходе, электросопротивление бурового раствора на выходе, плотность бурового раствора на входе и скорость потока бурового раствора на выходе. При этом дополнительно контролируется вращательный момент на роторе при поглощении бурового раствора стенками скважины и вес на крюке при неустойчивости ствола скважины.

При прохождении интервалов, где согласно измеренным параметрам ожидается осложнение, бурение останавливается, компоновка бурильной колонны поднимается на поверхность и дополняется кольмататором, который устанавливается непосредственно над гидромониторным долотом. При этом суммарные площади истечения гидромониторных насадок долота и кольмататора подбираются таким образом, что при установленном расходе бурового раствора и его реологических параметрах обеспечивается требуемая скорость истечения высоконапорных струй кольмататора.

Далее компоновка бурильных труб с кольмататором спускается до осложненного участка ствола скважины, и производится гидродинамическая обработка стенок ствола скважины.

По параметрам информационно-измерительного отслеживается состояние ствола скважины и время гидродинамической обработки стенок скважины, и когда осложненный или аварийный интервал пройден и нет необходимости в дальнейшей кольматации, компоновка бурильных с кольмататором извлекается на поверхность, кольмататор удаляется, а компоновка бурильных труб спускается на забой и бурение продолжается без гидродинамической обработки ствола скважины.

Таким образом, предложенный способ предотвращения и ликвидации аварий и осложнений в процессе освоения и бурения обеспечивает управление гидродинамической обработкой стенок скважины с учетом конкретных геолого-технических условий бурения при оптимальном

комплексе контролируемых параметров, что исключает субъективный фактор в оценке осложнений и аварий и повышает эффективность ликвидации последних.

1. Способ предотвращения и ликвидации осложнений и аварий в процессе освоения бурения, содержащий включение кольмататора в компоновку бурильной колонны с установкой заданного перепада давления бурового раствора на долоте, спуск компоновки бурильной колонны в скважину, включение буровых насосов и гидродинамическую обработку стенок скважины кольмататором в процессе бурения, отличающийся тем, что при разбуривании интервалов, осложненных нефтегазопроявлениями, в процессе спуска компоновки бурильной колонны посредством наземной информационно-измерительной системы осуществляют регистрацию и непрерывный контроль комплекса параметров, посредством которого определяют время гидродинамической обработки стенок скважины, при этом комплекс параметров включает газосодержание бурового раствора на выходе, механическую скорость бурения, уровень бурового раствора в емкостях, расход бурового раствора на входе/выходе, давление бурового раствора на входе, температуру бурового раствора на выходе, электросопротивление бурового раствора на выходе, плотность бурового раствора на входе и скорость потока бурового раствора на выходе.

2. Способ по пункту 1, отличающийся тем, что дополнительно измеряют вращающий момент на роторе для предотвращения осложнений и аварий, вызванных поглощением бурового раствора стенками скважины.

3. Способ по пункту 1, отличающийся тем, что дополнительно контролируют вес на крюке для предотвращения осложнений и аварий, связанных с неустойчивостью ствола скважины.

"Рекомендуется снижение аварийности, следуя рекомендациям:

- 1) организовать учет бурильных труб в соответствии с инструкцией;
- 2) проводить правильный технический монтаж труб и замков, который обеспечивается предварительным осмотром и их обмером, калибровкой;

- 3) в обязательном порядке крепление всех замковых соединений;
- 4) бесперебойное снабжение буровых необходимыми специальными смазками.

Бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, подготавливаются к эксплуатации и на основании заказа-заявки, согласованной с производственным объединением, собираются в комплекты. В комплект включаются трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Составление комплекта оформляется актом, к которому прилагается описание труб комплекта.

На каждый комплект составляется паспорт-журнал в двух экземплярах. Один экземпляр хранится в трубном подразделении, а другой экземпляр паспорта-журнала или выписка из него - у бурового мастера, эксплуатирующего данный комплект труб. Получение мастером документации на комплект подтверждается распиской по форме ФБТ-1.7.

Комплекты бурильных труб передаются буровым или нефтегазодобывающим предприятиям в соответствии с РД 39-2-275-79 "Положение о взаимоотношениях центральной трубной базы с буровыми и нефтегазодобывающими подразделениями производственных объединений Миннефтепрома по вопросам подготовки к эксплуатации и ремонтно-профилактическому обслуживанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб".

Запрещается разобцать комплект. В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и трубы комплекта, или трубами с более высокими механическими свойствами.

Работа комплекта учитывается по форме ФБТ-1.2. В паспорте-журнале ведется также учет аварий с комплектом (ФБТ-1.3), профилактических (ФБТ-1.4) и ремонтных (ФБТ-1.5) работ с комплектом труб" [18].

Работа утяжеленных бурильных труб (УБТ) учитывается по формам ФБТ-1.2...ФБТ-1.5.

Работа ведущей трубы оформляется паспортом (ФБТ-1.8) и формами учета:

- работы ведущей трубы (ФБТ-1.9);
- профилактических работ с ведущей трубой (ФБТ-1.10);
- ремонта ведущей трубы (ФБТ-1.11)

Для своевременного и качественного обеспечения буровых предприятий трубами необходимых типоразмеров, а также с целью планирования работы трубного подразделения в последнем организуется учет:

- получения, наличия и расхода бурильных труб (ФБТ-1.12) и бурильных замков (ФБТ-1.13);
- движения комплектов бурильных труб (ФБТ-1.14);
- объемов и видов профилактических и ремонтных работ с бурильными трубами (ФБТ-1.15).

На рисунке 6 представлен график влияние технического монтажа труб и замков на снижение аварийности.

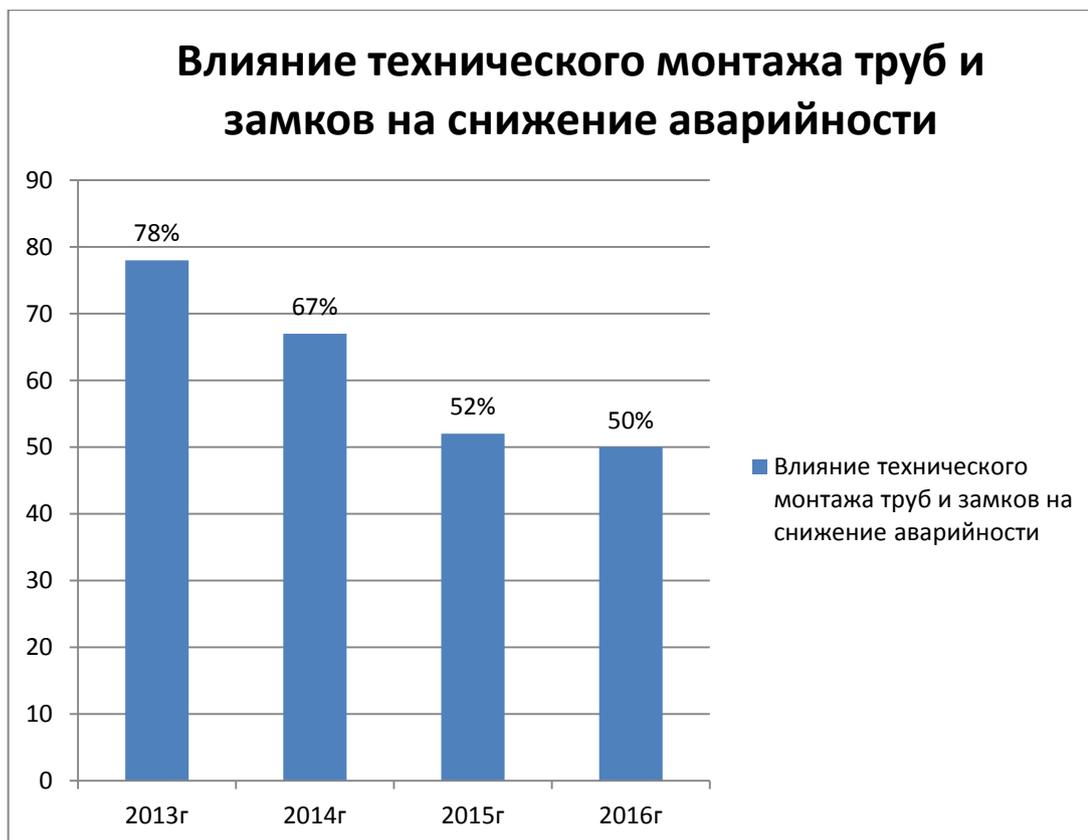


Рисунок 6 - Влияние технического монтажа труб и замков на снижение аварийности

Как видно из рисунка влияние технического монтажа труб и замков на снижение аварийности начиная с 2013 года по 2016 год аварийность упала с 78 % до 50%.

На рисунке 7 представлен график влияния крепления всех замковых соединений на снижение аварийности.

Как видно из данного рисунка аварийность снизилась с 69% до 49% с 2013 года до 2016 года.

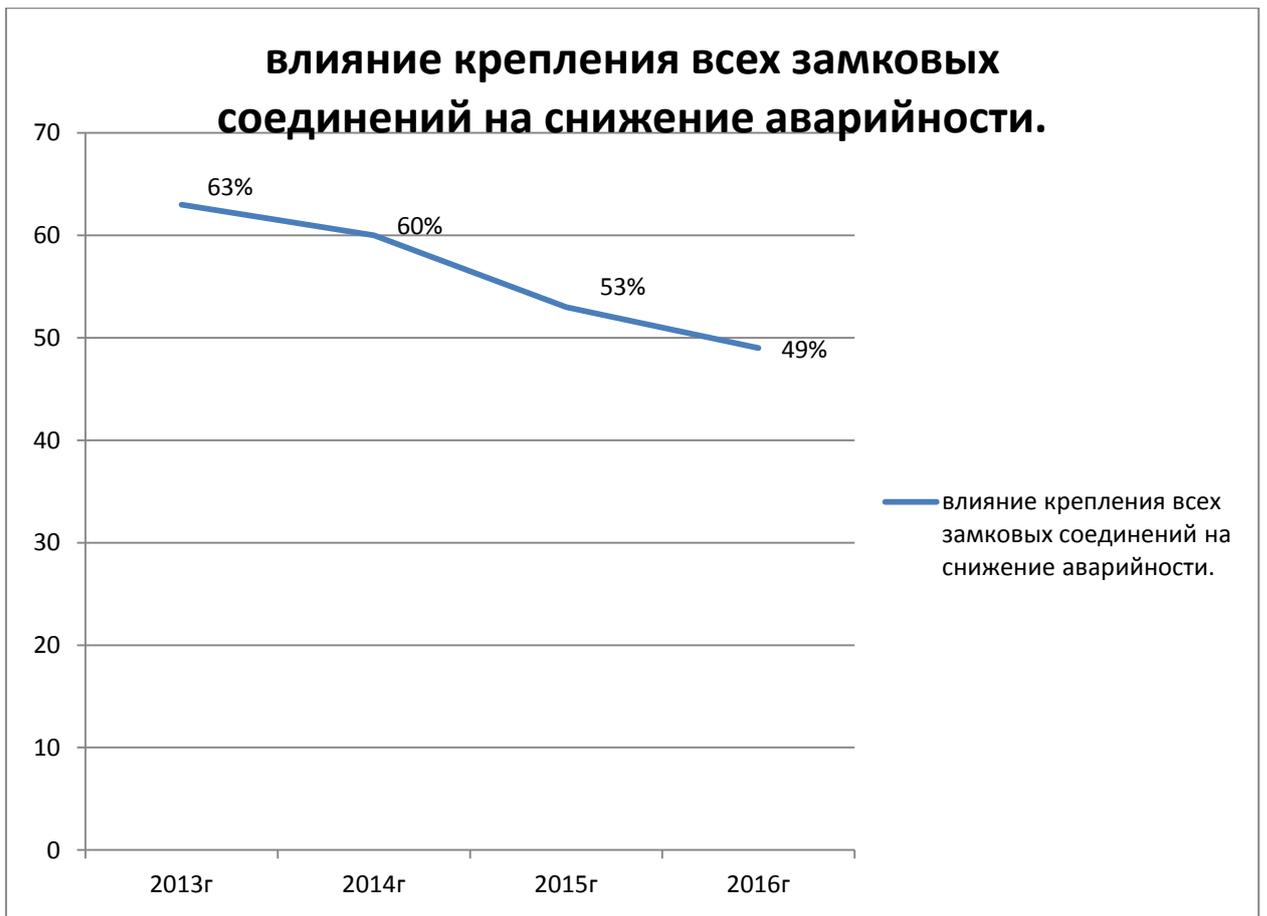


Рисунок 7 - Влияние крепления всех замковых соединений на снижение аварийности

"На каждый комплект бурильных труб составляется паспорт-журнал в двух экземплярах. Трубы, поступившие в трубное подразделение, подготавливаются к эксплуатации на основании заказа-заявки. В комплект включаются трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Составление комплекта оформляется актом, к которому прилагается опись труб комплекта. Один экземпляр паспорта-журнала должен храниться в трубном подразделении, а другой экземпляр или выписка из него - у бурового мастера, эксплуатирующего данный комплект труб" [19].

Запрещается разобщать комплект. В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и трубы комплекта. В паспорте-журнале ведется учет

движения, работы комплекта труб, аварий, профилактических и ремонтных работ с ним.

Основными мерами предупреждения аварий с бурильными трубами являются: организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией; технически правильный монтаж труб и замков, обеспечиваемый предварительным осмотром и их обмером, калибровкой резьбы гладкими и резьбовыми калибрами, подбором замков к трубам по натягу и принудительным закреплением замка в горячем состоянии; организация обязательной профилактической проверки всех труб после окончания бурения скважины путем наружного осмотра, проверки основных размеров и гидравлического испытания; обязательное крепление всех замковых соединений машинными ключами при наращивании и спуске колонны при турбинном бурении; использование предохранительных колпаков или колец, навинчиваемых на резьбу замков; бесперебойное снабжение буровых специальными смазками.

"Также можно рассмотреть следующий метод. Изобретение относится к нефтегазовой промышленности, а именно к устройству и способу защиты поверхности бурильных труб от износа. Сущность изобретения заключается в том, что протектор для бурильной трубы с приварными замками содержит неразъемный корпус из жесткого материала, имеющий продольное отверстие для надевания с диаметральным зазором на трубу, и размещенный в указанном зазоре элемент закрепления корпуса на поверхности трубы, при этом продольное отверстие в корпусе протектора выполнено с наименьшим диаметральным размером, который больше наружного диаметра высадки на конце трубы под приварку замковой детали, но меньше наружного диаметра привариваемой замковой детали. Также описан способ монтажа протектора на трубе, включающий надевание корпуса протектора на трубу и его последующее закрепление на ней в требуемом положении, при этом корпус протектора надевают на трубу в процессе ее производства до приварки к ее концу второй замковой детали, а его закрепление на трубе производят путем

заполнения кольцевого зазора между ними расплавом и его затвердевания. Изобретение позволяет расширить технологические возможности и повысить надежность протектора" [19].

Предлагаемое техническое решение относится к области защиты поверхности бурильных труб от износа и может быть использовано в нефтегазовой промышленности при бурении и освоении нефтегазовых скважин.

Известны эластичные протекторы для бурильных труб выполненные в виде неразъемного корпуса, имеющего для надевания на трубу продольное отверстие, диаметр которого меньше наружного диаметра трубы в месте его закрепления (ГОСТ 6365-74. Кольца резиновые для бурильных труб. Технические условия.) Протектор надевается на окончательно изготовленную трубу с замками, для чего его внутреннее отверстие принудительно расширяется для обеспечения пропуска имеющейся на конце трубы замковой детали, диаметр которой значительно больше, чем диаметр тела трубы. Закрепление протектора на поверхности трубы осуществляется за счет сил трения, возникающих между последней и надетым на нее с диаметральным натягом, создающим контактные давления, протектором.

"Недостатком указанных протекторов является необходимость использования для их изготовления только высокоэластичных материалов, не обладающих необходимой износостойкостью, особенно при бурении абразивных пород в открытом стволе. Другим недостатком является низкая прочность сцепления протектора с трубой, ограниченная упругими и прочностными свойствами материала протектора" [19].

Наиболее близким к заявляемому по технической сути является протектор, содержащий выполненный из жесткого (неэластичного) материала неразъемный корпус, имеющий продольное отверстие для надевания с диаметральным зазором на трубу, и размещенный в указанном зазоре элемент закрепления корпуса на поверхности трубы (рассмотрим, например, а. с. 1687762, МКИ5 Е 21 В 17/10. Протектор для бурильной

трубы). Монтаж протектора осуществляется путем надевания его корпуса на окончательно изготовленную трубу с замковыми деталями на концах. Для этого продольное отверстие в корпусе протектора выполнено с диаметральной размер, превышающим наружный диаметр замковой детали. Закрепление корпуса протектора на трубе производят за счет сил трения от механических давлений, создаваемых вводимыми в диаметральный зазор эксцентриковыми втулками.

Недостатком этого протектора являются его ограниченные технологические возможности, обусловленные невозможностью необходимого уменьшения его наружного диаметра вследствие ограничений, налагаемых минимальным диаметральной размер его продольного отверстия. Другим недостатком является его низкая эксплуатационная надежность, обусловленная механическим характером закрепления корпуса протектора на трубе.

Целью изобретения является расширение технологических возможностей и повышение эксплуатационной надежности протектора.

Сущность изобретения заключается в том, что продольное осевое отверстие в неразъемном корпусе протектора, изготовленном из жесткого (неэластичного) материала, выполняют с наименьшим диаметральной размер, который меньше наружного диаметра замковой детали, но больше диаметра высадки на конце трубы под приварку замковой детали. Это позволяет при необходимости уменьшить наружный диаметр корпуса до диаметра замковой детали и ниже и за счет этого расширить технологические возможности использования протектора.

"Возможность монтажа на трубе корпуса протектора, имеющего уменьшенный диаметральной размер осевого отверстия, обеспечивается предлагаемым способом, предусматривающим его надевание на трубу в процессе ее производства до приварки к ее концу второй (последней) замковой детали. После ее приварки продольное перемещение корпуса может

происходить только в пределах трубы между замковыми деталями на ее концах" [19].

В качестве одного из возможных предлагается способ закрепления надетого на трубу корпуса протектора путем подачи в диаметральный зазор между ним и наружной поверхностью трубы расплава (например, одного из литейных сплавов на алюминиевой основе) и его последующего затвердевания. При этом связь образующейся промежуточной прослойки с поверхностью трубы осуществляется за счет сил адгезии и контактных напряжений, возникающих в процессе литейной усадки расплава, а связь с корпусом - преимущественно за счет геометрии продольного отверстия, которое может иметь, например, овальное или квадратное сечение, и также сил адгезии. Закрепление корпуса может производиться как до, так и после приварки к трубе второй замковой детали.

В целом конструкция протектора и способ его монтажа повышают его эксплуатационную надежность, так как исключают возможность возникновения каких-либо аварийных ситуаций в случае разрушения элемента крепления.

На рисунках в ПРИЛОЖЕНИИ А приведены элементы трубы и протектора и основные операции по его монтажу для случая закрепления корпуса протектора на трубе после приварки к ней второй замковой детали.

Корпус 1 протектора (а) имеет продольное отверстие с наименьшим диаметральный размером d_1 . Труба 3 имеет высаженные концы 2, к одному из которых может быть приварена замковая деталь 4. Свободный высаженный конец трубы имеет наружный диаметр d_1 . Замковая деталь имеет наружный диаметр d_2 . Наименьший диаметральный размер d_2 продольного отверстия в корпусе протектора больше диаметра высаженного конца трубы, но меньше наружного диаметра d_3 замковой детали.

В процессе монтажа корпус 1 протектора надевают на трубу путем продольного перемещения вдоль нее, начиная с высаженного конца (б). При

этом между поверхностями трубы и отверстия корпуса образуется диаметральный зазор 5.

Далее, в зависимости от возможностей технологического оборудования может производиться или приварка второй замковой детали 6 (в) с выполнением сопутствующих операций (снятие грата, термообработка шва) и последующее закрепление корпуса протектора на трубе, или наоборот. При закреплении корпус позиционируют на трубе, снабжают его необходимой съемной технологической оснасткой и заполняют зазор расплавом 7. Затвердевание расплава осуществляют за счет теплоотвода на массу трубы и корпуса протектора или с привлечением дополнительного принудительного охлаждения.

Параметры износостойкости наружной поверхности корпуса могут при необходимости регулироваться известными способами (выбор материала, наплавка твердым сплавом, гуммирование, установка дополнительных элементов и т. п.).

1. "Протектор для бурильной трубы с приварными замками, содержащий неразъемный корпус из жесткого материала, имеющий продольное отверстие для надевания с диаметральный зазором на трубу, и размещенный в указанном зазоре элемент закрепления корпуса на поверхности трубы, отличающийся тем, что продольное отверстие в корпусе протектора выполнено с наименьшим диаметральный размером, который больше наружного диаметра высадки на конце трубы под приварку замковой детали, но меньше наружного диаметра привариваемой замковой детали" [19].

2. Способ монтажа протектора на трубе, включающий надевание корпуса протектора на трубу и его последующее закрепление на ней в требуемом положении, отличающийся тем, что корпус протектора надевают на трубу в процессе ее производства до приварки к ее концу второй замковой детали, а его закрепление на трубе производят путем заполнения кольцевого зазора между ними расплавом и его затвердевания.

Следующий метод для предупреждения аварий использование при бурении глубоких скважин. Сущность изобретения: замок для бурильных труб содержит ниппель и муфту, на которых выполнены износостойкие кольцевые пояски на основе карбида вольфрама. Муфта дополнительно снабжена износостойким пояском из без вольфрамового сплава, из которого также выполнен поясок на ниппеле. Приведены определенные сочетания износостойкости дополнительного и основного поясов муфты, а также соотношение их ширины. Обеспечивается уменьшение стоимости как за счет упомянутых соотношений, так и за счет использования без вольфрамового сплава.

Изобретение относится к бурению нефтяных и газовых скважин, в частности к инструменту для соединения бурильных труб в колонну. Целью изобретения является уменьшение стоимости замка для бурильных труб за счет снижения расхода карбида вольфрама.

Замок для бурильных труб состоит из муфты, на цилиндрической поверхности которой у опорного торца расположен износостойкий кольцевой поясок, состоящий из основного пояска, выполненного из композиционного сплава на основе карбида вольфрама, и дополнительного пояска, выполненного из без вольфрамового сплава и расположенного ближе к упорному торцу.

Износостойкость дополнительного пояска составляет 0,3-0,4 износостойкости основного пояска. При этом ширина B_0 основного пояска равна 0,3-0,4 общей ширины B износостойкого пояска муфты.

Замок для бурильных труб работает следующим образом: при бурении скважины роторным способом бурильная колонна вращается. При этом замок, диаметр которого больше диаметра бурильной трубы, контактирует с породами, ствол скважины. Взаимодействие замка с породой происходит в потоке абразивосодержащей промывочной жидкости, перемещающейся к устью скважины, и характеризуется неравномерным распределением контактных давлений по образующей замка.

Максимальные нагрузки воспринимаются частью муфты, не которой размещен основной пояс, выполненный из композиционного сплава на основе карбида вольфрама и расположенный у опорного торца, а меньшие нагрузки воспринимаются дополнительным пояском, выполненным из безвольфрамового сплава.

Износостойкий кольцевой пояс с нагрузками на муфте в области дополнительного пояска. При полном износе износостойкого кольцевого пояска на цилиндрической поверхности ниппеля в зоне действия наибольших нагрузок сохраняется износостойкая площадка, образованная в результате пересечения изношенной цилиндрической поверхности и износостойкого кольцевого пояска конической поверхности. Геометрические параметры износостойкой площадки сохраняются до износа цилиндрической поверхности до предельно допустимых значений, так как они определяются углом между цилиндрической и конической поверхностями и толщиной износостойкого кольцевого пояска, которые практически не изменяются.

Формула изобретения: замок для бурильных труб, включающий ниппель и муфту, связанные замковой резьбой и размещенные со стороны противоположной замковой резьбе на наружной цилиндрической и конической поверхностях ниппеля и наружной цилиндрической поверхности муфты армированные композиционным сплавом на основе карбида вольфрама износостойкие кольцевые пояски, отличающийся тем, что, с целью уменьшения стоимости замка за счет снижения расхода карбида вольфрама, он снабжен дополнительным износостойким кольцевым пояском, расположенным на муфте и примыкающим к основному со стороны замковой резьбы, дополнительный износостойкий кольцевой пояс муфты и износостойкий кольцевой пояс ниппеля выполнены из безвольфрамового сплава, причем износостойкость дополнительного пояска муфты выбирается из соотношения $I_1/I_2=0,3-0,5$, где I_1 и I_2 износостойкость соответственно дополнительного и основного поясков, ширина основного износостойкого пояска выбирается из соотношения $B_0/B=0,3-0,4$, где B_0 и B соответственно

ширина основного пояска и общая ширина износостойкого пояска муфты, а толщина и износостойкость армированного слоя пояска ниппеля равна толщине и износостойкости дополнительного пояска муфты.

"Способ ремонта бурильных труб с навинченными замками, включающий нагрев замков и трубы до температур, не изменяющих механические свойства их материалов, отвинчивание замка и навинчивание нового замка, отличающийся тем, что, с целью увеличения надежности и ресурса работы бурильных труб за счет выравнивания радиальных напряжений по виткам резьбы, после нагрева трубы и замка их выдерживают при температуре нагрева для релаксации напряжений резьбового соединения" [20].

Также одной из основных причин приводящей к риску возникновения осложнения и возникновения ГНВП при освоении нефтегазовой скважины является длительный простой без промывки в следствии поломки УЭЦН.

Последствия данных аварий пагубно сказываются на экологическом состоянии окружающей среды, приводят к человеческим жертвам и наносят экономические потери, как организации, так и стране в целом.

Доля отказов УЭЦН составляет 27,7% от общего числа преждевременных отказов при освоении нефтегазовых месторождений. Причины отказов мы делим на четыре основные группы:

- 1) причины, связанные с нарушением технологии подземного ремонта скважин;
- 2) причины, связанные с нарушениями технологии эксплуатации скважин;
- 3) причины, связанные с сервисным предприятием по обслуживанию установок;

Рассмотрим мероприятия по снижению числа вышеуказанных.

1. Технологической службе ЦИТС ужесточить контроль за соблюдением ТУ расположения УЭЦН в скважине по кривизне (0,05 0С на 10 м);

2. Технологическим службам нефтепромыслов производить правильный подбор установок ЭЦН;

3. Не допускать работу установки при снижении дебита до 50 %;

4. В программу ТМ внести возможность визуального аварийного контроля за дебитом скважин (изменение цвета показаний при дебите 50 %).

5. Производить своевременную отбраковку НКТ и ремонт НКТ на заводе в полном объеме.

Снижению количества засорений в первую очередь будут способствовать качественная очистка ствола скважины, забоя и призабойной зоны при вводе из бурения, проведении ГТМ и после длительных наработок скважин.

"Строповое противополетное устройство может быть использовано для предотвращения аварий установок электроцентробежных погружных насосов (УЭЦН), называемых «полет УЭЦН», которые могут быть вызваны падением в забой скважины частей электроцентробежных погружных насосов (ЭЦН) и насосно-компрессорных труб (НКТ) при разрушении (расчленении) комплектующих деталей и узлов ЭЦН. Устройство содержит два, разъемные по диаметру фланца, соединенные стропами, фланцы выполнены с возможностью установки на шейках концевых деталей электроцентробежного насоса или его узлов, соединены между собой шестью стропами, выполненными с возможностью установки вдоль образующей корпуса электроцентробежного насоса или его узлов, при этом длина каждого стропа выполнена состоящей из величины габаритной длины корпуса насоса или его узла плюс 70-80 мм. Новый технический результат, который может быть достигнут заявленным решением, заключается в повышении надежности предотвращения аварий и сокращении времени проведения монтажно-ремонтных работ на скважине.

Полезная модель относится к нефтедобывающей промышленности, касается эксплуатации установок электроцентробежных погружных насосов (УЭЦН), и может быть использована для предотвращения аварий,

называемых «полет УЭЦН», которые могут быть вызваны падением в забой скважины частей электроцентробежных погружных насосов (ЭЦН) и насосно-компрессорных труб (НКТ) при разрушении (расчленении) комплектующих деталей и узлов ЭЦН.

Проблема страховки УЭЦН от полетов существует настолько давно, что наработана статистика, согласно которой более 70% «полетов» происходит по причине разрушения комплектующих узлов корпусов УЭЦН.

Известно противоположное строповое устройство для забойных механизмов, включая установки электроцентробежных погружных насосов, (Свидетельство РФ №10774, публикация 1999 г.). Устройство выполнено в виде двух разъёмных по диаметру фланцев, с внутренними диаметрами, соответствующими диаметрам охватываемых поверхностей, размещенных и скрепленных в кольцо на трубе лифтовой колонны и нижнем фланцевом соединении погружной установки и двух диаметрально расположенных относительно продольной оси погружной установки и закрепленных обоими концами на фланцах стропов. Длина стропов выполнена с учетом образования зазора в месте расчленения погружной установки.

При этом один из фланцев закреплен на первой трубе лифтовой колонны, а второй - на шейке самого нижнего фланцевого соединения погружной установки. Разъёмные фланцы обеспечивают возможность закрепления их на собранную погружную установку во время ее монтажа на скважине. Стропы обеспечивают удержание погружной установки или ее части от падения в забой скважины при разрушении крепежных деталей в каком-либо фланцевом соединении" [21].

Зазор, который может быть образован при расчленении погружной установки, обеспечивает свободное вытекание перекачиваемой жидкости из погружной установки и лифтовой колонны в затрубное пространство, фиксируя таким образом момент расчленения погружной установки. Погружная установка вместе со строповым устройством поднимается на

поверхность, где устройство демонтируется для использования на другой установке.

Как видно из описания, конструкция известного устройства предполагает его монтаж непосредственно на месторождении, что осложняет и замедляет процесс монтажа УЭЦН в целом. Кроме того, исходя из условия, что длина корпуса УЭЦН может достигать 50 метров, соответственно требуется большая протяженность строп. При большой протяженности строп невозможно выдержать их одинаковую длину, поэтому на практике вся нагрузка ложится на более короткую стропу, что снижает несущую способность конструкции в целом. Несимметричность прикладываемого усилия ведет к перекашиванию вытаскиваемой нижней части конструкции, и ее деформации, вызванной неизбежностью соприкосновения со стенами обсадной колонны. Этот негативный эффект усиливается большим расстоянием между местами крепления фланцев противоположного устройства, перекашивающим положение поднимаемой установки. Нарушение конструкции противоположного устройства в процессе эксплуатации выводит ее из строя по отношению ко всем секциям установки.

Задача настоящего технического решения заключается в создании более простого, мобильного, надежного и технологичного стропового противоположного устройства, позволяющего сократить время проведения монтажно-ремонтных работ на скважине.

"Для решения поставленной задачи строповое противоположное устройство содержит два, разъемные по диаметру фланца, выполненные с возможностью установки на шейках концевых деталей электроцентробежного насоса и его узлов, фланцы соединены между собой шестью стропами, выполненными с возможностью установки вдоль образующей корпуса насоса или его узлов, при этом длина каждого стропа выполнена состоящей из величины габаритной длины корпуса насоса или его узла, плюс 70-80 мм" [21].

При использовании заявленного решения не требуется фиксация момента расчленения погружной установки, т.к. установка отключается автоматически путем рас соединения валов в муфте электроцентробежного насоса, которое обеспечивается заданной длиной каждого стропа, состоящей из базовой длины защищаемого корпуса или узла ЭЦН плюс 70-80 мм. При этом большое количество строп позволяет обеспечить симметричность восприятия нагрузки, минимизируя деформирующее воздействие на стены обсадной колонны.

Таким образом, новый технический результат, который может быть достигнут заявленным решением, заключается в повышении надежности предотвращения аварий и сокращении времени проведения монтажно-ремонтных работ на скважине.

"Полезная модель иллюстрируется рисунками в ПРИЛОЖЕНИИ Б, где на рисунке1 изображен фланец устройства в сборе, на рисунке2 - устройство, установленное на газосепараторе. Устройство содержит два разъемных по диаметру фланцев, выполненных в виде скоб, позволяющих соединить их в хомут с помощью крепежных элементов. Хомуты по своей наружной поверхности соединены между собой шестью стропами. Для обеспечения рас соединения валов длина каждого стропа выполнена состоящей из базовой длины корпуса ЭЦН плюс 70-80 мм.

Устройство работает следующим образом. На шейки концевых деталей электроцентробежного насоса устанавливаются фланцы в виде скоб, которые фиксируются между собой в хомут. Монтаж завершается таким положением устройства, когда его стропы оказываются протянутыми вдоль образующей защищаемого узла ЭЦН, например, корпуса насоса. В процессе эксплуатации, в случае разрушения корпуса насоса, происходит разделение УЭЦН на две части. Нижняя часть установки, стремясь упасть в забой скважины, виснет на стропах противоположного устройства, т.к. верхняя часть жестко соединена с вышестоящими элементами УЭЦН. При смещении нижней части установки происходит расчленение валов в соединительной

муфте ЭЦН, и передача вращающего момента с электродвигателя прекращается.

В процессе демонтажа установки из скважины нижняя, подвешенная на стропах противоположного устройства часть, также будет поднята из скважины, и сложная, трудоемкая и дорогостоящая авария устранена за минимальный период времени" [21].

Устройство можно эффективно устанавливать и на отдельные узлы электроцентробежного насоса, например, для защиты газосепаратора. Как показывает практика, большинство аварий на нефтяных скважинах происходит при разрушении корпуса газосепаратора, как правило, вследствие гидроабразивного износа защитной гильзы, а затем и корпуса газосепаратора. Определяющими факторами данного разрушения является высокая кавитация, обусловленная присутствием в пластовой жидкости попутного газа, механические включения и т.д. Иными словами, именно газосепаратор первым принимает на себя негативные воздействия пластовой жидкости.

В этом случае на шейки концевых деталей газосепаратора устанавливаются фланцы в виде скоб, которые фиксируются между собой в хомут. Монтаж завершается таким положением устройства, когда его стропы оказываются протянутыми вдоль образующей корпуса газосепаратора. В процессе эксплуатации, в случае разрушения корпуса газосепаратора происходит разделение УЭЦН на две части. Нижняя часть ЭЦН включающая гидрозашиту и электродвигатель, стремясь упасть в забой скважины, виснет на стропах противоположного устройства, т.к. верхняя часть газосепаратора жестко соединена с вышестоящими элементами УЭЦН. При смещении нижней части установки происходит рассоединение валов в соединительной муфте ЭЦН, и передача вращающего момента с электродвигателя прекращается. Для обеспечения свободного рассоединения валов длина одного стропа, например, для газосепаратора пятого габарита, состоит из его габаритной длины, равной 806 мм. Плюс +80 мм и составляет 886 мм.

"Конструкция заявленного устройства технологична в эксплуатации и изготовлении, т.к. устройство может монтироваться на отдельные узлы ЭЦН в производственных условиях и не требует дополнительных операций при монтаже УЭЦН на скважине. Устройство легко модифицируется в зависимости от длины защищаемого узла ЭЦН (секции), для этого необходимо лишь поменять стропы. Трудоемкость изготовления устройства небольшая и легко ставится на серийное производство"[21].

Строповое противоположное устройство, содержащее два разъемных по диаметру фланца, соединенных стропами, отличающееся тем, что фланцы выполнены с возможностью установки на шейках концевых деталей электроцентробежного насоса или его узлов, соединены между собой шестью стропами, выполненными с возможностью установки вдоль образующей корпуса электроцентробежного насоса или его узлов, при этом длина каждого стропа выполнена состоящей из величины габаритной длины корпуса насоса или его узла плюс 70-80 мм.

Также можно рассмотреть рекомендации при отказе УЭЦН, чтобы предотвратить заранее аварии:

При снижении сопротивления изоляции системы «кабель - ПЭД» необходимо осмотреть наземный участок кабеля от устья скважины до клеммной коробки\станции управления и убедиться в отсутствии механических повреждений, по возможности необходимо проверить состояние сальника кабельного ввода устьевого арматуры скважины. В случае искрения по кабельному вводу перед остановкой или не герметичности сальникового уплотнения, подъем УЭЦН производить, не сбивая сбивной клапан с целью приподъема погружного оборудования на 1-2 НКТ - или до места механического повреждения или до момента восстановления изоляции. После чего, по согласованию Заказчика и Исполнителя произвести вырубку неисправного участка кабеля с последующим повторным замером сопротивления изоляции системы «кабель - ПЭД». В случае восстановления изоляции до 5 Мом в процессе подъема, по согласованию с Заказчиком,

произвести подбор оптимальной “полки”, загерметизировать устье скважины и произвести запуск УЭЦН в работу с отображением данной информации в эксплуатационном паспорте. Для УЭЦН с наработкой менее 120 суток при подъеме НКТ производить в обязательном порядке, при отсутствии осложняющих факторов (необходимость глушения, не герметичность НКТ).

При отсутствии или снижении подачи более 15-20 % от первоначального установившегося режима необходимо:

- Проверить уровень жидкости в затрубном пространстве скважины (с помощью эхолота).

- Проверить устьевую арматуру и выкидной коллектор на наличие прохода.

- Проверить исправность АГЗУ, замерить подачу жидкости из скважины в течение не менее 1 часа с одновременным измерением изменения динамического уровня в затрубном пространстве.

- Проверить напряжение и ток в каждой фазе линии, питающей ПЭД.

- Проверить давление, развиваемое УЭЦН, УЭЦП при закрытой задвижке на выкидной линии. Не допускать превышение давления более 60 атм.

- Результаты измерений проверить на соответствие паспортной характеристике (Q-H) данного типоразмера УЭЦН. При несоответствии Q-H произвести проверку лифта на циркуляцию и герметичность с помощью агрегата (ЦА-320).

- Если выявлена не герметичность лифта или отсутствует прохождение жидкости через него, то после подъема УЭЦН из скважины, монтаж новой установки производить только после проведения предварительных мероприятий выявления не герметичности НКТ.

- В случае если колонна НКТ герметична, заказчик производит анализ предыдущей работы скважины на наличие механических примесей, парафин отложений и солей по пробам или по результатам разборов предыдущих установок на базе ЭПУ. Далее по согласованию с Исполнителем принимает

решение о необходимости проведения промывки рабочих органов УЭЦН водой, горячей нефтью или соляно-кислотной обработке с продавкой водным раствором.

- Составить «Акт выполненных работ при отсутствии (снижении) подачи УЭЦН» по установленной форме за подписью Исполнителя и Заказчика. В плане-заказе на производство работ обязательно предусмотреть опрессовку лифта НКТ, с представителем Заказчика перед глушением с составлением акта опрессовки. При условии не герметичности лифта в плане задания указать «Сбивной клапан не сбивать! Произвести обратное глушение и подъем УЭЦН до уровня!»

Заклинивание установки – увеличение токовой нагрузки, более номинального значения.

Для «расклинивания» УЭЦН произвести следующие мероприятия:

- произвести попытку запуска (не более трех) на повышенном или пониженном напряжении на ТМПН (изменив отпайку на одну - две ступени) со сменой вращения УЭЦН, УЭЦП;

- при не запуске УЭЦН необходимо произвести попытку расклинивания УЭЦН с помощью агрегата (горячей нефтью или водой); При отсутствии обратного клапана возможна промывка в НКТ с последующим запуском, при не запуске УЭЦН. На скважинах где ранее наблюдалось отложение солей необходимо произвести попытку расклинивания УЭЦН совместно с проведением соляно-кислотной обработки (СКО). Окончательное решение о необходимости проведения СКО на скважине принимает Заказчик.

- По окончании работ по расклиниванию составляется «Акт выполненных работ при заклинивании УЭЦН».

На основании проведенных мероприятий и заключении Исполнителя об отказе УЭЦН Заказчиком принимается решение о полном подъеме УЭЦН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По данным количественной оценки рисков можно сделать выводы о самых опасных ситуациях и мерах борьбы с различными авариями и опасностями. в результате рассмотренной темы исследования, можно сделать выводы о том, что главными факторами аварий и последующих результатов являются:

- 1) природный фактор;
- 2) человеческий фактор;
- 3) износ оборудования.

Из-за аварий при бурении скважин возникает угроза жизни и здоровью персонала, обслуживающего данный процесс, а также и экологических аварий, которые невозможно полностью ликвидировать без трагических последствий для нашей планеты.

Буровые бригады в своей работе применяют самое различное оборудование:

- подъемные механизмы;
- приводы на базе мощных двигателей;
- агрегаты, создающие высокое давление рабочей среды.

Недаром инспекция Ростехнадзора жестко контролирует процессы освоения и бурения нефтегазовых скважин для добычи углеводородов.

Бурение скважин на воду, которые будут использоваться в качестве бытовых источников водоснабжения, по мнению экспертов, не несет серьезной опасности для жизни и здоровья заказчиков и рабочих буровых бригад.

Но при несоблюдении норм безопасности аварии во время бурения и освоения скважин порой происходят, и приводит это к невозможности доведения скважины до рабочего состояния. Причиной возникновения непредвиденной ситуации может быть человеческий фактор, неисправность

оборудования и объективные причины, например, особенности геологического строения грунта.

Аварии на объектах добычи нефти и газа происходили и происходят, в основном, по следующим причинам:

- 50% - из-за проектных ошибок и отказов технических систем;
- 30% - из-за экстремальных природных явлений;
- 20% - из-за навигационных (и других) происшествий.

В результате проведенного анализа, были решены следующие задачи исследования:

- 1) проведена количественная оценка риска;
- 2) рассмотрены основные факторы аварий и опасностей.

"Осложнения и аварии при освоении нефтегазовых скважины является неотъемлемой, но нежелательной частью строительства скважины. Осложнения и аварии так или иначе встречаются при освоении любой скважины, поэтому встает вопрос о их ликвидации и предупреждение"[10].

При освоении нефтегазовых месторождений часто возникают различные профессиональные риски и различные аварии. Для того, чтобы их свести к минимуму, необходимо внедрять действительные методы исследования и риска при освоении нефтегазовых месторождений.

К таким методам можно отнести:

- исследование профессиональных рисков методом исследования опасности и работоспособности (HAZOP);
- исследование профессиональных рисков методом предварительного анализа опасностей.

"HAZOP - то процесс детализации и идентификации проблем опасности и работоспособности системы, предназначено для выявления потенциальных отклонений от целей проекта, экспертизы их возможных причин и оценки их последствий" [22].

Предварительный анализ опасности (ПАО) – метод анализа, задачей которого является идентификация опасностей, опасных ситуаций и событий,

которые могут причинить вред данной деятельности, объекту или системе. Этот метод чаще всего применяется, когда мало информации об условиях труда, и зачастую он является предшественником последующих исследований и точных измерений. Он может оказаться полезным в тех случаях, когда анализируются уже существующие системы. При проведении (ПАО) учитывают опасности и опасные ситуации общего характера (условия окружающей среды, используемые или производимые материалы и т. д.)

Проведенный анализ аварийности при освоении нефтегазовых скважин показал, что имеется взаимосвязь между видом, частотой возникновения осложнений и повышением сложности геологических условий бурения. При проведении тщательного анализа всех статистических данных по аварийности при освоении скважин, расположенных на различных месторождениях с отличными геологическими условиями, имеется возможность вывести обобщенный коэффициент надежности достижения проектной глубины при бурении и освоении нефтегазовых скважин в регламентируемые сроки.

Поэтому при бурении и освоении нефтегазовых скважин рекомендуется:

- 1) организовать учет бурильных труб в соответствии с инструкцией;
- 2) проводить правильный технический монтаж труб и замков, который обеспечивается предварительным осмотром и их обмером, калибровкой;
- 3) в обязательном порядке крепление всех замковых соединений;
- 4) бесперебойное снабжение буровых необходимыми специальными смазками.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Зенин, Ю.Н. (составитель) Пожарная безопасность: проблемы и перспективы 2010 Часть 1 [Текст] Материалы международной научно-практической конференции. В 2-х частях. Часть 1 - Воронеж: ВИ ГПС МЧС России, 2010. — 355с.

2 Лисанов, М.В., Савина, А.В., Самусева, Е.А., Сумской, С.И. Аварийность на морских нефтегазовых объектах [Текст]// OilandGasJournalRussia. 2010. №5(39). С. 48 – 53.

3 Приказ Ростехнадзора от 13.05.2015 N 188 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_181643/

4 Maximumhypotheticalaccidents. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/commission/slides/2015/20151215/shine-safety-panel2-20151215.pdf>

5 Blowout (welldrilling) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://wiki2.org/en/Blowout_\(well_drilling\)](https://wiki2.org/en/Blowout_(well_drilling))

6 Предотвращение аварий при бурении нагнетательных нефтяных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - <http://spdopusk.ru/vypusk-2-2-dekabr-2015/predotvrashhenie-avarij-pri-bureanii-nagnetatelnyx-neftyanyx-skvazhin/>

7 Пааске, Б., Лисанов, М.В. и др. [Текст] Российско-норвежский проект «БАРЕНЦ-2020»: гармонизация стандартов в области анализа риска // Безопасность труда в промышленности. 2011. № 4. С. 11 – 15.

8 HAZOP. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://en.academic.ru/dic.nsf/enwiki/3632819>.

9 Применение методов анализа опасностей HAZID и HAZOP при проектировании газотранспортного терминала. [Текст]// Безопасность труда в промышленности. – 2008 - № 8

10 Инструментарий расчета коэффициента успешности строительства нефтяных и газовых скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - file:///C:/Users/Администратор/Desktop/instrumentariy-rascheta-koeffitsienta-uspeshnosti-stroitelstva-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin.pdf

11 Профессиональный риск. Теория и практика расчета [Текст]/ Под ред. А.Г. Хрупачева, А.А. Хадарцева. – Тула: Изд-во ТулГУ, 2011. – 330 с.

12 Материалы Всероссийской 41-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, в 2 т. Т. 1. [Текст]. – Уфа: Аркаим, 2014. – 274 с.

13 Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - <http://vseonefti.ru/upstream/ustanovka-ESP.html>.

14 Анализ отказов по причине засорения по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - http://glavteh.ru/files/InPraktika_2_2010_14_Kharitonov.pdf

15 Отказы установок ЭЦН по причине "полёта". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: - <http://oilloot.ru/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/494-otkazy-ustanovok-etsn-po-prichine-qpoljotaq>

16 BOEMRE. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ihs.com/products/boemre-standards.html/>

17 Настоящее и будущее технологии строительства нефтяных и газовых скважин на море и на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/939-Nastoyaschee-i-budushee-tehnologii-stroitelstva-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin-na-more-i-na-sushe>

18 Инструкция по учету работы и списанию бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб на предприятиях и в трубных подразделениях производственных объединений Министерства нефтяной промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим

доступа:<http://www.alppp.ru/law/hozjajstvennaja-ejatelnost/promyshlennost/25/instrukcija-po-uchetu-raboty-i-spisaniyu-burilnyh-obsadnyh-i-nasosno-kompressornyh-trub-na.html>

19 Протектор для бурильной трубы с приварными замками и способ его монтажа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.findpatent.ru/patent/220/2208123.html>

20 Способ ремонта бурильных труб с навинченными замками. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.findpatent.ru/patent/168/1688535.html>

21 Строповое противоположное устройство. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://poleznayamodel.ru/model/7/77339.html>

22 Лисанов, М.В., Лечеркин, А.С., Сидоров, В.И. Анализ риска и декларирование безопасности объектов нефтяной и газовой промышленности [Текст]// Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. - 1998. - № 1. с. 37-41.

23 Бирюлева, Н.В., Евсеева, О.Е. (составители) Сервис безопасности в России: опыт, проблемы, перспективы. Вопросы обеспечения комплексной безопасности деятельности в Арктическом регионе 2014. [Текст]Материалы международной научно-практической конференции. Санкт-Петербург, 10 декабря 2014 года /. – СПб.: Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, 2014. – 186 с.

24 Гноевых, А.Н. и др. [Текст]Справочник монтажника буровых установок. – М.: Недра, 1997, 491 с.

25 Злотников, Г. П. [Текст]Разработка методов предупреждения прихватов и поломок бурильных труб на участках искривления ствола глубоких скважин: автореферат диссертация на соискание ученой степени кандидат технических наук: 104.200.803647 / Злотников, Г.В. – Ухта: УГТУ, 2007. – 24 с.

26 Злотников, Г.П. Возможности прогнозирования кризисной ситуации в отношении прихвата бурильной колонны [Текст]// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2007. - №6. - с. 6-8.

27 Каменских, С.В. Резервы улучшения показателей строительства скважин на площадях и месторождениях Тимано-Печорской провинции [Текст]// Тезисы докладов IX Международной молодёжной научной конференции (март 2014 г.). – Ухта: УГТУ, 2014. – Ч.1. – С. 37–39

28 Мищенко, И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. [Текст] - Москва: изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. — 296 с.

29 Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин[Текст]: учебное пособие/ С. В. Каменских, [и др.]. – Ухта: УГТУ, 2014. – 231 с.: ил.

30 Паньков, Т. Михина, // Охрана труда и социальное страхование. [Текст]2007. -№ 1. -С. 38-42.

31 Саенко, А.Г., Маринин, С.Ю., Пашинян, Л.А., Пашинян, К.Л. Разработка процедуры анализа риска при эксплуатации противовыбросового оборудования в процессе бурения на основе экспертной оценки. [Текст]Вестник ассоциации буровых подрядчиков, №4, 2012, с. 27-32.

32 Степанова, В. Демишева, // Охрана труда и социальное страхование. [Текст]-2007. № 2. - С. 7-8.

33 Тимофеева, С.С. Методы и технологии оценки производственных рисков: практические работы для магистрантов по направлению 280700 «Техносферная безопасность». [Текст]– Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014. – 177 с.

34 Чулков, Н.А., Деренок, А.Н. Надежность технических систем и техногенный риск. [Текст]Учебное пособие. - Томск, ТПУ, 2012. - 150 с.

35 Хайн, Н.Д. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. [Текст] - М.: ЗАО "Олимп-Бизнес", 2008. - 726 с.

36 Шайдаков, В.В., Мищенко, И.Н., Емельянов, А.В., Бухарцев, А.В., Шайхинуров, А.А. Капиллярная трубопроводная система подачи химических

реагентов в фонтанирующую скважину. [Текст] - М.: Интервал, №10 (93), 2006.

37 John L. Kennedy. Potassium based drilling mud holds problem, shales in tests. - Oil and Gas J. – 1973 [Текст] 30/VII, vol 71, No. 31, pp. 110-112.

38 Анализ причин аварий и инцидентов, происшедших при строительстве и освоении скважин на территории Пермского края в I полугодии 2012 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pbperm.ru/anonsy/999--i-2012-8-2012-.html>

39 Добыча нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ingeos.ru/dobyicha-nefti-i-gaza> -

40 Общие понятия о бурении. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.neftyanik-school.ru/studentam/uchebnye-kursy/course/8/27>

41 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2013 г. № 646 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70462486/>

42 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. [Текст]– М.: Госгортехнадзор, 2013. – 131 с.

43 Разработка методов предупреждения прихватов и поломок бурильных труб на участках искривления ствола глубоких скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/razrabotka-metodov-preduprezhdeniya-prikhvatov-i-polomok-burilnykh-trub-na-uchastkakh-iskriv>.

44 OCSEIS/EABOEMRE. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: WWW.arlis.org/docs/vol1/D/758573108.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Протектор для бурильной трубы с приварными замками и способ его монтажа (в разрезе)

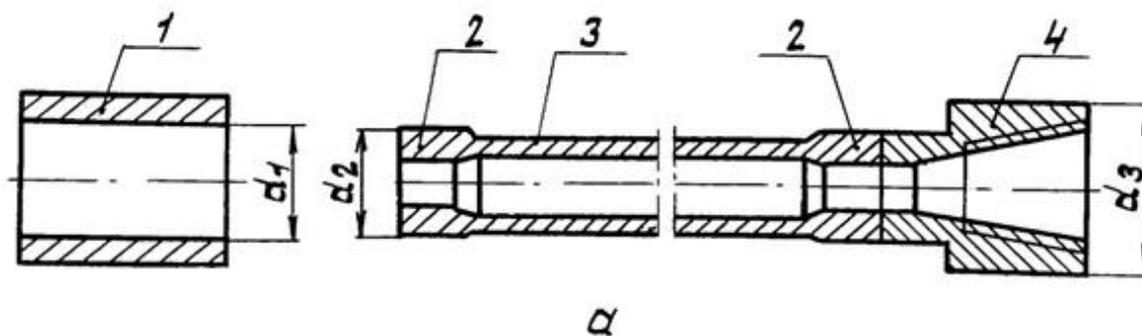


Рисунок 1- Корпус протектора и труба

1. Корпус протектора.
2. Высаженные концы.
3. Труба.
4. Замковая деталь.

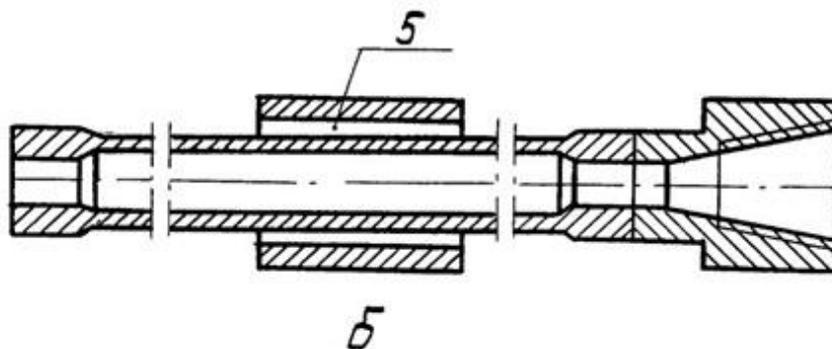


Рисунок 2 - Процесс монтажа протектора и трубы

- 5 Диаметральный зазор

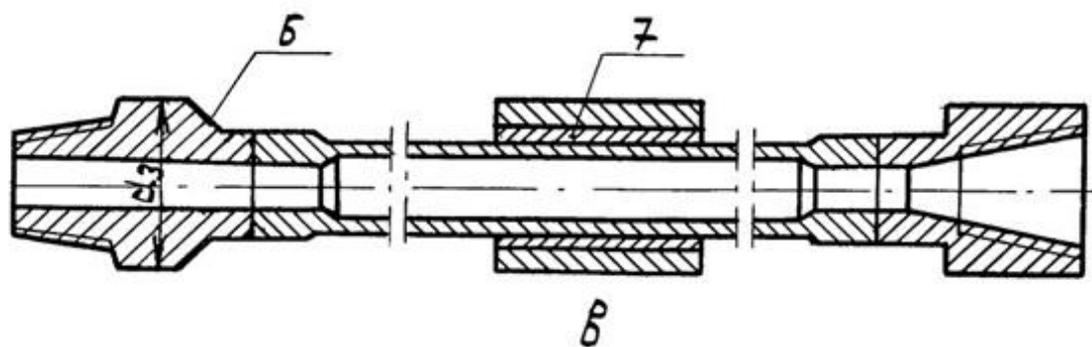


Рисунок 3 - Процесс закрепления протектора на трубе

6. Вторая замковая деталь.

7. Расплав.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Строповое противопололетное устройство

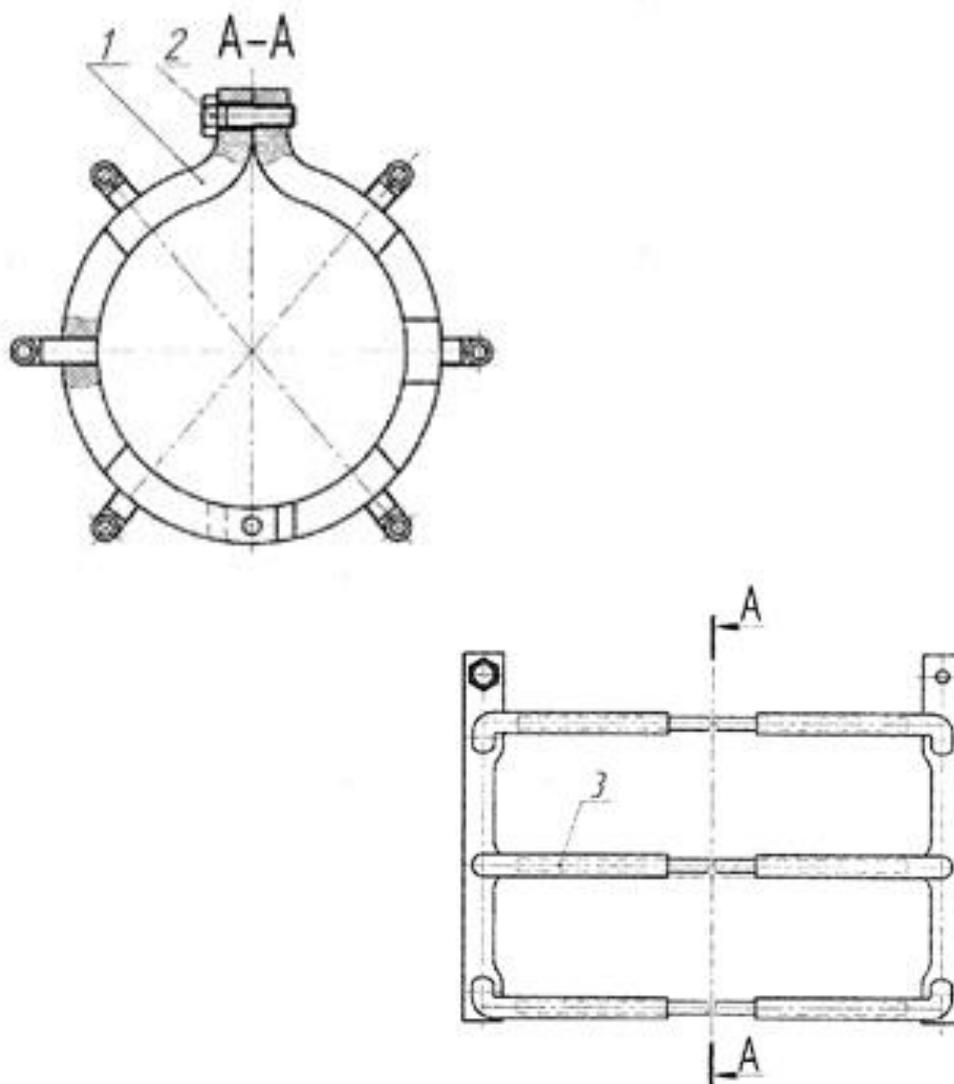


Рисунок 1 - Фланец устройства в сборе

1. Хомут.
2. Крепежные элементы.
3. Стропы

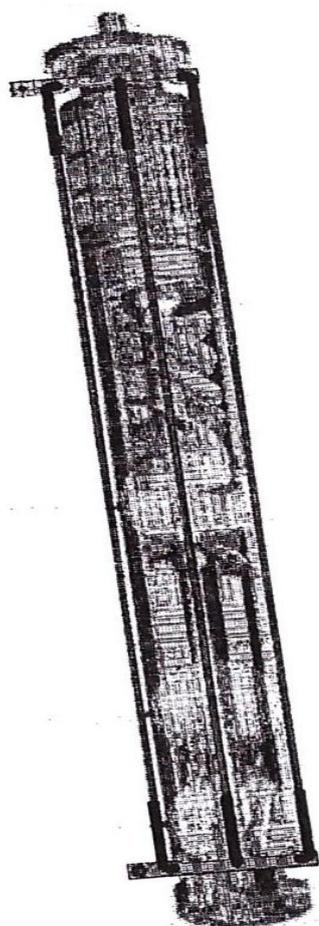


Рисунок 2 - Строповое противополетное устройство, установленное на газосепараторе