

2) С увеличением скорости пульсаций V_0 , диаметра трубопровода а также параметра μ область параметрического резонанса возрастает.

3) Существует критическое значение параметра μ , ниже которого параметрический резонанс невозможен ни при каких комбинациях геометрических и расходных параметров трубопровода.

Установленные закономерности позволяют проектировщикам реально сконструировать трубопроводы для подъема минерального сырья с глубин 3000–6000 м так, чтобы они находились на безопасном расстоянии от границ устойчивости. А в случае возникновения динамической неустойчивости при изменении исходных данных в процессе эксплуатации предусмотреть эффективные мероприятия по ее предотвращению, а также способы отстройки от возможных резонансных режимов.

Литература

1. Кириченко Е.А. Полная математическая модель гидроупругих эффектов для глубоководных пульпопроводов. // Науковий вісник НГА України.- Днепропетровск, 1998. -№2 – С. 53 – 57.
2. Гоман О.Г., Графский И.Ю., Кириченко Е.А. Экспериментальные исследования аэрогидроупругой неустойчивости элементов трубного става. // Сб. научных трудов НГА Украины.- Днепропетровск, 1988. -№2 – С. 400 – 418.
3. Кириченко Е.А. Основные уравнения гидродинамики жидкости в подвижном деформированном упругом трубопроводе. // Межведомственный сб. научных трудов ИГТМ НАН Украины.- Днепропетровск, 1999. -№15 – С. 99 – 108.
4. M.P. Paidousis, C. Sundararajan. Parametric and combination resonans of pipe conveying pulsating fluid// J. Of applied mechanics. -1975.-December.- pp. 780 – 784.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ БУРЕНИЯ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТЕ “УКРЫТИЕ” ОП ЧАЭС

Мажниц А.Г., Сущенко А.И., Кулишенко В.Н., Райцын А.М.,
Крейзель А.З., НИПИОкеанмаш, г. Днепропетровск

Прошло более 10 лет с той поры, когда на Земле появился “уникальный объект”, в котором находится около 200 тонн высокоактивных материалов и несколько сотен тысяч тонн низко- и среднеактивных топливосодержащих материалов (ТСМ) и послеаварийного

бетона. Основной принятой на сегодня стратегии - извлечение ТСМ - в связи с особыми условиями работ на объекте "Укрытие" является создание дистанционных технологий для всего комплекса работ, в том числе исследования состояния ТСМ. Аппаратурной реализацией таких технологий должны стать различные робототехнические комплексы, предназначенные для работы в условиях объекта "Укрытие".

В настоящее время бурение исследовательских скважин для определения состояния и количества ТСМ на объекте "Укрытие" ведется с помощью станка СКБ-41, предназначенного для бурения геолого-разведочных скважин. Управление станком осуществляется машинистом, который находится у станка. Все основные операции по сборке-разборке бурильной и обсадной колонн производятся вручную. Бурение ведется из радиационно-опасных помещений, в которых персонал может находиться ограниченное время - до 1 часа в смену. Как следствие этого, низкий коэффициент использования оборудования и большая продолжительность бурения скважины, не обеспечивается взятие "горячего" керна ТСМ. Создаваемый комплекс АБС предназначен для бурения исследовательских скважин из помещений объекта "Укрытие" в центральный зал (ЦЗ) объекта "Укрытие" на этапе его стабилизации и обеспечивает автоматизацию основных операций при бурении скважин для исследования состояния ТСМ путем взятия пробы ТСМ, улучшение условий труда персонала путем исключения присутствия его при бурении, а, следовательно, повышение безопасности труда и повышения коэффициента использования оборудования. Комплекс АБС создается для специальных условий объекта "Укрытие" с учетом имеющегося опыта работы в этих условиях бурового станка СКБ-41.

Основными особенностями этих условий являются: высокие дозовые нагрузки на персонал в помещениях объекта "Укрытие"; наличие пустот длиной до 6 м по трассе скважины; необходимость бурения скважин с большим диапазоном вертикальных углов: от -90° до $+75^{\circ}$; неоднородность разбуриваемой среды - высокопрочный железобетон, различные разрушенные железобетонные и металлические конструкции по трассе скважины; бурение скоплений ТСМ с обеспечением ядерной и радиационной безопасности; неоднородность ТСМ - рыхлые или твердые; ограничения по массе и габаритам узлов при доставке вручную к месту монтажа через полуразрушенные помещения и проходы в них; размеры и конфигурация помещений; расположение пульта управления от АБС на расстоянии не менее 100 м; необходимость проведения дезактивации помещения и оборудования.

АБС представляет собой комплекс, основными элементами которого являются: буровой станок; манипулятор; буровой инструмент; питатели-

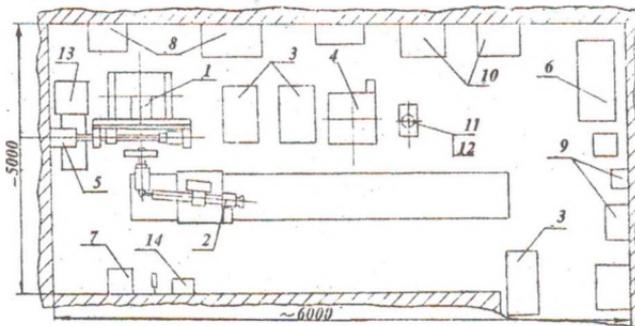
накопители бурового инструмента; система дистанционного управления, измерения и контроля; система электроснабжения и электропривода; оборудование устья скважины; устройство для подачи и отвода смазывающе-охлаждающей жидкости (СОЖ); устройство для очистки СОЖ; транспортный контейнер для укладки керна ТСМ. Каждый элемент, входящий в состав комплекса, выполняет определенные функции и обеспечивает работу комплекса в автоматическом режиме.

Для обеспечения эффективной работы АБС на каждую скважину разрабатывается паспорт, в котором указываются все параметры скважины: ее протяженность, количество проходимых пустот, толщины пробуриваемых стен, телескопичность и т.д. Там же указывается количество и номенклатура бурового инструмента, размеры и тип транспортного контейнера и др.

Взаимное фиксированное расположение элементов комплекса обеспечивает возможность автоматизации и дистанционного управления процессом взятия манипулятором из накопителя бурового инструмента и укладки его в центрирующее устройство бурового станка при монтаже бурового става, а также при обсадке скважины.

Схема расположения бурового комплекса приведена на рис.1 и рис.2. Управление АБС осуществляется двумя операторами с пульта управления на расстоянии не менее 100 м от АБС. Для обслуживания АБС необходим один дежурный слесарь. С помещением, откуда ведется бурение, оператор имеет громкоговорящую связь, телесвязь, звуковую и световую сигнализацию. Автоматизация процесса бурения, свинчивания и развинчивания буровых и обсадных колонн контролируется с помощью датчиков на буровом станке. На устье скважины устанавливается кондуктор для обеспечения заданного угла бурения и моечная камера.

После подготовительных работ оператор с дистанционного пульта управления с помощью манипулятора производит захват из питателя-накопителя керноприемного устройства и подает его в центрирующее устройство бурового станка. Далее производится таким же образом подача бурильной трубы, ее свинчивание с керноприемным устройством и включается подача буровой колонны через кондуктор к забою. Как только коронка упрется в забой, оператор включает систему подачи, отвода и очистки СОЖ и начинается бурение скважины. Контроль и управление бурением осуществляется по следующим параметрам: по скорости вращения буровой колонны; по усилию подачи (величине давления на буровую колонну); по моменту на валу гидромотора вращателя; по величине и скорости проходки.



1 – буровой станок; 2 – манипулятор; 3 – питатели-накопители буровых и обсадных труб; 4 – питатель-накопитель бурового инструмента; 5 – оборудование устья скважины; 6 – система подачи и отвода СОЖ; 7 – насосная установка; 8 – гидрооборудование; 9 – электрооборудование; 10 – СДАУ; 11 – контейнер защитный; 12 – тележка; 13 – подъемник; 14 – использованный буровой инструмент

Рис. 1. Схема (вариант) расположения бурового комплекса в одном помещении

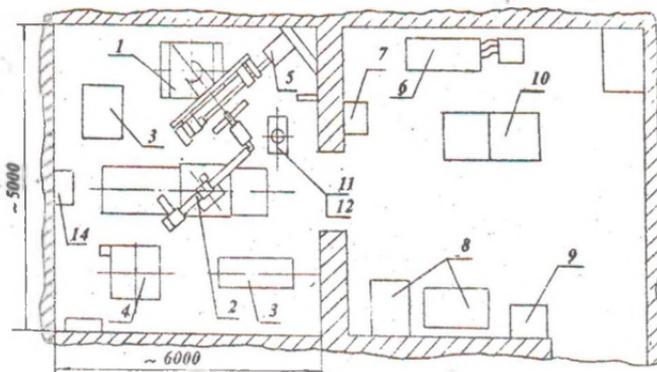


Рис. 2. Схема (вариант) расположения бурового комплекса АБС в двух помещениях

Эти параметры взаимосвязаны следующим образом. Скорость вращения регулируется оператором в пределах 30...300 об/мин. Требуемая скорость определяется оператором в зависимости от диаметра коронки: большим диаметром соответствует меньшая скорость и наоборот. В СДАУ АБС скорость вращения задается оператором подачей команды (“больше”-“меньше”) через сенсорный пульт. Соответствующие команды через элементы гидросистемы (гидравлические распределители, гидравлический исполнительный механизм) воздействуют на положение регулировочного рычага масло-

насоса, что приводит к изменению производительности насоса и, как следствие, к изменению скорости вращения. Датчик скорости вращения передает на дисплей информацию о текущей величине скорости. По этим показаниям оператор и подает команды “больше”-“меньше”. Гидродвигатель имеет жесткую механическую характеристику, скорость его вращения уменьшается не более чем на 2...4% при изменении момента на валу гидромотора от холостого хода до максимально допустимой величины. В гидравлической схеме установлен предохранительный клапан, настроенный на срабатывание при давлении около 100 атм (это соответствует моменту на валу гидромотора порядка 1000 Нм). Если в процессе бурения момент на валу гидромотора возрастает выше указанной величины, то срабатывает предохранительный клапан, масло попадает через клапан в сливную магистраль, а гидродвигатель сбрасывает скорость до нуля (работа на упор). Таким образом, оператор при остановке гидродвигателя (на дисплее скорость упадет до нуля), определяет режим работы на упор и принимает соответствующие решения. Усилие подачи может регулироваться либо вручную оператором, либо автоматически. Изменение величины усилия подачи осуществляется изменением зажатия пружины регулирующего золотника. Для этой цели используется гидравлический исполнительный механизм с прямолинейным перемещением штока. Направление перемещения штока (усилие “больше” - усилие “меньше”) изменяется путем включения электромагнитов гидрораспределителя. Команды на включение электромагнитов подаются либо оператором через сенсорный пульт, либо автоматически по командам от микропроцессорного регулятора. Датчики давления масла в полостях гидроцилиндров механизма подачи выдают информацию на дисплей СДАУ АБС, переградуированную в величину усилия подачи. По этим показаниям оператор подает в ручном режиме соответствующие команды. Момент на валу гидромотора определяется взаимодействием буровой коронки с разбуриваемой средой. Чем тверже разбуриваемая среда (чистый бетон, бетон с металлической арматурой, чистый металл), тем выше момент нагрузки при одной и той же величине усилия подачи (т.е. давления на коронку). Момент зависит также от степени затупления буровой коронки. При одинаковом усилии подачи по мере затупления коронки момент снижается. Момент зависит прямо пропорционально от величины усилия подачи, что позволяет регулировать момент путем изменения величины усилия подачи. Величиной, определяющей фактическое значение момента, является давление масла на входе в гидромотор, которое изменяется прямо пропорционально изменению момента. Датчик контроля давления масла (при правом, либо при левом вращении гидромотора) выдает информацию в микропроцессорный модуль. Эта информация используется в качестве сигнала обратной связи автоматического регулятора нагрузки, а также выдается на дисплей (переведенная в момент) для возможности визуального наблюдения при ручном регулировании момента на валу гидромотора.

При автоматическом регулировании оператор через клавиатуру вводит в программу микропроцессора величину момента на валу гидромотора, например, 500 Нм (точнее не конкретную величину, а диапазон допустимых отклонений

т.е. + 50 Нм, что соответствует 450...550 Нм). Затем оператор в режиме ручного управления плавно повышает усилие подачи до тех пор, пока на дисплее величина момента нагрузки не поднимется до 450...550 Нм. После этого оператор через сенсорный пульт включает автоматическое регулирование момента. Автоматический регулятор работает следующим образом. При уменьшении момента ниже заданной величины (т.е. ниже 450 Нм) регулятор включает электромагнит гидрораспределителя механизма подачи. Включается гидравлический исполнительный механизм, перемещает свой шток, который зажимает пружину регулировочного золотника. При этом увеличивается давление масла в гидроцилиндрах механизма подачи, т.е. возрастает усилие подачи на буровой коронке, что приводит к увеличению момента на валу гидромотора. Как только величина момента достигнет заданного предела, авторегулятор отключит электромагнит и, соответственно, прекратится дальнейшее увеличение усилия подачи. В случае выхода величины момента за верхний допустимый предел (т.е. выше 550 Нм) авторегулятор сработает, но усилие подачи будет уменьшаться.

Величина рейса является результатом взаимодействия всех вышеуказанных параметров бурения. Величина рейса определяется как разность между конечным положением буровой коронки при бурении и начальным положением коронки в начале бурения. Эта величина определяется по показаниям датчика пути, выведенным на дисплей.

При бурении происходит подача СОЖ по наружным каналам буровой колонны в забой и ее отвод по внутреннему каналу колонны (обратная промывка) через станок в систему подачи и отвода СОЖ. Величина каждого рейса задается и контролируется оператором и соответствует длине обсадной трубы. После окончания рейса бурение прекращается. Промывочная жидкость сливается в бак СОЖ. Производится разборка буровой колонны с развинчиванием каждой бурильной трубы и укладкой ее манипулятором в питатели-накопители для складирования. Керноприемное устройство с изношенной коронкой и керном укладывается манипулятором в специальный ящик.

Если толщина железобетонной стены больше длины рейса (800 мм), то снова происходит сборка буровой колонны с установкой нового керноприемного устройства с режущей коронкой и бурение продолжается до выхода в пустоту. Этот момент фиксируется по резкому уменьшению усилия подачи, а также по датчику пути.

Так как на каждую скважину имеется паспорт с указанием длины бурения по каждой стене, размеров, пустот, углов и т.д., то оператор АБС по контролируемой величине перемещения бурового става может довольно точно определить момент выхода в пустоту. При выходе в пустоту бурение и подача СОЖ прекращаются. Производится разборка буровой колонны. Оператор с использованием механизмов комплекса АБС может ввести в скважину специальные средства телеметрии, определить фактическое направление скважины, замерить радиоактивность во вскрытом помещении, произвести телевизионный осмотр помещения и принять решение о возможности дальнейшего бурения.

Извлекается телеаппаратура из скважины и укладывается с помощью бурового станка и манипулятора. Телеаппаратура размещается в снарядах, имеющих размеры по диаметру и длине, равные бурильной трубе. При подаче в скважину снаряды с телеаппаратурой размещаются в головной части буровой колонны вместо керноприемника и соединяются между собой и бурильной трубой с помощью резьбы.

Для перекрытия пустоты оператор через устье скважины подает обсадные трубы так же, как и бурильные. Головная обсадная труба оснащается режущей коронкой, с помощью которой производится забуривание в следующую стену на глубину до 5 см без подачи СОЖ до оплавления режущей коронки.

Далее после обсадки скважины подается буровая колонна с керноприемником в голове и производится бурение с подачей СОЖ. При этом СОЖ в пустоты практически не попадает.

При выходе в следующую пустоту процесс повторяется с той лишь разницей, что следующая колонна обсадных труб проходит внутри предыдущей и поэтому ее диаметр меньше.

Телескопичность обсадных колонн определяется в паспорте на скважину. Минимальный диаметр бурильной трубы при подходе к ЦЗ должен быть 89 мм из условия размещения в обсадной трубе телеаппаратуры и датчиков.

Точно так же вводится в скважину инклинометр для определения величины отклонения оси скважины от заданного направления.

В процессе бурения постоянно ведется радиационный контроль датчиками, установленными в устье скважины (в превенторе) и в емкости для сбора отработанной СОЖ.

Так производится бурение до выхода скважины в ЦЗ и взятия керна ТСМ.

Подход к ЦЗ оператор определяет, сравнивая фактически пройденную длину скважины с длиной, указанной в паспорте скважины с учетом упреждения на 5-10 см.

За 5-10 см до выхода в ЦЗ оператор производит разборку буровой колонны, меняет обычный керноприемник на специальный для взятия керна ТСМ и снова производит сборку буровой колонны. Подает ее на забой и продолжает бурение с обычной СОЖ.

По резкому уменьшению усилия подачи (давлению) оператор определяет момент начала выхода в ЦЗ, осуществляет слив СОЖ из буровой колонны, производит переключение на подачу СОЖ с нейтронопоглощающими добавками и на малой подаче и скорости вращения начинает бурение ТСМ. При этом продукт бурения ТСМ входит в керноприемник, проходит через специальные фильтры в нем и далее поступает, как и при обычном бурении, в специальную емкость.

Заполнение керноприемника оператор определяет по величине усилия подачи. После заполнения керноприемника оператор переключает движение в обратную сторону. При этом кернорвателем производится отрыв взятого керна (если он твердый) и фиксация его в пробоотборнике. Таким образом, керн ТСМ

остается в пробоотборнике, длина которого доходит до 460 мм, а длина керна в нем составляет до 20 мм.

Далее оператором производится разборка буровой колонны, как и с обычным керноприемником, до попадания керноприемника с керном ТСМ в моечное устройство, расположенное в устье скважины.

Моечное устройство (камера) снабжено на входе и выходе резиновыми уплотнениями, которые плотно охватывают поверхности бурильных труб керноприемника по диаметру, и подвижными щетками. При протягивании станком керноприемника последний вращается и происходит интенсивная очистка поверхности керноприемника от радиоактивной пыли и грязи щетками и дезактивирующей жидкостью, подаваемой через форсунки под давлением и омывающей поверхность керноприемника. Продукты очистки попадают из сборника моечного устройства в установку для очистки СОЖ. При выходе пробоотборника из превентора опускается шиберный затвор, который перекрывает выход из скважины. После прохождения через буровой станок керноприемник манипулятором укладывается в контейнер для ТСМ и закрывается крышкой.

Контейнер устанавливается на тележке и рассчитан на установку в нем одного керноприемника с керном ТСМ. Далее контейнер транспортируется с помощью тележки из помещения. После извлечения керноприемника с керном точно так же, как и при прохождении пустог, в скважину подается измерительная и телеаппаратура. При этом возможны два типа скважин. В одном случае скважины бурятся для взятия керна ТСМ. В этом случае в скважину подается дозиметр. В другом случае скважины бурятся для выхода в ЦЗ и наблюдения. В этом случае в скважину подается телеаппаратура с осветителем и дозиметром и производится осмотр ЦЗ, измерение потоков излучения и др. замеры.

Скважина тампонируется. При необходимости производится дезактивация оборудования. Затем производится перестановка элементов комплекса на новую скважину в том же помещении или демонтаж всего АБС, передислокация в другое помещение, его монтаж и наладка в новом помещении. В зависимости от конкретных условий варианты компоновки АБС могут быть различными и определяться для каждого конкретного случая размерами помещения, проектом организации работ (ПОР) или другим документом. На схеме представлены возможные варианты размещения комплекса АБС в большом и малом помещениях.

Однако, для работы АБС в автоматизированном режиме при бурении, сборке и разборке буровых и обсадных колонн обязательно необходимы станок буровой, манипулятор, система дистанционного автоматизированного управления, измерения и контроля и питатели-накопители бурового инструмента. Можно вести бурение и в режиме управления с местного пульта управления.

На этапе разработки технического предложения был разработан, изготовлен и испытан полноразмерный макет механизма вращения, наращивания и подачи (МВНП) - основной части автоматизированного бурового станка. Испытания проводились на специально созданном стенде и должны были проходить в два этапа.

На первом этапе испытаний проверена кинематика станка, работоспособность узлов, проверены в работе специальные буровые инструменты, определены технические характеристики, проверена работа системы подачи и отвода охлаждающей жидкости. В качестве разбуриваемой среды были изготовлены из высокопрочного железобетона с густой арматурной сеткой колонны 500x580 мм. При испытаниях на разных режимах были проверены технические характеристики бурового станка. Был испытан специально созданный для условий ОУ новый буровой инструмент: коронки, бурильные снаряды с обратной промывкой, обсадные трубы с малоконической резьбой, забурник, расширитель скважины. Управление всеми операциями по сборке-разборке бурильной колонны и бурению проводилось с пульта управления дистанционно. Испытания подтвердили работоспособность МВНП, техническую характеристику станка, правильность технических решений. Результаты испытаний представлены в таблице 1. Средняя скорость проходки скважины составила 50-80 мм в час.

Таблица 1. *Результаты испытаний*

Тип скважины	Диаметр скважины, мм	Длина скважины, мм	Макс. усилие подачи на забой, кН,	Макс. крутящий момент на валу вращателя, кН·м	Разбуриваемая среда
Наклонная восходящая $\alpha = \pm 30^\circ$	112	670	2,5	12,1	высокопрочный железобетон
Горизонтальная	112	580	16,8	0,65	—
Горизонтальная	112	580	Бурение по металлу 10,9	0,65	Металл L= 85 мм

На втором этапе испытаний предполагалось провести виброиспытания, определить нагрузки на основные элементы механизма, испытать систему управления, в т.ч. работу датчиков. Однако, в связи с отсутствием финансирования, эти испытания не проводились. Управление работой такого сложного роботизированного комплекса должно осуществляться специалистами, прошедшими подготовку (обучение) на тренажере. В качестве постоянно действующего тренажера может быть использован такой комплекс, установленный в специально оборудованном помещении. Обучение должно проводиться по программе, включающей различные аварийные ситуации.

Техническая характеристика

1. Длина скважины, не более, м	50,0
2. Диаметр скважины, не более, мм	162,0
3. Угол наклона скважины к горизонту, град.	-90...+75
4. Станок буровой	
4.1. Частота вращения патрона вращателя, мин ⁻¹	0...300,0
4.2. Момент крутящий на патроне вращателя, максимальный, Нм	0...2700,0
4.3. Усилие подачи, кН	0...30,0
4.4. Угол поворота в горизонтальной плоскости, град	360,0
4.5. Угол поворота в вертикальной плоскости, град	960,0
4.6. Ход каретки вращателя, мм	1000,0...1500,0
5. Манипулятор	
5.1. Грузоподъемность, Н	700,0
5.2. Число ступеней подвижности	7
5.3. Диаметр захватываемой детали, мм	89,5...159,0
6. Питатели-накопители бурового инструмента (БИ)	
6.1. Емкость (шт. БИ)	6; 8; 41
6.2. Тип привода	гидравлическ.
7. Управление	дистанционное, автоматизиров., ручное
8. Масса комплекса, кг (в состоянии поставки)	11500,0

РАЗРЯДНО-ИМПУЛЬСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРУШЕНИЯ БЕТОНОПОДОБНЫХ И ТОПЛИВОСОДЕРЖАЩИХ МАСС И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ

**Кузьминский В.П., Иванченко А.П., Рудчик О.С.,
НИПИокеанмаш, г. Днепропетровск
Малюшевский П.П., ИИПТ НАНУ, г. Николаев**

В ряде операций по преобразованию объекта "Укрытие" в экологически безопасную систему одно из главных мест занимают работы по разрушению и удалению топливосодержащих бетоноподобных масс. Существующие и хорошо освоенные в строительстве и горном деле технологии в условиях саркофага малоприменимы из-за известных жестких ограничений. Специалистами ИИПТ НАН Украины предложена и апробирована на макетных образцах разрядно-импульсная технология (РИТ) разрушения бетоноподобных масс, в основу которой положен ударноволновой способ. В этом способе в