Нефтегазовое дело

УДК 622.24.05

ВОЗМОЖНОСТИ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТОЙ ЭРУПЦИИ БУРОВЫМИ ИНСТРУМЕНТАМИ

П.БУЙОК¹, М.КЛЕМПА¹, М.ЯКУБЧИК², Я.РЫБА¹, М.ПОРЗЕР¹

¹ Высшая горно-металлургическая школа – Остравский технический университет, Острава, Чешская Республика

² Главная горно-спасательная станция, Годонин, Чешская Республика

Важнейшие виды сырья для разных отраслей промышленности – нефть и природный газ. С увеличением потребления растет спрос на бурение и качество добычи. Поэтому для разведки и добычи углеводородов необходимы не только первоклассная техника и технологическое оборудование, но и квалифицированный персонал.

Разведка и бурение, добыча углеводородов, как и любая другая отрасль, не могут избежать несчастных случаев, аварий и чрезвычайных происшествий. Наихудшим видом аварии на скважинах, несомненно, является открытое извержение добываемого полезного ископаемого. Открытая эрупция может привести к серьезным ранениям персонала буровой установки, повреждению и ликвидации оборудования, негативному влиянию на окружающую среду и к потере добываемого полезного ископаемого.

Разведочное бурение может вызвать возникновение давления и его дальнейшие проявления. При первом глубоком бурении может не быть достаточной информации о пробуренных горизонтах. Если в продуктивном горизонте давление залегающей жидкости выше, чем гидростатическое давление столба жидкости в скважине (например, бурового раствора), то пластовые флюиды проникают в скважину и перемещаются в направлении поверхности, что вызывает открытую эрупцию. Персонал буровых установок должен быть надлежащим образом подготовлен, чтобы иметь возможность по различным признакам распознать наличие давления и эффективно реагировать на ситуацию. Иногда под влиянием человеческого фактора или отказа техники все-таки возникает открытая эрупция. В статье рассмотрены возможности ликвидации открытой эрупции буровыми инструментами.

Ключевые слова: буровые инструменты; эрупция; ликвидация; оборудование для утилизации; практическая аппаратура; спасательная станция

Как цитировать эту статью: Возможности ликвидации открытой эрупции буровыми инструментами / П.Буйок, М.Клемпа, М.Якубчик, Я.Рыба, М.Порзер // Записки Горного института. 2018. Т. 234. С. 624-629. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.624

Введение. Проблемы проявления давления, теория и практика их ликвидации были изучены рядом авторов [1-4, 12]. Под термином проявление давления (выброс) понимаем спонтанный выброс промываемой жидкости из скважины. Как правило, это происходит тогда, когда в забое и в стволе скважины нарушается существующее соотношение в давлении. Такое изменение может быть вызвано либо падением гидростатического давления промывания, например, в результате уменьшения уровня промывания в стволе скважины, либо из-за более высокого давления в продуктивном слое и, следовательно, проникновения флюида с поверхности забоя в скважину. Изменение соотношений давления происходит как в процессе бурения, так и при добыче или запуске оборудования, но также, например, при осмотре скважины, когда промываемая жидкость в скважине не циркулирует. Выброс следует понимать как цепную реакцию, потому что пластовые флюиды, которые проникли в скважину, обычно легче, чем промывочная жидкость и, следовательно, облегчают промывочный столб. Это способствует увеличению притока пластовых флюидов до скважины, постепенно нарастает общий объем выброса и увеличивается разница пластового и гидростатического давления промывки. Скорость этого процесса зависит от свойств коллектора, особенно его пропускной способности, от давления и характера флюидной поверхности и мощности данного слоя [8, 11].

Эти аварийные ситуации решаются в Чешской Республике Главной горно-спасательной станцией Годонина (HBZS). Станция входит в АО MND (Моравские нефтяные шахты – самая известная компания, занимающаяся добычей углеводородов в Чешской Республике) со штаб-квартирой в MND Drilling & Services a.s. в деревне Лужице.

В настоящее время корпус HBZS состоит из 40 горных спасателей, из которых 10 являются профессионалами, а 30 добровольцами из состава отдельных частей группы АО MND. Он также контролирует два ZBZS, которые учредила фирма Innogy (ранее RWE GasStorage s.r.o.) и

РКУ п.с., в подчинении которой еще 59 добровольных горных спасателей. Аварийная служба работает круглосуточно. К выезду постоянно готова бригада горных спасателей, имеющая необходимое снаряжение.

Формулировка проблемы. Для борьбы с выбросом и эрупцией используют разные методы в зависимости от непосредственной ситуации в стволе скважины. Предварительным условием для устранения выброса, а в случае необходимости и эрупции, является полное закрытие скважины с последующим ее контролируемым открытием при использовании приводимой в порядок промывочной жидкости. Цель состоит в том, чтобы добиться выравнивания гидравлического и поверхностного давления. Особым случаем является проявление давления во время добычи и запуска оборудования, когда открыта буровая колонна.

Во время проявления давления для закрытия внутреннего диаметра бурильных колонн в большинстве случаев используется так называемый внутренний предохранитель. В случае начального проявления давления бурильная колонна подтягивается или опускается на уровень рабочего настила и навинчивается внутренний предохранитель. Замыкающим механизмом внутреннего предохранителя служит вал с отшлифованной передней частью, которая снизу вставляется на седло с уплотнителем. На вал давит пружина, которая удерживает механизм в открытом состоянии. После освобождения блокировки запирающего вала происходит закрытие внутреннего предохранителя. Если бурят с помощью рабочей штанги, то можно использовать стержневой затвор.

Фактически речь идет о модифицированной части бурового стержня, посередине которого расположен шаровой клапан. Этот клапан управляется дистанционно при помощи рычага, который имеет два положения – открыто/закрыто. Стержневой затвор постоянно навинчен на рабочую штангу [7]. Однако некоторые из этих устройств не всегда можно использовать. Прежде всего, речь идет о случаях заклинивания колонны буровой установки в скважине (прихват) и, следовательно, невозможности ее подтягивания или опускания на уровень рабочего настила.

Если ситуация на месте такова, что можно начать работы по ликвидации эрупции непосредственно с рабочего настила, можно использовать анестезионную оправку. В первую очередь необходимо обрезать лишнюю часть буровой колонны на необходимую высоту над рабочим настилом. Другой возможностью является, например, процесс водной струйной резки с примесью абразивного материала, впрочем, резак с гидравлическим приводом выгоднее с точки зрения качественного, чистого и быстрого среза.

Следующий этап – подготовка составляющей части анестезионной оправки. Она представляет собой разделенные кубики с четырьмя отводами. До нижнего отвода навинчивается штырь, имеющий в нижней части сменную эластомерную уплотнительную прокладку конусной формы, боковые отводы – это задвижки с присоединением к напорному трубопроводу, а к верхнему отводу привинчена запорная задвижка [9]. Эрупция последовательно останавливается закрытием верхнего запорного вентиля, а скважина после присоединения к напорному трубопроводу и цементирующему агрегату или насосам может быть захоронена.

Методология. Для решения некоторых чрезвычайных ситуаций должны быть вызваны специализированные службы, в Чешской Республике существуют только иностранные службы. Это стало причиной для Главной горно-спасательной станции Годонина (HBZS) задуматься над созданием специальной аппаратуры, которая позволит провести ликвидацию с помощью смятия буровой штанги, создания доступа в буровую штангу под местом смятия и закачивания уплотнительных элементов вместе с закачиваемой жидкостью при любой позиции бурового инструмента. Устройство должно соответствовать следующим условиям: быть легким и маневренным; сводить к минимуму время, проведенное в непосредственной близости от проявления давления с необходимым количеством спасателей; управляться с безопасного расстояния; быть совместимо с другим оборудованием горных спасателей и универсальным для всех распространенных материалов труб, используемых в условиях АО MND.

Первое устройство такого типа было разработано в HBZS и изготовлено в MND Drilling & Services уже в 2011 г. Устройство состоит из трех основных частей.

Устройство для сверления. Оборудование сконструировано так, чтобы была возможность просверлить буровую штангу с внутренним давлением до 21 МПа. В качестве бурового инстру-

Рис.1. Прототип сминающего оборудования [9]

Рис.2. Модифицированное устройство FIB-1 [5]

мента используется ступенчатое сверло или буровая коронка диаметром 40 мм. Инструмент для сверления приводится в действие гидравлическим агрегатом, перемещение инструмента ручное.

Сминающее устройство. Сминающее устройство состоит из гидравлического цилиндра с давящим элементом и его антиподом (рис.1). Сминающие элементы клиновидные. На первом этапе гидравлический цилиндр приводился в работу ручным насосом, сейчас управляется гидравлическим агрегатом [10].

Уплотнительные элементы. Эти элементы должны иметь такую форму и размеры, чтобы было можно их закачать 2″ (50,8-миллиметровым) насосным трубопроводом через просверленное отверстие. Материал должен быть достаточно прочным, чтобы не продавливался давлением через место смятой штанги, но пластичным, чтобы уплотнить оставшуюся щель после смятия, легким, чтобы не падать под собственным весом на дно скважины, а вытесняться средой вверх. Первыми были испытаны резиновые и облегченные дюралюминиевые шарики.

Практические испытания были проведены в июне 2012 г. в Словакии на тренировочном полигоне HBZS Малацкий в Лозорне, где есть учебная скважина с подачей воды и газа, что позволяет моделировать условия открытого фонтанирования. Результат этого испытания – уплотнение оставшейся щели не было идеальным, но выброс флюидов значительно снижен, что позволило остановить эрупцию скважины.

Исследования. После тестирования данного метода борьбы с открытой эрупцией сотрудники кафедры инженерной геологии Остравского технического университета провели модифицирование всей аппаратуры для сверления и смятия оборудования, особое внимание обратили на форму компрессорной челюсти, подходящую силу давления, улучшение эффективности бурильного устройства, предложили соответствующий тип доуплотнительных элементов.

Первый этап исследований – экспериментальный метод – сдавливание различных типов буровых штанг и определение наиболее подходящего минимального давления для плотного смятия трубчатого материала [9,10]. На основе результатов этого этапа, было разработано новое модифицированное оборудование, названное FIB-1 (по фамилии автора первой предложенной модели инженера Й.Фибингера), с определенными размерами гидравлического вала (рис.2).

Второй этап исследования – проверка функциональных возможностей устройства FIB-1, затем тестирование подходящих форм сжимающих элементов совместно с соответствующим процессом сдавливания так, чтобы ограничить или исключить продольное появление трещин в материале трубы. Трещины по бокам трубчатого материала (в точке наибольшего изгиба) появлялись практически во всех экспериментальных случаях.

Тестирование на экспериментальном прессе SHREK HL-100T (рис.3) показало, что необходимо индивидуально подходить к исследованному трубчатому материалу. Для бурильной штанги диаметром 10,6 см оказалась лучшим выбором, с точки зрения оказываемого давления,

комбинация челюсти шаровая/шаровая. Для закрытия внутреннего профиля (опыт № 5) данной комбинации потребовалось около 180 бар/90 т. С другой стороны, комбинация клин/клин потребовала давление 250 бар/125 т; 210 бар/105 т (опыт № 2). С точки зрения оказываемого давления комбинация челюсти шаровая/плоская поверхность (опыт № 4) представляется наименее практичной [5]. Сравнение показано на рис.4.

Величину трещин удалось частично устранить при помощи нового типа компрессорного элемента [6]. В то же время при использовании данной формы удалось значительно снизить необходимое давление для смятия материала трубы.

Проведенными испытаниями была установлена активная форма компрессионного элемента, наиболее подходящая для сдавливания осадных труб буровых штанг – первоначальная клиновидная форма компрессорных элементов с добавленными закругленными насадками, регулирующими их угол.

Третий этап исследования – поиск наиболее подходящего доуплотнительного материала, так как оригинальные алюминиевые или резиновые шарики не смогли надежно уплотнить оставшуюся щель. На основании лабораторных тестов и опыта заводских испытаний оборудования на территории ареала HBZS Годонина для дальнейших экспериментов как базовый материал была выбрана ткань с различной обработкой поверхности (пропитанная латексом и нитрилом).

Из ткани были изготовлены новые доуплотняющие элементы (в форме валика) заполненные тестируемыми материалами [5]. Состав наполнителя обеспечивает подходящую плотность элемента, чтобы он не падал в столбе под промысловым давлением, достаточную устойчивость элемента для продавливания через оставшуюся щель, необходимую пластичность при прохождении подводящим трубопроводом, а также при доуплотнении оставшейся щели. Используемый пресс представлен на рис.5.

Последняя версия аппаратуры FIB-1 была протестирована в мае 2015 г. на учебном полигоне фирмы EXALO Drilling SA в Tarnawie Dolna, Sanok (Польша), где

Рис.3. Пресс SHREK HL-100T [5]

Рис.4. Сравнение действующих давлений при использовании различных типов челюсти клин/клин (опыт № 2); шаровая/плоскость (опыт № 4); шаровая/шаровая (опыт № 5) [5]

Деформации при давлении: № 2 – 1; № 3 – 2; № 4 – 3;
деформации после снятия давления: № 2 – 4; № 3 – 5; № 4 – 6

Рис.5. Пресс 816 Rock Test System [6]

проводились соревнования спасательных команд. К сожалению, из-за технических и временных ограничений было невозможно тестировать последующую аппликацию новых предлагаемых уплотняющих элементов [6].

Обсуждение. Анализ прочности предложенной аппаратуры FIB-1 [5] проводился с использованием компьютерного моделирования (метод конечных элементов), программного обеспечения ANSYS Workbench (рис.6). Определено редуцирование напряжения согласно НМН (Misses) и для фиксированной челюсти клиновидной формы. Челюсть выполнена из стали, плотность 7850 кг/м^3 , модуль упругости $200\,000 \text{ МПа}$, коэффициент Пуассона $0,3$. Анализ прочности проводился для всех конструктивных элементов [5].

Выводы. В настоящее время сотрудники HBZS Годонина используют для сверления (бурильных штанг, обсадных труб, клапанов и пр.) устройства с маркировкой DN 40, PN 350. В Остравском техническом университете был разработан новый тип оборудования.

Рабочие способности аппаратуры:

- сверление буровых штанг или обсадных колонн с толщиной стенки до 20 мм сверлом или сверлильной коронкой;
- сверление под давлением эрупционной среды во внутренней части штанги или обсадной колонны с рабочим давлением 21 МПа;

Рис.6. Редуцирование напряжения согласно НМН [МПа] [5]

Рис.7. Внутренний вид новой модели устройства для сверления, закрепленного муфтой на просверленной трубке [6]

Рис.8. Градуированное сверло и сверлильная коронка [6]

- возможность использовать для сверления сверла или сверлильные коронки диаметром до 40 мм;

- дистанционное управление процессом сверления через гидравлическую панель управления.

Манипуляционные способности:

- размеры, обеспечивающие легкую транспортировку на рабочий настил и возможность подключения к инкриминированной буровой штанге или осадной трубе;

- вес, позволяющий работать команде из двух рабочих;

- подготовка, обеспечивающая подключение устройства к входному раствору трубопровода цементирующего агрегата и подключение байпаса к резервуару доуплотняющих элементов; управление процессами дистанционно без необходимости демонтажа бурового устройства.

На рис.7 схематично показаны новые сверла. Буровой гидравлический мотор является частью корпуса сверла. Для сверления использовано передвижное сверло или сверлильные коронки диаметром 40 мм. Горизонтальное перемещение корректируется направляющими. Перед зажимным затвором установлено подключение для подачи жидкости (в том числе доуплотняющих элементов).

Разработаны два типа инструментов для сверления бурильной штанги или обсадной колонны в точке сдвигания: градуированное наточенное сверло, коронка для сверления с внутренним захватывающим магнитом (рис.8). Комбинация с магнитом заключается в предотвращении выпадения просверленного элемента внутрь штанги или обсадной колонны.

Дальнейшая заводская проверка модифицированного устройства FIB-1 и предложенных доуплотняющих элементов будет проводиться совместно с персоналом HBZS на полигоне обучения Лозорно в Словакии.

Благодарность. Статья написана по материалам проекта Института чистых технологий добычи и использования сырья в энергетике. Проект поддерживается Национальной программой устойчивого развития I (2013-2020), финансируемой из государственного бюджета Чешской Республики. Идентификационный код LO1406.

ЛИТЕРАТУРА

1. Air and Gas Drilling Manual, Applications for Oil and Gas Recovery Wells and Geothermal Fluids Recovery Wells / W.C.Lyons, B.Guo, R.L.Graham, G.D.Hawley. Oxford: Elsevier. 2009.
2. DeGeare J. The Guide to Oilwell Fishing Operations – Tools, Techniques, and Rules of Thumb / J.DeGeare, D.Haughton, M.McGurk // Gulf Professional Publishing, 2003. 200 p.
3. Fanguy D. Coiled Tubing Conveyed Hydromechanical Pipe Cutting: A Safe, Effective Alternative to Chemical and Explosive Severing Methods // Presented at SPE ICoTA 2001 Coiled Tubing Roundtable and Exhibition, 2001.
4. Pinka J. Vrtné súpravy a ich diagnostikovanie / J.Pinka, M.Sidorová, A.N.Dudla // Fakulta BERG, TU Košice, Slovensko, 2009.
5. Řešení dílčích problémů zmáhání otevřené erupce vrtním nářadím / P.Bujok, H.Gondek, K.Frydryšek, D.Kalus, J.Zegzulka, M.Klempa, M.Porzer, J.Pavluš, J.Kostrhun, L.Selzer, M.Weiper // Závěrečná zpráva k HS 511 301. Ostrava, 2013.
6. Řešení dílčích problémů zmáhání otevřené erupce vrtným nářadím / P.Bujok, M.Klempa, M.Porzer, J.Ryba, L.Selzer, M.Weiper // Závěrečná zpráva k HS 511 17 03. Ostrava, 2017.
7. Renpu W. Advanced Well Completion Engineering. Oxford: Elsevier, 2008.
8. Schneiderwind J. Hloubení vrtů na ropu a zemní plyn. Třetí díl / Nakladatelství technické literatury. Praha, 1988.
9. Šťastný L. Současný stav a perspektivy metod likvidací erupcí na vrtech / Bakalářská práce. VŠB-TU Ostrava, 2016.
10. The problem of liquidation of the open eruption by drilling tools / P.Bujok, J.Fibinger, M.Klempa, M.Porzer, D.Kalus, R.Rado // AGH Drilling. Oil. Gas. 2014. Vol. 31. № 2. P. 199-205.
11. Watson D. Advanced Well Control / D.Watson, T.Brittenham, P.L.Moore // SPE. 2003. Vol. 10.
12. Whipstock Performance Review in Gulf Coast Region Yields Operational / R.Hinojosa, J.Ryan, R.Wyman, W.Barton // IADC/SPE Drilling Conference. 3-6 March, Dallas, Texas, 1998. 39402 p.

Авторы: П.Буйок, CSc, профессор, petr.bujok@vsb.cz (Высшая горно-металлургическая школа – Остравский технический университет, Острава, Чешская Республика), М.Клемпа, PhD, заместитель директора, martin.klempa@vsb.cz (Высшая горно-металлургическая школа – Остравский технический университет, Острава, Чешская Республика), М.Якубчик, директор, jakubcik@mnd.cz (Главная горно-спасательная станция, Годонин, Чешская Республика), Я.Рыба, аспирант, jakib.ruba@vsb.cz (Высшая горно-металлургическая школа – Остравский технический университет, Острава, Чешская Республика), М.Порзер, PhD, michal.porzer@vsb.cz (Высшая горно-металлургическая школа – Остравский технический университет, Острава, Чешская Республика).

Статья поступила в редакцию 5.06.2018.

Статья принята к публикации 2.10.2018.